

# 建设项目环境影响报告表

(生态影响类)

(送审稿)

项目名称：风城超稠油电加热辅助 SAGD 项目

建设单位：中国石油新疆油田分公司（风城油田作业区）

编制日期：二〇二四年十一月

# 目录

<b>1 概述</b>	<b>1</b>
1.1 项目实施背景	1
1.2 建设项目的特点	2
1.3 评价工作过程	2
1.4 分析判定相关情况	5
1.4.1 产业政策符合性分析	5
1.4.2 其他技术政策符合性分析	5
1.4.3 规划符合性分析	13
1.4.4 与《克拉玛依市“三线一单”生态环境分区管控方案》符合性分析	19
1.4.5 选址选线合理性分析	29
1.5 关注的主要环境问题及环境影响	30
1.6 环境影响评价的主要结论	31
<b>2 总则</b>	<b>32</b>
2.1 编制依据	32
2.1.1 国家法律	32
2.1.2 行政法规及规范性文件	32
2.1.3 部门规章及规范性文件	33
2.1.4 地方有关环保法规	33
2.1.5 评价技术规范	35
2.1.6 项目相关资料	35
2.2 评价目的及原则	35
2.2.1 评价目的	35
2.2.2 评价原则	36
2.3 环境影响因素识别和评价因子筛选	36
2.3.1 环境影响因素识别	36
2.3.2 评价因子筛选	37
2.4 环境功能区划和评价标准	40
2.4.1 环境功能区划	40
2.4.2 评价标准	41
2.4.3 污染物排放标准	44
2.5 评价工作等级和评价范围	46
2.5.1 大气环境	46
2.5.2 地表水环境	47
2.5.3 地下水环境	47
2.5.4 声环境	49
2.5.5 土壤环境	49
2.5.6 生态环境	51
2.5.7 环境风险	53
2.6 评价内容与评价重点、评价时段	54
2.6.1 评价内容	54
2.6.2 评价重点	54
2.6.3 评价时段	54
2.7 主要环境保护目标	54

<b>3 工程概况</b> .....	<b>56</b>
3.1 建设单位概况 .....	56
3.2 地理位置与交通 .....	56
3.3 油藏资源概况 .....	56
3.3.1 油藏分布条件 .....	56
3.3.2 地质特征 .....	57
3.3.3 储层物性 .....	58
3.4 现有项目工程概况 .....	58
3.4.1 开发建设历程及环保手续 .....	58
3.4.2 现有工程建设内容及规模 .....	59
3.4.3 现有工程环境影响回顾性评价 .....	62
3.4.4 退役工程环境影响回顾性评价 .....	72
3.4.5 环境管理现状 .....	73
3.4.6 控制井勘探期环境影响回顾 .....	74
3.4.7 现有工程环保问题以及“以新带老”措施 .....	77
<b>4 本次建设项目概况</b> .....	<b>78</b>
4.1 项目基本概况 .....	78
4.2 建设规模 .....	78
4.3 项目组成与建设内容 .....	78
4.4 主要技术经济指标 .....	81
4.5 工程占地及土石方 .....	81
4.5.1 工程占地 .....	81
4.5.2 工程土石方 .....	82
4.6 石油开采方案 .....	83
4.6.1 开发目的层 .....	83
4.6.2 开采方式 .....	83
4.6.3 开发效果预测 .....	83
4.6.4 油气集输工程 .....	84
4.6.5 公用工程 .....	85
4.7 项目平衡分析 .....	86
4.7.1 水平衡分析 .....	86
4.7.2 硫平衡 .....	86
4.8 依托工程 .....	87
<b>5 工程分析</b> .....	<b>93</b>
5.1 影响因素分析 .....	93
5.1.1 施工期污染因素分析 .....	93
5.1.2 运营期污染因素分析 .....	94
5.1.3 退役期污染因素分析 .....	94
5.1.4 生态影响因素分析 .....	95
5.2 污染源强核算 .....	97
5.2.1 施工期污染源源强核算 .....	97
5.2.2 运营期污染源源强核算 .....	98
5.2.3 退役期污染源分析 .....	102
5.2.4 本项目“三废”排放情况统计 .....	102

5.2.5 本项目建设前后污染物排放量的变化情况 .....	103
5.2.6 总量控制 .....	103
5.3 碳排放分析 .....	103
5.3.1 碳排放源分析 .....	103
5.3.2 碳排放量核算 .....	104
5.4 清洁生产分析 .....	106
5.4.1 清洁生产措施及效果 .....	106
5.4.2 清洁生产指标分析 .....	107
<b>6 区域环境现状调查与评价 .....</b>	<b>111</b>
6.1 自然环境现状调查与评价 .....	111
6.1.1 地理位置 .....	111
6.1.2 地形地貌 .....	111
6.1.3 气候与气象 .....	111
6.1.4 地质条件 .....	113
6.1.5 水文与水文地质 .....	114
6.1.6 土壤 .....	117
6.2 环境质量现状调查与评价 .....	118
6.2.1 环境空气质量现状调查与评价 .....	118
6.2.2 地下水环境质量现状监测与评价 .....	120
6.2.3 声环境质量现状监测与评价 .....	126
6.2.4 土壤环境质量现状监测与评价 .....	127
6.3 区域环境保护目标调查 .....	141
6.4 区域污染源调查 .....	143
<b>7 环境影响预测与评价 .....</b>	<b>144</b>
7.1 施工期环境影响预测与评价 .....	144
7.1.1 施工期大气环境影响分析 .....	144
7.1.2 施工期水环境影响分析 .....	145
7.1.3 施工期声环境影响分析 .....	145
7.1.4 施工期固体废物影响分析 .....	146
7.1.5 施工期土壤环境影响分析 .....	146
7.2 运营期环境影响预测与评价 .....	147
7.2.1 运营期大气环境影响预测与评价 .....	147
7.2.2 运营期水环境影响分析 .....	149
7.2.3 运营期声环境影响预测与评价 .....	153
7.2.4 运营期固体废物影响分析 .....	155
7.2.5 运营期土壤环境影响分析 .....	156
7.3 退役期环境影响分析 .....	161
<b>8 生态环境影响评价 .....</b>	<b>162</b>
8.1 调查方法与调查范围 .....	162
8.1.1 调查方法 .....	162
8.1.2 调查范围 .....	163
8.2 生态环境现状调查与评价 .....	163
8.2.1 油田生态系统调查 .....	163
8.2.2 区域生态功能调查 .....	163

8.2.3 土地利用调查 .....	164
8.2.4 土壤类型 .....	164
8.2.5 陆生植物资源现状与评价 .....	165
8.2.6 陆生动物资源现状与评价 .....	173
8.3 生态影响评价 .....	175
8.3.1 生态影响途径分析 .....	175
8.3.2 施工期生态环境影响评价 .....	176
8.3.3 运营期生态环境影响评价 .....	181
8.3.4 退役期生态环境影响评价 .....	182
8.4 生态环境保护与恢复措施 .....	182
8.4.1 避让措施 .....	182
8.4.2 减缓措施 .....	183
8.4.3 生态补偿措施 .....	183
8.4.4 生态保护与修复措施 .....	183
8.4.5 退役期生态恢复与重建措施 .....	186
8.5 生态监测和环境管理 .....	186
8.5.1 生态监测 .....	186
8.5.2 生态环境管理 .....	187
8.6 生态环境影响评价结论 .....	188
<b>9 环境风险评价 .....</b>	<b>189</b>
9.1 评价工作程序 .....	189
9.2 风险调查 .....	189
9.2.1 建设项目风险源调查 .....	189
9.2.3 环境敏感目标 .....	190
9.3 环境风险潜势初判 .....	190
9.4 环境风险识别 .....	190
9.4.1 物质危险性识别 .....	190
9.4.2 生产系统危险性识别 .....	193
9.4.3 扩散途径识别 .....	194
9.4.4 风险识别结果 .....	194
9.5 环境风险分析 .....	194
9.5.1 井喷事故影响分析 .....	194
9.5.2 管道原油泄露事故影响分析 .....	195
9.6 环境风险评价 .....	195
9.7 风险防范措施 .....	195
9.7.1 依托工程环境风险防范措施 .....	196
9.7.2 井喷事故的风险防范措施 .....	196
9.7.3 井场的防范措施 .....	196
9.7.4 管线风险防范措施 .....	197
9.7.5 硫化氢的监控与预防措施 .....	198
9.7.6 风险管理措施 .....	198
9.8 突发环境事故应急预案 .....	199
9.8.1 现有应急预案 .....	199
9.8.2 应急预案内容 .....	199

9.8.3 应急预案其他要求与建议 .....	203
9.9 环境风险评价结论 .....	203
<b>10 环境保护措施及其可行性论证 .....</b>	<b>204</b>
10.1 施工期环境保护措施可行性 .....	204
10.1.1 施工期废气污染防治措施 .....	204
10.1.2 施工期废水污染防治措施 .....	205
10.1.3 施工期噪声污染防治措施 .....	205
10.1.4 施工期固体废物处置措施 .....	205
10.1.5 施工期土壤污染防治措施 .....	206
10.2 运营期污染防治措施及其可行性 .....	206
10.2.1 运营期废气污染防治措施 .....	206
10.2.2 运营期废水污染防治措施 .....	206
10.2.3 运营期噪声污染防治措施 .....	209
10.2.4 运营期固体废物处置措施 .....	209
10.2.5 运营期土壤污染防治措施 .....	212
10.3 降碳措施 .....	212
10.4 退役期污染防治措施可行性 .....	213
10.4.1 退役期污染防治措施 .....	213
10.4.2 封井质控措施和要求 .....	213
10.5 环保措施清单 .....	214
10.6 环保投资估算 .....	215
<b>11 环境影响经济损益分析 .....</b>	<b>217</b>
11.1 经济效益分析 .....	217
11.2 社会效益分析 .....	217
11.3 环境经济损益分析 .....	217
11.3.1 环境代价分析 .....	217
11.3.2 环境成本分析 .....	217
11.3.3 环境收益分析 .....	218
11.3.4 环境经济效益分析 .....	218
<b>12 环境管理与监测计划 .....</b>	<b>220</b>
12.1 环境管理 .....	220
12.1.1 环境管理机构 .....	220
12.1.2 环境管理制度 .....	220
12.2 污染物排放管理要求 .....	221
12.2.1 信息公开 .....	221
12.2.2 污染物排放清单 .....	221
12.3 竣工环保验收 .....	223
12.4 环境监测计划 .....	223
<b>13 环境影响评价结论 .....</b>	<b>226</b>
13.1 项目概况 .....	226
13.2 产业政策及规划符合性 .....	226
13.3 环境质量现状 .....	226
13.3.1 环境空气质量现状 .....	226
13.3.2 地下水环境质量现状 .....	226

13.3.3 包气带环境质量现状 .....	227
13.3.4 声环境质量现状 .....	227
13.3.5 土壤环境质量现状 .....	227
13.4 污染物排放情况 .....	227
13.4.1 施工期污染物排放情况 .....	227
13.4.2 运营期污染物排放情况 .....	228
13.5 主要环境影响 .....	228
13.5.1 施工期环境影响 .....	228
13.5.2 运营期环境影响 .....	229
13.5.3 环境风险评价 .....	230
13.6 环境保护措施 .....	230
13.7 清洁生产与碳排放评价 .....	231
13.8 环境影响经济损益分析 .....	231
13.9 环境管理与监测计划 .....	231
13.10 公众意见采纳情况 .....	231
13.11 总结论 .....	231
13.12 要求与建议 .....	232
13.12.1 要求 .....	232
13.12.2 建议 .....	232

## 附件

附件 1: 委托书

附件 2: 中国石油新疆油田分公司风城超稠油油藏重 1、重 18 井区 SAGD 开发工程环境影响报告书的批复及验收合格的函

附件 3: 风城油田重 1 井区 2017 年第一批控制井钻井工程环境影响报告表批复及验收意见

附件 4: 风城油田重 1 井区 2017 年第二批控制井钻井工程环境影响报告表批复及验收意见

附件 5: 风城油田重 1 井区 2017 年第三批控制井钻井工程环境影响报告表批复及验收意见

附件 6: 风城油田重 1 井区 2017 年第一批控制井钻井工程环境影响报告表批复

附件 7: 风城油田作业区后评价报告书备案函

附件 8: 突发环境事件应急预案备案表

附件 9: 环境现状检测报告

附件 10: 观测样地概况信息调查表

附件 11: 大气环境影响自查表

附件 12: 地表水环境影响自查表

附件 13: 声环境影响自查表

附件 14: 土壤环境影响自查表

附件 15: 生态环境影响评价自查表

附件 16: 环境风险评价自查表

## 附图

附图 1: 克拉玛依市环境管控单元分类图

附图 2: 项目区与魔鬼城风景名胜区位置关系图

附图 3: 项目地理位置图

附图 4: 重 1 井区范围图

附图 5: 新疆生态功能区划图

附图 6: 大气评价范围示意图

- 附图 7: 地下水评价范围示意图
- 附图 8: 声环境评价范围示意图
- 附图 9: 土壤环境评价范围示意图
- 附图 10: 生态环境评价范围示意图
- 附图 11: 项目区水文地质图
- 附图 12: 生态系统类型图
- 附图 13: 土地利用类型图
- 附图 14: 土壤类型图
- 附图 15: 植物区系分布图
- 附图 16: 植被类型图
- 附图 17: 植被覆盖度
- 附图 18: 大气监测布点图
- 附图 19: 地下水监测布点图
- 附图 20: 土壤和包气带监测布点图
- 附图 21: 样方、样线分布图
- 附图 22: 现场踏勘图

# 1 概述

## 1.1 项目实施背景

风城油田作业区位于新疆准噶尔盆地西北缘北端，距克拉玛依市东北约 120 公里，该区域勘探起于 20 世纪 50 年代。历经三代人石油人的不懈努力，落实稠油资源 3.7 亿吨，是新疆油田公司未来重要的稠油产量接替区，且该区域生产的原油品质较高，为优质环烷基原油，属于国家战略关键物资。为了满足国家对优质环烷基原油的需求，风城油田作业区经过多年技术攻关，形成了以双水平井 SAGD 为主体的超稠油开采技术，该技术是目前全世界超稠油开发领域最先进、最经济有效的方式，开采原理为：从上方注汽井注入高干度蒸汽，蒸汽释放汽化潜热加热原油，被加热的原油粘度降低在重力作用下向下流动，注入蒸汽冷凝水和被加热原油一起从下方水平生产井中采出。该方式正常生产过程中需要依靠注汽锅炉源源不断向井底注入高干度蒸汽，能源消耗较大(主要以燃烧天然气为主)。

为响应国家低碳环保战略，减少能源消耗和碳排放，风城油田作业区不断探索超稠油领域更低碳、更环保、更经济的开采技术，计划试验电加热技术开采超稠油，该技术原理为：依靠向井内下入加热电缆，加热电缆通电后产生大量热量，加热地层原油，被加热的原油依靠向井内注入少量蒸汽驱替至地面。减少蒸汽使用量的同时，大大降低天然气的消耗量，属于超稠油领域新型绿色低碳开发方式的试验。该技术目前已在重 18 井区投产井组启动阶段成功试验，效果良好。现为了进一步验证其可行性，计划选取重 1SAGD 东部井开展试验，结合重 1 电加热试验区地层条件及粘温关系曲线等参数，从技术角度认为利用电加热技术开采该区域地层原油可行。

风城重 1 井区侏罗系齐古组超稠油油藏位于准噶尔盆地西北缘风城油田北部距克拉玛依市东北约 130km。地面白垩系风蚀雅丹地貌发育，地面海拔 352m~532m，平均 388m。217 国道从油田西北通过，交通运输较为方便，地面开发条件较好。本工程实施区域西南距乌尔禾乡约 8.0km，西南距魔鬼城风景区约 5.3km，与布达拉宫景区相邻，地理中心坐标 E85°49'11.29"、N46°9'36.49"，位于油田已开发范围内，行政隶属于克拉玛依市乌尔禾区，生产运行管理由新疆油田分公司风城油田作业区负责。

本项目将 14 口控制井转产能井，新建产能  $6.3 \times 10^4 \text{t/a}$ ，配套安装采油井井口装置 14 座；管线工程建设单井集油管线 2km，集输管线 2.65km，10kV 架空线路 4.5km 以及其他相关工程等。

本项目仅为地面工程建设，不涉及钻井工程。

## 1.2 建设项目的特点

(1) 本项目建设性质属于改扩建。项目建设内容包括井场、管道工程以及配套的给排水、供电、通讯等多种工程，主要工艺包括井下作业、采油、油气集输与处理等。

(2) 本项目生态环境影响既体现在建设期占地、破坏植被和土壤，又体现在运行期井场等少量落地油对土壤、生态景观等生态环境的影响；污染影响建设期主要有施工废水、废气、噪声、固废等污染产生，运行期主要有无组织气体挥发、油田采出水、噪声、含油污泥等以及环境风险的影响。

(3) 项目具有区域广、污染源分散的特点。从局部看，作为点源的井场对环境的影响并不显著，但从整体看，数量较多的井场所构成的面源对环境的影响则相对比较显著。

## 1.3 评价工作过程

根据《中华人民共和国环境保护法》、《中华人民共和国环境影响评价法》、《建设项目环境保护管理条例》等法律法规的规定，该项目应实施环境影响评价。根据《建设项目环境影响评价分类管理名录（2021 年版）》，属于五、石油和天然气开采业 07~7 陆地石油开采 0711（涉及环境敏感区的（含内部集输管线建设）），本项目所在区域属于涉及环境敏感区（克拉玛依市魔鬼城风景名胜区），应当编制环境影响报告书。鉴于此，中国石油新疆油田分公司（风城油田作业区）于 2024 年 8 月 5 日委托我单位开展了该项目的环境影响评价工作。

接受委托后，评价单位成立了评价工作组，在资料研究的基础上，实施了现场调查；并委托新疆西域质信检验检测有限公司实施了环境质量现状监测；通过遥感解译对评价区域内的生态现状进行了调查，在工程分析、影响预测、措施论证等工作的基础上，最终于 2024 年 11 月编制完成了《风城超稠油电加热辅助 SAGD 项目环境影响报告书》。

本次环评工作分为三个阶段，第一个阶段包括资料收集、工程分析和影响识

别等工作，第二个阶段包括生态环境现状监测、现状调查与评价、环境影响预测与评价等工作，第三个阶段包括提出预防或减缓不利影响的环境保护措施、制定环境监测计划、从生态环境影响的角度给出工程建设项目是否可行的结论等工作。在整个报告编制阶段均进行了公众参与工作。

#### （1）资料收集、工程分析和影响识别

环评单位接受委托后，即派技术人员赴现场踏勘，了解项目拟建地有关情况，收集了相关资料；研究了项目开发利用方案及与项目相关的基础资料；进行了项目的初步工程分析，进行了该项目环境影响因素识别与评价因子筛选，明确了项目的评价重点，掌握了项目的四邻关系、环境保护目标情况等，在以上工作的基础上，确定了项目的评价工作等级、评价范围和评价标准。

#### （2）生态环境现状监测、现状调查与评价和环境影响预测与评价

在工作方案的指导下，相关人员开始进行现状监测并进行调查与评价，在现状监测及工程分析的基础上对各个环境要素进行了环境影响预测及评价。

#### （3）提出环保措施、制定监测计划和项目是否可行的结论

在前面工作的基础上确定科学合理、可行的工程方案，提出预防或减缓不利影响的对策或措施，制定相应的环境管理或环境监测计划，从生态环境影响的角度给出工程建设项目是否可行的结论。

#### （4）项目的公众参与程序

中国石油新疆油田分公司（风城油田作业区）于2024年8月5日委托核工业二〇三研究所（以下简称“环评单位”）承担该项目环境影响评价工作。2024年8月9日在新疆维吾尔自治区生态环境保护产业协会发布第一次环评信息公示（<http://www.xjhbcy.cn/blog/article/13876>）；2024年9月20日，报告书征求意见稿在新疆维吾尔自治区生态环境保护产业协会发布第二次环评信息公示（<http://www.xjhbcy.cn/blog/article/14045>），同步在项目所在地公告栏张贴公告，持续公开10个工作日，2024年9月25日及2024年9月30日分两次在《克拉玛依日报》进行了报纸公示。两次公示期间建设单位及环评单位均未收到任何公众反对意见。在上报行政审批主管部门审批前，建设单位进行环评全文公示（<http://www.xjhbcy.cn>）。

根据《建设项目环境影响评价技术导则 总纲》（HJ2.1-2016）等相关技术规范的要求，本次环境影响评价的工作过程及程序见图 1.3-1。

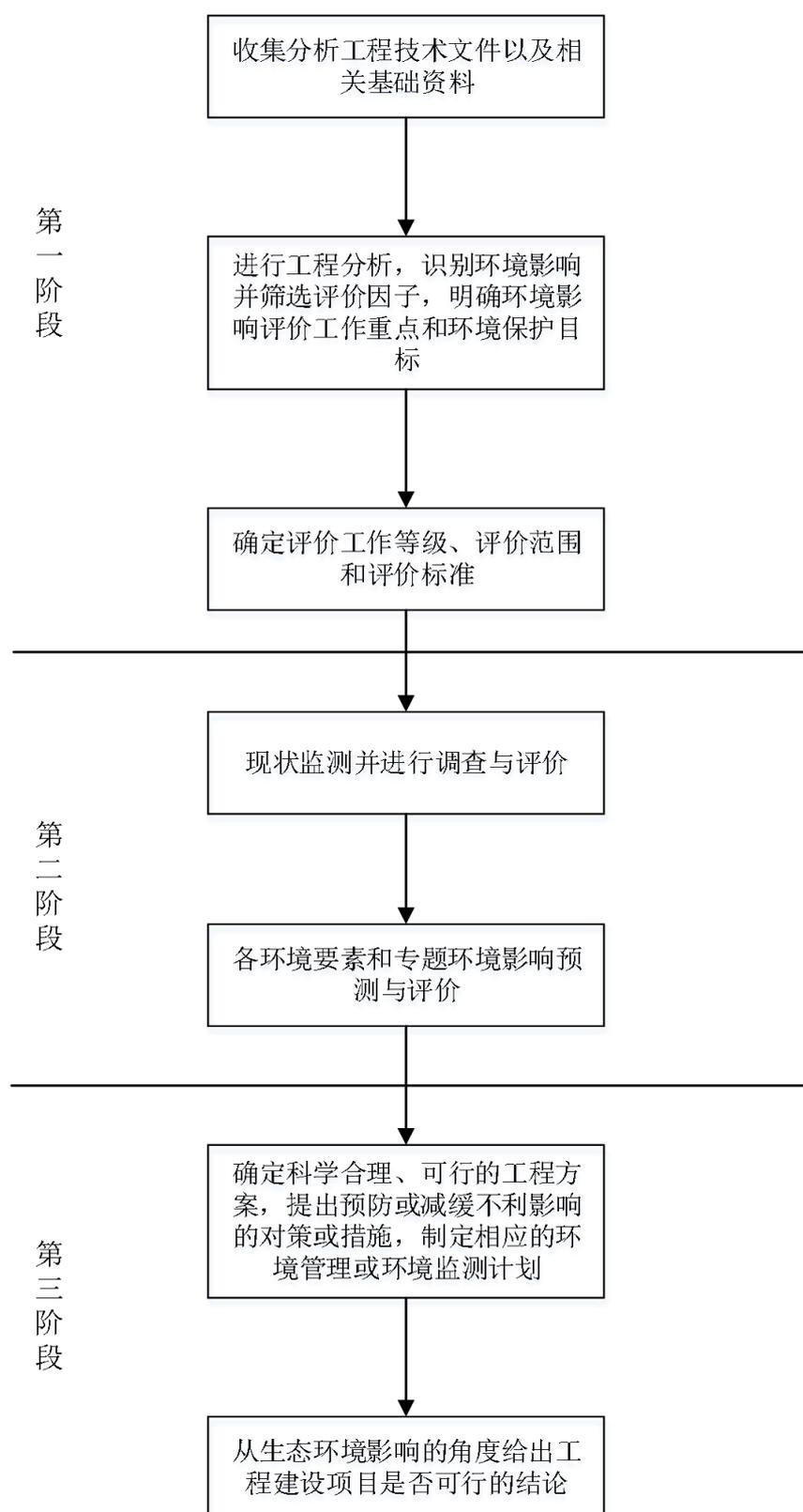


图 1.3-1 建设项目环境影响评价工作程序图

## 1.4 分析判定相关情况

### 1.4.1 产业政策符合性分析

对照《产业结构调整指导目录（2024 年本）》，属于其中鼓励类第七项“石油天然气”中第 1 条“常规石油、天然气勘探与开采”和第 2 条：“油气管网建设中原油、天然气、液化天然气、成品油的储存和管道输送设施建设”，属于鼓励类项目，项目建设符合国家产业政策。

### 1.4.2 其他技术政策符合性分析

本项目与《石油天然气开采业污染防治技术政策》《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》及其他相关文件相符性分析见表 1.4-1~1.4-6。

表 1.4-1 与《石油天然气开采业污染防治技术政策》相符性分析一览表

序号	要求	本项目	相符性
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	运营期井下作业废水由罐车拉运至风城油田 2 号稠油联合处理站采出水处理系统处置，采出液密闭集输至 2 号稠油联合处理站处理，采出液分离出的废水处理达标后一部分回用注汽锅炉，一部分用于回注。工业废水回用率大于 90%；落地油 100%回收，含油污泥委托有危险废物处置资质的单位处置。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	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%	井下作业必须带罐（车）操作，采用专用罐车拉运至风城油田 2 号稠油联合处理站处理。落地油 100%回收。	符合
3	在开发过程中，适宜注水开采的油气田，应将采出水处理满足标准后回注；对于稠油注汽开采，鼓励采出水处理后回用于注汽锅炉。	本项目采出液密闭集输至 2 号稠油联合处理站处理，采出液分离出的废水经风城油田 2 号稠油联合处理站采出水处理系统处理达标后回用注汽锅炉和回注。	符合
4	在开发过程中，伴生气应回收利用，减少温室气体排放，不具备回收利用条件的，应充分燃烧，伴生气回收利用率应达到 80%以上；站场放空天然气应充分燃烧。燃烧放空设施应避开鸟类迁徙通道。	本项目在进行开采过程中注入蒸汽产生伴生气。运营期随产液一起采出的伴生气产生进伴生气处理站进一步处理。	符合
5	应回收落地原油，以及原油处理、废	运营期井下作业必须带罐（车）操作，	符合

	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置	采用专用罐车拉运至风城油田2号稠油联合处理站处理。落地油100%进行回收。含油污泥委托有危险废物处置资质的单位处置。	
6	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（风城油田作业区）建立了完善的健康、安全与环境管理体系。	符合
7	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

表 1.4-2 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》的相符性分析

序号	要求	本项目	相符性
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。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。滚动开发区块产能建设项目环评文件中还应对现有工程环境影响进行回顾性评价，对存在的生态环境问题和环境风险隐患提出有效防治措施。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。	本项目位于风城油田重1井区内，评价内容包括井场、管线以及配套工程等。报告将施工期、运行期废水、废气、噪声、固废、地下水、生态、土壤等要素环境影响和污染防治措施可行性作为评价重点。对现有工程影响进行了回顾性评价，针对现有工程存在的问题提出“以新带老”措施。对依托工程进行了依托可行性分析。	符合
2	涉及向地表水体排放污染物的陆地油气开采项目，应当符合国家和地方污染物排放标准，满足重点污染物排放总量控制要求。涉及污染物排放的海洋油气开发项目，应当符合《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》(GB4914)等排放标准要求。	本项目运营期产生的的井下作业废水拉运至作业区采出水处理系统处理达标后回用注汽锅炉和回注；运营期生产废水由采出水处理系统处理达标后回用注汽锅炉和回注，不外排。	符合
3	涉及废水回注的，应当论证回注的环境可行性，采取切实可行的地下水污染防治和监控措施，不得回注与油气开采无关的废水，严禁造成地下水污染。在相关行业污染控制标准发布前，回注的开采废水应当经处理并符合《碎屑岩油藏注水水质推介指标及分析方法》（SY/T5329等相关标准要求后回注，同步采取切实可行措施防治污染。回注目的层应当为地质构造封闭地层，一般应当回注到现役油气藏或枯竭废弃油气藏。相关部门及油气企业应当	本项目运营期产生的的井下作业废水拉运至作业区采出水处理系统处理达标后回用注汽锅炉和回注；运营期采出水由采出水处理系统处理达标后回用注汽锅炉和回注。	符合

	<p>加强采出水等污水回注的研究，重点关注回注井井位合理性、过程控制有效性、风险防控系统性等，提出从源头到末端的全过程生态环境保护及风险防控措施、监控要求。建设项目环评文件中应当包含钻井液、压裂液中重金属等有毒有害物质的相关信息，涉及商业秘密、技术秘密等情形的除外。</p>		
4	<p>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。鼓励企业自建含油污泥集中处理和综合利用设施，提高废弃油基泥浆和含油钻屑及其处理产物的综合利用率。油气开采项目产生的危险废物，应当按照《建设项目危险废物环境影响评价指南》要求评价。相关部门及油气企业应当加强固体废物处置的研究，重点关注固体废物产生类型、主要污染因子及潜在环境影响，分别提出减量化的源头控制措施、资源化的利用路径、无害化的处理要求，促进固体废物合理利用和妥善处置。</p>	<p>运行期含油污泥、废机油桶等委托有资质的单位进行安全处置。</p>	符合
5	<p>陆地油气开采项目的建设单位应当对挥发性有机物液体储存和装载损失、废水液面逸散、设备与管线组件泄漏、非正常工况等挥发性有机物无组织排放源进行有效管控，通过采取设备密闭、废气有效收集及配套高效末端处理设施等措施，有效控制挥发性有机物和恶臭气体无组织排放。涉及高含硫天然气开采的，应当强化钻井、输送、净化等环节风险防范措施。含硫气田回注采出水，应当采取有效措施减少废水处理站和回注井场硫化氢的无组织排放。高含硫天然气净化厂应当采用先进高效硫磺回收工艺，减少二氧化硫排放。井场加热炉、锅炉、压缩机等排放大气污染物的设备，应当优先使用清洁燃料，废气排放应当满足国家和地方大气污染物排放标准要求。</p>	<p>本项目主要采用密闭集输，可有效减少伴生气的挥发。本项目不涉及建设锅炉。</p>	符合
6	<p>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。钻井和压裂设备应当优先使用网电、高标准清洁燃油，减少废气排放。选用低噪声设备，避免噪声扰民。施工结束后，应当及时落实环评提出的生态保护措施。</p>	<p>报告中已提出施工过程中严格控制作业带，减少施工占地的措施，要求施工结束后及时进行恢复清理，落实报告中提出的生态保护措施，避免对区域生态环境造成影响。</p>	符合

7	陆地油气长输管道项目，原则上应当单独编制环评文件。油气长输管道及油气田内部集输管道应当优先避让环境敏感区，并从穿越位置、穿越方式、施工场地设置、管线工艺设计、环境风险防范等方面进行深入论证。高度关注项目安全事故带来的环境风险，尽量远离沿线居民。	本项目原油管线位于油区内，不属于油气长输管道，管线已避让环境敏感区，集输管线采用外防腐工艺。	符合
8	油气储存项目，选址尽量远离环境敏感区。加强甲烷及挥发性有机物的泄漏检测，落实地下水污染防治和跟踪监测要求，采取有效措施做好环境风险防范与环境应急管理；盐穴储气库项目还应当严格落实采卤造腔期和管道施工期的生态环境保护措施，妥善处理采出水。	本项目不涉及油气存储。	符合
9	油气企业应当加强风险防控，按规定编制突发环境事件应急预案，报所在地生态环境主管部门备案。海洋油气勘探开发溢油应急计划报相关海域生态环境监督管理局备案。	环评提出了修订现有应急预案的要求。	符合

表 1.4-3 与《挥发性有机物（VOCs）污染防治技术政策》相符性分析

序号	要求	本项目	相符性
1	对泵、压缩机、阀门、法兰等易发生泄露的设备与管线组件，制定泄露检测与修复（LDAR）计划，定期检测、及时修复，防止或减少跑、冒、滴、漏现象。	建设单位定期对管道、阀门、机械设备等制定相关检修计划，防止或减少跑、冒、滴、漏等情况产生。	符合
2	对生产装置排放的含 VOCs 工艺排气宜优先回收利用，不能（或不能完全）回收利用的经处理后达标排放；应急情况下的泄放气可导入燃烧塔（火炬），经过充分燃烧后排放。	本项目采用密闭集输工艺，伴生气进处理站处理。	符合
3	企业应建立健全 VOCs 治理设施的运行维护规程和台账等日常管理制度，并根据工艺要求定期对各类设备、电气、自控仪表等进行检修维护，确保设施的稳定运行。	建设单位需制定设施的运行维护规程和台账，并定期对设备、电器、自控仪表进行检修。	符合

表 1.4-4 与《新疆维吾尔自治区重点行业生态环境准入条件（2024 年）》符合性分析

序号	要求	本项目	相符性
(一) 选址与空间布局			
1	石油、天然气开发项目的选址与布局应符合自治区或油气企业相关油气开发专项规划及规划环评要求，原则上应当以区块为单位开展环境影响评价工作。	本项目建设符合《新疆油田公司“十四五”发展规划》和《新疆油田公司“十四五”发展规划环境影响报告书》的要求。	符合
2	在符合产业政策、满足区域生态环境空气质量改善和污染物总量控制要求的前提下，经环境影响比选论证后，适宜在矿区开展的页岩油、页岩气开采、加工一体化项目可在矿区内就地选址。	本项目属于陆地石油天然气开采。	符合

3	涉及自然保护地的石油天然气勘探、开发项目按照国家 and 自治区有关油气安全保障政策要求执行。	项目不占用自然保护地，符合法律法规，严格办理相关手续	符合
(二) 污染防治与环境影响			
1	施工期应当尽量减少施工占地、严格控制施工作业面积、缩短施工时间、选择合理施工方式、落实环境敏感区管控要求以及其他生态环境保护措施，有效降低生态环境影响。	本项目施工期尽量减少施工占地，严格控制施工作业面积，缩短施工时间，落实各项生态环境保护措施。	符合
2	陆地油气开发项目应当对挥发性有机物液体储存和装载损失、废水集输和处理系统、设备与管线组件泄漏、非正常工况等挥发性有机物无组织排放源进行有效管控，通过采取设备密闭、废气有效收集及配套高效末端处理设施等措施，有效控制挥发性有机物和恶臭气体无组织排放，油气集输损耗率不得高于 0.5%；工艺过程控制措施、废气收集处理措施以及站场边界非甲烷总烃排放浓度应满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728) 要求。锅炉、加热炉、压缩机等装置应优先使用清洁燃料或能源，燃煤燃气锅炉、加热炉废气排放应达到《锅炉大气污染物排放标准》(GB13271) 要求，有地方标准的按地方标准执行。涉及高含硫天然气开采的，应当强化钻井、输送、净化等环节环境风险防范措施。高含硫气田回注采出水，应当采取有效措施减少废水处理站和回注井场硫化氢的无组织排放。高含硫天然气净化厂应采用先进高效的硫磺回收工艺，减少二氧化硫排放。	本项目采取密闭集输工艺，经预测，井场边界非甲烷总烃排放浓度满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728) 要求；项目采出的伴生气最终进伴生气处理站，采用络合铁法对伴生气进行脱硫处理；建设单位加强环境风险防范措施落实情况。	符合
3	油气开发产生的伴生气应优先回收利用，减少温室气体排放，开发区块伴生气整体回收利用率应达到 80%以上；边远井、零散井等产生的伴生气不能回收或难以回收的，应经燃烧后放空。鼓励油气企业将碳捕集、利用与封存 (CCUS) 技术用于油气开采，提高采收率、减少温室气体排放。	本项目油气经管道输送至处理站处理后外输或综合利用。	符合
4	陆地油气开发项目产生的废水应经处理后优先回用，无法回用的应满足国家和地方相关污染物排放标准后排放，工业废水回用率应达到 90%以上。钻井及储层改造应采用环境友好的油田化学助剂、酸化液、压裂液、钻井液，配备完善的固控设备，钻井液循环率应达到 95%以上，压裂废液、酸化废液等井下作业废水应 100%返排入罐。	本项目生产废水处理达标后回用注汽锅炉和回注，不涉及钻井及储层改造。	符合
5	涉及废水回注的，应采取切实可行的地下水污染防治和监控措施，不得回注与油气开采无关的废水，严禁造成地下水污染；在相关行业污染控制标准发布前，回注水应满足《碎屑岩油藏注水水	本项目生产废水处理达标后涉及回注，满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》	符合

	质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329)《气田水注入技术要求》(SY/T6596)等相关标准要求。对于页岩油、稠油注汽开采,鼓励废水处理回用于注汽锅炉。	(SY/T5329)中相关要求;涉及锅炉回用,软化处理后满足《油田注汽锅炉及配套水处理系统运行技术规程》(SY/T6086)中相关要求。	
6	废弃钻井泥浆及岩屑应采取“泥浆不落地”工艺,勘探、开发过程产生的落地原油回收率应达到100%。废弃水基钻井泥浆及岩屑经“泥浆不落地”设备处理后,固相优先综合利用,暂时不利用或者不能利用的,应按照《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》(GB18599)处置;废弃油基钻井泥浆及岩屑、落地油、清罐底泥、含油污泥、含油清管废渣、油气处理厂过滤吸附介质、废脱汞剂等危险废物,应按照国家有关规定制定危险废物管理计划,建立危险废物管理台账,依法依规自行处置或委托有相应资质的单位无害化处置。固体废物无害化处置率应达到100%。	本项目不涉及钻井泥浆及岩屑处置,原油开采中产生的落地油100%回收。运营期产生的危险废物按照国家有关规定制定危险废物管理计划,建立危险废物管理台账,委托有资质的单位处置。	符合
7	噪声排放应达到《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348)要求。	经预测,本项目井场噪声排放应达到《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348)要求。	符合
8	对拟退役的废弃井(站)场、管道、道路等工程设施应进行生态修复,生态修复前应对废弃油(气)井、管道进行封堵或设施拆除,确保无土壤及地下水环境污染遗留问题、废弃物得到妥善处置。生态修复应满足《矿山生态环境保护与恢复治理技术规范(试行)》(HJ651)、《废弃井封井回填技术规范(试行)》、《废弃井及长停井处置指南》(SY/T6646)、《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》(DZ/T0317)等相关要求。	本环评对拟退役的废弃井(站)场、管道、道路等工程设施提出生态修复措施,并要求满足《矿山生态环境保护与恢复治理技术规范(试行)》(HJ651)、《废弃井封井回填技术规范(试行)》、《废弃井及长停井处置指南》(SY/T6646)、《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》(DZ/T0317)等相关要求。	符合

表 1.4-5 与《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》的相符性分析

序号	相关规定	拟采取的相关措施	符合性分析
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内进行煤炭、石油、天然气开发。	项目占地范围内无水源涵养区、地下水源、饮用水源、自然保护区、风景名胜区、森林公园、重要湿地等生态敏感区。	符合
2	开发单位应当对污染物排放及对周围环境的影响进行环境监测,接受环境保护主管部门的指导,并向社会公布监测情况。	针对运营期排放的废气、噪声以及地下水、土壤环境提出了监测计划,建设单位应接受自治区生态环境厅、克拉玛依市生态环境局、克拉玛依市生态环境局	符合

		乌尔禾区分局的监督与管理，并按照《环境信息依法披露制度改革方案》等规定，公开运营期监测情况。	
3	煤炭、石油、天然气开发单位排放污染物的，应当向县级以上人民政府环境保护主管部门申报排放污染物的种类、浓度和数量，经依法审查后领取《排污许可证》。	本项目不涉及申领排污许可证，依托的工程已取得排污许可证。	符合
4	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。	施工结束后，应对施工场地进行清理平整，项目区干旱少雨，未设置挡水墙、雨水出口及防洪渠道。沾油废物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
5	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。	定期对管线进行检查检修；选用质量可靠的设备、仪表、阀门等。	符合
6	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；运输石油、天然气以及酸液、碱液、钻井液和其他有毒有害物质，应当采取防范措施，防止渗漏、溢流和散落。	采油井井场固井质量良好，采用管线密闭集输；选用质量可靠的设备、仪表、阀门等；定期对井场、站场内的设备、阀门和管线等进行检查、检修，以防止“跑、冒、滴、漏”现象的发生。	符合
7	煤炭、石油、天然气开发单位应当加强危险废物的管理。危险废物的收集、贮存、运输、处置，必须符合国家 and 自治区有关规定；不具备处置、利用条件的，应当送交有资质的单位处置。	本项目提出危险废物的管理及运输等环节要求，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》。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《危险废物转移管理办法》要求中有关运输的规定，运输过程中运输车辆应加盖篷布，以免散落，应按规定的行驶路线运输。	符合
8	煤炭、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。	伴生气依托风城油田作业区伴生气处理站全部经过处理后外输，不放空。	符合
9	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：（1）建设工程临时占地破坏腐殖质层、剥离土石石的；（2）震裂、压占等造成土地破	项目管线施工时土方应分层开挖、分层堆放、分层回填。对临时占地进行场地平整清理，由于特殊的气候条件，施工区域临时占地范围内不适宜采取植被复	符合

	坏的；（3）占用土地作为临时道路的； （4）油气井、站、中转站、联合站等地面装置设施关闭或者废弃的。	垦的生态保护措施，采用自然恢复。	
10	煤炭、石油、天然气开发单位应当制定突发环境事件应急预案，报环境保护主管部门和有关部门备案。发生突发环境事件的，应当立即启动应急预案，采取应急措施，防止环境污染事故发生。	本次评价要求运营单位更新已编制并备案的突发环境事件应急预案。	符合

表 1.4-6 本项目与《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》的相符性分析

序号	《规范》中相关规定	拟采取的相关措施	相符性分析
1	资源开发应与环境保护、资源保护、城乡建设相协调，最大限度减少对自然环境的扰动和破坏，选择资源节约型、环境友好型开发方式。 因矿制宜选择开采工艺和装备，符合清洁生产要求。 应贯彻“边开采、边治理、边恢复”的原则，及时治理恢复矿区地质环境，复垦矿区压占和损毁土地。	建设符合相关规划，符合区域“三线一单”中空间布局约束、污染物排放管控、环境风险防控、资源利用效率相关要求；按照规定对占地进行补偿，施工结束后临时占地要及时恢复，边开采、边恢复，退役期要及时释放永久占地。	符合
2	应遵循矿区油气资源赋存状况、生态环境特征等条件，科学合理确定开发方案，选择与油气藏类型相适应的先进开采技术和工艺，推广使用成熟、先进的技术装备，严禁使用国家明文规定的限制和淘汰的技术工艺及装备。 集约节约利用土地资源，土地利用符合用地指标政策。合理确定站址、场址、管网、路网建设占地规模。	井下作业及采油过程均符合清洁生产要求，油气采用密闭集输工艺；未使用淘汰的技术工艺及装备；严格控制井场、站场、管线、道路和输电线路等工程施工作业带宽度。	符合
3	油气开发全过程应采取措施防止地下水污染，建立动态监测评估、处理及报告机制。	运营期利用区域已有地下水源井落实地下水监测计划。	符合
4	对伴生有硫化氢气体的油气藏，硫化氢气体含量未达到工业综合利用要求的，应采取有效的处置方案。	本项目伴生气进处理站处理达标后用于油田注汽锅炉燃烧及外输。	符合
5	防止油气生产、储存、转运过程中发生渗漏、泄漏，防止对矿区生态环境造成污染和破坏；应制定突发环境事件应急预案，配备相应的应急物资。	项目实施后由建设单位运营管理，本次环评要求建设单位对突发环境事件应急预案进行修编，将项目实施区域纳入应急预案体系中。	符合
6	按照减量化、资源化、再利用的原则，综合利用油气藏共伴生资源，综合利用固体废弃物、废水等，发展循环经济。	采出水、井下作业废水处理达标后回用注汽锅炉和回注；危险废物交有资质的单位处置，伴生气进处理站处理达标后作为油田注汽锅炉的燃料。	符合

7	建立油气田生产全过程能耗核算体系，通过采取节能减排措施，控制并减少单位产品能耗、物耗、水耗，减少“三废”排放。	建设单位定期进行清洁生产，生产过程中进行能耗核算，产生的“三废”符合环保要求。	符合
---	---	---	----

### 1.4.3 规划符合性分析

#### (1) 区域发展规划符合性分析

根据《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》：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。本项目属于准噶尔盆地西部油气开采区，符合规划及纲要中的相关要求。

《克拉玛依市国民经济和社会发展第十四个五年规划和二〇三五年远景目标纲要》中指出：“全力保障新疆油田公司增储上产。进一步加大常规油气、页岩油、油砂等资源的勘探开发力度，提高勘探开发技术与效率，扩大勘探区域”。本项目实施后可增加油气的产能，符合规划及纲要中的相关要求。

#### (2) 与《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》相符性分析

本项目位于《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》天山北坡地区重点开发区域，该区域位于全国“两横三纵”城市化战略格局中陆桥通道的西端，涉及 23 个县市，其中包括克拉玛依市。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。本项目为陆地石油天然气开采行业，符合主体功能区的功能定位。

#### (3) 与《新疆生态环境保护“十四五”规划》相符性分析

与《新疆生态环境保护“十四五”规划》符合性分析见表 1.4-7。

表 1.4-7 项目与《新疆生态环境保护“十四五”规划》符合性分析

序号	规划中的相关要求	本项目拟采取的措施	相符性
1	实施最严格的生态保护制度。坚决遏制“两高”项目盲目发展，严格执行能源、矿产资源开发自治区人民政府“一支笔”审批制度、环境保护“一票否决”制度，落实“三线一单”生态环境分	本项目不属于“高污染、高环境风险产品”项目；位于一般管控单元，不涉及生态红线；废气、噪声均可实现达标排	符合

	区管控要求，守住生态保护红线、环境质量底线和资源利用上线，实施生态环境准入清单管控。	放，废水和固体废物均得到妥善处置，不会突破区域环境质量底线；施工期和运营期会消耗少量的电能和水，工程资源消耗量相对区域资源利用总量较少，符合资源利用上线要求；符合“三线一单”的要求。	
2	积极引导重点产废企业自建危险废物利用设施，支持大型企业集团内部共享危险废物利用处置设施，推进工业废盐、废催化剂、煤焦油、电解铝大修渣等利用处置设施建设，适度发展水泥窑协同处置危险废物，引导推进有害废物处理处置能力建设，引导推进含油污泥处置、废矿物油回收利用能力过剩问题化解和布局优化。坚持兵地统筹、区域协同规划和建设危险废物利用处置设施，实现疆内危险废物处置能力与产废情况总体匹配。深入推进油气田开采历史遗留含油污泥、磺化泥浆、黄金选矿行业氰化尾渣、铜冶炼行业砷渣以及石棉矿选矿废渣等调查和污染治理。	运营期产生的危险废物暂存在风城油田作业区危险废物贮存场，定期交由有资质的单位处置。	符合
3	强化危险废物全过程环境监管。督促各类危险废物产生单位和经营单位依法申报危险废物产生处置情况，报备管理计划，做好信息公开工作，规范运行危险废物转移联单。	建设单位定期申报危险废物的产生处置情况，并制定有危险废物管理计划，危险废物转移时执行危险废物转移联单制度。	符合
4	加强应急监测装备配置，定期开展应急演练，增强实战能力。	建设单位制定有突发环境事件应急预案，后期进行修编并将本项目纳入应急预案体系中。	符合

(4) 与《克拉玛依市“十四五”生态环境保护规划》符合性分析

本项目与《克拉玛依市“十四五”生态环境保护规划》的符合性见表 1.4-8。

表 1.4-8 项目与《克拉玛依市“十四五”生态环境保护规划》符合性分析

序号	规划中的相关要求	本项目情况	相符性
1	持续优化产业结构。严格落实环境准入，严禁“三高”项目落地克拉玛依，强化源头管理，落实“三线一单”硬约束。加强能耗“双控”管理，重点控制化石能源消费，进一步挖掘重点领域节能的潜力，推进煤炭消费减量替代和清洁高效利用。严格执行国家绿色产业指导目录，落实环境准入要求，实施环境准入负面清单。加大落后产能淘汰力度，优化产业布局，加快调整优化重点产业结构。	项目不属于“三高”行业，符合“三线一单”管控要求。	符合
2	提升重点行业领域能效水平。加强高耗能行业企业的能效管理，提高能源利用效率；不断提高油气开采行业放空天然气回收利用效率，实现放空天然气高效再利用。	项目伴生气正常情况下经伴生气处理站处理后全部外输，不放空。	符合
3	持续深化工业污染防治。一是加强挥发性有机物（VOCs）污染治理，抓好 VOCs 和氮氧化	本项目属于油气开采项目，项	符合

	物协同治理。重点推进石油开采、石油炼化、包装印刷、工业涂装等重点行业 VOCs 污染防治，完成 VOCs 减排任务。开展 VOCs 整治行动，严厉打击违法排污行为，对治理效果差、技术服务能力弱、运营管理水平低的治理单位，公布名单，实行联合惩戒，扶持培育 VOCs 治理和服务专业化规模化龙头企业。	目采用密闭集输工艺，运行期建设单位会定期对井场、管线、站场、阀门等进行检查，项目区无组织 VOCs 满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）。	
4	加强油（气）资源开发集中区域土壤环境风险管控。以克拉玛依油田为重点，加强油气田废弃物的无害化处理和资源化利用。	项目产生的危险废物委托有资质的单位处置，并制定有危险废物管理计划，危险废物转移时执行危险废物转移联单制度。	符合
5	加强应急预案备案。严格按照应急预案管理规定，督促企业修编应急预案，不断强化企事业单位应急预案管理。	建设单位制定有突发环境事件应急预案，后期进行修编并将本项目纳入应急预案体系中。	符合

(5) 与《新疆油田公司“十四五”发展规划》及规划环评符合性分析

①与《新疆油田公司“十四五”发展规划》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。本项目属于稠油老区稳产工程，符合规划要求。

②与《新疆油田公司“十四五”发展规划环境影响报告书》审查意见的符合性分析

《新疆油田公司“十四五”发展规划环境影响报告书》于 2022 年 12 月 1 日取得新疆维吾尔自治区生态环境厅的审查意见（新环审〔2022〕252 号）。项目与审查意见的符合性分析见表 1.4-9。

表 1.4-9 与《新疆油田公司“十四五”发展规划环境影响报告书》审查意见的符合性分析表

序号	规划中的相关要求	本项目情况	相符性
1	严守生态保护红线，加强空间管控。坚持以习近平生态文明思想为指导，严守生态保护红线，严格维护区域主导生态功能，积极推动绿色发展，促进人与自然和谐共生。主动对接国土空间规划，进一步做好与“三线一	本项目建设不在生态保护红线内，符合克拉玛依市“三线一单”生态环境分	符合

	<p>单”生态环境分区管控方案、主体功能区划、生态功能区划等有关要求的有序衔接和细化分解严格落实各项生态环境保护要求,协同推进石油天然气开发和生态环境保护相协调,切实维护区域生态系统的完整性和稳定性。加强规划区内环境敏感区和重要环境保护目标的生态环境保护工作,开展项目环评时应将油气开发对环境敏感区影响作为重点评价内容,并采取合理、有效的保护措施,确保规划涉及环境敏感区和重要环境保护目标不因油气开发而造成环境污染和生态破坏。</p>	<p>区管控方案的管控要求。本报告对于项目占地已提出了保护措施及恢复要求。</p>	
2	<p>合理确定开发方案,优化开发布局。根据区域主体功能定位,结合区域资源环境特征、生态保护红线等相关管控要求,依据生态环境影响评价结果,从穿越位置、穿越方式、施工场地设置、管线工艺设计、环境风险防范等方面对规划建设油气长输管道工程及油气田内部集输管道工程选址选线提出要求,进一步优化石油天然气开采规模、开发布局和建设时序,优先避让环境敏感区,远离沿线居民。总结石油天然气开发过程对生态环境影响和保护经验,及时进行优化调整。</p>	<p>本项目对选址选线进行了合理性分析。</p>	符合
3	<p>严格生态环境保护,强化各类污染防治。针对规划实施可能出现的累积性、长期性生态环境问题,采取积极有效的生态复垦和生态恢复措施,确保实现《报告书》提出的各项生态恢复治理要求,有效减缓规划区生态环境退化趋势。根据油气开采产业政策和生态环境保护政策要求,严格落实资源环境指标要求,进一步控制污染物排放以及能源消耗水平,对油气开采产生的废弃油基泥浆、含油钻屑及其他固体废物,提出减量化的源头控制措施、资源化的利用路径、无害化的处理要求,按照国家 and 地方有关固体废物的管理规定进行处置,提高废弃油基泥浆和含油钻屑及其处理产物的综合利用率。根据油气开采产业政策和生态环境保护政策要求,严格落实资源环境指标要求,进一步控制污染物排放以及能源消耗水平。油气开采、输送、储存、净化等过程及非正常工况应加强挥发性有机物等污染物排放控制,确保满足区域环境空气质量要求。加强开采废水污染控制,涉及回注的应经处理满足《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(SY/T5329)等相关标准要求,采取切实可行的地下水污染防治和监控措施,防止造成地下水污染。油气开采过程中产生的固体废物,应当遵循减量化、资源化、无害化原则,合规处置。加强伴生气、落地油、采出水等回收利用,提高综合利用水平。</p>	<p>运营期井下作业废水、采出水进处理站处理达标后回用注汽锅炉和回注,不外排;落地油 100%回收,伴生气进站处理后综合利用。</p>	符合
4	<p>加强生态环境系统治理,维护生态安全。坚持节约优先、保护优先、自然恢复为主,统筹推进山水林田湖草沙一体化保护和系统治理,守住自然生态安全边界。严格控制油气田开发扰动范围,加大生态治理力度,结合油气</p>	<p>本报告提出了生态保护及恢复措施。</p>	符合

	开采绿色矿山建设等相关要求,落实各项生态环境保护措施,保障区域生态功能不退化。油气开发应同步制定并落实生态保护和修复方案,综合考虑防沙治沙等相关要求,因地制宜开展生态恢复治理工作。		
5	加强油气开发事中事后环境管理。油气企业应切实落实生态环境保护主体责任,进一步健全生态环境管理和应急管理体系,确保各项生态环境保护和应急防控措施落实到位。建立环境空气、水环境、土壤环境、生态等监测体系,开展长期跟踪监测。根据监测结果,及时优化开发方案,并采取有效的生态环境保护措施。	本报告已提出跟踪监测计划。	符合

(6) 与《新疆克拉玛依市魔鬼城风景名胜区总体规划(2021-2035)》符合性分析

《新疆克拉玛依市魔鬼城风景名胜区总体规划(2021-2035)》于2021年9月15日取得自治区人民政府批复(新政函〔2021〕101号)。

#### ①规划范围及面积

克拉玛依市魔鬼城风景名胜区的范围分为四个片区,G217西侧的胡杨林生态保护片区,面积为13.59km<sup>2</sup>;G217东侧的魔鬼城片区,面积为70.08平km<sup>2</sup>;G217东侧,魔鬼城片区东北侧的布达拉宫片区,面积为9.55km<sup>2</sup>;白杨河大峡谷片区,面积为27.88km<sup>2</sup>;风景名胜区总面积121.10km<sup>2</sup>。

风景名胜区范围内自然景物、人文景物最集中的、最具观赏价值的、最需要严格保护的区域即是风景名胜区的核心景区。魔鬼城风景名胜区将魔鬼城景区和小尖山景区部分片区划定为核心景区,核心景区面积10.01平km<sup>2</sup>,占风景名胜区总面积的8.22%。

#### ②风景名胜区性质

魔鬼城风景名胜区以独特的雅丹地貌、天然矿藏、砾石戈壁、胡杨林为主体自然资源景观,以游览观光、科研科普、探险体验、休闲娱乐为主要功能,具有独特风景资源价值的特殊地貌类大型风景名胜区。

#### ③风景名胜区资源特点

克拉玛依市魔鬼城位于准噶尔盆地西侧的乌尔禾盆地内,在盆地边缘和山脊分水岭两侧,由高向低,能较完整看到雅丹地貌发育的不同阶段,风景区集中展现中生代—新生代时期的地质变迁,形成比较全面、完整、连续的天然地质遗迹展示区域。克拉玛依市魔鬼城风景名胜区以其综合的自然景观和人文景观特征而著称,以原始自然生态为基础,兼具雅丹地貌、彩石戈壁滩、古胡杨林、河流等

自然风光，同时有丰富的著名影视拍摄遗迹，其中雅丹地貌资源品质最高、形态变化丰富，具有很高的地质、科学、生态价值，风景区内雅丹地貌集中区主要的地质地貌类别有：雅丹地貌、裸露沥青矿地貌（沥青矿）、砾石戈壁（彩石滩）。雅丹地貌是风景区内最为典型的地质地貌景观类别，也是风景区最为独特和吸引游人的风景资源。

#### ④分级保护

规划将魔鬼城风景名胜区划为魔鬼城景区、布达拉宫景区、胡杨林景区和白杨河大峡谷景区，并实行分级、分类保护。

一级保护区是指涵盖一级景源和部分地质构造完整度较好的二级景源区域，主要从景观延续性和完整性进行划分。一级保护区为 G217 东侧魔鬼城景区内一级和二级景源分布密集的区域，规划面积为 10.01km<sup>2</sup>。一级保护区应保持原生自然地貌、植被等，严禁开山采石以及破坏自然植被、山体的建设行为；严禁建设任何有碍资源与环境的设施；有污染物排放的机动车辆严禁进入，不得安排旅宿床位，控制游人有序进入。

二级保护区是指一级保护区之外，风景名胜区范围以内可适度进行资源利用的地区，此保护区内以保护自然山体及动植物资源为重点，保持和维护区内地貌、自然生态系统的完整稳定，对生态脆弱地区实施地貌恢复、封山育林等生态修复工程，这部分区域主要集中在魔鬼城景区、小尖山景区、布达拉宫景区和胡杨林景区，规划面积为 47.73km<sup>2</sup>。保护措施为适宜安排各类游赏项目和活动，不得进行与风景游赏无关的建设，可根据环境容量适度开展旅游活动；可适度建设风景点、构筑物和小体量的旅游服务设施，严格控制建筑风貌，应与风景区的文化特色相适应；不宜新建旅宿设施；重要景观点和标识性建构筑物应进行详细设计和景观视线分析；保护区内建筑应尊重地形，不得破坏周边地貌轮廓线；风景区内交通应以新能源车和步行交通为主，限制其他机动交通进入；严格执行保护相关规定。

三级保护区是指一级、二级保护之外，结合风景区现状建设设施保留的发展控制的建设用地，必须严格按照风景名胜区建设要求开发建设的区域，规划面积为 63.36km<sup>2</sup>。

魔鬼城风景名胜区与乌尔禾石油资源开发规划相协调：风景名胜区范围内有地下储油区，规划依照保护要求，将地面采油设施分布区域划定在合理的开发控制区域内，既保护油田景观功能和结构的完整又能够体现风景区内景观生态系统多样性，把相互矛盾和干扰降到最低，保证魔鬼城资源的完整性和独立性。本工程南距克拉玛依市魔鬼城景区边界最近距离为 4.6km，距离魔鬼城核心景区最近距离为 5.5km，距布达拉宫景区边界最近距离 224m，不在魔鬼城景区的规划范围内。工程油田开发建设未进入魔鬼城风景名胜区一级、二级、三级保护区范围。根据魔鬼城风景名胜区总体规则中关于与乌尔禾石油资源开发规划协调性分析，本工程将地面采油设施分布区域划定在合理的开发控制区域内，保证了魔鬼城资源的完整性和独立性，项目与新疆克拉玛依市魔鬼城风景名胜区总体规划相符。

#### 1.4.4 与《克拉玛依市“三线一单”生态环境分区管控方案》符合性分析

##### (1) 生态红线

生态保护红线指在生态空间范围内具有特殊重要生态功能、必须强制性严格保护的区域，是保障和维护国家生态安全的底线和生命线，通常包括具有重要水源涵养、生物多样性维护、水土保持、防风固沙、海岸生态稳定等功能的生态功能重要区域，以及水土流失、土地沙化、石漠化、盐渍化等生态环境敏感脆弱区。本工程评价范围内无国家公园、森林公园的生态保育区和核心景观区、地质公园的地质遗迹保护区、世界自然遗产的核心区和缓冲区、湿地公园的湿地保育区和恢复重建区、饮用水水源的一级保护区、水产种质资源保护区的核心区以及其他类型禁止开发区的核心保护区域等。本次工程占地区域不在生态保护红线内，工程布局与生态保护红线的管控要求是相符的，符合生态保护红线要求。

##### (2) 环境质量底线

环境质量底线是国家和地方设置的大气、水和土壤环境质量目标，也是改善环境质量的基准线。本项目工程量较小，施工期产生的污染物是暂时的随施工结束影响随之消失；运营期产生的污染物经有效措施治理后，均可实现达标排放或妥善处置。综上，项目对区域环境的影响较小，不会突破区域环境质量底线。

##### (3) 资源利用上线

本工程开发过程中的生产废水进行综合利用，节约了水资源，耗水环节为井下作业用水，用水量较少，能源利用均在区域供水、供电负荷范围内，消耗未超出区域负荷上限；项目的建设占用土地资源相对区域资源利用较少。各项资源量在区域的可承受范围内，不逾越资源利用上线。总之，本工程开发符合资源利用上线要求。

#### (4) 生态环境准入清单

根据《克拉玛依市生态环境准入清单（2023版）》（克拉玛依市人民政府，2024年3月15日）的规定，本工程区域位于克拉玛依市乌尔禾区一般管控单元内，环境管控单元编码为ZH65020530003，详见附图1。本项目与生态环境准入清单的符合性分析见表1.4-10。

表1.4-10 乌尔禾区环境一般管控单元03管控要求一览表

管控类别	管控要求	项目符合性
<b>空间布局约束</b>		
<b>克拉玛依市总 体管控要求</b>	<p>1.1 禁止新建、扩建《产业结构调整指导目录（2024年本）》中淘汰类项目。禁止引入《市场准入负面清单（2022年版）》禁止准入类事项。严禁新建自治区《禁止、控制和限制危险化学品目录》中淘汰类、禁止类危险化学品化工项目。坚决遏制“两高”项目盲目发展，石化、现代煤化工项目应纳入国家产业规划。</p> <p>石化行业：新建炼油及扩建一次炼油项目须纳入国家批准的相关规划，未列入国家批准的相关规划的新建炼油及扩建一次炼油项目，禁止建设。严控尿素、磷铵、电石、烧碱、聚氯乙烯、纯碱、黄磷等行业建设新增产能项目，对符合政策要求的先进工艺改造提升项目应实行等量或减量置换。新建涉工业炉窑的建设项目，原则上要入园，配套建设高效环保治理设施。重点区域严格控制涉工业炉窑建设项目，严禁新增钢铁、焦化、电解铝、铸造、水泥和平板玻璃等产能；严格执行钢铁、水泥、平板玻璃等行业产能置换实施办法；原则上禁止新建燃料类煤气发生炉。</p> <p>焦化行业：焦化项目应布设在依法合规设立的产业园区，符合生态环境分区管控要求，推进新改扩建（含搬迁）焦化项目按超低排放水平建设。</p> <p>建材行业：禁止建设新增产能的水泥生产项目（含粉磨站）；禁止新建普通浮法玻璃生产项目；禁止新建0.3万立方米/年以下饰面石材（荒料）开采项目（稀有品种矿山除外）。</p> <p>火电行业：禁止建设单机容量30万千瓦及以下的常规燃煤火电机组；禁止建设湿冷发电机组。</p> <p>装备行业：铸造工业不得新建烧结工序，现有铸造工业企业的烧结工序应当依法依规淘汰或关停。</p> <p>纺织服装行业：禁止新建或扩建棉浆粕生产项目；禁止在《关于促进新疆纺织服装产业健康可持续发展的指导意见》（新政发〔2017〕155号）布局要求以外建设印染项目；</p>	<p>本项目不属于《产业结构调整指导目录（2024年本）》中淘汰类项目，属于鼓励类项目；未引入《市场准入负面清单（2022年版）》禁止准入类事项；不属于自治区《禁止、控制和限制危险化学品目录》中淘汰类、禁止类危险化学品化工项目；不属于“两高”项目，符合要求。</p>

	<p>禁止新建使用禁用的直接染料进行棉印染精加工的印染项目。</p> <p>轻工行业：禁止新建单条化学木浆（草浆、苇浆）30万吨/年以下、化学机械木浆10万吨/年以下的纸浆生产项目，禁止新建新闻纸、铜版纸生产线；禁止新建日处理甜菜3000吨以下的制糖项目；禁止新建成品皮革项目（环保型固定皮革涂饰层及非致害性染料染色工艺除外）和聚氯乙烯普通人造革生产项目。</p> <p>电子制造业：禁止建设工业硅新增产能项目；禁止建设泡生法生产的单个晶体小于100公斤、综合电耗高于25000度/100公斤的蓝宝石项目。</p>	
	<p>1.2 坚决遏制高耗能、高排放、低水平项目盲目发展，严格落实国家产业规划、产业政策，“三线一单”、规划环评，以及产能置换、煤炭消费减量替代、区域污染物削减等要求，坚决叫停不符合要求的高耗能、高排放、低水平项目。依法依规退出重点行业落后产能，严格执行《产业结构调整指导目录》，将大气污染物排放强度高、治理难度大的工艺和装备纳入淘汰类或限制类名单。</p>	<p>本项目不属于高耗能、高排放、低水平项目盲目发展项目；符合国家产业规划、产业政策，及“三线一单”政策，不涉及将大气污染物排放强度高、治理难度大的工艺和装备，符合要求。</p>
	<p>1.3 新建、改建、扩建“两高”项目须符合生态环境保护法律法规和相关法定规划，满足重点污染物排放总量控制、碳排放达峰目标、生态环境准入清单、相关规划环评和相应行业建设项目环境准入条件、环评文件审批原则要求。</p>	<p>本项目不属于“两高”项目，符合要求。</p>
	<p>1.4 独山子区建成区淘汰65蒸吨/小时以下的燃煤锅炉，其他区建成区淘汰35蒸吨/小时及以下的燃煤锅炉。推进供热管网建设，充分释放和提高供热能力，淘汰管网覆盖范围内的燃煤锅炉。</p>	<p>本项目不新建燃煤锅炉，符合要求。</p>
	<p>1.5 在城市城区及其近郊禁止新建、扩建钢铁、有色、石化、水泥、化工等重污染企业。</p>	<p>本项目不属于钢铁、有色、石化、水泥、化工等重污染企业，符合要求。</p>
	<p>1.6 严格建成区施工扬尘监管，建立扬尘控制责任制度。加强道路扬尘综合整治，严格渣土运输车辆规范化管理。加强露天矿山综合治理。加强农业大气氨污染防治。</p>	<p>本项目严格落实施工扬尘监管，符合要求。</p>
	<p>1.7 禁止任何单位和个人在基本农田保护区内建窑、建房、建坟、挖砂、采石、采矿、取土、堆放固体废弃物或者进行其他破坏基本农田的活动；禁止任何单位和个人占用基本农田发展林果业和挖塘养鱼。</p>	<p>本项目不占用基本农田，符合要求。</p>
	<p>1.8 严禁在优先保护类耕地集中区域新建有色金属冶炼、石油加工、化工、焦化、电镀、制革等行业企业，现有相关行业企业要采用新技术、新工艺，加快提标升级改造步伐。</p>	<p>本项目不属于有色金属冶炼、石油加工、化工、焦化、电镀、制革等行业企业，且不占用保护类耕地，符合要求。</p>

	<p>1.9 制定优先保护类耕地保护办法或相关管理制度,进一步强化保护力度。依法将符合条件的优先保护类耕地划为永久基础农田,实施严格保护,确保其面积不减少、土壤环境质量不下降,除法律规定的重点建设项目确实无法避让外,不得新建任何项目占用。到2025年,全市优先保护类耕地面积与2020年相对保持稳定。</p>	<p>本项目不占用保护类耕地,符合要求。</p>
	<p>1.10 将建设用地土壤环境管理要求与国土空间规划等相关规划衔接,在制定相关规划时,应充分考虑建设用地土壤环境风险,合理确定土地用途。全市要结合土壤污染状况详查情况,以及用途拟变更为居住和商业、学校、医疗、养老机构等的石油、石化、垃圾填埋场、污泥处置等相关用地开展土壤环境状况调查评估,按照“谁污染、谁治理,谁使用,谁负责”的原则,土地储备、出让、收回、续期前,应由土地使用权人负责开展调查评估;已经收回的,由市、区两级人民政府负责开展调查评估。</p>	<p>根据收集到的资料,区域在开展环境影响评价时均对土壤环境进行了评价,本次报告中提出了相应的防范土壤污染的具体措施,符合要求。</p>
	<p>1.11 采取“净土收储”的模式,严格污染地块用途管制,落实准入管理要求。列入建设用地土壤污染风险管控和修复名录的地块,对暂不开发利用的污染地块,实施以防止污染扩散为目的的风险管控。对拟开发利用为居住用地和商业、学校、医疗、养老机构等公共设施用地的污染地块,实施以安全利用为目的的风险管控和修复措施,未达到土壤污染风险评估报告确定的风险管控、修复目标的建设用地地块,禁止开工建设任何与风险管控、修复无关的项目。</p>	<p>本项目正常情况下不会造成土壤污染,符合要求。</p>
<p>克拉玛依市一般管控单元分类管控要求</p>	<p>【C1-1】建立集镇居住商业区、耕地保护区与工业功能区等集聚区块之间的防护带。严格执行畜禽养殖禁养区规定,根据区域用地和消纳水平,合理确定养殖规模。加强基本农田保护,严格限制非农项目占用耕地。</p>	<p>本项目不涉及占用基本农田及畜禽养殖,符合要求。</p>
<p><b>污染物排放管控</b></p>		
<p>克拉玛依市总体管控要求</p>	<p>2.1 重点行业污染物排放管控 石化行业:以等量或减量置换方式建设的电石项目,电石炉大气污染物排放必须符合《工业炉窑大气污染物排放标准》(GB9078)中“其它炉窑”的排放标准,内部污水处理单元排水标准须满足接纳污水处理设施的接管排水标准要求。炼焦化学项目大气污染物排放和废水排放须达到《炼焦化学工业污染物排放标准》(GB16171)要求。其他石化和化学工业行业项目主要污染物排放须达到相应石油炼制工业、石油化学工业、合成树脂工业、无机化学工业污染物排放标准要求。推进工业炉窑全面达标排放。已有行业排放标准的工业炉窑,严格执行行业排放标准相关规定,配套建设高效脱硫脱硝除尘设施,确保稳定达标排放。已制定更严格地方排放标准的,按地方标准执行。重点区域钢铁、水泥、焦化、石化、化工、有色等行业,二氧化硫、</p>	<p>本项目不属于石化、焦化、火电、装备、纺织服装、轻工等重点行业,符合要求。</p>

<p>氮氧化物、颗粒物、挥发性有机物（VOCs）排放全面执行大气污染物特别排放限值。已核发排污许可证的，应严格执行许可要求。暂未制订行业排放标准的工业炉窑，包括铸造，日用玻璃，玻璃纤维、耐火材料、石灰、矿物棉等建材行业，钨、工业硅、金属冶炼废渣（灰）二次提取等有色金属行业，氮肥、电石、无机磷、活性炭等化工行业，应参照相关行业已出台的标准，全面加大污染治理力度，铸造行业烧结、高炉工序污染排放控制按照钢铁行业相关标准要求执行；重点区域原则上按照颗粒物、二氧化硫、氮氧化物排放限值分别不高于 30、200、300 毫克/立方米实施改造，其中，日用玻璃、玻璃棉氮氧化物排放限值不高于 400 毫克/立方米；已制定更严格地方排放标准的地区，执行地方排放标准。全面加强无组织排放管理。严格控制工业炉窑生产工艺过程及相关物料储存、输送等无组织排放，在保障生产安全的前提下，采取密闭、封闭等有效措施，有效提高废气收集率，产尘点及车间不得有可见烟粉尘外逸。</p> <p>焦化行业：鼓励焦炉采用分段（多段）燃烧、废气循环、负压装煤等源头控制措施。脱硫、脱硝、除尘等末端治理应采用成熟稳定的污染治理技术，通过建设备用设施或多仓室改造有效减少治理设施检修时污染物排放。无组织排放采用密闭、封闭等有效措施，按照“应收尽收”原则配置废气收集设施。安装煤气自动点火放散装置，避免直接放散。</p> <p>火电行业：火电机组各项污染物排放浓度满足《火电厂大气污染物排放标准》（GB13223）和其他相关排放标准要求。</p> <p>装备行业：铸造生产过程中产生粉尘、烟尘和其他废气的部位均应配置大气污染物收集及净化装置，废气排放应符合《工业炉窑大气污染物排放标准》（GB9078）《大气污染物综合排放标准》（GB16297）《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271）及所在地污染物排放标准的的要求。铸造生产过程中产生的异味排放量应符合《恶臭污染物排放标准》（GB14554）。铸造企业废砂、废渣等固体废物应按照《一般工业固体废物贮存、处置场污染控制标准》（GB18599）贮存和处置，并符合国家和地方环保部门要求。铸造企业产生的危险废物应按照国家 and 自治区危险废物管理有关法律法规要求实施无害化处置。铸造企业严格执行《铸造工业大气污染物排放标准》（GB 39726）及地方排放标准，加强无组织排放控制，不能稳定达标排放的，限期完成设施升级改造，不具备改造条件及改造后仍不能达标的，依法依规进行淘汰。鼓励铸造用生铁企业参照钢铁行业超低排放改造要求开展有组织、无组织和清洁运输超低排放改造，支持行业协会公示进展情况。</p>	
---	--

	<p>纺织服装行业：印染项目废水排放须满足《纺织染整工业水污染物排放标准》（GB4287）要求，回用水须满足《纺织染整工业回用水水质》（FZ/T01107）要求。</p> <p>轻工行业：人造革及合成革项目工艺废水和工艺废气污染物排放须满足《合成革与人造革工业污染物排放标准》（GB21902）要求。</p>	
	<p>2.2 加强挥发性有机物（VOCS）污染治理，抓好 VOCS 和氮氧化物协同治理。重点推进石油开采、石油炼化、包装印刷、工业涂装等重点行业 VOCS 污染防治，完成 VOCS 减排任务。</p>	<p>本项目运营期在油气集输转运过程中会产生无组织挥发烃类气体，废气产生量较小，且项目区地域空旷，周边无人居住，对区域大气环境影响较小。</p>
	<p>2.3 加快淘汰国三及以下排放标准的柴油货车、采用稀薄燃烧技术或“油改气”的老旧燃气车辆。加强非道路移动机械污染防治，严格管控高排放非道路移动机械。推进排放不达标工程机械清洁化改造和淘汰。积极推广新能源汽车。</p>	<p>本项目施工期使用清洁柴油，符合要求。</p>
	<p>2.4 完善污水收集体系。通过合理确定城镇排水设施标准、布局、建设时序，达到污水有效治理、处理和利用并举，改善城镇水环境。推进管网更新改造。实施管网混错接改造、管网更新、破损修复改造等工程，实施清污分流，全面提升现有设施效能。污水处理厂执行一级 A 排放标准，处理后的污水可用于戈壁荒漠的植被恢复和城区周边绿化灌溉。</p>	<p>本项目采出液分离出的废水经风城油田2号稠油联合处理站采出水处理系统处理达标后回用注汽锅炉和回注，井下作业废水采用专用罐车收集后拉运至风城2号稠油联合处理站处理，不外排入环境，符合要求。</p>
	<p>2.5 以克拉玛依油田为重点，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。持续开展油（气）资源开发区历史遗留污染地块治理与修复工作。</p>	<p>本项目产生的油泥（砂）、沾油废物等委托有危险废物处置资质的单位处置，井下作业必须带罐（车）操作，落地油100%回收，固体废物妥善处置。符合要求。</p>
	<p>2.6 持续做好涉镉等重金属企业排查整治，严格执行重金属污染物排放限值，加大涉重金属企业监督检查力度，确保全市涉重金属排放企业实现稳定达标排放。</p>	<p>本项目不涉及镉等重金属污染物排放，符合要求。</p>
	<p>2.7 严格控制高毒高风险农药使用，加强农药包装废弃物回收处理，加强废弃农膜回收利用。强化畜禽养殖污染防治。</p>	<p>本项目不涉及高毒高风险农药使用，不涉及畜禽养殖，符合要求。</p>
	<p>2.8 积极开展碳达峰行动。探索实施二氧化碳排放强度和总量双控，推动电力、石化、化工等重点行业制定达峰目标，鼓励大型企业制定碳达峰行动方案。推动重点行业企业开展碳排放强度对标活动。</p>	<p>本项目不涉及。</p>

	2.9 控制重点领域二氧化碳排放。控制工业过程温室气体排放，推动煤电、石油石化等行业开展二氧化碳捕集利用和封存等低碳技术的示范应用。提升参与碳市场能力。全面贯彻落实国家、自治区碳市场建设工作部署，组织重点行业企业开展温室气体排放核查，夯实碳配额分配和碳排放权交易数据基础。	本项目不涉及。
克拉玛依市一般管控单元分类管控要求	【C2-1】加强农业面源污染治理，严格控制化肥农药施用量，逐步削减农业面源污染物排放量。	本项目不涉及。
<b>环境风险防控</b>		
克拉玛依市总体管控要求	3.1 严格执行《集中式饮用水水源地规范化建设环境保护技术要求》（HJ773-2015）等标准规范。对已实施的隔离防护、视频监控、标识标牌、应急池设施定期巡检巡查，发现问题及时整改。进一步加强乡镇级饮用水水源地保护工作。加强对重点行业企业监管。加强应急预案审核备案，督促企业完善事故应急池建设，强化应急物资储备。定期开展水污染事故应急演练，健全联防联控应急机制，进一步提升应急处置能力。	本项目占地不属于集中式饮用水水源地，符合要求。
	3.2 健全保护区内危险化学品运输管理制度。保护区内有道路、桥梁穿越的，危险化学品运输采取限制运载重量和物资种类、限定行驶线路等管理措施，并完善应急处置设施。保护区内运输危险化学品车辆及其他穿越保护区的流动源，利用全球定位系统等设备实时监控。	本项目产生的油泥（砂）、沾油废物等委托有危险废物处置资质的单位处置，井下作业必须带罐（车）操作，落地油100%回收。运输过程严格管理，符合要求。
	3.3 建设区域环境应急中心。加强石油石化行业和石化工业园区环境风险管理，强化企事业单位环境风险防范的主体责任，实现健康发展与环境安全。	建设单位已制定应急预案，并在克拉玛依市生态环境局乌尔禾区分局备案，符合要求。
	3.4 推进化学品环境风险管控，开展化学物质环境风险评估，加大对新污染物环境风险管控力度。加强石油石化行业和石化工业园区环境风险管控，强化企事业单位环境风险防范的主体责任，科学把握发展与安全关系，实现健康发展与环境安全。完善现有环境应急信息平台建设，实现环境应急信息共享，建立市、区两级环保部门、企业之间应急工作的实时沟通体系。依托克拉玛依的区位和资源优势，积极争取上级政策资金支持，推进辐射北疆西北部区域环境应急中心建设。	本项目不贮存、产生化学品，且建设单位已制定应急预案，并在克拉玛依市生态环境局乌尔禾区分局备案，符合要求。

<p>3.5 严格执行《集中式饮用水水源地规范化建设环境保护技术要求》（HJ773-2015）等标准规范。对已实施的隔离防护、视频监控、标识标牌、应急池设施定期巡检巡查，发现问题及时整改。进一步加强乡镇级饮用水水源地保护工作。加强对重点行业企业监管。加强应急预案审核备案，督促企业完善事故应急池建设，强化应急物资储备。定期开展水污染事故应急演练，健全联防联控应急机制，进一步提升应急处置能力。</p>	<p>本项目不位于集中式饮用水水源地，且建设单位已制定应急预案，并在克拉玛依市生态环境局乌尔禾区分局备案，符合要求。</p>
<p>3.6 不断完善风险源企业名录，做好应急预案备案。严格按照自治区生态环境厅有关风险源企业筛选要求，对危废产生及处置、危险化学品、加油（气）站及石油、化工等环境风险源进行重点筛选，确定风险源企业。严格按照应急预案管理规定，督促企业修编应急预案，不断强化企事业单位应急预案管理。</p>	<p>建设单位已制定应急预案，并在克拉玛依市生态环境局乌尔禾区分局备案，符合要求。</p>
<p>3.7 优先保护类耕地集中区域现有可能造成土壤污染的相关行业企业应当按照有关规定采取措施，防止对耕地造成污染。推行秸秆还田、化肥农药减量化、增施有机肥、少耕免耕与轮作、农膜减量与回收利用等措施，切实保护优先保护类耕地土壤环境质量。</p>	<p>本项目不占用保护类耕地，符合要求。</p>
<p>3.8 土壤污染重点监管单位应该严格控制有毒有害物质排放，并按年度向生态环境主管部门报告排放情况；建立土壤污染隐患排查制度，保证持续有效防止有毒有害物质渗漏、流失、扬散；制定、实施自行监测方案，并将监测数据报生态环境主管部门。并对监测数据的真实性和准确性负责。生态环境主管部门发现土壤污染重点监管单位监测数据异常，应当及时进行调查。设区的市级以上地方人民政府生态环境主管部门应当定期对土壤污染重点监管单位周边土壤进行监测。</p>	<p>建设单位按要求制定实施自行监测方案，并将数据报生态环境主管部门。</p>
<p>3.9 土壤污染重点监管单位拆除设施、设备或者建筑物、构筑物的，应当制定包括应急措施在内的土壤污染防治工作方案，报地方人民政府生态环境、工业和信息化主管部门备案并实施。</p>	<p>根据《关于克拉玛依市2024年环境监管重点单位名录的公示》，建设单位属于土壤污染重点监管单位，但本项目不涉及拆除设施、设备或者建筑物、构筑物的工序，且建设单位已制定应急预案，并在克拉玛依市生态环境局乌尔禾区分局备案（备案编号：650205-2023-016-L），符合要求。</p>
<p>3.10 土壤污染重点监管单位生产经营用地的用途变更或者在其土地使用权收回、转让前，应当由土地使用权人按照规定进行土壤污染状况调查。土壤污染状况调查报告应当作为不动产登记资料送交地方人民政府不动产登记机构，并报地方人民政府生态环境主管部门备案。</p>	<p>建设单位用地不涉及用途变更或土地使用权收回、转让情况，符合要求。</p>

<p>3.11 对拟收回土地使用权的有色金属冶炼、石油加工、化工、焦化、电镀、制革等行业企业用地，以及用途拟变更为居住和商业、学校、医疗、养老机构等公共设施的上述企业用地，由土地使用权人负责开展土壤环境状况调查评估；已经收回的，由所在地市、县级人民政府负责开展调查评估。</p>	<p>建设单位用地不涉及用途变更或土地使用权收回、转让情况，符合要求。</p>
<p>3.12 结合国土空间规划，以用途变更为居住用地、商业、公共管理与公共服务等用地的污染地块为重点，严格落实地块的调查评估、风险管控与修复活动。加强建设用地土壤修复的环境监管，推行绿色修复理念，防止二次污染。加强风险防范和公众监督，相关风险管控和修复单位要设置公示牌，公开污染地块主要污染物、可能存在的环境风险及采取的治理措施。鼓励周边社区街道等建立居民监督委员会，加强沟通交流，强化群众监督。</p>	<p>建设单位用地不涉及用途变更或土地使用权收回、转让情况，且已制定应急预案，并在克拉玛依市生态环境局乌尔禾区分局备案，符合要求。</p>
<p>3.13 按照科学有序原则，对拟开发为农用地的，市、区两级人民政府组织开展土壤污染状况调查评估，对不符合标准的，不得种植食用农产品；对新建排放重点污染物的建设项目，在开展环境影响评价时，应加强对土壤环境影响评价的内容，并提出防范土壤污染的具体措施。</p>	<p>根据收集到的资料，区域在开展环境影响评价时均对土壤环境进行了评价，本次报告中提出了相应的防范土壤污染的具体措施，符合要求。</p>
<p>3.14 以克拉玛依油田为重点，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。持续开展油（气）资源开发区历史遗留污染地块治理与修复工作。</p>	<p>本项目产生的油泥（砂）、沾油废物等委托有危险废物处置资质的单位处置，井下作业必须带罐（车）操作，落地油100%回收。符合要求。</p>
<p>3.15 结合克拉玛依市国土空间规划，以用途变更为居住用地、商业、公共管理与公共服务等用地的污染地块为重点，严格落实地块的调查评估、风险管控与修复活动。加强建设用地土壤修复的环境监管，推行绿色修复理念，防止二次污染。加强风险防范和公众监督，相关风险管控和修复单位要设置公示牌，公开污染地块主要污染物、可能存在的环境风险及采取的治理措施。鼓励周边社区街道等建立居民监督委员会，加强沟通交流，强化群众监督。</p>	<p>建设单位用地不涉及用途变更或土地使用权收回、转让情况，且已制定应急预案，并在克拉玛依市生态环境局乌尔禾区分局备案，符合要求。</p>
<p>3.16 以饮用水水源保护为核心，加强地下水型饮用水水源补给区保护。综合考虑地下水水文地质结构、脆弱性、污染状况、水资源禀赋及其使用功能和行政区划等因素，逐步建立全市地下水污染防治分区管控机制，开展划定地下水污染治理区、防控区及保护区试点。科学划定地下水污染防治重点区。强化工业园区、危险废物处置场和生活垃圾填埋场等地下水污染风险防控。探索建立报废钻井清单，持续推进封井工作。</p>	<p>本项目不涉及开采地下水，符合要求。</p>

	3.17 定期评估有关工业企业及周边地下水环境安全隐患，定期检查地下水污染区域内重点行业企业的污染治理状况。依法关停造成地下水严重污染事件的企业。建立重点行业企业地下水影响分级管理体系，以石油炼化、焦化、黑色金属冶炼及压延加工业等排放重金属和其他有毒有害污染物的工业行业为重点，公布污染地下水重点监管单位名单。	本项目不涉及开采地下水，符合要求。
	3.18 化学品生产企业、危险废物处置场、垃圾填埋场等申领排污许可证时，载明地下水污染防治和水质监测相关义务，采取防渗漏措施，建设地下水水质监测井并进行监测。根据潜在地下水污染特征，科学设计监测井位置和深度，加强监测井建设质量控制和运行维护，建立监测数据报送制度，逐步推进地下水环境自行监测。推动地下水污染防治重点区划定，明确环境准入、隐患排查、风险管控等管理要求。	本项目不属于化学品生产企业、危险废物处置场、垃圾填埋场等项目，符合要求。
	3.19 建立健全环境风险防控体系，制定环境风险应急预案，建设突发事件应急物资储备库，成立应急组织机构。	建设单位已制定应急预案，并在克拉玛依市生态环境局乌尔禾区分局备案（备案编号：650205-2023-016-L），符合要求。
克拉玛依市一般管控单元分类管控要求	【C.3-1】加强生态公益林保护与建设，防止水土流失。禁止向农用地排放重金属或者其他有毒有害物质含量超标的污水、污泥，以及可能造成土壤污染的尾矿、矿渣等。加强农田土壤、灌溉水的监测及评价，对周边或区域环境风险源进行评估。	本项目不涉及排放重金属或其他有毒有害物质，报告中对土壤环境提出了相应的保护措施，各类废水和固体废物均得到妥善处置，不向土壤排放符合要求。
<b>资源利用效率</b>		
克拉玛依市总体管控要求	4.1 克拉玛依区、白碱滩区、乌尔禾区、独山子区用水总量控制在自治区下达指标内。	不涉及用水总量控制指标，符合要求。
	4.2 按照“三条红线”各项控制指标，从严加强各类规划和建设项目的水资源论证、节水评价报告审批和跟踪监督管理，从严加强地下水开发利用的监督管理，从严加强取水许可监督管理。	本项目不涉及取水许可管理，符合要求。
	4.3 土地资源上线指标控制在最终批复的国土空间规划控制指标内。	本项目不涉及，符合要求。
	4.4 2025年，能源消费总量控制在1783.86万吨标准煤以内。其中：煤炭消费总量控制在750万吨，石油消费总量控制在310万吨，天然气消费总量控制在52亿立方，非化石能源消费总量控制在107.03万吨标煤，发电煤耗控制在285克标准煤/千瓦时。单位GDP能耗、单位工业增加值能耗五年累计下降率控制在自治区下达的指标范围内。	本项目不涉及，符合要求。
克拉玛依市一	【C.4-1】实行水资源消耗总量和强度双控，推进农业节水，提高农业用水效率。优化能源结构，加强能源清洁利用。	本项目为陆地石油开采项目，不涉及农业，不使用化肥、农药，符合

般管 控单 元分 类管 控要 求	【C.4-2】实施节水行动，强化农业节水增效、工业节水减排、城镇节水降损。推进污水资源化利用。	要求。
	【C.4-3】壮大清洁能源产业，加快非化石能源发展，实施绿电替代，优化用能结构，	
	【C.4-4】严格保护优先保护类农用地，确保其面积不减少、土壤环境质量不下降。加强耕地污染源源头控制，推进耕地周边涉镉等重金属行业企业排查整治。鼓励采取种植结构调整等措施，确保受污染耕地全部实现安全利用。动态调整耕地土壤环境质量类别。	

### 1.4.5 选址选线合理性分析

#### (1) 工程布局合理性

本项目涉及的重1井区在现有采矿权范围内，不涉及新申矿权范围。开发区内不占用自然保护区、水源保护区、风景名胜区、森林公园等环境敏感区。评价区涉及风景名胜区，但未在风景名胜区范围内布置生产设施。各类管线尽量沿道路敷设，总体布局合理。评价要求油田开发要严格按照开发方案划定区域进行，认真落实环评提出的环境保护措施。

#### (2) 井场、站场布置的合理性分析

根据《钻前工程及井场布置技术要求》（SY/T5466-2013）中规定“油、气井井口距民宅不小于100m”，《石油天然气钻井井控技术规范》（GB/T31033-2014）中规定“油气井井口距高压线及其它永久性设施不小于75m；距民宅不小于100m；距铁路、高速公路不小于200m；距学校、医院和大型油库等人口密集性、高危性场所不小于500m。”

根据现场调查，本项目井场、站场周围500m范围内无学校、医院等环境敏感目标，满足要求，且井场、站场选址不涉及水源保护区、文物保护单位、自然保护区及重要湿地等特殊环境敏感目标。综上所述，本项目井场、站场选址合理。

#### (3) 管线、电力线选线可行性分析

根据现场调查，本项目管线不占用自然保护区、风景名胜区、饮用水水源保护区、森林公园、基本农田等特殊敏感区域和重要生态敏感区域。集输管线工程南距克拉玛依市魔鬼城景区边界最近距离为4.6km，距离魔鬼城核心景区最近距离为5.5km，距布达拉宫景区边界最近距离224m，根据《新疆克拉玛依市魔鬼城风景名胜区总体规划（2021~2035）》可知，工程不在魔鬼城风景名胜区规划范围内，管线接入已建计量站。部分管线占用其他草地，本项目建设前，建设单位需办理用地手续，并按照相关规定对工程占地进行经济补偿。

本项目电力线施工临时占地涉及地方公益林（Ⅲ级）且距离布达拉宫景区边界最近距离为48m，根据《新疆克拉玛依市魔鬼城风景名胜区总体规划（2021～2035）》可知，工程不在魔鬼城风景名胜区规划范围内。在综合考虑施工难度及生态保护的前提下，建设单位在选线时已尽量避让、绕行，但仍占用地方公益林，评价要求建设单位严格按照有关规定办理使用林地手续。

本项目管线、电力线选线时，在满足生产要求的前提下，项目的管线敷设和电力线架设，综合考虑了地形、地质因素以及风险事故等因素，并尽可能减少其他草地和林地的占用，占地均不在水源地保护区、文物保护区等特殊环境敏感目标保护范围内，满足《输油管道工程设计规范》（GB50253-2014）中的相关规定。

#### （4）危险废物拉运的可行性

根据项目工程布局，本项目产生的危险废物均依托已有贮存场。建设单位风城油田作业区乌尔禾区目前共投运危废贮存场2处，本次依托这2处，危废拉运路线（危废拉运路线示意图见图4.8-4）不经过水源保护区，危废拉运路线跨越正常情况对地表水环境无影响，在事故情况下，启动应急措施，可以使风险控制在有限的范围内。评价认为项目危废拉运路走向合理。

#### （5）小结

总体看来，项目采用优化的管网、线路设计方案，减少井场和管线工程的工程量和占地面积，以减少对评价区植被的破坏和水土流失。从环境保护角度看，工程总体布局合理；井场、管线等选址、选线总体可行。

## 1.5 关注的主要环境问题及环境影响

（1）施工期重点关注施工过程中产生的生态环境问题和生态恢复措施以及扬尘、运输车辆尾气、焊接烟尘、试压废水等污染问题。

（2）运营期重点关无组织挥发的废气、井下作业废水、采出水、油泥（砂）、落地油、沾油废物等对环境产生的影响。

（3）整体上根据项目环境污染特征和当地环境状况，评价重点关注项目施工期生态环境、运营期环境风险中地下水、土壤的影响，兼顾其他环境影响，根据预测可能造成环境影响的范围和程度，有针对、有侧重地提出预防、减缓和补偿等环保措施。

## 1.6 环境影响评价的主要结论

本项目符合国家产业政策，符合相关规划要求，有利于维持当地油田开发支柱产业的开发和社会经济发展。

本项目按照“三同时”制度认真落实工程设计、本报告提出环保措施并强化环境管理后，各项污染防治、生态保护及环境风险防范与应急措施基本可行，工程对环境的污染较小，满足环境质量目标的要求；生态环境影响得到有效控制、恢复、补偿，并减至最低程度，可以实现生态系统结构功能不降低的生态环境保护目标；环境风险可降低到当地环境能够容许的程度；实现经济效益、社会效益和环境效益的协调统一。从满足环境质量目标和生态环境保护要求的角度，工程建设可行。

## 2 总则

### 2.1 编制依据

#### 2.1.1 国家法律

- (1) 《中华人民共和国环境保护法》，2015年1月1日；
- (2) 《中华人民共和国环境影响评价法》，2018年12月29日；
- (3) 《中华人民共和国大气污染防治法》，2018年10月26日；
- (4) 《中华人民共和国水污染防治法》，2018年1月1日；
- (5) 《中华人民共和国噪声污染防治法》，2022年6月5日；
- (6) 《中华人民共和国土壤污染防治法》，2019年1月1日；
- (7) 《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》，2020年9月1日；
- (8) 《中华人民共和国矿产资源法》，2009年8月27日；
- (9) 《中华人民共和国清洁生产促进法》，2012年7月1日；
- (10) 《中华人民共和国循环经济促进法》，2018年10月26日；
- (11) 《中华人民共和国节约能源法》，2018年10月26日；
- (12) 《中华人民共和国水土保持法》，2011年3月1日；
- (13) 《中华人民共和国环境保护税法》，2018年1月1日；
- (14) 《中华人民共和国野生动物保护法》，2023年5月1日；
- (15) 《中华人民共和国防沙治沙法》，2018年10月26日；
- (16) 《中华人民共和国安全生产法》，2021年9月1日；
- (17) 《中华人民共和国水法》，2016年7月2日。

#### 2.1.2 行政法规及规范性文件

- (1) 《建设项目环境保护管理条例》，2017年10月1日；
- (2) 《中华人民共和国野生植物保护条例》，2017年10月7日；
- (3) 《中华人民共和国土地管理法实施条例》，2021年9月1日；
- (4) 《地下水管理条例》，2021年12月1日；
- (5) 《风景名胜区条例》，2016年2月6日；
- (6) 《排污许可管理条例》，2021年3月1日；
- (7) 《突发事件应急预案管理办法》，2024年1月31日。

### 2.1.3 部门规章及规范性文件

- (1) 《建设项目环境影响评价分类管理名录（2021年版）》，2021年1月1日；
- (2) 《环境影响评价公众参与办法》，2019年1月1日；
- (3) 《突发环境事件应急管理办法》，2015年6月5日；
- (4) 《危险废物转移管理办法》，2022年1月1日；
- (5) 《产业结构调整指导目录（2024年本）》，2024年2月1日；
- (6) 《国家危险废物名录（2021年版）》，2021年1月1日；
- (7) 《关于进一步加强环境影响评价管理防范环境风险的通知》，2012年7月3日；
- (8) 《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》，2019年12月13日；
- (9) 《关于加强西部地区环境影响评价工作的通知》，2011年11月29日；
- (10) 《企业事业单位突发环境事件应急预案备案管理办法（试行）》，2015年1月8日；
- (11) 《关于切实加强风险防范严格环境影响评价管理的通知》，2012年8月8日；
- (12) 《石油天然气开采业污染防治技术政策》，2012年3月17日；
- (13) 《建设项目危险废物环境影响评价技术指南》，2017年10月1日；
- (14) 《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》，2021年12月22日；
- (15) 《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》，2017年11月15日；
- (16) 《中国石油天然气生产企业温室气体排放核算方法与报告指南（试行）》，2014年12月3日；
- (17) 《石油天然气开采企业二氧化碳排放计算方法》，2017年5月1日。

### 2.1.4 地方有关环保法规

- (1) 《新疆维吾尔自治区环境保护条例》，2018年9月21日
- (2) 《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》，2019年1月1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；
- (4) 《新疆维吾尔自治区野生植物保护条例》，2018年9月21日；
- (5) 《新疆生态功能区划》，2005年7月14日；
- (6) 《克拉玛依市大气污染防治条例》，2021年4月1日；
- (7) 《新疆维吾尔自治区实施<风景名胜区条例>办法》，2012年2月1日；
- (8) 《新疆维吾尔自治区矿产资源管理条例》，1997年11月8日；
- (9) 《新疆维吾尔自治区重点行业生态环境准入条件（2024年）》，2024年6月9日；
- (10) 《关于开展自治区2022年度夏秋季大气污染防治“冬病夏治”工作的通知》，2022年6月27日；
- (11) 《转发<关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价的通知>》，2020年7月30日；
- (12) 《新疆维吾尔自治区水土保持规划（2018-2030年）》，2018年8月；
- (13) 《新疆维吾尔自治区重点保护野生动物名录（修订）》，2022年9月18日；
- (14) 《新疆国家重点保护野生植物名录》，2022年3月9日；
- (15) 《新疆维吾尔自治区重点保护野生植物名录》，2023年12月29日；
- (16) 《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》，2019年1月21日；
- (17) 《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》，2021年2月5日；
- (18) 《克拉玛依市国民经济和社会发展第十四个五年规划和2035年远景目标纲要》，2021年2月25日；
- (19) 《新疆生态环境保护“十四五”规划》，2021年12月24日；
- (20) 《克拉玛依市“十四五”生态环境保护规划》，2022年1月27日；
- (21) 《克拉玛依市“三线一单”生态环境分区管控方案（2023版）》，2024年3月13日。

## 2.1.5 评价技术规范

- (1) 《建设项目环境影响评价技术导则 总纲》（HJ2.1-2016）；
- (2) 《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）；
- (3) 《环境影响评价技术导则 地表水环境》（HJ2.3-2018）；
- (4) 《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）；
- (5) 《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ2.4-2021）；
- (6) 《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022）；
- (7) 《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ619-2018）；
- (8) 《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）；
- (9)《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》(HJ349-2023)；
- (10) 《危险化学品重大危险源辨识》（GB18218-2018）；
- (11) 《生态环境状况评价技术规范》（HJ192-2015）；
- (12) 《危险废物收集 贮存 运输技术规范》（HJ2025-2012）；
- (13) 《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）；
- (14) 《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）；
- (15) 《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》（DZ/T0317-2018）；
- (16) 《排污单位自行监测技术指南 陆上石油天然气开采工业》（HJ1248-2022）；
- (17) 《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）；
- (18) 《污染源源强核算技术指南 准则》（HJ884-2018）；
- (19) 《污染源源强核算技术指南 石油炼制工业》（HJ982-2018）；
- (20) 《危险废物管理计划和管理台账制定技术导则》（HJ1259-2022）。

## 2.1.6 项目相关资料

- (1) 现有工程涉及的环评批复及竣工环保验收意见；
- (2) 建设单位提供与建设项目有关的其他技术资料。

## 2.2 评价目的及原则

### 2.2.1 评价目的

- (1) 通过现场调查和环境质量现状监测，了解建设项目所在地的自然环境、

大气环境、水环境、声环境、土壤环境及生态环境情况，掌握区域的环境质量现状。

(2) 通过工程分析，明确施工期、运营期和退役期主要污染源、污染物种类、源强、排放强度、排放方式及排放去向，分析环境污染的影响特征，预测和评价施工期、运营期及退役期对环境的影响程度，并对污染物达标排放进行分析。

(3) 提出预防或者减轻不良环境影响的对策和措施，并论述拟采取的环境保护措施的可行性和合理性。

(4) 分析可能存在的环境风险，分析环境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。

(5) 通过上述评价，论证项目对环境方面的可行性，给出环境影响评价结论，为生态环境主管部门提供决策依据。

### **2.2.2 评价原则**

#### **(1) 依法评价**

本次环境影响评价工作执行国家、新疆维吾尔自治区颁布的有关环境保护法律、法规、规范、标准，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，科学分析建设项目对环境质量的影响。

#### **(3) 突出重点**

根据建设项目的工程内容及特点，明确与环境要素间的作用效应关系，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**

本项目施工期主要活动包括：地面设施建设，如平整场地、管线敷设、站场建设等，将对生态环境产生一定不利影响，主要体现在占用土地及破坏土壤、地表植被等。

正常工况条件下，运行期对环境空气、声环境、水环境、生态环境以及生活质量等各环境要素的影响轻微，但持续的时间较长。

退役期原油产量明显下降，油井相继关闭，因此油田退役期对各种环境因素的影响范围和程度上均有所降低，直至基本消失。退役期环境影响的主要表现为设施拆除、井场封井、地面管道拆除等施工活动，施工活动将造成一定程度的水土流失等。本项目环境影响因素识别见表 2.3-1。

### 2.3.2 评价因子筛选

通过环境影响因素识别以及《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023），确定本次评价的评价因子见表 2.3-2、表 2.3-3。

表 2.3-2 建设项目环境影响评价因子筛选一览表

环境要素 单项工程	时期	大气	地下水	土壤	生态	噪声
油气集输工程	施工期	颗粒物	耗氧量、氨氮、石油类等	/	地表扰动面积及类型、植被覆盖度、生物量损失、物种多样性、生态系统完整性等	/
	运营期	硫化氢、非甲烷总烃	耗氧量、氨氮、石油类等	/	土壤肥力、生物多样性、生态系统完整性等	昼间等效声级(Ld)、夜间等效声级(Ln)

表 2.3-1 环境影响因素识别

阶段	作业工程	环境影响因素						
		废气	废水	噪声	固废	土壤	生态	环境风险
施工期	电力线架设	扬尘	/	设备噪声	/	地表裸露、水土流失	植被破坏	/
	设备运输	扬尘、车辆尾气	/	交通噪声	/	/	/	/
	土方开挖	扬尘	/	机械噪声	弃土	地表裸露、水土流失	植被破坏	/
	设备安装	/	/	设备噪声	建筑垃圾	/	/	/
	管线敷设	扬尘	试压废水中SS	机械噪声	/	地表裸露、水土流失	植被破坏	/
	井喷（事故情况）	烃类气体	/	/	泥浆	/	落地油	井喷
运行期	井场	烃类气体、硫化氢	/	/	落地油、油泥（砂）	/	落地油	/
	原油管线爆裂（事故）	烃类气体、硫化氢	/	/	/	/	泄漏	泄漏、火灾爆炸
退役期	井场	烃类气体、硫化氢、扬尘	/	机械噪声	建筑垃圾	/	/	/
	原油管线	扬尘	/	机械噪声	拆除管线	地表裸露、水土流失	植被破坏	/
	其它	/	/	/	/	植被恢复	/	/

表 2.3-3 建设项目生态影响评价因子筛选一览表

受影响对象	评价因子	时期	工程内容及影响方式	影响性质	影响程度	
物种	分布范围、种群数量、种群结构、行为等	施工期	直接影响为主，主要为施工活动噪声、振动等对野生动物行为产生干扰	短期、可逆影响	弱影响，暂时性干扰，物种种类、种群数量、种群结构变化不大	
		运营期	随着临时地植被的恢复，占地范围的物种将恢复			
生境	生境面积、质量、连通性等	施工期	直接影响为主，主要为工程临时、永久占地导致生境直接破坏或丧失	短期、可逆影响	弱影响，生境受到暂时性破坏	
		运营期	随着临时占用土地的恢复，区域动植物生境将予以回复			
生物群落	物种组成、群落结构等	施工期	直接影响为主，主要为工程施工导致个体直接死亡	短期、可逆影响	无影响，生物多样性、生态系统结构、功能以及生态系统稳定性维持现状	
		运营期	随着临时占用土地的恢复，生物群落逐步演化为施工前			
生态系统	植被覆盖度、生产力、生物量、生态系统功能等	施工期	直接影响为主，主要为工程临时、永久占地对植被覆盖度、生产力、生物量和生态系统功能的影响等	短期、可逆影响		
		运营期	随着临时占用土地的恢复，植被覆盖度、生产力、生物量和生态系统功能将逐步恢复			
生物多样性	物种丰富度、均匀度、优势度等	施工期	直接影响为主，主要为工程临时、永久占地对植物的影响，工程施工导致个体直接死亡；施工活动噪声、振动、等对野生动物行为产生干扰。导致生物多样性变化	短期、可逆影响		
		运营期	随着临时占用土地的恢复，生物多样性并逐步恢复			
生态敏感区	主要保护对象、生态功能等	施工期	工程不涉及生态敏感区	短期、可逆影响		无影响，工程所在区域无生态敏感区
		运营期	工程不涉及生态敏感区			
自然景观	景观多样性、完整性	施工期	直接影响为主，主要为工程临时、永久占地对植被覆盖度、生产力、生物量和生态系统功能的影响等	短期、可逆影响		弱影响，自然景观基本未受到破坏；在干扰消失后可以修复

		运营 期	随着临时占用土地的恢复， 将逐步恢复原有自然景观		或自然恢复
自然 遗迹	遗迹多样性、完 整性等	施工 期	工程不涉及自然遗迹区	短期、可 逆影响	无影响，项目所 在区域无自然 遗迹
		运营 期	工程不涉及自然遗迹区		

## 2.4 环境功能区划和评价标准

### 2.4.1 环境功能区划

#### (1) 环境空气

本项目油田所在地位于克拉玛依市乌尔禾区，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；涉及风景名胜区的区域按照《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一类功能区。

#### (2) 地表水环境

本项目所在区域内无地表水体。

#### (3) 地下水环境

根据《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中地下水分类标准，该区域地下水划分为Ⅲ类功能区，地下水水质执行《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）Ⅲ类标准，石油类参照《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中的Ⅲ类标准值。

#### (4) 声环境

根据《声环境质量标准》（GB3096-2008）的规定和油区及周围的环境状况，确定声环境功能为2类。

#### (5) 生态环境

根据《新疆生态功能区划》（见附图5），本项目属于Ⅱ准噶尔盆地温性荒漠与绿洲农业生态区—Ⅱ<sub>1</sub>准噶尔盆地北部灌木半灌木荒漠生态亚区—16白杨河河谷林、乌尔禾雅丹地貌保护生态功能区。

环境功能区划情况见表2.4-1。

表 2.4-1 区域环境功能区划一览表

环境要素	保护对象	功能区划
环境空气	项目区占地范围	《环境空气质量标准》二类功能区

水环境	地下水潜水含水层	III类功能区
声环境	站场及管线两侧 200m 范围	2类功能区
生态环境	II准噶尔盆地温性荒漠与绿洲农业生态区—II <sub>1</sub> 准噶尔盆地北部灌木半灌木荒漠生态亚区—16白杨河河谷林、乌尔禾雅丹地貌保护生态功能区	/

### 2.4.2 评价标准

(1) 本项目大气评价范围内涉及风景名胜区的区域环境空气质量执行《环境空气质量标准》(GB3095-2012)中的一级标准, 风景名胜区以外的区域环境空气质量执行《环境空气质量标准》(GB3095-2012)中的二级标准, 非甲烷总烃执行《大气污染物综合排放标准详解》中规定限值, 硫化氢执行《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018)附录 D 推荐值 10 $\mu\text{g}/\text{m}^3$ 。

(2) 地下水质量执行《地下水质量标准》(GB/T14848-2017) III类, 石油类参照《地表水环境质量标准》(GB3838-2002)中的III类标准。

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

(4) 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)和《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB15618-2018)。

具体标准限值见表 2.4-2。

表 2.4-2 环境质量标准一览表

要素	标准名称及级(类)别	污染因子	标准值			
			单位		限值	
					一级	二级
环境空气	《环境空气质量标准》(GB3095-2012)一级、二级标准	SO <sub>2</sub>	24 小时平均	$\mu\text{g}/\text{m}^3$	50	150
			1 小时平均		150	500
		PM <sub>10</sub>	24 小时平均	$\mu\text{g}/\text{m}^3$	50	150
			NO <sub>2</sub>		24 小时平均	80
		NO <sub>2</sub>	1 小时平均	$\mu\text{g}/\text{m}^3$	200	200
			CO		24 小时平均	$\text{mg}/\text{m}^3$
		1 小时平均		10	10	
		TSP	24 小时平均	$\mu\text{g}/\text{m}^3$	120	300
			NO <sub>x</sub>		24 小时平均	100
		1 小时平均		250	250	
		O <sub>3</sub>	日最大 8 小时平均	$\text{mg}/\text{m}^3$	100	10

			1 小时平均		160	100	
	《大气污染物综合排放标准详解》中规定限值	非甲烷总烃	1 小时平均	mg/m <sup>3</sup>	2		
	《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018)附录 D	硫化氢	1 小时平均	μg/m <sup>3</sup>	10		
地下水	《地下水质量标准》(GB/T14848-2017) III 类标准	pH	无量纲		6.5~8.5		
		钾	mg/L		/		
		钠			≤200		
		钙			/		
		镁			/		
		碳酸根			/		
		碳酸氢根			/		
		氯化物			≤250		
		硫酸盐			≤250		
		氨氮			≤0.50		
		硝酸盐氮			≤20.0		
		亚硝酸盐氮			≤1.00		
		挥发酚			≤0.002		
		氰化物			≤0.05		
		砷			≤0.01		
		汞			≤0.001		
		六价铬			≤0.05		
		总硬度			≤450		
		铅			≤0.01		
		氟化物			≤1.0		
		镉			≤0.005		
		铁			≤0.3		
		锰			≤0.10		
		溶解性总固体			≤1000		
		耗氧量			≤3.0		
		硫化物			≤0.2		
		色度			度	≤15	
		浊度			NTU	≤3	
		肉眼可见物			无量纲	/	
		总大肠菌群	MPN/100mL	≤3.0			
菌落总数	CFU/mL	≤100					
参照《地表水环境质量标准》	石油类	mg/L	≤0.05				

	(GB3838-2002) III 类标准				
声	《声环境质量标准》 (GB3096-2008)2类	等效 A 声级	dB(A)	昼间	≤60
				夜间	≤50
土壤	《土壤环境质量 建设 用地土壤污染风险 管控标准(试行)》 (GB36600-2018)第 二类用地筛选值	砷	mg/kg		60
		镉		65	
		铬(六价)		5.7	
		铜		18000	
		铅		800	
		汞		38	
		镍		900	
		四氯化碳		2.8	
		氯仿		0.9	
		氯甲烷		37	
		1,1-二氯乙烷		9	
		1,2-二氯乙烷		5	
		1,1-二氯乙烯		66	
		顺-1,2-二氯乙烯		596	
		反-1,2-二氯乙烯		54	
		二氯甲烷		616	
		1,2-二氯丙烷		5	
		1,1,1,2-四氯乙烷		10	
		1,1,2,2-四氯乙烷		6.8	
		四氯乙烯		53	
		1,1,1-三氯乙烷		840	
		1,1,2-三氯乙烷		2.8	
		三氯乙烯		2.8	
		1,2,3-三氯丙烷		0.5	
		氯乙烯		0.43	
		苯		4	
		氯苯		270	
		1,2-二氯苯		560	
		1,4-二氯苯		20	
		乙苯		28	
苯乙烯	1290				
甲苯	1200				
间二甲苯+对二甲苯	570				
邻二甲苯	640				
硝基苯	76				
苯胺	260				

		2-氯酚		2256
		苯并[a]蒽		15
		苯并[a]芘		1.5
		苯并[b]荧蒽		15
		苯并[k]荧蒽		151
		蒽		1293
		二苯并[a,h]蒽		1.5
		茚并[1,2,3-cd]芘		15
		萘		70
		石油烃		4500
	《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》 （GB15618-2018）风险筛选值（pH>7.5）	镉	mg/kg	0.6
		汞		3.4
		砷		25
		铅		170
		铬		250
		铜		100
		镍		190
		锌		300

### 2.4.3 污染物排放标准

#### （1）废气

施工期产生的颗粒物执行《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）表 2 无组织排放监控浓度 1.0mg/m<sup>3</sup> 限值要求；施工机械废气排放执行《非道路移动机械用柴油机排气污染物排放限值及测量方法（中国第三、四阶段）》（GB 20891-2014）及其修改单要求。

本项目非甲烷总烃无组织排放执行《陆上石油天然气开采工业污染物排放标准》（GB39728-2020）企业边界污染物控制要求；H<sub>2</sub>S 无组织排放执行《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）中新建项目二级标准。

#### （2）废水

运营期工作人员由油田内部调剂，不新增工作人员，不新增生活污水。项目运营期产生生产废水依托风城油田 2 号稠油联合站处理达标后回注地层和经软化后回用注汽锅炉，回注满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）中的 III 级指标，回用锅炉满足《油田注汽锅炉及配套水处理系统运行技术规程》（SY/T6086-2019）中表 2 给水水质指标。

根据建设单位提供的常规岩心渗透率数据，乌尔禾油田八道湾组空气渗透率

在  $79.8 \times 10^{-3} \sim 198 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$  之间，因此根据《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T 5329-2022）回注水执行 III 级水质标准，根据表 3.2-5，本项目现有工程采出水出水回注水水质满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T 5329-2022）III 级水质标准。

### （3）噪声

施工期采用《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）（即昼间 70dB（A），夜间 55dB（A））；运营期采用《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类标准（即昼间 60dB（A），夜间 50dB（A））。

### （4）固体废物

危险废物收集、贮存和运输过程的污染控制执行《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）、一般工业固体废物贮存执行《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB18599-2020）。

具体标准限值见表 2.4-3、表 2.4-4。

表 2.4-3 非道路移动机械用柴油机排气污染物排放限值

阶段	额定净功率 (P <sub>max</sub> ) (kW)	CO (g/kWh)	HC (g/kWh)	NO (g/kWh)	HC+NO <sub>x</sub> (g/kWh)	PM (g/kWh)
第三阶段	P <sub>max</sub> > 560	3.5	—	—	6.4	0.20
	130 ≤ P <sub>max</sub> ≤ 560	3.5	—	—	4.0	0.20
	75 ≤ P <sub>max</sub> < 130	5.0	—	—	4.0	0.30
	37 ≤ P <sub>max</sub> < 75	5.0	—	—	4.7	0.40
	P <sub>max</sub> < 37	5.5	—	—	7.5	0.60
第四阶段	P <sub>max</sub> > 560	3.5	0.40	3.5, 0.67 <sup>(1)</sup>	—	0.10
	130 ≤ P <sub>max</sub> ≤ 560	3.5	0.19	2.0	—	0.025
	75 ≤ P <sub>max</sub> < 130	5.0	0.19	3.3	—	0.025
	56 ≤ P <sub>max</sub> < 75	5.0	0.19	3.3	—	0.025
	37 ≤ P <sub>max</sub> < 56	5.0	—	—	4.7	0.025
	P <sub>max</sub> < 37	5.5	—	—	7.5	0.60

(1) 适用于可移动式发电机组用 P<sub>max</sub> > 900kW 的柴油机。

表 2.4-4 污染物排放标准

类别	标准名称及级（类）别	污染因子	标准值	
			单位	数值
施工扬尘	《大气污染物综合排放标准》 (GB16297-1996)	TSP	mg/m <sup>3</sup>	1.0
运营期厂界外无组织废气	《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	企业边界污染物控制要求 mg/m <sup>3</sup>	4.0

	《恶臭污染物排放标准》 (GB14554-93)	硫化氢	mg/m <sup>3</sup>	0.06
回用水	《油田注汽锅炉及配套水处理系统运行技术规程》(SY/T6086-2019)	溶解氧	mg/L	≤0.1
		总硬度	mg/L	≤2
		总铁	mg/L	≤0.05
		二氧化硅	mg/L	≤100 <sup>a</sup>
		悬浮物	mg/L	≤2
		总碱度	mg/L	≤2000
		含油量	mg/L	≤2.0
		总溶解固体	mg/L	≤7000
		pH(25℃)	无量纲	7.5~12
回注水	《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)水质标准分级 III	总悬浮固体含量	mg/L	≤20.0
		悬浮物颗粒直径中值	μm	≤5.0
		含油量	mg/L	≤15.0
		平均腐蚀率	mm/a	≤0.076
施工噪声	《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2011)	昼间噪声	dB(A)	≤70
		夜间噪声		≤55
运营期噪声	《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008) 2类区标准	昼间噪声	dB(A)	≤60
		夜间噪声		≤50
固废	一般固废执行《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》(GB18599-2020)、危险废物执行《危险废物贮存污染控制标准》(GB18597-2023)中有关规定			

## 2.5 评价工作等级和评价范围

### 2.5.1 大气环境

#### (1) 评价等级

根据工程分析,本项目的�主要大气污染源为集输逸散无组织烃类气体和硫化氢。依据《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018),采用 AERSCREEN 模型在考虑地形的条件下,本项目选择新建采油井井场无组织废气作为预测对象,对其大气污染物 C<sub>max</sub> 和 P<sub>max</sub> 进行计算,计算结果见表 2.5-1。按照评价工作等级判定原则,本项目环境空气评价工作级别为二级,见表 2.5-2。

表 2.5-1 主要污染物 P<sub>max</sub> 和 D<sub>10%</sub>计算结果一览表

污染源	污染物	源强 (kg/h)	C <sub>max</sub> (μg/m <sup>3</sup> )	P <sub>max</sub> (%)	D <sub>10%</sub> (m)
井场无组织 废气	非甲烷总烃	0.013	22.3	1.11	/
	硫化氢	2.0×10 <sup>-6</sup>	3.43×10 <sup>-4</sup>	0	/

表 2.5-2 环境空气评价等级判定依据表

评价工作	一级	二级	三级
分级判据	$P_{max} \geq 10\%$	$1\% \leq P_{max} < 10\%$	$P_{max} < 1\%$
本项目情况	占标率最大, $P_{max} = 1.11 < 10\%$		
评价等级	二级		

### (2) 评价范围

本项目大气评价范围为各井场、站场边长 5km 矩形范围，评价范围示意图见附图 6。

## 2.5.2 地表水环境

本项目油田采出水等生产废水不外排。油田生产废水经水处理系统处理达标后回注地层和回用注汽锅炉，生产废水依托风城 2 号稠油联合处理站处理达标后回注地层和回用注汽锅炉；本次产能扩建不新增工作人员，均依托原有工作人员调配。项目无废(污)水排放，根据《环境影响评价导则 地表水环境》(HJ2.3-2018)判定，本项目地表水评价工作等级为三级 B。项目周边无地表水且与地表水无水力联系，本次地表水环境影响评价重点论证项目依托污水处理设施的依托可行性。

## 2.5.3 地下水环境

### (1) 评价等级

根据本项目拟建工程内容，结合《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)中附录 A 地下水环境影响评价行业分类表，本项目属陆地石油开采项目，为 I 类项目。根据《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》(HJ349-2023)规定，采油井场为 I 类建设项目，单井采油管线、集油管线为 II 类建设项目。项目区周边无“集中式水源区的准保护区、除集中水源地的国家或地方政府设定的地下水环境相关的保护区”，也无“集中式水源区的准保护区以外的补给径流区、分散式饮用水水源地、特殊地下水资源保护区”，敏感程度为“不敏感”。地下水环境敏感程度分级见表 2.5-3。

表 2.5-3 地下水环境敏感程度分级表

敏感程度	地下水环境敏感特征
敏感	集中式饮用水水源（包括已建成的在用、备用、应急水源，在建和规划的饮用水水源）准保护区；除集中式饮用水水源以外的国家或地方政府设定的与地下水环境相关的其他保护区，如热水、矿泉水、温泉等特殊地下水资源保护区。
较敏感	集中式饮用水水源（包括已建成的在用、备用、应急水源，在建和规

	划的饮用水水源) 准保护区以外的补给径流区; 未划定准保护区的集中式饮用水水源, 其保护区以外的补给径流区; 分散式饮用水水源地; 特殊地下水资源 (如矿泉水、温泉等) 保护区以外的分布区等其他未列入上述敏感分级的环境敏感区 <sup>a</sup> 。
不敏感	上述之外的其他地区。
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》中所界定的涉及地下水的敏感区。	

建设项目地下水环境影响评价工作等级划分见表 2.5-4。

表 2.5-4 地下水环境影响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	二	三

根据表 2.5-4 判定采油井场地下水评价等级为二级, 采油管线、油类集输管线等地下水评价等级为二级。因此, 本次地下水评价等级为“二级”。

#### (2) 评价范围

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016), 地下水现状评价范围可采用公式计算法、查表法、自定义法等确定。本项目采用“公式法”对地下水评价范围进行划分。

$$L = \alpha \times K \times I \times \frac{T}{n_e}$$

表 2.5-5 基本参数一览表

序号	名称	定义	参数值
1	L	下游迁移距离, m	/
2	$\alpha$	变化系数, $\alpha \geq 1$ , 一般取 2	2
3	K	渗透系数, m/d, 常见渗透系数见《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016) 附录 B 表 B.1	1.611, 根据评价区水文地质条件
4	I	水力坡度, 无量纲	9‰, 根据区域勘察资料
5	T	质点迁移天数, 取值不小于 5000d	5000
6	$n_e$	有效孔隙度, 无量纲	0.25, 根据项目所在区域含水层特征

根据上述公式, 下游迁移距离  $L \approx 580\text{m}$ 。

根据现场调查, 本此产建范围内的井场、管线均不在集中式和分散式饮用水水源地的敏感及较敏感区范围内。

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016），确定井场地下水评价范围为下游 580m、两侧及上游不小于 290m，管线两侧 200m 作为地下水评价范围，评价范围示意图见附图 7。

### 2.5.4 声环境

#### （1）评价等级

项目区属于《声环境质量标准》（GB3096-2008）中的 2 类标准，且噪声源周围 200m 无固定集中的人群活动。依据《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ2.4-2021）中的规定，本项目声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 声环境》（HJ2.4-2021）要求，“满足以及评价的要求，一般以建设项目边界向外 200m 作为评价范围；二、三级评价范围可根据建设项目所在区域和相邻区域的声环境功能区划及敏感目标等实际情况适当缩小”，根据项目特点，项目声环境评价范围为各井场边界外扩 200m 作为评价范围，评价范围示意图见附图 8。

### 2.5.5 土壤环境

#### （1）评价等级

根据本次土壤环境质量监测结果，项目所在地土壤含盐量约在 2.2~5.4g/kg，根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）附录 D1 土壤盐化分级标准，本项目位于克拉玛依市，属于干旱、半荒漠和荒漠地区， $2 \leq SSC < 3$  属于轻度盐化， $3 \leq SSC < 5$  属于中度盐化， $5 \leq SSC < 10$  属于重度盐化。根据 D.2 土壤酸化、盐化分级标准，项目所在地土壤 pH 值在 8.41~8.87，属于无酸化或碱化和轻度碱化。

根据《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023）“依据 HJ964 的规定，土壤盐化、酸化和碱化地区，建设项目应按照土壤污染影响型和生态影响型，按相应等级分别开展评价工作”。综上，本项目属于轻度、中度及重度盐化地区，按照土壤污染影响型与生态型分别开展评价工作。

#### ①土壤污染影响型

土壤污染影响型根据评价项目类别、占地规模与敏感程度划分评价工作等级，见表 2.5-6。

表 2.5-6 土壤污染影响型评价工作等级划分表

评价工 作等级 敏 感 程 度	占地规模			II类			III类		
	I类			大	中	小	大	中	小
敏感	一级	一级	一级	二级	二级	二级	三级	三级	三级
较敏感	一级	一级	二级	二级	二级	三级	三级	三级	-
不敏感	一级	二级	二级	二级	三级	三级	三级	-	-

注：“-”表示可不开展土壤环境影响评价工作。

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》(HJ964-2018)，“建设项目占地规模分为大型（≥50hm<sup>2</sup>）、中型（5~50hm<sup>2</sup>）和小型（≤5hm<sup>2</sup>）”。本项目永久占地面积不足 5hm<sup>2</sup>，占地规模为小型。

建设项目所在地周边的环境影响敏感程度分为敏感、较敏感、不敏感，判别依据见表 2.5-7。

表 2.5-7 土壤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

项目评价范围内周边无耕地、牧草地等环境敏感目标，环境敏感程度为“不敏感”。

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）和《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023）规定采油井场为 I 类建设项目，油类管线为 II 类建设项目，依据上表可知，井场土壤污染影响型评价等级为二级，油类管线土壤污染影响型评价等级为三级。

### ②土壤生态影响型

土壤生态影响型建设项目根据建设项目类别、敏感程度划分评价工作等级，土壤生态影响型敏感程度分级见表 2.5-8，评价工作等级划分见表 2.5-9。

表 2.5-8 土壤生态影响型敏感程度分级表

敏感程度	判别依据		
	盐化	酸化	碱化
敏感	建设项目所在地干燥度 <sup>a</sup> >2.5 且常年地下水位平均埋深<1.5m 的地势平坦区域；或土壤含盐量>4g/kg 的区域	pH≤4.5	pH≥9.0
较敏感	建设项目所在地干燥度>2.5 且常年地	4.5<pH≤5.5	8.5≤pH<9.0

	下水位平均埋深>1.5m 的, 或 1.8<干燥度≤2.5 且常年地下水位平均埋深<1.8m 的地势平坦区域; 建设项目所在地干燥度>25 或常年地下水位平均埋深<1.5m 的平原区; 或 2g/kg<土壤含盐量≤4g/kg 的区域		
不敏感	其他	5.5<pH<8.5	
ª是指采用 E601 观测的多年平均水面蒸发量与降水量的比值, 即蒸降比值。			

2.5-9 土壤生态影响型评价工作等级划分表

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

注: “-”表示可不开展土壤环境影响评价工作。

根据本次土壤环境质量监测结果, 项目所在地土壤含盐量约在 2.2~5.4g/kg, 属于 2g/kg<土壤含盐量≤4g/kg 和土壤含盐量>4g/kg 的区域, 因此盐化程度属于“较敏感~敏感”; 地区土壤 pH 值在 8.41~8.87, 呈中性到弱碱性, 其酸、碱敏感程度属于“不敏感~较敏感”, 根据监测结果判断土壤生态敏感程度为“敏感”。

根据《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》(HJ349-2023) 规定采油井场为 I 类建设项目, 油类管线为 II 类建设项目, 依据上表可知, 井场土壤生态影响型评价等级为一级, 油类管线土壤生态影响型评价等级为二级。

## (2) 评价范围

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境(试行)》(HJ964-2018) 7.2 调查评价范围要求, 土壤环境污染影响型评价范围为井场占地范围内全部以及占地范围外 0.2km 范围内, 土壤环境生态影响型评价范围为井场占地范围内全部以及占地范围外 5km 范围内, 同时兼顾原油管线工程两侧向外延伸 0.2km 作为调查评价范围, 评级范围示意图见附图 9。

## 2.5.6 生态环境

### (1) 评价等级

根据《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022），依据建设项目影响区域的生态敏感性和影响程度，评价等级划分为一级、二级和三级。评价等级判定情况见表 2.5-10。

表 2.5-10 生态影响评价等级判定情况表

序号	判定原则	本项目
a	涉及国家公园、自然保护区、世界自然遗产、重要生境时，评价等级为一级	占地范围内以及穿（跨）越不涉及国家公园、自然保护区、世界自然遗产、重要生境
b	涉及自然公园时，评价等级为二级	占地范围内以及穿（跨）越不涉及自然公园
c	涉及自然生态保护红线时，评价等级不低于二级	占地范围内以及穿（跨）越不涉及生态保护红线
d	根据 HJ2.3 判断属于水文要素影响型且地表水评价等级不低于二级的建设项目，生态影响评价等级不低于二级	不属于水文要素影响型建设项目
e	根据 HJ610、HJ964 判断地下水水位或土壤影响范围内分布有天然林、公益林、湿地等生态保护目标的建设项目，生态影响评价等级不低于二级	项目管线埋深在当地潜水水位以上，土壤影响范围内无天然林、湿地等生态保护目标的建设项目，但是存在地方公益林(III级)，评价等级为二级
f	当工程占地规模大于 20km <sup>2</sup> （包括永久和临时占用陆域和水域），评价等级不低于二级；改扩建项目的占地范围以新增占地（包括陆域和水域）确定	项目总占地面积小于 20km <sup>2</sup>
g	除 a)、b)、c)、d)、e)、f)以外的情况，评价等级为三级	属于 a)、b)、c)、d)、e)、f)以外的情况
h	当评价等级判定同时符合上述多种情况时，应采用其中最高的评价等级	项目属于上述其中 e)1 种情况，评价等级为二级
6.1.3	建设项目涉及经论证对保护生物多样性具有重要意义的区域时，可适当上调评价等级	项目区域生物多样性一般，无重要意义
6.1.4	建设项目同时涉及陆生、水生生态影响时，可针对陆生生态、水生生态分别判定评价等级	项目不涉及水生生态影响
6.1.5	在矿山开采可能导致矿区土地利用类型明显改变，或拦河闸坝建设可能明显改变水文情势等情况下，评价等级应上调一级	项目不属于露天开采矿山或拦河闸坝建设项目
6.1.6	线性工程可分段确定评价等级。线性工程穿越或地表跨越生态敏感区，在生态敏感区范围内无永久、临时占地时，评价等级可下调一级	项目管线不涉及生态敏感区
6.1.7	涉海工程评价等级判定参照 GB/T19485	项目不涉海
6.1.8	符合生态环境分区管控要求且位于原厂界（或永久用地）范围内的污染影响类改扩建项目，位于已批准规划环评的产业园区内且符合规划环评要	项目不涉及原厂界（或永久用地）范围内的污染影响类改扩建项目

求、不涉及生态敏感区的污染影响类建设项目，可不进行生态影响评价，直接进行生态影响简单分析
综上，本项目评价等级为二级。

## (2) 评价范围

根据《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022）和《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023），本项目以采油井场厂界周围 50m 范围、管线工程两侧外延 300m 为评价范围，生态评价范围示意图见图 10。

## 2.5.7 环境风险

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018），本项目涉及的环境风险物质主要是原油、伴生气、H<sub>2</sub>S。本项目 Q 值确定见表 2.5-11。

计算所涉及危险物质在厂界内的最大存在总量与其在附录 B 中对应临界量的比值 Q。在不同厂区的同一种物质，按其在厂界内的最大存在总量计算。对于长输管线项目，按照两个截断阀室之间管段危险物质最大存在总量计算。

当只涉及一种危险物质时，计算该物质的总量与其临界量比值，即为 Q：

当存在多种危险物质时，则按下式计算物质总量与其临界量比值（Q）：

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

式中：q<sub>1</sub>，q<sub>2</sub>，…，q<sub>n</sub>——每种危险物质的最大存在总量，t；

Q<sub>1</sub>，Q<sub>2</sub>，…，Q<sub>n</sub>——每种危险物质的临界量，t。

当 Q < 1 时，该项目环境风险潜势为 I。

当 Q ≥ 1 时，该 Q 值划分为：① 1 ≤ Q < 10；② 10 ≤ Q < 100；③ Q ≥ 100。

表 2.5-11 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 <sub>n</sub> /t	临界量 Q <sub>n</sub> /t	该种危险物质 Q 值	备注
1	单井管线原油	8002-05-9	0.75	2500	0.0003	0.1km, DN100
2	集输管线原油	8002-05-9	75.4	2500	0.0302	2.5km, DN200
3	H <sub>2</sub> S	7783-06-4	0.0007	2.5	0.0003	/
项目 Q 值 Σ					0.0308	
备注：原油密度 960kg/m <sup>3</sup> ，原油管线混输，不单独核算伴生气量。						

环境风险评价工作等级划分为一级、二级、三级。根据建设项目涉及的物质与工艺系统危害性和所在地的环境敏感性确定环境风险潜势,按照表 2.5-12 确定评价工作等级。

表 2.5-12 环境风险评价工作等级划分

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

<sup>a</sup>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。

本项目环境风险评价等级为简单分析,不设置环境影响评价范围。

## 2.6 评价内容与评价重点、评价时段

### 2.6.1 评价内容

本次评价工作主要内容包括:工程概况介绍、工程分析、环境现状调查与监测、环境影响预测与分析、环保措施可行性论证、环境经济损益分析、环境管理计划等。

### 2.6.2 评价重点

本次评价重点包括:现有工程回顾性调查、工程概况、工程分析、环境影响预测与分析、环保措施可行性论证等。

### 2.6.3 评价时段

本项目评价时段分为:施工期、运营期、退役期三个时段。

## 2.7 主要环境保护目标

根据现场调查,本项目区南侧为克拉玛依市魔鬼城风景区,无其他自然保护区、世界文化和自然遗产、饮用水保护区,无基本草原、地质公园、重要湿地、天然林、重点保护野生动物栖息地、重点保护野生植物生产繁殖地等。本项目各环境要素及环境保护目标情况见表 2.7-1,环境保护目标分布图见附图 2。

表 2.7-1 环境保护目标一览表

环境要素	环境保护目标	与项目区的位置关系	保护级别
环境空气	评价范围内的环境空气质量	-	《环境空气质量标准》(GB3095-2012)二级
	克拉玛依市魔鬼城风景名胜	南侧, 4.6km	《环境空气质量标准》(GB3095-2012)一级
	克拉玛依市魔鬼城风景名胜区布达拉宫景区	南侧 224m	

地下水环境	评价范围内的潜水含水层	-	《地下水质量标准》 (GB/T14848-2018) III类
声环境	声环境	-	《声环境质量标准》 (GB3096-2008) 2类
土壤环境	项目区占地范围内土壤	-	《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》 (GB36600-2018) 第二类用地筛选值
生态环境	土壤、土地利用、植被、生态系统等	重1井区内	合理利用土地、保护土壤，保护生态系统完整性与稳定性

## 3 工程概况

### 3.1 建设单位概况

风城油田作业区（以下简称“作业区”）是中国石油新疆油田分公司下属的二级单位，下辖乌尔禾油田、风城油田、夏子街油田（部分区块）、玛 131 区块部分区域，其中乌尔禾油田和风城油田隶属于新疆维吾尔自治区克拉玛依市乌尔禾区，夏子街油田（部分区块）、玛 131 区块部分区域隶属于新疆维吾尔自治区塔城地区和布克赛尔蒙古自治县。作业区勘探作业始建于 1954 年，1991 年首次建设地面开发工程，至今已有三十余年的开发历史，是新疆油田公司开发最成熟的作业区之一。

### 3.2 地理位置与交通

风城重 1 井区侏罗系齐古组超稠油油藏位于准噶尔盆地西北缘风城油田北部距克拉玛依市东北约 130km。地面白垩系风蚀雅丹地貌发育，地面海拔 352m~532m，平均 388m。217 国道从油田西北通过，交通运输较为方便，地面开发条件较好。

区块地理位置及油田范围图见附图 3、附图 4。

### 3.3 油藏资源概况

#### 3.3.1 油藏分布条件

新疆风城油田超稠油油藏位于准噶尔盆地西北缘，距克拉玛依市区约 100 公里，区域构造位于准噶尔盆地西北缘乌夏断褶带的夏红北断裂上盘中生界超覆尖灭带上，北以哈拉阿拉特山为界，南邻玛湖凹陷北斜坡带，油藏上倾及下倾方向被断层切割。主要含油层系为侏罗系八道湾组、齐古组。

八道湾组油藏埋深 500~700m，沉积厚度 8.5~130.4m，平面主要分布在南部的重 18 井区，向东北部剥蚀尖灭，为一套中细砂岩、含砾砂岩、砂砾岩及泥岩、砂质泥岩和泥质砂岩岩性组合，底部为冲积扇沉积，上部为辫状河沉积；自上而下可分为 J<sub>1b1</sub>、J<sub>1b2+3</sub>、J<sub>1b4</sub>、J<sub>1b5</sub> 等 4 个小层，油层主要分布在 J<sub>1b2+3</sub>、J<sub>1b4</sub> 层；储层主要岩性为中—细砂岩，平均砂层厚度 28.8m，平均油层厚度 9.8m；油层平均孔隙度 27.8%，平均渗透率 747mD，平均含油饱和度 68.2%；地面原油密度 0.916~0.987g/cm<sup>3</sup>，50℃时粘度为 2549~88125mPa·s；油层温度 25.7℃，油

藏原始地层压力 5.74MPa，压力系数 0.94；油藏类型为受断裂控制遮挡的构造岩性超稠油油藏。

齐古组发育 J<sub>3q2</sub> 层、J<sub>3q3</sub> 层两套含油层系，构造形态和断裂分布与八道湾组相似。齐古组 J<sub>3q3</sub> 层埋深 300~600m，沉积厚度 6.8~82.5m，平面主要分布在南部的重 18 井区和重 1 井区，整体上北部薄，南部厚，为一套辫状河沉积的中细砂岩、含砾砂岩、砂砾岩及泥岩、砂质泥岩和泥质砂岩岩性组合。储层主要岩性为中—细砂岩，平均砂层厚度 17.6m，平均油层厚度 6.9m。油层平均孔隙度 29.7%，平均渗透率 1069mD，平均含油饱和度 65.3%；地面原油密度 0.903~0.985g/cm<sup>3</sup>，50°C 时粘度为 1284~684000mPa·s；油层温度 24.6°C，油藏原始地层压力 5.26MPa，压力系数 0.94；油藏类型为受断裂控制遮挡的构造岩性超稠油油藏。齐古组 J<sub>3q2</sub> 层埋深 150~500m，沉积厚度 5.1~128.6m，平面全区分布，具有北部厚、南部薄的分布特点，为一套中细砂岩、含砾砂岩、砂砾岩及泥岩、砂质泥岩和泥质砂岩岩性组合，为辫状河沉积；储层主要岩性为中—细砂岩，砂体厚度 41.1m，平均油层厚度 20.5m；油层平均孔隙度 32.0%，平均渗透率 1632mD，解释平均含油饱和度 71.0%；地面原油密度 0.934~0.996g/cm<sup>3</sup>，50°C 时粘度为 4572~1150000mPa·s；油层温度 19.0°C，油藏原始地层压力 2.88MPa，压力系数 0.93；油藏类型为受断裂控制遮挡的构造岩性超稠油油藏。

### 3.3.2 地质特征

开发目的层为侏罗系齐古组 J<sub>3q2</sub><sup>2-1+2-2</sup> 层，地质参数见表 3.1-1，其中平均孔隙度为 31.0%，平均渗透率为 2193mD，平均含油饱和度为 69.9%，油层厚度为 9.4m~33.6m，水平段长度为 295m~540m，属高孔、高渗、高含油饱和度储层。目的层油藏中部平均埋深 265m，50°C 条件下原油粘度为 2.3×10<sup>4</sup>mPa·s，原始地层压力 2.7MPa。

表 3.3-1 试验区井组储层地质参数表

序号	井号	孔隙度 (%)	渗透率 (mD)	含油饱和度 (%)	油层厚度 (m)	水平段长度 (m)
1	FHW338	31.5	2346	70.5	19.2	342
2	FHW339U	31.3	2359	70.5	10.1	472
3	FHW340U	30.8	2110	70.2	9.4	540
4	FHW341	30.8	2094	70.3	30.5	519
5	FHW342	31.0	2224	69.9	33.6	391
6	FHW343	30.9	2186	68.5	31.5	318

7	FHW343U (单 P)	30.9	2123	68.9	13.8	295
8	FHW347U (单 P)	30.9	2102	70.6	14.9	448
平均		31.0	2193	69.9	19.2	416

### 3.3.3 储层物性

重 1 井区平均粘度  $2.58 \times 10^4 \text{mPa}\cdot\text{s}$ , 3 井组平均孔隙度 30%, 平均渗透率 1734mD, 平均含油饱和度 71.4%, 油层厚度平均为 23.5m, 水平段长度 308m。

风城超稠油具有高粘度、高密度、高凝固点、低蜡、低酸值、热敏感性强的特点, 风城超稠油原油性质见表 3.3-2。

表 3.3-2 风城超稠油原油性质参数统计表

层位	密度 ( $\text{g}/\text{cm}^3$ )	粘度 (50°C) mPa.s	含蜡 (%)	酸值 (mgKOH/g)	凝固点 (°C)	初馏点 (°C)	胶质 (%)	沥青质 (%)
J <sub>3q2</sub>	0.934~0.996	4572~1150000	1.4	4.4	18	189	13.8	9.1
J <sub>3q3</sub>	0.9036~0.985	1284~684000	1.1	3.2	17	185	16.3	8.3
J <sub>1b</sub>	0.9158~0.9868	2549~88125	1.2	4.5	15	179	19.4	5.2

根据水分析资料统计, 齐古组和八道湾组地层水均为  $\text{NaHCO}_3$  型, 氯离子含量分别为 1950.53mg/L、3466.17mg/L, 总矿化度分别为 4970.24mg/L、7751.34mg/L。风城稠油区地层水性质见表 3.3-3。

表 3.3-3 风城稠油区地层水性质统计表

层位	$\text{HCO}_3^-$ (mg/L)	$\text{Cl}^-$ (mg/L)	$\text{Ca}^{2+}$ (mg/L)	$\text{K}^+\text{Na}^+$ (mg/L)	矿化度 (mg/L)	水型	取样井号
J <sub>3q</sub>	1496.15	1950.53	7.3	2003.16	4970.24	$\text{NaHCO}_3$	风重 019
J <sub>1b</sub>	749.08	3466.17	-	-	7751.34	$\text{NaHCO}_3$	重 19

## 3.4 现有项目工程概况

### 3.4.1 开发建设历程及环保手续

#### (1) 环评及验收手续

根据建设单位提供的资料, 重 1 井区滚动开发建设历程及环保手续统计情况如下, 部分相关支持性文件见附件。

表 3.4-1 环保手续履行情况一览表

序号	项目名称	批复机构、文号及时间	验收时间
1	风城超稠油油藏重 1、重 18 井区 SAGD 开发工程环境影响评价报告书	原新疆维吾尔自治区环境保护厅 (新环函 (2014) 455 号) 2014.4.21	原新疆维吾尔自治区环境保护厅 (新环函 (2016) 1533 号) 2016.10.21

2	风城油田重1井区2017年第一批SAGD井、控制井钻井工程环境影响评价报告表	原克拉玛依市环境保护局(克环保函(2017)361号) 2017.10.30	自主验收, 2019.7.9
3	风城油田重1井区2017年第二批SAGD井、控制井钻井工程环境影响评价报告表	原克拉玛依市环境保护局(克环保函(2017)364号) 2017.10.30	自主验收, 2019.7.9
4	风城油田重1井区2017年第三批SAGD井、控制井钻井工程环境影响评价报告表	原克拉玛依市环境保护局(克环保函(2017)365号) 2017.10.30	自主验收, 2019.7.9
5	风城油田重1井区2017年第四批SAGD井、控制井钻井工程环境影响评价报告表	原克拉玛依市环境保护局(克环保函(2017)366号) 2017.10.30	/
6	中国石油新疆油田分公司风城油田作业区环境影响后评价报告书	新疆维吾尔自治区生态环境厅(新环环评函(2021)989号)	/

## (2) 排污许可手续

本工程属于风城油田作业区管理,燃气锅炉已在克拉玛依市生态环境局办理中国石油新疆油田分公司风城油田作业区供汽联合站排污许可简化(证书编号:91650200715597998M043R)。

## 3.4.2 现有工程建设内容及规模

本次滚动开发区块为风城油田重1井区,现有工程内容组成见表3.4-1。

表3.4-1 现有工程内容组成一览表

工程类别	项目组成	建设内容
主体工程	区块布局	开发区块为重1井区
	井场工程	现有井场42座,采油井84口,产能47.8×10 <sup>4</sup> t/a
		退役井3口
	站场工程	8井式管汇站6座,换热接转站1座,注汽站4座(含19.5t/h注汽锅炉9台)
集输工程	单井管线15km,集输干线21km,注汽管线18km,供气管线10km	
公用工程	供水工程	依托风城2号稠油联合处理站软化水处理系统
	供配气工程	依托风城3号配气站配气
	供电工程	35kV变电所1座,10kV电力线15km
	道路工程	沥青道路3.2km,砂石干线道路2.4km
	通信工程	通信光缆24km
环保工程	采出水处理	依托风城2号稠油联合处理站采出水处理系统,规模4000m <sup>3</sup> /d
	危险废物贮存场	依托风城油田2座危险废物贮存场(贮存场1号、贮存场2号),定期交由有资质的单位处置
	原油处理工程	依托风城2号稠油联合处理站原油处理系统,规模150×10 <sup>4</sup> t/a
	伴生气处理工程	依托伴生气处理站,规模15×10 <sup>4</sup> Nm <sup>3</sup> /d

退役井	采用混凝土灌注封井
退役管线	集输管线采取封堵措施后留在地下不取出
办公生活设施	依托风城油田作业区生活公寓，占地面积 5806m <sup>2</sup>

### (1) 主体工程

重 1 井区采用 SAGD 开发方式，已建 SAGD 井组 42 对，8 井式管汇站 6 座，换热接转站 1 座，注汽站 4 座，集油干线 2 条，重 1 井区产能  $37.8 \times 10^4 \text{t/a}$ 。

### (2) 公辅工程

#### ① 供排水

锅炉用水依托风城 2 号稠油联合站处理后的净化水。

井下作业废水、采出水、锅炉排污水均进入风城 2 号稠油联合站水处理系统处理达标后回注地层或回用注汽锅炉。

#### ② 供热

重 1 井区设置有 19.5t/h 注汽锅炉 9 台，燃料为油田自用天然气。

#### ③ 供电

采油井、管汇站和注汽站供电电源引自 10kV 架空线路，注汽站站内建有变配电室和固定式开关柜等。

#### ④ 集输管线及运输情况

各单井采出液进计量管汇站后输至风城 2 号稠油联合站进行油气水分离，分离后的油、气通过已建管道外输，处理后的净化水回注地层或回用注汽锅炉。集输管线流程示意图见图 3.4-1。



图 3.4-1 集输管线流程示意图

⑤内部道路建设情况

井区主要巡线道路为三级沥青路面，其余单井巡线道路为简易砂石路面。

⑥储罐、运输与装载系统

重 1 井区各井场不涉及储罐，现有储罐主要存在于接转换热站。目前各井场采出液均密闭集输，不需要单独的装载系统。

(3) 环保工程建设情况

①废气处理工程

废气主要来自锅炉烟气和油气集输过程中无组织挥发的非甲烷总烃、硫化氢。

锅炉燃料为处理过的天然气，燃烧烟气通过不低于 8m 高的排气筒排放。油气集输过程中采用密闭流程，定期对阀门等生产设备进行检查和维修，保障生产的气密性，尽量减少无组织废气的排放。

②废水处理工程

废水主要来自采出水、井下作业废水、锅炉排污水和生活污水。

生产废水经风城 2 号稠油联合站采出水处理系统处理，处理工艺采用重力除油+旋流反应+混凝沉降+压力过滤，处理达标后一部分满足《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2022）标准后回注和另一部分满足《油田

注汽锅炉及配套水处理系统运行技术规程》（SY/T6086-2019）标准后回用于注汽锅炉。

生活污水进乌尔禾区生活污水处理厂，处理后的污水达到《城镇污水处理厂污染物排放标准》（GB18918-2002）一级 A 标准后，出水用于下游生态林灌溉。

### ③噪声防治工程

油区噪声源主要为各类机泵。油区对井场产噪设备采取了基础减振，站场产噪设备采取厂房隔声、基础减振等措施。

### ④固体废物收集处理处置工程

固体废物油泥（砂）、落地油、沾油废物和生活垃圾。落地油 100%回收；油泥（砂）、沾油废物交由有资质的单位处置；生活垃圾集中收集后拉运至乌尔禾区生活垃圾填埋场处置。

### ⑤环境风险防控

井口安装防喷器和控制装置，选用优质水泥浆固井，保证固井质量合格；井区管线采取防腐蚀措施，管线敷设前对管材和焊接质量进行检查，管线上方设置永久性标志，定期对管线进行检查，对不符合要求的管段进行及时更换等措施。按消防规定在站场配备泡沫灭火器、干粉灭火器、消防铁锹和其他消防器材等。

建设单位已制定应急预案，并在克拉玛依市生态环境局乌尔禾区分局备案（备案编号：650205-2023-016-L）。

## 3.4.3 现有工程环境影响回顾性评价

### （1）生态环境

区块内主要生态环境影响为开发活动过程中因井场施工、站场施工、管道施工等，对地表的干扰等，工程占地分为临时占地和永久占地。根据现场调查及查阅资料，区块内原有施工过程中对地表的扰动基本进行了恢复，施工结束后，及时清除施工垃圾，对施工现场进行了回填平整，尽可能覆土压实，使其恢复至相对自然的状态，减少了侵蚀量；临时占地范围内的植被正在恢复中。综上所述，项目前期开采对生态环境的影响不大，后期采取边开采边治理方式，区块在前期开采中未出现明显生态环境问题，后期开采中针对生态环境影响主要应防范因为地表扰动等造成的沙漠植被破坏问题，要做到及时发现，及时治理，并且做好施工过程中日常管理，尽量减少对沙地的扰动，继续加强区域绿化工作的推进。

## (2) 废气

油区废气主要为油气集输过程中产生的无组织废气以及燃气锅炉燃烧烟气。

油区采用密闭集输工艺，正常条件下油气损耗较小，取值 0.1‰），结合现有工程产能规模，估算现有工程烃类气体损耗量 47.8t/a；项目所在区域硫化氢浓度平均为 9000mg/m<sup>3</sup>，最高年伴生气产生量约 10.12×10<sup>5</sup>m<sup>3</sup>/a（根据建设单位提供资料，伴生气产生量 33m<sup>3</sup>/d·口），据此核算出伴生气中硫化氢最大量为 910.8t/a。根据油田现有资料及污染源调查数据分析，油气集输损失按照伴生气最大产能的 0.1‰损失计算，则本项目硫化氢无组织挥发量为 0.091t/a。

根据《中国石油新疆油田分公司风城油田作业区环境影响后评价报告书》中后评价开展期间进行的污染源监测数据，现有项目井场、计量站厂界非甲烷总浓度能够达到《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中非甲烷总烃无组织排放监控浓度限值（4.0mg/m<sup>3</sup>）。

目前，重 1 井区有 4 座注汽站，注汽锅炉以天然气为原料，具体信息见表 3.4-2，污染物达标排放见表 3.4-3。

表 3.4-2 锅炉基本信息情况一览表

序号	排放口编号	排放口名称	污染物种类	经度	纬度	排气筒高度	排气筒内径
1	DA001	重 1/SAGD-3-2# 炉排气口	烟气黑度、颗粒物、氮氧化物、二氧化硫	85°47'53.70"	46°9'49.14"	11.3	0.78
2	DA007	重 1/SAGD-4-1# 炉排气口	二氧化硫、烟气黑度、颗粒物、氮氧化物	85°48'0.14"	46°9'45.32"	11.3	0.78
3	DA058	重 1/SAGD-4-2# 炉排气口	二氧化硫、烟气黑度、颗粒物、氮氧化物	85°48'0.97"	46°9'45.43"	11.3	0.78
4	DA078	重 1/SAGD-4-3# 炉排气口	颗粒物、烟气黑度、二氧化硫、氮氧化物	85°48'1.40"	46°9'45.97"	11.3	0.78
5	DA088	重 1/SAGD-4-5# 炉排气口	烟气黑度、二氧化硫、颗粒物、氮氧化物	85°48'2.38"	46°9'46.62"	11.3	0.78
6	DA097	重 1/SAGD-1-1# 炉排气口	颗粒物、烟气黑度、二氧化硫、氮氧化物	85°47'15.65"	46°9'48.74"	11.3	0.78
7	DA099	重	烟气黑度、颗粒	85°47'34.08"	46°9'29.95"	11.3	0.78

		1/SAGD-2-1# 炉排气口	物、二氧化硫、 氮氧化物				
8	DA123	重 1/SAGD-4-4# 炉排气口	氮氧化物、烟气 黑度、二氧化硫、 颗粒物	85°48'2.16"	46°9'46.51"	11.3	0.78
9	DA128	重 1/SAGD-1-2# 炉排气口	二氧化硫、氮氧 化物、颗粒物、 烟气黑度	85°47'16.04"	46°9'49.14"	11.3	0.78

表 3.4-3 现有工程锅炉烟气中污染物排放浓度统计一览表

序号	排气筒编号	排放口名称	污染物排放浓度 (mg/m <sup>3</sup> )		
			颗粒物	二氧化硫	氮氧化物
1	DA001	重 1/SAGD-3-2#炉排气口	<0.1	<3	70
2	DA007	重 1/SAGD-4-1#炉排气口	<0.1	<3	93
3	DA058	重 1/SAGD-4-2#炉排气口	<0.1	<3	87
4	DA078	重 1/SAGD-4-3#炉排气口	<0.1	<3	70
5	DA088	重 1/SAGD-4-5#炉排气口	<0.1	<3	86
6	DA097	重 1/SAGD-1-1#炉排气口	<0.1	<3	101
7	DA099	重 1/SAGD-2-1#炉排气口	<0.1	<3	136
8	DA123	重 1/SAGD-4-4#炉排气口	<0.1	<3	41
9	DA128	重 1/SAGD-1-2#炉排气口	<0.1	<3	100
均值			<0.1	<3	87

注汽锅炉各项污染物排放浓度均满足《锅炉大气污染物排放标准》

(GB13271-2014) 中表 1 在用锅炉大气污染物排放浓度限值 (颗粒物 30mg/m<sup>3</sup>, SO<sub>2</sub>100mg/m<sup>3</sup>, NO<sub>x</sub>400mg/m<sup>3</sup>), 且废气筒高度不低于 8m, 废气可达标排放。

根据统计资料, 重 1 井区现有锅炉同步运行, 单台锅炉平均耗气量约 940 万 m<sup>3</sup>/a (年平均工作时间 300d), 单台锅炉废气量约 10020.4 万 m<sup>3</sup>/a。

以表 3.4-3 均值进行核算, 则现有油区内锅炉烟气及主要污染物排放量情况见表 3.4-5。

表 3.4-5 现有工程主要站场锅炉污染物排放量情况表

污染源	污染物	产生情况			治理措施	排放情况		
		产生量 (kg/h)	产生浓度 (mg/m <sup>3</sup> )	废气量 (10 <sup>8</sup> m <sup>3</sup> /a)		浓度 (mg/m <sup>3</sup> )	排放量 (t/a)	达标情况
锅炉	颗粒物	0.013	0.1	9.02	燃烧天然气 排气筒高度≥8m	0.1	0.09	达标
	SO <sub>2</sub>	0.376	3			3	2.71	
	NO <sub>x</sub>	10.903	87			87	78.5	

### (3) 废水

现有工程运营期产生的废水主要包括采出水、井下作业废水、锅炉排污水和生活污水。

根据区块统计资料，现有工程采出水产生量约  $39.7 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$ ，采出水依托风城 2 号稠油联合站水处理系统处理；井下作业指在修井过程产生的废水，修井为不定期流动作业，产生废水约  $208 \text{m}^3/\text{a}$ ，依托风城 2 号稠油联合站水处理系统处理；锅炉排污水产生量约  $7.4 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$ ，依托风城 2 号稠油联合站水处理系统处理。

项目生产废水经风城 2 号稠油联合处理站污水处理系统处理，处理工艺采用重力除油+旋流反应+混凝沉降+压力过滤，处理达标后满足《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2022）标准后回注以及满足《油田注汽锅炉及配套水处理系统运行技术规程》（SY/T6086-2019）标准后回用于注汽锅炉。软化水处理系统产生的含盐废水外输至高含盐水池储存自然蒸发。

表 3.4-6 采出水处理设施水水质监测结果 单位 mg/L

站场	监测时间	类型	含油量	悬浮物
风城油田2号稠油联合站	2024.6.16~2024.6.18	处理前	326	148
	2024.7.16~2024.7.18		311	152
	2024.8.16~2024.8.18		295	141
	2024.6.16~2024.6.18	处理后	2	2
	2024.7.16~2024.7.18		1	2
	2024.8.16~2024.8.18		2	2
回注标准《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法（SY/T 5329-2022）》III级水质标准			15	20
回用标准《油田注汽锅炉及配套水处理系统运行技术规程》（SY/T6086-2019）给水水质指标			2	2

现有工程劳动定员约 69 人，生活用水按每人每天 100L 计，排污系数取 0.8，则生活污水产生量约  $2015 \text{m}^3/\text{a}$ ，依托风城油田作业区公寓，生活污水排至乌尔禾区污水管网进入乌尔禾污水处理厂处置。

#### （4）噪声

现有工程噪声主要为井场、站场的各类机泵运行时产生的机械噪声，采取基础减振及厂房隔声等措施，根据现状监测，各井场、站场边界噪声排放能够达到《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类标准。

#### （5）固体废物

根据环评分析，区块开发对环境造成影响的主要固体废物包括一般工业固体

废物、危险废物和生活垃圾三类。

根据现场踏勘并结合后评价期间调查结果，运营期固体废物主要为油泥(砂)、落地原油、沾油废物和生活垃圾等，风城油田作业区已与克拉玛依顺通环保科技有限公司签订了危险废物处置合同，由克拉玛依顺通环保科技有限公司对风城油田区的危险废物进行处理。作业区生活垃圾集中收集后送至乌尔禾区生活垃圾填埋场处置。含油类危险废物在收集、贮存、运送、处置过程中，严格执行《危险废物转移管理办法》，加强危险废物的全过程管理，通过国家危险废物信息管理系统向所在地生态环境主管部门如实申报危险废物的种类、产生量、流向、贮存、处置等有关资料。

#### ①落地油

运营期井下作业中产生少量落地油，其产生量与修井、洗井作业频次、方式以及管理水平等因素有关。根据现有工程资料统计，现有油井修井、洗井周期通常为2年一次，采用井下清洁作业，每口井每次产生落地油最大量0.02t。修井过程中井场铺设防渗膜，落地油全部回收。根据《国家危险废物名录（2021版）》，落地油属于危险废物，危废类别：HW08废矿物油与含矿物油废物类危险废物，危废代码为071-001-08。根据调查结果，现有工程井下作业中落地油产生情况见表3.4-7。

表 3.4-7 现有工程井下作业的落地油产生、排放情况

序号	项目	数量
1	油井数量（口）	84
2	落地油产生量（t/a）	1.68
3	回收率	100%
4	落地油排放量（t/a）	0

#### ②油泥（砂）

根据《国家危险废物名录（2021年版）》，油泥（砂）属于危险废物（危废类别：HW08废矿物油与含矿物油废物类危险废物，危废代码为071-001-08），产生环节主要是现有站场内原油储罐清罐底泥等处理环节，根据建设单位提供的统计数据，现有工程含油污泥产生量约100.8t/a，定期交有资质单位处置。

#### ③沾油废物

运营期沾油固废主要包括修井、设备维护产生的防渗膜，产生量约 2.0t/a，均属于《国家危险废物名录（2021 版）》中 HW08 类（900-249-08）危险废物，收集后送至危废贮存场暂存，定期交有资质单位处置。

#### ④生活垃圾

现有工程的劳动定员为 69 人，按照每人每天产生生活垃圾 0.5kg 计算，每年共产生生活垃圾 12.4t，生活垃圾全部在站内集中收集，定期运往乌尔禾区生活垃圾填埋场卫生填埋。

#### （6）地下水

根据《中国石油新疆油田分公司风城油田作业区环境影响后评价报告书》收集的风城作业区（克拉玛依市乌尔禾区）内 2013 年至 2021 年地下水监测数据，对监测数据进行对比。具体监测值统计见表 3.4-8。

评价时段内特征污染物石油类浓度变化不大，各监测值仅在小范围内波动，其浓度均满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类标准要求，作业区地下水环境质量无显著变化。

现有工程在实际运行过程中站场采取防渗措施，定期对设备、管道等进行维护检修，建设单位自油田开采以来未发生过因油田开采引起的地下水污染事件。

表 3.4-8 西北缘区块（风城作业区）地下水环境质量监测数据一览表 （单位：mg/L，pH 无量纲）

序号	监测项目	Ⅲ类标准	2013 年油区地下水井		2016 年乌 33 水井		2016 年稀油联合站水井		2017 年 13#		2019 年玛水 17		2021 年夏水 18 井	
			监测结果	标准指数	监测结果	标准指数	监测结果	标准指数	监测结果	标准指数	监测结果	标准指数	监测结果	标准指数
1	pH	6.5~8.5	7.68	0.45	7.6	0.4	9.76	1.84	8.7	1.13	9.24	1.49	7.40	0.27
2	总硬度	≤450	421	0.94	509	1.31	11.6	0.03	10	0.02	91	0.20	387	0.85
3	石油类	≤0.05	0.04	0.8	0.01	0.2	0.03	0.6	ND	/	0.035	0.70	0.04	0.8
4	溶解性总固体	≤1000	/	/	1070	1.07	788	0.788	411	0.41	2580	2.58	980	0.98
5	耗氧量	≤3.0	1.01	0.34	1.3	0.43	0.84	0.28	0.8	0.27	2.90	0.97		
6	氨氮	≤0.5	0.16	0.32	0.12	0.24	0.15	0.3	/	/	0.109	0.22	0.146	0.292
7	挥发酚	≤0.002	ND	/	<0.0003	<0.15	<0.0003	<0.15	ND	/	0.0011	0.55	0.0003	0.15
8	氰化物	≤0.05	ND	/	<0.004	<0.08	<0.004	<0.08	ND	/	ND	/	<0.002	0.04
9	六价铬	≤0.05	ND	/	0.004	0.08	0.018	0.36	ND	/	ND	/	<0.002	0.04
10	砷	≤0.01	ND	/	0.0015	0.03	0.0008	0.016	ND	/	0.009	0.9	0.0062	0.62
11	汞	≤0.001	ND	/	0.00026	0.26	0.00018	0.18	/	/	/	/	/	/
13	硫酸盐	≤250	193		38.5	0.154	88.3	0.35	28.8	0.12	1138	4.55	/	/
14	氯化物	≤250	/	/	78.1	0.31	57.4	0.23	28.4	0.11	794	3.18	164	0.66
15	硝酸盐氮	≤20	/	/	8.35	0.42	<0.08	<0.004	0.14	0.007	0.64	0.03	<0.016	0.0008
16	亚硝酸盐氮	≤1.0	/	/	<0.003	<0.15	<0.003	<0.15	ND	/	0.012	0.01	<0.003	0.003

### (7) 土壤

根据油气田开发建设的特点分析,区块开发建设对土壤环境的影响主要是地面建设施工如站场、井场、道路、管线等占用土地和造成地表破坏。工程占地改变了原有土壤结构和性质,使表层土内有机质含量降低,并且使土壤的富集过程受阻,土壤生产力下降。在进行地面构筑物施工时,将对施工范围内的土壤表层进行干扰和破坏,土壤表层结构、肥力将受到影响,尤其是在敷设管线时,对地表的开挖将对开挖范围内土壤剖面造成破坏,填埋时不能完全保证恢复原状,土壤正常发育将受到影响,土壤易沙化风蚀。

此外,运营期过程中,来自井场、站场产生的污染物对土壤环境可能产生一定的影响,如废水和固废进入土壤造成土壤的污染,主要是发生在事故条件下,如井喷、单井管线爆管泄漏、污水管线泄漏致使污油进入土壤。另外各类机械设备也可能出现跑、冒、漏油故障,对外环境造成油污染。这些污染主要呈点片状分布,在横向上以发生源为中心向四周扩散,距漏油点越远,土壤中含油量越少,从土壤环境污染现状调查可知,在纵向上石油的渗透力随土质有很大的差别,质地越粗,下渗力越强。进入土壤的油污一般富集在 0~20cm 的土层中,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。

区内主要土壤类型为灰棕漠土。以风城油田历年的土壤监测数据为依据,油田大区域土壤环境质量保持稳定,土壤中的石油烃和重金属的含量并未因油气田的开发建设而明显增加。

监测数据来源见表 3.4-9。

表 3.4-9 土壤监测数据来源

报告名称	监测时间	监测项目及监测地点
风城油田重1井区2017年第一批控制井钻井工程竣工验收调查表	2019.7	铜、铅、镉、镍、汞、砷、六价铬、石油烃;占地范围内(FHW349P)。
风城油田重1井区2017年第二批控制井钻井工程竣工验收调查表	2019.7	铜、铅、镉、镍、汞、砷、六价铬、石油烃;占地范围内(FHW342I)。
风城油田重1井区2017年第三批控制井钻井工程竣工验收调查表	2019.7	p铜、铅、镉、镍、汞、砷、六价铬、石油烃;占地范围内(FHW341UP)。
风城油田重1SAGD接转换热站集输系统安全隐患整改工程竣工验收调查表	2023.2	pH、(C <sub>10</sub> ~C <sub>40</sub> )、有机质、总氮、速效磷、挥发性有机物、半挥发性有机物等;管线占地范围内、占地范围外(T1~T4)。

监测结果见表 3.4-10、3.4-11。

表 3.4-10 检测结果一览表

监测因子		镉	铅	镍	六价铬	铜	石油烃	砷	汞
FHW349P	0-20cm	0.1	1.0	6	ND	22	30	6.11	0.120
	20-40cm	0.1	1.1	4	ND	22	17	6.83	0.315
FHW342I	0-20cm	0.1	0.6	4	ND	18	121	7.98	0.158
	20-40cm	0.1	0.5	6	ND	30	49	12.1	0.075
FHW341UP	0-20cm	0.1	1.4	4	2.21	20	113	9.77	0.048
	20-40cm	0.05	1.2	9	2.56	29	67	12.5	0.075
标准限值		65	800	900	5.7	18000	4500	60	38
达标情况		达标	达标	达标	达标	达标	达标	达标	达标
备注		低于检出限的用“ND”表示。							

表 3.4-11 检测结果一览表

序号	监测项目	单位	T1	T2	T3	T4
1	pH	无量纲	8.32	8.45	8.41	8.43
2	总砷	mg/kg	7.00	6.36	6.25	6.20
3	总汞	mg/kg	0.100	0.087	0.080	0.077
4	镉	mg/kg	0.10	0.12	0.13	0.11
5	六价铬	mg/kg	0.5L	0.5L	0.5L	0.5L
6	铜	mg/kg	20	24	22	23
7	镍	mg/kg	21	25	25	29
8	铅	mg/kg	26	38	36	35
9	四氯化碳	μg/kg	1.3L	1.3L	1.3L	1.3L
10	氯仿	μg/kg	1.1L	1.1L	3.84	1.1L
11	氯甲烷	μg/kg	1.0L	1.0L	1.0L	1.0L
12	1, 1-二氯乙烷	μg/kg	1.2L	1.2L	1.2L	1.2L
13	1, 2-二氯乙烷	μg/kg	1.3L	1.3L	1.3L	1.3L
14	1, 1-二氯乙烯	μg/kg	1.0L	1.0L	1.0L	1.0L
15	顺式-1, 2-二氯乙烯	μg/kg	1.3L	1.3L	1.3L	1.3L
16	反式-1, 2-二氯乙烯	μg/kg	1.4L	1.4L	1.4L	1.4L
17	二氯甲烷	μg/kg	1.5L	1.5L	1.5L	1.5L
18	1, 2-二氯丙烷	μg/kg	1.1L	1.1L	1.1L	1.1L
19	1, 1, 1, 2-四氯乙烷	μg/kg	1.2L	1.2L	1.2L	1.2L
20	1, 1, 2, 2-四氯乙烷	μg/kg	1.2L	1.2L	1.2L	1.2L
21	四氯乙烯	μg/kg	1.4L	1.4L	1.4L	1.4L
22	1, 1, 1-三氯乙烷	μg/kg	1.3L	1.3L	1.3L	1.3L
23	1, 1, 2-三氯乙烷	μg/kg	1.2L	1.2L	1.2L	1.2L
24	三氯乙烯	μg/kg	1.2L	1.2L	1.2L	1.2L
25	1, 2, 3-三氯丙烷	μg/kg	1.2L	1.2L	1.2L	1.2L
26	氯乙烯	μg/kg	1.0L	1.0L	1.0L	1.0L
27	1, 4-二氯苯	μg/kg	1.5L	1.5L	1.5L	1.5L
28	氯苯	μg/kg	1.2L	1.2L	1.2L	1.2L

29	1, 2-二氯苯	μg/kg	1.5L	1.5L	1.5L	1.3L
30	苯	μg/kg	1.9L	1.9L	1.9L	1.9L
31	乙苯	μg/kg	1.2L	1.2L	1.2L	1.2L
32	苯乙烯	μg/kg	1.1L	1.1L	1.1L	1.1L
33	甲苯	μg/kg	1.3L	1.3L	1.3L	1.3L
34	间/对-二甲苯	μg/kg	1.2L	1.2L	1.2L	1.2L
35	邻-二甲苯	μg/kg	1.2L	1.2L	1.2L	1.2L
36	硝基苯	mg/kg	0.09L	0.09L	0.09L	0.09L
37	苯并(a)蒽	mg/kg	0.1L	0.1L	0.1L	0.1L
38	苯并(a)芘	mg/kg	0.1L	0.1L	0.1L	0.1L
39	苯并(b)荧蒽	mg/kg	0.2L	0.2L	0.2L	0.2L
40	苯并(k)荧蒽	mg/kg	0.1L	0.1L	0.1L	0.1L
41	蒽	mg/kg	0.1L	0.1L	0.1L	0.1L
42	二苯并(ah)蒽	mg/kg	0.1L	0.1L	0.1L	0.1L
43	茚并(1, 2, 3-cd)芘	mg/kg	0.1L	0.1L	0.1L	0.1L
44	萘	mg/kg	0.09L	0.09L	0.09L	0.09L
45	苯胺	mg/kg	0.1L	0.1L	0.1L	0.1L
46	2-氯酚	mg/kg	0.04L	0.04L	0.04L	0.04L
47	石油烃	mg/kg	23	27	26	17
48	有机质	g/kg	9.26	9.57	8.80	9.38
49	总氮	mg/kg	616	792	765	720
50	速效磷	mg/kg	3.06	3.80	2.91	2.00
51	挥发酚	mg/kg	0.3L	0.3L	0.3L	0.3L

土壤中的监测因子符合《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)中的土壤污染风险筛选值标准。

#### (8) 环境风险

井区生产过程中的风险物质主要包括原油、天然气、硫化氢等。本次对环境风险防范措施进行了调查,具体如下:

①在建、构筑物区域内设置接地装置。

②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。

③建立施工质量保证体系,提高施工检验人员水平,加强检验手段。选择有丰富经验的单位进行施工,并对其施工质量进行监理。

④建立了管道泄漏检测系统,及时准确报告事故的范围和程度,可以最大限度地减少经济损失和环境污染。

⑤对工作人员进行定期硫化氢防护演习,包括配戴防护器具及人员救护工作,做到发生紧急情况时,能够高效应付硫化氢泄漏,人员能迅速向上风向疏散。

⑥严格遵守了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。

⑦固井作业时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。

⑧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。

中国石油新疆油田分公司（风城油田作业区）制定了《中国石油新疆油田分公司（风城油田作业区）突发环境事件应急预案》，并在克拉玛依市生态环境局乌尔禾区分局（备案编号：650205-2023-016-L）。预案中对环境风险进行了分析，明确了应急组织机构及职责、预防与预警、应急处置、后期处置等内容，严格落实应急预案中提出的各项风险防范措施，尽可能降低环境风险事件发生概率。

#### （8）现有工程主要污染物排放情况

现有工程污染物排放统计情况见表 3.4-12。

表 3.4-12 现有工程“三废”排放统计表

类别	污染物种类	产生量 (t/a)	削减量 (t/a)	排放量 (t/a)
废气	颗粒物	0.09	0	0.09
	SO <sub>2</sub>	2.71	0	2.71
	NO <sub>x</sub>	78.5	0	78.5
	非甲烷总烃	47.8	0	47.8
	硫化氢	0.091	0	0.091
废水	采出水	39.7×10 <sup>4</sup>	39.7×10 <sup>4</sup>	0
	井下作业废水	208	208	0
	锅炉排污水	7.4×10 <sup>4</sup>	7.4×10 <sup>4</sup>	0
	生活污水	2015	2015	0
固废	油泥（砂）	100.8	100.8	0
	落地油	1.68	1.68	0
	生活垃圾	12.4	12.4	0
	沾油废物	2	2	0

### 3.4.4 退役工程环境影响回顾性评价

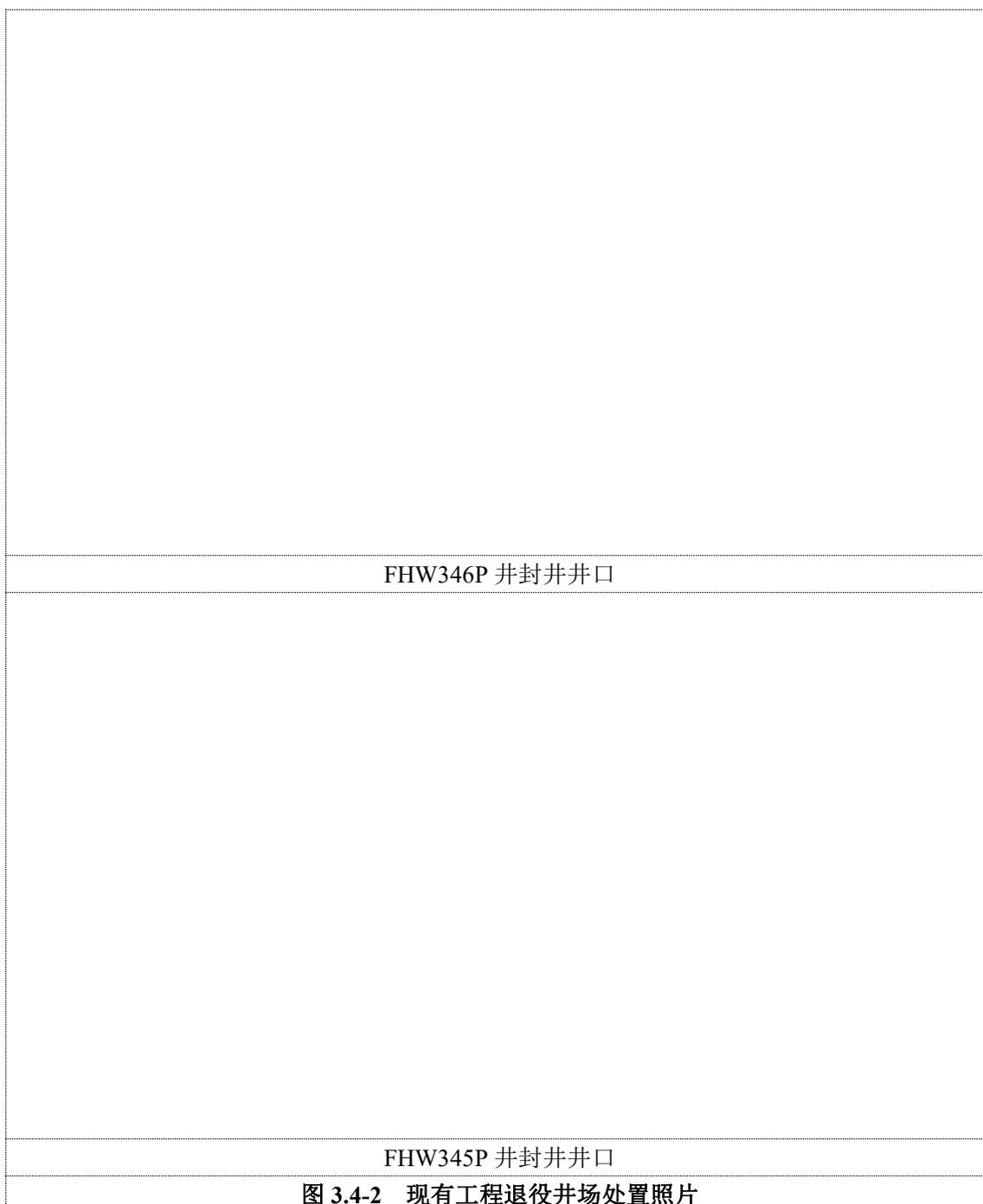
重 1 井区涉及退役井，按照《废弃井封井回填技术指南（试行）》和新疆油田分公司有关封井要求进行封井，并采取了如下保护措施：

（1）封堵所有射孔段，并确保层间不窜；封堵表层套管，保护浅层水；封堵井口，隔绝地表与井筒。

(2) 对退役井的地面工程设施拆除，废弃管线、残渣等进行集中清理收集，管线外运经清洗后回收再利用，废弃建筑残渣运至当地建筑垃圾填埋场。

(3) 施工结束后对井场进行平整，植被依靠自然恢复。

现有工程退役井场处置后典型照片见图 3.4-2。



### 3.4.5 环境管理现状

(1) 环境管理机构

风城油田作业区设有安全生产委员会和质量安全环保科，安全生产委员统一

领导作业区环境保护工作，质量安全环保科是作业区环境保护综合管理部门；作业区负责人是作业区环境保护第一责任人，全面负责本单位的环境保护工作；作业区安全总监负责作业区环境保护工作，其他分管领导负责分管业务范围内的环境保护工作。作业区各单位负责人是本单位环境保护第一责任人，全面负责本单位的环境保护工作。

#### （2）环境管理制度

风城油田作业区开发建设过程中依托新疆油田公司环境管理上建立了健康、安全与环境管理体系（HSE 管理体系），成立了 HSE 委员会；作业区制定了《风城油田作业区环境保护管理办法》、《风城油田作业区健康、安全与环境（HSE）考核办法》、《风城油田作业区危险化学品安全管理办法》，并对隐患排查、固体废物及土壤管理制定相应的管理办法。

#### （3）排污口规范化管理情况

风城油田作业区对所辖锅炉取样口及监测平台满足《固定源废气监测技术规范》（HJ/T397-2007）中的要求。

#### （4）自行监测

受油田滚动开发特点影响，建设项目逐年增多，尤其是老区块加密开发，存在单个建设项目环评监测计划与在建或已建工程重复的现象。因此为避免重复监测，同时兼顾单个建设项目监测需求，风城油田作业区制定自行监测方案，主要包括废气、废水、噪声、地下水及土壤。

#### （5）排污许可

本工程属于风城油田作业区管理，燃气锅炉已在克拉玛依市生态环境局办理中国石油新疆油田分公司风城油田作业区供汽联合站排污许可简化管理（证书编号：91650200715597998M043R）。

#### （6）档案管理情况

风城油田作业区围绕 HSE 制度体系，健全了环境保护法律法规汇编、建设项目环境管理、污染防治设施运行管理、固体废弃物处置利用管理、环境安全隐患治理与风险管控、环境管理依法合规情况检查与整改等环境管理档案。

### 3.4.6 控制井勘探期环境影响回顾

本项目共部署 14 口井，均为控制井转产能井，基本情况见表 3.4-13。钻井

期环境影响回顾如下：

（1）生态环境影响回顾

项目落实了生态保护和污染防治措施，划定了施工作业范围和车辆行驶路线，未随意扩大占用、扰动地表，施工结束后对施工迹地及时进行了清理平整。

（2）大气环境影响回顾

钻井期间定期对设备进行维护，并使用合格的油品；施工车辆按规定路线行驶，定期洒水降尘；物资运输车辆加盖篷布；对大气环境的影响随施工的开始而逐渐消失。

（3）水环境影响回顾

钻井井场设置移动式旱厕，钻井队生活基地依托已有乌尔禾基地，未设置野外生活营地。

钻井使用水基泥浆，采用泥浆不落地工艺；钻井采用套管完井方式，对地下水层进行封堵隔离，保护地下水。

（4）声环境影响回顾

项目位于戈壁区域，周边 200m 范围内无声环境敏感点，噪声对环境产生的影响为暂时的，随着施工结束影响消失。

（5）固体废物影响回顾

钻井使用水基泥浆，采用泥浆不落地工艺，泥浆循环利用，完井后剩余泥浆由专业服务公司回收；岩屑暂存于井场防渗堆场，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）标准后，用于铺垫井场和油田内部道路。

综上所述，根据现场踏勘及相关竣工环境保护验收调查表，井场平整，井场未见遗留。目前临时占地范围内无植被恢复生长。钻井过程中严格按照环境管理制度要求开展环境保护工作，未发生突发环境事件。

表 3.4-13 14 口井基本情况表

序号	井号	井别	坐标	开钻日期	完钻日期	完钻井深 m	项目名称	环评批复	验收情况
1	FHW338I	采油井	***", *****"	2018.9.29	2018.10.14	917	风城油田重 1 井区 2017 年第一批控制井钻井工程	克环保函 (2017) 361 号 2017.10.30	自主验收, 2019.7.9
2	FHW338P	采油井	***", *****"	2018.8.16	2018.9.21	957			
3	FHW341I	采油井	***", *****"	2018.9.11	2018.10.21	1090			
4	FHW341P	采油井	***", *****"	2018.8.24	2018.9.7	1108			
5	FHW342I	采油井	***", *****"	2018.10.14	2018.10.29	972			
6	FHW342P	采油井	***", *****"	2018.9.8	2018.10.6	1003			
7	FHW343I	采油井	***", *****"	2018.10.25	2018.11.11	907	风城油田重 1 井区 2017 年第二批控制井钻井工程	克环保函 (2017) 364 号 2017.10.30	自主验收, 2019.7.9
8	FHW343P	采油井	***", *****"	2018.9.15	2018.10.19	935			
9	FHW339UI	采油井	***", *****"	2018.9.7	2018.9.18	994	风城油田重 1 井区 2017 年第三批控制井钻井工程	克环保函 (2017) 365 号 2017.10.30	自主验收, 2019.7.9
10	FHW339UP	采油井	***", *****"	2018.8.14	2018.9.2	1047			
11	FHW340UI	采油井	***", *****"	2018.10.26	2018.11.8	1104			
12	FHW340UP	采油井	***", *****"	2018.10.4	2018.10.20	1130			
13	FHW343U (单 P)	采油井	***", *****"	2018.10.1	2018.10.30	860	风城油田重 1 井区 2017 年第四批控制井钻井工程	克环保函 (2017) 366 号 2017.10.30	暂未验收
14	FHW347U (单 P)	采油井	***", *****"	2018.9.19	2018.10.21	1146			

### 3.4.7 现有工程环保问题以及“以新带老”措施

#### (1) 存在问题

已完钻经的岩屑已按照环评要求清理，现场踏勘时岩屑已全部清运完毕，井场未见遗留。但目前现有工程存在的环境问题为：井区部分地段有车辆乱碾乱轧的痕迹；风城油田重1井区2017年第四批SAGD井、控制井钻井工程建设项目未完成环保验收；根据自治区和克拉玛依区域政府对燃气锅炉环保指标的要求，重1井区现有燃气锅炉氮氧化物虽满足已批准的《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）中表1在用锅炉大气污染物排放浓度限值（ $\text{NO}_x 400\text{mg}/\text{m}^3$ ），但是不满足 $\leq 50\text{mg}/\text{m}^3$ 的排放标准。

#### (2) “以新带老”整改措施

针对已开发区域遗留的环境问题，在本次开发建设过程中，要重点采取以下措施：拟建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；落实环评提出的各项污染防治和生态保护措施、环境风险防范措施，加快环保验收进度；同时建议推广实施燃气锅炉低氮燃烧技术，加快推进燃气锅炉进行低氮改造，以达到满足氮氧化物排放 $\leq 50\text{mg}/\text{m}^3$ 指标要求。

## 4 本次建设项目概况

### 4.1 项目基本情况

- (1) 项目名称：风城超稠油电加热辅助 SAGD 项目
- (2) 建设单位：中国石油新疆油田分公司（风城油田作业区）
- (3) 建设地点：新疆维吾尔自治区克拉玛依市乌尔禾区风城油田重 1 井区
- (4) 建设性质：改扩建
- (5) 产能规模： $6.3 \times 10^4 \text{t/a}$
- (6) 建设总投资：528.87 万元
- (7) 行业类别：陆地石油开采 B0711
- (8) 建设周期：2 个月

### 4.2 建设规模

根据本项目的地理位置、油井分布及产能规模，充分利用风城 2 号稠油联合站的原油处理、采出水处理设施。开发预测指标见表 4.2-1。

表 4.2-1 风城油田超稠油藏本次开发实施表

开发方式	区块	井型	井数(口)	单井/单井组产能 (t/d)	建产能(10 <sup>4</sup> t/a)
SAGD 开发	重 1 井区	SAGD 水平井	14	12.3	6.3
总计			14	12.3	6.3

### 4.3 项目组成与建设内容

本项目将 14 口控制井转产能井（8 座井场，均为水平井），新建产能  $6.3 \times 10^4 \text{t/a}$ ，配套安装采油井井口装置 14 座；管线工程建设单井集油管线 2km，集输管线 2.65km，10kV 架空线路 4.5km 以及其他相关工程等。

具体工程组成见表 4.3-1。

表 4.3-1 项目建设内容一览表

工程类别		建设内容及规模	
主体工程	采油工程	控制井转产能井	14 口控制井转产能井，其中 2 井式平台井井场 6 座，单井井场 2 座
		采油井口装置	8 型立式抽油机 14 座
	油气集输工程	单井注采管线	2km；采用 D114×5/20#无缝钢管；地面敷设。
		集输管	2.65km，采用 D219×6/20#无缝钢管；埋地敷设。

		线	
公用工程	给水		施工期管线试压用水就近拉运；运营期用水主要为井下作业用水，取水从城区拉运。
	排水		施工期管线试压废水用于项目区洒水降尘；运营期排水主要为井下作业废水和采出水，均依托风城2号稠油联合处置站水处理系统，处理达标后回注和回用注汽锅炉。
	供气		引自重1SAGD-3#注汽站。
	供电		从重1变电所重1井六线接入，10kV架空线路4.5km，导线截面3×LGJ-95/20。电网引至井场后，接入电加热设备成套变压器110kVA，同时设置4座干架式和1座台式变压器，以供电加热装置、井场照明、自动化设施等用电。
	自控、通信		井场通过光缆或无线网桥将数据上传至风城油田作业区中心控制室SCADA系统，实现远程集中监控、管理。
辅助工程	增压水泵		新建2台15kw多级离心泵CSQDL20-140。
	道路		电力线施工便道906.57m，宽度3m。
	防腐保温		管线均需要做防腐和保温工作，以满足冬季生产保温需要，防止管线发生冻凝。
环保工程	施工期	机械及车辆废气	采用符合国标的燃料及设备。
		施工扬尘	采取洒水抑尘措施，施工车辆采取密闭措施或加盖篷布。
		焊接、防腐废气	使用合格的焊条及环保型防腐材料和先进的快速防腐工艺。
	施工期	废水	施工期施工人员生活污水依托乌尔禾区生活基地，施工现场无生活污水产生；管线试压废水用于项目区洒水降尘。
		噪声	采取合理安排作业时间，合理布置施工机械等措施。
		固废	开挖土方全部回填，基本实现挖填平衡，无弃方；废边角料、废包装物由施工单位妥善处置；施工现场不设施工营地，无生活垃圾产生。
		生态保护	划定施工作业带范围和路线，不随意扩大，严格控制机械和车辆的作业范围；尽量做到随挖、随运、随铺、随压，不留疏松地面，减少风蚀导致的水土流失；施工时禁止材料的随意堆放，防止对植被的破坏范围扩大等。
	运营期	废气	无组织废气
废水		井下作业废水	井下作业带罐，井下作业废液由罐车拉运至风城油田油区2号稠油联合处理站采出水处理系统处理达标后一部分回注，另一部分回用。
		采出	采出液密闭集输至2号稠油联合处理站，由风城2号稠油联合处

		水	理站处理，采出液分离出的废水处理达标后处理达标后一部分回注，另一部分回用。
		噪声	选用低噪声设备，安装基础减振。
		固废	井下作业时带罐作业，落地油 100%回收；油泥砂委托有资质的单位合规处置。
		生态保护	加强对项目区内的生态保护宣传工作，严格按照相关的规章制度执行，定期巡检等。
依托工程	风城油田 2 号稠油联合处理站采出水处理系统：依托风城油田 2 号稠油联合处理站采出水处理系统，处理规模为 40000m <sup>3</sup> /d，目前处理量为 36000m <sup>3</sup> /d；采用除硅降硬、旋流反应、混凝沉降、压力过滤工艺流程对污水进行处理。根据建设单位提供资料，处理站主要进行的是油田开采相关的废水，处理工艺上能够满足生产需求，评价主要从处理能力上进行可行性分析。目前处理量 36000m <sup>3</sup> /d，富余处理量 4000m <sup>3</sup> /d，本项目新增 31.1m <sup>3</sup> /d，采出水处理系统满足处理需求。		
	风城 2 号稠油联合处理站：风城 2 号稠油处理站 SAGD 原油处理系统处理规模为 120×10 <sup>4</sup> t/a，目前处理量为 64.27×10 <sup>4</sup> t/a，富余能力为 55.73×10 <sup>4</sup> t/a，根据工程方案，本次新增 6.3×10 <sup>4</sup> t/a 原油处理量，原油处理系统满足处理需求。		
	风城油田危险废物临时贮存场：2 座，单座贮存场占地面 1800m <sup>2</sup> ，贮存含油污泥、废旧防渗膜等危险废物。2018 年 8 月 20 日取得原克拉玛依市环境保护局批复（克环函〔2018〕181 号），2019 年 12 月 20 日通过自主验收。1 号临时贮存场，总容量 640t，现有贮存量 148t；2 号临时贮存场，总容量 630t，现有贮存量 76t，可满足本项目贮存需求。		
	伴生气处理站：位于 5#中型密闭接转站内，伴生气处理站处理气量为 15×10 <sup>4</sup> Nm <sup>3</sup> /d，处理总硫规模为 1.72t/d，采用络合铁法工艺对伴生气进行脱硫处理。伴生气处理站实际处理气量为 10×10 <sup>4</sup> Nm <sup>3</sup> /d，本项目产生气量 896m <sup>3</sup> /d，伴生气处理依托可行。		

主要工程量见表 4.3-2。

表 4.3-2 项目工艺部分主要工程量一览表

序号	名称及规格	单位	数量	备注
一	<b>集油区</b>			
1	SAGD 注采合一井场工艺安装	座	14	新建
2	单井注采合一管道 D76*8/20，地面保温敷设	km	2	新建
3	集输管线 D219*6/20，埋地敷设	km	2.65	新建
4	DN150 1.6mpa 闸阀	套	10	新建
5	DN100 1.6mpa 闸阀	套	16	新建
6	DN65 25mpa 截止阀	套	25	新建
7	DN15 25mpa 截止阀	套	50	新建
8	DN32 25mpa 截止阀	套	10	新建
二	<b>供配电部分</b>			

1	10KV 架空线 JL/GIA-95/20mm <sup>2</sup>	km	4.5	新建
2	柱上真空断路器 ZW32A(G)-12/630-20 (带隔离刀闸)	套	2	新建
3	10KV 避雷器 HY5WS2-17/50	只	12	新建
4	杆架式变压器 S13-M-80-10/0.4kV 80kVA	台	3	新建
5	电力电缆 ZR-YJV22 3*95 8.5/15kV	m	140	新建
6	配电箱 AP1	台	3	新建
7	抗风拉线 GJ-50	套	120	新建
8	卡盘 KP8	个	67	新建
9	三角形接地	组	18	新建

## 4.4 主要技术经济指标

本项目主要技术经济指标见表 4.4-1。

表 4.4-1 本项目主要技术经济指标一览表

序号	项目		单位	数量
1	开发指标	控制井转产能井	口	14
2		原油总产能	t/a	6.3×10 <sup>4</sup>
3		伴生气产量	m <sup>3</sup> /a	1.7×10 <sup>5</sup>
4		集输管线	km	2.65
5		单井管线 (注采合一)	km	2.0
6	能耗指标	年耗电量	kWh/a	1314×10 <sup>4</sup>
7		耗水量	m <sup>3</sup> /a	458.68
9	综合指标	总投资	万元	528.87
10		环保投资	万元	61
11		总占地面积	m <sup>2</sup>	50398.11
12		永久占地面积	m <sup>2</sup>	7930.4
13		临时占地面积	m <sup>2</sup>	42467.71
14		劳动定员	人	无人值守
15		工作制度	h	8760

## 4.5 工程占地及土石方

### 4.5.1 工程占地

项目占地 50398.11m<sup>2</sup>，包括临时占地和永久占地。临时占地包括管线、施工便道，临时占地面积 42467.71m<sup>2</sup>。永久占地包括井场、电力线等，永久占地面积 7930.4m<sup>2</sup>，具体情况见表 4.5-1、4.5-2。

表 4.5-1 项目占地情况一览表

分区	总占地面积(m <sup>2</sup> )	占地性质(m <sup>2</sup> )	
		永久占地	临时占地
采油井	7678.4	7678.4	0
管线	26500	0	26500
道路	4266	0	4266
电力线	11953.71	252	11701.71
合计	50398.11	7930.4	42467.71

表 4.5-2 项目占地类型一览表

序号	建设项目名称	长×宽	面积(m <sup>2</sup> )	地类面积(m <sup>2</sup> )			
		(m×m)		采矿用地	灌木林地	裸土地	其他草地
1	FHW338I、FHW338P 井场	50×13.18	659	633.64	0	25.36	0
2	FHW339UI、FHW339UP 井场	50×9.74	487	487	0	0	0
3	FHW340UP、FHW340UP 井场	50×43.66	2183	2183	0	0	0
4	FHW341I、FHW341P 井场	50×15.19	759.5	735.94	0	23.56	0
5	FHW342I、FHW342P 井场	50×27.53	1376.5	1376.14	0	0.36	0
6	FHW343I、FHW343P 井场	50×30.22	1511	1511	0	0	0
7	FHW343UP 井场	30×9.88	296.4	0	0	296.4	0
8	FHW347UP 井场	50×8.12	406	0	0	406	0
9	集输管线	2650×10	26500	0	0	26500	0
10	重 1 井区 FHW341 井等地面工程临时用地电力线(施工便道临时办理)	5406.57×3	16219.71	5240.02	747	10015.34	164.02
11	重 1 井区 FHW341 井等地面工程临时用地电力线(电力线杆永久办理)				44.8		8.53
合计			50398.11	12166.74	791.8	37267.02	172.55

### 4.5.2 工程土石方

本项目建设主要土方开挖量为管线施工。按照施工方案，管线挖方全部回填，项目土石方平衡见表 4.5-3。

表 4.5-3 项目土石方平衡表 单位：m<sup>3</sup>

工程名称	数量	挖方	填方	弃方
管线工程管沟	2.65km	7345.8	7345.8	0
合计		7345.8	7345.8	0
备注：井场不考虑土石方量。				

## 4.6 石油开采方案

### 4.6.1 开发目的层

重 1 井区 J<sub>3q2</sub><sup>2-1</sup>+J<sub>3q2</sub><sup>2-2</sup> 油藏是由四条断层所围的孤立断块，齐古组顶部构造形态为断裂切割的南倾单斜，地层倾角 5°~8°。目的层齐古组直接超覆沉积在二叠系之上，断块内八道湾组地层缺失。油藏整体属于辫状河流相沉积，以辫状河道沉积为主，层内夹层不发育。

### 4.6.2 开采方式

采用电加热+小汽量注汽的方式，控制采注比，实现均匀加热的目的。

电加热技术的加热机理以高温热传导为主，将电发热体、电器元件和电缆等与连续油管进行技术整合，使之成为具有整体密闭、耐压、绝缘的连续整体，连续油管电缆下部连接等径集中电加热器，使用连续管电缆专用作业装备把连续管电缆和集中电加热器一同下入至井内指定目的层段，用地面供电装置控制电源供电，连续管电缆把电能传输到下部的集中加热器，电能转换为热能，通过连续管电加热器对油井水平井段地层进行加热，改善 SAGD 上下水平井间的连通性及水平段动用程度。

SAGD 开发包括循环预热和正常生产两个阶段。循环预热阶段采油井和注汽井均长管注汽，短管排液；SAGD 生产阶段注汽井长、短管同时注汽，生产井采用短管采油。

### 4.6.3 开发效果预测

在明确技术原理基础上，采用实际模型进行技术适应性分析。在精细地质模型基础上建立了典型单井数模模型，80m 井距，中间设置水平井，平均渗透率 1500mD，孔隙度 31%，含油饱和度 70%。蒸汽腔已发育到油藏顶端，开始向两侧扩展。数值模拟 I 井下入电加热器，注汽量 30t/d，P 井控制采注比 1.0 左右持续生产，从而实现井组均匀加热，提高生产效果。

根据以上优化后的结果模拟电加热辅助 SAGD 生产后的效果，根据预测结果，电加热辅助生产平均增油 3.2t/d，采收率提高 4.6%，效果对比情况见表 4.6-1。

表 4.6-1 典型井组有无电加热阶段生产效果对比

类别	平均产液量 (t/d)	平均产油量 (t/d)	含水率 (%)	采收率 (%)
无电加热	66.9	11.1	83	44.2
有电加热	61.0	14.3	76	48.8
对比	-5.9	3.2	-7	4.6

#### 4.6.4 油气集输工程

采用三级布站工艺，即单井→计量站→风城油田 2 号稠油联合处理站。



图 4.6-1 SAGD 集油计量管汇站流程示意图

##### (1) 采油井场

本项目新建水平井采油井场 8 座，其中 6 座每座包含 2 口水平井；剩余每座各 1 口水平井。每口井设置 8 型立式抽油机。

##### (2) 管线

本项目新建单井采油管线 2km，单井管线采用 20#钢管；新建集输管线 2.65km，集输管线采用 20#钢管。

管线施工不设施工营地和材料场地，施工期埋地管线开挖土石方沿线堆放在管线两侧作业带内，不设取、弃土场，下管后土石方加固回填。新建管线工程均不涉及饮用水源地保护区。开挖方式为机械开挖与人工开挖结合，施工作业带控制在 10m，物料运输利用现有油区道路，施工人员活动的道路主要布置在施工作业带内。本项目管线穿越油田简易道路 2 次，采用大开挖穿越。

#### 4.6.5 公用工程

##### (1) 给水

项目施工期管线试压用水由罐车从乌尔禾区拉运；运营期井下作业用水从城区拉运。

##### (2) 排水

项目施工期管线试压用水用于项目区洒水降尘；井下作业废水和采出水均进入风城油田 2 号稠油联合站采出水处理系统处理，处理达标后一部分回用注汽锅炉，另一部分回注。

##### (3) 供配电

项目新建 4.5km10kV 电力线，线路导线采用 JL/G1A-95/20 型，从重 1 变电所重 1 井六线接入，已建线路及上级变电所有足够的容量可以满足本项目新增负荷的用电需求。

##### (4) 自控、通信工程

井场通过光缆或无线网桥将数据上传至风城油田作业区中心控制室 SCADA 系统，实现远程集中监控、管理。

##### (5) 供汽

井场注汽依托已建注汽锅炉供汽。

##### (6) 道路

项目油田内部道路配套完善，新建电力线需设施工便道，施工便道后期修整，植被自然恢复。

## 4.7 项目平衡分析

### 4.7.1 水平衡分析

井下作业废水用水量约458.68m<sup>3</sup>/a, 损耗约91.74m<sup>3</sup>/a, 水平衡情况见表4.7-1, 水平衡示意图见图4.7-1。

表 4.7-1 项目水平衡一览表 单位: m<sup>3</sup>/a

用水工序	来源	投入		产出		去向
		新鲜水	回用水	损耗	利用	
井下作业	新鲜水	458.68	/	91.74	366.94	经风城2号稠油联合站采出水处理系统处理达标后回注和回用
采出水	/	/	1.1×10 <sup>4</sup>	550	10450	
合计	/	458.68	1.1×10 <sup>4</sup>	641.74	10816.94	/

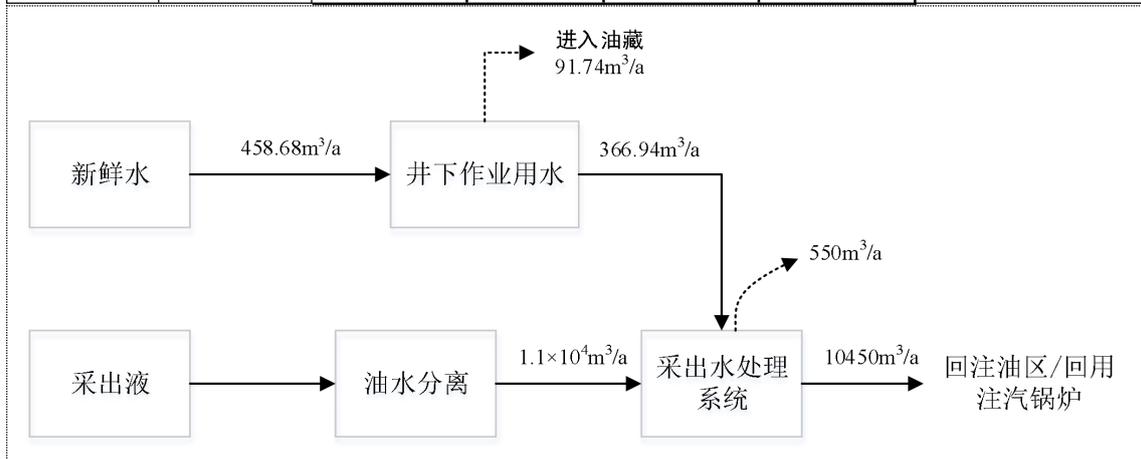


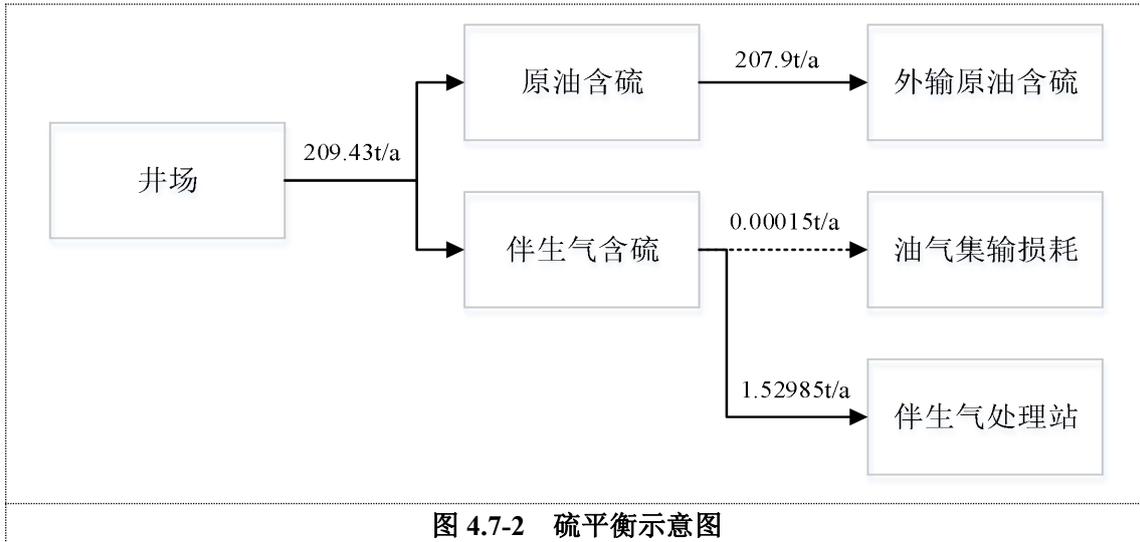
图 4.7-1 水平衡示意图

### 4.7.2 硫平衡

本项目新增产能 6.3×10<sup>4</sup>t/a, 含硫 0.33%, 则本项目原油中硫含量为 207.9t/a; 所在区域硫化氢浓度平均为 9000mg/m<sup>3</sup>, 本项目最高年伴生气产生量约 1.7×10<sup>5</sup>m<sup>3</sup>/a (根据建设单位提供资料, 伴生气产生量 33m<sup>3</sup>/d·口), 据此核算出本项目伴生气中硫化氢最大量为 1.53t/a。本项目硫平衡表见表 4.7-2, 硫平衡示意图见图 4.7-2。

表 4.7-2 项目硫平衡一览表

序号	进料		出料	
	名称	数量 (t/a)	名称	数量 (t/a)
1	原油	207.9	外输原油	207.9
2	伴生气	1.53	油气集输损耗伴生气含硫量	0.00015
3	/	/	进入伴生气处理站硫含量	1.52985
合计	/	209.43	/	209.43



## 4.8 依托工程

本项目依托工程主要包括风城油田 2 号稠油处理站、伴生气处理站、危险废物贮存场等，各依托工程基本情况介绍如下。

依托工程的环保手续履行情况见表 4.8-1。

表 4.8-1 依托工程环保手续履行情况一览表

序号	依托工程	环评文件			验收文件
		项目名称	审批单位	批复文号/时间	
1	风城 2 号稠油联合站	风城 2 号稠油联合站工程	原克拉玛依市环境保护局	克环保函〔2013〕228 号，2013 年 7 月 3 日	原克拉玛依市环境保护局，克环保函〔2015〕458 号，2015 年 9 月 11 日
2		风城 2 号稠油联合站二期工程	原克拉玛依市环境保护局	克环保函〔2017〕124 号，2017 年 5 月 9 日	自主验收，2019 年 10 月 20 日
3	危险废物贮存场	风城油田作业区危险废物临时贮存点建设工程	原克拉玛依市环境保护局	克环保函〔2018〕181 号，2018 年 8 月 20 日	自主验收，2019 年 12 月 12 日
4	伴生气处理站	风城油田吞吐开发区集输系统密闭改造二期工程	原克拉玛依市环境保护局	克环保函〔2018〕266 号，2018 年 12 月 18 日	自主验收，2019 年 11 月 29 日
5		风城密闭集输伴生气处理站隐患治理工程	克拉玛依市生态环境局	克环函〔2024〕37 号，2024 年 4 月 19 日	暂未验收

### (1) 风城 2 号稠油联合处理站依托可行性分析

风城 2 号稠油联合处理站主要包括常规原油处理系统、污水处理系统、SAGD 循环液处理装置、废水达标处理系统及 SAGD 密闭处理站循环液处理，设计处理能力分别为  $150 \times 10^4 \text{t/a}$ 、 $40000 \text{m}^3/\text{d}$ 、 $6000 \text{m}^3/\text{d}$ 、 $2500 \text{m}^3/\text{d}$ 、 $120 \times 10^4 \text{t/a}$ 。全站承担着重 18 北部、南部区块常规稠油和 SAGD 区块循环阶段采出液集输处理、污水净化（除硅）处理。风城 2 号稠油联合处理站 SAGD 密闭处理站循环液处理工艺流程如下：

原油处理采用“汽液分离→采出液换热→预脱水→热化学脱水→净化油换热→净化油罐（已建）”工艺；采出水采用“压力罐除油→采出水换热→除油罐”工艺。工艺流程示意图见图 4.8-1。

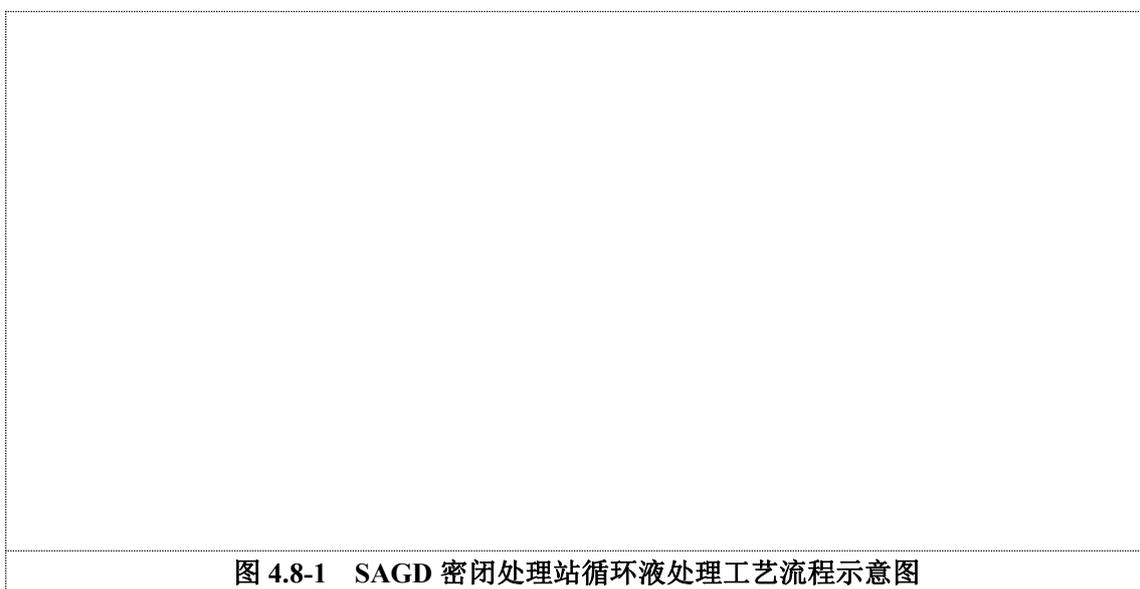


图 4.8-1 SAGD 密闭处理站循环液处理工艺流程示意图

稠油污水处理站处理工艺采用重力除油+旋流反应+混凝沉降+压力过滤。主流程：原油处理系统来污水→ $2 \times 10000 \text{m}^3$  调储罐（含油 $\leq 4000 \text{mg/L}$ 、悬浮物 $\leq 500 \text{mg/L}$ ）→反应提升泵→ $4 \times 600 \text{m}^3$  除硅反应罐→ $6 \times 400 \text{m}^3$  污水反应罐→ $2 \times 3000 \text{m}^3$  混凝沉降罐（含油 $\leq 15 \text{mg/L}$ 、悬浮物 $\leq 15 \text{mg/L}$ ）→ $2 \times 3000 \text{m}^3$  过滤缓冲罐→过滤提升泵→双滤料过滤器（含油 $\leq 2 \text{mg/L}$ 、悬浮物 $\leq 5 \text{mg/L}$ ）→多介质过滤器（含油 $< 2 \text{mg/L}$ 、悬浮物 $< 5 \text{mg/L}$ ）→ $5000 \text{m}^3$  净化水罐→集中软化水处理站。工艺流程示意图见图 4.8-2。

根据建设单位提供资料，处理站主要进行的是油田开采相关的废水，收集了依托站场采出水处理系统监测数据，监测结果见表 4.8-2，处理工艺上能够满足生产需求，评价主要从处理能力上进行可行性分析。

表 4.8-2 依托采出水处理系统出水水质 单位:mg/L

站场	监测时间	类型	含油量	悬浮物
风城油田2号稠油联合站	2024.6.16~2024.6.18	二级过滤器出水	2	2
	2024.7.16~2024.7.18		1	2
	2024.8.16~2024.8.18		2	2
回注标准《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法（SY/T 5329-2022）》III级水质标准			15	20
回用标准《油田注汽锅炉及配套水处理系统运行技术规程》（SY/T6086-2019）给水水质指标			2	2

通过监测结果可知，依托工程采出水处理系统出水水质可满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T 5329-2022）水质控制指标要求及《油田注汽锅炉及配套水处理系统运行技术规程》（SY/T6086-2019）锅炉给水水质指标。因此，从工艺上依托可行。

SAGD 密闭处理站设计处理量  $120 \times 10^4 \text{t/a}$ ，目前实际处理量约  $64.27 \times 10^4 \text{t/a}$ ，本项目实际产能约  $6.3 \times 10^4 \text{t/a}$ ，可满足本项目依托需求；采出水处理系统目前处理量约  $36000 \text{m}^3/\text{d}$ ，富裕能力  $4000 \text{m}^3/\text{d}$ ，本项目废水约  $31.1 \text{m}^3/\text{d}$ ，可以满足本项目依托需求。



图 4.8-2 采出水处理工艺流程示意图

(2) 伴生气处理站依托可行性分析

伴生气处理站位于 5# 中型密闭接转站内，伴生气处理站处理气量为  $15 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$ ，处理总硫规模为  $1.72 \text{t/d}$ ，采用络合铁法工艺对伴生气进行脱硫处理。伴生气处理站实际处理气量为  $10 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$ ，本项目产生气量  $896 \text{m}^3/\text{d}$ ，依托可行。



图 4.8-3 伴生气处理站工艺流程示意图

### (3) 风城油田作业区危险废物临时贮存场依托可行性分析

危险废物临时贮存场 1 占地面积 1800m<sup>2</sup>，其中建筑面积 669.6m<sup>2</sup>，总容量 640 吨，现有贮存量 148 吨；分为油泥、废离子交换树脂废旧防渗膜 3 个区域，建有集液沟及 11.25m<sup>3</sup> 集液池。危险废物临时贮存场 2 占地面积 1800m<sup>2</sup>，其中建筑面积 670m<sup>2</sup>，2 号总容量 630 吨、现有贮存量 76 吨，分为油泥、废旧防渗膜 2 个区域，建有集液沟及 11.25m<sup>3</sup> 集液池。

在滚动开发过程中可通过增加清运频率、缩短危废贮存时间，满足本项目危废贮存需求。

现有危险废物贮存场采用轻钢结构设计，地面及裙脚采取防渗处理，防渗措施满足《危险废物贮存污染控制标准》（GB 18597-2023）要求。贮存设施外按 GB15562.2 规定设置警示标志，周围设置防护栅栏。贮存设施满足防风、防雨、防晒等要求，符合《危险废物贮存污染控制标准》（GB 18597-2023）要求。危险废物贮存场满足《建设项目危险废物环境影响评价指南》、《危险废物贮存污染控制标准》（GB 18597-2023）相关要求，依托可行。



图 4.8-4 危废拉运路线示意图

为了保证本项目危险废物均得到有效处置，建设单位与克拉玛依顺通环保科技有限公司签订了危废处置协议，该公司具备 HW08 类危险废物处理资质，危险废物经营规模为  $188 \times 10^4 \text{t/a}$ （HW08 类 181 万吨/年；水洗萃取装置 52 万吨/年，含油废液装置 24 万吨/年，热解装置 105 万吨/年；HW49 类 7 万吨/年）。处理后的含油污泥在满足《陆上石油天然气开采含油污泥资源化综合利用及污染控制技术要求》（SY/T7301-2016）和《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）等国家及有关部门、地方标准和生态环境保护要求的前提下，可作为铺设通井路、铺垫井场的基础材料。

项目实施后新增的危险废物的量相对于上述单位危险废物处理能力所占比例很小，本项目可根据危险废物类型与具有处置资质的单位签订危废处置合同。故可满足本项目需求。

依托设施能力平衡分析见表 4.8-3。

表 4.8-3 依托设施能力平衡一览表

序号	类别	依托站场	单位	设计能力	运行现状	新增量	平衡情况
1	采出液	风城 2 号稠油联合处理站 SAGD 密闭处理站循	t/a	$120 \times 10^4$	$64.27 \times 10^4$	$6.3 \times 10^4$	$+49.43 \times 10^4$
2	采出水	风城 2 号稠油联	$\text{m}^3/\text{d}$	40000	36000	31.1	+3968.9

		合处理站污水处理系统					
3	贮存场 1号	风城油田作业 区危险废物临 时贮存场	t	640	148	2.0	+492
	贮存场 2号		t	630	76		+554
4	伴生气	伴生气处理站	Nm <sup>3</sup> /d	15×10 <sup>4</sup>	10×10 <sup>4</sup>	896	+49104
备注：“+”表示富余量							

# 5 工程分析

## 5.1 影响因素分析

### 5.1.1 施工期污染因素分析

#### (1) 施工工艺流程

施工期主要包括井场建设，管线建设及公用工程建设，其施工工艺及产污环节示意图见图 5.1-1。

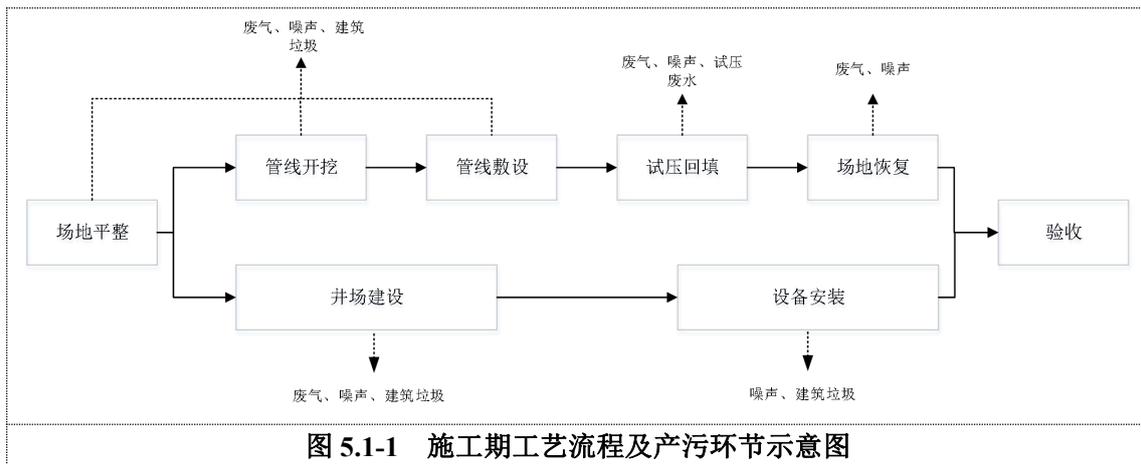


图 5.1-1 施工期工艺流程及产污环节示意图

#### (2) 施工期产污环节分析

施工期废气主要为施工扬尘、施工机械废气、车辆尾气及焊接烟尘、防腐废气等；废水主要为管道试压废水；噪声源主要为施工机械及车辆；固体废物主要为建筑垃圾。施工期主要污染源及污染性质见表 5.1-1。

表 5.1-1 施工期主要污染影响因素表

作业内容	主要污染物	产生位置	环境受体	污染源性质
管线工程	平整施工带、开挖管沟等临时占地	工程建设地带	土壤及植被	永久占地改变原土地利用性质；临时占地可逐渐实现迹地恢复；其余污染随施工作业结束而消失
	施工设备、车辆尾气；焊接、防腐废气		环境空气	
	施工扬尘		土壤	
	试压废水		声环境	
	施工设备、车辆噪声		土壤	
	施工固体废物		土壤、植被	
井场线路工程	占用土地、破坏原有土地利用功能、建设施工便道	工程建设地带	土壤、植被	永久占地改变原土地利用性质；临时占地可逐渐实现迹地恢复；其余污染随施工作业结束而消失
	施工扬尘、施工设备、车辆尾气		环境空气	
	施工设备、车辆噪声		声环境	
	施工固体废物		土壤	

## 5.1.2 运营期污染因素分析

### (1) 运营期工艺流程

运营期工艺流程及产污环节示意图见图 5.1-2。

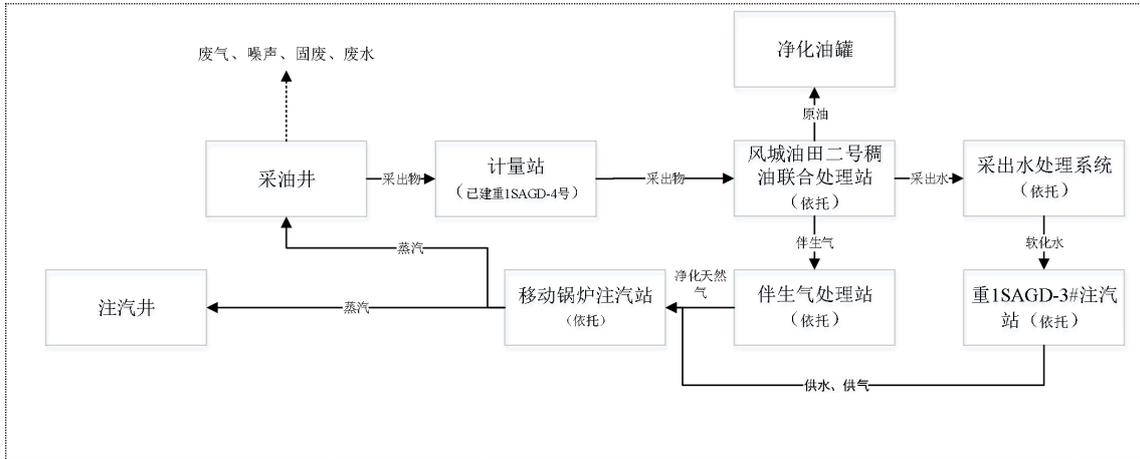


图 5.1-2 运营期工艺流程及产污环节示意图

### (2) 运营期产污环节分析

运营期废气主要为井场无组织挥发的非甲烷总烃和硫化氢；废水主要为井下作业废水、采出水；噪声源主要为井场噪声、井下作业噪声；固体废物为落地油、油泥（砂）、沾油废物等。运营期主要污染源及污染性质见表 5.2-2。

表 5.2-2 运营期主要污染影响因素表

作业内容	主要污染物	产生位置	环境受体	污染源性质
采油作业及原油集输	采出水	井场、站场	地下水	持续性污染
	烃类气体、硫化氢		环境空气	
	油泥（砂）、落地油、沾油废物		土壤	
	设备噪声		声环境	
	原油泄漏、含油污水泄漏		土壤、地表水、地下水	事故状态
井下作业	落地油	井场	土壤	间歇性污染
	修井废水、洗井废水		土壤	
	噪声		声环境	

## 5.1.3 退役期污染因素分析

### (1) 退役期工艺流程

随着石油开采的不断进行，其储量逐渐下降，最终进入退役期。

油田退役期主要是采油井、管线及站场等油田生产设施陆续关闭，拆除生产设施的过程以生态影响为主，主要影响因素有扰动地表植被，新增水土流失以及拆除生产设施过程中产生的落地油对土壤环境的影响等。对退役油井进行封堵，

地面部分如采油井架、水泥台、电线杆等将拆除，对输油管线采用两次吹扫除油，第一次为氮气吹扫、第二次为清水吹扫处理，吹扫结束后采取分段封堵措施，管线两头卡段盲堵不挖出，废水拉运至联合站处理站等有采出水处理设施的站场，经处理后回用。退役期工艺流程及产污环节示意图见图 5.1-3。

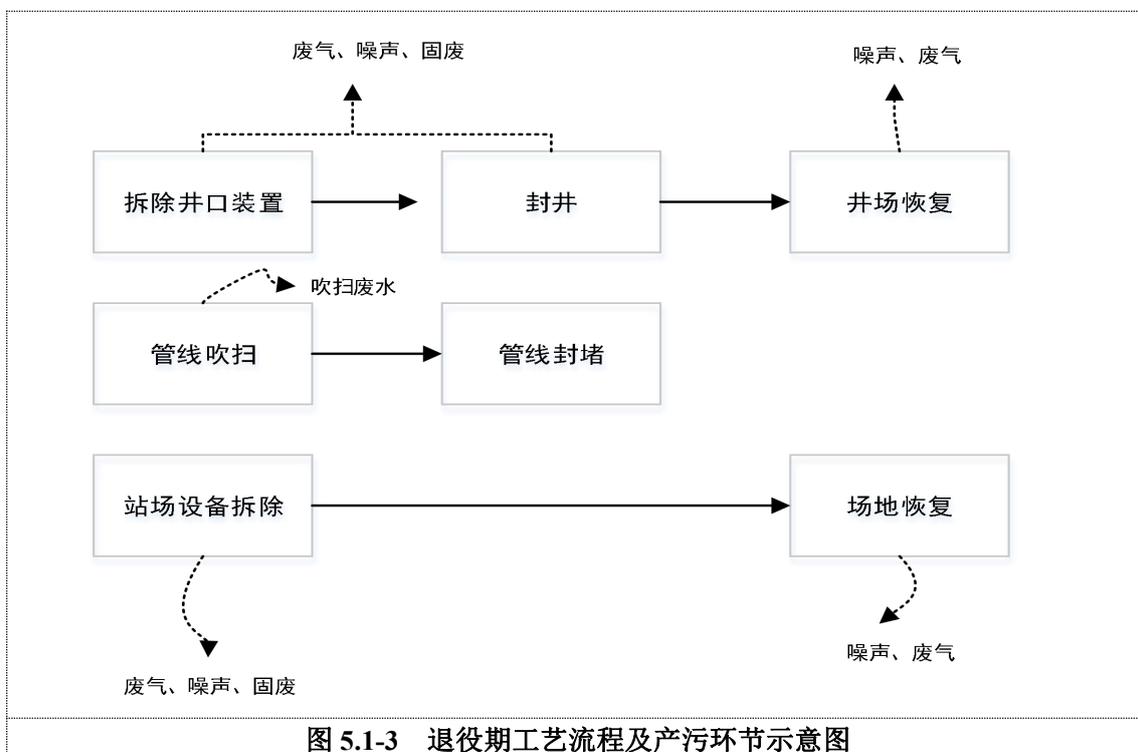


图 5.1-3 退役期工艺流程及产污环节示意图

## (2) 退役期产污环节分析

退役期采油设备的拆除、井场构筑物的拆除等，施工机械的进驻会导致施工扬尘及废气、施工废水、施工噪声、建筑垃圾及部分落地油，并且会增加临时占地对地表造成扰动。退役期主要污染源及污染性质见表 5.1-3。

表 5.1-3 退役期主要污染影响因素表

作业内容	主要污染物	产生位置	环境受体	污染源性质
拆除作业	施工扬尘、施工机械尾气	井场、站场	环境空气	随拆除作业结束而消失
	设备、车辆噪声		声环境	
	施工废水		地表水、地下水	
	落地油、建筑垃圾		土壤、地下水	

## 5.1.4 生态影响因素分析

### 1、施工期

#### (1) 占用土地、压占破坏土地植被

工程占地包括永久占地和临时占地。临时占地包括井场、管线施工临时占地。永久占地包括井场等。永久占用的土地将永久性的改变土地利用结构和功能，临时占地将在短期改变土地利用的结构和功能，但施工结束后，经过2~3年后可恢复原有使用功能。

### （2）破坏植被

施工期对植物的影响主要有占地面积原有植物的清理、占压及施工人群的干扰。工程不但造成直接破坏区的植被剥离，还将对间接破坏区的植被造成压占，将造成局部区域生物量的减少。

### （3）破坏、污染土壤

工程对土壤的影响主要表现为对土壤性质、土壤肥力的影响和土壤污染三个方面。工程土方的开挖和回填，将造成土壤结构的改变，进而导致土壤肥力的降低，对当地植被的生长和产量造成一定影响。

### （4）扰动地表，引起新的水土流失

工程施工活动将破坏地表植被，改变地表形态，如不及时对进行恢复和重建，土壤的新坡面扰动可能成为新的侵蚀点加重水土流失。

## 2、运营期

项目建成后，临时占地得到有效的填充平整、恢复植被，以减少水土流失。采油过程对生态环境的影响主要是当原油管道发生破裂泄漏后，对土壤环境、地下水环境造成影响。

## 3、退役期

随着油田开采的不断进行，其储量逐渐下降，最终油区产能建设工程将进入退役期。当油田开发接近尾声时，地面集输工程各种机械设备将停止使用，由此带来的大气污染物、生产废水、噪声及固体废物等对环境的影响将会消失。

地面集输工程退役后将进行一系列清理工作，包括地面设施拆除、清理等，将会产生少量扬尘和固体废物，因此，在地面集输工程退役施工操作中应注意采取降尘措施；同时要将产生的建筑垃圾集中进行收集，应外运至指定场地堆放，危险废物应委托有资质单位处置。

## 5.2 污染源强核算

### 5.2.1 施工期污染源强核算

#### (1) 废气

废气主要为施工扬尘、施工机械及车辆尾气和焊接、防腐废气。

##### ①施工扬尘

扬尘主要来自于施工场地的清理、平整，施工建筑材料、设备及管线的装卸、运输、堆放以及施工车辆运输，污染物主要为 TSP。

##### ②施工机械及施工车辆尾气

施工期各类机械及运输车辆较多，车辆排放的尾气会对大气环境造成一定污染。根据类比调查，单台运输车辆日均耗油量约为 11.52kg（其中：70%为柴油、30%为汽油），日均排放烃类物质约 0.025kg、NO<sub>x</sub> 为 0.034kg。初步估算本项目施工期各类运输车辆约 8 辆，预计每天排放烃类物质总计为 0.2kg/d、NO<sub>x</sub> 为 0.27kg/d。根据施工安排，施工周期 2 个月产生的烃类物质为 0.012t、NO<sub>x</sub> 为 0.016t。

##### ③管线焊接废气

无缝钢管管道组对连接过程中将产生一定量的焊接烟尘，对周围大气环境产生一定的影响。焊接烟尘的排放具有分散、间断排放和排放量小的特点，根据《焊接技术手册》（王文瀚主编）中有关资料，焊接烟尘产生系数为 7g/kg。本项目焊条使用量约为 30kg，焊接烟尘产生量为 0.21kg，但由于施工期短暂，区域大气环境扩散条件好，管线焊接废气对环境空气质量影响不大。

##### ④防腐废气

项目使用的管道是经过防腐处理后的成品管道，仅在管道敷设补口补伤时产生防腐废气，产生量较少，防腐废气主要污染物为非甲烷总烃，本项目管线周围地域开阔，防腐废气经大气扩散后对周围环境影响较小。

#### (2) 废水

项目施工场地不设生活营地，无生活污水产生。施工期废水主要为管道试压废水。

项目管线采用同介质试压方式，采用清水试压。项目建设单井管线 2km、集输管线 2.65km，采取分段试压方式，采用储罐收集后重复利用，则本项目试压

废水产生量约 19.63m<sup>3</sup>，主要污染物为悬浮物，产生的废水用于施工区域洒水降尘。

### (3) 噪声

油田施工期噪声影响较明显，流动声源较多，主要污染源为管线和站场施工设备安装中的机械、车辆，本项目施工期主要噪声源及源强见表 5.2-1。

表 5.2-1 施工期主要噪声源情况

噪声源位置	设备名称	数量	声源强度	声源性质	备注
地面工程施工	运输车辆	若干	80-95	流动声源	施工结束后 噪声即消失
	挖掘机		90-100		
	推土机		80-95		
	电焊机		90-100		

### (4) 固体废物

地面工程施工场地不设生活营地，无生活垃圾产生。施工产生的土石方全部回填，无弃方产生；固体废物主要为建筑垃圾。建筑垃圾主要为废边角料、废包装物等，产生量约 0.1t，集中收集后送至当地建筑垃圾填埋场。

## 5.2.2 运营期污染源源强核算

### (1) 废气

运营期废气主要来自油气开采、集输过程中产生的无组织污染物非甲烷总烃和硫化氢。

#### ①无组织非甲烷总烃

无组织挥发废气参照《污染源源强核算技术指南 石油炼制工业》

(HJ982-2018) 中设备与管线组件密封点泄漏的公式进行核算，本次评价考虑最不利环境影响，挥发性有机物及总有机碳平均质量分数均取最大值。设备与管线组件密封点泄漏的挥发性有机物的量核算公式如下：

$$D_{\text{设备}} = \alpha \times \sum_{i=1}^n (e_{\text{TOC},i} \times \frac{WF_{\text{VOCs},i}}{WF_{\text{TOC},i}} \times t_i)$$

式中： $D_{\text{设备}}$ ——核算时段内设备与管线组件密封点泄漏的挥发性有机物的量，kg；

$\alpha$ ——设备与管线组件密封点的泄漏比例，取 0.003；

$n$ ——挥发性有机物流经的设备与管线组件密封点数，可参考附录 B.3 进行统计；

$e_{\text{TOC},i}$ ——密封点  $i$  的总有机碳排放速率（泄漏浓度大于  $10000\mu\text{mol/mol}$ ）， $\text{kg/h}$ ，取值参见下表；

$WF_{\text{VOCs},i}$ ——流经密封点  $i$  的物料中挥发性有机物的设计平均质量分数，%（根据油田采出液组分数据取采出液平均含油率，取 45.9%）；

$WF_{\text{TOC},i}$ ——流经密封点  $i$  的物料中总有机碳的设计平均质量分数，%（根据油田采出液组分数据取采出液平均含油率，取 45.9%）；

$t_i$ ——核算时段内密封点  $i$  的运行时间， $\text{h}$ （按 365d，8760h 计）。

根据上述公式，计算油气运输过程中的无组织挥发性废气产生量见表 5.2-2。

表 5.2-2 密封点泄漏排放速率取值及废气产生量一览表

名称	设备类型	排放系数/ $\text{kg/h/源}$	设备数量（个/台）	污染物产生量（ $\text{t/a}$ ）
采油井场（14口）	连接件	0.028	336	0.247
	阀门	0.064	112	0.222
	法兰	0.085	224	0.501
集油区	连接件	0.028	22	0.016
	阀门	0.064	20	0.034
	法兰	0.085	10	0.022
合计		/	724	1.042

## ②无组织硫化氢

根据项目资料，本项目所在区域硫化氢浓度平均为  $9000\text{mg/m}^3$ ，本项目最高年伴生气产生量约  $1.7 \times 10^5 \text{m}^3/\text{a}$ （根据建设单位提供资料，伴生气产生量  $33\text{m}^3/\text{d}\cdot\text{口}$ ），据此核算出本项目伴生气中硫化氢最大量为  $1.53\text{t/a}$ 。根据油田现有资料及污染源调查数据分析，油气集输损失按照伴生气最大产能的 0.1‰损失计算，则本项目硫化氢无组织挥发量为  $0.00015\text{t/a}$ 。本项目新建 14 口井，则井场硫化氢无组织挥发量最大为  $2.14 \times 10^{-5}\text{t/a}$ 。针对本项目所在区域油藏油井伴生气中含硫化氢，整个油气处理工艺从井口-计量-处理站均采用密闭流程，并设置腐蚀检测装置，防止硫化氢的泄漏。

## （2）废水

根据工程开发方案，本次产能开发不新增劳动定员，将不新增生活污水。运营期废水主要为井下作业废水、采出水。

### ①井下作业废水

井下作业废水主要包括洗井废水、井下作业废液。

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”系数，计算洗井废水的核算依据及产生量详见表 5.2-3、表 5.2-4。

表 5.2-3 与石油和天然气开采有关的服务活动产排污系数（节选）

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）	低渗透油井洗井作业	所有规模	工业废水量	吨/井次	27.13	回用/回注	0
				化学需氧量	克/井次	34679		0
				石油类	克/井次	6122		0

表 5.2-4 洗井废水产生及排放情况一览表

污染物指标	产污系数	井数（口）	产生量（t/a）	平均周期
洗井废水	27.13t/井次	14	189.91	2 年/次
化学需氧量	34679g/井次	14	0.24	
石油类	6122g/井次	14	0.04	

井下作业进行修井时会产生一定的废洗井液。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”系数，井下作业废液产生情况见表 5.2-5。

表 5.2-5 井下作业废液产生情况一览表

污染物名称	产污系数	井数（口）	产生量	平均周期
废洗井液（修井）	25.29t/井次	14	177.03t/a	2 年/次

## ②采出水

根据开发方案，本项目采出水最大产生量为  $1.1 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$ （ $30 \text{m}^3/\text{d}$ ）。采出水在风城油田 2 号稠油联合处理站处理。

## （3）噪声

本项目运营期噪声源主要有井场抽油机的机泵，噪声源情况见表 5.2-6。

表 5.2-6 运营期项目主要噪声源调查表

工况	名称	声源名称	空间相对位置/m			声压级/dB(A)	声源控制措施	运行时段
			X	Y	Z			
正常	井场	抽油井	30	15	1	65	低噪声设备、基础减振	全天 24h（年运行 8760h）
非正常	井场	井下作业（修井、洗井）	/	/	/	90	加快进度，缩短作业时间	持续时间短

## （4）固体废物

运营期工作人员对油井定期巡检，不新增劳动定员，故不新增生活垃圾。项目运营期产生的固体废物主要是油泥（砂）、落地油、沾油废物。

### ①油泥（砂）

根据《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》“07 石油和天然气开采业行业系数手册”续表 35 中产污系数核算含油污泥产生量。

表 5.2-7 石油与天然气开采行业产污系数一览表（节选）

名称	工艺	规模等级	污染物类别	污染物指标项	单位	产污系数	末端治理技术	产生量
稠油	检修清罐	所有规模	固体废物	含油污泥	吨-万吨产品	200.62	无害化处理/处置/利用	1264t/a

### ②落地油

落地油主要产生于油井的阀门、法兰等处正常及事故状态下的泄露、管线破损以及井下作业。按照单井落地油产生量约 0.1t/a 计算，本项目落地油产生量约 1.4t/a，属于《国家危险废物名录（2021 本）》HW08 废矿物油与含矿物油类危险废物（废物代码为 071-001-08）。井下作业时要求带罐作业，井口采用箱式清洁作业平台防止产生落地油，井口排出物全部进罐，做到原油 100%回收。

### ③沾油废物

油井检修过程中会产生沾油废物，主要有废防渗膜，产生量约 0.5t/a，均属于《国家危险废物名录（2021 本）》HW08 废矿物油与含矿物油类危险废物（废物代码 900-249-08），收集后送至危险废物贮存场，定期委托有资质的单位处置。

本项目固体废物产生情况见表 5.2-8。

表 5.2-8 运营期固体废物产生及处置情况一览表

序号	名称	产生量	种类/代码	暂存方式	处置方式	处置要求
1	油泥（砂）	1264t/a	危险废物 HW08/001-08	处理站储罐	交有资质的单位回收处置	①委托有资质的单位运输、处置；②严格执行危险废物转移联单制度；③做好危险废物贮存情况的记录
2	落地油	1.4t/a		风城油田作业区危险废物临时贮存场		
3	沾油废物	0.5t/a	危险废物 HW08/900-249-08			

### 5.2.3 退役期污染源分析

油田退役期主要是采油井、管线及站场等油田生产设施陆续关闭，拆除生产设施的过程以生态影响为主，主要影响因素有扰动地表植被，新增水土流失以及拆除生产设施过程中产生的落地油对土壤环境的影响等。对退役油水井进行封堵，地面部分如采油井架、水泥台、电线杆等将拆除，对输油管线采用两次吹扫除油，第一次为氮气吹扫、第二次为清水吹扫处理，吹扫结束后采取分段封堵措施，管线两头卡段盲堵不挖出，废水拉运至联合站采出水处理设施经处理后回注和回用。

### 5.2.4 本项目“三废”排放情况统计

本项目施工期、运行期三废排放情况汇总见表 5.2-9、5.2-10。

表 5.2-9 施工期“三废”排放及生态影响汇总一览表

污染源		主要污染物	产生量	排放量	拟处理措施及排放去向
废气	施工扬尘	颗粒物	少量	少量	洒水降尘，无组织排放
	机械、车辆 尾气	烃类	0.012t	0.012t	使用合格的油品，无组织排放
		NOx	0.016t	0.016t	
	焊接烟尘	颗粒物	0.21kg	0.21kg	无组织排放
防腐废气	非甲烷	少量	少量	使用环保型防腐材料和先进的快速防腐工艺，无组织排放	
废水	试压废水	SS	19.63m <sup>3</sup>	19.63m <sup>3</sup>	储罐收集，用于项目区洒水降尘
噪声	机械、车辆	源强 80~100dB(A)			选用低噪声设备，定期维护和保养
固废	土石方	土方	0	0	全部回填，无弃方产生
	建筑垃圾	废边角料、 包装物	0.1t	0.1t	统一收集后送至建筑垃圾填埋场处置

表 5.2-10 项目运营期污染物总量排放情况一览表

环境要素	污染物	产生量	削减量	排放量	
大气污染物	非甲烷总烃	1.042t/a	0	1.042t/a	
	硫化氢	0.00015t/a	0	0.00015t/a	
水污染物	采出水	1.1×10 <sup>4</sup> m <sup>3</sup> /a	1.1×10 <sup>4</sup> m <sup>3</sup> /a	0	
	洗井	废水量	189.91t/a	189.91t/a	0
		化学需氧量	0.24t/a	0.24t/a	0
		石油类	0.04t/a	0.04t/a	0
	井下作业废液	废洗井液	177.03t/a	177.03t/a	0
固体废物	油泥（砂）	1264t/a	1264t/a	0	
	落地油	1.5t/a	1.5t/a	0	

	沾油废物	0.5t/a	0.5t/a	0
--	------	--------	--------	---

## 5.2.5 本项目建设前后污染物排放量的变化情况

本次开发建成前后三废产生量及排放量变化情况见表 5.2-11。

表 5.2-11 本次开发建成前后三废产生量及排放量变化情况一览表 单位: t/a

类别	污染物	现有工程		本次开发工程			总体工程	
		排放量	以新带老 削减量	产生量	削减量	排放量	排放量	增减量
废气	颗粒物	0.09	0	0	0	0	0.09	0
	SO <sub>2</sub>	2.71	0	0	0	0	2.71	0
	NO <sub>x</sub>	78.5	0	0	0	0	78.5	0
	非甲烷总 烃	47.8	0	1.042	0	1.042	48.842	+1.042
	硫化氢	0.091	0	0.00015	0	0.00015	0.09115	+0.00015
废水	采出水	39.7×10 <sup>4</sup>	0	1.1×10 <sup>4</sup>	1.1×10 <sup>4</sup>	0	0	0
	锅炉排污水	7.4×10 <sup>4</sup>	0	0	0	0	0	0
	井下作业 废水	208	0	366.94	366.94	0	0	0
	生活污水	2015	0	0	0	0	0	0
固废	油泥(砂)	100.8	0	1264	1264	0	0	0
	落地油	1.68	0	1.5	1.5	0	0	0
	沾油废物	2	0	0.5	0.5	0	0	0
	生活垃圾	12.4	0	0	0	0	0	0

## 5.2.6 总量控制

根据《“十四五”污染减排综合工作方案编制技术指南》，大气污染物减排因子为 NO<sub>x</sub>、VOCs，水污染物减排因子为 COD 和氨氮。

含油废水由风城油田 2 号稠油联合处理站采出水处理达到处理后满足相应标准后回用注汽锅炉和回注，不外排，故不对化学需氧量、氨氮进行总量控制；本项目无有组织 NO<sub>x</sub>、VOCs 排放，因此不进行总量控制指标申请。

## 5.3 碳排放分析

### 5.3.1 碳排放源分析

根据《中国石油天然气生产企业温室气体排放核算方法与报告指南(试行)》，石油天然气开采企业碳排放源主要包括：燃料燃烧 CO<sub>2</sub> 排放、火炬燃烧排放、

工艺放空排放、CH<sub>4</sub> 逃逸排放、CH<sub>4</sub> 回收利用量、CO<sub>2</sub> 回收利用量、净购入电力和热力隐含的 CO<sub>2</sub> 排放。

(1) 燃料燃烧 CO<sub>2</sub> 排放

本项目不涉及燃料燃烧，故不需要核算该部分产生 CO<sub>2</sub> 的排放量。

(2) 火炬燃烧排放

本项目不涉及测试放喷过程中作为临时火炬燃烧排放，故不需要核算该部分产生的 CO<sub>2</sub> 和 CH<sub>4</sub> 排放量。

(3) 工艺放空排放

本项目主要为井场建设内容，不涉及计量站或处理站，不再核算该部分 CO<sub>2</sub> 和 CH<sub>4</sub> 排放量。

(4) CH<sub>4</sub> 逃逸排放

本项目井场法兰、阀门等处会产生无组织废气，涉及 CH<sub>4</sub> 排放量，故需核算该部分气体排放量。

(5) CH<sub>4</sub> 回收利用量

本项目不涉及甲烷回收利用，因此该部分回收利用量为 0。

(6) CO<sub>2</sub> 回收利用量

本项目实施后未回收燃料燃烧过程中产生的 CO<sub>2</sub>，因此该部分回收利用量均 0。

(7) 净购入电力和热力隐含的 CO<sub>2</sub> 排放

本项目需要消耗电量，故需要核算该部分 CO<sub>2</sub> 排放量。

### 5.3.2 碳排放量核算

(1) 燃料燃烧 CO<sub>2</sub> 排放

$$E_{CO_2_{\text{燃烧}}} = \sum_j \sum_i (AD_{i,j} \times C_{i,j} \times OF_{i,j} \times \frac{44}{12})$$

$E_{CO_2_{\text{燃烧}}}$  为企业的化石燃料燃烧 CO<sub>2</sub> 排放量，单位为吨 CO<sub>2</sub>；

$i$  为化石燃料的种类；

$j$  为燃烧设施序号；

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

CC<sub>i,j</sub>为设施j内燃烧的化石燃料i的含碳量，对固体和液体燃料以吨碳/吨燃料为单位，对气体燃料以吨碳/万Nm<sup>3</sup>为单位；

OF<sub>i,j</sub>为燃烧的化石燃料i的碳氧化率，取值范围为0~1。天然气取值为0.99。

#### (2) CH<sub>4</sub> 逃逸排放

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

E<sub>CH<sub>4</sub>\_开采逃逸</sub>为原油开采或天然气开采中所有设施类型（包括原油开采的井口装置、单井储油装置、接转站、联合站及天然气开采中的井口装置、集气站、计量/配气站、储气站等）产生的CH<sub>4</sub>逃逸排放，单位为吨CH<sub>4</sub>；

j为不同的设施类型；

Num<sub>oil,j</sub>为原油开采业务所涉及的泄漏设施类型数量，单位为个；

EF<sub>oil,j</sub>为原油开采业务中涉及的每种设施类型j的CH<sub>4</sub>逃逸排放因子，单位为吨CH<sub>4</sub>/（年·个）；井口装置为0.23；

Num<sub>gas,j</sub>为天然气开采业务所涉及的泄漏设施类型数量，单位为个；

EF<sub>gas,j</sub>为天然气开采业务中涉及的每种设施类型j的CH<sub>4</sub>逃逸排放因子，单位为吨CH<sub>4</sub>/（年·个）；井口装置为2.5。

#### (3) 净购入电力和热力隐含的CO<sub>2</sub>排放

净购入电力的CO<sub>2</sub>排放计算公式如下：

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

E<sub>CO<sub>2</sub>-净电</sub>为报告主体净购入电力隐含的CO<sub>2</sub>排放量，单位为吨CO<sub>2</sub>；

AD<sub>电力</sub>为企业净购入的电力消费量，单位为兆瓦时（MWh），按照1314MWh核算；

EF<sub>电力</sub>为电力供应的CO<sub>2</sub>排放因子，单位为吨CO<sub>2</sub>/MWh，按照2024年4月12日生态环境部、国家统计局发布了《2021年电力二氧化碳排放因子》（公告2024年第12号）中表3（2021年省级电力平均二氧化碳排放因子），新疆：0.6577kgCO<sub>2</sub>/MWh。

#### (4) 碳排放核算汇总

$$E_{GHG} = E_{CO_2\_燃烧} + E_{GHG\_火炬} + \sum_s (E_{GHG\_工艺} + E_{GHG\_逃逸_s}) - R_{CH_4\_回收} \times GWP_{CH_4} - R_{CO_2\_回收} + E_{CO_2\_净电} + E_{CO_2\_净热}$$

E<sub>GHG</sub>-温室气体排放总量，单位为吨CO<sub>2</sub>；

$E_{CO_2}$ -燃烧-核算边界内由于化石燃料燃烧活动产生的  $CO_2$  排放量，单位为吨  $CO_2$ ；

$E_{GHG}$ -火炬-企业因火炬燃烧导致的温室气体排放，单位为吨  $CO_2$  当量；

$E_{GHG}$ -工艺-企业各业务类型的工艺放空排放，单位为吨  $CO_2$  当量；

$E_{GHG}$ -逃逸-企业各业务类型的设备逃逸排放，单位为吨  $CO_2$  当量；

S-企业涉及的业务类型，包括油气勘探、油气开采、油气处理、油气储运业务；

$R_{CH_4}$ -回收-企业的  $CH_4$  回收利用量，单位为吨  $CH_4$ ；

$GWP_{CH_4}$ - $CH_4$  相比  $CO_2$  的全球变暖潜势值。取值 21；

$R_{CO_2}$ -回收-企业的  $CO_2$  回收利用量，单位为吨  $CO_2$ 。

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

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

根据上述公式，本项目实施后  $CO_2$  排放总量见表 5.3-1。

表 5.3-1  $CO_2$  排放总量一览表

序号	源类型	排放量 (吨 $CO_2$ )
1	燃料燃烧 $CO_2$ 排放	0
2	火炬燃烧排放	0
3	工艺放空排放	0
4	$CH_4$ 逃逸排放	67.62
5	$CH_4$ 回收利用量	0
6	$CO_2$ 回收利用量	0
7	净购入电力和热力隐含的 $CO_2$ 排放	864.22
合计		931.84

## 5.4 清洁生产分析

### 5.4.1 清洁生产措施及效果

#### (1) 井下作业清洁生产

- ①加强井场油井井口的密闭，减少井口无组织废气的挥发。
- ②在井下作业过程中，对产生的废水收集，运至油田采出水处理系统集中处理，使作业废水得到有效回收、利用。
- ③对井下作业过程中的落地油采用防渗布及时收集，拉运至指定地点处置。
- ④修井、洗井、解堵等作业产生的污油全部回收。

## (2) 油气集输清洁生产

### ①优化布局

本项目充分依托现有集输系统，合理确定线路（油、气、水）位置和走向，降低地面工程建设投资。

### ②油气集输

集输管线采用全密闭集输流程，该措施对合理回收和利用油气资源，减少环境污染，发挥经济环境效益就显得十分重要，油气集输方案符合清洁生产与循环经济要求。

## 5.4.2 清洁生产指标分析

本次评价参照《石油天然气开采业清洁生产评价指标体系（试行）》分别对井下作业、采油作业等开发阶段进行清洁生产指标分析，见表 5.4-1、表 5.4-2。

通过清洁生产指标分析标明，本项目井下作业阶段、采油作业阶段得分比例分别为 90%、95%。

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 5.4-3。

表 5.4-3 石油和天然气开采行业不同等级清洁生产企业综合评价指数

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

本次开发全过程较好的按照清洁生产的要求进行了设计，将清洁生产贯穿于建设与生产的全过程，符合清洁生产要求，达到国内清洁生产先进水平。

表 5.4-1 井下作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值

定量指标						本项目	
一级指标	权重值	二级指标	单位	权重分值	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 <sup>3</sup> /井次	10	≤5.0	2~4	10
		新鲜水消耗	m <sup>3</sup> /井次	10	≤5.0	0	10
		单位能耗	-	10	行业基本水平	基本水平	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	100	100	10
		生产过程中排出物利用率	%	10	100	100	10
(4) 污染物产生指标	30	作业废液量	m <sup>3</sup> /井次	10	≤3.0	27.13	0
		石油类	mg/L	5	甲类区：≤10；乙类区：≤50	225	0
		COD	mg/L	5	甲类区：≤100；乙类区：≤150	1278	0
		含油污泥	kg/井次	5	甲类区：≤50；乙类区：≤70	0	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	指标分值	二级指标			指标分值	本项目评分	
(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	按标准试压		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
结果			权重分值	评分
合计			200	180
比例 (100%)			100	90

表 5.4-2 采油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	权重分值	评价基准值	估算值	评分			
(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 稠油: ≤160 天然气: ≤50	0.13	30			
(2) 资源综合利用指标	30	余热利用率	%	10	≥60	100	10			
		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	%	5	≤10	300	0			
		COD	%	5	甲类区: ≤100; 乙类区: ≤150	1000~2000	0			
		落地原油回收利用率	%	10	100	100	10			
		采油废水回用率	%	10	≥60	100	10			
		油井伴生气外排率	%	10	≤20	0	10			
定性指标										
一级指标	指标分值	二级指标				指标分值	本项目评分			
(1) 生产工艺及设备要求	45	井筒质量			井筒设施完好		5	5		
		采气	/		10	采油	套管气回收装置		10	10
			/		20		防止落地原油产生措施		20	20
		采油方式				采油方式经过综合评价确定		10	10	
		集输流程				全密闭流程		10	10	

(2) 管理体系建设及 清洁生产审核	35	建立 HSE 管理体系并通过验证	10	10
		开展清洁生产审核	20	20
		制定节能减排工作计划	5	5
(3) 环保政策法规执 行情况	20	建设项目“三同时”执行情况	5	5
		建设项目环境影响评价制度执行情况	5	5
		污染物排放总量控制与减排措施情况	5	5
		老污染源限期治理项目完成情况	5	5
结果			权重分值	评分
合计			200	190
比例 (100%)			100	95

## 6 区域环境现状调查与评价

### 6.1 自然环境现状调查与评价

#### 6.1.1 地理位置

本项目行政隶属于新疆维吾尔自治区克拉玛依市乌尔禾区，乌尔禾区位于克拉玛依市东北部，地处准噶尔盆地西北缘，南距克拉玛依市约 90km。东经  $85^{\circ}15'$ ~ $86^{\circ}00'$ ，北纬  $45^{\circ}38'$ ~ $46^{\circ}13'$ 。东北与和布克赛尔蒙古自治县接壤，西与托里县交界，南与市辖白碱滩区（克拉玛依高新技术产业开发区）毗邻，G217 国道纵贯全境。全区总面积 2229.19km<sup>2</sup>，占克拉玛依市总面积的 28.81%。乌尔禾镇是乌尔禾区政府所在地，位于区境偏北面，G217 国道 318km 处，是克拉玛依市域的北大门。

本工程部署于风城油田重 1 井区齐古组  $J_3q_2^{2-1}+J_3q_2^{2-2}$  油藏，该油藏位于位于准噶尔盆地西北缘北端，风城油田东南部，距克拉玛依市东北约 130km，行政隶属新疆克拉玛依市乌尔禾区。

#### 6.1.2 地形地貌

乌尔禾区地貌大体上可分为山地和盆地两部分。西部是加依尔山，西北和东北为哈拉阿拉特山，东南和南部为低山丘陵向东南方向倾斜的山地延伸带，即由山前冲积平原、湖泊、沼泽地组成的盆地部分，海拔高度在 200-550m 之间。整个乌尔禾区处在准噶尔盆地西北缘的斜坡带，地势是西北高，东南低。

乌尔禾区包括乌尔禾盆地及百口泉盆地。乌尔禾盆地地势较低，百口泉盆地地势较高，白杨河即从两块盆地中间地表断谷流进，并横穿乌尔禾盆地注入东南部的艾里克湖。发源于加依尔山的克拉苏河和达尔布图河均分布于百口泉、黄羊泉一带。因此，两块盆地中的地下水资源比较丰富。

项目区地面为丘陵，平均地面海拔为 520m，地表为荒漠戈壁，见少量植被，区内地势较为平坦。乌尔禾区地形图见图 6.1-1。

#### 6.1.3 气候与气象

克拉玛依市地处沙漠边缘，深居欧亚大陆腹地，远离海洋。因高山阻隔，海洋季风的湿润水汽很难到达本地上空，属大陆性干旱气候。夏季酷热，冬季严寒，冬夏两季气温回升快且时间漫长，而春秋两季时间短且极不稳定。气温日变化及年

	空调(采用每年平均不保证 50 小时的干球温度)	°C	25.2
	空调日平均(采用每年平均不保证 5 天的日平均温度)	°C	25.1
	日较差[(室外计算干球温度-室外空调日平均温度)/0.52]	°C	0.1
室外计算相对湿度	最冷月	%	75
	最热月	%	41
	最热月 14 时平均	%	29
平均风速	冬季	m/s	0.9
	夏季	m/s	1.8
	年平均	m/s	1.6
最多风向及其频率	冬季	%	NNW11
	夏季	%	WNW15
	全年最多	%	WNW9
极大风速及风向	风速/标准风压	m/s/Pa	32.0
	风向	/	NNW
最大积雪厚度/雪荷		mm/Pa	13
最大冻土深度平均值/极值		cm/cm	117/171
地下土壤温度	-0.8m 处历年各月平均值	°C	12.5
	-1.6m 处历年各月平均值	°C	12.2
雷暴日数		d/a	12
沙暴日数		d/a	0.5
有雾日数		d/a	9
年蒸发量		mm	8
年蒸发量		mm	1819.6
大气压力	冬季	102Pa	996.3
	夏季	102Pa	976.2
降水量	一日最大值	mm	27.6
	一小时最大值	mm	20.2
	历年平均值/极大值	mm/mm	58.2/67.0
	年降水天数平均值/极大值	d/a/d/a	32.2/42

#### 6.1.4 地质条件

乌尔禾地区位于准噶尔凹陷西北部，西准噶尔褶皱带与准噶尔地块的交界部位。距项目工程场地较近的断裂有两条：克-乌断裂及达尔布特断裂。克-乌断裂带位于准噶尔盆地西北缘褶皱山系与盆地交接处，靠盆地一侧，为隐伏逆掩断裂带，空间展布方向大致为北东向，在平面上的展布形态为典型的逆掩断裂带形状，由北至南，可分为三条次级断裂带，呈三个凸向盆地的弧形弯曲，分别为乌尔禾-夏子街断裂带、克拉玛依-乌尔禾断裂带、红山嘴-车排子断裂带。在垂直剖面上，

克-乌断裂带的主要断裂为上陡下缓的“铲状”，滑脱构造。克-乌断裂带自第四纪以来，没有新构造活动的迹象，不属于活动断裂，也不具备发生 6 级以上地震的构造条件。达尔布特断裂西南起自石奶闸，呈北东 55-60°延伸，经坎土克、卡拉休卡地区铬矿，过白杨河水库后，向北弯曲渐呈 75°延伸，并逐步隐伏。该断裂带全长 320km，活动的最新时代为全新世。该断裂以石奶闸、白杨河为界分为三大段，具备发生 6~6.9 级地震的构造条件，白杨河以东，哈拉阿拉特山北侧的东段，活动性渐弱，可能发生的最大地震不会大于 6.5 级。

风城地区可分为白垩系—侏罗系、三叠系、二叠系和石炭系—泥盆系四个构造层。白垩系—侏罗系构造层变形微弱；三叠系构造层不整合于二叠系之上，并且卷入褶皱变形；二叠系构造层是风城地区主要变形层；石炭系—泥盆系构造层反射杂乱，属于盆地褶皱基底。

表 6.1-2 项目区构造单元表

一级单元	天山-兴安地槽褶皱系
二级单元	准噶尔界山地槽褶皱系
三级单元	准噶尔中央凹陷
构造特征	以克拉玛依-白碱滩-乌尔禾断裂为西界，南部以基底隐伏断裂与乌鲁木齐山前拗陷为邻，呈向倾斜的缓坡。形成于二叠纪末，接近古近-新近纪、第四纪的全部沉积，古近—新近纪末的新构造运动使基底由北向南倾斜，沉积中心移向南缘。凹陷幅度为 1000~2000m，由北向南，凹陷越来越深。第四纪沉降幅度为 150~350m。

### 6.1.5 水文与水文地质

#### (1) 水文

克拉玛依市是水资源极度贫乏的地区，其境内的地表水均分布于乌尔禾区。乌尔禾区境内共有 3 条河流，1 个天然淡水湖和 3 个人工水库。3 条河流分别是：白杨河、克拉苏河和达尔布图河，三河均属季节性河流。河流的终点也都在乌尔禾区境内。3 条河流多年平均径流量  $1.628 \times 10^8 \text{m}^3$ 。由于白杨河上游水库的修建，致使进入本区盆地中部的河水已基本断流。艾里克湖是克拉玛依地区唯一内陆淡水湖泊，原是白杨河水的归宿。3 个人工水库分别为白杨河水库、黄羊泉水库和风城高库。本工程周边 5km 范围内无地表水体。

#### (2) 水文地质

##### 1) 地下水赋存条件

区域地下水类型主要为碎屑岩类孔隙裂隙水。根据含水岩组的不同可划分为

古近系-新近系含水岩组、白垩系含水岩组和侏罗系含水岩组。

①古近系-新近系含水岩组区域上广泛分布，岩层产状平缓，含水岩层以中等风化砂岩、砾岩为主。依据水力特征，可分为层间潜水和层间碎屑岩类承压水，含水层多被松散岩类含水层覆盖。

层间潜水：上覆数米至数十米松散层，零星含水或不含水，下伏古近系-新近系砂岩、泥岩互层。含水层为中粗砂岩层，主要接受大气降水渗入和临近基岩裂隙水的侧向补给。地下水的赋存条件比较差。据原有钻探孔资料，水位埋深 56.89 米，渗透系数 1.611m/d，含水层厚度为 30.49 米。

层间承压水：该区域承压水为层间承压水，大部分地区为覆盖型，局部裸露。含水层为细砂岩。据 ZK135 孔揭露，含水层埋深 62.98m，厚 19.77m，为自流水，水头高出地面 4.35m。当水头降至地面下 3.15m 时，单井涌水量 49.16m<sup>3</sup>/d，单位涌水量 0.18L/s·m，渗透系数 0.39m/d，影响半径 13m，水量匮乏矿化度 0.69g/L，为 HCO<sub>3</sub>-Na 型水。

②白垩系含水岩组主要分布在夏子街西南地区，以下白垩系岩层向南东缓倾斜，局部地区隆起呈背斜。岩层中的砂岩、砾岩松散，可充水形成碎屑岩类裂隙孔隙水。由于岩层渗透性较差，岩层产状平缓，地下水于其中运动缓慢，水量小，矿化度较高。根据收集钻孔资料，水位埋深在 38.95m，岩层渗透系数 0.173m/d，统一换算后的涌水量 2.61m<sup>3</sup>/d。

③侏罗系含水岩组主要分布在和什托洛盖洼地东西两侧，由砾岩、砂岩、泥岩互层组成。经构造运动褶皱较厉害，在向斜构造中因岩性为透水的砂砾岩与不透水的泥岩互层组成，所以形成碎屑岩类层间承压水。在附近煤矿开采深度范围内均见到地下水，水位埋深在 20-30m 不等，水量不大，单泉流量在 0.5-1.5L/s。

④基岩裂隙水根据含水岩性特征，可划分为层状岩类裂隙水和块状岩类裂隙水。

层状岩类裂隙水：主要分布在萨吾尔山南坡、谢米斯台山南坡西段。地层岩性主要火山碎屑岩为主，构造活动剧烈，岩层裂隙发育，有良好的地下水赋存空间。高山区分布有终年积雪和高地沼泽，大气降雨较充沛，所以地下水的补给条件优越，地下水较丰富。岩层的倾角大，地形切割幅度较大，地下水的排泄条件良好，所以出露泉水点较多。由于岩层为酸性、基性岩脉所穿插和受张性、压扭

性断裂所控制，并分别起导水与阻水的作用，因此在山前与平原交界处呈有规律的线状出露的泉水，多从山脚和山腰的泥盆—石炭系岩层中流出，流量多为 2-5L/s。块状岩类裂隙水：主要分布在和什托洛盖镇西北部，含水层以花岗岩为主的块状岩类，裂隙不发育，出露泉较少，泉流量一般为 2L/s，矿化度 0.25g/L。

## 2) 地下水补径排条件

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

结合地层资料和区域水文地质资料，通过对白垩系、侏罗系地层岩性、特征的分析研究，说明中生带地层是在潮湿气候的泻湖—湖泊环境条件下形成的。从新生代开始，区域地壳不断上升，地层接受风化和剥蚀，湖泊相的水份便在白垩系碎屑岩层的裂隙孔隙中残留下来，形成了区域地下水。与此同时，山区降水入渗形成的基岩裂隙水和地表水，在漫长的地质历史时期，通过侧向流入和渗漏补给储存在白垩系地层中，构成地下水的含水层。区内下白垩统吐谷鲁群中地下水的补给区主要是扎依尔山、雪米斯坦山及阿尔加提山，补给区基岩主要由古生代基底岩石及不同时期侵入的花岗岩等组成，岩体遭受侵入变质构造破坏作用强烈，赋存着风化及成岩裂隙水、构造及接触带脉状水。单泉涌水量在 0.1~1.0L/s 之间，多数在 0.1~1.0L/s 之间。大气降水也是该区主要的补给源。白杨河、和布克河等河流也是其不可或缺的补给来源。区域水文地质图见附图 11，乌尔禾洼地水文地质剖面图见图 6.1-2。

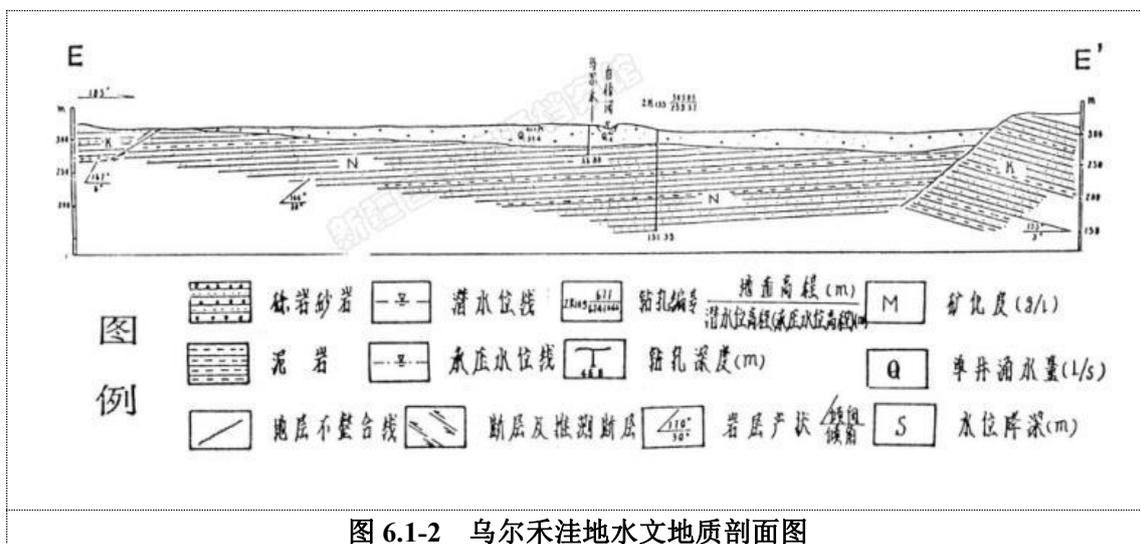


图 6.1-2 乌尔禾洼地水文地质剖面图

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

### 3) 地下水动态特征

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

### 4) 区域地下水化学特征

潜水水化学特征:在雪米斯坦、阿尔加提山,由于岩石变质作用较强,赋存有多种成因的裂隙水。地下水矿化度一般为 0.27g/L,水化学类型多为  $\text{HCO}_3\text{-Ca}$  型。在山前地带矿化度为 0.35~0.75g/L,水化学类型为  $\text{HCO}_3\cdot\text{SO}_4\text{-Ca}\cdot\text{Na}$  型及  $\text{SO}_4\cdot\text{HCO}_3\text{-Na}\cdot\text{Ca}$  型。承压水水化学成分,靠近蚀源区,矿化度多小于 1g/L,水化学类型以  $\text{HCO}_3\text{-Ca}$  型为主。随着向盆地延伸,由于深层地下水沿断裂、构造窗及顶托越流补给,与上部地下水混合,使得地下水水化学成分变得复杂,矿化度变为 1.0~3.0g/L,水质化学类型为  $\text{HCO}_3\cdot\text{SO}_4$  型、 $\text{HCO}_3\cdot\text{Cl}$  型及  $\text{SO}_4\cdot\text{Cl}$  型水。

## 6.1.6 土壤

克拉玛依市除城镇区域外,全境大部分地区为戈壁荒漠,从南到北土壤分布依次为棕钙土、荒漠灰钙土和灰棕漠土。

本工程所在区域土壤类型单一,为灰棕漠土。灰棕漠土是新疆北部地区温带荒漠的地带性土壤,该土类是在北疆温带地区干旱荒漠气候条件和粗骨质(砾质—砂质)成土母质上形成的,其形成和分布与大风的作用密切相关,在大风的作

用下，地表细颗粒物被强大的风力搬运殆尽，留存的砾石和砂粒在风和短暂暴雨的作用下，互相镶嵌形成部分较密实的砾幕，也就是黑褐色的“荒漠漆皮”。因而其生产性能较差，植物生长极少。在灰棕漠的形成过程中，生物累积作用很小，土壤表层的有机质含量仅为 3g~5g/kg，在剖面中无明显聚积层。

灰棕漠土为粗骨性母质，细土物质很少，土体非常干燥，地表有一层厚约 2~3cm 而略带黄灰色的结皮砾幕，混有砾石和碎石；下为浅褐棕色或褐红棕色、砾质沙壤的不明显层片状层，比较疏松，一般厚约 8~12cm；以下开始出现石膏聚积层，大量石膏聚积在 10~40cm，甚至接近于地表。

## 6.2 环境质量现状调查与评价

### 6.2.1 环境空气质量现状调查与评价

#### (1) 区域大气环境质量达标判定

根据中华人民共和国生态环境部环境工程评估中心发布的“环境空气质量模型技术支持服务系统”中克拉玛依市 2023 年达标区判定数据。克拉玛依市环境空气中六项基本污染物 SO<sub>2</sub>、NO<sub>2</sub>、PM<sub>10</sub>、PM<sub>2.5</sub>、CO、O<sub>3</sub> 监测结果，对区域环境空气质量现状进行分析，统计结果见下表。

表 6.2-1 环境空气质量及评价结果一览表

监测因子	评价指标	现状浓度 (μg/m <sup>3</sup> )	标准值 (μg/m <sup>3</sup> )	占标率 (%)	达标情况
SO <sub>2</sub>	年平均值	7	60	11.67	达标
NO <sub>2</sub>	年平均值	28	40	70	达标
PM <sub>10</sub>	年平均值	43	70	61.43	达标
PM <sub>2.5</sub>	年平均值	22	35	62.86	达标
CO	24 小时平均第 95 百分位数	1 (mg/m <sup>3</sup> )	4 (mg/m <sup>3</sup> )	25	达标
O <sub>3</sub>	最大 8 小时平均第 90 百分位数	123	160	76.88	达标

由上表可知，2023 年克拉玛依市的空气中 SO<sub>2</sub>、NO<sub>2</sub>、PM<sub>2.5</sub>、PM<sub>10</sub>、CO 及 O<sub>3</sub> 均满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）及修改单中的二级标准，区域环境空气质量达标。

#### (2) 其他污染物环境质量现状监测

##### ① 监测点位布置

本次环境空气质量对项目特征污染物非甲烷总烃、硫化氢进行补充监测，共布设 4 个点位，点位区域环境空气质量与评价范围地理位置邻近，地形、气候条件相近，点位布置见表 6.2-2。

表 6.2-2 环境空气质量补充监测位置

序号	监测点位	监测因子	位置关系
1	项目区	***", ****"	拟建井场 FHW338
2	主导风向下风向	***", ****"	项目区 189m 处
3	布达拉宫景区	***", ****"	项目区 900m 处
4	魔鬼城风景区	***", ****"	项目区 4.9km 处

②监测项目及分析方法

采样及项目分析方法按照《环境空气质量手工监测技术规范》(HJ194-2017)及其修改单中的有关要求执行，具体分析方法见表 6.2-3。

表 6.2-3 环境空气各监测因子分析及检出限一览表

序号	监测因子	检测方法	单位	检出限
1	非甲烷总烃	《环境空气 总烃、甲烷和非甲烷总烃的测定 直接进样-气相色谱法》(HJ604-2017)	mg/m <sup>3</sup>	0.07
2	硫化氢	《空气质量 硫化氢、甲硫醇、甲硫醚和二甲二硫的测定 气相色谱法》(GB/T14678-1993)	mg/m <sup>3</sup>	1.0×10 <sup>-3</sup>

③监测时间及频率

监测时间为 2024 年 8 月 14 日~2024 年 8 月 20 日，每天监测 4 次，取一次值，连续监测 7 天。

④评价标准

非甲烷总烃 1 小时评价浓度参考执行《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996) 详解中的浓度限值 2.0mg/m<sup>3</sup>，H<sub>2</sub>S 执行《环境影响评价技术导则大气环境》(HJ2.2-2018) 附录 D 中其他污染物空气质量浓度参考限值 (10μg/m<sup>3</sup>) 的浓度限值要求。

⑤监测结果及评价

监测结果及评价结果见表 6.2-4。

表 6.2-4 其他污染物环境质量现状评价表

监测点位	污染物	评价标准 (μg/m <sup>3</sup> )	监测浓度范围 (μg/m <sup>3</sup> )	最大浓度占标率	达标情况
项目区	非甲烷总烃	2000	1240~1390	69.5	达标
	硫化氢	10	<1.0	<10	达标
主导风向下风向	非甲烷总烃	2000	1250~1420	71.0	达标
	硫化氢	10	<1.0	<10	达标

布达拉宫景区	非甲烷总烃	2000	1020~1160	58.0	达标
	硫化氢	10	<1.0	<10	达标
魔鬼城风景区	非甲烷总烃	2000	1070~1120	56.0	达标
	硫化氢	10	<1.0	<10	达标

从上表可以看出，在监测期间，本工程区域特征污染物 H<sub>2</sub>S 小时平均值满足《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 中其他污染物空气质量浓度参考限值（10μg/m<sup>3</sup>）的浓度限值要求；非甲烷总烃小时平均值满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）详解中浓度限值 2000μg/m<sup>3</sup>要求。

## 6.2.2 地下水环境质量现状监测与评价

### 1、地下水质量现状监测

#### (1) 监测点位

本次评价对区域地下水环境现状监测数据引用新疆环疆绿源环保科技有限公司于 2024 年 4 月 18 日采样监测数据，监测点位为 D1~D5。各监测点位详细信息与位置关系见表 6.2-5。

表 6.2-5 地下水环境监测布点情况一览表

监测点位名称	监测层位	坐标		与项目区的位置关系
D1	潜水	***", ***"	***", ***"	FHW338 井西北侧约 6.4km (上游)
D2	潜水	***", ***"	***", ***"	FHW341 井西北侧约 5.1km (侧向)
D3 (夏水 20 井)	潜水	***", ***"	***", ***"	FHW347 井东南侧约 13.5km (下游)
D4 (夏水 18 井)	潜水	***", ***"	***", ***"	FHW347 井东南侧约 14.7km (下游)
D5 (夏水 21 井)	潜水	***", ***"	***", ***"	FHW347 井东南侧约 15.6km (下游)

#### (2) 监测时间与频率

监测时间：2024 年 3 月 11 日~3 月 22 日。

监测频次：取一次样。

#### (3) 监测项目

K<sup>+</sup>、Na<sup>+</sup>、Ca<sup>2+</sup>、Mg<sup>2+</sup>、CO<sub>3</sub><sup>2-</sup>、HCO<sub>3</sub><sup>-</sup>、Cl<sup>-</sup>、SO<sub>4</sub><sup>2-</sup>；pH、氨氮、硝酸盐氮、亚硝酸盐氮、挥发性酚类、氰化物、砷、汞、铬(六价)、总硬度、铅、氟化物、镉、铁、锰、溶解性总固体、耗氧量、硫酸盐、氯化物、石油类、总大肠菌群、菌落总数、色、浑浊度、肉眼可见物、硫化物，水温等基本水质因子。

#### (4) 评价方法及结果

采用单项标准指数法对地下水进行评价。

$$P_i = C_i / C_{si}$$

式中： $P_i$ ——水质单项标准指数；

$C_{ij}$ ——水质评价因子  $i$  在第  $j$  取样点的浓度，mg/L；

$C_{si}$ —— $i$  因子的评价标准，mg/L；

pH 的单项标准指数表达式为：

$$\text{pH}_j \leq 7.0 \text{ 时；} \quad S_{pH,j} = \frac{7.0 - \text{pH}_j}{7.0 - \text{pH}_{sd}}$$

$$\text{pH}_j > 7.0 \text{ 时；} \quad S_{pH,j} = \frac{\text{pH}_j - 7.0}{\text{pH}_{su} - 7.0}$$

式中： $S_{pH,j}$ —pH 标准指数；

$\text{pH}_j$ — $j$  点实测 pH 值；

$\text{pH}_{sd}$ —标准中的 pH 值的下限值；

$\text{pH}_{su}$ —标准中的 pH 值的上限值。

地下水监测及评价结果见表 6.2-6，从评价结果可知，各监测点的水质较差，溶解性总固体、硫酸盐、氯化物出现不同程度的超标，超出《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）的Ⅲ类标准限值，除此之外的其他项目均符合《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中Ⅲ类标准限值的要求；石油类满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中的Ⅲ类标准要求。超标原因主要是受干旱气候、蒸发浓缩作用、原生地质、水文地质环境等因素综合影响。

表 6.2-6 地下水现状监测数据一览表

序号	监测因子	标准值	单位	D1			D2			D3 (夏水 20 井)			D4 (夏水 18 井)			D5 (夏水 21 井)		
				监测值	标准指数	达标情况												
1	pH 值	6.5~8.5	无量纲	7.4	0.27	达标	7.6	0.40	达标	7.5	0.33	达标	7.5	0.33	达标	7.4	0.27	达标
2	氯化物	≤250	mg/L	1.86×10 <sup>4</sup>	74.4	超标	8.87×10 <sup>3</sup>	35.48	超标	1.19×10 <sup>4</sup>	47.60	超标	1.21×10 <sup>4</sup>	48.40	超标	4.55×10 <sup>3</sup>	18.20	超标
3	硝酸盐氮	≤20	mg/L	0.664	0.03	达标	1.26	0.06	达标	3.7	0.19	达标	0.388	0.02	达标	1.74	0.09	达标
4	硫酸盐	≤250	mg/L	1.72×10 <sup>4</sup>	68.8	超标	9.82×10 <sup>3</sup>	39.28	超标	1.26×10 <sup>4</sup>	50.40	超标	1.27×10 <sup>4</sup>	50.80	超标	4.52×10 <sup>3</sup>	18.08	超标
5	氟化物	≤1	mg/L	0.722	0.722	达标	1.25	1.25	超标	0.868	0.868	达标	1.08	1.08	达标	0.386	0.386	达标
6	总硬度 (CaCO <sub>3</sub> 计)	≤450	mg/L	191	0.42	达标	178	0.40	达标	202	0.45	达标	222	0.49	达标	164	0.36	达标
7	溶解性固体总量	≤1000	mg/L	5.01×10 <sup>4</sup>	50.1	超标	2.31×10 <sup>4</sup>	23.10	超标	3.07×10 <sup>4</sup>	30.70	超标	3.13×10 <sup>4</sup>	31.30	超标	1.57×10 <sup>4</sup>	15.70	超标
8	挥发酚	≤0.002	mg/L	0.0003L	/	达标												
9	氨氮	≤0.5	mg/L	0.038	0.076	达标	0.052	0.104	达标	0.062	0.124	达标	0.046	0.092	达标	0.068	0.136	达标
10	K <sup>+</sup>	/	mg/L	24.8	/	达标	23.6	/	达标	13.1	/	达标	16	/	达标	26.5	/	达标
11	Ca <sup>2+</sup>	/	mg/L	504	/	达标	465	/	达标	1.07×1	/	达标	266	/	达标	260	/	达标

										0 <sup>3</sup>								
12	Na <sup>+</sup>	/	mg/L	3.39×10 <sup>3</sup>	/	达标	5.27×10 <sup>3</sup>	/	达标	5.60×10 <sup>3</sup>	/	达标	3.97×10 <sup>3</sup>	/	达标	2.33×10 <sup>3</sup>	/	达标
13	Mg <sup>2+</sup>	/	mg/L	998	/	达标	489	/	达标	665	/	达标	280	/	达标	343	/	达标
14	铁	≤0.3	mg/L	0.04	0.13	达标	0.06	0.2	达标	0.05	0.17	达标	0.04	0.13	达标	0.03L	/	达标
15	锰	≤0.1	mg/L	0.08	0.8	达标	0.02	0.2	达标	0.01L	/	达标	0.09	0.9	达标	0.04	0.4	达标
16	铅	≤0.01	μg/L	10L	/	达标												
17	镉	≤0.005	μg/L	1L	/	达标												
18	汞	≤0.001	μg/L	0.04L	/	达标												
19	砷	≤0.01	μg/L	0.3L	/	达标												
20	亚硝酸盐氮	≤1	mg/L	0.017	0.017	达标	0.065	0.065	达标	0.055	0.055	达标	0.006	0.006	达标	0.041	0.041	达标
21	总大肠菌群	≤3.0	MPN/100mL	未检出	/	达标												
22	菌落总数	≤100	CFU/mL	29	0.29	达标	33	0.33	达标	31	0.31	达标	22	0.22	达标	23	0.23	达标
23	氰化物	≤0.05	mg/L	0.002L	/	达标												
24	六价铬	≤0.05	mg/L	0.004L	/	达标												
25	耗氧量	≤3	mg/L	0.8	0.27	达标	1	0.33	达标	0.9	0.3	达标	1.2	0.4	达标	0.9	0.3	达标
26	石油类	≤0.05	mg/L	0.01L	/	达标												
27	CO <sub>3</sub> <sup>2-</sup>	/	mg/L	0	/	达标												
28	HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	/	mg/L	506	/	达标	381	/	达标	269	/	达标	419	/	达标	191	/	达标

29	硫化物	≤0.02	mg/L	0.003L	/	达标												
30	水温	/	°C	3.2	/	达标	3	/	达标	3.4	/	达标	3.2	/	达标	3.4	/	达标
31	色度	≤15	度	5L	/	达标												
32	浊度	≤3	NTU	0.3L	/	达标												
33	肉眼可见物*	无	无量纲	无	/	达标												

注：低于检出限的用“L”表示

表 6.2-7 地下水水位监测点位布置一览表

点位	坐标	水位 (m)	与本项目位置关系	监测时间
SZ1	***", ***"	18	西南侧 2.9km	2022.3.18
SZ2	***", ***"	19	西侧 2.8km	
SZ3	***", ***"	12	南侧 6.1km	
SZ4	***", ***"	20	西北侧 6.6km	2022.6.2
SZ5	***", ***"	22	西南侧 11.3km	2022.3.18
SZ6	***", ***"	18	西南侧 10.6km	
SZ7	***", ***"	12	东南侧 11.4km	/
SZ8	***", ***"	32	西南侧 11.5km	
SZ9	***", ***"	25	西南侧 11.8km	
SZ10	***", ***"	28	西南侧 12km	/

## 2、包气带环境现状分析

### (1) 监测点位及监测项目

本次包气带监测点选取有代表性的的站场进行布点,分别在本项目附近及站外非污染区共布设 5 个包气带监测点,每个监测点在 0-20cm 深度范围内取 1 个土壤样品进行浸溶试验,具体情况见表 6.2-8。

表 6.2-8 评价区包气带监测布点

序号	监测点位	经纬度	取样深度	监测项目
B1	FHW341 井场内	****, *****	0-20cm 取 1 个样	pH、六价铬、铅、铜、锌、镉、汞、石油类、挥发酚、硫化物
B2	项目区占地范围外 1#	****, *****		
B3	项目区占地范围外 2#	****, *****		
B4	风城危险废物贮存点 2 站内	****, *****		
B5	风城危险废物贮存点 2 站外	****, *****		

### (2) 监测时间、频次及方法

监测时间为 2024 年 6 月 4 日和 8 月 14 日,监测 1 天,各监测点位各监测 1 次。

浸溶液中各监测因子及监测方法见表 6.2-9。

表 6.2-9 包气带浸溶试验监测因子及监测分析方法

类别	监测项目	监测方法及依据	所用仪器	仪器编号	检出限
土壤包气带	PH	《土壤 pH 的测定》NY/T1377-2007	PHSJ-3F 型 pH 计	JL-016	/
	汞	《水质 汞、砷、硒、铋和锑的测定 原子荧光法》HJ694-2014	AF-7550 型原子荧光分光光度计	JL-009	0.04μg/L
	镉	《生活饮用水标准检验方法 金属指标》GB/T 5750.6-2023 无火焰原子吸收分光光度法	AA-7090 型原子吸收分光光度计	JL-007	2.5μg/L
	铅				0.5μg/L
	铜	《生活饮用水标准检验方法 金属指标》GB/T 5750.6-2023 火焰原子吸收分光光度法	AA-7050 型原子吸收分光光度计	JL-008	0.2mg/L
	锌				ATX124 型岛津电子天平
	石油类	《水质石油类的测定 紫外分光光度法》HJ 970-2018	T6 紫外分光光度计	JL-014-2	0.01mg/L

六价铬	《水质 六价铬的测定 二苯碳酰二肼分光光度法》 GB/T7467-1987	752N 型紫外分光光度计	JL-014-1	0.004mg/L
挥发酚类(以苯酚计)	《水质 挥发酚的测定 4-氨基安替比林分光光度法》HJ 503-2009	752N 型紫外分光光度计	JL-014-1	0.0003mg/L
硫化物	《水质 硫化物的测定 亚甲基蓝分光光度法》GB/T 16489-1996	752N 型紫外分光光度计	JL-014-1	0.05mg/L
	《水质 硫化物的测定 亚甲基蓝分光光度法》HJ 1226-2021	752N 型紫外分光光度计	JL-014-1	0.01mg/L

### (3) 监测结果及评价

包气带监测结果见表 6.2-10。

表 6.2-10 包气带监测结果一览表

序号	监测项目	监测结果				
		B1	B2	B3	B4	B5
1	pH[无量纲]	8.43	8.41	8.41	8.06	7.88
2	铅 mg/L	2.5L	2.5L	2.5L	2.5L	2.5L
3	镉 mg/L	0.5L	0.6	0.8	0.5L	0.5L
4	铜 mg/L	0.2L	0.2L	0.2L	0.2L	0.2L
5	锌 mg/L	0.05L	0.05L	0.05L	0.33	0.26
6	汞 mg/L	0.04L	0.04L	0.04L	0.04L	0.04L
7	硫化物 mg/L	0.05L	0.05L	0.05L	0.01L	0.01L
8	六价铬 mg/L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L
9	挥发性酚类 mg/L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L
10	石油类 mg/L	0.08	0.11	0.08	0.01L	0.01L

从上表监测结果可知，监测点结果值与背景值相差较小，表明现有工程对评价区包气带土壤环境未产生显著影响，包气带现状较好。

## 6.2.3 声环境质量现状监测与评价

### (1) 监测点位

本项目区位于油区，项目区周边 200m 范围内无声环境保护目标，为评价项目区域声环境质量现状，选取 1 口井在其井场四周 1m 处各设置 1 个噪声监测点进行声环境现状监测。监测时间分别为 2024 年 6 月 4 日~6 月 5 日，监测单位为新疆西域质信检验检测有限公司。

### (2) 监测频次

连续监测 1 天，昼夜各 1 次。监测因子为等效连续 A 声级。

(3) 监测方法

测量方法采用《环境监测技术规范》（噪声部分）对项目区背景噪声进行声压级测量（以 A 声级计）。

(4) 评价标准

《声环境质量标准》（GB3096-2008）2 类标准。

(5) 监测结果及结论

项目区声环境质量现状监测结果见表 6.2-11。

表 6.2-11 声环境现状监测结果一览表

监测点		监测值 dB(A)		
		昼间	夜间	达标情况
FHW347UP 井场	东侧	45	44	达标
	南侧	45	43	达标
	西侧	46	44	达标
	北侧	45	43	达标

由上表可知，各监测点昼间、夜间噪声值均满足《声环境质量标准》（GB 3096-2008）2 类标准，声环境质量现状较好。

### 6.2.4 土壤环境质量现状监测与评价

(1) 监测点位

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）和《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023），工程所在区域属于土壤盐化地区，拟建工程类别同时按照生态影响型项目和污染影响型项目考虑。根据项目位置和 HJ964-2018 布点要求，本项目在占地范围内：布设 3 个柱状样（T1、T2、T3），3 个表层样（T4、T5、T6）；占地范围外：布设 4 个表层样（T7、T8、T9、T10）；其中表层样采集其表层土壤样（0~20cm 混合样）；柱状样在 0~0.5m、0.5m~1.5m、1.5~3m 分别取样。土壤监测点位见表 6.2-12。

表 6.2-12 土壤监测点位

点号	位置		坐标	备注
1#	T1	0-0.5m	***", *****"	每层进行土壤理化性质调查
		0.5-1.5m		
		1.5-3.0m		
2#	T2	0-0.5m	***", *****"	每层进行土壤理化性质调查
		0.5-1.5m		

		1.5-3.0m		
3#	T3	0-0.5m	***", *****"	每层进行土壤理化性质调查
		0.5-1.5m		
		1.5-3.0m		
4#	T4	0-0.2m	***", *****"	/
5#	T5	0-0.2m	***", *****"	
6#	T6	0-0.2m	***", *****"	
7#	占地范围外 1	0-0.2m	***", *****"	
8#	占地范围外 2	0-0.2m	***", *****"	/
9#	占地范围外 3	0-0.2m	***", *****"	/
10#	占地范围外 4	0-0.2m	***", *****"	/

### (2) 监测项目

占地范围内：基本因子为 pH、砷、镉、六价铬、铜、汞、镍、铅、苯、甲苯、乙苯、间二甲苯+对二甲苯、邻二甲苯、氯甲烷、氯乙烯、1,1-二氯乙烯、二氯甲烷、反-1,2-二氯乙烯、1,1-二氯乙烷、顺-1,2-二氯乙烯、氯仿、1,1,1 三氯乙烷、四氯化碳、1,2-二氯乙烷、三氯乙烯、1,2-二氯丙烷、1,1,2-三氯乙烷、四氯乙烯、氯苯、1,1,1,2-四氯乙烷、苯乙烯、1,1,2,2-四氯乙烷、1,2,3-三氯丙烷、1,4-二氯苯、1,2-二氯苯、2-氯酚、硝基苯、苯胺、萘、苯并[a]蒽、蒽、苯并[b]荧蒽、苯并[k]荧蒽、苯并[a]芘、茚并[1,2,3-cd]芘、二苯并[a, h]蒽、土壤含盐量，共 47 项。特征因子：石油烃（C10~C40）。

占地范围外：基本因子为 pH、砷、镉、铬、铜、汞、镍、铅、锌、土壤含盐量共 10 项。特征因子：石油烃（C10~C40）。

### (3) 监测时间和频率

监测采样时间为 2024 年 6 月 4 日，各点取样分别监测一次。

### (4) 分析方法

土壤检测方法依据见表 6.2-13。

### (5) 评价标准

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）中第二类用地筛选值；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）中农用地土壤污染风险筛选值。

### (6) 监测结果及评价

监测结果见表 6.2-14。

表 6.2-13 土壤检测方法依据

检测项目	检测方法依据	所用仪器	检出限
汞	《土壤质量 总汞、总砷、总铅的测定 原子荧光法 第 1 部分：土壤中总汞的测定》GB/T 22105.1-2008	原子荧光光度计 AFS-8520/AF7550	0.002mg/kg
砷	《土壤质量 总汞、总砷、总铅的测定 原子荧光法 第 2 部分：土壤中总砷的测定》GB/T 22105.2-2008	原子荧光光度计 AFS-230E/AA-7050 型原子吸收分光光度计	0.01mg/kg
铜	《土壤和沉积物 铜、锌、铅、镍、铬的测定 火焰原子吸收分光光度法》 HJ 491-2019	火焰原子吸收分光光谱仪	1mg/kg
镍		240FS/AA-7050 型原子吸收分光光度计	3mg/kg
铅	《土壤质量 铅、镉的测定 石墨炉原子吸收分光光度法》 GB/T 17141-1997	石墨炉原子吸收光谱仪 240Z/AA-7090	0.1mg/kg
镉		型原子吸收分光光度计	0.01mg/kg
铬（六价）	《土壤和沉积物 六价铬的测定 碱溶液提取-火焰原子吸收分光光度法》 HJ 1082-2019	火焰原子吸收分光光谱仪 240FS	0.5mg/kg
锌		AA-7050 型原子吸收分光光度计	1mg/kg
苯胺	《土壤和沉积物 半挥发性有机物的测定 气相色谱-质谱法》 HJ 834-2017	气相色谱质谱联用仪 6890N-5975C	0.05mg/kg
2-氯酚		气相色谱质谱联用仪 6890N-5975C	0.06mg/kg
硝基苯			0.09mg/kg
萘			0.09mg/kg
苯并(a)蒽			0.1mg/kg
蒾			0.1mg/kg
苯并(b)荧蒽			0.2mg/kg
苯并(k)荧蒽			0.1mg/kg
苯并(a)芘			0.1mg/kg
茚并(1,2,3-c,d)芘			0.1mg/kg
二苯并(a,h)蒽	0.1mg/kg		
氯甲烷	《土壤和沉积物 挥发性有机物的测定 吹扫捕集/气相色谱-质谱法》 HJ 605-2011	气相色谱质谱联用仪 8860-5977B	1.0μg/kg
氯乙烯			1.0μg/kg
1,1-二氯乙烯			1.0μg/kg
二氯甲烷			1.5μg/kg

反-1,2-二氯 乙烯			1.4μg/kg		
1,1-二氯乙 烷			1.2μg/kg		
顺-1,2-二氯 乙烯			1.3μg/kg		
氯仿			1.1μg/kg		
1,1,1-三氯乙 烷			1.3μg/kg		
四氯化碳			1.3μg/kg		
苯			1.9μg/kg		
1,2-二氯乙 烷			1.3μg/kg		
三氯乙烯			1.2μg/kg		
1,2-二氯丙 烷			1.1μg/kg		
甲苯			1.3μg/kg		
1,1,2-三氯乙 烷			1.2μg/kg		
四氯乙烯			1.4μg/kg		
氯苯			1.2μg/kg		
1,1,1,2-四氯 乙烷			1.2μg/kg		
乙苯			1.2μg/kg		
间,对-二甲 苯	《土壤和沉积物 挥发性有机物的测定 吹扫捕集/气相色谱-质谱法》HJ 605-2011	气相色谱质谱联用 仪 8860-5977B	1.2μg/kg		
邻二甲苯			1.2μg/kg		
苯乙烯			1.1μg/kg		
1,1,2,2-四氯 乙烷			1.2μg/kg		
1,2,3-三氯丙 烷			1.2μg/kg		
1,4-二氯苯			1.5μg/kg		
1,2-二氯苯			1.5μg/kg		
pH			《土壤检测 第2部分：土壤 pH 的测定》 (NY/T1121.2-2006)	PHSJ-3F 型酸度计	/
土壤盐分含 量			《土壤检测 土壤 水溶性盐总量的测定》 (NY/T1121.16-2006)	101-2EBS 型电热鼓 干燥箱	/
石油烃			《土壤和沉积物 石油烃 (C <sub>10</sub> -C <sub>40</sub> ) 的测定 气相色谱法》(HJ1021-2019)	气相色谱仪	6mg/kg

表 6.2-14 (a) 土壤监测结果一览表

序号	检测项目	单位	标准限值(第二类用地筛选值)	T1 柱状样监测结果(占地范围内)			达标情况
				T1-1 监测结果	T1-2 监测结果	T1-3 监测结果	
1	pH	无量纲	-	8.48	8.49	8.49	-
2	土壤含盐量	g/kg	-	5.2	5.0	4.7	-
3	石油烃(C10-C40)	mg/kg	4500	28.3	33.8	33.2	达标
4	汞	mg/kg	38	0.013	0.007	0.006	达标
5	砷	mg/kg	60	10.3	8.19	10.3	达标
6	铜	mg/kg	18000	23	20	23	达标
7	镍	mg/kg	900	25	21	24	达标
8	铅	mg/kg	800	10.3	15.3	14.9	达标
9	镉	mg/kg	65	0.07	0.07	0.08	达标
10	六价铬	mg/kg	5.7	ND	ND	ND	达标
11	四氯化碳	mg/kg	2.8	ND	ND	ND	达标
12	氯仿	mg/kg	0.9	ND	ND	ND	达标
13	氯甲烷	mg/kg	37	ND	ND	ND	达标
14	1,1-二氯乙烷	mg/kg	9	ND	ND	ND	达标
15	1,2-二氯乙烷	mg/kg	5	ND	ND	ND	达标
16	1,1-二氯乙烯	mg/kg	66	ND	ND	ND	达标
17	顺式-1,2-二氯乙烯	mg/kg	596	ND	ND	ND	达标
18	反式-1,2-二氯乙烯	mg/kg	54	ND	ND	ND	达标
19	二氯甲烷	mg/kg	616	ND	ND	ND	达标
20	1,2-二氯丙烷	mg/kg	5	ND	ND	ND	达标
21	1,1,1,2-四氯乙烷	mg/kg	10	ND	ND	ND	达标
22	1,1,2,2-四氯乙烷	mg/kg	6.8	ND	ND	ND	达标

23	四氯乙烯	mg/kg	53	ND	ND	ND	达标
24	1,1,1-三氯乙烷	mg/kg	840	ND	ND	ND	达标
25	1,1,2-三氯乙烷	mg/kg	2.8	ND	ND	ND	达标
26	三氯乙烯	mg/kg	2.8	ND	ND	ND	达标
27	1,2,3-三氯丙烷	mg/kg	0.5	ND	ND	ND	达标
28	氯乙烯	mg/kg	0.43	ND	ND	ND	达标
29	苯	mg/kg	4	ND	ND	ND	达标
30	氯苯	mg/kg	270	ND	ND	ND	达标
31	1,2-二氯苯	mg/kg	560	ND	ND	ND	达标
32	1,4-二氯苯	mg/kg	20	ND	ND	ND	达标
33	乙苯	mg/kg	28	ND	ND	ND	达标
34	苯乙烯	mg/kg	1290	ND	ND	ND	达标
35	甲苯	mg/kg	1200	ND	ND	ND	达标
36	对二甲苯+间二甲苯	mg/kg	570	ND	ND	ND	达标
37	邻-二甲苯	mg/kg	640	ND	ND	ND	达标
38	硝基苯	mg/kg	76	ND	ND	ND	达标
39	苯胺	mg/kg	260	ND	ND	ND	达标
40	2-氯酚	mg/kg	2256	ND	ND	ND	达标
41	苯并[a]蒽	mg/kg	15	ND	ND	ND	达标
42	苯并[a]芘	mg/kg	1.5	ND	ND	ND	达标
43	苯并[b]荧蒽	mg/kg	15	ND	ND	ND	达标
44	苯并[k]荧蒽	mg/kg	151	ND	ND	ND	达标
45	蒽	mg/kg	1293	ND	ND	ND	达标
46	二苯并[a,h]蒽	mg/kg	1.5	ND	ND	ND	达标
47	茚并[1,2,3-cd]芘	mg/kg	15	ND	ND	ND	达标

48	萘	mg/kg	70	ND	ND	ND	达标
----	---	-------	----	----	----	----	----

表 6.2-14 (b) 土壤监测结果一览表

序号	检测项目	单位	标准限值(第二类用地筛选值)	T2 柱状样监测结果(占地范围内)			达标情况
				T2-1 监测结果	T2-2 监测结果	T2-3 监测结果	
1	pH	无量纲	-	8.45	8.46	8.43	-
2	土壤含盐量	g/kg	-	2.7	3.4	3.5	-
3	石油烃(C10-C40)	mg/kg	4500	35.4	32.6	31.7	达标
4	汞	mg/kg	38	0.006	0.005	0.006	达标
5	砷	mg/kg	60	7.63	7.41	7.33	达标
6	铜	mg/kg	18000	24	22	22	达标
7	镍	mg/kg	900	33	31	25	达标
8	铅	mg/kg	800	14.9	14.6	14.7	达标
9	镉	mg/kg	65	0.06	0.06	0.07	达标
10	六价铬	mg/kg	5.7	ND	ND	ND	达标
11	四氯化碳	mg/kg	2.8	ND	ND	ND	达标
12	氯仿	mg/kg	0.9	ND	ND	ND	达标
13	氯甲烷	mg/kg	37	ND	ND	ND	达标
14	1,1-二氯乙烷	mg/kg	9	ND	ND	ND	达标
15	1,2-二氯乙烷	mg/kg	5	ND	ND	ND	达标
16	1,1-二氯乙烯	mg/kg	66	ND	ND	ND	达标
17	顺式-1,2-二氯乙烯	mg/kg	596	ND	ND	ND	达标
18	反式-1,2-二氯乙烯	mg/kg	54	ND	ND	ND	达标
19	二氯甲烷	mg/kg	616	ND	ND	ND	达标
20	1,2-二氯丙烷	mg/kg	5	ND	ND	ND	达标
21	1,1,1,2-四氯乙烷	mg/kg	10	ND	ND	ND	达标

22	1,1,2,2-四氯乙烷	mg/kg	6.8	ND	ND	ND	达标
23	四氯乙烯	mg/kg	53	ND	ND	ND	达标
24	1,1,1-三氯乙烷	mg/kg	840	ND	ND	ND	达标
25	1,1,2-三氯乙烷	mg/kg	2.8	ND	ND	ND	达标
26	三氯乙烯	mg/kg	2.8	ND	ND	ND	达标
27	1,2,3-三氯丙烷	mg/kg	0.5	ND	ND	ND	达标
28	氯乙烯	mg/kg	0.43	ND	ND	ND	达标
29	苯	mg/kg	4	ND	ND	ND	达标
30	氯苯	mg/kg	270	ND	ND	ND	达标
31	1,2-二氯苯	mg/kg	560	ND	ND	ND	达标
32	1,4-二氯苯	mg/kg	20	ND	ND	ND	达标
33	乙苯	mg/kg	28	ND	ND	ND	达标
34	苯乙烯	mg/kg	1290	ND	ND	ND	达标
35	甲苯	mg/kg	1200	ND	ND	ND	达标
36	对二甲苯+间二甲苯	mg/kg	570	ND	ND	ND	达标
37	邻-二甲苯	mg/kg	640	ND	ND	ND	达标
38	硝基苯	mg/kg	76	ND	ND	ND	达标
39	苯胺	mg/kg	260	ND	ND	ND	达标
40	2-氯酚	mg/kg	2256	ND	ND	ND	达标
41	苯并[a]蒽	mg/kg	15	ND	ND	ND	达标
42	苯并[a]芘	mg/kg	1.5	ND	ND	ND	达标
43	苯并[b]荧蒽	mg/kg	15	ND	ND	ND	达标
44	苯并[k]荧蒽	mg/kg	151	ND	ND	ND	达标
45	蒽	mg/kg	1293	ND	ND	ND	达标
46	二苯并[a,h]蒽	mg/kg	1.5	ND	ND	ND	达标

47	茚并[1,2,3-cd]芘	mg/kg	15	ND	ND	ND	达标
48	萘	mg/kg	70	ND	ND	ND	达标

表 6.2-14 (c) 土壤监测结果一览表

序号	检测项目	单位	标准限值(第二类用地筛选值)	T3 柱状样监测结果(占地范围内)			达标情况
				T3-1 监测结果	T3-2 监测结果	T3-3 监测结果	
1	pH	无量纲	-	8.87	8.78	8.84	-
2	土壤含盐量	g/kg	-	2.6	2.7	3.6	-
3	石油烃(C10-C40)	mg/kg	4500	28.2	26.8	30.3	达标
4	汞	mg/kg	38	0.007	0.07	0.006	达标
5	砷	mg/kg	60	7.57	7.12	6.88	达标
6	铜	mg/kg	18000	26	22	22	达标
7	镍	mg/kg	900	30	27	27	达标
8	铅	mg/kg	800	17.7	14.1	15.8	达标
9	镉	mg/kg	65	0.06	0.05	0.07	达标
10	六价铬	mg/kg	5.7	ND	ND	ND	达标
11	四氯化碳	mg/kg	2.8	ND	ND	ND	达标
12	氯仿	mg/kg	0.9	ND	ND	ND	达标
13	氯甲烷	mg/kg	37	ND	ND	ND	达标
14	1,1-二氯乙烷	mg/kg	9	ND	ND	ND	达标
15	1,2-二氯乙烷	mg/kg	5	ND	ND	ND	达标
16	1,1-二氯乙烯	mg/kg	66	ND	ND	ND	达标
17	顺式-1,2-二氯乙烯	mg/kg	596	ND	ND	ND	达标
18	反式-1,2-二氯乙烯	mg/kg	54	ND	ND	ND	达标
19	二氯甲烷	mg/kg	616	ND	ND	ND	达标
20	1,2-二氯丙烷	mg/kg	5	ND	ND	ND	达标

21	1,1,1,2-四氯乙烷	mg/kg	10	ND	ND	ND	达标
22	1,1,1,2,2-四氯乙烷	mg/kg	6.8	ND	ND	ND	达标
23	四氯乙烯	mg/kg	53	ND	ND	ND	达标
24	1,1,1-三氯乙烷	mg/kg	840	ND	ND	ND	达标
25	1,1,2-三氯乙烷	mg/kg	2.8	ND	ND	ND	达标
26	三氯乙烯	mg/kg	2.8	ND	ND	ND	达标
27	1,2,3-三氯丙烷	mg/kg	0.5	ND	ND	ND	达标
28	氯乙烯	mg/kg	0.43	ND	ND	ND	达标
29	苯	mg/kg	4	ND	ND	ND	达标
30	氯苯	mg/kg	270	ND	ND	ND	达标
31	1,2-二氯苯	mg/kg	560	ND	ND	ND	达标
32	1,4-二氯苯	mg/kg	20	ND	ND	ND	达标
33	乙苯	mg/kg	28	ND	ND	ND	达标
34	苯乙烯	mg/kg	1290	ND	ND	ND	达标
35	甲苯	mg/kg	1200	ND	ND	ND	达标
36	对二甲苯+间二甲苯	mg/kg	570	ND	ND	ND	达标
37	邻-二甲苯	mg/kg	640	ND	ND	ND	达标
38	硝基苯	mg/kg	76	ND	ND	ND	达标
39	苯胺	mg/kg	260	ND	ND	ND	达标
40	2-氯酚	mg/kg	2256	ND	ND	ND	达标
41	苯并[a]蒽	mg/kg	15	ND	ND	ND	达标
42	苯并[a]芘	mg/kg	1.5	ND	ND	ND	达标
43	苯并[b]荧蒽	mg/kg	15	ND	ND	ND	达标
44	苯并[k]荧蒽	mg/kg	151	ND	ND	ND	达标
45	蒽	mg/kg	1293	ND	ND	ND	达标

46	二苯并[a,h]蒽	mg/kg	1.5	ND	ND	ND	达标
47	茚并[1,2,3-cd]芘	mg/kg	15	ND	ND	ND	达标
48	萘	mg/kg	70	ND	ND	ND	达标

表 6.2-14 (d) 土壤监测结果一览表

序号	检测项目	单位	标准限值(第二类用地筛选值)	占地范围内表层样监测结果			达标情况
				T4 监测结果	T5 监测结果	T6 监测结果	
1	pH	无量纲	-	8.87	8.78	8.84	-
2	土壤含盐量	g/kg	-	2.2	3.6	2.5	-
3	石油烃(C10-C40)	mg/kg	4500	29.3	29.5	30.0	达标
4	汞	mg/kg	38	0.005	0.008	0.012	达标
5	砷	mg/kg	60	8.56	8.42	9.32	达标
6	铜	mg/kg	18000	24	24	24	达标
7	镍	mg/kg	900	28	25	27	达标
8	铅	mg/kg	800	13.8	12.7	15.3	达标
9	镉	mg/kg	65	0.07	0.07	0.06	达标
10	六价铬	mg/kg	5.7	ND	ND	ND	达标
11	四氯化碳	mg/kg	2.8	ND	ND	ND	达标
12	氯仿	mg/kg	0.9	ND	ND	ND	达标
13	氯甲烷	mg/kg	37	ND	ND	ND	达标
14	1,1-二氯乙烷	mg/kg	9	ND	ND	ND	达标
15	1,2-二氯乙烷	mg/kg	5	ND	ND	ND	达标
16	1,1-二氯乙烯	mg/kg	66	ND	ND	ND	达标
17	顺式-1,2-二氯乙烯	mg/kg	596	ND	ND	ND	达标
18	反式-1,2-二氯乙烯	mg/kg	54	ND	ND	ND	达标
19	二氯甲烷	mg/kg	616	ND	ND	ND	达标

20	1,2-二氯丙烷	mg/kg	5	ND	ND	ND	达标
21	1,1,1,2-四氯乙烷	mg/kg	10	ND	ND	ND	达标
22	1,1,2,2-四氯乙烷	mg/kg	6.8	ND	ND	ND	达标
23	四氯乙烯	mg/kg	53	ND	ND	ND	达标
24	1,1,1-三氯乙烷	mg/kg	840	ND	ND	ND	达标
25	1,1,2-三氯乙烷	mg/kg	2.8	ND	ND	ND	达标
26	三氯乙烯	mg/kg	2.8	ND	ND	ND	达标
27	1,2,3-三氯丙烷	mg/kg	0.5	ND	ND	ND	达标
28	氯乙烯	mg/kg	0.43	ND	ND	ND	达标
29	苯	mg/kg	4	ND	ND	ND	达标
30	氯苯	mg/kg	270	ND	ND	ND	达标
31	1,2-二氯苯	mg/kg	560	ND	ND	ND	达标
32	1,4-二氯苯	mg/kg	20	ND	ND	ND	达标
33	乙苯	mg/kg	28	ND	ND	ND	达标
34	苯乙烯	mg/kg	1290	ND	ND	ND	达标
35	甲苯	mg/kg	1200	ND	ND	ND	达标
36	对二甲苯+间二甲苯	mg/kg	570	ND	ND	ND	达标
37	邻-二甲苯	mg/kg	640	ND	ND	ND	达标
38	硝基苯	mg/kg	76	ND	ND	ND	达标
39	苯胺	mg/kg	260	ND	ND	ND	达标
40	2-氯酚	mg/kg	2256	ND	ND	ND	达标
41	苯并[a]蒽	mg/kg	15	ND	ND	ND	达标
42	苯并[a]芘	mg/kg	1.5	ND	ND	ND	达标
43	苯并[b]荧蒽	mg/kg	15	ND	ND	ND	达标
44	苯并[k]荧蒽	mg/kg	151	ND	ND	ND	达标

45	蒽	mg/kg	1293	ND	ND	ND	达标
46	二苯并[a,h]蒽	mg/kg	1.5	ND	ND	ND	达标
47	茚并[1,2,3-cd]芘	mg/kg	15	ND	ND	ND	达标
48	萘	mg/kg	70	ND	ND	ND	达标

表 6.2-14 (e) 土壤监测结果一览表

序号	检测项目	单位	标准限值（农用地风险筛选值）	占地范围外表层样监测结果				达标情况
				监测结果	监测结果	监测结果	监测结果	
1	pH	无量纲	pH>7.5	8.42	8.43	8.45	8.41	达标
2	镍	mg/kg	190	30	27	26	24	达标
3	镉	mg/kg	0.6	0.10	0.11	0.10	0.10	达标
4	汞	mg/kg	3.4	0.021	0.020	0.022	0.016	达标
5	砷	mg/kg	25	7.56	7.42	7.49	7.28	达标
6	铅	mg/kg	170	20.1	19.5	19.5	19.5	达标
7	铜	mg/kg	100	33	29	23	34	达标
8	锌	mg/kg	300	45	52	59	54	达标
9	铬	mg/kg	250	ND	ND	ND	ND	达标
10	土壤含盐量	g/kg	/	5.2	5.2	5.4	5.2	/
11	石油烃（C <sub>10</sub> -C <sub>40</sub> ）	mg/kg	4500（参照建设用地）	30.6	30.6	30.7	27.6	达标

项目区占地范围内土壤环境各监测因子监测值均可满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准》（试行）第二类用地筛选值标准；项目区占地范围外各监测点小于《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）中“表1农用地土壤污染风险筛选值（基本项目）”的pH>7.5所列标准；土壤中石油烃含量较低，满足《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地风险筛选值要求。

## (6) 土壤现状调查与评价

### ①土壤类型

根据现场调查结果及全疆土壤类型图分析, 乌尔禾区分布的土壤主要为石膏灰棕漠土及盐化草甸土, 项目区土壤类型为石膏灰棕漠土。石膏灰棕漠土是新疆北部地区温带荒漠的地带性土壤, 是在北疆温带地区干旱荒漠气候条件和粗骨质(砾质—砂质)成土母质上形成的, 形成和分布与大风的作用密切相关, 其特点是在红棕色紧实土层下有一明显的石膏聚积层, 一般情况下厚度在 10cm~30cm 之间, 石膏含量在 70g/kg~300g/kg 之间或更多。土壤剖面母质为古老洪积—冲积物, 地面生长着极其稀疏的梭梭及猪毛菜等。地势平坦, 风蚀强烈, 地表砾幕发育良好。

### ②土壤理化性质调查

本次对项目区占地范围内进行了土壤理化性质调查, 调查结果见表 6.2-15。

表 6.2-15 土壤理化性质调查表

点号		T1	时间	2024年6月4日
经度		***	纬度	***
层次		0~0.5cm	0.5~1.5cm	1.5~3.0cm
现场记录	颜色	黄棕	黄棕	黄棕
	结构	团粒	团粒	团粒
	质地	砂土	砂土	砂土
	砂砾含量(%)	95	95	95
	其他异物	石子	石子	石子
实验室测定	pH	8.48	8.49	8.49
	阳离子交换量	7.7	7.5	7.3
	氧化还原点位	333	309	294
	饱和导水率/(cm/s)	632	604	591
	土壤容重/(kg/m <sup>3</sup> )	1.4	1.4	1.4
	孔隙度	35	33	33
点号		T2	时间	2024年6月4日
经度		***	纬度	***
层次		0~0.5cm	0.5~1.5cm	1.5~3.0cm
现场记录	颜色	黄棕	黄棕	黄棕
	结构	团粒	团粒	团粒
	质地	砂土	砂土	砂土
	砂砾含量(%)	95	95	95
	其他异物	石子	石子	石子

实验室测定	pH	8.45	8.46	8.43
	阳离子交换量	7.8	7.5	7.3
	氧化还原点位	296	278	256
	饱和导水率/(cm/s)	536	514	492
	土壤容重/(kg/m <sup>3</sup> )	1.3	1.3	1.3
	孔隙度	31	31	33
点号		T3	时间	2024年6月4日
经度		***	纬度	***
层次		黄棕	黄棕	黄棕
现场记录	颜色	团粒	团粒	团粒
	结构	砂土	砂土	砂土
	质地	95	95	95
	砂砾含量	石子	石子	石子
	其他异物	8.87	8.78	8.84
实验室测定	pH	8.4	8.2	8.2
	阳离子交换量	307	282	269
	氧化还原点位	470	436	402
	饱和导水率/(cm/s)	1.3	1.3	1.3
	土壤容重/(kg/m <sup>3</sup> )	33	33	33
	孔隙度	黄棕	黄棕	黄棕

### 6.3 区域环境保护目标调查

本项目评价范围内的环境敏感目标为魔鬼城风景名胜区。项目区邻近魔鬼城风景名胜区，工程南距克拉玛依市魔鬼城景区边界最近距离为4.6km，距离魔鬼城核心景区最近距离为5.5km，距布达拉宫景区边界最近距离224m。

#### (1) 基本情况

魔鬼城是自治区级风景名胜区，以独特的雅丹地貌、天然矿藏、彩石胡杨为主体景观资源，以游览观光、科研科普、探险体验、休闲娱乐为主要功能，具有国家级风景资源价值的特殊地貌类自治区级风景名胜区。

2003年，克拉玛依市政府正式向自治区政府提出申请将克拉玛依魔鬼城列为自治区级风景名胜区；2004年，克拉玛依市魔鬼城风景名胜区被列为第三批自治区级风景名胜区；2012年9月6日，《魔鬼城风景名胜区总体规划（2012~2030）》通过克拉玛依市规划委员会审查；2021年9月，自治区人民政府对《新疆克拉玛依市魔鬼城风景名胜区总体规划（2021~2035）》予以批复，风景名胜

区总面积 121.10km<sup>2</sup>，分为四大片区，将魔鬼城景区和小尖山景区部分片区划定为核心景区，核心景区面积 10.01km<sup>2</sup>。

## （2）景区规划

魔鬼城风景名胜区规划为六大景区，为魔鬼城景区、胡杨林景区、小尖山景区、彩石滩景区、布达拉宫景区和白杨河大峡谷景区。

①魔鬼城景区加强游览服务设施建设，设施必须与周围环境结合。景区内的沙垄除少量经过特殊人工处理之外均禁止游人随意攀登。选定三处作为魔鬼城景区登高远望，眺望魔鬼城“鬼斧神工”的观景台。

②胡杨林景区选择胡杨林东南角胡杨密度较稀的边缘区域作为主体的观赏游览区。其余进行严格保护，开辟适宜的休闲活动空间，通过适度的景观创造和游览路线的规划，提高其观赏游憩价值。乌风公路以西区域限制游客进入，尽量保护黄羊及其他野生荒漠动物的栖息地。在东部和南部区域，开辟适当区域进行林下休闲活动。

③小尖山景区选定适当的区域开展适宜的静态探险活动，严格限制游人数量和设施数量，在游览区域，要严格限制改变地形地貌、岩石、植被的行为。不考虑设置长期的和固定的沙漠运动场地和文化表演场地。

④彩石滩景区沿主游览线路两侧各 1km 范围内划定彩石保护带，设定彩石鉴赏点，以此为圆形，方圆 3km 范围内为彩石保护区。设置服务店，在各服务点进行彩石滩的成因、规模以及相关地质知识的宣讲，在游客服务中心提供彩石鉴定、鉴赏、品评、加工等服务，加深游客对彩石滩的印象。

⑤布达拉宫景区选定适当的区域开展适宜的静态探险活动，严格限制游人数量和设施数量，在游览区域，要严格限制改变地形地貌、岩石、植被的行为。

⑥白杨河大峡谷景区通过适度的景观创造和游览路线的规划，提高其观赏游憩价值，其余进行严格保护，城区连接白杨河大峡谷北侧道路进入白杨河大峡谷景区接待处，游客可在内部进行林下休闲活动，如露营、徒步等，感受大峡谷带来的舒适宜人的空间。

## （3）分级保护要求

一级保护区是指涵盖一级景源和部分地质构造完整度较好的二级景源区域，主要从景观延续性和完整性进行划分。一级保护区为 G217 东侧魔鬼城景区内一

级和二级景源分布密集的区域,规划面积为 10.01km<sup>2</sup>。保护措施为近期完成勘界,立界碑界桩。一级保护区应保持原生自然地貌、植被等,严禁开山采石以及破坏自然植被、山体的建设行为;严禁建设任何有碍资源与环境的设施;有污染物排放的机动车辆严禁进入,不得安排旅宿床位,控制游人有序进入。

这部分区域主要集中在魔鬼城景区、小尖山景区、布达拉宫景区和胡杨林景区,二级保护区总面积为 47.73km<sup>2</sup>。保护措施为适宜安排各类游赏项目和活动,不得进行与风景游赏无关的建设,可根据环境容量适度开展旅游活动;可适度建设风景点、构筑物和小体量的旅游服务设施,严格控制建筑风貌,应与风景区的文化特色相适应;不宜新建旅宿设施;重要景观点和标志性构筑物应进行详细设计和景观视线分析;保护区内建筑应尊重地形,不得破坏周边地貌轮廓线;风景区内交通应以新能源车和步行交通为主,限制其他机动交通进入;严格执行保护相关规定。

三级保护区是指一级、二级保护之外,结合风景区现状建设设施保留的发展控制的建设用地,必须严格按照风景名胜区建设要求开发建设的区域,规划面积为 63.36km<sup>2</sup>。

## 6.4 区域污染源调查

项目所在区域主要为油田开采,区域的污染源主要为油田开采相关的生产设施,污染源的排放情况见现有工程污染物排放情况分析章节。

# 7 环境影响预测与评价

## 7.1 施工期环境影响预测与评价

### 7.1.1 施工期大气环境影响分析

#### (1) 施工扬尘

项目建设期管沟开挖及基础处理，土方、建筑材料、施工设备的装卸、转运等，都会形成施工扬尘。受施工现场条件、管理水平、机械化程度及施工季节、土质结构、天气条件等诸多因素的影响，扬尘量的确定较为复杂、难于定量。

#### ①裸露地面扬尘

建设期必然会形成一定量的裸露地面，在不利气候如大风（风速 $\geq 6\text{m/s}$ ）条件下，扬尘会从地表进入空气。项目建设区干燥少雨，冬春季多风，极易形成扬尘污染。

#### ②粗放施工形成的扬尘

施工场地建、构筑物建设、道路施工、堆料及运输抛洒等产生的扬尘在施工高峰期会不断增多。在施工过程中，如果采取粗放式施工，管理措施不够完善，不能及时清理和覆盖建筑垃圾、弃土弃渣，极易产生施工扬尘。

#### ③道路扬尘

交通运输过程中洒落于道路上的沙、土、灰、渣、建筑垃圾以及沉积在道路上的其它排放源排放的颗粒物，经来往的车辆碾压后形成粒径较小的颗粒物进入空气，形成道路扬尘。

经类比有关项目建设期的环境空气监测资料，施工场地扬尘影响范围基本在下风向 100~150m，中心处浓度为 5~10mg/m<sup>3</sup>。管线施工过程中，管道两侧 200m 范围内会受到影响，其影响范围限制在线路两侧，是小范围短期负面影响，采取洒水抑尘等控制措施后，管线施工对评价区影响不大。

由于施工扬尘粒径较大，飘移距离短，采取洒水抑尘等控制措施后，施工影响范围有限，施工扬尘对区域环境空气质量影响不大。施工造成的不利影响是局部的、短期的，项目建成后影响就会消失。

#### (2) 施工机械及施工车辆尾气

施工机械及运输车辆燃料燃烧产生的汽车尾气会对环境空气造成影响，各施工机械及车辆均采用合格油品，对周围大气环境影响较小。

### (3) 焊接烟尘

管道组对连接过程中将有一定量的焊接烟尘产生，主要污染物为 CO、CO<sub>2</sub>、NO<sub>x</sub>、CH<sub>4</sub>，该废气排放量很少，焊条使用国家合格产品，且为间歇不连续排放，施工场地位于开阔通风状况良好的户外，焊接烟尘易于扩散，焊接烟尘随着施工期的结束而消失，对周围大气环境影响很小。

### (4) 防腐废气

项目使用的管道是经过防腐处理后的成品管道，项目只在管道敷设补口补伤时产生防腐废气，产生量较少，防腐废气主要污染物为非甲烷总烃，而且管线周围地域开阔，防腐废气经大气扩散后对周围环境影响较小。

## 7.1.2 施工期水环境影响分析

### (1) 地表水环境影响分析

本项目管道分段试压，一般采用无腐蚀性的清洁水。试压水由管道排出进罐收集后，进入下一段管道循环使用，试压结束沉淀后用于施工区域洒水降尘，正常情况下，项目施工期废水不会对水环境产生明显影响。

### (2) 地下水环境影响分析

项目施工期产生的废水主要为试压废水，全部进入储罐收集后用于洒水抑尘，正常情况下全部收集利用，不外排，对地下水环境无影响。

## 7.1.3 施工期声环境影响分析

项目施工包括管线施工和地面施工。管线施工中管线敷设分段施工，工期短，主要使用小型机械，施工噪声较小。

地面工程建设过程中主要施工机械在不同距离的噪声影响水平类比调查结果见表 7.1-1。

表 7.1-1 施工机械在不同距离的噪声预测值

距离 (m)	5	10	20	40	50	60	70	80	90	100	200	300
挖掘机	84	78	72	66	64	62	61	60	59	58	52	48
电焊机	76	70	64	58	56	54	53	52	51	50	44	41
汽车吊	96	90	84	78	76	74	73	72	71	70	64	60
卡车	92	86	80	74	72	70	69	68	67	66	60	56

通过类比分析可知，运输、平整场地、管沟开挖及回填、建筑物修建等过程中，昼间施工场 100m 以外均不超过《建筑施工场界环境噪声排放标准》（昼间 70dB(A)），而在夜间则会超标（夜间 55dB(A)）。工程区 200m 内无居民，地面工程噪声不影响当地居民正常生活，施工期的这些噪声源均为暂时性的，只在短时期对局部环境和施工人员造成影响，待施工结束后这种影响也随之消失。施工期噪声对周围环境造成的影响属可接受范围。

#### **7.1.4 施工期固体废物影响分析**

施工过程中的挖方全部回填，无弃方产生，固体废物主要为建筑垃圾。

施工过程中使用材料产生的废边角料等尽量由施工单位统一回收利用，无法再利用的集中堆放，定期送至当地建筑垃圾填埋场填埋处理。施工期固体废物得到了妥善处置，正常情况下不会对周围环境产生不利影响。

#### **7.1.5 施工期土壤环境影响分析**

施工期对土壤质量的影响主要为人为扰动、车辆行驶和机械施工、各种废弃物污染影响。

##### **①地面施工对土壤环境的影响**

油田开发过程中，不可避免地要对土壤进行人为扰动，主要是井场建设、管道敷设和道路建设过程中，车辆行驶和机械施工碾压和踩踏破坏土壤结构。本项目管道工程一般区域管道施工作业带宽度控制在 10m 范围内，施工带内的土壤均会受到严重扰动和破坏。在施工作业带以外的直接影响区域表现为施工活动中施工机械、车辆碾压、施工人员践踏等对土壤的扰动，改变土壤的紧密度和坚实度，可能造成土壤板结。由于植被被毁，土壤表面压实，土壤板结，通透性差，使土壤水量降低，同时加剧了土壤的蒸发作用，导致盐碱化加重。井场和管道的施工场地、临时施工营地等都存在这种影响。

##### **②固体废物对土壤环境的影响**

施工期各种原辅料堆放，如各类施工设备、原辅料堆放及各类施工固体废物暂存等，若遇防渗措施破损或大雨淋滤等情况，导致物料泄漏、废弃物渗滤液直接进入土壤，对土壤造成污染影响。

## 7.2 运营期环境影响预测与评价

### 7.2.1 运营期大气环境影响预测与评价

运营期废气主要为地面原油集输挥发的无组织废气，主要污染物为非甲烷总烃、硫化氢。

#### (1) 无组织排放影响分析

##### 1) 估算模式所需参数及预测因子

##### ①AERSCREEN 估算模式简介

AERSCREEN 模型：基于 AERMOD 计算内核，过多个源、多个污染物依次筛选出最大占标率等，直接给出评价等级建议。

##### ②估算模式参数

估算模型参数选择见表 7.2-1。

表 7.2-1 估算模型参数选择一览表

参数		取值
城市/农村选项	城市/农村	农村
	人口数（城市选项时）	/
最高环境温度/°C		43.8
最低环境温度/°C		-40.2
土地利用类型		其他草地
区域湿度条件		干燥气候
是否考虑地形	考虑地形	<input checked="" type="checkbox"/> 是 <input type="checkbox"/> 否
	地形数据分辨率/m	90
是否考虑岸线熏烟	考虑岸线熏烟	<input type="checkbox"/> 是 <input checked="" type="checkbox"/> 否
	岸线距离/km	/
	岸线方向/°	/

本项目无组织废气为油气集输过程挥发产生的气体。正常情况下密闭集输相较开放式流程逸散的物质较少。根据工程分析，本次开发项目油气集输过程中无组织挥发的非甲烷总烃 1.042t/a、硫化氢 0.00015t/a。

本次控制井场选择新建采油量最高的井场进行预测。

污染源情况见表 7.2-2，预测结果见表 7.2-3。

表 7.2-2 面源污染源参数一览表

名称	面源起点坐标	面源海拔高度	面源长度	面源宽度	与正北方夹角	面源有效排放	年排放	排放工	污染物排放速率/kg/h

	X	Y	/m	度/m	度/m	角/°	高度/m	小时/h	况	NMHC	H <sub>2</sub> S
井场无组织废气	***	***	523	50	30	20	5	8760	正常工况	0.013	2.0×10 <sup>-6</sup>

表 7.2-3 面源预测结果一览表

序号	离源距离(m)	非甲烷总烃		硫化氢	
		占比率(%)	预测浓度(mg/m <sup>3</sup> )	占比率(%)	预测浓度(mg/m <sup>3</sup> )
1	10	0.86	1.72E-02	0	2.65E-07
2	25	1	2.00E-02	0	3.08E-07
3	50	1.11	2.22E-02	0	3.42E-07
4	<b>55</b>	<b>1.11</b>	<b>2.23E-02</b>	<b>0</b>	<b>3.43E-07</b>
5	75	1.08	2.17E-02	0	3.33E-07
6	100	1	2.00E-02	0	3.08E-07
7	200	0.68	1.36E-02	0	2.09E-07
8	300	0.52	1.03E-02	0	1.59E-07
9	400	0.42	8.46E-03	0	1.30E-07
10	500	0.35	7.09E-03	0	1.09E-07
11	700	0.26	5.22E-03	0	8.04E-08
12	900	0.2	4.06E-03	0	6.25E-08
13	1000	0.18	3.63E-03	0	5.59E-08
14	1200	0.15	2.97E-03	0	4.57E-08
15	1400	0.12	2.49E-03	0	3.83E-08
16	1600	0.11	2.13E-03	0	3.27E-08
17	1800	0.09	1.85E-03	0	2.85E-08
18	2000	0.08	1.63E-03	0	2.51E-08
19	2500	0.06	1.24E-03	0	1.90E-08

根据上表预测结果，井场非甲烷总烃、硫化氢最大落地浓度分别为 22.3μg/m<sup>3</sup>、3.43×10<sup>-4</sup>μg/m<sup>3</sup>，占标率分别为 1.11%、<0.01%，出现在下风向 55m 处，无组织废气排放对环境空气影响较小。

### (2) 环境保护距离

根据预测结果，项目无组织污染物最大落地浓度占标率均小于 10%。下风向不会出现超标点，可不设大气环境保护距离。

### (3) 大气污染物核算

本项目运营期大气污染物排放量见表 7.2-4。

表 7.2-4 本项目大气污染物排放量核算一览表

无组织					
序	产污	污染物	主要污染	污染物排放标准	年排放

号	环节		防治措施	标准名称	浓度限值 (mg/m <sup>3</sup> )	量(t/a)
1	井场无组织挥发	非甲烷总烃	加强维护，做好密闭措施	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）	厂界外 4.0	1.042
2		硫化氢		《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）新建项目二级标准	0.06	1.5×10 <sup>-4</sup>

## 7.2.2 运营期水环境影响分析

### 1、地表水环境影响分析

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，本工程产生的含油污水、井下作业废水等不外排，项目地表水环境影响评价等级为三级 B，无需开展地表水环境影响评价。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，污、废水处理设施的依托可行性。

### 2、正常状况地下水环境影响分析

#### （1）生产废水对地下水影响分析

运营期项目生产废水主要为采出水、井下作业废水。生产废水均依托风城油田 2 号稠油联合处理站处理达标后回用，故正常状况下生产废水不外排，对地下水环境影响很小。

#### （2）管线对地下水影响分析

本项目各类管线采取严格的防腐防渗措施，正常状况下不会对地下水环境产生影响。

#### （3）固体废物对地下水影响分析

落地油：一般呈点状散落在井场，并主要积聚在土壤表层。由于落地油的粘度较大，在黄土中渗透能力极弱，通常难以渗入到地表 2m 以下的深度。且该地区降雨量小，难以形成大量降水的淋滤条件，故在正常状态下，落地油对浅层地下水的影响甚微。此外，根据新疆油田公司要求各作业队伍在作业过程中尽可能避免落地油的产生，落地油一旦产生须及时、彻底进行回收，在措施落实、管理到位的前提下，可最大限度减少落地油量，故落地油对开发区域地下水的影响很小。

油泥（砂）：在原油脱水和采出水的处理过程中，各种处理容器和构筑物均

会产生含油污泥。含油污泥属危险固体废物，按照《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597）等相关标准贮存、处置，最终全部交有资质单位处置。因此正常运行情况下认为对地下水环境基本不会产生影响。

废沾油废物及其包装桶：根据工程分析，设备维护及修井作业产生的沾油废物及其包装桶，均属于《国家危险废物名录（2021年版）》中HW08类危险废物，收集后送至现有危废暂存场暂存，定期委托有资质单位处置。

### 3、非正常状况地下水环境影响分析

如果建设单位未按规定执行环境保护措施，或者执行了环保措施但环保措施失效，就可能会对地下水环境造成影响。下面以输油管线泄漏为例，进行环境影响预测分析。

#### （1）预测情境及源强

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（修订征求意见稿）中附录F中管道泄漏量公式：

$$Q=\alpha\cdot\beta\cdot q\cdot L$$

式中：

Q——废污水渗透量，m<sup>3</sup>/d；

L——管道长度，km；本项目选取最大管径泄漏，DN200，2.5km；

$\alpha$ ——变差系数，一般可取0.1~1.0，管道采取特殊防渗措施时根据防渗能力选取；考虑最不利因素，本项目取1.0；

$\beta$ ——调整系数，针对不同压力管道单位泄漏量的量纲差异给出的调整系数，有压管道取值3.6，无压管道和渠道取值0.001；本项目取值3.6；

q——单位泄漏量，L/min·km 或 L/d·km，不同材质有压管道和无压管道的单位泄漏量分别见F.3.1和F.3.2，渠道或管渠泄漏量见F.3.3。本项目管道为DN200，则取值为0.56。

根据上述公式计算出管线泄漏量为5.04m<sup>3</sup>/d，管线发生事故，最长1h可以到达事故地进行处置，则1h内管线泄漏量为0.21m<sup>3</sup>，根据建设单位提供的资料，本项目区块原油密度约960kg/m<sup>3</sup>，石油类泄漏量为0.20t。

#### （3）预测因子

选取油田开发项目特征污染物石油类为预测因子。

#### (4) 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二维弥散点源模型进行预测。由于管线泄漏时可以及时发现并处理，因此按瞬时点源计算。

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

式中：x、y——计算点处的位置坐标；

t——时间（d）；

C(x,y,t)——t时刻点 x,y 处的示踪剂浓度（g/L）；

$m_M$ ——瞬时注入的质量（kg）；

M——承压含水层的厚度，m；

u——水流速度（m/d）；

n——有效孔隙度，无量纲；

$D_L$ ——纵向弥散系数， $m^2/d$ ；

$D_T$ ——横向 y 方向的弥散系数， $m^2/d$ ；

$\Pi$ ——圆周率。

#### (5) 预测时段

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016），地下水环境影响预测时段应选取可能产生地下水污染的关键时段，至少包括污染物发生后 100d、1000d 和服务年限或能反应特征因子迁移规律的其他重要时间节点。结合本工程的特点，预测时段选择为 100d、500d、1000d、3650d。

#### (6) 参数选取

模型中所需参数选取见表 7.2-5。

表 7.2-5 模型参数一览表

序号	参数符号	参数名称	参考值
1	t	时间，d	100, 500, 1000, 3650
2	$m_M$	瞬时注入的质量，kg	201.6, 见情景设置
3	u	水流速度，m/d	0.02
4	n	有效孔隙度	0.12
5	$D_L$	纵向弥散系数， $m^2/d$	0.5

序号	参数符号	参数名称	参考值
6	$D_T$	横向 y 方向的弥散系数, $m^2/d$	0.05, $DL=aLu$ , $aL$ 为纵向弥散度。由于水动力弥散尺度效应, 难以通过野外或室内弥散试验获得真实的弥散度, 参考前人的研究成果《空隙介质水动力弥散尺度效应的分形特征及弥散度初步估计》(李国敏、陈崇希) 中孔隙介质数值模型的 $lg\alpha L—lgL$ , 结合项目区水文地质条件, 弥散度应介于 1~10 之间, 按照最不利的评价原则, 本次模拟取弥散度参数值取 10。
7	M	承压含水层的厚度, m	40

当发生泄漏时, 石油类物质经过 100d、500d、1000d 和 3650d 后在地下水中的扩散结果见表 7.2-6, 石油类在含水层中的运移情况见图 7.2-1, 其中 (0, 0) 点为泄漏点位置。

表 7.2-6 地下水影响预测结果一览表

污染物	预测时间 (d)	最大浓度 (mg/L)	最大超标距离 (m)	最大扩散距离 (m)	影响范围 ( $m^2$ )	超标范围 ( $m^2$ )
石油类	100	209.70	43	47	5521	1978
	500	41.94	93	102	8276	6681
	1000	20.97	130	144	15190	11992
	3650	5.74	260	289	46073	34388

从预测结果可知: 在假设的非正常状况下, 随着时间的推移, 石油类浓度逐渐变小, 随着时间的增加, 管线发生泄漏后 100d、500d、1000d 和 3650d 的污染物最大浓度对应运移距离分别为 47m、102m、144m、289m, 在发生渗漏后 100d 时, 石油类浓度最大为 209.70mg/L, 最大超标距离为 43m; 第 500d 时, 石油类浓度最大为 41.94mg/L, 最大超标距离为 93m; 第 1000d 时, 石油类浓度最大为 20.97mg/L, 此时污染晕最大超标距离为 144m; 第 3650d 时, 石油类浓度最大为 5.74mg/L, 此时污染晕最大超标距离为 289m。

管线泄露石油类在潜水含水层运移 100d	管线泄露石油类在潜水含水层运移 500d
管线泄露石油类在潜水含水层运移 1000d	管线泄露石油类在潜水含水层运移 3650d
图 7.2-1 石油类在含水层中的运移情况见图	

### 7.2.3 运营期声环境影响预测与评价

项目运营期噪声主要为井场采油作业噪声。

#### 1、井场噪声影响分析

##### (1) 预测模式

本次评价采用《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ2.4-2021）中推荐的模式，具体如下：

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

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

式中： $L_p(r)$ ——预测点处声压级，dB；

$L_w$ ——由点声源产生的声功率级（A 计权或倍频带），dB；

$D_c$ ——指向性校正，它描述点声源的等效连续声压级与产生声功率

级的全向点声源在规定方向的声级的偏差程度, dB;

$A_{div}$ ——几何发散引起的衰减, dB;

$A_{atm}$ ——大气吸收引起的衰减, dB;

$A_{gr}$ ——地面效应引起的衰减, dB;

$A_{bar}$ ——障碍物屏障引起的衰减, dB;

$A_{misc}$ ——其他多方面引起的衰减, dB。

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

式中:  $L_p(r_0)$ ——预测点处声压级, dB。

b) 预测点的 A 声级  $L_A(r)$  可按下式计算:

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

式中:  $L_A(r)$ ——距声源 r 处的 A 声级, dB(A);

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

$\Delta L_i$ ——第 i 倍频带的 A 计权网络修正值, dB。

c) 在只考虑几何发散衰减时按下式计算:

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

式中:  $L_A(r)$ ——距声源 r 处的 A 声级, dB(A);

$L_A(r_0)$ ——参考位置  $r_0$  处的 A 声级, dB(A)。

d) 噪声贡献值

$$L_{eqg} = 10 \lg \left( \frac{1}{T} \sum_i t_i 10^{0.1 L_{Ai}} \right)$$

式中:  $L_{eqg}$ ——噪声贡献值, dB;

T——预测计算的时间段, s;

$t_i$ ——i 声源在 T 时段内的运行时间, s;

$L_{Ai}$ ——i 声源在预测点产生的等效连续 A 声级, dB。

e) 噪声预测值

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

式中:  $L_{eq}$ ——预测点的噪声预测值, dB;

$L_{eqg}$ ——建设项目声源在预测点产生的噪声贡献值，dB；

$L_{eqb}$ ——预测点的背景噪声值，dB。

## (2) 预测结果

井场正常运行时其噪声预测结果见表 7.2-7，噪声等直线图见图 7.2-2。

表 7.2-7 井场噪声预测结果一览表 单位：dB(A)

场地	厂界	贡献值	标准值		结论
			昼间	夜间	
FHW338 井 场噪声	东厂界	42	昼间	60	达标
			夜间	50	达标
	西厂界	40	昼间	60	达标
			夜间	50	达标
	南厂界	41	昼间	60	达标
			夜间	50	达标
	北厂界	40	昼间	60	达标
			夜间	50	达标

图 7.2-2 井场噪声预测等值线图

从预测结果看出，项目井场厂界噪声贡献值可满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类标准要求。

根据调查，本次涉及井场 200m 范围内无居民点分布，项目建设对周围声环境质量影响小。

## 7.2.4 运营期固体废物影响分析

项目运营期产生的固体废物主要是油泥（砂）、落地油、沾油废物。

### (1) 油泥（砂）

油泥（砂）是被原油及其他有机物污染了的泥、沙、水的混合物，属于危险

废物 HW08（071-001-08）。油泥（砂）产生量与油井的出砂情况有关。根据产排污系数计算，本工程油泥（砂）最大产生量为 1264t/a，委托有危废处置资质单位进行处理，对周边环境影响较小。

### （2）落地油

本项目落地原油产生量约 1.5t/a，属于危险废物 HW08（071-001-08）。根据新疆油田分公司环境保护管理制度规定，不允许产生落地油。因此，井下作业时带罐作业，落地油 100%回收，回收后的落地油拉运至危险废物贮存场，委托有危废处置资质单位进行处理，对周边环境影响较小。

### （3）沾油废物

油井检修过程中会产生沾油废物，主要有废防渗膜，产生量约 0.5t/a，均属于《国家危险废物名录（2021 本）》HW08 废矿物油与含矿物油类危险废物（废物代码 900-249-08），收集后送至风城油田作业区危险废物贮存场，定期委托有资质的单位处置。

综上所述，项目运营期产生的固体废物均得到合理处置，对环境的影响较小。

## 7.2.5 运营期土壤环境影响分析

### （1）正常状况下对土壤影响分析

项目正常状况下运营期原油采用管输，不会出现溢油和泄露情况，实现可控，若发现泄露等事故情况，可及时发现及时处理。正常情况下，不会对土壤环境造成污染。

### （2）非正常状况下对土壤影响分析

在非正常情况下，原油泄漏产生的落地油可能会对土壤环境造成污染。遇降雨条件，还可能对地下水造成污染。结合项目特点，主要分析落地原油对土壤环境的污染影响以及对土壤理化性质的影响和累计影响。

#### 1) 落地油的性质和污染影响

##### ①落地油的成分和性质

落地油的主要成分是原油，含少量泥砂组分。根据《国家危险废物名录（2021 年版）》，落地油属于危险废物，危废类别 HW08。落地油产生后如不及时收集整理，经日晒风化，油泥中轻组分通过挥发进一步减少，沥青与胶质组份增多。

##### ②落地油对土壤产生影响的范围和途径

石油类是大分子疏水粘性物质，石油分子极易粘附于土粒表面，而粘附于土粒表面的石油类污染物会粘附更多的石油类污染物，阻塞土壤孔隙。根据张海玲等人的研究结果：原油进入土壤后，固相组分的主要污染范围集中在地表之下 0~40cm，并以 0~5cm 处含量最高。但是，在降雨条件下，落地油中的石油类变为可溶态后可随水进一步向土壤深层迁移扩散。

## 2) 落地油对土壤理化性质的影响

张晓阳等人针对石油污染对土壤理化性质的影响进行了研究。结果表明：井场周围土壤石油烃含量变化范围为 0.08~71.49g/kg，其中井场外 0~5m 区域和 5~20m 区域内土壤污染严重。石油污染导致土壤含水率、pH 值、硝态氮、速效磷、全钾和速效钾含量显著降低，容重、有机质和铵态氮含量显著升高，全氮和全磷含量无显著变化；石油污染土壤中的石油烃含量与含水率、容重、有机质、铵态氮、速效磷和速效钾均呈极显著相关，与 pH 值和全钾呈显著相关，与全氮、硝态氮和全磷无显著相关关系。因此，石油类污染物会对土壤理化性质产生一定的影响。

## 3) 土壤累积影响分析

根据张海玲等人对陇东油田井场石油类物质自然迁移规律的研究，井口周围的石油类物质含量与油井开采时间和井场油井数量呈正相关。开采年限越长，土壤中石油类含量越高；油井数越多，污染物含量也越高。原油在土壤中横向上分布主要集中在距井口 40m 范围内，其中距油井 0~10m 含量最高，随着水平距离的增大而减少；在 40m 之外降低到 300mg/kg 之内。

### (3) 土壤污染预测与评价

本次主要以输油管线泄露为例，预测污染物泄露后对土壤环境的影响。

#### ①预测方法

评价采用《环境影响评价技术导则-土壤环境（试行）》（HJ964-2018）附录 E 推荐的一维非饱和溶质运移模型进行预测，该方法适用于某种污染物以点源形式垂直进入土壤环境的影响预测，重点预测污染物可能影响的深度。

a) 一维非饱和溶质垂向运移控制方程如下：

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

式中：c——污染物介质中的浓度，mg/L；

D——弥散系数，m<sup>2</sup>/d；

q——渗流速率，m/d；

z——沿 z 轴的距离，m；

t——时间变量，d；

Θ——土壤含水率，%。

b) 初始条件

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

c) 边界条件

第一类 Dirichlet 边界条件，其中式 1 适用于连续点源情景，式 2 适用于非连续点源情景。

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

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

第二类 Neumann 零梯度边界。

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

②模型概化

模型解算采用 Hydrus-1D 软件，利用软件建立评价区砂土溶质模型。

利用 Hydrus-1D 进行拟合获取土壤水分特征曲线参数（图 7.2-3）和土壤垂直入渗系数。将拟合结果作为本次评价参考依据（表 7.2-8）。

表 7.2-8 砂质黏土水分特征曲线拟合参数

$\theta_r$	$\theta_s$	$\theta_\alpha$	n	l	Ks(cm/d)
0.1	0.38	0.027	1.23	0.5	2.88

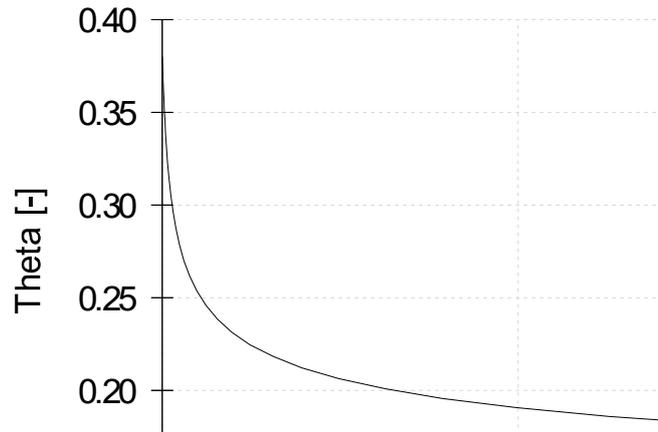


图 7.2-3 土壤水分特征曲线拟合图

③预测情景设置

根据工程分析，将输送介质石油类作为预测因子。集输管线泄漏后，建设单位发现并在短时间内回收，清理时间按 12 小时考虑，由于集输管线中原油含量高，残留在包气带中的原油不易清理，之后已经下渗的污染物继续向下运移，同时上部降雨入渗对残留的石油不断溶解后继续向下运移。集输管线泄漏时，原油的渗漏量主要为两端阀门启动后，在管线破损处被找到前，管线内的原油在重力作用下通过破损处的泄漏量。原油在重力作用下的自流泄漏的长度按 1km 考虑，管线内含水原油量为 31.4m<sup>3</sup>，按照原油含水率 70%考虑，因此管道破裂后，含水原油中水的泄漏总量为 21.98m<sup>3</sup>，假设泄漏后平面面积为 10m<sup>2</sup>，则 12 小时内单位强度为 220cm/d，之后受到降雨入渗溶解，大气降雨取当地多年平均降雨入渗强度，根据气象资料，克拉玛依多年平均降雨量为 108.9mm/a，入渗系数 0.1，则入渗强度为 10.89mm/a。石油类比水轻，且在水中的溶解度较低，参照 TPHCWG（1997）中关于石油类污染物的溶解度等相关文献，石油类可溶态污染物的最高浓度值约为 18mg/L。项目区包气带厚度约 40m，则模型范围为 0-40m。预测源强情况见表 7.2-9。

表 7.2-9 土壤预测源强一览表

情景设定	土壤类型	渗漏点	特征污染物	预测源强		渗漏特征
				泄漏量	浓度	
集输管线泄露	灰棕漠土	输油管线	石油烃	220cm/d	18mg/L	短时下渗 0.5d
				10.89mm/a	18mg/L	持续 1000d

④预测结果及分析

基于以上评价因子的源强及模型参数，预测输油管线泄漏对土壤环境的影响预测结果如下。时间输出节点分别为 T1（10d）、T2（100d）、T3（200d）、T4（500d）、T5（1000d）。

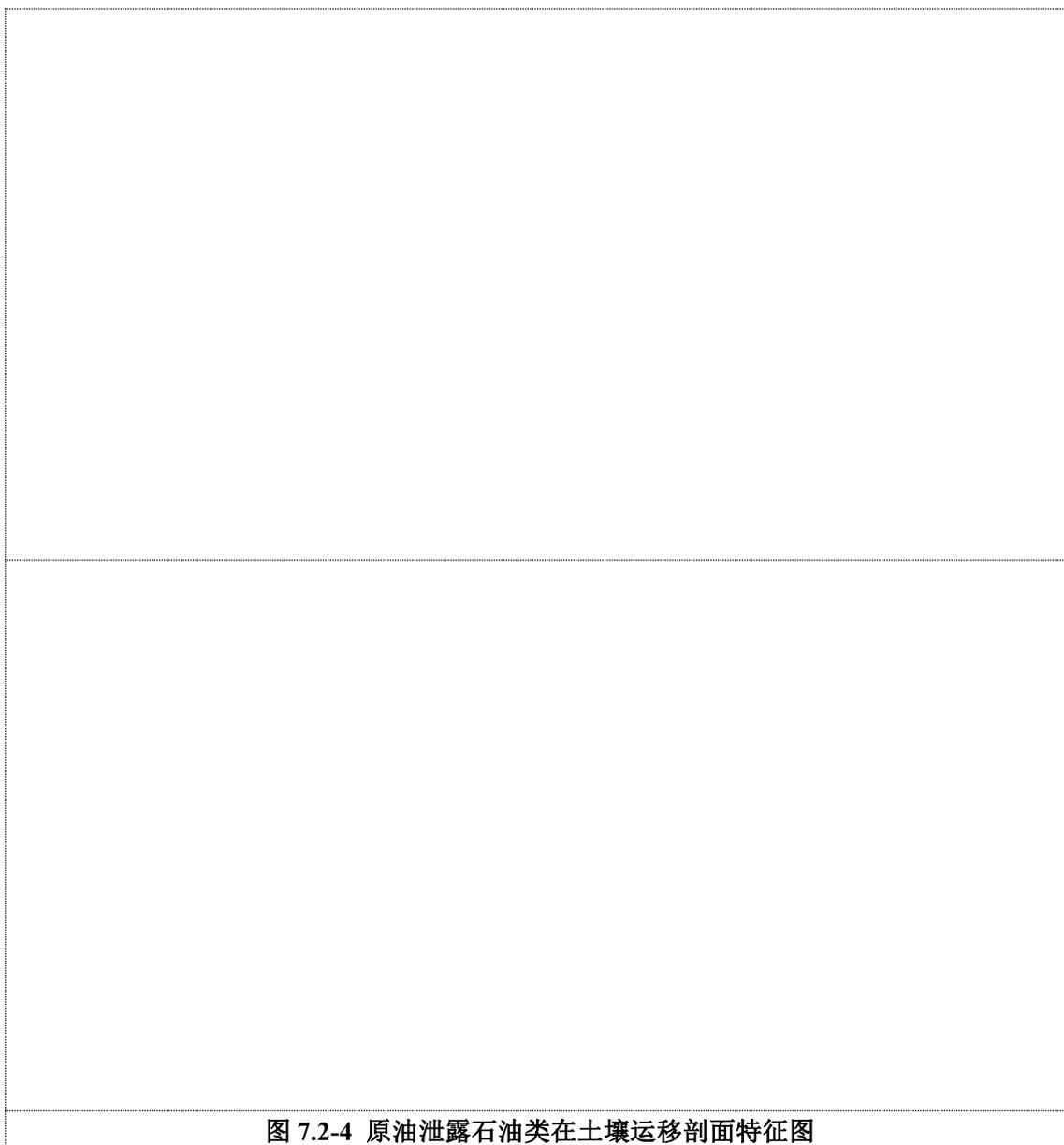


图 7.2-4 原油泄露石油类在土壤运移剖面特征图

表 7.2-10 石油类一维非饱和溶质运移估算结果一览表

预测情景	序号	天数 (d)	最大浓度 (mg/kg)	最大浓度对应深度 (m)	最大运移深度 (m)	最大运移深度处浓度 (mg/kg)
原油泄漏	1	10	0.004	0	2.5	$5.68 \times 10^{-29}$
	2	100	0.013	0	5.3	$6.96 \times 10^{-29}$
	3	200	0.018	0	6.9	$2.88 \times 10^{-29}$
	4	500	0.028	0	10.2	$2.67 \times 10^{-29}$
	5	1000	0.040	0	14.1	$2.44 \times 10^{-29}$

原油泄漏后,一般在土壤中的迁移距离较小,石油类是大分子疏水粘性物质,石油集输分子极易粘附于土粒表面,而粘附于土粒表面的石油类污染物会粘附更多的石油类污染集输物,阻塞土壤孔隙。经预测分析,在降雨条件下,石油类变为可溶态后可随水进一步向土壤深层迁移扩散,但是由于本项目所处地区降雨入渗强度较小,故迁移距离有限,泄漏发生的 1000d 后,石油烃最大浓度为 0.04mg/kg,对应深度为 0m,即泄漏点处。

由此可见,随着时间的推移,石油类逐渐向土壤垂向深度迁移,但浓度逐渐降低。可以看出,当原油泄漏后会导致周边的浅层土壤环境在一段时间内受到石油类的污染。随着运移时间的增加,在土壤自身的净化作用以及迁移条件下,土壤中的石油类对产生的影响会逐渐消失。

### 7.3 退役期环境影响分析

退役期内,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。

退役期的清理工作包括站场设施、油气集输管线的拆除、地下截去至少 1m 的井筒并用水泥灌注封井、井场清理等。在此过程中,将会产生少量扬尘、部分废弃管线和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,废弃建筑残渣运至当地建筑垃圾填埋场处理。固体废物经妥善处理,可有效控制对区域环境的影响。

退役期各采油井均采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,退役期对地下水环境没有不良影响。

井场和油气集输管线经过清理后,永久性占地范围内的设备设施被清理,人员撤离,区域内没有了人为的扰动,井场、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。

# 8 生态环境影响评价

## 8.1 调查方法与调查范围

### 8.1.1 调查方法

采用现场调查、资料收集与卫星遥感影像解译相结合的方法采用 3S 相结合的空间信息技术,进行地面类型的数字化判读,完成数字化的植被类型图和土地利用图。

#### (1) 现场调查

通过对评价区现场调查,识别植物种类、记录植被盖度和野外调查中发现的动物,了解掌握评价区野生动植物的分布状况,并调查环境敏感点现状等相关情况。

#### (2) 资料收集

收集《新疆生态功能区划》、《新疆植物志》、《新疆脊椎动物简志》等。

#### (3) 卫星遥感影像解译

##### ① 遥感信息源的选取

以 2021 年 11 月的遥感图像数据为信息源,经过融合处理后的图像地表信息丰富,有利于生态环境因子遥感解译标志的建立,保证了各生态环境要素解译成果的科学性和准确性,满足生态评价工作等级要求。

##### ② 卫星影像图的制作

本次生态环境质量现状调查在充分搜集和利用现有研究成果与资料的基础上,采取现场调查、3S 技术相结合的方法,对评价区范围内 2 的生态环境质量现状分别进行了调查。并采用 ENVI 图像处理软件对数字图像进行镶嵌、几何精校正和波段合成等图像处理,利用 ArcGIS 软件平台对处理后的遥感影像进行目视解译与空间分析,最终得出了本次生态环境现状调查结果。

##### ③ 卫星影像解译技术要求

根据野外验证结果,建立土地利用现状、植被类型等生态环境要素的解译标志。采取野外调查与室内分析相结合、线面探查与重点取样相结合、目视和人机交互相结合的方法,对评价区的土地利用现状、植被类型等生态环境要素分别进行解译,绘制土地利用现状、植被类型相关图件。通过 Arcgis10.8 和 ENVI5.3

等软件，结合数字高程数据，计算得到评价区的植被覆盖度图。根据解译成果，结合现场调查和收集资料，分析评价区生态环境要素的空间分布特征。

### 8.1.2 调查范围

根据 2.5.6 章节，本项目生态影响评价范围如下：

本项目以采油井场厂界周围 50m 范围、管线工程两侧外延 300m 为评价范围。

## 8.2 生态环境现状调查与评价

### 8.2.1 油田生态系统调查

根据调查，项目区主要为荒漠生态系统（以裸土地为主），地表土质覆盖，植被覆盖度在 5% 以下的土地。生态系统类型图见附图 12。

植被类型的遥感影像特征见表 8.2-1，评价区植被类型面积统计情况见表 8.2-2。

表 8.2-1 生态系统类型及特征

生态系统类型	编号	解译标志
荒漠生态系统	61 沙地	遥感影像上呈粉色斑块，单个条块色彩均一，表面光滑。
	62 戈壁	
	63 盐碱地	
	67 高寒荒漠	
其他生态系统	65 裸土地	遥感影像呈灰色，其间具零散的斑点状影纹，影像表面粗糙程度不均。
	66 裸岩砾石地	

表 8.2-2 评价区生态系统类型现状统计一览表

序号	生态系统类型	面积 (m <sup>2</sup> )	比例 (%)
1	荒漠生态系统	309600	8.8
2	其他生态系统	3217467.57	91.2
8	合计	3527067.57	100

### 8.2.2 区域生态功能调查

根据《新疆生态功能区划》，本工程所在区域属于准噶尔盆地温性荒漠与绿洲农业生态区，准噶尔盆地北部灌木半灌木荒漠生态亚区，白杨河河谷林、乌尔禾雅丹地貌保护生态功能区。工程所在区生态功能区的主要生态服务功能、生态敏感因子、主要生态环境问题和主要保护目标见表 8.2-3。

表 8.2-3 项目区生态功能区划

生态功能分区单元	生态区	准噶尔盆地温性荒漠与绿洲农业生态区 (II)
	生态亚区	准噶尔盆地北部灌木半灌木荒漠生态亚区 (II <sub>1</sub> )

生态功能区	白杨河河谷林、乌尔禾雅丹地貌保护生态功能区（16）
主要生态服务功能	土壤保持、景观多样性维护、旅游
主要生态环境问题	河谷林衰败、土壤风蚀、滥挖甘草和肉苁蓉、自然景观受损
生态敏感因子敏感程度	土地沙漠化轻度敏感、土壤侵蚀极度敏感
保护目标	保护河谷林、保护地貌景观
保护措施	河谷林封育保护、增加生态用水、旅游建设与自然景观相协调
适宜发展方向	复壮河谷林，合理发展旅游业

### 8.2.3 土地利用调查

参照全国土地利用现状调查技术规程、全国土地利用现状分类系统，根据实地调查和 TM 影像数据的解读分类，通过 ArcGIS 地理信息系统软件处理得到项目区域及周边地区的土地利用类型。本工程所在地土地利用类型主要为采矿用地、灌木林地、其他草地和裸地。项目区土地利用现状见附图 13。

表 8.2-4 土地利用现状类型及遥感影像特征

土地利用类型	遥感影像特征
裸土地	遥感影像上呈灰色，影像边界清楚，纹理比较均一
工交建设用地	遥感影像上呈红色，影像边界清楚，影像结构粗糙
灌木林地	遥感影像上呈深绿色，色调均匀，影像结构较均一
其他草地	遥感影像上呈淡绿色，不规则斑块，影像结构较均匀，无纹理

表 8.2-5 评价范围各类用地类型面积统计情况

序号	土地利用类型	面积(m <sup>2</sup> )	比例 (%)
1	裸土地	2325552.14	65.93
2	工交建设用地	1048002	29.71
3	灌木林地	136688.55	3.88
4	其他草地	16824.88	0.48
	合并	3527067.57	/

### 8.2.4 土壤类型

根据现场调查结果及全疆土壤类型图分析，乌尔禾区分布的土壤主要为石膏灰棕漠土及盐化草甸土，项目区土壤类型为石膏灰棕漠土。项目区土壤类型分布见附图 14。石膏灰棕漠土是新疆北部地区温带荒漠的地带性土壤，是在北疆温带地区干旱荒漠气候条件和粗骨质（砾质—砂质）成土母质上形成的，形成和分布与大风的作用密切相关，其特点是在红棕色紧实土层下有一明显的石膏聚积层，一般情况下厚度在 10cm~30cm 之间，石膏含量在 70g/kg~300g/kg 之间或更多。土壤剖面母质为古老洪积—冲积物，地面生长着极其稀疏的梭梭及盐生草。地势平坦，风蚀强烈，地表砾幕发育良好。

## 8.2.5 陆生植物资源现状与评价

### (1) 植被区划

根据《中国植物区系》（吴征镒等，1983），划分为四个植物区、七个亚区和二十二个地区。本项目属于古地中海植物区-中亚荒漠亚区-准噶尔地区，优势植被一类是梭梭，另一类是多种猪毛菜和另一些多汁盐柴类（藜科）组成。植物区系分布图见附图 15。

### (2) 评价区植被类型

区域内气候干旱，大部分区域植被稀疏，植物群落较为单一，项目区发育着以梭梭灌丛为建群种所组成的水平地带性荒漠植被，主要组成植物有梭梭、盐生草等。植被类型图见附图 16。

表 8.2-6 评价区主要高等植物及分布

中文名	学名	分布
梭梭	<i>Haloxylon ammodendron</i>	++
膜果麻黄	<i>Ephedra przewalskii</i>	+
盐节木	<i>Halocnemum strobilaceum</i>	++
盐生草	<i>Halogeton glomeratus</i>	++
盐爪爪	<i>Kalidium foliatum</i>	++
雾冰藜	<i>Grubovia dasyphylla</i>	+
蒺藜	<i>Tribulus terrestris</i>	++
肥叶碱蓬	<i>Suaeda kossinskyi</i>	+
猪毛菜	<i>Salsolasp.</i>	++

根据《国家重点保护野生植物名录》和《新疆维吾尔自治区重点保护野生植物名录》（新政发〔2023〕63号），项目占地范围内无国家重点保护野生植物。

表 8.2-7 植被类型遥感解译标志

植被类型	遥感影像特征
梭梭沙漠	遥感影像上呈淡黄色，影像结构均一。

表 8.2-8 评价范围内植被类型面积统计情况

序号	植被类型		评价区	
	植被类型	群系	面积m <sup>2</sup>	比例%
1	梭梭沙漠	以梭梭为主的灌丛	2479065.57	70.3
2		建设用地	1048002	29.7
		合计	3527067.57	100

### (3) 植被覆盖度

根据调查区植被覆盖度遥感解译及现场踏勘，项目区除电力线附近周边有少量植被覆盖以外，植被覆盖度以低植被覆盖为主，植被覆盖度遥感解译图见附图 17。

**表 8.2-9 植被覆盖度类型遥感解译影像特征**

植被覆盖度类型	覆盖度 (%)	遥感影像特征
低覆盖度	<10	呈深红色，色调较深，不规则块状分布，解译标志明显。
较低覆盖度	10~30	呈红色，色调较浅，不规则块状分布，解译标志明显。
中度覆盖度	30~50	呈浅绿色，有明显连续沙状颗粒，中等色调，不规则片状分布，解译标志明显。
较高覆盖度	50~70	呈暗绿色色彩且部分含沙状颗粒，色调较浅，不规则片状分布，解译标志明显。
高覆盖度	>70	呈深绿色，色彩均匀，色调较深，无沙状颗粒，不规则块状分布，解译标志明显。

评价区 2024 年植被覆盖度面积统计情况见表 8.2-10。

**表 8.2-10 评价区植被覆盖度面积统计情况**

序号	植被覆盖度	评价范围 2024 年	
		面积(m <sup>2</sup> )	比例%
1	低覆盖度<10%	3527067.57	100

#### (4) 植被多样性调查

本项目生态环境影响评价等级为二级，根据《环境影响评价技术导则 生态影响》(HJ19-2022)，陆生生态调查根据植物群落类型(宜以群系及以下分类单位为调查单元)设置调查样地，二级评价不少于 3 个。本评价自然植被实地调查中主要采用样地法和样方法。选择重点工程建设地点和有代表性植被类型作为调查样地，在样地中统计植物种类、群落结构等数据，详细记录样方中的植物种类、盖度、优势种等信息。记录见表 8.2-11~8.2-16，观测样地概况信息调查表见附件 10。

## 8.2.6 陆生动物资源现状与评价

### (1) 野生动物种类

荒漠区是油田生产的主要区域，植被主要以梭梭柴为主，多为旱生种类，盖度较低。严酷的自然环境及地势平坦的地形地貌，导致区域内的主要动物为爬行动物和啮齿动物（荒漠麻蜥、快步麻蜥、沙鼠等）及鸟类（角百灵、凤头百灵等）。根据资料记载，油田开发区内还分布有沙狐、狼及鹅喉羚。

项目所在地区内分布的主要野生脊椎动物 18 种，其中：

——爬行类 3 种；

——鸟类 9 种；

——哺乳类 6 种。

动物区系分布见表 8.2-17。

表 8.2-17 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	分布的生境	
			荒漠	草甸
爬 行 类				
1	快步麻蜥	<i>Eremias velox</i>	+	-
2	荒漠沙蜥	<i>Phrynocephalus grumgrizimaloi</i>	+	-
3	密点麻蜥	<i>Eremias multiocellata</i>	+	-
鸟 类				
1	灰鹌鹑	<i>Motacilla cinera</i>	+	+
2	漠	<i>Oenanthe Jesevli atrogularis</i>	±	±
3	树麻雀	<i>Passer montanus</i>	±	±
4	家麻雀（新疆亚种）	<i>Passer domesticus bactrianus</i>	+	+
5	大杜鹃	<i>Cuculus canorus</i>	±	-
6	家燕（指名亚种）	<i>Hirunda rustica rustica</i>	+	-
7	小沙百灵	<i>Calandrella rufescens</i>	+	
8	凤头白灵	<i>Galerida cristata</i>	+	+
9	红尾伯劳	<i>Lanius cristatus</i>	+	+
哺 乳 类				
1	子午沙鼠	<i>Meriones meridianus</i>	+	+
2	小五趾跳鼠	<i>Allactage elater</i>	+	+
3	鹅喉羚	<i>Gazella subgutturosa</i>	+	+
4	黄兔尾鼠	<i>Lagurus luteus</i>	+	+
5	大沙鼠	<i>Phyromomys opimus</i>	+	-
6	红尾沙鼠	<i>Meriones erythrorus</i>	+	-

### (2) 野生动物现状

由于油田区的开发建设活动，大量人员、机械的进入，荒漠环境中人类活动频率大幅度增加，使得大型脊椎动物早已远离栖息地，隐匿在荒漠深处，有时仅

有偶尔进入项目区。因此，评价区域内野生动物种类和种群数量的减少是多年来开发所导致的必然趋势。目前，油田开发力度和范围将逐步加大，魔鬼城景区的旅游规模也将逐年增加，进入该区域的人员将逐年增多，人为干扰和旅游活动会进一步使大型兽类和鸟类逐渐远离其栖息地，使当地野生动物种类和数量再度减少。因此，油田开发会使野生动物的种类和种群数量逐渐减少，同时，由于人群的活动，该区域可能会增加一些特殊的伴人型动物物种，使局部地区动物组成发生一定变化。

### （3）重点保护野生动物

根据《国家重点保护野生动物名录（2021年版）》和《新疆维吾尔自治区重点保护野生动物名录（修订）》（2022年9月18日发布），项目区曾有鹅喉羚活动，鹅喉羚为国家二级保护动物。本区域不是鹅喉羚的主要栖息地、繁殖地，鹅喉羚在乌尔禾区的黄羊水库及白杨河北部的胡杨林区有分布，夏季鹅喉羚在托里县的加依尔山山区觅食繁殖，每年11月从加依尔山向西部迁徙，到达古尔班通古特沙漠过冬，数量极少。

鹅喉羚又名长尾黄羊，俗称黄羊，隶属于偶蹄目牛科羚羊亚科瞪羚属。每年12月~翌年1月，鹅喉羚发情交配，此时雄羊喉部膨大，很像公鹅的头，因此得名鹅喉羚。该种分布区域广泛，从阿拉伯半岛、伊朗、阿富汗和中亚，向东直到中国西北和蒙古境内的广大地区都有其分布。近几十年来，由于栖息地的丧失、过度捕猎及偷猎，全球范围内鹅喉羚种群数量锐减。我国于1989年将其列为国家二级保护动物，1994年IUCN红色名录列为LR级（低危种），2006年将其列为VU级（易危种）（IUCN, 2006）。根据《鹅喉羚生态生物学研究现状》（徐文轩、乔建芳等）研究结果，说明生物多样性情况。在油田开发区域，因石油开发建设活动早已开展，人类活动频繁，使得对人类活动敏感的野生动物早已离去，已难以再见到大中型野生动物，油区内已能难见到鹅喉羚的踪迹。

### （4）项目区野生动物分布情况调查

按照《生物多样性观测技术导则 陆生哺乳动物》（HJ710.3-2014）、《生物多样性观测技术导则 鸟类》（HJ710.4-2014）、《生物多样性观测技术导则 爬行动物》（HJ710.5-2014）、《生物多样性观测技术导则 两栖动物》（HJ710.6-2014）等确定的技术方法，对评价区域各类野生动物开展了调查。

野生动物调查主要采用样线法，结合项目所在区域特点以及沿线走向，设置3条样线，每条样线1000m，观测时采用步行方式。本次调查仅发现了荒漠沙蜥1种。

表 8.2-18 野生动物样线 1 调查记录表

调查地名称：管线沿线		样线编号：YX1		
样线长度：1.0km	海拔区间：389m-462m		生境类型：荒漠	
坐标：***"至***				
天气：晴	行进速度：2km/h		人为干扰因素：较大	
样线记录				
物种名	拉丁名	实体数量	痕迹类型及数量	备注
/	/	/	无	未见物种

表 8.2-19 野生动物样线 2 调查记录表

调查地名称：电力线沿线		样线编号：YX2		
样线长度：1.0km	海拔区间：337m-347m		生境类型：灌丛、荒漠	
坐标：***"至***				
天气：晴	行进速度：2km/h		人为干扰因素：较大	
样线记录				
物种名	拉丁名	实体数量	痕迹类型及数量	备注
荒漠沙蜥	<i>Phrynocephalus grumgrizimaloi</i>	1	无	/

表 8.2-20 野生动物样线 3 调查记录表

调查地名称：井场周围		样线编号：YX3		
样线长度：0.5km	海拔区间：513m-529m		生境类型：荒漠	
坐标：***"至***				
天气：晴	行进速度：2km/h		人为干扰因素：较大	
样线记录				
物种名	拉丁名	实体数量	痕迹类型及数量	备注
/	/	/	无	未见物种

## 8.3 生态影响评价

### 8.3.1 生态影响途径分析

一般油田开发是网状布局，因而不可避免地会对周围生态环境造成不同程度的污染和破坏。油田开发对生态环境造成影响可能途径如下：

(1) 开发建设占地及对地表植被的破坏

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。在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。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、土方翻出埋放地表等活动占用的土地面积更远远超过工程本身。这些占地属暂时性影响，使部分植被遭砍伐，野生动物受惊吓和驱赶，破坏了原有生态环境的自然性，同时施工期开挖土方会破坏植被，造成水土流失。

在油田工程设施施工完毕后，高强度的临时性占地和影响将消除，如集输管线等可覆土后自然恢复，井场安全防护距离以外可进行植被恢复重建，使被破坏的生态环境逐步恢复。而井场地面建设属永久性占地，将会使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) 开发生产过程中的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。主要污染源是在井下作业过程和原油集输过程中形成的，污染源具有分布广、排放复杂、影响的全方位性、综合性与双重性，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) 污染物事故排放对生态环境的影响

在油田开发过程中，由于人为因素和自然灾害（地震、暴雨、洪水、雷击等）的影响可导致泄漏事故，火灾、爆炸等。污染物事故排放对生态环境的影响是巨大的。

#### (4) 小结

油田开发工程在改变原有自然生态环境的同时，有可能塑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。

### 8.3.2 施工期生态环境影响评价

#### (1) 土地利用方式影响

本项目为原油开发，对土地利用的影响主要表现为工程建设对当地评价区土地利用结构的影响。

项目井场点状布局，管线等线路工程的线状布局特点，其对土地利用格局的影响为点状干扰和线状隔离，井场呈点状分布于油田开发区域，一般情况下除永久占地外，对周围土地利用没有影响，该类临时占地经过1~2年即可恢复。永久占地占评价区比例较小，故项目对评价区土地利用结构影响小。

## （2）土壤环境影响分析

本工程对土壤的影响主要集中在施工期，例如管线施工，使区域地表形态改变、地表扰动、植被破坏，从而造成土壤结构和肥力改变；施工过程中设备的漏油、建筑垃圾处理不当，也可能造成土壤的污染。

### ①土壤结构和肥力的影响

土壤结构是经过较长的历史时期形成的，管沟开挖和回填必将破坏土壤的结构，尤其是土壤中的团粒状结构，一旦遭到破坏，必须经过较长的时间才能恢复和发展。工程开挖将扰乱和破坏土壤的耕作层，除开挖的部分受到直接的破坏外，开挖土堆放、施工机械碾压也将破坏土壤结构，增加土壤密度。此外，如果开挖土方管理不善，回填后所产生土层的混合和扰动，也将改变原有土壤层的性质。在施工过程，对土壤上层的影响最为严重，尤其是土壤的耕作层。同时土壤质地因地形和土壤形成条件的不同而有较大变化，即使同一土壤剖面，表层的土壤质地与底层的质地也截然不同。输油管道的开挖与回填，降低土壤的蓄水保肥能力，易受风蚀，从而影响土壤的发育，植被的恢复。

本工程的临时占地在施工结束后经2~3年后可恢复原有使用功能。部分经过重型施工机械碾压的地表，土体扰动剧烈，使得施工沿线的耕作土壤或自然土壤的理化性质、肥力水平将受到一定程度的影响，并进一步影响地表植被恢复，其影响预计持续3~5年。

### ②土壤污染影响

施工过程中设备的漏油、建筑垃圾处理不当可能造成土壤的污染。因此，在施工过程中必须进行严格的设备管理和维护。

施工过程中将产生施工建筑垃圾等废物。这些残留于土壤中固体废物，难于分解，埋于土壤中长时间残留。因此，管道施工管理中，应要求施工人员不随意丢弃施工废料，施工结束后，必须把残留的固体废物清除干净，不得掩埋入土。本项目在采取相关措施后，对土壤环境的影响较小。

### （3）对植被的影响分析

施工期对植被的影响主要有占地范围内原有植物的剥离、清理及占压。在施工过程中，土壤开挖区范围内植物的地上部分与根系均被清除，施工带两侧的植被由于挖掘土石堆放、人员的践踏、施工车辆和机具的碾压而受到不同程度的破坏，会造成地上部分破坏甚至死亡。工程填挖方均占压和清除一定数量的地表植物，使填挖区被生土覆盖或出露生土，植物恢复需经过较长时间。

从影响特征来看，井场建设形成的永久性占地中原有植被将全部遭到破坏，使得评价范围内的植被面积减小，生物量及生态服务功能下降，这些破坏是在生产周期内不可逆的；管线工程对植被的影响呈线状分布，从工程类别的影响来看，管线施工为临时占地，施工过程中原有植被破坏面积可占到80%以上，其中大部分在2~3年内可得到恢复。

### （4）对公益林的影响

项目电力线所在区域分布的地方公益林（Ⅲ级）林地类型为灌木林地，优势种为梭梭，植被覆盖度约为15%，主要生态功能为防风固沙，建设单位须按照林地的相关管理办法办理相关用地手续后方可开工。

评价区域内荒漠灌丛的分布类型为稀疏灌丛，主要植物种类为梭梭、蒺藜、盐节木等，电力线建设过程中将占用荒漠灌丛964.35m<sup>2</sup>，占分布区面积的5.9%，虽然临时占地区域内的荒漠植物在短时间内不可恢复，但所占用面积较小，对荒漠灌丛的种群生态结构和功能不会产生明显影响。同时应加强施工人员管理，严格控制施工范围，以降低施工过程中对公益林的破坏和影响。施工结束后，通过生态恢复措施，可逐步恢复至原始状态。

### （5）对动物的影响分析

本项目建设对野生动物的影响主要发生在施工期。施工期大量施工机械和人员活动惊吓、干扰施工区附近动物的活动。土石方开挖，施工机械作业噪声和震动对野生动物也会造成影响。施工影响是属于短期的、临时的影响。施工完毕后，施工影响大多会逐渐消失，野生动物会恢复原有的活动范围。

工程施工期将造成植被的损失和对局部土地类型的改变，导致爬行动物和小型啮齿类动物暂时迁移。管道施工面窄、范围小，且施工期较短，影响时间短，施工后又可恢复，对动物食物链无多大破坏。施工期管道周围地区的空间足以确

保迁移的物种找到替代栖息地。当植被恢复后，迁出的动物会迁回被破坏的区域。因此，管道对沿线野生动物不会产生明显影响。

由于野生动物活动的不确定因素，工程建设对野生动物影响不可避免，对野生动物影响也局限于施工区域附近一定范围。施工单位应采取积极措施，最大程度地减缓工程对野生动物的影响。施工前先对施工人员进行保护野生动物教育，严禁捕杀野生动物和随意破坏林地植被。

施工期不会对区域野生动物种群分布产生影响，通过采取动物保护措施可降低施工建设对野生动物的影响，据调查，区内尚未发现有国家、省级重点保护野生动物。因此本项目对陆生野生保护动物影响较小。

#### （6）对景观生态影响

本工程建设将使评价区内新增工业景观类型，井场在一定程度上增加了景观多样性。评价区域新增加的油井、管线、电力线等人工景观要素，呈点状和线状分布，增加了评价区的斑块和廊道数量。同时，也使原有自然景观比例和结构发生变化。由于新的斑块和廊道的增加，对原有景观基质的面积造成一定的挤占，使原有基质及板块之间的连续性和连通性受到一定影响，对景观产生较强的分裂效果。从景观美学角度来看，人工建筑物与构筑物的出现，给原来以自然曲线为主的自然景观中，增加了直线、直角型斑块和廊道等人工景观，形成自然和人类共同作用的复合景观，对原有景观产生一定影响。井、线路等工程建设将造成区域景观格局的改变，但由于工程地面建设工程量不大，建筑物体量较小，不会引起区域景观整体格局的明显变化。

#### （7）土地沙化的影响

项目所在区域为非沙化土地，管沟开挖、车辆碾压等工程将扰动原有地貌，施工过程中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，降低项目占地范围内的土壤抗侵蚀能力，造成局部土地沙化。管沟开挖过程中，若未采取分层开挖、分层回填措施，可能导致土壤的蓄水保肥能力降低，影响区域植被生长，造成土壤逐渐沙化。此外，在施工过程中，各种车辆（尤其是重型卡车）如乱碾压行驶，将使经过的土壤变得紧实，严重的经过多次碾压后植物很难再生长，甚至退化为沙地。

施工结束后对永久占地进行地面硬化，以减少风蚀量，对临时占地范围内场

地进行平整和清理，尽量利用施工时产生的表层弃土对临时占地进行覆盖，采用自然恢复的方式对区域植被进行恢复，建设过程中严格落实防沙治沙措施，严格控制施工占地范围。综上所述，本项目对区域土地沙化影响不大。

#### （8）水土流失的影响

项目建设过程中，由于施工车辆对地表的碾压，使所经过地段的植被和地表结构遭到不同程度的破坏，井场、管线等工程建设中施工作业活动使地表保护层变得松散都会加剧风蚀影响。项目建成后永久占地进行地面硬化，不会产生水土流失。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。

#### （9）对生态系统影响分析

本项目的建设将对荒漠生态系统、其他生态系统的结构和功能产生一定影响，但本项目占地面积相对较少，占地分散于评价区域内并且滚动开发，因此仅对局部生态系统的结构和功能产生临时性影响。从整个评价区来看，该工程不会减少生态系统的数量，不会改变评价区生态系统的完整性和稳定性。评价认为，采取必要的生态保护措施后，对评价区内的各生态系统影响较小。

#### （10）对魔鬼城风景名胜区的影响

魔鬼城风景名胜区以独特的雅丹地貌、天然矿藏、砾石戈壁、胡杨林为主体自然资源景观，以游览观光、科研科普、探险体验、休闲娱乐为主要功能，具有独特风景资源价值的特殊地貌类大型风景名胜区。

本项目区紧邻魔鬼城风景名胜区布达拉宫景区，其南距布达拉宫景区最近距离为 224m，距离魔鬼城景区边界最近距离为 4.6km，距离魔鬼城核心景区最近距离为 5.5km，根据《新疆克拉玛依市魔鬼城风景名胜区总体规划（2021-2035）》可知，项目不在魔鬼城风景名胜区规划范围内。

项目位于百里油田景区内，百里油田景区可以展现克拉玛依的世界石油城形象，著名的石油工业景观和壮观的雅丹自然地貌形成强烈对比，集中展示了克拉玛依的自然和人文两大主要景观，是开发石油工业旅游和油田观光的良好区域。

根据规划，百里油田景区分布着 3 处自然蚀余类二级景源，但因环境及交通条件决定，主要为远观景观资源，具有较好的观赏价值，应加以保护。而大片的

油田开发区处于生产状态，具有较高的石油工业旅游价值，G217 东侧已探明油田储量巨大，也是油田开发的区域。按照《风景名胜区条例》，在风景区范围内不能从事采矿活动。因此，从风景资源价值和油藏开发部署两方面考虑，百里油田景区内除了三处二级景观资源所在的雅丹山体区域以外，其他区域不宜划入风景区范围，应对油藏产能计划让步。根据实地踏勘和设计，项目不占用核心景区，将采油相关设施分布在区域划定在合理的开发控制区域内，既保护油田景观功能和结构的完整又能够体现风景区内景观生态系统多样性，把相互矛盾和干扰降到最低，保证魔鬼城资源的完整性和独立性。

### 8.3.3 运营期生态环境影响评价

项目运行过程中的废气、废水和固体废物均得到有效处置，对生态环境造成影响很轻微。临时占地在项目运行过程中将得到进一步恢复，因此对生态环境的影响主要表现在对野生动物、植被等的影响，生态系统完整性影响以及生态景观影响。

#### (1) 土壤环境影响分析

运营期对土地的占用为永久性占用，改变了原有土壤理化性质和结构，并且难以恢复，但这一时期永久性占地面积相对较小，对土壤环境的影响较轻。

#### (2) 对动植物影响

运营期井场仅有巡护人员，人类活动对于野生动物的活动影响小，但仍需加强对人员活动的控制，禁止对野生动物的捕杀、猎食，减少对野生动物的干扰，夜间尽量减少活动，另外评价区域内的道路随着油田的生产建设，交通量也会有所增大，交通噪声将对道路两侧动物形成惊扰作用，但对于已经适应环境的野生动物，基本不存在影响。

#### (3) 对生态系统完整性影响分析

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

在项目建设中，新设施的增加及永久性构筑物的作用，不但不会使区域内异质化程度降低，反而在一定程度上会增加区域的异质性。区域的异质性越大，抵抗外界干扰的能力就越大。因而油田开发建设不会改变区域内景观生态的稳定性及完整性。

#### (4) 对景观完整性影响分析

评价区域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。荒漠区域被油田设施等永久性地构筑物占用，由荒漠生态景观变为人工景观。也就是说，区域内作为基质组成部分的荒漠生态景观中，荒漠区面积有所减少。对于整个评价区域来讲，所占的比例不大，同时还增加了区域的异质性。

综上所述，本项目区域生态完整性受项目影响较小，项目区生态完整性变化主要受区域自然环境变化影响。油田开发加大了评价区人为干扰的力度，同时也加剧局部区域由自然荒漠生态系统向人工生态系统演替的趋势；但是由于项目占地面积有限，区域生态系统仍保持开放、物质循环和能量流动。因此对于评价区生态系统的完整性影响较小，其生态稳定性及其结构与功能也不会受到明显不利影响。

### 8.3.4 退役期生态环境影响评价

油田退役期并非所有油井都同时关闭，而是将产能低或者无开采价值的油井陆续关闭，直到将所有油井关闭。退役期一般地下设施保留不动，地面部分如采油井场、水泥台、电线杆等将拆除。但评价认为退役期，若不采取有效的生态保护措施，管道中残存的废渣有可能对管道沿线的土壤和地下潜水造成污染，对当地的生态环境产生不利影响。因此评价认为应当妥善处理管道中残存的废渣，将生态环境影响降低到最低限度。根据《石油天然气开采污染防治技术政策》（环保部[2012]年第18号），油油田退役前应进行环境影响后评价，油油田企业应按照后评价要求进行恢复。

## 8.4 生态环境保护与恢复措施

### 8.4.1 避让措施

(1) 管线地面建设工程在设计时，应对选址、选线进行多方案比选，合理

选址、选线；

(2) 合理选择管道线路走向，避开不良地质、特殊地质和水土流失严重地段。

(3) 尽量利用已有道路，减少施工临时用地，尤其是少占林地；施工便道的选线应避免和尽量减少对地表植被的破坏和影响。

(4) 产建项目开发过程中井场、管线等永久占地及临时占地对生态敏感目标采取避让措施。

### **8.4.2 减缓措施**

(1) 合理选址选线，最大程度避让环境保护目标。

(2) 合理规划施工工序，尽量减少临时占地面积，提高工效，缩短施工时间，及时恢复地表。

(3) 控制施工车辆的停放和施工材料的堆放。

(4) 管沟开挖时可进行表土剥离，管线敷设完成后逆向分层回填，对管线施工区进行土地平整。

(5) 施工期避开雨季，注意保护周边植被，尽可能减少对植被和土地的破坏。

### **8.4.3 生态补偿措施**

为了弥补因本项目建设引起的植被占用和破坏导致的生态损失，评价要求按占多少补多少的原则进行生态补偿，由建设单位出资，有关部门具体实施。对临时占地进行植被恢复，生态恢复措施要在紧邻施工完成的生长季节进行。

根据油田的环境特征、立地条件、气候等环境因素，结合类比本项目资料，推荐油田植被恢复以灌草为主，植物种类应选择当地易生长的物种。

生态恢复的具体措施如下：

(1) 施工结束后，临时占地撒播草种或种生长快、耐干旱的品种；

(2) 在其它受破坏和干扰的区域，要及时修整，恢复原貌，植被（自然的、人工的）破坏应在施工结束后的半年或来年予以恢复。

### **8.4.4 生态保护与修复措施**

(1) 井场生态保护措施

#### A.施工期

①控制井场作业带范围，地面工程设施建设应尽量减少临时占地，少破坏植被。

②临时占地在施工结束后，要及时将土方回填，平整地面。

③做好施工过程中固废的收集，防止金属边角料混入土层而污染土壤及地下水。

#### B.运营期

①及时回收井下作业过程中产生的落地油，将落地油的污染限制在井场范围内。对各种设备、管线、阀门定期进行检查，防止跑、冒、滴、漏，一旦发生事故应及时采取相应的补救措施，尽量减小影响和损失。

②事故条件下将对生态环境造成较大的影响，因此须对事故风险严加防范和控制。发生油气泄漏等突发性时间，应当采取紧急措施，防止污染面积扩大；落地油污等应当尽快予以清除，并对受污染的土壤进行处理。

### (2) 管线及线路工程生态保护措施

#### A.施工期

①在开挖地表、平整土地时，尽可能将表土堆在一旁，施工完毕，应尽快整理施工现场，将表土覆盖在原地表，以恢复植被；施工结束后，对管沟及时进行回填平整；对临时占地及弃土（渣）坡面进行植被恢复或平整，恢复原有用地性质。严格执行分段施工、分层开挖、分层堆放、分层回填的作业制度。

②在管线建设过程中，应兼顾线路走向与生态环境保护，尽量避开植被茂盛区等，以减轻对生态环境的破坏。

③按施工作业带宽度确定植被恢复范围，尽量采用作业带范围内原有物种进行植被恢复。

④选择最佳时间施工，既便于管线敷设，又利于水土保持；既保证工程质量，又节约经费开支。

⑤施工便道、管线临时占地在施工结束后，尽快复垦并与周围生态景观协调一致。

管线施工生态保护措施平面布置示意图见图 8.4-1。

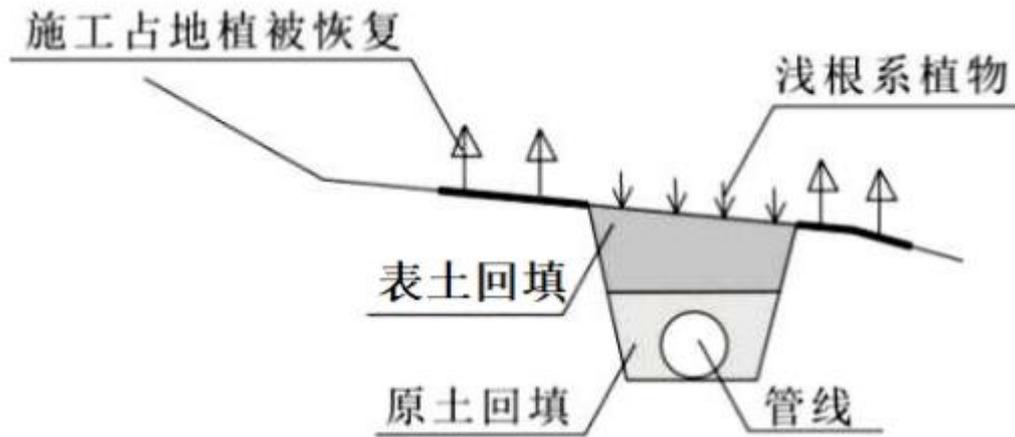


图 8.4-1 管线施工临时占地恢复措施

#### B.运营期

①在对管道的日常巡线检查过程中，应将管道上覆土壤中会对管道构成破坏的深根系植被进行及时清理，以确保管道的安全运行；管道维修二次开挖回填时，应尽量按原有土层进行回填，以使植被得到有效恢复、减轻对农作物生长的影响。

②加强各种防护工程的维护、保养与管理，保证防护工程的防护功能；加强对管线沿线生态环境的监测与评估，及时发现滑坡、坍塌、泥石流等隐患工点提前采取防治措施。

③加强宣传教育，提高工作人员的环境保护意识，加强对绿化工程的管理与抚育；禁止在管线沿线附近取土，以避免造成管线破坏、导致污染事件。

④加强巡线频次，防止因偷油造成的人为原油污染事故。

#### (3) 生态修复措施

##### A.施工期

①电力线临时占用公益林、其他草地等植被生产较好的区域，施工完毕后进行植被恢复，植被恢复以自然恢复为主，同时可采取“占补平衡”措施，维持区域林地、草地的生态功能不降低。

②对于难以恢复的区域应人工辅助恢复，人工恢复植被种类以本土梭梭等灌木植被为主。

##### B.运营期

①加强污染源及环境保护设施管理，保证达标排放。

②加强管线巡检力度，对腐蚀、老化的管线及时更换；采取先进的自动报警系统，加强事故防范及应急处理措施，避免集输管道发生破裂泄漏事故，对周围环境带来的危害。

### 8.4.5 退役期生态恢复与重建措施

(1) 退役期油井退役或报废后，应当在 6 个月内将打开的油气层和井口封闭；井场应拆除采油设备、封好井口、拆除井场围堤，挖松固化地面，并对井场土地进行平整、覆土、植被恢复。

(2) 井场植被恢复初期可撒播草籽，后期可种植乔、灌木。

(3) 在采油设备拆除过程中产生的落地原油，应统一运往指定地点处置，防止污染周围土壤环境。

(4) 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，生态环境质量不低于目前现状。

(5) 关闭油井应将封堵油层、封闭井口，并同步实施井场植树种草工程措施。

综上所述，项目退役期在采取生态恢复与重建措施后，可有效地将生态环境的影响降到最低程度。

## 8.5 生态监测和环境管理

### 8.5.1 生态监测

生态环境监测以生态学原理为基础，综合运用物理、化学和生物等方法，对不同尺度的生态环境状况及其变化趋势进行监测与评价的综合技术。

根据 HJ19-2022 要求，采掘类项目应针对项目规模、生态影响特点及所在区域的生态敏感性，开展全生命周期生态监测。本项目产建工程未布设在特殊生态敏感区和重要生态敏感区内。生态环境监测内容主要为污染源监测和环境质量监测，内容包括监测因子、监测点位布设、监测频次、监测数据采集与处理、采样分析方法等，明确自行监测方案内容，具体见表 8.5-1。

表 8.5-1 油田全周期生态监测计划一览表

生命周期	监测因子	监测方法	监测频次	监测点位
施工期	井场占地面积、类型	遥感解译、无人机航测	施工前、后各 1 次，进行对比	井场施工区

	重要生境变化			地面施工占用林地区域
运行期	水土保持工程效果	施工迹地监测扰动后土壤侵蚀类型、侵蚀量	每年 1 次	重点在管线沿线布设 3~5 个代表点, 新建井场选择 3 个代表点
	生态恢复效果	生态修复采用植被类型, 高度、盖度、生物量、成活率, 补耕补种作物产量	每年 1 次	施工区域选择 3~5 个代表点划定标准地, 建立长期监测制度, 按照监测频次要求进行植被样方调查并保留记录台账
退役期	闭井退出工程效果	对地面设施拆除、封闭情况进行记录	闭井后 1 次性进行	退役井、站场占地范围
	生态修复效果	生态修复采用植被类型, 高度、盖度、生物量、成活率	每年 1 次, 持续 3 年	

油田地面工作组应结合现有地面巡井计划, 配套制定油田生态环境动态监管方案, 以长期监管、定期巡查与专业技术相结合, 通过有效的全流程监管以预防和控制各类环境事故, 做到防患于未然。

### 8.5.2 生态环境管理

#### (1) 管理体系

工程施工单位应有专人负责项目的生态环境管理工作。

#### (2) 建设单位环保部门职责

①贯彻执行国家、地方各项环保方针、政策和法规, 制定本工程的生态环境管理办法。

②对工程实施涉及的生态环保工作进行监督管理, 制定项目的生态环境管理与工作计划并进行实施, 负责项目建设中各项生态环保措施实施的监督和日常工作。

③组织开展本工程的生态环保宣传, 提高各级管理人员和施工人员的生态环保意识和管理水平。

④积极开展项目在施工期、运行期的生态环保科研和信息工作, 推广先进的生态环保经验和技術。

⑤下达工程在施工期、运行期的生态环境监测任务。

⑥负责工程在施工期、运行期的生态破坏事故的调查和处理。

⑦做好生态环保工作方面的横向和纵向协调工作，负责生态环境监测和科研等资料汇总整理工作，积极推动工程生态环保工作。

## 8.6 生态环境影响评价结论

拟建项目主要是地面工程建设，不同阶段对生态环境的影响不同，对生态环境的重点影响时期是施工期，运营期和退役期影响不大。施工期生态环境影响主要体现在土地利用、土壤、动物及植被、景观、水土流失等方面，其中对土地利用、土壤、植被的影响相对较大，各施工环节均要严格执行相关环保措施。通过采取相应的生态保护与恢复措施后，拟建工程的开发建设对生态环境的影响可以得到有效减缓，对生态环境的影响在可接受范围内。

# 9 环境风险评价

环境风险评价应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出科学依据。

## 9.1 评价工作程序

本项目环境风险评价工作程序见图 9.1-1。

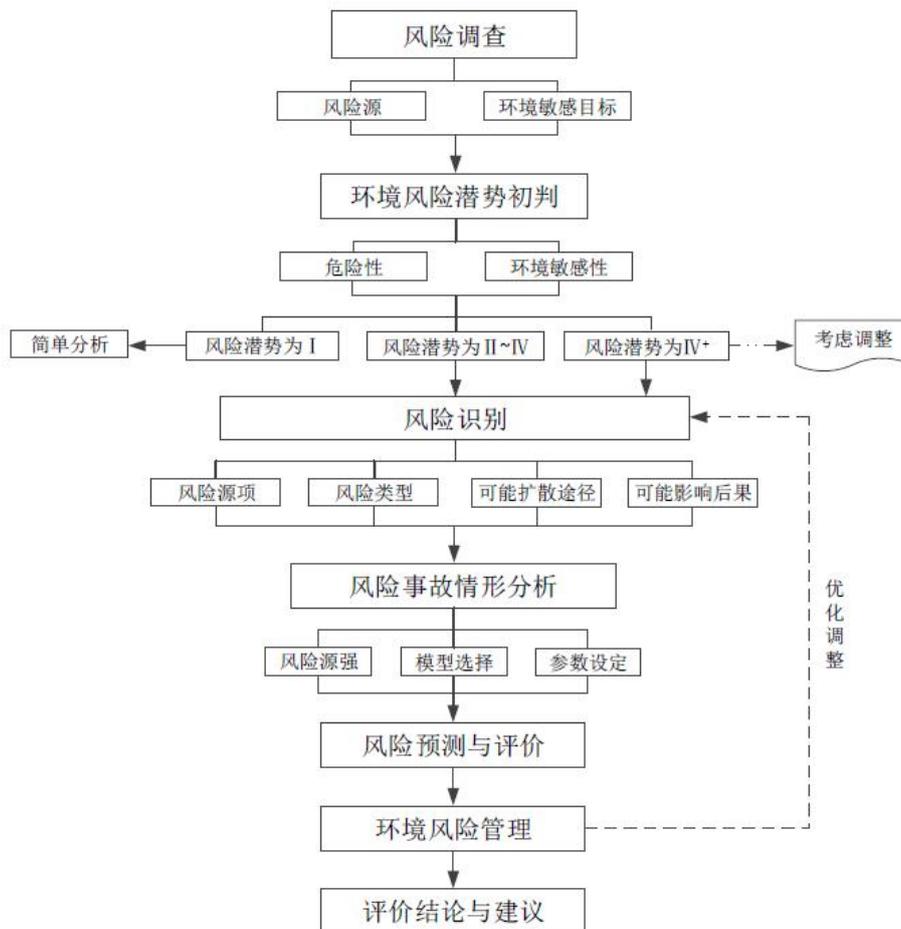


图 9.1-1 环境风险评价工作程序

## 9.2 风险调查

### 9.2.1 建设项目风险源调查

根据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018)附录 B,本项目涉及的风险物质为原油、伴生气、H<sub>2</sub>S 以及泄露火灾爆炸事故次生的 CO。

项目可能存在的风险单元为油气集输管线。

### 9.2.3 环境敏感目标

根据现场调查，本项目环境敏感目标见表 2.7-1。

## 9.3 环境风险潜势初判

根据本项目所涉及的每种危险物质在厂界内的最大存在总量，及其在《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）附录 B 中对应临界量的比值确定 Q。

根据表 2.5-10 可知， $Q=0.0319<1$ ，因此本项目环境风险潜势为 I。

根据导则，判定本项目环境风险评价工作等级为简单分析，不设置评价范围。

## 9.4 环境风险识别

### 9.4.1 物质危险性识别

本工程生产过程中所涉及的危险物质有原油、伴生气、火灾爆炸事故次生污染物 CO，根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）附录 A 和《危险化学品重大危险源辨识》（GB18218-2018）中判定方法，工程涉及的危险物质理化性质见表 9.4-1~表 9.4-4。

表 9.4-1 原油理化性质

标识	中文名：石油原油			危险货物编号：32003		
	英文名：petroleum grude oil			UN 编号：126,1255		
	分子式：	/	分子量：	/	CAS 号：8002-05-9	
理化性质	外观与性状	暗黄、棕色或绿黑色液体				
	熔点（℃）	/	相对密度（水=1）	0.78~0.97	相对密度（空气=1）	/
	沸点（℃）	/	饱和蒸气压（kPa）		/	
	溶解性	不溶于水				
毒性及健康危害	毒性及健康危害	吸入、食入				
	毒性	LD50：	/	LC50：	/	
	健康危害	热分解释出有毒烟雾。吸入大量蒸气可引起神经症状				
急救方法	皮肤接触：立即脱去被污染的衣着，用肥皂水和清水彻底冲洗皮肤。眼睛接触：立即提起眼睑，用大量流动清水或生理盐水彻底冲洗至少 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，如呼吸困难，给输氧。食入：误服者用水漱口，就医					
燃烧爆炸危险性	燃烧性	易燃	燃烧分解物	一氧化碳、二氧化碳		
	闪点(℃)	7~32	爆炸上限（v%）	8.7		
	引燃温度(℃)	/	爆炸下限（v%）	1.1		
	危险特性	遇明火、高热能引起燃烧爆炸；能与氧化剂反应				
	建规火险分级	乙	稳定性	稳定	聚合危害	不聚合
	禁忌物	还原剂、碱类、醇类、碱金属、铜、胺类。				
	储运条件与泄漏处理	储运条件：储存于阴凉、通风仓间内。远离火种、热源。防止阳光直射。应与氧化剂分开存放。泄漏处理：迅速撤离泄漏污染区人员至安全区，并进行隔离，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，穿消防防护服。用砂土吸收，倒至空旷地方掩埋；对污染地面用水冲洗清肥皂或洗涤剂刷洗，经稀释的污水放入废水系统
灭火方法	灭火剂：泡沫、干粉、二氧化碳、砂土。小面积可用雾状水扑救

表9.4-2 天然气理化性质

标识	中文名：天然气		英文名：natural gas
	分子式：CH <sub>4</sub>		分子量：16
	危规号：21007	UN 编号：1971	CAS 号：74-82-8
理化性质	外观与形状：无色无臭易燃易爆气体		溶解性：微溶于水，溶于乙醇、乙醚
	熔点(°C)：-182		沸点(°C)：-161.49
	相对密度：(水=1)0.45（液化）		相对密度：(空气=1)0.55
	饱和蒸汽压(kPa)53.32（-168.8°C）		禁忌物：强氧化剂、卤素
	临界压力(MPa)：4.59		临界温度(°C)：-82.3
	稳定性：稳定		聚合危害：不聚合
危险特性	危险性类别：第 2.1 类易燃气体		燃烧性：易燃
	引燃温度(°C)：482~632		闪点(°C)：-188
	爆炸下限(%)：4.145		爆炸上限(%)：14.555
	最小点火能(MJ)：0.28		最大爆炸压力(kPa)：680
	燃烧热(MJ/mol)：889.5		燃烧(分解)产物：一氧化碳、二氧化碳、水
	危险特性：与空气混合能形成爆炸性混合物，遇火星、高热有燃烧爆炸危险		
	灭火方法：切断气源。若不能切断气源，则不允许熄灭正在燃烧的气体，喷水冷却容器，可能的话将容器从火场移至空旷处。		
健康危害	侵入途径：吸入。		
	健康危害：当空气中浓度过高时，使空气中氧气含量明显降低，使人窒息。皮肤接触液化甲烷可致冻伤		
	急性中毒：当空气中浓度达到 20~30%时，可引起头痛、头晕、乏力、注意力不集中、呼吸和心跳加快，共济失调。若不及时脱离，可至窒息死亡。		
	工作场所最高允许浓度：未制定；前苏联 MAC 300mg/m <sup>3</sup>		
急救	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。如呼吸停止，立即进行人工呼吸。就医。		
泄漏处理	迅速撤离泄漏污染区人员至安全处，并立即隔离，严格限制出入。切断火源，戴自给式呼吸器，穿一般消防防护服。合理通风，禁止泄漏物进入受限制的空间（如下水道），以避免发生爆炸。切断气源，喷洒雾状水稀释，抽排（室内）或强力通风（室外）。如有可能，将残余气或漏出气用排风机送至空旷地方，或装设适当喷头烧掉。也可将漏气的容器移至空旷处，注意通风，漏气容器要妥善处理，修复、检验后再用。		
储运	储运于阴凉、通风仓间内。仓温不宜超过 30°C。远离火种、热源。防止阳光直射。应与氧气、压缩空气、卤素（氟、氯、溴）等分开存放。切忌混储混运。储存间内的照明、通风等设施应采用防爆型。开关设在仓外。配备相应品种和数量的消防器材。罐储时要有防火防爆技术措施。露天贮罐夏天要有降温措施。禁止使用易产生火花的机械设备和工具。验收时要注意品名，注意验收日期，先进仓的先发用。平时要注意检查容器是否有泄漏现象。搬运时轻装轻卸，防止钢瓶及附件破损。运输按规定线路行驶，勿在居民区和人口稠密区停留。		

表9.4-3 硫化氢理化性质

标	中文名：硫化氢	英文名：hydrogensulfide
---	---------	---------------------

识	分子式: H <sub>2</sub> S		分子量: 34	
	危规号: 21005	UN 编号: 1016	CAS 号: 630-08-0	
理化性质	外观与形状: 无色有恶臭气体		溶解性: 溶于水、乙醇	
	熔点(°C): -84.5		沸点(°C): -60.4	
	相对密度: (水=1)/		相对密度: (空气=1)1.19	
	饱和蒸汽压(kPa)2026.5 (-24.5°C)		禁忌物: 强氧化剂、碱类	
	临界压力(MPa): 9.01		临界温度(°C): 100.4	
危险性	稳定性: 稳定		聚合危害: 不聚合	
	危险性类别: 第 2.1 类易燃气体		燃烧性: 易燃	
	引燃温度(°C): 260		闪点(°C): 无意义	
	爆炸下限(%): 4.0		爆炸上限(%): 0.490	
	最小点火能(MJ): 0.077		最大爆炸压力(kPa): 490	
	燃烧热(kcal/kg): 3524		燃烧(分解)产物: 硫氧化物	
	危险特性: 与空气混合能形成爆炸性混合物, 遇明火、高热能引起燃烧爆炸。与浓硝酸、发烟硝酸或其它强氧化剂剧烈反应, 发生爆炸。气体比空气重, 能在较低处扩散到相当远的地方, 遇明火会引着回燃。			
	灭火方法: 消防人员必须穿戴全身防火防毒服。切断气源。若不能切断气源, 则不允许熄灭正在燃烧的气体, 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、抗溶性泡沫、干粉。				
健康危害	侵入途径: 吸入。			
	健康危害: 本品是强烈的神经毒物, 对黏膜有强烈刺激作用。			
	急性中毒: 短期内吸入高浓度硫化氢后出现流泪、眼痛、眼内异物感、畏光、视物模糊、流涕、咽喉部灼热感、咳嗽、胸闷、头痛、乏力、意识模糊等。部分患者可有心肌损害。重者可出现脑水肿、肺水肿。极高浓度(1000mg/m <sup>3</sup> 以上)然时可在数种内突然昏迷, 呼吸和心跳骤停, 发生闪电型死亡。高浓度接触眼结膜发生水肿和角膜溃疡。			
	工作场所最高允许浓度: 未制定; 前苏联 MAC 300mg/m <sup>3</sup>			
急救	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。如呼吸停止, 立即进行人工呼吸。就医。			
泄漏处理	迅速撤离泄漏污染区人员至上风处, 并立即隔离, 小泄漏时隔离 150m, 大泄漏时隔离 300m, 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, 穿消防防护服。从上风向进入现场, 尽可能切断泄漏源。合理通风, 加强扩散。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, 将残余气或漏出气用排风机送至水洗塔相连的通风橱内。或使其通过三氯化铁水溶液, 管路装止回装置以防溶液吸回。漏气容器要妥善处理、修复、检验后再用。			
储运	储运于阴凉、通风仓间内。仓内温度不宜超过 30°C。远离火种、热源。防止阳光直射。保持容器密封。配备相应品种和数量的消防器材。禁止使用易产生火花的机械设备和工具。			

表9.4-4 CO理化性质

标识	中文名: 一氧化碳		英文名: Carbon monoxide	
	分子式: CO	分子量: 28.01	危险货物编号: 21005	UN 编号: 1016
理化特性	外观与形状	无色无臭气体。		
	熔点(°C): -199.1	饱和蒸气压(kPa): 无资料		
	沸点(°C): -191.4	相对密度: 0.79(水=1); 0.97(空气=1)		
	溶解性	微溶于水, 溶于乙醇、苯等大多数有机溶剂。		
毒性及健康	接触限值	中国 MAC: 30mg/m <sup>3</sup>	前苏联 MAC: 20mg/m <sup>3</sup>	
		美国 TVL-TWA: OSHA 50ppm, 57mg/m <sup>3</sup> ; ACGIH 50ppm, 57mg/m <sup>3</sup>		

康危害		美国 TLV-STEL: ACGIH 400ppm, 458mg/m <sup>3</sup>		
	侵入途径	吸入		
	毒性	LC50: 1807 ppm 4 小时(大鼠吸入)		
	健康危害	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; 中度中毒者除上述症状外, 还有面色潮红、口唇樱红、脉快、烦躁、步态不稳、意识模糊, 可有昏迷; 重度患者昏迷不醒、瞳孔缩小、肌张力增加、频繁抽搐、大小便失禁等; 深度中毒可致死。慢性影响: 长期反复吸入一定量的一氧化碳可致神经和心血管系统损害。		
急救	迅速脱离现场至空气新鲜处。呼吸困难时给输氧。呼吸及心跳停止者立即进行人工呼吸和心脏按压术。就医。			
燃烧爆炸危险性	燃烧性	易燃。[燃烧(分解)产物]: 一氧化碳、二氧化碳。		
	闪点 (°C)	<-50	自燃温度 (°C)	610
	爆炸下限 (V%)	12.5	爆炸上限 (V%)	74.2
	危险特性	与空气混合能形成爆炸性混合物, 遇明火、高热能引起燃烧爆炸。若遇高热, 容器内压增大, 有开裂和爆炸的危险。		
	稳定性	稳定	聚合危害	不能出现
	禁忌物	强氧化剂、碱类。		
	灭火方法	切断气源。若不能立即切断气源, 则不允许熄灭正在燃烧的气体。喷水冷却容器, 可能的话将容器从火场移至空旷处。雾状水、泡沫、二氧化碳。		
储运注意事项	易燃有毒的压缩气体。储存于阴凉、通风仓间内。仓温不宜超过 30°C。远离火种、热源。防止阳光直射。应与氧气、压缩空气、氧化剂等分开存放。切忌混储混运。储存间内的照明、通风等设施应采用防爆型, 开关设在仓外。配备相应品种和数量的消防器材。禁止使用易产生火花的机械设备和工具。验收时要注意品名, 注意验瓶日期, 先进仓的先发用。搬运时轻装轻卸, 防止钢瓶及附件破损。运输按规定路线行驶, 勿在居民区和人口稠密区停留。			
泄漏处置	迅速撤离泄漏污染区人员至上风处, 并隔离直至气体散尽, 切断火源。建议应急处理人员戴正压自给式呼吸器, 穿一般消防防护服。切断气源, 喷雾状水稀释、溶解, 抽排(室内)或强力通风(室外)。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。漏气容器不能再用, 且要经过技术处理以清除可能剩下的气体。			

### 9.4.2 生产系统危险性识别

根据项目特点, 功能单元主要为井场、油气集输管线。

井下作业时也有可能发生井喷。井喷会引发油气泄漏及火灾爆炸, 对空气环境、水环境及生态环境造成危害, 致使人员伤亡、财产损失。本项目主要为稠油开发, 稠油粘性大, 需要掺稀、注水或注汽开发等, 井喷的可能性很小, 但也并非绝对不可能, 从最不利的角度, 本次评价依然将其作为一种风险事故考虑。

本次拟建油气集输管线运行过程中存在的事故风险有油、气、水管线等设备因腐蚀穿孔而造成油、气、水泄漏; 冬季运行时油、水管线因保温性能差等原因发生冻堵、管线破裂; 人为破坏导致管道泄漏, 特别是当地窃油现象时有发生,

窃油者在管道上打孔，窃油后引起原油泄漏。综合考虑开发方案中管道走向、管道沿线人口密度、地形特点及环境敏感程度等因素，依据现状调查，确定集输管线作为评价分析对象。

### 9.4.3 扩散途径识别

通过以上物质识别、生产设施识别过程看出，本项目所涉及的危险物质的扩散途径主要有：

- (1) 原油集输管线发生原油泄漏事故，泄漏原油进入土壤，对土壤、植被的影响；泄漏原油对通过包气带进入地下水环境从而对地下水造成污染。
- (2) 井场发生井喷对大气环境、水环境、土壤及植被的不利影响。

### 9.4.4 风险识别结果

建设项目环境影响识别结果的具体内容见表 9.4-5。

表 9.4-5 建设项目风险识别结果一览表

危险单元	风险源	环境风险类型	主要危险物质	环境影响途径	可能受影响的环境敏感目标
井场	井喷	火灾、爆炸	甲烷、H <sub>2</sub> S、CO	油品挥发，造成大气污染；原油覆盖地表和渗入地下后，阻塞土壤孔隙，使土壤板结，通透性变差，不利于植物生长	项目区大气环境周边 5km 范围内的人员；周边地下水环境及土壤环境
集输管线	泄露	火灾、爆炸	甲烷、H <sub>2</sub> S、CO		

## 9.5 环境风险分析

### 9.5.1 井喷事故影响分析

井喷事故一旦发生，大量的油气喷出井口，散落于井场周围，据类比资料显示，井喷范围内土壤表层可见有蜡状的原油喷散物，井喷的影响范围及影响程度较大。由于项目区人烟稀少，所以井喷对人员的伤害有限，对项目区及周边土壤环境、大气环境、地下水产生影响。井喷事故发生时对地下水环境的影响主要是原油以面源的形式渗漏进入包气带土壤并污染地下水。污染物迁移途径为地表以下的包气带和含水层，然后随地下水流动而污染地下水。石油类污染物主要聚积在土壤表层 1m 以内，一般很难渗入到 2m 以下。同时油田区域气候干旱少雨，不存在大量降水的淋滤作用。因此，井喷事故中的泄漏原油不会进入地下含水层污染地下水。

## 9.5.2 管道原油泄露事故影响分析

当管道在埋地敷设段内发生泄漏，原油则在土壤内部由于重力作用沿垂直方向向地下渗透，排除地质灾害等因素外，原油一般情况下不会冒出地表形成地面扩散。由于原油黏度和凝固点较高，且流动性较差，因此泄漏原油很难向土壤深层迁移。此时影响原油污染范围的因素有原油的泄漏量、存留时间及环境温度等。

## 9.6 环境风险评价

本项目涉及的主要危险物质为原油及伴生气，环境风险事故类型主要为井喷和原油管道泄漏。通过采取可靠的安全防范措施、规范的设计和严格正确的操作，能有效的防止泄露、火灾、爆炸等事故的发生，一旦发生事故，依靠装置内的安全防护设施和事故应急措施也能及时控制事故，防止事故的蔓延，减少事故带来的人员伤亡、财产损失和环境影响，项目风险水平可以接受。项目在满足环评提出的各项要求前提下，切实落实各项安全管理措施，发生事故的可能将进一步降低，项目选址和建设从环境风险角度考虑是可以接受的。

本项目环境风险简单分析内容见表 9.6-1。

表 9.6-1 建设项目环境风险简单分析内容表

建设项目名称	风城超稠油电加热辅助 SAGD 项目
建设地点	新疆维吾尔自治区克拉玛依市乌尔禾区风城油田重 1 井区
地理坐标	85°49'33.330E,46°09'45.871"N
主要危险物质及分布	原油、甲烷、硫化氢，分布在管线中
环境影响途径及危害后果（大气、地表水、地下水等）	原油泄漏对区域土壤环境、地下水环境造成污染，若遇明火，引发火灾事故，对区域大气环境造成影响；火灾后消防废水污染土壤、地下水等
风险防范措施要求	针对可能发生的重大环境风险事故，制定、修订环境风险应急预案，储备应急物资，定期组织演练。具体内容见风险防范措施。
填表说明	/

## 9.7 风险防范措施

由于环境风险事故会对局部环境造成严重危害，因此必须采取必要的预防措施，避免事故发生或最大程度地降低事故造成的危害。对于人为因素引起的事故，可以通过提高作业人员技术素质、加强责任心教育以及采取技术手段和管理手段加以避免；而对于自然因素导致的事故，主要靠采取各种措施，配备必要设备来预防。

### 9.7.1 依托工程环境风险防范措施

根据现场调查区域应急预案结合现有调查, 现有依托工程已采取的风险防范措施见表 9.7-1。

表 9.7-1 依托工程已采取的风险防范措施一览表

序号	类别	已采取措施
1	地面站场	1) 平面布局科学合理, 平面布置中尽量将火灾危险性相近的设施集中布置, 并保持规定的防火距离。 2) 安装火灾设备检测仪表、消防自控设施。 3) 设置了可燃气体报警装置。 4) 防火堤、隔堤应采取防渗措施, 保证密实性。 5) 可能散发易燃、易爆、有毒介质的室内场所设置机械通风装置, 正常通风换气次数为 6~8 次/h, 事故通风换气次数为 12 次/h, 确保室内可燃、有毒介质浓度在安全范围内。
2	集输管线区	1) 定期检测管道的内外腐蚀情况, 避免发生管道泄漏事故。 2) 管线沿线设有截断阀和压力检测装置, 当发生管线泄漏事故时, 压力检测装置及时响应, 并启动截断阀, 使原油的泄漏量控制到最小。 3) 定期检查管道安全保护系统(如截断阀、安全阀等), 使管道在超压时能够得到安全处理, 将危害影响范围减小到最低程度。 4) 定期巡线, 发现对管道安全有影响的行为采取相应措施并及时向上级汇报。 5) 穿跨越河流处设置套管。
3	井场	1) 表层套管下深满足井控安全, 固井水泥返至地面, 且封固良好。油井井身均采用套管和水泥环结构进行固井, 套管选择优质的防腐钢制套管, 保证固井质量, 确保井筒与含水层之间完全封闭。 2) 安装井控装置: 防喷器、四通、节流、压井管汇及防喷管线的压力级别, 原则上应与相应井段中的最好地层压力相匹配。 3) 油管与套管之间设置封隔器, 完全隔绝采出水回注过程中与非注水层和地下含水层的联系。 4) 生产套管固井质量检测。

### 9.7.2 井喷事故的风险防范措施

(1) 井下作业之前, 在井场周围划分高压区和低压区, 高压泵、高压汇管、井口装置等高压设备均布置于高压区内, 施工过程中, 高压区无关人员全部撤离, 并设置安全警戒岗。

(2) 每一次井下作业施工前, 必须对高压汇管进行试压, 试压压力大于施工压力, 施工后必须探伤, 更换不符合要求的汇管。

### 9.7.3 井场的防范措施

(1) 井口安装防喷器, 且加强防喷器的日常检查: 防喷器组合、压力、尺寸达标与否; 防喷器主体固定牢固、安装方向正确与否, 存在偏磨现象与否; 各

套管连接处紧固性与密封性检查；螺栓连接紧固与否；液控管线流程、密封性达标与否；手动操作杆安装、固定达标与否。并认真填写检查结果记录表，针对出现的问题需要全面地进行整改。

(2) 加强修井作业人员的安全教育，强化修井作业人员的安全意识；加强修井作业人员的技能培训，强化抢喷错也应急演练工作的开展。例如佩戴正压呼吸器，消防器材的使用，井控知识的学习，安装防喷器、开关防喷器、安装防喷总成的练习，井喷现场有害气体浓度的测试。

(3) 提高井控工作的成效，切实做好井控工作组织与协调。

(4) 井下作业时在油井周围预设土堤以防止井喷发生时原油任意流淌，并采取措施回收原油。

### 9.7.4 管线风险防范措施

#### (1) 施工期事故防范措施

① 管线敷设前，加强对管材和焊接质量的检查，严禁使用不合格管材。穿越道路管线应加厚管壁，提高管线强度，防止因质量缺陷造成泄漏事故的发生。

② 管线尽可能沿道路布设，以便于维护和事故处理。管线敷设深度应在冻土层以下。

③ 管线穿越活动断裂带时，应确定断层走向，使管线与断层保持合理交角，使埋地管线在断层错位作用下单纯受拉，增加管线抵抗断层位移和保持管身结构完整的能力。

④ 建立施工质量保证体系，提高施工检验人员的水平，确保施工质量。在施工过程中，加强监理，发现缺陷及时正确修补并做好记录。

⑤ 在管线敷设线路上设置永久性标志，包括历程桩、转角庄、交叉标志和警示牌等，提醒人们不要在管线两侧 20~50m 范围内活动。

#### (2) 运营期事故防范措施

① 安装压力监测装置，时刻检测管线的压力变化情况，对管线泄漏事故及时发现，及时处理。

② 定期测量管线的内外腐蚀情况，对管壁严重减薄段，及时更换，避免发生管线泄漏事故。

③定期检查管线安全保护系统，使管线在超压时能够得到安全处理，将危害影响范围减小到最低程度。

④加大巡线频率，提高巡线的有效性，发现对管线安全有影响的行为，应及时制止、采取相应措施并及时向上级汇报。

⑤在穿跨越点的标志不仅清楚、明确，并且其设置应能从不同方向，不同角度均可看清。

### 9.7.5 硫化氢的监控与预防措施

(1) 作业人员巡检时应携带硫化氢监测仪（第1级预警阈值应设置为 $15\text{mg}/\text{m}^3$ (或 $10\text{ppm}$ )，第2级报警阈值应设置为 $30\text{mg}/\text{m}^3$ (或 $20\text{ppm}$ )，进入上述区域应注意是否有报警信号。

(2) 作业人员在检修和抢险作业时应携硫化氢监测仪和正压式空气呼吸器。

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

(4) 当监测到空气中硫化氢的浓度达到 $30\text{mg}/\text{m}^3$ (或 $20\text{ppm}$ )时，作业人员应该迅速采取强制通风措施，疏散人员。作业人员应戴上防护用具，进入紧急状态，立即实施应急方案。

(5) 当监测到空气中硫化氢浓度达到 $150\text{mg}/\text{m}^3$ (或 $100\text{ppm}$ )时，应组织周边危险区域内的作业人员有秩序地迅速向上风向撤离到安全区域。

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

### 9.7.6 风险管理措施

(1) 严格执行国家的安全卫生标准规范及相关的法律法规，在油田地面开发建设的同时，对安全、防火、防爆、劳动保护等方面综合考虑。

(2) 制定安全生产方针、政策、计划和各种规范，完善安全管理制度和安全操作规程，建立健全环境管理体系和监测体系，完善各种规章制度标准。

(3) 对施工单位及个人定期进行环保安全教育，增强职工的环保意识和安全意识。

(4) 在施工过程、选材等环节严守质量关，加强技术工人的培训，提高操作水平。

(5) 在作业前进行隐患分析评估，制定切实可行的措施计划，在作业过程中严格监督检查，定期考核，从源头上解决安全隐患问题。

## 9.8 突发环境事故应急预案

### 9.8.1 现有应急预案

建设单位于 2023 年 10 月编制完成了环境应急预案及编制说明、环境风险评估报告、环境应急物资调查报告，并于 2023 年 10 月 18 日在克拉玛依市生态环境局乌尔禾区分局进行了备案（备案号：650205-2023-016-L）。本项目建成后按要求对应急预案进行修订并备案。

#### (2) 应急预案其他要求与建议

为了减少事故损失，切实做好应急救援的准备工作，其具体规定和要求如下：

(1) 落实应急救援组织，救援指挥部成员和救援人员应按照专业对口，便于领导、便于集结的原则，建立组织，落实人员，每年初要根据人员变化进行组织调整，确保救援组织的落实。

(2) 做好该应急救援预案中实施应急救援工作所必需的救援物资和防护用品的配置、补充、报废、维护、更新工作，保证应急物资处于良好状态。

(3) 该应急预案应该每年进行一次演练，通过演练协调救援衔接，及时发现问题，调整不合理内容。

(4) 结合新实施的建设内容情况，及时更新预案，报当地环境保护行政主管部门备案，按照应急预案定期开展演练。

### 9.8.2 应急预案内容

应急预案涉及的主要内容见表 9.8-1 所示。

表 9.8-1 应急预案内容及要求

序号	项目	内容及要求
1	编制目的	明确预案编制的目的、要达到的目标和作用等。
	编制依据	明确预案编制所依据的国家法律法规、规章制度，部门文件，有关行业技术规范标准，以及企业关于应急工作的有关制度和管理办法等。
	适用范围	规定应急预案适用的对象、范围，以及环境污染事件的类型、级别等。
	工作原则	明确应急工作应遵循预防为主、减少危害，统一领导、分级负责，快速反应、科学处置，整合资源、联动处置等原则。
2	基本情况	阐述企业（或事业）单位基本情况、环境风险源基本情况。

序号	项目		内容及要求
3	环境风险源与环境风险评价		阐述企业（事业）单位的环境风险识别及环境风险评价结果，以及可能发生事件的后果和波及范围。
4	组织机构及职责	组织机构	明确应急组织机构的构成。
		职责	规定应急组织体系中各部门的应急工作职责、协调管理范畴、负责解决的主要问题和具体操作步骤等。
5	预防与预警	风险源源监控	明确对环境风险源监测监控的方式、方法，以及采取的预防措施。说明生产工艺的自动监测、报警、紧急切断及紧急停车系统，可燃气体、有毒气体的监测报警系统，消防及火灾报警系统等。
		预警行动	明确事件预警的条件、方式、方法。
		报警、通讯联络方式	明确报警装置及联络方式。
6	信息报告与通报	内部报告	明确企业内部报告程序。
		信息上报	当事件已经或可能对外环境造成影响时，明确向上级主管部门和地方人民政府报告事件信息的流程、内容和时限。
		信息通报	明确向可能受影响的区域通报事件信息的方式、程序、内容。
		事件报告内容	应包括事件发生的时间、地点、类型和排放污染物种类、数量、直接经济损失、已采取的应急措施等。
7	应急响应与措施	分级响应机制	按照分级响应的原则，明确影响响应级别，确定不同级别的现场负责人，智慧调度应急救援工作和开展事件应急响应。
		应急措施	<p>1、突发环境事件现场应急措施</p> <p>根据污染物的性质，事件类型、可控性、严重程度和影响范围，需确定以下内容：</p> <p>（1）明确切断污染源的基本方案；</p> <p>（2）明确防止污染物向外部扩散的设施、措施及启动程序；特别是为防止消防废水和事件废水进入外环境而设立的环境应急池的启用程序，包括污水排放口和雨（清）水排放口的应急阀门开合和事件应急排污泵启动的相应程序；</p> <p>（3）明确减少与消除污染物的技术方案；</p> <p>（4）明确事件处理过程中产生的次生衍生污染（如消防水、事故废水、固态液态废物等，尤其是危险废物）的消除措施；</p> <p>（5）应急过程中使用的药剂及工具（可获得性说明）；</p> <p>（6）应急过程中采用的工程技术说明；</p> <p>（7）应急过程中，在生产环节所采用的应急方案及操作程序；工艺流程中可能出现问题的解决方案；事件发生时紧急停车停产的基本程序；控险、排险、堵漏、输转的基本方法；</p> <p>（8）污染治理设施的应急措施；</p> <p>（9）危险区的隔离：危险区、安全区的设定；事件现场隔离区的划定方式；事件现场隔离方法；</p> <p>（10）明确事件现场人员清点、撤离的方式及安置地点；</p> <p>（11）明确应急人员进入、撤离事件现场的条件、方法；</p> <p>（12）明确人员的救援方式及安全保护措施；</p> <p>（13）明确应急救援队伍的调度及物资保障供应程序。</p> <p>2、大气污染事件保护目标的应急措施</p>

序号	项目	内容及要求
		<p>根据污染物的性质，事件类型、可控性、严重程度和影响范围，风向和风速，需确定以下内容：</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>(1) 结合自动控制、自动监测、检测报警、紧急切断及紧急停车等工艺技术水平，分析事件发生时危险物质的扩散速率，选用合适的预测模式，分析对可能受影响区域（敏感保护目标）的影响程度；</li> <li>(2) 可能受影响区域单位、社区人员基本保护措施和防护方法；</li> <li>(3) 可能受影响区域单位、社区人员疏散的方式、方法；</li> <li>(4) 紧急避难场所；</li> <li>(5) 周边道路隔离或交通疏导办法；</li> <li>(6) 周围紧急救援站和有毒气体防护站的情况。</li> </ol> <p>3、水污染事件保护目标的应急措施</p> <p>根据污染物的性质，事件类型、可控性、严重程度和影响范围，河流的流速与流量（或水体的状况），需确定以下内容：</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>(1) 可能受影响水体及饮用水源地说明；</li> <li>(2) 消除减少污染物技术方法的说明；</li> <li>(3) 其它措施的说明（如其他企业污染物限排、停排、调水、污染水体疏导、自来水厂的应急措施等）。</li> </ol> <p>4、受伤人员现场救护、救治与医院救治</p> <p>企业应结合自身条件，依据事件类型、级别及附近疾病控制与医疗救治机构的设置和处理能力，制订具有可操作性的处置方案，应包括以下内容：</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>(1) 可用的急救资源列表，如企业内部或附近急救中心、医院、疾控中心、救护车和急救人员；</li> <li>(2) 地区应急抢救中心、毒物控制中心的列表；</li> <li>(3) 根据化学品特性和污染方式，明确伤员的分类；</li> <li>(4) 针对污染物，确定伤员现场治疗方案；</li> <li>(5) 根据伤员的分类，明确不同类型伤员的医院救治机构；</li> <li>(6) 现场救护基本程序，如何建立现场急救站；</li> <li>(7) 伤员转运及转运中的救治方案。</li> </ol>
应急响应	应急监测	<p>发生突发环境事件时，环境应急监测小组或单位所依托的环境应急监测部门应迅速组织监测人员赶赴事件现场，根据实际情况，迅速确定监测方案（包括监测布点、频次、项目和方法等），及时开展应急监测工作，在尽可能短的时间内，用小型、便携仪器对污染物种类、浓度、污染范围及可能的危害做出判断，以便对事件及时、正确进行处理。</p> <p>企业（或事业）单位应根据事件发生时可能产生的污染物种类和性质，配置（或依托其他单位配置）必要的监测设备、器材和环境监测人员。</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>(1) 明确应急监测方案；</li> <li>(2) 明确主要污染物现场及实验室应急监测方法和标准；</li> <li>(3) 明确现场监测与实验室监测采用的仪器、药剂等；</li> <li>(4) 明确可能受影响区域的监测布点和频次；</li> </ol>

序号	项目		内容及要求
			(5)明确根据监测结果对污染物变化趋势进行分析和对污染扩散范围进行预测的方法, 适时调整监测方案; (6)明确监测人员的安全防护措施; (7)明确内部、外部应急监测分工; (8)明确应急监测仪器、防护器材、耗材、试剂等日常管理要求。
8	后期处置	善后处置	受灾人员的安置及损失赔偿。组织专家对突发环境事件中长期环境影响进行评估, 提出生态补偿和对遭受污染的生态环境进行恢复的建议。
		保险	明确企业(或事业)单位办理的相关责任险或其他险种。对企业(或事业)单位环境应急人员办理意外伤害保险。
9	应急演练和培训	培训	依据对本企业(或事业)单位员工、周边工厂企业、社区和村落人员情况的分析结果, 应明确如下内容: (1)应急救援人员的专业培训内容和方法; (2)应急指挥人员、监测人员、运输司机等特别培训的内容和方法; (3)员工环境应急基本知识培训的内容和方法; (4)外部公众(周边企业、社区、人口聚居区等)环境应急基本知识宣传的内容和方法; (5)应急培训内容、方式、记录、考核表。
		演练	明确企业(或事业)单位根据突发环境事件应急预案进行演练的内容、范围和频次等内容。 (1)演练准备内容; (2)演练方式、范围与频次; (3)演练组织; (4)应急演练的评价、总结与追踪。
10	奖惩		明确突发环境事件应急救援工作中奖励和处罚的条件和内容。
11	保障措施	经费及其他保障	明确应急专项经费(如培训、演练经费)来源、使用范围、数量和监督管理措施, 保障应急状态时单位应急经费的及时到位。
		应急物资装备保障	明确应急救援需要使用的应急物资和装备的类型、数量、性能、存放位置、管理责任人及其联系方式等内容。
		应急队伍保障	明确各类应急队伍的组成, 包括专业应急队伍、兼职应急队伍及志愿者等社会团体的组织与保障方案。
		通信与信息保障	明确与应急工作相关联的单位或人员通信联系方式, 并提供备用方案。建立信息通信系统及维护方案, 确保应急期间信息通畅。
12	预案的评审、备案、发布和更新		明确预案评审、备案、发布和更新的要求
13	预案的实施和生效时间		列出预案实施和生效的具体时间; 预案更新的发布与通知
14	附件		附图(区域位置、环境保护目标、位置关系等)、附件(危废合同、内部应急联络清单等)

### 9.8.3 应急预案其他要求与建议

为了减少事故损失,切实做好应急救援的准备工作,其具体规定和要求如下:

(1) 落实应急救援组织,救援指挥部成员和救援人员应按照专业对口,便于领导、便于集结的原则,建立组织,落实人员,每年初要根据人员变化进行组织调整,确保救援组织的落实。

(2) 做好该应急救援预案中实施应急救援工作所必需的救援物资和防护用品的配置、补充、报废、维护、更新工作,保证应急物资处于良好状态。

(3) 该应急预案应该每年进行一次演练,通过演练协调救援衔接,及时发现问题,调整不合理内容。

(4) 结合新实施的建设内容情况,及时更新预案,报当地环境保护行政主管部门备案,按照应急预案定期开展演练。

## 9.9 环境风险评价结论

综合以上分析,通过制定并落实切实可行的事故防范措施和应急预案,项目能够将事故风险降到最低限度,其最大事故风险值小于同行业平均水平,风险程度可以接受。

# 10 环境保护措施及其可行性论证

## 10.1 施工期环境保护措施可行性

### 10.1.1 施工期大气污染防治措施

#### (1) 施工扬尘控制措施

①施工中尽量缩小影响范围，提高工程施工效率，减少工程在空间上、时间上对生态环境的影响，作业场地保持一定湿度，进出车辆严格限速，防止沙尘飞扬，削弱粉尘扩散。

②制定合理的施工计划，采取集中力量分段施工的方法，尽量缩短施工周期，以减轻扬尘的影响范围和影响程度。

③遇有4级以上大风天气，停止土方施工，并做好遮盖工作，最大限度地减少扬尘。

④运输车辆保持工况良好，不应超载运输，采取遮盖措施。

⑤合理规划布局，选择最短的运输路线，利用油区现有的公路，并加强对道路洒水抑尘，运输车辆低速行驶。

⑥施工结束后尽快对施工场地进行整理和平整，减少风蚀量。

#### (2) 施工机械和车辆尾气防治措施

①施工机械、运输车辆采用污染物指标符合国家标准且低含硫量的优质柴油，减少污染物排放。

②确保施工机械用柴油机尾气达到《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）中相关要求。

#### (3) 施工焊接烟尘、防腐废气防治措施

①焊条使用国家合格产品。

②使用环保型防腐材料和先进的快速防腐工艺。

③缩短施工时间。

综上，采取以上措施后，项目施工期废气造成的环境影响均可得到有效控制；而且施工期短，随着施工期的结束，其造成的影响也随之消失。所以，项目施工期采取的大气污染防治措施可行。

### **10.1.2 施工期废水污染防治措施**

(1) 管道试压采用清水试压，管道试压废水产生量较小，主要污染物为悬浮物，试压结束后，用于项目区洒水抑尘。

(2) 管线敷设前，加强对管材和焊接质量的检查，要进行 100%放射性探伤，严禁使用不合格管材。穿越道路管线应加厚管壁，提高管线强度，防止因质量缺陷造成泄漏事故的发生；建设完成后要按规定进行试压。

(3) 建立施工质量保证体系，提高施工检验人员的水平，确保施工质量。在施工过程中，加强监理，发现缺陷及时正确修补并做好记录。

(4) 在管线敷设线路上设置永久性标志，包括历程桩、转角桩、交叉标志和警示牌等，提醒人们不要在管线两侧 20~50m 范围内活动。

采取以上措施后，项目施工期废水造成的环境影响较小，而且施工期短，随着施工期的结束，其造成的影响也随之消失。所以，项目施工期采取的废水污染防治措施可行。

### **10.1.3 施工期噪声污染防治措施**

(1) 优先选用低噪声设备，并定期保养，严格操作规程。

(2) 施工机械操作人员及现场施工人员按劳动卫生标准控制工作时间，并由施工单位为施工人员配置个人防护措施，如带耳塞等。

在采取以上措施后，施工期噪声对环境的影响较小，可以满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）要求，随施工结束，影响消失，噪声控制措施可行。

### **10.1.4 施工期固体废物处置措施**

(1) 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。

(2) 施工结束后，站场废物全部进行清理，对可回收物优先回收处理，做到“工完、料尽、场地清”。

(3) 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，不产生集中弃土，做到土石方平衡。

(4) 建筑垃圾集中收集后可根据实际情况回收利用或送至当地建筑垃圾填

埋场进行填埋处理。

### **10.1.5 施工期土壤污染防治措施**

(1) 应严格控制施工期临时占地面积，按设计及规划的施工范围进行施工作业，减少土壤扰动。

(2) 施工机械及运输车辆应按规定的道路行驶，减少对土壤的碾压，减少碾压造成的土壤紧实度增加及养分流失。

(3) 施工产生的建筑垃圾不得随意抛洒，应集中收集并及时清运，防止污染物进入土壤环境造成污染。

(4) 管线按规定进行试压，安装压力检测装置。

(5) 敷设管线时开挖管沟，挖出的土方堆在沟两边，严格控制施工作业带宽度。

## **10.2 运营期污染防治措施及其可行性**

### **10.2.1 运营期废气污染防治措施**

(1) 原油、伴生气输送全过程采用密闭工艺流程。

(2) 采用技术质量可靠的设备、仪表、阀门等。

(3) 加强井下作业和油井生产管理，减少烃类散失，修井作业前，做好油井的压力监测，并准备应急措施。

(4) 石油开发中产生的伴生气，应当利用，不得随意排放。

(5) 加强工艺设备的密封性、减少无组织烃类逸散。对泵、阀门、法兰等易发生泄漏的设备与管线组件定期检查密封性，防止或减少跑、冒、滴、漏现象，通过源头控制无组织排放。

### **10.2.2 运营期废水污染防治措施**

#### **1、地表水污染防治措施**

项目产生的井下作业废水、采出水依托现有联合站采出水处理系统处理后全部回用。现有废水处理设施均已通过竣工环保验收，工艺成熟可靠，废水处理设施依托可行。

风城油田 2 号稠油联合处理站中 SAGD 密闭处理站设计处理量  $120 \times 10^4 \text{t/a}$ ，目前实际处理量约  $64.27 \times 10^4 \text{t/a}$ ，本项目实际产能约  $6.3 \times 10^4 \text{t/a}$ ，可满足本项目依

托需求；采出水处理系统采用“重力除油+旋流反应+混凝沉降+压力过滤”工艺，目前处理量约 36000m<sup>3</sup>/d，富裕能力 4000m<sup>3</sup>/d，本项目废水约 30.5m<sup>3</sup>/d，可以满足本项目处理量依托需求。

根据常规监测报告中采出水处理系统水质监测结果（见表 4.8-2），本项目依托的采出水处理系统采取的处理工艺，其出水水质能够达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T 5329-2022）回注水质指标的要求及《油田注汽锅炉及配套水处理系统运行技术规程》（SY/T6086-2019）锅炉给水水质指标。因此，从工艺上依托现有采出水处理系统可行。

## 2、地下水污染防治措施

本次评价依据《中华人民共和国水污染防治法》和《中华人民共和国环境影响评价法》的相关规定，按照“源头控制、分区防控、污染监控、应急响应”，重点突出饮用水水质安全的原则确定地下水环境保护措施。

在项目建设、运行各个阶段，对地下水环境及环境保护目标，可能会产生影响的工程活动主要有：生产及运行期废水泄露、排放等。针对这些影响，从地下水环境保护角度，建设项目设计了多方面的环境保护措施。

### （1）源头控制措施

①运营期产生的采出水、井下作业废水依托现有联合站水处理系统处理。

②定期对井场的设备、阀门等进行检查，一旦发现异常，及时采取措施，防止原油“跑、冒、滴、漏”的现象发生。

③采用高质量的集输管道，防止油水泄漏；管线埋设严格遵守相关规定，埋至冻土层以下，并对管线进行防腐保温等保护措施；定期对输油管道进行检查，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。

④修井作业时，要严格加强防污染措施。起油管前要打开泄油器，管内油水进入废液罐，蒸汽吹扫油管、油杆的油污、污水等全部回收至废液罐回收，严禁流入井场。

### （2）分区防控措施

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016），分区防渗以水平防渗为主，导则要求：“已颁布污染控制国家标准或防渗技术规范的行业，

水平防渗技术要求按照相应标准或规范执行，如 GB16889、GB18597、GB18598、GB18599、GB/T50934 等”，因此本次评价按照《石油化工工程防渗技术规范》（GB/T50934-2013）执行。

依据《石油化工工程防渗技术规范》（GB/T 50934-2013），结合生产装置和设施的性质、包气带岩性结构、污染控制难易程度及其地下水环境风险，以及拟采取的防渗处理方案，将地面设施的防渗措施分为三个级别，即重点防渗区、一般防渗区和简单防渗区。针对不同的污染防治区制定了如下相应的防渗措施与要求。污染防治分区防渗见表 10.2-1。

表 10.2-1 地下水污染防渗分区表

防渗分区	天然包气带防污性能	污染控制难易程度	位置	污染物类型	防渗技术要求
简单防渗区	弱	易	井场其他区域	其他类型	一般地面硬化

### （3）管线泄露防范措施

①安装压力监测装置，时刻检测管线的压力变化情况，对管线泄漏事故及时发现，及时处理。

②定期测量管线的外腐蚀情况，对管壁严重减薄段，及时更换，避免发生管线泄漏事故。

③加大巡线频率，提高巡线的有效性，发现对管线安全有影响的行为，应及时制止、采取相应措施并及时向上级汇报。

### （4）地下水环境跟踪监测方案

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）及《地下水环境监测技术规范》（HJ164-2020）等规定，项目建成后应对开采区内地下水水质进行长期跟踪监测。由于本次产能建设项目不涉及新增水源井的情况，因此跟踪监测井主要利用风城油田区域内已有地下水监测井进行监测。地下水污染跟踪监测情况见表 10.2-2。

表 10.2-2 地下水水质跟踪监测计划表

编号	监测点位	经度	纬度	与项目位置关系	监测层位	监测项目	监测频次
1#	风城危险废物临时贮	****	****	项目区上游	含水层	石油类、石油烃（C <sub>6</sub> ~C <sub>9</sub> ）、石油烃	每年 2 次，发生异常

	存场 2				(C <sub>10</sub> ~C <sub>40</sub> )、 供、砷、六价 铬	时加大 采样频 率
2#	风城 2 号 稠油联 合站	****	****	项目区 侧向		
3#	210 万方 池	****	****	项目区 下游		

### (5) 建议

①地下水污染具有不易发现和一旦污染很难治理的特点，因此，防止地下水污染应遵循源头控制、防止渗漏、污染监测及事故应急处理的主动及被动防渗相结合的原则。

②地下水污染情况勘察是一项专业性很强的工作，一旦发生污染事故，应委托具有水文地质勘察资质的单位查明地下水污染情况。

③为了预防以外泄露，本项目应急预案应纳入建设单位应急预案体系，并定期进行演练。

## 10.2.3 运营期噪声污染防治措施

(1) 加强对井场内抽油机的保养维护，减小机械摩擦产生的噪声源强。

(2) 设备选型尽可能选择低噪声设备，并采取基础减振措施。

采用以上措施后，可有效的减少噪声影响，经预测，各井场、站场噪声均可做到达标排放，项目井场周围 200m 范围内无居民点，运行期噪声一般不会产生扰民现象，噪声污染控制措施可行。

## 10.2.4 运营期固体废物处置措施

(1) 固体废物处置措施

按照对固体废物采取集中收集、“减量化、资源化、无害化”处置原则，评价要求：

①对落地油必须严格按照清洁生产的原则，在源头上加以控制，使之“不落地”。

②油泥（砂）最终交有资质单位处置。

③设备维护及修井作业产生的沾油废物等交有资质单位回收处置。

④加强管理，对井口装置、管线等易发生泄露的部位进行巡回检查，减少或杜绝油井跑、冒、滴、漏以及原油泄露事件的发生。

⑤井下作业要按照“铺设作业、带罐上岗”的作业模式，及时回收落地原油等废物。建议采用“绿色修井技术及配套设备”，以原油不出井筒为目的，达到“三不沾油”，即井场不沾油、设备不沾油、操作工人身上不沾油。

具体技术措施包括：

A.使用撞击式泄油器、提杆式泄油器、提管式泄油器解决包括抽油杆砂卡或断脱等不利情况在内的油管泄油问题，保证油管内的原油全部泄入开筒而不落地；

B.使用方便、耐用的油管刮油器和抽油杆刮油器，将管和杆壁上附着的原油刮净，并使原油经装置直接回流返回套管，避免将原油带至地面。

以上控制落地原油产生的技术措施及设备已在实际应用中取得了很好的效果。建设单位在井下作业时，可结合实际情况，对施工单位提出具体技术要求。

## (2) 危险废物贮存环境管理要求

①危险废物存入贮存设施前应对危险废物类别和特性与危险废物标签等危险废物识别标志的一致性进行核验，不一致的或类别、特性不明的不应存入。

②应定期检查危险废物的贮存状况，及时清理贮存设施地面，更换破损泄漏的危险废物贮存容器和包装物，保证堆存危险废物的防雨、防风、防扬尘等设施功能完好。

③作业设备及车辆等结束作业离开贮存设施时，应对其残留的危险废物进行清理，清理的废物或清洗废水应收集处理。

④贮存设施运行期间，应按国家有关标准和规定建立危险废物管理台账并保存。

⑤风城作业区应建立贮存设施环境管理制度、管理人员岗位职责制度、设施运行操作制度、人员岗位培训制度等。

⑥风城作业区应依据国家土壤和地下水污染防治的有关规定，结合贮存设施特点建立土壤和地下水污染隐患排查制度，并定期开展隐患排查；发现隐患应及时采取措施消除隐患，并建立档案。

⑦风城作业区应建立贮存设施全部档案，包括设计、施工、验收、运行、监测和环境应急等，应按国家有关档案管理的法律法规进行整理和归档。

## (3) 危险废物贮存环境监测与应急要求

①危废贮存设施的环境监测应纳入主体设施的环境监测计划。风城作业区应对贮存设施污染物排放状况开展自行监测，保存原始监测记录，并公布监测结果。

②风城作业区应按照国家有关规定编制突发环境事件应急预案，定期开展必要的培训和环境应急演练，并做好培训、演练记录。

③风城作业区应配备满足其突发环境事件应急要求的应急人员、装备和物资，并应设置应急照明系统。

#### （4）危险废物转运要求

危险废物应按照国家有关规定向当地环境保护行政主管部门申报登记，接受当地环境保护行政主管部门监督管理。参照《危险废物管理计划和管理台账制定技术导则》（HJ1259-2022）中附表 A.7 详细记录危险废物转移情况。同时，根据《危险废物收集 贮存 运输技术规范》（HJ2025-2012）和《危险废物转移管理办法》的有关规定，在危险废物外运至处置单位时必须严格遵守以下要求：

①转移危险废物的，应当通过国家危险废物信息管理系统填写、运行危险废物电子转移联单，并依照国家有关规定公开危险废物转移相关污染防治信息。

②按照危险废物污染防治和危险货物运输相关规定运输危险废物，记录运输轨迹，防范危险废物丢失、包装破损、泄漏或者发生突发环境事件。

③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。

建设单位与克拉玛依顺通环保科技有限公司签订危废处置协议，克拉玛依顺通环保科技有限公司情况如下：

克拉玛依顺通环保科技有限公司成立于 2016 年，位于新疆克拉玛依市乌尔禾区风城油田 32 井区以西（中心坐标为 E85°45'11"，N46°11'6"），注册资金 3000 万元，是一家专注于油、气田产生的油污泥和其他废物的收集、贮存、利用、处置，减量无害化、综合利用的环保企业，可提供咨询、建设、运营等一体化服务。危险废物经营规模（经营许可证编号：6502040039）：188 万吨/年（HW08 类 181 万吨/年；水洗萃取装置 52 万吨/年，含油废液装置 24 万吨/年，热解装置 105 万吨/年；HW49 类 7 万吨/年）；有效期限：2023 年 4 月 17 日—2028 年 4 月 16 日。

综上所述，固废均可得到合理处置，措施可行。

## 10.2.5 运营期土壤污染防治措施

### (1) 源头控制

- ①严格按照巡检路线行驶，不得因乱碾乱压破坏土壤结构。
- ②井下作业过程“敷设作业、带罐上岗”，及时回收落地原油。
- ③管线敷设前，加强对管材和焊接质量的检查，严禁使用不合格管材。
- ④沾油废物清理后送至危险废物贮存场，清理和运输过程中避免危险废物散落地面污染地表。

### (2) 过程防控措施

管道输送原油过程中有可能会对沿线的土壤造成影响，原油泄漏因泄漏点位置不同所产生的土壤污染范围也不同。当管道在埋地敷设段内发生泄漏，原油在土壤内部由于重力作用沿垂直方向向地下渗透，排除地质灾害等因素外，原油一般情况下不会冒出地表形成地面扩散；泄漏原油会落入土壤，在重力作用下向土壤表层渗透。

①加强设备设施、工艺管线的巡检，避免因“跑、冒、滴、漏”或泄漏事故发生造成油品进入土壤，发生泄漏事故时应及时清理落地油，受污染的土壤应交由具有相应危险废物处置资质的单位负责接收、转运和处置，降低对土壤环境质量的影响程度。

②加强管线内的压力、流量传感器检修维护，保障发生管线阀门连接处泄漏及时切断阀门，减少泄漏量；加强日常巡检监管工作，出现泄漏情况能及时发现；加强法兰、阀门连接处腐蚀情况记录管理，避免因老化、腐蚀导致泄漏情况发生。严格执行地下水章节分区防控措施要求。制定跟踪监测计划，发生事故泄漏时对井口区及集输管线铺设范围可能影响区域进行跟踪监测。

## 10.3 降碳措施

(1) 根据项目用电性质、用电容量等选择合理的供电电压和供电方式，为有效减少电能损耗。

(2) 选用高功率因数电气设备。采用无功功率补偿，为减少线路损失，为设计采用高低压同时补偿的方式，补偿后功率因数达为 0.95 为以上。低压设置自为动无功补偿电容器装置，高压采用高压并联电容器进行功率因数补偿，补偿后为使功率因数在装置负荷正常运行时提高，有效减少无功损耗，从而减少电能

损为耗，实现节能运行。

(3) 选用节能型干式变压器，能效等级为 1 级，具有低损耗（空载和负为载损耗相对较低）、维护方便等显著特点。

(4) 各种电力设备均选用能效等级为 1 级的节能产品，实际功率和负荷为相适应，达到降低能耗，提高工作效率的作用。

(5) 推广清洁替代工作，用太阳能、风能、余热等清洁能源资源对油田用热、用电进行合理性替代。

(6) 开展源头控制措施，优先选择绿色节能产品，降低燃料的消耗。

(7) 加强企业管理，减少甲烷逸散损耗，定期开展碳排放管理培训，提升管理水平。

## **10.4 退役期污染防治措施可行性**

### **10.4.1 退役期污染防治措施**

(1) 对拆除地面设施和管线过程中产生的垃圾及时外运，管线经清洗后可回收再利用，建筑垃圾外运至政府指定场地堆放。

(2) 油井闭井后，对废弃井的井眼进行封堵油井退役全部封井后，要进行固井质量检测，确认每口井封堵完好。

(3) 保留各类绿化、生态保护设施，清除井场永久性占地范围内的水泥平台或砂砾石铺垫，进行植被恢复。

评价认为，在采取了上述退役期污染防治措施后，可减缓退役期对环境的影响。

### **10.4.2 封井质控措施和要求**

(1) 工艺原理：封井主要是在井内适当层段注入水泥塞，以防止井筒内形成流体串通通道，保护含水层免受地层流体或地表水窜入的污染，隔离开注采井段与未开采利用井段，保护地表土壤和地面水不受地层流体污染，隔离污水的层段，将地面土地使用冲突降低到最小程度。

(2) 封井质量要求：油水井不出现套返现象。

(3) 封井质量控制：封井的作业程序包括，井口处理、套内处理、套外处理和封后井口处理几个过程，每一个工序都应当确保施工质量，确保封井质量。

同时严格按照《油气田开采废弃井永久性封井处置作业规程》(GB/T43672-2024)及其他相关技术规范执行。

封井质量建议委托中国石油测井公司进行测量,采用声波技术对油井的封堵质量进行测量,得出封井质量结果。

## 10.5 环保措施清单

项目施工期、运行期主要污染防治措施见表 10.5-1。

表 10.5-1 项目环保措施清单

类别	污染源	治理措施	
施工期	废气	施工扬尘	合理规划运输路线,控制车速,运输车辆加盖篷布;洒水降尘,文明装卸;管线施工及时开挖,及时回填,控制施工作业带宽度;遇大风天停止土方施工等
		施工机械、车辆尾气	选择符合国家标准且低含硫量的优质柴油
		焊接烟尘、防腐废气	焊条使用国家合格产品;使用环保型防腐材料和先进的快速防腐工艺;缩短施工时间
	废水	管线试压废水	用于项目区洒水降尘
		地下水	加强对管材和焊接质量的检查,要进行 100%放射性探伤,严禁使用不合格管材;建立施工质量保证体系,提高施工检验人员的水平,确保施工质量;现场产生的固废及时合理处置
	噪声	施工机械噪声	合理安排施工作业时间;选用低噪声机械设备;工作人员配备防护措施
	固废	土石方	土石方就地平衡
		建筑垃圾	建筑垃圾根据实际情况采取回收利用或者运送至建筑垃圾填埋场
		土壤环境	控制施工作业带宽度,按规定路线行驶,产生的固体废物及时收集清运
		生态环境	控制井场占地范围,控制管线施工作业带宽度;避免雨季施工,造成水土流失;管线施工分层开挖、分层堆放、分层回填;施工结束后立即进行迹地恢复
	环境风险	密闭集输,配备压力报警装置,定期清管,检查管壁厚度,必要时更换管线	
运行期	废气	井场烃类、硫化氢无组织排放	减少跑冒滴漏,优化操作,加强维护和管理,定期检查设备密封状态,采用技术质量可靠的设备
	废水	油田采出水	油田采出水依托现有采出处理系统进行处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T 5329-2022)要求后回注以及《油田注汽锅炉及配套水处理系统运行技术规程》(SY/T6086-2019)要求后回用注汽锅炉
		井下作业废水	
	地下水	在工艺、管道、设备、污水储存及处理构筑物采取相应措施,防止和降低污染物跑、冒、滴、漏;分区防渗;制定地下水污染应急响	

		应预案和跟踪监测计划
噪声	设备运行噪声	选用低噪声设备，基础减振，加强设备维护，距离衰减
固废	落地油	设置井控装置，井下作业时“铺设作业、带罐上岗”，实现落地油100%回收
	油泥（砂）	委托有资质的单位处置
	沾油废物	主要为废防渗膜，委托有资质的单位处置
土壤环境		沾油废物妥善处置，加强设备、管线的巡检，严防“跑、冒、滴、漏”
环境风险	原油泄漏	制定安全管理制度和安全操作规程，建立健全环境管理体系和监测体系；定期进行环保安全教育，增强职工的环保意识和安全意识；编制应急预案并适时对相应安全维护措施做出调整；加强巡检；定期对集输管线和注醇管道壁厚进行测量，发现异常及时更换管道，杜绝泄漏事件发生
生态环境		及时进行迹地恢复，加强植被的绿化和抚育工作，提高植被覆盖率
环境管理		建立环境管理体系
环境监测		地下水环境、土壤环境质量跟踪监测；生态监测
退役期	对拆除地面设施和地面管线过程中产生的垃圾及时外运并合理处置	
	油井闭井后，确认每口井封堵完好	
	保留各类绿化、生态保护设施，井场永久性占地范围内进行植被恢复	

## 10.6 环保投资估算

本项目总投资 528.87 万元，其中环保投资 61 万元，占总投资的 11.5%。

表 6.6-1 本项目环保投资估算表

时期	类别	污染源	防治措施	环保投资(万元)
施工期	废气	施工扬尘	临时遮盖、洒水抑尘	1
	废水	试压废水	配套污水罐收集，用于洒水抑尘	0.5
	噪声	产噪设施	维护和保养、基础减振	0.5
	固废	建筑垃圾	送至当地建筑垃圾填埋场	1
	生态	生态恢复	占地生态补偿，完工后施工迹地恢复，临时占地植被恢复等	3.5
运营期	废气	无组织挥发气体	密闭集输工艺	计入主体工程投资
	废水	采出水	依托现有处理站处理达标后回用	计入主体工程投资
		井下作业废水		
	噪声	抽油机	低噪声设备、基础减振	5
	固废	落地油	收集，交有资质的单位处置	0.5
		油泥（砂）	依托现有暂存场，定期交有资质的单位处置	计入主体工程投资
沾油废物		依托现有危险废物贮存场，定期交有资质的单位处置	1	
环境管理		竣工环保验收监测	8	

		环境影响评价、竣工环保验收	30
		环境质量监测	6
		污染源监测	4
合计			61

# 11 环境影响经济损益分析

## 11.1 经济效益分析

本工程地面工程建设总投资 528.87 万元，建设规模  $6.3 \times 10^4 \text{t/a}$ ，以当前市场原油价格每吨 3100 元计，年产值可达 1.95 亿元，表明该工程具有较好的经济效益。

## 11.2 社会效益分析

(1) 本项目符合我国“发展西部，稳定东部”的石油工业战略，可缓解经济发展对石油造成的需求压力，增加国内石油产量。

(2) 本建设项目可将当地的资源优势转化为经济优势，充分发挥油田开发建设的经济带动作用，促进地方经济发展。

(3) 井区开发建设对促进当地经济发展、增加地方税收具有重要意义。综上所述，项目建设具有良好的社会效益。

## 11.3 环境经济损益分析

本项目环境经济损益分析可以从环境代价、环境成本、环境收益和环境经济效益四个部分来进行。

### 11.3.1 环境代价分析

本项目环境代价主要体现在由于场地的平整、建构物建设等将造成临时或永久占地，地表植被破坏、局部生态环境改变等方面环境经济损失。运行期间环境损失很小，本工程的环境代价主要表现在占地的机会成本：

根据建设单位提供资料，项目占地损失为 3.5 万元/a。

### 11.3.2 环境成本分析

环境成本是指工程为防治环境污染，采取环境污染设备所折算的经济价值，初步估算本项目环境代价如下。

#### (1) 环保工程建设投资

本项目程用于废气、废水、噪声防治以及固废处置等方面环境污染防治环保投 57.5 万元。

#### (2) 设备运行管理费

该费用主要包括环保设备的材料消耗、人员工资、动力费、维检费及其他支出费用，经估算得出环保设备的运行管理费 2 万元/a。

综合分析得出本工程环境成本合计为 69 万元/a。

### 11.3.3 环境收益分析

环境收益即工程采取环保措施后挽回的经济损失，主要有以下几方面：

#### (1) 污染防治收益

本项目生产废水产生总量约为 1.14 万 m<sup>3</sup>/a，收集后运往采出水处理站处理后回用。采取环保措施后可以减少缴纳的税费，经估算废水防治收益约为 1.6 万元/a。

#### (2) 污染物综合利用收益

据工程分析，本项目生产废水收集后运往采出水处理站处理后回用，回用水量 1.14 万 m<sup>3</sup>/a，按工业供水价格 3.0 元/m<sup>3</sup> 计算，折合水资源利用价值为 3.42 万元/a。

根据产建方案与工程分析，伴生气年产生量为 33×10<sup>4</sup>m<sup>3</sup>，年回收利用量为 33×10<sup>4</sup>m<sup>3</sup>，参照当前天然气价格 2.0 元/m<sup>3</sup> 计算，则伴生气回收收益约 66 万元/a。

综上所述，污染物采取合理可行的措施综合利用后，每年可给企业带来的总收益为 71.37 万元/a。

### 11.3.4 环境经济效益分析

建设项目环境损益估算为+0.08 万元/a，使得企业利润总额提高，虽然项目建设和生产导致的一定程度的环境污染影响和生态破坏损失，在可接受程度和范围之内，具体见表 11.3-1。

表 11.3-1 环境经济损益分析表

环境代价	环境成本	环境收益	损益分析
-3.5	-57.5	+71.02	+10.02

备注：“+”表示收益，“-”表示损失

根据计算，本项目环保工程经济效益系数计算结果如下：

$$\text{环保工程经济效益系数} = \frac{\text{环境收益}}{\text{环境成本}}$$

本项目的环保工程经济效益系数大于 1，说明采取环保措施后的环境收益效果较明显。虽然企业建设对环境保护产生一定程度的不利影响，但对环境污染影

响和生态破坏损失在可接受程度和范围之内，在保证各项环境保护措施实施的情况下，项目的经济效益、社会效益和环境效益得到了协调发展，因此从环境经济综合的角度来看，本项目是合理可行的。

## 12 环境管理与监测计划

环境管理是企业管理的一项重要内容，加强环境监督管理力度，尽可能的减少“三废”排放数量及提高资源的合理利用率，把对环境的不良影响减小到最低限度，是企业实现环境、生产、经济协调持续发展的重要措施。环境监测是环境管理的重要组成部分，是工业污染防治和环境监督管理工作的依据，加强环境监测是了解和掌握项目排污特征，研究污染发展趋势及防治对策的重要依据与途径。

本工程对环境的影响主要来自施工期的各种作业活动及运行期的风险事故。无论是施工期的各种作业活动还是运行期的事故，都将会给生态环境带来较大的影响。为最大限度地减轻施工作业对生态环境的影响，减少事故的发生，确保工程建设与安全运行，本章针对本项目在施工期和运行期的生态破坏和环境污染特征，提出了施工期和运行期的环境管理和环境监测计划的内容。

### 12.1 环境管理

开展企业环境管理的目的是在项目施工和运行阶段履行监督与管理职责，确保项目在各阶段执行并遵守有关环保法规，协助地方环保管理部门做好监督监测工作，了解项目明显与潜在的环境影响，制定针对性的监督管理计划与措施。

#### 12.1.1 环境管理机构

风城油田作业区设有安全生产委员会和质量安全环保科，安全生产委员统一领导作业区环境保护工作，质量安全环保科是作业区环境保护综合管理部门；作业区负责人是作业区环境保护第一责任人，全面负责本单位的环境保护工作；作业区安全总监负责作业区环境保护工作，其他分管领导负责分管业务范围内的环境保护工作。作业区各单位负责人是本单位环境保护第一责任人，全面负责本单位的环境保护工作。

#### 12.1.2 环境管理制度

风城油田作业区开发建设过程中依托新疆油田公司环境管理上建立了健康、安全与环境管理体系（HSE 管理体系），成立了 HSE 委员会；作业区制定了《风城油田作业区环境保护管理办法》、《风城油田作业区健康、安全与环境（HSE）考核办法》、《风城油田作业区危险化学品安全管理办法》，并对隐患排查、固体废物及土壤管理制定相应的管理办法。

## 12.2 污染物排放管理要求

### 12.2.1 信息公开

根据《企业环境信息依法披露管理办法》（生态环境部令 24 号，自 2022 年 2 月 8 日起施行），应当建立健全环境信息依法披露管理制度，规范工作规程，明确工作职责，建立准确的环境信息管理台账，妥善保存相关原始记录，科学统计归集相关环境信息；企业披露环境信息所使用的相关数据及表述应当符合环境监测、环境统计等方面的标准和技术规范要求，优先使用符合国家监测规范的污染物监测数据、排污许可证执行报告数据等。

按照《企业环境信息依法披露管理办法》中要求的披露内容和时限，应在每年 3 月 15 日前，按照准则编制年度环境信息依法披露报告和临时环境信息依法披露报告，披露上一年度 1 月 1 日至 12 月 31 日的环境信息，并上传至企业环境信息依法披露系统。披露内容应当包括：

- ①企业基本信息，包括企业生产和生态环境保护等方面的基础信息；
- ②企业环境管理信息，包括生态环境行政许可、环境保护税、环境污染责任保险、环保信用评价等方面的信息；
- ③污染物产生、治理与排放信息，包括污染防治设施，污染物排放，有毒有害物质排放，工业固体废物和危险废物产生、贮存、流向、利用、处置，自行监测等方面的信息；
- ④碳排放信息，包括排放量、排放设施等方面的信息；
- ⑤生态环境应急信息，包括突发环境事件应急预案、重污染天气应急响应等方面的信息；
- ⑥生态环境违法信息；
- ⑦本年度临时环境信息依法披露情况；
- ⑧法律法规规定的其他环境信息。

### 12.2.2 污染物排放清单

项目运营期污染物排放情况见表 12.2-1~12.2-4。

表 12.2-1 大气污染源排放清单一览表

序号	污染源	污染物	污染源特征	产生情况		污染防治措施	处理后排放情况			排放方式及去向	备注
				产生量(t/a)	浓度(mg/m <sup>3</sup> )		排放量(t/a)	浓度(mg/m <sup>3</sup> )	执行标准		
2	油气集输	非甲烷总烃	挥发	1.042	/	密闭集输	1.042	/	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)企业边界污染物控制要求	无组织排放	/
		H <sub>2</sub> S		1.5×10 <sup>-4</sup>			1.5×10 <sup>-4</sup>		《恶臭污染物排放标准》(GB14554-93)表1恶臭污染物厂界二级标准限值		

表 12.2-2 废水污染源排放清单一览表

序号	污染源	污染物	产生量(t/a)	污染防治措施	排放量(t/a)	排放方式及去向
1	采出水	石油类、COD等	1.1×10 <sup>4</sup>	依托作业区现有废水处理设施处理达标后回用	0	作业区废水处理设施处理达标后回用
2	井下作业废水		366.94		0	

表 12.2-3 噪声排放清单一览表

序号	噪声源位置	设备名称	声源性质	声源位置	污染防治措施	治理效果	执行标准
1	井场	抽油机	低频声源	室外	选用低噪声设备，基础减振	厂界达标	《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)2类限值要求

表 12.2-4 固体废物排放清单一览表

序号	污染源	污染物	性质	产生量(t/a)	污染防治措施	排放量(t/a)
1	站场	油泥(砂)	危险废物	1264t/a	处理站储罐底泥，交有资质的单位处置	0
2	井下作业	落地油	危险废物	1.5t/a	危险废物贮存场暂存，交有资质的单位处置	0
3	井场检维修	沾油废物	危险废物	0.5t/a		0

## 12.3 竣工环保验收

环境保护验收调查建议清单见表 12.3-1。

表 12.3-1 环境保护竣工验收调查清单一览表

分类	污染类别	污染源	防治措施	验收标准
施工期	废气	扬尘	降低车速，遮盖，洒水抑尘等	《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）
		机械废气、车辆尾气、焊接烟尘	使用合格的油品，设备进行维护和保养	/
	废水	试压废水	用于项目区洒水抑尘	废水妥善处置
	噪声	施工噪声	选用低噪声设备，定期维护和保养	《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）
	固废	建筑垃圾	集中收集后送至建筑垃圾填埋场	转运记录清晰，处置率 100%
	生态	生态恢复	临时占地植被恢复	植被恢复率达到 90%以上
运营期	废气	非甲烷总烃	密闭集输	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）企业边界污染物控制要求
		硫化氢		《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）表 1 恶臭污染物厂界二级标准限值
	废水	采出水	依托油区现有采出水处理设施处理达标后回用	经处理后废水妥善处置
		井下作业废水		
	噪声	抽油机	低噪声设备、基础减振，定期维护和保养	《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类限值要求
	固废	油泥（砂）	收集后定期交有资质的单位处置	查看转移联单，交有资质的单位处置
		落地油		
沾油废物				
环境风险		制定、修订环境风险应急预案，储备应急物资，定期进行演练	按要求进行配备，查阅演练记录	

## 12.4 环境监测计划

建设项目运营期，建设单位应按照《排污单位自行监测技术指南 陆上石油天然气开采工业》（HJ1248-2022）要求，进行自行监测，污染源监测计划见表 12.4-1。

表 12.4-1 污染源监测计划一览表

类别	污染源	监测因子	监测点位 布设	监测 频次	监测数据采集 与处理	采样分析方法
废气	代表性 井场	非甲烷总烃	上风向 1 个点, 下风 向 3 个点	季度	按照《大气污 染物无组织 排放监测技 术导则》 (HJ/T55) 相 关要求	《环境空气 总烃、甲 烷和非甲烷总烃的测 定 直接进样-气相色 谱法》(HJ604)
		硫化氢				《空气质量 硫化氢、 甲硫醇、甲硫醚和二 甲二硫的测定 气相 色谱法》(GB/T14678)
噪声		Leq(A)	厂界四周	季度	《工业企业厂界环境噪声排放标准》 (GB12348)	

运营期环境质量监测计划见表 12.4-2。

表 12.4-2 环境质量监测计划一览表

类别	监测因子	监测点 位布设	监测 频次	监测数据采集 与处理	采样分析方法
环境 空气	非甲烷总烃	项目区	半年	按照《环境空气 质量手工监测 技术规范》 (HJ194)和《环 境空气质量监 测点位布设技 术规范(试行)》 (HJ664)的相 关规定	《环境空气 总烃、甲烷和非甲 烷总烃的测定 直接进样-气相色 谱法》(HJ604)
	硫化氢				《空气质量 硫化氢、甲硫醇、 甲硫醚和二甲二硫的测定 气相 色谱法》(GB/T14678)
地下 水	pH、石油类、 石油烃 (C <sub>6</sub> ~C <sub>9</sub> )、石 油烃 (C <sub>10</sub> ~C <sub>40</sub> )、 砷、六价铬	项目区 上下游	半年	按照《地下水环 境监测技术规 范》(HJ164) 的相关规定进 行样品的采集 与保存	《水质 pH 值的测定 玻璃电极 法》(GB6920) 《水质 石油类的测定 紫外分 光光度法(试行)》(HJ970) 《水质 挥发性石油烃(C <sub>6</sub> ~C <sub>9</sub> )的 测定 吹扫捕集/气相色谱法》 (HJ893) 《水质 可萃取性石油烃 (C <sub>10</sub> ~C <sub>40</sub> )的测定 气相色谱法》 (HJ894) 《水质 汞、砷、硒、铋和锑的 测定 原子荧光法》(HJ964) 《水质 六价铬的测定 二苯碳 酰二肼分光光度法》(HJ908)
土壤		项目区 主要污 染设施	年	按照《土壤环境 监测技术规范》 (HJ/T166)的	《土壤 pH 值的测定 点位法》 (HJ962) 《土壤 石油类的测定 红外分

		附近		<p>相关规定进行土壤样品的采集和保存</p>	<p>光度法》(HJ1051)</p> <p>《土壤和沉积物 石油烃(C<sub>6</sub>~C<sub>9</sub>)的测定 吹扫捕集/气相色谱法》(HJ1020)</p> <p>《土壤和沉积物 石油烃(C<sub>10</sub>~C<sub>40</sub>)的测定 气相色谱法》(HJ1021)</p> <p>《土壤和沉积物 汞、砷、硒、铋、锑的测定 微波消解/原子荧光法》(HJ680)</p> <p>《土壤和沉积物 六价铬的测定 碱溶液提取-火焰原子吸收分光光度法》(HJ1082)</p>
--	--	----	--	-------------------------	--

# 13 环境影响评价结论

## 13.1 项目概况

风城超稠油电加热辅助 SAGD 项目位于风城油田重 1 井区，所在区域隶属克拉玛依市乌尔禾区管辖。本项目将 14 口控制井转产能井，新建产能  $6.3 \times 10^4 \text{t/a}$ ，配套安装采油井井口装置 14 座；管线工程建设单井集油管线 2km，集输管线 2.65km，10kV 架空线路 4.5km 以及其他相关工程等。

项目区域油气集输采用三级布站工艺，即单井→计量站→风城油田 2 号稠油联合处理站。原油就近接入已建计量站，通过计量站最终进入处理站进行处理。

## 13.2 产业政策及规划符合性

对照《产业结构调整指导目录（2024 年本）》，属于其中鼓励类第七项“石油天然气”中第 1 条“常规石油、天然气勘探与开采”和第 2 条：“油气管网建设中原油、天然气、液化天然气、成品油的储存和管道输送设施建设”，属于鼓励类项目，项目建设符合国家产业政策和相关规划要求。

## 13.3 环境质量现状

### 13.3.1 环境空气质量现状

项目所在区域克拉玛依市  $\text{SO}_2$ 、 $\text{NO}_2$ 、 $\text{CO}$ 、 $\text{O}_3$ 、 $\text{PM}_{10}$ 、 $\text{PM}_{2.5}$  长期浓度可满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中二级标准限值，为环境空气质量达标区。项目区 NMHC 监测浓度满足《大气污染物综合排放标准详解》中推荐值  $2.0 \text{mg/m}^3$  要求。 $\text{H}_2\text{S}$  监测浓度满足《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 中推荐值  $10 \mu\text{g/m}^3$  要求。

### 13.3.2 地下水环境质量现状

各监测点的水质较差，溶解性总固体、硫酸盐、氯化物出现不同程度的超标，超出《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）的 III 类标准限值，除此之外的其他项目均符合《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中 III 类标准限值的要求。超标原因主要是受干旱气候、蒸发浓缩作用、原生地质、水文地质环境等因素综合影响。

### 13.3.3 包气带环境质量现状

从监测结果可知，监测点结果值与背景值相差较小，表明现有工程对评价区包气带土壤环境未产生显著影响，包气带现状较好。

### 13.3.4 声环境质量现状

各噪声监测点位均满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）2类声功能区标准限值，项目所在区域背景声环境质量现状较好。

### 13.3.5 土壤环境质量现状

项目区占地范围内土壤环境各监测因子监测值均可满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准》（试行）第二类用地筛选值标准；项目区占地范围外各监测点小于《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）中“表1农用地土壤污染风险筛选值（基本项目）”的 $\text{pH}>7.5$ 所列标准；土壤中石油烃含量较低，满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地风险筛选值要求。

## 13.4 污染物排放情况

### 13.4.1 施工期污染物排放情况

#### 1、施工废气

施工期大气污染主要为施工期平整场地、地面及管沟开挖、车辆行驶产生的无组织排放的扬尘、施工机械和运输车辆排放的尾气，属于无组织排放，产生量较少。

#### 2、施工废水

施工废水为管线试压废水。本项目管道分段试压，一般采用无腐蚀性的清洁水。试压水由管道排出进罐收集后，进入下一段管道循环使用，试压结束沉淀后用于施工区域洒水降尘。

#### 3、施工噪声

施工过程的噪声源主要包括施工机械、运输车辆，噪声源强为85~120dB(A)。

#### 4、施工固体废物

施工期固废主要为施工垃圾。

施工产生的建筑垃圾在采取有计划堆放、按要求分类回收利用或作建筑垃圾统一处置。

施工期固废合理处置率 100%。

### 13.4.2 运营期污染物排放情况

#### 1、废气

主要为油气集输过程中的烃类和硫化氢无组织排放，通过优化操作，减少跑冒滴漏等措施，烃类气体非甲烷总烃排放浓度可以满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中企业边界污染物控制要求；硫化氢可以满足《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）二级厂界标准限值。

#### 2、废水

油田采出水、井下作业废水经联合站内采出水处理系统处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T 5329-2022）要求后回注以及《油田注汽锅炉及配套水处理系统运行技术规程》（SY/T6086-2019）中表 2 给水水质指标后回用注汽锅炉。

#### 3、噪声

运行期噪声污染源主要有井场抽油机，声源强度为 65~70dB(A)。

#### 4、固废

运行期固废主要为落地油、油泥（砂）、沾油废物，均属于危险废物，交由有资质单位合理处置。

运行期固废合理处置，处置率 100%。

## 13.5 主要环境影响

### 13.5.1 施工期环境影响

#### 1、废气

（1）施工扬尘一般粒径较大，具有沉降快，影响范围小的特点。通过分析，本项目施工期工程开挖范围小，运输车辆及施工机械数量少且分布分散，加之产生的建筑扬尘颗粒物粒径较大，故施工扬尘飘移距离短，影响范围有限。项目管线分段施工，扬尘影响分散，影响范围有限。

(2) 本项目施工期运输车辆以及施工机械范围及数量少、且分布分散，所以尾气排放对环境影响小。

(3) 由于项目开发区域风速较大，利于污染物扩散，因此施工过程中，焊接烟尘、防腐废气对大气环境影响很小。

## 2、废水

试压水由管道排出进罐收集后，进入下一段管道循环使用，试压结束沉淀后用于施工区域洒水降尘。

采取上述措施后，项目施工对地表水的环境影响很小。

## 3、噪声

施工过程的噪声源主要包括挖掘机、推土机等。根据现场踏勘，施工区域200m范围内无声环境敏感目标，施工对区域声环境影响较小，施工作业时间较短，施工结束后影响消失。

在工程建设过程中，由于运输、平整场地、管沟开挖及回填、建筑物修建等要使用各种车辆和机械，其产生的噪声，对施工区周围的环境将产生一定的影响。根据预测分析，站场、管线施工会产生一定的噪声，由于管道属于线性工程，局部地段的施工停留周期较短，因此，施工噪声只对局部环境造成短时影响。

## 4、固体废物

施工期固废主要为建筑垃圾。施工期固废合理处置率100%，对周围环境影响小。

## 5、生态环境影响

本项目施工期工程内容包括井场地面工程、管线工程，对生态环境造成一定影响。施工结束后对施工场地地表植被进行恢复，可有效减轻建设过程中对生态环境的影响。

### **13.5.2 运营期环境影响**

#### 1、废气

本项目投入运行后，油气集输会产生少量无组织气体排放，采取优化操作、减少跑冒滴漏等措施后，可以实现达标排放，对周围大气环境影响较小。

#### 2、废水

油田采出水、井下作业废水依托已建采出水处理系统处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T 5329-2022）标准后回注以及《油田注汽锅炉及配套水处理系统运行技术规程》（SY/T6086-2019）中表 2 给水水质指标后回用注汽锅炉，处理回用率 100%。

### 3、噪声

根据预测结果，井场厂界各预测点位昼间、夜间厂界噪声贡献值均符合《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348—2008）2 类标准要求。因此，本项目井场在运行期间对周边声环境影响较小。

### 4、固体废物

本项目运行期产生的落地油、油泥（砂）、沾油废物，定期委托有资质单位处理。企业在认真落实评价提出的安全存放、转移处理的各项措施的基础上，固体废物对区域环境影响较小，加之采取必要的管理措施，固体废物对环境影响很小。

### 5、土壤环境影响

项目占地土壤无酸化或碱化，现状质量较好。只要在项目建设和使用过程中，加强管理，重视土壤现状保障和建设过程防控措施的实施，项目对土壤环境的负面影响将很轻微。

## 13.5.3 环境风险评价

本项目涉及的主要危险物质为原油及其伴生气，通过制定并落实切实可行的事故防范措施和应急预案，项目能够将事故风险降到最低限度，其最大事故风险值小于同行业平均水平，风险程度可以接受。

## 13.6 环境保护措施

项目施工和运行期间产生的污染物采取相应的防治措施进行处理，处理后达到相应的排放标准要求。项目采取的环保措施详见第 10 章。本项目总投资为 528.87 万元，估算项目环保投资约 61 万元，占总投资的 11.5%。

### 13.7 清洁生产与碳排放评价

通过对井下作业和采油作业阶段清洁生产指标分析表明，本次开发全过程较好的按照清洁生产的要求进行了设计，将清洁生产贯穿于建设与生产的全过程，符合清洁生产要求，达到国内清洁生产先进水平。

根据本核算，本次产能新增排放CO<sub>2</sub>931.84t/a。并从原料、节能、设备等方面提出了温室气体减排的前景方向，有利于减少二氧化碳排放。

### 13.8 环境影响经济损益分析

总体上看，本项目有较好的经济效益和社会效益，当确保污染治理设施正常运转、污染物达标排放时，项目基本会实现社会、经济和环境效益的统一，环境效益显著。

### 13.9 环境管理与监测计划

根据工程排污特点及项目实际情况，由质量安全环保科负责项目运营期的环保设施正常运行、环保措施的落实及环境监测计划的完成。

### 13.10 公众意见采纳情况

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简本的公示，供公众查阅。

在公示期间，未收到任何反馈信息。

### 13.11 总结论

本项目为石油天然气产业中的“常规石油、天然气勘探与开采”，对照《产业结构调整指导目录（2024年本）》，属于其中鼓励类第七项“石油天然气”中第1条“常规石油、天然气勘探与开采”，项目建设符合国家产业政策。项目的实施符合相关规划要求，有利于当地产业结构调整和社会经济发展。

本项目达到清洁生产企业国内先进水平，在按照“三同时”制度认真落实工程设计、本报告提出改进措施并强化环境管理后，各项污染防治、生态保护及环境风险防范与应急措施基本可行，生产污水处理后全部回用，废气污染源及井场

厂界噪声达标排放，固体废物得到合理贮存、处置或利用，工程对环境的污染较小，满足环境质量目标的要求；生态环境影响得到有效控制、恢复、补偿，并减至最小程度，可以实现生态系统结构功能不降低的生态环境保护目标；环境风险可防控；项目的实施可实现经济效益、社会效益和环境效益的协调统一。从满足环境质量目标和生态环境保护要求的角度，工程建设可行。

## **13.12 要求与建议**

### **13.12.1 要求**

1、将本产建项目的环境风险应急预案纳入建设单位突发环境事件应急预案，定期进行预案演练。

2、油井管线等选址选线一定要避让风景名胜区等敏感目标，禁止在环境敏感区开发建设。

3、做好施工期的管理工作，严格规范施工作业带，严禁随意扩大施工范围，做好临时占地的生态恢复，严格落实生态恢复措施，加强水土保持，认真落实环保“三同时”验收制度。

### **13.12.2 建议**

(1) 项目退役期在拆除原油开采与处理设备后，根据立地条件和“因地制宜，宜林则林，宜草则草，大力恢复林草植被”的原则，对生态环境进行恢复和重建。

(2) 完善石油开采、集输突发环境污染事故应急预案和事故防范、减缓措施，加强对运油车辆管理，严格规范各项生产操作规程，防止油田污染事故的发生。

(3) 加强工程的安全综合管理，强化对员工的职业素质教育，杜绝违章作业。