报告编号：2022H002

红山油田红 003 井区白垩系清水河组油藏 h9025-h9141 井区域产能建设工程

环境影响报告书

（拟报批稿）

建 设 单 位：克拉玛依红山油田有限责任公司

评 价 单 位：核工业二〇三研究所

二零二二年一月

目 录

1 概述.....- 1 -
1.1 建设项目特点.....- 1 -
1.2 环境影响评价的工作过程.....- 1 -
1.3 分析判定相关情况.....- 2 -
1.4 关注的主要环境问题.....- 3 -
1.5 环境影响评价的主要结论.....- 3 -
2 概述.....- 5 -
2.1 编制依据.....- 5 -
2.2 环境影响因素识别和评价因子筛选.....- 9 -
2.3 环境功能区划与评价标准.....- 12 -
2.4 评价等级及评价范围.....- 17 -
2.5 评价时段和评价重点.....- 25 -
2.6 评价方法.....- 25 -
2.7 污染控制目标与环境保护目标.....- 25 -
2.8 相关法规、政策符合性分析.....- 26 -
3 油田基本情况.....- 35 -
3.1 区域位置.....- 35 -
3.2 油田勘探开发情况.....- 35 -
3.3 红003井区地面工程现状.....- 36 -
3.4 实施区域基本情况.....- 50 -
4 建设项目工程分析.....- 53 -
4.1 建设项目概况.....- 53 -
4.2 开发方案简述.....- 56 -
4.3 主体工程.....- 57 -
4.4 依托工程.....- 68 -
4.5 工程分析.....- 73 -
4.6 总量控制.....- 85 -
4.7 清洁生产水平分析.....- 86 -
5 环境现状调查与评价.....- 93 -
5.1 自然环境概况.....- 93 -
5.2 生态环境现状调查与评价.....- 95 -
5.3 环境空气质量现状调查与评价.....- 100 -
5.4 水环境现状调查与评价.....- 102 -
5.5 声环境现状调查与评价.....- 107 -
5.6 土壤环境现状调查与评价.....- 107 -

6 环境影响预测与评价 - 121 -
6.1 生态环境影响分析 - 121 -
6.2 大气环境影响分析 - 126 -
6.3 地表水环境影响分析 - 135 -
6.4 地下水环境影响分析 - 137 -
6.5 声环境影响分析 - 144 -
6.6 固体废物环境影响分析 - 147 -
6.7 土壤环境影响分析 - 149 -
6.8 环境风险评价 - 154 -
7 环境保护措施及其可行性论证 - 165 -
7.1 施工期环境保护措施 - 165 -
7.2 运营期环境保护措施 - 170 -
7.3 服务期满后环境保护措施 - 176 -
8 环境影响经济损益分析 - 180 -
8.1 社会效益和经济效益 - 180 -
8.2 环境经济损益分析 - 180 -
8.3 环境经济损益分析结论 - 182 -
9 环境管理与监测计划 - 184 -
9.1 环境管理机构及环境管理制度 - 184 -
9.2 环境管理 - 185 -
9.3 环境监测计划 - 187 -
9.4 污染物排放清单 - 189 -
9.5 排污口管理 - 190 -
9.6 环境影响后评价 - 190 -
9.7 信息公开 - 191 -
10 结论 - 193 -
10.1 建设项目概况 - 193 -
10.2 环境现状评价结论 - 193 -
10.3 环境影响评价结论 - 194 -
10.4 总量控制指标 - 197 -
10.5 产业政策符合性 - 197 -
10.6 公众意见采纳 - 198 -
10.7 总结论 - 198 -
10.8 建议 - 198 -

1 概述

1.1 建设项目特点

红山油田红003井区位于准噶尔盆地西北缘，克拉玛依市西南约25km处，行政隶属克拉玛依市管辖。红山油田红003井区合作开发面积为100.1km^2，坐标范围N45°19′~45°24′，E84°46′~84°51′。区内地势南高、北低，南部区域冲沟、山丘较发育，北部区域较平坦，地面海拔282-303m，工区地貌单元为山前剥蚀平原地貌，地表平坦，植被较少，多戈壁砾石和黄泥为主。217国道和奎北铁路穿过油区，交通便利，油、气设施及配套系统设施完善，开发条件良好。

根据《红山油田红003井区白垩系清水河组油藏h9025井-h9141井区域产能建设实施意见》，本项目计划在红003井区白垩系清水河组油藏h9025-h9141井区域部署166口油井，根据地质情况选择实施99口，其中新井97口（直井+定向井74口，水平井23口），老井利用2口。采油井单井设计产能2.5t/d，新建产能5.45×10^{4}t/a。新建混输泵站1座、注汽站2座（搬迁2台锅炉并对其进行改造）、配汽管汇站12座，配套建设集输管线35.58km，供配电等生产及辅助设施。

根据新疆生态环境厅发布的《进一步加强和规范油气田开发项目环境保护管理工作的通知》（新环发[2018]133号），要求对油田开发区域情况划分一张图（即老区块范围）。经核实，本次实施的h9025井-h9141井区域不在“一张图”范围内，故本项目属于新区块开发。本次实施区域与老区块的位置关系见图1.1-1。

1.2 环境影响评价的工作过程

根据《建设项目环境影响评价分类管理名录（2021年版）》中的“五、石油和天然气开采业—7陆地石油开采—石油开采新区块开发；页岩油开发；涉及环境敏感区（含内部集输管道建设）”，本项目属于新区块开发，应编制环境影响报告书。

克拉玛依红山油田有限责任公司于2021年10月委托和工业二〇三研究所开展《红山油田红003井区白垩系清水河组油藏h9025-h9141井区域产能建设工程环境影响报告书》的编制工作。本单位接受委托后，即进行了现场踏勘和资料收集，结合有关资料和当地环境特征，按照国家、新疆环境保护政策以及环评技术导则、规范的要求，开展本工程的环境影响评价工作。对本工程进行初步的工程分析，同时开

展初步的环境状况调查及公众意见调查。识别本工程的环境影响因素，筛选主要的环境影响评价因子，明确评价重点和环境保护目标，确定环境影响评价的范围、评价工作等级和评价标准，最后制定工作方案，委托新疆新特新能材料检测中心有限公司对本项目区域土壤、地下水、声环境质量现状进行了监测。在进一步工程分析，环境现状调查、监测并开展环境质量现状评价的基础上进行环境影响评价预测及评价，提出减少环境污染和生态影响的环境管理措施和工程措施。从环境保护的角度确定项目建设的可行性，给出评价结论和提出进一步减缓环境影响的措施，并最终完成环境影响报告书编制。

报告书经生态环境主管部门批准后，可以作为本项目建设期、运营期的环境保护管理依据。

环境影响评价工作一般分为三个阶段，即调查分析和工作方案制定阶段，分析论证和预测评价阶段，环境影响评价工作程序见图1.2-1。

1.3 分析判定相关情况

根据《产业结构调整指导目录》（2019年本），“常规石油、天然气勘探与开采，原油、天然气、液化天然气、成品油的储运和管道输送设施即网络建设”属鼓励类项目。石油天然气开发属于国家重点鼓励发展的产业，本项目的建设符合国家产业政策。

本项目属于陆地石油开发项目，符合《中华人民共和国国民经济和社会发展第十四个五年规划和2035年远景目标纲要》、《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》和《新疆维吾尔自治区第三轮矿产资源规划》（2016-2020）的相关要求。

本项目位于红山油田红003井区开发范围内，对照《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》，本项目不属于主体功能区规划中确定的国家和自治区层面的禁止开发区域，所进行的石油勘探活动符合“全国重要的能源基地”定位。因此本项目的建设符合《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》。

本项目位于红山油田红003井区开发范围内，对照《新疆生态功能区划》，红山油田属于准噶尔盆地温性荒漠与绿洲农业生态区，准噶尔盆地西部荒漠及绿洲农业生态亚区，克拉玛依石油工业基地环境保护生态功能区。本项目占地较小，对于整体的土地利用格局、植被覆盖格局、野生动物活动、土壤不会带来显著影响，项目

建设符合区域生态功能定位。

本项目不在《新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案》（新政发〔2021〕18号）拟定的生态红线范围内，项目区环境质量可以达到功能区要求，水耗、电耗较小，符合归家产业政策和环保政策，符合“三线一单”要求。

本项目符合国家相关法律法规即产业政策，符合新疆经济发展规划、环保规划即矿产资源开发相关规划，无重大环境制约的因素。

1.4 关注的主要环境问题

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生态保护、污染防治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、固体废物以及施工临时占地带来的生态影响，运营期油气集输过程中产生的无组织挥发烃类、注汽锅炉烟气、油田采出水、井下作业废水、含油污泥、井场（站场）永久占地等对周围环境的影响。

1.5 环境影响评价的主要结论

本项目符合国家产业政策、相关规划、“三线一单”要求，项目建成后所在区域的环境功能不会发生改变，从环保角度分析，项目是可行的。

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

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

从环境现状监测结果和环境空气、地下水环境、生态环境和声环境预测及评价结果看，在严格执行国家和自治区的环境保护要求，切实落实报告书中提出的各项环保措施的前提下，区块内的环境质量不会因为本项目的建设而改变。本项目建设

后，排放的各种污染物对周围环境造成的影响较小，不会导致本地区环境质量的下降，环境空气质量、水环境质量、声环境质量可以符合相应的环境功能区划要求。

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

2 概述

2.1 编制依据

2.1.1 国家法律法规

（1）《中华人民共和国环境保护法》（2014年4月24日修正，2015年1月1日起施行）；

（2）《中华人民共和国环境影响评价法》（2018年12月29日修正并施行）；

（3）《中华人民共和国水污染防治法》（2017年6月27日修正，2018年1月1日起实施）；

（4）《中华人民共和国大气污染防治法》（2018年10月26日修正并施行）；

（5）《中华人民共和国环境噪声污染防治法》（2021年12月24日修订，2022年6月5日起施行）；

（6）《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》（2020年4月29日修订，2020年9月1日起施行）；

（7）《中华人民共和国土壤污染防治法》（2018年8月31日公布，2019年1月1日起施行）；

（8）《中华人民共和国水法》（2016年7月2日修正，2016年9月1日起施行）；

（9）《中华人民共和国水土保持法》（2010年12月25日修正，2011年3月1日起施行）；

（10）《中华人民共和国清洁生产促进法》（2012年2月29日修订，2012年7月1日起施行）；

（11）《中华人民共和国节约能源法》（2018年10月26日修正并施行）；

（12）《中华人民共和国防洪法》（2016年7月2日修正，2016年9月1日起施行）；

（13）《中华人民共和国草原法》（2013年6月29日修正并施行）；

（14）《中华人民共和国野生动物保护法》（2018年10月26日修正并施行）；

（15）《中华人民共和国土地管理法》（2019年8月26日修订，2020年1月1日起施行）；

（16）《中华人民共和国城乡规划法》（2019年4月23日修正并施行）；

（17）《中华人民共和国石油天然气管道保护法》（2010年6月25日公布，2010年10月1日起施行）；

（18）《中华人民共和国防沙治沙法》（2018年10月26日修正并施行）。

2.1.2 行政法规、部门规章及规范性文件

（1）《建设项目环境保护管理条例》（2017年7月16日修正，2017年10月1日起施行）；

（2）《中华人民共和国自然保护区条例》（2017年10月7日修订并施行）；

（3）《中华人民共和国土地管理法实施条例》（2014年7月29日修正并施行）；

（4）《中华人民共和国野生植物保护条例》（2017年10月7日修正并施行）；

（5）《危险化学品安全管理条例》（2013年12月7日修正并施行）；

（6）《中华人民共和国水土保持法实施条例》（2010年12月29日修正，2011年1月8日起施行）；

（7）《建设项目环境影响后评价管理办法（试行）》（环境保护部令第37号，2016年1月1日起试行）；

（8）《国务院关于印发土壤污染防治行动计划的通知》（国发[2016]31号）；

（9）《国务院关于印发水污染防治行动计划的通知》（国发[2015]17号）；

（10）《国务院关于印发大气污染防治行动计划的通知》（国发[2013]37号）；

（11）《国务院关于印发打赢蓝天保卫战三年行动计划的通知》（国发[2018]22号）；

（12）《关于印发地下水污染防治实施方案的通知》（环土壤[2019]25号）；

（13）《关于印发<2020年挥发性有机物治理攻坚方案>的通知》（环大气[2020]33号）；

（14）《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）；

（15）《建设项目环境影响评价分类管理名录（2021年版）》（生态环境部部令第16号，2021年1月1日起施行）；

（16）《国家危险废物名录（2021年版）（生态环境部部令15号，2021年1月1日起施行）》；

（17）《关于进一步加强环境影响评价管理防范环境风险的通知》（环发[2012]77

号）；

（18）《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函[2019]910号）；

2.1.3 地方法规及通知

（1）《新疆维吾尔自治区环境保护条例》（2018年9月21日修正并施行）；

（2）《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》（2018年11月30日公布，2019年1月1日起施行）；

（3）《新疆维吾尔自治区危险废物污染环境防治办法》（2010年1月20日公布，2010年5月1日起施行）；

（4）《新疆维吾尔自治区自然保护区管理条例》（2018年9月21日修正并施行）；

（5）《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》（2018年9月21日修正并施行）；

（6）《新疆维吾尔自治区野生植物保护条例》（2018年9月21日修正并施行）；

（7）《新疆维吾尔自治区石油勘探开发环境管理办法》（1995年3月1日发布施行）；

（8）《克拉玛依市大气污染防治条例》（2020年11月25日公布，2021年4月1日起施行）；

（9）《新疆环境保护规划（2018-2022年）》（2018年1月）；

（10）《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和2035年远景目标纲要》（2021年2月5日新疆维吾尔自治区第十三届人民代表大会）；

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

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

（13）《关于印发新疆维吾尔自治区土壤防治工作方案的通知》（新政发[2017]25号）；

（14）《新疆维吾尔自治区控制污染物排放许可制实施方案》（新政办发[2017]105号）；

（15）《关于印发<自治区打赢蓝天保卫站三年行动计划（2018-2020年）>的通

知》（新政发[2018]66号）；

（16）《自治区党委 自治区人民政府印发<关于全面加强生态环境保护坚决打好污染防治攻坚战实施方案>的通知》（新党发[2018]23号）；

（17）《新疆维吾尔自治区党委、自治区人民政府关于进一步加强环境保护和生态建设的意见》；

（18）《《关于含油污泥处置有关事宜的通知》（新环办发[2018]20号）；

（19）《关于印发新疆维吾尔自治区“十三五”挥发性有机物污染防治实施方案的通知》（新环发[2018]74号）；

（20）《关于印发自治区打赢蓝天保卫站三年行动计划（2018-2020年）的通知》（新政[2018]66号）；

（21）《关于进一步加强和规范油气田勘探开采废弃物污染防治工作的通知》（新环发[2016]360号）；

（22）《关于进一步加强和规范油气田开发项目环境保护管理工作的通知》（新环发[2018]133号）；

（23）《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）；

（24）《克拉玛依市生态环境准入清单》（克拉玛依市人民政府，2021年6月）。

2.1.4 相关技术规范及标准

（1）《建设项目环境影响评价技术导则 总纲》（HJ2.1-2016）；

（2）《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）；

（3）《环境影响评价技术导则 地表水环境》（HJ2.3-2018）；

（4）《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ2.4-2009）；

（5）《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）；

（6）《环境影响评价技术导则 生态环境》（HJ19-2011）；

（7）《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）；

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

（9）《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）；

（10）《建设项目竣工环境保护验收技术规范 石油天然气开采》（HJ612-2011）；

（11）《危险化学品重大危险源辨识》（GB18218-2018）；

（12）《陆上石油天然气开采含油污泥资源化综合利用及污染控制技术要求》（SY/T301-2016）；

（13）《石油和天然气开采行业清洁生产评价指标体系（试行）》（国家发展和改革委员会公告2009年第3号）；

（14）《石油天然气工业健康、安全与环境管理体系》（SY/T6276-2014）；

（15）《石油化工企业环境保护设计规范》（SH3024-1995）；

（16）《石油天然气开采业污染防治技术政策》（环境保护部公告2012年第18号）；

（17）《油气田含油污泥及钻井固体废物处理处置技术规范》（DB65/T3999-2017）；

（18）《油气田含油污泥综合利用污染控制要求》（DB65/T3998-2017）；

（19）《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）。

2.1.5 相关文件和技术资料

（1）委托书，克拉玛依红山油田有限责任公司，2021.10；

（2）《红山油田红003井区白垩系清水河组油藏h9025井-h9141井区域产能建设实施意见》；

（3）《红003井区清水河组h9025-h9141区域产能建设钻井工程环境影响报告表》，2021.6；

（4）《关于红003井区清水河组h9025-h9141区域产能建设钻井工程环境影响报告表的批复》，克环函[2021]98号，2021.7。

2.2 环境影响因素识别和评价因子筛选

2.2.1 环境影响因素识别

本项目建设97口井场、老井利用2口，新建混输泵站1座，配汽管汇站12座，注汽站2座（搬迁2台燃气注汽锅炉并对其进行改造），配套建设集输管线35.58km、站场接引道路0.7km，及供配电等生产及辅助设施。原油处理依托红003稠油处理站。

本项目主要包括地面工程、原油开采、集输等作业内容，对环境的影响主要表现在施工期、运营期和退役期。施工期以井场、站场、管线、道路等地面工程建设

过程中造成的生态影响为主，运营期以原油开采、集输及注汽过程中产生的污染为主。

（1）施工期

施工期建设工程包括各类管线、道路、井场、站场建设，以生态影响为主。

本项目新建集输管线42.91km、站场接引道路0.7km。管线和道路建设将破坏管道和道路沿线的植被，主要的环境影响是对生态环境和水土保持的影响，以及施工扬尘。

（2）井场、站场建设

本项目新建97口井（其中单井井场10座、平台井井场25座）、混输泵站1座、配汽管汇站12座、注汽站2座，这些构筑物的建设主要环境影响是施工占地和对生态环境的扰动。

此外，施工期间各类机械、车辆排放的废气和噪声、施工丢弃的固体废物等及施工人员生活污水和生活垃圾等，也将对环境产生一定的影响。

（2）运营期

运营期环境影响因素主要体现在原油开采、集输过程中无组织挥发的有机物及燃气注汽锅炉燃烧过程中排放的废气；废水主要为采出水、井下作业废水；固体废物主要为落地油泥。

（3）闭井期

闭井期，对完成油气开采的废弃井进行封堵内外井眼，拆除井口装置，清理场地工作，基本无废水产生，主要为构筑物拆除、土壤回填过程产生的扬尘，拆除后的建筑垃圾及含油污泥。

仅在土壤回填过程中有部分扬尘产生。

油田开发的各个阶段，环境影响因子不同，根据工程分析和油气开发工艺特征，对油气开发过程中的施工期、运行期和闭井期环境影响因子识别见表2.2-1。

表 2.2-1　影响因素识别

影响因素 / 环境因素	施工期					营运期					闭井期	
	占地	废气	废水	固体废物	噪声震动	废气	废水	固体废物	噪声	风险事故	废气	固体废物
		车辆废气施工扬尘	生活污水	弃土弃方建筑垃圾	施工车辆	锅炉燃气烟气、无组织挥发烃类	生产废水	油泥、落地油	设备运转	油气泄漏起火爆炸	构筑物拆卸扬尘	含油污泥、建筑垃圾

影响因素 / 环境因素	施工期					营运期					闭井期	
	占地	废气	废水	固体废物	噪声震动	废气	废水	固体废物	噪声	风险事故	废气	固体废物
		车辆废气施工扬尘	生活污水	弃土弃方建筑垃圾	施工车辆	锅炉燃气烟气、无组织挥发烃类	生产废水	油泥、落地油	设备运转	油气泄漏起火爆炸	构筑物拆卸扬尘	含油污泥、建筑垃圾
环境空气	〇	+	〇	+	〇	++	〇	+	〇	+	+	+
地下水	〇	〇	〇	〇	〇	〇	++	〇	〇	+	〇	〇
声环境	〇	〇	〇	〇	+	〇	+	〇	++	+	〇	〇
土壤	++	+	+	+	〇	+	+	+	〇	++	+	+
植被	+	+	+	+	〇	+	〇	+	〇	++	+	+
动物	+	+	〇	+	+	++	〇	+	〇	+	+	+

注：〇：无影响；+：短期不利影响；++：长期不利影响。

2.2.2 评价因子

根据项目环境影响因素和特征污染因子识别结果，结合本项目所在区域环境质量状况，筛选评价因子见表2.2-2。

表2.2-2 环境影响评价因子筛选一览表

环境要素	项目	评价因子
环境空气	现状评价	TSP、SO_2、NO_2、PM_{10}、$PM_{2.5}$、CO、O_3、NMHC
	影响分析	PM_{10}、SO_2、NO_2、NMHC
	总量控制因子	SO_2、NO_x、VOC_s
地下水	现状评价	色、嗅和味、浑浊度、肉眼可见物、pH、总硬度、溶解性总固体、铁、锰、铜、锌、铝、挥发性酚类、阴离子表面活性剂、耗氧量、氨氮、硫化物、总大肠菌群、菌落总数、亚硝酸盐、硝酸盐、氰化物、氟化物、碘化物、汞、砷、硒、镉、六价铬、铅、三氯甲烷、四氯化碳、苯、甲苯、石油类，共计34项；水质类型子八大离子：K^++Na^+、Ca^{2+}、Mg^{2+}、CO_3^{2-}、HCO_3^-、Cl^-、SO_4^{2-}
	影响分析	石油类
声环境	现状评价	等效连续A声级
	影响分析	等效连续A声级
土壤环境	现状评价	《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》GB36600 2018 ）表1中45项基本因子、表2中石油烃及pH
	影响分析	石油烃
生态环境	现状评价	评价区域土地利用类型、植被类型、野生动物种类及分布、土壤类型、生态景观、水土流失
	影响分析	本项目建设可能造成的植被、野生动物、土壤、生态景观和水土流失的影响
环境风险	影响分析	对运营期间可能发生的油气泄露事故进行分析

2.3 环境功能区划与评价标准

2.3.1 环境功能区划

2.3.1.1 环境空气

红山油田红003井区位于新疆维吾尔自治区克拉玛依市辖区范围内，按照《环境空气质量标准》（GB3095-2012）及其修改单的规定，该区域的环境空气质量功能区划属于二类功能区。

2.3.1.2 水环境

项目区域内无地表水体，尚未划分水环境功能区划。根据项目区已掌握的地下水资料，红003井区位于山前沉积地带，地势相对低洼，含水层颗粒较细，地下浅层水由于缺乏补给源或强烈蒸发而高度矿化，而且十分贫乏，油区内地下水属于白垩系和侏罗系地下水，分布面积广、区块多，埋藏较深，水层多，地下水含盐量高，不能饮用，也不能用于农业灌溉，无实际利用价值。因此，按照《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中地下水分类标准，该区域地下水划分为V类功能区，地下水执行《地下水质量标准》（GB/T 14848-2017）V类标准。

2.3.1.3 声环境

本工程开发建设的噪声影响仅在施工期较大，进入生产期后，整个开发建设期噪声源数量相对较少，主要集中在井场、站场。红003井区内除油气田开发外，无其它工业集中区，除油田工作人员外，无人群聚集区，根据《声环境质量标准》（GB3096-2008）的声环境功能区划分类，属于3类声环境功能区要求。

2.3.1.4 生态环境

根据《新疆生态功能区划》，红山油田属于准噶尔盆地温性荒漠与绿洲农业生态区，准噶尔盆地西部荒漠及绿洲农业生态亚区，克拉玛依石油工业基地环境保护生态功能区。

2.3.2 环境质量标准

2.3.2.1 环境空气

环境空气质量评价中TSP、SO_2、NO_2、PM_{10}、$PM_{2.5}$、CO、O_3七项指标执行《环境空气质量标准》（GB3095-2012）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》中非甲烷总烃环境质量标准取值2mg/m³；硫化氢小时均值浓度执行满足《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）附录D其它污染物空气质量浓度参考限值10μg/m³的要求。各标准取值见表2.3-1。

表2.3-1 环境空气质量标准值

序号	评价因子	二级标准限值（μg/m³）			标准来源
		年平均	24小时平均	1小时平均	
1	SO_2	60	150	500	《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准
2	NO_x	50	100	250	
3	CO	/	4	10	
4	O_3	/	160	200	
5	PM_{10}	70	150	/	
6	$PM_{2.5}$	35	75	/	
7	TSP	200	300	/	
8	非甲烷总烃（mg/m³）	/	/	2.0	《大气污染物综合排放标准详解》
9	H_2S	/	/	10	《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

2.3.2.2 地下水

地下水执行《地下水质量标准》（GB/T 14848-2017）V类标准，石油类参照《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中V类标准值。见表2.3-2。

表2.3-2 地下水质量标准值

序号	监测项目	V类标准值	单位
1	pH	pH<5.5或pH>9.0	无量纲
2	色度	>25	度
3	浊度	>10	度
4	嗅和味	有	无量纲
5	肉眼可见物	有	无量纲
6	氟化物	>2.0	mg/L
7	氯化物	>300	mg/L
8	硝酸盐（以N计）	>30	mg/L
9	硫酸盐	>350	mg/L
10	亚硝酸盐氮	>4.80	mg/L
11	总硬度	>650	mg/L
12	溶解性总固体	>2000	mg/L
13	挥发酚	>0.01	mg/L
14	阴离子表面活性剂	>0.3	mg/L
15	氨氮	>1.50	mg/L
16	铝	>0.50	mg/L
17	铁	>2.0	mg/L
18	锰	>1.50	mg/L
19	铜	>1.50	mg/L
20	铅	>0.10	mg/L
21	锌	>5.00	mg/L
22	镉	>0.01	mg/L

序号	监测项目	V类标准值	单位
23	石油类	≤1.0	mg/L
24	总大肠菌群	>100	MPN/L
25	菌落总数	>1000	CUP/mL
26	氰化物	>0.1	mg/L
27	碘化物	0.50	mg/L
28	汞	>0.002	mg/L
29	砷	>0.05	mg/L
30	硒	>0.1	mg/L
31	六价铬	>0.10	mg/L
32	三氯甲烷	>300	μg/L
33	四氯化碳	>50.0	μg/L
34	苯	>120	μg/L
35	甲苯	>1400	μg/L
36	耗氧量	>10.0	mg/L

2.3.2.3 声环境

红003井区内除油气田开发外，无其它工业集中区，除油田工作人员外，无人群聚集区，声环境执行《声环境质量标准》（GB3096-2008）中3类标准，见表2.3-3。

表2.3-3 声环境质量标准值

评价因子	标准值（dB(A)）		标准来源
	昼间	夜间	
等效连续A声级	65	55	（GB3096-2008）3类

2.3.2.4 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）》（GB3660-2018）表1中第二类用地筛选值，见表2.3-4。

表 2.3-4 建设用地土壤污染风险筛选值和管控制 单位：mg/kg

序号	污染物项目	CAS 编号	第二类用地
重金属和无机物			
1	砷	7440-38-2	60①
2	镉	7440-43-9	65
3	铬（六价）	18540-29-9	5.7
4	铜	7440-50-8	18000
5	铅	7439-92-1	800
6	汞	7439-92-6	38
7	镍	7440-02-0	900
挥发性有机物			
8	四氯化碳	56-23-5	2.8
9	氯仿	67-66-3	0.9
10	氯甲烷	74-87-3	37
11	1,1-二氯乙烷	75-34-3	9
12	1,2-二氯乙烷	107-06-2	5
13	1,1-二氯乙烯	75-35-4	66
14	顺-1,2-二氯乙烯	156-59-2	596

序号	污染物项目	CAS 编号	第二类用地
15	反-1,2-二氯乙烯	156-60-5	54
16	二氯甲烷	75-09-2	616
17	1,2-二氯丙烷	78-87-5	5
18	1,1,1,2-四氯乙烷	630-20-6	10
19	1,1,2,2-四氯乙烷	79-34-5	6.8
20	四氯乙烯	127-18-4	53
21	1,1,1-三氯乙烷	71-55-6	840
22	1,1,1-三氯乙烷	79-00-5	2.8
23	三氯乙烯	79-01-6	2.8
24	1,2,3-三氯丙烷	96-18-4	0.5
25	氯乙烯	75-01-4	0.43
26	苯	71-43-2	4
27	氯苯	108-90-7	270
28	1,2-二氯苯	95-50-1	560
29	1,4-二氯苯	106-46-7	20
30	乙苯	100-41-4	28
31	苯乙烯	100-42-5	1290
32	甲苯	108-88-3	1200
33	间二甲苯+对二甲苯	108-38-3,106-42-3	500
34	邻二甲苯	95-47-6	640
半挥发性有机物			
35	硝基苯	98-95-3	76
36	苯胺	62-53-3	260
37	2-氯酚	95-57-8	2256
38	苯并[a]蒽	56-55-3	15
39	苯并[a]芘	50-32-8	1.5
40	苯并[b]荧蒽	205-99-2	15
41	苯并[k]荧蒽	207-08-9	151
42	䓛	218-01-9	1293
43	二苯并[a,h]蒽	53-70-3	1.5
44	茚并[1,2,3-cd]芘	193-39-5	15
45	萘	91-20-3	70
石油烃类			
46	石油烃（C_{10}-C_{40}）	-	4500
注：①具体地块土壤中污染物检测含量超过筛选值，但等于或低于土壤环境背景值水平，不纳入污染地块管理。			

2.3.3 污染物排放标准

2.3.3.1 废气

①无组织挥发烃类

厂界无组织挥发非甲烷总烃执行《陆上石油天然气开采工业污染物排放标准》（GB39728-2020）要求；硫化氢无组织排放执行《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）中新建项目二级标准。

②锅炉

燃气注汽锅炉执行《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表3规定的大气污染物特别排放限值。

具体见表2.3-5。

表 2.3-5　大气污染物排放标准值

污染物	排放浓度限值（mg/m³）	标准来源
非甲烷总烃（厂界外）	4.0	《陆上石油天然气开采工业污染物排放标准》（GB39728-2020）
H_2S	0.06	《恶臭污染物排放标准》(GB14554-93)中二级现有厂界标准值
二氧化硫	50	《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表 3
氮氧化物	150	
颗粒物	20	
烟气黑度	≤1	

2.3.3.2 废水

井下作业废水通过泵车由井口打入管线中进入接转站缓冲罐再管输至红003稠油处理站、采出液管输至红003稠油处理站、蒸汽锅炉排水进入35m³埋地罐通过泵打入管线进入接转站缓冲罐再转输至红003稠油处理站，井下作业废水、采出液及锅炉排水先经红003稠油处理站预处理后转输至采油一厂红浅稠油处理站进一步处理后由采油一厂调配（或用于蒸汽锅炉用水，或用于油田注水）。红003稠油处理站污水预处理系统设计出水含油≤1000mg/L，经预处理除油后的含油污水转输至采油一厂红浅稠油处理站污水处理系统进一步处理，处理后的水或用于蒸汽锅炉用水，或用于油田注水。①回注水执行《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329）；②另一部分处理后的水再经软化处理达到《油田污水回用湿蒸汽发生器水质指标》（Q/SY1275-2010）中标准后回用于注汽锅炉。

2.3.3.3 噪声

施工期：执行《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）。（昼间70dB（A），夜间55dB（A））。

运行期：各井场、站场厂界噪声执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中3类区标准（昼间65dB（A），夜间55dB（A））。噪声限值见表2.3-6。

表 2.3-6　噪声排放标准值

标准来源	类别	噪声限值 dB(A)	
		昼间	夜间
《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）	/	70	55
《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）	3 类	65	55

2.3.3.4 固体废物

油区产生的危险废物暂存执行《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2001）及其修改单的要求和《危险废物收集贮存运输技术规范》（HJ2025-2012）；根据项目产生的各种固体废物的性质和去向，含油污泥满足《油气田含油污泥及钻井固体废物处理处置技术规范》（DB65//T3999-2017）相关要求及《关于含油污泥处置有关事宜的通知》（新环办发[2018]20号）要求；一般工业固废贮存场所执行《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB18599-2020）的要求。

2.4 评价等级及评价范围

2.4.1 环境空气评价等级和评价范围

（1）评价等级

本项目运营期废气污染物主要为燃气注汽锅炉燃烧排放的烟尘、二氧化硫、氮氧化物和集输过程中无组织挥发的烃类。根据工程特点、污染特征及周围环境状况，采用《环境影响评价技术导则-大气环境》（HJ2.2-2018）附录A推荐的估算模型AERSCREEN计算项目污染源的最大环境影响，选取PM_{10}、SO_2、NO_2、NMHC四个因子核算，计算出最大地面浓度占标率Pi（第i个污染物，简称“最大浓度占标率”）及其地面浓度达标准值10%时所对应的最远距离D10%。其中Pi定义为：

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

式中：Pi—第i个污染物的最大地面浓度占标率，%；

Ci—采用估算模式计算出的第i个污染物的最大1h地面环境空气质量浓度，μg/m³；

Coi—环境空气质量标准，μg/m³。

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

质量浓度限值。

大气评价工作级别详见表2.4-1，估算模式所用参数见表2.4-2、污染物排放参数见表2.4-3。

表 2.4-1　评价工作等级

评价工作等级	评价工作分级判据
一级评价	Pmax≥100%
二级评价	1%≤Pmax＜10%
三级评价	Pmax＜1%

表 2.4-2　估算模型参数表

参数		取值
城市/农村选项	城市/农村	农村
	人口数（城市选项时）	/
最高环境温度/℃		42.9
最低环境温度/℃		-35.9
土地利用类型		荒漠
区域湿度条件		干燥
是否考虑地形	考虑地形	☑是 □否
	地形数据分辨率/m	90
是否考虑岸线熏烟	考虑岸线熏烟	□是 ☑否
	岸线距离/km	/
	岸线方向/°	/

表 2.4-3　主要污染物、排放参数及对应的环境空气质量标准一览表

污染物源	污染物	排放参数	源强参数	标准值（μg/m³）			标准来源
				小时平均	24 小时平均	年平均值	
锅炉烟囱 1-1#	烟气量	3.73Nm³/s	点源：排气筒 H/D/T（m/ m/℃）	/	/	/	/
	PM_{10}	0.014kg/h	12/0.7/130	450	150	70	GB3095-2012，日均值 3 倍
	SO_2	0.0238kg/h		500	150	60	GB3095-2012
	NO_2	0.94kg/h		200	80	40	GB3095-2012
锅炉烟囱 12-1#	烟气量	3.73Nm³/s	点源：排气筒 H/D/T（m/ m/℃）	/	/	/	/
	PM_{10}	0.014kg/h	12/0.7/130	450	150	70	GB3095-2012，日均值 3 倍
	SO_2	0.0238kg/h		500	150	60	GB3095-2012
	NO_2	0.94kg/h		200	80	40	GB3095-2012
9 井式平台井井场	NMHC	0.01kg/h	面源：长×宽×高（m）90×65×5	2000	/	/	HJ2.2，附录 D

估算模式统计结果见表 2.4-4。

表 2.4-4　估算模式计算结果表

污染源	污染物	最大浓度值/μg/m³	出现距离/m	占标率/%	评价等级
1-1#锅炉	SO_2	0.4749	103	0.09	二级
	NO_2	18.7570	103	9.38	
	PM_{10}	0.2794	103	0.06	
12-1#锅炉	SO_2	0.4901	99	0.10	二级
	NO_2	19.3561	99	9.68	
	PM_{10}	0.2883	99	0.06	
9井式平台井	NMHC	11.7710	98	0.59	三级

综上，本项目各污染物的最大地面浓度占标率出现在12-1#锅炉有组织排放的NO_2最大占标率P_{max}为9.68%（P_{max}＜10%），因此本项目大气评价等级为二级。

（2）评价范围

根据《环境影响评价技术导则—大气环境》（HJ2.2-2018）的规定，并结合本工程特点，考虑油田整体开发对大气环境的区域影响，本项目的D10%=0m＜2.5km，以注汽站为中心，边长为5km的矩形形成的包络线范围。大气评价范围见图2.4-1（a）。

2.4.2 地表水评价等级和评价范围

（1）评价等级

按照《环境影响评价技术导则—地表水环境》（HJ2.3-2018），项目属于水污染影响型建设项目。在油田正常开采及油气集输过程中，本项目产生的含油污水、井下作业废水不外排，处理后作为回水利用，不排放到外环境，按三级B评价。因此，判定本项目地表水环境影响评价等级为三级。

（2）评价范围

根据《环境影响评价技术导则　地表水环境》（HJ2.3-2018）中评价等级为三级B的评价范围要求：a）应满足其依托污水处理设施环境可行性分析的要求；b）涉及地表水环境风险的，应覆盖影响范围所及的水环境保护目标水域。项目运营阶段生产废水全部综合利用，不外排，本次地表水环境影响评价重点论证项目废水综合利用不外排的可行性和可靠性。

综合分析，本项目不设定地表水评价范围。

2.4.3 地下水评价等级和评价范围

（1）评价等级

建设项目地下水环境影响评价工作等级划分的依据见表2.4-5。

表 2.4-5　建设项目评价工作等级分级表

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

本次实施的h9025井-h9141井区域分布有97口井（单井井场10座、平台井井场25座）、1座混输泵站、12座配汽管汇站、2座移动注汽站、25.2km集油管线，8.92km集输管线。根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）中6.2.2.3当同一建设项目涉及两个或两个以上场地时，各场地应分别判定评价工作等级。依据地下水导则附录A，石油开采类，属于I类建设项目；石油、天然气、成品油管线属于Ⅱ类建设项目。

表 2.4-6　地下水敏感程度

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，其保护区以外的补给径流区；分散式饮用水水源地；特殊地下水资源（如矿泉水、温泉等）保护区以外的分布区等其他未列入上述敏感分级的环境敏感区 a。
不敏感	上述地区之外的其它地区。
注：a“环境敏感区”是指《建设项目环境影响评价分类管理名录》中所界定的涉及地下水的环境敏感区。	

上述各场地区域内的地下水不属于“集中式饮用水源的准保护区、除集中式饮用水源地以外的国家或地方政府设定的与地下水环境相关的保护区”等敏感区域，也不属于“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”等较敏感区域，属于不敏感区域。

根据表2.4-5及地下水敏感程度分析结果，本项目地下水评价等级判定结果见表2.4-7。

表 2.4-7　各场地地下水评价等级判定表

名称（简称）		建设性质	导则分类	和周边水源井的关系	敏感程度分类	评价等级判定
站场工程	混输泵站 1 座	新建	I类	评价范围内无集中式饮用水水源	不敏感	二级

名称（简称）		建设性质	导则分类	和周边水源井的关系	敏感程度分类	评价等级判定
	配汽管汇站 12 座	新建	I类	准保护区、无国家或地方政府设定的与地下水环境相关的其他保护区、无集中式饮用水水源准保护区以外的补给径流区、无未划定准保护区的集中式饮用水水源、无保护区以外的补给径流区、无分散式饮用水水源地，无特殊地下水资源保护区以外的分布区、无居民引用水井	不敏感	二级
	移动注汽站 2 座	新建	II类		不敏感	三级
井场工程	97 口井，单井井场 10 座、平台井井场 25 座	新建	I类		不敏感	二级
管线工程	26.1km 输油管线	新建	II类		不敏感	三级
	10.31km 注汽管线	新建	III类		不敏感	三级

根据《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ 610-2016）中“当同一建设项目涉及两个或两个以上场地时，各场地应分别判定工作等级，并按相应等级开展评价工作”的规定。本次按照建设的井场、站场、管线分布区域逐一进行地下水等级判定，各井场、站场、管线位于同一水文地质单元，各井场、场站、管线的地下水判定结果详见表2.4-7，根据《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ 610-2016），其地下水评价等级为二级。

（2）评价范围

本次评价范围采用《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）中公式计算法进行确定。

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

式中：L——下游迁移距离，m；

α——变化系数，α≥1，一般取2；

K——渗透系数，m/d，项目区渗透系数为20-30m/d；

I——水力坡度，无量纲，项目区水力坡度为2‰；

T——质点迁移天数，取值不小于5000d；

ne——有效孔隙度，无量纲，0.2。

各井场、站场在同一水文地质单元，因此计算参数形同，按上式计算出，下游迁移距离为2500m。

根据工程地下水调查，项目区地下水流向为自西北向东南，因此，地下水评价范围选取下游2.5km，两侧1.25km，上游1km为评价范围。故各井场、站场所在场地

地下水评价范围为8.75km^2；集输管线所在场地地下水评价范围为管线两侧200m范围。地下水评价范围见图2.4-1（b）。

2.4.4 生态环境评价等级和评价范围

（1）评价等级

根据《环境影响评价技术导则　生态影响》（HJ19-2011），评价区域内不涉及自然保护区（特殊敏感区）、不涉及风景名胜区、水源保护区等重要敏感区，评价区域内的水土流失重点治理区，不属于重要生态敏感区，属于一般区域，项目总占地 1.0231km^2，永久占地面积 0.0961km^2，临时占地面积 0.927km^2，永久占地面积＜2km^2，管线总长度共计 42.91km＜50km，道路总长度 0.7km＜50km，据《环境影响评价技术导则　生态影响》（HJ19-2011）的有关要求，具体见表 2.4-7，本工程生态环境影响评价工作等级确定为三级。

表 2.4-7　生态评价等级判定

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

（2）评价范围

油田开发工程具有分布面积广的特点，且基本呈点状、线状分布，故其对环境影响仅限于各站场及内部输送管线较近的范围。考虑油田整体开发对生态环境的影响，根据《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》(HJ/T349-2007)的规定，确定生态环境评价范围为油田开发井场和站场向外扩展 1000m 范围，集输管线两侧各 200m 带状区域的范围。生态评价范围见图 2.4-1（c）。

2.4.5 声环境评价等级和评价范围

本工程涉及的噪声源可分为连续稳定噪声源和流动噪声源。噪声源主要包括施工期内机械噪声、生产运行期站场机泵噪声和井场井下作业噪声。

本工程所在功能区适用于《声环境质量标准》（GB3096-2008）中规定的3类标准，且噪声源周围200m没有固定集中的人群活动。依据《环境影响评价技术导则-声环境》（HJ2.4-2009）中的规定，本工程声环境影响评价工作等级定为三级。

本次环评声环境评价范围为井场、站场边界向外扩200m作为评价范围。噪声评

价范围见图2.4-1（d）。

2.4.6 环境风险评价等级和评价范围

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ168-2018），环境风险评价工作等级的划分是根据建设项目设计的物质及工艺系统危险性和所在地的环境敏感性确定环境风险潜势，按照表 2.4-8 确定评价工作等级。

表 2.4-8 环境风险评价工作等级划分

环境风险潜势	IV、IV+	III	II	I
评价工作等级	一	二	三	简单分析 a
a 是相对于详细评价工作内容而言，在描述危险物物质、环境影响途径、环境危害后果、风险防范措施等方面给出定性的说明。按照《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ168-2018）中附录 A 进行分析				

环境风险潜势的确定：

本项目所涉及到的主要危险物质是天然气、原油和伴生气，风险单元为集输单元、燃气注汽站。

油区采用注蒸汽吞吐开发方式，采用天然气作为油藏所需蒸汽；原油和伴生气是项目运行过程中的产物，属于可燃易燃危险物质。

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ168-2018）附录 C 中的计算公式：

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

式中：q_1，q_2，...，q_n——每种危险物质的最大存在总量，t；

Q_1，Q_2，...Q_n——每种危险物质的临界量，t。

各风险单元 Q 值计算结果见表 2.4-9。

表 2.4-9 计算结果

风险单元	危险物质名称	临界量（t）	实际量（t）	Qi	备注
集输单元	原油	2500	1369.64	0.5478	部署 97 口井，按 97 口井核算
	伴生气	10	1.455	0.145	
配汽管线	天然气	10	0.06	0.006	燃气注汽站内不贮存天然气，因此按配汽总管线核算
合计				0.6988	/

根据表2.4-9中的计算结果，本项目所涉及的危险物质数量与临界量的比值为0.6988<1，因此本项目环境风险潜势为I。根据表2.4-8中的评价等级划分，需对本项目所涉及的危险物质进行简单分析。不设置环境风险评价范围。

2.4.7 土壤环境评价等级和评价范围

（1）评价等级

本项目为石油开采项目，在建设期土壤环境影响以生态影响型为主，在运营期土壤生态环境影响以污染影响型为主，本次判定以运营期污染影响为主。

污染影响型建设项目占地规模分为大型（≥50hm^2）、中型（5～50hm^2）、小型（≤5hm^2），本项目永久占地面积为 9.61hm^2，占地规模为中型。建设项目所在地周边的土壤环境敏感程度分为敏感、较敏感、不敏感，判别依据见表 2.4-10。根据土壤环境影响评价项目类别、占地规模与敏感程度划分评价工作等级，详见表 2.4-11。

表 2.4-10　污染影响型敏感程度分级表

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

表 2.4-11　污染影响型评价工作等级划分表

敏感程度 \ 占地规模	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	-	-
注：“-”表示可不开展土壤环境影响评价工作。									

本项目为石油开采项目，根据《环境影响评价技术导则 土壤环境》（HJ964-2018）附录A本项目为I类项目。本项目周边土壤无耕地、园地、牧草地、饮用水水源地、居民区、学校、医院、疗养院、养老院等其他土壤环境敏感目标，土壤环境敏感程度为不敏感，项目永久占地面积为9.61hm^2，占地规模为中型，根据表2.4-11判定本项目土壤评价工作等级划分为二级。

（2）评价范围

根据评价工作等级，并结合本工程特点，考虑油田整体开发对区域的影响，集输管线土壤评价范围设定为管道沿线200m的带状区域；井场和站场的土壤评价范围为井场和站场边界向外扩展200m范围。土壤评价范围见图2.4-1（e）。

2.5 评价时段和评价重点

评价时段包括施工期、运营期和退役期三个时段。

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

（1）工程分析；

（2）生态环境影响评价；

（3）大气、地下水环境影响评价；

（4）环境风险影响评价及风险管理；

（5）环境保护措施技术经济及可行性论证；

2.6 评价方法

本工程环境影响评价采用定量评价与定性评价相结合的方法，以量化评价为主。采用环境影响评价技术导则规定的评价方法予以分析。本次评价采用了类比法、产污系数法、排污系数法、数学模式法等。本次环境评价使用的评价方法见表2.6-1。

表 2.6-1　评价方法一览表

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

2.7 污染控制目标与环境保护目标

2.7.1 污染控制目标

根据项目施工和运营中对环境可能造成的污染与生态破坏，确定污染控制目标如下：

（1）控制建设项目在开发建设过程中的各种施工活动活动，尽量减少对生态环境的破坏，做好植被恢复与水土保持工作。

（2）保证项目建成后，废气达标排放、废水达标回注，厂界造成达标，固体废物得到合理利用及无害化处理。

（3）进一步控制各种污染物排放量，在总体上符合区域环境污染物控制目标以

及清洁生产的要求。

（4）保证评价区域空气质量、地下水质量维持现有水平；将工程对生态环境的不利影响程度降低到最小程度，使受影响区域的整体生态环境无明显破坏。

2.7.2 环境保护目标

根据现场调查，本次评价区范围内无自然保护区、风景名胜区、世界文化和自然遗产、饮用水水源保护区；也没有以医疗卫生、文化教育、科研、行政办公等为主要功能的区域，无文物保护单位，无具有特殊历史、文化、科学、民族意义的保护地等环境敏感区，调查未见珍稀、濒危野生动物和保护物种，生态保护方面主要为梭梭。本项目具体环境保护目标见表 2.7-1。

表 2.7-1　环境保护目标一览表

保护要素	保护对象	数量及规模	距离（m）	方位	保护级别
大气环境	油区工作人员	油区工作人员			GB3095-2012 二级浓度限值
地下水	区域地下水	井区及周边			确保地下水不受污染
声环境	区域声环境	/	/	/	GB3096-2008 3 类区限值
土壤	评价范围内土壤	油区内部			GB36600-2018 筛选值第二类标准限值
生态环境	梭梭	植被盖度 5～10%	/	/	自治区一级保护植物，不对梭梭产生影响
	野生动物	/	/	/	禁止破坏野生动物的生境及捕杀野生动物
环境风险	项目区土壤、地下水	油区内部			发生风险事故时，可快速采取环境风险防范措施，确保风险事故对大气、土壤、地下水等环境因素的影响程度控制在可接收范围内

2.8 相关法规、政策符合性分析

2.8.1 产业政策符合性分析

根据中华人民共和国国家发展和改革委员会令第29号文《产业结构调整指导目录（2019年本）》，本项目属于“第一类　鼓励类”“七、石油、天然气”“1、常规石油、天然气勘探与开采”，符合国家产业政策。

2.8.2 与《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》相符性分析

《规划纲要》提出，有序放开油气勘探开发市场准入，加快深海、深层和非常规油气资源利用，推动油气增储上产。

本次建设的油田开采产能项目位于新疆维吾尔自治区克拉玛依市克拉玛依区，符合自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和2035年远景目标纲要要求。

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

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

本次工程位于红山油田矿区范围内，项目评价范围内没有水源涵养区、地下水源、饮用水源、自然保护区、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；项目设计阶段已对大气、水体、固体废物等污染防治进行了设计，环评要求项目按照“三同时”，要求项目大气、水体、固体废物等污染防治设施与主体工程同时设计、同时施工、同时投产使用。项目建设符合《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》的要求。

2.8.4 与《石油天然气开采业污染防治技术政策》符合性分析

本项目为地面工程建设，相关钻井工程于2021年7月开展环评工作（克环函[2021]98号）。钻井过程中钻井废水循环利用，井下作业单位自带回收罐回收作业废水，同采出水一同依托红003稠油处理站预处理除油后转输至采油一厂的红浅污水处理站进一步处理后由采油一厂进行调配（或用于蒸汽锅炉用水，或用于油田回注水），满足工业废水回用率达到90%以上要求；钻井泥浆、岩屑排入不落地系统进行处理，并实现固液分离，分离后的液相循环使用，固相经检测合格后，用于铺设服务油田生产的各种内部道路、铺垫井场；产生的油泥砂采用不落地回收技术，及时委托有

资质单位进行回收处理，满足工业固体废物资源化及无害化处置达到100%要求；井下作业时铺膜带罐作业，落地油100%回收。本环评对项目可能产生的环境风险进行了分析，并提出了相应的风险防范措施和应急预案。本项目环境保护措施符合《石油天然气开采业污染防治技术政策》要求。

2.8.5 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》符合性分析

本项目与《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》的相关要求相符性见表2.8-1。

表2.8-1 与《进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》相符性分析一览表

序号	要求	本项目	相符性
1	油气开采项目（含新开发和滚动开发项目）原则上应当以区块为单位开展环评（以下简称区块环评）。未确定产能建设规模的陆地油气开采新区块，建设勘探井应当依法编制环境影响报告表。确定产能建设规模后，原则上不得以勘探名义继续开展单井环评。勘探井转为生产井的，可以纳入区块环评。	本次区域为新区块，在未确定产能规模前已以勘探井形式进行钻井工程环境影响评价（克环函[2021]98号2021年7月2日）。本项目为地面工程建设，包括井场、站场及配套集输管线、供配电等地面工程。	符合
2	项目环评应当深入评价项目建设、运营带来的环境影响和环境风险，提出有效的生态环境保护和环境风险防范措施。	报告后文中“6环境影响预测与评价”章节详细分析了项目建设、运营带来的环境影响和环境风险，并提出了有效的生态环境保护和环境风险防范措施。	符合
3	依托其他防治设施的或者委托第三方处置的，应当论证其可行性和有效性。	本项目相关依托工程分析详见4.4章节	符合
4	涉及废水回注的，应当论证回注的环境可行性，采取切实可行的地下水污染防治和监控措施，不得回注与油气开采无关的废水，严禁造成地下水污染。在相关行业污染控制标准发布前，回注的开采废水应当经处理并符合《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T5329-2012）等相关标准要求后回注，同步采取切实可行措施防治污染。回注目的层应当为地质构造封闭地层，一般应当回注到现役油气藏或枯竭废弃油气藏。	井下作业单位自带回收罐回收作业废水，同采出水一同依托红003稠油处理站预处理除油后转输至采油一厂的红浅污水处理站进一步处理后由采油一厂进行调配（或用于蒸汽锅炉用水，或用于油田注水）。红003稠油处理站污水预处理系统设计出水含油≤1000mg/L，经预处理除油后的含油污水转输至采油一厂红浅稠油处理站污水处理系统进一步处理，处理后的水或用于蒸汽锅炉用水，或用于油田注水。①回注水执行《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329）；②另一部分处理后的水再经软化处理达到《油田污水回用湿蒸汽发生器水质指标》（Q/SY1275-2010）中标准后回用于注汽锅炉。	符合

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

《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》中要求：油气田采出水、原油稳定装置污水、天然气凝液及其产品储罐排水、原油储罐排水应采用密闭管道集输，接入口和排出口采取与环境空气隔离的措施。

本项目新建产能区采出液均采用密闭管线输送至红003稠油处理站预处理，分离出的采出水采用密闭污水外输管道输送至红浅稠油处理站污水处理系统进一步处理。符合《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》要求。

2.8.7 “三线一单”符合性分析

（1）生态保护红线

本项目所在位置为克拉玛依区红山油田红 003 井区，根据《克拉玛依市生态环境准入清单》（克拉玛依市人民政府，2021 年 6 月），本项目位于克拉玛依区环境重点管控单元 03（环境管控单元编码为 ZH65020320003）内，红山油田红 003 井区不在生态红线划定范围内。详见图 2.8-1。

（2）环境质量底线

环境质量底线是国家和地方设置的大气、水和土壤环境质量目标，也是改善环境质量的基准线。油田开发产生的污染物主要包括 NO_X、非甲烷总烃、生产废水、固体废物、噪声，针对各类污染物已采取了相应的治理和处置措施，污染物能够达标排放，并且根据现状监测数据可知，各类污染物排放均能满足相应标准要求，符合环境质量底线的要求。

（3）资源利用上线

项目用电接自区域附近配电站，天然气经管线输送至注汽站内，油气田开发过程中的生产废水经处理达标后用于锅炉用水或回注地层，进行综合利用，节约了水资源。井区开发所用征地办理了用地手续，并进行了占地及植被补偿。符合资源利用上线要求。

（4）生态环境准入清单

根据《克拉玛依市生态环境准入清单》，红003井区位于重点管控单元，环境管控单元名称为：克拉玛依区环境重点管控单元03（ZH65020320003）。本项目与《新

疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案》、《克拉玛依“三线一单”生态环境分区管控方案》符合性分析见表2.8-2、2.8-3。

2.8.8 选址合理性分析

1.井场、站场选址合理性分析

（1）本项目井场、站场选址明确，选择在植被稀疏的地点，占地范围内无梭梭，尽量避开植被茂密区，减缓对植被的破坏，并避开沙丘，减缓对沙丘活化的影响。本项目实施的97口井、12座管汇站、1座混输泵站、2座注汽站占地类型均为未利用荒地。

（2）本项目周边无自然保护区、无风景名胜区、无文物古迹等保护目标。

（3）项目周边无固定人群居住，无社会敏感点及保护目标。

（4）项目区周边也无其他工矿企业，不存在周围企业对本项目的影响。

2.管线、道路选线合理性分析

（1）本项目道路尽量依托现有油田道路，减少对土地的占用。

（2）本项目管线的布设尽量避开植被良好地段，管线占地范围内无梭梭，减少对生态环境的影响。

（3）管线和道路周围无自然保护区、无风景名胜区、无文物古迹等保护目标。

通过以上分析，从环境保护的角度来说，该工程管线和道路周围没有敏感目标，对周边生态环境的生态影响较小，该工程选线方案是可行的。

表 2.8-2　本项目与《新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案》的符合性分析

序号	管控要求		本项目	相符性
1	空间布局约束	【A6.1-1】根据产业集聚区块的功能定位，建立分区差别的产业准入条件。严格控制重要水系源头地区和重要生态功能区“高污染、高环境风险产品”工业项目准入。优化完善区域产业布局，合理规划布局“高污染、高环境风险产品”工业项目，鼓励对“高污染、高环境风险产品”工业项目进行淘汰和提升改造。合理规划居住区与工业功能区，在居住区和工业区、工业企业之间设置防护绿化隔离带。	本项目所在区域范围内无重要水系源头地区和重要生态功能区，本项目为陆上石油开采业，产品为原油，不属于“高污染、高环境风险产品”	符合
		【A6.1-1】大气环境重点管控区内：禁止引进国家和自治区明令禁止或淘汰的产业及工艺、园区规划的项目；引进符合国家产业政策和清洁生产要求的、采用先进生产工艺和设备的、自动化程度高的、具有可靠先进的污染治理技术的生产项目	本项目原油开采采用稠油注蒸汽开采工艺，原油处理采用两段热化学沉降脱水的处理工艺。不属于国家和自治区明令禁止或淘汰的产业及工艺	符合
2	污染物排放管控	【A2.1-1】国家和自治区大气污染联防联控区域内新建火电、钢铁、石化、水泥、有色金属冶炼、化工等企业以及燃煤锅炉要执行大气污染物特别排放限值，现有企业要按规定时限达到大气污染物特别排放限值要求，对达不到要求的，要采取限期治理、关停等措施。	本项目为陆上石油开采业，不属于火电、钢铁、水泥、有色金属冶炼、化工行业，项目区内锅炉为燃气注汽锅炉	符合
		【A6.2-1】严格实施污染物总量控制制度，根据区域环境质量改善目标，削减污染物排放总量。新建工业项目污染物排放水平要达到同行业国内先进水平。加快落实污水处理厂建设及提升改造，推进工业园区（工业企业）污水处理综合利用设施建设，所有企业实现稳定达标排放。加强土壤和地下水污染防治与修复。	本项目污染物排放量满足污染物总量控制指标要求	符合
3	环境风险防控	【A3.1-1】禁止在化工园区外新建、扩建危险化学品生产项目。严格危险化学品废弃处置。对城镇人口密集区现有不符合安全和卫生防护距离要求的危险化学品生产企业，进行定量风险评估，就地改造达标、搬迁进入规范化工园区或关闭退出。	本项目不包括危险化学品生产项目	符合
		【A6.3-1】定期评估邻近环境敏感区的工业企业、工业集聚区环境和健康风险。强化工业集聚区企业环境风险防范设施设备建设和正常运行监管，加强重点环境风险管控企业应急预案制定，建立常态化的企业隐患排查整治监管机制，加强风险防控体系建设。	红山公司发布、实施 1＋18《突发事件综合应急预案》和《专项应急预案》。在每年年初编制全年演练计划。2017 年，红山公司编制了《克拉玛依红山油田有限责任公司突发事件专项应急预案》，并在克拉玛依市环境保护局进行备案，备案编号 650203-2017-025-L，2020 年红山公司修订了突发环境事件应急预案，在克拉玛依市生态环境局克拉玛依区分局备案（650203-2020-026-L）。	符合

序号	管控要求		本项目	相符性
4	资源利用效率	【A6.4-1】推进工业集聚区生态化改造，强化企业清洁生产改造，推进节水型企业、节水型工业园区建设，提高资源能源利用效率。	红山公司于 2018 年开展第一轮清洁生产工作，2019 年 11 月进行第一轮清洁生产审核评估会，2020 年 1 月取得清洁生产审核评估报告审查意见（克环函[2020]17 号）。	符合

表 2.8-3　本项目与《克拉玛依“三线一单”生态环境分区管控方案》的符合性分析

序号	管控要求		本项目	相符性
1	空间布局约束	1.1 严格按照自治区明确的“三高”项目范围执行，严格执行有关政策、标准，确保“三高”项目在克拉玛依市无处藏身。	本项目为陆上石油开采项目，不属于“三高”项目	符合
		1.2 严禁新建、扩建“三高”项目及淘汰类、限制类化工项目，禁止新增钢铁、电解铝、水泥、平板玻璃、轮胎等产能严重过剩行业的项目。	本项目为陆上石油开采项目，不属于“三高”项目	符合
		1.3 独山子区禁止新（改、扩）建未落实二氧化硫（SO_2）、氮氧化物（NO_x）等主要大气污染物总量指标“倍量替代”的项目。克拉玛依区、高新区（白碱滩区）、乌尔禾区以自治区人民政府批复的《克拉玛依区域大气污染防治总体规划》（新政函〔2014〕202 号）所划定的范围为准，禁止新（改、扩）建未落实二氧化硫（SO_2）、氮氧化物（NO_x）等主要大气污染物总量指标等量替代的项目。	本次不新增锅炉，本次实施区域注汽采用的 2 台注汽锅炉是将已有的 1-1#及 12-1#锅炉改造后搬迁至新区块，根据 4.6 总量控制章节中表 4.6-1，改造后的锅炉满足等量替代原则。	符合
		1.4 城市建成区和工业园区原则上不再新建每小时 35 蒸吨以下的燃煤锅炉，其他区域原则上不再新建每小时 10 蒸吨以下的燃煤锅炉。独山子区建成区禁止新建每小时 65 蒸吨以下燃煤锅炉。	本项目采用燃气注汽锅炉	符合
		1.5 对土地、环保、工商、质监等手续不全或不符合国家、自治区产业政策的重污染项目立即关停淘汰，做到“两断三清”。其他手续完备，不符合产业布局规划的小微企业，督促其搬迁入驻园区，污染物排放不达标的污染企业停产整改。	本项目具备完整的土地、环保、工商、质监手续，本次查阅了红山公司例行监测结果，污染物排放均满足相应标准要求	符合
		1.6 严格限制石化、化工等高 VOCs 排放建设项目。新建涉 VOCs 排放的工业企业要入园区。未纳入《石化产业规划布局方案》的新建炼化项目一律不得建设。	本项目为陆上石油开采业，不属于高 VOCs 排放业，且红山公司采出液含水率高达 91.1%，烃类挥发量较少	符合
2	污染物排放管控	2.1 重点行业污染物排放管控	本项目为陆上石油开采业，不属于石化、火电、装备、纺织服装及轻工行业	符合
		2.2 所有新（改、扩）建项目应执行最严格的大气污染物排放标准。全市二氧化硫、氮氧化物、颗粒物、挥发性有机物（VOCs）全面执行大气污染物特别排放限值。	本次搬迁改造的 2 台燃气注汽锅炉燃烧排放的污染物执行《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表 3 规定的大气污染物特别排放限值。	符合

序号	管控要求		本项目	相符性
		2.3 钢铁、水泥、煤炭、垃圾焚烧等重点行业完成治理设施升级改造，实现达标排放。	本项目为陆上石油开采业	符合
		2.4 新建、改建、扩建重点行业建设项目实行主要污染物排放减量置换。贯彻落实自治区制订的特色行业水污染物排放标准（特别排放限值）、污染防治技术政策、清洁生产标准等各项地方标准。所有排污单位必须依法实现全面达标排放，重点排污单位应按要求安装特征污染物在线监控设施，达标企业应采取措施确保稳定达标。严格控制污染物新增排放量，对超过重点污染物排放总量控制指标的区，暂停审批新增重点水污染物排放总量的项目。	本项目污染物排放满足排污许可证核发的总量要求，项目生产产生的含油废水经处理后回用，不排放	符合
		2.5 重点加强对石油开采、石油石化等废水排放量大的行业进行提标改造，采取综合利用、技术改造、污染治理等措施对重点工业废水污染源实施综合治理。	本项目产生的含油废水经红 003 稠油处理站预处理除油后转输至采油一厂红浅稠油处理站处理，处理后的废水由采油一厂调配，或用于锅炉用水，或回注地层	符合
		2.6 将土壤污染防治纳入环境风险防控体系，严格依法依规建设和运营污染治理设施，确保重点污染物稳定达标排放。	根据土壤监测结果，区域土壤满足标准限值要求	符合
		2.7 严禁向沙漠、滩涂、盐碱地、沼泽地等非法排污、倾倒有毒有害物质。加强对油气田等矿产资源开采活动影响区域内未利用地的环境监管，发现土壤污染问题的，及时督促有关企业采取防治措施。	本项目含油污水经处理合格后回用，不外排	符合
4	环境风险防控	3.7 土壤污染重点监管单位应该严格控制有毒有害物质排放，并按年度向生态环境主管部门报告排放情况；建立土壤污染隐患排查制度，保证持续有效防止有毒有害物质渗漏、流失、扬散；制定、实施自行监测方案，并将监测数据报生态环境主管部门。并对监测数据的真实性和准确性负责。生态环境主管部门发现土壤污染重点监管单位监测数据异常，应当及时进行调查。设区的市级以上地方人民政府生态环境主管部门应当定期对土壤污染重点监管单位周边土壤进行监测。	红山公司自 2018 年与克拉玛依区人民政府签订了土壤污染防治责任书，制定并实施了自行监测方案，并将监测数据报克拉玛依区生态环境局备案	符合
		3.8 土壤污染重点监管单位拆除设施、设备或者建筑物、构筑物的，应当制定包括应急措施在内的土壤污染防治工作方案，报地方人民政府生态环境、工业和信息化主管部门备案并实施。	本项目不涉及	符合
		3.9 土壤污染重点监管单位生产经营用地的用途变更或者在其土地使用权收回、转让前，应当由土地使用权人按照规定进行土壤污染状况调查。土壤污染状况调查报告应当作为不动产登记资料送交地方人民政府不动产登	本项目不涉及	符合

序号	管控要求		本项目	相符性
		记机构，并报地方人民政府生态环境主管部门备案。		
		3.11 排放重点污染物的建设项目，在开展环境影响评价时，要增加对土壤环境影响的评价内容，并提出防范土壤污染的具体措施；需要建设的土壤污染防治设施，要与主体工程同时设计、同时施工、同时投用。自 2017 年起，市、区两级人民政府要与重点行业企业签订土壤污染防治责任书，明确相关措施和责任，责任书向社会公开。	根据收集到的环评资料，红山公司在开展环境影响评价时均对土壤环境进行了评价，环评报告中提出了相应的防范土壤污染的具体措施。红山公司已同克拉玛依区人民政府签订了土壤污染防治责任书	符合
		3.12 建立健全环境风险防控体系，制定环境风险应急预案，建设突发事件应急物资储备库，成立应急组织机构。	红山公司发布、实施 1＋18《突发事件综合应急预案》和《专项应急预案》。在每年年初编制全年演练计划。2017 年，红山公司编制了《克拉玛依红山油田有限责任公司突发事件专项应急预案》，并在克拉玛依市环境保护局进行备案，备案编号 650203-2017-025-L，2020 年红山公司修订了突发环境事件应急预案，在克拉玛依市生态环境局克拉玛依区分局备案（650203-2020-026-L）。	符合
4	资源利用效率	4.1 乌尔禾区、白碱滩区、克拉玛依区、独山子区用水总量控制目标（万 m^3）2020 年分别为（克白 43602、乌 718、独 23500），2025 年分别为（克白 43708、乌 732、独 27700），2030 年分别为（克白 43814、乌 746、独 31900）。地下水开采控制目标（万 m3）2020 年分别为（克白 3057、乌 372、独 5900），2025 年分别为（克白 3046、乌 386、独 5800），2030 年分别为（克白 3035、乌 400、独 5700）。	本项目不涉及地下水开采	符合
		4.3 2020 年，全市能源消费总量增量较 2015 年不超过 272.58 万吨标准煤，万元 GDP 能耗较 2015 年下降 11%以上。	根据清洁生产审核报告，企业综合能耗为 220648.47tec/a，属于清洁生产先进企业	符合
		4.6 进一步提高热电联产机组和燃煤锅炉的环保要求，热电联产机组和城市城区 65 蒸吨及以上燃煤锅炉必须完成超低排放和节能改造。推进燃煤锅炉“以大代小”，和节能环保综合改造，开展燃煤锅炉超高能效和超低排放示范，推广高效节能环保煤粉锅炉。对于环保不达标、改造难度大的既有燃煤热电联产机组，报请政府依法停产关闭。	本项目不涉及	符合
		资源、能源利用量（率）应满足清洁生产先进及以上水平和行业准入和规范条件的要求。	根据清洁生产审核报告，红山公司属于清洁生产先进企业	符合

3 油田基本情况

3.1 区域位置

红山嘴油田红003井区位于克拉玛依市辖区范围内，距离克拉玛依市西南约20km。合作范围北以红003井区探明区为界，东以红山嘴油田稀油开发区为界，南和西以探矿权线和老山为界，合作面积100.1km^2，由8个拐点连接圈定，详见表3.1-1、图3.1-1。

表 3.1-1 红山油田合作区范围拐点数据表

拐点	东经	北纬	拐点	东经	北纬
1			5		
2			6		
3			7		
4			8		

合作区地表冲沟、山丘较发育，北部区域较平坦，地面平均海拔280m～360m，地表以戈壁砾石和黄泥滩为主。工区夏季炎热，最高气温可达40℃以上，冬季寒冷，最低气温可达-35℃以下，年平均气温10℃左右。217国道公路穿过油区，交通便利，通讯、电力、输油管网、生活设施齐全，开发条件良好。

3.2 油田勘探开发情况

合作范围内 2007 年 3 月发现红 003 井区清水河组油藏，2009 年 5 月发现齐古组油藏。2009 年 12 月上报清水河组油藏探明含油面积　km^2，石油地质储量　t，技术可采储量　t，上报齐古组油藏探明含油面积　km^2，石油地质储　t，技术可采储量 t。

2009 年开辟 2 个开发试验区，2010 年完成《红山嘴油田红 003 井区清水河组、齐古组稠油油藏注蒸汽开发方案》并开始规模开发，2013 年完成整体调整方案，调整部署后，选择在清水河组有效厚度大于 6m、齐古组有效厚度大于 8m 范围内单独部署一套井网，分层开发，在清水河组 5-6m、齐古组 5-8m 两层油层叠合区域，利用清水河组井钻穿齐古组，采用一套井网接替开发。清水河组、齐古组均采用 70m 井距正方形井网进行部署。

截止 2020 年底，红 003 井区累积完钻各类井 1966 口，累积动用含油面积 km^2，动用地质储量 t，累积建成产能 t。其中清水河组完钻井 1768 口，动用含油面积 km^2，地质储量 t，建成产能 t；齐古组完钻开发井 198 口，动用含油面积 km^2，地质储量 t，建成产能 t。

截止2020年底，红003井区共投产开发井1874口，累积注汽 t，累积产油 t，累积油汽比 ，综合含水 。其中清水河组生产井1717口，累积产油 t，累积油汽比 ，综合含水 ，采注比 ；齐古组生产井157口，累积产油 t，累积油汽比 ，综合含水 ，采注比 。

3.3 红 003 井区地面工程现状

红003井区清水河组、齐古组稠油油藏内主要建设内容包括：红003稠油处理站1座（$60\times10^4t/a$）、配气站1座（$100\times10^4Nm^3/d$）、80注水站1座（$1000m^3/d$，峰值$2000m^3/d$）、采油井1955口、注水井11口、稠油接转站24座、燃气注汽站19座、多通阀配汽管汇站207座、危险废物贮存场所3座、综合工作站13座、注汽锅炉20台、热媒炉2台、集油管线457.19km、供配汽管线28.07km、注汽管线59.816km、注水管线5.53km、原油外输管线8.0km、污水外输管线7.8km以及配套的供排水、供电、通信、道路等工程。详见表3.3-1。

表 3.3-1 红 003 井区现有工程组成表

项目			工程内容	备注
主体工程	钻采工程	采油井	1955 口	/
		注水井	11 口	/
	原油集输工程	采油井口装置	1955 口	/
		多通阀集油及配汽管汇点	207 座	/
		稠油接转站	24 座	/
		单井管线	381.354km	单井注采合一管线 190.632km，单井伴热管线 190.722km
		集油管线	75.836km	/
	油田注汽工程	燃气注汽站	19 座	/
		燃气注汽锅炉	20 台	规模 18t/h（5 台）、19.5t/h（15 台）
		热媒炉	2 台	位于红 003 稠油处理站内，一用一备，规模 2t/h
		注汽管线	59.816km	/
	注水工程	80 注水站	1 座	设计规模 $1000m^3/d$，峰值注水量可达 $2000m^3/d$
		注水管线	5.53km	/
	原油处理工程	红 003 稠油处理站	1 座	规摸 $60\times10^4t/a$

项目			工程内容	备注
	原油输送工程	红 003 处理站-红浅输油管道	8.0km	红 003 处理站至红浅稠油处理站输油管道 8.0km
	污水处理工程	污水管线	7.8km	红 003 联合站至红浅稠油污水处理站输水管线 7.8km
配套工程	危废贮存场所		3 座	/
	供排水工程	供水主干线	36km	三坪水厂-红浅油区 DN450 水源供水主干线 20km，DN400 供水主干线 16km，采用非金属管材
		供水管线	29km	红浅油田～红 003 井区原油处理站 DN400 供水管线 14km；建油区内部 DN300 供水管线约 4km，DN250 供水管线约 3km，DN200 供水管线约 8km，管线选用非金属管材。
		玻璃钢管	3km	红 003～红浅已建的生物氧化塘 DN150 玻璃钢管
		原油处理站排污泵房	1 座	耐腐蚀泵（Q=50m³/h，H＝60m）2 台，200m³ 集水池 1 座
	供配气工程	配气站	1 座	规模 100×10⁴Nm³/d
		供气管线	8.91km	/
		配气干线	19.16km	/
	供配电工程	35kV 配电所	1 座	与处理站同建
		配电线路	8km	线路长度为 8km
	通信工程	光缆	8km	红浅稠油老站—稠油处理新站的光缆线路
	道路	主干路	8km	三级路
		支干路	30km	四级路
	放射性含水仪	红 003 稠油处理站沉降罐出口使用 Pu-238 放射源（活度 1.48GBq）含水仪 1 枚，红 003 稠油处理站进站汇管使用 Am-241 放射源（活度 1.85GBq）含水仪 1 枚；均为IV类放射源		
辅助工程	配套工作站		13 座	12 座综合工作站、1 座综合中心站（生活基地）
环保工程	废气	井场、站场的烃类无组织挥发：选用密封性能好的各类机泵、阀门，输送工艺设计采用密闭集输工艺，集油、计量、输送全部采用密闭处理		
		注汽锅炉燃烧废气：注汽锅炉天然气气源采用克浅 10 二级配气站（004-2#）天然气，为净化处理后的洁净燃料		
	废水	生活污水：生活污水排入污水收集池中，最终拉运至克拉玛依生活污水处理厂处理		
		采出液管输至红 003 稠油处理站，部分边探井采出液通过罐车拉运红 003 稠油处理站，井下作业废水通过泵车由井口打入管线中进入接转站缓冲罐再输送至红 003 稠油处理站，井下作业废水及采出水先经红 003 稠油处理站预处理除油后转输至采油一厂的红浅污水处理站进一步处理后由采油一厂进行调配		
	噪声	高噪声设备均设置在设备间内		
	固废	危险废物：含油污泥、沾油废物集中收集，暂存至危废贮存点暂存，最终交给具有危废处置资质的单位回收处理。生活垃圾集中收集后由第三方清运处理。		

项目		工程内容	备注
依托工程	采出液	采出液经罐车拉运或集输至红 003 稠油处理站，在站内分离出的原油依托原油处理系统，分离出的采出水先依托站内采出水预处理系统处理再转输至红浅污水处理站进一步处理。	
	井下作业废水	通过泵车由井口打入管线中进入接转站缓冲罐再管输至红 003 稠油处理站，依托站内采出水预处理系统处理后再转输至红浅污水处理站进一步处理。	
	原油输送	依托已建红 003 稠油处理站至红浅稠油处理站的输油管道输送至红浅稠油处理站再依托红红浅—克炼输油管道将净化原油输至克炼厂。	
	污水外输	依托已建红 003 至红浅污水处理站外输管线输送至红浅污水处理站	
	危险废物	先暂存至井区内设置的危险废物临时暂存场所，最终交由具有相应危险废物处置资质的单位拉运、处置。	
	生活垃圾	暂存至生活垃圾收集设施内，由第三方拉运处置。	

本次实施区域位于红003井区白垩系清水河组油藏h9025-h9141井区域，属于新区块开发。本次工程与老区块的位置关系详见图3.3-1。

3.3.1 集输系统现状

红 003 井区自 2009 年投入开发，截至 2020 年底，共投产开发井 1883 口、多通阀集油（计量）配汽管汇 207 座、稠油接转站 24 座、燃气注汽站 19 座、稠油处理站 1 座、油气混输干线 4 条。详见图 3.3-2。

红 003 井区单井计量采用功图量油和称重计量两种计量方式，单管注汽、采油，小管伴热、掺汽，小站配汽、计量、接转，大站集中处理的三级布站流程，即“单井—集油计量配汽管汇站—混输泵站—稠油处理站”流程。

3.3.1.1 联合站

红 003 井区内建有红 003 稠油处理站一座，站内主要包括原油处理系统和污水预处理系统。

红 003 稠油处理站建于 2011 年，设计原油处理规模为 60×10^4t/a，污水预处理能力 7000m^3/d。2018 年 5 月对污水预处理系统进行了扩建，完成“红山油田 2018 年污水系统改扩建工程”环境影响评价工作，并于 2018 年 6 月 28 日取得克拉玛依市环保局出具的该项目环评批复，批复文号为：克环保函[2018]117 号。该工程于 2019 年 7 月 25 日完工，2020 年 6 月 14 日开展进行环保竣工验收，改扩建后污水预处理能力为 12000m^3/d。

（1）原油处理

原油处理采用两段热化学沉降脱水的处理工艺。

工艺流程：集油区来液(0.25～0.30MPa，75℃)进入红 003 稠油处理站管汇间进

行单线计量后，进入 2 座 4000m^3 一段沉降脱水罐进行重力沉降脱水，沉降时间为 16 小时；脱出的低含水原油（含水≤30%）经 3000kW 相变掺热装置加热升温至 85-90℃（2017 年后改为：脱出的低含水油（含水≤30%）利用原油换热器升温至 85℃），进入 2000m^3 二段沉降脱水罐进行热化学沉降脱水，沉降时间为 9 小时；脱水后的原油先进入 2000m^3 缓冲油罐再由提升泵提升后进入导热油-原油换热器再次升温至 90~95℃后，在进入 5 座 2000m^3 净化油罐进行再脱水沉降后，经大罐量油计量并交与油气储运公司后，净化油经原油外输泵提升输至红浅稠油处理站与红浅净化油混合后外输至克石化厂。设计处理油量 60×10^{4}t/a，实际处理量为 41.3×10^{4}t/a。

（2）污水预处理及外输

红003稠油处理站设污水储油罐2座，均为1000m^3，污水缓冲罐1座，容积1000m^3。罐设高低液位检测及高低液位报警并联锁停泵工艺。上清液由污水回收泵回收进入污水除油缓冲罐后经污水外输泵输往红浅稠油处理站污水处理系统处理。

污水预处理及外输工艺流程如下：

采出水（含油≤3000mg/L，悬浮物≤300mg/L）投加反相破乳剂后，进入1座1000m^{3}一级重力除油罐，经沉降后可去除大部分浮油和大颗粒悬浮物，出水含油≤500mg/L，悬浮物≤150mg/L。出水进已建的1座1000m^{3}重力除油罐，管线上预留投加反相破乳剂接口。投加药剂后的采出水经破乳后，油珠聚结增大被去除，出水含油≤300mg/L，悬浮物≤100mg/L，进入另1座已建的1000m^{3}除油缓冲罐缓冲，经外输泵提升后，外输至红浅稠油处理站处理。系统分离出的污油回收至原油系统。采出水预处理系统总处理停留时间5.2小时。

红 003 处理站建有至红浅稠油污水处理站 D377 埋地输水管线 7.8km，管道设计压力 P=1.6MPa，采用无缝钢管，内外防腐。设计处理液量为 12000m^3/d，实际处理量为 8271m^3/d；

3.3.1.2 多通阀配汽管汇站、稠油接转站

截止目前，红 003 井区内共建设多通阀配汽管汇 207 座、稠油接转站 24 座。多通阀配汽管汇主要负责接收周边油井来液，同时根据需要进行计量、输送采出液至接转站，再由接转站转油泵转输至红 003 稠油处理站。其基本情况见表 3.3-2、3.3-3。

表3.3-2　多通阀配汽管汇基本情况表

序号	站场名称	站场类型	建设时间	备注	序号	站场名称	站场类型	建设时间	备注
1	1-1 管汇	计量站	2009	12 井式	27	4-1 管汇	阀组间	2010	8 井式
2	1-5 管汇	计量站	2009	12 井式	28	4-6 管汇	阀组间	2010	14 井式
3	1-2 管汇	阀组间	2009	12 井式	29	5-1 管汇	阀组间	2010	8 井式
4	1-3 管汇	阀组间	2009	12 井式	30	5-2 管汇	阀组间	2010	14 井式
5	1-4 管汇	阀组间	2009	12 井式	31	6-1 管汇	阀组间	2010	8 井式
6	1-6 管汇	计量站	2010	8 井式	32	6-3 管汇	阀组间	2010	8 井式
7	2-2 管汇	计量站	2010	14 井式	33	6-6 管汇	计量站	2011	14 井式
8	2-5 管汇	计量站	2010	14 井式	34	10-2 管汇	计量站	2011	14 井式
9	3-2 管汇	计量站	2010	14 井式	35	10-4 管汇	计量站	2011	14 井式
10	1-7 管汇	阀组间	2010	14 井式	36	7-1 管汇	计量站	2011	14 井式
11	3-4 管汇	计量站	2010	14 井式	37	7-2 管汇	计量站	2011	14 井式
12	1-8 管汇	阀组间	2010	8 井式	38	7-4 管汇	计量站	2011	14 井式
13	3-5 管汇	计量站	2010	14 井式	39	7-5 管汇	计量站	2011	14 井式
14	4-2 管汇	计量站	2010	14 井式	40	8-2 管汇	计量站	2011	14 井式
15	2-3 管汇	阀组间	2010	8 井式	41	8-4 管汇	计量站	2011	14 井式
16	4-4 管汇	计量站	2010	14 井式	42	8-5 管汇	计量站	2011	14 井式
17	4-5 管汇	计量站	2010	14 井式	43	9-1 管汇	计量站	2011	14 井式
18	2-4 管汇	阀组间	2010	8 井式	44	9-3 管汇	计量站	2011	14 井式
19	5-3 管汇	计量站	2010	8 井式	45	9-5 管汇	计量站	2011	14 井式
20	5-4 管汇	计量站	2010	14 井式	46	6-7 管汇	阀组间	2011	14 井式
21	3-1 管汇	阀组间	2010	8 井式	47	10-1 管汇	阀组间	2011	14 井式
22	6-2 管汇	计量站	2010	8 井式	48	10-5 管汇	阀组间	2011	14 井式
23	6-4 管汇	计量站	2010	8 井式	49	7-3 管汇	阀组间	2011	14 井式
24	3-3 管汇	阀组间	2010	14 井式	50	8-1 管汇	阀组间	2011	14 井式
25	6-5 管汇	计量站	2010	8 井式	51	8-3 管汇	阀组间	2011	14 井式
26	3-6 管汇	阀组间	2010	14 井式	52	8-6 管汇	阀组间	2011	14 井式
53	9-2 管汇	阀组间	2011	14 井式	81	13-1 管汇(17-3)	阀组间	2013	14 井式
54	9-4 管汇	阀组间	2011	14 井式	82	13-4 管汇	阀组间	2013	14 井式

序号	站场名称	站场类型	建设时间	备注	序号	站场名称	站场类型	建设时间	备注
55	12-1 管汇	计量站	2012	8 井式	83	13-7 管汇	阀组间	2013	14 井式
56	12-3 管汇	计量站	2012	14 井式	84	15-4 管汇	计量站	2013	14 井式
57	11-1 管汇	计量站	2012	14 井式	85	15-5 管汇	计量站	2013	14 井式
58	11-2 管汇	计量站	2012	14 井式	86	16-1 管汇	计量站	2013	14 井式
59	11-5 管汇	计量站	2012	14 井式	87	14-2 管汇	阀组间	2013	14 井式
60	8-7 管汇	计量站	2012	14 井式	88	16-3 管汇	计量站	2013	14 井式
61	12-2 管汇	阀组间	2012	8 井式	89	16-4 管汇	计量站	2013	14 井式
62	11-3 管汇	阀组间	2012	14 井式	90	14-5 管汇	阀组间	2013	14 井式
63	11-4 管汇	阀组间	2012	14 井式	91	18-4 管汇	计量站	2013	14 井式
64	7-6 管汇	阀组间	2012	14 井式	92	15-3 管汇	阀组间	2013	14 井式
65	9-6 管汇	阀组间	2012	14 井式	93	15-6 管汇	阀组间	2013	14 井式
66	12-5 管汇	计量站	2013	14 井式	94	10-6 管汇	计量站	2013	14 井式
67	12-7 管汇	计量站	2013	14 井式	95	16-2 管汇	阀组间	2013	8 井式
68	13-2 管汇	计量站	2013	14 井式	96	16-5 管汇	阀组间	2013	14 井式
69	13-3 管汇	计量站	2013	14 井式	97	16-6 管汇	阀组间	2013	14 井式
70	13-5 管汇	计量站	2013	14 井式	98	18-2 管汇	阀组间	2013	14 井式
71	13-6 管汇	计量站	2013	14 井式	99	18-3 管汇	阀组间	2013	8 井式
72	13-8 管汇(17-2)	计量站	2013	14 井式	100	10-7 管汇	阀组间	2013	14 井式
73	14-1 管汇	计量站	2013	14 井式	101	7-7 管汇	阀组间	2013	8 井式
74	14-3 管汇	计量站	2013	14 井式	102	12-9 管汇	计量站	2014	14 井式
75	12-4 管汇	阀组间	2013	8 井式	103	13-9 管汇	计量站	2014	14 井式
76	14-4 管汇	计量站	2013	14 井式	104	18-1 管汇	计量站	2014	14 井式
77	14-6 管汇	计量站	2013	14 井式	105	18-5 管汇	计量站	2014	14 井式
78	15-1 管汇	计量站	2013	14 井式	106	2-1 管汇	计量站	2014	14 井式
79	12-6 管汇	阀组间	2013	14 井式	107	2-6 管汇	计量站	2014	8 井式
80	15-2 管汇	计量站	2013	14 井式	108	4-7 管汇	计量站	2014	14 井式
109	5-5 管汇	计量站	2014	14 井式	137	4-8 管汇	阀组间	2015	14 井式
110	5-7 管汇	计量站	2014	14 井式	138	5-9 管汇	阀组间	2015	14 井式
111	6-8 管汇	计量站	2014	14 井式	139	6-11 管汇	阀组间	2015	14 井式

序号	站场名称	站场类型	建设时间	备注	序号	站场名称	站场类型	建设时间	备注
112	10-8 管汇	计量站	2014	14 井式	140	20-3 管汇	阀组间	2015	14 井式
113	12-8 管汇	阀组间	2014	14 井式	141	20-4 管汇	计量站	2017	22 井式
114	5-6 管汇	阀组间	2014	14 井式	142	20-5 管汇	计量站	2017	22 井式
115	7-8 管汇	计量站	2014	14 井式	143	21-1 管汇	计量站	2017	18 井式
116	6-9 管汇	阀组间	2014	14 井式	144	21-2 管汇	计量站	2017	18 井式
117	10-9 管汇	阀组间	2014	14 井式	145	22-1 管汇	计量站	2017	22 井式
118	7-9 管汇	阀组间	2014	14 井式	146	22-2 管汇	计量站	2017	22 井式
119	12-10 管汇	计量站	2015	14 井式	147	22-3 管汇	计量站	2017	18 井式
120	13-10 管汇(17-1)	计量站	2015	14 井式	148	22-4 管汇	计量站	2017	18 井式
121	13-11 管汇	计量站	2015	14 井式	149	22-5 管汇	计量站	2017	18 井式
122	14-7 管汇	计量站	2015	14 井式	150	23-1 管汇	计量站	2017	18 井式
123	15-8 管汇	计量站	2015	14 井式	151	23-2 管汇	计量站	2017	18 井式
124	16-7 管汇	计量站	2015	14 井式	152	23-3 管汇	计量站	2017	18 井式
125	16-9 管汇	计量站	2015	14 井式	153	25-1 管汇	计量站	2017	18 井式
126	2-7 管汇	计量站	2015	14 井式	154	25-2 管汇	计量站	2017	18 井式
127	2-9 管汇	计量站	2015	14 井式	155	25-3 管汇	计量站	2017	18 井式
128	5-8 管汇	计量站	2015	14 井式	156	21-3 管汇	阀组间	2018	6 井式
129	6-10 管汇	计量站	2015	14 井式	157	21-4 管汇	阀组间	2018	6 井式
130	10-10 管汇	计量站	2015	14 井式	158	21-5 管汇	阀组间	2018	6 井式
131	20-1 管汇	计量站	2015	14 井式	159	21-6 管汇	阀组间	2018	6 井式
132	20-2 管汇	计量站	2015	14 井式	160	21-7 管汇	阀组间	2018	6 井式
133	15-7 管汇	阀组间	2015	14 井式	161	21-8 管汇	阀组间	2018	6 井式
134	16-8 管汇	阀组间	2015	14 井式	162	21-9 管汇	阀组间	2018	6 井式
135	18-6 管汇	阀组间	2015	14 井式	163	23-4 管汇	阀组间	2018	6 井式
136	2-8 管汇	阀组间	2015	14 井式	164	23-5 管汇	阀组间	2018	6 井式
165	25-4 管汇	阀组间	2018	6 井式	193	17-15 管汇	阀组间	2020	9 井式
166	25-5 管汇	阀组间	2018	6 井式	194	17-16 管汇	阀组间	2020	4 井式
167	25-6 管汇	阀组间	2018	6 井式	195	25-20 管汇	阀组间	2020	9 井式
168	25-7 管汇	阀组间	2018	6 井式	196	17-10 管汇	阀组间	2020	10 井式

序号	站场名称	站场类型	建设时间	备注	序号	站场名称	站场类型	建设时间	备注
169	25-8 管汇	阀组间	2018	6 井式	197	17-11 管汇	阀组间	2020	10 井式
170	25-9 管汇	阀组间	2018	6 井式	198	17-12 管汇	阀组间	2020	10 井式
171	25-10 管汇	阀组间	2018	6 井式	199	17-14 管汇	阀组间	2020	6 井式
172	25-11 管汇	阀组间	2018	6 井式	200	17-18 管汇	阀组间	2020	6 井式
173	25-12 管汇	阀组间	2018	6 井式	201	23-9 管汇	阀组间	2020	10 井式
174	21-10 管汇	阀组间	2019	6 井式	202	25-17 管汇	阀组间	2020	10 井式
175	21-11 管汇	阀组间	2019	6 井式	203	25-18 管汇	阀组间	2020	10 井式
176	21-12 管汇	阀组间	2019	6 井式	204	25-19 管汇	阀组间	2020	10 井式
177	22-6 管汇	阀组间	2019	6 井式	205	22-7 管汇	阀组间	2020	6 井式
178	23-6 管汇	阀组间	2019	6 井式	206	21-13 管汇	阀组间	2020	6 井式
179	23-7 管汇	阀组间	2019	6 井式	207	17-13 管汇	阀组间	2020	6 井式
180	23-8 管汇	阀组间	2019	6 井式	/				
181	25-13 管汇	阀组间	2019	6 井式					
182	25-14 管汇	阀组间	2019	6 井式					
183	25-15 管汇	阀组间	2019	6 井式					
184	25-16 管汇	阀组间	2019	6 井式					
185	17-5 管汇	阀组间	2019	6 井式					
186	17-9 管汇	阀组间	2019	6 井式					
187	17-6 管汇	阀组间	2019	6 井式					
188	17-7 管汇	阀组间	2019	6 井式					
189	17-8 管汇	阀组间	2019	6 井式					
190	17-4 管汇	阀组间	2019	6 井式					
191	17-3 管汇	阀组间	2019	6 井式					
192	21-14 管汇	阀组间	2020	4 井式					

表3.3-3　稠油接转站基本情况表

序号	站场名称	站场类型	建设时间（年）	建设规模（10^4t/a）	目前液量（10^4t/a）
1	1#接转站	转油站	2009	35.04	18.25
2	2#接转站	转油站	2010	35.04	13.21
3	3#接转站	转油站	2010	35.04	6.46
4	4#接转站	转油站	2010	35.04	4.60
5	5#接转站	转油站	2010	35.04	15.59
6	6#接转站	转油站	2010	35.04	16.28
7	7#接转站	转油站	2011	35.04	11.17
8	8#接转站	转油站	2011	35.04	17.15
9	10#接转站	转油站	2011	35.04	11.06
10	11#接转站	转油站	2011	35.04	3.06
11	12#接转站	转油站	2012	35.04	13.25
12	9#接转站	转油站	2012	35.04	10.80
13	17#接转站	转油站	2013	35.04	24.09
14	13#接转站	转油站	2013	35.04	17.60
15	14#接转站	转油站	2013	35.04	17.20
16	15#接转站	转油站	2013	35.04	18.54
17	16#接转站	转油站	2013	35.04	15.37
18	18#接转站	转油站	2013	35.04	6.86
19	20#接转站	转油站	2015	29.20	24.64
20	21#接转站	转油站	2017	29.20	24.53
21	22#接转站	转油站	2017	29.20	20.84
22	23#接转站	转油站	2017	29.20	27.56
23	25#接转站	转油站	2017	29.20	25.48
24	29#接转站	转油站	2021	29.20	14.27

3.3.2 注汽系统现状

红 003 井区现有燃气注汽站 19 座（见表 3.3-4），共安装 19.5t/h 燃气注汽锅炉 15 台（其中湿蒸汽锅炉 9 台，过热蒸汽锅炉 6 台）、18t/h 燃气注汽锅炉 5 台（其中湿蒸汽锅炉 1 台，过热蒸汽锅炉 4 台，见表 3.3-5）、130t/h 循环流化床锅炉 2 台（宇澄热力）、15t/h 燃气过热注汽锅炉 2 台（胜利高原机械有限公司）。红 003 井区锅炉用水为红浅稠油采出水集中软化水站和红浅 10000m^3/d 软化水处理站提供的清、污掺混水。油区内根据供汽区域分为坡下、坡上、西部三组注汽环网，坡上及坡下注汽管网采用 D114×12（20G）无缝钢管，设计压力 12MPa；西部注汽管网采用 D133×14（20G）无缝钢管，设计压力 13MPa。南部区域的 1 座 2×130t/h 循环流化床锅炉注汽站，其注汽管线已敷设至铁路东侧、坡上及坡下区域，采用蒸汽分配计量橇分配各支线蒸汽流量，注汽干线规格为D325×26/Q345C，支干线规格为D219×19（Q345C），支线规格为 D133×15（20G），设计压力 13.5MPa。注汽概况见表 3.3-6。

表3.3-4　注汽站基本情况表

序号	站场名称	站场类型	建设时间（年）	建设规模（$10^4m^3/a$）	目前注汽量（$10^4m^3/a$）
1	1#注汽站	注入站	2009	21.02	10.02
2	2#注汽站	注入站	2010	21.02	13.27
3	4#注汽站	注入站	2010	21.02	5.63
4	5#注汽站	注入站	2010	21.02	11.80
5	6#注汽站	注入站	2010	21.02	14.42
6	7#注汽站	注入站	2011	21.02	10.52
7	8#注汽站	注入站	2011	21.02	13.42
8	10#注汽站	注入站	2011	21.02	6.41
9	11#注汽站	注入站	2011	21.02	6.36
10	12#注汽站	注入站	2012	21.02	10.11
11	13#注汽站	注入站	2013	21.02	13.67
12	14#注汽站	注入站	2013	21.02	18.35
13	15#注汽站	注入站	2013	21.02	10.25
14	16#注汽站	注入站	2013	21.02	5.21
15	18#注汽站	注入站	2013	21.02	11.13
16	19#注汽站	注入站	2016	21.02	10.93
17	24#注汽站	注入站	2018	21.02	7.30
18	26#注汽站	注入站	2018	21.02	13.41
19	27#注汽站	注入站	2018	21.02	15.65

表3.3-5　锅炉基本情况

序号	自编号	型号	建设时间	吨位 t/h	烟囱高度	烟囱直径
1	1-1#湿蒸汽发生器	YZG-50-17-P	2004.04	19.5	12m	0.728
2	24-1#湿蒸汽发生器	YZG-22.5/17.2-G1	2010.10	19.5	12m	0.728
3	4-1#湿蒸汽发生器	YZG-22.5/17.2-G1	2010.09	18	9.5m	0.728
4	6-1#湿蒸汽发生器	YZG-22.5/17.2-G1	2010.10	19.5	12m	0.728
5	7-1#湿蒸汽发生器	YZG-22.5/17.2-G1	2011.06	19.5	12m	0.728
6	26-1#湿蒸汽发生器	YZG-22.5/17.2-G1	2011.06	19.5	12m	0.728
7	27-1#湿蒸汽发生器	YZG-22.5/17.2-G1	2011.06	19.5	12m	0.728
8	10-1#湿蒸汽发生器	YZG-22.5/17.2-G1	2011.07	19.5	12m	0.728
9	11-1#湿蒸汽发生器	YZG-50-17-P	1994.12	19.5	12m	0.728
10	12-1#湿蒸汽发生器	YZG-50-17-P	2012.08	19.5	12m	0.728
11	5-1#过热蒸汽发生器	YZG22.5-14/360-G1	2013.08	19.5	12m	0.728
12	13-1#过热蒸汽发生器	YZG22.5-14/360-G1	2013.05	19.5	15m	0.728
13	14-1#过热蒸汽发生器	YZG22.5-14/360-G1	2013.05	19.5	15m	0.728
14	14-2#过热蒸汽发生器	YZG22.5-14/360-G1	2013.05	19.5	15m	0.728
15	15-1#过热蒸汽发生器	YZG22.5-14/360-G1	2013.07	19.5	15m	0.728
16	16-1#过热蒸汽发生器	YZG22.5-14/360-G1	2013.07	19.5	15m	0.728
17	2-2#过热蒸汽发生器	YZG18-14/360-G1	2010.9	18	15m	0.728
18	8-2#过热蒸汽发生器	YZG18-14/360-G1	2011.6	18	15m	0.728
19	18-1#过热蒸汽发生器	YZG18-14/360-G1	2010.9	18	15m	0.728
20	19-1#过热蒸汽发生器	YZG18-14/360-G1	2010.9	18	15m	0.728

表 3.3-6　红 003 井区注汽现状表

站号	供汽区域	锅炉数量（台）	供汽能力（×10⁴t/a）	锅炉用水	备注
1#	坡下	1	13	掺混水	/
2#		1	12	掺混水	2014 年改造成过热炉
4#		1	12	掺混水	2020 年改为车载式
5#		1	13	掺混水	过热锅炉
6#		1	13	掺混水	/
19#		1	12	掺混水	2015 年从 2 号站搬迁改造成为过热炉
小计	/	6	75	/	/
7#	坡上	1	13	掺混水	/
8#		1	12	清水软化水	2014 年改造为过热炉，供汽驱试验注汽
10#		1	13	掺混水	/
11#		1	13	掺混水	/
12#		1	13	掺混水	/
26#		1	13	掺混水	2018 年从 8 号站搬迁
流化床		2	160	掺混水	过热锅炉
小计	/	8	237	/	/
13#	西部	1	13	掺混水	过热锅炉
14#		2	26	掺混水	过热锅炉
15#		1	13	掺混水	过热锅炉
16#		1	13	掺混水	过热锅炉
17#		1	10	掺混水	胜利高原 1 号站，2019 年建设，车载式过热锅炉
18#		1	12	掺混水	2014 年从 4 号站搬迁改造为过热炉
29#		1	10	掺混水	2020 年从 17#站搬迁
小计	/	8	97	/	/
24#	铁路东侧	1	13	掺混水	2018 年从 3 号站搬迁
27#		1	13	掺混水	2018 年从 9 号站搬迁
小计	/	2	26	/	/
合计	/	24	435	/	/

3.3.3 供配气现状

红003井区二级配气站位于红003井区北部，根据《红山嘴油田红003井区稠油注蒸汽开发项目环境影响报告书》，配气站设计规模为30×10⁴Nm³/d。该站建设于2011年，实际建设配气撬1座，配气能力为50×10⁴Nm³/d，2013年，在已建二级配气站预留位置处扩建1座配气撬，配气能力为50×10⁴Nm³/d。扩建后，配气站配气能力为100×10⁴Nm³/d。

配气站采用撬装化设计，压力 2.5MPa，红浅供气点来气经过配气撬调压到 0.6MPa 左右供油区注汽锅炉用气。目前用气量 41.8×10⁴Nm³/d。

3.3.4 供水现状

（1）水源

红 003 井区注汽锅炉用水为红浅稠油采出水集中软化水站和红浅 10000m³/d 软化水处理站提供的净化软化水和清污掺混软化水，其中过热锅炉用水为“清水软化水（50%）+净化软化水（50%）”的掺混水。红浅地区软化水水源现状见表 3.3-7。

表 3.3-7　红浅地区软化水水源现状表

序号	站名	软化处理装置		除氧装置		处理能力	其中除氧能力	供水区域	目前供水量
		型号	台数	型号	台数	m³/d	m³/d		m³/d
1	红浅 1#供热站	23	2	150	3	13100	14000	红 003、红 006	2400、2450
		/	7	75	2				
2	红浅稠油采出水集中软化水站	216m³/h	4	——	——	16000	0	红 003、一厂	2000、12500
3	10000m³/d 软化水站	72m³/h	6	75t/h	5	10000	6000	红 003	清水：4800 净化水：1800

红浅稠油采出水集中软化水站目前处理量约为 14000m³/d～15000m³/d。分别向红浅、四 2 区供应净化软化水。红浅万方软化水站目前处理清水量 5700~6000m³/d，处理净化软化水量约 2500m³/d，全部供红 003 井区用水。掺混装置建在红浅 10000m³/d 软化水处理站站外，通过组态按比例调节净化软化水掺混支线流量。

（2）输水管线

红 003 井区共有 3 条注汽锅炉供水管线，一条为 D325×8 的钢管，输水能力 8000m³/d；一条为 DN300 钢骨架管线，输水能力 8000m³/d；一条为 DN150 的玻璃钢管，输水能力 2000m³/d。普通锅炉均可由 D325×8 钢管供水，过热锅炉和燃煤锅

炉均可由 DN300 钢骨架管线供水，DN150 清水软化水管线主要用于燃煤锅炉循环冷却、消防和补水。

3.3.5 供配电现状

红 003 井区由 35kV 红 003 变电站供电，该变电站主变容量为 2×12.5MVA，供电能力 21.4MW，目前平均负荷为 10.75MW。

2020 年产能区区已建有 4 条 6kV 架空线路，分别是红零一线、红零四线、红零五线、红零六线，红零一线和红零四线路、红零五线和红零六线、红零四线和红零五线在首尾处设联络开关，形成环网供电，4 条线路 2020 年 10 月平均负荷分别为 1436.4kW、2123.4kW、1084.96kW、11.5kW。如图 3.3-5 所示。

3.3.6 物联网现状

目前，红山公司在红 003 稠油处理站中控室设有数据采集与监控云平台系统 1 套，并配备实时数据库、关系数据库各 1 台；该区块采用无线+有线方式进行语音及数据通信，油区采用无线 LoRa+云平台物联网生产模式，油区已建 LoRa 网关 26 座，单网关容量 100 口油井，设计覆盖范围 2km。红 003 稠油处理站已建有 4 条油区通信干线（1#~6#接转站、13#~18#接转站、7#~12#~25#接转站、21#~23#混输泵站）至红 003 稠油处理站，实现站、采油井、注汽井等的生产数据传输。

视频监控传输方式为通过租用铁塔（H=45m）4 座，安装无线网桥基站设备，视频和自动化数据采取物理隔离。油区已布设有无线网桥基站 16 座，实现采油及注汽井场视频无线接入。其中距离本次工程油区较近的 4 号铁塔建位于 23 号混输泵站附近。

稠油处理站已建有 DCS 系统、视频监控系统及周界防范系统，现场数据通过有线方式上传至实时数据库进行统一管理。

红山公司 2019 年已实施了生产采油井物联网改造工程，已实现采油井温度、压力、载荷、位移、电流、电压数据实时采集。

3.3.7 道路现状

红 003 井区位于国道 G217 两侧，区内有完善的油田路网，交通便利。本次新部署区域有省道 S211 和新建的高速 G20 从油区中间穿过，且目前跨结立交已建成，不

影响日常巡井和检修作业。如图 3.3-8 所示。

3.3.8 环保手续履行情况

红 003 井区区域内于 2010 年首次进行了区块开发项目——红山嘴油田红 003 井区稠油注蒸汽开发项目，滚动开发至 2017 年。自 2018 年—2020 年进行了几次产能扩建及辅助工程、附属设施技术改造等。红 003 井区区域内主要工程环保手续履行情况见表 3.3-8。

表3.3-8　环境影响报告及验收情况表

序号	项目名称	环评情况	验收情况
1	红山嘴油田红 003 井区稠油注蒸汽开发项目环境影响报告书	新疆维吾尔自治区环保厅-新环评价函[2011]90 号，2011.1.28	分批验收。第一批：新疆维吾尔自治区环保厅-新环监函[2013]56 号，2013.1.24；第二批：自主验收，2020.6.22
2	红山油田红 003 井区油田公路改造调整工程	克拉玛依市环境保护局-克环保函[2015]216 号，2015.5.15	自主验收，2018.5.25
3	红山油田红 003 井区燃煤注汽锅炉配套系统建设工程	克拉玛依市环境保护局-克环保函[2015]217 号，2015.5.15	自主验收，2018.5.25
4	红山油田红 003 井区注汽管网调整改造工程	克拉玛依市环境保护局-克环保函[2015]218 号，2015.5.15	自主验收，2018.5.25
5	克拉玛依市红山油田有限责任公司危险废物贮存点建设工程环境影响报告表	克拉玛依市环境保护局-克环保函[2017]392 号，2017.12.12	自主验收，2018.9.28
6	红山油田红 003 井区产能建设 2018 年地面工程环境影响报告表	克拉玛依市环境保护局-克环保函[2018]24 号，2018.2.11	自主验收，2020.6.22
7	红山油田 2018 年污水系统改扩建工程环境影响报告表	克拉玛依市环境保护局-克环保函[2018]117 号，2018.6.28	自主验收，2020.6.14
8	红山油田 2018 年 80 井区注水系统完善工程环境影响报告表	克拉玛依市环境保护局-克环保函[2018]179 号，2018.8.20	自主验收，2020.6.14
9	红山油田红 003 井区 2019 年产能建设工程环境影响报告表	克拉玛依市生态环境局-克环保函[2018]264 号，2018.12.14	自主验收，2020.11.25
10	红山嘴油田 2019 年油藏评价工程环境影响报告表	克拉玛依市生态环境局-克环保函[2019]63 号，2019.4.15	自主验收，2020.11.25
11	红山嘴油田红 66 井区车 69 井西断鼻石炭系油藏评价项目	克拉玛依市生态环境局-克环保函[2019]114 号，2019.6.19	自主验收，2020.11.25
12	红山嘴油田车 356 井区红 134 井评价井工程	克拉玛依市生态环境局-克环保函[2020]74 号，2020.4.20	自主验收，2021.8.18

序号	项目名称	环评情况	验收情况
13	红山嘴油田红 128 井区石炭系油藏评价工程	克拉玛依市生态环境局-克环保函[2020]93 号，2020.6.4	自主验收，2021.8.18
14	红山嘴油田红 003 井区白垩系清水河组油藏 2020 年产能建设工程环评报告表	克拉玛依市生态环境局-克环保函[2020]39 号，2020.2.21	自主验收，2021.8.18
15	红山嘴油田 h9115-h9117 井区域产能建设工程环境影响报告表	克拉玛依市生态环境局-克环保函[2021]63 号，2021.5.10	建设完成，验收阶段

3.4 实施区域基本情况

3.4.1 实施区域油藏地质情况

3.4.1.1 油藏情况

1、构造特征

清水河组顶面总体为断裂切割的向东南缓倾的单斜构造，底层倾角 4°～8°。本次实施区域位于油藏构造低部位，其中西部区域顶面海拔-200m～-240m，北部区域顶面海拔-220～-250m，南部区域海拔-240m～-240m。

2、沉积特征

实施区沉积厚度 22.3m～62.2m，平均 40.2m，其中西部区域沉积厚度 36.2m～44.6m，平均 38.3m；北部区域沉积厚度 22.3m～51.2m，平均 42.3m；南部区域沉积厚度 43.2m～51.3m，平均 39.8m。

3、砂体分布特征

实施区砂体厚度 11.1m～51.6m，平均 28.7m，其中西部区域砂体厚度 11.9m～41.8m，平均 27.2m；北部区域砂体厚度 12.8m～51.6m，平均 29.3m；南部区域砂体厚度 11.1m～47.1m，平均 27.4m。

4、油层分布特征

实施区油层厚度 2.0m～29.0m，平均 16.5m。其中西部区域油层厚度 2.0m～21.0m，平均 14.2m，其东部油层较厚，西部教薄；北部区域油层厚度 3.0m～28.0m，平均 13.0m，由南向北减薄；南部区域油层厚度 13.0m～29.0m，平均 21.6m，整体厚度较大。

3.4.1.2 地质情况

该区域储层由东向西逐渐减薄，油层总厚度 8.1m～11.5m，平均 9.7m；该区域 50℃原油粘度 609mPa.s～728mPa.s。

东部边底水区域临近 2017 年、2018 年、2019 年实施区，控制程度较高。根据储层反演预测结果来看，该区域储层发育整体较厚，油层由西向东逐渐减薄，清水河组总油层厚度 6.5m～21.5m，平均 12.6m，油层主要发育在上部的 $K_1q_1^3$ 层，$K_1q_1^3$ 油层厚度 6.0m～15.1m，平均 10.5m。区域内均发育边底水，水体厚度 3.5m～17.5m，平均 11.4m，水体由西向东逐渐增厚，主要发育在下部的 $K_1q_1^4$ 层。本次水平井部署目标层为 $K_1q_1^3$ 层上部油层，预计钻遇 $K_1q_1^3$ 层油层厚度 4.0m～8.5m，平均 5.9m，钻遇油层位置距水顶 7.5m～15.5m，平均 10.4m。该区域 50℃原油粘度 609mPa.s～9500mPa.s。

清水河组油层中部海拔-195m处原始地层压力4.65MPa，压力系数0.97，油层中部深度475m处的地层温度为23.83℃；平均孔隙度25.5%，平均渗透率687mD，平均含油饱和度62.0%。

3.4.1.3 油气水物性

1、原油

根据红003井区清水河组105井次原油样品分析资料统计，实施区域原油物性分析见表3.4-1。

表 3.4-1 原油基础物性分析数据表

序号	检测项目	原油物性分析结果（清水河组）
1	20℃密度(g/cm³)	
2	50℃粘度(mPa.s)	
3	蜡含量(%)	
4	凝固点(℃)	
5	初馏点（℃）	
6	酸值(mgKOH/g)	

2、伴生气

单座接转站伴生气量在1455~9736m³/d（工况下）范围，平均5261m³/d（工况下），气液比在3.7~28.6范围，平均为8.3，折合标况6.1。

由红003井区G217国道以西区域100方缓冲罐透气孔出口伴生（汽）气组分表3.4-2

可知伴生气C_2含量为0.15%、C_3含量为0.05%，组分较贫。

表 3.4-2　红 003 井区伴生气基础物性分析数据表

组分名称	蒸汽	甲烷	乙烷	丙烷	异丁烷	正丁烷	氮气	二氧化碳	氧气	硫化氢含量，mg/m^3	总硫，mg/m^3
体积分数（%）											

3、地层水

清水河组地层水型为 $NaHCO_3$，总矿化度 11072.10mg/L，氯离子含量 6044.74mg/L。

3.4.2 勘探及环境影响回顾

3.4.2.1 勘探期环保手续履行情况

2021年6月克拉玛依红山油田有限责任公司上报了《红003井区清水河组h9025-h9141区域产能建设钻井工程建设项目环境影响报告表》，并于2021年7月取得克拉玛依市生态环境局出局的批复——克环函[2021]98号（详见附件2）。主要建设内容为：新钻97口评价井（直井+定向井74口，水平井23口），钻井总进尺7.1×10^4m。该工程于2021年10月开始建设，截至2021年11月底已完钻46口井，目前仍在建设中。

3.4.2.2 勘探期环境影响回顾

截至2021年11月底，h9025-h9141井区域已完钻46口井，根据现场踏勘的情况，井场及其他附属设施严格按照环评批复进行了占地和平面布置，未发生违规占地行为。钻井过程中使用水基钻井液，钻井岩屑及钻井废水进入井场设置的泥浆不落地设备在井场就地处理，分离出的液相循环利用，固相经检测合格后综合利用。固相处理符合《关于进一步加强和规范油气田勘探开采行业废弃物污染防治工作的通知》新环发[2016]360号文及《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）《油气田含油污泥及钻井固体废物处理处置技术规范》（DB65/T3997-2017）中的相关要求。

现场踏勘时已完钻井场岩屑已全部处理、清运完毕，井场未见遗留。目前临时占地范围内无植被恢复生长。h9025-h9141井区域钻井活动结束后，应按照环评批复要求开展竣工环保验收手续。根据现场踏勘情况，无环境问题，无需提出“以新带老”整改措施。

4 建设项目工程分析

4.1 建设项目概况

（1）项目名称：红山油田红003井区白垩系清水河组油藏h9025-h9141井区域产能建设工程。

（2）项目性质：本项目为新区块产能开发，项目性质为新建。

（3）建设地点：本项目位于红山油田红003井区内，行政上隶属于新疆维吾尔自治区克拉玛依市克拉玛依区，距离克拉玛依市西南约20km。新建产能区块由6个拐点连接圈定，详见表4.1-1，其中心地理坐标为E ，N 。

表 4.1-1 新建产能区块拐点数据表

拐点	东经	北纬	拐点	东经	北纬
1					
2					
3					

（4）建设规模及组成

本项目主要建设内容包括：新建97口采油井（直井+定向井74口，水平井23口），老井利用2口（h9119井、h9122井），新建混输泵站1座、配汽管汇站12座、移动注汽站2座（搬迁2台燃气注汽锅炉并对其改造），配套建设集输、供配电等地面工程。

建设规模：新建产能5.45×10^{4}t。

具体内容见表4.1-2。

表4.1-2 项目建设内容一览表

工程类别	工程名称		工程内容及规模
产能			99 口采油井（其中老井利用 2 口），新建原油产能 5.45×10^{4}t/a
主体工程	采油工程		采用节能抽油机加有杆泵的举升方式生产
	地面工程	井场	新建 97 座采油（注汽）井口装置。直井+定向井 74 座，每座配 5 型机，配套 7/9kW 电机；水平井 23 座，每座配 6 型机，配套 11/16kW 电机
		多通阀集油配汽管汇	12 座（6 井式 2 座、10 井式 12 座），露天布置，外做防腐、保温，并加装称重式计量器（12 座），混凝土阀池 12 座（2.2×2.2×2.3）
		混输泵站	新建混输泵站 1 座（31 号），站内设油气混输泵 3 台（单螺杆泵，Q=60m^3/h、H=80m、N=45kW，耐温 120℃，2 用 1 备），60m^3 事故罐 2 座、配电室 1 座、仪控间 1 座。在已建 29 号站扩建 1 台混输泵（单螺杆泵，Q=60m^3/h、H=80m、N=45kW，耐温 120℃）。
		注汽站	车载式注汽站 2 座（32 号、33 号），站内搬迁利用 1-1#炉和 12-1#炉 2 台，并对其进行改造（额定蒸发量由 19.5t/h 变为 18t/h，加装低

工程类别	工程名称		工程内容及规模
			氮燃烧器）
		集输管线	地面单井采用注采合一管线，直井+定向井采用 D76×9/20G 钢管，水平井采用 D89×10/20G 钢管。D76×9/20G 钢管长度 2.74km，D89×10/20G 钢管长度为 6.66km，伴热管线 D32×3/20 钢管长度为 9.4km。
			多通阀集油配汽管汇至集输支线采用 D89×4 无缝钢管，集输支线至混输泵站采用 D168×5 无缝钢管，混输泵站至集油干线采用 D219×6 无缝钢管。新建 D89×4 集油支线 2.5km，D168×5 集油支线 3.2km，D219×6 集油干线 1.6km。敷设方式为埋地敷设，埋深 1.8 米。
			新建 D114×12/20G 注汽管线 4.2km，采用低支架架空敷设，架空高度 0.5m。
			新建配气干线 5.4km，管线规格为 D219×6/20；新建配气支线 0.71km，管线规格为 D114×4/20。管道采用埋地弹性敷设，管顶埋深为 1.8m。
辅助工程	道路		新建 32 号注汽站和新建 31 号混输泵站接引道路 0.7km，新建道路就近引接至油区主干路网，按油田四级标准建设，路面宽 6m，采用砂石路面铺设。
	供电工程		井场：新建 6kV 架空线路 5.5km、0.4kV 架空线路 0.8km，电源引接已建或新建 6kV 架空线路。 混输泵站：新建 1 座 6/0.4kV 杆架式变电站，负责站内负荷用电。 注汽站：采用电缆线路配电，电源由已建 6kV 红零五线就近引接，设 1 座杆架式变电站。
	供水工程		锅炉用水由 DN300 钢骨架管线所供净化软化水、深度处理站产水和清水软化水的掺混水。新建 D273×7 净化水供水干线 5.4km，新建 D114x4 供水支线 1.1km，管线埋地敷设，埋深-1.8m。管材选用无缝钢管，采用三层结构聚乙烯防腐。新建阀池 2 座。
	消防		新建车载式注汽站 2 座，各配置 8kg 干粉灭火器 4 具；新建混输泵站 1 座，配 8kg 干粉灭火器 8 具，7kg 二氧化碳灭火器 2 具。
	通信工程		采用无线+有线（光纤）方式上传至红 003 稠油处理站自动化平台（中控室云平台系统），最终通过光缆上传至红山油田信息数据库。
环保工程	废气	锅炉燃烧废气	锅炉燃烧废气经 12m 高烟囱排放。单台锅炉废气排放 $SO_2$0.126t/a、NO_X6.18t/a、烟尘 0.0719t/a，浓度分别为：烟尘：1mg/m^3，SO_2：1.75mg/m^3，NO_X：85.95mg/m^3，达到《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271－2014）中表 3 特别排放限值烟尘：20mg/m^3，SO_2：50mg/m^3，NO_X：150mg/m^3。
		无组织非甲烷总烃	井场、站场的烃类无组织挥发：选用密封性能好的各类机泵、阀门，输送工艺设计采用密闭集输工艺，集油、计量、输送全部采用密闭管道集输
	废水	采出水、井下作业废水、锅炉排水	采出液管输至红 003 稠油处理站、井下作业废水通过泵车由井口打入管线中进入接转站缓冲罐再输送至红 003 稠油处理站、蒸汽锅炉排水进入 35m^3 埋地罐通过泵打入管线进入接转站缓冲罐再转输至红 003 稠油处理站，锅炉排水、井下作业废水及采出水先经红 003 稠油处理站预处理除油后转输至采油一厂的红浅污水处理站进一步处理后由采油一厂进行调配。后期部分采出水处理依托克拉玛依曜诚石油科技有限公司在红 003 井区内建设的采出水深度处理站处理。
	固	含油污泥	含油污泥、沾油废物集中收集，暂存至红 003 井区内设置的危废贮

工程类别	工程名称		工程内容及规模
	废		存点暂存，最终交给具有危废处置资质的单位回收处理。
		落地油	落地原油由作业单位 100%回收。
依托工程	红 003 稠油处理站		本工程原油处理及含油污水预处理依托红 003 稠油处理站。红 003 稠油处理站原油处理规模为 60×10⁴t/a，原油处理采用两段热化学沉降脱水的处理工艺。污水预处理能力 12000m³/d，污水预处理采用重力沉降处理工艺。
	红浅稠油处理站		本工程含油污水深度处理依托红浅稠油处理站污水处理系统。红浅稠油处理站污水设计处理能力 25000m³/d，采用重力除油＋混凝反应沉降＋压力过滤工艺。
	克拉玛依曜诚石油科技有限公司采出水深度处理站		采用“除油气浮+电除硅+沉淀+浮渣去除+除氧+降温换热+深层过滤+纤维过滤+树脂软化+反渗透除盐”工艺，一期采出水处理规模为 7500m³/d，产除盐水 5000m³/d。该项目已于 2020 年 6 月 18 日批复——克环函[2020]108 号，2021 年 9 月建成，目前正在试运行中。
	克拉玛依博达生态环保科技有限责任公司		油区生产产生的含油污泥送至井区内建设的危废贮存场所后，定期交由博达生态环保科技有限责任公司进行处理。具备处置 HW08 废物的资质（危废经营许可证编号 6502040047，有效期限 2019 年 8 月至 2024 年 8 月）。
	克拉玛依顺通环保科技有限责任公司		克拉玛依顺通环保科技有限责任公司危废经营许可证编号 6502040039，有效期限 2019 年 8 月至 2024 年 8 月，可处置 HW49 类其他废物。油区产生的沾油废物委托克拉玛依顺通环保科技有限责任公司进行处理。
	危险废物		红 003 井区内设置有 3 座危废贮存场所，先暂存至井区内设置的危险废物贮存场所，最终交由具有相应危险废物处置资质的单位拉运、处置。
	29 号混输泵站		西南新建多通阀配汽管汇接入老区块中已建 29 号混输泵站进行油气集输，为满足集输要求需在 29 号混输泵站内扩建 1 台混输泵。
	集输干线		西南新建采油井油气集输经单井集输管线至新建多通阀集油配汽管汇集输支线接入已建 29 号混输泵站增压后经已建 2 号集输干线输送至红 003 稠油处理站；东南新建采油井油气集输经单井集输管线至新建混输泵站增压后接入已建 4 号集输干线输送至红 003 稠油处理站

（5）工程投资

本项目产能井地面工程总投资为13955.82万元。

（6）组织机构及定员

组织机构：油田的生产和维护管理，由红山公司人员负责管理。

劳动定员：集油区采用巡检制，生产人员按4班2倒设置，本项目不新增劳动定员，人员调配由红山油田有限责任公司自行调配。

4.2 开发方案简述

4.2.1 开发部署

2021年在h9025-h9141井区域实施99口井，其中钻新井97口（直井+定向井74口，水平井23口），老井利用2口，采油井设计产能2.5t/d，新建产能5.45×10⁴t。h9025-h9141井区域产能部署情况见表4.2-1。

表 4.2-1　红 003 井区 h9115 井-h9117 井区域产能建设部署表

区域	层位	产能井					
		小计（口）	新钻井（口）	老井利用（口）	进尺（10^4m）	产能（10^4t）	井型
h9025-h9141井区域非边底水区域	K_1q	76	74	2	4.3	4.35	直井+定向井
h9025-h9141井区域边底水区域	K_1q	23	23	0	2.8	1.10	水平井
合计		99	97	2	9.9	5.45	/

2021年6月克拉玛依红山油田有限责任公司上报了《红003井区清水河组h9025-h9141区域产能建设钻井工程建设项目环境影响报告表》，并于2021年7月取得克拉玛依市生态环境局出局的批复——克环函[2021]98号。该工程于2021年10月开始建设，截至2021年11月底已完钻46口井，目前仍在建设中。

4.2.2 开发指标预测

h9025-h9141井区域实施99口井，预测生产15年，累积产油43.6×10⁴t，累积产液519.6×10⁴t，累积油汽比0.15，综合含水91.2%。2022年峰值年产油量8.0×10⁴t，年注汽量38.1×104t。详见表4.2-2。

表 4.2-2　红 003 井区 h9025-h9141 井区域开发预测指标一览表

年份	井数(口)	年产量			日产气量(m^3)	气油比(f)	含水(%)
		注汽量(10^4t)	产油量(10^4t)	产液量(10^4t)			
2021	99						
2022	99						
2023	99						
2024	99						
2025	99						
2026	99						
2027	99						
2028	99						

年份	井数(口)	年产量			日产气量(m^3)	气油比(f)	含水(%)
		注汽量(10^4t)	产油量(10^4t)	产液量(10^4t)			
2029	99						
2030	99						
2031	99						
2032	99						
2033	99						
2034	99						
2035	99						
合计							

4.2.3 注汽参数

红003井区清水河组油藏开发方式采用蒸汽吞吐生产，根据数模优化和实际生产相结合优化确定注汽参数参照表4.2-3执行。

表 4.2-3　红 003 井区注汽参数优化表

轮次	注汽参数	注汽强度(t/m)	注汽速度(t/d)	蒸汽干度(%)	焖井时间(d)
1	低粘区(μo<5000mPa•s)				
	高粘区(μo>5000mPa•s)				
2	低粘区(μo<5000mPa•s)				
	高粘区(μo>5000mPa•s)				
3	低粘区(μo<5000mPa•s)				
	高粘区(μo>5000mPa•s)				
4 轮后	低粘区(μo<5000mPa•s)				
	高粘区(μo>5000mPa•s)				

计算清水河组油藏地层破裂压力9.0MPa～10.8MPa，原则上注汽压力控制在9.0MPa～10.5MPa之间，具体根据每口井油层埋藏深度、地层吸汽能力进行调整。

4.3 主体工程

2021年6月已完成h9025-h9141井区域钻井工程环境影响评价工作，本项目为h9025-h9141井区域产能地面工程建设，包括采油工程、地面集输工程及配套辅助工程，工程建设总平面布置图见附图1。

4.3.2 地面集输工程

4.3.1 采油工程

4.3.1.1 采油井口

直径、定向井井口采用耐压14MPa KR14/337-65热采井口及配套Φ177.8mm的套管头。水平井采用SKR14-337-78×52D双管热采井口及配套Φ244.5mm的套管头。

4.3.1.2 举升方式

举升方式：采用抽油机加有杆泵的举升方式生产。

直井采用5型游梁式抽油机，配套选用功率为7kW的电机。定向井采用5型游梁式抽油机，配套选用功率为9kW的电机。水平井采用6型游梁式抽油机，配套选用功率为11/16kW的电机。

4.3.1.3 配套工艺

降粘工艺：采用油套环空伴热或热洗降粘。

防砂工艺：采用常规转轮冲砂检泵或排砂采液，对出砂严重的井根据前期生产井防砂实施效果，采用砾石充填防砂措施。

4.3.2.1 集输工艺

本次在h9025井-h9141井区实施产能井99口（其中单井井场10座、平台井井场25座），采用井口来液经单井出油管道输至多通阀集油配汽管汇后，再经集油管道输至混输泵站，增压后经集输管线输至红003稠油处理站进行脱水处理，井口采出液采用称重式计量工艺。新井集输工艺流程如图4.3-1。

4.3.2.2 集输方案

西南新建多通阀集油配汽管汇接入老区块2021年产能建设工程中已建的29号混输泵站（需扩建混输泵以满足集输要求）增压后经2号集输干管线输至红003稠油处理站，东南新建多通阀集油配汽管汇经新建混输泵站增压后经4号集输干线输至红003稠油处理站。

本方案中水平井hHW9114、hHW9112、hHW9108、hHW9104、hHW9098、hHW9079、hHW9197、hHW9084和老井h9122接入已建的多通阀集油配汽管汇，部署油井接入多通阀集油配汽管汇系统情况表4.3-1所示。

表 4.3-1　部署井接入系统情况一览表

序号	多通阀集油配汽管汇	井式	剩余空头数（个）	接入井数（口）	接入井号
1	22-1	18	1	1	hHW9104
2	22-2	18	2	1	hHW9108
3	22-7	6	1	1	hHW9114
4	22-6	6	1	1	hHW9112
5	23-2	18	3	1	hHW9088
6	23-3	18	1	1	hHW9079
7	23-5	6	1	1	hHW9084
8	23-6	6	2	1	hHW9097
9	23-8	6	1	1	h9122
10	31-1	6	6	5	hHW9077、hHW9076、hHW9074、hHW9073、hHW9072
11	31-2	6	6	5	hHW9080、hD939311、hD939312 hD939313、H9119
12	31-3	10	10	9	hD939511、hD939512、hD939513、hD939514、hD939515、hD939516、hD939517、hD939518、hD939519
13	31-4	10	10	9	hD939711、hD939712、hD939713、hD939714、hD939715、hD939716、hD939717、hD939718、hD939719
14	31-5	10	10	8	hHW9069、hHW9068、hHW9067、hHW9060、hHW9059、hHW9062、hHW9061、hHW9063
15	31-6	10	10	9	hD939811、hD939812、hD939813、hD939814、hD939815、hD939816、hD939817、hD939818、hHW90756
16	31-7	10	10	8	hD940211、hD940212、hD940213、hD940214、hD940215、hD940216、hD940217、hD940218、
17	31-8	10	10	6	hD940314、hD940315、hD940316、hD940317、hD940318、hD940319、
18	31-9	10	10	9	hD940011、hD940012、hD940013、hD940014、hD940015、hD940016、hD940017、hD940018、
19	29-11	10	10	8	hD939211、hD939212、hD939213、hD939214、hD939215、hD939216、hD939217、hD939218、
20	29-12	10	10	8	hD939111、hD939112、hD939113、hD939114、hD939115、hD939116、hD939117、hD939118、
21	29-13	10	10	8	hD939411、hD939412、hD939413、hD939414、hD939415、hD939416、hD939417、hD939418、

注：序号10-21为本次新建配汽管汇站，序号1-9为老区已建配汽管汇站

——多通阀配汽管汇

红003井区南部h9025井-h9141井区铁路以西区域23口直井+定向井需10井式多

通阀集油配汽管汇3座，新建阀池3座；井区南部h9025井-h9141井区铁路以东区71口直井+定向井+水平井+老井需新建6井式多通阀集油配汽管汇2座，10井式多通阀集油配汽管汇7座，新建阀池9座。平台井距多通阀集油配汽管汇距离一般控制在100m以内，多通阀集油配汽管汇露天布置，外做防腐、保温，并加装称重计量器和在线含水仪装置及配套工艺。为了调控蒸汽伴热压力，新建多通阀集油配汽管汇蒸汽伴热均采用可调式油嘴。

——混输泵站

井区东南 62 口井新建混输泵站 1 座，搭接在已建集油干线进行生产，井场来液进混输泵提压后，经 4 号集油干线油气混输至红 003 稠油处理站，当混输泵工作异常时，报警并启动事故罐流程。新建增压站设计转液量为 623m^3/d，转气量 3800.3Nm^3/d，混输泵入口压力按 0.25MPa 设计，单站需求的最大排量为 101m^3/h，站内设油气混输泵 3 台（单螺杆泵，Q=60m^3/h、H=80m、N=45kW，耐温 120℃，2 用 1 备），60m^3 事故罐 2 座、配电室 1 座、仪控间 1 座。

井区西南新建28口井连入已建29号混输泵站，23口井最大排量为41m^3/h，需在29号站扩建1台混输泵（单螺杆泵，Q=60m^3/h、H=80m、N=45kW，耐温120℃）。

——集输管网

地面单井采用注采合一管线，直井+定向井采用D76×9/20G钢管，水平井采用D89×10/20G钢管。D76×9/20G钢管长度2.74km，D89×10/20G钢管长度为6.66km，伴热管线D32×3/20钢管长度为9.4km。注采合一管线（D76×9/20G、D89×10/20G）与伴热管道（D32×3/20）采用10m气凝胶毡+复合铝箔布+100mm厚复合硅酸盐毡+复合铝箔布保温，防护层采用δ=0.5mm镀锌铁皮。

集油管线：多通阀集油配汽管汇至集输支线采用D89×4无缝钢管，集输支线至混输泵站采用D168×5无缝钢管，混输泵站至集油干线采用D219×6无缝钢管。新建D89×4集油支线2.5km，D168×5集油支线3.2km，D219×6集油干线1.6km。集油管线采用δ=40mm厚硬质聚氨酯泡沫塑料保温，D89×4/20管道防护层采用δ=2mm厚高密度聚乙烯，D168×5/20、D219×6/20管道防护层采用δ=3mm厚高密度聚乙烯，敷设方式为埋地敷设，埋深1.8米。本项目集输管网规划情况详见图4.3-2。

4.3.2.3 注汽方案

（1）注汽方案

本项目共实施99口产能井，新井位于红003井区的南部、奎北铁路两侧。其中位

于铁路西侧的有23口、铁路东侧的有76口。铁路西侧新井可依托附近老区块内已建燃气注汽站，铁路东侧新井因距宇澄热力燃煤注汽站较远且供气成本较燃气锅炉高，因此铁路东侧新井采用新建燃气注汽站考虑。

红003井区老区块内已建燃气注汽站19座，配套燃气注汽锅炉20台（其中18t/h5台，19.5t/h15台）。为满足h9025井-h9141井区域铁路东侧新建产能注汽需求，挖潜利用老区块内2台富余锅炉用于该区新井注汽。将老区块内1-1#和12-1#燃气注汽锅炉搬迁至新区块内，并对其进行升级改造。锅炉由撬座式改为车载式，锅炉蒸发量由19.5t/h改为18t/h，并加装低氮燃烧器。

（2）注汽站布局

根据新井布井及实施计划，在部署区域新建注汽站2座，铁路东侧、区域五-克高速路两侧各1座。站内各安装18t/h燃气锅炉1台（锅炉由老区块内搬迁至部署区域）及配套的供配电、供排水、燃气、物联网及安防设施，注汽站按新疆油田标准化模式建设。

（3）注汽管网

实施区域需新建注汽锅炉至集油配汽管汇的注汽管线，其中铁路西侧的3座集油配汽管汇接入附近老区块内已建的31号注汽站供汽，注汽管线工作压力按12.0MPa设计；铁路东侧、五-克高速路北侧5座集油配汽管汇由本次新建的32号注汽站供汽，注汽管线工作压力按12.0MPa设计；五-克高速路南侧5座集油配汽管汇由新建的33号注汽站供汽，注汽管线工作压力按12.0MPa设计；另有8口水平井和1口老井接入已建集油配汽管汇，依托已建注汽线供汽。实施区共需新建D114×12/20G注汽管线4.2km。

新建注汽管线采用低支架架空敷设，架空高度0.5m，采用方形补偿器和自然补偿。管线保温采用20mm纳米气凝胶+100mm憎水型复合硅酸盐毡复合保温方式，保护层采用0.5mm镀锌铁皮。管线滑动支架采用成品保温支架，固定支架及阀门设置保温盒。注汽管线及管件钢结构外表面喷涂耐高温防腐涂料。注汽管线保护层外表面涂色环处，并做出箭头标志内部蒸汽流向。注汽管网规划见图4.3-3。

4.3.2.4 供配汽方案

2座新建的注汽站新增耗气量$6\times10^4Nm^3/d$，红003井区老区块内已建二级配气站1座，设计能力$100\times10^4Nm^3/d$，目前用气量为$41.8\times10^4Nm^3/d$，已建配气站可以满足配气需求。

2座新建注汽站从27号注汽站在预留阀池的位置延长配气干线5.4km，管线规格

为D219×6/20。新建至32号注汽站的配气支线0.42km，管线规格为D114×4/20。新建至33号注汽站的配气支线0.71km，管线规格为D114×4/20。采用三层结构聚乙烯防腐。管道采用埋地弹性敷设，管顶埋深为1.8m。

4.3.3 配套辅助工程

4.3.3.1 供配电

（1）电力负荷预测

该区新增电力负荷采用0.38/0.22kV电压等级配电，主要用电设施包括抽油机、混输泵站、注汽站等，负荷等级为二级，新增电力负荷预测见表4.3-2。

表 4.3-2　红 003 井区新增电力负荷预测表

序号	负荷名称	单位	数量	单台容量(kW)	设备容量(kW)	需要系数	功率因数(COSφ)	计算负荷	
								有功功率(kW)	无功功率(kVar)
1、集油区									
1）	5 型抽油机	台	74	9	666	0.3	0.4	199.8	457.8
2）	6 型抽油机	台	23	16	368	0.3	0.4	110.4	253.0
3）	配汽橇	套	12	2	24	0.3	0.85	7.2	2
2、31 号混输泵站									
1）	混输泵	台	3	45	135	0.8	0.95	72	23.7
2）	电采暖	台	9	3	27	0.7	1	19	/
3）	通风	台	5	0.18	0.9	0.8	0.85	0.72	0.4
4）	照明及空调	/	1	5	5	0.8	0.85	4	2.5
3、已建混输泵站									
1）	混输泵	台	1	45	45	0.8	0.95	72	23.7
4、2 座注汽站									
1）	注汽锅炉	台	2	180	360	0.8	0.95	288.00	94.7
小计		/	/	/	1631	/	0.67	773	862
计算负荷		同时系数分别取 0.9、0.93				/	0.66	695.72	801.3
0.4kV 侧无功补偿容量						/	/	/	520
补偿后计算负荷		补偿后				/	0.93	695.72	281.27
年平均用电量		α_{av}=0.7	年有功用电量=0.7×695.72×7200=350.91×10^4kWh						
		β_{av}=0.76	年无功用电量=0.76×281.27×7200=153.91×10^4kWh						

（2）供配电方案

根据负荷预测，红003井区新增电力负荷695.72kW。用电由红零四线、五线、六线供电。详见图4.3-4。

①采油井

采油井采用单变带多井配电方式，每4~7口井设1座杆架式变电站，变压器容量为50kVA（5座），平均负荷率为7%~50.82%；每8~12口井设1座杆架式变电站，变压器容量为80kVA（7座），平均负荷率为57.2%；电源均引接自已建或新建6kV架空线路，另有7口采油井较分散且附近已建杆架式变电站，可就近引接。新建杆架式变电站变压器能效等级均采用二级，采用电缆直埋地敷设引至井口配电箱。

杆架式变电站低压侧设无功集中电容补偿装置，补偿后功率因数不低于0.85。

②混输泵站

站内新建1座6/0.4kV杆架式变电站，负责站内负荷用电。变压器容量为200kVA，能效等级采用二级，变压器负荷率为50.7%；站区设1座0.4kV箱式开关站，内设4面GGD型变频控制柜（进线柜1面，出线柜3面），柜内设3套变频控制装置。

混输泵电机（45kW）采用变频控制，采用1拖1控制方式。

③注汽站

注汽站采用电缆线路配电，电气部分按标准化站进行设计，电源由已建6kV红零五线就近引接，设1座杆架式变电站，变压器容量为315kVA，负荷率为59.8%。

站内设1座0.4kV箱式开关站，内设4面GGD2型低压配电柜（进线柜1面，出线柜4面），负责为注汽锅炉供电，内含锅炉柱塞泵、风机变频装置各1套。

供配电主要工程量见表4.3-3。

表 4.3-3　供配电主要工程量表

序号	项目名称	单位	工程量
1	集油区	/	/
1）	6kV 架空线路	km	5.5
2）	0.4kV 架空线路	km	0.8
3）	真空断路器	台	2
4）	故障指示器	台	4
5）	杆架式变电站（80kVA）	座	10
6）	杆架式变电站（50kVA）	座	6
7）	电力电缆 ZA-YJV$_{22}$-0.6/1kV 5×10	km	10
8）	电力电缆 ZA-YJV$_{22}$-0.6/1kV 5×4	km	1.2
9）	井口配电箱	只	97
10）	无功补偿箱	只	24
11）	开关箱	只	8
2	混输泵站	座	1
1）	杆架式变电站（200kVA）	座	1
2）	0.4kV 箱式开关站	座	1
内设	低压配电柜 GGD2 型	面	4
内附	变频控制装置（45kW）	套	3

序号	项目名称	单位	工程量
3）	电力电缆 ZA-YJV$_{22}$-0.6/1kV 4×150+1×70	km	0.2
4）	电力电缆 ZA-YJV$_{22}$-0.6/1kV 3×35+1×16	km	0.3
5）	电力电缆 ZA-YJV$_{22}$-0.6/1kV 5×10	km	0.2
6）	电力电缆 ZA-YJV$_{22}$-0.6/1kV 4×4	km	0.3
7）	防爆动力配电箱	只	1
3	已建混输泵站	/	/
1）	已建 0.4kV 配电室	/	/
内附	变频控制装置（45kW）	套	1
2）	电力电缆 ZA-YJV22-0.6/1kV 3×35+1×16	km	0.1
3	注汽站	座	2
1）	杆架式变电站（315kVA）	座	2
2）	0.4kV 箱式开关站	座	2
内设	低压配电柜 GGD2 型	面	6
内附	变频控制装置（132kW）	套	2
/	变频控制装置（37kW）	套	2
3）	电力电缆 ZA-YJV22-0.6/1kV 4×150+1×70	km	0.6

4.3.3.2 供排水

（1）供水

本项目用水主要为2台18t/h燃气注汽锅炉用水，锅炉总用水量为864m^3/d。

锅炉用水全部由DN300钢骨架管线所供净化软化水、深度处理站产水和清水软化水的掺混水。

锅炉供水干线引接至27号注汽站东部阀池，新建D273×7净化水供水干线5.4km，新建D114×4供水支线1.1km，管线埋地敷设，埋深-1.8m。管材选用无缝钢管，采用三层结构聚乙烯防腐。新建阀池2座。详见图4.3-5（a）。

（2）排水

根据建设单位提供的资料，考虑锅炉排污（5%）、汽水损失（3%）、管道损失（3%）的情况下，单台锅炉用水量为432m^3/d，其中锅炉排污21.6m^3/d、汽水损失12.96m^3/d、管道损失11.92m^3/d。锅炉排水排至燃气注汽站内配套的35m^{3}埋地罐，由泵打入管线进入接转站缓冲罐再转输至红003稠油处理站预处理后转输至采油一厂红浅稠油处理站污水处理系统进一步处理后由采油一厂调配（资源利用）。项目水平衡见图4.3-5（b）。

4.3.3.3 消防

新区块新建产能区域消防采用移动式灭火。新建注汽站2座，各配置8kg干粉灭

火器4具；新建混输泵站1座，配8kg干粉灭火器8具，7kg二氧化碳灭火器2具。

4.3.3.4 物联网

本次工程涉及的油井、集油配汽管汇、称重计量器、注汽站、混输泵站等实现“无人值守、远程监控、故障巡检”生产模式。

（1）通信方案

本次方案现场数据（采油井、多通阀集油配汽管汇、含水分析仪、注汽站、混输泵站）采用无线+有线（光纤）方式上传至红003稠油处理站自动化平台（中控室云平台系统），最终通过光缆上传至红山油田信息数据库。

新建光缆1条，从23号混输泵站就近引接（架空）敷设至新建混输泵站L=1.2km（24芯）。

2座注汽站通过无线网桥传输自动化数据和视频监控数据。

在新建混输泵站设置LoRa网关1套，满足本次油区井场现场仪表数据通信需求。

含水分析仪、称重计量器、集油配汽管汇多通阀旁边设置RTU箱，其现场仪表信号接入RTU控制器（箱），然后通过无线网桥方式就近上传至相应混输泵站PLC控制系统，再通过已建光缆传输至红山云平台控制系统。

在4号铁塔新增1套无线网桥主站设备。

通信系统工程量见表4.3-4。

表 4.3-4　井区通信系统工程量

序号	项 目 名 称	单位	工程量	备　注
1	通信光缆 24 芯	km	1.2	/
2	光端设备	套	2	/
3	网络机柜	台	1	规格 1200mmx800mmx600mm
4	无线网桥基站设备（AP）	套	1	置于 4 号铁塔上
5	无线 LORA 网关	套	1	置于混输泵站

（2）自动化系统方案

①抽油井

采油井采用称重式计量工艺。在抽油井口安装仪表，完成对抽油井口的油压、套压、油温、抽油机电流及状态等参数的远程监测。

②多通阀集油配汽管汇

电动多通阀集油配汽管汇12座。RTU具有就地与远程切换功能和声光报警功能。多通阀集油管汇上加装含水分析仪，多通阀管汇与含水分析仪分别自带控制柜，实

现自动选井监测含水分析。

③称重计量器

称重计量器自带PLC控制器，称重计量器和多通阀选井装置可以共用1套PLC，通过RS485连接至集油管汇多通阀控制柜进行自动控制。

④注汽站

本次新建注汽站（2座），其自动化成套配备。新建注汽站控制器数据经无线网桥就近传输至新建混输泵站汇聚后通过光缆传输至红山公司信息数据库。

⑤混输泵站

在混输泵站设置RTU控制箱1套，站内监测数据进RTU，经光缆传输至红山信息数据库。

仪表自动化系统工程量见表4.3-5。

表 4.3-5　仪表自动化部分主要工程量

序号	项目名称	单位	工程量	备注
1	油井	座	99	含 2 口老井
（1）	压力变送器（无线 LoRa）	台	198	/
（2）	温度变送器（无线 LoRa）	套	99	/
（3）	一体化示功仪（无线 LoRa）	台	99	/
（4）	综合电量模块(含启停) （无线 LoRa）	套	99	/
（5）	杆不同步检测停机装置	套	99	/
2	集油配汽管汇（12 套）	/	/	/
（1）	RTU 控制器（箱）	套	12	要求 RTU 配置无线电台通信模块
（2）	单井含水仪（带控制柜）	套	12	电动多通阀管汇橇及其控制柜一起在工艺方案开具。
（3）	压力变送器	台	36	其中集油管汇压力 12 台、注汽管汇 12 台、伴热压力 12 台。
（4）	温度变送器	台	12	集油管汇用
3	混输泵站（4 台泵）	座	1	/
（1）	压力变送器	台	8	29 号站扩建一台泵压力 2 台
（2）	温度变送器	台	1	/
（3）	可燃气体探测器	台	2	/
（4）	可燃气体/毒性气体报警装置（6 路）	台	1	/
（5）	毒性气体探测器	台	2	/
（6）	RTU 控制器（箱）	套	1	/
（7）	无线网桥模块（5.8G）及配件	套	1	/
4	注汽站	座	2	/
（1）	无线网桥模块（5.8G）及配件	套	2	自动化数据和视频数据

5	红 003 稠油处理站中控室	/	/	/
（1）	云平台系统扩容组态	套	1	99 口油井、1 座新建混输站、扩建一座混输泵站、2 座注汽站及 12 座集油配汽管汇、12 座称重计量器数据接入
（2）	功图计量平台接入组态	套	1	99 口油井

4.3.3.5 土建、道路

（1）土建

新建1座混输泵站，站内建变配电室、综合泵房、仪控间和维修工具间等。本工程基本抗震设防烈度为7度（0.10g），新建建筑或构筑物见表4.3-6。

表 4.3-6　新建建筑或构筑物表

序号	建筑名称	结构形式	面积（m^2）	数量	耐火等级
一	新建混输泵站	/	/	/	/
1	混输泵房	彩板结构	120	1	二
2	仪控间	彩板结构	25	1	二
3	厕所（移动式）间	彩板结构	/	2	二
4	站内道路	六边形砌块	/	120m	/
二	29 号混输泵站扩建	/	/	/	/
1	混输泵房	彩板结构	30	1	/

新建变配电室、混输泵房、仪控间和及厕所（移动式）间采用轻钢彩板结构。

轻钢结构采用彩钢隔热夹心板，外墙、屋面采用150mm厚彩钢外皮轻质保温复合板；内墙为100厚彩钢外皮轻质保温复合板。房屋屋面均为保温防水屋面（屋顶面层彩钢不应小于0.6mm，底层厚度不应小于0.5mm），采用结构防水的设计；房间门均采用彩钢夹芯板门，采光窗统一采用双层玻璃塑钢窗。房体维护材料采用难燃材料，防火等级为B1级。地基础采用C30素混凝土浇注。站区道路采用六边形凝土切块铺筑，路面宽2m，长120m。路边设置路缘石。

（2）道路

新建32号注汽站和新建31号混输泵站接引道路0.7km，新建道路就近引接至油区主干路网，按油田四级标准建设，路宽6m，采用砂石路面铺设。详见图4.3-6。

4.3.3.6 采暖通风

新建混输泵站建筑面积145m^2，采暖热负荷17.7kW。

红003井区集油区采用巡检制，混输泵站为无人值守站，输送介质为稠油采出液，温度60-70℃。结合现场情况，仪控间采用电采暖，混输泵间不设采暖。

对产生余热和散发有害气体的房间设置通风装置，采用自然通风和机械通风相

结合，通风换气次数按规范执行。混输泵房采用防爆轴流风机，防爆轴流风机与可燃气体报警系统连锁，配电间设轴流风机。

仪控间、配电室设分体式空调。采暖通风主要工程量见表4.3-7。

表 4.3-7　采暖及通风主要工程量表

序号	项目名称	单位	工程量
1	3kW 电暖器	台	2
2	柜式空调器 制冷量 Q=7.2kW，U=380V，N=2.9kW	台	2
3	防爆轴流风机 DBT35-11 型 No2.8 Q=2685m³/h　N=0.18kW U=380V	台	4
4	轴流风机 DT35-11 型 No2.8 Q=1649m³/h　N=0.12kW　U=380V	台	1

4.4 依托工程

4.4.1 相关依托工程环保手续情况

与本项目相关的依托工程环保手续履行情况见表4.4-1。

表4.4-1　与本项目相关的依托工程环保手续履行情况

序号	依托工程	项目名称	环评情况	验收情况	应急预案	备注
1	红 003 稠油处理站	红山嘴油田红 003 井区稠油注蒸汽开发项目环境影响报告书	新疆维吾尔自治区环保厅-新环评价函[2011]90 号，2011.1.28	分批验收。第一批：新疆维吾尔自治区环保厅-新环监函[2013]56 号，2013.1.24；第二批：自主验收，2020.6.22	红山公司应急预案备案编号：650203-2020-026-L（克拉玛依市生态环境局克拉玛依区分局）	原油处理、污水预处理、集输干线（2 号、4 号）、原油外输、含油污水外输
2	污水预处理工程扩建	红山油田 2018 年污水系统改扩建工程环境影响报告表	克拉玛依市环境保护局-克环保函[2018]117 号，2018.6.28	自主验收，2020.6.14		污水预处理扩建、含油污水外输
3	危险废物贮存	克拉玛依市红山油田有限责任公司危险废物贮存点建设工程环境影响报告表	克拉玛依市环境保护局-克环保函[2017]392 号，2017.12.12	自主验收，2018.9.28		3 座危险废物贮存场所
4	红浅稠油处理站	红山嘴油田红浅 1 井区红	克拉玛依市环境保护局-克环保函	克环保函[2015]459 号，2016 年 9 月	采油一厂应急预案备案编号：650203-2020-033-M7	污水深度处理。红浅稠油处理站始建

序号	依托工程	项目名称	环评情况	验收情况	应急预案	备注
		006 井断块三叠系克下组、克上组、侏罗系八道湾组油藏建设工程环境影响报告书	[2013]257 号，2013.7.3	11 日	（克拉玛依市生态环境局克拉玛依区分局）	于 1990 年（早期无相关环保手续），先后经过 2006 年、2008 年、2009 年、2013 年改扩建，本次仅提供与本项目污水处理相关改扩建内容环保手续情况
5	采出水深度处理站	红山公司污水深度处理系统建设工程	克拉玛依市生态环境局-克环函[2020]108 号，2020.6.18	2021 年 9 月建成，目前正在试运行，待验收	/	污水深度处理

4.4.2 红 003 稠油处理站

2010年10月底在红003井区就地新建稠油处理站1座，原油处理规模为60×10^{4}t/a，污水预处理能力7000m^3/d。2018年5月对污水预处理系统进行了扩建，完成“红山油田2018年污水系统改扩建工程”环境影响评价工作，并于2018年6月28日取得克拉玛依市环保局出具的该项目环评批复，批复文号为：克环保函[2018]117号。该工程于2019年7月25日完工，2020年6月14日开展进行环保竣工验收，改扩建后污水预处理能力为12000m^3/d。

（1）原油处理

原油处理采用两段热化学沉降脱水的处理工艺。

工艺流程：集油区来液(0.25～0.30MPa，75℃)进入红003稠油处理站管汇间进行单线计量后，进入2座4000m^{3}一段沉降脱水罐进行重力沉降脱水，沉降时间为16小时；脱出的低含水原油（含水≤30%）经3000kW相变掺热装置加热升温至85-90℃（2017年后改为：脱出的低含水油（含水≤30%）利用原油换热器升温至85℃），进入2000m^{3}二段沉降脱水罐进行热化学沉降脱水，沉降时间为9小时；脱水后的原油先进入2000m^{3}缓冲油罐再由提升泵提升后进入导热油-原油换热器再次升温至90~95℃后，在进入5座2000m^{3}净化油罐进行再脱水沉降后，经大罐量油计量并交与油气储运公司后，净化油经原油外输泵提升输至红浅稠油处理站与红浅净化油混合后外输至克石

化厂。其工艺流程框图见图4.4-1。

红003稠油处理站原油处理规模为60×10⁴t/a，目前该站的运行负荷为41.3×10⁴t/a，本项目将新增5.45×10⁴t/a原油处理量，可满足本项目原油处理。

（2）含油废水预处理

红003稠油处理站设污水储油罐2座，均为1000m³，污水缓冲罐1座，容积1000m³。罐设高低液位检测及高低液位报警并联锁停泵工艺。上清液由污水回收泵回收进入污水除油缓冲罐后经污水外输泵输往红浅稠油处理站污水处理系统处理。

污水预处理及外输工艺流程如下：

采出水（含油≤3000mg/L，悬浮物≤300mg/L）投加反相破乳剂后，进入1座1000m³一级重力除油罐，经沉降后可去除大部分浮油和大颗粒悬浮物，出水含油≤500mg/L，悬浮物≤150mg/L。出水进已建的1座1000m³重力除油罐，管线上预留投加反相破乳剂接口。投加药剂后的采出水经破乳后，油珠聚结增大被去除，出水含油≤300mg/L，悬浮物≤100mg/L，进入另1座已建的1000m³除油缓冲罐缓冲，经外输泵提升后，外输至红浅稠油处理站处理。系统分离出的污油回收至原油系统。采出水预处理系统总处理停留时间5.2小时。

红003稠油处理站现状污水预处理能力为12000m³/d，目前污水预处理运行负荷为8271m³/d，本次方案中预计近十年最大日产水量约1025m³/d，其中2021年新增污水约238m³/d，锅炉排水43.2m³/d。新增水量可以依托红003采出水预处理站进行处理。

红003处理站建有至红浅稠油污水处理站D377埋地输水管线7.8km，管道设计压力P=1.6MPa，采用无缝钢管，内外防腐。污水输送能力为12000m³/d。污水预处理及外输工艺流程见图4.4-2，污水外输管线平面走向见图4.4-3。

4.4.3 红浅稠油处理站

红003井区距离红浅稠油处理站8km，该站始建于1990年，站内主要有原油处理系统和污水处理系统二套系统。2014年对该厂污水处理系统进行扩建施工，扩建后污水处理站处理规模为25000m³/d。本项目原油输送和部分含油污水处理依托红浅稠油处理站。

（1）原油输送

2010 年建设了一条由红 003 稠油处理站至红浅稠油处理站的输油管道，该管道长约 8km，可利用该输油管道将红 003 净化原油输送至红浅稠油处理站，利用红浅

—克炼输油管道将净化原油输至克炼厂。

（2）污水外输及处理

红浅稠油污水处理站位于红浅稠油处理站站区南部。部分红 003 稠油处理站污水预处理系统隔油处理后的污水转输至红浅稠油处理站污水处理系统进一布处理，处理合格的水用于蒸汽锅炉用水。

2010 年建设了一条 1 条 D325×7 稠油采出水管线转输至红浅稠油处理站采出水处理系统处理，稠油采出水转输系统设计规模 7000m^3/d。2017 年红 003 稠油采出水水量已达 9000m^3/d，采出水外输系统超负荷运行，且已建 D325×7 稠油采出水管线腐蚀破损严重，因此 2018 年新建了一条 003 至红浅稠油处理站外输管线（φ377×8），新建管线最大输水能力为 15000m^3/d，部分红 003 稠油处理站预处理后的水经外输管线输送至红浅稠油处理站进一步处理。

红浅稠油处理站污水设计处理能力25000m^3/d，采用重力除油＋混凝反应沉降＋压力过滤工艺，处理水源为采油一厂红浅稠油采出水和红山采出水，目前采出水处理系统处理量为26065m^3/d，已超负荷运行。红浅稠油处理站能够对其现状污水进行处理，处理后污水能达标回用。根据《采油一厂污水达标外排工程》，2021年下半年将建成4800m^3/d的生物达标外排工程，该工程建设投产后，可解决采油一厂采出水处理系统超负荷运行的现状。且根据《红山公司污水深度处理系统建设工程》方案，克拉玛依曜诚石油科技有限公司在红003井区内建设了一座采出水深度处理站，一期采出水处理规模为7500m^3/d，该项目已于2021年9月建成，目前正在试运行，曜诚供水采出水深度处理项目正式投产后部分采出水可依托该项目进行深度处理。

4.4.4 克拉玛依曜诚石油科技有限公司采出水深度处理站

根据《红山公司污水深度处理系统建设工程》，克拉玛依曜诚石油科技有限公司在红003井区内新建采出水深度处理站1座，采用“除油气浮+电除硅+沉淀+浮渣去除+除氧+降温换热+深层过滤+纤维过滤+树脂软化+反渗透除盐”工艺，一期采出水处理规模为7500m^3/d，产除盐水5000m^3/d，同时预留二期4000m^3/d采出水处理设置位置。该项目已于2020年6月18日批复——克环函[2020]108号。根据了解，该项目已于2021年9月建成，目前正在试运行。

根据红山公司红003稠油处理站污水预处理系统现状，目前采出水处理量约为8271m^3/d，采出水深度处理站投产运行后可处理约60%红003稠油处理站采出水预处

理系统的采出水，其余40%依旧转输至采油一厂红浅稠油处理站污水处理系统进一步处理。

4.4.5 危险废物贮存场所

红003井区内建设有3座危废贮存场所，危废贮存点1位于80站老生产基地附近，危废贮存点2位于7#综合工作站附近；危废贮存点3位于红003稠油处理化验室东侧。具体建设位置见图4.3-4。

2017年11月编制完成《克拉玛依市红山油田有限责任公司危险废物贮存点建设工程建设项目环境影响报告表》，克拉玛依市环境保护局于2017年12月12日对“环评报告表”以克环保函[2017]392号出具了批复文件。该项目于2018年3月20日开工建设，2018年4月24日建成并投入运行，2018年9月28日完成环保竣工验收。

危废贮存点仅作为危险废物的暂存、周转使用，不涉及危险废物的利用、处理、处置等流程，工艺流程见图4.3-5。油田生产中产生的沾油废物、含油污泥经袋装收集后通过油田运输车辆运送至油区内设置的三处危废贮存场所，管理人员先进行分类、估量，并填写内部交接单，按危险废物的种类和特性分区贮存。一般暂存30-90天后，交由具有危废处置资质的单位回收处理。后续危险废物的运输由危废处置单位自行完成，运输路线为贮存点→油田简易公路→G217国道→危废处置单位。

4.4.6 克拉玛依博达生态科技有限责任公司

新建产能区生产产生的油泥砂送至红003井区内建设的危废贮存场所后，定期交由博达生态环保科技有限责任公司进行处理。

克拉玛依博达生态环保科技有限责任公司是一家有危险废物处理运营资质的单位，具备处置HW08废物的资质（危废经营许可证编号6502040047，有效期限2019年8月至2024年8月），可处理的废弃物包括干化油泥、含油废弃物（防渗膜、树脂）、含油钻井废弃物、含油泥废液及含油污泥，共计118.5万t/a。博达公司目前实际处理量为42.5×10^4t/a。

4.4.7 克拉玛依顺通环保科技有限责任公司

新建产能区生产产生的沾油废物送至红003井区内建设的危废贮存场所后，定期交由克拉玛依顺通环保科技有限责任公司进行处理。

克拉玛依顺通环保科技有限责任公司成立于2016年，位于克拉玛依市乌尔禾区风城油田32井西以西，危废经营许可证编号6502040039，有效期限2019年8月至2024年8月，可处置HW49类其他废物，废防渗膜（900-041-49，热解装置）。HW49类处置规模为7万t/a。

4.5 工程分析

4.5.1 工艺流程

4.5.1.1 施工期工艺流程

本项目施工期为地面工程建设，主要包括管线敷设及各类井、站场建设。

（1）管线敷设

管线沿线均为油区，无民用建筑等，新建管线不穿越铁路、专用公路及沥青、水泥路面（通车量大）的公路，地貌类型属于冲洪积平原。管线基本情况参数见表4.5-1。

①施工放线、场地清理

管道施工初期，首先要对施工作业带进行清理和平整，根据施工图坐标点施工放线，并撒白灰线作为施工作业带边界，最后清理施工现场，以便施工人员、车辆、管材等进入施工场地。

注汽管线施工作业带宽度为 3m；集油管线、配汽管线、供水管线施工作业带宽度为 10m。

②管道运输、布管

管道装卸运输时应采取保护措施，防止对钢管和防腐层损坏，管道运输至现场后应用专用吊具小心吊放，按指定位置卸管，管道运输和布管在管沟堆土的另一侧进行，布管过程中不允许地面托拉。施工单位检查验收，合格后方可使用。

③管沟开挖

管沟开挖采用以机械开挖为主、人工为辅的管沟开挖方式。管沟开挖过程中，应经常检查管沟开挖尺寸，确保管沟成型质量。

④焊接、防腐、补口、补伤

管道焊接前，施工单位应进行焊接性能试验，管道焊接施焊人员持有特种作业资格证书并持证上岗。管道焊接检查坡口，清除坡口表面及其两侧至少 20mm 范围

内的铁锈、水分和灰尘，焊缝表面整齐均匀无裂纹、未熔合、气孔、夹渣、凹陷及其他缺陷。

防腐与保温：本工程注采合一管线、注汽管线、伴热管线外防腐采用漆酚硅重防腐漆（耐温 400℃），涂层结构为五道漆，涂层干膜厚度≥ 150μm。集油管线外防腐采用漆酚硅耐高温液体防腐漆（单组份，耐温 200℃），涂层结构为二道底漆—三道面漆。涂层干膜总厚度≥150μm。

注采合一管线（D76×9/20G、D89×10/20G）与伴热管道（D32×3/20）采用 10m 气凝胶毡+复合铝箔布+100mm 厚复合硅酸盐毡+复合铝箔布保温，防护层采用 δ=0.5mm 镀锌铁皮。

配气管线采用无缝钢管无缝钢管，采用三层结构聚乙烯防腐。

供水管线采用无缝钢管，采用三层结构聚乙烯防腐。

防腐层有漏点、机械损伤等缺陷时应进行补伤，补伤时，应先对漏点或损伤进行清理，并将其周围 50mm 范围内搭接处的防腐层用粗砂纸打磨粗糙，然后采用刷涂或刮涂进行修补；对破损处已裸露的钢表面应进行人工除锈处理，等级达到 ST3 级，补涂涂层实干后应再次进行漏点检查并合格。

⑤管道敷设

项目单井注采合一管线敷设方式为地面敷设；注汽管线采用低支架架空敷设，架空高度 0.5m；集油管线、配汽管线、供水管线敷设方式为埋地敷设，埋深 1.8m，施工作业带宽度控制在 10m 范围内。

管道下沟前应将沟内平整清除干净，管道下沟起吊必须用专用吊具，钢管吊管间距不大于 17m，起吊高度 1m，起吊点距管道环向焊缝距离不小于 2m，轻放至管沟内，严防损伤管道及其防腐层。

⑥清管、试压、覆土

清管在进行试压前必须采用清管器进行清管，并不应少于四次。清管应确保将管道内的污物清除干净。

管道应采用无腐蚀性洁净水作为试压介质，进行强度和严密性试压，其力值、允许降稳时间应满足相规范要求，对于不合格的管段查出原因及时泄压修补后重新试直至满足要求。

回填前，应先检查管槽底部是否平整，管道在槽底是否有悬空的现象，管道下面的回填土是否夯实，管槽中的砖、石、木块等杂物是否清除干净，管道间距是否

符合设计要求。即回填前，应检查管槽和管道的施工质量，不符合要求者不得回填；回填时应先用人工回填软土将管道的两侧填实，保证管顶以上软土厚度大于 300mm，切不可有尖角石块、大土块、冻土块，然后再用机械设备沿槽壁缓慢回填；管沟回填后按规范修整管堤。

⑦试运投产

试运投产应符合有关管道规范，试运投产由建设单位组织计、施工生产管理等部门组成试投机构，按照有关规定进行验收。

管道建设施工过程见图 4.5-1。

（2）采油井场、站场建设

本项目新建采油井场97座，新建配汽管汇12座、注汽站2座、新建混输泵站1座，在29号混输泵站内扩建混输泵1台。施工期内容主要为设备安装及站场内管线链接。井场及站场内设备均为成品外购，用施工车辆运至制定位置安装即可。

施工期将采油设备及阀组拉运至场地，进行安装调试。施工结束后，对施工场地临时占地进行平整恢复，清除临时占地内水泥基础并进行平整。

4.5.1.2 运营期工艺流程

（1）井下作业

井下作业是进行采油生产的重要手段之一。一般井下作业包括射孔、酸化、压裂、下泵、试油、洗井、除砂、清蜡等一些列工序，但本项目处于稠油区，本项目采用蒸汽吞吐采油工艺，不需要进行除蜡、酸化、压裂作业。

（2）采油

采油就是借助油层自身压力或者抽油泵等工艺方法，使原油从地下储油层中产出的工艺过程。一般来说依靠油层自身压力进行采油的方法称为自喷采油法，而需要抽油泵等方法进行采油的则叫机械采油法。在原油开采中为了保持油层的压力，达到稳定的目的，往往需要向油层注入一定的介质，用以驱替原油。根据注入介质的不同，常见有水驱采油和蒸汽驱采油。

对于稠油油藏来说蒸汽是一种有效的驱动流体，可提高原油温度、降低原油的粘度。红 003 井区属于稠油油藏，开发采用蒸汽吞吐方法。

蒸汽吞吐是单井作业，蒸汽注入时间为 3-6 周，在此期间保持比较高的注入速度。注完蒸汽后闷井 3-5 天，然后投入采油生产，此后这些井产油几个月甚至一年，这一过程被定做是一个周期。

（3）原油集输

原油集输就是把油井生产的油气收集、输送和处理成合格原油的过程。这一过程从油井井口开始，将油井生产出来的原油和伴生的天然气产品，在油田上进行集中和必要的处理或初加工，使之成为合格的原油后，再送往长距离输油管线的首站外输，或者送往矿场油库经其它运输方式送到炼油厂或转运码头。红003井区距离已建红浅稠油处理站8km，原油输送接入已建输入管道，将红003净化原油输送至红浅稠油处理站，利用红浅—克炼输油管道输至克炼厂。

4.5.2 环境影响因素识别

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

本项目主要为地面工程建设、采油、原油集输等作业内容，基本属于开发建设期和生产运营期的建设活动。其环境影响因素主要来源于油井及与其相关的采油、井下作业、原油集输等各工艺过程，影响结构包括非污染生态影响，以及排放的污染物导致的环境污染。

本项目各生产过程环境影响因素识别见表4.5-2，项目主要环境影响因素见图4.5-2。

表 4.5-2　环境影响因素识别表

建设活动	主要环境影响因素	环境影响因素主要受体	阶段
井下作业	1、作业废水	土壤、地表水	建设/生产运营期
	2、落地油	土壤、地下水	生产运营期
	3、设备噪声	声环境	生产运营期
井场、站场管道建设	1、占用土地，破坏原有土地使用功能	土壤、植被	建设期
	2、施工人员和车辆活动		
采油气油气集输	1、含油废水、锅炉排水	地下水、地表水、土壤	事故或非正常
	2、无组织挥发烃类气体、燃气锅炉燃烧废气	环境空气	生产运营期
	3、含油污泥	土壤	
	4、设备噪声	声环境	
	5、油品泄漏、含油污水泄漏	土壤、地表水、地下水	事故

4.5.3 污染源分析

4.5.3.1 施工期污染源分析

1、生态环境

生态影响主要体现在新建97口井（其中单井井场10座、平台井井场25座）、12座配汽管汇、2座注汽站、1座混输泵站和29号混输泵站内扩建混输泵（混输泵扩建在29号混输泵站原永久占地范围内，不新增占地）；新建管线42.91km、电力电缆线6.3km、站场接引道路0.7km。井场、站场、管线和道路建设阶段占用土地、施工对地表植被的影响、土壤扰动等。本项目占地情况见表4.5-3。

表 4.5-3　本项目地面工程占地汇总表

I级分区	分区	工程		单位	工程量	占地面积（hm^2）	占地性质（hm^2）		占地类型
							永久	临时	
准噶尔盆地古尔班通古特沙漠	井场区	油井		座	99	53.59	6.06	47.53	戈壁、盐碱地
	管线区	注汽管线	架空	km	4.2	4.41	0.21	4.2	戈壁、盐碱地
			埋地	km	6.11	6.41	0.30	6.11	戈壁、盐碱地
		供水管线（埋地）		km	6.5	6.825	0.325	6.5	戈壁、盐碱地
		输油管线	地面	km	7.3	7.665	0.365	7.3	戈壁、盐碱地
			埋地	km	18.8	19.74	0.94	18.8	戈壁、盐碱地
	场站区	多通阀管汇		座	12	0.1	0.01	0.09	盐碱地
		混输泵站		座	1	0.19	0.19	0.16	盐碱地
		注汽站		座	2	0.64	0.64	0.14	盐碱地
	连接道路区	砂石路		km	0.7	0.56	0.56	0.00	盐碱地
	输电线路区	0.4-35kV 架空线路		km	6.3	1.88	0.01	1.87	戈壁、盐碱地
合计						102.31	9.61	92.7	/

本项目的占地包括永久占地和临时占地，总占地102.31hm^2，永久占地面积9.61hm^2，临时占地面积92.7hm^2，占地类型为戈壁、盐碱地。

2、废气

施工废气主要来自管线、井场、站场建设过程中产生的扬尘和施工机械、施工车辆尾气。

（1）施工扬尘

施工扬尘主要来自施工场地的清理、平整，土方的开挖、堆放、回填，施工建筑材料的装卸、运输、堆放以及施工车辆运输。

（2）施工机械及施工车辆尾气

施工期各类机械及运输车辆较多，车辆排放的尾气会对大气环境造成一定污染。

3、废水

施工期废水主要为管道试压水及施工人员生活废水。

（1）管道试压水

管道工程分段试压以测试管道的强度和严密性，本工程管道采用无腐蚀性洁净水作为试压介质。本项目新建管线合计 42.91km，产生的试压废水按照每千米 2.5m^3 计算，则本项目管道试压废水量约为 107.28m^3。管道分段试压，试压水由管线排出由罐收集后，进入下一段管线循环使用，试压结束后用于场地四周洒水抑尘。

（2）生活污水

生活污水为地面施工人员产生的生活污水，地面施工人数约为40人，施工期约为60天，按每人每天用水量50L计算，则施工期生活污水用量为120m^3。生活污水排放量按用水量的80%计算，即96m^3。地面施工人员生活污水排入井场设置的防渗污水收集池中，一部分蒸发，剩余部分由钻井队通过泵抽入污水罐中交由第三方，由第三方运至乌尔禾区生活污水处理厂处理。

4、噪声

地面工程建设施工中使用的机械、设备和运输车辆主要有：挖掘机、推土机、轮式装载车、电焊机、吊管机等。以上各种施工机械及运输车辆的噪声情况参见表4.5-4。

表 4.5-4　拟建项目建设期主要噪声设备表

序号	机械、车辆类型	噪声值(dB(A))
1	挖掘机	92
2	推土机	90
3	电焊机	100
4	轮式装载车	90
5	吊管机	95

5、固体废物

施工期固体废物主要为施工人员生活垃圾及施工废料。

（1）生活垃圾

施工期施工人数约为40人，施工期约为60天，平均每人每天产生生活垃圾0.5kg，施工期产生生活垃圾为1.2t，由施工单位清运至克拉玛依生活垃圾填埋场填埋处理。

（2）施工废料

施工过程中会产生少量的管材废边角料、废包装物、废防腐材料等施工废料，

施工废料产生量约为0.38t，集中收集后送至当地建筑垃圾填埋场。

综上，本项目施工期污染物排放情况汇总见表4.5-5。

表 4.5-5　本工程施工期污染物排放情况汇总表

项目	工程	污染源	污染物	产生量	主要处理措施及排放去向
废气	地面工程	施工场地	TSP、SO_2、NO_x等	少量	洒水降尘，限制车速
废水	管线	管道试压废水	SS	107.28m^3	试压期间循环使用，试压结束后，试压废水可用作场地降尘用水
	地面工程	生活污水	COD、BOD_5、氨氮	96m^3	钻井工程生活营地设置防渗污水收集池收集生活污水，一部分蒸发，剩余部分由钻井队通过泵抽入污水罐中交由第三方，由第三方运至乌尔禾区生活污水处理厂处理。
固体废物	地面工程	生活垃圾		1.2t	由施工单位清运至克拉玛依生活垃圾填埋场填埋处理。
		施工废料	废边角料、废包装物、废防腐材料	0.38t	集中收集后定期送至当地建筑垃圾填埋场。
噪声	地面工程	施工机械、运输车辆		90~100dB(A)	加强施工管理

4.5.3.2 运营期污染源分析

1、生态环境

项目运营期对生态环境的影响较小。运营期采取以下生态保护及补偿措施：

（1）拟建项目事故状态下将对生态环境造成较大的影响，因此须对事故风险严加防范和控制。加强日常生产监督管理和安全运行检查工作，制定安全生产操作规程，加强职工安全意识教育和安全生产技术培训。一旦发现事故应及时采取相应的补救措施，尽量减少影响和损失。

（2）对于作业过程中产生的各类废物及时进行妥善处置和处理，不得长期在环境中堆存，避免对景观环境、土壤和水体造成影响。

（3）对各种设备、阀门定期进行检查，防止跑、冒、滴、漏，及时巡检，消除事故隐患。

2、废气

运营期废气主要为燃气锅炉燃烧废气及原油集输烃类无组织挥发废气。

（1）燃气锅炉有组织废气

本项目新建2座注汽站，站内各配置一台18t/h燃气注汽锅炉（将老油区内1-1#、

12-1#锅炉搬迁至项目区，并对其进行升级改造，锅炉由撬座式改为车载式，额定蒸发量由19.5t/h改为18t/h，并加装低氮燃烧器），注汽锅炉燃料为天然气，气源为小拐一级配气站和金龙一级配气站提供，来气到红003配气站配气。根据红山公司排污许可证副本中气体燃料信息表，天然气组分详见表4.5-6。

表 4.5-6　生产用天然气组分表

组分	百分比（%）	组分	百分比（%）
甲烷	93.33	乙烷	3.28
丙烷	0.82	异/正戊烷	0.09
己烷及更重组分	0.04	一氧化碳	0
二氧化碳	0	氢	0
氧	0	氮	1.39
硫化氢	0	其他组分	0
总硫 mg/m^3	9.53	低位发热量 kJ/m^3	34483

根据地面工程方案及建设单位提供的资料，2台18t/h燃气注汽锅炉耗气量为$6\times10^4Nm^3/d$（单台耗气量为$3\times10^4Nm^3/d$），年工作220天（5280h）。燃气注汽锅炉废气产排情况见表4.5-7。

表 4.5-7　锅炉燃烧废气一览表

污染源	排气筒编号	污染物	产生量（t/a）	烟气量（m^3/a）	处理措施	有组织排放情况		排气筒直径（m）
						排放量（t/a）	排放浓度（mg/m^3）	
1-1#	P1	颗粒物	0.0719	7.19×10^7	12m 高排气筒	0.0719	1	0.7
		SO_2	0.126			0.126	1.75	
		NO_x	6.18			6.18	85.95	
12-1#	P2	颗粒物	0.0719	7.19×10^7	12m 高排气筒	0.0719	1	0.7
		SO_2	0.126			0.126	1.75	
		NO_x	6.18			6.18	85.95	
污染物总量合计								
颗粒物			0.1438t/a					
SO_2			0.252t/a					
NO_x			12.36t/a					

单台锅炉源强核算：

①废气量

参考《污染物源强核算技术指南 锅炉》（HJ991-2018），采用气体燃料烟气量计算公式如下：

$$Q_{net,ar}\rangle 10467kJ/m^3 : V_0 = 0.260\frac{Q_{net,ar}}{1000} - 0.25$$

$$V_s = 0.272\frac{Q_{net,ar}}{1000} - 0.25 + 1.0161(\alpha - 1)V_0$$

式中：V_0——理论空气量，m^3/kg或m^3/m^3；

$Q_{net,ar}$——收到基低位发热量，kJ/kg或kJ/m^3；（取值34483kJ/m^3）

V_s——湿烟气排放量，m^3/kg或m^3/m^3；

α——过量空气系数。（取1.20）

根据上式计算：V_0=8.72Nm^3/m^3；V_s=10.9Nm^3/m^3；

单台锅炉工作 220 天（5280h），消耗燃料 3×10^4Nm^3/d，则项目单台锅炉烟气总量为 7.19×10^7Nm^3/a（3.73m^3/s）。

$Q=10.9\times660\times10^4=7.19\times10^7Nm^3/a$

②NO_x的排放量计算

根据《污染源源强核算技术指南 锅炉》（HJ991-2018）中4.4核算方法选取原则：锅炉废气有组织源强优先采用物料衡算法核算，其次采用类比法、产物系数法核算。采用物料衡算法计算氮氧化物排放量时应采用锅炉生产商提供的氮氧化物控制保证浓度值或类比同类锅炉氮氧化物浓度值进行计算，本项目锅炉是挖潜老油区内富余锅炉并对其进行改造加装低氮燃烧器，无相关氮氧化物控制保证浓度值、无同类锅炉氮氧化物浓度值可对比。同时因氮氧化物控制措施发生改变无法类比之前的例行监测数据，因此本次氮氧化物的计算采用排污系数法。

根据《排污许可证申请与核发技术规范 锅炉》（HJ953-2018）中附表F.3燃气工业锅炉的废气产排系数，天然气锅炉氮氧化物产排系数为：9.36kg/万立方米-燃料（低氮燃烧），计算出本项目氮氧化物排放量为：6.18t/a（1.17kg/h），排放浓度为85.95mg/m^3，满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表3中氮氧化物排放限值150mg/m^3。因环境例行监测数据没有NO_X，而是以NO_2表示，这里把源强换成NO_2以便预测评价。

年NO_2排放量为：6.18t/a×0.8=4.944t/a（0.94kg/h），排放的烟气中，NO_2浓度为：68.76mg/m^3。

③SO_2的排放量计算

$$E_{SO_2} = 2R \times S_t \times (1 - \frac{\eta_s}{100}) \times K \times 10^{-5}$$

式中：E_{SO2}——核算时段内二氧化硫排放量，t；

R——核算时段内锅炉燃料耗量，万 m^3；（耗用燃气 660 万 m^3）

S_t——燃料总硫的质量浓度，mg/m^3；（根据红山公司排污许可证副本中气体燃料信息表取值 9.53mg/m^3）

ηs——脱硫效率，%；（无脱硫措施，取值为 0）

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 1）

因此，本项目单台锅炉二氧化硫的排放量为0.126t/a（0.0238kg/h），浓度为1.75mg/m^3。

④颗粒物的排放量计算

根据《排污许可证申请与核发技术规范 锅炉》（HJ953-2018）颗粒物的排放量计算采用类比法。

本项目内配置的2台燃气注汽锅炉（1-1#、12-1#）是从老油区搬迁过来的，锅炉燃料——均为天然气，锅炉类型及规模——锅炉类型不变，额定蒸发量由19.5t/h变为18t/h（该变量在30%范围内），颗粒物的污染控制措施相同——燃烧废气经排气筒排放，符合类比法使用原则。因此根据红山公司2021年3月对12-1#锅炉的例行监测数据及2021年6月对1-1#锅炉的例行监测数据进行核算。监测单位为克拉玛依钧仪衡环境检测有限公司，类比监测数据如下（类比监测报告见附件）：

表4.5-8　1-1#锅炉例行监测数据一览表

序号	污染物		最大排放浓度（mg/m^3）
1	颗粒物	1-1#（2021.6）	ND
2		12-1#（2021.3）	ND

由上表可知，烟气中颗粒物排放浓度均未检出，环评考虑最不利因素影响，颗粒物排放浓度按检出限计算。

表4.5-9　本项目锅炉颗粒物排放情况

序号	污染物		排放浓度（mg/m^3）	排放率（kg/h）	排放量（t/a）
1	颗粒物	1-1#	1	0.041	0.0719
2		12-1#	1	0.041	0.0719

（2）烃类无组织挥发废气

原油集输环节产生的挥发性有机物（VOCs）主要包括非甲烷总烃（烷烃、烯烃、炔烃、芳香烃）、含氧有机化合物（醛、酮、醇、醚等）、卤代烃、含氮化合物、含硫化合物等，对本项目而言，VOCs主要为NMHC。参照《环境影响评价实用技术

指南（第二版）》（机械工业出版社）中提供的无组织排放源强估算系数（原料年用量或产品年产量的0.1～0.4‰）计算非甲烷总烃的排放量，本项目h9025-h9141井井区设计采用密闭集输工艺，产排污系数取0.1‰，单井产能为2.5t/d，单井NMHC产生量约为0.25kg/d（0.01kg/h），即5.45t/a。

3、废水

运营期不新增劳动定员，工作人员由红山公司内部调配，故不新增生活废水。运营期废水主要为井下作业废、及采出水及锅炉排水。

（1）井下作业废水

本项目采用蒸汽吞吐采油工艺，不需要进行除蜡、酸化、压裂作业，正常工况下，主要是修井过程产生少量作业废水（每口井约5-10m^3）。一般每年修井一次，油田区域每年最多可产生修井废水990m^3。

井下作业过程中，作业单位自带回收罐回收作业废水，运至红003稠油处理站污水处理系统预处理后，再转输至红浅污水处理系统进一步处理，最终由采油一厂调配（或用于蒸汽锅炉用水，或回注油层）。

（2）采出水

油田开采过程中的采出水主要来源于蒸汽凝结水、油藏本身的底水和边水。本项目共新增99口采油井，根据地面工程方案，近十年最大日产水量约1025m^3/d，其中2021年新增污水约238m^3/d。采出水先经红003稠油处理站预处理除油后转输至采油一厂的红浅污水处理站进一步处理后由采油一厂进行调配（或用于蒸汽锅炉用水，或回注油层）。后期部分采出水经红003稠油处理站预处理除油后转输至曜诚公司采出水深度处理系统进一步处理，处理后的采出水回注油层。

（3）锅炉排水

根据建设单位提供的资料，考虑锅炉排污（5%）、汽水损失（3%）、管道损失（3%）的情况下，单台锅炉用水量为432m^3/d，其中锅炉排污21.6m^3/d、汽水损失12.96m^3/d、管道损失11.92m^3/d。本项目2台锅炉排水量为43.2m^3/d，锅炉排水排至各燃气注汽站内配套的35m^3埋地罐，由泵打入管线进入接转站缓冲罐再转输至红003稠油处理站预处理后转输至采油一厂红浅稠油处理站污水处理系统进一步处理后由采油一厂调配（资源利用）。

4、固体废物

本项目不新增劳动定员，无生活垃圾产生，运营期固废主要为油泥砂及落地原

油。

（1）油泥砂

油泥（砂）是被原油及其他有机物污染了的泥、砂、水的混合物，属危险废物。根据类比调查，稠油开采的油泥砂产生量为1.5-2.2t/万t采出液，根据建设单位提供的方案中估算，本项目最大产液量约为28万t/a，油泥砂最大产生量为61.6t/a。本项目产生的油泥砂经建设单位集中收集后运送至油区内设置的危废贮存场所后定期由危废处置单位回收处理。

（2）落地原油

落地原油主要产生于油井采油树的阀门、法兰等处正常及事故状态下的泄漏、管线破损以及井下作业产生的落地原油。按照单井落地原油产生量约0.10t/a计算，本项目运营后共99口油井，落地油总产生量约9.9t/a。落地油100%回收。最终交由危废处置单位回收处理。

5、噪声

运营期噪声污染源主要为井场、站场各类机泵运行噪声。噪声排放情况见表4.5-10。

表4.5-10　运营期噪声排放情况

噪声源名称		数量（台）	声源 dB(A)	采取措施	降噪量 dB(A)	采取措施后噪声 dB(A)	排放规律
井场	井下作业	/	80-120	采用低噪声设备	/	80-120	偶发
	单井抽油机	1 机/平台	70	低噪声设备、基础减震	10	60	连续
	丛井式抽油机	2 机/平台	73	低噪声设备、基础减震	10	63	连续
		3 机/平台	75	低噪声设备、基础减震	10	65	连续
		5 机/平台	77	低噪声设备、基础减震	10	67	连续
		6 机/平台	78	低噪声设备、基础减震	10	68	连续
		8 机/平台	79	低噪声设备、基础减震	10	69	连续
		9 机/平台	80	低噪声设备、基础减震	10	70	连续
混输泵站	混输泵	3 台	87	基础减震、彩钢板房隔声	25	62	连续
管汇站	计量器	每座管汇站 1 台	55	低噪声设备、基础减震	10	45	连续
注汽站	燃气锅炉	每个注汽站内 1 台	100	基础减震、四周设置彩钢板	20	80	连续
交通噪声	巡检车辆	若干	60-90	低速行驶、减少鸣笛	/	/	间歇

综上所述，本项目运营期污染物产排情况汇总见表4.5-11。

表4.5-11　运营期产排污情况汇总

项目	工程	污染源	污染物	产生量	排放量	主要处理措施及排放去向
废气	采油工序	油区	烃类	5.45t/a	5.45t/a	环境空气
	燃气注汽锅炉	2台18t/h燃气注汽锅炉	氮氧化物	12.36t/a	12.36t/a	分别经 12m 高烟囱排放
			二氧化硫	0.252t/a	0.252t/a	
			颗粒物	0.1438t/a	0.1438t/a	
废水	井场	井下作业废水	SS、COD、石油类、氨氮	990m^3/a	0	先经红 003 稠油处理站预处理除油后转输至采油一厂的红浅稠油处理站进一步处理后由采油一厂进行调配（后期部分采出水转输至曜诚采出水深度处理系统处理）
		采出水		1025m^3/d(十年中最大预测量)	0	
		锅炉排水	SS、COD	43.2m^3/d	0	
固废	井场	油泥砂	/	61.6t/a	0	克拉玛依博达环保科技有限公司回收处理
		落地油	/	9.9t/a	0	作业单位 100%回收
噪声	井场	抽油机		60-70 dB（A）		采用低噪声设备、基础减震
		井下作业		80-120 dB（A）		偶发、采用低噪声设备
	管汇站	计量器		45 dB（A）		采用低噪声设备、基础减震
	混输泵站	混输泵		62 dB（A）		基础减震、彩钢板房隔声
	注汽站	锅炉主体		80 dB（A）		基础减震、四周设置彩钢板
	巡检车辆			60-90 dB（A）		低速行驶

4.5.3.3 退役期污染源分析

退役期的环境影响主要为井区停采后进行一系列的清理工作，包括地面设施的拆除、封井、井场清理等，将产生少量扬尘、地表废弃建筑、不可移动的废弃设施、废弃管线等固体废物。在闭井施工操作中应注意采取降尘措施，同时，将产生的建筑垃圾进行集中收集，运至当地建筑垃圾填埋场进行填埋处理。

4.6 总量控制

4.6.1 总量控制原则

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

4.6.2 污染物总量控制因子

根据国家环境保护总量控制要求，结合本项目污染特征，确定本项总量控制及

考核因子如下：

（1）废气污染物

2台燃气注汽锅炉，主要废气污染物为锅炉燃气废气中的二氧化硫和氮氧化物和油气集输过程无组织挥发的非甲烷总烃。

（2）废水污染物：

生产过程中产生的采出水和井下作业废水经处理达标后回注，不外排。

由上可知，本项目总量控制因子：非甲烷总烃、二氧化硫、氮氧化物。

4.6.3 总量控制建议指标

根据工程分析可知，本项目无组织非甲烷总烃排放量为5.45t/a。

故本项目投产后非甲烷总烃总量控制建议指标为5.45t/a。

2台燃气注汽锅炉燃烧烟气污染物排放量为二氧化硫：0.252t/a，氮氧化物：12.36t/a。由于本项目2台燃气注汽锅炉是从挖潜老油区内的锅炉，因此不重新申领总量指标。根据克拉玛依市生态环节准入清单，本项目大气污染物总量指标需执行等量替代，本项等量替代分析如下：

表4.6-1　等量替代情况表

锅炉名称	污染物	污染物排放量（t/a）	
		替代前	本项目
1-1#	NO_X	23.85	6.18
	SO_2	2.98	0.126
	颗粒物	1.19	0.0719
12-1#	NO_X	25.28	6.18
	SO_2	3.16	0.126
	颗粒物	1.26	0.0719

注：替代前数据根据《排污许可证申请与核发技术规范-锅炉》（HJ953-2018）中5.2.3.3中式（6）进行计算，其中燃料用量来源于红山公司排污许可证副本中表15主要原辅材料及燃料信息表

根据表4.6-1中的数据可知，本项目满足等量替代原则。本次评价提出的为建议值，供生态环境主管部门对本项目实施环境管理以及下达污染物排放总量控制指标时参考。

4.7 清洁生产水平分析

本项目隶属克拉玛依红山油田有限责任公司管辖。为贯彻实施《中华人民共和国环境保护法》和《中华人民共和国清洁生产促进法》，进一步推动中国石油天然气开采业的清洁生产，防止生态破坏，保护人民健康，促进经济发展，并为石油天

然气开采业开展清洁生产提供技术支持和导向，参照《石油天然气开采业清洁生产评价指标体系（试行）》，对项目区清洁生产水平作出评价。

4.7.1 清洁生产技术和措施分析

（1）原油集输及处理清洁生产工艺

本项目实施区域属于稠油，油品粘度大，开发方式采用蒸汽吞吐生产。采用井口—多通阀集油配汽管汇—混输泵站—红003稠油处理站的密闭集输处理工艺，计量方式采用功图量油，避免含油污水分散处理。

本次实施区域以9井式平台井为主，优化布局，减少建设用地。井场及站场按工艺流程进行优化组合，布置紧凑。在集油区将油、水、电道路等沿地表自然走向敷设，最大限度地减少对自然环境和景观的破坏。

（2）井下作业清洁生产工艺

①井场加强油井井口的密闭，减少井口烃类的无组织挥发；站场阀门、油泵等设备采用密闭性能可靠的装置，杜绝跑、冒、滴、漏现象发生。

②原油生产过程中起下油管时，安装自封式封井器，避免原油、污水喷出。

③在井下作业过程中，对产生的原油和废液拟采用循环作业罐（车）收集，运至红003稠油处理站预处理后转输至采油一厂红浅稠油污水处理系统处理，处理后的污水回用于注汽锅炉或回注油层节约了新鲜水的同时减少废水外排；井下作业过程中铺膜防止原油落地，对作业过程中散落的落地油，及时收集清运，拉运至危废贮存场所贮存，定期由危废处置单位清运处理。

（3）节能及其他清洁生产措施分析

本项目实施后新增主要能耗系统为机械采油、注汽系统，新增主要耗能设备为抽油机、注汽锅炉，主要能源消耗为电力和天然气。

①热采采用注汽锅炉热效率不低于92%。

②抽油机配电变压器选用节能型变压器，能效等级不低于GB 20052-2020中3级能效。

③抽油井采用节能型抽油机。

④本方案涉及主要次级用能单位混输泵站、注汽站需安装计量器具满足配备率要求100%。本方案新增设备注汽锅炉需安装耗电、气计量仪表，具备远传功能，能够满足能源消耗和耗能工质的计量，以及生产管理过程中的考核和能源统计需求。

（4）建立有效的环境管理制度

本项目执行HSE管理模式，注重对员工进行培训，使员工自觉遵守HSE 管理要求，保护自身的安全和健康。为减少和杜绝环境污染事故的发生，建立、健全管理规章制度，制定了详细的污染控制计划和实施方案，责任到人，指标到岗，实施监督；实行公平的奖惩制度，大力弘扬保护环境的行为。

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

4.7.2 清洁生产水平分析

（1）评价指标体系

根据《石油和天然气开采行业清洁生产评价指标体系》（试行），评价指标体系分为定量评价和定性要求两大部分。

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

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

不同类型油气勘探开发企业清洁生产评价指标体系的各评价指标、评价基准值和权重值见表4.7-1。

表4.7-1　采油（气）作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值

<table>
<tr><td colspan="8">定量指标</td></tr>
<tr><td rowspan="2">一级指标</td><td rowspan="2">权重值</td><td rowspan="2">二级指标</td><td rowspan="2">单位</td><td rowspan="2">权重值</td><td rowspan="2">评价基准值</td><td colspan="2">审核后</td></tr>
<tr><td>实际值</td><td>得分</td></tr>
<tr><td>（1）资源和能源消耗指标</td><td>30</td><td>综合能耗</td><td>kg 标煤/t 采出液</td><td>30</td><td>稠油：≤130</td><td>49.8</td><td>25</td></tr>
<tr><td rowspan="3">（2）资源综合利用指标</td><td rowspan="3">30</td><td>余热余能利用率</td><td>%</td><td>10</td><td>≥60</td><td>≥60</td><td>10</td></tr>
<tr><td>油井伴生气回收利用率</td><td>%</td><td>10</td><td>≥80</td><td>-</td><td>10</td></tr>
<tr><td>含油污泥资源化利用率</td><td>%</td><td>10</td><td>≥90</td><td>100</td><td>10</td></tr>
<tr><td rowspan="6">（3）污染物产生指标</td><td rowspan="6">40</td><td>石油类</td><td>mg/L</td><td>5</td><td>≤10</td><td>/</td><td>5</td></tr>
<tr><td>COD</td><td>mg/L</td><td>5</td><td>乙类区：≤150</td><td>/</td><td>5</td></tr>
<tr><td>落地原油回收率</td><td>%</td><td>7.5</td><td>100</td><td>100</td><td>7.5</td></tr>
<tr><td>采油废水回用率</td><td>%</td><td>7.5</td><td>≥60</td><td>100</td><td>7.5</td></tr>
<tr><td>油井伴生气外排率</td><td>%</td><td>7.5</td><td>≤20</td><td>-</td><td>7.5</td></tr>
<tr><td>采出废水达标排放率</td><td>%</td><td>7.5</td><td>≥80</td><td>100</td><td>7.5</td></tr>
<tr><td colspan="8">定性指标</td></tr>
<tr><td>一级指标</td><td>指标分值</td><td colspan="5">二级指标</td><td>指标分值</td><td>审核后得分
得分</td></tr>
<tr><td rowspan="5">（1）生产工艺及设备要求</td><td rowspan="5">45</td><td colspan="2">井筒质量</td><td colspan="2">井筒设施完好</td><td>5</td><td>5</td></tr>
<tr><td rowspan="2">采气</td><td>采气过程醇回收设施</td><td>10</td><td rowspan="2">采油</td><td>套管气回收装置</td><td>10</td><td>5</td></tr>
<tr><td>天然气净化设施先进、净化效率高</td><td>10</td><td>防止落地原油产生措施</td><td>10</td><td>10</td></tr>
<tr><td colspan="3">采油方式</td><td>采油方式经过综合评价确定</td><td>10</td><td>10</td></tr>
<tr><td colspan="3">集输流程</td><td>全密闭流程，并具有轻烃回收装置</td><td>10</td><td>7</td></tr>
<tr><td rowspan="3">(2)环境管理体系建设及清洁生产审核</td><td rowspan="3">35</td><td colspan="5">建立 HSE 管理体系并通过认证</td><td>10</td><td>10</td></tr>
<tr><td colspan="5">开展清洁生产审核，并通过验收</td><td>20</td><td>20</td></tr>
<tr><td colspan="5">制定节能减排工作计划</td><td>5</td><td>5</td></tr>
<tr><td rowspan="4">(3)贯彻执行环境保护政策法规的执行情况</td><td rowspan="4">20</td><td colspan="5">建设项目环保“三同时”制度执行情况</td><td>5</td><td>5</td></tr>
<tr><td colspan="5">建设项目环境影响评价制度执行情况</td><td>5</td><td>5</td></tr>
<tr><td colspan="5">老污染源限期治理项目完成情况</td><td>5</td><td>5</td></tr>
<tr><td colspan="5">污染物排放总量控制与减排指标完成情况</td><td>5</td><td>5</td></tr>
</table>

（2）评价指标体系计算

① 定量评价指标的考核评分计算

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

对指标数值越高（大）越符合清洁生产要求的指标，其计算公式为：

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

对指标数值越低（小）越符合清洁生产要求的指标，其计算公式为：

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

式中：

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

S_{xi}—第 i 项评价指标的实际值（考核年度实际达到值）；

S_{oi}—第 i 项评价指标的评价基准值。

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

定量评价考核总分值的计算公式为：

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

式中：

P_1—定量评价考核总分值；

n—参与定量评价考核的二级指标项目总数；

S_i—第 i 项评价指标的单项评价指数；

K_i—第 i 项评价指标的权重值。

由于企业因自身统计原因值所造成的缺项，该项考核分值为零。

② 定性评价指标的考核评分计算

定性评价指标考核总分值的计算公式为：

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

式中：

P_2—定性评价二级指标考核总分值；

F_i—定性评价指标体系中第 i 项二级指标的得分值；

n—参与考核的定性评价二级指标的项目总数。

③ 综合评价指数考核评分计算

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

综合评价指数计算公式为：

$$P=0.6P_1+0.4P_2$$

式中：P—清洁生产综合评价指数；

P_1—定量评价指标考核总分值；

P_2—定性评价指标考核总分值。

根据目前我国石油和天然气开采行业的实际情况，不同等级的清洁生产企业的综合评价指标见表 4.7-2。

表4.7-2　石油和天然气开采行业不同等级清洁生产企业综合评价指数

清洁生产企业等级	清洁生产综合评价指数
清洁生产先进企业	P≥90
清洁生产企业	75≤P＜90

由表 4.7-2 计算得出，红山公司进行清洁生产审核后定量指标得分：95 分；定性指标得分：97 分；综合评价指数得分：95.8 分

红山公司清洁生产审核前综合评价指数P=95.8分，该分值与表4.7-2中相比较，达到P≥90，属于清洁生产先进企业。

4.7.3 清洁生产分析结论

根据综合评价指数得分判定，本项目清洁生产企业等级为：清洁生产先进企业。

本项目采用的清洁生产技术遵循“减量化、再利用、资源化”的原则。开发各阶段、各作业环境均采取了避免和减缓不利环境影响的措施，高效利用并节约使用各类能源、资源（水、土地等）；使用油气开发效率高的先进工艺技术与设备；制定了合理有效的废物管理方案，采用源削减技术，减少了钻井、油气开采过程中固体废物、废水、废气等污染物的产生量，实现了废物的循环利用与资源化利用。

5 环境现状调查与评价

5.1 自然环境概况

5.1.1 地理位置

本项目位于红山嘴油田红003井区范围内，红山嘴油田红003井区块位于准噶尔盆地西北缘，距克拉玛依市西南约25km处，行政隶属新疆克拉玛依市管辖。G217克—独公路横穿油区西北部，奎北铁路纵穿油田东部。北以红山油田探明区为界，东以红山嘴油田稀油开发区为界，南和西以老山和探矿权线为界，红003油区面积100.1m^2，坐标范围N45°19′~ 45°24′，E84°46′~84°51′。217国道公路穿过油区，交通便利，通讯、电力、输油管网、生活设施齐全，开发条件良好。地理位置见图5.1-1。

5.1.2 地形地貌

红山嘴油田红003井区块位于准噶尔盆地西北缘，东北距克拉玛依市约25km处。区域南部地势高，地势地面高程270-310m之间，地势变化较大。北东区区域地面高程在270-277m之间地势平坦。西南区域地面高程在290-310m之间地势陡起，形成高低两个平台。工区地貌单元为山前剥蚀平原，地表平坦，植被较少，以戈壁砾石和黄泥为主。

5.1.3 水文

就区域尺度而言，受地形、地貌、大气环境等诸多因素的影响，形成了克拉玛依特殊的环境水文特征。按干旱指数衡量，评价区属极干旱地区，水资源匮乏。

（1）地表水水文条件

克拉玛依地区属内流区，境内分布有三大水系，分别是天山北麓中段水系的白杨河下游、达尔布图河、卡拉苏河和玛纳斯河下游，艾比湖水系的奎屯河独山子段；阿尔泰山南麓诸河水系的调水工程。境内河流为流程短、水量小的季节河。主要有 5 条河流（白杨河、克拉苏河、达尔布图河、玛纳斯河、奎屯河），2 座湖泊（艾里克湖和小艾里克湖），6 座水库（白杨河水库、白碱滩水库、黄羊泉水库、风城水库、三坪水库、阿依库勒水库）。项目区内无地表水。

（2）区域地下水水文地质条件

市区及附近地区地下水资源匮乏，即使有一点潜水，也多属上层滞水性质，未形成连片的含水层。地下水矿化度、含盐量高，不存在利用价值，为地下水的贫水区。地下水的补给来源主要是雪融水、降雨和少量的裂隙水。引水工程（年供水能力 $4\times10^8m^3$，2000 年-2003 年供水 $7\times10^8m^3$）是克拉玛依市主要的生产和生活水源。

克拉玛依市地下水的赋存与分布直接受构造控制，水文地质分带明显，并与地貌岩相带相适应，从加依尔山山前向准噶尔盆地中心，即由山地过渡为山前洪积倾斜平原-洪积冲积平原-冲积湖积平原。地下水含水层结构，由单一的卵砾石层变为砂砾（卵）石、砂、粘性土的综合互层。地下水类型由基岩裂隙水、碎屑岩类孔隙裂隙水、松散岩类裂隙水单层结构的潜水过渡到多层结构的潜水-承压（自流）水。从山前洪积砾质倾斜平原到冲积湖积平原，潜水的埋藏深度由深逐渐变浅，呈平行山地的带状分布。

地下水在山区接受大气降水直接渗入的补给，在强烈的构造断裂、节理、裂隙的控制下径流、赋存、运移，以侧向径流的形式排泄向南东方向，大部分以地下径流的形式排泄到盆地中部冲湖积平原，小部分以泉的形式溢出地表。

项目区分布的地下水类型主要为碎屑岩类裂隙孔隙水，补给来源主要为大气降水和融雪的入渗补给。含水层岩性为细砂岩、中粗砂岩或角砾岩，埋深在90-98m以下。地下水涌水量＜$20m^3/d\cdot m$。地下水化学成分的变化规律不明显，随着含水层埋藏深度的增加，矿化度自2-3g/L增加为4-5g/L。水化学类型为$Cl\cdot SO_4$-Na型和Cl-Na型水。Cl-和SO_4^{2-}含量很高，说明该区地下水不能作为饮用水。

5.1.4 气候与气象

红山嘴油田红 003 井区所处区域属典型大陆性干旱气候，干旱少雨、春秋多风、冬季寒冷、夏季炎热、冬夏温差大。气象数据见表 5.1-1。

表 5.1-1　主要气象因素表

项 目 名 称		单　位	数　值
气温	最冷月平均	℃	-16.7
	最热月平均	℃	27.5
	极 端 最 高	℃	42.9
	极 端 最 低	℃	-35.9
	年　平　均	℃	8.1
相对湿度	冬　　季	%	77.0

项 目 名 称		单 位	数 值
	夏 季	%	32
	年 平 均	%	48
平均风速	冬 季	m/s	1.5
	夏 季	m/s	5.1
	年 平 均	m/s	3.7
主导风及频率	冬 季	%	NW/9
	夏 季	%	NW/32
	年 平 均	%	NW/22
最大积雪厚度	厚度 / 雪	mm/Pa	250/400
最大冻土深度	平均值/极值	cm/cm	163.4/197
地下土壤温度	-0.8m处历年各月平均值	℃	11.9
	-1.6m处历年各月平均值	℃	12.3
年蒸发量		mm	3545.2
大气压力	冬 季	102Pa	980.6
	夏 季	102Pa	958.9
	历年 平均值/极大值	mm/mm	105.3/227.3
	年降水天数 平均值/极大值	d/a/d/a	68.2/101

5.2 生态环境现状调查与评价

5.2.1 生态功能区划

根据《新疆生态功能区划》，红山油田属于准噶尔盆地温性荒漠与绿洲农业生态区，准噶尔盆地西部荒漠及绿洲农业生态亚区，克拉玛依石油工业基地环境保护生态功能区。

主要生态服务功能：石油工业产品、人居环境、荒漠化控制。

主要生态环境问题：工业污染，土地盐渍化和沼泽化、风沙危害。

生态敏感因子敏感程度：生物多样性和生境不敏感；土地沙漠化轻度敏感；土壤侵蚀极度敏感；土壤盐渍化不敏感。

保护目标：改善城市生产生活环境，保护荒漠植被。

保护措施：加强污染治理、废弃物资源化利用、完善城市防护林体系、扩大城市绿地面积、加强油区植被保护和管理。

发展方向：建设现代化石油工业基地和良好的人居环境，实现经济、社会、环境和谐与健康发展。

5.2.2 土地利用现状

根据新疆土地利用/土地覆盖地图数据6大类25小类的统计，红003井区的主要土

地类型为戈壁和盐碱地，外部管道沿线除戈壁和盐碱地外，在供水干线沿线还有少量的灌木林地分布，总体上项目区以未利用地为主，项目区域及周边地区土地利用现状见图5.2-1。

5.2.3 土壤类型及分布

根据现场调查及全疆土壤类型图，项目区分布有两种土壤类型，北部主要为灰棕漠土；南部以灰漠土为主，项目区土壤类型分布见图 5.2-2。

（1）灰棕漠土

灰棕漠土主要分布在项目区北部土发育在干旱荒漠气候条件下砾质冲洪积物上，粗骨性母质，细土物质很少，土体非常干燥，地表有一层厚约 2-3cm 而略带黄灰色的结皮砾幕，混有砾石和碎石；下为浅褐棕色或褐红棕色、砾质沙壤的不明显层片状层，比较疏松，一般厚约 8-12cm；以下开始出现石膏聚积层，大量石膏聚积在 10-40cm，甚至接近于地表。灰棕漠土土壤表层有机质含量仅 3-5g/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。0-30cm 土层的硝态氮含量高达 150-900μg/g，比下层高出 10 几倍至数 10 倍（见表 5.2-1）。这主要是干热的气候条件所致，同时还可能与生物和硝化细菌的活动密切相关。

表 5.2-1　灰棕漠土氮素形态与含量分析结果

剖面号	采土深度(cm)	全氮(g/kg)	NH_4─N（μg/g)	NO_3─N（μg/g)
克普荒	0─2	0.62	6	159
019	2─9	0.62	5	368
(克拉玛依)	9─28	0.62	3	518

注：数据引自新疆土壤，1996。

（2）灰漠土

灰漠土主要分布在井区的南部。是在干旱荒漠气候条件下，通过微弱的生物积累过程，粘化铁质化过程和微弱淋溶过程的共同作用下形成的。剖面特征：地表具多角裂缝，表土为发育良好的荒漠结皮层，呈浅灰色干面包状，此层以下为淡灰色的片层结构，约 2-5cm 厚；第三层为粘化、铁质化过程形成的浅棕色紧密实层，粘粒含量稍高，腐殖质层不明显，有白色斑点或菌丝状的碳酸钙沉积；在 40cm 以上，有石膏晶粒出现。灰漠土土壤肥力贫瘠，土壤表层（0-10cm）有机质含量多低于 1%，全氮量约为 0.06%。通体石灰反应强烈，但表层较弱。剖面中下部盐分较上层高，盐

分组成以氯化物-硫酸盐为主，同时表层土壤中氯化物含量较高对地表植被危害较重。灰漠土剖面化学性状见表 5.2-2。

表 5.2-2　灰漠土剖面化学性状

深度（cm）	pH	有机质（%）	全氮（%）	全磷（%）	全盐（%）	Cl^-（%）	SO_4^-（%）
0-25	8.6	0.77	0.050	0.097	1.518	0.516	0.450
25-45	8.9	0.25	0.017	0.068	0.473	0.125	0.162
45-100	8.7	0.22	0.071	0.071	0.937	0.317	0.249

注：数据引自新疆土壤，1996。

5.2.4 植被类型与现状

1、区域植被区系

在新疆植被区划中，项目所在地区属于新疆荒漠区、北疆荒漠亚区、准噶尔荒漠省、准噶尔荒漠亚省、玛纳斯湖州。

红 003 井区区域内占优势的植被为梭梭荒漠。井区北部区域地表以砾质灰棕漠土为主，覆盖着稀疏、高大的梭梭群落；南部除了分布有矮小的梭梭柴群落外，群落内多出现一年生盐柴类物种、植被稀疏以猪毛菜荒漠为主。整个区域植被覆盖度在 5%-10%之间，项目区植被类型及分布见图 5.2-3。

2、评价区植被类型

项目区地处准噶尔盆地西缘的干旱荒漠区，在植被类型上属荒漠，自然地带性植被为梭梭荒漠。

区域内天然植物种类贫乏，以超旱生、耐盐碱的亚洲中部荒漠成分占优势。所分布的植物中，藜科植物种类较多。主要是：藜科的梭梭、假木贼、木碱蓬和驼绒藜。就其区系地理成分而言，有属亚洲中部成分的梭梭，中亚成分的盐节木，总体来说比较简单。从历史成分来看，显示出其古老性，藜科中的梭梭、猪毛菜、盐爪爪等属的一些种均发生于第三纪。

从植物的水平地带分布来说，项目区植被主要是由超旱生的小半乔木、半灌木、小半灌木荒漠植被所形成。由于干旱无水，地表干燥，植被稀疏，植被覆盖率在 5%以下。

根据现场实地考察，评价区内及外围同类型区域有植被生长处的盖度大都在 3%～5%间，盖度极低；也有部分区域为裸地。说明评价区土壤贫瘠，植被分布及生长状况极差。

项目区植被均为梭梭＋假木贼群系（*Form. Haloxylon ammodendron+Anabasis*

salsa＋Anabasis truncata），属于小半灌木荒漠，是新疆荒漠植被中具有重要作用的显域性植被，梭梭＋假木贼群系分布在整个油田开发区，所适应的土壤为石膏灰棕漠土，土壤中含有石膏，机械组成为砾沙质，群落盖度很低，多在 5%以下，群落种类组成少，主要为梭梭高（1.0m 左右），展枝假木贼（*Anabasis truncata*）盐生假木贼（*Anabasis salsa*）、高枝假木贼（*Anabais elatior*），从属物种有琵琶柴（*Reaumuria soongorica*）、驼绒藜（*Iljinia regelii*）、翼果霸王(*Zygophyllum pterocarpum*)、叉毛蓬(*Petrosimonia sibirica*)、肥叶碱蓬(*Suaeda kossinskyi*)、猪毛菜(*Salsola spp*)等。

（1）主要植物种类及分布

油田开发区内植物种类主要为荒漠植物种类。根据实地调查结果统计，评价区内主要高等植物 30 多种，主要物种及分布环境见表 5.2-3。

表 5.2-3　评价区常见高等植物种类及分布环境

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

注：＋＋为多见；＋为少见。

（2）保护植物

项目所在地区内分布的天然野生植物中，受自治区重点保护的植物有梭梭为I级保护植物，是典型的荒漠植物及优良固沙植物。

（3）植被分布特征

根据现场调查及资料分析表明，在油田区域内分布的主要高等植物有 20 种左右，在各种群落类型中，常见种最多不超过 10 种。由于组成群落的植物种类很少，所以

群落结构也比较简单。

区域内的旱生小半乔木梭梭及小半灌木假木贼为主的植被类型占主导地位，分布在油田的绝大部分区域，由于地表较干燥，导致井区植被盖度较低，在 5%左右，项目区域植物种类少，多为藜科植物。根据现场勘察，项目选址占地范围内无梭梭。

5.2.5 野生动物现状

按中国动物地理区划的分级标准，项目区属古北界、中亚亚界、蒙新区、西部荒漠亚区、准噶尔盆地小区。因该区域地处内陆盆地，气候极端干燥，按气候区划为酷热干旱区，野生动物的栖息生境极为单一，主要为荒漠。

荒漠区是油田生产的主要区域，植被主要以梭梭柴、假木贼为主，多为旱生种类，盖度较低。严酷的自然环境及地势平坦的地形地貌，导致区域内的主要动物为啮齿动物（荒漠麻晰、快步麻蜥等）及鸟类（小嘴乌鸦、凤头百灵、红尾伯劳等）。

由于该油田及周围区域油田的开发建设活动，大量人员、机械的进入，荒漠环境中人类活动频率大幅度增加，使得大型脊椎动物早已离开，迁至它处生存、繁衍。因此目前在油田开发区内已见不到这些动物的出没。项目区无重点保护野生动物。

项目所在地区内分布的主要野生脊椎动物 17 种，其中爬行类 4 种、鸟类 10 种、哺乳类 3 种。爬行类的蜥蜴、哺乳类的啮齿动物和鸟类是项目区内主要建群种动物，详见表 5.2-4。

表 5.2-4　评价区常见野生脊椎动物分布种类及遇见频度

序号	中名	学名	居留特性	分布
爬行类				
1	快步麻蜥	*Eremias velox*		+
2	黄脊游蛇	*Coluber spinalis*		+
3	旱地沙蜥	*Phrynocephalus helioseopus*		+
4	密点麻蜥	*Eremias multiocellata*		+
鸟　　类				
5	石　鸡	*Alectoris graeca*	R	++
6	毛脚沙鸡	*Syrrhaptes paradoxus*	R	±
7	原　鸽	*Columba livia*	R	+
8	岩　鸽	*Columba rupestris*	R	±
9	角百灵	*Eremophila alpestris*	R	+
10	短趾沙百灵	*Calandrella cinerea*	R	+
11	小沙百灵	*Calandrella　rufescens*	R	+
12	凤头白灵	*Galerida cristata*	R	+
13	毛脚燕	*Delichon urbica*	B	+
14	云　雀	*Alauda arvensis*	B	+
哺　乳　类				

15	小五趾跳鼠	*Allactage elater*		+
16	子午沙鼠	*Meriones meridianus*		+
17	大沙鼠	*Rhombomys opimus*		+

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

由于准噶尔盆地严酷的气候条件，野生动物分布种类少，没有区域特有种，也无保护动物。

5.3 环境空气质量现状调查与评价

5.3.1 区域环境空气质量达标情况

项目空气环境质量现状引用中华人民共和国生态环境部环境工程评估中心发布的“环境空气质量模型技术支持服务系统”中克拉玛依市 2020 年达标区判定数据。克拉玛依市环境空气中六项基本污染物 SO_2、NO_2、PM_{10}、$PM_{2.5}$、CO、O_3 监测结果，对区域环境空气质量现状进行分析，统计结果见下表：

表 5.3-1　环境空气质量及评价结果一览表

监测因子	评价指标	现状浓度（μg/m³）	标准值（μg/m³）	占标率（%）	达标情况
SO_2	年平均值	6	60	10	达标
NO_2	年平均值	21	40	52.5	达标
PM_{10}	年平均值	54	70	77.1	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	1.4（mg/m³）	4（mg/m³）	35	达标
O_3	最大 8 小时平均第 90 百分位数	117	160	73.1	达标

由上表可知：2020年项目所在地克拉玛依市SO_2、NO_2、PM_{10}、$PM_{2.5}$、CO、O_3等污染物长期浓度均可满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中二级标准限值，为环境空气质量达标区。

5.3.2 特征污染物环境空气质量现状评价

1、监测点位、监测项目及监测时间

本次特征污染物环境空气质量现状引用《克拉玛依红山油田有限责任公司红山油田红003井区环境影响后评价报告书》中的监测数据。监测单位为新疆环疆绿源环保科技有限公司，监测时间为2021年8月10日-8月16日。监测点位基本信息见表5.3-2。监测布点见图5.3-1（a）、图5.3-1（b）。

表 5.3-2　特征因子环境空气质量现状监测一览表

序号	编号	监测点位名称	坐标	监测因子	监测频次
1	W1			H_2S、非甲烷总烃	H_2S、非甲烷总烃连续监测 7 天，监测 1 小时浓度，每天采样 4 次，每次采样不少于 45 分钟
2	W4				
3	W7				

2、评价标准

非甲烷总烃参照《大气污染物综合排放标准详解》中非甲烷总烃环境质量标准取值2.0mg/m^3；硫化氢小时均值浓度执行满足《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）附录D其它污染物空气质量浓度参考限值10μg/m^{3}的要求。

3、评价方法

采用质量浓度占标率法，计算公式为：

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

式中：P_i——第 i 个污染物的最大占标百分比，%；

C_i——第 i 个污染物监测浓度，μg/m^3；

C_{oi}——第i个污染物的环境空气质量浓度标准，μg/m^3。

4、评价结果

监测结果见表5.3-3。

表 5.3-3　后评价阶段环境空气质量现状评价结果

监测点位	监测项目		浓度范围 mg/m^3	标准值 mg/m^3	最大浓度占标率%	达标情况
W1 红 128 井东南 2.8km	H_2S	1 小时平均		0.010	/	达标
	非甲烷总烃	1 小时平均		2.0	17	达标
W4 红 003 稠油处理站	H_2S	1 小时平均		0.010	/	达标
	非甲烷总烃	1 小时平均		2.0	17.5	达标
W7 红 077 井南 100m	H_2S	1 小时平均		0.010	/	达标
	非甲烷总烃	1 小时平均		2.0	24	达标

由表5.3-3可知，各监测点位中非甲烷总烃满足《大气污染物综合排放标准详解》中非甲烷总烃环境质量标准2mg/m^3；硫化氢小时均值浓度满足《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）附录D其它污染物空气质量浓度参考限值10μg/m^{3}的要求。评价区域环境空气质量较好。

5.4 水环境现状调查与评价

本项目地表水评价等级为三级B，且评价区域内无地表水系，因此无需进行地表水环境质量现状调查。本次环评仅对评价区域地下水质量进行现状监测与评价。

1、数据来源

本次地下水环境现状评价采用数据引用+实测法调查地下水环境质量，共布设5个地下水水质监测点，10个地下水水位监测点。

实测法地下水布设情况：在地下水流向上游布设1个监测点、在场地两侧（西侧、东侧）各布设1个监测点、地下水流向下游布设1个监测点，共计4个地下水监测点。

2、监测点位及监测因子

本次地下水监测点位基本情况及监测因子见表5.4-1。

表 5.4-1　地下水监测点位及监测因子一览表

编号	点位名称	坐标	监测时间及频率	水深 m	监测类型	数据来源
D1	上游				水质、水位	
D2	西侧				水质、水位	
D3	东侧				水质、水位	
D4	下游				水质、水位	
D5	1 号水文井				水质、水位	
D6	3 号水文井				水位	
D7	4 号水文井				水位	
D8	绿业生态科技有限公司监测井				水位	
D9	拐十三井				水位	
D10	拐十七井				水位	

3、监测项目

D1~D4地下水水井监测项目：

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

类型子八大离子：K^++Na^+、Ca^{2+}、Mg^{2+}、CO_3^{2-}、HCO_3^-、Cl^-、SO_4^{2-}。

D5~D7地下水水井监测项目：

基本水质：色、嗅和味、浑浊度、肉眼可见物、pH、总硬度、溶解性总固体、铁、锰、铜、锌、铝、挥发性酚类、阴离子表面活性剂、耗氧量、氨氮、总大肠菌群、菌落总数、亚硝酸盐、硝酸盐、氰化物、氟化物、碘化物、汞、砷、硒、镉、六价铬、铅、三氯甲烷、四氯化碳、苯、甲苯、石油类，共计33项；水质类型子八大离子：K^++Na^+、Ca^{2+}、Mg^{2+}、CO_3^{2-}、HCO_3^-、Cl^-、SO_4^{2-}。

D8地下水水井监测项目：pH、总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物、铁、锰、铜、锌、挥发酚、耗氧量、硫化物、氨氮、总大肠菌群、细菌总数、亚硝酸盐氮、硝酸盐氮、氰化物、氟化物、汞、砷、镉、六价铬、铅，共计24项。

D9~D10地下水水井监测项目：pH、总硬度、溶解性总固体、耗氧量、氨氮、亚硝酸盐氮、挥发酚、氰化物、六价铬、硝酸盐氮、硫酸盐、氯化物、汞、砷、石油类，共计15项。

4、评价标准

地下水执行《地下水质量标准》（GB/T 14848-2017）V类标准。

5、评价方法

评价方法采用单项水质标准指数法。

单项水质参数 i 在第 j 点的标准指数：

$$S_{i,j}=C_{i,j}/CS_i$$

式中：CS_i——水质参数 i 的地面水水质标准，mg/L；

$C_{i,j}$——污染物 i 在预测点（可监测点）j 的浓度，mg/L。

pH 的标准指数为：

$$S_{pH,j}=\frac{7.0-pH_j}{7.0-pH_{sd}},pH_j\le 7.0$$

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

式中：pH_{sd}——地下水水质标准中规定的 pH 值下限（6.5）；

pH_{su}——地下水水质标准中规定的pH值上限（8.5）。

6、评价结果

评价结果见表5.4-2（a）~5.4-2（d）。

表 5.4-2（a） 地下水监测结果（D1~D4）

检测因子	标准限值	单位	检测结果				
			D1	D2	D3	D4	单位
pH	pH<5.5 或 pH>9.0	无量纲					无量纲
色度	>25	度					度
浊度	>10	NTU					NTU
嗅和味	有	无量纲					无量纲
肉眼可见物	有	无量纲					无量纲
氟化物	>2.0	mg/L					mg/L
氯化物	>300	mg/L					mg/L
硝酸盐	>30	mg/L					mg/L
硫酸盐	>350	mg/L					mg/L
亚硝酸盐氮	>4.80	mg/L					mg/L
总硬度	>650	mg/L					mg/L
溶解性总固体	>2000	mg/L					mg/L
挥发酚	>0.01	mg/L					mg/L
阴离子表面活性剂	>0.3	mg/L					mg/L
氨氮	>1.50	mg/L					mg/L
铝	>0.50	mg/L					μg/L
铁	>2.0	mg/L					μg/L
锰	>1.50	mg/L					μg/L
铜	>1.50	mg/L					μg/L
铅	>0.10	mg/L					μg/L
锌	>5.00	mg/L					μg/L
镉	>0.01	mg/L					μg/L
石油类	≤1.0	mg/L					mg/L
总大肠菌群	>100	MPN/L					MPN/100mL
菌落总数	>1000	CUP/mL					CUP/mL
氰化物	>0.1	mg/L					mg/L
硫化物	>0.1	mg/L					mg/L
碘化物	0.50	mg/L					mg/L
汞	>0.002	mg/L					μg/L
砷	>0.05	mg/L					μg/L
硒	>0.1	mg/L					μg/L
六价铬	>0.10	mg/L					mg/L
三氯甲烷	>300	μg/L					μg/L
四氯化碳	>50.0	μg/L					μg/L
苯	>120	μg/L					μg/L
甲苯	>1400	μg/L					μg/L
耗氧量	>10.0	mg/L					mg/L
钾	/	/					mg/L
纳	/	/					mg/L
钙	/	/					mg/L
镁	/	/					mg/L
CO_3^{2-}（以½$CaCO_3$ 计）	/	/					mg/L
HCO^{3-}（以½$CaCO_3$ 计）	/	/					mg/L

表 5.4-2（b） 地下水监测结果（D5~D7）

检测因子	标准限值	单位	检测结果	单位

			D5	D6	D7	
pH	pH<5.5 或 pH>9.0	无量纲				无量纲
色度	>25	度				度
浊度	>10	度				度
嗅和味	有	无量纲				无量纲
肉眼可见物	有	无量纲				无量纲
氟化物	>2.0	mg/L				mg/L
氯化物	>300	mg/L				mg/L
硝酸盐（以 N 计）	>30	mg/L				mg/L
硫酸盐	>350	mg/L				mg/L
亚硝酸盐氮	>4.80	mg/L				mg/L
总硬度	>650	mg/L				mg/L
溶解性总固体	>2000	mg/L				mg/L
挥发酚	>0.01	mg/L				mg/L
阴离子表面活性剂	>0.3	mg/L				mg/L
氨氮	>1.50	mg/L				mg/L
铝	>0.50	mg/L				mg/L
铁	>2.0	mg/L				mg/L
锰	>1.50	mg/L				mg/L
铜	>1.50	mg/L				mg/L
铅	>0.10	mg/L				μg/L
锌	>5.00	mg/L				mg/L
镉	>0.01	mg/L				μg/L
石油类	≤1.0	mg/L				mg/L
总大肠菌群	>100	MPN/L				MPN/L
菌落总数	>1000	CUP/mL				CUP/mL
氰化物	>0.1	mg/L				mg/L
碘化物	0.50	mg/L				mg/L
汞	>0.002	mg/L				μg/L
砷	>0.05	mg/L				μg/L
硒	>0.1	mg/L				μg/L
六价铬	>0.10	mg/L				mg/L
三氯甲烷	>300	μg/L				μg/L
四氯化碳	>50.0	μg/L				μg/L
苯	>120	μg/L				μg/L
甲苯	>1400	μg/L				μg/L
耗氧量	>10.0	mg/L				mg/L
钾	/	/				mg/L
纳	/	/				mg/L
钙	/	/				mg/L
镁	/	/				mg/L
碳酸盐（以 $CaCO_3$ 计）	/	/				mg/L
重碳酸盐（以 $CaCO_3$ 计）	/	/				mg/L

表 5.4-2（c） 地下水监测结果（D8） 单位：mg/L，pH、总大肠菌群除外

序号	监测项目	监测结果	标准值
1	pH 值（无量纲）		pH<5.5 或 pH>9.0
2	总硬度		>650
3	溶解性总固体		>2000
4	硫酸盐		>350
5	氯化物		>350
6	铁		>2.0
7	锰		>1.50
8	铜		/
9	锌		/
10	挥发酚		>0.01
11	耗氧量		>2000
12	硫化物		/
13	氨氮		>1.50
14	（总）大肠菌群（MPN/100mL）		>100
15	细菌总数		/
16	亚硝酸盐氮		>4.8
17	硝酸盐氮		>30
18	氰化物		>0.1
19	氟化物		>2.0
20	（总）汞		>0.002
21	（总）砷		>0.05
22	镉		>0.01
23	六价铬		>0.1
24	铅		>0.1

表 5.4-2（d） 地下水监测结果（D9~D10）

序号	监测因子	D9	D10	标准值
1	pH值			pH<5.5或pH>9.0
2	总硬度			>650
3	溶解性总固体			>2000
4	耗氧量			>10
5	氨氮			>1.50
6	亚硝酸盐氮			>4.8
7	挥发酚			>0.01
8	氰化物			>0.1
9	六价铬			>0.1
10	硝酸盐氮			>30
11	硫酸盐			>350
12	氯化物			>350
13	汞			>0.002
14	砷			>0.05
15	石油类			/

该区域地下水为天然劣质水分布区，水质较差，属高矿化度的咸水-盐水-卤水，不能用于生活、工业和农业供水。且根据检测结果，区域地下水中氯化物、硫酸盐、总硬度、溶解性总固体、氟化物远超过《地下水质量标准》（GB/T 14848-2017）V类标准，D1~D5水质监测点中未在地下水中检出石油类。

5.5 声环境现状调查与评价

1、监测点位

本次声环境现状监测共布设4个噪声监测点位，将本次部署区块作为整体，对气四周1m进行噪声监测，声环境现状监测单位为新疆新特新能材料检测中心有限公司。监测时间为2021年11月22日-23日，昼夜各监测1次。监测因子为监测点的昼间和夜间的等效连续A声级。

2、评价标准

结合本项目特点，该项目区内执行《声环境质量标准》（GB3096-2008）中的3类声功能区环境噪声限值。

3、监测结果

声环境质量的现状监测与评价结果见表5.5-1。

表 5.5-1　声环境监测与评价结果

监测点		监测值 dB(A)		
		昼间	夜间	达标情况
1#	实施区北侧			达标
2#	实施区东侧			达标
3#	实施区南侧			达标
4#	实施区西侧			达标
标准值		65	55	/

根据上表可以看出，区域内背景噪声监测点昼间、夜间噪声强度均达到《声环境质量标准》（GB3096-2008）中3类标准限值要求，周围声环境质量良好。

5.6 土壤环境现状调查与评价

本项目属于采矿业的石油开采活动，根据《环境影响评价技术导则　土壤环境》（HJ 964-2018）规定，为I类建设项目。项目属于土壤污染影响型项目，占地规模小，环境敏感程度为不敏感，因此评价工作等级为二级。本次在项目占地范围内布设3个柱状样点，1个表层样点，在占地范围外，评价范围内布设2个表层样点，对项目区

土壤环境质量现状进行监测。土壤监测采样日期为2021年11月20日-21日，监测单位为新疆新特新能材料检测中心有限公司。

1、监测点位

项目区占地范围内：3个柱状样（1#～3#），1个表层样（4#）；

项目区占地范围外：2个表层样（5#、6#）。

监测点位信息详见表5.6-1。

表 5.6-1　土壤监测点位

点号	位置		坐标	备注
1#	hHW9111 井	0-0.5m		占地范围内柱状样
		0.5-1.5m		
		1.5-3.0m		
2#	hD940416 井平台井处	0-0.5m		
		0.5-1.5m		
		1.5-3.0m		
3#	新建 31 号混输泵站	0-0.5m		
		0.5-1.5m		
		1.5-3.0m		
4#	hHW9100 井	0-0.2m		占地范围内表层样
5#	占地范围外 1	0-0.2m		占地范围外表层样
6#	占地范围外 2	0-0.2m		

2、监测项目、时间及频率

监测项目：pH、砷、镉、六价铬、铜、铅、汞、镍、四氯化碳、氯仿、氯甲烷、1,1-二氯乙烷、1,2-二氯乙烷、1,1 二氯乙烯、顺-1,2-二氯乙烯、反-1,2-二氯乙烯、二氯甲烷、1,2-二氯丙烷、1,1,1,2-四氯乙烷、1,1,2,2-四氯乙烷、四氯乙烯、1,1,1-三氯乙烷、1,1,2-三氯乙烷、三氯乙烯、1,2,3-三氯丙烷、氯乙烯、苯、氯苯、1,2-二氯苯、1,4-二氯苯、乙苯、苯乙烯、甲苯、间/对二甲苯、邻二甲苯、硝基苯、苯胺、2-氯酚、苯并[a]蒽、苯并[a]芘、苯并[b]荧蒽、苯并[k]荧蒽、䓛、二苯并[a,h]蒽、茚并[1,2,3-cd]芘、萘、石油烃（C_{10}-C_{40}），共计47项。

监测时间为：2021年11月20日—2021年11月21日，每个点位采样1次。其中表层样采样深度为0.2m；柱状样采样深度为0-0.5m、0.5-1.5m、1.5-3.0m。各采样点各层位均单独采样分析，不混合。

3、评价标准

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

4、评价方法

土壤环境质量评价采用标准指数法，其评价模式为：

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

式中：S_i——土壤质量评价指数（无量纲）；

C_i——污染物浓度，mg/kg；

C_{si}——评价标准，mg/kg。

5、现状监测及评价结果

（1）土壤理化性质

项目所在区域土壤理化性质见表5.6-2。

表 5.6-2　土壤理化性质表

点位		hHW9111 井（T1）		时间	2021.11.20	
经度				纬度		
层次		0-0.5m	0.5-1.5m	1.5-3.0m	/	/
现场记录	颜色				/	/
	结构				/	/
	质地				/	/
	砂砾含量				/	/
	其他异物				/	/
实验室测定	pH 值（无量纲）				/	/
	阳离子交换量（cmol+/kg）				/	/
	氧化还原电位（mV）				/	/
	饱和导水率（cm/s）				/	/
	土壤容重（g/cm³）				/	/
	孔隙度（%）				/	/
土壤结构						
hHW9111 井						

点位		hD940416 井平台井处（T2）		时间	2021.11.21	
经度				纬度		
层次		0-0.5m	0.5-1.5m	1.5-3.0m	/	/
现场记录	颜色				/	/
	结构				/	/
	质地				/	/
	砂砾含量				/	/
	其他异物				/	/
实验室测定	pH 值（无量纲）				/	/
	阳离子交换量（cmol+/kg）				/	/
	氧化还原电位（mV）				/	/
	饱和导水率（cm/s）				/	/
	土壤容重（g/cm³）				/	/
	孔隙度（%）				/	/
土壤结构						

hD940416井平台井处			

点位		新建 31 号混输泵站（T3）		时间	2021.11.22	
经度				纬度		
层次		0-0.5m	0.5-1.5m	1.5-3.0m	/	/
现场记录	颜色				/	/
	结构				/	/
	质地				/	/
	砂砾含量				/	/
	其他异物				/	/
实验室测定	pH 值（无量纲）				/	/
	阳离子交换量（cmol+/kg）				/	/
	氧化还原电位（mV）				/	/
	饱和导水率（cm/s）				/	/
	土壤容重（g/cm³）				/	/

	孔隙度（%）				/	/
土壤结构						
新建31号混输泵站						

点位		hHW9100 井（T4）		时间	2021.11.22	
经度				纬度		
层次		0-0.2m	/	/	/	/
现场记录	颜色		/	/	/	/
	结构		/	/	/	/
	质地		/	/	/	/
	砂砾含量		/	/	/	/
	其他异物		/	/	/	/
实验室测定	pH 值（无量纲）		/	/	/	/
	阳离子交换量（cmol+/kg）		/	/	/	/
	氧化还原电位（mV）		/	/	/	/

	饱和导水率（cm/s）		/	/	/	/
	土壤容重（g/cm³）		/	/	/	/
	孔隙度（%）		/	/	/	/
土壤结构						
hHW9100井						

点位		占地范围外 1（T5）		时间	2021.11.22	
经度				纬度		
层次			/	/	/	/
现场记录	颜色		/	/	/	/
	结构		/	/	/	/
	质地		/	/	/	/
	砂砾含量		/	/	/	/
	其他异物		/	/	/	/
实验室测定	pH 值（无量纲）		/	/	/	/
	阳离子交换量（cmol+/kg）		/	/	/	/
	氧化还原电位（mV）		/	/	/	/
	饱和导水率（cm/s）		/	/	/	/
	土壤容重（g/cm³）		/	/	/	/
	孔隙度（%）		/	/	/	/
土壤结构						

占地范围外 1			

点位		占地范围外 2（T6）		时间	2021.11.22	
经度				纬度		
层次		0-0.2m	/	/	/	/
现场记录	颜色		/	/	/	/
	结构		/	/	/	/
	质地		/	/	/	/
	砂砾含量		/	/	/	/
	其他异物		/	/	/	/
实验室测定	pH 值（无量纲）		/	/	/	/
	阳离子交换量（cmol+/kg）		/	/	/	/
	氧化还原电位（mV）		/	/	/	/
	饱和导水率（cm/s）		/	/	/	/
	土壤容重（g/cm³）		/	/	/	/
	孔隙度（%）		/	/	/	/
土壤结构						

占地范围外 2			

（2）土壤环境质量监测结果

土壤现状监测及评价结果见表5.6-3（a）～5.6-3（h）

表 5.6-3（a） 土壤环境现状监测及评价结果一览表

检测项目	单位	检测结果					
		hHW9111 井					
		0-0.5m		0.5-1.5m		1.5-3.0m	
		监测值	S_i	监测值	S_i	监测值	S_i
pH	无量纲						
砷	mg/kg						
汞	mg/kg						
铅	mg/kg						
镉	mg/kg						
六价铬	mg/kg						
铜	mg/kg						
镍	mg/kg						
石油烃	mg/kg						
四氯化碳	μg/kg						
氯仿	μg/kg						
氯甲烷	μg/kg						
1，1-二氯乙烷	μg/kg						
1，2-二氯乙烷	μg/kg						
1，1-二氯乙烯	μg/kg						
顺式-1，2-二氯乙烯	μg/kg						
反式-1，2-二氯乙烯	μg/kg						
二氯甲烷	μg/kg						
1，2-二氯丙烷	μg/kg						

检测项目	单位	检测结果					
		hHW9111 井					
		0-0.5m		0.5-1.5m		1.5-3.0m	
		监测值	S_i	监测值	S_i	监测值	S_i
1，1，1，2-四氯乙烷	μg/kg						
1，1，2，2-四氯乙烷	μg/kg						
四氯乙烯	μg/kg						
1，1，1-三氯乙烷	μg/kg						
1，1，2-三氯乙烷	μg/kg						
三氯乙烯	μg/kg						
1，2，3-三氯丙烷	μg/kg						
氯乙烯	μg/kg						
1，4-二氯苯	μg/kg						
氯苯	μg/kg						
1，2-二氯苯	μg/kg						
苯	μg/kg						
乙苯	μg/kg						
苯乙烯	μg/kg						
甲苯	μg/kg						
间/对-二甲苯	μg/kg						
邻-二甲苯	μg/kg						
硝基苯	mg/kg						
苯并（a）蒽	μg/kg						
苯并（a）芘	μg/kg						
苯并（b）荧蒽	μg/kg						
苯并（k）荧蒽	μg/kg						
䓛	μg/kg						
二苯并（ah）蒽	μg/kg						
茚并（1，2，3-cd）芘	μg/kg						
萘	μg/kg						
苯胺	mg/kg						
2-氯酚	mg/kg						

表 5.6-3（b） 土壤环境现状监测及评价结果一览表

检测项目	单位	检测结果					
		hD940416 井平台井处					
		0-0.5m		0.5-1.5m		1.5-3.0m	
		监测值	S_i	监测值	S_i	监测值	S_i
pH	无量纲						
砷	mg/kg						
汞	mg/kg						
铅	mg/kg						
镉	mg/kg						
六价铬	mg/kg						
铜	mg/kg						
镍	mg/kg						

检测项目	单位	检测结果					
		hD940416 井平台井处					
		0-0.5m		0.5-1.5m		1.5-3.0m	
		监测值	S_i	监测值	S_i	监测值	S_i
石油烃	mg/kg						
四氯化碳	μg/kg						
氯仿	μg/kg						
氯甲烷	μg/kg						
1，1-二氯乙烷	μg/kg						
1，2-二氯乙烷	μg/kg						
1，1-二氯乙烯	μg/kg						
顺式-1，2-二氯乙烯	μg/kg						
反式-1，2-二氯乙烯	μg/kg						
二氯甲烷	μg/kg						
1，2-二氯丙烷	μg/kg						
1，1，1，2-四氯乙烷	μg/kg						
1，1，2，2-四氯乙烷	μg/kg						
四氯乙烯	μg/kg						
1，1，1-三氯乙烷	μg/kg						
1，1，2-三氯乙烷	μg/kg						
三氯乙烯	μg/kg						
1，2，3-三氯丙烷	μg/kg						
氯乙烯	μg/kg						
1，4-二氯苯	μg/kg						
氯苯	μg/kg						
1，2-二氯苯	μg/kg						
苯	μg/kg						
乙苯	μg/kg						
苯乙烯	μg/kg						
甲苯	μg/kg						
间/对-二甲苯	μg/kg						
邻-二甲苯	μg/kg						
硝基苯	mg/kg						
苯并（a）蒽	μg/kg						
苯并（a）芘	μg/kg						
苯并（b）荧蒽	μg/kg						
苯并（k）荧蒽	μg/kg						
䓛	μg/kg						
二苯并（ah）蒽	μg/kg						
茚并（1，2，3-cd）芘	μg/kg						

检测项目	单位	检测结果					
		hD940416 井平台井处					
		0-0.5m		0.5-1.5m		1.5-3.0m	
		监测值	S_i	监测值	S_i	监测值	S_i
萘	μg/kg						
苯胺	mg/kg						
2-氯酚	mg/kg						

表 5.6-3（c） 土壤环境现状监测及评价结果一览表

检测项目	单位	检测结果					
		新建 31 号混输泵站					
		0-0.5m		0.5-1.5m		1.5-3.0m	
		监测值	S_i	监测值	S_i	监测值	S_i
pH	无量纲						
砷	mg/kg						
汞	mg/kg						
铅	mg/kg						
镉	mg/kg						
六价铬	mg/kg						
铜	mg/kg						
镍	mg/kg						
石油烃	mg/kg						
四氯化碳	μg/kg						
氯仿	μg/kg						
氯甲烷	μg/kg						
1，1-二氯乙烷	μg/kg						
1，2-二氯乙烷	μg/kg						
1，1-二氯乙烯	μg/kg						
顺式-1，2-二氯乙烯	μg/kg						
反式-1，2-二氯乙烯	μg/kg						
二氯甲烷	μg/kg						
1，2-二氯丙烷	μg/kg						
1，1，1，2-四氯乙烷	μg/kg						
1，1，2，2-四氯乙烷	μg/kg						
四氯乙烯	μg/kg						
1，1，1-三氯乙烷	μg/kg						
1，1，2-三氯乙烷	μg/kg						
三氯乙烯	μg/kg						
1，2，3-三氯丙烷	μg/kg						
氯乙烯	μg/kg						
1，4-二氯苯	μg/kg						
氯苯	μg/kg						
1，2-二氯苯	μg/kg						
苯	μg/kg						

检测项目	单位	检测结果					
		新建 31 号混输泵站					
		0-0.5m		0.5-1.5m		1.5-3.0m	
		监测值	S_i	监测值	S_i	监测值	S_i
乙苯	μg/kg						
苯乙烯	μg/kg						
甲苯	μg/kg						
间/对-二甲苯	μg/kg						
邻-二甲苯	μg/kg						
硝基苯	mg/kg						
苯并（a）蒽	μg/kg						
苯并（a）芘	μg/kg						
苯并（b）荧蒽	μg/kg						
苯并（k）荧蒽	μg/kg						
䓛	μg/kg						
二苯并（ah）蒽	μg/kg						
茚并（1，2，3-cd）芘	μg/kg						
萘	μg/kg						
苯胺	mg/kg						
2-氯酚	mg/kg						

表 5.6-3（d） 土壤环境现状监测及评价结果一览表

检测项目	单位	检测结果					
		hHW9100 井（0.2m）		占地范围外 1（0.2m）		占地范围外 2（0.2m）	
		监测值	S_i	监测值	S_i	监测值	S_i
pH	无量纲						
砷	mg/kg						
汞	mg/kg						
铅	mg/kg						
镉	mg/kg						
六价铬	mg/kg						
铜	mg/kg						
镍	mg/kg						
石油烃	mg/kg						
四氯化碳	μg/kg						
氯仿	μg/kg						
氯甲烷	μg/kg						
1，1-二氯乙烷	μg/kg						
1，2-二氯乙烷	μg/kg						
1，1-二氯乙烯	μg/kg						
顺式-1，2-二氯乙烯	μg/kg						
反式-1，2-二氯乙烯	μg/kg						
二氯甲烷	μg/kg						
1，2-二氯丙烷	μg/kg						
1，1，1，2-	μg/kg						

检测项目	单位	检测结果					
		hHW9100 井（0.2m）		占地范围外 1（0.2m）		占地范围外 2（0.2m）	
		监测值	S_i	监测值	S_i	监测值	S_i
四氯乙烷							
1，1，2，2-四氯乙烷	μg/kg						
四氯乙烯	μg/kg						
1，1，1-三氯乙烷	μg/kg						
1，1，2-三氯乙烷	μg/kg						
三氯乙烯	μg/kg						
1，2，3-三氯丙烷	μg/kg						
氯乙烯	μg/kg						
1，4-二氯苯	μg/kg						
氯苯	μg/kg						
1，2-二氯苯	μg/kg						
苯	μg/kg						
乙苯	μg/kg						
苯乙烯	μg/kg						
甲苯	μg/kg						
间/对-二甲苯	μg/kg						
邻-二甲苯	μg/kg						
硝基苯	mg/kg						
苯并（a）蒽	μg/kg						
苯并（a）芘	μg/kg						
苯并（b）荧蒽	μg/kg						
苯并（k）荧蒽	μg/kg						
䓛	μg/kg						
二苯并（ah）蒽	μg/kg						
茚并（1，2，3-cd）芘	μg/kg						
萘	μg/kg						
苯胺	mg/kg						
2-氯酚	mg/kg						

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

6 环境影响预测与评价

6.1 生态环境影响分析

6.1.1 施工期生态环境影响分析

油田开发建设过程中，会使所在区域自然生态系统转变为人工环境与自然环境共存的复合体。在荒漠生态系统中增加了人为的干扰和影响，出现井场等油田开发设施，使区域内的自然景观发生变化，增加了系统的异质性。

本项目施工期主要为地面工程建设，包括：站场建设、集输管道敷设及其相应的配套工程。一般油田建设项目是网状布局，占地面积大，因而不可避免地会对周围生态环境造成不同程度的污染和破坏。

本项目对生态环境的影响主要表现为占用土地、改变土地利用性质、破坏植被，即打破了地表的原有平衡状态。若恢复治理措施不当，失去地表植被保护的土壤，在强风力的作用下可能发生风力侵蚀，造成表层土壤的丧失。

6.1.1.1 生态影响因素及影响程度

1、项目建设影响因素

（1）管道的建设

在管道敷设中的施工带的清理、开挖管沟、下管及填埋过程中，对生态环境的影响主要是对土地的占地、施工机械、车辆、人员践踏等活动对地表土壤结构及地下管沟开挖范围内土壤结构的扰动和植被的破坏。在管道施工过程中，施工带范围内的土壤都有可能受到扰动和破坏，尤其是在开挖管沟范围内土壤完全受到扰动和破坏。管道沿线以砾质荒漠戈壁为主，开挖管沟将使土壤表层（砾幕、裸岩）的保护性结构受到破坏，加剧该地区土壤的风蚀及水蚀。施工期整个过程是短暂的，施工期结束后，这种影响将随即消失，受影响的地表将在一定时期内逐步恢复到原生状态。

（2）道路、站场的修建

本项目将建设0.7km新建注汽站和混输泵站接引道路，新建道路就近引接至油区主干路网，按油田四级标准建设，路宽4m，采用砂石路面铺设；本项目将建设12座多通阀管汇站、1座混熟泵站、2座注汽站。道路、站场占地为永久性占地，将改变

土地的利用性质，同时道路的修建及站场建设过程中施工机械的运行均对道路两侧及站场四周的生态环境产生影响。

这一类型的影响可以通过控制施工作业带范围以减少占地和地表扰动、尽量避开地形坡度较大的区域以减少地表的破坏、施工结束后及时恢复地表等措施来加以控制。

2、生态环境影响程度

工程建设对生态环境影响的程度主要指所造成的影响是否可逆和可得到恢复。

（1）永久性占地区域

本工程新增永久占地面积为9.61hm^2，其中井场、站场、道路等永久性占地对生态环境（地表土壤）的影响是不可逆的，改变了土地原有的利用方式及土地利用价值的体现形式。

（2）临时性占地区域

工程临时占地面积为92.7hm^2，主要为管道、井场等占地，其生态环境影响为临时性影响，在管道敷设完成后对其上部区域进行覆土修建管笼，其生态影响可逐步得以恢复。

因油气田所在区域属于荒漠地带，自然环境较为恶劣，因此，施工结束后，开发区域内生态环境自然恢复的速度较为缓慢。

6.1.1.2 植被影响分析

油田开发建设工程对植被的影响主要表现在施工期，主要影响形式是对土地的占用以及施工阶段清场过程中对地表植被的清理及施工过程中的辗压。本项目井场、管道、站场及道路工程建设是造成植被破坏的主要原因。

油田进入正常运营过程中以后，由于地表永久性构筑物（道路、井场、站场等）全部建设完成，使其永久性占地范围内的植被全部消失。但管道工程永久性占地范围，以及工程建设过程中临时性占地范围内的植被，在施工过程中虽然会受到不同程度的影响，施工结束后，则会逐渐恢复。自然条件较好的地段会在较短的时期内逐渐恢复，在自然条件恶劣的地段，植被的自然恢复则需要较长的时间。

油田开发建设对植被的具体影响方式及影响程度主要表现在以下几个方面：

（1）占地及生物量损失

油田田开发过程中的永久性占地包括站场、道路、井场等构筑物的占地，亦包括管道的占地，但管道所永久占用土地在管道敷设完成后即可与临时性占地一样，

逐步得到恢复，所以，永久性损失的生物量仅为站场、道路、井场等构筑物所占地的损失。

本项目总占地面积为102.31hm^2，在施工结束的3年～5年中，将影响占地范围之内的植被初级生产力，其生物损失量参照《环境影响评价技术导则 非污染生态影响》（HJ/T19-1997）中荒漠化量化指标计算，项目区属于正在发展的荒漠化，生物生产量按照2t/(hm^2·a)计算，生物损失量为204.62t/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。

（2）道路、站场建设对植被的影响

道路、站场建设对植被的破坏包括永久性占地和施工作业带等临时占地，现场调查结果表明，油田开发区内多为砾质戈壁，植被稀疏，而且油田区内道路的走向多避开了植被盖度稍大的地段，因而对于植被生物量的损失不大。但由于区域气候条件恶劣，无地表水，因而植被的自然恢复非常困难。

（3）管道修建对植被的影响

管道建设工程主要包括：集油管线、配汽管线和供水管线。建设中管沟部分的植被需被全部清除，施工作业带上的植被因施工机械碾压被完全破坏。

管道建设对植被的破坏包括管沟宽度和施工场地宽度两部分。管道建设中管沟部分的植被必须要彻底清除，而施工带地面上的植被破坏则因施工方式的不同而异；施工机械的破坏较为严重，人工挖掘破坏程度则相对较轻。对于植被覆盖率较大的区域的施工作业，应尽量选用人工开挖的方式进行，最大限度减少对地表植被的破坏。施工作业完成后，对地表进行恢复，尽可能使其接近原貌。通过对红山油田内的考察分析，管线施工完成后，由于很少再次进行干扰，在其地表进行平整的情况下，翌年将会逐渐有草本植物恢复。

（4）污染物对植被的影响

油田开发工程产生的污染物中，对植被生长产生影响的主要污染物为石油类、施工生活垃圾、污水、钻井岩屑、泥浆及各种废气等。根据实地调查，油田在开发建设过程中，施工人员的生活垃圾、污水都进行了集中处理，生活污水排入施工现场设置的防渗污水池中，大部分蒸发，剩余部分由钻井队抽走拉运至生活污水处理厂处理；钻井产生的泥浆进入泥浆不落地系统循环利用。因此，正常情况下油田开发工程产生的污染物对井场以外区域的天然植被影响较小。

（5）项目建设对保护植被梭梭的影响

项目实施过程中应根据井场、站场周边植被分布情况，在满足勘探设计要求的前提下适当调整，最大限度保护固沙植被—梭梭。根据现场调查，地面站场及管线区域占地范围内不涉及梭梭，环评要求，项目在施工过程中，临时占地要避开梭梭，确保施工时不对梭梭造成影响。在采取上述措施后，项目建设不会对梭梭产生影响。

6.1.1.3 野生动物影响分析

施工过程中，由于机械设备的轰鸣惊扰，人群活动的增加，荒漠型鸟类和大型哺乳类动物种类将远离施工现场，使区域内单位面积上的动物种群数量下降，但此类影响对爬行类和小型啮齿类动物的干扰不大。一些伴人型鸟类如麻雀等，一般在离作业区30m以外远处活动，待无噪声干扰时较常见于人类生活区附近。因此，项目施工过程中，该区域内野生动物的种类和数量将发生一定的变化，原有的荒漠型鸟类和大型哺乳类将逐渐避开人类活动的干扰迁至其它区域，而常见的伴人型野生动物种类有所增加。

本项目位于红003井区内，周围人为干扰活动频繁，野生动物极少出入油田区域，故该项目对动物区域性生境不产生明显影响。

6.1.1.4 对水土流失影响分析

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

施工车辆对地表的大面积碾压，使所经过地段的植被和地表结构遭到不同程度的破坏，使风蚀荒漠化的过程加剧；在地面构筑物建设中，最直接而且易引起水土流失的是施工过程中使影响范围的地表保护层变得松散，增加风蚀量。本项目地面构筑物建设的内容主要包括井场、站场、集输管线及电力电缆等。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，风适量会随着地表新保护层的逐渐形成而减弱。油田集油管道的敷设均采用明沟开挖方式，管沟开挖土方在管道一侧临时堆放。施工期间，管沟边堆起一道临时土垄，在大风状态下易发生风力侵蚀，即使在堆土回填后风蚀量会有所减少，但地表仍为疏松地带，需要一个较长的恢复阶段。项目所在区域不是水土流失重点预防保护区和重点

治理区、沙化土地封禁保护区。

6.1.1.5 对生态系统稳定性及完整性的影响分析

临时性和永久性占地对土壤环境的影响主要是堆积、挖掘、辗压、践踏等开发活动对土壤结构的破坏。这些活动严重的破坏了土壤的表层保护性结构，造成地面松散，使原本脆弱的生态系统更易遭到破坏。

整个油田开发过程中，临时占地和永久占地对该区域生态系统的稳定性及完整性存在一定的影响，但随着施工结束、运行期的逐步稳定，该区域生态系统的稳定性及完整性也将逐步得到恢复和完善。

项目开发区的基质为荒漠生态景观，该生态景观的稳定性较差，异质化程度低，生态体系的稳定性和必要的抵御干扰的柔韧性较差。井场、站场、突起的管线廓道等会导致景观有一定程度上的改变。

油田开发过程中，施工迹地植被将消失而形成裸地。但施工区域与周围植被没有明显的隔离，临时占地一般在3年～5年或更长时间内将向原生植被群落演替。在整个油田开发过程中，临时占地和永久占地的影响范围较小，建设项目对该区域生态系统稳定性及完整性的影响不大。

6.1.2 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。生产运营期过程中正常的巡检等活动也会对野生动物的生存及栖息造成影响，但是由于作业区加强对环境保护的宣传工作，员工的环保意识，特别是对野生动物的保护意识不断加强，对野生动物不会产生太大影响。

6.1.3 退役期生态环境影响分析

随着油田开采的不断进行，其储量逐渐下降，最终井区将进入退役期。当油田开发接近尾声时，各种机械设备将停止使用，进驻其中的油田开发工作人员将陆续撤离油田区域，由此带来的大气污染物、生产废水、噪声及固体废物等对环境的影响将会消失。

退役期的环境影响以生态环境的恢复为主，同时封井和井场清理也会产生少量扬尘和建筑垃圾，会对周围的环境造成一定影响。油井停采后将进行一系列清理工

作，包括地面设施拆除、地下截去至少1m的井筒并用水泥灌注封井、井场清理等。在这期间，将会产生少量扬尘和固体废物。在闭井施工操作中应注意采取降尘措施，文明施工，防止水泥等的洒落与飘散，同时在清理井场时防止飞灰、扬尘的产生，尽可能降低对周边大气环境的影响。

另外，井场清理等工作还会产生部分废弃管线、废弃建筑残渣等固体废物，对这些废弃管线、残渣等进行集中清理收集，管线外运经清洗后可回收再利用，废弃建筑残渣外运至指定处理场填埋处理。固体废物的妥善处理，可以有效控制对区域环境的影响。

井场经过清理后，永久性占地范围内的水泥平台或砂砾石铺垫被清理，随后根据周边区域的自然现状对其进行恢复，使井场恢复到相对自然的一种状态。油田设施退役后，人员撤离，区域内没有人为扰动，井场范围内的自然植被会逐渐得以恢复，有助于区域生态环境的改善。

6.1.4 小结

油田开发加大了评价区人为干扰的力度，同时也加剧局部区域有自然荒漠生态系统向人工生态系统演替的趋势；但是由于工程占地面积有限，区域生态系统仍保持开放、物质循环和能量流动。因此对于评价区生态系统的完整性影响较小，其生态稳定性及其结构与功能也不会受到明显影响。

6.2 大气环境影响分析

6.2.1 施工期大气环境影响分析

6.2.1.1 污染源分析

施工废气主要来自管线、井场、站场作业带等施工场地平整清理、管够开挖、回填、建材运输、露天堆放、装卸等过程产生的扬尘；施工机械及运输车辆产生的燃油废气。

6.2.1.2 施工期大气环境影响分析

（1）施工机械和运输车辆燃油废气

本工程的废气主要来源于施工机械及运输车辆燃料燃烧废气，排放时段较为集中，属于阶段性排放源，随着施工的结束而停止。由于使用符合国家标准的燃料，

且周边无居民区、地域空旷，扩散条件良好，燃料废气对环境空气影响较小。

（2）运输车辆扬尘的影响分析

建设期运输车辆产生扬尘，采用洒水降尘，在施工场地实施每天洒水抑尘作业4~5次，其扬尘造成的污染距离可缩小到20~50m范围，由此车辆产生的扬尘对周围环境影响较小。从影响时间、范围和程度来看，运输车辆扬尘对周围大气环境质量影响是有限的。

在项目开发前期，由于主要进行地面建筑、井场、站场建设等施工，项目区大量出入中型车辆，因此区块内道路主要为石子路，车辆行驶的扬尘污染较重，要求适当洒水降尘，减轻污染。随油田开发进入产液期，区块道路面硬化，这部分扬尘大大减轻。

（3）地面工程施工过程中扬尘的影响

施工扬尘污染主要来自：①地基、路基开挖、土地平整及地基、路基填筑等施工过程，遇大风天气，会造成粉尘、扬尘等大气污染；②水泥、砂石、混凝土等建筑材料的运输、装卸和仓储过程不可避免会产生一定的泄露，产生扬尘污染较少；③灰土拌和、混凝土拌和加工都会产生扬尘和粉尘；④物料运输车辆在施工场地运行过程中将产生大量尘土。

施工期扬尘最大产生时间将出现在土方开挖阶段，由于该阶段裸露浮土较多，产尘量较大。开挖表土应采用防尘网覆盖以减少扬尘污染。

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

总体来说钻井期间所排放的大气污染物对空气环境的影响不大，通过采取上述措施后，扬尘浓度可降低到1mg/m^3，而且这种影响随着钻井的结束而结束。

6.2.2 运营期大气环境影响分析

6.2.2.1 污染影响分析

运营期的大气污染源主要为原油集输过程中烃类无组织挥发废气及燃气锅炉燃烧对大气环境的影响。

本次实施区域采用密闭管道进行原油集输，可有效减少集输过程中烃类无组织排放量。运营过程中定期对站场的设备、管线、阀门等进行检查、检修，减少跑、冒、滴、漏的发生；定期对油气集输管线进行巡检，大大降低烃类无组织挥发的产

生。注汽锅炉气源采用克浅10二级配气站（004-2#）天然气，为净化处理后的洁净燃料，锅炉燃烧废气经12m高烟囱排放，根据工程分析，锅炉燃烧废气各类污染物排放浓度满足满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表3中的标准（颗粒物20mg/m^3、$SO_2$50mg/m^3、NOx150mg/m^3）。

6.2.2.2 运营期大气环境影响分析

1、相关判定

本项目核定的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与评价，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主要为沙漠化荒地，地表特征参数为该类型土地的经验参数，见表6.2-1。

表 6.2-1 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	0.3275	7.75	0.2625

（3）气象数据

以下资料为项目区内近20年气象数据统计分析，具体详见表6.2-2。

表 6.2-2 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	-35.9℃	42.9℃	0.5m/s	10

4、估算模型参数

估算模型参数选择见表6.2-3。

表 6.2-3　估算模型参数表

参数		取值
城市/农村选项	城市/农村	农村
	人口数（城市选项时）	/
最高环境温度/℃		42.9
最低环境温度/℃		-35.9
土地利用类型		荒漠
区域湿度条件		干燥
是否考虑地形	考虑地形	☑是 □否
	地形数据分辨率/m	90
是否考虑岸线熏烟	考虑岸线熏烟	□是 √否
	岸线距离/km	/
	岸线方向/°	/

5、污染源参数

本项目污染源参数见表6.2-4和表6.2-5。

表 6.2-4　点源污染源参数一览表

编号	名称	排气筒底部中心经纬度坐标		排气筒底部海拔高度 m	排气筒高度 m	排气筒出口内径 m	烟气流速 m/s	烟气温度℃	年排放小时数 h	排放工况	污染物排放速率（kg/h）		
		经度	纬度								SO_2	NO_x	PM_{10}
P1	1-1#锅炉			280	12	0.7	3.73	130	5280	正常工况	0.0238	1.17	0.014
P2	12-1#锅炉			279	12	0.7	3.73	130	5280	正常工况	0.0238	1.17	0.014

表 6.2-5　面源污染源参数一览表（无组织）

名称	面源起点坐标（m）		面源海拔高度（m）	面源长度（m）	面源宽度（m）	与正北向夹角（°）	面源有效排放高度（m）	年排放小时数（h）	排放工况	污染物排放速率（kg/h）
	经度	纬度								NMHC
9 井式平台井			279	90	65	15	5	5280	正常工况	0.01

6、预测结果

预测结果见表6.2-6（a）~6.2-6（c）。

表 6.2-6（a）　1-1#锅炉主要污染物估算模型计算结果表

下风向距离/m	SO_2		NO_2		PM_{10}	
	预测质量浓度/μg/m³	占标率/%	预测质量浓度/μg/m³	占标率/%	预测质量浓度/μg/m³	占标率/%
10	0.0849	0.02	3.3539	1.68	0.05	0.01
25	0.3118	0.06	12.314	6.16	0.1834	0.04
50	0.2536	0.05	10.015	5.01	0.1492	0.03
75	0.4326	0.09	17.0867	8.54	0.2545	0.06
100	0.4737	0.09	18.7103	9.36	0.2787	0.06
103	0.4749	0.09	18.757	9.38	0.2794	0.06
125	0.4699	0.09	18.5587	9.28	0.2764	0.06
150	0.4496	0.09	17.7565	8.88	0.2645	0.06
175	0.4228	0.08	16.6996	8.35	0.2487	0.06

下风向距离/m	SO_2		NO_2		PM_{10}	
	预测质量浓度/μg/m³	占标率/%	预测质量浓度/μg/m³	占标率/%	预测质量浓度/μg/m³	占标率/%
200	0.3829	0.08	15.121	7.56	0.2252	0.05
300	0.275	0.06	10.8614	5.43	0.1618	0.04
400	0.2421	0.05	9.5631	4.78	0.1424	0.03
500	0.2063	0.04	8.1484	4.07	0.1214	0.03
600	0.196	0.04	7.7404	3.87	0.1153	0.03
700	0.1811	0.04	7.1507	3.58	0.1065	0.02
800	0.165	0.03	6.518	3.26	0.0971	0.02
900	0.1498	0.03	5.9161	2.96	0.0881	0.02
1000	0.1399	0.03	5.5251	2.76	0.0823	0.02
1100	0.1322	0.03	5.2221	2.61	0.0778	0.02
1200	0.1246	0.02	4.9208	2.46	0.0733	0.02
1300	0.1172	0.02	4.6305	2.32	0.069	0.02
1400	0.1103	0.02	4.3568	2.18	0.0649	0.01
1500	0.1041	0.02	4.1111	2.06	0.0612	0.01
1600	0.0986	0.02	3.8953	1.95	0.058	0.01
1700	0.0994	0.02	3.927	1.96	0.0585	0.01
1800	0.1033	0.02	4.0811	2.04	0.0608	0.01
1900	0.0867	0.02	3.4235	1.71	0.051	0.01
2000	0.0858	0.02	3.3896	1.69	0.0505	0.01
2500	0.1035	0.02	4.0866	2.04	0.0609	0.01
3000	0.1259	0.03	4.9705	2.49	0.074	0.02
3500	0.0868	0.02	3.4265	1.71	0.051	0.01
4000	0.0804	0.02	3.1763	1.59	0.0473	0.01
4500	0.076	0.02	3.0012	1.5	0.0447	0.01
5000	0.1192	0.02	4.7083	2.35	0.0701	0.02
下风向最大质量浓度及占标率	0.4749	0.09	18.757	9.38	0.2794	0.06
D10%最远距离/m	0	0	0	0	0	0

表 6.2-6（b） 12-1#锅炉主要污染物估算模型计算结果表

下风向距离/m	SO_2		NO_2		PM_{10}	
	预测质量浓度/μg/m³	占标率/%	预测质量浓度/μg/m³	占标率/%	预测质量浓度/μg/m³	占标率/%
10	0.0947	0.02	3.7397	1.87	0.0557	0.01
25	0.3196	0.06	12.6213	6.31	0.188	0.04
50	0.2548	0.05	10.0635	5.03	0.1499	0.03
75	0.4549	0.09	17.9647	8.98	0.2676	0.06
99	0.4901	0.1	19.3561	9.68	0.2883	0.06
100	0.4899	0.1	19.3498	9.67	0.2882	0.06
125	0.4706	0.09	18.5859	9.29	0.2768	0.06
150	0.4496	0.09	17.7577	8.88	0.2645	0.06
175	0.4229	0.08	16.7008	8.35	0.2487	0.06
200	0.3829	0.08	15.1226	7.56	0.2252	0.05
300	0.2757	0.06	10.8878	5.44	0.1622	0.04
400	0.2421	0.05	9.5631	4.78	0.1424	0.03
500	0.2063	0.04	8.1484	4.07	0.1214	0.03
600	0.196	0.04	7.7404	3.87	0.1153	0.03
700	0.1811	0.04	7.1507	3.58	0.1065	0.02
800	0.165	0.03	6.518	3.26	0.0971	0.02

下风向距离/m	SO_2		NO_2		PM_{10}	
	预测质量浓度/μg/m³	占标率/%	预测质量浓度/μg/m³	占标率/%	预测质量浓度/μg/m³	占标率/%
900	0.1498	0.03	5.9161	2.96	0.0881	0.02
1000	0.1399	0.03	5.5247	2.76	0.0823	0.02
1100	0.1322	0.03	5.2221	2.61	0.0778	0.02
1200	0.1243	0.02	4.9101	2.46	0.0731	0.02
1300	0.1172	0.02	4.6281	2.31	0.0689	0.02
1400	0.1103	0.02	4.3568	2.18	0.0649	0.01
1500	0.1041	0.02	4.1111	2.06	0.0612	0.01
1600	0.0986	0.02	3.8929	1.95	0.058	0.01
1700	0.0935	0.02	3.6927	1.85	0.055	0.01
1800	0.0888	0.02	3.5068	1.75	0.0522	0.01
1900	0.0867	0.02	3.4233	1.71	0.051	0.01
2000	0.0858	0.02	3.3896	1.69	0.0505	0.01
2500	0.1018	0.02	4.0187	2.01	0.0599	0.01
3000	0.0923	0.02	3.6449	1.82	0.0543	0.01
3500	0.129	0.03	5.095	2.55	0.0759	0.02
4000	0.154	0.03	6.0835	3.04	0.0906	0.02
4500	0.1035	0.02	4.0874	2.04	0.0609	0.01
5000	0.1273	0.03	5.0258	2.51	0.0749	0.02
下风向最大质量浓度及占标率	0.4901	0.1	19.3561	9.68	0.2883	0.06
D10%最远距离/m	0	0	0	0	0	0

表 6.2-6（c） 9 井式平台井估算模型计算结果表

下风向距离/m	NMHC	
	预测质量浓度/μg/m³	占标率/%
10	5.1559	0.26
25	6.8295	0.34
50	9.9901	0.5
75	11.394	0.57
98	11.771	0.59
100	11.767	0.59
125	11.448	0.57
150	10.799	0.54
175	10.063	0.5
200	9.3971	0.47
300	7.4873	0.37
400	6.2565	0.31
500	5.2995	0.26
600	4.5428	0.23
700	3.945	0.2
800	3.4629	0.17
900	3.072	0.15
1000	2.7514	0.14
1200	2.2546	0.11
1300	2.061	0.1
1400	1.8943	0.09
1500	1.7495	0.09
1600	1.6231	0.08
1700	1.512	0.08

下风向距离/m	NMHC	
	预测质量浓度/μg/m³	占标率/%
1800	1.4215	0.07
1900	1.3319	0.07
2000	1.2517	0.06
2500	0.9517	0.05
3000	0.7579	0.04
3500	0.6238	0.03
4000	0.5263	0.03
4500	0.4526	0.02
5000	0.3952	0.02
下风向最大质量浓度及占标率	11.771	0.59
D10%最远距离/m	0	0

由预测结果可知：本项目各大气污染物占标率较小，其短期浓度贡献值小，不会使区域环境空气质量发生明显改变，且项目区地域空旷，周边无固定人群居住，对区域大气环境影响较小。

7、大气防护距离

根据《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ2.2-2018）中关于大气环境防护距离的要求“对于项目厂界浓度满足大气污染物厂界浓度限值，但厂界外大气污染物短期贡献浓度超过环境质量浓度限值的，可以自厂界向外设置一定范围的大气环境防护区域，以确保大气环境防护区域外的污染物贡献浓度满足环境质量标准”。本项目废气厂界浓度满足大气污染物厂界浓度限值要求，厂界外大气污染物短期贡献浓度可达到环境质量浓度限值，因此，项目无需设置大气环境防护区域。

8、大气环境影响评价结论

本项目运营时期为持续的长期影响，项目区大气扩散条件较好，经预测对大气污染物浓度贡献值小，不会使区域环境空气质量发生显著改变；燃气注汽锅炉烟气中各污染物排放浓度能够达到《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表3限值要求，井场边界浓度可满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728—2020）中企业边界污染物控制要求；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。

9、废气污染源核算

本项目运营期大气污染物排放量见表6.2-7（a）、表6.2-7（b）。

表 6.2-7（a） 大气污染物有组织排放量核算表

序号	排放口编号	污染物	核算排放浓度 mg/m³	核算排放速率 kg/h	核算年排放量 t/a
1	1-1#锅炉 001	烟尘	1	0.014	0.0719
2		SO_2	1.75	0.0238	0.126

3		NOx	85.95	1.17	6.18
4	12-1#锅炉 002	烟尘	1	0.014	0.0719
5		SO_2	1.75	0.0238	0.126
6		NOx	85.95	1.17	6.18
有组织排放总计		烟尘			0.1438
		SO_2			0.252
		NOx			12.36

表 6.2-7（b） 大气污染物无组织排放量核算表

序号	排放口编号	产污环节	污染物	主要污染防治措施	国家或地方污染物排放标准		年排放量 t/a
					标准名称	浓度限值 mg/m^3	
1	井场 001	井场	NMHC	日常维护，做好密闭措施	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中企业边界污染物控制要求	井场边界无组织挥发产生的非甲烷总烃 1h 平均浓度限值 $4mg/m^3$	5.45

10、大气环境影响评价自查表

大气环境影响评价自查表见表6.2-8。

表 6.2-8 大气环境影响评价自查表

工作内容		自查项目			
评价等级与范围	评价等级	一级□	二级☑		三级□
	评价范围	边长=50km□	边长=5～50km□		边长=5km☑
评价因子	SO_2+NOx 排放量	≥2000t/a□	500～2000t/a□		<500t/a√
	评价因子	基本污染物（SO_2、NO_2、PM_{10}、NHMC） 其他污染物（无）			包括二次 $PM_{2.5}$□ 不包括二次 $PM_{2.5}$√
评价标准	评价标准	国家标准√	地方标准□	附录 D□	其他标准□
现状评价	评价功能区	一类区□	二类区√		一类区和二类区□
	评价基准年	（2020）年			
	环境空气质量现状调查数据来源	长期例行监测数据□	主管部门发布的数据□		现状补充检测☑
	现状评价	达标区☑		不达标区□	
污染源调查	调查内容	本项目正常排放源☑ 本项目非正常排放源□ 现有污染源□	拟替代的污染源□	其他在建、拟建项目污染源□	区域污染源□
大气环境影响	预测模型	AERMOD□	ADMS□	AUSTAL2000□	EDMS/AEDT□	CALPUFF□	网格模型□	其他□

工作内容		自查项目			
预测与评价	预测范围	边长≥50km□	边长 5～50km□		边长=5km☑
	预测因子	预测因子（/）		包括二次 $PM_{2.5}$□	
				不包括二次 $PM_{2.5}$□	
	正常排放短期浓度贡献值	$C_{本项目}$最大占标率≤100%□		$C_{本项目}$最大占标率>100%□	
	正常排放年均浓度贡献值	一类区	$C_{本项目}$最大占标率≤10%□	$C_{本项目}$最大占标率>10%□	
		二类区	$C_{本项目}$最大占标率≤30%□	$C_{本项目}$最大占标率>30%□	
	非正常 1h 浓度贡献值	非正常持续时长（0.5）h	$C_{非正常}$占标率≤100%□		$C_{非正常}$占标率>100%□
	保证率日平均浓度和年平均浓度叠加值	$C_{叠加}$达标□		$C_{叠加}$不达标□	
	区域环境质量的整体变化情况	k≤-20%□		k>-20%□	
环境监测计划	污染源监测	监测因子：（颗粒物、二氧化硫、氮氧化物、非甲烷总烃）	有组织废气监测√ 无组织废气监测☑		无监测□
	环境质量监测	监测因子：（/）	监测点位数（/）		无监测□
评价结论	环境影响	可以接受√不可以接受□			
	大气环境防护距离	距（厂界）最远（0）m			
	污染源年排放量	SO_2:（0.252）t/a	NOx:（12.36）t/a	颗粒物:（0.1438）t/a	VOCs:（5.45）t/a
注：“”为勾选项，填“√”；“（）”为内容填写项					

6.2.3 退役期大气环境影响分析

油井退役后各种相关辅助工作均停止，采油造成的环境空气污染源将消失，油井停止后将进行一系列清理工作，包括地面设施拆除、封井、井场清理等，将会产生少量扬尘。与当地自然条件导致的风沙相比较，清理过程中扬尘造成的环境影响是暂时的，且该区域内活动人群较少，主要为井场清理的油田工作人员。

6.2.4 小结

运营期项目对大气环境的影响主要来自油气集输过程中产生一定量的无组织烃类挥发和燃气注汽锅炉燃烧排放的废气，根据工程分析估算，无组织VOCs排放量为5.45t/a，2台18t/h燃气注汽锅炉SO_2排放量为0.252t/a、NO_x排放量为12.36t/a，颗粒物排放量为0.1438t/a。。项目区周边5.0km范围内无敏感点，对大气环境敏感目标影响不大。项目正常工况下排放的各种大气污染物下风向地面浓度均低于《环境空气质

量标准》二级标准限值，项目正常排放的各污染物对评价区域大气环境质量均不会产生明显影响。

6.3 地表水环境影响分析

6.3.1 施工期地表水环境影响分析

施工期废水污染源主要来自管道试压废水及施工人员生活废水。根据工程分析，管道试压水循环利用，试压结束后用于施工现场洒水抑尘；施工结束后施工人员生活废水拉运至生活污水处理厂处理。施工期各类废水均不外排至任何地表水体，且项目区评价范围内无任何地表水体，因此施工废水不会对地表水环境造成影响。

6.3.3 运营期地表水环境影响分析

运营期废水主要为井下作业废水、采出水及锅炉排水。

井下作业废水通过泵车由井口打入管线中进入接转站缓冲罐再管输至红003稠油处理站、采出液管输至红003稠油处理站、蒸汽锅炉排水进入35m^{3}埋地罐通过泵打入管线进入接转站缓冲罐再转输至红003稠油处理站，井下作业废水、采出液及锅炉排水先经红003稠油处理站预处理后转输至采油一厂红浅稠油处理站进一步处理后由采油一厂调配（或用于蒸汽锅炉用水，或用于油田注水）。运营期各类生产废水均得到合理利用不外排，且评价范围内无任何地表水体，因此运营期各类生产废水不会对地表水环境造成影响。

本项目地表水环境影响评价自查表见表 6.3-1。

表 6.3-1　建设项目地表水环境影响评价自查表

工作内容		自查项目	
影响识别	影响类型	水污染影响型☑；水文要素影响型□	
	水环境保护目标	饮用水水源保护区□；饮用水取水口□；涉水的自然保护区□；重要湿地□；重点保护与珍稀水生生物的栖息地□；重要水生生物的自然产卵场及索饵场、越冬场和洄游通道、天然渔场等渔业水体□；涉水的风景名胜区□；其他□	
	影响途径	水污染影响型	水文要素影响型
		直接排放□；间接排放□；其他☑（不排放）	水温□；径流□；水域面积□
	影响因子	持久性污染物□；有毒有害污染物□；非持久性污染物☑；pH 值□；热污染□；富营养□；其他□	水温□；水位（水深）□；流速□；流量□；其他□
评价等级		水污染影响型	水文要素影响型
		一级□；二级□；三级 A□；三级 B☑	一级□；二级□；三级□
现状	区域污染源	调查项目	数据来源
		已建□；在建□；拟建□；其他□	拟替代的污染源□

调查	受影响水体水环境质量	调查时期	数据来源	
		丰水期□；平水期□；枯水期□；冰封期□ 春季□；夏季□；秋季□；冬季□	生态环境保护主管部门□；补充监测□；其他□	
	区域水资源开发利用状况	未开发□；开发量 40%以下□；开发量 40%以上□		
	水文情势调查	调查时期	数据来源	
		丰水期□；平水期□；枯水期□；冰封期□ 春季□；夏季□；秋季□；冬季□	水行政主管部门□；补充监测□；其他□	
	补充监测	监测时期	监测因子	监测断面或点位
		丰水期□；平水期□；枯水期□；冰封期□ 春季□；夏季□；秋季□；冬季□	（）	监测断面或点位个数（）个
现状评价	评价范围	河流：长度（）km；湖库、河口及近岸海域：面积（）km^2		
	评价因子	（）		
	评价标准	河流、湖库、河口：I类□；II类□；III类□；IV类□；V类□ 近岸海域：第一类□；第二类□；第三类□；第四类□ 规划年评价标准（）		
	评价时期	丰水期□；平水期□；枯水期□；冰封期□ 春季□；夏季□；秋季□；冬季□		
	评价结论	水环境功能区或水功能区、近岸海域环境功能区水质达标状况□：达标□；不达标□ 水环境控制单元或断面水质达标状况□：达标□；不达标□ 水环境保护目标质量状况□：达标□；不达标□ 对照断面、控制断面等代表性断面的水质状况□：达标□；不达标□ 底泥污染评价□ 水资源与开发利用程度及其水文情势评价□ 水环境质量回顾评价□ 流域（区域）水资源（包括水能资源）与开发利用总体状况、生态流量管理要求与现状满足程度、建设项目占用水域空间的水流状况与河湖演变状况□	达标区□ 不达标区□	
影响预测	预测范围	河流：长度（）km；湖库、河口及近岸海域：面积（）km^2		
	预测因子	（）		
	预测时期	丰水期□；平水期□；枯水期□；冰封期□ 春季□；夏季□；秋季□；冬季□ 设计水文条件□		
	预测情景	建设期□；生产运行期□；服务期满后□ 正常工况□；非正常工况□ 污染控制和减缓措施方案□ 区（流）域环境质量改善目标要求情景□		
	预测方法	数值解□：解析解□；其他□ 导则推荐模式□：其他□		
影响评价	水污染控制和水环境影响减缓措施有效性评价	区（流）域水环境质量改善目标□；替代削减源□		
	水环境影响评价	排放口混合区外满足水环境管理要求□ 水环境功能区或水功能区、近岸海域环境功能区水质达标□ 满足水环境保护目标水域水环境质量要求□ 水环境控制单元或断面水质达标□ 满足重点水污染物排放总量控制指标要求，重点行业建设项目， 主要污染物排放满足等量或减量替代要求□ 满足区（流）域水环境质量改善目标要求□ 水文要素影响型建设项目同时应包括水文情势变化评价、主要水文特征值影响评价、生态流量符合性评价□ 对于新设或调整入河（湖库、近岸海域）排放口的建设项目，应包括排放口设置的环境合理性评价□		

<table>
<tr><td rowspan="5"></td><td></td><td colspan="5">满足生态保护红线、水环境质量底线、资源利用上线和环境准入清单管理要求□</td></tr>
<tr><td rowspan="2">污染源排放量核算</td><td colspan="2">污染物名称</td><td colspan="2">排放量/（t/a）</td><td>排放浓度/（mg/L）</td></tr>
<tr><td colspan="2">（/）</td><td colspan="2">（/）</td><td>（/）</td></tr>
<tr><td rowspan="2">替代源排放情况</td><td>污染源名称</td><td>排污许可证编号</td><td>污染物名称</td><td>排放量/（t/a）</td><td>排放浓度/（mg/L）</td></tr>
<tr><td>（/）</td><td>（/）</td><td>（/）</td><td>（/）</td><td>（/）</td></tr>
<tr><td>生态流量确定</td><td colspan="5">生态流量：一般水期（ ）m^3/s；鱼类繁殖期（ ）m^3/s；其他（ ）m^3/s
生态水位：一般水期（ ）m；鱼类繁殖期（ ）m；其他（ ）m</td></tr>
<tr><td rowspan="6">防治措施</td><td>环保措施</td><td colspan="5">污水处理设施□；水文减缓设施□；生态流量保障设施□；区域削减□；依托其他工程措施☑；其他□</td></tr>
<tr><td rowspan="4">监测计划</td><td></td><td colspan="2">环境质量</td><td colspan="2">污染源</td></tr>
<tr><td>监测方式</td><td colspan="2">手动□；自动□；无监测☑</td><td colspan="2">手动☑；自动□；无监测□</td></tr>
<tr><td>监测点位</td><td colspan="2">（）</td><td colspan="2">循环冷却水排放口、企业废水总排☑</td></tr>
<tr><td>监测因子</td><td colspan="2">（）</td><td colspan="2">pH、化学需氧量、五日生化需氧量、氨氮、悬浮物、总磷、总氮、流量</td></tr>
<tr><td>污染物排放清单</td><td colspan="5">☑</td></tr>
<tr><td colspan="2">评价结论</td><td colspan="5">可以接受☑；不可以接受□</td></tr>
<tr><td colspan="7">注：“□”为勾选项，可√；“（ ）”为内容填写项；“备注”为其他补充内容。</td></tr>
</table>

6.4 地下水环境影响分析

6.4.1 施工期地下水环境影响分析

（1）管道试压水

根据工程分析，管道试压采用清水，管道分段试压，试压水由管线排出经罐收集后，进入下一段管线循环使用，试压结束后用于场地四周洒水抑尘。对项目区地下水环境基本无影响。

（2）管线施工对地下水的影响

管线敷设埋深一般在-1.8m，在施工过程中的辅料、废料等在降水的淋滤作用下产生的浸出液进入地下含水层，将对地下水造成不同程度的影响，其影响程度决定于下渗量及其饱和地带的厚度、岩性和对污染物的阻滞、吸附分解等自然净化能力。由于项目所在区域属自然干旱气候，降雨少，且管道沿线表层土壤有一定的自然净化能力，管线施工对地下水的影响很小。因此，正常的管线埋设不会对地下水造成不利影响。

（3）施工人员生活废水对地下水环境影响

地面施工人员在施工现场设置了用防渗布铺设的防渗坑，生活污水排入该坑中，一部分蒸发，剩余部分由施工队通过泵抽入污水罐中交由第三方（施工队与第三方签订了生活污水外委处理协议），由第三方运至乌尔禾区生活污水处理厂处理，不

会对项目区地下水产生影响。

6.4.2 运营期地下水环境影响分析

6.4.2.1 污染影响分析

运营期废水主要为井下作业废水、采出水及锅炉排水。

井下作业废水通过泵车由井口打入管线中进入接转站缓冲罐再管输至红003稠油处理站、采出液管输至红003稠油处理站、蒸汽锅炉排水进入35m^{3}埋地罐通过泵打入管线进入接转站缓冲罐再转输至红003稠油处理站，井下作业废水、采出液及锅炉排水先经红003稠油处理站预处理后转输至采油一厂红浅稠油处理站进一步处理后由采油一厂调配（或用于蒸汽锅炉用水，或用于油田注水）。红003稠油处理站污水预处理系统设计出水含油≤1000mg/L，经预处理除油后的含油污水转输至采油一厂红浅稠油处理站污水处理系统进一步处理，处理后的水或用于蒸汽锅炉用水，或用于油田注水。①回注水执行《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329）；②另一部分处理后的水再经软化处理达到《油田污水回用湿蒸汽发生器水质指标》（Q/SY1275-2010）中标准后回用于注汽锅炉。

井下作业铺膜带罐作业，集中收集至专用收集罐中，最终拉运至红003稠油处理站预处理后再转输至红浅污水处理系统进一步处理，处理达标后由采油一厂调配，不外排。

钻井过程中采用下套管注水泥方式进行固井，可有效隔离含水层与井内泥浆的交换，有效保护地下水层。

根据油田环境保护的要求，落地油100%回收，最终以含油污泥形式交由危废处置单位回收处理，油区气候干旱少雨，不存在降水淋滤作用，因此落地油没有进入地下水层的途径，不存在污染地下水的可能。

本项目运营期产生的废水及各类废物均得到妥善处置，正常情况下不会形成地表径流，不会对地表水和地下水产生不利影响。本项目对区域地下水环境造成的影响主要为事故状态下，如：井下作业过程发生井喷、管线刺漏、单井储油罐发生泄露等，致使原油向地下渗漏从而污染区域地下水环境。事故状态下地下水环境影响预测分析详见地下水影响预测分析章节，根据地下水环境影响预测结果，泄漏的原油进入地下水的可能性很小，并且在发生泄露后做到及时发现、及时处理现场，彻底清除被污染的土壤并采取相应的应急措施后，对区域水环境影响不大。

6.4.2.2 运营期地下水环境影响预测分析

1、评价等级及评价范围

根据2.4.3地下水评价等级及评价范围章节核定结果确定：本项目各井场、站场所在区域地下水评价等级为二级，石油、天然气管线所在区域地下水评价等级为三级，根据《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ 610-2016），本项目地下水评价等级为二级。各井场、站场所在场地地下水评价范围为8.75km^2；集输管线所在场地地下水评价范围为管线两侧200m范围。。

2、区域及评价区地质条件

3、区域及评价区水文地质条件

4、事故状态下对地下水的影响分析

油田工程生产过程中，各种环节都存在着易燃、易爆、有害物质，除危害工程本身安全外，同时对地下水也构成污染的危险。主要表现在井下作业过程中，因操作失误或处理措施不当而发生的井喷或井漏等工程事故；自然灾害引起的油田污染事故；输油、输气管线运行过程中，管线腐蚀穿孔，误操作及人为破坏等原因造成的管线破裂使凝析油泄漏；油田污水处理过程中因操作失误，仪表失灵等原因发生沉罐、缓冲罐冒罐等污染事故，使大量含油污水溢流。无论是人为因素还是自然因素所造成的事故，对油田区地下水体均可能产生污染的风险。

i、井喷事故原油泄露对地下水的影响

井喷事故一旦发生，大量的油气喷出井口，散落于井场周围，除造成重大经济损失外，还会造成严重的环境污染。根据测算，井喷发生后，一般需要1-2天才能得以控制。据类比资料显示，井喷污染范围在半径300m左右时，井喷持续时间2天，井喷范围内土壤表层可见有蜡状的喷散物，井喷的影响范围及影响程度较大。但从事故井区土壤剖面分析，井喷事故后石油类污染物主要聚集在土壤剖面1m以内，石油类污染物很难下渗到2m以下，井喷事故对水环境的影响主要表现为对其周围地表水体的影响，对地下水体的影响概率不大，在对本项目区域地层进行深度了解，在钻井过程中采取有效防喷措施，在加强管理，措施到位的前提下，井喷是可以得到有效防范的，能够避免对地下水造成污染。

ii、油水窜曾对地下水的影响分析

废弃的油井套管被腐蚀破坏而污染地下水的现象，待油田开发到中后期时才可能会出现：废弃油井在长期闲置过程中，在地下各种复合作用下，固井水泥被腐蚀，

套管被腐蚀穿孔，加上只封死井口，油气物质失去了释放通道，会越流管道进入潜水含水层，参与地下水循环。虽然此时油层几乎没有多少压力，原油不大可能进入到含水层污染地下水，但这一现象仍应引起重视，评价区内全部废弃井应打水泥塞，并经严格的试压以防窜漏污染地下水。

钻井完井后油水窜层污染（包括生产井的窜层）的主要原因是：固井质量差；工艺措施不合理或未实施。因此，为预防污染的发生和污染源的形成，表层套管必须严格封闭含水层，固井质量应符合环保要求。

iii、原油泄露对地下水的影响分析

一般泄漏于土体中的原油可以同时向表面溢出和向地下渗透，并选择疏松位置运移。如果有足够多的原油泄漏到疏松的土体中，就有可能下渗至潜水带并在潜水带顶面扩展而形成“油饼”。通常原油泄漏产生的污染物以点源形式通过土壤表层下渗进入地下含水层。因而原油泄漏事故对地下水环境的影响程度主要取决于原油的物理性质、泄漏量、泄漏方式、多孔介质特征及地下水位埋深等因素。

原油属疏水性有机污染物，难溶于水且容易被土壤吸附。各种土壤的不同土层对石油类均有吸附能力。石油类污染物主要集中在表层，随着时间的推移，包气带土壤对石油类物质的吸附将趋向饱和，吸附能力将逐渐降低。一般来讲，土壤表层0-20cm的滞留石油类物质的含量至少是下层（1m以下）石油类物质含量的35倍；且石油类多在地表1m以内聚集，1m以下土壤中含油量甚少。所以原油泄漏将迅速沿土壤中的砾石层下渗，甚至可以到达石膏层，但影响地下水的可能性不大。

5、事故状态下对地下水环境影响预测与评价

泄漏事故会产生浅部隐蔽性污染源，导致油品泄漏下渗，有导致地下水污染风险的发生。发生泄漏事故后，及时维修处理，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，定期对井场的阀门和设备进行检查，发生泄漏事故及时找到泄漏点，更换破裂设备，并将受污染的土壤全部回收，送至有相应危废处置资质的单位进行处理，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。

本项目事故状态预测为：本次实施的h9025-h9141井区域采用管线集输，混输泵站内采用混凝土结构防渗，泄露可能性较小；多通阀管汇站露天布置，其集输管线采用D89，管径较小；单井井场露天布置，单井集输管线采用D76及D89，管径较小。本次事故考虑最不利影响，预测采用混输泵站泵房外管径为D219的集输管线泄露对

地下水的影响进行预测（混输泵房外管线露天布置）。

混输泵站集输管线泄露对地下水产生的影响进行预测。

（1）预测情景设定

本次模拟预测根据污染风险分析的情景设计，在选定优先控制污染物的基础上，分别对地下水中污染物在不同时段的运移距离、超标范围进行模拟预测，污染情景的源强数据通过计算予以确定。本次评价对单井集油管线发生全管径泄露对地下水产生的影响进行预测。

当集输管线发生全管径泄漏，根据伯努利方程进行泄漏量计算，计算公式如下：

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

式中：QL——液体泄漏速率，kg/s；

P ——容器内介质压力，kPa，取 2500kPa；

P_0——环境压力，kPa，取 101.325kPa；

C_d——液体泄漏系数，此值常用 0.6～0.64，取 0.64；

A——裂口面积，m^2，取 0.03m^2；集油干线最大孔径 DN219

g——重力加速度，9.8m/s^2；

h——裂口之上液位高度，m，在此取 0.2m；

ρ——泄漏液体密度，kg/m^3，在此取 962kg/m^3。

根据上述公式计算出集输管线发生全管径泄漏时，泄漏速率为55.98kg/s，事故应急反应时间为15min，据此计算液体的泄漏量为50.38t。管线输送为油水混合物，根据地面工程方案项目区采出液综合含水率为90.6%，集输管线全管径泄漏最大原油泄漏量为4.71t。

根据《采油废水中石油类污染物在土壤中的迁移规律研究》（岳战林文）中结论：石膏灰棕漠土尽管颗粒较粗、结构较松散、孔隙比较大，但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。因此进入含水层原油为0.471t。

（2）预测时段

预测时段选取100d、1000d、3650d。

（3）预测因子及预测源强

表 6.4-2　预测源强

情景设定	渗漏位置	特征污染物	泄漏量	评价标准(mg/L)
非正常工况	集输管线	石油类	0.471t	0.3

由于《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中不含石油类质量标准，故本次评价参考《生活饮用水卫生标准》（GB 5749-2006）中石油类限值（0.3mg/L）为预测标准。

（4）预测公式选择

根据预测情景，可以将污染源的泄漏概化为瞬时点源，适用《环境影响评价技术导则•地下水环境》中一维稳定流动二维水动力弥散问题—瞬时注入示踪剂模型。

瞬时注入示踪剂—平面瞬时点源：

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

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 处的示踪剂质量浓度，g/L；

M——潜水含水层的厚度，保守取 50m；

m_M——长度为 M 的线源瞬时注入的示踪剂质量，kg；

u——水流速度，m/d；

n_e——有效孔隙度，量纲为 1；

D_L——纵向弥散系数，m^2/d；

D_T——横向 y 方向的弥散系数，m^2/d；

π——圆周率。

各参数取值见下表6.4-3：

表 6.4-3　各参数取值

各参数	参数名称	集输管线	数据来源
污染物		石油类	详见情景设置
泄漏量（kg）		471	
u(m/d)	水流速度	0.25	根据评价区调查结果，评价区渗透系数约为 25m/d，水力坡度约为 2‰
n_e	有效孔隙度	0.20	参考项目附近工程勘察资料确定为 n_e=0.20

各参数	参数名称	集输管线	数据来源
$D_L(m^2/d)$	纵向弥散系数	6.125	$D_L=\alpha_L u$，α_L 为纵向弥散度，α_L 取经验值 24.5m
D_T（m^2/d）	横向弥散系数	0.6125	取 D_L 的 10%

（5）预测结果与分析

集输管线非正常状态下下污染物不同时段的预测结果

将上述参数代入预测公式，各预测时段污染物随时间和距离变化特征见表 6.4-4。

表 6.4-4　石油类迁移距离一览表

污染物	运移时间（d）	100	1000	3650
石油类	影响范围（m^2）	18421.00	128156.41	352726.99
	超标范围（m^2）	10148.00	45348.05	50583.94
	最大运移距离（m）	162	610	1508.5
	下游最大浓度（mg/L）	19.3510	1.9351	0.5301
	影响范围是否出厂界	否	否	否

根据预测结果：非正常工况下，集输管线因年久失修，原油进入地下，建设单位检修发现泄漏后，采取防治措施后停止泄露，但已经进入含水层的原油还将继续污染地下水。原油泄漏 100d 后，污染物超出《生活饮用水卫生标准》（GB 5749-2006）中石油类限值（0.3mg/L）的影响范围至 18421.00m^2，超标范围至 10148.00m^2，最大运移距离为 162m，下游最大浓度为 19.3510mg/L；原油泄漏 1000d 后，污染物超出《生活饮用水卫生标准》（GB 5749-2006）中石油类限值（0.3mg/L）的影响范围至 128156.41m^2，超标范围至 45348.05m^2，污染晕最大运移距离为 610m，下游最大浓度为 1.9351mg/L。原油泄漏 3650d 后，污染物超出《生活饮用水卫生标准》（GB 5749-2006）中石油类限值（0.3mg/L）的影响范围至 352726.99m^2，超标范围至 50583.94m^2，污染晕最大运移距离为 1508.5m，下游最大浓度为 0.5301mg/L。随着时间的增加，污染晕的范围不断扩大，中心浓度也随着地下水向下游方向发生迁移，但在地下水的稀释和岩土体的物理化学作用下，中心浓度不断减小。

管线泄露事故为短期大量排放，污染物的泄露以地表扩展为主，一般能及时发现，并可很快加以控制，石油烃多数疏水性有机污染物，难溶于水而容易被土壤有机质吸附，当土壤中有机质含量较高时，石油烃等污染物在其中迁移的阻滞作用较强，迁移速度较慢，对地下水环境不易产生不利影响。且根据《采油废水中石油类污染物在土壤中的迁移规律研究》（岳占林等，2009），土壤中原油基本上不随土壤水上下移动，毛细管作用也不活跃。石油对土壤的污染仅限于 20cm 表层。本项目区域浅层地下水深度在 4~12m，泄露的原油进入地下水的可能性很小。且本次方案

现场数据（采油井、多通阀集油配汽管汇、混输泵站、注汽站）均采用自动化控制管理，对现场数据进行远程监测，事故发生的概率将降至最低，发生泄露后能做到及时发现、及时处理，彻底清楚泄露油品及被污染的土壤。因此，非正常状况下，对地下水的影响属可接受范围。

6.4.3 小结

运营期井下作业废水通过泵车由井口打入管线中进入接转站缓冲罐再管输至红 003 稠油处理站、采出液管输至红 003 稠油处理站、蒸汽锅炉排水进入 35m^3 埋地罐通过泵打入管线进入接转站缓冲罐再转输至红 003 稠油处理站，井下作业废水、采出液及锅炉排水先经红 003 稠油处理站预处理后转输至采油一厂红浅稠油处理站进一步处理后由采油一厂调配（或用于蒸汽锅炉用水，或用于油田注水）。

正常状况下，污染物从源头上可以得到控制；非正常状况下，由于管线泄露事故为短期大量排放，污染物的泄露以地表扩展为主，一般能及时发现，并可很快加以控制，且石油烃容易被土壤中有机质吸附，对地下水环境产生的影响也非常有限。

6.5 声环境影响分析

6.5.1 施工期声环境影响分析

地面工程施工建设过程中，由于场地平整、材料运输、管沟开挖及回填、建构筑物修建等要使用各种车辆及施工机械，其产生的影响对施工区周围的声环境将产生一定的影响。

地面工程建设过程中主要施工机械在不同距离的噪声影响水平类比调查结果见表6.5-1。

表 6.5-1　施工主要机械噪声值及衰减情况表

距离，m	强度	10	20	40	80	100	200	400	800	1000
电焊机	100	80	74	68	62	60	54	48	42	40
推土机	90	78	72	66	60	58	52	46	40	38
轮式装载机	90	78	72	66	60	58	52	46	40	38
挖掘机	92	80	74	68	62	60	54	48	42	40
吊管机	95	83	77	71	65	63	57	51	45	43

通过上表分析可知，昼间施工场地80m以外均不超过《建设施工场界环境噪声排放标准》（GB 12523-2011）昼间限值，夜间施工场地400m以外《建设施工场界环境噪声排放标准》（GB 12523-2011）夜间限值。施工期的这些噪声源均为暂时性的，

项目施工区周围无人群等声环境敏感点，本项目施工只在短时期对局部环境和施工人员造成影响，待施工结束后这种影响也随之消失。施工期噪声对周围环境造成的影响属可接受程度。

6.5.2 运营期声环境影响分析

6.5.2.1 运营期主要噪声源

1、预测源强

运营期噪声污染源主要为井场、站场各类机泵、井下作业、巡检车辆等噪声，噪声值为45-110dB(A)。本次选取典型9井式井场、混输泵站及注汽站噪声预测评价，噪声排放情况见表6.5-2。

表 6.5-2　运营期噪声排放情况

噪声源名称		数量（台）	声源 dB(A)	采取措施	降噪量 dB(A)	采取措施后噪声 dB(A)	排放规律
井场	平台井	9 机/平台	80	低噪声设备、基础减震	10	70	连续
混输泵站	混输泵	3 台	87	基础减震、彩钢板房隔声	25	62	连续
注汽站	燃气锅炉	每个注汽站内 1 台	100	基础减震、四周设置彩钢板	20	80	连续

2、预测模式

影响声波从声源到受声点传播的因素有很多，它们主要包括几何发散、大气吸收、地面效应、屏障屏蔽及其他多方面效应，其中对声波的传播影响最大的是与声源到受声点的距离有关的几何发散，即声波随距离的衰减。

根据《环境影响评价技术导则　声环境》（HJ2.4-2009）推荐的公式：

Lp（r）=Lp（r0）-（Adiv+Aatm+ Abar+Agr+Amisc）

对单个点声源的几何衰减用以下公式计算：

Lp（r）= Lp（r0）-20lg(r/r0)

式中：Lp（r0）—声源在参考距离r0处的声压级，dB；

Adiv—距离衰减，dB；Aatm—空气吸收衰减，dB；Abar—遮挡物衰减，dB；

Agr—地面效应，dB；Amisc—其他多方面效应，dB；

Lp（r）—声源衰减至r处的声压级，dB；

r—预测点到声源的距离；

r0—预测参考距离，m。

本次噪声预测计算从偏保守角度出发，只考虑声波随距离的衰减Adiv，以保证实际效果优于预测结果。

预测点的预测等效声级（Leq）计算公式：

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

中：Leqg—建设项目声源在预测点的等效声级贡献值，dB(A)；

Leqb—预测点的背景值，dB(A)。

3、预测点设定

拟建项目各采油井场、站场噪声源和平面布置基本相同。

厂界预测点：①选取9井式平台井井场厂界间隔10m设置厂界预测点；②选取混输泵站、注汽站厂界间隔10m设置厂界预测点。

4、评价标准

厂界预测点评价标准为《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB 12348-2008）中3类区排放限值（昼间65dB（A），夜间55dB（A））。

5、预测结果

井场、混输泵站、注汽站正常运行时其噪声预测结果见表6.5-3。

表 6.5-3　井场、站场正常运转时井场厂界及声环境敏感点噪声贡献值

评价点	昼间（dB（A））			夜间（dB（A））			达标情况
	贡献值	背景值	预测值	贡献值	背景值	预测值	
9井式井场东	41.89	41	44.48	41.89	39	43.69	达标
9 井式井场南	41.89	38	43.38	41.89	38	43.38	达标
9 井式井场西	41.89	40	44.06	41.89	39	43.69	达标
9 井式井场东北	41.89	41	44.48	41.89	40	44.06	达标
混输泵站东	33.89	41	41.77	33.89	39	40.17	达标
混输泵站南	33.89	38	39.42	33.89	38	39.42	达标
混输泵站西	33.89	40	40.95	33.89	39	40.17	达标
混输泵站北	33.89	41	41.77	33.89	40	40.95	达标
注汽站东	51.89	41	52.23	51.89	39	52.11	达标
注汽站南	51.89	38	52.06	51.89	38	52.06	达标
注汽站西	51.89	40	52.16	51.89	39	52.11	达标
注汽站东北	51.89	41	52.23	51.89	40	52.16	达标

根据预测结果可知，井场、混输泵站、注汽站的昼间、夜间厂界噪声均满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB 12348-2008）3类区排放限值要求，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。

6.5.2.2 井下作业影响噪声分析

井下作业过程中最强的噪声源为压裂车噪声，最高可达120dB(A)，导致作业现场周围噪声超出《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）标准要求，但是由于本项目油井分布在空旷地带，加上井下作业周期较短，声源具有不固定性和不稳定性，在作业时，对高噪声设备设置临时屏蔽设施，则其对周围环境的影响是可以接受的。

6.5.2.3 交通噪声分析

本次实施区域集输方式为密闭管线集输，无拉油罐车，运营期交通噪声主要为巡检车辆行驶噪声。红003井区内建设有完善的油田路网，道路平整，车流量较小，在规范驾驶、减少汽车鸣笛的情况下，交通噪声对区域声环境影响较小。

6.5.3 退役期声环境影响分析

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

6.5.4 小结

井下作业及车辆噪声为临时性噪声，营运期噪声影响主要为井场抽油机及站内机泵。井场露天布设，根据对老油区内已投产油井验收现场调查结果，生产井的噪声很小。混输泵站内各类机泵设置在室内，设备运行造成对周围环境影响较小。

本项目开发建设区域声环境质量现状满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）中3类标准，施工期厂界噪声满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）标准要求，运营期厂界噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）3类标准限值要求。本项目开发区内无集中居民区，本项目运营期不会产生噪声扰民问题。综上所述，本项目开发建设区域声环境质量现状较好，项目开发建设及运营中的噪声对环境有一定影响，但属于可接受范围。

6.6 固体废物环境影响分析

6.6.1 施工期固体废物环境影响分析

施工期固体废物主要为施工人员生活垃圾及施工过程中产生的各种废料，如废

边角料、废包装物、废防腐材料等施工废料。

施工过程中产生的生活垃圾由施工队集中收集，施工现场设置生活垃圾收集桶收集施工人员生活垃圾，施工结束后清运至克拉玛依生活垃圾填埋场填埋处理。

施工过程中使用材料产生的废边角料等由施工单位统一回收利用，废包装物、废砖块等无法再利用的集中堆放，定期送至当地建筑垃圾填埋场。

6.6.2 运营期固体废物环境影响分析

6.6.2.1 运营期固体废物产生情况

根据工程分析，项目运营期固体废物主要为油泥砂及落地油。运营期固废的性质及产生量见表6.6-1。

表6.6-1 项目运营期固废一览表

危险废物名称	产生量	废物类别	行业来源	废物代码	排放量	危险特性
油泥砂	61.6t/a	HW08废矿物油与含矿物油废物	石油开采	071-001-08	0	T/I
落地油	9.9t/a				0	T/I

6.6.2.1 危险废物环境影响分析

井下作业过程中铺膜带罐作业，回收落地油，放置于暂存罐中，暂存至危废贮存点暂存，最终以含油污泥的形式交给具有危废处置资质的单位回收处理。清罐、清管产生的含油污泥集中收集暂存至危废贮存点暂存，最终由危废处置单位回收处理。

红山公司在红003井区内共设置了3座危废贮存场所，分别为原第一采油作业区、原第二采油作业区以及原注输作业区危废临时存放点，各危废暂存点地面均采取了防渗措施，并设置围堰。油田开采过程中产生的含油污泥、沾油废物先集中收集暂存至各作业区危废暂存点内设置的密闭危废箱中，最终由具有危废处置资质的单位回收处理。并且红山公司每年都会与危废处置单位签订危废处置合同，以保证含油污泥资源化利用率。

红山公司建立了专门的危险废物管理台账，包括贮存台账、处置台账。由专人负责，管理人员先进行分类估算，并填写内部交接单，并按危险废物的种类和特性分区贮存，入库与出库的包装方式不变，不拆包装、不倒罐。向外转移的危险废物，台账记录与危险废物转运联单及其他相关票据等内容一致。

各生产单元产生的危险废物采用皮卡车拉运输运至危险废物贮存点暂存，达到一定数量后，委托具有危废处置资质的单位回收处理，后续危险废物的转运由处置

单位负责。红山公司每一年都会同危险废物清理处理单位签订危废处置合同，转运过程严格执行危险废物转运联单管理制度。

结合现场调查，红003井区内危险废物贮存点贮存设施完好，地面防渗及围堰无破损，危险废物处置单位处置设施运行正常，各污染物指标满足控制标准要求，依托有保障。因此本项目危险废物处置具有可行性。

6.6.3 小结

本项目对开发建设期和运营期产生的各种固体废物均采取了妥善的处理、处置措施，只要严格管理，不会对环境产生影响。

6.7 土壤环境影响分析

6.7.1 施工期土壤环境影响分析

施工期对土壤环境的主要影响因素是：施工期地面建设施工和地面建设设施如井场、站场、管线、道路等占用土地和造成的地表破坏。

对土壤环境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。

（1）人为扰动对土壤的影响

项目施工过程中，不可避免地要对土壤进行人为扰动，主要是管道沟埋大面积开挖和回填，翻动土壤层次并破坏土壤结构。

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

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

（2）车辆行驶和机械施工对土壤的影响

在施工中，车辆行驶和机械作业时机械设备的碾压、施工人员的踩踏等都会对

土壤的紧实度产生影响。机械碾压的结果使土壤紧实度增高，地表水入渗减少，土壤团粒结构遭到破坏，土壤养分流失，不利于植物生长。各种车辆（尤其是重型卡车）在荒漠上行驶将使经过的土壤变紧实，严重的经过多次碾压后植物很难再生长，甚至退化为沙地。因此环评要求，严格控制施工作业范围，严禁随意扩大施工用地范围，并充分利用项目区原有的油田便道。

（3）各种废弃物对土壤的影响

施工过程中产生的生活垃圾拉运至克拉玛依市生活垃圾填埋场填埋处理；根据钻井工程环境影响评价，钻井过程中产生的钻井泥浆、岩屑均进入泥浆不落地系统循环利用，完井后废弃的钻井岩屑废弃物经检测合格后可用作铺设道路等进行综合利用。固体废物均得到妥善处理，减少了固体废物对土壤的影响。

综上所述，拟建项目施工期对土壤会有一定影响，但在采取分层堆放、分层覆土、收集各类废弃物等相关措施后，对土壤环境的影响不大。

6.7.2 运营期土壤环境影响分析

6.7.2.1 正常情况下对土壤环境的影响分析

正常生产情况下，对土壤环境的影响主要为对各类土壤的永久性占用，运行期内将改变土地原有利用方式。

正常情况下，油气集输过程中落地油对土壤的污染集中在表层20cm以上，仅在井场周围50m范围内，一般多呈点片状分布，对土壤生态环境的影响仅在局部和表层，在日常土壤防护工作中，落地油100%回收，对土壤生态环境影响不大。

6.7.2.2 非正常情况下对土壤环境的影响分析

事故条件下，如管线破裂、泄露会有原油滴落在地面，埋地管线若发生泄露会使深层土壤环境造成影响，另外各类机械设备、阀门等也有可能出现跑、冒、滴、漏的漏油故障，对外环境造成油污染。

（1）井喷

井喷是油田开发过程中的意外事故，运营期井下作业中均可能发生井喷。一次井喷可抛洒大量的天然气和原油，其中的轻组分挥发，而重组分油对土壤有一定的影响。井喷会造成大量原油覆盖在土壤表层，使土壤表层的土壤透气性下降，理化性状发生变化，对影响范围内的土壤表层造成严重的污染。井喷持续时间越长，对土壤造成的污染越严重。但根据已有的相关资料，井喷事故主要影响事故区域内的

表层土壤，对地表20cm以下深度的土壤影响不大。

（2）埋地管线渗漏对土壤生态环境的影响

埋于地下1.8m处的输油管线发生破裂，原油可在地下1.8m的土层中扩散，致使土壤环境污染，进而影响其附近生长的植物。但其影响仅局限于管道破裂处半径5m左右的深根系植物。油品散逸到地面，挥发进入空气中，会对大气环境造成影响，当大气中的浓度达到爆炸极限时，遇明火会发生爆炸，或者引起火灾，其影响范围内的植被地上部分会全部被烧毁。

（3）地上管线破裂、机械设备跑冒滴漏对土壤环境的影响

滴漏对土壤环境的影响使局部的，主要呈片状分布，在横向上以发生源为中心向四周扩散，距发生源越远，土壤中含油量越少，在纵向上石油的渗透力随土质有很大的差别，质地越粗，下渗力越强。滴漏污染源一般富集在0-20cm的表层土中。滴漏原油积存于表层会影响表层土壤通透性，影响土壤养分的释放，降低土壤动物及微生物的活性，使土壤的综合肥力下降，最终影响植物根系的呼吸作业和吸收作用。

灰棕漠土是评价区内的主要土壤类型，其特征是：地表有砾幕，自然植被稀疏，覆盖率低；剖面中有石灰、石膏岩结晶，不利于原油的下渗，而且当地降水稀少，滴漏原油一般仅在洒落范围内对表层土壤造成影响。

6.7.2.3 污染影响途径

本项目为石油开采项目，项目运营期最有可能对土壤环境造成的影响情况为原油泄露，本次土壤预测考虑为石油类。

污染物从污染源进入土壤所经过的路径称为土壤污染途径，土壤污染途径是多种多样的。根据影响分析，本项目可能对土壤造成污染的途径主要为：含油物质发生泄露对土壤造成的影响。

6.7.2.4 土壤环境影响预测与评价

本项目重点预测集油管线泄露对土壤环境影响。

（1）预测评价范围

与现状调查评价范围一致。

（2）预测评价时段

重点预测时段为运营期。

（3）预测评价方法

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018），污染影响型建设项目，其评价工作等级为一级、二级的，预测方法可参见附录E或进行类比分析。本次评价采用类比分析，类比分析可行性详见表6.7-1。

表6.7-1 土壤影响分析类比可行性表

序号	内容	类比项目	本项目	是否具有可类比性
1	行业类别			是
2	污染途径			是
3	特征因子			是
4	土壤类型			是
5	预测情景			是

（4）类比分析

非正常情况下，考虑持续注入非饱和带土层中10min、20min、1h、2h后，污染物在垂直方向上的超标扩散距离和包气带底部石油类浓度，详见表6.7-2。

表6.7-2 非正常情况下污染物再非饱和带中的超标扩散距离预测结果表

污染物种类	计算值	污染物运移的超标扩散深度			
		10min	30min	1h	2h
石油类	影响深度（m）	全部包气带深度			
	包气带底部石油类浓度（mg/L）				

从上表中看出，原油发生泄漏2h的情况下，随着时间的增加，污染物很快将非饱和带中垂直方向上贯穿，包气带底部石油类浓度越来越大。

从土壤环境污染现状调查可知，在纵向上石油的渗透力随土质有很大的差别，质地越粗，下渗力越强。落地油一般富集在0cm~20cm的土层中，石油在土表的蒸发量与时间呈负指数相关，开始5h内石油蒸发强烈，24h后石油在土壤表面多呈粘稠状。落地油积存于表层会影响表层土壤通透性，影响土壤养分的释放，降低土壤动物及微生物的活性，使土壤的综合肥力下降，最终影响植物根系的呼吸作业和吸收作用。

因此，在项目建设过程中须做好相关防渗措施，以及原油收集、输送和暂存等区域的防腐、防渗措施，运行期须定期检查防渗层及管道的破损或破裂情况，若发现有破损或破裂部位须及时进行修补。故在项目运行期间，需加强管理和监督检查，减少非正常情况的发生，避免污染物进入土壤及地下水含水层中。在工程做好防渗、定期监测、严格执行本次环评提出的污染防治措施的前提下本项目对土壤环境影响可接受。

本项目土壤环境影响评价自查表，见表6.7-3。

表 6.7-3　土壤环境影响评价自查表

<table>
<tr><td colspan="2">工作内容</td><td colspan="4">红山油田红 003 井区白垩系清水河组油藏 h9025-h9141 井区域产能建设工程环境影响报告书</td><td>备注</td></tr>
<tr><td rowspan="9">影响识别</td><td>影响类型</td><td colspan="4">污染影响型☑；生态影响型□；两种兼有□</td><td>/</td></tr>
<tr><td>土地利用类型</td><td colspan="4">建设用地□；农用地□；未利用地☑</td><td>土地利用类型图</td></tr>
<tr><td>占地规模</td><td colspan="4">（8.05）hm^2</td><td></td></tr>
<tr><td>敏感目标信息</td><td colspan="4">敏感目标（无）、方位（/）、距离（/）</td><td></td></tr>
<tr><td>影响途径</td><td colspan="4">大气沉降□；地面漫流□；垂直入渗☑；地下水位□；其他□</td><td></td></tr>
<tr><td>全部污染物</td><td colspan="4">采出液、井下作业废水</td><td></td></tr>
<tr><td>特征因子</td><td colspan="4">石油烃</td><td></td></tr>
<tr><td>所属土壤环境影响评价项目类别</td><td colspan="4">I类☑；II类□；III类□；IV类□；</td><td></td></tr>
<tr><td>敏感程度</td><td colspan="4">敏感□；较敏感□；不敏感☑；</td><td></td></tr>
<tr><td colspan="2">评价工作等级</td><td colspan="4">一级□；二级☑；三级□</td><td></td></tr>
<tr><td rowspan="5">现状调查内容</td><td>资料收集</td><td colspan="4">a）□；b）□；c）□；d）□；</td><td></td></tr>
<tr><td>理化特性</td><td colspan="4">详见表 5.6-2</td><td>同附录 C</td></tr>
<tr><td rowspan="3">现状监测点位</td><td>层位</td><td>井场和站场占地范围内</td><td>占地范围外</td><td>深度</td><td rowspan="3">点位布置图</td></tr>
<tr><td>表层样点数</td><td>1</td><td>2</td><td>0-0.2m</td></tr>
<tr><td>柱状样点数</td><td>3</td><td>-</td><td>0-3m</td></tr>
<tr><td>现状监测因子</td><td colspan="4" rowspan="2">《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（Gb36600-2018）第二类用地的 45 项基本因子、石油烃、pH</td><td rowspan="2"></td></tr>
<tr><td rowspan="3">现状评价</td><td>评价因子</td></tr>
<tr><td>评价标准</td><td colspan="4">GB15618｛□；GB36600☑；表 D.2□；其他（）</td><td></td></tr>
<tr><td>现状评价结论</td><td colspan="4">土壤环境质量较好</td><td></td></tr>
<tr><td rowspan="3">影响预测</td><td>预测因子</td><td colspan="4">-</td><td></td></tr>
<tr><td>预测方法</td><td colspan="4">附录 E□；附录 F□；其他（类比法）</td><td></td></tr>
<tr><td>预测分析内容</td><td colspan="4">影响范围（事故状态下，井场、站场产生的采出液、井下作业废水进入土壤的 0-3m 土层）影响程度（较小）</td><td></td></tr>
<tr><td>预测结论</td><td colspan="4">达标结论：a）□；b）□；c）□
不达标结论：a）□；b）□</td><td></td></tr>
<tr><td rowspan="4">防治措施</td><td>防控措施</td><td colspan="4">土壤环境质量现状保障☑；源头控制☑；过程防控☑；其他（）</td><td></td></tr>
<tr><td rowspan="2">跟踪监测</td><td colspan="2">监测点数</td><td>监测指标</td><td>监测频次</td><td rowspan="3"></td></tr>
<tr><td colspan="2">井场、混输泵站、配汽管汇站</td><td>石油烃</td><td>1 次/5a</td></tr>
<tr><td>信息公开指标</td><td colspan="4">-</td></tr>
<tr><td colspan="2">评价结论</td><td colspan="4">在工程做好分区防渗、定期监测、严格执行本次环评提出的污染防治措施的前提下本项目对土壤环境影响可接受</td><td></td></tr>
<tr><td colspan="7">注 1：“□”为勾选项，可√；“（）”为内容填写项；“备注”为其他补充内容。
注 2：需要分别开展土壤环境影响评价等级工作的，分别填写自查表。</td></tr>
</table>

6.8 环境风险评价

根据2.4.6环境风险评价等级和评价范围章节，本项目Q=0.6988<1，因此本项目环境风险潜势为I。根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）相关要求，本次评价仅对项目可能存在的环境风险进行简单分析。不设置环境风险评价范围。

6.8.1 风险调查

本项目施工期不包含钻井工程，仅为地面工程建设，环境风险较小。因此本次环境风险评价主要调查的是项目原油开采集输过程中存在的危险、有害因素，可能发生的突发事件和事故，可能造成的危害，提出合理可行的风险防范措施、应急与减缓措施，以使事故率和事故影响达到可接受水平。

6.8.2 环境敏感目标概况

本项目建设地点位于红山油田，行政区隶属新疆维吾尔自治区克拉玛依市管辖。根据现场勘查，项目地处荒漠，周围除油田生产设施外，本项目周围5km范围内无自然保护区、风景名胜区、水源保护区等环境敏感目标。

6.8.3 环境风险识别

6.8.3.1 物质危险性识别

项目运营期涉及的风险物质主要为原油及天然气，其理化性质及危险情况见表6.8-1。

表 6.8-1　原油和天然气的理化性质及危险级别分类情况

序号	名称	组分	毒性	燃烧爆炸特性参数	危险级别
1	原油	有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。遇热分解出有毒的烟雾，吸入大量可引起危害：有刺激和麻痹作用，吸入急性中毒者有上呼吸道刺激症状。流泪，随之出现头晕、头痛、恶心、运动失调及酒醉样症状	热值：41870KJ/kg 火焰温度：1100℃ 沸点：300～325℃ 闪点：23.5℃ 爆炸极限 1.1～6.4%（v） 自然燃点 380～530℃	属于高闪点液体
2	天然气	多种可燃性气体的总称，主要成分包括甲烷、乙烷等	伴生气中主要包括天然气，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它会造成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） 自然燃点 482～632℃	属于 5.1 类中易燃气体，在危险货物品名表中编号 21007

6.8.3.2 环境风险识别

1、环境风险事故识别

风险评价中的源项分析是通过系统存在的潜在危险识别及其事故概率计算，筛选出最大可信事故，进而计算事故可能危害，确定本系统的风险值，与相关标准比较，评价能否达到可接受风险水平。

结合本项目工程状况与当地环境状况，可能发生的事故风险主要包括：

（1）井下作业过程中井喷事故

井下作业过程危害最大的事故为井喷失控，其可能引发系列环境风险事故，井喷失控事故分析见图6.8-1。主要危害为释放的原油及天然气，可能引发火灾、爆炸事故，造成人员伤亡和环境污染。

（2）井场油品泄露

本项目涉及的主要工艺介质为原油，集油管线泄露可能引起火灾，造成人员伤亡、财产损失，以及对区域土壤及地下水环境造成污染。

（3）输油管道破裂

本次实施的h9025-h9141井区采用管道集输方式输送采出液，管道输送是一种安全可行的输送方式，但存在于环境中的管道会受到各种环境因素的作用，同时管道本身的设计、管材制造、施工、操作运行和管理等各环节都可能存在着缺陷和失误，所有这些因素都可能导致事故的发生。发生的事故主要为管线破裂造成的原油泄漏，事故发生时会有大量的原油溢出，对周围环境造成直接污染，而且泄漏的原油遇到明火还可能产生火灾、爆炸事故。

（4）注汽管道泄露

本项目采用注蒸汽吞吐开发方式，采用天然气作为油藏所需蒸汽。天然气泄露事故主要是由于管道材质、焊缝、腐蚀等因素的营销，可能出现天然气泄漏，进而引发人员窒息、火灾或爆炸事故。

6.8.3.2 环境风险类型识别

根据本项目可能涉及的危险物质及危险场所，分析工程的危险特性，主要包括以下几方面的内容：

（1）火灾危险性

当原油及伴生气等危险物质和空气等共存，遇到有导致着火的初始点火能源，

如：明火、摩擦、撞击、电火花、静电火花、雷电等可发生火灾事故。

（2）爆炸危险性

油品爆炸多数是混合气体的爆炸，即油气与空气的混合物，其浓度在爆炸极限范围内的化学爆炸。其次还有受容器等由于超压超温或意外情况，泄压装置同时失效发生的高压物理爆炸。

（3）中毒危险性

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

本项目正常生产过程中，发生事故主要是由于输油设备长期使用磨损、人员误操作、人为破坏等原因造成易燃易爆介质泄漏，泄漏的易燃易爆介质遇火源(明火、静电火花、机械火花、电气火花、高温物体或雷电)，有可能引发火灾事故；泄漏的易燃易爆气体或蒸气浓度达到爆炸浓度极限，遇火源，则可能发生爆炸、火灾事故。

6.8.4 环境风险分析

6.8.4.1 井喷事故影响分析

井喷失控后，原油从井口敞喷形成垂直喷射。初始喷射由于井筒内有泥浆液柱，因此，喷出的原油中携带有大量的泥浆和岩屑，此时，不会形成最大可爆炸气体云团。当井筒内的泥浆喷完后，喷出物全部为地层中的液体，包括原油和地层水，以及伴生气（天然气）。喷出的原油落于地面，形成较大范围的落地油，同时，随油水喷出的天然气在空气中逸散，可能形成最大爆炸气体云团，此云团遇火就会爆炸，并可能引发进一步的火灾事故。井喷时原油的喷射量，取决于井的产油速率，而井喷持续时间取决于对井喷事故的处理效率，一般会形成数小时或数十个小时的释放。井喷是事故排放，具有意外性、突发性、短暂性，将造成局部地区大气环境中的污染物超标，但不会造成整个评价区域大气环境质量的明显恶化。

井喷发生后，有两种可能，一是原油大量外泄，污染生态、水及大气环境；另一种可能是原油外泄后遇明火，引燃原油发生火灾，火灾类型一般为池火灾，灾害类型主要表现为池火灾热辐射伤害，在热辐射的作用下，受到伤害或破坏的目标可能是人、设备、设施、建筑物等。所以，井喷一旦发生，最容易受到污染的环境因子是大气和生态环境，不能及时回收处理的原油通过土壤渗透，有可能影响浅层地

下水。

井喷事故对生态环境的影响主要有两条途径：第一，在发生井喷时排放的原油、天然气等污染物，可能导致事故区域内植物体的死亡，从而引起野生动物生存环境（栖息场所）的恶化；第二，井喷过程排出的污染物，通过大气、水体、土壤等环境介质，进入生物体，并对其产生危害。喷出的原油散落于井口周围，并向四周漫流，可造成土壤污染，并威胁覆盖区域植被的生命。而引发火灾事故后则会直接导致该区域内生态系统的极度恶化。

根据对相似油田历史上发生的井喷事故的调查，一旦发生井喷事故，污染物排放是连续的，排放的主要污染物初期主要为泥浆，后期主要为原油和地层水。喷射出的液体所造成的污染范围一般限制在井口周围100m～200m范围内，而引发火灾事故后次生的CO等污染物对环境的影响范围将扩大至500m范围左右。

6.8.4.2 原油泄露事故影响分析

当发生原油泄漏事故时，泄漏的原油可能会污染区域周边土壤，进而穿过包气带污染地下水。泄漏的原油如遇到明火还可能生火灾、爆炸事故，对项目区周围环境空气造成污染。

（1）对土壤的影响

原油泄漏对土壤环境的影响是比较显著的，泄漏的石油覆盖于地表可使土壤透气性下降、土壤理化性状发生变化。泄漏的油品如果进入土壤，从而使土壤质地、结构发生改变，影响到土地功能，进而影响荒漠植被的生长，并可影响局部的生态环境。

集输管线发生泄漏时，相当于向土壤中直接注入原油，泄漏的原油进入土壤中后，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，造成土壤盐碱化，破坏土壤结构，增加土壤中石油类污染物，造成土地肥力下降，改变土壤的理化性质，影响土壤正常的结构和功能。

根据类比调查结果可知，原油泄漏事故发生后，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；粘重土壤多为耕作土，原油覆于地表会使土壤透气性下降，降低土壤肥力。在泄漏事故发生的最初，原油在土壤中下渗至一定深度，随泄漏历时的延长，下渗深度增加不大（落地原油一般在土壤表层20cm以上深度内积聚）。

（2）对植被的影响

油品泄漏对植被的影响主要分为三种途径，一是泄漏石油直接粘附于植物体阻断植物的光合作用，使植物枯萎、死亡；二是原油污染土壤造成的土壤理性化性状变化间接影响植物生长，严重时会导致植物死亡；三是泄漏的原油中的轻组份挥发，在对空气环境产生影响的同时，也对周围植物产生影响。发生事故后，及时采取相应的措施，不会对周围植被产生明显影响。

（3）对地下水环境的影响

①管线泄漏对地下水的影响

管线泄漏事故会导致浅部隐蔽性污染源的产生，泄漏的油品下渗而可能导致地下水污染风险的发生。发生泄漏事故后，及时维修处理，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，定期对单井输油管进行检查，加强检修力度，发生泄漏事故及时找到泄漏点，更换破裂管线，并将受污染的土壤全部回收，送至有相应危废处置资质的单位进行处理，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，油品经管线渗漏，经土层渗漏，通过包气带进入含水层。根据《采油废水中石油类污染物在土壤中的迁移规律研究》（岳战林文）中结论：石膏灰棕漠土尽管颗粒较粗、结构较松散、孔隙比较大，但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，即使发生输油管线泄漏事故，做到及时发现、及时处理，彻底清除泄漏油品、被污染的土壤，不会对当地地下水体环境产生大的影响。

②油水窜层对地下水的污染影响

采油井在生产过程中油气窜层污染的主要原因是固井质量差引起的油水窜层。因此，为预防污染的发生和污染源的形成，固井质量应符合环保要求。

油田开发到中后期时，废弃井、套管被腐蚀破坏，可能会对地下水产生不利影响：报废井在长期闲置过程中，在地下各种复合作用下，固井水泥被腐蚀，套管被腐蚀穿孔，封堵井口后，油气物质失去了释放通道，会通过越流管道进入含水层，参与地下水循环。虽然此时油层几乎没有多少压力，但原油仍有进入含水层污染地下水的可能，评价区内的生产井应确保生产井的固井质量，废弃井应全部打水泥塞，并经严格的试压以防窜漏污染地下水。

6.8.4.3 注汽管线天然气泄露事故影响分析

注汽管线在运行过程中，因管道腐蚀穿孔，误操作及人为破坏等原因造成的管道破裂，使天然气发生泄漏，遇明火燃烧可在短时间内产生大量的燃烧烟气，对大气环境造成严重的污染。

但由于项目开发油田所在区域内基本为荒漠地带，地广人稀，且天然气中不含硫，因此发生管道泄漏事故及及其燃烧爆炸事故，其影响范围不超过1500m（伤害阈），一般不会引起人群中毒或不适影响，只是会对周边100m范围内的大气环境造成污染，需要做好相应的应急防范措施，确保注汽管道泄漏事故对周边大气环境的影响降低到最小范围和程度。

6.8.5 环境风险事故防范措施

6.8.5.1 井场事故风险防范措施

（1）井下作业时要求带罐操作，最大限度避免落地原油产生，原油落地侵染土壤交由有相应处理资质的单位进行回收、处置。

（2）井场设置明显的禁止烟火标志；井场钻井设备及电器设备、照明灯具符合防火防爆的安全要求，井场安装探照灯，以备井喷时钻台照明。

（3）在井架上、井场路口等处设置风向标，以便发生事故时人员能迅速向上风向疏散。

（4）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。

（5）严格遵守井下作业的安全规定，在井口安装防喷器和控制装置，杜绝井喷的发生。

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

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

（8）根据评价要求的地下水监测计划，对监测点位进行水质的监测，建立台账，根据水质变化情况分析是否受到污染，如果受到污染，应立即启动应急处置方案。

6.8.5.2 集输事故风险防范措施

（1）严格按照管道施工、验收等规范进行设计、施工和验收。集输管线敷设前，应加强对管材和焊接质量的检查。严禁使用不合格产品。对焊接质量严格检验，防止焊接缺陷造成泄露事故的发生。

（2）按规定进行设备维修、保养，及时更换易损及老化部件，防止油气泄漏事故的发生。

（3）加强自动控制系统的管理和控制，严格控制压力平衡。

（4）完善各站场的环境保护工程，及时清除、处理各种污染物，保持安全设施的完好，杜绝火灾的发生。

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

（6）定期对管线进行巡视，加强管线和警戒标志的管理工作。

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

（8）加强对集输管线沿线重点敏感地段的环保管理，定期进行环境监测。

6.8.5.3 站场事故风险防范措施

（1）本工程选址应符合《建设项目环境保护设计规定》、《工业企业设计卫生标准》（GBZ1-2010）及《化工企业安全卫生设计规范》（HG20571-2014）等规范、条例、规定中有关厂址选择的要求。

（2）本工程装置与周边设施之间安全距离应符合《石油化工企业设计防火规范》（GB50160-2008）和《建筑设计防火规范》（GB50016-2014）规定。

（3）站场厂区总平面布置中，应充分考虑总体布置的安全性，生产装置区内外道路保持畅通，以利消防及安全疏散。

（4）尽可能加强通风系统运行效果，以防止可燃气体积聚，并贯彻“五化”原则。各建筑物建材的选用、楼梯、门窗的设置应根据GB50011、GB50223标准的有关规范

要求进行设计，主要建筑物按地震强度7度设防，符合要求。

（5）采用先进可靠的DCS控制系统、ESD紧急停车处理系统、GAS可燃气体检测报警系统、PLC大型机组联锁及防喘振系统等，对某些与安全生产密切相关的参数进行自动分析、自动调节和自动报警。

（6）平面布局科学合理：在平面布置中尽量将火灾危险性相近的设施集中布置，并保持规定的防火距离；将全站场的明火点控制到最少，并布置在生产区场地边缘部位；有油气散发的场所布置在有明火或散发火花地点的当地全年最小频率风向的上风侧。

（7）在建、构筑物区域内设置接地装置，必要时可加装消雷器。工艺设备、塔、架等设置防静电接地装置；变压器等采用避雷针作为防雷保护。

（8）站场内泵房等均为爆炸火灾危险区域，区域内的配电设备均应采用防爆型；根据各建筑物的不同防爆等级采取相应的防爆措施。

（9）在可能产生易燃易爆介质泄漏的地方，设置可燃气体检测报警器，以便及时发现事故隐患。

6.8.5.4 其他风险防范措施

除采取上述分项防范措施外，还应通过提高人员素质，加强责任心教育，完善有关操作条例等方法来防止人为因素引发的事故。

（1）加强职工的风险意识和环境意识教育，增强安全、环保意识。建立健全各种规章制度、规程，使制度落实到实处，严格遵守，杜绝违章作业。

（2）对生产操作的工人必须培训经考核后上岗，使其了解工艺过程，熟悉操作规程，对各种情况能进行正确判断，并严格遵守开、停工规程。

（3）经常对职工进行爱岗教育，使职工安心本职工作，遵守劳动纪律，避免因责任心不强、操作中疏忽大意、擅离职守等原因造成的事故。

（4）对事故易发部位、易泄漏地点，除本岗工人及时检查外，应设安全员巡检。对本项目具有较大危险因素的重点部位（如：井控装置、集油管线等）进行必要的定期巡检。

（5）施工、设备、材料应按规章进行认真的检查、验收。设计、工艺、管理三部门通力合作，严防不合格设备、材料蒙混过关。

（6）对各种典型的事故要注意研究，充分吸取教训，并注意在技术措施上的改进和防范，尽可能减少人为的繁琐操作过程。

6.8.6 环境风险应急预案

项目在建设过程中应结合项目实际情况编制环境应急预案，根据了解，红山公司编制了《克拉玛依红山油田有限责任公司井喷突发事件专项应急预案》（预案编号：HSYA-ZA-01）、《克拉玛依红山油田有限责任公司集输管线泄漏事故专项应急预案》（预案编号：HSYA-ZX-04）、《克拉玛依红山油田有限责任公司火灾、爆炸专项应急预案》（预案编号：HSYA-ZX-02）、《克拉玛依红山油田有限责任公司环境污染事件专项应急预案》（预案编号：HSYA-ZX-05）等专项应急预案并制定了突发环境事件应急预案，已在当地环保部门备案（650203-2020-026-L）。

本项目投产后归属克拉玛依红山油田有限责任公司管理，应将项目实施区域纳入克拉玛依红山油田有限责任公司突发环境污染事件应急预案，从而对环境风险进行有效防治。

6.8.7 环境风险分析结论

本项目采取的风险措施有效可行，在严格落实本项目提出的风险防范措施的前提下，本项目环境风险可控。

表 6.8-2　建设项目环境风险简单分析内容表

建设项目名称	红山油田红003井区白垩系清水河组油藏h9025-h9141井区域产能建设工程				
建设地点	（新疆维吾尔自治区）省	（克拉玛依）市	（克拉玛依）区	（/）县	（/）园区
地理坐标	经度		纬度		
主要危害物质及分布	天然气、原油和伴生气				
环境影响途径及危害后果	泄露对区域土壤环境造成污染，泄露引发的火灾爆炸对区域大气环境造成影响				
风险防范措施要求	——井场事故风险防范措施 （1）井下作业时要求带罐操作，最大限度避免落地原油产生，原油落地侵染土壤交由有相应处理资质的单位进行回收、处置。 （2）井场设置明显的禁止烟火标志；井场钻井设备及电器设备、照明灯具符合防火防爆的安全要求，井场安装探照灯，以备井喷时钻台照明。 （3）在井架上、井场路口等处设置风向标，以便发生事故时人员能迅速向上风向疏散。 （4）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。 （5）严格遵守井下作业的安全规定，在井口安装防喷器和控制装置，杜绝井喷的发生。 （6）加强修井作业人员的安全教育，强化修井作业人员的安全意识；加强修井作业人员的技能培训，强化应急演练工作的开展。例如佩戴正压呼吸器，消防器材的使用，井控知识的学习，安装防喷器、开关防喷器、安装防喷总成的练习，井喷现场有害气体浓度的测试。				

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

（8）根据评价要求的地下水监测计划，对监测点位进行水质的监测，建立台账，根据水质变化情况分析是否受到污染，如果受到污染，应立即启动应急处置方案。

——集输事故风险防范措施

（1）严格按照管道施工、验收等规范进行设计、施工和验收。集输管线敷设前，应加强对管材和焊接质量的检查。严禁使用不合格产品。对焊接质量严格检验，防止焊接缺陷造成泄露事故的发生。

（2）按规定进行设备维修、保养，及时更换易损及老化部件，防止油气泄漏事故的发生。

（3）加强自动控制系统的管理和控制，严格控制压力平衡。

（4）完善各站场的环境保护工程，及时清除、处理各种污染物，保持安全设施的完好，杜绝火灾的发生。

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

（6）定期对管线进行巡视，加强管线和警戒标志的管理工作。

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

（8）加强对集输管线沿线重点敏感地段的环保管理，定期进行环境监测。

——站场事故风险防范措施

（1）本工程选址应符合《建设项目环境保护设计规定》、《工业企业设计卫生标准》（GBZ1-2010）及《化工企业安全卫生设计规范》（HG20571-2014）等规范、条例、规定中有关厂址选择的要求。

（2）本工程装置与周边设施之间安全距离应符合《石油化工企业设计防火规范》（GB50160-2008）和《建筑设计防火规范》（GB50016-2014）规定。

（3）站场厂区总平面布置中，应充分考虑总体布置的安全性，生产装置区内外道路保持畅通，以利消防及安全疏散。

（4）尽可能加强通风系统运行效果，以防止可燃气体积聚，并贯彻“五化”原则。各建筑物建材的选用、楼梯、门窗的设置应根据 GB50011、GB50223 标准的有关规范要求进行设计，主要建筑物按地震强度 7 度设防，符合要求。

（5）采用先进可靠的 DCS 控制系统、ESD 紧急停车处理系统、GAS 可燃气体检测报警系统、PLC 大型机组联锁及防喘振系统等，对某些与安全生产密切相关的参数进行自动分析、自动调节和自动报警。

（6）平面布局科学合理：在平面布置中尽量将火灾危险性相近的设施集中布置，并保持规定的防火距离；将全站场的明火点控制到最少，并布置在生产区场地边缘部位；有油气散发的场所布置在有明火或散发火花地点的当地全年最小频率风向的上风侧。

（7）在建、构筑物区域内设置接地装置，必要时可加装消雷器。工艺设备、塔、架等设置防静电接地装置；变压器等采用避雷针作为防雷保护。

（8）站场内泵房等均为爆炸火灾危险区域，区域内的配电设备均应采用防爆型；根据各建筑物的不同防爆等级采取相应的防爆措施。

（9）在可能产生易燃易爆介质泄漏的地方，设置可燃气体检测报警器，以便及时发现事故隐患。

——其他风险防范措施

	除采取上述分项防范措施外，还应通过提高人员素质，加强责任心教育，完善有关操作条例等方法来防止人为因素引发的事故。 （1）加强职工的风险意识和环境意识教育，增强安全、环保意识。建立健全各种规章制度、规程，使制度落实到实处，严格遵守，杜绝违章作业。 （2）对生产操作的工人必须培训经考核后上岗，使其了解工艺过程，熟悉操作规程，对各种情况能进行正确判断，并严格遵守开、停工规程。 （3）经常对职工进行爱岗教育，使职工安心本职工作，遵守劳动纪律，避免因责任心不强、操作中疏忽大意、擅离职守等原因造成的事故。 （4）对事故易发部位、易泄漏地点，除本岗工人及时检查外，应设安全员巡检。对本项目具有较大危险因素的重点部位（如：井控装置、集油管线等）进行必要的定期巡检。 （5）施工、设备、材料应按规章进行认真的检查、验收。设计、工艺、管理三部门通力合作，严防不合格设备、材料蒙混过关。 （6）对各种典型的事故要注意研究，充分吸取教训，并注意在技术措施上的改进和防范，尽可能减少人为的繁琐操作过程。
填表说明（列出项目相关信息及评价说明）	/

7 环境保护措施及其可行性论证

7.1 施工期环境保护措施

7.1.1 施工期生态环境保护措施

生态环境保护措施的重点在于避免、消减和补偿施工活动对生态环境的影响和破坏，以及施工结束后对生态环境的恢复。

项目生态保护重点为防止因工程建设造成的水土流失和风蚀沙化。红山油田区域的生态恢复措施主要依靠植被自然恢复的方式进行，生态补偿措施主要为采取水土工程措施、开展水土保持监测，进行水土保持补偿。

7.1.1.1 井场施工生态保护措施

根据地面工程方案，本项目实施产能井99口（其中单井井场10座、平台井井场25座），占地类型为戈壁和盐碱地，井场生态保护措施如下：

（1）对井场及单井注采合一管线建设时的临时占地和永久占地合理规划，严格控制占地面积，尽量选择在植被稀少的区域布点，尤其要避开梭梭。减少扰动面积，钻井井场用地面积不得超过作业标准规定。根据现场勘察，井场施工范围内无梭梭。

（2）本项目井场布置采用平台井的方式，在满足有关安全规范的基础上，井场布局应紧凑，严格控制井场用地范围。

（3）井场建设完成后对井场进行平整并覆土压实，采用砾石层覆盖，防止发生风蚀。

7.1.1.2 管线施工生态保护措施

根据地面工程方案，本项目建设管线总长度为42.91km，其中单井出油管线及集油管线26.1km、注汽管线4.2km、配汽管线6.11km、供水管线6.5km，管线施工生态保护措施如下：

（1）合理规划管线布局，尽量避让植被较多的区域。严格控制施工作业带宽度，管线建设施工作业带宽度严格控制在10m范围内。根据现场勘察，管线施工范围内无梭梭。

（2）管线施工时，要特别注意保护原始地表与天然植被，划定施工活动范围，严格控制和管理车辆及重型机械的运行范围，所有车辆采用“一”字型作业法，避免

并行开辟新路，以减少风蚀沙化活动的范围。

（3）管沟开挖，尽可能做到土壤的分层堆放，分类回填，特别是表层土壤应分层堆放，在施工完毕后回铺于地表，减轻对土壤结构的破坏，以利于植被的自然恢复和生长。管线的敷设应严格按照设计进行，确保埋设深度和管线防腐保温质量。

（4）管线施工前应做好统筹规划，严把施工质量，做到一次到位，避免返工和补修等再次开挖。

（5）管道施工结束后，要立即对施工现场进行回填和平整，形成新的合适坡度，并尽可能覆土压实，基本程序是回填→平整→覆土→压实，做到“挖填平衡”。

7.1.1.3 站场施工生态保护措施

根据地面工程方案，本次共建设12座佩奇管汇站、2座移动注汽站、1座混输泵站，站场施工生态保护措施如下：

（1）合理规划各类站场永久性占地，严格控制占地面积，减少扰动面积，减少植被清除量。根据现场勘察，站场施工范围内无梭梭。

（2）由于油田开发区域内自然条件的限制，植被的自然恢复极其困难，因而对于地面工程建设扰动的地表上方要进行地面硬化处理，在地表覆以砾石，以减少风蚀量。

7.1.1.4 道路施工生态保护措施

本次建设站场接引道路0.7km，站场接引道路为砂石路，永久占地面积为0.56hm^2。

（1）通往注汽站和混输泵站的道路按油田四级标准建设，施工机械活动范围控制在永久占地范围内。

（2）严禁破坏道路两侧植被，严禁在道路两侧取弃土。

（3）划定施工作业范围和路线，严格控制和管理运输车辆即重型机械施工作业范围，采用拉设彩条方式限定运输车辆形式范围。

7.1.1.5 植被的生态保护措施

（1）优化选线选址，确保地面场站及管线占地范围内无梭梭分布。根据现场勘察，本次实施范围内无梭梭。

（2）对油田区域内的井场、站场临时性占地等合理规划，严格控制占地面积及施工作业带宽度，施工临时占地避开梭梭。

（3）在施工过程中，加强对施工人员和职工的教育，强化保护植物的观念，禁

止施工人员乱砍乱伐，随意碾压项目区内固沙植被，尤其是梭梭。

（4）一切作业尽量利用原有道路，沿已有车辙行驶，若无原有道路，则要严格执行先修道路，后设点开钻的原则。杜绝车辆乱碾乱轧的情况发生。不得随意开设便道。施工车辆和机械应尽量利用现有主干公路。

（5）强化风险意识，制订切实可行的风险防范与应急预案，最大限度降低风险概率，避免事故泄漏和火灾爆炸事故可能对区域植被的生命及生存环境的威胁。

7.1.1.6 野生动物的生态保护措施

（1）严格规定施工人员的活动范围，使之限于在施工作业带范围内活动，尽量不侵扰野生动物的栖息地。本次实施区域位于红003井区内，油区内油井及各类生产设施较多，油田开发活动使得野生动物极少出入油区区域，据现场调查，目前项目区几乎没有大型野生动物，小型动物也较少，如麻雀等一般鸟类及鼠类。

（2）对施工人员开展保护野生动物宣传教育工作，强化保护野生动物的观念，禁止施工人员随意惊吓、捕猎、宰杀野生动物。

7.1.1.7 水土保持措施

本着工程措施和临时措施有机结合，点、线、面相结合的原则，形成布局合理的水土保持综合防治体系，对井场区、管线区、场站区、连接道路区等区域采取相应的防治措施，有效防止水土流失。

（1）井场防治区

严格控制油田内各单井的地面作业面积，尽量选取平坦地带，植被稀疏区域建立井场，严禁车辆离路行驶。井场道路用砾石铺垫，减少扬尘。

（2）站场防治区

对于站场建设的开挖、回填产生的弃土石方要合理填埋、堆放、利用，并采取适当的压实平整和拦渣措施。站场高度应高出洪水位0.5m以上，场站四周设置现浇混凝土护坡。

（3）道路防治区

提高油田干道行洪能力，保证道路防洪期间畅通无阻。

（4）管线防治区

①管沟挖、填方作业应做到互补平衡，于道路及地面建设产生的弃方不得随处堆放，应合理利用，如建设管堤等。

②管沟回填应按层回填，以利施工带土壤和植被的尽早恢复。回填后应予以平整、压实，以免发生水土流失。

③管线经过的斜坡、土坎等地段，工程设计中应修筑护坡堡坎的方式来防止水土流失。

7.1.1.8 其他生态保护措施

①强化风险意识，制订切实可行的风险防范与应急预案，最大限度降低风险概率，避免事故泄漏和火灾爆炸事故可能对区域动植物的生命及生存环境的威胁。

②如果发生事故造成污染物外泄而污染土壤环境，应立即清除受污染的土壤，并集中在含油污泥暂存场所。

7.1.2 施工期大气环境保护措施

（1）定期检修机械设备，使其稳定运转，最大限度减轻机械燃油及车辆尾气所产生的污染。环评要求建设单位按照要求选用符合《非道路移动机械用柴油机排气污染物排放限值及测量方法》（GB 20891-2014）、《非道路柴油移动机械污染物排放控制技术要求》（HJ 1014-2020）要求的挖掘机、装载机、推土机等。对施工过程中的非道路移动机械用柴油机废气排放必须执行并满足《非道路移动机械用柴油机排气污染物排放限值及测量方法（中国第三、四阶段）》（GB 20891-2014）修改单中的有关规定及排放限值要求。

（2）合理规划布局，选择最短的运输路线，利用油区现有的公路，并加强对道路洒水抑尘，通往各井场的支线道路应采用砂石路面处理，以减少扬尘，运输车辆低速行驶。

（3）施工中尽量缩小影响范围，提高工程施工效率，减少工程在空间上、时间上对生态环境的影响，作业场地保持一定湿度，进出车辆严格限速，防止沙尘飞扬，必要时利用彩钢板围挡，削弱粉尘扩散。

（4）材料集中堆放，采取下垫上盖的措施，以减少扬尘量。

（5）运输车辆保持工况良好，不应超载运输，采取遮盖、密闭措施。

（5）遇有4级以上大风天气，停止土方施工，并做好遮盖工作，最大限度地减少扬尘。

本项目位于荒漠区域，周边5km范围内无人群居住，施工扬尘不会对区域大气环境造成影响，施工期采取措施可行。

7.1.3 施工期水环境保护措施

（1）废水处置

管道试压水循环使用，管道试压结束后用于场地四周洒水抑尘。

施工人员生活污水排入井场设置的防渗污水收集池中，一部分蒸发，剩余部分由钻井队通过泵抽入污水罐中交由第三方，由第三方运至乌尔禾区生活污水处理厂处理。

（2）地下水保护措施

根据h9025-h9141井钻井工程环境影响评价报告，油井在钻井过程中采用下套管注水泥方式进行了固井，在保证固井质量的前提下，可有效隔离含水层与井内泥浆的交换，有效保护地下水。钻井过程中使用水基泥浆，保证固井质量，可有效减轻对地下水环境的影响。

（3）井喷地下水保护措施

安装防喷器和井控装置（简易封井器等），同时随时调整泥浆密度，修井采用清水循环压井等技术，以最大限度地降低井喷事故的发生。

7.1.4 施工期固体废物防治措施

本项目为地面工程建设项目，施工期固体废物主要为施工人员生活垃圾及施工废料。

（1）井场垃圾分类储存，加盖以防止风吹配扫，严禁现场抛洒、焚烧、掩埋。

（2）井场工业垃圾应定点存放，集中回收。井场生活垃圾应集中分类存放，施工结束后由施工单位清运至当地垃圾填埋场填埋处理。

7.1.5 施工期噪声防治措施

（1）优先选用低噪声设备，定期对高噪声施工设备进行维护。

（2）对高噪声设备做好基础减震，设置隔声罩，减少噪声传播。

（3）做好机械设备组织，尽量避免高噪声设备同时操作，对现场施工人员发放噪声个人防护用品。

项目实施区域位于荒漠区域，5km范围内无人群居住，无声环境敏感受体，在采取以上措施后，施工期噪声对环境影响较小，可以满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）要求，随着施工结束，影响消失，噪声控制措施可行。

7.1.6 施工期土壤环境保护措施

（1）应严格控制施工期临时占地面积，按设计及规划的施工范围进行施工作业，减少土壤扰动。

（2）施工机械及运输车辆应按规定的道路行驶，减少对土壤的碾压，减少碾压造成的土壤紧实度增加及养分流失。

（3）施工产生的建筑垃圾不得随意抛洒，应集中收集并及时清运，防止污染物进入土壤环境造成污染。

（4）施工期需落实水土流失防治措施，施工完毕后通过对临时占地采取土地平整和防沙治沙措施，地表基本可免受水土流失。

7.2 运营期环境保护措施

7.2.1 运营期生态环境保护措施

运营期的生态保护应注重维护，并适当加强生态修复。

（1）井下作业铺膜带罐作业，及时回收落地油，将落地油的污染限制在井场范围内；

（2）修井时产生的含油污水由罐车拉运至红003稠油处理站处理，不得随地排放，避免对土壤和地下水造成影响；

（3）应加强各种防护工程的维护、保养与管理，并对不足部分不断加强与完善；

（4）定期检查管线，如发生管线老化、接口断裂，及时更换管线；

（5）定时巡查站场的阀门、设备，防止“跑、冒、滴、漏”的发生；

（6）加强对道路和输油管线沿线生态环境的检查，及时发现隐患，提前采取防治措施；

（7）加强环境保护宣传工作，提高环保意识，特别是对野生动物和自然植被的保护，通过宣传和严格的检查管理措施，达到保护生态环境的目的。

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

7.2.2 运营期大气环境保护措施

（1）注汽锅炉气源采用克浅10二级配气站（004-2#）天然气，为净化处理后的洁净燃料，可降低燃烧废气对区域大气环境的影响；

（2）注汽站内设置了可燃气体检测仪，可随时发现天然气泄露并及时处理；

（3）燃气注汽锅炉采用高效的燃烧设施，根据地面工程方案，锅炉热效率≥92%。锅炉烟囱高度不应低于8m（本项目建设的2台锅炉是挖潜老油区内的富余锅炉，搬迁前2台锅炉烟囱高度均为12m）。定期监测废气主要污染物的排放浓度；

（4）2台锅炉均安装低氮燃烧器，最大限度降低燃烧废气中氮氧化物对大气环境的影响。

（5）设备选用密封性能好的各类机、泵、阀门，减少烃类无组织挥发。

（6）加强对各站场设备、阀门、管线等的定期巡检和管理，避免管线穿孔、油水冒罐等事故的发生，防止跑、冒、滴、漏，减少非甲烷总烃的排放。

（7）红山公司采出液含水率高达91.1%，烃类挥发量较少，且真实蒸汽压为24.54kPa，满足挥发性有机物无组织排放控制标准（GB37822-2019）中挥发性有机液体储存要求。油区工作人员定期对设备阀门处进行检查，杜绝烃类气体跑冒等无组织排放。

7.2.3 运营期水环境保护措施

7.2.3.1 运营期废水处置措施

井下作业废水通过泵车由井口打入管线中进入接转站缓冲罐再管输至红003稠油处理站、采出液管输至红003稠油处理站、蒸汽锅炉排水进入35m^{3}埋地罐通过泵打入管线进入接转站缓冲罐再转输至红003稠油处理站，井下作业废水、采出液及锅炉排水先经红003稠油处理站预处理后转输至采油一厂红浅稠油处理站进一步处理后由采油一厂调配（或用于蒸汽锅炉用水，或用于油田注水）。后期部分采出水经红003稠油处理站预处理除油后转输至曜诚公司采出水深度处理系统进一步处理，处理后的采出水回注油层。不外排。

7.2.3.2 运营期废水防治措施

（1）修井作业时，要严格加强污染措施，铺膜带罐作业，起油管线要打开泄油器，管内油水进入废液罐，蒸汽吹扫油管、油杆的污油、污水全部回收至废液罐回

收处理，严禁流入井场。

（2）源头控制：①站场采用先进可靠的DCS控制系统、ESD紧急停车处理系统、PLC大型机组联锁及防喘振系统等，对与安全生产密切相关的参数进行自动分析、自动调节和自动报警；②运行过程中加强油气集输、计量和处理设施运行管理，定期对设备、阀门及抽油机进行检查，防止原油“跑、冒、滴、漏”污染环境；③定期对管线进行超声波检查，消除隐患。

（3）分区防渗：为防止地下水污染的被动控制措施即为地面防渗工程，即污染区参照抗渗标准要求采取防渗措施，以阻止泄漏到地面的污染物进入地下水中。根据项目实际情况，将划分为重点防渗区、一般防渗区。

表 7.2-1　项目防渗情况一览表

序号	场所	防渗分区	防渗技术要求
1	混输泵站、注汽站	重点防渗区	等效黏土防渗层 Mb≥6.0m，渗透系数 K≤1×10^{-7}cm/s
2	露天井场、配汽管汇站	一般防渗区	等效黏土防渗层 Mb≥1.5m，渗透系数 K≤1×10^{-7}cm/s

（4）跟踪监测措施

本工程应建立完善的监测制度，结合工程区所在区域的水文地质条件和《环境影响评价技术导则-地下水环境》（HJ610-2016）及《工业企业土壤和地下水自行监测技术指南（试行）》（HJ 1209-2021）中要求，本工程需在地下水流向上游至少设置 1 个对照点，在地下水流向下游及污染物运移路径的下游至少设置 3 个监测井，在监测水质的同时监测地下水水位（监测井位的设置可依托原有水井）。监测计划、孔深、监测井结构、监测层位、监测项目、监测频率等详见表 7.2-2。上述监测结果应按项目有关规定及时建立档案，并定期向红山公司安全环保部门汇报，对于常规监测数据应该进行公开。

表 7.2-2　地下水监测计划

序号	位置	监测层位	监测频率	监测项目
1		孔隙潜水	本次建设项目不存在隐蔽性重点设施设备，因此监测频率	常规指标：色、嗅和味、浑浊度、肉眼可见物、pH、总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物、铁、锰、铜、锌、铝、挥发性酚类、阴离子表面活性剂、耗氧量、氨氮、硫化物、钠、亚硝酸盐、硝酸盐、氰化物、氟化物、碘化物、汞、砷、硒、镉、六价铬、铅、三氯甲烷、四氯化碳、苯、甲苯。关注污染物指标：石
2				

3			为 1 次/年。	油类、石油烃（C_6~C_9）、石油烃（C_{10}~C_{40}）、烷基汞、总铬、镍、钒、乙苯、二甲苯、苯乙烯、氯苯、零二氯苯、对二氯苯、三氯苯（总量）、蒽、荧蒽、苯并[b]荧蒽、苯并[a]芘、总α放射性、总β放射性。

上述监测结果应按项目有关规定及时建立档案，并定期向红山公司安全环保部门汇报，对于常规监测数据应该进行公开。如发现异常或发生事故，加密监测频次，并分析污染原因，确定泄漏污染源，及时采取应急措施。

为保证地下水监测工作高效有序运行，须明确职责、制定相关规定进行管理；具体管理措施和技术措施如下：

①预防地下水污染的管理工作是环保管理部门的职责之一，工程区环境保护管理部门应指派专人负责预防地下水污染的管理工作；

②工程区环境保护管理部门应委托具有监测资质的单位按时、按质、按量完成地下水监测工作，并按要求分析整理原始资料、编写监测报告；

③建立与工程区环境管理系统相联系的地下水监测信息管理系统；

④按突发事故的性质、类型、影响范围、后果严重性分等级制订相应的应急预案，在制定预案时要根据环境污染事故潜在威胁的情况，认真细致地考虑各项影响因素，并组织有关部门、人员进行适时演练、不断补充完善预案内容。

（5）项目钻井过程中采用套管注水泥固井，隔绝了运营期开采过程与地下水含水层的水力联系，可有效保护含水层。修井作业时，要严格加强防污染措施，污油、污水等全部回收至污水收集罐回收，严禁流入井场。

（6）定期对生产井的固井质量进行检查，对于固井质量不合格的井，先查明固井质量不合格的原因，并及时采取一系列的修正措施，保证固井质量合格，防止发生井漏和油水窜层等事故。

7.2.4 运营期固体废物防治措施

（1）井下作业铺膜带罐作业，防止油污污染区域生态环境。

（2）红003井区内设置有3座危废贮存场所，油田生产过程中产生的落地油100%回收，最终以含油污泥的形式运至油区内就近危废贮存场所贮存，由危废处置单位回收处理。

（3）加强管理，对井口装置、集油管线等易发生泄露的部位进行巡回检查，减少或杜绝气井跑、冒、滴、漏，以及油品泄漏事件的发生。

（4）含油污泥运输过程中应执行《危险废物收集、贮存、运输技术规范》（HJ2025-2012）和《危险废物转移联单管理办法》要求中有关运输的规定，含油污泥处置单位采用专用车辆到指定地点收集运输含油污泥，运输过程中不准设置中转储存点，严禁偷排、洒落、泄漏和随意倾倒等。产生单位向处置单位转移含油污泥时，交接数量必须与环保局批准的转移量相符。

（5）含油污泥产生和处置单位应建立健全含油污泥管理制度，制定管理计划，健全资料台账。

（6）禁止将危险废物混入非危险废物进行贮存和处置；非危险废物被危险废物污染的，均按照危险废物进行管理和处置。

7.2.5 运营期噪声防治措施

（1）选用低噪声设备。

（2）定期对设备进行保养，避免设备转动部件无润滑条件下运转。

（3）井场及管汇站噪声源较小，混输泵站及注汽站内的设备设置在室内，以削弱噪声传播。

（4）实行工人巡检制，减少操作工人在该岗位停留时间，同时提供一定劳动保护。

项目地处油田荒漠区域，油区周边200m范围内无声环境敏感目标，在采取上述措施后运营期噪声影响可以接受。

7.2.6 运营期土壤环境保护措施

结合本项目特点与调查评价范围内的土壤环境质量现状，在分析土壤污染途径的基础上，根据环境影响预测与评价结果，按照“源头控制、过程防控、跟踪监测、应急响应”相结合的原则，提出合理、可行、操作性强的土壤环境影响防控措施。

7.2.6.1 源头控制措施

从生产过程入手，在工艺、设备、集输管道等方面尽可能地采取泄漏控制措施，从源头最大限度降低采出液和井下作业废水泄漏的可能性和泄漏量，使项目区污染物对土壤的影响降至最低，一旦出现泄漏等即可由区域内的各种配套措施进行收集、处置。

（1）定期派人检查井口区、配汽管汇站、混输泵站、注汽站，是否有采出液、

废水泄露的现象发生。

（2）本工程选用耐腐蚀性能好、抗老化性能、耐热性能好、抗冻性能好、耐磨性能好的管材作为集输管线，可有效的防止管线腐蚀穿孔，降低管线环境风险事故的发生。

（3）对管道定期检修，将事故发生的概率降至最低，可有效保护土壤和地下水环境不受污染。管线工程按照一定比例应设置截断阀，加强巡视巡查。

（4）由于发生管线泄漏时管线的压力变化明显比较容易发现，可及时采取必要的处理措施，使造成的污染控制在局部环境。

（5）如果发生井下作业废水渗漏、集输管道和站场的采出液渗漏，建设单位应立即采取切断措施并及时组织专门力量进行污染物的清除工作，在最短的时间内清除地面及地下的石油类物质，委托危险废物处置单位接收处置。对污染土壤进行转运处置，因而，石油类污染物进入土壤和地下潜水的可能性较小。

具体步骤为：

1）按顺序停泵或关井

在管道发生断裂、漏油事故时，按顺序停泵或关井。抢修队根据现场情况及时抢修，做好安全防范工作，把损失控制在最小范围内。

2）回收泄漏原油

首先限制地表污染的扩大。油受重力和地形的控制，会流向低洼地带，应尽量防止泄漏石油移动。在可能的情况下应进行筑堤，汇集在低洼坑中的地表油，用车及时进行收集，将严重污染的土壤集中处理，委托危废处置单位接收处置。

3）挖坑应急

因地制宜地采取有效措施清除土壤油浸润体中的残油，减轻土壤污染。

①坑撇油：在漏油点附近挖坑进行撇油。

②挖沟截油：根据原油以漏油点为点源向下游迁移扩散为主的特点，在漏油点下游的10m～30m处，根据漏油量的大小挖2~3m深的两条水平截油沟，一撇二排，以加速土壤油浸润体中残油的外泄，减小事故影响范围。

7.2.6.2 过程控制措施

根据本项目特点，从垂直入渗途径，采取过程阻断、污染物削减和分区防控措施保护土壤环境。

本项目的分区防渗措施具体措施详见7.2.3.2章节地下水污染防治措施。

7.2.6.3 跟踪监测

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境(试行)》(HJ 964-2018)土壤二级评价的跟踪监测要求，制定跟踪监测计划，发生事故泄露时对井口区、配汽管汇站、混输泵站、注汽站可能影响区域跟踪监测，在占地范围内和占地范围外分别设1个表层样，在占地范围内设1个柱状样，每五年监测1次。

综上所述，正常情况下，本项目的各项工程不会污染土壤环境，非正常情况下，采取有效措施后可减轻对土壤环境的影响。在做好源头控制、过程防控等措施的前提下，可避免工程实施对土壤环境产生污染影响。

7.3 服务期满后环境保护措施

服役期满后，如果封井和井场处置等措施得当，环境影响将很小；反之若出现封井不严，可能导致地下残余油水外溢等事故发生，产生局部环境污染。

7.3.1 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；尽量避开大风天气进行作业。

（3）退役期封井施工过程中，应加强施工质量管理，避免出现封井不严等非正常工况的烃类泄漏。

7.3.2 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，保证对各类废弃井采取的固井、封井措施有效可行，防止发生油水窜层，污染地下水资源。

7.3.3 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。

7.3.4 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建筑垃圾填满场填埋处理，不得遗留在场地内影响土壤环境质量。

（2）对完成采油的废弃井应封堵，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。

7.3.5 退役期生态环境保护措施

随着油井开采时间的延长，其储量将逐年降低，最终进入退役期。当开发接近尾声时，各种机械设备将停止使用，站场和管线等设备设施陆续被拆卸、转移，原有的大气污染物、噪声及固体废物等对环境的影响将会逐渐减弱甚至消失。

井场经过清理后，永久性占地范围内的水泥平台或砂砾石铺垫应进行清理，然后根据周边区域的自然现状对其进行恢复，使井场恢复到相对自然的一种状态。

通过宣传教育的形式，使施工工作人员对于在项目区生存的野生动物及植物有基本的认识与了解。在退役期施工过程中，如遇到保护植物应进行避让，严禁随意踩踏破坏；遇到保护动物时，应主动避让，不得惊扰、伤害野生动物，不得破坏保护动物的生息繁衍地，禁止妨碍野生动物生息繁衍的施工活动。

加强对《中华人民共和国野生动物保护法》及《中华人民共和国野生植物保护条例》的普及、教育工作，强化保护野生动植物的观念，让施工人员明确破坏保护植物，捕猎、杀害保护动物的法律后果，理解保护野生动植物的重要意义。

通过采取以上生态保护措施，对于减少植被破坏、减缓水土流失、抵制荒漠化发展起到了一定的积极作用，可有效保护脆弱的荒漠生态环境。

7.3.6 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）的相关要求，本项目生态环境保护与恢复治理方案需遵循以下要求：

采取有效预防和保护措施，避免或减轻矿产资源开发活动造成的生态破坏和环境污染。坚持“预防为主、防治结合、过程控制”的原则，将生态环境保护与恢复

治理贯穿开采的全过程。

根据《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》（DZ/T 317-2018）中生态恢复要求，本项目生态环境保护与恢复治理方案需遵循以下要求：

①贯彻“边开采，边治理，边恢复”的原则，及时治理恢复生态环境。

②遵循矿区油气资源赋存状况、生态环境特征等条件，科学合理地确定开发方案，选择与油气藏类型相适应的先进开采技术和工艺，推广使用成熟、先进的技术装备，严禁使用国家明文规定的限制和淘汰的技术工艺及装备。

③土地利用需符合用地指标政策。合理确定站址、场址、管网、路网建设占地规模。

（2）井场生态恢复治理

①井场生态恢复治理范围

本项目实施产能井99口（其中单井井场10座、平台井井场25座），所有施工范围需进行生态环境恢复治理。

②生态环境恢复治理措施

施工结束初期，对场站永久占地范围内的地表进行硬化，以减少风蚀量。

工程施工结束后，应对井场临时占地内的土地进行平整，恢复原有地貌。充分利用前期已收集的弃土覆盖于井场表层，覆盖厚度根据植被类型和场地用途确定。

（3）管线生态恢复

①管线生态恢复治理范围

本项目需新建各类管线共计42.91km，管线施工扰动范围内需进行生态环境恢复治理。

②生态环境恢复治理措施

管道施工作业带宽度控制在10m范围内，施工过程中保护土壤成分和结构，在管线敷设过程中，覆土压实，管沟回填后多余土方应作为管廊覆土，不得随意丢弃。

（4）道路生态恢复

拟建工程道路工程开挖路基及取弃土工程均应根据道路施工进度有计划地进行表土剥离并保存，必要时应设置挡土墙等相应保护措施。工程结束后，取弃土应及时回填、平整、压实，并利用堆存的表土对临时占地进行植被和景观恢复，与原有地貌和景观协调。

（5）植被恢复措施及恢复要求

工程施工结束后，按照林草部门要求进行恢复或补偿，井场恢复后的植被覆盖率不应低于区域范围内同类型土地植被覆盖率，植被类型应于原有类型相似，并与周边自然景观协调，不得使用外来有害物种进行井场、站场植被恢复。

8 环境影响经济损益分析

本项目为陆上石油开采项目，该类项目的开发建设必将带来极大的经济效益，同时提高油田开发的社会效益，但是任何一种开发或生产活动和行为，都不可避免的会对环境（资源）产生一定的影响，特别是与石油开采相关的建设项目，在忽视环境保护的情况下，所造成的环境污染和生态破坏是相当严重的，环境遭受的经济损失则是巨大的。为了减少不利环境影响造成的经济损失，该项目在开发建设和污染防治方面采取了一定的措施，投入了一定的资金来减少项目减少对环境的影响。

8.1 社会效益和经济效益

8.1.1 经济效益分析

本次地面工程总投资13955.82万元，环保投资2805.74万元，占总投资的20.1%。经过建设项目投资估算分析，在经济上可行。

8.1.2 社会效益分析

项目的建设，可以把埋藏在地下的原油通过管道输送至下游处理，支持社会发展和国家建设，减少国家原油进口、节约外汇。同时，该项目建设，能够增加一定的就业机会，解决部分剩余劳动力；开发的大量投资也能够拉动相关产业的发展，具有良好的社会效益。

8.2 环境经济损益分析

8.2.1 环境损失分析

油气开发建设对环境造成的损失主要表现在：

（1）工程占地造成的环境损失；

（2）突发事故状态污染物对土壤、植被的污染造成的环境损失；

（3）其他环境损失。

本项目永久占地主要为井场、站场建设和道路占地。项目永久占地的损失量分为经济损失和生态效益损失两部分，经济损失即为项目占地补偿费，预计约2564.31万元。生态效益损失难以确定，工程施工与占地对植被、土壤、生态环境都会造成

不利影响。

本项目对区域的主要影响是生态影响，包括植被破坏后由于地表裸露导致水土流失和土壤环境质量下降。但在加强施工管理和采取生态恢复等措施后，施工影响是可以接受的。

本工程建设期短，施工“三废”和噪声影响比较轻。不涉及当地居民搬迁，无弃土工程。而且建设期的各种污染物排放均属于短期污染，会随着施工的结束而消失。因此，在正常情况下，基本上不会对周围环境产生影响。但在事故状态下，将对人类生存环境产生影响。如由于自然因素及人为因素的影响，引起管道泄漏事故，将对周围环境造成较为严重的影响。由于事故程度不同，对环境造成的损失也不同，损失量的估算只能在事故发生后通过各项补偿费用来体现。

8.2.2 环保投资估算

总投资13955.82万元，环保投资2805.74万元，占总投资的20.1%。具体见表8.2-1。

表8.2-1 环保投资一览表

项目名称	主要内容	投资（万元）	备注
固废处理措施	工业与生活垃圾清运	48.5	类比估算，0.5 万元/口
	危险废物清运	37.5	类比估算
废气	运输车辆应加盖篷布，临时土方覆盖，防尘布（或网），洒水抑尘	5	/
	施工机械使用合格油品，加强施工机械维护	3	/
噪声	高噪声设备设置隔声罩，安装消声器和减震基础等	3	/
风险措施	可燃气体探测器	3.46	2 台
	可燃气体/毒性气体报警装置（6 路）	2.14	1 台
	毒性气体探测器	17.52	2 台
生态措施	工程临时、永久占地经济补偿	2564.31	/
	井场恢复、井场平整	40	/
	水土保持	42.51	/
环境管理	环境影响评价及验收	24.93	/
	水土保持评级及验收	13.87	/
合计		2805.74	/

8.2.2 环保措施效益分析

本工程在设计中充分考虑了环境保护的要求，严格执行各项环境保护标准。同时还针对在生产运行过程中产生的“三废”，从实际出发采取多种相应的治理措施。

（1）废气

原油集输及处理采用密闭管道集输，井口密封并设紧急截断阀，有效减少烃类气体的挥发量，减少对大气的污染。

（2）废水

井下作业废水采用专用废液收集罐收集后运至红003稠油处理站；锅炉排水及采出水经管线输送至红003处理站。运营期各类废水经红003稠油处理站预处理后转输至采油一厂红浅稠油处理站进一步处理后由采油一厂调配（或用于蒸汽锅炉用水，或用于油田注水），节约了使用新鲜用水的资金。由工程分析可知，本项目运营期生产废水产生量约$5.8\times10^4m^3/a$，全部处理后回用，相当于节省了同样数量的清水，不但节省了水资源，保护了环境，还可以产生可观的经济效益。按水资源费2元/m^3进行计算，产生的经济效益为11.6万元/a。

（3）固体废弃物

项目产生的油泥（砂）及含油污泥依托相应危险废物资质单位进行处置，减少了对环境的影响。

（4）噪声

通过采取选用低噪声设备、隔音、减振等措施，减低了噪声污染。

（5）生态保护措施

在施工期间，采取严格控制地表扰动范围，严格控制乙方单位在施工作业中的占地；施工结束后清理井场废弃物，平整场地。井场、阀组站、道路采用砂砾石垫层防护，防止土壤沙化。

本工程各项环保措施通过充分有效的实施，可以使污染物的排放在生产过程中得到有效的控制。

本工程选用先进、成熟、可靠、具有节能和环保效果的技术，使各种污染物在排放前得以尽可能大的削减。在生产过程中充分、有效地利用了资源，减少各种资源的损失，大大减低其对周围环境的影响。

8.3 环境经济损益分析结论

本项目的环保投资共计2805.74万元，占总投资的20.1%，经上述论证，项目环保投资能够满足所在区域环境保护的要求。

经分析，项目具有良好的经济效益和社会效益。项目占地和排污等将带来一定的环境损失。因而在油田开发过程中，后期需要投入必要的资金用于污染防治和恢

复地貌等。实施相应环保措施后，可使各类污染物得到妥善处理，环境风险降到最低，使拟建项目的开发建设能够满足社会效益、经济效益、环境效益相互促进的原则。

9 环境管理与监测计划

按照《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函[2019]910 号），油气企业应当切实落实生态环境保护主体责任，进一步健全生态环境保护管理体系和制度，充分发挥企业内部生态环境保护部门作用，健全健康、安全与环境（HSE）管理体系，加强督促检查，推动所属油气田落实规划、建设、运营、退役等环节生态环境保护措施。项目正式开工后，油气开采企业应当每年向具有管辖权的生态环境主管部门书面报告工程实施或变动情况、生态环境保护工作情况，接受生态环境主管部门依法监督。

9.1 环境管理机构及环境管理制度

9.1.1 环境管理机构

红山公司设置党政综合管理中心、经营管理中心、安全生产管理中心、党群维稳管理中心、研究中心、运行控制中心、运行维护中心、安全环境（工程质量）监督中心八大中心。公司最高管理者是公司环境保护第一责任人，全面负责公司环境保护管理工作，安全总监是环保管理的直线领导。各中心党、政正职领导为本中心环境保护第一责任人，全面负责本中心的环境保护管理工作。

环境管理工作由克拉玛依红山油田有限责任公司领导统一安排，由安全生产管理中心全面负责本公司环境保护工作的管理及环保制度的制定，由安全环境（工程质量）监督中心对环境保护管理工作进行监督检查，由运行维护中心对环境保护工作进行落实和排查，并进行环境保护设施管理与维护。

其环境管理机构及职责如下：

表9.1-1　红山公司环境管理机构及职责

环境管理机构	职责
党政综合管理中心	生活垃圾分类及合规处置
党群维稳管理中心	环境保护法规、政策、文化宣传，参与环境保护事件调查
安全生产管理中心	具体环境保护管理。环保应急预案编制，环保制度缺制修订，环境风险识别，环保培训管理，节能管理，环境保护与治理，环境保护项目建设，环境目标指标管理，开展环境保护事件调查。
经营管理中心	环境保护资金落实，重大环境保护项目立项批复。
安全环境（工程质量）监督中心	环境保护监测，环境保护管理监督检查
研究中心	环境保护预评价，关停井环境保护管理，四新技术环境保护论证推主广。
运行控制中心	环境保护自动化监测设施维护，环境保护问题电子巡检。

环境管理机构	职责
运行维护中心	环境保护工作现场落实和排查、治理。设备设施按照生产和环境保护要求运行和维护。

9.1.2 环境管理制度

新疆油田公司在环境保护工作部署中，已明确规定要认真贯彻执行环境保护法律、法规和各项方针政策，紧紧围绕油田公司改革和发展的总目标，以宣传为先导、以管理为中心、以科技为依托，全面建立和实施HSE管理体系。在健康、安全和环境管理方面做了大量工作，已逐步形成完整的HSE管理体系。

红山公司开发建设过程中，依托新疆油田公司和红山公司在环境管理上了建立健康、安全与环境管理体系（HSE管理体系），并将各项环境管理制度作为HSE制度管理体系重要建设内容。制定了建设项目“三同时”管理，环境风险识别、评价与控制管理，污染防治与综合利用管理，污染源监测管理，清洁生产管理，环境保护信息统计与公开管理等管理制度，基本建立了源头预防、事中管理、事后考核的环境管理制度体系。

9.2 环境管理

9.2.1 施工期环境管理

建设单位在本项目施工期应加强对施工单位环境保护工作的监督与管理，施工单位应遵守相关环境保护法律法规，并严格落实本报告以及环评批复中提出的施工期环境保护要求；建立环境保护档案，对施工期采取的环境保护工作进行记录，保留施工前后施工区域的影像资料，便于建设单位进行监督检查。施工期相关的施工期环境保护行动计划见表9.2-1。

表9.2-1　施工期环境保护行动计划

序号	影响因素	环保措施	实施单位	实施时间	监督单位
1	生态环境	施工过程中严格控制占地面积，规定施工活动范围，减少临时占地和对地表的扰动。站场建设施工前，也要严格规定临时占地范围。施工结束后，施工单位应负责及时清理现场，使之尽快自然恢复，将施工期对生态环境影响降到最低。严禁施工人员踩踏植被和猎捕野生动物，禁止侵扰野生动物栖息地。施工产生的土方，应合理规划，合理利用。对于开挖管线产生的土方，全部回填，对于拟永久使用的道路及各站场等，建设完成后，应因地制宜的进行硬化或地表恢复。	工程承包商	施工期	所在行政区环境保护行政主管部门
2	水土流失	合理安排时间，挖、填方尽量避开大风天气，堆放土方时，尽量减小土方坡度。管沟开挖、填方作业时应尽量做到互补平衡，			

序号	影响因素	环保措施	实施单位	实施时间	监督单位
		避免土方堆积。严格按规划的施工范围进行施工作业，不得随意开辟施工便道。施工后期，及时做好施工迹地的清理工作。做好施工后期的迹地恢复工作，包括土地平整，创造局部小环境以利于植被的恢复等，防止水土流失			
3	水环境	各类管线试压废水用于施工洒水抑尘			
4	大气环境	逸散性材料运输、装卸和堆放过程中采取加盖苫布等抑尘措施，严禁散落和尘土飞扬。施工期各机械设备应使用高品质的油品，加强设备的维护，减少大气污染物的排放量			
5	土壤环境	按规定的施工范围进行作业，可有效减少土壤扰动，施工产生的建筑垃圾及时清运，可避免污染物进入土壤环境造成污染			
6	声环境	在管线和站场等地面工程施工过程中，选用效率高、噪声低的设备，并注意设备的正确使用和经常性维护，保持较低噪声水平。运输车辆限速、尽量减少鸣笛			
7	固体废物	建筑垃圾集中收集后送至当地建筑垃圾填埋场			

9.2.2 运营期环境管理

（1）建立和实施井区运营期的健康、安全与环境（HSE）管理体系。

（2）贯彻执行国家、地方及上级部门有关环境保护方针、政策、法律及法规。

（3）加强环保管理人员的培训、教育，学习先进的环保管理历年，提高管理人员的技术水平与业务额能力，定期对运营期环境保护工作进行总结和分析，根据环保水平的发展进步持续改进、强化运营期的环境保护与管理要求。

（4）组织开展环境保护宣传教育、技术和经验交流活动，推广先进技术和科研成果；参加调查、分析、处理环境污染事故，并负责统计上报事故的基本情况及处理结果，协同有关部门制定防治污染事故措施，并监督实施。

为确保项目环保实施的落实，最大限度地减轻生产开发对环境的影响，本项目在运营期管理的主要内容见表9.2-2。

表9.2-2　运营期环境保护行动计划

序号	影响因素	环保措施	实施单位	实施时间	监督单位
1	生态环境	继续做好施工地的地表恢复工作，利用冬季融雪和夏季降雨使地貌慢慢得以自然恢复。培训巡检人员相关环境保护知识，更好的保护沿线植被。	红山公司	运营期	自治区生态环境厅、克拉玛依市生态环
2	管道保护	在施工结束后，投入运行前，集输干支线要完成永久标志设置，设置安全标志。对管道设施定期巡查，及时维修保养。			
3	水环境	营运期废水依托红003稠油处理站处理，对依托的污水设施定期维护。			
4	大气环境	加强多对井场设备的巡检，减少油气的跑冒滴漏；对大气进行定期监测。			

序号	影响因素	环保措施	实施单位	实施时间	监督单位
5	固体废物	事故状态产生的落地油委托具备相应危废处理资质的单位进行接收、转运和无害化处理。			境局、克拉玛依区生态环境局
6	声环境	定期对设备机械检修和维护，使其处于运行良好的状态；对井场厂界噪声进行定期监测			
7	风险防范	制定事故应急预案，对安全运行的重大隐患和重大事故能够快速做出反应并及时处理			
8	景观保护	对项目区域内的环境保护和生态恢复措施的执行和落实情况进行监督			
9	环境管理	建立环境管理体系和事故应急体系、实施环境监测计划			

9.2.3 退役期环境管理

本项目在退役期的环境管理内容见表 9.2-3。

表9.2-3 退役期的环境保护

序号	影响因素	环保措施	实施单位	实施时间	监督单位
1	生态环境	做好退役期的地表恢复工作，拆卸、恢复地貌	红山公司	退役期	克拉玛依市生态环境局、克拉玛依区生态环境局
2	声环境	退役期采用低噪声设备，操作周期为短期，伴随退役期的结束而终止			
3	大气环境	在对原有的设备拆卸、转移过程中会产生一定的扬尘，故需采取降尘措施，同时闭井工作避开大风等恶劣天气，避免对周围空气造成影响			
4	水环境	设备排出的废水采用罐车拉运，不排入周围环境，避免对周围环境造成的影响			
5	固体废物	固体废物分类收集，及时清运			

9.3 环境监测计划

根据《排污单位自行监测技术指南 总则》（HJ 819-2017）、《排污单位自行监测技术指南 火力发电及锅炉》（HJ820-2017）、《工业企业土壤和地下水自行监测技术指南（试行）》（HJ 1209-2021）本项目环境监测计划见表 9.3-1。

表9.3-1　环境监测计划

监测类型	监测对象		监测频率	监测点	监测因子	执行标准	监测时间	监测单位
污染源	废气	无组织	1 次/年	井场、管汇站、混输泵站厂界	NMHC	GB39728-2020	竣工验收后开始	委托监测或建设单位自行监测
		有组织	1 次/年	1-1#锅炉排气筒、12-1#锅炉排气筒	SO_2	GB13271-2014 中表 3		
					颗粒物			
					林格曼黑度			
			1 次/月		NO_x			
	噪声		1 次/季度	井场、管汇站、混输泵站、注汽站厂界	等效连续 A 声级	GB12348-2008 中 3 类		
	土壤		表层土壤 1 次/年；深层土壤 1 次/3 年	井场、管汇站、混输泵站、集输管线处	初测监测：GB36600-2018 中表 1 基本项目+石油烃；后续监测：超标项及关注污染物	GB36600-2018 中第二类用地筛选值		
环境质量现状	地下水		1 次/年	项目区上游、项目区、项目区下游边界	常规指标：色、嗅和味、浑浊度、肉眼可见物、pH、总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物、铁、锰、铜、锌、铝、挥发性酚类、阴离子表面活性剂、耗氧量、氨氮、硫化物、钠、亚硝酸盐、硝酸盐、氰化物、氟化物、碘化物、汞、砷、硒、镉、六价铬、铅、三氯甲烷、四氯化碳、苯、甲苯。关注污染物指标：石油类、石油烃（C_6~C_9）、石油烃（C_{10}~C_{40}）、烷基汞、总铬、镍、钒、乙苯、二甲苯、苯乙烯、氯苯、零二氯苯、对二氯苯、三氯苯（总量）、蒽、荧蒽、苯并[b]荧蒽、苯并[a]芘、总α放射性、总β放射性。	GB/T14848-2017 中V类		
	土壤		1 次/5 年	井场、管汇站、混输泵站、集输管线处	初测监测：GB36600-2018 中表 1 基本项目+石油烃；后续监测：超标项及关注污染物	GB36600-2018 中第二类用地筛选值		
	生态环境		1 次/年	井场作业区及管道道路	项目建设带来的水土流失、荒漠化等问题以及对动植物的影响	/		
应急监测	事故发生后，应更具事故造成污染的实际情况决定是否开展应急监测，同时制定应急监测方案							

9.4 污染物排放清单

针对本项目污染物排放，结合《建设项目环境影响评价技术导则 总纲》（HJ2.1-2016）中有关环境管理与环境监测计划的要求，提出污染物排放情况。

本项目污染物排放清单见表9.4-1。

表9.4-1 污染物排放清单一览表

类别	污染源	污染物名称	污染物排放情况		治理措施及效果	验收标准	
			排放量t/a	浓度 mg/m³		标准名称	浓度 mg/m³
废气	油气集输	非甲烷总烃	5.45	/	采用密闭管输方式，加强日常运行管理	《陆上石油天然气开采业大气污染物排放标准》（GB39278-2020）	4
	燃气注汽锅炉1-1#	NO_X	6.18	85.95	经12m高烟囱排放	《锅炉大气污染物排放标准》(GB13271-2014)标准表3特别排放限值	150
		SO_2	0.126	1.75			50
		颗粒物	0.0719	1			20
	燃气注汽锅炉12-1#	NO_X	6.18	85.95	经12m高烟囱排放		150
		SO_2	0.126	1.75			50
		颗粒物	0.0719	1			20
废水	锅炉排水	SS、COD	9504m³/a	/	先经红003稠油处理站预处理除油后转输至采油一厂的红浅稠油处理站进一步处理后由采油一厂进行调配（后期部分采出水转输至曜诚采出水深度处理系统处理）	回注水执行《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329）；锅炉用水执行《油田污水回用湿蒸汽发生器水质指标》（Q/SY1275-2010）中标准	
	井下作业废水	SS、COD、石油类、氨氮	990m³/a	/			
	采出水		52360m³/a	/			
固体废物	油泥砂		61.6	/	委托危废处置单位回收处理	《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2001）及其修改单要求	
	落地油		9.9	/	作业单位 100%回收，委托危废处置单位回收处理		
噪声	井场	抽油机	60-70 dB（A）		选用低噪声设备、采取隔声减震措施	《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348 2008）中3类标准要求昼间65dB（A），夜间5565dB（A）	
		井下作业	80-120 dB（A）				
	管汇站	计量器	45 dB（A）				
	混输泵站	机泵	62 dB（A）				
	注汽站	锅炉主体	80 dB（A）				
	运输车辆		60-90 dB（A）		控制车速		
土壤	井场、站场、管线		/		定期对生产设施进行检查，预防渗漏现象发生，采取	确保评价范围内土壤质量达到《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标	

类别	污染源	污染物名称	污染物排放情况		治理措施及效果	验收标准	
			排放量t/a	浓度 mg/m³		标准名称	浓度 mg/m³
					分区防渗	准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地土壤筛选值要求	

9.5 排污口管理

按照《排污口规范化整治技术要求》，项目排污口规范化管理要求见表9.5-1。

表9.5-1 排污口规范化管理要求表

项目	主要要求内容
基本原则	1、凡向环境排放污染物的一切排污口必须进行规范化管理； 2、将总量控制的污染物排污口及行业特征污染物排放口列为管理重点； 3、排污口设置应便于采样和计量监测，便于日常现场监督、检查； 4、如实向环保行政主管部门申报排污口位置与排放去向等方面情况
技术要求	1、排污口位置必须按照环监（1996）470 号文要求实行规范化管理； 2、具体设置应符合《污染源监测技术规范》中的规定和要求
立标管理	1、污染物排放口必须实行规范化管理，应按照国家《环境保护图形标志》（GB15562.1-1995）与（GB15562.2-95）的相关规定，设置环保图形标志牌； 2、环保图形标志牌位置应距污染物排放口及固废贮存(处置)场较近且醒目，设置高度一般为标志牌上缘距离地面约 2m； 3、重点排污单位污染物排放口以设置立式标志牌为主，一般排污单位污染物排放口可根据实际情况设置立式或平面固定式标志牌； 4、对危险废物贮存点，必须设置警告性环境保护图形标志牌
建档管理	1、使用《中华人民共和国规范化排污口标志登记证》，并按要求填写有关内容； 2、严格按照环境管理监控计划及排污口管理要求，工程建成运行后将主要污染物种类、数量、排放浓度与去向，立标及环保设施运行情况记录在案，并及时上报； 3、选派专职环保员对油田环保设施进行监督管理，防止“跑冒滴漏”污染环境并引发重大环境风险事故，要求责任到人，奖罚分明

9.6 环境影响后评价

根据《国务院关于修改〈建设项目环境保护管理条例〉的决定》（国令第682号，2017年10月1日起施行）中第十九条：“编制环境影响报告书、环境影响报告表的建设项目，其配套建设的环境保护设施经验收合格，方可投入生产或者使用；未经验收或者验收不合格的，不得投入生产或者使用。前款规定的建设项目投入生产或者使用后，应当按照国务院环境保护行政主管部门的规定开展环境影响后评价”。建设单位应按要求开展红山油田红003井区白垩系清水河组油藏h9025-h9141经区域茶能建设工程的环境影响后评价，旨在评价该区块在实施后的实际环境影响，并汲取环评的经验和教训。确保项目环境影响评价及其建议的减缓措施得到了有效的贯彻实施，同时也可以确定为提高项目的环境经济效益所需的改进措施。

9.7 信息公开

根据有关规定，并结合拟建项目实际情况，建设单位的信息公开应包含环评信息公开、环境应急预案信息公开、验收信息公开及自行监测信息公开等内容。

9.7.1 环评信息公开

根据《建设项目环境影响评价信息公开机制方案》（2015年12月10日）有关规定，建设单位既是建设项目环评公众参与和履行环境责任的主体，也是建设项目环评信息公开的主体。建设单位应该公开的信息报告：

1）建设单位在建设项目环境影响报告书编制过程中，应当向社会公开建设项目的工程基本情况、拟定选址选线、周边主要保护目标的位置和距离、主要环境影响预测情况、拟采取的主要环境保护措施、公众参与的途径方式等。

2）建设单位在建设项目环境影响报告书编制完成后，向生态环境保护主管部门报批前，应当向社会公开环境影响报告书全本，其中对于编制环境影响报告书的建设项目还应一并公开公众参与情况说明。报批过程中，如对环境影响报告书进一步修改，应及时公开最后版本。

3）建设项目开工建设前，建设单位应当向社会公开建设项目开工日期、设计单位、施工单位和环境监理单位、工程基本情况、实际选址选线、拟采取的环境保护措施清单和实施计划、由地方政府或相关部门负责配套的环境保护措施清单和实施计划等，并确保上述信息在整个施工期内均处于公开状态。

4）项目建设过程中，建设单位应当在施工中期向社会公开建设项目环境保护措施进展情况、施工期的环境保护措施落实情况、施工期环境监测结果等。

5）建设项目建成后，建设单位应当向社会公开建设项目环评提出的各项环境保护设施和措施执行情况、竣工环境保护验收监测和调查结果。对主要因排放污染物对环境产生影响的建设项目，投入生产或使用后，应当定期向社会特别是周边社区公开主要污染物排放情况。

9.7.2 环境应急预案信息公开

根据《企业事业单位突发环境事件应急预案备案管理办法（试行）》（环发[2015]4号）有关规定，建设单位应当主动公开与周边可能受影响的居民、单位、区域环境

等密切相关的环境应急预案信息。国家规定需要保密的情形除外。

9.7.3 排污许可信息公开

根据《排污许可管理条例》（2021年3月1日）有关规定，排污单位应当及时公开有关排污信息，自觉接受公众监督。另外，实行重点管理的排污单位在提交排污许可申请材料前，应当将承诺书、基本信息以及拟申请的许可事项向社会公开。公开途径应当选择包括全国排污许可证管理信息平台等便于公众知晓的方式，公开时间不得少于五个工作日。排污单位自行监测、执行报告及生态环境保护主管部门监管执法信息应当在全国排污许可证管理信息平台上记载，并按照本办法规定在全国排污许可证管理信息平台上公开。

9.7.4 验收信息公开

根据《建设项目竣工环境保护验收暂行办法》（2017年11月20日）有关规定，建设项目配套建设的环境保护设施竣工后，公开竣工日期；对建设项目配套建设的环境保护设施进行调试前，公开调试的起止日期；验收报告编制完成后5个工作日内，公开验收报告，公示的期限不得少于20个工作日。

9.7.5 自行监测信息公开

根据《排污单位自行监测技术指南总则》（HJ 819-2017）及行业自行监测有关规定，排污单位自行监测信息公开内容及方式按照《企业事业单位环境信息公开办法》（2015年1月1日）执行。

10 结论

10.1 建设项目概况

本项目位于红山油田红003井区内，行政上隶属于新疆维吾尔自治区克拉玛依市克拉玛依区，距离克拉玛依市西南约20km。本项目为新区块产能开发，项目性质为新建。新建产能区块由6个拐点连接圈定，其中心地理坐标为E，N。

本项目主要建设内容包括：新建97口采油井（直井+定向井74口，水平井23口），老井利用2口（h9119井、h9122井），新建混输泵站1座、配汽管汇站12座、移动注汽站2座（搬迁2台燃气注汽锅炉并对其改造），配套建设集输、供配电等地面工程。建设规模：新建产能5.45×10^4t。

本次地面工程总投资13955.82万元，环保投资2805.74万元，占总投资的20.1%。

10.2 环境现状评价结论

10.2.1 生态环境现状

根据《新疆生态功能区划》，本项目所在区域属于准噶尔盆地温性荒漠与绿洲农业生态区，准噶尔盆地西部荒漠及绿洲农业生态亚区，克拉玛依石油工业基地环境保护生态功能区。根据自治区划分的新疆生态红线范围，拟建项目不在生态红线划定范围内。

项目区气候极端干旱，土壤发育较差，类型较为简单，分布有两种土壤类型，北部主要为灰棕漠土；南部以灰漠土为主。区域植被覆盖度在5%-10%之间，项目区植被以东方猪毛菜为主，建设范围内无梭梭。野生动物分布种类少，没有区域特有种，也无保护动物。

10.2.2 大气环境现状

项目所在地克拉玛依市 SO_2、NO_2、PM_{10}、$PM_{2.5}$、CO、O_3 等污染物长期浓度均可满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中二级标准限值，为环境空气质量达标区。

环境空气现状监测数据表明：项目区非甲烷总烃满足《大气污染物综合排放标准详解》中非甲烷总烃环境质量标准 2mg/m^3；硫化氢小时均值浓度满足《环境影响

评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 其它污染物空气质量浓度参考限值 10μg/m³ 的要求。评价区域环境空气质量较好。

10.2.3 水环境现状

本项目所在区域无地表径流及人工渠系。

本项目所在区域位于山前沉积地带，地势相对低洼，含水层颗粒较细，地下浅层水由于缺乏补给源或强烈蒸发而高度矿化，而且十分贫乏，油区内地下水属于白垩系和侏罗系地下水，分布面积广、区块多，埋藏较深，水层多，地下水含盐量高，不能饮用，也不能用于农业灌溉，无实际利用价值。根据地下水监测结果可知：各水质监测水井中氯化物、硫酸盐、总硬度、溶解性总固体、氟化物符合《地下水质量标准》（GB/T 14848-2017）V类标准，其余检测因子均优于《地下水质量标准》（GB/T 14848-2017）V类标准，且未在地下水中检出石油类。

10.2.4 声环境现状

根据监测结果，区域内背景噪声监测点昼间、夜间噪声强度均达到《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 3 类标准限值要求，拟建项目建设地点声环境质量良好。

10.2.5 土壤环境现状

项目所在区域土壤各项监测指标均满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准》（试行）第二类用地筛选值标准。监测结果表明项目所在区域土壤未受到污染，土壤环境质量现状良好。

10.3 环境影响评价结论

10.3.1 生态环境影响分析

本项目建设区域没有自然保护区、风景名胜区、基本农田等生态环境敏感目标。项目对生态环境的影响主要来自占地影响，总占地102.31hm²，永久占地面积9.61hm²，临时占地面积92.7hm²，占地类型为戈壁、盐碱地。地表植被稀疏，工程区地表植被为本区域广布的荒漠植被，由工程造成的生物量损失较小，不会造成区域的生物多样性下降。

10.3.2 大气环境影响分析

根据工程分析，本项目施工期废气排放主要是管线、井场、站场建设过程中产生的扬尘和施工机械、施工车辆尾气。建设期污染属于阶段性局部污染，随着工程结束，其影响也相应消失。

项目运营期废气主要为2台18t/h燃气注汽锅炉燃烧废气及原油集输过程中无组织烃类挥发。根据工程分析，单台燃气注汽锅炉烟气排放总量$7.19\times10^7m^3/a$，排放SO_2 0.126t/a、NO_X 6.18t/a、烟尘0.0719t/a，浓度分别为：烟尘：$1mg/m^3$，SO_2：$1.75mg/m^3$，NO_X：$85.95mg/m^3$，达到《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271－2014）中表3特别排放限值（SO_2：$50mg/m^3$，烟尘：$20mg/m^3$，NO_X：$150mg/m^3$），烟气最终通过12m高烟囱排放。油气集输过程中无组织烃类排放量为5.45t/a。

根据预测结果可知，项目 2 台燃气注汽锅炉燃烧废气中各污染物下风向地面浓度均低于《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准限值。典型井场无组织挥发的 NMHC 浓度可达到《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中企业边界污染物控制要求。项目正常排放的各污染物对评价区域大气环境质量均不会产生明显影响。

综上所述，项目在施工期和运行期对大气环境的影响在影响时间和影响范围上各不相同，施工期是暂时性小范围影响，随施工的结束而消失，运行时期为持续的长期影响，但各废气污染物均可以得到较好扩散，对大气污染物浓度贡献值小，且项目区地域空旷，并不会使区域环境空气质量发生显著改变，项目的建设对区域大气环境的影响可以保持在环境可接受的范围之内。

10.3.3 水环境影响分析

项目施工期废水主要为管道试压废水及施工人员生活废水。管道试压水循环利用，试压结束后用于场地四周洒水抑尘；施工现场设置了用防渗布铺设的防渗坑用于收集施工人员生活废水，施工结束后由施工队通过泵抽入污水罐中交由第三方（施工队与第三方签订了生活污水外委处理协议），由第三方运至乌尔禾区生活污水处理厂处理。施工期各类废水均得到了合理处置，不会对项目区地下水产生影响。

运营期废水主要为井下作业废水、采出水及锅炉排水。井下作业废水通过泵车由井口打入管线中进入接转站缓冲罐再管输至红003稠油处理站、采出液管输至红

003稠油处理站、蒸汽锅炉排水进入35m³埋地罐通过泵打入管线进入接转站缓冲罐再转输至红003稠油处理站，井下作业废水、采出液及锅炉排水先经红003稠油处理站预处理后转输至采油一厂红浅稠油处理站进一步处理后由采油一厂调配（或用于蒸汽锅炉用水，或用于油田注水）。

正常状况下，污染源从源头上可以得到控制；非正常状况下，由于管线泄露事故为短期大量排放，污染物的泄露以地表扩展为主，一般能及时发现，并可很快加以控制，且石油烃容易被土壤中有机质吸附，对地下水环境产生的影响也非常有限，对地下水的影响属可接受范围。

10.3.4 声环境影响分析

施工期噪声源主要地面工程建设施工中使用的机械、设备和运输车辆噪声，对环境的影响是短暂的，随着施工结束而结束，同时项目区周边无居民等敏感点，因此不存在扰民现象。

运营期噪声源主要为井场、站场各类机泵运行噪声，以及井下作业噪声，对环境的影响周期较长，贯穿于整个生产期。由预测结果可知，本项目井场和站场厂界噪声值均满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）3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。

10.3.5 固体废物影响分析

施工期固体废物主要为施工人员生活垃圾及施工废料。施工人员生活垃圾由施工单位清运至克拉玛依生活垃圾填埋场填埋处理；施工废料由施工单位统一回收利用，无法利用的送至当地建筑垃圾填埋场填埋处理。

运营期固废主要为油泥砂及落地原油。油泥砂经建设单位集中收集后运送至油区内设置的危废贮存场所后定期由危废处置单位回收处理。落地油100%回收。最终以含油污泥的形式交由危废处置单位回收处理。

本项目施工期和运营期产生的各种固体废物均采取了妥善的处理、处置措施，只要严格管理，不会对环境产生影响。

10.3.6 土壤环境影响分析

施工期按规定的施工范围进行作业，可有效减少施工对土壤的扰动，建筑垃圾

及时清运，可避免污染物进入土壤环境造成污染。

运营期巡检车辆按油区已有道路行驶，井下作业采取铺膜带罐作业模式，加强井场、站场及管线巡检，避免“跑、冒、滴、漏”或泄露事故发生造成原油进入土壤，发生泄露事故时应及时清理落地油，受污染的土壤交由具有相应危废处置资质的单位回收处理，可降低对土壤环境质量的影响程度。

10.3.7 环境风险影响分析

本项目所涉及的危险物质包括天然气、原油，可能发生的风险事故包括井场事故、原油泄露事故及站场事故。原油发生泄漏时，对土壤、植被、地下水会产生一定的影响，发生事故后，在严格落实本项目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；当泄漏事故发生时，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。做好事故风险防范措施，将事故发生概率减少到最低。综上所述，本项目环境风险程度属于可以防控的。

在严格管理且制订相应风险防范措施的基础上，可将本项目的环境风险控制在可接受的范围之内。但是，即使该建设工程发生风险事故的可能性很小，建设单位也不能因此而忽视安全生产，而是要严格遵守油田开发建设、生产过程中的有关安全规定和环境管理要求，防止发生风险事故。

10.4 总量控制指标

根据工程分析可知，本项目无组织非甲烷总烃排放量为5.45t/a。故本项目投产后非甲烷总烃总量控制建议指标为5.45t/a。

本项目2台18t/h燃气注汽锅炉燃烧烟气污染物排放量为二氧化硫：0.252t/a，氮氧化物：12.36t/a。由于本项目2台燃气注汽锅炉是从挖潜老油区内的锅炉，因此不重新申领总量指标。

本次评价提出的为建议值，供生态环境主管部门对本项目实施环境管理以及下达污染物排放总量控制指标时参考。

10.5 产业政策符合性

石油天然气开采业是当前国民经济的重要基础产业和支柱产业，属于《产业结

构调整指导目录》（2019本）中国家鼓励发展的产业，工程建设符合国家的相关政策。

10.6 公众意见采纳

建设单位按国家有关规定进行建设项目环境影响信息公示，公示的方式有新疆维吾尔自治区生态环境保护产业协会、当地公开发布的报纸上发布、现场张贴等。拟建项目两次信息公示期间均未收到公众对项目的反馈意见。

10.7 总结论

本项目属于国家产业政策鼓励类项目，项目实施后可取得较大的经济效益和社会效益。尽管在工程建设和运行中，会对周围的环境产生一定的不利影响，并在今后的建设和运行中存在一定的环境风险，但其影响和环境风险是可以接受的。只要建设单位加强环境管理，认真落实可行性研究报告和本环评报告书中提出的各项污染防治措施、风险防范措施以及生态环境保护和恢复措施，可使本项目对环境造成的不利影响降低到最低限度。

因此，报告书认为，本项目建设在环境保护方面可行。

10.8 建议

（1）严格执行环保“三同时”制度，确保各类环保设施与主体工程同时设计、同时施工、同时投入运行。

（2）加强设备维护、维修工作，确保各类环保设施正常运行。

（3）在各场站储罐、阀门等设备以及原油集输管线进行定期检查、维修，及时发现问题，防止油气跑、冒、滴、漏的发生，对于泄漏的落地油应及时清理，彻底回收，严防污染扩大。