

克拉玛依市城投油砂矿勘探有限责任公司富城能源油砂矿
50万吨/年产能开发工程

环境影响报告书

(送审版)

建设单位：克拉玛依市城投油砂矿勘探有限责任公司

编制单位：中勘冶金勘察设计研究院有限责任公司

编制时间：二〇二四年七月

项目区已有道路情况

项目区地形地貌

50 万方储水池拟建位置

项目区地表植被分布情况

现场踏勘照片

目 录

1 概述	1
1.1 项目背景.....	1
1.2 建设项目主要特点.....	1
1.3 环境影响评价过程.....	3
1.4 关注的主要环境问题及环境影响.....	4
1.5 项目可行性分析判定.....	5
1.6 报告书主要结论.....	5
2 总则	7
2.1 编制依据.....	7
2.2 评价目的与原则.....	13
2.3 评价时段.....	13
2.4 评价因子与标准.....	14
2.5 环境功能区划与评价标准.....	17
2.6 评价等级与评价范围.....	23
2.7 环境保护目标.....	38
2.8 评价内容与重点.....	40
2.9 环境功能规划.....	41
2.10 相关规划及政策符合性分析.....	41
3 建设项目工程分析	66
3.1 区域位置及开发范围.....	66
3.2 勘探开发历程.....	69
3.3 建设项目概况.....	79
3.4 污染源源强核算.....	162
3.5 总量控制指标.....	203
3.6 清洁生产分析.....	203

4 环境质量现状调查与评价	208
4.1 自然环境现状调查与评价.....	208
4.2 环境保护目标调查.....	211
4.3 环境质量现状调查与评价.....	212
5 环境影响预测与评价	257
5.1 施工期环境影响预测与评价.....	257
5.2 运营期环境影响预测与评价.....	263
5.3 退役期影响分析.....	282
5.4 环境风险分析.....	282
6 环境保护措施论证分析	288
6.1 施工期环境保护措施.....	288
6.2 运营期环境保护措施.....	293
6.3 退役期环境保护措施.....	309
6.4 环境风险防范措施及应急要求.....	311
6.5 环保投资分析.....	319
6.6 依托可行性分析.....	321
7 环境管理与监测计划	327
7.1 环境管理体制.....	327
7.2 污染物排放的管理要求.....	332
7.3 企业环境信息公开.....	339
7.4 运营期环境保护监测计划及验收建议.....	339
8 环境影响经济损益分析	345
8.1 环境效益分析.....	345
8.2 社会效益分析.....	345
8.3 环境经济损益分析结论.....	346

9 结论与建议	347
9.1 建设项目概况.....	347
9.2 环境质量现状结论.....	347
9.3 污染物排放情况结论.....	348
9.4 环境保护措施.....	351
9.5 公众意见采纳情况.....	353
9.6 经济损益性分析.....	353
9.7 环境管理与监测计划.....	353
9.8 总结论.....	353

1 概述

1.1 项目背景

克拉玛依市城投油砂矿勘探有限责任公司风城 B 区油砂矿位于准噶尔盆地西北缘，行政隶属于新疆维吾尔自治区克拉玛依市乌尔禾区。其中风重 007 井区位于 B 区油砂矿北部，重 5 断块位于 B 区油砂矿东部。

2014 年 2 月克拉玛依市城投油砂矿勘探有限责任公司在风城地区取得风城 B 油砂矿探矿权，经过 5 次延续，目前处于勘探阶段，勘探面积为 15.93km²，探矿权证号 T6500002014021040049371。

油砂矿开采的油砂油属于非常规油气资源，是重要的油气资源替代品。随着克拉玛依市周边常规油气勘探开发难度越来越大，非常规油气资源油砂的开发利用日趋重要。

由于风城 B 区油砂矿目前仍处于勘探阶段，未进行区块产能开发，为实现油砂资源规模、高效开发，克拉玛依市城投油砂矿勘探有限责任公司拟在风城 B 区油砂矿风重 007 井区和重 5 断块新部署控制井 27 口，SAGD 井组 43 对（86 口），钻井总进尺 9.18×10⁴m。新建 SAGD 水平井热采井场 43 座，10 井式多通阀集油计量管汇 4 座，油砂油联合处理站 1 座，新建原油产能 18.9×10⁴t/a；新建 2×75t/h 燃煤注汽站 1 座；新建 35kV 变电所 1 座；新建 50×10⁴m³储水池 1 座，新建单井采油管线 10.67km，集油支线 3.64km，集油干线 7.75km，注汽管线 17km，清水供水管线 10.9km，清水软化水供水管线 1.2km，锅炉排污水管线 1.2km，伴生气外输管线 5.5km，火炬供气管线 1.0km，MVC 装置净化水排水管线 1.2km，MVC 浓水排水管线 4.6km，高含盐水排水管线 4.6km。配套建设自动化控制、通信、供配电、给排水、消防、采暖通风、道路等公用工程。

1.2 建设项目主要特点

(1) 项目为稠油开采，本次是风城 B 区油砂矿风重 007 井区和重 5 断块首次进行油气开发，属于油田新区块建设工程。部署蒸汽辅助重力泄油（Steam

Assisted Gravity Drainage, 简称) SAGD 双水平井, 采用注蒸汽方式开采。油气集输采用管线密闭集输工艺。

(2) 运营期主要不利环境影响来自油气开采、集输和处理过程中的非甲烷总烃和硫化氢无组织排放; 油砂油联合处理站净化油罐、污油罐和柴油罐大小呼吸废气; 燃煤供汽站有组织排放的锅炉烟气, SNCR+SCR 脱硝装置使用尿素过程中氨逃逸废气 (与锅炉烟气一起排放), 燃煤供汽站储煤棚和输煤系统无组织排放废气以及站渣罐、灰罐、消石灰粉罐有组织排放的废气。井场和站场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, 新建油砂油联合处理站开展挥发性有机物泄漏检测与修复; 对净化油罐和污油罐兼卸油缓冲罐呼吸阀外排尾气进行收集后, 管输至油砂油联合处理站已建伴生气处理站管道, 依托风城油田作业区伴生气脱硫装置进行处理; 采用炉内“SNCR+SCR 脱硝+半干法炉外脱硫+尾部电袋复合除尘”处理后达标排放; 加强 SNCR 脱硝装置检修维修; 新建储煤棚采用“混凝土挡墙+轻钢结构+防风抑尘网”的形式。储煤棚柱间上部采用防风抑尘网封闭, 下部设 3.5m 高钢筋砼挡墙, 屋面封闭; 渣罐顶设置复合除尘器; 输煤系统多处爆灰点均设有布袋除尘器及无动力除尘器, 用以减轻爆灰; 除灰系统采用气力输送, 灰罐上部设置复合式除尘器; 消石灰粉罐上设置布袋除尘器, 用于收集处理罐内含尘废气。

运营期产生的洗井废水、井下作业废液、油砂油联合处理站和供汽站工作人员产生的生活污水、油砂油联合处理站采出水处理部分软化水处理系统产生的高含盐废水、MVC 装置排放的浓缩盐水、油砂油联合处理站循环冷却水系统循环冷却废水、伴生气增压冷干系统含油废水、采出液处理部分水力冲砂系统水力冲砂废水、燃煤供汽站锅炉产生的锅炉排污水和燃煤锅炉检修排污水对环境的影响。洗井废水和井下作业废液收集进罐, 拉运至新建油砂油联合处理站, 经处理达到《油田采出水用于注汽锅炉给水处理设计规范》(SY/T0097-2016) 后用于新建注汽站燃煤锅炉供汽用水; 伴生气增压冷干系统含油废水、循环冷却水系统循环冷却废水、注汽站燃煤锅炉排污水和锅炉检修排污水, 管输至油砂油联合处理站经处理达标后用于新建注汽站燃煤锅炉供汽用水。油砂油联合处理站采出水处理部分软化水处理系统产生的高含盐废水和 MVC 装置浓缩盐水排至新建的 50 万方储水池蒸发处理。采出

液处理部分水力冲砂系统水力冲砂废水，排至油砂油联合处理站站外的事故废水池，上层污油回收污油进入污油处理装置进行处理，处理后污油含水小于 5%，采出水含油小于 4000mg/L，处理后的污油去净化油罐，处理后采出水去采出水处理系统处理，经处理达到《油田采出水用于注汽锅炉给水处理设计规范》（SY/T0097-2016）后用于新建注汽站燃煤锅炉供汽用水，处理后事故池底部的油泥及时交由具有相应危险废物处置资质的单位处置。

(3) SAGD 开发伴生气中硫化氢含量较高，平均为 25000mg/m³，在新建油砂油联合处理站伴生气增压冷干系统气液分离后，通过管线外输最终依托风城油田作业区伴生气处理站处理。

(4) 项目是典型的生态影响型和污染影响型兼有型项目。

(5) 大气评价范围内涉及克拉玛依市魔鬼城风景名胜区布达拉宫景区。

1.3 环境影响评价过程

本项目为陆地石油开采项目，为石油开采新区块，属于《建设项目环境影响评价分类管理名录》“五、石油和天然气开采业—07、陆地石油开采—石油开采新区块开发；页岩油开采；涉及环境敏感区的（含内部集输管线建设）”，应编制环境影响报告书；另外，本项目新建燃煤注汽站内设 2 座 75t/h 的燃煤锅炉，属于《建设项目环境影响评价分类管理名录》“四十一、电力、热力生产和供应业—91 热力生产和供应工程（包括建设单位自建自用的供热工程）—燃煤、燃油锅炉总容量 65 吨/小时（45.5 兆瓦）以上的”，应编制环境影响报告书。

综上，本项目应编制环境影响报告书。

克拉玛依市城投油砂矿勘探有限责任公司于 2024 年 1 月委托中勘冶金勘察设计院有限责任公司承担本项目的环评工作（附件 1）。环评报告编制单位接受委托后进行了现场踏勘并收集了有关资料，并按照环境影响评价技术导则的要求编制完成本项目环境影响报告书，报告书经生态环境部门审批后将作为项目建设、运营过程中环境管理的技术依据。环境影响评价工作程序见图 1.3-1。

图 1.3-1 环境影响评价工作程序图

1.4 关注的主要环境问题及环境影响

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

关注的主要环境问题有：施工期产生的废气、废水、噪声、固体废物以及工程占地带来的生态影响；运营期无组织挥发性有机物和硫化氢、燃煤注汽锅炉有组织排放的锅炉烟气、SNCR+SCR 脱硝装置使用尿素过程中氨逃逸废气（与锅炉烟气一起排放）。噪声、废水、固体废物等环境影响及事故状态对周围环境的影响分析。

1.5 项目可行性分析判定

1.5.1 产业政策相符性分析

本项目属于《产业结构调整指导目录（2024 年）》鼓励类中的“七、石油、天然气——1. 石油天然气开采：常规石油、天然气勘探与开采，页岩气、页岩油、致密油（气）、油砂、天然气水合物等非常规资源勘探开发”，符合国家产业政策。

1.5.2 选址选线合理性分析

本项目大气评价范围内除涉及克拉玛依市魔鬼城风景名胜区布达拉宫景区外，不涉及其他环境敏感区。运营期无组织排放废气和燃煤锅炉烟气均可实现达标排放，区域大气环境扩散条件好，不会对周围环境空气质量产生明显影响；油砂油联合处理站采出水处理部分软化水处理系统产生的高含盐废水和 MVC 装置浓缩盐水排至新建的 50 万方储水池蒸发处理。除上述废水之外的其他生产废水经油砂油联合处理站采出水去采出水处理系统处理达到《油田采出水用于注汽锅炉给水处理设计规范》（SY/T0097-2016）后用于新建注汽站燃煤锅炉供汽用水。生活污水依托乌尔禾区生活污水处理厂处理；拟选厂址处及周围 200m 范围内无声环境敏感目标，经预测运营期井场、计量站、油砂油联合处理站和燃煤供汽站四周厂界噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中的 2 类标准限值要求；生活垃圾依托乌尔禾区生活垃圾填埋场填埋处理，废活性炭、废分子筛、废润滑油、废滤芯、事故状态下的产生的含油污泥交由具有相应危险废物处置资质的单位接收、处置和转运。在切实落实报告书提出的环保措施和水土保持措施，并按规定办理征地手续的前提下，项目选址合理。

1.6 报告书主要结论

本项目符合国家相关产业政策、规划及“三线一单”的要求。运营期废气、噪声能实现达标排放，废水和固体废物均可实现妥善处置；建成后区域环境质量仍可以满足相应功能区要求；运行过程中存在一定的环境风险，但采取相应的环境风险防范措施后，其影响是可防可控的。项目进行了三次网上公示，两次报纸公示，并在二次公示期间张贴了公告，公示期间均未收到反馈意见。从环境保护角度论证建

设可行。

2 总则

2.1 编制依据

2.1.1 国家环保法律

- (1) 《中华人民共和国环境保护法》，2015 年 01 月 01 日；
- (2) 《中华人民共和国环境影响评价法》，2018 年 12 月 29 日；
- (3) 《中华人民共和国大气污染防治法》，2018 年 10 月 26 日；
- (4) 《中华人民共和国水污染防治法》，2018 年 01 月 01 日；
- (5) 《中华人民共和国土壤污染防治法》，2019 年 01 月 01 日；
- (6) 《中华人民共和国噪声污染防治法》，2022 年 06 月 05 日；
- (7) 《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》，2020 年 09 月 01 日；
- (8) 《中华人民共和国环境保护税法》，2018 年 01 月 01 日；
- (9) 《中华人民共和国野生动物保护法》（2022 年修正），2023 年 05 月 01 日；
- (10) 《中华人民共和国防沙治沙法》，2018 年 10 月 26 日；
- (11) 《中华人民共和国水土保持法》（2010 年修订），2011 年 03 月 01 日；
- (12) 《中华人民共和国清洁生产促进法（2012 年修订）》，2012 年 07 月 01 日；
- (13) 《中华人民共和国石油天然气管道保护法》，2010 年 10 月 01 日。

2.1.2 环境保护规章

- (1) 《中华人民共和国野生植物保护条例》，国务院令第 204 号，2017 年 10 月 07 日；
- (2) 《建设项目环境保护管理条例》，国务院令第 682 号，2017 年 10 月 01 日；
- (3) 《排污许可管理条例》，国务院令第 736 号，2021 年 03 月 01 日；
- (4) 《排污许可管理办法（试行）》（2019 年修订），生态环境部部令第 7

号（6），2019 年 08 月 22 日；

（5）《建设项目环境影响评价分类管理名录（2021 年版）》，生态环境部令第 16 号，2021 年 01 月 01 日；

（6）《环境影响评价公众参与办法》，生态环境部令第 4 号，2019 年 01 月 01 日；

（7）《国家危险废物名录（2021 年版）》，生态环境部令第 15 号，2021 年 01 月 01 日；

（8）《产业结构调整指导目录（2024 年本）》，中华人民共和国国家发展和改革委员会令第 7 号，2024 年 02 月 01 日；

（9）《石油天然气开采业污染防治技术政策》，2012 年第 18 号，2012 年 03 月 07 日；

（10）《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 年 12 月 13 日；

（11）《国家重点保护野生植物名录》，国家林业和草原局 农业农村部公告 2021 年第 15 号，2021 年 09 月 07 日；

（12）《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 年 02 月 01 日；

（13）《关于印发〈重点行业挥发性有机物综合治理方案〉的通知》（环大气〔2019〕53 号），2019 年 06 月 26 日；

（14）《关于做好环境影响评价制度与排污许可制衔接相关工作的通知》（环办环评〔2017〕84 号），2017 年 11 月 14 日；

（15）《建设项目危险废物环境影响评价指南》（环境保护部公告 2017 第 43 号），2017 年 10 月 01 日；

（16）《关于以改善环境质量为核心加强环境影响评价管理的通知》（环环评〔2016〕150 号），2016 年 10 月 26 日；

（17）《生产建设项目水土流失防治标准》（GB/T 50434-2018），住建部，2019 年 04 月 01 日；

（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 年 12 月 21 日；

(19) 《危险废物转移管理办法》（生态环境部、公安部、交通运输部 部令第 23 号），2022 年 01 月 01 日；

(20) 《关于印发〈企业环境信息依法披露格式准则〉的通知》（环办综合〔2021〕32 号），2022 年 02 月 08 日；

(21) 《企业环境信息依法披露管理办法》（生态环境部部令 第 24 号），2022 年 02 月 08 日；

(22) 关于印发《“十四五”噪声污染防治行动计划》的通知（环大气〔2023〕1 号），2023 年 01 月 05 日；

(23) 《挥发性有机物（VOCs）污染防治技术政策》（原环境保护部公告 2013 年第 31 号），2013 年 05 月 24 日；

(24) 《中共中央 国务院关于深入打好污染防治攻坚战的意见》，2021 年 11 月 02 日；

(25) 《八部门关于印发加快推动工业资源综合利用实施方案的通知》（工信部联节〔2022〕9 号），2022 年 01 月 27 日；

(26) 《国家发展改革委关于印发“十四五”循环经济发展规划的通知》（发改环资〔2021〕969 号）2021 年 07 月 01 日；

(27) 《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 年 12 月 31 日；

(28) 《地下水管理条例》（国务院令第 748 号），2021 年 10 月 21 日；

(29) 《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）》，发改办气候〔2014〕2920 号，2014 年 12 月 03 日；

(30) 《石油天然气开采企业二氧化碳排放计算方法》，2017 年 05 年 01 日。

2.1.3 地方有关环保法律法规

(1) 《新疆维吾尔自治区环境保护条例》（修订），2018 年 09 月 21 日；

(2) 《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》，2019 年 01 月 01 日；

(3) 《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》，2018 年 09 月 21 日；

- (4) 《新疆维吾尔自治区野生植物保护条例》（修正），2018 年 9 月 21 日；
- (5) 《新疆维吾尔自治区危险废物污染环境防治办法》，2010 年 05 月 01 日；
- (6) 《克拉玛依市大气污染防治条例》，2021 年 04 月 01 日。
- (7) 《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》，2020 年 07 月 30 日；

2.1.4 地方环境保护相关文件

- (1) 《新疆环境保护规划（2018-2022 年）》，2018 年 02 月 01 日；
- (2) 《新疆生态功能区划》，2005 年 07 月 14 日；
- (3) 《新疆维吾尔自治区水环境功能区划》，2002 年 12 月；
- (4) 《新疆维吾尔自治区水土保持规划（2018-2030 年）》，2018 年 08 月；
- (5) 《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》，2021 年 06 月 04 日；
- (6) 《新疆生态环境保护“十四五”规划》，2021 年 12 月 24 日；
- (7) 《克拉玛依市水土保持规划（2019-2030 年）》，2020 年 11 月；
- (8) 《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 年 02 月 22 日；
- (9) 《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（2021 年版）》（新政发〔2021〕162 号），2021 年 07 月 26 日；
- (10) 《关于印发克拉玛依市“三线一单”生态环境分区管控方案的通知》（新克政发〔2021〕49 号），2021 年 06 月 30 日；
- (11) 《关于加强沙区建设项目环境影响评价工作的通知》，2020 年 09 月 04 日；
- (12) 《关于印发自治区级水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果的通知》，2019 年 01 月 21 日；
- (13) 《关于印发〈新疆国家重点保护野生植物名录〉的通知》（新林护字〔2022〕8 号），2022 年 03 月 08 日；
- (14) 《关于发布新疆维吾尔自治区重点保护野生动物名录（修订）的通知》

（新政发〔2022〕75号），2022年09月21日；

（15）《新疆国家重点保护野生动物名录》，2021年07月28日；

（16）《新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划（2021-2025年）》，2022年08月；

（17）《新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划（2021-2025年）环境影响报告书》，2022年05月；

（18）《克拉玛依市国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》，2021年2月25日；

（19）《克拉玛依市“十四五”生态环境保护规划》，2022年01月27日。

2.1.5 环评有关技术规定

（1）《建设项目环境影响评价技术导则 总纲》（HJ2.1-2016），2017年01月01日；

（2）《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018），2018年12月01日；

（3）《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ2.4-2021），2022年07月01日；

（4）《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018），2019年07月01日；

（5）《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022），2022年07月01日；

（6）《环境影响评价技术导则 地表水环境》（HJ2.3-2018），2019年03月01日。

（7）《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016），2016年01月07日；

（8）《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018），2019年03月01日；

（9）《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023），2024年01月01日；

- (10) 《排污单位自行监测技术指南 总则》(HJ819-2017), 2017 年 06 月 01 日;
- (11) 《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》(公告 2021 年第 24 号), 2021 年 06 月 11 日;
- (12) 《排污单位自行监测技术指南 陆上石油天然气开采工业》(HJ1248-2022), 2022 年 07 月 01 日;
- (13) 《石化行业 VOCs 污染源排查工作指南》, 环办〔2015〕104 号, 2015 年 11 月 18 日;
- (14) 《污染源源强核算技术指南 石油炼制工业》(HJ982-2018), 2019 年 01 月 01 日;
- (15) 《排污许可证申请与核发技术规范 石化工业》(HJ853-2017), 2017 年 08 月 22 日;
- (16) 关于印发《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》等七项危险废物环境管理指南的公告(公告 2021 年第 74 号), 2021 年 12 月 22 日;
- (17) 《危险废物管理计划和管理台账制定技术导则》(HJ 1259-2022), 2022 年 10 月 01 日;
- (18) 《排污许可证申请与核发技术规范工业固体废物和危险废物治理》(HJ 1033-2019), 2019 年 08 月 13 日;
- (19) 《石油和天然气开采行业清洁生产评价指标体系(试行)》, 2009 年 02 月;
- (20) 《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》, 2021 年 12 月 21 日;
- (21) 《危险废物收集 贮存 运输技术规范》(HJ2025-2012), 2013 年 03 月 01 日;
- (22) 《危险废物识别标志设置技术规范》(HJ1276-2022), 2023 年 07 月 01 日;
- (23) 《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》(DZ/T 0317-2018), 2018 年 10 月 01 日。

2.1.6 技术资料

(1) 《克拉玛依市城投油砂矿勘探有限责任公司富城能源油砂矿 50 万吨/年产能开发工程环评委托书》，克拉玛依市城投油砂矿勘探有限责任公司，2024 年 01 月 05 日；

(2) 《克拉玛依市城投油砂矿勘探有限责任公司富城能源油砂矿 50 万吨/年产能开发工程初步设计文件》(0 版)，中油(新疆)石油工程有限公司，2024 年 04 月。

2.2 评价目的与原则

2.2.1 评价目的

(1) 通过现场调查和环境质量现状监测，了解建设项目所在地的自然环境、大气环境、水环境、声环境、土壤环境及生态环境情况，掌握区域的环境质量现状。

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

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

(4) 分析可能存在的环境风险事故隐患，分析环境风险事故可能产生的环境影响程度，提出环境风险防范措施。

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

2.3 评价时段

根据项目特点，确定评价时段为施工期、运营期和退役期，其中以施工期和运营期为主。

2.4 评价因子与标准

2.4.1 评价因子

环境影响因素包括：

施工期——对环境的影响主要为施工扬尘、施工机械及车辆尾气和焊接烟尘、生活污水、管道试压废水、混凝土养护废水、噪声、生活垃圾及建筑垃圾等及工程占地对生态环境的影响；

运营期——对环境的影响主要为油气开采、集输和处理过程中的非甲烷总烃和硫化氢无组织排放；燃煤供汽站有组织排放的锅炉烟气和供汽站无组织逸散的氨和储煤棚、石灰粉仓储过程中排放的颗粒物、生产废水、生活污水、噪声、生活垃圾、废活性炭、废分子筛、废润滑油、废弃包装和事故状态落地油等，各要素的影响程度见表 2.4-1。

表 2.4-1 环境影响因素识别一览表

时段	影响因素		环境要素					
			环境空气	地下水	声环境	土壤环境	植被	动物
施工期	生态	占地	0	0	0	++	+	+
	废气	施工扬尘、车辆尾气、施工机械及钻井井场电机、各类施工机械燃料燃烧烟气、柴油罐无组织逸散的废气和焊接烟尘、沥青烟	+	0	0	0	+	+
	废水	管道试压废水、混凝土养护废水	0	0	0	0	0	0
	固废	建筑垃圾、钻井岩屑	0	0	0	+	+	+
	噪声	施工车辆、施工设备	0	0	+	0	0	+
运营期	废气	油气开采、集输和处理过程中的非甲烷总烃和硫化氢无组织排放；燃煤供汽站有组织排放的锅炉烟气、供汽站无组织逸散的氨和储煤棚、石灰粉仓储过程中排放的颗粒物	++	0	0	0	+	+
	废水	洗井废水、井下作业废液、油砂油联合处	0	++	0	+	+	+

		理站和供汽站工作人员产生的生活污水、油砂油联合处理站采出水处理部分软化水处理系统产生的高含盐废水、MVC 装置排放的浓缩盐水、油砂油联合处理站循环冷却水系统循环冷却废水、伴生气增压冷干系统含油废水、采出液处理部分水力冲砂系统水力冲砂废水、燃煤供汽站锅炉产生的锅炉排污水、燃煤锅炉检修排污水						
	固废	废润滑油、废润滑油桶、沾油废防渗材料、废含油抹布和劳保用品、双滤料过滤器废弃滤料、含油污泥、废离子交换树脂、生活垃圾、锅炉炉渣、除尘灰、脱硝废催化剂	0	+	0	++	+	+
	噪声	站内各类机泵、设备	0	0	+	0	0	0
	风险事故	管线泄漏和储罐泄漏	0	0	++	0	0	+
退役期	废气	施工扬尘、汽车尾气	+	0	0	+	+	+
	噪声	施工车辆及机械	0	0	+	0	0	+
	固废	拆卸后的建筑垃圾、废弃管线	0	0	0	+	+	+

注：0：无影响；+：短期不利影响；++：长期不利影响。

根据项目环境影响因素和特征污染因子识别结果，结合本区环境质量状况，筛选评价因子见表 2.4-2。

表 2.4-2 建设项目环境影响评价因子一览表

环境要素 单项工程	时期	大气	地下水	土壤	生态	噪声
钻前工程	施工期	颗粒物	耗氧量、氨氮、石油类等	/	地表扰动面积及类型、生态系统完整性	/
钻井工程	施工期	SO ₂ 、NO _x 、非甲烷总烃	pH 值、挥发酚、耗氧量、氨氮、硫化物、氯化物、石油类、总硬度、溶解性总固体、钡、汞、砷、六价铬等	pH 值、石油类、石油烃 (C ₆ ~C ₉)、石油烃 (C ₁₀ ~C ₄₀)、汞、砷、六价铬、土壤盐分含量等	/	昼间等效声级 (L _d)、夜间等效声级 (L _n)
储层改造工程	施工期	SO ₂ 、NO _x 、非甲烷总烃、硫化氢	pH 值、挥发酚、耗氧量、氨氮、硫化物、氯化物、石油类、总硬度、溶解性总固体、钡、汞、砷、六价铬等	pH 值、石油类、石油烃 (C ₆ ~C ₉)、石油烃 (C ₁₀ ~C ₄₀)、汞、砷、六价铬、土壤盐分含量等	/	昼间等效声级 (L _d)、夜间等效声级 (L _n)
油气集输工程	施工期	颗粒物	耗氧量、氨氮、石油类等	/	地表扰动面积及类型、植被覆盖度、生物量损失、物种多样性、生态系统完整性等	/
	运营期	SO ₂ 、NO _x 、硫化氢、非甲烷总烃	耗氧量、氨氮、石油类等	/	土壤肥力、生物多样性、生态系统完整性等	昼间等效声级 (L _d)、夜间等效声级 (L _n)
油气处理工程	施工期	颗粒物	耗氧量、氨氮、石油类等	/	地表扰动面积及类型、生物量损失、物种多样性、生态系统完整性等	/
	运营期	SO ₂ 、NO _x 、硫化氢、非甲烷总烃、NMHC、颗粒物、H ₂ S、NH ₃ 、汞及其化合物	pH 值、挥发酚、耗氧量、氨氮、硫化物、氯化物、石油类、总硬度、溶解性总固体、钡、汞、砷、六价铬等	pH 值、石油类、石油烃 (C ₆ ~C ₉)、石油烃 (C ₁₀ ~C ₄₀)、汞、砷、六价铬、土壤盐分含量等	/	昼间等效声级 (L _d)、夜间等效声级 (L _n)

2.5 环境功能区划与评价标准

2.5.1 环境功能区划

环境功能区划情况详见表 2.5-1。

表 2.5-1 区域环境功能区划一览表

环境要素	环境功能区划	划分依据
环境空气	《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二类功能区	项目区不属于自然保护区、风景名胜区和需要特殊保护的区域
地下水环境	《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类区	主要用于工业用水
声环境	《声环境质量标准》（GB3096-2008）2 类功能区	位于 2 类功能区
土壤环境	《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	占地属于第二类建设项目用地
生态环境	II 准噶尔盆地温带干旱荒漠与绿洲生态功能区—II ₂ 准噶尔盆地西部荒漠及绿洲农业生态亚区—16 白杨河河谷林、乌尔禾雅丹地貌保护生态功能区	

2.5.2 评价标准

（1）环境质量标准

①环境空气

本项目大气评价范围内涉及风景名胜区的区域为环境空气质量一类区，风景名胜区以外区域为环境空气质量二类区，环境空气质量评价中 SO₂、NO₂、PM₁₀、PM_{2.5}、CO、O₃ 六项指标、NO_x 和 TSP 分别按照不同功能区执行《环境空气质量标准》（GB3095-2012）一级和二级浓度限值；非甲烷总烃参照《〈大气污染物综合排放标准〉详解》中推荐值 2.0mg/m³ 执行，H₂S 参照执行《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 中的 1h 平均浓度限值 10 μg/m³，NH₃ 参考执行《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 中的 1h 平均浓度限值 200 μg/m³，汞通过《环境空气质量标准》（GB3095-2012）及修改单附录 A 中二级年均浓度的 6 倍折算 1 小时平均值 0.3 μg/m³。各标准取值见表 2.5-2。

表 2.5-2 环境空气质量标准一览表

序号	评价因子	年平均	24 小时平均	1 小时平均	标准来源
一级标准限值 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)					
1	二氧化硫 (SO ₂)	20	50	150	《环境空气质量标准》 (GB3095-2012) 及修改单
2	二氧化氮 (NO ₂)	40	80	200	
3	细颗粒物 (PM _{2.5})	15	35	/	
4	可吸入颗粒物 (PM ₁₀)	40	70	/	
5	一氧化碳 (CO)	/	4000	10000	
6	臭氧 (O ₃)	/	100	160	
7	氮氧化物 (NO _x)	50	100	250	
8	TSP	80	120	/	
二级标准限值 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)					
1	二氧化硫 (SO ₂)	60	150	500	《环境空气质量标准》 (GB3095-2012) 及修改单
2	二氧化氮 (NO ₂)	50	80	200	
3	细颗粒物 (PM _{2.5})	35	75	/	
4	可吸入颗粒物 (PM ₁₀)	70	150	/	
5	一氧化碳 (CO)	/	4000	10000	
6	臭氧 (O ₃)	/	160	200	
7	氮氧化物 (NO _x)	50	100	250	
8	TSP	200	300	/	
9	非甲烷总烃 (NMHC)	/	/	2000	1 小时平均值参照执行《大气污染物综合排放标准》详解
10	硫化氢 (H ₂ S)	/	/	10	1 小时平均值参照执行《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018) 附录 D 中的 1h 平均浓度限值
11	氨 (NH ₃)	/	/	200	
12	汞 (Hg)	/	/	0.3	1 小时平均值通过《环境空气质量标准》(GB3095-2012) 及修改单附录 A 中二级年均浓度的 6 倍折算

②地下水

地下水执行《地下水质量标准》(GB/T14843-2017) III类标准，石油类参照《地表水环境质量标准》(GB3838-2002) III类标准，具体标准值见表 2.5-3。

表 2.5-3 地下水质量标准值 [单位 mg/L, pH 无量纲]

序号	监测因子	标准值 (III类)	序号	监测因子	标准值 (III类)
1	pH 值	6.5~8.5	11	氰化物	≤0.05
2	总硬度	≤450	12	挥发酚	≤0.002

3	溶解性总固体	≤1000	13	六价铬	≤0.05
4	耗氧量	≤3	14	砷	≤0.01
5	氨氮	≤0.5	15	镉	≤0.005
6	硝酸盐	≤20	16	汞	≤0.001
7	亚硝酸盐	≤1	17	铅	≤0.01
8	氯化物	≤250	18	铁	≤0.3
9	硫酸盐	≤250	19	锰	≤0.1
10	氟化物	≤1	20	石油类	≤0.05

③声环境

声环境执行《声环境质量标准》（GB3096-2008）2类限值，具体见表 2.5-4。

表 2.5-4 声环境质量评价标准一览表

评价因子	标准值[dB(A)]		标准来源
	昼间	夜间	
等效连续 A 声级	60	50	GB3096-2008 2类

④土壤环境

土壤环境质量执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地筛选值，标准限值见表 2.5-5。

表 2.5-5 土壤环境质量评价标准 [单位: mg/kg, pH 无量纲]

序号	污染物项目	第二类用地筛选值 (mg/kg)	序号	污染物项目	第二类用地筛选值 (mg/kg)
基本项目（重金属和无机物）					
1	砷	60	5	铅	800
2	镉	65	6	汞	38
3	铬（六价）	5.7	7	镍	900
4	铜	18000	/	/	/
基本项目（挥发性有机物）					
8	四氯化碳	2.8	22	1,1,2-三氯乙烷	2.8
9	氯仿	0.9	23	三氯乙烯	2.8
10	氯甲烷	37	24	1,2,3-三氯丙烷	0.5
11	1,1-二氯乙烷	9	25	氯乙烯	0.43
12	1,2-二氯乙烷	5	26	苯	4
13	1,1-二氯乙烯	66	27	氯苯	270
14	顺-1,2-二氯乙烯	596	28	1,2-二氯苯	560
15	反-1,2-二氯乙烯	54	29	1,4-二氯苯	20
16	二氯甲烷	616	30	乙苯	28

17	1,2-二氯丙烷	5	31	苯乙烯	1290
18	1,1,1,2-四氯乙烷	10	32	甲苯	1200
19	1,1,2,2-四氯乙烷	6.8	33	间二甲苯+对二甲苯	570
20	四氯乙烯	53	34	邻二甲苯	640
21	1,1,1-三氯乙烷	840	/	/	/
基本项目（半挥发性有机物）					
35	硝基苯	76	41	苯并（k）荧蒽	151
36	苯胺	260	42	蒽	1293
37	2-氯酚	2256	43	二苯并（a, h）蒽	1.5
38	苯并（a）蒽	15	44	茚并（1,2,3-cd）芘	15
39	苯并（a）芘	1.5	45	萘	70
40	苯并（b）荧蒽	15	/	/	/
其他项目					
46	石油烃（C ₁₀ ~C ₄₀ ）	4500	/	/	/

（2）污染物排放标准

①废气

根据《关于部分供热及发电锅炉执行大气污染物排放标准有关问题的复函》、《关于印发〈全面实施燃煤电厂超低排放和节能改造工作方案〉的通知》（环发〔2015〕164号）和《火电厂大气污染物排放标准》（GB13223-2011）表2相关限制要求，颗粒物、二氧化硫、氮氧化物排放浓度须满足 $10\text{mg}/\text{m}^3$ 、 $35\text{mg}/\text{m}^3$ 、 $50\text{mg}/\text{m}^3$ 的要求；汞及其化合物排放浓度须满足《燃煤电厂烟气汞污染物排放标准》（DB65T3909-2016）表1中新建燃煤电厂汞及其化合物污染物排放限值（ $0.02\text{mg}/\text{m}^3$ ）要求。

井场、计量站和油砂油联合处理站厂界无组织排放非甲烷总烃执行《陆上石油天然气开采工业污染物排放标准》（GB39728-2020）企业边界污染物控制要求。井场、计量站和油砂油联合处理站厂界无组织排放硫化氢执行《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）表1二级标准。

燃煤注汽站燃煤锅炉 SNCR+SCR 脱硝装置使用尿素过程中氨逃逸废气（与锅炉烟气一起排放）执行《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）表2相关标准限值。燃煤注汽站厂界无组织排放颗粒物执行《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）。

具体标准限值要求见表 2.5-6。

表 2.5-6 大气污染物排放标准

污染物	最高允许排放浓度 (mg/m ³)	污染物排放监控位置	标准来源
颗粒物	10	燃煤锅炉燃气排气筒或烟道	《火电厂大气污染物排放标准》(GB13223-2011)、《关于印发〈全面实施燃煤电厂超低排放和节能改造工作方案〉的通知》(环发〔2015〕164号)、据《关于部分供热及发电锅炉执行大气污染物排放标准有关问题的复函》
二氧化硫	35		
氮氧化物(以NO ₂ 计)	50		
汞及其化合物	0.02		
烟气黑度(林格曼黑度)/级	1	燃煤锅炉燃气排气筒排放口	《火电厂大气污染物排放标准》(GB13223-2011)
NMHC	4.0	企业边界污染物控制浓度	《陆上石油天然气开采工业污染物排放标准》(GB39728-2020)
	6	计量站、新建油砂油联合处理站站外厂房外设置监控点	《挥发性有机物无组织排放控制标准》(GB 37822-2019)
氨	对浓度无控制要求；最高允许排放速率 133.33kg/h	与锅炉烟气一起排放，燃煤锅炉燃气排气筒或烟道	《恶臭污染物排放标准》(GB14554-93)表2相关标准限值
硫化氢	0.06	厂界无组织控制浓度	《恶臭污染物排放标准》(GB14554-93)表1相关标准限值
颗粒物	1	厂界无组织控制浓度	《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996)
	120	燃煤供汽站灰罐、渣罐和消石灰粉罐排气筒	

②废水

运营期排水主要为洗井废水、井下作业废液、油砂油联合处理站和供汽站工作人员产生的生活污水、油砂油联合处理站采出水处理部分软化水处理系统产生的高含盐废水、MVC 装置排放的浓缩盐水、油砂油联合处理站循环冷却水系统循环冷却废水、伴生气增压冷干系统含油废水、采出液处理部分水力冲砂系统水力冲砂废水、燃煤供汽站锅炉产生的锅炉排污水、燃煤锅炉检修排污水。其中洗井废水和井下作业废液由罐车拉运至新建油砂油联合处理站采出水处理系统处理，处理后出水水质满足《油田采出水用于注汽锅炉给水处理设计规范》(SY/T0097-2016)后用于注汽锅炉的水源，不外排；油砂油联合处理站伴生气增压冷干系统含油废水、循

环冷却水系统循环冷却废水、注汽站燃煤锅炉排污水和锅炉检修排污水排至油砂油联合处理站采出水处理系统处理后，满足《油田采出水用于注汽锅炉给水处理设计规范》（SY/T0097-2016）后用于注汽锅炉的水源；油砂油联合处理站和供汽站工作人员产生的生活污水，分别排至各自站内 1 座 5m³ 的化粪池，经简易预处理后，自流进入 50m³ 生活污水池，污水定期由罐车拉运至乌尔禾区污水处理厂集中处理；高含盐废水和 MVC 装置排放的浓缩盐水排至新建的 50 万方储水池进行自然蒸发处理。采出液处理部分水力冲砂系统水力冲砂废水排至油砂油联合处理站站外的事故池，上层污油回收污油进入污油处理装置进行处理，处理后污油含水小于 5%，采出水含油小于 4000mg/L，处理后的污油去净化油罐，处理后采出水去采出水处理系统处理，经处理达到《油田采出水用于注汽锅炉给水处理设计规范》（SY/T0097-2016）后用于新建注汽站燃煤锅炉供汽用水，处理后事故池底部的油泥及时交由具有相应危险废物处置资质的单位处置。

油砂油联合处理站和燃煤供汽站工作人员产生的生活污水集中收集后，定期清运至乌尔禾区生活污水处理厂处理。

③噪声

施工场界环境噪声执行《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）相关标准，运营期井场、计量站、油砂油联合处理站和燃煤供汽站站场边界环境噪声执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类限值，具体见表 2.5-7。

表 2.5-7 环境噪声排放标准一览表

执行地点	昼间[dB (A)]	夜间[dB (A)]	标准来源
建筑施工场界	70	55	GB12523-2011
新建井场、计量站、油砂油联合处理站、燃煤供汽站边界	60	50	GB12348-2008 2类

(3) 污染控制标准

危险废物收集、贮存和运输过程的污染控制执行《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）、《危险废物收集 贮存 运输技术规范》（HJ2025-2012）中的相关要求；一般工业固体废物贮存执行《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB18599-2020）。

2.6 评价等级与评价范围

2.6.1 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。

2.6.2 评价等级

(1) 环境空气评价等级

根据工程特点和污染特征，选取 SO₂、NO_x、NMHC、颗粒物、TSP 为预测因子，采用《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）中推荐的 AERSCREEN 估算模式来计算污染物的最大地面空气质量浓度占标率（ P_i ）， P_i 定义如下：

$$P_i = \frac{C_i}{C_{0i}} \times 100\%$$

其中： P_i ——第 i 种污染物的最大地面空气质量浓度占标率，%；

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

C_{0i} ——第 i 个污染物的环境空气质量浓度标准， $\mu\text{g}/\text{m}^3$ 。

源强参数见大气环境影响分析章节，计算结果见表 2.6-1。

表 2.6-1 大气污染物最大落地浓度及占标率估算结果一览表

污染源	污染物	最大落地浓度 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	最大浓度占标率 (%)
燃煤锅炉	二氧化硫	35.287	7.06
	氮氧化物	62.655	0.03

		颗粒物	2.679	0.6
		汞及其化合物	0.0023	0.78
		氨	3.2026	1.6
燃煤供 汽站	储煤棚	TSP	46.576	5.18
	灰罐 1#和灰罐 2#	颗粒物	1.1617	0.26
	渣罐	颗粒物	0.1751	0.04
	消石灰罐 1#和 消石灰罐 2#	颗粒物	0.647	0.14
井场、计量站、油砂油联 合处理站		非甲烷总烃	53.154	2.66
		硫化氢	0.916	9.16

由表 2.6-1 可知：本项目各污染物最大落地浓度占标率最高为 8.21%，根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）分级判据（表 2.6-2），评价等级判定为二级。

表 2.6-2 评价工作等级判定依据表

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

(2) 地表水评价等级

本项目周边无地表水，且与地表水无水力联系，洗井废水和井下作业废液收集进罐，拉运至新建油砂油联合处理站，经处理达到《油田采出水用于注汽锅炉给水处理设计规范》（SY/T0097-2016）后用于新建注汽站燃煤锅炉供汽用水；伴生气增压冷干系统含油废水、循环冷却水系统循环冷却废水、注汽站燃煤锅炉排污水和锅炉检修排污水，管输至油砂油联合处理站经处理达标后用于新建注汽站燃煤锅炉供汽用水。油砂油联合处理站采出水处理部分软化水处理系统产生的高含盐废水和 MVC 装置浓缩盐水排至新建的 50 万方储水池蒸发处理。采出液处理部分水力冲砂系统水力冲砂废水，排至油砂油联合处理站站外的事故池，上层污油回收污油进入污油处理装置进行处理，处理后污油含水小于 5%，采出水含油小于 4000mg/L，处理后的污油去净化油罐，处理后采出水去采出水处理系统处理，经处理达到《油田采出水用于注汽锅炉给水处理设计规范》（SY/T0097-2016）后用于新建注汽站燃煤锅炉供汽用水，处理后事故池底部的油泥及时交由具有相应危险废物处置资质的单位处置。

根据《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023）规定：“废水处理后进行回注且无废水直接排入地表水体的建设项目，评价等级按照三级 B 开展评价”，本项目地表水环境影响评价等级为三级 B。

（3）地下水评价等级

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）中的评价工作等级划分，建设项目的地下水环境敏感程度可分为敏感、较敏感，不敏感三级，分级原则见表 2.6-3。

项目周边无“集中式水源区的准保护区、除集中水源地的国家或地方政府设定的地下水环境相关的保护区”，也无“集中式水源区的准保护区以外的补给径流区、分散式饮用水水源地、特殊地下水资源保护区”，敏感程度为“不敏感”。

本项目属于陆地石油开采行业，根据《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023）规定采油井场和计量站为 I 类建设项目，单井采油管线、集油支线、集油干线、MVC 浓水排水和高含盐水排水管线为 II 类建设项目，根据表 2.6-4 判定采油井场、计量站和油砂油联合处理站地下水评价等级为二级，单井采油管线、集油支线、集油干线、MVC 浓水排水和高含盐水排水管线地下水评价等级为三级。

表 2.6-3 地下水环境敏感程度分级表

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

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

表 2.6-4 建设项目评价工作等级分级表

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

(4) 声环境评价等级

项目区属于《声环境质量标准》（GB3096-2008）中的 2 类声功能区，井场、计量站、油砂油联合处理站、燃煤供汽站周边无声环境敏感目标。根据《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ2.4-2021）的有关要求，确定声环境评价等级为二级。

(5) 生态环境评价等级

《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022）依据建设项目影响区域的生态敏感性和影响程度，将生态影响评价等级划分为一级、二级和三级。本项目生态环境影响评价等级为三级，具体判定情况见表 2.6-5。

表 2.6-5 生态环境影响评价等级判定表

序号	《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022）评价等级判定依据	本项目	判定结果
1	a) 涉及国家公园、自然保护区、世界自然遗产地，重要生境时，等级为一级	占地范围内不涉及国家公园、自然保护区、世界自然遗产、重要生境	占地范围内不涉及
2	b) 涉及自然公园时，评价等级为二级。	占地范围内不涉及自然公园	占地范围内不涉及
3	c) 涉及生态保护红线时，评价等级不低于二级。	占地范围内不涉及生态保护红线	占地范围内不涉及
4	d) 根据HJ2.3判断属于水文要素影响型且地表水评价等级不低于二级的建设项目，生态环境影响评价等级不低于二级。	不属于水文要素影响型建设项目	不属于水文要素影响型建设项目
5	e) 根据HJ610、HJ964判断地下水水位或土壤影响范围内分布有天然林、公益林、湿地等生态保护目标的建设项目，生态影响评价等级不低于二级。	工程实施不影响地下水水位，土壤影响范围内无天然林、公益林、湿地等生态保护目标分布，建设项目生态影响主要是占地造成的土壤结构破坏和植被损失	占地范围内不涉及
6	f) 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；	工程总占地面积约为2.06km ² ，小于20km ²	/
7	除本条a)、b)、c)、d)、e)、f)以外的情况，评价等级为三级；	属于《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022）6.1.2评价等级确定原则a)、b)、c)、d)、e)、f)以外的情况	评价等级为三级

8	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。	仅符合上述第7条的情况	评价等级为三级
9	建设项目涉及经论证对保护生物多样性具有重要意义的区域时，可适当上调评价等级。	占地范围内不涉及对保护生物多样性具有重要意义的区域	占地范围内不涉及对保护生物多样性具有重要意义的区域，无需上调评价等级

(6) 土壤环境评价等级

项目所在区域为盐化地区，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）中规定，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。

①土壤污染影响型

土壤污染影响型项目根据评价类别、占地规模与敏感程度划分评价等级，见表 2.6-6。

表 2.6-6 污染影响型评价工作等级划分表

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	-	-

※占地规模

永久占地面积总共约 72.47hm²，但根据项目分布情况，分为风重 007 井区和重 5 井区（123555.2m²），占地规模为中型；50 万方储水池（301970m²），占地规模为中型；油砂油联合处理站（265300m²），占地规模为中型；燃煤供汽站（33861m²），占地为小型，上述四部分分别判断等级。

※土壤环境敏感程度

建设项目所在地周边的环境影响敏感程度分为敏感、较敏感、不敏感，判别依据详见表 2.6-7。

表 2.6-7 污染影响型敏感程度分级表

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

项目评价范围及周边无耕地、其他草地等环境敏感目标，环境敏感程度为不敏感。

本项目属于陆地石油开采行业，根据《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023）规定采油井场、计量站和油砂油联合站为 I 类建设项目，单井采油管线、集油支线、集油干线、MVC 浓水排水和高含盐水排水管线为 II 类建设项目，根据表 2.6-7 可知，采油井场、计量站和油砂油联合站土壤污染影响型评价等级为二级，单井采油管线、集油支线、集油干线、MVC 浓水排水和高含盐水排水管线土壤污染影响型评价等级为三级。

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）中相关规定，新建燃煤供汽站属于 III 类项目，占地为小型，可不开展土壤环境污染影响型评价。50 万方储水池属于 IV 类项目，可不开展土壤环境影响型评价。

②生态影响型

土壤生态影响型项目根据建设项目类别、生态影响型敏感程度分级结果划分评价工作等级，生态影响型敏感程度分级见表 2.6-8，评价工作等级划分表见表 2.6-9。

表 2.6-8 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。

表 2.6-9 生态影响型评价工作等级划分表

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

项目区土壤盐分含量 $>4\text{g/kg}$ ，生态影响型敏感程度为敏感；本项目属于陆地石油开采行业，根据《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023）规定采油井场、计量站和油砂油联合站为 I 类建设项目，单井采油管线、集油支线、集油干线、MVC 浓水排水和高含盐水排水管线为 II 类建设项目。根据表 2.6-9 可知，采油井场、计量站和油砂油联合站土壤生态影响型评价等级为一级，单井采油管线、集油支线、集油干线、MVC 浓水排水和高含盐水排水管线土壤生态影响型评价等级为二级。

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）中相关规定，新建燃煤供汽站属于 III 类项目，占地为小型，可不开展土壤环境生态影响型评价。50 万方储水池属于 IV 类项目，可不开展土壤环境影响型评价。

（7）环境风险评价等级

①危险物质数量与临界量比值（Q）

本工程环境风险物质主要是原油、柴油、伴生气（甲烷和硫化氢）、废润滑油、废润滑油桶、沾油废防渗材料、废含油抹布和劳保用品、双滤料过滤器废弃滤料、含油污泥、脱硝废催化剂以及燃煤供汽站锅炉烟气净化系统的 SCR+SNCR 系统以及少量逃逸的氨气，由于氨逃逸含量较少，基本通过燃煤锅炉排气筒排放，本次 Q 计算过程中，仅进行定性分析。

施工期采油井场、注汽井场、控制井井场产生的废润滑油、废润滑油桶、沾油废防渗材料不在井场和站场储存，产生后直接由具有相应危险废物处置资质的单位处置；运营期采油井场和计量站产生的废润滑油、废润滑油桶、沾油废防渗材料、废含油抹布和劳保用品不在井场和计量站暂存，直接转运至油砂油联合处理站与站内产生的废润滑油、废润滑油桶、废含油抹布和劳保用品暂存在新建的危险废物暂存点，最大暂存量为 3t。脱硝废催化剂不在燃煤供汽站暂存，双滤料过滤器废弃滤

料和含油污泥不在油砂油联合处理站站内暂存，清理过程中直接交由具有相应危险废物处置资质的单位处置。

本项目施工期涉及的主要风险单元为采油井场、注汽井场、控制井井场。运营期涉及的主要风险单元为油气开采过程中密闭集输单元原油和伴生气，油砂油联合处理站的伴生气增压冷干系统、柴油罐、净化油罐、污油罐和危废暂存点。分别计算风险单元各危险物质与临界量的比值（Q 值），计算结果详见表 2.6-10。

表 2.6-10 本项目各风险单元 Q 值一览表

风险单元		规格	风险物质在线量 (t)		风险物质临界量 (t)	Q 值
施工期	采油井场、注汽井场、控制井井场	/	柴油	20	2500	0.008
	小计	/	/	/	/	0.008
运营期	单井采油管线	长度 200m、DN100 2.5MPa	原油	1.51	2500	0.001
			伴生气	0.0018	10	
	集油支线	长度 200m、DN200 3.5MPa	原油	6.04	2500	0.003
			伴生气	0.0073	10	
	集油干线	长度 300m、DN400 3.5MPa	原油	36.22	2500	0.019
			伴生气	0.0438	10	
	油砂油联合处理站	4 座 7000m ³ 的净化油罐	净化油	18900	2500	7.56
		2 座 200m ³ 的柴油罐	柴油	343	2500	0.137
		2 座 200m ³ 的污油罐	污油	330.8	2500	0.132
		伴生气增压冷干系统	伴生气	0.97	10	0.097
危废暂存点		废润滑油、废润滑油桶、废含油抹布和劳保用品	3	50	0.06	
小计		/	/	/	/	7.986

根据上表计算结果可知，油砂油联合处理站的 $Q=7.986$ ，本项目危险物质数量与临界量比值（Q）为 $1 \leq Q < 10$ 。

②行业及生产工艺（M）

本项目属于陆地石油开采行业，属于《建设项目环境风险评价技术导则》

(HJ169-2018) 附录 C 表 C.1 中的石油天然气行业，同时本项目新建燃煤注汽站，属于电力、热力生产和供应业，燃煤注汽站不涉及危险物质的使用和储存。

根据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018) 附录 C 表 C.1 对生产工艺进行评估，本项目 M 赋值为 10，以 M3 表示，具体见表 2.6-11。

表 2.6-11 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（不含加油站的油库）、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 $\geq 10.0\text{MPa}$ ；

b: 长输管道运输项目应按站场、管线分段进行评价。

③危险物质及工艺系统危险性 (P) 分级

根据危险物质数量与临界量比值 (Q) 和行业及生产工艺 (M)，对照 HJ169-2018 附录 C 表 C.2，确定危险物质及工艺系统危险性分级为 P4。具体见表 2.6-12。

表 2.6-12 危险物质及工艺系统危险性等级判断 (P)

危险物质数量与临界量比值 (Q)	行业及生产工艺			
	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

④环境敏感程度 (E) 分级

★大气环境敏感程度

项目所在地为油田生产区域，周边 500m 内无居住区、医疗卫生、文化教育、科研、行政办公等机构，项目区 5km 范围内无居民、医院、学校等。人口总数小于

1 万人，大气环境敏感程度为 E3。具体见表 2.6-13。

表 2.6-13 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 范围内人口总数大于小于 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

★地表水环境敏感程度分级

项目区无地表水体，不进行地表水环境敏感程度级别判定。

★地下水环境敏感程度分级

根据区域水文地质条件，项目区不是集中水源地、径流补给区及特殊水资源保护区，功能敏感性为不敏感（G3），包气带岩性为粉质黏土，厚度 > 10m，连续稳定分布，渗透系数 $1.15 \times 10^{-5} \text{cm/s}$ ，防污性能中等（D2），按照 HJ169-2018 附录 D 表 D.5，地下水环境敏感程度为 E3。具体见表 2.6-14。

表 2.6-14 地下水环境敏感程度分级

包气带防污性能	2.9 地下水功能敏感性		
	G1	G2	G3
D1	E1	E1	E2
D2	E1	E2	E3
D3	E2	E3	E3

★环境风险潜势

根据①~④内容判定，结合 HJ169-2018 表 2，判定项目环境风险潜势为 I。详见表 2.6-15。

表 2.6-15 环境风险潜势划分

环境敏感程度	危险物质及工艺系统危险性等级判断（P）			
	极高危害（P1）	高度危害（P2）	中度危害（P3）	轻度危害（P4）
高度敏感区（E1）	IV ⁺	IV	III	III
中度敏感区（E2）	IV	III	III	II
低度敏感区（E3）	III	III	II	I

注：IV⁺为极高环境风险。

★环境风险评价等级

根据合 HJ169-2018 表 1，判定本项目环境风险评价工作等级为简单分析。具体见表 2.6-16。

表 2.6-16 环境风险评价等级划分

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

2.6.3 评价范围

根据各环境要素导则要求，结合周边环境，确定本项目各环境要素的评价范围见表 2.6-17、图 2.6-1~图 2.6-4。

表 2.6-17 各环境要素评价范围一览表

环境要素	范围	
大气	以最外侧单井井场、计量站、油砂油联合处理站及燃煤注汽站为中心，边长为 5km 矩形形成的包络线。	
地下水	以地下水流向为长轴，各井场上游 1km、下游 2km，水流垂直方向分别外扩 0.5km 外包线形成的矩形；各类管线边界两侧向外延伸 200m 范围。	
声环境	项目占地范围内及厂界向外延伸 200m 范围。	
土壤环境	污染影响型	采油井场、计量站、油砂油联合处理站占地范围内及厂界向外延伸 1000m 形成的包络线。
	生态影响型	采油井场、计量站、油砂油联合处理站占地范围内及厂界向外延伸 5km 形成的包络线。
	管线	单井采油管线和集油干支线边界两侧向外延伸 200m 范围。
生态环境	采油井场、计量站、油砂油联合处理站以及燃煤供汽站厂界周围 50m 范围内，各类管线两侧外延 300m。	
环境风险	不设评价范围。	

图 2.6-1 大气评价范围示意图

图 2.6-2 地下水评价范围示意图

图 2.6-3 声环境和站场生态环境评价范围示意图

图 2.6-4 土壤环境评价范围示意图

2.7 环境保护目标

根据现场调查，本项目评价范围内无自然保护区、风景名胜区、世界文化和自然遗产、海洋特别保护区、饮用水保护区，无基本草原、地质公园、重要湿地、天然林，重点保护野生动物栖息地，重点保护野生植物生长繁殖地。保护区域野生动植物不被破坏，保护项目区水土流失程度不因本项目的实施而加剧。保护评价范围和新疆克拉玛依市魔鬼城风景名胜区布达拉宫景区环境空气质量不恶化。本项目各环境要素及环境保护目标相关保护级别见表 2.7-1 和图 2.7-1。

表 2.7-1 项目环境保护目标一览表

保护要素	环境保护目标	与项目区的位置关系	各要素保护级别及要求
环境空气	评价范围内的环境空气质量	/	GB3095-2012 二级
	新疆克拉玛依市魔鬼城风景名胜区布达拉宫景区	新建清水供水管线东北侧约 17m	GB3095-2012 一级
土壤环境	项目区土壤	/	GB36600-2018 第二类用地筛选值标准
地下水环境	评价范围内的潜层地下水	/	GB/T14848-2017 III类
声环境	项目区声环境	/	GB3096-2008 2类
生态环境	野生动植物	项目区内	保护野生动植物生境不被破坏

图 2.7-1 项目区与环境保护目标示意图

2.8 评价内容与重点

2.8.1 评价内容

根据《建设项目环境影响评价技术导则》要求，结合建设项目具体特点、周围区域环境现状、环境功能区划，确定本次评价内容包括建设项目工程分析、环境现状调查与评价、环境影响预测与评价、环境保护措施及其可行性论证、环境影响经济损益分析、环境管理与监测计划、环境影响评价结论，见表 2.8-1。

表 2.8-1 评价内容一览表

序号	评价专题	评价内容
1	工程分析	新建项目概况、主体工程、辅助工程、储运工程、公用工程、环保工程、依托工程，根据污染物产生环节、方式及治理措施，核算有组织与无组织的污染物产生和排放强度，给出污染因子及其产生和排放的方式、浓度及数量等
2	环境现状调查与评价	自然环境、环境保护目标调查、环境质量现状调查（包括环境空气、地下水、声环境、土壤和生态环境）
3	环境影响预测与评价	分为施工期和运营期。对施工期扬尘、废水、噪声、固废、生态环境和土壤环境等进行分析，并提出切实可行的减缓措施。运营期对废气、废水、噪声、固体废物、土壤进行了影响预测和分析。根据项目特点开展了环境风险评价
4	环保措施及其可行性论证	针对废气、废水、噪声、固体废物、土壤污染防治措施进行论证
5	环境影响经济损益分析	从项目社会效益、经济效益和环境效益等方面叙述
6	环境管理与环境监测计划	根据国家环境管理与监测要求，给出项目环境管理制度和日常监测计划，给出污染物排放清单、制定环保三同时验收一览表
7	结论与建议	根据上述各章节的相关分析结果，从环保角度给出项目可行性结论及建议

2.8.2 评价重点

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

- (1) 建设项目工程分析；
- (2) 大气、地下水、声、土壤环境影响评价；
- (3) 环境风险分析；
- (4) 环境保护措施及其风险防范措施可行性论证。

2.9 环境功能规划

本项目环境功能区划情况详见表 2.9-1。

表 2.9-1 项目所在区域的环境功能区划一览表

环境要素	环境功能区划
环境空气	《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二类功能区
地下水环境	《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类功能区
声环境	《声环境质量标准》（GB3096-2008）2 类功能区
土壤环境	《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
生态环境	II 准噶尔盆地温性荒漠与绿洲农业生态区—II ₂ 准噶尔盆地西部荒漠及绿洲农业生态亚区—16 白杨河河谷林、乌尔禾雅丹地貌保护生态功能区

2.10 相关规划及政策符合性分析

2.10.1 相关规划符合性分析

（1）区域发展规划符合性分析

《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》中指出：“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”。本项目位于准噶尔盆地西北缘油气开采区，属于陆地石油开采行业，符合规划及纲要中的相关要求。

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

（2）主体功能区规划相符性分析

本项目位于《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》中的天山北坡重点开发区域区，区域功能定位是：我国面向中亚、西亚地区对外开放的陆路交通枢纽和重要门户，全国重要的能源基地，我国进口资源的国际大通道，西北地区重要的国际商贸中心、物流中心和对外合作加工基地，石油天然气化工、煤电、煤化工、机电工业

及纺织工业基地。本项目属于油气资源开发，属于该区域定位，符合《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》的功能定位。

(3) 与《新疆生态环境保护“十四五”规划》的符合性分析

项目建设符合《新疆生态环境保护“十四五”规划》中的相关要求，详见表 2.10-1。

表 2.10-1 项目与《新疆生态环境保护“十四五”规划》的相符性分析

序号	规划中相关要求	本项目拟采取措施	符合性分析
1	实施最严格的生态保护制度。坚决遏制“两高”项目盲目发展，严格执行能源、矿产资源开发自治区人民政府“一支笔”审批制度、环境保护“一票否决”制度，落实“三线一单”生态环境分区管控要求，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。	本项目不属于“高污染、高环境风险产品”项目；位于一般管控单元，不涉及生态红线；废气、噪声均可实现达标排放，废水和固体废物均得到妥善处置，不会突破区域环境质量底线；施工期和运营期会消耗少量的电能、煤炭和水，工程资源消耗量相对区域资源利用总量较少，符合资源利用上线要求；符合“三线一单”的要求。	符合
2	积极引导重点产废企业自建危险废物利用设施，支持大型企业集团内部共享危险废物利用处置设施，推进工业废盐、废催化剂、煤焦油、电解铝大修渣等利用处置设施建设，适度发展水泥窑协同处置危险废物，引导推进有害废物处理处置能力建设，引导推进含油污泥处置、废矿物油回收利用能力过剩问题化解和布局优化。坚持兵地统筹、区域协同规划和建设危险废物利用处置设施，实现疆内危险废物处置能力与产废情况总体匹配。深入推进油气田开采历史遗留含油污泥、磺化泥浆、黄金选矿行业氰化尾渣、铜冶炼行业砷渣以及石棉矿选矿废渣等调查和污染治理。	运营期危险废物为废润滑油、废润滑油油桶、含油废抹布劳保用品、双滤料过滤器废弃滤料、沾油废防渗材料、含油污泥和脱硝废催化剂，最终交由有相应危险废物处置资质的单位处置。本项目在油砂油联合处理站新建 1 座危废暂存点，分区暂存废润滑油、废润滑油油桶、含油废抹布劳保用品。双滤料过滤器废弃滤料、含油污泥和废脱硝催化剂均不在站内暂存，清理过程中直接交由具有相应危险废物处置资质的单位处置。	符合
3	强化危险废物全过程环境监管。督促各类危险废物产生单位和经营单位依法申报危险废物产生处置情况，报备管理计划，做好信息公开工作，规范运行危险废物转移联单。	克拉玛依市城投油砂矿勘探有限责任公司已定期申报危险废物产生处置情况，并制定有危险废物管理计划，危险废物转移时执行危险废物转移联单制度	符合
4	加强应急监测装备配置，定期开展应急演练，增强实战能力。	项目实施后由克拉玛依市城投油砂矿勘探有限责任公司运营管理，本次环评要求建设单位对《克拉玛依市城投油砂矿勘探有限责任公司突发环境事件应急预案》进行修编，将项目实施区域纳入应急预案体系中	符合

(4) 与《新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划（2021-2025 年）》及规划环评符合性分析

《新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划（2021-2025 年）》取得中华人民共和国自然资源部批复（自然资函〔2022〕1092 号），《新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划（2021-2025 年）环境影响报告书》取得了中华人民共和国生态环境部的审查意见（环审〔2022〕124 号）。

《新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划（2021-2025 年）》将石油天然气列为安全战略资源，项目位于规划中提出的环准噶尔能源矿产勘查开发区，该开发区指出：“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”。该规划将石油、天然气列为重点勘查开采矿种，将克拉玛依油气能源资源基地建设作为重点支持对象。项目实施后能更好的给区域油气资源安全使用提供保障，有利于支撑准噶尔盆地油气能源资源基地建设，符合规划要求；并按照《新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划（2021-2025 年）环境影响报告书》要求对施工期和运营期的废气、废水、噪声、固体废物采取相应的治理措施，对实施过程中产生的生态影响采取有效的减缓措施，符合《新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划（2021-2025 年）环境影响报告书》及审查意见的要求。

(5) 与《克拉玛依市“十四五”生态环境保护规划》的符合性分析

本项目与《克拉玛依市“十四五”生态环境保护规划》的相关符合性分析详见表 2.10-2。

表 2.10-2 与《克拉玛依市“十四五”生态环境保护规划》的相符性分析

序号	规划中相关要求	本项目情况	符合性分析
1	持续优化产业结构。严格落实环境准入，严禁“三高”项目落地克拉玛依，强化源头管理，落实“三线一单”硬约束。	不属于“高污染、高环境风险产品”行业，符合三线一单管控要求。	符合
2	不断提高油气开采行业放空天然气回收利用效率，实现放空天然气高效再利用。	伴生气依托风城油田作业区伴生气处理站全部经过处理后外输，不放空。	符合
3	加强应急预案备案，不断强化企事业单位应急预案管理。	项目实施后由克拉玛依市城投油砂矿勘探有限责任公司运营管理，本次环评要求建设单位对《克拉玛依市城投油砂矿勘探有限责任公司突发环境事件应急预案》进行修编，将项目实施区域纳入应急预案体系中。	符合

序号	规划中相关要求	本项目情况	符合性分析
4	加强工业固体废物的环境管理。	克拉玛依市城投油砂矿勘探有限责任公司定期申报危险废物产生处置情况，并制定有危险废物管理计划，危险废物转移时执行危险废物转移联单制度。	符合

2.10.2 环保政策符合性分析

(1) 与《石油天然气开采业污染防治技术政策》的符合性分析

本项目采取的各项环保措施符合《石油天然气开采业污染防治技术政策》中相关要求，详见表 2.10-3。

表 2.10-3 项目与《石油天然气开采业污染防治技术政策》的相符性分析

序号	《政策》中相关规定	本项目采取的相关措施	相符性分析
1	在勘探开发过程中，应防止产生落地原油。其中井下作业过程中应配备泄油器、刮油器等。落地原油应及时回收，落地原油回收率应达到 100%	本项目为陆地石油开采项目，井下作业时产生的洗井废水和井下作业废液送至新建油砂石油联合处理站采出水处理系统处理，达到《油田采出水用于注汽锅炉给水处理设计规范》(SY/T0097-2016)后用于注汽锅炉的水源。井下作业时下部铺设防渗膜，落地油 100%回收。	符合
2	在井下作业过程中，酸化液和压裂液宜集中配制，酸化残液、压裂残液和返排液应回收利用或进行无害化处置，压裂放喷返排入罐率应达到 100%。酸化、压裂作业和试油(气)过程应采取防喷、地面管线防刺、防漏、防溢等措施。	井下作业时，洗井液、压裂返排液和酸化返排液配制好，由罐车拉运至井场，井下作业时带罐作业，产生的压裂返排液、酸化返排液和废洗井液由罐车拉运至新建油砂石油联合处理站采出水处理系统处理。	符合
3	在开发过程中，适宜注水开采的油气田，应将采出水处理满足标准后回注	本项目采用注汽方式开采，不采用注水开发。	符合
4	在油气集输过程中，应采用密闭流程，减少烃类气体排放。新建 3000m ³ 及以上原油储罐应采用浮顶型式，新、改、扩建油气储罐应安装泄漏报警系统。新、改、扩建油气田油气集输损耗率不高于 0.5%。	油气采用密闭集输工艺，油砂油联合处理站净化油罐（7000m ³ ）和污油罐（200m ³ ）兼卸油缓冲罐呼吸阀外排尾气进行收集后，管输至油砂油联合处理站已建伴生气处理站管道，依托风城油田作业区伴生气脱硫装置进行处理。新建净化油罐和污油罐储罐应安装泄漏报警系统。本项目油气损耗率在 0.5%以下。	符合
5	在开发过程中，伴生气应回收利用，减少温室气体排放，不具备回收利用条件的，应充分燃烧，伴生气回收利用率应达到 80%以上；站场放空天然气应充分燃烧。燃烧放空设施应避开鸟类迁徙通道	伴生气依托风城油田作业区伴生气处理站全部经过处理后外输，不放空，回收利用率达到 99%以上。	符合

序号	《政策》中相关规定	本项目采取的相关措施	相符性分析
6	在油气开发过程中，应采取措施减轻生态影响并及时用适地植物进行植被恢复。井场周围应设置围堤或井界沟。应设立地下水水质监测井，加强对油气田地下水水质的监控，防止回注过程对地下水造成污染。	报告中提出了生态环境保护措施，占地范围内的植被主要靠自然恢复，运营期监测计划章节提出了地下水的监测计划。	符合
7	油气田退役前应进行环境影响后评价，油气田企业应按照后评价要求进行生态恢复。	建设单位应在项目完成竣工环保验收并稳定运行 3 至 5 年后、退役前开展后评价工作。	
8	在钻井和井下作业过程中，鼓励污油、污水进入生产流程循环利用，未进入生产流程的污油、污水应采用固液分离、废水处理一体化装置等处理后达标外排	运营期产生洗井废水和井下作业废液收集进罐，拉运至新建油砂油联合处理站，经处理达到《油田采出水用于注汽锅炉给水处理设计规范》（SY/T0097-2016）后用于新建注汽站燃煤锅炉供汽用水；伴生气增压冷干系统含油废水、循环冷却水系统循环冷却废水、注汽站燃煤锅炉排污水和锅炉检修排污水，管输至油砂油联合处理站经处理达标后用于新建注汽站燃煤锅炉供汽用水。油砂油联合处理站采出水处理部分软化水处理系统产生的高含盐废水和 MVC 装置浓缩盐水排至新建的 50 万方储水池蒸发处理。采出液处理部分水力冲砂系统水力冲砂废水，排至油砂油联合处理站站外的事故池，上层污油回收污油进入污油处理装置进行处理，处理后污油含水小于 5%，采出水含油小于 4000mg/L，处理后的污油去净化油罐，处理后采出水去采出水处理系统处理，经处理达到《油田采出水用于注汽锅炉给水处理设计规范》（SY/T0097-2016）后用于新建注汽站燃煤锅炉供汽用水，处理后事故池底部的油泥及时交由具有相应危险废物处置资质的单位处置。	符合
9	应回收落地原油，以及原油处理、废水处理产生的油泥（砂）等中的油类物质，含油污泥资源化利用率应达到 90%以上，残余固体废物应按照《国家危险废物名录》和危险废物鉴别标准识别	事故状态下可回收的原油，回收至新建油砂油联合处理站采出液处理系统处理，无法回收的原油和受浸染的土壤为落地油，产生的落地油 100%回收。正常工况下采出液处理系统、采出水处理系统产生的含油污泥以及事故状态下产生的落地油交由有相应处置资质的单位进行回收、处置。	符合

序号	《政策》中相关规定	本项目采取的相关措施	相符性分析
10	1) 油气田企业应制定环境保护管理规定, 建立并运行健康、安全与环境管理体系; 2) 加强油气田建设、勘探开发过程的环境监督管理。油气田建设过程应开展工程环境监理; 3) 在开发过程中, 企业应加强油气井套管的检测和维护, 防止油气泄漏污染地下水; 4) 建立环境保护人员培训制度; 5) 油气田企业应对勘探开发过程进行环境风险因素识别, 制定突发环境事件应急预案并定期进行演练。开展特征污染物监测工作, 采取环境风险防范和应急措施, 防止发生由突发性油气泄漏产生的环境事故	项目投产后交由克拉玛依市城投油砂矿勘探有限责任公司运营, 应将项目实施区域纳入克拉玛依市城投油砂矿勘探有限责任公司已有的 HSE 管理体系、突发环境污染事件应急预案及污染源日常监控计划。	符合

(2) 与《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》要求的相符性分析

本项目采取的各项环保措施符合《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》中相关要求, 相符性分析详见表 2.10-4。

表 2.10-4 本项目与《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》的相符性分析

序号	《规范》中相关规定	拟采取的相关措施	相符性分析
1	资源开发应与环境保护、资源保护、城乡建设相协调, 最大限度减少对自然环境的扰动和破坏, 选择资源节约型、环境友好型开发方式; 因矿制宜选择开采工艺和装备, 符合清洁生产要求; 应贯彻“边开采、边治理、边恢复”的原则, 及时治理恢复矿区地质环境, 复垦矿区压占和损毁土地; 应遵循矿区油气资源赋存状况、生态环境特征等条件, 科学合理确定开发方案, 选择与油气藏类型相适应的先进开采技术和工艺, 推广使用成熟、先进的技术装备, 严禁使用国家明文规定的限制和淘汰的技术工艺及装备; 集约节约利用土地资源, 土地利用符合用地指标政策。合理确定站址、场址、管网、路网建设占地规模	建设符合相关规划, 符合区域“三线一单”中空间布局约束、污染物排放管控、环境风险防控、资源利用效率相关要求; 钻井、井下作业及采油过程均符合清洁生产要求, 油气采用密闭集输工艺; 严格控制井场、站场、管线、道路、50 万方储水池和输电线路等工程施工作业带宽度; 按照规定对占地进行补偿, 施工结束后临时占地要及时恢复, 边开采、边恢复, 退役期要及时释放永久占地。	符合
2	应实施绿色钻井技术体系, 科学选择钻井方式、环境友好型钻井液及井控措施, 配备完善的固控系统, 及时妥善处置钻井泥浆	本项目一开~三开均采用水基钻井液体系, 设有防喷器, 钻井岩屑和钻井液进入不落地系统进行处理, 分离出的液相回用, 分离出的水基钻井岩屑交由岩屑处置单位处理。	符合

序号	《规范》中相关规定	拟采取的相关措施	相符性分析
3	油气开发全过程应采取措施防止地下水污染，建立动态监测评估、处理及报告机制	运营期利用区域已有地下水水源井落实地下水监测计划。	符合
4	防止油气生产、储存、转运过程中发生渗漏、泄漏，防止对矿区生态环境造成污染和破坏；应制定突发环境事件应急预案，配备相应的应急物资	项目实施后由克拉玛依市城投油砂矿勘探有限责任公司运营管理，本次环评要求建设单位对《克拉玛依市城投油砂矿勘探有限责任公司突发环境事件应急预案》进行修编，将项目实施区域纳入应急预案体系中。	符合
5	按照减量化、资源化、再利用的原则，综合开发利用油气藏共生资源，综合利用固体废弃物、废水等，发展循环经济；气田伴生资源综合利用：与甲烷气伴生的凝析油综合利用率不低于 90%；油气生产过程中产生的废液、废气、固体废物应建档分类管理，并清洁化、无害化处置，处置率应达到 100%；油气生产过程中的采出水应清洁处理后循环利用；不能循环利用的，应达标排放、回注或采取其它有效利用方式；油气开采过程中产生的落地原油，应及时全部回收	运营期产生的洗井废水和井下作业废液收集进罐，拉运至新建油砂油联合处理站，经处理达到《油田采出水用于注汽锅炉给水处理设计规范》（SY/T0097-2016）后用于新建注汽站燃煤锅炉供汽用水；伴生气增压冷干系统含油废水、循环冷却水系统循环冷却废水、注汽站燃煤锅炉排污水和锅炉检修排污水，管输至油砂油联合处理站经处理达标后用于新建注汽站燃煤锅炉供汽用水。油砂油联合处理站采出水处理部分软化水处理系统产生的高含盐废水和 MVC 装置浓缩盐水排至新建的 50 万方储水池蒸发处理。采出液处理部分水力冲砂系统水力冲砂废水，排至油砂油联合处理站站外的事故池，上层污油回收污油进入污油处理装置进行处理，处理后污油含水小于 5%，采出水含油小于 4000mg/L，处理后的污油去净化油罐，处理后采出水去采出水处理系统处理，经处理达到《油田采出水用于注汽锅炉给水处理设计规范》（SY/T0097-2016）后用于新建注汽站燃煤锅炉供汽用水，处理后事故池底部的油泥及时交由具有相应危险废物处置资质的单位处置；井下作业时铺设防渗膜。固体废物分类收集，分类处置。本项目在油砂油联合处理站新建 1 座危废暂存点，分区暂存废润滑油、废润滑油油桶、含油废抹布劳保用品。双滤料过滤器废弃滤料、含油污泥和废脱硝催化剂均不在站内暂存，清理过程中直接交由具有相应危险废物处置资质的单位处置；废离子交换树脂更换后及时由生产厂家进行回收再生；供汽站燃煤锅炉炉渣和除尘灰依托克拉玛依快达百源环保科技发展有限公司一般工业固体废物填埋场填埋处理；生活垃圾依托乌尔禾区生活垃圾填埋场处理；事故状态下可回收的原油，回收至新建油砂油联合处理站采出液处理系统处理，无法回收的原油和受浸染的土壤为落地油，产生的	符合

序号	《规范》中相关规定	拟采取的相关措施	相符性分析
		落地油 100%回收。正常工况下采出液处理系统、采出水处理系统产生的含油污泥、废润滑油、废润滑油油桶、含油废抹布劳保用品、双滤料过滤器废弃滤料、沾油废防渗材料和脱硝废催化剂以及事故状态下产生的落地油交由有相应处置资质的单位进行回收、处置。	

(3) 与《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》的相符性分析

本项目的建设基本符合《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》中的相关要求，具体见表 2.10-5。

表 2.10-5 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》的符合性分析

序号	《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》中相关规定	本项目采取的相关措施	相符性分析
1	油气企业在编制内部相关油气开发专项规划时，鼓励同步编制规划环境影响报告书，重点就规划实施的累积性、长期性环境影响进行分析，提出预防和减轻不良环境影响的对策措施，自行组织专家论证，相关成果向省级生态环境主管部门通报	克拉玛依市城投油砂矿勘探有限责任公司未编制企业内部相关油气开发专项规划。	/
2	油气开采项目（含新开发和滚动开发项目）原则上应以区块为单位开展环评，一般包括区块内拟建的新井、加密井、调整井、站场、设备、管道和电缆及其更换工程、弃置工程及配套工程等。项目环评应深入评价项目建设、运营带来的环境影响和环境风险，提出有效的生态环境保护和环境风险防范措施。滚动开发区块产能建设项目，还应对现有工程环境影响进行回顾性评价，对相关生态环境问题提出有效防治措施。依托其他防治设施的或者委托第三方处置的，应在环评中论证其可行性和有效性。	本项目为陆地石油开采，以风重007-重5区块为单位开展环评，在报告中对施工期、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；同时对现有工程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
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。涉及废水回注的，应当论证回注的环境可行性，采取切实可行的地下水污染防治和监控措施，不得回注与油气开采无关的废水，严禁造成地下水污染。在相关行业污染控制标准发布前，回注的开采废水应当经处理并符合《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329）等相关标准要求后回注，同步采取切实可行措施防治污染。回注目的层应当为地质构造封闭地层，一般应当回注到现役油气藏或枯竭废弃油气藏。相关部门及油气企业应当加强采出水等污	运营期产生的洗井废水和井下作业废液由罐车拉运至新建油砂油联合处理站采出水处理系统处理，处理后出水水质满足《油田采出水用于注汽锅炉给水处理设计规范》（SY/T0097-2016）后用于注汽锅炉的水源；油砂油联合处理站伴生气增压冷干系统含油废水、循环冷却水系统循环冷却废水、注汽站燃煤锅炉排污水和锅炉检修排污水排至油砂油联合处理站采出水处理系统处理	符合

序号	《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》中相关规定	本项目采取的相关措施	相符性分析
	<p>水回注的研究，重点关注回注井井位合理性、过程控制有效性、风险防控系统性等，提出从源头到末端的全过程生态环境保护及风险防控措施、监控要求。建设项目环评文件中应当包含钻井液、压裂液中重金属等有毒有害物质的相关信息，涉及商业秘密、技术秘密等情形的除外</p>	<p>后，满足《油田采出水用于注汽锅炉给水处理设计规范》（SY/T0097-2016）后用于注汽锅炉的水源；油砂油联合处理站和供汽站工作人员产生的生活污水，分别排至各自站内 1 座 5m³ 的化粪池，经简易预处理后，自流进入 50m³ 生活污水池，污水定期由罐车拉运至乌尔禾区污水处理厂集中处理；高含盐废水和 MVC 装置排放的浓缩盐水排至新建的 50 万方储水池进行自然蒸发处理。采出液处理部分水力冲砂系统水力冲砂废水排至油砂油联合处理站站外的事故池，上层污油回收污油进入污油处理装置进行处理，处理后污油含水小于 5%，采出水含油小于 4000mg/L，处理后的污油去净化油罐，处理后采出水去采出水处理系统处理，经处理达到《油田采出水用于注汽锅炉给水处理设计规范》（SY/T0097-2016）后用于新建注汽站燃煤锅炉供汽用水，处理后事故池底部的油泥及时交由具有相应危险废物处置资质的单位处置。一开~三开均采用水基钻井液（主要成分为坂土、Na₂CO₃、重晶石、复配铵盐等），具体成分涉及商业秘密，不宜公开。</p>	
4	<p>油气开采产生的废弃油基泥浆、含油钻屑及其他固体废物，应遵循减量化、资源化、无害化原则，按照国家 and 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式综合处理和利用设施，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，应按照《建设项目危险废物环境影响评价指南》要求评价。相关部门及油气企业应加强固体废物处置的研究，重点关注固体废物产生类型、主要污染因子及潜在环境影响，分别提出减量化源头控制措施、资源化利用路径、无害化处理要求，促进固体废物合理利用和妥善处置</p>	<p>本项目钻井过程中均使用水基钻井液，不使用油基钻井液，无废弃油基钻井液和油基岩屑产生。本项目在油砂油联合处理站新建 1 座危废暂存点，分区暂存废润滑油、废润滑油油桶、含油废抹布劳保用品、沾油废防渗材料。双滤料过滤器废弃滤料、含油污泥和废脱硝催化剂均不在站内暂存，清理过程中直接交由具有相应危险废物处置资质的单位处置；废离子交换树脂更换后及时由生产厂家进行回收再生；供汽</p>	符合

序号	《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》中相关规定	本项目采取的相关措施	相符性分析
		<p>站燃煤锅炉炉渣和除尘灰依托克拉玛依快达百源环保科技发展有限公司一般工业固体废物填埋场填埋处理；生活垃圾依托乌尔禾区生活垃圾填埋场处理；事故状态下可回收的原油，回收至新建油砂油联合处理站采出液处理系统处理，无法回收的原油和受污染的土壤为落地油，产生的落地油 100%回收。废润滑油、废润滑油油桶、含油废抹布劳保用品、双滤料过滤器废弃滤料、油污废防渗材料和脱硝废催化剂交由有相应危险废物处置资质的单位回收处置。</p> <p>固体废物均得到妥善处置，不会对区域环境造成不利影响。</p>	
5	<p>陆地油气开采项目的建设单位应当对挥发性有机物液体储存和装载损失、废水液面逸散、设备与管线组件泄漏、非正常工况等挥发性有机物无组织排放源进行有效管控，通过采取设备密闭、废气有效收集及配套高效末端处理设施等措施，有效控制挥发性有机物和恶臭气体无组织排放。涉及高含硫天然气开采的，应当强化钻井、输送、净化等环节环境风险防范措施。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硫化氢的无组织排放。高含硫天然气净化厂应当采用先进高效硫磺回收工艺，减少二氧化硫排放。井场加热炉、锅炉、压缩机等排放大气污染物的设备，应当优先使用清洁燃料，废气排放应当满足国家和地方大气污染物排放标准要求</p>	<p>油气集输采用密闭集输工艺，采油井场、计量站和新建油砂油联合处理站厂界无组织非甲烷总烃可满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）限值要求。硫化氢浓度可满足《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）二级标准。注汽站燃煤锅炉烟气中颗粒物、二氧化硫、氮氧化物可以满足《关于部分供热及发电锅炉执行大气污染物排放标准有关问题的复函》及《关于印发〈全面实施燃煤电厂超低排放和节能改造工作方案〉的通知》（环发〔2015〕164号）中 10mg/m³、35mg/m³、50mg/m³ 的浓度控制要求；汞及其化合物排放浓度可以满足《燃煤电厂烟气汞污染物排放标准》（DB65T3909-2016）表 1 中新建燃煤电厂汞及其化合物污染物排放限值（0.02mg/m³）要求。与锅炉烟气一起排放的氨气执行《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）表 2 相关标准限值。</p>	符合
6	<p>施工期应当尽量减少施工占地、缩短施工时间、选</p>	<p>施工期严格按照即定方案施工，</p>	符合

序号	《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》中相关规定	本项目采取的相关措施	相符性分析
	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	合理制定施工方案，加强施工管理，严禁施工人员和机械在施工范围外作业；优先选用低噪声设备，高噪声设备采取基础减震措施，评价范围内无声环境敏感目标，不会造成扰民现象；施工结束后应及时对施工区进行平整、清理，恢复临时占地。	
7	油气企业应当加强风险防控，按规定编制突发环境事件应急预案，报所在地生态环境主管部门备案	项目实施后由克拉玛依市城投油砂矿勘探有限责任公司运营管理，本次环评要求建设单位对《克拉玛依市城投油砂矿勘探有限责任公司突发环境事件应急预案》进行修编，将项目实施区域纳入应急预案体系中。	符合

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

本项目采取的各项环保措施符合《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》中的要求，详见表 2.10-6。

表 2.10-6 与《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》的相符性分析

序号	相关规定	拟采取的相关措施	相符性分析
1	禁止在水源涵养区、地下水源、饮用水源、自然保护区、风景名胜区、森林公园、重要湿地及人群密集区等生态敏感区域内进行煤炭、石油、天然气开发	项目占地范围内无水源涵养区、地下水源、饮用水源、自然保护区、风景名胜区、森林公园、重要湿地等生态敏感区。	符合
2	开发单位应当对污染物排放及对周围环境的影响进行环境监测，接受环境保护主管部门的指导，并向社会公布监测情况	针对运营期排放的废气、噪声以及地下水、土壤环境提出了监测计划，建设单位应接受自治区生态环境厅、克拉玛依市生态环境局、克拉玛依市生态环境局乌尔禾区分局的监督与管理，并按照《环境信息依法披露制度改革方案》等规定，公开运营期监测情况。	符合
3	石油开发单位应当建设清洁井场，做到场地平整、清洁卫生，在井场内实施无污染作业，并根据需要在井场四周设置符合规定的挡水墙、雨水出口和防洪渠道。散落油和油水混合液等含油污染物应当回收处理，不得掩埋	施工结束后，应对施工场地进行清理平整，项目区干旱少雨，未设置挡水墙、雨水出口及防洪渠道。废润滑油、废润滑油桶和沾油废防渗材料集中收集后交由有相应处理资质的单位进行回收、处置。	符合

序号	相关规定	拟采取的相关措施	符合性分析
4	石油、天然气开发单位应当定期对油气输送管线和油气储存设施进行巡查、检测、防护，防止油气管线或者油气储存设施断裂、穿孔，发生渗透、溢流、泄漏，造成环境污染	定期对管线进行检查检修；选用质量可靠的设备、仪表、阀门等。	符合
5	石油、天然气开发单位应当采取保护性措施，防止油井套管破损、气井泄漏，污染地下水体；运输石油、天然气以及酸液、碱液、钻井液和其他有毒有害物品，应当采取防范措施，防止渗漏、泄漏、溢流和散落	采油井井场固井质量良好，采用管线密闭集输；选用质量可靠的设备、仪表、阀门等；定期对井场、站场内的设备、阀门和管线等进行检查、检修。	符合
6	煤炭、石油、天然气开发单位应当加强危险废物的管理。危险废物的收集、贮存、运输、处置，必须符合国家 and 自治区有关规定；不具备处置、利用条件的，应当送交有资质的单位处置	本项目运营期产生的危险废物主要为废润滑油、废润滑油油桶、含油废抹布劳保用品、双滤料过滤器废弃滤料、沾油废防渗材料和脱硝废催化剂。双滤料过滤器废弃滤料、含油污泥和废脱硝催化剂均不在站内暂存，清理过程中直接交由具有相应危险废物处置资质的单位处置；事故状态下可回收的原油，回收至新建油砂油联合处理站采出液处理系统处理，无法回收的原油和受浸染的土壤为落地油，产生的落地油 100%回收。废润滑油、废润滑油油桶、含油废抹布劳保用品、双滤料过滤器废弃滤料、沾油废防渗材料和脱硝废催化剂交由有相应危险废物处置资质的单位回收处置，其贮存期限应符合《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》。运输过程中应执行《危险废物收集 贮存 技术规范》（HJ2025-2012）和《危险废物转移管理办法》要求中有关运输的规定，运输过程中运输车辆应加盖篷布，以免散落，应按规定的行驶路线运输。	符合
7	煤炭、石油、天然气开发过程中产生的伴生气、有毒有害气体或者可燃性气体应当进行回收利用；不具备回收利用条件的，应当经过充分燃烧或者采取其他防治措施，达到国家或者自治区规定的排放标准后排放	伴生气依托风城油田作业区伴生气处理站全部经过处理后外输，不放空。	符合
9	煤炭、石油、天然气开发单位实施下列活动的，应当恢复地表形态和植被：（1）建设工程临时占地破坏腐殖质层、剥离土石的；（2）震裂、压占等造成土地破坏的；（3）占用土地作为临时道路的；（4）油气井、站、中	项目管线施工时土方应分层开挖、分层堆放、分层回填。对临时占地进行场地平整清理，由于特殊的气候条件，施工区域临时占地范围内不适宜采取植被复垦的生态保护措施，采用自然恢复。井场好站场采用砾石铺垫或地面硬化，道路为砂石路	符合

序号	相关规定	拟采取的相关措施	符合性分析
	转站、联合站等地面装置设施关闭或者废弃的	面；退役期井场和站场内的砾石铺垫或地面硬化设施被清理，平整后依靠自然恢复。	
10	煤炭、石油、天然气开发单位应当制定突发环境事件应急预案，报环境保护主管部门和有关部门备案。发生突发环境事件的，应当立即启动应急预案，采取应急措施，防止环境污染事故发生	项目实施后由克拉玛依市城投油砂矿勘探有限责任公司运营管理，本次环评要求建设单位对《克拉玛依市城投油砂矿勘探有限责任公司突发环境事件应急预案》进行修编，将项目实施区域纳入应急预案体系中。	符合

(5) 与《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》符合性分析

项目建设符合《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》要求，具体见表 2.10-7。

表 2.10-7 项目与《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》符合性分析

序号	条例规定	拟采取的相关措施	符合性分析
1	各级人民政府应当加强对建设施工、矿产资源开采、物料运输的扬尘和沙尘污染的治理，保持道路清洁、控制料堆和渣土堆放，科学合理扩大绿地、水面、湿地、地面铺装和防风固沙绿化面积，防治扬尘污染。	粉状材料及临时土方等在施工区堆放应采取覆盖防尘布，逸散性材料运输采用苫布遮盖。	符合
2	及时对施工现场进行清理和平整，不得从高处向下倾倒或者抛洒各类物料和建筑垃圾。	施工结束后，对施工现场进行清理和平整；建筑垃圾集中收集后送至当地建筑垃圾填埋场处理，不得擅自倾倒、抛撒或者堆放工程施工过程中产生的建筑垃圾。	符合

(6) 与《克拉玛依市 2022 年深入打好蓝天保卫战攻坚行动方案》的符合性分析

本次采取的各项环保措施符合《克拉玛依市 2022 年深入打好蓝天保卫战攻坚行动方案》中相关要求，相符性分析详见表 2.10-8。

表 2.10-8 与《克拉玛依市 2022 年深入打好蓝天保卫战攻坚行动方案》的相符性分析

序号	《政策》中相关规定	采取的相关措施	相符性分析
1	严格执行生态环境准入清单，强化空间、总量管控。新、改、扩建煤电、石化、化工、等高耗能、高排放（以下简称“两高”）项目，严格落实国家产业规划、产业政策、产能置换、“三线一单”、规划环评和煤炭消费减量替代。充分考虑环境容量、能耗双控、碳排放等因素，除列入国家规划项目	本项目为陆地石油开采项目，不属于“高污染、高环境风险产品”的工业项目。项目区位于一般管控单元，不涉及生态红线；运营期产生噪声可实现达标排放，废水实现零排放，固体废物均得到妥善处置，不会突破区域环境质量底线；运营过程中会消耗少	符合

	<p>外，独山子区不再新建、扩建使用煤炭项目，坚决遏制“两高”项目、盲目发展，支持引进先进装备制造制造业、新能源、新材料、氢能源、节能环保等战略新兴产业落户区执行等量替代</p>	<p>量的电能、新鲜水和煤炭，工程资源消耗量相对区域资源利用总量较少，符合资源上线要求；建设符合克拉玛依市生态环境准入清单的要求</p>	
<p>2</p>	<p>建设项目按照区域污染物削减要求，独山子区新增涉气建设项目执行 NO_x、VOC_s 等主要污染物排放总量指标倍量替代，其他各区执行等量替代</p>	<p>根据《“十四五”污染减排综合工作方案编制技术指南》，大气污染物减排因子为 NO_x、VOC_s，水污染物减排因子为 COD 和氨氮。本项目产生的洗井废水和井下作业废液由罐车拉运至新建油砂油联合处理站采出水处理系统处理，处理后出水水质满足《油田采出水用于注汽锅炉给水处理设计规范》（SY/T0097-2016）后用于注汽锅炉的水源，不外排；油砂油联合处理站伴生气增压冷干系统含油废水、循环冷却水系统循环冷却废水、注汽站燃煤锅炉排污水和锅炉检修排污水排至油砂油联合处理站采出水处理系统处理后，满足《油田采出水用于注汽锅炉给水处理设计规范》（SY/T0097-2016）后用于注汽锅炉的水源；油砂油联合处理站和供汽站工作人员产生的生活污水，分别排至各自站内 1 座 5m³ 的化粪池，经简易预处理后，自流进入 50m³ 生活污水池，污水定期由罐车拉运至乌尔禾区污水处理厂集中处理；高含盐废水和 MVC 装置排放的浓缩盐水排污水排至新建的 50 万方储水池进行自然蒸发处理。采出液处理部分水力冲砂系统水力冲砂废水排至油砂油联合处理站站外的事故池，上层污油回收污油进入污油处理装置进行处理，处理后污油含水小于 5%，采出水含油小于 4000mg/L，处理后的污油去净化油罐，处理后采出水去采出水处理系统处理，经处理达到《油田采出水用于注汽锅炉给水处理设计规范》（SY/T0097-2016）后用于新建注汽站燃煤锅炉供汽用水，处理后事故池底部的油泥及时交由具有相应危险废物处置资质的单位处置。故不对化学需氧量、氨氮进行总量控制；本项目非甲烷总烃为无组织排放，无有组织非甲烷总烃排放，氮氧化物排放量为 86.06t/a，建议建设单位以此申请总量控制指标</p>	<p>符合</p>

(7) 与关于印发《新疆维吾尔自治区重点行业生态环境准入条件(2024 年)》的通知的符合性分析

本次采取的各项环保措施基本符合关于印发《新疆维吾尔自治区重点行业生态环境准入条件(2024 年)》的通知的符合性分析，相符性分析详见表 2.10-9。

表 2.10-9 与关于印发《新疆维吾尔自治区重点行业生态环境准入条件(2024 年)》的通知的相

符合性分析			
序号	《通知》中相关规定	采取的相关措施	相符性分析
1	建设项目应符合国家、自治区相关法律法规规章、产业政策要求，采用的工艺、技术和设备应符合《产业结构调整指导目录》《产业转移指导目录》《鼓励外商投资产业目录》《西部地区鼓励类产业目录》等相关要求，不得采用国家和自治区限制、淘汰或禁止使用的工艺、技术和设备。在环评审批中，严格落实国家及自治区有关行业产能替代、压减等措施	本项目符合国家、自治区相关法律法规规章、产业政策要求，采用的工艺、技术和设备符合《产业结构调整指导目录》《产业转移指导目录》《鼓励外商投资产业目录》《西部地区鼓励类产业目录》等相关要求，未采用国家和自治区限制、淘汰或禁止使用的工艺、技术和设备。	符合
2	一切开发建设活动应符合国家、自治区主体功能区规划、自治区和各地颁布实施的国民经济和社会发展规划、生态功能区划、国土空间规划、产业发展规划等相关规划及生态环境分区管控要求符合区域(流域)或产业规划环评及审查意见要求。	本项目建设符合国家和自治区主体功能区规划、生态环境功能区划、生态环境保护规划等。符合《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展规划第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》和《克拉玛依市国民经济和社会发展规划第十四个五年规划和二〇三五年远景目标纲要》相关要求。	符合
3	禁止在自然保护区、世界自然遗产地、风景名胜、自然公园(森林公园、地质公园、湿地公园、沙漠公园等)、重要地、饮用水水源保护区等依法划定禁止开发建设的环境敏感区及其它法律法规规章禁止的区域进行污染环境的任何开发活动。禁止在青藏高原水土流失严重、生态脆弱的区域开展可能造成水土流失的生产建设活动。确因国家发展战略和国计民生需要建设的，应当经科学论证，并依法办理审批手续，严格控制扰动范围。涉及生态保护红线的其他要求，按照《自然资源部生态环境部 国家林业和草原局关于加强生态保护红线管理的通知(试行)》(自然资发〔2022〕142 号)执行，生态保护红线管控要求调整、更新的，从其规定。	本项目选址选线不占用自然保护区、世界自然遗产地、风景名胜、自然公园(森林公园、地质公园、湿地公园、沙漠公园等)、重要地、饮用水水源保护区等依法划定禁止开发建设的环境敏感区及其它法律法规规章禁止的区域	符合
4	建设项目用地原则上不得占用基本农田，确需占用的，应符合《中华人民共和国基本农田保护条例》相关要求；占用耕地、林地或草地的建设项目应符合国家、自治区有关规定。	项目占地为其他草地，不占用永久基本农田、耕地和林地。本次环评要求建设单位按照有关规定，依法办理占地手续，足额缴纳生态补偿费。	符合
5	存在地下水和土壤污染途径的建设项目应采取分区防渗措施，防止地下水和土壤污染。存在环境风险的建设项目，提出有效的环境风险防范措施及环境风险应急预案编制原则和要求纳入区域环境风险应急联动机制	本次环评在运营期废水污染防治措施章节明确了油砂油联合处理站、燃煤供汽站和 50 万方储水池均按照根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ 610-2016)和《危险废物贮存污染控制标准》(GB 18597-2023)中相关要求进行了分区防渗。同时要求建设单位在项目实施后由克拉玛依市城投油砂矿勘探有限责任公司运营管理，本次环评要求建设单位对《克拉玛依市城投油砂矿勘探有限责任公司突发环境事件应急预案》进行修编，将项目实施区域纳入应急预案体系中。	符合

6	<p>建设项目清洁生产水平应达到国家清洁生产标准的国际先进、国内领先水平或满足清洁生产评价指标体系中的清洁生产企业要求。无国家清洁生产标准和清洁生产评价指标体系的建设项目，其生产工艺与装备要求、资源能源利用指标、污染物产生指标、废物回收利用指标、环境管理要求等各项指标水平应达到国内同行业现有企业先进水平。</p>	<p>本项目清洁生产企业等级为：清洁生产先进企业。</p>	符合
7	<p>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。</p>	<p>本项目符合《新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划（2021-2025 年）》相关要求。克拉玛依市城投油砂矿勘探有限责任公司未编制企业内部相关油气开发专项规划。</p>	基本符合
	<p>施工期应当尽量减少施工占地、严格控制施工作业面积、缩短施工时间、选择合理施工方式、落实环境敏感区管控要求以及其他生态环境保护措施，有效降低生态环境影响</p>	<p>施工期严格按照即定方案施工，合理制定施工方案，加强施工管理，严禁施工人员和机械在施工范围外作业；施工结束后应及时对施工区进行平整、清理，恢复临时占地。</p>	符合
8	<p>陆地油气开发项目应当对挥发性有机物液体储存和装载损失、废水集输和处理系统、设备与管线组件泄漏、非正常工况等挥发性有机物无组织排放源进行有效管控，通过采取设备密闭、废气有效收集及配套高效末端处理设施等措施，有效控制挥发性有机物和恶臭气体无组织排放，油气集输损耗率不得高于 0.5%；工艺过程控制措施、废气收集处理措施以及站场边界非甲烷总烃排放浓度应满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728)要求。锅炉、加热炉、压缩机等装置应优先使用清洁燃料或能源，燃煤燃气锅炉、加热炉废气排放应达到《锅炉大气污染物排放标准》(GB13271)要求，有地方标准的按地方标准执行。涉及高含硫天然气开采的，应当强化钻井、输送、净化等环节环境风险防范措施。高含硫气田回注采出水，应当采取有效措施减少废水处理站和回注井场硫化氢的无组织排放。高含硫天然气净化厂应采用先进高效的硫磺回收工艺，减少二氧化硫排放。</p>	<p>油气采用密闭集输工艺，油砂油联合处理站净化油罐（7000m³）和污油罐（200m³）兼卸油缓冲罐呼吸阀外排尾气进行收集后，管输至油砂油联合处理站已建伴生气处理站管道，依托风城油田作业区伴生气脱硫装置进行处理。新建净化油罐和污油罐储罐应安装泄漏报警系统。本项目油气损耗率在 0.5%以下。采用了技术质量可靠的设备、仪表控制、阀门等，烃类机泵采用无泄漏屏蔽泵；在油气集输过程中，为减轻集输过程中烃类的损失，采用密闭集输工艺；站场需按照实际生产需要设置可燃气体探测器；各装置的安全阀及事故紧急放空气体均采用密闭放空至火炬系统，燃烧后排放，在日常生产过程中，加强非甲烷总烃和硫化氢无组织排放例行监测，站场厂界非甲烷总烃每年监测一次，非正常工况天然气全部进入火炬系统燃烧放空，严禁直接排放。新建油砂油联合处理站应开展泄漏检测与修复工作。对新建油砂油联合处理站应对泵、压缩机、阀门、开口阀或开口管线等至少每 6 个月检测一次；净化油罐周围设置防火堤，装车采用底部装载，储罐在运行过程中罐体应保持完好；不应有孔洞和裂隙，储罐附件开口（孔），除采样、计量、例行检查、维护和其他正常活动外，应密闭。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；采用密闭罐车输送净化油，装卸车时采用底部装载方式进行装载，防止非甲烷总烃的排放。燃煤锅炉采用低氮燃烧技术，采用“SNCR+SCR 脱硝+半干法炉外脱硫+尾部电袋复合除尘”进行净化处理，颗粒物、二氧化硫、氮氧化物须满足</p>	符合

		<p>《火电厂大气污染物排放标准》(GB13223-2011) 及《关于印发〈全面实施燃煤电厂超低排放和节能改造工作方案〉的通知》(环发〔2015〕164号)的要求,汞及其化合物须满足《燃煤电厂烟气汞污染物排放标准》(DB65T3909-2016)相关标准要求,烟气黑度须满足《火电厂大气污染物排放标准》(GB13223-2011)相关标准要求;本项目涉及高含硫天然气开采,施工期每座钻井井场均至少设置 1 台硫化氢监测仪。</p> <p>运营期在采油井场、计量站配套硫化氢监测仪。在油砂油联合处理站装置区设置硫化氢在线监测仪,在装置区配备便携式硫化氢监测仪及报警装置,伴生气增压冷干系统及油砂油联合处理站泵房内设置硫化氢气体检测报警器。本项目在钻井和输送等环节均采取了环境风险防范措施。</p>	
9	<p>油气开发产生的伴生气应优先回收利用,减少温室气体排放,开发区块伴生气整体回收利用率应达到 80%以上;边远井零散井等产生的伴生气不能回收或难以回收的,应经燃烧后放空。鼓励油气企业将碳捕集、利用与封存(CCUS)技术用于油气开采,提高采收率、减少温室气体排放。</p>	<p>本项目产生的伴生气依托风城油田作业区伴生气处理站全部经过处理后外输,不放空。</p>	符合
10	<p>陆地油气开发项目产生的废水应经处理后优先回用,无法回用的应满足国家和地方相关污染物排放标准后排放,工业废水回用率应达到 90%以上。钻井及储层改造应采用环境友好的油田化学助剂、酸化液、压裂液、钻井液,配备完善的固控设备,钻井液循环率应达到 95%以上,压裂废液、酸化废液等井下作业废水应 100%返排入罐。</p>	<p>本项目产生的废水处理达到《油田采出水用于注汽锅炉给水处理设计规范》(SY/T0097-2016)后用于新建注汽站燃煤锅炉供汽用水。钻井采用水基钻井液,钻井及储层改造采用了环境友好的油田化学助剂、酸化液、压裂液、钻井液,配备了完善的固控设备,钻井液全部循环使用,压裂废液、酸化废液等洗井废水 100%返排入罐,由罐车拉运至新建油砂油联合处理站采出水处理系统。</p>	符合
11	<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)《气田水注入技术要求》(SY/T6596)等相关标准要求。对于页岩油、稠油注汽开采,鼓励废水处理回用于注汽锅炉。</p>	<p>本项目属于稠油注汽开采,运营期产生洗井废水和井下作业废液收集进罐,拉运至新建油砂油联合处理站,经处理达到《油田采出水用于注汽锅炉给水处理设计规范》(SY/T0097-2016)后用于新建注汽站燃煤锅炉供汽用水;伴生气增压冷干系统含油废水、循环冷却水系统循环冷却废水、注汽站燃煤锅炉排污水和锅炉检修排污水,管输至油砂油联合处理站经处理达标后用于新建注汽站燃煤锅炉供汽用水。油砂油联合处理站采出水处理部分软化水处理系统产生的高含盐废水和 MVC 装置浓缩盐水排至新建的 50 万方储水池蒸发处理。采出液处理部分水力冲砂系统水力冲砂废水,排至油砂油联合处理站站外的事故池,上层污油回收污油进入污油处理装置进行处理,处理后污油含水小于 5%,</p>	符合

		采出水含油小于 4000mg/L，处理后的污油去净化油罐，处理后采出水去采出水处理系统处理，经处理达到《油田采出水用于注汽锅炉给水处理设计规范》（SY/T0097-2016）后用于新建注汽站燃煤锅炉供汽用水，处理后事故池底部的油泥及时交由具有相应危险废物处置资质的单位处置。	
12	<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>本项目钻井采用水基钻井液，钻井过程中无废弃钻井液产生，钻井岩屑采用钻不落地系统进行处理，分离出的液相回用，分离出的水基钻井岩屑交由岩屑处置单位处理。固体废物分类收集，分类处置。本项目在油砂油联合处理站新建 1 座危废暂存点，分区暂存废润滑油、废润滑油油桶、含油废抹布劳保用品。双滤料过滤器废弃滤料、含油污泥和废脱硝催化剂均不在站内暂存，清理过程中直接交由具有相应危险废物处置资质的单位处置；废离子交换树脂更换后及时由生产厂家进行回收再生；供汽站燃煤锅炉炉渣和除尘灰依托克拉玛依快达百源环保科技发展有限公司一般工业固体废物填埋场填埋处理；生活垃圾依托乌尔禾区生活垃圾填埋场处理；事故状态下可回收的原油，回收至新建油砂油联合处理站采出液处理系统处理，无法回收的原油和受浸染的土壤为落地油，产生的落地油 100%回收。正常工况下采出液处理系统、采出水处理系统产生的含油污泥、废润滑油、废润滑油油桶、含油废抹布劳保用品、双滤料过滤器废弃滤料、沾油废防渗材料和脱硝废催化剂以及事故状态下产生的落地油交由有相应处置资质的单位进行回收、处置。</p>	符合
13	<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>经预测新建单井采油井场、计量站、油砂油联合处理站和燃煤注汽站厂界噪声贡献值可满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348）2 类标准限值要求。</p>	符合
14	<p>对拟退役的废弃井（站）场、管道、道路等工程设施应进行生态修复，生态修复前应对废弃油（气）井、管道进行封堵或设施拆除，确保无土壤及地下水环境污染遗留问题、废弃物得到妥善处置。生态修复应满足《矿山生态环境保护与恢复治理技术规范（试行）》（HJ651）、《废弃井封井回填技术指南（试行）》《废弃井及长停井处置指南》（SY/T6646）、《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》（DZ/T0317）等相关要求。</p>	<p>本次环评要求建设单位在退役期对井场、计量站站场等、油气集输管线和道路进行生态修复。按照《废弃井封井回填技术指南（试行）》中的相关要求要求进行封井回填，按照《矿山生态环境保护与恢复治理技术规范（试行）》（HJ651-2013）、《废弃井封井回填技术指南》（试行）的相关要求，制定生态环境保护与恢复治理方案。</p>	符合

2.10.3 “三线一单”符合性分析

(1) 生态保护红线

项目区位于荒漠区，周围无世界文化和自然遗产地、自然保护区、国家公园、风景名胜区、饮用水水源保护区等；根据《关于印发克拉玛依市“三线一单”生态环境分区管控方案的通知》（新克政发〔2021〕49 号）可知，项目区位于乌尔禾区一般管控单元，单元编码为 ZH65020530003。综上所述本项目不涉及生态保护红线。

（2）环境质量底线

废气主要为油气开采、集输和处理过程中的非甲烷总烃和硫化氢无组织排放；油砂油联合处理站净化油罐、污油罐和柴油罐大小呼吸废气；燃煤供汽站有组织排放的锅炉烟气，SNCR+SCR 脱硝装置使用尿素过程中氨逃逸废气（与锅炉烟气一起排放），燃煤供汽站储煤棚和输煤系统无组织排放废气以及站渣罐、灰罐、消石灰粉罐有组织排放的废气。井场和站场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，新建油砂油联合处理站开展挥发性有机物泄漏检测与修复；对净化油罐和污油罐兼卸油缓冲罐呼吸阀外排尾气进行收集后，管输至油砂油联合处理站已建伴生气处理站管道，依托风城油田作业区伴生气脱硫装置进行处理；采用炉内“SNCR+SCR 脱硝+半干法炉外脱硫+尾部电袋复合除尘”处理后达标排放；加强 SNCR 脱硝装置检修维修；新建储煤棚采用“混凝土挡墙+轻钢结构+防风抑尘网”的形式。储煤棚柱间上部采用防风抑尘网封闭，下部设 3.5m 高钢筋砼挡墙，屋面封闭；渣罐顶设置复合除尘器；输煤系统多处爆灰点均设有布袋除尘器及无动力除尘器，用以减轻爆灰；除灰系统采用气力输送，灰罐上部设置复合式除尘器；消石灰粉罐上设置布袋除尘器，用于收集处理罐内含尘废气。废水主要为洗井废水、井下作业废液、油砂油联合处理站和供汽站工作人员产生的生活污水、油砂油联合处理站采出水处理部分软化水处理系统产生的高含盐废水、MVC 装置排放的浓缩盐水、油砂油联合处理站循环冷却水系统循环冷却废水、伴生气增压冷干系统含油废水、采出液处理部分水力冲砂系统水力冲砂废水、燃煤供汽站锅炉产生的锅炉排污水、燃煤锅炉检修排污水。洗井废水和井下作业废液由罐车拉运至新建油砂油联合处理站采出水处理系统处理，处理后出水水质满足《油田采出水用于注汽锅炉给水处理设计规范》（SY/T0097-2016）后用于注汽锅炉的水源，不外排；油砂油联合处理站循环冷却水系统循环冷却废水、伴生气增压冷干系统含油废水和燃煤

供汽站锅炉产生的锅炉排污水排至油砂油联合处理站采出水处理系统处理后，满足《油田采出水用于注汽锅炉给水处理设计规范》（SY/T0097-2016）后用于注汽锅炉的水源；油砂油联合处理站和供汽站工作人员产生的生活污水，分别排至各自站内 1 座 5m³ 的化粪池，经简易预处理后，自流进入 50m³ 生活污水池，污水定期由罐车拉运至乌尔禾区污水处理厂集中处理；高含盐废水、MVC 装置排放的浓缩盐水和燃煤锅炉检修排污水排至新建的 50 万方储水池进行自然蒸发处理。采出液处理部分水力冲砂系统水力冲砂废水排至油砂油联合处理站站外的事故池，上层污油回收污油进入污油处理装置进行处理，处理后污油含水小于 5%，采出水含油小于 4000mg/L，处理后的污油去净化油罐，处理后采出水去采出水处理系统处理，经处理达到《油田采出水用于注汽锅炉给水处理设计规范》（SY/T0097-2016）后用于新建注汽站燃煤锅炉供汽用水，处理后事故池底部的油泥及时交由具有相应危险废物处置资质的单位处置；噪声源主要为井下作业时各类机泵、设备运转噪声和巡检车辆等，采取相应措施后井场和站场边界昼夜噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中的 2 类区标准要求；双滤料过滤器废弃滤料、含油污泥和废脱硝催化剂均不在站内暂存，清理过程中直接交由具有相应危险废物处置资质的单位处置；废离子交换树脂更换后及时由生产厂家进行回收再生；供汽站燃煤锅炉炉渣和除尘灰依托克拉玛依快达百源环保科技发展有限公司一般工业固体废物填埋场填埋处理；生活垃圾依托乌尔禾区生活垃圾填埋场处理；事故状态下可回收的原油，回收至新建油砂油联合处理站采出液处理系统处理，无法回收的原油和受浸染的土壤为落地油，产生的落地油 100%回收。废润滑油、废润滑油油桶、含油废抹布劳保用品、双滤料过滤器废弃滤料、沾油废防渗材料和脱硝废催化剂交由有相应危险废物处置资质的单位回收处置。

综上所述，废气、噪声均可实现达标排放，废水和固体废物均得到妥善处置，符合环境质量底线的要求。

（3）资源利用上线

运营期消耗仅消耗煤炭、电能和新鲜水，用量相对较少，不会突破区域总量控制指标，符合资源上线要求。

（4）生态环境准入清单

①与《新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案》符合性分析

根据《新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案》，本项目属于“克奎乌-博州”片区，该片区管控要求为：1) 严格落实“奎-独-乌”联防联控区内有关法规政策要求，独山子区禁止新增重化工工业园区。全面执行大气污染物特别排放限值。强化与生产建设兵团第七师的联防联控，确保区域环境空气质量持续改善。2) 持续推进山区森林草原和准噶尔南缘防沙治沙区域的生态恢复治理工作。煤炭、石油、天然气开发单位应制定、实施生态环境保护和恢复治理方案，并向社会公布，接受社会监督。3) 强化油（气）资源开发区土壤环境污染综合整治。加强涉重金属行业污染防控与工业废物处理处置。”

本项目废气主要为油气开采、集输和处理过程中的非甲烷总烃和硫化氢无组织排放；油砂油联合处理站净化油罐、污油罐和柴油罐大小呼吸废气；燃煤供汽站有组织排放的锅炉烟气，SNCR+SCR 脱硝装置使用尿素过程中氨逃逸废气（与锅炉烟气一起排放），燃煤供汽站储煤棚和输煤系统无组织排放废气以及站渣罐、灰罐、消石灰粉罐有组织排放的废气。井场和站场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，新建油砂油联合处理站开展挥发性有机物泄漏检测与修复；对净化油罐和污油罐兼卸油缓冲罐呼吸阀外排尾气进行收集后，管输至油砂油联合处理站已建伴生气处理站管道，依托风城油田作业区伴生气脱硫装置进行处理；采用炉内“SNCR+SCR 脱硝+半干法炉外脱硫+尾部电袋复合除尘”处理后达标排放；加强 SNCR 脱硝装置检修维修；新建储煤棚采用“混凝土挡墙+轻钢结构+防风抑尘网”的形式。储煤棚柱间上部采用防风抑尘网封闭，下部设 3.5m 高钢筋砼挡墙，屋面封闭；渣罐顶设置复合除尘器；输煤系统多处爆灰点均设有布袋除尘器及无动力除尘器，用以减轻爆灰；除灰系统采用气力输送，灰罐上部设置复合式除尘器；消石灰粉罐上设置布袋除尘器，用于收集处理罐内含尘废气，最大限度的减少了各类废气的产生；项目资源能源消耗少，且能为区域经济发展提供助力，为民生用油气提供保障。符合自治区“三线一单”的总体管控要求。

②与《克拉玛依市“三线一单”生态环境分区管控方案及生态环境准入清单》的通知（新克政发〔2021〕49 号）符合性分析

根据《克拉玛依市“三线一单”生态环境分区管控方案及生态环境准入清单》

的通知（新克政发〔2021〕49 号）可知，本项目为一般管控单元，管控单元名称为乌尔禾区一般管控单元，单元编码为 ZH65020530003，项目建设符合一般管控单元管控要求，具体见表 2.10-10 和图 2.10-1。

表 2.10-10 本项目与克拉玛依市“三线一单”符合性分析一览表

环境管控单元名称及编码	“三线一单”要求		本项目采取的相关措施	符合性分析
一般管控单元 (ZH65020530003)	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。	本项目为陆地石油开采项目，产品为原油呵呵伴生气，不属于自治区《禁止、控制和限制危险化学品目录》中淘汰类、禁止类危险化学品化工项目；不属于《市场准入负面清单（2022 年版）》禁止准入类事项，不属于“高污染、高环境风险产品”的工业项目。本项目属于《产业结构调整指导目录》（2024 年本）中的鼓励类，建设符合自治区主体功能区规划、生态环境功能区划、生态环境保护规划等。本项目新建供汽站燃煤锅炉在运行过程中需使用煤炭，建设单位应按照要求实行煤炭消费减量替代。本项目新建 2 座 75t/h 的燃煤锅炉不在建成区；项目占地为其他草地，不占用永久基本农田和耕地。	符合
	污染物排放管控	1、执行克拉玛依市总体管控要求中污染物排放管控要求。 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。	本项目氮氧化物有组织排放量 86.06t/a，建议建设单位据此进行总量控制指标申请。本项目属于环境空气质量达标区，同时属于大气污染防治重点区域，废气排放污染物实行等量替代，替代方案由项目所在地克拉玛依市生态环境局根据市域各企业减排情况调配。 新建油砂油联合处理站应开展泄漏检测与修复工作，油砂油联合处理站火炬系统应采取回收排入火炬系统的液体，配套燃烧器、全自动高空点火装置、地面外传火焰点火器，以确保 VOCs 和伴生气能及时点燃并充分燃烧；净化油罐采用固定顶罐，对净化油罐和污油罐兼卸油缓冲罐呼吸阀外排尾气经抽气压缩机组增压至蒸汽/乙二醇换热器，换热后的伴生气经冷却、增压、冷干后至已建油砂油处理站已建伴生气处理站管道，最终依托风城作业区伴生气脱硫装置进行处理。 本工程采用炉内 SNCR+SCR 脱硝+半干法炉外脱硫+电袋复合除尘，锅炉烟气中颗粒物、	

		<p>二氧化硫、氮氧化物可以满足《关于部分供热及发电锅炉执行大气污染物排放标准有关问题的复函》及《关于印发〈全面实施燃煤电厂超低排放和节能改造工作方案〉的通知》（环发〔2015〕164号）中10mg/m³、35mg/m³、50mg/m³的浓度控制要求；汞及其化合物排放浓度可以满足《燃煤电厂烟气汞污染物排放标准》（DB65T3909-2016）表1中新建燃煤电厂汞及其化合物污染物排放限值（0.02mg/m³）要求。</p>	
环境风险防控	<p>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。</p>	<p>报告中对土壤环境提出了相应的保护措施；各类废水和固体废物均得到妥善处置，不会向土壤排放； 实施过程中的环境管理执行克拉玛依市城投油砂矿勘探有限责任公司已建立的健康、安全与环境管理体系（HSE 管理体系），项目建成后归属克拉玛依市城投油砂矿勘探有限责任公司管辖，该厂具备完善的应急管理体系，本项目建成后，应对其应急预案进行修编，将本项目纳入其应急预案。</p>	
资源利用效率	<p>1、执行克拉玛依市总体管控要求中资源开发利用要求。 2、执行克拉玛依市一般管控单元分类管控要求中资源开发利用的相应管控要求。</p>	<p>本项目为陆上石油开采项目，不涉及农业，不使用化肥、农药；本项目新建供汽站燃煤锅炉在运行过程中需使用煤炭，建设单位应按照规定要求实行煤炭消费减量替代。施工期新鲜水由罐车从乌尔禾城区拉运至项目区，运营期生产生活用清水水源为风城超稠油清水处理厂来水，不开采地下水。</p>	符合

图 2.10-1 本项目在克拉玛依市“三线一单”环境管控单元分类图中的位置

3 建设项目工程分析

3.1 区域位置及开发范围

3.1.1 区域位置

项目行政隶属新疆维吾尔自治区克拉玛依市乌尔禾区，项目区域位置见图 3.1-1。

3.1.2 开发范围

项目位于未进行过产能开发的新区块内，本次开发范围见图 3.1-2，拐点坐标见表 3.1-1。

表 3.1-1 开发范围拐点坐标一览表

序号	经纬度坐标	
	E	N
风重 007 区块		
1		
2		
3		
4		
5		
6		
重 5 区块		
1		
2		
3		
4		
5		
6		
7		

图 3.1-1 区域位置示意图

图 3.1-2 本次开发范围图

3.2 勘探开发历程

3.2.1 勘探开发概况

风城油砂勘探开发主要经历了四个阶段，具体如下：

(1) 第一阶段：油砂露头区地质综合研究阶段。

1992 年 5 月~1993 年 11 月，对风城油砂露头区进行野外地质调查，野外勘测面积 10km²，测量剖面 88 条，钻浅探井 10 口（重检 21 井等），进尺 476m，取心 70.14m，对风城油砂露头区的地层、构造、储层及油砂分布特征等有了比较全面的认识。

(2) 第二阶段：油砂勘探取得重要突破阶段。

2007~2008 年，在该区钻油砂孔 80 个，全孔取芯，发现两个油砂富集区，其中 1 号矿油砂厚度大、含油率高。风砂 51 孔进尺 259m，取心 259m，油砂总厚度 116.65m，其中白垩系油砂厚度为 74.85m，侏罗系油砂厚度为 41.80m，地面观察油砂疏松、含油饱满、含油率平均 11.3%。此外，风城超稠油油藏评价开发时，在油砂矿区域内完钻各类穿层井 72 口，并实施一个 SAGD 先导试验区（重 37 井区），面积 0.44km²，储量 208.8 万吨（7 对 SAGD 水平井和 1 口单水平井、26 口观察井）。

(3) 第三阶段：油砂矿精细勘探和开发试验阶段。

2012 年底，利用钻孔、钻井、化验分析等资料，详细查明了风城三个油砂矿体的边界、形态、产状、规模、矿石质量和品位，完成了油砂矿藏精细描述，建立了油砂有效厚度划分标准，落实 1 号油砂矿白垩系清水河组和侏罗系齐古组两套油砂层合计落实油砂油地质储量 1011.60×10⁴t，较落实油砂油地质储量 5615.80×10⁴t，表外油砂油地质储量 5076.85×10⁴t。

2013 年，在紧邻重 37 井区 SAGD 先导试验区的北部实施了 3 对 SAGD 水平井开发试验，动用面积 0.11km²，地质储量 42.4×10⁴t，目前平均单井日产油 19.0t/d，油气比 0.26，取得了较好的效果。

(4) 第四阶段：油砂矿工业化开发阶段。

2018 年，在风砂 73 井断块重 37SAGD 先导试验区西北部和东北部新完钻控制井 13 口（取心井 2 口），风砂孔 7 口，在齐古组油层实施 15 对 SAGD 水平井，标志着该区块正式投入工业化开发；白垩系清水河组因盖层和埋深问题一直未动用。截止 2022 年 12 月底，风砂 73 断块齐古组油藏已动用地质储量 $230.92 \times 10^4 \text{t}$ ，投产井数 15 对（10 对 SAGD 先导试验井和工业化试验井未计入）。

本次评价部署的风重 007 井断块和重 5 井断块，勘查程度低，油砂埋深大于 200m，适合钻井开采，通过地质综合分析认为具有一定的滚动勘探潜力。

3.2.2 地质构造

(1) 地层特征

风城 B 区内自下而上发育有石炭系、侏罗系和白垩系地层。侏罗系发育下统八道湾组、三工河组和上统齐古组地层，与上覆白垩系清水河组和下伏地层均为不整合接触。区内侏罗系齐古组自上而下可以分为 J_3q_2 层和 J_3q_3 ， J_3q_2 层进一步细分为 $J_3q_2^{2-1}$ 层、 $J_3q_2^{2-2}$ 层、 $J_3q_2^{2-3}$ 三个小层。每个小层均以下部的底砾岩、中部的砂岩和上部的泥岩组成，层系旋回界面清晰。

图 3.2-1 风城油砂矿 1 号矿地层综合柱状图

其中侏罗系齐古组 $J_3q_2^{2-1}$ 、 $J_3q_2^{2-2}$ 和 $J_3q_2^{2-3}$ 为本次开发目的层。

(2) 构造特征

风城 B 区内侏罗系齐古组整体构造形态为被断裂切割的东南倾单斜，地层倾角 $2^\circ \sim 5^\circ$ ，断裂附近倾角变陡。区内发育北东向和北西向两组断裂，边界断裂断距 10m~50m 之间，断裂发育具有继承性。其中风重 007 断块受重 32 井东及重 1 井北断裂控制，重 5 断块受重 1 井北断裂控制、重 1 井南断裂和重 55 井北断裂控制，断裂要素见表 3.2-1。风城 B 区油砂矿齐古组顶面构造见图 3.2-2。

表 3.2-1 风城 B 区油砂矿主要断裂要素表

断裂名称	断裂性质	断开层位	目的层断距 (m)	断裂产状		
				走向	倾向	倾角 (°)
重 32 井东断裂	逆	K、J、C	10~25	NW	NE	65~75
重 1 井北断裂	逆	K、J、P	20~40	E	S	70~80
重 1 井南断裂	逆	K、J、C	15~20	E	N	30~50
重 55 井北断裂	逆	K、J、C	15~20	ES	WN	30~50

图 3.2-2 风城 B 区油砂矿齐古组顶面构造图

侏罗系齐古组各小层构造特征较为相似，大体特征均为东南倾单斜，局部区域有微构造变化。J₃q₂层顶界构造海拔为-24m~150m，平均 63m。

风砂 72 井区齐古组顶面构造形态总体为一东南倾的单斜，地层受重 11 井北断裂、重 30 井断裂和乌兰林格断裂控制，断裂上盘地层不发育，全区构造形态稳定，起伏变化不明显。

3.2.3 储层特征

(1) 储层岩性及岩矿特征

风城 B 区侏罗系齐古组 J₃q₂²⁻¹ 和 J₃q₂²⁻² 储层岩性主要为细砂岩和中细砂岩为主，

含砾砂岩次之，厚度 2m~42.5m，平均 18.5m，占砂层总厚度的 78.5%。储层岩性主要成分以火山岩岩屑（55.3%）、石英（18.8%）、长石（12.3%）、变质岩岩屑（9.3%）为主，杂基主要为泥质（4.5%）和微量高岭石，胶结物以方解石为主（2.5%），含微量菱铁矿及黄铁矿，分选好~差，磨圆度以次棱角~次圆状为主，接触方式以点~线接触为主，胶结程度疏松~中等，胶结类型主要为孔隙~接触型。

侏罗系齐古组 $J_3q_2^{2-3}$ 储层砂岩主要成分以石英（40.3%）、火山岩岩屑（31.1%）、长石（14.6%）为主，杂基主要为泥质（0.1%）和高岭石（2.0%），胶结物以方解石为主（2.7%），含微量菱铁矿，分选好~差，磨圆度以次棱角~次圆状为主，接触方式以点~线接触为主，胶结程度疏松~中等，胶结类型以孔隙型为主。

（2）储集空间类型及结构特征

风城 B 区块侏罗系齐古组 $J_3q_2^{2-1}$ 和 $J_3q_2^{2-2}$ 储层根据铸体薄片分析资料，储集空间以原生粒间孔为主，其含量分布在 46%~98%之间，平均为 93.0%；剩余粒间孔次之，其含量分布在 5%~52%之间，平均为 3.0%，再次为粒内溶孔、粒模孔及晶间孔。粒间孔径一般 6.39 μm ~250.00 μm ，平均 86.89 μm ，目估面孔率 4.75%，孔喉配位数 0~3.0。

侏罗系齐古组 $J_3q_2^{2-3}$ 储层根据铸体薄片分析资料，储集空间以原生粒间孔为主，其含量分布在 50%~95%之间，平均为 92.0%；剩余粒间孔次之，其含量分布在 10%~50%之间，平均为 7.0%，再次为粒间溶孔（0.8%）、粒内溶孔及晶间孔。粒间孔径一般 25 μm ~200 μm ，平均 75 μm ，目估面孔率 17.65%，孔喉配位数 0~3.0。

（3）储层物性分析

风城 B 区块根据侏罗系齐古组 $J_3q_2^{2-1}+J_3q_2^{2-2}$ 储层孔隙度 4.00%~38.43%，平均 27.93%，中值 28.37%；油层孔隙度 22.97%~38.43%，平均 30.10%，中值 29.31%；储层渗透率 0.03mD~4370.00mD，平均 1223.94mD，中值 608.77mD；油层渗透率 100.83mD~4370.00mD，平均 1382.81mD，中值 688.98mD。齐古组 $J_3q_2^{2-3}$ 储层孔隙度 3.35%~38.40%，平均 24.40%，中值 27.08%；油层孔隙度 20.00%~38.40%，平均 30.16%，中值 29.00%；储层渗透率 0.04mD~4960.00mD，平均 1773.09mD，中值 931.99mD；油层渗透率 74.90mD~4960.00mD，平均 2236.83mD，中

值 1181.28mD。

(4) 储层分布特征

风重 007 断块侏罗系齐古组平面上连续油层厚度较大，厚度范围 17.8~33.4m，风重 007 井厚度最大，整体呈北厚南薄的趋势。与北部风砂 73 相似，东南部存在边底水，同时由于超稠油高密度、高粘度等物理性质，使其流动能力极差，造成同一断块内油水界面参差不齐。 $J_3q_2^{2-1}$ 在断块内厚度连续， Jq_2^{2-2} 局部变化较大，因沉积变化而不发育油层或在低部位发育水层。据油水的突变特征推测，区内可能发育横贯南西-北东向的一条断裂。 $J_3q_2^{2-1}+Jq_2^{2-2}$ 层连续油层顶底面构造形态显示为近南西-北东向的单斜构造。

图 3.2-3 风重 007 断块齐古组 $J_3q_2^{2-1}+J_3q_2^{2-2}$ 层连续油层厚度图

重 5 断块侏罗系齐古组油层受断裂及构造控制明显，局部受沉积相变化影响。 $J_3q_2^{2-1}$ 北部构造高部位含油，低部位油层尖灭或局部发育小规模底水，连续油层厚度在 2.1~19.8m 之间，平均 12.6m。连续油层厚度大于 10m 的区域主要集中在风重 050~风重 005 井区域，平均连续油层厚度 16.7m。连续油层顶底部构造基本为西北高、东

南低的缓倾单斜，变化稳定。 $J_3q_2^{2-2}$ 层油层发育，油层内部发育少量夹层，且在构造低部位局部发育底水（F5016），连续油层厚度在 2.6~27.2m 之间，平均 14.9m。连续油层厚度大于 10m 区域集中发育在风重 005-风砂 306 井区域，平均连续油层厚度 17.2m。连续油层顶底部构造东部表现为缓倾单斜，西部在风重 050 为局部高点。 $J_3q_2^{2-3}$ 层东西部均发育边底水，中部为纯油层（FZ051、FZ005），连续油层厚度在 2.7~23.7m，平均 13.9m。连续油层厚度大于 10m 的区域集中在风重 005-风砂 306-重 5 井区域，平均连续油层厚度 20.1m。连续油层顶底部构造基本为西北高、东南低的缓倾单斜，变化稳定。

图 3.2-4 重 5 断块齐古组 $J_3q_2^{2-1}$ 连续油层厚度图

图 3.2-5 重 5 断块齐古组 $J_3q_2^{2-2}$ 连续油层厚度图

图 3.2-6 重 5 断块齐古组 $J_3q_2^3$ 连续油层厚度图

3.2.4 油气藏流体性质

因本项目未进行试采，暂无采出液，相关物性参照周边区块。

(1) 采出液

SAGD 开采初期的采出液（循环预热阶段），受钻井和固井等因素的影响，悬浮物和矿化度含量高，含油量低。SAGD 循环预热前期混合液和中后期混合液中氯离子含量、钾钠离子含量、含油、含悬浮物等物性方面差别较大，中后期氯离子含量、钾钠离子含量显著减少。采出液基本物性参数见表 3.2-2。

表 3.2-2 SAGD 采出液基本物性一览表

分析项目	SAGD 循环预热阶段来液（循环初期）	SAGD 循环预热阶段来液（循环中后期）	SAGD 正常生产阶段采出液
pH 值	7.81	7.94	7.96
碳酸根 (mg/L)	0	0	0
碳酸氢根 (mg/L)	147.2	108.4	112.4
氢氧根 (mg/L)	0	0	0
钙离子 (mg/L)	22.7	20.3	18.4
镁离子 (mg/L)	10.3	8.4	6.5
氯离子 (mg/L)	2115.2	1114.8	955.8
硫酸根离子 (mg/L)	80.7	67.4	57.6
钾+钠离子 (mg/L)	1590.9	1806.3	655.6
矿化度 (mg/L)	3967	2075.2	1806.3
水型	碳酸氢钠	碳酸氢钠	碳酸氢钠
含油 (mg/L)	11415	114134	256321

悬浮物含量 (mg/L)	22500	11400	2750
-----------------	-------	-------	------

(2) 采出原油

风城 B 区油砂矿稠油具有凝固点高、粘度高，热敏感性高的特点。采出原油基本物性参数见表 3.2-3。

表 3.2-3 SAGD 开发区原油基本物性一览表

井号	F10306	F10306	F10313	F10328	风重 007	
密度 (g/cm ³)	0.9565	0.9663	0.9677	0.9887	0.9613	
含水 (%)	7.856	39.62	3.892	30.351	17.289	
酸值 (mgKOH/g)	4.72	5.10	4.24	2.26	7.06	
凝固点 (°C)	22.1	31.6	24.0	22.0	20.1	
含蜡%	0.88	0.63	0.68	0.60	1.00	
馏程初馏点 (°C)	147.6	209.2	92.6	-	209.7	
粘度 mPa·s	50°C	57385	58700	16900	26734	25300
	80°C	3250	3125	7600	1856	1800
	100°C	761.8	754.6	1548	500.9	417.2
	120°C	272.6	262.1	552.9	199.0	159.3
	150°C	78.5	78.2	123.5	63.1	51.8

(3) 伴生气

伴生气物性分析结果具体如下：

表 3.2-4 伴生气基本物性

组分名称	含量 (mol/mol), %	组分名称	含量 (mol/mol), %
甲烷	57.79	异戊烷	0.32
乙烷	0.84	正戊烷	0.23
丙烷	0.46	正己烷	0.10
异丁烷	0.14	氮气	0.40
正丁烷	0.14	二氧化碳	39.58
氧气	/	一氧化碳	0.00
计算分子量	27.90	真实密度, kg/m ³	1.1637
真实高位发热量 (kJ/m ³)	23770.17	真实相对密度	0.9661
真实低位发热量 (kJ/m ³)	19146.63	压缩因子	0.9967
硫化氢 (mg/m ³)	25000		

由上表可知，伴生气主要组分为甲烷、二氧化碳和氮气，其中甲烷含量 57.79%，二氧化碳含量 39.58%。伴生气平均硫化氢含量 25000mg/m³。

(4) 采出水

采出水基本物性参数见表 3.2-5。

表 3.2-5 SAGD 采出水基本物性一览表

分析项目	采出水
pH 值	7.81
碳酸根 (mg/L)	0
碳酸氢根 (mg/L)	147.2
氢氧根 (mg/L)	0
钙离子 (mg/L)	22.7
镁离子 (mg/L)	10.3
氯离子 (mg/L)	2115.2
硫酸根离子 (mg/L)	80.7
钾+钠离子 (mg/L)	1590.9
矿化度 (mg/L)	3967
水型	碳酸氢钠

3.2.5 油气资源类型

区内侏罗系齐古组油砂矿藏类型为岩性构造油砂矿藏，平面上由北西向东南油砂埋藏逐渐加深，风砂 007 断块和重 5 断块均为带边水的构造油藏。

3.3 建设项目概况

(1) 项目名称

克拉玛依市城投油砂矿勘探有限责任公司富城能源油砂矿 50 万吨/年产能开发工程。

(2) 建设单位

克拉玛依市城投油砂矿勘探有限责任公司。

(3) 项目性质

新建。

(4) 建设内容及产能规模

拟在风城 B 区油砂矿风重 007 井区和重 5 井区新部署控制井 27 口，SAGD 井组 43 对（86 口），钻井总进尺 $9.18 \times 10^4 \text{m}$ 。新建 SAGD 水平井热采井场 43 座，10 井式多通阀集油计量管汇 4 座，油砂油联合处理站 1 座，新建原油产能 $18.9 \times 10^4 \text{t/a}$ ；新建 $2 \times 75 \text{t/h}$ 燃煤注汽站 1 座；新建 35kV 变电所 1 座；新建 $50 \times 10^4 \text{m}^3$ 储水池 1 座，新建单井采油管线 10.67km，集油支线 3.64km，集油干线 7.75km，注汽管线 17km，清水供水管线 10.9km，清水软化水供水管线 1.2km，锅炉排污水管线 1.2km，MVC 浓水排水管线 4.6km，高含盐水排水管线 4.6km。配套建设自动化控制、通信、供配电、给排水、消防、采暖通风、道路等公用工程。

(5) 产品方案

新建原油产能 $18.9 \times 10^4 \text{t/a}$ 。本项目在风重 007 井区部署 14 口控制井，40 对 SAGD 井组，配套建设地面工程，本次新建产能 $18.9 \times 10^4 \text{t/a}$ 均位于风重 007 井区。在重 5 井区仅部署控制井和 3 对 SAGD 井的钻井工程，不配套建设 SAGD 井的地面工程，故不涉及产能。

(6) 劳动定员和工作制度

本项目新增劳动定员 182 人，年运行时间 8000h。

(7) 工程投资

项目总投资 39524.30 万元，环保投资约 2047 万元，占总投资的 5.18%。

建设内容包括主体工程、辅助工程、公用工程、储运工程、环保工程和依托工

程六个部分。

3.3.1 主体工程

3.3.1.1 油区建设内容

(1) 钻前工程

钻前工程主要包括井场、道路、放喷管线的建设。单井钻井井场占地 80m×60m。

(2) 钻井工程

①井号及井位坐标

1) 风重 007 井区

本次在风重 007 井区部署控制井 14 口，SADG 井 40 对（80 口），部署井号及井位坐标情况具体如下：

表 3.3-1 风重 007 井区拟部署井位情况

序号	井号	大地坐标（北京 54）		经纬度坐标		备注
		X	Y	N	E	
1	F7033					控制井
2	F7041					控制井
3	F7042					控制井
4	F7043					控制井
5	F7044					控制井
6	F7045					控制井
7	F7046					控制井
8	F7047					控制井
9	F7048					控制井
10	F7049					控制井
11	F7050					控制井
12	F7051					控制井
13	F7052					控制井
14	F7053					控制井
15	FHW7001I					注气井
16	FHW7001P					生产井
17	FHW7002I					注气井
18	FHW7002P					生产井
19	FHW7003I					注气井
20	FHW7003P					生产井

21	FHW7004I					注气井
22	FHW7004P					生产井
23	FHW7005I					注气井
24	FHW7005P					生产井
25	FHW7006I					注气井
26	FHW7006P					生产井
27	FHW7007I					注气井
28	FHW7007P					生产井
29	FHW7008I					注气井
30	FHW7008P					生产井
31	FHW7009I					注气井
32	FHW7009P					生产井
33	FHW7010I					注气井
34	FHW7010P					生产井
35	FHW7011I					注气井
36	FHW7011P					生产井
37	FHW7012I					注气井
38	FHW7012P					生产井
39	FHW7013I					注气井
40	FHW7013P					生产井
41	FHW7014I					注气井
42	FHW7014P					生产井
43	FHW7015I					注气井
44	FHW7015P					生产井
45	FHW7016I					注气井
46	FHW7016P					生产井
47	FHW7017I					注气井
48	FHW7017P					生产井
49	FHW7018AP					注气井
50	FHW7018AI					生产井
51	FHW7019I					注气井
52	FHW7019P					生产井
53	FHW7020I					注气井
54	FHW7020P					生产井
55	FHW7021I					注气井
56	FHW7021P					生产井
57	FHW7022I					注气井
58	FHW7022P					生产井
59	FHW7023I					注气井

60	FHW7023P					生产井
61	FHW7024I					注气井
62	FHW7024P					生产井
63	FHW7025I					注气井
64	FHW7025P					生产井
65	FHW7026I					注气井
66	FHW7026P					生产井
67	FHW7027I					注气井
68	FHW7027P					生产井
69	FHW7028P					注气井
70	FHW7028I					生产井
71	FHW7029I					注气井
72	FHW7029P					生产井
73	FHW7030I					注气井
74	FHW7030P					生产井
75	FHW7031P					注气井
76	FHW7031I					生产井
77	FHW7032I					注气井
78	FHW7032P					生产井
79	FHW7033I					注气井
80	FHW7033P					生产井
81	FHW7034I					注气井
82	FHW7034P					生产井
83	FHW7035I					注气井
84	FHW7035P					生产井
85	FHW7036I					注气井
86	FHW7036P					生产井
87	FHW7037I					注气井
88	FHW7037P					生产井
89	FHW7038I					注气井
90	FHW7038P					生产井
91	FHW7039I					注气井
92	FHW7039P					生产井
93	FHW7040I					注气井
94	FHW7040P					生产井

2) 重 5 断块

本次在重 5 断块部署控制井 13 口，SADG 井 3 对（6 口），部署井号及井位坐标情况具体如下：

表 3.3-2 重 5 井区拟部署井位情况

序号	井号	大地坐标（北京 54）		经纬度坐标		备注
		X	Y	N	E	
1	F50001					控制井
2	F50002					控制井
3	F50006					控制井
4	F50013					控制井
5	F50014					控制井
6	F50017					控制井
7	F50021					控制井
8	F50022					控制井
9	F50023					控制井
10	F50028					控制井
11	F50030					控制井
12	F50032					控制井
13	F50033					控制井
14	FHW52101I					注气井
15	FHW52101P					生产井
16	FHW52301I					注气井
17	FHW52301P					生产井
18	FHW52302I					注气井
19	FHW52302P					生产井

图 3.3-1 新部署控制井井位分布图

图 3.3-2 风重 007 井区新部署产能井井位分布图

图 3.3-3 重 5 井区新部署产能井井位分布图

②井身结构

控制井井身结构具体如下：

地质分层			底界垂深 (m)	厚度 (m)	井身结构示意图	
清水河组	一段	K ₁ q	K ₁ q ₃	234	<p>Φ 381mm 钻头 × 60m Φ 273.1mm 表套 × 60m 水泥浆返至地面</p> <p>Φ 241.3mm 钻头 × 374m Φ 177.8mm 油套 × 374m 水泥浆返至地面</p>	
			J ₃ q ₂ ¹	279		45
齐古组	二段	J ₃ q	J ₃ q ₂ ²⁻¹	300		21
			J ₃ q ₂ ²⁻²	317		17
			J ₃ q ₂ ²⁻³	344		27
			J ₃ q ₃	350		6
石炭系	三段	C	374 (未穿)	24		

图 3.3-4 控制井井身结构示意图

采油井的井身结构图具体如下：

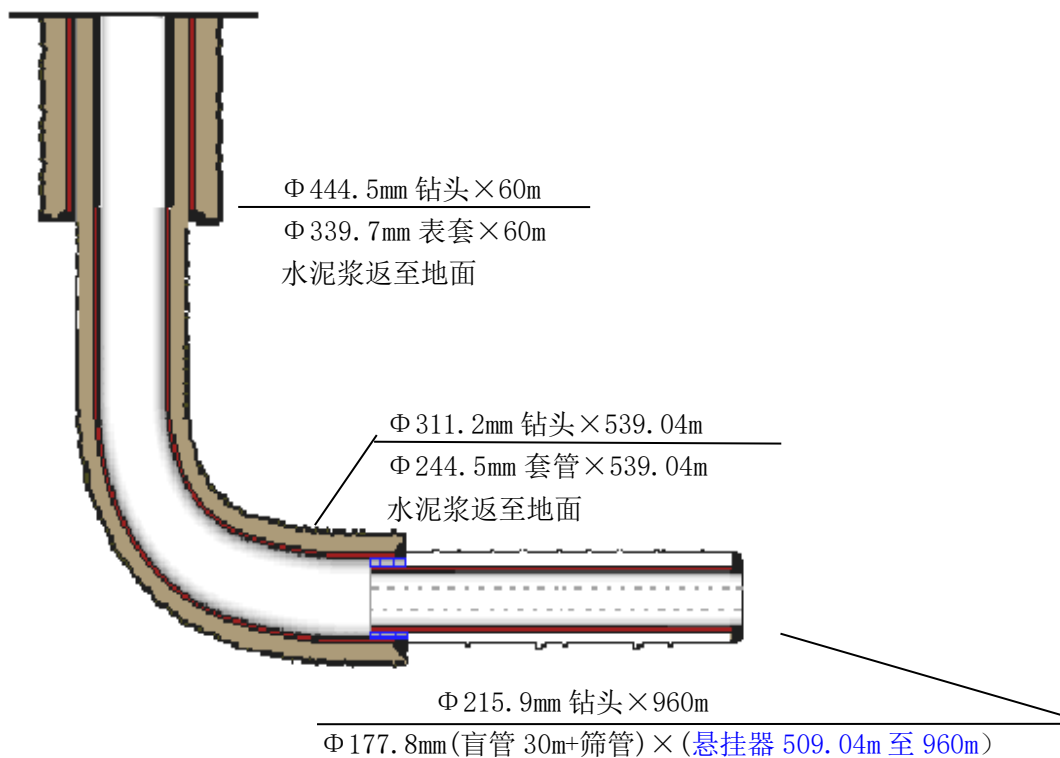


图 3.3-5 采油井井身结构示意图

注汽井的井身结构示意图具体如下：

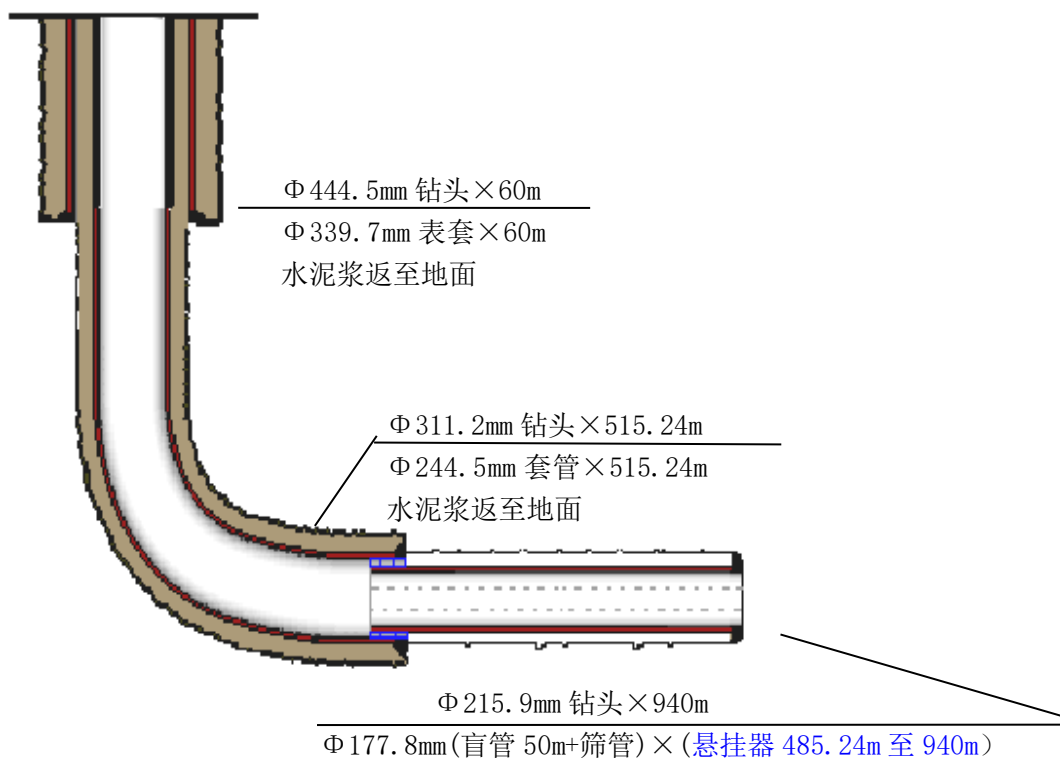


图 3.3-6 注汽井井身结构示意图

表 3.3-3 井身结构示意图

控制井（直井）						
开钻次序	井深 (m)	钻头尺寸 (mm)	套管尺寸 (mm)	套管下入地层层位	套管下入深度 (m)	设计说明
一开	60	Φ 381	Φ 273.1	K ₁ q ₃	60	采用 Φ 381mm 钻头钻至井深 60m，下入 Φ 273.1mm 表层套管，固井水泥浆返至地面。
二开	374	Φ 241.3	Φ 177.8	C	374	采用 Φ 241.3mm 钻头钻至设计完钻井深 374m，下入 Φ 177.8mm 油层套管，固井水泥浆返至地面。
采油井（水平井）						
开钻次序	井深 (m)	钻头尺寸 (mm)	套管尺寸 (mm)	套管下入地层层位	套管下入深度 (m)	设计说明
一开	60	Φ 444.5	Φ 339.7	K ₁ q ₁	60	一开采用 Φ 444.5mm 钻头钻至井深 60m，下入 Φ 339.7mm 表层套管，固井水泥浆返至地面。封隔地表松散易塌地层及水层，并为井口控制和后续安全钻井创造条件，SAGD 采油水平井要求预置井口校正装置。

二开	539.04	Φ 311.2	Φ 244.5	$J_3q_2^{2-1}$	539.04	二开采用 Φ311.2mm 钻头钻至水平段靶窗入口（井深 539.04m），下入 Φ244.5mm 技术套管，固井水泥浆返至地面，以利于三开下部地层安全钻进和完井作业。
三开	960	Φ 215.9	Φ 177.8	$J_3q_2^{2-1}$	960	三开使用 Φ215.9mm 钻头钻至设计水平段靶窗终点（井深 960m）完钻，悬挂 Φ177.8mm（盲管 30m+筛管）完井（悬挂器坐挂在井深 509.04m，与技术套管重叠 30m）。

注汽井

开钻次序	井深 (m)	钻头尺寸 (mm)	套管尺寸 (mm)	套管下入地层层位	套管下入深度 (m)	设计说明
一开	60	Φ 444.5	Φ 339.7	K_1q_1	60	一开采用 Φ444.5mm 钻头钻至井深 60m，下入 Φ339.7mm 表层套管，固井水泥浆返至地面。封隔地表松散易塌地层及水层，并为井口控制和后续安全钻井创造条件。
二开	515.24	Φ 311.2	Φ 244.5	$J_3q_2^{2-1}$	515.24	二开采用 Φ311.2mm 钻头钻至水平段靶窗入口（井深 515.24m），下入 Φ244.5mm 技术套管，固井水泥浆返至地面，以利于三开下部地层安全钻进和完井作业。
三开	940	Φ 215.9	Φ 177.8	$J_3q_2^{2-1}$	940	三开使用 Φ215.9mm 钻头钻至设计水平段靶窗终点（井深 940m）完钻，悬挂 Φ177.8mm（盲管 50m+筛管）完井（悬挂器坐挂在井深 485.24m，与技术套管重叠 30m）。

③钻井主要设备

表 3.3-4 钻井主要设备表

序号	名称	型号	载荷 (kN)	功率 (kW)	备注	
一	钻机	ZJ20	1350		净空高度 ≥3m	
二	井架	JJ170/41-K	1350			
三	提升系统	绞车	JC-20	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	F-1000		735		
		钻井液罐	13000×3000×2500			总容量≥40m ³	
		搅拌器	NJ-7.5			≥2 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		
八	固控系统	振动筛 1#	J1/A-2/E48-90F-3TA			1 套	
		振动筛 2#					
		除砂器	RCZ200		2.2	210m ³ /h	
		除泥器	RCZ200			200~250m ³ /h	
		离心机	LW450×842-N			40m ³ /h	
九	加重装置	加重漏斗				1 套	
		电动加重泵				1 套	
		气动下灰装置					
十	井控系统	二开、三开	或	单闸板防喷器	FZ35-21 或 FH28-14	1 套	
				快装防喷器			
			节流管汇	JG-21 (JG-14)			1 套
			压井管汇	YG-21 (YG-14)			1 套
			控制装置	FKQ3204			1 套
			除气器	ZCQ1/4			1 台
十一	仪器仪表	钻井参数仪表	多参数仪			1 套	
		测斜仪	单点、多点测斜仪			1 套	
十二	防硫设备	H ₂ S 监测仪	便携式			≥1 套	
		防爆排风扇				≥4 台	
十三		液压大钳				1 套	
十四		井场监控(钻台、井口、振动筛、加重漏斗、二层台、全井场)				1 套(储存量≥30d)	

④钻井液

钻井采用非磺化水基钻井液，一开均为坂土-CMC 钻井液体系，主要成分为坂土、Na₂CO₃、CMC（中）；二开和三开为钾盐聚合物钻井液体系，主要成分为坂土、

Na₂CO₃、NaOH、KCl、复配铵盐、润滑剂、堵漏剂和重晶石等。本项目水基钻井液用量 21336m³。

钻井液性能指标和钻井液用量见表 3.3-5。

表 3.3-5 钻井液体系及使用情况

钻井液体系	井型	井数（口）	开钻次序	单井钻井液平均用量（m ³ ）	钻井液总用量（m ³ ）
坂土-CMC 钻井液体系	控制井	27	一开	47	1269
聚合物钻井完井液体系			二开	60	1620
坂土-CMC 钻井液体系	采油井	43	一开	51	2193
聚合物钻井完井液体系			二开	88	3784
			三开	77	3311
坂土-CMC 钻井液体系	注汽井	43	一开	51	2193
聚合物钻井完井液体系			二开	85	3655
			三开	77	3311
合计					21336

⑤钻井周期

控制井单井钻井周期为 5 天，采油井单井钻井周期 12 天，注汽井单井钻井周期 13 天。单井钻井井场施工人数为 35 人。

⑥井场平面布置图

(3) 储层改造工程

储层改造包括射孔和压裂两个工序。射孔时利用专用设备和射孔枪，对套管和井壁进行射孔，建立地层与井筒之间的通道；压裂时用泵车将压裂液挤入油层，当把油层压出许多裂缝后加入支撑剂（如石英砂等），使其充填进裂缝，可有效提高油气层的渗透能力等操作。

储层改造是为了提高油气井产量而对储层采取的一系列工程技术措施的总称；主要包括射孔、压裂。本项目采油井和注汽井均需压裂，单井压裂液（包括压裂液和酸化压裂液）用量为 5980m³，86 口井合计用量 51.42×10⁴m³。射孔、压裂的主要设备见表 3.3-6。

表 3.3-6 射孔、压裂工艺主要设备一览表

阶段	设备名称	主要型号	数量（台/座）
储层改造	压裂车	2500 型	20
	混砂车	/	2
	仪表车	/	1
	砂罐车	/	4
	连续输砂撬	/	1
	柔性储水罐	200m ³	8
	地面储水池	800m ³	1
射孔	射孔车	/	1
	射孔工具车	/	1
	BOP 井口防喷器	105MPa	1
	防喷管	105MPa	1

3.3.3.2 油气集输及处理工程

(1) 开发方式及产能预测

①开发方式

本次采用注汽开发方式进行油砂油矿的开采。

②产能预测

产能预测具体如下：

表 3.3-7 风重 007 井区 SAGD 开发试验区预测指标表

序号	日注汽 (t/d)	日产液 (t/d)	日产 油 (t/d)	年注汽 (10 ⁴ t)	年产液 (10 ⁴ t)	年产油 (10 ⁴ t)	含水 率 (%)	油气 比	采注 比	采出程 度(%)
1	2520.0	2520.0	252.0	75.60	75.60	7.56	90.0	0.10	1.00	1.6
2	2940.0	3392.3	441.0	88.20	101.77	13.23	87.0	0.15	1.15	4.3
3	3375.0	3543.8	567.0	101.25	106.31	17.01	84.0	0.17	1.05	7.9
4	3500.0	3600.0	630.0	105.00	108.00	18.90	82.5	0.18	1.03	11.8
5	3500.0	3600.0	630.0	105.00	108.00	18.90	82.5	0.18	1.03	15.8
6	3579.5	3600.0	630.0	107.39	108.00	18.90	82.5	0.18	1.01	19.7
7	3620.7	3705.9	630.0	108.62	111.18	18.90	83.0	0.17	1.02	23.6
8	3620.7	3705.9	630.0	108.62	111.18	18.90	83.0	0.17	1.02	27.6
9	3588.6	3543.8	567.0	107.66	106.31	17.01	84.0	0.16	0.99	31.1
10	3549.3	3500.0	504.0	106.48	105.00	15.12	85.6	0.14	0.99	34.3
11	3445.3	3445.3	441.0	103.36	103.36	13.23	87.2	0.13	1.00	37.1
12	3412.5	3412.5	409.5	102.38	102.38	12.29	88.0	0.12	1.00	39.6
13	3321.8	3321.8	365.4	99.65	99.65	10.96	89.0	0.11	1.00	41.9
14	3150.0	3150.0	315.0	94.50	94.50	9.45	90.0	0.10	1.00	43.9
15	2756.3	2450.0	220.5	82.69	73.50	6.62	91.0	0.08	0.89	45.2
小计	3325.3	3366.1	482.2	1496.39	1514.74	216.97	85.7	0.14	1.01	45.2

(2) 井场建设

本工程部署 SAGD 井组井场采用橇装化井场。新建 43 座 SAGD 双水平井热采井场，内含 SAGD 井口注采管汇橇、注汽井口。井场内设置 8 型立式抽油机。

表 3.3-8 SAGD 双水平井主要设备一览表

序号	设备名称	规格尺寸	设备数量
1	SAGD 注汽井场	/	43 座
	以下为单座 SAGD 注汽井口安装内容：	/	/
(1)	SAGD 井口注采管汇橇	10.8MPa, 325℃	1 座
(2)	采油井阀门操作平台	(1300mm×1100mm×800mm)	1 座
(3)	注汽井阀门操作平台	(1500mm×900mm×1200mm)	1 座
(4)	锻制油嘴套（配丝堵）	DN65 16MPa	3 个
(5)	手动调节油嘴套	DN65 16MPa	1 个

SAGD 开发包括循环预热和正常生产两个阶段。

SAGD 循环预热阶段：采油井和注汽井均主管注汽，副管排液；注汽站来汽分成

两路，分别经过流量计及连锁电动阀进行计量调节后，为注汽井及采油井进行注汽。

SAGD 正常生产阶段：注汽井主、副管同时注汽，采油井采用主、副管同时采油。注汽站来汽，经过流量计及连锁电动阀进行计量调节后，为注汽井主管、副管同时注汽。采油井采用主、副管同时采油，其中采油井主管道设置自动调节油嘴套与套前压力连锁，实现井口压力控制，采油井副管管道、注汽井主、副管管道设置手动可调式油嘴，实现井口压力控制。

(3) 站场建设

① 计量站

新建 4 座 10 井式多通阀集油计量管汇站，单座站由 1 座 10 井式多通阀选通装置（DN100，P=2.5MPa，N=550W）、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 10 口油井。新建计量站均位于风重 007 井区，拟部署的 40 对产能井就近接入新建计量站和风重 007 井区附近的重 37 井区已建计量站。具体如下：

表 3.3-9 风重 007 井区新部署井进站情况

站号	井号	井数
风重 007-1#	FHW7021P、FHW7022P、FHW7023P、FHW7024P、 FHW7025P、FHW7026P、FHW7027P、FHW7028P、 FHW7029P、FHW7031P	10
风重 007-2#	FHW7030P、FHW7032P、FHW7033P、FHW7034P、 FHW7035P、FHW7036P、FHW7037P、FHW7038P、 FHW7039P、FHW7040P	10
风重 007-3#	FHW7013P、FHW7014P、FHW7015P、FHW7016P、 FHW7017P、FHW7018P、FHW7019P、FHW7020P	8
风重 007-4#	FHW7001P、FHW7002P、FHW7003P、FHW7004P、 FHW7006P、FHW7009P、FHW7011P、	7
重 37-5#	FHW7010P、FHW7012P	2
重 37-7#	FHW7005P、FHW7007P、FHW7008P	3

备注：重 37-5#和重 37-7#包含在《克拉玛依城投油砂矿勘探有限责任公司风城 1 号油砂矿产能提升工程项目》中，该项目于 2023 年 5 月 18 日取得了克拉玛依市生态环境局的批复，批复文号：克环函（2023）56 号，目前正在建设中。

② 油砂油联合处理站

在风重 007 井区北侧未布置采油井的空地布置新建油砂油联合处理站。站内新建 1 套采出液处理系统、1 套污油处理系统、1 套伴生气增压冷干系统、1 套原油储存装车系统和 1 套采出水处理系统。各处理系统设计处理规模具体如下：

表 3.3-10 油砂油联合处理站各处理系统设计规模情况表

序号	系统名称	数量	设计规模	备注
1	采出液处理系统	2 套	$50 \times 10^4 \text{t/a}$	采出液处理规模为 $50 \times 10^4 \text{t/a}$ ；对应处理原油 $18.9 \times 10^4 \text{t/a}$ 。2 套装置并列布置
2	污油处理系统	1 套	550t/d	处理后净化油 300t/d，综合含水为 45%
3	伴生气增压冷干系统	1 套	$20000 \text{Nm}^3/\text{d}$	在新建的油砂油联合处理站新建 1 套伴生气增压、冷干装置，处理后输至油砂油处理站已建伴生气处理站管道，最终依托风城作业区伴生气脱硫装置进行处理
4	采出水处理系统	1 套	$3100 \text{m}^3/\text{d}$	采出水综合处理规模 $3100 \text{m}^3/\text{d}$ ；深度处理产水规模为 $2700 \text{m}^3/\text{d}$ 。
5	原油储存装车系统	本次原油储存设置按照 30d 考虑，新建 $4 \times 7000 \text{m}^3$ 原油罐区；同时为满足原油集中装车需求，设置 6 车位装车台。		

1) 采出液处理系统

采出液处理系统主要包括蒸汽分离单元、采出液预脱水单元、热化学脱水单元、高温除油单元四个部分，具体如下：

※蒸汽分离单元

新建 1 座 $3.2 \text{m} \times 15 \text{m}$ 超稠油蒸汽处理器。超稠油蒸汽处理器采用传统的卧式两相分离器结构，根据饱和蒸汽特性，在容器内设置入口稳流装置、分离破泡装置和出气除液装置，确保汽（气）液充分分离。

※采出液预脱水单元

在原油脱水前，需增加预脱水流程，将以水相为主的 SAGD 采出液进行初步分离后，再进行脱水处理。

在采出液进预脱水分离器前设置预脱水药剂加药点。预处理分离器运行温度为 155°C ，运行压力 0.8MPa，预脱水药剂加药量为 200~300mg/L，预脱水分离器反应时间确定为 45min。设置 1 台 $3.6 \text{m} \times 20 \text{m}$ 的高温仰角式预脱水装置。

※热化学脱水单元

在采出液进热化学油水分离器前设置正相破乳剂加药点。热化学油水分离器运行温度为 155°C ，运行压力 0.7MPa，正相破乳剂加药量为 200~300mg/L，沉降停留

时间确定为 300min。需设置 1 台 4.2m×24m 的高温热化学脱水装置。

※高温除油单元

在 SAGD 新井投产初期，油水分离器分离出的采出水含油量波动较大（1000mg/L～20000mg/L），不满足采出水处理系统进水含油量要求（≤4000mg/L），本次设计压力除油器进行采出水预除油。

在采出水进压力除油器前设置反相破乳剂加药点。压力除油器运行温度为 155℃，运行压力 0.6MPa，反相破乳剂加药量为 100mg/L，停留时间确定为 20min。高温除油系统按照 SAGD 密闭处理站总规模一次建成，需要 1 台 3.2m×20m 的卧式压力除油器并联工作。

2) 采出液处理辅助系统

辅助系统包括：乙二醇循环冷却系统、掺稀释剂系统、破乳剂加药系统、补气泄压系统、水力冲砂系统、仪表风系统等。具体如下：

※乙二醇循环冷却系统

乙二醇循环主管道采用 DN400 管道，站区乙二醇管道总长 0.8km，乙二醇缓冲罐 2 座（D2.6×8.4m）；管道内乙二醇循环量为 82t。冷源控制采用总线集中供液、单台换热器分流调节流程，根据热源出口温度控制乙二醇进液量。建设乙二醇空冷器 4 座（32MW），并预留空地。

※稀释剂掺入系统

在蒸汽分离器和采出液换热器之间的管道上掺入稀释剂（柴油馏分），掺稀浓度为 10%（以净化油量核算）。在热化学分离器的进液管道上设置稀释剂（柴油馏分）备用掺入点，掺稀浓度为 15%（以净化油量核算），备用点主要是满足较大液量波动和油品性质变化情况下的提高各脱水装置的有效处理量；根据生产预测指标，脱水掺柴油量（5%～15%）核算，需掺柴油量 126～143.6m³/d，柴油掺入泵选用（Q=8m³/h，H=120mH₂O）离心泵，1 用 1 备。

※破乳剂加药系统

在采出液换热器和预脱水分离器之间的管道上加入预脱水剂，加药浓度为 300mg/L（以液量核算）；在预脱水分离器和热化学分离器之间的管道上加入正相破乳剂，加药浓度为 300mg/L（以液量核算）；在压力除油器的进液管道上加入反

相破乳剂，加药浓度为 100mg/L（以液量核算）；在循环预热采出液换热器和预脱水分离器之间的管道上加入净水剂，加药浓度为 300mg/L（以液量核算）；在预脱水分离器和热化学分离器之间的管道上加入老化油破乳剂，加药浓度为 2000mg/L（以液量核算）；在压力除油器的进液管道上加入絮凝剂，加药浓度为 600mg/L（以液量核算）。

※压力稳定（补气泄压）系统

装置需设置氮气补气和泄压放空系统。补气的工质为氮气，气源为新建制氮机，来气压力为 1000kPa，补气量为 25Nm³/min，满足脱水装置的同时补气要求（按出口流量 30000Nm³/d 核算）。泄气为安全放空系统。

※水力冲砂系统

预脱水分离器和热化学分离器均采用水力冲砂排砂，其液相停留时间较长，容器底部有砂固类聚集的可能性；在以上设备中设置在线水力冲砂排砂系统，包括每台容器内安装的驱砂器和公用的减压设备，可实现在不影响装置正常运行的前提下实现容器排砂清砂。

冲砂水由采出水处理系统提供；冲砂水经采出水处理系统提升泵（离心泵）升压后进入目标容器，由排砂口排出；排砂水的去向为采出水系统水处理站外事故池。冲砂水量为 100m³/h，压力不小于 1.2MPa。

※仪表风系统

采出液处理系统所有自动调节阀及远程开关阀均采用气动阀门。各类仪表阀门最大用风量约为 5.6Nm³/min。同时需满足制氮机供风需求。本次新建仪表风系统 1 套。其中包括空压机 2 台、微热吸附式干燥机橇 2 台、20m³空气储罐 2 座。空压机采用 1 用 1 备工作模式，微热吸附式干燥机橇 1 用 1 备。根据使用要求，压缩空气为脱水后的干空气，水露点要求-40℃。

3) 污油处理系统

新建老化油脱水装置 1 套（包含相变掺热装置、热化学沉降分离器、污油提升泵），装置处理能力为液量 550t/d。工艺辅助系统包括掺稀释剂（柴油）系统、老化油破乳剂加药系统、补气泄压系统、水力冲砂系统、仪表风系统等。

4) 伴生气增压冷干系统

新建伴生气增压冷干系统 1 套，设计处理规模 20000Nm³/d，伴生气来源于 SAGD 采出气（气量约 20000Nm³/d，硫化氢含量在 25000mg/m³）。

5) 采出水处理系统

采出水处理系统包括采出水前段处理系统、采出水软化系统、采出水深度脱盐处理系统，采用“重力除油沉降+气浮除油+化学软化除硅+两级过滤+竖管降膜蒸发”工艺进行处理，处理后的 90%净化水给锅炉供水，10%浓水排至 50 万方储水池，设计采出水综合处理规模 3100m³/d，深度脱盐处理产水规模为 2790m³/d。

※水质指标

净化水质指标需满足《油田采出水用于注汽锅炉给水处理设计规范》（SY/T0097-2016）后用于注汽锅炉的水源的相关水质标准，具体如下：

表 3.3-11 采出水处理系统净化水控制指标

名称	来水（净化水）设计指标	出水设计指标
水温（℃）	85~95	85~95
悬浮物（mg/L）	≤2	<1
含油（mg/L）	≤2	<1
矿化度（mg/L）	≤6000	≤50
硬度（mg/L）	≤0.1mg/L	≤0.1
SiO ₂ （mg/L）	≤50	≤10

※加药系统

配套 1 套加药系统。预计投加除油剂、混凝剂、絮凝剂、杀菌剂、浮选剂、NaOH、HCl、MgO、Na₂CO₃、高温阻垢剂等 10 种药剂。

表 3.3-12 药剂使用情况明细表

药剂项目	除油剂	混凝剂	絮凝剂	杀菌剂	浮选剂	NaOH	HCl	MgO	Na ₂ CO ₃	高温阻垢剂
加药量（mg/L）	40	40	1	150	40	400	150	350	350	40
投加方式	连续	连续	连续	冲击式	连续	间断	连续	连续	连续	连续
加药剂量（kg/d）	182.4	182.4	36.48	654	182.4	1824	684	1596	1596	182.4

6) 清水软化处理系统

采用的清水软化处理工艺技术采用钠离子交换软化工艺；采用药剂除氧，作为

启动锅炉用水。设计处理能力 $72\text{m}^3/\text{h}$ ，设计原水硬度： $\leq 300\text{mg}/\text{L}$ ；出水硬度： $< 0.1\text{mg}/\text{L}$ 。

7) 火炬系统

放空气包括伴生气脱水分离器分离出的伴生气和装置补气泄压单元的放空气两部分，气量约 $20000\text{Nm}^3/\text{d}$ ，硫化氢含量在 $25000\text{mg}/\text{m}^3$ ，采用火炬进行处理。放空气经火炬除液器橇除液后至放空火炬燃烧处理。火炬操作压力 $0.68\sim 0.98\text{MPa}$ ，操作温度 $65\sim 180^\circ\text{C}$ ，火炬筒体直径 DN200，火炬高度 25m，配套燃烧器、全自动高空点火装置、地面外传火焰点火器。

8) 两车位卸油台

设置两车位卸油台，设置卸油罐和卸车泵，本次不单独设置卸油缓冲罐，污油罐兼卸油缓冲罐。

9) 储罐外排气收集系统

对净化油罐和污油罐兼卸油缓冲罐呼吸阀外排尾气经抽气压缩机组增压至蒸汽/乙二醇换热器，换热后的伴生气经冷却、增压、冷干后至已建油砂油处理站已建伴生气处理站管道，最终依托风城作业区伴生气脱硫装置进行处理。

10) 站内主要构筑物情况

建筑单体主要有综合办公室、化验室、门卫室、乙二醇循环泵房、综合泵房、空氮站、加药间及库房，水罐操作间，消防泵房及配电室，车库、危废暂存点、地磅棚。结构的设计使用年限为 50 年，建筑耐火等级为二级。屋面防水等级为二级，共 11 栋建筑单体。具体如下：

表 3.3-13 油砂油联合处理站新建（构）筑物

序号	名称	平面尺寸 (长×宽) (m×m)	建筑面积(m^2)	层高(m)	耐火等级	结构类别
1	综合办公室	82.57×15.46	1281.63	3.9, 局部 4.5	二	框架
2	化验室	48.06×15.96	767.03	3.9	二	框架
3	门卫室	13×4.9	62.71	3.9	二	框架
4	乙二醇循环泵房	30.6×12.6	385.56	10.0	二	单层门式刚架
5	综合泵房 (装卸车泵)	32.1×14.6	468.66	4.5	二	单层门式刚架

	房)					
6	空氮站	18.0×9.6	172.80	4.5	二	单层门式刚架
7	加药间及库房	48.2×11.6	559.12	4.5	二	单层门式刚架
8	消防水罐及操作间	8.7×7.82	96.99	4.5	二	单层门式刚架
9	消防泵房及配电室	35.660×12.60	439.33	4.5	二	单层门式刚架
10	车库	10.0×6.0	65.22	3.9	二	单层门式刚架
11	危废暂存点	6.94×6.74	46.68	4.5	二	单层门式刚架
12	地磅棚	21.2×7.32	155.18	6.0	二	单层门式刚架
13	蒸发装置操作及设备间	9×30	620	6.0	二	框架
14	污泥脱水机房	15×18	608	9.7	二	框架
15	综合泵房	5.4×21	140.8	9.6	二	框架
16	加药间及药剂库房	5.4×45	294.4	9.6	二	框架
17	污水泵房	5.4×33	217.6	9.6	二	框架
18	树脂软化间	8.4×21	263.2	6.0	二	框架
19	过滤器操作间	6×18+12×6	217	6.0	二	框架
20	300m ³ 罐阀组间	/	70.4m ² /座 (4座)	4.2	二	框架
21	2000m ³ 罐阀组间	/	180m ² /座 (2座)	4.2	二	框架
22	污水、中和、 污油、污泥池	池体总尺寸：24m×15m×3.5m 其中污水池 8m×15m×3.5m 中和池 4m×15m×3.5m 污油池 4m×15m×3.5m 污泥池 8m×15m×3.5m，其中污水池 8m×15m×3.5m 中和池 4m×15m×3.5m 污油池 4m×15m×3.5m 污泥池 8m×15m×3.5m				C40 防渗钢筋混凝土现浇，480m ³ /座 内表面涂刷水泥基渗透结晶型涂料，厚度 1.5mm，面积 1200m ²
23	事故池		5000m ³			C40 防渗钢筋混凝土现浇，1200m ³ /座 内表面涂刷水泥基渗透结晶型涂料，厚度 1.5mm，面积 2500m ²

11) 站内主要设备情况

油砂油处理站新增主要设备详见表 3.3-14。具体如下：

表 3.3-14 油砂油联合站主要设备一览表

序号	设备名称	规格尺寸	设备数量
工艺部分			
采出液脱水系统			
1	蒸汽处理器	Φ3200mm×15000mm	2 台
2	采出液/乙二醇换热器	Q=5000kW	3 台
3	预脱水分离器	Φ3600mm×20000mm	2 台
4	热化学脱水分离器	Φ4200mm×24000mm	2 台
5	净化油/乙二醇换热器	Q=1000kW	2 台
6	除油器	Φ3200mm×20000mm	2 台
7	采出水/乙二醇换热器	Q=10MW	2 台
8	蒸汽/乙二醇换热器	Q=12.5MW	3 台
9	冷凝水缓冲分离器	Φ2200mm×8000mm	2 台
乙二醇循环系统			
10	乙二醇空冷器	Q=8MW	3 台
11	乙二醇缓冲罐	Φ2600mm×8400mm	2 台
12	乙二醇循环泵	Q=275m ³ /h H=60m	3 台
13	净化水/乙二醇换热器	Q=10MW	3 台
14	采暖水/乙二醇换热器	Q=1000kW	2 台
储罐及装卸车系统			
15	7000m ³ 净化油罐	D=26m H=14.86m	4 座
16	装车兼底水泵	Q=120m ³ /h H=60m	2 台
		Q=50m ³ /h H=60m	1 台
17	污油回收装置	Φ=1m H=1m	1 台
18	伴热顶部装车臂	鹤管管径: DN100	6 套
19	柴油卸车泵橇	Q=40m ³ /h H=60m	1 套
20	抽气压缩机组	Q=1.5Nm ³ /min	1 套
21	200kW 电磁加热器	Q=200kW	2 套
22	200m ³ 柴油罐(内浮顶)	D=6.58m H=6.4m	2 座
23	稀释剂提升泵	Q=8m ³ /h H=120m	2 台
24	卸油泵	Q=100m ³ /h H=60m	2 台
25	卸油罐	10m×3m×2m	1 座
污油处理系统			
26	热化学沉降分离器	Φ3200mm×20000mm	1 座
27	相变掺热装置	Q=1.0kW	2 座
28	200m ³ 污油罐(拱顶罐)	D=6.58m H=6.4m	2 座
29	污油提升泵	Q=18m ³ /h; H=120m	2 台
伴生气冷干压缩系统			
30	伴生气/清水软化水换热器	Q=35kW	2 台

31	伴生气脱水分离器橇	$\Phi 1600\text{mm} \times 6400\text{mm}$	1 台
32	伴生气压缩机	$Q=2 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$ $P=1.2\text{MPa}$	2 台
火炬系统			
33	火炬除液器橇	$\Phi 1600\text{mm} \times 6400\text{mm}$	1 台
公用系统			
34	放空火炬	DN200 H=25m	1 套
35	无油螺杆式空气压缩机	$Q=20\text{Nm}^3/\text{min}$ $P=1.0\text{MPa}$	2 台
36	储气罐	$P=1.05\text{MPa}$ $V=1.0\text{m}^3$	1 台
37	微热吸附式干燥机橇	$Q=20\text{Nm}^3/\text{min}$ $P=1.0\text{MPa}$	2 台
38	空气储罐	$P=1.05\text{MPa}$ $V=20\text{m}^3$	2 座
39	制氮机橇	$Q=2.75\text{m}^3/\text{min}$ $P=0.98\text{MPa}$	2 座
40	氮气储罐	$P=1.05\text{MPa}$ $V=20\text{m}^3$	2 座
41	预脱水剂加药橇	$Q=25\text{L}/\text{h}$ $P=1.6\text{MPa}$ $V=10\text{m}^3$	1 套
42	正相破乳剂加药橇	$Q=8\text{L}/\text{h}$ $P=1.6\text{MPa}$ $V=3\text{m}^3$	1 套
43	反相破乳剂加药橇	$Q=8\text{L}/\text{h}$ $P=1.6\text{MPa}$ $V=3\text{m}^3$	1 套
44	净水剂加药橇	$Q=12\text{L}/\text{h}$ $P=1.6\text{MPa}$ $V=2\text{m}^3$	1 套
45	老化油破乳剂加药橇	$Q=10-60\text{L}/\text{h}$ $P=1.6\text{MPa}$ $V=7\text{m}^3$	1 套
46	絮凝剂加药橇	$Q=20\text{L}/\text{h}$ $P=1.6\text{MPa}$ $V=4\text{m}^3$	1 套
消防及给排水部分			
47	潜污泵	$H=10\text{m}$, $Q=50\text{m}^3/\text{h}$	2 台
48	电动消防水泵	$Q=220\text{L}/\text{s}$ $H=70\text{m}$	1 台
49	柴拖消防水泵	$Q=220\text{L}/\text{s}$ $H=70\text{m}$	1 台
50	消防稳压装置	$Q=4\text{L}/\text{s}$ $H=80\text{m}$	1 座
51	消防水罐电加热器	25kW	4 套
52	气压变频给水装置	$Q=10\text{m}^3/\text{h}$ $H=30\text{m}$	2 台
热工部分			
53	供热循环水泵	$Q=61\text{m}^3/\text{h}$ $H=40\text{m}$	2 台
54	补水泵	$Q=4\text{m}^3/\text{h}$ $H=40\text{m}$	2 台
55	全自动钠离子交换器	LDZN-1 型	1 台
56	装配式不锈钢水箱	BZ-3 型 $V=3\text{m}^3$	1 座
暖通部分			
57	分体壁挂式空调	制冷量 $Q=3.5\text{kW}$	19 台
58	分体壁挂式空调	制冷量 $Q=4.0\text{kW}$	3 台
59	分体柜式空调	制冷量 $Q=6.8\text{kW}$	8 台
60	电暖器	电功率 $N=3.2\text{kW}$	9 台
61	电热空气幕	RM1512 型	3 台
62	玻璃钢通风器	ST-8-2 型	2 台
63	低噪声轴流风机	DT35-11 No3.15 型	1 台
64	电热风幕	DRM-2209D	2 台

65	防爆轴流风机	DBT35-11-No2.8	2 台
66	玻璃钢卫生通风器	ST 型	2 台
67	分体柜式空调	KFR-100LW/E Q _冷 =10.0kW Q _热 =11.2kW	8 台
68	分体柜式空调	KFR-35GW/K Q _冷 =3.2W Q _热 =3.85kW	2 台
69	轴流风机	BT35-11-No2.8 型	1 台
70	防爆轴流风机	DBT35-11-No3.15 型	4 台
71	防爆轴流风机	DBT35-11-No5.6 型	5 台
72	轴流风机	BT35-11-No3.55 型	4 台
73	低噪声轴流风机	DT35-11-No3.55 型	3 台
74	防爆轴流风机	DBT35-11-No3.55 型	5 台
75	电暖器	电功率 N=2.0kW	2 台

机修部分

76	防爆电动单梁起重机	5t	1 座
77	地磅	100t	1 座

采出水处理系统

序号	名称及规格	单位	数量	备注
一	工艺部分			
1	一次除油罐 2000m ³ φ 15.7m, H11.729m	座	2	单罐有效容积: 1700m ³ 单罐有效停留时间: 9.6h; 进口水质要求: 含油 ≤5000mg/L, 悬浮物含量 ≤1000mg/L 出口水质: 含油 ≤100mg/L, 悬浮物含量 ≤100mg/L
2	内置刮泥机 25kW	套	2	
3	二次沉降罐 2000m ³ φ 15.7m, H11.729m	座	1	有效容积: 1500m ³ 有效停留时间: 8.2h 进口水质要求: 含油 ≤100mg/L, 悬浮物含量 ≤100mg/L 出口水质: 含油 ≤20mg/L, 悬浮物含量 ≤20mg/L
4	内置刮泥机 25kW	套	1	
5	调储罐 2000m ³ φ 15.7m, H11.729m	座	1	/
6	内置刮泥机 25kW	套	1	/
7	提升泵 Q=190m ³ /h 扬程 H=20m, N=22.5kW	台	2	/
8	机械搅拌澄清装置处理量: 190m ³ /h N=15kW	套	2	单罐有效容积: 570m ³ 单罐有效停留时间: 3.0h 进口水质要求: 含油 ≤20mg/L, 悬浮物含量 ≤20mg/L, 硬度 ≤300mg/L, SiO ₂ ≤350mg/L 出口水质要求: 含油 ≤15mg/L, 悬浮物含量 ≤15mg/L, 硬度 ≤50mg/L, SiO ₂ ≤50mg/L

9	过滤缓冲罐 300m ³ φ 7.71m, H7.156m	座	2	1 座兼清水罐, 单罐有效储液高度 5.6m, 单罐有效容积: 260m ³ 单罐有效停留时间: 1.5h
10	过滤提升泵 Q=190m ³ /h 扬程 H=40m, N=45kW	台	2	/
11	全自动过滤撬块	套	1	单台反冲洗水量: 91m ³ 进口水质要求: 含油≤15mg/L, 悬浮物含量≤15mg/L 出口水质: 含油≤10mg/L, 悬浮物含量≤7mg/L
	含: 全自动双滤料过滤器 φ3.6m	台	4	
	全自动精细过滤器 φ3.6m	台	4	
	反冲洗泵 Q=600m ³ /h, H=40m, N=120kW	台	2	
	成套自带清洗剂加药、PLC、管汇			
12	软化缓冲罐 300m ³ φ 7.71m, H7.156m	座	1	/
13	软化提升泵 Q=190m ³ /h 扬程 H=40m, N=45kW	台	2	处理量: 190m ³ /h 分成 2 组, 单组处理量 95m ³ /h, 前期一组处理清水; 进口指标: 硬度≤50mg/L, 出口指标: 硬度≤0.1mg/L
14	全自动 Na 型弱酸树脂软化装置			进口指标: 硬度≤50mg/L, 出口指标: 硬度≤0.1mg/L, 分成 2 组, 单组处理量 95m ³ /h
1)	含: 全自动离子交换器 φ3.0m	座	4	2 座兼清水软化
2)	再生泵 Q=40m ³ /h, H=80m, N=22kW	台	2	/
3)	喷射器及配套酸碱储罐系统	套	1	/
15	蒸发缓冲罐 300m ³ φ 7.71m, H7.156m	座	1	尺寸 φ7.71m×7.156m, 有效储液高度 5.6m, 有效容积: 260m ³ , 有效停留时间: 1.5h
16	竖管降膜蒸发装置 (MVC 装置)	套	2	单套产水量: 57t/h
1)	装机功率 kW: 1332 (其中 380v 部分 232, 6kv 部分 1100) 运行电耗 kwh: 1000			新建蒸发装置 2 套 单套产水量: 57t/h; 蒸汽耗量 0.2t/h; (正常运行时压缩机的密封蒸汽用量约 0.03t/h) 循环冷却水消耗 320t/h; (循环利用) 进口指标: 含油≤5mg/L, 悬浮物含量≤5mg/L 硬度≤50mg/L, SiO ₂ ≤50mg/L 产水出口指标: 含油≤1mg/L, 悬浮物含量≤1mg/L, 硬度≤1mg/L, SiO ₂ ≤1mg/L 浓水出口指标: 含油≤50mg/L, 悬浮物含量≤50mg/L, 硬度≤50mg/L, SiO ₂ ≤50mg/L
17	产品水罐 300m ³ φ 7.71m, H7.156m	座	2	1 座兼清水软化罐

18	外输水泵 Q=114m ³ /h H=40m N=25kW	台	2	/
19	污油回收泵 Q=50m ³ /h, P=0.5MPa N=22kW	台	2	/
20	污泥提升泵 Q=50m ³ /h, P=0.5MPa N=22kW	台	2	/
21	污水回收泵 Q=50m ³ /h, P=0.5MPa N=22kW	台	2	/
22	污泥压滤装置, Q=50m ³ /h	套	2	/
23	加药装置 单套功率 N=4.5kW, 形成一个橇 块, PLC 控制, 变频	套	10	/
24	闭式冷却塔 200m ³ /h N=30kW	套	2	/
25	循环水泵 Q=400m ³ /h H=40m N=90kW	台	2	/
26	定压补水装置 V=15m ³ Q=5m ³ /h H=40m N=1.5kW	套	1	/
27	事故池回收水泵 Q=100m ³ /h, H=40m N=45kW	台	2	/
28	清水提升泵 Q=95m ³ /h 扬程 H=40m, N=22.5kW	台	2	/
29	软化水外输泵 Q=95m ³ /h 扬程 H=40m, N=22.5kW	台	2	/

12) 油砂油联合处理站平面布置

油砂油联合处理站平面布置图详见图 3.3-9。

图 3.3-9 油砂油联合处理站平面布置图

(4) 集输管线

本次新建管道采用地面架空敷设和埋地敷设两种。其中埋地敷设油区道路大开挖（D711×9/L245）12 处，顶管穿越（D830×9/L245）2 处。

①集油区管网

根据 SAGD 井组生产特性，循环预热阶段采出液含汽 50%，正常生产阶段采出液含汽 10%。集油区管网建设情况具体如下：

表 3.3-15 集油区管道规格表

序号	项目名称	管线规格 (mm)	长度 (km)	敷设方式	备注
1	单井至集油管汇站 (单井采油管线)	D114×5/20 无缝 钢管	10.67	地面敷设	/
2	管汇站至集油区集油干线 (集油支线)	D219×6/20 无缝 钢管(双线)	3.64	地面敷设	/
3	集油区至油砂油联合处理 站(集油干线)	D426×8/20 无缝 钢管	7.75	地面敷设	循环预热阶段
4	集油区至油砂油联合处理 站(集油干线)	D426×8/20 无缝 钢管		地面敷设	正生产阶段

单井采油管线、集油支、干线管道、采用地面敷设，随地形、道路形成管廊带，管道热补偿方式采用“Π”膨胀弯消除管道应力。

②油砂油联合处理站伴生气外输管线

新建 1 条 5.5km 的伴生气管线 DN100 2.5MPa 柔性复合管（II 型）：起点为新建油砂油联合处理站，终点为已建富城能源油砂油处理站已建伴生气处理站管道上，埋地保温敷设，埋深-2.0m。

③火炬供气管线

新建火炬供气管线 D60×4/20 1.0km，起点为油砂油联合处理站，终点为站外火炬系统，火炬引火气流量为 10~50Nm³/h。埋地不保温敷设至火炬。

④清水供水管线

新建清水供水主管线总长约 5km，DN250 玻璃钢管，埋地敷设，穿越巡检碎石路 9 次，大开挖穿越；穿越油田三级道路 1 次，顶管穿越。新建清水支线 5.9km，DN100 玻璃钢管，埋地敷设。起点为风城 2 号稠油联合站旁新建增压泵橇，终点为油区新建各个用水点及消防水罐供水。

⑤MVC 浓水排水、高含盐水排水管线

油砂油联合处理站 MVC 浓水排水、高含盐水排水管线起点为新建油砂油联合处理站，从站内内接出向南敷设，沿油区与新建集油干线并行敷设，至三岔口沿油区新建通行道路向东敷设，直至 50 万方储水池附近，管线总长约 4.6km。MVC 浓水排水、高含盐水排水管线同沟并行敷设，管中心间距不大于 1m，管线从新建外排含盐水、浓水管线输水能力均为 $100\text{m}^3/\text{h}$ ，DN200 钢管，穿越巡检碎石路 6 次，大开挖穿越。含盐水和 MVC 浓水输水管线沿线在管道隆起点设排气阀 2 处，低点设置放空 2 处。

⑥MVC 装置净化后的排水管线

新建 MVC 装置净化后的排水管线 1.2km，DN250 玻璃钢管，埋地敷设，主要为新建供汽站燃煤锅炉提供水源。起点为油砂油联合处理站 MVC 装置，终点为新建燃煤供汽站燃煤锅炉。

⑦清水软化水管线

新建清水软化水供水管线 1.2km，DN250 玻璃钢管，埋地敷设，主要为新建供汽站燃煤锅炉提供水源。起点为油砂油联合处理站清水软化水处理系统，终点为新建燃煤供汽站燃煤锅炉。

⑧锅炉排污水管线

新建供汽站燃煤锅炉排污水管线 1.2km，DN250 玻璃钢管，埋地敷设。起点为新建供汽站站外的排水池，终点为油砂油联合处理站采出水处理系统 MVC 装置前段。

⑨注汽管线

新建注汽管线 17km，其中注汽干线 15.1km，管径 $D114\times 10\sim D325\times 20$ ，注汽支线 1.9km，管径为 $D89\times 8$ ，均采用 20#无缝钢管，采用低支架架空敷设，架空高度 0.50m。注汽管线管径 $\geq \text{DN}200$ 热补偿采用旋转补偿器为主， $\text{DN}\leq 150$ 热补偿采用方形补偿器为主，自然补偿为辅。

本项目各类管线共穿越油田公路 1 处，碎石路 17 次。其中采用顶管方式穿越油田公路，采用大开挖穿越巡检碎石路。

3.3.2 辅助工程

3.3.2.1 供汽系统

在风重 007 井区西南侧新建 $2 \times 75\text{t/h}$ 燃煤注汽站 1 座，产品为蒸汽，年供汽量 $108 \times 10^4\text{t/a}$ 。站区占地面积 33861m^2 ，安装 2 台 75t/h 的燃煤注汽锅炉，配套建设上煤除灰、变配电、自控、通讯、道路、给排水、消防等系统。2 台燃煤锅炉一次建成，同时投产。每台锅炉建设一条主蒸汽管道，出站后并为 1 条注汽管道，最大输送流量为 140t/h 、干度为 100% 的蒸汽（过热 $10 \sim 30^\circ\text{C}$ ）。站场平面布置图具体如下：

(1) 总平面布置情况

新建燃煤注汽站站区占地面积 33861m^2 ，站区内主要建（构）筑物包括锅炉间、配电仪控楼、脱硫脱硝一体化除尘装置、引风机间、烟囱、集中供气站、卸煤间、输煤斜廊、转运站、综合库房、综合操作间、加药间、 $2 \times 1000\text{m}^3$ 水罐闸门间、室外排水池等组成。总平面布置图详见图 3.3-10。

图 3.3-10 燃煤供汽站总平面布置图

新建燃煤注汽站按照功能分为 3 个区：主生产区、辅助生产区、办公区。

主生产区主要建有锅炉房、电袋除尘器间、引风机间、烟囱、卸煤间、输煤斜廊、消石灰粉罐、灰罐、渣罐、集中供气站等；辅助生产区主要建有综合操作间、加药间；办公区主要为配电仪控楼、综合库房。站内建筑物见表 3.3-16，构筑物见表 3.3-17。

表 3.3-16 站区建筑物一览表

序号	名称	平面尺寸 (长 m×宽 m)	层高 (m)	室内外高差 (m)	建筑面积 (m ²)
1	配电仪控楼	55.6×23.65	5.1	0.6	2139.67
2	综合操作间	35.4×9.0	6.0	0.3	350.7
3	加药间	36.1×10.9	5.1	0.3	393.49
4	集中供气站	36.6×12.6	5.9	0.3	461.16
5	引风机间	31.35×8.1	10	0.3	269.6
6	综合库房	37.8×11.7	3.3 局部 5.1	0.3	344.79
7	应急泵房	15.9×9.0	4.2	0.3	232.75
8	门卫	9.2×5.0	3.6	0.3	47.42
9	外输泵房	7.05×7.5	3.9	0	224
10	转运站	13.8×8.3	4.5 局部 6.0	0.3	229.1
11	储煤棚	60×42	9	/	2520
12	一级输煤斜廊	29.4×6	/	/	178.2
13	二级输煤斜廊	101.5×6	/	/	627.6
14	1#拉紧装置间	6.5×3	4.0	0.3	21.8
15	2#拉紧装置间	6.5×3	3.5	0.3	21.8
16	采光室	8×4.5	5	0.9	43.9
17	大门	站区有 3 个大门，站区东侧、北侧和南侧分别设 1 个大门。站区围墙采用透视围墙，围墙高度 1.8m，全长 645m。			

表 3.3-17 站区构筑物一览表

序号	名称	轴线尺寸 (长×宽) m×m	建筑面积 (m ²)/数量	结构形式
1	一级输煤斜廊地下通廊	37.3×6	361.82	C40P8 钢筋混凝土廊道，壁厚 400mm，顶板厚 300mm，底板厚 600mm
2	80m 高烟囱	/	/	钢筋混凝土烟囱
3	1000m ³ 清水软化水罐和净化软化水罐基础	罐环墙基础外直径 11.65m	2 座	钢筋混凝土环墙式基础
4	电袋除尘器基础	1.6×1.6×3.5	16 个	钢筋混凝土独立柱基础
5	石灰石粉罐基础	1.6×1.6×3.5	4 个	钢筋混凝土独立柱基础
6	灰罐基础	1.6×1.6×3.5	8 个	钢筋混凝土独立柱基础
7	锅炉间基础			钢筋混凝土独立柱基础
8	渣罐基础	1.6×1.6×3.5	8 个	钢筋混凝土独立柱基础
9	一次风机基础	4.8×2.7×2.9	2 个	钢筋混凝土基础
10	二次风机基础	3.1×2.5×2.7	2 个	钢筋混凝土基础
11	排水池	16.0×10×4.0	1 座	

(2) 新建锅炉情况

锅炉型式：燃煤循环流化床汽包炉；锅炉容量：75t/h；锅炉额定蒸汽压力：14MPa；锅炉蒸汽温度：350℃；锅炉给水温度：104℃；锅炉排烟温度：140℃；锅炉效率：91%；排渣方式：固态排渣；钙硫比：2。燃煤锅炉房设置 1 根 80m 的排气筒，出口直径为 3.0m。

燃煤注汽锅炉布置在钢框架结构内。采用单锅筒、自然循环、平衡通风、绝热式旋风气固分离器、循环流化床燃烧方式。燃煤注汽锅炉启动采用床下天然气点火方式，床下布置有两只启动天然气点火装置。燃煤注汽锅炉燃烧系统主要包括燃烧室、点火系统、给煤系统、石灰石炉内脱硫系统（备用，仅在煤炭煤质中含硫量较高的情况下使用）、锅炉烟气净化系统、灰循环系统、除渣及排灰系统。每台锅炉设置 1 个原煤仓，煤仓的几何容积为 180m³，能满足锅炉最大负荷 15h 耗煤量的要求。煤仓采用钢结构，内衬耐磨材料。安装料位计连续监测，并设高低料位报警。为保证流化床物料正常循环，每台锅炉设有 5m³ 沙仓。

(2) 配套系统

① 锅炉燃烧系统

燃烧系统主要包括燃烧室、点火系统、给煤系统、石灰石粉炉内脱硫系统（备用，仅在煤炭煤质中含硫量较高的情况下使用）、锅炉烟气净化系统（SNCR+SCR 脱硝+半干法炉外脱硫+尾部电袋复合除尘）、灰循环系统、除渣及排灰系统。

②锅炉配风系统

锅炉燃烧系统采用两级配风，每台锅炉设有 1 台一次风机、1 台二次风机，2 台罗茨风机。锅炉采用平衡通风方式，压力平衡点设在炉膛出口，除尘器后设引风机，运行时便于控制、调节。引风机、一、二次风机设置联锁、停止报警，并在风管关键部分设置压力表。两个返料器用的流化风由高压罗茨风机提供。

③灰循环系统

炉膛、旋风分离器和返料器三大部件形成锅炉的灰循环系统，一次风从布置在布风板上的风帽进入炉膛底部的密相区，使炉膛内的物料流化，高温物料与煤粒充分混和，在密相区内完成燃烧过程。大颗粒物料被流化悬浮到一定高度后，沿炉膛四周水冷壁流回到底部的密相区，细小颗粒物料则被烟气携带离开炉膛，通过变截面的旋风分离器进口烟道时被提速后，高速切向进入旋风分离器的烟气在旋风分离器内高速旋转，受离心力的作用烟气中质量较大的固体粒子被抛向旋风分离器壁面，顺着壁面向下流入返料器，而质量较小的固体粒子随烟气经过旋风分离器顶部的中心筒，进入锅炉对流竖井。分离器采用先进成熟的旋风分离器技术，总分离效率可达 99%。

④化学加药系统

1) 加磷酸盐系统

水中的 HCO_3^- 离子浓度过高，进入锅炉后经蒸发浓缩，炉水碱度上升很快，造成金属碱脆另外 HCO_3^- 离子进入锅炉受热反应生成 CO_2 ，会使凝结水系统发生酸腐蚀。可通过锅炉给水加入磷酸盐进行调节。

选用一套加药装置，装置有二台磷酸盐电动溶液搅拌箱、三台磷酸盐柱塞计量泵，磷酸盐直接在溶液箱内配成 3~5% 溶液待用，溶药槽容积 1500L，计量泵流量 1000L/h， $H=1800\text{mH}_2\text{O}$ 。磷酸盐加至锅炉汽包。

2) 加丙酮肟系统

热力除氧器出水氧的含量 $< 0.015\text{mg/L}$ ，无法满足锅炉进水 0.007mg/L 的要

求，加入化学药剂进行辅助除氧满足锅炉给水要求，在除氧器出水中加入丙酮肟。选用一套加药装置，装置有二台丙酮肟电动溶液搅拌箱、两台丙酮肟柱塞计量泵，溶药槽容积 1000L，储药槽容积 1000L，计量泵流量 80L/h，H=100mH₂O。丙酮肟加至除氧器出水。

3) 加消泡剂系统

为抑制给水在锅炉锅筒中产生气泡，影响汽包安全运行，需向锅筒中加入消泡剂。选用一套加消泡剂装置，装置由 2 台搅拌溶液箱，3 台加药泵(2 用 1 备)以及系统管路、阀门、管件、表计等组成。消泡剂溶液箱容积 1.0m³，共 2 台，计量泵出口流量及压力：0~40L/h，压力 18MPa，共 3 台。

⑤清洁烟气再循环系统

设置清洁烟气再循环系统的目的保证脱硫塔内烟气的量，使脱硫塔内在一个稳定的工况下工作，保证脱硫效率，保证系统安全稳定的运行；另一方面烟气再循环，稀释进入脱硫塔内烟尘的浓度，保证烟气中二氧化硫更好的与消石灰反应，提高脱硫效率。

⑥物料再循环及排放系统

脱硫灰再循环可使系统脱硫率提高 10%~15%，同时烟气的再循环改善了传质传热条件，有利于雾粒干燥，从而改善延后了吸收塔壁结垢的时间。除尘器选用电袋复合除尘器，除尘器效率大于 99.99%，除尘后烟气浓度小于 5mg/Nm³。注汽站选用 2 台电袋除尘器，单台设计处理烟气量为 200000m³/h。

⑦锅炉汽水系统及辅助系统

锅炉汽水系统包括主蒸汽部分、锅炉给水部分、排污部分。

站外来掺混软化水供至注汽站内 1000m³ 掺混软化水罐，再由除氧器给水泵送至热力除氧器除氧。除氧合格后的水通过锅炉给水泵注入锅炉，在锅炉内加热成 14MPa 的过热蒸汽，然后通过注汽管网注入注汽井，每台锅炉出一根主蒸汽管线，分别供不同的用汽区域，2 台锅炉的主蒸汽管线在站外有连通管线。

⑧压缩空气系统

气力输灰系统、石灰石粉脱硫系统、除渣系统及仪表设备均需要供气，选用双螺杆风冷式空气压缩机 5 台，4 用 1 备，其中 4 台压缩机的额定气量为 23Nm³/min，

排气压力 1.0MPa，电机功率 132kW；1 台的额定排气量为 9Nm³/min，排气压力 1.0MPa，电机功率 55kW。设置 3m³稳压罐 3 个，设置空气干燥器 4 台，管路上设置过滤器，15m³储气罐 3 个，3m³储气罐 1 个。

⑨地磅房

站内设置 120t 数字式防爆汽车电子衡一台，配置撬装计量间一座，放置电脑、打印机、电脑桌等设备。

⑩烟气在线监测

供汽站安装 1 套烟气在线监测装置，测点分别位于脱硫塔前烟道、引风机前烟道、烟囱 31m 高处，分析设备安装在引风机间烟气分析室内。分析数据即可上传 DCS 系统，同时实现远传。

⑪输煤系统

输煤系统为炉前煤仓输煤系统，即将成品煤由储煤棚输送至炉前煤仓。输煤系统采用机械双路运煤，一用一备，也可同时运行。输送机械设备采用皮带输送机。输煤系统的设计出力为 90t/h。

⑫除灰、除渣系统

除渣系统采用机械单路输渣。主要输送机械设备采用振动输渣机及斗提机。输渣系统的设计出力为 20t/h。

除灰系统采用气力除灰，单路设计出力为 150m³/h。

⑬消石灰粉输送系统

消石灰采用罐车送至站内，气力输送至消石灰粉罐。新建消石灰粉罐 1 座，采用钢结构，直径Φ3.2m，有效容积为 50m³。

⑭石灰石粉输送系统

新建石灰石粉罐 1 座，采用钢结构，直径Φ6.3m，有效容积为 160m³，可储存石灰石粉约 192t，供两台锅炉约 10 天左右用量。

新建石灰石粉罐为锅炉烟气炉内脱硫提供石灰石粉，为备用流程，正常工艺流程中不运行，仅在当发现使用煤炭中硫含量过高的情况下，启用石灰石粉喷入炉内脱硫系统，通过石灰石粉喷入炉内脱硫+半干法消石灰炉外脱硫联合去除烟气中的二氧化硫，保证烟气中二氧化硫的达标排放。

(3) 储煤系统

燃煤均采用道路交通运输，汽车拉至注汽站的成品煤：粒径 $\leq 10\text{mm}$ ，含水率 $\leq 10\%$ 。存储量按照满足两台锅炉约 8d~10d 的消耗量考虑。

新建储煤棚结构形式采用“混凝土挡墙+轻钢结构+防风抑尘网”形式。储煤棚柱间上部采用防风抑尘网封闭，下部设 3.5m 高钢筋砼挡墙，屋面封闭。

储煤棚整体布置呈矩形，储料棚长为 60m，总宽为 42m，共两跨，每跨设置 5t 抓斗吊一台。一台主要用于上煤，一台主要用于堆煤，两跨之间主要用装载机进行堆砌。

站内主要新增主要设备具体如下：

表 3.3-18 燃煤供汽站新增设备一览表

序号	名称	规格	单位	数量
1	燃煤循环流化床锅炉	TG-75/14-M 型	台	2
2	锅炉辅机			
1)	一次风机	$Q=52100\text{m}^3/\text{h}$	台	2
2)	二次风机	$Q=49600\text{m}^3/\text{h}$	台	2
3)	引风机	$Q=170000\text{m}^3/\text{h}$,	台	2
4)	罗茨风机	$Q=9.58\text{m}^3/\text{min}$,	台	4
5)	消音器	/	套	4
6)	称重皮带给煤机	$0\sim 10\text{t}/\text{h}$, 3.5m N=11KW, 380V	套	1
7)	冷渣机	$0\sim 2\text{t}/\text{h}$, L=5000mm N=3kW, 380V	台	4
8)	蒸汽吹灰器系统	/	套	1
9)	炉前点火系统	/	套	1
3	汽水设备			
1)	大气式旋膜除氧器	$Q=90\text{t}/\text{h}$, $V=30\text{m}^3$	套	2
2)	给水泵	$Q=90\text{m}^3/\text{h}$	台	3
3)	疏水扩容器	$V=1.5\text{m}^3$	套	1
4)	疏水箱	$V=15\text{m}^3$	套	2
5)	疏水泵	$Q=30\text{m}^3/\text{h}$	台	2
6)	连排扩容器	$V=5.5\text{m}^3$ P=0.2MPa	套	2
7)	定排扩容器	DP-8 $V=8\text{m}^3$ P=0.15MPa	套	2
4	加药系统			
1)	加氨装置两箱三泵计量泵	$Q=40\text{L}/\text{h}$, H=1.5MPa	台	1
5	加磷酸盐系统			
1)	计量泵	$Q=40\text{L}/\text{h}$, H=18MPa	台	1

2)	自动取样器	/	套	2
3)	加丙酮肟两箱三泵计量泵	/	台	1
4)	加消泡剂	/	套	1
5)	水质分析化验仪	/	套	1
6)	反冲洗泵	Q=10m ³ /h, H=70mH ₂ O	台	2
6	烟风系统			
1)	一次风机	Q=52100m ³ /h	台	2
2)	二次风机	Q=49600m ³ /h	台	2
3)	罗茨风机	Q=9.58m ³ /min	台	4
4)	引风机	Q=170000m ³ /h	台	2
5)	烟气在线监测装置	/	套	1
6)	75t/h 循环流化床锅炉半干法脱硫除尘	/	套	2
7)	CEMS	/	套	5
6	综合操作间			
1)	工业水循环泵	Q=60m ³ /h	台	3
2)	闭式冷却塔	150m ³ /h	台	1
3)	除氧器给水泵	Q=80m ³ /h	台	3
4)	补水泵	Q=6.5m ³ /h	台	2
7	综合库房			
1)	煤质分析化验仪		套	1
2)	污水外输系统			
3)	卧式热水多级离心泵		台	2
7	卸煤间			
8	装载机	Q=5t	台	1
9	输煤系统			
1)	受煤斗	V=5m ³	台	2
2)	煤斗振打器	N=0.75kW	台	4
3)	往复式给煤机	输送量: 90t/h		
4)	1#皮带输送机	DT II 型; B=650mm;	台	2
5)	1#布袋除尘器	处理风量: 3000m ³ /h	台	2
6)	2#布袋除尘器	处理风量: 3000m ³ /h	台	2
7)	2#皮带输送机	DT II 型; B=650mm;	台	2
8)	3#皮带输送机	DT II 型; B=650mm;	台	2
9)	无动力除尘装置	N=2W 220V	套	6
10)	3#布袋除尘器	处理风量: 3000m ³ /h	台	2
11)	3#布袋除尘器	处理风量: 3000m ³ /h	台	4
10	除渣系统			
1)	振动输送机	输送量: 20t/h	台	1

2)	斗式提升机	输送量: 20t/h	台	2
3)	渣罐	座	1	
4)	除灰系统	/		
5)	灰罐	$\phi=8000\text{mm}$ $V=300\text{m}^3$	台	2
11	石灰石系统			
1)	石灰石罐	/	台	1
2)	布袋除尘器	/	台	1
3)	仓壁振打器	$N=0.4\text{kW}$	台	3
4)	旋转给料机	/	台	2
5)	喷射装置	/	套	2
12	集中供气系统			
1)	螺杆压缩机	$Q=23\text{m}^3/\text{min}$; $p=1.0\text{MPa}$	台	4
2)	螺杆压缩机	$Q=9\text{m}^3/\text{min}$; $p=1.0\text{MPa}$	台	1
13	地磅			
1)	地磅	120t 数字式防爆汽车电子衡	台	1

(4) 站内管线敷设情况

站区管线包括热工管线、给排水消防管线、天然气管线、压缩空气管线、电气电缆、仪表电缆、供热管线。其中热工管线包括：高压主蒸汽管线、加药管线、低压蒸汽管线、凝结水管线、工业水管线、锅炉给水管线、排污管线。

其中高压主蒸汽管线、给排水消防管线、天然气管线、压缩空气管线、供热管线、排污管线采用架空敷设方式，过消防道路采用桁架敷设，桁架架底高度 $\leq 4.5\text{m}$ ，主蒸汽管线采用低支架敷设，架底高度 0.5m ，其他管线架空高 2m 和 3m ；加药管线、低压蒸汽管线、凝结水管线、锅炉给水管线；电气电缆、仪表电缆、排水管线采用埋地敷设方式。

(5) 煤质资料

燃煤锅炉使用煤炭主要来源于徐矿集团新疆塔城铁煤能源有限公司和徐矿集团新疆赛尔能源有限公司。新建注汽站用煤量约 $19.2 \times 10^4\text{t/a}$ ，采用汽车运输，运输道路为 G217，运输距离为 $165 \sim 500\text{km}$ 。

本项目使用煤炭与风城燃煤注汽站使用的煤炭来源相同，风城燃煤注汽站煤炭品质表如表 3.3-19 所示。

表 3.3-19 煤炭品质表

煤质理化实验结果		
序号	项目名称	分析结果
1	分析日期	2022.03.18
2	样品名称	风城燃煤注汽站
3	收到基固定碳	46.82%
4	收到基全硫	0.39~0.8%
5	收到基碳	53.34%
6	收到基氢	2.59%
7	收到基氮	0.0045
8	收到基氧	0.1027
9	收到基F	38ug/g
10	干燥无灰基挥发分	35~55%
11	收到基水（全水分）	23.59
12	收到基高位发热量（MJ/kg）	20.19~25
13	收到基低位发热量（MJ/kg）	17~22

(6) 外部供汽

新建燃煤注汽站站外注汽管网，新建注汽管道约 5km。

(7) 燃煤注汽站公用工程

①给排水

新建燃煤注汽站清水用水主要为设备轴承冷却用水、主厂房、煤系统冲洗用水、灰、渣调湿用水以及生活、消防用水，用水水量合计为 12.2m³/h。

注汽锅炉主要用水水源为燃煤锅炉用 MVC 处理后的净化软化水、工业用清水软化水、生活及主厂房、煤系统冲洗及消防用水等。所需软化水均接自新建油砂油联合处理站，软化水消耗量为 165.75m³/h（132.6×10⁴t/a）。

注汽锅炉用水须满足《油田采出水用于注汽锅炉给水处理设计规范》（SY/T0097-2016），具体指标如下：

表 3.3-20 注汽锅炉用水指标

序号	锅炉类型	燃煤注汽锅炉
/	水质标准	设计指标
1	溶解氧(mg/L)	≤0.007
2	总碱度(mg/L)	≤2000

3	二氧化硅 (mg/L)	≤100
4	总铁 (mg/L)	≤0.05
5	总硬度 (mg/L)	≤0.05
6	悬浮物 (mg/L)	≤2
7	矿化度 (mg/L)	≤2000
8	pH	8.0~10.5
9	油和脂 (mg/L)	≤2

新建燃煤注汽站每台锅炉配一台连排扩容器，每台锅炉排污水排至站外排水池（L×B×H=16.0×10×4.0），管输至油砂油联合处理站水处理系统，处理后循环使用。

②供配电

电源引自拟建 35kV 变电站 10kV 出线侧，阻燃型交联聚乙烯电缆（2×ZA-YJV22-8.7/15kV 3×300）由变电所引出后改为架空线路（2×（3×LGJ-150/30）型钢芯铝绞线），至本次新建燃煤注汽站。本项目配置应急电源。在停电等事故状态下，用于工艺关键阀门的启闭。新建额定功率为 120kW 应急柴油发电机组一座。

③供气

新建燃煤注汽站点火阶段采用富城能源公司天然气槽车供应点火用天然气。

④道路

※站内道路：

燃煤锅炉注汽站道路（包含站区消防道路+站区简易道路+站区运煤车道路+运渣车站区场地+人行道）路线走向均满足总图平面布置要求。

站区消防道路、站区运煤车道路及运渣车站区场地和站区简易道路均按照按厂内支路标准设计，设计速度 15km/h。

其中站区消防道路采用水泥混凝土路面，站区运煤车道路及运渣车站区场地采用水泥混凝土路面，站区简易道路采用天然砂砾路面。

⑤仪表自动化

除尘、脱硫、脱硝采用集中 PLC 进行控制，控制信号最终上传至站区中控室。

3.3.3 公用工程

(1) 给排水

施工期给水主要为管道试压用水和混凝土养护用水；施工期用水由罐车从乌尔禾区拉运至用水场地。施工期排水主要为混凝土养护废水和管道试压废水，管道试压废水和混凝土养护废水的污染物主要为悬浮物，用于项目区的洒水抑尘。

运营期用水主要为燃煤供汽站生产设施用水、井下作业用水、油砂油联合处理站和供汽站工作人员生活用水、采出液处理系统配药用水、采出水处理系统配药用水（预留）、辅助生产用水等。

运营期生产生活用清水水源为风城超稠油清水处理厂来水，该水厂处理规模 $10 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，采用“机械搅拌混合+泥渣回流高密度澄清池+气水反冲滤池”处理工艺，出水分两路供水，其中一条输水管线供风城油田及乌尔禾区用水（前段净化水厂~乌尔禾：管径 DN800、长度 10.4km；后段乌尔禾~风城油田：管径 DN600、长度 13.5km），另一条输水管线供白碱滩区并解决沿线百口泉油田及六、九区油田等区域用水。该水厂向风城油田的供水量为 $4.6 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，DN600~DN800 供水管线于 2013 年 8 月开始向乌尔禾区、风城油田供水。目前风城油田日用清水量最大为 $15000 \text{m}^3/\text{d}$ ，剩余水量满足本项目生产生活用水需求。

生活用水供水流程：已建给水管线→新建增压泵橇→新建 DN200 清水主管线→新建 DN200/DN100 清水支管→油区新建各个用水点及消防水罐供水。新建清水管线输水能力 $200 \text{m}^3/\text{h}$ ，清水管线具体走向如下：主管线从风城 2 号稠油联合站外已建清水管线接出向西敷设至油区沥青路边，与已建至重 1 井区 DN400 软化水管线并行向北敷设，直至风重 007 井区，后端沿拟建油区道路敷设至新建油砂油联合处理站，主管线总长约 5km，DN250 玻璃钢管，埋地敷设，穿越巡检碎石路 9 次，大开挖穿越；穿越油田三级道路 1 次，顶管穿越。为便于检修，根据线路走向，清水输水管线沿线设置 3 处检修隔断阀门，并在管道隆起点设排气阀 3 处，低点设置放空 2 处。新建清水支线 5.9km，DN100 玻璃钢管，埋地敷设。

运营期排水主要为洗井废水、井下作业废液、油砂油联合处理站和供汽站工作人员产生的生活污水、油砂油联合处理站采出水处理部分软化水处理系统产生的高含盐废水、MVC 装置排放的浓缩盐水、油砂油联合处理站循环冷却水系统循环冷却废水、伴生气增压冷干系统含油废水；燃煤供汽站锅炉产生的锅炉排污水、燃煤锅炉检修排污水。其中洗井废水和井下作业废液由罐车拉运至新建油砂油联合处理站

采出水处理系统处理，处理后出水水质满足《油田采出水用于注汽锅炉给水处理设计规范》（SY/T0097-2016）后用于注汽锅炉的水源，不外排；油砂油联合处理站伴生气增压冷干系统含油废水、循环冷却水系统循环冷却废水、注汽站燃煤锅炉排污水和锅炉检修排污水排至油砂油联合处理站采出水处理系统处理后，满足《油田采出水用于注汽锅炉给水处理设计规范》（SY/T0097-2016）后用于注汽锅炉的水源，不外排；油砂油联合处理站和供汽站工作人员产生的生活污水，分别排至各自站内 1 座 5m³ 的化粪池，经简易预处理后，自流进入 50m³ 生活污水池，污水定期由罐车拉运至乌尔禾区污水处理厂集中处理；高含盐废水、MVC 装置排放的浓缩盐水和燃煤锅炉检修排污水排至新建的 50 万方储水池进行自然蒸发处理，采出液处理部分水力冲砂系统水力冲砂废水排至油砂油联合处理站站外的事故池，上层污油回收污油进入污油处理装置进行处理，处理后污油含水小于 5%，采出水含油小于 4000mg/L，处理后的污油去净化油罐，处理后采出水去采出水处理系统处理，经处理达到《油田采出水用于注汽锅炉给水处理设计规范》（SY/T0097-2016）后用于新建注汽站燃煤锅炉供汽用水，处理后事故池底部的油泥及时交由具有相应危险废物处置资质的单位处置。

（2）供热

新建油砂油联合处理站站区部分拟建建筑物均为节能建筑，总供暖建筑面积为 4216.50m²，总供暖负荷为 335.90kW，其中热水供暖负荷 330.9kW，电暖负荷 5kW。站区内热源由新建换热站提供，额定供热量为 0.55MW，额定供/回水温度 80/60℃。拟建供热管网采用架空和埋地相结合的敷设方式，供热主管道与工艺管道同管架架空敷设，保温采用复合硅酸盐毡，外包镀锌铁皮。去各供暖建筑供暖支线采用埋地敷设，管顶覆土深度 1.5m，埋地管线采用硬质聚氨酯泡沫塑料保温一体管，保护层采用高密度聚乙烯塑料。管网设计压力 0.6MPa，设计承压等级 PN1.6MPa。管线穿越公路时需加套管，过路套管选用 DN250、DN350 无缝钢管，且套管伸出路边 1.5m。

（3）供配电

集油区部分电源由拟建 35kV 变电站引出的 10kV 架空线路引接，新建架空线路采用 3×JL/G1A-95/20 型，线路分支处设柱上真空断路器和避雷器组。

本次油田开发区块采用单变压器带单井或管汇站的配电方式，单井设一座 10/0.4kV 杆架式变电站。杆架式变电站电源引自就近油区新建 10kV 架空线路。杆架式变电站低压侧设置低压无功补偿装置，补偿后功率因素不小于 0.8。

油砂油联合处理站设置 10kV 变配电橇 1 座。采用双回 10kV 线路供电，电源引自新建 35kV 变电站 10kV 侧不同母线段。采用架空线路的方式由变电站引至站内变配电室。0.4kV 侧每段设集中无功电容补偿，补偿后功率因数达 0.95 以上。

(4) 通风

配电间采用机械通风方式，正常通风气次数不小于 10 次/h，机械通风采用 DT35-11 型轴流风机，风机采用上排；卫生间采用卫生通风器，正常通风气次数不小于 10 次/h；门卫、消防水罐操作间采用自然通风；消防泵房内设置柴拖泵，散发气体为少量柴油气体，采用机械通风，风机采用 DBT35-11 型防爆轴流风机；换热间及生活给水间，采用机械通风方式，正常通风气次数不小于 8 次/h，机械通风采用 DT35-11 型轴流风机，风机采用上排；化验楼：油料间，散发气体为柴油气体，采用机械通风，墙体设有组织的机械排风系统。通风次数 12 次/h，采用 1/3 上排，2/3 下排的通风方式进行排风，风机采用 DBT35-11 型防爆轴流风机。配电间采用机械通风方式，正常通风气次数不小于 10 次/h，机械通风采用 DT35-11 型轴流风机，风机采用上排。水质化验操作室及原油化验操作室已接成品通风柜，本次采用机械通风方式，通风气次数 8 次/h，机械通风采用 DBT35-11 型防爆轴流风机，风机采用上排；空氮站设全面通风，换气次数 10 次/h，空压机共两台，一用一备，自带风机，单台排风量 8400m³/h，采用镀锌铁皮风管连接排除室外。加药间主要含有甲醇、乙醇可燃有毒气体，比空气重。采用机械通风与自然通风结合的方式，通风次数 16 次/h，采用 1/3 上排，2/3 下排的通风方式进行排风，风机均选用 DBT35-11 型防爆轴流风机，室内设气体检测报警装置，以上轴流风机防爆且连锁。并设置防爆轴流风机组用于通风补风。

(5) 道路

本次路线设计共分为 3 个区域进行设计，为重 007 井区集油区道路、油砂油联合处理站道路和燃煤注汽站道路，具体如下：

表 3.3-21 路线设计一览表

序号	道路段落	建设范围	数量 (m/m ²)	道路等级	备注
1	风重 007 井区	集油区道路	5693.961	油田次干道	沥青/天然砂砾路面
		燃煤注气站道路	1300	油田次干道	沥青/天然砂砾路面
2	油砂油联合处理站	站外道路	1024.885	油田次干道	沥青路面
		站内道路	2075.82	厂内支道	水泥混凝土路面
		地磅道路及装车厂区	195.69	厂内支道	水泥混凝土路面
		人行道	700	/	铺砌路面

①集油区道路及燃煤注气站道路

路基宽度 8.5m，路面宽 7.0m，行车道两侧设置 0.75m×2 宽的砂砾土加固路肩，挖方段路基两侧侧设 0.4m 宽、0.4m 高，边坡为 1:1 梯形边沟。

具体路面结构型式：集油区及燃煤注气站道路 K0+000~K0+500 选用沥青混凝土路面，结构为 5cm 中粒式沥青混凝土面层+1cm 下封层+透层+32cm 水泥稳定砂砾（4.5%）基层+25cm 天然砂砾底基层；其余路段为：25cm 厚天然砂砾+土路基。

②油砂油联合处理站站内道路及人行道

站内道路路基宽度 5.0m，行车道宽度 4.0m，两侧土路肩 2×0.5m。路面型式采用水泥混凝土路面：22cm 厚 C30 水泥混凝土路面+18cm 厚级配砾石基层+20cm 厚天然砂砾底基层+路基，路基两侧设 50cm 宽路肩，采用 25cm 厚天然砂砾加固，基层比面层、底基层比基层宽出 30cm。站内道路两侧边沿设 C30 水泥混凝土立缘石。

站内道路人行道宽 1.0m，人行道结构采用 6cm 厚预制混凝土彩色（灰色）方砖（防滑）+3cm 厚 1:2 水泥砂浆找平层+8cm 厚 C15 混凝土+15cm 厚天然砂砾。

③油砂油联合处理站站外道路

路基宽度 8.5m，路面宽 7.0m，行车道两侧设置 0.75m×2 宽的砂砾土加固路肩，挖方段路基两侧设 0.4m 宽、0.4m 高，边坡为 1:1 梯形边沟。选用沥青混凝土路面，结构为 5cm 中粒式沥青混凝土面层+1cm 下封层+透层+32cm 水泥稳定砂砾（4.5%）基层+25cm 天然砂砾底基层。

④油砂油联合处理站地磅道路

路面型式采用水泥混凝土路面：26cm 厚 C40 水泥混凝土路面+20cm 厚级配砾石基层+20cm 厚天然砂砾底基层+路基，路基两侧设 50cm 宽路肩，采用 15cm 厚天然

砂砾加固。

筑路材料天然砂砾从夏子街料场拉运，沥青从克拉玛依市拉运，路面用碎石从克拉玛依后山料场拉运，其余材料从克拉玛依市乌尔禾区拉运。

(6) 通信

通信部分包括语音通信系统、计算机网络系统、火灾报警系统、应急通信系统及外部光缆线路的敷设。新建油砂油联合处理站设置中控室（15.6m×14.5m），中控室机柜间布置工业电视及视频安防监控系统以及通讯机柜；中控室操作间布置工业电视及视频安防监控系统操作站及工程师站，IP 广播话筒、一键报警按钮、大屏幕显示器及管理操作站等。在门卫设置视频安防监控终端及 IP 广播话筒、一键报警按钮。

(7) 防腐

保温管道外壁：采用漆酚硅耐高温液体防腐涂料，二道底漆，三道面漆，防腐层干膜厚度 $\geq 150 \mu\text{m}$ ；埋地管道保温层：采用 100mm 厚憎水型复合硅酸盐瓦，保温层外防护层采用弹性聚氨酯涂料加玻璃布的复合结构，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 $\geq 0.4\text{mm}$ ；非金属管道钢接头外壁：弹性聚氨酯防腐漆底漆-面漆-面漆、玻璃布、面漆-面漆、玻璃布、面漆-面漆，防腐层干膜厚度 $\geq 0.6\text{mm}$ ；管道防腐、保温、防护层补口结构同管体。（介质温度 $< 80^\circ\text{C}$ ）内壁防腐层：采用无溶剂环氧涂料，涂敷二道，防腐层干膜厚度 $\geq 300 \mu\text{m}$ 。管道（介质温度 $< 80^\circ\text{C}$ ）外壁防腐层：采用无溶剂环氧涂料，涂敷三道，防腐层干膜厚度 $\geq 400 \mu\text{m}$ 。管道（介质温度 $\geq 80^\circ\text{C}$ ）内壁防腐层：防腐层采用酚醛改性环氧涂料二道底漆二道面漆，防腐层厚度 $\geq 300 \mu\text{m}$ 。管道（介质温度 $\geq 80^\circ\text{C}$ ）外壁防腐层：防腐层采用酚醛改性环氧涂料二道底漆三道面漆，防腐层厚度 $\geq 400 \mu\text{m}$ 。

压力容器：设备内壁及保温层下外壁（介质温度 $> 80^\circ\text{C}$ ）防腐层：采用酚醛环氧涂料做防腐层，二道底漆，二道面漆，防腐层干膜厚度 $\geq 300 \mu\text{m}$ 。设备内壁及保温层下外壁（介质温度 $\leq 80^\circ\text{C}$ ）防腐层：采用无溶剂环氧涂料，涂敷二道，防腐层干膜厚度 $\geq 300 \mu\text{m}$ 。不保温层下外壁及梯子平台等不保温外附件：二道环氧富锌底漆（ $60 \mu\text{m}$ ）-二道环氧云铁中间漆（ $100 \mu\text{m}$ ）-二道交联氟碳面漆（ $80 \mu\text{m}$ ），防腐

层干膜厚度 $\geq 240 \mu\text{m}$ 。

7000m³ 内浮顶净化原油罐：储罐外壁保温层下：采用酚醛环氧涂料，二道底漆，二道面漆，防腐层干膜厚度 $\geq 300 \mu\text{m}$ 。罐底板外壁：采用无机富锌涂料涂敷二道（100 μm ）-酚醛环氧涂料涂敷三道（200 μm ），防腐层干膜厚度 $\geq 300 \mu\text{m}$ 。储罐内直壁油水界面（2m）以下及罐底板内壁：采用酚醛环氧涂料做防腐层，二道底漆，二道面漆，防腐层干膜厚度 $\geq 300 \mu\text{m}$ 。储罐内直壁油水界面（2m）以上：采用酚醛环氧导电涂料做防腐层，二道底漆，二道面漆，防腐层干膜厚度 $\geq 300 \mu\text{m}$ 。储罐罐顶内壁：采用酚醛环氧涂料，二道底漆，二道面漆，防腐层干膜厚度 $\geq 300 \mu\text{m}$ 。梯子平台等不保温外附件：二道环氧富锌底漆（60 μm ）-二道环氧云铁中间漆（100 μm ）-二道交联氟碳面漆（80 μm ），防腐层干膜厚度 $\geq 240 \mu\text{m}$ 。

200m³ 内浮顶柴油罐：储罐外壁保温层下：采用无溶剂环氧涂料，涂敷二道，防腐层干膜厚度 $\geq 300 \mu\text{m}$ 。储罐内壁、罐底板内壁、罐顶内壁防腐层：采用无溶剂环氧导电涂料，涂敷二道，防腐层干膜厚度 $\geq 300 \mu\text{m}$ 。罐底外壁：采用无机富锌涂料涂敷二道（100 μm ）-无溶剂环氧煤沥青涂敷二道（300 μm ），防腐层干膜厚度 $\geq 400 \mu\text{m}$ 。梯子平台等不保温外附件：二道环氧富锌底漆（60 μm ）-二道环氧云铁中间漆（100 μm ）-二道交联氟碳面漆（80 μm ），防腐层干膜厚度 $\geq 240 \mu\text{m}$ 。

200m³ 污油罐：污油罐外壁保温层下：采用无溶剂环氧涂料，无气喷涂二道，防腐层干膜厚度 $\geq 300 \mu\text{m}$ 。污油罐内壁防腐层：采用无溶剂环氧涂料，无气喷涂二道，防腐层干膜厚度 $\geq 300 \mu\text{m}$ 。污油罐罐底板外壁：采用无机富锌涂料涂敷二道（100 μm ）-无溶剂环氧涂料涂敷二道（200 μm ），防腐层干膜厚度 $\geq 300 \mu\text{m}$ 。污油罐外附件及操作平台外壁：采用二道环氧富锌底漆（60 μm ）-二道环氧云铁中间漆（100 μm ）-二道交联氟碳涂料（80 μm ），防腐层干膜厚度 $\geq 240 \mu\text{m}$ 。

3.3.4 环保工程

(1) 50 万方储水池防渗工程

整个储水池进行防渗处理。本项目采用拟采用 1.5mmHDPE 土工膜进行防渗。同时配套新建地下水监测井 5 口，用来监测储水池的防渗工程的有效性。用于储存燃煤供汽站锅炉检修排污水、采出水处理部分软化水处理系统高含盐废水和 MVC 装置浓缩盐水的自然蒸发处理。

(2) 供汽站燃煤锅炉烟气净化系统

本项目供汽站燃煤锅炉烟气采用“SNCR+SCR 脱硝+半干法炉外脱硫+尾部电袋复合除尘”进行净化处理，烟气中颗粒物、二氧化硫、氮氧化物均满足《火电厂大气污染物排放标准》（GB13223-2011）及《关于印发〈全面实施燃煤电厂超低排放和节能改造工作方案〉的通知》（环发〔2015〕164 号）的要求，汞及其化合物满足《燃煤电厂烟气汞污染物排放标准》（DB65T3909-2016）相关标准要求，烟气黑度满足《火电厂大气污染物排放标准》（GB13223-2011）相关标准要求。

(3) 供汽站储煤棚、渣罐、灰罐、消石灰粉罐有组织及输煤系统无组织排放颗粒物收集处理系统

供汽站新建储煤棚采用“混凝土挡墙+轻钢结构+防风抑尘网”的形式。储煤棚柱间上部采用防风抑尘网封闭，下部设 3.5m 高钢筋砼挡墙，屋面封闭；渣罐顶设置复合除尘器；输煤系统多处爆灰点均设有布袋除尘器及无动力除尘器，用以减轻爆灰；除灰系统采用气力输送，灰罐上部的复合式除尘器处理工艺产生的含尘废气；消石灰粉罐上设置布袋除尘器，用于收集处理罐内含尘废气。

(4) 危废暂存点

油砂油联合处理站新建 1 座危废暂存点，尺寸 6.94m×6.74m，总建筑面积 46.68m²，用于暂存站内产生的各种危险废物。单层钢结构门式刚架，刚架梁、柱 Q235B 级钢制作，柱下独基，设基础拉梁，C35 混凝土、HPB300 及 HRB400 级钢筋，四面砖墙围护厚 370mm 高 3.0mMU10 多孔砖，M7.5 水泥砂浆抹面。设计储存周期 7 天。危废暂存点设置可燃气体及有毒气体（H₂S）浓度检测、报警仪。分区储存危险废物，定期委托具有相应危险废物处置资质的单位处置。

(5) 事故池

在油砂油联合处理站南侧设置 1 座事故池，有效容积 5000m³。采用钢筋混凝土结构。事故池主要用于收集非正常工况下，采出液处理系统水力冲砂系统产生的水力冲砂废水以及事故状态下的泄漏的原油和消防废水。

(6) 净化油罐、污油罐、净化油装车系统废气回收

油砂油联合处理站设置有，均为固定顶罐。为防止储罐在运营过程中大小呼吸排放的非甲烷总烃和硫化氢。净化油罐和污油罐均设置氮封系统+尾气回收系统。

净化油罐、污油罐设计压力为-1.0~5.0kPa，并设置氮封阀、呼吸阀和紧急泄放阀。氮封阀设定压力为 0.5kPa，当储罐低于 0.5kPa 开始补气，达到 0.5kPa 停止补气；当储罐压力低于-0.35kPa，呼吸阀开启进行进气；当储罐压力高于 2.5kPa，呼吸阀开启进行排气，进入尾气抽气回收系统进行回收。当储罐压力持续高于 3.5kPa，紧急泄放阀开启排气。

为减少净化油装车过程中废气的排放，净化油装车系统设置也尾气回收系统。净化油装车采用自带液位检测和锁紧装车的鹤臂装置，装车时，对装车口进行锁紧，打开挥发气管道阀门，外排气自压进入回收系统。装车结束后，关闭挥发气管道阀门，打开锁紧装置，完成装车。

本项目将净化油装车和净化油罐、污油罐抽气回收系统合建，设置一套 1.5Nm³/min 抽气压缩机组，尾气经压缩机组（含冷却、分离、增压、冷却、分离过程）增压后至伴生气冷却分离器橇，再次增压、冷干脱水后至风城油田作业区伴生气处理站进行处理。

3.3.5 储运工程

(1) 油砂油联合处理站

新建 4 座 7000m³ 净化油罐、3 台装车兼底水泵、3 座双鹤位汽车装载平台及鹤管、1 座 60m³ 卸油罐、1 座柴油卸车撬、2 座 200m³ 柴油罐、2 台稀释剂提升泵、2 座柴油一级分配橇、2 座 200m³ 污油罐，设置 6 车位装车台。

① 储存系统

新建油砂油联合处理站各类储罐情况具体如下：

表 3.3-22 油砂油联合站储罐及装卸车系统情况表

序号	项目名称				
	容器名称	储罐及装卸车系统			
		60m ³ 卸油罐	7000m ³ 净化油罐	200m ³ 柴油罐	200m ³ 污油罐
1	工作介质	原油	净化原油	柴油	含水污油
2	设计压力 (MPa)	常压	常压	常压	正压 1；负压 0.5
3	设计温度 (°C)	115	99	60	110
4	容器类别	方形储罐	钢制拱顶储罐	钢制内浮顶储罐	钢制拱顶储罐
5	立式或卧式	方形	储罐立式	储罐立式	储罐立式

6	几何尺寸壁厚 (mm)	10000×3000×2000	Φ26000×14860	Φ6580×6400	Φ6580×6400
7	数量 (座)	1	4	2	2
8	有效容积 (m ³)	60	7097 (储存时间 30d)	185	185
9	设计最高液位 (mm)	/	13374	5440	5440
10	保温面积 (m ²)	82	1346	148	189
11	罐体配套设施	钢制方形储罐，主要设进、出油管口、人孔、清扫孔、通气孔、加热盘管以及液位控制装置等。	设备采用钢制自支撑式拱顶储罐，主要设进、出油管口、氮气进出口、人孔、清扫孔、透光孔、呼吸阀孔、安全阀孔、加热盘管、量油孔装置、温度仪表装置以及液位控制装置等。	设备采用钢制自支撑式内浮顶储罐，主要设进、出油管、人孔、清扫孔、带芯人孔、透光孔、通气孔、全接液式不锈钢内浮盘（含密封等附件）、导波管密封套、量油孔装置、温度仪表装置以及液位控制装置等。	设备采用钢制自支撑式拱顶储罐，主要设进、出油管、人孔、清扫孔、透光孔、呼吸阀孔、加热盘管、温度仪表装置以及液位控制装置等。

备注：60m³卸油罐仅作为净化油装车系统出现故障时，临时存放装车系统残留的净化油使用。

②装卸及运输系统

装卸及运输系统设置装卸车泵房 1 座，位于采出液处理系统部分的综合泵房内，内设 3t 电动葫芦。

双鹤位汽车装载平台及鹤管：撬装设备，规格：DN200，1 套 2 个鹤管。装车总量 743.3~1500m³/d，拉油时间按 8h/d，罐车拉运量按 30m³/车，每天拉运为 10 车次/8h，装完一辆车按 40min，新建 6 车位装车鹤管。装车鹤管采用定量装车系统控制装车量和装车速度。

(2) 燃煤供汽站

站内新建 1 座储煤棚，采用混凝土挡墙+轻钢结构+防风抑尘网的形式。储煤棚柱间上部采用防风抑尘网封闭，下部设 3.5m 高钢筋砼挡墙，屋面封闭。储煤棚整体布置呈矩形，储料棚长为 60m，总宽为 42m，高 9m，共两跨，每跨设置 5t 抓斗吊一台。一台主要用于上煤，一台主要用于堆煤，两跨之间主要用装载机进行堆砌。拟建储煤棚设置自动灭火系统和室内消火栓。

新建渣罐 1 座，采用钢结构，直径 Φ8m，有效容积为 300m³，可储存渣 420t，

满足两台锅炉设计排渣量约 8~9 天贮存量。渣罐顶设置复合除尘器。锥形出料斗设置壁振器；下部设置散装机装车。

新建灰罐 2 座，直径 $\Phi 8\text{m}$ ，有效容积 300m^3 ，可储存灰约 540t，满足两台锅炉设计飞灰量的 4~5 天贮存量。本次除灰系统采用气力除灰，单路设计出力为 $150\text{m}^3/\text{h}$ ，管径选择 DN100，每台除尘器对应有三个灰斗，每个灰斗对应一台仓泵，仓泵容积均为 1m^3 。

新建消石灰粉罐 2 座，直径 $\Phi 3.2\text{m}$ ，有效容积 50m^3 。罐顶设置布袋除尘器，布袋除尘器配套有排气筒，消石灰粉罐高 6.2m，罐顶 8.2m，除尘器排口高度 15m，排气筒内经约 1m。每套脱硫一体化装置配套 1 座。

新建石灰石粉罐 1 座，采用钢结构，直径 $\Phi 6.3\text{m}$ ，有效容积为 160m^3 ，可储存石灰石粉约 192t。罐顶设置布袋除尘器，布袋除尘器配套有排气筒，排气筒高度 16.5m，内径 0.35m。（新建石灰石粉罐为锅炉烟气炉内脱硫提供石灰石粉，为备用流程，正常工艺流程中不运行，仅在当发现使用煤炭中硫含量过高的情况下，启用石灰石粉喷入炉内脱硫系统，通过石灰石粉喷入炉内脱硫+半干法消石灰炉外脱硫联合去除烟气中的二氧化硫，保证烟气中二氧化硫的达标排放）。

（3）50 万方储水池

在本项目油区开发区以外新建 $50 \times 10^4\text{m}^3$ 储存池 1 座。新建存储池面积 $20 \times 10^4\text{m}^2$ ，在存储池四周修建挡水堤，挡水堤总长度 2000m，生产废水存储池面积约 $33.6 \times 10^4\text{m}^2$ 。

①结构形式

水池边坡采用如下结构形式：原土整平压实+100mm 厚细沙（土）找平层+复合土工膜（二布一膜）+100mm 厚细沙（土）找平层+200mm 厚砂砾石土垫层+30mm 水泥砂浆找平层+100mm 厚 C25 预制混凝土；

池底结构形式为：原土整平压实+100mm 厚细沙（土）保护层+复合土工膜（二布一膜）+500mm 厚砂砾石垫层+100mm 厚细沙（土）保护层+400mm 厚原土填筑。

复合土工膜采用二布一膜结构，重量 $900\text{g}/\text{m}^2$ ，基布采用针刺短纤维土工布 $200\text{g}/\text{m}^2$ ，膜材采用高密度聚乙烯膜（HDPE），厚度 0.5 mm。水池边坡伸缩缝结构形式采用高压闭孔板+聚氨酯砂浆填缝防渗。

图 3.3-11 50 万方储水池平面布置图

图 3.3-12 存储池挡水堤断面图

②防浪墙

设计防浪墙顶宽 400mm，高度 1000mm，基础高度 500mm，底宽 700mm，采用 C25 现浇混凝土结构，每 5m 设一个伸缩缝，伸缩缝内填高压闭孔板及聚氨酯砂浆。

③监测井

新建监测井 5 口。

表 3.3-23 存储池（50 万方）主要工程量表

序号	工程项目	单位	数量
1	C25 混凝土边坡（预制混凝土板） F200厚度 100mm	m ³	3360
2	C25 现浇混凝土防浪墙 F200	m ³	1750
3	砂砾石土垫层	m ³	9240
4	1:3 水泥砂浆找平层 δ=30mm	m ³	1100
5	池底原土开挖	m ³	115200
6	池底原土回填	m ³	78320
7	1.5mm 厚环保用双糙面高密度聚乙烯土工膜	m ²	32000
8	1.5mm 厚普通高密度聚乙烯土工膜	m ²	200850
9	短纤针刺非织造土工布 200g/m ²	m ²	25085
10	高压闭孔板	m ³	36.25
11	聚氨酯砂浆	m ³	14.5
12	D219×7 无缝钢管	m	360
13	闸阀 Z41H-16C DN200 PN1.6MPa	个	3
14	矩形钢筋混凝土闸门井 2500×2500（H）×3450mm	座	2

15	监测井	口	5
16	场地填方	m ³	112171.00
17	场地挖方	m ³	113093.00
18	外运余土	m ³	37872.00

3.3.6 工程组成

建设内容包括主体工程、辅助工程、公用工程、储运工程、依托工程和环保工程六个部分，工程组成汇总见表 3.3-24。

表 3.3-24 工程组成一览表

类别	具体内容		
主体工程	钻前工程	钻前工程包括井场平整、铺垫、钻机基础、探临道路等建设，及设备进场；共部署 113 口井，其中控制井 27 口，SAGD 井 43 对（采油井 43 口，注汽井 43 口）。本次新建 43 座采油井场、控制井场 27 座，探临道路 21000m。	
	钻井工程	新钻 113 口井，合计钻井进尺为 9.18×10^4 m；控制井均采用二开直井井身结构，SAGD 井为三开水平井，一开~三开均采用水基钻井液体系。	
	采油井场	井口装置	新建 SAGD 水平井热采井场 43 座，SAGD 井组井场采用橇装化井场内含 SAGD 井口注采管汇橇、注汽井口。井场内设置 8 型立式抽油机。
	计量站	新建 4 座 10 井式多通阀集油计量管汇站，单座站由 1 座 10 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 10 口油井。	
	油砂油联合处理站	新建油砂油联合处理站 1 座，站内新建采出液处理系统、污油处理系统、伴生气增压冷干系统、采出水处理系统、原油储存装车系统及其他配套的辅助系统。	
	集输管线	新建单井至集油管汇 D219×6/20 无缝钢管（双线）站 D114×5/20 无缝钢管 10.67km，管汇站至集油区集油干线 3.64km，集油区至油砂油处理站 D426×8/20 无缝钢管 7.75km。 新建 1 条 5.5km 的伴生气管道 DN100 2.5MPa 柔性复合管（II 型）：从新建油砂油联合处理站搭接至已建富城能源油砂油处理站已建伴生气处理站管道上。新建火炬供气管道 D60×4/20 1.0km。 新建注汽管线 17km，其中注汽干线 15.1km，管径 D114×10~D325×20，注汽支线 1.9km，管径为 D89×8，均采用 20#无缝钢管。 新建清水供水管线 10.9km，MVC 浓水排水管线 4.6km，高含盐水排水管线 4.6km，清水软化水供水管线 1.2km，锅炉排污水管线 1.2km，MVC 装置净化水排水管线 1.2km。	
辅助工程	燃煤供汽站	在风重 007 井区西南侧新建 2×75t/h 燃煤注汽站 1 座。站区占地面积 33861m ² ，安装 2 台 75t/h 的燃煤注汽锅炉，配套建设上煤除灰、变配电、自控、通讯、道路、给排水、消防等系统。2 台燃煤锅炉一次建成，同时投产。每台锅炉建设一条主蒸汽管道，出站后并为 1 条注汽管道，最大输送流量为 140t/h、干度为 100%的蒸汽（过热 10~30℃）	
公用工程	供配电	集油区部分电源由拟建 35kV 变电站引出的 10kV 架空线路引接，新建架空线路采用 3×JL/G1A-95/20 型。 本次油田开发区块采用单变压器带单井或管汇站的配电方式，单井设一座 10/0.4kV 杆架式变电站。杆架式变电站电源引自就近油区新建 10kV 架空线路。杆架式变电站低压侧设置低压无功补偿装置，补偿后功率因素不小于 0.8。	

类别	具体内容
	油砂油联合处理站设置 10kV 变配电橇 1 座。采用双回 10kV 线路供电，电源引自新建 35kV 变电站 10kV 侧不同母线段。采用架空线路的方式由变电站引至站内变配电室。0.4kV 侧每段设集中无功电容补偿，补偿后功率因数达 0.95 以上。
供热	新建油砂油联合处理站站区部分拟建建筑物均为节能建筑，总供暖建筑面积为 4216.50m ² ，总供暖负荷为 335.90kW，其中热水供暖负荷 330.9kW，电暖负荷 5kW。站区内热源由新建换热站提供，额定供热量为 0.55MW，额定供/回水温度 80/60℃。拟建供热管网采用架空和埋地相结合的敷设方式，供热主管道与工艺管道同管架空敷设，保温采用复合硅酸盐毡，外包镀锌铁皮。去各供暖建筑供暖支线采用埋地敷设，管顶覆土深度 1.5m，埋地管线采用硬质聚氨酯泡沫塑料保温一体管，保护层采用高密度聚乙烯塑料。管网设计压力 0.6MPa，设计承压等级 PN1.6MPa。管线穿越公路时需加套管，过路套管选用 DN250、DN350 无缝钢管，且套管伸出路边 1.5m。
通风	配电间采用机械通风方式，卫生间采用卫生通风器，门卫、消防水罐操作间采用自然通风；消防泵房采用机械通风，换热间及生活给水间采用机械通风方式，化验楼采用机械通风，水质化验操作室及原油化验操作室采用机械通风方式，空氮站设全面通风，空压机共两台，一用一备。加药间采用机械通风与自然通风结合的方式。
道路	新建风重 007 井区集油区道路 5693.961m、联合站道路 3996.395m、燃煤注汽站道路 1300m。
给排水	<p>施工期给水主要为管道试压用水和混凝土养护用水，施工期用水由罐车从乌尔禾区拉运至用水场地；施工期排水主要为混凝土养护废水和管道试压废水，管道试压废水和混凝土养护废水的污染物主要为悬浮物，用于项目区的洒水抑尘。</p> <p>运营期用水主要为燃煤供汽站锅炉用水、井下作业用水、油砂油联合处理站和供汽站工作人员生活用水、采出液处理系统配药用水、采出水处理系统配药用水（预留）、辅助生产用水等。运营期生产生活用清水源为风城超稠油清水处理厂来水管输至项目区。运营期排水主要为洗井废水、井下作业废液、油砂油联合处理站和供汽站工作人员产生的生活污水、油砂油联合处理站采出水处理部分软化水处理系统产生的高含盐废水、MVC 装置排放的浓缩盐水、油砂油联合处理站循环冷却水系统循环冷却废水、伴生气增压冷干系统含油废水；燃煤供汽站锅炉产生的锅炉排污水、燃煤锅炉检修排污水。其中洗井废水和井下作业废液由罐车拉运至新建油砂油联合处理站采出水处理系统处理，处理后出水水质满足《油田采出水用于注汽锅炉给水处理设计规范》（SY/T0097-2016）后用于注汽锅炉的水源，不外排；油砂油联合处理站伴生气增压冷干系统含油废水、循环冷却水系统循环冷却废水、注汽站燃煤锅炉排污水和锅炉检修排污水排至油砂油联合处理站采出水处理系统处理后，满足《油田采出水用于注汽锅炉给水处理设计规范》（SY/T0097-2016）后用于注汽锅炉的水源，不外排；油砂油联合处理站和供汽站工作人员产生的生</p>

类别	具体内容
	<p>生活污水，分别排至各自站内 1 座 5m³ 的化粪池，经简易预处理后，自流进入 50m³ 生活污水池，污水定期由罐车拉运至乌尔禾区污水处理厂集中处理；高含盐废水和 MVC 装置排放的浓缩盐水排至新建的 50 万方储水池进行自然蒸发处理。</p>
通信及仪表自动化	<p>包括语音通信系统、计算机网络系统、火灾报警系统、应急通信系统及外部光缆线路的敷设。新建油砂油联合处理站设置中控室（15.6m×14.5m），中控室机柜间布置工业电视及视频安防监控系统以及通讯机柜；中控室操作间布置工业电视及视频安防监控系统操作站及工程师站，IP 广播话筒、一键报警按钮、大屏幕显示器及管理操作站等。在门卫设置视频安防监控终端及 IP 广播话筒、一键报警按钮。</p>
防腐	<p>保温管道外壁、压力容器、7000m³ 内浮顶净化原油罐、200m³ 内浮顶柴油罐、200m³ 污油罐均按要求进行防腐。</p>
油砂油联合处理站	<p>在油砂油联合处理站新建4座7000m³原油罐区、2座200m³柴油罐、1座60m³卸油罐、2座200m³污油罐。3台装车兼底水泵、3座双鹤位汽车装载平台及鹤管、1座柴油卸车撬、2台稀释剂提升泵、2座柴油一级分配橇和6车位装车台。</p>
50 万方储水池	<p>本项目设置50×10⁴m³储存池1座。主要储存高含盐废水、MVC装置排放的浓缩盐水。新建存储池面积20×10⁴m²，在存储池四周修建挡水堤，挡水堤总长度2000m。设置防浪墙1750m³，监测井5口。</p>
储运工程	<p>新建 1 座储煤棚，采用混凝土挡墙+轻钢结构+防风抑尘网的形式。储煤棚柱间上部采用防风抑尘网封闭，下部设 3.5m 高钢筋砼挡墙，屋面封闭。半封闭式储煤棚，储煤棚在运营过程中会进行洒水抑尘。</p> <p>新建渣罐 1 座，采用钢结构，直径Φ8m，有效容积为 300m³，可储存渣 420t。罐顶设置电袋复合除尘器，电袋复合除尘器配套有排气筒，排气筒高度 22.5m，内径 0.25m。</p> <p>新建灰罐 2 座，直径Φ8m，有效容积 300m³，可储存灰约 540t。罐顶设置电袋复合除尘器，电袋复合除尘器配套有排气筒，排气筒高度 22.5m，内径 0.35m。</p> <p>新建消石灰粉罐 2 座，直径Φ3.2m，有效容积 50m³。罐顶设置布袋除尘器，布袋除尘器配套有排气筒，消石灰粉罐高 6.2m，罐顶 8.2m，除尘器排口高度 15m，排气筒内经约 1m。每套脱硫一体化装置配套 1 座消石灰粉罐。</p>

类别	具体内容		
		新建石灰石粉罐 1 座，采用钢结构，直径Φ6.3m，有效容积为 160m ³ ，可储存石灰石粉约 192t。罐顶设置布袋除尘器，布袋除尘器配套有排气筒，排气筒高度 16.5m，内径 0.35m。（新建石灰石粉罐为锅炉烟气炉内脱硫提供石灰石粉，为备用流程，正常工艺流程中不运行，仅在当发现使用煤炭中硫含量过高的情况下，启用石灰石粉喷入炉内脱硫系统，通过石灰石粉喷入炉内脱硫+半干法消石灰炉外脱硫联合去除烟气中的二氧化硫，保证烟气中二氧化硫的达标排放）。	
环保工程	施工期	扬尘	施工过程中材料及临时土方采用防尘布覆盖，逸散性材料运输用苫布遮盖。
		测试放喷阶段产生的伴生气	测试放喷阶段产生的伴生气由排气管线充分燃烧后放空。
		无组织挥发烃类	测试放喷阶段加强分离出的采出液储罐管理、装卸必须采取液下装载方式；柴油罐采用固定顶罐，罐体应保持完好，不应有孔洞，加强密闭管理。
		生态保护	完工后迹地清理并平整、临时占地释放后植被和土壤的恢复。
		放喷设施	钻井单井井场左右两侧各设置 1 条放喷管线，预留应急放喷罐位置，应立即通过放喷管线将井喷液体排放至应急放喷罐内，放喷罐场地进行防渗。待事故结束后，将放喷罐内放喷液运至风城 1 号稠油处理站采出水处理系统处理。
		H ₂ S 监测	钻井井场按规范设置 H ₂ S 监测仪。
		噪声	采用低噪声设备，并进行基础减震。
		固体废物	施工期钻井岩屑：井场设置钻井液不落地设备 1 套，用于分离钻井液和钻井岩屑，钻井岩屑经不落地系统初步处理后，岩屑交由岩屑处置单位处置，处理后岩屑进行综合利用。建筑垃圾集中收集后送至当地建筑垃圾填埋场填埋，施工结束后产生的未沾油的防渗材料由施工单位集中回收利用，沾油废防渗材料属于危险废物，不在井场贮存，施工结束直接由具有相应危险废物处置资质的单位进行接收、转运和处置。设备检修与维护过程中产生的废润滑油及废润滑油桶属于危险废物，不在井场贮存，产生后直接由具有相应危险废物处置资质的单位进行接收、转运和处置。
运营期	废气	油气集输过程采油井场、计量站和油砂油联合处理站无组织挥发废气：井场和站场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，新建油砂油联合处理站开展挥发性有机物泄漏检测与修复。	
		油砂油联合处理站净化油罐和污油罐大小呼吸废气：对净化油罐和污油罐兼卸油缓冲罐呼吸阀外排尾气进行收集后，管输至油砂油联合处理站已建伴生气处理站管道，依托风城油田作业区伴生气脱硫装置进行处理。	
		新建供汽站燃煤锅炉烟气：采用“SNCR+SCR 脱硝+半干法炉外脱硫+尾部电袋复合除尘”烟气净化系统处理后达标排	

类别	具体内容	
		<p>放。设置烟气在线监测系统。</p> <p>新建供汽站 SNCR+SCR 脱硝装置使用尿素过程中氨逃逸废气（与锅炉烟气一起排放）：加强 SNCR 脱硝装置检修维修，减少氨逃逸的排放量。</p> <p>供汽站储煤棚、渣罐、灰罐、消石灰粉罐有组织及输煤系统无组织排放废气：新建储煤棚采用混凝土挡墙+轻钢结构+防风抑尘网的形式。储煤棚柱间上部采用防风抑尘网封闭，下部设 3.5m 高钢筋砼挡墙，屋面封闭；渣罐顶设置复合除尘器；输煤系统多处爆灰点均设有布袋除尘器及无动力除尘器，用以减轻爆灰；除灰系统采用气力输送，灰罐上部的复合式除尘器处理工艺产生的含尘废气；消石灰粉罐上设置布袋除尘器，用于收集处理罐内含尘废气。</p> <p>油砂油联合处理站净化油罐、污油罐、净化油装车系统合建抽气回收系统，最终与伴生气一起送至至风城油田作业区伴生气处理站进行处理。</p>
依托工程	废润滑油、废润滑油油桶、含油废抹布劳保用	交由有相应危险废物处置资质的单位回收处置。
	废水	50 万方储水池防渗工程：拟采用 1.5mm 厚 HDPE 土工膜进行防渗。用于燃煤供汽站锅炉检修排污水、采出水处理部分软化水处理系统高含盐废水、MVC 装置浓缩盐水的自然蒸发处理。
	噪声	选用低噪声设备，基础减振等。
	固体废物	油砂油联合处理站新建 1 座危废暂存点。
	地下水	井下作业时带罐作业；井场和计量站内的防渗措施以及井下作业过程中铺设的防渗材料。50 万方储水池配套新建 5 口地下水监测井。
	环境风险	<p>安装防喷器和井控装置，配备的消防器材。</p> <p>在油砂油联合处理站装置区、装车区、罐区等可能泄漏和积聚可燃气体的部位设置固定点式可燃气体探测器，新建 1 套火灾自动报警系统，以实现全站火灾检测报警。中控室、机柜间、配电室等每个房间设置感烟探测器。中控室以及站场内部，罐区防火堤外、巡检道路等处设置手动火灾报警按钮。站场内围绕工艺操作区设置声光报警器。装置区、罐区及装卸区等处设置火焰探测器。站场装置区和罐区均设置有环形消防通道，站区设置应急疏散通道。在燃煤注汽站储煤棚设置自动灭火系统和室内消火栓。新建 2 座 1200m³ 消防水罐。</p> <p>油砂油联合处理站净化油罐区设置围堤，高度 2.0m，柴油罐和污油罐四周设置围堰，高度 1m。在装置区和罐区形成套导流沟，将事故状态下的泄漏液体收集至事故池。事故池：在站场东南侧设置事故池，采用钢筋混凝土结构。事故池主要用于收集事故状态下的泄漏的原油和消防废水，有效容积 5000m³。</p>

类别	具体内容	
	品、双滤料过滤器废弃滤料、沾油废防渗材料、含油污泥和脱硝废催化剂	
	采出水处理部分软化水处理系统废离子交换树脂	更换后及时由生产厂家进行回收再生。
	供汽站燃煤锅炉炉渣和除尘灰	依托克拉玛依快达百源环保科技有限公司一般工业固体废物填埋场。
	伴生气	依托风城油田作业区伴生气处理站。
	钻井岩屑	依托岩屑处置单位处理。
	伴生气处理装置	依托风城作业区伴生气处理站处理。
	生活污水	依托乌尔禾区污水处理厂处理。
	生活垃圾	依托乌尔禾区生活垃圾填埋场处理。

3.3.7 主要技术经济指标

本项目主要技术经济指标见表 3.3-25。

表 3.3-25 技术经济指标一览表

序号	指标名称	本项目具体情况
1	设计动用资源储量	动用地质储量 $18.9 \times 10^4 \text{t}$
2	设计井数	113 口
3	不同规模站场数	5 座
4	管道长度	65.96km
5	能源消耗情况	年消耗电力 $1918.68 \times 10^4 \text{kWh}$
6	工程临时占地及永久占地面积	永久占地 2062152m^2 ，临时占地 1337465.8m^2
7	工作制度	年生产天数 333 天（8000h）
8	在册职工人数	新增人员 182 人
9	总投资及环境保护投资	总投资 39524.30 万元，其中环保投资约 2047 万元

3.3.8 生产工艺及环境影响因素分析

3.3.8.1 施工期施工工艺及环境影响因素分析

(1) 钻前工程

钻前工程主要包括井场平整、钻机基础及进场道路建设等，产生的环境影响主要为施工扬尘、施工机械及车辆尾气、噪声、建筑垃圾以及对周围环境产生的生态影响等。

(2) 钻井工艺流程及产污环节

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。钻井工程作业流程见图 3.3-13。

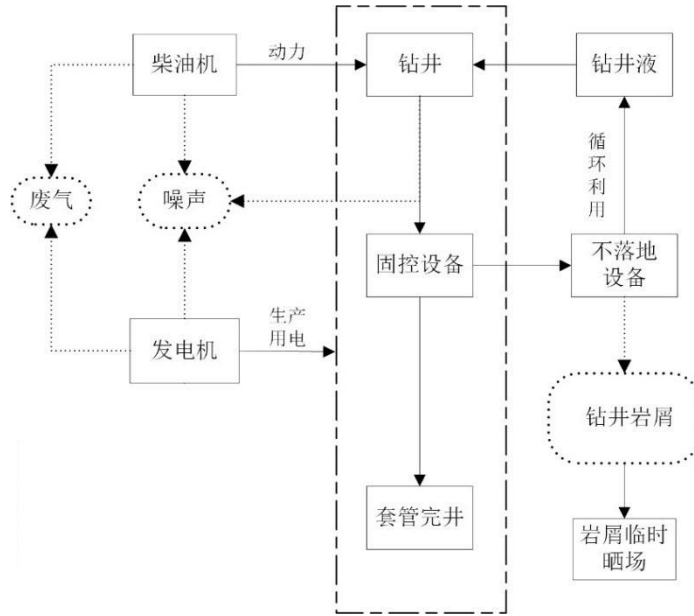


图 3.3-13 钻井工艺流程及产污节点示意图

钻井过程中废气主要为柴油机、发电机燃烧烟气、施工扬尘和施工机械、车辆尾气、管线焊接废气；无废水产生；噪声源主要为施工机械、车辆；固体废物主要为钻井岩屑、建筑垃圾、废润滑油、废润滑油桶和沾油废防渗材料。

(3) 储层改造

储层改造主要包括射孔和压裂。

射孔工艺：投产井基本采用电缆传输射孔，射孔设备为 DP-89 射孔枪；射孔参数为：孔密 16~20 孔/m；射孔前用泡沫或清水替出井筒内泥浆。

压裂工艺：笼统压裂采用光油管压裂，对于有分层压裂需求的直井，推荐采用油管+封隔器分层压裂工艺，储层跨度大于 70m 井采用投球暂堵工艺；压裂设备为：2000 型压裂车一组；压裂施工时，选用配伍性、降滤失性及返排性能好的低伤害有机硼水基胍胶压裂液体系，配方中加入 2%左右的氯化钾或防膨性能达到要求的其它防膨液。用泵车将压裂液挤入油层，当把油层压出许多裂缝后，加入支撑剂（如石英砂等）充填进裂缝，提高油气层的渗透能力，压力扩散后采用自喷+抽汲方式退液。

酸化压裂工艺：对需要进行酸化压裂的井，用酸化压裂液清洗裂隙，以扩大裂隙，增加目的层的连通性。将酸化压裂液挤入油层，溶解石块后加入支撑剂填充裂缝。通过酸液和地层岩石矿物的反应，溶解部分岩石矿物或堵塞物质，从而扩大或

沟通地层岩石的孔隙裂缝，改善地层近井地带渗透率，使含油层的油气资源通过裂隙采出，压力扩散后采用自喷+抽汲方式退液。

储层改造工序废气主要为储层改造过程排放废气和柴油发电机废气，主要污染物为 SO_2 、 NO_x 、非甲烷总烃和硫化氢。无固体废物产生，废水主要为压裂返排液，噪声源主要为各类机泵。

(4) 管线、计量站、油砂油联合站等站场及公用工程施工工艺及产污环节

施工期主要包括井场、计量站、油砂油联合站、燃煤供汽站建构筑物建设、管线建设及公用工程建设，其施工工艺及产污节点见图 3.3-14。

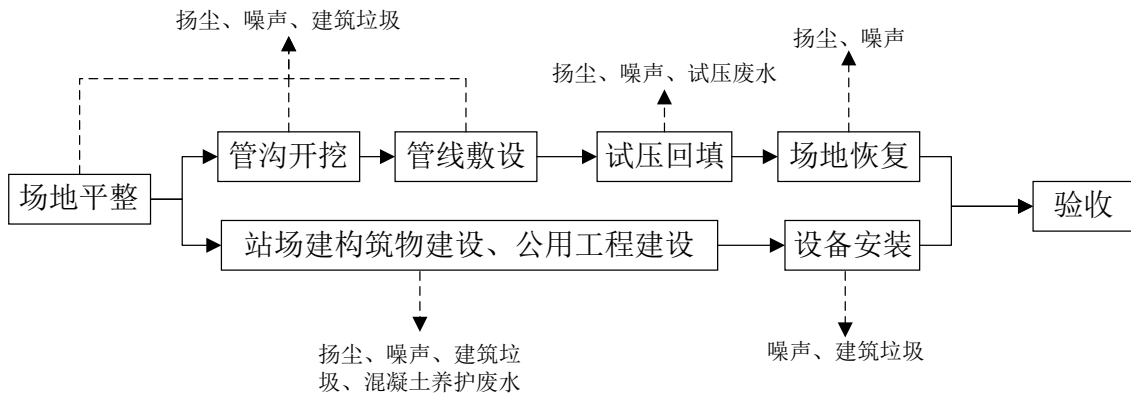


图 3.3-14 施工工艺及产污节点示意图

管线保温后埋地敷设，单井采油管线、集油支线、注汽管线和集油干线均采用地面架空敷设，伴生气外输管道采用埋地保温敷设，埋深-2.0m；火炬供气管道埋地不保温敷设至火炬，埋深-2.0m；新建清水支线埋地敷设，埋深-2.0m；MVC 浓水排水、高含盐水排水管线埋地敷设，埋深-2.0m。本项目各类管线共穿越油田公路 1 处，碎石路 17 次。其中采用顶管方式穿越油田公路，采用大开挖穿越巡检碎石路；单井采油管线施工作业带宽度控制在 8m 范围内，其余管线的施工作业带宽度控制在 12m 范围内。

废气主要为施工扬尘、施工机械及车辆尾气和焊接废气，废水主要为管道试压废水、混凝土养护废水，固体废物主要为建筑垃圾，噪声源主要为施工机械及车辆。

3.3.8.2 运营期工艺流程及环境影响因素分析

(1) SAGD 开采工艺

SAGD 采油技术(Steam Assisted Gravity Drainage, 简称 SAGD)是一种将蒸汽从位于油藏底部附近的水平生产井上方的一口直井或一口水平井注入油藏,被加热的原油和蒸汽冷凝液从油藏底部的水平井产出的采油方法。

SAGD 采油技术就是蒸汽驱开采方式,即向注汽井连续注入高温、高干度蒸汽,首先发育蒸汽腔,在加热油层并保持一定的油层压力(补充地层能量),将原油驱至周围生产井中,然后采出。该技术具有高的采油能力、高油气比、较高的最终采收率及降低井间干扰,避免过早井间窜通的优点。

SAGD 井组开发工程分为循环预热阶段和生产两大阶段,首先为循环预热阶段,达到一定条件后转生产阶段。具体如下:

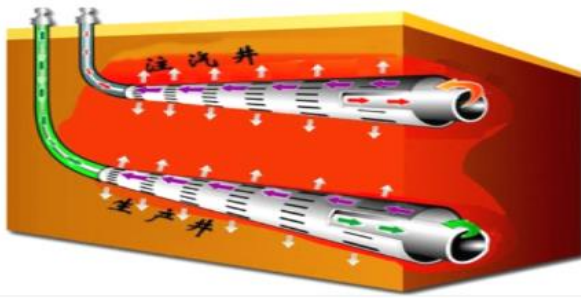
循环预热阶段:在循环预热阶段注汽井和生产井同时注汽同时排液,采取双管循环预热的方式。其中注汽井长管采用均匀布汽方式,打孔位置与打孔长度各井组不同,短管为排液管。生产井长管为注汽管、短管为排液管。

循环预热阶段分为均匀等压预热阶段和均衡增压预热阶段。通过循环预热,达到以下条件:一是井筒周围形成一个高温低粘区域;二是水平段热连通长度应该达到水平段长度的 70%以上;在三是生产井产液量明显上升,产出液中含油率在 10%以上;四是注汽井与生产井注汽压力相关性好,表现为同步上升或同步下降。此时转 SAGD 生产阶段。

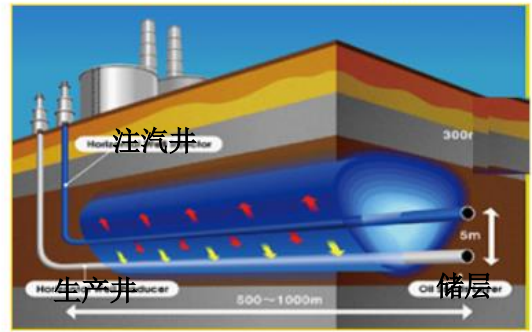
生产阶段:注汽井注汽,生产井采油。

SAGD 开发区的工作原理为边注边采,经油砂油联合处理站采出水处理系统处理后的净化水通过管道输送至新建燃煤注汽站,在供汽站加热为过热蒸汽后,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循环预热示意图



SAGD生产机理示意图



(2) 油砂油处理站

油砂油联合处理站新建 1 套采出液处理系统、1 套污油处理系统、1 套伴生气增压冷干系统、1 套原油储存装车系统和 1 套采出水处理系统。建设内容具体如下：

①采出液处理系统

1) 循环预热阶段原油脱水工艺流程

设置两列装置，以满足正常生产阶段为主，兼顾循环预热阶段，所有设计参数以正生产为主，以下为循环预热阶段流程说明，循环预热阶段按照 11 对井进行设计，具体如下：

采用“汽液分离→采出液换热（ $177^{\circ}\text{C}\rightarrow 120^{\circ}\text{C}$ ）→预脱水（ 120°C ）→热化学脱水（ 115°C ）→采出水换热（ $115^{\circ}\text{C}\rightarrow 95^{\circ}\text{C}$ ）→调储罐”工艺，工艺流程见图 3.3-16。

※采出液脱水流程为：油区来液经进站管汇后进 1 台蒸汽分离器（ $\text{D}3.2\text{m}\times 15\text{m}$ ）进行蒸汽和伴生气分离，分离出的蒸汽、伴生气去蒸汽处理单元；分离后的采出液进入 3 台采出液/乙二醇换热器进行换热（ $177^{\circ}\text{C}\rightarrow 120^{\circ}\text{C}$ ），换热后的采出液进入 1 台预脱水分离器（ $\text{D}3.6\text{m}\times 20\text{m}$ ）进行游离水分离，分离后的低含水（ $10\sim 20\%$ ）采出液进入 1 台热化学分离器（ $\text{D}4.2\text{m}\times 24\text{m}$ ）进行原油脱水，脱水后的老化油（含水小于 1.5% ）进入净化油罐或污油处理站。

※采出水预除油流程：预脱水分离器和热化学分离器分离出的采出水经 1 台除油器（ $\text{D}3.2\text{m}\times 20\text{m}$ ）除油后（小于 4000mg/L ）进入 2 台采出水/软化水换热器换热（ $115^{\circ}\text{C}\rightarrow 95^{\circ}\text{C}$ ），换热后的采出水去采出水处理系统处理。

※工艺辅助系统包括：掺稀释剂系统、破乳剂加药系统、压力稳定系统、水力冲砂系统、仪表风系统等。

图 3.3-15 SAGD 注采系统流程示意图

图 3.3-16 循环预热阶段采出液处理工艺流程图

2) 正常生产阶段原油脱水工艺流程

原油脱水系统采用高温密闭脱水工艺，即：汽液分离（180℃）→采出液换热（177℃→155℃）→高温预脱水（155℃）→热化学脱水（150℃）→净化油换热（140℃→95℃）→外输，同时辅以掺稀、加药、乙二醇循环冷却等辅助系统，确保 SAGD 采出液在高温低黏的最佳工况下高效脱水，各脱水装置均为带压密闭运行。

SAGD 采出液为油、汽、水共存的高温饱和流体，为防止偏流，脱水容器间采用“单对单”流程，即每列容器中包括蒸汽分离器 1 座，采出液换热器 1~2 台（与第二列互为备用 1 台），高温仰角式预脱水装置 1 台，热化学脱水装置 1 台，高温除油装置 1 台，装置处理能力为 $18.9 \times 10^4 \text{t/a}$ 。

为避免循环预热结束后，装置闲置，提高装置利用率，本次不单独设计循环预热装置，仅具备循环预热处理功能。本工程设置 2 列装置，并联布置，进站管汇处设置联通管道。以满足正常生产阶段为主，兼顾循环预热阶段。当循环预热阶段结束前，另一列为正常生产使用；当循环预热阶段结束后，两列均为正常生产使用；同时满足单列检维修时，单设备运行负荷不超过 120%。具体工艺流程如下：

油区来液经进站管汇后进 1 台蒸汽分离器 (D3.2m×15m) 进行蒸汽和伴生气分离, 分离出的蒸汽、伴生气去蒸汽处理单元; 分离后的采出液进入 2 台采出液/乙二醇换热器 (与第二列互为备用 1 台) 进行换热 (177℃→155℃), 换热后的采出液加预脱水剂后进入 1 台预脱水分离器 (D3.6m×20m) 进行游离水分离, 分离后的低含水 (10~20%) 采出液加正相破乳剂后, 进入 1 台热化学分离器 (D4.2m×24m) 进行原油脱水, 脱水后的净化油 (含水小于 1.5%) 进入 2 台净化油/乙二醇换热器 (与第二列合用) 进行换热 (140℃→95℃), 换热后的净化油去外输泵房。

单列预脱水分离器和热化学分离器分离出的采出水汇合加反相破乳剂后, 经 1 台除油器 (D3.2m×20m) 除油后 (小于 4000mg/L) 进入 3 台采出水/软化水换热器换热 (155℃→95℃), 换热后的采出水去采出水处理系统。

工艺辅助系统包括: 乙二醇循环冷却系统、掺稀释剂系统、破乳剂加药系统、补气泄压系统、水力冲砂系统、仪表风系统等。工艺流程详见图 3.3-17。

图3.3-17 正生产阶段原油脱水工艺流程图

3) 采出液处理系统各单元工艺流程

※蒸汽分离流程简述: 油区来液 (3725.9t/d) 经进站管汇后至分离器进液量为 (3725.9t/d), 分离出的蒸汽 (437.8t/d, 1.0MPa)、伴生气 (16878Nm³/d) 进入 SAGD 循环预热采出液预处理单元蒸汽换热器进行换热。脱汽 (气) 采出液

(3335.4t/d, 180℃) 进入采出液/乙二醇换热器进行换热。

采出液预脱水单元流程简述：SAGD 采出液 (3288.1t/d) 经采出液/乙二醇换热器换热至 155℃，加入预脱水剂后，进入预脱水分离器进行游离水脱除，分离出的高含水原油 (837.6t/d, 含水≤20%) 进入二段的热化学分离器进行沉降脱水，分离出的含油污水 (2513.8t/d, 含油≤8000mg/L) 进入压力除油器进行预除油。

热化学脱水单元流程简述：SAGD 采出液预处理装置出液 (837.6t/d, 含水≤20%, 150℃) 进入热化学油水分离器进行油水二次分离，分离出的净化油 (680.3t/d, 含水≤1.5%) 进入净化油/乙二醇换热器进行换热，分离出的含油污水 (157.4t/d, 含油≤8000mg/L) 进入压力除油器进行高温除油。

高温除油单元流程简述：预脱水分离器出水 (2513.8t/d, 含油≤8000mg/L) 和热化学分离器出水 (157.4t/d, 含油≤8000mg/L) 加入反相破乳剂后进入压力除油器进行采出水预除油，分离出的采出水 (2659.54t/d, 含油≤4000mg/L) 进入采出水/软化水换热器进行换热，分离出的污油 (11.86t/d) 去 2×200m³污油罐。

4) 采出液处理辅助系统工艺流程

※乙二醇循环冷却系统

乙二醇冷却液 (0.4MPa、13807t/d) 经循环泵提升至 0.8MPa, 1495.7 或 3131.2t/d 的乙二醇冷却液通过过滤器进入 2 座乙二醇膨胀罐，其余的乙二醇冷却液去各换热器进行采出液换热；10507.6t 的冷却液去 SAGD 循环预热换热区分别给蒸汽和循环液换热，换热后的乙二醇溶液升温至 115℃；1803.7t 的冷却液去 SAGD 生产采出液换热区分别给采出液和净化油换热，换热后的乙二醇溶液升温至 115℃；汇合后的换热后的乙二醇冷却液 (0.60MPa、115℃) 进入净化水/乙二醇换热器 (管壳式) 冷却至 100℃后至空冷器，冷却至 60℃经循环泵提升后进入下一次工艺循环。

※稀释剂掺入系统

在蒸汽分离器和采出液换热器之间的管道上掺入稀释剂 (柴油馏分)，掺稀浓度为 10% (以净化油量核算)。在热化学分离器的进液管道上设置稀释剂 (柴油馏分) 备用掺入点，掺稀浓度为 15% (以净化油量核算)；稀释剂 (柴油馏分) 来源本次新建柴油罐，直接从出油管道上引接，通过新建稀释剂提升泵，将柴油增压后

注入原油处理系统。

※破乳剂加药系统

在采出液换热器和预脱水分离器之间的管道上加入预脱水剂，在预脱水分离器和热化学分离器之间的管道上加入正相破乳剂，在压力除油器的进液管道上加入反相破乳剂，在循环预热采出液换热器和预脱水分离器之间的管道上加入净水剂，在预脱水分离器和热化学分离器之间的管道上加入老化油破乳剂，在压力除油器的进液管道上加入絮凝剂。使用柱塞式计量泵为加药泵，通过调节柱塞行程调节加药量。

※压力稳定（补气泄压）系统

装置氮气补气汇管设置调节阀，当容器压力低于容器的设计运行压力时，调节阀开启，给容器补气；容器压力高于运行压力+0.05MPa 时，调节阀关闭，停止补气。天然气泄压排放汇管设置另一套调节阀，当容器压力高于运行压力+0.1MPa 时，调节阀开启，容器泄压；当容器压力低于运行压力+0.05MPa 时，调节阀关闭。预脱水分离器的运行压力为 800kPa，热化学分离器的运行压力为 700kPa，压力除油器的运行压力为 500kPa。

※水力冲砂系统

冲砂水经采出水处理系统提升泵（离心泵）升压后进入目标容器，由排砂口排出；排砂水的去向为采出水系统水处理站外事故池。冲砂水量为 100m³/h，压力不小于 1.2MPa。

※仪表风系统

为所有自动调节阀、远程开关阀和仪表阀门提供脱水后的干空气，水露点要求 -40℃。

②采出水处理系统

采出水处理系统包含采出水前段处理系统、采出水软化系统、采出水深度脱盐处理系统。采用“重力除油沉降+气浮除油+化学软化除硅+两级过滤+竖管降膜蒸发”工艺，主要是靠重力将采出水中的含油及悬浮物进行初步分离；通过密闭溶气气浮进一步去处采出水中的含油；通过化学软化综合技术，将采出水的硬度、硅去除到 50mg/L 以下；通过两级过滤，将含油及悬浮物降至 2mg/L 以下；通过耐污染

竖管降膜蒸发系统产生 90%产品水给锅炉供水，10%浓水排至 50 万方储水池。

图 3.3-18 采出水处理系统工艺流程

③清水软化处理系统

目前采用的清水软化处理工艺技术采用钠离子交换软化工艺；采用药剂除氧，作为启动锅炉用水。软化水处理设备额定处理能力为 $72\text{m}^3/\text{h}$ ；利用采出水软化装置中一组；设计原水硬度： $\leq 300\text{mg/L}$ ；出水硬度： $< 0.1\text{mg/L}$ 。

④污油处理系统

采用“蒸汽掺热+热化学”高温密闭脱水工艺，污油来液（ 70°C ）→污油掺热（ $75^\circ\text{C} \rightarrow 150^\circ\text{C}$ ）→高温热化学脱水（ 150°C ）→污油外输（ 150°C ），污油经相变掺蒸汽装置掺入 SAGD 蒸汽，在热化学分离器进行脱水（含水 $0\% \rightarrow 5\%$ ）。同时辅以掺稀、加药等辅助系统，确保污油在高温低黏的最佳工况下高效脱水，各脱水装置均为带压密闭运。

原油脱水系统除油器脱水原油及油砂油联合处理站水处理系统储油罐和事故池回收污油进入污油处理装置进行处理，处理后污油含水小于 5%，采出水含油小于 4000mg/L ，处理后的污油去净化油罐，处理后采出水去采出水/乙二醇换热器。

⑤伴生气增压冷干系统

新建油砂油联合处理站伴生气来源于 SAGD 采出气（气量约 $20000\text{Nm}^3/\text{d}$ ，硫化氢含量在 $25000\text{mg}/\text{m}^3$ ），伴生气经蒸汽/乙二醇换热器和伴生气/清水软化水换热器冷却后，去向为伴生气增压冷干系统。在伴生气增压冷干内，泄气经伴生气冷却器冷却后进行气液分离，分离后的伴生气经压缩机增压 1.2MPa ，经冷干（出口压力露点： $5 \sim 10^\circ\text{C}$ ）输至油砂油处理站已建伴生气处理站管道，最终依托风城作业区伴

生气脱硫装置进行处理。

(3) 集输工艺

SAGD 采出液的油区集输流程采用“井场——多通阀集油计量管汇站——油砂油联合处理站”的高温密闭技术。

各单井来液进集油计量管汇站后，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新建的油砂油联合处理站。

(4) 燃煤注汽站蒸汽部分

2 台锅炉的主蒸汽管线分别引接 1 路管线经撬装减压装置减压后（0.6MPa，200℃）用于站区自用汽（除氧器用蒸汽和冬季采暖用蒸汽）。燃煤注汽站辅助用汽包括除氧器加热用汽及站区冬季采暖用汽。

图 3.3-19 注汽系统流程框图

图 3.3-20 排污流程框图

(5) 燃煤供汽站

① 储煤棚内运输及堆卸料工序

储煤棚采用轻钢结构，内部设置有两台抓斗吊，物料运输采用自卸车+抓斗吊+

装载机方式。

燃煤运输：燃煤通过道路交通，由汽车拉运，将成品煤运送至储煤棚。通过汽车自卸功能将煤卸至储煤棚内。

堆上煤工序：通过装载机和抓斗吊进行堆上料。

②输煤系统流程

输煤系统为炉前煤仓输煤系统，即将成品煤由储煤棚输送至炉前煤仓。输煤系统采用机械双路运煤，一用一备，也可同时运行。输送机械设备采用皮带输送机。输煤系统的设计出力为 90t/h。

1) 输煤流程：

装载机配合抓斗吊将燃煤堆放在 2 个受煤斗内。成品煤通过受煤斗下口安装的往复式给煤机被输送至 1# 皮带输送机上，然后经 1# 皮带输送机输送至碎煤间。碎煤间内设置有两台滚轴筛及两台齿辊式破碎机，设备均为一用一备，燃煤通过 1# 皮带输送机进入滚轴筛进行筛分，将大于 10mm 粒径煤筛入齿辊式破碎机进行破碎，破碎后符合要求的燃煤直接进入 2# 皮带输送机，经滚轴筛筛出小于等于 10mm 粒径煤直接通过筛网和溜管进入 2# 皮带输送机。燃煤经 2# 皮带输送机送至转运间二层再进入转运间一层输煤平廊内的 3# 皮带输送机上。在 3# 皮带输送机上设置多台犁式卸料器，将燃煤送至炉前煤罐内。输煤系统多处爆灰点均设有布袋除尘器，用以减轻爆灰。

2) 碎煤系统

循环流化床燃煤锅炉要求煤的入炉粒度不大于 10mm，本次设置碎煤系统，对其中小部分粒径超标的块煤进行破碎。破碎装置选择齿辊式破碎机，并配合滚轴筛，系统出力均为 90t/h。设备布置于碎煤间内。

3) 除灰、除渣系统

除渣系统采用干式机械除渣方式。从锅炉排出的热渣经冷渣机冷却后温度小于 100℃，进入振动输渣机（共 1 台），然后经振动输渣机进入斗提机（共 1 台），再经斗式提升机送入渣仓。

除尘器灰斗存灰经电液闸板阀、气动卸料阀卸到仓泵，仓泵分两组通过压缩空气将灰送至灰罐。钢结构渣罐上部的复合式除尘器处理工艺产生的含尘废气、除尘

器除下的煤灰积尘进入渣仓；渣罐下设有汽车装车机装车外排运输。

4) 烟气净化系统

脱硫脱硝及除尘部分拟建建（构）筑物有脱硫塔、除尘装置间、石灰料仓、引风机间、加药间及辅助共用设施。

新建脱硫除尘系统包括脱硫剂制备系统、工艺水系统、脱硫塔系统、除尘及引风系统、清洁烟气再循环系统、物料再循环及排放系统。

※脱硝

在燃煤锅炉尾部烟道布置 SCR 催化剂，通过 SNCR+SCR 的耦合脱硝，尾部烟道 SCR 脱硝。

本项目选用尿素作为还原剂的 SNCR 尿素脱硝工艺。尿素由外界运输到厂区内指定地点，通过溶解系统溶解后打到尿素储罐储存待用。在进行 SNCR 脱硝时，尿素溶液输送泵将尿素溶液从尿素储罐中抽出，在静态混合器中和工艺水混合稀释成 5~10%的尿素溶液，输送到炉前 SNCR 喷枪处。尿素溶液通过喷枪雾化后，以雾状喷入炉膛内，与烟气中的氮氧化物发生反应，从而达到脱硝目的。

本项目选择温度区间在 320℃~420℃的高温 SCR 催化剂，单台反应区布置 1 层催化剂。

SCR 反应器布置于锅炉尾部烟道内，SCR 系统不单独设置尿素蒸发以及喷氨装置，脱硝所需的氨利用 SNCR 反应后剩余的氨进行脱硝。它是把 SNCR 工艺的还原剂喷入炉膛技术同 SCR 工艺利用逃逸氨进行催化反应的技术结合起来，进一步脱除 NO_x。SNCR/SCR 混合工艺的运行特性参数可以达 90%的脱硝效率，氨逃逸小于 3ppm。

※脱硫

本项目半干法脱硫剂采用外购消石灰粉作脱硫剂。脱硝后的锅炉烟气通过脱硫塔底部的文丘里管加速后进入脱硫塔的反应区，在此处高温烟气与加入的消石灰、循环脱硫灰充分混合，并在受到气流的冲击作用后悬浮起来，形成流化床，进行充分的脱硫反应。消石灰与脱硫灰形成稳定的湍动床层并流化循环，被水雾加湿降温后与湍动床层充分接触，脱除烟气中的 SO₂、HCl、HF、汞及其它重金属与消石灰接触，反应生成副产物 CaSO₃·1/2H₂O、CaF₂、CaCl₂ 等，净化后的含尘烟气从脱硫塔顶

部侧向排出，最后进入二级新建电袋复合除尘器。经除尘器捕集下来的固体颗粒，通过除尘器下的灰循环系统，返回脱硫塔继续参加反应，如此循环，多余的少量脱硫灰通过物料输送至灰仓，再通过除灰系统送入灰罐。

正常情况下，锅炉烟风净化系统采用“SNCR+SCR 脱硝+半干法炉外脱硫+尾部电袋复合除尘”工艺进行烟气净化系统。

燃煤锅炉在运行过程中，使用的煤炭需要不断地由汽车拉运至站内储煤棚，由于燃煤锅炉使用的不同批次煤炭煤质有所差异，为防止不同批次中煤炭煤质硫含量过高，导致正常的烟气净化系统处理后的烟气中二氧化硫可能出现超标的情况，本次设置了 1 套石灰石粉炉内脱硫工艺，作为炉外消石灰粉脱硫的备用工艺，正常情况下不使用，仅在当发现使用煤炭中硫含量过高的情况下，启用石灰石粉喷入炉内脱硫系统，通过石灰石粉喷入炉内脱硫+半干法消石灰炉外脱硫联合去除烟气中的二氧化硫，保证烟气中二氧化硫的达标排放。石灰石粉由气力罐车运输至注汽内，由仓泵送入石灰仓，选用气力输送送进炉前落煤管内。

※除尘

半干法脱硫后烟气含尘浓度高、含湿量较大，锅炉出口烟尘浓度为 $15000\text{mg}/\text{m}^3$ ，除尘器选用电袋复合除尘器，除尘器效率大于 99.9%，除尘后烟气浓度小于 $5\text{mg}/\text{Nm}^3$ 。注汽站选用 2 台电袋除尘器，处理烟气量为 $200000\text{m}^3/\text{h}$ 。

图 3.3-21 烟气净化燃煤锅炉

3.3.8.3 退役期工艺流程及环境影响因素分析

随着石油开采的不断进行，其储量逐渐下降，最终井区将进入退役期。

首先采用清水清洗注水通道，然后将固化堵剂和水泥浆从井口平推挤入地层并

充满井筒、后凝固化，完成封层和封井。由于清洗后井筒中仍存在被油污、垢体和泥沙堵塞的区域，使固化堵剂和水泥浆无法进入这些区域，但是由于固化堵剂具有优良的胶结性能，且在凝固的过程中存在膨胀性，使该区域的堵塞物被挤压得更结实且能与固化堵剂胶合在一起，完成井筒的封固，使得地层的水在此井筒中无法形成窜流，达到了封井的目的。

退役期环境影响因素主要表现在井场和站场各类设备设施及管线的拆除、封井、井场和站场的清理、井区废弃管线的封堵等施工活动，退役期废气污染源主要为施工扬尘，采取洒水抑尘的措施；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；固体废物主要为封井过程中产生的废弃管道、建筑垃圾等，建筑垃圾收集后送当地建筑垃圾填埋场填埋处置。废弃管线维持现状，避免因开挖管线对区域生态环境造成二次破坏，管线内物质应清空干净，并按要求进行吹扫，确保管线内无残留采出液，管线两端使用盲板封堵。产生的污染物主要为扬尘、噪声、废弃管线、建筑垃圾等。退役期工艺及产污节点分析见图 3.3-22。

图 3.3-22 退役期工艺流程及产污环节示意图

退役期废气主要为施工扬尘、施工机械及车辆尾气、吹扫废水、噪声、建筑垃圾等。

(4) 原辅材料消耗情况

运营期原辅材料消耗情况具体如下：

表 3.3-26 原辅料消耗情况明细表

序号	名称	消耗量	最大贮存量	更换频次及时间
油砂油联合处理站采出液处理系统				
1	预脱水剂	355.01t/a	V=10m ³	20 天补充一次
2	正相破乳剂	69.43t/a	V=3m ³	20 天补充一次
3	反相破乳剂	89.05t/a	V=3m ³	20 天补充一次
4	老化油破乳剂	4.21t/a	V=7m ³	20 天补充一次
5	柴油	1.89×10 ⁴ t/a		/
6	电	1211.89×10 ⁴ kw·h	/	无
油砂油联合处理站采出水系统				
1	除油剂	60.8t/a	/	/
2	混凝剂	60.8t/a	/	/
3	絮凝剂	12.16t/a	/	/
4	杀菌剂	218t/a	/	/
5	浮选剂	60.8t/a	/	/
6	NaOH	608t/a	/	/
7	HCl	228t/a	/	/
8	MgO	532t/a	/	/
9	Na ₂ CO ₃	532t/a	/	/
10	高温阻垢剂	60.8t/a	/	/
11	电	1814.68×10 ⁴ kw·h	/	/
12	新鲜水	3285m ³ /a	/	/
13	化学药剂	214.3t/a	/	/
供汽站				
1	煤炭	19.2×10 ⁴ t/a	/	/
2	新鲜水	2.12×10 ⁴ t/a	/	/
3	电	104×10 ⁴ kw·h	/	/
4	尿素	517t/a	/	/
5	消石灰（炉外）	1800t	/	/
油区				
1	压裂液	51.42×10 ⁴ m ³ /a	/	/

3.3.8.4 产污环节

产污环节见表 3.3-27。

表 3.3-27 产污环节一览表

环境要素	站场	产污工序		污染因子	污染防治措施
废气	采油井场、计量站和油砂油联合处理站	油气集输过程采油井场、计量站和油砂油联合处理站油气处理过程无组织挥发废气		非甲烷总烃、硫化氢	井场和站场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，新建油砂油联合处理站开展挥发性有机物泄漏检测与修复。
	油砂油联合处理站	净化油罐和污油罐大小呼吸废气		非甲烷总烃、硫化氢	对净化油罐和污油罐兼卸油缓冲罐呼吸阀外排尾气进行收集后，管输至油砂油联合处理站已建伴生气处理站管道，依托风城油田作业区伴生气脱硫装置进行处理。
	新建供汽站	燃煤锅炉烟气		颗粒物、氮氧化物、二氧化硫、汞及其化合物、烟气黑度（林格曼黑度）	采用“SNCR+SCR 脱硝+半干法炉外脱硫+尾部电袋复合除尘”处理后达标排放。
		SNCR+SCR 脱硝装置使用尿素过程中氨逃逸废气		氨气	加强 SNCR+SCR 脱硝装置检修维修，减少氨逃逸的排放量。
		储煤棚、渣罐、灰罐、消石灰粉罐有组织及输煤系统无组织排放废气		颗粒物	新建储煤棚采用混凝土挡墙+轻钢结构+防风抑尘网的形式。储煤棚柱间上部采用防风抑尘网封闭，下部设 3.5m 高钢筋砼挡墙，屋面封闭；渣罐顶设置复合除尘器；输煤系统多处爆灰点均设有布袋除尘器及无动力除尘器，用以减轻爆灰；除灰系统采用气力输送，灰罐上部设置复合式除尘器；消石灰粉罐上设置布袋除尘器，用于收集处理罐内含尘废气。
废水	采油井场	洗井及井下作业	洗井废水、井下作业废液（酸化返排液、压裂返排液和废洗井液）	化学需氧量、石油类	洗井废水和井下作业废液由罐车拉运至新建油砂油联合处理站采出水处理系统处理，处理后出水水质满足《油田采出水用于注汽锅炉给水处理设计规范》（SY/T0097-2016）后用于注汽锅炉的水源。

油砂油联合处理站	工作人员	生活污水	化学需氧量 (COD _{Cr})、氨氮 (NH ₃ -N)、悬浮物 (SS)	排至新建化粪池，定期由吸污车拉运至乌尔禾区污水处理厂处理。
	采出液处理部分水力冲砂系统	水力冲砂废水	石油类、悬浮物 (SS)	排至油砂油联合处理站站外的事故池，上层污油回收污油进入污油处理装置进行处理，处理后污油含水小于 5%，采出水含油小于 4000mg/L，处理后的污油去净化油罐，处理后采出水去采出水处理系统处理，处理后事故池底部的油泥及时交由具有相应危险废物处置资质的单位处置。
	采出水处理部分软化水处理系统	高含盐废水	pH 值、化学需氧量、溶解性总固体 (全盐量)	排至 50 万方储水池蒸发处理。
	MVC 装置	浓缩盐水	pH 值、溶解性总固体 (全盐量)、悬浮物	排至 50 万方储水池蒸发处理。
	循环冷却水系统	循环冷却废水	pH 值、化学需氧量、溶解性总固体	管输至新建油砂油联合处理站采出水处理系统处理，处理后出水水质满足《油田采出水用于注汽锅炉给水处理设计规范》(SY/T0097-2016) 后用于注汽锅炉的水源。
	伴生气增压冷干系统	含油废水	石油类	
	燃煤供汽站锅炉	锅炉运行过程	锅炉排污水	pH 值、化学需氧量、溶解性总固体 (全盐量)
锅炉检修过程		锅炉检修排污水	pH 值、化学需氧量、溶解性总固体 (全盐量)	

		工作人员	生活污水	化学需氧量 (COD _{Cr})、氨氮 (NH ₃ -N)、悬浮物 (SS)	排至新建化粪池，定期由吸污车拉运至乌尔禾区污水处理厂处理。	
固体 废物	采油井场	设备检维修过程中	废润滑油	石油类	交由有相应危险废物处置资质的单位回收处置。	
			废润滑油桶	石油类		
		采油井场日常巡检、检修过程中	沾油废防渗材料	石油类		
		设备检维修过程中	废含油抹布和劳保用品	石油类		
	计量站	设备检维修过程中	废润滑油	石油类		
			废润滑油桶	石油类		
			废含油抹布和劳保用品	石油类		
	油砂油联合处理站	设备检维修过程中	废含油抹布和劳保用品	石油类		
			废润滑油	石油类		
			废润滑油桶	石油类		
		滤料更换过程	双滤料过滤器废弃滤料	石油类		不在站内暂存，清理过程中直接由具有相应危险废物处置资质的单位转运处置。
		采出水处理系统运营过程中	含油污泥	石油类		
采出水处理部分软化水处理系统		废离子交换树脂	/	更换后及时由生产厂家进行回收再生。		
工作人员		生活垃圾	/	送乌尔禾区生活垃圾填埋场进行填埋处理。		
供汽站	锅炉运行过程中	锅炉炉渣	/	送克拉玛依快达百源环保科技有限公司一般工业固体废物填埋		

	燃煤锅炉		除尘灰	/	场进行填埋处理。
		锅炉烟气净化系统	脱硝废催化剂	/	不在供汽站燃煤锅炉暂存，产生后直接交由有危险废物处置资质的单位进行处置。
		工作人员	生活垃圾	/	送乌尔禾区生活垃圾填埋场进行填埋处理。
噪声	各井场、计量站、注汽站内、油砂油联合处理站	采油树、井下作业噪声、车辆的交通噪声、站场内设备设施运转	等效连续 A 声级	/	选用低噪声设备，基础减振等。

3.4 污染源强核算

3.4.1 施工期污染源强核算

(1) 废气

废气主要为柴油机、发电机组燃烧烟气、施工扬尘、施工机械及车辆尾气和焊接废气。

①柴油机、发电机组燃烧烟气

钻井期单井井场动力系统共设 3 台柴油机和 2 台柴油发电机，为钻机及井场提供动力、电力和照明，柴油机、发电机工作时消耗的燃料主要为柴油。根据设计资料，单井钻井期柴油消耗量为 18t，113 口井柴油消耗总量为 2034t。柴油燃烧烟气中各污染物的产生量参考国家环境工程评估中心编制的《社会区域类环境影响评价》一书中提供的柴油燃烧产污系数进行核算（SO₂ 2.24kg/t，NO_x 2.92kg/t，总烃 2.13kg/t），则污染物排放总量为：SO₂ 4.56t、NO_x 5.94t、总烃 4.33t。

②施工扬尘

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

③施工机械及施工车辆尾气

施工期各类机械及运输车辆较多，车辆排放的尾气会对大气环境造成一定污染。

④管线焊接废气

无缝钢管管道组对连接过程中将产生一定量的焊接烟尘，对周围大气环境产生一定的影响。但由于施工期短暂，区域大气环境扩散条件好，管线焊接废气对环境质量影响不大。

(2) 废水

钻井井场和地面工程施工场地不设生活营地，无生活污水产生。施工期废水主要为管道试压废水、混凝土养护废水和储层改造产生的废压裂液。

①管道试压废水和混凝土养护废水

管道试压采用清水试压，从乌尔禾城区拉运至施工区，用水量约为 3084m³；试

压完毕后产生少量的试压废水，主要污染物为悬浮物，浓度在 40~60mg/L，产生的废水用于施工区域内的洒水降尘。混凝土养护过程中会产生少量的混凝土养护废水，属于清净下水，自然蒸发处理。

②废压裂液

储层改造过程中会产生一定的废压裂液，产生量约为 180000m³，废压裂液排至收集罐中，集中收集后送至风城 1 号稠油处理站采出水处理系统处理，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）的相关标准后全部回注油藏，不外排。

（3）噪声

噪声源主要为施工机械及施工车辆噪声，噪声级在 60dB（A）~105dB（A）之间。各噪声源噪声排放情况见表 3.4-1。

表 3.4-1 施工期噪声排放情况一览表

噪声源名称	噪声源位置	声功率级[dB（A）]	排放规律	噪声特性	降噪措施
柴油发电机	钻井井场	80~90	间歇	机械	设备选型上要求采用低噪声的设备，施工设备要经常检查维修，对噪声较大的设备采取基础减震措施
钻机		100~105		机械	
钻井液循环泵		95~100		机械	
施工机械		85~100		机械	
施工车辆	交通噪声	60~90	间歇	机械	加强保养维修

（4）固体废物

钻井井场和地面工程施工场地不设生活营地，无生活垃圾产生。施工产生的土石方全部回填，无弃方产生；固体废物主要为钻井岩屑、建筑垃圾、废润滑油、废润滑油桶和沾油废防渗材料。

①钻井岩屑

钻井过程中，岩石经钻头和钻井液的研磨而破碎成岩屑，随钻井液排出井口，进入钻井液不落地系统进行处理，分离出的液相回用于钻井液配置，钻井结束后由钻井队带至下一个井场继续使用，不外排。分离出固相即为钻井岩屑，进井场岩屑储罐，交由岩屑处置单位处理。岩屑产生量与井身结构有关，可按下列公式计算：

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

式中：W——产生的岩屑量，m³；

D ——井眼平均井径，m；

h ——裸眼长度，m；

d ——岩屑膨胀系数，使用水基钻井液体系时取 $P=2.2$ ，岩屑密度 $2.5\text{g}/\text{cm}^3$ 。

根据井身结构计算钻井期岩屑产生量见表 3.4-2。

表 3.4-2 钻井岩屑产生情况表

名称	井段	钻井液体系	钻头尺寸 (mm)	体积 (m^3)	水基钻井岩屑产生量 (m^3)
控制井					
单井	一开	水基钻井液	381	15	38
	二开		241.3	32	79
小计	/	/	/	/	117
(27 口控制井)	/	/	/	/	3159
采油井					
单井	一开	水基钻井液	444.5	20	51
	二开		311.2	80	200
	三开		215.9	34	85
小计	/	/	/	/	336
(43 口采油井)	/	/	/	/	14448
注汽井					
单井	一开	水基钻井液	444.5	20	51
	二开		311.2	76	190
	三开		215.9	34	85
小计	/	/	/	/	326
(43 口注汽井)	/	/	/	/	14018
合计 (113 口)	/	/	/	/	31625

由表 3.4-2 可知，113 口井钻井期间产生的水基钻井岩屑共计约为 31625t。

②建筑垃圾

建筑垃圾主要为废边角料、废包装物等，产生量较少，集中收集后送至当地建筑垃圾填埋场。

③废润滑油

钻井井场中的发电机、钻机和钻井液循环泵及其他动力设备，需要定期保养维护，保养维修过程中会产生一定量的废润滑油，参照新疆油田其他使用相同动力设备的井在钻井过程中产生废润滑油的数量可知，单井井场钻井期产生的废润滑油为

0.05t，则 113 口井废润滑油产生量 5.6t。废润滑油属于《国家危险废物名录》（2021 年版）HW08 废矿物油与含矿物油类危险废物，废物代码为 900-214-08，危险特性为 T，I，交由有相应危险废物处置资质的单位进行回收处置。

④废润滑油桶

使用润滑油时会产生一定的废润滑油桶，根据润滑油的使用量计算出废润滑油桶的产生量为 0.15t，废润滑油桶属于《国家危险废物名录》（2021 年版）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 T、I，交由有相应危险废物处理资质的单位处理。

⑤废防渗材料

场地清理时拆除的未破损且未沾油的防渗材料由施工单位集中回收利用，沾油废防渗材料属于危险废物（HW08 类危险废物，废物代码：900-249-08），危险特性为毒性和易燃性，施工结束后交由具有相关危险废物处置资质的单位接收、转运以及处置。参照新疆油田其他使用相同动力设备的井在钻井过程中产生废润滑油的数量可知，单井井场钻井期产生的废防渗材料为 0.07t，则 113 口井废润滑油产生量 7.91t。

（5）生态影响分析

①工程占地

工程占地主要为采油井场、计量站、注汽站、单井采油管线、集油干支线、注汽管网、架空线路、注汽管线、清水供水管线、清水软化水管线、锅炉排污水管线、MVC 浓水排水管线、高含盐水排水管线、50 万方储水池等，总占地面积为 2062152m²，其中永久占地 724686.2m²，临时占地 1337465.8m²，详见表 3.4-3。

表 3.4-3 占地概况一览表

序号	建设内容	占地面积 (m ²)			备注	占地类型
		总占地	临时占地	永久占地		
1	井场	329200	288725	40475	43 对（风重 007 井区 40 对，重 5 井区 3 对）SAGD 水平井场钻井井场：单座尺寸 80m×80m 43 座 SAGD 井场永久占地：单座尺寸 32m×25m。 27 座控制井（风重 007 井	草地

					区 14 口, 重 5 井区 13 口) 井场永久占地 15m×15m, 施工总占地 40m×50m	
2	计量站	8000	7040	960	4 座, 永久占地 20m×12m, 施工总占地 40m×50m	草地
3	注汽管线	200200	166200	34000	注汽干线施工作业带宽度为 12m, 注汽支线施工作业带宽度为 10m, 架空敷设, 永久占地为管线中心线两侧 2m 的范围	草地
4	单井采油管线	106700	85360	21340	施工作业带宽度为 10m, 架空敷设, 永久占地为管线中心线两侧 2m 的范围	草地
5	集油支线	43680	36400	7280	施工作业带宽度为 12m, 架空敷设, 永久占地为管线中心线两侧 2m 的范围	
6	集油干线	93000	77500	15500		
7	伴生气外输管线	55000	55000	0	施工作业带宽度为 10m, 埋地敷设	
8	火炬供气管线	10000	10000	0		
9	清水供水管线	119000	119000	0	供水主干线施工作业带宽度为 12m, 供水支线施工作业带宽度为 10m, 埋地敷设	
10	MVC 浓水、高含盐水排水管线	55200	55200	0	施工作业带宽度为 12m, 埋地敷设	
11	MVC 装置净化	14400	14400	0		
12	清水软化水管线	14400	14400	0		
13	锅炉排污水管线	14400	14400	0		
14	10kV 架空线路	84004.2	80004	4000.2	/	草地
15	50 万方储水池	494254.8	192284.8	301970	/	草地
16	油砂油联合处理站	385360	120060	265300		草地
17	注汽站	35353	1492	33861	/	草地
合计		2062152	1337465.8	724686.2	/	/

②土石方平衡

土石方主要产生于场地平整过程, 平整面积 10828.00m²。具体土石方平衡见表 3.4-4。

表 3.4-4 土石方平衡一览表

序号	项目名称	土石（方）量（m ³ ）	
		填方（+）	挖方（-）
一	场地 1 平整	13661.91	0.00
二	场地 2 平整	14.77	53380.96
三	场地 3 平整	55421.57	58501.88
四	边坡	1273.04	4085.67
五	小计	70356.52	115968.51
七	余土量	45611.99	

3.4.2 运营期污染源源强核算

3.4.2.1 废气

运营期主要不利环境影响来自油气开采、集输和处理过程中的非甲烷总烃和硫化氢无组织排放；油砂油联合处理站净化油罐和污油罐大小呼吸废气；燃煤供汽站有组织排放的锅炉烟气，SNCR+SCR 脱硝装置使用尿素过程中氨逃逸废气（与锅炉烟气一起排放），燃煤供汽站储煤棚和输煤系统无组织排放废气以及站渣罐、灰罐、消石灰粉罐有组织排放的废气。

（1）无组织废气

①采油井场、计量站和油砂油联合处理站动静密封点无组织排放废气

1) 无组织挥发性有机物

无组织挥发性有机物目前无相应的源强核算技术指南，本次参考《污染源源强核算技术指南 石油炼制工业》（HJ982-2018）中设备动静密封点泄漏平均排放系数法进行核算，计算公式具体如下：

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

式中：D_{设备}：一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，本次取 0.003；

WF_{VOCs,i}—流经密封点 i 的物料中挥发性有机物平均质量分数；

WF_{TOC,i}—流经密封点 i 的物料中总有机碳（TOC）平均质量分数；

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

n —挥发性有机物流经的设备与管线组件密封点数。

t_i —核算时段内密封点 i 的运行时间, h, 本次取 8000h。

由于本项目新建的采油井井口、计量站、油砂油联合处理站、架空敷设的单井采油管线、集油支线和集油干线均有阀门、法兰和连接件等动静密封点。

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 3.4-5。

表 3.4-5 排放系数、设备类型数量及污染物排放量

站场名称	设备类型		排放速率 (kg/h/排放源)	设备数量 (个/台)	污染物排放量 (t/a)
采油井场	40 口井	阀门	0.064	160	0.246
		法兰	0.085	320	0.653
		连接件	0.028	440	0.296
		小计	/	/	1.195
计量站 (10 井式) 4 座		阀门	0.064	76	0.117
		法兰	0.085	152	0.310
		连接件	0.028	24	0.016
		小计	/	/	0.443
集油区 (单井采油管线、集油支线和集油干线)		阀门	0.064	14	0.022
		法兰	0.085	28	0.057
		连接件	0.028	0	0
		小计	/	/	0.079
油砂油联合处理站		阀门	0.064	1381	2.121
		法兰	0.085	2625	5.355
		连接件	0.028	148	0.099
		泵	0.074	27	0.048
		泄压设备	0.073	15	0.026
		压缩机	0.073	3	0.005
		小计	/	/	7.655

备注：每座采油井井口装置中阀门数量为 4 个、法兰数量为 8 个、连接件数量为 11 个；每座计量站阀门数量为 19 个、法兰数量为 38 个、连接件数量为 6 个。

2) 硫化氢

根据伴生气性质可知，伴生气硫化氢的浓度 25000 mg/m^3 ；根据井口采出物中硫化氢含量以及通过阀门、法兰等逸散的无组织废气计算出每座采油井场。计量站、集油区集输管线和油砂油联合处理站硫化氢的产生量，详见表 3.4-6。

由于硫化氢基本分布在伴生气中，采出液中含量很小，几乎可以忽略，经与设计单位核实可知，油砂油联合处理站内，伴生气流经的阀门数量为 20 个，法兰数量为 40 个，连接件数量为 48 个，压缩机数量为 3 个，泄压设备 3 个。据此计算通过油砂油联合处理站伴生气输送天然气的泄漏量为 5972.908m³/a，硫化氢核算情况具体如下：

表 3.4-6 硫化氢产生情况一览表

名称	硫化氢含量 (mg/m ³)	天然气泄漏量 (m ³ /a)	硫化氢产生量 (kg/a)
采油井场 (40 座)	25000	1815.676655	45.39
计量站 (4 座)	25000	673.0918479	16.83
集油区	25000	120.0321805	3.00
油砂油联合处理站	25000	5972.907662	149.32
合计	/	/	215.54

备注：稠油油田伴生气具有气量小，气量波动大，气量与阶段注蒸汽的温度、注汽量、投产及运行井数相关的特点，根据产能数据折算，本次生产油气比约为 24.362:1 计。

②油砂油联合处理站无组织挥发性废气

1) 净化油罐和污油罐大小呼吸废气

经与建设单位核实净化油和污油中硫化氢含量极低，排放量小。故本次仅对净化油罐和污油罐运行过程中“大小呼吸”排放的无组织挥发性废气进行核算，具体如下：

油砂油联合处理站设 4 座 7000m³净化油罐和 2 座 200m³污油罐，采用常压固定顶罐，装载采用顶部浸没式装载。储罐因大小呼吸作用会排放无组织非甲烷总烃，小呼吸排放是由于温度和大气压力的变化引起蒸气的膨胀和收缩而产生的蒸气排出，它出现在罐内液面无任何变化的情况，是非人为干扰的自然排放方式；大呼吸排放是由于人为的装料与卸料而产生的损失。因装料时罐内压力超过释放压力，蒸气从罐内压出，而卸料损失发生于液面排出，空气被抽入罐体内，因空气变成有机蒸气饱和的气体而膨胀，因而超过蒸气空间容纳的能力。

本次采用中国石油化工系统编制的经验公式计算大小呼吸损失，经验公式如下：

大呼吸：

$$L_{DH}=4.35 \times 10^{-5} \times P \times \rho \times V \times K_T \times K_E$$

式中：L_{DH}—拱顶罐的年大呼吸损耗量，kg/a；

P —储罐内平均温度下油品真实蒸汽压，Pa(原油真实蒸气压取 40.17kPa，污油真实蒸气压取 70.02kPa)；

ρ —储存油品的平均密度， t/m^3 ，(净化油取 $0.9613t/m^3$ ，污油密度取值 $0.8270t/m^3$)；

V —油品年泵送入罐体积， m^3/a ，(净化油罐取 $49152m^3/a$ ，污油罐取 $110842m^3/a$)；

K_T —周转系数，(按 $K_T=1$ 计算)；

K_E —油品系数，(汽油取 1.0，原油取 0.75)。

小呼吸：

$$L_{DS}=12.751 \times 10^{-3} \times K_E \times [P_y / (P_a - P_y)]^{0.68} \times \rho \times D^{1.73} \times H^{0.51} \times \Delta T^{0.5} \times K_p \times C$$

式中： L_{DS} —拱顶罐的年小呼吸损耗量，kg/a；

ρ —储存油品的平均密度， t/m^3 ，(净化油取 $0.9613t/m^3$ ，污油密度取值 $0.8270t/m^3$)；

K_E —油品系数，(汽油取 24，其他油品取 14，本次取 14)

P_a —当地大气压，mmHg，取 760；

P_y —油品本体温度下的真实蒸汽压，mmHg，原油真实蒸气压取 301mmHg，污油真实蒸气压取 525mmHg。

D —储罐直径，m(净化油罐取 26m，污油罐取 6.58m)；

H —储罐内气相空间的高度，包括罐顶部分的相当高度，m(净化油罐取 1.486m，污油罐取 0.96m)；

ΔT —每日大气温度变化的年平均值， $^{\circ}C$ ，根据克拉玛依市气温，取 $10^{\circ}C$ ；

K_p —涂层因子或涂料系数(铅漆为 1.39，白漆为 1.02，本次取 1.02)；

C —小罐修正系数，直径在 0~9m 之间的罐体， $C=1-0.0123(D-9)^2$ ，罐径大于 9 取 1。净化油罐取 1，污油罐取值 0.928。

根据上述公式计算得出单座净化油罐的大呼吸量为 61.92t/a，小呼吸量为 0.1426t/a。

计算得出单座污油储罐的大呼吸量为 209.4t/a，小呼吸量为 0.0195t/a。

则 4 座净化油罐产生的无组织挥发非甲烷总烃为 248.2504t/a。2 座污油罐无组织挥发非甲烷总烃为 418.839t/a。

2) 净化油装车过程中的油气无组织挥发废气

净化油装车时产生的无组织挥发性有机物无相应的污染源强核算技术指南，其产生量参考《污染源源强核算技术指南 石油炼制》（HJ982-2018）中挥发性有机液体装载过程挥发性有机物的产生量计算，计算公式如下：

$$D_{\text{产生量}} = \frac{L_L \times Q}{1000}$$

式中：

$D_{\text{产生量}}$ ——核算时段内挥发性有机液体装载过程挥发性有机物的产生量，t/a；

Q ——核算时段内物料装载量， m^3/a ；

L_L ——挥发性有机液体装载过程的排放系数， kg/m^3 ，计算公式如下：

$$L_L = 1.20 \times 10^4 \times \frac{S \times P_T \times M_{\text{vap}}}{273.15 + T}$$

式中：

S ——饱和系数，无量纲，一般取 0.6。

P_T ——温度 T 时装载物料的真实蒸气压，Pa；本次取原油真实蒸气压取 40.17kPa。

M_{vap} ——油气分子量， g/mol ；本次净化油取 50 g/mol 。

T ——物料装载温度， $^{\circ}\text{C}$ ；本次净化油罐取 99 $^{\circ}\text{C}$ 。

根据 L_L 计算公式计算出净化油罐 L_L 为 0.39，根据产能预测，本次新建产能 18.9 $\times 10^4\text{t}/\text{a}$ ，原油密度为 0.9613 t/m^3 。根据上述计算公式计算出净化油装车时产生的无组织挥发性有机物为 73.71t/a。

本项目将净化油装车和净化油罐、污油罐抽气回收系统合建，设置一套 1.5 Nm^3/min 抽气压缩机组，尾气经压缩机组（含冷却、分离、增压、冷却、分离过程）增压后至伴生气冷却分离器橇，再次增压、冷干脱水后至风城油田作业区伴生气处理站进行处理。则净化油装车和净化油罐、污油罐产生的约 740.80t/a，非甲

烷总烃全部回收处理，不外排。

3) 柴油罐大小呼吸废气

200m³柴油罐储存过程中会产生一定的挥发性有机物（本次以非甲烷总烃计），本次参照《污染源源强核算技术指南 石油炼制工业(HJ982—2018)6.2.2.3 常压挥发性有机液体储罐挥发性有机物的产生量计算公式和《石化行业 VOCs 污染源排查工作指南》中的计算公式进行核算。《污染源源强核算技术指南 石油炼制工业(HJ982—2018)6.2.2.3 常压挥发性有机液体储罐挥发性有机物计算公式和《石化行业 VOCs 污染源排查工作指南》附录二中的计算公式及参数相同，具体如下：

※计算公式

浮顶罐的总损耗是边缘密封、出料、浮盘附件和浮盘缝隙损耗的总和，总损耗如下：

$$L_T=L_R+L_{WD}+L_F+L_D$$

式中：L_T——总损耗，1b/a；

L_R——边缘密封损耗，1b/a；

L_{WD}——排放损耗，1b/a；

L_F——复盘附件损耗，1b/a；

L_D——浮盘缝隙损耗（只限螺栓连接式的浮盘或浮顶），1b/a。

※L_R——边缘密封损耗

浮顶罐的边缘密封损耗可由下列公式估算得出：

$$L_R=(K_{Ra}+K_{Rb} v^n) DP^*M_VK_C$$

式中：L_R——边缘密封损耗，1b/a；

K_{Ra}——零风速边缘密封损耗因子，1b-mol/ft·a，本次取 0.6；

K_{Rb}——有风时边缘密封损耗因子，1b-mol/（mph）ⁿ·ft·a，本次取 0.4；

v——罐点平均环境风速，mph，如果罐为内浮顶和穹顶外浮顶罐，v=0；新建柴油罐为内浮顶，则 v=0；

n——密封相关风速指数，无量纲量；取值为 1。

P*——蒸汽压函数，无量纲量；0.013582074。

D——罐体直径，ft；

M_v ——气相分子质量，lb/lb-mol；

K_c ——产品因子；原油为 0.4，其它有机液体为 1.0，本次取值 1.0。

※挂壁损耗

浮顶罐的罐壁排放损耗可下式估算得出：

$$L_{WD} = \frac{(0.943)QC_sW_L}{D} \left[1 + \frac{N_c F_c}{D} \right]$$

式中： L_{WD} ——挂壁损耗，lb/a；

Q——年周转量，bb1/a；138760.5。

C_s ——罐体油垢因子，bb1/1000ft²；0.15。

W_L ——有机液体密度，lb/gal；

D——罐体直径，ft；

0.943常数，1000ft³·gal/bbl²；

N_c ——固定顶支撑柱数量（对于自支撑固定浮顶或外浮顶罐 $N_c=0$ 。），
无量纲量，本次取1；

F_c ——有效柱直径，取值 1.0。

※浮盘附件损耗

浮顶罐的浮盘附件损耗可由下面的公式估算得出：

$$L_F = F_F P^* M_v K_c$$

式中： L_F ——浮盘附件损耗，lb/a；

F_F ——总浮盘附件损耗因子，lb-mol/a；

$$F_F = \left[(N_{F1} K_{F1}) + (N_{F2} K_{F2}) + \dots + (N_{Fn} K_{Fn}) \right]$$

N_{Fi} ——特定规格的浮盘附件数，无量纲量；

K_{Fi} ——特定规格的附件损耗因子，lb-mol/a；

N_f ——不同种类的附件总数，无量纲量；

P^* ——蒸汽压函数，无量纲量；

M_v ——气相分子质量，lb/lb-mol；

K_c ——产品因子；原油为 0.4，其它有机液体为 1.0，本次取值 1.0。

※浮盘缝隙损耗

新建柴油罐为内浮顶罐，浮盘采用焊接方式连接，无浮盘缝隙损耗，故 L_D 为 0。

※油品及储罐相关参数取值

油品密度、气相分子质量见表 3.4-7，储罐罐壁油垢因子见表 3.4-8。

表 3.4-7 油品密度、气相分子质量情况一览表

油品名称	密度		气相分子质量	真实蒸气压 (kPa)
	t/m ³	lb/gal	(g/g-mol)	
柴油	0.8568	7.1457	130	5.113

表 3.4-8 储罐罐壁油垢因子一览表

介质	罐壁状况 (bbl/1000ft ²)
其他油品	0.15

本次将柴油罐设计周转量、储罐参数及克拉玛依市的气象参数输入计算表格，计算出储罐的无组织废气，具体见表 3.4-9 和表 3.4-10。

表 3.4-9 储罐相关参数

储罐		200m ³ 柴油罐	
直径 (m)		6.58m	
浮盘附件情况	人孔	数量	2 个
		形式	螺栓固定盖子，有密封件
	计量井/检尺口	数量	1 个
		形式	螺栓固定盖子，有密封件
	采样管/井	数量	1 个
		形式	有槽管式滑盖/重加权，有密封件
	浮盘支腿	数量	10 个
		形式	可调试，双层浮顶
	边缘通气孔	数量	6 个
		形式	/
	楼梯井	数量	0 个
		形式	/
	真空阀	数量	0 个
		形式	附重加权，加密封件
固定顶支撑井	数量	1 个	
	形式	/	

	浮盘排水管	数量	0 个	
		形式	/	
焊接密封形式	液态镶嵌式密封——密封浸于储液中，无气相空间		边缘刮板	只有一级

表 3.4-10 柴油罐无组织废气排放量

储罐	容积 (m ³)	边缘密封损失 (t/a)	挂壁损失 (t/a)	浮盘附件损失 (t/a)	浮盘缝隙损失 (t/a)	总损失 (t/a)
柴油储罐	200	0.0104	2.9496	0.1118	0	3.07

③燃煤供汽站无组织排放的颗粒物

1) 新建储煤棚

新建储煤棚结构形式采用“混凝土挡墙+轻钢结构+防风抑尘网”形式。运行过程中会有无组织逸散的颗粒物，根据《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》（2021 年第 24 号）附表 2 中的工业源固体物料堆场颗粒物核算系数手册进行核算。具体如下：

※颗粒物产生量核算工业企业固体物料堆存颗粒物包括装卸场尘和风蚀扬颗粒物产生量核算公式如下：

$$P = ZC_y + FC_y = \{N_c \times D \times (a/b) + 2 \times E_f \times S\} \times 10^{-3}$$

式中：P 指颗粒物产生量(单位：t)；计算值为 128.8t。

ZC_y 指装卸扬尘产生量(单位：t)；

FC_y 指风蚀扬尘产生量(单位：t)；

N_c 指年物料运载车次(单位：车)，本次取值 4800；

D 指单车平均运载量(单位：t/车)，本次取值 40；

(a/b) 指装卸扬尘概化系数(单位：kg/t)，a 指各省风速概化系数，见附录 1，本次取值 0.0011；b 指物料含水率概化系数见附录 2，本次取值 0.0054；

E_f 指堆场风蚀扬尘概化系数，见附录 3(单位：kg/m²)，本次取值 31.1418；

S 指堆场占地面积(单位：m²)，本次取值 1440 (32m×45m)。

※颗粒物排放量核算

工业企业固体物料堆场颗粒物排放量核算公式如下：

$$U_c = P \times (1 - C_m) \times (1 - T_m)$$

式中：P 指颗粒物产生量(单位：t)；

U_c 指颗粒物排放量(单位：t)；

C_m 指颗粒物控制措施控制效率(单位：%)，见附录 4。本次取值 60%，

T_m 指堆场类型控制效率(单位：%)，见附录 5。本次取值 60%。

则通过半封闭式堆场类型和混凝土挡墙围挡对烟尘 20.61t/a。

根据设计资料可知，本项目半封闭式储煤棚，储煤棚在运营过程中会进行洒水抑尘，并设置有防风抑尘网，经洒水抑尘和防风抑尘网的降尘措施后，排至大气的颗粒物约为 0.54t/a。

(2) 有组织排放废气

①燃煤供汽站锅炉

1) 燃煤锅炉烟气

燃煤锅炉采用平衡通风，炉膛出口处烟气压力约为-100~0Pa。燃煤在炉膛内燃烧后产生的高温烟气和飞灰离开旋风分离器并流经尾部竖井内的对流受热面，然后经脱硫除尘系统、引风机，进入烟囱，排向大气。

根据《排污许可证申请与核发技术规范 锅炉》(HJ953-2018)可知，可根据燃料低位发热量计算基准烟气量，由前文煤质分析报告可知，使用煤炭收到基低位发热量 $Q_{net, ar}$ (MJ/kg) = 22MJ/kg \geq 12.54MJ/kg，燃料干燥无灰基挥发分 $V_{daf} \geq 15\%$ ，基准烟气量 $V_{gy} = 0.411Q_{net, ar} + 0.918 = 0.411 \times 22 + 0.918 = 9.96 \text{Nm}^3/\text{kg}$ ，每台 75t/h 锅炉燃料消耗量为 12t/h，年运行时间为 8000h。则每台锅炉的烟气产生量为 119520m³/h。两台锅炉排放烟气通过 1 根 80m 的排气筒排放，则通过合并后的排气筒排放的烟气量为 239040m³/h。

2) 颗粒物(烟尘)

本次核算采用《污染源源强核算技术指南 锅炉》(HJ991-2018)中推荐的物料衡算法计算烟气中各污染物浓度，具体如下：

根据《污染源源强核算技术指南 锅炉》(HJ991-2018)，颗粒物(烟尘)排放量按下式计算。

$$E_A = \frac{R \times \frac{A_{ar}}{100} \times \frac{d_{fh}}{100} \times \left(1 - \frac{\eta_c}{100}\right)}{1 - \frac{C_{fh}}{100}}$$

式中： E_A ——核算时段内颗粒物（烟尘）排放量，t；

R ——核算时段内锅炉燃料耗量，t，取 96000；

A_{ar} ——收到基灰分的质量分数，%；取 27.57。

d_{fh} ——锅炉烟气带出的飞灰份额，%；取 65；

η_c ——综合除尘效率，%；取 99.99；

C_{fh} ——飞灰中的可燃物含量，%，取 6。

当流化床锅炉添加石灰石、消石灰等脱硫剂时，入炉物料的灰分 A_{ar} 可用折算灰分表示，将下式折算灰分 A_{zs} 代入上式。

$$A_{zs} = A_{ar} + 3.125S_{ar} \times \left(m \times \left(\frac{100}{K_{CaCO_3}} - 0.44 \right) + \frac{0.8\eta_{ls}}{100} \right)$$

式中： A_{zs} ：——折算灰分的质量分数。取值 31.12%。

A_{ar} ——收到基灰分的质量分数，%；取值 27.57%。

S_{ar} ——收到基硫的质量分数，%；0.8。

m ——Ca/S 摩尔比，按 1.25；

K_{CaCO_3} ，——消石灰纯度，碳酸钙在消石灰中的质量分数（取 95%），%；

η_{ls} ：——脱硫效率（取 98%），%。

由上式计算，根据设计除尘效率按 99.99% 计算，预计单台锅炉颗粒物排放量为 1.83t/a，则通过合并后的排气筒排放的颗粒物为 3.66t/a，排放浓度为 1.91mg/m³。

3) 二氧化硫

根据《污染源源强核算技术指南 锅炉》（HJ991-2018），SO₂ 排放量按以下公式计算：

$$E_{SO_2} = 2R \times \frac{S_{ar}}{100} \times \left(1 - \frac{q_4}{100}\right) \times \left(1 - \frac{\eta_s}{100}\right) \times K$$

式中： E_{SO_2} ——核算时段内二氧化硫排放量，t；

R——核算时段内锅炉燃烧耗量，t；

S_{ar} ——收到基硫的质量分数，%，取值 0.8；

q_4 ——锅炉机械不完全燃烧热损失，%，取值 1.5；

K——燃料中的硫燃烧后氧化成二氧化硫的份额，量纲一的量；取值 0.8；

η_s ——脱硫效率，%，取值 98。

由上式计算得出，项目单台锅炉 SO_2 排放量为 24.24t/a，则通过合并后的排气筒排放的 SO_2 为 48.48t/a，排放浓度为 25.32mg/m³。

4) 氮氧化物

根据《污染源源强核算技术指南 锅炉》（HJ991-2018），氮氧化物排放量按以下公式计算：

$$E_{NO_x} = \rho_{NO_x} \times Q \times \left(1 - \frac{\eta_{NO_x}}{100}\right) \times 10^{-9}$$

式中： E_{NO_x} ——核算时段内氮氧化物排放量，t；

ρ_{NO_x} ——锅炉炉膛出口氮氧化物质量浓度，mg/m³，取值 150；

Q——核算时段内标态干烟气排放量，m³；

η_{NO_x} ——脱硝效率，%；取 70。

由上式计算得出，项目单台锅炉 NO_x 排放量为 43.03t/a，则通过合并后的排气筒排放的 NO_x 为 86.06t/a，排放浓度为 45mg/m³。

5) 汞及其化合物

根据《污染源源强核算技术指南 锅炉》（HJ991-2018），汞及其化合物按以下公式计算：

$$E_{Hg} = R \times m_{Hg_{ar}} \times \left(1 - \frac{\eta_{Hg}}{100}\right) \times 10^{-6}$$

式中： E_{Hg} ——核算时段内汞及其化合物排放量（以汞计），t；

R——核算时段内锅炉燃烧耗量，96000t/a；

$m_{Hg_{ar}}$ ——收到基汞的含量， $\mu g/g$ ；取值 0.0543

η_{Hg} ——汞协同脱除效率，70%；

当烟气采用脱硝、除尘和脱硫等环保设施对烟气中的汞具有较高的脱除效

率，平均脱除效率一般可达 70%。由于煤质分析中缺少收到基汞的含量参数，根据《新疆原煤中汞含量分布及燃煤大气汞排放量估算》，新疆煤炭汞平均含量为 $5.43 \times 10^{-2} \text{mg/kg}$ ，经计算得出，单台锅炉汞及其化合物排放量为 0.0016t/a，则通过合并后的排气筒排放的汞及其化合物为 0.0032t/a，排放浓度为 0.0017mg/m^3 。

6) SNCR 和 SCR 脱硝装置氨逃逸

SNCR 和 SCR 脱硝装置采用尿素作为还原剂，在 SNCR 脱硝过程中会产生一定的氨，根据锅炉设计资料可知，SNCR 和 SCR 脱硝时氨排放浓度为 2.3mg/m^3 ，则本项目 SNCR 脱硝装置氨逃逸氨的排放量为 0.55kg/h (4.4t/a)。

②燃煤供汽站灰罐、渣罐、消石灰粉罐除尘器顶端颗粒物排放情况

根据设计提供资料，正常情况下，灰罐、渣罐、消石灰粉罐在运行过程中产生的颗粒物及经各自罐体顶部配套的除尘器顶端排放的颗粒物排放情况具体如下：

由于石灰石粉罐为备用脱硫工艺，存在不确定性，故本次仅核算正常工艺流程中灰罐、渣罐、消石灰粉罐，具体如下：

参照《逸散性工业粉尘控制技术》，本项目炉渣转运过程中的逸散性的颗粒物的逸散尘排放因子 0.02kg/t-物料 ，仓存过程中逸散尘排放因子 0.02kg/t-物料 ，来核算其颗粒物的产生情况，并按照各自罐顶配套的除尘器的除尘效率核算颗粒物的排放情况。

本项目除尘灰和消石灰粉转运过程中的逸散性的颗粒物的逸散尘排放因子 0.12kg/t-物料 ，仓存过程中逸散尘排放因子 0.12kg/t-物料 。

具体如下：

表 3.4-11 项目大气污染物产生及排放情况一览表

污染源	灰罐	渣罐	消石灰粉罐
装载量	200000	16000	900
风量 (Nm^3/h)	400	10	200
污染物	颗粒物	颗粒物	颗粒物
产生浓度 (mg/m^3)	15000	8000	135
产生量 (t/a)	48	0.64	0.216
拟采取措施	电袋复合除尘器	电袋复合除尘器	布袋除尘器
排气筒高度	22.5m	22.5m	15m
废气量 (Nm^3/h)	400	10	200

排放量 (t/a)	0.048	0.0064	0.0216
处理效率 (%)	99.9%	99.9%	99%
排放浓度 (mg/m ³)	15	8	13.5

备注：新建灰罐 2 座，燃煤供汽站 2 台锅炉除尘灰产生量为 400000t/a，则每座灰罐的装载量为 200000t/a。新建渣罐 1 座，燃煤供汽站 2 台锅炉炉渣产生量为 16000t/a，则每座灰罐的装载量为 16000t/a。新建消石灰粉罐 2 座，每座消石灰粉的装载量为 900t/a。

(3) 温室气体排放

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、火炬燃烧和 CH₄ 排放、工艺放空 CO₂ 和 CH₄ 排放、设备泄漏 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，公式如下：

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

就本项目而言，涉及温室气体排放的环节为油气开采过程 CH₄ 逃逸排放、燃料燃烧 CO₂ 排放、CH₄ 排放和净购入电力隐含的 CO₂ 排放。

①原油开采过程中 CH₄ 逃逸排放量

原油开采过程中 CH₄ 逃逸排放量按照下式计算：

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

式中：E_{CH₄开采逃逸} 为原油开采或天然气开采中所有设施类型产生的 CH₄ 逃逸排放，单位为吨 CH₄；

j 为不同的设施类型；

Num_{oil,j} 为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} 为原油开采业务中涉及的每种设施类型 j 的 CH₄ 逃逸排放因子，单位为吨 CH₄/（年·个）；

Num_{gas,j} 为天然气开采业务所涉及的泄漏设施类型数量，单位为个；

EF_{gas,j} 为天然气开采业务中涉及的每种设施类型 j 的 CH₄ 逃逸排放因子，单位为吨 CH₄/（年·个）。

本项目原油开采过程中涉及 CH₄ 排放的设施主要为井口装置、计量站和联合站，相关参数取值及计算结果见表 3.4-12。

表 3.4-12 原油开采过程甲烷逃逸排放排放量计算参数及结果一览表

场所	逃逸设施	设施逃逸	井场个数	甲烷排放量 (t/a)
43 口采油井	井口装置	0.23 吨/年·个	43	9.89
4 座计量站	接转站	0.18 吨/年·个	4	0.72
油砂油联合处理站	联合站	1.4 吨/年·个	1	1.4
合计	/	/	/	12.01

根据表中参数，结合公式计算可知，CH₄ 逃逸排放量为 12.01t。

②原油输送过程中 CH₄ 逃逸排放

原油输送过程中产生的 CH₄ 逃逸排放主要源于原油输送管道的泄漏，可根据原油输送量估算，公式如下：

$$E_{CH_4_油输逃逸} = Q_{oil} \times EF_{CH_4_油输逃逸}$$

式中，

$E_{CH_4_油输逃逸}$ 为原油输送过程中产生的 CH₄ 逃逸排放，单位为吨 CH₄；

Q_{oil} 为原油输送量，单位为亿吨；本次取值 18.9×10^{-4} 。

$EF_{CH_4_油输逃逸}$ 为原油输送的 CH₄ 逃逸排放因子，单位为吨 CH₄/亿吨原油。本次取值 753.29(吨/亿吨)。本项目原油输送过程中甲烷排放量为 1.42t/a。

③净购入电力隐含的 CO₂ 排放量

购入电力生产的二氧化碳排放量按如下公式计算：

$$E_{CO_2_净电} = AD_{电力} \times EF_{电力}$$

式中： $E_{CO_2_净电}$ 为报告主体净购入电力隐含的 CO₂ 排放量，单位为吨 CO₂；

$AD_{电力}$ 为企业净购入的电力消费量，单位为兆瓦时 (MWh)；

$EF_{电力}$ 为电力供应的 CO₂ 排放因子，单位为吨 CO₂/MWh。

本项目电力消耗约 31305.7MW·h，据此计算购入电力所产生的二氧化碳，详见表 3.4-13。

表 3.4-13 年净购入电力所产生的二氧化碳排放情况

净购入电量 (MW·h)	排放因子 (tCO ₂ /MW·h)	排放量 (tCO ₂)
31305.7	0.8922	27931

备注：排放因子来源于生态环境部 2020 年 12 月 29 日发布的《2019 年度减排项目中国区域电网基准线排放因子》中规定的西北电网的排放因子

④燃料燃烧排放

燃料燃烧 CO₂ 排放量主要基于分品种的燃料燃烧量、单位燃料的含碳量和碳氧化率计算得到，公式如下：

$$E_{\text{CO}_2\text{-燃烧}} = \sum_i \left(AD_i \times CC_i \times OF_i \times \frac{44}{12} \right)$$

式中：E_{CO₂-燃烧} 为分企业边界的化石燃料燃烧 CO₂ 排放量，单位为吨；

i 为化石燃料的种类；

AD_i 为化石燃料品种 i 明确用作燃料燃烧的消费量，对固体或液体燃料以吨为单位；煤炭消耗量为 19.2×10⁴t/a。

CC_i 为化石燃料 i 的含碳量，对固体和液体燃料以吨碳/吨燃料为单位；CC_i=NCV_i×EF_i（NCV_i 为化石燃料品种 i 的低位发热量（22GJ/吨），对固体和液体燃料以 GJ/吨为单位；EF_i 为燃料品种 i 的单位热值含碳量，单位为吨碳/GJ），单位热值含碳量（吨碳/GJ）27.49×10⁻³。本次取 0.6 吨碳/吨燃料。

OF_i 为化石燃料 i 的碳氧化率，单位为%，本次取 94%。

根据上述公式计算出燃料燃烧过程中 CO₂ 排放量 E_{CO₂-燃烧} = 397056t。

综上所述，运营期二氧化碳的排放量为 425000.43t/a。

3.4.2.2 废水

运营期废水主要为洗井废水、井下作业废液、油砂油联合处理站和供汽站工作人员产生的生活污水、油砂油联合处理站采出水处理部分软化水处理系统产生的高含盐废水、MVC 装置排放的浓缩盐水、油砂油联合处理站循环冷却水系统循环冷却废水、伴生气增压冷干系统含油废水、采出液处理部分水力冲砂系统水力冲砂废水、燃煤供汽站锅炉产生的锅炉排污水和燃煤锅炉检修排污水。

(1) 集油区

①洗井废水

洗井废水产生量无相应的源强核算技术指南，本次评价参照《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》（2021 年第 24 号）中的《工业源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中的产排污系数（见表 3.4-14）进行核算。

表 3.4-14 与石油和天然气开采有关的服务活动产排污系数一览表

工艺名称	规模等级	污染物指标	单位	产污系数	末端治理技术名称	排污系数
非低渗透油井洗井作业	所有规模	工业废水量	t/井次-产品	76.0	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
低渗透油井洗井作业	所有规模	工业废水量	t/井次-产品	27.13	回收回注	0
		化学需氧量	g/井次-产品	34679	回收回注	0
		石油类	g/井次-产品	6122	回收回注	0

项目区为非低渗透油井，本次拟投产的风重 007 井区的采油井为 40 口，采用表 3.4-14 非低渗透油井洗井作业产污系数计算洗井废水及废水中各污染物的产生量，计算结果详见表 3.4-15。

表 3.4-15 洗井废水产生量一览表

污染物指标	产污系数	40 口采油井合计产生量 (t/a)
工业废水量	76t/井次-产品	3040
化学需氧量	104525g/井次-产品	4.18
石油类	17645g/井次-产品	0.71

②井下作业废液

井下作业进行压裂工序时，会产生一定的压裂返排液和酸化返排液，修井时会产生一定的废洗井液，井下作业废液主要包括压裂返排液、酸化返排液和废洗井液。其产生量无相应的源强核算指南，本次评价采用《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》中的《工业源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中的产排污系数进行核算，产污系数见表 3.4-16。

表 3.4-16 压裂返排液、酸化返排液及废洗井液产生量一览表

污染物名称		产污系数	40 口井合计产生量
非低渗透油井	压裂返排液	119.94m ³ /井·次	4797.6m ³ /a
	酸化返排液	26.56m ³ /井·次	1062.4m ³ /a

	废洗井液	25.29t/井	1011.6t/a
--	------	----------	-----------

压裂返排液、酸化返排液及废洗井液收集至专用储罐中，由罐车拉运至新建油砂油联合处理站采出水处理系统处理，处理后出水水质满足注汽锅炉用水执行《油田采出水用于注汽锅炉给水处理设计规范》（SY/T0097-2016）后用于注汽锅炉的水源，不外排。

（2）油砂油联合处理站

①油砂油联合站工作人员生活污水

油砂油联合站每日站内工作人员为 27 人，单人消耗水量 50L/d，站内年用水量约 450m³，排水系数取 0.8，则生活污水年产生量约 360m³，其排水水质与居民生活污水相近似，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 200mg/L，则生活污水中化学需氧量（COD_{Cr}）排放量为 0.126t/a，氨氮排放量为（NH₃-N）0.0108t/a，悬浮物（SS）排放量为 0.072t/a。

②高含盐废水

油砂油联合处理站采出水处理部分软化水处理系统产生的高含盐废水，主要污染物为 pH 值、化学需氧量、溶解性总固体（全盐量），产生量为 30m³/d（1×10⁴m³/a）。

③MVC 装置排放的浓缩盐水

MVC 装置排放的浓缩盐水（溶解性总固体≈60000mg/L，含硅≈1000mg/L，pH=10~11），产生量约为 310m³/d（10.3×10⁴m³/a）。

④伴生气增压冷干系统分离出的含油废水

根据设计资料可知，伴生气增压冷干系统分离出的含油废水主要污染物为石油类，产生量约为 12000m³/a。

⑤循环冷却废水

油砂油联合处理站采出水处理部分循环水系统运行过程中会产生循环冷却废水，产生量约为 400m³/a，主要污染物为 pH 值、化学需氧量、溶解性总固体。

⑥水力冲砂废水

油砂油联合处理站采出液处理系统预脱水分离器和热化学分离器均采用水力冲砂排砂，其液相停留时间较长，容器底部有砂固类聚集，采用水力冲砂，冲砂水由

采出水处理系统提供，废水产生量为 $100\text{m}^3/\text{h}$ ($800000\text{m}^3/\text{a}$)，排至油砂油联合处理站站外事故池，上层污油回收污油进入污油处理装置进行处理，处理后污油含水小于 5%，采出水含油小于 $4000\text{mg}/\text{L}$ ，处理后的污油去净化油罐，处理后采出水去采出水处理系统处理。

(3) 燃煤供汽站

① 燃煤供汽站工作人员生活污水

燃煤供汽站每日站内工作人员为 25 人，单人消耗水量 $50\text{L}/\text{d}$ ，站内年用水量约 417m^3 ，排水系数取 0.8，则生活污水年产生量约 334m^3 ，其排水水质与居民生活污水相近似，化学需氧量 (COD_{Cr}) 浓度 $350\text{mg}/\text{L}$ 、氨氮 ($\text{NH}_3\text{-N}$) 浓度 $30\text{mg}/\text{L}$ 、悬浮物 (SS) 浓度 $200\text{mg}/\text{L}$ ，则生活污水中化学需氧量 (COD_{Cr}) 排放量为 $0.1169\text{t}/\text{a}$ ，氨氮排放量为 ($\text{NH}_3\text{-N}$) $0.01\text{t}/\text{a}$ ，悬浮物 (SS) 排放量为 $0.0668\text{t}/\text{a}$ 。

② 燃煤供汽站锅炉产生的锅炉排污水

根据设计资料，单台燃煤锅炉排污水为 $5.475\text{t}/\text{h}$ ，则 2 台燃煤锅炉排污水为 $10.95\text{t}/\text{h}$ ($87600\text{t}/\text{a}$)。

③ 燃煤锅炉检修排污水

燃煤锅炉每年检修一次，检修排污水产生量约为 $2 \times 10^4\text{m}^3/\text{a}$ 。

3.4.2.3 噪声

噪声源主要为井场内的机泵、巡检车辆等，噪声排放情况见表 3.4-17~表 3.4-18。

表 3.4-17 运营期噪声排放情况一览表（室外声源）

序号	噪声源所在场站	噪声源名称	数量	声功率级[dB (A)]	声源控制措施	降噪后的噪声 [dB(A)]	运行时段
1	单座采油井场	抽油机	1 台	75~80	选用低噪声设备、基础减振、定期检修维修	60~65	运营期连续运行
2	采油井场	井下作业 (压裂、修井等)	1 台	80~95		65~70	井场井下作业过程
3	采油井场、计量站、燃煤供汽站、油砂油联合处理站	罐车、巡检车辆	1 台	60~90	定期检修维修	60~90	巡检过程
4	油砂油联合处理站采出液处理系统	伴生气压缩机	2 台	88	选用低噪声设备、基础减振、定期检修维修	73	运营期连续运行
5		无油螺杆式空气压缩机	2 台	88		60~65	
6	油砂油联合处理站采出液处理系统	污油回收泵	2 台	75~80		60~65	
7		污泥提升泵	2 台	75~80		60~65	
8		污水回收泵	2 台	75~80		60~65	
9		闭式冷却塔	2 台	75~80		60~65	
10		循环水泵	2 台	75~80		60~65	
11		事故池回收水泵	2 台	75~80		60~65	
12	燃煤供汽站	煤斗振打器	4 台	75~80		60~65	
13		仓壁振打器	3 台	75~80		60~65	

表 3.4-18 运营期噪声排放情况一览表（室内声源）

序号	站场名称	建筑物名称	声源名称	型号	数量	声功率级 [dB (A)]	声源控制措施	室内边界声级 [dB (A)]	运行时段	建筑物插入损失 [dB (A)]	建筑物外噪声 [dB (A)]
1	油砂油联合处理站	乙二醇循环泵房	乙二醇循环泵	Q=275m ³ /h H=60m	3 台	85	基础减振、隔声	85	运营期装置运行过程中连续运行	26	59
2		综合泵房 (装卸车泵房)	装车兼底水泵	Q=120m ³ /h H=60m/ Q=50m ³ /h H=60m	3 台	85		85		26	59
3			柴油卸车泵 橇	Q=40m ³ /h H=60m	1 台	85		85		26	59
4			稀释剂提升泵	Q=8m ³ /h H=120m	2 台	85		85		26	59
5			卸油泵	Q=100m ³ /h H=60m	2 台	85		85		26	59
6			污油提升泵	Q=18m ³ /h; H=120m	2 台	85		85		26	59
7		消防泵房	潜污泵	H=10m, Q=50m ³ /h	2 台	85		85		26	59
8			电动消防水泵	Q=220L/s H=70m	1 台	85		85		26	59
9			柴拖消防水泵	Q=220L/s H=70m	1 台	85		85		26	59
10		综合泵房 (采出水处理部分)	供热循环水泵	Q=61m ³ /h H=40m	2 台	85		85		26	59
11			补水泵	Q=4m ³ /h H=40m	2 台	85		85		26	59

12	污水泵房	提升泵	Q=190m ³ /h 扬程 H=20m, N=22.5kW	2 台	85	85	26	59	
13		过滤提升泵	Q=190m ³ /h 扬程 H=40m, N=45kW	2 台	85	85	26	59	
14		软化提升泵	Q=190m ³ /h 扬程 H=40m, N=45kW	2 台	85	85	26	59	
15		再生泵	Q=40m ³ /h, H=80m, N=22kW	2 台	85	85	26	59	
16		外输水泵	Q=114m ³ /h H=40m N=25kW	2 台	85	85	26	59	
17		清水提升泵	Q=95m ³ /h 扬程 H=40m, N=22.5kW	2 台	85	85	26	59	
18		软化水外输 泵	Q=95m ³ /h 扬程 H=40m, N=22.5kW	2 台	85	85	26	59	
19		消防泵房	电动冷却水 泵	Q=60L/s H=90m N=110kW	1 台	85	85	26	59
20	柴拖冷却水 泵		Q=60L/s H=90m	1 台	85	85	26	59	
21	燃煤 锅炉房	燃煤循环流 化床锅炉	TG-75/14-M 型	2 台	85	85	26	59	
22	燃煤供汽站	外输泵房	给水泵	Q=90m ³ /h	3 台	85	85	26	59
23			疏水泵	Q=30m ³ /h	2 台	85	85	26	59
24			加氨装置两 箱三泵计量 泵	Q=40L/h, H=1.5MPa	1 台	85	85	26	59
25			计量泵	Q=40L/h, H=18MPa	1 台	85	85	26	59
26			加丙酮肟两	/	1 台	85	85	26	59

			箱三泵计量泵							
27			反冲洗泵	Q=10m ³ /h, H=70mH ₂ O	2 台	85	85		26	59
28		综合操作间	工业水循环泵	Q=60m ³ /h	3 台	85	85		26	59
29			闭式冷却塔	150m ³ /h	1 台	85	85		26	59
30			除氧器给水泵	Q=80m ³ /h	3 台	85	85		26	59
31			补水泵	Q=6.5m ³ /h	2 台	85	85		26	59
32			综合库房	卧式热水多级离心泵	/	2 台	85	85		26
33		集中供气站	螺杆压缩机	Q=23m ³ /min; p=1.0MPa	4 台	85	85		26	59
34			螺杆压缩机	Q=9m ³ /min; p=1.0MPa	1 台	85	85		26	59
35		引风机间	一次风机	Q=52100m ³ /h	4 台	85	85		26	59
36			二次风机	Q=49600m ³ /h	4 台	85	85		26	59
37			引风机	Q=170000m ³ /h,	4 台	85	85		26	59
38			罗茨风机	Q=9.58m ³ /min,	8 台	85	85		26	59

3.4.2.4 固体废物

固体废物主要为废润滑油、废润滑油桶、沾油废防渗材料、废含油抹布和劳保用品、双滤料过滤器废弃滤料、含油污泥、废离子交换树脂、生活垃圾、锅炉炉渣、除尘灰、脱硝废催化剂。

(1) 废润滑油

采油井场、计量站和油砂油联合处理站等站场设备维修会产生废润滑油，产生量为 3.3t/a，废润滑油属于《国家危险废物名录》（2021 年版）HW08 废矿物油和含矿物油废物，废物代码为 900-214-08，危险特性为 T、I，临时贮存在油砂油联合处理站危险废物临时贮存点，最终交由有相应危险废物处置资质的单位处理。

(2) 废润滑油桶

采油井场、计量站和油砂油联合处理站等站场设备检修过程中使用润滑油时会产生一定的废润滑油桶，根据润滑油的使用量计算出废润滑油桶的产生量为 0.26t/a，废润滑油桶属于《国家危险废物名录》（2021 年版）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 T、I，临时贮存在油砂油联合处理站危险废物临时贮存点，最终交由有相应危险废物处置资质的单位处置。

(3) 沾油废防渗材料

采油井场日常巡检、检修过程中会产生一定的沾油废防渗膜，沾油废防渗膜属于《国家危险废物名录》（2021 年版）HW08 废矿物油和含矿物油废物，废物代码：900-249-08，危险特性为 T、I，根据现有采油井场实际产生情况估算，其单井产生量约 0.07t/a，则 43 口采油井沾油废防渗膜产生量约为 3.01t/a，临时贮存在油砂油联合处理站危险废物临时贮存点，最终交由有相应危险废物处理资质的单位处理。

(4) 废含油抹布和劳保用品

采油井场、计量站和油砂油联合处理站等站场设备检修过程中会产生一定的废含油抹布、劳保用品，产生量约为 0.22t/a。废含油抹布和劳保用品属于《国家危险废物名录》（2021 年版）HW49 其他废物，废物代码为 900-041-49，危险特性为 T/In，临时贮存在油砂油联合处理站危险废物临时贮存点，最终交由有相应危险废物处理资质的单位处理。

(5) 双滤料过滤器废弃滤料

根据设计资料可知，油砂油联合处理站采出水处理系统采用的双滤料过滤器滤料为金刚砂和陶粒，滤料更换周期为五年一次，单个滤罐一次更换产生的污染金刚砂滤料为 19.5t，18 台滤罐合计 352t；单个滤罐一次更换产生的污染陶粒滤料为 6.9t，18 台滤罐合计 124t。废弃滤料属于《国家危险废物名录》（2021 年版）HW49 其他废物，废物代码为 900-041-49，危险特性为 T/In，不在站内暂存，清理过程中直接由具有相应危险废物处置资质的单位转运处置。

(6) 含油污泥

根据设计资料可知，油砂油联合处理站含油污泥产生量为 1142t/a，主要为油砂油联合处理站罐体的清罐底泥，根据《国家危险废物名录（2021 年版）》，油砂油联合处理站采出液水力冲砂及站内储罐清理过程中产生的含油污泥属于 HW08 类危险废物（废物代码：071-001-08）。

其中采出液处理系统定期水力冲砂过程中产生的水力冲砂废水排至油砂油联合处理站站外的事故池，上层污油回收污油进入污油处理装置进行处理，处理后污油含水小于 5%，采出水含油小于 4000mg/L，处理后的污油去净化油罐，处理后采出水去采出水处理系统处理，处理后事故池底部的油泥及时交由具有相应危险废物处置资质的单位处置。

油砂油联合处理站清罐底泥，不在站内暂存，清理过程中直接由具有相应危险废物处置资质的单位转运处置。

(7) 废离子交换树脂

油砂油联合处理站采出水处理部分软化水处理系统定期会产生废离子交换树脂，产生量约 1t/a，属于一般固废，更换后及时由生产厂家进行回收再生。

(8) 废催化剂

根据《国家危险废物名录（2021 年版）》，新建供汽站燃煤锅炉烟气采用 SCR 脱硝过程中会产生少量的废脱硝催化剂，为危险废物，其危险废物类别为 HW50 类危险废物（废物代码：772-007-50），每 3 年产生量约 10.5t，不在供汽站燃煤锅炉暂存，产生后直接交由有危险废物处置资质的单位进行处置。

(9) 注汽锅炉炉渣

根据设计资料可知，燃煤供汽站 2 台锅炉炉渣产生量为 16000t/a。

(10) 注汽锅炉除尘灰

根据设计资料可知，燃煤供汽站 2 台锅炉除尘灰产生量为 400000t/a。

(11) 废催化剂

根据《国家危险废物名录（2021 年版）》，新建供汽站燃煤锅炉烟气采用 SCR 脱硝过程中会产生少量的废脱硝催化剂，为危险废物，其危险废物类别为 HW50 类危险废物（废物代码：772-007-50），每 3 年产生量约 10.5t，不在供汽站燃煤锅炉暂存，产生后直接交由有危险废物处置资质的单位进行处置。

(12) 生活垃圾

新建油砂油联合处理站每日站内工作人员为 27 人，新建燃煤供汽站每日站内工作人员为 25 人，生活垃圾产生量均按 0.5kg/人·天计，则运营期生活垃圾产生量约 8.7t/a，定期清运至乌尔禾区生活垃圾填埋场。

各类危险废物汇总情况见表 3.4-19。

表 3.4-19 危险废物汇总情况一览表

序号	危险废物名称	危险废物类别	危险废物代码	产生量 (t/a)	产生工序及装置	形态	主要成分	有害成分	危险特性	污染防治措施
1	废润滑油	HW08	900-214-08	3.3t/a	设备检维修	液态	油类	油类	T, I	交由有相应危险废物处理资质的单位处理
2	废润滑油桶	HW08	900-249-08	0.26t/a	设备检维修	液态	油类	油类	T, I	
3	沾油废防渗材料	HW08	900-249-08	3.01t/a	井下作业	固态	油类	油类	T, I	
4	废含油抹布、劳保用品	HW49	900-041-49	0.22t/a	设备检维修	固态	油类	油类	T/In	
5	双滤料过滤器废弃滤料	HW49	900-041-49	476t/5a	双滤料过滤器	固态	油类	油类	T/In	

6	含油污泥	HW08	071-001-08	1142t/a	油砂油联合处理站采出液水力冲砂及站内储罐清理	固态	油类	油类	T/I
7	脱硝废催化剂	HW50	772-007-50	10.5t/3a	SCR 脱硝装置	固态	重金属	重金属	T

(5) 生态影响

运营期不新增占地，临时占地植被进行自然恢复，人类活动及巡检车辆可能对项目区及周边野生动物产生一定的影响。

3.4.3 退役期污染源分析

退役期施工过程中会产生少量的扬尘、废弃管线、建筑垃圾等。

3.4.4 非正常工况环境影响分析

(1) 油田开采区域和油砂油联合处理站可能出现的事故主要有井喷、井漏、储罐和管线泄漏事故。

①井喷事故

井喷主要是在油田钻井和井下作业过程中发生的事故。在钻井下作业过程中由于地层压力不稳、封井不严或者井控设备失灵，均可能发生井喷事故。发生井喷事故时，伴生气、采出水、原油和钻井液一同冲出井口，很容易发生爆炸和火灾事故。

②井漏事故

井漏事故一般发生在井下作业修井过程中，通常是由于套管破损或者固井质量不好，导致修井液漏入地层。漏层的类型、井漏的严重程度，因漏失层位各不相同，变化很大，一旦发生井漏，使大量修井液漏失，除造成经济损失外，还可能对地下含水层造成一定的污染和危害。

③储罐和管线泄漏

由于腐蚀、误操作等原因，油气集输管线和油砂油联合处理站站内的储罐发生破裂导致原油、伴生气泄漏，泄漏的原油可能污染土壤和地下水。

(2) 燃煤注汽站

锅炉烟气净化系统发生故障状态，不能达到设计效率，导致锅炉燃煤烟气超标

排放。经与建设单位核实，非正常排放主要考虑烟气净化系统故障，不能达到设计处理效率，导致锅炉燃煤烟气超标排放的情况。非正常工况下最有可能造成较大污染的运行状况为：电袋复合除尘器部分失效、脱硝设施出现故障和脱硫塔出现故障。

3.4.5 非正常及事故状态环境影响因素分析

本项目非正常工况主要是油砂油联合处理站开停工、设备维检修等情况，非正常工况下的伴生气全部进入火炬燃烧放空；可能发生的故事主要有伴生气管泄漏事故。

(1) 非正常工况

油砂油联合处理站非正常工况下火炬最大放空量 833.33m³/h，单次放空最大时长 2h，地面火炬，筒体高 25m，直径 DN200。参照《污染源源强核算技术指南 石油炼制工业》（HJ982-2018）中火炬焚烧排放废气产污系数法核算伴生气直接燃烧各污染物排放情况，具体如下：

$$E_{\text{火炬系统}} = \begin{cases} 2 \times \sum_{i=1}^n (S_i \times Q_i \times t_i) & \text{(二氧化硫)} \\ \sum_{i=1}^n (\alpha \times Q_i \times t_i) & \text{(氮氧化物、挥发性有机物)} \end{cases}$$

式中：E_{火炬系统}—核算时段内火炬排放废气中某种污染物产生量，kg；

n—火炬个数，量纲一的量；

S_i—核算时段内火炬气中的硫含量，kg/m³，本次取值 0.025；

Q_i—核算时段内火炬气流量，m³/h；

t_i—火炬年运行时间，h，；

α—排放系数，kg/m³，氮氧化物取 0.054，总烃取 0.002。

非正常工况火炬燃烧废气中各污染排放情况具体如下：

表 3.4-20 污染源非常排放量核算表

污染源	非正常排放原因	污染物	非正常排放量	非正常排放速率	单次持续时间	年发生频次	应对措施
油砂油联合处理站	装置发生事故，检修时天然气需放空	氮氧化物	0.09t/次	45kg/h	2.0h	2次/年	通过火炬系统点燃放空
		二氧化硫	0.083t/次	41.7kg/h			
		总烃	0.003t/次	1.67kg/h			

(2) 管道、储罐泄漏

由于腐蚀、误操作等原因，井场、计量站和油砂油联合处理站站工艺管线及储罐发生破裂导致油气泄漏，造成环境污染。

(3) 燃煤注汽站

一般情况下，燃煤注汽站锅炉烟气净化系统出现故障时，烟气温度下降，脱硝系统的喷嘴停止喷氨，脱硝效率下降为 0，或者电袋复合除尘装置故障，除尘效率降为 0，上述两种情况需要进行停炉处理，停炉后为处理的烟气继续排放，排放量时间约 1h；当炉外脱硫塔出现故障，电袋复合除尘装置和脱硝装置均正常运行时，启用备用的炉内喷入石灰石粉脱硫，脱硫效率为 90%两种情况。

根据前文可知，每台燃煤锅炉的烟气量为 119520m³/h。两台锅炉排放烟气通过 1 根 80m 的排气筒排放。则排气筒中锅炉烟气的排放量为 239040m³/h。

非正常工况下燃煤锅炉烟气排放情况见表 3.4-21。

表 3.4-21 非正常工况下锅炉烟气中各污染物的排放情况

污染源	非正常排放原因	污染物	非正常排放量 (t/a)	非正常排放速率 (kg/h)	排放浓度 (mg/m ³)	单次持续时间	年发生频次	应对措施		
燃煤锅炉排气筒	烟气温度下降，脱硝系统的喷嘴停止喷氨，脱硝效率下降为 0，或者电袋复合除尘装置故障，除尘效率降为 0，炉外脱硫装置正常运行	氮氧化物	0.036	36	150	1.0h	2 次/年	停炉检修		
		二氧化硫	0.006	6	25.32					
		颗粒物	4.566	4566	19100					
燃煤锅炉排气筒	炉外脱硫塔出现故障，电袋复合除尘装置和脱硝装置均正常运行启用	氮氧化物	0.0108	10.8	45			1.0h	2 次/年	备用的炉内喷入石灰石粉脱硫，脱硫效率为 90%
		二氧化硫	0.0303	30.3	126.6					
		颗粒物	0.0005	0.5	1.91					

3.4.6 污染物排放量汇总

本项目污染物排放情况见表 3.4-22~3.4-25。

表 3.4-22 运营期有组织废气污染物产生及排放一览表

站场名称	排气筒编号	产生工序	污染物名称	废气量 (m ³ /h)	污染因子	产生情况		处理效率%	排放情况			排气筒参数			处理措施及排放去向
						t/a	kg/h		t/a	kg/h	mg/m ³	高度 m	直径 m	温度 °C	
燃煤供汽站	DA001	燃煤锅炉	锅炉烟气	239040	颗粒物	36600	4575	99.99	3.66	0.46	1.91	80	3	140	采用“SNCR+SCR脱硝+半干法炉外脱硫+尾部电袋复合除尘”处理后达标排放
					二氧化硫	2424	303	98	48.48	6.06	25.32				
					氮氧化物	286.87	35.86	70	86.06	10.76	45				
					汞及其化合物	0.01	0.001	70	0.0032	0.0004	0.0017				
					氨	4.4	0.55	0	4.4	0.55	2.3				
	DA002	灰罐 1#	除尘器顶端排放废气	400	颗粒物	48	6	99.9	0.048	0.006	15	22.5	0.35	25	除灰系统采用气力输送,每座灰罐上部设置复合式除尘器。
	DA003	灰罐 2#		400	颗粒物	48	6	99.9	0.048	0.006	15	22.5	0.35	25	
	DA004	渣罐		10	颗粒物	0.64	0.08	99.9	0.0064	0.0008	8	22.5	0.25	25	渣罐顶设置复合除尘器
	DA005	消石灰粉罐 1#		200	颗粒物	0.216	0.027	99	0.0216	0.0027	13.5	15	1	25	每座消石灰粉罐上设置布袋除尘器
	DA006	消石灰粉罐 2#		200	颗粒物	0.216	0.027	99	0.0216	0.0027	13.5	15	1	25	

表 3.4-23 无组织废气产生排放情况汇总一览表

站场名称	产生工序	污染因子	产生情况	排放情况	处理措施及排放去向
			t/a	t/a	
采油井场	无组织废气	非甲烷总烃	1.195	1.195	井场和站场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，新建油砂油联合处理站开展挥发性有机物泄漏检测与修复。
		硫化氢	45.39kg/a	45.39kg/a	
计量站	无组织废气	非甲烷总烃	0.443	0.443	
		硫化氢	16.83kg/a	16.83kg/a	
集油区 (单井采油管线、集油支线和集油干线)	无组织废气	非甲烷总烃	0.079	0.079	
		硫化氢	3kg/a	3kg/a	
油砂油联合处理站 (动静密封点)	无组织废气	非甲烷总烃	7.655	7.655	
		硫化氢	149.32kg/a	149.32kg/a	
油砂油联合处理站 (净化油罐、污油罐及装车系统)	无组织废气	非甲烷总烃	740.80	0	净化油罐和污油罐均设置氮封系统+尾气回收系统，对净化油罐和污油罐兼卸油缓冲罐呼吸阀外排尾气进行收集后，管输至油砂油联合处理站已建伴生气处理站管道，依托风城油田作业区伴生气脱硫装置进行处理。 罐体应保持完好，不应有孔洞和裂隙。储罐附件开口（孔），除采样、计量、例行检查、维护和其他正常活动外，应密闭。应定期检查呼吸阀的定压是否符合设定要求。挥发性有机液体装载应采用底部装载或顶部浸没式装载方式；采用顶部浸没式装载的，出料管口距离罐（槽）底部高度应小于 200mm。

站场名称	产生工序	污染因子	产生情况	排放情况	处理措施及排放去向
			t/a	t/a	
油砂油联合处理站 (柴油罐)	无组织废气	非甲烷总烃	3.07	3.07	采用技术质量可靠的设备和罐体，罐体应保持完好，不应有孔洞（通气孔除外）和裂隙。浮盘附件开口（孔），除采样、计量、例行检查、维护和其他正常活动外，应密闭；浮盘边缘密封不应有破损。支柱、导向装置等储罐附件穿过浮盘时，其套筒底端应插入储存物料中并采取密封措施。除储罐排空作业外，浮盘应始终漂浮于储存物料的表面。自动通气阀在浮盘处于漂浮状态时应关闭且密封良好，仅在浮盘处于支座支撑状态时可开边缘呼吸阀在浮盘处于漂浮状态时应密封良好，并定期检查定压是否符合设定要求。除自动通气阀、边缘呼吸阀外，浮盘外边缘板及所有通过浮盘的开孔接管均应浸入储存物料液面下。
燃煤供汽站新建储煤棚	无组织废气	颗粒物	0.54	0.54	输煤系统为半地下装置，为减少无组织逸散，多处爆灰点均设有布袋除尘器及无动力除尘器，用以减轻爆灰。半封闭式储煤棚，储煤棚在运营过程中会进行洒水抑尘，并设置有防风抑尘网。

表 3.4-24 废水产生排放情况汇总一览表

类别	装置类别	污染物	污染因子	产生量	排放量 (t/a)	处理措施及排放去向	
废水	集油区	洗井废水	化学需氧量、 石油类	工业废水量	3040t/a	0	洗井废水和井下作业废液由罐车拉运至新建油砂油联合处理站采出水处理系统处理，处理后出水水质满足《油田采出水用于注汽锅炉给水处理设计规范》（SY/T0097-2016）后用于注汽锅炉的水源
				化学需氧量	4.18t/a	0	
				石油类	0.71t/a	0	
	井下作业废液	压裂返排液		4797.6m ³ /a	0		
		酸化返排液		1062.4m ³ /a	0		
		废洗井液		1011.6t/a	0		

类别	装置类别	污染物	污染因子	产生量	排放量 (t/a)	处理措施及排放去向
燃煤供汽站	燃煤供汽站锅炉产生的锅炉排污水	pH 值、化学需氧量、溶解性总固体 (全盐量)	pH 值、化学需氧量、溶解性总固体 (全盐量)	87600t/a	0	排至油砂油联合处理站采出水处理系统处理 MVC 处理装置的前段进行处理后, 出水水质满足《油田采出水用于注汽锅炉给水处理设计规范》(SY/T0097-2016) 后用于注汽锅炉的水源。
	燃煤锅炉检修排污水			$2 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$ (进行检维修时产生)	0	
	生活污水	化学需氧量 (COD _{Cr})、氨氮 (NH ₃ -N)、悬浮物 (SS)	334m ³	0	排至新建化粪池, 定期由吸污车拉运至乌尔禾区污水处理厂处理。	
油砂油联合处理站	采出水处理部分软化水处理系统产生的高含盐废水	pH 值、化学需氧量、溶解性总固体 (全盐量)	pH 值、化学需氧量、溶解性总固体 (全盐量)	$1 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$	0	排至 50 万方储水池蒸发处理。
	MVC 装置排放的浓缩盐水	pH 值、溶解性总固体 (全盐量)、悬浮物	pH 值、溶解性总固体 (全盐量)、悬浮物	$10.3 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$	0	排至 50 万方储水池蒸发处理。
	伴生气增压冷干系统分离出的含油废水	石油类	石油类	$12000 \text{m}^3/\text{a}$	0	管输至新建油砂油联合处理站采出水处理系统处理, 处理后出水水质满足《油田采出水用于注汽锅炉给水处理设计规范》(SY/T0097-2016) 后用于注汽锅炉的水源。
	采出水处理部分循环水系统循环冷却废水	pH 值、化学需氧量、溶解性总固体	pH 值、化学需氧量、溶解性总固体	$400 \text{m}^3/\text{a}$	0	
	水力冲砂废水	石油类、悬浮物 (SS)	石油类、悬浮物 (SS)	$800000 \text{m}^3/\text{a}$	0	排至油砂油联合处理站站外的事故池, 上层污油回收污油进入污油处理装置进行处理, 处理后污油含水小于 5%, 采出水含油小于 4000mg/L, 处理后的污油去净化油罐, 处理后采出水去采出水处理系统处理, 处理后事故池底部的油泥及时交由具有相应危险废物处置资质的单位处置。

类别	装置类别	污染物	污染因子	产生量	排放量 (t/a)	处理措施及排放去向
		生活污水	化学需氧量 (COD _{Cr})、 氨氮 (NH ₃ -N)、悬浮物 (SS)	360m ³	0	排至新建化粪池，定期由吸污车拉运至乌鲁木齐区污水处理厂处理。

表 3.4-25 固体废物产生排放情况汇总一览表

类别	站场名称	产污工序	污染源	污染因子	固体废物类别	危险废物类别	废物代码	产生量 (t/a)	排放量 (t/a)	处理措施及排放去向	
固体废物	采油井场、计量站、油砂油联合处理站	站场设备检修过程，采油井场日常巡检、检修过程	废润滑油	石油类	危险废物	HW08	900-214-08	3.3t/a	0	交由有相应危险废物处置资质的单位回收处置。	
			废润滑油桶	石油类	危险废物	HW08	900-249-08	0.26t/a	0		
			沾油废防渗材料	石油类	危险废物	HW08	900-249-08	3.01t/a	0		
			废含油抹布和劳保用品	石油类	危险废物	HW49	900-041-49	0.22t/a	0		
	油砂油联合处理站	采出水处理系统运营过程中	滤料更换过程	双滤料过滤器废弃滤料	石油类	危险废物	HW49	900-041-49	476t/5a	0	油砂油联合处理站含油污泥和双滤料过滤器废弃滤料，不在站内暂存，清理过程中直接由具有相应危险废物处置资质的单位转运处置。
				含油污泥	石油类	危险废物	HW08	071-001-08	1142t/a	0	

	采出水处理部分软化水处理系统	废离子交换树脂	/	一般工业固体废物	/	/	1t/a	0	更换后及时由生产厂家进行回收再生。
供汽站 燃煤锅炉	锅炉运行过程中	锅炉炉渣	/	一般工业固体废物	/	/	16000t/a	0	送克拉玛依快达百源环保科技发展有限公司一般工业固体废物填埋场进行填埋处理。
		除尘灰	/	一般工业固体废物	/	/	400000t/a	0	
	锅炉烟气净化系统	脱硝废催化剂	/	危险废物	HW50	772-007-50	10.5t/3a	0	交由有相应危险废物处置资质的单位回收处置。
燃煤供汽站、油砂油联合处理站	工作人员	生活垃圾	/	生活垃圾	/	/	8.7t/a	0	送乌鲁木齐区生活垃圾填埋场进行填埋处理。

3.5 总量控制指标

根据《“十四五”污染减排综合工作方案编制技术指南》，大气污染物减排因子为 NO_x 、VOCs，水污染物减排因子为 COD 和氨氮。

本项目产生的生活污水集中收集后由罐车拉运至乌尔禾区生活污水处理厂进行处理。含油废水和设备及场地冲洗排水均由油砂油联合处理站采出水处理达到处理后出水水质满足注汽锅炉用水执行《油田采出水用于注汽锅炉给水处理设计规范》（SY/T0097-2016）后用于注汽锅炉的水源，不外排，故不对化学需氧量、氨氮进行总量控制；本项目无有组织 VOCs 排放，氮氧化物有组织排放量 86.06t/a，建议建设单位据此进行总量控制指标申请。

本项目属于环境空气质量达标区，同时属于大气污染防治重点区域，废气排放污染物实行等量替代，替代方案由项目所在地克拉玛依市生态环境局根据市域各企业减排情况调配。

3.6 清洁生产分析

所谓清洁生产是指不断采取改进设计、使用清洁的能源和原料、采用先进的工艺技术与设备、改善管理、综合利用等措施，从源头削减污染，提高资源利用效率，减少或者避免生产、服务和产品使用过程中污染物的产生和排放，以减轻或者消除对人类健康和环境的危害。清洁生产是一种新的、创造性的思维方式，它以节能、降耗、减污、增效为目标，以技术和管理为手段，通过对生产全过程的排污审核、筛选并实施污染防治措施，以消除和减少工业生产对人类健康与生态环境的影响，达到防治污染、提高经济效益的双重目的。

（1）指标分析

①指标

根据《石油天然气开采行业清洁生产评价指标体系》（试行）进行清洁生产水平评价。井下作业、采油作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值见表 3.6-1~表 3.6-3。

②综合评价指数考核评分计算

综合评价指数考核总分值的计算公式为：

$$P=0.6P_1+0.4P_2$$

式中：P—清洁生产综合评价指数

P_1 —定量评价考核总分值；

P_2 —定性评价二级指标考核总分值。

根据目前我国石油和天然气开采行业的实际情况，不同等级的清洁生产企业的综合评价指标表 3.6-4。

表 3.6-4 石油和天然气开采行业不同等级清洁生产企业综合评价指数

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

——钻井作业：定量指标 100 分，定性指标 100 分，综合评价 100 分。

——井下作业：定量指标 80 分，定性指标 100 分，综合评价 91 分。

——采油和集输：定量指标 100 分，定性指标 100 分，综合评价 100 分。

根据综合评价指数得分判定，本项目清洁生产企业等级为：清洁生产先进企业。

本工程采用的清洁生产技术遵循“减量化、再利用、资源化”的原则。针对施工期、运营期和退役期均采取了避免和减缓不利环境影响的措施，高效利用并节约使用各类能源、资源（水、土地等）；制定合理有效的废物管理方案，采用源削减技术，减少井下作业、油气开采过程中固体废物、废水、废气等污染物的产生量，从源头上减少了污染物的排放。

表 3.6-1 钻井作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值

定量指标						本项目	
一级指标	权重值	二级指标	单位	权重分值	评价基准值	估算值	评分
(1) 资源和能源消耗指标	30	占地面积	m ²	15	符合行业标准要求	符合	15
		新鲜水消耗	t/100m 标准进尺	15	≤25	符合	15
(2) 生产技术特征指标	5	固井质量合格率	%	5	≥95%	100	5
(3) 资源综合利用指标	30	钻井液循环率	井深：2000m 以下； 2000m~3000m；3000m 以上	10	≥40%； ≥50%； ≥60%	95	10
		柴油机效率	%	10	≥80	>85	10
		污油回收率	%	10	≥90	100	10
(4) 污染物产生指标	35	钻井废水	t/100m 标准进尺	10	甲类区：≤30；乙类区：≤35	<35	10
		废弃钻井液	m ³ /100m 标准进尺	10	≤10	<10	10
		柴油机烟气	-	5	符合排放标准要求	符合	5
		石油类	mg/L	5	≤10	<10	5
		COD	mgL	5	甲类区：≤100；乙类区：≤150	<150	5
定性指标							
一级指标	指标分值	二级指标		指标分值	本项目评分		
(1) 原辅材料	15	钻井液毒性	可生物降解或无毒钻井液	10	10		
		柴油消耗	具有节油措施	5	5		
(2) 生产工艺及设备要求	30	钻井设备	国内领先	5	5		
		压力平衡技术	具备欠平衡技术	5	5		
		钻井液收集设施	配有收集设施，且使钻井液不落地	5	5		
		固井设备	配备振动筛、除气器、除泥器、除砂器、离心机等固控设备	5	5		
		井控措施	具备	5	5		
		有无防噪措施	有	5	5		
(3) 管理体系建设及清洁生产审核	35	建立 HSE 管理体系并通过认证		10	10		
		开展清洁生产审核，并通过验收		20	20		
		制定节能减排工作计划		5	5		
(4) 贯彻执行环境保护法规的符合性	20	废弃钻井液处置措施满足法规要求		10	10		
		污染物排放总量控制与减排措施情况		5	5		
		满足其他法律法规要求		5	5		

表 3.6-2 井下作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值

定量指标						本项目	
一级指标	权重值	二级指标	单位	权重分值	评价基准值	估算值	评分
(1) 资源和能源消耗指标	30	作业液消耗	m ³ /井次	10	≤5.0	25.29	0
		新鲜水消耗	m ³ /井次	10	≤5.0	0	10
		单位能耗	-	10	行业基本水平	基本水平	10
(2) 生产技术特征指标	20	压裂放喷返排入罐率	%	20	100	100	20
(3) 资源综合利用指标	20	落地原油回收利用率	%	10	100	100	10
		生产过程中排出物利用率	%	10	100	100	10
(4) 污染物产生指标	30	作业废液量	m ³ /井次	10	≤3.0	0	5
		石油类	mg/L	5	甲类区：≤10；乙类区：≤50	0	5
		COD	mg/L	5	甲类区：≤100；乙类区：≤150	0	5
		含油污泥	kg/井次	5	甲类区：≤50；乙类区：≤70	0	5
		一般固体废物（生活垃圾）	kg/井次	5	符合环保要求	0	5
定性指标							
一级指标	指标分值	二级指标			指标分值	本项目评分	
(1) 生产工艺及设备要求	40	防喷措施	具备		5	5	
		地面管线防刺防漏措施	按标准试压		5	5	
		防溢设备（防溢池设置）	具备		5	5	
		防渗范围	废水、使用液、原油等可能落地处		5	5	
		作业废液污染控制措施	集中回收处理		10	10	
		防止落地原油产生措施	具备原油回收设施		10	10	
(2) 管理体系建设及清洁生产审核	40	建立 HSE 管理体系并通过验证			15	15	
		开展清洁生产审核			20	20	
		制定节能减排工作计划			5	5	
(3) 贯彻执行环境保护法规的符合性	20	满足其他法律法规要求			20	20	

表 3.6-3 采油定量和定性评价指标项目、权重及基准值

定量指标						本项目		
一级指标	权重值	二级指标	单位	权重分值	评价基准值	估算值	评分	
(1) 资源和能源消耗指标	30	综合能耗	kg 标煤/t 采 出液	30	稀油: ≤65 稠油: ≤160 天然气: ≤50	11.80	30	
(2) 资源综合利用指标	30	余热利用率	%	10	≥60	不涉及	10	
		油井伴生气回收利用率	%	10	≥80	100	10	
		含油污泥资源化利用率	%	10	≥90	100	10	
(3) 污染物产生指标	40	石油类	%	5	≤10	0	5	
		COD	%	5	甲类区: ≤100; 乙类区: ≤150	0	5	
		落地原油回收利用率	%	10	100	100	10	
		采油废水回用率	%	10	≥60	100	10	
		油井伴生气外排率	%	10	≤20	0	10	
定性指标								
一级指标	指标分值	二级指标				指标分值	本项目评分	
(1) 生产工艺及设备要求	45	井筒质量			井筒设施完好		5	5
		采气	/	10	采油	套管气回收装置	10	10
			/	20		防止落地原油产生措施	20	20
		采油方式			采油方式经过综合评价确定		10	10
		集输流程			全密闭流程		10	10
(2) 管理体系建设及清洁生产审核	35	建立 HSE 管理体系并通过验证				10	10	
		开展清洁生产审核				20	20	
		制定节能减排工作计划				5	5	
(3) 环保政策法规执行情况	20	建设项目“三同时”执行情况				5	5	
		建设项目环境影响评价制度执行情况				5	5	
		污染物排放总量控制与减排措施情况				5	5	
		老污染源限期治理项目完成情况				5	5	

4 环境质量现状调查与评价

4.1 自然环境现状调查与评价

4.1.1 地理位置

本项目行政隶属于新疆维吾尔自治区克拉玛依市乌尔禾区，乌尔禾区位于克拉玛依市东北部，地处准噶尔盆地西北缘，南距克拉玛依市约 90km。东经 $85^{\circ} 15' \sim 86^{\circ} 00'$ ，北纬 $45^{\circ} 38' \sim 46^{\circ} 13'$ 。东北与和布克赛尔蒙古自治县接壤，西与托里县交界，南与市辖白碱滩区（克拉玛依高新技术产业开发区）毗邻，G217 国道纵贯全境。全区总面积 2229.19km^2 ，占克拉玛依市总面积的 28.81%。乌尔禾镇是乌尔禾区政府所在地，位于区境偏北面，G217 国道 318km 处，是克拉玛依市域的北大门。具体地理位置见图 4.1-1。

图 4.1-1 地理位置示意图

4.1.2 地形地貌

乌尔禾区地貌大体上可分为山地和盆地两部分。西部是加依尔山，西北和东北为哈拉阿拉特山，东南和南部为低山丘陵向东南方向倾斜的山地延伸带，即由山前冲积平原、湖泊、沼泽地组成的盆地部分，海拔高度在 200~300m 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。

乌尔禾区包括乌尔禾盆地及百口泉盆地。乌尔禾盆地地势较低，百口泉盆地地势较高，白杨河即从两块盆地中间地表断谷流进，并横穿乌尔禾盆地注入东南部的

艾里克湖。发源于加依尔山的克拉苏河和达尔布图河均分布于百口泉、黄羊泉一带。因此，两块盆地中的地下水资源比较丰富。

本项目原始地貌单元为冲、洪积沉积平原和剥蚀残丘分界地带，项目区地势整体呈现北高南低走势，地表高程约在 382.0m~400.0m 之间，项目区内间隔分布残丘，局部相对高差 2~4m 不等，残丘之间地势相对平缓开阔，地势低洼处多见坡面流形成的冲沟。

4.1.3 水文地质

(1) 地表水

项目区评价范围内无地表水体。

(2) 地下水

①区域水文地质条件

乌尔禾区地处白杨河谷地，根据地下水的赋存条件、含水层岩性结构、水理性质、水力特征等，将区域地下水类型分为第四系松散岩类孔隙水、碎屑岩类裂隙孔隙水和基岩裂隙水。地下水的补给主要由地表水渗透、大气降水以及地下潜流组成，以地表水的渗漏为主，其次是地下潜流和大气降水。

根据水文地质勘探资料表明，乌尔禾区域属白垩系富含孔隙-裂隙水。通过对白垩系地层岩性、特征的分析研究，中生带地层是潮湿气候的泻湖—湖泊环境条件下形成的。从新生代开始，区域地壳不断上升，白垩系地层接受风化和剥蚀，湖泊相的水分便在白垩系碎屑岩层的裂隙中残留下来，形成了区域地下水。与此同时，山区降水入渗形成的基岩裂隙水和地表水，在漫长的地质历史时期，通过侧向流入和渗漏补给给储存在白垩系地层中，构成地下水的含水层。

乌尔禾地区水文地质情况较为复杂，地下水属第四纪地层潜水，盆地中心地下水埋深一般在 10~30m 左右，含水层岩性主要为砾石层，地下水静储量为 $2 \times 108 \text{m}^3$ 。在乌尔禾地区有一个较大的新第三系地层承压水，其面积为 565km^2 ，地下水静储量 15 亿 m^3 ，日补给量 $4.3 \sim 4.7 \text{万 m}^3$ 。地下水补给源以地表水渗漏为主，其次是地下潜流和大气降水。几十年来，由于地表河流引水量的增加及人工水库的建设，造成该区域地表水入渗补给地下水量的减少，潜水位从 60 年代后下降了 $5.0 \sim 7.0 \text{m}$ 。

地下水化学特征受地质、地貌、岩性、埋深及补排关系等因素的影响和控制。地下水的补给主要由地表水渗透、大气降水以及地下潜流组成，以地表水的渗漏为主，其次是地下潜流和大气降水。

根据水化学资料分析，该区域地下水矿化度平均为 1.15g/l，pH 值为 7.5，水化学类型为 CL—Na 型、CL·SO₄—Na 型和 CL—Mg 型。可用作饮用水功能进行使用，是当地居民生活用水和工业用水的主要来源。

②项目区水文地质条件

根据地下水的赋存条件、含水层岩性结构、水理性质、水力特征等，项目区地下水类型分为松散岩类孔隙水。按照地下水的埋藏条件不同，松散岩类孔隙水含水岩组可以分为孔隙潜水含水层和承压（自流）水含水岩组两大类。

4.1.4 气候气象

克拉玛依市地处沙漠边缘，深居欧亚大陆腹地，远离海洋，属典型大陆性干旱气候。夏季酷热，冬季严寒，冬夏两季漫长，春秋两季时间短，季节更替不明显。区域气候十分干燥，全年少雨，多年平均降水量为 127.9mm，主要集中在 6~8 月，冬季无稳定积雪；气温变化幅度较大，多年平均气温为 9.1℃。极端最高气温可达 40℃，极端最低气温为-26.3℃。全年平均风速为 2.3m/s。克拉玛依近 20 年的气象数据见表 4.1-1。

表 4.1-1 克拉玛依近 20 年统计分析结果一览表

统计项目		*统计值	极值出现时间	**极值
多年平均气温 (°C)		9.1		
累年极端最高气温 (°C)		40.0	2015-07-22	44.0
累年极端最低气温 (°C)		-26.3	2011-01-06	-31.7
多年平均气压 (hPa)		966.8		
多年平均水汽压 (hPa)		6.1		
多年平均相对湿度 (%)		49.9		
多年平均降雨量 (mm)		127.9	2012-07-14	37.9
灾害天气统计	多年平均沙暴日数 (d)	0.0		
	多年平均雷暴日数 (d)	22.5		
	多年平均冰雹日数 (d)	0.6		
	多年平均大风日数 (d)	38.6		
多年实测极大风速 (m/s)、相应风向		30.1	2018-12-01	35.3 WNW

多年平均风速 (m/s)	2.3		
多年主导风向、风向频率 (%)	NW 20.2%		
多年静风频率 (风速 \leq 0.2m/s) (%)	4.3		
*统计值代表均值 **极值代表极端值	举例：累年极端最高气温	*代表极端最高气温的累年平均值	**代表极端最高气温的累年

4.2 环境保护目标调查

评价范围内无自然保护区、风景旅游区、文物古迹等特殊敏感目标，保护目标为新疆克拉玛依市魔鬼城风景名胜区布达拉宫景区。

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 09 月 06 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，2017 年 04 月发布的《魔鬼城风景名胜区总体规划（2018~2030）》将魔鬼城风景名胜区划为魔鬼城景区、小尖山景区、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。

(1) 一级保护区即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，现状油井有 2 口，立即关停；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。

(2) 二级保护区主要集中在魔鬼城景区、小尖山景区和布达拉宫景区，白杨河大峡谷景区部分河流区域和胡杨林景区西侧也有部分二级保护区，二级保护区总面积为 47.75km²。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。

(3) 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 63.99km²。

本项目大气评价范围内涉及的新疆克拉玛依市魔鬼城风景名胜区布达拉宫景区属于二级保护区，本项目不占用布达拉宫景区，项目距布达拉宫景区的工程为风城 2 号稠油联合站至新建油砂油联合站的清水供水管线，最近距离为 17m。具体见图 2.7-1。

布达拉宫景区范围为魔鬼城景区东北部的雅丹地貌景区，规划面积 9.55km²。景区性质以雅丹沙垄、沙丘等自然景观为主要资源，以感受雅丹地貌奇险为景区特色。景区内雅丹发育阶段为中期，岩体呈现中度风化。雅丹形态较为敦厚，受风蚀水蚀作用参半。山体顶端形态较为圆滑，沟体顶端为沙土，内多穴隙，且由于雨水冲蚀，形成大量陡峭崖壁和小型冲沟，适合游人步行探险探秘，故在适当的区域开展适宜的探险活动，以静态探险为主。

4.3 环境质量现状调查与评价

4.3.1 大气环境质量现状调查与评价

(1) 区域大气环境质量达标判定

根据《新疆维吾尔自治区 2022 年生态环境状况公报》，项目所在的行政区—克拉玛依市属于环境空气达标区。

根据中华人民共和国生态环境部环境工程评估中心发布的“环境空气质量模型技术支持服务系统”，克拉玛依市 2022 年公开发布的环境质量监测数据及评价结果详见表 4.3-1。

表 4.3-1 大气环境质量现状监测及评价结果一览表

监测因子	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	年平均值	7	60	11.7	达标
NO ₂	年平均值	20	40	50	达标
PM ₁₀	年平均值	50	70	71.4	达标
PM _{2.5}	年平均值	26	35	74.3	达标

CO	24 小时平均第 95 百分位数	1.2 (mg/m ³)	4 (mg/m ³)	30	达标
O ₃	最大 8 小时平均第 90 百分位数	119	160	74.4	达标

由上表可知，项目所在区域环境空气质量中各污染物的年评价指标现状浓度均满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准。

(2) 新疆克拉玛依市魔鬼城风景名胜区布达拉宫景区环境质量现状评价（一类区）

由于本项目大气评价范围内涉及的新疆克拉玛依市魔鬼城风景名胜区布达拉宫景区属于二级保护区，属于环境空气质量一类区。本次对新疆克拉玛依市魔鬼城风景名胜区布达拉宫景区的六项基本污染物和本项目涉及的其他污染物进行了现场实测，具体如下：

①监测因子

SO₂、NO₂、PM₁₀、PM_{2.5}、CO、O₃、NMHC、TSP、H₂S、NH₃、汞及其化合物。

②监测时间及监测单位

监测时间：2024 年 5 月 22 日~5 月 29 日。

监测单位：新疆环疆绿源环保科技有限公司。

③评价标准

SO₂、NO₂、PM₁₀、PM_{2.5}、CO、O₃ 执行《环境空气质量标准》（GB3098-2012）及修改单的一类区相关标准限值。非甲烷总烃参照《<大气污染物综合排放标准>详解》中推荐值 2.0mg/m³ 执行。H₂S 和 NH₃ 分别执行《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 中推荐值 10 μg/m³ 和 200 μg/m³。TSP 执行《环境空气质量标准》（GB 3095-2012）及修改单 120 μg/m³，汞及其化合物参照执行《环境空气质量标准》（GB3095-2012）的标准限值，小时值按照年均值的 6 倍，0.3 μg/m³。

④评价方法

采用最大占标率法来评价大气污染物在评价区域内的环境质量现状，计算公式如下：

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

P_i—第 i 种污染物的最大地面质量浓度占标率，%；

C_i —污染物 i 的实测浓度， $\mu\text{g}/\text{m}^3$ ；

C_{oi} —污染物 i 的环境空气标准浓度， $\mu\text{g}/\text{m}^3$ 。

⑤评价结果

新疆克拉玛依市魔鬼城风景名胜区布达拉宫景区环境质量现状（一类区）具体监测数据及评价结果详见表 4.3-2。

表 4.3-2 布达拉宫景区基本污染物补充监测数据

监测点位编号	污染物项目	平均时间	现状监测值	标准值 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	最大占标率 (%)	达标情况
魔鬼城风景名胜区 (环境空气质量一类区) G10: 85° 47' 46.460" 46° 9' 40.670"	SO ₂	24 小时平均	11~16	50	32	达标
		1 小时平均	10~15	150	10	达标
	NO ₂	24 小时平均	9~12	80	15	达标
		1 小时平均	10~15	200	7.5	达标
	PM ₁₀	24 小时平均	34~43	50	86	达标
	PM _{2.5}	24 小时平均	20~24	35	68.6	达标
	CO	24 小时平均	0.4	4mg/m ³	10	达标
		1 小时平均	0.3~0.4	10mg/m ³	4	达标
	O ₃	日最大 8 小时平均	76~87	100	87	达标
		1 小时平均	62~102	160	63.75	达标
	NMHC	一次值	660~1220	2000	61	达标
	H ₂ S	一次值	<1	10	<10	达标
	TSP	24 小时平均	80~91	120	75.8	达标
	NH ₃	一次值	8~14	200	7	达标
汞及其化合物	一次值	<0.0066	0.3	<2.2	达标	

根据上表可知，新疆克拉玛依市魔鬼城风景名胜区布达拉宫景区 SO₂、NO₂、PM₁₀、PM_{2.5}、CO、O₃ 六项基本污染物浓度均满足《环境空气质量标准》（GB3098-2012）及修改单的一类区相关标准限值要求。非甲烷总烃满足《<大气污染物综合排放标准>详解》中推荐值 2.0mg/m³ 的限值要求。H₂S 和 NH₃ 满足《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 中推荐值 10 $\mu\text{g}/\text{m}^3$ 和 200 $\mu\text{g}/\text{m}^3$ 的限值要求。TSP 满足《环境空气质量标准》（GB 3095-2012）及修改单的一类区相关标准限值要求，汞及其化合物满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）的标准限值小时值的限值要求。

(3) 新疆克拉玛依市魔鬼城风景名胜区布达拉宫景区以外（二类区）其他污

染物环境质量现状评价

①监测因子及监测点位

监测因子：NMHC、TSP、H₂S、NH₃、汞及其化合物。

监测点位：在项目区及项目区下风向共布设 9 个监测点，点位分布具体见表 4.3-3 和图 4.3-1。

表 4.3-3 环境空气监测点坐标一览表

点位编号		坐标	
		E	N
G1	项目区上风向（风重 007 井区）		
G2	新建燃煤注汽站下风向		
G3	项目区（新建燃煤注汽站上风向）		
G4	项目区		
G5	项目区下风向		
G6	新建油砂油联合处理站上风向		
G7	新建油砂油联合处理站下风向		
G8	项目区上风向（重 5 井区项目区）		
G9	项目区下风向（重 5 井区项目区）		

图 4.3-1 环境空气质量现状布点示意图

图 4.3-2 地下水环境质量现状布点示意图

图 4.3-3 声环境质量监测布点示意图

图 4.3-4 土壤环境质量监测布点示意图

②监测时间及监测单位

监测时间：2024 年 3 月 8 日~3 月 14 日。

监测单位：新疆环疆绿源环保科技有限公司。

③评价标准

非甲烷总烃参照《<大气污染物综合排放标准>详解》中推荐值 $2.0\text{mg}/\text{m}^3$ 执行。 H_2S 和 NH_3 分别执行《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 中推荐值 $10\ \mu\text{g}/\text{m}^3$ 和 $200\ \mu\text{g}/\text{m}^3$ 。 TSP 执行《环境空气质量标准》（GB 3095-2012）及修改单 $300\ \mu\text{g}/\text{m}^3$ ，汞及其化合物参照执行《环境空气质量标准》（GB3095-2012）的标准限值，小时值按照年均值的 6 倍， $0.3\ \mu\text{g}/\text{m}^3$ 。

④评价方法

采用最大占标率法来评价大气污染物在评价区域内的环境质量现状，计算公式如下：

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

P_i —第 i 种污染物的最大地面质量浓度占标率，%；

C_i —污染物 i 的实测浓度， $\mu\text{g}/\text{m}^3$ ；

C_{oi} —污染物 i 的环境空气标准浓度， $\mu\text{g}/\text{m}^3$ 。

⑤评价结果

新疆克拉玛依市魔鬼城风景名胜区布达拉宫景区以外（二类区）其他污染物环境质量现状具体监测数据及评价结果详见表 4.3-4。

表 4.3-4 大气环境质量现状监测及评价结果一览表

监测点位	监测因子	评价指标	现状浓度 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	标准值 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	最大占标率 (%)	达标情况
G1	NMHC	一次值	530~1230	2000	61.5	达标
	H ₂ S	一次值	<1	10	<10	达标
	TSP	24 小时平均	73~100	300	33.33	达标
	NH ₃	一次值	50~80	200	40	达标
	汞及其化合物	一次值	<0.0066	0.3	<2.2	达标
G2	NMHC	一次值	730~1440	2000	72	达标
	H ₂ S	一次值	<1	10	<10	达标
	TSP	24 小时平均	86~108	300	36	达标
	NH ₃	一次值	80~130	200	65	达标
	汞及其化合物	一次值	<0.0066	0.3	<2.2	达标
G3	NMHC	一次值	800~1350	2000	67.5	达标
	H ₂ S	一次值	<1	10	<10	达标
	TSP	24 小时平均	82~117	300	39	达标
	NH ₃	一次值	90~130	200	65	达标
	汞及其化合物	一次值	<0.0066	0.3	<2.2	达标
G4	NMHC	一次值	500~870	2000		达标
	H ₂ S	一次值	<1	10	<10	达标
	TSP	24 小时平均	87~120	300	40	达标
	NH ₃	一次值	80~140	200	70	达标
	汞及其化合物	一次值	<0.0066	0.3	<2.2	达标
G5	NMHC	一次值	430~780	2000	39	达标
	H ₂ S	一次值	<1	10	<10	达标
	TSP	24 小时平均	99~125	300	41.7	达标
	NH ₃	一次值	90~130	200	65	达标
	汞及其化合物	一次值	<0.0066	0.3	<2.2	达标
G6	NMHC	一次值	470~780	2000	39	达标
	H ₂ S	一次值	<1	10	<10	达标
	TSP	24 小时平均	73~108	300	36	达标
	NH ₃	一次值	50~80	200	40	达标
	汞及其化合物	一次值	<0.0066	0.3	<2.2	达标
G7	NMHC	一次值	150~620	2000	31	达标

	H ₂ S	一次值	<1	10	<10	达标
	TSP	24 小时平均	69~121	300	40.3	达标
	NH ₃	一次值	70~120	200	60	达标
	汞及其化合物	一次值	<0.0066	0.3	<2.2	达标
G8	NMHC	一次值	670~1050	2000	52.5	达标
	H ₂ S	一次值	<1	10	<10	达标
	TSP	24 小时平均	75~113	300	37.7	达标
	NH ₃	一次值	80~130	200	65	达标
	汞及其化合物	一次值	<0.0066	0.3	<2.2	达标
G9	NMHC	一次值	990~1450	2000	72.5	达标
	H ₂ S	一次值	<1	10	<10	达标
	TSP	24 小时平均	87~118	300	39.3	达标
	NH ₃	一次值	90~130	200	65	达标
	汞及其化合物	一次值	<0.0066	0.3	<2.2	达标

根据表 4.3-4 可知，项目区 NMHC 监测浓度满足《〈大气污染物综合排放标准〉详解》中推荐值 2.0mg/m³ 要求。H₂S 和 NH₃ 监测浓度满足《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 中推荐值 10 μg/m³ 和 200 μg/m³ 要求。TSP 监测浓度满足《环境空气质量标准》（GB 3095-2012）及修改单 300 μg/m³ 要求。汞及其化合物监测浓度满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）的标准限值 0.3 μg/m³ 要求。

4.3.2 地下水环境质量现状调查与评价

（1）数据来源

本次评价采用实测法调查地下水环境质量，本次在项目区上游、下游和侧向布设 5 个监测点，点位分布见图 4.3-2，点位基本信息及与项目区的位置关系见表 4.3-5。

表 4.3-5 地下水监测井基本信息

监测点位名称	地下水类型	坐标		与项目区的位置关系
W1	潜水			FHW7001P 西北侧约 2.6km（上游）
W2	潜水			FHW7019P 西南侧约 2.24km（侧向）
W3 （夏水 20 井）	潜水			FHW7039I 东南侧约 18.4km（侧

				向)
W4 (夏水 18 井)	潜水			FHW7039I 东南侧 约 17.30km (侧 向)
W5 (夏水 21 井)	潜水			FHW7039I 东南侧 约 16.01km (侧 向)

监测因子： K^+ 、 Na^+ 、 Ca^{2+} 、 Mg^{2+} 、 CO_3^{2-} 、 HCO_3^- 、 Cl^- 、 SO_4^{2-} 的浓度，pH、氨氮、硝酸盐氮、亚硝酸盐氮、挥发性酚类、氰化物、砷、汞、铬(六价)、总硬度、铅、氟化物、镉、铁、锰、溶解性总固体、耗氧量、硫酸盐、氯化物、石油类、总大肠菌群、细菌总数、色、浑浊度、肉眼可见物、钠、硫化物，水位、水温。

监测频次：取一次样。

监测时间：2024 年 3 月 11 日~3 月 22 日。

②评价标准

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。

③评价方法及结果

采用单项标准指数法对地下水进行评价。

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

式中： P_i ——水质单项标准指数；

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

C_{si} —— i 因子的评价标准，mg/L；

pH 的单项标准指数表达式为：

$$pH_j \leq 7.0 \text{ 时: } S_{pH,j} = \frac{7.0 - pH_j}{7.0 - pH_{sd}}$$

$$pH_j > 7.0 \text{ 时: } S_{pH,j} = \frac{pH_j - 7.0}{pH_{su} - 7.0}$$

式中： $S_{pH,j}$ ——pH 标准指数；

pH_j —— j 点实测 pH 值；

pH_{sd} ——标准中的 pH 值的下限值；

pH_{su} ——标准中的 pH 值的上限值。

地下水监测及评价结果见表 4.3-6，从评价结果可知，各项监测因子均满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类标准，石油类满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中的III类标准限值。

表 4.3-6 地下水现状监测数据一览表

(单位: mg/L, pH 无量纲)

序号	监测因子	标准值	单位	W1			W2			W3 (夏水 20 井)			W4 (夏水 18 井)			W5 (夏水 21 井)		
				监测值	标准指数	达标情况	监测值	标准指数	达标情况	监测值	标准指数	达标情况	监测值	标准指数	达标情况	监测值	标准指数	达标情况
1	pH 值	6.5~8.5	无量纲	7.4	0.27	达标	7.6	0.40	达标	7.5	0.33	达标	7.5	0.33	达标	7.4	0.27	达标
2	氯化物	≤250	mg/L	1.86×10 ⁴	74.4	超标	8.87×10 ³	35.48	超标	1.19×10 ⁴	47.60	超标	1.21×10 ⁴	48.40	超标	4.55×10 ³	18.20	超标
3	硝酸盐氮	≤20	mg/L	0.664	0.03	达标	1.26	0.06	达标	3.7	0.19	达标	0.388	0.02	达标	1.74	0.09	达标
4	硫酸盐	≤250	mg/L	1.72×10 ⁴	68.8	超标	9.82×10 ³	39.28	超标	1.26×10 ⁴	50.40	超标	1.27×10 ⁴	50.80	超标	4.52×10 ³	18.08	超标
5	氟化物	≤1	mg/L	0.722	0.722	达标	1.25	1.25	超标	0.868	0.868	达标	1.08	1.08	达标	0.386	0.386	达标
6	总硬度 (CaCO ₃ 计)	≤450	mg/L	191	0.42	达标	178	0.40	达标	202	0.45	达标	222	0.49	达标	164	0.36	达标
7	溶解性固体总量	≤1000	mg/L	5.01×10 ⁴	50.1	超标	2.31×10 ⁴	23.10	超标	3.07×10 ⁴	30.70	超标	3.13×10 ⁴	31.30	超标	1.57×10 ⁴	15.70	超标
8	挥发酚	≤0.002	mg/L	0.0003L	/	达标	0.0003L	/	达标	0.0003L	/	达标	0.0003L	/	达标	0.0003L	/	达标

9	氨氮	≤0.5	mg/L	0.038	0.076	达标	0.052	0.104	达标	0.062	0.124	达标	0.046	0.092	达标	0.068	0.136	达标
10	钾	/	mg/L	24.8	/	达标	23.6	/	达标	13.1	/	达标	16	/	达标	26.5	/	达标
11	钙	/	mg/L	504	/	达标	465	/	达标	1.07×10^3	/	达标	266	/	达标	260	/	达标
12	钠	/	mg/L	3.39×10^3	/	达标	5.27×10^3	/	达标	5.60×10^3	/	达标	3.97×10^3	/	达标	2.33×10^3	/	达标
13	镁	/	mg/L	998	/	达标	489	/	达标	665	/	达标	280	/	达标	343	/	达标
14	铁	≤0.3	mg/L	0.04	0.13	达标	0.06	0.2	达标	0.05	0.17	达标	0.04	0.13	达标	0.03L	/	达标
15	锰	≤0.1	mg/L	0.08	0.8	达标	0.02	0.2	达标	0.01L	/	达标	0.09	0.9	达标	0.04	0.4	达标
16	铅	≤0.01	μg/L	10L	/	达标	10L	/	达标	10L	/	达标	10L	/	达标	10L	/	达标
17	镉	≤0.005	μg/L	1L	/	达标	1L	/	达标	1L	/	达标	1L	/	达标	1L	/	达标
18	汞	≤0.001	μg/L	0.04L	/	达标	0.04L	/	达标	0.04L	/	达标	0.04L	/	达标	0.04L	/	达标
19	砷	≤0.01	μg/L	0.3L	/	达标	0.3L	/	达标	0.3L	/	达标	0.3L	/	达标	0.3L	/	达标
20	亚硝酸盐氮	≤1	mg/L	0.017	0.017	达标	0.065	0.065	达标	0.055	0.055	达标	0.006	0.006	达标	0.041	0.041	达标
21	总大肠菌群	≤3	MPN/L	未检出	/	达标	未检出	/	达标	未检出	/	达标	未检出	/	达标	未检出	/	达标
22	菌落总数	≤100	CFU/mL	29	0.29	达标	33	0.33	达标	31	0.31	达标	22	0.22	达标	23	0.23	达标

23	氰化物	≤ 0.05	mg/L	0.002L	/	达标	0.002L	/	达标	0.002L	/	达标	0.002L	/	达标	0.002L	/	达标
24	六价铬	≤ 0.05	mg/L	0.004L	/	达标	0.004L	/	达标	0.004L	/	达标	0.004L	/	达标	0.004L	/	达标
25	耗氧量	≤3	mg/L	0.8	0.27	达标	1	0.33	达标	0.9	0.3	达标	1.2	0.4	达标	0.9	0.3	达标
26	石油类	≤ 0.05	mg/L	0.01L	/	达标	0.01L	/	达标	0.01L	/	达标	0.01L	/	达标	0.01L	/	达标
27	碳酸盐(以CaCO ₃ 计)	/	mg/L	0	/	达标	0	/	达标	0	/	达标	0	/	达标	0	/	达标
28	重碳酸盐(以CaCO ₃ 计)	/	mg/L	506	/	达标	381	/	达标	269	/	达标	419	/	达标	191	/	达标
29	硫化物	≤ 0.02	mg/L	0.003L	/	达标	0.003L	/	达标	0.003L	/	达标	0.003L	/	达标	0.003L	/	达标
30	水温	/	℃	3.2	/	达标	3	/	达标	3.4	/	达标	3.2	/	达标	3.4	/	达标
31	色度	≤15	度	5L	/	达标	5L	/	达标	5L	/	达标	5L	/	达标	5L	/	达标
32	浊度	≤3	NTU	0.3L	/	达标	0.3L	/	达标	0.3L	/	达标	0.3L	/	达标	0.3L	/	达标
33	肉眼可见物*	无	无量纲	无	/	达标	无	/	达标	无	/	达标	无	/	达标	无	/	达标

注：低于检出限的用“L”表示

4.3.3 声环境质量现状调查与评价

(1) 监测点位

本次在新建油砂油联合处理站、新建燃煤注汽站厂界四周各设 1 个监测点，新建 50 万方储水池周边布设 4 个监测点，井区采用网格布点的方式布设 18 个监测点，共计 30 个点。监测点坐标见表 4.3-7，点位分布见图 4.3-3。

表 4.3-7 噪声监测点坐标一览表

序号	经度	纬度	备注
Z1			拟建油砂油联合处理站东厂界
Z2			拟建油砂油联合处理站南厂界
Z3			拟建油砂油联合处理站西厂界
Z4			拟建油砂油联合处理站北厂界
Z5			拟建燃煤注汽站东厂界
Z6			拟建燃煤注汽站南厂界
Z7			拟建燃煤注汽站西厂界
Z8			拟建燃煤注汽站北厂界
Z9			拟新建储水池周边
Z10			
Z11			
Z12			
Z13			井区
Z14			
Z15			
Z16			
Z17			
Z18			
Z19			
Z20			
Z21			
Z22			
Z23			
Z24			
Z25			
Z26			
Z27			
Z28			
Z29			
Z30			

(2) 监测单位及监测时间

监测时间：2024 年 03 月 09 日~2024 年 03 月 10 日。

监测单位：新疆环疆绿源环保科技有限公司。

(3) 评价标准

执行《声环境质量标准》（GB3096-2008）2 类区标准限值。

(4) 评价方法

监测值与标准值直接比对，说明噪声源及是否超标。

(5) 评价结果

声环境现状监测结果见表 4.3-8，由监测结果可知，项目区背景噪声值昼、夜均满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）2 类标准要求。

表 4.3-8 声环境现状监测结果 [单位：dB (A)]

点位 编号	标准值		监测值		达标 情况	监测值		达标 情况
	昼间	夜间	2024 年 03 月 09 日			2024 年 03 月 10 日		
			昼间	夜间		昼间	夜间	
Z1	60	50	45	42	达标	45	42	达标
Z2	60	50	46	43	达标	46	43	达标
Z3	60	50	46	43	达标	45	42	达标
Z4	60	50	45	42	达标	46	43	达标
Z5	60	50	46	43	达标	46	42	达标
Z6	60	50	47	43	达标	47	43	达标
Z7	60	50	46	43	达标	45	41	达标
Z8	60	50	45	42	达标	45	42	达标
Z9	60	50	46	43	达标	46	42	达标
Z10	60	50	46	42	达标	45	41	达标
Z11	60	50	46	43	达标	46	43	达标
Z12	60	50	45	42	达标	45	42	达标
Z13	60	50	45	42	达标	46	43	达标
Z14	60	50	46	43	达标	46	42	达标
Z15	60	50	46	42	达标	45	42	达标
Z16	60	50	45	42	达标	45	41	达标
Z17	60	50	46	43	达标	46	42	达标
Z18	60	50	47	43	达标	46	43	达标
Z19	60	50	45	41	达标	45	42	达标
Z20	60	50	45	42	达标	46	42	达标
Z21	60	50	46	42	达标	46	43	达标

Z22	60	50	46	43	达标	45	41	达标
Z23	60	50	47	43	达标	46	43	达标
Z24	60	50	45	41	达标	46	42	达标
Z25	60	50	45	42	达标	46	43	达标
Z26	60	50	46	42	达标	45	41	达标
Z27	60	50	46	43	达标	46	42	达标
Z28	60	50	47	43	达标	46	43	达标
Z29	60	50	46	42	达标	47	43	达标
Z30	60	50	45	42	达标	46	42	达标

由表 4.3-8 可知，各监测点昼、夜噪声值均满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）2 类标准要求。

4.3.4 土壤环境质量现状评价

(1) 土壤类型

根据国家土壤信息服务平台数据，项目区土壤类型仅为一种，为石膏灰棕漠土。具体分布见图 4.3-4。

(2) 现状监测

① 监测点位

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）要求，综合考虑，本次分区分块分场地，主要分为风重 007 断块、重 5 断块和新建油砂油联合处理站 3 个场地，并在 50 万方储水池附近及新建的高含盐废水及清水输送管道沿线分别部署监测点，本项目共布设 52 个监测点，（其中柱状样 12 个，表层样 40 个），监测点坐标见表 4.3-9。

表 4.3-9 土壤监测点位

编号			坐标		采样深度	检测因子	
			E	N			
油砂油联合处理站	占地范围内	柱状样	S1		0~0.5m、 0.5~ 1.5m、 1.5m~3m 分别采样	pH、砷、镉、六价铬、铜、铅、汞、镍、土壤盐分含量和石油烃	
			S2				
			S3				
		表层样	S12			0~20cm	45 项基本项目+pH、土壤盐分含量、石油烃
			S13				
			S14				
	S15						

						分含量和石油烃	
			S16			45 项基本项目 +pH、土壤盐分含 量、石油烃	
	占地 范围 外	表层 样	S17			0~20cm	pH、砷、镉、 铬、铜、铅、 汞、镍、土壤盐 分含量和石油烃
			S18				45 项基本项目 +pH、土壤盐分含 量、石油烃
			S19				pH、砷、镉、 铬、铜、铅、 汞、镍、土壤盐 分含量和石油烃
			S20				
			S21				
S22							
50 万 方	占地 范围 外	表层 样	S23		0~20cm	pH、砷、镉、六 价铬、铜、铅、 汞、镍、土壤盐 分含量和石油烃	
		柱 状 样	S4		0~0.5m、 0.5~ 1.5m、 1.5m~3m 分别采样		
			S6				
		表层 样	S24		0~20cm		45 项基本项目 +pH、土壤盐分含 量、石油烃
	柱 状 样	S5		0~0.5m、 0.5~ 1.5m、 1.5m~3m 分别采样	pH、砷、镉、六 价铬、铜、铅、 汞、镍、土壤盐 分含量和石油烃		
重 5 井区	占地 范围 内	柱 状 样	S7		0~0.5m、 0.5~ 1.5m、 1.5m~3m 分别采样	pH、砷、镉、六 价铬、铜、铅、 汞、镍、土壤盐 分含量和石油烃	
			S8				
			S9				
	占地 范围 外	表层 样	S25			0~20cm	45 项基本项目 +pH、土壤盐分含 量、石油烃
			S52				pH、砷、镉、六 价铬、铜、铅、 汞、镍、土壤盐 分含量和石油烃
			S26				pH、砷、镉、六 价铬、铜、铅、 汞、镍、土壤盐 分含量和石油烃
			S27				45 项基本项目 +pH、土壤盐分含 量、石油烃
			S28				pH、砷、镉、六 价铬、铜、铅、 汞、镍、土壤盐 分含量和石油烃
			S29				
			S30				
S31							
S32				45 项基本项目 +pH、土壤盐分含			

						量、石油烃
			S33			pH、砷、镉、六价铬、铜、铅、汞、镍、土壤盐分含量和石油烃
			S34			pH、砷、镉、六价铬、铜、铅、汞、镍、土壤盐分含量和石油烃
风重 007 井 区	占地 范围 内	柱 状 样	S10		0~0.5m、 0.5~ 1.5m、 1.5m~3m 分别采样	pH、砷、镉、六价铬、铜、铅、汞、镍、土壤盐分含量和石油烃
			S11			
			S51			
		表 层 样	S35		0~20cm	45 项基本项目 +pH、土壤盐分含 量、石油烃
			S36			pH、砷、镉、六价铬、铜、铅、汞、镍、土壤盐分含量和石油烃
			S37			45 项基本项目 +pH、土壤盐分含 量、石油烃
	S38					
	S39		占地 范围 外	pH、砷、镉、六价铬、铜、铅、汞、镍、土壤盐分含量和石油烃		
	S40					
	S41					
S42						
新建 燃煤 注汽 锅炉	占地 范围 外	表 层 样	S43			45 项基本项目 +pH、土壤盐分含 量、石油烃
			S44			
	占地 范围 内		S45		pH、砷、镉、六价铬、铜、铅、汞、镍、土壤盐分含量和石油烃	
			S46			
新建 高含 盐废 水	占地 范围 内		S47		45 项基本项目 +pH、土壤盐分含 量、石油烃	
			S48			
			S49		45 项基本项目 +pH、土壤盐分含 量、石油烃	
			S50		45 项基本项目 +pH、土壤盐分含 量、石油烃	

②监测单位及监测时间

监测时间：2024 年 3 月 10 日~3 月 26 日。

监测单位：新疆环疆绿源环保科技有限公司。

③评价标准

45 项基本项目执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）表 1 中第二类用地风险筛选值；石油烃执行《土壤环境质量标准 建设用地土壤污染风险管控标准》（GB 36600-2018）表 2 中第二类用地风

险筛选值。

④评价方法

采用单因子标准指数法，计算公式为：

$$S_{i,j}=C_{i,j}/C_{si}$$

式中： $S_{i,j}$ —单项土壤参数 i 在 j 点的标准指数；

$C_{i,j}$ —土壤参数 i 在 j 点的监测浓度，mg/L；

C_{si} —土壤参数 i 的土壤环境质量标准，mg/L。

⑤评价结果

土壤环境质量监测及评价结果见表 4.3-10~表 4.3-12。由评价结果可知，项目区各点监测因子浓度均满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地筛选值要求。

表 4.3-10 45 项基本项目监测点挥发性、半挥发性监测因子监测结果及评价结果一览表

序号	名称	标准限值	监测值单位	监测值	标准指数	达标情况
1	四氯化碳	2.8	μg/kg	1.3L	/	达标
2	氯仿	0.9	μg/kg	1.1L	/	达标
3	氯甲烷	37	μg/kg	1.0L		达标
4	1,1-二氯乙烷	9	μg/kg	1.2L	/	达标
5	1,2-二氯乙烷	5	μg/kg	1.3L	/	达标
6	1,1-二氯乙烯	66	μg/kg	1.0L	/	达标
7	顺-1,2-二氯乙烯	596	μg/kg	1.3L	/	达标
8	反-1,2-二氯乙烯	54	μg/kg	1.4L	/	达标
9	二氯甲烷	616	μg/kg	1.5L	/	达标
10	1,2-二氯丙烷	5	μg/kg	1.1L	/	达标
11	1,1,1,2-四氯乙烷	10	μg/kg	1.2L	/	达标
12	1,1,2,2-四氯乙烷	6.8	μg/kg	1.2L	/	达标
13	四氯乙烯	53	μg/kg	1.4L	/	达标
14	1,1,1-三氯乙烷	840	μg/kg	1.3L	/	达标
15	1,1,2-三氯乙烷	2.8	μg/kg	1.2L	/	达标
16	三氯乙烯	2.8	μg/kg	1.2L	/	达标
17	1,2,3-三氯丙烷	0.5	μg/kg	1.2L	/	达标
18	氯乙烯	0.43	μg/kg	1.0L	/	达标
19	苯	4	μg/kg	1.9L	/	达标
20	氯苯	270	μg/kg	1.2L	/	达标
21	1,2-二氯苯	560	μg/kg	1.5L	/	达标
22	1,4-二氯苯	20	μg/kg	1.5L	/	达标

序号	名称	标准限值	监测值单位	监测值	标准指数	达标情况
23	乙苯	28	μg/kg	1.2L	/	达标
24	苯乙烯	1290	μg/kg	1.1L	/	达标
25	甲苯	1200	μg/kg	1.3L	/	达标
26	间二甲苯+对二甲苯	570	μg/kg	1.2L	/	达标
27	邻二甲苯	640	μg/kg	1.2L	/	达标
28	硝基苯	76	mg/kg	0.09L	/	达标
29	苯胺	260	mg/kg	0.01L	/	达标
30	2-氯酚	2256	mg/kg	0.04L	/	达标
31	苯并[a]蒽	15	μg/kg	0.1L	/	达标
32	苯并[a]芘	1.5	μg/kg	0.1L	/	达标
33	苯并[b]荧蒽	15	μg/kg	0.2L	/	达标
34	苯并[k]荧蒽	151	μg/kg	0.1L	/	达标
35	蒽	1293	μg/kg	0.1L	/	达标
36	二苯并[a, h]蒽	1.5	μg/kg	0.1L	/	达标
37	茚并[1, 2, 3-cd]芘	15	μg/kg	0.1L	/	达标
38	萘	70	μg/kg	0.09L	/	达标

表 4.3-11 柱状样监测点监测结果及评价结果一览表

序号	名称	标准限值 (mg/kg)	监测值单位	0m~0.5m			0.5m~1.5m			1.5m~3m		
				监测值	标准指数	达标情况	监测值	标准指数	达标情况	监测值	标准指数	达标情况
S1												
1	pH	/	/	8.51	/	达标	8.55	/	达标	8.43	/	达标
2	汞	38	mg/kg	0.246	0.0065	达标	0.247	0.0065	达标	0.254	0.0067	达标

序号	名称	标准限值 (mg/kg)	监测值单 位	0m~0.5m			0.5m~1.5m			1.5m~3m		
				监测值	标准 指数	达标情况	监测值	标准指数	达标 情况	监测值	标准指数	达标 情况
3	砷	60	mg/kg	3.77	0.0628	达标	3.67	0.0612	达标	3.76	0.0627	达标
4	铅	18000	mg/kg	29.4	0.0016	达标	23.1	0.0013	达标	21.7	0.0012	达标
5	镉	800	mg/kg	1.16	0.0015	达标	0.24	0.0003	达标	0.76	0.0010	达标
6	六价铬	900	mg/kg	0.5L	/	达标	0.5L	/	达标	0.5L	/	达标
7	铜	65	mg/kg	20	0.3077	达标	9	0.1385	达标	18	0.2769	达标
8	镍	5.7	mg/kg	20	3.5088	达标	11	1.9298	达标	14	2.4561	达标
9	石油烃 (C ₁₀ ~C ₄₀)	4500	mg/kg	14	0.0031	达标	16	0.0036	达标	15	0.0033	达标
10	含盐量	/	g/kg	7.3	/	/	7.4	/	/	7.2	/	/

S2

1	pH	/	/	8.44	/	达标	8.26	/	达标	8.31	/	达标
2	汞	38	mg/kg	0.260	0.0068	达标	0.272	0.0072	达标	0.269	0.0071	达标
3	砷	60	mg/kg	3.67	0.0612	达标	3.87	0.0645	达标	3.77	0.0628	达标
4	铅	18000	mg/kg	19.0	0.0011	达标	30.6	0.0017	达标	30.4	0.0017	达标
5	镉	800	mg/kg	0.24	0.0003	达标	0.15	0.0002	达标	0.15	0.0002	达标
6	六价铬	900	mg/kg	0.5L	/	达标	0.5L	/	达标	0.5L	/	达标
7	铜	65	mg/kg	17	0.2615	达标	14	0.2154	达标	17	0.2615	达标
8	镍	5.7	mg/kg	14	2.4561	达标	14	2.4561	达标	19	3.3333	达标
9	石油烃 (C ₁₀ ~C ₄₀)	4500	mg/kg	17	0.0038	达标	15	0.0033	达标	13	0.0029	达标
10	含盐量	/	g/kg	6.2	/	/	6.4	/	/	6.2	/	/

S3

序号	名称	标准限值 (mg/kg)	监测值单 位	0m~0.5m			0.5m~1.5m			1.5m~3m		
				监测值	标准 指数	达标情况	监测值	标准指数	达标 情况	监测值	标准指数	达标 情况
1	pH	/	/	8.42	/	达标	8.37	/	达标	8.41	/	达标
2	汞	38	mg/kg	0.283	0.0074	达标	0.295	0.0078	达标	0.288	0.0076	达标
3	砷	60	mg/kg	3.78	0.0630	达标	3.85	0.0642	达标	3.81	0.0635	达标
4	铅	18000	mg/kg	29.9	0.0017	达标	27.0	0.0015	达标	22.1	0.0012	达标
5	镉	800	mg/kg	0.25	0.0003	达标	0.17	0.0002	达标	1.00	0.0013	达标
6	六价铬	900	mg/kg	0.5L	/	达标	0.5L	/	达标	0.5L	/	达标
7	铜	65	mg/kg	18	0.2769	达标	14	0.2154	达标	15	0.2308	达标
8	镍	5.7	mg/kg	20	3.5088	达标	13	2.2807	达标	16	2.8070	达标
9	石油烃 (C ₁₀ ~C ₄₀)	4500	mg/kg	22	0.0049	达标	24	0.0053	达标	16	0.0036	达标
10	含盐量	/	g/kg	6.3	/	/	6.5	/	/	6.5	/	/

S4

1	pH	/	/	8.61	/	达标	8.63	/	达标	8.55	/	达标
2	汞	38	mg/kg	0.261	0.0069	达标	0.285	0.0075	达标	0.273	0.0072	达标
3	砷	60	mg/kg	3.49	0.0582	达标	3.67	0.0612	达标	3.55	0.0592	达标
4	铅	18000	mg/kg	22.6	0.0013	达标	22.8	0.0013	达标	15.6	0.0009	达标
5	镉	800	mg/kg	0.90	0.0011	达标	0.23	0.0003	达标	0.96	0.0012	达标
6	六价铬	900	mg/kg	0.5L	/	达标	0.5L	/	达标	0.5L	/	达标
7	铜	65	mg/kg	16	0.2462	达标	13	0.2000	达标	16	0.2462	达标
8	镍	5.7	mg/kg	18	3.1579	达标	13	2.2807	达标	17	2.9825	达标
9	石油烃 (C ₁₀ ~C ₄₀)	4500	mg/kg	17	0.0038	达标	17	0.0038	达标	13	0.0029	达标

序号	名称	标准限值 (mg/kg)	监测值单 位	0m~0.5m			0.5m~1.5m			1.5m~3m		
				监测值	标准 指数	达标情况	监测值	标准指数	达标 情况	监测值	标准指数	达标 情况
10	含盐量	/	g/kg	5.7	/	/	5.6	/	/	5.5	/	/
S5												
1	pH	/	/	8.37	/	达标	8.43	/	达标	8.26	/	达标
2	汞	38	mg/kg	0.252	0.0066	达标	0.282	0.0074	达标	0.292	0.0077	达标
3	砷	60	mg/kg	3.51	0.0585	达标	3.81	0.0635	达标	3.88	0.0647	达标
4	铅	18000	mg/kg	30.9	0.0017	达标	30.2	0.0017	达标	19.1	0.0011	达标
5	镉	800	mg/kg	1.04	0.0013	达标	0.17	0.0002	达标	0.14	0.0002	达标
6	六价铬	900	mg/kg	0.5L	/	达标	0.5L	/	达标	0.5L	/	达标
7	铜	65	mg/kg	18	0.2769	达标	14	0.2154	达标	18	0.2769	达标
8	镍	5.7	mg/kg	18	3.1579	达标	14	2.4561	达标	19	3.3333	达标
9	石油烃 (C ₁₀ ~C ₄₀)	4500	mg/kg	25	0.0056	达标	14	0.0031	达标	13	0.0029	达标
10	含盐量	/	g/kg	6.2	/	/	6.3	/	/	6.3	/	/
S6												
1	pH	/	/	8.31	/	达标	8.61	/	达标	8.60	/	达标
2	汞	38	mg/kg	0.275	0.0072	达标	0.283	0.0074	达标	0.286	0.0075	达标
3	砷	60	mg/kg	3.71	0.0618	达标	3.75	0.0625	达标	3.61	0.0602	达标
4	铅	18000	mg/kg	19.5	0.0011	达标	26.0	0.0014	达标	20.4	0.0011	达标
5	镉	800	mg/kg	1.04	0.0013	达标	0.26	0.0003	达标	0.27	0.0003	达标
6	六价铬	900	mg/kg	0.5L	/	达标	0.5L	/	达标	0.5L	/	达标
7	铜	65	mg/kg	18	0.2769	达标	13	0.2000	达标	18	0.2769	达标
8	镍	5.7	mg/kg	20	3.5088	达标	15	2.6316	达标	13	2.2807	达标

序号	名称	标准限值 (mg/kg)	监测值单 位	0m~0.5m			0.5m~1.5m			1.5m~3m		
				监测值	标准 指数	达标情况	监测值	标准指数	达标 情况	监测值	标准指数	达标 情况
9	石油烃 (C ₁₀ ~C ₄₀)	4500	mg/kg	23	0.0051	达标	19	0.0042	达标	17	0.0038	达标
10	含盐量	/	g/kg	4.3	/	/	4.3	/	/	4.5	/	/

S7

1	pH	/	/	8.29	/	达标	8.40	/	达标	8.25	/	达标
2	汞	38	mg/kg	0.281	0.0074	达标	0.297	0.0078	达标	0.291	0.0077	达标
3	砷	60	mg/kg	3.65	0.0608	达标	3.79	0.0632	达标	3.69	0.0615	达标
4	铅	18000	mg/kg	21.0	0.0012	达标	26.1	0.0015	达标	20.3	0.0011	达标
5	镉	800	mg/kg	0.95	0.0012	达标	0.28	0.0004	达标	0.28	0.0004	达标
6	六价铬	900	mg/kg	0.5L	/	达标	0.5L	/	达标	0.5L	/	达标
7	铜	65	mg/kg	18	0.2769	达标	14	0.2154	达标	13	0.2000	达标
8	镍	5.7	mg/kg	16	2.8070	达标	14	2.4561	达标	15	2.6316	达标
9	石油烃 (C ₁₀ ~C ₄₀)	4500	mg/kg	26	0.0058	达标	20	0.0044	达标	17	0.0038	达标
10	含盐量	/	g/kg	8.2	/	/	8.2	/	/	8.4	/	/

S8

1	pH	/	/	8.31	/	达标	8.33	/	达标	8.21	/	达标
2	汞	38	mg/kg	0.293	0.0077	达标	0.304	0.0080	达标	0.305	0.0080	达标
3	砷	60	mg/kg	3.66	0.0610	达标	3.99	0.0665	达标	3.71	0.0618	达标
4	铅	18000	mg/kg	27.4	0.0015	达标	20.5	0.0011	达标	17.0	0.0009	达标
5	镉	800	mg/kg	0.43	0.0005	达标	0.40	0.0005	达标	0.44	0.0006	达标
6	六价铬	900	mg/kg	0.5L	/	达标	0.5L	/	达标	0.5L	/	达标

序号	名称	标准限值 (mg/kg)	监测值单 位	0m~0.5m			0.5m~1.5m			1.5m~3m		
				监测值	标准 指数	达标情况	监测值	标准指数	达标 情况	监测值	标准指数	达标 情况
7	铜	65	mg/kg	14	0.2154	达标	13	0.2000	达标	16	0.2462	达标
8	镍	5.7	mg/kg	14	2.4561	达标	13	2.2807	达标	10	1.7544	达标
9	石油烃 (C ₁₀ ~C ₄₀)	4500	mg/kg	27	0.0060	达标	15	0.0033	达标	13	0.0029	达标
10	含盐量	/	g/kg	7.4	/	/	7.3	/	/	7.5	/	/
S9												
1	pH	/	/	8.30	/	达标	8.41	/	达标	8.51	/	达标
2	汞	38	mg/kg	0.312	0.0082	达标	0.280	0.0074	达标	0.292	0.0077	达标
3	砷	60	mg/kg	3.79	0.0632	达标	3.79	0.0632	达标	3.91	0.0652	达标
4	铅	18000	mg/kg	21.4	0.0012	达标	20.6	0.0011	达标	19.5	0.0011	达标
5	镉	800	mg/kg	0.96	0.0012	达标	0.75	0.0009	达标	0.85	0.0011	达标
6	六价铬	900	mg/kg	0.5L	/	达标	0.5L	/	达标	0.5L	/	达标
7	铜	65	mg/kg	14	0.2154	达标	12	0.1846	达标	11	0.1692	达标
8	镍	5.7	mg/kg	13	2.2807	达标	10	1.7544	达标	9	1.5789	达标
9	石油烃 (C ₁₀ ~C ₄₀)	4500	mg/kg	19	0.0042	达标	13	0.0029	达标	12	0.0027	达标
10	含盐量	/	g/kg	8.1	/	/	8.2	/	/	8.0	/	/
S10												
1	pH	/	/	8.56	/	达标	8.39	/	达标	8.37	/	达标
2	汞	38	mg/kg	0.293	0.0077	达标	0.283	0.0074	达标	0.290	0.0076	达标
3	砷	60	mg/kg	3.92	0.0653	达标	3.65	0.0608	达标	3.76	0.0627	达标
4	铅	18000	mg/kg	30.3	0.0017	达标	26.1	0.0015	达标	22.0	0.0012	达标

序号	名称	标准限值 (mg/kg)	监测值单 位	0m~0.5m			0.5m~1.5m			1.5m~3m		
				监测值	标准 指数	达标情况	监测值	标准指数	达标 情况	监测值	标准指数	达标 情况
5	镉	800	mg/kg	0.80	0.0010	达标	0.47	0.0006	达标	1.15	0.0014	达标
6	六价铬	900	mg/kg	0.5L	/	达标	0.5L	/	达标	0.5L	/	达标
7	铜	65	mg/kg	21	0.3231	达标	13	0.2000	达标	16	0.2462	达标
8	镍	5.7	mg/kg	7	1.2281	达标	12	2.1053	达标	20	3.5088	达标
9	石油烃 (C ₁₀ ~C ₄₀)	4500	mg/kg	24	0.0053	达标	19	0.0042	达标	15	0.0033	达标
10	含盐量	/	g/kg	7.6	/	/	7.5	/	/	7.4	/	/
S11												
1	pH	/	/	8.45	/	达标	8.4	/	达标	8.39	/	达标
2	汞	38	mg/kg	0.296	0.0078	达标	0.295	0.0078	达标	0.299	0.0079	达标
3	砷	60	mg/kg	3.79	0.0632	达标	3.87	0.0645	达标	3.90	0.0650	达标
4	铅	18000	mg/kg	20.3	0.0011	达标	23.3	0.0013	达标	20.6	0.0011	达标
5	镉	800	mg/kg	1.16	0.0015	达标	0.73	0.0009	达标	0.82	0.0010	达标
6	六价铬	900	mg/kg	0.5L	/	达标	0.5L	/	达标	0.5L	/	达标
7	铜	65	mg/kg	16	0.2462	达标	11	0.1692	达标	9	0.1385	达标
8	镍	5.7	mg/kg	21	3.6842	达标	11	1.9298	达标	10	1.7544	达标
9	石油烃 (C ₁₀ ~C ₄₀)	4500	mg/kg	24	0.0053	达标	20	0.0044	达标	15	0.0033	达标
10	含盐量	/	g/kg	8.2	/	/	8.1	/	/	8.2	/	/
S51												
1	pH	/	/	8.23	/	达标	8.43	/	达标	8.22	/	达标
2	汞	38	mg/kg	0.293	0.0077	达标	0.303	0.0080	达标	0.296	0.0078	达标

序号	名称	标准限值 (mg/kg)	监测值单 位	0m~0.5m			0.5m~1.5m			1.5m~3m		
				监测值	标准 指数	达标情况	监测值	标准指数	达标 情况	监测值	标准指数	达标 情况
3	砷	60	mg/kg	3.79	0.0632	达标	3.88	0.0647	达标	3.74	0.0623	达标
4	铅	18000	mg/kg	25.4	0.0014	达标	24.5	0.0014	达标	25.8	0.0014	达标
5	镉	800	mg/kg	1.27	0.0016	达标	1.24	0.0016	达标	1.26	0.0016	达标
6	六价铬	900	mg/kg	0.5L	/	达标	0.5L	/	达标	0.5L	/	达标
7	铜	65	mg/kg	11	0.1692	达标	11	0.1692	达标	13	0.2000	达标
8	镍	5.7	mg/kg	19	3.3333	达标	19	3.3333	达标	20	3.5088	达标
9	石油烃 (C ₁₀ ~C ₄₀)	4500	mg/kg	12	0.0027	达标	11	0.0024	达标	9	0.0020	达标
10	含盐量	/	g/kg	7.4	/	/	7.1	/	/	7.1	/	/

表 4.3-12 表层样监测点监测结果及评价结果一览表

序号	名称	标准限值 (mg/kg)	监测值 单位	0m~0.2m			0m~0.2m			0m~0.2m		
				监测值	标准指数	达标情况	监测值	标准指数	达标情况	监测值	标准指数	达标情况
/				S12			S13			S14		
1	pH	/	/	8.35	/	达标	8.26	/	达标	8.31	/	达标
2	石油烃	4500	mg/kg	21	0.0047	达标	22	0.0049	达标	30	0.0067	达标
3	汞	65	mg/kg	0.280	0.0043	达标	0.281	0.0043	达标	0.308	0.0047	达标
4	砷	900	mg/kg	3.46	0.0038	达标	3.34	0.0037	达标	3.06	0.0034	达标
5	铅	5.7	mg/kg	31.4	5.5088	达标	30.3	5.3158	达标	30.1	5.2807	达标
6	镉	18000	mg/kg	0.97	0.00005	达标	0.73	0.00004	达标	0.82	0.00005	达标
7	六价铬	800	mg/kg	0.5L	/	达标	0.5L	/	达标	0.5L	/	达标
8	铜	38	mg/kg	10	0.2632	达标	15	0.3947	达标	15	0.3947	达标

序号	名称	标准限值 (mg/kg)	监测值 单位	0m~0.2m			0m~0.2m			0m~0.2m		
				监测值	标准指数	达标情况	监测值	标准指数	达标情况	监测值	标准指数	达标情况
9	镍	60	mg/kg	18	0.3000	达标	9	0.1500	达标	14	0.2333	达标
10	含盐量	/	g/kg	7.3	/	达标	6.8	/	达标	3.9	/	达标
/				S15			S16			S17		
1	pH	/	/	8.40	/	达标	8.39	/	达标	8.43	/	达标
2	石油烃	4500	mg/kg	11	0.0024	达标	10	0.0022	达标	10	0.0022	达标
3	汞	65	mg/kg	0.280	0.0043	达标	0.303	0.0047	达标	0.289	0.0044	达标
4	砷	900	mg/kg	3.34	0.0037	达标	3.12	0.0035	达标	3.46	0.0038	达标
5	铅	5.7	mg/kg	23.6	4.1404	达标	17.6	3.0877	达标	27.5	4.8246	达标
6	镉	18000	mg/kg	0.96	0.00005	达标	0.86	0.00005	达标	0.81	0.00005	达标
7	六价铬	800	mg/kg	0.5L	/	达标	0.5L	/	达标	0.5L	/	达标
8	铜	38	mg/kg	13	0.3421	达标	16	0.4211	达标	15	0.3947	达标
9	镍	60	mg/kg	12	0.2000	达标	12	0.2000	达标	15	0.2500	达标
10	含盐量	/	g/kg	4.8	/	达标	5.2	/	达标	5.3	/	达标
/				S18			S19			S20		
1	pH	/	/	8.27	/	达标	8.36	/	达标	8.41	/	达标
2	石油烃	4500	mg/kg	13	0.0029	达标	7	0.0016	达标	10	0.0022	达标
3	汞	65	mg/kg	0.311	0.0048	达标	0.288	0.0044	达标	0.288	0.0044	达标
4	砷	900	mg/kg	3.21	0.0036	达标	3.35	0.0037	达标	3.34	0.0037	达标
5	铅	5.7	mg/kg	28.1	4.9298	达标	23.6	4.1404	达标	20.1	3.5263	达标
6	镉	18000	mg/kg	0.84	0.00005	达标	0.83	0.00005	达标	0.85	0.00005	达标
7	六价铬	800	mg/kg	0.5L	/	达标	0.5L	/	达标	0.5L	/	达标
8	铜	38	mg/kg	16	0.4211	达标	16	0.4211	达标	15	0.3947	达标

序号	名称	标准限值 (mg/kg)	监测值 单位	0m~0.2m			0m~0.2m			0m~0.2m		
				监测值	标准指数	达标情况	监测值	标准指数	达标情况	监测值	标准指数	达标情况
9	镍	60	mg/kg	14	0.2333	达标	16	0.2667	达标	15	0.2500	达标
10	含盐量	/	g/kg	8.2	/	达标	6.3	/	达标	3.9	/	达标
/				S21			S22			S23		
1	pH	/	/	8.33	/	达标	8.27	/	达标	8.39	/	达标
2	石油烃	4500	mg/kg	10	0.0022	达标	9	0.0020	达标	14	0.0031	达标
3	汞	65	mg/kg	0.290	0.0045	达标	0.292	0.0045	达标	0.288	0.0044	达标
4	砷	900	mg/kg	3.30	0.0037	达标	3.29	0.0037	达标	3.36	0.0037	达标
5	铅	5.7	mg/kg	31.2	5.4737	达标	18.4	3.2281	达标	20.9	3.6667	达标
6	镉	18000	mg/kg	0.84	0.00005	达标	0.72	0.00004	达标	0.68	0.00004	达标
7	六价铬	800	mg/kg	0.5L	/	达标	0.5L	/	达标	0.5L	/	达标
8	铜	38	mg/kg	15	0.3947	达标	12	0.3158	达标	12	0.3158	达标
9	镍	60	mg/kg	13	0.2167	达标	10	0.1667	达标	11	0.1833	达标
10	含盐量	/	g/kg	4.6	/	达标	3.8	/	达标	5.7	/	达标
/				S24			S25			S26		
1	pH	/	/	8.51	/	达标	8.29	/	达标	8.43	/	达标
2	石油烃	4500	mg/kg	13	0.0029	达标	10	0.0022	达标	8	0.0018	达标
3	汞	65	mg/kg	0.310	0.0048	达标	0.265	0.0041	达标	0.287	0.0044	达标
4	砷	900	mg/kg	3.24	0.0036	达标	3.21	0.0036	达标	3.34	0.0037	达标
5	铅	5.7	mg/kg	22.2	3.8947	达标	23.3	4.0877	达标	28.6	5.0175	达标
6	镉	18000	mg/kg	0.67	0.00004	达标	0.74	0.00004	达标	0.74	0.00004	达标
7	六价铬	800	mg/kg	0.5L	/	达标	0.5L	/	达标	0.5L	/	达标
8	铜	38	mg/kg	13	0.3421	达标	13	0.3421	达标	13	0.3421	达标

序号	名称	标准限值 (mg/kg)	监测值 单位	0m~0.2m			0m~0.2m			0m~0.2m		
				监测值	标准指数	达标情况	监测值	标准指数	达标情况	监测值	标准指数	达标情况
9	镍	60	mg/kg	6	0.1000	达标	11	0.1833	达标	6	0.1000	达标
10	含盐量	/	g/kg	5.6	/	达标	7.7	/	达标	8.2	/	达标
/				S27			S28			S29		
1	pH	/	/	8.50	/	达标	8.27	/	达标	8.34	/	达标
2	石油烃	4500	mg/kg	12	0.0027	达标	11	0.0024	达标	10	0.0022	达标
3	汞	65	mg/kg	0.268	0.0041	达标	0.292	0.0045	达标	0.292	0.0045	达标
4	砷	900	mg/kg	3.20	0.0036	达标	3.31	0.0037	达标	3.37	0.0037	达标
5	铅	5.7	mg/kg	28.7	5.0351	达标	31.1	5.4561	达标	27.3	4.7895	达标
6	镉	18000	mg/kg	0.69	0.00004	达标	0.72	0.00004	达标	0.69	0.00004	达标
7	六价铬	800	mg/kg	0.5L	/	达标	0.5L	/	达标	0.5L	/	达标
8	铜	38	mg/kg	10	0.2632	达标	15	0.3947	达标	15	0.3947	达标
9	镍	60	mg/kg	7	0.1167	达标	7	0.1167	达标	13	0.2167	达标
10	含盐量	/	g/kg	3.6	/	达标	4.6	/	达标	7.1	/	达标
/				S30			S31			S32		
1	pH	/	/	8.52	/	达标	8.47	/	达标	8.53	/	达标
2	石油烃	4500	mg/kg	9	0.0020	达标	8	0.0018	达标	9	0.0020	达标
3	汞	65	mg/kg	0.261	0.0040	达标	0.264	0.0041	达标	0.273	0.0042	达标
4	砷	900	mg/kg	3.24	0.0036	达标	3.26	0.0036	达标	3.31	0.0037	达标
5	铅	5.7	mg/kg	25.9	4.5439	达标	20.8	3.6491	达标	26.6	4.6667	达标
6	镉	18000	mg/kg	0.68	0.00004	达标	0.63	0.00004	达标	0.69	0.00004	达标
7	六价铬	800	mg/kg	0.5L	/	达标	0.5L	/	达标	0.5L	/	达标
8	铜	38	mg/kg	15	0.3947	达标	16	0.4211	达标	13	0.3421	达标

序号	名称	标准限值 (mg/kg)	监测值 单位	0m~0.2m			0m~0.2m			0m~0.2m		
				监测值	标准指数	达标情况	监测值	标准指数	达标情况	监测值	标准指数	达标情况
9	镍	60	mg/kg	15	0.2500	达标	16	0.2667	达标	10	0.1667	达标
10	含盐量	/	g/kg	3.8	/	达标	4.5	/	达标	8.9	/	达标
/				S33			S34			S35		
1	pH	/	/	8.41	/	达标	8.26	/	达标	8.35	/	达标
2	石油烃	4500	mg/kg	10	0.0022	达标	8	0.0018	达标	15	0.0033	达标
3	汞	65	mg/kg	0.264	0.0041	达标	0.271	0.0042	达标	0.278	0.0043	达标
4	砷	900	mg/kg	3.35	0.0037	达标	3.41	0.0038	达标	3.38	0.0038	达标
5	铅	5.7	mg/kg	21.3	3.7368	达标	13.6	2.3860	达标	22.0	3.8596	达标
6	镉	18000	mg/kg	0.64	0.00004	达标	0.87	0.00005	达标	1.02	0.00006	达标
7	六价铬	800	mg/kg	0.5L	/	达标	0.5L	/	达标	0.5L	/	达标
8	铜	38	mg/kg	13	0.3421	达标	16	0.4211	达标	21	0.5526	达标
9	镍	60	mg/kg	6	0.1000	达标	12	0.2000	达标	19	0.3167	达标
10	含盐量	/	g/kg	6.7	/	达标	9.1	/	达标	7.6	/	达标
/				S36			S37			S38		
1	pH	/	/	8.37	/	达标	8.40	/	达标	8.27	/	达标
2	石油烃	4500	mg/kg	9	0.0020	达标	11	0.0024	达标	8	0.0018	达标
3	汞	65	mg/kg	0.263	0.0040	达标	0.261	0.0040	达标	0.264	0.0041	达标
4	砷	900	mg/kg	3.28	0.0036	达标	3.23	0.0036	达标	3.27	0.0036	达标
5	铅	5.7	mg/kg	29.4	5.1579	达标	20.3	3.5614	达标	27.1	4.7544	达标
6	镉	18000	mg/kg	0.83	0.00005	达标	0.73	0.00004	达标	0.51	0.00003	达标
7	六价铬	800	mg/kg	0.5L	/	达标	0.5L	/	达标	0.5L	/	达标
8	铜	38	mg/kg	24	0.6316	达标	19	0.5000	达标	22	0.5789	达标

序号	名称	标准限值 (mg/kg)	监测值 单位	0m~0.2m			0m~0.2m			0m~0.2m		
				监测值	标准指数	达标情况	监测值	标准指数	达标情况	监测值	标准指数	达标情况
9	镍	60	mg/kg	20	0.3333	达标	18	0.3000	达标	17	0.2833	达标
10	含盐量	/	g/kg	5.7	/	达标	3.2	/	达标	6.6	/	达标
/				S39			S40			S41		
1	pH	/	/	8.51	/	达标	8.42	/	达标	8.30	/	达标
2	石油烃	4500	mg/kg	11	0.0024	达标	11	0.0024	达标	12	0.0027	达标
3	汞	65	mg/kg	0.269	0.0041	达标	0.271	0.0042	达标	0.297	0.0046	达标
4	砷	900	mg/kg	3.16	0.0035	达标	3.40	0.0038	达标	3.36	0.0037	达标
5	铅	5.7	mg/kg	27.5	4.8246	达标	25.2	4.4211	达标	23.9	4.1930	达标
6	镉	18000	mg/kg	0.91	0.00005	达标	0.48	0.00003	达标	0.84	0.00005	达标
7	六价铬	800	mg/kg	0.5L	/	达标	0.5L	/	达标	0.5L	/	达标
8	铜	38	mg/kg	22	0.5789	达标	16	0.4211	达标	21	0.5526	达标
9	镍	60	mg/kg	16	0.2667	达标	13	0.2167	达标	18	0.3000	达标
10	含盐量	/	g/kg	4.7	/	达标	8.2	/	达标	8.9	/	达标
/				S42			S43			S44		
1	pH	/	/	8.21	/	达标	8.28	/	达标	8.54	/	达标
2	石油烃	4500	mg/kg	10	0.0022	达标	11	0.0024	达标	9	0.0020	达标
3	汞	65	mg/kg	0.298	0.0046	达标	0.349	0.0054	达标	0.272	0.0042	达标
4	砷	900	mg/kg	3.34	0.0037	达标	3.32	0.0037	达标	3.21	0.0036	达标
5	铅	5.7	mg/kg	20.0	3.5088	达标	23.3	4.0877	达标	24.7	4.3333	达标
6	镉	18000	mg/kg	0.56	0.00003	达标	0.58	0.00003	达标	0.76	0.00004	达标
7	六价铬	800	mg/kg	0.5L	/	达标	0.5L	/	达标	0.5L	/	达标
8	铜	38	mg/kg	20	0.5263	达标	21	0.5526	达标	17	0.4474	达标

序号	名称	标准限值 (mg/kg)	监测值 单位	0m~0.2m			0m~0.2m			0m~0.2m		
				监测值	标准指数	达标情况	监测值	标准指数	达标情况	监测值	标准指数	达标情况
9	镍	60	mg/kg	7	0.1167	达标	18	0.3000	达标	15	0.2500	达标
10	含盐量	/	g/kg	7.4	/	达标	3.9	/	达标	5.6	/	达标
/				S45			S46			S47		
1	pH	/	/	8.55	/	达标	8.56	/	达标	8.43	/	达标
2	石油烃	4500	mg/kg	11	0.0024	达标	8	0.0018	达标	23	0.0051	达标
3	汞	65	mg/kg	0.348	0.0054	达标	0.265	0.0041	达标	0.267	0.0041	达标
4	砷	900	mg/kg	3.34	0.0037	达标	3.12	0.0035	达标	2.96	0.0033	达标
5	铅	5.7	mg/kg	29.4	5.1579	达标	28.8	5.0526	达标	30.3	5.3158	达标
6	镉	18000	mg/kg	0.84	0.00005	达标	0.65	0.00004	达标	0.62	0.00003	达标
7	六价铬	800	mg/kg	0.5L	/	达标	0.5L	/	达标	0.5L	/	达标
8	铜	38	mg/kg	12	0.3158	达标	15	0.3947	达标	21	0.5526	达标
9	镍	60	mg/kg	15	0.2500	达标	20	0.3333	达标	17	0.2833	达标
10	含盐量	/	g/kg	6.8	/	达标	8.1	/	达标	8.5	/	达标
/				S48			S49			S50		
1	pH	/	/	8.37	/	达标	8.29	/	达标	8.44	/	达标
2	石油烃	4500	mg/kg	10	0.0022	达标	10	0.0022	达标	9	0.0020	达标
3	汞	65	mg/kg	0.274	0.0042	达标	0.275	0.0042	达标	0.279	0.0043	达标
4	砷	900	mg/kg	3.36	0.0037	达标	3.29	0.0037	达标	3.33	0.0037	达标
5	铅	5.7	mg/kg	30.6	5.3684	达标	26.3	4.6140	达标	22.5	3.9474	达标
6	镉	18000	mg/kg	0.55	0.00003	达标	0.65	0.00004	达标	0.71	0.00004	达标
7	六价铬	800	mg/kg	0.5L	/	达标	0.5L	/	达标	0.5L	/	达标
8	铜	38	mg/kg	22	0.5789	达标	20	0.5263	达标	16	0.4211	达标

序号	名称	标准限值 (mg/kg)	监测值 单位	0m~0.2m			0m~0.2m			0m~0.2m		
				监测值	标准指数	达标情况	监测值	标准指数	达标情况	监测值	标准指数	达标情况
9	镍	60	mg/kg	17	0.2833	达标	17	0.2833	达标	13	0.2167	达标
10	含盐量	/	g/kg	4.6	/	达标	5.7	/	达标	9.3	/	达标
/				S52								
1	pH	/	/	8.32	/	达标	/					
2	石油烃	4500	mg/kg	15	0.0033	达标						
3	汞	65	mg/kg	0.341	0.0052	达标						
4	砷	900	mg/kg	2.56	0.0028	达标						
5	铅	5.7	mg/kg	22.7	3.9825	达标						
6	镉	18000	mg/kg	1.25	0.00007	达标						
7	六价铬	800	mg/kg	0.5L	/	达标						
8	铜	38	mg/kg	16	0.4211	达标						
9	镍	60	mg/kg	20	0.3333	达标						
10	含盐量	/	g/kg	5.8	/	达标						

表 4.3-10~表 4.3-12 可知：土壤各监测因子浓度均满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地筛选值要求。

（3）土壤剖面（土体构型）调查情况

项目区土体结构及理化性质调查结果见表 4.3-13。

表 4.3-13 土体结构及理化性质调查

点号及坐标	景观照片	土壤剖面照片	层次	理化性质调查结果							
				现场记录	颜色	黄色					
		0~0.5m	0.5~1.5m			1.5~3.0m					
S51:			0~0.5m, 黄色、砂土、干, 块状结构, 砂砾含量 70%, 无异物。	现场记录	颜色	块状结构	块状结构	块状结构			
					结构	砂土	砂土	砂土			
					质地	70	65	65			
					砂砾含量 (%)	8.23	8.43	8.22			
			实验室测定	pH 值	18.6	4.8	5.0				
				阳离子交换量 (cmol+/kg)	氧化还原电位 (mV)	408	387	392			
				渗透率 (饱和导水率) (mm/min)					8.56	8.59	8.66
				土壤容重 (g/cm ³)					1.30	1.30	1.32
				孔隙度 (%)	37.4	38.2	37.8				
				0.5~1.5m, 黄色、砂土、干, 块状结构, 砂砾含量 65%, 无异物。							
1.5~3.0m, 黄色、砂土、干, 块状结构, 砂砾含量 65%, 无异物。											

4.3.5 生态环境现状调查与评价

(1) 土地利用现状与评价

参照全国土地利用现状调查技术规程、全国土地利用现状分类系统，通过现场踏勘及收集资料绘制项目区的土地利用类型示意图，详见图 4.3-5，项目区的土地利用类型分别为未利用沙地。

(2) 土壤类型

根据国家土壤信息服务平台数据，项目区土壤类型为石膏灰棕漠土，详见图 4.3-6。

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 2cm~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 8cm~12cm；以下开始出现石膏聚积层，大量石膏聚积在 10cm~40cm，甚至接近于地表。灰棕漠土土壤表层有机质含量仅 3g/kg~5g/kg，在剖面中无明显聚积层，腐殖质组成中的腐殖质碳只占有机碳的 25%左右，而与矿质紧密结合的胡敏素碳占有机碳的 70%以上。灰棕漠土的表层和表下层多存在明显的硝酸盐积累现象，0cm~30cm 土层的硝态氮含量高达 150 μ g/g~900 μ g/g，比下层高出 10 几倍至数 10 倍。

(3) 动植物现状调查与评价

①植物资源

项目区植被类型属于白梭梭荒漠，详见图 4.3-7。这一区域自然植被多为低矮的耐旱植物，组成简单、种类单一，分布稀疏、种类贫乏。优势种主要为琵琶柴、粗枝猪毛菜、盐爪爪、多枝怪柳、疏叶骆驼刺、芦苇等植物，植被覆盖度 10~20%。根据项目现场踏勘，评价区域内没有保护植物分布。

表 4.3-14 项目区及其周边主要植被一览表

中文名	学名	分布
琵琶柴	<i>Reaumuria soongorica</i>	++
猪毛菜	<i>Salsola sp.</i>	++
骆驼刺	<i>Karelinia caspia</i>	+
盐爪爪	<i>Kalidium foliatum</i>	++
多枝怪柳	<i>Tamarix ramosissima</i>	++
芦苇	<i>Phragmites australis (Cav.) Trin. ex Steu</i>	+

②动物资源

项目区人类活动频繁，区域野生动物分布较少，主要为爬行类的蜥蜴和哺乳类的啮齿动物。

4.3.6 区域水土流失现状

根据《克拉玛依市水土保持规划》（2019-2030 年），项目区不在克拉玛依市水土流失重点预防区和重点治理区内。

4.3.7 区域沙化土地现状

根据《新疆维吾尔自治区第五次沙化土地监测面积汇总表》（2014 年），项目区为非沙化土地。

图 4.3-5 土地利用类型图

图 4.3-6 土壤类型图

图 4.3-7 植被类型图

图 4.3-8 土地沙化现状

5 环境影响预测与评价

5.1 施工期环境影响预测与评价

5.1.1 施工期大气环境影响分析

废气主要为施工扬尘、柴油机及发电机燃烧烟气、施工机械及施工车辆尾气、焊接烟尘。

(1) 施工扬尘

在井场建设、管沟开挖、回填等地面工程施工过程中都会产生扬尘，同时运输车辆行驶以及所用材料的装卸、运输及堆放等均会产生扬尘，对周围环境空气产生一定的影响，污染物主要为 TSP。项目区远离人群居住区，周围空旷，扩散条件良好，类比同类工程，本项目施工过程中产生的扬尘不会对环境空气产生明显影响。

(2) 柴油机及发电机燃烧烟气

钻井过程中柴油机、柴油发电机组均使用符合国家标准的燃料，钻井周期短暂、周边无居民区、地域空旷，大气扩散条件良好，随着钻井工程的结束而停止排放，不会对周围环境产生明显影响。

(3) 施工机械及施工车辆尾气

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

(4) 焊接烟尘

管道组对连接过程中将有一定量的焊接烟尘产生，主要污染物为 CO、CO₂、NO_x、CH₄，该废气排放量很少，焊条使用国家合格产品，且为间歇不连续排放，施工场地位于开阔通风状况良好的户外，焊接烟尘易于扩散，焊接烟尘随着施工期的结束而消失，对周围大气环境影响很小。

5.1.2 施工期水环境影响分析

(1) 废水对周围水环境影响分析

废水主要为管道试压废水和混凝土养护废水。管道试压采用清水，废水中污染物主要为悬浮物，试压结束后用于项目区的洒水抑尘；混凝土养护废水污染物主要

为悬浮物，用于项目区的洒水抑尘；项目产生的各类废水均得到妥善处置，不会对周围水环境产生不利影响。

（2）管线施工对地下水环境影响分析

拟建管线采用埋地敷设，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，可能进入地下含水层，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。由于管线施工期短，项目区少雨，发生降水淋滤的可能性很小，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，正常的管线埋设不会对地下水造成不利影响。

（3）钻井作业对地下水含水层影响分析

钻井作业正常工况下不会对地下水造成影响，钻井对水环境的影响主要表现为钻井过程中可能发生因固井不严而导致的油水窜层、钻井液进入含水层等事故。钻井过程中采用套管与土壤隔离，并在套管与地层之间注入水泥进行固井，水泥浆返至地面，封隔疏松地层和水层；表层套管的下土深度可满足地下水保护需要，可有效的保护地下水环境不受污染。井场产生的岩屑均进罐，水基钻井岩屑由岩屑处置单位拉走处置，不会对地下水造成影响；井场柴油机、发电机房、材料堆场、柴油罐、岩屑储罐等关键部位均采用防渗膜防渗，正常情况下，项目对水环境影响不大。

5.1.3 施工期声环境影响分析

噪声源主要为钻机、发电机等施工机械及施工车辆，源强一般为 60~105dB (A)。根据现场调查，声环境评价范围内没有固定居住人群等声敏感目标，不会造成扰民现象，施工期的噪声仅对施工人员产生影响。通过类比调查可知，施工期场界外 200m 处可达到《建筑施工场界噪声排放标准》（GB12523-2011）中限值要求。

5.1.4 施工期固体废物环境影响分析

施工过程中的挖方全部回填，无弃方产生，固体废物主要为钻井岩屑、生活垃圾、建筑垃圾、废润滑油、废润滑油桶和沾油废防渗材料。

（1）钻井岩屑

一开和二开钻井均采用水基钻井液，钻井时井筒返排的钻井液及岩屑经不落地设备分离，分离出的液相回用于钻井液配置，分离出的水基钻井液进专用储罐暂存，委托岩屑处置单位直接拉运处置。

(2) 废润滑油和废润滑油桶

施工期产生的废润滑油和废润滑油桶均属于《国家危险废物名录》（2021 年版）HW08 废矿物油与含矿物油类危险废物，集中收集后交由有相应危险废物处置资质的单位进行回收处置。

(3) 沾油废防渗材料

沾油废防渗材料属于《国家危险废物名录》（2021 年版）HW08 废矿物油与含矿物油类危险废物，（废物代码：900-249-08），危险特性为毒性和易燃性，集中收集后交由具有相关危险废物处置资质的单位接收、转运以及处置。

(4) 固体废物主要为建筑垃圾，施工过程中使用材料产生的废边角料等尽量由施工单位统一回收利用，无法再利用的集中堆放，定期送至当地建筑垃圾填埋场填埋处理。

综上所述，产生的各类固体废物均按相应类类别进行了收集，且均得到了妥善处置，正常情况下不会对周围环境产生不利影响。

5.1.5 施工期土壤环境影响分析

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

(1) 人为扰动对土壤的影响分析

项目实施过程中不可避免地会对土壤造成扰动，主要是井场、计量站、油砂油处理站、50 万方储水池等建设、管道敷设等工程建设过程中对土壤的开挖扰动，以及车辆行驶、机械施工碾压和踩踏破坏土壤结构。

在施工中，设备碾压、人员踩踏等都会对土壤的紧实度产生影响，而开挖作业则会改变土壤层次。机械碾压和人员踩踏致使土壤紧实度增高，地表水入渗减少，土壤团粒结构遭到破坏，土壤养分流失，不利于植物生长。各种车辆（尤其是重型卡车）反复碾压后的土壤，植物很难再生长。管道的开挖和回填过程中势必会对土壤原有层次产生扰动和破坏，若不同质地、不同层次的土壤混合，将直接影响植物的生长。

(2) 固体废物排放对土壤环境的影响分析

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

5.1.6 施工期生态环境影响分析

施工期生态影响主要表现为占地影响，占地分为永久占地和施工临时占地。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主要集中在站场及边缘区域，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。

(1) 对植物影响分析

工程占地类型为其他草地，施工作业对植被的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。站场施工过程中绝大部分地表土地被各种建（构）筑物覆盖或者进行了地面硬化，永久性的改变了原有土地的利用类型，对原有植被造成了永久的破坏。临时性占地在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，稳定性下降，防止水土流失的能力也随之下降，被破坏的地表野生植被将在一定时期内逐步恢复。

工程占地及施工人员、机械活动会对区域植物产生一定的影响，本项目位于其他草地，属于正在发展的荒漠化，在施工结束的 2a~3a 中，将影响占地范围内的植被初级生产力，其生物损失量根据《陆地石油天然气开发建设项目环境影响评价技术导则》（HJ/T349-2007）中荒漠化量化指标 $1.5\text{t}/(\text{hm}^2 \cdot \text{a})$ 计算，约为 $510\text{t}/\text{a}$ ，当临时性占地的植被得到初步恢复后，这种损失将逐渐减少。通过加强环保宣传教育，以及严格的环境保护管理措施，可以有效地避免施工及人员活动对保

护植物的破坏。

②施工人员活动对植物的影响分析

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

(3) 对野生动物影响分析

钻井和地面工程施工对陆栖动物的影响具体表现为破坏植被导致动物栖息地受到损害，道路和管线施工可能阻断动物活动路线，以及施工与运营噪声、废气对动物的不良影响等方面。

施工期对野生动物的影响分为直接影响和间接影响两个方面，主要表现在对生存环境、分布范围和种群数量的影响。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。钻井工程和地面工程等施工过程中，由于机械设备的轰鸣惊扰、人群活动的增加，使区域内单位面积上的动物种群数量下降。但此类影响对爬行类和小型啮齿动物的干扰不大，它们能很快适应当地的环境，并重建新栖息地。

本项目建成后人类活动降低，仅日常巡井和管线巡检等检查活动，对区域野生动物影响较小。

(4) 对生态系统结构、功能的影响

管线工程、采油井场、道路及输电线等建设活动对原有生态系统结构的完整性有一定的影响，会降低生态系统的生产力，导致生态系统部分物质循环受阻，能量流动中断，因此将对区域内生物的栖息环境产生不良影响。同时项目区内系统自我调节能力减弱，受扰动后恢复能力降低，生态稳定性降低，生物种群、数量将受到一定程度的影响，但项目占地面积小，对生态系统结构和功能的影响较小，对评价范围内生态系统完整性影响亦较小，生态系统完整性变化主要受区域自然环境变化影响。项目建设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。项目占地类型为其他草地，地表植被稀疏，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，加上占地面积有限，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，项目实施造成的不利影响均在可接受的范围内。。

(5) 对区域景观影响分析

景观是指地表空间相对稳定的景物或景象，是一个空间高度异质性的区域，由相互作用的景观元素或生态系统，按一定的空间组合规律及相似的形式重复出现而形成。

油田开发区属于景观生态等级自然体系和人工体系的复合体，它是由荒漠生态系统和道路等景观相间组成。本项目占地面积不大，实施后可以与现有的区域景观相协调。

5.1.7 水土流失影响分析

项目建设过程中，由于施工车辆对地表的碾压，使所经过地段的植被和地表结构遭到不同程度的破坏，井场、站场等工程建设中施工作业活动使地表保护层变得松散都会加剧风蚀影响。项目建成后永久占地进行地面硬化，不会产生水土流失。临时占地范围内的土壤地表表层遭到破坏，下层的粉细物质暴露在地层表面，在风力的作用下，风蚀量会明显加大，这种影响在短时间内不会完全恢复。但随着时间的推移，风蚀量会随着地表新保护层的逐渐形成而减弱。

5.1.8 对区域土地沙化的影响分析

项目所在区域为非沙化土地，井场平整、管沟开挖、车辆碾压等工程将扰动原有地貌，施工过程中对地表的大面积碾压，使所经过地段的植被和地表结构遭到不同程度的破坏，使风蚀荒漠化的过程加剧，降低项目占地范围内的土壤抗侵蚀能力，造成局部土地沙化。管沟开挖过程中，若未采取分层开挖、分层回填措施，可能导致土壤的蓄水保肥能力降低，影响区域植被生长，造成土壤逐渐沙化。此外，在施工过程中，各种车辆（尤其是重型卡车）如乱碾压行驶，将使经过的土壤变得紧实，严重的经过多次碾压后植物很难再生长，甚至退化为沙地。

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

5.2 运营期环境影响预测与评价

5.2.1 运营期大气环境影响预测与评价

(1) 相关判定

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

(2) 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为其他草地，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
0~360	全年	0.29	1.75	0.04025

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	-26.3℃	40℃	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 估算模型参数选择一览表

参数		取值
城市/农村选项	城市/农村	农村
	人口数（城市选项时）	/
最高环境温度/℃		40
最低环境温度/℃		-26.3
土地利用类型		其他草地
区域湿度条件		干燥气候
是否考虑地形	考虑地形	<input checked="" type="checkbox"/> 是 <input type="checkbox"/> 否
	地形数据分辨率/m	90
是否考虑岸线熏烟	考虑岸线熏烟	<input type="checkbox"/> 是 <input checked="" type="checkbox"/> 否
	岸线距离/km	/
	岸线方向/°	/

(5) 污染源参数

根据前文污染源源强核算章节可知，根据本项目实际情况，重 5 井区目前为配套建设集输管线，本次仅进行钻井工程建设，不涉及产能建设。无组织非甲烷总烃和硫化氢全部集中在风重 007 井区，加上本项目单井采油管线、集油支线和集油干线均为架空管线，新建油砂油联合站部分位于风重 007 井区内，本次将风重 007 井和油砂油联合站外包形成的多边形作为面源进行预测。排放情况见表 5.2-4 和表 5.2-5。

表 5.2-4 面源污染源参数一览表

名称	海拔高度 (m)	面源长度 (m)	面源宽度 (m)	有效排放高度 (m)	年排放小时数 (h)	排放工况	NMHC 排放量		硫化氢排放量		颗粒物排放量	
							t/a	kg/h	kg/a	kg/h	t/a	kg/h
采油井场、计量站、油砂油联合处理站	378	2460	1540	8	8000	正常工况	12.442	1.555	214.54	0.0268	0	0
											0	0
											0	0
供汽站储煤棚	367	60	42	9	8000		0	0	0	0	0.54	0.068

表 5.2-5 运营期注汽锅炉大气污染物排放参数一览表 (点源)

名称	点源起点坐标 /m		排气筒底部海拔高度/m	排气筒参数/m		烟气温度 /°C	烟气流速/ (m/s)	污染物排放速率/ (kg/h)				
	X	Y		高度	内径			SO ₂	NO _x	颗粒物	汞及其化合物	氨
燃煤锅炉排气筒 (DA001)	17	15	366	80	3	140	9.4	6.06	10.76	0.46	0.0004	0.55
灰罐 1# (DA002)	40	50	366	22.5	0.35	25	1.16	0	0	0.006	0	0
灰罐 2# (DA003)	40	62	366	22.5	0.35	25	1.16	0	0	0.006	0	0
渣罐 (DA004)	40	10	366	22.5	0.25	25	0.17	0	0	0.0008	0	0
消石灰粉罐 1# (DA005)	-15	42	366	15	1	25	0.07	0	0	0.0027	0	0
消石灰粉罐 2# (DA006)	20	42	366	15	1	25	0.07	0	0	0.0027	0	0

(6) 预测结果

预测结果详见表 5.2-6。

表 5.2-6 非甲烷总烃和硫化氢预测结果一览表

采油井场、计量站、集输管线和油砂油联合处理站					
离源距离 (m)	非甲烷总烃浓 度 (ug/m ³)	占标率 (%)	离源距离 (m)	硫化氢浓度 (ug/m ³)	占标率 (%)
10	25.726	1.29	10	0.4434	4.43
500	35.213	1.76	500	0.6070	6.07
1000	44.196	2.21	1000	0.7618	7.62
1200	47.753	2.39	1200	0.8231	8.23
1400	50.946	2.55	1400	0.8782	8.78
1500	51.937	2.6	1500	0.8952	8.95
1600	52.607	2.63	1600	0.9068	9.07
1700	52.832	2.64	1700	0.9107	9.11
1800	53.033	2.65	1800	0.9141	9.14
1900	53.145	2.66	1900	0.9161	9.16
1925	53.154	2.66	1925	0.9162	9.16
1945	53.155	2.66	1945	0.9160	9.16
1950	53.155	2.66	1950	0.9162	9.16
1975	53.150	2.66	1975	0.9161	9.16
2000	53.137	2.66	2000	0.9159	9.16
2100	53.029	2.65	2100	0.9141	9.14
2200	52.839	2.64	2200	0.9108	9.11
2500	51.954	2.6	2500	0.8955	8.96
2800	50.791	2.54	2800	0.8755	8.75
2825	50.687	2.53	2825	0.8737	8.74
2850	50.583	2.53	2850	0.8719	8.72
2875	50.478	2.52	2875	0.8701	8.7
2900	50.372	2.52	2900	0.8683	8.68
2925	50.266	2.51	2925	0.8664	8.66
2950	50.159	2.51	2950	0.8646	8.65
2975	50.052	2.5	2975	0.8627	8.63
3000	49.943	2.5	3000	0.8609	8.61
4000	46.339	2.32	4000	0.7987	7.99
5000	43.273	2.16	5000	0.7459	7.46
燃煤注汽站储煤棚			燃煤注汽站灰罐 1#、燃煤注汽站灰罐 2#		
离源距离 (m)	TSP 浓度 (ug/m ³)	占标率 (%)	离源距离 (m)	颗粒物浓度 (ug/m ³)	占标率 (%)
10	25.73	2.86	10	0.0024	0

25	37.37	4.15	100	0.3102	0.07
49	46.58	5.18	200	0.1901	0.04
50	46.58	5.18	300	0.1590	0.04
75	39.01	4.33	500	0.1611	0.04
100	30.30	3.37	1000	0.2510	0.06
200	18.76	2.08	1100	0.4200	0.09
300	16.75	1.86	1200	1.0755	0.24
400	15.40	1.71	1205	1.1617	0.26
500	14.37	1.6	1225	0.6992	0.16
600	13.51	1.5	1250	0.4174	0.09
700	12.77	1.42	1275	0.4714	0.1
800	12.11	1.35	1300	0.5102	0.11
900	11.52	1.28	1400	0.9215	0.2
1000	10.98	1.22	1500	0.8189	0.18
1500	8.89	0.99	1600	0.7631	0.17
2000	7.38	0.82	1700	0.6820	0.15
3000	5.47	0.61	2000	0.4469	0.1
4000	4.39	0.49	2500	0.3928	0.09
5000	3.65	0.41	3000	0.1910	0.04
燃煤注汽站渣罐			燃煤消石灰罐 1#、燃煤消石灰罐 2#		
离源距离 (m)	颗粒物浓度 (ug/m ³)	占标率 (%)	离源距离 (m)	颗粒物浓度 (ug/m ³)	占标率 (%)
10	0.0009	0	10	0.058	0.01
100	0.0459	0.01	50	0.506	0.11
300	0.0437	0.01	100	0.321	0.07
500	0.0337	0.01	200	0.322	0.07
700	0.0262	0.01	300	0.263	0.06
900	0.0232	0.01	350	0.272	0.06
1100	0.0527	0.01	400	0.488	0.11
1125	0.0756	0.02	425	0.536	0.12
1145	0.1751	0.04	450	0.579	0.13
1150	0.1731	0.04	475	0.631	0.14
1175	0.0578	0.01	500	0.636	0.14
1200	0.0539	0.01	525	0.647	0.14
1300	0.0595	0.01	531	0.647	0.14
1400	0.1096	0.02	550	0.609	0.14
1500	0.1001	0.02	575	0.567	0.13
1600	0.0932	0.02	600	0.554	0.12
1700	0.0910	0.02	1000	0.370	0.08
1800	0.0907	0.02	1500	0.212	0.05

1900	0.0624	0.01	2000	0.178	0.04
2000	0.0680	0.02	3000	0.100	0.02
2500	0.0340	0.01	4000	0.069	0.02
3000	0.0274	0.01	5000	0.085	0.02

表 5.2-7 注汽锅炉废气污染物的占标率和落地浓度一览表

距下风向距离 (m)	注汽锅炉									
	SO ₂		NO _x		颗粒物		汞及其化合物		氨	
	浓度 (ug/m ³)	占标率 (%)	浓度 (ug/m ³)	占标率 (%)	浓度 (ug/m ³)	占标率 (%)	浓度 (ug/m ³)	占标率 (%)	浓度 (ug/m ³)	占标率 (%)
10	0.00014	0	0.00025	0	0.00001	0	0.00000	0	0.00001	0
500	2.81950	0.56	5.00624	0	0.21402	0.05	0.00019	0.06	0.25590	0.13
1000	4.13360	0.83	7.33953	0	0.31377	0.07	0.00027	0.09	0.37516	0.19
1500	3.53650	0.71	6.27933	0	0.26845	0.06	0.00023	0.08	0.32097	0.16
1900	3.05410	0.61	5.42279	0	0.23183	0.05	0.00020	0.07	0.27719	0.14
1925	3.02730	0.61	5.37521	0	0.22980	0.05	0.00020	0.07	0.27476	0.14
1950	3.00060	0.6	5.32780	0	0.22777	0.05	0.00020	0.07	0.27233	0.14
1975	2.97450	0.59	5.28146	0	0.22579	0.05	0.00020	0.07	0.26996	0.13
2000	2.94880	0.59	5.23582	0	0.22384	0.05	0.00020	0.06	0.26763	0.13
2100	2.84950	0.57	5.05951	0	0.21630	0.05	0.00019	0.06	0.25862	0.13
2200	2.75600	0.55	4.89349	0	0.20920	0.05	0.00018	0.06	0.25013	0.13
2300	13.87400	2.77	24.63437	0.01	1.05314	0.23	0.00092	0.31	1.25919	0.63
2400	27.97600	5.6	49.67357	0.02	2.12359	0.47	0.00185	0.62	2.53908	1.27
2500	34.80000	6.96	61.79012	0.02	2.64159	0.59	0.00230	0.77	3.15842	1.58
2515	35.28700	7.06	62.65482	0.03	2.67855	0.6	0.00233	0.78	3.20262	1.6
2525	35.05200	7.01	62.23755	0.02	2.66071	0.59	0.00231	0.77	3.18129	1.59
2550	31.40000	6.28	55.75315	0.02	2.38350	0.53	0.00207	0.69	2.84984	1.42
3000	29.44700	5.89	52.28544	0.02	2.23525	0.5	0.00194	0.65	2.67258	1.34
4000	19.86600	3.97	35.27363	0.01	1.50798	0.34	0.00131	0.44	1.80302	0.9
5000	16.14000	3.23	28.65783	0.01	1.22515	0.27	0.00107	0.36	1.46485	0.73

由预测结果可知：锅炉烟气中颗粒物、二氧化硫、氮氧化物可以满足《关于部分供热及发电锅炉执行大气污染物排放标准有关问题的复函》及《关于印发〈全面实施燃煤电厂超低排放和节能改造工作方案〉的通知》（环发〔2015〕164号）中10mg/m³、35mg/m³、50mg/m³的浓度控制要求；汞及其化合物排放浓度可以满足《燃煤电厂烟气汞污染物排放标准》（DB65T3909-2016）表1中新建燃煤电厂汞及其化合物污染物排放限值（0.02mg/m³）要求。与锅炉烟气一起排放的氨气执行《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）表2相关标准限值。

无组织排放的非甲烷总烃和硫化氢的短期浓度贡献值小，不会使区域环境空气

质量发生明显改变；厂界 NMHC 浓度可满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)中无组织排放监控浓度限值，硫化氢浓度《恶臭污染物排放标准》(GB14554-93)二级标准项目区地域空旷，无集中固定人群居住，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。

(7) 温室气体环境影响分析

项目实施后加强巡检、检维修，减少逸散 CH₄ 排放，采用节能设备，温室气体甲烷和二氧化碳排放量相对较小，区域空旷，扩散条件较好，不会对周围大气环境产生明显影响。

5.2.2 运营期水环境影响分析

(1) 区域水文地质情况

根据《白杨河流域规划水文地质勘察报告》，白杨河流域地质构造复杂，地层及地貌条件差异较大，致使水文地质条件各地不一。平原区是地下水聚集场所，第四系松散层中富含孔隙水，是孔隙地下水的赋存分布区。根据平原区地形地貌条件可分为山前倾斜平原、洼地和湖积平原。

洼地为构造盆地，由于新构造运动的继承性和主干断裂的不断复活，洼地成为白杨河流域的沉降中心，第四系堆积厚度比其他地带均大，在水平和垂直方向上，岩相变化比较明显。山间洼地受西部山地及东部沙漠的影响，降水稀少，气候干旱，大气降水对地下水的补给意义不大。本项目区域位于乌尔禾洼地东北侧外缘，白杨河自西向东从区域内穿过，沉积了 Q_{3+4}^{al+pl} 及 Q_4^{al} 的松散沉积物，形成了乌尔禾洼地冲积平原，地下水主要靠河水渗漏及田间灌溉入渗补给，松散层厚度 10~30m，岩性基本为结构单一的沙砾石层，偶夹一些砂及亚粘土层，其地表有一层 1m 左右的亚砂及亚粘土层。潜水赋存于第四系松散沙砾石层孔隙中，形成第四系孔隙，潜水位埋深 2~3m，局部地带 >5m，含水层厚 20m 左右，单位涌水量 1~3L/s·m。区域水文地质图见图 5.2-1，乌尔禾洼地水文地质剖面图见图 5.2-2。

图 5.2-1 乌尔禾洼地水文地质剖面图

第四系之下为白垩系、第三系的一套粗细相间的岩层，地下水赋存于裂隙孔隙中，形成前第四系裂隙孔隙承压水。该区域承压水为层间承压水，大部分地区为覆盖型，局部裸露。含水层为细砂岩。据 ZK135 孔揭露，含水层埋深 62.98m，厚

19.77m，为自流水，水头高出地面 4.35m。当水头降至地面下 3.15m 时，单井涌水量 $49.16\text{m}^3/\text{d}$ ，单位涌水量 $0.18\text{L}/\text{s}\cdot\text{m}$ ，渗透系数 $0.39\text{m}/\text{d}$ ，影响半径 13m，水量匮乏矿化度 $0.69\text{g}/\text{L}$ ，为 HCO_3Na 型水。

(2) 地下水补给径流排泄条件

山区及平原区为区域两个不同的水文地质单元，其补给径流条件各具特点。二者虽自成体系但又互为依存，构成一个有机的整体。山区地下水接受大气降水补给后，在含水岩系中经不同程度的赋存运移后直接或间接地排泄补给平原区地下水；平原区地下水大部分来源于河流渗漏补给，少部分来源于大气降水补给和侧向补给。得到补给的平原区地下水在含水岩组中经过储存运移后主要以蒸发排泄来维持平衡。从整体看，山区地下水为渗入—径流型；平原区潜水位渗入—蒸发型，承压水为渗入—径流型。

平原区地下水与地表水存在有三次大的循环（见图 5.2-2），即莫合台东断裂以西为一次循环，白杨河水库—大布渡河山口（大布渡河断裂）以西为一次循环，以东为一次循环。

图 5.2-2 白杨河流域水循环示意图

每一次循环地下水补给源主要为地表水的强烈渗漏，经过一定的地下径流后，主要以潜水蒸发的形式排泄，其次为泉水排泄。

①莫合台山间洼地补给径流排泄区

此区为莫合台东断裂以西地区，乌日可下亦山南坡的布尔阔台河以西各小溪流、山泉；扎依尔山北坡的科克塔勒河和小溪、山泉；以上各水系出山口后不久很快渗入地下转为地下水向莫合台洼地汇集，受莫合台、哈图、喀拉苏等断裂及吉得勒奥特克勒潜伏背斜的阻挡在乔木帕孜等地一部分以下降泉的形式溢出地表，形成克拉苏河，大部分则以潜水蒸发的形式排泄。

②白杨河山间洼地补给径流排泄区

白杨河出山口后约 60%的水量渗漏于地下；乌日可下亦山南坡的山泉出山口后下渗入地下；渗入补给的地下水向白杨河水库方向运移，因受哈拉阿拉特山及吉得勒奥特克勒潜伏背斜等构造的阻挡，一部分以泉水的形式排泄于白杨河及克拉苏河内，大部分则以潜水蒸发的形式排泄。

③乌尔禾一百口泉补给径流排泄区

白杨河水库一下，克拉苏河流出白杨河洼地，大布渡河流出山口后，地表径流沿途渗入地下，变为地下径流向艾力克湖运移，在河谷及河间地带由于潜水位埋深小，地下水主要以潜水蒸发排泄，而于其他地带，地下水则以地下径流的形式运移至艾力克湖附近，因受艾力克湖东、都斯托浪岗等断裂的阻挡，而以泉水的形式溢出地表，于艾力克湖消耗于蒸发。

(3) 地下水动态特征

根据前人长期观测资料，在 1965~1987 年 22 年的水库蓄水期间，1965 年进库水量最大，乌尔禾地区的潜水位居最高值，在 1980 年时白杨河水库进库水量最少，乌尔禾地区潜水位也处于最低值，年际变幅为 1.33m，为灌溉—水文型动态。乌尔禾地区地表水及地下水动态见图 5.2-3。

图 5.2-3 乌尔禾地区地表水及地下水动态曲线图

(4) 正常工况下对地下水环境影响分析

运营期产生的洗井废水、井下作业废液、油砂油联合处理站和供汽站工作人员产生的生活污水、油砂油联合处理站采出水处理部分软化水处理系统产生的高含盐废水、MVC 装置排放的浓缩盐水、油砂油联合处理站循环冷却水系统循环冷却废水、伴生气增压冷干系统含油废水、采出液处理部分水力冲砂系统水力冲砂废水、燃煤供汽站锅炉产生的锅炉排污水和燃煤锅炉检修排污水对环境的影响。洗井废水和井下作业废液收集进罐，拉运至新建油砂油联合处理站，经处理达到《油田采出水用于注汽锅炉给水处理设计规范》（SY/T0097-2016）后用于新建注汽站燃煤锅炉供汽用水；伴生气增压冷干系统含油废水、循环冷却水系统循环冷却废水、注汽站燃煤锅炉排污水和供汽站燃煤锅炉排污水，管输至油砂油联合处理站经处理达标后用于新建注汽站燃煤锅炉供汽用水。油砂油联合处理站采出水处理部分软化水处理系统产生的高含盐废水和 MVC 装置浓缩盐水排至新建的 50 万方储水池蒸发处理。采出液处理部分水力冲砂系统水力冲砂废水，排至油砂油联合处理站站外的事故废水池，上层污油回收污油进入污油处理装置进行处理，处理后污油含水小于 5%，采出水含油小于 4000mg/L，处理后的污油去净化油罐，处理后采出水去采出水处理系统处理，经处理达到《油田采出水用于注汽锅炉给水处理设计规范》（SY/T0097-2016）后用于新建注汽站燃煤锅炉供汽用水，处理后事故池底部的油泥及时交由具有相应危险废物处置资质的单位处置。

(5) 事故状态下对地下水的影响

①地下水污染途径分析

非正常工况下，油区集油干线和油砂油联合处理站净化油罐破裂导致原油泄漏，石油类污染物有可能通过包气带土层渗漏进入地下含水层，对地下水造成污染影响。

②预测情景设定

本次评价对集油干线发生全管径泄漏、净化油罐发生泄漏事故对地下水产生的影响进行预测。

③泄漏量计算

按最不利情况考虑，假设站外集油干线发生全管径泄漏，净化油罐底部出现穿

孔（孔径 20cm）且防渗层全部失效，则裂口总面积为 0.0003m²。其泄漏速度 Q_L用柏努利方程计算：

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

式中：

Q_L——液体泄漏速度，kg/s；

C_d——液体泄漏系数，取 0.65；

A——裂口面积，m²；

ρ ——泄漏液体密度；

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，在设定事故条件下污水的泄漏速率见表 5.2-8。

表 5.2-8 设定事故条件下管线的泄漏速率计算结果

类别	泄漏口面积 (m ²)	泄漏口之上液 位高度(m)	容器内介 质压力	环境 压力	液体密度 (kg/m ³)	泄漏速率 (kg/s)
净化油罐	0.0003	13.374	0.1MPa	0.1MPa	961.3	3.04
集油干线	0.1256	0	1.1	0.1	961.3	3579.71

根据表 5.2-8，集油干线原油泄漏速率为 3579.71kg/s，净化油罐原油泄漏速率为 3.04kg/s，假定发现泄漏后 10min 处理完毕。同时考虑本项目新增原油产能为 18.9×10⁴t/a，集油干线中实际的原油泄漏速率为 6.56kg/s，采用伯努利方程计算的集油干线原油泄漏速率过大，与实际不符，故本次采用实际泄漏速率进行计算。

发生泄漏事故后，切断事故阀门，集油干线油品泄漏量为 3.94t，净化油罐泄漏量为 1.82t。按照土壤表层对污染物截留率 90%计算，进入含水层物料分别 0.182t、0.394t。

④影响预测

预测因子为石油类，根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016），采用解析法进行预测，预测模型选择导则推荐的地下水溶质运移解析法中

的一维稳定流动二维弥散点源模型进行预测。由于集油支线泄漏时可以及时发现并处理，因此按瞬时点源计算。

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

式中：

x、y—计算点处的位置坐标；

t—时间(d)；

C(x, y, t)—t 时刻点 x, y 处的示踪剂浓度(g/L)；

M—含水层厚度(m)；

m_M—瞬时注入的质量(kg)；

U—水流速度(m/d)；

n_e—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；

模型中所需参数及来源见表 5.2-9。

表 5.2-9 模型所需参数一览表

序号	参数符号	参数名称	参考数值
1	mM	瞬时注入的质量	0.182t、0.394t
2	t	时间	100d、500d、1000d
3	M	含水层厚度	20m
4	u	水流速度	0.01m/d
5	D _L	纵向弥散系数	0.25m ² /d
6	D _T	横向 y 方向的弥散系数	0.025m ² /d
7	n _e	有效孔隙度	0.35

当集油干线发生全管径泄漏、净化油罐发生泄漏时，石油类物质经过 100d、500d 和 1000d 后在地下水中的扩散结果见表 5.2-10。

表 5.2-10 地下水影响预测结果一览表

类别	污染物	预测时间 (d)	下游达标浓度 (mg/m ³)	下游达标浓度对应 距离 (m)	III类标准 (mg/L)
集油管线	石油类	100	0.032	31	≤0.05
		500	0.0496	64	≤0.05
		1000	0.04	90	≤0.05
净化油罐	石油类	100	0.038	32	≤0.05
		500	0.040	68	≤0.05
		1000	0.049	94	≤0.05

从预测结果可知：随着时间的增加，污染范围有所增加，集油干线发生泄漏后 100d、500d 和 1000d 的污染物达标浓度对应的运移距离分别为 31m、64m 和 90m 处；净化油罐泄漏后 100d、500d 和 1000d 的污染物达标浓度对应的运移距离分别为 32m、68m 和 94m 处。在消除土体裂隙和根孔影响的试验条件下，石油类下渗下移的深度不会超过 30cm，泄漏的原油进入地下水的概率很小。通过定期对管线进行巡检，可将事故发生的概率将至最低。发生泄漏后立即采取应急措施，做到及时发现、及时处理，彻底清除泄漏油品及被污染的土壤，不会对地下水环境产生大的影响。

5.2.3 运营期声环境影响分析

噪声源主要为新建油砂油联合处理站、燃煤供汽站、计量站和采油井场中的各类机泵、压缩机、塔类、风机、空冷器等，站四周设砖砌和铁艺相结合的围墙，压缩机设置在封闭的带有消音设施的压缩机房内并采取基础减震等措施，机泵、塔类、风机、空冷器采取基础减震等措施，鉴于声源到厂界预测点的传播距离远大于声源长度，各噪声源均按点源计。计算模式采用《环境影响评价技术导则—声环境》（HJ2.4-2021）中所推荐的预测模式，计算式如下：

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

式中： $L_A(r)$ —距声源 r 处的 A 声级；

$L_A(r_0)$ —参考位置 r_0 处的 A 声级；

r —预测点距声源距离，m；

r_0 —参考位置距声源距离，m。

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

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

式中：

T——计算等效声级的时间；

N——为室外声源个数；

M——为等效室外声源个数。

预测点的预测等效声级 (L_{eq}) 计算公式：

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

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

L_{eqb} ——预测点的背景值，dB(A)。

(2) 噪声源源强及分布

井场、计量站、油砂油联合处理站和燃煤供汽站内设备选用低噪设备，基础减震，各类机泵设置在室内，并采取基础减震等措施，各设备衰减量按 20dB(A) 计。项目工程主要噪声源强见前文表 3.4-17 和表 3.4-18，此处不再赘述。

(3) 预测结果

根据以上公式，预测项目建成后采油井场和各站场厂界四周噪声贡献值见表 5.2-11。

表 5.2-11 厂界噪声贡献值预测结果 [单位：dB(A)]

预测点编号	预测点位置	贡献值	评价标准	评价结果
油砂油联合处理站	东厂界	48	昼间 60 夜间 50	达标
	南厂界	42		
	西厂界	43		
	北厂界	45		
燃煤供汽站	东厂界	43	昼间 60 夜间 50	达标
	南厂界	42		
	西厂界	42		
	北厂界	40		
计量站	东厂界	41	昼间 60 夜间 50	达标
	南厂界	40		
	西厂界	41		
	北厂界	40		

采油井场	东厂界	40	昼间 60 夜间 50	达标
	南厂界	38		
	西厂界	40		
	北厂界	38		

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

5.2.4 运营期固体废物环境影响分析

运营期固体废物分类收集，分类处置。井下作业时铺设防渗膜。本项目在油砂油联合处理站新建 1 座危废暂存点，分区暂存废润滑油、废润滑油油桶、含油废抹布劳保用品和沾油废防渗材料。脱硝废催化剂、双滤料过滤器废弃滤料和含油污泥不在站内暂存，清理过程中直接交由具有相应危险废物处置资质的单位处置；废离子交换树脂更换后及时由生产厂家进行回收再生；供汽站燃煤锅炉炉渣和除尘灰依托克拉玛依快达百源环保科技发展有限公司一般工业固体废物填埋场填埋处理；生活垃圾依托乌尔禾区生活垃圾填埋场处理；水力冲砂废水排放在事故池底部产生的油泥及时交由具有相应危险废物处置资质的单位处置；事故状态下可回收的原油，回收至新建油砂油联合处理站采出液处理系统处理，无法回收的原油和受浸染的土壤为落地油，产生的落地油 100%回收。正常工况下采出液处理系统、采出水处理系统产生的含油污泥、废润滑油、废润滑油油桶、含油废抹布劳保用品、双滤料过滤器废弃滤料、沾油废防渗材料和脱硝废催化剂以及事故状态下产生的落地油交由有相应处置资质的单位进行回收、处置。运营期油砂油联合处理站和供汽站站内工作人员生活垃圾清运至乌尔禾区生活垃圾填埋场。

5.2.5 运营期土壤环境影响分析

（1）正常工况下对土壤环境的影响分析

正常工况下无废水及固体废物等污染物外排，不会造成土壤环境污染。如果发生工艺管线及储罐泄漏等事故，泄漏的油品会对土壤环境产生一定的影响，泄漏的油品覆盖于地表可使土壤透气性下降、土壤理化性状发生变化。泄漏的油品如果进入土壤，从而使土壤质地、结构发生改变，影响到土地功能，进而影响地表植被的生长。根据环境风险分析可知，本项目风险潜势很低，发生泄漏事故的可能性很

小，且发生事故后及时采取相应的治理措施，将受污染的土壤及时收集、处理，不会对土壤环境产生明显影响。

(2) 事故状态下对土壤的环境影响分析

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ 964-2018），本项目属于污染型建设项目，运营期对土壤的环境影响主要为净化油/污油/柴油罐发生破裂导致油品地面漫流和垂直入渗对土壤的影响，以及工艺管线破裂发生泄漏的净化油/污油/柴油垂直入渗对土壤的影响，运营期土壤环境影响源及影响因子识别详见表 5.2-12。

表 5.2-12 运营期土壤环境影响源及影响因子识别表

污染源	工艺流程/节点	污染途径	全部污染物指标	特征因子
净化油/污油/柴油罐	净化油罐发生破裂	垂直入渗	石油类	石油类
工艺管线	管道破损发生泄漏	垂直入渗	石油类	石油类

净化油/污油/柴油罐为地上储罐，发生泄漏容易发现，发生泄漏后及时封堵泄漏点，对受浸染的土壤全部回收，交由具有相应危废处置资质的单位进行接收、转运和处置。采取上述措施后，不会对区域土壤环境造成影响。

由于本项目工艺管线为架空敷设，发生管线泄漏后，可及时发现快速做出响应，关闭管线物料来源，采用管卡或者更换管段的方式对管线破点进行修复，全部清理含油污泥，交由具有相应危废处置资质的单位负责接收、转运和处置。

本次评价类比石西油田作业区石南 4 井区已发生过原油泄漏并进行过应急处置的管段土壤环境质量现状监测数据来进行类比分析说明本项目事故状态下净化油/污油/柴油泄漏对土壤环境的影响，监测数据详见表 5.2-13。

表 5.2-13 石南 4 井区某安全隐患治理管段土壤监测结果一览表

点位编号	监测因子	(柱状样) 检测值 (mg/kg)						达标情况
		0~0.5m		0.5~1.5m		1.5~3m		
		监测值	标准指数	监测值	标准指数	监测值	标准指数	
S1	石油烃 (C ₁₀ ~C ₄₀)	63	0.0140	35	0.0078	10	0.0022	达标
S2	石油烃 (C ₁₀ ~C ₄₀)	44	0.0098	15	0.0033	10	0.0022	达标
S3	石油烃 (C ₁₀ ~C ₄₀)	31	0.0069	18	0.0040	9	0.0020	达标

本次类比的石南 4 原油转输管线已发生过数次泄漏事故，发生泄漏后采取如下应急处置措施：快速做出响应，关闭物料来源，找出管线破点，可回收泄漏油品；采用管卡对管线破点进行修复，挖出的含油污泥全部清理，交由具有相应危废处置资质的单位负责接收、转运和处置。应急处理完后，用外购砂土回填管沟。表 5.2-13 3 个监测点均为位于发生过管线泄漏并进行过应急处置的管段沿线的柱状样监测点，表 5.2-13 监测数据表明，发生过泄漏事件并进行过应急处置的管段土壤环境质量监测的柱状样点石油烃(C₁₀~C₄₀)均满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地筛选值要求，说明发生泄漏后，及时处置，全部清理受浸染产生的含油污泥，不会对项目区土壤环境产生不良影响。

本项目泄漏的介质与石南 4 原油转输管线输送介质类似，均为油类，污染途径均为垂直入渗，加上本项目工艺管线为架空敷设，泄漏后比埋地管线更容易发现，从而及时采取应急措施。通过类比分析可知，即使本项目运营期发生泄漏事故，建设单位及时响应，采取应急处置措施封堵泄漏点，并将泄漏产生的含油污泥全部清理的情况下，不会对项目区土壤环境产生影响。

5.2.6 运营期生态环境影响分析

运营期不新增占地，临时占地正在进行自然恢复。施工人员撤离作业区域，人类活动和占地都将减少，野生动物对新环境适应后的活动和分布范围将恢复。

生产运营期活动主要集中在永久占地范围内，站内活动不会对区域野生植被和野生动物产生影响。

5.2.7 温室气体影响分析

温室气体排放会加剧温室效应，导致气候异常、破坏生态环境，进而影响农、林、牧、渔等方方面面，对人类生存环境造成威胁。本项目涉及温室气体排放的环节为油气开采过程 CH₄ 逃逸排放、燃料燃烧 CO₂ 排放、CH₄ 排放和净购入电力隐含的 CO₂ 排放，CO₂ 排放量为 425000.43t/a。本工程在工艺技术、节能设备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 CO₂ 排放强度相对较低，温室气体排放对环境的影响不大。

5.3 退役期影响分析

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

退役期的清理工作包括站场设施、油气集输管线的拆除、地下截去至少 1m 的井筒并用水泥灌注封井、井场清理等。在此过程中，将会产生少量扬尘、部分废弃管线和废弃建筑残渣等固体废物，对这些废弃管线、残渣等进行集中清理收集，管线外运经清洗后可回收再利用，废弃建筑残渣运至当地建筑垃圾填埋场处理。固体废物经妥善处理，可有效控制对区域环境的影响。

退役期各采油井均采用水泥灌注进行封井，将井筒与地下水含水层彻底隔离，有效避免了污染物进入地下水含水层造成水质污染，退役期对地下水环境没有不良影响。

井场、站场和油气集输管线经过清理后，永久性占地范围内的设备设施被清理，人员撤离，区域内没有了人为的扰动，井场、站场及其他占地范围内的自然植被会逐渐得以恢复，有助于区域生态环境的改善。

5.4 环境风险分析

根据环境风险评价工作等级判定情况，本项目风险评价仅为简单分析。

5.4.1 环境敏感目标

简单分析不设评价范围，无环境敏感目标。

5.4.2 环境风险识别

(1) 物质危险性识别

本项目环境风险物质主要是原油、柴油、伴生气（甲烷和硫化氢）、废润滑油、废润滑油桶、沾油废防渗材料、废含油抹布和劳保用品、双滤料过滤器废弃滤料、含油污泥、脱硝废催化剂以及燃煤供汽站锅炉烟气净化系统的 SCR+SNCR 系统以及少量逃逸的氨气。其中原油、净化油、废润滑油、废润滑油桶、沾油废防渗材料、废含油抹布和劳保用品、双滤料过滤器废弃滤料、含油污泥中主要污染物为油类。

本项目涉及的风险物质分别存在于单井井场、计量站、油砂油联合处理站、集输管线以及注汽站内，其主要物化、毒理性质、危险等级划分具体如下：

表 5.3-1 各类危险物质理化性质及危险级别分类表

序号	名称	组分	危险性	燃烧爆炸特性参数	危险级别	影响途径
1	原油/油类	各种烃类和非烃类化合物所组成的复杂混合物	原油本身无明显毒性。遇热分解出有毒烟雾，人体大量吸入可引起危害：有刺激和麻痹作用，急性中毒者有上呼吸道刺激症状。	热值：41870KJ/kg； 沸点：300~325℃； 闪点：23.5℃；爆炸极限：1.1~6.4%（v）； 自燃燃点：380~530℃	高闪点液体	大气、地下水
2	伴生气（甲烷）	主要成分包括甲烷、乙烷等	伴生气主要成分为天然气。天然气中含有的甲烷，是一种无毒气体，当空气中大量弥漫这种气体时会使人因氧气不足而呼吸困难，进而失去知觉、昏迷甚至残废。	热值：50009KJ/kg； 爆炸极限：5~14%（v）； 自燃燃点：482~632℃	易燃气体	大气
3	柴油	复杂烃类（碳原子数约 10~22）混合物	柴油的毒性类似于煤油，但由于添加剂（如硫化酯类）的影响，毒性比煤油略大，主要有麻醉和刺激作用。柴油的雾滴吸入后可致吸入性肺炎，皮肤接触柴油可致接触性皮炎。	热值：3.3×10 ⁴ KJ/L； 沸点范围：180~370℃和 350~410℃； 两类闪点：38℃	高闪点液体	大气、地下水
4	氨	氨气	低浓度氨对粘膜有刺激作用，高浓度可造成组织溶解坏死。急性中毒：轻度者出现流泪、咽痛、声音嘶哑、咳嗽、咯痰等；眼结膜、鼻粘膜、咽部充血、水肿；胸部 X 线征象符合支气管炎或支气管周围炎。中度中毒上述症状加剧，出现呼吸困难、紫绀；胸部 X 线征象符合肺炎或间质性肺炎。严重者可发生中毒性肺水肿，或有呼吸窘迫综合征，患者剧烈咳嗽、咯大量粉红色泡沫痰、呼吸窘迫、谵妄、昏迷、休克等。可发生喉头水肿或支气管粘膜坏死脱落窒息。高浓度氨可引起反射性呼吸停止。液氨或高浓度氨可致眼灼伤；液氨可致皮肤	沸点（℃）：-33.5℃ 爆炸极限 15.7~27.4%，与空气混合能形成爆炸性混合物。遇明火、高热可引起燃烧爆炸。与氟、氯等接触会发生剧烈的化学反应。若遇高热，容器内压增大，有开裂和爆炸的危险	易燃，有毒，具刺激性。	大气

			灼伤			
5	硫化氢	硫化氢气体	<p>本品是强烈的神经毒物，对粘膜有强烈刺激作用。</p> <p>急性中毒：短期内吸入高浓度硫化氢后出现流泪、眼痛、眼内异物感、畏光、视物模糊、流涕、喉部灼热感、咳、胸闷、头痛、头晕、乏力、意识模糊等。部分患者可有心肌损害。重者可出现脑水肿、肺水肿。极高浓度(1000mg/m³以上)时可在数秒钟内突然昏迷，呼吸和心跳骤停，发生闪电型死亡。高浓度接触眼结膜发生水肿和角膜溃疡。长期低浓度接触，引起神经衰弱综合征和植物神经功能紊乱。</p>	<p>易燃，与空气混合能形成爆炸性混合物，遇明火、高热能引起燃烧炸。与浓硝酸、发烟硝酸或其它强氧化剂剧烈反应，发生爆炸。气体比空气重，能在较低处扩散到相当远的地方，遇火源会着火回燃。</p>	<p>易燃，具强刺激性。</p>	<p>大气</p>

(2) 生产设施危险性识别

①井场危险性识别

单井井场主要发生的风险事故为井喷、井漏。井漏主要由于生产井固井质量不好，导致井筒内物质进入地层，从而发生窜层污染事故。井喷主要是在井下作业和钻井过程中发生的事故。对本项目而言，在井下作业过程中由于地层压力不稳、封井不严或者井控设备失灵，均可能发生井喷事故；发生井喷事故时，采出液和伴生气一同冲出井口，很容易发生爆炸和火灾事故。

②管线危险性识别

集输管线因管线本身的设计、管材制造、施工、操作运行和管理等各环节都可能存在着缺陷和失误，所有这些因素都可能导致事故的发生。发生的事故主要为管线破裂造成的原油、伴生气泄漏，对周围环境造成直接污染，而且泄漏的油气遇到明火还可能发生火灾、爆炸事故。

③柴油罐/污油罐/净化油罐危险性识别

油罐在设计、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。发生的事故主要为油罐发生破裂造成的油品泄漏，事故发生时会有大量的油品溢出，对周围环境造成直接污染，而且泄

漏的油品遇到明火还可能产生火灾、爆炸事故。

④储罐运输风险识别

单井井场至油砂油联合处理站沿途无环境敏感目标。因车辆本身的设计、制造、操作、管理等各环节有存在缺陷的可能性，洗井废水和井下作业废液拉运过程有泄漏事故发生风险。事故发生时罐车内油品溢出，对周围环境造成直接污染，泄漏的油气如遇到明火还可能发生火灾、爆炸事故。

(3) 风险类型识别

根据工程分析中本项目可能涉及的危险物质及危险场所，分析工程可能发生的风险事故如下表所示。

表 5.3-2 本项目可能发生的风险事故类型一览表

序号	危险单元	风险源	主要危险物质	环境风险类型	环境影响途径	可能受影响的环境敏感目标
1	井喷	井场	原油、伴生气（甲烷和硫化氢）	危险物质泄漏；火灾爆炸引发次生/伴生污染物排放	大气 地下水、 土壤	周围大气环境、地下水环境、土壤环境
2	井漏	井场				
3	集输管线发生泄漏	管线				
4	燃煤供气站燃煤锅炉	SNCR+SCR脱硝装置	氨气	氨逃逸	大气	周围大气环境
5	油砂油联合处理站	采出液处理装置、伴生气增压冷干系统	原油、伴生气（甲烷和硫化氢）	危险物质泄漏；火灾爆炸引发次生/伴生污染物排放	大气 地下水、 土壤	周围大气环境、地下水环境、土壤环境
5	油砂油联合处理站柴油罐	柴油罐	柴油	危险物质泄漏；火灾爆炸引发次生/伴生污染物排放	大气 地下水、 土壤	周围大气环境、地下水环境、土壤环境
6	油砂油联合处理站净化油罐	净化油罐	净化油	危险物质泄漏；火灾爆炸引发	大气 地下水、 土壤	周围大气环境、地下水环境、土壤环境
7	油砂油联合处理站污油储罐	污油罐	污油	次生/伴生污染物排放	大气 地下水、 土壤	周围大气环境、地下水环境、土壤环境

(4) 危险物质向环境转移的可能途径和影响方式

运营期管线、井场和站场设备及柴油罐发生破损造成原油/污油/柴油、伴生气发生泄漏，污染土壤和大气，泄漏原油/油品可能通过包气带渗漏进入地下含水

层，污染地下水；泄漏的油气若遇明火，发生火灾、爆炸，污染大气环境。

5.4.3 环境风险分析

(1) 大气环境风险

生产设施或储罐发生泄漏事故时，会造成泄漏源附近甲烷浓度的显著增加，并在一定范围内形成甲烷聚集区，在不利气象条件下会造成爆炸危险区域，如果遇到明火发生燃爆会造成区域内人员死亡。由于甲烷、乙烯、丙烷密度比空气轻，泄漏后会快速扩散，因此在设施发生大量泄漏时，吸入高浓度气体后可引起急性中毒、缺氧、麻醉等症状。同时产生安全隐患主要为泄漏气体在空气中短时间内大量聚集，当达到爆炸极限时遇明火会发生爆炸的危险。

发生泄漏后，若不能及时采取措施制止，致使大量可燃气体进入环境当中，若遇明火则会引发火灾等危害极大的事故。对环境、人员和设备产生一定危害，主要危害包括：①遇明火可能发生火灾或爆炸事故，造成人员伤亡、设备损坏等危害；②烃类气体以及火灾或爆炸事故次生污染物 CO 对人体的毒性危害，尽管毒性相对较低，主要具有麻醉和刺激作用，以及对呼吸道粘膜和皮肤有一定的刺激作用，但较长时间接触后，对人体产生头痛、眩晕、精神迟钝、恶心、呕吐、眼角膜充血等危害，对周围的环境及人群造成影响。伴生气中的甲烷和硫化氢进入大气后，可能会造成中毒事件。

由于项目区地域空旷，大气扩散条件较好，发生事故后，及时采取相应的措施，不会对周围环境空气产生明显影响。

(2) 对土壤的影响分析

伴生气即使发生泄漏事故也不会对土壤造成影响。而采出液和净化油、单井采油管线、集油支干线泄漏线中含有油类，发生泄漏事件，相当于向土壤中直接注入重烃，重烃渗入土壤孔隙，则使土壤透气性和呼吸作用减弱，影响土壤中的微生物生存。高含盐废水管线泄漏造成土壤盐碱化，破坏土壤结构，造成土地肥力下降，改变土壤的理化性质，影响土壤正常的结构和功能。

根据类比调查结果可知，油品泄漏事故发生后，在非渗透性的基岩及粘重土壤上污染（扩展）面积较大，而疏松土质上影响的扩展范围较小，在泄漏事故发生的最初，油类在土壤中下渗至一定深度，随泄漏历时的延长，下渗深度增加不大（落

地原油一般在土壤表层 20cm 以上深度内积聚)。

(3) 对地下水环境的影响

伴生气即使发生泄漏事故也不会对土壤造成影响。而采出液和净化油、单井采油管线、集油支干线泄漏线中含有油类，泄漏则可能造成油品下渗，进而导致地下水污染风险的发生。发生泄漏事故后，及时发现、及时维修处理，加上装置区地面进行了地面防渗，即使有少量的污染物泄漏，也很难通过防渗层渗入包气带。故在正常工况下，加强检修力度，发生泄漏事故及时找到泄漏点，及时维修，并将受污染的土壤全部回收，最终交由具有相应危废处置资质的单位进行接收、转运和处置，污染物从源头和末端均得到控制，没有污染地下水的通道，污染物不会渗入地下污染地下水体。

当泄漏事故不可控时，泄漏的油品经土层渗漏，通过包气带进入含水层。根据相关资料，土壤对石油类物质的截留作用是非常显著的，石油类很难在土壤剖面中随水下渗迁移，基本上被截留在 0cm~10cm 或 0cm~20cm 表层土壤中，其中表层 0cm~5cm 土壤截留了 90%以上的泄漏原油。因此，即使发生泄漏事故，做到及时发现、及时处理，彻底清除泄漏油品、被污染的土壤，不会对地下水环境产生不良影响。

6 环境保护措施论证分析

6.1 施工期环境保护措施

6.1.1 施工期大气环境保护措施

(1) 合理规划运输道路线路，尽量利用油田现有的公路网，施工车辆严格按照规定线路行驶，严禁乱碾乱压。运输车辆应加盖篷布，不能超载过量；严禁车辆在行驶中沿途振漏建筑材料及建筑废料。

(2) 粉状材料及临时土方等在施工区堆放应采取覆盖防尘布，逸散性材料运输采用苫布遮盖。

(3) 优化施工组织，道路和管线分段施工，缩短施工时间。。场地平整时，禁止利用挖掘机进行抛洒土石方的作业。严禁在大风天气进行土方作业。

(4) 施工结束后尽快对施工场地进行整理和平整，减少风蚀量。

(5) 加强对施工人员的环保教育，提高全体施工人员的环保意识，坚持文明施工、科学施工，减少施工期的大气污染。

(6) 运输车辆及施工机械采用符合国家标准的油品，定期对施工机械及运输车辆保养维护。

(7) 管线焊接时，使用国家合格的焊条产品。

6.1.2 施工期废水污染防治措施

(1) 管道试压采用清水试压，管道试压废水产生量较小，主要污染物为悬浮物，试压结束后，用于项目区洒水抑尘。

(2) 混凝土养护废水污染物为悬浮物，用于项目区洒水抑尘。

(3) 生活污水排至生活污水防渗收集池内，施工结束后清运至吉木萨尔县生活污水处理厂处理。

(4) 废压裂液由罐车拉运至压裂液返排装置处理，出水水质满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）中的相关标准后用于压裂液的复配。

6.1.3 施工期噪声污染防治措施

(1) 在设备选型上要求采用低噪声的设备，施工设备要经常检查维修，对噪声较大的设备采取基础减震措施。

(2) 加强施工场地管理，合理疏导进入施工区的车辆，禁止运输车辆随意高声鸣笛。

6.1.4 施工期固体废物防治措施

(1) 施工结束后，站场废物全部进行清理，对可回收物优先回收处理，做到“工完、料尽、场地清”。

(2) 钻井采用水基钻井液，钻井时井筒返排的钻井液及岩屑经不落地设备分离，分离出的液相回用于钻井液配置，分离出的水基钻井液进专用储罐暂存，委托岩屑处置单位直接拉运处置。水基钻井岩屑处理工艺流程如图 6.1-1 所示。

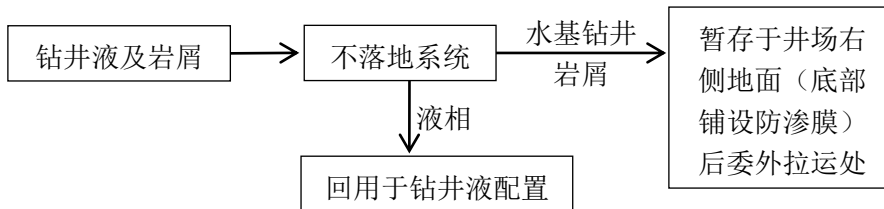


图 6.1-1 水基钻井岩屑处理工艺流程图

(3) 建筑垃圾

建筑垃圾集中收集后送至当地建筑垃圾填埋场进行填埋处理。施工单位应严格按照《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》的要求对建筑垃圾进行妥善处置，具体措施如下：

①编制建筑垃圾处理方案，采取污染防治措施，并报相关人民政府环境卫生主管部门备案。

②及时清运工程施工过程中产生的建筑垃圾等固体废物，并按照当地环境卫生主管部门的规定进行利用或者处置。施工建筑垃圾中的一部分如建筑废模块、建筑材料下角料、废管材、断残钢筋头等可以回收利用的优先回收利用；另一部分无法回收利用的，施工单位集中收集后送至当地建筑垃圾填埋场处理。

③不得擅自倾倒、抛撒或者堆放工程施工过程中产生的建筑垃圾，做到及时处置，避免占用土地对城市景观造成不良影响。

(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。

(4) 施工结束后，站场废物全部进行清理，对可回收物优先回收处理，做到“工完、料尽、场地清”。

(5) 新建管线施工产生的土方在管线施工结束后回填在管堤上，并实施压实平整水土保持措施，不产生集中弃土。

6.1.5 施工期土壤污染防治措施

(1) 应严格控制施工期临时占地面积，按设计及规划的施工范围进行施工作业，减少土壤扰动。

(2) 施工机械及运输车辆应按规定的道路行驶，减少对土壤的碾压，减少碾压造成的土壤紧实度增加及养分流失。

(3) 施工产生的建筑垃圾不得随意抛洒，应集中收集并及时清运，防止污染物进入土壤环境造成污染。

6.1.6 施工期生态环境保护措施

(1) 避让措施：合理规划永久占地和临时占地，井场尽量在保证正常施工和安全的的前提下，严格控制临时占地面积，减少工程占地面积。单井采油管线和集油干支线选线过程中在满足设计需求的前提下，尽量避开植被密集区域；合理站场内各设备布置；施工过程中尽量避免破坏野生植物，最大限度避免破坏野生动物的活动场所和生存环境。

(2) 保护措施：施工过程中严格规定车辆和各类工作人员的活动范围，使之限于在施工区范围内活动，不随意踩踏砍伐野生植被，尽量不侵扰野生动物的栖息地。

(3) 对井场和站场采用砾石铺垫等地面硬化处理；严格控制施工作业带宽度，根据管径的大小尽可能少占地。

(4) 单井采油管线、集油支线、注汽管线和集油干线均采用地面架空敷设，伴生气外输管道采用埋地保温敷设，埋深-2.0m；火炬供气管道埋地不保温敷设至火炬，埋深-2.0m；新建清水支线埋地敷设，埋深-2.0m；MVC 浓水排水、高含盐水排水管线埋地敷设，埋深-2.0m。单井采油管线施工作业带宽度控制在 8m 范围内，

其余管线的施工作业带宽度控制在 12m 范围内。埋地管线管沟应分层开挖、分层堆放、分层回填，特别是表层土壤分层堆放，以保护植被生长层，降低对土壤养分的影响，尽快使土壤恢复生产力，同时减少水土流失；土石方不得随意堆放，应集中堆置与管沟一侧，且不影响施工安全的距离内，施工完毕后全部用于回填并分层压实。

(5) 施工中要作到分段施工，随挖、随运、随铺、随压，不留疏松地面，提高施工效率，尽可能缩短施工工期。

(6) 恢复措施：施工结束后，及时对施工场地进行平整，以便后期植被自然恢复；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。施工为分段施工，建议“边施工、边修复”。

(7) 补偿措施：建设单位应按照《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》中的有关规定，依法办理占地手续，足额缴纳生态补偿费。因项目占地造成的植被损失应按规定进行经济补偿，专款用于植被恢复。本工程经济补偿费用由建设单位按规定向相关部门缴纳，具体补种及植被恢复由林业与草原主管部门负责实施。

(8) 环境管理措施

①确保各环保设施正常运行，避免各种污染物对土壤环境的影响，并进一步影响其上部生长的荒漠植被；避免强噪声环境的出现，避免对野生动物的惊扰。

②加强对施工人员和职工的教育，强化保护野生动植物的观念，严禁捕杀任何野生动物。

③加强施工期环境监理，监理的重点内容：站场改造、管线等工程施工情况、施工结束后的植被恢复，野生动物保护，以及材料堆放、施工方式等环境保护内容。

6.1.7 水土保持措施

(1) 严格控制各项工程作业面积，尽量选取平坦地带，植被稀疏区域建立场站。

(2) 进站道路用砾石铺垫，减少扬尘；对站场占地范围内进行夯实，永久占

地的地表进行砾石铺垫及混凝土硬化，减少扬尘。

(3) 严格控制和管理运输车辆的运行范围，不得离开运输道路及随意驾驶。由专人监督负责，以防破坏土壤和植被。

(4) 新建各类埋地敷设的管线管沟开挖土方全部回填，避免弃方产生。管沟回填后应予以平整、压实，以免发生水土流失。

(5) 工程主管部门积极主动，加强水土保持管理，对工作人员进行培训和教育，自觉保持水土，保护植被，不随意乱采乱挖站场周边及运输路线沿线植被。

6.1.8 防沙治沙措施

为避免项目区土壤沙化，建设单位应严格按照《中华人民共和国防沙治沙法》《关于加强沙区建设项目环境影响评价工作的通知》（新环环评发〔2020〕138号）中有关规定，执行以下防沙治沙防治措施：

①土地临时使用过程中发现土地沙化的，应当及时报告当地人民政府。

②大力宣传《防沙治沙法》，使施工人员知法、懂法、守法，自觉保护林草植被，自觉履行防治义务。禁止在沙化土地上砍挖灌木、药材及其他固沙植物。

③施工结束后对占地进行平整，清运现场遗留的污染物，按照正式征地文件的规定对占地进行经济补偿。

④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。

⑤对采油井场和计量站永久占地范围进行 0.5m 厚夯实粘土+砂砾层铺垫，对油砂油联合处理站和燃煤供汽站永久占地进行地面硬化，减少风蚀量。

⑥加强对野生植物的保护；加强运营期管理，严禁随意开设巡检道路，防止因人为扰动而加剧项目区沙化程度。

⑦优化施工组织，避免在大风天气进行土方作业。缩短施工时间，管线施工作业时应分段作业，埋地管线开挖的土方应分层开挖、分层堆放、分层回填，挖方全部回填，管廊上方土方平整压实。管线施工作业带宽度范围的施工场地应进行清理平整，以便临时占地范围内的自然植被的恢复。

6.2 运营期环境保护措施

6.2.1 运营期废气污染防治措施

运营期废气主要为油气开采、集输和处理过程中的非甲烷总烃和硫化氢无组织排放；油砂油联合处理站净化油罐、污油罐和柴油罐大小呼吸废气；燃煤供汽站有组织排放的锅炉烟气，SNCR+SCR 脱硝装置使用尿素过程中氨逃逸废气（与锅炉烟气一起排放），燃煤供汽站储煤棚和输煤系统无组织排放废气以及站渣罐、灰罐、消石灰粉罐有组织排放的废气。

(1) 供汽站燃煤锅炉烟气

供汽站燃煤锅炉烟气采用“SNCR+SCR 脱硝+半干法炉外脱硫+尾部电袋复合除尘”进行净化处理，颗粒物、二氧化硫、氮氧化物须满足《火电厂大气污染物排放标准》（GB13223-2011）及《关于印发〈全面实施燃煤电厂超低排放和节能改造工作方案〉的通知》（环发〔2015〕164 号）的要求，汞及其化合物须满足《燃煤电厂烟气汞污染物排放标准》（DB65T3909-2016）相关标准要求，烟气黑度须满足《火电厂大气污染物排放标准》（GB13223-2011）相关标准要求。

① 烟尘控制措施

目前除尘技术一般采用布袋除尘、静电除尘器和电袋复合除尘器。处理技术比较见表 6.2-1。

表 6.2-1 三种除尘技术比较一览表

技术名称	技术特点及安全可靠性比较	经济性比较	占地面积比较
电除尘器	优点：除尘效率高、压力损失小、使用范围广、使用方便且无二次污染、对烟气温度及烟气成分等影响不像袋式除尘器敏感，设备安全可靠性好。 缺点：除尘效率受煤、飞灰成分影响。	设备费用较高； 运行费用较低； 经济性较好。	占地面积大
袋式除尘器	优点：不受煤、飞灰成分的影响，出口颗粒物浓度低且稳定；采用分室结构的能在 100%负荷下在线检修。 缺点：系统压力损失大，使用不当容易造成滤袋破损并导致排放超标。	设备费用较低； 运行费用较高； 经济性较差。	占地面积小
电袋复合除尘器	优点：不受煤、飞灰成分的影响，出口颗粒物浓度低且稳定。破袋对排放的影响小于袋式除尘器。 缺点：系统压力损失较大，一般不能 100%负荷下在线检修。	设备费用较高； 运行费用较高； 经济性较差。	占地面积较小

从表分析，结合本工程特点，采用电袋复合除尘器，相对于其它除尘器，占地面积小，不受煤、飞灰成分的影响，出口颗粒物浓度低且稳定。破袋对排放的影响小于袋式除尘器，烟尘排放可以达到超低排放标准。

②SO₂控制措施

采用炉外半干法脱硫方式进行烟气脱硫。消石灰与脱硫灰形成稳定的湍动床层并流化循环，被水雾加湿降温后与湍动床层充分接触，脱除烟气中的 SO_x、HCl、HF、汞及其它重金属。为保证脱硫塔内形成稳定的循环流化床床层，根据锅炉负荷调节新建引风机出口回流烟气阀开度，设置清洁烟气再循环系统的目的保证脱硫塔内烟气的量，使脱硫塔内在一个稳定的工况下工作，保证脱硫效率，保证系统安全稳定的运行（脱硫塔内烟气量安全稳定运行范围 50%~100%）；另一方面洁净烟气再循环，稀释进入脱硫塔内烟尘的浓度，保证烟气中二氧化硫更好的与消石灰反应，提高脱硫效率。

消石灰脱硫属于《排污许可证申请与核发技术规范 锅炉》（HJ9953-2018）技术上是可行的。

③NO_x控制措施

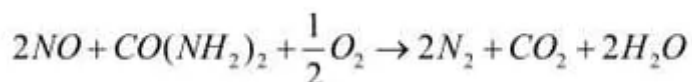
目前锅炉烟气主要的脱硝工艺包括 SNCR 技术及 SCR 技术两种，两种技术的主要对比情况见表 6.2-2。

表 6.2-2 SNCR 与 SCR 脱硝技术对比表

处理方法	基本原理及适应性	处理效果及优缺点
选择性催化还原法 SCR	采用 NH ₃ 为反应剂，采用 TiO ₂ 和 V ₂ O ₅ 为主基体的催化剂，将 NO _x 还原为 N ₂ ，反应温度一般为 300℃~400℃。技术最成熟，适用于大容量锅炉，应用广泛。	脱硝效率高，可达到 50%~90%，NH ₃ 逃逸率低，无副产品，投资费用较高。
非选择性催化还原法 SNCR	采用 NH ₃ 或尿素为反应剂，将 NO _x 还原为 N ₂ ，不适应催化剂，反应温度一般为 850℃~1100℃。技术最成熟，适用于中小容量锅炉，应用较少。	脱硝效率较低，一般为 40%~60%，还原剂消耗量大，易造成下游设备的堵塞和腐蚀。NH ₃ 逃逸率高，不需要催化剂，无副产品，投资费用较低。

SCR 法是在催化剂的存在下 NO_x 被还原成 N₂，为了达到 SCR 法还原反应所需的 200℃ 的温度，烟气在进入催化脱氮器之前需要加热，试验证明 SCR 法可以将 NO_x 排放浓度控制在 50mg/m³ 以下。SNCR 是在高温（800~1100℃）条件下，氨或尿素等氨

基脱硝剂可选择性的把烟气中的 NO 还原为 N₂、H₂O。由于其还原反应所需的温度比 SCR 法高得多，因此 SNCR 需设置在焚烧炉膛内完成。本项目以尿素作为还原剂，SNCR 反应原理具体如下：



本项目燃煤锅炉烟气脱硝处理选用炉内低氮燃烧技术，烟气通过 SNCR+SCR 脱硝技术，其中 SNCR+SCR 属于《排污许可证申请与核发技术规范 锅炉》（HJ9953-2018）及《工业锅炉污染防治可行技术指南》（HJ1178-2021）中列出的可行性技术。SNCR 脱硝是一种选择性非催化还原脱硝技术，其原理是将还原剂（如 NH₃、尿素等）进入烟道脱硝装置，与 NO_x 氧化物发生反应，形成氮气和 water 蒸气，进而脱除烟气中的 NO_x，从而达到达标排放的效果。尿素脱硝过程中会有氨逃逸，由于氨是有毒的，因此在 SNCR+SCR 脱硝过程中需要对氨的逃逸进行控制。氨逃逸控制系统主要包括氨气检测器、开关阀、返回管道、控制器等部分当氨气检测到超标，控制器会自动控制开关阀关闭尿素喷射，同时降低催化剂的温度，减少氨的溢出。经过上述措施后，氨逃逸排放的氨可满足《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）表 2 标准值要求。

④汞及其化合物控制措施

烟气中重金属 Hg，主要以两种形式存在，一种为价态汞 Hg²⁺、一种为元素汞 Hg₀。《火电厂大气污染物排放标准》编制说明（二次征求意见稿）中提出汞控制技术包括以下几种：

1) 烟气治理技术协同控制技术

火电厂烟气在脱硝、除尘和脱硫的同时，可对汞产生协同脱除的效应。欧盟《大型燃烧装置的最佳可行技术参考文件》（Reference Document on Best Available Techniques for Large Combustion Plants）建议汞的脱除优先考虑采用高效除尘、烟气脱硫和脱硝协同控制的技术路线。采用双室五电场静电除尘器后加装烟气脱硫装置，平均脱除效率可达到 60%以上。

2) 炉前添加卤化物技术

燃煤电厂炉前添加卤化物脱汞技术就是在电厂输煤皮带上或给煤机里加入卤化物，也可直接将溶液喷入锅炉炉膛。在烟气中卤化物氧化元素汞形成二价汞，SCR 烟气脱硝装置可加强元素汞的氧化形成更多的二价汞，二价汞溶于水从而被脱硫装置所捕获，从而达到除汞目的。这种技术对安装了 SCR 和脱硫装置的燃煤电厂脱汞效果好，成本低。而且由于加入煤里的卤化物远少于煤里本身含有的氯，所以添加到煤里的卤化物不会对锅炉加重腐蚀。

3) 烟道喷入活性炭吸附剂

该方法是将含有卤化物的活性炭在双室五电场静电除尘器前喷入，烟气里的汞和活性炭中的卤化物反应并被活性炭所吸附，然后被除尘器所捕集，飞灰里被收集下来的汞不会再次释放从而达到除汞的目的。吸附剂占粉煤灰中的比例取决于喷射率和燃含量，一般在 0.1%到 3%左右。

目前，汞的排放控制主要宜采取与脱硫除尘的协同控制。综合考虑本工程运行情况，本环评取脱汞的效率为 60%，经工程分析核算，其排放浓度符合《燃煤电厂烟气汞污染物排放标准》（DB65T3909-2016）中要求，对大气环境质量影响较小。

⑤氨

1) 对 SNCR 和 SCR 装置、物料输送管道及泵的密封处采用耐腐蚀密封环，减少“跑、冒、滴、漏”现象发生。

2) 定期检查设备腐蚀情况，对腐蚀严重设备及时更换，确保 SNCR 装置阀门、管道之间的密封。

3) 利用 SNCR 反应后剩余的氨作为 SCR 脱硝所需的氨气脱硝，把 SNCR 工艺的氨喷入技术同 SCR 工艺利用逃逸氨催化反应的技术结合起来，进一步脱除 NO_x，从而减少氨的逃逸排放量。

综上，本工程脱硫采用“炉外消石灰”脱硫；脱硝工程采用“SNCR+SCR”脱硝技术；采用“电袋复合除尘器”处理烟尘。废气经处理后 NO_x、SO₂、烟尘和汞及其化合物排放浓度可满足燃煤锅炉超低排放限值要求，达标排放。本工程安装自动监测系统，烟气排放连续监测系统能够及时反应烟囱排放的燃煤烟气情况，有效实施对污染物排放的监控，保证烟气的长期稳定达标排放。

(2) 燃煤注汽站无组织排放颗粒物防治措施

①储煤棚四周围护结构采用防风抑尘网，储煤的装卸作业均在储煤棚内完成，运行过程中洒水抑尘，可以有效的控制粉尘向周边环境四散。

②厂内输煤、灰系统采用全密闭输送过程，输煤系统的产尘点主要是装卸过程、破碎、筛分过程。输煤系统为半地下装置，为减少无组织逸散，多处爆灰点均设有布袋除尘器及无动力除尘器，用以减轻爆灰。

③炉渣和除尘灰外运综合利用均密闭运输，防止产生扬尘。

(3) 储罐废气

①油砂油联合处理站内净化油罐和污油罐

油砂油联合处理站内净化油罐和污油罐均设置氮封系统+尾气回收系统，对净化油罐和污油罐兼卸油缓冲罐呼吸阀外排尾气进行收集后，管输至油砂油联合处理站已建伴生气处理站管道，依托风城油田作业区伴生气脱硫装置进行处理。罐体应保持完好，不应有孔洞和裂隙。储罐附件开口（孔），除采样、计量、例行检查、维护和其他正常活动外，应密闭。应定期检查呼吸阀的定压是否符合设定要求。挥发性有机液体装载应采用底部装载或顶部浸没式装载方式；采用顶部浸没式装载的，出料管口距离罐（槽）底部高度应小于 200mm。

②油砂油联合处理站的柴油罐

采用技术质量可靠的设备和罐体，罐体应保持完好，不应有孔洞（通气孔除外）和裂隙。浮盘附件开口（孔），除采样、计量、例行检查、维护和其他正常活动外，应密闭；浮盘边缘密封不应有破损。支柱、导向装置等储罐附件穿过浮盘时，其套筒底端应插入储存物料中并采取密封措施。除储罐排空作业外，浮盘应始终漂浮于储存物料的表面。自动通气阀在浮盘处于漂浮状态时应关闭且密封良好，仅在浮盘处于支座支撑状态时可开边缘呼吸阀在浮盘处于漂浮状态时应密封良好，并定期检查定压是否符合设定要求。除自动通气阀、边缘呼吸阀外，浮盘外边缘板及所有通过浮盘的开孔接管均应浸入储存物料液面下。

③燃煤注汽站渣罐顶设置复合除尘器；输煤系统多处爆灰点均设有布袋除尘器及无动力除尘器，用以减轻爆灰；除灰系统采用气力输送，灰罐上部设置复合式除尘器；消石灰粉罐上设置布袋除尘器，用于收集处理罐内含尘废气。

通过采取以上措施各类储罐废气对周边环境影响较小，措施可行。

(3) 井场和站场无组织挥发非甲烷总烃

①井场和站场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，新建油砂油联合处理站开展挥发性有机物泄漏检测与修复。

②工程投入运营后，需严格按照《挥发性有机物（VOCs）污染防治技术政策》要求，持续加强物料储存、转移、输送过程中 VOCs 排放、泄漏、收集处理等控制措施。在油气集输过程中，为减轻集输过程中烃类的损失，油田开发采用密闭集输流程，非甲烷总烃无组织排放可以满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）无组织排放监控限值要求。一旦发生泄漏事故，紧急切断油源，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。

③在日常生产过程中，加强非甲烷总烃无组织排放例行监测，对典型井场厂界非甲烷总烃每年监测一次，确保满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）无组织排放监控限值要求。

④对井场的设备、阀门等进行定期的检查、检修，以减少“跑、冒、滴、漏”的发生。加强油气井管理，做好压力检测，并按要求备齐应急设施。

⑤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。

(4) 管理措施

①应加强供汽站燃煤锅炉除尘设备巡检，消除设备隐患，保证正常运行。布袋除尘器应安装差压计，及时更换布袋除尘器滤袋，保证滤袋完整无破损。

②排污单位由于事故或设备维修等原因造成废气治理设备停止运行时，应按规定及时报告当地生态环境主管部门。。

③排污单位环保设施应与其对应的生产工艺设备同步运转，保证在生产工艺设备运行波动情况下仍能正常运转，实现达标排放。

④排污单位应合理安排开停车和检维修的时间和次序，做好开停车及检维修期间的污染控制措施，最大程度的回收、处理污染物、避免直接排入环境。

⑤排污单位供汽站燃煤锅炉除尘器灰斗卸灰不应直接卸落到地面，收尘粉应密

闭或袋装、罐装等收集、存放和运输，卸灰口应采取遮挡等抑尘措施。

采取上述措施后可有效减缓环境空气环境影响，措施可行。

(5) 非正常工况采取的污染防治措施

①生产装置应在环保设施达到正常运行后再开车，短期检修及停车期间环保设施应持续运行；废气治理设施发生故障后，立即关停碳纤维生产装置，进行检修，以减少非正常工况下废气的排放。

②设置有有毒、可燃气体报警系统和自动联锁系统，设置 HCN 泄漏检测、预警报警装置；一旦工艺参数出现异常，系统将自动报警或自动关闭；确保出现泄漏时在短时间内完全停止反应，可有效的保证物料泄漏量在可控制范围内。

③在各生产车间配备防毒面具、手套、防护服及其他防护措施。

④排污单位由于事故或设备维修等原因造成废气治理设备停止运行时，应按规定及时报告当地生态环境主管部门；由于事故或设备维修等原因造成污染治理设施停止运行时，应立即报告当地生态环境主管部门。

6.2.2 运营期废水污染防治措施

(1) 废水处置措施

运营期产生的洗井废水、井下作业废液、油砂油联合处理站和供汽站工作人员产生的生活污水、油砂油联合处理站采出水处理部分软化水处理系统产生的高含盐废水、MVC 装置排放的浓缩盐水、油砂油联合处理站循环冷却水系统循环冷却废水、伴生气增压冷干系统含油废水、采出液处理部分水力冲砂系统水力冲砂废水、燃煤供汽站锅炉产生的锅炉排污水和燃煤锅炉检修排污水对环境的影响。洗井废水和井下作业废液收集进罐，拉运至新建油砂油联合处理站，经处理达到《油田采出水用于注汽锅炉给水处理设计规范》（SY/T0097-2016）后用于新建注汽站燃煤锅炉供汽用水；伴生气增压冷干系统含油废水、循环冷却水系统循环冷却废水、注汽站燃煤锅炉排污水和供汽站燃煤锅炉排污水，管输至油砂油联合处理站经处理达标后用于新建注汽站燃煤锅炉供汽用水。油砂油联合处理站采出水处理部分软化水处理系统产生的高含盐废水和 MVC 装置浓缩盐水排至新建的 50 万方储水池蒸发处理。采出液处理部分水力冲砂系统水力冲砂废水，排至油砂油联合处理站站外的事故废水池，上层污油回收污油进入污油处理装置进行处理，处理后污油含水小于

5%，采出水含油小于 4000mg/L，处理后的污油去净化油罐，处理后采出水去采出水处理系统处理，经处理达到《油田采出水用于注汽锅炉给水处理设计规范》（SY/T0097-2016）后用于新建注汽站燃煤锅炉供汽用水，处理后事故池底部的油泥及时交由具有相应危险废物处置资质的单位处置。

（2）地下水保护措施

根据项目区水文地质实际情况及特点，提出如下地下水污染防治措施：

①源头控制

采取源头控制措施，使用先进、成熟、可靠的工艺技术，良好合格的防渗材料，尽可能从源头上减少污染物泄漏风险；同时，严格按照施工规范施工，保证施工质量。

②井下作业均带罐作业，洗井废水和井下作业废液均由罐车拉运至新建油砂油联合处理站采出水处理系统处理，处理达标后用于注汽锅炉注汽用水。

③定期做好井场、站场的设备、阀门、管线等巡检，一旦发现异常，及时采取措施，防止“跑、冒、滴、漏”的发生。

④设备定期检验、维修、保养，定期对油井的固井质量进行检查，防止发生井漏等事故。

⑤防渗分区

根据站内可能泄漏至地面区域污染物的性质和生产单元的构筑方式，以及潜在的地下水污染源分类分析，将站内划分为简单防渗区、一般防渗区和重点防渗区。

简单防渗区：指没有物料或污染物泄漏，指不会对地下水环境造成污染的区域。

一般防渗区：指地面以上的生产功能单元，污染地下水环境的物料泄漏容易及时发现和处理的区域。井场和计量站均为一般防渗区。

重点防渗区：指位于地下或半地下的生产功能单元，污染地下水环境的物料长期储存或泄漏不容易及时发现或处理的区域。

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ 610-2016）和《危险废物贮存污染控制标准》（GB 18597-2023）中相关要求，重点防渗区中危废暂存点，地表采取防渗措施须满足《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）中要

求，具备防风、防雨、防渗、防晒、防漏、防腐功能，其中防渗层为至少 1m 厚黏土层（渗透系数不大于 10^{-7} cm/s），或至少 2mm 厚高密度聚乙烯膜等人工防渗材料（渗透系数不大于 10^{-10} cm/s），或其他防渗性能等效的材料。其余单元或设施的防渗性能需满足等效黏土防渗层 $MB \geq 6.0m$ ， $K \leq 1.0 \times 10^{-7}$ cm/s；一般防渗区的防渗层防渗性能需满足等效黏土防渗层 $MB \geq 1.5m$ ， $K \leq 1.0 \times 10^{-7}$ cm/s。设备或建构筑物防渗的设计使用年限分别不低于相应设备或建、构筑物的设计使用年限，防渗层由单一或多种防渗材料组成，地下水污染设防的单元或设施的地面坡向排水口或排水沟，当污染物有腐蚀性时，防渗材料具有耐腐蚀性能或采取防腐处理。

本项目各生产单元分区及防渗要求见表 6.2-1 和图 6.2-1~图 6.2-3。

⑥污染监控

按照《环境影响评价技术导则 地下水》（HJ610-2016）中的相关规定并结合工程实际情况，建设单位可利用油区已有水源井和本次在 50 万方储水池地下水流向上下游新建的 5 口监测井作为地下水监测井，进行地下水监测。

⑦应急响应

针对应急工作需要，参照相关技术导则，结合地下水污染治理的技术特点，成立应急指挥中心，负责编制应急方案，组建应急队伍，组织实施演习，协调各级、各专业应急力量支援行动。

表 6.2-3 各生产单元分区防渗要求一览表

防渗分区	生产单元	主要设施	防渗性能
油砂油联合处理站			
简单防渗区	办公生活区及不会发生物料泄漏的公用工程区域	人员休息间、综合办公楼及中控室、空氮站、变电站、消防泵房、配电室及值班室、消防水罐、循环泵房	一般地面硬化
一般防渗区	采出液处理单元、采出水处理单元	采出液处理装置区、采出水处理装置区	等效黏土防渗层 $MB \geq 1.5m$ ， $K \leq 1.0 \times 10^{-7}$ cm/s
	加药单元	加药间及库房	
	污泥脱水单元	污泥脱水机房	
	伴生气增压单元	伴生气增压冷干系统	
	装车系统	装车区	
重点防	储运工程	净化油罐	等效黏土防渗层 $MB \geq 6.0m$ ， K

渗区		柴油罐	$\leq 1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$
		污油罐	
	池体	事故池, 污水、中和、污油、污泥池	
	危废暂存点	危废暂存设施	等效黏土防渗层 $MB \geq 6.0\text{m}$, $K \leq 1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$; 防渗层为至少 1m 厚黏土层 (渗透系数不大于 10^{-7}cm/s), 或至少 2mm 厚高密度聚乙烯膜等人工防渗材料 (渗透系数不大于 10^{-10}cm/s), 或其他防渗性能等效的材料
燃煤供汽站			
1	污水排放单元	定期排污扩容器、高含盐水池、污水池、生活污水外排泵房、外输泵房	等效黏土防渗层 $MB \geq 1.5\text{m}$, $K \leq 1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$
2	办公生活区污水排放单元以外的其他生产区域区域	污水排放单元以外的其余生产单元、门卫、配电仪控楼、综合库房等区域	一般地面硬化

图 6.2-1 油砂油联合处理站分区防渗示意图

图 6.2-2 燃煤供汽站分区防渗示意图

图 6.2-3 50 万方储水池分区防渗示意图

6.2.3 运营期噪声污染防治措施

- (1) 尽量选用低噪声设备，对噪声强度较大的设备进行减噪处理。
- (2) 定期给机泵等设备加润滑油和减振垫，对各种机械设备定期保养。
- (3) 井下作业时，各产噪设备尽可能位于井场中心。
- (4) 加强噪声防范，做好个人防护工作。

经以上措施，各站场和井场厂界能够满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008) 2 类声功能区环境噪声限值要求。

6.2.4 运营期固体废物污染防治措施

运营期固体废物分类收集，分类处置。井下作业时铺设防渗膜。本项目在油砂油联合处理站新建 1 座危废暂存点，分区暂存废润滑油、废润滑油油桶、含油废抹布劳保用品和沾油废防渗材料。脱硝废催化剂、双滤料过滤器废弃滤料和含油污泥不在站内暂存，清理过程中直接交由具有相应危险废物处置资质的单位处置；废离子交换树脂更换后及时由生产厂家进行回收再生；供汽站燃煤锅炉炉渣和除尘灰依托克拉玛依快达百源环保科技有限公司一般工业固体废物填埋场填埋处理；生活垃圾依托乌尔禾区生活垃圾填埋场处理；水力冲砂废水排放在事故池底部产生的油泥及时交由具有相应危险废物处置资质的单位处置；事故状态下可回收的原油，回收至新建油砂油联合处理站采出液处理系统处理，无法回收的原油和受浸染的土壤为落地油，产生的落地油 100%回收。正常工况下采出液处理系统、采出水处理系统产生的含油污泥、废润滑油、废润滑油油桶、含油废抹布劳保用品、双滤料过滤器废弃滤料、沾油废防渗材料和脱硝废催化剂以及事故状态下产生的落地油交由有相应处置资质的单位进行回收、处置。运营期油砂油联合处理站和供汽站站内工作人员生活垃圾清运至乌尔禾区生活垃圾填埋场。

本项目运营期固体废物污染防治采取如下治理措施：

- (1) 加强监督力度，最大限度控制落地油产生。尽量杜绝管线、阀门“跑、冒、滴、漏”的发生。
- (2) 建设单位应建立完善的危废管理计划，并定期向生态环境主管部门上报备案。
- (3) 危险废物收集、储存、运输要求

运营期建设单位应该加强废滤芯、废活性炭、废分子筛、废润滑油和事故状态下产生的含油污泥的产生、贮存和处置的全过程监管，各种危险废物收集、贮存、运输须符合《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）、《危险废物收集贮存运输技术规范》（HJ2025-2012）和《危险废物转移管理办法》（生态环境部、公安部、交通运输部令第 23 号）要求。

根据《危险废物环境管理指南陆上石油天然气开采》《危险废物管理计划和管理台账制定技术导则》（HJ 1259-2022）《排污许可证申请与核发技术规范工业固体废物和危险废物治理》（HJ 1033-2019）等文件相关规定，各种危险废物产生、贮存和处置的全过程监管，实行危险废物台账管理制度，如实记录有关信息，并落实危险废物转移联单制度，转移危险废物的，应当按照《危险废物转移管理办法》的有关规定填写、运行危险废物转移联单。

（4）危险废物暂存间相关要求

危险废物贮存设施必须满足具备防风、防雨、防渗、防晒、防漏、防腐功能，并按照《危险废物识别标志设置技术规范》（HJ 1276-2022）要求设置危险废物贮存设施或场所标志，危险废物贮存分区标志和危险废物标签等危险废物识别标志。

危险废物暂存间贮存设施地面与裙脚应采取表面防渗措施，防渗层为至少 1m 厚黏土层（渗透系数不大于 10^{-7} cm/s），或至少 2mm 厚高密度聚乙烯膜等人工防渗材料（渗透系数不大于 10^{-10} cm/s），或其他防渗性能等效的材料。危险废物暂存间地面与裙脚要用坚固、防渗的材料建造，建筑材料必须与危险废物相容。必须有泄漏液体收集装置。危险废物暂存间贮存设施或贮存分区内地面、墙面裙脚、堵截泄漏的围堰、接触危险废物的隔板和墙体等应采用坚固的材料建造，表面无裂缝。各种危险废物在危废暂存点暂存的时应根据危险废物的类别、数量、形态、物理化学性质和污染防治等要求设置必要的分区暂存。

本项目产生的危险废物应装入闭口的容器或包装物内贮存，容器和包装物材质、内衬应与盛装的危险废物相容，并满足相应的防渗、防漏、防腐和强度等要求，硬质容器和包装物及其支护结构堆叠码放时不应有明显变形，无破损泄漏。柔性容器和包装物堆叠码放时应封口严密，无破损泄漏。用容器盛装液态危险废物时，容器内部应留有适当的空间，以适应因温度变化等可能引发的收缩和膨胀。容

器和包装物外表面应保持清洁。

以上措施符合固体废物处置“减量化、资源化、无害化”原则，不会对周围环境产生不利影响。

6.2.5 运营期土壤环境保护措施

(1) 罐车严格按照拉运路线行驶，不得因乱碾乱压破坏土壤结构。

(2) 加强站场设备设施、储罐、工艺管线的巡检，避免因“跑、冒、滴、漏”或泄漏事故发生造成油品进入土壤，发生泄漏事故时应及时清理落地油，受污染的土壤应交由具有相应危险废物处置资质的单位负责接收、转运和处置，降低对土壤环境质量的影响程度。

6.2.6 运营期生态环境保护措施

(1) 定期检查站场设备设施、储罐、工艺管线，如发生管线老化、接口断裂、设备设施破损，及时更换。发生油品泄漏的，及时清理落地油，降低土壤污染。

(2) 加强环境保护宣传工作，提高环保意识，特别是对野生动物和自然植被的保护。严禁对站场外植被的踩踏和砍伐。

(3) 提高驾驶人员技术素质、加强责任心，贯彻安全驾驶机动车辆的行为规定，严格遵守交通法规，杜绝疲劳驾车等行为，减少对道路两侧植被的破坏。

6.2.7 温室气体管控措施

(1) 采油井场和计量站采用无人值守井场，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、计量站和油砂油联合处理站进行巡检，及时更换存在故障的阀门、法兰、泵体和压缩机等部件，减少无组织泄漏量。

(2) 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。

(3) 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。

(4) 各种电力设备尽量选用能效等级为 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。

6.3 退役期环境保护措施

6.3.1 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；尽量避免大风天气进行作业。

(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。

6.3.2 退役期水环境保护措施

对完成采油的废弃井应封堵，拆除井口装置，截去地下 1m 内管头，废弃井应根据《废弃井封井回填技术指南（试行）》中的相关要求要求进行封井回填，防止发生井漏事故，污染地下水资源。

6.3.3 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。

6.3.4 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当地建筑垃圾填埋场，不得遗留在场地内影响土壤环境质量。

(2) 对完成采油的废弃井应封堵，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。

6.3.5 退役期生态环境保护措施

对完成采油的废弃井封堵井眼，拆除井口装置，截去地下 1m 内管头，对永久

性占地范围内的水泥平台或砂砾石铺垫应进行清理，确保无环境遗留问题后根据周边区域的自然现状对其进行恢复，使井场、计量站恢复到相对自然的一种状态。

6.3.6 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）、《废弃井封井回填技术指南》（试行）的相关要求，制定生态环境保护与恢复治理方案时需遵循以下要求：

①禁止在依法划定的饮用水水源保护区内进行开采。

②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。

③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。

④贯彻“边开采，边治理，边恢复”的原则，及时治理恢复生态环境。

⑤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。

(2) 井场生态恢复治理

各井封井时需拆除井口装置，截去地下 1m 内管头，并按照《废弃井封井回填技术指南（试行）》中的相关要求进行封井回填，防止发生油水窜层；拆除井场各项生产设施，清除地面硬化、砾石铺垫，释放永久占地。最后进行场地清理，清除各种固体废物，并对占地进行平整，避免影响植被自然恢复。

(3) 管线生态恢复

单井采油管线维持现状，避免因开挖管线对区域生态环境造成二次破坏。管线内物质应清空干净，并按要求进行吹扫，确保管线内无残留采出物，管线两端使用盲板封堵。

(4) 植被恢复措施及恢复要求

工程施工结束后，应对临时占地内的土地进行平整，做到“工完、料净、场地清”。经治理井口装置及相应设施应做到不漏油、不漏气、不漏电，井场无油污、

无垃圾。各种机动车辆固定线路，禁止随意开路。

采用自然恢复的方式对区域植被进行恢复，植被类型应于原有类型相似，并与周边自然景观协调，不得使用外来有害物种进行植被恢复。

6.4 环境风险防范措施及应急要求

6.4.1 井场风险防范措施

(1) 硫化氢风险防范措施

① 施工期硫化氢风险防范措施

施工期在钻井过程中，每座钻井井场均至少设置 1 台硫化氢监测仪。施工井队应配便携式硫化氢监测仪，做好硫化氢检测工作，制定防硫化氢应急预案。在井场大门口、钻台、振动筛、坐岗房、防喷器液控房等五处设立风向标（风袋、风飘带、风旗或其它适用的装置），并在不同方向上划定两个紧急集合点，一旦发生紧急情况，作业人员可向上风方向疏散。当监测到硫化氢浓度大于 $15\text{mg}/\text{m}^3$ （10ppm）时，立即按照含硫油气井作业规定配置硫化氢监测仪、正压式呼吸器等设施，按照《含硫化氢油气井安全钻井推荐作法》（SY/T5087-2005）标准规定执行。

② 运营期硫化氢风险防范措施

运营期在采油井场、计量站配套硫化氢监测仪。在油砂油联合处理站装置区设置硫化氢在线监测仪，在装置区配备便携式硫化氢监测仪及报警装置，伴生气增压冷干系统及油砂油联合处理站泵房内设置硫化氢气体检测报警器。

硫化氢监测与安全防护应按照《硫化氢环境人身防护规范》（SY/T6277-2017）和《硫化氢环境天然气采集与处理安全规范》（SY/T6137-2017）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。

②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, 经考核合格后方可持证上岗。

1) 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。

2) 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, 同时应备有必要的救护设备, 包括适用的呼吸器具。

(2) 钻井、井下作业事故风险预防措施

①设计、生产中采取有效预防措施, 严格遵守钻井、井下作业的安全规定, 在井口安装防喷器和控制装置。制定有《井喷及井喷失控应急预案》, 该应急预案应包括针对井喷失控的应急监测、抢险、救援、疏散及消除、减缓、控制技术方法和设施等相关内容。

②钻井液和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。钻井岩屑直接交由岩屑处置单位处置。

③使用的钻井液参数必须符合钻井地质技术的规定要求。

④井控操作实行持证上岗, 各岗位的钻井人员有明确的分工, 并且应经过井控专业培训。在油气层中钻进, 每班进行一次防喷操作演习。

⑤井场设置明显的禁止烟火标志; 井架上、井场路口等处设置风向标, 以便发生事故时人员能迅速向上风向疏散。井场钻井设备及电器设备、照明灯具符合防火防爆的安全要求, 井场安装探照灯。定期对各井场易损及老化部件进行更换, 防止油气泄漏事故的发生。

⑥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。

⑦井下作业时要求带罐操作, 原油 100%回收, 而泄漏物料和落地原油应及时回

收、处置。

⑧井下作业前检查废水收集罐是否完好，检查套管、固井质量是否良好，若发现破损待维修完好后，再进行井下作业。

⑨各井钻井是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，固井质量良好；运营过程中定期对固井质量进行检查，并及时维修。

6.4.2 油气集输事故风险防范措施

(1) 定期对集输管线进行巡检，严格按照管道施工、验收等规范进行设计、施工和验收。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) 建立施工质量保证体系，提高施工检验人员水平，加强检验手段。选择有丰富经验的单位进行施工，并对其施工质量进行监理。

(3) 加强自动控制系统的管理和控制，严格控制压力平衡。在集输系统运营期间，严格控制输送油气的性质；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。

(4) 严禁在管线两侧各 5m 范围内修筑工程，在管线近旁严禁动土开挖。

(5) 定期对管线进行巡视，加强管线和警戒标志的管理工作。提高职工安全意识，识别事故发生前异常状态，并采取相应措施。

6.4.3 站场事故风险预防措施

6.4.3.1 消防措施

在净化油罐区采用固定式消防冷却水稳压系统。油砂油联合处理站设置独立的气体检测报警系统，将站内原油处理部分的可燃/有毒气体检测信号接入 GDS 系统，其报警信息可以在数据采集与监控系统上显示；油砂油联合处理站设置独立的消防联动控制器，独立完成消防系统的启动控制，显示各个消防设施、消防设备的运行状态，与火灾报警系统实现联动、显示、报警；油砂油联合处理站设置火灾报警系统，主要完成油砂油联合处理站装置区现场的手动火灾报警信号、以及综合办

办公楼室内火灾检测信号的接入、报警、消防联动等。

新建油砂油联合处理站属于三级站场，站内设有 4 座 7000m³ 净化油罐，设置半固定式消防冷却水和半固定式泡沫灭火系统，采用稳高压消防方式。单个储罐上设置 4 个 PCL8 型空气泡沫产生器，设置 DN80 的上罐管线，灭火时由泡沫消防车或机动泵通过水龙带供给泡沫混合液进行灭火。新建装车区设置消防给水及泡沫灭火设施。从罐区冷却水管线上接出 1 条 DN150 消防管线，沿新建装车区在管网上设置 3 座地上式消火栓，满足消防冷却水量要求，同时用于灭火时供泡沫车取水。柴油罐区建设 2 座 200m³ 柴油罐，2 座 200m³ 污油罐，采用移动式消防冷却水和移动式泡沫灭火系统。

新建 2 座 1200m³ 消防水罐，总有效储水量 2105m³，并且设置消防水罐操作间。在罐区新建防火堤外新增 DN300 消防冷却水管线，管线埋深 2.1m，并在新建消防管线上设置地上式消火栓，布置间距≤60m。

在工艺装置区及其他区域设置足够数量的移动式干粉灭火器，扑灭泄漏火灾。同时站场装置区和罐区均设置环形消防通道，站区设置应急疏散通道。

6.4.3.2 火灾爆炸事故风险防范措施

(1) 完善站场的环境保护工程，及时清除、处理各种污染物，保持安全设施的完好，杜绝火灾的发生。

(2) 站场设置明显的禁止烟火标志。

(3) 在计量站、注汽站和油砂油联合处理站设置可燃气体报警装置用于紧急情况发生时保护人员及设备安全。可燃气体检测报警仪的设置符合《石油化工可燃气体和有毒气体检测报警设计规范》（GB50493-2009）的要求。

(4) 拟建储煤棚设置自动灭火系统和室内消火栓。

(5) 在建、构筑物区域内设置接地装置，必要时可加装消雷器。工艺设备、塔、架等设置防静电接地装置；变压器等采用避雷器作为防雷保护。

(6) 站场内的装置区、泵房等均为爆炸火灾危险区域，区域内的配电设备均应采用防爆型；根据各建筑物的不同防爆等级采取相应的防爆措施。

(7) 应加强对贮存燃煤的管理，防止自燃。贮存燃煤时，应尽量压实。贮存时间在 3 天以上的燃料，应及时监测燃料内部的温度，必要时，采用抓斗吊进行翻

倒，并优先送入锅炉进行燃烧。

6.4.3.2 储罐泄漏事故风险防范措施

(1) 建立施工质量保证体系，提高施工人员水平，并对其施工质量进行监理。

(2) 选用质量合格的工艺管线、储罐、阀门及连接件，定期对站场易损及老化部件进行更换，防止储罐泄漏事故的发生。

(3) 油砂油联合处理站净化油罐区设置围堤，高度 2.0m，柴油罐和污油罐四周设置围堰，高度 1m。在装置区和罐区形成套导流沟，将事故状态下的泄漏液体收集至事故池。事故池：在站场东南侧设置事故池，采用钢筋混凝土结构。事故池主要用于收集事故状态下的泄漏的原油和消防废水，有效容积 5000m³。

(4) 净化油罐、污油罐和柴油罐泄漏事故风险防范措施

参照《石油化工工程防渗技术规范》（GB/T 50934-2013）要求对罐底基础进行防渗。贮罐区附近配备消防水、泡沫罐、消防沙等，一旦发生泄漏事故，可随时启用。采取严格的地下水防渗措施，按照“源头控制、分区设防、污染监控、应急响应”相结合的原则，从污染物的产生、入渗、扩散、应急响应全阶段进行控制，尽最大程度降低发生地下水污染的风险概率。

6.4.4 储运输过程中的风险防范措施

(1) 加强对拉运车辆及罐车罐体的维护和检测

加强罐车的管理：每次拉运之前，须对罐车进行安全隐患排查，检查储罐密封是否良好，罐车质量、车况是否可行。拉运车辆应当符合国家标准要求的安全技术条件，并按照国家有关规定定期进行安全技术检验，并悬挂或者喷涂符合国家标准要求的警示标志。

洗井废水和井下作业废液拉运时应明确罐车运输路线，加强运输过程的全程跟踪，一旦发生环境风险事故，立即启动环境应急预案。运输车辆严格按照当地道路限速行车，严禁超速，防范运输过程中环境风险事故发生。

(2) 加强对驾驶员及押运人员的管理

驾驶人员（含押运员）具备安全驾驶的知识和技术。洗井废水和井下作业废液洗井废水和井下作业废液驾驶人员作为专业的危险化学品驾驶人员，驾驶员要了解

洗井废水和井下作业废液的性质、危害特性及罐体的结构等知识，日常行驶时要认真做好出车前、运输过程中及收车后的车辆检查。一旦车辆或者罐体部分出现异常或者意外，能采取紧急处置措施。驾驶人员要自觉地调整不能反应、驾驶习惯和精神状态等，改变驾驶保障安全驾驶。

洗井废水和井下作业废液运输过程需配备 GPS 定位或摄像头，实现联网动态监控的要求；运输车辆须按照指定的路线、时间和速度行驶，不得随意改变行驶路线。

6.4.5 应急处置措施

(1) 放空火炬系统

为防止事故状态下的可燃气体直接燃烧放空对大气环境的影响，火炬放空系统需满足以下要求：

①进入火炬的可燃气体应经凝液分离罐分离出气体中直径大于 300 μm 的液滴，分离出的凝液应密闭回收或焚烧。

②应有防止回火的措施。

③应有可靠的点火设施。

④距火炬筒 30m 范围内，严禁可燃气体放空。

(2) 事故池

为防止事故状态下的有毒有害物质对土壤、地下水造成污染，装置区及储罐区均设有围堰，净化油罐区围堰高度为 2m。围堰内设置导流沟，消防废水经围堰导流沟收集，再经过管线自流至事故废水池。事故池有效容积按《水体污染防控紧急措施设计导则》中 7.2 事故储存设施（事故池）总有效容积计算：

$$V_{\text{总}} = (V_1 + V_2 - V_3)_{\text{max}} + V_4 + V_5$$

注： $(V_1 + V_2 - V_3)_{\text{max}}$ 是指对收集系统范围内不同罐组或装置分别计算 $V_1 + V_2 - V_3$ ，取其中最大值。

式中： $V_{\text{总}}$ —事故池的有效容积 (m^3)

V_1 —收集系统内发生事故的一个罐组或一套装置的物料量 (m^3)（储存相同物料的罐组按一个最大储罐计，本次取 7000m^3 ）

V_2 —发生事故的储罐或装置的消防水量 (m^3)，根据可研报告可知，储罐区最

大一次消防排水量为 12329m^3 ;

V_3 —发生事故时可以转输到其他储存或处理设施的物料量 (m^3)，防火堤有效容积 15488m^3 ;

V_4 —发生事故时仍必须进入该收集系统的生产废水量 (m^3)；

V_5 —发生事故时可能进入该收集系统的降雨量 (m^3)， $V_5=10\times q\times F$ (q —降雨强度 (mm)，按平均日降雨量计； $q=q_a/n$ ； q_a —年平均降雨量 (mm) 127.9 ； n —年平均降雨日数； F —必须进入事故池雨水的汇水面积 (hm^2) 本次取值 2.79)，根据计算可知发生事故时可能进入该收集系统的降雨量约 159m^3 。

根据上述公式计算出本项目需要事故池的设计容积约为 4000m^3 。本项目新建事故池尺寸： $40\text{m}\times 50\text{m}\times 2.5\text{m}$ ，容积为 5000m^3 ，可满足应急处理需要。

在站场东南侧设置事故池采用钢筋混凝土结构。事故池主要用于收集事故状态下的消防废水，按照重点防渗区防渗性能需满足等效黏土防渗层 $MB\geq 6.0\text{m}$ ， $K\leq 1.0\times 10^{-7}\text{cm/s}$ 的要求对事故池进行防渗处理。

本项目的水环境风险源主要为净化油罐、污油罐和柴油罐，以及火灾爆炸事故情况下消防废水泄漏对土壤、地下水环境的影响。为防止事故状态下的有毒有害物质对土壤、地下水造成污染，储罐区设有围堰，消防废水经围堰收集，再经过管线自流至事故废水池暂存，最终送至新建油砂油联合处理站采出水处理系统处理。

6.4.6 环境风险管理措施

环境风险管理目标是采用最低合理可行原则管控环境风险。采取的环境风险防范措施应与社会经济技术发展水平相适应，运用科学的技术手段和管理方法，对环境风险进行有效的预防、监控、响应。具体管理措施如下：

(1) 在生产装置投产运行前，应制订出供正常、异常或紧急状态下的操作手册和维修手册，并对操作、维修人员进行培训，持证上岗。

(2) 制订应急操作规程，在规程中说明发生事故时应采取的操作步骤。规定抢修进度，限制事故的影响，说明与人员有关的安全问题。定期对生产设备进行检查，加强装置和警戒标志的管理工作。

(3) 提高职工安全意识，识别事故发生前异常状态，并采取相应措施。对重要的仪器设备有完善的检查项目和维护方法；按计划进行定期维护；有专门档案

（包括维护记录档案），文件齐全。

（4）定期进行设备检验和维修，确保设备正常运行。在日常工作与维护过程中，控制好储罐运行中的压力，尽可能保证储罐内压力的稳定性。在易引起误操作事故的岗位设立明显标志，在作业场所的紧急通道和紧急出入口设置明显的标志和指示箭头。操作人员必须经过专门培训，严格遵守操作规程。加强明火管理，在井场、计量站、油砂油联合处理站和燃煤供汽站内严禁吸烟，禁止任何进出人员携带火种。管理好罐区、配电室内的电器设施，防止产生电器火花。做好防止静电火花产生的措施，操作人员应穿防静电服。

（5）危废暂存点的设计、标识、运行、安全防护、监测和关闭等措施应按照《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）的相关要求进行。

（6）强化环保安全生产教育，井场、计量站、油砂油联合处理站和燃煤供汽站所有职工必须具备环保安全生产基本知识，熟知生产危险区域及其环保防护的基本知识和注意事项；

（7）对操作、维修人员进行培训，持证上岗。制订应急操作规程，在规程中说明发生管道事故时应采取的操作步骤。规定抢修进度，限制事故的影响，说明与人员有关的安全问题。提高职工安全意识，识别事故发生前异常状态，并采取相应措施。

6.4.7 环境风险应急处置要求

（1）应急处置要求

发生事故时，如装置工艺设备、工艺管线泄漏、储罐泄漏等事故时，受浸染的土壤等含油污泥属于《国家危险废物名录》（2021 年版）HW08 废矿物油和含矿物油废物，交由具有相应危险废物处置资质的单位进行回收、处置。若发生不可控风险事故，应立即启动应急预案，由应急领导小组对事故进行处理。

（2）应急预案

本项目投产后归属克拉玛依市城投油砂矿勘探有限责任公司管理，本次环评要求建设单位对《克拉玛依市城投油砂矿勘探有限责任公司突发环境事件应急预案》进行修编，将项目实施区域纳入应急预案体系中。

6.4.8 环境风险简单分析一览表

本项目环境风险简单分析内容详见表 6.4-1。

表 6.4-1 环境风险简单分析一览表

建设项目名称	克拉玛依市城投油砂矿勘探有限责任公司富城能源油砂矿 50 万吨/年产能开发工程
建设地点	项目行政隶属新疆维吾尔自治区克拉玛依市乌尔禾区
地理坐标	
主要危险物质及分布	主要危险物质为原油、伴生气、硫化氢、氨气和柴油，分别存在于油砂油联合处理站、集油管线以及注汽站内
环境影响途径及危害后果	装置设备、工艺管线、储罐发生破损造成油品和天然气泄漏，污染土壤和大气，泄漏原油有可能通过包气带渗漏进入地下含水层，污染地下水；泄漏的油气若遇明火，发生火灾、爆炸，污染大气环境；事故发生概率较低，发生事故时及时采取相应的应急措施，不会对周围环境产生明显影响
环境风险防范措施要求	<p>(1) 建立施工质量保证体系，提高施工检验人员水平，加强检验手段，并对其施工质量进行监理；选用质量合格的储罐、阀门及连接件，定期对站场易损及老化部件进行更换，防止储罐泄漏事故的发生；净化油罐罐区设置围堰，高度为 1m。罐区、装置区和装车区域四周设置导流沟，危废暂存点、罐区、装置区按照重点防渗区要求建设防渗设施；站场设置明显的禁止烟火标志；在井场、计量站、油砂油联合处理站和燃煤供汽站设置可燃气体报警装置；</p> <p>(2) 在工程设计中合理确定设计参数，选择相应的材质，严格执行容器制造，检验和验收的有关规定，确保设备使用安全，对有可能产生超压的设备，设置安全泄压系统；要严格按标准、规范规定选用管道、管件、法兰、阀门等；工艺设备、管道及仪表等连接处做密封处理，防止物料泄漏。对冷、热管道要采取必要的保冷、保温措施，设计需满足《工业设备及管道绝热工程设计规范》（GB50264-2013）的相关要求；站内配备完善的火炬放空系统，满足井场、计量站、油砂油联合处理站和燃煤供汽站检修、超压或事故状态下的安全放空要求；设置完善的安全截断系统，实现事故状态下的安全连锁保护；设置可燃气体报警系统；按照相关规范进行防爆、防雷、防静电设计；净化油罐车、洗井废水和井下作业废液运输过程需配备 GPS 定位或摄像头，实现联网动态监控的要求；运输车辆须按照指定的路线、时间和速度行驶，不得进入随意改变行驶路线。</p> <p>(3) 危废暂存点的设计、标识、运行、安全防护、监测和关闭等措施应按照《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）的相关要求进行；</p> <p>(4) 加强井场、计量站、油砂油联合处理站和燃煤供汽站的安全管理，对站内工作人员，要保证定期对其进行系统的安全教育和培训，确保人员持证上岗站场设置明显的禁止烟火标志；在站场路口等处设置风向标；编制应急预案并进行备案。</p>

6.5 环保投资分析

项目总投资 39524.30 万元，环保投资约 2047 万元，占总投资的 5.18%，环保投资估算见表 6.5-1。

表 6.5-1 环境保护投资估算一览表

阶段	环境要素	项目名称	环保措施	投资 (万元)
施工期	生态环境	临时占地	对占地造成的生态破坏进行经济补偿，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	70
	废气	站场建设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	15
	废气	施工机械尾气	使用达标油品，加强设备维护	15
	固体废物	建筑垃圾	送至当地建筑垃圾填埋场	10
运营期	废气	无组织挥发烃类	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，新建油砂油联合处理站开展挥发性有机物泄漏检测与修复；净化油罐和污油罐均设置氮封系统+尾气回收系统。	50
		燃煤锅炉烟气净化系统	采用 SNCR+SCR 脱硝+半干法炉外脱硫+尾部电袋复合除尘，锅炉烟气实现达标排放，安装烟气在线监测系统	110
		燃煤供汽站	输煤系统为半地下装置，为减少无组织逸散，多处爆灰点均设有布袋除尘器及无动力除尘器，用以减轻爆灰。半封闭式储煤棚，储煤棚在运营过程中会进行洒水抑尘，并设置有防风抑尘网。	15
			灰罐 1#、灰罐 2#；渣罐；消石灰粉罐 1#、消石灰粉罐 2#；除灰系统采用气力输送，每座灰罐上部设置复合式除尘器。渣罐顶设置复合除尘器。每座消石灰粉罐上设置布袋除尘器。	60
	可燃气体检测系统、火灾自动报警系统	油砂油联合处理站装置区设置可燃气体检测系统，防范可燃气体泄漏；发生火灾后自动报警	6	
	废水	燃煤供汽站锅炉产生的锅炉排污水、燃煤锅炉检修排污水、洗井废水、井下作业废液、采出水处理部分循环水系统循环冷却废水、水力冲砂废水	集中收集后送至新建油砂油联合处理站采出水处理系统处理	25
		采出水处理部分软化水处理系统产生的高含盐废水、MVC 装置排放的浓缩	排至新建 50 万方储水池蒸发处理	20

		盐水			
		生活污水	暂存在化粪池内，定期由吸污车送至乌鲁木齐区生活污水处理厂	10	
	噪声	井场机泵、各站场各设备运转噪声	采用低噪声设备	15	
	固体废物		生活垃圾	送至当地建筑垃圾填埋场	10
			危险废物	废润滑油、废润滑油桶、沾油废防渗材料、废含油抹布和劳保用品、双滤料过滤器废弃滤料、含油污泥和事故状态下产生的含油污泥交由具有相应危废处置资质的单位负责接收、转运和处置	50
			锅炉炉渣	送克拉玛依快达百源环保科技发展有限公司一般工业固体废物填埋场进行填埋处理	10
			除尘灰		15
	废离子交换树脂	更换后及时由生产厂家进行回收再生	5		
退役期	固体废物	站场及管线拆除的建筑垃圾	截去地下 1m 内管头；井口封堵，建筑垃圾清运至当地建筑垃圾填埋场	15	
	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	60	
环境管理		环境监理	防渗措施落实情况；严格监督各项环保措施落实情况，确保各项污染防治措施有效实施	20	
		环境监测	土壤、地下水、生态环境跟踪监测；污染源例行监测。	60	
地下水保护措施		施工期：柴油机、发电机房、材料堆场、柴油罐、岩屑储罐等关键部位均采用防渗膜防渗； 运营期：井场井下作业过程中铺设防渗膜，油砂油联合处理站原油处理装置区、净化油罐区、事故池、危废暂存点等关键部位的防渗措施，；50 万方储水池进行防渗。	120		
井控装置		井场设置防喷器，防止井喷；井场左右两侧各设置 1 条放喷管线和应急放喷罐。	1236		
硫化氢监测		施工期每座钻井井场均至少设置 1 台硫化氢监测仪。 运营期在采油井场、计量站配套硫化氢监测仪。在油砂油联合处理站装置区设置硫化氢在线监测仪，在装置区配备便携式硫化氢监测仪及报警装置，伴生气增压冷干系统及油砂油联合处理站泵房内设置硫化氢气体检测报警器。	10		
环境风险防范措施		井场设置明显的禁止烟火标志；在井架上、井场路口、站场等处设置风向标；严禁在管线两侧各 5m 范围内修筑工程	15		
合计		/	2047		

6.6 依托可行性分析

6.6.1 依托设施环保手续履行情况

本项目生活污水依托乌尔禾区污水处理厂；生活垃圾处理依托乌尔禾区生活垃圾填埋场，依托设施的环保手续履行情况见表 6.6-1。

表 6.6-1 依托工程环保手续履行情况一览表

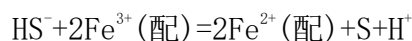
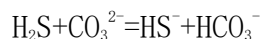
序号	包含内容	建设项目名称	环评文件			验收文件		
			审批单位	批准文号	批准时间	审批单位	验收文号	验收时间
1	风城油田作业区伴生气处理站	风城油田吞吐开发区集输系统密闭改造二期工程	原克拉玛依市环境保护局	克环保函(2018)266号	2018年12月18日	自主验收	/	2019年11月29日
2	乌尔禾区生活垃圾填埋场	克拉玛依市乌尔禾区生活垃圾处理系统工程	原克拉玛依市环境保护局	克环保函(2016)376号	2016年07月26日	自主验收	/	2016年07月26日
3	乌尔禾区生活污水处理厂	乌尔禾城乡污水处理厂建设工程	原新疆维吾尔自治区环境保护厅	新环评审函(2010)116号	2010年11月10日	克拉玛依市环境保护局	克环保函(2014)437号	2014年10月29日
		乌尔禾区污水处理厂提标改造工程	原克拉玛依市乌尔禾区环境保护局	克乌环函(2018)17号	2018年03月24日	自主验收	/	2019年06月30日
4	克拉玛依快达百源环保科技有限公司一般工业固废填埋场	克拉玛依快达百源环保科技有限公司废弃矿坑治理炉渣回填项目	新疆维吾尔自治区生态环境厅	新环审(2019)186号	2019年09月06日	自主验收	/	2022年04月21日

6.6.2 伴生气处理依托可行性分析

风城油田作业区伴生气处理站位于 5#中型密闭接转站内，采用络合铁法工艺对伴生气进行脱硫处理，处理规模 $20 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$ ，平面布置见图 6.6-1。

图 6.6-1 伴生气处理设施扩建平面布置图

络合铁脱硫为国内引进吸收技术，采用国内研发的铁基络合剂和催化剂。密闭接转站来伴生气经除液器缓冲除液后进入吸收塔，伴生气中硫化氢与脱硫液反应，处理后的净化气（ $T=40^{\circ}\text{C}\sim 55^{\circ}\text{C}$ ， $P=0.45\text{MPa}\sim 0.55\text{MPa}$ ， $Q=20\times 10^4\text{Nm}^3/\text{d}$ ， $\text{H}_2\text{S}\leq 15\text{mg}/\text{m}^3$ ）经净化气分液罐分离，然后干燥至出口压力露点 5°C 去油区注汽锅炉。吸收硫化氢后的富液由吸收塔底部出来经富液泵加压打入再生槽上部与自吸进入的空气氧化再生，再生后的贫液从再生槽上部溢流进入贫液槽，由贫液泵升压打入吸收塔循环吸收。再生槽内析出的元素硫悬浮于再生槽顶部的环形槽内，并溢流进入硫泡沫槽，再由硫泡沫泵加压打入硫磺过滤机，过滤后的清液返回系统，硫磺外售。络合铁脱硫反应原理方程式如下，工艺流程见图 6.6-2。



在氧化再生塔中 $\text{Fe}^{2+}(\text{配})$ 再氧化为 $\text{Fe}^{3+}(\text{配})$

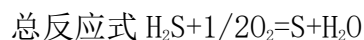


图 6.6-2 络合铁脱硫工艺流程图

目前风城油田作业区伴生气处理站实际处理量为 $13 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$ ，富余 $7 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$ ，本项目伴生气产生量约为 $2 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$ ，富余量可以满足本项目需求。

6.6.3 生活垃圾处理依托可行性分析

(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。

(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

本工程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 $240 \times 10^4 \text{m}^3$ ，实际有效库容为 $192 \times 10^4 \text{m}^3$ ，目前已经使用库容 $48 \times 10^4 \text{m}^3$ ，剩余库容可以容纳本工程的施工期钻井队的生活垃圾。

本工程运营期站场工作人员生活垃圾产生量为**t，统一收集至乌尔禾区生活垃圾填埋场填埋是可行的。

6.6.4 生活污水处理依托可行性分析

(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，2010 年 11 月 10 日

取得原新疆维吾尔自治区环境保护厅批复（新环评审函（2010）116 号）2014 年 10 月 29 日通过原克拉玛依市环保局竣工环保验收（克环保函（2014）437 号）。

（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。本工程运营期站场工作人员生活污水最大产生量为***m³/d。则运营期工作人员的生活污水依托乌尔禾区生活污水处理厂处理，是可行的。

6.6.5 钻井岩屑处置依托可行性分析

（1）水基钻井岩屑

水基钻井岩屑委托新疆盛洁环境技术有限责任公司处置，该公司是一家专业处置一般固废治理的环保企业，拥有多个钻井岩屑处置厂。《钻、修井泥浆及岩屑无害化处理与利用及免烧砖生产项目》位于乌尔禾区百口泉白百路 1 号，厂区占地 11700m²，建有钻、修井泥浆及岩屑无害化处理与利用及免烧砖两条生产线。设计处理钻、修井泥浆及岩屑 10×10⁴m³/a，免烧砖产量为 3000×10⁴块/a。本项目产生的水基钻井岩屑合计为 31625t，由于油田滚动开发的特点，钻井工程将分批实施，每年产生的岩屑相对于其处理能力所占比例很小，可满足需求。

6.6.6 洗井废水、井下作业废液拉运处理可行性分析

洗井废水、井下作业废液采用专用储罐收集后由专用罐车负责拉运。采用质量合格的储罐；液体装车时检查罐体情况，确保罐体完好再装车；储罐设有液位装置，装车时及时观察液位装置，以免溢出；罐车司机驾驶技术娴熟，发生交通事故的概率较低；日常加强管理和维护，发生泄漏事故的概率很小。一旦发生泄漏事故，及时采取相应的措施，不会对周围环境产生明显影响。综上，洗井废水、井下作业废液拉运处理可行。运营单位应在拉运过程建立转运台账。

6.6.7 燃煤锅炉炉渣和除尘灰处理可行性分析

克拉玛依快达百源环保科技发展有限公司一般工业固体废物填埋场于 2019 年 10 月开始建设，2020 年 10 月建设完成，并于 2022 年 04 月 21 日通过企业自主竣工环境保护验收。该填埋场设计填埋规模为 $28 \times 10^4 \text{m}^3$ ，目前剩余填埋容量约 $20 \times 10^4 \text{m}^3$ ，目前处于正常运行状态，依托可行。

7 环境管理与监测计划

环境管理是企业管理的一项重要内容，加强环境监督管理力度，尽可能的减少“三废”排放数量及提高资源的合理利用率，把对环境的不良影响减小到最低限度，是企业实现环境、生产、经济协调持续发展的重要措施。环境监测是环境管理的重要组成部分，是工业污染防治的依据和环境监督管理工作的哨兵，加强环境监测是了解和掌握项目排污特征，研究污染发展趋势及防治对策的重要依据与途径。

本工程对环境的影响主要来自施工期的各种作业活动及运行期的风险事故。无论是施工期的各种作业活动还是运行期的事故，都将会给生态环境带来较大的影响。为最大限度地减轻施工作业对生态环境的影响，减少事故的发生，确保工程建设与安全运行，本章针对在施工期和运营期的生态破坏和环境污染特征，提出了施工期和运营期的环境管理、HSE（健康、安全与环境）管理和环境监测计划的内容。

7.1 环境管理体制

7.1.1 环境管理机构及职责

本项目的环境保护管理工作应建立在厂长（经理）领导下，各生产单位安全环保人员向上级负责的体制。

安全环保部是具体负责该项目环境保护工作的组织、落实、监督的职能部门，根据本项目特点，兼职人员 1 人。安全环保部应在厂级主管领导的直接领导下，负责本项目建设、生产过程中的环境保护管理工作；对工厂绿化，环境监测进行日常业务管理；通过检查、统计、分析、调查及监测，监督和指导各项环保措施的落实；同时在企业生产调度、管理工作会上，针对生产运行中存在的环境问题，提出建议和解决问题的技术方案。另外，安全环保部还负责同各级生态环境主管部门的联系和协调，了解当地生态环境部门及政府对该厂环境保护的要求、技术指导及建议，并督促各生产单位贯彻落实。

7.1.2 环境管理制度

(1) 环境管理的指导思想、目的及要求；环境管理体制；实施环境管理的基本原则、途径、方法；环境保护的检查、考核及奖惩。

(2) 制定环境管理技术规程和相应检查标准

根据国家有关规定，结合当地的实际情况，制定该项目环境监测、检查技术规程；根据全厂的生产工艺及设备的环保技术管理要求，制定出操作规程。

(3) 建立环境保护责任制度

建立环境保护责任制度的根本目的在于明确厂内各层次、各部门、各生产单位、各类人员环境保护工作的范围、责任及权力。

(4) 建立环境保护业务管理制度

主要内容包括：环保设备的管理制度；环境监测的管理制度；环境保护考核制度；环境资料统计制度。

(5) 建立风险评价与应急预案程序

防止事故发生，通过识别、确定生产过程和活动中存在的风险和影响，制定防止事故发生的措施，将风险降低到可接受程度，制订一旦事故发生所采取的恢复措施。

7.1.3 企业环境保护管理部门的主要工作内容

(1) 贯彻执行国家、自治区各项环保方针、政策、法规及标准，制定本项目的环境管理办法（包括生态环境管理办法）；

(2) 建立健全企业的环境管理制度，并实施检查和监督工作；

(3) 详细制订企业的环保工作计划并进行实施，配合企业领导完成环境保护责任；

(4) 领导并组织企业环境监测工作，检查环境保护设施的运行状况，建立监控档案；

(5) 协调企业所在区域的环境管理；

(6) 开展环保教育、专业培训和环保宣传工作，提高企业各级人员的环保素质；

(7) 组织开展环保研究和学术交流，推广并应用先进环保技术；

(8) 负责日常环境保护管理等工作；

(9) 接受自治区、克拉玛依市各级生态环境部门的检查、监督，按要求上报各项环保报表，并定期向上级主管部门汇报环境保护工作情况。

7.1.4 环境管理台账

根据参照《排污单位环境管理台账及排污许可执行报告技术规范总则》和《排污许可证申请与核发技术规范 总则》（HJ942-2018）要求建设单位建立环境管理台账记录制度，落实环境管理台账记录的责任部门和责任人，明确工作职责，包括台账的记录、整理、维护和管理等，并对环境管理台账的真实性、完整性和规范性负责。

环境管理台账应按照电子化储存和纸质储存两种形式同步管理。环境管理台账应记录基本信息、生产设施运行管理信息和污染防治设施运行管理信息、监测记录信息和其他环境管理信息等。

（1）基本信息

基本信息主要包括排污单位生产设施基本信息、污染防治设施基本信息。

（2）生产设施运行管理信息

包括主体工程、公用工程、辅助工程、储运工程等单元的生产设施运行管理信息。分正常工况和非正常工况进行记录，正常工况主要记录运行状态、生产负荷、主要产品产量、原辅料及燃料等；非正常工况主要记录起止时间、产品产量、原辅料及燃料消耗量、时间起因、应对措施、是否报告等。

（3）污染防治设施运行管理信息

①正常情况：污染防治设施运行情况。

运行情况：是否正常运行。

②非正常工况应记录起止时间、污染物排放浓度、异常原因、应对措施、是否报告等。

（4）监测记录信息

监测记录包括有组织废气污染物监测、无组织废气污染物监测、废水污染物监测、地下水环境质量监测以及土壤环境质量监测。监测记录信息应包括监测日期、监测时间、监测结果、监测期间工况、若有超标记录超标原因。有监测报告的只记录监测期间工况及超标排放的超标原因。

（5）其他环境管理信息

排污单位应记录无组织废气污染治理措施运行、维护、管理相关的信息。排污

单位在特殊时段应记录管理要求、执行情况（包括特殊时段生产设施运行管理信息和污染防治设施运行管理信息）等。

排污单位还应根据管理部门要求和排污单位自行监测内容需求，自行增补记录。

（6）记录频次

①基本信息

对于未发生变化的基本信息，按年记录，每年一次；对于发生变化的基本信息，在发生变化时记录一次。

②生产设施运行管理信息

1) 正常工况：

★运行状态：一般按日或批次记录，1 次/日或批次。

★生产负荷：一般按日或批次记录，1 次/日或批次。

★产品产量：连续生产的，按日记录，1 次/日。非连续生产的，按照生产周期记录，1 次/周期；周期小于 1 天的，按日记录，1 次/日。

★原辅料：按照采购批次记录，1 次/批。

2) 异常情况：非正常工况开始时刻至工况恢复正常时刻为一个记录工况期。

③污染防治设施运行管理信息

1) 正常情况：

运行情况：按日记录，1 次/日。

2) 异常情况：按照异常情况期记录，1 次/异常情况期。

④监测记录信息

监测数据的记录频次与本次环境管理监测规定的废气监测频次一致。

⑤其他环境管理信息

采取无组织废气污染控制措施的信息记录频次原则上不低于 1 次/d。

重污染天气应对期间等特殊时段的台账记录频次原则上与正常生产记录频次一致，涉及特殊时段停产的排污单位或生产工序，该期间原则上仅对起始和结束当天进行 1 次记录，地方生态环境主管部门有特殊要求的，从其规定。

（7）危险废物管理要求

按照《危险废物管理计划和管理台账制定技术导则》（HJ 1259-2022）中的相关规定可知，建设单位属于危险废物登记管理单位，建设单位应按照导则分类管理要求按年度制定危险废物管理计划，并应当于每年 03 月 31 日前通过国家危险废物信息管理系统在线填写并提交当年度的危险废物管理计划，由国家危险废物信息管理系统自动生成备案编号和回执，完成备案，备案内容需要调整的，应当及时变更。管理计划制定内容应包括单位基本信息、危险废物产生情况信息、危险废物转移情况信息。具体填写内容参照导则附录 A.1、附录 A.3 和附录 A.7。

建设单位应建立危险废物管理台账，落实危险废物管理台账记录的责任人，明确工作职责。根据危险废物产生、贮存、处置等环节的动态流向，如实建立各环节的危险废物管理台账，记录内容参见《危险废物管理计划和管理台账制定技术导则》（HJ 1259-2022）附录 B。

危险废物管理台账分为电子管理台账和纸质管理台账两种形式。建设单位可通过国家危险废物信息管理系统、企业自建信息管理系统或第三方平台等方式记录电子管理台账。管理台账应保存 5 年以上。

同时各种危险废物在危废暂存点暂存的时应根据危险废物的类别、数量、形态、物理化学性质和污染防治等要求设置必要的贮存分区，避免不相容的危险废物接触、混合。

危废暂存点应根据危险废物的形态、物理化学性质、包装形式等，采取防渗、防漏等污染防治或采用具有相应功能的装置，并及时清运贮存的危险废物，实时贮存量不应超过 3t。

（8）记录存储及保存

台账应当按照纸质储存和电子化储存两种形式同步管理，台账保存期限不得少于五年。

纸质台账应存放于保护袋、卷夹或保护盒等保存媒介中，专人保存于专门的档案保存地点，并由相关人员签字。档案保存应采取防光、防热、防潮、防细菌及防污染等措施。纸质类档案如有破损应随时修补。

电子台账保存于专门存贮设备中，并保留备份数据。存贮设备由专人负责管理，定期进行维护。电子台账根据地方生态环境主管部门管理要求定期上传，纸质

台账由排污单位留存备查。

7.2 污染物排放的管理要求

本项目污染物排放清单及管理要求见表 7.2-1。

表 7.2-1 运营期有组织废气污染物排放情况一览表

站场名称	排气筒编号	产生工序	污染物名称	废气量 (m ³ /h)	污染因子	排放情况			排气筒参数			处理措施及排放去向
						t/a	kg/h	mg/m ³	高度 m	直径 m	温度℃	
燃煤供汽站	DA001	燃煤锅炉	锅炉烟气	239040	颗粒物	3.66	0.46	1.91	80	3	140	采用“SNCR+SCR 脱硝+半干法炉外脱硫+尾部电袋复合除尘”处理后达标排放。
					二氧化硫	48.48	6.06	25.32				
					氮氧化物	86.06	10.76	45				
					汞及其化合物	0.0032	0.0004	0.0017				
					氨	4.4	0.55	2.3				
	DA002	灰罐 1#	除尘器顶端排放废气	400	颗粒物	0.048	0.006	15	22.5	0.35	25	除灰系统采用气力输送，每座灰罐上部设置复合式除尘器。
	DA003	灰罐 2#		400	颗粒物	0.048	0.006	15	22.5	0.35	25	
	DA004	渣罐		10	颗粒物	0.0064	0.0008	8	22.5	0.25	25	渣罐顶设置复合除尘器。
	DA005	消石灰粉罐 1#		200	颗粒物	0.0216	0.0027	13.5	15	1	25	每座消石灰粉罐上设置布袋除尘器。
	DA006	消石灰粉罐 2#		200	颗粒物	0.0216	0.0027	13.5	15	1	25	

表 7.2-3 无组织废气产生排放情况汇总一览表

站场名称	产生工序	污染因子	排放情况	处理措施及排放去向
			t/a	
采油井场	无组织废气	非甲烷总烃	1.195	井场和站场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，新建油砂油联合处理站开展挥发性有机物泄漏检测与修复。
		硫化氢	45.39kg/a	
计量站	无组织废气	非甲烷总烃	0.443	
		硫化氢	16.83kg/a	
集油区 (单井采油管线、集油支线和集油干线)	无组织废气	非甲烷总烃	0.079	
		硫化氢	3kg/a	
油砂油联合处理站 (动静密封点)	无组织废气	非甲烷总烃	7.655	
		硫化氢	149.32kg/a	
油砂油联合处理站 (净化油罐、污油罐及装车系统)	无组织废气	非甲烷总烃	0	<p>净化油罐和污油罐均设置氮封系统+尾气回收系统，对净化油罐和污油罐兼卸油缓冲罐呼吸阀外排尾气进行收集后，管输至油砂油联合处理站已建伴生气处理站管道，依托风城油田作业区伴生气脱硫装置进行处理。</p> <p>罐体应保持完好，不应有孔洞和裂隙。储罐附件开口（孔），除采样、计量、例行检查、维护和其他正常活动外，应密闭。应定期检查呼吸阀的定压是否符合设定要求。挥发性有机液体装载应采用底部装载或顶部浸没式装载方式；采用顶部浸没式装载的，出料管口距离罐（槽）底部高度应小于 200mm。</p>

站场名称	产生工序	污染因子	排放情况	处理措施及排放去向
			t/a	
油砂油联合处理站 (柴油罐)	无组织废气	非甲烷总烃	3.07	采用技术质量可靠的设备和罐体，罐体应保持完好，不应有孔洞（通气孔除外）和裂隙。浮盘附件开口（孔），除采样、计量、例行检查、维护和其他正常活动外，应密闭；浮盘边缘密封不应有破损。支柱、导向装置等储罐附件穿过浮盘时，其套筒底端应插入储存物料中并采取密封措施。除储罐排空作业外，浮盘应始终漂浮于储存物料的表面。自动通气阀在浮盘处于漂浮状态时应关闭且密封良好，仅在浮盘处于支座支撑状态时可开边缘呼吸阀在浮盘处于漂浮状态时应密封良好，并定期检查定压是否符合设定要求。除自动通气阀、边缘呼吸阀外，浮盘外边缘板及所有通过浮盘的开孔接管均应浸入储存物料液面下。
燃煤供汽站新建储煤棚	无组织废气	颗粒物	0.54	输煤系统为半地下装置，为减少无组织逸散，多处爆灰点均设有布袋除尘器及无动力除尘器，用以减轻爆灰。半封闭式储煤棚，储煤棚在运营过程中会进行洒水抑尘，并设置有防风抑尘网。

表 7.2-4 废水产生排放情况汇总一览表

类别	装置类别		污染物	污染因子	产生量	排放量 (t/a)	处理措施及排放去向
废水	集油区	洗井废水	工业废水量	化学需氧量、 石油类	3040t/a	0	洗井废水和井下作业废液由罐车拉运至新建油砂油联合处理站采出水处理系统处理，处理后出水水质满足《油田采出水用于注汽锅炉给水处理设计规范》（SY/T0097-2016）后用于注汽锅炉的水源
			化学需氧量		4.18t/a	0	
			石油类		0.71t/a	0	
	井下作业废液	压裂返排液	4797.6m ³ /a		0		
		酸化返排液	1062.4m ³ /a		0		
		废洗井液	1011.6t/a		0		

类别	装置类别	污染物	污染因子	产生量	排放量 (t/a)	处理措施及排放去向
燃煤供汽站	燃煤供汽站锅炉产生的锅炉排污水	pH 值、化学需氧量、溶解性总固体（全盐量）		87600t/a	0	排至油砂油联合处理站采出水处理系统处理 MVC 处理装置的前段进行处理后，出水水质满足《油田采出水用于注汽锅炉给水处理设计规范》（SY/T0097-2016）后用于注汽锅炉的水源。
	燃煤锅炉检修排污水			$2 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$ （进行检维修时产生）	0	
	生活污水	化学需氧量（ COD_{Cr} ）、氨氮（ $\text{NH}_3\text{-N}$ ）、悬浮物（SS）	334m^3	0	排至新建化粪池，定期由吸污车拉运至乌尔禾区污水处理厂处理。	
油砂油联合处理站	采出水处理部分软化水处理系统产生的高含盐废水	pH 值、化学需氧量、溶解性总固体（全盐量）		$1 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$	0	排至 50 万方储水池蒸发处理。
	MVC 装置排放的浓缩盐水	pH 值、溶解性总固体（全盐量）、悬浮物		$10.3 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$	0	排至 50 万方储水池蒸发处理。
	伴生气增压冷干系统分离出的含油废水	石油类		$12000\text{m}^3/\text{a}$	0	管输至新建油砂油联合处理站采出水处理系统处理，处理后出水水质满足《油田采出水用于注汽锅炉给水处理设计规范》（SY/T0097-2016）后用于注汽锅炉的水源。
	采出水处理部分循环水系统循环冷却废水	pH 值、化学需氧量、溶解性总固体		$400\text{m}^3/\text{a}$	0	

类别	装置类别	污染物	污染因子	产生量	排放量 (t/a)	处理措施及排放去向
		水力冲砂废水	石油类、悬浮物 (SS)	800000m ³ /a	0	排至油砂油联合处理站站外的事故池，上层污油回收污油进入污油处理装置进行处理，处理后污油含水小于 5%，采出水含油小于 4000mg/L，处理后的污油去净化油罐，处理后采出水去采出水处理系统处理，处理后事故池底部的油泥及时交由具有相应危险废物处置资质的单位处置。
		生活污水	化学需氧量 (COD _{Cr})、氨氮 (NH ₃ -N)、悬浮物 (SS)	360m ³	0	排至新建化粪池，定期由吸污车拉运至乌鲁木齐区污水处理厂处理。

表 7.2-5 固体废物产生排放情况汇总一览表

类别	站场名称	产污工序	污染源	污染因子	固体废物类别	危险废物类别	废物代码	产生量 (t/a)	排放量 (t/a)	处理措施及排放去向
固体废物	采油井场、计量站、油砂油联合处理站	站场设备检维修过程，采油井场日常巡检、检修过程	废润滑油	石油类	危险废物	HW08	900-214-08	3.3t/a	0	交由有相应危险废物处置资质的单位回收处置。
			废润滑油桶	石油类	危险废物	HW08	900-249-08	0.26t/a	0	
			沾油废防渗材料	石油类	危险废物	HW08	900-249-08	3.01t/a	0	
			废含油抹布和劳保用品	石油类	危险废物	HW49	900-041-49	0.22t/a	0	
	油砂油联	滤料更换过程	双滤料过滤器废弃滤料	石油类	危险废物	HW49	900-041-49	476t/5a	0	油砂油联合处理站含油污泥

合处理站	采出水处理系统运营过程中	含油污泥	石油类	危险废物	HW08	071-001-08	1142t/a	0	和双滤料过滤器废弃滤料，不在站内暂存，清理过程中直接由具有相应危险废物处置资质的单位转运处置。
	采出水处理部分软化水处理系统	废离子交换树脂	/	一般工业固体废物	/	/	1t/a	0	更换后及时由生产厂家进行回收再生。
供汽站 燃煤锅炉	锅炉运行过程中	锅炉炉渣	/	一般工业固体废物	/	/	16000t/a	0	送克拉玛依快达百源环保科技有限公司一般工业固体废物填埋场进行填埋处理。
		除尘灰	/	一般工业固体废物	/	/	400000t/a	0	
	锅炉烟气净化系统	脱硝废催化剂	/	危险废物	HW50	772-007-50	10.5t/3a	0	交由有相应危险废物处置资质的单位回收处置。
燃煤供汽站、油砂油联合处理站	工作人员	生活垃圾	/	生活垃圾	/	/	8.7t/a	0	送乌尔禾区生活垃圾填埋场进行填埋处理。

7.3 企业环境信息公开

克拉玛依市城投油砂矿勘探有限责任公司参照《企业环境信息依法披露管理办法》（生态环境部部令 第 24 号）等规定，并结合新疆的相关要求，可通过政府网站、报刊、广播、电视等便于公众知晓的方式公布。公司应公开以下内容：

- (1) 基础信息，包括单位名称、组织机构代码、法定代表人、生产地址、联系方式，以及生产经营和管理服务的主要内容、产品及规模；
- (2) 排污信息，包括主要污染物及特征污染物的名称、排放方式、排放口数量和分布情况、排放浓度和总量、超标情况，以及执行的污染物排放标准、核定的排放总量；
- (3) 防治污染设施的建设和运行情况；
- (4) 建设项目环境影响评价及其他环境保护行政许可情况；
- (5) 突发环境事件应急预案；
- (6) 其他应当公开的环境信息。

7.4 运营期环境保护监测计划及验收建议

7.4.1 环境保护监测计划

根据《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）、《排污单位自行监测技术指南 火力发电及锅炉》（HJ820-2017），本工程运营期环境监测应根据项目开发运行实际情况确定监测项目、频率，并委托具有计量认证资质和环境监测资质的监测单位监测。环境监测计划见表7.4-1。

表 7.4-1 运营期环境监测计划

监测内容	监测地点		监测项目	监测时间或频率
废气	有组织 废气	燃煤注汽站锅炉排气筒 (DA001)	颗粒物、SO ₂ 、NO _x	在线自动监测
			汞及其化合物、 林格曼黑度、NH ₃	1 次/季度
		燃煤注汽站灰罐 (灰罐 1#DA002, 灰罐 2#DA003)	颗粒物	1 次/季度

		燃煤注汽站渣罐 (DA004)	颗粒物	1 次/季度
		燃煤注汽站消石灰粉罐 (消石灰粉罐 1#DA005, 消石灰粉罐 2#DA006)	颗粒物	1 次/季度
	无组织 废气	燃煤注汽站厂界	颗粒物	1 次/季度
		典型井场、计量站、油 砂油联合站厂界	非甲烷总烃、硫 化氢	1 次/季度
地下水	在项目区上游、油田内、油田下游 各设置 1 个地下水监测点		石油类、砷、六 价铬	1 次/年, 发生 事故时加大取 样频率
	在新建的 50 万方储水池地下水 向上游、下游和两侧各设置 1 个地 下水监测点		pH 值、化学需氧 量、溶解性总固 体(全盐量)	1 次/年, 发生 事故时加大取 样频率
噪声	注汽站、油砂油联合站、典型井场 和计量站厂界		等效连续 A 声级	1 次/季度
土壤	在区块内、外各设 1 个点		石油烃 (C ₆ ~ C ₉)、石油烃 (C ₁₀ ~C ₄₀)、 砷、六价铬	1 次/5 年
生态	井场及站场周围、管道沿线		植被恢复状况、 生态恢复及水土 保持措施落实情 况	1 次/年

7.4.2 环境设施验收建议

(1) 验收范围

①与项目有关的各项环保设施, 包括为防治污染和保护环境所配套建成的治理工程、设备、装置和监测手段, 以及各项生态保护设施等。

②环境影响报告书及批复文件和有关设计文件规定应采取的环保措施。

(2) 验收内容

按照《建设项目竣工环境保护验收技术规范 石油天然气开采》中有关规定开展验收。环保验收建议清单表 7.4-2。

表 7.4-2 “三同时”竣工验收调查建议清单一览表

环境要素	工期	名称	“三同时”验收项目	治理措施	标准/效果	
废气	运营期	燃煤锅炉排气筒 (DA001)	颗粒物	SNCR+SCR 脱硝+半干法炉外脱硫+尾部电袋复合除尘	10mg/m ³	《火电厂大气污染物排放标准》(GB13223-2011) 及《关于印发〈全面实施燃煤电厂超低排放和节能改造工作方案〉的通知》(环发〔2015〕164 号)的要求
			SO ₂		35mg/m ³	
			NO _x		50mg/m ³	
			汞及其化合物		0.02mg/m ³	《燃煤电厂烟气汞污染物排放标准》(DB65T3909-2016)
			烟气黑度(林格曼黑度)/级		1mg/m ³	《火电厂大气污染物排放标准》(GB13223-2011)要求
			氨		133.33kg/h	氨满足《恶臭污染物排放标准》(GB14554-93)表 2 的标准限值要求
		燃煤注汽站厂界	颗粒物	/	颗粒物满足《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996)	
		燃煤注汽站灰罐(灰罐 1#DA002, 灰罐 2#DA003)	颗粒物	电袋复合除尘器	《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996)	
		燃煤注汽站渣罐(DA004)	颗粒物	电袋复合除尘器	《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996)	
		燃煤注汽站消石灰粉罐(消石灰粉罐 1#DA005, 消石灰粉罐 2#DA006)	颗粒物	布袋除尘器	《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996)	

		井场、计量站和油砂油联合处理站厂界	非甲烷总烃、硫化氢	/	无组织非甲烷总烃满足《陆上石油天然气开采工业污染物排放标准》（GB39728-2020）企业边界污染物控制要求，硫化氢满足《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）表 1 相关标准限制要求
废水	施工期	井场	采用“钻井废弃物不落地达标处理技术”	钻井不落地	现场无废水。
	运营期	采油井	洗井废水、井下作业废液	/	收集进罐，拉运至新建油砂油联合处理站，经处理达到《油田采出水用于注汽锅炉给水处理设计规范》（SY/T0097-2016）后用于新建注汽站燃煤锅炉供汽用水
		油砂油联合处理站	伴生气增压冷干系统含油废水	管输至油砂油联合处理站经处理达标后用于新建注汽站燃煤锅炉供汽用水	
			循环冷却水系统循环冷却废水		
			采出水处理部分软化水处理系统产生的高含盐废水	排至新建的 50 万方储水池蒸发处理	
		MVC 装置浓缩盐水	排至新建的 50 万方储水池蒸发处理		
		油砂油联合处理站和燃煤注汽站	生活污水	/	定期拉运至乌尔禾区污水处理厂进行处理，不外排
供汽站燃煤锅炉	锅炉排污废水、检修废水	/	管输至油砂油联合处理站经处理达标后用于新建注汽站燃煤锅炉供汽用水		
固体废物	施工期	井场	采用“钻井废弃物不落地达标处理技术”	钻井不落地	满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》综合利用要求。
	井场	废润滑油、废润滑油桶和沾油废防渗材料	委托有资质单位处置	现场无固废	
	井场、站场	建筑垃圾	拉运当地建筑垃圾填埋场进行填埋处理	现场无固废	

	运营期	井场、计量站和油砂油联合处理站	沾油废物、废催化剂等危险废物处置	自行综合利用或委托生态环境部门认可的有危废处理资质的企业处理。	《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）、《危险废物转移管理办法》	
		燃煤锅炉	锅炉炉渣	依托克拉玛依快达百源环保科技有限公司一般工业固体废物填埋场填埋处理		
			除尘灰			
			脱硝废催化剂	/	委托具有危废处置资质的公司进行处置	
		废离子交换树脂	由厂家回收再生处理	/		
环境风险	运营期	井场、计量站和油砂油联合处理站	配套各种消防设置，油砂油联合处理站配套建设事故池，站内分区防渗情况，应急预案修编情况及定期演练情况	/	有效应对和排除各种突发事件的不利影响。	
生态	施工期	井场、站场、管线	场地清理、平整、生态恢复	/	工完、料净、场地清；利于植被恢复。	

7.4.3 排污许可管理

本项目属于陆地石油开采项目，涉及通用工序—锅炉，根据《固定污染源排污许可分类管理名录》（2019 年版）规定，应实行登记管理，应当在全国排污许可证管理信息平台申领排污许可证。

按照《排污单位自行监测技术指南火力发电及锅炉》的要求定期开展自行监测，建立环境管理台账，依法向社会公开监测结果。

8 环境影响经济损益分析

8.1 环境效益分析

项目开发建设对环境造成的损失主要表现在工程占地造成的环境损失和突发事故污染造成的环境损失和其它环境损失。

工程占地主要为站场、井场、管线等工程占地，对生态环境的影响包括破坏原有地表构造，使地表裸露，造成水土流失、土壤沙化和土壤环境质量下降。但在加强施工管理和采取生态恢复措施后，对生态环境的影响是可以接受的。

本工程开发建设工程施工期短，施工“三废”和噪声影响较小。在初期的 3~5 年内，植被破坏后不易恢复。当临时性占地的植被得到初步恢复后，这种损失将会逐渐减少。项目施工期的各种污染物排放均属于短期污染，会随着施工期的结束而消失。因此，在正常情况下，基本上不会对周边环境产生影响。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、井壁破裂、储罐罐体破裂等泄漏事故，将对周围环境造成较严重的影响。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种补偿费用来体现。

本工程建成投产后，对该地区的资源开发、经济结构的优化及其它相关产业的带动发展都具有非常重要的意义。

8.2 社会效益分析

本工程开发的社会效益主要体现在油砂油矿开发对当地工业和经济的发展以及人民生活水平的提高具有明显的促进作用，能够带动一批相关工业、第三产业的发展，给当地经济发展注入新的活力。本工程开发是支持地区经济发展的一项重大举措，对于提供就业机会，增加部分人员收入，提高当地的 GDP，提高当地税收有着积极的作用。

8.3 环境经济损益分析结论

综上所述，在建设过程中，由于井场、站场等地面设施建设、管线敷设、储水池等建设都需要占用一定量的土地，因此带来一定的环境损失。因而在油砂油矿开发过程中，需要投入必要的资金用于污染防治和生态恢复等，实施相应的环保措施后，不但能够起到保护环境的效果，同时节约经济开支，为企业带来双赢。

9 结论与建议

9.1 建设项目概况

克拉玛依市城投油砂矿勘探有限责任公司拟在风城 B 区油砂矿风重 007 井区和重 5 断块新部署控制井 27 口，SAGD 井组 43 对（86 口），钻井总进尺 9.18×10^4 m。新建 SAGD 水平井热采井场 43 座，10 井式多通阀集油计量管汇 4 座，油砂油联合处理站 1 座，新建原油产能 18.9×10^4 t/a；新建 2×75 t/h 燃煤注汽站 1 座；新建 35kV 变电所 1 座；新建 50×10^4 m³ 储水池 1 座，新建单井采油管线 10.67km，集油支线 3.64km，集油干线 7.75km，新建注汽管线 17km，清水供水管线 10.9km，清水软化水供水管线 1.2km，锅炉排污水管线 1.2km，伴生气外输管线 5.5km，火炬供气管线 1.0km，MVC 装置净化水排水管线 1.2km，MVC 浓水排水管线 4.6km，高含盐水排水管线 4.6km。配套建设自动化控制、通信、供配电、给排水、消防、采暖通风、道路等公用工程。项目总投资 39524.30 万元，环保投资约 2047 万元，占总投资的 5.18%。

9.2 环境质量现状结论

（1）环境空气

项目所在区域克拉玛依市 SO₂、NO₂、CO、O₃、PM₁₀、PM_{2.5} 长期浓度可满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中二级标准限值，为环境空气质量不达标区。。项目区 NMHC 监测浓度满足《〈大气污染物综合排放标准〉详解》中推荐值 2.0mg/m³ 要求。H₂S 和 NH₃ 监测浓度满足《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 中推荐值 10 μg/m³ 和 200 μg/m³ 要求。TSP 监测浓度满足《环境空气质量标准》（GB 3095-2012）及修改单 300 μg/m³ 要求。汞及其化合物监测浓度满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）的标准限值 0.3 μg/m³ 要求。

（2）地下水

各因子可满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类限值，石油类满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中的III类标准值。

(3) 声环境

各噪声监测点位均满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）2 类声功能区标准限值，项目所在区域背景声环境质量现状较好。

(4) 土壤

项目区土壤环境各监测因子监测值均可满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地筛选值。

9.3 污染物排放情况结论

(1) 生态环境

对生态环境的影响主要表现在工程占地，施工活动和工程占地对植物、野生动物、生态系统功能和结构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。油田开发的大部分区域地表植被稀疏，由工程造成的生物量损失较小，不会造成区域的生物多样性下降。由于本区域的野生动物种类少，项目建设对野生动物的影响较小。因此总体上对生态环境影响较小。

(2) 大气环境

施工期废气主要为扬尘、施工机械及车辆尾气等，施工期短暂，施工期的废气污染随施工的结束而消失。运营期废气主要为无组织挥发烃类和硫化氢，采油井场、计量站和油砂油联合站厂界无组织非甲烷总烃排放浓度满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）中表 2 无组织排放监控浓度限值要求（周界外浓度最高点不应超过 $4.0\text{mg}/\text{m}^3$ ），硫化氢排放浓度满足《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）表 1 二级新改扩建浓度；注汽站燃煤锅炉烟气中颗粒物、二氧化硫、氮氧化物可以满足《关于部分供热及发电锅炉执行大气污染物排放标准有关问题的复函》及《关于印发〈全面实施燃煤电厂超低排放和节能改造工作方案〉的通知》（环发〔2015〕164 号）中 $10\text{mg}/\text{m}^3$ 、 $35\text{mg}/\text{m}^3$ 、 $50\text{mg}/\text{m}^3$ 的浓度控制要求；汞及其化合物排放浓度可以满足《燃煤电厂烟气汞污染物排放标准》（DB65T3909-2016）表 1 中新建燃煤电厂汞及其化合物污染物排放限值（ $0.02\text{mg}/\text{m}^3$ ）要求。与锅炉烟气一起排放的氨气执行《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）表 2 相关标准限值。

项目区地域空旷，各污染物预测贡献值较低，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。

(3) 水环境

施工期废水主要为管道试压废水、混凝土养护废水、压裂返排液和生活污水。管道试压采用清水试压，管道试压废水产生量较小，主要污染物为悬浮物，试压结束后，用于项目区洒水抑尘，混凝土养护废水用于项目区洒水抑尘，压裂返排液送至压裂返排液处理装置处理达标后用于压裂液复配，生活污水送至吉木萨尔县生活污水处理厂处理。运营期洗井废水和井下作业废液收集进罐，拉运至新建油砂油联合处理站，经处理达到《油田采出水用于注汽锅炉给水处理设计规范》（SY/T0097-2016）后用于新建注汽站燃煤锅炉供汽用水；伴生气增压冷干系统含油废水、循环冷却水系统循环冷却废水、注汽站燃煤锅炉排污水和锅炉检修排污水，管输至油砂油联合处理站经处理达标后用于新建注汽站燃煤锅炉供汽用水。油砂油联合处理站采出水处理部分软化水处理系统产生的高含盐废水和 MVC 装置浓缩盐水排至新建的 50 万方储水池蒸发处理。采出液处理部分水力冲砂系统水力冲砂废水，排至油砂油联合处理站站外的事故废水池，上层污油回收污油进入污油处理装置进行处理，处理后污油含水小于 5%，采出水含油小于 4000mg/L，处理后的污油去净化油罐，处理后采出水去采出水处理系统处理，经处理达到《油田采出水用于注汽锅炉给水处理设计规范》（SY/T0097-2016）后用于新建注汽站燃煤锅炉供汽用水；各类废水均得到妥善处置，正常情况下不会对周围水环境产生明显影响。

事故状态下对地下水的污染主要为集油干支线泄漏，泄漏是以点源形式污染地下水，其污染迁移途径为地表以下的包气带和含水层。事故发生后，及时采取相应的措施，不会对地下水环境产生明显影响。

(4) 噪声

施工期噪声源主要为施工机械和施工车辆，施工短暂，只对局部环境造成影响，待施工结束后这种影响也随之消失，施工期噪声仅对施工人员产生影响；运营期噪声主要为各类机泵及巡检车辆等，源强 80~95dB(A)，根据预测采油平台厂界昼夜噪声均能满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中的 2 类区标准要求。评价范围内无声环境敏感目标，不会出现扰民影响，对声环境质量

影响不大。

(5) 固体废物

施工产生的土石方全部回填，无弃方产生；固体废物主要为钻井岩屑、建筑垃圾、废润滑油、废润滑油桶和沾油废防渗材料。水基钻井岩屑交由岩屑处置单位处理，废润滑油、废润滑油桶和沾油废防渗材料交由岩屑处置单位处理，建筑垃圾集中收集后送至当地建筑垃圾填埋场进行填埋处理。运营期正常工况下采出液处理系统、采出水处理系统产生的含油污泥、废润滑油、废润滑油油桶、含油废抹布劳保用品、双滤料过滤器废弃滤料、沾油废防渗材料和脱硝废催化剂以及事故状态下产生的落地油交由有相应处置资质的单位进行回收、处置。油砂油联合处理站和供汽站站工作人员生活垃圾清运至乌尔禾区生活垃圾填埋场。废离子交换树脂更换后及时由生产厂家进行回收再生；供汽站燃煤锅炉炉渣和除尘灰依托克拉玛依快达百源环保科技发展有限公司一般工业固体废物填埋场填埋处理；固体废物得到妥善处置，不会对区域环境造成不利影响。

(6) 土壤环境

施工期按规定的施工范围进行作业，可有效减少土壤扰动，建筑垃圾及时清运，可避免污染物进入土壤环境造成污染。运营期加强废水和固体废物管理，采油井井场、计量站和油砂油联合处理站采用砾石铺垫和地面硬化，加强站场设备、阀门、法兰、管线的巡检，避免因“跑、冒、滴、漏”或泄漏事故发生造成原油进入土壤，发生泄漏事故时应及时清理落地油，受浸染的土壤交由具备相应危废处置资质的单位进行回收处置，可降低对土壤环境质量的影响程度。

(7) 环境风险

施工期涉及的风险物质为柴油，运营期涉及的危险物质为原油、柴油、伴生气、废润滑油、废润滑油桶、沾油废防渗材料、废含油抹布和劳保用品、双滤料过滤器废弃滤料、含油污泥、脱硝废催化剂，风险潜势为 I，可能发生的风险事故类型主要包括原油泄漏事故和火灾、爆炸等引发的伴生/次生污染物排放。发生泄漏时，泄漏的油气对周围大气环境产生一定的影响，对土壤、地下水及植被影响较小，泄漏的原油对土壤、植被、地下水会产生一定的影响；包气带对石油类污染物的截留能力较强，泄漏事故发生时，及时、彻底清除泄漏油品、被污染的土壤，污

染物不会进入地下水中，对地下水水质没有不良影响。发生事故后，在严格落实本报告提出的风险防范措施的前提下，不会对周围环境产生明显影响。

9.4 环境保护措施

(1) 施工期

本项目施工过程中将产生一定量的废气、废水、固体废物和噪声，施工期短暂，上述影响随着施工期的结束而消失。

(2) 运营期

采用了技术质量可靠的设备、仪表控制、阀门等，烃类机泵采用无泄漏屏蔽泵；在油气集输过程中，为减轻集输过程中烃类的损失，采用密闭集输工艺；站场需按照实际生产需要设置可燃气体探测器；各装置的安全阀及事故紧急放空气体均采用密闭放空至火炬系统，燃烧后排放，在日常生产过程中，加强非甲烷总烃和硫化氢无组织排放例行监测，站场厂界非甲烷总烃每年监测一次，非正常工况天然气全部进入火炬系统燃烧放空，严禁直接排放。新建油砂油联合处理站应开展泄漏检测与修复工作。对新建油砂油联合处理站应对泵、压缩机、阀门、开口阀或开口管线等至少每 6 个月检测一次；净化油罐周围设置防火堤，装车采用底部装载，储罐在运行过程中罐体应保持完好；不应有孔洞和裂隙，储罐附件开口（孔），除采样、计量、例行检查、维护和其他正常活动外，应密闭。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；采用密闭罐车输送净化油，装卸车时采用底部装载方式进行装载，防止非甲烷总烃的排放。燃煤锅炉采用低氮燃烧技术，采用“SNCR+SCR 脱硝+半干法炉外脱硫+尾部电袋复合除尘”进行净化处理，颗粒物、二氧化硫、氮氧化物须满足《火电厂大气污染物排放标准》（GB13223-2011）及《关于印发〈全面实施燃煤电厂超低排放和节能改造工作方案〉的通知》（环发〔2015〕164 号）的要求，汞及其化合物须满足《燃煤电厂烟气汞污染物排放标准》（DB65T3909-2016）相关标准要求，烟气黑度须满足《火电厂大气污染物排放标准》（GB13223-2011）相关标准要求。

运营期产生的运营期产生的洗井废水、井下作业废液、油砂油联合处理站和供

汽站工作人员产生的生活污水、油砂油联合处理站采出水处理部分软化水处理系统产生的高含盐废水、MVC 装置排放的浓缩盐水、油砂油联合处理站循环冷却水系统循环冷却废水、伴生气增压冷干系统含油废水、采出液处理部分水力冲砂系统水力冲砂废水、燃煤供汽站锅炉产生的锅炉排污水和燃煤锅炉检修排污水对环境的影响。洗井废水和井下作业废液收集进罐，拉运至新建油砂油联合处理站，经处理达到《油田采出水用于注汽锅炉给水处理设计规范》（SY/T0097-2016）后用于新建注汽站燃煤锅炉供汽用水；伴生气增压冷干系统含油废水、循环冷却水系统循环冷却废水、注汽站燃煤锅炉排污水和锅炉检修排污水，管输至油砂油联合处理站经处理达标后用于新建注汽站燃煤锅炉供汽用水。油砂油联合处理站采出水处理部分软化水处理系统产生的高含盐废水和 MVC 装置浓缩盐水排至新建的 50 万方储水池蒸发处理。采出液处理部分水力冲砂系统水力冲砂废水，排至油砂油联合处理站站外的事故废水池，上层污油回收污油进入污油处理装置进行处理，处理后污油含水小于 5%，采出水含油小于 4000mg/L，处理后的污油去净化油罐，处理后采出水去采出水处理系统处理，经处理达到《油田采出水用于注汽锅炉给水处理设计规范》（SY/T0097-2016）后用于新建注汽站燃煤锅炉供汽用水，处理后事故池底部的油泥及时交由具有相应危险废物处置资质的单位处置。

合理布局各生产设备，尽可能选择低噪声设备；定期给机泵、压缩机等设备加润滑油和减振垫，对各种机械设备定期保养。加强噪声防范，做好个人防护工作。

井下作业时铺设防渗膜。本项目在油砂油联合处理站新建 1 座危废暂存点，分区暂存废润滑油、废润滑油油桶、含油废抹布劳保用品和沾油废防渗材料。脱硝废催化剂、双滤料过滤器废弃滤料和含油污泥不在站内暂存，清理过程中直接交由具有相应危险废物处置资质的单位处置；废离子交换树脂更换后及时由生产厂家进行回收再生；供汽站燃煤锅炉炉渣和除尘灰依托克拉玛依快达百源环保科技发展有限公司一般工业固体废物填埋场填埋处理；生活垃圾依托乌尔禾区生活垃圾填埋场处理；水力冲砂废水排放在事故池底部产生的油泥及时交由具有相应危险废物处置资质的单位处置；事故状态下可回收的原油，回收至新建油砂油联合处理站采出液处理系统处理，无法回收的原油和受浸染的土壤为落地油，产生的落地油 100%回收。正常工况下采出液处理系统、采出水处理系统产生的含油污泥、废润滑油、废润滑

油桶、含油废抹布劳保用品、双滤料过滤器废弃滤料、沾油废防渗材料和脱硝废催化剂以及事故状态下产生的落地油交由有相应处置资质的单位进行回收、处置。运营期油砂油联合处理站和供汽站站内工作人员生活垃圾清运至乌尔禾区生活垃圾填埋场。

9.5 公众意见采纳情况

建设单位根据《环境影响评价公众参与办法》的要求，已进行了三次网上公示，两次报纸公示，并在二次公示期间张贴了公告，公示期间没有收到反馈意见。

9.6 经济损益性分析

本项目在建设过程中，由于站场建设需要占用一定量的土地，因此带来一定的环境损失。因而在井场、计量站、油砂油联合处理站和燃煤供汽站运行过程中，需要投入必要的资金用于污染防治和生态恢复等，实施相应的环保措施后，不但能够起到保护环境的效果，同时节约经济开支，为企业带来双赢。

9.7 环境管理与监测计划

本次评价根据工程的特点，提出了相关的环境管理要求和监测计划，要求建设单位务必按照环评要求落实各项措施。

9.8 结论

本项目符合国家相关产业政策。运营期废气能实现“达标排放”，工业废水零排放，固体废物实现“无害化”处置；建成后区域环境质量仍可以满足相应功能区要求；开发活动对生态环境的影响较小，不会对区域生态系统的或生物多样性产生较大影响；项目在运行过程中存在一定的环境风险，但采取相应的环境风险防范措施后，其影响是可防可控的。项目进行了已进行了三次网上公示，两次报纸公示，并在二次公示期间张贴了公告，公示期间没有收到反馈意见。从环境保护角度论证建设可行。