中佳油气田中佳2_H区块二叠系气藏开发工程建设项目环境影响报告书

（征求意见稿）

项目建设单位：中国石油新疆油田分公司开发公司

项目评价单位：南京国环科技股份有限公司

2022年1月

目　录

0 概述.....1

0.1 项目背景 1

0.2 建设项目的特点 1

0.3 环境影响评价技术路线 1

0.4 分析判定相关情况 3

0.5 关注的主要环境问题 4

0.6 环境影响报告的主要结论 4

1 总则.....5

1.1 编制依据 5

1.2 评价目的、原则及方法 13

1.3 环境影响因素识别和评价因子 14

1.4 环境功能区划和评价标准 16

1.5 评价工作等级与评价范围 24

1.6 评价内容和评价重点 32

1.7 环境保护目标 32

2 建设项目工程分析 35

2.1 区块油气资源概况 35

2.2 区块开发现状及环境影响回顾 40

2.3 建设项目概况 44

2.4 主要工程内容 50

2.5 工程分析 83

2.6 清洁生产分析 99

2.7 污染物排放总量控制 107

3 环境现状调查与评价 109

3.1 自然环境概况 109

3.2 环境空气现状调查与评价 112

3.3 水环境现状调查与评价 114

3.4 声环境现状调查与评价 118

3.5 土壤环境现状调查与评价 119

3.6 生态环境现状调查与评价 124

4 环境影响预测与评价 130

4.1 施工期环境影响分析 130

4.2 运营期环境影响分析 137

4.3 生态环境影响分析 160

4.4 退役期影响分析 170

4.5 水土流失影响分析 170

5 环境风险评价与分析 173

5.1 环境风险评价目的 173

5.2 风险潜势初判 173

5.3 环境风险识别及分析 179

5.4 环境风险影响分析 184

5.5 环境风险防范措施 185

5.6 突发环境事件应急预案 191

5.8 环境风险评价小结 193

6 环境保护措施及其可行性论证 195

6.1 施工期环境保护措施 195

6.2 运营期环境保护措施 202

6.3 退役期环境保护措施 213

6.4 生态恢复方案 215

6.5 水土保持方案 217

6.6 防沙治沙方案 220
6.7 环保投资分析 221
7 环境影响经济损益分析 223
7.1 环境效益分析 223
7.2 社会效益分析 224
7.3 环境经济损益分析结论 224
8 环境管理与监测计划 225
8.1 环境管理 225
8.2 企业自主验收 232
8.3 环境信息公开 237
8.4 环境监测计划 237
8.5 污染物排放清单 239
9 环境影响评价结论与建议 241
9.1 结论 241
9.2 要求与建议 245

0 概述

0.1 项目背景

中佳油气田中佳 2_H 区块位于小拐镇附近，行政上隶属新疆维吾尔自治区克拉玛依市，西北部与小拐油田相邻，北部与金龙油田相邻，区域构造位于准噶尔盆地西部隆起中拐凸起南翼。

为了进一步验证地质认识，优化后续开发部署，加快储量升级并建产动用，建设单位决定整体部署，并要求钻采工程与地面工程结合，优化产能实施顺序，加快 2022 年的上产实施。

为此，中国石油新疆油田分公司开发公司在中佳 2_H 区块部署 12 口水平井，均为评价井转产，单井产能 8.0~14.0×10^4m^3/d，新建产能 4.323×10^8m^3/a；新建集气干线 7.2km（集气干线 DN80，3.6km；集气干线 DN100，3.6km），单井采气管线 12.8km（DN65）；外输管线 13km，管线天然气外输规模为 149~360×10^4m^3/d；新建油区道路 7.5km。

配套新建天然气处理站 1 座，天然气设计处理规模为 150×10^4m^3/d，凝析油设计稳定规模为 120t/d。配套自控系统、通信、电气、消防、结构、防腐、暖通等辅助设施。

0.2 建设项目的特点

中佳 2_H 井区共部署 12 口采气井，建设内容包含生产井、天然气处理站、单井采气管道、集气干线、天然气处理站外输管道等全套地面设施，有着从天然气开采→集输→处理→外输的全套生产流程，是一个完整的小型油气开采区块。运营期天然气外输流程短捷，项目的建设将提高区域整体开发效益。

0.3 环境影响评价技术路线

本项目为陆地天然气开采，为新区块开发。根据《建设项目环境影响评价分类管理名录》（2021 年版）中“五、石油和天然气开采业 08、陆地天然气开采

0721—**新区块开发**；年生产能力 1 亿立方米及以上的煤层气开采；涉及环境敏感区的（含内部集输管线建设）”，应编制环境影响报告书。

中国石油新疆油田分公司开发公司于 2021 年 12 月委托南京国环科技股份有限公司开展《中佳油气田中佳 2_H 区块二叠系气藏开发工程》的编制工作。

本单位接受环评委托后，在建设单位的大力协助下，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、自治区环境保护政策以及环评技术导则、规范的要求，开展该项目的环境影响评价工作。对本项目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。识别本项目的环境影响因素，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。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。

受评价单位委托，新疆天熙环保科技有限公司于 2021 年 12 月对拟建项目评价区域声环境、土壤环境及环境空气质量现状进行了监测。在以上工作基础上，评价单位编制完成了本项目环境影响报告书。

具体评价工程程序图如下：

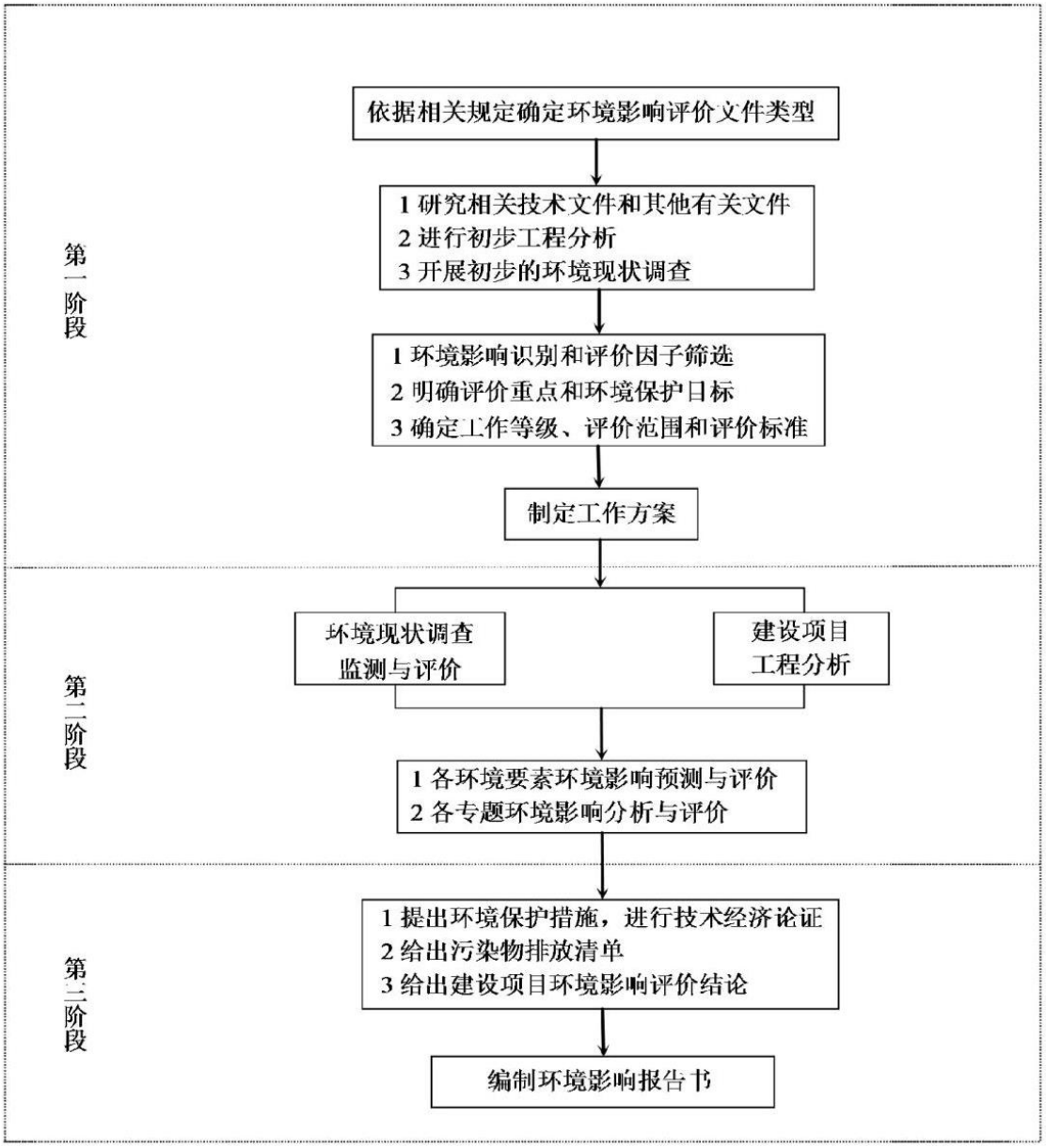


图 0.2-2　建设项目环境影响评价工作程序图

0.4 分析判定相关情况

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），本项目属于第一类鼓励类中的“石油、天然气“中的”常规石油、天然气勘探与开采”。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。

本项目为中佳 2_H 区块产能开发项目，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》、《新疆维吾尔自治区国民

经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》的相关要求。

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。

0.5 关注的主要环境问题

本次评价针对施工期和运营期产生的废气、废水、噪声、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。根据现场调查，评价范围内没有自然保护区、风景名胜区、水源保护区等敏感区，没有固定集中的人群活动区。

关注的主要环境问题有：施工期废气、废水、噪声及施工临时占地造成的生态影响；运营期油气集输、处理过程中产生的无组织挥发烃类；导热油炉及火炬放散的燃烧废气；采出水、井下作业废水、落地油及含油污泥等环境影响，永久占地生态影响等。

0.6 环境影响报告的主要结论

综上所述，项目的建设符合相关国家产业政策及规划。项目采用的各项污染防治措施切实可行，项目建成后，在落实各项污染防治措施及确保达标排放的前提下，项目污染物能够达标排放，区域环境质量基本保持现状，对区域环境影响较小；项目在运行过程中存在一定的环境风险，但采取相应的环境风险防范措施后，其影响是可防可控的，环境风险水平可以接受；清洁生产水平较高，项目社会效益较好。从环境保护角度考虑，项目建设是可行的。

1 总则

1.1 编制依据

1.1.1 法律

（1）《中华人民共和国环境保护法》（全国人大常委会，2014.4.24 修订，2015 年 1 月 1 日施行）；

（2）《中华人民共和国环境影响评价法》（中华人民共和国主席第四十八号令，2018 年 12 月 29 日第二次修正）；

（3）《中华人民共和国大气污染防治法》（中华人民共和国主席第三十一号令，2018 年 10 月 26 日修正）；

（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）《中华人民共和国噪声污染防治法》（2021 年 12 月 24 日第十三届全国人民代表大会常务委员会第三十二次会议通过），2022 年 6 月 5 日起施行；

（6）《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）；

（7）《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，2016 年 11 月 7 日修订）；

（8）《中华人民共和国土地管理法》（全国人大常委会，2004 年 8 月 28 日第二次修正）；

（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）《中华人民共和国水法》（2016 年修订，2016 年 7 月 2 日施行）；

（11）《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）；

（12）《中华人民共和国循环经济促进法》（2018 年修订，2018 年 10 月 26

日施行）；

（13）《中华人民共和国节约能源法》（2016 年 7 月修订，2016 年 7 月 2 日施行）；

（14）《中华人民共和国防洪法》（全国人大常委会，2015 年 4 月 24 日第二次修正）；

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

（16）《中华人民共和国草原法》（全国人大常委会，2013 年 6 月 29 日第二次修正）；

（17）《中华人民共和国森林法》（全国人大常委会，1998 年 4 月 29 日修正）；

（18）《中华人民共和国野生动物保护法》（2016 年修订，2017 年 1 月 1 日施行）；

（19）《中华人民共和国矿产资源法》（2009 年修订，2009 年 8 月 27 日起施行）；

（20）《中华人民共和国石油天然气管道保护法》（2010 年修订，2010 年 10 月 1 日施行）；

（21）《中华人民共和国突发事件应对法》（全国人大会常会，2007 年 11 月 1 日起施行）。

1.1.2 法规及规范性文件

（1）《建设项目环境保护管理条例》（国务院令第 253 号，1998 年 11 月 29 日发布施行；2017 年 7 月 16 日修订，2017 年 10 月 1 日起施行）；

（2）《建设项目环境影响评价分类管理名录》（2021 年版）；

（3）《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）；

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

（5）《关于落实<水污染防治行动计划>区域差别化环境准入的指导意见》（环环评[2016]190 号）；

（6）《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）；

（7）《中共中央国务院关于全面加强生态环境保护坚决打好污染防治攻坚战的意见》；

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

（9）《关于落实大气污染防治行动计划严格环境影响评价准入的通知》（环办[2014]30 号）；

（10）《关于印发<重点行业挥发性有机物综合治理方案>的通知》（环大气[2019]53 号）；

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

（12）《关于加强环境噪声污染防治工作改善城乡声环境质量的指导意见》（环发[2010]144 号）；

（13）《关于印发〈全国地下水污染防治规划（2011-2020 年）〉的通知》（环发[2011]128 号）；

（14）《关于划定并严守生态保护红线的若干意见》（中共中央办公厅、国务院办公厅，2017 年 2 月 7 日印发）；

（15）《关于在国土空间规划中统筹划定落实三条控制线的指导意见》（中共中央办公厅 国务院办公厅印发，2019.11.01）；

（16）《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》；

（17）《国务院关于印发全国主体功能区规划的通知》（国发[2010]46 号）；

（18）《国务院关于印发全国生态环境保护纲要的通知》（国发[2000]38 号）；

（19）《中华人民共和国土地管理法实施条例》（国务院令第 256 号，1999 年 1 月 1 日施行，2014 年 7 月 29 日第二次修订）；

（20）《土地复垦条例》（2011 年 3 月 5 日实施）；

（21）《基本农田保护条例》（国务院令第 257 号，1999 年 1 月 1 日施行，2011 年 1 月 8 日修订）；

（22）《关于进一步做好基本农田保护有关工作的意见》（国土资发[2005]196

号，2005 年 9 月 28）；

（23）《中华人民共和国水土保持法实施条例》（国务院令第 120 号，1993 年 8 月 1 日施行，2011 年 1 月 8 日修订）；

（24）《关于划分国家级水土流失重点防治区的公告》（水利部公告 2006 年第 2 号）；

（25）《水利部办公厅关于印发<全国水土保持规划国家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》（办水保[2013]118 号）

（26）《中华人民共和国自然保护区条例》（国务院于 1994 年 10 月 9 日中华人民共和国国务院令第 167 号发布，2017 年 10 月 7 日修订）；

（27）《关于加强自然保护区管理有关问题的通知》（环办[2004]101 号）；

（28）《关于进一步加强涉及自然保护区开发建设活动监督管理的通知》（环发[2015]57 号）；

（29）《中华人民共和国森林法实施条例》（国务院令第 278 号，2000 年 1 月 29 日实施，2018 年 3 月 19 日修订）；

（30）《国家级公益林管理办法》（林资发[2013]71 号）；

（31）《中华人民共和国陆生野生动物保护实施条例》（国务院批准，1993 年 3 月 1 日林业部发布，2016 年 2 月 6 日第二次修订）；

（34）《国家重点保护野生动物名录》（国家林业和草原局 农业农村部公告 2021 年第 3 号，2021 年 2 月 1 日）；

（35）《中华人民共和国野生植物保护条例》（国务院令第 204 号，1997 年 1 月 1 日施行，2017 年 10 月 7 日修订）；

（36）《国家重点保护野生植物名录》（国家林业和草原局 农业农村部公告，2021 年第 15 号，2021 年 8 月 7 日）；

（37）《关于加强资源开发生态环境保护监管工作的意见》（环发[2004]24 号）；

（38）《国务院关于实行最严格水资源管理制度的意见》（国发[2012]3 号）；

（39）《工业和信息化部关于进一步加强工业节水工作的意见》（工信部节[2010]218 号）；

（40）《产业结构调整指导目录》（2019 年本，2020 年 1 月 1 日施行）；

（41）《国家危险废物名录》（部令第 15 号，2021 年 1 月 1 日起实施）；

（42）《危险废物污染防治技术政策》（国家环保总局、国家经济贸易委员会、科学技术部，环发[2001]199 号）；

（43）《关于做好环境影响评价制度与排污许可制衔接相关工作的通知》（环办环评[2017]84 号）；

（44）《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）；

（45）《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）；

（46）《关于切实加强环境影响评价监督管理工作的通知》（环办[2013]104 号）；

（47）《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）；

（48）《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）；

（49）《环境影响评价公众参与办法》（生态环境部令第 4 号），2019 年 1 月 1 日起施行；

（50）《关于发布《环境影响评价公众参与办法》配套文件的公告》（环办[2018]48 号）；

（51）《突发环境事件应急管理办法》（环境保护部令第 34 号，2015 年 6 月 5 日起实施）；

（52）《突发环境事件信息报告办法》（环境保护部第 17 号，2011 年 4 月 18 日）。

1.1.3 地方法律、法规和文件

（1）《新疆维吾尔自治区环境保护条例》（新疆维吾尔自治区第十三届人民代表大会常务委员会公告（第 11 号），2018 年 9 月 21 日修订）；

（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）；

（5）《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》（新政办[2001]147 号）；

（6）《新疆维吾尔自治区实施<中华人民共和国土地管理法>办法》（新疆维吾尔自治区人大常委会，1999.10.1）；

（7）新疆维吾尔自治区《实施<中华人民共和国防沙治沙法>办法》（自 2008 年 8 月 1 日起施行）；

（8）新疆维吾尔自治区实施《中华人民共和国水土保持法》办法（2013 年修订本），自 2013 年 10 月 1 日起施行；

（9）《新疆自治区级水土流失两区复核划分成果的通知》（新水水保[2019]4 号）；

（10）《关于开展规划水资源论证工作的通知》（新政办发[2012]150 号）；

（11）《新疆实施最严格水资源管理制度考核办法》；

（12）《关于实行最严格水资源管理制度、落实“三条红线”控制指标的通知》（新政函[2013]111 号）；

（13）《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；

（14）《关于进一步加强地下水管理工作的通知》；

（15）《新疆地下水利用与保护规划》；

（16）《新疆维吾尔自治区实施〈中华人民共和国节约能源法〉办法》，2014 年 3 月 1 日施行；

（17）《新疆维吾尔自治区野生植物保护条例》（2018 年修订），2018 年 9 月 21 日施行；

（18）《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[2017]175 号），2007 年 8 月 1 日施行；

（19）《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，1997.1.22）；

（20）《新疆国家重点保护野生动物名录》（自治区林业和草原局自治区农业农村厅 2021 年 7 月 28 日）；

（21）《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划纲要》；

（22）《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》；

（23）《新疆生态功能区划》（新政函[2005]96 号），2005 年 12 月 21 日施行；

（24）《新疆水环境功能区划》（新政函[2002]194 号），2002 年 12 月；

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

（26）《新疆污染环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），自 2010 年 5 月 1 日起施行；

（27）《新疆维吾尔自治区矿产资源管理条例》，1997.10.11；

（28）关于印发《新疆维吾尔自治区矿产资源管理若干事项暂行办法》的通知（新自然资规〔2021〕1 号）

（29）《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》（新疆维吾尔自治区人民代表大会常务委员会，2015 年 03 月 1 日起施行）；

（30）《新疆维吾尔自治区石油勘探开发环境管理办法》（新疆维吾尔自治区人民政府令第 50 号），1995 年 3 月 1 日实施；

（31）《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 日施行；

（32）《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）；

（33）关于印发《新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案》的通知（新政发[2021]18 号）

（34）关于印发《克拉玛依市“三线一单”生态环境分区管控方案及生态环境准入清单》的通知（新克政发[2021]49 号）。

1.1.4 相关导则及技术规范

（1）《建设项目环境影响评价技术导则 总纲》（HJ2.1-2016）；

（2）《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）；

（3）《环境影响评价技术导则 地表水环境》（HJ2.3-2018）；

（4）《环境影响评价技术导则 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）》（HJ 964-2018）；

（8）《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018）；

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

（10）《排污许可证申请与核发技术规范 总则》（HJ942-2018）；

（11）《排污单位自行监测技术指南 总则》（HJ819-2017）；

（12）《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》（公告 2021 年 第 24 号）；

（13）《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）；

（14）《石油和天然气开采行业清洁生产评价指标体系》（试行，中华人民共和国国家发展和改革委员会、工业和信息化部，公告 2009 年第 3 号）；

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

（16）《石油化工企业环境保护设计规范》（SH3024-1995）；

（17）《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》（DZT 0317-2018）；

（18）《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）；

（19）《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》；

（20）《矿山生态环境保护与恢复治理技术规范（试行）》（HJ651-2013）。

1.1.5 其他相关文件

（1）《中佳油气田中佳 2_H 区块二叠系气藏开发工程环境影响评价委托书》，中国石油新疆油田分公司开发公司，2021 年 12 月；

（2）《中佳油气田中佳 2_H 区块二叠系 $P_1j_2^1$ 气藏开发部署方案》，新疆油田

公司勘探开发研究院，2021 年 12 月；

（3）《中佳油气田中佳 2_H 区块二叠系气藏开发地面工程方案设计》，中油（新疆）石油工程有限公司，2021 年 12 月。

1.2 评价目的、原则及方法

1.2.1 评价目的

（1）通过实地调查和现状监测，了解项目开发区域的自然环境、社会环境和经济状况、自然资源及土地利用情况，掌握项目所在区域的环境质量和生态环境现状。

（2）通过工程分析，明确本项目各个生产阶段的主要污染源、污染物种类、排放强度，分析环境污染的影响特征，预测和评价本项目施工期、运营期以及服役期满后对环境的影响程度，并提出应采取的污染防治和生态保护措施；分析论证施工期对自然资源的破坏程度。

（3）评述拟采取的环境保护措施的可行性、合理性及清洁生产水平，并针对存在的问题，提出各个生产阶段不同的、有针对性的、切实可行的环保措施和建议。

（4）评价该项目对国家产业政策、区域总体发展规划、清洁生产、达标排放和污染物排放总量控制的符合性。

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，为环境保护主管部门提供决策依据。

1.2.2 评价原则

（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，补充必要的现状监测，结合工程设计和预测数据，对建设项目主要环境影响予以重点分析和评价。

1.2.3 评价方法

根据《建设项目环境影响评价技术导则 总纲》（HJ2.1-2016）的要求，本次评价主要采用现场调查与监测法、模型法等方法开展环评工作。主要评价环节和要素的评价方法见表 1.2-1。

表 1.2-1 环境影响评价方法一览表

评价环节及环境要素		评价方法
工程分析		类比分析法、资料分析法
环境现状调查分析与评价	地表水、地下水环境	监测法
	大气环境现状	
	声环境现状	
	土壤环境现状	
	生态环境现状	资料收集法、现场调查法
环境影响识别		矩阵法
环境影响评价	大气、地下水、声环境影响预测	数学模式法
	地表水、生态、固废、土壤环境影响预测	类比分析法、资料分析法
风险评价		数学模式法

1.3 环境影响因素识别和评价因子

1.3.1 环境影响因素识别

本项目主要包括地面工程建设、采气、油气集输处理等内容，对环境的影响时段主要表现在运营期。

施工期以站场建设、管线敷设等过程中造成的生态影响为主；运营期以天然气处理过程中产生的污染为主。环境影响因素识别见表 1.3-1。

表 1.3-1　环境影响因素识别表

影响因素 / 环境要素	施工期						运营期					退役期		
	占地	废气	废水	固体废物	噪声震动	环境风险	废气	废水	固体废物	噪声	风险事故	废气	噪声	固体废物
		柴油机废气车辆废气扬尘	生活污水	泥浆岩屑弃土	施工车辆施工设备	井喷井漏	天然气燃烧废气无组织挥发烃类	井下作业废水	油泥	设备运转	管线破裂储罐泄漏	拆卸扬尘	施工车辆施工设备	拆卸后的建筑垃圾
大气	○	+	○	+	○	+	++	○	+	○	+	+	○	+
地下水	○	○	○	○	○	+	○	○	○	○	+	○	○	○
声环境	○	○	○	○	+	○	○	○	○	++	+	○	+	○
土壤	++	+	+	+	○	+	+	+	+	○	++	+	○	+
植被	+	+	+	+	○	+	+	○	+	○	++	+	○	+
动物	+	+	○	+	+	+	+	○	+	○	+	+	+	+

注：○：无影响；+：短期不利影响；++：长期不利影响。

1.3.2 评价因子

根据建设项目环境影响因素识别结果，筛选出本项目环境影响评价因子，见表 1.3-2。

表 1.3-2　项目评价因子一览表

环境要素	现状评价因子	影响预测因子
环境空气	SO_2、NO_2、PM_{10}、$PM_{2.5}$、CO、O_3、非甲烷总烃	SO_2、NO_2、非甲烷总烃
地下水	pH 值、总硬度、溶解性总固体、耗氧量、氨氮、硝酸盐氮、亚硝酸盐氮、挥发酚、氟化物、氰化物、石油类、六价铬、砷、汞、铅、镉、铁、锰、氯化物、硫酸盐、K+、Na^+、Ca^{2+}、Mg^{2+}、CO_3^{2-}、HCO_3^-	石油类
声环境	Leq[dB(A)]	Leq[dB(A)]
土壤	《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）表 1 中 45 项基本因子、表 2 中石油烃；《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）表 1 中 8 项基本因子及 pH、石油烃	石油烃
生态环境	调查评价区域土地利用、植被类型、野生动物种类及分布、土壤类型、生态景观	（1）分析气田开发建设对土地利用结构的影响； （2）分析气田开发建设可能造成的植被破坏影响； （3）分析气田开发建设对评价区域野生动物的影响； （4）分析气田开发建设对生态景观的影响； （5）分析气田开发建设对土壤环境质量的

环境要素	现状评价因子	影响预测因子
		影响。
环境风险	/	结合当地的气象条件，对运营期间可能发生的油气泄漏事故进行预测分析

1.4 环境功能区划和评价标准

1.4.1 环境功能区划

1.4.1.1 环境空气

本项目区块所在地位于克拉玛依市，按照《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中的规定，该区域的环境空气质量功能区划属于二类功能区。

1.4.1.2 水环境

（1）地表水：本项目所在区域内地表水体为玛纳斯河，位于项目区块的东侧，最近距离为 200 米。根据《中国新疆 水环境功能区划》，玛纳斯河（克拉玛依市段）未划定水功能区划，考虑到玛纳斯河（克拉玛依市段）为玛纳斯河（肯斯瓦特—135 团 7 连段）下游区域，根据区划，玛纳斯河（肯斯瓦特—135 团 7 连段）为III类水体，因此玛纳斯河（克拉玛依市段）参照《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）Ⅲ类水质控制。

表 1.4-1　地表水功能区划

流域	水系	水体	水域	长度/km	控制城镇	现状使用功能	现状水质类别	规划主导功能	功能区类型	水质目标	断面名称	断面级别	重点城市	备注
内流区	准噶尔内流区	玛纳斯河	肯斯瓦特-135团 7 连	308.1	玛纳斯县、沙湾县、石河子市	工业、农业用水	Ⅲ	景观娱乐用水	景观娱乐用水区	Ⅲ	乔汗	建议	否	现状工业用水，不降低现状水质，高标准保护

（2）地下水：本项目按照《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）的规定，该区域地下水划定为III类功能区划。

1.4.1.3 声环境

本项目区块西南距小拐镇 10km，参照《声环境质量标准》（GB3096-2008）的有关要求，划分为 2 类声环境功能区。

1.4.1.4 生态环境

（1）生态功能区划

根据《新疆生态功能区划》，本项目所在区域属于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。

（2）水土流失区划

根据《关于划分国家级水土流失重点防治区的公告》、《全国水土保持规划国家级水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果》及《新疆自治区级水土流失两区复核划分成果的通知》（新水水保[2019]4 号），项目区不在水土流失重点预防区和重点治理区范围内。

1.4.2 环境质量标准

1.4.2.1 环境空气质量标准

本项目气田区域属于大气环境二类功能区。

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）二级标准浓度限值；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/m^3 执行。

具体标准限值见表 1.4-2。

表 1.4-2　环境空气质量评价标准

类别	污染物名称	取值时间	浓度限值	单位	标准来源
基本污染物	SO_2	年平均	60	μg/m^3	《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准
		24 小时平均	150		
		1 小时平均	500		
	PM_{10}	年平均	70		
		24 小时平均	150		
	TSP	年平均	200		
		24 小时平均	300		
	NO_2	年平均	40		
		24 小时平均	80		
		1 小时平均	200		
	CO	24 小时平均	4	mg/m^3	
		1 小时平均	10		

类别	污染物名称	取值时间	浓度限值	单位	标准来源
	O_3	日最大 8 小时平均	160	μg/m³	
		1 小时平均	200		
	NO_x	年平均	50		
		24 小时平均	100		
		1 小时平均	250		
特征污染物	非甲烷总烃	1 小时平均	2	mg/m³	《大气污染物综合排放标准详解》

1.4.2.2 地下水环境质量标准

地下水执行《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类标准，石油类参照《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）III类标准，具体标准值见表 1.4-3。

表 1.4-3　地下水质量标准（单位：mg/L）

序号	项目	标准值	序号	项目	标准值
1	pH	6.5-8.5	12	砷	≤0.01
2	总硬度	≤450	13	汞	≤0.001
3	溶解性总固体	≤1000	14	铬（六价）	≤0.05
4	耗氧量（COD_{Mn}法）	≤3.0	15	铅	≤0.01
5	氨氮	≤0.5	16	镉	≤0.005
6	硝酸盐	≤20	17	铁	≤0.3
7	亚硝酸盐	≤1.0	18	锰	≤0.1
8	挥发性酚类	≤0.002	19	硫酸盐	≤250
9	氰化物	≤0.05	20	氯化物	≤250
10	氟化物	≤1.0	21	钠	≤200
11	石油类	≤0.05			

1.4.2.3 声环境质量标准

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

1.4.2.5 土壤环境质量标准

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）表 1、表 2 中第二类用地的筛选值和管制值；

项目占地范围外，本次现状调查范围内农用地土壤环境质量执行《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）中表 1 筛选值和表 3 管制值，具体标准值见表 1.4-4～1.4-6。

表 1.4-4　建设用地土壤污染风险筛选值（单位：mg/kg）

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	60	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
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

序号	污染物项目	第二类用地	
		筛选值	管控值
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	邻二甲苯	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（C_{10}-C_{40}）	4500	9000

表 1.4-5　农用地土壤污染风险筛选值（单位：mg/kg）

序号	污染物项目		风险筛选值			
			pH≤5.5	5.5<pH≤6.5	6.5<pH≤7.5	pH>7.5
1	镉	水田	0.3	0.4	0.6	0.8
		其他	0.3	0.3	0.3	0.6
2	汞	水田	0.5	0.5	0.6	1.0
		其他	1.3	1.8	2.4	3.4
3	砷	水田	30	30	25	20
		其他	40	40	30	25
4	铅	水田	80	100	140	240
		其他	70	90	120	170
5	铬	水田	250	250	300	350
		其他	150	150	200	250
6	铜	水田	150	150	200	200
		其他	50	50	100	100
7	镍		60	70	100	190
8	锌		200	200	250	300
注：①重金属和类金属砷均按元素总量计。 ②对于水旱轮作地，采用其中较严格的风险筛选值。						

表 1.4-6　农用地土壤污染风险管制值（单位：mg/kg）

序号	污染物项目	风险管制值			
		pH≤5.5	5.5<pH≤6.5	6.5<pH≤7.5	pH>7.5
1	镉	1.5	2.0	3.0	4.0
2	汞	2.0	2.5	4.0	6.0
3	砷	200	150	120	100
4	铅	400	500	700	1000
5	铬	800	850	1000	1300

1.4.3 污染物排放标准

1.4.3.1 废气排放标准

本项目运营期井场采用电加热。运营期废气污染物主要为油气集输、处理及储存过程无组织排放的烃类气体、导热油炉燃烧烟气和火炬放空的燃烧废气。

（1）采气及集输过程中无组织排放的非甲烷总烃执行《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）中表 2 无组织排放监控浓度要求。

（2）天然气处理站等站场无组织排放的非甲烷总烃（标准采用非甲烷总烃（NMHC）作为 VOCs 排放控制项目）执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）。

（3）导热油炉能源为天然气，其燃烧烟气执行《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表 3 特别排放限值要求；火炬放空的燃烧废气参照执行。

具体标准值见表 1.4-7、1.4-8。

表 1.4-7　无组织大气污染物排放标准（单位：mg/m³）

污染物	无组织排放监控浓度限值		标准来源
	监控点	浓度	
非甲烷总烃	周界外最高浓度点	4.0	《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）表 2
VOCs（NMHC）	天然气处理站场界	4.0	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）

表 1.4-8　锅炉大气污染物排放标准（单位：mg/m³）

污染物项目	燃气锅炉限值	污染物排放监控位置	标准来源
颗粒物	20	烟囱或烟道	《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表 3
二氧化硫	50		
氮氧化物	150		
烟气黑度（林格曼黑度，级）	≤1	烟囱排放口	

1.4.3.2 废水排放标准

本项目天然气处理站产生的采出水依托 51#联合站处理，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）中的有关标准后，由 51#联合站统一调配，不向外环境排放；生活污水集中收集于化粪池中，定期清运至克拉玛依市第二污水处理厂。具体标准值见表 1.4-9。

表 1.4-9　碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法

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

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
	平均腐蚀率，mm/a	≤0.076				
	硫酸盐还原菌（SRB），个/Ml	≤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；

1.4.3.3 噪声排放标准

（1）施工期：施工期场界噪声执行《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011），标准限值见表 1.4-10。

表 1.4-10　建筑施工场界噪声限值（单位：dB(A)）

昼间	夜间
70	55（夜间噪声最大声级超过限值的幅度不高于 15dB(A)）

（2）营运期：厂界噪声执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类区标准，即昼间 60dB(A)，夜间 50dB(A)。

1.4.3.4 固体废物

固体废物处置执行：

（1）危险废物环境管理执行《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2001）（2013 年修正）和《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》的相关要求；

（2）一般工业固体废物贮存执行《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB18599-2020）中“防渗漏、防雨淋、防扬尘等环境保护要求”；

（3）《建设项目危险废物环境影响评价指南》（2017.10.1 实施）

（4）《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）；

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

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

（7）《关于含油污泥处置有关事宜的通知》（新环办发[2018]20 号）。

1.5 评价工作等级与评价范围

1.5.1 环境空气

（1）评价等级

按照《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）规定，分别计算每一种污染物的最大地面浓度占标率 Pi（第 i 个污染物），及第 i 个污染物地面浓度达标准限值 10%时所对应的最远距离 D10%，其中 Pi 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/m^3；

C_{0i}——第 i 个污染物的环境空气质量浓度标准，μg/m^3。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。

估算模式 AERSCREEN 是基于 AERMOD 估算模式的单源估算模型，可计算污染源包括点源、火炬源、面源和体源的最大地面浓度，能够考虑地形、熏烟和建筑物下洗的影响，可以输出 1 小时、8 小时、24 小时及年均地面浓度最大值，评价污染源对周边空气环境的影响程度和范围。本次评价将根据建设项目所在地的地貌特征及气象条件，利用环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）公布的 AERSCREEN 估算模式确定大气评价等级。

表 1.5-1　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	Pmax≥10%
二级	1%≤Pmax＜10%
三级	Pmax＜1%

表 1.5-2　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/℃		44.2
最低环境温度/℃		-31.9
土地利用类型		荒漠
区域湿度条件		干燥
是否考虑地形	考虑地型	☑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/°	/

筛选结果见表 1.5-3。

表 1.5-3　主要污染物估算模型计算结果表

类别	污染源	污染物	下风向最大质量浓度/(μg/m³)	下风向最大质量浓度占标率 P_{max}/%	下风向最大质量浓度出现距离/m	D10%/m
无组织排放	A1 油气集输	非甲烷总烃	178	8.90	1370	/
	A2 储罐废气	非甲烷总烃	26.9	1.35	323	/
有组织排放	P1 导热油炉燃烧尾气	SO_2	0.391	0.08	20	/
		NO_X	6.74	2.70	20	/
	P2/P3 火炬放空燃烧废气	SO_2	0.046	0.01	50	
		NO_X	0.818	0.33	50	

根据筛选结果可知，项目污染物浓度最大占标率为非甲烷总烃，占标率 Pmax=8.90%，属于 1%≤Pmax＜10%，根据《环境影响评价技术导则大气环境》中附录 B 推荐的估算模型 AERSCREEN 估算分析，判定本项目大气环境评价等级为二级。

（2）评价范围

本次大气环境评价等级定为二级，根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）中的规定和估算结果，确定本次环境空气评价范围为：以项目区

块为中心区域，边长为 5km 的矩形。评价范围见图 1.5-1。

1.5.2 水环境

1.5.2.1 地表水评价等级和评价范围

（1）评价等级

按照《环境影响评价技术导则—地表水环境》（HJ2.3-2018），项目属于水污染影响型建设项目。在气田正常开采及油气集输过程中，本项目产生的生产废水和生活污水均为间接排放，不直接向外环境排放，不与周边地表水体发生水力联系，项目地表水环境影响评价等级为三级 B。

（2）评价范围

项目运营阶段正常情况无废水排放，本次地表水环境影响评价重点论证项目废水综合利用不外排的可行性和可靠性。

1.5.2.2 地下水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 地下水环境》（HJ610-2016）附录 A 分级标准：本项目涉及天然气开采和产品天然气外输管线两个类别，具体详见下表。

表 1.5-4 地下水环境影响评价行业分类表

环评类别 / 行业类别	报告书	报告表	地下水评价项目类别		本项目类别	
			报告书	报告表	环评类别	项目类别
38、天然气开采	全部	/	Ⅱ类		报告书	Ⅱ类
41、石油、天然气、成品油管线	200 公里以上；涉及环境影响敏感区的	其他	气Ⅲ类	气Ⅳ类	报告表	Ⅳ类

项目区内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 1.5-5 地下水环境敏感程度分级表

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

敏感程度	地下水环境敏感特征
不敏感	上述地区之外的其他地区。

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

依据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）：本项目天然气开采应编制报告书，属于Ⅱ类建设项目，地下水评价等级为三级；天然气外输管线（13km）应编制报告表，属于Ⅳ类项目，无需开展地下水评价；综上，本次地下水评价等级判定为三级。

表 1.5-6 地下水环境影响评价工作等级分级表

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

（2）评价范围

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）中地下水调查范围的确定的方法，本环评采用查表法确定地下水环境现状调查的评价范围，具体见表 1.5-7。

表 1.5-7 地下水环境现状评价范围参照表

评价等级	调查评价面积（km^2）	备注
一级	≥20	应包括重要的地下水保护目标，必要时适当扩大范围
二级	6-20	
三级	≤6	

由上述分析可知，本项目地下水环境影响评价工作等级为三级，项目地下水环境现状调查评价范围为周边区域的 6km^2 范围内；评价范围确定为：以本次开发区块边界为界，西南-东北方向边长 3km，西北-东南方向边长 2km 的矩形，评价范围面积 6km^2。

1.5.3 声环境

（1）评价等级

根据《声环境质量标准》（GB3096-2008）及《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ 2.4-2009）的规定，项目区属于 2 类功能区，开发建设的噪声影响仅在

建设施工期较大，进入生产期后，整个开发建设区噪声源数量相对较少，主要集中在井场，且噪声影响范围内无固定人群居住。根据《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ2.4-2009）的有关要求，确定本项目声环境评价等级为二级。

（2）评价范围

根据《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ2.4-2009）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类别及敏感目标等实际情况适当缩小”。根据项目特征，本次噪声评价以井场边界向外 200m 作为噪声评价范围。

1.5.4 土壤环境

（1）建设项目土壤环境影响类型与影响途径

表 1.5-8 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。								

项目对土壤环境可能产生的影响主要为凝析油泄漏入渗造成的土壤污染。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入渗。

（2）评价等级

①项目类别判定：本项目属于污染影响型项目，按照《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）中附录 A 土壤环境影响评价项目类别，本项目涉及天然气开采和产品天然气外输管线两个类别，天然气开采属于Ⅱ类项目；天然气外输管道属于Ⅳ类项目。

②占地规模：本项目总占地规模为 40.68hm^2，属于中型（5～50hm^2）。

③土壤环境敏感程度：项目区周边有农用地分布，土壤环境敏感程度为“敏感”。

表 1.5-9　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、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

按照《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）中表 4 污染影响型评价工作等级划分表：天然气开采土壤环境影响评价等级为二级；天然气外输管道为Ⅳ类项目，无需开展土壤环境影响评价。

综上，本次土壤环境影响评价等级判定为二级。

表 1.5-10　污染影响型评价工作等级划分表

评价工作等级	Ⅰ类			Ⅱ类			Ⅲ类		
	大	中	小	大	中	小	大	中	小
敏感	一级	一级	一级	二级	二级	二级	三级	三级	三级
较敏感	一级	一级	二级	二级	二级	三级	三级	三级	-
不敏感	一级	二级	二级	二级	三级	三级	三级	-	-
注：“-”表示可不开展土壤环境影响评价工作									

（3）现场调查范围

根据《环境影响评价技术导则土壤环境》（HJ964-2018），本项目评价工作等级为二级，为污染影响型项目，调查范围为占地范围内和占地范围外 0.2km 范围内。

表 1.5-11　现状调查范围

评价工作等级	影响类型	调查范围①	
		占地范围内②	占地范围外
一级	生态影响型	全部	5 km 范围内
	污染影响型		1km 范围内
二级	生态影响型		2km 范围内
	污染影响型		0.2km 范围内
三级	生态影响型		1km 范围内
	污染影响型		0.05km 范围内
①涉及大气沉降途径影响的，可根据主导风向下风向的最大落地浓度点适当调整。 ②矿山类项目只开采区与各场地的占地；改、扩建的指现有工程与拟建工程的占地。			

1.5.5 环境风险

（1）评价等级

本项目危险物质影响环境的途径主要为大气环境和地下水环境，根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）附录 B 和附录 C，本项目 Q 值<1；M 分值为 10，以 M3 表示；不存在工艺系统危险性（P）；根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）附录 D，项目大气环境敏感程度为 E3，地表水环境敏感程度为 E3，地下水环境敏感程度为 E2；详见表 1.5-12。

表 1.5-12　环境敏感程度（E）分级

环境要素	大气	地表水		地下水	
判断依据	5km 范围内人数<1 万	环境敏感目标	地表水功能敏感性	包气带防污性能	地下水功能敏感性
	E3	S3	F3	D2	G3
	大气环境敏感程度	地表水环境敏感程度		地下水环境敏感程度	
	E3	E3		E2	

本项目环境风险潜势综合等级为Ⅰ，评价工作等级判定为简单分析。详见表 1.5-13、表 1.5-14。

表 1.5-13　评价工作等级划分

环境风险潜势	Ⅳ+、Ⅳ	Ⅲ	Ⅱ	Ⅰ
评价工作等级	一	二	三	简单分析 [a]
[a] 是相对于详细评价工作内容而言，在描述危险物质、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。				

表 1.5-14　项目各环境要素风险评价工作等级划分表

环境要素	大气环境	地表水环境	地下水环境
环境风险工作评价等级	简单分析	简单分析	简单分析
工作内容	定性分析说明大气环境影响后果	定性分析说明地表水环境影响后果	采用解析法进行地下水影响分析与评价

（2）评价范围

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）的规定，本项目环境风险评价范围为：开发边界外 3km 范围；地下水环境风险评价范围同地下水环境评价范围。

1.5.6 生态环境

（1）评价等级

依据《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ/T19-2011）中的规定，本工程总占地面积为0.4068km^2，项目区集输管线总长度共计33km（埋地33km）；项目评价范围内无自然保护区、风景名胜区、森林公园等生态敏感区。

综上，本项目的生态环境评价工作等级判定为三级。生态环境影响评价等级判定依据见表1.5-15。

表1.5-15　生态环境影响评价工程等级划分

影响区域 生态敏感性	工程占地范围		
	面积≥20km^2 或长度≥100km	面积2—20km^2 或长度50—100km	面积≤2km^{2}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

气田天然气开发工程具有分布面积广的特点。但是因为各站场相距较远，且基本呈点状、线状分布，故其对环境影响仅限于站场及内部集输管线较近的范围。本生态评价范围为井场、站场边界外扩1km范围内，管线、道路两侧各200m区域。

1.5.7 评价范围一览表

拟建项目各评价专题的环境影响评价范围汇总情况见表1.5-16。

表1.5-16　环境评价范围一览表

序号	项目	评价等级	评价范围
1	环境空气	二级	以项目区块中心，边长为5km的方形区域，见图1.5-1；
2	地表水	三级B	——
3	地下水	二级	以本次开发区块边界为界，西南-东北方向边长3km，西北-东南方向边长2km的矩形，评价范围面积6km^2，见图1.5-1；
4	噪声	二级	以井场/站场边界向外200m；
5	生态	三级	以井场、站场边界外扩1km范围内，管线、道路两侧各200m区域，见图1.5-1；
6	土壤	二级	占地范围内和占地范围外0.2km范围内；

序号	项目	评价等级	评价范围
7	环境风险	简单分析	开发边界外 3km 的范围，见图 1.5-1； 地下水环境风险评价范围同地下水环境评价范围；

1.6 评价内容和评价重点

1.6.1 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、环境管理与监控计划，结论及建议。

1.6.2 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）环境风险影响评价及风险管理；

（5）环境保护措施技术经济及可行性论证。

1.6.3 评价时段

根据本项目实施的不同阶段和环境影响特点，评价时段包括施工期、生产运营期和退役期三个时段，以运营期为评价重点。

1.6.4 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场、站场、集输管线及道路。

1.7 环境保护目标

现场踏勘结果表明，项目区块及外输管线评价范围无自然保护区、森林公园、风景名胜区、水源保护区、地质公园等环境敏感区。除油区工作人员外没有固定集中的人群居住区。

（1）大气环境

评价区内环境空气保护目标为油区内部的工作人员，具体见表 1.7-1。

在天然气开采、集输、处理过程中，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）中的二级标准。

（2）水环境

根据现场调查可知，评价区域内无地下水井和坎儿井的分布。

项目采出水依托 51#联合站污水处理系统达标处理后，回注吉 7 井区含油层，不外排。

在天然气开采过程中控制开采量，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。

（3）声环境

评价区内声环境保护目标主要为油区的工作人员。

（4）生态环境

根据现场调查可知，评价区域内分布有一般耕地和自治区Ⅰ级保护植物（梭梭、白梭梭）；评价区域内无需要保护的野生动物。

为防止评价区生态破坏和土壤污染，建设项目的开发及运行将采取生态保护措施，保护气田区内的野生动、植物及其生境不受破坏。最大限度地减少地表土壤扰动和植被破坏，抑制荒漠化的发展。

表 1.7-1　环境敏感目标一览表

环境要素	环境敏感目标	与园区相对位置（方位，距离）	规模	保护要求
空气环境	油区工作人员	油区内部	44 人	《环境空气质量标准》(GB3095-2012)二级标准
地下水环境	评价区域内地下水	—	—	《地下水质量标准》(GB/T14848-93)Ⅲ类标准
声环境	油区工作人员	油区内部	44 人	《声环境质量标准》(GB3096-2008)2 类标准
生态环境	荒漠植被（梭梭、白梭梭）	评价区域内	—	自治区Ⅰ级保护植物
	一般耕地	评价区域内	——	严格限制作业带宽度，不得破坏周边耕地内农作物

环境要素	环境敏感目标	与园区相对位置（方位，距离）	规模	保护要求
	玛依格勒森林公园	北，3.5km		

表 1.7-2 风险环境敏感特征表

类别	环境敏感特征					
	厂址周边 5km 范围内					
环境空气	序号	敏感目标名称	相对方位	距离/m	属性	人口数/人
	1	油区工作人员	油区内部	——	工作人员	44
	厂址周边 500m 范围内人口数小计					44
	厂址周边 5km 范围内人口数小计					44
	大气环境敏感程度 E					E3
地表水	受纳水体					
	序号	受纳水体名称	排放点水域环境功能		24h 内流经范围/km	
	1	/	/		/	
	内陆水体排放点下游 10km 范围内敏感目标					
	序号	敏感目标名称	环境敏感特征		水质目标	与排放点距离/m
	1	/	/		/	/
	地表水环境敏感程度 E					E3
地下水	序号	环境敏感区名称	环境敏感特征	水质目标	包气带防污性能	与下游厂界距离/m
	1	/	/	/	/	/
	地下水环境敏感程度 E					E2

2 建设项目工程分析

2.1 区块油气资源概况

2.1.1 勘探开发历程

中佳油气田中佳 2_H 区块二叠系佳木河组气藏勘探开发历程大体可分为三个阶段：

第一阶段：1993 年～2004 年为预探阶段。1993 年，在新光断块南部高点部署钻探拐 3 井，该井完钻后获得日产天然气（1.09～2.81）×10^4m^3，从而发现了佳木河组二段气藏。拐 3 井在佳木河组二段获得突破后，又相继实施了 8 口直井，日产气（0.26~3.56）×10^4m^3。直井整体产量低，开发无效益。

第二阶段：2005 年～2019 年为评价阶段。2005 年对二叠系佳木河组二段构造重新认识，部署实施了新光 1 井。该井完钻后在 4552.0m~4566.0m 井段射孔后不出，地层测试资料显示储层渗透率极低。压裂后，试产，获日产气 22230m^3，日产油 1.35t，累产油 73.57t。虽然拐 3 井和新光 1 井相继在佳木河组二段获得油气发现，但是试气产能不佳，试产期间表现出产量低、压力下降快、稳产能力差的特征，试产资料和复压试井解释表明储层具有渗透率低、泄流半径短、单井控制储量小等特点。针对直井试气产能低的实际情况，2013 年部署上钻中佳 2_H 水平井，目的在于提高单井产量。2014 年 7 月 12 日进行试采，该井初期产量较高，后期基本保持稳产。截止 2020 年 9 月 30 日，累计产油 2.34×10^4t，累计产气 0.27×10^8m^3，水平井提产试验初获成功，也进一步展现出该区的勘探开发潜力，2016 年上交天然气控制储量 70.89×10^8m^3，控制含气面积 9.8km^2。2016~2017 年，在该区块继续深化地质认识，开展研究工作，部署上钻了中佳 6、中佳 7 井，完钻试气均获工业气流，2018 年，中佳 6 区块和中佳 7 区块共上交天然气预测储量 432.67×10^8m^3，预测含气面积 35.2km^2。

第三阶段：2020 年进入开发试验阶段。中佳 2_H 区块佳木河组二段气藏储量规模较大，气藏分布较复杂。为了进一步验证地质认识，优化后续开发部署，

加快储量升级并建产动用，计划 2020 年开展水平井提产试验，优选新光 1 井上倾位置部署开发试验水平井 ZJHW201。该井于 2021 年 3 月开钻，7 月完钻，完钻井深 5900m，完钻层位佳木河组二段，水平段长 1200m，录井油层钻遇率 100%，于 2021 年 10 月 4 日，用 9mm 油嘴测试，获油压 32.30MPa，日产气 23.559×$10^4$$m^3$/d，日产油 34.77t/d，水平井开发提产试验获得成功。

截止目前，中佳区块共部署了 3 口产能井（ZJHW201、中佳 601_H、中佳 701H）。

2.1.2 油气资源概况

2.1.2.1 区域地质概况

中佳 2_H 区块构造位于准噶尔盆地西部隆起中拐凸起南斜坡，具体区域位置关系图见图 2.1-1。

中拐凸起二叠系～侏罗系为继承性的宽缓鼻状古隆起，自西北缘的红车断裂沿东南方向向盆地倾没。中拐凸起及周缘构造活动强烈，断裂发育，二叠系由凹陷向凸起区依次被剥蚀，具备形成构造、构造-地层油气藏的良好地质背景。

中拐凸起南斜坡位于红车断裂带下盘，一直延伸到凹陷区。整体为二叠系~侏罗系的平缓鼻状构造，西北高东南低，呈北西—南东向展布，与中拐鼻隆近平行。形成于二叠系早期，佳木河组鼻状构造幅度最大，二叠系末期西部车排子凸起抬升，鼻状构造逐渐隐伏，三叠系、侏罗系继承了二叠系末期的构造格局，随着车排子凸起持续抬升，鼻状构造消失，白垩系沉积时呈现东南倾的单斜，地层倾角 3°～5°。

中佳 2_H 区块位于中拐凸起南斜坡红 3 井东侧断裂以南，处于红车断裂带下盘，整体为一大型平缓的单斜构造，地层倾角 3°～5°，局部发育鼻状构造。

表 2.1-1　中佳油气田地层简表

层位				层位代号	厚度 m	岩性简述
界	系	统	组			
中生界	白垩系	下统	吐谷鲁群	K_1tg		
	侏罗系	中统	头屯河组	J_2t		
			西山窑组	J_2x		

层位				层位代号	厚度 m	岩性简述
界	系	统	组			
		下统	三工河组	J_1s		
			八道湾组	J_1b		
中生界	三叠系	上统	白碱滩组	T_3b		
		中统	克拉玛依组	T_2k		
		下统	百口泉组	T_1b		
古生界	二叠系	上统	上乌尔禾组	P_3w		
		下统	风城组	P_1f		
			佳木河组	P_1j		

2.1.2.2 区域地层特征

佳木河组佳二段（P_1j_2）为本区目的层，根据岩性、电性特征可分为三段，自下而上为佳木河组一段（P_1j_1）、佳木河佳二段（P_1j_2）和佳木河佳三段（P_1j_3），其中佳木河组三段（P_1j_3）在该区块缺失。

佳木河组二段（P_1j_2）为本区目的层，自上而下分为 $P_1j_2^1$、$P_1j_2^2$，$P_1j_2^3$ 三个砂层组。

佳二段一砂组（$P_1j_2^1$）：岩性主要为大套褐灰色含浊沸石的凝灰质砂砾岩和薄层杂色泥岩，砾石成份以火成岩块为主。

佳二段二砂组（$P_1j_2^2$）：岩性主要为大套褐色、褐灰色含浊沸石的凝灰质砂砾岩，砾石成份以火成岩块为主。

佳二段三砂组（$P_1j_2^3$）：该套地层在中佳 2_H 区块遭受削蚀，仅工区西南侧的中佳 1 井钻遇该套地层，主要岩性为大套灰色凝灰质砂砾岩和砂岩。

2.1.2.3 气藏类型

本项目开采层位为二叠系佳木河组，该层位以扇三角洲内前缘沉积、扇三角洲外前缘沉积为主，岩性主要为砂砾岩，气层孔隙度在 8.5%～19.7%之间，平均 11.8%；渗透率在 0.001mD～3.449mD 之间。结合试气成果分析，中佳 2_H 井区 $P_1j_2^1$ 气藏为带油环凝析气藏特征（116cm^3/m^3）；基质渗透率 0.061mD，物性差；地层压力 53.21MPa，压力系数 1.21，弹性能量大。

2.1.2.4 油气物性

中佳 2 区块二叠系佳木河组采出物包括凝析油、天然气及采出水，气藏中不含硫化氢，地层水为酸性。

（1）天然气物性

中佳 2_H 区块二叠系佳木河组二段 $P_1j_2^1$ 气藏为凝析气藏，气藏探明含气面积内共有 3 口井 60 个天然气分析样品，天然气相对密度为 0.5903~0.7002，平均 0.6124kg/m^3，无 H_2S。具体天然气性质见表 2.1-1。

表 2.1-1　中佳 2_H 区块二叠系佳木河组二段气藏天然气性质

井区	相对密度	天然气组分（%）										
		甲烷	乙烷	丙烷	异丁烷	正丁烷	异戊烷	正戊烷	已烷以上	二氧化碳	氮气	硫化氢
中佳 2_H	0.6124											

（2）凝析油物性

中佳 2_H 区块二叠系佳木河组二段 $P_1j_2^1$ 气藏探明含气面积内共有 3 口井 27 个原油分析样品，地面原油密度 0.7651t/m^3~0.8466/m^3，平均 0.8108t/m^3；。

综合分析，中佳 2_H 区块二叠系佳木河组二段 $P_1j_2^1$ 气藏地面原油属于轻质常规油。

表 2.1-2　中佳 2_H 区块二叠系佳木河组二段气藏地面原油性质

区块	层位	井数/口	样品数/个	密度 t/m^3	50℃粘度 mPa·s	凝固点 ℃	含蜡量 %	初馏点 ℃
中佳 2_H	$P_1j_2^1$							

（3）采出水物性

中佳 2_H 区块气藏范围内未见水，外围试油结论为水层 1 井 1 层，含油水层 1 井 1 层，含气水层 1 井 1 层，其中 2 口井取得了 4 个合格的地层水资料。根据实际取得地层水分析资料，地层水型均为 $CaCl_2$ 型。

表 2.1-3　中佳 2_H 区块二叠系佳木河组二段地层水性质表

井号	层位	密度 t/m³	主要离子，mg/L							矿化度 mg/L	水型	pH
			K^+和 Na^+	Ca^{2+}	Mg^{2+}	Cl^-	SO_4^{2-}	HCO_3^-	CO_3^{2-}			
中佳 6	P_1j_2											
拐 13	P_1j_2											

2.2 区块开发现状及环境影响回顾

2.2.1 区块开发现状

截止 2021 年 12 月，中佳 2 区块共部署了评价井 24 口，产能井 3 口，设计产能为 19.5×10^4m/d，配套建设 1 座露点控制站，形成天然气开采→集输→处理外输的全套生产流程。

2.2.1.1 中佳 2 区块勘探概况

（1）评价井

中佳 2 区块共部署了评价井 24 口，均为水平井。具体各井口坐标见表 2.2-1。

表 2.2-1　中佳 2 区块各井口坐标一览表

序号	井号	坐标		所属项目
		经度	纬度	
1	ZJHW202			中拐凸起中佳 2_H 井区二叠系 $P_1j_2^1$ 气藏评价井项目
2	ZJHW208			
3	ZJHW209			
4	ZJHW212			
5	ZJHW213			
6	ZJHW214			
7	ZJHW211			中拐凸起中佳 2_H 井区二叠系 $P_1j_2^1$ 气藏评价井工程（第二批）
8	ZJHW701			
9	ZJHW702			
10	ZJHW703			
11	ZJHW704			
12	ZJHW705			
13	ZJHW603			
14	ZJHW604			
15	ZJHW605			

序号	井号	坐标		所属项目
		经度	纬度	
16	ZJHW606			
17	ZJHW607			
18	ZJHW609			
19	ZJHW203			中拐凸起中佳 2_H 井区二叠系 $P_1j_2^1$ 气藏评价井工程（第三批）
20	ZJHW204			
21	ZJHW205			
22	ZJHW206			
23	ZJHW207			
24	ZJHW210			

（2）生产井

中佳 2 区块共部署了生产井 3 口，均为水平井。具体各井口坐标见表 2.2-2。

序号	井号	坐标		所属项目
		经度	纬度	
1	ZJHW201			新疆油田分公司中佳 2 区块地面建设工程项目
2	中佳 601_H			
3	中佳 701_H			

（3）天然气露点控制站

新建天然气露点控制站 1 座，站内设天然气浅冷处理装置， 设计处理能力 20×10^4Nm3/d，采用注乙二醇防冻、节流制冷脱水脱烃自压外输工艺，站内设备均为撬装设备。正在建设中。

2.2.1.2 中佳 2 区块勘探期环保手续情况

现有 24 口井勘探钻试工程及产能建设工程的环评及验收情况如下表所示：

表 2.2-3　中佳 2 区块环评及验收情况

序号	项目名称	主要建设内容	环评批复	验收情况	实际建设情况
1					
2					
3					
4					

2.2.2 勘探期环境影响回顾

中佳 2_H 区块部分评价井部分建设完成，部分尚未开工建设，钻试过程中要严格按照环评报告和批复中的要求执行，已完钻井的环境影响回顾如下：

2.3.2.1 勘探期废气污染物排放达标性分析

施工期废气主要为柴油机、柴油发电机燃料燃烧废气、施工扬尘、伴生气放空废气。燃料燃烧废气、施工扬尘随施工结束后消散；试气期间天然气经过管线引至放散管燃烧后排放，随工程的结束而消失。钻井及试气期气属于阶段性的短暂排放，该井区地域空旷，扩散能力较好，对环境质量影响较小，对周围大气环境影响较小。

2.3.2.2 勘探期废水污染物排放达标性分析

废水主要为钻井期生活营地产生的生活污水和试气期的井下作业废水。

（1）施工生活污水经收集后已清运至克拉玛依市第二处水处理厂处置，污水不外排，对环境影响很小。

（2）井下作业废水（洗井水）主要污染物为石油类、悬浮物等，井场设有专用储罐，该废水已经全部回收，采用专用废液收集罐收集后运至污水处理系统处理，井区现状无废水外排。

2.3.2.3 勘探期固废

勘探期产生的固体废物主要为钻井岩屑、废弃钻井泥浆及生活垃圾。

（1）钻井岩屑、泥浆：采用“钻井泥浆不落地技术”，进入钻井废弃物不落地系统中处理实现固液分离，分离后的液相回用于钻井液配备，分离后的固相临时贮存在井场内的岩屑堆存场地，经检测满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）后用于铺筑井场、道路等。

（2）施工生活垃圾：井场营地生活垃圾集中收集至垃圾箱中，拉运至克拉玛依市生活垃圾填埋场处置。井区现状无固体废物产生或遗留。

2.3.2.4 勘探期噪声

已完钻井区目前无噪声源，对声环境没有不良影响。

2.3.2.5 勘探期生态环境影响

勘探期对生态的影响主要为占地（井场、探临道路等）对植被和土壤结构的破坏。

根据现场调查结果可知，现有井场已进行平整，由砾石铺垫，井场岩屑池已经覆土，井场及周边均没有污油出现，井场周边也形成了较稳定的生态结构，野生植被得到了一定程度的恢复。

2.2.3 现存主要问题及整改措施建议

2.2.7.1 现存主要问题

根据现场调查结果可知：井场已平整，由砾石铺垫，井场钻屑储集防渗池上部已经覆土，井场及钻屑储集防渗池上部没有污油出现，油区道路总体规范，无有车辆乱碾乱轧的痕迹。但井场道路目前仍属于砂石简易便道，无路基，仅在表面覆盖戈壁砾石，路况较差，车辆碾压和行驶产生的扬尘对区域空气环境、地表植被影响较大。

2.2.7.2 整改建议措施

针对区域遗留的环境问题，在本次开发调整建设过程中，建议重点采取以下措施：本项目建设中应严格规定施工车辆、施工机械及施工人员的活动范围，不得乱碾乱轧，随意开设便道，减少对油田区域地表的扰动和破坏，施工结束后，要及时平整施工场地，清理施工废弃物，以便临时占地自然恢复。根据油区规划，对井场道路进行硬化处理。

2.3 建设项目概况

2.3.1 工程基本情况

2.3.1.1 项目名称和性质

项目名称：中佳油气田中佳 2_H 区块二叠系气藏开发工程；

建设单位：中国石油新疆油田分公司开发公司；

项目性质：新建；

2.3.1.2 建设地点

项目位于准噶尔盆地西部隆起中拐凸起南斜坡中佳 2_H 区块，行政上隶属克拉玛依市，距克拉玛依市南偏东约 54km 处，西北部与小拐油田相邻，北部与金龙油田相邻。工程区域距小拐镇约 10km，交通便利。

中心点经纬度坐标：　　。具体地理位置见图 2.3-1。

2.3.1.3 建设规模及组成

根据项目开发方案，在中佳 2_H 区块部署 12 口水平井，均为评价井转产，单井产能 8.0~14.0×$10^4m^3/d$，新建产能 4.323×$10^8m^3/a$。

新建集气干线 7.2km（集气干线 DN80，3.6km；集气干线 DN100，3.6km），单井采气管线 12.8km（DN65）；外输管线 13km，管线天然气外输规模为 149~360×$10^4m^3/d$，外输压力不超过 6MPa，外输温度 14~16℃。新建油区道路 7.5km。

新建天然气处理站 1 座，天然气设计处理规模为 150×$10^4m^3/d$，凝析油设计稳定规模为 120t/d。

工程项目组成见表 2.3-1。

表 2.3-1　本项目主要工程组成一览表

类别	名称	工程量		建设内容	备注
主体工程					

类别	名称	工程量		建设内容	备注
公用工程					
依托工程					
环保工程					

类别	名称	工程量	建设内容	备注

2.3.1.4 工程投资及工期安排

（1）工程投资估算

项目总投资 40658 万元，其中环保投资 486 万元，占总投资的 1.2%。

（2）工期安排

天然气处理站施工人员为 60 人，施工期共 120 天。

2.3.1.5 劳动组织及定员

本项目运营期工作人员计 44 人，本次项目不新增定员，运营期人员均依托中国石油新疆油田分公司已有人员进行管理。

2.3.2 开发部署方案

2.3.2.1 部署情况

根据《中佳油气田中佳 2_H 区块二叠系气藏开发地面工程方案》，中佳 2_H 区块整体部署水平井 12 口井，单井产能 8.0~14.0×$10^4$$m^3$/d，新建产能 4.323×$10^8$$m^3$/a，动用气藏面积 12.55$km^2$，动用气藏储量 124.56×$10^8$$m^3$，衰竭式开发。

区块开发部署表见表 2.3-2，区块开发区域坐标见表 2.3-3，区块整体井网部署图见图 2.3-2，项目区块总平面布置图见图 2.3-3。

表 2.3-2　中佳 2_H 区块整体开发部署表

断块	井号	井数/口	单井产能 $10^4m^3/d$	动用面积 km^2	动用储量 10^8m^3	新建产能 $10^8m^3/a$	备注
中佳 2_H 块	ZJHW202、ZJHW203、ZJHW204、ZJHW205、ZJHW206、ZJHW207、ZJHW208、ZJHW209、ZJHW210、ZJHW212、ZJHW213、ZJHW214	12	8.0~14.0	12.55	124.56	4.323	评价井转产

表 2.3-3　中佳 2_H 块区块开发区域坐标表

序号	区块	井号	坐标			
			X	Y	经度	纬度
1	中佳 2_H 块	ZJHW202				
2		ZJHW203				
3		ZJHW204				
4		ZJHW205				
5		ZJHW206				
6		ZJHW207				
7		ZJHW208				
8		ZJHW209				
9		ZJHW210				
10		ZJHW212				
11		ZJHW213				
12		ZJHW214				
开发区块			拐点坐标			
			X	Y	经度	纬度
中佳 2_H 块						

2.3.2.1 生产产量预测

根据开发部署结果，综合区块实际生产递减规律，递减率取值 10%~15%，预测中佳 2_H 区块 20 年累计采气 $53.53\times10^8m^3$，累计采油 29.76×10^4t，区块产量指标预测详见表 2.3-4。

表 2.3-4　中佳油气田中佳 2_H 区块气藏产量预测

年度	采气井数（口）	平均单井日产气量（m^3/d）	平均单井日产油量（t/d）	年产气量（10^4m^3）	年产油（10^4t）	年产水（10^4m^3）	累产气（10^8m^3）	累产油（10^4t）	累产水（10^4m^3）	采出程度(%)
1	8	10.1	10.0	30030.0	3.0	2.9	3.70	3.30	3.27	2.97
2	12	10.1	9.3	43230.0	4.0	2.5	8.03	7.29	5.72	6.44
3	12	10.1	8.4	43230.0	3.6	1.1	12.35	10.89	6.86	9.91
4	12	10.1	7.5	43230.0	3.2	0.9	16.67	14.12	7.79	13.38
5	12	10.0	6.7	42966.0	2.9	1.0	20.97	17.02	8.81	16.83
6	12	9.5	5.7	40584.7	2.5	1.1	25.03	19.48	9.86	20.09
7	12	8.7	4.8	37337.9	2.0	1.1	28.76	21.53	10.93	23.09
8	12	8.0	3.9	34299.5	1.7	1.1	32.19	23.21	12.01	25.84
9	12	7.2	3.2	31093.0	1.4	1.1	35.30	24.59	13.09	28.34
10	12	6.5	2.6	27983.7	1.1	1.1	38.10	25.71	14.15	30.59
11	12	5.9	2.1	25185.3	0.9	1.1	40.62	26.61	15.21	32.61
12	12	5.3	1.7	22666.8	0.7	1.0	42.88	27.35	16.25	34.43
13	12	4.8	1.4	20400.1	0.6	1.0	44.92	27.94	17.28	36.07
14	12	4.3	1.1	18360.1	0.5	1.0	46.76	28.42	18.31	37.54
15	12	3.9	0.9	16524.1	0.4	1.0	48.41	28.81	19.32	38.87
16	12	3.5	0.7	14871.7	0.3	1.0	49.90	29.13	20.32	40.06
17	12	3.1	0.6	13384.5	0.3	1.0	51.24	29.38	21.32	41.14
18	12	2.8	0.5	12046.1	0.2	1.0	52.44	29.59	22.30	42.10
19	12	2.5	0.4	10841.5	0.2	1.0	53.53	29.76	23.27	42.97

2.3.2.3 实施计划

中佳 2_H 区块新部署的 12 口开发水平井分 2 年实施，第一年实施水平井 8 口，新建产能 $3.003\times10^8m^3$；为降低实施风险，进一步落实高部位储层发育情况，第一年实施的 8 口井中，开发方案建议优先实施 ZJHW202、ZJHW203、ZJHW204、ZJHW208、ZJHW212，共 5 口井。

第二年实施水平井 4 口，新建产能 $1.32\times10^8m^3$。年生产时间按 330 天计，最大年产规模为 $4.917\times10^8m^3$。

中佳 2_H 井区分步实施部署见表 2.3-5。

表 2.3-5　中佳 2_H 区块部署开发水平井分批实施计划

批次	井型	井数/口	井号
第一批	水平井	8	ZJHW202、ZJHW203、ZJHW204、ZJHW208、ZJHW212（优先实施）；ZJHW209、ZJHW213、ZJHW214
第二批	水平井	4	ZJHW205、ZJHW206、ZJHW207、ZJHW210
合计		12	

2.4 主要工程内容

本项目拟部署 12 口水平井和 1 座天然气处理站。项目部署的气井均为评价井转为生产井，无钻井工程，主体工程包括采气工程、集输工程及地面工程。

2.4.1 采气工程

2.4.1.1 开发方式

根据气藏特点，采用衰竭式开发，即在开发早期依靠气藏的弹性膨胀能量开采，自压开采；在开发后期为了提高气藏采收率，可考虑进行压缩机增压开采。

2.4.1.2 采气工艺

采气工艺为自压生产，单井采用电加热节流工艺，通过新建采气管道保温输至新建处理站。

本次部署的 12 口单井采出气（（8~14）×$10^4m^3/d$，30~35MPa，22~25℃），先节流至 20~22MPa，25~30℃，一级加热至 40~45℃，节流至 8~14MPa，20~25℃，经新建采气管道保温输送至新建处理站，进站温度为 20~21℃，压力为 8~8.5MPa。

图 2.4-1　井口工艺流程简图

2.4.1.3 井口加热工艺

本项目采用井口加热工艺，在各井口设置加热设备，提高天然气温度后再节

流降压输送，各采气管道及集气干线同时进行保温。为保证井流物在井口及集输过程中不产生水合物，在各井口设置加热设备（电加热橇）。

2.4.2 集输工程

2.4.2.1 总体工艺

本项目部署井的所有气量均进入新建天然气处理站内处理，结合井位部署与产品流向，总体工艺流向见图 2.4-2。

图 2.4-2　气田总体集输工艺流向图

2.4.2.2 采气井场

新建采气井场 12 座，单井井场设采气树 1 座，井口设保温盒，压力表置于保温盒内，井场按照控制系统采用远程终端控制系统。

采气井场井口安装、标志标识等均采用标准化设计。其平面布置图见图 2.4-3。

图 2.4-3　拟建采气井场平面布置图

2.4.2.3 集输工艺

本项目采用“枝状”管网集气，单井计量、T 接干线进处理站。单井在井口加热节流后，采用三相流量计计量，计量后通过新建采气管线输送，T 接至集气干线，集输进新建天然气处理站。具体集输系统示意图见图 2.4-4。

2.4.2.4 集输系统建设

新建集气干线 7.2km（集气干线 DN80，3.6km；集气干线 DN100，3.6km），单井采气管线 12.8km（DN65）；新建集输管道均选用 20 无缝钢管，采用 50mm 硬质聚氨酯泡沫塑料保温防腐，埋地弹性敷设，管底埋深-2m。

具体集输管道情况见表 2.4-1。

表 2.4-1　集输管道情况

名称		配产量 $\times10^4m^3/d$	管道长度 m	管道规格	壁厚选值 (mm)	设计压力 (MPa)	保温厚度（mm）
集气干线	中佳 701	49	1500	DN100	7	12	50±3
	中佳 601	19	1800	DN80	7	12	50±3
		48	2100	DN100	6	12	50±3
	ZJHW214	24	1200	DN80	7	12	50±3
	ZJHW203	28	600	DN80	7	12	50±3
单井采气管线	中佳 701	9	9500	DN65	6	12	50±3
	ZJHW201	10	100	DN65	6	12	50±3
	ZJHW202	10	100	DN65	6	12	50±3
	ZJHW204	14	100	DN65	6	12	50±3
	ZJHW205	12	100	DN65	6	12	50±3
	ZJHW206	10	100	DN65	6	12	50±3
	ZJHW207	9	100	DN65	6	12	50±3
	ZJHW208	9	600	DN65	6	12	50±3
	ZJHW209	10	100	DN65	6	12	50±3
	ZJHW210	9	1600	DN65	6	12	50±3
	ZJHW212	8	300	DN65	6	12	50±3
	ZJHW213	8	100	DN65	6	12	50±3

2.4.2.5 外输工程

2.4.2.5.1 天然气外输

（1）外输管线

新建 1 条新建天然气处理站至 702 站的天然气管道，接入克-乌输气管道。新建管线 13km，管径为 DN350，一期稳产输气量 $149\times10^4m^3/d$，远期最大输气量按照 $360\times10^4m^3/d$ 考虑，管道总体自东北向西南敷设，线路起点位于新建天然气处理站东侧围墙外 2m，终点位于 702 站围墙外 2m。

新建输气管道材质选用钢质管道，外作 3 层 PE 加强级防腐，全线管道采用沟埋敷设，沟底宽度取 0.8m，管道管顶埋深 2.0m。在管道上方设置警示带。

（2）站场设置

新建天然气外输管道，设首站、末站各 1 座。外输首站位于新建天然气处理站内，位于外输装置区。外输末站位于 702 站内（已建，不含在本次项目内），下游通过改造 702 站内的克乌输气管道 2#阀室接入克乌输气管道。管道沿线不设置阀室，站场设置详见表 2.4-2。

表 2.4-2　新建外输管道站场设置表

站场名称	线路里程（km）	位置	功能
外输首站	0	新建天然气处理站	发球、紧急切断、放空
外输末站	13	702 站	收球、紧急切断、放空排污

2.4.2.5.2 稳定凝析油外输

本项目稳定凝析油日产量为 125.2t/d，配套建设 2 座 $1000m^3$ 凝析油储罐，配套密闭装车设施，满足 5~7 天的存储要求。

2.4.2.6 集输主要工程量

集输部分主要工程量详见表 2.4-3。

表 2.4-3　新建集输工程主要工程量表

序号	项目名称	规格	数量	备注
一	**单井部分**			
1	标准化采油井口安装	采气井场 20×20m；	12 座	均为评价井转产能井
2	井口自力式高低压紧急切断阀	PN42Mpa，DN65	12 套	高压切断值：9.5MPa 低压切断值：7.0MPa

序号	项目名称	规格	数量	备注
3	电加热节流橇	90kW，41MPa	12 台	
4	有导流孔平板闸阀	PN16Mpa，DN65	36 套	
5	自限温型电伴热带	60W/m	3600m	每个井场 200m
6	采气树保温盒		12 个	
7	采气树操作平台		12 个	
8	单井采气管线	20 无缝钢管，DN65	12.8km	50mm 厚黑夹克防腐保温，埋地弹性敷设
二	**油气集输系统**			
1	集气干线	20 无缝钢管，DN80	3.6km	50mm 厚黑夹克防腐保温，埋地弹性敷设
2	集气干线	20 无缝钢管，DN100	3.6km	50mm 厚黑夹克防腐保温，埋地弹性敷设
3	热煨弯管	（R=6D），D114×9/20G	45 个	
4	热煨弯管	（R=6D），D89×9/20G	32 个	
5	警示牌		12 个	
6	警示带	宽度 400mm	5200m	
三	**外输工程**			
(一)	**天然气外输**			
1	外输管线	DN350，钢质管道	13km	外作 3 层 PE 加强级防腐，沟埋敷设
2	警示牌		20 个	
3	警示带	宽 450mm	13	
4	天然气外输末站			位于 702 站内
1）	清管器接收筒	DN350，PN63	1 套	
2）	全通径电动球阀	DN350，PN63	1 套	焊接连接
3）	气液联动球阀	DN350，PN63	1 套	焊接全通径
4）	电动球阀	DN350，PN63	1 套	焊接连接
5）	电动球阀	DN350，PN63	1 套	法兰连接
6）	清管三通			
(二)	**稳定凝析油外输**			
1	稳定凝析油储罐	容积：1000m^3	2 座	浮顶罐
2	稳定凝析油定量装车橇		2 座	

序号	项目名称	规格	数量	备注
3	凝析油装车泵		2 套	
4	VOCs 回收装置		1 套	
5	凝析油装车地磅		1 套	
6	定量装车控制系统		1 套	

2.4.3 地面工程（天然气处理站）

2.4.3.1 设计处理规模

根据开发井位部署情况，在 ZJHW201 井南侧新建天然气处理站 1 座，处理对象主要为中佳 2 区块天然气。新建天然气处理站的建设规模如下：

（1）天然气设计处理规模为 $150\times10^4m^3/d$，操作弹性为 40%~120%，最大处理能力为 $180\times10^4m^3/d$；

（2）凝析油设计稳定规模为 120t/d，操作弹性为 40%~120%。

天然气处理站处理能力情况详见表 2.4-4。

表 2.4-4　新建处理站处理能力方案

工程名称	处理能力		产品		年运行时数
	处理对象	处理能力	产品名称	产量	
天然气处理站	原料天然气	$149\times10^4m^3/d$（max）	产品天然气	$149\times10^4m^3/d$	7920h
	凝析油	120.7t/d（max）	稳定凝析油	125.2t/d	

2.4.3.2 产品方案

根据项目开发方案，产品天然气和稳定凝析油。

（1）产品天然气

①产品气量：$149.0\times10^4m^3/d$（20℃，101.325kPa）；

（注：露点控制装置纳入了 $1.28\times10^4m^3/d$ 富气，露点控制装置出口干气为 $149.33\times10^4m^3/d$，扣除 $0.33\times10^4m^3/d$ 燃料气后外输干气为 $149.0\times10^4m^3/d$。）

②外输温度：14~16℃；

③外输压力：5.7MPa；

④烃水露点：≤-5℃（5.7MPa 压力条件下）；

⑤组成：见表 2.4-5。

表 2.4-5　产品天然气组分（mol%）

组分	C_1	C_2	C_3	i-C_4	n-C_4	i-C_5	n-C_5	C_6	C_7^+	CO_2	N_2	H_2O
参数												

（2）稳定凝析油

①产量：125.2t/d；

（注：凝析油稳定装置纳入了露点控制装置 16.3t/d 液烃，进凝析油稳定塔总液量为 127.1t/d）

②储存温度：≤40℃；

③饱和蒸汽压：≤60kPa（37.8℃下）；

④密度：780.5kg/m^3（20℃，1atm 下）；

⑤黏度：1.479cP（20℃，1atm 下）。

具体产品方案见表 2.4-6。

表 2.4-6　项目产品方案

产品名称	规格/参数	生产能力	产品标准	备注
产品天然气	20℃，101.325kPa	149.0×10^{4}m^3/d	《天然气》（GB17820-2018）	新建外输管道至 702 站，接入克-乌输气管道
稳定凝析油	20℃，101.325kPa	125.2t/d	《原油稳定设计规范》（SY/T0069-2008）	储存，装车外运

2.4.3.3 产品指标

（1）产品天然气

经天然气处理站处理后的产品天然气输送至 702 泵站接入克-乌输气管线供给准噶尔盆地环网。

按照规范《天然气》（GB17820-2018）要求：进入长输管道的天然气应符合**一类气**的质量要求，且在天然气交接点的压力和温度下，天然气中应不存在液态水和液态烃。产品天然气质量要求见表 2.4-7。

表 2.4-7　产品天然气质量要求

项目		一类	二类
高位发热值（MJ/m^3）	≥	34	31.4
总硫（mg/m^3）	≤	20	100
硫化氢（mg/m^3）	≤	6	20
二氧化碳摩尔分数/%	≤	3	4

项目	一类	二类
标准参比条件：101.325kPa（绝压），20℃，高位发热量以干基计。		

（2）稳定凝析油

稳定凝析油满足《原油稳定设计规范》（SY/T0069-2008）的要求，储存温度下的饱和蒸汽压的设计值不超过当地大气压的 0.7 倍，稳定凝析油产品质量指标见表 2.4-8。

表 2.4-8　凝析油产品质量指标

储存温度，℃	≤40
密度（kg/m^3）	763.7
饱和蒸汽压（kPa）	≤60
含水量（质量分数）	≤0.1%

2.4.3.4 主要技术指标

本项目主要技术指标见表 2.4-9。

表 2.4-9　本项目主要技术指标表

序号	指标名称	单位	数量	备注
一	**原料**			
1	原料天然气	$10^4m^3/d$	149	基准
2	原料凝析油	t/d	120.7	基准
二	**产品**			
1	产品天然气	$10^4m^3/d$	149	
2	稳定凝析油	t/d	125.2	
三	**能源消耗**			
1	电力	kW/d	640	最大
2	热负荷	kW/d	790	最大
3	燃料气（产品天然气）	$10^4m^3/d$	0.33	最大，供给导热油炉

2.4.3.5 天然气处理站总平面布置

新建天然气处理站总占地面积 m^2，建构筑物占地面积 m^2，总建筑面积 m^2，其总平面布置见图 2.4-5，新建场站建构筑物一览表见表 2.4-10。

表 2.4-10　新建场站建构筑物一览表

建筑物名称	占地面积（m^2）	建筑面积（m^2）	备注

2.4.3.6 天然气处理站工艺

新建 1 座 150 万方浅冷天然气处理站，采用浅冷工艺脱水脱烃，产品气满足外输指标通过新建外输管道至 702 站，接入克-乌输气管道；配套建设 1 套凝析油稳定装置，脱水脱烃装置的低温凝液和进站分离的凝析油进入凝析油稳定装置进行处理，稳定凝析油经站内暂存，定期装车外运。

天然气处理站总工艺流程：气田集输来气分三条集气干线进入天然气处理站。

集气干线集输来气液（压力：8.5MPa，温度≥20℃），首先进入进站集气装置进行汇集和段塞流捕集，经段塞流捕集器分离的天然气去露点控制装置，分离的油水混合物去凝析油稳定装置。

来自集气装置的天然气（压力：8.5MPa，温度≥20℃）通过注乙二醇防冻+J-T 阀节流制冷的低温分离脱水脱烃工艺，脱除天然气中的水和重烃，即成产品天然气，外输。

集气装置分离出来的含水凝析油进入凝析油稳定装置的一级闪蒸分离器进行油水分离，分离的含油污水在采出水储罐内暂存外运；分离的凝析油进入二级闪蒸分离器进一步闪蒸分离，分离的凝析油进入稳定塔进行稳定处理。

凝析油一级、二级闪蒸分离器分离的采出水进入采出水储罐储存，定期密闭装车拉运至采油二厂污水处理系统集中处理。

处理站工艺装置和辅助生产装置所需的燃料气由外输干气提供，露点控制装置的液烃闪蒸气、凝析油闪蒸气、凝析油稳定塔顶闪蒸气统一增压至 5.8MPa 后进入低温分离器。

主要工程量见表 2.4-11，总体工艺流程图见图 2.4-6。

图 2.4-6　天然气处理站总体工艺流程图

表 2.4-11　天然气处理站工程量汇总

序号	项目名称	规格	数量	备注
1	露点控制装置	处理规模：150×10⁴m³/d	1 套	采用注乙二醇防冻+J-T 阀节流制冷的低温分离脱水脱烃工艺
2	凝析油稳定装置	处理规模：120t/d	1 套	采用降压闪蒸、微正压分馏稳定工艺
3	天然气外输装置		1 套	含外输首站
4	稳定凝析油外输装置		1 套	
（1）	稳定凝析油储罐	容积：1000m³	2 座	
（2）	凝析油定量装车系统		1 套	
5	辅助生产设施			
（1）	空氮系统	生产能力：25m³/h	1 套	由空气压缩系统、空气净化系统、变压吸附制氮系统组成
（2）	乙二醇再生及注入装置	再生规模：100kg/h	1 套	
（3）	导热油系统	含 1000kW 导热油加热炉 2 台	1 套	燃气型
（4）	燃料气系统	设计规模：1.0×10⁴m³/d	1 套	
（5）	火炬及放空系统		1 套	
（6）	污油污水回收系统		1 套	
①	污油储罐	容积：20m³	1 座	污油装车设施 1 套
②	污油储罐	容积：20m³	1 座	污水装车设施 1 套
③	乙二醇低位罐	容积：20m³	1 座	
④	采出水储罐	容积：60m³	2 座	采出水装车设施 2 套
6	站控系统		1 套	
7	供配电系统	/	1 套	自建 35kv 变电站 1 座

2.4.3.6.1 主体工艺装置

（1）进站集气预处理装置

进站集气预处理装置包括集气阀组和段塞流捕集器。

气田集输气液经三条不同方向的集气干线混输至天然气处理站（8.5MPa，≥20℃，149×10⁴m³/d），首先进入集气阀组进行汇集，然后进入段塞流捕集器进行缓冲分液，分离的天然气去露点控制装置，分离的含水凝析油去凝析油稳定装置的一级闪蒸分离器。

进站集气管线上设置紧急切断阀，当上游管线发生泄漏、破裂、爆管等事故，

或站内发生紧急事故时，可实现各集气管线独立紧急切断，互不影响；集气汇管后的生产总管上设置紧急切断、紧急放空、及调压放空系统，当站内发生超压、火灾等紧急工况时，可实现进站紧急切断和紧急放空等功能。

进站集气预处理装置工艺原理流程见图 2.4-7，主要设备见 2.4-12。

图 2.4-7　进站集气预处理装置工艺原理流程图

表 2.4-12　进站集气预处理装置主要设备

序号	项目名称	规格	数量	备注
1	进站集气阀组	PN10MPa	1 套	
2	段塞流捕集器	Φ1600×8000（切），V=20m^3	1 座	

（2）露点控制装置

露点控制装置主要包括生产分离器、预冷换热器、预冷分离器、低温分离器、醇烃加热器、液烃分离器等，采用注乙二醇防冻+J-T 阀节流制冷的低温分离脱水脱烃工艺，同时脱除天然气中的水和重烃。

工艺流程描述：进站集气预处理装置段塞流捕集器来气（8.5MPa，20℃），先经一级注醇（注醇量：45kg/h）后，通过三股流换热器进行预冷至-5~0℃，进入预冷分离器进行气、液分离，分离出的气相经经二级注醇（注醇量：22kg/h）后通过 J-T 阀节流至 5.8MPa，温度降至-16～-15℃进入低温分离器，分离出的低

温干气返回三股流换热器复热至 5~8℃，输送至凝析油稳定装置装置，与稳定凝析油进行换热，复热至 14~16℃去外输计量装置。

预冷分离器和低温分离器分出的液相（5.8MPa，-16～-15℃）经调压至 0.8MPa，进入三股流换热器复热至 5~8℃，再通过醇烃加热器加热至 35~40℃，然后进入液烃三相分离器，分离出来的气相去富气增压装置集中增压，分离出的液烃去凝析油稳定装置二级闪蒸分离器，分离出的乙二醇富液去乙二醇再生装置。为防止节流降温形成水合物，采用两级注入方式，分别在三股流换热器前和 J-T 阀前单泵对单点注入乙二醇。露点控制装置工艺原理流程见图 2.4-8，主要设备见 2.4-13。

图 2.4-8　露点控制装置工艺原理流程

表 2.4-13　露点控制装置主要设备

序号	项目名称	规格	数量	备注
1	生产分离器	单列，设计脱水脱烃能力 $150\times10^4m^3/d$，Φ1400×5600（切）	1 台	卧式分离器
2	气动 J-T 阀	单台处理量：$150\times10^4m^3/d$ 操作弹性 40%-120%	2 台	一用一备
3	三股流换热器	Φ1600×11000（切）	1 台	缠绕式换热器
4	预冷分离器	Φ1600×8000（切）	1 台	卧式分离器
5	低温分离器	Φ1200×3600（切），内置聚结过滤滤芯	1 台	立式高效分离器，分离固体与液体颗粒的的效率≥99.9%，分离固体粒度≥10μm，分离液体粒度≥8μm
6	液烃三相分离器	Φ1200×4400（切）	1 台	
7	注醇雾化器	PN10MPa DN200	2 台	
8	醇烃加热器	负荷：60kW	1 台	U 管换热器

（3）凝析油稳定装置

为降低凝析油在储存和运输过程中的蒸发损耗，并便于常压储存和运输，需要对凝析油进行稳定处理。

凝析油处理采用降压闪蒸、微正压分馏稳定工艺，降压闪蒸使凝析油在较低压力条件下闪蒸，脱除部分易挥发的轻烃，以达到初步稳定凝析油的目的，加热分馏能较好的控制塔底的凝析油产品质量。按照《原油稳定设计规范》（SY/T 0069-2008）要求，稳定凝析油储存温度下的饱和蒸汽压不宜超过当地大气压的 0.7 倍。

工艺流程描述：进站段塞流捕集器来液与稳定凝析油二级换热器换热至 40℃，节流至 0.8MPa 左右进入到一级闪蒸分离器，分离出的油与露点控制装置来液烃混合，然后与稳定凝析油一级换热器换热至 60℃进入二级闪蒸分离器，分离的油进凝析油稳定塔进行稳定，塔顶气经空冷至 45℃左右进入塔顶分离器，分离出的凝液经泵提升至 0.5MPa 返回塔顶作为回流，分离出的不凝气与闪蒸分离器来气、露点控制装置液烃三相分离器来气混合后富气压缩机增压至 5.8MPa 去露点控制装置低温分离器。闪蒸分离器的分离出的含油污水去采出水储罐储存，定期装车外运。

凝析油稳定塔采用完全塔，塔操作压力为 0.5MPa，塔底加热温度为 148℃左右。稳定凝析油自压去与二级闪蒸分离器来液换热至 120℃，与一级闪蒸分离器

换热至 70℃左右，再与外输气换热至 38~40℃，然后去储罐缓存。

凝析油稳定装置工艺原理流程见图 2.4-9，主要设备见 2.4-14。

表 2.4-14　凝析油稳定装置主要设备表

序号	项目名称	规格	数量	备注
1	凝析油一级换热器	热负荷：120kW	座	
2	凝析油二级换热器	热负荷：160kW	1 座	
3	凝析油—外输气换热器	热负荷：250kW	1 座	
4	凝析油一级闪蒸分离器	Φ2400×7200（切），1.0MPa	1 座	
5	凝析油二级闪蒸分离器	Φ2000×6000（切），1.0MPa	1 座	
6	凝析油稳定塔	DN600×6000/DN1200×2000	1 座	P：0.8MPa
7	塔顶富气气液分离器	WE 1.0×4.2-0.8	1 座	
8	塔顶回流泵	流量：0.5m^3/h；扬程：50m； 功率：11kW；转速：2950r/min	2 台	1 用 1 备
9	富气压缩机橇	功率：75kW；容积流量：10m^3/min； 转速：740r/min；排气压力：5.8MPa	2 套	1 用 1 备
10	塔定空冷器	风量：6×$10^4$$m^3$/h；叶片角：15 度； 电机功率：5kW；转速：610r/min； 设计压力：0.8MPa	1 套	变频控制
11	塔底重沸器	热负荷：330kW	1 台	

图 2.4-9　凝析油稳定装置工艺原理流程

（4）外输气计量装置

外输计量装置主要包括出站紧急调压放空、紧急放空、紧急切断、计量设施、发球装置、在线露点分析等设施。主要设计功能包括：

①处理站或外输管线发生事故时，具备紧急截断功能；

②干线发生超压时，天然气能够调压放空；

③处理站或外输管线发生事故时，具备紧急放空；

④在线分析烃水露点。

工艺流程描述：经处理后的产品气，流量 149.33×10^4m^3/d，压力为 5.7MPa，温度 14~16℃，进入到外输汇管，共分两路输出，一路约 149.0×10^4m^3/d 气量去进入外输管道，采用交接计量；另一路约 0.33×10^4m^3/d 气量供给站内自用气系统，采用常规生产计量。

外输交接计量范围为（10~360）×10^4m^3/d，压力范围 2.7~5.7MPa。外输交接计量采用三路超声波流量计计量，交接计量精度 1.0 级，其中两路为大流量计量，1 用 1 备，满足最大 360×10^4m^3/d 的计量要求；另外一路为小流量计量，满足建产期低气量工况的交接计量。

外输管道出站前设置了发球筒，可定期进行清管，确保管道内洁净，提高输送效率，降低管道积液和沉积杂质的风险。

外输计量装置工艺原理流程详见图 2.4-10，主要设备见 2.4-15。

图 2.4-10　外输计量装置工艺原理流程

表 2.4-15　外输计量装置主要设备

序号	项目名称	规格	数量	备注
1	外输汇管及放空阀组	DN400×1000	1 套	
2	超声波计量装置	DN300 PN10MPa	2 套	一用一备，大流量交接计量
3	超声波计量装置	DN100 PN10MPa	1 套	小流量交接计量
4	自用气计量装置	DN50 PN10MPa	1 套	生产计量
5	清管发球装置	DN350 PN10MPa	1 套	
6	限流孔板	DN150 PN10MPa	1 套	
7	露点在线分析仪	/	1 套	

2.4.3.6.2 辅助生产装置

（1）污油污水回收装置

①污水污油

天然气处理站内设置 1 座低位罐池，罐池内分别设置 1 座污油回收罐、1 座污水回收罐，站场边缘对应设置 2 套装车系统，其中污油回收罐用于回收站内生产排污、以及火炬除液器排液；污水回收罐用于回收站内装置检修清洗排污。

污油和污水通过氮气压液提升至装车鹤管密闭装车外运。

②采出水

天然气处理站内设置 2 座采出水储罐，用于暂存凝析油闪蒸分离的采出水，定期密闭装车拉运至采油二厂污水处理系统集中处理。

污油污水回收装置工艺原理流程详见附图 2.4-11，主要设备见 2.4-16。

图 2.4-11　污油污水回收装置工艺原理流程

表 2.4-16　污油回收主要设备表

序号	项目名称	规格	数量	备注
1	污水储罐	Φ2000×6000，容积：20m³	1 座	卧式储罐
2	污油储罐	Φ2000×6000，容积：20m³	1 座	卧式储罐
3	采出水储罐	容积：60m³	2 座	

（2）乙二醇再生及注入装置

配套 1 座乙二醇再生装置，再生规模为 100kg/h；并在低位罐池设置 1 座乙二醇低位罐，用于配置乙二醇溶液，停产检修是用于收集系统中的乙二醇溶液。

工艺流程描述：吸水后的乙二醇富液（20℃，0.2MPa）进入乙二醇富液缓冲罐，从缓冲罐出来的富液进入乙二醇富液活性炭过滤器和机械过滤器，除去富液中可能存在的机械杂质及降解产物。过滤后的富液经脱盐塔分别脱除乙二醇富液中的氯盐，脱盐后的乙二醇富液首先进入再生塔塔顶换热器，换热至 60℃，再进入乙二醇贫富液换热器换热至 85~90℃从中部进入乙二醇再生塔，与来自重沸器的蒸汽逆流接触，继续被加热后的乙二醇富液进入重沸器，被导热油加热至约 140℃完成提浓再生。再生塔顶部出来的蒸气（116℃，0.10MPa）经再生塔顶冷却器冷却到 50℃，然后进入再生塔顶冷凝罐，分离出的液去污水系统，分离出的不凝气去低压火炬系统；从重沸器底部出来的乙二醇贫液经贫富液换热器换热到 83℃，再由塔底空冷器冷却至 45℃，进入乙二醇贫液缓冲罐循环使用。

乙二醇再生装置工艺原理流程详见附图 2.4-12，主要设备见 2.4-17。

表 2.4-17　乙二醇再生及注入装置主要设备

序号	项目名称	规格	数量	备注
1	乙二醇再生橇	再生量 100kg/h（约 2t/d）	1 座	乙二醇富液浓度：50~70%；再生后乙二醇浓度：80~85%
2	乙二醇注醇橇	注醇泵排量 Q=50L/h（单泵），注醇压力：9MPa	1 座	撬内注醇泵为柱塞式计量泵，3 台，2 用 1 备
3	乙二醇配液罐	Φ2000×6000，容积：20m³	1 座	卧式储罐，位于低位罐池
4	乙二醇卸车装置	Q=10m³/h	1 套	

图 2.4-12　乙二醇再生装置工艺原理流程

（3）导热油系统

为满足天然气处理站生产、生活、检修供热需要，处理站设置 1 套导热油系统，包括导热油加热炉（1000kW 的导热油加热炉 2 台，一用一备）、导热油循环泵、燃烧器、高架膨胀罐、导热油储罐以及现场控制柜等设施。

导热油加热炉采用燃气型，燃料气自燃料气系统引入，燃料气压力为 0.4MPa。导热油系统设有氮封系统，以防止导热油接触空气氧化。

①用热负荷统计

用热负荷见表 2.4-18。

表 2.4-18　天然气处理站供热负荷统计表

序号	供热单元	供热负荷/kW	操作温度	作用	备注
一	**生产供热**				
1	露点控制装置	49.2	38℃	低温醇烃加热	连续
2	凝析油稳定装置	326.3	139~148℃	塔底加热	连续
3	乙二醇再生装置	40.4	127~140℃	塔底加热	连续
4	凝析油储罐	50	35~40℃	冬季储罐伴热	间歇
小计		465.9			
二	**处理站建筑采暖**	340	80/60℃	建筑采暖	间歇
小计		340			
总计		806			最大

②工艺流程描述：热油循环泵将导热油加压进入炉体加热，提供 180℃温位的导热油。生产用热点通过导热油加热。处理站设置采暖设备间 1 座，与导热油换热后提供 80/60℃的采暖热水。导热油系统工艺原理流程详见附图 2.4-13，主要设备见 2.4-19。

图 2.4-13　导热油系统工艺原理流程

表 2.4-19　导热油系统主要设备

序号	项目名称	规格	数量	备注
1	有机热载体加热炉	1.0MW	2 台	
2	高温循环油泵	Q=70m^3/h，H=115m	2 台	1 用 1 备
3	篮式过滤器		2 台	1 用 1 备
4	膨胀罐	10m^3	1 座	
5	储油罐	20m^3	1 座	
6	注油泵		1 台	
7	空气预热器	20m^2	2 台	
8	高压鼓风机及消音器		2 台	
9	烟囱		2 座	

（4）燃料气系统

为满足处理站导热油加热炉放空火炬燃料气供应，需新建燃料气系统，为全站工艺、供热系统提供可靠的燃料气，燃料气系统设计规模为 1.0×10^{4}m^3/d，燃料气供给情况见表 2.4-20。

表 2.4-20　用气情况表

气源或用气点	温度（℃）	压力（MPa）	用气量（10^{4}m^3/d）	备注
导热油加热炉	常温	0.4	0.33	连续
			0.4（最大）	
火炬放空系统	常温	0.4	0.2	间歇
合计			0.6	最大

燃料气供应流程说明：外输装置来干气（压力 2.7~5.7MPa，温度 14~16℃）先经两级调压至 0.4MPa，进入缓冲分离器，分离出凝液后共分两路，一路去导热油系统，一路调压放空火炬系统，燃料气每路去向均设置流量计计量。燃料气系统工艺原理流程详见图 2.4-14，主要设备见 2.4-21。

图 2.4-14　燃料气系统工艺原理流程

表 2.4-21　燃料气系统主要设备

序号	项目名称	规格	数量	备注
1	燃料气调压计量撬	尺寸 4000×8000	1 座	
2	燃料气调压阀组	DN300，PN10MPa	2 套	一用一备
3	燃料气分配汇管	DN100，PN10MPa	1 套	
4	燃料气计量管路	DN50，PN10MPa	2 套	

（5）空氮系统

①建设规模

天然气处理厂设置空氮站一座，设置 1 套变压吸附制氮装置，生产能力为 25m^3/h，为全站各装置提供正常生产用的净化空气、溶剂保护用氮气及检修时设备吹扫置换用氮气。

②空氮产品指标

详见表 2.4-22。

表 2.4-22　空氮产品指标

产品名称	规格/参数	生产能力
净化空气	压力：0.8~1.0MPa；水露点：≤-40℃（0.8MPa 压力下）；温度：40℃；含油量≤0.01ppm(w)	变压吸附制氮装置 1 套，25m^3/h
氮气	压力：0.8~1.0MPa；水露点：≤-40℃（0.8MPa 压力下）；纯度：≥99.9%（vol）；温度：40℃	
非净化空气	压力：0.8~1.0MPa；水露点：≤-40℃（0.8MPa 压力下）	

③工艺流程简述

空氮站由空气压缩系统、空气净化系统、变压吸附制氮系统三部分组成。制

氮工艺采用变压吸附法（PSA）制氮，选用碳分子筛作为吸附剂。

1）空气压缩系统

设置 2 台排气量为 5m^3/min 的空气压缩机（1 用 1 备），提供最高压力为 1.0MPa 的压缩空气，并配套 2 套无热再生吸附式干燥系统。来自压缩机的压缩空气分别经管道进入缓冲罐，缓冲罐的作用是避免后面干燥部分受脉动气流固频冲击、同时分离出凝结水。

2）空气净化系统

来自缓冲罐的压缩空气分别经前置过滤器、无热再生吸附式干燥器、后置过滤器的先后净化，净化后的压缩空气水露点≤-40℃（1.0MPa 压力下），油含量≤0.001ppm(w)，含尘粒径≤0.01μm。净化后的压缩空气分两路：一路进入净化空气储罐和非净化风储罐，另一路至变压吸附式制氮橇块。

3）变压吸附制氮系统

净化后的压缩空气经进入变压吸附制氮系统，在装填有专用碳分子筛的吸附塔内，氧气被碳分子筛所吸附，99.9%（V）纯度的产品氮气由吸附塔上端流出，经一段时间后，碳分子筛被所吸附的氧饱和。这时，第 1 个塔自动停止吸附，压缩空气被自动切换到第 2 个吸附塔，同时对第 1 个塔进行再生。吸附塔的再生是通过将吸附塔逆向泄压至常压来实现的。2 个吸附塔交替进行吸附和再生，从而确保氮气的连续输出。氮气输出最大量为 25m^3/h，纯度为 99.9%（v），压力为 0.8~1.0MPa。输出氮气进入氮气储罐，然后进入氮气系统管网。

空氮站主要设备见 2.4-23。

表 2.4-23　空氮站主要设备

序号	项目名称	规格	数量	备注
1	空压机橇	空气压缩机排量 5m^3/min，压力 1.0MPa	2 套	一用一备
2	无热再生吸附式干燥器橇	处理量 6m^3/min	2 套	一用一备
3	制氮装置	处理量 25m^3/h，纯度 99.9%	1 台	变压吸附法（PSA）制氮
4	空气储罐，	容积：37m^3	2 座	
5	氮气储罐，	容积：37m^3	1 座	

序号	项目名称	规格	数量	备注
6	非净化空气储罐	容积：37m^3	1 座	

（6）火炬及放空系统

火炬及放空系统是保障工艺装置安全生产的重要辅助生产设施，分别设置火炬除液器、点火系统。

本项目分别设置高压放空系统、低压放空系统各 1 套。

①高压放空系统：放空设计规模为 120×10^{4}m^3/d；

②低压放空系统：放空设计规模为 5×10^{4}m^3/d。

高、低压放空流程：高压火炬放空系统均配置火炬除液器进行液滴分离，将排放气中大于 300μm 的液滴分离出来，防止火炬气体燃烧时下火雨。高压和低压火炬放空工艺管道上均配置阻火器、爆破片，阻止回火确保火炬系统放空燃烧安全。全站各泄放点以及放空总管均设置流量计，随时检测各泄放点的放空量，以供生产运行人员跟踪分析放空量和造成放空的因素，以便尽量消除放空。

高压火炬放空管道上设置双流量开关，实现火炬放空气体双保险检测。低压火炬放空管道上设置单流量开关，实现火炬放散气体的检测。

火炬气管道安装坡度不小于 0.002%，坡向火炬除液器，以便于排液。

火炬及放空系统工艺原理流程详见图 2.4-15，主要设备见 2.4-24。

表 2.4-24　火炬及放空系统主要设备

序号	项目名称	规格	数量	备注
1	高压火炬	DN350×50m	1 座	高、低压放空火炬采用捆绑式，即高压火炬及低压火炬共用 1 座塔架支撑
2	低压火炬	DN80×50m	1 座	
3	火炬塔架	高 54m	1 座	
4	高压火炬除液器	DN3000×9000mm	1 座	
5	低压火炬除液器	DN1200×3600mm	1 座	
6	凝液提升泵撬	Q=30m3/h，N=15kW	1 座	

图 2.4-15　火炬及放空系统工艺原理流程

2.4.4 配套工程

2.4.4.1 道路工程

本项目新建巡井道路 7.5km，采用天然砂砾型式路面，路面结构为：30cm 厚天然砂砾；路基宽 6.5m，路面宽 6.0m，两侧路肩各宽 0.25m，采用双向 2.5%路拱横坡。

2.4.4.2 供排水工程

（1）供水

井区周围无已建供水管网，项目用水采用车载拉运方式供水。

（2）排水

①采出废水：项目新增采出水 37.4t/d（最大产水量），定期密闭装车拉运至采油二厂污水处理系统集中处理。

②生活污水：天然气处理站职工生活污水排入自建化粪池预处理后，定期清运至克拉玛依市第二污水处理厂处理。

（3）消防

①天然气处理站

新建天然气处理站为三级站场，根据《石油天然气工程设计防火规范》（GB50183-2004），新建消防泵房 1 座，按标准配套消防管网和消防设施。

②集气井场

新建 12 口井场为五级站场，根据《石油天然气工程设计防火规范》（GB50183-2004），可不设消防冷却水系统。各井场按要求配置一定数量的移动式灭火器材。

2.4.4.3 供配电

在天然气处理站内新建 1 座 35kV 变电站（中佳变），由 110kV 金龙变电站引接，为中佳油气田中佳 2_H 区块新建 12 座井场及天然气处理站做供配电源。

2.4.4.4 管线及设备防腐及保温

（1）天然气处理站站场内管线及设备

①保温管道外壁防腐层：无溶剂环氧防腐涂料，涂敷二道，防腐层干膜厚度

≥300μm。

②埋地不保温管道外壁防腐层：无溶剂环氧防腐涂料，涂敷三道，防腐层干膜厚度≥400μm。

③地面不保温管道及设备储罐外附件防腐层：二道环氧富锌底漆（60μm）-二道环氧云铁中间漆（100μm）-二道交联氟碳涂料（80μm），防腐层干膜厚度≥240μm。

④设备、储罐内壁及保温外壁防腐层：无溶剂环氧防腐涂料，涂敷二道，防腐层干膜厚度≥300μm。

⑤储罐底板外表面防腐层：无机富锌底漆，涂敷二道，防腐层厚度≥100μm，环氧煤沥青涂料，涂覆二道，防腐层总厚度≥300μm。

（2）集输管线

集输管线（集输干线和单井采气管线）①采用埋地弹性敷设，焊接连接，管底埋深-2.0m，采用 50mm 硬质聚氨酯泡沫塑料保温防腐；②防腐层采用熔结环氧粉末一次成膜结构，防腐层厚度≥300μm。

（3）外输管线

管道外壁采用挤压聚乙烯三层结构（3PE）防腐层，其中，环氧粉末层厚度≥120μm，胶粘剂层厚度≥170μm，防腐层总厚度≥2.7mm。焊缝部位防腐层厚度不小于管体部分的 80%。防腐层补口采用辐射交联聚乙烯热收缩套。

2.4.4.5 仪表自控工程

（1）天然气处理站

天然气处理站配套 1 套控制系统，由三套基本功能不同、相互独立的系统组成，即过程控制系统（BPCS）、安全仪表系统（SIS）和可燃气体报警系统（GDS）。其中：过程控制系统用于处理站设备的数据采集及过程控制，该系统设备采用集散控制系统；安全仪表系统用于人员及生产设施的保护，在出现异常工况时执行对生产装置的紧急关断；可燃气体报警系统用于对生产设施的可燃气体泄漏进行探测、报警和联动控制。

设计自动控制设计的装置包括进站阀组橇、进站段塞流捕集橇、生产分离橇、气气换热器、预冷分离橇、J-T 阀汇管、低温分离橇、醇烃加热橇、液烃三相分

离橇、外输计量橇、油水分离橇、污油储罐橇、污水储罐橇、污油装车橇、乙二醇再生及注入一体化装置、导热油系统、空氮系统橇、燃料气橇、放空火炬系统。

（2）外输管线

在天然气处理站内设置 1 套专用外输管道 PLC 控制系统，相关仪表信号通过新建及已建光纤上传至油气储运公司 701 泵站及昌吉调控中心。同时，外输管道 PLC 系统与天然气处理站 DCS 通讯，上传外输相关数据。

（3）单口采气井场

各采气井场设置 1 套 RTU 系统，用于实现单井数据的就地采集、控制、联锁等功能。

2.4.5 依托工程

本项目天然气处理站采出水及井下作业废水等拉运至 51#联合站进行处理；生活污水依托克拉玛依市第二污水处理厂处理；生活垃圾送至克拉玛依市生活垃圾填埋场处置。

2.4.5.1 采油二厂 51#联合站

（1）基本情况

51#联合站隶属于采油二厂，位于三平镇西南 3km，克拉玛依市原党校以东 2km 处，行政区隶属于克拉玛依市白碱滩区三平镇。该站于 2002 年建成投产，扩建后设计原油处理规模 100×10^4t/a，目前主要负责采油二厂西油区（第七作业区、第八作业区、五 3 东转油站）等的原油脱水处理及原油外输。

环保手续履行情况见表 2.4-25。

表 2.4-25　51#联合站环保手续履行情况表

处理站	建设内容	项目名称	环评批复	验收情况	运行情况
51#联合站	始建于 2002 年，扩建完成后原油处理能力为 100×10^4t/a；原油处理工艺为一段沉降脱水和二段电化学脱水；污水处理站设计处理规模 20000m³/d，采用重力除油－旋流反应－混凝沉降－过滤工艺。	《新疆油田公司 51 号原油处理站改扩建项目环境影响报告书》	克环保函[2016]166 号	2018 年 4 月 27 日完成自主验收	正常运行

（2）主体工程情况

51#联合站建设规模见下表。

表 2.4-26　51#联合站开发建设规模

序号	工程名称	处理工艺	单位	设计规模	实际处理量	负荷率/%
1	原油处理系统	一段沉降脱水和二段电化学脱水	10^4t/a	100		
2	污水处理系统	重力除油－旋流反应－混凝沉降－过滤	m^3/d	20000		

（3）污水处理系统

采油二厂 51#污水处理站建于 2009 年，设计处理规模 20000m^3/d，主要处理来自采油二厂稀油污水、采气一厂污水及油气储运公司 701 站大罐底水。目前实际日处理污水量约 9000m^3/d。

采油二厂 51#污水处理站采用“离子调整旋流反应法处理技术”，工艺流程为“重力除油－旋流反应－混凝沉降－过滤”，主要处理来自采油二厂和采油一厂稀油污水，处理合格污水外输至采油二厂 103 注水站和 53#转油注水站及采油一厂 502#注水站。

污水处理系统工艺流程见图 2.4-16。

（4）依托可行性分析

本项目采出水处理依托采油二厂 51#联合站，处理系统能力平衡见表 2.4-27。

表 2.4-27　依托 51#联合站采出水处理系统情况

名称	设计能力（m^3/d）	运行现状（m^3/d）	现状负荷（%）	新增规模（m^3/d）	新增负荷（%）	依托可行性
51#联合站污水处理系统	20000	9000	45	37.4	0.187	可行

根据上表可知，本次新增采出水处理量在 51#联合站污水处理系统处理能力范围内，依托可行。

图 2.4-16　51#污水处理站工艺流程图

2.4.5.2 克拉玛依市第二污水处理厂

本项目生活污水经收集处理拉运至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 84°55′51″，北纬 45°31′47″。一期工程污水设计处理能力 $5\times10^4m^3/d$，二期工程污水设计处理能力 $10\times10^4m^3/d$，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 $2.2\times10^4m^3/d$。污水处理采用生物滤池法进行处理。

其环保手续履行情况见表 2.4-28。

表 2.4-28　克拉玛依市第二污水处理厂环保手续履行情况表

项目	建设内容	项目名称	环评批复	验收情况	运行情况
一期工程	始建于 2008 年，设计处理能力 $5\times10^4m^3/d$	克拉玛依市第二污水处理厂工程	原自治区发改委、建设厅（新环监建函[2008]97 号）	原克拉玛依市环境保护局（克环保函[2013]281 号）	已停运
二期工程	建于 2017 年，设计处理能力 $10\times10^4m^3/d$	克拉玛依市第二污水处理厂二期工程	原克拉玛依市环保局（克环保函[2017]210 号）	2020 年 1 月 15 日完成自主验收	正常运行

本项目运营期生活污水为 1452t/a（3.74t/d），排放量较小，克拉玛依市第二污水处理厂剩余处理能力可满足本项目生活污水处理要求，依托可行。

2.4.5.3 克拉玛依市生活垃圾填埋场

克拉玛依市生活垃圾填埋场位于白碱滩区，地理位置坐标东经 85°11′29″，北纬 45°32′20″。其二期建设工程已取得原新疆维吾尔自治区环境保护厅的批复（新环评价函[2012]723 号），并于 2017 年取得原克拉玛依市环境保护局的环保验收（克环保函[2017]217 号）。

该生活垃圾填埋场填埋区采用分层压实卫生填埋，其工艺主要包括垃圾堆放、铺平、碾压、覆土、在碾压、喷水降尘、灭虫等过程，项目设计处理能力 570t/d，有效库容为 $223.6\times10^4m^3$，本项目施工期生活垃圾产生总量为 7.2t，运营期生活垃圾产生量为 14.52t/a，产生量较小，可以依托克拉玛依市生活垃圾填埋场处理。

2.5 工程分析

2.5.1 环境影响因素分析

本项目开发建设可分为施工期、生产运营期和退役期三个阶段。

（1）施工期

施工期主要为地面工程建设等施工作业内容，其环境影响因素主要来源于地面工程建设等施工过程，主要包括生态影响，以及地面工程施工过程排放的污染物质导致的环境污染。施工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。

（2）生产运营期

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。其环境影响因素主要来源于油井及与其相关的采气、井下作业、集输、处理等各工艺过程，主要包括生态影响以及排放的污染物质导致的环境污染。

（3）退役期

退役期的环境影响主要为气田停采后进行一系列的清理工作，包括地面设施的拆除、封井、井场清理等，将产生少量扬尘、地表废弃建筑、不可移动的废弃设施、废弃管线等固体废物。在闭井施工操作中应注意采取降尘措施，同时，将产生的建筑垃圾进行集中收集，由施工单位运至指定位置进行处理。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。

表 2.5-1　环境影响因素识别表

开发作业过程	主要环境影响因素	环境影响因素主要受体	污染源性质	备注
地面工程建设	扬尘、车辆、设备尾气等施工废气	环境空气	临时性污染源，随作业结束而消除	施工期
	排放污水	土壤、地下水	临时性污染源，随作业结束而消除	
	设备、车辆产生噪声	声环境	临时性污染源，随作业结束而消除	
	施工固体废物	土壤	临时性污染源，随作业结束而消除	

开发作业过程	主要环境影响因素	环境影响因素主要受体	污染源性质	备注
管线敷设	油田建设施工、车辆碾压等	土壤、植被	临时性污染源，随作业结束而消除	施工期
	设备、车辆尾气	环境空气	临时性污染源，随作业结束而消除	
	设备、车辆产生噪声	声环境	临时性污染源，随作业结束而消除	
	施工固体废物	土壤	临时性污染源，随作业结束而消除	
道路建设	占用土地	土壤、植被	持续性影响环境，永久占地	生产期
采气和油气集输	采出水、生活污水	地表水	持续性影响环境的污染源	生产期
	燃烧烟气、烃类气体	环境空气	持续性影响环境的污染源	
	产生设备噪声	声环境	持续性影响环境的污染源	
	污油	土壤、地下水	持续性影响环境的污染源	
	油气泄漏、含油污水泄漏	土壤、地下水	事故污染源	事故
井下作业	修井废水、洗井废水、压裂液	土壤、地表水	间断性污染源	生产期
	产生设备噪声	声环境	间断性污染源	
拆除/清理作业	废弃设施、废弃管线等固体废物	土壤	临时性污染源，随作业结束而消除	退役期

2.5.2 施工期污染源与污染物分析

本次施工期环境影响因素主要表现在采气井井场、各类管线（单井采气管线、集气干线、外输管线）、天然气处理站建设等施工活动中。废气主要来自管线、站场等建设过程中产生的扬尘和施工机械、施工车辆尾气等；废水主要为施工废水和施工人员生活污水；噪声主要为施工机械及施工车辆噪声；固体废物主要为建筑垃圾和施工人员生活垃圾等，以及平整场地和堆放设备破坏地表等生态影响。

2.5.2.1 废气

施工期大气污染源主要为场地平整、汽车运进各种建筑材料等施工作业过程中产生的施工扬尘，以及各种施工燃油机械及运输车辆的尾气等。

2.5.2.2 废水

项目施工期废水主要是来自施工生产废水和施工人员生活污水。

（1）施工生产废水

施工废水主要包括础施工中泥浆水，车辆和机械设备冲洗水、场地冲洗等。根据类比调查，SS 浓度为 1000~3000mg/L。施工废水排入临时沉淀池进行预处理，处理后的生产废水可用于砼搅拌，砂浆用水等，以及洒水降尘，不外排。

（2）施工生活污水

施工期施工人员 60 人，施工期共 120 天。每人每天用水量约 100L，则施工期生活用水为 720 m^3，按排污系数 0.85 计算，则施工期间施工生活污水产生量为 612t。

2.5.2.3 噪声

施工机械噪声是项目施工建设中主要的噪声污染源，建筑施工的机械作业一般位于露天，其噪声传播距离远，影响范围大，是重要的临时性声源。常用的施工机械有：挖掘机、推土机、打桩机、夯土机、混凝土搅拌机、振动碾等，其设备噪声级为 71～100 dB(A)。类比调查施工噪声源强列于表 2.5-4。

表 2.5-4　主要施工机械设备的噪声级

施工阶段	设备名称	噪声强度（dB(A)）
土石方阶段	挖掘机	85
	装载机	85
结构阶段	振捣器	105
	电锯	105
	中型载重车	85
	升降机	80
	混凝土搅拌机	90
	大型载重车	85
设备安装阶段	大型载重车	85
	电钻	95
	无齿锯	105
	电锯	105
	轻型载重车	85

2.5.2.4 固体废物

项目施工期间固体废物主要是施工土石方、建筑垃圾和施工人员生活垃圾。

（1）施工土方

主要来自于埋地敷设管线开挖造成的土方。本项目新建管线 33km（新建集气干线 7.2km、单井采气管线 12.8km、外输管线 13km），经类比计算，本项目共产生施工土方量为 33400m^3。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。本项目不产生集中弃土。

（2）建筑垃圾：主要为土建工程垃圾、安装工程的金属废料等。

（3）施工生活垃圾

场站建设阶段，常驻施工人员按 60 人计算，施工期 120 天，每人每天产生生活垃圾 1.0kg，则整个油田开发期间产生的生活垃圾为 7.2t。

2.5.2.4 生态影响

生态影响主要体现在井场、道路、管线及天然气处理站的建设阶段，如占用土地、施工对地表植被的影响、土壤扰动等。

本工程部署采气井 12 口，均为评价井转产能井，其临时占地在钻井工程环评中已核算，本次环评不再重复计算；新建天然气处理站 1 座，新建集输管线（埋地）33km；道路 7.5km。

本工程总占地面积 40.68hm^2，其中永久占地面积 12.78hm^2，临时占地面积 27.9hm^2，占地类型为低覆盖草地。

针对本项目建设内容的占地情况，分别从永久占地和临时占地两方面进行核算，详见表 2.5-5。

表 2.5-5　本项目占地情况一览表

序号	工程内容	占地面积（hm^2）			说明
		永久	临时	总占地	
1	采气井场（12 口转产井）	0.48	/	0.48	单井永久占地控制在 20m×20m 转产井临时占地在钻井工程环评中已核算
2	集输管道（埋地）	/	26.4	26.4	33km，作业带宽度 8m
3	井场道路	4.5	1.5	6	简易砂石路面，长度 7.5km，路面宽度 6m，扰动宽度 2m

序号	工程内容	占地面积（hm^2）			说明
		永久	临时	总占地	
4	天然气处理站	7.8	/	7.8	1 座，含火炬区
合计		12.78	27.9	40.68	/

2.5.2.6 开发期污染物排放情况汇总

综上所述，本项目施工期各种污染物汇总见表 2.5-6。

表 2.5-6　施工期污染物产生情况汇总

项目	排放源	污染物	主要处理措施及排放去向
大气污染物	施工扬尘	扬尘	洒水抑尘
	设备、车辆运输尾气	CO、NO_X	/
水污染物	生产废水	COD、SS 等	设置临时沉淀池，经沉淀后循环使用，不外排
	生活污水	COD、SS 等	生活污水进入移动式卫生厕所
噪声	施工机械、车辆等	噪声	合理安排施工时间、合理布局施工场地、选用低噪声施工设备、设置声屏障等
固体废物	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
	建筑垃圾	/	采取回收和综合利用等方法，充分利用资源；对不能再利用的建筑垃圾，可委托当地建筑渣土管理部门统一装运到环卫和城管部门指定地点进行填埋。严禁随意丢弃、堆放，造成景观污染
	生活垃圾	/	集中收集，统一拉运至克拉玛依市生活垃圾填埋场进行填埋处理

2.5.3 营运期污染源分析及污染物排放

2.5.3.1 废气污染物

生产运营期间，采气井场采用电加热，废气污染物主要为：油气集输、处理及储存过程无组织排放的烃类气体、导热油炉燃烧烟气和火炬放空的燃烧废气。

（1）燃烧废气

根据表 2.4-20 用气情况表可知：导热油炉天然气消耗量为 $0.33\times10^4m^3/d$（正常工况），最大用气量为 $0.4\times10^4m^3/d$；火炬放空系统天然气消耗量为 $0.2\times10^4m^3/d$，气源为处理后的天然气。

根据《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》中《4430 工业锅炉（热力供应）行业系数手册》中的产排污系数表（2.5-7），计算得知导热油炉和产排情况，详见表 2.5-8。

表 2.5-8　燃烧废气各污染物排放情况表

生产工段	污染物	烟气量（万 m^3/a）	污染物排放情况			排放方式
			排放浓度 mg/m^3	排放速率 kg/h	排放量 t/a	
导热油炉	SO_2	1173.43	3.75	5.56E-03	0.044	经导热油炉自带排气筒（P1）排放
	NOx		64.68	0.0958	0.759	
火炬放空系统	SO_2	711.17	3.66	3.94E-03	0.026	经火炬（P2 高压火炬/P3 低压火炬）放空
	NOx		64.68	0.0697	0.46	

注：①导热油炉年生产时间按 330 天计；

②火炬放空系统为非正常工况，最大放空量按 2h 计；在非正常工况下，放空气体通过天然气放空管廊进入相应的高压/低压除液器分离后，进入天然气放空火炬进行燃烧。

表 2.5-7　工业锅炉（热力生产和供应行业）产排污系数表-燃气工业锅炉

产品名称	原料名称	工艺名称	规模等级	污染物指标	单位	产污系数	末端治理技术名称	去除效率/%	K 值计算公式
蒸汽/热水/其它	天然气	室燃炉	所有规模	工业废气量	标立方米/万立方米-原料	107753	/	/	/
				二氧化硫	千克/万立方米-原料	0.02S	/	0	/
				氮氧化物	千克/万立方米-原料	6.97 （低氮燃烧-国内领先）	/	0	/

注：①产污系数表中气体燃料的二氧化硫的产污系数是以含硫量（S）的形式表示的，其中含硫量（S）是指气体燃料中的硫含量，单位为毫克/立方米。根据产品控制指标，天然气中含硫量（S）应≤20 毫克/立方米，则 S=20。

②低氮燃烧-国际领先技术的天然气锅炉设计 NOx 排放控制要求一般小于 60mg/m^3（@3.5%O_2）；低氮燃烧-国内领先技术的天然气锅炉设计 NOx 排放控制要求一般介于 60mg/m^3（@3.5%O_2）~100 mg/m^3（@3.5%O2）；低氮燃烧-国内一般技术的天然气锅炉设计 NOx 排放控制要求一般介于 100mg/m^3（@3.5%O_2）~200 mg/m^3（@3.5%O_2）；根据新疆油田油田分公司的监测统计数据，其现有天然气锅炉的 NOx 排放在 60mg/m^3~200 mg/m^3。

（2）挥发性有机废气

本项目挥发性有机废气主要来自油气集输处理环节，阀门、法兰等部件产生的少量挥发性有机物和稳定凝析油储存、装车时产生的无组织挥发性有机物。

①天然气集输及处理过程中无组织挥发有机废气

本项目无组织挥发性废气为油气集输过程中的阀门、法兰等部件产生的少量挥发性有机物。

油气集输过程中的无组织挥发废气采用《污染源源强核算技术指南 石油炼制工业》（HJ982-2018）中设备与管线组件密封点泄露的公式进行核算。

设备与管线组件密封点泄露的挥发性有机物的量：

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

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

α—设备与管线组件密封点的泄漏比例，本次取 0.003；

n—挥发性有机物流经的设备与管线组件密封点数。

$WF_{VOCs,i}$—流经密封点 i 的物料中挥发性有机物平均质量分数，（根据油田采出液组分数据取采出液最大含油率，取 70%）；

$WF_{TOC,i}$—流经密封点 i 的物料中总有机碳(TOC)平均质量分数，（根据油田采出液组分数据取采出液最大含油率，取 70%）；

t_i—核算时段内密封点 i 的运行时间，h；本次取 7920h。

$e_{TOC,i}$ 一密封点 i 的总有机碳(TOC)排放速率(泄漏浓度大于 10000umol/mol)，kg/h；取值详见表 2.5-8；

表 2.5-8 密封点 TOC 泄漏排放速率 e_{TOC} 取值

序号	设备类型	排放系数/(kg/h/源)
1	连接件	0.028
2	阀门	0.064
3	法兰	0.085

根据上述公式计算天然气集输处理过程中的无组织挥发性废气产生量见表2.5-9。

表 2.5-9　天然气集输及处理过程中无组织挥发有机废气排放情况

设备类型		排放系数/(kg/h/源)	设备数量（个/套）	污染物排放量（t/a）
单井采气井场	阀门	0.064	36	0.055
	法兰	0.085	10	0.02
	连接件	0.028	60	0.04
12 口井合计				1.38
天然气处理站	阀门	0.064	140	0.21
	法兰	0.085	60	0.12
	连接件	0.028	280	0.19
	合计			0.52
总合计				1.9

②稳定凝析油装车时产生的挥发性有机物

本项目稳定凝析油配套建设 2 座 1000m^3 凝析油储罐，满足 5~7 天的存储要求。配套密闭装车设施和 VOCs 回收装置。

稳定凝析油装车时产生的无组织挥发性有机物无相应的污染源强核算技术指南，其产生量参考《石化行业 VOCs 污染源排查工作指南》中“有机液体装卸挥发损失”附录三，采用系数法核算 VOCs 排放量：取“公路及铁路装载情况下”原油的损耗排放因子进行计算。

表 2.5-10　铁路和公路装载损耗排放因子（kg/m^3）

装卸物料	底部/液下装载	
	新罐车或清洗后罐车	正常工况(普通)罐车
原油	0.276	0.552

本项目稳定凝析油采用底部装载，设气相平衡系统，并配套 VOCs 回收装置（收集效率≥97%）。正常工况罐车，损耗排放因子参照原油公路装载（0.552kg/m^3）进行核算，根据产品方案可知：稳定凝析油产能为 125.2t/d，密度为 780.5kg/m^3。计算得出轻烃装车时产生的无组织挥发性有机物约为 0.876t/a。

2.5.3.2 废水污染物

本项目运营期废水主要包括井下作业废水、采出水、检修清洗排污水和生活污水。

（1）井下作业废水

井下作业废水的产生是临时性的。主要是由气井洗井工段产生的。

根据《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》中的“1120 石油和天然气开采专业及辅助性活动行业系数手册”，井下作业洗井废水产排情况详见下表。

表 2.5-11　石油和天然气开采专业及辅助性活动行业产排污系数一览表

产品名称	原料名称	工艺名称	规模等级	污染物类别	污染物指标	单位	产污系数	末端治理技术名称	末端治理技术去除效率
井下作业	洗井液（水）	非低渗透油井洗井作业	所有规模	废水	工业废水量	吨/井	76	物理+化学+回注	100
					化学需氧量	克/井	104525		
					石油类	克/井	17645		

结合项目实际特点，井区内气井均为高压高产气井，参照非低渗透油井洗井作业系数，作业区井下作业每 2 年 1 次，则井下作业废水中各污染物产生情况详见表 2.5-12。

表 2.5-12　井下作业废水产生及排放情况一览表

序号	污染物指标	产生量（t/次）	排放量	主要处理措施及排放去向
1	废水量	912	0	井下作业过程中，作业单位自带回收罐回收作业废水，运至污水处理系统处理达标后，上清液回注地层，底泥暂存在联合站，交由有资质的单位进行无害化处置
2	COD	1.25	0	
3	石油类	0.212	0	

（2）采出水

根据开发方案预测，全部投产后采出水量逐年增大，在生产第 6 年（2028 年）达到最大，为 37.4t/d，之后开始逐年递减。

采出水从凝析油稳定过程中闪蒸分离器的分离出，暂存在站内采出水储罐（2 座 60m^3 储罐）内，定期装车外运采油二厂污水处理系统集中处理。

处理后水质符合《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T5329-2012）标准后，由统一调配。

表 2.5-13　采出水处理前后水质表

采出水水质		污染物						
		pH	**SS**	**COD**	**氨氮**	**石油类**	**挥发酚**	**硫化物**
处理前	污染物浓度(mg/L)	7～8	860	1200	80	200	2.1	1.6
处理后	污染物浓度(mg/L)	7～8	25	150	25	10	0.5	1.0
	污染物排放量(t)	/	2.85	17.1	2.85	1.14	0.057	0.114

（3）检修清洗排污水

站内装置检修清洗过程会产生少量排污水，每年 2 次，排水水量约为 16t/次，暂存至站内污水回收罐（1 座 20m^3 储罐）内，定期装车外运采油二厂污水处理系统集中处理。

（4）生活污水

运营期工作人员计划 44 人，按每人每天用水量 100L 计算，则运营期生活用水量为 1452t/a，按排污系数 0.85 计算，则生活污水排放量为 1234t/a。

2.5.3.3 噪声污染源

运营期间噪声源主要包括井场、站场中各类机泵等，噪声排放情况见下表。

表 2.5-14　运营期噪声排放情况

噪声源名称		声功率级（dB(A)）	排放规律	噪声特性
井场	井下作业（压裂、修井等）	80～120	间歇	机械
站场	各类机泵	85～90	连续	机械
罐车	行驶	75～85	连续	机械

2.5.3.4 固体废物

本工程运营期固体废弃物主要为井下作业的压裂液、洗井液等、含油污泥、落地油及生活垃圾。

（1）井下作业固体废物

井下作业产生的固体废物是临时性的。主要是由油井维修、大修、压裂等工段产生的。

根据《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》中的“1120 石油和天然气开采专业及辅助性活动行业系数手册”，井下作业产生的固体废物产排情况详见表 2.5-15。

表 2.5-15　石油和天然气开采专业及辅助性活动行业产排污系数一览表

产品名称	原料名称	工艺名称	规模等级	污染物类别	污染物指标	单位	产污系数	末端治理技术名称
井下作业	压裂液	气井加砂压裂	所有规模	固体废物	废压裂液(压裂返排液)	立方米/井	263.98	无害化处理/处置/利用
	洗井液	修井			废洗井液	吨/井	25.29	

本项目均为高压高产气井，作业区井下作业每 2 年 1 次，各井下作业废液产生量为：废压裂液 3167.76m^3/次、废洗井液 303.48t/次。属于《国家危险废物名录（2021 年版）》中的 HW08 类危险废物。

井下作业过程中，作业单位自带回收罐回收作业废液，井下作业废液先运至的暂存池内，稳定后进入污水处理系统处理，处理达标的上清液回注地层，底泥暂存在，交由有资质的单位进行无害化处置。

井下作业废液（废压裂液、废洗井液）在联合站内处置属于《固体废物鉴别标准 通则》（GB 34330-2017）第 7 条中不作为液态废物管理的物质，因此本项目压裂返排液在联合站中进入废水处理系统处置不作为固体废物管理。

（2）含油污泥

新建天然气处理站设备生产、罐区检修及排污等会产生一定量的含油污泥和罐底油泥，产生量较小。

根据《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》中的“07 石油与天然气开采行业”，含油污泥产排情况详见下表。

表 2.5-16　石油和天然气开采专业及辅助性活动行业产排污系数一览表

产品名称	原料名称	工艺名称	规模等级	污染物类别	污染物指标	单位	产污系数	末端治理技术名称
天然气	天然气	检修清罐、管线刺漏、晒水池隔油池清淤等	所有规模	固体废物	含油污泥	吨/万立方米产品	0.007	无害化处理/处置/利用

本项目检修清罐作业每年 1 次。含油污泥产生量为 302.6t/a，属于《国家危险废物名录（2021 年版）》中的 HW08 类危险废物，暂存在污油回收罐（1 座 20m^3 储罐）内，定期委托有资质的单位进行无害化处置。

（3）落地油

落地油主要产生于气井采气树的阀门、法兰等处正常及事故状态下的泄漏、管线破损以及井下作业产生的落地油。按照单井落地油产生量约 0.1t/a 计算，本

项目运行后共 12 口油井，落地油总产生量约 1.2t/a。

本项目要求井下作业时带罐作业，井口排出物全部进罐，做到凝析油 100%回收，防止产生落地油。回收后的落地油拉运至新建天然气处理站进行稳定处理。

（4）生活垃圾

运营期工作人员计划 44 人，按每人每天产生生活垃圾 1.0kg 计算，则运营期员工生活垃圾产生量为 14.52t/a。

结合工艺流程及生产运营过程中的副产物产生情况，根据《固体废物鉴别标准 通则》（GB34330-2017）的规定，判断其是否属于固体废物，给出判定依据及结果，根据《国家危险废物名录》（2021 年版），判定是否属于危险废物，见表 2.5-17，运营期项目固废的名称、类别、属性和数量等情况见表 2.5-18。

表 2.5-17　固废属性判定

序号	固废名称	产生工序	形态	主要成分	预测产生量（t/a）	种类判断		
						固废	副产品	判定依据
1	废压裂液、废洗井液	井下作业	液态	油/水混合物	3471.24t/次	√	/	《国家危险废物名录》（2021年版）
2	含油污泥	天然气处理站检修清罐	半固态	油/水和烃/水混合物	302.6	√	/	
3	落地油	井下作业、阀门泄漏、管线破损等	液态	凝析油/液体烃类混合物	1.2	√	/	
4	生活垃圾	日常办公、生活	固态	食品废物、纸、包装材料等	14.52	√	/	《固体废物鉴别标准通则》（GB34330-2017）

表 2.5-18　项目运营期固体废物分析结果汇总表

序号	固废名称	属性	产生工序	形态	主要成分	危险特性鉴别方法	危险特性	废物类别	废物代码	估算产生量（t/a）	拟采取的处理处置方式
1	废压裂液、废洗井液	危险废物	井下作业	液态	油/水混合物	危险废物鉴别标准	毒性 T 易燃性 I	HW08	071-001-08	3471.24t/次	作业单位自带回收罐回收作业废液，井下作业废液先运至的暂存池内，稳定后进入污水处理系统处理，处理达标的上清液回注地层，底泥暂存在，交由有资质的单位进行无害化处置
2	含油污泥		天然气处理站检修清罐	半固态	油/水和烃/水混合物		毒性 T 易燃性 I	HW08	071-001-08	302.6	暂存在污油回收罐（1 座 20m^3 储罐）内，定期委托有资质的单位进行无害化处置
3	落地油		井下作业、阀门泄漏、管线破损等	液态	凝析油/液体烃类混合物		毒性 T 易燃性 I	HW08	071-001-08	1.2	作业单位 100%回收，回收后的落地油运至新建天然气处理站进行稳定处理
4	生活垃圾	生活垃圾	日常办公、生活	固态	食品废物、纸、包装材料等	/	/	/	/	14.52	集中收集，统一拉运至克拉玛依市生活垃圾填埋场进行填埋处理

2.5.3.5 运营期污染物排放情况汇总

综上所述，本项目运营期污染物产排情况汇总见表 2.5-19。

表 2.5-19　运营期产排污情况汇总（单位：t/a）

项目	工程	污染源	污染物	产生量	排放量	主要处理措施及排放去向	
废气	油气集输、处理	无组织废气	非甲烷总烃	19	19	无组织排放	
	凝析油产品储罐装车废气	无组织废气	非甲烷总烃	29.22	0.876	底部装载，设气相平衡系统，并配套 VOCs 回收装置回收，回收率≥97%，处理后无组织排放	
	导热油炉燃烧废气	有组织废气	SO_2	0.044	0.044	经导热油炉自带排气筒（P1）排放	
			NOx	0.759	0.759		
	火炬放空系统燃烧废气（非正常工况）	有组织废气	SO_2	0.026	0.026	经火炬（P2 高压火炬/P3 低压火炬）放空	
			NOx	0.46	0.46		
废水	天然气处理站	采出水	废水量	37.4	0	暂存至采出水储罐内(配套 2 座 60m³ 储罐)	定期拉至污水处理系统进行处理，达标回注地层
		检修清洗排污水	废水量	16	0	暂存至污水储罐内(配套 1 座 20m³ 储罐)	
		生活污水	废水量	1234	1234	职工生活污水排入自建化粪池内，定期拉运至克拉玛依市第二污水处理厂	
			COD	0.432	0.432		
			SS	0.37	0.37		
			氨氮	0.031	0.031		
	井下作业	井下作业废水	废水量	912	0	井下作业过程中，作业单位自带回收罐回收作业废水，运至吉祥联合站污水处理系统处理达标后，上清液回注地层，底泥暂存在联合站，交由有资质的单位进行无害化处置	
			COD	1.25	0		
			石油类	0.212	0		
固体废物		废压裂液、废洗井液		3471.24	0		
	天然气处理站检修清罐作业	含油污泥		302.6	0	暂存在污油回收罐（1 座 20m³ 储罐）内，定期委托有资质的单位进行无害化处置	
	井场	落地油		1.2	0	作业单位 100%回收，回收后的落地油运至天然气处理站进行稳定处理	
	办公、生活	生活垃圾		14.52	0	集中收集，统一拉运至克拉玛依市生活垃圾填埋场进行填埋处理	

2.5.4 服役期满

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

井场拆除的井架、集输设施、井构筑物等为钢制材料，清洗油污后可回收利用；废弃建筑垃圾由施工单位运至指定位置进行处理。通过采取以上措施，可使退役期生态环境影响降到最低。

2.6 清洁生产分析

清洁生产是指不断采取改进设计、使用清洁的能源和原料、采用先进的工艺技术与设备、改善管理、综合利用等措施，从源头削减污染，提高资源利用效率，减少或者避免生产、服务和产品使用过程中污染物的产生和排放，以减轻或者消除对人类健康和环境的危害。

清洁生产是一种新的、创造性的思维方式，它以节能、降耗、减污、增效为目标，以技术和管理为手段，通过对生产全过程的排污审核、筛选并实施污染防治措施，以消除和减少工业生产对人类健康与生态环境的影响，达到防治污染、提高经济效益的双重目的。

本项目为气田开发建设项目，生产过程主要包括采气、集输、处理及辅助生产等。针对项目特点，本次评价对采气作业、井下作业工艺清洁性、污染防治措施先进性及集输工艺先进性进行清洁生产分析。

2.6.2 清洁水平分析

（1）评价指标体系

《石油和天然气开采行业 清洁生产评价指标体系》（试行）中规定的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（如常用纤维原料消耗量、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（如水的循环利用率、碱回收率、固体废物综合利用率等指标）。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。

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 2.6-1～表 2.6-3。

（2）评价指标体系计算

①定量评价指标的考核评分计算

定量评价考核总分值的计算公式为：

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

式中：P_1——定量评价考核总分值；

n——参与定量评价考核的二级指标项目总数；

Si——第 i 项评价指标的单项评价指数；

Ki——第 i 项评价指标的权重值。

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；

Fi——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

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。

表 2.6-1　井下作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值

定量指标						本工程	
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	作业液消耗	m^3/井次	10	≤5.0	1.8	10
		单位能耗	-	10	行业基本水平	基本水平	10
		新鲜水消耗	m^3/井次	10	≤5.0	0	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	符合环保要求	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	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	新疆油田分公司建立了 HSE 管理体系并通过认证	15
		开展清洁生产审核		20	所属二级单位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 2.6-2　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	天然气：≤50	12.65	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	0	7.5
		采出废水达标排放率	%	7.5	≥80	100	7.5

<table>
<tr><th colspan="10">定性指标</th></tr>
<tr><th rowspan="2">一级指标</th><th rowspan="2">指标分值</th><th colspan="6" rowspan="2">二级指标</th><th rowspan="2">指标分值</th><th colspan="2">本工程</th></tr>
<tr><th>本工程指标</th><th>得分</th></tr>
<tr><td rowspan="5">（1）生产工艺及设备要求</td><td rowspan="5">45</td><td colspan="3">井筒质量</td><td colspan="2">井筒设施完好</td><td>5</td><td>井筒设施完好</td><td>5</td></tr>
<tr><td rowspan="2">采气</td><td>采气过程醇回收设施</td><td>10</td><td rowspan="2">采油</td><td>套管气回收装置</td><td>10</td><td>有套管气回收装置</td><td>10</td></tr>
<tr><td>天然气净化设施先进、净化效率高</td><td>10</td><td>防止落地原油产生措施</td><td>10</td><td>井下作业时带罐作业</td><td>10</td></tr>
<tr><td colspan="3">采油方式</td><td colspan="3">采油方式经过综合评价确定</td><td>10</td><td>/</td><td>10</td></tr>
<tr><td colspan="3">集输流程</td><td colspan="3">全密闭流程，并具有轻烃回收装置</td><td>10</td><td>全密闭流程，并具有凝析油回收装置</td><td>10</td></tr>
<tr><td rowspan="3">（2）环境管理体系建设及清洁生产审核</td><td rowspan="3">35</td><td colspan="7">建立 HSE 管理体系并通过认证</td><td>10</td><td>新疆油田分公司建立了 HSE 管理体系并通过认证</td><td>10</td></tr>
<tr><td colspan="7">开展清洁生产审核，并通过验收</td><td>20</td><td>所属二级单位已完成清洁生产审核</td><td>20</td></tr>
<tr><td colspan="7">制定节能减排工作计划</td><td>5</td><td>制定有节能减排工作计划</td><td>5</td></tr>
<tr><td rowspan="4">（3）贯彻执行环境保护政策法规的执行情况</td><td rowspan="4">20</td><td colspan="7">建设项目环保“三同时”制度执行情况</td><td>5</td><td>按要求执行</td><td>5</td></tr>
<tr><td colspan="7">建设项目环境影响评价制度执行情况</td><td>5</td><td>按要求执行</td><td>5</td></tr>
<tr><td colspan="7">老污染源限期治理项目完成情况</td><td>5</td><td>已完成</td><td>5</td></tr>
<tr><td colspan="7">污染物排放总量控制与减排指标完成情况</td><td>5</td><td>污染和排放满足总量控制和减排要求</td><td>5</td></tr>
</table>

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 2.6-3。

表 2.6-3　石油和天然气开采行业不同等级清洁生产企业综合评价指数

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

由表 2.6-1、表 2.6-2 计算得出：本工程井下作业定量指标得分 100 分，定性指标得分 100 分，综合评价指数得分 100 分；采气作业定量指标得分 90 分，定性指标得分 100 分，综合评价指数得分 94 分；综合评价指数平均得分 97 分，达到 P≥90，属于清洁生产先进企业。

2.6.3 清洁生产结论

根据综合评价指数得分判定，本项目清洁生产企业等级为：清洁生产先进企业。

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

2.6.4 持续清洁生产

清洁生产是一个相对的概念，推行清洁生产是一个不间断的过程。作为业主应成立相应的组织机构（或由环保、安全等部门牵头，其它部门参加），依据有关环保法规和节能、节水规定，在工程的开发建设和生产运营中，制定相应的预防污染计划和措施，并根据企业的经营发展情况，有组织、有计划地安排和协调，有序地实行清洁生产；广泛收集新的工艺信息，国内外先进技术信息，清洁生产技术信息，不断地开发研究和应用新的清洁生产技术；同时还要不断地对员工进行培训，以提高他们对清洁生产的认识和自觉推行清洁生产的意识，把清洁生产持续地推向各个生产岗位。

由于清洁生产是一个相对的动态过程，因此，保持清洁生产的 P（计划）、D

（实施）、C（检查）、A（改进）—持续改进是极其重要的。为了使清洁生产不间断的开展下去，必须做到以下几点：

（1）建立和完善清洁生产组织；

（2）建立和完善清洁生产管理制度；

（3）制定持续清洁生产计划。

企业要在生产运营中，制定相应的预防污染计划，有序地推行清洁生产，定期对清洁生产情况作出评价。

①全面评价企业生产全过程及其各个过程单元或环节的运行管理现状，掌握运营过程的原材料、能源与产品、废物（污染物）的输入输出状况；

②分析识别影响资源能源有效利用，造成废物产生，以及制约企业生产效率的原因或“瓶颈”问题；

③产生并确定企业从产品、原材料、技术工艺、生产运行管理、以及废物循环利用等多途径进行综合污染预防的机会、方案与实施计划；

④不断提高企业管理者与广大职工清洁生产的意识与参与程度，促进清洁生产在企业的持续改进。

2.7 污染物排放总量控制

2.7.1 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。

2.7.2 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

①总量控制指标：SO_2、NO_X；

②建议考核指标：非甲烷总烃；

（2）废水污染物：循环利用不外排；

（3）固体废物： 固废排放总量；

2.7.3 总量控制建议指标

根据工程分析，本项目运营期废气污染物主要为非甲烷总烃为无组织排放，无组织排放量估算量分别为 19.876t/a，不纳入总量控制指标内；SO_2、NO_X 有组织排放量分别为 0.070t/a、1.219t/a，建议建设单位据此进行总量控制指标申请。

3 环境现状调查与评价

3.1 自然环境概况

3.1.1 地理位置

本项目行政隶属于新疆维吾尔自治区克拉玛依市，该市位于天山北坡准噶尔盆地西北边缘，E84°14′~86°01′，N44°07′~46°08′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 270~500m 之间。

中佳 2_H 区块位于准噶尔盆地西部隆起中拐凸起南斜坡，行政上隶属克拉玛依市，距克拉玛依市南偏东约 54km 处，西北部与小拐油田相邻，北部与金龙油田相邻。工程区域距小拐镇约 10km，交通便利。中心点经纬度坐标：E85°11'26.0215"，N45°11'08.9754"。地理位置见图 2.3-1。

3.1.2 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 600m～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。本项目区域地貌以平原为主。

3.1.3 气候气象

克拉玛依市地处沙漠边缘，深居欧亚大陆腹地，远离海洋，属典型大陆性干旱气候。夏季酷热，冬季严寒。冬夏两季时间漫长，春秋季时间短，多大风，强度大。春季气温下降迅速。气温年变化大，日变化剧烈，全年平均气温 8.4℃，一月最冷，平均-13℃，七月最热，平均 26.9℃，年较差 39.9℃。日照时间长，光照充足，年平均日照时数 2716.4 小时，蒸发量大，年蒸发量可达 3000mm 左右，

降水量少且分布不均，年降水量只有 150mm 左右。

克拉玛依大风春季最多，秋季次之，年平均大风 76 天，最大风力 12 级。夏季由于冷空气势力减弱，所以大风很少；冬季由于冷空气下沉，存在较强的逆温层，所以冬季大风也很少。克拉玛依风向频率 NW 方位最高为 19%，WSW 风向频率最低，为 1%，劲风频率为 22%。

表 3.1-1　克拉玛依市气象数据统计表

项目		单位	数量	特点
气温	年平均气温	℃	8.4	夏季酷热，冬季寒冷，冬夏两季时间漫长，春秋季时间短。气温年变化大，日变化剧烈
	极端最高气温		44.2	
	极端最低气温		-31.9	
	一月平均气温		-13.0	
	七月平均气温		26.9	
	年差温度		39.9	
	日较差温度		9.4	
	≥35℃酷热日	日/年	30-35	
风	主导风向		NW	大风春季最多，秋季次之。夏季由于冷空气势力减弱，所以大风很少；冬季由于冷空气下沉，存在较强的逆温层，所以冬季大风也很少
	主导风风频	%	19	
	最大风速	m/s	38.3	
	年均风速		2.3	
	春季平均风速		4.0	
	冬季平均风速		1.15	
	年平均大风日数	天	52	
日照	年照时数	h	2637.8	日照时间长，光照充足
	年日照率	%	58	
年降水量		mm	150.2	降水量少，且分布不均，5-8 月份降水占 61%
年最大积雪		cm	10-25	
年蒸发量		mm	3008.9	由于气候干旱，多风，蒸发量极大
湿度	年均相对湿度	%	49-51	因气候干燥，植被少，雨雪少。风多，风大，故湿度小，12 月、1 月湿度大，6 月湿度小
	夏季相对湿度		33-36	
	冬季相对湿度		77-80	

项目		单位	数量	特点
气压	夏季大气压	HPa	958.9	
	冬季大气压		980.6	
无霜期		天/年	203-213	
沙暴日数或浮尘			1-2	
雷暴日数			31	
最大冻土深度		cm	163.4	1.8m 土壤温度为 5℃
干旱指数		度	20.03	
雾天数		天	5	雾多在冬季，2001-2005 年有 2-14 天

3.1.4 水文及水文地质

3.1.4.1 河流水系

克拉玛依市境内只有流经或入境河流，河流的发源地不在市域范围内。克拉玛依境内水系主要是天山北麓中段水系的白杨河下游、克拉苏河、达尔布图河、玛纳斯河下游；艾比湖水系的奎屯河独山子段。境内河流为流程短、水量小的季节河，包括：白杨河、克拉苏河、达尔布图河、玛纳斯河等；有两处湖泊：艾里克湖和小艾里克湖；有六座水库：白杨河水库、白碱滩水库、黄羊泉水库、风城水库、三坪水库和阿依库勒（西月潭）水库。

3.1.4.2 区域水文地质

克拉玛依市地下水化学类型较为单一，属于 SO_4－Cl－Na－Mg 型高矿化度水，区域地下水动态的变化除受气候条件中的降水入渗制约外，还受山区河流出山后大量入渗补给地下水，渠系引水和灌溉水入渗补给地下水、盆地中部地下水浅埋区强烈的蒸发浓缩和植物蒸腾以及人工开采地下水等诸多因素的影响。包气带岩性为粉质粘土，渗透系数 1.15×10^{-5}cm/s，且连续分布，具有较高的阻水性和防渗性能，可对水污染物起到一定的阻渗作用，在一定程度上防止对浅层地下水的污染。

3.1.5 地震

根据《中国地震烈度区划图》（50 年超越概率 10%），项目区域地震烈度为

Ⅶ度。

3.2 环境空气现状调查与评价

3.2.1 项目所在区域环境质量达标情况

根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018），“依据评价所需环境空气质量现状、气象资料等数据可获得性、数据质量、代表性等因素，选择近3 年中数据相对完整的 1 个日历年作为评价基准年”。对于项目所在区判定，导则中指出“优先采用国家或地方生态环境主管部门公开发布的评价基准年环境质量公告或环境质量报告书中的数据或结论”。

表 3.2-1　环境空气质量达标判定结果

监测因子	年评价指标	现状浓度（μg/m³）	标准值（μg/m³）	占标率（%）	达标情况
SO_2	年平均值	6	60	10	达标
NO_2	年平均值	21	40	52.5	达标
PM_{10}	年平均值	54	70	77.1	达标
$PM_{2.5}$	年平均值	26	35	74.3	达标
CO	24 小时平均第 95 百分位数	1.4 (mg/m³)	4 (mg/m³)	35.0	达标
O_3	最大 8 小时平均第 90 百分位数	117	160	73.1	达标

根据上表数据分析结果表明，克拉玛依市属于环境空气质量达标区。

3.2.2 特征因子补充监测

本次大气环境质量补充监测特征因子委托新疆天熙环保科技有限公司进行监测。

3.2.2.1 监测点位

根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）的要求，在项目所在地及主导风向下风向 5km 范围内各设置 2 个监测点进行补充监测，详见表 3.2-2 和图 3.2-1 所示。

表 3.2-2　项目大气现状监测点相对位置

标号	监测点位名称	监测点位坐标	相对位置关系	监测因子
G1	项目所在地		——	非甲烷总烃
G2	区块下风向		下风向 2.6km	

3.2.2.2 监测因子

补充监测因子均为特征污染物，为非甲烷总烃。监测时同步记录监测期间气象条件（风向、风速、气温、气压、稳定度等常规气象参数值）。

3.2.2.3 监测时间及频次

非甲烷总烃监测时间为 2021 年 12 月 26 日至 2022 年 1 月 1 日共 7 天，每天监测 4 次小时平均浓度，每小时至少有 45min 采样时间。采样时间及频次见表 3.2-3。

表 3.2-3　各污染物采样时间及频率

污染物名称	采样频率	采样时段	采样时间
非甲烷总烃	一次采样		

3.2.2.4 监测及分析方法

监测分析方法均按《环境空气质量标准》（GB3095-2012）及国家环保局颁发的《环境监测技术规范》（大气部分）、《空气和废气监测分析方法》的有关要求进行。具体见表 3.2-4。

表 3.2-4　监测方法

序号	监测项目	监测方法	检出限
1	非甲烷总烃	气相色谱法（HJ604-2017)）	0.07mg/m^3（以碳计）

3.2.2.5 现状质量监测结果及评价

（1）评价方法

采用单因子标准指数法。

$$I_{ij}=\frac{C_{ij}}{C_{si}}$$

式中：I_{ij}—i 指标 j 测点指数；

C_{ij}—i 指标 j 测点监测值（mg/m^3）；

C_{si}—i 指标二级标准值（mg/m^3）。

（2）评价标准

非甲烷总烃参考《大气污染物综合排放标准详解》（GB16297-1996）中监控点无组织排放监控浓度限值 2.0mg/m^3 进行评价。

（3）评价结果

监测时间段大气环境现状监测结果见表 3.2-5。

表 3.2-5　项目特征污染物监测结果汇总

监测点位	监测点坐标/m		污染物	平均时间	评价标准/mg/m3	监测浓度范围/mg/m3	最大浓度占标率/%	超标率/%	达标情况
	X	Y							
G1			非甲烷总烃	1h	2.0			——	达标
G2				1h	2.0			——	达标

由表 3.2-5 监测结果可知，评价区域内各监测点非甲烷总烃小时浓度值在 0.25~0.92mg/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 标准，未出现超标现象，评价区域现状环境空气质量较好。

3.3 水环境现状调查与评价

评价区域内无地表水系。因此，本次环评仅对评价区域地下水质量进行现状监测与评价。

3.3.1 现状监测

本次环评地下水现状引用历史数据。

3.3.1.1 引用监测点位

本次采用资料收集的方法来说明项目所在区域地下水环境质量现状，引用的监测井监测时间未超过 3 年，136 团四连 2#水井在项目区上游约 11.8km，金龙 1 井在项目区下游约 15km，金龙 2 井在项目区下游约 2.6km，引用的监测井均属于同一水文地质单元，具有代表性。即本次引用的监测点，可以说明项目区的地下水的环境质量。

具体引用监测点位布置及监测项目见表 3.3-1、3.3-2 及图 3.3-1。

表 3.3-1　地下水环境监测点布置

编号	监测点位坐标	与项目区相对位置关系	监测点类型	监测因子
GW1		项目区上游	水质、水位	水位、pH 值、总硬度、溶解性总固体、耗氧量、氨氮、硝酸盐氮、亚硝酸盐氮、挥发酚、氟化物、氰化物、石油类、六价铬、砷、汞、铅、镉、铁、锰、氯化物、硫酸盐、K+、Na^+、Ca^{2+}、Mg^{2+}、CO_3^{2-}、HCO_3^-
GW2		项目区下游		
GW3		项目区下游		

表 3.3-2　引用监测点位与本项目监测点位的对应关系

本项目监测点位	引用监测点位		
	监测点位	监测时间	引用报告
GW1	136 团四连 2#	2019 年 9 月 12 日	《采油一厂采油井更新补钻地面建设工程环境影响报告表》
GW2	金龙 1	2021 年 1 月 6 日	《金龙 2 区块开发建设工程环境影响报告表》
GW3	金龙 2		

3.3.1.2 监测项目

监测项目：pH 值、总硬度、溶解性总固体、耗氧量、氨氮、硝酸盐氮、亚硝酸盐氮、挥发酚、氟化物、氰化物、石油类、六价铬、砷、汞、铅、镉、铁、锰、氯化物、硫酸盐、K+、Na^+、Ca^{2+}、Mg^{2+}、CO_3^{2-}、HCO_3^-，同时记录井深、地面高程、现场 GPS 定位、水温、水位。

3.3.1.3 监测时间及频次

GW1 监测时间为 2019 年 9 月 12 日，监测 1 次。

GW2、GW3 监测时间为 2021 年 1 月 6 日，监测 1 次。

3.3.1.4 采样及分析方法

监测采样技术方法按照《中华人民共和国环境保护行业标准地下水环境监测技术规范》（HJ/T164-2004）以及《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）规范规定的方法进行。

3.3.2 现状质量监测结果及评价

3.3.2.1 采样及分析方法

监测采样技术方法按照《中华人民共和国环境保护行业标准地下水环境监测技术规范》（HJ/T164-2004）及《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）规范规定的方法进行。

3.3.2.2 现状质量监测结果及评价

（1）评价标准

采用《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）Ⅲ类标准，石油类执行《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中的Ⅲ类标准限值对地下水水质进行评价。

（2）评价方法

依据《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016），地下水水质现状评价采用标准指数法进行评价。标准指数>1，表明该水质因子已超过了规定的水质标准，指数值越大，超标越严重。标准指数计算分为以下两种情况：

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：

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

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）。

2）对于评价标准为区间值得水质因子（如 pH 值），其标准指数计算方法如下：

$$P_{pH} = \frac{7.0 - pH}{7.0 - pH_{sd}} \left(pH \le 7.0\right)$$

$$P_{pH,j} = \frac{pH_j - 7.0}{pH_{su} - 7.0} \left(pHj > 7.0\right)$$

式中：P_{pH}—pH 的标准指数，无量纲；

pH—pH 监测值；

pH_{sd}—地下水水质标准中规定的 pH 值下限；

pH_{su}—地下水水质标准中规定的 pH 值上限。

（3）监测结果及评价

评价区域地下水水质监测统计结果见表 3.3-3。

表 3.3-3　引用地下水监测点监测及评价结果（单位：mg/l，pH 值无量纲）

项目	标准值	GW1		GW2		GW3	
		监测值	污染指数	监测值	污染指数	监测值	污染指数
pH	6.5-8.5	7.39	0.26	7.41	0.27	8.24	0.83
总硬度	≤450	1063	2.36	1101	2.45	326	0.72
溶解性总固体	≤1000	1866	1.866	1865	1.865	4189	4.189
耗氧量	≤3.0	＜0.5	/	＜0.5	/	1.93	0.64
氨氮	≤0.5	0.148	0.296	0.137	0.274	0.049	0.1
硝酸盐氮	≤20	0.514	0.01	＜0.016	/	＜0.016	/
亚硝酸盐氮	≤1.0	＜0.003	/	＜0.003	/	＜0.003	/
挥发酚	≤0.002	0.0004	0.2	0.0003	0.15	0.0009	0.45
氰化物	≤0.05	＜0.002	/	＜0.002	/	＜0.002	/
氟化物	≤1.0	＜0.006	/	＜0.006	/	0.52	0.52
砷	≤0.01	6.4×10^{-3}	0.64	6.4×10^{-3}	0.64	3.46×10^{-3}	0.346
汞	≤0.001	6.37×10^{-4}	0.637	5.14×10^{-4}	0.514	1.49×10^{-4}	0.149
六价铬	≤0.05	＜0.004	/	＜0.004	/	0.005	0.10
石油类	≤0.05	0.06	1.2	0.05	1	0.01	0.20
氯化物	≤250	448	1.79	447	1.79	450	1.80
硫酸盐	≤250	690	2.76	687	2.75	689	2.76

由表 3.3-3 监测结果可知：项目所在区域地下水水质天然背景值较高，溶解性总固体、总硬度、硫酸盐、氯化物均有不同程度超标，其余监测因子可满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）Ⅲ类限值。

超标主要和所在区域地质环境有关，该地区分布的地下水类型主要为 C1-SO_4-Na 型。

3.4 声环境现状调查与评价

3.4.1 现状监测

（1）监测布点

结合评价范围、环境功能区划分布，在本项目井区边界设 4 个监测点进行实测，监测点位图见图 3.4-1。

所有监测点设在场地红线外一米。

表 3.4-1　噪声监测点布置一览表

标号	监测点位	监测点位坐标	监测因子
N1	区块边界北		LAeq
N2	区块边界东		LAeq
N3	区块边界南		LAeq
N4	区块边界西		LAeq

（2）监测日期、频率

2021 年 12 月 28 日至 29 日进行了现场监测，连续两天，每天昼间、夜间各监测 1 次，每次 20 分钟。

（3）监测方法

按照《声环境质量标准》（GB3096-2008）和《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中有关规定执行。

3.4.2 现状质量监测结果及评价

其监测结果见表 3.4-2。

表 3.4-2 声环境质量现状监测及评价结果（单位：dB(A)）

测点序号	测量时段	等效 A 声级 dB(A)		平均值 dB(A)	评价标准	超标率
		12 月 28 日	12 月 29 日			
N1	昼间				60	0
	夜间				50	0
N2	昼间				60	0
	夜间				50	0

测点序号	测量时段	等效 A 声级 dB(A)		平均值 dB(A)	评价标准	超标率
		12 月 28 日	12 月 29 日			
N3	昼间				60	0
	夜间				50	0
N4	昼间				60	0
	夜间				50	0

由监测结果可以看出，评价区域各监测点在监测期间昼夜噪声值均满足《声环境质量标准》（GB3096–2008）2 类标准要求，无超标现象，说明区域声环境质量较好。

3.5 土壤环境现状调查与评价

（1）监测点位及监测因子

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）的要求布设监测点。现状监测点位图见图 3.4-1，监测项目见表 3.5-1。

（2）监测时间及频次

2021 年 12 月 29 日在各监测点采样一次。

（3）采样要求

①表层样：在 0~0.2m 处取样。

②柱状样：在 0~0.5m、0.5~1.5m、1.5~3m 处分别采样。

（4）监测分析方法

①建设用地：按 GB36600-2018 表 3 土壤污染物分析方法执行。

②农用地：参照 GB15618-2018 表 4 土壤污染物分析方法执行。

（5）监测结果及评价

土壤环境质量现状监测统计结果见表 3.5-2、表 3.5-3。

表 3.5-1 土壤环境现状监测点位

标号	布点位置	相对位置	土地性质	取土样类型	取样深度	选点依据	监测点位坐标	监测因子
D1	天然气处理站	占地范围内	建设用地	表层样	0～0.2m	可能受影响最重的区域		GB36600-2018 表 1 中的基本项目（45 项）、pH、石油烃、土壤含盐量
D2	ZJHW214 井	占地范围内	建设用地	柱状样	0～3m	可能发生渗漏的区域		GB36600-2018 表 1 中 pH、砷、镉、铬（六价）、铜、铅、汞、镍及石油烃、土壤含盐量
D3	ZJHW204 井	占地范围内	建设用地	柱状样	0～3m	可能发生渗漏的区域		
D4	ZJHW206 井	占地范围内	建设用地	柱状样	0～3m	可能发生渗漏的区域		
D5	土壤背景样	占地范围外	农用地	表层样	0～0.2m	受人为扰动较少的土壤背景样		GB15618-2018 表 1 中 pH、砷、镉、铬、铜、铅、汞、镍、锌及石油烃、土壤含盐量
D6	土壤背景样	占地范围外	农用地	表层样	0～0.2m	可能受地面漫流途径影响		

表 3.5-2-1　建设用地土壤检测结果表（全测样）（单位：mg/kg）

序号	污染物项目	D1(0-0.2m)监测值	筛选值	管控值
1	pH		——	——
2	水溶性总盐		——	——
重金属和无机物				
1	砷		60	140
2	镉		65	172
3	铬（六价）		5.7	78
4	铜		18000	36000
5	铅		800	2500
6	汞		38	82
7	镍		900	2000
挥发性有机物				
8	四氯化碳	ND	2.8	36
9	氯仿	ND	0.9	10
10	氯甲烷	ND	37	120
11	1,1-二氯乙烷	ND	9	100
12	1,2-二氯乙烷	ND	5	21
13	1,1-二氯乙烯	ND	66	200
14	顺-1,2-二氯乙烯	ND	596	2000
15	反-1,2-二氯乙烯	ND	54	163
16	二氯甲烷	ND	616	2000
17	1,2-二氯丙烷	ND	5	47
18	1,1,1,2-四氯乙烷	ND	10	100
19	1,1,2,2-四氯乙烷	ND	6.8	50
20	四氯乙烯	ND	53	183
21	1,1,1-三氯乙烷	ND	840	840
22	1,1,2-三氯乙烷	ND	2.8	15
23	三氯乙烯	ND	2.8	20
24	1,2,3-三氯丙烷	ND	0.5	5

序号	污染物项目	D1(0-0.2m)监测值	筛选值	管控值
25	氯乙烯	ND	0.43	4.3
26	苯	ND	4	40
27	氯苯	ND	270	1000
28	1,2-二氯苯	ND	560	560
29	1,4-二氯苯	ND	20	200
30	乙苯	ND	28	280
31	苯乙烯	ND	1290	1290
32	甲苯	ND	1200	1200
33	间二甲苯+对二甲苯	ND	570	570
34	邻二甲苯	ND	640	640
半挥发性有机物				
35	硝基苯	ND	76	760
36	苯胺	ND	260	663
37	2-氯酚	ND	2256	4500
38	苯并[a] 蒽	ND	15	151
39	苯并[a] 芘	ND	1.5	15
40	苯并[b] 荧蒽	ND	15	151
41	苯并[k] 荧蒽	ND	151	1500
42	䓛	ND	1293	12900
43	二苯并[a,h] 蒽	ND	1.5	15
44	茚并[1,2,3-cd] 芘	ND	15	151
45	萘	ND	70	700
其他项目				
46	石油烃		4500	9000

注：ND 表示未检出。

表 3.5-2-2　建设用地土壤检测结果表（特征因子）（单位：mg/kg）

序号	污染物项目	监测值									筛选值	管控值
		D2 (0-0.5m)	D2 (0.5-1.5m)	D2 (1.5-3m)	D3 (0-0.5m)	D3 (0.5-1.5m)	D3 (1.5-3m)	D4 (0-0.5m)	D4 (0.5-1.5m)	D4 (1.5-3m)		
1	pH										——	——
2	水溶性总盐										——	——
基本项目												
1	砷											
2	镉											
3	铬											
4	铜											
5	铅											
6	汞											
7	镍											
8	锌											
其他项目												
9	石油烃										4500	9000

表 3.5-2-3　周边农用地土壤监测结果表

监测项目	单位	监测结果		标准值	
		D5(0-0.2m)	D6(0-0.2m)	筛选值	管制值
pH	——			pH＞7.5	pH＞7.5
总汞	mg/kg			3.4	6.0
总砷	mg/kg			25	100
铅	mg/kg			170	1000
镉	mg/kg			0.6	4.0
铜	mg/kg			100	-
镍	mg/kg			190	-
总铬	mg/kg			250	1300
石油烃	mg/kg			-	-

根据监测结果可知，项目建设场地土壤环境质量各项监测因子均满足《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）表 1 中第二类用地筛选值及管制值。

占地范围外评价区土壤环境质量的各监测因子均满足《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）中 pH＞7.5 条件下的风险筛选值及管制值。

综上，土壤污染风险较低，项目区土壤环境现状较好。

3.6 生态环境现状调查与评价

3.6.1 生态系统调查与评价

3.6.1.1 生态功能定位

根据《新疆生态功能区划》，新疆生态功能区划采用生态区、生态亚区、生态功能区三级分区系统。根据地貌特点、温湿状况和典型生态系统类型，将全疆划分为 5 个生态区，18 个生态亚区，同时根据生态服务功能重要性与生态环境敏感性，在生态亚区内再续分生态功能区，全疆共划分出 76 个生态功能区。

根据分析，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。其生态功能见表 3.6-1，项目与新疆生态功能区划位置关系见图 1.8-2。

表 3.6-1　项目所属生态功能区具体情况

生态功能分区单元			隶属行政区	主要生态服务功能	主要生态环境问题	主要生态敏感因子、敏感程度	主要保护目标	主要保护措施	适宜发展方向
生态区	生态亚区	生态功能区							
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	克拉玛依市	荒漠化控制、农产品生产	土壤盐渍化、底土粘重、废水污染、风大多沙、	土壤盐渍化轻度敏感	保护农田、防止土壤盐渍化、防风固沙、防治污染	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	建立种植、畜牧、林纸加工、商贸一体化的生态农业基地

3.6.1.2 生态系统类型

项目区生态系统主要以荒漠生态系统为主（低覆盖度草地）。项目区占地类型为草地，植被盖度较低，在 30%左右。

项目区周围生态系统主要为农田生态系统，主要是因为近年来，开荒种棉和其他经济作物，逐渐形成了农田生态系统，荒漠生态系统镶嵌在农田生态系统中。项目区域内荒漠生态系统范围较小，主要分布在农田生态系统外围。

3.6.2 植被与植物资源现状调查与评价

项目区内的荒漠生态系统植被类型为白梭梭+多枝柽柳群系，白梭梭+多枝柽柳群系属于小半乔木荒漠，建群种为梭梭和白梭梭，梭梭和白梭梭属于沙丘间低地常见灌木，植株一般高约 0.5m～1m，最高可达 1.5m～2m，植被分布不均匀，植株差别较大。稀疏的乔木中混有多枝柽柳（*Tamarix ramosissima Lcdcb*）。白梭梭高 1.5m 左右，形成盖度达 30%的建群层片。形成从属层片的一年生草本植物均为典型的沙生超旱生植物，如对节刺（*Horaninowia ulicina*）、倒披针叶虫实（*Corispermum lehmannianum*）、猪毛菜（*Salsola spp)*、沙生角果藜（*Ceratocarpus arenarius*）。

根据《国家重点保护野生植物名录》和《新疆维吾尔自治区重点保护野生植物名录》（第一批），重点保护的植物 2 种，梭梭、白梭梭均为自治区Ⅰ级保护植物。梭梭、白梭梭在评价区域为重要建群种，对防风固沙有很重要的意义。

项目区周围的农田生态系统为人工生态系统，主要为棉花和玉米等一年生经济作物，伴生有杂草。

项目生态评价区域内主要植物名录见表 3.6-2。植被类型图见图 3.6-1。

表 3.6-2　项目所在区域高等植物种类及分布环境

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

注：＋＋为多见；＋为少见。

3.6.3 野生动物现状调查与评价

（1）野生动物类型

按中国动物地理区划的分级标准，工程区属古北界、中亚亚界、蒙新区、西部荒漠亚区、准噶尔盆地小区。因该区域地处内陆盆地，气候极端干燥，按气候区划为酷热干旱区，野生动物的栖息生境极为单一。项目所在地区内分布的主要野生脊椎动物 17 种，其中爬行类 4 种、鸟类 10 种、哺乳类 3 种。爬行类的蜥蜴、哺乳类的啮齿动物和鸟类是项目区内主要建群种动物，没有国家及自治区级保护动物，具体详见表 3.6-3。

表 3.6-3　项目所在区域野生脊椎动物分布种类及遇见频度

序号	中名	学名	居留特性	分布
爬行类				
1	快步麻蜥	*Eremias velox*		+
2	黄脊游蛇	*Coluber spinalis*		+
3	旱地沙蜥	*Phrynocephalus helioseopus*		+
4	密点麻蜥	*Eremias multiocellata*		+
鸟类				
5	石鸡	*Alectoris graeca*	R	++
6	毛脚沙鸡	*Syrrhaptes paradoxus*	R	±
7	原鸽	*Columba livia*	R	+
8	岩鸽	*Columba rupestris*	R	±
9	角百灵	*Eremophila alpestris*	R	+
10	短趾沙百灵	*Calandrella cinerea*	R	+
11	小沙百灵	*Calandrella rufescens*	R	+
12	凤头白灵	*Galerida cristata*	R	+
13	毛脚燕	*Delichon urbica*	B	+
14	云雀	*Alauda arvensis*	B	+
哺乳类				
15	小五趾跳鼠	*Allactage elater*		+
16	子午沙鼠	*Meriones meridianus*		+

序号	中名	学名	居留特性	分布
17	大沙鼠	*Rhombomys opimus*		+

注：R 留鸟；B 繁殖鸟；++多见种；+常见种；±偶见种。

（2）项目区域野生动物现状评价

由于油田开发及周围农田的开垦大量人员、机械的进入，周围生态环境中人类活动频率大幅度增加，使得大型脊椎动物早已离开，因此，项目所在区域内野生动物种类和种群数量的减少是多年来开发所导致的必然趋势。

目前，油田开发力度和范围将逐步加大以及农田开垦范围的增大，会继续导致该区域野生动物种类和种群数量的减少，同时，由于人群的活动，该区域可能会增加一些特殊的伴人型动物物种，使局部地区动物组成发生一定变化，部分啮齿动物和伴人型鸟类如麻雀、田鼠等将成为该区域的优势种动物。

3.6.4 土壤类型及分布

根据国家土壤信息服务平台数据，项目区土壤类型为灰色草甸土、风沙土，详见图 3.6-2。

（1）灰色草甸土

主要分布在项目区的西北部。灰色草甸土主要是处于各类盐化草甸植被下的盐化草甸土，它的形成总是和地下水较高有密切联系。具有生草层，局部有白盐霜，土壤表层常具有 0.5m～1cm 的盐结皮，0m～30cm 处含盐量为 0.5%～1.5%。土壤表层有机质含量约 2%～5%。土壤溶液为弱碱性到碱性。剖面中碳酸盐无移动现象，石膏含量低于 1%。氧化还原层具有锈斑和母质的片状层理。潜育层为灰蓝色或猪肝色，有时有石灰结核。

（2）风沙土

风沙土主要处于温带半干旱、干旱、极端干旱的草原、荒漠草原及荒漠地带。

气温变化大，年温差和日温差悬殊，常年多风，风期长，风力大，是风沙土形成的基本动力。风沙土是在风沙性母质上发育起来的，质地较粗，物理性粘粒很少，因风蚀风积交替作用，使土壤发育处于不断的复幼状况下，植被稀疏，生物作用微弱，使有机物质积累很少，成土过程十分微弱，只在土壤表层 0.5cm～1cm 有微弱的分化，有机质含量明显高于下层。这是由于古尔班通古特沙漠冬季

有稳定的积雪，在春季积雪融化后，沙土层中便得到一定量的水分补给，在 4～5 月间，土壤含水率可达 20g/kg～30g/kg，为短命和类短命植物生长提供了生存条件，地表植被覆盖度可达 40%～60%，到 7～8 月处于休眠状态。正是这些短命和类短命植物生长和循环过程，使沙土层地表形成了微弱的有机质积累，其它土壤理化性状无明显差异，剖面层次分化不明显。

3.6.5 土地利用现状

根据现场调查，根据遥感调查结果，采用图形叠加法对评价范围内的生态现状进行分析，即将遥感影像与平面布置图进行叠加，并参照《土地利用现状分类》（GBT21010-2017），以确定评价范围内土地利用类型，并统计各类土地利用类型的面积，将成果绘制成土地利用现状图。

根据项目土地利用现状图及现场勘查，项目占地类型全部为草地，项目土地利用类型图详见图 3.6-3。

3.6.6 土壤侵蚀现状调查与评价

3.6.6.1 区域水土流失现状

根据《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），项目区不在新疆自治区级水土流失重点预防区和重点治理区范围内。

根据《2019 新疆维吾尔自治区水土保持公报》（以下简称《公报》）中的水土流失动态监测数据，克拉玛依市克拉玛依区水土流失类型主要是风力侵蚀，其中轻度侵蚀面积 3467.94km^2，占县域面积的 97.96%，根据 2019 年自治区土壤侵蚀现状图，本项目位于轻度侵蚀范围内，具体详见图 3.6-4。

3.6.6.2 区域沙化土地现状

根据《新疆维吾尔自治区第五次沙化土地监测面积汇总表》（2014 年）可知，项目区为非沙化土地。详见图 3.6-5。

4 环境影响预测与评价

4.1 施工期环境影响分析

4.1.1 施工期大气环境影响分析

本项目在施工期对环境空气的影响主要来自两个方面：一是在管线敷设、道路工程、场站工程等在建设过程中产生的扬尘；二是各种施工燃油机械及运输车辆的尾气。

（1）施工扬尘

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

湿度、施工机械和运输车辆行驶速度、近地面风速是影响道路扬尘污染强度的最主要因素，此外风速和风向还直接影响道路扬尘的污染范围。

①风力扬尘

建材的露天堆放、裸露场、施工作业产生的风力扬尘，这类扬尘的主要特点是受作业时风速的影响，一般情况下，施工工地在自然风作用下产生的扬尘所影响的范围在 100m 以内。

堆场扬尘量的经验计算公式为：

$$Q = 2.1(V_{50} - V_0)^3 e^{-1.023w}$$

式中：Q—起尘量，kg/吨.年；

V_{50}—距地面 50 米处风速，m/s；

V_0—起尘风速，m/s；

W—尘粒的含水量，%。

起尘风速与粒径和含水量有关，粉尘在空气中的扩散稀释与风速等气象条件有关，也与粉尘本身的沉降速度有关。不同粒径粉尘的沉降速度见表 4.1-1。由表可知，粉尘的沉降速度随粒径的增大而迅速增大。当粒径为 250 微米时，沉降速度为 1.005m/s，因此可认为当尘粒大于 250 微米时，主要影响范围在扬尘点下

风向近距离范围内，而真正对外环境产生影响的是一些微小粒径的粉尘。

表 4.1-1　不同粒径尘粒的沉降速度

粉尘粒径(μm)	10	20	30	40	50	60	70
沉降速度(m/s)	0.003	0.012	0.027	0.048	0.075	0.108	0.147
粉尘粒径(μm)	80	90	100	150	200	250	350
沉降速度(m/s)	0.158	0.170	0.182	0.239	0.804	1.005	1.829
粉尘粒径(μm)	450	550	650	750	850	950	1050
沉降速度(m/s)	2.211	2.614	3.016	3.418	3.820	4.222	4.624

施工场地扬尘对大气的影响范围主要在工地围墙外 100m 以内，由于距离的不同，其污染影响程度亦不同，在扬尘点下风向 0～50m 为重污染带，50～100m 为较重污染带，100～200m 为轻污染带，200m 以外对大气影响甚微。据类比调查，在一般气象条件，施工扬尘的影响范围为其下风向 150m 内，被影响的地区 TSP 浓度平均值为 0.49mg/m^3 左右。

参照同类施工场地的一般做法，施工场地可用塑料编织袋布置围栏，场地经常洒水保持表土湿润，物料运输车辆采用密闭的专用车辆等，在采取有效的防尘措施后，施工场地扬尘的影响范围基本可控制在 50m 范围内，随着距离的增加，浓度迅速减小。本项目距离周边敏感点较远，施工扬尘对周边居民影响很小。

②车辆行驶扬尘

据文献报导，在施工过程中，车辆行驶产生的扬尘占总扬尘的 60%以上。车辆行驶产生的扬尘，在完全干燥的情况，可按以下经验公式计算：

$$Q = 0.123\left(\frac{v}{5}\right)\left(\frac{w}{6.8}\right)^{0.85}\left(\frac{p}{0.5}\right)^{0.75}$$

式中：Q—汽车行驶的扬尘量，kg/km·辆；

V—汽车速度，km/h；

W—汽车载重量，吨；

P—道路表面粉尘量，kg/m^2。

表 4.1-2 为一辆 10 吨卡车，通过一段长为 1km 的路面时，不同路面清洁程度，不同行驶速度情况下的扬尘量。

从上面的公式以及表 4.1-2 可见，在同样的路面条件下，车速越快，扬尘量

越大；在同样的车速情况下，路面越脏，扬尘量越大。

表 4.1-2　不同车速和地面清洁程度的汽车扬尘量（单位：kg/km·辆）

清洁 车速	0.1 (kg/m²)	0.2 (kg/m²)	0.3 (kg/m²)	0.4 (kg/m²)	0.5 (kg/m²)	1.0 (kg/m²)
5(km/h)	0.0511	0.0859	0.1164	0.1444	0.1707	0.2871
10(km/h)	0.1021	0.1717	0.2328	0.2888	0.3414	0.5742
15(km/h)	0.1532	0.2576	0.3491	0.4332	0.5121	0.8613
25(km/h)	0.2553	0.4293	0.5819	0.7220	0.8536	1.4355

施工材料运输车辆进出产生的扬尘量较小，只要控制车速，做到减速慢行，项目建设规模小，施工材料运输量不大，间断的运输车辆道路扬尘对周边环境敏感点环境空气影响总体小。

减少露天堆放和保证一定的含水率及减少裸露地面是减少风力起尘的有效手段。如果在施工期间对车辆行驶的路面实施洒水抑尘，每天洒水 4~5 次，可使扬尘减少 70%左右。表 4.1-3 为施工场地洒水抑尘的实验结果，结果表明实施每天洒水 4~5 次进行抑尘，可有效的控制施工扬尘，可将 TSP 污染距离缩小到 20~50m 范围。

表 4.1-3　施工场地洒水抑尘实验结果

距离（m）		5	20	50	100
TSP 小时平均浓度（mg/m3）	不洒水	10.14	2.89	1.15	0.86
	洒水	2.01	1.40	0.67	0.60

因此，限速行驶及保持路面清洁，同时适当洒水是减少汽车扬尘的有效手段。

（2）汽车尾气

施工期施工作业机械有载重汽车、柴油动力机械等燃油机械，排放的污染物主要有 CO、NO_2。据类似工程监测，在距离现场 50m 处，CO、$NO_2$1 小时平均浓度分别为 0.2mg/m^3 和 0.13mg/m^3，日平均浓度分别为 0.13mg/m^3 和 0.062mg/m^3，均可达到《大气污染物综合排放标准》无组织排放监控浓度限值标准要求，其影响范围在 200m 以内的范围。

综上，施工期大气污染源源强不大，而且施工期较短，施工扰动面积有限，污染属于阶段性的局部污染，施工结束后污染即消失，因此，本项目施工对周围大气环境影响较小。

4.1.2 施工期废水影响分析

施工期主要水污染源为施工生产废水和施工人员日常生活污水。

（1）施工生产废水

施工中混凝土的养护、场地冲洗等过程会产生一定的生产废水，项目配套建有临时沉淀池，施工生产废水排入沉淀池处理后循环使用或用于场地洒水抑尘，不会对周边环境产生明显影响。

（2）生活污水

生活污水主要是施工期间施工人员日常生活产生的一定量的生活污水，主要污染物为 COD、SS、氨氮，生活污水水质简单，产生量少。项目配套建设移动式卫生厕所，不外排。

综上，施工期的废水对环境的影响较小，并且随着施工期的结束而消失。

4.1.4 施工期噪声环境影响分析

4.1.4.1 站场施工场地影响分析

（1）施工噪声源分析

施工机械噪声是项目施工建设中主要的噪声污染源，建筑施工的机械作业一般位于露天，其噪声传播距离远，影响范围大，是重要的临时性声源。常用的施工机械有：挖掘机、推土机、打桩机、夯土机、混凝土搅拌机、振动碾等，其设备噪声级为 71～100dB(A)。类比调查施工噪声源强列于表 4.1-4。

表 4.1-4　主要施工机械设备的噪声级

施工阶段	设备名称	噪声强度（dB(A)）
土石方阶段	挖掘机	85
	装载机	85
结构阶段	振捣器	105
	电锯	105
	中型载重车	85
	升降机	80
	混凝土搅拌机	90
	大型载重车	85

施工阶段	设备名称	噪声强度（dB(A)）
设备安装阶段	大型载重车	85
	电钻	95
	无齿锯	105
	电锯	105
	轻型载重车	85

（2）噪声预测模式

施工期的噪声源为点声源，本评价采用点声源模式预测施工期声对环境的影响，仅考虑距离衰减。施工期预测模式如下：

$$Lr=Lr_0-20\lg(r/r_0)$$

式中：Lr——评价点噪声预测值，dB(A)；

Lr_0——位值 r_0 处的声级，dB(A)；

r——为预测点距声源距离，m；

r_0——为参考点距声源距离，m；

采用衰减模式预测施工设备的噪声影响值，各设备声源在不同距离的衰减结果见表 4.1-5。

表 4.1-5　施工期噪声设备在不同距离的噪声衰减及贡献值（单位：dB(A)）

据声源距离		1m	10m	20m	30m	50m	100m	150m	200m	250m
各声源不同距离贡献值	推土机	96	76	70	66.5	62	56	52.5		
	挖土机	86	66	60	56.5	52	46			
	翻斗机	86	66	60	56.5	52	46			
	移动式空压机	92	72	66	62.5	58	52			
	平地机	86	66	60	56.5	52	46			
	混凝土搅拌机	95	75	69	65.6	61	55	51.5	49	
	振动碾	100	80	74	70.5	66	60	56.5	54	
	打桩机	105	85	79	75.5	71	65	61.5	59	54.5
	卡车	85	65	59	55.5	51	45			
	电锯	95	75	69	65.6	61	55	51.5	49	

从上表中可看出，施工机械噪声在昼间影响较小，一般在距离噪声设备 100m 外，其设备噪声贡献值就可低于建筑施工场界昼间噪声限值(70dB)。夜间噪声低于 85dB 的机械设备在 100m 以外，其设备噪声贡献值低于或接近建筑施工场界夜间噪声限值(55dB)；挖掘机、推土机、混凝土搅拌机、打桩机、电锯等对周围环境影响较大，须在 250m 处才能达到夜间施工限值。

经调查，项目周边 3km 无声环境敏感目标，且施工噪声的影响是暂时的，一旦施工活动结束，施工噪声的影响也就随之结束，对声环境影响很小。

4.1.4.2 车辆运输噪声影响分析

本项目施工期间，进出的运输车辆增加，运输车辆进出时行驶速度较慢，一般为 25～30km/h 左右，主要为大型车辆，大型车在距离行驶中心线处的噪声值约为 77～78dB(A)。

（1）预测模式

运输噪声的预测因子为等效 A 级声级。影响交通噪声的因素很多，主要包括道路的交通参数（车流量、车速、车种类等），道路的地形地貌条件，路面设施等。

本评价次预测模式选择《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ2.4-2009）所列预测模式：

Ⅰ第 i 类车等效声级的预测模式

$$L_{eq}(h)_i = \left(\overline{L_{0E}}\right)_i + 10\lg\left(\frac{N_i}{V_i T}\right) + 10\lg\left(\frac{7.5}{r}\right) + 10\lg\left(\frac{\psi_1 + \psi_2}{\pi}\right) + \Delta L - 16$$

式中：$L_{eq}(h)_i$—第 i 类车的小时等效声级，dB(A)；

$\left(\overline{L_{0E}}\right)_i$—第 i 类车速度为 Vi，km/h；水平距离为 7.5m 处的能量平均 A 声级，dB(A)；

N_i—昼间，夜间通过某个预测点的第 i 类车平均小时车流量，辆/h；

r—从车道中心线到预测点的距离，m，（r>7.5m）；

V_i—第 i 类车的平均车速，km/h；

T—计算等效声级的时间，1h；

ψ_1、ψ_2—预测点到有限长路段两段的张角，弧度；

ΔL—由其他因素引起的修正量，dB(A)。

II 总车流等效声级为：

$$Leq(T)=10\lg\left(10^{0.1Leq(h)大}+10^{0.1Leq(h)中}+10^{0.1Leq(h)小}\right)$$

（2）预测结果

根据上述公式计算得到运输噪声预测结果见表 4.4-3。

表 4.1-6　运输噪声影响预测结果（单位：dB(A)）

距离 / 道路名称	20m	40m	60m
油区道路	41.0	39.0	37.7

注：夜间按不运输计算。

在不考虑高程差的情况下，从预测结果来看，在没有设置减速路障，公路两侧 20m 距离昼间可以满足 2 类区标准要求。运输路线沿途无声环境敏感点，故本项目交通噪声对周围声环境影响较小。

4.1.5 施工期固废影响分析

项目建设期间由于表土剥离、场地平整、建筑拆迁垃圾等产生土石方，主要是施工土石方、建筑垃圾和施工人员生活垃圾。

（1）施工土石方：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。本项目不产生集中弃土。

（2）建筑垃圾：主要包括土建工程垃圾、安装工程的金属废料等，应采取有效措施，及时收集、清理。采取回收和综合利用等方法，充分利用资源；对不能再利用的建筑垃圾，可送当地建筑垃圾处理场处理。严禁随意丢弃、堆放，造成景观污染。

（3）施工生活垃圾：项目建设施工期施工人员的生活垃圾利用垃圾箱（筒）收集，清运至克拉玛依市生活垃圾填埋场进行卫生填埋。

综上，只要加强管理，并严格按照本评价提出的防范措施妥善处置施工期产生的固体废物，不会对周围环境产生明显影响。

4.1.6 施工期对土壤环境影响分析

（1）管线临时占地对土壤环境的影响

本工程管线临时占地中开挖和回填对土壤的影响主要为：破坏土壤原有结构，混合土壤层次、改变土壤质地；影响土壤养分；影响土壤紧实度；土壤污染；影响土壤物理性质。

（2）施工各种废弃物对土壤的影响

施工废物也会对土壤环境产生影响，包括施工建筑垃圾、施工生活垃圾等，如塑料袋。这些残留于土壤的固体废物，难于分解，被埋入土壤中会长期残留，影响土壤和植物生长。

综上，油气田开发对土壤影响，呈点块状（如井场、站场等）和线状（如集输管线和井场道路等）分布，影响范围明确，有一定的影响。

4.2 运营期环境影响分析

4.2.1 运营期大气环境影响分析

4.2.1.1 大气环境影响预测

根据工程分析内容，项目运营期采气井场采用电加热，本项目的废气污染物主要为油气集输、处理及储存过程无组织排放的烃类气体、导热油炉燃烧烟气和火炬放空的燃烧废气。

本项目核定的大气评价等级为二级，按《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ2.2-2018）的相关规定：“二级评价项目可不进行进一步预测，只对污染物排放量进行核算”，因此，本次评价仅采用 AERSCREEN 模式进行预测评价，不进行进一步预测分析。

4.2.1.1.1 污染源参数

拟建项目无组织污染面源参数调查清单见表 4.2-1、表 4.2-2。

表 4.2-1　点源参数表

编号	名称	排气筒底部中心坐标/m		排气筒底部海拔高度/m	排气筒高度/m	排气筒出口内径/m	烟气流速/（m/s）	烟气温度/K	年排放小时数/h	排放工况	污染物排放速率/(kg/h)	
		X	Y								污染物	排放速率
P1	导热油炉燃烧烟气			289	15	0.4	0.33	373	7920	正常	SO_2	5.56E-03
											NO_X	0.0958
P2	火炬放空燃烧废气			290	50	0.4	23.83	373	660	非正常	SO_2	3.94E-03
											NO_X	0.0697

注：以天然气处理站西北角为原点，坐标为（　　）。

表 4.2-2　面源参数表

编号	名称	面源各顶点坐标/m		面源海拔高度/m	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					污染物	排放速率
A1	油气集输、处理废气			289	5	7920	正常	非甲烷总烃	2.4
A2	储罐装车废气			291	8	7920	正常	非甲烷总烃	0.11

注：以天然气处理站西北角为原点，坐标为（　　）。

4.2.1.1.2 预测模式

（1）模型选用

采用《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）中推荐的估算模型AERSCREEN 进行估算。

（2）估算模型参数

估算模型参数选择见表 4.2-3。

表 4.2-3 估算模型参数表

参数		取值
城市/农村选项	城市/农村	农村
	人口数（城市选项时）	/
最高环境温度/℃		44.2
最低环境温度/℃		-31.9
土地利用类型		荒漠
区域湿度条件		干燥
是否考虑地形	考虑地型	☑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/°	/

4.2.1.1.3 预测结果

预测结果见表 4.2-4、表 4.2-5。

表 4.2-4 估算模型计算结果表（有组织）

下风向距离/m	SO_2 预测质量浓度/(μg/m³)		SO_2 占标率/%		NO_X 预测质量浓度/(μg/m³)		NO_X 占标率/%	
	P1	P2	P1	P2	P1	P2	P1	P2
10	0.053	0.0001	0.011	0.00002	0.912	0.002	0.365	0.001
25	0.391	0.014	0.078	0.003	6.740	0.243	2.696	0.097
50	0.356	0.046	0.071	0.009	6.130	0.818	2.452	0.327
75	0.284	0.034	0.057	0.007	4.890	0.596	1.956	0.238
100	0.217	0.024	0.043	0.005	3.750	0.417	1.500	0.167
200	0.197	0.043	0.039	0.009	3.400	0.766	1.360	0.306

下风向距离/m	SO_2 预测质量浓度/(μg/m³)		SO_2 占标率/%		NO_X 预测质量浓度/(μg/m³)		NO_X 占标率/%	
	P1	P2	P1	P2	P1	P2	P1	P2
500	0.124	0.039	0.025	0.008	2.130	0.682	0.852	0.273
1000	0.095	0.028	0.019	0.006	1.640	0.500	0.656	0.200
1500	0.079	0.022	0.016	0.004	1.360	0.387	0.544	0.155
2000	0.02	0.018	0.004	0.004	0.54	0.311	0.216	0.124
下风向最大质量浓度及占标率/%	0.391	0.046	0.078	0.009	6.740	0.818	2.696	0.327
最大落地浓度距离/m	20	50	/		20	50	/	
$D_{10\%}$最远距离/m	/	/	/		/	/	/	

表 4.2-5　估算模型计算结果表（无组织）

下风向距离/m	非甲烷总烃预测质量浓度/(μg/m³)		占标率/%	
	A1	A2	A1	A2
10	109	12.0	5.45	0.60
25	110	13.1	5.50	0.66
50	111	14.7	5.55	0.74
75	113	16.3	5.65	0.82
100	114	17.8	5.70	0.89
200	120	24.4	6.00	1.22
500	137	24.8	6.85	1.24
1000	162	18.6	8.10	0.93
1500	175	15.0	8.75	0.75
2000	159	12.2	7.95	0.61
下风向最大质量浓度及占标率/%	178	26.9	8.90	1.35
最大落地浓度距离/m	1370	323	/	
$D_{10\%}$最远距离/m	/	/	/	

由上表可知，本项目无组织排放的非甲烷总烃下风向最大落地浓度为178μg/m³，最大浓度出现的距离为下风向1370m，对周围环境空气的贡献值较小，占标率为Pmax=8.90%。

4.2.1.2 小结

本项目运营时期为持续的长期影响，项目区大气扩散条件较好，经预测对大气污染物浓度贡献值小，不会使区域环境空气质量发生显著改变，项目导热油炉、火炬有组织排放烟气中的 SO_2、NO_X 最大落地浓度均可满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级浓度限值；油气集输及储罐装车无组织排放的非甲烷总烃的最大落地浓度满足参考的《大气污染物综合排放标准详解》中非甲烷总烃浓度限值，非甲烷总烃到达区块边界浓度可满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）的场界标准限值（4mg/m^3）。

综上所述，项目所排放的大气污染预测浓度能满足相关环境质量标准要求；可满足相关无组织排放浓度排放限值要求，可达标排放，项目周边 2.5km 范围内无环境敏感目标。

4.2.1.3 大气污染物核算

大气污染物排放量核算表见表 4.2-6 至 4.2-8。

表 4.2-6　大气污染物有组织排放量核算表

排放口编号	污染物	核算排放浓度限值/（mg/m^3）	核算排放速率限值/（kg/h）	核算年排放量/（t/a）
主要排放口				
/	/	/	/	/
主要排放口合计	/			/
一般排放口				
P1	SO_2	3.75	5.56E-03	0.044
	NO_X	64.68	0.0958	0.759
P2	SO_2	3.66	3.94E-03	0.026
	NO_X	64.68	0.0697	0.460
一般排放口合计	SO_2			0.070
	NO_X			1.219
全厂有组织排放总计				

排放口编号	污染物	核算排放浓度限值/（mg/m³）	核算排放速率限值/（kg/h）	核算年排放量/（t/a）
全厂有组织排放总计	SO_2			0.070
	NO_X			1.219

表 4.2-7　大气污染物无组织排放量核算表

序号	排放口编号	产污环节	污染物	主要污染物防治措施	国家或地方污染物排放标准		年排放量/（t/a）
					标准名称	浓度限值/（mg/m³）	
1	A1	油气集输、处理	非甲烷总烃	采用密闭混合输送工艺	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）	4.0	19
2	A2	储罐装车	非甲烷总烃	采用油气回收装置回收，回收率>97%，处理后无组织排放	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）	4.0	0.876
无组织排放合计/（t/a）							
无组织排放总计			非甲烷总烃		19.876		

表 4.2-8　大气污染物年排放量核算表

序号	污染物	年排放量/（t/a）
1	SO_2	0.070
2	NO_X	1.219
3	非甲烷总烃	19.876

4.2.2 运营期地表水环境影响分析

项目区域内没有地表水系，集输管道沿线无穿越任何地表水体。在气田正常开采及油气集输过程中，运营期产生的废水主要包括井场产生的井下作业废水、天然气处理站产生的采出水、检修清洗排污水和生活污水。

（1）井下作业废水（洗井水）：井下作业严禁废水外排，采用专用废液收集罐收集，拉运至 51#联合站污水处理系统进行处理，达到《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T5329-2012）标准后，由联合站统一调配，不外排进入环境，不会对地表水环境产生环境影响。

（2）采出水：天然气处理站产生的采出水暂存至站内采出水储罐内（配套

6 具橇装 60m^3 水罐）；定期拉至 51#联合站污水处理系统进行处理，达标后回注地层，达到《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T5329-2012）标准后，由联合站统一调配，不外排进入环境，不会对地表水环境产生环境影响。

（3）生活污水：运营期职工产生的生活污水排入自建化粪池预处理后，定期拉运至克拉玛依市第二污水处理厂。

综上，本项目产生的废水均不直接向周边地表水环境排放，不与周边地表水体发生水力联系，不会对地表水环境产生环境影响。

4.2.3 地下水环境影响分析

4.2.3.1 评价区域水文地质特征

（1）区域水文地质条件

项目所在的克拉玛依市位于准噶尔盆地西北缘，地下水的赋存与分布直接受构造控制，水文地质分带明显，并与地貌岩相带相适应，从加依尔山山前向准噶尔盆地中心，即由山地过渡为山前洪积倾斜平原-洪积冲积平原-冲积湖积平原。地下水含水层结构，由单一的卵砾石层变为砂砾（卵）石、砂、粘性土的综合互层。地下水类型由基岩裂隙水、碎屑岩类孔隙裂隙水、松散岩类裂隙水单层结构的潜水过渡到多层结构的潜水-承压（自流）水。从山前洪积砾质倾斜平原到冲积湖积平原，潜水的埋藏深度由深逐渐变浅，呈平行山地的带状分布。地下水在山区接受大气降水直接渗入的补给，在强烈的构造断裂、节理、裂隙的控制下径流、赋存、运移，以侧向径流的形式排泄向南东方向，大部分以地下径流的形式排泄到盆地中部冲湖积平原，小部分以泉的形式溢出地表。

项目区大部分位于天山北麓冲洪积细土平原，地貌以冲洪积细土平原为主。天山北麓冲洪积细土平原地形平坦开阔，微向北西倾斜。为各大河流下游汇聚、游荡、冲积而成，古河道、牛轭湖、现代人工渠系十分发育，植被茂盛，土壤盐渍化程度较高，局部有零星分布沙漠；地表以下数十米均为第四系全新统冲积物，岩性为亚粘土、粘土与砂层互层。古尔班通古特沙漠西缘边小拐镇以南一带为沙漠区。形态主要有活动性新月形沙丘、沙垄，多呈近南北向或北西向展布，复合形沙垄及固定-半固定性灌丛沙丘、平沙地等。在沙丘、沙垄之间分布有风蚀洼

地，呈长带状、浅碟状，局部裸露出下垫层的第四系全新统冲积物。风成平原整体地形呈波状起伏，东高西低，主风向北西。西北侧成吉思汗山倾斜平原，西北侧起山前接触带，南至项目区一带，地层岩性为砂砾层、含砾亚砂土。倾斜平原区以及细土平原区砂石层为松散岩类孔隙裂隙水提供了良好地下水储存场所。

项目区所在区域绝大部分属于南部的天山水系地下水系统，从南部天山山区分水岭到平原、古尔班通古特沙漠西缘构成一个完整的水文地质单元。按区域地下水运动规律，南侧的天山山区是地下水的总发源地和补给区，中山带是地下水补给、径流、排泄交替带，山前倾斜砾质平原及细土平原区是地下水径流、排泄区，沙漠地带是以蒸发为主的地下水排泄区。

（2）水文地质分区

分区原则：主要是结合地貌、第四纪上部地层沉积条件、考虑水源补给及水文地质条件综合进行划分的，再根据水文埋深、富水程度、矿化度的高低进行地带和地段的划分。

①包古图河洪-冲积潜水区

富水地带，处于低洼地积洪和冲积扇的边缘，现代包古图河河水流经地区。靠上部为砾石含水层，近补给水源，但地势较陡，储水条件不利，含水层很薄。水型为重碳酸盐类型的低矿化度水地段。靠下部地势平坦，岩性变细，水层多为细砂薄层，水型为硫酸、重碳酸盐型，矿化度 4～35g/L，潜水不丰富。贫水地带，处于陡地带，又远离河流，所以推测水源贫乏。

②奎屯河岸潜水区

低矿化水地带：分布在奎屯河沿岸共青团农场一个狭窄带，受奎屯河水补给，含水层岩性为细砂、粉砂，厚度在 3m～9m，水位埋深较浅，水化学类型为硫酸-重碳酸盐型，矿化度一般小于 2g/L。

中高矿化度带：分布在独克公路以西，车五坊西南的沿奎屯河地带，含水层岩性为细砂-粉砂薄层，厚度为 4m～10m，最大 15m，主要受奎屯河和东南和南部地下水径流补给，在该点汇合，径流较缓慢，水化学系类型为氯化物-硫酸盐和硫酸盐-氯化物型，矿化度一般小于 2g/L。

③玛纳斯河床浅水区

该区分布狭小，含水岩性为中砂—细砂，含水层厚度约为 20m，直接受玛纳斯河河水补给，水源较可靠，井的涌水量在 0.5～1L/s，矿化度 0.8～5g/L。水化学类型为重碳酸-硫酸盐和硫酸-氯化物盐水型。

④车排子-山前涝坝复杂补给排泄区

农田灌溉地带：在车排子一带大量地灌水，使水位发生一定程度的变化，改变了原来潜水的状况，在较远奎屯河岸灌溉补给地段，水位埋深较浅，含水层岩性为细砂、砂砾，含水层厚度在 4m～10m，矿化度在 2～12g/L，水型为硫酸-重碳酸盐水和硫酸-氯化物水，在靠近奎屯河岸为灌水的排泄地段，矿化度 2g/L，水型为硫酸-重碳酸盐水。

⑤沙漠中部地下水混合聚集区

该区包气带岩性为粉砂、细砂为主，局部夹粘土层。含水层岩性为砂，砾砂，中细砂，水层厚度 20m～30m，储水条件好，但地势平坦，为四周水源的集中地带，地下水循环较慢，地下水埋深较大，通过调查得知该区潜水地下水埋深在 90m 左右，流向为从东南到西北，矿化度 30～50g/L，水化学类型为硫酸盐-氯化物-镁-钙型，为高矿化度地段。

（3）项目区水文地质

①地下水类型，含水层及富水特征

项目区大部分位于大部分属玛纳斯河冲洪积细土平原。按照地下水含水介质分，地下水类型为第四系松散岩类孔隙潜水和承压水，具有单一结构和双层、多层结构；双层、多层结构的地下水具有承压性。

1）单一结构潜水含水层及富水性

潜水在项目区内分布较少，仅分布于项目区西北部边界的山前陡倾斜平原区；西北侧起山前接触带，南至项目区边界一带。含水层岩性为第四纪冲洪积卵砾石层和钙质胶结卵砾石层（砾岩），为单一结构的潜水；其下隔水底板为第三系紫红色泥岩、泥质粉砂岩及粉砂质泥岩等。地下水水位埋深＞50m，富水性中等，水量在 100～1000m_3/d。

2）承压水含水层及富水性

大范围的分布于项目区内，主要为项目区车排子镇至一二九团北部的细土平

原区和沙漠区。大多地段表现为上部潜水、下伏承压水或自流水的双层或多层含水层结构。

上部潜水：潜水分布于区域绝大部分地段，局部为潜水-承压水互层。含水层岩性以中细砂、粉细砂为主。水位埋深由东向西逐渐增加，潜水水深在 10m～20m。含水层厚度不一，厚度 5m～30m。富水性极弱区，水量少，单井涌水量 10～100m_3/d•m，渗透系数为 1.02m/d。富水性极弱区，单井涌水量 10～100m_3/d•m。

下伏孔隙承压含水层：承压含水层为双层或多层结构，岩性以粉细砂为主，隔水层为粉质粘土、粉土，厚度不等。区内承压含水层厚度变化较大，整体由东向西，由南向北逐渐变薄，岩性由南向北逐渐变细，其富水性也由强变弱。深部承压水水质较好，咸淡水界面在垂向上由南向北逐渐加深，区内含水层富水性为弱富水性区。依据收集资料，浅部承压水水位埋深 15m～30m，含水层单层厚 3m～30m 不等，富水性较弱，单位涌水量 100～500m_3/d•m，渗透系数 1.07m/d。

②地下水补给、径流、排泄条件

项目区大部分位于冲洪积细土平原，上覆潜水补给来源于渠系入渗、农田灌溉入渗、降水入渗及下伏承压水的越流补给，下伏承压水主要接受侧向径流补给。地下水径流方向总体为西南-东北向。地下水径流条件较差，以垂向交替运动为主。在含水层内部存在深部承压水的顶托补给，以及上覆潜水与下伏承压水之间的越流补给。地下水的排泄方式主要为细土平原区的人工灌溉开采，油气田生产开采，植物蒸腾也是其排泄之一。

③地下水化学特征

项目区地势平缓，岩性颗粒变细，径流条件差，潜水埋深浅，蒸发浓缩作用增强，在地下水处于滞流状态及温度不断增高情况下，产生脱碳酸作用，使水中的 SO_4^{2-}离子相应增加，潜水多为高矿化的微咸水、咸水，局部还有盐水、卤水。水化学类型主要是 SO_4^{2-}•Cl—Na•Cl 型水，最终向 Cl•SO_4^{2-}和 Cl•Na 型水，矿化度 1～3g/L。零星沙漠一带，矿化度大于 3g/L，局部可达 50g/L。

承压（自流）水水质普遍较好，矿化度小于 1g/L，地下水类型以 HCO_3•SO_4—Ca 型、SO_4•HCO_3—Ca•Na 型水为主，适合灌溉。

项目区水文地质示意图见图 4.2-1。

4.2.3.3 运营期正常状况下对地下水环境影响分析

（1）井下作业废水对地下水的影响

井下作业废水严禁直接外排，由作业单位自带回收罐回收，井下作业废水先运至51#联合站污水处理系统处理，处理达标的上清液回注地层，底泥暂存在联合站，定期交由有资质的单位进行无害化处置，不对地下水产生不利影响。

（2）采出水对地下水的影响

根据开发方案，本项目采出水进入51#联合站进行处理，经处理后回注地层。

51#联合站污水装置处理规模为2000m^3/d，目前实际处理量约9000m^3/d，中佳2_H区块采出水产生量日最大为37.4m^3，因此，51#联合站污水处理系统可满足本区块新增采出废水处理要求，处理达标后回注，不排入外环境。根据油气田开发多年的经验，将处理后的采出水回注到油层，回注深度可达到2000m，远远超出含水层的深度，因此，采出水回注对地下水环境基本无影响。

本项目采出水处理达标后回注地层，不存在污染地下水的可能，油田注水不会对地下水产生影响。

（3）落地油对地下水的影响

落地油主要产生于气井采气树的阀门、法兰等处正常及事故状态下的泄漏、管线破损以及井下作业产生的落地油。本项目要求井下作业时带罐作业，井口排出物全部进罐，做到凝析油100%回收。

本项目地处干旱少雨的荒漠地带，地表干燥，落地油主要污染表层土壤。由于土壤对石油分子的吸附作用，土壤中石油类污染物大多集中在 0～20cm 的表层，最大下渗一般不会超过 1m。项目开发区域的气候干旱少雨，不存在大量降水的淋滤作用，因此，落地油没有进入地下水层的途径，不存在污染地下水的可能。

综上所述，正常生产状况下，项目在生产运行过程中落地油不会对地下水环境产生影响，但考虑到长期积累情况下，可能存在影响，应加强收集措施及管理要求，确保落地油100%回收。

（4）含油污泥对地下水的影响

本项目产生的含油污泥，暂存在污油回收罐（1座20m^3储罐）内，定期委托

有资质的单位进行无害化处置，不会对当地地下水产生影响。

（5）开采前后对地下水流场的影响

本项目气井在施工过程中采用两层套管序列井身结构，采用下套管注水泥固井完井方式进行了水泥固井。根据地下水资料可知，本项目区域浅层地下水深度在 5～10m，承压水埋深约在 50～100m，一开钻井采用水泥固井，钻至 600m，对潜水层以及承压水层所在地层进行了固封处理，可以确保井壁不会发生侧漏，有效隔离含水层与井内泥浆的交换，有效保护地下水层；二开完井井深 3800m；因此，项目开采前后不会对项目区域地下水流场产生影响。

4.2.3.4 事故工况下对地下水的影响分析

（1）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 1-2d 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。

（2）凝析油泄漏对地下水的影响

事故状态下，本项目稳定凝析油储罐、单井采气管线破损泄露导致油品外泄，石油类污染物有可能通过包气带土层渗漏进入地下含水层，对地下水造成污染影响。

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情景设置

本次评价针对集气干线和凝析油储罐（1000m^3）泄漏对地下水产生的影响进行预测，按最不利情景考虑假设条件：1）假设集气干线发生全管径泄漏，取DN100管径；2）假设储罐罐底出现穿孔（孔径20cm），且防渗层全部失效。

根据伯努利方程进行泄漏量计算，计算公式如下：

$$Q_L = C_d A\rho\sqrt{\frac{2(P-P_0)}{\rho}+2gh}$$

式中：Q_L—液体泄漏速率，kg/s；

P—容器内介质压力，kPa；

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；

g—重力加速度；

h—裂口之上液位高度，m，取0m；

ρ—泄漏液体密度，kg/m^3，在此取780.5kg/m^3；

经计算，在设定事故条件下，凝析油泄漏速率见下表。

表4.2-9　设定事故条件下管线、储罐的泄漏速率计算结果

事故类型	裂口面积/m^2	裂口之上液位高度/m	容器内介质压力/MPa	事故应急时间/min	泄漏速率/(kg/s)	泄漏量/t
集气干线泄漏	0.00785	0	2.5	10	8.43×10^{-4}	0.15
单个凝析油储罐泄漏	0.0314	11.8	0.2	10	231.32	138.8

（2）预测因子

选取油气田开发项目特征污染物石油类。

（3）预测模型

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016），采用解析法进行预测，预测模型采用《环境影响评价技术导则-地下水环境》（HJ610-2016）推荐的一维稳定流动一维水动力弥散问题中的计算公式进行估算，概化条件为一维半无限长多孔介质柱体，一端为定浓度边界，且不考虑水流的源汇项目，对污染物在含水层中的吸附、挥发、生物化学反应等不作考虑，当作保守性污

染物考虑，其一维连续污染物运移预测方程为：

$$C(x,t)=\frac{m/w}{2n_e\sqrt{\pi D_L t}}e^{-\frac{(x-ut)^2}{4D_L t}}$$

$$u=KⅠ/ne$$

$$D_L=a_L\times u$$

式中：x—预测点距污染源强的距离(m)；

t—预测时间(d)；

C(x,t)—t 时刻 x 处的污染物浓度(mg/L)；

m—地下水污染源强浓度(mg/L)；

W—横截面面积，m^2；

u—水流速度(m/d)；

n_e—有效孔隙度，无量纲；

D_L—纵向弥散系数，m^2/d；

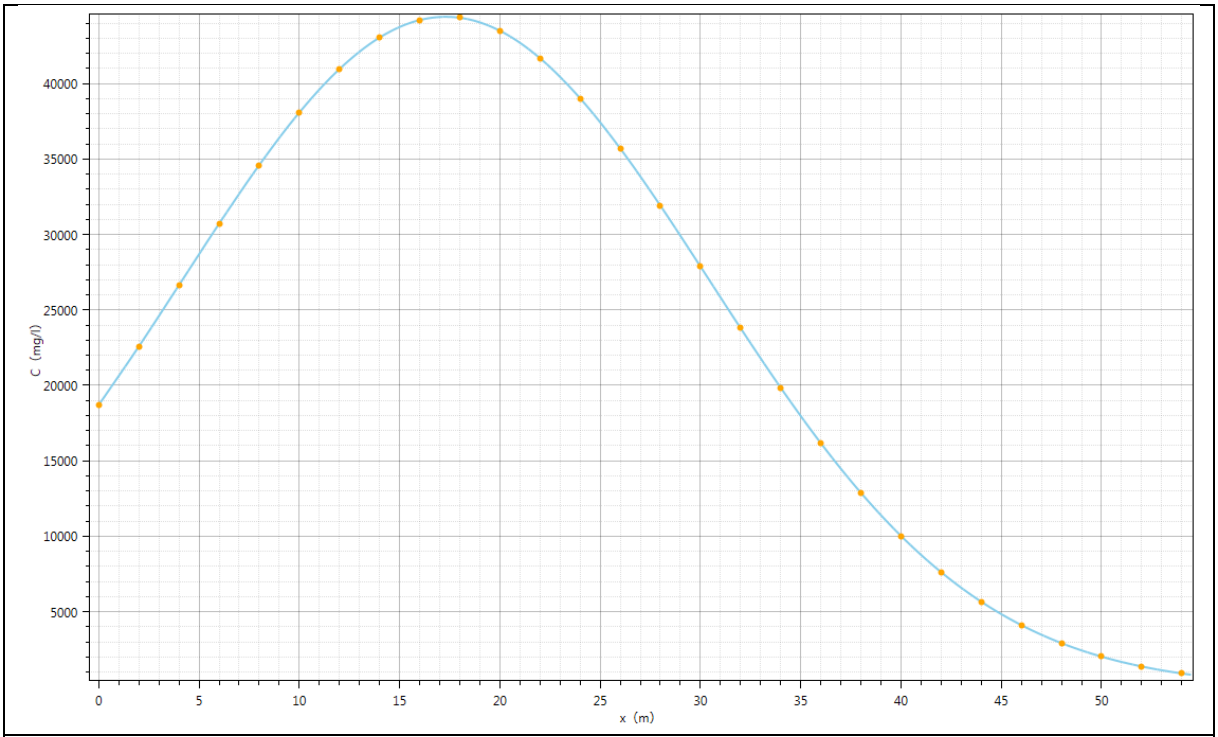
K—渗透系数(m/d)；

Ⅰ—水力坡度；

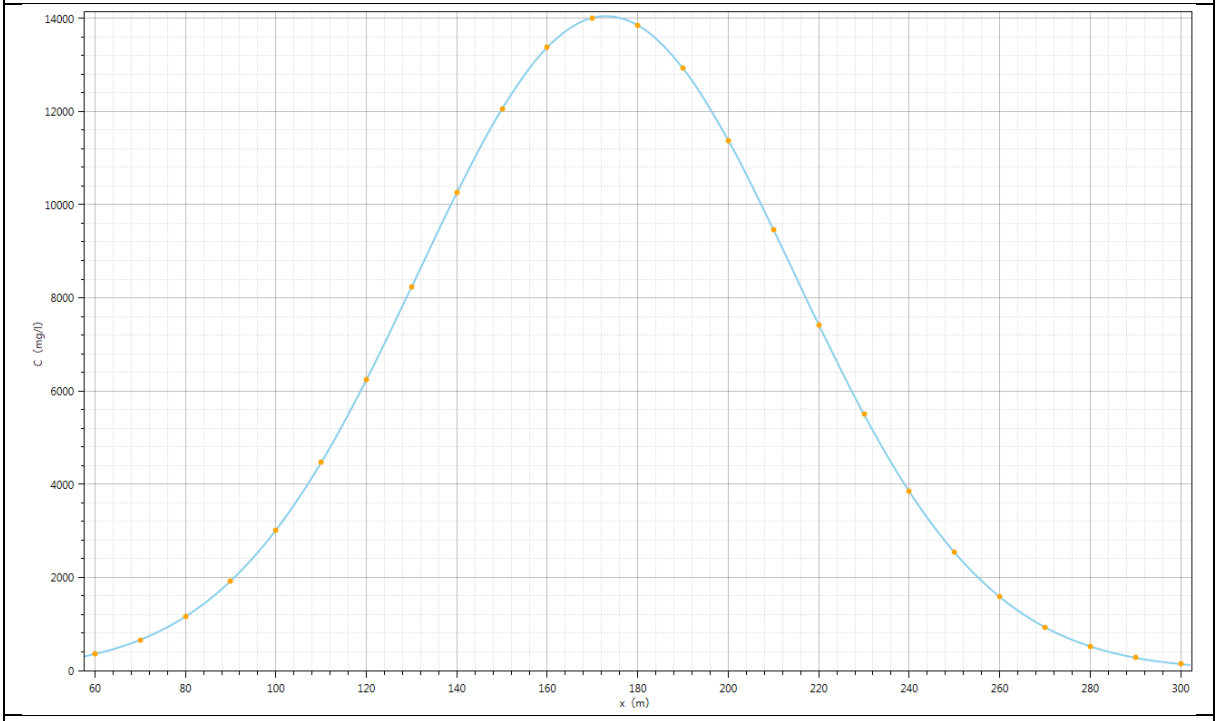
a_L—纵向弥散度(m)。；

（4）预测结果

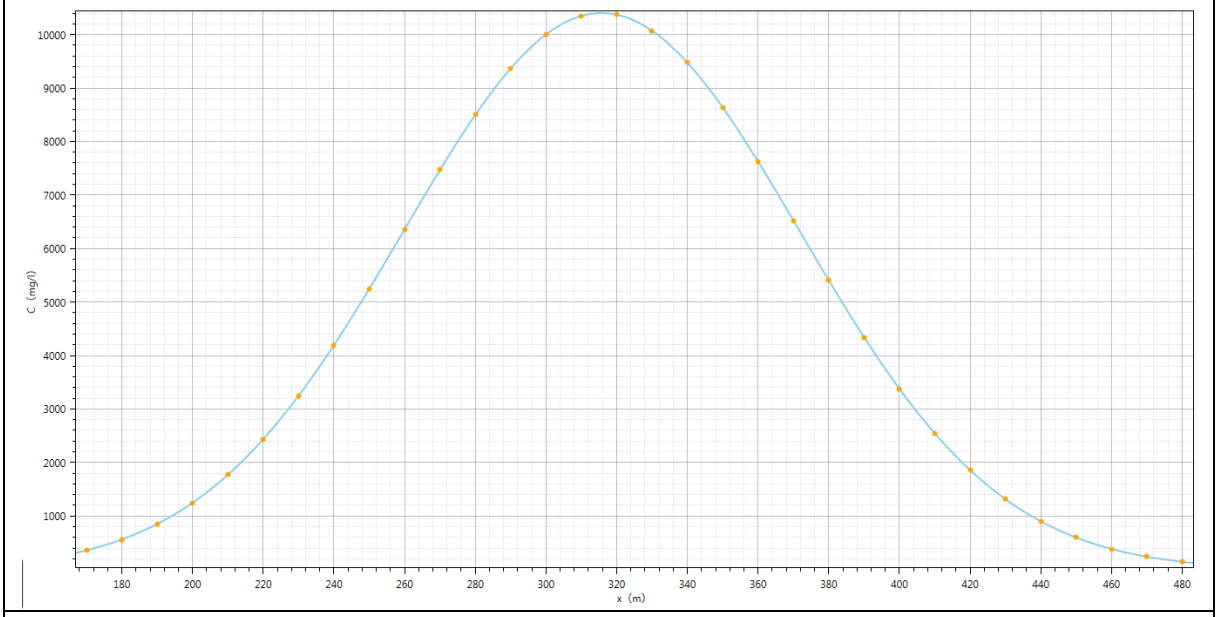
当集气管线和稳定凝析油储罐发生泄漏时，石油类物质经过 100d、1000d、1825d 和 3650d 后在地下水中的扩散结果分别见图 4.2-2、图 4.2-3。



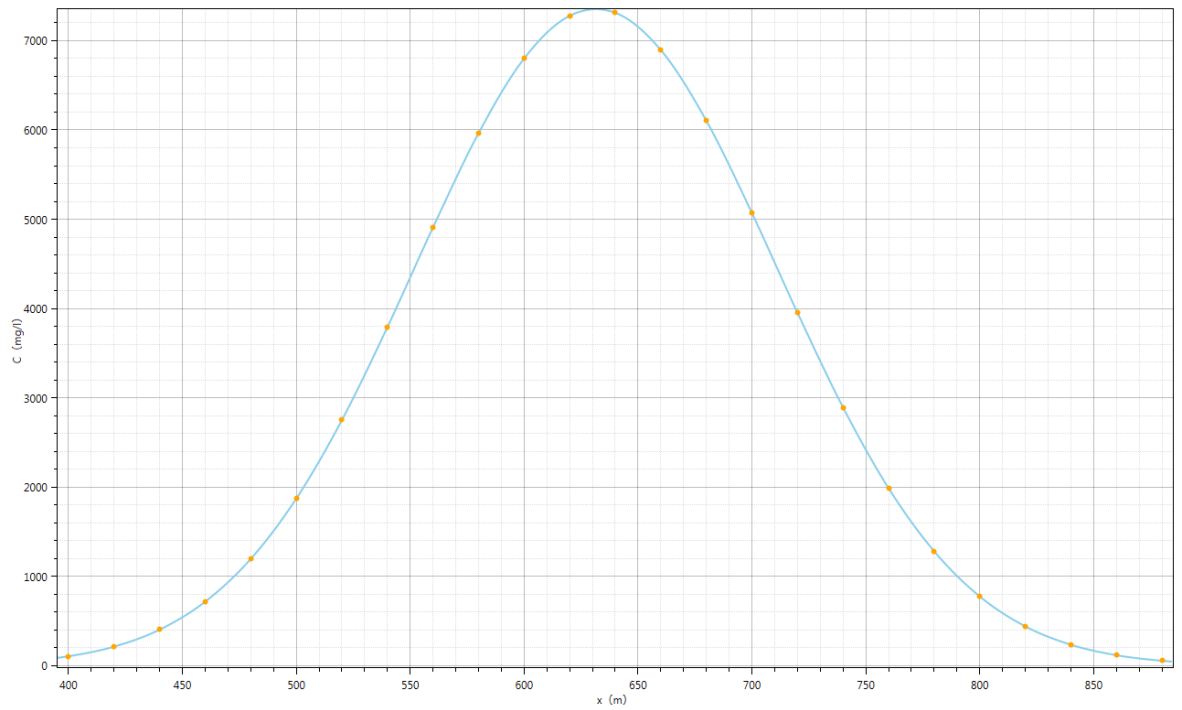
泄漏 100d 石油类浓度随距离的变化关系



泄漏 1000d 石油类浓度随距离的变化关系

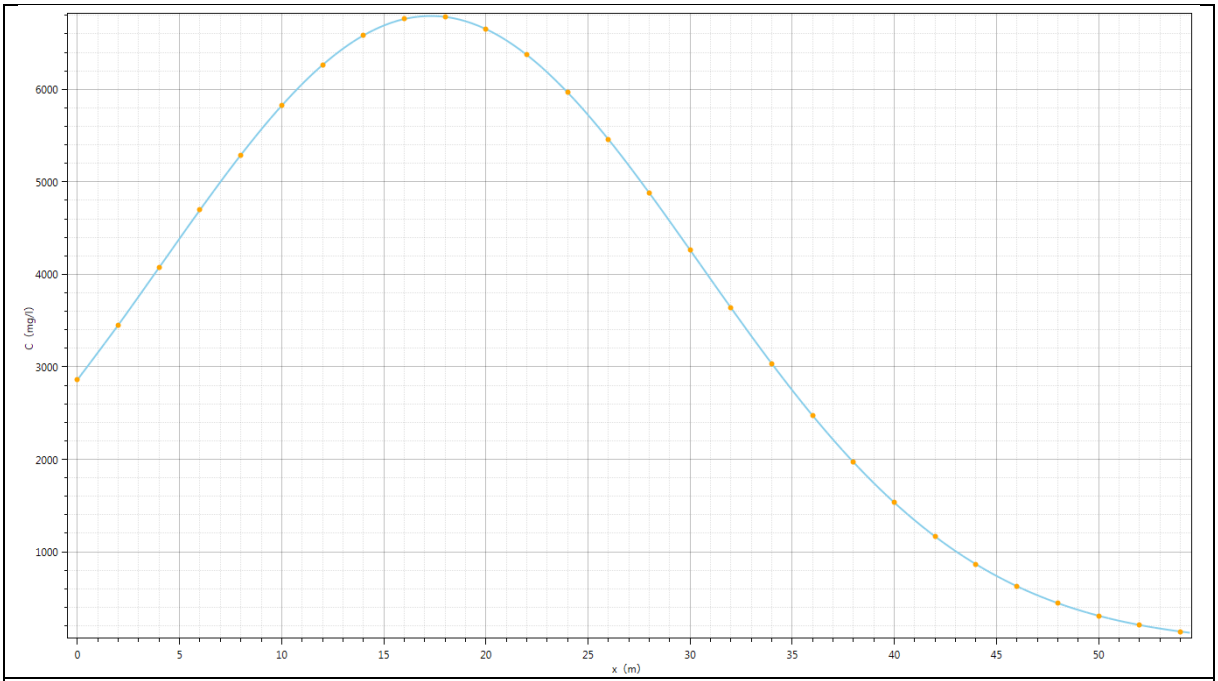


泄漏 1825d 石油类浓度随距离的变化关系

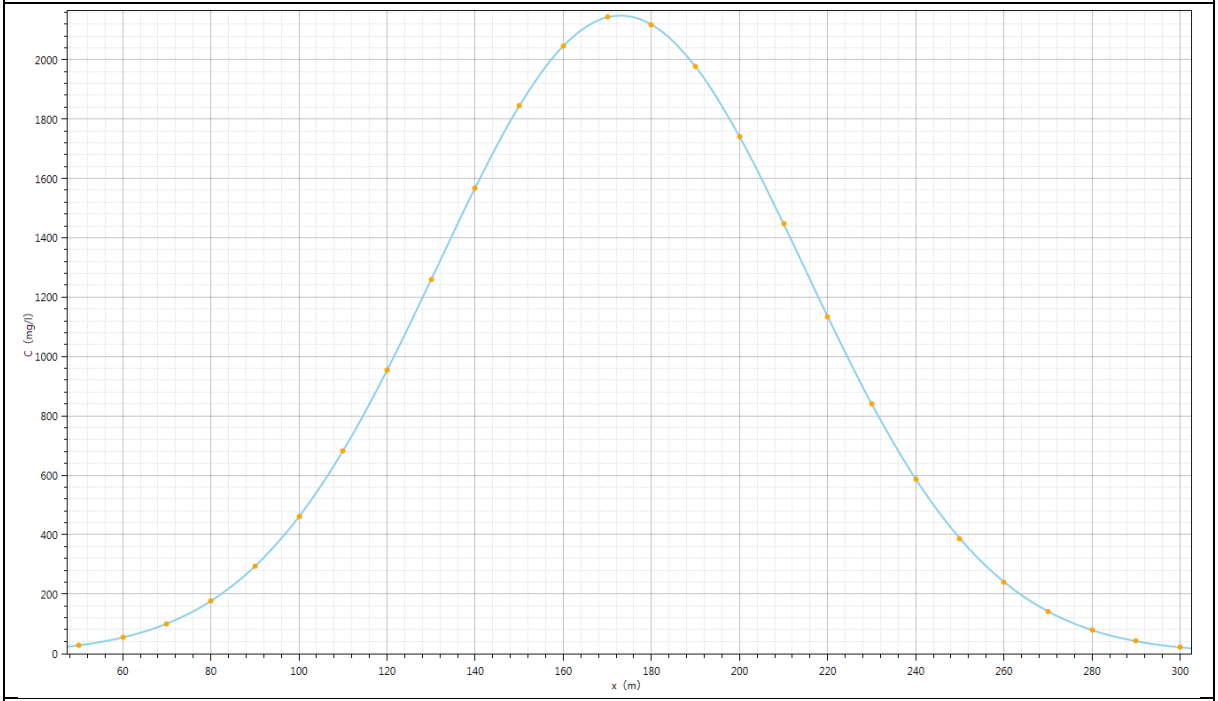


泄漏 3650d 石油类浓度随距离的变化关系

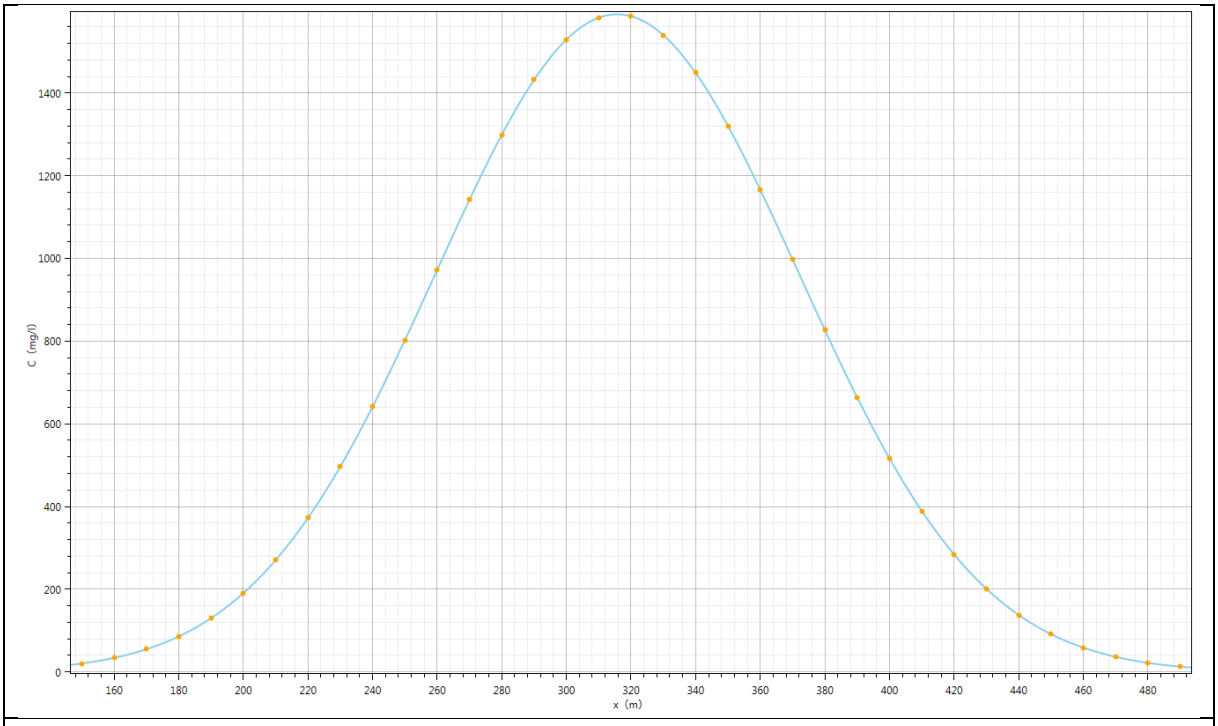
图 4.2-2　集输管线发生全管径泄漏时石油类浓度随距离的变化关系



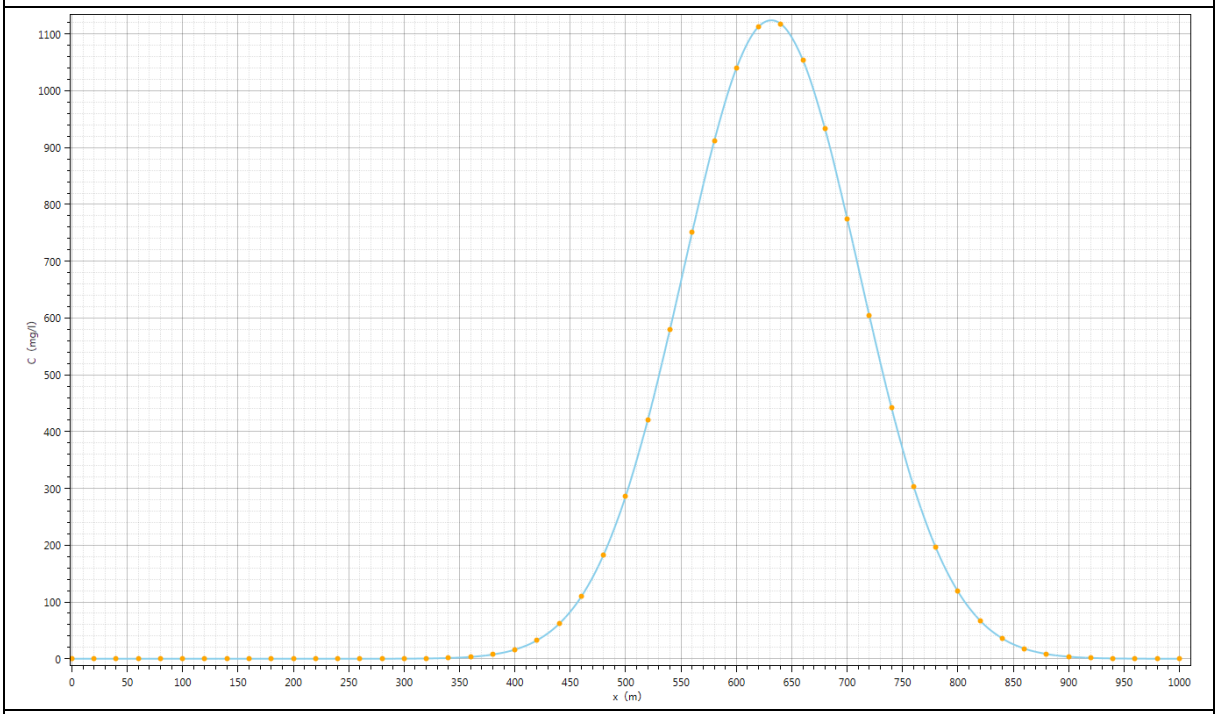
泄漏 100d 石油类浓度随距离的变化关系



泄漏 1000d 石油类浓度随距离的变化关系



泄漏 1825d 石油类浓度随距离的变化关系



泄漏 3650d 石油类浓度随距离的变化关系

图 4.2-3　稳定凝析油储罐发生泄漏时石油类浓度随距离的变化关系

从预测结果可知：瞬时泄露情景下，

①集气管线发生全管径泄漏时，在模拟时间内污染因子的影响范围随着时间的推移逐步扩大，当泄漏后 100d、1000d、1825d 和 3650d，污染因子达标的运移距离分别为 86m、385m、592m 和 1020m；

②稳定凝析油储油罐发生泄漏时，在模拟时间内污染因子的影响范围随着时间的推移逐步扩大，当泄漏后 100d、1000d、1825d 和 3650d，污染因子达标的运移距离分别为 82m、365m、575m 和 990m。

根据预测结果和区内水文地质条件，评价区所在区域的地下水在潜水和第一层承压水之间有连续的相对隔水层。当发生泄漏事故后，在采取及时堵漏等风险应急措施的情况下，泄漏的原油虽然可能会对潜水含水层产生一定的影响，但受承压水隔水顶板的保护作用，基本不会对承压水含水层产生影响。

要求建设单位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。

综上，在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。

4.2.3.5 地下水环境影响评价结论

运营期产生的采出水和井下作业废水拉运至 51#联合站污水处理系统处理，处理达标后回注地层；管道的选材有效防止管线腐蚀穿孔，降低管道泄漏等事故的发生；正常情况下不会对地下水环境产生影响。

运营期间对地下水可能产生不利影响的主要是突发事件，包括集气干线、油罐发生油品泄漏，若及时采取有效措施治理污染，避免对地下水污染。综上所述，本工程运营期只要建设方严格按照拟定的环保措施进行，对生产废水进行妥善处置，对地下水环境造成的影响很小。

4.2.4 运营期声环境影响分析

工程运营期噪声污染源主要为井场和站场的各类机泵等。

根据《环境影响评价技术导则—声环境》（HJ2.4-2009），本次评价选用导则中的噪声预测模式——Noisesystem（固定噪声源影响预测）。

（1）预测源强

场站内噪声源主要为各类机泵，机泵噪声源强在 85dB(A)～90dB(A)之间，设备选用低噪设备，并采取基础减震等措施。

（2）预测评价标准

项目所在区域声环境功能区属于 2 类区。拟建项目东、西、南、北厂界噪声

均执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类标准，即昼间60dB(A)，夜间 50dB(A)。

（3）预测模式

根据《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ2.4-2009）的技术要求，本次评价采取导则上推荐模式。

①声级计算

建设项目声源在预测点产生的等效声级贡献值(L_{eqg})计算公式：

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

式中：L_{eqg}—建设项目声源在预测点的等效声级贡献值，dB(A)；

L_{Ai}—i 声源在预测点产生的 A 声级，dB(A)；

T—预测计算的时间段，s；

t_i—i 声源在 T 时段内的运行时间，s。

②预测点的预测等效声级(L_{eq})计算公式

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

式中：L_{eqg}—建设项目声源在预测点的等效声级贡献值，dB(A)；

L_{eqb}—预测点的背景值，dB(A)。

③户外声传播衰减计算

户外声传播衰减包括几何发散（A_{div}）、大气吸收（A_{atm}）、地面效应（A_{gr}）、屏障屏蔽（A_{bar}）、其他多方面效应（A_{misc}）引起的衰减。

距声源点 r 处的 A 声级按下式计算：

$$L_p(r)=L_P(r_0)-\left(A_{div}+A_{atm}+A_{bar}+A_{gr}+A_{misc}\right)$$

在预测中考虑反射引起的修正、屏障引起的衰减、双绕射、室内声源等效室外声源等影响和计算方法。

（4）预测结果

项目建成后，正常工况下，站场对厂界噪声预测结果见表 4.2-10。

表 4.2-10　天然气处理站厂界噪声预测结果（单位：dB(A)）

类型	测点位置	固定声源距厂界距离(m)	新建工程贡献值	现状监测值		叠加值		超标值		标准值	
				昼间	夜间	昼间	夜间	昼间	夜间	昼间	夜间
厂界噪声	N1							——	——	60	50
	N2							——	——		
	N3							——	——		
	N4							——	——		

由预测结果可知，厂界四周噪声值均满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类标准限值要求，且周边无环境敏感点，因此工程实施后不会对周围声环境产生明显影响。

4.2.5 运营期固体废物影响分析

项目运营期固体废弃物主要为井下作业的压裂液、洗井液等、含油污泥、落地油及生活垃圾。

（1）井下作业废液（废压裂液、废洗井液）

井下作业过程中，作业单位自带回收罐回收作业废液，井下作业废液先运至 51#联合站的暂存池内，稳定后进入污水处理系统处理，处理达标的上清液回注地层，底泥暂存在 51#联合站，交由有资质的单位进行无害化处置。

井下作业废液（废压裂液、废洗井液）在联合站内处置属于《固体废物鉴别标准 通则》（GB34330-2017）第 7 条中不作为液态废物管理的物质，因此本项目压裂返排液在联合站中进入废水处理系统处置不作为固体废物管理。

（2）落地油

项目在修井、采气及运输等过程中将会产生落地油。

根据现场调查，建设单位在落地油处理中采取了有效措施，井下作业必须带罐（车）操作，作业单位将落地油 100%进行回收，回收后的落地油拉运至天然气处理站内进行稳定处理。

井喷、井漏及管线、储罐泄漏等事故状态下产生的落地油，会破坏周围区域的土壤，使土壤中石油类的含量超标，土壤板结，并使区域内的植被遭到破坏。因项目区处于干旱少雨的荒漠地带，以及土壤对石油分子的托顶作用，土壤中石油类污染物大多集中在 0～20cm 的表层，最大下渗一般不会超过 1m。原油落地

后上层能收集的原油回收送至天然气处理站原油处理系统处理，无法收集的原油和受侵染的土壤等清罐底泥属于《国家危险废物名录》（2016 本）HW08 废矿物油和含矿物油废物，交由有相应危险废物处理资质的单位回收、处置，不会对区域环境造成不利影响。

（3）含油污泥

天然气处理站新建天然气处理站设备生产、罐区检修及排污等会产生一定量的含油污泥和罐底油泥，暂存在污油回收罐（1 座 20m^3 储罐）内，定期委托有资质的单位进行无害化处置。

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。

4.2.6 运营期土壤环境影响分析

正常工况下无废水及固废等污染物外排，不会造成土壤环境污染。

若发生井喷、管线及储罐泄漏等事故，泄漏的油品可能导致污染物进入土壤，会对土壤环境产生一定的影响，泄漏的油品覆盖于地表可使土壤透气性下降、土壤理化性状发生变化。泄漏的油品如果进入土壤，从而使土壤质地、结构发生改变，影响到土地功能，进而影响地表植被的生长。

本次评价采用类比法对土壤影响进行分析，收集了《克拉美丽气田滴西 17 井区气藏开发地面建设工程环境影响报告表》中土壤质量现状监测数据，克拉玛依美丽气田已开发多年，且近年来实际生产运行过程均未发生泄漏事故，该项目环境影响报告表在滴西 17 井区布设 4 个监测点，可以说明气田开发对土壤造成的影响，石油烃类监测结果如下：

表 4.2-11　同类项目土壤监测结果一览表（石油烃）（单位 mg/kg）

监测点位置	采样深度	监测值	标准限值	达标情况
滴西 506 井场	0～0.2m	196	4500	达标
DX1704 井场	0～0.2m	90		达标
DX1709 井场	0～0.2m	69		达标
滴 401 井场	0～0.2m	207		达标

由监测结果可知，该气田各土壤监测点特征污染物石油烃含量远低于《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中的限值要求，石油烃最大浓度为 207mg/kg。类比分析可知，气田开发对土壤环境质量影响较小。

根据风险分析可知，本项目风险潜势为Ⅰ，发生泄漏事故的可能性很小，且发生事故后及时采取相应的治理措施，将受污染的土壤及时收集、处理，不会对土壤环境产生明显影响。

4.3 生态环境影响分析

4.3.1 生态环境影响因素及类型

本项目开发过程包括地面工程、开采工程、井下作业、油气集输及相应的配套设施建设。除采气井场、站场、道路为永久性占地外，其它均为临时性占地。该建设工程在施工期对生态环境影响较大，运行期一般影响较小。其对生态环境的影响主要表现为占用土地、改变土地利用性质、破坏植被，即打破了地表的原有平衡状态。若恢复治理措施不当，失去地表植被保护的土壤，在强风力的作用下可能发生风力侵蚀，造成表层土壤的丧失。

从项目工程特点和所处区域的环境特征出发分析项目区域建设过程中和建成运营中对生态环境影响的特点。

（1）本工程对生态环境影响具有区域性环境影响特征，局限在不大的范围内，影响区域位于沙漠边缘，人烟稀少。

（2）在开发范围内各具体环境影响组份呈点块状（如井场、站场等）和线状（如集输管线和井场道路等）分布，影响范围明确。

（3）影响方式主要发生在施工期，施工结束后可逐步恢复。

项目开发建设过程各个时期对生态环境的影响程度、影响特征和影响时间见表 4.3-1。

表 4.3-1　项目不同开发阶段对生态环境的影响

开发建设阶段		生态环境影响
施工期	井场及站场建设	地表植被破坏
	道路建设	地表植被破坏
	设备运输	野生动物
	土方开挖	地表植被破坏
	管道敷设	地表植被破坏
	井喷事故	土壤、植被
运营期	井场	——
	站场	——
	管道事故	土壤、植被
	汽车运输及巡检	野生动物
闭井期	井场	——
	站场	——
	集输管线	——

4.3.1.1 生态环境影响类型

（1）占地对地表土壤、植被影响

集输管线、地面工程、道路建设要侵占土地、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。地面工程施工、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。

工程施工完成后，高强度的临时性占地和影响将消除，临时用地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、道路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

油气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。主要污染源集中在油气田开采工程、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

油气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气田生态环境并存的、稳定的人工生态系统（绿化工程），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。

4.3.1.2 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，主要从油气田开发工程（地面设施建设、配套设施和道路建设等）、内部油气集输管道工程等诸多方面分析环境影响因素。

（1）采气井场

本项目共部署井数 12 口，主要生态影响为永久占地影响。

（2）管线

管道敷设过程中的地沟挖掘、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 33km，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。

（3）道路

根据工程分析，在项目开发区域内部需修建道路 7.5km，主要影响因素是修路过程中的施工行为，包括道路修建过程中的土方、路基平整、道路占地及施工机械的运行等。道路建成后的占地为永久性占地，路基两侧影响范围内的占地为临时性占地。

（4）地面构筑物的修建

本工程新建天然气处理站 1 座及配套的供配电、消防等地面建筑。地面构筑物修建过程中土方的产生及堆放、占地为主要的生态影响因素。设计中已经充分考虑了这些影响，各站场的选址尽可能选在地势平坦，且地表植被较少的地段，最大限度减少土方量，将对植被的影响限制到最小。

生态环境影响因素见表 4.3-2。

表 4.3-2　生态环境影响因素

工程活动	主要影响
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。
道路建设	1、永久占地改变土地的使用功能。 2、施工过程对道路两侧植被和土壤产生不利影响。
地面构筑物建设	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。

4.3.1.3 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

井场、地面构筑物、道路等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。

4.3.2 施工期生态环境影响分析

4.3.2.1 工程占地影响分析

根据调查，本工程区块建成后新增占地 40.68hm^2，其中永久占地面积

12.78hm^2，临时占地面积 27.9hm^2。

由于项目施工和建设改变了土地利用现状，其排放污染物也可间接影响周围区域现有的生态系统。但由于本工程占地所在区域内没有敏感的、受国家重点保护的动、植物，因此，本工程间接影响的区域一般不会造成当地物种的明显变化，自然组分受干扰较小。

4.3.2.2 对植被的影响分析

本项目集输管道、场站建设及道路工程是造成植被破坏的主要原因。

（1）工程占地对植被的影响及生物量损失

油气田开发过程中的占地包括井场、道路、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。

项目位于荒漠地区，生物生产量按照 0.75t/（hm^2·a）计算，本项目对开发区域占地类型、植物生物量损失量影响下表 4.3-3。

表 4.3-3　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)
低覆盖草地	永久占地	井场			永久
		井场道路			永久
		天然气处理站			
	小计				——
	临时占地	井场道路			3-5 年
		管线			3-5 年
	小计				——
合计					——

在油气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。本项目在油气田开发过程中临时占地面积为 27.9hm^2，永久占地面积为 12.78hm^2。在油气田开发初期的 3～5 年中，荒漠植被破坏后不易恢复，因而使得 40.68hm^2 荒漠土地基本没有植物初级

生产能力，生物损失量约为 10.041t/a（见表 4.3-3）。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。

此外，评价区有保护植物 3 种，重点保护的植物有梭梭、白梭梭，均为自治区Ⅰ级保护植物，在项目区内较为常见，分布广泛。本次环评要求项目采气井口及井场、道路及集输管线全部避让，不占用、破坏自治区Ⅰ级保护植物（梭梭、白梭梭）。

通过加强环保宣传教育，普及野生动物保护相关法律法规，以及严格的环境保护管理措施，可以有效的避免施工及人员活动对保护植物的破坏。

（2）道路修建对植被的影响

本项目建设过程中需修建油区简易道路 7.5km。在道路修建过程中，除了路基永久性地占用原有土地外，主要影响的是道路两侧的植被。施工完成后，由于区域内有冬季降雪，在融雪季节道路两侧有积水产生，有利于荒漠植被的自然恢复。

（3）管线敷设对植被的影响

集输管线的敷设对植被的破坏包括管沟宽度和施工场地宽度两部分。管道敷设过程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。项目实施的集输管线管径较小，管线施工完成后，将开挖的表层土壤回铺于地表，减轻对土壤的破坏，以利于植被的恢复和生长。

（4）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。

本次环评要求项目在开发建设过程中，尽量避让植被相对较多的区域，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。

4.3.2.3 对野生动物的影响分析

油气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。

（1）施工期对野生动物的影响

施工建设过程中，由于机械设备的轰鸣惊扰、人群活动的增加，会使麻雀、田鼠等伴人型野生动物的种类数量增加，但会使区域内单位面积上的动物种群数量下降，但此类影响对爬行类和小型啮齿动物的干扰不大，它们能很快适应当地的环境，并重建新栖息地。

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。

通过对施工人员加强环保宣传，普及野生动物保护相关法律法规，以及严格的环境保护管理要求，可以有效的保护野生动物，施工过程基本不妨碍野生动物的生息繁衍。

（2）对野生动物生境的影响

区域内各种野生动物经过长期的适应已形成较稳定的取食、饮水、栖息活动范围和分布，开发过程中的地面建设占地将使原有野生动物的分布、栖息活动范围受到压缩。人为活动的干扰使得开发区域上空活动的鸟类相对于未干扰时有所减少，而使得局部地段二、三级营养结构中的爬行类（啮齿类）和昆虫类数量有所增加或活动频度增大。这些占地影响对地面活动的野生动物种类产生隔离作用，使原分布区内的种类向外扩散，而施工作业结束后，随着人类活动和占地的减少，原有生境将逐步恢复，野生动物对新环境适应后其活动和分布范围亦将恢复。

4.3.2.4 对荒漠生态景观的影响分析

本项目开发区的基质为农田生态景观和荒漠生态景观。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 12.78hm^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 12.78hm^2。对于整个油气田开发区来讲，占原有荒漠生态景观的比例极小，同时还增加了局部区域的异质性。

4.3.2.5 生态系统结构和功能完整性

本项目开发区的基质为农田生态景观和荒漠生态景观。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抵御干扰的柔韧性较差。在油气田开发如地面构筑物、管线和道路等的建设中，新设施的增加及永久性构筑物的作用，在一定程度上会增加区域的异质性。区域的异质性越大，抵抗外界干扰的能力就越大。因而油气田开发建设不会改变区域内景观生态的稳定性及完整性。

根据项目区域生态系统偏离自然状况的程度，将生态系统完整性状况划分为 5 个等级，分别是高、好、适度、差和恶化。“高”的生态系统完整性状态是完全或者计划全部与没有受到干扰的参考点情况一致。“好”的生态系统完整性有着重要的但是轻微偏离没有受到干扰的状态。在“适度”的生态系统完整性层次，所有的标准都表现出较强的偏离没有受到干扰的状态。“差”的生态系统完整性则受到很强的偏离，而“恶化”则是极度偏离。项目区域生态系统完整性等级见表 4.3-4。

表 4.3-4　本项目区域生态环境完整性等级表

标准		生态系统完整性					
		高	好	适度	差	恶化	项目区域
指示物种	指示种	没有或几乎没有指示植物死亡	一般草本植物死亡	大量草本和少量灌木死亡	大量灌木死亡	大量乔木树种开始死亡	好
	物种结构	没有或几乎没有	轻微变化	重大变化	剧烈变化	过度变化	高
	生物量和密度						
压力	气候干旱程度	较湿润	适中	较干旱	很干旱	干旱加剧	差
	地下水位/水质	<1.5m/很好	1.5-3m/好	3-5m/中	5-9m/差	9m/很差	适度

标准		生态系统完整性					
		高	好	适度	差	恶化	项目区域
	土壤盐分	较低	一般低	较高	高	很高	差
响应	生物个体响应	生长很好	能正常生长	生长缓慢	停止生长	濒临死亡	好
	种群相对多度	没有或几乎没有变化	轻微变化	重大变化	剧烈变化	过度变化	好
	物种多样性						
结构	种群结构	没有或几乎没有变化	轻微变化	重大变化	剧烈变化	过度变化	适度
	土壤状况						
	空间异质性/斑块大小/破碎度	没有或几乎没有变化	轻微变化	重大变化	剧烈变化	过度变化	适度
功能	种群适应性	好	好	一般	较差	很差	适度
	种群生物量	大量增加	有所增加	不变	减少	急剧减少	差
	群落演替	正向演替	正向演替	演替方向不明显	逆向演替	被新的群落所替代	适度
	对小尺度干扰	没有或几乎没有变化	轻微变化	重大变化	剧烈变化	过度变化	差
	斑块连续性	很好	较好	一般	较差	很差	适度
	营养循环速率	很大	较大	一般	较小	很小	差
组成	丰度/频度/重要性/生物量/密度	没有或几乎没有变化	轻微变化	重大变化	剧烈变化	过度变化	好

从上表可以看出，项目评价区域生态完整性受本项目的影响较小。项目区生态完整性变化主要受区域自然环境变化影响。油气田开发加大了评价区人为干扰的力度，同时也加剧局部区域由自然荒漠生态系统向人工生态系统演替的趋势。

本项目建设区域内无自然保护区、风景名胜区、基本农田等生态环境敏感目标，本项目占地面积 40.68hm^2，其中永久占地面积 12.78hm^2，临时占地面积 27.9hm^2，占地类型主要为低覆盖草地，地表植被稀疏，由工程造成的生物量损失较小，不会造成区域的生物多样性下降。由于项目占地面积有限，区域生态系统仍保持开放、物质循环和能量流动。因此对于评价区生态系统的完整性影响较小，其生态稳定性及其结构与功能也不会受到明显影响。

4.3.3 运营期生态环境影响分析

4.3.3.1 对植被的影响

项目永久占地 12.78hm^2，永久占地主要是井场、站场和道路占地。油气田开发后，对周边植被造成一定的影响。

4.3.3.2 对野生动物的影响

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气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管道沿线等人员活动较多的区域。

在生产运营期内，部分野生鸟类和兽类（啮齿类动物）将逐渐适应新的环境而在开发区域内重新出现；在采气井场、噪声较小的场站周围，常见有麻雀等活动。就整个区域而言，区域内野生脊椎动物种类和种群数量没有明显变化。

4.3.3.3 突发性事故影响

（1）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凝析油和含油污泥的泄漏，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。植被体上附着的油品越多，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。

（2）突发性事故对野生动物的影响

发生事故时常常导致凝析油及天然气的泄出和渗漏，从而可能影响工程区域内的野生脊椎动物的生存环境。事故类型的不同，对野生动物的影响范围和程度也有所不同。当发生井喷事故时，井场周围范围以内的各种小型脊椎动物会因躲避不及造成死亡，局部区域可能影响到的只是一些啮齿类动物、爬行动物和小型鸟类，对大中型动物，特别是对保护动物不会造成影响。如果发生火灾事故，由于生态环境及空气环境的变化，短时间内会使事故周围动物的分布数量下降。

4.4 退役期影响分析

退役期内，各种机械设备停用，工作人员陆续撤离，大气污染物、废水、噪声及固体废物等对环境的影响将会逐步消失。

退役期的清理工作包括地面设施拆除、地下截去至少 1m 的井筒并用水泥灌注封井、井场清理等。在此过程中，将会产生少量扬尘、部分废弃管线和废弃建筑残渣等固体废物，对这些废弃管线、残渣等进行集中清理收集，管线外运经清洗后可回收再利用，废弃建筑残渣运至当地建筑垃圾填埋场。固体废物的妥善处理，可以有效控制对区域环境的影响。

退役期各采气井均使用水泥灌注进行封井，将井筒与地下水含水层彻底隔离，有效避免了污染物进入地下水含水层造成水质污染，退役期对地下水环境没有不良影响。

井场经过清理后，永久性占地范围内的水泥平台被清理，人员撤离，区域内没有了人为的扰动，站场及其他占地范围内的自然植被会逐渐得以恢复，有助于区域生态环境的改善。

4.5 水土流失影响分析

4.5.1 水土流失成因分析

（1）侵蚀类型多样

项目区侵蚀类型分为自然侵蚀和人为侵蚀两个方面。自然侵蚀主要为风力侵蚀，人为侵蚀，人为侵蚀主要是由于油气田开发对原生地貌植被破坏而产生的新增侵蚀。

由于地表状况、土壤抗蚀性能、植被类型和植被覆盖程度以及侵蚀营力作用强度与作用时间长短的差异性，导致土壤侵蚀程度、方式和类型的多样化。

（2）侵蚀过程集中

土壤侵蚀的变化因侵蚀类型不同而异。风力作用以春季和夏季最为强烈，这是因为大风天气多出现在此时，加之此时植被枯萎、土壤裸露、土质结构松散，易受风力侵蚀。

（3）人为造成水土流失突出

由于人为开发建设活动扰动和破坏地表，使项目区新增水土流失量急剧增加，且防治难度大。造成该区域新增水土流失增加的原因主要是油气田开采、修路、管道敷设等建设活动，这些活动不但使当地原生的生态环境遭到破坏，还加剧了水土流失，如不及时采取防治措施，对整个区域的生态环境构成危害。

4.5.2 水土流失影响分析

本工程建设对当地水土流失影响的方式包括扰动、损坏、开挖、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、伴行公路路基填筑、土方排放、穿越工程临时占地、机械作业人员活动等都会加剧水土流失。油气田开发过程中加剧水土流失的不良影响主要表现在以下几个方面。

4.5.2.1 开发过程

开发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，使荒漠化的过程加剧。

4.5.2.2 地面构筑物建设

在地面构筑物建设中，最直接而且易引起水土流失的是施工过程中使影响范围内的地表保护层变得松散，增加风蚀量。对于本项目的开发建设来讲，地面构筑物建设的内容主要包括井场、站场、油气集输管线、道路的敷设及配套工程等。临时占地范围内的土壤地表表层遭到破坏，下层的粉细物质暴露在地层表面，在风力的作用下，风蚀量会明显加大，这种影响在短时间内不会完全恢复。但随着时间的推移，风蚀量会随着地表新保护层的逐渐形成而减弱。

4.5.2.3 管线、道路建设

项目道路建设可能引起水土流失的因素较多，如破坏地表结构、砍伐植被、挖取土方等。带来的环境问题是使具有稳定结皮的地表结构被破坏，使其失去原有稳定性，引发流沙的重新分布。如遇起沙风，地表在没有保护的状态下极易被吹蚀，从而引起水土流失。道路建设期间的水土流失影响主要在于动土引起的风沙影响，风沙影响的范围主要集中于开发区域内。施工期结束后，路面风沙影响

即告结束，但此时路边作业带的影响还将持续几年，呈逐渐衰减趋势。

项目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，既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。

4.5.3 小结

项目区域水土流失类型主要为风力侵蚀。在地面工程建设过程中，荒漠地区临时占地面积为 27.9hm^2，地面被扰动后失去地表保护层，下层的细小物质成为风蚀的主要对象，所造成的水土流失量为 289t/a。随着细土物质不断被吹蚀，以后每年可吹物质减少，风蚀量将逐年降低，直到地表重新形成新的保护层后才能消失。

建设单位在采取一系列的水土保持措施后，对防止荒漠化促进生态环境的恢复起到了良好的作用，可将水土流失的程度降低到最小限度。

5 环境风险评价与分析

5.1 环境风险评价目的

环境风险评价的目的是分析和预测建设项目存在的潜在危险、有害因素、项目建设和运行期间可能发生的突发性事件或事故（一般不包括人为破坏及自然灾害），引起的有毒有害和易燃易爆等物质泄漏，所造成的人身安全与环境影响和损害程度，提出合理可行的防范、应急与减缓措施，以使建设项目事故率、损失和环境影响达到可接收水平。

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）的要求，针对建设项目建设和运营期间可能发生的突发性事件或事故，引起有毒有害和易燃易爆等物质泄漏所造成的对环境影响和损害程度，提出合理可行的防范、应急与减缓措施，以使建设项目事故风险可防控。

5.2 风险潜势初判

5.2.1 环境敏感程度（E）的确定

（1）大气环境敏感程度

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018），大气环境敏感程度分级见下表：

表 5.2-1　大气环境敏感程度分级

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

本项目周边 5km 范围内居住区、医疗卫生、文化教育、科研、行政办公等机构人口总数小于 1 万人（油区内部工作人员 44 人）；项目周边 500m 范围内人员

仅为油区工作人员（44 人）小于 500 人；天然气外输管线管段周边 200m 范围内无大气环境敏感目标，因此，本项目大气环境敏感程度为 E3。

（2）地表水环境敏感程度

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018），地表水环境敏感程度分级见下表：

表 5.2-2　地表水环境敏感程度分级

环境敏感目标	地表水功能敏感性		
	F1	F2	F3
S1	E1	E1	E2
S2	E1	E2	E3
S3	E1	E2	E3

表 5.2-3　地表水功能敏感性分区

敏感性	地表水环境敏感特征
敏感 F1	排放点进入地表水水域环境功能为 II 类及以上，或海水水质分类第一类； 或以发生事故时，危险物质泄漏到水体的排放点算起，排放进入受纳河流最大流速时，24h 流经范围内涉跨国界的
较敏感 F2	排放点进入地表水水域环境功能为III类，或海水水质分类第二类； 或以发生事故时，危险物质泄漏到水体的排放点算起，排放进入受纳河流最大流速时，24h 流经范围内涉跨省界的
低敏感 F3	上述地区之外的其他地区

表 5.2-4　环境敏感目标分级

分级	地表水环境敏感特征
S1	发生事故时，危险物质泄漏到内陆水体的排放点下游（顺水流向）10km 范围内、近岸海域一个潮周期水质点可能达到的最大水平距离的两倍范围内，有如下一类或多类环境风险受体：集中式地表水饮用水水源保护区（包括一级保护区、二级保护区及准保护区）；农村及分散式饮用水水源保护区；自然保护区；重要湿地；珍稀濒危野生动植物天然集中分布区；重要水生生物的自然产卵场及索饵场、越冬场和洄游通道；世界文化和自然遗产地；红树林、珊瑚礁等滨海湿地生态系统；珍稀、濒危海洋生物的天然集中分布区；海洋特别保护区；海上自然保护区；盐场保护区；海水浴场；海洋自然历史遗迹；风景名胜区；或其他特殊重要保护区域
S2	发生事故时，危险物质泄漏到内陆水体的排放点下游（顺水流向）10km 范围内、近岸海域一个潮周期水质点可能达到的最大水平距离的两倍范围内，有如下一类或多类环境风险受体的：水产养殖区；天然渔场；森林公园；地质公园；海滨风景游览区；具有重要经济价值的海洋生物生存区域
S3	排放点下游（顺水流向）10km 范围、近岸海域一个潮周期水质点可能达到的最大水平距离的两倍范围内无上述类型 1 和类 2 包括的敏感保护目标

项目产生的生产废水和生活污水均不外排。因此，地表水功能敏感性分区为

F3，环境敏感目标分级为 S3，因此，地表水环境敏感程度分级为 E3。

（3）地下水环境敏感程度

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018），地下水环境敏感程度分级见下表：

表 5.2-5　地下水环境敏感程度分级

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

表 5.2-6　地下水功能敏感性分区

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

表 5.2-7　包气带防污性能分级

敏感性	地下水环境敏感特征
D3	Mb≥1.0m，K≤1.0×10^{-6}cm/s，且分布连续、稳定
D2	0.5m≤Mb<1.0m，K≤1.0×10^{-6}cm/s，且分布连续、稳定 Mb≥1.0m，1.0×10^{-6}cm/s＜K≤1.0×10^{-4}cm/s，且分布连续、稳定
D1	岩（土）层不满足上述“D2”和“D3”条件
Mb：岩土层单层厚度。K：渗透系数。	

由表 5.2-5 可知，本项目地下水环境敏感程度分级为 E2。

5.2.2 危险物质及工艺系统危害性（P）的确定

（1）Q 值的确定

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）附录 C，Q 按下式进行计算：

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

式中：q_1，q_2……q_n—每种危险物质的最大存在总量，t；

Q_1，Q_2……Q_n—每种危险物质的临界量，t；

当 Q<1 时，该项目环境风险潜势为Ⅰ。

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

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）附录 B 对项目所涉及的危险物质进行调查和识别，Q 值的确定见表 5.2-8。

表 5.2-8　建设项目 Q 值确定表

风险评价单元	危险物质名称	CAS 号①	最大存在总量 qn/t	临界量 qn/t	q_i/Q_i 值
天然气处理站稳定凝析油储罐	稳定凝析油	8002-05-9	1326	2500	0.53
集气干线	凝析油	8002-05-9	0.0015②	2500	6×10^{-7}
	天然气	8006-14-2	0.01②	50	0.0002
外输管线	产品天然气	8006-14-2	0.766②	50	0.015
项目 Q 值 Σ					0.545

注：①凝析油参照原油判定，其 CAS 号根据《危险化学品目录》（2018）确定；天然气处理站设置 2 座 1000m³ 凝析油储罐，体积充装系数为 0.85，密度为 780.5kg/m³，则稳定凝析油最大储存量为 1326 吨。

②最大存在量为在线量：1）集气干线取中佳 601 集气干线（DN100，2100m），天然气密度为 0.6124kg/m³；则中佳 601 集气干线天然气在线量为 0.01 吨；2）外输管线 13km，管径为 DN350，产品天然气密度为 0.6124kg/m³；则外输管线天然气在线量为 0.766 吨。

综上，本项目 Q=0.545<1，环境风险潜势为Ⅰ。

（2）M 值的确定

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）附录 C，本项目为石油开采项目，根据表 5.2-9 判定，本项目 M 分值为 10，以 M3 表示（M1>20；10<M2≤20；5<M3≤10；M4=5）。

表 5.2-9　行业及生产工艺（M）

行业	评估依据	分值
石化、化工、医药、轻工、化纤、有色冶炼等	涉及光气及光气化工艺、电解工艺（氯碱）、氯化工艺、硝化工艺、合成氨工艺、裂解（裂化）工艺、氟化工艺、加氢工艺、重氮化工艺、氧化工艺、过氧化工艺、胺基化工艺、磺化工艺、聚合工艺、烷基化工艺、新型煤化工工艺、电石生产工艺、偶氮化工艺	10/套
	无机酸制酸工艺、焦化工艺	5/套

行业	评估依据	分值
	其他高温或高压，且涉及危险物质的工艺过程[a]、危险物质贮存罐区	5/套（罐区）
管道、港口/码头等	涉及危险物质管道运输项目、港口/码头等	10
石油天然气	石油、天然气、页岩气开采（含净化），气库（不含加气站的气库），油库（不含加气站的油库）、油气管线[b]（不含城镇燃气管线）	10
其他	涉及危险物质使用、贮存的项目	5
[a]高温指工艺温度≥300℃，高压指压力容器的设计压力（P）≥10.0MPa； [b]长输管道运输项目应按站场、管线分段进行评价。		

（3）P 值的确定

对照《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）附录 C，本项目 Q<1，环境风险潜势为Ⅰ，根据表 5.2-10 判定，本项目不存在工艺系统危险性（P）。

表 5.2-10　危险物质及工艺系统危险性等级判断（P）

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

5.2.3 风险潜势判断

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）划分依据，本项目大气环境（环境低度敏感区 E3）、地表水（环境低度敏感区 E3）、地下水环境（环境中度敏感区 E2），不存在工艺系统危险性（P），环境风险潜势综合等级为Ⅰ级，风险评价等级为简单分析，定性分析说明影响后果。

5.2.4 评价工作等级划分

环境风险评价工作等级划分为一级、二级、三级。本项目环境风险潜势综合等级为Ⅰ，评价工作等级判定为**简单分析**。

表 5.2-11　评价工作等级划分

环境风险潜势	Ⅳ+、Ⅳ	Ⅲ	Ⅱ	Ⅰ
评价工作等级	一	二	三	简单分析[a]
[a]是相对于详细评价工作内容而言，在描述危险物质、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。				

表 5.2-12　项目各环境要素风险评价工作等级划分表

环境要素	大气环境	地表水环境	地下水环境
环境风险工作评价等级	简单分析	简单分析	简单分析
工作内容	定性分析说明大气环境影响后果	定性分析说明地表水环境影响后果	采用解析法进行地下水影响分析与评价

5.2.5 环境保护目标识别

项目区周围 5km 范围内没有固定的居民居住。

表 5.2-13　风险环境敏感特征表

<table>
<tr><td rowspan="2">类别</td><td colspan="7">环境敏感特征</td></tr>
<tr><td colspan="7">厂址周边 5km 范围内</td></tr>
<tr><td rowspan="5">环境空气</td><td>序号</td><td>敏感目标名称</td><td>相对方位</td><td>距离/m</td><td>属性</td><td colspan="2">人口数/人</td></tr>
<tr><td>1</td><td>油区工作人员</td><td>油区内部</td><td>——</td><td>工作人员</td><td colspan="2">44</td></tr>
<tr><td colspan="5">厂址周边 500m 范围内人口数小计</td><td colspan="2">44</td></tr>
<tr><td colspan="5">厂址周边 5km 范围内人口数小计</td><td colspan="2">44</td></tr>
<tr><td colspan="5">大气环境敏感程度 E</td><td colspan="2">E3</td></tr>
<tr><td rowspan="6">地表水</td><td colspan="7">受纳水体</td></tr>
<tr><td>序号</td><td>受纳水体名称</td><td colspan="2">排放点水域环境功能</td><td colspan="3">24h 内流经范围/km</td></tr>
<tr><td>1</td><td>/</td><td colspan="2">/</td><td colspan="3">/</td></tr>
<tr><td colspan="7">内陆水体排放点下游 10km 范围内敏感目标</td></tr>
<tr><td>序号</td><td>敏感目标名称</td><td colspan="2">环境敏感特征</td><td>水质目标</td><td colspan="2">与排放点距离/m</td></tr>
<tr><td>1</td><td>/</td><td colspan="2">/</td><td>/</td><td colspan="2">/</td></tr>
<tr><td colspan="5">地表水环境敏感程度 E</td><td colspan="2">E3</td></tr>
<tr><td rowspan="3">地下水</td><td>序号</td><td>环境敏感区名称</td><td>环境敏感特征</td><td>水质目标</td><td>包气带防污性能</td><td colspan="2">与下游厂界距离/m</td></tr>
<tr><td>1</td><td>/</td><td>/</td><td>/</td><td>/</td><td colspan="2">/</td></tr>
<tr><td colspan="5">地下水环境敏感程度 E</td><td colspan="2">E2</td></tr>
</table>

5.3 环境风险识别及分析

5.3.1 物质风险识别

本项目涉及的主要风险物质为天然气和凝析油/稳定凝析油，其物化性质、易燃性、爆炸性和毒性情况见表 5.3-1、5.3-2。

表 5.3-1　凝析油/稳定凝析油理化特性及毒理特性一览表

<table>
<tr><td rowspan="8">理化性质</td><td>化学品名称</td><td>凝析油/稳定凝析油</td><td>热值</td><td>41870KJ/kg</td></tr>
<tr><td>主要成分</td><td>烷烃、环烷烃、芳香烃和烯烃等多种液态烃的混合物</td><td>火焰温度</td><td>1100℃</td></tr>
<tr><td>外观及性状</td><td>黑褐色并带有绿色荧光，具有特殊气味的粘稠性油状液体</td><td>自然燃点</td><td>380-530℃</td></tr>
<tr><td>沸点</td><td>300-325℃</td><td>闪点</td><td>-6.7～32.2℃</td></tr>
<tr><td>熔（凝固）点</td><td>-60℃</td><td>爆炸极限</td><td>1.1-6.4%（v）</td></tr>
<tr><td>相对密度</td><td>（水=1）：0.8332～0.8775g/cm^3，平均值为 0.861g/cm^3</td><td>溶解性</td><td>不溶于水</td></tr>
<tr><td>稳定性</td><td>常温常压稳定</td><td></td><td></td></tr>
<tr><td colspan="4"></td></tr>
<tr><td>危险特性</td><td colspan="4">易燃易爆。
【燃烧与爆炸特性】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。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。</td></tr>
<tr><td>毒理学资料</td><td colspan="4">急性毒性：LD_{50}≥4300mg/kg；LC_{50} 无资料。
健康危害：刺激眼睛和皮肤，导致皮肤红肿、干燥和皮炎，食入将引发恶心、呕吐和腹泻，影响中枢神经系统，表现为兴奋，继而引发头痛、眼花、困倦及恶心，更严重者将精神崩溃、失去意识、陷入昏迷，甚至由于呼吸系统衰竭导致死亡。吸入高浓度蒸汽将影响中枢神经系统肺损伤，引发恶心、头痛、眼花至昏迷。</td></tr>
<tr><td>应急处置原则</td><td colspan="4"></td></tr>
</table>

防护措施	
安全措施	

表 5.3-2　天然气理化特性及毒理特性一览表

理化性质	化学品名称	天然气		
	主要成分	低分子量烷烃混合物，主要成分为甲烷（80%～97%）	闪点	-218℃
	外观及性状	无色无臭气体	引燃温度	482～632℃
	沸点	-161.5℃	爆炸极限	5.0～15（v/v%）
	熔点	-182.5℃（119KPa）	最大爆炸压力	6.8MPa
	相对密度	（水=1）：0.58～0.62kg/m^3	溶解性	微溶于水，溶于醇、乙醚
	稳定性	稳定		
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、二氟化氧及其他强氧化剂接触发生剧烈化学反应。若遇高热，容器内压增大，有开裂和爆炸的危险。			
毒理学资料	属微毒类。允许气体安全地扩散到大气中或当作燃料使用。有单纯性窒息作用，在高浓度时因缺氧窒息而引起中毒。			
健康危害	侵入途径：吸入，皮肤接触； 健康危害：天然气主要成分为甲烷，甲烷对人基本五毒，但浓度过高时，使空气中氧含量明显降低，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。皮肤接触液化本品，可致冻伤。			

应急处置原则	
防护措施	
安全措施	

5.3.2 生产系统危险性识别

根据工程内容，结合油气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、站场、集输管道。

（1）井场危险性识别

井喷事故风险：井喷为井场常见事故。本项目井喷主要是在井下作业中发生的事故。在井下作业过程中由于地层压力不稳、封井不严或者井控设备失灵，均可能发生井喷事故。发生井喷事故时，天然气、凝析油和地层水一同冲出井口，很容易发生爆炸和火灾事故。

井漏事故风险：生产井固井质量不好可能引发污染地下水事故，可能引发油水窜层，造成地下水污染。

（2）站场危险性识别

天然气处理站内油气集输、处理及储运设施等发生泄漏会引发火灾、爆炸事故。站场常见的事故主要是因腐蚀造成管汇撬、管线等发生泄漏，泄漏后还有可能引起火灾和爆炸，在影响人身和设备安全的同时，污染环境。根据国内石油化

工系统事故类型及引发原因统计，见表 5.3-3。站场可能产生的风险事故类型主要为储罐引起的火灾爆炸事故，占 28.5%，事故发生的原因主要为明火，占 66%。

表 5.3-3　国内石油化工系统事故类型及原因统计

序号	事故类型	比例（%）	引发事故原因	比例（%）
1	火灾爆炸事故	28.5	明火	66
2	人身伤亡事故	20.8	电气及设备	13
3	设备损坏事故	24.0	静电	8
4	跑、冒油事故	15.7	雷电	4
5	其他	11.0	其他	9

（3）贮运系统危险性识别

①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品和天然气溢出，对周围环境造成直接污染，而且泄漏的油品遇到明火还可能产生火灾、爆炸事故。

②罐车凝析油泄漏

本项目天然气处理站生产的稳定凝析油由罐车外运，因车辆本身的设计、制造、操作、管理等各环节有存在缺陷的可能性，稳定凝析油拉运过程有泄漏事故发生的风险。事故发生时罐车内稳定凝析油溢出，对周围环境造成直接污染，泄漏的油品如遇到明火还可能生火灾、爆炸事故。

另据中国石化总公司《石油化工典型事故汇编》（1983-1993 年）统计，炼油系统共发生 293 起事故，其中储运系统 74 起，占 25.3%。可见罐区事故发生较多。尽管随着防灾减灾技术的不断提高，目前事故率及作业伤亡人数在不断降低，以一亿工作小时事故死亡人数比较，远低于建筑业和矿业，但是储运系统事故发生率仍然较高。

5.3.3 风险事故类型分析

根据工程分析中本工程可能涉及的危险物质及危险场所，分析工程的危险特性，主要包括以下几方面的内容：

（1）火灾危险性

当凝析油或天然气等危险物质和空气等共存，遇到有导致着火的初始点火能源，如：明火、摩擦、撞击、电火花、静电火花、雷电等可发生火灾事故。

（2）爆炸危险性

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

（3）挥发及泄漏危险性

本工程正常生产过程中，集输气液是在密闭条件下输送，不具备发生火灾爆炸的条件，发生事故主要是由于管道存在设计缺陷、材料缺陷、施工质量缺陷、长期使用磨损、人员误操作、人为破坏等原因造成易燃易爆介质泄漏，泄漏的易燃易爆介质遇火源（明火、静电火花、机械火花、电气火花、高温物体或雷电），有可能引发火灾事故；泄漏的易燃易爆气体或蒸气浓度达到爆炸浓度极限，遇火源，则可能发生爆炸、火灾事故。

（4）其他危险性

此外，工程危险性特征化包括：静电危害、机械伤害、高处坠落危害、高温低温作业危害、噪声危害等。

5.3.4 环境影响途经识别

根据项目物质危险性识别、生产系统危险性识别，本项目危险物质在事故情形下对环境的影响途径主要是油罐泄漏导致火灾爆炸事故对周围环境产生影响。

表 5.3-4　项目环境风险识别表

序号	危险单元	风险源	主要危险物质	环境风险类型	环境影响途径	可能受影响的环境敏感目标
1	天然气处理站	稳定凝析油储罐	稳定凝析油	泄漏	大气 地下水	周边 3 公里
2				火灾	大气	
3				爆炸	大气	
4		天然气处置装置	天然气	泄漏	大气	
5				火灾	大气	
6				爆炸	大气	
7	集输管道	集气干线、单井采气管线、外输管线	凝析油、天然气	泄漏	大气 地下水 土壤	

5.4 环境风险影响分析

本次环境风险评价重点从环境的角度对事故后果的影响进行分析。当发生凝析油或天然气泄漏主要会对环境空气、水、生态环境产生不利影响。

5.4.1 对环境空气的影响分析

（1）稳定凝析油储罐泄漏后，稳定凝析油进入环境空气，其中的轻组分烃类可能会对周围环境空气产生影响，若遇明火，可发生火灾、爆炸，火灾、爆炸产生的伴生/次生污染物可能对环境空气产生一定的影响。由于项目区周围无环境敏感目标，且地域空旷，扩散条件较好，发生事故后，及时采取相应的措施，不会对周围环境空气产生明显影响。

（2）外输管线及集气管线发生泄漏事故后，大量的天然气进入环境空气，可能造成局部地区浓度过高，极易造成小范围的缺氧，对气田工作人员造成影响，可引起头痛、头晕、乏力、注意力不集中、呼吸和心跳加速，严重时可窒息死亡。天然气及凝析油若遇明火，可发生火灾、爆炸，其伴生/次生污染物可能对环境空气产生一定的影响，还会造成植被焚毁、土壤污染。项目区地域空旷，扩散条件较好，发生事故后，及时采取相应的措施，不会对周围环境空气产生明显影响。

5.4.2 对地下水环境的影响分析

外输管线及集气管线中的天然气泄漏对地下水无影响，而凝析油泄漏则可能造成油品下渗，进而导致地下水污染风险的发生。发生泄漏事故后，及时发现、及时维修处理，即使有少量的污染物泄漏，也很难通过防渗层渗入包气带。故在正常工况下，加强检修力度，发生泄漏事故及时找到泄漏点，及时维修，并将受污染的土壤全部回收，送至主体装置区进行处理，污染物从源头和末端均得到控制，没有污染地下水的通道，污染物不会渗入地下污染地下水体。

当泄漏事故不可控时，泄漏的油品经土层渗漏，通过包气带进入含水层。根据《采油废水中石油类污染物在土壤中的迁移规律研究》（岳占林文）中结论：土壤尽管颗粒较粗、结构较松散、孔隙比较大，但对石油类物质的截留作用是非常显著的，石油类很难在土壤剖面中随水下渗迁移，基本上被截留在 0cm～10cm 或 0cm～20cm 表层土壤中，其中表层 0cm～5cm 土壤截留了 90%以上的泄漏凝析油。因此，即使发生输油管线泄漏事故，做到及时发现、及时处理，彻底清除

泄漏油品、被污染的土壤，不会对地下水体环境质量产生大的影响。

5.4.3 对生态环境的影响分析

外输管线及集气管线中的天然气泄漏对生态环境的影响不大，本次评价对生态环境影响分析主要集中在凝析油/稳定凝析油泄漏对生态系统的影响，其影响主要表现为对土壤和植被的破坏。

（1）对土壤的影响分析

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

凝析油/稳定凝析油发生泄漏时，相当于向土壤中直接注入原油，泄漏的原油进入土壤中后，渗入土壤孔隙，则使土壤透气性和呼吸作用减弱，影响土壤中的微生物生存，造成土壤盐碱化，破坏土壤结构，增加土壤中石油类污染物，造成土地肥力下降，改变土壤的理化性质，影响土壤正常的结构和功能。

根据类比调查结果可知，凝析油/稳定凝析油泄漏事故发生后，在非渗透性的基岩及粘重土壤上污染（扩展）面积较大，而疏松土质上影响的扩展范围较小；粘重土壤多为耕作土，原油覆于地表会使土壤透气性下降，降低土壤肥力。在泄漏事故发生的最初，原油在土壤中下渗至一定深度，随泄漏历时的延长，下渗深度增加不大（落地油一般在土壤表层 20cm 以上深度内积聚）。

（2）对植被的影响

凝析油/稳定凝析油泄漏对植被的影响主要分为三种途径，一是泄漏油品直接粘附于植物体阻断植物的光合作用，使植物枯萎、死亡；二是泄漏的油品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；三是泄漏的油品中的轻组份挥发，在对空气环境产生影响的同时，也对周围植物产生影响。发生事故后，及时采取相应的措施，不会对周围植被产生明显影响。

5.5 环境风险防范措施

5.5.1 井下作业风险防范措施

（1）设计、生产中采取有效预防措施，严格遵守钻井、井下作业的安全规

定，在井口安装防喷器和控制装置，杜绝井喷的发生。

（2）固井作业时要求选用优质水泥浆固井，保证固井质量合格。固井质量检查以声幅和变密度测井曲线为主，声幅、变密度测井选择最佳时间测井，测深要达到要求。

（3）井下作业时要求带罐操作，最大限度避免落地油产生，凝析油落地侵染的土壤交由具备相应危废处理资质的单位进行回收、处置。

5.5.2 井场事故风险防范措施

（1）采气井场设置明显的禁止烟火标志；

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

（3）按消防规定配备泡沫灭火器、干粉灭火器、消防铁锹和其它消防器材，并定期进行检查，保持完好可用。

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

5.5.3 油气集输事故风险防范措施

（1）油气田石油工艺管道和输油管道所采用的钢管和管道附件的材质选择应根据使用压力、温度和介质的物理性质等因素，经技术经济比较后确定，采用的钢管和钢材应具有良好的韧性和可焊性。

用于管道上的钢管，应符合 GB9711、GB6479、GB8163、SY/T5037、SY5297 的要求。材料生产单位，应按相应标准的规定提供材料质量证明书。

管道选用的阀门应符合 GB4981、GB12234、GB12237、GB12241、GB/T12252 等标准的要求。

管道强度试验和严密性试验应按照设计图纸进行执行，强度试验的介质宜采用水。

（2）严格按照管道施工、验收等规范进行设计、施工和验收。

输油管线敷设前，应加强对管材和焊接质量的检查，严禁使用不合格产品。对焊接质量严格检验，防止焊接缺陷造成泄漏事故的发生。

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

（4）按规定定期对设备进行维修、保养，及时更换易损及老化部件，防止油气泄漏事故的发生。

其中定期检验分为外部检验和全面检验。外部检验除日常巡检外，一年至少一次，有使用单位专职人员进行。全面检验每五年一次，由中国石油天然气总公司质量主管部门认可的专业检验单位承担。管道停用一年后再启用，应进行全面检验。若管道多次发生事故；防腐层损害较严重；修理、修复和改造后；受自然灾害破坏；投用超过 15 年，全面检验的周期可以缩短。

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

（6）严禁在管线两侧各 5m 范围内修筑工程，在管线上方及近旁严禁动土开挖和修建超过管道负荷的建筑物。

（7）定期对管线进行巡视，加强管线和警戒标志的管理工作。

（8）加强自动控制系统的管理和控制，严格控制压力平衡。

（9）对操作、维修人员进行培训，持证上岗。制订应急操作规程，在规程中说明发生管道事故时应采取的操作步骤。规定抢修进度，限制事故的影响，说明与人员有关的安全问题。提高职工安全意识，识别事故发生前异常状态，并采取相应措施。抢修作业施焊前，应对焊点周围可燃气体的浓度进行测定，并制定防护措施。焊接操作期间，宜用防爆的轴流风机对焊接点周围和可能出现的泄漏进行强制排风，并跟踪检查和监测。

（10）对于突发性管道断裂事故，应立即启动应急预案，采取减少管道天然气及凝析油的外泄的应急措施，防止事故扩大和次生灾害。

5.5.4 场站（天然气处理站）事故风险防范措施

为了消除事故隐患，针对各装置可能发生的各种事故风险因素，建设单位在总体布局、工艺设计、设备选型、施工单位选择、监督管理等方面，采取了大量行之有效的防范措施，具体如下：

（1）总体布局

天然气处理站的总体平面布置严格执行《石油天然气工程设计防火规范》（GB50183-2004）和《建筑设计防火规范》（GB50039-2010）中的有关规定，平面布置力求紧凑，建、构筑物及设施间的防火安全距离严格执行设计规范和标准的要求，留有足够的防火间距。

（2）建筑安全防范

项目储罐区有良好的通风，装车区也应有良好的通风措施，以利可燃气体的扩散，防止爆炸。根据火灾危险性等级和防火、防爆要求，建筑物的防火等级均采用国家现行规范要求的耐火等级设计，满足建筑防火要求。凡禁火区均设置明显标志牌，储罐区不允许非工作人员随便入内，安全出口及安全疏散距离应符合《建筑设计防火规范》（GB50016-2006）的要求。在装置区设置救护箱，工作人员配备必要的个人防护用品。

（3）安全防范措施

①压力容器的设计，建筑材料的选择，防雷、防静电、防爆等设计严格执行《油气田建设防火规范》及有关技术规范;加强对压力容器和各类安全阀的管理，投产试运行前必须进行试压、标定和铅封，建立档案，保证安全生产。

②在场站内严格用火管理；站内所有设备、管线应做防雷、防静电接地，必要时可加装消雷器；变压器等采用避雷器作为防雷保护。

③场站内的储罐区、装车区等均为爆炸火灾危险区域，区域内的配电设备均应采用防爆型；根据各建筑物的不同防爆等级采取相应的防爆措施。

④项目入口设立明显标志，禁止使用手机等通讯设施；作业场所均设置安全警示标志，设备和管道涂刷安全色。对高温管线进行隔热处理。

⑤在易燃易爆场所设置有效的通风设施，如罐区、装车区等，并设置监控系统和安装可燃气体检测报警仪，配套控制室进行监控；优化场站自动化控制系统和紧急停车连锁系统，采用电脑自动监测和报警机制，根据压力变化对事故风险迅速做出判断，并及时报告并采取合法程序进行事故控制

⑥储罐区为相对独立的区域。按《石油库设计规范》（GB50074-2002）及《石油化工企业设计防火规范》（GB50160-2008）中的相关标准要求进行设计、施工，项目地上储罐区与周边各建筑的距离均需符合《石油库设计规范》（GB50074-2002）及《石油化工企业设计防火规范》（GB50160-2008）中的相关标准要求。

罐区四周设置 1.2m 高的防火堤，罐区防火堤内利用水泥进行硬底化处理后，底部用 HDPE 防渗膜进行防渗，渗透系数≤10^{-7}cm/s。一旦发生泄漏，围堰可用于收集部分油品，同时泄漏油品可通过专用管道引流至应急事故池暂存。

⑦储罐应进行防腐，焊接要经过 100%探伤，选择刚性不燃的坚固基础，投用前须严格按照《压力容器安全技术监察规程》进行强度和气密性试验；加强储罐和管线接口的检查工作，防止腐蚀穿孔。定期进行壁厚检测，腐蚀余量低于规定的允许值时，要及时进行检修和更换。

⑧安装火灾设备检测仪表、消防自控设施；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；定期进行消防培训与实战演练，要求岗位工作人员具有较强的消防安全意识，加强巡检，确保无异常情况出现。

（4）环境管理措施

①在特殊岗位采取隔离、通风、检测等措施，应根据《石油工业作业场所劳动防护用具配备要求》SY/T6524-2010、《生产作业现场应急物资配备选用指南》Q/SY136-2012 配备应急及个人防护用品。

②明确各要害部位、重点岗位的管理责任，建立了一整套安全生产管理规定、安全生产操作规程和各种设备的运行操作规范，定期进行安全生产检查，并对查出问题认真整改，做好整改记录，通过加强安全管理消灭事故隐患。

③重视职工的专业技能培训，培训内容包括安全环保新增规定宣传、环保统计系统培训、压力容器管理系统培训、安全评价培训和安全生产法宣传等。

5.5.5 罐车运输过程风险防范措施

（1）罐车必须符合《压力容器安全技术监察规程》的安全管理规定，企业对压力容器管理执行国家有关锅炉压力容器的规定。

（2）车辆必须是专用车或经有关部门批准使用符合安全规定的运载工具，并符合相关要求。

（3）认真执行罐车巡检、回检以及维护、修理管理办法，保持罐车完整性。

（4）配备具有危险货物运输资质和经验的驾驶员和押运员，严格执行特车公司反“违章指挥、违章操作、违反劳动纪律的行为”管理规定，并使用 GPS 监控车辆动态。

（5）出车前必须对车辆的安全技术状况进行认真检查，确保车辆安全状况

和安全性能合格。发现故障排除后方可投入运行。杜绝跑、冒、滴、漏，故障未处置好不得承运。要保持驾驶室干净，不得有发火用具，危险品标志灯、标志牌要完好。

（6）稳定凝析油装卸参照《汽车运输危险货物规则》（JT617-2004）配装表中进行，车辆排气管应安装隔热和熄灭火星装置，并配装符合 JT230 规定的导静电橡胶拖地带装置。罐体装稳定凝析油时，应预留容积不得少于罐体总容量 5%的膨胀余量。稳定凝析油中石油类容易污染土地和水源。卸货时尤其要注意。

（7）行车要遵守交通、消防、治安等法律法规。控制车速，保持与前车安全距离，严禁违法超车，不能疲劳驾驶，行车途中要勤于检查，当行驶一定时间后要查看车箱底部四周有无泄漏液体，若有原油泄漏，应查找泄漏点，采取相应的应急措施，防止液体继续泄漏，将受到污染的土壤要全部回收，交由有相应危险废物处理资质的单位回收、处置。

（8）检查随车配备的消防器材的数量及有效性。要随车携带不发火的工具、专业堵漏设备、劳动防护用品，不得穿钉子鞋和化纤服装。运输过程中如发生事故时，驾驶员和押运员应立即向安全生产管理部门、环境保护部门、质检部门报告，并应看护好车辆，共同配合采取一切可能的警示、救援措施。

5.5.6 重视和加强管理

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

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

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

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

（4）对事故易发部位、易泄漏地点，除本岗工人及时检查外，应设安全员巡检。

对本工程具有较大危险因素的重点部位（如：井控装置、管线、储罐等）进

行必要的定期巡检。

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

（6）提高自动化水平，保证各系统在优化和安全状态下进行操作。

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

5.6 突发环境事件应急预案

本工程针对环境风险事故已采取多种防范措施，将风险事故的概率降至较低的水平，但概率不会降为零，一旦发生事故仍需采取应急措施，控制和减少事故危害，根据《突发环境事件应急管理办法》（原环境保护部令第 34 号）、《危险废物经营单位编制应急预案指南》（原国家环境保护总局公告 2007 年第 48 号）、《新疆维吾尔自治区突发环境事件应急预案编制导则(试行)》（新环发(2014)234 号）、《危险废物经营单位审查和许可指南》（环境保护部公告 2009 年第 65 号）等文件要求，以及项目运行过程中存在的风险事故类型，需制定适用于本工程的事故应急预案，纳入中国石油新疆油田分公司采气一厂应急预案中，以便在事故发生后，迅速有效的采取应急措施，在短时间内使事故得到有效控制。

5.6.1 应急预案编制程序

环境风险应急预案编制程序见图 5.6-1。

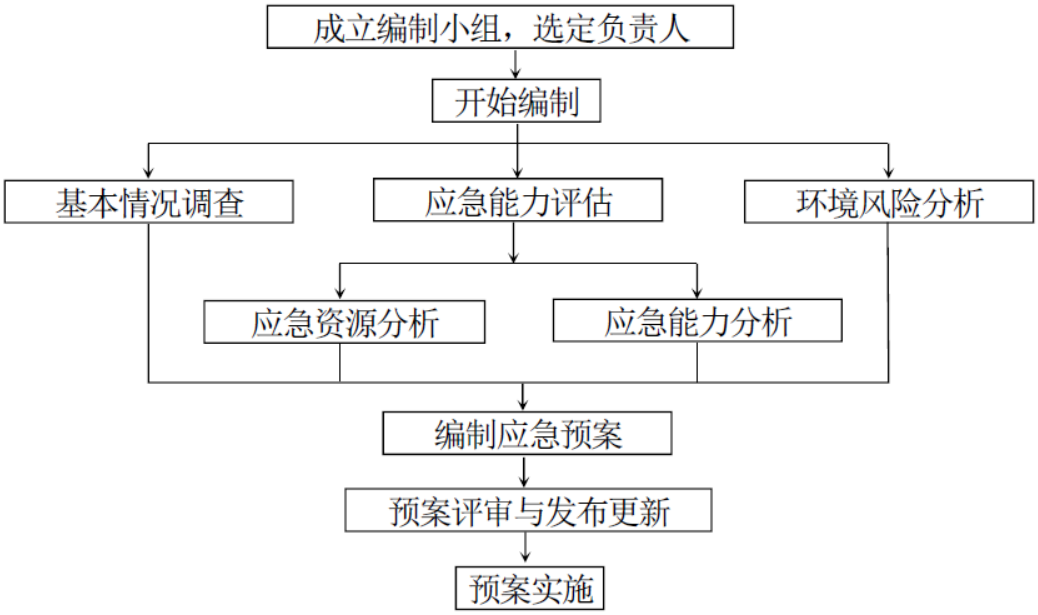


图 5.6-1　环境风险应急预案编制工作程序

5.6.2 应急预案主要内容

本工程应根据环境风险特点，制定相应的应急预案，具体应急预案编写内容及要求见表 5.6-1。

表 5.6-1　环境风险事故应急预案内容

序号	项目	内容及要求
1	应急预案简介	包括应急预案编制目的、适用范围、文本管理及修订
2	单位基本情况及周围环境综述	包括单位基本情况、危险废物及其经营设施基本情况、周边环境状况
3	启动应急预案的情形	明确启动应急预案的条件和标准
4	应急组织机构	以事故应急响应为主线，明确事故报警、响应、结束、善后处置等环节的主管部门与协作部门及其职责；以应急准备及保障机构为支线，明确各应急日常管理部门及其职责；要体现应急联动机制；明确发生事故时应请求支援的外部应急/救援力量名单及其可保障的支持方式和支持能力，装备水平、联系人员及联系方式、抵达时限等，并定期更新。
5	应急响应程序-事故发现及报警(发现紧急状态时)	规定单位内部发现紧急状态时，应当采取的措施及有关报警、求援、报告等程序、方式、时限要求、内容等；明确哪些状态下(如泄漏、火灾或爆炸可能威胁单位/厂区外的环境或人体健康时)应当报告外部应急/救援力量并请求 支援；明确哪些状态下(如在事故可能影响到厂外的情况下)应当自行或协助地方政府向周边临近单位、社区、受影响区域人群发出警报信息以及警报方式

序号	项目	内容及要求
6	应急响应程序-事故控制(紧急状态控制阶段)	明确接到发生事故后，各应急机构应当采取的具体行动措施。包括响应分级、警戒与治安、应急监测、现场应急处置措施和应急响应终止程序。明确应急预案的启动级别及条件；明确事故应急状态下的现场警戒与治安秩序维护的方案，包括单位内部警戒和治安的人员以及同当地公安机关的协作关系；明确事故状态下的监测方案，包括检测泄漏、压力集聚情况，气体发生的情况，阀门、管道或其他装置的破裂情况，以及污染物的排放情况等；明确各事故类型的现场应急处置的工作方案，包括现场危险区、隔离区、安全区的设定方法和每个区域的人员管理规定，切断污染源和处置污染物所采用的技术措施及操作程序，控制污染扩散和消除污染的紧急措施；预防和控制污染事故扩大或恶化的措施，污染事故可能扩大后的应对措施，有关现场应急过程记录的规定等
7	应急响应程序-后续事项(紧急状态控制后阶段)	明确事故得到控制后的工作内容。如应急协调人必须组织进行后期污染监测和治理，清理事故现场，进行事故总结和责任认定，报告事故，将事故记录生成记录，补充和完善应急装备，修订和完善应急预案等
8	人员安全及救护	明确紧急状态下，对伤员现场急救、安全转送、人员撤离以及危害区域内人员防护等方案
9	应急装备	列明应急装备、设施和器材清单，清单应当包括种类、名称、数量以及存放位置、规格、性能、用途和用法等信息，以利于在紧急状态下使用。规定应急装备定期检查和维护措施，以保证其有效性
10	应急预防和保障方案	包括预防事故的方案、应急设施设备器材及药剂的配备、保存、更新、养护等方案；应急培训和演习方案
11	事故报告	规定向政府部门或其他部门报告事故的时限、程序、方式和内容等
12	事故的新闻发布	明确事故的新闻发布方案，负责处理公共信息的部门，以确保提供准确信息，避免错误报道
13	应急预案实施和生效时间	明确应急预案实施和生效的时间
14	附件	包括组织机构名单、值班联系通讯表、组织应急响应有关人员联系通讯表、危险废物相关方应急咨询服务通讯表、外部应急救援单位联系通讯表、政府有关部门联系通讯表、单位平面布置图及撤离路线、危险废物相关生产环节流程图、危险废物理化特性及处理措施简表、应急设施配置图、周边区域道路交通示意图和疏散路线、交通管制示意图，周边区域的单位、社区、重要基础设施分布图及有关联系方式，供水、供电单位的联系方式，风险事故评估报告，保障制度等

5.8 环境风险评价小结

本工程发生风险事故的类型主要为稳定凝析油储罐破裂导致凝析油泄漏、火灾及爆炸；天然气处理站及集输管线天然气泄漏、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。

表 5.8-1　建设项目环境风险简单分析内容表

建设项目名称	中佳油气田中佳 2_H 区块二叠系气藏开发工程			
建设地点	（新疆维吾尔自治区）省（克拉玛依）市			
地理坐标	经度	85°11'26.0215"	纬度	45°11'08.9754"
主要危险物质及分布	主要危险物质为天然气、凝析油和稳定凝析油，主要分布在单井采气管线、集气干线、外输管线和天然气处理站等单元			
环境影响途径及危害后果（大气、地表水、地下水等）	集输管线、储罐发生破损造成油品和天然气泄漏，污染土壤和大气，泄漏凝析油有可能通过包气带渗漏进入地下含水层，污染地下水；泄漏的油气若遇明火，发生火灾、爆炸，污染大气环境；事故发生概率较低，发生事故时及时采取相应的应急措施，不会对周围环境产生明显影响			
风险防范措施要求	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。			
填报说明（列出项目相关信息及评价说明）： 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。				

6 环境保护措施及其可行性论证

6.1 施工期环境保护措施

项目施工期主要污染物为地面工程、管道敷设、道路建设过程中产生的扬尘、汽车尾气、废水、建筑垃圾、废土石方和噪声。

6.1.1 施工期大气污染防治措施

对于地面工程、管道敷设、道路建设过程中产生的扬尘，施工单位应采取以下防治措施：

（1）在施工过程中，作业场地将采取围挡、围护以减少扬尘扩散，围挡、围护对减少扬尘对环境的污染有明显作用，当风速为 2.5m/s 时可使影响距离缩短 40%。在施工现场周围，连续设置不低于 2.5m 高的围挡，并做到坚固美观。

（2）在施工场地安排员工定期对施工场地洒水以减少扬尘量，洒水次数根据天气状况而定，一般每天洒水 1～2 次，若遇到大风或干燥天气可适当增加洒水次数。风速过大时，应停止施工作业。施工场地洒水与否对扬尘的影响较大，场地洒水后，扬尘量将减低 28%～75%，大大减少了其对环境的影响。

（3）对运输建筑材料及建筑垃圾的车辆加盖蓬布以减少洒落。禁止露天堆放建筑材料，细颗粒散料要入库保存，搬运时轻拿轻放，防止包装袋的破裂。同时，车辆进出、装卸场地时应用水将轮胎冲洗干净；车辆行驶路线应首选外环路，尽量避开居民区和市中心区。

（4）水泥、石灰等建材采用罐装或袋装运输，尽量不采用散装运输。散装运输的车辆应完好，定时检修汽车档扳，凡装载不宜过满，防止建筑材料的抛撒产生运输扬尘

（5）使用商品混凝土，尽量避免在大风天气下进行施工作业。混凝土搅拌机应设置在棚内，搅拌时要有喷雾降尘措施。

（6）在施工场地上设置专人负责弃土、建筑垃圾、建筑材料的处置、清运和堆放，对砂石堆场应定时洒水，使其保持一定的湿度（含水率），减少二次起尘量；材料堆放应有蓬布遮盖和防风防雨措施。施工现场道路要压实路面，经常清扫，干旱季节要洒水。

（7）对建筑垃圾及弃土应及时处理、清运、以减少占地，防止扬尘污染，改善施工场地的环境。限制进场运输车辆的行驶速度，而且对运输石灰、水泥、土方和施工垃圾等易产生扬尘的车辆要严密遮盖，避免沿途撒落。

（8）施工现场禁止焚烧能产生有害有毒气体的废弃建材与原料，不得使用能耗大污染重的施工机械，禁止现场搅拌砂浆。

（9）集输管线尽可能沿公路走向，这样可避免施工运输对土地的扰动；在保证施工、安全的前提下，管沟开挖深度控制 1.5m 以内，避免因施工破坏土地可能带来的水土流失，对开挖土壤及时回填，减少风蚀概率；土方应放置在背风一侧，尽量平摊，从管沟挖土往地面送土时，施工人员应该低抛；如有风时，为防止沙土受风移动，应人为在上风向设置风障。

6.1.2 施工期废水防治措施

项目在建筑施工期间所产生的污水主要有基础施工中泥浆水，建材冲洗水，车辆出入冲洗水等生产污水和施工人员所产生的生活污水等。

（1）施工生产废水

生产污水中主要污染物为泥砂，石油类等。在施工期间内，施工单位必须对施工场所的生产废水应加以管理、控制。

本项目设置临时沉淀池，施工生产废水经沉淀池处理后部分回用，部分喷洒在裸露的表土上。喷晒一方面起到降尘作用，另一方面对场地的压实和沉降起到有利作用，避免施工废水排放造成水环境污染。

（2）施工生活污水

施工生活污水中主要污染物为 COD、NH_3-N 类等，设置移动式卫生厕所。生活污水排入移动式卫生厕所，粪便等集中收集送往克拉玛依市生活垃圾填埋场处理，无害化。

综上，随着上述措施的采取及实施，施工期的废水对环境的影响是可以最大限度的消除的，并且随着施工期的结束而消失。

6.1.3 施工期噪声污染防治措施

本项目主要包括土石方工程、设备安装工程等工程作业。根据拟建项目的性质，施工期的噪声主要可分为机械噪声、施工作业噪声和施工车辆噪声。

根据第四章施工期噪声预测结果，昼间距离施工机械 100m 处方可满足标准

限值要求，若夜间停止使用噪声最大的混凝土搅拌机和轮式装载机，则夜间 200m 处噪声方能达标，3km 内无声环境敏感点，在采取了有效的噪声防护措施后，影响相对较小；但施工噪声的影响范围还是比较大的，因此要严格控制施工噪声的影响。

建筑施工是露天作业，其流动性和间歇性较强，对各个环节中的噪声进行治理具有一定难度。下面结合施工特点，提出一些防治措施和建议：

（1）降低声源的噪声强度

在施工过程中，尽可能的采用低噪声的工艺和先进的施工技术，在施工场地边界建设临时围墙，在建筑物的外部采用隔声围挡，防止施工噪声外泄；对于主要的发声设备，安装消声器、消声管或者隔离发动机振动部件的方法降低噪声（可降低噪声 5～10dB(A)）；对于产生噪声的部件部分地或完全的封闭，并用减振垫、防振座等手段减少振动面板的振幅（可降低噪声 5～15dB(A)）；对机动设备均应适时的维护，维修不良设备常因松动部件的振动或者降低噪声部件的损坏而产生很强的噪声；闲置的设备应予关闭或减速。

（2）合理安排施工计划

安排施工计划时，应避免在同一地点集中使用较多机动设备，较宽松的施工计划可以减少运行机动设备的数目，合理的计划还可能使机动设备均匀的分布于工地上。实施文明施工作业，在施工过程中，尽量较少运行动力机械设备的数量，尽可能使动力机械设备较均匀的使用。

（3）对主要发声设备的噪声防治措施

施工现场的噪声对操作人员及外界环境影响较大，建议采取以下防治措施：在工作平台上粘附泡沫塑料，使工作台起到一定的吸声作用；在机腔内四壁和轴承座平面上贴附吸声材料，使机内变成多层阻性消声器；增加吸尘消声器；在操作过程中，应随时注意检查锯片压盘的垂直度和锯齿形状的均匀度，避免失重，减少振动负荷。采取以上措施，可大大减轻对操作人员及外界环境的影响。

（4）文明施工

所选用的施工机械应尽量为低噪声设备，应对操作人员进行相应的环保知识教育，且有一定的相关经验；必须严格控制装载机的装载量，并保证施工机械的正常运转，严禁超负荷运转；对高噪声设备采用基础减振等措施；对混凝土泵、

混凝土罐车可搭简易棚围护降噪，并加强对混凝土泵的维修保养，加强对混凝土泵、混凝土罐车操作人员的培训及责任心教育，保证混凝土泵、混凝土罐车平稳运行。

（5）施工人员的保护措施

对高噪声施工人员应佩戴防噪声耳塞、耳罩、头盔等。

综上，建设单位必须全面落实上述要求，不得产生扰民现象，并使施工各阶段的噪声符合《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）中的规定。且随着施工期的结束，噪声的影响也随之消失。

6.1.4 施工期固废污染防治措施

项目施工期间固体废物主要是施工土石方、建筑垃圾和施工人员生活垃圾。

（1）施工土石方

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，不产生集中弃土。

（2）建筑垃圾

针对施工期施工建筑垃圾应从源头上进行控制，体现在施工管理、材料选购、去向控制等方面，特别应强调以下几点：

①施工过程中合理选购材料和构件。在设计时应尽量运用标准设计，采用标准模数和预制构件，以减少建筑垃圾的产生。在选择建筑材料时，应优先选择建造时产生建筑垃圾少的环保再生建材，并且应尽量采用无包装材料和购买前应先计算好材料用量以免超量。

②加强施工管理。施工招投标阶段，在招标文件中写明投标方案中应包含对建筑垃圾的处理措施，从而迫使施工单位在施工时采取相应措施以减少建筑垃圾，所需费用最好也能纳入概算中；在施工阶段，采用机械化施工、提高施工技术和施工工艺、加强施工组织管理工作，以避免建筑材料在运输、储存、安装时的损伤和破坏，提高结构的施工精度，避免局部凿除或修补，从而减少建筑垃圾的产生。在施工现场还应对建筑垃圾分类存放，以利处理。更应严格控制工程变更，尤其是那些已经建好的工程，如果不是万不得已，最好不要再进行变更，以免增加造价和建筑垃圾。

③施工车辆在运送弃土应使用不漏水的翻斗车，渣土不得沿途漏散、飞扬，

清运车辆进出施工现场不得带泥污染路面，应严格按环卫和公安部门确定的路线行驶。

④施工垃圾不得随意丢弃，对施工垃圾分类进行综合利用和妥善处置，不得造成二次污染。

（3）施工生活垃圾

施工生活垃圾统一收集，清运至克拉玛依市生活垃圾填埋场进行卫生填埋。

综上，项目在施工期间的施工垃圾的及时清理、清运，送至建筑垃圾填埋场做无害化处理，生活垃圾集中收集后委托环卫部门清运，可最大限度的降低对环境的影响。

6.1.5 施工期生态环境保护措施

该区域气候干旱，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。

6.1.5.1 站场（天然气处理站）工程生态保护措施要求

（1）站场（天然气处理站）建设前，选址阶段应对施工场地周边进行现场调查，避开植被长势良好、茂密的区域，并全线避让自治区Ⅰ级保护植物（梭梭、白梭梭），不占用、不破坏。选择裸地或植被稀疏的区域进行井场和站场的建设。

（2）对井场的临时性占地合理规划，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（采气井）永久占地 30m×40m；

②施工占地：控制在 80m×120m；

（3）钻井废弃物 100%回收，减少对周围土壤、植被的影响。

（4）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。

（5）井场施工结束后，应及时对现场回填平整，清除残留的废弃物，并覆土压实覆盖一层砾石（6cm），防止风蚀现象发生；站场进行平整、覆土、地面硬化处理。

6.1.5.2 管线工程生态保护措施要求

（1）对项目区域内的临时性占地（管线埋设）合理规划，严格控制临时占地面积，在选线阶段避开植被长势良好、茂密的区域，并全线避让自治区Ⅰ级保护植物（梭梭、白梭梭），不占用、不破坏。

（2）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，施工作业带宽度控制在 8m。

（3）管沟开挖，尽可能做到土壤的分层堆放，分类回填，特别是表层土壤应分层堆放，在施工完毕后回铺于地表，减轻对土壤的破坏，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。

（4）根据地形条件，尽量按地形走向、起伏施工，减少挖填作业量。

（5）管线敷设力求线路顺直，缩短线路长度。在满足有关安全规范的基础上，减少扰动土地。

（6）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。

（7）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。

6.1.5.3 道路工程生态保护措施要求

（1）无道路区域作业车辆“一”字型行驶

道路施工时，注意保护原始地表与天然植被，划定施工活动范围，严格控制和管理车辆及重型机械的运行范围，所有车辆沿原有道路行驶，不得并行开辟新路，以减少风蚀沙化活动的范围，不得破坏自治区Ⅰ级保护植物（梭梭、白梭梭）。

（2）道路选线过程中应尽量利用原有道路，新建井场道路选线尽量沿管线敷设走向铺设，避让植被密集区域，并全线避让自治区Ⅰ级保护植物（梭梭、白梭梭），不占用、不破坏。

（3）道路施工作业宽度控制在 2m。

（4）严禁在道路两侧取弃土。

6.1.5.4 对荒漠植物生态保护措施要求

经调查，项目区域绝大部分地段很少或根本无植物生长，为戈壁，地表大面积裸露，景观单调，项目区的植被利用价值低。无重点保护野生植物。

对于荒漠植物的生态保护要求如下：

（1）设计选线过程中，避开植被较丰富的区域，避免破坏荒漠植物，项目采气井口及井场、道路及集输管线在选址选线阶段全部避让自治区Ⅰ级保护植物（梭梭、白梭梭），不占用、不破坏。

（2）施工过程中严格规定各类工作人员的活动范围，使之限于在各工区和生活区范围内活动，最大限度减少对荒漠植物生存环境的践踏破坏。

（3）确保各环保设施正常运行，污水进罐、落地油回收、固体废物填埋，避免各种污染物对土壤环境的影响从而进一步影响其上部生长的沙生植被。

（4）井场施工在开挖地表、平整土地时，临时堆土必须进行拦挡，施工完毕，应尽快整理施工现场。

（5）强化风险意识，制定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荒漠野生植物生存环境造成威胁。

（6）加强对施工人员和职工的教育，强化保护野生植物的观念，不得随意踩踏野生植物。

6.1.5.5 对野生动物的生态环保措施要求

经调查，项目评价区域气候极端干燥，为酷热干旱区，野生动物的栖息生境极为单一，没有国家及自治区级保护动物。

对于野生动物的生态保护要求如下：

（1）设计选线过程中，尽量避开植被较丰富的区域，最大限度避免破坏野生动物的活动场所和生存环境。

（2）为了更好的保护野生动物，建设单位在项目实施过程中要严格规定工作人员的活动范围，使之限于在施工作业带范围内活动，尽量不侵扰野生动物的栖息地。

（3）对施工人员开展保护野生动物宣传教育工作，强化保护野生动物的观念，禁止施工人员随意惊吓、捕猎、宰杀野生动物。

（4）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，避免对野生动物的惊扰。

6.1.5.6 开展生态环境监理

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和道路施工期和钻井期。

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、井工程等项目承包招标书中。

6.1.5.7 其它生态保护措施要求

（1）在工程管理和施工人员进场前进行环境教育及相关培训；

（2）严禁施工人员进行非石油生产的其它活动，如：严禁在施工场地外砍伐植被，严禁捕杀任何野生动物；并在在施工营地、施工便道及钻井区设置“保护野生动植物”等警示牌，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。

（3）施工期避开大风天气作业，避免风蚀引起的水土流失。所有挖方均进行回填，不产生弃土。

（4）施工结束后，恢复地表原状，将施工迹地平整压实，做的工完料净场地清，以利于植被的自然恢复。

6.2 运营期环境保护措施

6.2.1 运营期大气污染控制措施

本项目运营期的大气污染物主要为油气集输、处理及储存过程无组织排放的烃类气体、导热油炉燃烧烟气和火炬放空的燃烧废气。

6.1.2.1 稳定凝析油装车废气污染治理措施

本项目稳定凝析油配套建设 2 座 1000m^3 凝析油储罐，在油品装车过程中会产生无组织挥发烃类，配套密闭装车设施和 VOCs 回收装置。

（1）VOCs 污染防治技术选用

根据“关于发布《挥发性有机物（VOCs）污染防治技术政策》指导性文件的

公告（环境保护部公告 2013 年第 31 号）”中第八条在油类（燃油、溶剂）的储存、运输和销售过程中的 VOCs 污染防治技术措施包括：

①储油库、加油站和油罐车宜配备相应的油气收集系统，储油库、加油站宜配备相应的油气回收系统；

②油类（燃油、溶剂等）储罐宜采用高效密封的内（外）浮顶罐，当采用固定顶罐时，通过密闭排气系统将含 VOCs 气体输送至回收设备；

③油类（燃油、溶剂等）运载工具（汽车油罐车、铁路油槽车、油轮等）在装载过程中排放的 VOCs 密闭收集输送至回收设备，也可返回储罐或送入气体管网。

本项目结合《挥发性有机物（VOCs）污染防治技术政策》和《2016 年国家先进污染防治技术目录（VOCs）》（环境保护部公告第 2016 年第 75 号）的要求：

①油类储罐：本项目油类储罐为内浮顶罐，设置油气回收装置进行回收。

②油类运载工具：对油品运载工具（汽车油罐车）在装载过程中排放的 VOCs 密闭收集输送至回收设备。

③建议本工程运营后期开展泄漏检测与修复（LDAR），建立健全管理制度，加强压缩机等动密封点，以及液位计、仪表连接件等静密封点的泄漏管理。

④严格控制储存、装卸损失，原油装卸必须采取密闭底部装载、顶部浸没式装载等方式，原油装卸过程采取油气回收措施，使用具有油气回收接口的车辆。

（2）油气回收处置方案

本项目配套稳定凝析油装车设置了一套油气回收装置，采取冷凝+吸附方式，各储罐产生的无组织挥发烃类通过主管道收集，进入油气回收装置冷凝、吸附，达标后在天然气处理站内无组织排放。

本项目油气回收装置设计处理流量 1000m^3/h，采用冷凝+活性炭吸附技术，油气处理效率≥97%。

（3）油气回收处置工艺说明

本项目采取冷凝+活性炭吸附工艺：先采用二级冷凝法将油气冷凝到-40 度至-50 度，冷凝后 85%以上的油气均冷凝转化为液态原油，未冷凝为液态的浓度较低的油气再通过活性炭吸附系统，对油气进行富集，使油气浓度大大提高，富集的油气再进入三级冷凝系统进行深度冷凝，达到回收利用的目的。

①当处理量较低时，采用二级冷凝法，将油气冷凝回收后，达标尾气经排放口在天然气处理站内无组织排放；

②当处理量较高时，采用冷凝+吸附组合工艺进行油气回收处理，达标尾气经排放口在天然气处理站内无组织排放。

（4）本项目采用油气回收技术控制 VOCs 的可行性分析

油气回收是节能环保型的新技术，运用油气回收技术回收油品在储运、装卸过程中排放的油气，防止油气挥发造成的大气污染，消除安全隐患，通过提高对能源的利用率，减小经济损失，从而得到可观的效益回报。

①冷凝法：利用烃类物质在不同温度下的蒸汽压差异，通过降温使油气中一些烃类蒸汽压达到过饱和状态，过饱和蒸汽冷凝成液态，实现油气组分从气相到液相的直接转换。一般采用多级连续冷却方法降低油气的温度，使之凝聚为液体回收，根据挥发气的成分、要求的回收率及最后排放到大气中的尾气中有机化合物浓度限值，来确定冷凝装置的最低温度。

②活性炭吸附法：利用油气中空气和轻烃组分与吸附剂活性炭间结合力强弱的差别，实现油气与空气的分离。

本项目油气回收装置活性炭吸附区分为吸附单元、真空再生（脱附）单元：

1）吸附：主要是利用活性炭对油气进行吸附，实现油气与空气的分离，微量未被吸附的油气达标排放。吸附过程不发生化学反应。

2）脱附：利用真空将吸附在活性炭中的大量油气抽出，对油气进行富集，集中进入三级冷凝系统进行深度冷凝。经脱附后的活性炭恢复原有功能，可重新对油气进行吸附。

通过上述工艺，油气的净化效率可达到 97%以上。

6.1.2.2 挥发性有机物无组织排放控制措施

本工程部署的 12 采气井均采用密闭管线集输，采气装置、管线接口、阀门、储罐等关键危险部位均采用先进设备和材料，严格控制油品泄漏对大气环境的影响，井口密封并设紧急截断阀，可有效减少无组织烃类的挥发。

（1）稳定凝析油储罐挥发性有机物控制措施

本项目稳定凝析油储罐是采用内浮顶，为压力罐，是利用罐内空气的可压缩性来调节和贮存稳定凝析油并使之保持所需压力的，基本无挥发性有机物排放。

根据《陆上石油天然气开采工业污染物排放标准》（GB39728-2020）要求，本工程原油储存应符合表 2 规定的储存控制要求，详见表 6.2-1。

表 6.2-1　原油和 2 号稳定轻烃储存控制要求

物料	现有或新建储罐	物料真实蒸气压，kPa	单罐设计容积，m3	排放控制要求
原油	现有	>66.7	>100	①
		≥27.6 但≤66.7	>500	②
	新建	>66.7	≥75	①
		≥27.6 但≤66.7	≥75	②
2 号稳定轻烃	——	——	——	②
①符合下列要求之一： a）采用压力罐或低压罐； b）采用固定顶罐，采取油罐烃蒸气回收措施； c）采取其他等效措施。 ②符合下列要求之一： a）采用浮顶罐。外浮顶罐的浮盘与罐壁之间采用双重密封，且一次密封采用浸液式、机械式鞋形等高效密封方式；内浮顶罐的浮盘与罐壁之间采用浸液式、机械式鞋形等高效密封方式； b）采用固定顶罐并对排放的废气进行收集处理，非甲烷总烃去除效率不低于 80%； c）采用气相平衡系统； d）采取其他等效措施。				

根据《陆上石油天然气开采工业污染物排放标准》（GB39728-2020）中表 2（具体见表 6.2-1）原油和 2 号稳定轻烃储存控制要求，未对 2 号稳定轻烃单罐设计容积做要求，本项目稳定凝析油储罐参照 2 号稳定轻烃储存控制要求，采用内浮顶罐，装车时采用底部装载，设气相平衡系统，并配套 VOCs 回收装置（收集效率≥97%），符合《陆上石油天然气开采工业污染物排放标准》（GB39728-2020）的排放控制要求。

（2）挥发性有机物无组织排放控制管理措施

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本项目油气集输过程废气主要为无组织挥发性有机物。项目采用”井口加热”工艺，油气集输采用密闭混合输送工艺，井口密封并设紧急截断阀，可有效减少烃类气体的挥发量。

一旦发生泄漏事故，紧急切断油、气源，实施关井，从而最大限度地减少油气集输过程中烃类及油的排放量。

③应加强对密闭管线及密封点的巡检，并对各井场及天然气处理站的设备、

阀门等进行定期的检查、检修，以减少跑、冒、滴、漏的发生。

④定期对油气集输管线进行巡检，以便及时发现问题，消除事故隐患，防止油气泄漏进入大气环境。

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（洗井水）、采出水及生活污水。

6.2.2.1 井下作业废水

（1）井下作业废水的产生是临时性的。井下作业过程中，严格按照新疆油田分公司环境保护规定的要求，带罐作业，井下作业废水严禁直接外排，作业单位自带回收罐回收作业废水，井下作业废水拉运至51#联合站污水处理厂系统处理，达到《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）后，全部回注地层，底泥暂存在联合站，下一步交由有资质的单位进行无害化处置。

（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。

（3）井下作业施工单位应配备具有足够容量的油水罐，保证施工中产生的废液、废水全部进罐回收。

（4）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。

（5）修井作业时，要严格加强防污染措施。起油管前要打开泄油器，管内油水进入废液罐，蒸汽吹扫油管、油杆的污油、污水等全部回收至废液罐回收，严禁流入井场。

6.2.2.2 采出水

本项目天然气处理站产生的采出水暂存在站内采出水储罐（2座60m^{3}储罐）内，定期装车外运采油二厂51#联合站污水处理系统集中处理，达标后回注地层，不向外环境排放。

根据设计资料，中佳2_H区块最大日产水量37.4m^3/d，在低位罐池内设置了2具撬装60m^{3}采出水储罐，可接收120m^{3}的污水，污水储存时间为22h，2具撬

装 60m^3 采出水储罐完全具备可接纳能力。

6.2.2.3 生活污水

项目天然气处理站职工生活污水排入自建化粪池处理后，定期拉运至克拉玛依市第二污水处理厂。职工生活污水产生量为 1452t/a（3.74t/d）。主要污染物为 COD、SS、氨氮等。具体生活污水处理工艺流程见图 6.2-1。



图 6.2-1　生活污水处理工艺流程图

（1）生活污水处理措施情况

化粪池：新建化粪池 1 座，有效容积为 8m^3，污水停留时间 24h，污泥清掏周期为 360 日。钢筋混凝土结构。

原理：化粪池是将生活废水分格沉淀及对污泥进行厌氧消化的小型处理构筑物。化粪池是处理粪便并加以过滤沉淀的设备，其原理是：固化物在池底分解上层的水化物体进入管道流走，防止了管道堵塞给固化物体（粪便等垃圾）有充足的时间水解。

（2）生活污水依托污水处理厂达标可行性分析

职工生活污水产生量为 1452t/a（3.74t/d），经自建化粪池预处理后，水质可以稳定达到克拉玛依市第二污水处理厂进水要求（《污水综合排放标准》（GB8978-1996）三级标准），处理厂剩余处理能力（2.2 万 m^3/d）可满足本项目生活污水的容量，生活污水处理措施是可行的，且依托克拉玛依市第二污水处理厂是可行的。

6.2.3 地下水环境保护措施

6.2.3.1 废水处置措施

井下作业均带罐作业，采用的专用收集罐集中收集后送至 51#联合站污水处理系统处理，处理达标后回注油藏，不外排；天然气处理站内设 2 座 60m^3 采出水储罐暂存采出水，定期采用罐车拉运至 51#联合站污水处理系统处理，处理达标后回注油藏，不外排；天然气处理站生活污水集中收集于化粪池中，定期清运至克拉玛依市第二处水处理厂。

6.2.3.2 采气井场地下水保护措施

运营期井场仅设采气树，采取以下地下水保护措施：

（1）定期对井场的设备、阀门进行检查，一旦发现异常，及时采取措施，防止原油“跑、冒、滴、漏”的发生。

（2）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；定期对外输管道进行检查，一旦发现异常，及时维修，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。

（3）定期对采气井的固井质量进行检查，若发现固井质量不合格，先查明固井质量不合格的原因，并及时采取一系列的修整措施，保证固井质量合格，防止发生油水窜层等事故。

6.2.3.3 天然气处理站地下水保护措施

根据项目区水文地质实际情况及特点，提出如下地下水污染防治措施：

（1）源头控制建设单位要大力推行清洁生产，站内管道、设备、污水贮存构筑物要严格施工质量，加强巡检力度，防止跑冒滴漏现象的发生，并注意在生产过程中对废水收集系统的保护，定时对管道接口检查、维修。

（2）稳定凝析油储罐罐区设置围堰，新建危废暂存间内设置围堤。对于机、泵基础周边设置废液收集设施，确保泄漏物料可得到有效收集。

（3）防渗分区

根据《环境影响技术导则地下水环境》（HJ610-2016），根据站内可能泄漏至地面区域污染物的性质和生产单元的构筑方式，以及潜在的地下水污染源分类分析，将站内划分为简单防渗区、一般防渗区和重点防渗区。

①简单防渗区：指没有物料或污染物泄漏，指不会对地下水环境造成污染的区域。主要指生产管理区，如值班室、门卫室和中控室等。

②一般防渗区：指地面以上的生产功能单元，污染地下水环境的物料泄漏容易及时发现和处理的区域，主要为天然气处理装置、轻烃装车区和火炬系统等装置区。

③重点防渗区：指位于地下或半地下的生产功能单元，污染地下水环境的物料长期储存或泄漏不容易及时发现或处理的区域。主要包括稳定凝析油储罐区、

污油污水回收区等区域。

（4）防渗要求

重点防渗区的单元或设施的防渗层应符合《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2001）及修改单要求，防渗层渗透系数≤1.0×10^{-10}cm/s；

一般防渗区的单元或设施应满足《一般工业固体废物贮存、处置场污染控制标准》（GB18599-2020）的要求，防渗层防渗性能不应低于 1.5m 厚渗透系数为1.0×10^{-7}cm/s 的粘土层的防渗性能。设备、地下管道或建构筑物防渗的设计使用年限分别不低于相应设备、地下管道或建、构筑物的设计使用年限，防渗层由单一或多种防渗材料组成，地下水污染设防的单元或设施的地面坡向排水口或排水沟，当污染物有腐蚀性时，防渗材料具有耐腐蚀性能或采取防腐处理。

本项目各生产单元分区及防渗要求见表 6.2-2、图 6.2-2。

表 6.2-2　各生产单元防渗区划分及防渗措施一览表

防渗分区	本项目分区	防渗处理措施
重点防渗区	凝析油储罐区、污油污水回收区	等效黏土防渗层 Mb≥6.0m，渗透系数 K≤1×10^{-10}cm/s；或按照 GB16889 执行
一般防渗区	天然气处理装置区、凝析油装车区、外输系统和火炬系统	当天然基础层的渗透系数大于 1.0×10^{-7}cm/s 时，应采用天然或人工材料构筑防渗层，防渗层的厚度应相当于渗透系数 1.0×10^{-7}cm/s 和厚度 1.5m 的粘土层的防渗性能
简单防渗区	办公生活区	一般地面硬化

6.2.3.4 地下水污染应急措施

一旦发生风险事故，大量物料泄漏至地表，首先污染包气带，因此首先要查明污染物污染的范围及深度，尽可能的将污染物控制在包气带的范围内，根据污染情况酌情对污染区域的土壤进行置换处理，以免扩大对土壤和地下水的污染影响。

一旦污染物进入到饱和地下水中，就会较快地在地下水体中迁移，从而威胁地下水的质量。因此，一旦发现渗漏进入地下水饱水带后，应立刻采取如下措施：

（1）在风险情况下（井喷等），物料可能大量泄漏至地表，通常物料会控制在一定区域内，风险发生后，只要尽快对物料进行收集处理，对污染的防渗土层进行清理，则可避免物料大量进入地下水。

（2）如果发生井喷等风险事故，应在井场地下水流向下游 30m、50m 处设置潜水含水层地下水观测井，并定期进行监测监控油气田开采地下水污染情况，

掌握地下水污染情况。监测孔便于及时发现地下水污染事故及其影响范围和程度，根据地下水由北东向南西的主导流向，密切监视污染物所到达的范围，为迅速采取地下水应急措施提供信息保障。

（3）一旦监测到地下水污染，及时查清污染范围和程度，发生事故时，应该迅速组织环保、消防、安全等部门参与的协调领导小组，组织有关技术人员赴现场勘查、开展监测，制定消除污染方案。

6.2.4 运营期噪声防治措施

（1）尽量选用低噪声设备。

（2）对噪声强度较大的设备进行减噪处理，根据各种设备类型所产生噪声的特性，采用不同的控制手段。

（3）尽量将发声源集中统一布置。

（4）切合实际地提高工艺过程自动化水平。

（5）实行工人巡检制，减少操作工人在该岗位停留时间，同时提供一定劳动保护。

（6）定时保养设备，避免设备转动部件在无润滑条件下运转。

6.2.5 运营期固废污染防治措施

正常排放工况下，固体废弃物主要为井下作业的压裂液、洗井液等、含油污泥、落地油及生活垃圾。

6.2.5.1 固体废物污染防治措施

（1）落地油污染防治措施

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。回收的落地油拉运至天然气处理站内进行稳定处理。

②地面工程完成后，落地油基本不再产生，甚至为零。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”。

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。

（2）含油污泥污染防治措施

本项目天然气处理站设备生产、罐区检修及排污等会产生一定量的含油污泥和罐底油泥，属于危险废物，编号为 HW08。委托有资质的单位拉运并进行无害化处置。

清罐工作交由有资质的单位进行，产生的清罐污泥直接委托有资质的单位拉运并进行无害化处置。

综上，项目采取的措施均符合固体废物处置“减量化、资源化、无害化”原则，不会对周围环境产生不利影响。

6.2.5.2 危险废物管理要求

本次环评提出，建设单位运营过程中应该对本项目的危险废物从收集、贮存、运输、利用、处置各环节进行全程的监督，各环节管理严格执行《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》、《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2001）（2013 年修正）、《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》、《陆上石油天然气开采含油污泥处理处置及污染控制技术规范》（SY/T7300-2016）的相关要求。具体危险废物环境管理要求如下：

（1）落实污染环境防治责任制度，建立健全工业危险废物产生、收集、贮存、运输、利用、处置全过程的污染环境防治责任制度。

（2）落实危险废物识别标志制度，按照《环境保护图形标志固体废物贮存（处置）场》（GB15562.2）等有关规定，对危险废物的容器和包装物以及收集、贮存、运输、利用、处置危险废物的设施、场所设置危险废物识别标志。

（3）落实危险废物管理计划制度，按照《危险废物产生单位管理计划制定指南》等有关要求制定危险废物管理计划，并报所在地生态环境主管部门备案。

（4）落实危险废物管理台账及申报制度，建立危险废物管理台账，如实记录有关信息，并通过国家危险废物信息管理系统向所在地生态环境主管部门申报危险废物的种类、产生量、流向、贮存、处置等有关资料。

（5）落实危险废物经营许可证制度，禁止将危险废物提供或委托给无危险废物经营许可证的单位或者其他生产经营者从事收集、贮存、利用、处置活动。

（6）落实危险废物转移联单制度，转移危险废物的，应当按照《危险废物转移管理办法》的有关规定填写、运行危险废物转移联单。

（7）产生工业危险废物的单位应当落实排污许可制度；已经取得排污许可证的，执行排污许可管理制度的规定。

（8）落实环境保护标准制度，按照国家有关规定和环境保护标准要求贮存、利用、处置危险废物，不得将其擅自倾倒处置；禁止混合收集、贮存、运输、处置性质不相容或未经安全性处置的危险废物。

危险废物收集、贮存应当按照其特性分类进行；禁止将危险废物混入非危险废物中贮存。危险废物收集、贮存和运输过程的污染控制执行《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597）《危险废物收集贮存运输技术规范》（HJ2025）等有关规定。

（9）落实环境影响评价制度及环境保护三同时制度，需要配套建设的危险废物贮存、利用和处置设施应当与主体工程同时设计、同时施工、同时投入使用。

（10）落实环境应急预案制度，参考《危险废物经营单位编制应急预案指南》有关规定制定意外事故的防范措施和环境应急预案，并向所在地生态环境主管部门和其他负有固体废物污染环境防治监督管理职责的部门备案。

（11）建设单位应加强危险废物规范化环境管理，按照《危险废物规范化环境管理评估指标》有关要求，提升危险废物规范化环境管理水平。

（12）对于列入《国家危险废物名录》附录《危险废物豁免管理清单》中的废弃的含油抹布和劳保用品等危险废物，当满足《危险废物豁免管理清单》中列出的豁免条件时，在所列的豁免环节可不按危险废物管理。

6.2.6 运营期生态环境保护措施

本项目严格遵守国家和地方有关野生动植物保护和水土保持等法律法规。主要采取以下生态保护措施，这些措施对于减少植被破坏，减缓水土流失，抵制沙漠化发展起到了一定的积极作用。

6.2.6.1 井场等永久占地工程生态保护措施要求

永久占地地面硬化：由于油气田开发区域内自然条件的限制，植被的自然恢复极其困难，因而对于地面工程永久占地要进行地面硬化处理，以减少风蚀量；对开发区块及油田公路、集输管线上方、电力设施底部地面上面实施砾石覆盖措施，减少风蚀量。

6.2.6.2 其它生态保护措施要求

（1）加强环境保护宣传工作，提高环保意识，特别是注意对野生动物和自然植被的保护。

（2）在道路边、气田区，设置“保护生态环境、保护野生动植物”等警示牌，并从管理上对作业人员加强宣传教育，切实提高保护生态环境的意识。

（3）在管线上方设置标志，以防附近的各类施工活动对管线的破坏；定时巡查井场、管线等，及时清理落地油，降低土壤污染。

通过上述处理方法，项目运营期产生的污染物不会对生态环境造成危害。

6.3 退役期环境保护措施

6.3.1 退役期大气环境保护措施

（1）运输车辆使用符合国家标准的油品。

（2）在闭井施工操作中应做到文明施工，防止水泥等的洒落与飘散；尽量避开大风天气进行作业。

（3）退役期封井施工过程中，应加强施工质量管理，避免出现封井不严等非正常工况的烃类泄漏。

6.3.2 退役期水环境保护措施

对完成采气的废弃井应封堵，拆除井口装置，截去地下 1m 内管头，保证对各类废弃井采取的固井、封井措施有效可行，防止发生油水窜层污染地下水环境。

6.3.3 退役期噪声污染防治措施

（1）选用低噪声机械和车辆。

（2）加强设备检查维修，保证其正常运行。

（3）加强运输车辆管理，合理规划运输路线，禁止运输车辆随意高声鸣笛。

6.3.4 退役期固废及土壤污染防治措施

（1）地面设施拆除、井场清理等工作中会产生废弃管线、废弃建筑残渣，应集中清理收集。管线外运清洗后可回收利用，废弃建筑残渣外运至当地建筑垃圾填埋场，不得遗留在场地内影响土壤环境质量。

（2）对完成采气的废弃井应封堵，拆除井口装置，截去地下 1m 内管头，最

后清理场地，清除各种固体废弃物，自然植被区域自然恢复。

（3）运输过程中，运输车辆均加盖篷布，以防止行驶过程中固体废物的散落。

6.3.5 退役期生态环境保护措施

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

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

退役期生态环境保护措施如下：

（1）扬沙污染防治措施

油气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降尘措施，文明施工，防止水泥等的洒落与飘散，同时在清理井场时防止产生飞灰、扬尘的产生，尽可能降低对周边大气环境的影响。

（2）固体废物污染防治措施

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、垃圾等进行集中清理收集，管线外运经清洗后可回收再利用；废弃建筑垃圾由施工单位运至指定位置进行处理。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。固体废物的妥善处理，可以有效控制对区域环境的影响。

（3）及时清理作业现场，做到“工完、料尽、场地清”，

（4）确保对各类废弃井采取的固井、封井措施有效可行，防止其发生油水层窜层，污染地下水和土壤。

（4）井场地表恢复

井场经过清理后，永久性占地范围内的水泥平台或砂砾石铺垫被清理，随后根据周边区域的自然现状对其进行恢复，使井场恢复到相对自然的一种状态。

油气田设施退役后，人员撤离，区域内没有了人为的扰动，井场范围内的自

然植被会逐渐得以恢复，有助于区域生态环境的改善。

（5）加强环保宣传

通过宣传教育的形式，使施工工作人员对于在项目区域生长的自治区Ⅰ级保护植物：梭梭和膜果麻黄，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。加强对《中华人民共和国野生植物保护条例》的普及、教育工作，强化保护野生动植物的观念，让施工人员明确破坏自治区Ⅰ级保护植物的法律后果。

通过采取以上生态保护措施，对于减少植被破坏、减缓水土流失、抵制荒漠化发展起到了一定的积极作用，可有效保护脆弱的荒漠生态环境。

6.4 生态恢复方案

6.4.1 生态环境保护与恢复治理的一般要求

根据《矿山生态环境保护与恢复治理技术规范（试行）》（HJ651-2013）的相关要求，本项目生态环境保护与恢复治理方案需遵循以下要求：

（1）禁止在依法划定的自然保护区、风景名胜区、森林公园、饮用水水源保护区、文物古迹所在地、地质遗迹保护区、基本农田保护区等重要生态保护地以及其它法律法规规定的禁采区域内开采。禁止在重要道路、航道两侧及重要生态环境敏感目标可视范围内进行对景观破坏明显的露天开采。

（2）油气藏开发活动应符合国家和区域主体功能区规划、生态功能区划、生态环境保护规划的要求，采取有效预防和保护措施，避免或减轻矿产资源开发活动造成的生态破坏和环境污染。

（3）坚持“预防为主、防治结合、过程控制”的原则，将生态环境保护与恢复治理贯穿开采的全过程。

6.4.2 生态环境分区恢复治理

6.4.2.1 管线生态恢复治理

（1）管线生态恢复治理范围

本项目需新建各类集输管线，共计临时占地 26.4hm^2，该范围内需进行生态环境恢复治理。

（2）生态环境恢复治理措施

①工程保护措施

支线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植被恢复措施

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。

6.4.2.2 道路生态恢复治理

（1）道路生态恢复治理范围

本项目需修建简易油田公路，路面宽度 6m，临时占地 1.5hm^2，该范围内需进行生态环境恢复治理。

（2）生态环境恢复治理措施

①工程保护措施路面用简易砂石铺设，路宽控制在 6m 内。开挖路基及取弃土工程均应根据道路施工进度有计划地进行表土剥离并保存，必要时应设置截排水沟、挡土墙等相应保护措施。

工程结束后，取弃土应及时回填、平整、压实，并利用堆存的表土对 27.9hm^2 临时占地进行植被和景观恢复，与原有地貌和荒漠景观协调。

②植被恢复措施

工程施工结束后采用自然恢复的方式对区域内的植被进行恢复，临时占地内植被在未来 3-5 年时间内通过自然降水及温度等因素得以恢复。

（3）植被恢复要求

植被覆盖率不应低于区域范围内同类型土地植被覆盖率，植被类型应与原有类型相似、并与周边自然景观协调。不得使用外来有害物种进行植被恢复。

6.4.2.6 各阶段生态恢复措施汇总

综上，本项目生态恢复措施见表 6.4-1。

表 6.4-1　本工程具体生态恢复措施

恢复对象		生态恢复方案		
		硬化面积（hm^2）	恢复面积（hm^2）	主要恢复措施
永久占地	井场占地恢复	0.48	/	平整、清理固体废物无遗留、覆土、进行地面水泥或砂石硬化处理，防止侵蚀
	道路占地恢复	4.5	/	平整、进行地面水泥或砂石硬化处理，防止侵蚀
	天然气处理站	7.8	/	——
临时占地	道路占地恢复	/	1.5	施工中严格限定施工的工作范围，规定运输车辆行驶路线，不得随意碾压植被，不得随意取弃土，施工结束一律平整土地，清除用地范围内的一切固体废物
	管线占地恢复	/	26.4	分层回填管沟，覆土压实，管沟回填后多余土方应作为修路用土，不得随意丢弃

6.4.3 生态环境恢复进度安排

生态环境恢复计划将贯穿油气田开采及生产的全过程，从地面设施建设、生产运营期及闭井期。

6.5 水土保持方案

井场、场站、道路等施工扰动，将使井场、场站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，防止砾幕层破坏造成的土壤沙化，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。

6.5.1 指导原则

（1）严格遵循《中华人民共和国水土保持法》、《中华人民共和国水土保持法实施条例》、《新疆维吾尔自治区实施〈中华人民共和国水土保持法〉办法》等有关规定，贯彻执行“预防为主，全面规划，综合防治，因地制宜，加强管理，

注重效益”水土保持方针，尽量减少施工过程中造成的人为水土流失。

（2）根据“因地制宜，因害设防、重点治理与一般防治兼顾”的原则，采取各项水土保持措施，做到工程措施、植物措施相结合，治理与开发利用相结合，形成项目建设水土保持的综合治理体系，保证项目在施工和营运期间的安全，控制和减少水土流失，使项目沿线生态环境得到保护、恢复和改善。

（3）坚持“谁开发谁保护，谁造成水土流失谁治理”的原则，合理界定本项目水土流失防治的责任范围。

（4）各项治理措施要符合有关技术规范要求，采取工程措施与植物措施相结合，永久措施与临时措施相结合的原则，对项目造成的水土流失采取适当的防治措施体系进行治理，治理时坚持“三同时”原则。水土保持工作以控制水土流失、改善生态环境、恢复植被为重点。在不影响水土保持效能的前提下尽量减少资金的投入，要做到经济上合理，技术上可行，实施后有明显的生态和环境效益。

6.5.1 防治目标和范围

根据《新疆自治区级水土流失两区复核划分成果的通知》（新水水保[2019]4号），项目区属于“自治区级水土流失重点治理区”。

总体防治目标是：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。

6.5.2 水土流失防治责任范围

结合《生产建设项目水土保持技术标准》（GB50433-2018）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。防治责任范围主体属于克拉玛依市管辖。

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、天然气处理站场、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。

6.5.3 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、场站区

①为保护土地资源，在施工前，对井场、场站区所处位置进行表土剥离，剥离的表土作为后期生态恢复；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：项目采气井口及井场、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Ⅰ级保护植物（梭梭、白梭梭），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多枝柽柳、琵琶柴等。当地有灌溉条件的地方可人工种植的乔木选择适于当地生长的广布种。

（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按《生产建设项目水土保持技术标准》（GB50433-2018）的要求，编制符合要求的水土保持方案，以便有效防止水土流失。

6.6 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”。

6.6.1 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的区域基本为原始的戈壁荒漠地带，只有零星植被分布，地表大面积裸露，景观单调。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。

6.6.2 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）严禁在戈壁滩和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戈壁，表层基本都为砾石构成的砾幕。为保护土地资源，在施工前，对井场、天然气处理站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。禁止随意剥离工程占地以外的剥离砾石。

（3）植物措施：项目采气井口及井场、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Ⅰ级保护植物（梭梭、白梭梭），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。

（4）工程项目所在地采取风沙防护工程，治理结束后，恢复期应在充分利用既有防沙治沙措施的基础上，进一步采取机械治沙和生物治沙等综合整治措施，控制土地沙漠化的扩展。

6.7 环保投资分析

项目总投资 40658 万元，其中环保投资 486 万元，占总投资的 1.2%。本工程环保投资估算见表 6.7-1。

表 6.7-1　环境保护投资估算

阶段	项目名称	环保措施	投资（万元）
开发期	管线、道路临时占地	完工后迹地清理并平整压实、临时占地释放后植被和土壤的恢复	60
	站场、道路和管线施工产生的施工扬尘	粉状材料及临时土方等在井场堆放应采取覆盖防尘布；管线分段施工，缩短施工时间；施工结束后尽快对施工场地进行恢复平整。	5
	施工机械尾气	使用达标油品，加强设备维护	5
	施工营地生活污水	移动式卫生厕所，1 座	3
	施工噪声	采用低噪声设备，定期维护，装设基础减振和设置隔声罩，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
	施工土方	表土分层堆放，分类回填，严禁大量集中弃置	4

阶段	项目名称	环保措施	投资（万元）
	建筑垃圾	送至当地建筑垃圾处理场	5
	生活垃圾	清运至克拉玛依市生活垃圾填埋场	1
运营期	油气集输、处理、储存无组织挥发非甲烷总烃	选用技术质量可靠的设备、仪表控制、阀门等与站场、管线同步建设	12
		装车采用底部装载，并设置气相平衡系统	8
		油气回收装置，1 套	76
	防渗膜铺装	修井及井下作业过程中铺设防渗膜	12
	含油污泥	暂存在在污油回收罐（1 座 20m^3 储罐）内，定期委托有资质单位处理处置	10
	落地油	回收罐若干，带罐作业，100%回收，运至天然气处理站进行稳定处理	8
	采出水、井下作业废水	采出水储罐（60m^3，2 具）	8
		回收罐若干	2
		由罐车送至 51#联合站污水处理系统处理	10
	生活污水	化粪池（有效容积为 8m^3）	1
		拉运至克拉玛依市第二污水处理厂处理	10
	井场、站场噪声	采用低噪声设备、基础减震、隔声等	64
	生活垃圾	清运至克拉玛依市生活垃圾填埋场	4
退役期	地面构筑物、管线拆除产生的施工扬尘	严格按国家环保部《防治城市扬尘污染技术规范》的要求采取各项防尘抑尘措施	60
	建筑垃圾	由施工单位运至指定位置进行处理	18
	生态保护及恢复	完工后迹地清理并平整压实、施工临时占地和原来站场的永久占地释放后植被和土壤的恢复	60
事故风险		井口防喷器，若干	36
合计			486

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。

本项目的开发建设必将带来极大的经济效益，可以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，特别是与油气开发相关的建设工程，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，环境遭受的经济损失则是巨大的。为了减少不利环境影响造成的经济损失，该项目在开发建设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 环境效益分析

项目开发建设对环境造成的损失主要表现在：工程占地造成的环境损失；突发事故污染造成的环境损失和其它环境损失。

工程占地主要为站场、井场、管线等工程占地，对生态环境的影响包括破坏原有地表构造，使地表裸露，加剧水土流失。但在加强施工管理和采取生态恢复措施后，对生态环境的影响是可以接受的。

本项目开发建设工程施工期短，施工“三废”和噪声影响较小。在初期的 3～5 年内，植被破坏后不易恢复。当临时性占地的植被得到初步恢复后，这种损失将会逐渐减少。项目施工期的各种污染物排放均属于短期污染，会随着施工期的结束而消失。因此，在正常情况下，基本上不会对周边环境产生影响。但在事故状态下，将对人类生存环境产生影响。如由于自然因素及人为因素的影响，引起管道泄漏、井壁破裂泄漏事故，将对周围环境造成较严重的影响。由于事故程度不同，对环境造成的损失也不同，损失量的估算只能在事故发生后通过各种补偿费用来体现。

本项目建成投产后，对该地区的资源开发、经济结构的优化及其它相关产业的带动发展都具有非常重要的意义。

7.2 社会效益分析

本项目开发的社会效益主要体现在油气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。

本项目开发是积极支持西部大开发、支持新疆地区经济发展的一项重大举措。对于提供就业机会，增加部分人员收入，提高当地 GDP，提高当地税收有着显著积极的作用。因此，本项目具有良好的社会效益。

7.3 环境经济损益分析结论

综上分析，项目具有良好的经济效益和社会效益。

在建设过程中，由于井场、地面设施建设、道路修建、敷设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。因而在油气田开发过程中，需要投入必要的资金用于污染防治和恢复地貌等，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开发期的各种作业活动及运营期的风险事故。无论是开发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，本章针对本项目在开发期和运营期的生态破坏和环境污染特征，提出了开发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 环境管理制度

8.1.1.1 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。

采气一厂的环保工作由新疆油田分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，全面负责该井区开发建设期的环境管理工作。本项目进入生产运行期后，井区主要管理工作均依托采气一厂完成，采气一厂负责本项目生产运行期的环境管理工作，设一名专（兼）职环保工程技术人员负责本项目建设期的环保工作及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。

8.1.1.2 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。

8.1.1.3 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

定时定点监测站场环境，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，运营期的含油污水送至 51# 联合站采出水处理系统，处理达标后回注油藏。从废水排放方式看，用于生产回用是比较合理的油气田废水排放途径，提高了生产用水的重复利用率，充分发挥污水的再次利用价值。防止了环境的再污染，获得污水处理与资源化的最佳效益，具有较高的环境效益、经济效益。

废气污染源的控制是重点加强天然气处理站油气集输、处理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，达到污染物排放总量控制的环境保护目标。

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。

8.1.1.4 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、经济等方面能够解决的，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应急预案。

（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，不断改进识别不利影响因素，从而将项目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。

8.1.1.5 本项目 HSE 管理工作内容

应结合本项目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：工艺流程分析、污染生态危害和影响分析、泄漏事故危害和风险影响分析、建立预防危害的防范措施、制定环境保护措施以及建立准许作业手册和应急预案。

8.1.2 环境监督机构

新疆维吾尔自治区生态环境主管部门审批本工程的环境影响报告书，克拉玛依市生态环境局监督所辖行政区内该工程的环保竣工验收制度执行情况、排污许可证核发以及日常环境管理。

8.1.3 环境管理计划

8.1.3.1 施工期环境管理

建设单位在本项目施工期应加强对施工单位环境保护工作的监督与管理，施工单位应遵守相关环境保护法律法规，并严格落实本报告以及环评批复中提出的施工期环境保护要求；建立环境保护档案，对施工期采取的环境保护工作进行记录，保留施工前后施工区域的影像资料，便于建设单位进行监督检查。施工期相关的施工期环境保护行动计划见表 8.1-1。

表 8.1-1　施工期环境保护行动计划

序号	影响因素	环保措施	实施单位	实施时间	监督单位	资金保证
1	生态环境	施工过程中严格控制占地面积，规定施工活动范围，减少临时占地和对地表的扰动。站场、管线建设施工前，也要严格规定占地范围，并且严格规定在集输管线施工作业带宽度不得超过 8m。禁止施工人员进入井场周边农田破坏农作物。施工结束后，施工单位应负责及时清理现场，使之尽快自然恢复，将施工期对生态环境影响降到最低。严禁施工人员踩踏周边农田和猎捕野生动物，禁止侵扰野生动物栖息地。施工产生的土方，应合理规划，合理利用。对于开挖管线产生的土方，全部回填，对于拟永久使用的道路及各站场等，建设完成后，应因地制宜的进行硬化或地表恢复	工程承包商	施工期	自治区生态环境厅、克拉玛依市生态环境局及克拉玛依区分局	纳入工程费用
2	水环境	施工生产废水处理后循环使用，用于施工洒水抑尘				
3	土壤环境	按规定的施工范围进行作业，可有效减少土壤扰动，施工产生的建筑垃圾及时清运，可避免污染物进入土壤环境造成污染				
4	声环境	在管线和站场等地面工程施工过程中，选用效率高、噪声低的设备，并注意设备的正确使用和经常性维护，保持较低噪声水平。运输车辆限速、尽量减少鸣笛				
5	大气环境	逸散性材料运输、装卸和堆放过程中采取加盖苫布等抑尘措施，严禁散落和尘土飞扬。施工期各机械设备应使用高品质的柴油，加强设备的维护，减少大气污染物的排放量				
6	水土流失土地沙化	合理安排时间，挖、填方尽量避开大风天气，堆放土方时，尽量减小土方坡度。管沟开挖、填方作业时应尽量做到互补平衡，避免土方堆积。严格按规划的施工范围进行施工作业，不得随意开辟施工便道。施工后期，及时做好施工迹地的清理工作。做好施工后期的迹地恢复工作，包括土地平整，创造局部小环境以利于植被的恢复等，防止水土流失				
7	固体废物	建筑垃圾集中收集后送至当地建筑垃圾填埋场				

8.1.3.2 运营期环境管理

（1）建立和实施井区运营期的健康、安全与环境（HSE）管理体系。

（2）贯彻执行国家、地方及上级部门有关环境保护方针、政策、法律及法规。

（3）加强环保管理人员的培训、教育，学习先进的环保管理理念，提高管理人员的技术水平与业务能力，定期对运营期环境保护工作进行总结和分析，根据环保水平的发展进步持续改进、强化运营期的环境保护与管理要求。

（4）组织开展环境保护宣传教育、技术和经验交流活动，推广先进技术和科研成果；参加调查、分析、处理环境污染事故，并负责统计上报事故的基本情况及处理结果，协同有关部门制定防治污染事故措施，并监督实施。

（5）项目正式投入生产或运营后，可按照开发区块整体开展环境影响后评价。

为确保项目环保实施的落实，最大限度地减轻生产开发对环境的影响，本项目在运营期管理的主要内容见表 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	实施时间	监督单位	资金保证
1	生态环境	继续做好施工地的地表恢复工作，播撒草籽，并利用冬季融雪和夏季降雨使地貌慢慢得以自然恢复。培训巡检人员相关环境保护知识，更好的保护沿线农田以及植被	中国石油新疆油田分公司	施工期	自治区生态环境厅、克拉玛依市生态环境局及克拉玛依区分局	纳入工程费用
2	声环境	定期对设备进行检修和维护，使其处于运行良好的状态。对露点控制站的厂界噪声进行定期监测				
3	大气环境	加强对各井场、站场的设备和管线的巡检，减少油气的跑、冒、滴、漏。对大气进行定期监测				
4	水环境	对配套的采出水储罐及污水储罐设施定期维护				
5	管道保护	在施工结束后，投入运行前，集输干支线要完成永久标志设置，设置安全标志。对管道设施定期巡查，及时维修保养				
6	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				
7	风险防范措施	制定事故应急预案，对重大隐患和重大事故能够快速做出反应并及时处理				
8	固废处置	事故状态产生的落地油委托具备相应危废处理资质的单位进行接收、转运和无害化处理				

8.1.3.3 退役期环境管理

本项目在退役期环境管理的主要内容见表 8.1-3。

表 8.1-3　退役期环境保护行动计划

序号	影响因素	环保措施	实施单位	实施时间	监督单位	资金保证
1	生态环境	做好退役期的地表恢复工作，拆卸、迁移场站设备，恢复地貌，禁止施工人员进入井场周边农田破坏农作物	中国石油新疆油田分公司	施工期	自治区生态环境厅、克拉玛依市生态环境局及克拉玛依区分局	纳入工程费用
2	声环境	退役期间加强施工设备维护，使其处于运行良好的状态。对露点控制站的厂界噪声进行定期监测				
3	大气环境	在对原有的设备拆卸、转移过程中会产生一定的扬尘，故需采取洒水降尘措施，同时闭井工作避开大风等恶劣天气，避免对周围空气造成影响				
4	水环境	管线拆除排出的废液，由罐车拉运至 51#联合站，不排入周围环境，避免对周围环境造成的影响				
5	固废处置	固体废弃物分类收集，及时清运				

8.1.4 事故风险的预防与管理

（1）对风险事故隐患进行监护

对事故隐患进行监护，掌握事故隐患的发展状态，积极采取有效的措施，防止事故的发生。根据国内外油气田开发过程中相关设施操作事故统计和分析，工程运行风险主要来自第三方破坏、管道腐蚀和失误操作。对以上已确认的重大事故隐患，应本着治理与监护运行的原则进行处理。在目前技术、经济等方面能够解决的，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管措施，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应急预案。

（2）制定事故应急预案建立应急系统

首先根据本项目特点、国内外油气田开发事故统计与分析，制定突发事故的应急预案；建立起由治安、消防、卫生、交通、邮电、环保、工程抢险等部门参加的重大恶性污染事故救援指挥中心，救援指挥中心的任务是掌握了解事故现状，向上级汇报事故动态，制定抢险救援的实施方案，组织救援力量，并指挥具体实施。一旦接到事故报告便可全方位开展救援和处置工作。其次是利用已有的通讯设备，建立重大恶性事故快速报告系统，保证在事故发生后，在最短的时间内，报告事故救援指挥中心，使抢救措施迅速实施。

（3）制定事故应急预案培训

强化专业人员培训，聘请专家讲课，收看国内外事故录像资料，吸收这些事件中预防措施和救援方案的经验，学习借鉴此类事故发生后的救助方案。在日常生活中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能及时查询到所需的安全信息数据，用于日常管理和事故处置工作。

8.1.5 其他环境管理要求

8.1.5.1 排污口规范化管理及排污许可手续

本项目属于天然气开采项目，未涉及通用工序，根据《固定污染源排污许可分类管理名录》（2019 年版）规定，应实行登记管理，应当在全国排污许可证管理信息平台填报排污登记表，登记基本信息、污染物排放去向、执行的污染物排放标准以及采取的污染防治措施等信息。

另外，本工程需根据《排污口规范化整治技术要求（试行）》、《<环境保护图形标志>实施细则》、《环境保护图形标志》、《排污单位自行监测技术指南总则》（HJ819-2017），建立完善自行监测制度及排污口规范化管理制度。

8.1.5.2 环境影响后评价要求

根据《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）严格落实《建设项目环境影响后评价管理办法（试行）》要求。

在本工程通过环境影响评价审批并通过环境保护设施竣工验收、且稳定运行满 5 年后，须组织开展环境影响后评价工作，对项目实际产生的环境影响以及污染防治、生态保护和风险防范措施的有效性进行跟踪监测和验证评价，对存在问题提出补救方案或者改进措施，不断完善和提高建设项目环境影响评价的有效性，切实落实各项环境保护措施，推动油气田开发建设绿色高质量发展。

8.2 企业自主验收

（1）建设项目主体工程竣工后，其配套建设的环境保护设施必须与主体工程同时投入生产或者运行。需要进行试生产或试运行的，其配套建设的环境保护设施必须与主体工程同时投入试生产或试运行。

（2）建设项目主体工程竣工后、正式投产或运行前，企业应自行组织开展建设项目竣工环境保护验收，并编制建设项目竣工环境保护验收调查(监测)报告。

（3）建设项目竣工环境保护企业自行验收范围

①环境影响报告书及其批复文件规定的与建设项目有关的各项环境保护设施，包括为防治污染和保护环境所建成或配备的工程、设备、装置和监测手段，各项生态保护设施。

②环境影响报告书及其批复文件和有关项目设计文件规定应采取的其他各项环境保护措施。

③与建设项目有关的各项环境保护设施、环境保护措施运行效果。

（4）建设项目竣工环境保护企业自行验收工作程序

①在建设项目竣工后、正式投入生产或运行前，企业按照环境影响报告书及其批复文件要求，对与主体工程配套建设的环境保护设施落实情况进行查验。

②按照环境保护主管部门制定的竣工环境保护验收技术规范，企业自行编制或委托具备相应技术能力的机构，对建设项目环境保护设施落实情况进行调查，开展相关环境监测，编制竣工环境保护验收调查（监测）报告。

③验收调查（监测）报告编制完成后，由企业组织对建设项目环境保护设施和环境保护措施进行验收，形成书面报告备查，并向社会公开。

④企业自行组织竣工环境保护验收时，应成立验收组，对建设项目环境保护设施及其他环境保护措施进行资料审查、现场踏勘，形成验收意见，验收组成员名单附后。验收意见应经三分之二以上验收组成员同意。

⑤企业应对验收意见中提出的环保问题进行整改。环境保护设施未经验收或者验收不合格的，建设项目主体工程不得投入生产或者使用。

⑥企业应自验收通过之日起 30 个工作日内，制作竣工环境保护验收意见书，并将验收意见书、验收调查（监测）报告和“三同时”验收登记表上传至建设项目竣工环境保护企业自行验收信息平台，并如实向社会公开。

（5）企业应向社会及时公开建设项目环境保护设施和环境保护措施落实情况、竣工环境保护验收情况，并接受社会监督。

①在施工建设期间应主动公开下列信息：主要环境保护设施实施情况；施工期环境保护措施落实情况；施工期环境监测情况及监测结果。

②在投入生产或者使用前应主动公开下列信息：各项环境保护设施落实情况；环境保护措施落实情况；环境监测报告；突发环境事件应急预案及备案情况；竣工环境保护验收调查（监测）报告；竣工环境保护企业自行验收意见。

③在运行期间应定期公开下列信息：各项环境保护设施运行情况；主要污染物排放情况；突发环境事件应急演练和应急预案完善情况；环境影响后评价开展情况。

建设单位自主验收的环保设施验收清单见表 8.2-1。

表 8.2-1　拟建项目环境保护“三同时”验收一览表

类别		污染源	位置	验收清单		处理效果及执行标准
				治理措施	工程量	
施工期	废水					
	废气					
	噪声					
	固废					

类别		污染源	位置	验收清单		处理效果及执行标准
				治理措施	工程量	
	生态恢复					
运营期	废水					
	废气					

类别		污染源	位置	验收清单		处理效果及执行标准
				治理措施	工程量	
	废气					
	噪声					
	固废					
环境风险						
环境监测						
环境管理						

8.3 环境信息公开

采气一厂参照《企业事业单位环境信息公开办法》（环保部第 31 号）等规定，并结合新疆的相关要求，可通过政府网站、报刊、广播、电视等便于公众知晓的方式公布。公司应公开以下内容：

（1）基础信息，包括单位名称、组织机构代码、法定代表人、生产地址、联系方式，以及生产经营和管理服务的主要内容、产品及规模；

（2）排污信息，包括主要污染物及特征污染物的名称、排放方式、排放口数量和分布情况、排放浓度和总量、超标情况，以及执行的污染物排放标准、核定的排放总量；

（3）防治污染设施的建设和运行情况；

（4）建设项目环境影响评价及其他环境保护行政许可情况；

（5）突发环境事件应急预案；

（6）其他应当公开的环境信息。

8.4 环境监测计划

8.4.1 施工期环境监理计划

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。

8.4.1.1 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）具有一定的油气田开发和输油管道建设的现场施工经验。

8.4.1.2 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 8.4-1。

表 8.4-1　现场环境监理工作计划

序号	场地	监督内容	监理要求
1	井场、站场建设现场	（1）井位、站场选址布设是否满足环评要求 （2）站场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；施工现场是否进行了及时清理； （4）站场硬化是否达到要求； （5）废水、废气、废渣等污染是否达标排放； （6）施工期间各井场、站场周边农田是否受到破坏。	环评中环保措施落实到位
2	集油气管沟开挖现场	（1）集气选线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）挖土方放置是否符合要求，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；施工期间管线周边农田是否受到破坏。	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；施工期间道路周边农田是否受到破坏。	各项环保措施落实到位
4	保护动物和保护植物	（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

8.4.2 环境监测计划

本工程在施工和运营期间，施工机械和生产设备均投入使用，故在各个阶段需对生产过程产生的三废和生态影响进行严格监管，定期对各个阶段产生的三废和生态影响进行监测，减少对周围环境影响。

本工程在运营期的排污主要集中在井场和天然气处理站，其在运营期的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。

根据《排污许可证申请与核发技术规范 总则》（HJ942-2018）、《排污单位自行监测技术指南 总则》（HJ819-2017）及《排污单位自行监测技术指南总则》（HJ819-2017）制定自行监测方案并开展监测。自行监测方案按要求向相关生态环境部门备案。

具体环境监测计划见表 8.4-2。

表 8.4-2 运营期环境监测计划

监测对象		监测频率	监测点位	监测项目	监测单位
环境质量	生态环境	/	项目区块	临时占地恢复	委托监测或建设单位自行监测
	大气	1 次/年	项目区下风侧距边界 10m 处	非甲烷总烃	
	土壤	1 次/年	天然气处理站、至少 1 座井场（已开采）及其 200m 范围内	砷、镉、六价铬、铜、铅、汞、镍、石油烃	
	地下水	1 次/年	项目区上游、下游各 1 个监测点	pH 值、总硬度、溶解性总固体、耗氧量、氨氮、硝酸盐氮、亚硝酸盐氮、挥发酚、氰化物、氟化物、砷、汞、六价铬、铅、镉、铁、锰、石油类、氯化物、硫酸盐	
污染源	废气	1 次/年	井场及天然气处理站下风向 10m	非甲烷总烃、二氧化硫、氮氧化物	
	噪声	1 次/季度	天然气处理站边界四周围墙外 1m 处	等效连续 A 声级	

每次监测都应有完整的记录。监测数据应及时整理、统计，按时向管理部门、调度部门报告，做好监测资料的归档工作。

8.5 污染物排放清单

本工程污染物排放清单及管理要求见表 8.5-1。

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

根据项目开发方案，在中佳 2_H 区块部署 12 口水平井，均为评价井转产，单井产能 8.0~14.0×10^4m^3/d，新建产能 4.323×10^8m^3/a。

新建集气干线 7.2km（集气干线 DN80，3.6km；集气干线 DN100，3.6km），单井采气管线 12.8km（DN65）；外输管线 13km，管线天然气外输规模为 149~360×10^4m^3/d，外输压力不超过 6MPa，外输温度 14~16℃。新建油区道路 7.5km。

新建天然气处理站 1 座，天然气设计处理规模为 150×10^4m^3/d，凝析油设计稳定规模为 120t/d。

9.1.2 环境质量现状

（1）环境空气

项目所在克拉玛依市 SO2、NO2、CO、O3、PM10、PM2.5 长期浓度可满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中二级标准限值，属于环境空气质量达标区域，NMHC 满足《<大气污染物综合排放标准>详解》中推荐值 2.0mg/m3 要求。

（2）地下水

各因子可满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）Ⅲ类限值，石油类满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中的Ⅲ类标准值。

（3）声环境

各噪声监测点位均满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）2 类声功能区标准限值，项目所在区域背景声环境质量现状较好。

（4）土壤

项目区土壤环境各监测因子监测值均可满足《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地筛选值；项目区外耕地满足《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）风

险筛选值。

9.1.3 主要环境影响

（1）大气环境

施工期废气主要为扬尘、施工机械及车辆尾气等，施工期短暂，施工期的废气污染随施工的结束而消失。运营期废气主要为无组织挥发烃类和导热油炉及火炬放散燃烧烟气，导热油炉及火炬放散烟气可满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表 3 特别排放限值，无组织排放的挥发性有机物厂界浓度可满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中企业边界污染物控制要求，项目区地域空旷，无集中固定人群居住，项目运营期对区域大气环境的影响可以保持在环境可接受的范围之内。

（2）水环境

施工期废水主要为施工生产废水，产生量较小，主要污染物为 SS，经沉淀后循环使用；运营期废水主要为井下作业废水、采出水、检修清洗排污水和生活污水。采出水、检修清洗排污水暂存在站内相应储罐内，定期装车外运采油二厂51#联合站污水处理系统集中处理，处理达标后回注油藏，不外排。

事故状态下对地下水的污染主要为管道及储罐泄漏、井漏、油水窜层等，管道及储罐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油品渗漏污染地下水，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。

（3）噪声

施工期的噪声源主要为施工机械和施工车辆，施工短暂，只对局部环境造成影响，待施工结束后这种影响也随之消失，施工期噪声仅对施工人员产生影响；运营期噪声主要为站场机泵产生的噪声以及罐车的交通噪声，运营期站场昼夜厂界噪声均能满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中的 2 类区标准（昼间 60dB(A)，夜间 50dB(A)）。本项目边无人群居住等声敏感目标，项目开发建设中的噪声对声环境质量影响不大。

（4）固体废物

施工期固体废物主要工建筑垃圾，集中收集后送至当地建筑垃圾填埋场；运

营期固体废物为生活垃圾、含油污泥及落地油。含油污泥属于《国家危险废物名录》（2021 年版）HW08 类危险废物，暂存在污油回收罐（1 座 20m3 储罐）内，定期委托有资质的单位进行无害化处置；生活垃圾定期清运至克拉玛依市生活垃圾填埋场。本项目产生的固体废物根据其废物属性，按照危险废物处置要求安全处置，不会对区域环境造成不利影响。

（5）土壤环境

施工期按规定的施工范围进行作业，可有效减少土壤扰动，建筑垃圾及时清运，可避免污染物进入土壤环境造成污染。运营期巡检车辆按油田巡检道路行驶，井下作业采取“带罐上岗”的作业模式，加强井场及管线巡检，避免因“跑、冒、滴、漏”或泄漏事故发生造成凝析油进入土壤，发生泄漏事故时应及时清理落地油，受浸染的土壤交由具备相应危废处理资质的单位进行回收处置，可降低对土壤环境质量的影响程度。

（6）环境风险

本项目涉及的危险物质为凝析油、稳定凝析油和天然气，风险潜势为Ⅰ，项目可能发生的风险事故类型主要包括井场事故风险、油气管线及储罐泄漏事故。油品和天然气发生泄漏时，对土壤、植被、地下水会产生一定的影响，发生事故后，在严格落实本项目提出的风险防范措施的前提下，不会对周围环境产生明显影响；项目区包气带对石油类污染物的截留能力较强，泄漏事故发生时，及时、彻底清除泄漏油品、被污染的土壤，污染物不会进入地下水中，对地下水水质没有不良影响。做好事故风险防范措施，将事故发生概率减少到最低。综上所述，本项目环境风险程度属于可以防控的。

9.1.4 环境保护防治措施

（1）施工期

本项目施工过程中将产生一定量的废气、废水、固体废物和噪声，施工期短暂，上述影响随着施工期的结束而消失。

（2）运营期

选用质量可靠的设备、仪表、阀门等，定期巡检，对井场的设备、阀门等检查、检修，以防止跑、冒、漏现象的发生，做好井口压力监测，并准备应急措施；加强对密闭管线及密封点的巡检，一旦发生泄漏立即切断控制阀；非正常工况天

然气全部进入火炬系统燃烧放空，严禁直接排放；稳定凝析油储罐采用内浮顶罐，储罐周围设置防火堤，装车采用底部装载，设气相平衡系统，并配套油气回收装置。储罐在运行过程中罐体应保持完好；不应有孔洞和裂隙，储罐附件开口（孔），除采样、计量、例行检查、维护和其他正常活动外，应密闭。

运营期处理站产生的采出水和检修污水暂存在站内相应储罐内，定期装车外运采油二厂 51#联合站污水处理系统集中处理，处理达标后回注油藏，不外排；生活污水集中收集至化粪池；井下作业过程铺设防渗膜，均带罐作业。采用高质量的单井管线和罐车，防止油水泄漏；修井作业时，要严格加强防污染措施。采用高质量的油气输送管线，采用先进的监控手段，管线敷设严格遵守相关规定，并对管线进行防腐保温等保护措施，防止油品泄漏；定期对采气井的固井质量进行检查，若发现固井质量不合格，先查明固井质量不合格的原因，并及时采取一系列的修整措施，保证固井质量合格，防止发生油水窜层等事故。

尽量选用低噪声设备，并对高噪声设备采取基础减震和隔声等降噪措施；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；加强噪声防范，做好个人防护工作。

含油污泥暂存在污油回收罐（1 座 20m3 储罐）内，属于《国家危险废物名录》（2021 年版）HW08 类危险废物，集中收集后交由有相应危废处理资质的单位负责转运、接收、无害化处理；生活垃圾送至克拉玛依市生活垃圾填埋场。

9.1.5 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。

本项目为中佳 2_H 区块产能开发项目，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》、《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》的相关要求。

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。

9.1.6 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。

9.1.7 总结论

综上所述，项目属于国家产业政策鼓励项目，项目所在区域环境质量较好，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 要求与建议

（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）加强管材腐蚀机理研究、推广应用新型防腐管材，加强作业废水处理系统和输水管线管理，防止管道腐蚀穿孔。

（3）作业废水在环保部门监督下，处理满足回注标准后方可回注。

（4）建立健全地下水动态监控机制，增设监测点，加大监测频次，掌握地下水水质动态变化情况，为水质保护提供动态信息和科学依据。

（5）含油污泥、落地油等危险废物环境管理执行《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2001）（2013 年修正）、《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》的相关要求进行贮存、处置，禁止随意掩埋或倾倒。

（6）项目采气井口及井场、道路及集输管线全部避让自治区Ⅰ级保护植物（梭梭、白梭梭），不占用、不破坏。

（7）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。

（8）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。