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 - 3 -

1.4 关注的主要环境问题和环境影响 - 4 -

1.5 环境影响评价的主要结论 - 4 -

2. 总则 - 6 -

2.1 编制依据 - 6 -

2.2 评价工作原则 - 12 -

2.3 环境影响识别与评价因子筛选 - 13 -

2.4 环境功能区划 - 14 -

2.5 评价等级和评价范围 - 19 -

2.6 评价内容及评价重点 - 25 -

2.7 控制污染与环境保护目标 - 26 -

2.8 相关法规、政策符合性分析 - 27 -

3. 建设项目工程分析 - 33 -

3.1 工程开发现状与环境影响回顾 - 33 -

3.2 建设项目概况 - 37 -

3.3 工程分析 - 52 -

3.4 清洁生产水平分析 - 64 -

3.5 污染物排放总量控制 75

4. 环境现状调查与评价 76

4.1 自然环境概况 76

4.2 环境空气现状调查与评价 77

4.3 水环境现状调查与评价 79

4.4 声环境现状调查与评价 83

4.5 土壤环境现状调查与评价 84

4.6 生态环境现状调查与评价 87

5. 环境影响预测与评价 - 96 -
5.1 大气环境影响分析 - 96 -
5.2 水环境影响分析与评价 - 102 -
5.3 声环境影响分析与评价 - 115 -
5.4 固体废物环境影响分析与评价 - 118 -
5.5 土壤环境影响分析与评价 - 119 -
5.6 生态环境影响分析 - 125 -
5.7 环境风险评价 - 133 -
6. 环境保护措施及其可行性论证 - 145 -
6.1 大气污染防治措施 - 145 -
6.2 水环境保护措施 - 146 -
6.3 噪声污染防治措施 - 149 -
6.4 固废污染防治措施 - 150 -
6.5 土壤环境保护措施 - 152 -
6.6 生态环境保护措施 - 153 -
6.7 生态恢复方案 - 158 -
6.8 水土保持方案 - 159 -
6.9 防沙治沙方案 - 161 -
7. 环境影响经济损益分析 - 163 -
7.1 经济效益分析 - 163 -
7.2 社会效益分析 - 163 -
7.3 环境经济损益分析 - 163 -
7.4 环境经济损益分析结论 - 165 -
8. 环境管理与监测计划 - 166 -
8.1 环境管理 - 166 -
8.2 环境监理与监测计划 - 172 -
8.3 环境影响后评价 - 174 -
8.4 污染物排放清单 - 176 -
9. 环境影响评价结论与建议 - 178 -

9.1 结论..... - 178 -
9.2 要求..... - 184 -

附件：

附件 1.委托书；

附件 2.金龙 10 井区 2015 年产能建设依托工程采油一厂稀油处理站、红山嘴联合站扩建工程环境影响报告书批复；

附件 3.采油一厂稀油处理站、红山嘴联合站扩建工程竣工环境保护验收调查报告验收意见；

附件 4.中国石油新疆油田分公司金龙 10 井区红 172 井断块石炭系油藏开发框架部署及水平井开发试验工程环境影响报告表的批复；

附件 5.中国石油新疆油田分公司红山嘴油田红 83 井区石炭系油藏评价井工程环境影响报告表的的批复；

附件 6.红山嘴油田红 83 井区石炭系油藏勘探工程环境影响报告表的批复；

附件 7.中国石油新疆油田分公司采油一厂突发环境事件专项应急预案备案文件；

附件 8.中国石油新疆油田分公司采油一厂清洁生产审核评估报告的审查意见；

附件 9.监测报告；

附件 10.建设项目环境影响报告审批基础信息表。

1. 概述

1.1 建设项目特点

金龙 10 井区红 172 井断块行政隶属于新疆维吾尔自治区克拉玛依市管辖，距克拉玛依市东南约 35km。区域构造位于准噶尔盆地西部隆起中拐凸起，地表为半固化的沙地、戈壁，地势较为平坦，地面海拔约 280m～310m，交通、水电便利，具备较好的地面开发条件。

红山嘴油田红 831 井区位于准噶尔盆地西北缘红山嘴油田东侧，距克拉玛依市南偏东约 25km。区内地表为戈壁，生长有少量植被，地势较平坦，地面海拔约 285m。

根据红 172 井断块石炭系油藏开发 2021 年地面工程方案、红山嘴油田红 831 井区石炭系油藏开发地面工程方案，本工程计划在红 172 井区共部署水平井 9 口，单井设计产能 15～21t/d，新建产能 5.38×10^4t，该井区采用密闭集输工艺；红 831 井区 3 口评价井转产能井，新建产能 0.83×10^4t，该井区采用拉油生产工艺；工程总设计产能 6.21×10^4t/a。

本工程属石油天然气开采项目，其建设将提高区域整体开发效益，带动地区经济的发展和人民生活水平提高，具有明显的社会经济效益。

1.2 环境影响评价的工作过程

本工程红 172 井断块东侧，红 831 井区东南均与玛依格勒森林公园相邻（直线最近距离 180m）；红 831 井区工程内容超出老区块范围；按照《建设项目环境影响评价分类管理名录》（2021 年版）涉及环境敏感区、新区块开发的需编制环境影响报告书。

中国石油新疆油田分公司开发公司于 2021 年 5 月委托南京国环科技股份有限公司开展《红 172 井断块石炭系油藏 2021 年开发建设工程环境影响报告书》的编制工作。本公司接受环评委托后，在开发公司的大力协助下，进行了现场踏勘和资料收集，结合有关资料和当地环境特征，按国家、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，最后制订工作方案。委托新疆天熙环保科技有限公司对本项目区域大气、土壤、声环境质量现状进行了监测。在进一步工程分析，环境现状调查、监测并开展环境质量现状评价的基础上进行环境影响预测及评价，提出减少环境污染和生态影响的环境管理措施和工程措施。从环境保护的角度确定项目建设的可行性，给出评价结论和提出进一步减缓环境影响的措施，并最终完成环境影响报告书编制。

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

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

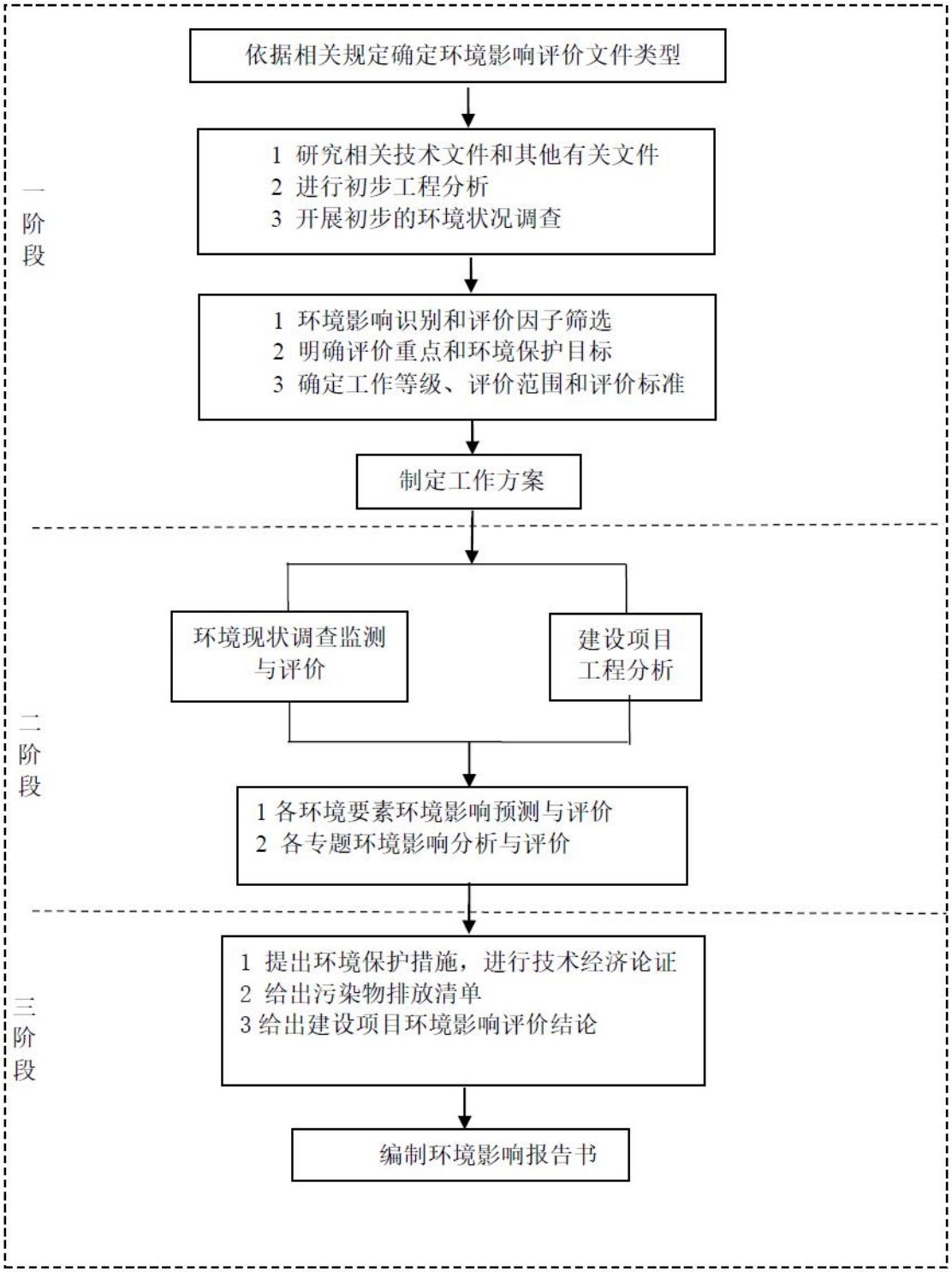


图 1.2-1　环境影响评价工作程序图

1.3 分析判定相关情况

根据《产业结构调整指导目录》（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及网络建设”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。

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，所进行的石油天然气开发符合“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》。

对照《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、大拐-小拐农业开发生态功能区。本项目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，符合国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及产业政策，符合新疆经济发展规划、环保规划及矿产资源开发相关规划，无重大环境制约因素。

1.4 关注的主要环境问题和环境影响

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

关注的主要环境问题有：施工期废气、废水、钻井泥浆、岩屑以及施工临时占地造成的生态影响；运营期油气集输、储存过程中的环境影响及风险和无组织挥发烃类、采出水、井下作业废水、含油污泥、井场永久占地等环境影响。此外，重点关注项目建设对玛依格勒森林公园的影响，重点保护区域周边野生动植物。

1.5 环境影响评价的主要结论

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，本项目属于《产业结构调整指导目录》（2019 年本）中“石油、天然气勘探及开采”鼓励类项目，项目建设符合国家的相关政策。

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，对环境敏感目标的影响属可接受的范围，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、油气集输、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. 总则

2.1 编制依据

2.1.1 国家法律法规与条例

（1）《中华人民共和国环境保护法》（全国人大常委会，2015 年 1 月 1 日施行）；

（2）《中华人民共和国环境影响评价法》（13 届人大第 7 次会议，2018 年 12 月 29 日施行）；

（3）《中华人民共和国大气污染防治法》（13 届人大第 6 次会议，2018 年 10 月 26 日实施）；

（4）《中华人民共和国水污染防治法》（2017 年第二次修正，2018 年 1 月 1 日起施行）；

（5）《中华人民共和国环境噪声污染防治法》（13 届人大第 7 次会议，2018 年 12 月 29 日施行）；

（6）《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》（全国人民代表大会常务委员会，2020 年 9 月 1 日实施）；

（7）《中华人民共和国土壤污染防治法》（全国人民代表大会常务委员会，2019 年 1 月 1 日实施）；

（8）《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）；

（9）《中华人民共和国水土保持法》（中华人民共和国主席第三十九号令，2011 年 3 月 1 日施行）；

（10）《中华人民共和国清洁生产促进法》（全国人大常委会，2012 年 7 月 1 日施行）；

（11）《中华人民共和国节约能源法》（2018 年 10 月 26 日修正）；

（12）《中华人民共和国土地管理法》（13 届人大第 12 次会议，2019 年 8 月 26 日实施）；

（13）《中华人民共和国土地管理法实施条例》（国务院令 653 号，2014 年 7 月 29 日）；

（14）《中华人民共和国防洪法》（12 届人大第 21 次会议，2016 年 7 月 2 日实施）；

（15）《中华人民共和国草原法》（12 届人大第 3 次会议，2013 年 6 月 29 日）；

（16）《中华人民共和国野生植物保护条例》（国务院令第 687 号，2017 年 10 月 7 日）；

（17）《中华人民共和国野生动物保护法》（2016 年 7 月 2 日第十二届全国人民代表大会常务委员会第二十一次会议修订，2017 年 1 月 1 日实施）；

（18）《中华人民共和国石油天然气管道保护法》（11 届人大 15 次会议，2010 年 10 月 1 日）；

（19）《危险化学品安全管理条例》（国务院令 645 号，2013 年 12 月 7 日）；

（20）《建设项目环境影响评价分类管理名录》（生态环保部令第 16 号，2020 年 11 月 30 日）；

（21）《国家危险废物名录》（环境保护部第 15 号令，2020 年 11 月 25 日）；

（22）《危险废物污染防治技术政策》（环境保护部 2001 年第 199 号公告，2001 年 12 月 17 日施行）；

（23）《产业结构调整指导目录（2019 年本）》（中华人民共和国国家发展和改革委员会第 29 号令，2020 年 1 月 1 日施行）；

（24）《关于进一步加强环境影响评价管理防范环境风险的通知》（环发[2012]77 号，2012 年 7 月 3 日）；

（25）《关于切实加强风险防范严格环境影响评价管理的通知》（环发[2012]98 号，2012 年 8 月 7 日）；

（26）《中华人民共和国突发事件应对法》（10 届人大第 29 次会议，2007 年 11 月 1 日）；

（27）《突发环境事件应急预案管理暂行办法》（环发[2010]113 号，2010 年 9 月 28 日）；

（28）《环境影响评价公众参与办法》（生态环保部令第 4 号，2019.1.1）；

（29）《挥发性有机物（VOCs）污染防治技术政策》（2013 年第 31 号，2013 年 5 月 24 日）；

（30）《中华人民共和国矿产资源法》（中华人民共和国主席令 2009 年第 18 号，2009 年 8 月 27 日起施行）；

（31）《中华人民共和国石油天然气管道保护法》（中华人民共和国主席令（第三十号），2010 年 10 月 1 日）；

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

（33）《能源发展“十三五”规划》（国家能源局，2017 年 1 月 5 日）；

（34）《中华人民共和国防沙治沙法》（2018 年修订），2018 年 10 月 26 日施行；

（35）《国务院关于加强环境保护重点工作的意见》（国发[2012]35 号，2011 年 10 月 17 日）；

（36）《国务院关于印发水污染防治行动计划的通知》（国发[2015]17 号，2015 年 4 月 2 日）；

（37）《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，2013 年 9 月 10 日）；

（38）《国务院关于印发土壤污染防治行动计划的通知》（国发[2016]31 号，2016 年 5 月 28 日）；

（39）《关于全面加强生态环境保护坚决打好污染防治攻坚实施方案》（中发[2018]17 号，2018 年 6 月 16 日）；

（40）《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）。

2.1.2 地方法律、法规及文件

（1）《新疆维吾尔自治区环境保护条例（2018 年修订）》（新疆维吾尔自治区第十三届人民代表大会常务委员会第六次会议，2018 年 9 月 21 日实施）；

（2）《新疆维吾尔自治区水污染防治工作方案》（新政发[2016]21 号）；

（3）《新疆维吾尔自治区大气污染防治行动计划实施方案》（新政发[2014]35 号）；

（4）《新疆维吾尔自治区人民政府办公厅转发贯彻落实<全国生态环境保护纲要>实施意见的通知》（自治区人民政府办公厅，新政办[2001]147 号，2001

年 9 月 30 日）；

（5）《新疆维吾尔自治区野生植物保护条例》（新疆维吾尔自治区人民代表大会常务委员会，2018 年 9 月 21 日）；

（6）《关于修改〈自治区实施中华人民共和国野生动物保护法办法〉的决定》（新疆维吾尔自治区人大常委会，1997 年 1 月 22 日）；

（7）《新疆维吾尔自治区实施<中华人民共和国土地管理法>办法》（新疆维吾尔自治区人大常委会，1999 年 10 月 1 日）；

（8）《新疆维吾尔自治区土壤污染防治工作方案》（新疆维吾尔自治区人民政府办公厅，2017 年 3 月 7 日印发）；

（9）《关于印发新疆自治区级水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果的通知》（新水水保[2019]4 号）；

（10）《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》；

（11）关于印发《新疆维吾尔自治区环境保护“十三五规划”》的通知（新环发[2017]124 号）；

（12）《新疆生态功能区划》（新政函[2005]96 号，2005 年 07 月 14 日）；

（13）《新疆水环境功能区划》（新政函[2002]194 号，2002 年 11 月 16 日）；

（14）《新疆维吾尔自治区重点保护野生植物名录（第一批）》（新政办发[2007]175 号）；

（15）《新疆维吾尔自治区实施〈中华人民共和国节约能源法〉办法》（2013 年 11 月 28 日新疆维吾尔自治区第十二届人民代表大会常务委员会第五次会议通过）；

（16）《新疆维吾尔自治区地下水资源管理条例》（新疆维吾尔自治区第十二届人民代表大会常务委员会公告（第 40 号），自 2017 年 7 月 1 日起施行）；

（17）《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》（13 届人大第 7 次会议，2019 年 1 月 1 日）；

（18）《新疆维吾尔自治区危险废物环境防治办法》（新疆维吾尔自治区人民政府令第 163 号公布，自 2010 年 5 月 1 日起施行）；

（19）《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例（2018 年修订）》（2018 年 9 月 21 日新疆维吾尔自治区第十三届人民代表大会常务委员会

第六次会议）；

（20）《关于进一步加强和规范油气田开发项目环境保护管理工作的通知》（新环发[2018]133 号，2018 年 9 月 6 日）；

（21）《新疆维吾尔自治区危险废物污染环境防治办法》（11 届人大第 9 次会议，2010 年 5 月 1 日）；

（22）《关于下发新疆加强危险废物和医疗废物监管工作实施方案的通知》（新环防发[2011]330 号，2011 年 7 月 1 日）；

（23）《关于做好危险废物安全处置工作的通知》（新环防发[2011]389 号，2011 年 7 月 29 日）；

（24）《新疆维吾尔自治区重点行业环境准入条件》（新环发[2017]1 号，2017 年 1 月 1 日）；

（25）《关于含油污泥处置有关事宜的通知》（新环办发[2018]20 号，2018 年 12 月 20 日）；

（26）自治区党委、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实施方案》（新党发[2018]23 号，2018 年 9 月 4 日）；

（27）《关于加强建设项目环境影响后评价管理的通知》（新环环评发[2020]162 号，2020 年 9 月 1 日）；

（28）《新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案》（新政发[2021]18 号，2021 年 2 月 22 日）；

（29）转发《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价的通知》（新环环评发[2020]142 号，2020 年 7 月 30 日）。

2.1.3 技术标准及规范

（1）《建设项目环境影响评价技术导则 总纲》（HJ2.1-2016）；

（2）《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）；

（3）《环境影响评价技术导则 地表水环境》（HJ/T2.3-2018）；

（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 生态影响》（HJ19-2011）；

（7）《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）；

（8）《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）；

（9）《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）；

（10）《建设项目危险废物环境影响评价指南》（环境保护部公告 2017 年第 43 号，2017 年 10 月 1 日起施行）；

（11）《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）；

（12）《开发建设项目水土保持技术规范》（GB50433-2008）；

（13）《石油和天然气开采行业清洁生产评价体系指标（试行）》（2009 年 2 月 19 日）；

（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》（SH/T 3024 2017）；

（16）《石油天然气开采业污染防治技术政策》（2012 年第 18 号）；

（17）《油气田含油污泥综合利用污染控制要求》（DB 65/T3998-2017）；

（18）《油气田含油污泥及钻井固体废物处理处置控制技术规范》（DB 65/T 3999-2017）；

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

（20）《建设项目危险废物环境影响评价技术指南》（2017 年 10 月 1 日）。

2.1.4 委托书及相关技术资料

（1）《红 172 井断块石炭系油藏开发 2021 年地面工程方案》，新疆油田公司工程技术研究院，2021 年 3 月；

（2）《红山嘴油田红 831 井区石炭系油藏开发地面工程方案》，中油（新疆）石油工程有限公司，2021 年 2 月；

（3）《中国石油新疆油田分公司红 172 井断块石炭系油藏开发框架部署及水平井开发试验工程环境影响报告表》及其批复，2018 年 6 月；

（4）《关于红山嘴油田红 83 井区石炭系油藏勘探工程环境影响报告表》及其批复，2021 年 4 月；

（5）红 172 井断块石炭系油藏 2021 年开发建设工程环境影响评价委托书。

2.2 评价工作原则

2.2.1 评价目的

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

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

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

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

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

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

2.2.2 评价原则

突出环境影响评价的源头预防作用，坚持保护和改善环境质量。

（1）依法评价

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

（2）科学评价

规范环境影响评价方法，科学分析项目建设对环境质量的影响。

（3）突出重点

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

2.3 环境影响识别与评价因子筛选

本项目分为施工期、运营期、退役期三个时段。施工期以钻井、管线敷设、设备安装过程中造成的生态破坏影响为主，运营期污染源以油气集输过程中的污染为主。建设项目环境影响因素识别见表 2.3-1。

表 2.3-1　环境影响因素识别一览表

环境因素影响因素	施工期					运营期					退役期	
	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	无组织挥发烃类	采出水、井下作业废水	油泥	设备运转	管线泄漏	构筑物拆卸扬尘	拆卸后的建筑垃圾
环境空气	○	+	○	+	○	++	○	+	○	+	+	+
地下水	○	○	○	○	○	○	○	○	○	+	○	○
声环境	○	○	○	○	+	○	○	○	++	+	○	○
土壤	++	+	+	+	○	+	+	+	○	++	+	+
植被	+	+	+	+	○	+	○	+	○	++	+	+
动物	+	+	○	+	+	+	○	+	○	+	+	+

注：○为无影响，+为短期不利影响，++为长期不利影响。

根据上表，筛选出本项目环境影响评价因子见表 2.3-2。

表 2.3-2　环境影响评价因子筛选表

环境要素	现状评价因子	影响评价因子
环境空气	SO_2、NO_2、PM_{10}、$PM_{2.5}$、NMHC、O_3、CO、H_2S	NMHC、SO_2、NO_x
地下水	pH、水温、总硬度、溶解性总固体、耗氧量、氨氮、亚硝酸盐氮、挥发酚、氰化物、六价铬、硝酸盐氮、硫酸盐、氯化物、氟化物、汞、砷、铅、镉、铁、锰、石油类、总大肠菌群、苯、镍、钾、钠、钙、镁、水温	石油类
噪声	Leq[dB（A）]	Leq[dB（A）]
土壤	砷、镉、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-	石油烃、pH

	三氯乙烷、三氯乙烯、1,2,3-三氯丙烷、聚乙烯、苯、氯苯、1,2-二氯苯、1,4 二氯苯、乙苯、苯乙烯、甲苯、间二甲苯+对二甲苯、邻二甲苯、硝基苯、苯胺、2-氯酚、苯并[a]蒽、苯并[a]芘、苯并[b]荧蒽、苯并[k]荧蒽、䓛、二苯并[a,h]蒽、茚并[1,2,3-cd]芘、萘、石油烃	
固体废物	/	油（泥）砂、清罐含油污泥
生态环境	调查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	（1）分析油田开发建设对土地利用结构的影响；（2）分析油田开发建设可能造成的植被破坏影响；（3）分析油田开发建设对评价区域野生动物的影响；（4）分析油田开发建设对生态景观的影响；（5）分析油田开发建设对土壤环境质量的影响。
环境风险	/	（1）对油田钻井期可能发生的风险事故进行分析；（2）结合当地的气象条件，对运营期间油气管道、井壁破裂、储罐泄漏等可能发生的油气泄漏事故进行预测分析。

2.4 环境功能区划

2.4.1 环境功能区划

2.4.1.1 环境空气

按照《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中的规定，本项目所在区域的环境空气质量功能区划属于二类功能区。

2.4.1.2 水环境

本项目所在区域内地下水按照《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）的规定，该区域地下水属于V类功能区。

2.4.1.3 声环境

本工程开发建设的噪声影响仅在施工期较大，进入生产期后，整个开发建设期噪声源数量相对较少，主要集中在井场、计量站、拉油点。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。

2.4.1.4 土壤环境

建设用地范围内土壤环境质量执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地筛选值标准，建设用地范

围外土壤环境质量执行《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）筛选值。

2.4.1.5 生态环境

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

2.4.2 评价标准

2.4.2.1 环境质量标准

根据项目所在区域的自然环境特点，采用以下环境标准。

（1）环境空气

环境空气质量评价中 SO_2、NO_2、PM_{10}、$PM_{2.5}$、CO、O_3 六项指标执行《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》中推荐值 2.0mg/m³ 执行，H_2S 按照《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 执行，标准取值见表 2.4-1。

表 2.4-1 环境空气质量标准

评价因子	平均时段	二级标准浓度限值（μg/m³）	标准来源
SO_2	年平均	60	《环境空气质量标准》（GB3095-2012）及其修改单
	24 小时平均	150	
	1 小时平均	500	
NO_2	年平均	40	
	24 小时平均	80	
	1 小时平均	200	
CO	24 小时平均	4mg/m³	
	1 小时平均	10mg/m³	
O_3	日最大 8 小时平均	160	
	1 小时平均	200	
PM_{10}	年平均	70	
	24 小时平均	150	
$PM_{2.5}$	年平均	35	
	24 小时平均	75	
非甲烷总烃	小时平均	2.0mg/Nm³	参照《＜大气污染物综合排放标准>详解》（GB16297-1996）

（2）水环境评价标准

地下水执行《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）V 类标准，石油类参考

《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）V 类标准，具体标准值见表 2.4-2。

表 2.4-2　　地下水质量标准　　单位：除 pH 外，mg/L

序号	监测项目	V 标准限值	序号	监测项目	V 标准限值	标准来源
1	pH	pH>9.0	13	碳酸氢根	-	《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）V 类标准、《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）V 类标准
2	水温	-	14	汞	>0.002	
3	溶解性总固体	>2000	15	铁	>2.0	
4	总硬度	>650	16	锰	>1.5	
5	氨氮	>1.5	17	铅	>0.1	
6	耗氧量	>10	18	钾	-	
7	氟化物	>2.0	19	钙	-	
8	亚硝酸盐氮	>4.8	20	钠	-	
9	氯化物	>350	21	镁	-	
10	硝酸盐氮	>30	22	硫酸盐	>350	
11	挥发酚	>0.01	23	石油类	≤1.0	
12	碳酸根	-	-	-	-	

（3）声环境

声环境执行《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 3 类标准，即昼间 65dB（A），夜间 55dB（A）。

（4）土壤环境

占地范围内土壤环境质量执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地筛选值标准，占地范围外土壤环境质量执行《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）具体标准值见表 2.4-3 和表 2.4-4，本工程场地土壤特征污染物为石油烃。

表 2.4-3　　建设用地土壤污染风险管控标准　　（单位：mg/kg，pH 无量纲）

序号	污染物项目	第二类用地	
		筛选值	管控值
重金属和无机物			
1	铬（六价）	5.7	78
2	镉	65	172
3	铜	18000	36000
4	铅	800	2500
5	砷	60①	140
6	汞	38	82
7	镍	900	2000
挥发性有机物			
8	四氯化碳	2.8	36
9	氯仿	0.9	10
10	氯甲烷	37	120

序号	污染物项目	第二类用地	
		筛选值	管控值
11	1,1-二氯乙烷	9	100
12	1,2-二氯乙烷	5	21
13	1,1-二氯乙烯	66	200
14	顺-1,2-二氯乙烯	596	2000
15	反-1,2-二氯乙烯	54	163
16	二氯甲烷	616	2000
17	1,2-二氯丙烷	5	47
18	1,1,1,2-四氯乙烷	10	100
19	1,1,2,2-四氯乙烷	6.8	50
20	四氯乙烯	53	183
21	1,1,1-三氯乙烷	840	840
22	1,1,2-三氯乙烷	2.8	15
23	三氯乙烯	2.8	20
24	1,2,3-三氯丙烷	0.5	5
25	氯乙烯	0.43	4.3
26	苯	4	40
27	氯苯	270	1000
28	1,2-二氯苯	560	560
29	1,4-二氯苯	20	200
30	乙苯	28	280
31	苯乙烯	1290	1290
32	甲苯	1200	1200
33	间二甲苯+对二甲苯	570	570
34	领二甲苯	640	640
半挥发性有机物			
35	硝基苯	76	760
36	苯胺	260	663
37	2-氯酚	2256	4500
38	苯并[a] 蒽	15	151
39	苯并[a] 芘	1.5	15
40	苯并[b] 荧蒽	15	151
41	苯并[k] 荧蒽	151	1500
42	䓛	1293	12900
43	二苯并[a,h] 蒽	1.5	15
44	茚并[1,2,3-cd] 芘	15	151
45	萘	70	700
其他项目			
46	石油烃	826	4500

表 2.4-4　农用地土壤污染风险管控标准　（单位：mg/kg，pH 无量纲）

序号	监测项目	标准筛选值	序号	监测项目	标准筛选值
1	总汞	3.4	6	镍	190

2	总砷	25	7	石油烃（C_{10}-C_{40}）	4500
3	六价铬	-	8	pH	＞7.5
4	铅	170	9	铜	100
5	镉	0.6	-	-	-

2.4.2.2 污染物排放标准

（1）废气

采油、油气集输过程中无组织排放的非甲烷总烃执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中企业边界污染物控制要求；放空火炬燃烧烟气执行《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）无组织排放监控浓度限值。见表 2.4-5。

表 2.4-5　　大气污染物排放标准值

污染物	项目	最高允许排放浓度（mg/m³）	标准来源
NMHC	企业边界污染物控制浓度	4.0	GB39728-2020
NOx	放空火炬燃烧烟气	0.12	GB16297-1996 无组织排放监控浓度限值
SO2		0.4	
总烃		4.0	

（2）废水

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）规定：在相关行业污染无可指标准发布前，回注的开采废水应当经处理并符合《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329）等相关标准要求回注，同步采取切实可行措施防治污染。

本项目采出水依托红山嘴联合站橇装污水处理装置处理后达到《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）中的相关标准后全部回注油藏，不向外环境排放，标准值见表 2.4-6。

钻井期井场设防渗污水收集池，生活污水集中收集后定期拉运至克拉玛依市第二处理厂，运营期工作人员依托采油一厂工作人员，不新增员工，运营期无新增生活污水外排。

表 2.4-6　　碎屑岩油藏注水水质推荐指标

注入层平均空气渗透率，μm²		≤0.01	＞0.01~≤0.05	＞0.05~≤0.5	＞0.5~≤1.5	＞1.5
控制指标	悬浮固体含量，mg/L	≤1.0	≤2.0	≤5.0	≤10.0	≤30.0
	悬浮物颗粒直径中值，μm	≤1.0	≤1.5	≤3.0	≤4.0	≤5.0
	含油量，mg/L	≤5.0	≤6.0	≤15.0	≤30.0	≤50.0
	平均腐蚀率，mm/a	≤0.076				

	硫酸盐还原菌（SRB，个/M1）	≤10	≤10	≤25	≤25	≤25
	铁细菌（IB），个/mL	$n\times10^2$	$n\times10^2$	$n\times10^3$	$n\times10^4$	$n\times10^4$
	腐生菌（TGB），个/mL	$n\times10^2$	$n\times10^2$	$n\times10^3$	$n\times10^4$	$n\times10^4$

注：①1＜n＜10；②清水水质指标中去掉含油量。

（3）噪声

施工期执行《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）；运行期执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 3 类标准，噪声限值见表 2.4-7。

表 2.4-7　　环境噪声排放标准

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

（4）固体废物

根据项目产生的各种固体废物的性质和去向，一般工业固体废物执行《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB18599-2020）；危险废物鉴别执行《危险废物鉴别标准》（GB5085.1～7），危险废物的贮存执行《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2001，2013 年修订）、危险废物的转移依照《危险废物转移联单管理办法》（国家环境保护总局令第 5 号）及《危险废物收集贮存运输技术规范》（HJ2025-2012）进行监督和管理。含油污泥的处理需满足《油气田含油污泥综合利用污染控制要求》（DB65/T3998-2017）。

2.5 评价等级和评价范围

2.5.1 环境空气评价等级和评价范围

（1）评价等级

本项目废气排放源主要为油田非甲烷总烃的无组织排放。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，选取非甲烷总烃为候选因子核算，计算出其最大地面浓度占标率 P_i（第 i 个污染物，简称“最大浓度占标率”）及其地面浓度达标准值 10%时所对应的最远距离 $D_{10\%}$。其中 P_i 定义为：

$$P_i=C_i/C_{0i}\times100\%$$

式中：

P_i——第 i 个污染物的最大地面空气质量浓度占标率，%；

C_i——采用估算模式计算出的第 i 个污染物的最大 1 小时地面空气质量浓度，μg/m³；

C_{0i}——第 i 个污染物的环境空气质量浓度标准，μg/m³。一般选用 GB3095 中 1h 平均质量浓度的二级浓度限值，如项目位于一类环境空气功能区，应选择相应的一级浓度限值；对仅有 8h 平均质量浓度限值、日平均质量浓度限值或年均质量浓度限值的，可分别按 2 倍、3 倍、6 倍折算为 1h 平均质量浓度限值。

大气评价工作级别详见表 2.5-1。

表 2.5-1　大气环境评价工作等级分级判据

评价工作等级	评价工作等级分级判据
一级	P_{max}≥10%
二级	1%≤P_{max}＜10%
三级	P_{max}＜1%

估算模式所用参数见表 2.5-2。

表 2.5-2　估算模型参数表

参数		取值
城市/农村选项	城市/农村	农村
	人口数（城市选项时）	/
最高环境温度/℃		27.5
最低环境温度/℃		-16.7
土地利用类型		草地
区域湿度条件		干
是否考虑地形	考虑地型	☑是☐否
	地形数据分辨率/m	90m
是否考虑岸线熏烟	考虑岸线熏烟	☐是☑否
	海岸线距离/km	/
	海岸线方向/°	/

计算结果见表 2.5-3。

表 2.5-3　估算模式计算结果表

源		污染物	最大浓度值（μg/m³）	出现距离（m）	占标率（%）	评价等级
油气集输	红 172	NMHC	7.1717	1100	0.358585	III
	红 831	NMHC	3.7888	501	0.18944	III
拉油点火炬		SO_2	0.35819	100	0.071638	III
		NOx	1.19397	100	0.477588	III

表 2.5-3 的计算结果表明，最大占标率 P_{max}＜1%，根据《环境影响评价技术导则-大气环境》（HJ2.2-2018）的要求，因此本次环评确定大气影响评价的工作等级为三级。

（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，三级评价项目不设置大气评价范围。

2.5.2 地下水环境评价等级和评价范围

（1）评价等级

①建设项目类别

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

②地下水环境敏感程度

依据《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）中的地下水环境敏感程度分级表（表 2.5-4）和《建设项目环境影响评价分类管理名录》（2021 版），工程周边无集中式饮用水水源准保护区及补给径流区，无分散式饮用水水源地，无特殊地下水资源保护区，地下水环境敏感特征为不敏感。

表 2.5-4　　地下水环境敏感程度分级表

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

③工作等级划分

依据《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）评价等级划分依据（详见表 2.5-5），本工程地下水评价等级为二级。

表 2.5-5　　评价区地下水环境影响评价工作等级划分

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

较敏感	一	二	三
不敏感	二	三	三

（2）评价范围

根据《环境影响评价技术导则 地下水》（HJ610-2016）查表法，地下水二级评价范围为 6~20km^2。本工程地下水调查、评价范围根据地下水流向为自西北向东南，选取下游 2km，南北两侧 1km，上游 1km 为评价范围，红 172 地下水评价范围 9.6km^2、红 831 地下水评价范围 6.9km^2。评价范围见图 2.5-1。

2.5.3 地表水环境评价等级和评价范围

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，本项目产生的采出水、井下作业废水不外排，项目地表水环境影响评价等级为三级 B。

项目运营阶段正常情况无废水外排，地表水污染影响主要调查污染产生、处理情况。

2.5.4 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。

根据《环境影响评价技术导则声环境》（HJ2.4-2009）要求，“满足一级评价的要求，一般以建设项目边界向外 200m 作为评价范围；二、三级评价范围可根据建设项目所在区域和相邻区域的声环境功能区划及敏感目标等实际情况适当缩小”，根据项目特点，本次环评声环境评价范围为开发区域边界向外扩 200m 作为评价范围。

2.5.5 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》（HJ169－2018）评价项目的物质危险性和功能单元重大危险源判定结果以及环境敏感程度等因素，将环境风险评价工作划分为一、二、三级，评价工作等级划分见表。见表 2.5-6。

表 2.5-6　　环境风险评价工作级别划分一览表

环境风险潜势	IV^+、IV	III	II	I
评价工作等级	一	二	三	简单分析 [a]
a：是相对于详细评价工作内容而言，在描述危险物质、环境影响途径、环境危害后果、风险防范措施等方面给出定性的说明，见附录 A。				

项目运营期涉及的主要危险物质为原油、伴生气（天然气）。涉及的风险为运行过程中集输管线破损造成的原油和天然气的泄漏。本工程新建单井出油管道 3.7km，集输管道 1.2km，储油罐 4 座（单座容积 60m^3），混烃储罐 4 座（单座容积 50m^3）。原油密度按照 0.862t/m^3 计、天然气平均相对密度 0.702 计。

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ/T169-2018）中的判定方法，当存在多种危险物质时，按照下式计算物质总量与其临界量比值：

$$Q = \frac{q1}{Q1} + \frac{q2}{Q2} + \cdots \frac{qn}{Qn}$$

式中：q_1，q_2……q_n—每种危险物质的最大存在量，t；

Q_1，Q_2…Q_n—每种危险物质的临界量，t。

当 Q＜1 时，环境风险潜势为 I。

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

Q 的确定见表 2.5-7。

表 2.5-7　　建设项目 Q 值确定表

序号	风险单元	危险物质名称	危险物质在线量 q_n	临界量 Q_n	Q 值	风险潜势等级
1	采油管线	原油	23.08	2500	0.009	I
2		天然气	4.70	10	0.47	
3	拉油点	原油	206.88	2500	0.083	
4	天然气回收橇装站	油类物质（混烃）	172.4	2500	0.069	
合计			-	-	0.64	-

根据上表计算结果，本项目 Q＜1，风险潜势为 I，本次评价仅对项目可能存在的环境风险进行简单分析。

2.5.6 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），本项目用地与玛依格勒森林公园相邻，生态敏感性属于重要生态敏感区。本项目新增永久占地面

积 0.02km²，临时占地面积 0.13km²，总占地面积为 0.15km²，占地面积＜2km²，线性工程总长度共计 4.9km，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 2.5-8，本工程生态环境影响评价工作等级确定为三级。

表 2.5-8　　生态评价等级判定

影响区域生态敏感性	工程占地（含水域）范围		
	面积≥20km² 或长度≥100km	面积 2~20km² 或长度 50~100km	面积≤2km² 或长度≤50km
特殊生态敏感区	一级	一级	一级
重要生态敏感区	一级	二级	三级
一般区域	二级	三级	三级

（2）评价范围

油田开发工程具有分布面积广的特点，且基本呈点状、线状分布，故其对环境影响仅限于各站场及内部输送管线较近的范围。考虑油田整体开发对生态环境的影响，确定生态环境评价范围为油田开发区域及区域边界向外扩展 1km 范围，管线两侧 0.2km 范围。生态评价范围见图 2.5-1。

2.5.7 土壤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—土壤环境（试行）》（HJ964-2018），从油田对土壤环境的影响途径来看，拟建工程不属于会造成土壤酸化、盐化、碱化的生态影响型项目，属于污染影响型项目，因此根据污染影响型建设项目类别判定评价等级。

本项目永久占地 1.98hm²，属于小型项目。占地类型主要为盐碱地，土壤敏感程度为不敏感。油气开发属于I类项目，因此土壤评价工作等级划分为二级。土壤评价等级划分依据见表 2.5-9。

表 2.5-9　污染影响型敏感程度分级表

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

表 2.5-10　　污染影响型占地类型划分表

类型	大型	中型	小型
规模	≧50hm²	5hm²~50hm²	≦5hm²

表 2.5-10　　污染影响型评价工作等级划分表

敏感程度	I类	II类	III类

评价工作等级 占地规模	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	二级
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									

（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。

2.6 评价内容及评价重点

2.6.1 评价工作内容

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

2.6.2 评价重点

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

（1）建设项目工程分析；

（2）生态环境影响评价；

（3）大气、地下水环境影响评价；

（4）环境风险评价及风险管理；

（5）环境保护措施技术经济及可行性论证。

2.6.3 评价时段

根据本项目实施的不同阶段和环境影响特点，评价时段包括建设期、生产运营期和退役期三个时段，以建设期和生产运营期两个时段为评价重点。

2.6.4 评价对象

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

2.7 控制污染与环境保护目标

2.7.1 污染控制目标

根据开发建设和运营中对环境可能造成的污染与生态破坏，确定污染控制目标如下：

（1）本工程红 172 井区东侧隔公路 180m、红 831 井区东南侧 280m 均与玛依格勒森林公园相邻，因此要控制建设项目在开发建设过程中的各种施工活动，尽量减少对地表的扰动，做好植被恢复与水土保持工作。

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

（3）保证评价区域空气质量、地下水质量基本维持现有水平；将工程对生态环境的不利影响降低到最小程度，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

（1）生态环境

据现场调查，除油区工作人员外，没有固定人群居住，项目区红 172 井区东侧隔公路 180m、红 831 井区东南侧 280m 均为玛依格勒森林公园。红 831 西北侧 830m 为耕地（克拉玛依大农业）。本项目生态系统脆弱，自然生态系统和为重点保护目标。

（2）大气环境

评价区内环境空气保护目标为油田工作生活区及油区的工作人员。

在钻井和采油过程中，采取各种工程措施，将各种大气污染物排放控制在最低程度，确保区域内大气环境质量符合《环境空气质量标准》（GB3095-2012）及修改单中的二级标准。

（3）水环境

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

（4）声环境

评价区内声环境保护目标主要为油区的工作人员。保护油田区域噪声符合《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 3 类标准。

（5）土壤环境

评价区内土壤环境保护目标为红 831 井区北侧 830m 克拉玛依大农业耕地，保证土壤环境质量满足《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）。

本项目环境敏感目标详见表 2.7-1，敏感目标分布图详见图 2.7-1，管线走向及周边敏感点分布详见图 2.7-2。

表 2.7-1　环境敏感目标一览表

环境要素	环境保护目标	环境保护目标说明	与项目区的关系
大气环境	玛依格勒森林公园	保护森林公园环境空气质量现状	红 172 井区东侧 180m、红 831 井区东南侧 280m
地下水	项目区地下水	确保地下水不受污染	项目区
土壤环境	克拉玛依大农业	耕地	红 831 井区西北 830m
生态环境	土壤	临时占地 3~5 年可基本恢复到自然状态	井场区占地
	野生动物		
	荒漠植被		
	水土保持	防止因工程建设加剧水土流失	项目所在区域
	玛依格勒森林公园	保护自然生态	红 172 井区东侧 180m、红 831 井区东南侧 280m

2.8 相关法规、政策符合性分析

2.8.1 与国家产业政策符合性分析

根据《产业结构调整指导目录（2019 年本）》的有关规定，本项目属于第一类“鼓励类”第七项“石油、天然气”第 1 条“常规石油、天然气勘探及开采”，符合国家产业政策。本工程的实施，对于保障国家能源安全，促进国民经济健康快速发展具有极其重要的战略意义。

2.8.2 与《石油天然气开采业污染防治技术政策》符合性分析

本项目与《石油天然气开采业污染防治技术政策》的相关要求相符性见表 2.8-1。

表 2.8-1　与《石油天然气开采业污染防治技术政策》相符性分析一览表

序号	要求	本项目	相符性
1	到 2015 年末，行业新、改、扩建项目均采用清洁生产工艺和技术，工业废水回用率达到 90%以上，工业固体废物资源化及无害化处理处置	项目钻井废水循环利用，采出水经红山嘴联合站撬装污水处理系统处理后回注地层，工业废水回用率大于 90%；钻井泥浆经“钻井泥浆不落地技术”处理	符合

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

2.8.3 与《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》符合性分析

本项目与《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》相符性见表 2.8-2。

表 2.8-2 与《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》相符性分析一览表

序号	要求	本项目	相符性
1	禁止在水源涵养区、地下水源、饮用水源、自然保护区、风景名胜区、森林公园、重要湿地及人群密集区等生态敏感区域内进行煤炭、石油、天然气开发。	项目用地不属于水源涵养区、地下水源、饮用水源、自然保护区、风景名胜区、重要湿地及人群密集区等敏感区域，距离玛依格勒森林公园公园最近距离 180m，未占用森林公园。	符合
2	煤炭、石油、天然气开发项目实行环境监理，其大气、水体、固体废物等污染防治设施与主体工程同时设计、同时施工、同时投产使用。	环评要求项目开展工程环境监理，并拟定了环境监理计划，要求项目严格执行“三同时”制度。	符合
3	石油开发单位应当建设清洁井场，做到场地平整、清洁卫生，在井场内实施无污染作业，并根据需要在井场四周设置符合规定的挡水墙、雨水出口和防洪渠道。散落油和油水混合液等含油污染物应当回收处理，不得掩埋	严格落实中石油 SHEQ 管理措施，平整井场；工程所在地属于大陆性干旱气候，降水量远小于蒸发量，未设置挡水墙、防洪渠道。 事故状态下产生的落地油集中收集后交由有相应处理资质的单位进行回收、处置。	符合
4	煤炭、石油、天然气开发单位应当制定生态保护和恢复治理方案，并予以实施。生态保护和恢复治理方案内容应当向社会公布，接受社会监督。	环评要求建设单位制定生态保护和恢复治理方案，开展生态环境恢复治理工作。	符合
5	煤炭、石油、天然气开发单位应当使用先进技术、工艺和设备，实行清洁生产。禁止使用国家和自治区明令淘汰的技术、工艺和设备。	项目使用先进技术、工艺和设备，实行清洁生产。未使用国家和自治区明令淘汰的技术、工艺和设备，较好地考虑了清洁生产的要求，属于清洁生产先进企业。	符合
6	石油、天然气开发单位钻井和井下作业应当使用无毒、低毒钻井液。对已使用的有毒钻井液应当回收利用并做无害化处置，防止污染环境。对钻井作业产生的污水应当进行回收，经处理达标后方可回注。未经处理达标的污水不得回注或者外排。对钻井作业产生的污油、废矿物油应当回收处理。	使用无害化水基泥浆，采用泥浆不落地工艺，无钻井废水外排，井下作业废水经红山嘴联合站处理达标后，全部回注地层；落地油 100%回收，定期交由有相应危险废物处理资质的单位处置。	符合
7	石油、天然气开发单位应当采取保护性	本项目采用下套管注水泥固井完	符合

	措施，防止油井套管破损、气井泄漏，污染地下水体。	井方式进行水泥固井，保证表层套管封固质量完好；按设计规定实施，确保施工质量；同时严格要求套管下入深度等措施，可以有效控制钻井液在含水层中的漏失，并防止油气泄漏污染地下水。	
8	煤炭、石油、天然气开发单位实施下列活动的，应当恢复地表形态和植被：（一）建设工程临时占地破坏腐殖质层、剥离土石的；（二）震裂、压占等造成土地破坏的；（三）占用土地作为临时道路的；（四）油气井、站、中转站、联合站等地面装置设施关闭或者废弃的。	环评要求钻井结束后，应对临时占地内的土地进行平整，自然恢复原有地貌，充分利用前期收集的表土覆盖于井场表层，临时占地范围不具备植被恢复条件的，应采用砾石等材料覆盖临时占地面积，以防止侵蚀加剧。	符合

2.8.4 与《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》的符合性分析

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》相符性见表 2.8-3。

表 2.8-3　　与进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理相符性分析一览表

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），一般包括区块内拟建的新井、加密井、调整井、站场、设备、管道和电缆及其更换工程、弃置工程及配套工程等。	本次以红 172、红 831 区块为单位进行评价，包括拟建开发井及配套集输管线、供配电等地面工程。	符合
2	项目环评应当深入评价项目建设、运营带来的环境影响和环境风险，提出有效的生态环境保护和环境风险防范措施。	项目环境影响及风险评价详见后文“环境影响分析”章节与环境风险评价。	符合
3	依托其他防治设施的或者委托第三方处置的，应当论证其可行性和有效性。	本项目依托工程及其可行性分析详见 3.2.7 小节。	符合
4	涉及废水回注的，应当论证回注的环境可行性，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。	本项目运营期采出废水经红山嘴联合站污水处理系统处理达标后用于回注油藏，依托可行性详见 3.2.7 小节。本项目采取了地下水污染防治和监控措施，防止造成地下水污染，详见报告第 6 章环保措施章节。	符合
6	油气开采产生的废弃油基泥浆、含油钻屑及其他固体废物，应当遵循减量化、资源化、无害化原则，按照国家和地方	本项目无油基泥浆；运营期含油污泥委托有资质的单位进行处置。	符合

	有关固体废物的管理规定进行处置。		
7	施工期应当尽量减少施工占地、缩短施工时间、选择合理施工方式、落实环境敏感区管控要求以及其他生态环境保护措施，降低生态环境影响。	施工期严格控制占地面积，施工单位在占地范围内施工，严格控制和管理运输车辆及重型机械施工作业范围。具体详见环境保护措施章节。	符合
8	油气企业应当切实落实生态环境保护主体责任，进一步健全生态环境保护管理体系和制度，充分发挥企业内部生态环境保护部门作用，健全健康、安全与环境（HSE）管理体系，加强督促检查，推动所属油气田落实规划、建设、运营、退役等环节生态环境保护措施。	建设单位设置安全环保科室及人员，建有 HSE 管理体系，监督落实建设、运营及退役期各项生态环境保护措施。	符合

2.8.5 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

本项目运营期采取的各项环保措施与《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中要求的相符性分析详见表 2.8-4。

表 2.8-4 本项目与《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》的相符性分析

序号	陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准中要求	本项目	是否相符
1	油气田采出水、原油稳定装置污水、天然气凝液及其产品储罐排水、原油储罐排水应采用密闭管道集输，接入口和排出口采取与环境空气隔离的措施。	本项目采出液、分离采出水均采用管道密闭集输，经计量最终输至红山嘴联合站处理。	相符
2	在气田内将气井采出的井产物进行汇集、处理、输送的全过程应采用密闭工艺流程		相符
3	油气集中处理站、涉及凝析油或天然气凝液的天然气处理厂、储油库边界非甲烷总经浓度不应超过 4.0mg/m^3。	在采取密闭集输，加强运营期管理等措施情况下，厂界非甲烷总烃可满足标准限值。	相符

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

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

优先保护单元 465 个，主要包括生态保护红线区和生态保护红线区以外的饮

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

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

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

本项目所在区域位于一般管控单元，详见图 2.8-1。本项目与一般管控单元管控要求相符性分析详见表 2.8-5。

表 2.8-5　　管控要求相符性分析

序号	管控要求	本项目	相符性
1	石油、天然气开发单位应当使用先进技术、工艺和设备，实行清洁生产。禁止使用国家和自治区明令淘汰的技术、工艺和设备。	本项目采用先进技术、工艺及设备，实行清洁生产，生产运营单位采油一厂已通过第三轮清洁生产审核。未使用国家和自治区淘汰的技术、工艺及设备。	符合
2	石油开发单位应当建设清洁井场，做到场地平整、清洁卫生，在井场内实施无污染作业，并根据需要在井场四周设置符合规定的挡水墙、雨水出口和防洪渠道。散落油和油水混合液等含油污染物应当回收处理，不得掩埋。	本项目井场均进行了场地平整，固体废物分类收集，统一清运，采用泥浆不落地工艺，散落油和油水混合液回收处理，清洁卫生。项目区属于大陆性干旱气候，降水量远小于蒸发量，不需要设置挡水墙、防洪渠道。	符合
3	石油、天然气开发单位应当定期对油气输送管线和油气储存设施进行巡查、检测、防护，防止油气管线或者油气储存设施断裂、穿孔，发生渗透、溢流、泄漏，造成环境污染。	生产运行单位定期对本项目输送管线及油气储存设施进行巡检。	符合
4	石油、天然气开发单位钻井和井下作业应当使用无毒、低毒钻井液。对已使用的有毒钻井液应当回收利用并做无害化处置，防止污染环境。对钻井作业产生的污水应当进行回收，经处理达标后方可回注。未经处理达标的污水不得回注或者外排。	本项目使用无害化水基泥浆，采用泥浆不落地工艺，钻井作业不产生钻井废水。钻井作业产生的落地原油 100%回收处理。	符合

	对钻井作业产生的污油、废矿物油应当回收处理。		
5	石油、天然气开发单位应当采取保护性措施，防止油井套管破损、气井泄漏，污染地下水体。	本项目采用下套管注水泥固井完井方式进行水泥固井，保证表层套管封固质量完好；按设计规定实施，确保施工质量；同时严格要求套管下入深度等措施，可以有效控制钻井液在含水层中的漏失，并防止油气泄漏污染地下水。	符合
6	运输石油、天然气以及酸液、碱液、钻井液和其他有毒有害物品，应当采取防范措施，防止渗漏、泄漏、溢流和散落。	本项目运输石油、钻井液等采用专用罐车进行拉运，本环评已提出相应运输风险防范措施，详见风险专项第 5.1 小节。	符合
7	石油、天然气开发过程中产生的伴生气、有毒有害气体或者可燃性气体应当进行回收利用；不具备回收利用条件的，应当经过充分燃烧或者采取其他防治措施，达到国家或者自治区规定的排放标准后排放。	本项目红 172 井区产生伴生气经天然气回收撬装装置回收利用。红 831 井区伴生气经充分燃烧后达标排放。	符合

3. 建设项目工程分析

3.1 工程开发现状与环境影响回顾

3.1.1 区域位置

红 172 井区隶属克拉玛依地区，西北距克拉玛依市 29km。构造位于准噶尔盆地西部隆起中拐凸起，地表为半固化的沙地、戈壁，地势较为平坦，地面海拔约 280m～310m。

红 831 井区位于准噶尔盆地西北缘红山嘴油田东北部，距克拉玛依市东南 25km 处；隶属于新疆维吾尔自治区克拉玛依市克拉玛依区管辖。

红 172 井区、红 831 井区均属于新疆油田分公司采油一厂运营管理。

3.1.2 井区开发现状

红 172 井区目前已钻采油井 11 口，日产液量 106.3m^3/d、日产油 38.5m^3/d。红 831 井区未建地面集输系统，目前该井区有评价井 6 口，均处于试油阶段。

现有工程情况详见表 3.1-1。

表 3.1-1　　现有工程组成表

序号	工程项目			建设内容
1	主体工程	钻井工程	红 172	已实施开发井 11 口，日产液量 106.3m³/d，现状产能约 38.5t/d
			红 831	已实施评价井 6 口，目前均为试油阶段
		地面集输工程	红 172	10 口井采用单井拉油方式生产，另外 1 口水平压裂井（JLHW137）进入红 153 井区密闭集输系统生产
			红 831	尚未建设地面集输系统
		原油转输及处理		红 172 和红 831 采出液均经红山嘴联合站气液分离后，液相转输至采油一厂稀油处理站处理、气相进入采油一厂天然气处理站处理
		污水处理		红 172 和红 831 采出水处理依托红山嘴联合站污水处理系统处理后回注油藏
		原油伴生气		伴生天然气由采油一厂天然气处理站处理
2	公用工程	供水工程		油田注水采用红山嘴联合站污水处理系统处理后的净化水
		供配电工程		依托小拐 35kV 变电站供电，建有输电线路和杆架式变电站
		道路工程		油区道路就近与油区已建道路相连接

3.1.3 区块开发环境影响回顾分析

本次工程与老区块的位置关系详见图 3.1-3。

3.1.3.1 环保手续履行情况

经统计，区块开展的环保手续情况详见表 3.1-2。

表 3.1-2　　现有项目环保手续履行情况统计表

序号	建设项目名称	环评批复单位	批复文号	环评审批时间	环境保护竣工验收情况
1	中国石油新疆油田分公司金龙 10 井区石炭系油藏开发建设工程	原新疆维吾尔自治区环境保护厅	新环函[2015]456 号	2015 年 5 月 4 日	2018 年 5 月通过自主验收
2	中国石油新疆油田分公司金龙 10 井区红 172 井断块石炭系油藏开发框架部署及水平井开发试验工程	原克拉玛依市环境保护局	克环保函[2018]142 号	2018 年 7 月 19 日	2019 年 11 月通过自主验收
3	红山嘴油田红 83 井区石炭系油藏勘探工程	克拉玛依市生态环境局	克环函[2021]51 号	2021 年 4 月 23 日	项目建设中
4	中国石油新疆油田分公司红山嘴油田红 83 井区石炭系油藏评价井工程	克拉玛依市环境保护局	克环保函[2018]233 号	2018 年 11 月 12 日	2019 年 12 月通过自主验收

3.1.3.2 环境影响回顾

（1）生态环境影响回顾

经现场调查，红 831 利旧老井永久占地范围内已无植被，地表进行了平整并用砾石压实，在主要设备区和通道铺垫了砂砾石层；临时占地进行了迹地平整和清理，植被正在恢复中。

（2）大气环境影响回顾

红 172 井区和红 831 运营期废气主要为：采油、集输过程中非甲烷总烃无组织排放。根据《中国石油新疆油田分公司金龙 10 井区红 172 井断块石炭系油藏开发框架部署及水平井开发试验工程环境保护验收监测报告》（2019 年 11 月）、《中国石油新疆油田分公司红山嘴油田红 83 井区石炭系油藏评价井工程环境保护验收监测报告》（2019 年 12 月）验收监测结果：

现有井场及依托红山嘴联合站厂界周界无组织非甲烷总烃最高浓度满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中非甲烷总烃无组织排放监控浓度限值 4.0mg/m^3 的要求。

（3）水环境影响回顾

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

运行期，废水主要为采出水和井下作业废水。

①采出水：采出水经红山嘴联合站撬装污水处理装置处理后用于回注油藏。

②井下作业废水：井下作业废水采用专用废液收集罐收集后运往红山嘴联合站撬装污水处理装置处理，处理后回注油藏。

根据《中国石油新疆油田分公司金龙 10 井区红 172 井断块石炭系油藏开发框架部署及水平井开发试验工程环境保护验收监测报告》（2019 年 11 月）验收监测结果，红山嘴联合站撬装污水处理系统出口水质满足《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）要求。

（4）声环境影响回顾

施工期为钻井施工过程，主要是钻井用钻机、柴油发电机和泥浆泵噪声、井下作业噪声、机动车辆噪声等，对环境的影响是暂时的，影响时间短；运营期噪

声源主要来自于站场内各类机泵等设备运行时产生的机械噪声，根据验收监测结果：井区采油井及依托工程（红山嘴联合站、采油一厂稀油处理站）厂界四周噪声均满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 3 类标准要求。

（5）固体废物环境影响回顾

钻井采用泥浆不落地装置进行处理，钻井泥浆循环使用，无法利用的剩余钻井泥浆由专业泥浆技术服务单位进行回收利用。岩屑经监测符合《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）标准后综合利用。

运营期采取井下作业带罐操作，作业范围地表铺设防渗膜，做到原油不落地。依托的红山嘴联合站产生的含油污泥委托克拉玛依博达生态环保科技有限责任公司清运处理。

3.1.4 现有环境问题和“以新带老”措施

根据区块的环境竣工验收调查报告和现场踏勘，红 172 井区和红 831 井区采油井及依托场站可以做到污染物达标排放，生态自然恢复中，不存在现有环境问题和以新带老措施。

3.2 建设项目概况

3.2.1 工程基本情况

3.2.1.1 项目名称和性质

项目名称：红 172 井断块石炭系油藏 2021 年开发建设工程；

建设单位：中国石油新疆油田分公司开发公司；

项目性质：改扩建。

3.2.1.2 建设地点

红 172 井区和红 831 井区行政区划隶属新疆维吾尔自治区克拉玛依市克拉玛依区境内，均属于采油一厂运营管理。红 172 井区东侧隔公路 180m 与玛依格勒森林公园相邻，其余方位均为戈壁，拟建工程中心地理坐标为 E***，N***；红 831 井区东南 280m 为玛依格勒森林公园，北侧 830m 为克拉玛依大农业耕地，其余方位为戈壁，拟建工程中心地理坐标为 E***，N***。

区域地理位置图见图 3.2-1。

3.2.1.3 建设规模及组成

本项目主要建设内容包括红 172 井区新钻水平井 9 口，配套建设集输、供配电等地面工程，新建产能 5.38×10⁴t；红 831 井区 3 口评价井转产能井，新建产能 0.83×10⁴t；合计产能 6.21×10⁴t。具体内容见表 3.2-1。

表 3.2-1　　项目建设内容一览表

名称	建设内容			建设规模及建设内容
主体工程	一、钻井工程			
	钻井			红 172 井区新钻开发井 9 口；井型均为三开水平井；设计总进尺 3.67×10⁴m
	井口地面设施	钻井液循环设施		设置在每座井场靠近井口位置，控制钻井液注入和循环使用
		地面安全阀		防止突发事故，在管道爆裂或其他情况下控制钻井液注入
		井口控制面板		设置在每座井场井口，控制地面各安全阀门，防止突发事故
		防喷装置		设置在每座井场井口，用于防止地下承压水和深层油气喷出；每口井防喷装置包括：双闸板防喷器 2 套、环形防喷器 1 套、单闸板防喷器 1 套，详见井控设备表
		储存装置		发电机柴油罐（1 个）、各类罐体罐基础和应急放喷池（1 个，容积 300m³）
	二、地面工程			
	地面工程	井场		新建井口装置 12 座（红 172 井区 9 座、红 831 井区 3 座），均采用 14 型立式抽油机，功率为 37kW
		站场	计量站	红 172 井区新建 12 井式多通阀撬 1 座
			天然气撬装回收站	红 172 井区新建 2 套 3×10⁴m³ 天然气撬装回收装置
			拉油点	红 831 建设集中拉油点 1 座，包括 8 井式一体化计量装置 1 座、生产分离器撬 1 座、60m³ 储油罐 4 座
	集输管线		红 172	新建单井出油管线 3.7km；新建集油支线 1.2km
辅助工程	进场道路			依托井区现有砂石道路
公用工程	供电			用电依托小拐 35kV 变电站；拟建工程采用架空线路，新建 10kV 架空线路 1.5km，6kV 架空线路 0.2km；杆式变电站 8 座
	供水			本次工程依托红山嘴联合站水系统，注水水源为红山嘴联合站提供的采出净化水
	供暖			项目冬季不施工，不涉及供热；运营期井口采用电加热
环保工程	废气	施工期	柴油发电机	废气产生量较少，属无组织排放
		运营期	油气集输	废气产生量较少，属无组织排放
	废水	施工	钻井废水	经“钻井泥浆不落地技术”处理后循环使用，不外排

		期		
		运营期	井下作业废水	作业单位自带回收罐（50m³，双层防渗钢制撬装罐）回收作业废水，拉运至红山嘴联合站污水处理系统处理达标后回注
			采出水	经红山嘴联合站污水处理系统处理达标后回注
	噪声	施工期	设备、钻井机械噪声	在施工期产生的机械噪声，通过距离衰减和隔声等设施达标排放
		运营期	机械噪声	选用低噪声设备，安装基础减振垫
	固废	施工期	钻井岩屑、泥浆	钻井液及携带岩屑经“不落地技术”处理后循环使用，剩余泥浆回收再利用；岩屑暂存于储罐。水基钻井泥浆经不落地收集系统处理，产生的钻井固体废物（岩屑）经检测，符合《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T 3997-2017），用于通井路修路、铺垫井场
		运营期	油泥（砂）	委托有资质的单位处理
			落地油	本项目井下作业时带罐（50m³，双层防渗钢制撬装罐）作业，落地油 100%回收
	生态	生态恢复		施工结束后井场周边平整场地，自然恢复
依托工程	红山嘴联合站			红山嘴联合站原油输送系统设计转液能力为 $150\times10^4m^3/a$，目前实际转液量 $80\times10^4m^3/a$。红联站橇装污水处理装置设计处理能力 $2500m^3/d$，目前实际采出水处理量在 $1733m^3/d$。
	采油一厂稀油处理站			采油一厂稀油处理站位于克拉玛依市金龙镇，原油处理能力 $75\times10^4t/a$。主要管辖一厂的二中区、二西 1 区、二西 2 区、二中西区、五 1 区、四 1 区、红山嘴稀油、中拐及小拐地区的原油处理。 目前实际处理量约 $42\times10^4t/a$，富余量为 $33\times10^4t/a$，可满足本项目新建产能 6.21×10^4t 的处理需求。
	克拉玛依市生活垃圾填埋场			一期工程位于克拉玛依市城区西北侧，距城区边缘约 1km，有效库容 $108\times10^4m^3$。二期位于石西公路 20km 处（奎北铁路以南），有效库容 $223.6\times10^4m^3$，使用年限约为 10 年。
	克拉玛依市第二污水处理厂			一期污水设计处理能力 $5\times10^4m^3/d$，二期污水设计处理能力 $10\times10^4m^3/d$，目前一期为停运改造状态，仅二期运行，现实际处理量约为 $7.8\times10^4m^3/d$，余量 $2.2\times10^4m^3/d$。
	克拉玛依博达生态环保科技有限责任公司			运营期油泥砂委托克拉玛依博达生态环保科技有限责任公司处置。该公司含油污泥处置厂主要从事油田污泥的回收处置，具备处置 HW08 废物的资质（危废经营许可证编号 6502040047，有效期限 2017 年 9 月至 2022 年 9 月），主要以处理含油污泥为主，设计处理规模为 $52\times10^4t/a$。

3.2.1.4 投资估算

项目总投资 6881.5 万元，其中钻井投资 4404 万元，地面工程投资 2477.5 万元。环保投资 401 万元，占总投资的 5.83%。

3.2.1.5 劳动组织及定员

红 172 井区和红 831 井区隶属采油一厂，本工程建成后由该厂负责运行管理。

3.2.2 油气资源概况

3.2.2.1 原油性质

红 172 井区原油性质见表 3.2-2。

表 3.2-2　红 172 井区油藏地面原油性质表

地面原油密度 (g/cm^3)		50℃粘度 (mPa·s)		含蜡 (%)		凝固点 (℃)		初馏点 (℃)	
范围	平均	范围	平均	范围	平均	范围	平均	范围	平均
0.805~0.864	0.835	2.63~25.19	9.35	4.09~17.36	8.51	7.0~30.0	19.5	75~196	138

红 831 井区石炭系油藏原油物性详见表 3.2-3。

表 3.2-3　红 831 井区石炭系油藏原油性质表

区域	密度 (g/cm^3)	原油粘度(mPa·s)			含蜡(%)	凝固点 (℃)	初馏点 (℃)
		30℃	40℃	50℃			
红 831	0.862	65.0	45.3	27.6	6.9	19.2	159.6

3.2.2.2 伴生气物性

红 172 井区油藏天然气物性详见表 3.2-4。

表 3.2-4　红 172 井区油藏天然气性质表

相对密度	烃组分(%)								二氧化碳 (%)	氮 (%)
	甲烷	乙烷	丙烷	异丁烷	正丁烷	异戊烷	正戊烷	己烷		
0.702	81.82	6.53	3.30	1.24	1.41	0.58	0.64	0.04	0.070	4.402

红 831 井区石炭系油藏伴生气物性详见表 3.2-5。

表 3.2-5　红 831 井区石炭系油藏伴生气物性

相对密度	烃组分(%)								二氧化碳 (%)	氮 (%)
	甲烷	乙烷	丙烷	异丁烷	正丁烷	异戊烷	正戊烷	异己烷以上		
0.651	87.20	5.39	2.36	0.77	0.79	0.25	0.40	0.02	0.05	2.81

由上表可知，红 172 井区和红 831 井区伴生气以甲烷为主，无 H_2S 气体。

3.2.2.3 地层水性质

红 172 井区地层水物性详见表 3.3-3。地层水型均为 $CaCl_2$ 型，地层水密度平均 1.021g/cm^3，矿化度平均 17356.24mg/L。

表 3.2-6　红 172 井区油藏地层水性质表

密度(g/cm^3）	矿化度(mg/L)	氯离子含量(mg/L)	水型

平均	范围	平均	范围	平均	
1.021	12281.96~21291.24	17356.24	7125.70~13117.61	10391.10	$CaCl_2$

红 831 井区石炭系油藏地层水型为 $CaCl_2$ 型，地层水密度平均 1.014g/cm^3，矿化度平均 10701.6mg/L。

表 3.2-7　　红 831 井区石炭系油藏地层水物性

密度(g/cm^3)	矿化度 mg/L	水型	pH
1.014	10701.6	$CaCl_2$	6

3.2.3 开发方案

3.2.3.1 部署方案

根据红 172 油藏形态、油层分布特点和距老井的距离，采用 300m 井距水平井部署，共部署水平井 9 口，单井设计产能 15～21t/d，新建产能 5.38×10^{4}t。红 172 井区开发部署表详见表 3.2-8。

表 3.2-8　　红 172 开发部署表

井数(口)	新钻井号	水平段长度(m)	单井产能(t)	区日产油(t)	建产能(10^{4}t)	设计井深(m)
3						
3						
3						

红 831 井区利旧评价井 3 口，新建产能 0.83×10^{4}t。具体见表 3.2-9。

表 3.2-9　　红 831 井区开发部署表

井号	井型	井深（m）	设计产能（t/d）	新建产能（10^{4}t）
HX83001				
HX83002				
红 831-X				

3.2.3.2 开发指标预测

本工程设计产能 6.21×10^{4}t/a，预测指标详见表 3.2-10~表 3.2-11。

表 3.2-10　　红 172 井区开发预测指标一览表

年度	采油井数(口)	年产油量(10^{4}t)	年产气量(10^{8}m^3)	年产水量(10^{4}t)	年产液量(10^{4}t)	含水率(%)	气油比（m^3/t）
2021							
2022							
2023							
2024							
2025							
2026							

2027							
2028							
2029							
2030							
2031							
2032							
2033							
2034							
2035							

表 3.2-11　　红 831 井区开发预测指标一览表

年度	井数	年产油(10^4t)	年产液(10^4t)	年产气(10^4m^3)	综合含水(%)	累计产油(10^4t)	累计产液(10^4t)
1	3						
2	3						
3	3						
4	3						
5	3						
6	3						
7	3						
8	3						
9	3						
10	3						
11	3						
12	3						
13	3						
14	3						

3.2.4 主体工程

本项目主体工程包括钻井工程、采油工程、地面集输工程。

3.2.4.1 钻井工程

红 172 井区新钻采油井 9 口，具体内容如下。

（1）井身结构

本次新钻井为水平井设计，采用三开井身结构设计。

一开：采用 444.5mm 钻头钻至井深 500m，下入 339.7mm 表层套管，水泥浆返至地面，以封隔上部松散易塌地层，并为井口控制和后续安全钻井创造条件。

二开：采用 311.2mm 钻头钻至井深 3037m 左右（钻穿石炭系顶部风化壳中完），下入　244.5mm 技术套管，固井水泥浆返至井深 2000m。

三开：采用 215.9mm 钻头钻至终靶点 B（设计井深），下入 139.7mm 油层

套管，固井水泥浆返至井深 2837m。

井身结构示意图详见图 3.2-3。

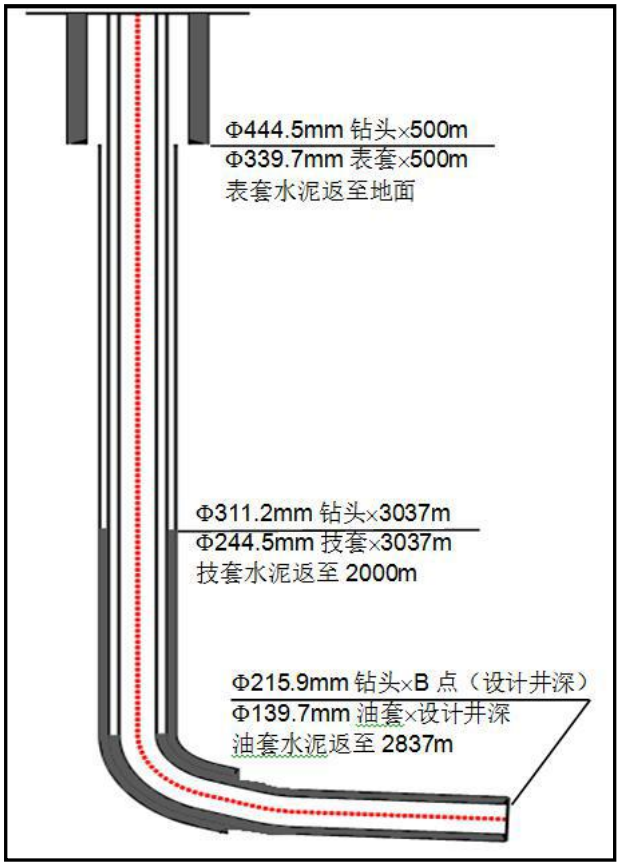


图 3.2-3　　井身结构示意图

（2）井场设备

井场设备包括提升系统、循环系统、钻井动力系统、发电机组、钻井控制系统、固控系统、井控系统、仪器仪表等。钻井设备详见表 3.2-12。

表 3.2-12　　主要设备一览表

序号	名称		型号	载荷（kN）	功率(kW)	备　注
1	钻机		ZJ-70D	4500		
2	井架		JJ450/45-K	4500		
3	提升系统	绞车	JC70		1470	
		天车	TC-450	4500		
		游动滑车	YC-450	4500		
		大钩	DG450	4500		
		水龙头	SL450	4500		
4	顶部驱动装置		DQ70BS	4500		三开安装
5	转盘		ZP375			开口直径 952.5mm
6	循环	钻井泵	F1600HL		1180	3 台

	系统配置	钻井液罐	13000×3000×2500			总容量：400m³
		搅拌器	NJ-7.5			12 个
7	钻机动力系统	柴油机 1#	CAT3512(B)		1022	4 台
8	发电机组	发电机 1#	MAGNETEC689SR4		400	4 台
		MCC 房				1 栋
9	钻机控制系统	自动压风机	2V-6.5/12			6.5m³/min
		电动压风机	2V-6.5/12			6.5m³/min
		气源净化装置				
		刹车系统				
		辅助刹车				
10	固控系统	振动筛 1#			2.2	2 台 处理量 210m³/h
		振动筛 2#				
		除砂器				1 台
		除泥器				
		离心机	LW450X945-N			2 台，处理量 40m³/h
			LW600X200-N			
11	井控系统	二开 双闸板防喷器	2FZ35-35			1 套
		二开 节流管汇	JG-35			1 套
		二开 压井管汇	YG-35			1 套
		二开 控制装置	FKQ3204			1 套
		三开 或 环形防喷器	FH35-35			1 套
		三开 或 单闸板防喷器	FZ35-70			1 套
		三开 或 双闸板防喷器	2FZ35-70			1 套
		三开 或 节流管汇	JG-70			1 套
		三开 或 压井管汇	YG-70			1 套
		三开 或 控制装置	FKQ5606			1 套
		三开 或 司钻控制台				1 套
		三开 或 节流控制箱				1 套
		三开 或 液气分离器	YFQ-1200			1 套（处理量 ≥240m³/h）
		除气器	ZCQ1/4		11	1 套
12	仪器仪表	钻井参数仪	八参数仪			1 套
		测斜仪	自浮式测斜仪			1 套
			便携式 H_2S 检测仪			≥1 套
13	液压大钳		Q10Y-M			1 台

（2）钻井液体系

本项目钻井过程中一开使用坂土-CMC 钻井液体系；二开使用钾钙基聚合物钻井液体系；三开采用钾钙基聚合物钻井完井液体系。

整个钻井周期，单井钻井液使用量约 1387m^3，9 口井共计 12483m^3。钻井液循环利用率＞90%。

（3）钻井井场平面布置

井场平面布置本着结构简单、流程合理的原则进行。单井场布置有值班房、录井房、配电房、罐区、不落地设备区等。井场平面布置图详见图 3.2-3。

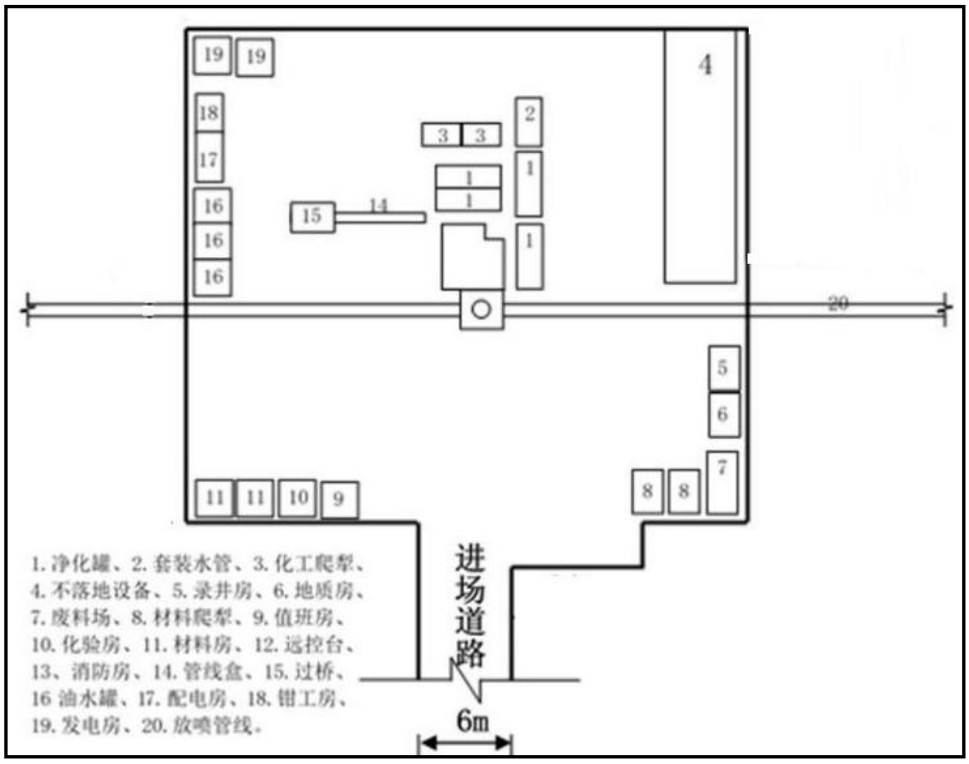


图 3.2-4　　井场平面布置示意图

3.2.4.2 采油工程

（1）采油井口：新建井口装置 12 座，采用 14 型游梁式抽油机。采油井口采油树及出油管线露地部分采取保温措施，设置管线补偿器进行热力补偿；

（2）举升方式：机械采油；

（3）清蜡方式：原油含蜡量平均 10.22%，自喷期采用连续油管清蜡，清蜡深度 1200m，抽油期采用刮蜡杆，配合热洗或者化学清防蜡；

（4）防砂工艺：正常生产压差下油井不会出砂，前期不采取防砂措施在生产后期若发现出砂，采用管内防砂工艺结合定期冲砂来保持油井正常生产。

3.2.4.3 地面集输工程

（1）红 172 井区

①集输工艺

红 172 井区采用密闭集输工艺，油气密闭集输进计量装置计量后，集输至红联站处理。本次新建计量站 1 座，部署油井接入系统情况见表 3.2-13。

表 3.2-13　部署井接入系统情况一览表

序号	计量站	剩余空头数（个）	接入井数（口）	接入井号	备注
1	已建 红 153 井区 3#橇	6	4	JLHW150、JLHW151、JLHW140 JLHW131	12 井式
2	红 172 井区新建 1#计量站	12	5	JLHW141、JLHW152、JLHW143 JLHW134、JLHW135	含 12 井式多通阀橇 1 座，计量橇 1 座

新建计量站 1 座，含 12 井式多通阀橇 1 座，计量橇 1 座。建设阀池 5 座，在线含水分析仪 2 个。

图 3.2-5　新建计量站平面布置图

②集输管线

新建 9 口水平井单井出油管线采用 DN65 PN2.5MPa，共 3.7km。管线采用耐温 90℃柔性复合管。保温层采用 30mm 厚保温橡塑海绵，防护层采用 1mm 厚聚乙烯胶粘带，并在管线接头处增设地面标志桩。

新建 DN150 PN3.5MPa 集油支线 1.2km，集油管线采用耐温 70℃热塑性塑料内衬玻璃钢复合管，保温层采用 30mm 厚聚氨酯泡沫做保温层，防护层采用 2mm 厚高密度聚乙烯。埋至冻土深度以下，集油管线地面设标志桩。

图 3.2-6　红 172 集输分布示意图

（2）红 831 井区

①集输工艺

集输工艺采用“单井—罐车拉运至红山嘴联合站”的拉油生产工艺。

②集中拉油点

A.8 井式一体化自动选井计量装置

8 井式一体化自动选井计量装置由多通阀选通装置和计量装置组成，每座多通阀管汇站管辖 8 口油井。

B. 生产分离器橇

新建 D1.2m×3.6m 卧式生产分离器橇 1 座。

C. 储油罐

3 口评价井产液量为 95m³/d，本工程建设 60m³ 储油罐（直径 5.2m、罐壁高 3.2m）4 座，储油罐有效总容积 204m³。60m³ 拉油罐设在高位基础上以满足自流装车功能。

表 3.2-14　集中拉油点储油罐数量统计表

井号	产液量	储油罐数量	储存时间
HX83001、HX83002、831-X	95m³/d	4 座	57.6h

D. 放空火炬

拉油点建设 DN50 放空火炬以满足伴生气燃烧放散要求，火炬 H=8m。

图 3.2-7　集中拉油点平面布置图

3.2.4.4 红 172 井区天然气处理工程

在红山嘴联合站旁新建 2 套 3×10⁴Nm³/d 的天然气浅冷橇装回收装置，浅冷橇装回收装置采用压缩机增压、节流脱水脱烃，混烃储罐回收混烃，天然气增压。分离出的干气通过压缩机增压至 25MPa 后，通过管线外输，橇装天然气回收装置主要设备见表 12，平面布置详见附图 8。

表　橇装天然气处理装置主要设备表

序号	名称	设备参数	数量	备注
1	分离器	Φ1600×5600	2 台	/
2	压缩机	额定功率 200kW	8 台	电动压缩机
3	分子筛脱水撬	处理能力 3×10⁴m³/d	2 座	/
4	乙烷制冷撬	制冷压缩机功率为 100kW	2 座	机组内设置制冷压缩机、分离器、空冷器、蒸发器等
5	低温分离器撬	Φ900×3400	2 座	/
6	混烃储罐撬	50m³ 混烃储罐	4 座	/
7	污油罐撬	罐容积 5m³	2 座	/
8	火炬及放空系统	/	1 套	包括火炬、除液器、除液器凝液泵及放空总管

图　单套天然气撬装站平面布置图

3.2.6 公用工程

3.2.6.1 给排水

给水：钻井期钻井人数 30 人，钻井天数 252 天，按每人每天用水 80L 计算，钻井期生活用水 604.8m^3，生活用水由钻井队委托承包商用罐车从克拉玛依区拉运至项目区。钻井期用水主要为钻井液配比用水。根据建设单位提供的资料，钻井液配比用水约为钻井液用量的 90%，则钻井期配比用水 11234.7m^3。本项目用水使用车辆从克拉玛依区拉运，可满足其需求量。

排水：本项目生活污水排放系数均按 0.8 计，钻井期生活污水排放量为 483.8m^3；井场设渗污水收集池，钻井结束后生活污水清运至克拉玛依市第二污水处理厂处理。钻井期采用泥浆不落地工艺，无生产废水产生；采出液分离的采出水经红山嘴联合站污水处理系统处理后回注油藏。

3.2.6.2 供电

钻井作业过程中电源引自井场外部 10kV 架空线路，备用柴油发电机。

运营期：小拐 35kV 变电站距油区约 9km，为井区主供电源。采油井采用单变带单井和单变带多井的配电方式，每 1~4 口井设 1 座杆架式变电站；计量站电源由新建杆架式变电站就近引接。具体工程量详见表 3.2-15。

表 3.2-15　　供配电工程量表

序号	项目名称	单位	工程量
1	6kV 架空线路		0.2
2	10kV 架空线路	km	1.5
3	柱上真空断路器	套	1
4	故障在线监测装置	套	2
5	杆架式变电站（160kVA）	座	2
6	杆架式变电站（80kVA）	座	6
7	井口配电箱	只	12
8	井口无功电容补偿箱	套	12
9	电力电缆 ZA-YJV22-0.6/1kV 4×35+1×16	km	3.3
10	电力电缆 ZA-YJV22-0.6/1kV 5×10	km	0.2
11	电力电缆 ZA-YJV22-0.6/1kV 5×6	km	0.7
12	电力电缆 ZA-YJV22-0.6/1kV 3×4	km	0.7
13	电力电缆 ZA-YJV22-0.6/1kV 5×16	km	0.1
14	电力电缆 ZA-YJV22-0.6/1kV 3×35+1×16	km	0.1
15	电力电缆 ZA-YJV22-0.6/1kV 3×6	km	0.1

3.2.6.3 供暖

项目冬季不施工，施工期不涉及供热；运营期采用电加热。

3.2.7 依托工程

3.2.7.1 红山嘴联合站

红山嘴联合站位于克拉玛依市东南面，距市中心约 29km，位于呼克公路西 12km 处，站区占地面积 6000m^2。

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

红联站转液能力为 1920m^3/d，目前转液量 950m^3/d，本次新增采出液量 296.5m/d，红山嘴联合站可以满足新增产能接转需求。红山嘴联合站污水橇装装置设计污水处理能力 2500m^3/d，目前实际采出水处理量在 1733m^3/d，可以满足运营期本项目 47.3m^3/d 采出水的处理需求。

3.2.7.2 采油一厂稀油处理站

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

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

采油一厂稀油处理站的设计处理规模为 75×10^{4}t/a，目前实际处理量约 42×

10^4t/a，富余量为 33×10^4t/a，可满足本项目新建产能 4.65×10^4t 的处理需求。

3.2.7.3 橇装天然气回收站

红 172 井区已建 h18010 井橇装天然气回收装置 1 套，设计规模 3×$10^4$$m^3$/d，最大处理能力 3.6×$10^4$$m^3$/d。处理工艺采用压缩机增压、分子筛脱水、外冷脱烃工艺。由于原有 h18010 井已接入系统，目前闲置状态。

根据预测指标，红 172 井区最大产气量为 3.57×$10^4$$m^3$/d，橇装天然气回收装置可满足本项目 3×$10^4$$m^3$/d 天然气回收需求，其他天然气由采油一厂天然气处理站处理。

3.2.7.4 采油一厂天然气处理站

采油一厂天然气处理站位于克拉玛依市东南约 5km 处，在采油一厂输油总站西南方向 500m 处，周边毗邻 217 国道及金龙一级配气站。该站于 1990 年投产，采用天然气增压、分子筛脱水、膨胀制冷脱烃工艺，设计天然气处理能力为 10×$10^4$$Nm^3$/d。

采油一厂天然气处理站工艺流程如下：原料气在 0.2-0.25MPa，20℃条件下进入首级分离器进行气液分离，分出的气体进入天然气压缩机前进口分离器进行再分离，气相进入压缩机一级增压至 0.5-0.55MPa，110-130℃，一级增压后的气体进入级间水冷换热器冷却至 40℃，然后进入级间分离器除液，除液后的天然气经压缩机二级增压后至 1.5-2.0MPa、120-135℃后进入末级水冷换热后冷却至 40℃，冷却后气体进入末级分离器进行气液分离，然后气体进入脱水塔（分子筛，三塔流程）进行脱水；脱水后干气经过调压后外输。

目前采油一厂天然气处理站现状天然气处理量为 9×$10^4$$Nm^3$/d，剩余处理能力 1×$10^4$$Nm^3$/d，可以满足本项目红 172 井区 0.57×$10^4$$Nm^3$/d 天然气回收处理需求。

3.2.7.5 运营期含油污泥处置

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

行多次洗涤，将油品分离，净化污泥。

本项目运营期排放危险废物为油泥（砂）（危废代码为 HW08 071-001-08），排放量为 319t/a，克拉玛依博达生态环保科技有限责任公司剩余处理能力满足本项目处置需求。

3.2.7.6 克拉玛依市第二污水处理厂

克拉玛依市第二污水处理厂位于克拉玛依区，地理位置坐标东经***，北纬***。污水处理采用生物滤池法进行处理，一期污水设计处理能力 $5\times10^4m^3/d$，二期污水设计处理能力 $10\times10^4m^3/d$，目前一期为停运改造状态，仅二期运行，现实际处理量约为 $7.8\times10^4m^3/d$，余量 $2.2\times10^4m^3/d$。本项目施工期生活污水产生量的废水量相对于污水处理厂富余处理能力所占比例较小，污水处理厂富余处理能力可满足本项目需求。

3.2.7.7 克拉玛依市生活垃圾填埋场

克拉玛依生活垃圾填埋场有两期：一期工程位于克拉玛依市城区西北侧，距城区边缘约 1km，有效库容 $108\times10^4m^3$。二期位于石西公路 20km 处（奎北铁路以南），有效库容 $223.6\times10^4m^3$，使用年限约为 10 年。

垃圾填埋场采用底部水平防渗与侧壁防渗相结合的人工防渗衬层。填埋场场底水平防渗面积约 $21.5\times10^4m^2$，侧壁防渗面积约 $6.0\times10^4m^2$，总防渗面积约 $27.5\times10^4m^2$。

克拉玛依生活垃圾填埋场可完全容纳本项目钻井期产生的生活垃圾。

3.2.7.8 运营期主要依托工程环保手续履行情况

运营期本项目依托工程环保手续履行情况详见表 3.2-16。

表 3.2-16　　运营期依托工程环保手续履行情况

序号	依托工程	项目名称/建设单位	环评手续情况	验收手续情况
1	红山嘴联合站	金龙 10 井区 2015 年产能建设依托工程采油一厂稀油处理站、红山嘴联合站扩建工程	2016 年 1 月 4 日通过原克拉玛依市环境保护局审批，文号克环保函[2016]8 号	2017 年 11 月 23 日通过自主验收
2	采油一厂稀油处理站			
3	依托计量站、天然气撬装站	红山嘴油田红 153 井区二叠系夏子街组油藏开发建设工程	2016 年 7 月 27 日通过原新疆环境保护厅审批，文号新环函[2016]1015 号	2019 年 3 月 17 日通过自主验收

4	含油污泥处置	克拉玛依博达生态环保科技有限责任公司	2007 年 4 月原克拉玛依市环境保护局通过审批，文号克环保函[2007]28 号文	2007 年 11 月通过克拉玛依市环保局组织的竣工环保验收
5	采油一厂天然气处理站	中国石油新疆油田分公司克拉玛依油田环境影响后评价报告书	2014.年 7 月 23 日通过原新疆维吾尔自治区环境保护局审批，文号新环函[2014]900 号	-

3.3 工程分析

油田开发是一项包含多种工艺技术的系统工程，包括钻井、测井、井下作业、采油、原油集输和油气处理等。

3.3.1 工艺流程

3.3.1.1 施工期工艺流程

（1）钻井施工

钻井是采用旋转的钻头给所钻的地层一定的压力，使钻头的牙齿嵌入地层，然后旋转钻头，利用旋转钻头的扭矩来切削地层，并用循环的钻井液将钻屑带出井眼，以保证持续钻井。钻井施工作业流程及排污节点见图 3.3-1。

图 3.3-1　钻井施工作业流程及产污节点图

钻井时井筒排出的钻井液及岩屑进入钻井液不落地循环系统，该系统设置振动筛、除砂器、除泥器、离心机四级处理，经四级处理后，岩屑与钻井液完全分离，钻井液返回井筒，岩屑排至井场储罐暂存。

工艺流程说明：

钻井过程中使用水基钻井液，使用井场不落地系统进行处理。工艺流程如下：

①钻井井口产生的钻井液、岩屑混合物经振动筛、除砂器、除泥器、离心机四级实现初步分离，分离出的液相进入废水收集罐，用于钻井液配制。分离出的混合物进入收集箱待进一步处理。

②收集箱中的混合物经不落地系统进一步固液分离，液相回用于钻井液配制，固相进入储存罐。

③固化、稳定化后的固相暂存于铺设防渗膜的储罐，经检测达到《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T 3997-2017）要求后，用于油田内井场铺筑等。

④钻井结束后剩余钻井液由钻井液公司回收，不外排；防渗膜由钻井队回收利用。

工艺流程图见图 3.3-2，不落地设备照片如图 3.3-3 所示。

图 3.3-2　泥浆不落地处理系统工艺流程

图 3.3-3　　泥浆不落地装置照片

固井作业：

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

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

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

（2）集输工程施工

①施工放线和场地清理

根据施工图坐标点施工放线，打百米桩和转角桩并撒白灰线作为施工作业带边界。项目管线施工作业带宽 8m，管线顶埋深-1.8m。设计交桩后施工单位采用与管道轴线等距平行移动的方法移桩，移桩位置在施工作业带边界线内 1m 处。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。

②管道运输和布管

管道运输和布管在管沟堆土的另一侧进行，要求堆放地点地势平整、无水、无尖硬物的地方。布管过程不允许地面拖拉，以防损坏。

③管道敷设

本工程管道敷设采用埋地。

根据管道稳定性和安全要求，综合考虑沿线地形气象条件冻土深度为 1.8m，管线顶埋深为冻土层以下。

④清管和试压

管道下沟回填土后要求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压直至合格。

⑤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。

（3）输配电工程施工

架空线路档距平均为 50m。线路采用复合绝缘子，杆架式变电站高压侧设跌落式熔断器及避雷器组保护。

（4）集中拉油点

场地清理平整后，进行地基基础施工、材料进场，然后进行储罐、泵撬等固定安装。安装完毕，检验合格后投入使用。

3.3.1.2 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。一般在采油井投产前及投产以后进行，主要包括射孔、酸化、压裂、下泵、试油、洗井、修井、除砂、清蜡等一系列工艺过程。在钻井、测井后要进行射孔，将射孔枪下入井管中油层部位，用射孔弹或射孔液将井管射成蜂窝状孔，使原油流入井管并用抽油泵采出。酸化、压裂作业是用不同的化学和物理方法对低渗透的油层进行处理，进一步提高原油产量；洗井、修井、除砂和清蜡作业均是在采油井使用一段时间后，因腐蚀、结垢、机具磨损和损坏等而采取的工艺措施。

（2）采油

采油就是借助油层的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，而需要用抽油泵等方法进行采油的则叫机械采油法。

（3）油气集输

红 172 油气密闭集输至无人值守计量阀组，计量后油气混输至红山嘴联合站气液分离后液相转输至采油一厂稀油处理站处理，气相输往天然气回收撬装装置处理。

红 831 集油区各单井来液进 8 井式一体化自动选井计量装置，经多通阀自动选井工艺，不需要计量的单井油气直接进入管道，需计量的单井进入橇内计量分离器，进行气液分离计量，计量后再进入集油管道与其它不需计量的单井来液汇合进入生产分离器橇，分离器分出的液相进入拉油罐储存、定期拉运，分离出的伴生气进放空火炬，燃烧放空。

（4）红 172 天然气回收

红 172 井区分离来气进入新建的撬装天然气处理装置两相分离器进行初步气液分离，分离出的液相进入储罐，气相进入电动压缩机进行压缩，为制冷提供动力，压缩后的气体进入分子筛脱水撬进行脱水，脱水后的气相进入乙烷制冷撬二次制冷，制冷后的气体进入低温分离器撬进行二次分离，分离出的干气通过压缩机增压至 25MPa 后，通过管线外输，分离出的混烃暂存在混烃储罐橇中，定期外售。

图　　天然气回收工艺流程图

3.3.2 环境影响因素分析

本项目建设分为施工期、生产运营期和服役期满三个阶段。

开发建设期环境影响的特点是持续时间短，对地表的破坏性强，在地面建设结束后，可在一定时期消失；但如果污染防治和生态保护措施不当，可能持续很长时间，并且不可逆转，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。

本项目包括钻井、地面工程建设、采油、油气集输等施工作业内容，基本属

于开发建设期和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钻井、采油、井下作业、油气集输等各工艺过程，主要包括生态影响，以及排放的污染物质导致的环境污染。

本工程开发过程污染物排放流程详见图 3.3-4。

图 3.3-4　　油田开发过程污染物排放流程

3.3.3 工程污染源分析

3.3.3.1 施工期生态影响及污染源分析

（1）生态影响因素

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

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

地面工程施工作业包括站场场地平整、管线敷设等，施工作业直接破坏了地面植被，造成了土壤扰动，容易导致水土流失。

本项目占地分为永久占地和临时占地，占地面积统计详见表 3.3-1。

表 3.3-1　　工程占地一览表

序号	区域	面积（m^2）	其中（m^2）		用地类型	备注
			永久	临时		
1	采油井场	99000	10800	88200	盐碱地	单座井场永久占地面积为 30m×40m；临时占地 100m×110m-30m×30m；3 口评价井已计算占地，本次不重复计算
2	集输管线	39200	0	39200		长度 4.9km，施工作业带宽度 8m
3	计量站	2000	2000	0		单座占地 40m×50m
4	拉油点	5000	5000	0		单座占地 50m×100m
5	天然气撬装站	3000	2000	1000		施工期临时性占地为场站边界外扩 10m，撬装天然气处理装置永久占地 40×50m
6	输电线路	836	36	800		-
7	合计	149036	19836	129200	/	

（2）大气污染物

本工程在施工期对环境空气的影响主要来自两个方面：一是施工钻井过程中产生的废气，主要来自于钻机（柴油机）和发电机运转时产生的烟气，其主要污染物为 NO_x、SO_2、烃类等；二是地面工程建设过程中可能产生扬尘，如细小的建筑材料的飞扬，或土壤被扰动后导致的尘土飞扬。

①扬尘

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 次~5 次，其扬尘造成的污染距离可缩小到 20m~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，钻井废气对周围大气环境质量影响是有限的。

由于主要进行钻井、管线敷设等施工，项目区内大量出入中型车辆，因此项目区内道路主要为石子路，车辆行驶的扬尘污染较重，先应合理规划、选择最短的工区道路运输路线，对使用频繁的道路路面进行洒水处理，减少路面沙尘的扬起和对公路两旁土地的扰动。再者，在道路两旁植被受扰动范围内种植根系发达、耐干旱、抗风沙和枝叶茂盛的优良植被，运输车辆进入施工区域，应以中、低速行驶（速度小于 40km/h），特别是路过村庄等人群居住地时，速度小于 20km/h。另外，运输车辆拉运水泥、石灰等物资需加盖蓬布。

②柴油机烟气

主要来自钻井作业期间钻井和发电机所用柴油产生的燃烧废气，其主要污染物为 TSP、NO_2、SO_2、CO 和非甲烷总烃等。本项目钻井累计作业期约 252 天，共消耗柴油约 504t。

柴油发电机每千瓦时耗油 235g，产生烃类 5.55g、CO3.24g、NOx14.95g；柴油中含硫量 0.2%，假设柴油充分燃烧，则整个柴油联动机运转过程中排入大气的烃类、CO、NOx、SO_2 的量可用下式计算：

$Q_{CnHm}=5.55\times m/235$　　$Q_{CO}=3.24\times m/235$

$Q_{NOx}=14.95\times m/235$　　$Q_{SO2}=2\times 0.002\times m$

式中：Q—污染物排放量，kg；m—柴油机消耗柴油量，kg。

因此，钻井作业期间，累计排放到大气中的污染物情况见表 3.3-2。

表 3.3-2　钻井施工期间柴油机烟气污染物产生量

污染物	总排放量（t）
NOx	32.1
SO_2	2.02

CO	6.95
烃类气体	11.9

柴油机组所使用的燃料为符合国家标准的柴油，其燃料属性符合《普通柴油》（GB252-2011）的标准（硫含量≤0.035%），属于清洁燃料，对大气环境的影响较小，大气污染物随钻井工程的结束而消失。

（3）废水

在钻井施工过程中采用“钻井泥浆不落地技术”，产生的钻井废水经处理达标后循环使用，废水不外排，钻井废水不会对地下水产生影响。

施工期的管道试压将产生一定量的废水，管道试压时采用的介质为中性洁净水，根据设计资料一次用水大约 80m^3，因管道中含有泥沙、杂质等，故试压废水中的污染物主要是 SS，试压废水污染因子单一。废水经收集进行沉淀处理后，循环利用，最终用于施工作业带泼洒降尘。

（4）固体废物

开发建设过程中固体废弃物主要为钻井作业时产生的钻井泥浆、岩屑，施工土方。

①钻井泥浆

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

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

式中：V－排到地面上的泥浆量（m^3）；

D－井的直径，m；一开 444.5mm，二开 311.2mm，三开 215.9mm；

h－井深（m）。

计算得知：本工程新钻开发井共产生水基泥浆 8832.29m^3。泥浆全部进入泥浆不落地系统处理后回收入罐，用于后续钻井配液等环节使用。

②钻井岩屑

钻井岩屑产生量按下式计算：

$$W=1/4\times л\times D^2\times h\times d\times 2.2$$

式中：W－钻井岩屑排放量，t；

D—井的直径，m；一开 444.5mm，二开 311.2mm，三开 215.9mm；

h－井深，m；

d－所钻岩石的密度（g/cm^3），取 2.5g/cm^3。

2.2 为膨胀系数。

根据各井井身结构和上述岩屑经验公式，本工程新钻开发井共产生岩屑 31514.27t。岩屑经不落地系统收集、压滤脱水后，暂存水基岩屑储罐，完井后进行资源化利用。

③施工土方

管线施工土方主要由于埋地敷设管线开挖产生。

管道施工过程中将开挖 2m 深的管沟，管线敷设完工后，土方回填至管沟，将剩余的土方量回填在管廊上，并实施压实平整水土保持措施。

项目土方平衡详见表 3.3-3。

表 3.3-3　施工期土方平衡表　单位：m^3

序号	名称	挖方	填方/筑方	借方	弃方	备注
1	各类集输管线	19600	19600	0	0	管沟回填土高出地面 300mm 以上，用来弥补土层沉降的需要

（5）钻井噪声

钻井过程中的噪声源分别来自钻井机械、泥浆泵和柴油发电机，其源强分别为：钻机 100~120dB（A）；泥浆泵 95~100dB（A）；柴油机约 90~105dB（A）。

不同类型施工机械在不同距离处的噪声预测值见表 3.3-4。

表 3.3-4　各种施工机械在不同距离的噪声预测值　单位：dB（A）

距离（m）	源强	隔声后	5	10	15	20	25	30	40	50	60	80	100	160
钻机	120	105	91	85	81	79	77	75	73	71	69	67	65	61
泥浆泵	100	85	71	65	61	59	57	55	53	51	49	47	45	42
柴油机	105	90	76	70	67	65	63	61	59	57	55	53	51	47

根据预测结果，施工期间，钻机的噪声在施工场界外 320m 处时夜间噪声达《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）标准要求。同时，对高噪声设备采取隔声措施，并加强机械设备的保养，保证机械设备的正常运转，以降低设备正常运转的噪声。进一步落实以上措施后，钻井噪声对周边环境及施工人员的影响将进一步减少，钻井期产生噪声对周边环境影响不大。

（6）施工期污染物排放情况

本工程施工期污染物排放情况见表 3.3-5。

表 3.3-5　　本工程施工期污染物排放情况表

项目	工程	污染源	污染物	产生量（完钻后）	主要处理措施及排放去向
废气	井场	施工期机械运行	扬尘	因为钻井过程基本为有水作业，作业面小，起尘量少。	
	井场	钻井机械废气	CO	6.95t	环境空气
			NOx	32.1t	
			烃类	11.9t	
			SO_2	2.02t	
废水	集输管线	试压废水	SS	水量 80m³	沉淀后泼洒降尘
固体废物	井场	钻井泥浆	/	8832.29m³	泥浆不落地系统分离处理后回用
		钻井岩屑	/	31514.27t	泥浆不落地系统分离经检测合格后可用于后续井场铺设
	管线、道路等工程	施工弃土		0	用于周边土地平整
噪声	井场	柴油发电机	/	100～105dB(A)	声环境
		钻机	/	100～120dB(A)	
		泥浆泵	/	95～100dB(A)	

3.3.3.2 运营期污染源分析及污染物排放

（1）运营期废气污染物排放

生产运营期间单井加热采用电加热，无废气污染物排放，井区油气集输过程中产生一定量的烃类挥发，红 831 集中拉油点火炬燃烧产生燃烧废气，天然气回收处理过程中挥发的烃类废气。

①油气集输烃类挥发

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

参照《环境影响评价实用技术指南（第二版）》（机械化工出版社）中提供的无组织排放源强估算系数，VOCs 产生量为原料年用量或产品年产量的 0.1‰~0.4‰。本项目红 172 井区采用油气集输及处理采用密闭流程，井口密封并设紧急截断阀，可有效减少烃类气体的挥发量，产污系数取 0.1‰，则 VOCs 排放量为 5.38t/a；红 831 井区采用单井拉油工艺，储罐装卸等均会产生烃类气体挥发，产污系数取 0.4‰，则 VOCs 排放量为 3.32t/a。

②拉油点放空火炬燃烧废气

燃烧烟气中各污染物的产生量根据《排污申报登记实用手册》第 231 页的计算实例，完全燃烧 1m³ 的天然气产生的废气量为 10.89m³，每燃烧 10000m³ 的天然气产生的 SO_2 为 1.5kg，每燃烧 10000 m³ 的天然气产生的 NO_x 为 6.3kg。经计算伴生气燃烧烟气中各污染物的排放量，具体见表 3.3-7。

表 3.3-7　放空火炬燃烧烟气中各污染物排放情况一览表

伴生气量（m³/a）	烟气量（m³/a）	污染物排放情况	
		NOx	SO_2
61.387×10^4	668.5×10^4	0.39	0.09

③天然气回收烃类挥发

天然气回收过程中无组织排放的烃类，本工程球罐为密闭压力罐，无烃类气体产生；天然气回收采用密闭集输处理工艺，其烃类气体的损耗可控制在 0.2‰以下，本工程处理规模为 $6\times10^4Nm^3/d$，烃类气体的损失为 $0.4\times10^4m^3/a$，非甲烷总烃挥发量约为 0.3t/a。

（2）运营期废水污染物排放

运营期不新增劳动定员，工作人员由采油一厂内部调剂解决，故不新增生活污水。运营期产生污水主要为油气开采井下作业废水。

①井下作业废水

井下作业主要包括油井维修、大修、酸化、压裂等，井下作业废水的主要来源为修井过程产生的压井水和压井液、修井时的循环水及洗井时产生的洗井废水。根据《未纳入排污许可管理行业试用的排污系数、物料衡算方法（试行）》中与石油和天然气开采有关的服务活动产排污系数（见表 3.3-8），计算井下作业废水的产生量。

表 3.3-8　与石油和天然气开采有关的服务活动产排污系数一览表

产品名称	原料名称	工艺名称	规模等级	污染物指标	单位	产污系数	末端治理技术	排污系数
井下作业	洗井液（水）	非低渗透油井洗井作业	所有规模	工业废水量	吨/井次-产品	76.04	回收回注	0
				化学需氧量	克/井次-产品	104525.3		0
				石油类	克/井次-产品	17645		0
		低渗透油井洗井作业	所有规模	工业废水量	吨/井次-产品	27.13		0
				化学需氧量	克/井次-产品	34679.3		0
				石油类	克/井次-产品	6122.1		0

本项目油藏为低渗储层，根据表 3.3-8 计算井下作业废水产生量为 27.13t/井

次，化学需氧量产生量为 34679.3g/井次，石油类产生量为 6122.1g/井次。按井下作业每 2 年 1 次计算，则本项目每年产生井下作业废水 162.78t、化学需氧量 0.21t、石油类 0.04t。井下废水带罐收集拉运至红山嘴联合站处理，处理达到《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）中的有关标准后回注油层，不外排。

②采出水

油气田开发过程中的采出水是伴随着原油从地层开采出来的，主要来源于油藏本身的底水、边水和注汽凝结水，根据产能预测，稳产期间最大采出水量核算为 52.2t/d（1.72×10^4t/a），采出水中主要污染物为 SS、COD、石油类、挥发酚等。

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

（3）运营期固体废物排放

井下作业时带罐作业，作业区域铺设防渗膜，落地油 100%回收。故运营期固体废物主要包括油泥（砂）、天然气回收产生的废弃分子筛和、天然气回收处理分离的油泥。

①油泥（砂）

油泥（砂）是被原油及其它有机物污染了的泥、砂、水的混合物，属于危险废物（HW08）。根据类比调查，油田开采的油泥（砂）产生量为 1.5～2.2t/万 t 计算，本项目按最大产能 6.21 万 t 计算，油泥（砂）最大产生量为 13.7t/a。

本项目产生的油泥（砂）交由有危险废物处置资质的单位回收、处置。

②废弃分子筛

废分子筛主要来自天然气回收装置分子筛脱水单元，属于《国家危险废物名录》中 HW49 其他废物，危废代码 900-041-49。分子筛每两年更换一次，每次更换 3t，平均年产生量 1.5t/a，委托有资质的单位进行处置。

③天然气回收分离油泥

天然气回收过程中除液器、压缩机出口分离器等生产设备分离出的油泥，产生量为 16.5t/a（0.05t/d）。经管线排入污油罐撬，最终进入红山嘴联站油处理系

统处理，不外排。

（4）运营期噪声排放

运营期噪声污染源主要包括：单井中各类机泵，返排液储存输水泵，天然气回收压缩机、装车泵撬、放空系统等。噪声排放情况见表 3.3-10。

表 3.3-10　　运营期噪声排放情况

序号	位置	噪声源	数量	源强 dB（A）	降噪措施	衰减后源强 dB（A）	排放规律
1	计量站	机泵	1 台	90～100	选用低噪声设备，减震垫、定期维护保养	70	连续运行
2	井场	机泵	12 台	90～100	选用低噪声设备，减震垫、定期维护保养	70	连续运行
		井下作业	/	80～120	选用低噪声设备	/	偶发
3	拉油点	装车泵撬	1 套	90~105	选用低噪声设备，减震垫、定期维护保养	75	连续运行
4		放空系统	1 套	60~70	调节放空阀开度	50	放空时运行（偶发）
5	天然气回收	压缩机	8 台	90~105	减振+构筑物隔声	75	连续运行

（5）运营期污染物排放汇总

综上所述，本项目运营期污染物排放情况汇总详见表 3.3-11。

表 3.3-11　　本项目运营期污染物排放情况汇总表

类型	工程	污染源	污染物	本项目产生量	本项目排放量	主要处理措施及处理去向
废气	采油	油气集输	非甲烷总烃	8.7t/a	8.7t/a	无组织排放，大气环境
	放空火炬		SO_2	0.09t/a	0.09t/a	
			NO_x	0.39t/a	0.39t/a	
废水	井下作业废水		水量	162.78t/a	0	处理后回注油藏
			COD	0.21t/a	0	
			石油类	0.04t/a	0	
	采出水		COD、石油类、挥发酚	水量 1.72×10^4t/a	0	处理后回注油藏
固废	油泥砂			13.7t/a	0	委托有资质单位处置
	废弃分子筛			1.5t/a	0	委托有资质的单位进行处置
	天然气回收分离油泥			16.5t/a	0	拉运至红山嘴处理站油处理系统

（6）污染物排放三本账

污染物排放“三本账”详见表 3.3-12。

表 3.3-12　污染物排放“三本账”

类型	类别	单位	现有工程	本工程		总体工程		
			排放量	产生量	排放量	“以新带老”削减量	排放量	增减量
废气	SO_2	t/a	0.193	0.09	0.09	0	0.283	+0.25
	NO_x	t/a	7.595	0.39	0.39	0	7.985	+0.39
	VOC_s	t/a	1.27	9	9	0	10.27	+9
废水	采出水	t/a	0	1.72×10^4	0	0	0	0
	井下作业废水	t/a	0	162.78	0	0	0	0
固废	油泥砂	t/a	0	13.7	0	0	0	0
	废弃分子筛	t/a	0	1.5	0	0	0	0
	天然气回收分离油泥	t/a	0	16.5	0	0	0	0

3.3.3.3 退役期污染源分析

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

井场拆除的抽油机、集输设施、井构筑物等为钢制材料，清洗油污后可回收利用。对工业垃圾填埋场，及时清理覆土填埋、压实，并立警示标志。通过采取以上措施，可使退役期生态环境影响降到最低。

3.4 清洁生产水平分析

本项目隶属新疆油田公司采油一厂管辖。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。

3.4.1 清洁生产技术和措施分析

（1）钻井过程的清洁生产工艺

①钻采方案的设计技术先进、实用成熟，具有良好的可操作性。工程采用水

平井钻井方式，使用先进的钻井工艺及设备，钻井效率高，钻井废物产生量少，对地表扰动轻。井身结构设计能够满足油田开发和钻井作业的要求，科学的进行了钻井参数的设计，钻井设备和泥浆泵均能够保证安全施工的需要。

②钻井采用非磺化水基钻井液，同时兼顾了钻井特性和经济性，生物降解性好，环境可接受性强。

③设置井控装置（防喷器等），并采取了防止井喷和井漏的技术措施，以防止井喷事故对环境造成污染事故。

④井下作业过程选用性能优良的压裂液、修井液。作业过程配备泄油器、刮油器，作业全程铺设防渗膜。

（2）原油集输及处理清洁生产工艺

①红 172 井区采用密闭混合输送工艺能够减少投资，避免含油污水分散处理；红 831 井区目前仅有 3 口评价井转产能，采用拉油工艺。

②优化布局，减少建设用地对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。

（3）运营期井下作业清洁生产工艺

①红 172 井区井场加强油井井口的密闭，减少井口烃类的无组织挥发；管汇撬阀门、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采油井口的清蜡过程采用油罐车及时清理排出的油污及蜡块。

④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，运至红山嘴联合站污水处理系统处理达标后，上清液回注油层，节约了新鲜水的同时减少的外排；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，拉运至红山嘴联合站原油处理系统进行处理。

（4）节能及其它清洁生产措施分析

①采用高压管道，可减少管网的维修，延长管道使用寿命。

②选用节能型电气设备。站场的动力、供电等设备根据设计所确定的用电负荷，在保证安全要求的前提下，选择节能型的设备，防止造成大量能耗，从而降低生产成本。

③采用先进、可靠的自动控制技术，提高生产运行参数的安全性、准确性。集油区采用自动化管理，实现无人值守，提高了管理水平。

（5）建立有效的环境管理制度

本项目将环境管理和环境监测纳入新疆油田分公司安全环保部门负责，采用 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，制订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。

3.4.2 清洁生产水平分析

3.4.2.1 评价指标体系

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

定量评价指标：选取有代表性的、能反映“节约能源、降低消耗、减轻污染、增加效益”等有关清洁生产最终目标的指标，建立评价模式；通过对比各项指标的实际达到值、评价基础值和指标权重值，经过计算和评分，综合考评井区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，用于定性考核采油一厂对有关政策法规的符合性及清洁生产工作实施情况。

（1）评价依据

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

依据是：

①凡国家或行业在有关政策、规划等文件中对该项指标已有明确要求的就执行国家要求的数值；

②凡国家或行业对该项指标尚无明确要求值的，则选用国内重点大中型油气勘探开发企业近年来清洁生产所实际达到的中上等以上水平的指标值。

③定量评价指标体系的评价基准值代表行业清洁生产的平均先进水平。

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

（2）权重分值

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

（3）评价指标

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

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

不同类型油气勘探开发企业清洁生产评价指标体系的各评价指标、评价基准值和权重值见表 3.4-1。

表 3.4-1　钻井作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值

定量指标						本工程	
一级指标	权重值	二级指标	单位	权重分值	评价基准值	本工程指标	得分
（1）资源和能源消耗指标	30	占地面积	hm^2	15	符合行业标准要求	符合行业标准要求	15
		新鲜水消耗	t/100m 标准进尺	15	≤25	30	10
（2）生产技术特征指标	5	固井质量合格率	%	5	≥95	98	5
（3）资源综合利用指标	30	钻井液循环率	井深：2000m 以下；2000-3000m；3000m 以上	10	≥40%；≥50%；≥60%	钻井液循环率 90%	10
		柴油机效率	%	10	≥80	85	10
		污油回收率	%	10	≥90	100	10
（4）污染物指标	35	钻井废水产生量	t/100m 标准进尺	10	甲类区：≤30； 乙类区：≤35	0	10
		废弃钻井液产生量	m^3/100m 标准进尺	10	≤10	0	10
		柴油机烟气排放浓度	——	5	符合排放标准要求	符合《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996)中新污染源无组织排放监控点浓度限值	5
		石油类排放浓度	mg/L	5	≤10	项目废水不外排	5
		COD 排放浓度	mg/L	5	甲类区：≤100； 乙类区：≤150	项目废水不外排	5
定性指标						本工程	
一级指标	权重值	二级指标		指标分值		本工程指标	得分
（1）资源与能源消耗指标	15	钻井液消毒	可生物降解或无毒钻井液	10		本项目钻井液为环保水基泥浆，未添加磺化物	10

		柴油消耗	具有节油措施	5	具有节油措施	5
（2）生产技术特征指标	30	钻井设备	国内领先	5	国内领先	5
		压力平衡技术	具备欠平衡技术	5	具备欠平衡技术	5
		钻井液收集设施	配有收集设施，且使钻井液不落地	5	井下作业时带罐作业	5
		固控设备	配备振动筛、除气器、除泥器、除砂器、离心机等固控设备	5	配备了振动筛、除气器、除泥器、除砂器、离心机等固控设备	5
		井控措施	具备	5	具备	5
		有无防噪措施	有	5	有	5
（3）管理体系建设及清洁生产审核	35	建立 HSE 管理体系		10	开发公司建立有 HSE 管理体系	10
		开展清洁生产审核，并通过验收		20	所属油田作业区已完成清洁生产审核	20
		定制节能减排工作计划		5	制定有节能减排工作计划	5
（4）贯彻执行环境保护法规符合性	20	废弃钻井泥浆处置措施满足法规要求		10	采用泥浆不落地工艺，泥浆循环使用，完井后剩余泥浆回收入罐，用于后续钻井配液等环节使用。	10
		污染物排放总量控制与减排措施情况		5	污染和排放满足总量控制和减排要求	5
		满足其他法律法规要求		5	满足	5

表 3.4-2　井下作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值

定量指标						本工程	
一级指标	权重值	二级指标	单位	权重分值	评价基准值	本工程指标	得分
（1）资源和能源	30	作业液消耗	m^3/井次	10	≤5.0	＜5	10

消耗指标		单位能耗	-	10	行业基本水平	符合	10
		新鲜水消耗	m^3/井次	10	≤5.0	＜5	10
（2）生产技术特征指标	20	压裂放喷返排入罐率	%	20	100	100%	20
（3）资源综合利用指标	20	落地原油回收利用率	%	10	100	100%	10
		生产过程排出物利用率	%	10	100	100%	10
（4）污染物产生指标	30	作业废液排放量	m^3/井次	10	≤3.0	0	10
		石油类排放浓度	mg/L	5	甲类区：≤10；乙类区：≤50	0	5
		COD 排放浓度	mg/L	5	甲类区：≤100；乙类区：≤150	0	5
		含油污泥排放量	m^3/井次	5	甲类区：≤50；乙类区：≤70	0	5
		一般固体废物（生活垃圾）	m^3/井次	5	符合环保要求	符合	5
定性指标						本工程	
一级指标	权重值	二级指标			指标分值	本工程指标	得分
（1）生产工艺及设备要求	40	防喷措施	具备		5	具备	5
		地面管线防刺防漏措施	按标准试压		5	按标准试压	5
		防溢设备（防溢池设置）	具备		5	具备	5
		防渗范围	废水、使用液、原油等可能落地处		5	废水、使用液、原油等可能落地处	5
		作业废液污染控制措施	集中回收处理		10	井下作业时带罐作业	10
		防止落地原油产生措施	具备原油回收设施		10	井下作业时带罐作业，落地原油运至红山嘴联合站原油处理系统进行处理	10

（2）管理体系建设及清洁生产审核	40	建立 HSE 管理体系并通过认证	15	新疆油田公司开发公司建立了 HSE 管理体系并通过认证	15
		开展清洁生产审核	20	所属油田作业区已完成清洁生产审核	20
		制订节能减排工作计划	5	制定有节能减排工作计划	5
（3）贯彻执行环境保护法规符合性	20	满足其他法律法规要求	20	满足其他法律法规要求	20

表 3.4-3 采油（气）作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值

定量指标							
一级指标	权重值	二级指标	单位	权重值	评价基准值	本工程	
						本工程指标	得分
（1）资源和能源消耗指标	30	综合能耗	kg 标煤/t 采出液	30	稀油：≤65	＜50	30
（2）资源综合利用指标	30	余热余能利用率	%	10	≥60	——	0
		油井伴生气回收利用率	%	10	≥80	100	10
		含油污泥资源化利用率	%	10	≥90	100	10
（3）污染物产生指标	40	石油类	mg/L	5	≤10	0	5
		COD	mg/L	5	乙类区：≤150	0	5
		落地原油回收率	%	7.5	100	100	7.5
		采油废水回用率	%	7.5	≥60	100	7.5
		油井伴生气外排率	%	7.5	≤20	14.33	7.5
		采出废水达标排放率	%	7.5	≥80	100	7.5
定性指标							

一级指标	指标分值	二级指标					指标分值	本工程	
								本工程指标	得分
（1）生产工艺及设备要求	45	井筒质量			井筒设施完好		5	井筒设施完好	5
		采气	采气过程醇回收设施	10	采油	套管气回收装置	10	有套管气回收装置	10
			天然气净化设施先进、净化效率高	10		防止落地原油产生措施	10	井下作业时带罐作业	10
		采油方式				采油方式经过综合评价确定	10	注水采油	10
		集输流程				全密闭流程，并具有轻烃回收装置	10	红 172 全密闭流程，红 831 单井拉油	7
（2）环境管理体系建设及清洁生产审核	35	建立 HSE 管理体系并通过认证					10	建立了 HSE 管理体系并通过认证	10
		开展清洁生产审核，并通过验收					20	所属油田作业区已完成清洁生产审核	20
		制定节能减排工作计划					5	制定有节能减排工作计划	5
（3）贯彻执行环境保护政策法规的执行情况	20	建设项目环保“三同时”制度执行情况					5	按要求执行	5
		建设项目环境影响评价制度执行情况					5	按要求执行	5
		老污染源限期治理项目完成情况					5	已完成	5
		污染物排放总量控制与减排指标完成情况					5	污染和排放满足总量控制和减排要求	5

3.4.2.2 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：

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

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 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 Si>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 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—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；

St—第 i 项评价指标的单项评价指数；

K—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 3.4-4。

表 3.4-4　　石油和天然气开采行业不同等级清洁生产企业综合评价指数

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

3.4.3 清洁生产结论

根据清洁生产综合评价指数判定：

钻井作业定量指标 95 分、定性指标 100 分，综合评价 97 分；

井下作业定量指标 100 分、定性指标 100 分，综合评价 100 分；

采油（气）作业定量指标 90 分、定性指标 97 分，综合评价 92.8 分。

综上，项目属于清洁生产先进水平。

3.5 污染物排放总量控制

3.5.1 总量控制原则

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

3.5.2 污染物总量控制因子

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

（1）废气污染物

本项目不新建加热炉（锅炉），主要废气污染物为油气集输过程无组织挥发的非甲烷总烃和放空火炬燃烧的排放的总烃、二氧化硫、氮氧化物。

（2）废水污染物

生产过程中产生的采出水和井下作业废水，均经处理达标后回注，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。

3.5.3 总量控制建议指标

（1）开发期

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

（2）运营期

根据工程分析，本项目运营期非甲烷总烃，排放量估算量为 8.7t/a，为无组织排放不纳入总量控制指标；拉油点火炬放空燃烧烟气污染物排放量估算为二氧化硫 0.09t/a、氮氧化物 0.39t/a，纳入总量控制指标内。

4. 环境现状调查与评价

4.1 自然环境概况

4.1.1 地理位置

克拉玛依市地处准噶尔盆地西北边缘，位于东经 84°14′～86°01′，北纬 44°07′～46°18′之间。该市东部与古尔班通古特沙漠接壤，南面是沙湾县和乌苏市，西部和西北部与托里县相连，北面与和布克赛尔蒙古自治县为邻。全市呈南北长，东西窄的斜长条状，总面积为 9500km^2，占自治区总面积的 0.6%，海拔高度在 270m～500m 之间。

本项目位于新疆维吾尔自治区克拉玛依市克拉玛依区行政区域范围内。

4.1.2 地形地貌

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

4.1.3 水文

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

4.1.4 气候气象

克拉玛依属大陆性干旱气候。夏季酷热，冬季严寒，冬夏两季气温回升快且时间漫长，而春秋季时间短且极不稳定。具体气象资料见表 4.1-1。

表 4.1-1　　克拉玛依气象资料

序号	项目	单位	数值
1	最热月平均气温(7 月)	℃	27.6
2	最冷月平均气温(1 月)	℃	-16.3
3	极端最高气温	℃	44
4	极端最低气温	℃	-31.7

5	年平均气温	℃	9.0
6	最大风速	m/s	26.0
7	年平均风速	m/s	2.7
8	主导风向	—	NW-NNW
9	年平均降水量	mm	129.4
10	历年最大降水量	mm	178.7
11	历年平均蒸发量	mm	3445.2
12	年均降水量	mm	129.4
13	最大积雪厚度	mm	250
14	冻土深度	cm	163.4

4.2 环境空气现状调查与评价

4.2.1 区域大气环境质量现状调查

4.2.1.1 基本污染物环境质量现状

根据《环境影响评价技术导则-大气环境》（H.J2.2-2018）对环境质量现状数据的要求，选取生态环境部环境工程评估中心国家环境保护环境影响评价数值模拟重点实验室环境空气质量模型技术支持服务系统发布的 2020 年克拉玛依市达标区判定数据。

克拉玛依市 2020 年 SO_2、NO_2、PM_{10}、$PM_{2.5}$ 年均浓度分别为 6μg/m³、21μg/m³、54μg/m³、26μg/m³；CO24 小时平均第 95 百分位数为 1.4mg/m³，O_3 日最大 8 小时平均第 90 百分位数为 117μg/m³；各污染物平均浓度均优于《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中二级标准限值。

表 4.2-1　基本污染物环境质量现状　单位：μg/m³

污染物	评价指标	标准值	克拉玛依市		达标情况
			现状浓度	占标率%	
SO_2	年平均质量浓度	60	6	10	达标
NO_2	年平均质量浓度	40	21	52.5	达标
PM_{10}	年平均质量浓度	70	54	77.14	达标
$PM_{2.5}$	年平均质量浓度	35	26	74.29	达标
CO	95%保证率日均质量浓度	4000	1400	35	达标
O_3	90%保证率日均质量浓度	160	117	73.13	达标

综上，本项目评价区属于达标区。

4.2.1.2 其他污染物环境质量监测

针对其他污染物（非甲烷总烃、硫化氢）环境质量，本项目采用新疆天熙环保科技有限公司对项目区的实测数据监测数据。

（1）监测点位

监测点坐标：项目区监测点位坐标 E***，N***。监测布点图见附图 4.2-1。

（2）监测时间及频率

非甲烷总烃、硫化氢监测时间为 2021 年 6 月 13 日至 6 月 19 日，连续 7 天。

（3）采样及分析方法

各监测项目的采样方法按国家环保局颁布的《环境监测技术规范（大气部分）》的规定执行；分析方法按《空气和废气监测分析方法》和《环境空气质量标准》（GB3095-2012）引用标准的有关规定执行。具体见表 4.2-2。

表 4.2-2　　环境空气监测分析方法

污染物	分析方法	方法来源
非甲烷总烃	气相色谱法	HJ604-2011
硫化氢	亚甲基蓝分光光度法	GB11742-1989

（4）监测结果

非甲烷总烃、硫化氢监测结果见表 4.2-3。

表 4.2-3　　监测结果（单位：mg/m³）

监测时间 （小时均值）	监测点位	非甲烷总烃	硫化氢
2021 年 6 月 13 日	项目区		
2021 年 6 月 14 日	项目区		
2021 年 6 月 15 日	项目区		
2021 年 6 月 16 日	项目区		
2021 年 6 月 17 日	项目区		
2021 年 6 月 18 日	项目区		
2021 年 6 月 19 日	项目区		

4.2.2 大气环境现状评价

（1）评价标准

非甲烷总烃参考《大气污染物综合排放标准详解》中“非甲烷总烃”环境浓度选用值，确定环境空气中非甲烷总烃浓度限值 2.0mg/m³。

硫化氢小时均值浓度执行《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 其它污染物空气质量浓度参考限值 10μg/m³ 的要求。

（2）评价结果及评价结论

项目所在区域环境空气质量评价结果统计见表 4.2-4。

表 4.2-4　　监测因子评价结果统计表

监测项目	监测点位	浓度范围	最大值占标率	标准值（mg/Nm³）

		（mg/Nm^3）		
非甲烷总烃	项目区			2.0
硫化氢	项目区			0.01

根据表 4.2-4 的监测数据可知，非甲烷总烃小时浓度值在 0.56mg/m^3~0.98mg/m^3 之间，符合《大气污染物综合排放标准详解》中“非甲烷总烃”2.0mg/m^3；硫化氢均未检出，满足《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 其它污染物空气质量浓度参考限值 10μg/m^3 的要求，未出现超标现象。

4.3 水环境现状调查与评价

本次地下水监测数据引用《采油一厂红山嘴油田原油处理站建设工程》中监测数据，监测报告编号：TX2020-071。

工程区域范围内有 5 口地下水井，分别为拐 12 水井、拐 13 水井、拐 14 水井、拐 17 水井、拐 18 水井，凿井深度分别为 500m、450m、450m、450m、450m。监测期间拐 12 水井、拐 14 水井、拐 18 水井 3 口水井年久失修，无法采样，仅对能够达到采样条件的拐 13 水井、拐 17 水井进行采样监测。各监测点位置见表 4.3-1，图 4.3-1。

表 4.3-1　地下水环境监测布点及监测因子情况表

编号	点位名称	监测点坐标	相对本项目方位距离	地下水水位	监测时间
GW1	拐 17 水井	***	JLHW150 井西侧侧约 5.6km	40.5m	2020 年 3 月 22 日
GW2	拐 13 水井	***	JLHW150 井西侧侧约 6.2km	43.2m	
GW3	克石化地下水 1#监测井	***	红 831-X 井北侧 14.8km	10.2m	2019 年 5 月 20 日
GW4	沃森环保地下水 1#监测井	***	红 831-X 井东北侧 22.4m	12.1m	
GW5	国电克拉玛依公司灰场地下水监测井	***	红 831-X 井东北侧 23.8km	11.5m	
GW15	荒漠灌溉点 1#	***	红 831-X 井东北侧 10.6km	12.9m	-
GW16	荒漠灌溉点 2#	***	红 831-X 井东北侧 6.5km	13.75m	-
GW19	荒漠灌溉点 5#	***	红 831-X 井东北侧 11.5km	8.8m	-
GW20	荒漠灌溉点 6#	***	红 831-X 井东北	9.1m	-

			侧 10.6km		
GW21	荒漠灌溉点 7#	***	红 831-X 井东北侧 4.5km	11.5m	-

（1）监测项目

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

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

（2）采样和分析方法

地下水采样和分析方法按照《地下水环境监测技术规范》（HJ/T164-2004）及有关国家标准的要求和规定进行。

（3）评价标准

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

（4）评价方法

评价方法采用单项标准指数法，模式如下：

①对于评价标准为定值的水质因子，其标准指数计算方法如下：

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

式中：P_i——第 i 个水质因子的标准指数，无量纲；

C_i——第 i 个水质因子的监测浓度值，mg/L；

C_{si}——第 i 个水质因子的标准浓度值，mg/L。

②pH 的标准指数评价模式：

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

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

式中：P_{pH}——pH 在标准指数，无量纲；

pH——pH 监测值；

pH_{su}——评价标准规定的 pH 上限；

pH_{sd}——评价标准规定的 pH 下限。

（7）监测结果

地下水水质监测结果见表 4.3-2。

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

序号	监测因子	拐 17 水井	拐 13 水井	V类标准值
1	pH 值*			pH＜5.5、pH＞9.0
2	水温*			-
3	总硬度			＞650
4	溶解性总固体			＞2000
5	耗氧量			＞10
6	氨氮			＞1.50
7	亚硝酸盐氮			＞4.8
8	挥发酚			＞0.01
9	氰化物			＞0.1
10	六价铬			＞0.1
11	硝酸盐氮			＞30
12	硫酸盐			＞350
13	氯化物			＞350
14	氟化物			＞2.0
15	汞			＞0.002
16	砷			＞0.05
17	铅			＞0.1
18	镉			＞0.01
19	铁			＞2.0
20	锰			＞1.50

注：①pH 值无量纲；②*水温单位为℃；③ND 表示未检出。

表 4.3-3　　地下水水质监测结果（二）

序号	监测因子	克石化地下水 1#监测井	沃森环保地下水 1#监测井	国电克拉玛依发电有限公司灰场地下水监测井	V类标准值
1	pH 值（无量纲）				pH＜5.5、pH＞9.0
2	耗氧量				＞10
3	总硬度				＞650
4	溶解性总固体				＞2000
5	挥发酚类				＞0.01
6	氨氮				＞1.50
7	氰化物				＞0.1
8	氟化物				＞2.0
9	氯化物				＞350
10	硝酸盐氮				＞30
11	亚硝酸盐氮				＞4.8
12	碳酸根				/
13	重碳酸根				/
14	硫酸盐				＞350
15	铬（六价）				＞0.1
16	石油类				/
17	总大肠菌群，MPN/100mL				＞100
18	苯				＞120
19	铁				＞2.0
20	锰				＞1.50
21	砷				＞0.05
22	汞				＞0.002
23	镉				＞0.01
24	镍				＞0.1
25	钾				/
26	钠				/

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

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

4.4 声环境现状调查与评价

4.4.1 监测点位及监测时间

本次声环境质量现状监测委托新疆天熙环保科技有限公司进行，在项目区拟建井场及场站设置 4 个声环境监测点，监测时间为 2021 年 6 月 13 日~14 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。

4.4.2 监测方法

测量方法采用《环境监测技术规范》（噪声部分）对项目区背景噪声进行声压级测量（以 A 声级计）；测量仪器：AWA6228+型多功能声级计。

4.4.3 评价标准

本项目执行《声环境质量标准》（GB3096-2008）3 类标准，具体噪声标准值见表 4.4-1。

表 4.4-1　　声环境评价标准　单位:dB(A)

类　　别	昼　　间	夜　间
3 类	65	55

4.4.4 监测结果

监测结果见表 4.4-2。

表 4.4-2　　噪声现状监测结果及分析统计表　　单位:dB(A)

监测日期	监测点	监测时间	标准	监测结果	监测时间	标准	监测结果

2021.6.13-6.14	LHW140	昼间	65		夜间	55	
	新建计量站						
	HX83001						
	拉油点						

4.4.5 评价结果

监测结果可以看出，监测区域各监测点位的昼间和夜间噪声环境质量均符合《声环境质量标准》（GB3096-2008）中的 3 类标准，总体来讲该区域声环境质量较好。

4.5 土壤环境现状调查与评价

4.5.1 监测点位与监测时间

本次评价采用现场实测法来评价区域土壤环境质量状况，根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）表 6，本项目在占地范围内布置 3 个柱状样点和 1 个表层样点，占地范围外布置 2 个表层样。

本次布点采用均布性与代表性相结合的原则，监测点位见表 4.5-1，监测布点见图 4.2-1~图 4.2-2。

采样时间为 2021 年 3 月 24 日。

表 4.5-1　　土壤现状监测及评价结果　　单位：mg/kg

评价工作等级	占地范围内	占地范围外
二级-污染影响型	3 个柱状样点，1 个表层样点	2 个表层样点
监测点位	柱状样 T1（单井管线）、表层样 T2（HX83001）、柱状样 T3（JLHW135）、柱状样 T4（JLHW131）	表层样 T5（JLHW135 西侧 100m）、表层样 T6（新建计量站外）
a 表层样应在 0~0.2m 取样。 b 柱状样通常在 0~0.5m、0.5~1.5 m、1.5~3m 分别取样。		

4.5.2 监测项目和监测频率

监测项目：表层样 T2 监测点土壤监测 47 项（《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 项因子和 pH、石油烃），其余表层样和柱状样监测石油烃、pH、镉、铜、铅、砷、汞、镍和六价铬，共 9 项。

监测频率：监测一天，每天 1 次。

4.5.3 监测内容和评价结果

占地范围内采用《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准》（GB36600-2018）中第二类用地筛选值，占地范围外执行《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）。监测结果见表 4.5-2~表 4.5-4。

表 4.5-2　　土壤现状监测及评价结果（一）　　单位：mg/kg

序号	污染物项目	T2	第二类用地筛选值	达标情况
1	镉		65	达标
2	铜		18000	达标
3	铅		800	达标
4	砷		60	达标
5	汞		38	达标
6	镍		900	达标
7	铬（六价）		5.7	达标
8	四氯化碳		2.8	达标
9	氯仿		0.9	达标
10	氯甲烷		37	达标
11	1,1-二氯乙烷		9	达标
12	二氯甲烷		616	达标
13	1,2-二氯丙烷		5	达标
14	1,1,1,2-四氯乙烷		10	达标
15	1,1,2,2-四氯乙烷		6.8	达标
16	四氯乙烯		53	达标
17	1,1,2-三氯乙烷		2.8	达标
18	1,2,3-三氯丙烷		0.5	达标
19	苯		4	达标
20	1,2-二氯乙烷		5	达标
21	1,1-二氯乙烯		66	达标
22	顺-1,2-二氯乙烯		596	达标
23	反-1,2-二氯乙烯		54	达标
24	苯乙烯		1290	达标
25	甲苯		1200	达标
26	间二甲苯+对二甲苯		570	达标
27	邻二甲苯		640	达标
28	1,1,1-三氯乙烷		840	达标
29	三氯乙烯		2.8	达标
30	氯乙烯		0.43	达标
31	氯苯		270	达标
32	1,2-二氯苯		560	达标

序号	污染物项目	T2	第二类用地筛选值	达标情况
33	乙苯		28	达标
34	1,4-二氯苯		20	达标
35	硝基苯		76	达标
36	苯胺		260	达标
37	苯并[a]芘		1.5	达标
38	苯并[k] 荧蒽		151	达标
39	二苯并[a,h] 蒽		1.5	达标
40	萘		70	达标
41	2-氯苯酚		2256	达标
42	苯并[a] 蒽		15	达标
43	苯并[b] 荧蒽		15	达标
44	䓛		1293	达标
45	茚并[1,2,3-cd]芘		15	达标
46	pH		/	/
47	石油烃		4500	达标

表 4.5-3　　土壤现状监测及评价结果（二）　　单位：mg/kg

序号	污染物项目	T1			T3			T4			第二类用地筛选值	达标情况
		1#	2#	3#	1#	2#	3#	1#	2#	3#		
1	pH										/	/
2	汞										38	达标
3	砷										60	达标
4	六价铬										-	达标
5	铅										800	达标
6	镉										65	达标
7	铜										18000	达标
8	镍										900	达标
9	石油烃										4500	达标

表 4.5-4　　土壤现状监测及评价结果（四）　　单位：mg/kg

序号	监测项目	T5	T6	风险筛选值
1	pH			＞7.5
2	总汞			3.4
3	总砷			25
4	六价铬			-
5	铅			170
6	镉			0.6
7	铜			100
8	镍			190
9	石油烃（C10-C40）			4500

由此可以看出，占地范围内土壤环境质量满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地筛选值标准，占地范围外土壤环境质量满足《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018），项目区域土壤环境质量现状较好。

4.6 生态环境现状调查与评价

4.6.1 生态系统调查与评价

4.6.1.1 生态功能区划

根据《新疆生态功能区划》，评价区域属于：

生态区：准噶尔盆地温性荒漠与绿洲农业生态区。

生态亚区：准噶尔盆地西部荒漠及绿洲农业生态亚区。

生态功能区：大拐-小拐农业开发生态功能区。

主要生态功能：石油工业产品、人居环境、荒漠化控制。

主要生态问题：土壤盐渍化、底土粘重、废水污染、风大多沙。

生态敏感因子、敏感程度：土壤盐渍化轻度敏感。

保护目标：保护农田、防止土壤盐渍化、防风固沙、防治污染。

保护措施：分期开发、逐步实施和完善防护林体系、土壤培肥改良、治理污染、农田精量灌溉。

发展方向：建立种植、畜牧、林纸加工、商贸一体化的生态农业基地。新疆生态功能区划见图 4.6-1。

4.6.1.2 生态系统现状调查

本项目所在区域的生态系统为准噶尔盆地荒漠生态系统，属于自然生态系统

中的陆地荒漠生态系统。荒漠生态系统是新疆面积最大的生态系统类型，分布非常广泛。

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

4.6.1.3 生态系统评价

（1）天然降水稀少

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

（2）植被分布不均，生态服务功能受到限制

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

（3）生态环境的结构脆弱，破坏后不易恢复

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

可见，本工程区域生态环境比较脆弱，生态系统的稳定性主要取决于植被、土壤及其复合体的稳定性。在现有水资源条件下，荒漠环境的地表和植被对人为破坏等外界干扰敏感，并易于演变为生物量减少、生产能力降低的次一级脆弱类

型。

4.6.2 植被现状调查与评价

4.6.2.1 区域自然植被概况

（1）植被类型

本项目评价区域内的植被群系为梭梭群系。评价区植被类型分布见图 4.6-2。

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

（2）植物名录

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

表 4.6-1　　评价区常见植物种类及分布环境

序号	中文名	学名	分布
1	梭梭	*Haloxylon ammodendron*	++
2	白梭梭	*persicumHaloxylon*	++
3	琵琶柴	*Reaumuria soongorica*	++
4	盐生假木贼	*Anabasis salsa*	++
5	高枝假木贼	*Anabais elatior*	+
6	展枝假木贼	*Anabasis truncata*	+
7	多枝柽柳	*Tamarix ramosissima Lcdcb*	++
8	骆驼刺	*Karelinia caspia*	+
9	驼绒藜	*Iljinia regelii*	+
10	木碱蓬	*Suaeda dendroides*	+
11	猪毛菜	*Salsola spp.*	++
12	西伯利亚白刺	*Nitraria sibirixa*	++
13	肥叶碱蓬	*Suaeda kossinskyi*	++
14	木蓼	*Atraphaxis frutescens*	++
15	沙生角果藜	*Ceratocarpus arenarius*	++
16	优若藜	*Eurotiaceratoides*	++
17	盐爪爪	*Kalidium foliatum*	+
18	翼果霸王	*Zygophyllum pterocarpum*	++
19	叉毛蓬	*Petrosimonia sibirica*	+
20	芦苇	*Angiosperms*	++
21	花花柴	*Kareliniacaspia(Pall.)Less*	+
22	沙拐枣	*Calligonum arborescens Litv.*	+
23	合头草	*Sympegma regelii Bunge*	+

24	沙蒿	*Artemisia desertorum Spreng. Syst. Veg.*	++
25	芨芨草	*Achnatherum splendens*	+
26	拂子茅	*Calamagrostis epigeios (L.) Roth*	+
27	针茅	*Stipa capillata Linn.*	+
28	对节刺	*Horaninowia ulicina*	++
29	羽毛三芒草	*Arislidapennata*	++

注：++为多见，+为少见。

（3）保护植物

根据《关于发布新疆维吾尔自治区重点保护野生植物名录的通知》，项目所在地区内分布的野生植物中，梭梭、白梭梭属国家二级保护植物、新疆自治区地方一级保护植物，是典型的荒漠植物及优良固沙植物。梭梭、白梭梭在项目区内分布较广泛，为常见种。

4.6.2.2 植被利用现状

草地资源评价的原则及标准遵循中国北方《重点牧区草场资源调查大纲和技术规程》执行，即以草地草群的品质优劣确定草地的质况——“等”，以草群地上部分鲜草生产量的多少为指标确定草地的量况——“级”，以此来反映草地资源的经济价值。

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

一等草地：优等牧草占 60%以上；

二等草地：良等牧草占 60%以上，优等及中等占 40%；

三等草地：中等牧草占 60%以上，良等及低等占 40%；

四等草地：低等牧草占 60%以上，中等及劣等占 40%；

五等草地：劣等牧草占 60%以上。

各级的划分标准如下：

第 1 级草地每公顷产鲜草 12000kg 以上；

第 2 级草地每公顷产鲜草 12000-9000kg；

第 3 级草地每公顷产鲜草 9000-6000kg；

第 4 级草地每公顷产鲜草 6000-4500kg；

第 5 级草地每公顷产鲜草 4500-3000kg；

第 6 级草地每公顷产鲜草 3000-1500 kg；

第 7 级草地每公顷产鲜草 1500-750kg；

第 8 级草地每公顷产鲜草 750kg 以下。

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

4.6.3 野生动物现状调查与评价

按中国动物地理区划的分级标准，本项目属古北界、中亚亚界、蒙新区、西部荒漠亚区、准噶尔盆地小区。因该区域地处内陆盆地，气候极端干燥，按气候区划为酷热干旱区，野生动物的栖息生境极为单一。严酷的自然环境及地势平坦的地形地貌，导致区域内的主要动物为啮齿动物（小五趾跳鼠、子午沙鼠等鼠类）及鸟类（小嘴乌鸦、凤头百灵、红尾伯劳等）。

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

表 4.6-2　评价区常见野生脊椎动物分布种类及遇见频度

序号	中名	学名	居留特性	分布
两栖爬行类				
1	快步麻蜥	*Eremias velox*	/	+
2	黄脊游蛇	*Coluber spinalis*	/	+
爬行类				
3	旱地沙蜥	*Phrynocephalus helioseopus*	/	+
4	密点麻蜥	*Eremias multiocellata*	/	+
鸟类				
5	鸢	+	S	+
6	雀鹰	+	S	+
7	红隼	+	S	+
8	燕隼	+	S	+
9	黑尾地鸡	+	R	+
10	石鸡	*Alectoris graeca*	R	++
11	毛脚沙鸡	*Syrrhaptes paradoxus*	R	±
12	原鸽	*Columba livia*	R	+
13	角百灵	*Eremophila alpestris*	R	+

14	短趾沙百灵	*Calandrella cinerea*	R	+
15	小沙百灵	*Calandrella rufescens*	R	+
16	凤头百灵	*Galerida cristata*	R	+
17	毛脚燕	*Delichon urbica*	B	+
18	云雀	*Alauda arvensis*	B	+
哺乳类				
19	小五趾跳鼠	*Allactage elater*	/	+
20	子午沙鼠	*Meriones meridianus*	/	+
21	大沙鼠	*Rhombomys opimus*	/	+
22	柽柳沙鼠	*Meriones tamariscinus*	/	+

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

由于准噶尔盆地严酷的气候条件，野生动物分布种类少，没有区域特有种。项目区内的主要保护动物为鹰类和隼类：

鸮：国家二类保护动物；

雀鹰：国家二类保护动物；

红隼：国家二类保护动物；

燕隼：国家二类保护动物。

4.6.4 土壤现状调查与评价

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

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

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

新疆的盐化灰漠土剖面属于残积盐化的盐化灰漠土类型，聚盐层在土体下部厚达 80cm 以上，全盐量高达 18-25g/kg，盐分组成为硫酸盐-氯化物混合型，并含较多的重碳酸盐。灰漠土是在干旱荒漠气候条件下，通过微弱的生物积累过程，粘化铁质化过程和微弱淋溶过程的共同作用下形成的。

4.6.5 土地利用现状调查与评价

本项目所在区域土地利用类型主要为盐碱地，项目区域土地利用现状见图 4.6-4。

4.6.6 沙化现状调查

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

克拉玛依市克拉玛依区监测区范围内，沙化土地总面积 384137.73 公顷，较第四次监测增加 460.76 公顷。其中：流动沙地 0 公顷；半固定沙地 36762.29 公顷，较第四次监测减少 49236.69 公顷；固定沙地 75063.43 公顷，较第四次监测增加 33788 公顷；沙化耕地 27503.32 公顷，较第四次监测增加 22941.37 公顷；非生物治沙工程地 0 公顷；风蚀残丘 0 公顷；风蚀劣地 0 公顷；戈壁 55387.44 公顷，较第四次监测减少 4937.23 公顷；有明显沙化趋势的土地 105035.12 公顷，较第四次监测增加 14472.07 公顷；其他土地类型 84386.13 公顷，较第四次监测减少 16566.76 公顷。

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

表 4.6-3　　项目涉及区域沙化土地动态变化情况　　（单位：公顷）

统计单位	时间	总面积	沙化土地面积														有明显沙化趋势的土地	其他土地类型
			计	流动沙地	半固定沙地			固定沙地			露沙地	沙化耕地	非生物治沙工程地	风蚀残丘	风蚀劣地	戈壁		
					计	人工半固定沙地	天然半固定沙地	计	人工固定沙地	天然固定沙地								
克拉玛依市克拉玛依区	第五次																	
	第四次																	
	动态变化																	

4.6.7 玛依格勒森林公园

4.6.7.1 基本情况

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

4.6.7.2 生态系统调查

（1）生态功能区划

玛依格勒森林公园所在区域的生态系统为准噶尔盆地荒漠生态系统，属于自然生态系统中的陆地荒漠生态系统。荒漠生态系统是新疆面积最大的生态系统类型，分布非常广泛。根据《新疆生态功能区划》，玛依格勒森林公园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-大拐-小拐农业开发生态功能区。

（2）野生动植物现状

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

4.6.8 克拉玛依大农业生态系统调查

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

5. 环境影响预测与评价

5.1 大气环境影响分析

5.1.1 施工期大气环境影响分析

5.1.1.1 施工期污染源分析

施工期废气主要包括井场、管线和道路作业带等施工场地平整清理、管沟开挖、回填、建材运输、露天堆放、装卸等过程产生的扬尘，施工机械及运输车辆产生的燃油废气等。

5.1.1.2 施工期大气环境影响分析

（1）运输车辆扬尘的影响分析

施工期运输车辆产生扬尘，采用洒水降尘，在施工场地实施每天洒水抑尘作业 4~5 次，其扬尘造成的污染距离可缩小到 20m~50m 范围，由此车辆产生的扬尘对周围环境影响较小。

在油田区块开发前期，由于主要进行地面建筑、道路等施工，区块内大量出入中型车辆，因此区块内道路主要为砂石路，车辆行驶的扬尘污染较重，要求适当洒水降尘，减轻污染。随油田开发进入产液期，区块道路面硬化，这部分扬尘影响大大减轻。

（3）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漏，产生扬尘污染；

③灰土拌和、混凝土拌和加工都会产生扬尘和粉尘；

④物料运输车辆在施工场地运行过程中将产生大量尘土。

施工期扬尘最大产生时间将出现在土方开挖阶段，由于该阶段裸露浮土较多，产尘量较大。由于本项目的土方运输量较大，比较容易造成物料沿路撒落后风吹起尘，同时随着大型车辆的行驶和碾压，在工程区内和道路上较易带起扬尘，污染环境。因此必须做到施工现场及场外道路泥土及时清理，减少二次扬尘。

工程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。

5.1.2 运营期大气环境影响分析

生产运营期的大气污染源主要是油气集输过程中的烃类挥发和拉油点火炬放空燃烧对大气环境的影响。

（1）预测模式

本项目大气环境影响评价等级为三级，本次只对采用 AERSCREEN 模式预测的结果进行评价，不进行进一步预测。

（2）预测因子和预测源强

在石油开采、集输过程和天然气放空燃烧中有无组织排放，故将非甲烷总烃、二氧化硫、氮氧化物作为预测因子。

本项目主要污染源调查参数见表 5.1-1。

表 5.1-1　　本项目无组织非甲烷总烃参数调查清单

序号	名称		面源起点坐标		面源海拔高度/m	面源长度/m	面源宽度/m	与正北方向夹角	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）
			X	Y								
1	石油开采、集输过程的烃类挥发	红172	***	***	280	2200	200	300	2	8760	连续	0.61
2		红831	***	***	279	1000	500	60	2	8760	连续	0.38

表 5.1-2　　天然气燃烧点源参数调查清单表

编号	污染源名称	排气筒底部中心坐标		排气筒底部海拔高度/m	排气筒高度m	出口内径m	烟气流速m3/a	烟气温度℃	年排放小时数/h	排放工况	污染物排放量 t/a	
		X	Y								NOx	SO_2
P1	放空火炬	***	***	278	8	0.05	668.5×10^4	100	8760	连续	0.39	0.09

（3）估算模型参数

本项目估算模型参数见表 2.5-2。

（4）预计评价结果

本项目油气集输无组织排放非甲烷总烃估算结果见表 5.1-2。

表 5.1-2　非甲烷总烃估算模式计算结果表

D（m）	非甲烷总烃			
	红 172 油气集输		红 831 油气集输	
	Ci（μg/m³）	Pi（%）	Ci（μg/m³）	Pi（%）
100	6.4182	3.20910E-001	3.1767	1.58835E-001
200	6.5307	3.26535E-001	3.3248	1.66240E-001
300	6.6174	3.30870E-001	3.4904	1.74520E-001
400	6.7077	3.35385E-001	3.6449	1.82245E-001
500	6.7901	3.39505E-001	3.7875	1.89375E-001
600	6.8665	3.43325E-001	2.9858	1.49290E-001
700	6.9372	3.46860E-001	2.1834	1.09170E-001
800	7.0003	3.50015E-001	1.856	9.28000E-002
900	7.0643	3.53215E-001	1.6155	8.07750E-002
1000	7.1179	3.55895E-001	1.4494	7.24700E-002
1100	7.1717	3.58585E-001	1.3232	6.61600E-002
1200	4.7586	2.37930E-001	1.2156	6.07800E-002
1300	3.7592	1.87960E-001	1.1222	5.61100E-002
1400	3.1332	1.56660E-001	1.0403	5.20150E-002
1500	2.6777	1.33885E-001	0.96818	4.84090E-002
1600	2.2256	1.11280E-001	0.90376	4.51880E-002
1700	1.9946	9.97300E-002	0.84636	4.23180E-002
1800	1.8049	9.02450E-002	0.79474	3.97370E-002
1900	1.645	8.22500E-002	0.74804	3.74020E-002
2000	1.5092	7.54600E-002	0.70588	3.52940E-002
2500	1.0543	5.27150E-002	0.54363	2.71815E-002
3000	0.79786	3.98930E-002	0.43569	2.17845E-002
3500	0.63502	3.17510E-002	0.35964	1.79820E-002
4000	0.52271	2.61355E-002	0.30386	1.51930E-002
4500	0.44161	2.20805E-002	0.26123	1.30615E-002
5000	0.3801	1.90050E-002	0.22801	1.14005E-002
最大落地浓度	7.1717		3.7888	
最大浓度落地距离	1100		501	
$D_{10\%}$距源最远距离	0		0	

红 831 井区拉油点天然气燃烧放空估算结果见表 5.1-3。

表 5.1-3　火炬燃烧放空估算模式计算结果表

D（m）	SO_2		NOx	
	Ci（μg/m³）	Pi（%）	Ci（μg/m³）	Pi（%）
100	0.1369	2.73800E-002	1.19397	4.77588E-001
200	0.15005	3.00100E-002	0.656233	2.62493E-001
300	0.16178	3.23560E-002	0.376467	1.50587E-001
400	0.17231	3.44620E-002	0.25407	1.01628E-001
500	0.1818	3.63600E-002	0.19261	7.70440E-002
600	0.16775	3.35500E-002	0.153113	6.12452E-002
700	0.13935	2.78700E-002	0.125803	5.03212E-002
800	0.12096	2.41920E-002	0.10601	4.24040E-002
900	0.10698	2.13960E-002	0.0910167	3.64067E-002
1000	0.096375	1.92750E-002	0.0794267	3.17707E-002
1100	0.087281	1.74562E-002	0.0703067	2.81227E-002
1200	0.079428	1.58856E-002	0.0629933	2.51973E-002
1300	0.072628	1.45256E-002	0.05689	2.27560E-002
1400	0.066671	1.33342E-002	0.0517667	2.07067E-002
1500	0.061472	1.22944E-002	0.0474367	1.89747E-002
1600	0.056905	1.13810E-002	0.04397	1.75880E-002
1700	0.052836	1.05672E-002	0.0407733	1.63093E-002
1800	0.049245	9.84900E-003	0.0381867	1.52747E-002
1900	0.046044	9.20880E-003	0.0356467	1.42587E-002
2000	0.043143	8.62860E-003	0.0334967	1.33987E-002
2500	0.032412	6.48240E-003	0.0256557	1.02623E-002
3000	0.025528	5.10560E-003	0.0206177	8.24708E-003
3500	0.020822	4.16440E-003	0.0171723	6.86892E-003
4000	0.017429	3.48580E-003	0.014857	5.94280E-003
4500	0.01488	2.97600E-003	0.0130657	5.22628E-003
5000	0.012915	2.58300E-003	0.0116473	4.65892E-003
最大落地浓度	0.35819		1.19397	
最大浓度落地距离	100		100	
D10 距源最远距离	0		0	

根据以上预测结果可知：

①预测范围内，项目生产过程中红 172 井区无组织排放的污染物非甲烷总烃最大地面浓度点预测浓度 7.1717μg/m³（小于 10%），最大占标率 0.358585%，最大落地浓度出现距离为 1100m；红 831 井区无组织排放的污染物非甲烷总烃最大地面浓度点预测浓度 3.7888μg/m³（小于 10%），最大占标率 0.189440%，最

大落地浓度出现距离为 501m。

②无组织源对区域环境空气的影响主要集中在污染源下风向 1100m 范围内，项目区周边无敏感点，因此对大气环境影响不大。

③预测结果表明，本项目正常工况下排放的非甲烷总烃下风向地面浓度均低于《环境空气质量标准》（GB3095-2012）及修改单二级标准限值。

④红 831 井区拉油点天然气放空燃烧烟气中 SO_2 最大地面浓度点预测浓度 0.35819μg/m³（小于 10%），最大占标率 0.0716380%，最大落地浓度出现距离为 1001m；NOx 最大地面浓度点预测浓度 1.19397μg/m³（小于 10%），最大占标率 0.477588%，最大落地浓度出现距离为 100m。火炬燃烧废气地面浓度均低于《环境空气质量标准》（GB3095-2012）及修改单二级标准限值，对大气环境影响不大。

5.1.3 大气防护距离

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

5.1.4 大气污染物排放量核算

本项目无组织排放量核算情况详见表 5.1-4。

表 5.1-4　　大气污染物无组织排放量核算结果

污染源	污染物项目	主要污染防治措施	国家或地方污染物排放标准		核算年排放量（t/a）
			标准名称	浓度限值（mg/m³）	非甲烷总烃
油气集输	非甲烷总烃	油区做好日常维护	非甲烷总烃排放参照执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中企业边界污染物控制要求	井场、站场边界无组织挥发产生的非甲烷总烃 1h 平均浓度限值 4mg/m³	8.7
放空火	SO_2	充分燃烧放空	《大气污染物综合	0.4	0.09

炬	NOx		排放标准》（GB16297-1996）无组织排放监控浓度限值	0.12	0.39

5.1.5 大气环境影响评价自查表

项目大气环境影响自查表见表 5.1-5。

表 5.1-5　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+NO_x 排放量	≥2000t/a□	500~2000t/a□	＜500t/a□				
	评价因子	基本污染物（） 其他污染物（非甲烷总烃）		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	环境功能区	一类区□	二类区☑	一类区和二类区□				
	评价基准年	（2020）年						
	环境空气质量现状调查数据来源	长期例行监测数据□	主管部门发布的数据☑	现状补充监测☑				
	现状评价	达标区☑		不达标区□				
污染源调查	调查内容	本项目正常排放源☑ 本项目非正常排放源□ 现有污染源□	拟替代的污染源□	其他在建、拟建项目污染源□	区域污染源□			
大气环境影响预测与评价	预测模型	AERMOD□	ADMS□	AUSTAL 2000□	EDMS/AEDT□	CALPUFF□	网格模型□	其他☑
	预测范围	边长≥50km□	边长 5~50km□	边长=5km☑				
	预测因子	预测因子（非甲烷总烃、二氧化硫、氮氧化物）		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%□				
	非正常排放 1h 浓度贡献值	非正常持续时长（）h	$c_{非正常}$占标率≤100%□	$c_{非正常}$占标率＞100%□				
	保证率日平	$C_{叠加}$达标□		$C_{叠加}$不达标□				

	均浓度和年平均浓度叠加值				
	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：（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：（0.09）t/a	NO_x：（0.39）t/a	颗粒物：（0）t/a	VOCs:（8.7）t/a
注：“□”为勾选项，填“√”；“（）”为内容填写项					

5.1.6 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，且该区域内人群活动较少，主要为井场清理的油田工作人员。

5.2 水环境影响分析与评价

5.2.1 地下水环境影响分析

5.2.1.1 项目区水文地质条件

（1）含水层特征

根据收集的地质及水文地质资料，该区地下水类型为第四系松散岩类孔隙水。潜水埋深 20~200m，水量中等。第四系松散沉积物广泛分布，粉质黏土、粉土、粉砂、黏土覆盖层厚度在 0.4m～5.3m 之间。勘探时，局部勘探点 11.6m~13.2m 之间地层呈潮湿状态，未量测到稳定地下水位，预测场地在丰水期时存在不稳定的地下水，潜水层深度在 10.0m 以下。区域水文地质见图 5.2-1。

图 5.2-1　项目区域水文地质图

（2）地下水的补给、径流、排泄条件

通过对所收集的区域航拍图片、区域水文地质资料、大地构造，初步判断工

作区地下水的补给主要来源为大气降水和西北部扎伊尔山，经地下径流运移补给，古尔班通古特沙漠地区为地下水的排泄区。

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

（3）地下水水化学特征

从矿化度上看，水化学类型为 Cl·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。造成该区地下水水化学特征的原因主要为：由于工作区处于扎伊尔山南部平原区，该区西部和北部的含水岩层，主要接受扎伊尔山区地下水的侧向补给，工作区含水层由于埋藏较深，稀少的大气降水，对地下水补给作用不大。这一地区接受补给形成地下水后，由西向东运移，大部分以地下径流形式向古尔班通古特沙漠地区排泄；由于工作区地下水补给量较少，水力坡度较小，径流滞缓，水交替作用较弱，在长距离的运移过程中溶解了地层中的矿物质和盐分，形成高矿化度的 Cl-Na 型盐水。

5.2.1.2 施工期地下水环境影响分析

（1）钻井对地下水影响

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

本项目采用水基钻井液，在高压循环中除形成一定厚度的粘土泥皮护住井壁以外，也使部分含碱类物质进入含水层，对水质的硬度和矿化度的劣变起到了一定的影响。因此，推广使用清洁无害的泥浆，严格控制使用有毒有害泥浆及化学处理剂，同时选用合理的钻井液密度等措施，可以有效控制钻井液在含水层中的漏失，减轻对地下水环境的影响。

（2）管道试压废水

本工程的管道敷设埋深为-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。由于本区域降水少，且管道沿线表层土壤有一定的自然净化能力，

所以管线施工对地下水的影响很小。因此，正常的管线埋设对地下水造成影响的很小。

5.2.1.3 运营期地下水环境影响分析

本项目运营期水污染源为井下作业废水和采出水。

（1）井下作业废水

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

（2）油田采出水

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

5.2.1.4 非正常状况下地下水环境影响分析

运营期非正常工况下，废水污染源主要为油水窜层、井喷和集输管线泄漏，污染物主要为石油类。

包括油田工程生产过程中，各种环节都存在着易燃、易爆、有害物质，除危害工程本身安全外，同时对地下水也构成污染的危险。主要表现在井下作业过程中，因操作失误或处理措施不当而发生的井喷或井漏等工程事故；自然灾害引起的油田污染事故；输油、输气管线运行过程中，管线腐蚀穿孔，误操作及人为破坏等原因造成的管线破裂使油品泄漏；油水串层、井喷、集输管道、原油储罐的泄漏。无论是人为因素还是自然因素所造成的事故，对油田区地下水体均可能产生污染的风险。

（1）集输管道原油泄漏对地下水的影响

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

（2）井漏事故的泥浆对地下水的影响

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

就钻井液漏失而言，其径流型污染的范围不大，发生在局部且持续时间较短。钻井过程中表层套管（隔离含水体套管）固井后，继续钻井数千米到达含油气目的层。在表层套管内提下钻具和钻井的钻杆自重离心力不稳定，在压力下的钻杆转动对套管产生摩擦、碰撞，有可能对套管和固井环状水泥柱产生破坏作用，使具有多种添加剂的钻井液（特别是混油钻井液）在高压循环的过程中，从破坏处产生井漏而进入潜水含水层污染地下水，其风险性是存在的。此外，钻井时一般使用水基膨润土为主，并加有碱类添加剂，在高压循环中除形成一定厚度的粘土泥皮护住井壁以外，也使大量的含碱类钻井液进入含水层，虽然没有毒性，但对水质的硬度和矿化度的劣变起到了一定的影响。因此，推广使用清洁无害的泥浆，严格控制使用有毒有害泥浆及化学处理剂，同时严格要求套管下入深度等措施，可以有效控制钻井液在含水层中的漏失，减轻对地下水环境的影响。

（3）油水窜层对地下水的污染影响

钻井完井后原油窜层污染（包括生产井的窜层）的主要原因是：

①下入的表层套管未封住含水层；

②固井质量差；

③工艺措施不合理或未实施。

因此，为预防污染的发生和污染源的形成，表层套管必须严格封闭含水层，固井质量应符合环保要求。

由废弃的油井、套管被腐蚀破坏而污染到地下水的现象，在前期不会发生，待油田开发到中后期时，废弃的油井、套管被腐蚀破坏，才可能会对地下水有影响。本项目所在区域无潜水层，原油不大可能进入到含水层污染地下水，评价区内的废弃井应全部打水泥塞，油水窜层污染地下水可能性极小。

（4）井喷事故对地下水的污染影响

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

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

（5）事故状态下对地下水影响预测

本次评价针对集输管线、油井井壁破裂、储罐泄露对地下水产生的影响进行预测。

原油属疏水性有机污染物，难溶于水且容易被土壤吸附。泄漏后首先被表层的土壤吸附截留，进入到潜水后，原油将随着地下水运移和衰减。考虑最不利情况，结合项目特征及风险物质特征、装置情况以及项目区水文地质条件，本次评价对泄漏的原油全部经过包气带并进入含水层中进行简单预测分析。

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

①泄漏源强

❖ 集输管线泄漏

当集输管线发生全管径泄漏，根据伯努利方程进行泄漏量计算，计算公式如下：

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

式中：Q_L—— 液体泄漏速率，kg/s；

P—— 容器内介质压力，kPa，设计压力 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 0.62；

A—— 裂口面积，m^2，取 $0.2m^2$；

g —— 重力加速度；

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 862kg/m^3；

根据上述公式计算出该段集输管线发生全管径泄漏时，泄漏速率为 31.17kg/s，事故应急反应时间为 10min，据此计算液体的泄漏量为 1.9t。按照表层土壤对污染物截留率 90%计算，进入含水层原油为 0.2t。

当集输管线发生泄漏时，石油类物质经过 100d、500d 和 1000d 后在地下水中的扩散结果见图 5.2-2。

❖ 油井井壁破裂发生原油泄漏

本项目单井最大产油量为 21t/d，泄漏时间取 1h，其原油的泄漏量为 875kg。

❖ 储罐泄漏

储罐泄漏根据伯努利方程进行泄漏量计算，泄漏速率为 1069.33kg/s，罐区设有围堰，事故应急反应时间按 10min 计，据此计算液体的泄漏量为 641.6t。由于罐区均按照《石油化工工程防渗技术规范》（GB/T50934-2013）中的要求进行防渗，因此下渗量约为 320.8kg。

②预测因子

选取油田特征污染物石油类。

③预测模型

根据《环境影响评价技术导则　地下水环境》（HJ610-2016），本项目地下水评价等级为二级，含水层的基本参数变化很小，因此可采用解析法进行预测，预测模型选择导则推荐的地下水溶质运移解析法中的一维稳定流动二维弥散点源模型进行预测，公式如下：

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

式中：x、y—计算点处的位置坐标；t—时间(d)；

C(x,y,t)—t 时刻点 x,y 处的示踪剂浓度(g/L)；

M—含水层厚度(m)；

m_M—瞬时注入的质量(kg)；

U—水流速度(m/d)；

ne—孔隙度，无量纲；

DL—纵向弥散系数(m^2/d)；

Dt—横向 y 方向的弥散系数(m^2/d)；

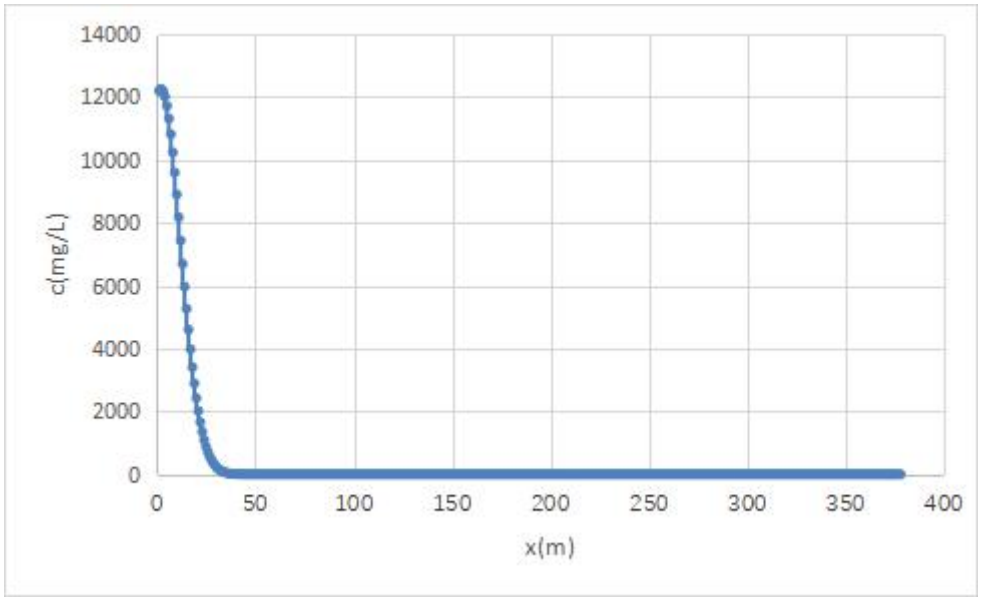
Π—圆周率。

④参数选取

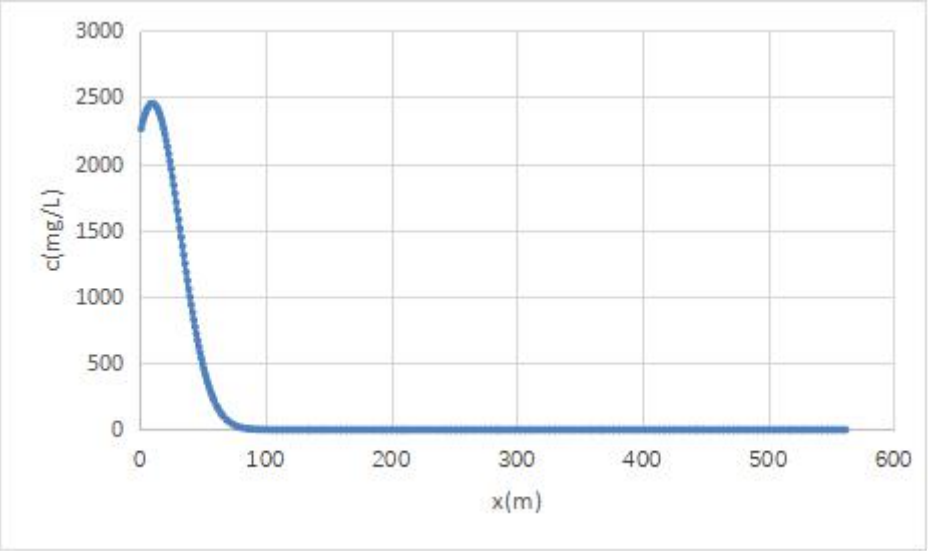
根据本地区的水文地质条件，评价时部分参数的选取参照《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016)附录 B 水文地质参数经验值表：拟建场地勘探深度范围内主要地层为冲洪积相的粉质黏土、粉土、粉砂、黏土，渗透系数取值 0.12m/d；纵向弥散系数 0.5m^2/d，横向弥散系数 0.05m^2/d，含水层厚度取 50m，流速 0.02m/d。

⑤模拟结果

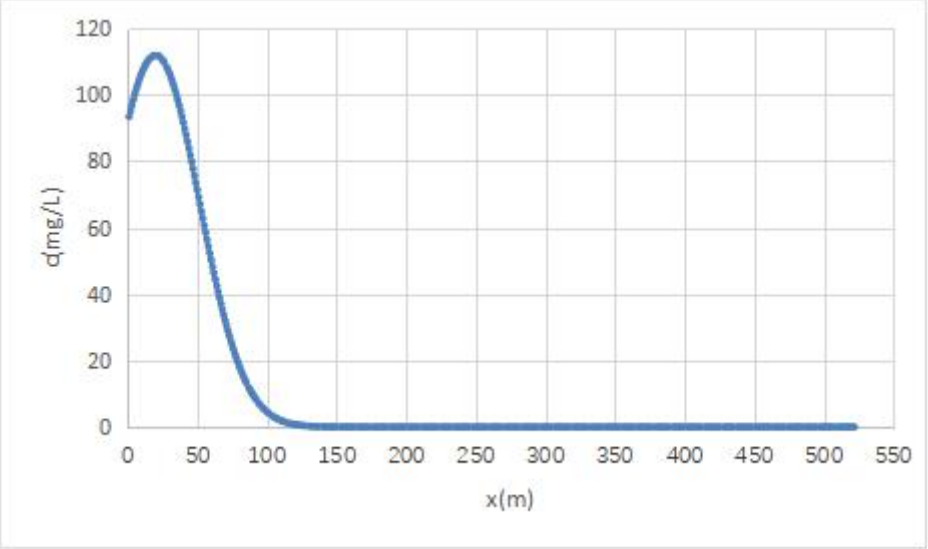
当集输管线发生全管径泄漏、油井井壁破裂、储罐破裂，石油类物质经过 100d、500d 和 1000d 后在地下水中的扩散结果分别见图 5.2-4~图 5.2-7。



泄漏 100d 石油类浓度随距离的变化关系

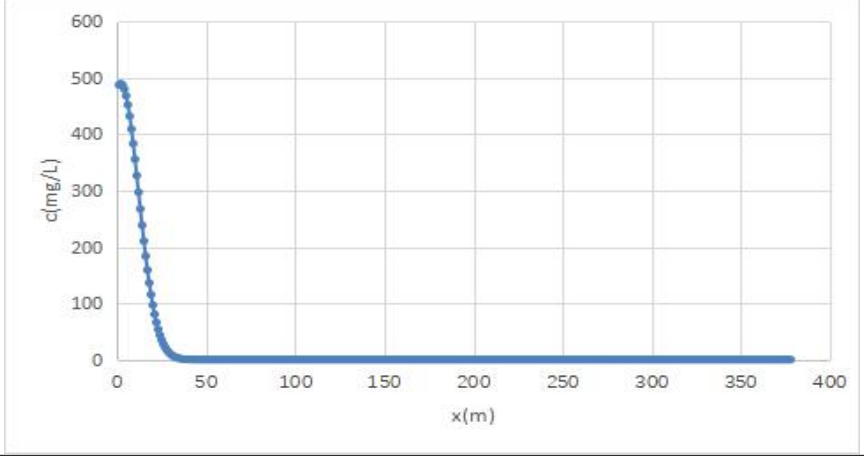


泄漏 500d 石油类浓度随距离的变化关系

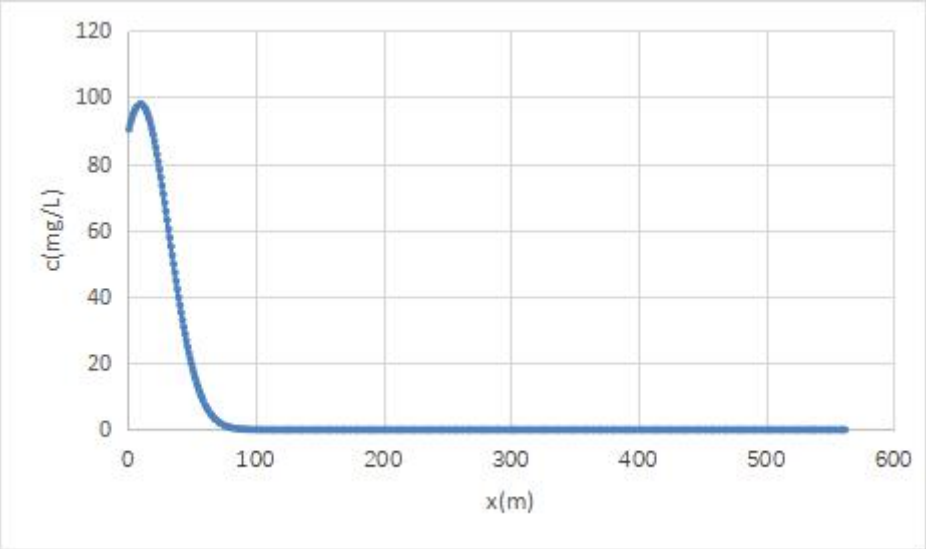


泄漏 1000d 石油类浓度随距离的变化关系

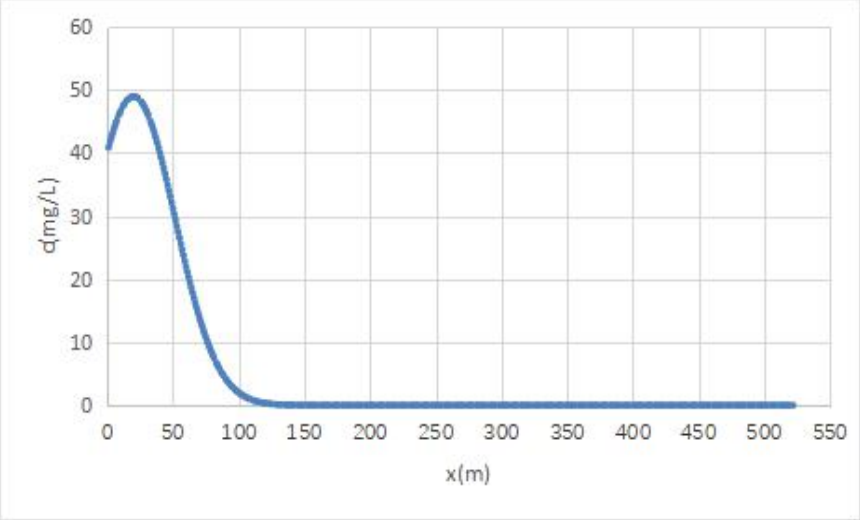
图 5.2-2　　集输管线发生全管径泄漏时石油类浓度随距离的变化关系



泄漏 100d 石油类浓度随距离的变化关系

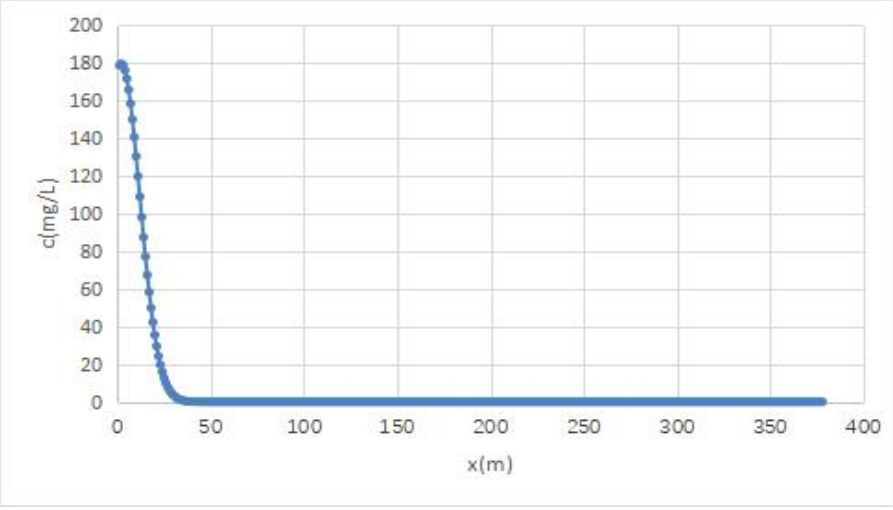


泄漏 500d 石油类浓度随距离的变化关系

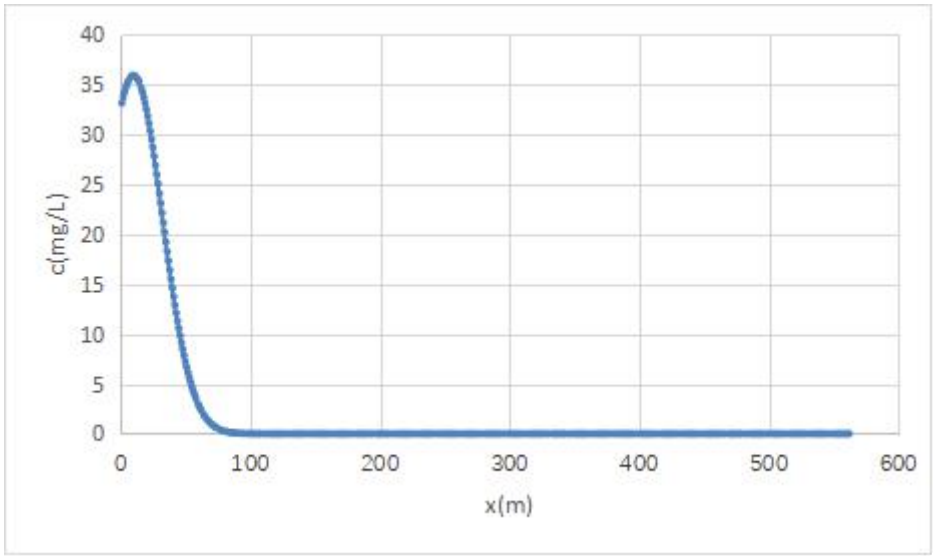


泄漏 1000d 石油类浓度随距离的变化关系

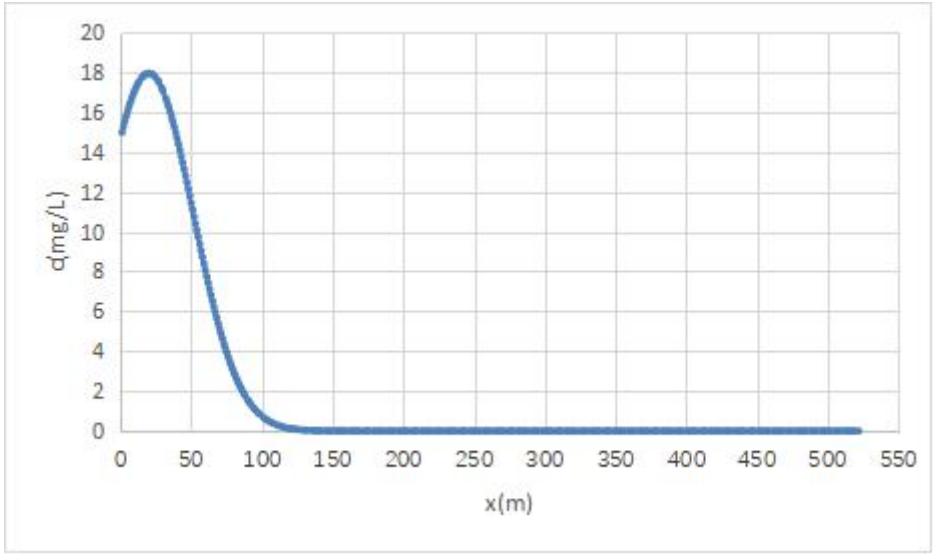
图 5.2-3　　油井井壁破裂发生原油泄漏时石油类浓度随距离的变化关系



泄漏 100d 石油类浓度随距离的变化关系



泄漏 500d 石油类浓度随距离的变化关系



泄漏 1000d 石油类浓度随距离的变化关系

图 5.2-4　储罐破裂发生原油泄漏时石油类浓度随距离的变化关系

从预测结果可知：随着时间的增加，污染范围有所增加，集输管线破裂后 100d、500d 和 1000d 的污染物超标最远距离分别为 45m、98m 和 117m，油井井壁破损后 100d、500d 和 1000d 的污染物超标最远距离分别为 37m、77m 和 108m，储罐泄漏后 100d、500d 和 1000d 的污染物超标最远距离分别为 34m、69m 和 95m。

在消除土体裂隙和根孔影响的试验条件下，石油类下渗下移的深度不会超过 20cm，泄漏的原油进入地下水的可能性很小，并定期对设备进行检修，将事故发生的概率将至最低，发生泄漏后做到及时发现、及时处理，彻底清除泄漏油品及被污染的土壤。因此，发生泄漏后采取相应的措施后不会对地下水环境产生大的影响。

5.2.1.5 地下水环境影响评价结论

（1）运营期井下作业和采出水经红山嘴联合站污水处理系统处理达标后回注油藏，对地下水无影响。

（2）井喷、输油管道、储罐及返排液储存池泄漏事故对地下水体的影响概率不大，若发生泄漏后做到及时发现、及时处理，彻底清除泄漏油品及被污染的土壤。因此，发生泄漏后采取相应的措施后不会对地下水环境产生影响。

综上所述，正常生产状况下，废水均得到了有效的处理处置，不会对地下水环境产生不利影响。

5.2.2 地表水环境影响分析

5.2.2.1 正常工况

运营期项目产生的采出水和井下作业废水经红山嘴联合站污水处理系统达标后，作为回注水用于生产，不与地表水产生水力联系。因此，正常情况下本工程废水不会对地表水产生不利影响。

5.2.2.2 事故状态下地表水环境影响

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

如发生油品泄漏事故，应立即对泄漏点采取措施。由于本工程的单井集输管道受自动控制系统监控，一旦发生泄漏能够及时发现，通过关闭阀门，可减少泄漏油量，并且根据新疆油田公司的环保要求，井下作业带罐作业，落地油 100%回收，通过采取各种措施，可最大限度防止泄漏事故的发生，使事故后的影响降至最低程度。

表 5.2-1　　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☐；涉水的风景名胜区☐；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☐；水产种植资源保护区☐；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☐	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□；富营养化□；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□
现状调查	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□	排污许可证□；环评□；环保验收□；既有实测□；现场监测□；入河排放口数据□；其他□
	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□；开发利用 40%以下□；开发利用 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□ 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额水流状况与河湖演变状况□		
影响	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	（）		

<table>
<tr><td rowspan="3">预测</td><td>预测时期</td><td colspan="5">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□</td></tr>
<tr><td>预测情景</td><td colspan="5">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□</td></tr>
<tr><td>预测方法</td><td colspan="5">数值解□；解析解□；其他□
导则推荐模式□；其他□</td></tr>
<tr><td rowspan="6">影响评价</td><td>水污染控制和水环境影响减缓措施有效性评价</td><td colspan="5">区（流）域环境质量改善目标□；替代削减源□</td></tr>
<tr><td>水环境影响评价</td><td colspan="5">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□
水源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□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>污染物名称</td><td colspan="2">排放量（t/a）</td><td colspan="2">排放浓度（mg/L）</td></tr>
<tr><td>（）</td><td colspan="2">（）</td><td colspan="2">（）</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□；水温减缓设施□；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">（）</td></tr>
<tr><td>监测因子</td><td colspan="2">（）</td><td colspan="2">（）</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>

5.3 声环境影响分析与评价

5.3.1 施工期环境影响分析

施工期的噪声主要为钻井过程中钻机、柴油机、泥浆泵和柴油发电机等发出的噪声，发电机、泥浆泵、钻机和柴油发电机的声压级一般在 80~110dB(A)，地面工程建设过程中推土机、挖掘机、载重车等机械噪声，声压级一般在 80dB(A)~100dB(A)。

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

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

式中：$L_p(r)$—距离声源 r 处的倍频带声压级；

$L_p(r_0)$—参考位置 r_0 处的倍频带声压级；

r—预测点距离声源的距离（m）；

r_0—参考位置距离声源的距离（m）；

预测结果见表 5.3-1。

表 5.3-1　　距场界不同距离处的噪声预测值

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

由预测结果可以看出：

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

（2）昼间施工噪声在 10m 外，夜间施工噪声在 50m 外满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 3 类标准要求。根据现场调查评价范围内没有集中固定居民居住，不产生噪声扰民现象，对局部环境的影响是暂时的，钻井期间产生的噪声对周围环境的影响是可以接受的。施工期噪声的影响主要是对钻井队的施工

人员的影响，因此必须要做好劳动防护措施。

5.3.2 运营期环境影响分析

运营期噪声污染源主要包括场中的各类机泵以及井下作业设备噪声，各类机泵、火炬放空等噪声。噪声源强详见表 3.3-9。

5.3.2.1 预测模式

选用点源模式，根据噪声衰减特性，分别预测其在评价范围内产生的噪声声级。

（1）噪声随距离衰减模式

采用预测模式为点声源几何发散衰减模式：

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

式中：L_A（r）— 距点声源 r 处的 A 声级（dB）；

r_0, r — 离点声源的距离（m）；

L_w — 参考位置噪声源声功率级（dB）。

（2）多声源叠加模式

$$\mathbf{L}_0 = 10\lg(\sum_{i=1}^{n} 10^{Li/10})$$

式中：L_0 ---- 叠加后总声压级，dB(A)；

n ---- 声源级数；

Li --- 各声源对某点的声压值，dB(A)。

5.3.2.2 预测结果

（1）正常工况

预测正常工况下各噪声源对各厂界影响的等效连续声级，见表 5.3-2。

表 5.3-2　　厂界噪声影响预测结果　　单位： dB(A)

预测场站	预测厂界	昼间			夜间		
		现状值	贡献值	叠加值	现状值	贡献值	叠加值
LHW140 井场	东厂界	41	36.02	42	39	36.02	41
	南厂界		37.96	43		37.96	42
	西厂界		34.44	42		34.44	40
	北厂界		34.44	42		34.44	40
计量站	东厂界	43	40.46	45	38	40.46	42
	南厂界		43.98	47		43.98	45
	西厂界		43.98	47		43.98	45

	北厂界		43.98	47		43.98	45
拉油点	东厂界	40	41.02	44	39	41.02	43
	南厂界		45.46	47		45.46	46
	西厂界		41.02	44		41.02	43
	北厂界		48.98	50		48.98	50

由预测结果可知，生产运营期井场正常生产时噪声很小，运营期噪声主要来自井场抽油机泵等产生的噪声，对背景噪声的贡献较小。且本项目位于戈壁荒漠，周边 200m 范围内无固定居民居住，根据上述预测井场和场站的厂界四周噪声值均满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）3 类标准限值要求，且周边无环境敏感点，因此工程实施后不会对周围声环境产生明显影响。

（2）非正常工况

火炬系统噪声源强可达到 105dB(A)，厂界的噪声贡献值有显著提高。火炬系统噪声源随距离衰减结果见表 5.3-3，噪声衰减分布见图 5.3-1。

表 5.3-3　　火炬系统噪声源随距离衰减

距离(m)	50	100	150	200	250	300	350	400
噪声值 dB(A)	69.73	63.74	60.23	57.73	55.79	54.21	52.87	51.71

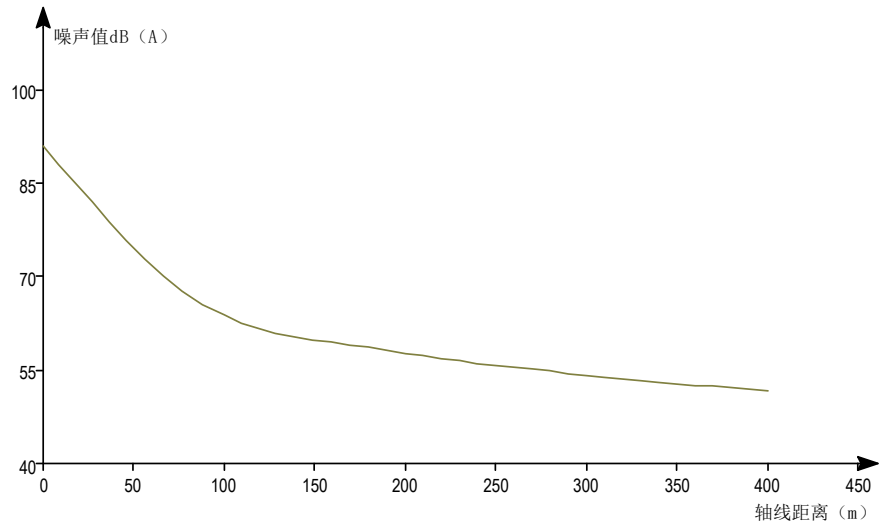


图 5.3-1　火炬系统噪声衰减图

由上可知，火炬噪声昼间 150m 外，夜间 400m 外才可满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）3 类区标准的要求，因集中拉油点周边无居民区等声环境敏感目标，因此火炬噪声不会产生扰民现象。

5.3.3 服务期满后环境影响分析

本项目服务期满后，由于井架拆除过程中会产生一定的施工噪声。施工噪声

主要可分为机械噪声、施工作业噪声和施工车辆噪声。机械噪声主要由施工机械所造成，如挖土机械、升降机等，多为点声源；施工作业噪声主要指一些零星的敲打声、装卸车辆的撞击声、拆卸模板的撞击声等，多为瞬时噪声。

本项目井区周围没有固定人群居住，因此项目施工对场区周围声环境质量影响不大。

5.4 固体废物环境影响分析与评价

5.4.1 施工期固体废物环境影响分析

本项目施工期固废主要是钻井废弃泥浆和岩屑、施工弃土。

5.4.1.1 废弃钻井泥浆和岩屑

本项目钻井产生的钻井液及岩屑一同进入不落地系统进行处理，并实现固液分离，分离后的液相循环使用，钻井结束后钻井液由井队回收，送至下个井场用于新钻井液的配置，不外排。固相水基岩屑中各类污染物经检测后能够达到《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T 3997-2017）中污染物限值的相关标准后，可就近用于铺设通井路、铺垫井场等基础材料，进行综合利用，对环境影响较小。

5.4.1.2 施工弃土

本项目施工期管线施工产生的弃土回填在管堤上，并实施压实平整水土保持措施。

5.4.2 运营期固体废物环境影响分析

油田生产过程中产生的固体废物主要是油泥（砂）。

根据《国家危险废物名录》（2021 年本，部令第 15 号），油田生产运营过程中产生含油污泥作为废矿物油类，属于危险废物（废物类别 HW08）。

表 5.4-1　本项目危险废物具体名录

危险废物名称	废物类别	行业来源	废物代码	危险废物	危险特性
油泥(砂)	HW08 废矿物油与含矿物油废物	石油开采	071-001-08	石油开采和联合站贮存产生的油泥和油脚	T/I
废弃分子筛	HW49 其他废物	非特定行业	900-041-49	含有或沾染毒性、感染性危险废物的废气包装物、容器、过滤吸附介质	T/In

（1）油泥砂

本项目井场不产生含油污泥，运营期采出液依托红山嘴联合站、采油一厂稀油处理站处理过程中会生产含油污泥委托有危废处置资质的单位负责转运、接收和无害化处理。

（2）废弃分子筛

废弃分子筛由天然气回收装置产生，集中收集后交有资质的单位进行处置。

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

（3）天然气回收分离油泥

天然气回收过程中除液器、压缩机出口分离器等生产设备分离出的油泥，产生量为 16.5t/a（0.05t/d）。经管线排入污油罐撬，拉运至红山嘴联合站油处理系统处理，不外排。

5.4.3 退役期固体废物环境影响分析

油井退役后地面设施拆除、井场清理等工作会产生部分废弃管线、废弃建筑残渣进行集中清理收集后外运。

地面设施拆除、井场清理等工作过程中被原油污染的土壤或油渣等危险固废，交由有资质的单位进行无害化处置，不会对周围环境产生影响。

5.5 土壤环境影响分析与评价

根据工程组成，可分为施工期、运营期、闭井期三个阶段对土壤的环境影响。

施工期环境影响识别主要针对施工过程施工机械开挖、碾压、施工人员踩踏、废水及固体废物在临时储存及处理过程中对土壤环境产生的影响等。

运营期环境影响识别主要针对井下作业、油气集输等过程中对土壤环境产生的影响等。

闭井期环境影响识别主要针对采油设备拆除过程对土壤环境产生的影响等。

本项目土壤影响类型与途径见表 5.5-1，影响因子见表 5.5-2。

表 5.5-1　建设项目土壤环境影响类型与影响途径表

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

服务期满后	/	/	√	/	/	/	/	/
注：在可能产生的土壤影响类型处打“√”，列表未涵盖的可自行设计。								

表 5.5-2　污染影响型建设项目土壤环境影响源及影响因子识别表

阶段	污染源	工艺流程	污染途径	特征因子	污染介质	可能污染区域	备注
施工期	泥浆循环罐、柴油罐	储罐破裂造成泥浆、柴油渗漏污染土壤环境	垂直入渗	石油类	表层土壤、深层土壤	井场及周围区域	事故情况
运营期	输油管线	事故状态，管线破裂导致原油连续渗漏污染土壤	垂直入渗	石油类	表层土壤、深层土壤	管线及周围区域	事故情况
闭井期	采油设备	柴油设备拆除	垂直入渗	石油类	表层土壤、深层土壤	井场及周围区域	事故情况

根据建设项目对土壤环境可能产生的影响主要为井下作业、采出液垂直下渗造成的土壤污染。故将本次项目土壤环境影响类型划分为污染影响型，主要影响方式为垂直下渗。

5.5.1 施工期土壤环境影响

对土壤质量的影响主要为人为扰动、车辆行驶和机械施工、各种废弃物污染影响。

5.5.1.1 人为扰动对土壤的影响

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

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

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

5.5.1.2 车辆行驶和机械施工对土壤的影响

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

5.5.1.3 水土流失影响

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

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

5.5.1.4 施工期污染影响途径

项目建设活动中产生的废气和废渣等典型污染物质，会对土壤产生严重负面影响。主要以占用和污染两种方式污损土壤。

污染影响形式为大气沉降、地面漫流和垂直入渗。

建设期大气污染主要为施工扬尘和机械设备排放的尾气，而施工扬尘对环境的影响最为明显。由于施工场地设置围栏、洒水抑尘、覆盖防尘、限制车速、保持施工场地洁净、避免大风天气作业等防尘措施，且施工场地已经干化结实，起尘量很小。因此，本项目施工期产生的扬尘不会对土壤环境造成影响。

建设期固体废物主要为土地平整和施工产生的弃土，不含重金属和无机物、挥发性有机物、半挥发性有机物，弃土用于周边井场平整，因此本项目施工期产生的弃土不会对土壤环境造成影响。

5.5.2 运营期土壤环境影响分析

5.5.2.1 正常状况下对土壤环境的影响分析

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

本项目红 172 井区生产过程中液体物料配置过程中均为密闭管路连接，不会出现溢出和泄漏情况，实现可视可控，且在管线上做好标识，如若出现泄漏等事故情况，可及时发现，及时处理。红 831 井区采用单井拉油工艺，储罐装载点铺设有防渗膜，防止原油转载过程产生落地油。

综上，本项目从源头控制液体物料、废水泄漏，同时采取可视可控措施，若发生泄漏可及时发现，对原油装载点采取防渗措施，通过采取以上措施，液体物料、废水、废液等进入土壤的量很少，不会对周围土壤环境产生明显影响。

5.2.2.2 非正常状况下对土壤环境的影响分析

（1）井喷

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

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

（2）集输管线泄漏

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

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

根据类比调查结果：输油管道泄漏事故发生后，非渗透性的基岩及粘重土壤

上污染（扩展）面积较大，而疏松土质上影响扩展范围较小；粘重土壤多为耕作土，原油覆于地表会使土壤透气性下降，降低土壤肥力，影响植被的生长和恢复。在泄漏事故发生的初期，原油在土壤中下渗至一定深度，随泄漏历时的延长，下渗深度增加不大（落地原油一般在土壤内部 20cm 左右范围内积聚）。

5.2.2.3 污染物影响途径

拟建项目为石油开采项目，项目运行期最有可能对土壤环境造成影响的情况为原油泄漏，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。根据工程分析，拟建项目可能对土壤造成污染的途径主要有：含油物质发生泄漏对土壤造成的影响。

5.2.2.4 土壤环境影响预测与评价

拟建项目重点预测集油管线泄漏对土壤环境影响。

（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 5.5-3。

表 5.5-3　　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	顺北油气田 2021 年产能项目/陆地石油开采	陆地石油开采	是
2	污染途径	垂直入渗	垂直入渗	是
3	特征因子	石油类	石油类	是
4	土壤类型/土壤质地	风沙土和灰色草甸土/砂土	盐化灰漠土/砂土	是
5	预测情景	非正常工况/管线泄漏	非正常工况/管线泄漏	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 5.5-4。

表 5.5-4　非正常情况下污染物在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	全部包气带深度	全部包气带深度	全部包气带深度
	包气带底部石油类浓度（mg/L）	515.1569	769.3116	875.3160	942.9776

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。

5.5.3 土壤环境自查表

本项目土壤环境自查表见表 5.5-4。

表 5.5-4　土壤环境影响评价自查表

工作内容		完成情况	备注
影响识别	影响类型	污染影响型☑；生态影响型□；两种兼有□	
	土地利用类型	建设用地√；农用地□；未利用地□	/
	占地规模	（1.98）hm^2	
	敏感目标信息	敏感目标（）、方位（）、距离（）	
	影响途径	大气沉降□；地面漫流□；垂直入渗☑；地下水位□；其他（）	
	全部污染物	石油烃	
	特征因子	石油烃	
	所属土壤环境影响评价类别	I 类☑；II 类□；III 类□；IV 类□	
	敏感程度	敏感☑；较敏感□；不敏感□	

<table>
<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="6">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"></td><td>同附录 C</td></tr>
<tr><td rowspan="3">现状监测点位</td><td></td><td>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>0~20cm</td></tr>
<tr><td>柱状样点数</td><td>3</td><td>0</td><td>在 0~0.5m、0.5~1.5m、1.5~3m 分别取样</td></tr>
<tr><td>现状监测因子</td><td colspan="4">（GB36600-2018）表 1 中 45 项因子和表 2 中石油烃和 pH 值，共 47 项</td><td></td></tr>
<tr><td rowspan="3">现状评价</td><td>评价因子</td><td colspan="4">石油烃</td><td></td></tr>
<tr><td>评价标准</td><td colspan="4">GB15618√；GB36600□；表 D.1□；表 D.2□；其他（）</td><td></td></tr>
<tr><td>现状评价结论</td><td colspan="4">各监测点各监测项目均满足 GB 15618-2018 和 GB36600-2018 中筛选值</td><td></td></tr>
<tr><td rowspan="4">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（）</td><td></td></tr>
<tr><td>预测分析内容</td><td colspan="4">影响范围（）
影响程度（）</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="3">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>监测点数</td><td colspan="2">监测指标</td><td>监测频次</td><td rowspan="3"></td></tr>
<tr><td></td><td colspan="2"></td><td></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">采取环评提出的措施，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级工作的，分别填写自查表。</td></tr>
</table>

5.6 生态环境影响分析

5.6.1 对生态环境影响的途径

本项目开发过程包括钻井工程、油田开采工程、井下作业工程、油气集输工程及相应的配套设施建设工程。油田开发占地面积大，一般为网状布局，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。

5.6.1.1 生态环境影响类型

（1）占地对地表土壤、植被影响

钻井、运输、地面工程建设要侵占土地、破坏植被，改变原有生态系统结构和功能。

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

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

（2）污染物排放对生态环境的影响

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

（3）系统重建

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

5.6.1.2 生态环境影响因素

环境影响因素识别实际上是对主体（开发建设项目）的识别，包括主要工程和辅助工程。对于本项目来讲，主要从油田开发工程（钻井、地面基本设施建设、配套设施和道路建设等）、油田内部油气集输管道工程等诸多方面分析环境影响因素。

（1）钻井

本项目新钻采油井 9 口，井场的平整会产生土方；钻井过程中废物的排放、

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

（2）管线修建

管道修建中的地沟挖掘、下管及填埋过程中，对生态环境的影响主要是对土地的占用、对原生地表及管沟开挖范围内土层结构的破坏。本项目新建各类管线（均为油田内部集输管网）4.9km，施工期结束后，这种影响将随即消失，受影响的地表将在一定时期内逐步恢复到原生状态。

生态环境影响因素见表 5.6-1。

表 5.6-1　　生态环境影响因素

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

5.6.1.3 生态环境影响程度

工程建设对生态环境影响程度主要指所造成的影响是否可逆和可恢复。

（1）永久性占地区域

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

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

（2）临时性占地区域

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

然恢复的速度十分缓慢。

5.6.2 对植被的影响分析

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

5.6.2.1 工程占地对植被的影响及生物量损失

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

根据新疆维吾尔自治区畜牧厅编制的《新疆草地资源及其利用》，项目区产草量按照 750kg/hm^2 计算，对开发区域占地类型、植物生物量损失量影响见表 5.6-2。

表 5.6-2　　评价区域占地类型及生物量损失

植被类型	占地类型	工程内容	占地面积（hm^2）	生物量损失（t/a）	影响时间（a）
梭梭沙漠	永久占地	井场	1.08	0.81	永久
		计量站	0.2	0.15	永久
		拉油点	0.5	0.38	永久
		天然气撬装站	0.2	0.15	
		输电线路	0.004	0.003	永久
	临时占地	井场	8.82	6.62	3~5
		管线	3.92	2.94	3~5
		天然气撬装站	0.1	0.08	
		输电线路	0.08	0.06	3~5
合计			14.90	10.953	——

在油田开发过程中土地被扰动，地表植被基本被毁。在投入运营后，其中有部分地表土地被永久占用，地表被各种构筑物或砾石覆盖。其余土地重新回到原来的自然状态，但地表植被及地表结构却发生了变化。地表保护层被破坏后，其稳定性下降，防止水土流失的能力也随之下降。本项目在油田开发过程中临时占地面积为 12.92hm^2，永久占地面积为 1.98hm^2。在油田开发初期的 3～5 年中，荒漠植被破坏后不易恢复，因而使得 12.92hm^2 荒漠土地基本没有植物初级生产能力，生物损失量约为 11.2t/a，当临时性占地的植被得到初步恢复后，这种损失将会逐渐减少。

5.6.2.2 管线修建对植被的影响

集输管线的建设对植被的破坏包括管沟宽度和施工场地宽度两部分。管道建设中管沟部分的植被被彻底清除，而施工带地面上的植被破坏则因施工方式的不同而异。项目油田内部的集输管线管径较小，管线施工完成后，由于很少再次进行干扰，其地表进行平整后，植物会逐渐自然恢复。

5.6.2.3 人类活动对植被的影响

项目开发建设过程中大量人员、机械进入荒漠区，使荒漠环境中人类活动频率大幅度增加。对植被的影响主要表现在人类和机械对植物的践踏、碾压和砍伐，使原生植被生境发生较大变化。荒漠区单位面积上人口密度的增加将导致工程开发范围内及边缘区形成次生荒漠化。但评价区植被分布不均匀，因此，人类活动对该区域天然植被产生的不良影响非常有限。

5.6.2.4 突发性事故对植被的影响

项目开发建设中对生态环境造成严重破坏的主要事故类型为原油和含油污水泄漏，其产生的污染物排放均会对评价范围内的植被造成不同程度的影响，影响程度与发生事故时泄漏的油量及是否发生火灾有很大关系。植被体上附着的原油越多，植物死亡率就越高，而且草本植被比乔、灌木更敏感，更易受到致命的影响。如果发生火灾，则植被的地上部分会完全被毁，但如果土壤环境未被破坏，第二年植被将会重新生长。

交通事故通常发生在道路两旁，发生的概率及影响范围均极小，仅对路边很小范围的植被产生严重污染。相对于整个开发区域而言，事故均发生于一个较小的范围内，且可通过对原油的及时清理而减轻其影响，不会对整个区域植被产生明显不利影响。

5.6.2.5 对保护植物梭梭的影响分析

对油田区域内的临时性占地（井场、管线）等合理规划，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。管线施工作业带宽度控制在10m，并尽量避让梭梭，若无法进行避让，需对保护植物进行移植保护。在采取以上措施后对保护植物梭梭的影响较小。

5.6.3 对野生动物影响分析

油田开发建设对野生动物的生存环境、分布范围和种群数量的影响主要分为

直接影响和间接影响两个方面。直接影响主要表现为建设项目的占地，使野生动物的原始生存环境被破坏或改变；间接影响主要表现为由于植被的减少或污染破坏而引起野生动物食物来源的减少。

5.6.3.1 施工期对野生动物的影响

井场构筑物建设、管道敷设及道路修建过程中，由于机械设备的轰鸣惊扰，人群活动的增加，荒漠型鸟类和大型哺乳类动物将远离施工现场，使区域内单位面积上的动物种群数量下降，但此类影响对爬行类和小型啮齿类动物的干扰不大。一些伴人型鸟类如麻雀、乌鸦等，一般在离作业区 30m 以外活动，待无噪声干扰时较常见于人类生活区附近。因此，随着钻井、开发各个过程的变化，该区域内野生动物的种类和数量将发生一定的变化，原有的荒漠型鸟类和大型哺乳类将逐渐避开人类活动的干扰迁至其它区域，而常见的伴人型野生动物种类有所增加。地面建设工程后期，随着开发建设进入正常生产阶段，施工人员撤离作业区域，仅少量巡检人员在油田开发区域及管道区域定期活动，区域内的人为活动逐步减少，野生动物将逐步回归原有生境，主要的影响范围仅限于场站和生活基地等人员活动较多的区域。

5.6.3.2 运营期对野生动物的影响

本项目开发区内广泛分布于沙质荒漠，植被盖度低，植物种类多为以梭梭建群种的小半乔木荒漠植被。由于干旱和食物短缺，加上区域内乔灌木植被少，难以给野生动物提供栖息及躲藏之地，大型野生动物分布较少，仅以啮齿类动物的活动痕迹较为多见。再加上区内近年来油气田勘探开发，油田公路修建，人为活动频繁，所以野生动物种类分布较少，大型哺乳动物种类更少，基本上没有区域特有种分布。因此，本项目运营期不会对野生动物产生明显影响。

5.6.3.3 退役期对野生动物的影响

退役期内，对完成采油气的废弃井，封堵内外井眼，拆除抽油机械设置，截去地下 1m 管头，清理场地，并立警示标志。

占地范围具备植被恢复条件的，应将井场水泥平台或砂砾石铺垫清理，不具备植被恢复条件的区域，建议保留井口水泥底座，以防止沙化，起到防沙固沙作用。

通过采取以上措施，可使退役期生态环境影响降到最低。

5.6.4 对荒漠生态景观变化的影响分析

本项目开发区的基质为荒漠生态景观。荒漠生态景观的稳定性较差，异质化程度低，生态体系的稳定性和必要的抵御干扰的柔韧性较差。项目区内景观的控制性组分是荒漠植被，由于面积偏小，物种较少，尚达不到作为种群源及物种流动的生物廊道要求。此外，作为开放系统的景观，需要不断地与周边环境进行物质能量和物种的交换，才能不断增强景观系统的阻抗和恢复能力。本项目区域内的各种节点，还没有达到自我调节和控制周围环境质量的能力，对外界干扰的抗性差，系统极其脆弱，因此，从该方面来说，本项目区荒漠景观的稳定性较低。

本项目开发过程中永久性占地面积为 1.98hm^2，原地表被永久性构筑物占用，由荒漠生态景观变为人工景观。也就是说，区域内作为基质组成部分的荒漠生态景观中减少了 12.92hm^2。对于整个油田开发区来讲，占原有荒漠生态景观的比例极小。

5.6.5 对土地利用变化的影响分析

油田井区建设工程位于荒漠生态系统，井场、站场等地面建设属永久性占地，即将土地利用类型由戈壁荒漠植被转变为工程建设用地。

临时性占地则在破坏植被的基础上还对土壤环境产生不利影响。土壤有机质的分解使表土内有机质含量大幅度降低，不利于植被恢复，临时占地还使土壤的富集过程受阻，使土壤生产力下降这将使生态系统的敏感性增强，更易遭到破坏。但在严格执行生态保护与恢复措施的情况下，被临时占地破坏的土地及其生态功能将逐渐得到恢复。此外，因临时和永久性占地面积占评价区域面积比重不大，因此总体上建设工程会对区域内土地利用变化造成的影响较小。

5.6.6 土地沙化和水土流失影响分析

项目区地面建设工程实施中，会使施工带范围内的土体结构遭到破坏，其范围内的植被也会受到严重破坏甚至被彻底清除，导致风沙作用加剧，因此大规模的石油开发可能促使生态环境进一步恶化。其影响主要表现在以下施工期和运营期两个方面。

（1）土壤粗粒化

在土壤沙化过程中，当风力作用地表产生风蚀时，便产生风选作用，细粒物

质被带走，粗粒物质大部分原地保留下来，从而使土壤颗粒变粗，将未沙化的原始土壤和“就地起沙”形成的风沙土颗粒粒级加以比较，沙化后的风沙土较之原始土壤粗砂和细砂粒显著增加，而粉砂和粘粒粒级减少。

（2）土壤贫瘠及含盐量变化

沙化引起土壤贫瘠化的原因，一是积累土壤有机质的表层被风吹蚀；二是在风沙化发展过程中，土壤干旱并在高温影响下，有机物质矿化加强，使原来积累的有机物大量分解；三是土壤粗粒化结果。从未沙化原始土壤与沙化地段土壤肥力对比看，土壤有机质和全氮含量随沙漠化增加有所降低，特别是土壤有机质随沙化强度的变化十分明显。磷素和钾素随沙化程度增加，含量无明显差异。土壤中的易溶性盐分是随土壤水分发生移动的，并随着土壤水分蒸发而在地表聚积。由于沙土毛管上升高度低，因此，通过毛管上升水流到达地表而产生的积盐很微弱，另外在土壤受到风蚀沙化时，表土层的盐分有的被吹蚀，有的和含盐轻的底土层发生混合，因而也降低了风沙土壤的盐分含量，据邻近油田的调查结果表明，随沙化增强，盐分含量降低。

（3）对油区公路、管线、井场的危害

评价区内春夏两季为多风季节，尤其是春季大风频繁，沙尘暴天气较多，而此时降水稀少，因而干旱沙质地表的沙层易被风力吹扬，风沙活动可以风蚀公路。

在敷设管线下管回填时，回填土高于原地表，由于土质疏松，易被春秋季的大风扬起的沙尘，从而造成水土流失。此外管线穿越冲沟处，水工防护设施设计不当或没有采取水工防护，可能在洪水季节由于水流的冲刷而剥蚀暴露出管线。

5.6.7 对森林公园影响分析

玛依格勒森林公园内主要景观是荒漠自然景观，主要分布胡杨、柽柳、梭梭、麻黄等植物。目前该森林公园正在进行规划编制工作，尚未进行分区。

本项目红 172 井区距离玛依格勒森林公园最近距离 180m。工程施工营地、井场临时占地范围均不涉及森林公园，工程建设前后森林公园生态服务功能影响较小。

5.6.8 对大农业耕地的影响分析

本项目不占用耕地，钻井期废弃物采用不落地技术进行处理，运营期罐车拉油经油区道路外运，不经过耕地，可以有效减轻工程建设对耕地的影响。

项目区域为多风、地形开阔地带，自然条件良好，有利于扬尘的扩散，且施工期短，扬尘量较小，对周围耕地的影响较小。

5.7 环境风险评价

5.7.1 评价依据

5.7.1.1 风险调查

（1）危险物质风险识别

按照《建设项目环境风险评价技术导则》(HI/T169-2018）附录 B、《危险化学品重大危险源辨识》(GB18218-2009)、《职业性接触毒物危害程度分级》(GB50844-85）中涉及的有毒有害、易燃易爆物质进行危险性识别。对于中度危害以上的危险性物质应予以识别，按照物质危险性，结合受影响的环境因素，筛选本工程环境风险评价因子主要为原油、天然气、轻烃。

①天然气

天然气中甲烷、乙烷属单纯窒息性气体，对人体基本无毒。其它组分如丙烷、异丁烷、正丁烷、异戊烷、正戊烷等都为微毒或低毒物质。天然气除气态经外，还有少量二氧化碳、氮气等非怪气体。天然气理化性质、危险危害特性及防护措施见表 5.7-1。

表 5.7-1　　天然气理化性质、危险危害特性及防护措施表

化学品名称	化学品中文名称	天然气		
	化学品英文名称	Natural gas dehydration		
成分/组成信息	主要有害成分	甲烷		
	分子式	CH_4	分子量	16.05
危险特性	危险性类别：第 2.1 类易燃气体。侵入途径：吸入。 健康危害：空气中甲烷浓度过高，能使人窒息。当空气中甲烷达 25%~30%时，可引起头痛、头晕、乏力、注意力不集中、呼吸和心跳加速、共济失调。若不及时脱离，可致窒息死亡。皮肤接触液化气体可致冻伤。 环境危害：对环境有害。 燃爆危险：易燃，与空气混合能形成爆炸性混合物。			
急救措施	皮肤接触：如果发生冻伤，将患部浸泡于保持在 38~42℃的温水中复温。不要涂擦。不要使用热水或辐射热。使用清洁、干燥的敷料包扎。如有不适感，就医。 吸入：迅速脱离现场至空气新鲜处。保持呼吸道通畅。如呼吸困难，给输氧。呼吸、心跳停止，立即进行心肺复苏术。就医。			
消防措施	危险特性：易燃，与空气混合能形成爆炸性混合物，遇热源和明火有燃烧爆炸的危险。与五氧化溴、氯气、次氯酸、三氟化氮、液氧、二氟化氧及其它强氧化剂接触发生剧烈反应。			

<table>
<tr><td></td><td colspan="4">有害燃烧产物：一氧化碳。
灭火方法：用雾状水、泡沫、二氧化碳、干粉灭火。切断气源。若不能切断气源，则不允许熄灭泄漏处的火焰。消防人员必须佩戴空气呼吸器、穿全身防火防毒服，在上风向灭火。尽可能将容器从火场移至空旷处。喷水保持火场容器冷却，直至灭火结束。</td></tr>
<tr><td>泄漏应急处理</td><td colspan="4">消除所有点火源。根据气体扩散的影响区域划定警戒区，无关人员从侧风、上风向撤离至安全区。建议应急处理人员戴正压自给式呼吸器，穿防静电服。作业时使用的所有设备应接地。禁止接触或跨越泄漏物。尽可能切断泄漏源。若可能翻转容器使之逸出气体而非液体。喷雾状水抑制蒸气或改变蒸气云流向，避免水流接触泄漏物。禁止用水直接冲击泄漏物或泄漏源。防止气体通过下水道、通风系统和限制性空间扩散。隔离泄漏区直至气体散尽。
储存注意事项:钢瓶装本品储存于阴凉、通风的易燃气体专用库房。远离火种、热源。库温不宜超过 30℃。应与氧化剂等分开存放，切忌混储。采用防爆型照明、通风设施。禁止使用易产生火花的机械设备和工具。储区应备有泄漏应急处理设备。</td></tr>
<tr><td>操作处置与储存</td><td colspan="4">操作注意事项：密闭操作，全面通风。操作人员必须经过专门培训，严格遵守操作规程。远离火种、热源，工作场所严禁吸烟。使用防爆型的通风系统和设备。防止气体泄漏到工作场所空气中。避免与氧化剂接触。在传送过程中，钢瓶和容器必须接地和跨接，防止产生静电。搬运时轻装轻卸，防止钢瓶及附件破损。配备相应品种和数量的消防器材及泄漏应急处理设备。</td></tr>
<tr><td>接触控制/个体防护</td><td colspan="4">工程控制：生产过程密闭，全面通风。
呼吸系统防护：一般不需要特殊防护，但建议特殊情况下，佩戴过滤式防毒面具(半面罩）。
眼睛防护：一般不需要特殊防护，高浓度接触时可戴安全防护眼镜。
身体防护：穿防静电工作服。
手防护：戴一般作业防护手套。
其他防护：工作现场严禁吸烟。避免长期反复接触。进入限制性空间或其它高浓度区作业，须有人监护。</td></tr>
<tr><td rowspan="5">理化特性</td><td>外观与性状</td><td>无色无味气体</td><td>饱和蒸气压</td><td>53.32kPa/-168.8℃</td></tr>
<tr><td>沸点</td><td>-161.4℃</td><td>闪点</td><td>-218℃</td></tr>
<tr><td>熔点</td><td>-182.6℃</td><td>溶解性</td><td>微溶于水，溶于乙醇、乙醚、苯、甲苯等</td></tr>
<tr><td>密度</td><td>相对密度（水=1）：0.42（-161.4℃）
相对蒸汽密度（空气=1）：0.6</td><td>稳定性</td><td>稳定</td></tr>
<tr><td>爆炸极限</td><td>5~15%（V%）</td><td>引燃温度</td><td>537℃</td></tr>
<tr><td>稳定性和反应活性</td><td colspan="4">稳定性：稳定；禁配物：强氧化剂、强酸、强碱、卤素；避免接触的条件：高热，火源和不相容物质；聚合危害：不发生；分解产物：一氧化碳、二氧化碳。</td></tr>
<tr><td>毒理学资料</td><td colspan="4">LC50：50%(小鼠吸入，2h)。
LC50：无资料。</td></tr>
<tr><td>生态学资料</td><td colspan="4">其它有害作用：温室气体。应特别注意对地表水、土壤、大气和饮用水的污</td></tr>
</table>

	染。
废弃处置	废弃物性质：危险废物。废弃处置方法:建议用焚烧法处置。 废弃注意事项：处置前应参阅国家和地方有关法规。把倒空的容器归还厂商或在规定场所掩埋。
运输信息	运输注意事项：采用钢瓶运输时必须戴好钢瓶上的安全帽。钢瓶一般平放，并应将瓶口朝同一方向，不可交叉；高度不得超过车辆的防护栏板，并用三角木垫卡牢，防止滚动。运输时运输车辆应配备相应品种和数量的消防器材。装运该物品的车辆排气管必须配备阻火装置，禁止使用易产生火花的机械设备和工具装卸。严禁与氧化剂等混装混运。夏季应早晚运输，防止日光曝晒。中途停留时应远离火种、热源.公路运输时要按规定路线行驶，勿在居民区和人口稠密区停留。铁路运输时要禁止溜放。

②原油

原油理化性质、危险危害特性及防护措施见表 5.7-2。

表 5.7-2　　原油理化性质、危险危害特性及防护措施表

特别警示	易燃易爆
理化特性	原油是指从凝析气田或者油田伴生天然气凝析出来的液相组分，又称天然汽油。其主要成分是 C_5 至 C_{11+}烃类的混合物，并含有少量的大于 C_8 的烃类以及二氧化硫、噻吩类、硫醇类、硫醚类和多硫化物等杂质，其馏分多在 20℃-200℃之间，挥发性好。 【主要用途】 是生产溶剂油优质的原料。
危害信息	【燃烧和爆炸危险性】 其蒸气与空气可形成爆炸性混合物，遇明火、高热能引起燃烧爆炸。与氧化剂能发生强烈反应。其蒸气比空气重，能在较低处扩散到相当远的地方，遇火源会着火回燃。 【健康危害】 蒸气可引起眼及上呼吸道刺激症状，如浓度过高，几分钟即可引起呼吸困难、紫绀等缺氧症状。
安全措施	【操作安全】 密闭操作，注意通风。操作人员必须经过专门培训，严格遵守操作规程。建议操作人员佩戴自吸过滤式防毒面具(半面罩)，戴化学安全防护眼镜，穿防静电工作服，戴橡胶耐油手套。远离火种、热源，工作场所严禁吸烟。使用防爆型的通风系统和设备。防止蒸气泄漏到工作场所空气中。避免与氧化剂、还原剂、碱类接触。灌装时应控制流速，且有接地装置，防止静电积聚。搬运时要轻装轻卸，防止包装及容器损坏。配备相应品种和数量的消防器材及泄漏应急处理设备。倒空的容器可能残留有害物。 【储存安全】 储存于阴凉、通风的库房。远离火种、热源。库温不宜超过 30℃。保持容器密封。应与氧化剂分开存放，切忌混储。采用防爆型照明、通风设施。禁止使用易产生火花的机械设备和工具。储区应备有泄漏应急处理设备和合适的收容材料。 【运输安全】 运输时运输车辆应配备相应品种和数量的消防器材及泄漏应急处理设备。夏季最好早晚运输。运输时所用的槽(罐)车应有接地链，槽内可设孔隔板以减少震荡产生静电。

	严禁与氧化剂、食用化学品等混装混运。运输途中应防曝晒、雨淋，防高温。中途停留时应远离火种、热源、高温区。装运该物品的车辆排气管必须配备阻火装置，禁止使用易产生火花的机械设备和工具装卸。公路运输时要按规定路线行驶，勿在居民区和人口稠密区停留。铁路运输时要禁止溜放。严禁用木船、水泥船散装运输。
应急处置原则	【急救措施】 皮肤接触：脱去污染的衣着，用大量流动清水彻底冲洗。 眼睛接触：立即翻开上下眼睑，用流动清水或生理盐水冲洗至少 15 分钟，就医。吸入：迅速脱离现场至空气新鲜处。保持呼吸道通畅。呼吸困难时给输氧。呼吸停止时，立即进行人工呼吸。就医。 食入：催吐，就医。 【灭火方法】 消防人员须佩戴防毒面具、穿全身消防服，在上风向灭火。尽可能将容器从火场移至空旷处。喷水保持火场容器冷却，直至灭火结束。处在火场中的容器若已变色或从安全泄压装置中产生声音，必须马上撤离。灭火剂：雾状水、泡沫、干粉、二氧化碳、砂土。 【泄漏应急处置】 切断火源：在确保安全情况下堵漏。禁止泄漏物进入受限制的空间(如下水道等)，以避免发生爆炸。喷水雾可减少蒸发。用砂土、蛭石或其它惰性材料吸收，然后收集运至废物处理场所。或在保证安全情况下，就地焚烧。如大量泄漏，利用围堤收容，然后收集、转移、回收或无害处理后废弃。

③轻烃

轻烃理化性质、危险危害特性及防护措施详见表 5.7-3。

表 5.7-3　　稳定轻烃理化性质、危险危害特性及防护措施表

名称	简述	毒性	燃烧爆炸特性参数	危险级别
稳定轻烃	又称天然汽油，主要为烷烃的 C_4～C_6 成分	蒸气可引起眼及上呼吸道刺激症状，如浓度过高，几分钟即可引起呼吸困难、紫绀等缺氧症状	闪点：<-18℃ 爆炸极限：1.1%～6.8%	易燃液体
闪点	引燃温度	爆炸上限	爆炸下限	沸点
-2℃	350℃	8.7%	1.1%	20~160℃
健康危害		石脑油蒸气可引起眼及上呼吸道刺激症状，如浓度过高，几分钟即可|起呼吸困难、紫绀等缺氧症状。		
环境危害		对环境有危害，对水体、土壤和大气可造成污染。		
消防措施	危险特性	其蒸气与空气可形成爆炸性混合物，遇明火、高热能引|起燃烧爆炸。与氧化剂能发生强烈反应。其蒸气比空气重，能在较低处扩散到相当远的地方，遇火源会着火回燃。		
	有害燃烧产物	一氧化碳、二氧化碳。		
	灭火方法	喷水冷却容器，可能的话将容器从火场移至空旷处。处在火场中的容器若已变色或从安全泄压装置中产生声音，必须马上撤离。灭火剂：泡沫、二氧化碳、干粉、砂土。用水灭火无效。		
应急处理		迅速撤离泄漏污染区人员至安全区，并进行隔离，严格限制出入。切断火源。建议应急处理人员戴自给正压式呼吸器，防静电工作服。		

		尽可能切断泄漏源。防止流入下水道、排洪沟等限制性空间。小量泄漏：用砂土、蛭石或其它惰性材料吸收。大量泄漏：构筑围堤或挖坑收容。用泡沫覆盖，降低蒸气灾害。防爆泵转移至槽车或专用收集器内，回收或运至废物处理场所处置。
操作处置与储存	操作注意事项	密闭操作，全面通风。操作人员必须经过专]培训，严格遵守操作规程。建议操作人员佩戴过滤式防毒面具（半面罩），戴安全防护眼镜，穿防静电工作服，戴橡胶耐油手套。远离火种、热源，工作场所严禁吸烟。使用防爆型的通风系统和设备。防止蒸气泄漏到工作场所空气中。避免与氧化剂接触。灌装时应控制流速，且贿接地装置，防止静电积聚。搬运时要轻装轻卸，防止包装及容器损坏。配备相应品种和数量的消防器材及泄漏应急处理设备。倒空的容器可能残留有害物。
	储存注意事项	储存于阴凉、通风的库房。远离火种、热源。库温不宜超过 30℃。保持容器密封。应与氧化剂分开存放，切总混储。采彩防爆型照明、通风设施。禁止使用易产生火花的机械设备和工具。储区应备有泄漏应急处理设备和合适的收容材料。
毒性		LD50：无资料 LC50：16000mg/m^3，4 小时（大鼠吸入）

（2）生产系统危险识别

根据工程内容，结合油田项目的风险经验分析，项目可能发生风险事故的单元为井场、集中拉油点储罐、集输管道和天然气回收撬装站。

①井下作业危险性识别

a 井喷事故风险：井喷时大量的油气从井口喷出，喷出的油气流可高达数十米，喷出气体几万到几十万方，井喷事故发生时，大量烃类气体随之扩散，当烃类气体在空气中的浓度达到爆炸极限时，遇火可形成爆炸，在爆炸浓度范围以外，则极易发生火灾，火灾和爆炸均会造成灾难性的后果。

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

②集输管道危险性识别

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

③天然气回收撬装站危险识别

天然气回收系统或储罐区外如果发生烃类气体泄漏，蒸气不断地向空气中逸散，不仅造成经济损失，而且还会导致火灾和爆炸事故，污染环境，从而给安全生产带来危害。

5.7.1.2 风险潜势初判及评价等级

根据 2.5.5 章节关于环境风险评价等级的判定结果，工程环境风险潜势为 I，进行简单分析。

5.7.2 环境敏感目标概况

详见 2.7.1 小节。

5.7.3 环境风险识别

（1）环境风险类型

通过分析中本项目可能涉及的危险物质及危险场所及危险特性，本项目可能发生的环境风险主要包括井喷、井漏、油类泄漏、火灾、爆炸等引发的伴生/次生污染物排放。

（2）风险途径识别

本项目在生产作业过程中涉及到的物料主要为油类物品和天然气，各物料在集输、处理过程中具有温度高、压力大、操作条件要求苛刻等特点，在外界因素的破坏下，生产和输送设施具有发生物料泄漏、火灾、爆炸等突发性风险事故的可能性。如泄漏物质遇到明火，造成火灾或爆炸，产生的次生污染（SO_2、CO、烟尘）存在污染局部环境空气质量的可能性，污染大气环境。

5.7.4 环境风险分析

5.7.4.1 原油泄漏后燃烧对大气环境造成的影响

（1）对土壤的影响

油品泄漏对土壤环境的影响是比较显著的。泄漏的石油覆盖于地表可使土壤透气下降、土壤理化性状发生变化。泄漏的油品如果进入土壤，渗入土壤孔隙，则使土壤透气性和呼吸作用减弱，从而使土壤质地、结构发生改变，影响到土地功能，进而影响荒漠植被的生长，并可影响局部的生态环境。泄漏到土壤中的原油对环境的污染将受到物理分散作用的影响。原油沿土壤表面横向散开会增大污染面积，但同时将有助于低分子量的烃类挥发。由重力和毛细管力引起的垂直渗

透作用会妨碍蒸发，减少生物降解的可利用养分，而且可能引起地下水的污染。

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

（2）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。

另外，如果原油泄漏的同时发生火灾爆炸事故，导致植被燃烧，则对事故区附近的植被将产生灾害性影响。

①接触毒性危害

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

②间接有害影响

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

上述不利影响就会消失，这是因为土壤的有机质和结合氮都有所增加的缘故。

5.7.4.2 原油泄漏对地下水的影响

本项目属油藏开发项目，事故状态对地下水的影响主要表现在油水混输管线的泄漏。

根据设计方案，集输管线敷设在地表以下 1.8m，只有发生泄漏事故才有可能影响到地下水。

一般泄漏于土体中的液态物质可以同时向表面溢出和向地下渗透，并选择疏松位置运移。通常管线泄漏产生的污染物以点源形式通过土壤表层下渗进入地下含水层。因而管道泄漏事故对地下水环境的影响程度主要取决于泄漏物质的泄漏量、泄漏方式、多孔介质特征、含水率及地下水位埋深等因素。

①原油采出水对地下水的影响

当采出水连续进入土壤包气带时，如果忽略包气带的持水作用及对污染物的滞留作用和净化作用，采出水在 14d 可到达地下水浅水含水层。因此建设单位需加强管线的巡检工作，一旦发现管线穿刺等问题立即关闭进出阀门，及时对管线进行修补，随后对污染土壤进行挖除，以减少采出水下渗对区域地下水的影响。

②石油类对地下水的影响

各种土壤的不同土层对石油类均有着吸附能力。石油类污染物主要集中在表层，随着时间的推移，包气带土壤对石油类物质的吸附将趋向饱和，吸附能力将逐渐降低。一般来讲，土壤表层 0～20cm 的滞留石油类物质的含量至少是下层（1m 以下）石油类物质含量的 35 倍；且石油类多在地表 1m 以内积聚，1m 以下土壤中含油量甚少。所以油品泄漏将迅速沿土壤下渗，到达紧实层后下渗缓慢，影响地下水的可能性不大。在事故发生后，建设单位会组织专门力量进行污染物的清除工作，会在最短的时间内清除地面及地下的石油类物质，因而，石油类污染物进入地下浅水的可能性较小。

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

5.7.4.3 风险对生态环境的影响分析

原油对植物的影响主要通过油膜覆盖植物叶片和覆盖土壤表面来进行的，当植物叶片被油膜覆盖时，植物叶片气孔被堵塞，植物蒸腾通道受阻，CO_2 的交换受到限制，引起植物叶片高温胁迫和叶片光合效率降低，尤其是影响湿地植物的氧气输送，如堵塞叶片气孔等，同时原油对地表的覆盖会妨碍土壤与氧气之间的交换，影响植物的生长。

5.7.4.4 井喷风险事故分析

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

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

根据调查，项目 500m 范围内无居民点，符合《钻前工程及井场布置技术要求》（SY/T5466-2004）：在工程上，天然气从井口喷出后有自动点火装置，若井场自动点火装置失灵，也可以用点火枪远距离实施点火；从井涌至井喷至少要 20min，足够周边工作人员安全撤离。

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

5.7.5 风险防范措施及应急要求

5.7.5.1 井喷预防措施

虽然本项目钻井期间发生井喷的可能性极小，但在预防措施上还应切实做好防止井喷的落实工作。主要措施是安装防喷器和井控装置（简易封井器等），同

时采用随时调整泥浆密度，修井采用清水循环压井等技术，以最大限度地降低井喷事故的发生。

（1）在钻井泥浆循环时，如果泥浆液面快速上升，应立即停泵，在阻流管线打开的情况下立即关井，然后慢慢关闭阻流器。如发现泥浆罐液面在慢速上升，且在一次起下钻之后发生溢流时，应采用旋转头和橡胶阻流器继续钻进，防止井喷发生。

（2）起下钻时，当发现井内液体流出，而钻杆在井内时，应立即接上回压阀或管内防喷器并关井。若发现流体流出而钻铤正位于防喷器处时，立即接上回压阀或管内防喷器，用多效万能防喷器关井；在突然发生井内液体大量流出的情况下，应将井内钻具下过钻铤，在钻杆处关闭全密封闸板。如果不下过钻铤，则可用万能防喷器关井。当钻头从井眼中起出后发现井内液体流出时，要立即关闭全封闭闸板。

（3）作业班应按钻进、起下钻杆、起下钻铤和空井发生溢流四种工况，按“逢五逢十”防喷演习制度进行防喷演习。作业班每月不少于一次不同工况的防喷演习。二开前应进行四种工况的防喷演习。换班人员应在第一次提下钻作业中进行四种工况的防喷演习，演习不合格不得进行下步作业。

5.7.5.2 钻井、井下作业事故防范措施

（1）在生产中采取有效预防措施，严格遵守钻井的安全规定，在井口安装防喷器和控制装置，杜绝井喷的发生。

（2）井控操作实行持证上岗，各岗位的钻井人员有明确的分工，并且应经过井控专业培训。在油层钻进过程中，每班进行一次防喷操作演习。

（3）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。

（4）在井架、井场路口等处设风向标，发生事故时人员迅速向上风向疏散。

（5）按消防规定配备灭火器、消防铁锹和其它消防器材。

（6）钻开目的层后提下钻操作要平稳，减小井底压力激动，避免井漏及井喷事故发生。快速钻穿目的层，提高裸眼井段电测一次成功率，快速完井。

（7）钻井、井下作业时要求带罐操作，最大限度避免落地油产生，而泄漏物料和落地原油应及时回收、妥善处置。

5.7.5.3 管道风险防范措施

（1）施工阶段的事故防范措施

①集输管线敷设前，应加强对管材质量的检查，严禁使用不合格产品。在施工过程中加强监理，确保施工质量。

②在集输管线的敷设线路上设置永久性标志，包括里程桩、转角桩、交叉标志和警示牌等。

③对阀池内阀门两端法兰、管道起点及终点连头处、穿越铁路套管及泄洪区套管的焊接质量严格检验，防止焊接缺陷造成泄漏事故的发生，从而增加管道的安全性。

④建立施工质量保证体系，提高施工检验人员水平，加强检验手段。

⑤选择有丰富经验的单位进行施工，并对其施工质量进行监理。

（2）运行阶段的事故防范措施

①严格控制油品质量，定期清管。

②加强自动控制系统的管理和控制，严格控制压力平衡。

③定期对管线进行超声波检查，对壁厚低于规定要求的管段及时更换，消除爆管的隐患。

④定期检查管道安全保护系统，在发生泄漏事故时能够及时处理。

⑤加大巡线频率，提高巡线有效性，发现对管道安全有影响的行为，及时制止、采取相应措施并向上级报告。

⑥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。

⑦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。

（3）管理措施

①在管道系统投产运行前，应制订出供正常、异常或紧急状态下的操作手册和维修手册，并对操作、维修人员进行培训，持证上岗。

②制订应急操作规程，在规程中说明发生管道事故时应采取的操作步骤。

③规定抢修进度，限制事故的影响，说明与人员有关的安全问题。

④定期对管线进行巡视，加强管线和警戒标志的管理工作。

⑤提高职工安全意识，识别事故发生前异常状态，并采取相应措施。

⑥对重要的仪器设备有完善的检查项目和维护方法；按计划进行定期维护；有专门档案（包括维护记录档案），文件齐全。

5.7.5.4 原油泄漏事故防范措施

（1）所有区段的管道设计均要符合《输油管道工程设计规范》（GB50253-2003）的要求。

（2）加强《石油天然气管道保护条例》的宣传力度，普及原油管道输送知识，发现问题及时报告。

（3）建设涉及到的管道均采用保温无缝钢管，使用防腐降阻剂进行防腐。

（4）按规定进行设备维修、保养，及时更换易损老化部件，防止原油泄漏事故发生。

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

（6）确保各装置的安全距离，构筑物区域内设置接地装置，定期检测设备接地电阻及防雷设施。

（7）按规定配置齐全各类消防设施，并定期进行检查，保持完好可用。

（8）操作中必须使用防爆工具，严禁用铁器敲打管线、阀门、设备。

（9）制定事故应急预案，配备适当的抢修、灭火及人员抢救设备。

5.7.5.5 水体污染事件的防控处置措施

（1）事发单位采取有效措施，尽快切断污染源，同时严防饮水中毒等次生事件发生。

（2）现场应急指挥部总指挥到达现场后接管现场指挥权，全面了解突发事件情况，即迅速了解事发地及涉及河流、渠道等水体一定范围的地表水文条件、重要保护目标及其分布等情况。

（3）总指挥负责召集指挥部成员、监测站、专家组成员现场开会，部署警戒、监测、抢险等工作。

（4）制定抢险方案。

（5）抢险救援组迅速了解事发地及下游一定范围的地表及地下水文条件、重要保护目标及其分布等情况，针对特征污染物质，采取有效措施使之被有效拦

截、吸收、稀释、分解，降低水环境中污染物质的浓度(原油泄漏要在事发水域附近或下游选取有利地点，进行有效的拦截，利用吸油托栏、吸油毡和吸油机等吸收原油，降低水中的原油浓度)。

（6）综合保障组在事故发生地附近布置警戒、交通管制等。

（7）迅速在事件发生水域布点监测，在第一时间确定污染情况，出具监测数据；测量水体流速，估算污染水体转移速率。对污染状况进行跟踪调查，根据监测数据和其他相关数据，预测污染水体的迁移速度和影响范围，及时调整对策。

（8）抢险调度组，负责抢险人员的后勤生活保障，负责对上沟通汇报和对外联络工作。

（9）《新闻媒体突发事件专项应急预案》做好启动准备。

5.7.9 环境风险应急预案

根据属地管理原则，按照有关法律法规，参与相关单位及当地政府相关的管理部门应形成综合应急体系，形成联动，当发生事故时，根据《采油一厂突发环境事件应急响应预案》（备案号：650203-2020-033-M7）及其各专项应急预案，及时通知相关机构；视事故地点、规模、危害等，启动相应的应急预案，形成群防群治的应急联动机制，依靠各方的力量，将事故造成的危害降低到最低程度。

6. 环境保护措施及其可行性论证

6.1 大气污染防治措施

6.1.1 施工期大气污染防治措施

（1）钻井过程

钻井期间定期对柴油发电机等设备进行维护，并且采用符合标准的柴油，并添加柴油助燃剂等措施。

（2）地面施工

地面施工过程中对于扬尘，针对不同的产生原因，应采取相应的防治措施。

①首先应合理规划、选择最短运输路线，尽量依托油田现有公路网络；其次是对使用频率较高，且未做硬化处理的道路进行洒水处理；运输车辆进入施工区域，应以中、低速行驶（速度＜40km/h）。

②粉状材料及临时土方等在井场堆放应采取覆盖防尘布，逸散性材料运输采用苫布遮盖。

③优化施工组织，道路和管线分段施工，缩短施工时间。

④施工结束后尽快对施工场地进行恢复平整，减少风蚀量。

6.1.2 运营期大气污染控制措施

（1）采用技术质量可靠的设备、仪表控制、阀门等，烃类机泵采用无泄漏屏蔽泵。

（2）非甲烷总烃无组织排放达到《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中企业边界污染物控制要求。一旦发生泄漏事故，紧急切断油、气源，实施关井。

（3）对各井场的设备、阀门等进行定期的检查、检修，以减少跑、冒、滴、漏的发生。定期对油气集输管线进行巡检，以便及时发现问题，消除事故隐患。

（4）稳定轻烃采用压力罐储存，降低挥发性有机物的产生量。

（5）拉油点储罐大气污染控制措施：

本工程集中拉油点拉油罐为固定顶罐，单罐容积 60m^3。按照《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）的规定，单罐容积＜75m^3的储罐无需采取油气回收措施。

6.1.3 退役期大气污染控制措施

油田停采后将进行一系列清理工作，包括地面设施拆除、地下截去至少 1m 的井筒并用水泥灌注封井、井场清理等，在这期间，将会引起扬尘。在闭井施工操作中应注意采取洒水降尘措施，文明施工，防止水泥等的洒落与飘散。

6.2 水环境保护措施

6.2.1 施工期废水防治措施

施工期废水主要有管道试压废水，管道试压废水产生量较小，主要污染物为

SS，试压结束后，用于周围沙漠植被的绿化，可起到改善生态环境作用。

6.2.2 运营期废水防治措施

本项目运营期废水主要包括井下作业废水和采出水。

（1）井下作业废水

①井下作业带罐作业，产生的井下作业废水采用专用收集罐集中收集后送至红山嘴联合站污水处理系统处理。

②井下作业过程中所使用的各种化学药剂严格控制落地，落地残液要彻底清理干净，不得向环境排放。

（2）本项目采出水经红山嘴联合站污水处理系统处理达到《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）后，全部回注油层，不向外环境排放。

（3）采用高质量的油气输送管道，防止油水泄漏；管线埋设严格遵守相关规定，埋至冻土层以下，并对管线进行防腐保温等保护措施；定期对输油管道进行检查，一旦发现异常，及时更换，尽量杜绝跑冒滴漏的发生，并随时做好抢修准备，加强抢修队伍的训练和工作演练。

（4）加强汛期检查，检测泄洪量。阀池内两端法兰，管道起点及重点连接处，穿越铁路及泄洪区套管的焊接质量严格把关，防止焊接缺陷造成泄漏事故的发生。

6.2.3 地下水环境保护措施

（1）分区防治措施

根据《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ 610-2016）表 7 和《石油化工防渗工程技术规范》（GB/T50934-2013）的要求，确定本项目防渗分区见表 6.2-1。

表 6.2-1　　项目分区防渗内容及技术要求

污源名称	防治分区	防渗技术要求
罐区	一般防渗	不应低于 6.0m 厚渗透系数为 1.0×10^{-7} cm/s 的黏土层的防渗性能

（2）污染监控措施

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）中要求，本工程需布设 3 眼

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 6.2-2。上述监测结果应按项目有关规定及时建立档案，并定期向采油一厂安全环保部门汇报，对于常规监测数据应该进行公开。

表 6.2-2　　地下水监测计划

孔号	区位	监测频率	主要监测项目
G1	项目区的上游、下游和项目区各布设 1 个（监测井位的设置可依托原有水井）	每年采样 1 次。发生事故时加大取样频率。	pH、石油类、挥发性酚、硫化物、COD

上述监测结果应按项目有关规定及时建立档案，并定期向采油厂安全环保部门汇报，对于常规监测数据应该进行公开。如发现异常或发生事故，加密监测频次，并分析污染原因，确定泄漏污染源，及时采取应急措施。

为保证地下水监测工作高效有序运行，须明确职责、制定相关规定进行管理；具体管理措施和技术措施如下：

①管理措施

a 预防地下水污染的管理工作是环保管理部门的职责之一，工程区环境保护管理部门应指派专人负责预防地下水污染的管理工作；

b 工程区环境保护管理部门应委托具有监测资质的单位按时、按质、按量完成地下水监测工作，并按要求分析整理原始资料、编写监测报告；

c 建立与工程区环境管理系统相联系的地下水监测信息管理系统；

d 按突发事故的性质、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。

②技术措施

a 定期对储罐、法兰、阀门、管道等进行检查。

b 在日常例行监测中，一旦发现地下水水质监测数据异常，应尽快核查数据，确保数据的正确性，并将核查过的监测数据通告安全环保部门，由专人负责对数据进行分析、核实，并密切关注生产设施的运行情况。具体内容如下：了解站场生产是否出现异常情况，出现异常情况的装置、原因。

③地下水污染应急预案及处理

a 应急预案内容

在制定站场安全管理体制的基础上，制订专门的地下水污染事故应急措施，并应与其它类型事故的应急预案相协调，并纳入到新疆油田公司采油一厂的应急预案中。地下水应急预案的具体内容如下：

- 应急预案的日常协调和指挥机构；
- 各部门在应急预案中的职责和分工；
- 确定地下水环境保护目标和对目标采取的紧急处置措施，评估潜在污染可能性；
- 特大事故应急救援组织状况、人员和装备情况，平常的训练和演习。

b 污染事故处理

在发现异常或者事故状态下，建议采取如下污染治理措施。

- 如发现异常或发生事故，加密监测频次，改为每周监测一次，并分析污染原因，确定泄漏污染源，及时采取应急措施。
- 查明并切断污染源。
- 探明地下水污染深度、范围和污染程度。
- 依据探明的地下水污染情况，合理布置浅井，并进行试抽工作。
- 依据抽水设计方案进行施工，抽取被污染的地下水体，并依据各井孔出水情况进行调整。
- 将抽取的地下水进行集中收集处理，并送实验室进行化验分析。
- 当地下水中的特征污染物浓度满足地下水功能区划的标准后，逐步停止抽水，并进行土壤修复治理工作。

6.3 噪声污染防治措施

6.3.1 施工期噪声污染防治措施

（1）在设备选型上要求采用低噪声的设备，施工设备要经常检查维修，对噪声较大的设备采取基础减震措施。

（2）加强施工场地管理，合理疏导进入施工区的车辆，禁止运输车辆随意高声鸣笛。

6.3.2 运营期噪声防治措施

（1）尽量选用低噪声设备，对噪声强度较大的设备进行减噪处理。

（2）定期给机泵等设备加润滑油和减振垫，对各种机械设备定期保养。

（3）加强噪声防范，做好个人防护工作。

6.4 固废污染防治措施

6.4.1 施工期固废污染防治措施

（1）施工单位应及时回收落地油等废物，在油管管桥下等部位铺塑料布，防止原油落地，同时辅以人工收油方式，减少进入环境的落地油数量。

（2）施工期钻井采用“泥浆不落地技术”，所有与地面接触的罐体均铺设防渗膜。本项目钻井产生的钻井液及岩屑进入不落地系统进行处理，并实现固液分离，分离后的液相循环使用，钻井结束后钻井液由井队回收，送至下个井场用于新钻井液的配置；水基岩屑中各类污染物经检测后能够达到《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T 3997-2017）中污染物限值的相关标准后，可就近用于铺设通井路、铺垫井场等。

（3）岩屑检测符合《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T 3997-2017）中综合利用污染物限值后用于铺垫井场。

（4）本项目新建管线施工产生的土方在管线施工结束后回填在管堤上，并实施压实平整水土保持措施。

（5）完井后，井场废物全部进行清理、回收处理，做的“工完、料尽、场地清”。

6.4.2 运营期固废污染防治措施

6.4.2.1 落地原油污染防治措施

（1）加强监督力度，最大限度控制落地油产生。井下作业时严格执行“铺设作业，带罐上岗”的作业模式，必须带罐（车）操作，且在作业井场地面铺设防渗膜，使落地油 100%回收。应按照清洁生产的原则，实施源头控制，对井口泄漏油、井下作业时产生的油及时回收，使之“不落地”。

（2）在钻井过程中及完成井后，严格执行井控技术规定和井口装置试压要求，落实好防喷、防漏技术措施。

（3）加强管理，对井口装置、集油管线等易发生泄漏的部位进行巡回检查，减少或杜绝气井跑、冒、滴、漏，以及油品泄漏事件的发生。

6.4.2.2 含油污泥污染防治措施

（1）含油污泥储存、运输要求

红山嘴联合站原油在处理过程中所产生的油泥（砂）属于危险废物，编号为HW08，交由有资质的单位进行无害化处置。

①危险废物贮存设施应配备通讯设备、照明设施和消防设施，应按危险废物的种类和特性进行分区贮存，贮存区应配置有气体报警、火灾报警和导出静电的接地装置，其贮存期限应符合《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》。

②含油污泥贮存设施必须满足具备防渗、防外溢、防泄漏等基本要求，暂存场所必须满足《危险废物贮存污染控制标准》（GB 18597-2001）及其修改单的相关要求，并按照《环境保护图形标志—固体废物贮存（处置）场》、《危险废物标志牌式样》设置明显标志。

③运输过程中应执行《危险废物收集、贮存、运输技术规范》（HJ2025-2012）和《危险废物转移联单管理办法》要求中有关运输的规定，含油污泥处置单位采用专用车辆到指定地点收集运输含油污泥，运输过程中不准设置中转储存点，严禁偷排、洒落、泄漏和随意倾倒等。产生单位向处置单位转移含油污泥时，交接数量必须与生态环境局批准的转移量相符。

（2）管理要求

①含油污泥产生和处置单位应建立健全含油污泥管理制度，制定管理计划，健全资料台账；

②暂存含油污泥必须采取符合国家环境保护标准的防护措施，并不得超过一年；确需延长期限的，必须报原审批环境保护行政主管部门批准；

③含油污泥产生和处置单位要签订经济合同，内容要满足《废矿物油回收利用污染控制技术规范》（HJ607-2011）要求。合同条款中应明确泥土去向，满足政府环保部门要求，不准随意抛弃、堆放；

④含油污泥产生和处置单位应制定相关应急预案，报当地环保部门和公司安全环保处备案；

⑤含油污泥等危险废物收集、贮存、运送、处置过程中，产生单位应严格执行国家《危险废物转移联单管理办法》；

⑥禁止将危险废物混入非危险废物进行贮存和处置；非危险废物被危险废物

污染的，均按照危险废物进行管理和处置；废弃物经固液分离后产生的废水应严格执行废水的相关标准进行处理和管理。

6.4.3 退役期固废污染防治措施

井场清理等工作还会产生部分废弃管线、废弃建筑残渣等固体废物，对这些废弃管线、残渣等进行集中清理收集，管线外运经清洗后可回收再利用，废弃建筑残渣外运至指定处理场填埋处理。运输过程中，运输车辆均加盖篷布，以防止行驶过程中固体废物的散落。

6.5 土壤环境保护措施

6.5.1 施工期土壤保护措施

（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。

6.5.2 运营期土壤保护措施

结合本项目特点与调查评价范围内的土壤环境质量现状，在分析土壤污染途径的基础上，根据环境影响预测与评价结果，按照“源头控制、过程防控、跟踪监测、应急响应”相结合的原则，提出合理、可行、操作性强的土壤环境影响防控措施。

6.5.2.1 源头控制措施

从生产过程入手，在工艺、设备、集输管道等方面尽可能地采取泄漏控制措施，从源头最大限度降低采出液和井下作业废水泄漏的可能性和泄漏量，使项目区污染物对土壤的影响降至最低，一旦出现泄漏等即可由区域内的各种配套措施进行收集、处置。

（1）定期检查井场、管线，是否有采出液泄露的现象发生。

（2）本工程选用耐腐蚀性能好、抗老化性能、耐热性能好、抗冻性能好、耐磨性能好的管材作为集输管线，可有效的防止管线腐蚀穿孔，降低管线环境风险事故的发生。

（3）对管道定期检修，将事故发生的概率降至最低，可有效保护土壤和地下水环境不受污染。

（4）由于发生管线泄漏时管线的压力变化明显比较容易发现，可及时采取必要的处理措施，使造成的污染控制在局部环境。

（5）如果发生井下作业废水渗漏、集输管道的采出液渗漏，建设单位应立即采取切断措施并及时组织专门力量进行污染物的清除工作，在最短的时间内清除地面及地下的石油类物质，委托具有相应 HW08 危废处理资质单位对污染土壤进行转运处置，因而，石油类污染物进入土壤和地下潜水的可能性较小。

6.5.2.2 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。

6.5.2.3 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场、管线可能影响区域跟踪监测，每 5 年监测 1 次。

本项目通过采用严格的管理措施，在工艺、设备、集输管道等方面采取源头控制措施，并从垂直入渗途径采取过程阻断、污染物削减和分区防控措施，来尽可能降低项目运营对土壤环境的影响，措施可行。

6.6 生态环境保护措施

该区域气候极其干旱，生态恢复与补偿措施主要依靠植被自然恢复的方式进行，重点是防止因工程建设引起水土流失而导致土地沙化。

6.6.1 施工期生态环境保护措施

6.6.1.1 井场、管线等工程生态保护措施要求

（1）对油田区域内的临时性占地（井场、管线、临时道路）等合理规划，严格控制占地面积，尽量选择在植被稀少或荒漠的区域布点。采取少占地、少破坏植被的原则，缩小施工范围。严格控制施工区域，将临时占地面积控制在最低。

①井场永久占地 30m×40m；

②集油管线施工作业带宽度不得超过 8m。

（2）一切作业尽量利用原有公路，按原有车辙行驶，若无原有公路，要严格执行先修道路，后施工的原则。不得随意开设便道，杜绝车辆乱碾乱轧的情况发生。

（3）钻井作业结束后，将井场进行平整，并覆土压实覆盖一层砾石（6cm），防止风蚀现象发生。

6.6.1.2 管线工程生态保护措施要求

（1）对油田区域内的临时性占地（管线埋设、临时道路）合理规划，严格控制临时占地面积，尽量避让植被较多的区域。管道施工作业带应严格控制在规定范围以内，不应随意扩大，并尽量避让植被。

（2）管沟开挖，尽可能做到土壤的分层堆放，分类回填，特别是表层土壤应分层堆放，在施工完毕后回铺于地表，减轻对土壤的破坏，以利于植被的恢复和生长。严格控制工程施工临时占地，根据管径的大小尽可能少占地。

（3）根据地形条件，尽量按地形走向、起伏施工，减少挖填作业量。

（4）对管沟回填后多余的土严禁大量集中弃置，应均匀分散在管线中心两侧，并使管沟与周围自然地表形成平滑过渡，不得形成汇水区域，防止水土流失。管线所经地段的原始地表存在局部凹地时，若有集水的可能，需采用管沟多余土或借土填高以防地表水汇集。对敷设在较平坦地段的管道，应在地貌恢复后使管沟与附近地表自然过渡，回填土与周围地表坡向保持一致，严禁在管沟两侧有集水环境存在。

（5）施工中要作到分段施工，随挖、随运、随铺、随压，不留疏松地面，提高施工效率，尽可能缩短施工工期。

6.6.1.3 对荒漠植物生态保护措施要求

（1）施工过程中严格规定车辆和各类工作人员的活动范围，使之限于在施工区范围内活动，最大限度减少对荒漠植物生存环境的踩踏破坏，避免破坏荒漠植物。

（2）确保生产设施正常运行，避免各种污染物对土壤环境的影响，并进一步影响其上部生长的荒漠植被。

（3）强化风险意识，制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，避免可能发生的油品泄漏事故对野生植物生存环境造成威胁。

（4）在道路边、油田区，设置“保护生态环境、保护野生动植物”等警示牌。

（5）重点保护项目区内的灌木，最大程度减少梭梭占用，选择梭梭生长稀疏地段进行作业。管线敷设过程中，应确定施工作业线，不随意改线，尽量减少占用和破坏植被，把破坏和影响严格控制在征地范围内，管线作业带控制在管线两侧 8m，尽可能缩小施工作业宽度，减少占地，尽量避开梭梭，并在道路树立明显标志牌，禁止工作人员在灌木林地践踏，施工取土应单侧堆土，尽量减少占地面积，减少对地表的碾压破坏。施工结束后对破坏和占用的植被及时恢复。

6.6.1.4 对荒漠动物生态保护措施要求

（1）业主单位要按照林业、保护区管理中心等部门的要求，加强对工作人员特别是施工和日常巡检人员生物多样性保护方面法律法规及相关知识的宣传和培训，提高生物多样性保护意识，杜绝任何破坏保护区生态环境的行为。加强监督管理，坚决杜绝保护区内的偷猎、盗伐等非法活动。

（2）加强施工人员管理，不得偷猎、伤害、恐吓和惊扰野生动物，如遇到野生动物受到意外伤害，应立即与自然保护区管理机构联系，由专业人员处理。

（3）加强管理，确保各生产设施的正常运行，避免强噪声环境的出现，避让对野生的动物的惊扰。

6.6.1.5 开展环境监理

建议委托专职人员承担生态监理。采用巡检监理的方式。监理的重点时段是管线施工期。

监理的重点内容是：表土分层堆放，管道施工结束后的植被恢复，野生动物保护，以及材料堆放、施工方式等环境保护内容。

生态监理要求应落实在管线、道路、井场等工程等项目承包招标书中。

6.6.2 运营期生态环境保护措施

（1）井场永久占地戈壁土压实或砾石覆盖，以减少风蚀量。

（2）定期检查管线，如发生管线老化、接口断裂，及时更换管线。

（3）定时巡查井场及管线等，及时清理落地原油，降低土壤污染。

（4）加强环境保护宣传工作，提高环保意识，特别是对野生动物和自然植

被的保护。

（5）提高驾驶人员技术素质、加强责任心，贯彻安全驾驶机动车辆的行为规定，严格遵守交通法规，杜绝疲劳驾车等行为，减少对道路两侧植被的破坏。

（6）严禁捕杀任何野生动物，在油区和站场设置宣传牌，通过宣传和严格的检查管理措施，达到保护生态环境的目的。

（7）加强对工作人员特别是巡线人员生物多样性保护方面法律法规及相关知识的宣传和培训，提高生物多样性保护意识，杜绝任何破坏保护区生态环境的行为。加强监督管理，坚决杜绝保护区内的偷猎、盗伐等非法活动。

（8）在井区设立宣传牌，简明扼要书写以保护自然为主题的宣传口号和有关法律法规，如有关爱护野生动植物和自然植被、处罚偷捕偷猎和举报电话等内容。

（9）加强巡线人员管理，不得偷猎、伤害、恐吓和惊扰野生动物，如遇到野生动物受到意外伤害，应立即与自然保护区管理机构联系，由专业人员处理。

6.6.3 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，井场和集输等设施陆续被拆卸、转移，原有的大气污染物、噪声及固体废物等对环境的影响将会逐渐减弱甚至消失。

（1）对完成采油的废弃井，采取先封堵内外井眼，拆除井口装置，截去地下 1m 管头的措施，清理场地，清除各种固体废物，恢复原有地貌。保证对各类废弃井采取的固井、封井措施有效可行，防止发生油水串层，成为污染地下水的通道。

（2）临时占地范围具备植被恢复条件的，应将永久性占地范围内的水泥平台或砂砾石铺垫清理，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。

（3）临时占地范围不具备植被恢复条件的，建议保留井口水泥底座，以防止沙化，起到防沙固沙作用。

（4）要求通过宣传教育的形式，使施工工作人员对于保护区动植物有基本的认识与了解。在退役期施工过程中，如遇到保护植物应进行避让，严禁踩踏破坏；遇到保护动物时，应主动避让，不得惊扰、伤害野生动物，不得破坏保护动

物的生息繁衍地，禁止妨碍野生动物生息繁衍的施工活动。

6.6.4 对森林公园的保护措施

6.6.4.1 施工期保护措施

（1）宣传教育措施

加强宣传教育，在施工开始前，开展《中华人民共和国野生动物保护法》、《中华人民共和国野生植物保护条例》等相关法律法规的教育，让施工人员明确知道生物多样性是受国家法律保护的，破坏生物多样性将要承担相应的法律责任。教育施工人员，遵守国家和地方的法律及相关规定，禁止随意破坏植被和猎捕野生动物，自觉保护好评价区内的各种动物、植物和自然景观。

在工地及周边设立爱护自然植被和动物的宣传牌，对项目工作人员和施工人员开展生态保护措施方面的短期培训工作，通过培训详细介绍如何最大限度减少自然植被的丧失；如何及时开展植被恢复；以及施工作业中对于环境保护的一些注意事项等。

（2）施工管理措施

划定施工范围，严禁施工人员和器械超出施工区域。通报所有施工人员活动规则并在施工营地、沿线等设置警示标牌，任何施工人员不得越过红线施工或任意活动，以减小施工活动对周围植被的影响。

加强施工期建筑材料的管理，妥善放置，及时清理。施工产生的建筑废料要尽量回收，严禁乱堆乱放。禁止在森林公园内设置施工营地、取料场、弃土(渣)场。

施工期间应加强防火宣传教育，做好施工人员生产用火的火源管理，严禁一切野外用火，杜绝火灾发生。

（3）植被保护措施

工程建设过程中在施工范围红线内尽量保留现有植被，减小生物量损失。对不影响工程施工的灌木植株应予以保留，没有必要将占地区所有灌木植株全部砍伐。这样可以减少评价区植物受影响的数量和程度。

（4）生态恢复要求

为了减缓项目建设对区域生态环境的影响，必须将占地周边区域的植被恢复作为环境保护工作的重中之重。根据项目区的环境特征和本项目的工程特点，建

议植被恢复遵循以下原则：林地由林业主管部门根据“占一补一，占补平衡”的原则。确保林地的数量和质量不因工程建设而减少，最大程度的减少对区域生态环境的影响。

6.6.4.2 运营期保护措施

加强对工程周边生态环境的管理、保护、巡护工作。禁止运营期工作人员对森林公园、自然植被产生新的破坏，工作时应尽力避免影响野生动物正常的活动。严禁捕猎野生动物，采挖野生植物。

6.6.5 对大农业耕地的保护措施

6.6.5.1 施工期保护措施

（1）生活区不得设在耕地范围内；

（2）因地制宜地选择施工季节，尽量避开农作物的生长和收割季节；

（3）施工期扬尘宜采取洒水抑尘等措施。

6.6.5.2 运营期保护措施

本项目红 831 井区距离大农业耕地最近距离 830m，集中拉油点罐基础采用防渗措施，罐车拉油沿油区道路行驶，未经过大农业耕地；罐车上路前驾驶人员按照规定进行检查防止跑冒滴漏污染土壤。

6.7 生态恢复方案

6.7.1 井场生态恢复措施

本项目新钻采油井 9 口。所有施工范围需进行生态环境恢复治理。

①施工结束初期，对井场等永久占地范围内的地表实施水泥硬化或砾石覆盖等措施，以减少风蚀量。施工期临时占地和退役期设施拆除后占地内的植被进行恢复。

②工程施工结束后，应对井场临时占地内的土地进行平整，恢复原有地貌。充分利用前期已收集的弃土覆盖于井场表层，覆盖厚度根据植被类型和场地用途确定。对于恢复状态不好且易发生沙化的地段，根据实际情况对地表进行人工固沙处理。在植被恢复用地上，进行人工播撒适量抗旱耐碱的植物种子。减少植被破坏，减缓水土流失，抵制沙漠化发展将起到一定的积极作用。

③退役期实施封井措施，防止油水串层。

对井场地表进行砾石压盖，防止由于地表扰动造成的水土流失。

6.7.2 管线生态恢复措施

本项目需新建各类单井管线、集油支线，共计临时占地 3.92hm^2。

①管道施工作业带宽度控制在 8m 范围内，施工过程中注意保护土壤成分和结构。在施工结束后，分层回填管沟，覆土压实，管沟回填后多余土方应作为管廊覆土，不得随意丢弃。施工结束后应对临时占地内地貌进行恢复，尽可能保持植物原有的生存环境，以利于植被恢复。

②工程施工结束后采用自然恢复的方式进行恢复区域植被，临时占地内植被在未来 3~5 年时间内通过自然降水及温度等因素得以恢复。对于恢复状态不好且易发生沙化的地段，根据实际情况对地表进行人工固沙处理。在植被恢复用地上，进行人工播撒适量抗旱耐碱的植物种子。

6.7.3 道路生态恢复措施

本项目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。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。

6.8 水土保持方案

井场、道路等施工扰动，将使井场及周围的土壤结构和植被遭到破坏，降低水土保持功能，加剧水土流失。不但造成弃土弃渣的直接水土流失加剧，还可能将加剧地表直接破坏区的水土流失，对区域的水土流失有加剧的趋势。

本环评将从开发建设过程中扰动地表地貌、破坏植被等不利水土保持的因素制订合理可行的水土保持措施，防止土壤沙化，尤其是防止在风力作用下形成的风沙流对邻近区域造成危害。项目建设过程中应严格参照水土保持措施执行，防止区域水土流失的加剧。

6.8.1 防治目标

预防和治理水土流失防治责任范围内的水土流失，减少和控制新增水土流失危害，维持工程施工、运营安全及项目区生态环境的良性循环。为此，在自然环境调查的基础上，根据工程实际设计合理可行的水土保持工程，达到恢复植被，减少水土流失，改善生态环境的目的，同时也为主体工程安全运行提供环境保障。

6.8.2 水土流失防治责任范围

结合《开发建设项目水土保持方案技术规范》（SL204-1998）中的有关规定，根据工程特点和总体布局，确定本项目水土流失防治责任范围包括工程建设区和直接影响区。

项目建设区：指开发建设单位工程建设征用、占用、租用及管辖等的土地范围，是建设项目直接造成的损坏和扰动的区域。其中用地范围包括井场、管线及道路区。

直接影响区：项目建设区以外因开发建设活动而造成的水土流失及其直接危害的范围，包括施工过程可能造成践踏、碾压的周边地带，以及因工程建设改变原地貌汇流路径，对周边地区带来潜在水土流失危害的区域。

6.8.3 水土保持措施

根据水土流失防治分区，在分析评价主体工程中具有水土保持功能措施的基础上，针对项目建设施工活动引发水土流失的特点和危害程度，将水土保持工程措施和植物措施有机结合在一起，合理确定水土保持措施的总体布局。对主体工程中具有水土保持功能工程，纳入到方案的水土保持措施体系当中，使之与方案新增水土保持措施一起，形成一个完整、严密、科学的水土流失防治措施体系。

（1）井场区

①为保护土地资源，在施工前，对井场所处位置进行表土剥离，剥离的表土作为后期生态恢复；在井场周边修筑地边梗；钻井作业结束后，将井场进行平整，并覆土压实覆盖一层砾石（6cm），防止风蚀现象发生。

②植物措施：项目采油井口及井场、道路及集输管线在选址选线阶段尽量选择在植被稀少或荒漠的区域布点，全部避让自治区一级保护植物，不占用、不破坏。采取少占地、少破坏植被的原则，缩小施工范围；工程施工结束后采取自然恢复的方式对区域植被进行恢复。

（2）道路区

新建道路选线尽量选已有便道或简单道路，若无此条件，对天然植被生长良好的地段采用避让方案，迂回绕道。施工期要完善开辟的临时便道，要严格控制占地面积，指定施工期车辆行驶路线，严禁道外行驶。

路基填料尽量利用处理达标的钻井岩屑及场地平整产生的施工弃方。路基边

坡人工洒上一次水后进行“封育”，利用当地的降水进行自然恢复。在有灌溉条件的路段两侧进行人工绿化。

（3）管线区

本项目水土流失主要发生在施工期，本次环评建议对此采用工程措施与植物措施相结合的方式。在工程措施中，要限制施工作业扰动范围，开挖出的土按表层及深层分开堆放。下管后深层土填入下层，表层土覆于上层，然后洒水“封育”。

由于管线敷设地面还形成一条高于地面的土埂，因此若供排水与地表天然排水方向垂直，则要分段设排水沟。

（4）植物措施草树种优选及质量要求

本着“因地制宜、适地适树适草”的原则，根项目自身特点和所处地区的气候特点，选择耐寒、耐旱、抗盐碱沙生植物种作为场内恢复绿化和造林的骨干植物种，如当地适生的优势免灌植物为盐生假木贼群系、梭梭群系植被等。

（5）编制防洪规划和水土保持规划的要求

建议建设单位必须在项目前期编制符合要求的水土保持方案，以便有效防止水土流失。

6.9 防沙治沙方案

根据《国家林业局关于做好沙区开发建设项目环评中防沙治沙内容评价工作的意见》（林沙发[2013]136 号）：沙区开发建设项目是指在沙漠、戈壁、沙地、沙化土地和潜在沙化土地上实施的开发建设项目，主要包括在沙区范围内开发的工业、农业、畜牧业、能源、水利、交通、城市建设、旅游、自然资源等建设项目。按照《防沙治沙法》的规定，“沙区开发建设项目都应当包括具有防沙治沙内容的环境影响评价”。

6.9.1 防治目标

开展沙区开发建设项目环评中防沙治沙内容评价工作的主要目的，是对开发建设项目实施后可能造成对沙区植被、生态的影响和土地沙化趋势变化进行综合分析、预测和评估，提出预防或者减轻不良影响的对策和措施，为沙区开发建设项目的立项决策提供生态承载能力等方面的科学依据。

本项目区块开发涉及到区域主要的植被群系有梭梭群系。总体防治目标为：维持生态环境现状，预防遏制新的沙化形成，保护沙区植被。根据工程实际设计

合理可行的防沙治沙工程，达到恢复植被，遏制沙化，改善生态环境的目的，同时也为主体工程安全运行提供环境保障。

6.9.2 防沙治沙措施

在防沙、治沙方面，要坚持“因地制宜、因害设防、保护优先、综合治理”的原则，坚持宜乔则乔、宜灌则灌、宜草则草，采取以林草植被建设为主的综合措施，加强地表覆盖，减少尘源。具体措施有：

（1）严禁在荒漠结皮地段随意踩踏、占用，破坏地表植被和稳定的结皮层。施工结束后，对施工场地及时进行清理、平整，减少沙物质来源。

（2）项目所在区域都是荒漠。为保护土地资源，在施工前，对井场所处位置进行表土剥离，剥离的表土作为后期生态恢复；在井场周边修筑地边梗；钻井作业结束后，将井场进行平整。

（3）土地临时使用过程中发现土地沙化的，应当及时报告当地人民政府。

（4）严格控制施工活动范围，严禁乱碾乱轧，避免对项目占地范围外的区域造成扰动。

（5）优化施工组织，缩短施工时间，管线施工作业时应分段作业，开挖的土方应分层开挖、分层堆放、分层回填，避免在风天气作业，以免造成土壤风蚀影响。

（6）施工结束后对场地进行清理、平整并压实，场站实施场地硬化，避免水土流失影响。

（7）严禁破坏占地范围外的植被，尤其是梭梭等优良固沙植物。对因项目占地而造成的植被损失，应当按照正式征地文件，按规定进行经济补偿。

7. 环境影响经济损益分析

一个项目的开发建设，除对国民经济的发展起着促进作用外，同时也在一定程度上影响着项目拟建地区环境的变化。社会因子、经济因子、环境因子是一个系统的三要素，最终以提高人类的生活质量为目的。它们之间既互相促进，又互相制约，必须通过全面规划、综合平衡、正确地把全局利益和局部利益、长远利益和近期利益结合起来，对环境保护和经济发展进行协调，实现社会效益、经济效益、环境效益的三统一。

红 172 井断块石炭系油藏 2021 年开发建设工程的建设必将带来经济效益，提高油气田开发的社会效益，但是任何一种开发或生产活动和行为，都不可避免地会对环境（资源）产生一定的影响，特别是与石油相关的建设工程，在忽视环境保护的情况下，所造成的环境污染和生态破坏是相当严重的。为了减少不利环境影响造成的经济损失，该项目在开发建设工程和污染防治方面均采取了一定的措施，投入了一定的资金来减少项目建设对环境的影响。

7.1 经济效益分析

项目总投资 6881.5 万元，其中钻井投资 4404 万元，地面工程投资 2477.5 万元。环保投资 401 万元，占总投资的 5.83%。经过建设项目投资估算分析，在经济上可行。

7.2 社会效益分析

本项目开发的社会效益主要体现在油田开发对当地工业和经济的发展具有明显的促进作用，能够带动一批相关工业、第三产业的发展，给当地经济发展注入新的活力。

本项目开发是对新疆经济发展的一项重大举措。对于提供就业机会，增加部分人员收入，提高当地税收有着显著的作用。因此，本项目具有良好的社会效益。

7.3 环境经济损益分析

7.3.1 环境损失分析

（1）开发建设期环境效益分析

油田开发建设对环境造成的损失主要表现在：

①工程占地造成的环境损失；

②突发事故状态污染物对土壤、植被的污染造成的环境损失；

③其他环境损失。

工程占地主要为井场建设和集输（输油、天然气管线）管道占地以及道路建设占地。工程施工与占地对植被、土壤、生态环境都有不利影响。本项目地面建设工程区域主要影响是生态影响，包括破坏原有地表砾幕结构，地表裸露导致水土流失。但在加强施工管理和采取生态恢复等措施后，施工影响是可以接受的。

本项目施工期短，施工“三废”和噪声影响比较轻。不涉及当地居民搬迁，无大量弃土工程。而且建设期的各种污染物排放均属于短期污染，会随着施工的结束而消失。因此，在正常情况下，基本上不会对周围环境产生影响。但在事故状态下，将对人类生存环境产生影响。如由于自然因素及人为因素的影响，引起管道、井场区泄漏事故，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。

7.3.2 环保投资分析

在油田开发过程中，需要投入必要的资金用于保护环境、污染防治和恢复地貌等，环保措施贯穿于油田开采及生产的全过程，从钻井至地面设施建设、生产运营期及闭井期。经估算该项目环境保护投资约 401 万元，环境保护投资占总投资的 5.83%。环保投资估算见表 7.3-1。

表 7.3-1　主要环保投资估算

阶段	环保设施/措施	投资(万元)
施工期	施工迹地清理平整、压实，临时占地恢复原始地貌，永久占地砾石覆盖或水泥硬化	9
	粉状材料及临时土方等在井场堆放应采取覆盖防尘布	9
	施工期生活污水拉运至克拉玛依市第二污水处理厂处理	2
	钻井防喷器等安全措施	27
	泥浆不落地技术	270
	罐区防渗措施	15
	设立宣传牌、标志牌加强生态保护宣传	2
	临时占地经济补偿	10
运营期	修井及井下作业过程中铺设防渗膜	24

	含油污泥委托有资质的单位处置	3
退役期	设施拆除后进行地貌恢复	30
合计		401

7.4 环境经济损益分析结论

项目经分析具有良好的经济效益和社会效益。

在建设过程中，由于井场、管线等都需要占用一定量的土地，并因此带来一定的环境损失。因而在油田开发过程中，需要投入必要的资金用于污染防治和恢复地貌等，经估算该项目环境保护投资约 401 万元，环境保护投资占总投资的 5.83%。实施相应的环保措施后，不但能够起到保护环境的效果，同时节约经济开支，为企业带来双赢。

8. 环境管理与监测计划

环境管理是企业管理的一项重要内容，加强环境监督管理力度，尽可能的减少三废排放数量及提高资源的合理利用率，把对环境的不良影响减小到最低限度，是企业实现环境、生产、经济协调持续发展的重要措施。环境监测是环境管理的重要组成部分，是工业污染防治的依据和环境监督管理工作的哨兵，加强环境监测是了解和掌握项目排污特征，研究污染发展趋势及防治对策的重要依据与途径。

本项目对环境的影响主要来自施工期的各种作业活动及运营期的风险事故。无论是施工期的各种作业活动还是运营期的事故，都将会给生态环境带来较大的影响。为最大限度地减轻施工作业对生态环境的影响，减少事故的发生，确保工程建设与安全运行，本章针对本项目在施工期和运营期的生态破坏和环境污染特征，提出了施工期和运营期的环境管理、施工环境监理、HSE（健康、安全与环境）管理和环境监测计划的内容。

8.1 环境管理

8.1.1 环境管理机构

中国石油新疆油田分公司下设质量安全环保处，负责中国石油新疆油田分公司范围内的环境保护工作，各二级单位下设环保科，各生产单位设专职环保员，负责生产单位的环保工作。

采油一厂的环保工作由新疆油田公司安全环保处领导，并全过程监督该建设工程的环境保护管理，环保设施建设工作。建设项目经理部设专职环境管理人员，全面负责该油田开发建设期的环境管理工作。本工程进入生产运行期后，油田主要管理工作均依托采油一厂完成并全面负责该油田生产运行期的环境管理工作。本区块由红山嘴油田基层单位设一名专（兼）职环保工程技术人员负责油田建设期的环保工作及站场内外环保设施的运行和检查工作，以及环境污染事故处理和报告。

8.1.2 环境管理体制

新疆油田分公司已经建立了环境保护指标体系，对各二级单位的环保指标完成情况按《新疆油田分公司环境保护管理规定》的各项指标进行考核。推行环境

保护目标责任制，明确各单位企业行政一把手为本单位环保第一责任人，并规定了应负的法律责任和行政责任，其它行政领导和机关处室也都有明确环保职责，初步形成了领导负责，部门参加，环境保护部门监督管理，分工合作，各负其责的环境管理体制。

8.1.2.1 生产区环境管理

（1）日常环境管理

①搞好环境监测，掌握污染现状

定时定点监测井场环境，以便及时掌握环境状况的第一手资料，促进环境管理的深入和污染治理的落实，消除发生污染事故的隐患。

废水管理应按“达标排放”的原则，在生产过程中，油田采出水全部回注。

废气污染源的控制是重点加强对油气集输过程中无组织排放源的管理，以加强管理作为控制手段，减轻对周围环境产生的污染。

②加强环保设备的管理

建立环保设备台帐，制定主要环保设备和场所的操作规程及安排专门操作人员进行管理，建立重点处理设备的“环保运行记录”等。

③落实管理制度

除了加强环保设备的基础管理外，尚需狠抓制度的落实，制定环保经济责任考核制度，以提高各部门对环境保护的责任感。

日常工作的管理与调配，应明确机构，有专人负责与协调。要求做好废弃物的处理、场地的清理等每日例行的环保工作。

（2）环境污染事故的预防与管理

①对事故隐患进行监护

对污染事故隐患进行监护，掌握事故隐患的发展状态，积极采取有效措施，防止事故发生。对各类重大事故隐患，应本着治理与监护运行的原则进行处理。在目前技术、财力等方面能够解决的，要通过技术改造或治理，尽快消除事故隐患，防止事故发生；对目前消除事故隐患有困难的，应从管理和技术两方面对其采取严格的现场监护措施，在管理上要加强制度的落实，严格执行操作规程，加强巡回检查和制定事故预案。

②强化专业人员培训和建立安全信息数据库

有计划、分期分批对环保人员进行培训，聘请专家讲课，收看国内外事故录像和资料，吸收这些事件中预防措施和救援方案的制定经验，学习借鉴此类事故发生后的救助方案。平时要经常进行人员训练和实践演习，锻炼队伍，以提高他们对事故的防范和处理能力。建立安全信息数据库或信息软件，使安全工程技术人员及时查询所需的安全信息数据，用于日常管理和事故处置工作。

③加强风险管理

由于本项目不确定潜在事故因素无法预测，因此有必要制定相应的风险对策，不断改进识别到的不利影响因素，从而将工程运营期各类风险水平控制在合理的、可接收的范围内，以达到减少事故发生、经济合理地保证安全运行管理技术的目的。

8.1.2.2 本项目 HSE 管理工作内容

应结合本项目环评识别的施工期和运营期工艺流程、污染和风险源项、危害和影响程度识别和评价的结果，侧重在以下方面开展工作：

（1）工艺流程分析；

（2）污染生态危害和影响分析；

（3）泄漏事故危害和风险影响分析；

（4）建立预防危害的防范措施；

（5）制定环境保护措施；

（6）建立准许作业手册和应急预案。

8.1.3 环境管理计划

项目的环境保护行动计划应贯穿于项目全过程，包括施工期、运营期和闭井期，计划内容涉及生态环境、声环境、大气环境、水环境、景观保护以及水土流失等方面不利影响的减缓和保护措施。

8.1.3.1 施工期环境管理计划

建设项目施工期环境监督管理计划见表 8.1-1。

表 8.1-1　施工期环境保护监督管理计划

序号	影响因素	环保措施
1	生态环境	严格控制占地面积，划定施工活动范围，减少临时占地和对地表的扰动。 施工结束后，施工单位应负责及时清理现场。 严禁破坏植被、捕杀野生动物。

		对于开挖管道产生的土方，回填在管垄处，土方不集中产生。 施工结束后临时营地恢复地貌。
2	声环境	加强对施工机械和车辆的维修，保持较低噪声水平。
3	大气环境	粉状材料（石灰、水泥）的运输要袋装或罐装，禁止散装，堆放时设篷盖。 运送建筑材料的卡车须用帆布遮盖，严禁散落和随风飞扬。 严禁焚烧各类废弃物。
4	水环境	钻井期节约用水。严禁施工废液乱排乱放。
5	固废	管沟回填后多余土方应作为廊覆，不得随意丢弃。 施工垃圾应分类存储，严禁现场抛洒、掩埋。

8.1.3.2 运营期环境管理计划

（1）日常环境管理

①搞好环境监测，掌握污染现状

- ❖ 定时定点监测井场环境，以便及时掌握环境状况的第一手资料，促进环境管理的深入和污染治理的落实，消除发生污染事故的隐患。
- ❖ 废水管理应按“总体规划”原则，在生产过程中，油田采出水全部回注，均不外排。
- ❖ 废气污染源的控制是重点加强对油气集输过程中无组织排放源的管理，以加强管理作为控制手段，减轻环境污染，达到污染物排放控制和环境保护目标。

②加强环保设备的管理

建立环保设备台帐，制定主要环保设备的操作规程及安排专门操作人员，建立重点处理设备的“环保运行记录”等。

③落实管理制度

除加强环保设备的基础管理外，尚需狠抓制度的落实，制定环保经济责任制考核制度，以提高各部门对环境保护的责任感。

日常工作的管理与调配，应明确机构，有专人负责与协调。要求做好废弃物的处理、场地的清理等每日例行的环保工作。

（2）重大环境污染事故的预防与管理

①对事故隐患进行监护

对污染事故隐患进行监护，掌握事故隐患的发展状态，积极采取有效措施，防止事故发生。对各类重大事故隐患，应本着治理与监护运行的原则进行处理。在目前技术、财力等方面能够解决的，要通过技术改造或治理，尽快消除事故隐患，防止事故发生；对目前消除事故隐患有困难的，应从管理和技术两方面对其

采取严格的现场监护措施，在管理上要加强制度的落实，严格执行操作规程，加强巡回检查和制定事故预案。

②强化专业人员培训和建立安全信息数据库

有计划、分期分批对环保人员进行培训，聘请专家讲课，收看国内外事故录像和资料，吸收这些事件中预防措施和救援方案的制定经验，学习借鉴此类事故发生后的救助方案。平时要经常进行人员训练和实践演习，锻炼指挥队伍，以提高他们对事故的防范和处理能力。建立安全信息数据库或信息软件，使安全工程技术人员及时查询所需的安全信息数据，用于日常管理和事故处置工作。

③加强风险管理

由于在运行过程中，不确定潜在事故因素多且无法预测，因此有必要制定相应的风险对策，不断改进识别到的不利影响因素，从而将工程运营期各类风险水平控制在合理的、可接收的范围内，以达到减少事故发生、经济合理地保证安全运行管理技术的目的。

建设项目运营环境监督管理计划见表 8.1-2。

表 8.1-2　运营期环境保护行动计划

序号	影响因素	环保措施	实施单位	监督单位	资金保证
1	生态环境	继续做好施工迹地的地表恢复工作，利用冬季融雪和夏季少量的降水使景观慢慢得以自然恢复。 培训巡线人员相关的水土保护知识，使之在保护沿线植被的同时，随时观察沿线的水土流失状况，以便能及时的采取补救措施。	中国石油新疆油田分公司开发公司	自治区生态环境厅及所在行政区生态环境主管部门	纳入工程费用
2	声环境	对井场的厂界噪声进行监测，在噪声超标点位采取必要的隔声降噪措施。			
3	大气环境	对大气进行定期监测。			
4	水环境	对污水的处理设施进行定期维护。			
5	景观保护	对项目区域内的环境保护和生态恢复措施的执行和落实情况进行监督。			
6	管道保护	在施工结束、投入运行之前，集输干支线要完成永久性标志的设置，并对易遭车辆碰撞破坏的局部管道采取防护措施，设置安全标志。 对管道设施定期巡查，及时维修保养。 制定事故应急预案，对安全运行的重大隐患和重大事故能			

序号	影响因素	环保措施	实施单位	监督单位	资金保证
		够作出快速反应并及时处理。			
7	环境管理	建立环境管理体系和事故应急体系。 实施环境监测计划			纳入运行管理费用
8	风险防范措施	制定事故应急预案，对重大隐患和能够快速作出反应并及时处理。			
9	固体废物处置	事故状态产生的落地原油委托具备相应危废处理资质的单位进行接收、转运和无害化处理。			

8.1.3.3 闭井期环境管理计划

建设项目运营环境监督管理计划见表 8.1-3。

表 8.1-3　闭井期环境保护行动计划

序号	影响因素	环保措施	实施单位	监督单位	资金保证
1	生态环境	做好闭井期的地表清理工作，对占地范围内的设施进行拆除，场地清理平整。	中国石油新疆油田分公司开发公司	自治区生态环境厅及所在行政区环境保护行政主管	纳入闭井期闭井管理费用中
2	声环境	闭井期间采用低噪声设备，操作周期为短期，对周围环境产生间歇式影响，伴随闭井期工作结束而终止。			
3	大气环境	在对原有设备拆卸、转移过程产生一定扬尘，故需采取洒水降尘措施，同时闭井工作避开大风等恶劣天气，避免对周围空气环境造成污染。			
4	水环境	设备排出的废水采用罐车拉走，不排入周围环境，避免对周围环境造成影响。			

8.1.3.4 环保设施竣工验收管理

根据建设单位项目“三同时”原则，在项目建设过程中，环境污染防治设施与主体工程同时设计、同时施工、同时投入使用。

建设单位自主验收的环保设施验收清单见表 8.1-4。

表 8.1-4　　拟建项目环境保护“三同时”验收一览表

治理项目	污染源	位置	验收标准	
			治理要求	验收标准
废水	采出水	红山嘴联合站	保持正常运行，处理达标后回注油藏	《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》(SY/T5329-2012)
	井下作业废水	井场	作业单位自带回收罐回收作业废水，废水拉运至红山嘴联合站经污水处	

治理项目	污染源	位置	验收标准	
			治理要求	验收标准
			理系统处理达标后回注油藏	
废气	油田开发过程烃类无组织挥发	集输过程	红 172 井区密闭集输；红 831 单井拉油	《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
噪声	各类机泵	采油井场	低噪声设备	《工业企厂界环境噪声排放》（GB12348-2008）3 类
固废	钻井泥浆	采油井场	钻井泥浆经“泥浆不落地工艺”处理后循环使用，剩余泥浆回收	-
	钻井岩屑	采油井场	岩屑堆放在储罐，检测达标后综合利用	《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》(DB65/T3997-2017)
	油泥(砂)	红山嘴联合站	交由有资质的单位进行无害化处置	应符合危险废物暂存、处置的相关要求
	落地油	井场	保证原油不落地，回收率达 100%	井场无落地油痕迹
	天然气回收撬装站		废弃分子筛交有资质的单位进行处置	应符合危险废物暂存、处置的相关要求
生态	工程占地	井场、管线、道路、储存池	严格控制占地范围；永久占地水泥硬化或砾石覆盖，临时占地地貌恢复	-
	土壤	管线	开挖时分层开挖、分层回填	
环境管理			环境管理制度是否建立并完善，环保机构及人员是否设置到位；施工人员是否保留必要的影像资料。	

8.2 环境监理与监测计划

8.2.1 施工期环境监理计划

为减轻国家重点工程对环境的影响，将环境管理制度从事后管理转变为全过程管理，本项目可以充分借鉴相关项目工程环境监理经验，实行工程环境监理。

由建设单位聘请有资质的环境监理机构对施工单位、承包商、供应商沿线地区和中国石油股份有限公司环保法律、法规、制度、标准、规范的情况依法进行监督检查，特别是加强施工现场的环境监理检查工作，目的是协助建设单位落实施工期间的各项环境保护要求和施工合同中的环保规定，确保本项目的建设符合有关环保法律法规的要求。因此建议建设单位外聘环保专业人员，对各作业段进行环境监理工作。

（1）环境监理人员要求

①环境监理人员必须具备环保专业知识，精通国家环境法律、法规和政策，了解当地环保部门的要求和环境标准。

②必须接受过 HSE 专门培训，有较长的从事环保工作经历。

③具有一定的气田开发和输气管道建设的现场施工经验。

（2）环境监理人员主要职责

①监督施工现场对“环境管理方案”的落实。

②及时向 HSE 部门负责人汇报环境管理现状，并根据发现的问题提出合理化建议。

③协助 HSE 部门负责人宣传贯彻国家和当地政府有关环境方面的法律和法规。

④对 HSE 工作的真实性、合法性、效益性进行审查，评价其责任，并提出改进意见。

环境监理工作的重点见表 8.2-1。

表 8.2-1　现场环境监理工作计划

序号	场地	监督内容	监理要求
1	新建各井场	（1）井位布设是否满足环评要求； （2）各井场的环保设施，施工是否严格按设计方案执行，施工质量是否能达到要求； （3）施工作业是否超越了限定范围； （4）废水、废气、废渣等污染是否达标排放。	环评中环保措施落实到位
2	集油气管沟开挖现场	（1）集油气线路由是否满足环评要求 （2）是否执行了“分层开挖、分层堆放、分层回填”的操作制度； （3）施工作业是否超越了作业带宽度； (4)挖土方放置是符合要求，回填后多余的土方处置是否合理； （5）施工人员是否按操作规程及相关规定作业； （6）施工完成后是否进行了清理、临时占地是否恢复植被及耕种。	环评中环保措施落实到位
3	道路建设现场	（1）道路路由是否满足环评要求 （2）施工作业是否超越了限定范围； （3）临时堆放的土石方是否采取防风固沙措施； （4）施工人员是否按操作规程及相关规定作业； （5）施工完成后是否进行了清理、临时占地是否恢复植被及耕种；	各项环保措施落实到位
4	保护动物和保护植	（1）是否有滥捕和滥挖保护动物和植物行为 （2）是否严格施工作业带宽度，减少占地	环评中环保措施落

序号	场地	监督内容	监理要求
	物		实到位
5	其它	（1）施工结束后是否及时清理现场、恢复地貌，是否及时采取了生态恢复和水土保持措施； （2）施工季节是否合适； （3）有无砍伐、破坏施工区以外的作物和植被，有无伤害野生动物等行为。	环评中环保措施落实到位

8.2.2 运营期环境监测计划

本项目在运营期监测应根据项目开发运行实际情况确定监测项目、频率，并委托具有计量认证资质和环境监测资质的监测单位监测。环境监测计划见表 8.2-2。

表 8.2-2　运营期环境监测计划

监测对象	监测频率	监测点	监测项目	执行标准	监测单位
废气	1 次/季度	拉油点、红山嘴联合站厂界四周	非甲烷总烃	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中企业边界污染物控制要求	委托监测
	1 次/年	拉油点厂界四周	SO_2、NO_x	《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）无组织排放监控浓度限值	
噪声	1 次/季度	拉油点、天然气回收撬装站、红山嘴联合站厂界四周	等效连续 A 声级	《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)中 3 类标准	
土壤	1 次/3 年	井场厂界内、集中拉油点周边	砷、镉、六价铬、铜、铅、汞、镍、石油烃	《土壤环境质量标准-建设用地土壤污染风险管控标准》（试行）（GB36600-2018）中第二类用地筛选值	
地下水	1 次/年	利用井区现有水井	pH、石油类、挥发性酚、硫化物、COD	《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）Ⅴ类标准	

8.3 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 172 井断块石炭系油藏 2021 年开发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。

8.3.1 环境影响后评价时段

根据《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》项目正式投入生产或运营后，每 3-5 年开展一次环境影响后评价，依法报生态环境主管部门备案。

8.3.2 环境影响后评价内容

为验证艾湖油田红 172 井断块石炭系油藏 2021 年开发建设工程实施后，各项环境减缓措施的有效性，应对本次环境影响评价的主要结论和项目环境保护措施的实施情况进行跟踪、监测和评价。主要回顾和跟踪评价内容见表 8.3-1。

表 8.3-1 项目环境影响后评价的主要内容

序号	项目		工作内容	主要目的和意义
1	环境监测与回顾评价		（1）大气环境监测与回顾评价 （2）地下水环境监测与回顾评价 （3）土壤环境监测与回顾评价 （4）噪声环境监测与回顾评价 （5）生态环境监测与回顾评价	掌握环境变化趋势
2	污染源调查		红 172、红 831 区块污染源调查	掌握基础数据
3	清洁生产水平		区块清洁水平调查	掌握基础数据
4	环境保护措施回顾	施工阶段	（1）审核环保初步设计和 EMP （2）检查施工临时占地的还原 （3）检查粉尘和噪声污染控制措施，决定施工时间 （4）检查空气污染物的排放 （5）检查施工场所生活污水和含油废水的处理和排放	（1）严格执行三同时 （2）确保临时占地满足环保要求 （3）减少建设对周围环境的影响，执行相关环保法规和标准 （4）确保水质不被污染 （5）确保景观和土地资源不被严重破坏，避免造成水土流失
		运营阶段	（1）检查运营期 EMP 的实施 （2）检查监测计划的实施 （3）检查有必要采取一步的环保措施 （4）检查环境敏感点的环境质量是否	（1）落实 EMA （2）落实监测计划 （3）切实保护环境 （4）加强环境管理，切实保护

序号	项目		工作内容	主要目的和意义
			满足其相应质量标准要求 （5）加强监督，防止突发事故，预先制定紧急事故应对方案，一旦发生施工能及时消除危险	人群健康 （5）确保污水排放满足标准。
5	环境管理		动态管理系统建设；公众意见；环保投资比例	回顾并修改环境管理各项措施

8.4 污染物排放清单

本工程污染物排放清单及管理要求见表 8.4-1。

表 8.4-1　　本项目污染物排放清单

时段	类别	污染源	污染物	治理措施	产生量(完钻后)	排放量(完钻后)	执行的排放标准
施工期	废水	管道试压废水	SS	回用于荒漠绿化或道路降尘	80t	80t	——
	废气	柴油废气	烃类	无组织排放	11.9t	11.9t	《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996)中无组织排放监控点浓度限值
			CO		6.95t	6.95t	
			NOx		32.1t	32.1t	
			SO_2		2.02t	2.02t	
	固废	钻井岩屑	/	岩屑暂存于井场储罐，经检测合格后用于铺垫井场等综合利用	31514.27t	0	《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》(DB65/T3997-2017)中的综合利用污染物限值
		钻井泥浆	/	钻井泥浆进入泥浆不落地系统循环使用，完井后剩余泥浆回收入罐，用于后续钻井配液等环节使用	8832.29m³	0	-
		施工土方	/	施工结束后回填管堤之上，实施压实平整水土保持措施	19600m³	0m³	——
运营期	废水	井下作业废水	SS、COD、石油类、挥发酚、硫化物	作业单位自带回收罐回收作业废水，拉运至红山嘴联合站处理	162.785t	0	《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》(SY/T5329-2012)相关标准
		采出水		红 172 井区密闭集输至红山嘴联合站，红 831 井区拉运至	1.72 万 t/a	0	

				红山嘴联合站，处理达标后回注油藏；红831 井区拉运至			
	废气	采油及集输挥发废气	烃类	无组织排放	8.7t/a	8.7t/a	《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
		火炬放空燃烧	SO_2	无组织排放	0.09t/a	0.09t/a	《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996)中无组织排放监控点浓度限值
			NOx		0.39t/a	0.39t/a	
	固废	油泥（砂）		交由有资质的单位进行无害化处置	13.7t/a	0	《危险废物贮存污染控制标准》（GB 18597-2001）及其修改单
		废弃分子筛			1.5	0	

9. 环境影响评价结论与建议

9.1 结论

9.1.1 项目建设概况

红 172 井区和红 831 井区行政区划隶属新疆维吾尔自治区克拉玛依市克拉玛依区境内，均属于采油一厂运营管理。红 172 井区东侧隔公路 180m 与玛依格勒森林公园相邻，其余方位均为戈壁，拟建工程中心地理坐标为 E***，N***；红 831 井区东南 280m 为北部为玛依格勒森林公园，北侧 830m 为克拉玛依大农业耕地，其余方位为戈壁，拟建工程中心地理坐标为 E***，N***。

本项目主要建设内容包括红 172 井区新钻水平井 9 口，配套建设集输、供配电等地面工程，新建产能 5.38×10^{4}t；红 831 井区 3 口评价井转产能井，新建产能 0.83×10^{4}t；合计产能 6.21×10^{4}t。

9.1.2 环境质量现状

9.1.2.1 环境空气质量现状调查结论

（1）区域环境空气质量监测结果

根据生态环境部环境工程评估中心国家环境保护环境影响评价数值模拟重点实验室环境空气质量模型技术支持服务系统发布的 2020 年克拉玛依市达标区判定数据，各污染物平均浓度均优于《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中二级标准限值，属于环境空气达标区。

（2）特征污染物监测结果

根据特征因子补充监测结果，评价范围内各监测点的非甲烷总烃小时平均浓度均满足《大气污染物综合排放标准详解》中“非甲烷总烃”标准要求，硫化氢小时均值浓度执行《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 其它污染物空气质量浓度参考限值 10μg/m^3 的要求，未出现超标现象，评价区域现状环境空气质量良好。

9.1.2.2 水环境质量现状调查结论

地下水监测结果表明：监测点位中总硬度、溶解性总固体、氯化物、氟化物、硫酸盐未达到《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中的V类标准要求。调查区总硬度、溶解性总固体、氯化物和硫酸盐超标的原因为：本区地下水为天然劣

质水分布区，属高矿化度的咸水-盐水-卤水，氟化物在超标原因为本地区氟化物普遍较高，地下水无利用价值。

9.1.2.3 声环境质量现状调查结论

根据监测结果表明：项目区域内背景噪声监测点昼间、夜间噪声强度均达到《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 3 类标准限值要求，周围声环境质量良好。

9.1.2.4 土壤环境质量现状调查结论

根据监测结果，项目占地范围内土壤环境质量执行《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地筛选值标准，占地范围外土壤环境质量执行《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）。

综上，土壤污染风险较低，项目区土壤环境现状较好。

9.1.2.5 生态环境质量现状调查结论

（1）生态功能区划：项目所在区域属于Ⅱ准噶尔盆地温性荒漠与绿洲农业生态区—Ⅱ$_2$准噶尔盆地西部荒漠及绿洲农业生态亚区—18 大拐-小拐农业开发生态功能区。项目区红 172 井区东侧 180m、红 831 井区东南侧 280m 均为玛依格勒森林公园。

（2）土壤类型：本项目评价范围土壤类型主要为盐化灰漠土。

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

（3）植被：项目所在区域植被组成以小半乔木梭梭、白梭梭为主。

（3）野生动物：本项目属古北界、中亚亚界、蒙新区、西部荒漠亚区、准噶尔盆地小区。因该区域地处内陆盆地，气候极端干燥，按气候区划为酷热干旱区，野生动物的栖息生境极为单一。

（4）土地利用类型：所在区域土地利用类型主要为盐碱地。

9.1.3 主要环境影响

9.1.3.1 大气影响评价结论

（1）施工期废气：本项目钻井作业柴油发电机烟气排放及施工扬尘对周围环境影响较小。

（2）运营期废气：经预测，本项目集输过程无组织挥发的非甲烷总烃下风向各个距离的浓度均能满足《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，不会对周围环境产生不利影响。放空火炬燃烧产生的大气污染物可以满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）无组织排放监控浓度限值。

综上所述，本项目施工期和运营期排放的废气对区域环境产生的影响较小。

9.1.3.2 水环境影响评价结论

（1）施工期废水：管道试压废水应尽可能重复利用，试压结束后，用于周围沙漠植被的绿化，可起到改善生态环境作用。

（2）运营期废水：采出水及井下作业废水送至红山嘴联合站污水处理系统处理达标后用于油田注水。本工程运营期产生的废水不会对水环境造成影响。

（3）事故状态下对地下水的污染主要为管道泄漏、井漏、油水窜层等，管道泄漏是以点源形式污染地下水，其污染迁移途径为地表以下的包气带和含水层；井喷事故是以面源形式的原油渗漏污染地下水，井漏事故对水环境的污染是油气窜层，造成地下含水层水质污染。事故发生后，及时采取相应的措施，不会对地下水环境产生明显影响。

9.1.3.3 声环境影响评价结论

本项目钻井期噪声随施工结束而消失。生产运营期，井场和管线正常生产时噪声很小，对背景噪声的贡献较小。井区周围噪声监测点昼间、夜间噪声强度均达到《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中的 3 类区标准（昼间 60dB(A)，夜间 50dB(A)）。且本项目位于戈壁荒漠，周边无人群居住，项目开发建设中的噪声对环境影响较小。

9.1.3.4 固体废物环境影响评价结论

（1）施工期固废

施工期钻井采用“泥浆不落地技术”，所有与地面接触的罐体均铺设防渗膜。

本项目钻井产生的钻井液及岩屑进入不落地系统进行处理，并实现固液分离，分离后的液相循环使用，钻井结束后钻井液由井队回收，送至下个井场用于新钻井液的配置；钻井产生的固相水基岩屑中各类污染物经检测后能够达到《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T 3997-2017）中污染物限值的相关标准后，可就近用于铺设通井路、铺垫井场等。

本项目施工期管线施工产生的弃土回填在管堤上，并实施压实平整水土保持措施。

（2）运营期固废

依托红山嘴联合站污水处理系统产生的含油污泥属于危险废物，交由具备相应危废处理资质的单位负责转运、接收、无害化处理，不会对区域环境造成不利影响。天然气撬装回收装置废弃分子筛交有资质的单位进行处置。

9.1.3.5 生态环境影响评价结论

本项目临时占地面积为 12.92hm^2，永久占地面积为 1.98hm^2。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。

9.1.3.6 环境风险评价结论

本工程发生风险事故的类型主要为集油管线泄漏、储罐泄漏、火灾及爆炸等类型。

经过风险分析和评价，本项目须加强管理，严格落实本报告提出的各项事故风险防范措施、制定应急预案，尽可能杜绝各类事故的产生和发展，将事故发生概率降低，减小事故造成的损失，避免当地环境受到污染。

综上，在采取评价中提出的风险事故防范措施和工程中应增加的污染事故预防及减轻措施后，能有效预防事故的发生，将建设项目风险降至最低程度，可使项目建设、营运中的环境风险控制在可接受的范围内。因此，该项目建设从环境风险的角度认为风险水平可接受。

9.1.4 环境保护防治措施

9.1.4.1 施工期

本项目钻井过程中，将产生一定量的废水、废气、固体废物和噪声。

（1）废气防治措施：钻井期大气污染主要为钻井场柴油发电机燃料产生的废气，采用高效设备的方式，定期对钻机（电钻）、柴油发电机等设备进行维护，并且采用符合标准的柴油，并添加柴油助燃剂等措施，减轻对大气环境的影响；对使用频率较高，且未做硬化处理的道路进行洒水处理，以减少路面沙尘的扬起和对公路两旁植被的扰动。

（2）废水防治措施：管道试压废水用作为荒漠绿化或道路降尘。

（3）噪声防治措施：采用低噪声设备，定期维护，装设基础减振和设置隔声罩以减少噪声传播，合理安排施工时间，高噪声施工设备减少夜间使用或禁止使用。

（4）固废防治措施：①施工期钻井采用“泥浆不落地技术”，所有与地面接触的罐体均铺设防渗膜。本项目钻井产生的钻井液及岩屑进入不落地系统进行处理，并实现固液分离，分离后的液相循环使用，钻井结束后钻井液由井队回收，送至下个井场用于新钻井液的配置；钻井产生的固相水基岩屑中各类污染物经检测后能够达到《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T 3997-2017）中污染物限值的相关标准后，可就近用于铺设通井路、铺垫井场等。②施工土方在管线施工结束后回填在管堤上，并实施压实平整水土保持措施。

（5）生态保护措施：①严格控制施工区域，将临时占地面积控制在最低；②严格规定各类工作人员的活动范围，使之限于在各工区和生活区范围内活动，最大限度减少对荒漠植物生存环境的践踏破坏和避免破坏野生动物的活动场所和生存环境；③开展施工环境监理；④施工结束后，施工迹地清理、平整，做的工完料净场地清。

9.1.4.2 运营期

（1）废气防治措施：选用质量可靠的设备、仪表、阀门等；定期对井场的设备、阀门等检查、检修，以防止跑、冒、漏现象的发生；拉油罐周围设置防火堤，罐体和装车区设置气相平衡系统，拉油罐在运行过程中罐体应保持完好；不应有孔洞和裂隙，储罐附件开口（孔），除采样、计量、例行检查、维护和其他

正常活动外，应密闭；应定期检查呼吸阀的定压是否符合设定要求。

（2）废水防治措施：①本项目井下作业废水严禁外排，作业单位自带回收罐收集后，拉运至红山嘴联合站污水处理系统处理。②采出水密闭集输至红山嘴联合站处理达标后用于油田注水，不外排进入环境。

（3）噪声：发声设备进行合理的布局，减弱噪声对操作人员的影响，同时针对设备，采用降噪控制，避免不必要的噪声产生。

（4）固废：①单井落地原油、修井落地原油由作业单位 100%回收。②红山嘴联合站污水处理系统产生的含油污泥定期委托有资质的单位进行无害化处置。

（5）生态保护措施：①对于永久占地地面上面实施砾石覆盖措施，减少风蚀量；②定时巡查井场、管线等，及时清理落地原油，降低土壤污染；③开展生态环境恢复治理工作。

9.1.5 污染物总量控制符合要求

本项目 VOCs、放空火炬燃烧烟气均为无组织排放，无需申请总量控制指标。

9.1.6 符合产业政策并与相关规划相协调

本项目为石油天然气开采项目，石油天然气开发是当前国民经济的重要基础产业和支柱产业，根据《产业结构调整指导目录》（2019 年本），将“常规石油、天然气勘探及开采”列入“鼓励类”项目。石油天然气开发属于国家重点鼓励发展的产业，本项目的建设符合国家的相关政策。

9.1.7 公参意见采纳情况

本环评根据《中华人民共和国环境影响评价法》、《环境影响评价公众参与办法》（生态环境部令第 4 号）等法律、法规及有关规定，建设单位利用网络、报纸等方式就项目建设的意义、项目情况、对环境可能造成的影响、预防或减轻不良环境影响的对策和措施等问题向公众发布信息，并进行了环境影响评价简本的公示，供公众查阅。

在公示期间，未收到任何反馈信息。

9.1.8 总结论

综上所述，项目属于国家产业政策鼓励项目，项目实施后可取得较大的经济效益和社会效益。尽管在工程建设和运行中，会对周围的环境产生一定的不利影

响，并在今后的建设和运行中存在一定风险性，但其影响和风险是可以接受的。只要建设单位加强环境管理，认真落实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，本报告书认为，该项目建设在环境保护方面可行。

9.2 要求

（1）在项目建设运行中，应积极采用先进的新工艺、新技术，减少污染物的产生量、排放量，确保污染物稳定达标。

（2）危废应严格按照《危险废物贮存污染控制标准》等相关标准进行贮存、处置，及时交送有资质单位进行处理。

（4）项目的环境污染治理措施和生态保护措施必须与主体工程“三同时”：其配套的环保设施也必须与主体工程同时建设投入运行；建设单位应在项目设计、施工建设、投产运行阶段严格按照本环评文件及批复要求，落实项目各项环境保护措施，确保“三废”稳定达标排放。

（5）针对可能发生的重大环境风险事故，建设单位必须制定详细的环境风险防范措施和应急预案，并定期进行预案演练。