

目 录

1.概述	1
1.1 建设项目特点	1
1.2 环境影响评价的工作过程	1
1.3 分析判定相关情况	2
1.4 关注的主要环境问题及环境影响	3
1.5 环境影响评价的主要结论	5
2.总则	6
2.1 评价目的和原则	6
2.2 编制依据	7
2.3 环境影响因素识别和评价因子筛选	10
2.4 环境功能区划与评价标准	13
2.5 评价等级和评价范围	19
2.6 污染控制目标与环境保护目标	35
2.7 评价时段和评价重点	37
2.8 评价方法	37
3.工程概况与工程分析	39
3.1 区块开发现状及环境影响回顾	39
3.2 工程概况	56
3.3 工程分析	98
3.4 清洁生产水平分析	129
3.5 污染物排放总量控制	134
3.6 相关法规、政策符合性分析	136
3.7 相关规划符合性分析	145
3.8 选址选线合理性分析	152
3.9“三线一单”符合性分析	152
4 环境现状调查与评价	167
4.1 自然环境概况	167
4.2 生态环境现状调查与评价	171
4.3 环境空气质量现状调查与评价	184

4.4 声环境现状	187
4.5 地表水环境现状调查与评价	189
4.6 地下水环境现状调查与评价	191
4.7 土壤环境现状调查与评价	202
4.8 环境敏感区调查	213
5.环境影响预测与评价	218
5.1 生态环境影响分析	218
5.2 大气环境影响分析	231
5.3 声环境影响分析与评价	240
5.4 水环境影响分析	246
5.5 固体废物影响分析	263
5.6 土壤环境影响分析	267
6.环境保护措施及其可行性论证	274
6.1 设计期环境保护措施	274
6.2 施工期环境保护措施	275
6.3 运营期环境保护措施	284
6.4 服役期满后环境保护措施	303
6.5.环境影响经济损益分析	306
7 环境风险评价	311
7.1 评价依据	311
7.2 风险调查	311
7.3 风险识别	318
7.4 环境风险分析	319
7.5 环境风险防范措施及应急要求	322
7.6 风险评价结论	331
7.7 环境风险自查表	331
8.碳排放影响评价	333
8.1 碳排放分析	333
8.2 减污降碳措施	341
8.3 碳排放评价结论及建议	342

9.环境管理、监测与 HSE 管理体系	343
9.1 环境管理机构	343
9.2 开发期环境管理及监测	344
9.3 运营期环境管理及监测	348
9.4 环境影响后评价	357
10.结论与建议	358
10.1 评价结论	358
10.2 建议	364



标准SAGD 双水平井场



标准SAGD 单水平井场



标准管汇站



标准注汽站



注汽锅炉



排污口标牌

风城油田SAGD开发区块现有集输设施概况

现场踏勘图-1

现场踏勘图-2

图件目录

图 2.5-1	本项目与布达拉宫景区的位置关系图
图 2.5-2	项目区地下水、土壤、生态、声评价范围图
图 2.6-1	项目区周边情况图
图 2.6-2	本项目与生态红线的位置关系图
图 3.1-1	项目区地理位置图
图 3.1-2	区块位置图
图 3.1-3	本次拟部署井与新疆油田公司“一张图”的相对位置关系示意图
图 3.1-4	本工程油区位置图
图 3.1-5	本项目周边依托站场情况图
图 3.2-1	本项目平面布置图 (a) (b)
图 3.2-2	本项目集输管网平面布置图
图 3.2-2	本项目直井身结构示意图
图 3.2-3	本项目水平井井身结构示意图
图 3.2-4	钻井井场平面示意图
图 3.2-5	SAGD 双水平井场平面布置图
图 3.2-6	SAGD 单水平井场平面布置图
图 3.2-7	8 井式集油计量管汇站平面布置图
图 3.2-8	注汽站平面布置示意图
图 3.2-9	溶剂回收站平面布置图
图 3.2-10	闭式冷却塔和制冷机示意图
图 3.2-11	重 13 井区注汽站排水去向示意图
图 3.2-12	本项目的依托工程分布图
图 3.3-1	钻井工艺流程及产污节点总图
图 3.3-2	泥浆不落地系统组成示意图
图 3.3-3	采油工艺流程及产污节点总图
图 3.3-4	SAGD 注采系统流程示意图
图 3.3-5	SAGD 井正常生产阶段集输流程示意图
图 3.3-6	注汽站工艺流程、排污节点图
图 3.3-7	溶剂回收工艺流程及排污节点图
图 3.3-8	溶剂存储及汽车拉运流程图
图 3.3-9	混烃罐车气相平衡原理示意图
图 3.7-1	本项目在主体功能区划图中的位置
图 3.9-2-1	本项目与“三线一单”位置关系图

图 3.9-2-2	本项目与“生态红线”位置关系图
图 4.1-1	项目区地貌图
图 4.1-2	项目区地质构造图
图 4.2-1	本项目在生态功能区划图中的位置
图 4.2-2	项目评价范围内土地利用现状图
图 4.2-3	项目区评价范围内植被类型图
图 4.2-4	本项目在土地沙化现状图中的位置
图 4.2-5	本项目评价范围内植被现状图
图 4.3-1	项目区大气监测布点图
图 4.4-1	项目区噪声监测布点图
图 4.6-1	项目区地下水监测布点图
图 4.7-1	项目区土壤类型图
图 4.7-2	项目区土壤监测布点图
图 4.8-1	魔鬼城风景名胜区景区规划
图 4.8-2	魔鬼城风景名胜区分区保护规划图
图 5.2-1	本项目地面特征参数截图
图 5.2-2	本项目复杂地形截图
图 5.3-1	运营期井场、站场噪声贡献值等值线分布图
图 5.4-1	项目区水文地质图
图 5.4-2	发生泄漏后石油类污染物浓度变化趋势图
图 5.6-1	溢油污染过程示意图
图 6.2-1	项目区水土保持措施图
图 6.2-2	井场砾石压盖措施典型设计图
图 6.2-3	施工期井场分区防渗图
图 6.2-4	钻井岩屑井场处理工艺流程
图 6.3-1	运营期 SAGD 双水平井场分区防渗图
图 6.3-2	运营期 SAGD 单水平井场分区防渗图
图 6.3-3	运营期管汇站分区防渗图
图 6.3-4	运营期溶剂回收站分区防渗图
图 6.3-5	项目区地下水跟踪监测布点图
图 8.2-1	分承包方 HSE 管理程序方框图

附件

附件 1 委托书

附件 2.1 关于新疆风城油田超稠油油藏全生命周期开发规划环境影响报告书的审查意见

附件 2.2 关于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备案意见的函

附件 3.1 克环保函〔2013〕228 号-关于风城 2 号稠油联合站工程环境影响报告书批复

附件 3.2 克环保函〔2015〕458 号-关于对风城 2 号稠油联合站工程竣工环境保护验收意见

附件 3.3 克环保函〔2017〕124 号-关于风城 2 号稠油联合站二期工程环境影响报告书批复

附件 3.4 风城 2 号稠油联合站二期工程(第一批)竣工环境保护验收意见(2019 年 10 月 20 日企业自主验收)

附件 4 风城油田作业区二号稠油联合处理站排污许可证号为 91650200715597998M042U 正本信息公开

附件 5.1 乌尔禾污水处理厂提标改造项目-克乌环函〔2015〕17 号

附件 5.2 乌尔禾提标改造验收意见(2019.6.23)

附件 6.1 2024 风城作业区危废处置协议

附件 6.2 克拉玛依顺通环保科技有限公司危险废物经营许可证

附件 6.3 新环函〔2018〕375 号-含油废弃物处置利用扩能及技术升级项目环境影响报告书的批复

附件 6.4 含油废弃物处置利用扩能及技术升级项目竣工环境验收意见

附件 7.1 开发公司突发环境事件备案表-乌尔禾区(650205-2023-014-L)

附件 7.2 风城油田作业区突发环境事件应急预案-克拉玛依乌尔禾备案表(650205-2023-016-L)

附件 8.风城配气站燃料气 2024 年第一季度天然气组分监测报告单

附件 9 克环函字〔2022〕47 号-关于中国石油新疆油田分公司风城油田作业区清洁生产审核验收报告的审查意见

附件 10 新政函〔2021〕101 号-关于克拉玛依市魔鬼城风景名胜区总体规划

(2021~2035)的批复

附件 11 监测报告单

附件 12 基础信息表

1.概述

1.1 建设项目特点

本项目位于克拉玛依市乌尔禾区境内。隶属于中国石油新疆油田分公司风城油田作业区管辖。新疆稠油未动用储量潜力大，探明未开发和待探明储量为 4.48 亿吨，未动用稠油资源普遍为渗透性差、非均质性强、夹层发育、原油黏度高（ 50°C 大于 $20 \times 10^4 \text{mPa}\cdot\text{s}$ ）的超稠油 IV 类资源，先导试验取得突破后，可作为新增经济可采储量接替区。选取重 5 区块内部的重 13 井区西北部开展 SAGD 试验，试验区面积 0.46km^2 ，目的层为齐古组 $J_3q_2^{2-3}$ 层、 J_3q_3 层，截至 2024 年 11 月，重 13 井区无钻井工程及配套集输管线及公用工程。

为加大重 13 井区侏罗系齐古组油藏的动用程度，中国石油新疆油田分公司拟在重 13 井区侏罗系齐古组油藏新钻 17 口井，新建 2 座管汇站、1 座注汽站、1 座溶剂回收站，各类管线 15.1km、站外道路 2.5km、输电线路 39.5km，配套自动控制、通信、供电、结构、给排水及消防等辅助系统工程。

本项目建设将提高区域整体开发效益，带动地区经济的发展和人民生活水平的提高，具有明显的社会效益。

1.2 环境影响评价的工作过程

拟建工程属于油气开发项目，风城油田属于石油开采的老区块。2021 年 10 月 29 日，新疆生态环境厅以新环环评函〔2021〕989 号对《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》备案，本项目属于风城油田重 13 井区的产能开发。

拟建工程位于克拉玛依市乌尔禾区境内，工程区西侧距离魔鬼城风景名胜区-布达拉宫景区最近距离约 257m，集油、供气、供水管线西侧距离魔鬼城风景名胜区-布达拉宫景区最近距离约 105m，属于环境敏感区。根据《中华人民共和国环境影响评价法（2018 年 12 月 29 日修正）》《建设项目环境影响评价分类管理名录（2021 年版）》（部令第 16 号），拟建工程属于分类管理名录“五 石油和天然气开采业 07 陆地石油开采 0711”中的“石油开采新区块开发、涉及环境敏感区的（含内部集输管线建设）”，涉及环境敏感区（风景名胜区），应编制环境影响报告书。对照上述要求，因此本项

目应当编制环境影响报告书，报新疆维吾尔自治区生态环境厅审批。

根据《中华人民共和国环境影响评价法》和《建设项目环境保护管理条例》中规定，2024 年 11 月 15 日，中国石油新疆油田分公司开发公司委托新疆天合环境技术咨询有限公司编制《风城油田重 13 井区超稠油热采与新能源融合先导试验工程环境影响报告书》。

天合公司接受委托后，即进行了现场踏勘和资料收集，结合有关资料和当地环境特征，按国家、新疆环境保护政策以及环评技术导则、规范的要求，开展本工程的环境影响评价工作。对本工程进行初步的工程分析，同时开展初步的环境状况调查及公众意见调查。识别本工程的环境影响因素，筛选主要的环境影响评价因子，明确评价重点和环境保护目标，确定环境影响评价的范围、评价工作等级和评价标准，最后制定工作方案。2024 年 11 月 20 日委托新疆齐新环境服务有限公司对本项目区域大气、地下水、土壤、声环境质量现状进行了监测。在进一步工程分析，环境现状调查、监测并开展环境质量现状评价的基础上进行环境影响预测及评价，提出减少环境污染和生态影响的环境管理措施和工程措施。从环境保护的角度确定项目建设的可行性，给出评价结论和提出进一步减缓环境影响的措施，并最终完成环境影响报告书编制。本报告书经生态环境主管部门批准后，可以作为本项目建设期、运营期的环境保护管理依据。

环境影响评价工作一般分为三个阶段，即调查分析和工作方案制定阶段，分析论证和预测评价阶段，环境影响报告书编制阶段见图 1.2-1（环境影响评价工作程序图）。

图 1.2-1 环境影响评价工作程序图

1.3 分析判定相关情况

根据《产业结构调整指导目录》（2024 年本），七、石油天然气：“石油天然气开采：常规石油、天然气勘探与开采”，属鼓励类项目，本项目属于油气开采项目，符合国家产业政策。

本工程属于油气开采项目，符合《中华人民共和国国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》的相关要求。

本项目位于新疆维吾尔自治区克拉玛依市乌尔禾区境内，对照《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》，克拉玛依市定位为天山北坡地区重点开发区，因此本项目的建

设符合《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》。

本项目属于油气开发项目，位于《新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划（2020—2025 年）》中的**环准噶尔能源资源勘查开发区**，符合规划的相关要求。

本项目属于油气开发项目，位于《新疆油田公司“十四五”发展规划》中的**西北缘区块**，符合规划的相关要求。

本项目地处风城油田开发区内，对照《新疆生态功能区划》，本项目属于《新疆生态功能区划》中的“II 准噶尔盆地温性荒漠与绿洲农业生态区——II₁ 准噶尔盆地北部灌木半灌木荒漠沙漠化控制生态亚区——16. 白杨河河谷林、乌尔禾雅丹地貌保护生态功能区。本项目占地较小，对于整体的土地利用格局、植被覆盖格局、野生动物活动、土壤不会带来显著影响，项目建设符合区域生态功能定位。

本项目不在《新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案》（2023 年更新）、《关于印发克拉玛依市“三线一单”生态环境分区管控方案的通知》（2023 年版），项目区大气环境质量、土壤可以达到功能区要求，地下水环境监测点位硫酸盐、总硬度及溶解性总固体有不同程度超标主要是本底原因，水耗、电耗较小，不在国家重点生态功能区县（市）产业准入负面清单之列，符合“三线一单”要求。

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

1.4 关注的主要环境问题及环境影响

项目为石油开采项目，环境影响主要来源于钻井过程、井场和站场建设、原油集输管线建设和道路施工等工艺过程，环境影响包括施工期和运营期污染物排放造成的环境污染和占地及施工造成的生态影响。

根据现状调查，本区块未在自然保护区等环境敏感区域内，主要环境敏感保护目标为评价范围内的风景名胜区-魔鬼城风景名胜区-布达拉宫景区。重点关注施工过程的各项污染物产生以及可能发生的风险对区域环境产生的影响、施工过程中产生的生态环境问题以及生态恢复措施；施工过程中产生的扬尘、柴油机燃烧废气、运输车辆尾气、钻井废水、试压废水、生活污水、钻井泥浆、岩屑等；运行期井场和站场无组织挥发的非甲烷总烃、井下作业废水、采出水、油泥（砂）、清管废渣等对环境产生的影响。

（1）环境空气

本工程施工期对空气环境的影响主要是施工活动产生的扬尘、柴油发电机燃烧产生的烟气以及运输车辆尾气对环境空气产生的短期影响，运行期对空气环境的影响主要为井场和站场集输过程中产生的无组织挥发烃类气体排放至大气环境，对其产生的长期影响。

(2) 地表水及地下水环境

本工程施工期正常情况下，钻井废水进入泥浆不落地系统，经固液分离后，液相循环利用不外排；管道试压废水试压结束后用于场地抑尘；本项目钻井工程不设生活营地，施工人员生活污水依托乌尔禾区固定生活区的生活污水处理设施处理，现场无生活污水产生，对水环境影响很小。

本工程运营期正常情况下，采出水和井下作业废水依托风城油田 2 号稠油联合站污水处理系统处理，一部分回用于注汽锅炉用水，一部分达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）标准后，回注于现役油藏，不会对水环境产生影响。

事故状况下井漏、集输管线、站场混烃储罐、混烃罐车泄漏等，含油污水、混烃渗漏到含水层，可能对地下水产生影响。

(3) 声环境

本工程施工期对声环境的影响主要为地面建设施工机械、车辆运行产生的噪声对周围声环境产生的影响，运行期对声环境的影响主要为井场抽油机、站场机械设备运行产生的噪声对周围声环境产生的影响。

(4) 土壤环境

投产前钻井、地面工程建设、管道与道路建设时对土壤环境的扰动影响。油田建设期和运行期产生的废弃泥浆、岩屑、落地油、井下作业废水等污染物在风险事故状况下可能对土壤环境造成污染影响。

(5) 生态环境

本工程井场施工、道路修建和管道铺设发生的永久和临时占地，以及因机械设备、车辆的碾压、人员的践踏等活动将会对地表植被造成一定程度的破坏。临时占地暂时改变了土地利用形式，使区域的生产能力受到暂时性影响。

(6) 固体废物

本工程施工期产生的固体废物（钻井岩屑、泥浆、落地油、废机油、废防渗材料沾油废物、建筑垃圾、生活垃圾）及运行期产生的固体废弃物（油泥砂、清管废渣和

废机油、废防渗材料、事故状态落地原油、生活垃圾）对环境的影响。

（7）环境风险

本工程的主要环境风险是井喷、集输管线、站场混烃储罐、混烃罐车泄漏对区域内的大气环境、地下水环境、土壤环境、生态环境具有潜在危害性。

1.5 环境影响评价的主要结论

工程区(FHW5339S、FHW5340S、)西侧距离魔鬼城风景名胜区-布达拉宫景区最近距离约 257m，集油、供气、供水管线西侧距离魔鬼城风景名胜区-布达拉宫景区最近距离约 105m，属于环境敏感区。项目属于《产业结构调整指导目录（2024 年本）》鼓励类项目，项目建设符合“七、石油、天然气”中“1、常规石油、天然气勘探与开采”的要求；符合《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》《石油天然气开采污染防治技术政策等》法规和政策要求；符合《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》《新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划（2021—2025 年）》《新疆生态环境保护“十四五”规划》《新疆油田公司“十四五”发展规划》等要求；项目不涉及国家公园、自然保护区等环境敏感区域；项目符合“三线一单”要求；中国石油新疆油田分公司按照《环境影响评价公众参与办法》，在本项目环评过程中开展了公众参与调查，至信息公告的截止日期没有收到相关反馈信息。

评价认为：本项目符合国家产业政策和新疆经济发展规划，公众认同性较好。只要在建设和运营过程中认真落实各项污染防治措施、生态修复措施、风险防范措施及应急措施，各项污染物均能够做到达标排放，其生态破坏可降至最低，环境风险可以接受，从环境保护角度看，本项目选址合理，建设是可行的。

2.总则

2.1 评价目的和原则

2.1.1 评价目的

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

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

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

(4) 评价本工程对国家产业政策、区域总体发展规划、城市功能区划、环境保护规划、清洁生产、达标排放和污染物排放总量控制的符合性；

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

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

2.1.2 评价原则

突出环境影响评价的源头预防作用，坚持保护和改善环境质量。

(1) 依法评价

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

(2) 科学评价

规范环境影响评价方法，科学分析项目建设对环境质量的影响。

(3) 突出重点

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

2.2 编制依据

2.2.1 法律法规与条例

国家和地方法律法规一览表见表 2.2-1。

表 2.2-1 国家和地方法律法规一览表

序号	依据名称	会议、主席令、文号	实施时间
一	环境保护相关法律		
1	中华人民共和国环境保护法（2014 年修正）	12 届人大第 8 次会议	2015-01-01
2	中华人民共和国环境影响评价法（2018 年修正）	13 届人大第 7 次会议	2018-12-29
3	中华人民共和国大气污染防治法（2018 年修正）	13 届人大第 6 次会议	2018-10-26
4	中华人民共和国水污染防治法（2017 年修正）	12 届人大第 28 次会议	2017-06-27
5	中华人民共和国噪声污染防治法（2021 年修正）	13 届人大第 33 次会议	2022-06-05
6	中华人民共和国固体废物污染环境防治法（2020 年修订）	13 届人大第 17 次会议	2020-09-01
7	中华人民共和国水法（2016 年修正）	12 届人大第 21 次会议	2016-07-02
8	中华人民共和国水土保持法（2010 年修订）	11 届人大第 18 次会议	2011-03-01
9	中华人民共和国清洁生产促进法（2012 年修正）	11 届人大第 25 次会议	2012-07-01
10	中华人民共和国能源法	14 届人大第 12 次会议	2025-01-01
11	中华人民共和国土地管理法（2019 年修订）	13 届人大第 12 次会议	2019-08-26
12	中华人民共和国防洪法（2016 年修正）	12 届人大第 21 次会议	2016-07-02
13	中华人民共和国草原法（2012 年修正）	12 届人大第 3 次会议	2013-06-29
14	中华人民共和国野生动物保护法（2016 年修正）	12 届人大第 21 次会议	2017-01-01
15	中华人民共和国石油天然气管道保护法	11 届人大 15 次会议	2010-10-01
16	中华人民共和国突发事件应对法（2024 年修订）	14 届人大第 10 次会议	2024-11-01
17	中华人民共和国防沙治沙法（2018 年修正）	13 届人大第 6 次会议	2018-10-26
18	中华人民共和国土壤污染防治法	15 届人大第 5 次会议	2019-01-01
19	中华人民共和国矿产资源法（2024 修订）	14 届人大第 12 次会议	2024-11-08
二	行政法规与国务院发布的规范性文件		
1	建设项目环境保护管理条例（2017 年修正）	国务院令 682 号	2017-10-01
2	中华人民共和国野生植物保护条例（2017 年修正）	国务院令 687 号	2017-10-07
3	危险化学品安全管理条例（2013 年修正）	国务院令 645 号	2013-12-07
4	中华人民共和国土地管理法实施条例（2014 年修正）	国务院令 653 号	2014-07-29
5	国务院关于印发水污染防治行动计划的通知	国发〔2015〕17 号	2015-04-02
6	国务院关于印发空气质量持续改善行动计划的通知	国发〔2023〕24 号	2023-12-17
7	国务院关于印发土壤污染防治行动计划的通知	国发〔2016〕31 号	2016-05-28
8	中共中央 国务院关于全面加强生态环境保护坚决打好污染防治攻坚战的意见	中发〔2018〕17 号	2018-06-16
9	中华人民共和国森林法实施条例	国务院令第 278 号	2018-03-19
10	地下水管理条例	国务院令 748 号	2021-12-01

三	部门规章与部门发布的规范性文件		
1	建设项目环境影响评价分类管理名录（2021 年版）	部令第 16 号	2020-11-30
2	环境影响评价公众参与办法	生态环境部令第 4 号	2019-01-01
3	关于印发《企业事业单位突发环境事件应急预案备案管理办法（试行）》的通知	环发（2015）4 号	2015-01-08
4	国家危废名录（2025）	生态环境部、国家发展和改革委员会、公安部、交通运输部、国家卫生健康委员会令第 36 号公布	2025-01-01
5	产业结构调整指导目录（2024 年本）	国家发展和改革委员会令第 7 号	2024-02-01
6	危险废物污染防治技术政策	环发（2001）199 号	2001-12-17
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	环发（2012）77 号	2012-07-03
8	关于加强西部地区环境影响评价工作的通知	环发（2011）150 号	2011-12-29
9	关于切实加强风险防范严格环境影响评价管理的通知	环发（2012）98 号	2012-08-07
10	关于加强国家重点生态功能区环境保护和管理的意见	环发（2013）16 号	2013-01-22
11	关于印发《建设项目环境影响评价政府信息公开指南（试行）的通知	环办（2013）103 号	2014-01-01
12	关于强化建设项目环境影响评价事中事后监管的实施意见	环环评（2018）11 号	2018-01-25
13	关于印发地下水污染防治实施方案的通知	环土壤（2019）25 号	2019-03-28
14	关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知	环办环评函（2019）910 号	2019-12-13
15	关于进一步加强建设项目全过程环保管理的通知	中国石油天然气股份有限公司能评（2020）1 号	2020-03-19
16	关于印发《生态保护红线划定指南》的通知	环办生态（2017）48 号	2017-05-27
17	《开发建设项目水土流失防治标准》（GB 50434—2018）	住建部 2018 年第 259 号公告	2019-04-01
18	危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采	生态环境部公告 2021 年第 74 号	2021-12-22
19	危险废物转移管理办法	部令 第 23 号	2022-01-01
20	危险废物产生单位管理计划制定指南	环境保护部公告（2016）第 7 号	2016-01-26
21	危险废物排除管理清单（2021 年版）	生态环境部公告（2021）第 66 号	2021-12-03
22	一般固体废物分类与代码（GB/T39198—2020）	国家市场监督管理总局、国家标准委	2021-05-01
23	关于发布《一般工业固体废物管理台账制定指南（试行）》的公告	生态环境部公告 2021 年 第 82 号	2021-12-30
24	自然资源部关于规范临时用地管理的通知	自然资规（2021）2 号	2021-11-04
25	国家重点保护野生植物名录(2021 年)	国家林业和草原局 农业农村部公告（2021 年第 15 号）	2021-09-07
26	国家重点保护野生动物名录（2021）	国家林业和草原局 农业农村部公告（2021 年第 3 号）	2021-02-05
27	关于发布《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》的公告	生态环境部公告 2021 年 第 24 号	2021-06-11
28	企业环境信息依法披露管理办法	部令第 24 号	2022-02-08
29	国家重点保护野生植物名录（2021 年）	国家林业局、农业部 2021 年第 3 号	2021-02-01
30	国家重点保护野生动物名录	国家林业和草原局 农业农村部公告 2021 年第 3 号	2021-02-01
31	建设项目使用林地审核审批管理办法	国家林业局令第 35 号	2015-05-01
32	“十四五”噪声污染防治行动计划	环大气[2023]1 号	2023-01-03
33	风景名胜区条例	国务院令（第 474 号）	2016-02-06
四	地方性法规及通知		
1	新疆维吾尔自治区环境保护条例（2018 年修订）	13 届人大第 6 次会议	2018-09-21
2	关于印发新疆自治区级水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果的通知	新水水保（2019）4 号	2019-01-21
3	新疆维吾尔自治区野生植物保护条例（2018 年修订）	13 届人大第 6 次会议	2018-09-21
4	新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例（2018	13 届人大第 6 次会议	2018-09-21

	年修订)		
5	新疆维吾尔自治区实施《中华人民共和国水法》办法	自治区 14 届人大 5 次会议	2024-03-01
6	新疆维吾尔自治区实施《中华人民共和国土地管理法》办法	自治区 13 届人大 34 次会议	2022-11-01
7	新疆国家重点保护野生植物名录	自治区林业和草原局	2022-03-09
8	新疆国家重点保护野生动物名录	/	2021-07-28
9	新疆维吾尔自治区水环境功能区划	新政函(2002)194 号	2002-12
10	新疆生态功能区划	新政函(2005)96 号	2005-07-14
11	新疆维吾尔自治区危险废物污染防治办法	11 届人大第 9 次会议	2010-05-01
12	关于下发新疆加强危险废物和医疗废物监管工作实施方案的通知	新环防发(2011)330 号	2011-07-01
13	关于做好危险废物安全处置工作的通知	新环防发(2011)389 号	2011-07-29
14	关于印发新疆维吾尔自治区大气污染防治行动计划实施方案的通知	新政发(2014)35 号	2014-04-17
15	关于印发新疆维吾尔自治区水污染防治工作方案的通知	新政发(2016)21 号	2016-01-29
16	关于印发新疆维吾尔自治区土壤污染防治工作方案的通知	新政发(2017)25 号	2017-03-01
17	新疆维吾尔自治区重点行业生态环境准入条件(2024 年)	(2024)93 号	2024-06-09
18	新疆维吾尔自治区大气污染防治条例	13 届人大第 7 次会议	2019-01-01
19	转发《关于强化建设项目环境影响评价事中事后监管的实施意见》	新环办发(2018)80 号	2018-03-27
20	关于进一步加强和规范油气田开发项目环境保护管理工作的通知	新环发(2018)133 号	2018-09-06
21	关于含油污泥处置有关事宜的通知	新环发(2018)20 号	2018-12-20
22	自治区党委、自治区人民政府印发《关于全面加强生态环境保护坚决打好污染防治攻坚战实施方案》	新党发(2018)23 号	2018-09-04
23	关于加强建设项目环境影响后评价管理的通知	新环环评发(2020)162 号	2020-09-11
24	新疆维吾尔自治区七大片区“三线一单”生态环境分区管控要求	新环环评发(2021)162 号	2021-07-26
25	新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案	新政发(2021)18 号	2021-02-22
27	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》的通知 新环环评发(2020)142 号	新环环评发(2020)142 号	2020-07-30
28	关于加强沙区建设项目环境影响评价工作的通知	新环环评发(2020)138 号	2020-09-04
29	新疆生态环境保护十四五规划	/	2021-12-24
30	自治区强化危险废物监管和利用处置能力改革工作方案	新政办发(2021)95 号	2021-10-29
31	关于印发克拉玛依市“三线一单”生态环境分区管控方案的通知(2023 年更新)	新克政发(2024)22 号	2024-03-13
32	新疆维吾尔自治区实施《中华人民共和国防沙治沙法》办法(2024 年修订)	自治区 14 届人大 16 次会议	2025-01-01
33	新疆维吾尔自治区 2023 年水土保持公报	新疆维吾尔自治区水利厅	2024-10-14
34	新疆第六次荒漠化监测报告	新疆第六次荒漠化和沙化监测领导小组办公室、新疆维吾尔自治区林业规划院	2021-10

2.2.2 环评有关技术规定

环评有关技术规定见表 2.2-2。

表 2.2-2 环评技术导则依据一览表

序号	依据名称	标准号	实施时间
1	建设项目环境影响评价技术导则 总纲	HJ2.1-2016	2017-1-1
2	环境影响评价技术导则 大气环境	HJ2.2-2018	2018-12-01
3	环境影响评价技术导则 地表水环境	HJ2.3-2018	2019-03-01
4	环境影响评价技术导则 声环境	HJ2.4-2021	2022-07-01
5	环境影响评价技术导则 生态影响	HJ19-2022	2022-07-01
6	环境影响评价技术导则 地下水环境	HJ610-2016	2016-01-07
7	环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目	HJ/T349-2007	2007-08-01
8	建设项目环境风险评价技术导则	HJ169-2018	2019-03-01
9	环境影响评价技术导则 土壤影响（试行）	HJ964-2018	2019-07-01
10	水土保持综合治理技术规范	GB/T16453.1~6-2008	2009-02-01
11	开发建设项目水土保持技术规范	GB50433-2018	2019-09-03
12	危险化学品重大危险源辨识	GB18218-2018	2018-11-19
13	石油和天然气开采行业清洁生产评价体系指标（试行）		2009-02-19
14	石油天然气工业健康、安全与环境管理体系	SY/T6276-2014	2015-03-01
15	石油化工企业环境保护设计规范	SH/T3024-2017	2018-01-01
16	石油天然气开采业污染防治技术政策	2012 年 第 18 号	2012-03-17
17	油气田含油污泥综合利用污染控制要求	DB 65/T 3998-2017	2017-05-30
18	油气田含油污泥及钻井固体废物处理处置控制技术规范	DB 65/T 3999-2017	2017-05-30
19	陆上石油天然气开采含油污泥资源化综合利用及污染控制技术要求	SY/T301-2016	2017-05-01
20	建设项目危险废物环境影响评价技术指南	2017 年第 43 号	2017-10-01
21	陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范	DZ/T 0317-2018	2018-10-01
22	矿山生态环境保护与恢复治理技术规范（试行）	HJ 651—2013	2013-07-23
23	废弃井及长停井处置指南	SY/T6646-2017	2018-03-01
24	废弃井封井回灌技术指南（试行）	环办土壤函〔2020〕72 号	2020-02-20
25	一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准	GB 18599-2020	2021-07-01
26	危险废物鉴别标准通则	GB 5085.7—2019	2021-01-01
27	排污单位自行监测技术指南 总则	HJ819-2017	2017-06-01
28	危险废物贮存污染控制标准	GB18597-2023	2023-07-01
29	排污单位自行监测技术指南 陆上石油天然气开采工业	HJ 1248—2022	2022-07-01
30	工业企业周边土壤和地下水监测技术指南（试行）	总站土字〔2024〕73	2024-07-30
31	石油天然气项目土地复垦与生态修复技术规范	GBT/43936-2024	2024-08-01
32	生活垃圾填埋场污染控制标准	GB16889-2024	2024-09-01

2.2.3 相关文件和技术资料

- (1) 委托书，中国石油新疆油田分公司，2024.11.15；
- (2) 《风城油田重 13 井区超稠油热采与新能源融合先导试验工程实施方案》，中国石油新疆油田分公司，2024.10.31；

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

共部署各类井 17 口，控制井 1 口，双水平井 SAGD 5 对，单水平井 SAGD 6 口，预计钻井总进尺为 $1.73 \times 10^4 \text{m}$ ，新建原油产能 4.92 万吨。新建 8 井式多通阀管汇站 2

座；新建注汽站 1 座，包含注汽锅炉 2 台（9t/h）；新建 24.5t/d 的溶剂回收站 1 座，包含“汽液分离+蒸汽喷淋循环冷却+采出液外输+事故火炬”等，新建集油支线、单井集油管道合计 5.8km；新建注汽管道 2km，新建输气管道 3.7km，新建输水管道 3.6km，新建站外道路 2.5km，新建电力线路 32km。采出液依托风城油田 2 号稠油联合站处理。

本项目主要包括钻井工程、地面工程，对环境的影响主要表现在施工期、运营期和退役期。施工期以井场、管线地面工程建设过程中造成的生态影响为主，运营期以油气开采和集输过程中产生的污染为主。

（1）施工期

施工期建设工程包括钻井、站场和集输管线建设，以生态影响为主。

①管线和道路敷设

本项目新建管线 15.1km，新建站外巡检道路 2.5km，新建电力线路 32km；管线和道路建设将破坏管道和道路沿线的植被，主要的环境影响是对生态环境和水土流失的影响，以及施工扬尘。

②井场、站场建设

新钻 17 口井，新建 2 座管汇站、1 座注汽站、1 座溶剂回收站，各类管线 15.1km、站外道路 2.5km、输电线路 39.5km（架空线路 32km，埋地电缆 7.5km），主要环境影响是施工占地和对生态环境的扰动。

此外，施工期间各种机械、车辆排放的废气和噪声、施工产生的弃土弃渣、岩屑、泥浆、落地油、含油废物、建筑垃圾及施工人员生活污水和生活垃圾等，也将对环境产生一定的影响。

（2）运行期

运行期环境影响因素主要体现油气开采、集输过程、注汽、注烃开发过程中无组织排放的挥发性有机物，废水主要为采出水、井下作业废水、高盐废水、锅炉排水、生活污水等，固体废物主要为油泥砂、清管废渣、落地油、废润滑油、废防渗材料、生活垃圾等。

（3）闭井期

闭井期，对完成油气开采的废弃井进行封堵内外井眼，拆除井口装置，清理场地工作，基本无废水产生，仅在土壤回填过程中有部分扬尘产生。

油田开发的各个阶段，环境影响因子不同，根据工程分析和油气开发工艺特征，对油气开发过程中的施工期、运行期和闭井期环境影响因子识别见表 2.3-1。

表 2.3-1 影响因素识别

影响因素	施工期				营运期					闭井期		
	占地	废气	废水	固体废物	噪声震动	废气	废水	固体废物	噪声	风险事故	废气	固体废物
环境因素		车辆废气、施工扬尘、钻机、柴油发电机废气	生活污水	弃土弃方、建筑垃圾、钻井泥浆和岩屑和沾油废物、落地油	施工车辆	无组织挥发烃类、锅炉烟气	井下作业废水、采出水、生活污水	油泥(砂)事故状态落地油、清管废渣、废润滑油、废防渗材料、生活垃圾	井场抽油机、站场设备	油气泄漏起火、爆炸、泄漏	构筑物拆卸扬尘	拆卸后的建筑垃圾
环境空气	○	+	○	+	○	++	○	+	○	+	+	+
地下水	○	○	+	+	○	○	++	+	○	+	○	○
声环境	○	○	○	○	+	○	○	○	++	○	○	○
土壤	++	+	+	+	○	+	+	+	○	++	+	+
植被	+	+	+	+	○	+	○	+	○	++	+	+
动物	+	+	○	+	+	++	○	+	○	+	+	+

注：○：无影响；+：短期不利影响；++：长期不利影响。

2.3.2 评价因子

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

表 2.3-2 环境影响因子筛选结果汇总表

序号	环境要素	评价因子	
1	环境空气	现状评价	PM ₁₀ 、PM _{2.5} 、CO、O ₃ 、NMHC、H ₂ S
		影响评价	NMHC、SO ₂ 、NO ₂ 、PM ₁₀
2	地下水环境	现状评价	地下水：pH、K ⁺ 、Na ⁺ 、Ca ²⁺ 、Mg ²⁺ 、CO ₃ ²⁻ 、HCO ₃ ⁻ 、Cl ⁻ 、SO ₄ ²⁻ 、氨氮、硝酸盐、亚硝酸盐、氰化物、砷、汞、六价铬、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、总大肠菌群、细菌总数、硫化物、挥发性酚类、石油类
		影响评价	石油类
3	声环境	现状评价	等效 A 声级
		影响评价	等效 A 声级
4	生态环境	分析评价	物种分布、生境、种群、生物群落、生态系统、自然景观等。

5	土壤环境	现状评价	建设用地：①重金属和无机物：砷、镉、六价铬、铜、铅、汞、镍； ②挥发性有机物：四氯化碳、氯仿、氯甲烷、1,1-二氯乙烷、1,2-二氯乙烷、1,1-二氯乙烯、顺-1,2-二氯乙烯、反-1,2-二氯乙烯、二氯甲烷、1,2-二氯丙烷、1,1,1,2-四氯乙烷、1,1,2,2-四氯乙烷、四氯乙烯、1,1,1-三氯乙烷、1,1,2-三氯乙烷、三氯乙烯、1,2,3-三氯丙烷、氯乙烯、苯、氯苯、1,2-二氯苯、1,4-二氯苯、乙苯、苯乙烯、甲苯、间二甲苯+对二甲苯、邻二甲苯； ③半挥发性有机物：硝基苯、苯胺、2-氯酚、苯并(a)蒽、苯并(a)芘、苯并(b)荧蒽、苯并(k)荧蒽、蒽、二苯并(a,h)蒽、茚并(1,2,2-cd)芘、萘。 ④特征因子：石油烃
		影响评价	石油烃
6	固体废弃物	影响评价	施工期：弃土弃渣、岩屑、泥浆、落地油、废机油、沾油废物、建筑垃圾、生活垃圾 运营期：油泥砂、清管废渣、落地油、废润滑油、废防渗材料、事故状态落地油
7	风险评价	分析评价	风险物质：天然气、原油、柴油、混烃 井喷事故、柴油储罐和集输和燃料气管线、溶剂回收站混烃储罐、混烃罐车泄漏事故

2.4 环境功能区划与评价标准

2.4.1 环境功能区划

2.4.1.1 环境空气

本工程位于新疆维吾尔自治区克拉玛依市境内，按照《环境空气质量标准》（GB3095-2012）及其修改单的规定，该区域的环境空气质量功能区划属于二类功能区。魔鬼城风景区-布达拉宫景区内属于一类功能区，执行《环境空气质量标准》（GB3095-2012）及其修改单的规定的一类标准。

2.4.1.2 水环境

项目区西南距乌尔禾区直线距离约 14km。

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。

2.4.1.3 声环境

本工程开发建设的噪声影响仅在施工期较大，进入生产期后，整个开发建设期噪

声源数量相对较少，主要集中在井场。根据《声环境质量标准》（GB3096-2008）的声环境功能区分类，属于 2 类声环境功能区要求。

2.4.1.4 生态环境

根据《新疆生态功能区划》，本工程所在区域属于“II 准噶尔盆地温性荒漠与绿洲农业生态区——II₁ 准噶尔盆地北部灌木半灌木荒漠沙漠化控制生态亚区——16. 白杨河河谷林、乌尔禾雅丹地貌保护生态功能区”。

2.4.2 环境质量标准

2.4.2.1 环境空气

(1) 环境空气

环境空气质量评价中 SO₂、NO₂、PM_{2.5}、PM₁₀、CO、O₃ 六项指标执行《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准。对于未作出规定的非甲烷总烃参照执行《大气污染物综合排放标准详解》2.0mg/m³的标准，标准取值见表 2.4-1。

表 2.4-1 环境空气质量标准

序号	评价因子	标准限值μg/Nm ³			标准来源
		年平均	日平均	1 小时平均	
1	SO ₂	60	150	500	《环境空气质量标准》（GB3095-2012） 二级标准
2	NO ₂	40	80	200	
3	PM _{2.5}	35	75	/	
4	PM ₁₀	70	150	/	
5	CO	/	4000	10000	
6	O ₃ *	/	160	200	
7	非甲烷总烃	/	/	2000	参考《大气污染物综合排放标准》详解
8	H ₂ S	/	/	10	《环境影响评价技术导则大气环境》 (HJ2.2-2018) 附录 D 其他污染物空气质量 浓度参考限值要求

备注：O₃ 日最大 8 小时平均值为 160μg/m³

2.4.2.2 水环境

项目区地下水水质评价执行《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中 III 类水质标准，具体标准值见表 2.4-2。

表 2.4-2 地下水质量标准值 单位: mg/L

序号	项目	标准限值	序号	项目	标准限值
1	pH (无量纲)	6.5~8.5	20	亚硝酸盐氮	≤1
2	色度	≤15	21	硝酸盐	≤20
3	臭和味	无	22	总氰化物	≤0.05
4	浑浊度	≤3	23	氟化物	≤1
5	肉眼可见物	无	24	汞	≤0.001
6	总硬度	≤450	25	砷	≤0.01
7	溶解性总固体	≤1000	26	硒	≤0.01
8	铁	≤0.3	27	镉	≤0.005
9	锰	≤0.1	28	六价铬	≤0.05
10	铜	≤1	29	铅	≤0.01
11	锌	≤1	30	三氯甲烷	≤0.06
12	铝	≤0.2	31	四氯化碳	≤0.002
13	挥发酚	≤0.002	32	苯	≤0.01
14	阴离子表面活性剂	≤0.3	33	甲苯	≤0.7
15	耗氧量 (COD _{Mn} 法, 以 O ₃ 计)	3	34	石油类	≤0.05
16	氨氮	≤0.5	35	钠	≤200
17	硫化物	≤0.02	36	硫酸盐	≤250
18	总大肠菌群 (MPN/100mL)	≤3	37	氯化物	≤250
19	菌落总数 (CPU/mL)	≤100			

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

2.4.2.3 声环境

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

2.4.2.4 土壤环境

项目区占地范围内土壤质量和占地范围外的石油烃执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018) 第二类用地风险筛选值, 见表 2.4-3。

因此本项目占地范围外的土壤为裸地, 依据《中华人民共和国土壤污染防治法》第三十一条第四款规定, “对未利用地应当予以保护, 不得污染和破坏”。裸地属于未利用地, 未利用地土壤的执行标准应当依据其保护目标确定, 因此本项目占地范围外的土壤参照建设用地的土壤标准, 执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018) 第二类用地风险筛选值, 详见表 2.4-4。

表 2.4-3 建设用地土壤污染风险筛选值

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

2.4.3 污染物排放标准

2.4.3.1 废气

(1) 施工期大气污染物排放执行《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）颗粒物周边无组织排放限值 $1.0\text{mg}/\text{m}^3$ ；运营期无组织排放废气中非甲烷总烃执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728—2020）中企业边界污染物控制要求；

本项目运营期产生的大气污染物主要为重 13 井区注汽站 $2\times 9\text{t}/\text{h}$ 注汽锅炉有组织废气，锅炉废气中二氧化硫、颗粒物执行《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）中的“表 3 大气污染物特别排放限值”；根据《克拉玛依市 2022 年深入打好蓝天保卫战攻坚战行动方案》《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》（新环大气函〔2022〕483 号）要求，本项目不属于重点区域钢铁、有色金属、化工重点行业，但克拉玛依市辖区范围内燃气锅炉参照实行氮氧化物执行不高于 50mg/m³ 的标准，具体排放标准详见表 2.4-5。

表 2.4-5 废气排放标准

序号	评价因子	执行标准	标准限值		
			最高允许排放浓度 (mg/m ³)	排气筒高度 (m)	最高允许排放速率(kg/h)
1	二氧化硫	《锅炉大气污染物排放标准》(GB13271-2014)中的“表 3 大气污染物特别排放限值”	50	8	/
2	颗粒物		20		/
3	氮氧化物	《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》(新环大气函〔2022〕483 号)	50		/

油气开采过程中井场和站场、注汽开发的井场和站场无组织挥发产生的非甲烷总烃排放参照执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020) 中企业边界污染物控制要求，井场内非甲烷总烃无组织排放浓度须满足《挥发性有机物无组织排放控制标准》(GB37822-2019) 厂区内 VOCs 无组织排放限值，具体标准限值要求见表 2.4-6。

表 2.4-6 大气污染物排放标准值

污染物	项目	最高允许排放浓度 (mg/m ³)	标准来源
NMHC	监控点处 1h 平均浓度值	10	《挥发性有机物无组织排放控制标准》(GB37822-2019) 厂区内 VOCs 无组织排放限值
	监测点处任意一次浓度值	30	
	企业边界污染物控制浓度	4.0	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)

2.4.3.2 废水

运行期本项目产生的采出水、井下作业废水依托风城油田 2 号稠油联合站的污水处理系统处理，一部分回用于注汽锅炉用水，一部分达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022) 标准后，回注于现役油藏，详见表 2.4-7-1。软化水处理装置出水水质符合《油田污水回用蒸汽发生器水质指标》(Q/SY1275-2010) 表 1 的指标，详见表 2.4-7-2。

表 2.4-7-1 《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）

储层空气渗透 (μm^2)	<0.01	(0.01, 0.05)	(0.05, 0.5)	(0.5, 2)	≥ 2
水质标准分级	I	II	III	IV	V
悬浮固体含量 (mg/L)	≤ 8.0	≤ 15.0	≤ 20.0	≤ 25.0	≤ 35.0
悬浮物颗粒直径中值 (μm)	≤ 3.0	≤ 5.0	≤ 5.0	≤ 5.0	≤ 5.5
含油量 (mg/L)	≤ 5.0	≤ 10.0	≤ 15.0	≤ 30.0	≤ 100.0
平均腐蚀率 (mm/a)	≤ 0.076				

表 2.4-7-2 《油田污水回用蒸汽发生器水质指标》（Q/SY1275-2010）表 1

序号	项 目	指 标
1	溶解氧, mg/L	≤ 0.05
2	总硬度, mg/L	≤ 0.1
3	总铁, mg/L	≤ 0.05
4	二氧化硅, mg/L	≤ 100
5	悬浮物, mg/L	≤ 5.0
6	总碱度, mg/L	≤ 2000
7	含油量, mg/L	≤ 2.0
8	可溶性固体, mg/L	≤ 7000
9	pH 值(25°C)	7.5~11.0

2.4.3.3 噪声

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

表 2.4-8 环境噪声排放标准

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

2.4.3.4 固体废物

根据项目产生的各种固体废物的性质和去向，一般工业固体废物执行《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB18599-2020）；钻井岩屑执行《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T 3997-2017）要求。

危险废物鉴别执行《危险废物鉴别标准》(GB5085.1~7)，危险废物的贮存执行《危险废物贮存污染控制标准》(GB18597-2023) 其修改单、危险废物的转移依照《危险废物转移管理办法》(生态环境部令第 23 号) 及《危险废物收集、贮存运输技术规范》(HJ2025-2012) 进行监督和管理。含油污泥满足《陆上石油天然气开采含油污泥资源化综合利用及污染控制技术要求》(SY/T7301-2016) 相关要求及《关于含油污泥处置有关事宜的通知》新环办发〔2018〕20 号、《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》(生态环境部公告 2021 年第 74 号) 要求。

生活垃圾执行《生活垃圾填埋场污染控制标准》(GB 16889-2024)。

2.5 评价等级和评价范围

2.5.1 环境空气评价等级和评价范围

2.5.1.1 评价等级

本项目运营期废气的污染物主要为注汽站的燃气注汽锅炉的燃气废气、油气集输过程中的井场和站场挥发的无组织烃类。根据工程特点、污染特征及周围环境状况，采用《环境影响评价技术导则-大气环境》(HJ2.2-2018) 附录 A 推荐的估算模型 AERSCREEN 计算项目污染源的最大环境影响，选取 NMHC 因子核算，计算出最大地面浓度占标率 P_i (第 i 个污染物，简称“最大浓度占标率”) 及其地面浓度达标准值 10% 时所对应的最远距离 $D_{10\%}$ 。其中 P_i 定义为：

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

式中： P_i —第 i 个污染物的最大地面浓度占标率，%；

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

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

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

大气评价工作级别详见表 2.5-1。

表 2.5-1 评价工作等级

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

估算模式所用参数见表 2.5-2。

表 2.5-2 估算模型参数表

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

考虑到单台 9t/h 注汽锅炉、单座井场、8 井式多通阀集油计量管汇站、溶剂回收站的污染物排放速率和占地面积的不同，污染物排放参数见表 2.5-3。

表 2.5-3 主要污染物、排放参数及对应的环境空气质量标准一览表

序号	污染物源	污染物	排放参数	源强参数 m	标准值 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)			标准来源
					小时平均	24 小时平均	年平均	
1	注汽锅炉 1×9t/h	烟气量 (Nm^3/s)	2.26	点源：排气筒 H/D/T (m/m/°C) 10/0.8/120	/	/	/	/
		SO ₂ (kg/h)	0.178		500	150	60	GB3095-2012
		NO _x (kg/h)	0.407		250	100	50	GB3095-2012
		颗粒物 (kg/h)	0.0924		450	150	70	GB3095-2012, 小时值为日均值 3 倍
2	单座井场	NMHC (kg/h)	0.0051	面源：长×宽×高 25×30×6	2000	6000	12000	HJ2.2, 附录 D
3	8 井式多通阀集油计量管汇站	NMHC (kg/h)	0.0278	20×30×4	2000	6000	12000	HJ2.2, 附录 D
4	溶剂回收站	NMHC (kg/h)	0.0391	118×118×4	2000	6000	12000	HJ2.2, 附录 D

计算结果见表 2.5-4。

表 2.5-4 主要污染源污染物最大占标率和 $D_{10\%}$ 估算结果表

序号	污染源名称	估算结果：污染物 P_{max} $D_{10\%}(m)$			
		SO ₂	NO _x	PM ₁₀	NMHC
1	注汽锅炉 9t/h	1.57/0	7.14/0	0.89/0	/
2	单座井场	/	/	/	0.69
3	8 井式多通阀集油计量管汇站	/	/	/	7.58
4	溶剂回收站	/	/	/	2.35

表 2.5-4 的计算结果表明，所有源排放中，8 井式多通阀集油计量管汇站的无组织挥发的 NMHC 最大占标率 P_{max} 为 7.58%， $P_{max} > 1\%$ ，根据《环境影响评价技术导则—大气环境》（HJ2.2-2018）中大气环境评价工作分级判据判别，确定本次环评大气影响评价的工作等级为二级。

2.5.1.2 评价范围

根据《环境影响评价技术导则—大气环境》（HJ2.2-2018）的规定，并结合本工程特点，考虑油田整体开发对大气环境的区域影响，本项目的 $D_{10\%} = 0 < 2.5\text{km}$ ，本项目分别以拟部署井、站场外围为中心点，外扩 2.5km 的矩形叠合的包络线作为大气评价范围。大气评价范围见图 2.5-1。评价范围内包含布达拉宫景区，景区保护目标为特殊雅丹地貌，本项目的有组织锅炉烟气和无组织挥发性有机物对风蚀雅丹地貌影响很小。

2.5.2 地表水评价等级和评价范围

2.5.2.1 评价等级

项目区 3km 范围内无地表水体。按照《环境影响评价技术导则—地表水环境》（HJ2.3-2018），项目属于水污染影响型建设项目。在油田正常开采及油气集输过程中，本项目产生的含油污水、井下作业废水不外排，处理后作为回注油藏，不排放到地表水，与地表水体无水力联系，项目地表水环境影响评价等级为三级 B。

2.5.2.2 评价范围

项目运营阶段正常情况无废水排放，本项目不与周边地表水发生水力联系，不涉及地表水风险，无需设置地表水评价范围。本次地表水环境影响评价重点论证项目废水综合利用不外排的可行性和可靠性。

2.5.3 地下水环境评价等级和评价范围

(1) 建设项目类别

本工程属于石油天然气开采，按照《环境影响评价技术导则—地下水环境》（HJ610-2016）中附录 A 判断，属于I类项目。

（2）地下水环境敏感程度

本项目地下水评价范围内无地下水环境敏感目标。依据《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）中的地下水环境敏感程度分级表（表 2.5-5）和《建设项目环境影响评价分类管理名录》，项目区无集中式饮用水水源准保护区及补给径流区，无分散式饮用水水源地，无特殊地下水资源保护区，地下水环境敏感特征为不敏感。

表 2.5-5 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。
不敏感	上述地区之外的其他地区。

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

（3）工作等级划分

依据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016），本工程属于石油天然气开采，属于I类建设项目，地下水环境敏感程度为不敏感，依据表 2.5-6，评价等级为二级。

表 2.5-6 评价区地下水环境影响评价工作等级划分

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

（4）评价范围

本项目所在区域水文地质条件相对简单，本次评价采用公式法计算评价范围。根据《环境影响评价技术导则—地下水环境》（HJ610-2016），计算公式如下：根据表 2.5-6 及分析结果确定本项目地下水环境影响评价等级为二级，项目区开发范围小于 6km²，本次地下水评价范围外扩至 20km²。

地下水流向：项目所在区域地下水流向为西北至东南。

本次评价范围确定为：项目区评价范围以井场和站场为中心点，地下水流向为主轴，宽 2km，长 3km 的范围叠合的包络线，集输管线两侧向外延伸 200m 作为评价范围。地下水评价范围详见图 2.5-2。

2.5.4 生态环境评价等级和评价范围

(1) 评价等级

根据《新疆生态功能区划》，本工程所在区域属于“II 准噶尔盆地温性荒漠与绿洲农业生态区——II₁ 准噶尔盆地北部灌木半灌木荒漠沙漠化控制生态亚区——16. 白杨河河谷林、乌尔禾雅丹地貌保护生态功能区”。

本项目所在生态系统类型主要为荒漠生态系统，项目新增用地（永久+临时占地） $0.36\text{km}^2 < 20\text{km}^2$ ，工程区 FHW5339S、FHW5440S 井西侧距离魔鬼城风景名胜区-布达拉宫景区最近距离约 257m，集油、供气、供水管线西侧距离魔鬼城风景名胜区-布达拉宫景区最近距离约 105m，本项目不占用魔鬼城风景名胜区-布达拉宫景区，景区保护目标为特殊雅丹地貌，无重要物种分布，不涉及生态红线，不属于生态敏感区，项目区建设不影响雅丹景点稳定性及观赏性，项目区属于一般区域，生态环境影响评价等级判定为三级。根据《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022）的生态评价等级判定条件，判定过程详见表 2.5-7。

表 2.5-7 生态评价等级判定过程

序号	生态评价等级判定要求	本工程情况	评价等级
1	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；	不涉及	/
2	涉及自然公园时，评价等级为二级；	不涉及	/
3	涉及生态保护红线时，评价等级不低于二级；	不涉及	/
4	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；	不涉及	/
5	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；	本工程地下水水位或土壤影响范围内无天然林、公益林和湿地分布；	三级
6	当工程占地规模大于 20km^2 时（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；	本工程占地面积为 $0.36\text{km}^2 < 20\text{km}^2$	三级
7	除本条、上述各条以外的情况，评价等级为三级；	/	/
综上	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	/	三级

根据表 2.5-7 可知，因此本工程生态环境影响评价工作等级确定为三级。

(2) 评价范围

考虑油田整体开发对生态环境的影响，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)的规定，确定生态环境评价范围为油田开发井场、站场向外扩展 50m 范围，集输管线两侧各 300m 带状区域的范围。布达拉宫景区保护目标为特殊雅丹地貌，无重要物种分布，管线的施工作业范围为 8m，对施工作业范围外的布达拉宫景区影响很小，井场施工范围为临时占地（85m×65m），对 172m（257-85=172m）外的布达拉宫景区影响也很小，所以评价范围以实际影响范围为准，对生态评价范围见图 2.5-2。本项目与布达拉宫景区的位置关系图见图 2.5-1。

2.5.5 噪声环境评价等级和评价范围

2.5.5.1 噪声环境评价等级

本工程涉及的噪声源可分为连续稳定噪声源和流动噪声源。噪声源主要包括施工期内钻机、泥浆泵等机械噪声、生产运行期井场机泵、井下作业噪声、站场机械设备噪声。

本工程所在功能区适用于《声环境质量标准》（GB3096-2008）中规定的 2 类标准，且噪声源周围 200m 没有固定集中的人群活动。依据《环境影响评价技术导则—声环境》（HJ2.4-2021）中的规定，本工程声环境影响评价工作等级定为二级。

2.5.5.2 噪声环境评价范围

根据《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ2.4-2021）要求，“满足一级评价的要求，一般以建设项目边界向外 200m 作为评价范围；二、三级评价范围可根据建设项目所在区域和相邻区域的声环境功能区划及敏感目标等实际情况适当缩小”，根据项目特点，本次环评声环境评价范围为井场和站场边界向外扩 200m 作为评价范围。评价范围图见图 2.5-2。

图 2.5-1 本项目与布达拉宫景区的位置关系图



2.5.6 环境风险评价等级和评价范围

2.5.6.1 建设项目风险源调查和环境敏感目标调查

本项目涉及的风险物质为柴油、原油、天然气、混烃。项目区评价范围没有自然保护区、水源保护区、文物保护单位等其它特殊敏感目标。

2.5.6.2 环境风险潜势初判

2.5.6.2.1 危险物质及工艺系统危险性（P）的分级确定

1) 危险物质数量与临界量比值（Q）

计算所涉及的每种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，计算公式如下：

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

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

Q_1 、 Q_2 、... Q_n —每种危险物质相对应的临界量，t。

计算出 Q 值后，当 $Q < 1$ 时，该项目环境风险潜势为 I。

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

本项目分为 2 个危险单元：钻井期间柴油储罐、运营期间集输支线、单井管线、供燃料气管线、溶剂回收站的混烃储罐、分离设备的采出液量、注烃罐车。

1) 钻井期间柴油储罐

钻井期的单井井场的单座柴油储罐容积为 35m^3 ，柴油最大储量为 60t，存储量为 30 天。

Q 值的确定见下表 2.5-8。

表 2.5-8 单井井场的柴油储罐的 Q 值一览表

风险单元	危险物质最大存在量（t）		危险物质临界量（t）	Q ₁ 值
井场	柴油	60	2500	0.024

2) 运营期的风险源

①集输支线、单井管线的储油量

拟建工程管线均分段敷设，其中集油支线（3.6km，内径 150mm，压力 0.8-1.05MPa）、集油支线（0.2km，内径 114mm，压力 0.8-1.05MPa）、单井集油管线（2km，内径 60mm，压力 1MPa）。原油密度按照 0.977t/m^3 。根据计算，3.6km 集

油支线最大储油量为 62.12t、0.2km 集油支线最大储油量为 1.99t、单井集油管线最大储油量为 5.52t。

②供燃料气管线的储气量

拟建工程管线均分段敷设，燃料气管线长为 3.7km（DN219、0.5-0.4MPa）。天然气密度 0.78kg/m³。根据计算，管道最大储气量为 0.107t。

根据克拉伯龙方程，计算管道带压运行状态下的气体质量：

$$pV=nRT$$

p：气体压强，标况压强 0.101325Mpa，

V：气体体积，管道体积；

n：气体的物质的量，单位 mol；

T：绝对温度，293.15K；

R：气体常数。

计算得：管道带压运行状态下最大储气量为 0.107t。

③溶剂回收站的混烃储罐储存量

本项目设有 2 座 50m³的混烃卧式压力储罐（压力为 0.1-0.15Mpa），一次最大储存量为 52.7t（2 座储罐），主要成分为 C3-C7，其中 C3~C4 质量占到 30%，C5~C7 质量占到 70%，常温储存，危险物质临界量参照正己烷，临界量为 10t。

本项目混烃储罐情况一览表详见表 2.5-9。

表 2.5-9 本项目混烃储罐情况一览表

物质名称	储罐容积 m ³	储罐类型	储罐个数	装填系数	最大储存量 t	周转量 (t/a)	周转次数	物料密度 kg/m ³	储存温度(°C)	储存压力 MPa	储存天数	储罐规格
混烃	50	压力储罐	2	0.85	52.7	6880	131	620	常温	0.1-0.15	1	Φ2.5m H10m

④溶剂回收站的分离设备储存量

本次新建 1 座溶剂回收站，采出液设计处理规模为 400t/d，实际处理规模为 105-332t/d，本次风险评价估算设备在线储存量按照最大规模 400t/d 考虑，小时在线量为 16.67t。

图 2.5-2 项目区大气、地下水、土壤、生态、声评价范围图

⑤注烃罐车的储存量

本项目 SAGD 开采，采用分散式单井注入工艺，使用槽车将混烃从周边拉运至试验井井口，利用移动式泵撬将槽车内混烃增压、计量后注入井下，以此工作方式依次给各个试验井注入溶剂。根据产能预测指标表，最大产能年日最大溶剂注入量为 34.1t/d，每辆注烃罐车最大装载量为 26t，因此本次风险评价危险物质临界量按照最大量考虑 34.1t/d。

本项目将采油井口-单井管线-集油支线-溶剂回收站以及注汽站的燃料气管线、注烃罐车，作为一个风险单元考虑。

本项目的 Q 值的确定见下表 2.5-9：

表 2.5-9 本项目运营期集输支线、单井管线、注气主线危险单元 Q 值一览表

风险单元	管道特性	危险物质	危险物质		危险物质临界量 (t)	Q 值
			密度	最大存在量 (t)		
集输支线	长 3.6km, DN150 1.6 MPa	原油	0.977t/m ³	62.12	2500	0.025
集输支线	长 0.2km, DN114、 1.6 MPa	原油	0.977t/m ³	1.99	2500	0.001
单井管线	长 2km DN60 1.6MPa	原油	0.977t/m ³	5.52	2500	0.002
供燃料气管线	长 3.7km, DN219, 1.6 MPa	天然气	0.78kg/m ³	0.107	10	0.011
溶剂回收站- 混烃储罐	2 座 50m ³ 卧式储罐 (直径Φ 2.5m, 长度 10 m), 压力为 0.1-0.15Mpa、充装 系数 0.85	混烃	0.62t/m ³	52.7	10	5.27
溶剂回收站- 分离设备的 采出液量	小时最大在线量	原油	0.977t/m ³	16.67	2500	0.0067
注烃罐车	最大产能年日注入 量 34.1t/d	混烃	620	34.1	10	3.41
合计 Q ₂				173.21		8.73

根据上述施工期、运营期的风险功能单元的计算结果比较，本项目 $Q_{max}=Q_2=8.73$ ， $1 \leq Q < 10$ 。

2.5.6.2.2 行业及生产工艺 (M) 评估

分析项目所属行业及生产工艺特点,按照表 2.5-10 评估生产工艺情况。具有多套工艺单元的项目,对每套生产工艺分别评分求和。将 M 划分为 (1) $M > 20$; (2) $10 < M \leq 20$; (3) $5 < M \leq 10$; (4) $M = 5$; 分别以 M_1 、 M_2 、 M_3 和 M_4 表示。

表 2.5-10 行业及生产工艺 (M)

行业	评估依据	分值
石化、化工、医药、轻工、化纤、有色冶炼等	涉及光气及光气化工艺、电解工艺(氯碱)、氯化工艺、硝化工艺、合成氨工艺、裂解(裂化)工艺、氟化工艺、加氢工艺、重氮化工艺、氧化工艺、过氧化工艺、胺基化工艺、磺化工艺、聚合工艺、烷基化工艺、新型煤化工工艺、电石生产工艺、偶氮化工艺	10/套
	无机酸制酸工艺、焦化工艺	5/套
	其他高温或高压,且涉及危险物质的工艺过程 a、危险物质贮存罐区	5/套(罐区)
管道、港口/码头等	涉及危险物质管道运输项目、港口/码头等	10
石油天然气	石油、天然气、页岩气开采(含净化),气库(不含加气站的气库),油库(不含加气站的油库)、油气管线 b(不含城镇燃气管线)	10
其他	涉及危险物质使用、贮存的项目	5

a 高温指工艺温度 $\geq 300^{\circ}\text{C}$, 高压指压力容器的设计压力(P) $\geq 10.0\text{MPa}$; b 长输管道运输项目应按站场、管线分段进行评价。

本项目 M 值按照石油天然气开发, M 值取 10 以 M_3 表示。

(3) 危险物质及工艺系统危险性 (P) 分级判定

根据危险物质数量与临界量比值(Q)和行业及生产工艺(M),按照表 2.5-26 确定危险物质及工艺系统危险性等级(P)。

表 2.5-11 本项目危险物质及工艺系统危险性等级判断(P)依据一览表

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

本项目危险物质数量与临界量比值 $1 \leq Q < 10$, 本项目行业及生产工艺(M)为 M_3 , 因此本项目危险物质及工艺系统危险性等级判断 (P) = P_4 。

2.5.6.2.3 大气环境风险潜势判定

(1) E 的分级确定

1) 大气环境

依据环境敏感目标环境敏感性及人口密度划分环境风险受体的敏感性,共分为三

种类型，E1 为环境高度敏感区，E2 为环境中度敏感区，E3 为环境低度敏感区，分级原则见表 2.5-12。

表 2.5-12 大气环境敏感程度分级

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

根据表 2.5-12 环境敏感目标调查结果，本项目的大气敏感性均判定为 E3，判定结果见表 2.5-13。

表 2.5-13 项目大气敏感性判定

分析对象	调查范围	涉及人口数	判定结果
井场、站场	5km	<5 万人	E3
	500m	<1000 人	
集输管线、燃料气管线	周边 200m	每千米管段人口数小于 100 人	E3

2) 地下水环境

依据地下水功能敏感性与包气带防污性能，共分为三种类型，E1 为环境高度敏感区，E2 为环境中度敏感区，E3 为环境低度敏感区，分级原则见表 2.5-18。其中地下水功能敏感性分区和包气带防污性能分级分别见表 2.5-14 和表 2.5-15。当同一建设项目涉及两个 G 分区或 D 分级及以上时，取相对高值。

表 2.5-14 地下水环境敏感程度分级

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

表 2.5-15 地下水功能敏感性分区

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

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

表 2.5-16 包气带防污性能分级

分级	包气带岩土渗透性能
D3	$Mb \geq 1.0m$, $K \leq 1.0 \times 10^{-6}cm/s$, 且分布连续、稳定
D2	$0.5m \leq Mb < 1.0m$, $K \leq 1.0 \times 10^{-6}cm/s$, 且分布连续、稳定 $Mb \geq 1.0m$, $1.0 \times 10^{-6}cm/s < K \leq 1.0 \times 10^{-4}cm/s$, 且分布连续、稳定
D1	岩（土）层不满足上述“D2”和“D3”条件

Mb: 岩土层单层厚度。K: 渗透系数。

根据表 2.5-16 综合判定，项目区井场、站场和管线地下水环境敏感程度分级均为 E2。

2.5.6.2.4 环境风险潜势划分

综合以上分析，本项目各环境要素风险潜势判定结果见表 2.5-17。

表 2.5-17 本项目环境风险潜势分级判定

环境敏感程度		危险物质及工艺系统危险性	环境风险潜势分级
环境要素	敏感程度		
大气环境	E3	P4	I
地下水环境	E2	P4	II

2.5.6.4 风险评价等级

本项目的环境风险综合潜势为 II，因此本项目的风险评价等级为三级。风险评价工作等级划分见表 2.5-18。

表 2.5-18 风险评价工作级别

环境风险潜势	IV+、IV	III	II	I
本项目评价工作等级	一	二	三	简单分析 a

a 是相对于详细评价工作内容而言，在描述危险物质、环境影响途径、环境危害后果、风险防范措施等方面给出定性的说明。见附录 A

2.5.6.5 风险评价范围

大气环境风险评价范围：以井场、站场为中心，以四周厂界为起点各向外延伸 3km

的范围叠合的包络线、管线两侧 200m 范围。

地下水环境风险评价范围：与项目地下水评价范围一致。

拟建项目风险评价范围见图 2.5-1。

本项目风险等级及评价范围一览表见表 2.5-19。

表 2.5-19 本项目风险等级及评价范围一览表

名称	风险物质	最大存在量 t	临界值	Q 值	M	P	E 大气	E 地下水	风险潜势	评价等级	评价范围
井场、站场、管线	原油、天然气、混烃	173.21	2500/10	8.73	m ³	P4	E3	E2	II	三级	A*

A*：大气：以井场、站场为中心，以四周厂界为起点各向外延伸 3km 的范围叠合的包络线、管线两侧 200m 范围。

地下水：以井场和站场为中心点，地下水流向为主轴，宽 2km，长 3km 的范围叠合的包络线，集输管线两侧向外延伸 200m 作为评价范围。

2.5.7 土壤环境评价等级和评价范围

2.5.7.1 土壤环境评价等级

(1) 生态影响型

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）以及区域历史监测数据，项目所在区域属于土壤盐化地区，本项目类别同时按照生态影响型项目和污染影响型项目考虑，并根据不同项目类型类别分别判定评价等级。本环评土壤环境影响敏感程度，均从严考虑。

(1) 土壤生态影响型评价等级及评级范围

1) 土壤生态影响型评价等级

土壤生态影响型敏感程度分级，见表 2.6-8。

表 2.6-8 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 $a > 2.5$ 且常年地下水位平均埋深 $< 1.5\text{m}$ 的地势平坦区域；或土壤含盐量 $> 4\text{g/kg}$ 的区域	$\text{pH} \leq 4.5$	$\text{pH} \geq 9.0$
较敏感	建设项目所在地干燥度 > 2.5 且常年地下水位平均埋深 $\geq 1.5\text{m}$ 的，或 $1.8 < \text{干燥度} \leq 2.5$ 且常年地下水位平均埋深 $< 1.8\text{m}$ 的地势平坦区域；建设项目所在地干燥度 > 2.5 或常年地下水位平均埋深 $< 1.5\text{m}$ 的平原区；或 $2\text{g/kg} < \text{土壤含盐量} \leq 4\text{g/kg}$ 的区域	$4.5 < \text{pH} \leq 5.5$	$8.5 \leq \text{pH} < 9.0$
不敏感	其他	$5.5 < \text{pH} < 8.5$	

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。

土壤生态影响型评价工作等级划分表 2.6-9。

表 2.6-9 土壤生态影响型评价工作等级划分表

项目类别 评价等级 敏感程度	I类	II类	III类
敏感	一级	二级	三级
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《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），本项目为“石油开采项目”，常规石油开采井场、站场等工程，为 I 类项目，油类和废水等输送管道为 II 类，天然气管道 IV 类。根据本次现状监测，本工程占地范围内土壤全盐量最大为 $9.6\text{g/kg} > 4\text{g/kg}$ ，pH 值在 7.58~8.01 之间，则判定土壤敏感程度为“敏感”。

综上，本项目土壤生态影响型评价等级划分为一级。

2) 评价范围

根据评价工作等级，并结合本工程特点，考虑油气田整体开发对区域的影响，确定土壤生态影响型评价范围为井场边界外 5km 区域范围，采油管线、供水、供气管线两侧 200m 区域范围。

(2) 污染影响型

本项目建设内容为新钻 17 口井，新建 2 座管汇站、1 座注汽站、1 座溶剂回收站，各类管线 15.1km、站外道路 2.5km、输电线路 39.5km。从污染物影响途径看，油田地面集输管线泄漏，集输的采出液可能污染土壤；油气开发属于 I 类项目，永久占地 $4.99\text{hm}^2 < 5\text{hm}^2$ ，属于小型项目；占地类型主要为裸地，土壤敏感程度为不敏感，因此土壤评价工作等级判定为二级。

土壤评价等级划分依据见表 2.5-10。

表 2.5-10 土壤污染类项目评价工作等级划分表

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

2.5.7.2 土壤环境评价范围

油田开发井场、站场向外扩展 200m 范围，集输管线两侧各 200m 带状区域的范围。土壤评价范围见图 2.5-2。

2.5.8 小结

本项目各环境要素评价等级及评价范围一览表见表 2.5-12。

表 2.5-12 本项目各环境要素评价等级及评价范围一览表

序号	环境要素	评价等级	评价范围
1	大气	二级	以项目井场和站场为中心区域，边长为 5km×5km 的矩形
2	地表水	三级 B	无
3	地下水	二级	地下水流向：西北至东南 以油田开发井场、站场为中心点，地下水流向为主轴，宽 2km，长 3km 的范围，集输管线两侧向外延伸 200m 作为评价范围
4	噪声	二级	井场、站场边界向外扩 200m 作为评价范围
5	生态	三级	油田开发井场、站场向外扩展 50m 范围，集输管线两侧各 300m 带状区域的范围
6	土壤	二级	土壤生态影响型：评价范围为井场、站场边界外 5km 区域范围，各类管线两侧 200m 区域范围。 土壤污染影响型：油田开发井场、站场向外扩展 200m 范围，集输管线两侧各 200m 带状区域的范围
7	风险	三级	以井场、站场为中心，以四周厂界为起点各向外延伸 3km 的范围叠合的包络线、管线两侧 200m 范围

2.6 污染控制目标与环境保护目标

2.6.1 污染控制目标

根据开发建设和运营中对环境可能造成的污染与生态破坏，确定污染控制目标如下：

- (1) 项目区位于克拉玛依市乌尔禾区境内境内的范围，不属于自治区级水土流失

重点治理区，但要控制建设项目在开发建设过程中的各种施工活动，尽量减少对地表的扰动，做好植被恢复与水土保持工作，防止土壤沙化。

(2) 保证项目建成后，废气达标排放，废水达标回注，固体废物得到合理利用及无害化处置，主要污染物总量符合国家和地方控制要求。

(3) 保证评价区域空气质量、地下水质量基本维持现有水平；将工程对生态环境的不利影响降低到最低程度，使受影响区域的整体生态环境无明显破坏。

2.6.2 环境保护目标

本工程位于克拉玛依市乌尔禾区境内。现场踏勘结果表明，评价范围内无国家公园、自然保护区、世界文化和自然遗产地、饮用水水源保护区、永久基本农田、基本草原、自然公园、重要湿地、重点保护野生动物栖息地、重点保护野生植物生长繁殖地、沙化土地封禁保护区等，项目远离人群居住区。

工程区(FHW5339S、FHW5340S、)西侧距离魔鬼城风景名胜区-布达拉宫景区最近距离约 257m，集油、供气、供水管线西侧距离魔鬼城风景名胜区-布达拉宫景区最近距离约 105m。本项目距离准噶尔盆地南缘土地沙化防控与防风周沙生态保护红线距离为 19km。

详见图 2.6-1 项目区周边情况图、图 2.6-2 项目区与生态红线的位置关系图。据现场调查，确定本工程评价范围内主要环境保护敏感目标见表 2.6-1。

表 2.6-1 环境保护目标

序号	环境要素	环境保护目标	相对位置关系	保护级别	保护要求
1	环境空气	克拉玛依市魔鬼城风景名胜区--布达拉宫景区	工程区(FHW5339S、FHW5340S、)西侧距离魔鬼城风景名胜区-布达拉宫景区最近距离约 257m，集油、供气、供水管线西侧距离魔鬼城风景名胜区-布达拉宫景区最近距离约 105m。	《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准	不改变区域环境空气功能
2	声环境			《声环境质量标准》（GB3096-2008）1类标准	不改变声环境功能区
3	环境风险			自治区级风景名胜区	旅游资源，保护魔鬼城资源的完整性和独立性、保护自然植被
4	生态	梭梭、猪毛菜等荒漠植物			
5	地下水	深层承压水（水源井）和浅层地下水	项目区及周边	《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类标准	不对评价区域地下水产生污染影响
6	土壤	无	项目区及周边	《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》	不降低土壤现有功能

			(GB36600-2018) 第 二类用地风险筛选值
--	--	--	-------------------------------

2.7 评价时段和评价重点

评价时段包括施工期、运行期、闭井期三个时段。

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

- (1) 工程分析
- (2) 生态环境影响评价及水土保持
- (3) 环境风险影响评价及风险管理
- (4) 地下水环境影响评价
- (5) 环境保护措施技术经济及可行性论证

2.8 评价方法

本工程环境影响评价采用定量评价与定性评价相结合的方法，以量化评价为主。采用环境影响评价技术导则规定的评价方法予以分析。本次评价采用了类比法、产污系数法、排污系数法、数学模式法等。本次环境评价使用的评价方法见表 2.8-1。

表 2.8-1 评价方法一览表

序号	项目	采用方法
1	环境影响因素识别方法	矩阵法
2	环境现状调查	收集资料法、现场调查法
3	工程分析	类比分析法、查阅参考资料法、产污系数法、排污系数法
4	影响评价	数学模式法、预测模式

图 2.6-1 项目区周边情况图

图 2.6-2 项目区与生态红线的位置关系图



布达拉宫景区

魔鬼城景区

3.工程概况与工程分析

3.1 区块开发现状及环境影响回顾

3.1.1 区块开发现状

风城油田重 13 井区，行政上隶属新疆维吾尔自治区克拉玛依市乌尔禾区，距克拉玛依市东北约 130km。区域构造位于乌夏断裂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，南邻玛湖凹陷北部斜坡带。地理位置位于重 5 区块内部，西北方向与已开发老区重 1 井区接壤，地面海拔 458m~512m，平均约 494m，地面较为平坦。本区属于大陆干旱气候，温度变化-40℃~40℃，降雨量少，蒸发量大。217 国道由油区北部通过，简易油田公路在工区内纵横交错，交通方便。工程地理位置见图 3.1-1，风城油田区域位置图见图 3.1-2，本工程油区位置图详见图 3.1-3。本次拟部署井与新疆油田公司“一张图”的相对位置关系示意图见图 3.1-4。

风城油田的勘探开发始于上世纪 50 年代，大体可分为预探、评价、开发三个阶段。目前，重 13 井区处于未探明待开发的情况。

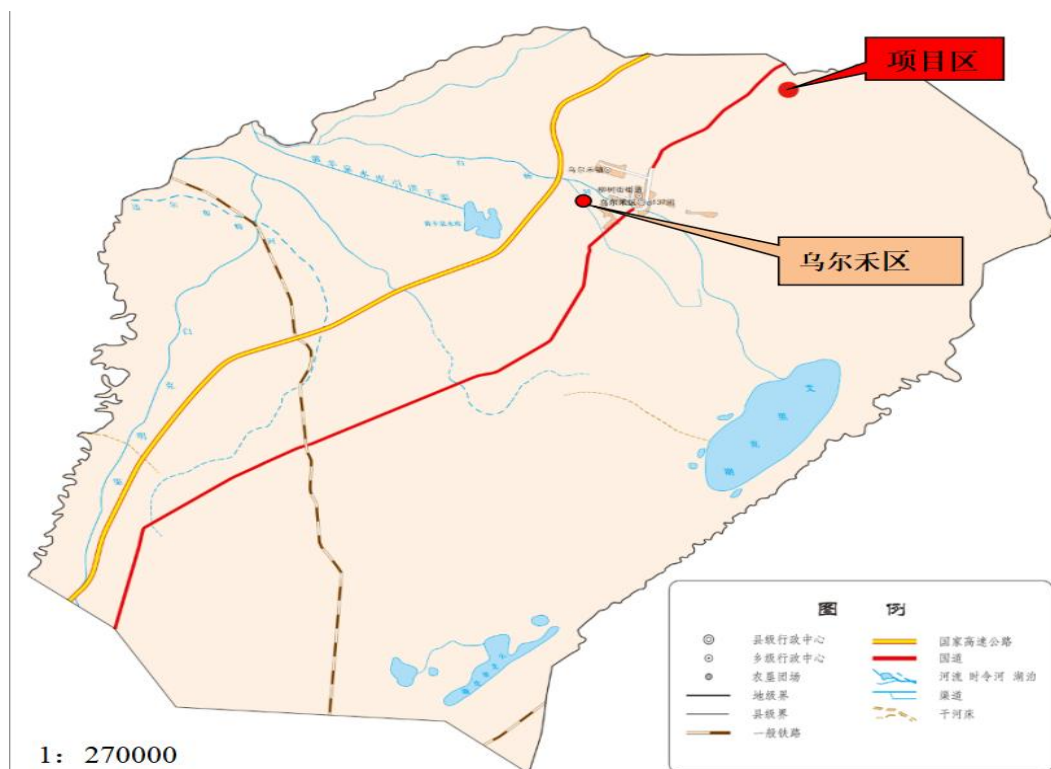


图 3.1-1 项目区地理位置图

图 3.1-2 区块位置图

图 3.1-3 本次拟部署井与新疆油田 百口泉油田、乌尔禾油田、风城油田环境影响回顾性评价

图 3.1-4 本工程油区位置图

 项目区

新疆风城油田超稠油油藏全生命周期开发规划

3.1.1.1 勘探开发阶段

1) 1956 年~1994 年预探阶段

1956 年~1958 年，新疆石油管理局在风城地区进行地质详查，在风城油田边缘地带完钻 48 口构造浅井，其中 18 口井见到油气显示，在白垩系吐谷鲁群、上侏罗统齐古组、下侏罗统八道湾组见到稠油和沥青砂。1992 年~1994 年分批上报了重 1 井区 J3q、重 43 井区 J1b、重 32 井区 J3q 油藏探明原油地质储量共计 3319.88 万吨。

2) 1994 年~2023 年评价阶段：开展技术适用性攻关，高效落实风城稠油资源量

1994 年，采用斜井钻机在重 1 井区块齐古组油藏钻成国内第一口斜直水平井—FW001，垂深 264m，水平段长度 212m，1995 年 4 月至 1996 年 10 月进行注蒸汽吞吐试验。2011 年，实施评价井 27 口、控制井 30 口，热采试油 25 井 29 层，2012 年，实施了 9 口评价井。截止 2023 年底，共落实侏罗系超稠油含油面积 170.69km²（分层累积面积），落实稠油资源 3.72 亿吨。

2012 年~2015 年超稠油 I、II 类油藏 SAGD 开发阶段：为破解超稠油 I、II 类油藏经济有效开技术瓶颈，2008 年、2009 年先后开辟了重 32、重 37 井区了 SAGD 先导试验区。

2016 年~2023 年超稠油 III 类油藏 SAGD 开发阶段：2013 年，在重 45 井区开辟高黏 SAGD 试验区（50℃黏度平均 11.8×10⁴mPa·s），井组日产油平均 17.8t。

VHSD 开发阶段（2017 年-2023 年）超稠油油藏蒸汽吞吐后期改善开发：在重 32 井区齐古组油藏开展了 8 井组直井与水平井组合的驱泄复合（VHSD）先导试验。部署直井 35 口，水平井 8 口，水平段长度 280m，直井与水平井间距 50m，直井间距 70m，2009 年开始吞吐，2013 年 8 月转驱，吞吐阶段采出程度 18.8%。

3.1.1.2 稠油开发

风城作业区 19 个井区内有 8 个采用注水开发，9 个采用注汽开发，2 个采用天然能量开发，各区块开采工艺见表 3.1-1。风城油田的注汽开发（SAGD）区块有：重 32 井区、重 18 井区，重 32SAGD 井区、重 37SAGD 井区、重 1SAGD 井区、重 18SAGD 井区、重 45SAGD 井区、重 58SAGD 井区、重 22SAGD 井区。

表 3.1-1 各井区开采工艺一览表

序号	开采工艺	区块数量 (个)	各区块名称
1	天然能量开发	2	风南 4 井区、风南 5 井区
2	注水开发	8	夏 18 井区、夏 29 井区、夏 26-27-35 井区、夏 9 井区、乌 33 井区、乌 36 井区、乌 5 井区、乌 36 井区
3	注汽开发	9	重 32 井区、重 18 井区、重 32SAGD 井区、重 37SAGD 井区、重 1SAGD 井区、重 18SAGD 井区、重 45SAGD 井区、重 58SAGD 井区、重 22SAGD 井区
4	火驱开发	1	重 18 井区

3.1.2 “三同时”执行情况

重 13 井区处于未探明待开发状态，没有开发的井场和站场，周边已建地面设施情况见图 3.1-5。

风城油田重 13 井区所在区域，已经开展的区域回顾性评价有：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（2021）、新疆风城油田超稠油油藏全生命周期开发规划（2011）。区块的环评手续情况见表 3.1-2。

表 3.1-2 区块依托工程环评及验收情况一览表

序号	建设项目 名称	环评文件		
		审批单位	批准文号	批准时间
1	新疆风城油田超稠油藏全生命周期开发规划环境影响报告书	原新疆维吾尔自治区环境保厅	新环评价函（2011）841号，见附件2.1	2011.9.8
2	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	新疆生态环境厅	新环函（2021）989号，见附件2.2	2021.10.29

3.1.3 已建工程环境影响回顾评价

3.1.3.1 已建工程环境影响回顾评价

结合《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》（2021年）中调查结论和本次环评组现场调查情况，本节分环境要素对现有工程进行回顾性分析评价。

(1) 大气环境影响回顾分析

作业区废气污染源主要为锅炉烟气、加热炉烟气，无组织废气主要为各类储罐、油气开采、集输和处理过程中产生的挥发性有机废气和硫化氢。

根据后评价期间监测结果，循环流化床锅炉烟气中各污染物浓度满足《火电厂大气污染物排放标准》（GB13223-2011）重点地区（烟尘、二氧化硫、氮氧化物排放浓

度分别不高于 20mg/m³、50mg/m³、100mg/m³) 要求, 锅炉及加热炉烟气中各污染物浓度满足《锅炉大气污染物排放标准》(GB13271-2014) 相关要求, 无组织非甲烷总烃满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB 39728—2020) 中企业边界污染物控制要求、硫化氢满足《恶臭污染物排放标准》(GB14554-93) 中新建项目二级标准要求。

(2) 水环境影响回顾分析

作业区废水污染源主要为采出水、井下作业废水、高含盐水和生活污水。采出水进入站内采出水处理系统进行处理, 稀油注输联合站采出水处理达标后回注油藏, 不外排; 一号稠油联合处理站和 2 号稠油联合处理站采出水处理达标后一部分回注至稀油乌 33 和乌 36 区块, 一部分回用于燃气锅炉; 井下作业废水全部回收, 采用专用废液收集罐收集后运至联合处理站处理; 高含盐水(高温反渗透浓水、燃煤锅炉排污) 送至高含盐污水深度处理系统, 采用降膜蒸发的工艺, 将高含盐污水蒸发得到无盐水及更高含盐量的高含盐水。无盐水用于锅炉, 含盐量更高的高含盐水通过管线管输至 165 万方高含盐水池, 用于压裂液复配。

根据后评价期间监测结果, 稀油注输联合站、一号稠油联合站和 2 号稠油联合站采出水处理系统出口水质均满足《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》(SY/T5329-2012) 中的相关标准要求; 供汽 2 站软化水处理装置出水水质符合《油田污水回用蒸汽发生器水质指标》(Q/SY1275-2010)。

(3) 固体废物环境影响回顾分析

施工期固体废物主要为钻井岩屑、建筑垃圾等, 运营期固体废物主要为含油污泥、沾油废物、废离子交换树脂、粉煤灰、煤渣和生活垃圾等。固体废物均根据固体废物属性得到妥善处置, 未对周围环境产生不良影响。

截止 2021 年, 作业区污泥暂存点建设符合《危险废物贮存污染控制标准》(GB18597-2001) 及其修改单中相关要求; 产生的危险废物均交由有相应处理资质的单位进行回收处置。

(4) 声环境影响回顾分析

施工期噪声源主要为钻井设备、施工机械及车辆等; 作业区各噪声源主要为各站场的各类机泵、运输车辆等。

噪声监测结果表明, 各监测点噪声均满足《工业企业厂界噪声排放标准》(GB12348-2008) 中声环境功能区 2 类区排放标准。且井区周围没有固定人群居住,

故不存在噪声扰民现象。

(5) 生态环境影响回顾

油田开发建设项目总体开发过程中，对生态的影响主要为占地对生态环境造成的影响，主要生态影响包括对生态景观格局的影响、对植被的影响以及对野生动物的影响，按照影响时段可分为施工期、运营期和服务期满的生态影响。

施工期生态影响主要表现为占地影响，包括钻井工程、集输工程和处理工程等各类工程的临时占地和永久占地。施工结束后，永久占地被永久性构筑物代替，这部分占地的土壤类型、土地利用类型和植被类型将发生彻底的改变，永久占地使原先土壤—植被复合体构成的自然地表被各类人工构造物长期取代；临时占地伴随着永久性占地的工程建设而发生，也不避免地对原有地表造成破坏。

运营期不新增占地，随着施工人员撤离作业区域，人类活动和占地都将减少，野生动物对新环境适应后的活动和分布范围将恢复，油田生产运营期正常的巡检、各类运输车辆等活动会对野生动物的生存及栖息造成影响。

受油田滚动开发特点的影响，不断有枯竭油藏关停井，对于进入服务期满的生产设施，应及时进行清退。服务期满的清理工作包括地面设施拆除、井口地下截去至少 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。固体废物的妥善处理，可以有效控制对区域环境的影响。

(6) 土壤环境影响回顾分析

施工期对土壤环境的影响主要为因施工带来的人为扰动和水土流失影响。各项施工作业活动不可避免地会对土壤环境造成影响，主要产生于钻井工程、站场建设、管道敷设和道路建设过程中，具体表现为施工场地平整、构筑物基础建设、管沟建设对土壤的开挖，以及车辆行驶和机械施工碾压和踩踏破坏土壤结构。油田工程施工作业区域呈点线状分布，施工期人为扰动和土石方作业均会对施工区域造成水土流失影响，其程度因所在区域自然环境的不同而有所差异。

运营期正常工况下，作业区开发建设过程中产生的废水和固体废物均得以妥善处置，不会造成土壤环境污染。但在事故状态下，如发生井喷、管线及储罐泄漏等事故，泄漏的油品会对土壤环境产生污染影响。油类物质进入土壤后，覆盖于地表会使土壤透气性下降、土壤理化性状发生变化，进而导致土壤质地、结构发生改变，直接影响

地表植被的生长。

3.1.3.2 区域环境质量变化和环境影响长期性、累积性分析

3.1.3.2.1 区域空气质量变化

结合《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》（2021年），本次评价搜集了风城油田 2019 年至 2023 年的风城油田风城作业区非甲烷总烃、硫化氢的监测数据，详见表 3.1-3。

表 3.1-3 引用数据来源情况一览表

数据来源	点位名称	监测点位编号	监测时间
风南 4 井区百口泉组油藏 2020 年水平井加密调整工程方案	1#	G1	2020 年 6 月 15 日~21 日
风 5-风 3 井区二叠系油藏开发地面建设工程	G1	G2	2019 年 12 月 15 日-12 月 21 日
中国石油新疆油田分公司风城油田作业区污泥资源化暂存场项目	项目区下风向	G3	2019 年 3 月 1 日至 7 日
风城油田重 32 井区齐古组 J3q22-1+J3q22-2 层开发调整工程	1#FHW11344	G4	2020 年 4 月 17 日~4 月 23 日
	2#下风向 1.5km	G5	
风城油田风 3-风 5 井区二叠系风城组油藏开发工程	1#拟建 F33213 井场	G6	2023 年 4 月 20 日~4 月 26 日
	2#魔鬼城景区	G7	

※执行标准

NMHC 执行<大气污染物综合排放标准>详解=中推荐值 2.0mg/m³ 要求；氨和硫化氢执行《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 其他污染物空气质量浓度参考限值。

※评价方法

采用最大占标率评价法评价大气污染物在评价区域内的环境质量现状。

※监测及评价结果

监测及评价结果见表 3.1-4。

表 3.1-4 大气监测值及评价结果一览表

点位编号	监测点位	监测因子	标准值 (μg/m ³)	浓度范围 (μg/m ³)	最大值占标率 (%)	超标率 (%)
G1	N 46°4'57.2" E 85°53'33.6"	NMHC	2000	520~640	32	0
		H ₂ S	10	<5	50	0
G2	E85°50'25.62", N46°5'36.73"	NMHC	2000	30~1540	77	0
		H ₂ S	10	<5	50	0
G3	N 46°08'13.37" E 85°47'46.93"	NMHC	2000	120~530	44.16	0
		H ₂ S	10	ND~6	60	0
G4	N 46°10'29.22" E 85°44'35.62"	NMHC	2000	120~650	32.5	0
		H ₂ S	10	5~7	70	0
G5	N 46°10'11.05" E 85°45'37.38"	NMHC	2000	120~510	25.5	0
G6	N46°6'15.07" E85°48'552.30"	NMHC	2000	340~420	0.21	0
		硫化氢	10	ND	/	0
G7	N46°5'17.31" E85°49'31.61"	NMHC	2000	330~420	0.21	0
		H ₂ S	10	ND	/	0

由表 3.1-4 可知：项目区 NMHC 满足《<大气污染物综合排放标准>详解》中推荐值 2.0mg/m³ 要求；硫化氢满足《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 其他污染物空气质量浓度参考限值。

环境空气质量变化趋势分析

对比分析环评阶段、验收阶段及运行阶段环境空气监测结果，油区内 NMHC 浓度整体呈先增加后降低的趋势，硫化氢浓度变化不大，魔鬼城风景名胜区内 NMHC 的浓度呈降低趋势，详见表 3.1-5、表 3.1-6。随着作业区开发建设，油区内 NMHC 浓度增加，在 2018 年作业区实施了集输系统密闭改造，作业区内的 NMHC 呈降低趋势，说明作业区密闭系统改造实施效果良好。

表 3.1-5 项目不同阶段各监测因子监测数据一览表

监测因子	时间	浓度范围 mg/m ³	最大浓度占标 率 (%)	达标情况	标准值 (mg/m ³)
NMHC	2009	0.46~0.93	46.5	达标	2
	2011	0.37~1.10	55.0	达标	
	2013	0.74~1.79	89.5	达标	
	2016	0.63~1.99	99.5	达标	
	2018	0.09~1.26	63.0	达标	
	2020	0.03~0.65	32.5	达标	
H2S	2016	<0.005	<50	达标	0.01
	2018	<0.005	<50	达标	
	2020	<0.005	<50	达标	

表 3.1-6 敏感目标魔鬼城景区环境空气质量变化情况

监测点位	污染物	时间	评价标准 (mg/m ³)	监测浓度范 围 (mg/m ³)	最大浓度占标率 (%)	达标 情况
魔鬼城景区	非甲烷总烃	2010	2	0.37~1.10	0.55	达标
		2016		0.92~1.05	0.525	达标
		2020		0.62~0.66	0.3	达标
		2023		0.33~0.41	0.205	达标
	硫化氢	2010	0.01	/	/	达标
		2016		<0.005	/	达标
		2020		<0.005	/	达标
		2023		ND	/	达标

3.1.3.2.2 区域地下水环境质量现状及变化趋势分析

(1) 地下水环境质量现状

①数据来源

本次收集了区域已有监测数据对地下水环境质量现状进行评价，引用数据基本情况见表 3.1-7。

表 3.1-7 地下水环境质量现状监测数据点位

数据来源	监测点位编号	点位名称	监测时间
风 5-风 3 井区二叠系油藏开发地面建设工程	W1	玛水 41 井	2019 年 12 月
	W2	玛水 17 井	
夏子街油田夏 54 井区百口泉组油藏水平井开发建设工程	W3	夏水 18 井	2021 年 1 月 6 日
	W4	夏水 20 井	
	W5	夏水 21 井	
重 18 东南部密闭接转站系统优化完善工程	W6	D1	2020 年 1 月 15 日
	W7	D2	
	W8	D3	
	W9	D4	
	W10	D5	

②监测因子

pH、总硬度、溶解性总固体、氰化物、挥发酚、硝酸盐氮、亚硝酸盐氮、氨氮、硫酸盐、氯化物、砷、镉、六价铬、石油类、氟化物、耗氧量、汞、铁、锰、铅。

③评价标准

地下水各监测因子执行《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。

④评价方法

采用单因子标准指数法。

⑤评价结果

各监测点位监测及评价结果见表 3.1-8 和表 3.1-9。评价结果表明，区域地下水水质中 pH、总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物均有不同程度的超标，超标主要是原生地质原因造成的，非人为污染所致，地下水不能满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类标准。

(2) 地下水环境质量变化趋势分析

本次收集评价时段内作业区地下水监测数据，具体见表 3.1-10。由表 3.1-9 可知：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。

表 3.1-9 地下水水质监测及评价结果 单位: mg/L (pH 除外)

序号	项目	标准值	W6			W7			W8			W9			W10		
			监测值	Pi	达标情况	监测值	Pi	达标情况	监测值	Pi	达标情况	监测值	Pi	达标情况	监测值	Pi	达标情况
1	pH	6.5~8.5	7.62	0.41	达标	7.61	0.41	达标	7.59	0.39	达标	7.61	0.41	达标	7.74	0.49	达标
2	总硬度	≤450	410	0.91	达标	410	0.91	达标	406	0.90	达标	336	0.75	达标	339	0.75	达标
3	溶解性总固体	≤1000	758	0.76	达标	758	0.76	达标	736	0.74	达标	580	0.58	达标	536	0.54	达标
4	挥发酚	≤0.002	L	/	达标	L	/	达标	L	/	达标	L		达标	L	/	达标
5	六价铬	≤0.05	0.008	0.16	达标	0.008	0.16	达标	0.013	0.26	达标	0.006	0.12	达标	0.007	0.14	达标
6	氯化物	≤250	47.6	0.19	达标	47.6	0.19	达标	48.7	0.19	达标	42.4	0.17	达标	43.0	0.17	达标
7	硝酸盐氮	≤20.0	5.85	0.29	达标	5.85	0.29	达标	0.13	0.01	达标	0.10	0.01	达标	0.12	0.01	达标
8	亚硝酸盐氮	≤1.0	0.004	0.01	达标	0.004	0.01	达标	0.003	0.01	达标	0.002	0.01	达标	0.001	0.01	达标
9	氟化物	≤1.0	0.48	0.48	达标	0.48	0.48	达标	0.46	0.46	达标	0.29	0.29	达标	0.28	0.28	达标
10	氰化物	≤0.05	L	/	达标	L	/	达标	L	/	达标	L		达标	L	/	达标
11	汞	≤0.001	L	/	达标	L	/	达标	L	/	达标	L		达标	L	/	达标
12	砷	≤0.01	L	/	达标	L	/	达标	L	/	达标	0.007	0.70	达标	0.01	1.00	达标
13	镉	≤0.005	0.004	0.80	达标	0.004	0.80	达标	0.001	0.20	达标	L		达标	0.004	0.80	达标
14	氨氮	≤0.5	0.055	0.11	达标	0.055	0.11	达标	0.035	0.07	达标	0.04	0.08	达标	L	/	达标
15	耗氧量	≤3.0	1.2	0.40	达标	1.2	0.40	达标	1.3	0.43	达标	1.5	0.50	达标	1.2	0.40	达标
16	硫酸盐	≤250	150	0.60	达标	150	0.60	达标	147	0.59	达标	114	0.46	达标	119	0.48	达标
17	铁	≤0.3	L	/	达标	L	/	达标	0.09	0.30	达标	0.14	0.47	达标	0.07	0.23	达标
18	锰	≤0.1	L	/	达标	L	/	达标	L	/	达标	L		达标	L	/	达标
19	铅	≤0.01	L	/	达标	L	/	达标	L	/	达标	L		达标	L	/	达标

表 3.1-10 地下水水质监测数据变化情况一览表

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 年稀油注输联合站水井		2017 年 DW-水 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

3.1.3.2.3 区域土壤、生态环境质量趋势

作业区的土地利用类型在油田开发前后有一定的变化，总体上后评价区保持原有荒漠景观。1994 年~2020 年间采矿用地占比有微小增长，这与作业区在评价时段内主要进行加密开发、局部扩边的开发模式一致；评价时段内水浇地增加 1.58%，这与乌尔禾区鼓励支持农业政策有关，与油田开发作业活动关系甚微。总体而言，评价时段内区域土地利用类型变化不大。

后评价结果表明：土壤中石油类的没有超过“六五”国家《土壤环境含量研究》提出的建议标准 300mg/kg，本次后评价石油烃含量较低，满足《土壤环境质量建设用地区域土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)第二类用地风险筛选值要求。土壤中的石油烃和重金属的含量并未因油田的开发建设而明显增加。

风城油田作业区所处区域植被类型以梭梭荒漠和梭梭沙漠为主，整体以荒漠植被为主。通过风城油田作业区历史遥感影像解译，对 1994 年、2008 年、2020 年植被类型进行对比变化很小，说明风城油田作业区的建设对区域内的原有植被类型未造成影响。由于后评价区内荒漠面积较大，总体上植被盖度较低，2020 年生长季植被平均覆盖度仅比 1994 年增加 0.02%，评价范围内总体上植被盖度基本无变化；生物多样性指数和植被净初级生产力，与 1994 年各项指标相比有所减小，但变化很小。生长季植被盖度变化主要受当年降水情况影响，与区域气候整体变化情况有关，而与油田开发活动关系较小。

3.1.3.3 对魔鬼城风景区采取的保护措施

根据《新疆克拉玛依市魔鬼城风景名胜区总体规划》(2018-2030)说明书，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名胜区内景观生态系统多样性，把相互矛盾和干扰降到最低，保证景区资源的完整性和独立性。

1、采取了协调与石油工业的相关措施：

(1) 景区内的现有油田设施已经按照计划逐步关停，首先一级保护区内有 2 口油井，立即关停，二级保护区 191 口油井在 2021 年前全部关停（其中魔鬼城景区有 161 口，计划 2020 年全部关停，布达拉宫景区有 23 口，计划 2021 年全部关停，胡杨林景区有 7 口，计划 2019 年全部关停），同时油田企业组织定期巡检油田设施，保证景区环境安全。

(2) 通过旅游宣传石油工业文化，结合游客中心等服务设施进行石油知识宣讲、

展示克拉玛依石油发展历史及顽强的油田精神，让人们更好的感受石油工业文化。提取石油生产的旅游要素，使其成为乌尔禾旅游的有机组成部分，比如具有代表性的石油工人的红色衣服、磕头机模型等都可以作为旅游产品进行出售；比如景区内停用的成片油井，可作为工业遗址供游人参观学习；以及具有石油运输管线造型的休闲设施可以与风景游览设施相结合，形成风景区特有的风格。

3.1.3.4 应急预案情况调查

中国石油新疆油田分公司风城作业区按照 QHSE 管理体系要求进行环境管理，执行了“环境影响评价”制度，环保管理机构与管理制度健全，制定了《风城油田作业区突发环境事件应急预案》，并在克拉玛依市乌尔禾区生态环境局进行了备案（备案号：650205-2023-016-L），（见附件 7.2），截至调查时为止未发生过环境污染事故。

3.1.3.4 排污许可证执行内容

（1）排污许可登记

本项目采用井口不加热密闭集输工艺，油气集输沿用二级布站（井场—多通阀计量管汇站—溶剂回收站—联合站）的密闭集输工艺。本项目的所有站场全部新建（新建 2 座计量管汇站），采出液处理依托的风城油田作业区 2 号稠油联合处理，根据固定污染源排污许可分类管理名录（2019 年版），风城油田作业区 2 号稠油联合处理站属于对污染物产生量、排放量和对环境的影响程度很小的排污单位，实行排污简化管理（陆地石油开采、水处理通用工序），污染物排放主要是氨、硫化氢和臭气浓度。风城油田作业区 2 号稠油联合处理站排污许可证号为 91650200715597998M042U，有效期从 2023 年 09 月 19 日至 2028 年 09 月 18 日，见附件 4；

（2）排污许可制度落实情况

①中国石油新疆油田分公司风城油田作业区按照《固定污染源排污许可分类管理名录（2019 版）》规定的范围，已对作业区管辖范围内的加热炉、燃气锅炉等固定污染源办理了排污许可证。落实了按证排污责任，按期持证排污、按证排污。

②作业区按照《中华人民共和国环境保护税法实施条例》规定，及时、足额按月缴纳了环境保护税。

③作业区依法定期提交了排污许可证执行报告。

④作业区按照排污许可证要求定期开展了信息公开。

根据《建设项目环境影响评价分类管理名录》《建设项目竣工环境保护验收暂行办法》《排污许可管理办法（试行）》《排污许可证申请与核发技术规范 总则》《排污单位环境管理台账及排污许可证执行报告技术规范 总则》《中华人民共和国环境保护税法实施条例》，中国石油新疆油田分公司风城油田作业区应进一步建立完善项目环保“三同时”管理制度。

3.1.4 存在的环境问题及“以新带老”措施

（1）环境问题

① 根据现场调查结果可知：区块内各现有井场已平整，由砾石铺垫，钻井岩屑已妥善处置，施工结束后施工场地已进行清理，无遗留的环境问题。油区道路总体规范，目前区块部分地段有车辆乱碾乱轧的痕迹。

② 重点场站、储罐、装卸区密封点的 VOCS 的控制和管理措施不够完善。

③ 信息公开不够规范。

（2）整改措施

① 在本次开发建设过程中，要重点采取以下措施：项目建设中应严格规定施工车辆、施工机械及施工人员的活动范围，不得乱碾乱轧，随意开设便道，减少对油田区域地表的扰动和破坏，施工结束后，要及时平整施工场地，清理施工废弃物，以便临时占地自然恢复。针对以上问题，在本次开发建设过程中应该采取必要的措施，督促施工单位，对井场临时占地进行恢复，平整场地。

② 按照国家、地方环保法规、标准，开展 VOCS 排放的日常监测工作，并保证相关监测数据的完整性和有效性；

③ 健全环境信息公开制度。按照《企业环境信息依法披露管理办法》(生态环境部部令 第 24 号)及《国家重点监控企业自行监测及信息公开办法(试行)》(环发[2013]81 号)、《关于发布<建设项目竣工环境保护验收暂行办法>的公告》(国环规环评[2017]4 号)等进行企业相关信息公开。

图 3.1-5 本项目周边依托站场情况图

3.2 工程概况

3.2.1 项目基本情况

3.2.1.1 项目名称和性质

项目名称：风城油田重 13 井区超稠油热采与新能源融合先导试验工程

项目性质：滚动开发（改扩建）。

3.2.1.2 建设地点

风城油田位于准噶尔盆地西北缘北端，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。217 国道从油田中部通过，交通运输较为方便。重 13 井区位于 217 国道以南，风城油田 2 号稠油联合站东北部 4km 处，距离重 1 井区 SAGD 注汽站 2.6km，距离风城 3 号配气站 4.5km；西南距乌尔禾区直线距离约 14km，属风城油田作业区管辖。

周边依托站场情况图见附图 3.1-5。

3.2.1.3 建设规模

本工程主要建设内容为：共部署各类井 17 口，控制井 1 口，双水平井 SAGD 5 对，单水平井 SAGD 6 口，预计钻井总进尺为 1.73×10^4 m，新建原油产能 4.92 万吨。新建 8 井式多通阀管汇站 2 座；新建注汽站 1 座，包含注汽锅炉 2 台（9t/h）；新建 24.5t/d 的溶剂回收站 1 座，包含“汽液分离+蒸汽喷淋循环冷却+采出液外输+事故火炬”等，新建集油支线、单井集油管道合计 5.8km；新建注汽管道 2km，新建输气管道 3.7km，新建输水管道 3.6km，新建站外道路 2.5km，新建电力线路 39.5km，配套自动控制、通信、供配电、结构、给排水及消防等辅助系统工程。

3.2.1.4 工程组成

（1）钻采工程

共部署各类井 17 口，控制井 1 口，双水平井 SAGD 5 对，单水平井 SAGD 6 口，预计钻井总进尺为 1.73×10^4 m，新建原油产能 4.92 万吨。

（2）站场工程（注汽站和溶剂回收站）

新建 24.5t/d 的溶剂回收站 1 座，包含“汽液分离+蒸汽喷淋循环冷却+采出液和伴生气外输+事故火炬”等。

新建设注汽站 1 座，包括注汽锅炉 2 台（9t/h）。

(3) 集输及配套工程

SAGD 部分建设 8 井式多通阀管汇站 2 座。新建集油、注汽、锅炉供水、锅炉供气和天然气外输管道共计 15.1km，供配电线路 39km，油区道路 2.5km。配套电气、仪表、通信、道路、给排水、供配气等系统工程设计。

(4) 环保工程

包括废气、废水、噪声、固体废物、环境风险等污染防治工程。

项目基本情况见表 3.2-1。线性工程主要工作量表见表 3.2-2。

表 3.2-1 拟建工程基本情况一览表

项目		单位	数量	备注	
产能（原油）		万t/a	4.92	11口采油机产能4.59万吨，1口控制井产能0.33万吨，合计产能4.92万t	
主体工程	钻采工程	SAGD双水平井	对	5	钻井总进尺 1.73 万米， 产能4.92万t。
		SAGD单水平井	口	6	
		控制井	口	1	
	集输工程	采油井口装置	座	11	单座含SAGD采油井采油树、抽油机、SAGD井口注采管汇撬各1台
		注汽井口装置	座	6	单座含SAGD注汽井采油树1台
		8井式多通阀管汇站	座	2	单座站由 1 座 8 井式多通阀选通装置、1 座高温密闭取样装置、1 台稠油管式分离计量撬组成
		单井集油管道	km	2	从采油井口至管汇站、规格为 D60×4/20、1.05Mpa、无缝钢管；埋地保温敷设。
		集油支线	km	0.2	从重13井区计量管汇站至溶剂回收站，规格 D114×5/20、1.6Mpa、无缝钢管；埋地保温敷设。
		集油支线	Km	3.6	从重13井区溶剂回收站连接重 1井区，规格 D150×6/20、1.6Mpa、无缝钢管；埋地保温敷设。
	注汽工程	SAGD注汽站	座	1	年最大注汽量14.4万t
		注汽锅炉	台	2	2台9t/h注汽锅炉
		注汽管网	km	1.34	D114×6注汽管道、5MPa、无缝钢管20G、地上架空0.5m
			km	0.66	D89×5注汽管道、5MPa、无缝钢管20G、地上架空0.5m
	软化水	m ³ /d	864	单台锅炉用水按照 9t/h 计，2台用水量为 432m ³ /d，软水接口为重1-4SAGD注汽站供水管线总管，水源为风城油田2号稠油联合站软化水系统处理后的净化软化水	
	溶剂回收站	原油集输系统	t/d	400	稠油蒸汽处理器2 台
蒸汽喷淋冷却		t/d	22	蒸汽喷淋塔1座，循环喷淋水泵3台、油水分离器1台、制冷装置1套	
放空火炬		座	1	放空火炬1 座，放空除液器1座	
混烃装车撬		座	1	含装车泵 2 台，35m ³ /h	
混烃储罐撬		座	2	50m ³ ，卧式压力储罐（0.1-0.15Mpa）、Φ2.5m、H10m	
配套工程	供水工程	供水管线	km	3.6	起止点：从重1-4SAGD注汽站供水管线总管至重13-SAGD注汽站；规格 D168×7、0.25-0.6Mpa、20#无缝钢管；埋地敷设。

供气工程	天然气管线	km	3.7	供气气源来自风城3号配气站,注汽锅炉年最大天然气用量1280万立方米/年。D219×7/20 号无缝钢管, 0.3-0.5Mpa、3PE加强级防腐。	
供电工程	电力电缆	km	7.5	井场、站场埋地敷设。	
	架空线路	km	32	10kV架空线路。	
通信工程	工业网络交换机	套	2	新建注汽站、溶剂回收站内各新建一套工业网络交换机。	
	光缆	Km	2	新建溶剂回收站~2号特稠油联合站架空光缆线路2km,埋地光缆100m。	
道路	站外巡检道路	km	2.5	路面宽6.0m的砂石道路,路面结构:25cm厚天然砂砾+天然砂砾路基。	
供热及暖通	新建注汽站、溶剂回收站的采暖各房间采用电供暖(3kW电暖器)				
依托工程	风城油田2号稠油联合站	供软化水	软化水系统设计供应能力为45000m ³ /d,实际出水能力为32250m ³ /d,富余出水能力12750m ³ /d		
		原油处理	SAGD 原油处理系统设计处理规模为 120×10 ⁴ t/a,目前富裕能力 66.41×10 ⁴ t/a,本工程新增 SAGD 原油产量 4.92×10 ⁴ t/a,本工程可依托风城 2 号稠油联合站二期工程进行处理		
		污水处理站	采出水规模设计处理为4万m ³ /d。		
		伴生气处理	经地质勘测,本项目油藏无伴生气,无需伴生气处理。		
		锅炉排水	锅炉排污至 35m ³ 埋地罐后,换热后通过管线输至联合站。		

表 3.2-2 线性工程主要工作量表

序号	管道名称	起点至终点	管线规格	压力 Mpa	长度 km	输送介质	管道材质	敷设方式
1	单井集油管道	采油井口至管汇站	D60×4/20	1.05	2	采出液	无缝钢管	埋地保温
2	集油支线	从重 13 井区溶剂回收站连接重 1 井区	DN150×6	1.6	3.6	采出液	无缝钢管	埋地保温
		重 13 井区计量管汇站至溶剂回收站	D114×5		0.2			
3	注汽管网	注汽站至注汽井	D114×6	5	1.34	蒸汽	无缝钢管 20G	地上架空 0.5m
			D89×5		0.66			
4	供水管线	重 1-4SAGD 注汽站供水管线总管至重 13-SAGD 注汽站	D168×7	0.25-0.6	3.6	软水	无缝钢管 20	埋地保温
5	天然气管线	风城 3 配气站	D219×7	0.3-0.5	3.7	天然气	无缝钢管 20	埋地

本项目新建 17 口钻井,其中 5 座 SAGD 双水平井场,井位坐标情况见下表 3.2-3。

表 3.2-3 本项目的井位及站场坐标情况

序号	井号	Y坐标	X坐标	东经	北纬
1	FHW5214I				
2	FHW5214P				
3	FHW5215I				
4	FHW5215P				
5	FHW5216I				
6	FHW5216P				
7	FHW5217I				
8	FHW5217P				
9	FHW5218I				
10	FHW5218P				
11	FHW5339S				
12	FHW5340S				
13	FHW5341S				
14	FHW5342S				
15	FHW5343S				
16	FHW5344S				
17	F5233				
18	重13-1计量管汇站1				
19	重13-2计量管汇站2				
20	溶剂回收站				
21	注汽站				

3.2.1.5 工程投资

本工程总投资 18444.52 万元,经估算该项目环境保护投资约 853 万元,环境保护投资占总投资的 4.62%。

3.2.1.6 劳动组织及定员

施工期: SAGD 水平井单井钻井周期约为 12 天,注汽井约为 13 天,控制井 7 天,施工人数 35 人,累计施工天数为 204 天;地面工程施工周期为 120 天,施工人数 35 人。

运营期: 本项目新增注汽站、溶剂回收站、油区维护劳动定员共 22 人。注汽锅炉生产时间 8000h/a。

3.2.1.7 主要技术经济指标

拟建工程主要技术经济指标见表 3.3-3。

表 3.3-3 拟建工程主要技术经济指标一览表

序号		项目	单位	数量
1	开发指标	部署新钻井	口	17
2		部署新建站场	座	2
3		动用地质储量	10 ⁴ t	97.41
4		单井集输管线	km	2
5		集油支线	km	3.8
6	开发指标	累产油	10 ⁴ t	55.38
7		钻井总钻尺深度	m	1.73 万米
8	能耗指标	年耗电量	MWh/a	39109
9		钻井耗水量	m ³ /100m	18.81
10		注烃	万t	0.96
11		天然气	万立方米	1280 万
12		蒸汽	万t	14.4
13	综合指标	总投资	万元	18444.52
14		环保投资	万元	853
15		永久占地面积	hm ²	4.99
16		临时占地面积	hm ²	30.71
17		运营期劳动定员	22 人	不新增

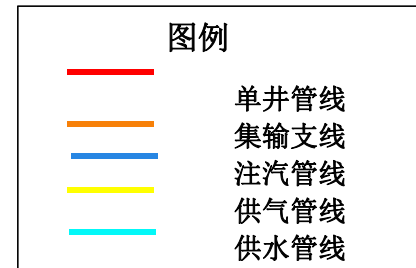
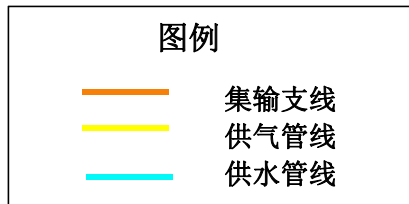
图 3.2-1 本项目平面布置图 a



图 3.2-1 本项目平面布置图 b



供气点 ● 供水点 ●



本项目 17 口钻井施工天数详见下表 3.2-4。

表 3.2-4 本项目 7 口钻井施工天数一览表

钻井	井别	时间段	单井钻井天数d	井口数	钻井总天数d
SAGD水平井	采油	钻井期	12	11	132
SAGD注汽井	注汽	钻井期	13	5	65
控制井	/	钻井期	7	1	7
7口井		总计		17	204

3.2.2 油藏特性

(1) 油藏

J_{3q2}²⁻³ 层地面原油密度0.969g/cm³，凝固点44℃，含蜡量0.5%，80℃地面脱气原油黏度为 1.89×10⁴mPa·s，通过公式推算该井50℃地面脱气原油黏度为24.8×10⁴mPa·s。

J_{3q3} 层无原油分析资料。借用邻区重 5 区块资料，地面原油密度 0.977g/cm³，含蜡量 1.44%，初馏点 200℃，50℃地面脱气原油黏度为 18.4×10⁴mPa·s。原油黏度反应较为敏感，温度从20℃提高到200℃,原油黏度大多下降到 100mPa·s 以下。重 13 井区原油物性详表 3.2-5。

表 3.2-5 重 13 井区及邻区齐古组油藏原油分析数据表

井名	区块	分层	密度 (g/cm ³)	20℃黏度 (mPa·s)	30℃黏度 (mPa·s)	50℃黏度 (mPa·s)	凝固点 (℃)	含蜡 (%)	析蜡点 (℃)	初馏点 (℃)
F4008	重 13	J _{3q2} ²⁻³	0.9690	/	/	248242 (推算)	44.0	0.5	/	/
风重 056	重 5	J _{3q3}	0.9564	302000	/	8384	/	/	/	/
风重 014	重 13		0.9850	/	/	/	>50	1.44	/	200
风重 055	重 5		0.9751	45900000	/	274000	/	/	/	/
风重 058	重 5		0.9903	/	/	271000	/	/	/	/
平均			0.9767	23101000	/	184461	/	1.44	/	200

表 3.2-6 原油物性分类简表

分类依据	指标及类型				
	地面原油密度 分类 (g/cm ³)	<0.825	0.87~0.825	0.87~0.92	≥0.92~<1.0
	凝析油~挥发油	轻质油	中质	重质	超重
地下原油粘度 分类 (mm ² /s)	<10	10~50	50~300	100~10000	
	低粘油		较高粘度的原油	高粘原油	
含蜡量(%)	<1.0		1.0~2.0	>2.0	
	低蜡原油		含蜡原油	高蜡原油	

注：我国采用 20℃时原油的密度作为原油的标准状态密度。

(2) 天然气物性

本项目油藏无伴生气。

(3) 采出水特性

重 13 井区齐古组 $J_3q_2^{2-3}$ 油藏有效可用地层水分析资料 1 井 1 个，地层水型为 $NaHCO_3$ 型，矿化度 5131.5mg/L，氯离子含量 2824.3mg/L； J_3q_3 油藏水层不发育，地层水资料借鉴 F4009 井地层水，资料见表 3.2-7。

表 3.2-7 采出水物性

井号	层位	射孔井段 (m)	氯离子 (mg/L)	碳酸氢根 (mg/L)	硫酸根 (mg/L)	矿化度 (mg/L)	PH 值	水型
F4009	J_3q_{22-3}	470.0~472.0 、 477.0~479.0	2824.3	262.5	136.6	5131.5	8.4	$NaHCO_3$

(4) 混烃性质

混烃来源于百口泉天然气处理站的天然气凝液混烃和原油稳定装置产生的混烃。两部分混烃混合后， $C_3\sim C_4$ 占 26.62~27.83%， $C_5\sim C_7$ 占 70.73~71.83%， C_8 及 C_{8+} 占 1.44~1.56%。

(5) 燃料气性质

本项目的燃料气来自风城油田作业区稠油开发区处理后的天然气，组分数据来源于风城作业区配气站 2024 年燃料气检测数据（见附件 8），满足《天然气》（GB17820-2018）表 1 天然气二类气的质量标准，基本不含硫，本项目 1 立方米燃料气的低位发热量的平均值为 34.49MJ/m³，含尘量很低，详见表 3.2-8。

表 3.2-8 天然气质量要求 标准名称：《天然气》（GB17820-2018）

项目	一类	二类
高位发热量≥	34	31.4
总硫≤	20	100
硫化氢≤	6	20
二氧化碳摩尔分数%≤	3	4

A 本标准使用的标准参比条件是 101.325kpa，20℃

B 高位发热量以干基计

3.2.3 总体开发方案

3.2.3.1 部署方案

本项目共部署控制井 1 口，双水平井 SAGD 5 对，单水平井 SAGD 6 口，预计动用面积 0.39km²，动用储量 97.41×10⁴t，钻井总进尺 1.73×10⁴m，建产能 4.59×10⁴t。采用“井场—多通阀计量管汇站—溶剂回收站—处理站”的二级布站集输工艺。

重 13 井区双水平井 SAGD 和单水平井 SAGD 采取电加热启动和电加热溶剂萃取生产，溶剂采用常温段塞方式注入，生产时期进行绿电和网电切换，变功率生产，绿电+谷电生产时期满功率加热，进入生产后期段塞注氮气辅助并逐渐停注溶剂和蒸汽的生产方式，预计生产 18 年，开发部署情况见表 3.2-9、表 3.2-10。

表 3.2-9 重 13 井区齐古组油藏开发部署表

层位	井型	井数	动用面积 (km ²)	动用地质储量 (10 ⁴ t)	平均水平段长 (m)	平均设计产能 (t/d)	平均单井进尺 (m)	总产能 (10 ⁴ t)	总进尺 (10 ⁴ m)
J _{3q22-3}	SAGD 双水平井	10 口 (5 对)	0.19	63.75	470	22.0	1073	3.08	1.07
J _{3q3}	SAGD 单水平井	6 口	0.20	33.66	397	9.0	1017	1.51	0.61
控制井	直井	1 口					540	0.33	0.05
合计		17 口	0.39	97.41				4.92	1.73

表 3.2-10 部署实施井号表

井型	井数 (口)	井组 (对)	井号
SAGD双水平井	10	5	FHW5214I、FHW5214P、FHW5215I、FHW5215P、FHW5216I、FHW5216P、FHW5217I、FHW5217P、FHW5218I、FHW5218P、
SAGD单水平井	6	/	FHW5339、FHW5340、FHW5341、FHW5342、FHW5343、FHW5344
控制井	1	/	F5233

3.2.3.2 注采参数

① SAGD 双水平井

针对重 13 井区 J_{3q22-3} 层裂缝发育和原油粘度高的特征，为防止汽窜和地表窜漏，减少蒸汽使用量，提高新能源渗透率，采用电加热溶剂萃取方式生产，生产参数见表 3.2-3。

表 3.2-11 双水平井 SAGD 电加热溶剂萃取生产参数表

过程	加热功率	类别	参数
电加热溶剂萃取(第1-24轮)	1.0KW/m	溶剂段塞注入量	I井:首轮50t,第2至5轮分别为100t、200t、400t、600t,后续轮保持600t不再增加段塞注入量,每半年1轮。P井:首轮50t,第2至4轮分别为100t、200t、200t,第5轮及以后停注溶剂。
		蒸汽段塞注入量	I井:首轮400t,第2至4轮分别为600t、800t、1000t、第5轮以后每轮1200t,每半年1轮。P井:首轮400t,第2至6轮分别为600t、800t、800t、800t、600t,第7轮以后每轮400t,每半年1轮。
		伴注蒸汽注入速度	25t/d~30t/d,干度238~269°C
		采注比	1.1~1.2
		井下环境温度	I井:300°C~320°C,P井:120°C~150°C,井口产出液温度小于100°C
电加热溶剂萃取+氮气段塞(第25-32轮)	1.0KW/m	氮气注入量	每个溶剂段塞+蒸汽段塞+电加热,转生产后,90d~100d天进行氮气段塞,首轮(第25轮)15000Nm ³ ,第2至8轮分别为25000Nm ³ 、35000Nm ³ 、45000Nm ³ 、45000Nm ³ 、45000Nm ³ 、50000Nm ³ 、50000Nm ³ 。每半年1轮,注氮气后SAGD井组焖井1d。
		溶剂段塞注入量	第25、26、27和28轮,注汽井分别注入溶剂段塞600t、500t、400t和300t,每半年1轮。第29轮停止注入溶剂段塞。
		蒸汽段塞注入量	第25、26、27和28轮,注汽井分别注入蒸汽段塞1200t、1000t、800t和600t,每半年1轮。第29轮停止注入蒸汽段塞。第25-28轮,生产井注入蒸汽段塞400t,每半年1轮。第29轮停止注入蒸汽段塞。
		伴注蒸汽注入速度	25 t/d ~30t/d,干度238~269°C
		采注比	1.1~1.3

注:井口注汽压力=井底注汽压力+0.5MPa,范围:3~5Mpa

② SAGD 单水平井

针对重13井区J3q₂₂₋₃层裂缝发育和原油粘度高的特征,为防止汽窜和地表窜漏,减少蒸汽使用量,提高新能源渗透率,采用电加热溶剂萃取方式生产,生产参数见表3.2-12。

表 3.2-12 单水平井 SAGD 电加热溶剂萃取生产参数表

过程	加热功率	类别	参数
电加热溶剂萃取（第 1-22 轮）	1.0kW/m	溶剂段塞注入量	首轮 100t, 第 2 至 5 轮分别为 150t、200t、250t、350t, 后续轮保持 350t 不再增加段塞注入量, 每半年 1 轮。
		蒸汽段塞注入量	首轮 400t, 第 2 至 4 轮分别为 500t、600t、700t, 后续轮保持 700t 不再增加段塞注入量, 每半年 1 轮。
		伴注蒸汽注入速度	12t/d~18t/d, 干度 238~269°C
		采注比	1.1~1.2
		井下环境温度	电加热期间 300°C~320°C, 生产抽油 120°C~150°C, 井口产液温度小于 100°C
电加热溶剂萃取+氮气段塞（第 23-32 轮）	1.0kW/m	氮气注入量	每个溶剂段塞+蒸汽段塞+电加热, 转生产后, 90d~100d 天进行氮气段塞, 首轮（第 23 轮）10000Nm ³ , 第 2 至 10 轮分别为 10000Nm ³ 、15000Nm ³ 、15000Nm ³ 、20000Nm ³ 、20000Nm ³ 、25000Nm ³ 、25000Nm ³ 、30000Nm ³ 、30000Nm ³ , 每半年 1 轮, 注氮气后 SAGD 井组焖井 1d。
		溶剂段塞注入量	第 22-28 轮, 分别注入溶剂段塞 350t, 350t、350t、300t、250t、200t 和 200t, 每半年 1 轮。第 29 轮停止注入溶剂段塞。
		蒸汽段塞注入量	第 22-26 轮, 注入蒸汽段塞 700t, 第 27-28 轮, 注入蒸汽段塞 600t, 每半年 1 轮。第 29 轮停止注入蒸汽段塞。
		伴注蒸汽注入速度	12 t/d~18t/d, 干度 238~269°C
		采注比	1.1~1.3

注：井口注汽压力=井底注汽压力+0.5MPa，范围:3~5Mpa

3.2.3.2 开发指标预测

按照开发方案，本项目部署 11 口产能井，1 口控制井运行 6 年后，也转为产能井，所以产能井共计 12 口。

按照开发方案，项目区 12 口井最大产液量为 11.43 万 t/a，原油最大产能 4.92 万吨/年，最大产能年的产水量为 5.856 万 m³/a。本工程开发指标预测表详见下表 3.2-13、表 3.2-14。2029 年，开发产量最大为 4.59×10⁴t。

表 3.2-13 11 口井开发预测指标表

生产时间 (a)	年注溶剂 (万 t)	年注蒸汽 (万 t)	年注氮气 (万 Nm ³)	年耗电量 (万 kW·h)	年产溶剂 (×10 ⁴ t)	年产液量 (万 t)	年产油量 (×10 ⁴ t)	日注溶剂 (t)	日注蒸汽 (t)	日产溶剂 (t)	日产液量 (t)	日产油量 (t)	油气比	采注比	采油速度 %
2025		1.20		1035		1.35	0.75		133.5		150.0	83.4	0.62	1.12	0.77
2026		4.33		2455		5.60	3.04		154.6		200.0	108.4	0.70	1.29	3.12
2027	0.11	7.16		3010	0.1	7.59	3.30	4.4	255.9	3.3	256.0	117.7	0.46	0.98	3.38
2028	0.51	8.28		3010	0.3	9.75	3.95	18.3	295.6	10.7	298.2	141.0	0.48	0.95	4.05
2029	0.96	8.54		3010	0.6	10.71	4.59	34.1	305.0	21.2	312.6	164.0	0.54	0.92	4.71
2030	1.02	8.54		3010	0.7	10.42	4.59	36.5	305	24.5	322	164	0.54	0.94	4.71
2031	1.02	8.54		3010	0.7	10	4.49	36.5	305	26.1	332	160.4	0.53	0.97	4.61
2032	1.02	8.54		3010	0.8	10	4.26	36.5	305	28.9	332	152.1	0.5	0.97	4.37
2033	1.02	8.54		3010	0.9	10	3.91	36.5	305	30.6	332	139.5	0.46	0.97	4.01
2034	1.02	8.54		3010	0.9	10	3.65	36.5	305	30.6	332	130.4	0.43	0.97	3.74
2035	1.02	8.54		3010	0.8	10	3.4	36.5	305	30	332	121.3	0.4	0.97	3.49
2036	1.02	8.54		3010	0.8	10	3.19	36.5	305	29.4	332	114	0.37	0.97	3.28
2037	1.02	8.54	12	3010	0.8	10	2.88	36.5	305	28.3	332	103	0.34	0.97	2.96
2038	0.93	8.54	38	3010	0.8	9.73	2.59	33.5	305	27.2	312.4	92.4	0.3	0.92	2.66
2039	0.79	8.48	64	3010	0.7	8.79	2.23	27.9	302.6	26.7	283.8	79.6	0.26	0.86	2.29
2040	0.35	7.62	75	3010	0.7	7.76	1.93	12.5	272	25	267.2	68.9	0.25	0.94	1.98
2041		4.2	86	2465	0.6	7.56	1.55	0	150	22.3	250	55.2	0.37	1.67	1.59
2042		4.2		2465	0.4	7.06	1.1	0	150	14.4	232	39	0.26	1.55	1.13
合计	11.81	130.92	275	50560	10.6	156.28	55.38						0.42	1.09	56.85

表 3.2-14 12 口井开发预测指标表

井	采出液万吨	采出水万吨	原油万吨	溶剂万吨
11 口井	10.71	5.52	4.59	0.6
1 口控制井转产能井	0.72	0.336	0.33	0.0545
合计	11.43	5.856	4.92	0.6545

3.2.4 主体工程

拟建工程包括主体工程（钻井工程、集输工程、注汽开发工程、注溶剂开发工程）、公辅工程、闭井等内容。

3.2.4.1 钻井工程

（1）采油井

本工程部署水平井 16 口，直井 1 口。直井井深 540m，水平井深范围 1017m—1073m，垂深 668m-685m，水平段长范围 397m—470m，平均井深 4033m，总进尺 1.73×10^4 m，目的层、完钻层位均为侏罗系上统齐古组第三段地层，详见表 3.2-15 水平井水平段和垂深情况。

表 3.2-15 11 口水平井水平段和垂深情况

水平段长度 (m)	垂深 (m)	井号	井数 (口)
470	603	SAGD 双水平井	10
397	685	SAGD 单水平井	6

1) 井身结构

（1）直井

控制井为直井井身结构。直井井身结构见图 3.2-2。

一开：采用 $\Phi 381.0$ mm 钻头钻至井深 65m，下入 $\Phi 273.1$ mm 表层套管，固井水泥返至地面。

二开：采用 $\Phi 241.3$ mm 钻头钻至完钻井深 540m，下入 $\Phi 177.8$ mm 油层套管，固井水泥返至地面。

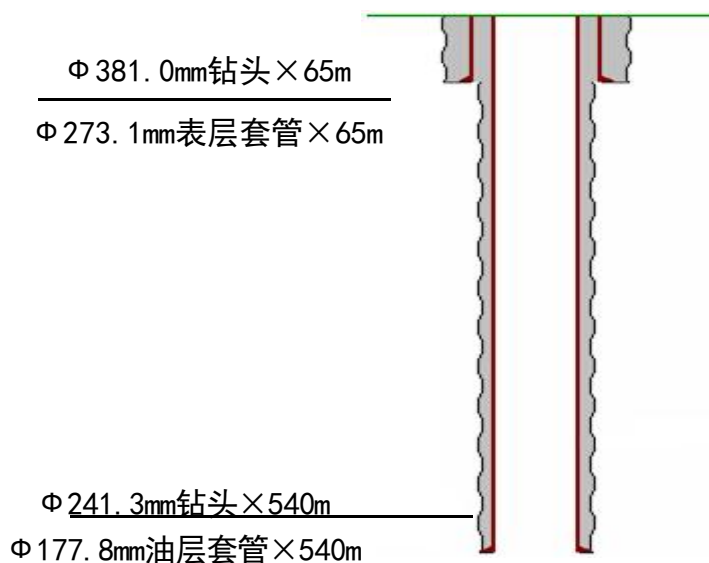


图 3.2-2 直井井身结构示意图

(2) SAGD 水平井

SAGD 水平井井身结构采用三开井身结构。

一开：采用 $\Phi 444.5\text{mm}$ 钻头钻至井深 65m，下入 $\Phi 339.7\text{mm}$ 表层套管，水泥浆返至地面。

二开：采用 $\Phi 311.2\text{mm}$ 钻头钻至水平段靶窗入口 A 点（SAGD 双水平井 603m、SAGD 单水平井 620m），下入 $\Phi 244.5\text{mm}$ 套管，水泥浆返至地面。

三开：采用 $\Phi 215.9\text{mm}$ 钻头钻至水平段靶窗终点 B 点（SAGD 双水平井 470m、SAGD 单水平井 397m），悬挂 $\Phi 177.8\text{mm}$ 筛管完井。

SAGD 井井身结构见图 3.2-3。

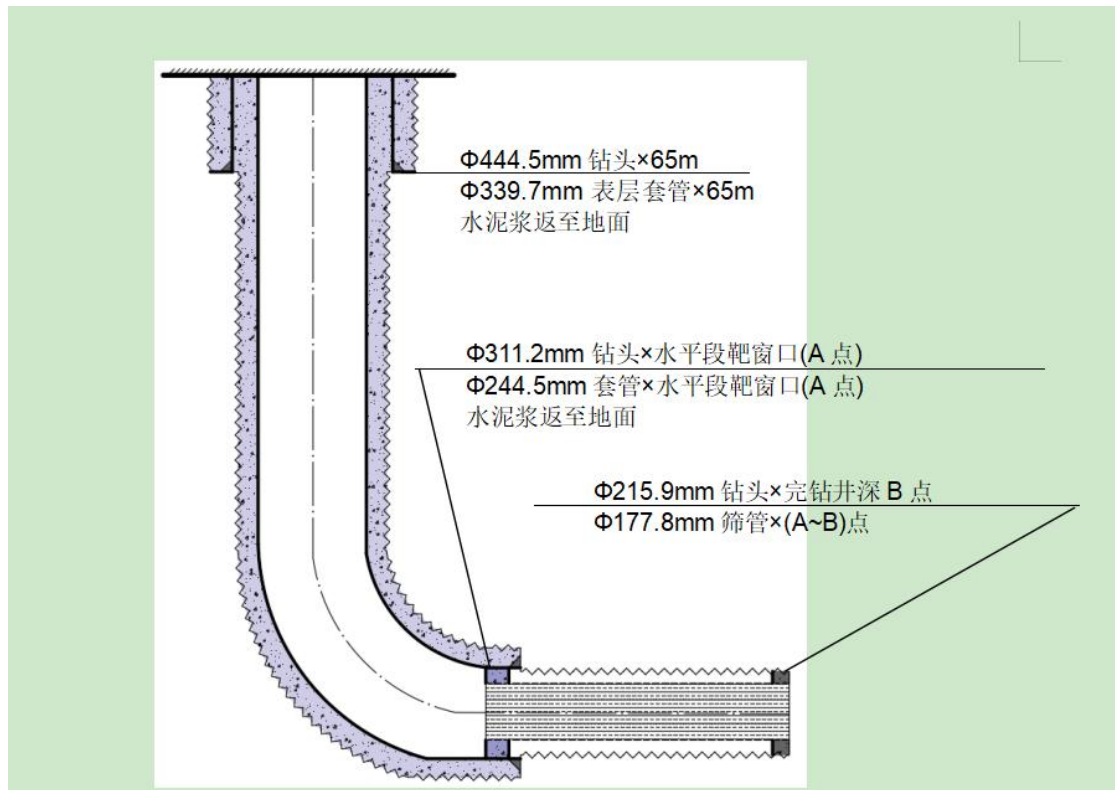


图 3.2-3 SAGD 井井身结构示意图

本项目 SAGD 双水平井井身结构见表 3.2-16 及图 3.2-4。

表 3.2-16 水平井井身结构情况表

开钻顺序	钻头直径 mm	井深 m	套管外径 mm	套管下深 m	进尺	套管顶深 m	水泥封固段 m	备注
一开	444.5	65	339.7	65	65	地面	地面-65	固井
二开	311.2	603	244.5	603	538	地面	地面-指定层位	固井
	215.9	1073	177.8	1073	470	地面	地面-指定层位	

本项目 SAGD 单水平井井身结构见表 3.2-17 及图 3.2-4。

表 3.2-17 水平井井身结构情况表

开钻顺序	钻头直径 mm	井深 m	套管 外径 mm	套管 下深 m	进尺	套管 顶深 m	水泥封固段 m	备注
一开	444.5	65	339.7	65	65	地面	地面-65	固井
二开	311.2	620	244.5	620	555	地面	地面-指定层位	固井
三开	215.9	1017	177.8	1017	397	地面	地面-指定层位	

2) 钻井设备

钻井设备包括提升系统、循环系统、动力系统、控制系统等。井场设发电机组及钻机动力系统。16 口水平井均使用 ZJ20 钻机。1 口直井采用 ZJ10 钻机。钻机选型及主要设备如表 3.2-18 所示。

表 3.2-18 钻机选型及主要设备

序号	名称	型号	载荷(kN)	功率(kW)	备注	
一	钻机	ZJ20B	1350			
二	井架	-	1350			
三	提升系统	绞车	JC-135	1350	410	
		天车	TC135	1350		
		游动滑车	YC135	1350		
		大钩	DG135	1350		
		水龙头	SL135	1350		
四	转盘	ZP445				
五	循环系统配置	钻井泵 1#	F-1300	735		
		钻井泵 2#				
		钻井液罐	13000×3000×2500			总容量：160m ³
		搅拌器	NJ-7.5			6 个
六	钻机动力系统	柴油机 1#	PV12V190B-1	735		
		柴油机 2#				
		柴油机 3#				
七	发电机组	发电机 1#	PZ8V-190D-2	300		
		发电机 2#	PZ8V-190D-2	300		
		MCC 房				
八	钻机控制系统	自动压风机	2V-6.5/12	55		
		电动压风机	2V-6.5/12	55		
九	固控系统	振动筛 1#	2ZZS-1	3	2 台	
		除砂器	ZQJ254×2		1 套	
		除泥器				
		离心机				

十	加重装置	加重漏斗			1套
		电动加重泵			
		气动下灰装置			
十一	井控系统	单闸板防喷器	FZ54-14、FZ35-21		1套
		控制装置	FKQ2403		1套
		节流管汇	JG-21		1套
		压井管汇	YG-21		1套
		除气器			
十二	仪器仪表	钻井参数仪表	八参数仪		1套
		测斜仪	单点测斜仪		1套
		硫化氢监测仪	便携式		≥3套
十四		液压大钳			1套

①直井

直井钻具组合见表 3.2-19。

表 3.2-19 直井钻具组合设计

开钻次序	井眼尺寸 (mm)	钻井井段 (m)	钻具组合
一开	381.0	0~65	Φ381.0mm 钻头+Φ203.2mm 钻铤 2 根+Φ177.8mm 钻铤 2 根+Φ127mm 钻杆
二开	241.3	~540	Φ241.3mm 钻头+Φ177.8mm 钻铤 6 根+Φ158.8mm 钻铤 8 根+Φ127mm 钻杆

备注：SAGD 观察井为满足井身质量要求，采用大尺寸的塔式钻具组合。

②水平井

水平井钻具组合见表 3.2-20。

表 3.2-20 水平井钻具组合设计

开钻次序	井眼尺寸 (mm)	钻井井段 (m)	钻具组合
一开	444.5	0~60	Φ660.4mm 钻头+Φ254mm 钻铤 2 根+Φ203.2mm 钻铤 2 根+Φ127mm 钻杆
二开	311.2	直井段	Φ311.2mm 钻头+Φ177.8mm 钻铤 6 根+Φ127mm 钻杆
		造斜段	Φ311.2mm 钻头+Φ197mm 弯螺杆钻具+MWD 定向短节+Φ127mm 无磁钻杆 1 根+Φ127mm 加重钻杆 26 根+Φ158.8mm 随钻震击器+Φ127mm 加重钻杆 4 根+Φ127mm 钻杆
三开	215.9	水平段	Φ215.9mm 钻头+Φ165mm 弯螺杆钻具+MWD 定向短节+Φ127mm 无磁钻杆 1 根+Φ127mm 斜坡钻杆 20 根+Φ127mm 加重钻杆 24 根+Φ158.8mm 随钻震击器+Φ127mm 加重钻杆 4 根+Φ127mm 钻杆
			Φ215.9mm 钻头+Φ158.8mm 短钻铤+Φ214mm 稳定器+MWD 定向短节+Φ127mm 无磁钻杆 1 根+Φ127mm 斜坡钻杆 20 根+Φ127mm 加重钻杆 24 根+Φ158.8mm 随钻震击器+Φ127mm 加重钻杆 5 根+Φ127mm 钻杆

(1) 直井钻井液

——一开钻井液

钻井液体系：坂土-CMC 钻井液体系

配方提示：8%坂土+0.4%Na₂CO₃+0.4%CMC（中）

主控性能指标：密度：1.05~1.10g/cm³ 漏斗粘度：45~70s API 失水：
≤12ml/30min

——二开钻井液

钻井完井液体系：聚合物钻井完井体系

配方提示：4%坂土 0.2%Na₂CO₃+0.2%NaOH+0.3%~0.5%MAN101+0.1%~
0.2%MAN104+ 0.4%~0.5%铵盐+2%WC-1。

(2) 水平井钻井液

——一开钻井液

钻井液体系：坂土-CMC 钻井液体系

配方提示：8%坂土+0.4%Na₂CO₃+0.4% CMC（中）

主控性能指标：

密度：1.05~1.10g/cm³ 漏斗粘度：45~70s API 失水：≤12ml/30min

——二开钻井液

钻井完井液体系：配方提示：4%坂土 +0.2%Na₂CO₃+0.2%NaOH+
0.5%MAN101+0.4%MAN104+0.4%~0.5%铵盐+2%SMP-1（胶）+2%液体润滑剂+重晶
石粉+1%石墨粉。

——三开钻井液

钻井液体系：配方提示：4%坂土 +0.2%Na₂CO₃+0.2%NaOH+
0.5%MAN101+0.4%MAN104+0.4%~0.5%铵盐+2%SMP-1（胶）+2%液体润滑剂+重
晶石粉+1%石墨粉+2%WC-1。

施工期间水平井场主要物料消耗为钻井液、柴油、水等，消耗情况详见表 3.2-21。

表 3.2-21 水平井场主要材料用量一览表 单位 m³

物料名称	消耗量	储存方式
水基钻井液 m ³ （17 口井合计）	5000	水基钻井液材料用密封袋储存，存放在钻井液用房内
洗井用水（m ³ ）17 口井合计	1700	储存在井场的水罐内
柴油（t）17 口井合计	1020	井场配备 1 个 35m ³ 的柴油罐，放在井场的油罐区，紧挨发电机房布设

4) 钻井井场布置

钻前工程包括井场、岩屑储存罐、放喷管线及探临道路等建设活动。井场采用标准井场，主副放喷管线位于井场两侧。建设钻井平台1套、放喷池(1座，120m³/座)等设施，钻井废弃物不落地处理系统1套等。井场应急池、放喷池池底、边坡采用水泥压边+环保防渗膜两层防渗。井场采用砂石料铺垫。钻井井场布置有放喷管线、罐区、不落地系统等。平面布置见图 3.2-4。



图 3.2-4 钻井井场平面示意图

3.2.4.2 油气集输工程

(1) 采油井场

本次重 13 井区部署 SAGD 井组井场采用橇装化井场。橇装井场平面图详见附件 3.2-5（双水平井场）、图 3.2-6（单水平井场）。双 SAGD 井采用 8 型立式抽油机，单 SAGD 井采用 3m 冲程 5 型游梁机。

SAGD 井双水平井场由 SAGD 注汽井采油树、SAGD 采油井采油树、SAGD 井口注采管汇橇组成。

SAGD 井单水平井场由 SAGD 采油井采油树、抽油机基础、SAGD 井口注采管汇橇组成。

开发流程：双/单SAGD 井开发：包括电加热启动、转SAGD 生产过渡、 SAGD 生产阶段 三个阶段。

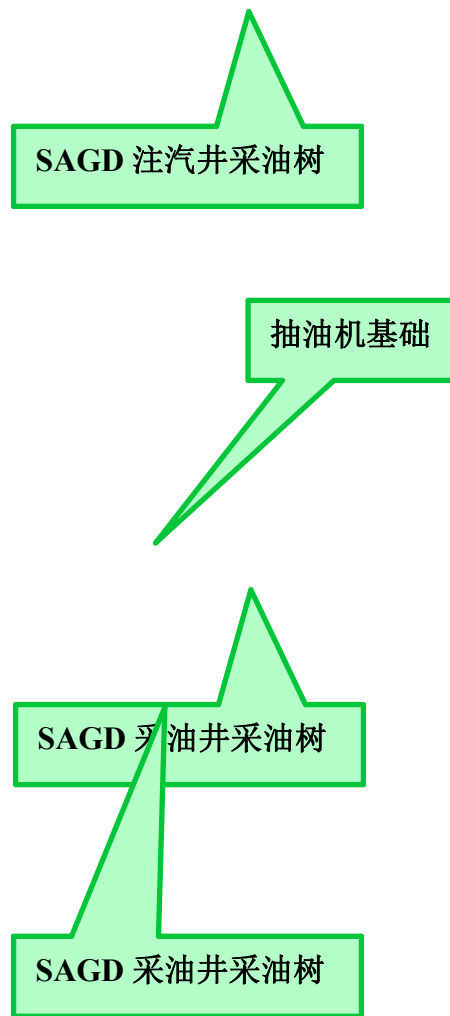


图 3.2-5 SAGD 双水平井场平面布置图

附图 3.2-6 SAGD 单水平井场平面布置图



① SAGD 电加热启动流程:清洗井筒-井筒充满清水—连续电加热—替液的方式循环替液, 共计 4~5 轮, 实际实施轮次由现场热连通判断结果, 进行调整。

② SAGD 电加热生产过渡阶段流程:清洗井筒-井筒充满清水—连续电加热—转 SAGD 生产, 共计 2~3 轮。

③ SAGD 电加热生产阶段流程: 注入溶剂段塞—蒸汽段塞—连续电加热—电加热辅助生产(伴注蒸汽)总计 28 轮。每轮次持续时间约 6 个月。

注汽流程: 注汽站来蒸汽进入蒸汽流量计, 蒸汽流量计产生信号并远传至中心值班室。中心值班室根据生产状况远程控制电动调节阀, 调节注入 SAGD 井蒸汽量。

(2) 计量站

新建 8 井式多通阀集油计量管汇站 2 座。单座站由 1 座 8 井式多通阀选通装置、1 座高温密闭取样装置、1 台稠油管式分离计量橇组成, 每座多通阀管汇站管辖 8 口油井。8 井式集油计量管汇站平面布置详见附图 3.2-7。

工艺流程: 各单井来液进集油计量管汇后, 需计量的单井来液经多通阀选通装置计量管道进入稠油管式分离计量橇进行计量, 计量后与不需计量的单井采出液经集油管道一同输至溶剂回收站进行溶剂回收后输至处理站处理。

计量原理: SAGD 单井采出液经自洁式过滤器过滤后进入汽液分离器, 分离后的汽相经过孔板流量计温压补偿计量后进入自力式液位调节阀; 分离后的液相经过一体化智能质量流量计的检测后进入自力式液位调节阀, 汽液两相物流经调节阀适时排放后进入集油管线; 检测到的数据上传至中心值班室。SAGD 井组进管汇站明细表见表 3.2-22。

表 3.2-22 SAGD 井组进管汇站明细表

管汇站	接入油井数	本次工程接入井号	备注
重 13-1	6	FHW5214P、FHW5214I、FHW5215P、 FHW5215I、FHW5216P、FHW5216I、 FHW5217P、FHW5217I、FHW5218P、 FHW5218I、F5233	新建 8 井式多通阀 集油计量管汇站
重 13-2	6	FHW5339、FHW5340、FHW5341、 FHW5342、FHW5343、FHW5344	新建 8 井式多通阀 集油计量管汇站
合计	11		

(3) 油气集输管线

i 单井出油管道

新建采油井口至管汇站的单井出油管线 2km, 管径为 DN60 1.05MPa, 管材为无

缝钢管，管底埋深-1.8m。

ii 集油支线管道

① 新建重 13 井区溶剂回收站至重 1 井区的管线 3.6km，管径为 DN150 1.6MPa，管材为无缝钢管，管底埋深-1.8m。

② 新建重 13 井区计量管汇站至溶剂回收站集油支线 0.2km，管径为 D114 1.6MPa，管材为无缝钢管，管底埋深-1.8m。

管线工程主要设备设施情况见表 3.2-23。

表 3.2-23 管线工程一览表

分类	管线走向	型号	单位	数量	备注
单井管线	单井至管汇站	DN60 1.05MPa	km	2	无缝钢管
集油支线	重 13 井区至重 1 井区	DN150 1.6MPa	km	3.6	无缝钢管
集油支线	SAGD 管汇站至溶剂回收站	D114 1.6MPa	km	0.2	无缝钢管

(4) 管道敷设方式

1) 管道敷设

- ① 单井管道和集油支线与光缆同沟敷设，管顶埋地深度不低于 1.8m。
- ② 燃料气管线管顶埋地深度不低于 1.8m。

2) 管沟开挖

单井、集油、燃料气管沟开挖采用大开挖方式，沿线地貌均为戈壁，边坡比采用 1:1；单井管沟挖深 1.7m，沟底宽 1.5m；集油支线挖深 1.9m，沟底宽 1.5m，施工作业带宽度为 8m。

3) 管道与其它构筑物平行或交叉

管道与已建外加电流阴极保护的管道平行敷设时，二者的距离不小于 10m。当小于 10m 时，新建管道在距离小于 10m 内的管段及其两端各延伸 10m 以上管段，做特强级防腐。

4) 管道防腐

集输管道埋地保温非金属管道钢接头外壁：防腐层结构为弹性聚氨酯防腐漆一道底漆-二道面漆，防腐层干膜厚度 $\geq 0.2\text{mm}$ 。

5) 管道保温

集输管道保温层采用憎水型复合硅酸盐瓦，厚度为 100mm；外防护层采用弹性

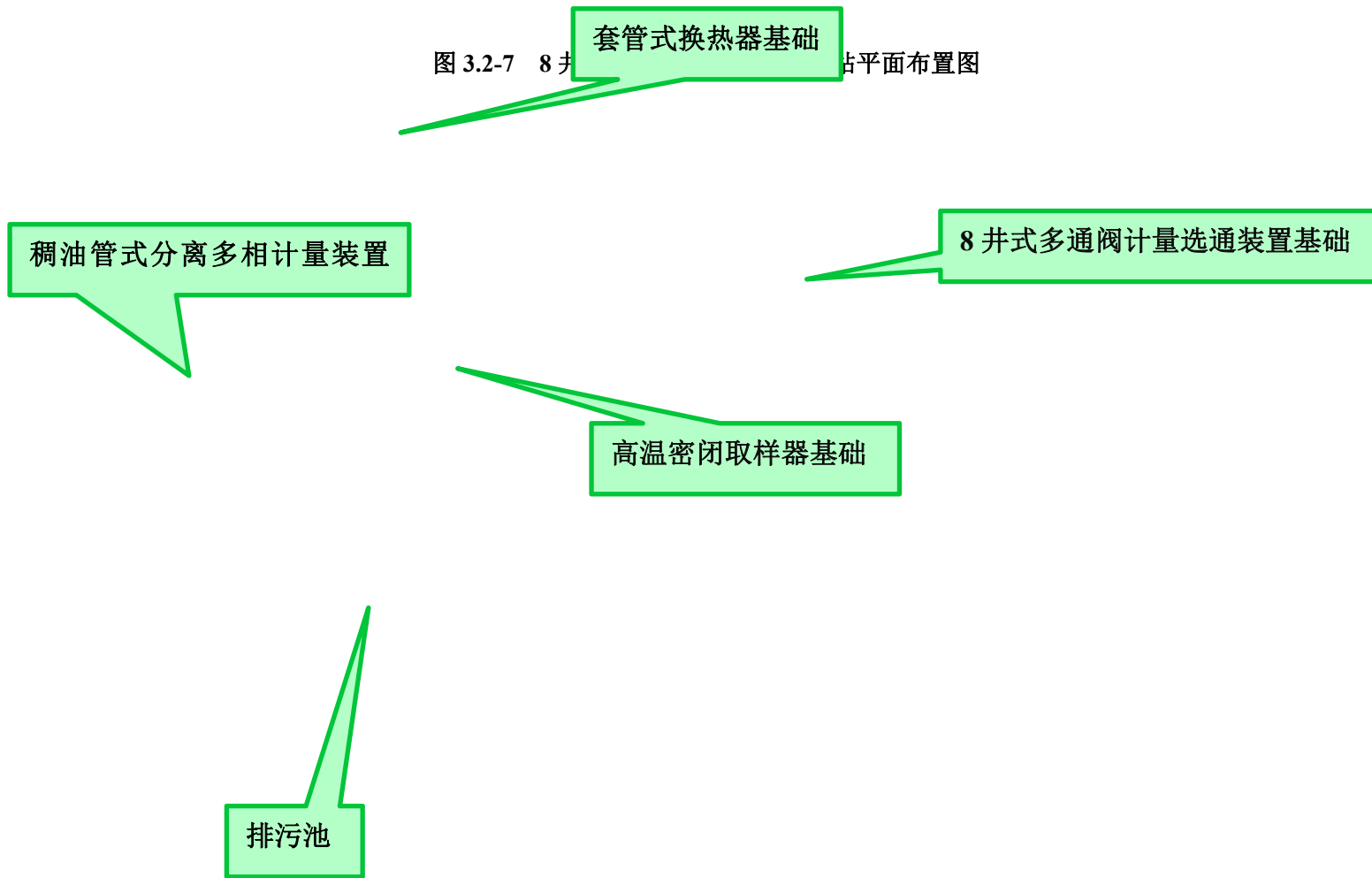


图 3.2-7 8井站平面布置图

聚氨酯涂料，一层玻璃布~二道聚氨酯涂料面漆~一层玻璃布~二道聚氨酯涂料面漆，防护层干膜厚度 $\geq 0.4\text{mm}$ 。

3.2.4.3 注汽开发

3.2.4.3.1 注汽开发工艺

稠油采用注汽开发，蒸汽吞吐采油为在一口井中注入一定量的蒸汽，随后关井，让蒸汽与油藏岩石进行热交换，然后再开井采油。此过程可循环往复进行，又称循环注蒸汽工艺。蒸汽吞吐方法一般分为三个步骤：注蒸汽、焖井、开井生产。

注汽阶段：当准备好机械采油设备及出油条件、油井中下入注汽管柱(隔热油管及耐热封隔器)、注蒸汽锅炉及水处理设备调试正常后，开始通过注汽管柱向油层注汽。关井焖井阶段；注完预定的蒸汽数量后，停止注汽，关井，也叫焖井。焖井的目的是使注入近井地带油层的蒸汽尽可能扩展，扩大蒸汽带及蒸汽凝结带（即热水带），加热地层及原油的范围，使注入热量分布均匀。焖井时间选择应使蒸汽与油层岩石和流体进行充分的热交换。

开井回采阶段：在开井回采阶段，当油层压力较高时，油井能够自喷生产。随着回采时间延长，由于油层中注入热量的损失及产出液带出的热量，被加热的油层逐渐降温，流向近井地带及井底的原油粘度逐渐增高，原油产量逐渐下降。当产量降到某个界限时（经济极限产量或极限井口原油温度），结束该周期生产，重新进行下一周期蒸汽吞吐。

稠油开采中的 SAGD(SteamAssistedGravityDrainage)开采工艺是采用蒸汽辅助重力泄油，机理是以蒸汽做为加热介质，通过液体对流及热传导的共同作用，依靠重力作用开采稠油。其原理就是在靠近油藏底部位置钻一对上下平行的水平井，经油层预热形成热连通后，上部水平井注汽，注入的蒸汽向上超覆在地层中形成蒸汽腔并不断向上及侧面扩展，与原油发生热交换，加热的原油和蒸汽冷凝水靠重力作用泄流到下部的生产井中产出，其生产特点是利用蒸汽的汽化潜热加热油藏，以重力作为驱动原油的主要动力，可以使水平井生产获得相当高的采油速度，阶段采收率高，油汽比高。

3.2.4.3.2 注汽站

本工程新建 1 座注汽站，为重 13 井区的 5 口注汽井供汽，新建注汽管线 2km。软水来源于风城油田 2 号稠油联合站，接口为重 1-4SAGD 站已建软水管线。SAGD 注汽站内主要构筑物有过热注汽锅炉房 2 台（9t/h 注汽锅炉）、辅助间 1 座、箱

式配电室 1 座、35m³卧式缓冲罐（带液下泵）3 座。

单台 9t/h 注汽锅炉年提供蒸汽量 7.2 万 t，年最大用天然气量 3.0912 万立方米（800m³/h）。2 台 9t/h 注汽锅炉年提供蒸汽量 14.4 万 t，年最大用天然气量 6.1824 万立方米（1600m³/h）。

工艺流程：软化水进入注汽站，由柱塞泵直接打入过热注汽锅炉，过热注汽锅炉产生的高温高压蒸汽经注汽管网去各注汽井。注汽锅炉排放水通过节流孔板组减压后进入排污扩容器，然后进入卧式缓冲罐，锅炉排水由缓冲罐上的液下泵直接输送至附近的站场，再管输至风城 2 号稠油联合站。注汽站的生产排水主要为注汽锅炉启停及事故时的排放水，单台锅炉开停炉一次最大排水量约 9m³/a，两台锅炉一次排水量约 18m³/a，水温较高。

重 13 井区注汽站排水去向示意图详见图 3.2-11。

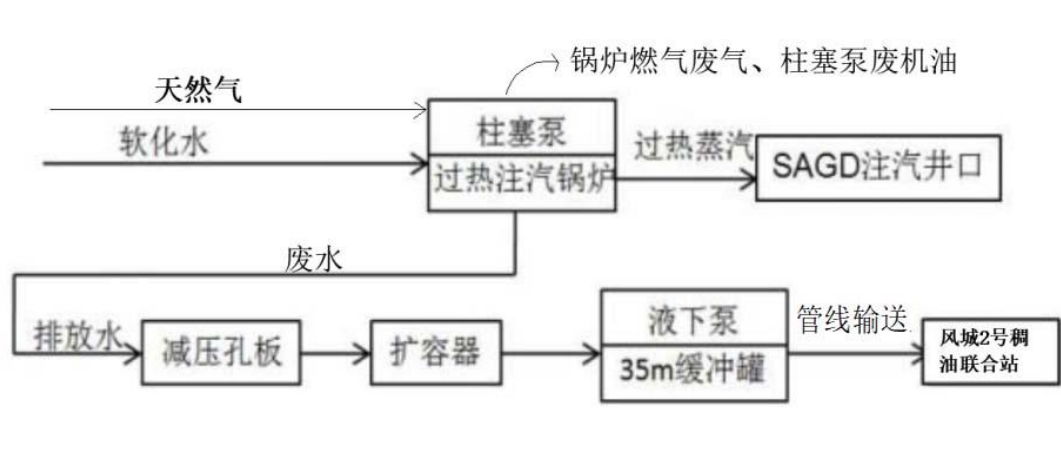


图 3.2-11 重 13 井区注汽站排水去向示意图

3.2.4.3.3 供气管线

(1) 气源

本项目的燃料气供气气源来自风城 3#配气站，执行《天然气》（GB17820-2018）表 1 天然气质量要求，基本不含硫。

(2) 供气量

重 13 井区新建燃气注汽站布置 2 台 9t/h 燃气注汽锅炉，工作时间为 8000h，总供气量为 1600Nm³/h（38400Nm³/d、1280 万立方米/年）。燃气锅炉耗气量统计见表 3.2-28。

表 3.2-28 燃气锅炉耗气量统计

内容	小时用气量 (Nm ³ /h)	日最大用气量 (Nm ³ /d)	年最大用气量 (万 Nm ³ /a)
单台	800	19200	640
2 台	1600	38400	1280

(3) 供气管线

新建供气管线 3.7km，管径为 D219×7/20、0.3-0.5Mpa、无缝钢管 20。管线埋地敷设，埋深-1.8m。

注汽站平面布置见图 3.2-8。注汽站工程量见表 3.2-24。

表 3.2-24 注汽站工程量

序号	项目	单位	数量
1	9t/h 橇装锅炉	台	2
2	无缝钢管 D114×6 20G	m	1340
3	无缝钢管 D89×5 20G	m	660
4	焊接截止阀 RJ65Y-250 DN100 PN25MPa	个	11
5	接口 (D114×6, 20G)		
6	焊接截止阀 RJ65Y-250 DN80 PN32MPa	个	22
7	接口 (D89×5, 20G)		
8	固定支墩 DN100	个	25
9	滑动支墩 DN100	个	259
10	导向支墩 DN100	个	48
11	固定支座 114-100-400-G	个	25
12	耐温 400°C,承受最大破坏力 100kN		
13	滑动支座 450-200-245-114-20-400-H	个	259
14	耐温 400°C,承受最大破坏力 20kN		
15	导向支座 450-200-245-114-20-400-D	个	48
16	耐温 400°C,承受最大破坏力 20kN		
17	35m ³ 卧式缓冲罐	座	3
18	液下泵 11kW 380V	台	6
19	排污扩容器	台	3
20	减压装置流量 1~2.1t/h 压力 5MPa 减压之 1MPa	台	1

图 3.2-8 注汽站平面布置示意图

3.2.4.3.4 供软化水管线

本项目注汽站最大用水量为 432m³/d。注汽站设 2 台 9t/h 燃气注汽锅炉，单台锅炉用水约为 216m³/d，2 台用水量为 432m³/d。

新建供水管线 3.6km（D168×7、0.25-0.6Mpa、无缝钢管 20），从重 1-4SAGD 注汽站外 DN200 供水管线至新建注汽站。水源为风城油田 2 号稠油联合站软化水系统处理后的净化软化水。

3.2.4.3.5 注汽管线

新建注汽管线 2km，从注汽站至 SAGD 双水平井场的注汽管道（D114×6）长 1.34km，其中从注汽站至 SAGD 单水平井场注汽管道（D89×5）长 0.66km。管线埋地敷设，埋深-1.8m。

3.2.4.3.6 排水管线

注汽站新建 150 米（D114×4（20）、无缝钢管）排水管线，接至就近的排水管线，埋地-1.8 米敷设。

3.2.4.3.7 供水、供汽、排水、注汽管道敷设

1) 管道敷设

供水、供汽、排水、注气管道管顶埋地深度不低于 1.8m。

注汽管线采用低支架架空敷设，架空高度 0.50m。

2) 管沟开挖

供水、供汽、排水、注气管沟开挖采用大开挖方式，沿线地貌均为戈壁，边坡比采用 1:1；施工作业带宽度为 8m。

3) 管道与其它构筑物平行或交叉

供水、供汽、排水、注气管道与已建外加电流阴极保护的管道平行敷设时，二者的距离不小于 10m。当小于 10m 时，新建管道在距离小于 10m 内的管段及其两端各延伸 10m 以上管段，做特强级防腐。

4) 管道防腐

供水、供汽、排水、注气管线防腐层结构为弹性聚氨酯防腐漆一道底漆-二道面漆，防腐层干膜厚度 $\geq 0.2\text{mm}$ 。

5) 管道保温

软化水、排水管线保温选用 100mm 厚憎水性复合硅酸盐毡，外包 0.5mm 厚镀锌铁皮。

注汽管线保温选用采用气凝胶毡+憎水型复合硅酸盐毡复合保温方式，保温层外保护层采用镀锌铁皮。采用保温型支架。注汽管线热补偿以补偿器补偿为主，自然补偿为辅。

供气管线无保温措施。

3.2.4.4 注烃开发

3.2.4.4.1 注烃开发工艺

根据开发指标预测，本区块采用电加热+溶剂萃取开发方式试验井中采出液携带混烃，采出液规模为 150t/d~332t/d。其中混烃含量为 3.3t/d~30.6t/d。本方案新建 1 座溶剂回收站对采出液中混烃进行回收处理，回收后溶剂优先用于井区内混烃回注，减少外购混烃，提高经济效益，降低环境危害。

溶剂回收站内主体流程为：采出液升温后进超稠油蒸汽处理器进行气（汽）液分离，分离出的气（汽）去喷淋塔冷却降温，降温后的油水混合物去油水分离器进行分离，分离出来的混烃去储罐储存，分离出来的水经提升泵去制冷机冷却后去用作喷淋，实现用水循环，见图 3.2-9-1。

3.2.4.4.2 溶剂回收站建设规模

本次新建 1 座溶剂回收站，采出液设计处理规模为 400t/d，实际处理规模为 105-332t/d，蒸汽冷却能力 22t/d，站内主要新建原油接转、蒸汽喷淋冷却。溶剂回收站平面布置见图 3.2-9-2。

3.2.4.4.3 平面布置

新建溶剂回收站 118m×118m，占地面积 13924m²。溶剂回收装置区位于站区东南侧，溶剂存储装置位于站区东北，装车区位于站区西北侧，消防设施位于站区西南侧。轻烃卸车区设回车场。站内巡检道路宽4m，转弯半径 12m。包括原油集输系统（稠油蒸汽处理器 2 台）、蒸汽喷淋冷却系统（蒸汽喷淋塔 1 座，循环喷淋水泵 2 台、油水分离器 1 台、制冷装置 1 套）、放空火炬（放空火炬 1 座，放空除液器 1 座）。仪表机柜间 1 座，箱式变电站 1 座。

仪表机柜间及配电室集中布置在站区西侧，工艺装置区布置在东侧，东侧依次是稠油蒸汽处理器、蒸汽喷淋塔、制冷装置。混烃储罐位于厂区北侧，消防水罐位于西侧。伴生气增压部分位于中间。事故放空火炬位于站区东侧，平面布置见图 3.2-9。

3.2.4.4.3 设备及参数

1) 采出液/蒸汽换热掺混器

流量：采出液 400（t/d）、锅炉蒸汽（50t/d）

热源温度：锅炉蒸汽（180°C-200°C）

冷源温度：采出液（90°C- 100°C）

压降：50kPa

设备台数：2 台

本方案采用卧式螺旋板式换热器，出口处掺混，单台换热面积60m²，换热负荷 1.2MW。热侧处理介质锅炉蒸汽，设计温度 180°C,设计压力 1.0MPa，冷侧处理介质采出液，设计温度 98°C,设计压力 1.0MPa。

2) 超稠油蒸汽处理器

处理液量：450m³/d

图 3.2-9-1 溶剂回收工艺流程图

图 3.2-9-2 溶剂回收站平面布置图

处理汽（气）量： 6000m³/d（工况下）

设计压力： 1.4MPa（G）；

设计温度： 220℃；

设计停留时间： 30~40min；

设备尺寸： D2.2m×8.0m；

设备台数： 2 台；

采出液量为 358m³/d，油水分离器来蒸汽凝结水 18.6m³/d，考虑一定波动系数，液体停留时间 40min，选择 D2.2m×8.8m 超稠油蒸汽处理器作为生产分离器，此外考虑 1 台蒸汽处理器备用。

控制方法简述： 蒸汽处理器的液相出口调节阀与该容器液位联锁，保证液位在 0.8- 1.2m 之间，正常液位为 1.1m。汽相出口调节阀与容器压力连锁，保证容器工作压力稳定在 0.9MPa。蒸汽处理器还设置在线冲排砂电动阀、安全阀装置、就地及远传液位计等。

3) 蒸汽喷淋塔

处理汽量： 22t/d

塔顶运行压力： 0.8~0.85MPag

塔顶运行温度： 10℃

塔釜运行压力： 0.82~0.87MPag

塔釜液体停留时间： 10min（循环喷淋水泵缓冲时间）

塔釜运行温度： 35~40℃

超稠油蒸汽处理器来蒸汽量 22t/d，为保证蒸汽与喷淋冷却水逆流充分接触，选择 D1.4m×12.0m 蒸汽喷淋塔 1 座。

蒸汽喷淋塔塔釜液位与油水分离器出口旁通管道调节阀联锁，保证塔釜液位稳定；喷淋塔塔釜液位高低液位报警，报警值起始点为塔釜下切线，低液位报警值为2m，高液位报警值为4m，正常液位为3m。塔釜温度与喷淋水总管道调节阀连锁，根据蒸汽量调节喷淋水量，维持塔釜温度稳定。

4) 循环喷淋水泵

进液量： 800m³/d

进液温度： 35~40℃

进口压力： 0.8~0.85MPag

出口压力： 1.2MPag

塔釜来循环喷淋水量为 800m³/d，选择 Q=40m³/h，H=40m 离心泵 2 台（1 用 1 备），循环喷淋水泵工频运行，将塔釜出液提升后去油水分离器。

5) 油水分离器

处理液量： 600m³/d

液体停留时间： 30min

运行压力： 1.2~1.25MPag

运行温度： 35~40°C

油水分离器处理量为 600m³/d，考虑液体停留时间 30min，选择 D2.0m×6.0m 油水分离器 1 台。

油水分离器满液运行，顶部间歇出油，底部连续出水。油出口管道设电动开关阀，该阀与油水分离器油水界面联锁，油层达到一定厚度，电动开关阀开启，排油。油水分离器出口旁通管道设电动调节阀，该阀与蒸汽喷淋塔塔釜液位联锁，多余冷却水回集输系统，维持塔釜液位稳定。

6) 制冷装置

油水分离器除油后循环水量 600m³/d，将循环水由 40°C 的水降温至 5°C 作为冷却水进入下一次循环，循环水从 40°C 降至 5°C，温差较大，常规的冷水机组难以实现，从降低使用成本及投资考虑，采用两段冷却，由闭式冷却塔将冷却水 40°C→25°C，制冷机将冷却水 25°C→5°C。闭式冷却塔和制冷机示意图见图 3.2-10。

图 3.2-10 闭式冷却塔和制冷机示意图

① 闭式冷却塔

冷却水量： 600m³/d

冷却水进出口温度： 40°C/25°C

冷却负荷： 450KW

风机/喷淋水泵功率： 22KW/4KW

② 制冷机组（螺杆式制冷压缩机+蒸发式冷凝器）

制冷剂： R22

冷却水进出口温度： 25°C/5°C

制冷量： 600kW

螺杆机电机功率： 214KW

蒸发式冷凝器功率： 5.5 kW（风扇电机） /4KW（水泵）

7) 混烃装车橇

站内设置装车橇 2 座，2 座互为备用，也可满足两辆槽车同时装车。单个橇内含装车泵 1 台，用于将储罐内混烃充装至槽车内。卸车泵选取 $Q=35\text{m}^3/\text{h}$ ， $H=10\text{m}$ 的屏蔽泵（变频）。

8) 混烃储罐橇

新建 50m^3 储罐 2 座，储罐设置压力、温度、液位就地检测及远传。液位信号与进出口切断阀、装车泵连锁。储罐液位上升至 2300mm 时仪控间报警，进一步上升至 2350mm 时，连锁切断储罐进液阀门；当储罐液位下降至 200mm 时仪控间报警，进一步下降至 150mm 时，连锁切断储罐出液阀门，并停装车泵。

储罐顶部设置有安全阀，防止非正常情况储罐内压力超过设计压力。站内需存储 2 天所回收溶剂，溶剂回收装置每日最大可分离出溶剂 52.7t，故储罐区设计存储规模为 62t。存储容量计算结果见表 3.2-25。

表 3.2-25 混烃储罐罐容计算表

介质	液量t	液态密度 (t/m ³)	油罐装量系数	计算罐容 (m ³)
混烃	52.7	0.62	0.85	100

9) 排污回收装置

设置 1 套排污系统，排污系统由排污总管、排污罐和排污泵组成。排污罐设置高液位报警。站内设置 10m^3 埋地污油罐 1 座，用于收集混烃储罐底部含水污油。污油罐配套设置污油泵橇 1 座，内含自吸式齿轮污油泵 2 台（1 用 1 备），用于将污油罐内污油抽至槽车外运。

(10) 天然气系统

自本项目新建注汽站引天然气管道，溶剂回收站与注汽站距离不足 200 米。

所引天然气用于混烃储罐、排污罐补压，并给放空火炬提供燃料气。当混烃储罐、排污罐压力低于 0.1MPa (G) 时，向混烃储罐及排污罐内补天然气，以保证储罐内压力不会低于大气压。

装车、储存、排污相关主要设备参数表如下表 3.2-26:

表 3.2-26 主要设备参数表

序号	设备名称	主要参数	单位	数量
1	混烃装车橇 (屏蔽泵)	操作/设计温度: 20~40/60°C 操作/设计压力: 0.1~0.15/2.5MPa (G) 混烃液相快装接头: DN50 混烃气相快装接头: DN25 泵额定流量: 35m ³ /h 泵扬程: 10m、变频	座	2
2	混烃储罐橇	单罐容量 50m ³ (建议尺寸 Φ2.5m×10m) 操作/设计压力: 0.1~0.15/1.8MPa (G) 操作/设计温度: 20~40/60°C 材质: Q345R	座	2
5	埋地污油罐	罐容: 10m ³ (建议尺寸: Φ1.6m×4.8m) 操作/设计压力: 0.1~0.15/0.6MPa (G) 操作/设计温度: 20~40°C/60°C 设备材质: Q245R	座	1
6	自吸式齿轮污 油泵橇	操作/设计压力: 0.1~0.15/0.6MPa (G) 操作/设计温度: 20~40°C/60°C 自吸高度: ≥6m 扬程: 20m 处理规模: 10m ³ /h	座	1 (内含 2 台 泵, 1 用 1 备)

本项目设备表见表 3.2-27。

表 3.2-27 本项目设备表

序号	工艺部分	数量	单位	备注
一	溶剂回收部分			
1	螺旋板式换热器	2	台	
2	蒸汽处理器 (D2.2m×8.0m- 1.4)	2	台	
3	蒸汽喷淋塔, (D1.4m×12.0m- 1.4)	1	座	
4	油水分离器(D2.0m×6.0m- 1.6)	1	台	
5	喷淋水泵, Q=35m ³ /h, H=40m	2	台	
6	制冷装置 (含闭式冷却塔 1 座, 冷水机组 1 座, 蒸发式冷凝橇 1 座)	1	套	
7	火炬 DN100, H=25m (带自动点火装置)	1	座	
8	除液器 1.2m×4.0m	1	台	

序号	工艺部分	数量	单位	备注
9	撬装列车房 (10m×3.5m)	1	座	
10	高压化肥设备用无缝钢管/20 GB/T 6479-2013			
1)	D219×6 (地面保温, 防腐做法①)	150	m	
2)	D168×5 (地面保温, 防腐做法①)	150	m	
3)	D114×5 (地面保温, 防腐做法①)	500	m	
11	无缝钢管/20 GB/T8163-2018			
1)	D114×5 (地面保温, 防腐做法①)	350	m	
2)	D89×4 (地面保温, 防腐做法①)	300	m	
12	不锈钢钢管 316L GB/T14976-2012			
1)	D114×5 (地面保温, 防腐做法③)	200	m	
13	抗硫楔式闸阀 KZ41H-2.5C DN200 2.5MPa	6	套	
14	抗硫楔式闸阀 KZ41H-2.5C DN150 2.5MPa	20	套	
15	抗硫楔式闸阀 KZ41H-2.5C DN100 2.5MPa	30	套	
16	钢制楔式闸阀 Z41H- 1.6C DN100 1.6MPa	20	套	
17	钢制楔式闸阀 Z41H- 1.6C DN80 1.6MPa	30	套	
18	不锈钢楔式闸阀 Z41Y- 150(Lb)R DN150	15	套	
19	压力表 YTW- 100 0~1.6MPa	20	个	
20	双金属温度计 WSS-411 0~200℃ 2.5MPa	20	个	
二	溶剂装车储存部分			
21	混烃装车橇 (单个橇内含装车泵 1 台)	2	座	
22	混烃储罐橇 50m ³	2	座	
23	排污罐橇 10m ³	1	座	
24	自吸式齿轮污油泵橇 (含 2 台泵, 1 用 1 备)	1	座	
25	液化气专用截止阀 DN100 PN25	1	套	
26	液化气专用截止阀 DN25 PN25	1	套	
27	球阀 DN50 PN16	3	套	
28	球阀 DN40 PN16	2	套	
29	球阀 DN25 PN16	1	套	
30	闸阀 DN50 PN16	1	套	
31	电动球阀 DN50 PN16	1	套	
32	全启式安全阀 DN40 PN16	1	套	
33	节流截止放空阀 DN40 PN16	1	套	
34	阀门保温盒	3	个	

序号	工艺部分	数量	单位	备注
35	绝缘接头 DN50 PN16	1	套	
36	D114×4 - 20	75	m	
37	D89×4 - 20	30	m	
38	D60×4 - 20	110	m	
39	D34×5 - 20	130	m	
40	20D. 114×4 - 20	40	m	
41	21D.89×4 - 20	20	m	
42	22D.60×4 - 20	350	m	
43	23 自. 限温型 电热带 220V 60W/m	300	m	
44	24 防.爆接线盒	6	对	

3.2.5 配套工程

配套工程包括消防、供配电、通讯、道路等。

3.2.5.1 消防

本项目的溶剂回收站和燃气注汽站的站内消防设施自建，外部消防可依托应急抢险救援中心风城中队，该中队位于乌尔禾风城油田作业区，有干部员工 41 人，有消防车 6 辆，其中泡沫消防车 5 辆，载泡沫液 30 吨，清水 58 吨，抢险救援器材 3 件套。

(1) 溶剂回收站消防设施

根据《石油天然气设计防火规范》（GB50183-2015），新建溶剂回收站混烃储罐区 2 座 50m³ 卧式混烃罐，主要消防设施为电动消防冷却水泵、自动稳压消防给水装置、700m³ 钢制拱顶消防及生产水罐 2 座、防冻型雨淋阀集成柜、储罐水喷雾冷却装置。

1) 消防及生产水罐：混烃罐区应设固定式水喷雾系统，混烃罐冷却水供水强度不应小于 0.15L/s.m²，消防用水持续供给时间 6h。考虑新建 2 座 700m³ 消防及生产水罐。

2) 地上式消火栓：从消防泵房引两条 DN200 消防冷却水供水干管至储罐区冷却水环状管。环网上设置 3 座地上式消火栓，布置间距小于 60m，并配备一定数量的移动式灭火器材用以扑灭初期火灾。

(2) 燃气注汽站消防设施

根据《石油天然气工程设计防火规范》（GB50183-2004）的要求，站区消防采用移动式灭火方式，在有火灾危险的场所，根据其火灾危险性、区域大小，配置一定数量的手提式

干粉灭火器、手提式二氧化碳灭火器、推车式干粉灭火器。

3.2.5.2 供电

本项目供电电源来自风城 110 变扩容。本工程新增负荷供电电源依托 35kV 重一变。35kV 重一变 10kV 侧不同母线段分别新增 2 面出线柜，作为新建油区（含电加热）、溶剂回收站和注汽站的供电电源。每面 10kV 出线柜配出 1 回 10kV 架空线路，每条新建 10kV 架空线路约 6km，总计建设 10kV 架空线路约 32km，导线主干线采用 2×JL/G1A-120/25 型，分支导线采用 JL/G1A-95/20 型，线路分支处和电缆引上处均设置上真空隔离开关和避雷器组。

3.2.5.3 通讯

（1）数据通信部分

本次在新建注汽站、溶剂回收站内各新建一套工业网络交换机。网络交换设备通过风城油田 2 号稠油联合站已建通信系统，实现对仪表数据进行上传的功能。

（2）光缆线路部分

为满足计算机网络系统数据传输以及自动化数据的上传要求，本次从新建溶剂回收站~2 号特稠油联合站架空光缆线路，引出 24 芯光缆架空敷设，线路总长度约为 2km。本工程新建注汽站~溶剂回收站埋地光缆线路，光缆采用 12 芯单模铠装光缆。埋深-0.8m，线路长度为 100m。

（3）应急通信

新建的 1 座注汽站，配置 4 部防爆对讲机，用于站内工艺设备维修、施工时候的通信联系。

3.2.5.4 道路

站内道路： 本次新建卸车区场地及站内道路，均按照总图布设进行设计。卸车场区场地尺寸为 58m（长）×35.5m（宽），站内道路总长 338m。

站外道路： 本次新建站外道路，起点为已建道路，终点连接新建井位，道路总长 2.5km，路宽 6m。采用厂外四级道路标准建设，设计时速 20km/h，采用天然砂砾路面结构。

3.2.5.5 供热与暖通

注汽站、溶剂回收站内各房间采用电供暖，供暖设备采用 3kW 电暖器。

3.2.6 依托工程

本项目的采出液依托风城油田 2 号稠油联合站的原油处理系统处理，伴生气依托玛 18 转油站新建伴生气处理装置处理，采出水和井下作业废水依托风城油田 2 号稠油联合站的污水系统处理，处理后的出水水质，部分满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）中的相关标准后回注油藏，部分用于注汽锅炉用水。

风城油田 2 号稠油联合站的环保手续为：

(1) 《风城 2 号稠油联合站工程环境影响报告书》于 2013 年 6 月 27 日取得原克拉玛依市环境保护局批复文件（克环保函〔2013〕228 号，见附件 3.1），于 2015 年 9 月 11 日取得原克拉玛依市环境保护局验收意见（克环保函〔2015〕458 号，见附件 3.2）；

(2) 《风城 2 号稠油联合站二期工程环境影响报告书》于 2017 年 5 月 9 日取得原克拉玛依市环境保护局批复文件（克环保函〔2017〕124 号，见附件 3.3，第一批工程于 2019 年 10 月 20 日通过企业自主验收（见附件 3.4）。

本项目的依托关系位置情况见表 3.2-30 和本项目的依托工程分布图见图 3.2-12。依托工程环评手续见表 3.2-31。

表 3.2-30 依托关系位置情况一览表

序号	依托工程	位置关系
1	风城油田 2 号稠油联合站	项目区西南 3km
2	乌尔禾区生活垃圾填埋场	项目区西南 17km
3	乌尔禾区生活污水处理厂	项目区西南 12.5km

表 3.2-31 依托工程环评及验收情况一览表

序号	内容	建设项目名称	建设内容				环评文件			验收文件		
							审批单位	批准文号	批准时间	审批单位	验收文号	验收时间
1	风城油田 2 号稠油联合站	风城 2 号稠油联合站工程环境影响报告书	原油处理规模 ×10 ⁴ t/a	原油外输规模 ×10 ⁴ t/a	采出水处理 万m ³ /d	软水处理 万m ³ /d	克拉玛依市环境保护局	克环保函〔2013〕228号, 见附件3.1	2013.6.27	克拉玛依市环境保护局	克环保函〔2015〕458号, 见附件3.2	2015.9.11
			150	400	3	4						
		风城 2 号稠油联合站二期工程环境影响报告书	SAGD 原油处理系统 ×10 ⁴ t/a	蒸汽换热站	污油处理装置 t/d	蒸汽伴生气 m ³ /d	克拉玛依市环境保护局	克环保函〔2017〕124号, 见附件3.2	2017.5.9	自主验收	无, 见附件3.4	2019.10.20
			120	1座	300	6000						
2	乌尔禾区生活污水处理厂	乌尔禾城乡污水处理厂建设工程	设计处理规模为6000m ³ /d, 处理工艺为粗、细格栅+调节池+提升泵房+沉砂池+CASS+紫外线消毒+出水				原新疆维吾尔自治区环境保护厅	新环评审函〔2010〕116号	2010.11.10	克拉玛依市环保局	克环保函〔2014〕437号	2014.10.29
		乌尔禾区污水处理厂提标改造工程	设计处理规模6000m ³ /d, 处理尾水达到《城镇污水处理厂污染物排放标准》(GB18918-2002)中的一级A标准				克拉玛依市保护局	克乌环函〔2018〕17号, 见附件5.1	2018.3.24	/	无 见附件5.2	2019.6

图3.2-12 本项目的依托工程分布图

本项目 SAGD 采出液、采出水依托风城油田 2 号稠油联合站处理。

3.2.6.1 SAGD 采出液处理依托工程

风城油田 SAGD 采出液处理依托风城油田 2 号稠油联合站二期工程。风城油田 2 号稠油联合站二期工程 SAGD 原油处理系统设计处理规模为 $120 \times 10^4 \text{t/a}$ ，目前富裕能力 $66.41 \times 10^4 \text{t/a}$ ，本工程新增 SAGD 原油产量 $4.92 \times 10^4 \text{t/a}$ ，本工程可依托风城 2 号稠油联合站二期工程进行处理。

3.2.6.2 采出水依托工程

风城油田 2 号稠油联合站采出水处理系统于 2013 年 10 月建成投产，设计规模为 $30000 \text{m}^3/\text{d}$ ，2015 年采出水处理系统处理规模扩建到 $40000 \text{m}^3/\text{d}$ ，目前，采出水实际处理系统处理量约 $28750 \text{m}^3/\text{d}$ ，富裕能力 $11250 \text{m}^3/\text{d}$ ，处理后的达标净化水软化后回用到风城油田注汽锅炉。采出水处理技术沿用新疆油田公司开发研究并广泛使用的“离子调整旋流反应法处理技术”。针对风城油田稠油采出水具有的水温高、油水密度差小、乳化程度高、油珠粒径小等物性特点，选用重力除油-旋流反应-压力过滤工艺流程，使处理后净化水含油量 $\leq 2 \text{mg/L}$ ，悬浮物 $\leq 5 \text{mg/L}$ ，达标后供给风城油田注汽锅炉。

本工程新增 SAGD 采出水量为 $177.45 \text{m}^3/\text{d}$ ，风城油田 2 号稠油联合站采出水处理系统富裕能力 $11250 \text{m}^3/\text{d}$ ，满足新增采出水处理需求。

3.2.6.3 软化水处理工程

稠油开采采用蒸汽热采工艺，注汽锅炉用水需要经过软化、除氧处理，水质满足《稠油注汽系统设计规范》（SY/T0027-2007）中对注汽锅炉的给水水质要求。

本工程拟建 1 座注汽站，共 2 台 9t/h 的燃气注汽锅炉，新增软化水用水量为 $432 \text{m}^3/\text{d}$ （ 14.4万 m^3 ），软化水处理依托风城油田 2 号稠油联合站软化水处理系统进行处理。

风城油田 2 号稠油联合站 2012 年建软化水系统设计供应能力为 $39500 \text{m}^3/\text{d}$ ，实际出水能力为 $29500 \text{m}^3/\text{d}$ 。2015 年建软化水系统设计供应能力为 $5000 \text{m}^3/\text{d}$ ，实际出水能力为 $2750 \text{m}^3/\text{d}$ 。因此，目前风城油田 2 号稠油联合站软化水系统设计供应能力为 $45000 \text{m}^3/\text{d}$ ，实际出水能力为 $32250 \text{m}^3/\text{d}$ ，富余出水能力 $12750 \text{m}^3/\text{d}$ 。新建供水主管线引接自拟建重 1-4SAGD 注汽站外 DN200 供水管线总管上新接 D168×7 软化水供水总管至新建燃气注汽站内。软化水用水量为 $432 \text{m}^3/\text{d}$ 。供水管道可满足本工程用水需求。

本项目依托风城油田 2 号稠油联合站处理 SAGD 采出液、采出水、软化水能力可行性分析见表 3.2-32。

表 3.2-32 本项目依托风城油田 2 号稠油联合站处理 SAGD 采出液、采出水、软化水能力可行性分析

名称	单位	设计能力	运行现状	余量平衡情况	本项目	依托可行性
SAGD采出液	万t/a	120	66.41	53.59	4.92	可行
采出水	万m ³ /d	40000	28750	11250	177.45	可行
软化水	m ³ /d	45000	32250	12750	432	可行

3.2.6.2 克拉玛依顺通环保有限责任公司

(1) 基本情况

本项目施工期和运营期产生的含油废物，属于危险废物（HW08），委托顺通环保有限责任公司进行处理，2024 年风城油田作业区含油污泥处置协议见附件 6.1；克拉玛依顺通环保有限责任公司危险废物经营许可证见附件 6.2。

克拉玛依顺通环保有限责任公司，位于克拉玛依乌尔禾风城油田作业区重 32 井区以西（E85°46'15.95"，N46°09'57.12"），具备 188 万吨/年 HW08 类危险废弃物处置能力，厂内生产设施包括：1 套 52 万吨/年化学水洗-助剂萃装置处置含油污泥；1 套 112 万吨热解装置处置干化油泥 98 万吨/年、废矿物油 7 万吨/年、废防渗膜 7 万吨/年；1 套 24 万吨/年含油废液处理装置。2018 年 3 月 28 日新疆维吾尔自治区生态环境厅批复克拉玛依顺通环保有限责任公司危废处置利用项目环评文件（新环函〔2018〕375 号），见附件 6.3，2020 年 7 月通过企业自主环保验收，见附件 6.4。

(2) 处理工艺

化学水洗-助剂萃装置和热解装置处置油泥（砂）。

(3) 依托可行性分析

根据调查，顺通环保有限责任公司年处理污油泥能力 150 万吨（52 万吨/年化学水洗-助剂萃装置+热解装置处置干化油泥 98 万吨/年），2024 年实际处理量为 30 万 t，现剩余量 120 万 t，本项目运营期产生的含油废物中，油泥砂产生量较大，为 987t(0.01 万 t)，依托克拉玛依顺通环保有限责任公司是可行的，依托可行性见表 3.2-33。

表 3.2-33 本项目依托克拉玛依顺通环保有限责任公司处理含油废物能力可行性分析

名称	单位	设计能力	运行现状	余量平衡情况	本项目	依托可行性
油泥砂	万t/a	150	30	120	0.01	可行

3.2.6.3 乌尔禾区生活污水处理厂

(1) 基本情况

乌尔禾区生活污水处理厂位于乌尔禾区西南方向 10km 处，2018 年 6 月通过竣工环保验收。

(2) 工艺及规模

乌尔禾区生活污水处理厂占地 25600m²，由粗格栅间及提升泵房、细格栅及旋流沉砂池、CASS 生化池、污泥脱水间、出水消毒间、办公楼、机修间等组成，设计处理规模为 6000m³/d，预留远期 6000m³/d 扩建位置，处理工艺为粗、细格栅+调节池+提升泵房+沉砂池+CASS+紫外线消毒+出水，出水满足《城镇污水处理厂污染物排放标准》（GB18918-2002）中的一级 A 标准。

(3) 依托可行性分析

目前，乌尔禾区生活污水处理厂实际处理规模为 6000m³/d，目前剩余能力约为 2000m³/d。本项目运营期站场的生活污水最大产生量为 435.6m³/a，需要 1 天可以处理完，因此本项目运营期站场的生活污水依托乌尔禾区生活污水处理厂处理，是可行的。

3.2.6.4 乌尔禾区生活垃圾填埋场

(1) 基本情况

乌尔禾区生活垃圾填埋场位于乌尔禾区西南 7km。采用卫生填埋处理工艺，2018 年 6 月通过竣工环保验收。

(2) 工艺及规模

乌尔禾区生活垃圾填埋场主体工程包括卫生填埋场、道路系统、渗滤液收集系统、地下水监测井、管理站等。日处理规模 30t/d。

(3) 依托可行性分析

本项目施工期钻井队的生活垃圾依托乌尔禾区生活垃圾填埋场填埋处置，设计总库容约 240 万立方米，实际有效库容为 190 万立方米，目前已经使用库容 50 万立方米，剩余库容可以容纳本项目的施工期钻井队的生活垃圾。

本项目运营期站场的生活垃圾产生量为 3.63t，统一收集至乌尔禾区生活垃圾填埋场填埋是可行的。

3.3 工程分析

3.3.1 影响因素及污染源构成

本项目油田建设可分为施工期、生产运营期和服役期满三个阶段。

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

（1）施工期

本项目施工期包括钻井、地面工程建设、采油、油气集输、注气等施工作业内容。

①钻井

钻井包括井场建设、钻进、录井、测井、固井和完井。井场建设包括井场平整、铺垫、钻机基础建设，及设备进场。钻井指钻前准备完成后，开始钻井。钻井是采用旋转的钻头给所钻的地层一定的压力，使钻头的牙齿嵌入地层，然后旋转钻头，利用旋转钻头的扭矩来切削地层，并用循环的钻井液将钻屑带出井眼，以保证持续钻进。当钻达下表层套管深度后，及时下入表层套管、固井和试压作业。封表层套管固井后再继续钻进。安全钻达下技术套管（或油气层套管）深度后，根据钻井设计要求，及时进行测井、下入技术套管（或油气层套管）、固井等其他作业。完井后做到工完、料尽、场地清。

泥浆不落地系统

本项目钻井过程中使用水基钻井液，由钻井液公司提供。钻井时井筒排出的钻井液及岩屑进入不落地系统处理，工艺流程如下：

①钻井井口产生的钻井液、岩屑混合物经振动筛、除砂器、除泥器、离心机四级实现初步分离，分离出的液相进入废水收集罐，用于钻井液配制。

②经不落地系统进一步固液分离，液相回用于钻井液配制，固相进入岩屑收集罐暂存。

③岩屑进罐收集后交由岩屑处置单位负责清运、处置，岩屑不在井场长期储存，岩屑处置公司处理后的岩屑满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）中要求后综合利用。钻井结束后剩余钻井液由钻井液公司回收，不外排；防渗膜由钻井队回收利用。

②录井

1) 钻井参数录取资料要求

钻井参数悬重、钻压、转数、排量、泵压等钻开油气层前 1h 测量一次，钻开油气层后 0.5h 测量一次，如有异常情况加密测量。

2) 钻井液参数录取资料要求

开钻至一开完钻，每间隔 1h 测量一次钻井液密度、粘度。

二开钻开油层前，每间隔 1h 测量一次钻井液密度、粘度，每间隔 8h 测量一次钻井液全套性能；钻开油层后，每间隔 0.5h 测量一次钻井液密度和粘度，每间隔 4h 测量一次钻井液全套性能和钻井液电阻率；造斜后每间隔 12h 测量一次泥饼摩阻系数。

固井前测量钻井液密度、粘度、切力、失水。并做好记录。循环过程中每间隔 0.5h 观察一次钻井液池液面高度、钻井液性能变化，以及是否含有气泡、油气侵等异常情况，如有异常加密测量钻井液密度、粘度，并进行相应处理。

③测井

测井配备专门的测井队，测井方式为电测井，电测井井控主要要求为：

1) 若电测时间将要大于安全作业时间时，中途通井循环再电测。

2) 测井队到井后向钻井队了解井况，确认安全作业时间，电测时发生溢流立即停止电测，尽快起出井内电缆。当不具备起出电缆条件，立即实施剪断电缆。

3) 由钻井队值班干部决定何时切断电缆，测井队专用剪切工具放置在钻台上，测井中随时处于待命状态，测井队队长实施剪断电缆工作。

④固井

固井是钻井过程中的重要作业。在钻井作业中一般至少要有两次固井。

(1) 直井固井

一开：Φ273.1mm 表层套管下入深度 60m，采用加砂水泥常规固井，水泥浆返至地面。

二开：Φ177.8mm 油层套管下入完钻井深 600m，采用 G 级加砂抗高温水泥及预

应力固井，水泥浆返至地面。

(2) SAGD 水平井固井完井工程

一开： $\Phi 444.5\text{mm}$ 表层套管下入深度 65m，采用加砂水泥常规固井，水泥浆返至地面。

二开： $\Phi 311.2\text{mm}+\Phi 244.5\text{mm}$ 技术套管下入 A 点，采用 G 级加砂抗高温水泥内管注固井工艺，水泥浆返至地面。

三开： $\Phi 177.8\text{mm}$ 油层尾管下入 A~B 点，尾管（盲管+筛管）与技套重叠 30m，水平段下入筛管和悬挂器，注汽井盲管 30m，采油井盲管 40m，顶部坐封膨胀尾管悬挂器完井。

⑤完井

钻井工程达到设计要求后完钻。

撤去所有生活设施、平整井场；清理钻井现场，将垃圾、废油、废料清理干净。

项目钻井工艺过程及排污节点见图 3.3-1。泥浆不落地系统组成示意图见图 3.3-2。

图 3.3-1 钻井工艺流程及产污节点总图

图 3.3-2 泥浆不落地系统组成示意图

本项目施工期管线敷设、井口装置、站场建设及辅助设施建设工艺流程及产污环节见图 3.3-3。

图 3.3-3 采油工艺流程及产污节点总图

(2) 运营期

运营期进行井下作业、采油和油气集输以及注汽、注烃开发。

2.2 注采工艺简述

SAGD 开发区的工作原理为边注边采，经软化水装置处理后的软化水加热为过热蒸汽，注入到注汽井，蒸汽从注汽管柱尾端进入油层与套管的环形空间，由于蒸汽密度小，向油层超覆，形成蒸汽驱进入采油井，而加热后易于流动的原油及冷凝水在重力作用下流入井筒被方便地采出。SAGD 开发区中一套井包括有注汽井和采油井。注汽井不断注汽，采油井不断采油，大大提高采油效率。

SAGD 注采流程如图 3.3-4 所示。

图 3.3-4 SAGD 注采系统流程示意图

2.2 集输工艺简述

本工程部署 5 对 SAGD 井组，6 座 SAGD 井单井，新建 8 井式多通阀集油计量管汇站 2 座；新建注汽站 1 座、新建溶剂回收站 1 座。

(1) SAGD 井集输工艺

本工程 SAGD 井在考虑满足油井回压的条件下，采用“井场—多通阀计量管汇站—溶剂回收站—处理站”的二级布站集输工艺。

正常生产采出液油区集输采用油气混输工艺，依托 2 号稠油联合站处理，即：新区 SAGD 井组采出液经 8 井式多通阀集油计量管汇站计量后油气混输至 2 号稠油联合站 SAGD 正常生产采出液处理系统。流程示意详图 3.3-5：

图 3.3-5 SAGD 井正常生产阶段集输流程示意图

2.3 注汽站工艺流程

新建注汽站用水为 2 号稠油联合站提供的软化水。软化水进入各注汽站，由柱塞泵直接打入过热注汽锅炉，过热注汽锅炉产生的高压高热蒸汽经注汽管网去各计量管汇点。

注汽锅炉排放水通过节流孔板组减压后进入排污扩容器，然后进入 35m³卧式缓冲罐后，通过液下泵将污水输送至热管换热器升温后打入管线，通过管线输送至处理站回收处理。

注汽站工艺流程图见图 3.3-6：

图 3.3-6 注汽站工艺流程、排污节点图

2.4 溶剂回收站工艺流程

工艺流程：集油区携汽（气）采出液汽液混输至接转站，经超稠油蒸汽处理器进行汽（气）、液分离，分离出的液相经转油泵提升增压后经已建集输干线管输至稠油联合站；超稠油蒸汽处理器分离出的饱和蒸汽与塔顶的循环喷淋水在塔内逆向接触冷凝，将废气中的蒸汽和轻质油组分冷凝成含油污水，塔釜含油污水经循环喷淋水泵提升后进入油水分离器，除油后冷凝水进空冷器冷却至 40℃后作为喷淋塔冷却水循环使用，冷凝水出口管道旁路设电动调节阀，阀开度与塔釜液位连锁，多余冷凝水进入原油集输系统，油水分离器分离出混烃去储罐储存；喷淋塔顶排出的不凝气与采出液一起自压搭接至已建单井集油管道，同时站内设事故放空火炬。溶剂回收工艺流程见图 2-15。

(1) 溶剂回收流程

溶剂回收流程：重 13 井区来采出液气 ($T=98^{\circ}\text{C}$, $P=0.9\text{MPa}$, $Q_{\text{油}}=164\text{t/d}$, $Q_{\text{水}}=149\text{t/d}$, $Q_{\text{烃}}=24.5\text{t/d}$ (其中 C3~C4 质量分数 27.6%)), $Q_{\text{伴生气}}=1500\text{Nm}^3/\text{d}$) 输至溶剂回收站, 与燃气注汽站减压后蒸汽 ($T=180^{\circ}\text{C}$, $P=1.0\text{MPa}$, $Q_{\text{蒸汽}}=50\text{t/d}$) 在螺旋板式换热掺混器内先进行换热后掺混 ($T=162^{\circ}\text{C}$, $P=0.9\text{MPa}$, $Q_{\text{水(蒸汽)}}=185.3\text{t/d}$)。经超稠油蒸汽处理器进行汽(气)、液分离, 分离出的液相 ($T=160.4^{\circ}\text{C}$, $P=0.85\text{MPa}$, $Q_{\text{水}}=134.5\text{t/d}$, $Q_{\text{油}}=167\text{t/d}$) 出站接入新建自重 13 至重 1 井区集输管道输至风城油田 2 号稠油联合处理站进行处理; 超稠油蒸汽处理器分离出的气(汽)相 ($T=160.7^{\circ}\text{C}$, $P=0.85\text{MPa}$, $Q_{\text{水(蒸汽)}}=18.1\text{t/d}$, $Q_{\text{溶剂}}=21.5\text{t/d}$, $Q_{\text{伴生气}}=7917.4\text{Nm}^3/\text{d}$) 由喷淋塔底部进入, 与塔顶的 10°C 循环喷淋水在塔内逆向接触冷凝, 将汽相中的蒸汽和轻烃组分冷凝成含油冷凝水 ($T=40^{\circ}\text{C}$, $P=0.8\text{MPa}$, $Q=482.2\text{t/d}$), 塔釜含油冷凝水经泵提升后进入油水分离器, 除油后冷凝水进冷却系统冷却至 10°C 后作为喷淋塔冷却水循环使用, 循环水管道旁路设电动调节阀, 阀开度与塔釜液位连锁, 多余冷凝水进入原油集输系统, 油水分离器分离出轻烃 ($T=40^{\circ}\text{C}$, $P=1.0\sim 1.3\text{MPa}$, $Q=21.1\text{t/d}$ (其中 C3~C4 质量分数 26.3%, C12+质量分数 2.6%)) 自压至轻烃储罐; 喷淋塔气相出口排出的不凝气 ($T=10^{\circ}\text{C}$, $P=0.1\sim 0.2\text{MPa}$, $Q=1083\text{Nm}^3/\text{d}$) 与采出液一起自压搭接至已建单井集油管道, 同时站内设事故放空火炬 (此火炬仅在事故工况下进行放烧), 并连续监测火炬及其引燃设施的工作状态 (包括火炬气流量、火炬火焰温度、火种气流量、火种温度等)。

溶剂回收工艺流程及排污节点图见图 3.3-7。

(2) 装车、储存流程

混烃储罐用于存储所回收溶剂, 当储罐液位较高时, 通过槽车将站内所回收溶剂拉运至井口回注。当无井口回注且未停止回收时可将回收溶剂可拉运至百联站, 距离溶剂回收站约 40km。溶剂存储及汽车拉运流程图见图 3.3-8。

图 3.3-8 溶剂存储及汽车拉运流程图

图 3.3-7 溶剂回收工艺流程及排污节点图

装车系统：

装车时，首先连通储罐和槽车气相平衡线，平衡储罐和槽车压力。接着连通液相管道，通过装车泵将混烃从储罐抽至槽车中。装车橇内液相管道设置有装车泵、电动球阀及流量计，将装车泵、电动球阀和流量计进行联锁。当单次装车时，流量计检测到单次累积流量达到设定值时，联锁停装车泵、关闭电动球阀；当流量计瞬时流量达到最大允许流速对应的上限值时，联锁降低装车泵电机转速以降低瞬时流量。装车过程中，作业人员需注意槽车液位变化，禁止槽车充装超过最大允许容积。

(3) 事故流程

1) 溶剂回收部分工艺装置故障时或因拉运不及时导致站内储罐已满时，蒸汽处理器汽（气）相出口调节阀直接切断，采出液（汽）自压至集输管网。

2) 混烃储罐因液位、压力等原因进口阀切断后，油水分离器混烃和水一起回至蒸汽处理器，与采出液一起自压至集输管网。

3) 混烃储罐设置注水管线，在事故状况下通过注低温清水对储罐降温。

(4) 溶剂注入流程

采用分散式单井注入工艺，使用槽车将混烃从周边拉运至试验井井口，利用移动式泵橇将槽车内混烃增压、计量后注入井下，以此工作方式依次给各个试验井注入溶剂。溶剂段塞期间单井注入速度为 100~200t/d，本项目所用溶剂为混烃。

环境影响因素主要来源于钻井、采油、井下作业、原油储运、注汽、注烃开发等各工艺过程，影响结果包括非污染生态影响，以及排放的污染物质导致的环境污染。项目建设污染源构成见表 3.3-1。

表 3.3-1

项目建设污染源构成

开发 作业 过程	主要污染物	污染物去向
钻井	柴油机烟气	施工期随大气扩散
	钻井废水	进入泥浆不落地系统分离后，液相循环利用
	钻机、泥浆泵、 施工机械噪声 和运输车辆噪 声	声压级一般在 75~105dB(A)，噪声源为暂时性的，周围无人群等声环境敏感点，施工期对局部环境和施工人员造成影响，
	废弃钻井泥 浆、钻井岩屑、 废机油、废防 渗膜、沾油废 物	① 采用水基非磺化钻井液，废弃钻井泥浆和钻井岩屑进入泥浆不落地系统，采用泥浆不落地技术在井场进行固液分离，分离后的液相回用于钻井液配备，分离后的固相储存于岩屑储罐，委托第三方岩屑处置单位处理，经检测满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）中综合利用污染物限值要求后综合利用。 ② 废机油、机油桶和废防渗材料，属于危险废物（HW08），沾油废物属于危险废物 HW49 其他废物（900-041-49），分类集中收集后、委托相应资质单位转运、处置。
	井场占地	占地类型主要为裸地。地表植被稀疏，植被覆盖率小于 10%。
井下 作业	落地油	井下作业时带罐作业全部回收
	洗井废水	采用专用废液收集罐收集后，送至风城油田 2 号稠油联合站的污水系统处理
	噪声	声压级一般在 75~105dB(A)，噪声源为暂时性的，周围无人群等声环境敏感点，施工期对局部环境和施工人员造成影响，
地面	施工机械废气	施工期随空气扩散
	管道试压废水	管道试压废水循环利用，废水用作场地降尘用水
	施工机械噪声	声压级一般在 75~90dB(A)，噪声源为暂时性的，周围无人群等声环境敏感点，施工期对局部环境和施工人员造成影响，
	开挖弃土、施 工废料	施工土方全部回填至挖方处或回填至周边低洼场地。 施工废料不能回收利用的克拉玛依市建筑垃圾填埋场填埋
	站场、管线施 工	占地类型为裸地。地表植被稀疏，植被覆盖率小于 10%。
采油 和油 气集 输	注汽站燃气锅 炉	安装低氮燃烧器，《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）中的“表 3 大气污染物特别排放限值（颗粒物：20mg/m ³ ；SO ₂ ：50mg/m ³ ；）《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》（新环大气函〔2022〕483 号）要求，克拉玛依市燃气锅炉参照实行氮氧化物执行不高于 50mg/m ³ 的标准。
	井下作业废 水、采油废水、 锅炉排水	送至风城油田 2 号稠油联合站处理，回用于注汽锅炉用水
	高盐废水	排至风城油田 2 号稠油联合站新建 MVR 除盐系统处理。

	无组织烃类气体	油田开发采用密闭集输流程，井场非甲烷总烃无组织排放达到《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中企业边界污染物控制要求。
	废油泥砂、清管废渣、废防渗材料、事故状态落地油	属于危险废物，委托克拉玛依顺通环保有限责任公司接收处置。
	落地油	回收至风城油田 2 号稠油联合站的卸油罐
	废润滑油（HW08）	井下作业和采油过程机械设备维修过程产生，属于危险废物，委托克拉玛依顺通环保有限责任公司接收处置。
	废防渗膜	属于危险废物，委托克拉玛依顺通环保有限责任公司接收处置。
	生活垃圾	站场值班人员的生活垃圾统一收集至乌尔禾区生活垃圾填埋场填埋
	噪声	选取低噪声设备，运行期井场和站场四周边界噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类标准
	风险	运营期集输管线、井喷的落地油、井下作业废水、集输管道的采出液泄露、井喷、井漏、油类和柴油、混烃储罐、混烃罐车发生破损造成原油、混烃泄漏起火爆炸，泄漏会污染土壤和地下水。
退役期	废气	施工扬尘
	噪声	车辆噪声
	固废	管线外运清洗后可回收利用，废弃建筑残渣外运至克拉玛依市建筑垃圾填埋场填埋处理

3.3.2 施工期污染源及其防治措施

3.3.2.1 生态环境影响因素分析

油田地面工程建设包括井场

、站场的建设，各类管线的敷设，道路等设施建设，影响特征为生态影响，即为生态资源（包括植被、土壤、野生动植物资源生境）的占用和破坏。

本项目占地的生态影响主要体现在：新钻 17 口井，新建 2 座管汇站、1 座注汽站、1 座溶剂回收站，各类管线 15.1km、站外道路 2.5km、输电线路 39.5km；占地具体见表 3.3-2。

通过表 3.3-2，计算结果可知，本工程总占地面积 35.7hm²，其中永久性占地面积为 4.99hm²，临时占地面积 30.71hm²，占地类型为裸土地。

表 3.3-2 本项目工程占地一览表

序号	工程内容	占地面积 (m ²)			说明
		永久	临时	总占地	
1	SAGD 双水平井场 (5 座)	3750	26250	30000	单井永久占地 25m×30m
					单井临时占地 100m×60m
					临时占地已扣除永久占地面积
2	SAGD 单水平井场 (6 座)	2070	31080	33150	单井永久占地 15m×23m
					单井施工总占地 85m×65m
					临时占地已扣除永久占地面积
3	控制井 (1 座)	345	5180	5525	单井永久占地 15m×23m
					单井临时占地 85m×65m
					临时占地已扣除永久占地面积
4	道路	15000	0	15000	站场巡检道路 2.5km, 路宽 6m
5	8 井式多通阀集油计量管 汇站 (2 座)	1200	1200	2400	单座永久 20×30m, 单座临时占地 40×30m, 共计 2 座
					临时占地已扣除永久占地面积
6	溶剂回收站 (1 座)	13924	2460	16384	单座永久 118m×118m, 单座临时占地 128m×128m
7	注汽站 (1 座)	5859	1660	7519	单座永久 93m×63m, 单座临时占地 103m×73m
8	单井集输管线	0	16000	16000	新建各类单井管线 2km, 埋地保温敷设, 宽 8m
9	集油支线	0	30400	30400	新建各类集油管线 3.8km, 埋地保温敷设, 宽 8m
10	注汽管线	2000	16000	18000	新建各类注汽管线 2km, 宽 1m, 埋地保温敷设, 影响范围 8m
11	输气管线	0	29600	29600	新建各类输气管线 3.7km, 埋地保温敷设, 宽 8m
12	输水管线	0	28800	28800	新建各类输水管线 3.6km, 埋地保温敷设, 宽 8m
13	电力线	5760	118500	124260	① 新建 10kV 架空线路 32km, 临时道路宽 3m; 临时占地 ② 电缆长度 7.5km, 埋地影响范围 3m; 永久用地: 电线杆占地, 每 50m 1 根。每根占地面积 9m ² 。
合计		49908	307130	357038	/

3.3.2.2 大气污染物

施工期废气污染主要为施工机械及运输车辆尾气、施工机械、车辆运输扬尘。

3.3.2.2.1 施工机械及运输车辆尾气

本工程施工时序依次为：施工前准备—钻前工程—钻井工程—地面工程—调试运行—竣工验收。SAGD 水平井单井钻井周期约为 12 天，注汽井约为 13 天，控制井 7 天，施工人数 35 人；地面工程施工周期为 120 天，施工人数 35 人。

(1) 柴油机废气

每个井队配备钻井柴油机 3 台，发电柴油机 1 台，柴油消耗量平均 2t/d。本工程新钻 SAGD 采油水平井 11 口，SAGD 注汽井 5 口；控制井 1 口，SAGD 水平井单井钻井周期约为 12 天，SAGD 注汽井约为 13 天，控制井 7 天，平均每天消耗柴油 2t，则整个钻井期间共耗柴油 408t。本项目 17 口钻井在钻井期柴油消耗量一览表见表 3.3-3。

表 3.3-3 本项目 17 口钻井在钻井期柴油消耗量一览表

钻井	时间段	柴油每天消耗量t/d	单井钻井天数d	井口数	钻井总天数d	柴油消耗量t
SAGD水平井	钻井期	2	12	11	132	264
SAGD注汽井	钻井期	2	13	5	65	130
控制井	钻井期	2	7	1	7	14
总计				17	204	408

根据《非道路移动污染源排放清单编制技术指南》，柴油机污染物排放系数为每消耗 1kg 柴油产生 CO: 10.722g, NO₂: 32.792g, 烃类: 3.385g; 根据《车用柴油》(GB19147-2016) 表 3 要求, 车用柴油 (VI) 中硫的含量≤10mg/kg。在此按柴油中硫含量为 10mg/kg 估算, 燃烧 1t 柴油产生的 SO₂ 为 0.02kg。

因此, 本工程钻井期间共向大气中排放 CO: 4.37t, 烃类: 1.38t, NO₂: 13.38t, SO₂: 0.008t。钻井期间排放的大气污染物将随钻井工程的结束而消失。

(2) 作业机械废气

本项目施工机械主要为装载机、载重车、挖掘机等燃油机械, 所排放的污染物主要有 CO、NO₂、THC, 为无组织排放源。由于施工机械多为大型机械, 单车排放系数较大, 但施工机械数量少且较分散, 主要对作业点周围和运输路线两侧局部范围内产生一定影响, 排放量不大, 其污染程度也相对较轻。

3.3.2.2 施工机械、车辆运输扬尘

本项目施工期在土石方开挖及运输车辆、施工机械运行、施工建筑材料（水泥、砂石料）的装卸和建筑垃圾的临时堆放过程中均会产生扬尘。扬尘的产生量与施工方法、施工范围、气象条件等因素有关。因施工机械化程度较高，施工时对地表的扰动强度大、扬尘的产生量相对较大。风速的大小对扬尘的产生及其影响范围和程度起着决定性作用。在空气干燥、风速较大的气候条件下，施工过程中会导致现场尘土飞扬，使空气中颗粒物浓度明显增加，并随风扩散，影响下风向区域及周围环境空气质量。

施工期的粉尘主要呈无组织排放，影响范围主要集中在施工场地下风向100--150m 范围内。施工运输车辆扬尘是施工期的主要污染源，据有关资料分析，路面产生的粉尘的粒径分布为：小于5 μm 的约占8%；5~30 μm 的约占24%；大于30 μm 的约占60%。施工车辆在未铺装的土路上行驶产生的扬尘较严重，其中大部分扬尘颗粒较大，形成降尘，但影响仅局限于近距离范围。

本项目200m内无敏感点，施工造成的不利影响是局部的、短期的，项目建设完成后，影响即消失，因此施工扬尘对周围环境空气和居民的影响可以接受。

3.3.2.3 废水

本项目的废水有生产废水和生活废水。

3.3.2.3.1 生产废水

(1) 钻井废水

本项目的生产废水主要为钻井废水。钻井废水由冲洗钻台、钻具、地面、设备用水及下钻时的泥浆流失物、泥浆循环系统的渗透物组成。根据类比调查，钻井废水中主要污染物浓度见表3.3-4。

表 3.3-4 钻井废水水质表

污染物	SS	COD	石油类	挥发酚	硫化物
浓度 (mg/L)	2000~2500	3000~4000	60~70	0.1~0.2	0.2~0.3

根据《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》1120 石油和天然气开采专业及辅助性活动行业系数手册，普通油井（<2.5km 进尺）废弃钻井液产污系数分别为18.81t/100m。本工程17口井，参照普通油井（≤2.5千米进尺），产污系数按照18.81t/100m进行估算，本项目钻井总进尺17300m，则废弃钻井液产生量约为3254t。

(2) 管道试压废水

本项目管道分段试压，一般采用无腐蚀性的清洁水，试压水由管线排出由罐收集后，进入下一段管线循环使用，试压结束后用于场地四周洒水抑尘。产生的试压废水按照每千米 2.5m³ 计算，本工程管线总长度为 14.56km，试压废水为 37.75m³。

3.3.2.2.2 生活污水

本项目的生活污水主要为钻井工程的施工人员产生的生活污水。

本项目钻井工程不设生活营地，新钻 17 口井，其中 SAGD 水平井 11 口，SAGD 注汽井 5 口，直井 1 口，单井钻井天数分别为 12d、13d、7d，施工人数为 35 人，钻井总天数 204 天。每人每天用水量按照 60L 计算，生活用水量为 428.4m³，生活污水量按照生活用水量的 80% 计算，为 342.72m³，依托乌尔禾区固定生活区的生活污水处理设施处理，现场无生活污水产生。

本项目地面工程建设过程不设生活营地，依托油区内施工单位现有生活设施处理。

3.3.2.4 施工期固体废物

(1) 土石方平衡及弃土量核算

本项目建设区地形属荒漠、地势平坦。根据主体工程设计文件和现场踏勘，工程建设土石方总开挖 38.86 万 m³，总填方 38.86 万 m³，借方 0.375 万 m³（其中站场巡线道路外购碎石 0.375 万 m³），无弃方。

本项目土石方平衡表见下表 3.3-5。

表 3.3-5 工程土石方平衡表 单位：万 m³

序号	分区或分段	开挖	回填	调入		调出		外借		弃方	
				数量	来源	数量	去向	数量	来源	数量	去向
①	井场	6.868	6.868	0	/	0	/	0	/	0	/
②	站场	2.630	2.630	0	/	0	/	0	/	0	/
③	道路	0.000	0.375	0	/	0	/	0.3750	料场	0	/
④	管线	24.354	24.354	0	/	0	/	0	/	0	/
⑤	电力线路	4.63	4.63	0	/	0	/	0	/	0	/
		38.48	38.86					0.375		0	

(2) 泥浆

钻井废弃泥浆是钻井过程中无法利用或钻井完工后弃置泥浆池内的泥浆，钻井废弃泥浆的性质由使用的钻井泥浆决定，其产生量随钻井的深度而增加。

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

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

式中：V—排到地面上的泥浆量（m³）；

D—井眼的平均半径（m）；

h—井深（m）。

本工程部署水平井 16 口，直井 1 口，计算得知：本项目钻井废弃泥浆的产生总量 5179.09 m³。本工程废弃泥浆计算表详见表 3.3-6。

本工程采用泥浆不落地系统，固相进入泥浆不落地系统处理后，达到《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）中综合利用。

(3) 岩屑

钻井过程中，岩石经钻头和泥浆的研磨而破碎成岩屑，并经泥浆携带至地面，单井岩屑可用下式计算：

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

式中：W—钻井岩屑排放量，m³；

D—井的直径，m；

h—井深，m。

α -岩石膨胀系数，（水基取 4）

根据本工程钻井资料，本工程部署水平井 16 口，直井 1 口，经计算可知，本工程共产生钻井岩屑 4530.85m³。钻井岩屑随泥浆一同进入泥浆不落地系统处理，在井场进行固液分离，分离后的液相回用于钻井液配备，分离后的固相暂存于岩屑储罐，委托第三方处置单位进行处理，处理后经检测满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）中相关标准要求后综合利用。本工程废弃泥浆和岩屑产生量计算表详见表 3.3-6。

表 3.3-6 本工程废弃泥浆和岩屑产生量计算表

井型	开钻次序	井眼尺寸 (mm)	h深度 (m)	泥浆量 (m ³)	钻井岩屑量 (m ³)
直井 (1口)	一开	381	65	86	29.63
	二开	215.9	475	106	69.52
	小计		540	192	99.15
SAGD双水平井 (10口)	一开	444.5	65	873.81	403.26
	二开	311.2	538	1198.18	1636.03
	三开	215.9	470	1055.19	687.91
	小计		1073	3127.18	2727.20
SAGD单水平井 (6口)	一开	444.5	65	524.28	241.96
	二开	311.2	555	726.46	1113.90
	三开	215.9	397	609.33	348.64
	小计		1017	1860.08	1704.50
总计				5179.09	4530.85

(4) 落地油、废机油、废防渗材料、沾油废物

1) 落地油

本工程施工期间可能产生少量原油，根据中国石油新疆油田分公司的环境保护管理制度规定，落地油要求 100%回收，并且采取了严格的防控措施，所以一般不会产生落地油。

2) 废机油

由于钻井井场有发电机、钻机和钻井液循环泵及其他动力设备，需要定期保养维护，产生一定量的废机油，参照新疆油田其他使用相同动力设备的并在钻井过程中产生废机油的数量可知，本项目单井井场钻井期产生的废机油为 0.05t，整个施工期废机油的产生量共计 0.85t。废机油属于《国家危险废物名录（2025 年版）》HW08 废矿物油与含矿物油类危险废物，代码：900-214-08，危险特性为 T，I，废机油产生后，用废油罐收集，交由具有相应危险废物处置资质的单位进行回收、处置。

3) 废防渗材料

在钻井结束以后，场地清理时会产生在原防渗区域铺设的废防渗材料，废防渗材料属于《国家危险废物名录（2025 年版）》HW08 废矿物油与含矿物油类危险废物，代码：900-249-08，危险特性为毒性和易燃性，每口井每次产生沾油废物约 0.05t，17 口井产生的废防渗材料为 0.85t。废防渗材料产生后交由具有相应危险废物处置资质的单位进行回收、处置。

4) 沾油废物

沾油废物：废弃含油抹布、劳保用品属于危险废物[HW08 其他废物（900-249-08）]，在未分离收集情况下，全过程不按照危险废物管理，但不改变危险废物属性，不能混入生活垃圾中，委托相关危险物资质的单位处理。机油桶和废防渗膜属于 HW08 废矿物油与含矿物油废物（900-249-08），分类收集后，委托相关危险物资质的单位处理。

（5）建筑垃圾

施工过程中产生的废焊渣、废防腐材料、废管道、废混凝土、废水泥块，属于一般工业固体废物（SW12）（根据《一般工业固体废物管理台账制定指南（试行）》中附表 8），产生量为 0.5t，统一收集，先回收利用，不能回收利用的拉运至克拉玛依市建筑垃圾填埋场填埋处置。

（6）膨润土、水泥、烧碱等包装袋

本项目钻井过程中，会产生膨润土、水泥等包装袋。钻井过程中，单井膨润土、水泥等包装袋产生量约为 0.02t，本工程新钻 17 口井，因此，项目施工期废膨润土、水泥等包装袋产生量约为 0.34t，废膨润土、水泥包装袋属于一般工业固体废物，参照执行《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB18599-2020）要求，由钻井单位集中收集后统一运至克拉玛依工业固废填埋场处置。

钻井施工过程中配制钻井泥浆时会产生少量烧碱废包装袋，根据环境保护部令第 15 号《国家危险废物名录》（2021 年 1 月 1 日），烧碱包装袋未在名录中，属于一般工业固体废物。类比同类钻井工程，钻井期间产生的烧碱废包装袋约为 0.05t/口，本项目新部署新钻井 17 口，烧碱废包装袋产生量为 0.85t，废烧碱包装袋折叠打包后，由钻井单位集中收集后拉运至克拉玛依工业固废填埋场处置。

（7）生活垃圾

本项目钻井工程井场不设生活营地，新钻 17 口井，其中 SAGD 水平井 11 口，SAGD 注汽井 5 口，直井 1 口，单井钻井天数分别为 12d、13d、7d，施工人数为 35 人，钻井总天数 204 天。生活垃圾按每人每天生活垃圾产生量按 0.5kg 计，本项目 17 口钻井生活垃圾产生量为 3.57t，依托施工单位在乌尔禾区固定生活区收集，统一收集至乌尔禾区生活垃圾填埋场填埋。施工期地面工程不设生活营地，依托油区内现有生活设施处理。

3.3.2.4 噪声

施工过程中的噪声源分别为钻机、泥浆泵、施工机械噪声和运输车辆噪声，声

压级一般在 75~105dB(A)。详见表 3.3-7。

表 3.3-7 井场施工期主要设备噪声源强 单位: dB(A)

序号	设备	噪声级
1	柴油发电机	100~105
2	钻机	100~105
3	泥浆泵	95~100
4	运输车辆	75
5	挖掘机	92
6	推土机	90
7	混凝土搅拌机	95
8	微型混凝土翻斗车	90

3.3.2.5 施工期污染物排放情况汇总

本工程施工期污染物排放情况汇总情况下表 3.3-8。

表 3.3-8 本工程施工期污染物排放情况汇总表

项目	工程	污染源	污染物	产生量	主要处理措施及排放去向
废气	钻井	钻井机械	CO	4.37t	使用合格燃料，加强施工管理
			NO ₂	13.38t	
			烃类	1.38t	
			SO ₂	0.008t	
	管线、道路	施工场地	TSP、SO ₂ 、NO _x 等	少量	洒水降尘，使用合格燃料
废水	钻井、管线	钻井废水	悬浮物、石油类、COD 等	3254t	进行固液分离后，液相回用于钻井液配备。
		管道试压废水	SS	37.75m ³	试压期间循环使用，试压结束后，试压废水可用作场地降尘用水
	乌尔禾区固定生活区	生活污水	COD、BOD ₅ 、氨氮	342.72m ³	钻井工程不设生活营地，依托乌尔禾区固定生活区的生活污水处理设施处理。
固体废物	井场	岩屑	/	4530.85 m ³	本项目钻井采用泥浆不落地系统。钻井岩屑随泥浆一同进入泥浆不落地系统处理，采用泥浆不落地技术在井场进行固液分离，分离后的液相回用于钻井液配备，分离后的固相储存于泥浆罐，经检测满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》(DB65/T3997-2017)中综合利用全部回收至风城油田 2 号稠油
		泥浆	/	5179.09m ³	
	井场	落地油	/	/	

项目	工程	污染源	污染物	产生量	主要处理措施及排放去向
					联合站
	井场	废机油	/	0.85t	委托克拉玛依顺通环保有限责任公司处置。
	井场	废防渗材料	/	0.85t	委托克拉玛依顺通环保有限责任公司处置。
	井场	沾油废物	/	少量	委托克拉玛依顺通环保有限责任公司处置。
	井场	建筑垃圾	/	0.5t	不能回收利用的拉运至克拉玛依市建筑垃圾填埋场处置。
	井场	膨润土、水泥、废烧碱包装袋	/	0.85t	拉运至克拉玛依工业固废填埋场处置
	乌尔禾区固定生活区	生活垃圾	/	3.57t	本项目钻井工程不设生活营地，依托施工单位在乌尔禾区固定生活区收集，统一收集至乌尔禾区生活垃圾填埋场填埋。
噪声	钻井、管线、道路	施工机械、运输车辆	/	75~105dB(A)	加强施工管理

3.3.3 营运期污染源及其防治措施

3.3.3.1 废气污染源及其治理措施

(1) 有组织废气

本项目重 13 井区注汽站内新建 2×9t/h 燃气注汽锅炉，以天然气为燃料，安装低氮燃烧器，正常投运时，本项目主要污染物为 NO_x，烟尘和 SO₂。

燃料气满足《天然气》（GB17820-2018）表 1 天然气二类气的质量标准，根据建设单位提供的数据，单台燃气注汽锅炉小时耗气量为 800m³/h，年使用时间为 8000h，年使用燃气量为 640 万 m³/a；两台年使用燃气量为 1280 万 m³/a。每座锅炉设 1 根排气筒，排气筒高度为 10m，烟囱内径为 0.8m，烟气排气温度为 120℃。

① 烟气量核算

根据《排污许可证申请与核发技术规范 锅炉》(HJ953-2018)中经验公式估算法：燃气锅炉的基准烟气量计算方法，计算公式为：

$$V_{gy}=0.285Q_{net}+0.343,$$

Q_{net} 为天然气的低位发热量（MJ/m³），

V_{gy} 为燃气锅炉的基准烟气量（Nm³/m³）。

根据风城作业区配气站 2024 年配气量监测数据，1 立方米燃料气的低位发热量

的平均值为 34.49MJ/m³，见附件 8，烟气排放量排放系数按照 10.1726.5 标立方米/立方米-原料计算，本项目单台燃气锅炉烟气量为 V_{gy}=(640×10.17265)=6510.496 万 m³/a，取值情况见表 3.3-9。

表 3.3-9 本项目 V_{gy} 排放量计算取值情况一览表

系数	取值	单位
1 立方米燃料气 Q _{net}	34.49	MJ/m ³
1 立方米燃料气烟气量 V _{gy}	10.17265	Nm ³ /m ³
单台 9t/h 锅炉燃气量	640	万 m ³
单台 9t/h 锅炉年烟气排放量 V _{gy} /	6510.496	万 m ³

② SO₂ 排放量核算：

本项目的燃料气含硫量较低，满足《天然气》（GB17820-2018）中二类气技术标准，取保守值 100mg/m³，SO₂ 排放量排放系数按照 0.02×100×耗气量（万立方米）=2kg/万 m³ 天然气。

③ NO_x 排放量核算：

根据《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》（新环大气发〔2022〕483 号）中新建燃气锅炉氮氧化物排放浓度限值(NO_x≤50mg/m³)的要求。

根据《排污许可证申请与核发技术规范-锅炉》中 5.2.3.3 允许排放量核算方法计算 NO_x 排放量，计算公式如下：

$$E_{\text{年许可}} = \sum_{i=1}^n C_i \times V_i \times R_i \times 10^{-5}$$

式中：E_{年许可}-锅炉排污单位污染物年许可排放量，吨；

C_i-第 i 个主要排放口污染物排放标准浓度限值，毫克/立方米；

V_i-第 i 个主要排放口基准烟气量，标立方米/千克或标立方米/立方米；

R_i-第 i 个主要排放口所对应的锅炉前三年年平均燃料使用量(未投运或投运不满一年的锅炉按照设计年燃料使用量进行选取，投运满一年但未满三年的锅炉按运行周期年平均燃料使用量选取，当前三年或周期年年平均燃料使用量超过设计燃料使用量时，按设计燃料使用量选取)，吨或万立方米；

计算取值情况见表 3.3-20。

表 3.3-20 本项目单台燃气注汽锅炉 NO_x 排放量计算取值情况一览表

系数	取值	单位
C _i	50	mg/m ³

V_i	10.17265	Nm^3/m^3
R_i	640	万 m^3
$E_{\text{年许可}}$	3.255	t/a

$$E_{\text{NOx}} = 50 \times 10.17265 \times 640 \times 10^{-5} = 3.255 \text{t/a}$$

本项目重 13 注汽站单台 9t/h 的注汽锅炉按装低氮燃烧器后, NOx 许可排放量为 3.255t/a, 两台锅炉合计 NOx 排放量为 6.51t/a。

④ 颗粒物排放量核算:

根据《关于发布计算污染物排放量的排污系数和物料衡算方法的公告》中的“D4411 火力发电、4412 热电联产行业系数手册”附表 1: 每燃烧 1m^3 天然气产生颗粒物 103.90mg。本项目规模为 9t/h 注汽锅炉, 参照该系数, 计算颗粒物产生量。天然气燃烧后产污系数表详见表 3.3-11。

表 3.3-11 天然气燃烧后产污系数表

编号	污染物名称	产污系数	单位	备注
1	废气量	10.17265	标立方米/立方米-原料	由公式计算
2	SO ₂	2	kg/万 m^3 天然气	S 代表总含硫量
3	烟尘	1.039	kg/万 m^3 天然气	排污系数法

本项目的燃气注汽锅炉产生烟气情况一览表见表 3.3-22、表 3.3-23、。

表 3.3-12 燃气注汽锅炉排放烟气情况一览表

污染物 污染源	燃气量 万 m^3/a	烟气量 万 m^3/a	H/D/T m/m/°C	主要污染物产生情况								
				颗粒物			NOx			SO ₂		
				mg/m ³	kg/h	t/a	mg/m ³	kg/h	t/a	mg/m ³	kg/h	t/a
单台	640	6510.496	10/0.8/120	10.214	0.0924	0.665	50	0.407	3.255	19.661	0.178	1.28
2台	1280	13020.992	10/0.8/120	10.214	0.185	1.33	50	0.814	6.51	19.661	0.356	2.56
排放标准	/	/	/	20		/	50		/	50		/

备注: H/D/T: 烟囱高度/烟囱内径/烟气排放温度

表 3.3-13 重 13 注汽站燃气注汽锅炉废气排放口基本情况一览表

污染源	排放口底部地理坐标		排气筒底部海拔/m	排气筒高度(m)	排气筒出口内径(m)	烟气流速 m^3/s	烟气温度(°C)	年排放小时数/h	排口编号	排放标准
	经度	纬度								
1#			500	10	0.8	2.26	120	8000	DA001	《锅炉大气污染物排放标准》(GB13271-2014)中的“表 3 大气污染物特别排放限值”要求
2#			500	10	0.8	2.26	120	8000	DA002	

经过计算, 重 13 井区注汽站的单台 9t/h 注汽锅炉燃烧产生颗粒物 0.665t/a、SO₂ 1.28t/a、NOx 3.255t/a;

本项目 2 台燃气注汽锅炉燃烧产生颗粒物 1.33t/a、SO₂ 2.56t/a、NOx 6.51t/a, 浓

度分别为：颗粒物：10.214mg/m³；SO₂：19.661mg/m³；NO_x：50mg/m³，达到《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）中的“表3 大气污染物特别排放限值（颗粒物：20mg/m³；SO₂：50mg/m³；NO_x：50mg/m³）。氮氧化物满足《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》（新环大气函〔2022〕483号）标准要求。

（2）无组织废气

①井场和站场管路及设备动静密封点泄漏挥发性废气

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

计算公式

本工程无组织挥发废气参考采用《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露的公式进行核算。

其计算公式如下：

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

$D_{\text{设备}}$ —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；

α —设备与管线组件密封点的泄漏比例， α 取值 0.003；

n —挥发性有机物流经的设备与管线组件密封点数；

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

$WF_{\text{VOCs},i}$ —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，%；

$WF_{\text{TOCs},i}$ —流经密封点 i 的物料中总有机碳（TOC）的设计平均质量分数，%；

t_i —核算时段内密封点 i 的运行时间，h，取 8000h。

阀门、法兰、泵（轻液体）的排放系数分别取值为 0.064kg/h 和 0.085kg/h、0.114kg/h。

本项目溶剂回收站的装车泵为屏蔽泵，挥发量较小，年转运混烃量为 6880t，混烃密度为 0.62t/m³，体积为 11097m³，单台泵流量为 35m³/h，2 台泵流量为 70m³/h，两台泵同时运行，转运时间为 158h。

根据上述公式计算油气集输过程中的无组织挥发性废气产生量见表 3.3-14。

表 3.3-14 排放系数、设备类型数量及污染物排放量

设备类型		排放系数	设备数量	排放速率	年运行时间(h)	污染物排放量 (t/a)	数量 (座)	年排放量 (t/a)
		(kg/h/排放源)	(个/台)	(kg/h)				
单个井场	阀门	0.064	6	0.0012	8000	0.0092	12	0.1106
	法兰	0.085	12	0.0031	8000	0.0245		0.2938
	连接件	0.028	10	0.0008	8000	0.0067		0.0806
	合计			0.0051		0.0404		0.4850
8井式多通阀集油计量管汇站	阀门	0.064	30	0.0058	8000	0.0461	2	0.0922
	法兰	0.085	70	0.0179	8000	0.1428		0.2856
	连接件	0.028	50	0.0042	8000	0.0336		0.0672
	合计			0.0278		0.2225		0.4450
溶剂回收站	阀门	0.064	50	0.0096	8000	0.0768	1	0.0768
	法兰	0.085	80	0.0204	8000	0.1632		0.1632
	连接件	0.028	100	0.0084	8000	0.0672		0.0672
	泵	0.114	2	0.0007	158	0.0001	1	0.0001
	合计			0.0391		0.3073		0.31
总计								1.24

由上述计算可知，本项目无组织非甲烷总烃的产生量约为1.24t/a。

②本项目混烃车辆注烃过程废气排放量

本项目单辆混烃装载量 24~26t (0.6Mpa)，混烃注入井口过程为密闭正压，注入混烃为液相，排入井下 1000m 深处，VOCs 排放量很小，几乎可忽略不计。

③溶剂回收站的混烃储罐大小呼吸废气

1) 小呼吸

本项目设有 2 座 50m³的混烃卧式压力储罐（压力为 0.1-0.15Mpa），一次最大储存量为 52.7t（2 座储罐），主要成分为 C3-C7，其中 C5~C7 质量占到 70%，常温常压下，无组织挥发量很小。2 座混烃储罐连接事故火炬放空系统，如果罐内气体发生超压，废气立即通过阀门进入事故火炬，放空燃烧，对周围大气环境影响很小。

本项目混烃储罐情况一览表详见表 3.3-15。

表 3.3-15 本项目混烃储罐情况一览表

物质名称	储罐容积 m ³	储罐类型	储罐个数	装填系数	最大储存量 t	周转量 (t/a)	周转次数	物料密度 kg/m ³	储存温度(°C)	储存压力 MPa	储存天数	储罐规格
混烃	50	低压	2	0.85	52.7	6880	131	620	常温	0.1-0.15	1	Φ2.5 m H10m

2) 大呼吸（混烃储罐装车过程污染物排放）

根据主体设计资料，混烃收集量为 6880t/a，暂存天数为 1 天，年周转次数为 131 次，装车时间为 158 小时，混烃装车系统已连接气相平衡系统，装车采用底部装载方式，等压密闭装入低压槽车，污染物排放量很小，基本可以忽略不计。

气相平衡的原理：利用原料在流动过程中产生的微压进行有效的气体平衡控制，从储罐到槽车做到呼吸尾气闭路循环，等压装车，可以极大的减少无组织 VOCs 的排放量。示意图见图 3.3-1。

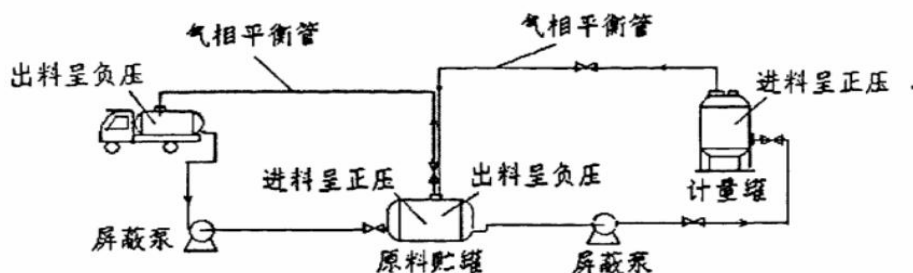


图 3.3-1 混烃罐车气相平衡原理示意图

(3) 非正常工况废气排放情况

生产装置的非正常排放主要指生产过程中的开停车、停电、检修、故障停车时的污染物排放以及物料的无组织泄漏等。在无严格控制措施或污染控制措施失效的情况下，污染物的非正常排放往往成为环境污染的重要因素。

参考同类项目，本项目所涉及的非正常排放情况主要为：在燃气锅炉低氮燃烧器措施发生故障时，燃气锅炉废气氮氧化物排放量将大大增加，会对环境造成较大的影响。故本次评价选择对低氮燃烧器失效的情况作为非正常工况。根据《排污许可证申请与核发技术规范 锅炉》（HJ953-2018）中附录表 F.3 燃气工业锅炉的废气产排污系数（天然气），氮氧化物 18.71 千克/万立方米-燃料（无低氮燃烧），非正常工况污染物排放源强见下表 3.3-16。

表 3.3-16 拟建项目非正常排放情况一览表

污染源	非正常排放原因	污染物	非正常排放速率 (kg/h)	非正常排放浓度 (mg/Nm ³)	单次持续时间 /h	年发生频次/次	应对措施
注汽锅炉 1# (9t/h)	低氮燃烧器措施故障	NOx	2.41	184	1	≤2	及时停炉维修

(4) 监测要求

根据《排污单位自行监测技术指南 总则》(HJ819-2017)与《排污单位自行监测技术指南 火力发电及锅炉》(HJ820-2017)中的相关规定开展本项目的自行监测工作。本项目为燃气锅炉,污染源属于主要污染源,排放口类型为主要排放口。本项目投产后,企业应重点做好污染源监测工作,根据本项目特点,评价提出本项目投产后污染源监测方案。废气监测点位、监测项目及监测频率见表 3.3-17。

表 3.3-17 有组织废气监测废气最低监测频次

监测点位	排放口性质	监测因子	监测频次	实施机构
注汽站 新建 2 台 9t/h 注汽锅炉 排气筒出口处	主要排放口	氮氧化物	每月 1 次	委托有资质单位监测
		SO ₂ 、颗粒物、林格曼黑度	每年 1 次	
备注		同步监测烟气参数		

3.3.3.2 废水污染源及其治理措施

本项的废水有采出水、井下作业废水、高盐废水、锅炉排水以及生活污水。

(1) 采出水

根据本项目产能预测指标表,油田开发过程中的采出水主要来源于注蒸汽凝结水、油藏本身的底水和边水。新增采油井采出水量最大年份为 177.45m³/d,最大总量为 177.45m³/d (5.856×10⁴t/a)。采出水中主要污染物为 SS、COD、石油类、挥发酚等,输送至风城油田 2 号稠油联合站进行处理,一部分回用于注汽锅炉用水,一部分达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)标准后,回注于现役油藏。

(2) 井下作业废水

本项目采用蒸汽吞吐采油工艺,不需要进行除蜡、酸化、压裂作业,正常工况下,主要是洗井废水的主要为洗井时产生的废水,其产生量按照《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》中 1120 石油和天然气开采专业及辅助性活动行业系数手册中的产排污系数进行核算。具体产生量见表 3.3-18、表 3.3-19。

表 3.3-18 与石油和天然气开采有关的服务活动产排污系数一览表

产品	原料	工艺名称	规模等	污染物指标	单位	产污系数	末端治理技	排污系
----	----	------	-----	-------	----	------	-------	-----

名称	名称		级			术名称	数	
井下作业	洗井液 (水)	非低渗透 油井洗井 作业	所有规 模	工业废水量	t/井次-产品	76.04	回收回注	0
				化学需氧量	g/井次-产品	104525	回收回注	0
				石油类	g/井次-产品	17645	回收回注	0

表 3.3-19 井下作业废水量及污染物产生量一览表

污染物指标	产污系数	井口数	污染物产生量 (t/a)
工业废水量	76t/井次-产品	12	912
化学需氧量	104525g/井次-产品	12	1.25
石油类	17645 g/井次-产品	12	0.21

新疆油田一般井下作业每 2 年 1 次，本项目新建油井 12 口（11 口采油井，1 口控制井转采油井），每次最多可产生修井废水 912t。修井废水进罐后送至风城 2 号稠油联合站污水处理系统处理后，一部分回用于注汽锅炉用水，一部分达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）标准后，回注于现役油藏。

（3）高盐废水

风城油田 2 号稠油联合站软化水处理系统的软化水用于注汽锅炉用水。软化水处理系统钠离子交换器再生时将排放高含盐水，水温 20℃，含盐量为 $10 \times 10^4 \sim 25 \times 10^4 \text{mg/L}$ 。本工程产生的采油污水经处理后，95%的作为净化软化水回用锅炉，5%的污水作为高含盐水，本工程采出水产生量为 $5.856 \times 10^4 \text{t/a}$ 。按 5%污水作为高含盐水，本工程新增高含盐水量为 2928t/a，高含盐水排至 2 号稠油联合站新建 MVR 除盐系统处理。

（4）锅炉排水对地下水的环境影响

注汽站的生产排水主要为注汽锅炉启停及事故时的排放水，单台锅炉开停炉一次最大排水量约 $9 \text{m}^3/\text{a}$ ，两台锅炉一次排水量约 $18 \text{m}^3/\text{a}$ ，水温较高。注汽锅炉排放水通过节流孔板组减压后进入排污扩容器，然后进入 35m^3 卧式缓冲罐后，通过液下泵将污水输送至热管换热器升温后打入管线，通过管线输送至处理站回收处理。

（5）生活污水对地下水的环境影响

本项目新增注汽站、溶剂回收站、油区维护劳动定员共 22 人。新增劳动定员生活污水排放量约 $1.32 \text{m}^3/\text{d}$ （ $435.6 \text{m}^3/\text{a}$ ），产生位置为注汽站、溶剂回收站和注汽站的环保厕所，主要的污染物为 COD、BOD、SS、氨氮等，化学需氧量（COD_{Cr}）浓

度 350mg/L、氨氮 (NH₃-N) 浓度 30mg/L、悬浮物 (SS) 浓度 250mg/L, 用防渗生活水池收集, 生活污水采用吸污车定期拉运至乌尔禾污水处理厂进行处理。

本工程废水得到妥善处置, 正常情况下不会形成地表径流, 不会对地下水产生不利影响。发生井喷、井漏、油水窜层、管线等事故时, 立即采取相应的应急措施并启动突发环境风险应急预案, 对水环境的影响较小, 详见地下水环境影响专项评价报告。

3.3.3.3 噪声污染源及其治理措施

本项目噪声源主要为井场的抽油机、井下作业、管汇站的机泵、注汽站的机泵、风机, 溶剂回收站的机泵、冷却塔和螺杆制冷压缩机, 噪声级为 60~120dB(A)。噪声排放情况见表 3.3-20。

表 3.3-20 本工程主要噪声源一览表

序号	位置	噪声源	规格	空间相对位置m			降噪前 声源强 dB (A)	降噪后强 度dB (A)	声源控 制措施	运行 特点	
				X	Y	Z					
1	井场	机泵	/	3	4	3	75	55	隔声、吸 声、减震	连续	
		井下作业	/	/	/	/	120	/		间断	
2	注汽站	液下泵	11kW 、 380V	22	51	1.2	93	68	隔声、吸 声、减震	连续	
		9t/h 锅炉	鼓风机							/	连续
			气泵							/	连续
			注汽锅炉 燃烧器							/	连续
3	溶剂回 收站	装车撬 (含泵)	35m ³ /h	30	96	2	79	79	隔声、吸 声、减震	间断	
		闭式冷却塔	/	85	27	1.2				连续	
		螺杆制冷压缩 机	/							连续	
		喷淋水泵	Q=35m ³ /h , H=40m							连续	

噪声源主要为抽油机、井下作业、站场内机泵, 噪声级为 80~120dB(A), 项目区周围 50m 内无集中固定人群居住点, 不会出现扰民现象, 仅对现场人员产生影响。类比项目区附近中国石油新疆油田分公司其他油区的井场厂界噪声监测结果, 昼、夜噪声值均满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008) 中 2 类区要求。建设单位应尽量选用低噪声设备, 定期给井下作业设备、抽油机、运输车辆等高噪声设备进行保养和维修, 加强噪声防范, 做好个人防护工作。

3.3.4 固体废物及其治理措施

运营期产生的固体废物主要为油泥砂、清管废渣、废防渗材料、废机油以及事故状态下产生的含油污泥。根据《国家危险废物名录（2025年版）》和《危险废物鉴别标准 通则》(GB5085.7-2019)，油泥砂、清管废渣、废防渗材料、废机油以及事故状态下产生的含油污泥均属于危险废物，危险废物处理处置情况见表 3.3-21。

(1) 油泥（砂）

油泥砂主要为联合站的污水处理系统或沉降油罐、拉油罐产生的沉淀物，部分为原油，部分为泥土等杂质，属于危险废物（HW08）（071-001-08）。本工程运营后原油及采出水依托联合站进行处理，故联合站原油及污水处理系统装置均会增加产生一定量的油泥砂。油泥（砂）产生量与油井的出砂情况有关，根据《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》（2021年）中 07 石油和天然气开采业行业系数手册（续 35），稠油采出液处理产生的油泥砂产污系数为 200.62t/万吨原油，本项目原油 4.92×10^4 t/a 计算，油泥（砂）产生量为 987t/a，委托克拉玛依顺通环保有限责任公司、或具有相应危险废物处置资质的单位进行回收处置转运、处置。

(2) 清管废渣

运营期集输管线每 2~4 年清管 1 次，根据类比调查，清管废渣产生量平均约为 1.15kg/km，本工程拟建集油支线和单井集油管线长度合计为 5.8km，每次废渣量约 0.007t。清管废渣中含有少量油，属于《国家危险废物名录》（2021 版）HW08 废矿物油和含矿物油废物，废物代码为：071-001-08，危险特性为毒性，清管废渣产生后交由具有相应危险废物处置资质的单位进行回收、处置。

(3) 废防渗材料（包装物）

运营期修井和井下作业过程中会产生废弃的为防止落地油产生而临时铺设的地面防渗材料，属于《国家危险废物名录》（2021 版）HW08 废矿物油和含矿物油废物，废物代码为：900-249-08，危险特性为毒性和易燃性，废防渗材料集中收集后交由具有相应危险废物处置资质的单位进行回收、处置。单块防渗布重约 250kg（12m×12m），每口井作业用 2 块，则本工程 12 口油井作业 1 次共产生废弃防渗布约 6t，油井作业频次为 2 年/次，则项目产生废弃防渗布最大量约 3t/a。

(4) 废机油

项目在修井和溶剂回收站、注汽站设备维修和保养过程中会产生废机油，属于

《国家危险废物名录（2025年版）》HW08 废矿物油与含矿物油类危险废物，代码：900-214-08，危险特性为毒性和易燃性，废机油产生后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。每口井每次产生废润滑油约 0.05t，本工程共部署 12 口采油井，每次产生废润滑油约 0.6t/次。溶剂回收站、注汽站的设备，每座站场每次产生 0.05t/次.年，合计产生量为 0.1t/次.年。总计本项目井场和站场合计废机油产生量为 0.7t/次.年。

（5）含油污泥

落地油是指石油天然气开采过程中，由于非正常原因导致原油散落于地面形成的油土混合物。落地原油主要产生于①井下作业过程由于非正常原因导致原油散落地面形成的油土混合物。②井场涉油设施阀门、法兰等的渗漏导致原油散落于地面形成的油土混合物。③集输管线刺穿等原因导致原油散落地面形成的油土混合物。

按照单井落地原油产生量约 0.05t/a 计算，本项目运行后共 12 口油井，落地油总产生量约 0.6t/a。回收后的含油污泥（油土混合物）直接交由具有相应危险废物处置资质的单位进行回收、处置。运输过程要求满足《危险废物收集贮存运输技术规范（HJ 2025-2012）》、《危险废物转移管理办法》（部令第 23 号，2022 年 1 月 1 日实施）等文件要求。

（6）生活垃圾

本项目新增注汽站、溶剂回收站、油区维护劳动定员共 22 人。新增劳动定员生活垃圾，每人每天按照 0.5kg 计算，年工作时间为 330 天，生活垃圾产生量为 3.63t/a，定期收集，拉运至乌尔禾区生活垃圾填埋场进行处理。

本工程所采取的固体废物处理措施是目前油田开发广泛采用的措施，经过类比调研可知，固体废物处理场在严格按照有关标准做好防渗设计的情况下，不会对周围环境产生影响，并且风城作业区对产生的固体废物有严格的处理规定，因此，通过采取以上措施，本工程所产生的各类固体废物均能得到妥善地处置，不会对周围环境产生影响。

表 3.3-22 拟建工程营运期固体废物产生、处置及防治措施情况一览表

序号	危险废物名称	废物类别	废物代码	产生量 (t/a)	产生工序及装置	形态	主要成分	有害成分	产废周期	危废特性	污染防治措施
1	油泥(砂)	HW08	071-001-08	987	阀门、法兰等设施原油渗漏及井下作业原油溅溢	固态	油类物质、泥砂	油类物质	/	T, I	密闭罐/袋装收集后, 委托克拉玛依顺通环保有限责任公司转运、处置。
2	清管废渣	HW08	071-001-08	0.007	定期清管	固态	油类物质、铁锈	油类物质	2年1次	T, I	
3	废机油	HW08	900-217-08	0.55	井下作业和采油过程中机械设备维修	固态	油类物质	油类物质	/	T, I	
4				0.1	溶剂回收站、注汽站的设备维修						
5	废防渗膜	HW08	900-249-08	0.75	井下作业及设备维修	固态	油类物质	油类物质	2年1次	T, I	
6	落地原油	HW08	071-001-08	0.55	石油开采和联合站贮存产生的油泥和油脚	固态	油类物质	油类物质	/	T, I	

3.3.3.5 运营期污染物排放情况汇总

本项目运营期三废排放状况见表 3.3-23。

污染物排放	工段	污染源	主要污染物	产生量 t/a	排放量 t/a	排放去向
废气	注汽站 燃气锅炉	有组织 排放	NO _x	6.51	6.51	《锅炉大气污染物排放标准》(GB13271-2014)中的“表 3 大气污染物特别排放限值 (颗粒物: 20mg/m ³ ; SO ₂ : 50mg/m ³ ;) 《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》(新环大气函〔2022〕483 号)要求, 克拉玛依市燃气锅炉参照实行氮氧化物执行不高于 50mg/m ³ 的标准。
			烟尘	1.33	1.33	
SO ₂	2.56	2.56				
	油气集 输 12 口 井场	无组织 排放	非甲烷总烃	1.24	0	大气
废水	采出水		采出水量	5.856 万 t/a	0	送至风城油田 2 号稠油联合 站处理, 回用于注汽锅炉用 水
			SS	2.57	0	
			COD	263.52	0	
			石油类	4.07	0	
			挥发酚	0.0088	0	
	井下作业废水		井下作业废水量	912	0	送至风城油田 2 号稠油联合 站处理, 回用于注汽锅炉用 水
			COD	1.25	0	
石油类			0.21	0		
固废	油泥(砂)		石油类	987t/a	0	委托克拉玛依顺通环保有限 责任公司处置。
	落地原油		石油类	0.55t/a	0	井下作业时带罐作业, 落地 油 100%回收
	清管废渣		石油类	0.007t/a	0	委托克拉玛依顺通环保有限 责任公司处置。
	废润滑油		石油类	0.55t/次	0	委托克拉玛依顺通环保有限 责任公司处置
				0.1t/a		
废防渗材料		石油类	0.75t/a	0	密闭袋装收集后, 委托克拉 玛依顺通环保有限责任公司 转运、处置。	

3.2.3.6 污染物排放三本账

重 13 井区处于未探明待开发状态, 没有开发的井场和站场, 风城油田重 13 井区所在区域, 已经开展的区域回顾性评价有: 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(2021), 根据后评价的污染物排放量核算本项目的污

染物排放三本账，见表 3.1-24。

表 3.3-24 现有工程及本工程污染物排放情况一览表

名称	污染物	单位	现有工程 2020 年	本工程	总量
废气	二氧化硫	t/a	964.6	2.56	967.16
	氮氧化物	t/a	2148.3	6.51	2154.81
	非甲烷总烃	t/a	/	1.24	1.24
废水	氨氮	t/a	5.52	/	5.52
固废 (合规处置)	含油污泥(油泥 砂、清管废渣、落 地原油)	t/a	69543.38	987.6	70531

3.3.5 油田服务期满污染源及防治措施

- (1) 闭井期废气污染源主要为施工扬尘，采取洒水抑尘的措施；
- (2) 噪声污染源主要为车辆噪声，要求合理安排作业时间，控制车辆速度等措施；
- (3) 固废污染源主要为废弃管线、废弃建筑残渣等，均属于一般工业固体废物，废弃管线、废弃建筑残渣等收集后送克拉玛依市建筑垃圾填埋场妥善处理。

3.4 清洁生产水平分析

本项目生产运行管理由中国石油新疆油田分公司风城油田作业区管辖。为贯彻实施《中华人民共和国环境保护法》和《中华人民共和国清洁生产促进法》，进一步推动中国石油天然气开采业的清洁生产，防止生态破坏，保护人民健康，促进经济发展，并为石油天然气开采业开展清洁生产提供技术支持和导向，参照《石油天然气开采业清洁生产评价指标体系（试行）》，对风城油田作业区清洁生产水平作出评价。

3.4.1 清洁生产水平评价

(1) 评价指标体系

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

定量评价指标：选取有代表性的、能反映“节约能源、降低消耗、减轻污染、增加效益”等有关清洁生产最终目标的指标，建立评价模式；通过对比各项指标的实际

达到值、评价基础值和指标权重值，经过计算和评分，综合考评风城油田实施清洁生产状况和清洁生产水平。

定性评价指标：根据国家有关推行清洁生产的产业发展和技术进步政策、资源环境保护政策规定以及行业发展规划选取，用于定性考核风城油田对有关政策法规的符合性及清洁生产工作实施情况。

①评价依据

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

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

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

c 定量评价指标体系的评价基准值代表行业清洁生产的平均先进水平。

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

②权重分值

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

③评价指标

评价指标分为定量指标和定性指标。定量指标和定性指标又分为一级指标和二级指标。一级指标为普遍性、概括性的指标；二级指标为反映油气勘探开发企业清洁生产各方面具有代表性的、易于评价考核的指标。定量评价的二级指标从其数值情况来看，可分为两类情况：一类是该指标的数值越低（小）越符合清洁生产要求（如物料消耗量、取水量、综合能耗、污染物产生量等指标）；另一类是该指标的数值越高（大）越符合清洁生产要求（如水的钻井液循环利用率、含油污泥资源化利用率、余热余能利用率等指标）。因此，对二级指标的考核评分，根据其类别采用不同的计算模式。

在行业评价指标项目、权重及基准值中未出现的指标，按照最高值进行确定，即清洁生产具有较高水平。不同类型油气勘探开发企业清洁生产评价指标体系的各项评价指标、评价基准值和权重值见表3.4-1。

(2) 评价指标体系计算

① 定量评价指标的考核评分计算

企业清洁生产定量评价指标的考核评分，以企业在考核年度（一般以一个生产年度为一个考核周期，并与生产年度同步）各项二级指标实际达到的数据为基础进行计算，综合得出该企业定量评价指标的考核总分值。在计算各项二级指标的评分时，应根据定量评价指标的类别采用不同的计算公式计算。

对指标数值越高（大）越符合清洁生产要求的指标，其计算公式为：

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

对指标数值越低（小）越符合清洁生产要求的指标，其计算公式为：

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

式中： S_i —第 i 项评价指标的单项评价指数。如采用手工计算时，其值取小数点后两位；

S_{xi} —第 i 项评价指标的实际值（考核年度实际达到值）；

S_{oi} —第 i 项评价指标的评价基准值。

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

定量评价考核总分值的计算公式为：

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

式中： P_1 —定量评价考核总分值；

n —参与定量评价考核的二级指标项目总数；

S_i —第 i 项评价指标的单项评价指数；

表 3.4-1 采油（气）作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值

定量指标								
一级指标	权重值	二级指标	单位	权重值	评价基准值	实际值	审核后得分	
(1)资源和能源消耗指标	30	综合能耗	kg 标煤/t 天然气	30	天然气: ≤50	≤50	23	
(2)资源综合利用指标	30	余热余能利用率	%	10	≥60	≥60	10	
		油井采出气回收利用率	%	10	≥60	≥60	10	
		含油污泥资源化利用率	%	10	≥90	≥90	10	
(3)污染物产生指标	40	石油类	mg/L	5	≤10	达标	5	
		COD	mg/L	5	甲类区: ≤100, 乙类区: ≤150	达标	5	
		落地原油回收率	%	7.5	100	100	7.5	
		采油废水回用率	%	7.5	≥60	≥60	7.5	
		油井采出气外排率	%	7.5	≤20	0	7.5	
		采出废水达标排放率	%	7.5	≥80	达标	7.5	
合计							93	
定性指标								
一级指标	权重值	二级指标				指标分值	审核后得分	
(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	采气过程醇回收设施	10	采油	井筒设施完好	10	10
			天然气净化设施先进、净化效率高	10		套管气回收装置	20	20
		采油方式		采油方式经过综合评价确定		5	5	
		集输流程		全密闭流程, 并具有轻烃回收装置		5	5	
(2)环境管理体系建设及清洁生产审核	35	建立 HSE 管理体系并通过认证				10	10	
		开展清洁生产审核, 并通过验收				20	20	
		制订节能减排工作计划				5	3	
(3)贯彻执行环境保护政策法规的执行情况	20	建设项目环保“三同时”制度执行情况				5	5	
		建设项目环境影响评价制度执行情况				5	5	
		老污染源限期治理项目完成情况				5	5	
		污染物排放总量控制与减排指标完成情况				5	5	
合计							98	

K_i —第 i 项评价指标的权重值。

由于企业因自身统计原因所造成的缺项，该项考核分值为零。

②定性评价指标的考核评分计算

定性评价指标考核总分值的计算公式为：

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

式中：

P_2 —定性评价二级指标考核总分值；

F_i —定性评价指标体系中第 i 项二级指标的得分值；

n —参与考核的定性评价二级指标的项目总数。

③综合评价指数考核评分计算

为了综合考核油气勘探开发企业清洁生产的总体水平，在对该企业进行定量和定性评价考核评分的基础上，将这两类指标的考核得分按不同权重（以定量评价指标为主，以定性评价指标为辅）予以综合，得出该企业的清洁生产综合评价指数。

综合评价指数计算公式为：

$$P = 0.6P_1 + 0.4P_2$$

式中： P —清洁生产综合评价指数；

P_1 —定量评价指标考核总分值；

P_2 —定性评价指标考核总分值。

根据目前我国石油和天然气开采行业的实际情况，不同等级的清洁生产企业的综合评价指数见表 3.4-2。

表 3.4-2 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	$75 \leq P < 90$

根据清洁生产综合评价指数判定：审核后本项目综合评价指数为 95，因此风城油田作业区属于国内清洁生产先进企业。

清洁生产的主体是企业自身，是提高企业形象、提高市场竞争力的有效手段，是推动企业技术进步，实现资源综合利用，达到“节能、降耗、减污、增效”目标的有力措施。通过实施环境保护目标责任制、建立 HSE 管理体系、推行清洁生产，全面实现环境保护“增产减污”的发展目标。

3.4.2 清洁生产建议

(1) 建议优化生产设备参数，提高设备运行效率，节约能源。

(2) 做好节能宣传工作，培养员工节能节水意识，努力开展节能技术教育；建立健全节能激励机制；加强节能管理，完善节能统计工作。

(3) 需进一步提高清洁生产审核的参与度。

(4) 对已实施的清洁生产方案落实，同时在生产过程中产生新的清洁生产方案，可立即组织清洁生产审核小组人员进行讨论，最终进行分析、确定，并付诸实施。

(5) 风城油田作业区设备和工艺预设计与实际生产状况有较大出入，需根据实际情况调节相关参数、加装节能设备或直接更换设备，节约能耗。

清洁生产首先是将污染消除在生产过程中，因此污染物的产生和排放量将大幅度减少，其次清洁生产使末端治理的污染负荷减少，从而有可能避免或减轻末端处理产生的风险。

因此风城油田作业区在今后的生产过程中，还需要持续做好清洁生产的各项工作。将清洁生产真正纳入到风城油田作业区的管理制度当中，只有这样才可以真正达到“节能、降耗、减污、增效”的目的，走可持续发展的道路。

本项目原油产能的清洁生产指标选用《石油天然气开采行业清洁生产评价指标体系》（试行）进行分析。本项目在原油集输、油气处理等生产工艺方面，均采用了目前国内先进技术，能源消耗低。在废物回收利用指标中，落地原油回收率为100%。修井作业过程中在生产工艺与装备要求方面，具备防喷措施、防溢措施、井下作业废水回收设施。对比《石油天然气开采行业清洁生产评价指标体系》（试行），**清洁生产企业等级为国内清洁生产先进企业。**

根据调查风城油田作业区已完成第三轮清洁生产审核，生产运行管理单位风城油田作业区于2022年3月取得《关于中国石油新疆油田分公司风城油田作业区清洁生产审核验收报告的审查意见》（克环函字〔2022〕47号），见附件9。

3.5 污染物排放总量控制

3.5.1 总量控制原则

对污染物排放总量进行控制的原则是：将给定区域内污染源的污染物排放负荷控制在一定数量之内，使环境质量可以达到规定的环境目标。污染物总量控制方案

的确定，在考虑污染物种类、污染源影响范围、区域环境质量、环境功能以及环境管理要求等因素的基础上，结合项目实际条件和控制措施的经济技术可行性进行。

3.5.2 污染物总量控制因子

“十四五”期间，国家对主要污染物总量控制指标体系进行了调整，调整后的主要污染物减排指标包括氮氧化物、挥发性有机物、化学需氧量、氨氮，4项指标均以重点工程减排量形式下达。

(1) 废气污染物

本项目废气污染物为油气集输过程无组织挥发的非甲烷总烃、燃气锅炉有组织排放烟气中的氮氧化物。

(2) 废水污染物：

生产过程中产生的采出水和井下作业废水经处理达标后回注，不外排。

由上可知，本项目总量控制因子：**非甲烷总烃、氮氧化物。**

3.5.3 总量控制建议指标

(1) 开发期总量控制指标

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

(2) 运营期总量控制指标

结合本项目排污特点、区域环境特征以及环境管理部门的要求，根据评价核算，**本项目废气污染物总量控制指标为：NO_x：6.51t/a；无组织 VOCs 排放量以非甲烷总烃表征：1.24t/a。**

根据《关于印发〈挥发性有机物排污收费试点办法〉通知（财税〔2015〕71号）》，VOCs是指特定条件下具有挥发性的有机化合物的统称。具有挥发性的有机化合物主要包括非甲烷总烃（烷烃、烯烃、炔烃、芳香烃）、含氧有机化合物（醛、酮、醇、醚等）、卤代烃、含氮化合物、含硫化合物等。对于本工程而言，其排放的VOCs，基本可以等同为非甲烷总烃，VOCs（即非甲烷总烃）的总量考核指标为1.24t/a，均为无组织挥发，不建议本工程的总量控制指标。

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

制要求 4.0mg/m³。

3.6 相关法规、政策符合性分析

3.6.1 与国家产业政策协调性分析

石油天然气开采业是当前国民经济的重要基础产业和支柱产业，根据《产业结构调整指导目录》（2024 年本），“石油、天然气勘探及开采”属于“鼓励类”项目，本工程建设符合国家产业政策。本工程的实施，对于保障国家能源安全，促进国民经济健康快速发展具有极其重要的战略意义。

3.6.2 与《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》的符合性分析

《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》中第八条规定：禁止在水源涵养区、地下水源、饮用水源、自然保护区、风景名胜区、森林公园、重要湿地及人群密集区等生态敏感区域内进行煤炭、石油、天然气开发；

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

第二十八条 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。

本项目地处克拉玛依市乌尔禾区境内，西南距乌尔禾区直线距离约14km，项目占地主要为裸地，工程区(FHW5339S、FHW5340S、)西侧距离魔鬼城风景名胜区-布达拉宫景区最近距离约257m，集油、供气、供水管线西侧距离魔鬼城风景名胜区-布达拉宫景区最近距离约105m，没有占用景区。项目评价范围内没有水源涵养区、地下水源、饮用水源、自然保护区、森林公园、重要湿地及人群密集区等生态敏感区域；项目区属于自治区级水土流失天山北坡诸小河流域重点治理区，建设单位将按照水利部门管理要求办理相关手续并积极采取水土保持措施；项目设计阶段已经对大气、水体、固体废物等污染防治进行了设计，环评要求项目按照“三同时”，要求项目大气、水体、固体废物等污染防治设施与主体工程同时设计、同时施工、同时投产使用。本项目的油气采用密闭集输至联合站处理系统处理后外输。综上所述，

项目建设符合《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》的要求。

3.6.3 与《石油天然气开采业污染防治技术政策》的符合性分析

《石油天然气开采业污染防治技术政策》提出：到 2015 年末，行业新、改、扩建项目均采用清洁生产工艺和技术，工业废水回用率达到 90%以上，工业固体废物资源化及无害化处理处置率达到 100%；落地原油应及时回收，落地原油回收率应达到 100%；油气田建设宜布置丛式井组，采用多分支井、水平井、小孔钻井、空气钻井等钻井技术，以减少废物产生和占地；在开发过程中，伴生气应回收利用，减少温室气体排放，不具备回收利用条件的，应充分燃烧，伴生气回收利用率应达到 80%以上；站场放空天然气应充分燃烧。

本工程采出水、采出液依托风城油田 2 号稠油联合站处理；井下作业时带罐作业，井下作业废水依托风城油田 2 号稠油联合站进行处置，落地油 100%回收，产生油泥（砂）等含油危废委托克拉玛依顺通环保有限责任公司接收处置。项目建设符合《石油天然气开采业污染防治技术政策》要求。

3.6.4 与《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》的符合性分析

《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》第三十七条规定：各级人民政府应当加强对建筑施工、矿产资源开采、物料运输的扬尘和沙尘污染的治理，保持道路清洁、控制料堆和渣土堆放，科学合理扩大绿地、水面、湿地、地面铺装和防风固沙绿化面积，防治扬尘污染。第四十四条：矿山开采产生的废石、废渣、泥土等应当堆放到专门存放地，并采取围挡、设置防尘网或者防尘布等防尘措施；施工便道应当硬化。本项目施工期产生的建筑垃圾集中收集后送至乌尔禾区建筑垃圾填埋场处置。项目施工结束后拟对临时占地进行恢复治理，可减少扬尘影响。项目建设符合《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》要求。

3.6.5 与《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函〔2019〕910 号）符合性分析

《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价的通知》（新环环评发〔2020〕142 号）转发了（环办环评函〔2019〕910 号）的内容。本项目与 910 号文符合性分析见表 3.6-1。

表 3.6-1 与“环办环评函（2019）910 号”符合性

序号	要求	项目情况	符合性
1	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。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。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。	本项目评价了项目建设、运营带来的环境影响和环境风险，提出了有效的生态环境保护和环境风险防范措施；对依托的污水处理设施、固废处理设施等均论证了依托可行性和有效性，项目依托处置可行；对现有工程进行回顾评价并针对生态环境问题和环境风险隐患提出了有效防治措施。	符合
2	未确定产能建设规模的陆地油气开采新区块，建设勘探井应当依法编制环境影响报告表。海洋油气勘探工程应当填报环境影响登记表并进行备案。确定产能建设规模后，原则上不得以勘探名义继续开展单井环评。勘探井转为生产井的，可以纳入区块环评。 2021 年 1 月 1 日起，原则上不以单井形式开展环评。过渡期间，项目建设单位可以根据实际情况，报批区块环评或单井环评。	本项目属于老区块滚动开发，工程方案共部署 12 口油井；建成投产后，新建原油产能 4.92×10 ⁴ t/a，报告书进行了产能项目环境影响评价。	符合
3	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》（GB4914-2008）等排放标准要求。	本项目废水不外排，不涉及水污染物总量控制指标。	符合
4	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指标及分析方法》（SY/T5329-2012）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。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。	本项目采出水经依托联合站处理后，一部分回用于注汽锅炉用水，一部分达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）标准后，回注于现役油藏。	符合
5	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。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 H ₂ S 的无组织排放。高含硫天然气净化厂应当采用先进高效硫黄回收工艺，减少 SO ₂ 排放。井场水套加热炉、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	本项目无伴生气。	

续表 3.6-1 与“环办环评函（2019）910号”符合性

序号	要求	项目情况	符合性
6	油气开采产生的废弃油基泥浆、含油钻屑及其他固体废物，应当遵循减量化、资源化、无害化原则，按照国家和地方有关固体废物的管理规定进行处置。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》（2017年10月1日）要求评价。	<p>钻井岩屑随泥浆一同进入泥浆不落地系统处理，采用泥浆不落地技术在井场进行固液分离，分离后的液相回用于钻井液配备，分离后的钻井岩屑进入岩屑储存罐，定期委托第三方岩屑处置单位处理检测满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB 65/T 3997-2017）后综合利用。</p> <p>本项目运营期产生的油泥（砂）和清管废渣、废润滑油、废防渗材料、事故状态落地油均属于危险废物，委托克拉玛依顺通环保有限责任公司接收处置。</p>	
7	施工期应当尽量减少施工占地、缩短施工时间、选择合理施工方式、落实环境敏感区管控要求以及其他生态环境保护措施，降低生态环境影响。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。	本项目对施工期环境影响进行了重点分析，并提出生态环境保护措施。本次评价对施工期噪声提出相应措施，施工对周边生态环境影响较小。	符合
8	涉及自然保护地和生态保护红线的，应当说明工程实施的合法合规性和对自然生态系统、主要保护对象等的实际影响，接受生态环境主管部门依法监管。	本项目不涉及生态保护红线区。	符合
9	油气企业应按照企事业单位环境信息公开办法、环境影响评价公众参与办法等有关要求，主动公开油气开采项目环境信息，保障公众的知情权、参与权、表达权和监督权。各级生态环境主管部门应当按要求做好环评审批、监督执法等有关工作的信息公开。	建设单位作为责任主体，按照《环境影响评价公众参与办法》（2019年1月1日）等相关规定，开展了本项目信息公示和公众意见调查等工作，公示期间未收到公众反馈意见	符合

3.6.6 与《转发〈关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知〉》（新环环评发〔2020〕142号）符合性分析

本项目与（新环环评发〔2020〕142号）符合性分析见表 3.6-2。

表 3.6-2 与“新环环评发〔2020〕142号”符合性

序号	要求	项目情况	符合性
1	请各有关单位加快推进油气发展（开发）相关规划编制，并依法开展规划环境影响评价工作。对已经批准的油气发展（开发）规划在实施范围、适用期限、规模、结构和布局等方面进行重大调整或修订的，应当依法重新或补充进行环境影响评价。油气开发规划实施满 5 年的应当及时开展规划环境影响跟踪评价。	新疆油田分公司已开展新疆油田分公司十四五发展规划环评工作，已在新疆维吾尔自治区生态环境厅备案。	符合
2	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）。未确定产能建设规模的陆地油气开采新区块，建设勘探井应当依法编制环境影响报告表。确定产能建设规模后，原则上不得以勘探名义继续开展单井环评。勘探井转为生产井的，可以纳入区块环评。 2021 年 1 月 1 日起，原则上不以单井形式开展环评。过渡期间，项目建设单位可以根据实际情况，报批区块环评或单井环评。	本项目属于区块开发，工程方案共部署 3 口油井；建成投产后，新建原油产能 4.92×10 ⁴ t/a，报告书进行了产能项目环境影响评价。	符合

3.6.7 与《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》（DZ/T 317-2018）符合性分析

本项目与《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》（DZ/T 317-2018）分析见表 3.6-4。

表 3.6-4 与《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》（DZ/T 317-2018）符合性分析

意见要求	本项目情况	符合分析
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。	本次环评提出了行之有效的生态恢复措施和水土保持措施。	符合
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	本项目开发方案设计考虑了风城油田资源赋存状况、生态环境特征等条件，所选用的开采技术和工艺均属于成熟、先进的技术装备	符合

意见要求	本项目情况	符合分析
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。	本项目井场、站场选址、管线及道路选线均经过严格论证后确定，报告提出井场、管线、道路不得超出既定作业范围，施工结束后对施工迹地进行清理平整。	符合
对伴生有 CO ₂ 气体的油气藏，CO ₂ 气体含量未达到工业综合利用要求的，应采取有效处置方案，未制定 CO ₂ 气体处置方案的油气藏不得开发。	本项目无伴生气。	符合
对伴生有 H ₂ S 气体的油气藏，H ₂ S 气体含量未达到工业综合利用要求的，应采取有效处置方案，未制定 H ₂ S 气体处置方案的油气藏不得开发。	本项目无伴生气。	符合

3.6.8 与《加强沙区建设项目环境影响评价工作的通知》的符合性分析

根据《中华人民共和国防沙治沙法》（2018年修正本）和《加强沙区建设项目环境影响评价工作的通知》（新环环评发〔2020〕138号）的要求，加强涉及沙区的建设项目环评文件受理审查，对于没有防沙治沙内容的建设项目环评文件不予受理。本工程环评对针对土地沙化现状、分析了项目实施对周边沙化土地的影响、提出了土地沙化防治措施，具体见 6.2.1.7 防沙治沙措施。

3.6.9 与《挥发性有机物（VOCs）污染防治技术政策》符合性分析

《挥发性有机物（VOCs）污染防治技术政策》中提到：“对泵、压缩机、阀门、法兰等易发生泄漏的设备与管线组件，制定泄漏检测与修复（LDAR）计划，定期检测、及时修复，防止或减少跑、冒、滴、漏现象；油类（燃油、溶剂等）储罐宜采用高效密封的内（外）浮顶罐，当采用固定顶罐时，通过密闭排气系统将含 VOCs 气体输送至回收设备。

本项目溶剂回收站 2 座混烃压力(0.1-0.15MPa)储罐(50m³),符合 GB37822-2019 关于“5.2.1.1 储存真实蒸气压>76.6 kPa 挥发性有机液体储罐，应采用低压罐、压力罐或其他等效措施”的要求”，VOC 排放量很小，符合《挥发性有机物（VOCs）污染防治技术政策》，最大限度减少装置无组织排放。

本项目混烃装车采用底部装载方式、气相平衡系统、定量装车系统，年装车量 6880t，符合 GB37822-2019 要求关于“6.2.2 装载物料真实蒸气压>27.6 kPa 且单一装载设施的年装载量>500m³的；排放的废气连接至气相平衡系统”，符合《挥发性有机物（VOCs）污染防治技术政策》，最大限度减少装置无组织排放。

《挥发性有机物（VOCs）污染防治技术政策》：要求企业应建立健全 VOCs 治理设施的运行维护规程和台帐等日常管理制度，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。

本项目选用质量可靠的设备、仪表、阀门等；定期对井场的设备、阀门等检查、检修，以防止跑、冒、漏现象的发生；定期对集输管线进行巡检，以便及时发现问题，防止原油、伴生气泄漏进入环境中污染大气、土壤、地下水等，最大限度减少装置无组织排放。

因此本项目无组织挥发性有机物污染控制措施符合《挥发性有机物（VOCs）污染防治技术政策》相关要求。

3.6.10 与《新疆维吾尔自治区重点行业生态环境准入条件（2024 年）》（新环环评发〔2024〕93 号）符合性分析

本项目《新疆维吾尔自治区重点行业生态环境准入条件（2024 年）》符合性分析见表 3.6-5。

表 3.6-5 本项目《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

要求	符合性分析	结论
涉及自然保护地的石油天然气勘探、开发项目按照国家和自治区有关油气安全保障政策要求执行	本项目为陆上石油开采，位于风城油田重13井区内，项目集油、供气、供水管线西侧距离魔鬼城风景名胜区-布达拉宫景区（自然保护地）最近距离约105m、项目FTHW5339S、FTHW533940S距离魔鬼城风景区最近距离为257m，本工程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，但其在本工程评价范围内，满足景点100m范围内不能进行石油作业及其相关采油设备建设的的要求。	符合
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。	本项目以区块为单位开展环评，在报告中对项目施工期、运营期环境影响和环境风险进行了分析，并提出有效的环境保护措施、污染防治措施和环境风险防范措施，并分析了依托工程可行性和有效性；同时对现有项目也进行了回顾性评价，对相关生态环境问题提出有效防治措施。	符合
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、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。	本项目井场永久占地以及管线临时占地规模均尽可能缩小占地面积和作业带宽度。	符合
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。	本项目注汽锅炉炉执行《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表3新建锅炉大气污染物排放浓度限值。非甲烷总烃无组织排放执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）企业边界污染物控制要求；H ₂ 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。	符合
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。	钻井液循环利用。井下作业废水带罐收集，本项目采出水经依托联合站处理后，一部分回用于注汽锅炉用水，一部分达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）标准后，回注于现役油藏。	符合

<p>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《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329）。</p>		
<p>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%。</p>	<p>钻井岩屑随泥浆一同进入泥浆不落地系统处理，采用泥浆不落地技术在井场进行固液分离，分离后的液相回用于钻井液配备，分离后的钻井岩屑进入岩屑储存罐，定期委托第三方岩屑处置单位处理检测满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB 65/T 3997-2017）后综合利用。</p> <p>本项目运营期产生的油泥（砂）和清管废渣、废润滑油、废防渗材料、事故状态落地油均属于危险废物，委托克拉玛依顺通环保有限责任公司接收处置。</p>	<p>符合</p>
<p>噪声排放应达到《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348）要求。</p>	<p>本项目执行《声环境质量标准》（GB3096-2008）2类标准。</p>	<p>符合</p>

3.7 相关规划符合性分析

3.7.1 《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年和 2035 年远景目标纲要》

《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划纲要》第一章 加快建设国家“三基地一通道”提出，按照“建设国家大型油气生产加工和储备基地。加大准噶尔、吐哈、塔里木三大盆地油气勘探开发力度，提高新疆在油气资源开发利用转化过程中的参与度。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油气基地，符合《自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划纲要》的要求。

3.7.2 新疆维吾尔自治区主体功能区规划

根据《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》，将新疆分为以下主体功能区：按开发方式，分为优化开发区域、重点开发区域、限制开发区域和禁止开发区域四类；按开发内容，分为城市化地区、农产品主产区和重点生态功能区三类；按层级，分为国家和省级两个层面。

本项目位于新疆维吾尔自治区克拉玛依市乌尔禾区境内，其中克拉玛依市生态功能定位为天山北坡地区重点开发区，本项目合理布局管线、井场和站场，符合主体功能区对项目区块的开发管制原则。

本项目在主体功能区划图中的位置详见图 3.7-1。

3.7.3 与《新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划（2021—2025 年）》的符合性分析

《新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划（2021—2025 年）》中规划的空间布局中，按照“深化北疆东疆，加快南疆勘查”的总体思路，将矿产资源勘查开发区域布局划分为环准噶尔、环塔里木、阿尔泰、东准噶尔、西准噶尔、东天山、西天山、西南天山、西昆仑、东昆仑—阿尔金十个勘查开发区。其中，环准噶尔能源资源勘查开发区，行政区主要包括阿勒泰地区南部、昌吉回族自治州、塔城地区东部山前及沙漠腹地。区内重点加强准噶尔南缘、准东冲断带等地区石油、天然气勘查，提

供 3—5 个油气远景区，圈定 8—10 个油气区块；加快玛湖、吉木萨尔、准噶尔盆地南缘等大型油气田建设，促进增储上产，支撑克拉玛依、吉木萨尔油气能源资源基地建设。开展准噶尔南缘页岩气、油砂、油页岩等非常规能源勘查，加强非常规能源开发利用，提供勘查开发基地 3~4 处。

本项目属于油气开发项目，位于克拉玛依市乌尔禾区境内，位于《新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划（2020—2025 年）》中的环准噶尔能源资源勘查开发区、符合规划中关于“支撑克拉玛依……油气能源资源基地建设”内容，符合规划的相关要求。

3.7.4 《新疆生态环境保护“十四五”规划》

《新疆生态环境保护“十四五”规划》提出“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。”本项目位于新疆维吾尔自治区克拉玛依市乌尔禾区，不属于“两高”项目以及不符合产业准入标准和政策的落后项目，符合《新疆生态环境保护“十四五”规划》要求。

图 3.7-1 本项目在主体功能区划图中的位置

3.7.5 与《克拉玛依市“十四五”生态环境保护规划》符合性分析

对照《克拉玛依市“十四五”生态环境保护规划》，本项目与该规划符合性分析见表 3.5-1。

表 3.5-1 本项目与《克拉玛依市“十四五”生态环境保护规划》符合性分析

规划	本项目情况	符合性分析
三、重点任务（二）坚持污染防治，持续改善环境质量 1. 全面推进大气污染防治。（1）深化污染防治，减少源头排放。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。	本项目属于油气开发项目，在油气集输过程中，为减轻集输过程中烃类的损失，油田开发采用密闭集输流程，采油井场和站场的非甲烷总烃无组织排放达到《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中企业边界污染物控制要求，一旦发生泄漏事故，紧急切断油气源，实施关井，从而最大限度地减少油气集输过程中烃类及油的排放量。定期对油气集输管线进行巡检，以便及时发现问题，消除事故隐患，防止油气泄漏进入大气环境。	符合
3. 加强土壤环境安全管理。 （3）加强工业源污染监管。强化重点行业企业监管。加强对辖区内石油开采、石油加工等土壤污染重点行业企业的监督管理，确定土壤环境重点监管企业名单，明确相关措施和责任，督促土壤污染重点行业企业每年自行对企业用地土壤环境质量进行监测，结果向社会公开。实行严格的管控措施并制定土壤环境应急预案备案。	本项目属于油气开发项目，在油气集输过程中，存在原油泄漏的环境风险，可能造成土壤污染，本项目已提出土壤污染应急措施，防止土壤污染，详见运营期土壤环境保护措施，同时风城作业区定期对土壤污染状况进行监测、调查，对受污染的土壤进行污染风险评估、风险管控及修复工作。本评价建议将本次区块建设内容突土壤环境事件应急预案纳入中国石油新疆油田分公司风城作业区现有突发环境事件应急预案中，对现有突发环境事件应急预案进行必要的完善和补充。	符合

3.7.6 与《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》符合性分析

《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》第一章提出：全力支持石油石化企业发展壮大/全力支持新疆油田公司加快增储上产，2025 年全面建成 2000 万吨级大油气田。本项目部分工程位于克拉玛依市乌尔禾区，位于风城油田，建成投产后新增原油产能 4.92 万吨，符合该发展规划要求。

3.7.7 与《新疆油田公司“十四五”发展规划》符合性分析

2022 年 12 月 1 日，新疆维吾尔自治区生态环境厅以新环审〔2022〕252 号对《新

疆油田公司“十四五”发展规划环境影响报告书》审批。

《新疆油田公司“十四五”发展规划》部署：“规划范围为新疆油田目前拥有探矿权面积共计 4.7 万 km²。新疆油田目前已经获得采矿权（现有开发区域）和“十四五”期间勘探转开发拟办理采矿权所涉及的区块（新增开发区域）。涉及 62 个区块均有探矿权，目前 48 个区块已经取得了采矿权，采矿权面积共计 8028.28km²；勘探转开发拟办理采矿权的共计 14 块，面积为 2928.12km²。可分为西北缘区块、腹部区块、东部区块、南缘区块四大片区，规划总面积为 10956.40km²。

本项目位于克拉玛依市乌尔禾区境内，属于该发展规划中的西北缘区块，年新增原油产能 4.92 万吨，符合该发展规划要求。

3.7.8 《克拉玛依市魔鬼城风景名胜区总体规划（2021-2035）》

《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，批复文号为新政函[2021]101 号），详见附件 10。

（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 13.59km²；G217 东侧的魔鬼城片区，面积为 70.0km²；G217 东侧，魔鬼城片区东北侧的布达拉宫片区，面积为 9.55km²；白杨河大峡谷片区，面积为 27.88km²；风景名胜区总面积 121.10km²。

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 10.01km²，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，形成最全面、最完整、最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，具有极高的地质、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 10.01km²。

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交通工具严禁进入，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 47.73km²。

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 63.36km²。

(5) 保护要求

《新疆克拉玛依市魔鬼城风景名胜区总体规划（2021-2035）》中明确指出“严格保护魔鬼城的地质地貌景观，严格限定核心保护区内的一切与风景保护和风景游览无关的开发建设项目，对目前魔鬼城核心景区内地面采油设施应尽快予以关停和撤出，从风景资源可持续发展的长远利益出发，保护魔鬼城的雅丹地貌资源不遭受毁灭性的破坏”。本项目的建设不在魔鬼城核心景区内，相关保护要求为：

①**作业范围及作业点：**石油开采计划应与风景区管理处协商，不得随意跨越原开采计划范围。作业点宜集中布置，作业设施色彩应以不影响风景区内景点视觉效果为基本原则。生产作业仅限于保留必要的生产设施。

②**作业区内风貌保护及后续工作：**以不影响地质地貌的生态环境和整体景观风貌为原则，允许有计划的、按照计划执行的油田作业设施的架设，并严格按计划逐步清退区内所有石油工业地面废弃设施。

③**风貌恢复：**遵循“油退景进”原则，清退设施后的作业区，应参照目前魔鬼城核心区内的地貌恢复手段对区内戈壁滩进行“人工+机械”全面恢复。

④**雅丹地貌保护：**石油作业设施应与雅丹景点保持距离，根据雅丹地貌的特殊性，在坡度大于 25°以上、景点周围 100m 范围内不能进行石油作业，包括磕头机等相关采油设备，以不影响雅丹景点稳定性及观赏性为基本原则。

⑤**运输通道布局及使用：**区内作业区所需建设石油及油砂运输通道需与风景区管理处相协调，应与风景区规划道路相协调，避免重复建设造成经济损失；运输通道应严格控制运输车辆数量及运输时间，应尽量避免大型运输车辆与游览车辆的冲突。建议运输时间集中在一早一晚及正午风景区游人相对较少时。

⑥**游览道路设置及雅丹景点游赏：**协调石油作业区内大型货车运输时间，与风景游览的时间错开，保证在游人游赏的时候不会受到石油作业的影响。魔鬼城北沿雅丹景点适宜远观，近期不单独设置游览道路。

⑦**雅丹景点周边区域保护：**通过场地整理和地貌恢复，使得雅丹地貌趋于自然。经过数月的自然风吹，将更加接近原地貌特征。

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

魔鬼城风景名胜区与乌尔禾石油资源开发规划相协调提出：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。

本项目为陆上石油开采，位于风城油田重 13 井区内，项目集油、供气、供水管线西侧距离魔鬼城风景名胜区-布达拉宫景区最近距离约 105m、项目 FTHW5339S、FTHW533940S 距离魔鬼城风景区最近距离为 257m，本工程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，但其在本工程评价范围内，满足景点 100m 范围内不能进行石油作业及其相关采油设备建设的的要求；因此本项目符合《新疆克拉玛依市魔鬼城风景名胜区总体规划（2021-2035）》的保护要求。

3.8 选址选线合理性分析

本项目部署 17 口井、油气集输工程及配套的供配电、自控、通信、结构、消防等工程。根据现场调查和资料搜集，项目区不占用自然保护区、风景名胜区和饮用水水源保护区等敏感区域。

项目区占地均在规划的油区内，项目区不属于自治区级水土流失重点治理区，项目建设及运行过程中需按照设计及环评要求采取水土保持措施，根据项目影响预测分析，项目对周边产生的环境影响在可接受范围内，项目选址合理。

3.9“三线一单”符合性分析

“三线一单”，是指生态保护红线、环境质量底线、资源利用上线和生态环境准入清单，是推进生态环境保护精细化管理、强化国土空间环境管控、推进绿色发展高质量发展的一项重要工作。

根据《关于印发〈新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案〉的通知》（新政发〔2021〕18 号）、《关于印发克拉玛依市“三线一单”生态环境分区管控方案的通知》（2023 年更新），本项目属于克拉玛依市乌尔禾区境一般管控单元（环境管控单元编码分别为 ZH65020530003），管控要求为“执行区域生态环境保护的基本要求，重点加强农业、生活等领域污染治理”。详见图 2.5-1、表 3.9-1 和 3.9-2。

根据《新疆维吾尔自治区七大片区“三线一单”生态环境分区管控要求》《新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案》的“北疆北部片区”的管控要求，北疆北部片区重点突出阿尔泰山、准噶尔西部山地等水源涵养功能和生物多样性功能

维护、额尔齐斯河和额敏河环境风险防控”“建立风险防控体系”，本项目位于新疆维吾尔自治区克拉玛依市乌尔禾区境内，风城油田重 13 井区，西南距乌尔禾区直线距离约 14km 建立了风险防控体系，采取各项有效风险防控措施，制定环境风险应急预案，定期演练，对环境的影响较小。

(1) 与生态保护红线符合性分析

项目位于风城油田作业区稠油开发区内，项目区不占用自然保护区、风景名胜区，根据《关于印发克拉玛依市“三线一单”生态环境分区管控方案的通知》（2023 年更新），魔鬼城风景区-布达拉宫景区不在生态红线范围内，属于优先保护单元，见图 3.9-2-1、图 3.9-2-2。

(2) 与环境质量底线符合性分析

本项目产生的主要废气、废水、噪声等污染物均采取了有效的治理和处理、处置措施，在一定程度上减少了污染物的排放，污染物均能达标排放。

项目建成后周边环境满足相应环境质量标准，符合环境质量底线的要求，不会对环境质量底线产生冲击。

(3) 资源利用上线

本项目的建设占地为裸土地，非耕地和林地，对社会生产和植被影响很小；项目的注汽工程，水源为从属地单位提供，注汽注入油藏后，经分离后循环使用；用电量较小，供电就近引自井区供电线路；本项目能源利用均在区域供水、供电负荷范围内，能源（天然气）消耗均未超出区域负荷上限，不会给该地区造成资源负担，满足资源利用上线要求。

(4) 生态环境准入清单

1) 与自治区生态环境分区管控方案和七大片区管控要求符合性

本项目位于克拉玛依市乌尔禾区域，属于克奎乌-博州片区。本项目与《新疆维吾尔自治区七大片区“三线一单”生态环境分区管控要求》相符性分析见表 3.9-1。

表 3.9-1 与《自治区生态环境分区管控方案和七大片区管控要求》的符合性分析

管控类别	总体管控要求	本项目情况	结论
空间布局约束	严格执行国家、自治区产业政策和环境准入要求，严禁“三高”项目进新疆，坚决遏制“两高”项目盲目发展。不得在水源涵养区、饮用水水源保护区内和河流、湖泊、水库周围建设重化工、涉重金属等工业污染项目。推动项目集聚发展，新建、改建、扩建工业项目原则上应布置于由县级及以上人民政府批准建立、环境保护基础设施完善的产业园区、工业集聚区或规划矿区，并且符合相关规划和规划环评要求。	根据《产业结构调整指导目录》（2024年本），本项目属于陆地石油开采，属于鼓励类项目，不属于三高项目。周边无水源涵养区、饮用水水源保护区内和河流、湖泊、水库。	符合
污染物排放管控	深化行业污染源头治理，深入开展火电行业减排，全力推进钢铁行业超低排放改造，有序推进石化行业“泄漏检测与修复”技术改造。强化煤化工、石化、有机化工、表面涂装、包装印刷等重点行业挥发性有机物控制。深入开展燃煤锅炉污染综合整治，深化工业炉窑综合治理。加强“散乱污企业综合整治。优化区域交通运输结构，加快货物运输绿色转型，做好车油联合管控。以改善流域水环境质量为核心，强化源头控制，“一河（湖）一策”精准施治，减少水污染物排放，持续改善水环境质量。强化园区（工业集聚区）水污染防治，不断提高工业用水重复利用率。加快实施城镇污水处理设施提质增效，补齐生活污水收集和处理设施短板，提高再生水回用比例。持续推进农业农村污染防治。提升土壤环境监管能力，加强污染地块安全利用监管。强化工矿用地管理，严格建设用地土壤环境风险管控。加强农用地：土壤污染源头控制，科学施用化肥农药，提高农膜回收率。	本项目属于陆地石油开采，不属于挥发性有机物控制重点行业；本项目燃气锅炉采用低氮燃烧器，污染物排放水平可以达到同行业国内先进水平；采出水、井下作业废水、锅炉排污水依托风城油田2号稠油联合处理站的污水处理站，一部分回用于注汽锅炉用水，一部分达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）标准后，回注于现役油藏，不外排。施工期和运营期固废合规处置，落地油带罐回收。运营期做好项目区的土壤和地下水的日常监控。	符合
环境风险防控	禁止在化工园区外新建、扩建危险化学品生产项目。严格落实危险废物处置相关要求。加强重点流域水环境风险管控，保障水环境安全。	本项目不属于危险化学品生产项目。本项目施工期的废机油集中收集后暂存于密闭铁桶内，委托克拉玛依顺通环保有限责任公司处置。废防渗材料暂存于密封袋内，沾油废物单独收集后，委托相应危废资质的单位处置。运营期产生的固体废物包括油泥砂、清管废渣、废防渗材料、废机油以及事故状态下产生的含油污泥，委托克拉玛依顺通环保有限责任公司接收处置、或具有相应危险废物处置资质的单位进行回收处置转运、处置。井下作业时带罐作业，落地油100%回收至风城油田2号稠油联合站。	符合
资源利用效率要求	优化能源结构，控制煤炭等化石能源使用量，鼓励使用清洁能源，协同推进减污降碳。全面实施节水工程，合理开发利用水资源，提升水资源利用效率，保障生态用水，严防地下水超采。	本项目为燃气移动蒸汽锅炉项目，使用清洁能源天然气，且锅炉用水全部转换为蒸汽进入井口注汽，采出水水处理后一部分回用于注汽锅炉用水，一部分达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）标准后，回注于现役油藏，。	符合

根据《关于印发克拉玛依市“三线一单”生态环境分区管控方案（2023 版）的通知》（新克政发〔2024〕22 号），本项目属于“乌尔禾区环境一般管控单元 03（ZH65020530003）”，应执行克拉玛依市总体管控要求和克拉玛依市一般环境管控单元分类管控要求，克拉玛依市生态环境准入清单中乌尔禾区一般管控单元管控要求见表 3.9-2，克拉玛依市一般管控单元分类管控要求见表 3.9-3。本项目与生态环境准入清单的符合性分析见表 3.9-4。

本工程与“三线一单”位置关系图见图 3.9-2。

图 3.9-2-1 本项目与“三线一单”位置关系图

图 3.9-2-2 本项目与“生态红线”位置关系图

表 3.9-2 克拉玛依市生态环境准入清单中乌尔禾区一般管控单元管控要求

类别	指标	修编后
一般管控单元	空间布局约束	1. 执行克拉玛依市总体管控要求中空间布局约束要求。 2. 执行克拉玛依市一般管控单元分类管控要求中空间布局约束的相应管控要求。
	污染物排	1. 执行克拉玛依市总体管控要求中污染物排放管控要求。

	放管控	2. 执行克拉玛依市一般管控单元分类管控要求中污染物排放管控的相应管控要求。
	环境风险 防控	1. 执行克拉玛依市总体管控要求中环境风险防控要求。
		2. 执行克拉玛依市一般管控单元分类管控要求中环境风险防控的相应管控要求。
资源利用 效率	1. 执行克拉玛依市总体管控要求中环境风险防控要求。	
	2. 执行克拉玛依市一般管控单元分类管控要求中环境风险防控的相应管控要求。	

表 3.9-3 克拉玛依市一般管控单元分类管控要求

管控要求		
C 一 般 管 控 单 元	C1 空间 布局约束	【C1-1】限制进行大规模高强度工业化城镇化开发，严格控制金属冶炼、石油化工、焦化等“高污染、高环境风险产品”工业项目，原则上不增加产能，现有“高污染、高环境风险产品”工业项目持续削减污染物排放总量并严格控制环境风险。原则上禁止建设涉及一类重金属、持久性有机污染物排放的工业项目。建立集镇居住商业区、耕地保护区与工业功能区等集聚区块之间的防护带。严格执行畜禽养殖禁养区规定，根据区域用地和消纳水平，合理确定养殖规模。加强基本农田保护，严格限制非农项目占用耕地。
	C2 污染 物排放管 控	【C2-1】加强农业面源污染治理，严格控制化肥农药施加量，逐步削减农业面源污染物排放量。
	C3 环境 风险防控	【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。
	C4 资源 利用要求	【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。
【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。		
【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。		

表 3.9-4 与克拉玛依市生态环境准入清单的符合性分析

乌尔禾区一般管控单元管控要求		本项目情况	结论
空间 布局 约束	克拉玛依市总体管控要求	1.1 禁止新建、扩建《产业结构调整指导目录（2019 年本）（2021 年修改）》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、	本项目属于陆地石油天然气开采行业，不属于“三高”项目，不属于《产业结构调整指导目录（2024 年本）》中淘汰类项目，不属于自治区《禁止、控制和限制危险化学品目
			符合

	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。	录》中淘汰类、禁止类危险化学品化工项目。	
	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。	本项目陆地石油天然气开采行业，不属于“三高”项目，不属于《产业结构调整指导目录（2024年本）》中淘汰类项目。	符合
	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。	本项目注汽站的注汽锅炉采用低氮燃烧，氮氧化物排放量小，且项目同步落实总量控制。	符合
	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。	本项目建设燃气注汽锅炉，使用天然气作为燃料，不属于燃煤锅炉。	符合
	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。	本项目位于乌尔禾区风城油田作业区稠油开发区内，不属于重污染企业。	符合
	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。	本项目位于乌尔禾区风城油田作业区稠油开发区内，施工期场平和土方开挖，挖方堆放应定点定位，并采取防尘、抑尘措施（洒水、遮盖等措施）。	符合
	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。	本项目位于乌尔禾区风城油田作业区稠油开发区内，占地类型为工矿用地，不占用基本农田。	符合
	1.8 严格控制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。	本项目位于乌尔禾区风城油田作业区稠油开发区内，占地类型为工矿用地，不占用基本农田和一般耕地。	符合

克拉玛依市总体管控要求	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。	本项目位于乌尔禾区风城油田作业区稠油开发区内，占地类型为工矿用地，不占用耕地。	符合
	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。	本项目为陆地石油开采行业，运营期土壤环境影响主要考虑非正常工况下，井喷的落地油、井下作业废水、集输管道的采出液泄露、井喷、井漏、油类和柴油、混烃储罐、混烃罐车泄漏，通过采用严格的管理措施，在工艺、设备、集输管道等方面采取源头控制措施，并从垂直入渗途径采取过程阻断、污染物削减和分区防控措施，来尽可能降低项目运营对土壤环境的影响。运营期风城油田作业区建立土壤污染隐患排查制度，保证持续有效防止石油类物质渗漏、流失、扬散。	符合
	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。		
克拉玛依市一般环境管控单元分类管控要求	【C1-1】限制进行大规模高强度工业化城镇化开发，严格控制金属冶炼、石油化工、焦化等“高污染、高环境风险产品”工业项目，原则上不增加产能，现有“高污染、高环境风险产品”工业项目持续削减污染物排放总量并严格控制环境风险。原则上禁止建设涉及一类重金属、持久性有机污染物排放的工业项目。建立集镇居住商业区、耕地保护区与工业功能区等集聚区块之间的防护带。严格执行畜禽养殖禁养区规定，根据区域用地和消纳水平，合理确定养殖规模。加强基本	本项目属于陆地石油开采行业，不属于“三高”项目，位于乌尔禾区风城油田作业区稠油开发区内，占地类型为工矿用地，不占用基本农田和耕地。	符合

		农田保护，严格限制非农项目占用耕地。		
污染物排放管控	克拉玛依市总体管控要求	2.1 重点行业污染物排放管控	本项目属于陆地石油开采行业，不属于石化、火电、纺织服装、轻工行业。	符合
		石化行业、火电行业、装备行业、纺织服装行业、轻工行业的管控要求		
		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。	本项目属于陆地石油开采行业，不属于 VOCS 管控的重点行业。	符合
		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。	本项目属于陆地石油开采行业，施工期钻井机械使用合格油料。	符合
		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	运营期本项目采出水和井下作业废水依托风城油田 2 号稠油联合站污水处理系统处理，一部分回用于注汽锅炉用水，一部分达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）标准后，回注于现役油藏。高含盐水排至 2 号稠油联合站新建 MVR 除盐系统处理，不外排；锅炉的少量排水，通过管线进入 2 号稠油联合站处理；注汽站、溶剂回收站、油区，新增劳动定员生活污水用防渗生活水池收集，生活污水采用吸污车定期拉运至乌尔禾污水处理厂进行处理，对地下水环境产生影响很小。	符合
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。	本项目为陆地石油开采行业，运营期土壤环境影响主要考虑非正常工况下，井喷的落地油、井下作业废水、集输管道的采出液泄露、井喷、井漏、油类和柴油、混烃储罐、混烃罐车泄漏，通过采用严格的管理措施，在工艺、设备、集输管道等方面采取源头控制措施，并从垂直入渗途径采取过程阻断、污染物削减和分区防控措施，来尽可能降低项目运营对土壤环境的影响。运营期	符合		

			管理做好项目区土壤的监测。	
		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。	本项目为陆地石油开采行业，不属于重金属排放重点管控行业。	符合
		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。	本项目属于陆地石油开采行业，不属于农业和养殖业。	符合
克拉玛依市总体管控要求		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。	本项目属于陆地石油开采行业，不属于碳排放重点行业。	符合
		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。	本项目属于陆地石油开采行业，不属于碳排放重点行业。	符合
克拉玛依市一般环境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加量，逐步削减农业面源污染物排放量。	本项目属于陆地石油开采行业，不属于农业。	符合
环境风险防控	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。	本项目位于乌尔禾区风城油田作业区稠油开发区内，周围无饮用水水源地分布。	符合

	<p>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。</p>	<p>本项目属于陆地石油开采行业，可能发生的风险事故包括井喷事故、柴油储罐和集输和燃料气管线、溶剂回收站混烃储罐、混烃罐车泄漏事故及遇火爆炸，采取有效风险措施和将本项目建设内容纳入风城油田突发环境事件应急预案中。</p>	符合
	<p>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，强化企事业环境风险防范的主体责任，实现健康发展与环境安全。</p>		
	<p>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。</p>		
克拉玛依市总体管控要求	<p>3.4 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>本项目位于乌尔禾区风城油田作业区稠油开发区内，周围无饮用水水源地分布。</p>	符合
	<p>3.5 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>本项目属于陆地石油开采行业，可能发生的风险事故包括井喷事故、柴油储罐和集输和燃料气管线、溶剂回收站混烃储罐、混烃罐车泄漏事故及遇火爆炸，采取有效风险措施和将本项目建设内容纳入风城油田突发环境事件应急预案中</p>	符合

克拉玛依市总体管控要求	3.6 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。	本项目属于陆地石油开采行业，不属于农业。	符合
	3.7 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。	本项目为陆地石油开采行业，运营期土壤环境影响主要考虑非正常工况下，井喷的落地油、井下作业废水、集输管道的采出液泄露、井喷、井漏、油类和柴油、混烃储罐、混烃罐车泄漏，通过采用严格的管理措施，在工艺、设备、集输管道等方面采取源头控制措施，并从垂直入渗途径采取过程阻断、污染物削减和分区防控措施，来尽可能降低项目运营对土壤环境的影响。运营期风城油田作业区建立土壤污染隐患排查制度，保证持续有效防止石油类物质渗漏、流失、扬散。	符合
	3.8 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。	本项目属于陆地石油开采业，占用土地为裸土地，本项目投产后占地转化为工矿企业用地，不涉及居住用地的土壤污染修复。	符合
	3.9 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。		符合
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。		符合	

	<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>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。加强风险风范和公众监督，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>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>本项目属于陆地石油开采业，占用土地为裸土地，不占用耕地和基本农田。</p>	符合
克拉玛依市总体管控要求	<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>本项目为陆地石油开采行业，运营期风城油田作业区建立土壤污染隐患排查制度，保证持续有效防止石油类物质渗漏、流失、扬散。</p>	符合
	<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。加强风险风范和公众监督，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</p>	<p>本项目属于陆地石油开采业，占用土地为裸土地，本项目投产后占地转化为工矿企业用地，不涉及居住用地的土壤污染修复。</p>	符合

	居民监督委员会，加强沟通交流，强化群众监督。			
	<p>3.15 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>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。</p> <p>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，载明地下水污染防渗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。</p>		<p>本项目位于乌尔禾区风城油田作业区稠油开发区内，周围无饮用水水源地分布。运营期建立地下水风险防控制度，定期对项目区地下水水质及水位监测。封井清理井场、采取安全措施处置报废井地下管线，确保对废弃井采取的固井、封井措施有效可行，防止次生风险和污染。</p>	符合
	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。		<p>本项目应急预案应纳入《风城油田作业区突发环境事件应急预案》，并在克拉玛依市乌尔禾区生态环境局进行了备案（备案号：650205-2023-016-L），并定期</p>	符合

			进行演练。	
	克拉玛依市一般环境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加量，逐步削减农业面源污染物排放量	本项目属于陆地石油开采业，不属于农业。	符合
资源利用效率	克拉玛依市总体管控要求	4.1 库尔勒区、白碱滩区、克拉玛依区、独山子区用水总量控制目标（万 m ³ ）2020 年分别为（克白 43602、乌 718、独 23500），2025 年分别为（克白 43708、乌 732、独 27700），2030 年分别为（克白 43814、乌 746、独 31900）。地下水开采控制目标（万 m ³ ）2020 年分别为（克白 3057、乌 372、独 5900），2025 年分别为（克白 3046、乌 386、独 5800），2030 年分别为（克白 3035、乌 400、独 5700）	本项目注汽站建设 2 台 9t/h 燃气注汽锅炉，用水较少，由风城油田作业区提供。	符合
		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，将“三条红线”各项控制指标有计划、不打折扣地落实到各项监督管理工作中。		
		4.3 到 2025 年，全市耕地保有量面积不低于 296.51 平方千米（44.47 万亩），永久基本农田保护面积不低于 146.36 平方千米（21.95 万亩），建设用地总面积不高于 812.28 平方千米，城乡建设用地面积不高于 181.08 平方千米，林地保有量保持在 2014.07 平方千米。到 2035 年，全市耕地保有量面积不低于 296.51 平方千米（44.47 万亩），永久基本农田保护面积不低于 146.36 平方千米（21.95 万亩），建设用地总面积不高于 1026.58 平方千米，城乡建设用地面积不高于 257.70 平方千米，林地保有量保持在 2014.07 平方千米。	本项目位于库尔勒区风城油田作业区稠油开发区内，占地类型为裸土地，不占用耕地。	符合
		4.4 2025 年，能源消费总量控制在 1855 万吨标准煤以内。其中，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 208 万吨标煤。单位生产总值能耗降低达到自治区下达指标范围，发电煤耗控制在 285 克标准煤/千	本项目注汽锅炉使用天然气作为燃料，属于清洁能源。	符合

	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。		
克拉玛依市一般环境管控单元分类管控要求	【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。	本项目建设燃气注汽锅炉，用水较少，由风城油田作业区提供。	符合
	【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。		
	【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，	本项目注汽锅炉使用天然气作为燃料，属于清洁能源。	符合
	【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。	本项目位于乌尔禾区风城油田作业区稠油开发区内，占地类型为裸土地，不占用耕地。	符合

综上所述，项目建设符合所在区域的三线一单控制要求。

4 环境现状调查与评价

4.1 自然环境概况

4.1.1 地理位置

克拉玛依市位于东经 $84^{\circ}44'$ ~ $86^{\circ}1'$ ，北纬 $44^{\circ}7'$ ~ $46^{\circ}8'$ 之间，地处准噶尔盆地西北缘。西北傍加依尔山，南依天山北麓，东濒古尔班通古特沙漠。北部、东北部与和布克赛尔蒙古自治县相接，西南与托里县为邻，南面与乌苏县、沙湾市接壤。中部、东部地势开阔平坦，向准噶尔盆地中心倾斜。市域东西最宽处 110km，南北最长处 240km，克拉玛依市总面积 7735km²，市区面积约 16km²。海拔在 600~800m 之间。

风城油田位于准噶尔盆地西北缘北端，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。217 国道从油田中部通过，交通运输较为方便。重 13 井区位于 217 国道以南，风城油田 2 号稠油联合站东北部 4km 处，距离重 1 井区 SAGD 注汽站 2.6km，距离风城 3 号配气站 4.5km；西南距乌尔禾区直线距离约 14km，属风城油田作业区管辖。工程区(FHW5339S、FHW5340S、)西侧距离魔鬼城风景名胜区-布达拉宫景区最近距离约 257m，集油、供气、供水管线西侧距离魔鬼城风景名胜区-布达拉宫景区最近距离约 105m，项目不占用魔鬼城风景名胜区-布达拉宫景区，项目区中心地理坐标为（重 13-1 计量管汇站）。

4.1.2 地形地貌

乌尔禾区西部是扎依尔山，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 200-300m 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。白杨河、克拉苏河、达尔布图河所携带的物质组成宽广的山前倾斜平原，多为洪积扇，主要由砾石组成。洪积扇下部为平缓的洪积平原，由盐碱地、沼泽、沙砾组成。乌尔禾绿洲就分布在这一带的下部，呈一封闭的小盆地。

本工程区位于风城油田的中部，地貌属剥蚀残丘间的冲洪积平原，地形开阔、起伏平缓，地形坡度约为 3.5%，地表长有稀疏的荒漠植被。场地周边出露的白垩系下统吐谷鲁群地层，经风蚀作用形成塔柱状残丘群，呈典型的雅丹地貌特征，见图 4.1-1 项

目区地貌图。

4.1.3 地质构造

区域构造位于乌夏断裂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，南邻玛湖凹陷北部斜坡带。地理位置位于重5区块内部，西北方向与已开发老区重1井区接壤，地面海拔458m~512m，平均约494m，地面较为平坦。本区属于大陆干旱气候，温度变化-40°C~40°C，降雨量少，蒸发量大。217国道由油区北部通过，简易油田公路在工区内纵横交错，交通方便。

重13井区在石炭系基底之上依次沉积了二叠系、侏罗系及白垩系地层，缺失三叠系地层，侏罗系仅发育上统齐古组地层，缺失下统八道湾组、三工河组，中统西山窑组、头屯河组地层，与上覆白垩系吐谷鲁群和下伏地层均为不整合接触。稠油油藏主要分布在侏罗系，见表4.1-1。

表 4.1-1 风城油田重13井区发育地层及岩性简况表

地层名称			层位代号	地层厚度 (m)	岩性岩相简述
系	统	组			
白垩系	下统	吐谷鲁群	K _{1tg}	10~350	中上部岩性从上到下依次发育灰色泥岩，泥质粉砂岩、粉砂岩、细砂岩，底部为灰绿色砂砾岩，与下伏地层不整合接触
侏罗系	上统	齐古组	J _{3q}	11~238	辫状河流相，岩性为中细砂岩、细砂岩、砂质泥岩、泥岩和砂砾岩，与下伏地层不整合接触
二叠系	上统	乌尔禾组	P _{2w}	0~430	冲积扇，岩性为砾岩、砂质不等粒砾岩、砂质泥岩、泥岩，与下伏地层整合接触
		夏子街组	P _{2x}	0~100	冲积扇，岩性为砾岩、泥质砂岩
	下统	风城组	P _{1f}	0~150	火山喷出相，岩性为火山岩、白云质凝灰岩
		佳木河组	P _{1j}	0~585	火山喷出相，岩性为火山岩、火山角砾岩，与下伏地层不整合接触
石炭系		石炭系	C	500 (未穿)	火山喷出相，岩性为火山岩、火山角砾岩、火山角砾凝灰岩

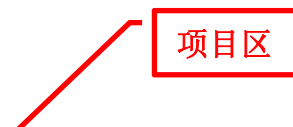
侏罗系齐古组是本次研究的目的层，风城油田侏罗系齐古组自上而下发育 J_{3q1}、J_{3q2}¹、J_{3q2}²、J_{3q3}，重13井区内 J_{3q1}、J_{3q2}¹ 两个层被剥蚀，J_{3q2} 层内 J_{3q2}²⁻¹ 砂层组被完全剥蚀、J_{3q2}²⁻² 砂层组被部分剥蚀。目的层自上而下仅完整发育 J_{3q2}²⁻³ 和 J_{3q3} 层，J_{3q2}²⁻³ 层由下部的底砾岩、中部的细砂岩和上部的泥岩组成，J_{3q3} 砂层底部发育砂砾岩，中部发育细砂岩，上部发育泥岩和泥质粉砂岩，J_{3q2}²⁻³ 和 J_{3q3} 是此次开发的主要目的层段。

项目区地质构造位置详见图 4.1-2 项目区地质构造图。

图 4.1-1 项目区地貌图

N

图 4.1-2 项目区地质构造图



4.1.4 水文地质

(1) 地表水

克拉玛依市境内有三大水系，分别是天山北麓中段水系的白杨河下游、克拉苏河、达尔布图河、玛纳斯河下游；艾比湖水系的奎屯河独山子段；阿尔泰山南麓诸河水系的额尔齐斯河调水工程。境内地表水主要有 5 条河流，6 座水库、2 个湖泊。流入克拉玛依境内的河流主要有 5 条，依次为白杨河、玛纳斯河、克拉苏河、达尔布图河和奎屯河，均为内陆河流，河水补给来源主要为雪融水、降雨和少量裂隙水，河流主要水文情况见表 8。地表水可引用年径流量为 2.21 亿 m³。随着引水工程顺利实施完成，每年可调水 4 亿 m³，使克拉玛依年总径流量达到 6.21 亿 m³。

表 4.1-2 克拉玛依市河流水文情况表

河流名称	河道长度 (km)	境内流域长度 (km)	年均流量 (亿 m ³)	河道宽度 (m)	最大水深 (m)
白杨河	180	45	1.09	25	3.1
奎屯河	70	31	4.7		
玛纳斯河	400	90	12.57		
克拉苏河		40	0.37	39	1.7
达尔布图河		50	0.168	34	1.65

克拉玛依市境内几乎不产水，入境的河流中只有白杨河常年有水，多年平均径流量 1.09 亿 m³，因此，开发白杨河河水，先后兴建了白杨河水库、白碱滩水库、黄羊泉水库，2000 年因引水工程竣工后，又增添了三座水库，风城水库、三坪水库、阿依库勒水库，蓄水工程总库容为 28654.0 万 m³。

项目区的地下水水文地质情况详见章节 5.4.1。

4.1.5 气候、气象

克拉玛依市乌尔禾区地处荒漠区，深居欧亚大陆腹地，远离海洋。高山阻隔，海洋季风的湿润水汽很难到达本地上空。冬夏两季时间漫长，春秋两季时间短。春季气温回升快，却极不稳定，常有倒春寒发生。秋季受冷空气影响，气温下降迅速。气温年变化大，日变化剧烈。全年平均气温 8.4℃，一月最冷，平均-16.7℃，七月最热，平均 27.4℃，年温差 44℃。当地日照时间长，光照充足，年平均日照时数 2716.4h，历年平均蒸发量 3445.2mm，是降水量的 36 倍。

克拉玛依是全国有名的风口之一，风多且大，风力活动频繁。大风春季最多，秋季次之，夏季由于冷空气势力减弱，大风较少。冬季冷空气下沉，存在较强逆温；全年主导风向西北风。气象资料见表 4.1-3。

表 4.1-3

评价区域气象资料

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

评价区内气象的最大特点是四季多风，属于典型的大陆型干旱、半干旱气候。夏季炎热，冬季严寒，春秋多风，降水稀少，蒸发量大，空气干燥，光照丰富。据统计，每年大小风要刮 300 多次，占年度天数的 86.5%。7~8 级以上的大风每年不少于 40 次。

4.2 生态环境现状调查与评价

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带干旱荒漠与绿洲生态功能区，准噶尔盆地北部灌木、半灌木荒漠沙漠化控制生态亚区，白杨河谷林、乌尔禾雅丹地貌保护生态功能区。

白杨河河漫滩及低阶地发育着低地草甸植被，其中以疏林—低地草甸分布面积最大，植被建群种有胡杨、苦杨、多枝怪柳、芨芨草、芦苇、拂子茅等，伴生种有小芦苇、甘草、驼绒藜、骆驼刺、花柴、沙棘、白刺、铃铛刺等。平均每公顷产鲜草 2775kg，被作为家畜冬牧场和冬春牧场利用。该区胡杨、苦杨等乔木高 5m 以上，是准噶尔盆地中保存面积较大的以胡杨为主的河谷林。但由于地下水位下降及盐碱等原因，胡杨及林下草被逐年衰败，应采取封育、抚育、更新等措施善加保护。由于乱挖甘草等药用植物，草地植被破坏严重。

乌尔禾独特的风蚀地貌群，是世界上少有的雅丹地貌，总面积约 100km²。其规模宏大，景观奇特，风蚀残丘类型多种多样，形态各异，鳞次栉比，引人入胜。现

已开发景点 100 多处，具有很高的观赏价值，是异常宝贵的旅游资源，应在作为旅游资源开发的同时善加保护。应由环保或旅游部门成立专项保护站，或增加保护人员进行切实的保护。其它规划区均位于乌尔禾风蚀地貌。

4.2.1 生态功能区划

本项目属于《新疆生态功能区划》中的“II 准噶尔盆地温性荒漠与绿洲农业生态区——II₁ 准噶尔盆地北部灌木半灌木荒漠沙漠化控制生态亚区——16. 白杨河河谷林、乌尔禾雅丹地貌保护生态功能区，详见图 4.2-1 本项目在生态功能区划图中的位置。主要生态服务功能是土壤保持、景观多样性维护、旅游，主要生态问题是河谷林衰败、土壤风蚀、滥挖甘草和肉苁蓉、自然景观受损；主要保护措施为河谷林封育保护、增加生态用水、旅游建设与自然景观相协调。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 4.2-1。

表 4.2-1 工程区生态功能区划

生态功能分区单元	生态区	II 准噶尔盆地温带干旱荒漠与绿洲生态功能区
	生态亚区	II ₁ 准噶尔盆地北部灌木半灌木荒漠沙漠化控制生态亚区
	生态功能区	16. 白杨河河谷林、乌尔禾雅丹地貌保护生态功能区
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		生物多样性和生境不敏感，土地沙漠化轻度敏感、土壤侵蚀极度敏感、土壤盐渍化不敏感
主要保护目标		保护河谷林、保护地貌景观
主要保护措施		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		恢复与复壮河谷林，合理发展旅游业

从上表可知，工程区主要生态服务功能为“土壤保持、景观多样性维护、旅游。”本工程新建井场占地面积小、管线占地为临时占地，施工具有临时性、短暂性特点，周围无水源补给区，通过控制占地范围和严格施工期环境管理、做好生态保护工作，在项目建设的过程中大力保护地表植被，减少水土流失，工程结束后及时对占地进行恢复，不会对占地区域土壤、动植物产生明显影响，符合区域生态服务功能定位。

4.2.2 土地利用现状

据 TM 遥感影像解译结果，项目评价范围内土地利用现状图见图 4.2-2，从图可知，本项目的土地利用现状为：项目区总占地 35.7hm²，其中永久占地为 4.99hm²，临时占地为 30.71hm²。

图 4.2-1 本项目在生态功能区划图中的位置



图 4.2-2 项目评价范围内土地利用现状图

4.2.3 植被现状调查与评价

干旱缺水是限制植被生存和发展最主要的生态因素，本工程区域地表水系不发育，自然植被稀疏。评价区植被类型同属蒙新区、新疆荒漠区，北疆荒漠亚区—准噶尔荒漠省—准噶尔荒漠亚省—玛古尔班通古特州。区域内气候干旱，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、假木贼和猪毛菜。大部分区域植被稀疏，局部覆盖度大于 10%。评价区内主要高等植物 36 种，物种及分布环境见表 4.2-2，评价区植被类型分布见图 4.2-3。

——梭梭群系

本工程生态评价范围内梭梭群落均有分布，约在 5%-10%左右。伴生植物以猪毛菜为主。

表 4.2-2 评价区域内常见高等植物种类及分布生境

中文名	学名	评价区内分布频度		
		荒漠	草甸	农田边
细穗柽柳	<i>Tamarix leptostachys</i>	+	++	
多枝柽柳	<i>Tamarix ramosissim</i>	+	++	
多花柽柳	<i>Tamarix hohenackeri</i>	+	++	
芨芨草	<i>Achnatherum splendena</i>		++	
苦豆子	<i>Sophora alopecuroides</i>		+	++
骆驼刺	<i>Karelinia caspia</i>	+	++	++
花花柴	<i>Karelinia caspica</i>		+	+
芦苇	<i>Phragmites australis</i>		++	+
梭梭	<i>Haloxylon ammodendron</i>	++		
琵琶柴	<i>Reaumuria soongorica</i>	+		
盐生假木贼	<i>Anabasis salsa</i>	++		
截形假木贼	<i>Anabasis truncata</i>	++		
高枝假木贼	<i>Anabasis elatior</i>	++		
直立猪毛菜	<i>Salsola rigida</i>	++		
格氏补血草	<i>Limonium gmelirii</i>		+	+
稗草	<i>Echinochloa crus-gali</i>		+	++
铃铛刺	<i>Halimodendron alodendron</i>		+	

驼绒藜	<i>Krascheninnikovia ceratoides</i>	+		
翼果霸王	<i>Zygophyllum pterocarpum</i>	+		
叉毛蓬	<i>Petrosimonia sibirica</i>	+		
猪毛菜	<i>Salsola spp.</i>	++		
西伯利亚白刺	<i>Nitraria sibirica</i>	+	+	
囊果碱蓬	<i>Suaeda physophora</i>	+	+	
翅花碱蓬	<i>Suaeda pterantha</i>	+	+	
肥叶碱蓬	<i>Suaeda kossinskyi</i>	+		
蒲公英	<i>Taraxacum mongolicum</i>		+	++
小蓟	<i>Cirsium setosum</i>			++
马齿苋	<i>Portulaca oleracea</i>			++
田旋花	<i>Convolvulus arvensis</i>			++
扁蓄	<i>Polygonum aviculare</i>			++
芥菜	<i>Capsella bursapastoris</i>			++
灰绿藜	<i>Chenopodium glaucum</i>			++
小獐茅	<i>Aeluropus littiralia</i>		++	
苍耳	<i>Xanthium strumarium</i>			+
赖草	<i>Aneurilepidium dasystachys</i>		+	
拂子茅	<i>Calamagrostis pseudophragmites</i>		++	

注：++为多见种；+为少见种

根据《新疆国家重点保护野生植物名录》（新林护字〔2022〕8号）和《新疆维吾尔自治区重点保护野生植物名录》（新政发〔2023〕63号文），项目占地范围内无国家重点保护野生植物。

图 4.2-3 项目区评价范围内植被类型图

4.2.4 野生动物资源现状调查与评价

按中国动物地理区划的分级标准，项目区属古北界、中亚亚界、蒙新区、西部荒漠亚区、准噶尔盆地小区。该区域地处准噶尔盆地荒漠区的西部，除乌尔禾镇周围有部分绿洲外，多为广阔干旱的荒漠，气候干燥，雨量稀少。按气候区划为酷热干旱区，野生动物无论是种类组成还是数量都比较贫乏，野生动物的栖息生境单元类型极为单一，基本为荒漠区。

(1) 野生动物种类

项目区植被主要以梭梭、猪毛菜为主，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。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 4.2-3。

表 4.2-3 评价区常见野生脊椎动物分布种类及遇见频度

种 类	学 名	分 布	备注
爬行类			
密点麻蜥	<i>Eremias multionllata</i>	+	
快步麻蜥	<i>Eremias velox</i>	+	
荒漠麻蜥	<i>Phrynocephalus grumgrizimaloi</i>	+	
兽类			
鹅喉羚	<i>Gazella subgutturosa</i>	-	
黄兔尾鼠	<i>Lagurus luteus</i>	+	
大沙鼠	<i>Phyombomys opimus</i>	+	
小五趾跳鼠	<i>Allactage sibirica</i>	+	
子午沙鼠	<i>Meriones meridianus</i>	+	
红尾沙鼠	<i>Meriones erythrourus</i>	-	
鸟类			
凤头百灵（新疆亚种）	<i>Galeruia criatata</i>	+	
小沙百灵	<i>Calandrella rufescens</i>	+	
家燕（指名亚种）	<i>Hirunda rustica rustica</i>	-	
红尾伯劳（北疆亚种）	<i>Lanius cristatus phoenicuroides</i>	+	
大杜鹃	<i>Cuculus canorus</i>	+	
家麻雀（新疆亚种）	<i>Passer domesticus bactrianus</i>	-	
树麻雀	<i>Passer montanus</i>	+	

漠	<i>Oenanthe Jesevli atrogularis</i>	+	
灰鹡鸰	<i>Motacilla cinera</i>	+	

(2) 野生动物现状评价

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）》、《新疆国家重点保护野生动物名录》（2021年07月28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。

4.2.5 生态景观现状

本工程所在区域整体以干旱荒漠生态景观为主，区内地面为荒漠戈壁，植被极少，项目区白垩系风蚀雅丹地貌发育，为“世界魔鬼城”风景区，西面为“布达拉宫山”景区。魔鬼城风景旅游区呈北西—南东走向，由一系列近孤立台地组成。

4.2.6 水土流失现状及成因

（一）水土流失现状

（1）克拉玛依市乌尔禾区水土流失现状

2020年乌尔禾区轻度以上风力侵蚀和水力侵蚀总面积1633.06km²，占全区土地总面积的73.26%。其中水力侵蚀面积为0.32km²，占土壤侵蚀总面积的0.02%；风力侵蚀面积为1632.74km²，占土壤侵蚀总面积的99.98%。动态变化数据显示，乌尔禾区2020年水土流失面积比2019年减少了10.22km²。乌尔禾区水土流失程度及面积统计见表4.2-4。

表 4.2-4 2020 年乌尔禾区土壤侵蚀分类分级统计表 单位：km²

侵蚀类型	轻度侵蚀	中度侵蚀	强烈侵蚀	极强烈侵蚀	剧烈侵蚀	合计
风力侵蚀	1327.93	9.05	200.46	95.30	0	1632.74
水力侵蚀	0.31	0.01				0.32
合计						1633.06

（2）项目区水土流失现状

根据2020年新疆水土流失动态监测成果数据和《土壤侵蚀分类分级标准》（SL190-2007），结合现场踏勘调查：项目区内大部分地区为棕漠土为主，地表植被稀疏，自然植被覆盖度10%左右，项目区主要水土流失问题为地表裸露，大风、降雨天气容易引发水土流失，因此，确定项目区土壤侵蚀类型为轻度风蚀。工程原地貌土壤侵蚀模数为1500t/km²·a，依据《土壤侵蚀分类分级标准》（SL190-2007）中土壤侵蚀强度分级标准，根据实地调查，依据土壤侵蚀与地貌、土壤、植被覆盖度关系，确定项目区容许土壤流失量为1500t/km²·a。

（二）水土流失成因

（1）自然因素

项目区多年平均降水量109mm，降雨多集中在4~6月，大多为季节性降雨，形成微度水力侵蚀。多年平均风速3.1m/s，风季为每年的4~6月，风向多为西北风，

极大风速 39.0m/s。项目区植被类型属旱生荒漠植被，地表植被稀疏，植被覆盖度 5%~10%左右，形成轻度风力侵蚀区。现状条件下，表层易蚀物质被剥蚀殆尽，地表形成厚薄不一的砂砾覆盖层，质地较密实，对防止土壤侵蚀有一定作用，若不人为扰动的情况下，不易发生大面积、较严重的侵蚀。

(2) 人为因素

在没有人为干扰的情况下，一个地区的抗侵蚀力基本不变。在项目建设过程中，由于地形地貌、地表植被等遭受人为破坏和干扰，土壤结构变得松散，植被覆盖度降低，区域抗侵蚀力减弱，因而加剧了土壤侵蚀。根据工程的建设特点，施工建设活动主要从以下几方面形成新增水土流失：

a.使原生植被受到扰动和破坏

由于项目的建设，扩大了人类活动范围，增大了对地表土壤和植被的扰动强度。原生植被在以下几方面遭到破坏：地面平整、开挖、填筑等形成较大范围的裸露面；工程施工作业及施工机械的碾压等占压地面、损坏植被，并可能使周边区域的植被也受到影响。

b.使土壤表层松散性加大

土壤是侵蚀过程中被侵蚀的对象。比如项目区场地高挖低填及基础处理，土石方开挖回填期间占地范围内临时堆置的松散土方易产生风蚀，由于工程的施工作业，大量的松散土方发生运移和重新堆积，植被破坏，使土壤水分大量散失，土体的机械组成混杂不一，丧失了原地表土壤的抗蚀力。在大风及强降雨的作用下，裸露带极易形成较强的水土流失。

c.人为改变了原地貌形态

项目建设中，工程施工作业改变了相对稳定的原地貌，使表土变得疏松、裸露，如果无适当的保护措施，在当地大风及强降雨的作用下，裸露带极易形成较强的水土流失。本工程建设水土流失影响因素汇总分析见下表。

表 4.2-5 水土流失影响因素分析表

工程分区	基本情况	可能产生的水土流失
施工期	管线工程区	人为的扰动原地貌，管沟开挖回填期间产生的水土流失
	施工作业区	人为的扰动原地貌，临时松散堆料、机械碾压
	临时堆土区	开挖管沟产生的占地范围内临时堆置的松散土方
自然恢复期	整个项目建设区	不再新增扰动破坏原地貌，施工期造成的扰动面积基本稳定，产生的水土流失逐年减小

4.2.7 土地沙化现状

油田开发区靠近魔鬼城景区地带的地层岩石由白垩系、第三系的粉砂岩、砂岩、砂砾岩、泥岩等组成，属典型风蚀地貌，主要是由于雨水、洪水和长期的持续风力共同侵蚀作用而形成，即在季节性暴雨和洪水的冲击、侧蚀和切割作用下形成沟谷和岩岸；在风力作用下，形成了各种风蚀沟槽，风蚀残丘、风蚀脊等。再进一步遭受水力、风力和风水共同剥蚀，形成了各种造型独特的风蚀古城堡、风蚀蘑菇、风蚀柱等。目前，景区内除油气勘探开发及旅游观光外，尚无其它形式的土地利用或开发。

本工程所在区域土壤类型单一，为灰棕漠土。灰棕漠土发育在干旱荒漠气候条件下砾质冲洪积物上，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。虽然地表的结皮有一定抗风蚀作用，但在强劲风力的作用下，剧烈风蚀的危险性依然存在。

本工程位于克拉玛依市乌尔禾区，根据《2020 年新疆维吾尔自治区水土保持公报》，克拉玛依市乌尔禾区土地总面积为 2229km²，水土流失主要为风力侵蚀，水土流失总面积为 1633.03km²，占土地总面积比例为 73.26%，其中轻度侵蚀占水土流失面积比例 81.33%。

根据《新疆维吾尔自治区第五次沙化土地监测报告》（2015.3），本项目属于半固定沙地、重度沙化区。本项目在土地沙化图中的位置见图 4.2-4。

4.2.8 小结

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。工程区主要生态服务功能为“土壤保持、景观多样性维护、旅游。”

从该区整体情况来看，区域生态环境的结构和功能属于重度脆弱区，生态脆弱性体现在生态系统不稳定、抗干扰能力差和自然恢复能力弱。项目区土壤类型单一，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

图 4.2-4 本项目在土地沙化图中的位置



布与大风的作用密切相关，在大风的作用下，地表形成黑褐色的“荒漠漆皮”，因而其生产性能较差，植物生长稀少。项目区自然植被主要类型为以梭梭等灌木组成的灌木荒漠植被类型。随着油田开发力度和范围的逐步加大，人为干扰活动会进一步使大型兽类和鸟类逐渐远离其栖息地，使野生动物的种类和种群数量逐渐减少。该区域水土流失以风力侵蚀为主，风蚀主要发生在春季。因此，决定了评价区域主要表现为贯穿全年的风蚀作用过程。项目占地范围内不涉及自然保护区、水源保护区。

4.3 环境空气质量现状调查与评价

4.3.1 区域大气环境质量达标判定

4.3.1.1 大气评价因子和评价标准筛选

评价因子和评价标准表见表 4.3-1。

表 4.3-1 评价因子和评价标准

污染物	平均时间	浓度限值 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	标准来源
		二级标准	
SO ₂	年平均	60	《环境空气质量标准》 (GB3095-2012) 二级标准
	24 小时平均	150	
	1 小时平均	500	
PM ₁₀	年平均	70	
	24 小时平均	150	
	1 小时平均	-	
PM _{2.5}	年平均	35	
	24 小时平均	70	
NO ₂	年平均	40	
	24 小时平均	80	
	1 小时平均	200	
CO	年平均	-	
	24 小时平均	4000	
	1 小时平均	10000	
O ₃	年平均	160	
	1 小时平均	200	

4.3.1.2 区域空气环境质量达标判定

本项目地处克拉玛依市乌尔禾区境内，根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）要求，基本污染物环境质量现状数据优先采用国家或地方生态环境主管部门公开发布的评价基准年环境质量公告或环境质量报告中的数据或结论。因此根据中国空气质量在线监测分析平台的《2023年逐月及全年克拉玛依市环境空气质量报告》中克拉玛依市环境空气中六项基本污染物 SO₂、NO₂、PM₁₀、PM_{2.5}、CO、O₃ 监测结果，对区域环境空气质量现状进行分析，区域环境空气质量现状评价表详见表 4.3-2。

表 4.3-2 环境空气质量情况公告

污染物	年评价指标	现状浓度 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	标准值 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	占标率 %	达标情况
SO ₂	年平均质量浓度	7	60	11.94	达标
NO ₂	年平均质量浓度	17	40	42.92	达标
PM ₁₀	年平均质量浓度	43	70	61.55	达标
PM _{2.5}	年平均质量浓度	22	35	63.33	达标
CO	24 小时平均第 95 百分位数	419	4000	10.47	达标
O ₃	日最大 8 小时均值的第 90 百分位浓度值	87	160	54.48	达标

注：监测数值中 PM_{2.5}、PM₁₀、SO₂、NO₂ 这四项为浓度均值，CO 为 24 小时平均浓度第 95 百分位数，O₃ 为日最大 8 小时平均浓度第 90 百分位数；二级标准值中 PM_{2.5}、PM₁₀、SO₂、NO₂ 这四项为年均值，CO 为 24 小时平均值，O₃ 为日最大 8 小时平均值。

由上表可知：2023 年项目所在地克拉玛依市 SO₂、NO₂、PM₁₀、PM_{2.5} 年平均浓度及 CO、O₃ 日平均浓度均满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）的二级标准要求；属于达标区。

4.3.2 特征因子补充监测

(1) 监测点位

根据《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ 2.2-2018)，以近 20 年统计的当地主导风向为轴向，在厂址及主导风向下风向 5km 范围内设置 1~2 个监测点。如需在一类区进行补充监测，监测点应设置在不受人活动影响的区域。本次监测布设 2 个监测点，G1 位于 FHW5343S 井场下风向，监测因子为非甲烷总烃、硫化氢。G2 位于布达拉宫景区，监测点位经纬度坐标见表 4.3-3。监测点位基本信息见表 4.3-2 和图 4.3-1。

表 4.3-3 大气监测布点一览表

监测点位	坐标	与本项目位置关系	监测时间
G1: FHW5343S井		项目区	2024年11月9日-11月15日
G2: 布达拉宫景区		项目区以南1.8km	2024年8月4日-8月20日

(2) 监测因子

监测项目：非甲烷总烃、硫化氢。

(3) 监测时间及频次

监测时间：连续监测 7 天。①非甲烷总烃每小时采样 4 次，每天共采样 16 次；②硫化氢每小时至少有 45 分钟的采样时间，每天采样 4 次。

(4) 采样及分析方法

各监测项目的采样方法按国家环保总局颁布的《环境空气监测技术规范》的规定执行；分析方法按《空气和废气监测分析方法》和《环境空气质量标准》(GB3095-2012) 引用标准的有关规定执行，具体见表 4.3-4。

表 4.3-4 大气污染物采样分析及依据

监测项目	分析方法	依据	检出限 (mg/m ³)
NMHC	气相色谱法	HJ604-2017	0.07
硫化氢	亚甲蓝分光光度法	GB 11742-1989	0.005

(5) 评价标准

非甲烷总烃参考《大气污染物综合排放标准详解》，以 2000μg/m³ 作为环境质量标准限值；硫化氢参考环境影响评价技术导则 大气环境中附录 D 中标准，10μg/m³。

(6) 评价方法

采用环境空气质量单项指数法进行评价区环境空气质量现状评价，计算公式如下：

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

式中：P_i—污染物 i 的占标率；

C_i—污染物 i 的实测浓度，μg/m³；

C_{oi}—污染物 i 的评价标准，μg/m³。

(7) 监测及评价结果

监测结果见表 4.3-5。

表 4.3-5

监测结果统计一览表

单位：μg/m³

监测点位	监测因子	平均时间	评价标准	监测浓度范围	最大浓度占标率 (%)	超标率 (%)	达标情况
FHW5343 S井	非甲烷总烃	1h	2000	530~1000	50	0	达标
	硫化氢	1h	10	<5	/	0	达标
布达拉宫 景区	非甲烷总烃	1h	2000	1250-1420	71	0	达标
	硫化氢	1h	10	<5	/	0	达标

由监测结果可知，监测期间评价区非甲烷总烃 1 小时平均浓度未超过《大气污染物综合排放标准详解》中参考限值，硫化氢 1 小时平均浓度满足《环境影响评价技术导则 大气环境》中附录 D 中标准。

4.4 声环境现状

声环境现状委托新疆齐新环境服务有限公司进行现场监测。

4.4.1 监测点布设

本次评价在 FHW5214P 井场和重 13 注汽站布设 2 个监测点位。噪声监测点位见图 4.4-1。

4.4.2 监测时间

监测时间为，连续监测 2 天，分昼间和夜间两个时段进行。

4.4.3 监测方法

本次噪声测量采用 AWA5688 多功能声级计，按照《声环境质量标准》（GB3096-2008）的要求进行测量。噪声测量值为 A 声级，采用等效连续 A 声级 L_{eq} 作为评价量。

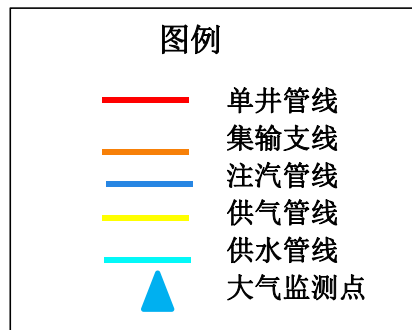
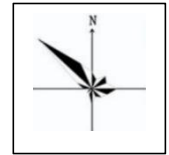
4.4.4 评价标准

评价区声环境现状执行《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类标准，即昼间 60dB（A），夜间 50dB（A）。

4.4.5 评价方法

评价方法采用直接对标法。

图 4.3-1 项目区大气监测布点图



布达拉宫景区



4.4.6 监测结果

监测结果统计见表 4.4-1。

表 4.4-1 声环境现状监测统计结果一览表

序号	监测点	坐标	标准		2024.11.10			2024.11.11		
			昼间	夜间	昼间	夜间	达标情况	昼间	夜间	达标情况
Z1	FHW5214P 井场		60	50	45	46	达标	43	45	达标
Z2	重 13 注汽站		60	50	45	44	达标	44	44	达标

4.4.7 评价结果

从表 4.4-1 可以看出，井场和站场昼间噪声值在 43~45dB(A)之间，夜间噪声值在 44~46dB(A)之间，满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类区标准要求。

4.5 地表水环境现状调查与评价

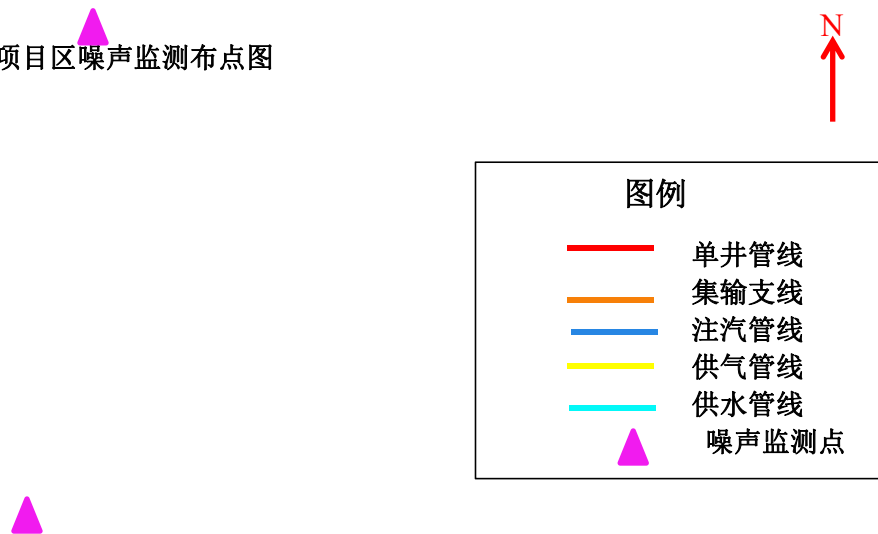
项目区西南距乌尔禾区直线距离约 14km 按照《环境影响评价技术导则—地表水环境》（HJ2.3-2018），本项目属于水污染影响型建设项目。在油田正常开采及油气集输过程中，本项目产生的含油污水、井下作业废水不外排，处理后作为回注油藏，不排放到地表水，项目地表水环境影响评价等级为三级 B。

地表水评价等级三级 B 现状调查范围应满足以下要求：

- ① 应满足其依托污水处理设施环境可行性分析的要求；
- ② 涉及地表水环境风险的，应覆盖环境风险影响范围所及的水环境保护目标；

本项目的运营期生产废水不外排，依托风城 2 号稠油联合站污水处理系统处理后，回注油藏，项目区 3km 范围内无地表水体，因此不对地表水体进行现状调查与评价。

图 4.4-1 项目区噪声监测布点图



4.6 地下水环境现状调查与评价

4.6.1 地下水环境现状调查

4.6.1.1 调查方法

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。据原有钻探孔资料，渗透系数 1.611m/d，含水层厚度为 30.49 米。根据 2022 年 3 月-6 月的潜水水位监测数据表明，潜水水位埋深为 12-28m。承压含水层组包括白垩系含水岩组和侏罗系含水岩组。考虑到非正常工况运营期管道渗漏对潜水的影 响，本项目采用引用（上游、项目区和下游监测点位）的方法调查潜水的 水质。

4.6.1.2 监测点位布 设

因本项目接收业主委托时间为冬季，项目区的水井全部封闭，无法取水。因此项目区所有水质、水位监测点全部引用《风城采油二站重 18-2 集油线治理建设项目环境影响报告表》（2023）的监测数据。

（1）水位监测点

根据《环境影响评价技术导则 地下水》（HJ610-2016），本项目地下水评价等级为二级，水位需要监测可能受建设项目影响且具有饮用水开发利用价值的含水层 2—4 个，水位监测点位数量是水质监测点数量的 2 倍，本项目水质监测点位数为 5 个，水质监测点位数为 10 个（D6-D10），符合导则对水位监测点的数量要求。

本次引用的监测井（D6-D10）与项目区均属于同一水文地质单元，具有代表性，可以说明项目所在区域的地下水环境质量现状。监测布点图见图 4.6-1。地下水水位监测点见表 4.6-1。结果表明，项目区上下游的地下水井水位在 12-28m 左右。

（1）水质监测点

- ① 项目区上游地下水数据：引用 D4 的实测数据，监测时间为 2022 年 6 月。
- ② 项目区和侧向地下水数据：引用新疆环疆绿源环保科技有限公司的实测数据 D1、D2，监测时间为 2022 年 3 月；D5 为引用数据，监测时间为 2022 年 6 月。
- ③ 项目区下游地下水数据：引用新疆环疆绿源环保科技有限公司的实测数据的 D3，监测时间为 2022 年 3 月；

本次引用的监测井与项目区均属于同一水文地质单元，具有代表性，可以说明

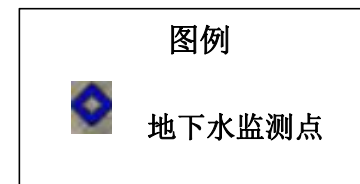
项目所在区域的地下水环境质量现状。

地下水监测布点情况表 4.6-1、监测点位见图 4.6-1 所示。

表 4.6-1 本项目地下水监测点统计一览表

序号	点位	与本项目位置关系	监测时间	代表性	监测对象	井深及水位	经纬度
1	G217国道北侧水井D4	项目区西北侧 7.2km	2022.6	上游	潜水	20	85°44'31.83", 46°10'27.38"
2	重13井区西北侧D2	项目区西南侧 3km	2022.3	项目区	潜水	19	85°47'13.96", 46°9'34.90"
3	重13井区西南侧D1	项目区西南 3km	2022.3	侧向	潜水	18	85°48'7.82", 46°8'16.85"
4	D5	项目区西南 11km	2022.6	侧向	潜水	22	85°41'18.70", 46°07'13.03"
5	重13井区南侧D3	项目区西南 5.6km	2022.3	下游	潜水	12	85°49'50.63", 46°6'15.38"
6	D6	项目区西南 10km	2023.3	下游	潜水	18	85°43'6.46", 46°5'55.57"
7	D7	项目区东南 11km	2023.3	下游	潜水	12	85°54'55.34", 46°4'38.12"
8	D8	项目区西南 10km	2023.3	下游	潜水	32	85°41'09.20", 46°07'18.85"
9	D9	项目区西南 10.3km	2023.3	下游	潜水	25	85°40'55.43", 46°07'11.68"
10	D10	项目区西南 11km	2023.3	下游	潜水	28	85°40'45.53", 46°07'03.99"

图 4.6-1 项目区地下水位、水质监测布点图



布达拉宫景区

魔鬼城景区

4.6.1.3 监测时间及频率

监测时间分别为2022年3月-6月，均监测1天，每个点位采样1次。

4.6.1.4 监测项目及分析方法

(1) 监测项目

基本水质：色、嗅和味、浑浊度、肉眼可见物、pH、总硬度、溶解性总固体、铁、锰、铜、锌、铝、挥发性酚类、阴离子表面活性剂、耗氧量、氨氮、硫化物、总大肠菌群、菌落总数、亚硝酸盐、硝酸盐、氰化物、氟化物、碘化物、汞、砷、硒、镉、六价铬、铅、三氯甲烷、四氯化碳、苯、甲苯、石油类，共计34项；

水质类型八大离子： K^+Na^+ 、 Ca^{2+} 、 Mg^{2+} 、 CO_3^{2-} 、 HCO_3^- 、 Cl^- 、 SO_4^{2-} 。

(2) 分析方法

采样分析方法按照《地下水环境监测技术规范》（HJ164-2020）和《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）的规定进行。

表 4.6-2 地下水环境监测因子和检测因子分析及检出限值一览表

序号	项目	分析方法	检出限	单位
1	pH 值	水质 pH 值的测定 电极法 HJ 1147-2020	/	无量纲
2	总硬度	水质 钙和镁总量的测定 EDTA 滴定法 GB7477-1987	/	mg/L
3	溶解性总固体	生活饮用水标准检验方法 感官性状和物理指标 GB/T5750.4-2006	/	mg/L
4	硫酸盐	水质 无机阴离子的测定 离子色谱法 HJ84-2016	0.018	mg/L
5	氯化物	水质 无机阴离子的测定 离子色谱法 HJ84-2016	0.007	mg/L
6	铁	水质 铁、锰的测定 火焰原子吸收分光光度法 GB11911-1989	0.03	mg/L
7	锰	水质 铁、锰的测定 火焰原子吸收分光光度法 GB11911-1989	0.01	mg/L
8	挥发酚	水质 挥发酚的测定 4-氨基安替比林分光光度法 HJ503-2009	0.0003	mg/L
9	耗氧量	生活饮用水标准检验方法 有机物综合指标 GB/T 5750.7-2006	0.05	mg/L
10	氨氮	水质 氨氮的测定 纳氏试剂分光光度法 HJ535-2009	0.025	mg/L
11	硫化物	水质 硫化物的测定 亚甲基蓝分光光度法	0.005	mg/L

		GB/T16489-1996		
12	钠	水质 32种元素的测定电感耦合等离子体发射光谱法 HJ776-2015	0.03	mg/L
13	总大肠菌群	水质 总大肠菌群、粪大肠菌群和大肠埃希氏菌的测定 酶底物法 HJ 1001-2018	10	MPN/L
14	细菌总数	水质 细菌总数的测定 平皿计数法 HJ1000-2018	/	CFU/ml
15	氰化物	水质 氰化物的测定 容量法和分光光度法 HJ484-2009	0.004	mg/L
16	亚硝酸盐氮	水质 亚硝酸盐氮的测定 分光光度法 GB7493-1987	0.003	mg/L
17	硝酸盐（以氮计）	水质 无机阴离子的测定 离子色谱法 HJ84-2016	0.004	mg/L
18	氟化物	水质 无机阴离子的测定 离子色谱法 HJ84-2016	0.006	mg/L
19	汞	水质 汞、砷、硒、铋和锑的测定 原子荧光法 HJ 694—2014	0.00004	mg/L
20	砷	水质 汞、砷、硒、铋和锑的测定 原子荧光法 HJ 694—2014	0.0003	mg/L
21	镉	水质 铜、锌、铅、镉的测定 GB7475-1987	0.001	mg/L
22	六价铬	水质 六价铬的测定 二苯碳酰二肼分光光度法 GB7467-1987	0.004	mg/L
23	铅	水质 铜、锌、铅、镉的测定 GB7475-1987	0.01	mg/L
24	钾	水质 32种元素的测定电感耦合等离子体发射光谱法 HJ776-2015	0.05	mg/L
25	钙	水质 32种元素的测定电感耦合等离子体发射光谱法 HJ776-2015	0.02	mg/L
26	镁	水质 32种元素的测定电感耦合等离子体发射光谱法 HJ776-2015	0.003	mg/L
27	碳酸根	碱度（总碱度、重碳酸盐和碳酸盐的测定）（酸碱滴定法）SL83-1994	/	mmol/L
28	碳酸氢根	碱度（总碱度、重碳酸盐和碳酸盐的测定）（酸碱滴定法）SL83-1994	/	mmol/L
29	石油类	水质 石油类的测定 紫外分光光度法 HJ970-2018	0.01	mg/L
30	硫酸盐（SO ₄ ²⁻ ）	水质 无机阴离子（F ⁻ 、Cl ⁻ 、NO ₂ ⁻ 、Br ⁻ 、NO ₃ ⁻ 、PO ₄ ³⁻ 、SO ₃ ²⁻ 、SO ₄ ²⁻ ）的测定	0.018	mg/L
31	氯化物（Cl ⁻ ）		0.007	mg/L

4.6.2 地下水环境质量现状评价

4.6.2.1 评价标准与评价方法

(1) 评价标准

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

(2) 评价方法

评价方法采用单因子指数法。

①对于评价标准为定值的水质因子，其标准指数计算公式：

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

式中： P_i ——第 i 个水质因子的标准指数，无量纲；

C_i ——第 i 个水质因子的监测浓度，mg/L；

C_{si} ——第 i 个水质因子的标准浓度，mg/L。

②对于评价标准为区间值的水质因子（如 pH 值），其标准指数计算公式：

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

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

式中： P_{pH} —pH 的标准指数，无量纲；

pH—pH 监测值；

pH_{sd} —标准中 pH 的下限值；

pH_{su} —标准中 pH 的上限值。

4.6.2.2 监测及评价结果

(1) 地下水质量现状监测与评价

本次环评地下水监测及结果见表 4.6-3~4。

表 4.6-3 地下水监测结果一览表

监测项目	标准值	单位	D1		D2		D3	
			监测结果	污染指数	监测结果	污染指数	监测结果	污染指数
pH	6.5≤pH≤8.5	无量纲	7.4	0.267	7.5	0.333	7.4	0.267
色度	≤15	度	5L	/	10	0.67	5L	/
浊度	≤10	NTU	0.3L	/	1.0	0.1	0.3L	/
嗅和味	无	无量纲	无	/	无	/	无	/
肉眼可见物	无	无量纲	无	无	/	无		无
氟化物	≤1.0	mg/L	0.636	0.636	0.546	0.546	0.343	0.343
氯化物	≤250	mg/L	74	0.296	53.1	0.2124	151	0.604
硝酸盐	≤20.0	mg/L	1.31	0.0655	1.31	0.0655	1.84	0.092
硫酸盐	≤250	mg/L	1920	7.68	1640	6.56	484	1.936
亚硝酸盐氮	≤1.00	mg/L	0.003L	/	0.003L	/	0.003L	/
总硬度	≤450	mg/L	1380	3.067	1390	3.089	432	0.96
溶解性总固体	≤1000	mg/L	2800	2.8	2380	2.38	903	0.903
挥发酚	≤0.002	mg/L	0.0003L	/	0.0003L	/	0.0003L	/
阴离子表面活性剂	≤0.3	mg/L	0.05L	/	0.05L	/	0.05L	/
氨氮	≤0.50	mg/L	0.025L	/	0.025L	/	0.025L	/
铝	≤0.20	mg/L	0.009L	/	0.009L	/	0.009L	/
铁	≤0.3	mg/L	0.06	0.2	0.08	0.267	0.11	0.367
锰	≤0.10	mg/L	0.01L	/	0.01L	/	0.01L	/
铜	≤1.00	mg/L	0.05L	/	0.05L	/	0.05L	/
铅	≤0.20	mg/L	0.01L	/	0.01L	/	0.01L	/
锌	≤1.00	mg/L	0.05L	/	0.05L	/	0.05L	/
镉	≤0.005	mg/L	0.001L	/	0.001L	/	0.001L	/
石油类	0.05	mg/L	0.01L	/	0.01L	/	0.01L	/
总大肠菌群	≤3.0	MPN/L	10L	/	10L	/	10L	/
菌落总数	≤100	CUP/mL	35	0.35	42	0.42	44	0.44
氰化物	≤0.05	mg/L	0.004L	/	0.004L	/	0.004L	/
硫化物	≤0.02	mg/L	0.02L	/	0.02L	/	0.02L	/
碘化物	≤0.08	mg/L	0.002L	/	0.002L	/	0.002L	/
汞	≤0.001	mg/L	0.00004	0.04	0.00004L	/	0.00004	0.04
砷	≤0.01	mg/L	0.0006	0.06	0.0013	0.13	0.0004	0.04
硒	≤0.01	mg/L	0.0004L	/	0.0004L	/	0.0004L	/

监测项目	标准值	单位	D1		D2		D3	
			监测结果	污染指数	监测结果	污染指数	监测结果	污染指数
六价铬	≤0.05	mg/L	0.004L	/	0.004L	/	0.004L	/
三氯甲烷	≤60	μg/L	0.4L	/	0.4L	/	0.4L	/
四氯化碳	≤2.0	μg/L	0.4L	/	0.4L	/	0.4L	/
苯	≤10.0	μg/L	0.4L	/	0.4L	/	0.4L	/
甲苯	≤700	μg/L	0.3L	/	0.3L	/	0.3L	/
耗氧量	≤3.0	mg/L	1.75	0.583	1.74	0.57	1.81	0.603
钾	/	/	8.92	/	8.19	/	2.86	/
钠	/	/	245	/	222	/	105	/
钙	/	/	583	/	492	/	216	/
镁	/	/	44.4	/	46.1	/	12.4	/
CO ₃ ²⁻ (以1/2CaCO ₃ 计)	/	/	0.00	/	0.00	/	0.00	/
HCO ₃ ³⁻ (以1/2CaCO ₃ 计)	/	/	126	/	138	/	94.0	/

表 4.6-4 地下水监测结果一览表

监测项目	标准值	单位	D4		D5	
			监测结果	污染指数	监测结果	污染指数
pH	6.5≤pH≤8.5	无量纲	7.8	0.53	7.9	0.6
色度	≤15	度	5L	/	5L	/
浊度	≤10	NTU	0.6	0.06	1.2	0.12
嗅和味	无	无量纲	无	/	无	/
肉眼可见物	无	无量纲	无	/	无	/
氟化物	≤1.0	mg/L	0.550	0.550	0.590	0.590
氯化物	≤250	mg/L	120	0.48	112	0.448
硝酸盐	≤20.0	mg/L	3.27	0.1635	2.64	0.132
硫酸盐	≤250	mg/L	187	9.35	179	8.95
亚硝酸盐氮	≤1.00	mg/L	0.003L	/	0.003L	/
总硬度	≤450	mg/L	166	0.369	159	0.353
溶解性总固体	≤1000	mg/L	492	0.492	285	0.285
挥发酚	≤0.002	mg/L	0.0003L	/	0.0003L	/
阴离子表面活性剂	≤0.3	mg/L	0.05L	/	0.05L	/
氨氮	≤0.50	mg/L	0.025L	/	0.110	/
铝	≤0.20	mg/L	0.009L	/	0.009L	/
铁	≤0.3	mg/L	0.01L	/	0.01L	/
锰	≤0.10	mg/L	0.01L	/	0.01L	/
铜	≤1.00	mg/L	0.006L	/	0.006L	/
铅	≤0.20	mg/L	0.01L	/	0.01L	/
锌	≤1.00	mg/L	0.009L	/	0.009L	/
镉	≤0.005	mg/L	0.001L	/	0.001L	/
石油类	0.05	mg/L	0.01L	/	0.01L	/
总大肠菌群	≤3.0	MPN/L	10L	/	10L	/
菌落总数	≤100	CUP/mL	58	0.58	61	0.61
氰化物	≤0.05	mg/L	0.004L	/	0.004L	/
硫化物	≤0.02	mg/L	0.003L	/	0.003L	/
碘化物	≤0.08	mg/L	0.002L	/	0.002L	/
汞	≤0.001	mg/L	0.00004L	/	0.00004L	/
砷	≤0.01	mg/L	0.0004	0.04	0.0004	0.04
硒	≤0.01	mg/L	0.0004L	/	0.0004L	/

监测项目	标准值	单位	D4		D5	
			监测结果	污染指数	监测结果	污染指数
六价铬	≤0.05	mg/L	0.004L	/	0.004L	/
三氯甲烷	≤60	μg/L	0.4L	/	0.4L	/
四氯化碳	≤2.0	μg/L	0.4L	/	0.4L	/
苯	≤10.0	μg/L	0.4L	/	0.4L	/
甲苯	≤700	μg/L	0.3L	/	0.3L	/
耗氧量	≤3.0	mg/L	0.94	0.313	0.86	0.287
钾	/	/	1.38	/	1.36	/
钠	/	/	123	/	141	/
钙	/	/	45.2	/	40.6	/
镁	/	/	14.0	/	14.8	/
CO ₃ ²⁻ (以½CaCO ₃ 计)	/	/	0.00	/	0.00	/
HCO ₃ ⁻ (以½CaCO ₃ 计)	/	/	118	/	136	/

根据上表，地下水水质监测点位中硫酸盐、总硬度及溶解性总固体超标，其余各项监测因子均满足满足地下水执行《地下水质量标准》（GB/T 14848-2017）III类标准。硫酸盐、总硬度及溶解性总固体超标主要是因为区域水质原因。石油类满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中的III类标准。

根据水样送检结果，评价区水化学类型为 Cl-Ca、Cl-Ca·Na、Cl-Na 型，八大离子分析结果见表 4.6-5。

表 4.6-5 八大离子分析结果表 单位：mg/L

样品编号	阳离子 (mg/L)				阳离子电荷 总数 mmol/L	阴离子 (mg/L)				阳离子电荷 总数 mmol/L
	K ⁺	Na	Ca ²⁺	Mg ²⁺		SO ₄ ²⁻	Cl ⁻	HCO ₃ ³⁻	CO ₃ ²⁻	
D1	8.9	245	583.0	44.4	43.63	1920	74	126	0	44.13
D2	8.2	222	492.0	46.1	38.21	1640	53	138	0	37.90
D3	2.9	105	216.0	12.4	16.44	484	151	94	0	15.88
D4	1.4	123	45.2	14.0	8.79	187	120	118	0	9.21
D5	1.4	141	40.6	14.8	9.41	179	112	136	19	9.75

4.6.3 包气带环境现状分析

(1) 监测点位及监测项目

根据集输工艺，本项目的所有井和站场全部为新建，只有联合站为依托工程，重 13 井区距离风城油田 2 号稠油处理站为 4km，依据《陆地石油天然气开发验收规范》（HJ612-2011），选择采出水的特征因子 pH、COD、BOD₅、氨氮、SS、挥发酚、硫化物、石油类监测，因此本次选取项目区 FHW5343S 井场作为背景监测点、2 号稠油联合站外 200m 范围内共布设 2 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，具体信息见表 4.6-5。

表 4.6-5 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
1	FHW5343S 井场	E85°50'16", N46°09'11"	0-20cm	pH、COD、BOD ₅ 、氨氮、SS、挥发酚、硫化物、石油类
2	2 号稠油联合站 站外	N:46°08'41.12" E:85°47'41.32"		

(2) 监测时间、频次及方法

监测时间为 2024 年 11 月 10 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 4.6-6。

表 4.6-6 包气带浸溶试验监测因子及监测分析方法

序号	分析项目	方法依据	检出限
1	pH	《水质 pH 值的测定 电极法》 (HJ1147-2020)	/
2	化学需氧量	水质 化学需氧量的测定 重铬酸盐法 HJ 828-2017	4mg/L
3	五日生化需氧量	水质 五日生化需氧量 (BOD5) 的测定 稀 释与接种法 HJ 505-2009	0.5mg/L
4	氨氮	土壤 氨氮、亚硝酸盐氮、硝酸盐氮的测定 氯化钾溶液提取-分光光度法 HJ 634-2012	0.10mg/kg
5	悬浮物	水质 悬浮物的测定 重量法 GB11901-89	/
6	石油类	水质 石油类和动植物油类的测定 红外分 光光度法 HJ 637-2018	0.06mg/L
7	挥发酚	城镇污泥挥发酚的测定 4-氨基氮替比林分 光光度法 CJ/T 221-2023	0.0075mg/kg
8	硫化物	土壤和沉积物 硫化物的测定 亚甲基蓝分 光光度法 HJ 833-2017	0.004mg/kg

(4) 监测结果及评价

包气带土壤监测结果见表 4.6-7。

表 4.6-7 包气带监测结果一览表

序号	监测项目	单位	监测结果	
			FHW5343S 井场 (背景监测点)	2 号稠油联合站外
1	pH	无量纲	7.71	7.79
2	化学需氧量	mg/L	166	159
3	五日生化需氧量	mg/L	33.9	36.3
4	氨氮	mg/kg	0.78	1.04
5	悬浮物	mg/L	22.5	15.0
6	石油类	mg/kg	0.83	0.80
7	挥发酚	mg/kg	0.22	0.19
8	硫化物	mg/kg	<0.004	<0.004

从上表监测结果可知，监测点结果值与背景值相差较小，表明现有工程风城油田 2 号稠油联合站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。

4.7 土壤环境现状调查与评价

4.7.1 土壤及分布

根据遥感影像图、自治区土壤类型图、《新疆土壤》及现场踏勘结果，工程区土

壤主要为灰棕漠土。项目区土壤类型见图 4.7-1。

灰棕漠土是新疆北部地区温带荒漠的地带性土壤，也是本油田所在区域的主要土壤类型之一。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；它的形成和分布与大风的作用密切相关。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假木贼。地势平坦，风蚀强烈，地表砾幕发育良好，砾石大者直径约 5cm，其形态特征如下：

- ① 0-2cm 淡灰棕色，壤质粘土，蜂窝状结皮，干、松脆，无植物根系；
- ② 2-6cm 灰棕色，壤质粘土，小块状结构，干，稍紧，中量细孔，无植物根；
- ③ 6-24cm 淡棕色，壤质粘土，弱团块状，干，松散，有石膏斑点；
- ④ 24-35cm 灰白色夹黑褐色，砂质粘土，干，块状，较紧，多量灰白色石膏晶粒与小砾石及细土胶结在一起的石膏聚集层。
- ⑤ 35-60cm 砂砾石层，壤质砂土，有含多量石膏的细土粒混杂其间。

图 4.7-1 项目区评价范围内土壤类型分布图

4.7.2 土壤理化性质

项目区土壤理化性质见表 4.7-1。

表 4.7-1 土壤理化特性调查表

点位		FHW5214P
经纬度		E:85°50'10.76" N:46°09'37.55"
现场记录	颜色	黄棕色
	结构	颗粒状
	质地	砂土
	砂砾含量 (%)	90%
	其他异物	碎石
实验室测定	pH 值	7.61
	阳离子交换量 (cmol (+) /kg)	1.8
	饱和导水率 (mm/min)	0.714
	土壤容重 (g/cm ³)	1.41
	孔隙度 (%)	38.7

4.7.3 土壤环境质量现状监测

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》(HJ 349-2023)，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。据前文“2.5.7 土壤环境”等级判定结果：本工程土壤生态影响型评价工作等级为一级、污染影响型评价等级为二级。

本次监测点位布设兼顾生态影响型一级评价（占地内 5 个表层样，占地外 6 个表层样）及污染影响型二级评价（占地内 3 个柱状样，1 个表层样；占地外 2 个表层样）的现状监测布点类型及数量要求。监测单位为新疆齐新环境服务有限公司。

4.7.3.1 监测点位

本次监测点位布设兼顾污染影响型一级评价及生态影响型二级评价现状监测布点类型及数量要求。监测点位示意图见图 4.7-2，监测点位信息详见表 4.7-2。

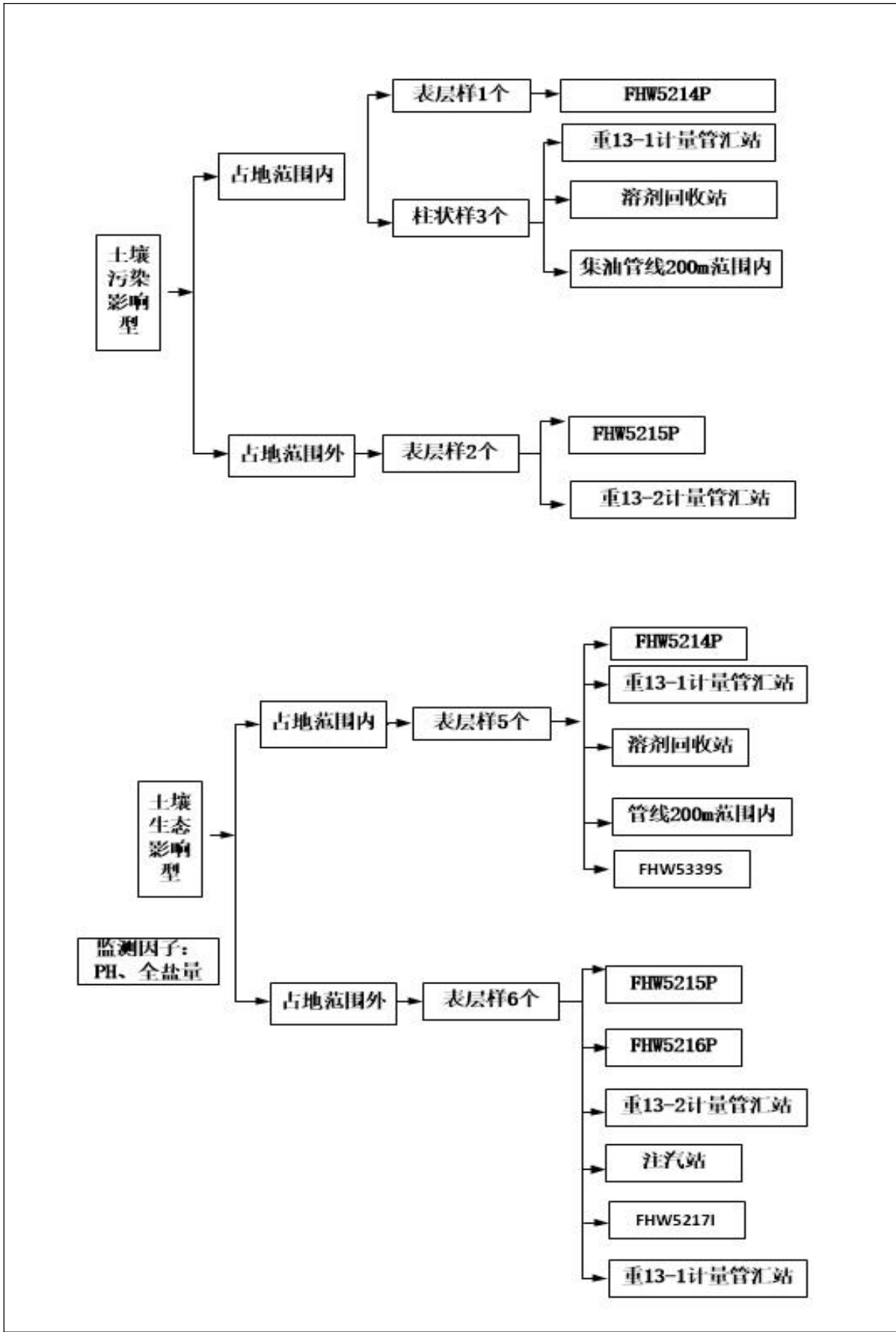


图 4.7-2 监测点位示意图

图 4.7-3 监测点位示意图

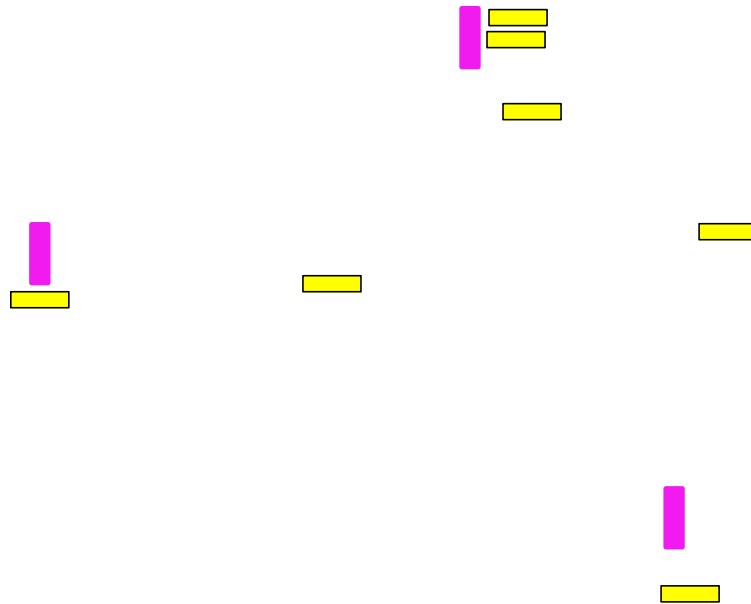


表 4.7-1 土壤污染影响型土壤监测点位信息

监测项目	监测点位	经纬度坐标	监测点	监测时间	监测频率/要求	监测因子
占地范围内	FHW5214P		1 个监测点	监测 1 次	表层样 0-0.2m 取样	①基本因子：《土壤环境质量建设用 地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地的 45 项基本因子； ②特征因子：pH、石油烃、全盐量
	重 13-1 计量管汇站		3 个监测点	监测 1 次	柱状样：0-0.5m、0.5—1.5m、1.5—3m 分别取样	特征因子：pH、石油烃、全盐量
	溶剂回收站 管线 200m 范围内					
占地范围外	FHW5215P		2	监测 1 次	表层样 0-0.2m 取样	特征因子：pH、石油烃、全盐量
	重 13-2 计量管汇站					

表 4.7-2 土壤生态影响型土壤监测点位信息

监测项目	监测点位	经纬度坐标	监测点	监测时间	监测频率/要求	监测因子
占地范围内	1 FHW5214P		5	监测 1 次	表层样 0-0.2m 取样	特征因子：pH、全盐量
	2 重 13-1 计量管汇站					
	3 溶剂回收站					
	4 管线 200m 范围内					
	5 FHW5339S					
占地范围外	1 FHW5215P		6	监测 1 次	表层样 0-0.2m 取样	特征因子：pH、全盐量
	2 FHW5216P					
	3 重 13-2 计量管汇站					
	4 注汽站					
	5 FHW5217I					
	6 重 13-1 计量管汇站					

4.7.3.2 监测时间

土壤监测采样日期为 2024 年 11 月 10 日。

4.7.3.3 监测因子

土壤监测因子如下：

基本因子：《土壤环境质量建设用 地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地的 45 项基本因子：砷、镉、铬（六价）、铜、铅、汞、镍、四氯化碳、氯仿、氯甲烷、1,1—二氯乙烷，1,2—二氯乙烷，1,1—二氯乙烯，顺

-1,2-二氯乙烯, 反-1,2-二氯乙烯, 二氯甲烷, 1,2-二氯丙烷, 1,1,1,2-四氯乙烷, 1,1,2,2-四氯乙烷, 四氯乙烯, 1,1,1-三氯乙烷, 1,1,2-三氯乙烷, 三氯乙烯, 1,2,3-三氯丙烷, 氯乙烯, 苯, 氯苯, 1,2-二氯苯, 1,4-二氯苯, 乙苯, 苯乙烯, 甲苯, 间二甲苯+对二甲苯, 邻二甲苯, 硝基苯, 苯胺, 2-氯酚, 苯并[a]蒽, 苯并[a]芘, 苯并[b]荧蒽, 苯并[k]荧蒽, 蒽, 二苯并[a,h]蒽, 茚并[1,2,3-cd]芘、萘。

特征因子: pH、石油烃、全盐量

4.7.3.4 评价标准

占地范围内的各项监测因子和占地范围外的土壤石油烃执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)第二类用地筛选值要求。项目区占地范围外的土壤满足《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)中表 1 第二类用地筛选值标准要求。

4.7.3.5 评价方法

采用标准指数法:

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

式中: C_i ——i 污染物的监测值;
 S_i ——i 污染物的评价标准值;
 P_i ——i 污染物的污染指数

4.7.3.6 监测结果与评价

土壤现状监测与评价结果见表 4.7-2、4.7-3。

表 4.7-2 基本因子监测结果统计表 单位: mg/kg

序号	污染物项目	FHW5214P			标准限值 (mg/kg)	是否达标
		单位	占地范围内 (0~20cm)	Pi		
1	砷	mg/kg	3.64	0.061	60	达标
2	镉	mg/kg	0.22	0.00338	65	达标
3	六价铬	mg/kg	ND	/	5.7	达标
4	铜	mg/kg	24	0.00133	18000	达标
5	铅	mg/kg	16.0	0.02	800	达标
6	汞	mg/kg	0.062	0.0016	38	达标
7	镍	mg/kg	26	0.028	900	达标
8	四氯化碳	mg/kg	ND	/	2.8	达标
9	三氯甲烷(氯仿)	mg/kg	ND	/	0.9	达标
10	氯甲烷	mg/kg	ND	/	37	达标
11	1,1-二氯乙烷	mg/kg	ND	/	9	达标
12	1,2-二氯乙烷	mg/kg	ND	/	5	达标
13	1,1-二氯乙烯	mg/kg	ND	/	66	达标
14	顺式-1,2-二氯乙烯	mg/kg	ND	/	596	达标
15	反式-1,2-二氯乙烯	mg/kg	ND	/	54	达标
16	二氯甲烷	mg/kg	ND	/	616	达标
17	1,2-二氯丙烷	mg/kg	ND	/	5	达标
18	1,1,1,2-四氯乙烷	mg/kg	ND	/	10	达标
19	1,1,2,2-四氯乙烷	mg/kg	ND	/	6.8	达标
20	四氯乙烯	mg/kg	ND	/	53	达标
21	1,1,1-三氯乙烷	mg/kg	ND	/	840	达标
22	1,1,2-三氯乙烷	mg/kg	ND	/	2.8	达标
23	三氯乙烯	mg/kg	ND	/	2.8	达标
24	1,2,3-三氯丙烷	mg/kg	ND	/	0.5	达标
25	氯乙烯	mg/kg	ND	/	0.43	达标
26	苯	mg/kg	ND	/	4	达标
27	氯苯	mg/kg	ND	/	270	达标
28	1,2-二氯苯	mg/kg	ND	/	560	达标
29	1,4-二氯苯	mg/kg	ND	/	20	达标
30	乙苯	mg/kg	ND	/	28	达标
31	苯乙烯	mg/kg	ND	/	1290	达标
32	甲苯	mg/kg	ND	/	1200	达标
33	间、对-二甲苯	mg/kg	ND	/	570	达标
34	邻-二甲苯	mg/kg	ND	/	640	达标
35	硝基苯	mg/kg	ND	/	76	达标
36	苯胺	mg/kg	ND	/	260	达标
37	2-氯酚	mg/kg	ND	/	2256	达标
38	苯并(a)蒽	mg/kg	ND	/	15	达标
39	苯并(a)芘	mg/kg	ND	/	1.5	达标
40	苯并(b)荧蒽	mg/kg	ND	/	15	达标
41	苯并(k)荧蒽	mg/kg	ND	/	151	达标
42	蒽	mg/kg	ND	/	1293	达标
43	二苯并(a,h)蒽	mg/kg	ND	/	1.5	达标

44	茚并(1,2,3-cd)芘	mg/kg	ND	/	15	达标
45	萘	mg/kg	ND	/	70	达标

表 4.7-3 土壤特征因子监测及评价结果 单位: mg/kg

位置	序号	监测点位	监测层位	pH	酸碱化程度	全盐量 g/kg	盐化程度	石油烃			
								标准	监测结果 (mg/kg)	标准指数	评价结果
		FHW5214P	0~0.2m	7.61	无酸化或碱化	7.6	重度盐化	4500	36	0.008	达标
占地范围内	1	重 13-1 计量管汇站	0~0.5m	7.58	无酸化或碱化	6.2	重度盐化		44	0.0097	达标
			0.5~1.5m	7.56	无酸化或碱化	6.3	重度盐化		48	0.011	达标
			1.5~3.0m	7.63	无酸化或碱化	6.8	重度盐化		33	0.0073	达标
	2	溶剂回收站	0~0.5m	7.74	无酸化或碱化	8.1	重度盐化		42	0.0093	达标
			0.5~1.5m	7.79	无酸化或碱化	7.2	重度盐化		41	0.0091	达标
			1.5~3.0m	7.76	无酸化或碱化	8.2	重度盐化		36	0.008	达标
	3	管线 200m 范围内	0~0.5m	7.86	无酸化或碱化	8.5	重度盐化		39	0.0086	达标
			0.5~1.5m	7.81	无酸化或碱化	8.7	重度盐化		32	0.0071	达标
			1.5~3.0m	7.89	无酸化或碱化	9.1	重度盐化		37	0.0082	达标
4	FHW5339S	0~0.2m	7.98	无酸化或碱化	5.5	重度盐化	/		/	/	
占地范围外	5	FHW5215P	0~0.2m	7.72	无酸化或碱化	8.3	重度盐化		38	0.0084	达标
	6	FHW5216P	0~0.2m	7.76	无酸化或碱化	7.5	重度盐化		34	0.0076	达标
	7	重 13-2 计量管汇站	0~0.2m	7.74	无酸化或碱化	5.2	重度盐化		40	0.0089	达标
	8	注汽站	0~0.2m	8.01	无酸化或碱化	5.4	重度盐化		/	/	/
	9	FHW5217I	0~0.2m	7.7	无酸化或碱化	6.1	重度盐化	/	/	/	
	10	重 13-1 计量管汇站	0~0.2m	7.65	无酸化或碱化	9.6	重度盐化	/	/	/	

由监测结果可知：本项目土壤监测点位的所有监测因子污染指数均小于 1，项目区占地范围内土壤满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地筛选值要求；项目区占地范围外土壤满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地筛选值要求。

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）附录 D，在干旱、半荒漠和荒漠地区，项目区土壤含盐量 SSC 范围 5.2~9.6g/kg，在 5≤土壤含盐量<10 范围内，属于重度盐化。项目区土壤 pH 范围为 7.58~8.01，在 5.5≤pH<8.5 范围内，按照土壤酸化碱化分级标准，属于无酸化或碱化。

4.8 环境敏感区调查

工程区西侧距离魔鬼城风景名胜区-布达拉宫景区最近距离约 257m，集油、供气、供水管线西侧距离魔鬼城风景名胜区-布达拉宫景区最近距离约 105m。项目区不占用魔鬼城风景名胜区-布达拉宫景区。本工程大气评价范围内的环境敏感目标为魔鬼城风景名胜区-布达拉宫景区。

4.8.1 魔鬼城风景名胜区

本工程位于克拉玛依市乌尔禾区境内。据现场调查，评价范围内没有自然保护区、文物古迹保护区、水源保护区等敏感区，没有固定集中的人群活动区，项目区工程区西侧距离魔鬼城风景名胜区-布达拉宫景区最近距离约 257m，集油、供气、供水管线西侧距离魔鬼城风景名胜区-布达拉宫景区最近距离约 105m。

(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《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 121.10km²，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 10.01km²。

(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，详见图 4.3-1。

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 10.01km²。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。

※二级保护区：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 47.73km²。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63.36km²。

魔鬼城风景名胜区分级保护规划图见图 4.8-1。

4.8.2 项目与魔鬼城风景名胜区位置关系

本工程位于克拉玛依市乌尔禾区境内。据现场调查，评价范围内没有自然保护区、文物古迹保护区、水源保护区等敏感区，没有固定集中的人群活动区，工程区西侧距离魔鬼城风景名胜区-布达拉宫景区最近距离约 257m，集油、供气、供水管线西侧距离魔鬼城风景名胜区-布达拉宫景区最近距离约 105m。项目区不占用魔鬼城风景名胜区-布达拉宫景区。工程与魔鬼城风景名胜区位置关系见图 4.8-2。

图 4.8-1 魔鬼城风景名胜区景区规划

图 4.8-2 魔鬼城风景名胜区分区保护规划图

5.环境影响预测与评价

5.1 生态环境影响分析

5.1.1 生态环境影响特征

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

(1) 油田开发建设工程对生态环境影响具有区域性环境影响特征。

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

(3) 影响方式主要发生在施工期，施工结束后可逐步恢复。

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

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

表 5.1-1 油田开发建设对生态环境的影响

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

5.1.2 生态环境影响

5.1.2.1 占地影响分析

本工程总占地面积 35.7hm²，其中永久性占地面积为 4.99hm²，临时占地面积 30.71hm²，占地类型为裸土地。施工结束后，永久占地被永久性构筑物代替，这部分占地的土壤类型、土地利用类型和植被类型将发生彻底的改变，永久占地使原先土壤—植被复合体构成的自然地表被各类人工构筑物长期取代；临时占地伴随着永久性占地的工程建设而发生，也不可避免地对原有地表造成破坏，使原有土壤—植被自然体系受到影响或瓦解，在扰动结束后，临时占地影响区的土壤-植被体系的恢复能力与程

度取决于临时占地影响程度的大小及原先的生态背景状况。施工活动和工程占地在油田范围内并呈点线状分布，对土壤、植物、野生动物等各生态要素产生不同程度的影响，同时也对原有景观结构和生态系统产生一定程度影响。

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

5.1.2.2 对植被的影响分析

本工程实施过程中钻井工程、站场建设、管线敷设工程建设是造成植被破坏的主要原因，此外，施工人员活动也会对项目植被造成一定的影响。本工程对植被的影响主要影响形式是对土地的占用以及施工阶段清场过程中对地表植被的清理及施工过程中的碾压。井场施工过程中有部分地表土地被各种构筑物或砾石覆盖，工程结束后土地重新回到原来的自然状态，但地表植被及地表结构却发生了较大的变化。地表保护层被破坏后，其稳定性下降，防止水土流失的能力也随之下降。

(1) 生物量的损失

井区内部区域以典型的荒漠植被为主，本工程占地 35.7hm²，其中永久性占地面积为 4.99hm²，临时占地面积 30.71hm²，主要为梭梭和猪毛菜，根据现场调查项目区盖度较低，约在 5%之间，项目区平均生物量约 1500kg/hm²，永久占地生物量损失为 7.49t，临时用地生物量损失为 46.07t。

这些损失大部分是管线临时占地造成的，在管线建成 3-5 年，自然植被生产力水平可恢复至施工前的水平，因此只要加强施工管理，认真做好施工结束后的迹地恢复工作，项目工程建设对植被的影响是可以接受的。

(2) 扬尘对植被的影响

工程开发建设中的扬尘是对植被生长产生影响的因素之一，扬尘产生的颗粒物质在植物地上器官(叶、茎、花和果实)沉降将对植物产生直接影响。沉降物在植物表面的扬尘以干粉尘、泥膜等形式累积，植物表面上的沉降物覆盖层阻塞气孔，导致气体交换减少，叶片温度升高，光合作用下降，叶片黄化干缩，植物的干物质生产受到影响。一般情况下，大范围内很低浓度的颗粒物慢性沉降不至于对自然生态系统产生不利影响，只有当颗粒物的沉降速率很高时才会造成生态问题。但对植物的伤害程度还取决于周围的环境及地形。

结合工程区域具体情况分析：该区域多风、少雨、干旱、地形开阔的自然条件使

得大气中扬尘易扩散，加之工程施工阶段污染源分散，因此在正常情况下扬尘浓度低，工期短，对植被影响不大。

(3) 施工废弃物对植被的影响

井场施工过程中产生的建筑垃圾，不及时清理，会压覆生长的植被；在管道工程中，管道防腐是不可缺少的一个重要工序，是防止事故发生的主要保护措施；在施工现场对管线进行防腐处理，不可避免地要有一些防腐材料散落在环境中，对土壤和植被产生一定的影响。其附着在植物体上会阻碍植物叶片呼吸及光合作用；施工废弃物、塑料袋、矿泉水瓶等生活垃圾的胡乱丢弃会造成白色污染而影响土壤，在大风季节塑料袋被吹挂在植物体上，这样不仅影响景观，亦影响植物的生长。但这种影响是有可能杜绝的，在施工中只要加强环保宣传，就会使这种影响降到最低程度甚至没有。

(4) 施工期人为活动对植被的影响

人为活动对植被的影响主要表现为施工人员和作业机械对草本植物的践踏、碾压和灌木植物的砍伐等。从干旱荒漠生态系统的脆弱性角度考虑，原始环境中人类活动的介入，荒漠区单位面积上人口活动密度的增大，将导致荒漠区开发范围(施工范围)内及边缘区域地表土壤被践踏和自然植被覆盖度减少，初级生产力水平下降，使该区域的局部地带荒漠化的可能性增大，形成次生性沙漠化土地。其造成荒漠化的可能有以下几种途径。

①由于开发及施工过程中人类践踏形成的小面积局部地段的次生裸地，从而增加产生沙化的可能性；其多集中在临时性占地外围 50m 范围内，这种影响一般为短期性影响，且强度不大，施工结束，这一影响也逐渐消除。

②施工作业中大型机械大面积碾压和翻动地表土壤，造成地表原有结构的破坏，改变了十分脆弱的原有自然生态型，造成施工区外缘区域沙漠化。其影响范围同工程临时占地面积相同，这一破坏需经较长时段才能完全恢复。

5.1.2.3 对野生动物的影响分析

油田开发建设对野生动物生存环境、分布范围和种群数量的影响主要分为直接影响和间接影响两个方面。直接影响主要表现为建设项目占地，使野生动物的原始生存环境被破坏或改变；间接影响主要表现为由于植被的减少或污染破坏而引起野生动物食物来源减少。

一些伴人型鸟类如麻雀、乌鸦、喜鹊等，一般在离作业区 50m 以远处活动，待无

噪声干扰时较常见于人类生活区附近。因此，随着建设的各个过程，井区内野生动物的种类和数量发生一定的变化，原有的荒漠型鸟类和大型哺乳类将逐渐避开人类活动的干扰迁至其他区域，而常见的伴人型野生动物种类有所增加。

井区内各种野生动物经过长期的适应已形成较稳定的取食、饮水、栖息活动范围和分布，油田开发过程中地面建设占地将使原有的野生动物的分布、栖息活动范围受到压缩。人为活动的干扰使得开发区域上空活动的鸟类相对于人类未干扰区要少，而使得局部地段二、三级营养结构中的爬行类(啮齿类)和昆虫类数量有所增加或活动频度增大。这些占地影响对地面活动的野生动物种类产生隔离作用，使原分布区内的种类向外扩，而施工结束后，随着人类活动和占地的减少，原有生境将逐步恢复，野生动物对新环境适应后其活动和分布范围亦将恢复。

5.1.2.4 景观生态影响分析

(1) 对区域景观稳定性的影响

景观与生态系统相似，稳定与不稳定的关系是辩证统一的。

由于不稳定性不断为稳定性创造基础条件，生态系统的稳定总是暂时的；而人类生存环境中基本的稳定性类型是由具有较高的生物量和生命周期较长的物种（如树木和大型哺乳动物）起决定作用的高亚稳定类型决定。这种类型表现的是抗性稳定性，即对主要来自外部的随机干扰作用（包括环境不确定性干扰和人类的不确定干扰）和组织内部的相互作用（如生物反馈作用）具有恢复和阻抗能力。景观的生物恢复能力，是由景观基本元素的再生能力，即高亚稳定性元素能否占主导地位来决定的。

在本工程开发区内，即没有生物量高、生命周期长的物种（乔木类树木），也没有大型野生哺乳动物，基本不具备高亚稳定性的生态元素。

以上分析表明，本工程开发区的基质主要是荒漠生态景观，荒漠生态景观稳定性较差，异质化程度低，生态体系的稳定性和必要的抵御干扰的柔韧性差。

在油田开发建设中，油田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。地面基础设施完成后，道路及各类集输管道处于正常运营状况，生态环境不再进一步受到干扰；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。

(2) 对区域景观格局的影响

在油田开发建设前，区域内的景观以雅丹地貌和荒漠戈壁景观为主。基质完全以自然景观为主，没有人成分的影响。油田开发建设后，其原始的雅丹地貌和戈壁荒漠背景变成了以雅丹地貌、戈壁荒漠和油田道路、采油树、抽油机共同存在的自然与人工相互共存的景观格局。

油田道路对景观的实际影响往往比模式计算和想象中要大得多，这是因为道路线路长，影响范围大，可视性很强，对地形地貌可能造成很大的影响，对自然景观的破坏也较为显著。道路可以创造新的人文景观，又是人流通道并为人欣赏和关注的景观，因此油田道路的景观影响至关重要。做好道路的景观保护和建设工作，是本工程景观生态保护工作的重点。

油田建设前后的景观变化从感观上讲虽然失去了原始性，但从区域的特点及作为克拉玛依油城的特色来讲却具有真实及特殊的意义。正如很多外国游客所说：“作为油城，工业旅游应该是克拉玛依最好的旅游资源。被誉为‘黑色的金子’的石油到底是什么样的？石油的工艺流程和开采、加工过程是怎样的？相信很多游客对此都会有浓厚的兴趣，克拉玛依可以将此项作为旅游的亮点加以考虑——把石油生产流程开发成旅游亮点”。

在魔鬼城欣赏奇特、壮丽自然景观的同时，如果能够同时近距离地参观井架及抽油机和丛式井工艺，了解石油开发、地质结构、石油形成、油田开采、原油处理、生产工艺等方面的知识，向游人进行石油工业科普宣传。从中感受到油田开发工业旅游的乐趣，使参观游览者更直观地、深刻地认识油田的旅游价值。

(3) 景观生态学综合评价

景观格局的变化在于外界的干扰作用，这些干扰作用往往是综合性的，它包括自然环境、地质地貌、多种生物、建设项目及人类社会之间的相互作用。本油田开发是以人类干扰为主的景观变化结构，这种新的景观格局带有强烈的人为主观臆断，而从景观生态学结构与功能相匹配的观点出发，结构是否合理也决定了景观功能状况的优劣。

在评价区内，油田开发前后自然景观没有发生明显的变化，景观类型均比较单一，均以自然的荒漠生态景观为主要基质。

油田开发建设后，油田的设施（建筑）显著增加，使油田景观密度增加；从整体上看，荒漠拼块虽然出现破碎化的倾向，但总体上连通程度仍然维持了较好的状态，仍是区域的景观模地。因而其生态环境质量仍维持目前水平。

但如果任凭油田建筑和道路的景观发展，不进行生态治理，也将会使生态环境的演变发生逆转，破坏原有生态环境的稳定性，并使这一区域本已十分脆弱的生态系统更趋于不稳定。因此，在项目建设的过程中，必须采取生态保护和恢复措施，以保证减缓和避免生态环境恶化的趋势。

5.1.3 魔鬼城风景名胜区的影晌分析

克拉玛依市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。

本工程区邻近魔鬼城风景名胜区，其工程区西侧距离魔鬼城风景名胜区-布达拉宫景区最近距离约 257m，集油、供气、供水管线西侧距离魔鬼城风景名胜区-布达拉宫景区最近距离约 105m；根据《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。

由于本工程临近魔鬼城风景名胜区，会对魔鬼城旅游景观将产生一定的影响，下面按照“旅游资源共有因子综合评价系统”，采用打分评价方法，就本工程实施后魔鬼城旅游景观资源所受影响进行分析。

（1）资源要素价值影响分析

本工程实施后，如果魔鬼城风景旅游区观赏游憩使用价值在项目区域内发生变化，在此区域内景区观赏游憩价值将明显降低，分值应由 26 分降到 5 分。但由于项目区位于魔鬼城风景区核心浏览区西南边界，魔鬼城景区由一系列台地和沟壑组成，在景区内视线被阻隔，能够看到项目区域油田设施的可见区面积相当有限。根据实地踏勘和设计分析，工程不占用魔鬼城风景区核心浏览区，在整体效果上的影响有限，本工程实施后，魔鬼城风景旅游区的历史文化科学艺术价值、珍稀奇特程度不受影响，其分值不变。

本工程实施后，魔鬼城风景旅游区旅游资源的规模、丰度与几率以及完整性会受到一定的影响。不过，本工程开发周期较短，一般 15 年就会进入退役期，届时，现有地面设施将拆除移走，原始景观将得以逐步恢复。因此，从长远分析，本工程对景区的不利影响是暂时的，可恢复的。

（2）资源影响力影响分析

本工程实施后，魔鬼城风景旅游区旅游资源的知名度和影响力不会受到明显影响。

首先，克拉玛依以油城著称，整个乌尔禾区油井遍地，魔鬼城事实上早已被油田所包围，游客在前往魔鬼城的途中，油井和油田设施随处可见，不会因为工程的实施而影响兴致。其次，克拉玛依被称之为油城，其旅游发展规划定位：发展具有石油工业特色的旅游业。如果能够在魔鬼城近距离地参观到油田石油开采过程，了解到新疆石油管理局为保护魔鬼城景观不受影响而采取的一系列避让与保护措施，亦不失为旅游途中的一大收获。因此，资源影响力分值不变。

(3) 环境保护与环境安全

项目实施后，魔鬼城风景旅游区在环境保护与环境安全方面存在两个方面的变化。一方面，建设大量油田设施，特别是井场、管线、贮罐等，肯定会在一定程度上增加区域环境风险，降低环境质量；另一方面，在采取了足够的避让和环保措施后，特别是把原油处理和水处理放在了远离风景区的地方，减少占地，进行水土保持和人工植被恢复等，项目对区域景观生态、环境质量的影响可以控制在允许的限度以内；综合考虑，环境保护与环境安全方面分值由3分降至-3分。

根据对本工程开发规划实施后，魔鬼城景区旅游资源单体的评价，得出该单体旅游资源共有综合因子评价赋分值，见表 5.1-2。

表 5.1-2 项目实施后旅游资源评价赋分结果

评价项目	评价因子	评价依据	赋值
资源要素价值 (85分)	观赏游憩使用价值 (30)	全部或其中一项具有极高的观赏价值、游憩价值、	24
	历史文化科学艺术价值 (25分)	同时或其中一项具有全国意义的历史价值、文化价值、科学价值、艺术价值。	16
	珍稀奇特程度 (15分)	有大量珍稀物种，景观异常奇特，此类现象在其他	15
	规模、丰度与几率 (10分)	独立型旅游资源单体规模、体量巨大；集合型旅游资源单体结构完美、疏密度优良级；自然景象和人文活动周期性发生或频率极高。	9
	完整性 (5分)	形态与结构保持完整。	4.5
资源影响力 (15分)	知名度和影响力 (10分)	在世界范围内知名，或构成世界承认的名牌。	8
	适游期或使用范围 (5分)	适宜游览的日期超过150天，或适宜于60%游客使用和参与。	2
附加值	环境保护与环境安全	已有工程保护措施，环境安全得到保证。	-3
总 分			75.5

工程实施后，魔鬼城旅游资源单体评价总分为 75.5 分，旅游资源评价等级仍然为四级旅游资源，仍属优良级旅游资源。

通过以上分析评价可以认为，本工程的实施对魔鬼城风景旅游资源具有一定的不利影响，在做出合理避让和保护措施的情况下，影响相对较小，没有明显降低旅游资源的价值。

(4) 区域景观影响分析及评价

评价区属于景观生态等级自然体系和人工体系的复合体，它由荒漠生态系统、特殊的“雅丹”地貌地质景观、道路、油田设施等有规律地相间组成。景观生态体系的质量现状是由区域内自然环境、地形地貌、各种生物及人类社会之间复杂的相互作用来决定的。

本工程西距距布达拉宫景区边界最近距离 257m，集油、供气、供水管线西侧距离魔鬼城风景名胜区-布达拉宫景区最近距离约 105m，规划建设时注意进行美学设计和景观美的营造，将不会对魔鬼城景观可能造成太大的影响，油田区开发规划时应与当地旅游管理部门结合，最大限度地减少工程开发对魔鬼城风景旅游区的景观影响。

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。

5.1.4 水土流失发展趋势及危害分析

5.1.4.1 水土流失发展的趋势

经估算，本工程施工期间预测水土流失量为 400.85t，新增水土流失量为 200.43t。土壤流失量计算见表 5.1-3。

表 5.1-3 水土流失预测汇总表

预测工程区域	侵蚀	扰动	侵蚀时间	预测侵蚀	背景侵蚀	预测水土流失量 Mik (t)	背景水土流失量 Mio (t)	新增水土流失量 ΔW (t)
	时段	面积 (hm ²)	Ti (a)	模数 Mi(t/km ² ·a)	模数 Mo(t/km ² ·a)			
井场	施工期	6.87	0.56	3000	1500	115.374	57.687	57.687
站场	施工期	2.63	0.33	3000	1500	26.03997	13.019985	13.019985
管线	施工期	1.50	0.33	3000	1500	14.85	7.425	7.425
道路	施工期	12.28	0.33	3000	1500	121.572	60.786	60.786
电力线	施工期	12.43	0.33	3000	1500	123.0174	61.5087	61.5087
合计	施工期	35.7038				400.85	200.43	200.43

5.1.4.2 水土流失发展的危害

(1) 破损地表和损毁水土保持设施

工程施工期土建工程主要由管沟开挖等组成，开发建设施工、机械碾压、施工人员践踏等不可避免地将破坏、扰动原地形地貌土壤结构，损失一定的水土保持设施。

(2) 降低项目区生态环境质量

破坏生态环境，对周边地区造成影响。施工期对地表破坏，有可能加剧项目区内的风灾天气，增加空气中粉尘含量，严重时会造成沙尘暴，造成一定的生态环境破坏，施工车辆的反复碾压将会使道路周边长期处于扬尘状况下，给施工人员健康造成危害。

(3) 降低土壤抗侵蚀能力

扰动土地面积、降低土壤抗侵蚀能力，改变土壤结构和地面物质组成，地表组成物质中细粒含量减少，粗粒含量增加，土壤机械组成粗化，降低了土壤抗侵蚀能力。

(4) 可能造成新的水土流失

土地平整、管道基础开挖等施工作业过程中，致使土体表面的结构松散，遇大风时表土极易被风吹起，为扬沙天气提供物资源；遇强降水时表土会随洪水冲走，亦易产生水蚀，增加径流泥沙量，引发新的水土流失。本工程区周边无洪水及水系影响。

5.1.5 土地沙化影响分析

(1) 项目区的土地沙化分类

半固定沙地(丘)：指土壤质地为沙质，10%≤植被盖度<30%(乔木林冠下无其他植被时，郁闭度<0.50)之间，且分布比较均匀，风沙流活动受阻，但流沙纹理仍普遍存在的

沙丘或沙地。

根据以上概念，本工程区属于半固定沙地。

(2) 土地沙化发展趋势评估

沙化程度分为四级：

① 轻度：植被总盖度 $>40\%$ (极干旱、干旱、半干旱区)或 $>50\%$ (其他气候类型区)，基本无风沙流活动的沙化土地；或一般年景作物能正常生长、缺苗较少(作物缺苗率 $<20\%$)的沙化耕地。

② 中度： $25\%<$ 植被总盖度 $\leq 40\%$ (极干旱、干旱、半干旱区)或 $30\%<$ 植被总盖度 $\leq 50\%$ (其他气候类型区)，风沙流活动不明显的沙化土地；或作物长势不旺、缺苗较多($20\%\leq$ 作物缺苗率 $<30\%$)且分布不均的沙化耕地。

③ 重度： $10\%<$ 植被总盖度 $\leq 25\%$ (极干旱、干旱、半干旱区)或 $10\%<$ 植被总盖度 $\leq 30\%$ (其他气候类型区)，风沙流活动明显或流沙纹理明显可见的沙化土地；或植被盖度 $\geq 10\%$ 的风蚀残丘、风蚀劣地及戈壁；或作物生长很差、作物缺苗率 $\geq 30\%$ 的沙化耕地。

④ 极重度：植被总盖度 $\leq 10\%$ 的沙化土地。

根据《新疆第五次沙化监测报告》，项目区属于重度土地沙化区，应采取严格的防沙治沙措施。

(3) 土地沙化影响

施工车辆对地表的大面积碾压，使所经过地段的植被和地表结构遭到不同程度的破坏，使风蚀荒漠化的过程加剧，从而造成水土流失，严重时会导致沙化，这种影响在短时间内不会完全恢复；在地面构筑物建设中，最直接而且易引起水土流失的是施工过程中使影响范围内的地表保护层变得松散，增加风蚀量。本工程地面建设的内容主要包括站场、井场、各类管线的敷设等，但场站硬化措施可有效防止风蚀造成水土流失，从而避免土地沙化。临时占地范围内的土壤地表表层遭到破坏，下层的粉细物质暴露在地层表面，在风力的作用下，风蚀量会明显加大，这种影响在短时间内不会完全恢复。但随着时间的推移，风蚀量会随着地表新保护层的逐渐形成而减弱。油田各种管道的敷设均采用明沟开挖方式，管沟开挖土方在管道一侧临时堆放。施工期内，管沟边堆起一道临时土垄，在大风状态下易发生风力侵蚀，即使在堆土回填后风蚀量会有所减少，但地表仍为疏松地带，需要一个较长的恢复阶段。

项目区属于重度土地沙化区，应采取严格的防沙治沙措施，具体措施见 6.1.1.5 防沙治沙措施。

本工程在采取了各项生态保护措施、水土保持措施和土地沙化防治措施后，土地沙化发展趋势不会加剧。

5.1.6 闭井期生态环境影响分析

随着油田开采的不断进行，其储量逐渐下降，最终井区将进入退役期。当油田开发接近尾声时，各种机械设备将停止使用，进驻其中的油田开发工作人员将陆续撤离油田区域，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。

闭井期的环境影响以生态环境的恢复为主，同时封井和井场清理也会产生少量扬尘和建筑垃圾，会对周围的环境造成一定影响。油井停采后将进行一系列清理工作，包括地面设施拆除、地下截去至少 1m 的井筒并用水泥灌注封井、井场清理等。在这期间，将会产生少量扬尘和固体废物。在闭井施工操作中应注意采取降尘措施，文明施工，防止水泥等的洒落与飘散，同时在清理井场时防止飞灰、扬尘的产生，尽可能降低对周边大气环境的影响。

另外，井场清理等工作还会产生部分废弃建筑残渣等固体废物，对这些废弃残渣等进行集中清理收集，外运至指定处理场填埋处理。固体废物的妥善处理，可以有效控制对区域环境的影响。

井场经过清理后，永久性占地范围内的水泥平台或砂砾石铺垫被清理，随后根据周边区域的自然现状对其进行恢复，使井场恢复到相对自然的一种状态。油田设施退役后，人员撤离，区域内没有人为扰动，井场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。

5.1.7 区域生态系统稳定性及完整性影响分析

生态系统完整性是资源管理和环境保护中一个重要的概念。生态系统完整性是生态系统在特定地理区域的最优化状态，在这种状态下，生态系统具备区域自然生境所应包含的全部本土生物多样性和生态学进程，其结构和功能没有受到人

类活动胁迫的损害，本地物种处在能够持续繁衍的种群水平。它主要反映生态系统在外来干扰下维持自然状态、稳定性和自组织能力的程度。评价生态系统完整性对于保护敏感自然生态系统免受人类干扰的影响有着重要的意义。

本工程开发区的基质主要是荒漠生态景观，荒漠生态景观稳定性较差，异质化程

度低，生态体系的稳定性和必要的抵御干扰的柔韧性差。在井场、管线和站场等建设中，新设施的增加及永久性构筑物的作用，不但不会使区域内异质化程度降低，反而在一定程度上会增加区域的异质性。区域的异质性越大，抵抗外界干扰的能力就越大。因而油田开发建设不会改变区域内景观生态的稳定性及完整性。

在油田开发建设前，区域内的景观以雅丹地貌和荒漠戈壁景观为主。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；但是由于工程占地面积有限，区域生态系统仍保持开放、物质循环和能量流动。因此对于评价区生态系统的完整性影响较小，其生态稳定性及其结构与功能也不会受到明显影响。

5.1.8 小结

工程对生态环境的影响主要来自施工期占地的影响，本工程永久性占地面积为4.99hm²，临时占地面积30.71hm²，总占地面积为35.7hm²，占地类型为裸土地。由于本区域的野生动物种类少，且经过现有油田设施多年运营后，已经少有大型野生动物在本区域出现，工程对野生动物的影响较小。

本工程西侧 FHW5339S、FHW5340S 井口距离魔鬼城风景名胜区-布达拉宫景区最近距离约 257m，集油、供气、供水管线西侧距离魔鬼城风景名胜区-布达拉宫景区最近距离约 105m。根据《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。本工程的实施对魔鬼城风景旅游资源具有一定的不利影响，在做出合理避让和保护措施的情况下，影响相对较小，没有明显降低旅游资源的价值。工程距离魔鬼城景区核心游览区较近，规划建设时注意进行美学设计和景观美的营造，将不会对魔鬼城景观可能造成太大的影响；油田区开发规划时应与当地旅游管理部门相关规划相结合，最大限度地减少工程开发对魔鬼城风景旅游区的景观影响。

本工程距离准噶尔盆地南缘土地沙化防控与防风固沙生态保护红线区 19km，距离较远，项目的建设不会导致生态保护红线生态功能发生改变，满足生态保护红线“面积不减少、性质不改变、功能不降低”的有关要求。

因此，总体上看本工程建设对生态环境影响可以接受。

5.1.9 生态影响评价自查表

生态影响评价自查表详见表 5.1-4。

表 5.1-4 生态影响评价自查表

工作内容		自查项目			
生态影响识别	生态保护目标	重要物种 <input type="checkbox"/> ；国家公园 <input type="checkbox"/> ；自然保护区 <input type="checkbox"/> ；自然公园 <input type="checkbox"/> ；世界自然遗产 <input type="checkbox"/> ；生态保护红线 <input type="checkbox"/> ；重要生境 <input type="checkbox"/> ；其他具有重要生态功能、对保护生物多样性具有重要意义的区域 <input type="checkbox"/> ；其他 <input checked="" type="checkbox"/>			
	影响分析	工程占用 <input checked="" type="checkbox"/> ；施工活动干扰 <input checked="" type="checkbox"/> ；改变环境条件 <input type="checkbox"/> ；其他 <input type="checkbox"/>			
	评价因子	物种 <input checked="" type="checkbox"/> （梭梭、猪毛菜） 生境 <input type="checkbox"/> （ 生物群落 <input type="checkbox"/> （ 生态系统 <input checked="" type="checkbox"/> （荒漠生态系统） 生物多样性 <input type="checkbox"/> （ 生态敏感区 <input type="checkbox"/> （ 自然景观 <input checked="" type="checkbox"/> （ 自然遗迹 <input type="checkbox"/> （ 其他			
评价等级		一级 <input type="checkbox"/>	二级 <input type="checkbox"/>	三级 <input checked="" type="checkbox"/>	生态影响简单分析 <input type="checkbox"/>
评价范围		陆域面积：(0.36) km ² ；水域面积： (/) km ²			
生态现状调查与评价	调查方法	资料收集 <input checked="" type="checkbox"/> ；遥感调查 <input checked="" type="checkbox"/> ；调查样方、样线 <input type="checkbox"/> ；调查点位、断面 <input type="checkbox"/> ；专家和公众咨询法 <input checked="" type="checkbox"/> ；其他 <input type="checkbox"/>			
	调查时间	春季 <input type="checkbox"/> ；夏季 <input type="checkbox"/> ；秋季 <input type="checkbox"/> ；冬季 <input checked="" type="checkbox"/> 丰水期 <input type="checkbox"/> ；枯水期 <input type="checkbox"/> ；平水期 <input type="checkbox"/>			
	所在区域的生态问题	水土流失 <input checked="" type="checkbox"/> ；沙漠化 <input checked="" type="checkbox"/> ；石漠化 <input type="checkbox"/> ；盐渍化 <input type="checkbox"/> ；生物入侵 <input type="checkbox"/> ；污染危害 <input type="checkbox"/> ；其他 <input type="checkbox"/>			
	评价内容	植被/植物群落 <input checked="" type="checkbox"/> ；土地利用 <input checked="" type="checkbox"/> ；生态系统 <input checked="" type="checkbox"/> ；生物多样性 <input type="checkbox"/> ；重要物种 <input checked="" type="checkbox"/> ；生态敏感区 <input checked="" type="checkbox"/> ；其他 <input type="checkbox"/>			
生态影响预测与评价	评价方法	定性 <input type="checkbox"/> ；定性和定量 <input checked="" type="checkbox"/>			
	评价内容	植被/植物群落 <input checked="" type="checkbox"/> ；土地利用 <input checked="" type="checkbox"/> ；生态系统 <input checked="" type="checkbox"/> ；生物多样性 <input type="checkbox"/> ；重要物种 <input checked="" type="checkbox"/> ；生态敏感区 <input checked="" type="checkbox"/> ；生物入侵风险 <input type="checkbox"/> ；其他 <input type="checkbox"/>			
生态保护对策措施	对策措施	避让 <input checked="" type="checkbox"/> ；减缓 <input checked="" type="checkbox"/> ；生态修复 <input checked="" type="checkbox"/> ；生态补偿 <input checked="" type="checkbox"/> ；科研 <input type="checkbox"/> ；其他 <input type="checkbox"/>			
	生态监测计划	全生命周期 <input type="checkbox"/> ；长期跟踪 <input type="checkbox"/> ；常规 <input checked="" type="checkbox"/> ；无 <input type="checkbox"/>			
	环境管理	环境监理 <input type="checkbox"/> ；环境影响后评价 <input type="checkbox"/> ；其他 <input type="checkbox"/>			
评价结论	生态影响	可行 <input checked="" type="checkbox"/> ；不可行 <input type="checkbox"/>			

注：“”为勾选项，可√；“（）”为内容填写项。

5.2 大气环境影响分析

5.2.1 施工期环境空气影响分析

5.2.1.1 污染源分析

施工期废气主要包括施工机械及运输车辆产生的燃油废气，井场、站场、管线作业带等施工场地平整清理、管沟开挖、回填、建材运输、露天堆放、装卸等过程产生的扬尘，

5.2.1.2 施工期大气环境影响分析

本项目在施工期对环境空气的影响主要为管线敷设过程中可能产生扬尘，如细小的建筑材料的飞扬，或土壤被扰动后导致的尘土飞扬。

(1) 施工机械（包括柴油钻井机、发电机）和运输车辆燃料废气

本工程的废气主要来源于施工机械及运输车辆燃料燃烧废气，排放时段较为集中，属于阶段性排放源，随着施工的结束而停止。由于使用符合国家标准的燃料，且周边无居民区、地域空旷，扩散条件良好，燃料废气对环境空气影响较小。

(2) 运输车辆扬尘的影响分析

施工期运输车辆产生扬尘，采用洒水降尘，在施工场地实施每天洒水抑尘作业4~5次，其扬尘造成的污染距离可缩小到20~50m范围，由此车辆产生的扬尘对周围环境影响较小。

在油田区块开发前期，由于主要进行地面建筑、道路等施工，区块内大量出入中型车辆，因此区块内道路主要为砂石路，车辆行驶的扬尘污染较重，要求适当洒水降尘，减轻污染。随油田开发进入产液期，区块道路面硬化，这部分扬尘影响大大减轻。

(3) 施工过程中扬尘的影响

施工扬尘污染主要来自：①井场的地基开挖、路基开挖、土地平整及地基、路基填筑等施工过程，遇大风天气，会造成粉尘、扬尘等大气污染；②水泥、砂石、混凝土等建筑材料的运输、装卸和仓储过程不可避免会产生一定的泄漏，产生扬尘污染；③灰土拌和、混凝土拌和加工都会产生扬尘和粉尘；④物料运输车辆在施工场地运行过程中将产生大量尘土。

施工期扬尘最大产生时间将出现在土方开挖阶段，由于该阶段裸露浮土较多，产尘量较大。由于本项目的土方运输量较大，比较容易造成物料沿路撒落后风吹起尘，

同时随着大型车辆的行驶和碾压，在工程区内和道路上较易带起扬尘，污染环境。因此必须做到施工现场及场外道路泥土及时清理，减少二次扬尘。

5.2.2 运营期大气环境影响预测与评价

5.2.2.1 运营期大气环境影响预测

(1) 相关判定

本项目核定的大气评价工作等级为二级，按《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ 2.2-2018）的相关规定：“二级评价项目不进行进一步预测与评价”。故本次采用 AIRSCREEN 估算模型软件判定，不进行进一步预测。

(2) 模型选用

采用《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）中推荐的估算模型 AERSCREEN 进行估算。

(3) 估算模型使用数据来源

①地形数据

估算模型使用的原始地形数据为美国 NASA 和 NIMA 联合测量并公布的全球 90×90m 地形数据，自 CSI 的 SRTM 网站获取（<http://srtm.csi.cgiar.org>），符合导则要求。

②地表参数

项目大气评价范围占地类型主要为裸地，地表特征参数为该类型土地的经验参数，见表 5.2-1。

表 5.2-1 本项目地表特征参数一览表

扇区	时段	正午反照率	BOWEN	粗糙度
1	全年	0.3275	7.75	0.2625

地面特征参数截图如下

序号	扇区	时段	正午反照率	BOWEN	粗糙度
1	0-360	全年	0.3275	7.75	0.2625

图 5.2-1 本项目地面特征参数截图

判断本项目为复杂地形，截图如下：

注汽锅炉1# 判断出复杂地形：地形点经纬度坐标(85.8246,46.1587,536)离源距离663(m),
高程536(m), 而源排放口高程为500(m).

确定

图 5.2-2 本项目复杂地形截图

③气象数据

以下资料为项目区内近 20 年气象数据统计分析，具体详见表 5.2-2。

表 5.2-2 气象数据一览表

统计时间	最低温度	最高温度	最小风速	测风高度
20 年	-40.2	43.8	0.5m/s	10m

(4) 估算模型参数

估算模型参数选择见表 5.2-3。

表 5.2-3 估算模型参数表

参数		取值
城市/农村选项	城市/农村	农村
	人口数（城市人口数）	--
最高环境温度/°C		43.8
最低环境温度/°C		-40.2
土地利用类型		荒漠
区域湿度条件		干燥
是否考虑地形	考虑地形	是
	地形数据分辨率（m）	/
是否考虑海岸线熏烟	考虑海岸线熏烟	否
	海岸线距离/km	/
	海岸线方向/°	/

5.2.2.2 运营期大气环境预测结果

本项目运营期废气的污染物主要为注汽站的燃气注汽锅炉的燃气废气、油气集输过程中的井场和站场挥发的无组织烃类，考虑到单台注汽锅炉 9t/h、单座井场、8 井式多通阀集油计量管汇站、溶剂回收站的污染物排放速率和占地面积的不同，污染物排放参数不同，有组织源强排放参数详见表 5.2-4、无组织源强排放参数详见表 5.2-5。

表 5.2-4 运营期燃气注汽锅炉有组织大气污染物排放参数一览表

编号	污染源名称	排气筒底部中心坐标		排气筒参数				年排放小时数	污染物名称	排放速率 kg/h
				高度 (m)	内径 (m)	烟气温度 (°C)	流量 (m³/s)			
1	单台燃气注汽锅炉			10	0.8	120	2.26	8000	SO ₂	0.178
									NO _x	0.407
									颗粒物	0.0924

表 5.2-5 运营期油气无组织挥发面源参数一览表

污染源名称	井号/站场名称	坐标 (°)		海拔高度 (m)	单个矩形面源			年排放小时数 (h)	污染物排放速率 (kg/h)
		经度	纬度		长度 (m)	宽度 (m)	高度 (m)		NMHC
单座井场	FHW5217P			500	25	30	6	8000	0.0051
计量管汇站	重13-1			500	20	30	4	8000	0.0278
溶剂回收站	/			500	118	118	4	8000	0.0391

5.2.2.3 大气环境影响评价

本项目对周边环境的影响主要来自厂区重 13 注汽站燃气注汽锅炉烟气排放口中的 SO₂、NO₂ 和颗粒物以及油气集输过程中的井场和站场挥发的无组织烃类 NMHC。通过估算模式估算，8 井式多通阀集油计量管汇站的无组织挥发的 NMHC 最大占标率 P_{max} 为 7.58%，其占标率 10% 的最远距离 D_{10%}=0m，最大落地浓度为 151.6μg/m³，根据《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ2.2-2018）的要求，确定大气影响评价的工作等级为二级，选用 AIRSCREEN 模式计算结论进行简单预测即可。

(1) 有组织废气预测及评价

项目区的重 13 注汽站单台燃气注汽锅炉烟气中的 SO₂、NO_x 和 PM₁₀ 预测结果见下表 5.2-6。

表 5.2-6 本项目重 13 注汽站单台燃气注汽锅炉废气污染物的占标率和落地浓度一览表

序号	离源距离(m)	重 13 注汽站燃气注汽锅炉					
		NOx 最大落地浓度	NOx 最大落地浓度占标率(%)	SO ₂ 最大落地浓度(μg/m ³)	SO ₂ 最大落地浓度占标率(%)	PM ₁₀ 最大落地浓度(μg/m ³)	PM ₁₀ 最大落地浓度占标率(%)
1	1	0.1647	0.07%	0.07238	0.01%	0.0371	0.01%
2	25	7.912	3.16%	3.478	0.70%	1.782	0.40%
3	50	11.04	4.42%	4.851	0.97%	2.486	0.55%
4	75	17.73	7.09%	7.794	1.56%	3.994	0.89%
5	100	16.79	6.72%	7.38	1.48%	3.782	0.84%
6	200	11.78	4.71%	5.18	1.04%	2.655	0.59%
7	300	8.245	3.30%	3.624	0.72%	1.857	0.41%
8	400	6.465	2.59%	2.842	0.57%	1.456	0.32%
9	500	5.682	2.27%	2.498	0.50%	1.28	0.28%
10	600	5.195	2.08%	2.283	0.46%	1.17	0.26%
11	700	4.641	1.86%	2.04	0.41%	1.045	0.23%
12	800	4.12	1.65%	1.811	0.36%	0.9282	0.21%
13	900	3.981	1.59%	1.75	0.35%	0.8968	0.20%
14	1000	3.821	1.53%	1.68	0.34%	0.8608	0.19%
15	1100	3.64	1.46%	1.6	0.32%	0.8199	0.18%
16	1200	3.452	1.38%	1.518	0.30%	0.7777	0.17%
17	1300	3.268	1.31%	1.436	0.29%	0.7361	0.16%
18	1400	3.09	1.24%	1.358	0.27%	0.6961	0.15%
19	1500	2.922	1.17%	1.284	0.26%	0.6582	0.15%
20	1600	2.828	1.13%	1.243	0.25%	0.637	0.14%
21	1700	2.768	1.11%	1.217	0.24%	0.6236	0.14%
22	1800	2.703	1.08%	1.188	0.24%	0.6088	0.14%
23	1900	2.633	1.05%	1.158	0.23%	0.5932	0.13%
24	2000	2.562	1.02%	1.126	0.23%	0.5772	0.13%
25	2100	2.491	1.00%	1.095	0.22%	0.5611	0.12%
26	2200	2.432	0.97%	1.069	0.21%	0.5478	0.12%
27	2300	2.394	0.96%	1.052	0.21%	0.5393	0.12%
28	2400	2.354	0.94%	1.035	0.21%	0.5302	0.12%
29	2500	2.311	0.92%	1.016	0.20%	0.5206	0.12%
30	5000	1.866	0.75%	0.8203	0.16%	0.4204	0.09%
31	10000	1.306	0.52%	0.5741	0.11%	0.2942	0.07%
32	15000	1.02	0.41%	0.4484	0.09%	0.2298	0.05%
33	20000	0.8174	0.33%	0.3593	0.07%	0.1841	0.04%
34	25000	0.6613	0.26%	0.2907	0.06%	0.149	0.03%
<i>P_{imax}</i>	/	17.85	7.14%	7.845	1.57%	4.02	0.89%
<i>D_{imax} (m)</i>	79						
<i>D_{10%}</i>	0						

预测结果表明，本项目拟建的重 13 注汽站燃气注汽锅炉有组织排放的颗粒物、NO₂、SO₂ 最大落地浓度出现在 79m 处，NO_x 最大浓度占标率最高（7.14%），对大气环境影响较小。本项目重 13 注汽站燃气注汽锅炉燃烧废气中各污染物下风向地面浓度均低于《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准限值，项目正常排放的各污染物对评价区域大气环境质量均不会产生明显影响，对魔鬼城风景区-布达拉宫景区的大气影响很小。

（2）无组织废气预测及评价

本项目对油气集输过程中的井场和站场无组织排放的非甲烷总烃预测结果见下表 5.2-7。

表 5.2-7 本项目油气无组织挥发废气污染物的落地浓度一览表

序号	离源距离 (m)	单座井场		8 井式多通阀集油计量管汇站		溶剂回收站	
		NMHC 浓度(μg/m ³)	占标率%	NMHC 浓度(μg/m ³)	占标率%	NMHC 浓度(μg/m ³)	占标率%
1	1	6.923	0.35%	81.13	4.06%	23.47	1.17%
2	25	12.9	0.65%	138.2	6.91%	30.42	1.52%
3	50	9.581	0.48%	100.1	5.01%	37.63	1.88%
4	75	7.836	0.39%	77.96	3.90%	44.78	2.24%
5	100	6.711	0.34%	64.11	3.21%	45.67	2.28%
6	200	4.456	0.22%	37.84	1.89%	35.69	1.78%
7	300	3.397	0.17%	27.5	1.38%	28.71	1.44%
8	400	2.758	0.14%	21.82	1.09%	23.76	1.19%
9	500	2.316	0.12%	18.21	0.91%	20.79	1.04%
10	600	1.999	0.10%	15.82	0.79%	18.38	0.92%
11	700	1.764	0.09%	13.94	0.70%	16.5	0.83%
12	800	1.567	0.08%	12.45	0.62%	15.02	0.75%
13	900	1.432	0.07%	11.24	0.56%	13.8	0.69%
14	1000	1.322	0.07%	10.23	0.51%	12.78	0.64%
15	1100	1.227	0.06%	9.381	0.47%	11.88	0.59%
16	1200	1.144	0.06%	8.653	0.43%	11.08	0.55%
17	1300	1.072	0.05%	8.021	0.40%	10.37	0.52%
18	1400	1.009	0.05%	7.469	0.37%	9.723	0.49%
19	1500	0.9537	0.05%	6.981	0.35%	9.148	0.46%
20	1600	0.9045	0.05%	6.547	0.33%	8.632	0.43%

21	1700	0.861	0.04%	6.159	0.31%	8.156	0.41%
22	1800	0.8216	0.04%	5.811	0.29%	7.727	0.39%
23	1900	0.7861	0.04%	5.495	0.27%	7.337	0.37%
24	2000	0.7539	0.04%	5.209	0.26%	6.98	0.35%
25	2500	0.6278	0.03%	4.102	0.21%	5.562	0.28%
26	5000	0.3311	0.02%	1.845	0.09%	2.589	0.13%
P_{imax}		13.82	0.69%	151.6	7.58%	47.07	2.35%
$D_{imax} (m)$		19		16		84	
$D_{10\%}$		/					

(2) 无组织排放挥发性有机物环境影响分析

根据表 5.2-7 的 NMHC 预测结果可知，单座井场、8 井式多通阀集油计量管汇站、溶剂回收站中，8 井式多通阀集油计量管汇站的无组织挥发 NMHC 最大占标为 7.58%，最大落地浓度为 $151.6\mu\text{g}/\text{m}^3$ 出现在 16m 处，小于《环境影响评价技术导则大气环境》(HJ2.2-2018)附录 D 中非甲烷总烃空气质量浓度限值 ($2000\mu\text{g}/\text{m}^3$) 要求，说明站场正常运行期间无组织排放的非甲烷总烃对周围环境空气影响较小，对魔鬼城风景区-布达拉宫景区的大气影响很小。项目运营期对区域大气环境的影响可以保持在环境可接受的范围之内，

5.2.2.4 大气污染物核算

本项目运行期大气有组织污染物排放量见表 5.2-8、无组织污染物排放量见表 5.2-9。

表 5.2-8 大气污染物有组织排放量核算表

序号	产污环节	污染物	主要污染防治措施	国家或地方污染物排放标准		核算排放浓度 (mg/m^3)	核算排放速率 (kg/h)	核实年排放量/ (t/a)
				标准名称	浓度限值/ (mg/m^3)			
1	重 13 井区注汽站的 $2\times 9\text{t}/\text{h}$ 注汽锅炉	SO_2	采用清洁燃料、低氮燃烧	《锅炉大气污染物排放标准》(GB13271-2014)	50	19.661	0.572	2.56
		NO_x		《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》(新环大气函[2022]483 号)	50	50	1.31	6.51
		颗粒物		《锅炉大气污染物排放标准》(GB13271-2014)	20	10.214	0.297	1.33

表 5.2-9 大气污染物无组织排放量核算表

序号	产污环节	污染物	国家或地方污染物排放标准		浓度限值/ (mg/m ³)	核实年 排放量/ (t/a)
			主要污染 防治措施	标准名称		
1	单座井场	非甲烷 总烃	日常维 护, 做好 密闭措施	《陆上石油天然气 开采工业大气污染 物排放标准》 (GB39728-2020)	厂界外 4.0mg/m ³	0.485
2	8 井式多通 阀集油计 量管汇站					0.445
3	溶剂回收 站					0.31
合计						1.24

本工程大气污染物排放量核算情况见表 5.2-10。

表 5.2-10 大气污染物年排放量核算表

序号	污染物	核算年排放量(t/a)
1	SO ₂	2.56
2	NO _x	6.51
3	颗粒物	1.33
4	非甲烷总烃	1.24

5.2.2.5 大气环境影响评价自查表

大气环境影响评价自查表详见下表 5.2-11。

表 5.2-11 大气环境影响评价自查表

工作内容		自查项目					
评价 等级 与 范围	评价等级	一级 <input type="checkbox"/>		二级 <input checked="" type="checkbox"/>		三级 <input type="checkbox"/>	
	评价范围	边长=50km <input type="checkbox"/>		边长 5~50km <input type="checkbox"/>		边长=5km <input checked="" type="checkbox"/>	
评价 因子	SO ₂ +NO _x 排放量	≥2000t/a <input type="checkbox"/>		500~2000t/a <input type="checkbox"/>		<500t/a <input checked="" type="checkbox"/>	
	评价因子	基本污染物 (SO ₂ 、NO ₂ 、PM ₁₀ 、PM _{2.5} 、CO、O ₃) 其他污染物 (NMHC)				包括二次 PM _{2.5} <input type="checkbox"/> 不包括二次 PM _{2.5} <input checked="" type="checkbox"/>	
评价 标准	评价标准	国家标准 <input checked="" type="checkbox"/>		地方标准 <input type="checkbox"/>		附录 D <input type="checkbox"/>	其他标 准 <input type="checkbox"/>
	环境功能区	一类区 <input type="checkbox"/>		二类区 <input checked="" type="checkbox"/>		一类区和二类区 <input type="checkbox"/>	
现状 评价	评价基准年	(2023) 年					
	环境空气质 量现状调查 数据来源	长期例行监测数据 <input type="checkbox"/>		主管部门发布的数据 <input checked="" type="checkbox"/>		现状补充监测 <input checked="" type="checkbox"/>	
	现状评价	达标区 <input checked="" type="checkbox"/>				不达标区 <input type="checkbox"/>	
污染 源 调查	调查内容	本项目正常排放源 <input checked="" type="checkbox"/> 本项目非正常排放源 <input type="checkbox"/> 现有污染源 <input type="checkbox"/>		拟替代的污染源 <input type="checkbox"/>		其他在建、拟 建项目污染源 <input type="checkbox"/>	区域污 染源 <input type="checkbox"/>
		预测模型	AERMO D <input type="checkbox"/>	ADMS <input type="checkbox"/>	AUSTAL2000 <input type="checkbox"/>	EDMS/AE DT <input type="checkbox"/>	CALPUFF <input type="checkbox"/>
大气 环境 影响 预测 与 评	预测范围	边长≥50km <input type="checkbox"/>		边长 5~50km <input type="checkbox"/>		边长=5km <input checked="" type="checkbox"/>	

工作内容		自查项目			
价	预测因子	预测因子（无） <input checked="" type="checkbox"/>			包括二次 PM _{2.5} <input type="checkbox"/> 不包括二次 PM _{2.5} <input type="checkbox"/>
	正常排放短期浓度贡献值	C 本项目最大占标率≤100% <input type="checkbox"/>			C 本项目最大占标率>100% <input type="checkbox"/>
	正常排放年均浓度贡献值	一类区	C 本项目最大占标率≤10% <input type="checkbox"/>		C 本项目最大占标率>10% <input type="checkbox"/>
		二类区	C 本项目最大占标率≤30% <input type="checkbox"/>		C 本项目最大占标率>30% <input type="checkbox"/>
	非正常排放1h浓度贡献值	非正常持续时长（/）h	c 非正常占标率≤100% <input type="checkbox"/>		c 非正常占标率>100% <input type="checkbox"/>
	保证率日平均浓度和年平均浓度叠加值	C 叠加达标 <input type="checkbox"/>			C 叠加不达标 <input type="checkbox"/>
区域环境质量的整体变化情况	k≤-20% <input type="checkbox"/>			k>-20% <input type="checkbox"/>	
环境监测计划	污染源监测	监测因子：（SO ₂ 、NO _x 、PM ₁₀ 、非甲烷总烃）	有组织废气监测 <input checked="" type="checkbox"/> 无组织废气监测 <input checked="" type="checkbox"/>	无监测 <input type="checkbox"/>	
	环境质量监测	监测因子：（/）	监测点位数（/）	无监测 <input type="checkbox"/>	
评价结论	环境影响	可以接受 <input checked="" type="checkbox"/> 不可以接受 <input type="checkbox"/>			
	大气环境保护距离	距厂界最远（0）m			
	污染源年排放量	SO ₂ ：（2.56）t/a	NO _x ：（6.51）t/a	颗粒物：（1.33）t/a	VOCs：（1.24）t/a

5.2.2.6 大气环境影响评价小结

项目对大气环境的影响可分为两个阶段，施工期施工扬尘、废气对环境造成的影响，由于施工是短期行为，持续时间较短，施工过程对大气环境的影响是暂时性的局部影响，并随施工的结束而消失，其影响时间短、范围小，施工期对大气环境所造成的影响较轻。运营期废气的污染物主要为注汽站的燃气注汽锅炉的燃气废气、油气集输过程中的井场和站场挥发的无组织烃类，对大气环境造成的长期影响。

本项目拟建2台重13注汽站燃气注汽锅炉（2×9t/h），设2根排气筒，排气筒高度均为10m，烟囱内径均为0.5m，排气温度为120℃，烟气排放总量为20964万m³/a，产生颗粒物1.33t/a、SO₂2.56t/a、NO_x6.51t/a，浓度分别为：颗粒物：10.214mg/m³；SO₂：19.661mg/m³；NO_x：50mg/m³，满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）中的“表3 大气污染物特别排放限值（颗粒物：20mg/m³；SO₂：50mg/m³）”。氮氧化物满足《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》（新环大气函〔2022〕483号）标准要求（NO_x：50mg/m³）。

重13注汽站燃气注汽锅炉烟气影响预测结果表明，各污染物最大落地浓度值远小

于《环境空气质量标准》（GB3096-2012）二级标准的要求。油气集输过程中的井场和站场挥发的无组织烃类可以满足《环境影响评价技术导则大气环境》(HJ2.2-2018)附录 D 中非甲烷总烃空气质量浓度限值（ $2000\mu\text{g}/\text{m}^3$ ）要求。项目正常排放的各污染物对评价区域大气环境质量均不会产生明显影响，对魔鬼城风景区-布达拉宫景区的大气影响很小。

5.2.3 退役期大气环境影响分析

油井退役后各种相关辅助工作均停止，采油（气）造成的环境空气污染源将消失，油井停止后将进行一系列清理工作，包括地面设施拆除、封井、井场清理等，将会产生少量扬尘。与当地自然条件导致的风沙相比较，清理过程中扬尘造成的环境影响是暂时的，且该区域内活动人群较少，主要为井场清理的油田工作人员。

5.2.4 小结

运营期项目对大气环境的影响主要来自注汽站的燃气注汽锅炉的燃气废气、油气集输过程中的井场和站场挥发的无组织烃类。本项目拟建 2 台重 13 注汽站燃气注汽锅炉（ $2\times 9\text{t}/\text{h}$ ），设 2 根排气筒，排气筒高度均为 10m，烟囱内径均为 0.8m，排气温度为 120°C ，烟气排放总量为 20964 万 m^3/a ，产生颗粒物 1.33t/a、 SO_2 2.56t/a、 NO_x 6.51t/a。井场和站场挥发的无组织烃类为 1.24t/a。

根据预测结果可知，井场、站场外的 NMHC 浓度均小于《环境影响评价技术导则大气环境》(HJ2.2-2018)附录 D 中非甲烷总烃空气质量浓度限值（ $2000\mu\text{g}/\text{m}^3$ ）要求，项目运营期对区域大气环境的影响可以保持在环境可接受的范围之内。项目正常排放的各污染物对评价区域大气环境质量均不会产生明显影响。

5.3 声环境影响分析与评价

5.3.1 施工期声环境影响分析

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

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

表 5.3-1

施工主要机械噪声值及衰减情况表

距离, m	强度	10	20	40	80	100	200	400	800	1000
柴油发电机	105	85	79	73	67	65	59	53	47	45
钻机	105	85	79	73	67	65	59	53	47	45
泥浆泵	100	80	74	68	62	60	54	48	42	40
运输车辆	75	55	49	43	37	35	29	/	/	/
推土机	90	78	72	66	60	58	52	46	40	38
混凝土翻斗车	90	78	72	66	60	58	52	46	40	38
挖掘机	92	80	74	68	62	60	54	48	42	40
混凝土搅拌机	95	83	77	71	65	63	57	51	45	43

通过上表分析可知, 昼间施工场地 80m 以外均不超过《建设施工场界环境噪声排放标准》(GB 12523-2011) 昼间限值, 夜间施工场地 400m 以外《建设施工场界环境噪声排放标准》(GB 12523-2011) 夜间限值。施工期的这些噪声源均为暂时性的, 项目施工区周围无人声等声环境敏感点, 本项目施工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程度。

5.3.2 运营期声环境影响分析

5.3.2.1 运营期主要噪声源

1) 预测源强

运营期间的噪声源主要为井场的抽油机、井下作业的机泵、注汽站的机泵、风机, 溶剂回收站的机泵、冷却塔和螺杆制冷压缩机, 噪声级为 60~120dB(A), 噪声排放情况见表 5.3-2。

2) 预测模式

本预测计算采用《环境影响评价技术导则 声环境》(HJ 2.4-2009) 中推荐的工业噪声预测模式, 计算公式如下:

(1) 噪声户外传播声级衰减模式

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

式中: $L_p(r)$ — 距声源 r 处的倍频带声压级, dB(A);

$L_p(r_0)$ — 参考位置 r_0 处倍频带声压级, dB(A);

A_{div} — 声波几何发散引起的衰减量, dB(A);

A_{bar} — 屏障引起的衰减量, dB(A);

A_{atm} — 空气吸收引起的衰减量, dB(A);

A_{gr} —地面效应引起的衰减量, dB (A) ;

A_{misc} —其他多方面原因引起的衰减量, dB (A) 。

(2) 预测点总等效连续 A 声级计算模式:

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

式中: L_{eqg} —n 个声源在预测点的连续 A 声级合成, dB (A) ;

L_{Ai} —噪声源达到预测点的连续 A 声级, dB (A) ;

n—噪声源个数。

3) 预测点设定

拟建项目采油井场噪声源和平面布置基本相同。

厂界预测点:

选取井场厂界间隔 1m 设置厂界预测点。

4) 评价标准

厂界预测点评价标准为《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB 12348-2008) 中 2 类区排放限值(昼间 60dB (A), 夜间 50dB (A))。

5) 预测结果

井场正常运行时其噪声预测结果见表 5.3-2。

井场和站场周边无环境敏感点分布。

表 5.3-2 运营期井场、注汽站、溶剂回收站噪声预测源强参数一览表

序号	单元	主要噪声源	降噪前等效声级 dB(A)	降噪后等效声级 dB(A)	降噪分贝 dB (A)	厂界 (m)				衰减值 dB (A)				降噪措施
						东	西	南	北	东	西	南	北	
1	井场	抽油机	75	55	20	16	2	3	16	31	50	44	31	隔声、减震、使用低噪声设备
2	注汽站	设备	93	68	25	51	12	46	22	34	46	35	41	风机进、排风管安装消声器
3	溶剂回收站	装车撬	73	73	0	88	29	95	20	34	44	33	47	隔声、减震、使用低噪声设备
		三相分离区	77.89	73	5	33	86	27	90	43	34	44	34	

表 5.3-3 运营期井场噪声预测结果

评价单元	方位	昼间 (dB (A))		夜间 (dB (A))		达标情况
		贡献值	标准值	贡献值	标准值	
井场	东	31.1	60	31.1	50	达标
	西	50.4	60	50.4	50	达标
	南	44.2	60	44.2	50	达标
	北	30.9	60	30.9	50	达标

表 5.3-4 运营期注汽站噪声预测结果

评价单元	方位	昼间 (dB (A))		夜间 (dB (A))		达标情况
		贡献值	标准值	贡献值	标准值	
注汽站	东	31.1	60	31.1	50	达标
	西	50.4	60	50.4	50	达标
	南	44.2	60	44.2	50	达标
	北	30.9	60	30.9	50	达标

表 5.3-5 运营期溶剂回收站噪声预测结果

评价单元	方位	昼间 (dB (A))		夜间 (dB (A))		达标情况
		贡献值	标准值	贡献值	标准值	
溶剂回收站	东	43.3	60	43.3	50	达标
	西	44.1	60	44.1	50	达标
	南	44.7	60	44.7	50	达标
	北	47.1	60	47.1	50	达标

运营期井场、站场噪声贡献值等值线分布图见图 5.3-1。

运营期井场噪声预测结果
运营期注汽站噪声预测结果
运营期溶剂回收站噪声预测结果
图 5.3-1 运营期井场、站场噪声贡献值等值线分布图

通过预测可知：

- (1) 本项目井场和站场需选用先进的低噪声设备，定期维护设备。
- (2) 注汽站、溶剂回收站需合理布置构筑物，并进行基础减震，定期维护设备，

使设备噪声维持在正常水平。

在采取以上措施后，根据预测结果可知，井场和站场厂界噪声分别满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)中的2类功能区限值要求。且井场和站场周围无村庄居民区分布，因此项目运营期噪声对周围环境的影响较小，不会导致所在区域声环境质量超出相应功能区要求。

5.3.2.3 井下作业噪声环境影响分析

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

5.3.3 退役期声环境影响分析

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

5.3.4 声环境影响评价小结

综上所述，本项目开发建设区域声环境质量现状满足《声环境质量标准》(GB3096-2008)中2类标准，施工期昼间施工场地80m以外均不超过《建设施工场界环境噪声排放标准》(GB 12523-2011)昼间限值，夜间施工场地400m以外《建设施工场界环境噪声排放标准》(GB 12523-2011)夜间限值。

采取相应的隔声减振措施后，运营期井场和站场厂界噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)2类标准限值要求，项目区周边无声环境敏感点，不会产生噪声扰民问题。

5.3.5 声环境影响自查表

本工程声环境影响自查表见表5.3-6。

表 5.3-6 声环境影响评价自查表

工作内容		自查项目						
评价等级与范围	评价等级	一级□ 二级 <input checked="" type="checkbox"/> 三级□						
	评价范围	200m <input checked="" type="checkbox"/> 大于 200m□ 小于 200m□						
评价因子	评价因子	等效连续 A 声级 <input checked="" type="checkbox"/> 最大 A 声级□ 计权等效连续感觉噪声级□						
评价标准	评价标准	国家标准 <input checked="" type="checkbox"/> 地方标准□ 国外标准□						
现状评价	环境功能区	0 类区□	1 类区□	2 类区 <input checked="" type="checkbox"/>	3 类区□	4a 类区□	4b 类区□	
	评价年度	初期 <input checked="" type="checkbox"/>		近期 <input checked="" type="checkbox"/>	中期□	远期□		
	现状调查方法	现场实测法 <input checked="" type="checkbox"/>		现场实测加模型计算法□		收集资料□		
	现状评价	达标百分比		100%				
噪声源调查	噪声源调查方法	现场实测□		已有资料□	研究成果 <input checked="" type="checkbox"/>			
声环境影响预测与评价	预测模型	导则推荐模型 <input checked="" type="checkbox"/>			其他□_____			
	预测范围	200m <input checked="" type="checkbox"/>		大于 200m□	小于 200m□			
	预测因子	等效连续 A 声级 <input checked="" type="checkbox"/> 最大 A 声级□ 计权等效连续感觉噪声级□						
	厂界噪声贡献值	达标 <input checked="" type="checkbox"/>			不达标□			
	声环境保护目标处噪声值	达标 <input checked="" type="checkbox"/>			不达标□			
环境监测计划	排放监测	厂界监测 <input checked="" type="checkbox"/>	固定位置监测□	自动监测□	手动监测□	无监测□		
	声环境保护目标处噪声监测	监测因子: (/)		监测点位数: (/)		无监测 <input checked="" type="checkbox"/>		
评价结论	环境影响	可行 <input checked="" type="checkbox"/>			不可行□			

注：“□”为勾选项，可√；“（ / ）”为内容填写项。

5.4 水环境影响分析

5.4.1 水文地质条件

5.4.1.1 区域地层概况

本项目正钻井目的层岩性为侏罗系齐古组。风城油田自上而下钻遇地层有新生界第四系、新近系、古近系，中生界白垩系、侏罗系，其中侏罗系齐古组为主要目的层。

5.4.1.2 评价区域水文地质条件

(1) 地下水赋存条件及含水层特征

评价区地处准噶尔盆地西北部，区域上位于和什托洛盖盆地西缘。为广阔的戈壁砾石带，自西北向东南倾斜，宽阔而平坦，海拔 490-510m。受后期洪流侵蚀切割，局部呈崎岖梳状垅岗。地表岩性由次圆或次棱角状砂卵砾石组成，部分地段有亚砂土与砂砾石的交互层。地表植物稀少，呈荒漠戈壁景观。评价区内地下水类型为碎屑岩类裂隙孔隙水。

区块地下水类型为碎屑岩类裂隙孔隙水，含水岩组为白垩系碎屑岩组。岩层中的砂岩、砾岩松散，可充水形成富水性不均匀的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，富水性不均匀，换算为井径 8 寸，降程 5m 的单井涌水量为 20~5000m 不等，矿化度较高。根据收集钻孔资料，水位埋深大于 12m，岩层渗透系数 0.173-1.611m/d。项目区水文地质图见图 5.4-1。

(2) 补给、径流、排泄条件

区内地下水类型为碎屑岩类裂隙孔隙水，无地表水分布，无田地分布，区块地下水主要接受西北部地下径流补给，此外还有少量大气降雨和暴雨洪流入渗补给。地下水流向近北西流向东南，水力坡度为 4‰~9‰。地下水排泄方式以侧向地下径流排泄为主。玛纳斯湖为评价区地下水的最终排泄区。

(3) 地下水动态

评价区地下水的显著特点是垂向补给与排泄很少，主要接受上游地下水的侧向径流补给，向下游侧向径流排泄，因而动态类型主要受地下水径流等水文因素影响，地下水动态类型以径流型为主。根据当地气象资料及统测资料，上游冰雪融水时期主要为每年的 3 月，水位出现大峰值丰水期；降水主要集中在每年的 9 月，水位出现小峰值；降雪冰冻时期主要集中在每年的 12 月-次年 2 月，为枯水期。

图 5.4-1 项目区水文地质图

(4) 地下水化学特征

根据监测数据及八大离子分析，区块地下水矿化度为 0.29~2.8 g/L，总硬度 0.16~1.39 mg/L，pH 值为 7.4~7.9，水化学类型为 Cl-Ca、Cl-Ca·Na、Cl-Na 型。

根据项目区地层水分析资料统计表明，地层水为 NaHCO₃ 型，pH 值约 7.6，碳酸氢根含量平均为 112.4mg/L，氯离子含量平均为 955.8mg/L，总矿化度平均为 4075.2mg/L。

(5) 地下水开发利用现状及规划

根据调查，区域内地下水开采主要集中在和布克河、白杨河谷地等，开采层位主要为河谷区第四系松散岩类孔隙潜水，以分散开采为主，取水井类型主要为机井，井深一般在 30m 左右，主要用途为农业灌溉用水，其次为人蓄及绿化用水。评价区内碎屑岩类孔隙裂隙水富水性较差，除用于油田开发外，未开展其他方式的开采利用及规划。

(6) 地下水污染源调查

井区内均为油田生产设施，无其他工业污染源分布。正常工况下，不会有泄漏情况发生，也不会对包气带和地下水环境造成影响。非正常工况下，假设防渗地面开裂，污水泄漏等，相关污染物持续进入包气带中，则随着污染物持续泄漏，污染范围逐渐增大。

(7) 包气带现状调查

根据设计资料，井区内包气带特征如下：在勘探井钻探孔揭示的深度范围内，分布有粉质粘土层、砂岩层，岩土层结构较简单。根据井区内水文地质特征，井区内表层第四系松散沉积物为透水不含水层，参考区域周边已进行的渗水试验结果，表层渗透系数为 1.611m/d，包气带天然防污性能较弱。本项目的所有井和站场全部为新建，重 13 井区距离风城油田 2 号稠油处理站（已建工程）为 4km，依据《陆地石油天然气开发验收规范》（HJ612-2011），选择采出水的特征因子 pH、COD、BOD₅、氨氮、SS、挥发酚、硫化物、石油类监测，因此本次选取项目区 FHW5343S 井场作为背景监测点、2 号稠油联合站外 200m 范围内共布设 2 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，监测点结果值与背景值相差较小，表明现有工程 2 号稠油联合站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。

5.4.2 施工期水环境影响分析

根据工程分析，在建设期，对水环境可能造成影响的污染源主要是采油井场，主要污染物为钻井废水（包括机械冷却废水、冲洗废水、钻井液流失废水和其他废水等）和管道施工废水。本工程整个钻井期间，钻井期间产生的废水都是以井场为中心，呈点状分布。

（1）钻井废水

本工程钻井施工过程中采用“钻井废弃物不落地达标处理技术”，钻井废水与钻井泥浆、岩屑一同进入不落地处理系统处理，处理后的液相全部回用于配备钻井液，不外排。

（2）管道施工废水

管道试压采用洁净水，管道试压废水中主要污染物为 SS。管道试压分段进行，试压水排出后进入下一段管线循环使用。试压结束后，试压废水可用作场地降尘用水。

项目钻井过程中采用套管与土壤隔离，并在套管与地层之间注入水泥进行固井，水泥浆返至地面，封隔疏松地层和水层；项目区钻孔深度 15m 范围内未揭露地下水，本工程表层套管的下入深度为 65m，二开油层套管至井底部 1073m，均采用水泥浆进行固井，可满足本工程的地下水保护需要，可有效的保护地下水环境不受污染。本工程使用水基钻井液，钻井过程中，严格要求套管下入深度等措施，可以有效控制钻井液在地层中的漏失，减轻对地下水环境的影响。由于本工程采油目的层与地下水处于不同层系，远远超出本区域地下水含水层深度，在施工过程中采用下套管注水泥固井、完井方式进行水泥固井，对含水层进行了固封处理，有效保护地下水层。基本不会对所在区域地下水产生影响。

施工期间钻井井场内的柴油机、发电机房、材料堆场、柴油罐等均铺设 HDPE 防渗膜，可对土壤及包气带起到良好的防护。此外，施工过程中产生的废水和固体废物均得到妥善处理，且项目区气候干旱少雨，不存在大量降水的淋滤作用。

管道敷设埋深一般在-1.8m 以内，在施工过程中的辅料、废料等在降水的淋滤作用下产生的浸出液进入地下含水层，将对地下水造成不同程度的影响，其影响程度决定于下渗量及其饱和地带的厚度、岩性和对污染物的阻滞、吸附分解等自然净化能力。由于本区域降水少，且管道沿线表层土壤有一定的自然净化能力，管线施工对地下水的影响很小。因此，正常管线埋设不会对地下水造成不利影响。

5.4.3 运营期水环境影响分析

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

5.4.3.1 正常状况下地下水环境影响分析

(1) 地下水污染源类型

在建设期，对地下水环境可能造成影响的污染源为钻井废水、施工人员生活污水及管道试压废水。

运营期，废水污染源主要为采出水和井下作业废水以及高盐废水、锅炉排水、生活污水，生产废水污染物主要为石油类、生活污水主要污染物为 COD、氨氮。

(2) 废水处置措施及可行性分析

1) 施工期废水处置措施

- ① 施工期钻井废水：进入泥浆不落地系统，经固液分离后，液相循环利用不外排；
- ② 管道试压废水：试压结束后用于场地抑尘；
- ③ 施工人员生活污水：依托乌尔禾区固定生活区的生活污水处理设施处理，现场无生活污水产生。

项目钻井过程中采用三层套管技术，严格要求套管下入深度，套管与土壤隔离，并在套管与地层之间注入水泥进行固井，水泥浆返至地面，封隔疏松地层和水层。根据项目区水文地质资料可知，项目区地下水有多层分布，主要分为上覆含水层组和供水目的层含水层组，地下水潜水埋深在 12~28m、承压水埋深在 15~477.8m 之间，小于 500m，而本项目采油目的层与地下水处于不同层系，远远超出本区域地下水含水层深度，本项目钻井过程中采用下套管注水泥固井、完井方式对含水层进行固封处理（表层套管下入深度为 65m，水泥浆进行固井，水泥浆返至地面），可有效保护地下水层。同时本项目使用水基钻井液，钻井过程中，在严格要求套管下入深度和固井质量合格的前提下，可以有效控制钻井液在地层中的漏失，减轻钻井过程中对地下水环境的影响。

综上所述，本项目钻井期对项目区地下水的影响不大。

2) 运营期的采出水、井下作业废水、高盐废水、锅炉排水、生活污水处置措施

① 采出水、高盐废水对地下水的环境影响

本项目 17 口井最大采出水量合计为 177.45m³/d (5.856 万 m³/a)，采出水中主要污染物为 SS、COD、石油类、挥发酚等，其浓度分别为 44mg/L，4500mg/L，69.53mg/L，0.15mg/L。由此可计算出：本项目 SS、COD、石油类、挥发酚的年产生量分别为 2.57t/a、263.52t/a、4.07t/a、0.0088t/a。本项目采出水依托风城油田 2 号稠油联合站的污水处理系统处理，一部分回用于注汽锅炉用水，一部分达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)标准后，回注于现役油藏。风城油田 2 号稠油联合站的污水处理规模为 4000m³/d，富余量较大 11250m³/d，本项目投产后新增最大采出水量为 177.45m³/d，本项目采出水处理依托风城油田 2 号稠油联合站处理可行。本工程新增高含盐水量为 2928t/a。高含盐水排至 2 号稠油联合站新建 MVR 除盐系统处理，不外排，因此本项目采出水的合规处置，对地下水环境影响很小。

②井下作业废水对地下水的环境影响

本工程采用蒸汽吞吐采油工艺，不需要进行除蜡、酸化、压裂作业，正常工况下，主要是修井过程产生少量作业废水，其产生是临时性的。本项目井下作业废水一次性产生量为 836t/a，采用专用废液收集罐收集后，送至风城油田 2 号稠油联合站的污水系统处理。

③锅炉排水对地下水的环境影响

本项目锅炉的少量排水，通过管线进入 2 号稠油联合站处理，对地下水环境影响很小。

④生活污水对地下水的环境影响

本项目新增注汽站、溶剂回收站、油区维护劳动定员共 22 人。新增劳动定员生活污水排放量约 1.32m³/d (435.6m³/a)，用防渗生活水池收集，生活污水采用吸污车定期拉运至乌尔禾污水处理厂进行处理，对地下水环境影响很小。

⑤本项目注烃、注汽开发对地下水的环境影响

注入油藏的蒸汽进入采出液，通过风城油田 2 号稠油联合站的污水处理系统处理，一部分回用于注汽锅炉用水，一部分达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)标准后，回注于现役油藏。注入油藏的混烃进入采出液通过溶剂回收站的回收，循环使用，与地下水无联系。根据项目区水文地质资料可知，项目区地下水有多层分布，主要分为上覆含水层组和供水目的层含水层组，而重 13 井区处理达标后的采出水回用于注汽，注烃开发和注汽开发的目的层侏罗系齐古组油藏埋深在 1000m 左右，与地下水各含水层处于不同层系，远远超出本区域地下水含水层深

度。

注汽井和注烃采油井在钻井过程中进行了固井，在固井质量良好的情况下可以确保井壁不会发生侧漏，有效隔离含水层与井内回注水的交换，有效保护地下水层，可对回注水实现有效封堵；且注汽井注入的为洁净水，在事故条件下，渗漏对地下水环境影响很小。

⑥集输管线对地下水的环境影响

集输管线是全封闭系统，输送、储存的介质不会与管线穿越区的地下水水体之间发生联系，正常运行时不会对管线穿越地区地下水环境造成影响。即正常情况下，本项目的实施对地下水的影响较小。

⑦混烃储罐对地下水的环境影响

混烃储罐封闭，输送、储存的介质对地下水环境造成影响。

5.4.3.2 非正常状况下地下水环境影响分析

油田在生产过程中，各个环节都存在着易燃、易爆、有害物质，除危害工程本身安全外，同时对地下水也构成污染的危险。主要表现在操作失误或处理措施不当、井损等导致的套外返水等工程事故；自然灾害引起的污染事故；地层压力过大导致井喷事故；集输管线、阀组运行过程中，误操作及人为破坏等原因造成的管线破裂使原油泄漏。无论是人为因素还是自然因素所造成的事故，对油田的地下水体均有产生污染的风险。

油田开发对地下水产生污染的途径主要有两种方式，即渗透污染和穿透污染途径。

(1) 钻井穿透污染影响分析

污染物沿着裂隙或孔隙直接到达含水层从而污染地下水的方式称为穿透污染。以该种方式污染地下水的主要是采油、注烃、注汽过程中发生套外返水。一旦出现套外返水事故，污染物在水头压力差的作用下，可能直接进入含水层，发生油水串层，并在含水层中扩散迁移，污染地下水。

油水窜层污染的主要原因一般是由于表层套管和油气层套管的固井效果变差导致油水窜层使地下水受污染。由废弃井、套管被腐蚀破坏而污染到地下水的现象，在前期一般不会发生，待油井开发到中后期时，废弃井、套管被腐蚀破坏，才可能会对地下水有影响：废弃井在长期闲置过程中，在地下各种复合作用下，固井水泥被腐蚀，套管被腐蚀穿孔，加上只封死井口，油气物质失去了释放通道，会通过越流进入潜水含水层，参与地下水循环。虽然此时油层几乎没有多少压力，原油不大可能进入到含

水层污染地下水，但这一现象仍应引起重视。

本次地下水环境影响评价主要考虑最不利的极端情况下，针对油水窜层后污染物对区内含水层水质的影响进行重点预测、评价。

①预测情景

当发生窜层时，污染物进入到含水层中。考虑最不利情况，污染物泄漏为连续排放，发生窜层后，工程区内的污染物通过孔隙、裂隙径流。污染物在含水层中的迁移，可将预测情形概化为一维连续泄漏点源的水动力弥散问题。

②预测方法

本次评价采用解析法进行预测分析。

③预测因子

油井套管发生泄漏，采出液中污染物主要有**石油类、氯离子、溶解性总固体**等。根据《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）中情景设置预测因子相关要求，对每一类别中的各项因子采取标准指数法进行排序，**分别取标准指数最大的因子作为预测因子。本次选取石油类作为预测特征因子。**

④预测模型

本次地下水污染模拟仅考虑污染物随地下水发生对流、弥散作用，对污染物与液体介质（地下水）、固体介质（包气带介质和地下水含水介质）等的化学反应（如酸碱反应、氧化还原反应、吸附、交换、挥发及生物化学反应）等可能存在的环境消减因素做保守考虑。这样选择的理由是：

1) 对于长期持续的污染事件，环境自净作用属于次要因素，而水体的对流、弥散作用是污染物运移的主要因素。

2) 污染物在地下水中的反应运移非常复杂，物理、化学、微生物等环境自净作用往往会使污染浓度衰减。忽略这些环境自净因素可以模拟出污染的最大（或潜在）影响范围，符合保守性评价原则。

3) 对这些化学、生物化学作用进行精确模拟还属于国际性难题，一些模拟参数还存在很大争议，精确地模拟还需要大量的实验支持。

4) 在国际上有很多用保守型污染物作为模拟因子的环境质量评价的实例，保守型考虑符合环境评价的思想。

⑤预测参数

本次评价根据项目评价区及附近地区水文地质勘查数据，水文地质等参数部分引

用历史数据，部分采取保守的经验参数，详见表 5.4-1。

表 5.4-1 水质预测模型所需参数一览表

序号	参数符号	参数名称	参数数值	数值来源
1	u	水流速度	0.06m/d	地下水的平均实际流速 $u=KI/n$ ，根据评价区水文地质条件，渗透系数取 1.611m/d，水力坡度取较大值 9‰。
2	DL	纵向弥散系数	0.6m ² /d	$DL=aLu$ ，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数值取 10。
3	n	有效孔隙度	25%	根据项目所在区域含水层特征，确定区域有效孔隙度 $n=0.25$ 。
4	t	时间	计算发生渗漏后 100d、1000d、3650d 后各预测点的浓度	
5	C0	污染物浓度	参照 TPHCWG（1997）中关于石油类污染物的溶解度等相关文献，取 18 mg/L 为石油类可溶态污染物的最高浓度值。石油类参照《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中Ⅲ类，将石油类污染物浓度标准定为 0.05mg/L。检出限为 0.01mg/L。	

⑥预测结果与分析

将以上确定的参数代入模型，便可以求出不同时段，在预测情景下，泄露了不同天数（100 天、1000 天、1825 天）时，污染物在含水层不同位置的浓度分布情况。具体见表 5.4-2、表 5.4-3，图 5.4-2。

表 5.4-2 污染物在潜水含水层中的浓度迁移预测结果（情景 1）

100d		1000d		1825d	
距离 (m)	浓度 c(mg/L)	距离 (m)	浓度 c(mg/L)	距离 (m)	浓度 c(mg/L)
0	18.000	0	18.000	0	18.000
10	9.960	30	16.200	50	18.000
20	2.980	60	10.900	100	17.600
30	0.440	90	4.570	150	16.100
39	0.041	120	1.050	200	12.100
40	0.030	150	0.124	250	6.720
44	0.008	161	0.048	300	2.450
50	0.001	177	0.010	350	0.430
60	0.000	180	0.007	403	0.049
70	0.000	210	0.000	435	0.010
80	0.000	240	0.000	500	0.000

表 5.4-3 预测结果统计表（情景 1）

预测因子	预测时间	超标距离 (m)	影响距离 (m)	影响范围内水环境敏感点
石油类	100d	39	44	无
	1000d	161	177	无
	1825d	403	435	无

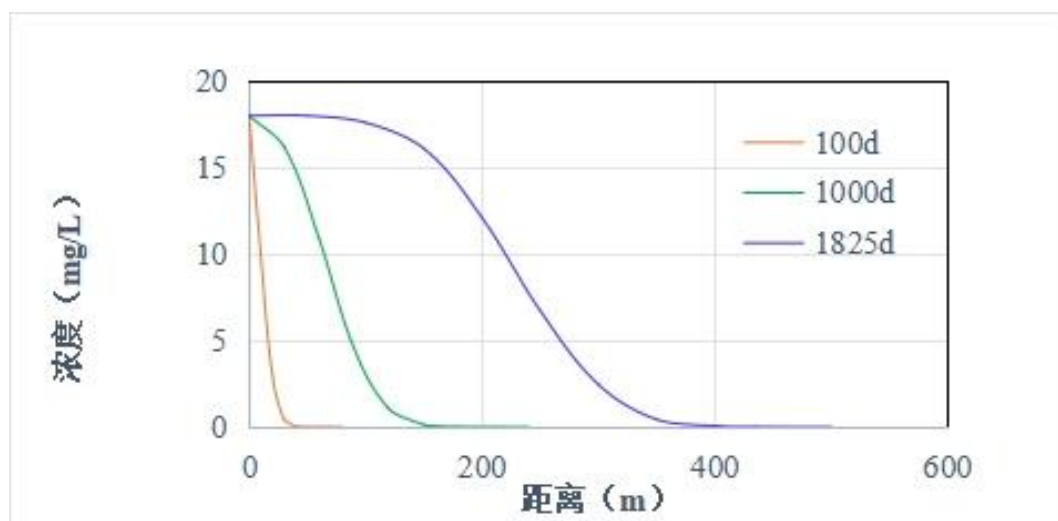


图 5.4-2 发生泄漏后石油类污染物浓度变化趋势图（情景 1）

根据以上预测结果，在本次设定的预测情形下：预测期间，随着时间、距离增加，污染范围也呈增加趋势。石油类浓度在预测 100d、1000d、1825d 时地下水超标距离分别为 39m、161m、403m，影响距离分别为 44m、177m、435m，影响范围内无居民饮用水井等敏感点，在预测期间，随着距离的增加，污染物的浓度呈减小的趋势；随着泄漏时间的增加，污染因子的影响范围随着时间的推移逐步扩大。为预防污染的发生和污染源的形，表层套管严格封闭第四系含水层，定期维护，固井质量应符合要求，废弃井应全部打水泥塞，并经严格的试压以防窜漏污染地下水，套损发生后及时采取治理技术，尽量避免窜层污染到泄漏点周边区域内的地下水。

（2）渗透污染影响分析

地面及包气带污染物沿着松散的孔隙下渗至含水层致使地下水污染的方式称为渗透污染。本工程可能产生的渗透污染主要是井喷、集输管线泄漏、落地油渗漏、混烃储罐泄漏，都是通过包气带渗透到潜水含水层而污染地下水的。包气带厚度愈薄，透水性愈好，就愈造成潜水污染，反之，包气带愈厚、透水性愈差，则其隔污能力就愈强，则潜水污染就愈轻。

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

处置和控制。泄漏事故会导致浅部隐蔽性污染源的产生，泄漏的油品下渗而可能导致地下水污染风险的发生。

通常泄漏事故对地下水环境的影响程度主要取决于原油的物理性质、泄漏方式、多孔介质特征及地下水位埋深等多种因素。由于管线泄漏事故为短期大量排放，污染物的泄漏以地表扩展为主，一般能及时发现，并可很快加以控制，石油烃等污染物在其中迁移的阻滞作用较强，迁移及衰减速度较慢，其影响范围不大，对地下水环境一般不易产生不利影响。

污染物进入地下后，污染物向地下水系统的迁移途径为：

入渗污染物→表土层→包气带→含水层→迁移

一般泄漏于土体中的凝析油可以同时向表面溢出和向地下渗透，并选择疏松位置运移。原油属疏水性有机污染物，难溶于水且容易被土壤吸附。泄漏后首先被表层的土壤吸附截留。石油烃等污染物在土壤中迁移的阻滞作用较强，迁移及衰减速度较慢，发生石油类物质泄漏事故后其污染物一般主要聚集在泄漏点周边土壤剖面 1m 以内，很难下渗到 2m 以外，其影响范围不大。

本次地下水环境影响评价主要考虑最不利情况下，污染物入渗对评价区内地下水水质的影响，针对污染物进入到含水层后的运移进行重点预测、评价。

①预测情景

非正常工况下，主要考虑溶剂回收站的混烃储罐和集油支线泄漏对地下水的影响。主要表现混烃储罐和管线腐蚀穿孔，误操作及人为破坏等原因造成混烃储罐和集油支线破裂使回注水中的石油类泄漏。无论是人为因素还是自然因素所造成的事故，对区域地下水体均可能产生污染的风险。

通常混烃储罐和集油支线泄漏事故产生的污染物以点源形式通过土壤表层下渗进入地下含水层。因而混烃储罐和集油支线泄漏事故对地下水环境的影响程度主要取决于混烃储罐和集油支线泄漏量、泄漏方式、多孔介质特征及地下水位埋深等因素。

②预测因子及源强

情景 2: 非正常工况下，最长段集油支线（重 13 井区连接重 1 井区，内径 150mm，压力 0.8-1.05MPa，长度 3.6km），依据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018）附录 E 表 E.1 泄漏频率表中内径为 150mm 的管道，泄漏孔径为 10%（15mm）孔径，泄漏频率为 $2 \times 10^{-6}/a$ 计算，假定发现泄漏后 10min 切断事故阀门，处理完毕。

情景 3: 非正常工况下，溶剂回收站 2 座 50m³ 卧式储罐（直径Φ 2.5m，长度 10 m），

压力为 0.1-0.15Mpa，混烃储罐发生紧急泄漏事件等事故，依据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ 169-2018)》附录 E 表 E.1 泄漏频率表中工艺储罐，泄漏孔径为 10mm 孔径，泄漏频率为 $10^{-4}/a$ 计算，假定发现泄漏后 10min 切断事故阀门，处理完毕。

本项目按最不利情况考虑假设条件，假设集油支线和单座混烃储罐发生泄漏，其泄漏速度 QL 用伯努利方程计算：

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

式中：

QL——液体泄漏速度，kg/s；

Cd——液体泄漏系数，取 0.65；

A——裂口面积，m²；

ρ——泄漏液体密度，kg/m³；

P——容器内介质压力，Pa；

P₀——环境压力，Pa；

g——重力加速度，9.8m/s²；

h——裂口之上液位高度，m。

经计算，在设定事故条件下回注水的泄漏速率见表 5.4-4。

表 5.4-4 设定事故条件下集油支线和单座混烃储罐的泄漏速率计算结果

泄漏类型	泄漏口面积(m ²)	泄漏口之上液位高度(m)	输送压力	环境压力	液体密度(kg/m ³)	泄漏速率(kg/s)	10min 泄漏量 t	石油类泄漏量 kg
集油支线	0.00018	0.15	1.05MPa	0.1MPa	1044	5.11	3.068	3.068
混烃储罐	0.0008	6.25	0.15MPa	0.1MPa	620	0.454	0.27	27

根据上表结果可知：

(1) 情景 2：集油支线泄漏速率为 5.11kg/s，假定发现泄漏后 10min 处理完毕，切断事故阀门，则集油支线泄漏回采出液量约为 3.068t。则石油类最大泄漏源强为 3.068kg，包气带截留 90%的污染物质，进入地下水的石油类量为 0.31kg。

(2) 情景 3：混烃储罐泄漏速率为 0.454kg/s，假定发现泄漏后 10min，切断事故阀门，则混烃储罐泄漏回混烃量约为 0.27t，包气带截留 90%的污染物质，进入地下水的石油类量为 0.027t (27kg)。

③预测方法

本次评价采用解析法对地下水环境影响进行预测。

④预测模型

石油类污染物进入潜水含水层后，随地下水流进行迁移的过程。污染物在潜水含水层中随着水流不断扩散，根据拟建项目非正常状况下污染源排放形式与排放规律，本次模型可概化为一维稳定流动二维水动力弥散问题的瞬时注入污染物—平面瞬时点源的预测模型，其主要假设条件为：

- 1) 假定含水层等厚，均质，并在平面无限分布，含水层的厚度、宽度和长度比可忽略；
- 2) 假定定量的定浓度的污水，在极短时间内注入整个含水层的厚度范围；
- 3) 污水的注入对含水层内的天然流场不产生明显影响。

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)，一维稳定流动二维水动力弥散问题的瞬时注入示踪剂—平面瞬时点源的预测模型为：

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

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 处的污染物浓度，mg/L；

M—含水层厚度，m；评价区域潜水含水层平均厚度；

m_M—长度为 M 的线源瞬时注入污染物的质量，kg。

u—地下水流速度，m/d；

n—有效孔隙度，无量纲；

D_L—纵向弥散系数，m²/d；

D_T—横向 y 方向的弥散系数，m²/d；

π—圆周率。

⑤预测参数

模型中所需参数及来源见表 5.4-5。

表 5.4-5 水质预测模型所需参数一览表（情景 2、情景 3）

序号	参数符号	参数名称	参数数值	数值来源
1	u	水流速度	0.06m/d	地下水的平均实际流速 $u=KI/n$ ，根据评价区水文地质条件，渗透系数取 1.611m/d，水力坡度取较大值 9%。
2	D_L	纵向弥散系数	0.6m ² /d	$DL=aLu$ ， 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。
3	D_T	横向弥散系数	0.06m ² /d	依据美国环保署（EPA）提出的经验数据：横/纵向弥散度比（ D_T/D_L ）一般为 0.1，则横向弥散系数为 0.06m ² /d。
4	n	有效孔隙度	25%	依据《水文地质学基础》（王大纯），根据项目所在区域含水层特征，有效孔隙度 n 取 25%。
5	M	含水层厚度	30.49m	根据评价区水文地质资料，本次预测模拟区域含水层厚度按平均厚度 30.49m 计算。
6	t	时间	计算发生渗漏后 100d、1000d、3650d 后各预测点的浓度	

⑥预测结果与分析

在非正常状况下，污染物进入含水层后，在水动力弥散作用下，瞬时注入的污染物将产生呈椭圆形的污染晕，污染晕中污染物的浓度由中心向四周逐渐降低。随着水动力弥散作用的进行，污染晕将不断沿水流方向运移，污染晕的范围也会发生变化。本次预测在研究污染晕运移时，选取石油类的检出下限值 0.01mg/L 的等值线作为影响范围，石油类取《地表水环境质量标准》(GB3838-2002)中III类标准值等值线 0.05mg/L 作为超标范围，预测污染晕的运移距离和影响范围。

将以上确定的参数代入模型，便可以求出不同时段，石油类在预测情景 2、情景 3 下，不同天数（100 天、1000 天、3650 天）时，污染物在含水层不同位置的浓度分布情况。具体见表 5.4-6、图 5.4-3~5.4-8。

表 5.4-6 污染物在潜水含水层中的浓度迁移预测结果

情景	预测时间	超标面积 (m ²)	影响面积 (m ²)	超标距离 (m)	影响距离 (m)	影响范围内水环境敏感点
情景2	100d	274.48	686.21	23	31	无
	1000d	0	1152.83	0	94	无
	3650d	0	0	0	0	无
情景3	100d	1312.03	1712.77	42	48	无
	1000d	8010.98	11610.63	150	168	无
	3650d	17857.07	31761.59	356	393	无

图 5.4-3 情景 2：100d 石油类污染晕运移分布图

图 5.4-4 情景 2：1000d 石油类污染晕运移分布图

图 5.4-5 情景 2：3650d 石油类污染晕运移分布图

图 5.4-6 情景 3：100d 石油类污染晕运移分布图

图 5.4-7 情景 3：1000d 石油类污染晕运移分布图

图 5.4-8 情景 3：3650d 石油类污染晕运移分布图

情景 2 预测结果可以看出：石油类污染物泄漏 100d、1000d、3650d 后污染晕超标范围分别为 274.48m²、0m²、0m²，影响范围分别为 686.21m²、1152.83m²、0m²。

情景 3 预测结果可以看出：石油类污染物泄漏 100d、1000d、3650d 后污染晕超标范围分别为 1312.03m²、8010.98m²、17857.07m²，影响范围分别为 1712.77m²、11610.63m²、31761.59m²。

影响范围内均无居民饮用水井等地下水环境敏感点，污染物的迁移对地下水有一

定影响，泄漏量越大，对环境的影响也相对较重。故本项目必须采取必要的防腐、防渗措施，并加强巡检、跟踪监测等，防止其泄漏进而污染到周边区域内的地下水。

在非正常状况下，建设单位应立即采取切断措施并及时组织专门力量进行污染物的清除工作，在最短的时间内清除地面及地下的石油类物质，因而，石油类污染物进入地下潜水的可行性较小。只要建设单位和施工单位严格按照拟定的环保措施进行，非正常状况下，对地下水的影响属可接受范围。针对可能出现的情景，报告制定了相应的监测方案和应急措施。

正常状况下，污染源从源头上可以得到控制，采取了防渗措施；本工程在设计、施工和运行时，严把质量验收关，杜绝因储罐、管道材质、制管、防腐涂层、焊接缺陷及运行失误而造成泄漏。在生产运行过程中，强化监控手段，定期检查检验，检漏控漏，尽量杜绝事故性排放源的存在，本工程对地下水环境的影响较小。

5.4.4 退役期水环境影响分析

对完成采油（气）的废弃井应封堵，拆除井口装置，截去地下 1m 内管头，保证对各类废弃井采取的固井、封井措施有效可行，防止发生油水窜层，污染地下水资源。根据《废弃井封井回填技术指南（试行）》要求，采取废弃井封井回填措施。管线外运清洗后可回收利用。

5.4.5 小结

（1）评价区水文地质条件

评价区位于乌尔禾盆地。潜水含水层岩性为地表岩性由次圆或次棱角状砂卵砾石组成，部分地段有亚砂土与砂砾石的交互层，主要为碎屑岩类裂隙孔隙水，潜水位埋深 12—28m；渗透系数 1.611m/d。承压含水层组为第四系松散层供水目的层之间的承压含水层，包括第三系和白垩系上统上段的部分碎屑岩类裂隙孔隙含水层。地下水的补给来源主要为西北部地下径流、大气降雨和暴雨洪流入渗的补给。排泄方式为以侧向地下径流排泄。根据监测数据及八大离子分析，区块地下水矿化度为 0.29~2.8 g/L，总硬度 0.16~1.39 mg/L，pH 值为 7.4~7.9，水化学类型为 Cl-Ca、Cl-Ca·Na、Cl-Na 型。

（2）地下水环境影响

正常状况下，施工期钻井废水：进入泥浆不落地系统，经固液分离后，液相循环利用不外排；管道试压废水：试压结束后用于场地抑尘；生活污水依托乌尔禾区固定

生活区的生活污水处理设施处理，现场无生活污水产生，不会对地下水环境产生影响。

运营期本项目采出水和井下作业废水依托风城油田 2 号稠油联合站污水处理系统处理，一部分回用于注汽锅炉用水，一部分达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）标准后，回注于现役油藏。高含盐水排至 2 号稠油联合站新建 MVR 除盐系统处理，不外排；锅炉的少量排水，通过管线进入 2 号稠油联合站处理；注汽站、溶剂回收站、油区，新增劳动定员生活污水用防渗生活水池收集，生活污水采用吸污车定期拉运至乌尔禾污水处理厂进行处理，对地下水环境产生影响很小。

本次地下水评价，设置了项目非正常情况情景进行预测分析，结果显示：若发生非正常状况，污染物一旦发生泄漏，将会对项目附近区域地下水造成一定影响，发生事故后建设单位及时启动应急预案，切断废水下渗污染源，采取补救措施，可将地下水环境影响降到最低，对地下水环境产生的影响属可接受范围。针对可能出现的情景，报告制定了相应的监测方案和应急措施。建设单位对地下水污染防治措施按照“源头控制、过程防控、跟踪监测、应急响应”相结合的原则，在生产运行过程中，强化监控手段，定期检查检验，检漏控漏，杜绝事故性排放点源的存在，在严格按照地下水污染防治措施后，本工程建设、生产运行对周边及下游地下水环境的影响是可以接受的。具体措施见后文 6.3.4 节。

(3) 地下水环境污染防控措施

本工程依据“源头控制、分区防控、污染监控、应急响应”原则，对井场和集输管线将采取严格的地下水环境污染防控措施。

①依据《环境影响评价技术导则·地下水环境》(HJ610-2016)等相关要求，采取相应的分区防渗措施，防渗的设计使用年限不应低于主体工程的设计使用年限。

②建立和完善本工程的地下水环境监测制度和环境管理体系，制定完善的监测计划。

③在制定环保管理体制的基础上，制订专门的地下水污染事故的应急措施，并应与其它应急预案相协调。

5.5 固体废物影响分析

5.5.1 施工期固体废物影响

本次油田建设在开发期产生的固体废物主要包括施工弃土弃渣、钻井岩屑和泥浆、落地油和沾油废物、建筑垃圾和施工人员生活垃圾。

(1) 施工弃土弃渣

本项目无废弃土方，施工土方在管线施工结束后回填在管堤上，井场及道路施工过程中产生的土方回填至挖方处或回填至周边低洼场地，并实施压实平整水土保持措施。

(2) 钻井岩屑和泥浆

本项目钻井采用泥浆不落地系统。钻井岩屑随泥浆一同进入泥浆不落地系统处理，采用泥浆不落地技术在井场进行固液分离，分离后的液相回用于钻井液配备，分离后的固相储存于泥浆罐，委托第三方岩屑处置单位处理，经检测满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）中综合利用污染物限值要求后综合利用。剩余泥浆由泥浆专业服务公司回收。

(3) 落地油、废机油和废防渗材料、沾油废物

本项目施工期落地原油产生量较少。本项目井下作业时带罐作业，落地油 100%回收，回收后的落地原油拉运至风城油田 2 号稠油联合站卸油罐，进入联合站原油处理系统进行处理。

废机油属于危险废物（HW08）（900-214-08），集中收集后委托克拉玛依顺通环保有限责任公司处置。

废防渗材料：本项目 17 口井产生的沾油废物为 0.85t，类别为 HW08 废矿物油与含矿物油类危险废物，代码：900-249-08，废防渗材料产生后交由克拉玛依顺通环保有限责任公司回收、处置。

沾油废物：废弃含油抹布、劳保用品属于危险废物 HW08 其他废物（900-249-08），在未分离收集情况下，可以不按照危险废物管理，但不改变危险废物属性，不能混入生活垃圾中，委托相关危险废物资质的单位处理。

(4) 建筑垃圾

施工过程中产生的建筑垃圾，统一收集，先回收利用，不能回收利用的拉运至克拉玛依市建筑垃圾填埋场填埋处置。

（5）膨润土、水泥、烧碱等包装袋

项目施工期废膨润土、水泥、烧碱废包装袋，属于一般工业固体废物，产生量较少，由钻井单位集中收集后拉运至克拉玛依工业固废填埋场处置。

（6）生活垃圾

施工期井场不设置生活营地，钻井工程施工人员钻井生活垃圾产生量为 3.57t/a，依托施工单位在乌尔禾区固定生活区收集，统一收集至乌尔禾区生活垃圾填埋场填埋。施工期地面工程不设生活营地，依托油区内现有生活设施处理。

施工期固体废物在处置和运行管理中严格落实《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）、《油气田含油污泥综合利用污染控制要求》（DB65/T3998-2017）、《油气田含油污泥及钻井固体废物处理处置技术规范》（DB65/T3999-2017）、《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）、《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB 18599-2020）等的相关要求，对环境所造成的影响可以接受。

5.5.2 运营期固体废物影响

拟建工程运营期产生的固体废物主要为油泥（砂）、事故状态落地原油、清管废渣、废润滑油、废防渗材料。根据《国家危险废物名录（2025年版）》和《危险废物鉴别标准 通则》（GB5085.7-2019），油泥（砂）和清管废渣、废润滑油、废防渗材料属于危险废物。

5.5.2.1 危险废物环境影响分析

（1）油泥砂

油泥砂主要为联合站的污水处理系统或沉降油罐、拉油罐产生的沉淀物，部分为原油，部分为泥土等杂质，属于危险废物（HW08）（071-001-08）。本工程运营后，原油及采出水依托联合站进行处理，故联合站原油及污水处理系统装置均会增加产生一定量的油泥砂。

本项目产生的油泥（砂）最大产生量为 987t/a，委托克拉玛依顺通环保有限责任公司、或具有相应危险废物处置资质的单位接收处置，对周边环境影响较小。

（2）清管废渣

本项目清管废渣产生量分别为 0.007t/a，其危险废物类别为 HW08 废矿物油与含矿物油废物，委托克拉玛依顺通环保有限责任公司、或具有相应危险废物处置资质的单位进行回收处置转运、处置。

(3) 事故状态的落地油

根据中国石油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，本项目井下作业时带罐作业，井口采用箱式作业平台防止产生落地油，井口排出物全部进罐，做到落地油 100%回收，回收后的落地原油拉运至风城油田 2 号稠油联合站卸油罐，进入联合站原油处理系统进行处理。

事故状态的落地油：本项目运行后共 12 口油井，落地油总产生量约 0.6t/a。回收后的含油污泥（油土混合物）直接交由具有相应危险废物处置资质的单位进行回收、处置。运输过程要求满足《危险废物收集贮存运输技术规范（HJ 2025-2012）》《危险废物转移管理办法》（部令第 23 号，2022 年 1 月 1 日实施）等文件要求。

(4) 废机油

本项目井场和站场合计废机油产生量为 0.7t/次.年，均委托克拉玛依顺通环保有限责任公司处置或其他相应危险废物处置资质的单位。

站场（注汽回收站和溶剂回收站）设危废暂存间，存放废润滑油。

(5) 废防渗材料

本项目产生废弃防渗布最大量约 3t/a。由施工单位将废弃的含油防渗布集中收集，不在井场贮存，交由克拉玛依顺通环保有限责任公司或其他相应危险废物处置资质的单位转运处置，拉运过程中资质单位应使用专车、按照指定的拉运路线。

5.5.2.2 生活垃圾环境影响分析

本项目新增注汽站、溶剂回收站、油区维护劳动定员共 22 人。新增劳动定员生活垃圾产生量为 3.63t/a，定期收集拉运至乌尔禾区生活垃圾填埋场进行处理。

5.5.3 退役期固废环境影响分析

地面设施拆除、井场清理等工作中会产生废弃管线、废弃建筑残渣，应集中清理收集。管线外运清洗后可回收利用，废弃建筑残渣外运至克拉玛依市建筑垃圾填埋场填埋处理，对场地内土壤和地下水环境影响较小。

5.5.4 小结

本次油田建设在开发期产生的固体废物主要包括施工弃土弃渣、钻井岩屑和泥浆、落地油、废机油和沾油废物、建筑垃圾和施工人员生活垃圾。本项目无废弃土方产生，施工土方全部回填至挖方处或回填至周边低洼场地，本项目钻井采用泥浆不落地系统。钻井岩屑随泥浆一同进入泥浆不落地系统处理，采用泥浆不落地技术在井场进行固液分离，分离后的液相回用于钻井液配备，分离后的固相储存于泥浆罐，委托第三方岩屑处置单位处理，经检测满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）中综合利用污染物限值要求后综合利用，废弃泥浆交专业服务公司处置。落地油带罐作业，回收后的落地原油拉运至风城油田2号稠油联合站卸油罐，进入联合站原油处理系统进行处理。废机油集中收集后暂存于密闭铁桶内，沾油废物暂存于密封袋内，委托克拉玛依顺通环保有限责任公司或其他相应危险废物处置资质的单位处置。施工过程中产生的建筑垃圾，统一收集，先回收利用，不能回收利用的送至克拉玛依市建筑垃圾填埋场填埋处置。施工期井场不设置生活营地，钻井工程施工人员钻井生活垃圾产生量为3.57t/a，依托施工单位在乌尔禾区固定生活区收集，统一收集至乌尔禾区生活垃圾填埋场填埋。施工期地面工程不设生活营地，依托油区内现有生活设施处理。

本项目运营期产生的固体废物包括油泥（砂）、落地原油、清管废渣、废机油、废防渗材料、事故状态落地油。油泥（砂）、清管废渣、废润滑油、废防渗膜，事故状态落地油属于危险废物（HW08），委托克拉玛依顺通环保有限责任公司、或其他相应危险废物处置资质的单位接收处置。回收后的落地原油拉运至风城油田2号稠油联合站卸油罐，进入风城油田2号稠油联合站原油处理系统进行处理。本项目新增注汽站、溶剂回收站、油区工作人员生活垃圾产生量为3.63t/a，定期收集拉运至乌尔禾区生活垃圾填埋场进行处理。

本项目退役期地面设施拆除、井场清理等工作中会产生废弃管线、废弃建筑残渣，应集中清理收集。管线外运清洗后可回收利用，废弃建筑残渣外运至克拉玛依市建筑垃圾填埋场填埋处理，对场地内土壤和地下水环境影响较小。

本项目对开发建设期和运营期、退役期产生的各种固体废物均采取了妥善地处理、处置措施，只要严格管理，不会对环境产生影响。

5.6 土壤环境影响分析

5.6.1 施工期土壤环境影响分析

项目区主要土壤是灰棕漠土，生态影响主要体现在新钻 17 口井，新建 2 座管汇站、1 座注汽站、1 座溶剂回收站，各类管线 15.1km、站外道路 2.5km、输电线路 39.5km，施工期对土壤质量的影响主要为井场、管道敷设过程中的开挖和回填的人为扰动、车辆行驶和机械施工、各种废弃物污染影响。

①破坏土壤原有结构

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结构，一旦遭到破坏，必须经过较长的时间才能恢复。除管道开挖的部分受到直接的破坏外，开挖土方堆放两边占用土地，也会破坏土壤结构，此外，土层的混合和扰动，同样会改变原有土壤层的性质。在施工中由于打乱土层，改变土壤容重，地表植被受到破坏，使得地表填筑物由于太阳热能的吸收量增加。类比调查表明：管道在运行期间，地表土壤温度比相邻地段高出 1°C-3°C，蒸发量加大，土壤水分减少，将可能形成一条明显的沟带。

②混合土壤层次、改变土壤质地

土壤质地因地形和土壤形成条件的不同而有较大的变化，即使同一土壤剖面，表层土壤质地与底层的也截然不同。管道的开挖和回填，必定混合原有的土壤层次，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。

③影响土壤养分

土体构型是土壤剖面中各种土层的组合情况。施工对原有土体构型势必扰动，使土壤养分状况受到影响，严重者使土壤性质恶化，并波及其上生长的植被，甚至难以恢复。

④影响土壤紧实度

施工中机械碾压，人员踩踏等都会影响土壤的紧实度。土层过松，易引起水土流失，土体过紧，又会影响作物生长。

⑤土壤污染

施工过程中将产生施工垃圾、生活垃圾以及焊渣、废弃外涂层涂料等废物。这些固体垃圾可能含有难于分解的物质，如不妥善管理，回填入土，将影响土壤质量。另外施工过程中，各种机器设备的燃油滴漏也可能对沿线土壤造成一定的影响。

⑥工程对土壤沙化的影响

建设期间，施工车辆对地表的大面积碾压，使所经过地段的植被和地表结构遭到不同程度的破坏，会使风蚀荒漠化的过程加剧，从而造成水土流失，严重时会导致沙化，这种影响在短时间内不会完全恢复；在地面构筑物建设中，最直接而且易引起水土流失的是施工过程中使影响范围内的地表保护层变得松散，增加风蚀量，但场站硬化措施可有效防止风蚀造成水土流失，从而避免土地沙化。

5.6.2 运营期土壤环境影响分析

5.6.2.1 正常工况下土壤环境影响分析

本项目在建设运行过程中可能造成土壤污染，按照《环境影响评价技术导则—土壤环境（试行）》(HJ964-2018)的相关要求，本项目土壤生态影响型评价等级为一级、土壤污染影响型评价工作等级判定为二级，本次采用导则附录 E 推荐的类比分析法并结合定性分析法进行土壤影响预测。根据建设项目自身性质及其对土壤环境影响的特点，对运营期项目对土壤环境可能造成的影响，并针对这种影响提出防治对策，从而达到预防与控制环境恶化，减轻不良环境影响的目的，为土壤环境保护提供科学依据。

运营期正常工况下，本项目采出水和井下作业废水、高盐废水、锅炉排水、生活污水均得到妥善处置，各种运行期固废得到妥善处置；生产过程中液体物料配置过程中均为全密闭管路连接，不会出现溢出和泄漏情况，实现可视可控，且在管线上做好标识，不会对土壤环境产生影响。

5.6.2.2 非正常工况下土壤环境影响分析

5.6.2.2.1 生态影响

考虑事故状态下，井口与单井集输管道连接处破裂后，采出液或回注水进入表层土壤中，单井集输管道在井场设置有压力和远传信号，当发生管道破裂时，可远程关闭井场，并在排查到泄漏点并进行紧急封堵。初步估算，发生泄漏到封堵，预计从集输支线中 10 分钟泄漏的采出水量为 2.94m^3 。采出水中矿化度为 5131.5mg/L （最大值），则估算进入土壤中的盐分含量为： $2.94 \times 5131.5 = 15087\text{g}$ 。

本次预测采用 HJ964-2018 附录 E.1.3 中预测方法，预测公式如下：

1) 单位质量土壤中某种物质的增量

$$\Delta S = n(I_s - L_s - R_s)/(\rho_b \times A \times D)$$

式中： ΔS -单位质量表层土壤中某种物质的增量，g/kg；

I_s -预测评价范围内单位年份表层土壤中某种物质的输入量，g；

L_s -预测评价范围内单位年份表层土壤中某种物质经淋溶排出的量，g；

R_s -预测评价范围内单位年份表层土壤中某种物质经径流排出的量，g；

ρ_b -表层土壤容重，kg/m³；

A -预测评价范围，m²；

D -表层土壤深度，一般取 0.2m，可根据实际情况适当调整；

n -持续年份，a。

2) 单位质量土壤中某种物质的预测值

$$S = S_b + \Delta S$$

S -单位质量土壤中某种物质的预测值，g/kg；

S_b -单位质量土壤中某种物质的现状值，g/kg。

项目所处区域气候干燥，年降雨量较小，项目考虑最不利情况， L_s 和 R_s 取值均为 0，预测评价范围为以泄漏点为中心 20m×20m 范围，表层土壤容重根据区域土壤理化特性调查取值为 $1.41 \times 10^3 \text{kg/m}^3$ ，根据区域土壤盐分监测结果，单位质量土壤中盐分含量的现状值为 5.2~9.6g/kg。

根据上述计算结果，泄漏 1h 情况下，单位质量土壤中盐分含量的增量为 0.13375g/kg，叠加现状值后的预测值为 5.33~9.73g/kg。

从预测结果可知，发生泄漏后，泄漏点周边区域土壤中盐分含量变化很小。土壤盐化程度不变。在发生泄漏后，新疆油田公司应按要求将泄漏点周围区域土壤进行清理，将泄漏事故对土壤环境的影响减至最低。

5.6.2.2.2 污染型影响

本次土壤环境影响主要考虑非正常工况下，井喷的落地油、井下作业废水、集输管道的采出液泄露，垂直入渗对土壤的环境影响。

经查阅相关资料，目前工程区用地性质主要为裸土地，土壤类型为灰棕漠土。根据工程建设涉及的垂直入渗途径，给出工程建设在各实施阶段不同环节与不同环境影

响防控措施下预测因子的土壤环境影响范围与程度，对工程建设产生的土壤包气带环境影响进行综合评价。运营期本工程土壤影响类型与途径见表 5.6-1，影响因子见表 5.6-2。

表 5.6-1 建设项目土壤环境影响类型与影响途径表

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

注：在可能产生的土壤影响类型出打“√”，列表未涵盖的可自行设计。

表 5.6-2 污染影响型建设项目土壤环境影响源及影响因子识别表

污染源	工艺流程	污染途径	特征因子
井喷的落地油、井下作业废水、集输管线	/	垂直入渗	石油类

(1) 溢油污染过程分析

原油不溶于水，在环境中被称为不溶性液相污染物（NAPLs）。溢油发生后，由于管道输油压力较大，而顶层覆土层压力较小，混合原油会向上喷出地表。如果无人工立即回收，则其一部分轻组分将挥发，另一部分下渗到包气带土体，甚至到达潜水含水层。见图 5.6-1。

图 5.6-1 溢油污染过程示意图

——溢油在包气带中的污染过程分析

包气带中，溢出原油在重力作用下以垂向迁移为主。油流在迁移过程中不断被土壤颗粒截留、吸附、粘滞，其影响的深度和范围取决于原油的物理性质（密度、粘度、张力等）、泄漏量、泄漏方式以及包气带土层的空隙渗透特性等。对一般的土层而言，溢油的影响主要集中在地面以下 2m 以内。同时，在污染集中的地表层还是生物活动剧烈区域，在较适宜的水热条件下，溢油将被很快降解而去除。

——溢油在潜水含水层中的污染过程分析在潜水位较浅，溢油量大的条件下，溢油有可能达到潜水含水层。到达潜水层后，由于原油在水中溶解性差，原油主要集聚在潜水水位线附近，并在水动力作用下向下游迁移并向四周扩散，形成“油饼”。原油继续下渗量很少，基本不会对具有良好隔水顶板的各类承压水产生影响。

(2) 垂直入渗途径

①工程区包气带岩性及厚度

工程区土壤类型为灰棕漠土，评价区地下水类型潜水主要为松散岩类孔隙水，包气带厚度 12m，岩性为砂土；渗透系数 1.611m/d。

②预测方法

采用类比分析法进行预测。

③预测情景设定

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

④污染物预测评价因子

污染物预测评价因子为石油类，考虑原油中石油类浓度为 1000mg/L。

⑤预测结果

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

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

5.6.3 土壤环境影响自查表

本项目土壤环境影响评价自查表，见表 5.6-3。

表 5.6-3 土壤环境影响评价自查表

工作内容		风城油田重 13 井区超稠油热采与新能源融合先导试验工程环境影响报告书	备注
影响识别	影响类型	污染影响型 <input type="checkbox"/> ；生态影响型 <input type="checkbox"/> ；两种兼有 <input checked="" type="checkbox"/>	
	土地利用类型	建设用地区 <input checked="" type="checkbox"/> ；农用地 <input type="checkbox"/> ；未利用地	土地利用类型图
	占地规模	(4.99) hm ²	
	敏感目标信息	敏感目标(无)、方位(/)、距离(/)	
	影响途径	大气沉降 <input type="checkbox"/> ；地面漫流 <input type="checkbox"/> ；垂直入渗 <input checked="" type="checkbox"/> ；地下水位 <input type="checkbox"/> ；其他 <input type="checkbox"/>	

	全部污染物	采出液、井下作业废水					
	特征因子	石油烃					
	所属土壤环境影响评价项目类别	I类☑; II类□; III类□; IV类□;					
	敏感程度	敏感☑; 较敏感□; 不敏感☑;				污染型不敏感; 生态型敏感	
评价工作等级		一级□; 二级☑; 三级□					
现状调查内容	资料收集	a) ☑; b) ☑; c) ☑; d) ☑;					
	理化特性	/				同附录 C	
	现状监测点位	层位	单座井场、站场		深度	点位布置图	
			占地范围内	占地范围外			
		污染影响	表层样点数	1	2		0-0.2m
生态影响	柱状样点数	3	-	0-3m			
	表层样点数	5	6	0-0.2m			
现状监测因子	《土壤环境质量建设用地区域土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)中基本项目 45 项和 pH、石油烃、全盐量						
现状评价	评价因子	GB15618☑; GB36600☑; 表 D.2□; 其他 ()					
	评价标准	GB15618☑; GB36600☑; 表 D.2□; 其他 ()					
	现状评价结论	土壤环境质量较好					
影响预测	预测因子	-					
	预测方法	附录 E□; 附录 F□; 其他 (√)					
	预测分析内容	影响范围 (较小) 影响程度 (较小)					
	预测结论	达标结论: a) ☑; b) □; c) □ 不达标结论: a) □; b) □					
防治措施	防控措施	土壤环境质量现状保障☑; 源头控制☑; 过程防控☑; 其他 ()					
	跟踪监测	层位	井场、站场		深度	监测指标	监测频次
			厂界内	厂界外 200m 内			
		污染影响	表层	1	1	0-0.2m	石油烃
	柱状	1	-	0-3m			
生态影响	表层	1	1	0-0.2m	pH、含盐量	每 3 年 1 次	
	信息公开指标	-					
	评价结论	在工程做好分区防渗、定期监测、严格执行本次环评提出的污染防治措施的前提下本项目对土壤环境影响可接受					

注 1: “□”为勾选项, 可√; “()”为内容填写项; “备注”为其他补充内容。

注 2: 需要分别开展土壤环境影响评价等级工作的, 分别填写自查表。

5.6.4 退役期土壤环境影响分析

地面设施拆除、井场清理等工作中会产生废弃管线、废弃建筑残渣, 应集中清理收集。管线外运清洗后可回收利用, 废弃建筑残渣外运至克拉玛依建筑垃圾填埋场处

理，对场地内影响土壤质量较小。

6.环境保护措施及其可行性论证

本项目实施过程中，会对评价区内的生态环境、水环境、环境空气、土壤环境等造成不同程度的影响。本章分别对工程在建设期、运营期和服役期满拟采取的措施及各专题评价提出的措施进行分析和论证。

本工程实施过程中，会对评价区内的水环境、环境空气、土壤环境等造成不同程度的影响。本章分别对项目在施工期、运营期和退役期拟采取的措施及各专题评价提出的措施进行分析和论证。

6.1 设计期环境保护措施

本工程区邻近魔鬼城风景名胜区，其工程区西侧距离魔鬼城风景名胜区-布达拉宫景区最近距离约 257m，集油、供气、供水管线西侧距离魔鬼城风景名胜区-布达拉宫景区最近距离约 105m；根据《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，对布达拉宫景区生态影响很小。

6.1.1 井场、站场选址

结合本工程站场经地区的地形地貌、交通、人文、社会经济状况及工程地质条件，在满足建设单位的要求的同时，采用合理的工程技术，并将工程费用和运行费用控制在合理的范围之内。井场选址主要依据以下原则：

（1）井场设计严格遵守国家或行业标准《石油天然气工程设计防火规范》（GB 50183-2015）、《建筑设计防火规范》（2018 版）GB 50016-2014、《油田油气集输设计规范》（GB 50350-2015）、《石油天然气工业健康、安全与环境管理体系》（SY/T 6276-2014）。

（2）本工程井场选址符合《钻前工程及井场布置技术要求》（SY/T5466-2013），满足防洪、防喷、防爆、防火、防毒和防冻的各项安全要求。

（3）尽量靠近和利用现有油区公路，方便施工及运行管理，利于将来管线的管理与维护，做到经济合理，安全可靠。

（4）站场在无人区穿越，不涉及拆迁。

（5）站场应尽量避免不良工程地质区，保证运行安全可靠。

6.1.2 管道路由选择

结合本工程管道所经地区的地形地貌、交通及工程地质条件，在满足建设单位的要求的同时，采用合理的工程技术，并将工程费用和运行费用控制在合理的范围之内。线路走向的选择中主要依据以下原则：

(1) 线路设计严格遵守国家或行业标准《输油管道工程设计规范》(GB50253-2014)、《石油天然气工程设计防火规范》(GB50183-2015)、《油气输送管道穿越工程设计规范》(GB50423-2013)、《油气输送管道跨越工程设计标准》(GB/T50459-2017)。

(2) 线路总体走向力求顺直，线路总体走向确定以后，局部线路走向应根据井场和站场的位置作相应调整。

(3) 尽量靠近和利用现有油区公路，方便施工及运行管理，利于将来管线的管理与维护，做到经济合理，安全可靠。

(4) 线路在无人区穿越，不涉及拆迁。

(5) 线路应尽量避免不良工程地质区，保证管道运行安全可靠。

6.2 施工期环境保护措施

本工程施工期对环境的影响主要来自井场施工、管线敷设等方面。开发建设期环境影响的特点是持续时间短，对地表的破坏性强，在地面建设结束后，可在一定时期消失；但如果污染防治和生态保护措施不当，可能持续很长时间，并且不可逆转，例如对生态环境的破坏。

6.2.1 生态环境影响保护措施

6.2.1 生态保护措施

6.2.1.1 生态避让

(1) 设计选址选线过程中，管线敷设尽量取直，考虑管线距离最短，尽量避免植被较丰富的区域，避免破坏荒漠植物梭梭；如因地形地势等原因不能避让梭梭，尽量移植保护，并保证成活率。不得将沙生植被尤其是保护植物随意作为薪柴使用。

(2) 本工程邻近魔鬼城-布达拉宫景区，设计选址选线过程中已避让魔鬼城景区-布达拉宫景区，工程不在魔鬼城景区规范范围内。

(3) 合理规划工程占地，严格控制工程占地面积，尽量避让植被较多的区域；对

规划占地范围外的区域严禁机械及车辆进入、占用，禁止乱轧乱碾，避免破坏自然植被，造成土地松动。

(4) 施工过程中严格规定各类工作人员的活动范围，使之限于在各工区和生活区范围内活动，最大限度减少对荒漠植物生存环境的践踏破坏。若无法进行避让，需对保护植物进行移植保护。

6.2.1.2 生态保护措施

(1) 施工前应对井场、站场、管线占用区域尤其是草地生长区域可利用的表土进行剥离，单独堆存，加强表土堆存防护及管理，确保有效回用。

(2) 井场、站场、管线等施工过程中，采取绿色施工工艺，减少地表开挖，合理设计高陡边坡支挡、加固措施，减少对荒漠区域脆弱生态的扰动。

(3) 工程占地范围内分布的梭梭和猪毛菜。首先应对项目工作人员和施工人员开展相关动植物辨认和生态保护措施方面的短期培训工作；如何最大限度减少梭梭的丧失；如何开展临时占地上的梭梭恢复；以及施工作业中对于环境保护的一些注意事项等，如禁止乱砍乱伐，管线施工若遇到梭梭应当采取避让的措施。

(4) 严禁任何施工活动进入魔鬼城风景名胜区内。

(5) 对油田区域内的永久性占地（井场、站场）和临时性占地（井场、集输管线）合理规划，严格控制临时占地面积，对井场永久性占地进行地面硬化，以减少风蚀量，对规划占地范围外的区域严禁机械及车辆进入、占用，禁止乱轧乱碾，避免破坏自然植被，造成土地松动。

——SAGD 双水平井场永久性占地 25m×30m；

——SAGD 单水平井场、控制井永久占地 15m×23m

——SAGD 双水平井施工临时性占地 100m×60m；

——SAGD 单水平井场、控制井临时占地 85m×65m

——计量管汇站永久性占地 30m×20m；

——溶剂回收站永久性占地 118m×118m

——注汽站永久性占地 93m×63m

——管线施工临时占地作业度宽度不得超过 8m。

(6) 管线施工时应根据地形条件，尽量按地形走向、起伏施工，减少挖填作业量。管沟回填后多余的土方禁止大量集中弃置，应均匀分散在管线中心两侧，并使管沟与周围自然地表形成平滑过渡，避免形成汇水环境，防止水土流失；临时堆土必须进行

拦挡。施工中要作到分段施工，尽可能缩短施工工期。

(7) 施工期充分利用现有油田道路，尽可能减少道路临时占地，降低对地表和植被的破坏，施工机械在不得在道路以外行驶和作业，保持地表不被扰动，不得随意取弃土。

(8) 设置“保护生态环境、保护野生动植物”等警示牌，并从管理上对施工作业人员加强宣传教育，切实提高保护生态环境的意识。车辆行驶过程中不得鸣笛惊吓野生动物。

(9) 工程建设过程中应防止施工噪声、灯光等对动物造成不利影响，高噪声及强光区域应做降噪遮光等防护措施。

(10) 严格落实环评所提环保措施，加强施工管理，杜绝废水固废乱堆乱排的现象，避免施工期废水、固废等对自然植被及土壤造成不良影响。

6.2.1.3 生态恢复措施

(1) 施工结束后及时清理施工现场，做到“工完、料净、场地清”。

(2) 注意施工后的地表修复，管道回填时，应注意尽量恢复原有紧实度，或留足适宜的堆积层，防止因降水造成地表下陷形成积水洼地。管道回填后应注意恢复原有地表的平整度。

(3) 对工程永久占地进行地面硬化处理，以减少风蚀量。尽量利用施工时产生的表层土对临时占地进行覆盖，覆盖厚度根据植被恢复类型和场地用途决定；采用自然恢复的方式对区域植被进行恢复，临时占地内植被在未来3~5年时间内通过自然降水及温度等因素得以恢复；恢复后的植被覆盖率不应低于区域范围内同类型土地植被覆盖率。

(4) 工程结束后，建设单位应承担恢复生态的责任，及时对临时占地区域进行平整、恢复原貌，使占地造成的影响逐步得以恢复。

6.2.1.4 生态补偿措施

(1) 施工结束后，及时对施工场地进行平整，以便后期野生植被的自然恢复，临时占地内植被在未来3~5年时间内通过自然降水及温度等因素得以恢复；恢复后的植被覆盖率不应低于区域范围内同类型土地植被覆盖率。

(2) 本工程占地及补偿应按照地方有关工程征地及补偿要求进行，由相关部门许可后方可开工建设。建设单位作为责任主体，应按照《中华人民共和国土地管理法》

《新疆维吾尔自治区实施〈中华人民共和国土地管理法〉办法》相关规定，依法办理占地手续，足额缴纳生态补偿费。

(3) 站场建设选址和管线施工尽量少占植被茂密的地块，尤其不得铲除保护植物。若无法进行避让，需对保护植物进行移植保护。同时，严格控制占地面积，以减少占地和保护野生植物。

(4) 尽量减少对动植物的伤害和生境占用。工程建设区域如发现重点保护野生植物、特有植物等，需进行就地或迁地保护，并加强观测，具备移栽条件、长势较好的尽量全部移栽。

6.2.1.5 魔鬼城风景名胜区保护措施

工程区西侧（FHW5339S、FHW5440S）距离魔鬼城风景名胜区-布达拉宫景区最近距离约 257m，集油、供气、供水管线西侧距离魔鬼城风景名胜区-布达拉宫景区最近距离约 105m，需采取的避让、保护措施包括：

(1) 站场布设时尽量远离魔鬼城风景旅游区；本工程充分利用油区已有道路，不新建道路，减少了对魔鬼城景区的景观影响。严禁任何施工活动进入魔鬼城风景名胜区内。

(2) 工程对魔鬼城风景名胜区景观影响较大的主要为管沟大开挖施工。由于魔鬼城其主要保护对象为雅丹地貌景观，是一种典型的风蚀性地貌。施工期严格控制施工作业范围（控制在 8m 范围内），禁止越界施工，可采用小型机械施工，在可能的情况下尽量减小施工作业带，不采取大开挖等施工方式；同时施工场地布设应尽量远离魔鬼城景区；加强施工期扬尘及水土流失防治，减少对其景观的影响。避免在大风天气施工，同时施工材料采用上铺下垫，减少扬尘污染。

(3) 做好区域的水土保持工作，在施工期间和施工后要按照水土保持报告的要求，根据实际情况落实工程防治措施和生态恢复措施。

(4) 按照“以新带老”的原则，对魔鬼城风景旅游区附近的一些影响景观的原有油田设施如高压电网、闲置建筑物等进行拆除清理，不能拆除的设法改进设置方式，电线电缆一律移入地下，建筑物予以美化，并使色彩与环境相协调。

(5) 要求魔鬼城核心浏览区周边井位开发过程中严格控制临时占地面积，钻井机架颜色与魔鬼城景区颜色相近，减轻对景区造成的不良影响。

(6) 油田退役期后必须完全恢复地貌，彻底封闭油井，及时清除井场残留的固体

废物。

为不影响魔鬼城风景区景点视觉效果，本工程建设及运营期应以不影响地质地貌的生态环境和整体景观风貌为原则，石油作业设施应与魔鬼城景点保持距离，根据雅丹地貌的特殊性，在坡度大于 25°以上、景点周围 100m 范围内不能进行石油作业，包括磕头机等相关采油设备，以不影响雅丹景点稳定性及观赏性为基本原则。施工运输通道应严格控制运输车辆数量及运输时间，应尽量避免大型运输车辆与游览车辆的冲突。建议运输时间集中在一早一晚及正午风景区游人相对较少时。协调石油作业区内大型货车运输时间，与风景游览的时间错开，保证在游人游赏的时候不会受到石油作业的影响。

6.2.1.6 水土流失防治措施

根据水土保持防治分区，在现场调查基础上，针对本工程施工建设活动引发水土流失的特点和造成危害程度，采取有效的防治措施，合理安排施工进度，按照与主体工程相衔接的原则，对不同区域新增水土流失部位进行对位治理，通过分析评价主体工程已经实施的措施、存在问题等，优化并补充完善工程防治措施、临时防护措施，形成一个综合防治措施体系（本方案不涉及植物措施）。详见图 6.2-1。

（1）井场、站场工程区

井场、站场工程区施工活动主要表现在由于场地平整及堆垫，扰动原地貌，增加了施工区的水土流失强度。主体设计已有砾石压盖措施；方案补充场地平整、彩条旗拦挡和洒水降尘等措施。

（2）管道工程区

管道工程区主要是管沟开挖及管道施工对地面的破坏，主体设计未采取防护措施，方案补充场地平整、彩条旗拦挡、防尘网苫盖和洒水降尘措施。

图 6.2-1 项目区水土保持措施图

6.2.1.7 防沙治沙措施

根据《中华人民共和国防沙治沙法》（(2018 年修正本)）和《加强沙区建设项目环境影响评价工作的通知》（新环环评发〔2020〕138 号）的要求，加强涉及沙区的建设项目环评文件受理审查，对于没有防沙治沙内容的建设项目环评文件不予受理。本工程环评针对土地沙化现状、分析了项目实施对周边沙化土地的影响、提出了土地

沙化防治措施，详见 3.6.9 与《加强沙区建设项目环境影响评价工作的通知》的符合性分析。

环境影响报告应当包括有关防沙治沙的内容。本工程在建设过程中执行以下防沙治沙措施：

①严格控制施工活动范围，严禁乱碾乱轧，避免对项目占地范围外的区域造成扰动。严格遵守油田环境保护规章制度，严格划定车辆行驶路线及临时道路开拓路线，运输车辆及勘探车辆在规定路线范围内行驶，禁止乱碾乱轧；严格规定各类工作人员的活动范围，使之限于在各工区范围内活动。

②本工程总占地面积为 35.7hm²，其中永久占地 3.36hm²、临时占地 30.71hm²。项目井场、站场永久占地范围采用戈壁土+砾石压实铺垫；管线临时占地应在满足施工要求的前提下进行适当的调整，以减少占地。

③在植被茂密的区域施工时，可采取人工开挖管沟，尽量减少对周围植被的破坏。

④优化施工组织，缩短施工时间，管线施工作业时应分段作业，避免在大风天气作业，以免造成土壤风蚀影响。管线施工时应根据地形条件，尽量按地形走向、起伏施工，减少挖填作业量。

⑤粉状材料及临时土方等在井场堆放应采取覆盖防尘布，逸散性材料运输采用苫布遮盖，减少施工扬尘产生量和起沙量。

⑥井场和站场区采用砾石压盖、场地平整、彩条旗拦挡和洒水降尘等措施。

管道工程区采用场地平整、彩条旗拦挡、防尘网苫盖和洒水降尘措施。

⑦施工结束后对场地进行清理、平整并压实，场站实施场地硬化，避免水土流失影响。

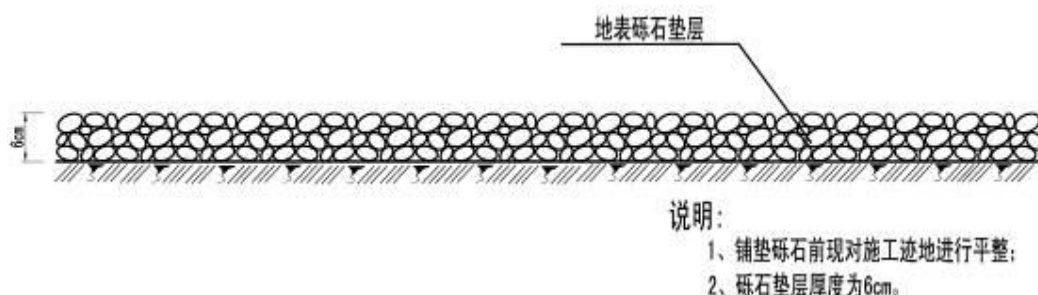


图 6.2-2 井场砾石压盖措施典型设计图

6.2.2 施工期大气污染防治措施

本项目施工期废气主要包括施工机械及运输车辆产生的燃油废气；井场和管线作业带等施工场地平整清理、管沟开挖、回填、建材运输、露天堆放、装卸等过程产生的扬尘，提出以下大气污染防治措施：

(1) 使用质量可靠的柴油机械及施工机械和运输车辆，使用符合国家标准柴油，并定期对设备、机械和车辆进行保养维护，确保正常运行。

(2) 避免在大风季节施工，尽可能缩短施工时间，提高施工效率，减少裸地暴露时间。

(3) 施工单位必须加强施工区的规划管理。挖方堆放应定点定位，并采取防尘、抑尘措施（洒水、遮盖等措施）。

(4) 合理规划、选择最短的运输路线，充分利用油气田现有公路网络，禁止随意开辟道路，运输车辆应以中、低速行驶，减少车辆行驶动力起尘。

(5) 合理规划临时占地，控制临时占地范围，对工作区域外的场地严禁机械及车辆进入、占用，避免破坏植被和造成土地松动。

(6) 管沟及时开挖，及时回填，遇大风天气应停止土方作业。

(7) 加强施工场地环境管理，提倡文明施工，积极推进绿色施工，严防人为扬尘污染。

6.2.3 施工期废水污染防治措施

本项目施工期产生的废水主要包括钻井废水、管道试压废水以及施工人员产生的生活污水。施工期钻井废水与钻井泥浆、岩屑一同进入泥浆不落地系统进行分离处理，分离后的液相回用于钻井液配制，不外排；管道试压废水用作场地降尘用水。本项目施工期井场不设置施工营地，钻井队的生活污水依托乌尔禾区生活污水处理设施处理。

施工期井场的分区防渗图，见下图 6.2-3。

图 6.2-3 施工期井场分区防渗图

6.2.4 施工期固体废物污染防治措施

6.2.4.1 固体废物污染防治措施

本次油田建设在开发期产生的固体废物主要包括施工弃土弃渣、钻井岩屑和泥浆；

落地油、废机油和含油废物；建筑垃圾；施工人员生活垃圾。

（1）施工弃土弃渣

本项目无废弃土方产生，施工土方全部回填至挖方处或回填至周边低洼场地。

（2）钻井岩屑和泥浆

钻井岩屑处理工艺流程图如图 6.2-4 所示。

图 6.2-4 钻井岩屑井场处理工艺流程

不落地系统的工艺说明：不落地系统设置钻井井口的旁边，在钻井井场井筒返排的钻井液和随钻井液带出的钻井岩屑进入不落地系统，在不落地系统经振动筛进行初步的固液分离，分离出的液相也回用于钻井，分离出的固相集中收集至收集罐，通过提升机送至甩干机进行二次固液分离，分离出的液相回用于钻井，固相通过传送带送至离心机进行三次固液分离，分离出的液相同样回用于钻井，固相暂存在井场岩屑储罐（防渗）。

本项目钻井采用泥浆不落地系统。钻井岩屑随泥浆一同进入泥浆不落地系统处理，采用泥浆不落地技术在井场进行固液分离，分离后的液相回用于钻井液配备，分离后的固相储存于岩屑储罐（防渗），委托第三方岩屑处置单位处理，经检测满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）中综合利用污染物限值要求后综合利用，剩余泥浆由泥浆专业服务公司回收。根据乌尔禾区钻井队第三方处置单位的岩屑综合利用途径调查，可用于种植林木、修路、烧制免烧砖、铺垫井场。

（3）落地油、废机油和沾油废物

本项目施工期落地原油产生量较少，井下作业时带罐作业，落地油 100%回收，回收后的落地原油拉运至风城油田 2 号稠油联合站卸油罐，进入联合站原油处理系统进行处理。

废机油、机油桶和废防渗膜，属于危险废物（HW08），分类集中收集后、委托相应资质单位转运、处置。

沾油废物：废弃含油抹布、劳保用品属于危险废物 HW08 其他废物（900-249-08），产生量很少，在未分离收集情况下，可以不按照危险废物管理，但不改变危险废物属性，不能混入生活垃圾中，委托相关危险废物资质的单位处理。沾油废物在分离收集情况下，按照危险废物管理，委托相应资质单位转运、处置。

（4）建筑垃圾

施工过程中产生的建筑垃圾，统一收集，先回收利用，不能回收利用的克拉玛依市建筑垃圾填埋场填埋。

(5) 膨润土、水泥、烧碱等包装袋

项目施工期废膨润土、水泥、烧碱废包装袋，属于一般工业固体废物，产生量较少，由钻井单位集中收集后拉运至克拉玛依工业固废填埋场处置。

(6) 生活垃圾

本项目钻井工程不设生活营地，本项目 17 口钻井新增生活垃圾量为 3.57t/a，依托施工单位在乌尔禾区固定生活区收集，统一收集至乌尔禾区生活垃圾填埋场填埋。施工期地面工程不设生活营地，依托油区内现有生活设施处理。

6.2.4.2 危险废物的暂存、转移的运行与管理要求

(1) 危险废物临时暂存点的运行与管理

井场危险废物临时暂存点应严格按照《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）及其修改单等的相关要求进行设计建设，做好防渗、防风、防雨、防晒措施。

另外还应做好以下方面：

- 1) 防止雨水径流进入贮存、处置场内。
- 2) 按 GB15562.2 的规定设置警示标志。
- 3) 建立档案制度，详细记录入场的固体废物的种类和数量等信息，长期保存，供随时查阅。
- 4) 应加强危险废物的联单跟踪监测评估，防止产生二次污染。

(2) 危险固废转移控制措施

本工程产生的危险废物送至危险废物临时贮存间内进行暂存，最终交由危险废物处置单位处置。

对于本工程产生的危废，环评要求在运输中采取以下防治措施：①运输时应采取密闭措施；②对运输危险废物的设施和设备应当加强管理和维护，保证其正常运行和使用；③不能混合运输性质不相容而又未经安全性处置的危险废物；④转移危险废物时，必须按照规定填写危险废物转移联单，并向危险废物移出地和接受地的县级以上地方人民政府生态环境主管部门报告；⑤禁止将危险废物与旅客在同一运输工具上载运；⑥运输危险废物的车辆应尽可能避开城市、城镇等人群居住区、闹市区等；⑦运

输危险废物的人员，应当接受专业培训，经考核合格后，方可从事运输危险废物的工作；⑧应制定在发生意外事故时采取的应急措施和防范措施；⑨若发生突发性事故必须立即采取措施消除或者减轻对环境的污染危害，及时通报给附近的单位和居民，并向事故发生地县级以上人民政府生态环境主管部门和有关部门报告，接受调查处理。

6.2.5 施工期噪声防治措施

本项目施工期噪声源主要是各类施工机械和运输车辆。为最大限度避免和减轻施工及运输噪声对周围声环境的不利影响，本评价对施工期噪声控制提出以下要求和建议：

- (1) 建设单位应要求施工单位使用低噪声、低振动的机械设备类型，并在施工中设专人对其进行保养维护，对设备使用人员进行培训，严格按操作规范使用各类机械；
- (2) 施工单位可合理安排施工时间，避免长时间使用高噪声设备，使本项目在施工期造成的噪声污染降到最低；
- (3) 运输车辆进出工地时应低速行驶，少鸣笛或不鸣笛。

6.2.6 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) 加强对占地区域砾幕层的保护，砾幕层恢复采用先收集——临时存放——施工结束后再覆盖——洒水的方式。禁止人为破坏项目区以外的植被。
- (3) 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。
- (4) 施工产生的各类固体废物，应按照生活垃圾、一般工业固废和危险废物，相应的管理要求，合理处置、防止污染物进入土壤环境造成污染。

6.3 运营期环境保护措施

生产运营期环境影响持续时间长，并随着产能规模的增加而加大，贯穿于整个运营期。

6.3.1 生态环境保护措施

6.3.1.1 监督和管理措施

(1) 针对本项目的建设, 中国石油新疆油田分公司安全环保处负责工程建设及运营期间对生态环境的保护工作, 落实本项目环保措施的实施并与各施工单位签订详细的环境保护协议, 明确各方的责任以及奖惩规定。

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

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

6.3.1.2 运营期生态保护措施

(1) 加强管理, 确保各项环保措施落实。对施工迹地表面覆以砾石, 以减少风蚀量。

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

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

(4) 在管线上方设置各种标志, 防止各类施工活动对管线的破坏。

(5) 本项目事故状态下对生态环境影响较大, 因此必须对事故风险严加防范和控制。加强日常生产监督管理和安全运行检查工作, 制定安全生产操作规程, 加强职工安全意识教育和安全生产技术培训。一旦发现事故, 及时采取相应补救措施, 尽量减少影响和损失。

6.3.2 废气污染防治措施

6.3.2.1 有组织污染物排放措施（注汽站的注汽锅炉污染物排放措施）

本项目注汽站新建 2×9t/h 燃气注汽锅炉, 每台锅炉安装 1 台低氮燃烧器, 每台锅炉设 1 根排气筒, 排气筒高度均为 10m, 烟囱内径为 0.8m, 排气温度为 120°C, 两台烟气排放总量为 13021 万 m³/a, 排放颗粒物 1.33t/a、SO₂ 2.56t/a、NO_x 6.51t/a, 浓度分别为: 颗粒物: 10.214mg/m³; SO₂: 19.661mg/m³; NO_x: 50mg/m³, 达到《锅炉大气

污染物排放标准》（GB13271-2014）中的“表 3 大气污染物特别排放限值（颗粒物：20mg/m³；SO₂：50mg/m³；NO_x：50mg/m³）。氮氧化物满足《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》（新环大气函〔2022〕483 号）标准要求。

根据《排污许可证申请与核发技术规范 锅炉》（HJ953-2018）表 3 中锅炉排污单位废气产污环节名称、污染物项目、排放形式及污染防治设施一览表中燃气锅炉的污染防治措施，氮氧化物污染防治设施及工艺为“低氮燃烧、SCR 法、低氮燃烧+SCR 法、其他”，本项目所用污染防治设施为低氮燃烧，采用的废气治理措施可行。

6.3.2.2 无组织挥发性有机物污染控制措施

6.3.2.2.1 溶剂回收站的混烃储罐挥发性有机物控制措施

本项目溶剂回收站的 2 座混烃储罐均为压力储罐（压力为 0.1-0.15Mpa），单罐容积分别为 50m³，按照 GB37822-2019 的要求，采取压力罐储存，可有效减少无组织挥发性有机物排放。储罐表面有防护涂层，有效阻止日晒光热辐射对储罐的影响。四周厂界的 NMHC 的应浓度满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728—2020）中企业边界污染物控制要求（MNHC<4mg/m³）。日常环境管理工作，应定期对罐体的运行状况巡检，保持罐体完好，不应有孔洞及缝隙。

6.3.2.2.2 溶剂回收站的混烃储罐装卸过程挥发性有机物控制措施

根据《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB3782-2019）VOCs 物料转移和输送无组织排放控制要求，挥发性有机液体应采用底部装载方式。混烃储罐装车系统已连接气相平衡系统，装车采用底部装载方式，等压密闭装入低压槽车，控制挥发性有机物的排放。

6.3.2.2.3 采油井口及管汇站密闭集输系统挥发性有机物控制措施

（1）选用质量可靠的设备、仪表、阀门等；定期对井场的设备、阀门等检查、检修，以防止跑、冒、漏现象的发生；

（2）定期对集输管线进行巡检，以便及时发现问题，防止原油、伴生气泄漏进入环境中污染大气、土壤、地下水等。

（3）加强油井生产管理，减少烃类的跑、冒、滴、漏，做好油井的压力监测，并准备应急措施。

（4）应加强对密闭管线及密封点的巡检，一旦发生泄漏立即切断控制阀，并在 5

日内完成修复。

(5) 采用技术质量可靠的设备、仪表控制、阀门等，烃类机泵采用无泄漏屏蔽泵，加强装置系统密封，最大限度减少装置无组织排放。

在采取上述措施后，项目区井场、站场的厂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》（GB 39728—2020）中企业边界污染物控制要求。

6.3.3 废水污染防治措施的有效性

本项目运营期的主要废水是采出水和井下作业废水、高盐废水、锅炉排水、生活污水。

①采出水、高盐废水的处置措施

本项目采出水，新增采出水量为 177.45m³/d（5.856 万 m³/a），依托风城油田 2 号稠油联合站的污水处理系统处理，一部分回用于注汽锅炉用水，一部分达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）标准后，回注于现役油藏，目前风城油田 2 号稠油联合站的污水处理富余量较大，处置措施可行。

本工程新增高含盐水量为 2928t/a。高含盐水排至 2 号稠油联合站新建 MVR 除盐系统处理，不外排，处置措施可行。

②井下作业废水的处置措施

本项目井下作业废水，主要为修井废水，一次性产生量为 912t/a，采用专用废液收集罐收集后，送至风城油田 2 号稠油联合站的污水系统处理。

③锅炉排水的处置措施

本项目锅炉的少量排水，通过管线进入 2 号稠油联合站处理，处置措施可行。

④生活污水的处置措施

本项目注汽站、溶剂回收站、油区，新增劳动定员生活污水排放量约 1.32m³/d（435.6m³/a），用防渗生活水池收集，生活污水采用吸污车定期拉运至乌鲁木齐污水处理厂进行处理，处置措施可行。

⑤本项目注烃、注汽开发对地下水的环境影响采取的措施

本项目注烃开发和注汽开发的层侏罗系齐古组油藏埋深在 1000m 左右，与地下水各含水层处于不同层系，远远超出本区域地下水含水层深度。

本项目注汽井和注烃采油井在钻井过程中进行了固井，在固井质量良好的情况下

可以确保井壁不会发生侧漏，有效隔离含水层与井内回注水的交换，有效保护地下水层，可对注汽和注烃实现有效封堵；为防止注烃过程中污染表层地下水，要确保回注井套管无破损，固井质量合格，在注汽、注烃的过程中，要加强对注汽、注烃压力的监控，发现井口压力突然下降应立即停止回注，检查回注井壁套管是否破损。

⑥集输管线对地下水的环境影响采取的措施

集输管线是全封闭系统，输送、储存的介质不会与管线穿越区的地下水水体之间发生联系，正常运行时不会对管线穿越地区地下水环境造成影响。即正常情况下，本项目的实施对地下水的影响较小。

⑦混烃储罐对地下水的环境影响采取的措施

混烃储罐设围堰和事故水池，防止事故状态下渗漏的废水对地下水影响。

6.3.4 运营期地下水防治措施

6.3.4.1 源头控制措施

(1) 对井口泄漏油、井下作业时产生的油，必须在源头上加以控制，对井口装置、集油管线等易发生泄漏的部位进行巡回检查，减少或杜绝油井跑、冒、滴、漏，以及原油泄漏事件的发生；按照“铺设作业，带罐上岗”的作业模式，及时回收落地油等废物。

(2) 集输管线敷设前，加强对管材和焊接质量的检查，防止因管材质量及焊接缺陷造成泄漏事故的发生。选择有经验的单位进行施工，加强施工过程监理，确保施工质量。

(3) 在集输管线的敷设线路上应设置标识（如警示牌）。

(4) 加强自动控制系统管理和控制，严格控制压力平衡，对管线的运行情况的实时监控。

定期对管线进行检查，对壁厚低于规定要求的管段应及时更换，消除爆管的隐患；按规定进行设备维修、保养，及时更换易损及老化部件，防止油气泄漏事故的发生，定期对管线进行巡视，应加强管线和警戒标志的管理工作，提高巡线的有效性，发现对管道安全有影响的行为，应及时制止、采取相应措施并向上级报告

6.3.4.2 采油井场、站场的分区防渗措施

为有效避免井场在运营过程中地下水受到污染，因此本项目按照《石油化工工程

防渗技术规范（GB/T50934-2013）》中的要求进行分区防渗：

1、分区原则

——非污染防治区主要指没有污染物泄漏的区域或部位，不会对地下水环境造成污染。如石油化工企业的管理区、集中控制室等辅助区域，装置区以外的系统管廊区（除集中阀门区外）等。

——一般污染防治区主要指地面、明沟、雨水监控池、事故水池等区域或部位。架空设备、管道发生泄漏后，首先落在地面上，很容易发现和处理且处理时间较短；明沟、雨水监控池、事故水池中的水在沟或池中停留时间较短，且容易得到及时处理。因此，在这些区域或部位只需采取一般防渗措施。

——重点污染防治区主要指地下管道、地下容器、储罐及设备、（半）地下污水池、油品储罐的环墙式罐基础等区域或部位。这些设备和设施发生物料和污染物泄漏很难发现和处理，如处理不及时会对地下水造成污染，因此，在这些区域或部位需采取重点防渗措施。

2、防渗要求

——非污染防治区一般不采取防渗措施，因此，污染防治区为了防治污染物漫流到非污染防治区，需采取有效措施，如设置一定高度的围堰，边沟等。

——一般污染防治区防渗层的防渗性能不应低于 1.5m 厚渗透系数为 $1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ 的黏土层的防渗性能；

——重点污染防治区防渗层的防渗性能不应低于 6.0m 厚渗透系数为 $1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ 的黏土层的防渗性能；

——地面防渗层可采用黏土、抗渗混凝土、高密度聚乙烯（HDPE）膜、钠基膨润土防水毯或其他防渗性能等效的材料；

——当建设场地具有符合要求的黏土时，地面防渗宜采用黏土防渗层，防渗层顶面采用混凝土地面或设置厚度不小于 200mm 的砂石层。

——混凝土防渗层可采用抗渗钢纤维混凝土、抗渗合成纤维混凝土、抗渗钢筋混凝土和抗渗素混凝土。

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）中规定，本项目地下水污染防渗区分区判定情况见表 6.3-1。

本工程污染物类型主要为石油类，属于“其他类型”，工程所在区域岩性为含砾砂土，防污性能属弱。发生污染主要为管线采出液的泄露，容易发现。

表 6.3-1 井场、站场的地下水污染防渗区分区判定情况表

防渗分区	天然包气带 防污性能	污染控制 难易程度	污染物类型	防渗技术要求	本工程防渗分区
重点防渗区	强	难	重金属，持久性有机污染物	等效黏土防渗层 Mb≥6.0m， K≤1×10 ⁻⁷ cm/s；或参照 GB18598 执行	注汽站、溶剂回收站的危废暂存间
	中—强	难			
	弱	易			
一般防渗区	弱	易—难	其他类型	等效黏土防渗层 Mb≥1.5m， K≤1×10 ⁻⁷ cm/s；或参照 GB16889 执行	采油井场、管汇站、注汽站、溶剂回收站
	中—强	难	重金属，持久性有机污染物		
	中	易			
简单防渗区	中—强	易	其他类型	一般地面硬化	其余区域

(1) 井场、站场防渗措施

在井场占地范围内，根据下表判定情况可知：

井场、站场应达到一般防渗区（等效黏土防渗层 Mb≥1.5m，K≤1×10⁻⁷cm/s；或参照 GB16889 执行）。

井下作业防渗：铺设防渗膜。

(2) 注汽站、溶剂回收站危废暂存间防渗措施

注汽站、溶剂回收站应达到重点防渗区（等效黏土防渗层 Mb≥6.0m，K≤1×10⁻⁷cm/s；或参照 GB18598 执行）。

表 6.3-2 分区防渗要求一览表

名称	项目		防渗要求
采油井场	一般防渗区	井口、注采管汇撬	防渗层的防渗性能不应低于 1.5m 厚渗透系数为 1.0×10 ⁻⁷ cm/s 的黏土层的防渗性能
管汇站	一般防渗区	稠油管式多相计量装置	防渗层的防渗性能不应低于 1.5m 厚渗透系数为 1.0×10 ⁻⁷ cm/s 的黏土层的防渗性能
溶剂回收站、	一般防渗区	三相分离区、混烃储罐区、溶剂装车撬、事故水池	
溶剂回收站、注汽站	重点防渗区	危废暂存间	等效黏土防渗层 Mb≥6.0m，K≤1×10 ⁻⁷ cm/s；或参照 GB18598 执行

井场、站场分区防渗图见图 6.3-1~4。



图 6.3-1 运营期 SAGD 双水平井场分区防渗图

图 6.3-2 运营期 SAGD 单水平井场分区防渗图

图 6.3-3 运营期管汇站分区防渗图

稠油管式多相计量装置基础 运营期溶剂回收站分区防渗图

一般防渗区

三相分离区

一般防渗区

6.2.4.3 集输管道刺漏防范措施

(1) 各新建井场设置现场检测仪表，并由 RTU 箱中的控制系统实现井场内的生产运行管理和控制，并与所属的联合站 SCADA 管理系统通信，上传井、站场的重要生产运行数据，接收上位系统的控制指令，设置现场监控系统，随时通过监控系统观察井场内生产情况。

(2) 在管道上方设置标志，以防附近的各类施工活动对管道的破坏。减轻管道的内外腐蚀，定期检测管道的内外腐蚀情况，并配备适当的管道抢修、灭火及人员抢救设备。

(3) 定期对管线进行检查，对壁厚低于规定要求的管段应及时更换，消除爆管的隐患；按规定进行设备维修、保养，及时更换易损及老化部件，防止油气泄漏事故的发生，定期对管线进行巡视，应加强管线和警示标志的管理工作，提高巡线的有效性，发现对管道安全有影响的行为，应及时制止、采取相应措施并向上级报告。利用管道的压力、流量监控系统，发现异常立即排查，若是出现问题，立即派人现场核查，如有突发事件启动应急预案。

(4) 一旦管道发生泄漏事故，井场内设置有流量控制仪及压力变送器，当检测到压力降速率超过设定值时，由 SCADA 系统发出指令，远程自动关闭阀门。

6.3.4.4 污染监控措施

中国石油新疆油田分公司拟在重13井区侏罗系齐古组油藏新钻17口井，新建2座管汇站、1座注汽站、1座溶剂回收站，各类管线15.1km、站外道路2.5km、输电线路39.5km，配套自动控制、通信、供配电、结构、给排水及消防等辅助系统工程，结合项目区所在区域的水文地质条件和《环境影响评价技术导则-地下水环境》(HJ 610-2016)、《排污单位自行监测技术指南 陆上石油天然气开采工业》(HJ 1248—2022)、《建设项目竣工环境保护验收技术规范 石油天然气开采》(HJ 612-2011)，地下水监测基本要求见表6.3-3。

中要求，本项目需在重13井区的上游、下游、项目区周边布设一眼水质监测井，在监测水质的同时监测地下水水位（监测井位的设置依托项目区已有监测井）。监测计划、孔深、监测井结构、监测层位、监测项目、监测频率等详见表6.2-4~5。上述监测结果应按项目有关规定及时建立档案，并定期向中国石油新疆油田分公司开发公司风城油田安全环保部门汇报，对于常规监测数据应该进行公开。项目区地下水跟踪监

测布点图详见图 6.3-3。

表 6.3-3 项目区地下水监测计划

序号	点位	与本项目位置关系	监测时间	代表性	监测对象	井深及水位 m	经纬度	监测频率	主要监测项目
1	G217 国道北侧水井	项目区西北侧 7.2km	2022.6	上游	潜水	20	85°44'31.83", 46°10'27.38"	每年采样 2 次。发生事故时加大取样频率。	pH、石油类、砷、六价铬、汞、
2	重 13 井区西北侧 D2	项目区西南侧 3km	2022.3	项目区	潜水	19	85°47'13.96", 46°9'34.90"		
3	重 13 井区南侧 D3	项目区西南 5.6km	2022.3	下游	潜水	12	85°49'50.63", 46°6'15.38"		

(2) 管理措施

如发现异常或发生事故，加密监测频次，改为每周监测一次，并分析污染原因，确定泄漏污染源，及时采取应急措施。

1) 预防地下水污染的管理工作是环保管理部门的职责之一，风城油田作业区应指派专人负责预防地下水污染的管理工作；

2) 风城油田作业区应委托具有监测资质的单位按时、按质、按量完成地下水监测工作，并按要求分析整理原始资料、编写监测报告；

3) 建立与项目区环境管理系统相联系的地下水监测信息管理系统；

4) 按突发事件的性质、类型、影响范围、后果严重性分等级制定相应的应急预案，在制定预案时要根据环境污染事故潜在威胁的情况，认真细致地考虑各项影响因素，并组织有关部门、人员进行适时演练、不断补充完善预案内容。

6.3.4.5 地下水污染应急预案及处理

为了预防意外泄漏，本项目运营期应急预案应纳入《风城油田作业区突发环境事件应急预案》，并在克拉玛依市乌尔禾区生态环境局进行了备案（备案号：650205-2023-016-L），并定期进行演练，管线两端站场需配备相应的应急物资，以确保泄漏事故发生时可防可控。

图 6.3-5 项目区地下水跟踪监测布点图



本项目采取的应急响应措施详见表 6.3-4。

表 6.3-4 本项目采取的应急响应措施

位置	应急响应措施
溶剂回收站： 混烃罐区及设备区	<ul style="list-style-type: none"> ◇ 混烃罐区设置防护围堰（0.5m 高），罐区防渗面积 360m²。 ◇ 事故收集水池，容积 1400m³。 ◇ 三相分离区、混烃储罐区、溶剂装车撬、事故水池按照一般防渗区要求防渗（防渗层的防渗性能不应低于 1.5m 厚渗透系数为 1.0×10⁻⁷cm/s 的黏土层的防渗性能）
各类集油管线	及时关闭集油管线前段的截断阀，在泄漏点，工作人员立刻组织抢修，在泄漏点开挖采取防渗措施的收集池，及时收集、围堵或导流，防止回采出液向周边流散。堵漏作业完成后，对泄漏点及周边浅层土壤石油烃定期检测，根据具体情况妥善处理浅层土壤，同时回填新土进行场地平整恢复。
其他	<ul style="list-style-type: none"> ①如发现异常或发生事故，加密监测频次，改为每周监测一次，并分析污染原因，确定泄漏污染源，及时采取应急措施。 ②一旦发生地下水污染事故，应立即启动应急预案。 ③查明并切断污染源。 ④探明地下水污染深度、范围和污染程度。 ⑤依据探明的地下水污染情况，合理布置浅井，并进行试抽工作。 ⑥依据抽水设计方案进行施工，抽取被污染的地下水体，并依据各井孔出水情况进行调整。可采用阻断污染物向周边环境迁移扩散的技术，如泥浆墙、灌浆墙、土工膜阻断、板桩、原位土壤搅拌阻断、可渗透反应墙等，通过在污染源周围构筑低渗透屏障，来隔离污染物，同时操控地下水的流场。 ⑦将抽取的地下水进行集中收集处理，并送实验室进行化验分析。 ⑧当地下水中的特征污染物浓度满足地下水功能区划的标准后，逐步停止抽水，并进行土壤修复治理工作。

综上，本项目采取的地下水污染防治措施可行。

6.3.4 运营期噪声污染防治措施

(1) 对声源强度较大的设备进行减噪处理，根据各种设备类型所产生噪声的特性，采用不同的控制手段。

(2) 提高工艺过程自动化水平，尽量减少操作人员在噪声源的停留时间。设备采用巡检的方式，由操作人员定期对装置区进行检查，尽量减少人员与噪声的接触时间。

(3) 从声源上控制，选择低噪声和符合国家噪声标准的设备；

(4) 合理布局本项目高噪声的设备，将生产设备全部布置于车间内部，尽可能集中布置于车间中部，同时尽可能将厂房进行封闭，减少对外界的影响；

(5) 加强对设备保养维护，确保设备处于良好的运转状态，杜绝因设备不正常运转时产生的高噪声现象；

(6) 注汽站的燃气注汽锅炉风机进、排风管安装消声器，风机与进、排风管采用橡胶柔性接管连接，在风机和基础之间安装隔振器，尽可能增加机座惰性块的重量，一般为 2~3 倍重量；

(7) 在设备和基础之间加弹簧和弹性材料制作的减振器或减振垫层以减少设备基础与墙体振动形成的噪声；

(8) 在机械设备结构的连接处作减振处理，如采用弹性的联轴节，弹性垫或其它装置；

(9) 工人佩戴防护用品，如耳塞、耳罩、头盔等，减少噪声对工人的伤害。在采取上述措施后，可将项目运输车辆产生的噪声降低到最低程度，减小对周边环境的影响。

6.3.5 运营期固体废物污染防治措施

本项目运营期产生的固体废物包括油泥砂、清管废渣、废防渗材料、废机油以及事故状态下产生的含油污泥。

(1) 危险废物污染防治措施

本项目运营期产生的危险废物有：油泥砂、清管废渣、废防渗材料、废机油以及事故状态下产生的含油污泥，均委托克拉玛依顺通环保有限责任公司接收处置、或具有相应危险废物处置资质的单位进行回收处置转运、处置。回收后的落地原油拉运至风城油田 2 号稠油联合站卸油罐，进入联合站原油处理系统进行处理。

注汽站、溶剂回收站设危废暂存间，存放废润滑油。

具体管理要求如下：

(1) 加大监督力度，最大限度控制落地油产生。井下作业时应带罐操作，且在作业井场地面铺设防渗膜，使落地油回收率达到 100%。

(2) 危险废物的主要管理要求如下：

①油泥（砂）等危险固废，储存、处置要严格执行国家和地方生态环境主管部门的环保规定。

② 主要管理职责

——危险废物产生单位为危废废物管理责任主体，负责日常管理工作；

——危险废物产生单位应建立交接制度，填写交接单，标明危险废物产生原因、回收数量和地点，负责与危险废物处置单位签订合同，明确双方安全环保权利、义务和责任。

③ 监督管理

——危险废物产生和处置单位应建立健全危险废物管理制度，制定管理计划，健全资料台账。

——含油污泥满足《油气田含油污泥综合利用污染控制要求》（DB 65/T3998-2017），明确泥土去向，满足生态环境部门要求，不准随意抛弃、堆放。

——危险废物产生和处置单位制定相关应急预案，报当地生态环境部门和公司安全环保处备案。

——含油污泥等危险废物在收集、贮存、运送、处置过程中，产生单位于每月底将转移数量报送克拉玛依市生态环境局及公司安全环保处备案。

——公司安全环保处会同相关部门不定期检查含油污泥收集、贮存、运送、处置过程，结果纳入 HSE 管理考核内容。

——禁止将危险废物混入非危险废物进行贮存和处置；非危险废物被危险废物污染的，均按照危险废物进行管理和处置；废弃物经固液分离后产生的废水应严格执行废水的相关标准进行管理和处理。

④ 贮存主要管理规定

危险废物由专用运输车辆进行运输、转移，并严格按照《危险废物转移管理办法》，实施危险废物转移联单管理制度。

——危险废物贮存设施必须满足具备防渗、防外溢、防泄露等基本要求，按照《环境保护图形标志—固体废物贮存（处置）场》危险废物标志牌式样设置明显标志。

——危废废物临时贮存场所要严格按照《危险废物贮存污染控制标准》中的有关规范进行设计和管理。井下作业时带罐作业，落地油 100%回收。固体废物（危险废物）贮存场所必须按照《石油化工工程防渗技术规范》（GB/T50934-2013）中的相关要求分区和防渗。

——危废废物临时贮存包装容器应达到相应的强度要求并完好无损，禁止混合贮存性质不相容而未经安全性处置的危险废物；

——仓库式贮存设施应分开存放不相容危险废物，按危险废物的种类和特性进行分区贮存，采用防腐、防渗地面和裙脚，设置防止泄露物质扩散至外环境的拦截、导流、收集设施；贮存堆场要防风、防雨、防晒；

——从事收集、贮存、利用、处置危险废物经营活动的单位，贮存危险废物不得超过一年（报经颁发危险废物经营许可证的生态环境主管部门批准或法律法规另有规

定的除外)等。

⑤运输主要管理规定

——根据《危险废物收集贮存运输技术规范(HJ2025-2012)》的要求,危险废物处置单位采用专用车辆到指定地点收集运输危险废物,运输过程中不准设置中转储存点,严禁偷排、洒落、泄漏和随意倾倒等。

——产生单位向处置单位转移危险废物时,交接数量必须与生态环境局批准的转移量相符。

⑥利用及处置的管理规定

排污单位委托他人运输、利用、处置危险废物的,应落实《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》等法律法规要求,对受托方的主体资格和技术能力进行核实,依法签订书面合同,在合同中约定污染防治要求;转移危险废物的,应当按照国家有关规定填写、运行危险废物转移联单等。

综上所述,本工程运营期采取的固体废物污染防治措施可行。

6.3.6 土壤环境保护措施

结合本项目特点与调查评价范围内的土壤环境质量现状,在分析土壤污染途径的基础上,根据环境影响预测与评价结果,按照“源头控制、过程防控、跟踪监测、应急响应”相结合的原则,提出合理、可行、操作性强的土壤环境影响防控措施。

6.3.6.1 源头控制措施

从生产过程入手,在工艺、设备、集输管道等方面尽可能地采取泄漏控制措施,从源头最大限度降低采出液和井下作业废水、井喷、井漏、油类和柴油、混烃储罐、混烃罐车泄漏的可能性和泄漏量,使项目区污染物对土壤的影响降至最低,一旦出现泄漏等即可由区域内的各种配套措施进行收集、处置。

(1) 定期检查 12 口井的井口区,是否有采出液泄露的现象发生。

(2) 本工程选用耐腐蚀性能好、抗老化性能、耐热性能好、抗冻性能好、耐磨性能好的管材作为集输管线,可有效地防止管线腐蚀穿孔,防止管线环境风险事故的发生。

(3) 对管道定期检修,将事故发生的概率降至最低,可有效保护土壤和地下水环境不受污染。管线工程按照一定比例应设置截断阀,加强巡视巡查。

(4) 由于发生管线泄漏时管线的压力变化明显比较容易发现,可及时采取必要的

处理措施，使造成的污染控制在局部环境。

(5) 如果发生井下作业废水渗漏、集输管道采出液、井喷、井漏、油类和柴油、混烃储罐、混烃罐车渗漏，建设单位应立即采取切断措施并及时组织专门力量进行污染物的清除工作，在最短的时间内清除地面及地下的石油类物质，委托有资质单位接收处置。对污染土壤进行转运处置，因而，石油类污染物进入土壤和地下潜水的可能性较小。

具体步骤为：

1) 按顺序停泵或关井

在管道发生断裂、漏油事故时，按顺序停泵或关井。抢修队根据现场情况及时抢修，做好安全防范工作，把损失控制在最小范围内。

2) 回收泄漏原油

首先限制地表污染的扩大。油受重力和地形的控制，会流向低洼地带，应尽量防止泄漏石油移动。在可能的情况下应进行筑堤，汇集在低洼坑中的地表油，及时进行收集，将严重污染的土壤集中处理，委托有资质单位接收处置。

3) 挖坑应急

因地制宜地采取有效措施清除土壤油浸润体中的残油，减轻土壤污染。

①坑撇油：在漏油点附近挖坑进行撇油。

②挖沟截油：根据原油以漏油点为点源向下游迁移扩散为主的特点，在漏油点下游的 10m~30m 处，根据漏油量的大小挖 2~3m 深的两条水平截油沟，一撇二排，以加速土壤油浸润体中残油的外泄，减小事故影响范围。

6.3.6.2 过程控制措施

根据本项目特点，从垂直入渗途径，采取过程阻断、污染物削减和分区防控措施保护土壤环境。

本项目的分区防渗措施具体措施详见 6.2.3 节地下水污染防治措施。

6.3.6.3 跟踪监测

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》(HJ 964-2018) 土壤二级评价的跟踪监测要求，制定跟踪监测计划，发生事故泄露时对 12 口采油井的井口区可能影响区域跟踪监测，环评建议在井占地范围内和占地范围外分别设 1 个表层样，在占地范围内设 1 个柱状样，每 1 年监测 1 次，监测因子为石油烃(C6~C9)、石油烃(C10~C40)

汞、砷、六价铬。（见 5.6.3 土壤环境影响自查表）。

综上所述，正常情况下，本项目的各项工程不会污染土壤环境，非正常情况下，采取有效措施后可减轻对土壤环境的影响。在做好源头控制、过程防控等措施的前提下，可避免工程实施对土壤环境产生污染影响。

6.3.6.4 小结

本项目通过采用严格的管理措施，在工艺、设备、集输管道等方面采取源头控制措施，并从垂直入渗途径采取过程阻断、污染物削减和分区防控措施，来尽可能降低项目运营对土壤环境的影响，措施可行。

6.4 服役期满后环境保护措施

服役期满后，如果封井和井场处置等措施得当，环境影响将很小；反之若出现封井不严，可能导致地下残余油水外溢等事故发生，产生局部环境污染。

6.4.1 退役期大气环境保护措施

- （1）运输车辆使用符合国家标准的油品。
- （2）在闭井施工操作中应做到文明施工，防止水泥等的洒落与飘散；尽量避开大风天气进行作业。
- （3）退役期封井施工过程中，应加强施工质量管理，避免出现封井不严等非正常工况的烃类泄漏。

6.4.2 退役期水环境保护措施

对完成采油（气）的废弃井应封堵，拆除井口装置，截去地下 1m 内管头，保证对各类废弃井采取的固井、封井措施有效可行，防止发生油水窜层，污染地下水资源。根据《废弃井封井回填技术指南（试行）》要求，应对矿井进行环境风险等级评估后，按照风险等级采取不同的保护措施。

6.4.3 退役期噪声污染防治措施

- （1）选用低噪声机械和车辆。
- （2）加强设备检查维修，保证其正常运行。
- （3）加强运输车辆管理，合理规划运输路线，禁止运输车辆随意高声鸣笛。

6.4.4 退役期固废及土壤污染防治措施

- （1）地面设施拆除、井场清理等工作中会产生废弃管线、废弃建筑残渣，应集中

清理收集。管线外运清洗后可回收利用，废弃建筑残渣外运至克拉玛依市建筑垃圾填埋场填埋处理，不得遗留在场地内影响土壤环境质量。

(2) 对完成采油（气）的废弃井应封堵，拆除井口装置，截去地下 1m 内管头，最后清理场地，清除各种固体废弃物，自然植被区域自然恢复。

(3) 运输过程中，运输车辆均加盖篷布，以防止行驶过程中固体废物的散落。

6.4.5 退役期生态环境保护措施

随着油井开采时间的延长，其储量将逐年降低，最终进入退役期。当开发接近尾声时，各种机械设备将停止使用，管线等设备设施陆续被拆卸、转移，原有的大气污染物、噪声及固体废物等对环境的影响将会逐渐减弱甚至消失。

井场经过清理后，永久性占地范围内的水泥平台或砂砾石铺垫应进行清理，然后根据周边区域的自然现状对其进行恢复，使井场恢复到相对自然的一种状态。

通过宣传教育的形式，使施工工作人员对于在项目区生存的野生动物及植物有基本的认识与了解。在退役期施工过程中，如遇到保护植物应进行避让，严禁随意踩踏破坏；遇到保护动物时，应主动避让，不得惊扰、伤害野生动物，不得破坏保护动物的生息繁衍地，禁止妨碍野生动物生息繁衍的施工活动。

加强对《中华人民共和国野生动物保护法》及《中华人民共和国野生植物保护条例》的普及、教育工作，强化保护野生动植物的观念，让施工人员明确破坏保护植物，捕猎、杀害保护动物的法律后果，理解保护野生动植物的重要意义。

通过采取以上生态保护措施，对于减少植被破坏、减缓水土流失、抵制荒漠化发展起到了一定的积极作用，可有效保护脆弱的荒漠生态环境。

6.4.6 生态恢复治理方案

(1) 生态环境保护与恢复治理的一般要求

根据《矿山生态环境保护与恢复治理技术规范（试行）》（HJ651-2013）的相关要求，本项目生态环境保护与恢复治理方案需遵循以下要求：

采取有效预防和保护措施，避免或减轻矿产资源开发活动造成的生态破坏和环境污染。坚持“预防为主、防治结合、过程控制”的原则，将生态环境保护与恢复治理贯穿开采的全过程。

根据《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》（DZ/T 317-2018）中生态恢复要求，本项目生态环境保护与恢复治理方案需遵循以下要求：

①贯彻“边开采，边治理，边恢复”的原则，及时治理恢复生态环境。

②遵循矿区油气资源赋存状况、生态环境特征等条件，科学合理地确定开发方案，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。

③土地利用需符合用地指标政策。合理确定井场、管网、路网建设占地规模。

(2) 井场生态恢复治理

①井场生态恢复治理范围

本项目新建井场 17 座，所有施工范围需进行生态环境恢复治理。

②生态环境恢复治理措施

施工结束初期，对场站永久占地范围内的地表进行硬化，以减少风蚀量。

工程施工结束后，应对井场临时占地内的土地进行平整，恢复原有地貌。充分利用前期已收集的弃土覆盖于井场表层，覆盖厚度根据植被类型和场地用途确定。

(3) 管线生态恢复

①管线生态恢复治理范围

本项目需新建各类管线共计 15.1km，管线施工扰动范围内需进行生态环境恢复治理。

②生态环境恢复治理措施

单井管线施工作业宽度应控制在 8m 以内，施工过程中保护土壤成分和结构，在管线敷设过程中，覆土压实，管沟回填后多余土方应作为管廊覆土，不得随意丢弃。

(4) 植被恢复措施及恢复要求

工程施工结束后，植被自然恢复。

6.4.7 退役期的管理要求

1.井口处置

不要求留存井口的钻井应在封填后按相关规定恢复地貌，并视情况设置标识。要求留存井口的钻井在封填后保留井口套管头，并设置相应的保护装置。井口应设置统一标识，标注名称、坐标、井口性质、建井时间与建井单位、封井时间与封井施工单位等。含硫井封填后应设立警示标志。

2.废弃井封井回填验收

(1) 验收时应提交以下资料：

a) 封井回填方案或施工设计书。

b) 施工记录。

- c) 监理报告。
- d) 隐蔽工程验收记录。
- e) 见证取样试验记录。
- f) 竣工验收报告。

(2) 验收时应符合下列规定：

- a) 封井回填材料应符合设计和规范要求。
- b) 回填材料的实际量应达到设计要求。
- c) 施工资料齐全。
- d) 井口标识清晰。

(3) 验收合格的，填写废弃井封井回填验收备案表，并对封井回填过程中形成的废弃井基本情况表、验收备案表、管理档案、注销的取水许可证复印件以及封井照片、录像等影像资料进行整理和归档。

6.5.环境影响经济损益分析

6.5.1 社会效益和经济效益

6.5.1.1 社会效益

本工程的建设投产，对本地区的经济和社会发展都具有非常重要的意义，主要体现在以下几个方面。

(1) 大力开发油气资源是贯彻和落实西部大开发战略的重要举措，是把西部地区资源优势转变为经济优势的有力保证，作为主力油源准噶尔盆地蕴藏了丰富的油气资源，油气资源的开发，将把新疆丰富的地下资源变为实实在在的经济收益。同时，资源的开发建设伴随着基础设施的完善，这给新疆经济带来了良好的发展机遇。

(2) 为加快新疆经济发展，保持新疆政治和社会稳定具有重大的战略意义。油气的开发建设对拉动新疆的经济发展将起到重要作用，另外，油气资源开发还可带动当地原油副产品加工利用和相关产业的发展，推动地方发展。总之，本工程在实施促进新疆的经济发展，保持边疆民族团结和社会稳定等方面，具有特别重要的意义。

6.5.1.2 经济效益

项目总投资 18444.52 万元，经过建设项目可行性研究报告分析，其在经济上可行。

6.5.2 环境经济损益分析

6.5.2.1 环境损失分析

油气开发建设对环境造成的损失主要表现在：

- (1) 工程占地造成的环境损失；
- (2) 突发事件状态污染物对土壤、植被的污染造成的环境损失；
- (3) 其他环境损失。

本项目永久占地主要为井场建设和道路占地。项目永久占地的损失量分为经济损失和生态效益损失两部分，经济损失即为项目土地征购费及复垦费，直接费用约 31 万元。生态效益损失难以确定，工程施工与占地对植被、土壤、生态环境都会造成不利影响。

本项目对区域的主要影响是生态影响，包括植被破坏后由于地表裸露导致水土流失和土壤环境质量下降。但在加强施工管理和采取生态恢复等措施后，施工影响是可以接受的。

本工程建设期短，施工“三废”和噪声影响比较轻。不涉及当地居民搬迁，无大量弃土工程。而且建设期的各种污染物排放均属于短期污染，会随着施工的结束而消失。因此，在正常情况下，基本上不会对周围环境产生影响。但在事故状态下，将对人类生存环境产生影响。如由于自然因素及人为因素的影响，引起管道泄漏事故，将对周围环境造成较为严重的影响。由于事故程度不同，对环境造成的损失也不同，损失量的估算只能在事故发生后通过各项补偿费用来体现。

6.5.2.2 项目环保投资估算

工程总投资 18444.52 万元，在项目开发过程中，需要投入必要的资金用于污染防治和恢复地貌等，经估算该项目环境保护投资约 853 万元，环境保护投资占总投资的 4.62%。具体环保投资估算见表 6.5.2-1。

6.5.2.3 环保措施效益分析

本工程在设计中充分考虑了环境保护的要求，严格执行各项环境保护标准。同时还针对在生产运行过程中产生的“三废”，从实际出发采取多种相应的治理措施。如将采出水通过风城油田 2 号稠油联合站的污水处理系统处理，处理达标后回注油层，节约了使用新鲜水的资金。

- (1) 废气

油气集输及处理采用全密闭流程，站场设紧急截断阀，有效减少烃类气体的挥发量，减少对大气的污染。

(2) 废水

井下作业废水采用专用废液收集罐收集后运至风城油田 2 号稠油联合站污水处理系统处理；采出废水依托风城油田 2 号稠油联合站污水处理系统处理达标后回注。由工程分析可知，本项目每年最多可产生含油废水约 $5.856 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$ ，全部处理后回用，相当于节省了同样数量的清水，不但节省了水资源，保护了环境，还可以产生可观的经济效益。按水资源费 2 元/ m^3 进行计算，产生的经济效益为 11.71 万元/年。

(3) 固体废弃物

本项目运营期产生的固体废弃物包括油泥砂、清管废渣、废防渗材料、废机油以及事故状态下产生的含油污泥依托克拉玛依顺通环保有限责任公司进行处置，减少了对环境的影响。

(4) 噪声

通过采取选用低噪声设备、隔音、减振等措施，减低了噪声污染。

(5) 生态保护措施

在施工期间，采取严格控制地表扰动范围，严格控制施工占地；施工结束后清理井场废弃物，平整场地。本工程各项环保措施通过充分有效地实施，可以使污染物的排放在生产过程中得到有效的控制。本工程选用先进、成熟、可靠、具有节能和环保效果的技术，使各种污染物在排放前得以尽可能大地削减。在生产过程中充分、有效地利用了资源，减少各种资源的损失，大大减低其对周围环境的影响。

6.5.3 环境经济损益分析结论

本项目经分析具有良好的经济效益和社会效益。在建设过程中，由于项目在建设过程中都需要占用一定量的土地，并因此带来一定的环境损失。因而在油田开发过程中，需要投入必要的资金用于污染防治和恢复地貌等，经估算该项目环境保护投资约 853 万元，环境保护投资占总投资的 4.62%。实施相应的环保措施后，不但能够起到保护环境的效果，同时节约经济开支，为企业带来双赢。

表 6.5.2-1 施工期和运营期环保投资估算

施工期					
阶段	环境要素	项目名称	环保措施	工程量	投资(万元)
施工期	生态环境	项目占地	① 完工后迹地清理并平整压实、临时占地释放后植被和土壤的恢复。 ② 避让植被分布茂密的区域,有条件的情况移栽植物,确保成活。 ③ 办理征地补偿手续 ④ 严格控制施工活动范围,严禁乱碾乱轧	35.7hm ²	36
	废气	场站和管线施工产生的施工扬尘	运输车辆应加盖篷布,临时土方覆盖,防尘布(或网),逸散性材料运输采用苫布遮盖	/	2
	固废	钻井岩屑和泥浆	泥浆不落地系统	17 座	170
		岩屑	第三方公司综合利用	4530.85 m ³	
		建筑垃圾	送至克拉玛依市建筑垃圾填埋场填埋处理	0.5	0.1
		废机油	交克拉玛依顺通环保有限责任公司处置	0.85t	1
		废防渗材料		0.85t	
		沾油废物		少量	
	废膨润土、水泥、烧碱废包装袋	属于一般工业固体废物,产生量较少,由钻井单位集中收集后拉运至克拉玛依工业固废填埋场处置。	1.19t	0.1	
	生活垃圾	施工期井场不设生活营地,钻井工程施工人员依托施工单位在乌尔禾区固定生活区收集,统一收集至乌尔禾区生活垃圾填埋场填埋	3.57t/a	0.1	
风险防控	井控装置	井口防喷器	0.8 万元×钻井天数(204d)×0.3	49	
	井场	应急放喷池	12 口采油井,1 万元/口	12	
	井场	可燃气体报警器	12 口井,每口 0.5 万元	6	
合计					276.3
运营期					
阶段	环境要素	项目名称	环保措施	工程量	投资(万元)
运营期	废气	注汽锅炉 2 台	安装低氮燃烧器	2 台	2
		井场、站场	选择质量可靠的管线、阀门、泵,加强巡检和压力监测,减少跑冒滴漏	/	2
	废水	井下作业废水、含油废水	由罐车送至风城油田 2 号稠油联合站采出水处理系统处理	合计 5.856 万 t/a	11.71
	地下水	采油井场、管汇站、注汽站、溶剂回收站危废暂存间防	采油井口、管汇站用永久占地等效黏土防渗层 Mb≥1.5m, K≤1×10 ⁻⁷ cm/s; 或参照 GB16889 执行;注汽站、溶剂回收站危废暂存间按等效黏土防渗层 Mb≥6.0m, K≤1×10 ⁻⁷ cm/	/	10

		渗	s; 或参照 GB18598 执行		
	噪声	注汽站、溶剂回收站	采取隔声、基础减振措施, 定期维护设备、注汽锅炉风机安装消声器	/	2
	固废	油泥砂、清管废渣、废润滑油、废防渗材料、事故状态落地油	交克拉玛依顺通环保有限责任公司处置. 注汽站、溶剂回收站设危废暂存间	989t	495
退役期	固体废物	17 座井场及管线拆除的建筑垃圾	截去地下 1m 内管头; 井口封堵, 建筑垃圾清运至克拉玛依市建筑垃圾填埋场	项目各井场及相关地面设施	17
	生态恢复	临时占地和永久占地	完工后迹地清理并平整压实、施工临时占地和原来井场的永久占地释放后植被和土壤的恢复	/	17
	环境监理		监督环保措施执行	/	20
合计					576.71
总计					853

7 环境风险评价

7.1 评价依据

7.1.1 评价工作等级

根据 2.5.6 章节关于环境风险评价等级的判定结果， $1 \leq Q < 10$ ，判断项目风险潜势为 II，根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018）相关要求，本次评价仅对项目可能存在的环境风险进行三级评价，见表 7-1。

表 7.1-1 风险评价工作等级划分表

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

7.1.2 风险评价范围

大气：以井场、站场为中心，以四周厂界为起点各向外延伸 3km 的范围叠合的包络线、管线两侧 200m 范围。

地下水：以井场和站场为中心点，地下水流向为主轴，宽 2km，长 3km 的范围叠合的包络线，集输管线两侧向外延伸 200m 作为评价范围。

7.2 风险调查

7.2.1 建设项目风险源调查

按《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）附录 B，对于中度危害以上的危险性物质应予以识别，按照物质危险性，结合受影响的环境因素，筛选本工程环境风险评价因子主要为原油、天然气、柴油、混烃。

（1）柴油

本工程钻井期用柴油作为发电和提供动力的燃料。柴油为能源燃料，其毒性主要有麻醉和刺激作用，柴油的理化性质及危险特性见表 7.1-2。

表 7.1-2 柴油的理化性质及危害特性

标识	中文名：柴油	英文名：dieseloil;dieselfuel
理化性质	外观与现状：稍有粘性的浅黄至棕色液体	
	主要成分：烷烃、芳烃、烯烃等	
	熔点（℃）：<—35~20	沸点（℃）：280~370
	相对密度（水=1）：0.8~0.9	禁忌物：强化剂、卤素
	稳定性：稳定	聚合危害：不聚合
	电阻率（欧.米）：1012	
危险性	危险性类别：丙 A 类易燃液体	燃烧性：易燃
	自然温度(℃)：257	闪电(℃):易燃
	爆炸下限（%）：1.5	爆炸上限（%）：4.5
	燃烧热（KJ/kg）43732	燃烧（分解）产物：一氧化碳、二氧化碳
	危险特性：遇明火、高热或与氧化剂接触，有引起燃烧爆炸的危险。若遇高热，容器压力增大，有开裂和爆炸的危险。	
	灭火的方法：喷水冷却容器，可能的话将容器从火场移至空旷处	
	灭火剂：泡沫、干粉、二氧化碳	
健康危害	侵入途径：吸入、食入、经皮肤吸收。	
	健康危害：皮肤接触柴油可能引起接触性皮炎。油性痤疮；吸入可引起吸入性肺炎。能引起胎盘进入胎儿血中。柴油废气可引起眼、鼻刺激症状，头晕及头痛。	

柴油的环境风险：泄漏遇明火、高温可燃烧爆炸，属于一般毒性物质、属易燃物质。

(2) 天然气

天然气中甲烷、乙烷属单纯窒息性气体，对人体基本无毒。其他组分如丙烷、异丁烷、正丁烷、异戊烷、正戊烷等都为微毒或低毒物质。天然气除气态烃外，还有少量二氧化碳、氮气等非烃气体。天然气理化性质、危险危害特性及防护措施见表 7-3。

表 7.1-3

天然气理化性质、危险危害特性及防护措施表

化学品名称	化学品中文名称	天然气		
	化学品英文名称	Natural gas dehydration		
成分/组成信息	主要有害成分		甲烷	
	分子式	CH ₄	分子量	16.05
危险特性	<p>危险性类别：第 2.1 类 易燃气体。</p> <p>侵入途径：吸入。</p> <p>健康危害：空气中甲烷浓度过高，能使人窒息。当空气中甲烷达 25%~30%时，可引起头痛、头晕、乏力、注意力不集中、呼吸和心跳加速、共济失调。若不及时脱离，可致窒息死亡。皮肤接触液化气体可致冻伤。</p> <p>环境危害：对环境有害。</p> <p>燃爆危险：易燃，与空气混合能形成爆炸性混合物。</p>			
急救措施	<p>皮肤接触：如果发生冻伤，将患部浸泡于保持在 38~42℃的温水中复温。不要涂擦。不要使用热水或辐射热。使用清洁、干燥的敷料包扎。如有不适感，就医。</p> <p>吸入：迅速脱离现场至空气新鲜处。保持呼吸道通畅。如呼吸困难，给输氧。呼吸、心跳停止，立即进行心肺复苏术。就医。</p>			
消防措施	<p>危险特性：易燃，与空气混合能形成爆炸性混合物，遇热源和明火有燃烧爆炸的危险。与五氧化溴、氯气、次氯酸、三氟化氮、液氧、二氧化氧及其它强氧化剂接触发生剧烈反应。</p> <p>有害燃烧产物：一氧化碳。</p> <p>灭火方法：用雾状水、泡沫、二氧化碳、干粉灭火。切断气源。若不能切断气源，则不允许熄灭泄漏处的火焰。消防人员必须佩戴空气呼吸器、穿全身防火防毒服，在上风向灭火。尽可能将容器从火场移至空旷处。喷水保持火场容器冷却，直至灭火结束。</p>			
泄漏应急处理	<p>消除所有点火源。根据气体扩散的影响区域划定警戒区，无关人员从侧风、上风向撤离至安全区。建议应急处理人员戴正压自给式呼吸器，穿防静电服。作业时使用的所有设备应接地。禁止接触或跨越泄漏物。尽可能切断泄漏源。若可能翻转容器，使之逸出气体而非液体。喷雾状水抑制蒸气或改变蒸气云流向，避免水流接触泄漏物。禁止用水直接冲击泄漏物或泄漏源。防止气体通过下水道、通风系统和限制性空间扩散。隔离泄漏区直至气体散尽。</p>			
操作处置与储存	<p>操作注意事项：密闭操作，全面通风。操作人员必须经过专门培训，严格遵守操作规程。远离火种、热源，工作场所严禁吸烟。使用防爆型的通风系统和设备。防止气体泄漏到工作场所空气中。避免与氧化剂接触。在传送过程中，钢瓶和容器必须接地和跨接，防止产生静电。搬运时轻装轻卸，防止钢瓶及附件破损。配备相应品种和数量的消防器材及泄漏应急处理设备。</p> <p>储存注意事项：钢瓶装本品储存于阴凉、通风的易燃气体专用库房。远离火种、热源。库温不宜超过 30℃。应与氧化剂等分开存放，切忌混储。采用防爆型照明、通风设施。禁止使用易产生火花的机械设备和工具。储区应备有泄漏应急处理设备。</p>			
接触控制/个体防护	<p>工程控制：生产过程密闭，全面通风。</p> <p>呼吸系统防护：一般不需要特殊防护，但建议特殊情况下，佩戴过滤式防毒面具（半面罩）。</p> <p>眼睛防护：一般不需要特殊防护，高浓度接触时可戴安全防护眼镜。</p> <p>身体防护：穿防静电工作服。</p> <p>手防护：戴一般作业防护手套。</p> <p>其他防护：工作现场严禁吸烟。避免长期反复接触。进入限制性空间或其它高浓度区作业，须有人监护。</p>			

理化特性	外观与性状	无色无味气体	饱和蒸汽压	53.32kPa/-168.8°C
	沸点	-161.4°C	闪点	-218°C
	熔点	-182.6°C	溶解性	微溶于水，溶于乙醇、乙醚、苯、甲苯等。
	密度	相对密度（水=1）：0.42（-164°C） 相对蒸汽密度（空气=1）：0.6	稳定性	稳定
	爆炸极限	5%~15%（V%）	引燃温度	537°C
稳定性和反应活性	稳定性：稳定；禁配物：强氧化剂、强酸、强碱、卤素；避免接触的条件：高热，火源和不相容物质；聚合危害：不发生；分解产物：一氧化碳、二氧化碳。			
毒理学资料	LD50：LC50：50%（小鼠吸入，2h）。 LC50：无资料。			
生态学资料	其他有害作用：温室气体。应特别注意对地表水、土壤、大气和饮用水的污染。			
废弃处置	废弃物性质：危险废物。 废弃处置方法：建议用焚烧法处置。 废弃注意事项：处置前应参阅国家和地方有关法规。把倒空的容器归还厂商或在规定场所掩埋。			
运输信息	运输注意事项：采用钢瓶运输时必须戴好钢瓶上的安全帽。钢瓶一般平放，并应将瓶口朝同一方向，不可交叉；高度不得超过车辆的防护栏板，并用三角木垫卡牢，防止滚动。运输时运输车辆应配备相应品种和数量的消防器材。装运该物品的车辆排气管必须配备阻火装置，禁止使用易产生火花的机械设备和工具装卸。严禁与氧化剂等混装混运。夏季应早晚运输，防止日光曝晒。中途停留时应远离火种、热源。公路运输时要按规定路线行驶，勿在居民区和人口稠密区停留。铁路运输时要禁止溜放。			

（3）原油

原油理化性质、危险危害特性及防护措施见表 7.1-4。

表 7.1-4 原油理化性质、危险危害特性及防护措施表

化学品名称	化学品中文名称	原油
	化学品英文名称	Grudloil
组成/组分信息	烷烃、环烷烃、芳香烃和烯烃等多种液态烃的混合物。主要成分是碳和氢两种元素，分别占 83%~87%和 11%~14%；还有少量的硫、氧、氮和微量的磷、砷、钾、钠、钙、镁、镍、铁、钒等元素。	
危险特性	<p>危险性类别：第 3.2 类中闪点液体。</p> <p>侵入途径：吸入、食入、经皮吸收。</p> <p>健康危害：液体有强烈刺激性。食入可引起恶心、疼痛和呕吐，引起黏膜水肿和溃疡症状，包括口腔和咽喉灼烧感；较大的剂量可引起恶心、呕吐、麻醉、无力、头晕、呼吸表浅、腹痛、抽搐和意识丧失；可引起心律失常、室颤和心电图改变；可发生中枢神经系统抑制。眼睛接触本品可引起刺激，长期接触引起炎症。皮肤长期或持续接触液体可引起脱脂，伴随干燥、破裂、刺激和皮炎。蒸汽对上呼吸道有刺激性。高温时吸入伤害加重。吸入高浓度蒸气的急性影响是肺部刺激症状，包括咳嗽伴有恶心；中枢神经抑制表现为头痛、头晕、兴奋、视力模糊、反应迟钝、疲乏和共济失调。长时间暴露于高浓度蒸气中可导致麻醉、神志不清，甚至昏迷和死亡。吸入高浓度的油雾可引起油性肺炎。慢性影响：长间接接触可引起支气管炎和肺水肿。长期皮肤接触可造成皮肤干燥、皴裂和发红。影响神经系统、骨髓机能等。</p> <p>环境危害：造成大气，河流，湖泊，海洋，土壤等污染。</p> <p>燃爆危险：易燃。遇到高热，火星或火苗极易引起燃烧爆炸。</p>	
急救措施	<p>皮肤接触：立即脱去污染的衣着，用肥皂水和清水彻底冲洗皮肤。如有不适感，就医。</p> <p>眼睛接触：立即提起眼睑，用大量流动清水或生理盐水冲洗。如有不适感，就医。眼睛受伤后，应由专业人员取出隐形眼镜。</p> <p>吸入：迅速脱离现场至空气新鲜处。静卧、保暖。开始急救前，取出假牙等，防止阻塞气道。保持呼吸道通畅。如呼吸困难，给输氧。呼吸、心跳停止，立即进行心肺复苏术。就医。</p> <p>食入：饮水，禁止催吐。保持呼吸道通畅，防止吸入呕吐物。禁止给嗜睡症状或知觉降低即正在失去知觉的病人服用液体。如有不适感，就医。</p>	
消防措施	<p>危险特性：易燃，其蒸气与空气可形成爆炸性混合物，遇明火、高热极易燃烧爆炸。与氧化剂能发生强烈反应。流速过快，容易产生和积聚静电。其蒸气比空气重，沿地面扩散并易积存于低洼处，遇火源会着火回燃。</p> <p>有害燃烧产物：一氧化碳、二氧化碳。</p> <p>灭火方法：用泡沫、干粉、二氧化碳、砂土灭火。</p>	
泄漏应急处理	<p>消除所有点火源。根据液体流动和蒸气扩散的影响区域划定警戒区，无关人员从侧风、上风向撤离至安全区。建议应急处理人员戴正压自给式呼吸器，穿防静电服。作业时使用的设备应接地。禁止接触或跨越泄漏物。尽可能切断泄漏源。防止泄漏物进入水体、下水道、地下室或限制性空间。少量泄漏：用砂土或其他不燃材料吸收。使用洁净的无火花工具收集吸收材料。大量泄漏：构筑围堤或挖坑收容。用泡沫覆盖，减少蒸发。喷水雾能减少蒸发，但不能降低泄漏物在限制性空间内的易燃性。用防爆泵转移至槽车或专用收集器内。</p>	

<p>操作处置与储存</p>	<p>操作注意事项：密闭操作，注意通风。操作人员必须经过专门培训，严格遵守操作规程。建议操作人员佩戴过滤式防毒面具，穿防静电工作服。远离火种、热源。工作场所严禁吸烟。使用防爆型的通风系统和设备。防止蒸气泄漏到工作场所空气中。避免与氧化剂接触。灌装时应控制流速，且有接地装置，防止静电积聚。在清除液体和蒸气前不能进行焊接、切割等作业。搬运时要轻装轻卸，防止包装及容器损坏。配备相应品种和数量的消防器材和泄漏应急处理设备。倒空的容器可能残留有害物。</p> <p>储存注意事项：储存于阴凉、通风的库房。远离火种、热源。库温不宜超过 30℃，保持容器密封。应与氧化剂分开存放，切忌混储。采用防爆型照明、通风设备。禁止使用易产生火花的机械设备和工具。储区应备有泄漏应急处理设备和合适的收容材料。</p>			
<p>接触控制/个体防护</p>	<p>工程控制：工作现场严禁吸烟，避免长期反复接触，进入罐、限制性空间或其他区域作业，须有人监护。</p> <p>呼吸系统防护：一般不需要特殊防护，高浓度接触时可佩戴过滤式防毒面具（半面罩）。</p> <p>眼睛防护：一般不需要特殊防护，但建议在特殊情况下，戴化学安全防护眼镜。</p> <p>身体防护：穿防静电工作服。【工程控制】：生产过程密闭，加强通风。提供安全淋浴和洗眼设备。</p> <p>手防护：戴一般作业防护手套。</p> <p>其他防护：工作现场禁止吸烟、进食和饮水。工作完毕，淋浴更衣。</p>			
<p>理化特性</p>	<p>外观与性状</p>	<p>黑色的可燃性黏稠液体</p>	<p>蒸气压</p>	<p>无资料</p>
	<p>沸点</p>	<p>自常温至 500℃以上</p>	<p>闪点</p>	<p>-6~155℃</p>
	<p>熔点</p>	<p>-60℃</p>	<p>溶解性</p>	<p>不溶于水，溶于苯、乙醚、三氯甲烷、四氯化碳等有机溶剂</p>
	<p>密度</p>	<p>相对密度（水=1） 0.7365-0.917</p>	<p>稳定性</p>	<p>稳定</p>
	<p>爆炸极限</p>	<p>1.1%~8.7%（V%）</p>	<p>自燃温度</p>	<p>280℃~380℃</p>
<p>稳定性和反应活性</p>	<p>稳定性：稳定。</p> <p>禁配物：氧化剂。</p> <p>避免接触的条件：高热，火源和不相容物质。</p> <p>聚合危害：不聚合。</p> <p>分解产物：一氧化碳、二氧化碳、氮氧化物、硫氧化物等有毒烟雾。</p>			
<p>毒理学资料</p>	<p>有毒。原油中芳香烃以及杂原子化合物具有一定的毒性。</p> <p>LD50：4300mg / kg（大鼠经口）</p> <p>LC50：无资料</p>			
<p>生态学资料</p>	<p>生态毒理毒性：原油中的芳香族化合物以及杂原子具有一定的毒性。</p> <p>生物降解性：自然界中的部分厌氧菌，硫化菌以及部分绿色植物能将原油的大部分物质降解。</p> <p>非生物降解性：原油中的沥青质等高分子物质很难生物降解。</p> <p>生物富集或生物积累性：无资料。</p> <p>其它有害作用：温室气体。应特别注意对地表水、土壤、大气和饮用水的污染。</p>			

废弃处置	<p>废弃物性质：废有机液体。</p> <p>废弃处置方法：若本产品成为废品，必须由取得许可证的专业工厂进行处理，处理前必须先收集，在空旷安全地带点火充分焚烧。</p> <p>废弃注意事项：处置前应参阅国家和地方有关法规。本产品不可排放于下水道，河流，湖泊，大海等。</p>
运输信息	<p>运输注意事项：环境密封放置，放置热源和日光暴晒，与强氧化剂隔离。</p>
法规信息	<p>《危险化学品安全管理条例》中华人民共和国国务院令 591 号（自 2011 年 12 月 1 日起施行），中华人民共和国国务院令 645 号修订（自 2013 年 12 月 7 日起施行）、《危险化学品目录（2015 版）》（自 2015 年 5 月 1 日起施行）。</p>
其他信息	<p>表格内数据来源于本项目方案提供的物料特性数据、《危险化学品目录（2015 版）》和《危险化学品安全技术全书》。</p>

（5）混烃（稳定轻烃）

稳定轻烃理化性质、危险危害特性及防护措施见表 7.1-5。

表 7.1-5 稳定轻烃危险特性表

标识	中文名：稳定轻烃	英文名：Gasoline	
	分子式：C ₅ H ₁₂ ~C ₁₂ H ₂₆	分子量：72~170	UN 编号：1203
	危规号：31001	RTECS 号：L×3300000	CAS 号：8006-61-9
理化性质	性状：无色或淡黄色易挥发液体，具有特殊臭味。		
	熔点(°C)：<-60	溶解性：不溶于水，易溶于苯、二硫化碳、醇、脂肪。	
	沸点(°C)：40~200	相对密度(水=1)：0.70~0.79	
	饱和蒸气压(kPa)：无资料	相对密度(空气=1)：3.5	
	临界温度(°C)：无资料	燃烧热(kcal/kg)：11000	
	临界压力(MPa)：无资料	最小引燃能量(mJ)：无资料	
燃烧爆炸危险性	燃烧性：极度易燃		燃烧分解产物：一氧化碳、二氧化碳
	闪点(°C)：-50		聚合危害：不聚合
	爆炸极限%(V/V)：1.3~6.0		稳定性：稳定
	引燃温度(°C)：415~530		禁忌物：强氧化剂
	危险特性：其蒸气与空气可形成爆炸性混合物，遇明火、高热极易燃烧爆炸。与氧化剂能发生强烈反应。其蒸气比空气重，能在较低处扩散到相当远的地方，遇火源会着火回燃。有低毒，当空气中汽油蒸气浓度达到 30~40mg/L 时，人呼吸半小时后，即能导致生命危险。		
	爆炸性气体的分类、分级、分组：无资料。		
	灭火方法：喷水冷却容器，可能的话将容器从火场移至空旷处。 灭火剂：泡沫、干粉、二氧化碳。用水灭火无效。		
毒性	职业接触限值： 中国 MAC(mg/m ³)：300[溶剂汽油]		
	急性毒性： LD ₅₀ ：67000mg/kg(小鼠经口) LC ₅₀ ：103000mg/m ³ ，2 小时(小鼠吸入)		
对人体危害	<p>急性中毒：对中枢神经系统有麻醉作用。轻度中毒症状有头晕、头痛、恶心、呕吐、步态不稳、共济失调。高浓度吸入出现中毒性脑病。极高浓度吸入引起意识突然丧失、反射性呼吸停止。可伴有中毒性周围神经病及化学性肺炎。部分患者出现中毒性精神病。液体吸入呼吸道可引起吸入性肺炎。溅入眼内可致角膜溃疡、穿孔，甚至失明。皮肤接触致急性接触性皮炎，甚至灼伤。吞咽引起急性胃肠炎，重者出现类似急性吸入中毒症状，并可引起肝、肾损害。慢性中毒：神经衰弱综合征、植物神经功能紊乱、周围神经病。严重中毒出现中毒性脑病，症状类似精神分裂症。皮肤损害。</p>		
急救	<p>皮肤接触：立即脱去污染的衣着，用肥皂水和清水彻底冲洗皮肤。就医。</p> <p>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 15min。就医。</p> <p>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，</p>		

	<p>立即进行人工呼吸。就医。</p> <p>食入：给饮牛奶或用植物油洗胃和灌肠。就医。</p>
防护	<p>监测方法：气相色谱法。</p> <p>工程控制：生产过程密闭，全面通风。</p> <p>呼吸系统防护：一般不需要特殊防护，高浓度接触时可佩戴自吸过滤式防毒面具(半面罩)。</p> <p>眼睛防护：一般不需要特殊防护，高浓度接触时可戴化学安全防护眼镜。</p> <p>身体防护：穿防静电工作服。</p> <p>手防护：戴橡胶耐油手套。</p> <p>其他防护：工作现场严禁吸烟。避免长期反复接触。</p>
泄漏处理	<p>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，穿防静电工作服。尽可能切断泄漏源。防止流入下水道、排洪沟等限制性空间。小量泄漏：用砂土、蛭石或其他惰性材料吸收。或在保证安全情况下，就地焚烧。大量泄漏：构筑围堤或挖坑收容。用泡沫覆盖，降低蒸气灾害。用防爆泵转移至槽车或专用收集器内，回收或运至废物处理场所处置。</p>
储运	<p>操作注意事项：密闭操作，全面通风。操作人员必须经过专门培训，严格遵守操作规程。建议操作人员穿防静电工作服，戴橡胶耐油手套。远离火种、热源，工作场所严禁吸烟。使用防爆型的通风系统和设备。防止蒸气泄漏到工作场所空气中。避免与氧化剂接触。灌装时应控制流速，且有接地装置，防止静电积聚。搬运时要轻装轻卸，防止包装及容器损坏。配备相应品种和数量的消防器材及泄漏应急处理设备。倒空的容器可能残留有害物。</p> <p>储存注意事项：储存于阴凉、通风的库房。远离火种、热源。库温不宜超过 30℃。保持容器密封。应与氧化剂分开存放，切忌混储。采用防爆型照明、通风设施。禁止使用易产生火花的机械设备和工具。储区应备有泄漏应急处理设备和合适的收容材料。</p> <p>包装方法：小开口钢桶；安瓿瓶外普通木箱；螺纹口玻璃瓶、铁盖压口玻璃瓶、塑料瓶或金属桶(罐)外普通木箱。</p> <p>运输注意事项：本品铁路运输时限使用钢制企业自备罐车装运，装运前需报有关部门批准。运输时运输车辆应配备相应品种和数量的消防器材及泄漏应急处理设备。夏季最好早晚运输。运输时所用的槽(罐)车应有接地链，槽内可设孔隔板以减少震荡产生静电。严禁与氧化剂等混装混运。运输途中应防曝晒、雨淋，防高温。中途停留时应远离火种、热源、高温区。装运该物品的车辆排气管必须配备阻火装置，禁止使用易产生火花的机械设备和工具装卸。公路运输时要按规定路线行驶，勿在居民区和人口稠密区停留。铁路运输时要禁止溜放。严禁用木船、水泥船散装运输。</p>

7.2.2 环境敏感目标调查

项目区地处克拉玛依市乌尔禾区境内，工程区西侧距离魔鬼城风景名胜区-布达拉宫景区最近距离约 257m，集油、供气、供水管线西侧距离魔鬼城风景名胜区-布达拉宫景区最近距离约 105m，属于环境敏感目标。项目区无自然保护区、文物保护单位等其它特殊敏感目标。

7.3 风险识别

7.3.1 井场危险性识别

(1) 井喷事故风险、柴油储罐泄漏事故风险

井喷时大量的油气从井口喷出，喷出的油气流可高达数十米，喷出气体几万到几十万方，井喷事故发生时，大量烃类气体随之扩散，当烃类气体在空气中的浓度达到

爆炸极限时，遇火可形成爆炸，在爆炸浓度范围以外，则极易发生火灾，火灾和爆炸均会造成灾难性的后果。

钻井过程使用的柴油储罐，泄漏污染土壤和地下水，遇明火产生火灾、爆炸。

(2) 井漏事故风险

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

7.3.2 输油、输气管道危险性识别

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

输气管道破裂的影响——天然气毒性较低，对人体健康的急性影响主要是吸入性头晕、呕吐，浓度较高时会引起窒息。但天然气属于甲 A 类火灾易燃易爆危险物质，在空气中爆炸极限为 5%~15%（体积百分含量），当事故性释放的天然气浓度达到爆炸极限时，遇到明火便会引起火灾或爆炸；可能立即着火，形成喷射燃烧，对周围造成热辐射危害，不完全燃烧产物 CO、颗粒物将会周边环境造成一定不利影响，使一定范围内污染物浓度超标，影响周边居民正常生活。

7.3.3 风险类型识别

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

施工期柴油储罐、运营期集输、供气管线、柴油、混烃储罐、混烃罐车发生破损原油、混烃有可能通过包气带渗漏进入地下含水层、以及造成原油、天然气、混烃泄漏起火爆炸产生的消防废水污染地下水。

7.4 环境风险分析

7.4.1 井喷事故影响分析

井喷事故一旦发生，大量的油气喷出井口，散落于井场周围，据类比资料显示，

井喷范围内土壤表层可见有蜡状的原油喷散物，井喷的影响范围及影响程度较大。由于项目区人烟稀少，所以井喷对人员的伤害有限，对项目区及周边土壤环境、大气环境、地下水产生影响。

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

7.4.2 井漏事故影响分析

本工程井漏事故为表层套管和油气层套管的固井效果变差导致油水窜层。

根据非正常工况的地下水预测结果，随着时间、距离增加，污染范围也呈增加趋势。石油类浓度在预测 100d、1000d、1825d 时地下水超标距离分别为 39m、161m、403m，影响距离分别为 44m、177m、435m，影响范围内无居民饮用水井等敏感点，但下渗采出液对该地区地下水的影响依然存在。因此，为预防污染的发生和污染源的形，表层套管严格封闭第四系含水层，定期维护，固井质量应符合要求，废弃井应全部打水泥塞，并经严格的试压以防窜漏污染地下水，套损发生后及时采取治理技术，尽量避免窜层污染到泄漏点周边区域内的地下水。

本项目采用双层套管，表层套管完全封闭各含水层，固井水泥均上返地面，这样，在各含水层与井筒间形成双层套管、单层水泥环的保护措施，将事故风险降低到最低。

7.4.3 对大气环境的影响分析

采出液（原油）管道、天然气管道、柴油储罐、混烃储罐发生泄漏事故后，进入环境中，其中挥发的 NMHC 可能会对周围环境空气产生影响，若遇明火，可发生火灾、爆炸，火灾、爆炸产生的伴生/次生污染物可能对环境空气产生一定的影响。由于项目区地域空旷，无敏感点分布，大气扩散条件较好，发生事故后，及时采取相应的措施，不会对周围环境空气产生明显影响。

7.4.4 对地下水的环境影响分析

根据地下水预测的结论：

①非正常工况下, 拟建最长段的集油支线(重 13 井区连接重 1 井区, 内径 150mm, 压力 0.8-1.05MPa, 长度 3.6km) 发生泄漏, 排放时间在时间尺度上设定为短时泄漏, 泄漏时长最多按 10min (0.007d) 计。石油类污染物泄漏 100d、1000d、3650d 后污染晕超标范围分别为 274.48m²、0m²、0m², 影响范围分别为 686.21m²、1152.83m²、0m²。故管道必须采取必要的防腐措施, 并加强巡检, 防止其泄漏进而污染到周边区域内的地下水。

②非正常工况下, 溶剂回收站 2 座 50m³ 卧式储罐 (直径Φ 2.5m, 长度 10 m), 压力为 0.1-0.15Mpa, 混烃储罐发生紧急泄漏事件等事故, 假定发现泄漏后 10min 切断事故阀门, 处理完毕。石油类污染物泄漏 100d、1000d、3650d 后污染晕超标范围分别为 1312.03m²、8010.98m²、17857.07m², 影响范围分别为 1712.77m²、11610.63m²、31761.59m²。故储罐必须采取必要的防腐措施, 并加强巡检, 防止其泄漏进而污染到周边区域内的地下水。

7.4.5 对土壤环境的影响分析

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

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

运营期管线破裂, 将能回收的原油回收, 送风城油田 2 号稠油联合站原油处理系统处理, 不能回收的以及受污染的土壤集中收集后交由有相应处置资质的单位进行处理。

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

7.4.6 对植被的影响

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

7.4.7 对魔鬼城景区-布达拉宫景区的影响分析

本工程运营期环境风险主要是井喷和集输管线泄漏。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，对项目区及周边土壤环境、大气环境、地下水产生影响。管线发生泄漏后，原油进入环境空气，其中的 NMHC 可能会对周围环境空气产生影响，若遇明火，可发生火灾、爆炸，火灾、爆炸产生的伴生/次生污染物可能对环境空气产生一定的影响。

7.5 环境风险防范措施及应急要求

7.5.1 井下作业事故风险预防措施

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

(2) 井场设置风向标，以便发生事故时人员能迅速向上风向疏散。

(3) 井场严格按防火规范进行平面布置，井场内的电气设备及仪表按防爆等级不同选用不同的设备。井场内所有设备、管线均应做防雷、防静电接地。

(4) 在油气可能泄漏和积聚的场所设置可燃气体浓度检测报警装置。

(5) 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。

(6) 每一次井下作业施工前，必须对高压汇管进行试压，试压压力大于施工压力 5MPa，施工后必须探伤，更换不符合要求的汇管。

(7) 井下作业时要求带罐操作，最大限度避免落地原油产生，原油落地浸染的土

壤交由有相应处理资质的单位进行回收、处置。

7.5.2 硫化氢泄漏的监控与预防措施

根据地质勘探资料，本项目的油藏无伴生气产生。但考虑到伴生气中的硫化氢属于有毒有害气体，在钻井的试油过程中，需要考虑硫化氢监测与安全防护。

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

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

②作业人员在检修和抢险作业时应携硫化氢监测仪和正压式空气呼吸器。

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

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

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

——预防措施

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

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

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

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

④当人员在达到硫化氢危险临界浓度 $[150\text{mg}/\text{m}^3$ （ 100ppm ）]的大气环境中执行任务时，应有接受过救护技术培训的值班救护人员，同时应具备有必要的救护设备，包括

适用的呼吸器具。

7.5.3 井场柴油储罐风险防范措施

柴油储罐应采取防渗措施，并在柴油储罐周边设置围堰，防止事故情况下柴油泄漏外流；应严格管理，并定期检查，及时发现泄漏情况。

7.5.4 钻井窜层污染事故防范措施

(1) 采用双层套管，表层套管完全封闭各含水层，固井水泥均上返地面，这样，在各含水层与井筒间形成双层套管、单层水泥环的保护措施，将事故风险降低到最低。

(2) 利用已有的或者新开发的水井，对各层地下水分别设置监测井位，定期对油田开发区各地下水层监测井采样分析，一年一次，分析项目为 COD、石油类、挥发酚等石油特征指标，根据监测指标的变化趋势，对可能产生的隐蔽污染，做到及时发现，尽早处理。

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

7.5.5 集输、供气事故风险预防措施

(1) 严格按照管道施工、验收等规范进行设计、施工和验收。

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

(2) 在集输、注气管线的敷设线路上应设置警示牌等。

(3) 按规定进行设备维修、保养，及时更换易损及老化部件，防止油气泄漏事故的发生。

(4) 加强自动控制系统的管理和控制，严格控制压力平衡。

(5) 完善各井场的环境保护工程，及时清除、处理各种污染物，保持安全设施的完好，杜绝火灾的发生。

(6) 在集输系统运营期间，严格控制输送油气的性质，定期清管，排除管内的积水和污物，以减轻管道内腐蚀；定期对管线进行超声波检查，对壁厚低于规定要求的管段应及时更换，消除爆管的隐患；定期对集输管线上的安全保护设施，如截断阀、安全阀、放空系统等进行检查，使管道在超压时能够得到安全处理，在管道破裂时能

够及时截断上下游管段，以减少事故时油气的释放量，使危害影响范围减小到最低程度。

(7) 定期对管线进行巡视，加强管线和警戒标志的管理工作。

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

(9) 加强对集输管线沿线重点敏感地段的环保管理，定期进行环境监测。

(10) 建立腐蚀监测系统，随时监测介质的腐蚀状况，了解和掌握区域系统的腐蚀原因，有针对性制定、调整和优化腐蚀控制措施。

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

7.5.6 站场事故风险及应急措施预防措施

①本工程选址应符合《建设项目环境保护设计规定》、《工业企业设计卫生标准》(GBZ1-2010)及《化工企业安全卫生设计规范》(HG20571-2014)等规范、条例、规定中有关厂址选择的要求。

②本工程装置与周边设施之间安全距离应符合《石油化工企业设计防火规范》(GB50160-2008)和《建筑设计防火规范》(GB50016-2014)规定。

③工程厂区总平面布置中，应充分考虑总体布置的安全性，生产装置区内外道路保持畅通，以利消防及安全疏散。

④尽可能加强通风系统运行效果，以防止可燃气体积聚，并贯彻“五化”原则。各建筑物建材的选用、楼梯、门窗的设置应根据 GB50011、GB50223 标准的有关规范要求进行设计，主要建筑物按地震强度 7 度设防，符合要求。

⑤采用先进可靠的 DCS 控制系统、ESD 紧急停车处理系统、GAS 可燃气体检测报警系统、PLC 大型机组联锁及防喘振系统等，对某些与安全生产密切相关的参数进行自动分析、自动调节和自动报警。

⑥平面布局科学合理：在平面布置中尽量将火灾危险性相近的设施集中布置，并保持规定的防火距离；将全站场的明火点控制到最少，并布置在生产区场地边缘部位；有油气散发的场所布置在有明火或散发火花地点的当地全年最小频率风向的上风侧。

⑦在建、构筑物区域内设置接地装置，必要时可加装消雷器。工艺设备、塔、架等设置防静电接地装置；变压器等采用避雷针作为防雷保护。

⑧站场内泵房等均为爆炸火灾危险区域，区域内的配电设备均应采用防爆型；根据各建筑物的不同防爆等级采取相应的防爆措施。

⑨在可能产生易燃易爆介质泄漏的地方，设置可燃气体检测报警器，以便及时发现事故隐患。

⑩注汽站设置可燃气体检测和报警系统。可燃气体检测与报警系统的作用是为了保障人身和生产安全。该系统检测泄漏的可燃气体浓度并及时报警，以预防火灾和人身事故的发生。通过在站场工艺装置区等可能泄漏可燃气体的场所设置可燃气体探测器，采用固定式且相对独立的可燃气体报警系统对可燃气体进行连续检测、指示、报警，并对报警进行记录，同时将报警信息由可燃气体报警器传送给站控系统 PLC，再经 PCL 传送至调控中心。同时，在站内配备一定数量的便携式可燃气体检测仪。

溶剂回收站的设备分离区、混烃储罐区应参照《石油化工企业可燃气体和有毒气体检测报警设计规范》（SH3063-199）标准的要求安装可燃气体报警器。为了防止液体物料渗入地下，对储罐区做防渗处理（渗透系数 $\leq 10^{-7}$ cm/s），消防栓、灭火器、消防沙等消防器材。储罐区四周设置 0.5m 高围堰和事故水池。

7.5.7 溶剂回收站事故废水风险防范措施

本项目溶剂回收站，有四个区域，储罐装车区、混烃储罐区、事故水池区、三相装置分离区。事故水池区位于厂区西侧。

本项目须设置事故水池及事故废水收集管道。一旦有事故废水产生，将事故废水全部排往事故水池，回收入三相分离装置。三相装置分离区设置废液收集池；混烃储罐区须设置隔水围堰等。因此本项目事故池的容积不能小于 1400 m³，计算内容详见下表 7.7-6。

表 7.7-6 项目事故废水储存能力核算

符号	意义及取值依据	事故水量
V ₁	收集系统范围内发生事故时的泄露物料量；	42.5m ³ 混烃共储存在 2 个 50m ³ 的储罐内，充装系数为 0.85，按照单罐 100% 的泄露量计算，即 50×0.85=42.5m ³ 。
V ₂	发生事故时的消防水量 $V_2 = \sum Q_{消} t_{消}$ Q _消 ：发生事故的储罐或工艺装置的同时使用的消防设施给水流量，包括室内外消火栓、消防炮、喷淋系统、泡沫系统等。 t _消 ：各种消防设施对应的消防经历时间。	842.4m ³ 根据《水喷雾灭火系统技术规范》，混烃罐冷却水供水强度不应小于 0.15L/s.m ² ，消防用水持续供给时间 6h。溶剂回收站一次火灾消防总用水量为 39 L/s，消防蓄水量不应小于 842.4m ³ 。
V ₃	发生事故时可以传输到其他存储或处理设施的物料量；	180m ³ 罐区围堰面积 360m ² ，高度为 0.5m，围堰容积为 180m ³ 。
V ₄	发生事故时仍需进入该收集池的生产废水量；	32m ³ 废液收集池容积：本次新建 1 座溶剂回收站，采出液设计处理规模为 400t/d，按照 2h 的事故废水量 400/24×2=33.33t，采出液密度按照 1.044 t/m ³ ，泄漏废水量为 32m ³
V ₅	发生事故时可能进入该收集池的降雨量； $V_5 = qF$ Q 降雨强度， $q = q_a/n$ ，q _a 为年均降雨量，n 为年均降雨天数。 F：必须进入事故池的雨水汇水面积，单位 hm ²	19 m ³ 溶剂回收站的面积为 1.3924hm ² ，克拉玛依市年均降雨量为 96.4mm，年均降雨天数 68 天。 $V_5 = (96.4/68) \times 1.3924 = 19 \text{ m}^3$
V _总	$= (V_1 + V_2 - V_3)_{\max} + V_4 + V_5$ (V ₁ +V ₂ -V ₃) _{max} 指“最大事故处”。	876 m ³

本项目新建 2 座 700m³ 事故水罐，容积为 1400m³，可能发生的最大事故废水容积为 876m³ < 事故水罐容积 1400m³，能够满足污水收集的要求，对项目所在区域环境不会造成影响。

7.5.8 混烃罐车拉运泄漏事故及火灾爆炸事故影响分析

本项目运营期混烃从玛 131 站和百口泉注输联合站拉运，运距为 22km-55km，依托。运输路线为 G217 国道、奎阿高速，运输避让乌尔禾区居民分布区，沿线没有环境敏感点（河流、水源地）分布。罐车拉运可能发生的风险为泄漏事故、火灾或爆炸事故。油气运输过程中的环境风险特征见表 7.5-1。

表 7.5-1 油气运输过程中的环境风险特征

运输方式	风险类型	可能的原因	危害
公路运输	泄露	碰撞、翻车等交通事故	污染土壤、水体、轻烃挥发污染大气、财产损失
		装卸设备故障	
		操作失误	
火灾、爆炸	火灾、爆炸	油气泄露	人身、财产损失、污染环境
		存在机械、高温、电气、化学火源	

在汽车运输过程中,由于汽车爆胎、操作失灵、超载、超速、违章停靠等交通意外因素,均可引发汽车相撞等交通事故,导致车载原油部分或全部泄漏,若泄漏的原油发生火灾、爆炸事故则会威胁附近人群生命安全。

(1)罐车泄漏事故风险分析

①罐车运输过程中,由于阀门未关好、罐体腐蚀等原因致使原油发生泄漏,如没有及时发现将会对运输道路沿线的大气、水和土壤造成影响,影响范围呈线性分布。

②当罐车发生侧翻、碰撞等恶性事故后可能导致罐体破裂,使得混烃在短时间内发生大量泄漏,会对事故现场周边的大气、水环境和土壤造成一定程度的影响。对土壤造成的影响,但一般仅限于直接有泄漏混烃的区域,对表层 0-20m 的土层构成污染。

(2)罐车火灾爆炸事故风险分析

混烃罐车在静电、交通事故以及明火的情况下可能会发生火灾甚至爆炸事故,由于罐车的流动性,使该风险威胁的对象具有不确定性,影响范围也随着风险事故的类型而不同,同时,火灾爆炸过程中产生的 CO 也会对周边一定区域内造成影响。

7.5.9 危险废物运输事故风险防范

危险废物运输的事故隐患主要是从泄漏开始的。因此,行车途中要勤于检查。当行驶一定时间后要查看一下车厢底部四周有无泄漏液体,若有液体泄漏,应查找泄漏点,采取相应的应急措施,防止液体继续泄漏,将受到污染的土壤要全部回收,委托

相应危废资质单位接收处置。

危险废物运输过程中主要风险防范措施如下：

- ①运输时应当采取密闭、遮盖、捆扎、喷淋等措施防止扬散；
- ②对运输危险废物的设施和设备应当加强管理和维护，保证其正常运行和使用；
- ③不能混合运输性质不相容而又未经安全性处置的危险废物；
- ④转移危险废物时，必须按照规定填危险废物转移联单，并向危险废物移出地和接受地的县级以上地方人民政府环境保护行政主管部门报告；
- ⑤禁止将危险废物与旅客在同一运输工具上载运；
- ⑥运输危险废物的设施和设备在转作他用时，必须经过消除污染的处理，方可使用；
- ⑦运输危险废物的人员，应当接受专业培训；经考核合格后，方可从事运输危险废物的工作；
- ⑧运输危险废物的单位应当制定在发生意外事故时采取的应急措施和防范措施；
- ⑨运输时，发生突发性事故必须立即采取措施消除或者减轻对环境的污染危害，及时通报给附近的单位和居民，并向事故发生地县级以上人民政府环境保护行政主管部门和有关部门报告，接受调查处理。

7.5.10 对魔鬼城景区-布达拉宫景区的风险防范措施

魔鬼城景区-布达拉宫景区与本工程相邻，如发生井喷、集输管线泄漏等环境风险事故对其会产生一定影响。工程运行期间应采取严格防范措施，如下：

- ①井场设置明显的禁止烟火标志。按消防规定配备泡沫灭火器、干粉灭火器、消防铁锹和其它消防器材。
- ②定期对井场易损及老化部件进行更换，防止油气泄漏事故的发生。
- ③设计、生产中采取有效预防措施，严格遵守井下作业的安全规定，在井口安装防喷器和控制装置，杜绝井喷的发生。
- ④加强对集输管线沿线重点敏感地段（魔鬼城景区）的环保管理，定期进行环境监测。
- ⑤定期对管线进行巡视，加强管线和警戒标志的管理工作。
- ⑥严禁在管线两侧各 50m 范围内修筑工程，在管线上方及近旁严禁动土开挖和修建超过管道负荷的建筑物。

⑦建立腐蚀监测系统，随时监测介质的腐蚀状况，了解和掌握区域系统的腐蚀原因，有针对性地制定、调整和优化腐蚀控制措施。

7.5.11 突发环境事件风险应急预案

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

钻井期间严格执行中国石油集团公司井控管理相关规定，钻井期突发环境事件风险防范依托新疆油田分公司开发公司《中国石油新疆油田分公司开发公司突发环境事件专项应急预案》，该应急预案在克拉玛依市乌尔禾区生态环境局进行备案（备案号：650205-2023-014-L），主要内容包括环境污染与破坏事件的分级、预测与报警、应急报告程序与内容、应急准备、应急处置措施及应急中止程序等，附件 7.1。

运营期风城油田作业区根据所辖区块及站场的工艺特点，制定了《风城油田作业区突发环境事件应急预案》，并在克拉玛依市乌尔禾区生态环境局进行了备案（备案号：650205-2023-016-L），见附件 7.2。主要内容包括环境污染与破坏事件的分级、预测与报警、应急报告程序与内容、应急准备、应急处置措施及应急中止程序等。定期按照应急预案内容进行应急演练，应急物资配备齐全，出现风险事故时能够及时应对。

本评价建议将本次区块建设内容突发环境事件应急预案纳入新疆油田分公司开发公司、中国石油新疆油田分公司风城油田作业区的现有突发环境事件应急预案中，对现有突发环境事件应急预案进行必要的完善和补充。

7.5.12 重视和加强管理

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

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

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

（3）经常对职工进行爱岗教育，使职工安心本职工作，遵守劳动纪律，避免因责

任心不强、操作中疏忽大意、擅离职守等原因造成的事故。

(4) 中国石油新疆油田分公司风城油田作业区应按照本项目情况补充完善应急预案的原则及要求。

7.6 风险评价结论

本项目所涉及的危险物质包括天然气、原油、柴油、混烃，可能发生的风险事故包括井喷事故、柴油储罐和集输和燃料气管线、溶剂回收站混烃储罐、混烃罐车泄漏事故。原油、柴油、天然气、混烃发生泄漏时起火爆炸，对周边大气环境和生态环境有一定影响，原油和柴油泄漏对土壤、植被、地下水会产生一定的影响，当泄漏事故发生时，及时、彻底清除泄漏油品、被污染的土壤，对地下水水质没有不良影响。安装井控设施、防喷培训、钻井液储备等，按钻井行业规范和设计要求完成；提高事故应急能力；防止油污泄漏下渗污染；合理有效组织各机构部门进行应急、抢险、救援、疏散及控制措施、应急监测等。对井场、站场采取分区防渗措施。制定企业突发环境事件应急预案，纳入中国石油新疆油田分公司风城油田作业区现有突发环境事件应急预案，将事故发生概率减少到最低。综上所述，本项目环境风险程度属于可以防控的。

7.7 环境风险自查表

本工程所涉及的危险物质包括天然气、原油、柴油、混烃，可能发生的风险事故包括井喷事故、管线泄漏事故。

本工程环境风险评价自查表见表 7.7-7。

表 7.7-7 本项目环境风险评价自查表

工作内容		完成情况								
风险调查	危险物质	名称	柴油	原油	天然气	混烃				
		存在总量/t	60	86.3	0.107	52.7				
	环境敏感性	大气	500m 范围内人口数 < 500 人				5km 范围内人口数 < 1 万人			
			每公里管段周边 200m 范围内人口数 (最大)				0 人			
		地表水	地表水功能敏感性	F1□		F2□		F3□		
			环境敏感目标分级	S1□		S2□		S3□		
地下水	地下水功能敏感性	G1□		G2□		G3☑				
	包气带防污性能	D1☑		D2□		D3□				
物质及工艺系统危险性	Q 值	Q < 1□		1 ≤ Q < 10☑		10 ≤ Q < 100□		Q > 100□		
	M 值	M1□		M2□		m³☑		M4□		
	P 值	P1□		P2□		P3□		P4☑		
环境敏感程度	大气	E1□		E2□		E3☑				
	地表水	E1□		E2□		E3□				
	地下水	E1□		E2☑		E3□				
环境风险潜势	IV+□		IV□		III□		II☑		I□	
评价等级	一级□				二级□		三级☑		简单分析□	
风险识别	物质危险性	有毒有害☑				易燃易爆☑				
	环境风险类型	泄漏☑				火灾、爆炸引发伴生/次生污染物排放☑				
	影响途径	大气☑				地表水□		地下水☑		
事故情形分析	源强设定方法	计算法□		经验估算法□		其他估算法□				
风险预测与评价	大气	预测模型	SLAB□		AFTOX□		其他□			
		预测结果	/		/		/			
	/		/		/					
	地表水	最近环境敏感目标 , 到达时间 h								
	地下水	下游厂界边界到达时间/d								
最近环境敏感目标/ , 到达时间/ d										
重点风险防范措施	分区防渗。制定企业突发环境事件应急预案并在环境保护管理部门备案。									
评价结论与建议	项目主要的事故类型为井场、站场的罐区、集输管线和供气管线泄露、火灾、爆炸事故, 在采取必要的环境风险防范措施后, 项目环境风险水平是可以接受的。在日常生产过程中企业应强化安全管理, 避免事故的发生。									
注: “□”为勾选项, “ ”为填写项。										

尽管本工程发生风险事故的可能性较低, 但在管理上仍不可掉以轻心, 应严格落实各项风险防范措施, 定期检测和实时监控, 力争通过系统的管理、合理的风险防范措施以及积极有效的应急预案, 使得风险事故发生的概率降低, 重特大事故坚决杜绝, 一般事故得到有效控制。

8.碳排放影响评价

为贯彻落实中央和生态环境部关于“碳达峰、碳中和”相关决策部署和文件精神，充分发挥环境影响评价的源头防控、过程管理中的基础性作用，本评价按照相关政策及文件要求，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）》核算方法，计算本项目实施后碳排放量及碳排放强度，提出碳减排建议，并分析减污降碳措施可行性及碳排放水平。

8.1 碳排放分析

8.1.1 碳排放影响因素分析

8.1.1.1 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 CO₂ 排放、火炬燃烧排放、工艺放空排放、CH₄ 逃逸排放、CH₄ 回收利用量、CO₂ 回收利用量、净购入电力和热力隐含的 CO₂ 排放。

（1）燃料燃烧 CO₂ 排放

主要指石油天然气生产各个业务环节化石燃料用于动力或热力供应的燃烧过程产生的 CO₂ 排放。

本项目井场真空加热炉使用天然气作为燃料，需核算该部分产生的 CO₂ 排放量。

（2）火炬燃烧排放

出于安全等目的，石油天然气生产企业通常将各生产活动产生的可燃废气集中到一至数只火炬系统中进行排放前的燃烧处理。火炬燃烧除了 CO₂ 排放外，还可能产生少量的 CH₄ 排放，石油天然气生产的火炬系统需同时核算 CO₂ 和 CH₄ 排放。

本项目井场测试放喷过程中产生的天然气通过井场临时火炬点燃，需核算该部分产生的 CO₂ 和 CH₄ 排放量。

（3）工艺放空排放

主要指石油天然气生产各业务环节通过工艺装置泄放口或安全阀门有意释放到大气中的 CH₄ 或 CO₂ 气体，如驱动气动装置运转的天然气排放、泄压排放、设备吹扫排放、工艺过程尾气排放、储罐溶解气排放等。石油天然气生产企业业务环节较多且各具特色，其工艺放空排放应区分不同业务环节分开核算。

本项目主要为井场、站场建设内容，需要核算该部分 CH₄ 或 CO₂ 气体排放量。

(4) CH₄ 逃逸排放

主要是指石油天然气生产各业务环节由于设备泄漏产生的无组织 CH₄ 排放，如阀门、法兰、泵轮密封、压缩机密封、减压阀、取样接口、工艺排水、开口管路、套管、储罐泄漏及未被定义为工艺放空的其他压力设备泄漏；石油天然气生产企业业务环节较多且各具特色，其逃逸排放应区分不同业务环节分开核算。

本项目井场、站场的法兰、阀门等处产生的无组织废气中涉及甲烷排放，需核算该部分气体排放量。

(5) CH₄ 回收利用量

主要指企业通过节能减排技术回收工艺放空废气流中携带的 CH₄ 从而免于排放到大气中的那部分 CH₄。CH₄ 回收利用量可从企业总排放量中予以扣除。

本项目未实施甲烷回收利用，CH₄ 回收利用量为 0。

(6) CO₂ 回收利用量

主要指企业回收燃料燃烧或工艺放空过程产生的 CO₂ 作为生产原料或外供产品从而免于排放到大气中的那部分 CO₂。CO₂ 回收利用量可从企业总排放量中予以扣除。因缺乏适当的核算方法暂不考虑 CO₂ 地质埋存或驱油的减排问题。

本项目实施后未回收燃料燃烧或工艺放空过程中产生的 CO₂，因此该部分回收利用量均为 0。

(7) 净购入电力和热力隐含的 CO₂ 排放量

该部分排放实际上发生在生产这些电力或热力的企业，但由报告主体的消费活动引起，依照约定也计入报告主体名下。

本项目实施后，需消耗电量，不涉及蒸汽用量。

8.1.1.2 二氧化碳产排节点

本项目生产工艺流程中涉及二氧化碳的产排节点表 8.1-1 所示。

表 8.1-1 二氧化碳产排污节点汇总一览表

序号	类别	产污环节	碳排放因子	排放形式
1	燃料燃烧 CO ₂ 排放	燃气蒸汽锅炉使用天然气作为燃料燃烧	CO ₂	有组织
2	火炬燃烧排放	本项目无伴生气，主要为站场的事故火炬燃烧，	CO ₂ 和 CH ₄	有组织
3	CH ₄ 逃逸排放	井场、站场、法兰、阀门等处逸散的废气	CH ₄	无组织
4	净购入电力和热力隐含的 CO ₂ 排放量	电力隐含排放	CO ₂	--

8.1.2 碳排放量核算

8.1.2.1 碳排放核算边界

本项目碳排放核算边界及核算内容见表 8.1-2 所示。

表 8.1-2 核算边界及核算内容一览表

序号	核算主体/核算边界	碳排放核算内容
1	风城油田重13井区超稠油热采与新能源融合先导试验工程	包括油气勘探、油气开采、油气处理及油气储运各个业务环节的基本生产系统、辅助生产系统，以及直接为生产服务的附属生产系统。 排放量核算内容包括： (1) 燃料燃烧CO ₂ 排放 (2) 火炬燃烧排放 (3) CH ₄ 逃逸排放 (4) 净购入电力和热力隐含的CO ₂ 排放量

8.1.2.2 碳排放量核算过程

本项目涉及燃料燃烧 CO₂ 排放、火炬燃烧排放、CH₄ 逃逸排放、净购入电力和热力隐含的 CO₂ 排放量。具体核算过程如下：

8.1.2.2.1 燃料燃烧 CO₂ 排放

①计算公式

企业的化石燃料燃烧 CO₂ 排放量基于企业边界内各个燃烧设施分品种的化石燃料燃烧量，乘以相应的燃料含碳量和碳氧化率，再逐层累加汇总得到。计算公式如下：

$$E_{\text{CO}_2\text{-燃烧}} = \sum_j \sum_i \left(AD_{i,j} \times CC_{i,j} \times OF_{i,j} \times \frac{44}{12} \right)$$

$E_{\text{CO}_2\text{-燃烧}}$ 为企业的化石燃料燃烧 CO₂ 排放量，单位为吨 CO₂；

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 Nm³）为单位，非标准状况下的体积需转化成标况下进行计算；

CC_{i,j} 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 Nm³ 为单位；

O_{F_{i,j}} 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活动水平数据

本项目实施后，燃料燃烧 CO₂ 排放活动水平数据详见表 8.1-3。

表 8.1-3 燃料燃烧 CO₂ 排放活动水平数据一览表

项目	排放环节	燃料种类	单位	活动数据
本项目	2 台燃气注汽锅炉燃烧	天然气燃料	万 Nm ³	1280

③排放因子数据

本次评价燃料燃烧 CO₂ 排放因子数据均参考《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》附录二：表 2.1 常见化石燃料特性参数缺省值，具体详见表 8.1-4。

表 8.1-4 燃料燃烧 CO₂ 排放因子数据一览表

燃料品种		低位发热量	热值单位	单位热值含碳量 (t 碳/GJ)	燃料碳氧化率
气体燃料	天然气	389.31	GJ/万 m ³	15.3×10 ⁻³	99%
气体燃料	本项目天然气	344.9	GJ/万 m ³	13.1×10 ⁻³	99%

④计算结果

根据燃料燃烧 CO₂ 排放计算公式，燃料燃烧 CO₂ 排放量核算结果见表 8.1-5。

表 8.1-5 燃料燃烧 CO₂ 排放量核算结果一览表

项目	排放环节	燃料种类	单位	CO ₂ 排放量
本项目	燃气注汽锅炉燃烧	天然气	吨 CO ₂	32895

本项目燃料燃烧碳排放计算主要核算注汽站 2 台燃气注汽锅炉，年运行时间为 8000h，根据核算年天然气消耗量为 1280 万 m³。查阅《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）》表 2.1 可知，天然气单位热值含碳量为 15.3×10⁻³ 吨碳/GJ，天然气低位发热量为 389.31GJ/万 m³，本项目天然气低位发热量为 344.9GJ/万 m³ 根据换算得出本项目天然气中含碳量为 4.397 吨碳/万 m³。

根据上述公式核算，本项目注汽锅炉燃烧天然气燃烧 CO₂ 排放量为 32895 吨。

8.1.2.2.2 火炬燃烧排放

石油天然气生产企业火炬燃烧可分为正常工况下的火炬气燃烧及由于事故导致的火炬气燃烧两种，本项目主要核算事故工况下的溶剂回收站的火炬气燃烧，本项目油藏无伴生气产生，无井场测试放喷阶段的火炬燃烧碳排放量。另外，考虑到石油天然气生产企业火炬气 CH₄ 含量较高且火炬气燃烧不充分，因此石油天然气生产企业的火炬燃烧排放同时考虑 CO₂ 及 CH₄ 排放。

①计算公式

$$CC_{\text{非}CO_2} = \sum_n \left(\frac{12 \times V_n \times CN_n \times 10}{22.4} \right)$$

n 为火炬气的各种气体组分，CO₂ 除外；

CC_{非CO₂} 为火炬气中除 CO₂ 外的其它含碳化合物的含碳量，单位为吨碳/万 Nm³；

V_n 为火炬气中除 CO₂ 外的第 n 种含碳化合物(包括一氧化碳)的体积浓度，取值范围 0~1，如某含碳化合物的体积浓度为 90%，则 V_n 取 0.9；

CN_n 为火炬气中第 n 种含碳化合物(包括一氧化碳)化学分子式中的碳原子数目

$$E_{CO_2\text{-事故火炬}} = \sum GF_{\text{事故},j} \times T_{\text{事故},j} \times \left(CC_{(\text{非}CO_2)_i} \times OF \times \frac{44}{12} + V_{(CO_2)_j} \times 19.7 \right)$$

$$E_{CH_4\text{-事故火炬}} = \sum_i \left[GF_{\text{事故},j} \times T_{\text{事故},j} \times V_{CH_4} \times (1 - OF) \times 7.17 \right]_j$$

上式中，

j 为事故次数；

GF_{事故,j} 为报告期内第 j 次事故状态时的火炬气流速度，单位为万 Nm³/小时；

T_{事故,j} 为报告期内第 j 次事故的持续时间，单位为小时；

CC_{(非CO₂)j} 为第 j 次事故火炬气中除 CO₂ 外其他含碳化合物的总含碳量，单位为吨碳/万 Nm³，计算方法参见公式；

OF 为火炬燃烧的碳氧化率，如无实测数据可采用缺省值 0.98；

v_{(CO₂)j} 为第 j 次事故火炬气中 CO₂ 的体积浓度；

V_{CH₄} 为事故火炬气中 CH₄ 的体积浓度。

②活动水平数据

本项目实施后，事故状态下，火炬燃烧塔顶不凝气每次排放量为 600Nm³/h，每次排放 10 分钟，按照每月 1-2 次，全年最大事故次数为 24 次，全年最大火炬排放量为 2400m³。本项目事故火炬的 CO₂、CH₄ 排放活动水平数据详见表 8.1-6。塔顶不凝气除二氧化碳外的其他含碳化合物的含碳量参照天然气二氧化碳外的其他含碳化合物的含碳量，取值为 5.867。

表 8.1-6 燃料燃烧 CO₂ 排放活动水平数据一览表

排放环节	燃料种类	排放时间	活动数据 Nm ³ /h	全年最大次数 (次)	全年最大废气量 Nm ³ /h
火炬	塔顶不凝气	10 分钟/次	600	24	2400

③排放因子数据

事故火炬燃烧 CO₂、甲烷排放因子数据见表 8.1-7。

表 8.1-7 事故火炬燃烧 CO₂、甲烷排放因子数据一览表

燃料品种		CC _{非CO2}	单位	OF (碳氧化率)	V _{CH4} 甲烷体积浓度%
气体燃料	天然气	5.867	吨碳/万 Nm ³	0.98	89.24

④计算结果

根据燃料燃烧 CO₂ 排放计算公式，燃料燃烧 CO₂ 排放量核算结果见表 8.1-8。

表 8.1-8 事故火炬燃烧 CO₂ 排放量核算结果一览表

项目	排放环节	燃料种类	单位	CO ₂ 排放量 t
本项目	火炬燃烧	天然气	吨 CO ₂	5.16
			吨 CH ₄	0.0308t 折算为吨 CO ₂ 为 0.65t
			合计	5.81

8.1.2.2.3 油气开采过程中 CH₄ 逃逸排放

①计算公式

原油开采过程中井口装置和接转站逃逸排放的 CH₄，根据《中国石油和天然气生产企业温室气体排放核算方法与报告指南（试行）》（发改办气候〔2014〕2920 号）中“油气开采业务 CH₄ 逃逸排放”计算公式进行计算：

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

式中： $E_{CH_4\text{-开采逃逸}}$ ——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 CH₄ 逃逸排放, 单位为吨 CH₄;

j ——不同的设施类型;

$Num_{oil,j}$ ——原油开采业务所涉及的泄漏设施类型数量, 单位为个;

$EF_{oil,j}$ ——原油开采业务中涉及到的每种设施类型 j 的 CH₄ 逃逸排放因子, 单位为吨 CH₄/ (年·个); 井口装置为 0.23, 接转站为 0.18;

②活动水平数据

本项目有油井 12 口, 溶剂回收站 1 座。

③排放因子数据

油气系统不同设施CH₄ 排放活动水平数据见表 8.1-9。

表 8.1-9 油气系统不同设施 CH₄ 排放活动水平数据一览表

常规原油开采	设施/设备 CH ₄ 排放因子 (吨/年·个)	工艺放空	本项目油井数量 口	排放量 吨/年
井口	0.23	-	12	2.76
接转站 (溶剂回收站)	0.18	0.11	1	0.29
合计				3.05

④计算结果

GWP_{CH_4} 为 CH₄ 相比 CO₂ 的全球变暖潜势(GWP)值。根据 IPCC 第二次评估报告, 100 年时间尺度内 1 吨 CH₄ 相当于 21 吨 CO₂ 的增温能力, 因此 GWP_{CH_4} 等于 21。根据上述公式计算可得本项目开采逃逸的 CH₄ 为 3.05t, 折算成 CO₂ 排放量为 64.05t。

8.1.2.2.4 净购入的电力和热力消费引起的 CO₂ 排放

①计算公式

主要为净购入电力, 计算公式:

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

式中: $E_{CO_2-净电}$ ——企业净购入的电力消费引起的 CO₂ 排放, 吨 CO₂;

$AD_{电力}$ ——企业净购入的电力消费量, MWh;

$EF_{电力}$ ——电力供应的 CO₂ 排放因子, 吨 CO₂/MWh。

②活动水平数据

拟建工程实施后, 净购入的电力和热力消费引起的 CO₂ 排放活动水平数据详见表

8.1-10。

表 8.1-10 净购入的电力和热力 CO₂ 排放活动水平数据一览表

项目	类别	名称	单位	活动数据
本项目	电力	电力消耗量	MWh	39109
		自发电量	MWh	0
		净购入电力	MWh	39109

③排放因子数据

净购入的电力和热力消费的 CO₂ 排放因子数据根据《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》选取饱和蒸汽的热焓，项目采用国家最新发布值，取值来源于《关于做好 2023-2025 年发电行业企业温室气体排放报告管理有关工作的通知》中，明确了 2022 年度全国电网平均排放因子为 0.5703tCO₂/MWh。

④计算结果

根据净购入的电力和热力消费的 CO₂ 排放计算公式，拟建工程实施后，净购入的电力和热力消费引起的 CO₂ 排放量核算结果详见表 8.1-11。

表 8.1-11 净购入的电力和热力消费的 CO₂ 排放量核算结果一览表

项目	类别	单位	CO ₂ 排放量
本项目	净购入电力	吨 CO ₂	22303
	热力隐含		0

8.1.2.2.5 碳排放核算结果汇总

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》，中国石油天然气生产企业的 CO₂ 排放总量计算公式为：

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

式中：E_{GHG} 为企业温室气体排放总量，单位为吨 CO₂当量；

E_{CO₂燃烧} 为企业由于化石燃料燃烧活动产生的 CO₂ 排放，单位为吨 CO₂；

E_{GHG火炬} 为企业因火炬燃烧导致的温室气体排放，单位为吨 CO₂ 当量；

E_{GHG工艺} 为企业各业务类型的工艺放空排放，单位为吨 CO₂当量；

E_{GHG逃逸} 为企业各业务类型的设备逃逸排放，单位为吨 CO₂当量；

s 为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 为企业的 CH_4 回收利用量， 单位为吨 CH_4 ；

GWP_{CH_4} 为 CH_4 相比 CO_2 的全球变暖潜势(GWP)值。根据 IPCC 第二次评估报告，100 年时间尺度内 1 吨 CH_4 相当于 21 吨 CO_2 的增温能力， 因此 GWP_{CH_4} 等于 21；

R_{CO_2} 回收 为企业的 CO_2 回收利用量， 单位为吨 CO_2 ；

E_{CO_2} 净电 为企业净购入电力隐含的 CO_2 排放， 单位为吨 CO_2 ；

E_{CO_2} 净热 为企业净购入热力隐含的 CO_2 排放， 单位为吨 CO_2 。

按照上述 CO_2 排放总量计算公式， 则拟建工程实施后 CO_2 排放总量详见表8.1-12。

表 8.1-12 CO_2 排放总量汇总一览表

项目	源类别	单位	排放量
拟建工程	燃料燃烧 CO_2 排放	吨 CO_2	+32895
	事故火炬燃烧 CO_2 排放	吨 CO_2	+5.81
	油气开采过程中 CO_2 排放	吨 CO_2	+64.05
	CH_4 回收利用量	吨 CH_4	0
	CO_2 回收利用量	吨 CO_2	0
	净购入的电力和热力消费的 CO_2 排放	吨 CO_2	+22303
	合计	吨 CO_2	55268

综上所述， 项目实施后 CO_2 总排放量为 55268 吨。

8.2 减污降碳措施

本项目从工艺技术、节能设备和能源及碳排放管理等方面均采取了一系列减污降碳措施， 具体如下。

8.2.1 工艺技术减污降碳措施

本项目井场开采采用无人值守井场， 减少人工干预和经常整定调节参数， 实现全自动过程。定期组织人员对井场进行巡检， 及时更换存在故障的阀门、法兰等部件， 减少无组织泄漏量。同时加强工艺系统的优化管理， 减少井场测试放喷作业时间。

8.2.2 电气设施减污降碳措施

本项目在电气设备设施上采用多种节能措施， 从而间接减少了电力隐含的 CO_2 排放量。具体措施主要有：

- (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， 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，设计采用高低压同时补偿的方式，补偿后功率因数达 0.95 以上。低压设置自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，实际功率和负荷相适应，达到降低能耗，提高工作效率的作用。

8.2.3 减污降碳管理措施

风城作业区建立有碳排放管理组织机构，对整个作业区能源及碳排放管理实行管理，并制定能源及碳排放管理制度，将碳排放管理工作作为重要事项纳入日常管理；能源及碳排放管理制度对各类能源的购入、贮存、使用、加工转换、输送分配以及最终使用等环节进行详细地规定，尽可能从管理上做到对各类能源高效使用，同时对碳排放情况进行有效管理。

8.3 碳排放评价结论及建议

8.3.1 碳排放评价结论

本项目实施后，CO₂总排放量为 55268 吨。在工艺技术、节能设备和能源及碳排放管理等方面均采取了较完善的减污降碳措施，有利于减少二氧化碳排放，对比同类企业碳排放水平，本项目吨产品 CO₂排放强度相对较低。

8.3.2 碳排放建议

(1) 加强企业能源管理，减少甲烷逸散损耗，定期开展能源及碳排放管理培训，提升管理水平；

(2) 积极开展源头控制，优先选择绿色节能工艺、产品和技术，降低化石燃料消费量；

(3) 积极开展碳捕获、利用与封存（CCUS）技术，进一步挖掘和提升减污降碳潜力。

9.环境管理、监测与 HSE 管理体系

9.1 环境管理机构

9.1.1 决策机构

本工程的 HSE 管理机构应实行逐级负责制，受中国石油天然气股份有限公司新疆油田分公司 HSE 委员会的直接领导和监督，工程的环保管理机构风城油田作业区设安全环保质量科，并设专人负责工程开发建设期的环境保护工作。

中国石油天然气股份有限公司新疆油田分公司负责该项目的组织，协调工作，与自治区有关地方政府协商提供必要支持，并协调勘探部门的分工协作工作，包括生态环境建设和保护的宏观管理和决策。

9.1.2 实施与管理机构

新疆油田分公司已经建立了环境保护指标体系，对各二级单位的环保指标完成情况按《新疆油田分公司环境保护管理规定》的各项指标进行考核。推行环境保护目标责任制，明确各单位企业行政一把手为本单位环保第一责任人，并规定了应负的法律责任和行政责任，其它行政领导和机关处室也都有明确环保职责，初步形成了领导负责，部门参加，环境保护部门监督管理，分工合作，各负其责的环境管理体制。

中国石油新疆油田分公司下设质量安全环保处，负责中国石油新疆油田分公司范围内的环境保护工作，各二级单位下设环保科，各生产单位设专职环保员，负责生产单位的环保工作。

风城油田作业区的环保工作由新疆油田公司安全环保处领导，并全过程监督该建设工程的环境保护管理，环保设施建设工作。建设项目经理部设专职环境管理人员，全面负责该油田开发建设期的环境管理工作。本项目进入生产运行期后，油田主要管理工作均依托风城油田作业区完成，风城油田作业区负责本项目生产运行期的环境管理工作，风城油田作业区设一名专（兼）职环保工程技术人员负责本项目建设期的环保工作及井场内外环保设施的运行和检查工作，以及环境污染事故处理和报告。

9.1.3 监督机构

新疆维吾尔自治区生态环境厅是新疆维吾尔自治区负责环境管理的最高行政职能机构，负责审批本项目的环境影响评价报告书。克拉玛依市生态环境局负责抽查该项目环境影响评价的执行情况，克拉玛依市乌尔禾区分局负责监督本工程的环保竣工验收制度执行情况及日常环境管理。

9.2 开发期环境管理及监测

9.2.1 承包方的环境管理

本项目开发在对施工承包方管理上应按照 HSE（健康、安全、环保）管理程序进行管理，具体见图 9.2-1。

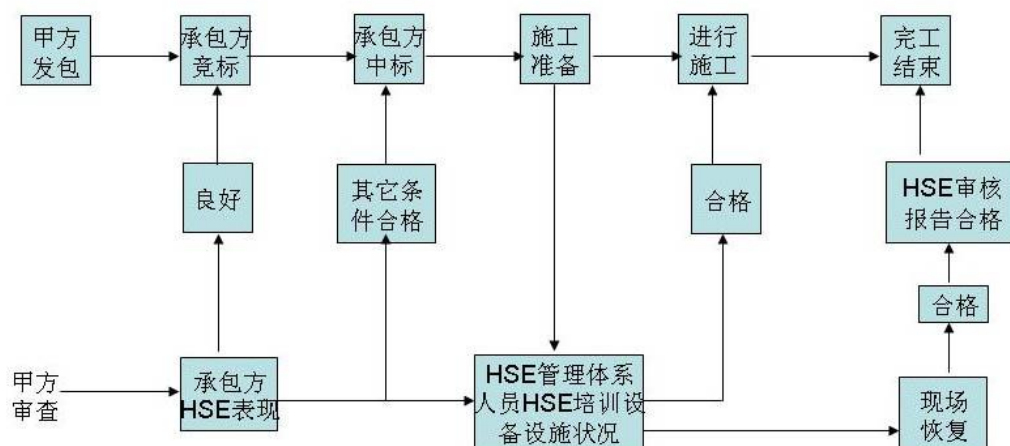


图 9.2-1 分承包方 HSE 管理程序方框图

(1) 分承包方的选择

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

(2) 对分承包方的环保要求

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

承包方在施工之前，应按照其承包工程的环保要求，编制详细的“环境管理方

案”，并连同施工计划一起呈报公司的 HSE 管理部门，批准后方可开工。

（3）对施工人员进行 HSE 培训

在施工作业之前必须对全体施工人员进行 HSE 培训。

环保知识和意识的培训主要包括：了解国家和地方有关环境方面的法律、法规和标准；了解承包工程的主要环境保护目标和要求；认识遵守有关环境管理规定的重要性，以及违反规定带来的后果等。

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

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

9.2.2 地面工程建设环境管理

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

——合理选线，划定并尽量缩小施工作业范围，严禁超界施工；

——保护项目区域荒漠生态系统完整性和稳定性，保护土壤环境质量，做好植被恢复与水土保持工作，防止土壤沙化；

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

9.2.3 施工期环境监理

为减轻国家重点工程对环境的影响，将环境管理制度从事后管理转变为全过程管理，建议本项目充分借鉴同类相关项目工程环境监理经验，实行工程环境监理。

由建设单位聘请相关环境监理机构对施工单位、承包商、供应商和中国石油新疆油田分公司环保法律、法规、制度、标准、规范的情况依法进行监督检查，特别是加强施工现场的环境监理检查工作，目的是协助建设单位落实施工期间的各项环境保护要求和施工合同中的环保规定，确保本项目的建设符合有关环保法律法规的要求。

（1）环境监理人员要求

①环境监理人员必须具备环保专业知识，精通国家环境法律、法规和政策，了解当地生态环境管理部门的要求和环境标准。

②必须接受过 HSE 专门培训，有较长的从事环保工作经历。

③具有一定的油田开发和输油气管道建设的现场施工经验。

(2) 环境监理人员主要职责

①监督施工现场对“环境管理方案”的落实。

②及时向 HSE 部门负责人汇报环境管理现状，并根据发现的问题提出合理化建议。

③协助 HSE 部门负责人宣传贯彻国家和当地政府有关环境方面的法律和法规。

④对 HSE 工作的真实性、合法性、效益性进行审查，评价其责任，并提出改进意见。

(3) 环境监理范围

①管道工程

本项目管道工程环境监理的范围即为工程扰动的范围：单井管线作业带宽度 8m。

②道路工程

本项目不涉及自然保护区、风景名胜区、水源保护区及文物保护区等特殊保护目标，环境监理范围为工程扰动范围，即道路施工的作业带 6m 的范围内。

③井场

井场环境监理的范围即为工程扰动的范围：

——SAGD 双水平井场永久性占地 25m×30m；

——SAGD 单水平井场、控制井永久占地 15m×23m

——SAGD 双水平井施工临时性占地 100m×60m；

——SAGD 单水平井场、控制井临时占地 85m×65m

④站场

——计量管汇站永久性占地 30m×20m；

——溶剂回收站永久性占地 118m×118m

——注汽站永久性占地 93m×63m

——管线施工临时占地作业度宽度不得超过 8m。

(4) 环境监理内容

①施工期环境监理主要内容

针对施工期污水的环境保护处理措施，汽车尾气、施工扬尘的大气环境影响控制措施，运输车辆的声环境控制措施，施工土方量等固体废物主要处置措施，进行环境监理，必要时采取旁站的形式完成监理工作。另外，还应对管道、道路等施工期的生态保护措施、防沙治沙措施、恢复方案进行监理。要求建设单位定期监测水土流失和土地沙化情况，及时进行调整合适的生态环境保护措施。

②试运行期环境监理主要内容

按照竣工环境保护验收有关要求逐项核查环保措施、设施落实情况、效果，重点关注生态保护措施及作业带地貌恢复的情况。完善运营期危险废物台账、危险废物管理执行报告，做到环境信息公开内容透明化。一般工业固废要按照《一般工业固废管理台账制定指南》落实台账制度，信息公开披露制度。

环境监理工作计划及重点见表 9.2-1。

表 9.2-1 现场环境监理工作计划

序号	场地	监督内容	监理要求
1	井场	①井位布设是否满足环评要求； ②井场的环保设施，施工是否严格按设计方案执行，施工质量是否能达到要求； ③施工作业是否超越了限定范围； ④废水、废气、废渣等污染是否达标排放。 ⑤是否采取对占地区域砾幕层的保护，砾幕层恢复采用先收集——临时存放——施工结束后再覆盖——洒水的方式	环评中环保措施落实到位
2	管沟开挖现场	①集输线路是否满足环评要求； ②施工作业是否超越了作业带宽度； ③挖土方放置是否符合要求，回填后多余的土方处置是否合理； ④施工人员是否按操作规程及相关规定作业； ⑤施工完成后是否进行了清理。	
3	道路建设现场	①施工作业是否超越了限定范围； ②临时堆放的土石方是否采取防风固沙措施； ③施工人员是否按操作规程及相关规定作业。	各项环保措施落实到位
4	其它	①施工结束后是否及时清理现场、恢复地貌，是否及时采取生态恢复、防沙治沙、水土保持措施； ②施工季节是否合适； ③有无破坏施工区以外的作物和植被，有无伤害野生动物等行为。	各项环保措施落实到位

9.3 运营期环境管理及监测

9.3.1 运营期环境管理

建设项目运营环境监督管理计划见表 9.3-1。

表 9.3-1 项目运营环境监督管理计划

序号	监督管理项目	监督检查具体内容	实施单位	监督单位
1	环境计划管理	环境管理计划的实施情况，包括井区环境整治、排污口规范化整治、环保治理方案的落实情况等	建设单位	克拉玛依市生态环境局
2	污染源管理	①环保设施的运行情况，防止闲置和正常运行； ②各废气排放源的排放情况，掌握排污动态，防止直接排放 ③各废水排污口的排放情况，防止废水漫流或超标排放 ④检查固废的堆放、运输、处置措施的执行情况，防止造成环境污染 ⑤检查噪声排放源治理措施的消声、隔声效果，防止超标排放	建设单位	克拉玛依市生态环境局
3	环境监测管理	①组织废气污染源、空气环境质量监测，防止废气、粉尘影响 ②组织废水污染源、地下水环境监测，防止水环境污染 ③组织噪声源、厂界环境噪声监测，防止扰民影响	建设单位	克拉玛依市生态环境局
4	生态环境管理	定期检查受影响范围内生态系统的动态变化情况	建设单位	克拉玛依市生态环境局

(1) 日常环境管理

——做好环境监测，掌握污染现状

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

在生产过程中，采出水进入联合站污水处理系统，部分处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)中的有关标准后回注油层，部分用于注汽锅炉回注。

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

——加强环保设备的管理

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

——落实管理制度

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

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

(2) 重大环境污染事故的预防与管理

——对事故隐患进行监护

对污染事故隐患进行监护，掌握事故隐患的发展状态，积极采取有效措施，防止事故发生。对各类重大事故隐患，应本着治理与监护运行的原则进行处理。在目前技术、财力等方面能够解决的，要通过技术改造或治理，尽快消除事故隐患，防止事故发生；对目前消除事故隐患有困难的，应从管理和技术两方面对其采取严格的现场监护措施，在管理上要强制制度的落实，严格执行操作规程，加强巡回检查和制定事故预案。

——强化专业人员培训和建立安全信息数据库

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

——加强风险管理

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

——加强监测

应加强对区域地下水、土壤、大气环境非甲烷总烃等的监测，对环境污染隐患做到及早发现、及时处理，制定事故状态下环境风险应急预案和应急处理措施，强化环境风险防范和应急处理能力，严防污染事故发生，不定期开展环境突发事件应

急演练。

为了监控油田作业开发对地下水（主要为潜层地下水）的影响情况，应设置地下水监控井，并定期监测。结合本工程整体方案，在本工程上游地区处设 1 眼地下水背景（或对照）监控井，重点污染防治区附近设置 1 眼地下水污染监控井，本工程下游布设 1 眼地下水污染监控井，其监测点需根据实际情况而定，呈扇形分布。地下水污染监控井监测层位应选择区域具有开采可能影响到的目标含水层。地下水污染监控井的建设和管理应符合《地下水环境监测技术规范》HJ/T 164 的规定。

——环境管理信息公开、环保档案的规范

完善运营期危险废物台账、危险废物管理执行报告，做到环境信息公开内容透明化。一般工业固废要按照《一般工业固体废物管理台账制定指南》落实台账制度，信息公开披露制度。

9.3.2 运营期环境监测计划

根据《环境影响评价技术导则-地下水环境》（HJ 610-2016）、《排污单位自行监测技术指南 陆上石油天然气开采工业》(HJ 1248—2022),环境监测计划见表 9.3-2。检查管道沿线生态恢复及水土保持措施落实情况。

表 9.3-2 运营期环境监测计划

编号	环境要素	地点	监测项目	监测频次
1	废气	稠油开采注汽站 2 台 9t/h 锅炉排气筒	SO ₂ 、林格曼黑度、颗粒物	1 次/年
			NO _x	1 次/月
		井场、管汇站、溶剂回收站厂界	非甲烷总烃	每年一次
2	生产废水	风城油田 2 号稠油联合站的污水处理系统（依托）	pH、石油类、硫化物	每季度一次
3	噪声	井场、管汇站、注汽站、溶剂回收站四周厂界外 1m（周边 2km 范围内无噪声敏感建筑物）	厂界噪声监测	/
4	地下水	①地下水设置 1 眼背景监控井（G217 国道北侧水井 D4）； ②重点污染防治区附近设置 1 眼地下水污染监控井（D2）； ③下游布设 1 眼地下水污染监控井（D3）；	pH、石油烃（C6~C9）、石油烃（C10~C40） 汞、砷、六价铬、	半年 1 次 每年 2 次
5	土壤	井场、站场（注汽站除外）占地范围内、占地范围外 200m 内，分别设 1 个表层样，在占地范围内设 1	石油烃（C6~C9）、石油烃（C10~C40） 汞、砷、六价铬	每年 1 次

编号	环境要素	地点	监测项目	监测频次
1	废气	稠油开采注汽站 2 台 9t/h 锅炉排气筒	SO ₂ 、林格曼黑度、颗粒物	1 次/年
			NO _x	1 次/月
		井场、管汇站、溶剂回收站厂界 个柱状样	非甲烷总烃	每年一次

9.3.3 污染物排放清单

本项目污染物排放清单及管理要求见表 9.3-3。

表 9.3-3 本项目污染物排放清单一览表

类别	工程组成	产污环节	环境保护措施及主要运行参数		污染物种类	排放情况		总量指标 (t/a)	执行标准 (mg/m ³)		环境监测要求
			环境保护措施	主要运行参数		排放时段 h/a	排放浓度 (mg/m ³)				
废气	燃气注汽锅炉	有组织废气	每台锅炉安装 1 台低氮燃烧器		SO ₂	8000	19.661	2.56	50		《锅炉大气污染物排放标准》(GB13271-2014)中的“表 3 大气污染物特别排放限值”、《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》(新环大气函〔2022〕483 号)
					NO _x		50		50		
					颗粒物		10.214	1.33	20		
	采油井场、管汇站、注汽站、溶剂回收站	无组织废气	管道密闭输送, 加强阀门、机泵的检修与维护, 从源头减少泄露产生的无组织废气	—	非甲烷总烃	8000	/	1.24	非甲烷总烃≤4.0		《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)中边界污染物控制要求及《挥发性有机物无组织排放控制标准》(GB37822-2019)
类别	污染源	污染因子	处理措施			处理后浓度 (mg/L)	排放去向	总量控制指标 (t/a)	执行标准 (mg/L)	环境监测要求	
废水	采出水、井下作业废水、高盐废水、锅炉废水	SS、COD、石油类、挥发酚、	风城油田 2 号稠油联合站处理, 一部分回用于注汽锅炉用水, 一部分达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)标准后, 回注于现役油藏, 高含盐水排至风城油田 2 号稠油联合站新建 MVR 除盐系统处理, 不外排,			—	不外排	—	—	/	
类别	噪声源		污染因子	治理措施		处理效果	执行标准		环境监测要求		
噪声	井下作业(修井、洗井等)		L _{eq}	选用低噪声设备, 采取减振、隔声、消声等降噪措施		厂界达标	厂界昼间≤60dB(A); 夜间≤50dB(A)		《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)中 2 类标准		
	井口装置、管汇站、注汽站、溶剂回收站		L _{eq}								

序号	污染源名称	固废类别	处理措施
固废	油泥(砂)、清管废渣、 废防渗材料、废润滑油、 事故状态下产生的含油污泥	HW08	收集后定期由有克拉玛依顺通环保有限责任公司接收处置、或具有相应危险废物处置资质的单位进行回收处置转运、处置
	落地油	/	井下作业时带罐作业，落地油 100%回收
环境风险防范措施		严格按照风险预案中相关规定执行	

9.3.4“三同时”竣工环保验收

(1) 环境工程设计

①必须按照环评文件及批复要求，落实项目环境工程设计，确保“三废”稳定达标排放；按要求制定环境风险事故应急预案。

②建立健全环境管理组织机构、各项环保规章制度。

③项目污染防治设施必须与主体工程“三同时”。

(2) 环境设施验收建议

①验收范围

与项目有关的各项环保设施，包括为防治污染和保护环境所配套建成的治理工程、设备和装置，以及各项生态保护设施等；环评文件及批复文件和有关设计文件规定应采取的环保措施。

②验收条件

根据《建设项目环境保护管理条例》（国务院令 682 号）中有关规定，编制环境影响报告书、环境影响报告表的建设项目竣工后，中国石油新疆油田分公司应当按照生态环境部规定的标准和程序，对配套建设的环境保护设施进行验收，编制验收报告。中国石油新疆油田分公司在环境保护设施验收过程中，应当如实查验、监测、记载建设项目环境保护设施的建设和调试情况，不得弄虚作假。

中国石油新疆油田分公司对项目进行自主验收，或者其委托的第三方技术机构应当依照国家有关法律法规及相关技术规范等要求，编制竣工环境保护验收报告，验收报告编制完成后，中国石油新疆油田分公司应组织成立验收工作组。除按照国家规定需要保密的情形外，应当依法向社会公开验收报告。编制环境影响报告书、环境影响报告表的建设项目，其配套建设的环境保护设施经验收合格，方可投入生产或者使用；未经验收或者验收不合格的，不得投入生产或者使用。

③建设项目环境保护“三同时”验收内容

根据建设项目“三同时”原则，在项目建设过程中，环境污染防治设施与主体工程同时设计、同时施工、同时投入使用，拟建项目建成运行时，应对环保设施进行验收，验收清单见表 9.3-4。

表 9.3-4

三同时验收一览表

项目	污染源	产生位置	验收清单		验收标准
			治理要求	数量	
生态	生态恢复	井场、站场、管线	严格控制作业带宽度、管道填埋所需土方利用管沟挖方，做到土方平衡，减少弃土		《建设项目竣工环境保护验收技术规范石油天然气开采》（HJ612-2011）
	水土保持		防尘网苫盖、限行彩条旗、洒水降尘、水土保持宣传牌		
	防沙治沙		施工土方全部用于管沟回填和井场平整，严禁随意堆置；防尘网，洒水抑尘；施工期间应划定施工活动范围，严格控制和管理运输车辆及重型机械的运行线路和范围		
废气	重 13 井区注汽站 2×9t/h 注汽锅炉	排气筒	安装低氮燃烧器	2	注汽锅炉废气中二氧化硫、颗粒物执行《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）中的“表 3 大气污染物特别排放限值”；根据《克拉玛依市 2022 年深入打好蓝天保卫战攻坚行动方案》、《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》（新环大气函〔2022〕483 号）要求，本项目不属于重点区域钢铁、有色金属、化工重点行业，克拉玛依燃气锅炉参照实行氮氧化物执行不高于 50mg/m ³ 的标准
	非甲烷总烃	井场	密闭输送、采用技术质量可靠的设备、仪表控制、阀门等，烃类机泵采用无泄漏屏蔽泵、定期的检查、检修、混烃储罐采用压力罐；混烃装车采用气相平衡装置		《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 ³ ）
废水	生活污水	站场	用防渗生活水池收集，生活污水采用吸污车定期拉运至乌尔禾污水处理厂进行处理		《城镇污水处理厂污染物排放标准》（GB18918-2002）一级 A 标准。（不作为验收内容）
	采出水、锅炉排水	井场	依托风城油田 2 号稠油联合站		污水处理系统处理后一部分回用于注汽锅炉用水，一部分达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）标准后，回注于现役油藏。/
	井下作业废水	井场	用罐车拉运至风城油田 2 号稠油联合站处理		
	高盐废水	联合站	高含盐水排至 2 号稠油联合站新建 MVR 除盐系统处理，不外排		
地下水	采出液	井场、站场	井场：井口、注采管汇撬 管汇站：稠油管式多相计量装置 溶剂回收站：三相分离区、混烃储罐区、溶剂装车撬		等效黏土防渗层 Mb≥1.5m，K≤1×10 ⁻⁷ cm/s；或参照 GB16889 执行
		站场	注汽站、溶剂回收站危废暂存间		等效黏土防渗层 Mb≥6.0m，K≤1×10 ⁻⁷ cm/s；或参照 GB18598 执行
	运营期监测	①地下水设置 1 眼背景监控井（G217 国道北侧水井 D4）； ②重点污染防治区附近设置 1 眼地下水污染监控井（D2）； ③下游布设 1 眼地下水污染监控井（D3）；		pH、石油烃（C6~C9）、石油烃（C10~C40）汞、砷、六价铬、每年 2 次	

噪声	井口装置、井下作业	井场、注汽站、溶剂回收站	选择低噪声设备、加强设备维护，基础减振	《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中2类区标准
施工期固废	土石方	井场、站场	全部回填，没有弃方	土石方回填利用情况
	钻井岩屑、泥浆	井场	泥浆不落地设施	钻井岩屑随泥浆一同进入泥浆不落地系统处理，采用泥浆不落地技术在井场进行固液分离，分离后的液相回用于钻井液配备，分离后的钻井岩屑进入岩屑储存罐，委托第三方岩屑处置单位处理，检测满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）后综合利用。
	废机油、废防渗材料	井场	《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）	依托相应克拉玛依顺通环保有限责任公司
	沾油废物			具有相应危废资质的单位处置
	建筑垃圾	井场	/	拉运至克拉玛依市建筑垃圾填埋场处理
	废包装袋	井场	《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB18599-2020）	废膨润土、水泥、烧碱废包装袋，属于一般工业固体废物，产生量较少，由钻井单位集中收集后拉运至克拉玛依工业固废填埋场处置。
生活垃圾	井场	/	依托施工单位在乌尔禾区固定生活区收集，统一收集至乌尔禾区生活垃圾填埋场填埋	
运营期固废	油泥（砂）、清管废渣、废防渗膜、废润滑油	井场、管线	《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）	依托克拉玛依顺通环保有限责任公司处置、或具有相应危险废物处置资质的单位进行回收处置转运、处置
	落地油	井场	罐车回收	拉运至风城油田2号稠油联合站回收利用
土壤	采出水、井下作业废水、油泥砂	井场、站场、管线	井场、站场占地范围内、占地范围外200m内	确保评价范围内土壤质量达到《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地土壤筛选值要求
	运营期监测	井场	井场、站场占地范围内、占地范围外200m内，分别设1个表层样，在占地范围内设1个柱状样	
生态恢复	项目占地	井场、管线、道路	临时占地植被恢复；控制井场和站场占地范围，道路施工宽度小于7m	《建设项目竣工环境保护验收技术规范石油天然气开采》（HJ612-2011）
	防沙治沙	井场、管线、道路	保护地表砾幕层	预防土地沙化，治理沙化土地，维护生态安全
风险	<p>主要风险事故为：井喷事故、集输管线、混烃储罐、混烃罐车泄漏导致火灾、爆炸、油品泄漏事故。</p> <p>主要措施：安装井控设施、防喷培训、钻井液储备等，按钻井行业规范和设计要求完成；提高事故应急能力；防止油污泄漏下渗污染；合理有效组织各机构部门进行应急、抢险、救援、疏散及控制措施、应急监测等。对井场、站场采取分区防渗措施。制定企业突发环境事件应急预案，纳入中国石油新疆油田分公司风城油田作业区现有突发环境事件应急预案。</p>			
环境管理	<p>纳入中国石油新疆油田分公司风城油田作业区现有的环境管理规章制度、环境风险事故应急预案</p> <p>1. 按照《排污口规范化整治技术要求(试行)》、《环境保护图形标志》及排污许可技术规范等文件规范排污口设置；</p>			

	2. 井场、站场按照监测计划，委托有监测资质的单位开展监测；污染源达标排放 3. 根据《建设项目环境影响后评价管理办法(试行)》、《关于进一步加强和规范油气田开发项目环境保护管理工作的通知》等文件组织开展环境影响后评价；
服务 期满	固废： 管线外运经清洗后可回收再利用，废弃建筑残渣等收集后送克拉玛依市建筑垃圾填埋场进行填埋处置； 生态： 按照《废弃井封井回填技术指南（试行）》，拆除地面设施、水泥条清理，恢复原有自然状况；

9.4 环境影响后评价

根据《中华人民共和国环境影响评价法》《建设项目环境影响后评价管理办法（试行）》《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函〔2019〕910号）《关于加强建设项目环境影响后评价管理的通知》（新环环评发〔2020〕162号）要求，项目正式投产或运营后，每3~5年开展一次环境影响后评价，依法报批生态环境主管部门备案。石油天然气开发建设项目可按照开发区块整体开展环境影响后评价工作。

因此，项目正式投产或运营后，可纳入风城油田开发区块整体开展环境影响后评价工作。

10.结论与建议

10.1 评价结论

10.1.1 项目概况

本项目位于新疆维吾尔自治区克拉玛依市乌尔禾区境内的风城油田重13井区，位于217国道以南，风城油田2号稠油联合站东北部4km处，距离重1井区SAGD注汽站2.6km，距离风城3号配气站4.5km；西南距乌尔禾区直线距离约14km，属风城油田作业区管辖。主力含油层系为侏罗系齐古组油藏。本工程西侧FHW5339S、FHW5340S井口距离魔鬼城风景名胜区-布达拉宫景区最近距离约257m，集油、供气、供水管线西侧距离魔鬼城风景名胜区-布达拉宫景区最近距离约105m，项目区不占用魔鬼城风景名胜区-布达拉宫景区。

本项目主要建设内容为：共部署各类井17口，控制井1口，双水平井SAGD5对，单水平井SAGD6口，预计钻井总进尺为 $1.73\times 10^4\text{m}$ ，新建原油产能4.92万吨。新建8井式多通阀管汇站2座；新建注汽站1座，包含注汽锅炉2台（9t/h）；新建24.5t/d的溶剂回收站1座，包含“汽液分离+蒸汽喷淋循环冷却+采出液外输+事故火炬”等，新建集油支线、单井集油管道合计5.8km；新建注汽管道2km，新建输气管道3.7km，新建输水管道3.6km，新建站外道路2.5km，新建电力线路32km。

本工程总投资18444.52万元，环境保护投资约853万元，环境保护投资占总投资的4.62%。

本项目采用井口不加热密闭集输工艺，油气集输沿用二级布站（井场—多通阀计量管汇站—溶剂回收站—联合站）的密闭集输工艺。采出液依托风城油田2号稠油联合站处理。

10.1.2 产业政策符合性

石油天然气开采业是当前国民经济的重要基础产业和支柱产业，属于《产业结构调整指导目录》（2024本）中国家鼓励发展的产业，工程建设符合国家的相关政策。

10.1.3 规划符合性

项目符合《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年和2035年远景目标纲要》《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》《新疆维吾尔自治区矿产资源总体规

划（2020—2025年）》和《新疆生态环境保护“十四五”规划》《新疆油田公司“十四五”发展规划》等相关规划。

10.1.4 环境质量现状

（1）环境空气质量现状

本工程位于新疆维吾尔自治区克拉玛依市乌尔禾区境内，SO₂、NO₂、PM₁₀、PM_{2.5}的年均浓度和CO、O₃百分日均浓度均可满足《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。特征因子补充监测结果表明，监测期间评价区非甲烷总烃1小时平均浓度未超过《大气污染物综合排放标准详解》中参考限值，硫化氢1小时平均浓度满足《环境影响评价技术导则 大气环境》中附录D中标准。

（2）水环境质量现状

项目区与地表水体距离均大于5km，本项目的运营期生产废水不外排到地表水，因此不对地表水体进行现状调查与评价。

地下水监测结果表明，项目区监测点硫酸盐、总硬度及溶解性总固体超标外，其他监测因子均满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类标准的要求，石油类满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中的III类标准。土壤包气带没有受到明显影响；项目区域土壤环境整体较好。

（3）声环境质量现状

井场和站场昼间噪声值在43~45dB(A)之间，夜间噪声值在44~46dB(A)之间，满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）中2类区标准要求。

（4）土壤环境质量现状

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

（5）生态环境质量现状

本项目位于克拉玛依市乌尔禾区境内，评价区域内不涉及自然保护区、水源保护区。根据《新疆生态功能区划》，评价区域属于“根据《新疆生态功能区划》，本工程所在区域属于“II准噶尔盆地温性荒漠与绿洲农业生态区——II₁准噶尔盆地北部灌木半灌木荒漠沙漠化控制生态亚区——16. 白杨河河谷林、乌尔禾雅丹地貌保护生态功能区”。

10.1.5 环境影响预测与分析

(1) 生态环境影响分析

本工程西侧 FHW5339S、FHW5340S 井口距离魔鬼城风景名胜区-布达拉宫景区最近距离约 257m，集油、供气、供水管线西侧距离魔鬼城风景名胜区-布达拉宫景区最近距离约 105m，项目区不占用魔鬼城风景名胜区-布达拉宫景区。本项目建设区域没有自然保护区等生态环境敏感目标。根据《新水水保〔2019〕4号》，本项目位于克拉玛依市乌尔禾区境内，不属于自治区级水土流失重点治理区。建设单位在项目建设和运行过程中要严格按照设计、环评以及水保要求做好水土保持措施。

根据《新疆维吾尔自治区第五次沙化土地监测报告》（2015.3），本项目属于半固定沙化土地，有重度沙化的趋势。地貌为戈壁，表面有砾幕层。本项目井场、站场场平、管沟开挖等施工活动可能破坏地表保护砾幕层，土壤表层受干扰强烈，降低风沙区地表稳定性，在风蚀的作用下，加快该区域沙漠化进程。

项目对生态环境的影响主要来自占地影响，总占地 35.7hm²，永久占地面积 4.99hm²，临时占地面积 30.71hm²，项目区土地利用类型主要为裸土地。工程区地表植被为本区域广布的荒漠植被，由工程造成的生物量损失较小，不会造成区域的生物多样性下降。

(2) 大气环境影响分析

根据工程分析，本项目建设期废气排放主要是施工机械及运输车辆产生的燃油废气、井场、管线作业带等施工场地平整清理、管沟开挖、回填、建材运输、露天堆放、装卸等过程产生的扬尘，建设期污染属于阶段性局部污染，随着工程结束，其影响也相应消失。

运营期项目对大气环境的影响主要来自重 13 注汽站燃气注汽锅炉有组织排放的颗粒物、NO₂、SO₂ 和井场、站场的无组织挥发的 NMHC 浓度；经预测，本项目重 13 注汽站燃气注汽锅炉燃烧废气中各污染物下风向地面浓度均低于《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准限值，项目正常排放的各污染物对评价区域大气环境质量均不会产生明显影响，井场、站场的无组织挥发的 NMHC 浓度小于《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 中非甲烷总烃空气质量浓度限值（2000μg/m³）要求，项目运营期对区域大气环境的影响可以保持在环境可接受的范围之内，对魔鬼城风景区-布达拉宫景区的大气影响很小。项目正常排放的各污染物对评价区域大气环境质量均不会产生明显影响。

综上所述，项目在施工期和运行期对大气环境的影响在影响时间和影响范围上各不相同，施工期是暂时性小范围影响，随施工的结束而消失，运行时期为持续的长期影响，但各废气污染物均可以得到较好扩散，对大气污染物浓度贡献值小，且项目区地域空旷，并不会使区域环境空气质量发生显著改变，项目的建设对区域大气环境的影响可以保持在环境可接受的范围之内。

（3）声环境影响分析

本项目开发过程中的噪声源主要分为施工期噪声和生产运营期噪声两部分。施工期噪声源主要是各类施工机械和运输车辆，对环境的影响是短暂的，随着施工结束而结束，同时项目区周边无居民等敏感点，因此不存在扰民现象。

本项目运营期噪声源主要为井场的抽油机、井下作业、管汇站的机泵、注汽站的机泵、风机，溶剂回收站的机泵、冷却塔和螺杆制冷压缩机等设备噪声，对环境的影响周期较长，贯穿于整个生产期。由预测结果可知，采取相应的隔声减振措施后，运营期井场和站场厂界均满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2类标准限值要求，且周边无声环境敏感点，因此工程实施后不会对周围声环境产生明显影响。

（4）水环境影响分析

项目落地油 100%进行回收，落地原油没有进入地下水层的途径，不存在污染地下水的可能。

本项目采油（气）目的层与地下水处于不同层系，远远超出本区域地下水含水层深度。项目在施工过程中采用下套管注水泥固井完井方式进行了水泥固井，对含水层进行了固封处理，有效保护地下水层，不会对所在区域地下水产生影响。

运营期本项目采出水和井下作业废水依托风城油田 2 号稠油联合站污水处理系统处理，一部分回用于注汽锅炉用水，一部分达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）标准后，回注于现役油藏。高含盐水排至 2 号稠油联合站新建 MVR 除盐系统处理，不外排；锅炉的少量排水，通过管线进入 2 号稠油联合站处理；注汽站、溶剂回收站、油区新增人员生活污水用防渗生活水池收集，定期拉运至乌尔禾污水处理厂进行处理，对地下水环境产生影响很小。

正常状况下，污染源从源头上可以得到控制；非正常状况下，表层套管和油气层套管的固井效果变差导致油水窜层、集油支线采出液泄漏，下渗采出液对该地区地下水的潜在影响依然存在，通过采用严格的管理措施，在工艺、设备、集输管道等方面

采取源头控制措施，分区防渗、跟踪监测、应急响应措施，来尽可能降低项目运营期对地下水环境的影响，措施可行。

(5) 固体废物影响分析

本次油田建设在开发期产生的固体废物主要包括施工弃土弃渣、钻井岩屑和泥浆、落地油、废机油和沾油废物、建筑垃圾和施工人员生活垃圾。本项目无废弃土方产生，施工土方去全部回填至挖方处或回填至周边低洼场地，本项目钻井采用泥浆不落地系统。钻井岩屑随泥浆一同进入泥浆不落地系统处理，采用泥浆不落地技术在井场进行固液分离，分离后的液相回用于钻井液配备，分离后的固相储存于泥浆罐，委托第三方岩屑处置单位处理，经检测满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）中综合利用污染物限值要求后综合利用，剩余泥浆由泥浆专业服务公司回收。废机油集中收集后暂存于密闭铁桶内，委托克拉玛依顺通环保有限责任公司处置。废防渗材料暂存于密封袋内，沾油废物单独收集后，委托相应危废资质的单位处置。施工过程中产生的建筑垃圾，统一收集，先回收利用，不能回收利用的送至克拉玛依市建筑垃圾填埋场填埋处置。废膨润土、水泥、烧碱废包装袋，属于一般工业固体废物，产生量较少，由钻井单位集中收集后拉运至克拉玛依工业固废填埋场处置。施工期井场不设生活营地，钻井工程施工人员依托施工单位在乌尔禾区固定生活区收集，统一收集至乌尔禾区生活垃圾填埋场填埋。

本项目运营期产生的固体废物包括油泥砂、清管废渣、废防渗材料、废机油以及事故状态下产生的含油污泥。油泥（砂）、清管废渣、废润滑油、废防渗膜，事故状态下产生的含油污泥属于危险废物（HW08），委托克拉玛依顺通环保有限责任公司接收处置、或具有相应危险废物处置资质的单位进行回收处置转运、处置。井下作业时带罐作业，落地油 100%回收至风城油田 2 号稠油联合站。本项目新增注汽站、溶剂回收站、油区人员产的生活垃圾 3.63t/a，定期收集，拉运至乌尔禾区生活垃圾填埋场进行处理

本项目退役期地面设施拆除、井场清理等工作中会产生废弃管线、废弃建筑残渣，应集中清理收集。管线外运清洗后可回收利用，废弃建筑残渣外运至克拉玛依市建筑垃圾填埋场填埋处理，对场地内土壤和地下水环境影响较小。

本项目对开发建设期和运营期、退役期产生的各种固体废物均采取了妥善地处理、处置措施，只要严格管理，不会对环境产生影响。

(6) 土壤环境影响

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，项目区处于轻度风蚀和微度水蚀区，施工活动会造成水土流失加剧。

运营期土壤环境影响主要考虑非正常工况下，井喷的落地油、井下作业废水、集输管道的采出液泄露、井喷、井漏、油类和柴油、混烃储罐、混烃罐车泄漏，对土壤的环境影响，通过采用严格的管理措施，在工艺、设备、集输管道等方面采取源头控制措施，并从垂直入渗途径采取过程阻断、污染物削减和分区防控措施，来尽可能降低项目运营对土壤环境的影响，措施可行。

(7) 环境风险分析

本项目所涉及的危险物质包括天然气、原油、柴油、混烃，可能发生的风险事故包括井喷事故、柴油储罐和集输和燃料气管线、溶剂回收站混烃储罐、混烃罐车泄漏事故及遇火爆炸。原油、柴油、天然气、混烃发生泄漏时起火爆炸，对周边大气环境和生态环境有一定影响，原油和柴油泄漏对土壤、植被、地下水会产生一定的影响，当泄漏事故发生时，及时、彻底清除泄漏油品、被污染的土壤，对地下水水质没有不良影响。采取安装井控设施、防喷培训、钻井液储备等，按钻井行业规范和设计要求完成；提高事故应急能力；防止油污泄漏下渗污染；合理有效组织各机构部门进行应急、抢险、救援、疏散及控制措施、应急监测等。对井场、站场采取分区防渗措施。制定企业突发环境事件应急预案，纳入中国石油新疆油田分公司风城油田作业区现有突发环境事件应急预案，做好事故风险防范措施，将事故发生概率减少到最低。综上所述，本项目环境风险程度属于可以防控的。

10.1.6 环境保护措施

本项目的主要环境保护措施如下：

- (1) 油区油气集输及处理采用全密闭流程，井口密封并设紧急截断阀。
- (2) 油泥（砂）等危废委托克拉玛依顺通环保有限责任公司接收处置。

10.1.7 总量控制指标

本项目投产后总量控制建议指标为：NO_x：6.51t/a；无组织 VOCs 排放量以非甲烷总烃表征：1.24t/a。本次评价提出的为建议值，供生态环境主管部门对本项目实施环境管理以及下达污染物排放总量控制指标时参考。

10.1.8 公众意见采纳情况

本项目公众参与由建设单位中国石油新疆油田分公司负责实施，首次环境影响评价公众参与相关信息通过新疆维吾尔自治区生态环境保护产业协会网站

(<http://www.xjhbcy.cn/blog/article/14344>)，公示时间为2024年11月20日。至信息公告的截止日期没有收到相关反馈信息。征求意见稿公示日期为2024年11月28日新疆维吾尔自治区生态环境保护产业协会网站，网址为(<http://www.xjhbcy.cn/blog/article/14409>)；在新疆法制报开展2次报纸公示，第一次公告日期为2024年12月3日，报纸第二次公告日期为2024年12月4日。2024年12月17日在新疆维吾尔自治区生态环境保护产业协会网站上(<http://www.xjhbcy.cn/blog/article/14542>)，公示了拟报批的环境影响报告书全文和公众参与说明。至信息公告的截止日期没有收到相关反馈信息。

10.1.9 总结论

本项目属于国家产业政策鼓励类项目，项目实施后可取得较大的经济效益和社会效益。尽管在工程建设和运行中，会对周围的环境产生一定的不利影响，并在今后的建设和运行中存在一定的环境风险，但其影响和环境风险是可以接受的。只要建设单位加强环境管理，认真落实可行性研究报告和本环评报告书中提出的各项污染防治措施、风险防范措施以及生态环境保护和恢复措施，可使本项目对环境造成的不利影响降低到最低限度。

因此，报告书认为，本项目建设在环境保护方面可行。

10.2 建议

- (1) 严格执行环保“三同时”制度，确保各类环保设施与主体工程同时设计、同时施工、同时投入运行。
- (2) 加强设备维护、维修工作，确保各类环保设施正常运行。
- (3) 在各场站储罐、阀门等设备以及原油集输管线进行定期检查、维修，及时发现问题，防止油气跑、冒、滴、漏的发生，对于泄漏的落地油应及时清理，彻底回收，严防污染扩大。