塔里木富满油田跃满北区块奥陶系油藏产能建设项目

生态环境影响报告书

建设单位： 中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司

编制单位： 新疆天合环境技术咨询有限公司

2026 年 11 月

严禁复制

目录

1 概述 1
1.1 项目背景 1
1.2 环境影响评价工作过程 2
1.3 分析判定相关情况 5
1.4 关注的主要环境问题和环境影响 6
1.5 环境影响评价的主要结论 6
2 总则 8
2.1 编制依据 8
2.2 评价目的和评价原则 14
2.3 环境影响因素识别及评价因子筛选 16
2.4 环境功能区划及评价标准 20
2.5 评价工作等级和评价范围 26
2.6 环境保护目标 35
2.7 评价内容和评价重点 36
2.8 评价时段和评价方法 38
3 建设项目工程概况和工程分析 39
3.1 区块开发现状及环境影响回顾 39
3.2 现有工程 49
3.3 拟建工程 55
3.4 工程分析 80
3.5 相关政策法规、规划符合性分析 107
3.6 选址选线合理性分析 131
4 环境现状调查与评价 133
4.1 自然环境概况 133
4.2 生态现状调查与评价 137
4.3 地下水环境质量现状调查与评价 150
4.4 地表水环境现状调查与评价 150
4.5 土壤现状调查与评价 150

4.6 大气环境质量现状调查与评价 150
4.7 声环境现状调查与评价 150
5 环境影响预测与评价 151
5.1 生态影响评价 151
5.2 地下水环境影响评价 162
5.3 地表水环境影响评价 170
5.4 土壤环境影响评价 176
5.5 大气环境影响评价 182
5.6 声环境影响评价 189
5.7 固体废物影响分析 194
5.8 环境风险评价 200
6 环境保护措施及其可行性论证 209
6.1 生态保护措施可行性论证 209
6.2 地下水环境保护措施可行性论证 217
6.3 地表水环境保护措施可行性论证 228
6.4 土壤环境保护措施可行性论证 229
6.5 大气环境保护措施可行性论证 230
6.6 声环境保护措施可行性论证 232
6.7 固体废物处理措施可行性论证 233
7 碳排放影响评价 237
7.1 温室气体排放分析 237
7.2 减污降碳措施 241
7.3 温室气体排放评价结论 243
8 环境影响经济损益分析 244
8.1 环境效益分析 244
8.2 经济效益分析 245
8.3 社会效益分析 246
8.4 环境经济损益分析结论 246
8.5 环境保护措施的投资估算 246

9 环境管理与监测计划 248
9.1 环境管理 248
9.2 企业环境信息披露 249
9.3 污染物排放清单 250
9.4 生态环境监测 252
9.5 环保设施“三同时”验收 252
10 环境影响评价结论 257
10.1 建设项目情况 257
10.2 产业政策、选址符合性 257
10.3 环境质量现状 258
10.4 污染物排放情况 259
10.5 主要环境影响 260
10.6 环境保护措施 263
10.7 公众意见采纳情况 264
10.8 环境影响经济损益分析 264
10.9 环境管理与监测计划 264
10.10 项目可行性结论 264

严禁复制

1 概述

1.1 项目背景

塔里木盆地是世界上最大的内陆盆地之一，总面积 $56\times10^4km^2$，石油资源储量约为 107.6×10^8t，天然气资源储量约为 $8.39\times10^{12}m^3$，盆地油气探明率低，勘探前景十分广阔。中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司（简称“塔里木油田分公司”）油气产量当量已突破 3000 万吨，是中国特大型油田之一。

富满油田是塔里木油田近年来石油勘探的重大发现，是原油上产增储的主力区块。继哈拉哈塘油田高效开发后，跃满、哈得、富源、跃满西、玉科等区块的开发效果也好于预期。跃满北区块 2015 年—2024 年分布上交跃满、富源、跃满 802-H6 区块国家探明地质储量 5039.12×104t；其中方案区劈分探明石油地质储量 972.09×10^4t。2015 年提交探明储量后，2018 年跃满南新采集三维地震 200km2。随着地质油藏认识更加深入，针对断控油藏特征，利用动静态资料、多方法结合，创新开展油藏单元“五定四性”划分评价，增加跃满 802-H6 划分单元储量，重新计算后方案区地质储量为 1530.06×10^4t。碳酸盐岩油藏勘探开发具备良好前景，因此，跃满北区块后续的开发及配套地面建设十分必要。

为了满足富满油田产能开发的需要，增大整体开发效益，中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司拟投资 47293 万元在新疆阿克苏地区沙雅县境内富满油田内实施“塔里木富满油田跃满北区块奥陶系油藏产能建设项目”。

项目分期实施，一期建设内容：①本工程根据开发部署 36 口井，其中新井 7 口，老井 29 口；②新建 4 井式跃满 1-H13 阀组站 1 座，新建 7 座常温抗硫标准化采油井场；③共部署 16 口注气井（2030 年之前共 9 口），其中注气吞吐井 8 口，注气井 8 口。无单独新建注气井，均在采油井上改造增设注气接口。根据注气井位分布情况，采用移动箱式分散井口制氮+注氮设施，新建一套 $5\times10^4Nm^3/d$ 制氮注氮装置，进行轮换注气作业；④新建跃满转油站 $1200m^3/d$ 采出水处理系统；⑤改造注水井 3 口（2030 年前共 1 口）；⑥新建 35kV 干线 30.92km，35kV 支线 8.8km，

新建 10kV 线路 1.2km；⑦配套电气、自控、通信、结构、总图、道路、防腐、消防和信息化等工程。新建产能 5.5×10^4t/a。

1.2 环境影响评价工作过程

拟建项目属于石油开采项目，位于新疆阿克苏地区沙雅县境内，根据《新疆维吾尔自治区水土保持规划（2018-2030 年）》和《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），项目位于塔里木河流域水土流失重点治理区，属于环境敏感区。

根据《中华人民共和国生态环境法典》、《建设项目环境影响评价分类管理名录（2021 年版）》（部令第 16 号），拟建工程属于分类管理名录"五石油和天然气开采业 07 陆地石油开采 0711"中的"石油开采新区块开发、涉及环境敏感区的（含内部集输管线建设）"，应编制环境影响报告书。

根据《中华人民共和国生态环境法典》和《建设项目环境保护管理条例》中规定，2026 年 9 月，中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司委托新疆天合环境技术咨询有限公司编制《塔里木富满油田跃满北区块奥陶系油藏产能建设项目生态环境影响报告书》。

天合公司接受环评委托后，在建设单位的协助下，按照环境影响评价的相关技术导则及有关工作程序，组织专业人员，对项目区现场实地踏勘、开展现状调查工作、收集资料及其他支撑性文件资料，对建设项目进行工程分析，根据各环境要素的评价等级对各要素环境影响进行预测和评价，提出环境保护措施并进行经济技术论证。受天合公司委托，新疆齐新环境服务有限公司于 2026 年 11 月对本工程评价区域环境空气、声环境、土壤环境质量现状进行了监测。根据监测结果，结合项目组所收集到的相关文件、资料，利用软件预测等手段，对工程施工和运营过程中各环境要素所产生的环境影响进行分析、预测和评价，并提出污染防治、生态保护及风险防控措施，论证环保设施的可行性等。

环评报告编制期间，建设单位于 2026 年 10 月在新疆维吾尔自治区生态环境保护产业协会网站进行第一次网络信息公示；环境影响报告书征求意见稿完成后，建设单位按照《环境影响评价公众参与办法》（部令第 4 号）要求，于 2026 年 11 月

在新疆维吾尔自治区生态环境保护产业协会网站进行了第二次公示，在此期间在《阿克苏日报》进行两次报纸公示，张贴了公告；于2026年11月开展了拟报批公示。根据建设单位提供的《塔里木富满油田跃满北区块奥陶系油藏试采项目公众参与说明》，公示期间未收到反馈意见。

在以上基础上，天合公司编制完成了《塔里木富满油田跃满北区块奥陶系油藏产能建设项目生态环境影响报告书》（以下简称“报告书”）。环境影响评价的工作程序见图1.2-1。

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

严禁复制

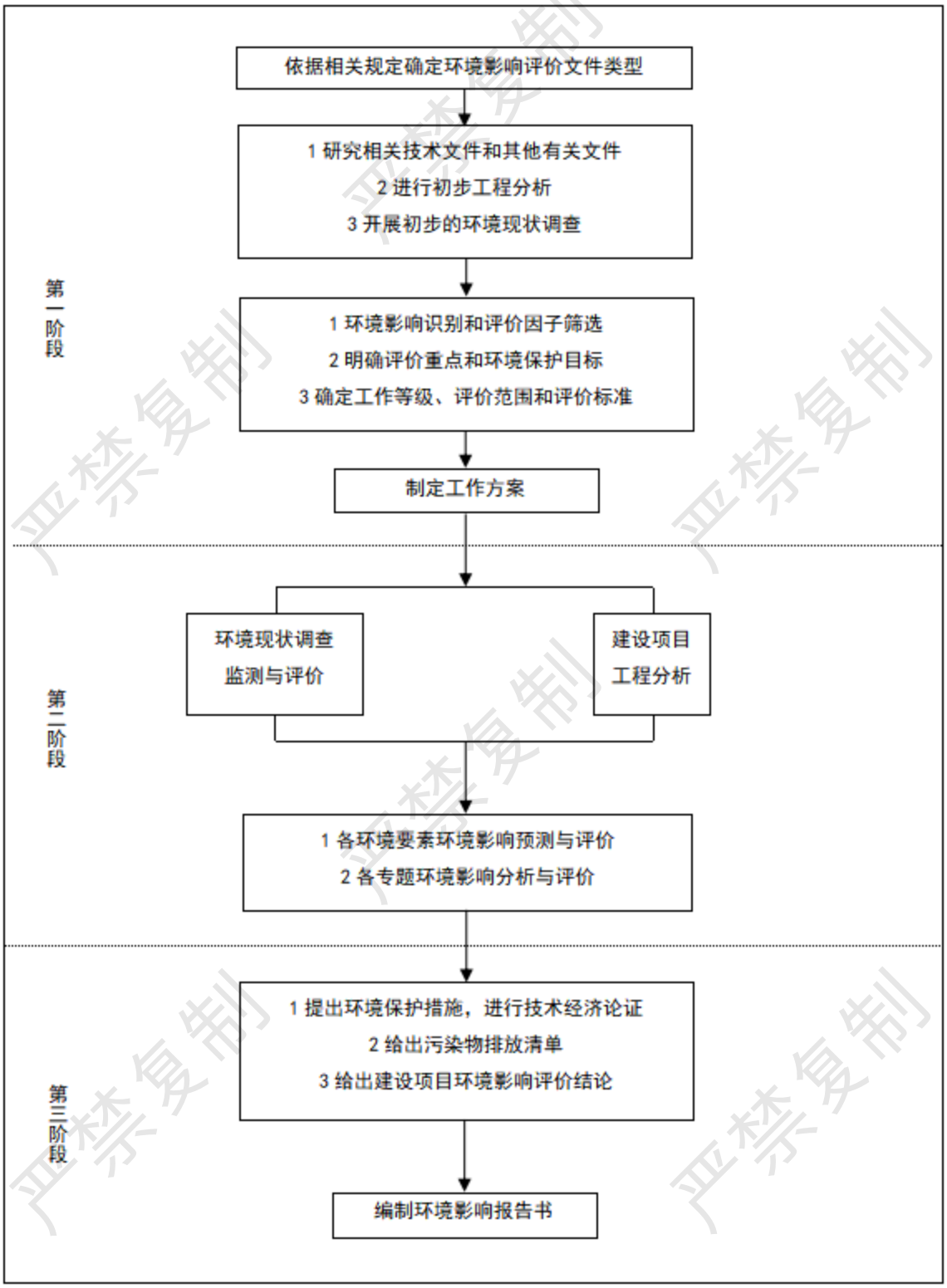

图 1.2-1 环境影响评价工作程序图

1.3 分析判定相关情况

1.3.1 产业政策符合性分析

本工程为石油开采项目，属于国家战略性矿产资源开发，属于“常规石油、天然气勘探与开采”项目，结合《产业结构调整指导目录（2024 年本）》，本工程属于第一类“鼓励类”第七条“石油天然气”第一款“石油天然气开采”，为鼓励类产业，符合国家当前产业政策要求。

1.3.2 政策、法规符合性分析

本项目属于石油开采项目，选址选线不涉及依法划定的国家公园、自然保护区、自然公园、世界自然遗产、生态保护红线、重要生境等生态敏感区。运营期废水、固废处置措施得当，符合《石油天然气开采业污染防治技术政策》（公告 2012 年第 18 号）、《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函〔2019〕910 号）、《转发〈关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价的通知〉的通知》（新环环评发〔2020〕142 号）等相关政策、法律法规相关要求。

1.3.3 规划符合性判定结论

本工程位于阿克苏地区沙雅县境内，属于塔里木油田分公司滚动开发项目，符合《新疆维吾尔自治区国土空间规划（2021-2035 年）》《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》《阿克苏地区国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》《中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司“十四五”规划》《新疆生态环境保护“十四五”规划》《阿克苏地区生态环境保护“十四五”规划》等相关要求。

1.3.4 选址合理性分析判定结论

本工程选址符合生态环境分区管控要求，不涉及法律法规明令禁止建设的区域，避开了生态保护红线，不占用自然保护区、风景名胜区、水源保护区、文物保护单位等敏感目标。本工程推荐方案选址、选线基本合理。

1.3.5 生态环境分区管控符合性判定结论

根据《关于印发〈新疆维吾尔自治区生态环境分区管控动态更新成果〉的通知》（新环环评发〔2024〕157号）、《关于印发阿克苏地区生态环境分区管控方案（2023版）的通知》，本项目位于ZH65292430001沙雅县一般管控单元，不涉及拟定的生态保护红线范围内，项目区地下水、土壤、声环境质量可以达到功能区要求，环境空气质量不达标，超标污染物为颗粒物，超标主要由于当地气候条件干燥、自然扬尘较多，本项目符合生态环境分区管控要求。

1.4 关注的主要环境问题和环境影响

本项目为石油开采项目，环境影响主要来源于施工期的井场、站场、集输管线建设以及运营期油气开采、集输过程。环境影响包括：施工期和运营期污染物排放造成的环境污染和占地及施工造成的生态影响。根据现状调查，本项目不占用国家公园、自然保护区、自然公园、世界自然遗产、生态保护红线、重要生境等敏感区，主要环境敏感保护目标为塔里木河流域重点治理区、沙雅县塔里木河上游湿地自然保护区、沙雅县土地沙化生态保护红线及新疆沙雅县盖孜库木国家沙化土地封禁保护区。重点关注施工过程中的各项污染物产生以及可能发生的风险对区域环境产生的影响、施工过程中产生的生态环境问题以及生态恢复措施；施工过程中产生的扬尘、运输车辆尾气、生活污水、施工废料、生活垃圾等；运营期无组织挥发的非甲烷总烃、温室气体、采出水、井下作业废水、落地油、油泥（砂）、废防渗材料、清管废渣等对环境产生的影响。

1.5 环境影响评价的主要结论

本工程属于《产业结构调整指导目录（2024年本）》中“鼓励类”项目，符合国家产业政策；符合《石油天然气开采业污染防治技术政策》（公告2012年第18号）、《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函〔2019〕910号）等法规和政策要求；符合《新疆生态环境保护“十四五”规划》《新疆维吾尔自治区国土空间规划（2021-2035年）》《中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司“十四五”规划》等相关规划要求；项目不涉及依法划定的自然保护区、饮用水源保护区、风景名胜区、森林公园等环境敏感区；中国石油天然气股份有限公司

塔里木油田分公司按照《环境影响评价公众参与办法》，在本工程环评过程中开展了公众参与调查，至信息公告的截止日期没有收到相关反馈信息。

评价认为：只要在施工期、运营期、退役期认真落实各项污染防治措施、生态破坏可有效降低，环境风险可以接受，从环境保护角度看，本工程选址选线合理，建设从生态环境影响的角度是可行的。

严禁复制

2 总则

2.1 编制依据

2.1.1 国家法律、法规

（1） 《中华人民共和国生态环境法典》，2016.8.15 实施；
（2） 《中华人民共和国环境保护税法》，2018.10.26 修正；
（3） 《中华人民共和国水法》，2016.7.2 修订；
（4） 《中华人民共和国节约能源法》，2018.10.26 修订；
（5） 《中华人民共和国循环经济促进法》，2018.10.26 修订；
（6） 《中华人民共和国水土保持法》，2011.3.1 实施；
（7） 《中华人民共和国土地管理法》，2019.8.26 修订；
（8） 《中华人民共和国防沙治沙法》，2018.10.26 修正）；
（9） 《中华人民共和国石油天然气管道保护法》，2010.10.1 施行；
（10）《中华人民共和国野生动物保护法（2023 年修正）》，2023.5.1 实施；
（11）《中华人民共和国矿产资源法（2024 年修正）》，2025.7.1 实施

2.1.2 行政法规

（1） 《建设项目环境保护管理条例》（国务院令第 682 号），2017.10.1 实施；
（2） 《中华人民共和国野生植物保护条例（2017 年修正）》（国务院令 687 号），2017.10.7 实施；
（3） 《中华人民共和国土地管理法实施条例（2021 年修订）》（国务院令第 743 号），2021.9.1 实施；
（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），2015.4.16 实施；
（5） 《国务院关于印发〈空气质量持续改善行动计划〉的通知》（国发〔2023〕24 号），2023.11.30 实施；
（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），2016.5.28 实施；

（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》（中发〔2018〕17号），2018.6.16；

（8） 《中共中央国务院关于深入打好污染防治攻坚战的意见》（国务院〔2021〕32号），2021.11.2；

（9） 《地下水管理条例》（国务院令第748号），2021.12.1实施；

（10）《排污许可管理条例》（国务院令第736号），2021.3.1实施；

（11）《危险化学品安全管理条例》（国务院令第645号），2013.12.7修正；

（12）《中华人民共和国土地管理法实施条例（2021年修订）》（国务院令第743号），2021.9.1实施；

（13）《中华人民共和国陆生野生动物保护实施条例（2016年修正）》（国务院令第666号），2016.2.6实施；

（14）《突发事件应急预案管理办法》（国办发〔2024〕5号），2024.1.31实施；

（15）《中共中央办公厅国务院办公厅关于加强生态环境分区管控的意见》，2024.3.6实施；

（16）《中华人民共和国自然保护区条例》（国务院令第687号），2017.10.7修订；

2.1.3 部门规章

（1） 《国家危险废物名录（2025年版）》（生态环境部、国家发展和改革委员会、公安部、交通运输部、国家卫生健康委员会令第36号），2025.1.1实施；

（2） 《产业结构调整指导目录（2024年本）》（国家发展改革委2023年第7号令），2024.2.1实施；

（3）《印发〈固体废物综合治理行动计划〉的通知》（国发〔2025〕14号）；

（4）《危险废物排除管理清单（2026年版）》（环境部公告2026年第2号）；

（5）《排污许可管理办法》（生态环境部部令第32号），2024.4.1实施；

（6）《关于进一步优化环境影响评价工作的意见》（环办环评〔2023〕52号）；

（7）《企业环境信息依法披露管理办法》（生态环境部令第31号），2022.2.8施行；

（8）《危险废物转移管理办法》（生态环境部、公安部、交通运输部令第23号），2022.1.1；

（9） 《危险废物环境管理指南陆上石油天然气开采》（生态环境部公告 2021 年第 74 号）；

（10）《关于规范临时用地管理的通知》（自然资规〔2021〕2 号）；

（11）《国家重点保护野生植物名录》（国家林业和草原局农业农村部公告 2021 年第 15 号，2021 年 9 月 7 日发布并实施）；

（12）《关于加快解决当前挥发性有机物治理突出问题的通知》（环大气〔2021〕65 号，2021 年 8 月 4 日发布并实施）；

（13）《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 日发布并实施）；

（14）《建设项目环境影响评价分类管理名录（2021 年版）》（生态环境部部令第 16 号），2021.1.1；

（15）《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）；

（16）《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函〔2019〕910 号，2019 年 12 月 13 日发布并实施）；

（17）《关于印发地下水污染防治实施方案的通知》（环土壤〔2019〕25 号），2019.3.28；

（18）《关于在南疆四地州深度贫困地区实施<环境影响评价技术导则大气环境（HJ2.2-2018）>差别化政策有关事宜的复函》（环办环评函〔2019〕590 号）；

（19）《环境影响评价公众参与办法》（生态环境部 4 号令），2019.1.1 施行；

（20）《关于强化建设项目环境影响评价事中事后监管的实施意见》（环环评〔2018〕11 号），2018.1.25；

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

（22）《建设项目危险废物环境影响评价指南》（环保部公告 2017 年第 43 号），2017.08.29；

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

（24）《突发环境事件应急管理办法》（环境保护部令第 34 号），2015.6.5 实施；

（25）《关于印发〈企业事业单位突发环境事件应急预案备案管理办法（试行）〉的通知》（环发〔2015〕4 号），2015.1.8；

（26）《关于建设项目主要污染物排放总量指标审核及管理暂行办法的通知》（环发〔2014〕197 号，2014 年 12 月 30 日发布并实施）；

（27）《挥发性有机物（VOCs）污染防治技术政策》（环境部公告 2013 年第 31 号，2013 年 5 月 24 日实施）；

（28）《关于切实加强风险防范严格环境影响评价管理的通知》（环发〔2012〕98 号，2012 年 8 月 8 日发布并实施）；

（29）《关于进一步加强环境影响评价管理防范环境风险的通知》（环发〔2012〕77 号，2012 年 7 月 3 日发布并实施）；

2.1.4 地方法规及部门规章

（1） 《新疆维吾尔自治区环境保护条例（2018 年修正）》（2018 年 9 月 21 日修正，2017 年 1 月 1 日施行）；

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

（3） 《新疆维吾尔自治区地下水资源管理条例（2017 年修订）》（自治区 12 届人大第 29 次会议），2017 年 7 月 1 日施行；

（4） 《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 7 月 31 日修正，2013 年 10 月 1 日施行）；

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

（6） 《新疆维吾尔自治区危险废物污染环境防治办法》（新疆维吾尔自治区人民政府令第 163 号），2010 年 5 月 1 日起施行；

（7） 《新疆维吾尔自治区 2025 年空气质量持续改善行动实施方案》（新政办发〔2024〕58 号）；

（8） 《关于印发新疆维吾尔自治区大气污染防治行动计划实施方案的通知》（新政发〔2014〕35 号，2014 年 4 月 17 日发布并实施）；

（9） 《关于印发新疆维吾尔自治区水污染防治工作方案的通知》（新政发〔2016〕21号，2016年1月29日发布并实施）；

（10） 《关于印发新疆维吾尔自治区土壤污染防治工作方案的通知》（新政发〔2017〕25号，2017年3月1日发布并实施）；

（11） 《自治区党委、自治区人民政府印发〈关于全面加强生态环境保护坚决打好污染防治攻坚战实施方案〉的通知》（新党发〔2018〕23号），2018年9月4日；

（12） 《新疆维吾尔自治区人民政府关于公布新疆维吾尔自治区重点保护野生植物名录的通知》（新政发〔2023〕63号）；

（13） 《新疆维吾尔自治区重点保护野生动物名录（修订）》（新政发〔2022〕75号，2022年9月18日施行）；

（14） 《关于印发<自治区建设项目主要污染物排放总量指标审核及管理暂行办法>的通知》（新环发〔2016〕126号，2016年8月24日发布并实施）；

（15） 《转发<关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价的通知>的通知》（新环环评发〔2020〕142号）；

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

（17） 《关于加强建设项目环境影响后评价管理的通知》（新环环评发〔2020〕162号），2020年9月11日；

（18） 《关于加强沙区建设项目环境影响评价工作的通知》（新环环评发〔2020〕138号），2020年9月4日；

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

（20） 《关于印发<新疆国家重点保护野生植物名录>的通知》（新林护字〔2022〕8号），2022年2月9日；

（21） 《关于加强历史遗留废弃磺化泥浆规范化环境管理的通知》（新环固体函〔2022〕675号）；

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

（23） 《新疆维吾尔自治区重点行业生态环境准入条件（2024年）》；

（24）《关于印发<新疆维吾尔自治区生态环境分区管控动态更新成果>的通知》（新环环评发〔2024〕157号，2024年11月发布）；

（25）《阿克苏地区生态环境分区管控方案（2023年版）》（阿地环字〔2024〕32号），2024年10月28日；

（26）《新疆生态环境保护“十四五”规划》；

（27）《新疆维吾尔自治区生态环境功能区划》；

（28）《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》；

（29）《新疆维吾尔自治区水土保持规划（2018—2030年）》；

（30）《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十五个五年规划纲要》；

（31）《阿克苏地区国民经济和社会发展第十五个五年规划纲要》；

（32）《关于<中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司“十四五”规划环境影响报告书>的审查意见》（新环审〔2022〕147号），2022.7.25。

2.1.5 技术导则及规范

（1）《建设项目环境影响评价技术导则总纲》（HJ2.1-2016）；

（2）《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ2.2-2018）；

（3）《环境影响评价技术导则地表水环境》（HJ2.3-2018）；

（4）《环境影响评价技术导则声环境》（HJ2.4-2021）；

（5）《环境影响评价技术导则生态影响》（HJ19-2022）；

（6）《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）；

（7）《环境影响评价技术导则陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023）；

（8）《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）；

（9）《环境影响评价技术导则土壤环境（试行）》（HJ964-2018）；

（10）《水土保持综合治理技术规范》（GB/T16453.1~6-2008）；

（11）《开发建设项目水土保持技术规范》（GB50433-2008）；

（12）《危险化学品重大危险源辨识》（GB18218-2018）；

（13）《危险废物收集、贮存、运输技术规范》（HJ2025-2012）；

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

（15）《石油化工企业环境保护设计规范》（SH/T3024-2017）；

（16）《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）；

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

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

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

（20）《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》（DZ/T0317-2018）；

（21）《油田注水工程设计规范》（GB50391-2014）；

（22）《石油天然气工业套管和油管的维护和使用》（GB/T17745-2011）；

（23）《石油化工工程防渗技术规范》（GB/T50934-2013）；

（24）《油田注水工程施工技术规范》（SY/T4122-2020）；

（25）《陆上石油天然气生产环境保护推荐做法》（SY/T6628-2005）；

（26）《废弃井及长停井处置指南》（SY/T6646-2017）；

（27）《生物多样性观测技术导则》（HJ710.1~13-2014）；

（28）《污染源源强核算技术指南·准则》（HJ884-2018）；

（29）《排污单位自行监测技术指南陆上石油天然气开采工业》(HJ1248-2022)；

（30）《危险废物管理计划和管理台账制定技术导则》（HJ1259-2022）；

（31）《石油天然气项目土地复垦与生态修复技术规范》（GB/T43936-2024）；

（32）《陆上油气田采出水地下注入环境保护技术规范》（SY/T7784-2024）；

（33）《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》(生态环境部办公厅 2021 年 6 月 11 日印发。

2.1.6 其他相关文件

（1） 塔里木富满油田跃满北区块奥陶系油藏产能建设项目委托书，中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司；

（2） 塔里木富满油田跃满北区块奥陶系油藏产能建设项目相关资料，中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司。

2.2 评价目的和评价原则

2.2.1 评价目的

通过本次环评工作，拟达到如下目的：

（1）通过实地调查和现状监测，了解项目所在区域的自然环境、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，明确本工程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，预测和评价本工程施工期、运营期以及退役期对环境的影响程度，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）评价本工程与国家产业政策、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，为本工程的设计、施工、验收及建成投产后的环境管理提供技术依据，为生态环境主管部门提供决策依据。

2.2.2 评价原则

突出环境影响评价的源头预防作用，坚持保护和改善环境质量。

（1）依法评价

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

（2）科学评价

规范环境影响评价方法，科学分析项目建设对环境质量的影响。

（3）突出重点

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

2.3 环境影响因素识别及评价因子筛选

2.3.1 环境影响因素识别

本项目主要包括油气开采、集输等内容，对环境的影响主要表现在施工期、运营期和退役期。施工期以管线敷设、配套工程建设过程中造成的生态影响为主，运营期以油气开采和集输过程中产生的污染为主，环境影响因素识别详见表 2.3-1。

表 2.3-1 环境影响因素识别

序号	时段	主要影响因素	主要环境影响因子	分析结果
1	施工期	井场、阀组站	占地、动植物影响	-
		管线建设	破坏土壤和植被	-
			引起水土流失	-
			影响土地利用	-
			声环境	-
			改变自然景观	-
			影响道路交通	-
		生活污水	COD、BOD_5、NH_3-N、SS	-
		钻井废水	悬浮物、石油类、COD	-
		施工机械和车辆尾气	NO_2、CO、SO_2、烃类挥发	-
		施工垃圾和生活垃圾	污染土壤环境	-
		钻井泥浆、岩屑	污染土壤环境	-
		施工机械和车辆噪声	影响声环境质量	-
2	运营期（正常工况）	采出水	石油类	-
		井下作业废水	石油类	-
		井场、阀组站无组织废气排放	非甲烷总烃、H_2S	-
		设备噪声	影响声环境质量	-
		落地油、废防渗材料、废润滑油桶、废润滑油、废分子筛	土壤、地下水	-
		原油生产	对当地社会经济的拉动、使用地区大气环境的改善	++
3	运营期（事故工况）	集输管线破损泄漏	污染土壤环境、水环境、火灾爆炸危险	-
4	退役期	封堵井眼，拆除地面装置	固废	-
		场地恢复	生态	+

注：“--”为负影响较大；“-”为负影响较小；“++”为正影响较大；

2.3.2 评价因子

根据《环境影响评价技术导则陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023），本项目评价因子见表 2.3-2。

严禁复制

表 2.3-2 项目评价因子一览表

环境要素 单项工程	时期	大气	地下水	土壤	生态	噪声
钻前工程	施工期	颗粒物	耗氧量、氨氮、石油类	/	地表扰动面积及类型、生态系统完整性	/
钻井工程	施工期	H_2S、NMHC	pH 值、挥发酚、耗氧量、氨氮、硫化物、氯化物、石油类、总硬度、溶解性总固体、钡、汞、砷、六价铬等	pH 值、石油类、石油烃（C_6~C_9）、石油烃（C_{10}~C_{40}）、汞、砷、六价铬等	地表扰动面积及类型、生态系统完整性	昼、夜间等效声级（Ld、Ln）
储层改造工程	施工期	颗粒物、SO_2、NOx、NMHC			/	
油气开采、集输工程	现状调查	PM_{10}、$PM_{2.5}$、SO_2、NO_2、CO、O_3、甲烷总烃、H_2S	pH、水位埋深、井深、K^+、Na^+、Ca^{2+}、Mg^{2+}、CO_3^{2-}、HCO_3^-、Cl^-、SO_4^{2-}、氨氮、硝酸盐、亚硝酸盐、挥发性酚类、氰化物、砷、汞、六价铬、总硬度、铅、氟、镉、铁、锰、溶解性总固体、高锰酸盐指数、总大肠菌群、细菌总数、石油类、硫化物	占地范围内：pH、石油烃(C_{10}-C_{40})、砷、镉、铬(六价)、铜、铅、汞、镍、四氯化碳、氯仿、氯甲烷、1,1-二氯乙烷、1,2-二氯乙烷、1,1-二氯乙烯、顺-1,2-二氯乙烯、反-1,2-二氯乙烯、二氯甲烷、1,2-二氯丙烷、1,1,1,2-四氯乙烷、1,1,2,2-四氯乙烷、四氯乙烯、1,1,1-三氯乙烷、1,1,2-三氯乙烷、三氯乙烯、1,2,3-三氯丙烷、氯乙烯、苯、氯苯、1,4-二氯苯、1,2-二氯苯、乙苯、苯乙烯、甲苯、间+对二甲苯、邻二甲苯、硝基苯、苯胺、2-氯酚、苯并[a]蒽、苯并[a]芘、苯并[b]荧蒽、苯并[k]荧蒽、䓛、二苯并[a，h]蒽、茚并[1，2，3-cd]芘、萘；占地范围外：石油烃(C_{10}-C_{40})、铅、总铬、汞、砷、铜、锌、镉、镍；其他：理化性质、含盐量等调查。	A.调查评价范围内的植物区系、植被类型；动物区系、物种组成及分布特征；生态系统的类型、特征；重要野生动植物等。 B.调查生态敏感区的主要保护对象、功能区划、保护要求。C.调查区域存在的主要生态问题。	昼、夜间等效声级（Ld、Ln）

	施工期	颗粒物	耗氧量、氨氮、石油类等	/	地表扰动面积及类型、植被覆盖度、生物量损失、物种多样性、生态系统完整性等	昼、夜间等效声级（Ld、Ln）
	运营期	NMHC、H_2S	/	pH、石油烃(C_{10}-C_{40})、盐分含量	土壤肥力或林地立地条件、生物多样性、生态系统完整性等	昼、夜间等效声级（Ld、Ln）

严禁复制

2.4 环境功能区划及评价标准

2.4.1 环境功能区划

2.4.1.1 生态功能区划

参照《新疆生态功能区划》(原新疆维吾尔自治区环境保护局 2003 年 9 月)，本工程主要生态服务功能、生态敏感因子、主要生态问题和主要保护目标见表 2.4-1。

表 2.4-1 区域生态功能区划

项目		主要内容
生态功能分区单元	生态区	塔里木盆地暖温带极干旱沙漠、戈壁及绿洲农业生态区（Ⅳ）
	生态亚区	塔里木盆地中部塔克拉玛干流动沙漠敏感生态亚区（Ⅳ3）
	生态功能区	塔克拉玛干东部流动沙漠景观与油田开发生态功能区（71）
主要生态服务功能		沙漠景观、风沙源地、油气资源
主要生态环境问题		风沙危胁绿洲和公路以及油田设施、石油开发区环境污染
主要生态敏感因子、敏感程度		生物多样性和生境不敏感，土壤侵蚀高度敏感，土地沙漠化极度敏感，土壤盐渍化轻度敏感
主要保护目标		保护油田设施和沙漠公路、保护文物古迹
适宜发展方向		加强沙漠油气资源勘探开发，适度开发地下水，进行油田区和公路绿化，发展沙漠探险旅游

由表 2.4-1 可知，项目位于“塔克拉玛干东部流动沙漠景观与油田开发生态功能区”，主要服务功能为“沙漠景观、风沙源地、油气资源”，主要保护目标为“保护油田设施和沙漠公路、保护文物古迹”，主要发展方向为“加强沙漠油气资源勘探开发，适度开发地下水，进行油田区和公路绿化，发展沙漠探险旅游”。

2.4.1.2 水环境功能区划

本项目距离塔里木河最近约 5.5km，本次不对其进行评价。

根据《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中地下水分类标准，该区域地下水划分为Ⅲ类功能区，地下水水质执行《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）Ⅲ类标准，石油类参照《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中的Ⅲ类标准值。

2.4.1.3 环境空气功能区划

根据《环境空气质量标准》（GB3095-2026），项目所在区域属于二类功能区。

2.4.1.4 声环境功能区划

项目区目前暂未进行声环境功能区划，根据《声环境质量标准》（GB3096-2008）7.2 中 b：“村庄原则上执行 1 类声环境功能区要求，工业活动较多的村庄以及有交通干线经过的村庄（指执行 4 类声环境功能区要求以外的地区）可局部或全部执行 2 类声环境功能区要求。”本项目所在地井场及站场工业生产设施区域工业活动较多，因此划定为 2 类声环境功能区。

2.4.2 环境质量标准

根据项目所在区域的自然环境特点，采用以下评价因子及环境标准。

（1）环境空气

环境空气质量评价中 SO_2、NO_2、$PM_{2.5}$、PM_{10}、CO、O_3 六项指标执行《环境空气质量标准》（GB3095-2026）过渡阶段二级浓度限值；非甲烷总烃参照执行《大气污染物综合排放标准详解》标准；H_2S 参考执行《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 标准限值。指标标准取值见表 2.4-2。

表 2.4-2 环境空气质量标准

序号	评价因子	平均时间	过渡阶段二级浓度限值	标准来源
1	二氧化硫（SO_2）	年平均	60μg/m³	《环境空气质量标准》（GB3095-2026）过渡阶段二级浓度限值
		日平均	150μg/m³	
		1 小时平均	500μg/m³	
2	二氧化氮（NO_2）	年平均	40μg/m³	
		日平均	80μg/m³	
		1 小时平均	200μg/m³	
3	一氧化碳（CO）	日平均	4mg/m³	
		1 小时平均	10mg/m³	
4	臭氧（O_3）	日最大 8 小时平均	160μg/m³	
		1 小时平均	200μg/m³	
5	颗粒物（PM_{10}）	年平均	60μg/m³	
		日平均	120μg/m³	
6	颗粒物（$PM_{2.5}$）	年平均	30μg/m³	
		日平均	60μg/m³	
7	非甲烷总烃（NMHC）	1 小时平均	2000μg/m³	参考《大气污染物综合排放标准》详解
8	硫化氢（H_2S）	1 小时平均	10μg/m³	参考执行《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D

（2）水环境

区域地下水执行《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）的Ⅲ类标准；石油类参照《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中的Ⅲ类标准。具体标准值见表 2.4-3。

表 2.4-3 地下水质量标准值

序号	项目	标准限值	序号	项目	标准限值
1	pH（无量纲）	6.5~8.5	16	亚硝酸盐氮(以N计)	≤1.0
2	总硬度（以 $CaCO_3$ 计）	≤450	17	硝酸盐（以N计）	≤20
3	溶解性总固体	≤1000	18	氟化物	≤1.0
4	硫酸盐	≤250	19	汞	≤0.001
5	氯化物	≤250	20	砷	≤0.01
6	铁	≤0.3	21	镉	≤0.005
7	锰	≤0.10	22	六价铬	≤0.05
8	挥发酚（以苯酚计）	≤0.002	23	铅	≤0.01
9	耗氧量（COD_{Mn}法，以 O_2 计）	≤3.0	24	钾	/
10	氨氮（以N计）	≤0.50	25	钙	/
11	硫化物	≤0.2	26	镁	/
12	钠	≤200	27	碳酸盐	/
13	总大肠菌群（CFU/100mL）	≤3.0	28	碳酸氢盐	/
14	细菌总数（CFU/mL）	≤100	29	石油类	≤0.05
15	氰化物	≤0.05			

（3）声环境

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）。

表 2.4-4 声环境评价标准

适用区域	标准值 dB(A)		标准来源
	昼间	夜间	
环境噪声	60	50	GB3096-2008

（4）土壤环境

根据《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)，油田内地面工程、井场、阀组站等建设用地为第二类用地，结合项目所在区域环境特征，本工程占地范围内、外均执行《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 第二类用地筛选值标准，见表 2.4-5。

表 2.4-5 建设用地土壤污染风险筛选值和管制值

序号	污染物项目	CAS 编号	筛选值（mg/kg）		管制值（mg/kg）	
			第一类用地	第二类用地	第一类用地	第二类用地
重金属和无机物						
1	砷	7440-38-2	20	60	120	140
2	镉	7440-43-9	20	65	47	172
3	铬（六价）	18540-29-9	3.0	5.7	30	78
4	铜	7440-50-8	2000	18000	8000	36000
5	铅	7439-92-1	400	800	800	2500
6	汞	7439-97-6	8	38	33	82
7	镍	7440-02-0	150	900	600	2000
挥发性有机物						
8	四氯化碳	56-23-5	0.9	2.8	9	36
9	氯仿	67-66-3	0.3	0.9	5	10
10	氯甲烷	74-87-3	12	37	21	120
11	1,1-二氯乙烷	75-34-3	3	9	20	100
12	1,2-二氯乙烷	107-06-2	0.52	5	6	21
13	1,1-二氯乙烯	75-35-4	12	66	40	200
14	顺-1,2-二氯乙烯	156-59-2	66	596	200	2000
15	反-1,2-二氯乙烯	156-60-5	10	54	31	163
16	二氯甲烷	27639	94	616	300	2000
17	1,2-二氯丙烷	78-87-5	1	5	5	47
18	1,1,1,2-四氯乙烷	630-20-6	2.6	10	26	100
19	1,1,2,2-四氯乙烷	79-34-5	1.6	6.8	14	50
20	四氯乙烯	127-18-4	11	53	34	183
21	1,1,1-三氯乙烷	71-55-6	701	840	840	840
22	1,1,2-三氯乙烷	79-00-5	0.6	2.8	5	15
23	三氯乙烯	79-01-6	0.7	2.8	7	20
24	1,2,3-三氯丙烷	96-18-4	0.05	0.5	0.5	5
25	氯乙烯	27398	0.12	0.43	1.2	4.3
26	苯	71-43-2	1	4	10	40
27	氯苯	108-90-7	68	270	200	1000
28	1,2-二氯苯	95-50-1	560	560	560	560
29	1,4-二氯苯	106-46-7	5.6	20	56	200

30	乙苯	100-41-4	7.2	28	72	280
31	苯乙烯	100-42-5	1290	1290	1290	1290
32	甲苯	108-88-3	1200	1200	1200	1200
33	间二甲苯+对二甲苯	108-38-3 106-42-3	163	570	500	570
34	邻二甲苯	95-47-6	222	640	640	640
半挥发性有机物						
35	硝基苯	98-95-3	34	76	190	760
36	苯胺	62-53-3	92	260	211	663
37	2-氯酚	95-57-8	250	2256	500	4500
38	苯并[a]蒽	56-55-3	5.5	15	55	151
39	苯并[a]芘	50-32-8	0.55	1.5	5.5	15
40	苯并[b]荧蒽	205-99-2	5.5	15	55	151
41	苯并[k]荧蒽	207-08-9	55	151	550	1500
42	䓛	218-01-9	490	1293	4900	12900
43	二苯并[a，h]蒽	53-70-3	0.55	1.5	5.5	15
44	茚并[1,2,3-cd]芘	193-39-5	5.5	15	55	151
45	萘	91-20-3	25	70	255	700
46	石油烃（C_{10}-C_{40}）	/	826	4500	5000	9000

2.4.3 污染物排放标准

（1）废气

施工期颗粒物执行《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）表 2 无组织排放监控浓度限值要求。

运营期井场非甲烷总烃无组织排放执行《陆上石油天然气开采工业污染物排放标准》（GB39728-2020）企业边界污染物控制要求；H_2S 无组织排放执行《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）中新建项目二级标准。具体标准限值要求见表 2.4-6。

表 2.4-6 大气污染物排放标准值

时期	污染物	最高允许排放浓度（mg/m³）	标准来源
施工期	颗粒物	1.0	《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）中的新污染源无

				组织排放监控浓度限值
运营期	非甲烷总烃（厂界）	4.0		《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）
	H_2S（厂界）	0.06		《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）中新建项目二级标准
	非甲烷总烃（厂界内）	10	监控点处 1h 平均浓度值	《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB37822-2019）
		30	监控点处任意一次浓度值	

（2）废水

施工期生活污水送至沙雅县污水处理厂处理；运营期工作人员由油田内部调剂，不新增工作人员，不新增生活污水。

运营期采出水的主要污染物为 SS、石油类，运行期采出水输至跃满转油站拟建采出水处理系统，处理后的水质满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）中Ⅲ级标准，输至井场回注底层；井下作业废水依托哈四联隔油池或富源 7 井废液处理站处理，达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)表 1 第 V 类水质标准要求后回注地层。

表 2.4-7 废水污染物排放标准一览表

类别	污染源	项目	排放限值	单位	标准来源
废水	采出水、井下作业废水	悬浮固体含量	≤35.0	mg/L	《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)表 1 第 V 类水质主要控制指标
		悬浮物颗粒直径中值	≤5.5	μm	
		含油量	≤100.0	mg/L	
		平均腐蚀率	≤0.076	mm/a	

（3）噪声

施工期采用《建筑施工噪声排放标准》（GB12523-2025），即昼间 70dB（A），夜间 55dB；运营期采用《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类标准即昼间 60dB（A），夜间 50dB（A）。

（4）固体废物

根据项目产生的各种固体废物的性质和去向，一般工业固体废物贮存执行《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB18599-2020）；危险废物贮存执行《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）；生活垃圾执行《生活垃圾填埋污染控制标准》（GB16889-2024）。

2.5 评价工作等级和评价范围

2.5.1 生态环境评价等级和评价范围

2.5.1.1 评价等级判定

根据《环境影响评价技术导则生态影响》（HJ19-2022），判定等级如下：

表 2.5-1 生态环境评价等级判定

序号	导则规定	本项目情况	评价等级
1	a）涉及国家公园、自然保护区、世界自然遗产、重要生境时，评价等级为一级	不涉及	/
	b）涉及自然公园时，评价等级为二级	不涉及	/
	c）涉及生态保护红线时，评价等级不低于二级	不涉及	/
	d）根据 HJ2.3 判断属于水文要素影响型且地表水评价等级不低于二级的建设项目，生态影响评价等级不低于二级	地表水为三级 B	/
	e）根据 HJ610、HJ964 判断地下水水位或土壤影响范围内分布有天然林、公益林、湿地等生态保护目标的建设项目，生态影响评价等级不低于二级	涉及公益林，二级	/
	f）当工程占地规模大于 20km^{2}时（包括永久和临时占用陆域和水域），评价等级不低于二级；改扩建项目的占地范围以新增占地（包括陆域和水域）确定	本工程新增占地规模小于 20km^2	/
	g）除本条 a）、b）、c）、d）、e）、f）以外的情况，评价等级为三级	/	/
	h）当评价等级判定同时符合上述多种情况时，应采用其中最高的评价等级	三级	三级
2	建设项目涉及经论证对保护生物多样性具有重要意义的区域时，可适当上调评价等级	不涉及	/
3	建设项目同时涉及陆生、水生生态影响时，可针对陆生生态、水生生态分别判定评价等级	不涉及	/
4	在矿山开采可能导致矿区土地利用类型明显改变，或拦河闸坝建设可能明显改变水文情势等情况下，评价等级应上调一级	不涉及	/
5	线性工程可分段确定评价等级。线性工程地下穿越或地表跨越生态敏感区，在生态敏感区范围内无永久、临时占地时，评价等级可下调一级	不涉及	/
6	涉海工程评价等级判定参照 GB/T19485	不涉及	/

综合以上分析，根据《环境影响评价技术导则生态影响》（HJ19-2022）中划分依据，确定本工程采油井场、阀组站、集输管线的生态环境评价工作等级为三级。

2.5.1.2 评价范围确定

根据《环境影响评价技术导则生态影响》（HJ19-2022）及《陆地石油天然气开发建设项目环境影响评价技术导则》（HJ349-2023），本工程以井场、阀组站等场界周围 50m 范围，集输管道等线性工程两侧外延 300m 为评价范围，面积约 15.11km²。生态评价范围见图 2.5-1。

2.5.2 地下水环境评价等级和评价范围

2.5.2.1 评价等级判定

①建设项目地下水环境影响评价行业分类

根据《环境影响评价技术导则陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023），拟建项目采油井场、阀组站地下水环境影响评价项目类别为Ⅰ类，集输管线地下水环境影响评价项目类别为Ⅱ类。

②地下水环境敏感程度

根据《环境影响评价技术导则·地下水环境》（HJ610-2016），项目所在区域不涉及集中式饮用水水源地准保护区及其补给径流区，亦无国家或地方政府设定的与地下水环境相关的其他保护区等，亦不属于水源地准保护区以外的补给径流区和特殊地下水资源保护区以外的分布区，且项目场地不涉及农村居民取水井等分散式饮用水水源地。因此，本工程地下水环境敏感程度分级为“不敏感”。

表 2.5-2 地下水环境敏感程度分级

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

③评价等级判定

依据《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）中建设项目评价工作等级分级表，确定本工程地下水评价等级。

表 2.5-3 地下水环境影响评价工作等级划分依据

项目类别	I类项目	II类项目	III类项目

环境敏感程度			
敏感	一	一	二
较敏感	一	二	三
不敏感	二	三	三

表 2.5-4 本工程地下水评价工作等级一览表

工程内容	项目类别	和周边水源地关系	环境敏感程度	评价等级
采油井场	I	不涉及集中式及分散式饮用水水源地等	不敏感	二
注水井场	I	不涉及集中式及分散式饮用水水源地等	不敏感	二
阀组站	I	不涉及集中式及分散式饮用水水源地等	不敏感	二
集输管线	II	不涉及集中式及分散式饮用水水源地等	不敏感	三

根据表 2.5-4，本工程地下水环境影响评价工作等级为二级。

2.5.2.2 评价范围确定

根据《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016），地下水现状评价范围可采用公式计算法、查表法、自定义法等确定。本项目采用“查表法”对地下水评价范围进行划分。

根据《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016），二级评价的调查评价范围为 6~20km^2，因此本项目根据采油井场所在区域地下水流向为西南向东北，选取井场上游 1km、两侧各 2km、下游 4km，集输管线两侧 200m 作为地下水评价范围。评价范围见图 2.5-1。

2.5.3 地表水环境影响评价等级和评价范围

按照《环境影响评价技术导则地表水环境》（HJ2.3-2018），本工程属于水污染影响型建设项目。在油田正常开采及油气集输过程中，本工程产生的生产废水、生活污水不外排，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。

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，污（废）水处理设施的依托可行性。

2.5.4 土壤环境影响评价等级和评价范围

2.5.4.1 评价等级判定

（1）建设项目类别

根据《环境影响评价技术导则土壤环境（试行）》（HJ964-2018）及《环境影响评价技术导则陆地石油天然气开发建设项目》(HJ349-2023)，本项目采油井场、阀组站建设内容属于常规石油开采井场，属于I类项目；集输管线属于II类项目。

（2）影响类型

根据《环境影响评价技术导则陆地石油天然气开发建设项目》(HJ349-2023)，本项目采油井场、阀组站、集输管线所在区域土壤盐分含量大于 4g/kg，即工程所在区域属于土壤盐化地区，拟建工程类别同时按照生态影响型项目和污染影响型项目考虑，并根据不同项目类型类别分别判定评价等级。

（3）占地规模

根据《环境影响评价技术导则土壤环境(试行)》(HJ964-2018)中"建设项目占地规模分为大型(≥50hm^2)、中型(5～50hm^2)和小型(≤5hm^2)"，本项目永久占地面积约 3.488hm^2（≤5hm^2），占地规模为小型。

（4）建设项目敏感程度

①污染影响型

本项目跃满 1-H9 井、跃满 1-H17 井、跃满 1-H13 井、跃满 1-H15 井井场及管线 200m 范围内有耕地，因此，环境敏感程度为"敏感"。

②生态影响型

采油井场、阀组站、集输管线所在区域土壤含盐量大于 4g/kg，生态影响型土壤敏感程度为"敏感"。

（5）评价工作等级判定

根据《环境影响评价技术导则土壤环境(试行)》(HJ964-2018)，土壤环境影响评价工作等级划分见表 2.5-5。

表 2.5-5 污染影响型评价工作等级分级表

占地规模 / 敏感程度	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	—	—

表 2.5-6 土壤环境生态影响评价工作等级分级表

项目类别	I类	II类	III类

敏感程度			
敏感	一级	二级	三级
较敏感	二级	二级	三级
不敏感	二级	三级	—

污染影响型：

本项目采油井场、阀组站等工程建设内容类别为I类项目，项目占地规模为小型，环境敏感程度为敏感，土壤环境污染影响评价工作等级为一级；

集输管线类别为II类项目，项目占地规模为小型，环境敏感程度为敏感，土壤环境污染影响评价工作等级为二级。

生态影响型：

本项目采油井场、阀组站等工程建设内容类别为I类项目，环境敏感程度为敏感，土壤环境污染影响评价工作等级为一级；

集输管线类别为II类项目，环境敏感程度为敏感，土壤环境污染影响评价工作等级为二级。

2.5.4.2 土壤环境影响评价范围

（1）污染影响型

根据《环境影响评价技术导则土壤环境（试行）》（HJ964-2018），采油井场、阀组站等土壤环境（污染影响型）影响评价范围为井场外扩 200m，单井集输管线边界两侧向外延 200m 范围。

（2）生态影响型

根据《环境影响评价技术导则土壤环境（试行）》（HJ964-2018），项目土壤环境（生态影响型）影响评价范围为井场、阀组站边界外扩 5km；管线边界两侧向外延伸 200m 作为调查评价范围。

2.5.5 环境空气影响评价等级和评价范围

2.5.5.1 评价等级判定

（1）评价等级

本工程新增废气排放源主要为井场采油和集输过程中非甲烷总烃、H_2S 无组织排放。根据工程特点、污染特征及周围环境状况，采用《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ2.2-2018）附录 A 推荐的估算模型 AERSCREEN 计算项目污染源的最

大环境影响，选非甲烷总烃（NMHC）、H_2S 为候选因子核算，计算出其最大地面浓度占标率 P_i（第 i 个污染物，简称“最大浓度占标率”）及其地面浓度达标准值10%时所对应的最远距离 D10%。其中 Pi 定义为：

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

式中：P_i——第 i 个污染物的最大地面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 1h 地面空气质量浓度，μg/m³；

C_{oi}——第 i 个污染物的环境空气质量标准，μg/m³。

一般选用 GB3095 中 1h 平均质量浓度的二级浓度限值，如项目位于一类环境空气功能区，应选择相应的一级浓度限值；对该标准中未包含的污染物，使用 5.2 节确定的各评价因子 1h 平均质量浓度限值。对仅有 8h 平均质量浓度限值、日平均质量浓度限值或年平均质量浓度限值的，可分别按 2 倍、3 倍、6 倍折算为 1h 平均质量浓度限值。

大气评价工作级别详见表 2.5-7。

表 2.5-7 评价工作等级

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

估算模式所用参数见表 2.5-8。

表 2.5-8 估算模型参数表

参数		取值
城市农村/选项	城市/农村	农村
	人口数（城市人口数）	/
最高环境温度(°C)		41.2
最低环境温度(°C)		-24.2
土地利用类型		沙地
区域湿度条件		干燥
是否考虑地形	考虑地形	是
	地形数据分辨率（m）	90m

是否考虑海岸线熏烟	考虑海岸线熏烟	否
	海岸线距离（km）	/
	海岸线方向（o）	/

废气污染源参数见表 2.5-9。

表 2.5-9 主要废气污染源参数一览表（面源）

编号	名称	面源起点坐标/m		面源海拔高度/m	面源长度/m	面源宽度/m	与正北向夹角/°	面源有效排放高度/m	年排放小时数/h	排放工况	污染物排放速率/（kg/h）	
		经度（°）	纬度（°）								NMHC	硫化氢
A1	跃满 802-H4			956	40	30	0	4	8760	正常排放	0.0063	0.000032
A2	跃满 3-H11			959	40	30	0	4	8760	正常排放	0.0056	0.000028
A3	跃满 1-H15			963	40	30	0	4	8760	正常排放	0.0063	0.000032
A4	跃满 1-H9			962	40	30	0	4	8760	正常排放	0.0063	0.000032
A5	跃满 2-H13			961	40	30	0	4	8760	正常排放	0.0063	0.000032
A6	跃满 1-H13			963	40	30	0	4	8760	正常排放	0.0063	0.000032
A7	跃满 1-H17			964	40	30	0	4	8760	正常排放	0.0063	0.000032
A8	跃满 1-H13 阀组站			963	20	20	0	4	8760	正常排放	0.0286	0.00014

本次预测估算结果详见表 2.5-10。

表 2.5-10 估算模式计算结果表

序号	污染源名称	硫化氢		非甲烷总烃	
		1h 浓度	占标率	1h 浓度	占标率
1	跃满 802-H4	0.09	0.86	16.98	0.85
2	跃满 3-H11	0.09	0.86	16.98	0.85
3	跃满 1-H15	0.09	0.86	16.98	0.85
4	跃满 1-H9	0.09	0.86	16.98	0.85
5	跃满 2-H13	0.09	0.86	16.98	0.85
6	跃满 1-H13	0.09	0.86	16.98	0.85
7	跃满 1-H17	0.09	0.86	16.98	0.85
8	跃满 1-H13 阀组站	0.62	6.22	127.16	6.36
	各源最大值	0.62	6.22	127.16	6.36

经计算可知，本项目最大占标率为 6.36%（来自跃满 1-H13 阀组站无组织排放的非甲烷总烃），1%≤Pmax=6.36%＜10%，根据《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ2.2-2018）的评价工作分级判据要求，本次环评确定大气影响评价的工作等级为二级。

2.5.5.2 评价范围

根据《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ2.2-2018）相关规定，二级评价项目大气环境影响评价范围边长取 5km。

2.5.6 声环境影响评价等级和评价范围

本工程噪声源主要包括施工期内钻井机械噪声、运营期井场机泵噪声和井场井下作业噪声。

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

根据《环境影响评价技术导则声环境》（HJ2.4-2021）要求，“满足一级评价的要求，一般以建设项目边界向外 200m 作为评价范围；二、三级评价范围可根据建设项目所在区域和相邻区域的声环境功能区划及敏感目标等实际情况适当缩小”，根据项目特点，本次环评声环境评价范围为井场边界外扩 200m 作为评价范围。评价范围见图 2.5-1。

2.5.7 环境风险环境影响评价等级和评价范围

（1）风险评价等级划分依据

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018），进行环境风险评价等级的确定。环境风险评价工作等级划分为一级、二级、三级。风险评价等级划分依据见表 2.5-11。

表 2.5-11 环境风险评价工作等级划分依据表

环境风险潜势	Ⅳ、Ⅳ+	Ⅲ	Ⅱ	Ⅰ
评价工作等级	一	二	三	简单分析

（2）风险评价等级划分确定

按照《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）附录 C 对本项目涉及的危险物质进行风险识别，并确定其 Q 值。计算所涉及的每种危险物质在场界内的

最大存在总量与其在附录 B 中对应临界量的比值 Q。在不同站场的同一种物质，按其在单个站场的最大存在量计算。当存在多种危险物质时，则按下式计算 Q 值：

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

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。

根据工程可研及工程分析以及《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）附录 B，本工程退役期不涉及危险物质；运营期涉及的危险物质主要为原油、天然气、H_2S，主要存在于新建的集输管线中。

本工程为石油开采项目，工程内容呈点线状分布在已开发油田范围内。井场与井场之间距离均较远，新建管线主要为单井至阀室的集输管线，井场设有控制（截断）阀，发生泄漏时，可通过控制（截断）阀进行紧急切断。本次将井场、管线分别划分为独立的危险单元，评价危险单元内危险物质的最大存在量。

表 2.5-12 本工程各危险单元 Q 值情况一览表

序号	危险单元	存储装置参数	危险物质名称	CAS 号	最大存在量（t）	临界量 Qn/t	该种危险物质 Q 值
1	跃满 802-H4-跃满 4 阀组	6.1km，DN80，5.5Mpa	原油	/	4.12	2500	0.00165
			天然气	74-82-8	0.0010	10	0.00010
			H_2S	7783-06-4	0.000010	2.5	0.000004
2	跃满 3-H11-跃满 7 阀组	3.5km，DN80，5.5Mpa	原油	/	14.43	2500	0.00577
			天然气	74-82-8	0.0035	10	0.00035
			H_2S	7783-06-4	0.000034	2.5	0.000014
3	跃满 1-H15-跃满 1-H13 阀组	0.8km，DN80，5.5Mpa	原油	/	3.30	2500	0.00132
			天然气	74-82-8	0.0008	10	0.00008
			H_2S	7783-06-4	0.000008	2.5	0.000003
4	跃满 1-H9-跃满 1-H13 阀组	4.7km，DN80，5.5Mpa	原油	/	19.38	2500	0.00775
			天然气	74-82-8	0.0047	10	0.00047
			H_2S	7783-06-4	0.000046	2.5	0.000019
5	跃满 2-H13-跃满 2-H11 阀组	1.2km，DN80，5.5Mpa	原油	/	4.95	2500	0.00198
			天然气	74-82-8	0.0012	10	0.00012
			H_2S	7783-06-4	0.000012	2.5	0.000005
6	跃满 1-H13-跃满 1-H13 阀组	0.1km，DN80，5.5Mpa	原油	/	0.41	2500	0.000165
			天然气	74-82-8	0.0001	10	0.00001
			H_2S	7783-06-4	0.000001	2.5	0.0000004
7	跃满 1-H17-跃满 1-H13 阀组	1.4km，DN80，5.5Mpa	原油	/	5.77	2500	0.00231
			天然气	74-82-8	0.0014	10	0.00014
			H_2S	7783-06-4	0.000014	2.5	0.000006
8	跃满 1-H13 阀组-跃满 1-H8 阀组	5.9km，DN150，5.5Mpa	原油	/	84.70	2500	0.03388
			天然气	74-82-8	0.0203	10	0.00203
			H_2S	7783-06-4	0.000207	2.5	0.000083
	合计						0.0583

注：原油相对密度为 0.8125g/cm^3，天然气相对密度为 0.7084kg/Nm^3，H_2S 含量 7100mg/m^3

根据上表计算结果，本工程 Q＜1，判断项目风险潜势为I。根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）相关要求，风险潜势为I的建设项目可开展简单评价，不定评价等级。因此，本次评价仅对建设项目可能存在的环境风险进行简单分析。

（3）评价范围

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）评价等级确定评价范围，项目风险评价工作等级为简单分析，不设置评价范围。

综上，各要素评价范围见表 2.5-13 及图 2.5-1。

表 2.5-13 各环境要素评价范围一览表

序号	环境要素		评价等级	评价范围
1	环境空气		二级	边长 5km 的矩形区域
2	地下水		二级	本工程井场、站场上游 1km、两侧各 2km、下游 4km，集输管线两侧 200m 范围
3	地表水环境		三级 B	/
4	生态环境		三级	本工程以井场、站场场界周围 50m 范围、集输管道等线性工程两侧外延 300m 为评价范围
5	声环境		二级	井场边界外扩 200m
6	土壤环境	污染影响型	二级	采油井场、阀组站等土壤环境（污染影响型）影响评价范围为井场外扩 200m，单井集输管线边界两侧向外延 200m 范围
		生态影响型	一级	井场、阀组站边界外扩 5km；管线边界两侧向外延伸 200m 作为调查评价范围
7	环境风险		简单分析	/

2.6 环境保护目标

本工程位于阿克苏地区沙雅县境内。根据资料收集和现场调查，本工程不涉及依法划定的国家公园、自然保护区、世界自然遗产、重要生境、自然公园、生态保护红线等生态保护区。除油区工作人员外，工程区无人居住。评价范围内主要保护目标为野生动植物、塔里木河流域水土流失重点治理区、。

本工程环境保护目标见表 2.6-1，图 2.6-2。

表 2.6-1 环境保护目标

序号	环境要素	环境保护目标	相对位置/环保目标特征	环境保护要求

1	生态环境	重要物种	评价区域内南疆沙蜥等野生动物及其生境		严禁猎杀野生动物
		水土流失重点治理区	项目所在县域	塔里木河流域水土流失重点治理区	依法落实水土流失防治责任，促进区域生态文明建设
		新疆沙雅县盖孜库木国家沙化土地封禁保护区	跃满转油站南侧	新疆沙雅县盖孜库木国家沙化土地封禁保护区	严格遵守防沙治沙相关法规，优先避让封禁保护区；严禁破坏沙区植被，落实封禁管护，做好污染风险防控。
2	大气环境	/	/		《环境空气质量标准》（GB3095-2026）过渡阶段二级浓度限值
3	地下水环境	潜水含水层	井场、站场、管线及周边		执行《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中III类标准
4	声环境	/	评价范围内		满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）中的2类标准。
5	土壤环境	/	评价范围内		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、表2第二类用地筛选值
7	环境风险	项目各要素环境风险等级为简单分析，无需设置评价范围，保护目标为项目区周边潜水含水层、土壤等			发生风险事故时，快速采取环境风险防范措施，确保风险事故对环境风险保护目标的影响程度可控

2.7 评价内容和评价重点

2.7.1 评价内容

根据本工程特点及周围环境特征，将本次评价工作内容列于表2.7-1。

表2.7-1 评价内容一览表

序号	项目	内容
1	概述	建设项目特点、环境影响评价的工作过程、分析判定相关情况、关注的主要环境问题及环境影响、环境影响评价的主要结论
2	总则	编制依据、评价目的和评价原则、环境影响要素和评价因子、环境功能区划及评价标准、评价工作等级和评价范围、环境保护目标、评价内容和评价重点、评价时段和评价方法
3	建设项目工程分析	区块开发现状及环境影响回顾：油田区块开发现状、“三同时”执行情况、区块环境影响回顾性评价、区块污染物排放情况、环境问题及“以新带老”改进意见 现有工程：现有工程概况、现有工程“三同时”执行情况、现有工程污染物达标情况、现有工程污染物年排放量、现有工程环境问题及“以新

		带老”改进意见 本工程：项目概况、油气资源概况、主要技术经济指标、工程组成、依托工程 工程分析：工艺流程及产排污节点、施工期环境影响因素分析、运营期环境影响因素分析、退役期环境影响因素分析、非正常排放、清洁生产水平分析、污染物排放“三本账”、污染物总量控制分析 相关政策法规、规划符合性分析：产业政策符合性分析、相关法规、政策、规范、规划符合性分析、生态环境分区管控符合性分析选址选线合理性分析
4	环境现状调查与评价	自然环境概况、生态现状调查与评价、环境质量现状监测与评价
5	环境影响预测与评价	施工期环境影响分析（施工废气、施工噪声、施工期固体废物、施工废水、施工期生态影响分析） 运营期环境影响预测与评价（大气环境、地下水环境、声环境、固体废物、生态影响、土壤环境及环境风险） 退役期环境影响分析（退役期污染物情况、退役期生态保护措施）
6	环保措施及其可行性论证	针对项目拟采取的污染防治、生态保护、环境风险防范等环境保护措施，分析论证其技术可行性、经济合理性、长期稳定运行和达标排放的可靠性、满足环境质量改善和排污许可要求的可行性、生态保护和恢复效果的可达性
7	温室气体排放影响评价	温室气体排放分析、减污降碳措施、温室气体排放评价结论及建议
8	环境影响经济损益分析	从项目实施后的环境影响的正负两方面，以定性和定量相结合方式估算建设项目环境影响的经济价值
9	环境管理与监测计划	按项目建设阶段、生产运行阶段，提出具体环境管理要求；给出污染物排放清单，明确污染物排放的管理要求；提出应向社会公开的信息内容；
		提出建立日常环境管理制度、组织机构和环境管理台账相关要求；提出环境监理要求；提出环境监测计划
10	结论	对建设项目环境影响评价各章节结论进行概括总结和综合分析，结合环境质量目标要求，明确给出建设项目的环境影响可行性结论

2.7.2 评价重点

经对项目区域自然地理、环境现状和社会经济的调查研究及工程排污特点的分析，确定评价工作的重点如下：

（1）工程分析；

（2）生态环境影响评价；

（3）地下水环境影响评价；

（4）地表水环境影响评价

（5）土壤环境影响评价；

（6）环境风险影响评价及风险管理；

（7）环境保护措施技术经济及可行性论证。

2.8 评价时段和评价方法

2.8.1 评价时段

评价时段包括施工期、运营期、退役期三个时段，以施工期和运营期为主。

2.8.2 评价方法

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

表 2.8-1 评价内容一览表

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

严禁复制

3 建设项目工程概况和工程分析

3.1 区块开发现状及环境影响回顾

3.1.1 富满油田跃满区块开发现状

富满油田跃满区块行政上隶属于新疆维吾尔自治区阿克苏地区沙雅县，油藏位于东经 82°52′49″～83°09′56″，北纬 40°40′04″～40°53′04″，北西距沙雅县城约 52km。富满油田跃满区块油藏发现井为跃满 3 井，该井 2014 年 5 月 18 日奥陶系一间房组完井试油，3mm油嘴放喷，油压 36.56MPa，日产油 56.1m³、气 1.58×10⁴m³。跃满 3 井获得突破之后，针对一间房组-鹰山组进一步部署探评井 17 口，完试 16 口。油气集输以跃满转油站和集输干线为支撑，辐射周边油井，跃满区块已建成跃满转油站 1 座、站外井场阀组 4 座，油田内部集输管网和道路等。截至目前，跃满区块已建生产井数 50 口，日产油能力 2073t，日产水 54t，日产气 84.7×10⁴m³，综合含水 2.87%，综合气油比 440m³/t，合计累产油 169.63×10⁴t。富满油田跃满区块总体概况见表 3.1-1。

表 3.1-1　　富满油田跃满区块总体概况一览表

	项目名称	工程内容		单位	数量	备注
主体工程	油气集输工程	井场	油井	口	50	—
			注水井	口	5	—
		集输管线		km	—	—
	油气处理工程	跃满转油站		座	1	由油气计量、集输、增压等系统组成，设计原油处理能力 70×10⁴t/a、天然气外输能力 40×10⁴m³/d。
公辅工程	排水系统	采出水处理系统		—	—	依托跃满转油站采出水处理系统
	供电系统	输变电线路		—	—	供电全部取自区域35kV线路
	道路工程	道路		km	—	巡线道路为三级沥青路面，其余单井巡线道路为简易砂石路面
	运输与装载系统			—	—	原油、天然气均采用管道外输方式
环保工程	废水处理工程	采出水	跃满转油站采出水处理系统	—	—	依托跃满转油站采出水处理系统
		钻试修废水	富源区块钻试修废液处理站	—	—	依托富源区块钻试修废液处理站处理
	废气处理工程	密闭工艺		—	—	采取密闭工艺
		天然气放空（火炬）		座	1	跃满转油站安全火炬 1 套，仅在事故状态下使用
	固体废	危废处置		—	—	依托持有危险废物经营许可证的第三方单位处

	物处理收集处置工程				置
		磺化钻井岩屑	—	—	依托塔河南岸钻试修废弃物环保处理站处置
	噪声防治工程	选用低噪声设备、基础减振、厂房隔声	—	—	—

3.1.2 富满油田跃满区块“三同时”执行情况

目前富满油田跃满区块已开展的工程环保手续履行情况、环境风险应急预案、排污许可等手续情况如表 3.1-2 所示。

表 3.1-2　富满油田跃满区块环保手续履行情况一览表

序号	类别	项目名称	环评文件			验收文件		
			审批部门	文号	审批日期	验收单位	验收文号	验收时间
1	环评及验收情况	哈拉哈塘油田外围区块地面骨架工程	原新疆维吾尔自治区环境保护厅	新环函〔2016〕1264号	2016年8月31日	已于2020年12月完成自主验收工作		
2		富满油田跃满区块奥陶系油藏开发方案地面工程	新疆维吾尔自治区生态环境厅	新环审〔2022〕22号	2022年3月16日	已于2024年8月完成自主验收工作		
3		跃满区块2021年产能建设项目	新疆维吾尔自治区生态环境厅	新环审〔2022〕28号	2022年2月24日	2023年9月完成自主验收		
4	环境风险应急预案	塔里木油田公司哈得采油气管理区突发环境事件应急预案	2025年2月对《塔里木油田公司哈得采油气管理区突发环境事件应急预案》进行了修编并取得备案证，备案编号为652924-2025-004-L					
5	排污许可执行情况	哈得采油气管理区	跃满油气运维中心固定污染源排污登记回执(2023年8月19日，登记编号:91652800715549l1XG053Y)					

3.1.3 富满油田跃满区块环境影响回顾评价

根据现场踏勘情况及调查结果，结合竣工环保验收报告、例行监测报告、排污许可执行报告等资料，对富满油田跃满区块分别从生态影响、土壤环境影响、水环境影响、大气环境影响、固废环境影响、声环境影响、环境风险进行回顾性评价。

3.1.3.1 生态影响回顾

(1)占地影响回顾分析

开发建设对生态的影响主要表现为占地影响，分为临时占地和永久占地。施工期临时占地会造成占地范围内植被破坏、土壤扰动及水土流失等影响，永久占地会改变土地利用类型，造成生态景观破碎化等影响。

通过对富满油田跃满区块不同开发期卫星影像图解译数据分析可见，油田开发区域荒漠面积较大，总体上植被盖度较低，因油田开发引起土地利用类型变

化不大，变化主要发生在荒漠生态系统内部，大部分保持原有荒漠景观，局部新增工矿用地。

单井永久占地 40×60m，临时占地 120×100m，单井和站场永久占地范围内无植被，地表平整压实，铺垫砾石层。各类管线临时影响范围均在管道两侧各 5m 的范围之内。工程完工后覆土回填，除管廊上方回填土高于原地表，其余临时占用地方清理平整并恢复地表。道路临时影响范围均在道路中心线两侧各 5m范围之内，工程完工后对公路两侧的施工迹地进行平整。

(2)植被环境影响回顾分析

油田开发建设工程对植被的影响主要表现在钻井期，根据油田开发特点，对植被产生重要影响的阶段为施工期的占地影响、油田公路修建及管道敷设产生的影响、人类活动产生的影响。

①永久占地植被影响回顾

永久占地是指井场占地。根据现场调查情况，富满油田跃满区块的井场永久性占地范围内进行砾石铺垫处理，油田内部永久占地范围的无植被覆盖。

②临时占地植被影响回顾

临时占地主要是修建道路、敷设管线、井场施工时占用的土地，施工结束后对临时占地进行清理平整和恢复。根据现场调查，本项目井场位于荒漠地区内，植物群落类型单一，结构简单，生物量低，群落稳定性差，施工期间对周围植被影响有限，并且随着施工结束影响也随之结束。

油气田进入正式生产运营期后，地表土壤、植被也将不再受到扰动，不会再对区域内的自然植被产生新的破坏影响，正在逐步的自然恢复过程中。

(3)野生动物影响回顾分析

根据现场踏勘和走访调查，富满油田内野生动物种类、数量均不丰富，主要为爬行类、小型鸟类等，油田开发建设施工期对动物的影响，主要是运输、施工噪声和人为活动，迫使动物离开场站和管道沿线区域，其适应性较强，较容易在油田开发后找到替代生境；对区域野生动物的影响不属于永久性和伤害性影响，只是造成短时间的干扰，随着施工结束，对野生动物的干扰也随之消失。油田进入生产期，人为影响程度趋于平稳，部分对栖息地分割和人类活动影响相对不太敏感的种类，如沙蜥、麻雀等，又可重新返回油田区影响较弱的地带生存。同时

油田开发在施工过程中加强对施工人员活动区域的控制，减少对野生动物的干扰，未发生捕猎野生保护动物的现象。因此，油田开发活动对野生动物种群和数量影响较小。

(4)已采取的生态保护措施有效性评价

①井场和站场

钻井工程结束后，对井场永久占地范围内地表结合区块地表特点，铺设了水泥板，采取了必要的硬化措施，以减少侵蚀量。井场永久性占地面积在 40m×60m，施工完成后，地面均进行了砾石铺垫处理。因沙地生态环境极其脆弱，永久用地的硬化地面起到了防风固沙的作用，且优于铺设沙障措施效果。



图 3.1-1　现有站场情况

②管线和道路

项目区临时占地的植被恢复以自然恢复为主。油区主干路为沥青路面，各单井为独立的探井路，砂石路面，路面宽约 5m。所有的施工车辆都是在已建道路上行驶，禁止车辆乱碾乱轧的情况发生，不得随意开设便道。据现场调查，同时在流动沙丘地带及荒漠地带在管垄上方铺设了 10m 左右的草方格（1m×1m），一定程度上起到了很好的防风固沙作用。



图 3.1-2　　临时占地恢复情况

③按照职工培训计划，对员工进行了健康安全环保培训，加强了员工环保意识，项目实施过程中没有发生乱砍滥伐、捕猎野生动物的现象。

④水土流失防治措施：合理安排了施工进度及施工时间，减少了施工期土壤流失量；井场采取砾石压盖，砾石压盖能有效减少风力侵蚀，降低水土流失；开展了水土保持“三同时”工作，并严格按照水土保持方案开展了水土保持工作，有效减少水土流失。

⑤防沙治沙措施：施工过程中严格规定车辆和各类工作人员的活动范围，使之限于在施工区范围内活动，严禁破坏占地范围外的植被；施工过程中，不得随意碾压区域内其它固沙植被。

综上所述，据现场调查，井场严格控制占地，在永久性占地范围内进行砾石铺垫处理；管线和道路临时占地以自然恢复为主，恢复缓慢。道路沿线草方格出现破损的情况，本次评价已提出整改方案，要求定期对草方格、沙障进行维护。综上所述，生态保护要求基本得到落实。

3.1.3.2 土壤环境影响回顾

根据油气田开发建设的特点分析，富满油田跃满区块开发建设对土壤环境的影响主要是地面建设施工如井场、道路、管线等占用土地和造成地表破坏。工程占地改变了原有土壤结构和性质。在进行地面构筑物施工时，将对施工范围内的土壤表层进行干扰和破坏，土壤表层结构将受到影响。

此外，运营期过程中，来自井场产生的污染物对土壤环境可能产生一定的影响，如废水和固废进入土壤造成土壤的污染，但这些影响主要是发生在事故条件下，如单井管线泄漏致使污油进入土壤。另外各类机械设备也可能出现跑、冒、

漏油故障，对外环境造成油污染。这些污染主要呈点片状分布，在横向上以发生源为中心向四周扩散，距漏油点越远，土壤中含油量越少。加强站场及管线巡检，避免因“跑、冒、滴、漏”等泄漏事故发生造成油品进入土壤，发生泄漏事故时应及时清理落地油，受污染的土壤委托有资质单位接收处置，降低对土壤环境质量的影响程度。

以富满油田跃满区块历年的环评及验收土壤监测数据及本次评价土壤环境质量现状监测数据为依据，各监测点均满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地筛选值，区域土壤环境质量保持稳定，土壤中的石油烃和重金属的含量并未因富满油田的开发建设而明显增加。

3.1.3.3 水环境影响回顾

施工期钻井全部采用钻井废弃物不落地技术，钻井废水同泥浆进入泥浆不落地系统固液分离后，废水全部回用，不外排；管道试压废水试压结束后用于洒水抑尘；生活污水排入生活污水池(采用环保防渗膜防渗)暂存，由罐车定期拉运至油田作业区污水处理设施处理。

运营期富满油田跃满区块采出水经处理后，水质满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)标准要求后，根据井场注水需要回注地层。在井下作业过程中，作业单位自带回收罐回收作业废水，运至废液处理站或哈四联合站处置，处理后满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)标准要求后回注，未外排。根据塔里木油田分公司的规定，落地原油 100%进行回收；目前生产过程产生的含油污泥和罐底油泥均委托有危险废物处置资质单位进行处理，未对水环境产生不利影响。

本次评价搜集富满油田跃满区块历年的环评中地下水环境质量现状监测数据，与本次评价期间实地进行的地下水环境质量监测数据进行比对，存在溶解性总固体、总硬度、氯化物、硫酸盐、氟化物等有不同程度的超标，其余各项满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）Ⅲ类标准要求，超标的主要原因与当地水文地质条件有关；石油类满足《地表水环境质量标准》(GB3838-2002)Ⅲ类标准要求。

综上所述，富满油田跃满区块在实施油气开发的过程中基本落实了地下水

污染防治措施，采取的污水处理设施等各项环保设施基本起到了相应的污染防治效果，采取的水污染防治措施基本有效；富满油田跃满区块开发未对当地浅层地下水环境产生明显不良影响。

3.1.3.4 大气环境影响回顾

(1)现有污染源达标分析

根据现场调查，富满油田内现有的各井场油气集输全部实现了密闭集输工艺，选用先进的生产工艺及设备，井口密封在正常生产情况下尽可能地减少非甲烷总烃逸散排放。运营期站场加热炉燃用处理后的返输天然气，从运行现状情况看，各设备运行正常，排放废气中各项污染物浓度较低。

①有组织废气监测结果分析

结合区域例行监测数据及竣工环保验收报告，有组织监测结果见表 3.1-3。

表 3.1-3　　代表性场站有组织废气监测结果一览表　　单位：mg/m³

污染源	地点	检测项目	检测结果								执行标准	标准限值	达标情况
			2024年1月24日				2024年1月25日						
			第一次	第二次	第三次	平均值	第一次	第二次	第三次	平均值			
有组织废气	跃满西1计转站1#加热炉	颗粒物	1.5	2.2	1.6	1.8	1.9	1.7	1.6	1.7	《锅炉大气污染物排放标准》(GB 13271-2014)表2新建锅炉大气污染物排放限值	20	达标
		SO_2	未检出	未检出	未检出	-	未检出	未检出	未检出	-		50	达标
		NO_x	36	36	37	36	39	34	33	35		200	达标
		烟气黑度	<1级	<1级	<1级	<1级	<1级	<1级	<1级	<1级		1级	达标

由表 3.1-3 可知，富满油田跃满区块站场加热炉烟气中颗粒物、SO2、NOx、烟气黑度，均满足《锅炉大气污染物排放标准》(GB13271-2014)中表 2 新建锅炉大气污染物浓度排放限值要求。

②无组织废气监测结果分析

结合区域例行监测数据及竣工环保验收报告，无组织废气结果见表 3.1-4。

表 3.1-4　富满油田跃满区块井场、站场废气污染物达标情况一览表

名称	污染源	污染物	排放浓度(mg/m³)	主要处理措施	标准	达标情况
跃满25井厂界	无组织废气	硫化氢	未检出	日常维护，做好密闭措施	《恶臭污染物排放标准》(GB14554-93)表1标准限值要求	达标
		非甲烷总烃	0.29～0.31		《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)中边界污染物控制要求	
YUEM22-H3井厂界	无组织	硫化氢	未检出	日常维	《恶臭污染物排放标准》(GB14554-93)表1标准限值要求	达标

	废气	非甲烷总烃	0.29～0.33	护，做好密闭措施	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)中边界污染物控制要求	
跃满西1计转站厂界	站场无组织废气	硫化氢	未检出	日常维护，做好密闭措施	《恶臭污染物排放标准》(GB14554-93)表 1 标准限值要求	达标
		非甲烷总烃	0.33～0.39		《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)中边界污染物控制要求	

各井场、站场监测点厂界无组织非甲烷总烃排放浓度满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)中边界污染物控制要求，H2S排放浓度满足《恶臭污染物排放标准》(GB14554-93)中表 1 新扩改建项目二级标准。

(2)环境空气质量变化趋势与分析

本次回顾引用阿克苏地区例行监测点 2020 年～2024 年监测数据以及区域历史报告中开展的监测进行说明，富满油田废气污染物中涉及的因子主要为颗粒物、二氧化硫、氮氧化物、非甲烷总烃和硫化氢，本次基本 6 项因子仅分析 PM10、PM2.5、SO2、NO2 四项因子。

表 3.1-5　区域 2020 年～2024 年环境空气质量变化情况一览表

地区	污染物	年评价指标	2020 年现状浓度（μg/m³）	2021 年现状浓度（μg/m³）	2022 年现状浓度（μg/m³）	2023 年现状浓度（μg/m³）	2024 年现状浓度（μg/m³）	标准值(μg/m³)	达标情况
阿克苏地区	PM_{10}	年平均值	95	87	94	82	81	70	超标
	$PM_{2.5}$	年平均值	39	35	41	26	35	35	超标
	SO_2	年平均值	7	6	6	5	5	60	达标
	NO_2	年平均值	28	29	24	14	27	40	达标

从表中可以看出，区域PM10、PM2.5 年平均值均处于超标状态，主要原因是紧邻沙漠导致，并不是油气田开发过程造成；SO2、NO2 年平均值均处于一个逐步降低的过程。由于非甲烷总烃、硫化氢不属于基本 6 项因子，所在区域非甲烷总烃、硫化氢监测结果主要来源于区域历史环境影响评价报告中所开展的监测，由于各监测点位的差异，无法进行有效的对比，主要以区域的检测结果进行说明，根据统计的结果，整个区域非甲烷总烃、硫化氢小时值均未超过标准要求，监测值均在小范围波动，未因油气田开发导致非甲烷总烃、硫化氢监测值大幅度变化。说明项目的建设和运行对区域环境空气质量影响不大。

综上所述，说明各井场无组织废气污染防治措施基本适用、有效，废气污染防治措施均基本按照环评及批复落实；区域环境空气质量保持稳定，环境空气中的非甲烷总烃、硫化氢并未因富满油田的开发建设而明显增加。

3.1.3.5 固体废物影响回顾

固体废物产生源主要为施工期的钻井废弃物、生活垃圾；运营期主要来自集输过程中产生的含油污泥及废矿物油，还有少部分的生活垃圾。钻井废弃物影响集中在井场内，各阶段均按照相关的环保规范进行了管理，现场未发现废弃泥浆遗留。钻井废弃物中废弃膨润土泥浆及岩屑在井场泥浆池自然干化后达到《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》(DB 65/T3997-2017)标准中相应指标要求，用于铺垫井场和井场道路；钻井废弃物中废弃磺化泥浆及岩屑拉运至塔河南岸油田钻试修废弃物环保处理站处理；含油污泥委托有资质单位接收处置；建筑垃圾等一般工业固废及生活垃圾送附近固废填埋场工业固废池进行填埋。富满油田跃满区块各井场及站场在选址、建设、处置和运行管理中严格执行塔里木油田分公司各项要求，严格落实《危险废物贮存污染控制标准》(GB 18597)和《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》(GB18599)中的相关要求，开发建设过程中所产生的各种固体废物均可以得到有效的处理。

综上所述，项目区内已有工程生产活动和生活产生的固体废物没有对周围环境产生明显不利影响。

3.1.3.6 声环境影响回顾

油田钻井过程中所产生的噪声会对周围一定区域内造成影响。但随着距离的增大，钻井施工噪声有一定程度的衰减，钻井过程为临时性的，噪声源为不固定源，对局部环境的影响是暂时的，只在短时期对局部环境造成影响，待施工结束后这种影响也随之消失，施工期噪声对周围环境造成的影响属可接受范围。

表 3.1-6　富满油田跃满区块井场、站场噪声排放情况一览表

站场	监测值 dB(A)		主要处理措施	标准	达标情况
跃满25井	昼间	40~42	基础减振	《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)中2类区昼间、夜间标准要求	达标
	夜间	38~40			达标
YUEM21-H7井	昼间	40~42	基础减振	《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)中2类区昼间、夜间标准要求	达标
	夜间	38~40			达标
跃满西1#计转站	昼间	42~50	基础减振	《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)中2类区昼间、夜间标准要求	达标
	夜间	40~49			达标

结合区域例行监测数据及竣工环保验收报告，运营期富满油田跃满区块内油气开发活动产生的噪声主要来自井场、计转站的各类机泵。由上表可知，富满

油田井场、计转站厂界噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)中 2 类标准值。因此油田落实了设计及环评提出的噪声污染防治的相关措施，在采取有效声污染防治措施后未导致所在区域声环境质量超出相应功能区要求。

3.1.3.7 环境风险回顾

富满油田跃满区块隶属于哈得采油气管理区管理，哈得采油气管理区编制了《塔里木油田公司哈得采油气管理区突发环境事件应急预案》，在阿克苏地区生态环境局沙雅县分局进行了备案(备案编号：652924-2025-004-L)。富满油田跃满区块采取了有效的环境风险防范和应急措施，建立了应急管理体系，开展了应急培训和应急演练，具备处置突发环境事件的能力，应急物资储备充足，应急保障措施完善。

3.1.3.8 与排污许可衔接情况

塔里木油田公司哈得采油气管理区按照法律法规规定申领排污许可证工作，先后取得跃满油气运维中心固定污染源排污登记回执(2023 年 8 月 19 日，登记编号:91652800715549l1XG053Y)；根据《排污口规范化整治技术要求(试行)》(环监〔1996〕470 号)、《排污单位自行监测技术指南 总则》(HJ819-2017)，哈得采油气管理区建立并逐步完善自行监测制度及排污口规范化管理制度，并严格执行。

3.1.4 现有工程污染物排放情况

根据哈得采油气管理区例行监测进行的污染源监测数据，环境影响评价及竣工环境保护验收调查报告、监测结果分析及验收结论，富满油田跃满区块污染物年排放情况见表 3.1-7。

表3.1-7 富满油田跃满区块污染物排放情况一览表 单位：t/a

类别	废气					废水	固废
	颗粒物	二氧化硫	氮氧化物	非甲烷总烃	硫化氢		
现有区块污染物排放量	0.86	0.34	12.81	8.2	0.052	0	0

3.1.5 存在环保问题及整改措施

根据评价期间及现状调查结果以及现行法律法规文件要求，区块内现有完钻井井场已进行了平整，井口周边区域进行了硬化，井区的巡检道路采用砂石路面，井场规范。具体存在的问题如下：

油区部分道路属于简易便道，无路基，仅在表面覆盖戈壁砾石，路况较差，车辆碾压和行驶扬尘对地表植被影响较大；道路沿线草方格出现破损的情况。

整改方案：

按相关要求修复井场道路并定期洒水，减少车辆碾压和行驶扬尘；进一步加强富满油田生态恢复工作，针对防沙治沙、水土保持措施，尤其是固沙草方格加强巡查，发现破损缺失，及时修补。整改期限为 1 年。

3.2 现有工程

3.2.1 现有工程概况

现有工程跃满 1-1 井、跃满 3-1C 井、跃满 5-5 井、跃满 2-H10 井、跃满 2-H11 井、跃满 3 井、跃满 1-5 井、跃满 1-H7 井、跃满 1-2 井、跃满 1-3 井、跃满 2-1 井、跃满 3-3 井、跃满 3-5C 井、跃满 3-6X 井、跃满 3-7X 井、跃满 3-H8C 井、跃满 2-2C1 井、跃满 2-4X 井、跃满 802-H1 井、跃满 802-H6 井、跃满 2-5X 井、跃满 10 井、跃满 2 井、跃满 2-3X 井、跃满 2-H6 井、跃满 2-H7 井、跃满 2-H8 井、跃满 3-H9 井、跃满 8 井均位于新疆维吾尔自治区阿克苏地区沙雅县境内。

3.2.2 现有工程“三同时”执行情况

现有工程手续履行情况见表 3.2-1 所示。

表 3.2-1 现有工程基本情况一览表环评及验收情况一览表

序号	井号	所属项目	环评批复文号	批复时间	验收备案文号	验收时间
1	YUEM1-1	中国石油塔里木油田分公司哈拉哈塘油田外围区块地面骨架工程	新环审〔2016〕1264 号	2016.8.31	BA652900YS2020-122	2019.11.12
2	YUEM3-1C	富满油田跃满-富源-富源Ⅲ区块产能建设方案	新环审〔2022〕20 号	2022.2.9	自主验收	2024.10.15
3	YUEM5-5	YueM5-5 井钻井工程	阿地环函字〔2015〕213 号	2015.5.19	自主验收	2019.7.28
4	YUEM2-H10	YueM2-H10 井钻井工程（勘探井）	阿地环函字〔2020〕274 号	2020.6.1	BA652900YS2021-130	2021.1
		跃满区块 2021 年产能建设项目（一期）	新环审〔2022〕28 号	2022.2.24	BA652900YS2023-134	2023.9.22
6	YUEM2-H11	YueM2-H11 井钻井工程（勘探井）	阿地环函字〔2021〕54 号	2021.3.5	BA652900YS2022-115	2022.5.18
		跃满区块 2021 年产能建设项目（一期）	新环审〔2022〕28 号	2022.2.24	BA652900YS2023-134	2023.9.22
6	YUEM3	中国石油塔里木油田分公司哈拉哈塘油田外围区块地面骨架工程	新环审〔2016〕1264 号	2016.8.31	BA652900YS2020-122	2019.11.12
7	YUEM1-5	中国石油塔里木油田分公司哈拉哈塘油田外围区块地面骨架工程	新环审〔2016〕1264 号	2016.8.31	BA652900YS2020-122	2019.11.12
		YueM1-5 井钻井工程	阿地环函字〔2015〕166 号	2015.4.15	自主验收	2019.7.28
8	跃满 1-H7	哈拉哈塘油田跃满西区块碳酸盐岩油藏初步开发方案地面工程	新环审〔2020〕18 号	2020.1.19	自主验收	2024.1.16
9	跃满 1-2	中国石油塔里木油田分公司哈拉哈塘油田外围区块地面骨架工程	新环审〔2016〕1264 号	2016.8.31	BA652900YS2020-122	2019.11.12
		YueM1-2 井钻井工程	阿地环函字〔2015〕155 号	2015.4.15	自主验收	2019.7.28
10	跃满 1-3	中国石油塔里木油田分公司哈拉哈塘油田外围区块地面骨架工程	新环审〔2016〕1264 号	2016.8.31	BA652900YS2020-122	2019.11.12
		YueM1-3 井钻井工程	阿地环函字〔2015〕3 号	2015.1.6	自主验收	2019.7.28
11	跃满 2-1					
12	跃满 3-3	YueM3-3 井钻井工程	阿地环函字〔2015〕7 号	2015.1.6	自主验收	2019.7.28
13	跃满 3-5C					
14	跃满 3-6X	中国石油塔里木油田分公司哈拉哈塘油田外围区块地面骨架工程	新环审〔2016〕1264 号	2016.8.31	BA652900YS2020-122	2019.11.12

15	跃满 3-7X	中国石油塔里木油田分公司哈拉哈塘油田外围区块地面骨架工程	新环审〔2016〕1264 号	2016.8.31	BA652900YS2020-122	2019.11.12
16	跃满 3-H8C	YueM3-H8C 井钻井工程(勘探井)	阿地环函字〔2021〕83 号	2021.3.18	BA652900YS2022-117	2022.5.18
17	跃满 2-2C1	YueM2-2C1 井钻井工程（勘探井）	阿地环函字〔2020〕276 号	2020.6.1	BA652900YS2021-	2020.12.7
		跃满区块 2021 年产能建设项目（一期）	新环审〔2022〕28 号	2022.2.24	BA652900YS2023-134	2023.9.22
18	跃满 2-4X	中国石油塔里木油田分公司哈拉哈塘油田外围区块地面骨架工程	新环审〔2016〕1264 号	2016.8.31	BA652900YS2020-122	2019.11.12
19	跃满 802-H1	中国石油塔里木油田分公司哈拉哈塘油田外围区块地面骨架工程	新环审〔2016〕1264 号	2016.8.31	BA652900YS2020-122	2019.11.12
20	跃满 802-H6	YueM802-H6 井钻井工程（勘探井）	阿地环审〔2023〕102 号	2023.2.10	自主验收	2024.10.16
		YueM802-H6 井集输工程	阿地环审〔2024〕218 号	2024.3.29	自主验收	2024.10.31
21	跃满 2-5X	哈拉哈塘油田跃满西区块碳酸盐岩油藏初步开发方案地面工程	新环审〔2020〕18 号	2020.1.19	自主验收	2024.1.16
22	跃满 10	中国石油塔里木油田分公司哈拉哈塘油田外围区块地面骨架工程	新环审〔2016〕1264 号	2016.8.31	BA652900YS2020-122	2019.11.12
23	跃满 2	/	/	/	自主验收	/
24	跃满 2-3X	中国石油塔里木油田分公司哈拉哈塘油田外围区块地面骨架工程	新环审〔2016〕1264 号	2016.8.31	BA652900YS2020-122	2019.11.12
26	跃满 2-H6	哈拉哈塘油田跃满西区块碳酸盐岩油藏初步开发方案地面工程	新环审〔2020〕18 号	2020.1.19	自主验收	2024.1.16
26	跃满 2-H7	YueM2-H7 井钻井工程	阿地环函字〔2019〕700 号	2019.12.1	BA652900YS2021-	2020.12.27
		跃满区块 2021 年产能建设项目（一期）	新环审〔2022〕28 号	2022.2.24	BA652900YS2023-134	2023.9.22
27	跃满 2-H8	富满油田跃满区块奥陶系油藏开发方案地面工程	新环审〔2022〕42 号	2022.3.16	自主验收	2024.8.8
28	跃满 3-H9	YueM3-H9 井钻井工程（勘探井）	阿地环函字〔2020〕279 号	2020.6.1	BA652900YS2021-158	2021.8.11
		YueM3-H9 井集输工程	阿地环函字〔2020〕917 号	2020.12.30	BA652900YS2021-143-168	2021.6.20
29	跃满 8	中国石油塔里木油田分公司哈拉哈塘油田外围区块地面骨架工程	新环审〔2016〕1264 号	2016.8.31	BA652900YS2020-122	2019.11.12

3.2.3 现有工程工艺流程及污染物达标排放情况

3.2.3.1 哈拉哈塘油田外围区块地面骨架工程

跃满 1-1、跃满 3、跃满 1-5、跃满 1-2、跃满 1-3、跃满 3-6X、跃满 3-7X、跃满 2-4X、跃满 802-H1、跃满 10、跃满 2-3X、跃满 8 等 12 口井，作为《中国石油塔里木油田分公司哈拉哈塘油田外围区块地面骨架工程》组成部分，于 2019 年 11 月完成了自主验收并备案。

根据验收意见环境保护设施建设情况、运行效果及环境影响如下：

（1）生态环境

实际建设井位避让了自然保护区，少量位于胡杨林和农田的单井采取了生态补偿措施；施工期间未发生猎杀野生动物事件；施工期间严格控制占地面积；哈得转油站实际分为哈得 1 计转站和哈得 2 计转站进行建设，两座计转站站址避开了胡杨林。

由于本工程各类集油管道开挖、形成线形裸露带，对稀疏荒漠植被造成阶段性影响，通过压实土方及植被恢复，管线两侧扰动范围内，除管廊上方覆土高于地表外，管线两侧施工迹地基本恢复，扰动区域内草本植被已基本恢复。

（2）水环境

本项目施工期废水主要为钻井废水及生活污水，运行期废水主要为井下作业废水、油藏采出废水、生活污水。钻井废水排放到水基废泥浆池中，自然蒸发；钻井期间生活污水排入生活污水池中自然蒸发；运行期间经处理的采出水部分用于地层回注，其余部分排入哈一联现有蒸发池。倒班公寓及其配套的生活污水处理设施尚未投入使用，尚无废水外排。

总体上，本项目在建设和运行期间落实了环评中提出的各项水污染防治措施。

（3）环境空气

本项目施工期间对使用频繁的道路路面进行洒水抑尘；管沟开挖及时回填，防止土方风化失水起沙；钻井期间使用柴油发电机前对发电机进行检修，保证工况良好，尾气达标。本项目运行期间废气主要为加热炉烟气以及站场无组织排放的非甲烷总烃。加热炉燃用清洁能源天然气，油田开采采用密闭集输流程。验收监测数据表明，各站场非甲烷总烃无组织排放监控浓度均符合《大气污染物综合排放标准》

(GB16297-1996)限值要求，无组织的硫化氢满足《恶臭污染物排放标准》(GB14554-93)表 1 新扩改建厂界二级标准值。

总体上，本项目在建设和试运行期间落实了环评中提出的各项大气污染防治措施。

（4）噪声

本工程开发期噪声污染源主要是钻井用钻机、柴油发电机和泥浆泵噪声、机动车辆噪声等。开发期通过采用低噪声设备，合理安排施工时间，产噪设备远离居民点布置，加强设备养护，运输车辆在居民点附近通过时减速、禁鸣等措施减少对周边声环境的影响。项目施工区域距周边居民点均较远。经调查，项目开发期间未发生噪声扰民事件。

项目运行期噪声污染源主要包括各类机泵。其中运行期间选用低噪声设备，并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。如：对机械噪声采用弹性材料以减轻噪声，安装消声器等。验收监测结果表明，各站场、井场的场界昼间噪声监测值为 46.0—50.9dB(A)，夜间噪声监测值为 42.4—47.5dB(A)，均满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)3 类区标准要求。

总体上本项目落实了设计及环评提出的噪声污染防治的相关措施。

（5）固废

施工过程中施工单位的生活垃圾统一堆存在临时垃圾堆放点，施工结束后由专业队伍清运处置。新钻及老井利用的单井中部分井场磺化泥浆岩屑仍有残留，应尽快制定遗留钻井泥浆治理方案，完成磺化泥浆岩屑治理。油田生产过程中产生的固体废物主要是油泥(砂)及生活垃圾。目前塔里木油田分公司已在轮南建成塔里木油田绿色环保站，本项目运营期产生的油泥运送至塔里木油田绿色环保站处理或委托具有危废处理资质的第三方处理；生活垃圾就近运至塔河南岸油田钻试修废弃物环保处理站或哈得固废填埋场进行填埋。

3.2.3.2 其他勘探井、产能井

跃满 2-2C1 井、跃满 802-H6 井、跃满 2-H7 井、跃满 3-H9 井、跃满 M3-H8C 井等井，先后进行了勘探井环评和产能建设环评，污染物治理情况均摘自环境影响报告表相关内容。

钻井期间的废气主要为运输车辆产生的扬尘、钻井柴油发电机废气、测试放喷废气、井控废气、锅炉烟气、井场储罐产生的无组织废气等。运输车辆产生的扬尘主要采取洒水降尘。运输车辆减速行驶，为减少道路扬尘影响。对于井场也需定期进行洒水降尘，以降低钻井和井场建设过程中产生的扬尘对施工人员和周边植被的影响。做到文明施工，防止水泥等的洒落与飘散；避开大风天气进行作业。钻井作业期间应对车辆进行适当的苫盖，以降低扬尘的影响。油气测试期间天然气通过放喷管线燃烧后放空，加强放喷管线、放喷池的运营维护，定期检查气体燃烧放空设备，确保天然气充分燃烧；柴油发电机定期检修，运行良好，燃用符合质量标准的燃料；施工期井场采用密闭储罐；检修设备和车辆，保证设备正常稳定运行，燃用合格的燃料，设备和车辆不超负荷运行，本项目生物质蒸汽锅炉采用生物质成型燃料，废气经旋风除尘+布袋除尘器处理后经 8m 排气筒（可拆卸）排放；燃油蒸汽锅炉采用低硫油为燃料，燃烧后废气经 8 米排气筒（可拆卸式排气筒）排放。

工程钻井过程中产生的废水有钻井废水、酸化压裂返排液、锅炉排污水和生活污水。钻井废水与钻井岩屑随钻井泥浆带出，排入泥浆罐用于钻井液配制，完井后拉运至下一口井再利用，不外排；酸化压裂返排液采用专用废液收集罐暂存，定期运至富源 7 环保处理站处置；生活污水经井场撬装式污水处理装置处理，达到《农村生活污水处理排放标准》(DB654275-2019)表 2 的 B 级标准，用于荒漠生态恢复。锅炉排污水用于井区周边洒水抑尘及钻井泥浆配置。

钻井期噪声主要柴油发电机噪声、钻机噪声、泥浆泵噪声、压裂车噪声等。在钻井过程中，加强设备维护，各机械设备、设施、钻机和振动筛等均安装隔振垫，钻井泵加衬弹性垫料；合理布置施工现场，未在同一地点安排大量施工机械；强化施工管理，减少人为噪声，限制鸣笛减少车辆噪声。

钻井过程中产生的固体废物主要有泥浆、钻井泥浆岩屑、生活垃圾、废油及含油废物等。泥浆采用“泥浆不落地”工艺收集，排入泥浆罐循环使用，完井后拉运至下一口井再利用。膨润土体系钻井岩屑排入膨润土岩屑池干化，经检测达到《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）标准，后用于井场平整；磺化泥浆钻井岩屑在井场环保罐暂存，定期转运至塔河南岸钻试修废弃物环保处理站处置，处理达标后还原土用于铺垫油区内的井场、道路。生活垃圾集中收

集，定期送至库车景胜新能源环保有限公司生活垃圾焚烧发电厂。撬装式污水处理站污泥经脱水装置脱水后，收集、合规暂存，定期送至库车景胜新能源环保有限公司生活垃圾焚烧发电厂。含油废物、废烧碱包装袋、废防渗材料为危险废物收集后，由有危废处置资质单位接收处置；锅炉灰渣及除尘灰由钻井队单位集中收集后外售综合利用。

3.2.4 现有工程环境问题及“以新带老”改进意见

根据现场踏勘结果，现有工程各环保设施全部稳定运行，各污染物均能达标排放，现场调查过程中暂未发现环境问题。

3.3 拟建工程

3.3.1 项目概况

3.3.1.1 项目名称及建设单位

项目名称：塔里木富满油田跃满北区块奥陶系油藏产能建设项目

建设单位：中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司

3.3.1.2 建设性质

滚动开发（改扩建）。

3.3.1.3 建设地点

本工程相关建设内容位于富满油田跃满北区块，行政区划隶属于沙雅县管辖，工程区中心（跃满转油站）西北距沙雅县城中心约 52km，位置见图 3.3-1。

图 3.3-1 地理位置图

3.3.1.4 建设内容及建设规模

本工程分期建设。

项目分期实施，一期建设内容：①本工程根据开发部署 36 口井，其中新井 7 口，老井 29 口；②新建 4 井式跃满 1-H13 阀组站 1 座，新建 7 座常温抗硫标准化采油井场；③共部署 16 口注气井（2030 年之前共 9 口），其中注气吞吐井 8 口，注气井 8 口。无单独新建注气井，均在采油井上改造增设注气接口。根据注气井位分布情况，采用移动箱式分散井口制氮+注氮设施，新建一套 $5\times10^4Nm^3/d$ 制氮注氮装置，进行轮换注气作业；④新建跃满转油站 $1200m^3/d$ 采出水处理系统；⑤改造注水井 3 口（2030 年前共 1 口）；⑥新建 35kV 干线 30.92km，35kV 支线 8.8km，新建 10kV 线路 1.2km；⑦配套电气、自控、通信、结构、总图、道路、防腐、消防和信息化等工程。

建设规模：新建产能 $5.5\times10^4t/a$。产气规模规模 $7.26\times10^4Nm^3/d$。

3.3.1.5 建设周期

本工程计划 2027 年 1 月开始施工，2027 年 5 月完工，施工周期 4 个月。

3.3.1.6 项目投资

本工程总投资 47293 万元。

3.3.1.7 劳动组织及定员

本工程采油井场和集输管线由塔里木油田公司哈得采油气管理区进行全面管理；运营期不新增劳动定员，均依托现有管理区工作人员，井场无人值守。

3.3.2 开发方案

3.3.2.1 油藏概述

富满油田跃满北区块位于塔里木盆地北部坳陷阿满过渡带北部，行政隶属于新疆维吾尔自治区阿克苏地区沙雅县，北西距沙雅县城约 52km。该区地势平坦，整体呈北高、南低的特征，地表海拔-960m 左右，地表为塔里木河中游南岸洪泛平原及沙漠区。区块北部为农田和胡杨林、中部为盐碱地、南部为浮土与小沙丘。气候为温带大陆性干旱型气候，冬季干冷，夏季酷热，终年干燥少雨。

富满油田跃满北区块发现井为跃满 3 井，该井于 2014 年 02 月 21 日开钻，2014 年 05 月 18 日完钻，2014 年 05 月 26 日完井转试油，2014 年 06 月 04 日对 7141～

7231m 井段用 3mm 油嘴放喷测试，油压 36.56MPa，折日产油 56.1m3/d，折日产气 15828m^3/d。

本项目所在的跃满北区块矿权归属中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司，矿权手续合法有效。位置见图 3.3-1。

图 3.3-1 区块位置图

3.3.2.2 开发方案要点

设计动用原油地质储量 1530.06×10^4t，年产油规模 5.5×10^4t/a，采油速度 0.36%，水气协同开发。设计总井数 36 口，其中新井 7 口。预测稳产 5 年，预测期末累计产油 248.32×10^4t，累计产气 7.30×10^8Nm^3，累计产水 64.71×10^4t，原油地质储量采出程度为 16.23%。

3.3.2.3 油气产量预测

本工程根据开发部署 36 口井，其中新井 7 口，老井 29 口。预测稳产 5 年，预测期末累产油 248.32×10^4t，累产气 7.30×10^8m^3，累产水 64.71×10^4t，原油地质储量采出程度为 16.23%。

跃满北区块最大产油量 5.5×10^4t/a、新增产油量 3.24×10^4t/a，最大产气量 0.22×10^8Nm^3/a，新增产气量 0.128×10^8Nm^3/a，根据产量预测将新采油井接入集输系统，并对已建集输系统进行适应性分析，对不满足的集输部分进行改造。

3.3.2.4 注气量预测

跃满北区块共部署 16 口注气井，其中 6 口注气井（老井），4 口注气吞吐井（老井），1 口注气/注水吞吐井（老井），3 口采油转注气/注水吞吐井（新井），2 口采油井转注气井（新井）。

根据油藏地质预测本工程累计注气 $1.89\times10^{8}Nm^{3}$（15 年），峰值年度注气量为 $1979\times10^{4}Nm^{3}$（2035 年）。年同时注气井数量最多为 10 口。单井配注量 $2\sim4\times10^{4}Nm^{3}/d$。具体注气量见表 3.3-1（注气井逐年注气量预测表）。

表 3.3-1　注气井逐年注气量预测表单位 $10^8Nm^3/a$

序号	单元	井号	新老井	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041
1	跃满1-H9	跃满1-H9	新井								0.029	0.025	0.022	0.019	0.018	0.016	0.013	0.011
2	跃满1-1	跃满1-1	老井	0.016	0.014	0.010	0.009	0.009	0.009	0.008	0.007	0.006						
3	跃满1-2	跃满1-2	老井	0.020	0.019	0.017	0.017	0.016	0.016	0.014	0.012	0.009						
4	跃满1-H13	跃满1-H15	新井									0.019	0.022	0.022	0.021	0.021	0.020	0.017
5	跃满1-H17	跃满1-H17	新井									0.038	0.036	0.034	0.031	0.028	0.025	0.023
6	跃满2	跃满2-H10	老井			0.023	0.020	0.016	0.007	0.008	0.008							
7		跃满2-H11	老井			0.023	0.020	0.016	0.007	0.008	0.008							
8	跃满2-1	跃满2-H13	新井								0.024	0.022	0.020	0.016	0.016	0.015	0.014	0.010
9	跃满3	跃满3	老井	0.018	0.012	0.007	0.007	0.007										
10	跃满3-1C	跃满3-1C	老井								0.022	0.018	0.017	0.014	0.011	0.009	0.009	0.008
11	跃满3-5C	跃满3-5C	老井	0.020	0.020	0.016	0.012	0.008	0.008	0.008								
12	跃满3-6X	跃满3-6X	老井	0.020	0.018	0.015	0.010	0.007	0.007									
13	跃满3-7X	跃满3-7X	老井	0.012	0.011	0.009	0.007	0.007	0.007									
14	跃满5-5	跃满5-5	老井		0.034	0.027	0.024	0.023	0.023	0.022	0.020	0.018						
15	跃满802-H4	跃满802-H4	新井									0.027	0.027	0.027	0.027	0.026	0.026	0.025
16	跃满802-H6	跃满802-H6	老井									0.016	0.014	0.013	0.013	0.012	0.012	0.012
合计				0.107	0.129	0.147	0.127	0.109	0.085	0.067	0.129	0.198	0.157	0.146	0.137	0.126	0.119	0.107

3.3.2.5 注水量预测

本工程共计 8 口注水井，日配注水量 150~250m³，注水压力 0~29.52MPa。跃满北区块最大注水量 4.389×10⁴m³/a（2033 年），根据注水量预测将注水井接入调水系统，并对已建调水系统进行适应性分析，对不满足的调水系统进行改造，对不满足注水压力的井口进行改造。

表 3.3-2　注水量预测表单位 $10^4m^3/a$

序号	单元名称	井名	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
1	跃满1-H9	跃满1-H9	/	/	/	/	/	0.499	0.652	/	/
2	跃满1-1	跃满1-5	0.471	0.483	0.462	0.453	0.545	0.493	0.418	0.342	0.298
3	跃满1-H13	跃满1-H13	/	/	/	/	/	0.647	0.562	0.611	/
4	跃满1-H17	跃满1-H17	/	/	/	/	/	/	0.957	1.271	/
5	跃满2-1	跃满2-1	/	/	/	/	0.541	0.620	0.405	/	/
6	跃满3-1C	跃满3-H11	/	/	/	/	1.092	0.727	0.651	/	/
7	跃满802-H4	跃满802-H4	/	/	/	/	/	0.493	0.426	0.458	/
8	跃满802-H6	跃满802-H6	/	/	/	/	/	/	0.318	0.510	/
合计			0.471	0.483	0.462	0.453	2.178	3.479	4.389	3.192	0.298

3.3.3 采油方案

3.3.3.1 井位部署

根据开发部署 36 口（新井 7 口，老井 29 口）。采油井 30 口（包含后期转注气/注水），注气井 16 口，注水井 8 口。井位部署见下图。

图 3.2-1 井口部署图

3.3.3.2 新老井投产情况

本工程根据开发部署设计 36 口井，其中新井 7 口，老井 29 口。

新建 7 口井中，采油井 7 口，后期转为单元注气 2 口，先注水吞吐后注气吞吐井 3 口，3 年内注水后采油井 2 口。

已建的 29 口老井：6 口单元注气，1 口单元注水，14 口纯采油井、4 口采油井后期转为注气吞吐井，1 口采油井后期转为注水吞吐/注气吞吐，3 年内注水后采油井 1 口，2 口关井。转注气/注水年份情况见表 3.3-3。

表 3. 3-3　　跃满北区块涉及新老井用途一览表

序号	井号	投产年份	采油年份	纯注气年份	注气吞吐年份	注水年份	注水吞吐年份	备注
1	跃满1-H13	2027	2027-2031，2035-2041	/	/	2032-2034	/	新建井
2	跃满2-H13	2027	2027-2033	2034-2041	/	/	/	新建井
3	跃满3-H11	2028	2028-2030，2034-2041	/	/	2031-2033	/	新建井
4	跃满1-H15	2028	2028-2034	2035-2041	/	/	/	新建井
5	跃满1-H9	2029	2029-2031	/	2034-2041	/	2032-2033	新建井
6	跃满1-H17	2030	2030-2032	/	2035-2041	/	2033-2034	新建井
7	跃满802-H4	2030	2030-2031	/	2035-2041	/	2032-2034	新建井
8	跃满1-1	老井	/	2027-2035	/	/	/	2036年后关井
9	跃满3-1C	老井	2027-2033	2034-2041		/	/	
10	跃满5-5	老井	2027-2033	2034-2041		/	/	
11	跃满2-H10	老井	2027	2028-2035	/	/	/	2036年后关井
12	跃满2-H11	老井	/	2029-2034	/	/	/	2035年后关井
13	跃满3	老井	2027-2028	2029-2034	/	/	/	2035年
14	跃满1-5	老井	/	/	/	2027-2035	/	2036年后关井
15	跃满1-H7	老井	2027-2041	/	/	/	/	
16	跃满1-2	老井	2036-2041	/	2027-2035	/	/	
17	跃满1-3	老井	/	/	/	/	/	2027年后关井
18	跃满2-1	老井	2027-2030，2034-2041	/		2031-2033	/	
19	跃满3-3	老井	2027-2041	/	/	/	/	
20	跃满3-5C	老井	2034-2041	/	2027-2033	/	/	
21	跃满3-6X	老井	2033-2041	/	2027-2032	/	/	
22	跃满3-7X	老井	2033-2041	/	2027-2032	/	/	
23	跃满3-H8C	老井	2027-2041	/	/	/	/	

24	跃满2-2C1	老井	2027-2035	/	/	/	/	2036年后关井
25	跃满2-4X	老井	2028-2041	/	/	/	/	
26	跃满802-H1	老井	2027-2041	/	/	/	/	
27	跃满802-H6	老井	2027-2032	/	2035-2041	/	2033-2034	
28	跃满2-5X	老井	2027-2041	/	/	/	/	
29	跃满10	老井	2027-2041	/	/	/	/	
30	跃满2	老井	2027-2041	/	/	/	/	
31	跃满2-3X	老井	2029-2034	/	/	/	/	2035年后关井
32	跃满2-H6	老井	2027-2041	/	/	/	/	
33	跃满2-H7	老井	2027-2041	/	/	/	/	
34	跃满2-H8	老井	2027-2041	/	/	/	/	
35	跃满3-H9	老井	2027-2041	/	/	/	/	
36	跃满8	老井	/	/	/	/	/	2027年后关井

3.3.3.3 注气工艺

根据开发部署注气井 16 口。单井日配注气量 2~4×10⁴Nm³，井口注气压力 30~50MPa。各注气井逐年井口压力数据见注气井参数表，表 3.3-4。

注入方式：油管注入（无水工况），移动式 PSA 橇装装置拉至井口注入。

注入气质要求：氮气纯度不低于 99.2%，且现场检测设备具备备存储和远传功能。

其他要求：创造无水注气工况条件。

3.3.3.4 采油工艺

采油井油压 1.5~22.27MPa，油温 23℃~40℃,自喷采油。

3.3.3.5 注水工艺

根据开发部署注水井 8 口，单井日配注水量 150~250m3，注水压力 0~29.52MPa，各注水井逐年井口注水压力见表 3.3-5。

注水方式：低压调水+余压回注/井口增压回注。

单井最大年注水天数：84.76 天（日配注量以 150m³计），各注水井逐年最大注水天数见表 3.3-6。

注水水质：SY/T5329 中Ⅲ级水质，含油量≤15mg/L，悬浮固体含量≤20mg/L，悬浮物颗粒直径中值≤5μm。

表 3.3-4 注气井压力参数表（MPa）

序号	井号	类型	年配注量（$\times 10^4 Nm^3$）	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041
1	跃满1-1	注气井	2~3	44.39	44.39	45.11	45.83	46.56	47.29	48.03	48.76	49.50	/	/	/	/	/	/
2	跃满1-2	注气吞吐	2.2~4	45.97	46.70	47.43	48.16	48.16	48.90	48.90	48.90	48.90	/	/	/	/	/	/
3	跃满1-H15	采油转注气	2.2~4	/	/	/	/	/	/	/	/	43.09	43.81	44.53	44.53	45.24	45.24	45.97
4	跃满1-H9	注水、注气吞吐	2.2~4	/	/	/	/	/	/	/	48.16	48.96	49.70	50.44	50.44	50.44	/	/
5	跃满2-H13	采油转注气	2~3	/	/	/	/	/	/	/	39.43	40.83	42.24	42.95	43.67	44.39	45.11	45.83
6	跃满3-1C	注气井	2~3	/	/	/	/	/	/	/	40.13	40.83	41.53	42.24	42.24	42.24	42.24	42.24
7	跃满3-5C	注气吞吐	2~3.5	44.73	45.45	45.83	46.56	46.56	47.29	48.03	/	/	/	/	/	/	/	/
8	跃满3-6X	注气吞吐	2~3	47.29	48.03	48.76	48.76	49.50	49.50	/	/	/	/	/	/	/	/	/
9	跃满3-7X	注气吞吐	2~3	45.11	45.83	46.56	46.56	47.29	47.29	/	/	/	/	/	/	/	/	/
10	跃满5-5	注气井	2~3	/	45.83	46.56	47.29	48.03	48.76	49.50	50.25	50.99	/	/	/	/	/	/
11	跃满802-H6	注水、注气吞吐	2~3	/	/	/	/	/	/	/	/	33.99	35.33	36.68	38.05	39.43	40.83	42.24
12	跃满2-H10	注气井	2~3	/	/	45.11	45.83	46.56	47.29	48.03	48.03	/	/	/	/	/	/	/
13	跃满2-H11	注气井	2~3	/	/	45.11	45.83	46.56	47.29	48.03	48.03	/	/	/	/	/	/	/
14	跃满3	注气井	2~3	39.43	40.83	42.24	43.67	45.11	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
15	跃满1-H17	注水、注气吞吐	2~3	/	/	/	/	/	/	/	/	45.97	46.56	47.29	48.03	48.76	49.50	50.25
16	跃满802-H4	注水、注气吞吐	2~3	/	/	/	/	/	/	/	/	46.56	47.29	48.03	48.76	49.50	50.25	50.99

表 3.3-5 井口注水压力表单位 MPa

序号	单元名称	井名	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
1	跃满1-H9	跃满1-H9	/	/	/	/	/	3.43	5.37	/	/
2	跃满1-1	跃满1-5	1.50	1.50	2.47	3.43	4.40	5.37	6.33	7.29	8.26
3	跃满1-H13	跃满1-H13	/	/	/	/	/	0.00	0.00	0.50	/
4	跃满1-H17	跃满1-H17	/	/	/	/	/	/	1.50	2.47	/
5	跃满2-1	跃满2-1	/	/	/	/	0.00	0.00	0.00	/	/
6	跃满3-1C	跃满3-H11	/	/	/	/	0.00	0.00	0.00	/	/
7	跃满802-H4	跃满802-H4	/	/	/	/	/	16.50	23.26	29.52	/
8	跃满802-H6	跃满802-H6	/	/	/	/	/	/	0.00	0.00	/

表 3.3-6 跃满北区块注水井注入天数折算表单位：天

序号	单元名称	井名	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
1	跃满1-H9	跃满1-H9	/	/	/	/	/	33.29	43.49	/	/
2	跃满1-1	跃满1-5	31.38	32.23	30.78	30.23	36.35	32.88	27.87	22.83	19.86
3	跃满1-H13	跃满1-H13	/	/	/	/	/	43.13	37.48	40.72	/
4	跃满1-H17	跃满1-H17	/	/	/	/	/	/	63.78	84.76	/
5	跃满2-1	跃满2-1	/	/	/	/	36.07	41.32	27.00	/	/
6	跃满3-1C	跃满3-H11	/	/	/	/	72.79	48.45	43.37	/	/
7	跃满802-H4	跃满802-H4	/	/	/	/	/	32.85	28.41	30.51	/
8	跃满802-H6	跃满802-H6	/	/	/	/	/	/	21.18	33.97	/
合计			31.38	32.23	30.78	30.23	145.21	231.92	292.58	212.79	19.86

注：根据年注水量与日配注量折算。

3.3.4 流体物性

（1）原油特性

跃满北区块原油具有“低密度、低粘度、低含硫、低胶质＋沥青质、中~高含蜡”的特点。具体见表 3.3-7、3.3-8。

表 3.3-7 原油性质表

	范围	平均值
层位	一间房组~鹰山组	
地面原油密度(g/cm^3)(20℃)	0.7836~0.8272	0.8038
动力粘度(mPa.s)(50℃)	0.917~2.69	1.58
凝固点(℃)	-30~-20	-20
含硫量(%)	0.03~0.312	0.143
含蜡量(%)	9.1~16.2	12.65
胶质+沥青质(%)	0.05-2.0	0.31

表 3.3-8 单井原油性质统计表

类型	跃满 1-1	跃满 2-H8	跃满 802-H1

20℃密度(g/cm³)	0.7986~0.8114	0.8011~0.8038	0.8127
50℃密度(g/cm³)	0.776~0.7891	0.7785~0.7813	0.7904
50.00℃动力粘度（mPa·s）	1.474~1.868	1.384~1.517	1.890
凝点(℃)	-30.0~-20.0	-28.0~-20.0	-28.0
析蜡点(℃)	30~35	32	34
蜡含量(%)	11.8~12.4	9.7~10.4	16.2
胶质(%)	0.34~0.61	0.11~0.14	0.11
沥青质(%)	0.12~0.17	0.03~0.23	0.19
硫含量(%)	0.119	0.127~0.18	0.182

（2）天然气物性

溶解气，H_2S 含量分布不均，含量分布在 3.4mg/m³~36500mg/m³ 范围内，高含硫化氢，天然气较重，详见表 3.3-9。

表 3.3-9 天然气组分分析表

层位	相对密度		甲烷(%)		乙烷(%)		H_2S(mg/m³)	
	范围	平均	范围	平均	范围	平均	范围	平均
一间房组~鹰山组	0.67~1.54	0.836	0.06~83.36	67.47	5.105~28.7	9.805	3.4-36500	3934.1

（2）地层水水质

主要为氯化钙型，氯根平均 4120mg/L~144000mg/L，总矿化度平均 6909mg/L~238300mg/L，详见表 3.3-10。

表 3.3-10 地层水水质统计表

层位	密度（g/cm³）		PH		氯根（mg/L）		总矿化度（mg/L）		水型
	范围	平均	范围	平均	范围	平均	范围	平均	
一间房组~鹰山组	1.0031~1.1565	1.0803	5.6~7.18	6.59	4120~144000	73185	6909~238300	120894	氯化钙

3.3.5 主要技术经济指标

本工程主要技术经济指标见表 3.3-11。

表 3.3-11 主要技术经济指标表

序号	名称		单位	数量	备注
1	开发指标	新钻井	口	7	跃满 1-H13 井、跃满 2-H13 井、跃满 3-H11 井、跃满 1-H15 井、跃满 1-H9 井、跃满 1-H17 井、跃满 802-H4 井
2		标准化采油井场	座	7	

3		老井利用	口	29	跃满 1-1 井、跃满 3-1C 井、跃满 5-5 井、跃满 2-H10 井、跃满 2-H11 井、跃满 3 井、跃满 1-5 井、跃满 1-H7 井、跃满 1-2 井、跃满 1-3 井、跃满 2-1 井、跃满 3-3 井、跃满 3-5C 井、跃满 3-6X 井、跃满 3-7X 井、跃满 3-H8C 井、跃满 2-2C1 井、跃满 2-4X 井、跃满 802-H1 井、跃满 802-H6 井、跃满 2-5X 井、跃满 10 井、跃满 2 井、跃满 2-3X 井、跃满 2-H6 井、跃满 2-H7 井、跃满 2-H8 井、跃满 3-H9 井、跃满 8 井
4		4 井式阀组站	座	1	跃满 1-H13 阀组站
5		集输管线	km	23.9	新建集输管道 8 条，线路总长度约 23.9km
6		调水管道	km	7.1	新建调水管道 2 条，线路总长度约 7.1km；
7		采出水处理系统	m^3/d	1200	跃满转油站采出水处理系统
8		制氮注氮装置	套	1	新建一套 $5\times10^4Nm^3/d$ 制氮注氮装置，进行轮换注气作业
9		供电	km	40.92	新建 35kV 干线 30.92km，35kV 支线 8.8km，新建 10kV 线路 1.2km
10		产油规模	$\times10^4t/a$	5.5	
11		产气规模	$\times10^4Nm^3/d$	7.26	
12	能源消耗	耗电量	$\times10^4kW\cdot h/a$	724.5	/
12	综合指标	总投资	万元	49293	/
13		环保投资	万元	876.52	/
14		总占地面积	38.53	hm^2	/
15		永久占地面积	3.488	hm^2	农用地、沙地
16		临时占地面积	35.042	hm^2	农用地、沙地
17		劳动定员	人	无人值守	/
18		工作制度	h	8760	/

3.3.6 工程组成

3.3.6.1 主要建设内容

①本工程根据开发部署 36 口井，其中新井 7 口，老井 29 口；②新建 4 井式跃满 1-H13 阀组站 1 座，新建 7 座常温抗硫标准化采油井场；③共部署 16 口注气井（2030 年之前共 9 口），其中注气吞吐井 8 口，注气井 8 口，无单独新建注气井，均在采油井上改造增设注气接口。根据注气井位分布情况，采用移动箱式分散井口

制氮+注氮设施，新建一套 5× $10^4Nm^3/d$ 制氮注氮装置，进行轮换注气作业；④新建跃满转油站 $1200m^3/d$ 采出水处理系统；⑤改造注水井 3 口（2030 年前共 1 口）；⑥新建 35kV 干线 30.92km，35kV 支线 8.8km，新建 10kV 线路 1.2km；⑦配套电气、自控、通信、结构、总图、道路、防腐、消防和信息化等工程。

具体见表 3.3-6。

表 3.3-6 工程组成表

项目	基本情况		
项目名称	塔里木富满油田跃满北区块奥陶系油藏产能建设项目		
建设单位	中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司		
建设地点	新疆阿克苏地区沙雅县境内		
建设性质	改扩建		
建设周期	滚动开发建设		
规模	新建产能 $5.5\times10^4t/a$。产气规模规模 $7.26\times10^4Nm^3/d$。		
建设内容	新建单井井场		部署新建 7 座常温抗硫标准化采油井场（跃满 1-H13 井、跃满 2-H13 井、跃满 3-H11 井、跃满 1-H15 井、跃满 1-H9 井、跃满 1-H17 井、跃满 802-H4 井），井场采用标准化平面布置，井场内设有采油树、采气树、RTU 柜、气体报警控制器柜、配电柜、检修阀等。充分预留扩建空间和接口
	老井利用		跃满 1-1 井、跃满 3-1C 井、跃满 5-5 井、跃满 2-H10 井、跃满 2-H11 井、跃满 3 井、跃满 1-5 井、跃满 1-H7 井、跃满 1-2 井、跃满 1-3 井、跃满 2-1 井、跃满 3-3 井、跃满 3-5C 井、跃满 3-6X 井、跃满 3-7X 井、跃满 3-H8C 井、跃满 2-2C1 井、跃满 2-4X 井、跃满 802-H1 井、跃满 802-H6 井、跃满 2-5X 井、跃满 10 井、跃满 2 井、跃满 2-3X 井、跃满 2-H6 井、跃满 2-H7 井、跃满 2-H8 井、跃满 3-H9 井、跃满 8 井
	阀组站		新建 4 井式跃满 1-H13 阀组站 1 座
	采出水处理系统		新建跃满转油站 $1200m^3/d$ 采出水处理系统
	管线工程		新建集输管道 8 条，线路总长度约 23.9km 新建调水管道 2 条，线路总长度约 7.1km
	公辅工程	供电工程	新建 35kV 干线 30.92km，35kV 支线 8.8km，新建 10kV 线路 1.2km
		给排水	施工期用水由附近站场拉运 营运期各生产井的采出水随油气混合物输送至新建跃满转油站采出水处理系统，处理后作为注水水源加以利用；井下作业废水采用专用废水回收罐收集后依托哈四联隔油池或富源 7 井废液处理站处理后回注地层
		防腐工程	地面管道外防腐采用无溶剂环氧涂料+复合硅酸盐毡+氯化橡胶

			和玻璃布
		自控工程	新建井场自控采用 RTU 系统完成井场工艺过程参数、设备运行状态的数据采集、监视、控制和数据处理等功能
		道路工程	站前道路依托区块内现有道路
		供热工程	施工期员工供暖采用电供暖，设备伴热方式为电伴热。运营期井场不加热
	环保工程	废气治理	施工期：采取洒水抑尘，焊接使用无毒低尘焊条，运输车辆采取减速慢行和苫盖措施，机械、车辆定期检修，燃烧合格油品，不超负荷运行； 营运期：采取密闭管道集输工艺； 退役期：采取洒水抑尘的措施
		废水处理	施工期：废水包括试压废水和生活污水等。管道试压废水试压结束后用于洒水降尘；生活污水送沙雅县污水处理厂。 营运期：采出水随采出液一起进入新建跃满转油站采出水处理系统处理，达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)表 1 第Ⅲ级水质标准要求后回注地层；井下作业废水依托依托哈四联隔油池或富源 7 井废液处理站处理后回注地层； 退役期：无废水产生；
		固废处理	施工期：土方施工结束后用于回填管沟及场地平整；生活垃圾收集后定期清运至库车生活垃圾焚烧发电厂处置；施工废料应首先考虑回收利用，不可回收利用部分拉运至沙雅县循环经济工业园区固废垃圾填埋厂处理； 运营期：油气开采、集输、井下作业产生的落地油、井下作业产生的废防渗材料、废润滑油、废润滑油桶，属于危险废物，由有危废处置资质单位接收处置。 退役期：建筑垃圾委托周边工业固废填埋场合规处置；废弃管线维持现状，管线两端使用盲板封堵
		噪声治理	施工期：选用低噪声施工设备，合理安排作业时间； 运营期：选用低噪声设备、基础减振； 退役期：合理安排作业时间
		生态	施工期：严格控制施工作业带宽度；填埋所需土方利用管沟挖方，做到土方平衡，减少弃土；临时堆土防尘网苫盖；设置限行彩条旗；洒水抑尘 运营期：管道上方设置标志，定时巡查井场管道； 退役期：洒水降尘，地面设施拆除
		环境风险	运营期：管道上方设置标识，定期对管道壁厚进行超声波检查，井场、站场设置可燃气体报警仪，完善突发环境事件应急预案； 退役期：保证采取的固井、封井措施有效可行。

3.3.6.2 开发方案及总体布局

富满油田已建有完善集输系统，地面骨架已形成“二横二纵二中心”布局，油气均输往哈一联、满深联处理并外输，已建联合站 2 座，转油站 1 座，接转站 19 座。油气处理外输以哈一联、满深联为中心，油气集输以转油站、接转站和集输干线为支撑，辐射周边油井，为后续富满油田开发提供良好依托条件。

跃满北井区周边主要站场为跃满转油站。跃满北井区单井采出气液通过集输管线油气混输至周边阀组站，通过集输干线在跃满转油站内油气水分离，分离后的低含水原油和伴生气分输至哈一联进行处理，在哈一联处理合格后的油气再外输至塔轮管线外销。

本工程涉及区域输油/气管线流向为：鹿场区块（修复油管）—跃满西—跃满转油站—富源 1—富源 2—哈一联集输干线。其中跃满西、鹿场区块来液在跃满转油站预脱水后，一同增压外输至哈一联处理。

根据开发部署新建 7 口采油井，根据井位部署，各井呈放射状就近接入新建和已建阀组站。总体布局方案见图 3.3-2。

图 3.3-2 总体布局方案

新建采油井跃满 1-H9、跃满 1-H13、跃满 1-H15、跃满 1-H17 井接入新建 4 井式跃满 1-H13 阀组站，新建跃满 1-H13 阀组站再接入跃满 1-8 阀组站，其余井直接就近接入已建阀组站。新建 DN80 单井集油管线 18km，新建 DN100 集油干线 5.9km，集输管线管材采用玻璃钢管，设计压力 5.5MPa，

为了满足调水需求，新建跃满 1-H8 阀组站至跃满 1-H13 阀组站 DN100 调水管线；因跃满 1-H5、跃满 1-H1、跃满 1-H3 和跃满 1-H7 已建 4 口油井串接至跃满 1-H2 后一起输送至跃满 1-H8 阀组站，为了满足 1-H5 后期改为注水井调水需求，新建跃满 1-H13 阀组站至跃满 1-H5 注水井的 DN80 调水管线。

3.3.6.3 主体工程

本项目主要包括钻前工程、钻井工程、储层改造工程、油气集输工程等。

3.3.6.3.1 钻前工程

钻前工程施工内容包括建设井场、井场道路、设备基础施工、池体开挖与防渗以及配套的营地建设等，营地一般建设在井场周边 500m 至 1km 处，主要分布在主干道周边，营地建设主要为场地平整、撬装房安装等内容。主要工程内容及工程量见表 3.3-7。

表 3. 3-7 单座井场钻前工程主要内容和工程量一览表

序号	名称	规格参数	单位	数量	备注
1	井场面积	长×宽	m^2	1	新建，120m×100m
2	岩屑池	1000m^3	个	1	环保防渗膜+撬装组合钢板池
3	主放喷池	100m^3	个	1	环保防渗膜+混凝土
	副放喷池	100m^3	个	1	环保防渗膜+混凝土
4	生活污水池	300m^3	个	1	生活污水暂存；“环保防渗膜+混凝土”防渗
	活动房	--	座	42	人员居住；撬装装置
5	生活区	长×宽	m^2	1	新建，50m×70m
6	井场道路	--	km	0.5	井场道路宽约4.5m，用砂石路面结构

3.3.6.3.2 钻井工程

（1）井位部署

本项目部署 36 口井，其中老井 29 口，新井 7 口，跃满 1-H13 井、跃满 2-H13 井、跃满 3-H11 井、跃满 1-H15 井、跃满 1-H9 井、跃满 1-H17 井、跃满 802-H4 井。

井位部署见图 3.3-2。

（2）井身结构

新井采用塔标Ⅲ三开井身结构。一开135/8″钻头钻至1200米，103/4″套管封固上部疏松地层；二开91/2″钻头钻揭一间房组5~10米中完，若钻遇辉绿岩，则钻穿辉绿岩2~4米中完，77/8″技术套管封目的层以上地层；三开6″或65/8″钻头钻至完钻井深，5″套管+筛管完井。裸眼加深井侧一开6″钻头钻至目的层完钻，5″套管+筛管完井；开窗加深井，侧一开63/4″钻头钻至一间房组辉绿岩以下4米，下入51/2″套管中完，侧二开43/4″钻头钻进至完钻井深，下27/8″油管支撑完井。

新井一开采用膨润土聚合物体系；二开上部采用聚合物体系，白垩系底转换为氯化钾聚磺体系；三开采用聚磺体系。

（3）固井方案

一开单级固井，二开封隔式双级固井。

（4）钻机选型

采用ZJ70及以上钻机。

（5）钻井周期

新井预测井深7700米，完井周期160天。

（6）主要设备设施

钻井工程主要施工设备为机械钻机、运输车、装载机及配套设施，设备设施情况见表3.3-8。

表 3. 3-8 单座井场钻井施工所用机械一览表

项目组成	设备或部件名称	规格型号	主参数	单位	数量
钻井工程	机械钻机	ZJ80钻机	—	—	1套
	井架	JJ450/45-X	4500	kN	1套
	底座	DZ450/10.5-X	4500	kN	1套
	绞车	JC70LDB	1470	kW	1套

3.3.6.3.3 油气集输工程

（1）采油井场

拟建工程新建 7 座采油井场（跃满 1-H13 井、跃满 2-H13 井、跃满 3-H11 井、跃满 1-H15 井、跃满 1-H9 井、跃满 1-H17 井、跃满 802-H4 井）。

井口出液（48MPa，24℃~25℃）通过油嘴套节流后（5.5MPa 以下，24℃~27℃），通过集输管道输送附近阀组站进行轮井计量，在转油站油气分离后分输至联合站处

理。油井套压、油压、油井回压、出油温度、紧急切断阀参数等均上传。油井出油管道上压变设置高压（5.5MPa）及低压（1.0MPa）报警并联锁关闭紧急切断阀，可根据现场实际生产情况调节参数，以便更好地监控油井生产情况。井场设置发球装置，便于通球清蜡。

在油井井场设摄像头远程监控。所有的油井套压、油井回压、出油温度集成控制信号、井口紧急切断阀（阀门由钻井工程提供）信号均上传新建井场 RTU，再传至联合站、运维中心。

（2）跃满 1-H13 阀组站

新建 1 座 4 井式阀组站（跃满 1-H13 阀组站），阀组站设计压力 6.3MPa，来液温度 15-25℃。2027 年新建跃满 1-H13 阀组站至跃满 1-5 井柔性复合管调水管线，2030 年~2035 年跃满 1-5 井利旧 10MPa 移动式注水泵橇增压回注。

主要工程内容见表 3.3-9。

表 3. 3-9　　主要工程内容一览表

序号	工程项目或名称	单位	数量
2027年实施			
1	跃满1-H13井		
	采油井场0201-I-2型常温抗硫集输井场（DN806.3MPa）	座	1
	D89×620G无缝钢管HIC	m	20
	平板闸阀PN63DN80	个	3
	手动通球管装置	个	1
2	跃满2-H13井		
	采油井场0201-I-2型常温抗硫集输井场（DN806.3MPa）	座	1
	D89×620G无缝钢管HIC	m	20
	平板闸阀PN63DN80	个	3
	手动通球管装置	个	1
3	新建跃满1-H13阀组站		
	4井式阀组橇PN63DN100	套	1
	D114×420G无缝钢管HIC（地上保温）	m	110
	D114×420G无缝钢管HIC（埋地保温）	m	140
	D159×620G无缝钢管HIC（地上保温）	m	50
	D159×620G无缝钢管HIC（埋地保温）	m	10
	平板闸阀DN100PN63（保温）	个	2
	平板闸阀DN150PN63（保温）	个	1
	球阀DN100PN63（保温）	个	1
	球阀DN150PN63（保温）	个	1
	电伴热带40w/m	m	192
4	扩建跃满1-H8阀组站		
	带压开孔PN40DN150	项	1
	平板闸阀PN40DN150	个	1

2028年实施			
5	跃满3-H11井		
	采油井场0201-I-2型常温抗硫集输井场（DN806.3MPa）	座	1
	D89×620G无缝钢管HIC	m	20
	手动通球管装置	个	1
	平板闸阀PN63DN80	个	3
6	跃满1-H15井		
	采油井场0201-I-2型常温抗硫集输井场（DN806.3MPa）	座	1
	D89×620G无缝钢管HIC	m	20
	手动通球管装置	个	1
	平板闸阀PN63DN80	个	3
2029年实施			
7	跃满1-H17井		
	采油井场0201-I-2型常温抗硫集输井场（DN8063MPa）	座	1
	D89×620G无缝钢管HIC	m	20
	平板闸阀PN63DN80	个	3
	手动通球管装置	个	1
8	跃满1-H9井		
	采油井场0201-I-2型常温抗硫集输井场（DN806.3MPa）	座	1
	D89×620G无缝钢管HIC	m	20
	平板闸阀PN63DN80	个	3
	手动通球管装置	个	1
2030年实施			
9	跃满802-H4井		
	采油井场0201-I-2型常温抗硫集输井场（DN8063MPa）	座	1
	D89×620G无缝钢管HIC	m	20
	平板闸阀PN63DN80	个	3
	手动通球管装置	个	1

（2）集输管线工程

本工程涉及新建集输管道共计 8 条，对管道进行分期建设，其中 2027 年新建 3 条管道、2028 年新建 2 条管道、2029 年新建 2 条管道及 2030 年新建 1 条管道，线路全长约 23.9km。新建管道全线位于新疆维吾尔自治区沙雅县境内，管径为 DN80/DN150，设计压力 5.5MPa，线路用管推荐采用玻璃钢管。新建调水管线 2 条，共 7.1km，采用柔性复合管 RF-S-Ⅰ型-DN100/DN80-6.4MPa。

推荐路由方案详细参数见表 3.3-10、3.3-11。

表 3.3-10　　新建集输管道统计表

序号	开发时间	管道类型	起点	终点	设计压力（MPa）	规格（mm）	管道材质	长度（km）
1	2027	集输管道	跃满1-H13阀组	跃满1-8阀组	5.5	DN150	玻璃钢管（酸酐固化）PN55DN150 30mm厚保温	5.9
2			跃满802-H4	跃满4阀组		DN80	玻璃钢管（酸酐固	6.1

3			跃满1-H13	跃满1-H13阀组			化）PN55DN80	0.1
4	2028		跃满1-H15	跃满1-H13阀组			30mm厚保温	0.8
5			跃满3-H11	跃满7JS阀组				3.5
6	2029		跃满1-H9	跃满1-H13阀组				4.7
7			跃满1-H17	跃满1-H13阀组				1.4
8	2030		跃满2-H13	跃满2-H11阀组				1.4
合计								23.9

表 3.3-11 新建调水管道统计表

序号	开发时间	管道类型	起点	终点	设计压力（MPa）	规格（mm）	管道材质	长度（km）
1	2027	水管道	跃满1-H13阀组	跃满1-8阀组	5.5	DN100	柔性复合管 RF-S-I型-6.4MPa	5.9
2			跃满1-H13阀组	跃满1-5井		DN80		1.2
合计								7.1

3.3.6.3.4 注水工程

采用“低压调水+余压回注/井口增压回注”的注水方案，共改造注水井 3 口（2030 年前共 1 口）。2027 年新建跃满 1-8 阀组站至跃满 1-H13 阀组站、跃满 1-H13 阀组站至跃满 1-5 井柔性复合管调水管线，2030 年~2035 年跃满 1-5 井利旧 10MPa 移动式注水泵橇增压回注；2032 年~2033 年跃满 1-H9 井利旧 10MPa 移动式注水泵橇增压回注，2032 年~2034 年跃满 802-H4 井利旧 35MPa 移动式注水泵橇增压回注。本工程建设工程量（2027-2030 年）包括新建跃满 1-8 阀组站至跃满 1-H13 阀组站调水管线 PN64DN100 共 5.9km、跃满 1-H13 阀组站至跃满 1-5 井调水管线 PN64DN80 共 1.2km，改造跃满 1-5 井利旧 10MPa 移动式注水泵橇。

3.3.6.3.5 注气工程

共部署 16 口注气井（2030 年前共 9 口），其中注气吞吐井 8 口，注气井 8 口，注气压力 30~50MPa，单井日配注量 $2\times10^4Nm^3$ ~$4\times10^4Nm^3$，注入气质氮气纯度不低于 99.2%。

本工程 2027-2030 年包括 9 口注氮井（跃满 1-1、跃满 1-2、跃满 2-H10、跃满 2-H11、跃满 3、跃满 3-5C、跃满 3-6X、跃满 3-7X、跃满 5-5）。采用自建 1 套 $5\times10^4Nm^3$ /d50MPa 制氮注氮装置，进行轮换注气作业。2031-2041 年涉及 15 口注氮井，考虑再建设 1 套 $5\times10^4Nm^3$ /d50MPa 制氮注氮装置，进行轮换注气作业。

本工程建设工程量（2027-2030 年）包括 1 套 5×104Nm³ /d 制氮注氮装置和注气井场接入的改造工程量。

3.3.6.4 公辅工程

3.3.6.4.1 供配电

新建 35kV 干线（JL/G1A-185/30）30.92km，35kV 支线（JL/G1A-95/15）8.8km 作为钻井生产供电线路，新建 10kV 线路 1.2km；新建 35kV 柱上式变电站 6 座（35/0.4kV50kVA），新建 35kV 柱上式变电站 1 座（35/0.4kV80kVA），新建 35kV 移动式预装变电站 2 座（含 35/0.4kV125kVA 变压器及含 35/0.4kV1600kVA 变压器各一座），新建 10kV 移动式预装变电站 1 座（含 10/0.4kV1600kVA 变压器）。

3.3.6.4.2 给排水

运营期井场为无人值守场站，无生产及生活给水。

运营期采出水输至跃满转油站拟建采出水处理系统，处理后的水质满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）中Ⅲ级标准，输至井场回注；井下作业废水依托哈四联隔油池或富源 7 井废液处理站处理后回注地层。

3.3.6.4.3 防腐保温工程

站内地上不保温碳钢管道支吊架采用氟碳体系涂层进行防腐，站内埋地不保温碳钢管道采用无溶剂环氧涂层+聚乙烯胶粘带进行防腐。

站内地上保温碳钢管道及设备采用无溶剂环氧涂层+环氧云铁涂层进行防腐，保温防护结构采用憎水型复合硅酸盐制品保温层+铝合金薄板防护层。埋地保温管道及钢塑转换接头碳钢部位防腐层采用无溶剂环氧涂层，保温防护结构采用硬质聚氨酯泡沫塑料保温层+高密度聚乙烯管防护层。

线路埋地玻璃钢管道保温防护结构采用硬质聚氨酯泡沫塑料保温层+高密度聚乙烯管防护层，线路地上修复油管采用氟碳体系涂层进行防腐。

3.3.6.4.4 自控工程

本工程新建井场自控采用 RTU 系统完成井场工艺过程参数、设备运行状态的数据采集、监视、控制和数据处理等功能。RTU 数据分别上传至联合站 SCADA 系统调度控制中心进行监视、控制、报警和储存等，同时可以执行联合站 SCADA 系统调度控制中心下达的远程控制指令。

3.3.6.4.5 道路工程

项目区域内已建福满路、顺北路以及乡村道路已经形成相对完善的路网，井场钻前路以砂石路为主。

本次为满足新井安全生产需求，考虑对新井钻前道路进行维修，对 YueM3-H11、YueM802-H4 井场井场钻前道路沙埋段长 0.75km 两侧采取芦苇草方格防护。沙漠地段道路两侧共设置 50m 宽芦苇草方格固。

3.3.6.5 环保工程

跃满北区块现有环保设施比较齐全，运营期采出水随采出液跃满转油站拟建采出水处理系统，处理后的水质满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）中Ⅲ级标准，输至井场回注；井下作业废水依托哈四联隔油池或富源 7 井废液处理站处理后，水质满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）中 V 级标准，回注地层。钻井施工期间，钻井产生的磺化钻井岩屑拉运至塔河南岸钻试修废弃物环保处理站进行无害化处置。运营期采出水处理，落地油、废防渗材料、废润滑油桶分类收集后运至有危废处置资质的单位接收处置。废润滑油进入原油处理系统资源回用。

3.3.6.6 硫平衡

根据天然气物性（表 3.3-9），跃满北区块奥陶系一间房组~鹰山组油藏天然气相对密度平均 0.836，硫化氢含量平均为 3934.1mg/m³，本项目 7 座井场伴生气中硫化氢最大量为 9.8t/a，排放量为 0.00098t/a。天然气中的硫一小部分在井口以无组织形式释放，剩余部分全部进入联合站处理。

图 3.3-10 井场硫平衡图

3.3.6.7 依托工程

（1）跃满转油站

①跃满转油站概况

跃满转油站包含集中试采单元、采出水处理单元、天然气增压单元、35kV 变电所等。站外 4 座串接阀组对单井来液进行计量，串接阀组来液通过集油干线进入跃满转油站内进行油气水三相分离，分离出的低含水原油输送至哈一联处理，分离出

的天然气经压缩机增压后外输至哈一联处理。分离出污水处理后通过污水外输泵输送至串接阀组，通过串接阀组分配至注水替油井口，再经井口增压泵增压后注水。转油站包括配电系统、自控系统、空氮站、给排水系统、燃料气及火炬放空系统5大公用系统。跃满转油站预脱水能力1800t/d，天然气增压能力23×10^4m^3/d，采出水沉降能力1100m^3/d，油气分离能力60×10^4m^3/d，外输油规模20×10^4t/a，外输气规模23×10^4m^3/d。本项目新建跃满1-H8阀组东南距跃满转油站5.3km。

②依托可行性

跃满转油站运行负荷见表3.3-5。

表3.3-5　　跃满转油站运行负荷统计表

序号	项目内容	设计最大处理规模	现状处理量	负荷率	富余处理能力	新建处理规模	拟建工程需处理量	依托可行性
1	原油 m^3/d	1800	900	50%	900	/	150.6	可依托
2	采出水 m^3/d	1100	500	45%	600	1200	1184	可依托
1	天然气（10^4m^3/d）	80	40	50%	40		7.26	可依托

（2）哈一联合站

①工艺流程

哈一联合站采用单管集油一级布站与二级布站相结合的密闭集输工艺流程，油气处理采用两段分离沉降、热化学脱水原油处理工艺：单井来油进站后经过计量进入三相分离器，进行油、气、水三相沉降分离，脱去大部分的伴生气和游离水；一段脱出的原油经换热器进行预热后进入相变加热炉加热，然后进入原油脱水器进行热化学沉降分离，脱出原油中的乳化水和部分伴管线。

采出水处理采用一级压力除油、二级压力过滤的污水处理工艺：生产污水经加热后进入污水接收罐，然后经升压泵升压进入污水除油器除去污水中原油，出水进入一级、二级双滤料过滤器过滤掉污水中的悬浮物，采出水处理装置出口可达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）表1第V类水质标准后回注地层。

②依托可行性分析

跃满北区块产能全部进入跃满转油站油气水分离后外输至哈一联处理，根据富满油田未来五年产能预测数据对跃满转油站和哈一联进行校核。本工程相关的转油站及联合站均能够满足本工程接入需求。

表 3.3-6　原油处理适应性分析表

序号	站场	设计规模（10^4t/a）	最大处理能力油量（10^4t/a）	最大预测产量（10^4t/a）	富余量（10^4t/a）	结论
1	哈一联	45 100	200	167.87	32.13	满足
2	跃满转油站	50	50	34.24	15.76	满足

表 3.3-7 天然气处理适应性分析表

序号	站场	设计规模	最大处理能力	最大预测产量	富余量	结论
1	哈一联	200	240	229	11	满足
2	富源联（含低压伴生气处理通用橇）	200+50	300	413	37	满足
3	满深3零散气回收站	100	150			

表 3.3-8　水处理适应性分析表

序号	站场	设计规模 m^3/d	现状处理负荷 m^3/d	校核流量 m^3/d	结论
1	跃满转油站	1200	336	1184	满足
2	哈一联	5000	1300	1388	满足

（3）富源 7 井废液处理站

本项目运营期的井下作业废水依托哈四联隔油池或富源 7 井废液处理站处理。

富源 7 井废液站于 2025 年 4 月 30 日取得巴州生态环境局批复（巴环评价函〔2025〕82 号），并于 2026 年 6 月 2 日通过企业自主验收；富源 7 井废液站年处理能力为 23.76 万 m^3，处理工艺为：氧化破胶－混凝－气浮分离－多级过滤，处理后的废水达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）表 1 第 V 类水质标准后回注地层。

富源 7 井废液处理工艺流程见图 3.3-7。

图 3.3-7　富源 7 井废液处理工艺流程图

本项目产生的井下作业废水为601.265t/a，为间歇排放，无连续排水；富源7井废液站配套废液存储罐，井下作业废水进站后可先行暂存，再分批处置，废液站接纳容量可满足本项目井下作业废水暂存、后续处理需求，依托方案可行。

（4）哈四联合站

哈四联合站位于哈得油田中部，占地约8.2hm²，是哈得油田第1座联合站，于2000年7月28日投产，经过2000年、2002年、2005年前后三次产能建设以及2007年伴生气回收处理系统的建设，哈四联已建成集原油处理、清污水处理、注水、伴生气回收及生活供水，供热的大型联合站。

哈四联污水处理能力5000m³/d，污水处理系统采用一级压力除油、两级双滤料过滤的污水处理工艺。生产污水加药后进入2500m³来水接收罐缓冲，然后经升压泵升压，进入污水除油器除去污水中的原油，出水进入一级、二级双滤料过滤器过滤掉污水中的悬浮物，过滤合格的污水进入1000m³净化水罐或2000m³污水注水罐。

工艺流程见图3.3-8。

图3.3-8　　哈四联污水处理系统工艺流程图

哈四联污水处理系统配套来水接收罐缓冲，实际处理量为4500m³/d，富余处理量为500m³/d，设置2500m³来水接收罐缓冲；本项目每年产生井下作业废水601.265t/a；由此，哈四联污水处理系统接纳容量可满足本项目井下作业废水暂存、后续处理需求，依托方案可行。

（5）危废贮存场依托可行性

本项目运营期产生的落地油、废防渗材料、含油蜡渣、废润滑油桶均属于危险废物，集中收集后拉运至哈得采油气管理区危废贮存场暂存，定期委托有资质单位接收处置。哈得采油气管理区危废贮存场属于《哈得油气开发部环保设施完善项目》建设内容，该项目已于2022年6月14日取得阿克苏地区生态环境局《关于哈得油气开发部环保设施完善项目环境影响报告表的批复》（阿地环审〔2022〕311号），并于2024年7月2日通过企业自主验收。哈得采油气管理区设置2个危废贮存场，1个单独存储含油污泥，最大暂存量为60吨，另1个存储废旧油桶、废油漆桶、废铅蓄电池，其中废旧油桶最大暂存量为4t，废油漆桶最大暂存量为2t，废铅蓄电池

最大暂存量为 3t，目前尚有较大暂存余量，本项目营运期落地油产生量为 0.175t/a、废防渗材料产生量为 3.5t/a、废润滑油桶产生量为 0.2t/a，小于哈得采油气管理区危废贮存场现有暂存富余量，依托可行。

3.4 工程分析

3.4.1 工艺流程及产排污节点

本工程施工期分为钻前工程、油气集输工程，工艺流程及排污节点分述如下：

3.4.1.1 施工期工艺流程及排污节点

（1）井场、站场建设

对场地进行场地平整，设置施工车辆临时停放场地，将设备拉运至井场、阀组站，进行安装调试。地面工程施工结束后，对施工场地临时占地进行平整恢复。

废气污染源主要为施工车辆尾气，设备运输和装卸时产生的扬尘，通过洒水抑尘减少扬尘产生量，运输车辆采取减速慢行和苫盖措施，机械、车辆定期检修，燃烧合格油品，不超负荷运行；噪声污染源为施工机械产生的噪声，通过选取低噪声设备、加强设备维护保养降低噪声；固体废物主要为生活垃圾，定期清运至沙雅县生活垃圾填埋场填埋处置。

（2）管线敷设

管线敷设主要施工内容包括施工准备、管沟开挖及下管、管道连接与试压、连头、配套设备安装、收尾工序等。施工方案见图 3.4-1。

图 3.4-1 施工方案工艺流程图

①施工准备

精准放线与围挡：划定作业边界，并在边界外侧设置醒目的彩旗，防止车辆、人员越界碾压。

表土识别与标记：由施工人员现场勘察，明确界定需剥离的表土层。

分段施工：将项目区划分为若干作业段，完成一段、修复一段，再进入下一段。

施工道路：施工车辆施工期间可依托已有道路进行作业，防止反复碾压形成新沙源。

湿法作业：在土方开挖、回填等易产生扬尘的工序中，配备洒水车进行洒水抑尘，确保作业面湿润。

即时覆盖：对当日不能继续施工的裸露工作面，采用防尘网进行无缝覆盖。

②管沟开挖及下管

1.表土剥离

剥离工艺：

机械化精细剥离：使用小型挖掘机严格控制剥离深度，避免将下层沙质母质混入。

分层剥离：若表土层存在明显分层，应实行分层剥离、分别存放。

人工辅助：在机械难以操作的区域，采用人工铲挖方式进行剥离。

质量控制：剥离现场安排专人监督，确保剥离厚度均匀，不伤及下层土体，剥离率力争达到 100%。

2.表土保存

梯形堆体：将剥离表土堆成稳定的梯形长堆，底宽顶窄。

设置围挡：在堆土场主导风向一侧，设置防风网或沙障。

3.表土回用

均匀摊铺：使用小型推土机或人工方式，将保存的表土均匀回铺至管沟。

禁止压实：回铺后只需轻压或自然沉降，严禁重型机械碾压，以保持土壤疏松结构和通气性。

4.管线连接

管线连接完毕后，将管线分段吊装至管沟内。管线下沟后，管道与沟底表面贴实且放置在管沟中心位置。

③管道连接与试压

管道进行连接、补口、补伤、接口防腐等，连接完成后进行吹扫，吹扫介质采用压缩氮气，吹扫完成后进行注水试压。集输管线试压介质采用中性洁净水，管道试压分段进行，集输管线试压水由管内排出后进入下一段管线循环使用，试压完成后用于洒水抑尘。

④井场配套设备安装及连头

将配套设备和井场设备拉运至井场，并完成安装工作。管线施工完成后在井场将管线与配套阀门连接，并安装 RTU 室等辅助设施，管线与站内阀组连接。

⑤收尾工作

收尾工作包括管沟回填、场地平整和临时场地恢复。管线连接成功并检验合格后进行管沟回填。对管沟实施土方回填，回填时分二次回填，回填土应与管沟自然土相似，首先距管壁 300mm 范围先用较小粒径的原土进行小回填，最大回填粒径不超过 10mm，然后采用原土进行大回填，管顶距自然地坪不小于 1.2m 且管沟回填土高出自然地面 300mm，沿管线铺设方向形成垄，作为管道上方土层沉降富余量，且可以作为巡视管线的地表标志，剩余土方用于场地平整和临时施工场地土地恢复。管沟回填后，在管线沿线设置管道标识、里程桩、转角桩、标志桩、警示牌和警示带等标识。

管线施工过程中废气污染源为施工扬尘、施工机械及运输车辆尾气，土方开挖和倾卸时产生的扬尘，通过控制倾卸高度减少扬尘产生，同时采取洒水抑尘措施，运输车辆采取减速慢行和苫盖措施，机械、车辆定期检修，燃烧合格油品，不超负荷运行；噪声污染源为施工机械产生的噪声，通过选取低噪声设备、加强设备维护保养降低噪声；废水污染源主要为管线试压废水及生活污水，管线试压废水由管内排出后循环使用，试压结束后用于洒水抑尘；生活污水排入防渗生活污水池暂存，定期拉运至沙雅县兴雅污水处理厂处理；固体废物为管沟开挖产生的土方及生活垃圾，土方施工结束后用于回填管沟及场地平整；生活垃圾定期清运至库车生活垃圾焚烧发电厂处置。施工废料应首先考虑回收利用，不可回收利用部分拉运至沙雅县循环经济工业园区固废垃圾填埋厂处理。

图 3.4-1 管线施工工艺流程及产污环节示意图

图 3.4-2 管道施工示意图

图 3.4-3 管线与已建管线穿越示意图

3.4.1.2 运营期工艺流程及排污节点

拟建工程工艺流程主要包括油气开采、集输及井下作业。

（1）油气开采

根据富满油田目前生产情况、油气藏性质和配产情况，选择采油方式为利用地层天然能量自喷开采。

（2）油气集输

井场采出液通过井口模块油嘴节流后由新建集输管线油气混输至就阀组站，最终送至哈一联合站处理。

（3）井下作业

井下作业主要包括压裂、酸化、洗井、修井、清蜡、除砂、侧钻等。压裂、侧钻工艺过程与现有钻井工程相同。洗井、修井、清蜡和除砂作业均是在采油井使用一段时间后，因腐蚀、结垢、机具磨损和损坏等所采取的工艺措施。修井时一般需要将油管全部拔出，以便更换损坏的油管和机具；洗井采用活动洗井车密闭洗井。

油气开采及集输过程中废气污染源主要为井场无组织废气（G_1）、站场无组织废气（G_2），采取密闭集输工艺，加强阀门和设备的检修和维护；废水污染源主要为采出水（W_1）和井下作业废水（W_2），其中采出水随原油一并输至跃满转油站处理达标后回注地层，井下作业废水采取不落地直接排入专用废水回收罐收集后，酸碱中和后通过罐车拉运至富源区块钻试修废液处理站或哈四联合站处理；噪声污染源主要为采油树（N_1）产生的噪声，采取基础减振的降噪措施；固废污染源主要为油气开采、集输、井下作业产生的落地油（S_1）、井下作业产生的废防渗材料（S_2）、废润滑油（S_3）、废润滑油桶（S_4）属于危险废物，收集后暂存于哈得采油气管理区危废贮存场，由有危废处置资质单位接收处置。

图 3.4-2 井场油气开采及集输工艺流程图

油气开采及集输过程中废气污染源主要为采油井场无组织废气，采取密闭集输工艺；废水污染源主要为采出水和井下作业废水，其中采出水随采出液一起进入跃满转油站拟建采出水处理系统，处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)中Ⅲ级标准要求后回注地层，井下作业废水依托哈四联隔油池或富源 7 井废液处理站处理后回注地层；噪声污染源主要为采油树运行产生的

噪声，采取基础减振的降噪措施。固废污染源主要为油气开采、集输、井下作业产生的落地油、井下作业产生的废防渗材料、废润滑油、废润滑油桶，属于危险废物，均由有危废处置资质单位接收处置。

表 3.4-1 拟建工程运营期污染源及治理措施一览表

类别	序号	污染源	主要污染物	产生特点	治理措施
废气	G1	井场无组织废气	非甲烷总烃、H_2S	连续	密闭输送
	G2	阀组站无组织废气	非甲烷总烃、硫化氢	连续	密闭输送
废水	W1	采出水	石油类、SS	连续	采出水随采出液经集输管线输送至跃满转油站拟建采出水处理系统，达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）中III标准后通过回注地层
	W2	井下作业废液	pH、挥发酚、耗氧量、氨氮、硫化物、氯化物、石油类、溶解性总固体	间歇	井下作业废水依托哈四联隔油池或富源 7 井废液处理站处理后回注地层
噪声	N1	采气树	LAeq，T	连续	选用低产噪设备、基础减振
固废	S1	落地油	含油废物	间歇	委托有资质单位接收处置
	S2	废防渗材料	含油废物	间歇	
	S3	废润滑油	含油废物	间歇	
	S4	废润滑油桶	废包装物	间歇	

3.4.1.3 退役期

随着石油开采的不断进行，其储量逐渐下降，最终井区将进入退役期。

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

完成封井后，拆除井口装置；将永久性占地范围内的水泥平台或砂砾石铺垫清理，清除各种固体废物。然后根据周边区域的自然现状对其进行恢复，使井场恢复

到相对自然的一种状态。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，成为污染地下水的通道。

退役期废气污染源主要为施工扬尘，采取洒水抑尘的措施；噪声污染源主要为车辆噪声，要求合理安排作业时间，控制车辆速度等措施；固体废物主要为封井过程中产生的废弃管道、建筑垃圾等，建筑垃圾委托周边工业固废填埋场合规处置。废弃管线维持现状，避免因开挖管线对区域生态环境造成二次破坏，管线内物质应清空干净，并按要求进行吹扫，确保管线内无残留采出液，管线两端使用盲板封堵。

3.4.2 施工期环境影响因素分析

本项目施工内容主要为井场工程、管线工程等，施工过程中占用土地，对地表植被及土壤环境造成一定的扰动。同时施工期间将产生废气、废水、噪声、固废等，对区域大气环境、声环境、地下水环境等产生一定的影响。

3.4.2.1 生态影响因素

井场施工以及管线开挖过程中需要占用土地，占用过程中需要对区域植被进行清理，在这个过程中，对原有地表进行了扰动，造成了区域植被覆盖度的降低和造成生物量的损失；施工过程中由于车辆运输、机械设备噪声等，造成区域野生动物受到惊吓，导致区域生物多样性发生了微弱变化。施工过程中对地表的扰动，破坏了原有生态系统的平衡，对区域生态系统造成了一定的影响。

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

占用土地包括临时占地和永久占地，将暂时或永久改变土地原有使用功能。临时占地主要为井场、管线施工便道的临时占地，施工结束后临时占地可恢复原有使用功能。永久占地主要为采油井场的永久占地。

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

根据估算，本工程总占地约 38.53hm^2，其中永久占地 3.488hm^2，临时占地 35.042hm^2。工程占地类型主要为农用地、灌木林地、草地、沙地等。

3.4.2.2 废气污染源及治理措施

本项目施工过程中废气包括测试放喷废气、储层改造废气、施工扬尘、施工机械设备、车辆尾气和焊接烟气。

（1）测试放喷废气

本工程测试放喷期间分离出的天然气经管线引至放空火炬点燃。据此，测试放喷期间大气污染物主要来自放空天然气燃烧产生的废气。

测试放喷期间油气通过分离器分离，油水混合物进入油水罐储存，分离出的气体燃烧放喷，当伴生气含有硫化氢时，通过燃烧转化成二氧化硫，可有效降低毒性气体的毒性。天然气放空产生的废气量取决于该井目的层天然气含量和测试放喷期间释放量，依据具体情况设定测试放喷时间，一般为 1～2d。

（2）施工扬尘

施工扬尘主要来自管沟开挖、场地平整、车辆运输过程中产生，井场施工过程中管沟开挖周期较短，且井场采取洒水抑尘，运输车辆采取减速慢行和苫盖措施，可有效降低扬尘对周围大气环境的不利影响。

（3）储层改造废气

储层改造过程压裂液为外购已配置好的压裂液，废气主要来源于压裂液现场暂存过程、压裂液注入过程以及压裂返排液暂存过程中产生的废气，主要成分为 HCl 等，采取压裂液和压裂返排液密闭罐存放措施，有效降低酸性废气排放。

（4）机械设备、车辆尾气及焊接烟气

在油田地面工程施工中使用多种燃油机动设备和运输车辆，会产生机械设备和车辆内燃机燃料燃烧废气，其污染物主要有颗粒物、SO_2、NO_2、C_mH_n等；燃油机械设备废气执行《非道路移动机械用柴油机排气污染物排放限值及测量方法（中国第三、四阶段）》（GB20891-2014）及修改单中排放限值要求；金属材质管线连接过程中会产生一定量的焊接烟气，污染物主要为金属氧化物。施工机械和运输车辆运行时间和管线焊接时间一般都较短，从影响范围和程度来看，施工机械废气对周围大气环境的影响是有限的。

3.4.2.3 废水污染源及治理措施

（1）钻井废水

钻井废水由冲洗钻台、钻具、地面、设备用水及起下钻时的泥浆流失物、泥浆循环系统的渗透物组成。根据类比目前富满油田钻井实际情况，井场产生的钻井废水约为 0.06m³/m，本项目钻井总进尺为 53900m，产生的钻井废水约为 3234m³。钻井废水由临时罐体收集，按泥浆体系不同分阶段全部用于配制钻井液，在钻井期间综合利用，不外排。

（2）试压废水

管道工程分段试压以测试管道的强度和严密性，本工程管道采用无腐蚀性洁净水作为试压介质，管道试压废水中主要污染物为 SS。管道试压分段进行，试压水排出后进入下一段管线循环使用，主要污染物为 SS，试压结束后，产生的试压废水按照每千米 2.5m³ 计算，本工程各类管线共计 31km，试压废水约为 77.5m³，主要污染物为 SS。新建管线的试压废水可用作场地降尘用水。

（3）生活污水

单个井场工程施工人数约 60 人，施工周期 160 天，按生活用水量 100L/d·人计，7 口新井生活用水量约 6720m³，阀组站施工人数约 20 人，施工周期 75 天，生活用水量约 150m³，合计生活用水量 6870m³，生活污水产生量按用水量的 80%计算则总产生量为 5496m³。生活污水中主要污染物为 COD、BOD_5、NH_3-N、SS 等；类比区域内周边油田现状，生活污水中主要污染物浓度 COD 为 400mg/L、BOD_5 为 200mg/L、NH_3-N 为 25mg/L、SS 为 220mg/L；各污染物的产量 COD 为 2.19t、BOD_5 为 1.09t、NH_3-N 为 0.14t、SS 为 1.21t。生活污水送至沙雅县污水处理厂处理。

（4）酸化压裂废水

钻井固定完毕后，需进行压裂完井，在储层改造过程中排出的酸化压裂废水中主要含有石油类、SS 等。根据区域现有井场历史钻井数据，酸化压裂废水返排率为 60%左右，项目钻井过程中单井井场改造液量为 1000m³，则本项目酸化压裂废水产生量为 7000m³。酸化压裂废水采取不落地直接排入回收罐中，见油气显示后随油气运至哈一联合站处置，未见油气显示作为二次改造液对富满油田内老井储层进行深度改造资源化利用。

3.4.2.4 噪声污染源及治理措施

项目施工期噪声主要包括土方施工、建构筑物结构施工、设备吊运安装、管沟开挖、管线铺设等过程中各种机械和设备产生的噪声，物料运输车辆交通噪声。参照《环境噪声与振动控制工程技术导则》（HJ2034-2013）中表 A.2 和类比油田开发工程中井场、集气站、管线铺设实际情况，项目施工期拟采用的各类施工设备产噪值见表 3.4-2。

表 3.4-2 主要施工设备噪声源不同距离声压级

序号	设备名称	噪声值 dB（A）	序号	设备名称	噪声值 dB（A）
1	装载机	88	5	钻机	110
2	挖掘机	90	6	压裂设备	90
3	运输车辆	90	7	放喷测试	95
4	吊装机	84	8	泥浆泵	109

3.4.2.5 固体废物及治理措施

本项目施工期产生的固体废物主要为施工过程中产生的施工土石方、施工废料、施工人员生活垃圾。

（1）施工土石方

1）井场

本工程施工期开挖土方主要产生于井场设备基础建设、管沟开挖等环节。本工程部署井场 7 座，新建跃满 1-H13 阀组站 1 座，工程区永久占地为 1.248hm^2，场平高度约为 1m，开挖量为 12480m^3，全部用于回填，场地平整。井场工程施工完成后需对裸露地面进行砾石压盖措施的处理，根据主体工程设计，砾石压盖厚度约 10cm，合计需砾石 1248m^3，所有砾石均外购自沙雅县周边的砂石料厂。

2）站场

跃满 1-H13 阀组站场地平整土方量：挖方 980m^3，填方 2700m^3，借方 1720m^3。

3）集输管线

本项目新建管线 31km，挖深 1.4m，管沟底宽 0.7m，则挖方量 30380m^3，全部用于回填，无弃方。

本项目土石方平衡见下表 3.4-3。

表 3.4-3 土方挖填方平衡表（单位：m^3）

工程分区	挖方	填方	借方量	弃方量

			数量	来源	数量	去向
井场工程	12480	12480	1248	沙雅县周边砂石料场	0	/
站场工程	980	2700	1720	沙雅县周边砂石料场	0	/
集输管线	30380	30380	0	/	0	/
道路	0	0	0	/	0	/
合计	43840	45560	2968	/	0	/

（2）钻井泥浆

工程使用膨润土泥浆及水基聚磺体系泥浆、水基聚磺体系泥浆在井口采用“振动筛+除砂器+处理器+离心分离机”分离岩屑后，进入泥浆罐循环使用。工程膨润土泥浆、水基聚磺体系泥浆使用过程中根据地层情况循环使用，泥浆钻井结束后回收，由罐车拉走用于下一口钻井使用；废弃聚磺钻井泥浆经不落地收集系统进行固液分离后，液相回用于钻井液配备，固相拉运至塔河南岸钻试修废弃物环保处理站妥善处理。非磺化泥浆钻井经处理达到《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）中污染物限值要求后，用于铺垫油区内的井场或道路。

（3）钻井岩屑

钻井过程中，岩石经钻头和泥浆的研磨而破碎成岩屑，岩屑经泥浆循环携带至井口，在地面经振动筛分离出来，送入井场内泥浆池中。

钻井岩屑产生量按以下经验公式计算：

$$W=\frac{1}{4}\times\pi\times D^2\times h\times 2$$

式中：W——钻井岩屑产生量，m^3；

D——井眼的平均直径，一开 406.4mm，二开 241.3mm，三开 168.275mm；

h——井深，一开 1500m，二开 2500m，三开 3000m。

利用上述公式计算，钻井岩屑膨胀系数取 2，本项目 7 座新钻井。本项目钻井过程中新井一开和二开上部（3000m 以上）采用膨胀土聚合物泥浆，新井二开下部（3000m 以下）采用聚磺泥浆。本项目钻井期内产生的岩屑量最大为 2629.34m^3，其中膨润土泥浆钻井岩屑 1842.19m^3，聚磺泥浆钻井岩屑 787.15m^3。

钻井期产生的岩屑随泥浆一同进入泥浆不落地系统在井场进行固液分离，液相回用于钻井液配置；废弃膨润土泥浆钻井岩屑经干化达到《油气田钻井固体废物综

合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）中污染物限值要求后，用于铺垫油区内的井场或道路；磺化泥浆钻井岩屑拉运至钻试修废弃物环保处理站进行处理，达到《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）中综合利用污染物限值要求，同时石油烃达到《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）表 2 第二类用地风险筛选值要求后，用于铺垫油区内的井场、道路等。

（4）废机油

钻井施工过程中机械检修时会产生少量废机油，检修期间地面应铺设防渗膜，采用钢制铁桶收集后暂存于撬装式危废贮存点中，防止废机油落地污染土壤和地下水。类比同类钻井工程，钻井期间产生的废机油量约为 0.3t/口，本项目新钻井 7 口，废机油产生量为 2.1t，废机油由区域具有危废处置资质的公司接收处置。

（5）烧碱废包装袋

钻井施工过程中配制钻井泥浆时会产生少量烧碱废包装袋属于危险废物，及时回收烧碱废包装袋，暂存于撬装式危废贮存点中。类比同类钻井工程，钻井期间产生的烧碱废包装袋约为 0.1t/口，本项目新钻井 7 口，烧碱废包装袋产生量为 0.7t，由区域具有危废处置资质的公司接收处置。

（6）废防渗材料

工程钻井期产生少量废防渗材料属于危险废物，类比同类钻井工程，钻井期间产生的废防渗材料约为 0.2t/口，本项目新钻井 7 口，废防渗材料产生量为 1.4t，由区域具有危废处置资质的公司接收处置。

（7）生活垃圾

本工程单个井场工程施工人数约 60 人，施工周期 160 天，平均每人每天产生生活垃圾 0.5kg，新井施工期生活垃圾产生量共计 33.6t；阀组站施工人数约 20 人，施工周期 75 天，施工期生活垃圾产生量共计 0.75t；则本项目施工期生活垃圾产生量共计 34.35t，生活垃圾集中收集，定期清运至库车生活垃圾焚烧发电厂处置。

综上所述，本工程钻井期各种污染物产生和排放情况见表 3.4-4。

表 3.4-4　本工程施工期各种污染物产生和排放情况一览表

项目	污染源	污染物	污染物产生量	处理措施	排放量	排放去向
废气	测试放喷废气	SO_2、NO_2、C_mH_n	/	测试放喷期间分离出的天然气经管线引至放喷池点燃	—	环境空气
	储层改造废气	HCl	/	采取压裂液和压裂返排液密闭罐存放措施，有效降低酸性废气排放	—	
	施工扬尘	颗粒物	/	洒水抑尘	/	
	焊接烟气	颗粒物	/	洒水抑尘	/	
	机械设备、车辆尾气及	SO_2、NO_2、C_mH_n	/	机械、车辆定期检修，状况良好，燃烧合格油品，不超负荷运行	/	
废水	钻井废水	pH、SS、挥发酚、COD、氨氮、硫化物、氯化物、石油类、溶解性总固体	3234	钻井废水临时罐体收集，按泥浆体系不同分阶段用于配制相应体系泥浆，在钻井期间综合利用，不外排	0	不外排
	试压废水	SS	77.5m^3	洒水抑尘	0	
	生活污水	COD、BOD_5、NH_3-N、SS	5496m^3	生活污水送至沙雅县污水处理厂处理	0	
	酸化压裂废水	SS、挥发酚、COD、氨氮、硫化物、氯化物、石油类、溶解性总固体	7000m^3	酸化压裂废水采取不落地直接排入回收罐中，见油气显示后随油气运至哈一联合站处置，未见油气显示作为二次改造液对富满油田内老井储层进行深度改造资源化利用	0	
固废	废弃膨润土泥浆及钻井岩屑	/	1842.19	废弃膨润土泥浆及钻井岩屑经不落地收集系统进行固液分离后，液相回用	0	不外排

				于钻井液配备，固相收集后排入岩屑池，经检测各污染物满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）中的相关限值，可用于油气田内部道路铺设、井场铺垫		
	废弃磺化泥浆及钻井岩屑	/	787.15	废弃磺化泥浆及钻井岩屑经不落地收集系统进行固液分离后，液相回用于钻井液配备，固相拉运至塔河南岸钻试修废弃物环保处理站处理	0	
	废机油	/	2.1t	收集后由区域具有危废处置资质的公司接收处置	0	
	废烧碱包装袋	/	0.7t			
	废防渗材料	/	1.4t			
	生活垃圾	/	34.35t	收集后统一定期清运至库车生活垃圾焚烧发电厂处置	0	
噪声	机械设备、施工设备等	/	84-110dB（A）	合理安排施工时间，基础减振、利用距离衰减	74-100 dB（A）	/

严禁复制

3.4.3 运营期环境影响因素分析

3.4.3.1 废气污染源及治理措施

结合《排污许可证申请与核发技术规范石化工业》（HJ853-2017）、《污染源源强核算技术指南准则》（HJ884—2018）等要求对无组织废气进行源强核算。

源强核算过程：

（1）无组织非甲烷总烃核算

在油气集输环节产生的挥发性有机物（VOCS）主要包括非甲烷总烃（烷烃等）、卤代烃，含氮有机化合物，含硫有机化合物等，对拟建工程而言，VOCS主要为非甲烷总烃。拟建工程运营过程中井场无组织废气主要污染物为从阀门等部分逸散的非甲烷总烃，参照《排污许可证申请与核发技术规范石化工业》（HJ853-2017）“5.2.3.1.2 设备与管线组件密封点泄漏挥发性有机物年许可排放量”中公式及取值参数对拟建工程无组织废气进行核算。

挥发性有机物流经的设备与管道组件密封点泄漏的挥发性有机物量按以下公式计算。

$$E_{设备} = 0.003 \times \sum_{i=1}^{n} \left(e_{TOC,i} \times \frac{WF_{VOCs,i}}{WF_{TOC,i}} \times t_i \right)$$

式中：

$E_{设备}$——设备与管道组件密封点泄漏的挥发性有机物年许可排放量，kg/a；

t_i——密封点 i 的年运行时间，h/a；

$e_{TOC,i}$——密封点 i 的总有机碳排放速率，kg/h；

$WF_{VOCs,i}$——流经密封点 i 的物料中挥发性有机物平均质量分数，根据设计文件取值；

$WF_{TOC,i}$——流经密封点 i 的物料中总有机碳平均质量分数，根据设计文件取值；

n——挥发性有机物流经的设备与管道组件密封点数。

表 3.4-5 设备与管道组件 $e_{TOC,i}$ 取值参数表

类型	设备类型	排放速率 eTOC,i/(kg/h 排放源)
石油炼制工业	连接件	0.028

	开口阀或开口管线	0.03
	阀门	0.064
	压缩机、搅拌器、泄压设备	0.073
	泵	0.074
	法兰	0.085
	其他	0.073

$WF_{VOCs,i}$和 $WF_{TOC,i}$比值取 1。根据设计单位提供的数据，项目井场涉及的阀门、法兰数量如表 3.4-6 所示。

表 3.4-6　拟建工程无组织废气核算一览表

序号	设备名称	密封点数量（个）	单个设备排放速率（kg/h）	排放速率（kg/h）	年运行时间（h）	年排放量（t）
单座采油井场原油流经的密封点（跃满 1-H13 井、跃满 2-H13 井、跃满 3-H11 井、跃满 1-H15 井、跃满 1-H9 井、跃满 1-H17 井、跃满 802-H4 井）						
1	阀门	15	0.064	0.003	8760	0.026
2	法兰件	38	0.002	0.010	8760	0.088
合计						0.114
跃满 1-H13 阀组站原油流经的密封点						
1	阀门	21	0.064	0.004	8760	0.035
2	法兰件	50	0.085	0.013	8760	0.114
合计						0.149

经核算，拟建工程 7 座井场非甲烷总烃无组织年排放量共计为 0.798t/a。

跃满 1-H13 阀组站非甲烷总烃无组织年排放量为 0.149t/a；

综上，本项目非甲烷总烃排放量为 0.947t/a。

（2）无组织硫化氢核算

无组织排放 H_2S 计算思路为：通过无组织排放的非甲烷总烃推算出无组织排放的天然气排放量，根据天然气中硫化氢的浓度，计算出硫化氢的排放量，计算过程如下。

拟建工程单座井场（跃满 1-H13 井、跃满 2-H13 井、跃满 3-H11 井、跃满 1-H15 井、跃满 1-H9 井、跃满 1-H17 井、跃满 802-H4 井）无组织排放废气中非甲烷总烃排放速率为 0.0063kg/h，天然气中 H_2S 占比 0.5%，H_2S 排放速率为 0.000032kg/h，按年有效工作时间 8760h 计算，年排放量共计为 0.0003t/a；7 座井场 H_2S 年排放量共计为 0.0021t/a。

阀组站阀组设备与管线组件泄漏无组织排放废气中非甲烷总烃排放速率为0.017kg/h，按年有效工作时间8760h计算，阀组站设备与管线组件泄漏无组织非甲烷总烃年排放量共计为0.149t/a；根据油气水物性参数，天然气中非甲烷总烃占比约28%，天然气中H_2S含量最大为0.12%，经计算，本项目阀组站H_2S无组织排放量为0.001t/a。

合计H_2S无组织排放量为0.0031t/a。

3.4.3.2 废水污染源及治理措施

（1）采出水

采出水主要来源于油气藏本身的底水、边水，且随着开采年限的增加呈逐渐增加上升状态。

根据项目预测开发指标，项目采出水最大为$4.389\times10^4m^3/a$（2033年），主要污染物为SS、石油类。采出水随油气混合物输送至跃满转油站拟建采出水处理系统，处理后的水质满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）中Ⅲ级标准，输至井场回注。

（2）井下作业废水

根据《关于发布〈排放源统计调查产排污核算方法和系数手册〉的公告》（环保部公告2021年第16号）中与石油和天然气开采专业及辅助性活动行业系数手册中产排污系数，计算井下作业废水的产生量。

表3.4-8　石油和天然气开采专业及辅助性活动产排污系数一览表

污染物类别	原料名称	工艺名称	规模等级	污染物指标	单位	产污系数
废水	压裂液	非低渗透油井加砂压裂	所有规模	废压裂液	立方米/井	119.94
	酸化液	非低渗透油井酸化压裂	所有规模	废酸化液	立方米/井	26.56
	洗井液	修井	所有规模	废洗井液	吨/井	25.29
	洗井液	低渗透油井洗井作业	所有规模	废洗井液	吨/井	27.13

本项目油藏储层为非低渗透储层，根据上表计算井下作业废水中压裂液产生量为119.94t/井次、酸化液产生量为26.56/井次、洗井液产生量为25.29t/井次。按井下作业每2年1次计算，则每年产生井下作业废水85.895t。本项目新建采油井场7座，则每

年产生井下作业废水 601.265t 。井下作业废水拉运至塔河南岸区块钻试修废弃物环保处理站，处理后满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022）表 1 第V 类水质标准后回注地层。

拟建工程运营期井场废水产生情况见表 3.4-9。

表 3.4-9 拟建工程运营期废水产生情况一览表

类别	序号	污染源	产生量（t/a）	排放量（t/a）	主要污染物	产生特点	治理措施
废水	W1	采出水	43890	0	SS、石油类	连续	进入跃满转油站拟建采出水处理系统，处理后的水质满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）中Ⅲ级标准，输至井场回注
	W2	井下作业废水	601.265	0	pH、SS、挥发酚、COD、氨氮、硫化物、氯化物、石油类、溶解性总固体	间歇	井下作业废水依托哈四联隔油池或富源 7 井废液处理站处理后，水质满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）中 V 级标准，回注地层。

3.4.3.3 噪声污染源及治理措施

运营期噪声源主要为采油树，参照《环境噪声与振动控制工程技术导则》(HJ 2034-2013）中表 A.2 和类比油气田开发工程中实际情况，产噪声级在 85dB(A），参照《污染源源强核算技术指南石油炼制工业》（HJ982-2018）中机泵噪声源强范围为 85～90dB（A）、压缩机噪声源强范围为90～98dB（A）。油气生产分离撬噪声参考取80dB（A），输水泵、注水泵橇噪声取85dB（A），井口移动注氮橇噪声取 95dB（A），具体见表 3.4-10。

表 3.4-10　本项目单座井场噪声污染源强一览表

序号	噪声源名称		数量/（台/套）	源强（dB（A））	降噪措施	降噪效果（dB（A））
1	采油井场	采油树	1	85	基础减振	15
2	注水井场	移动注水泵撬	1	85	基础减振	15
3	注气井场	井口移动注氮	1	95	基础减振	15

3.4.3.4 固体废物及治理措施

根据《关于印发（危险废物环境管理指南陆上石油天然气开采）等七项危险废物环境管理指南的公告》（公告 2021 年第 74 号）中附件 1《危险废物环境管理指南陆上石油天然气开采》，结合本工程建设内容，识别的固体废物污染源如下：

（1）落地油

本工程运营期产生的落地油主要来源于井下作业环节、采油环节、集输环节。

井下作业环节中由于非正常原因导致原油散落地面形成的油土混合物，采油环节中由于井场涉油设施阀门、法兰等的渗漏导致原油散落于地面形成的油土混合物，集输管线刺穿等原因导致原油散落地面形成的油土混合物，主要含有矿物油等。井场涉油设施阀门、法兰等以及集输管线会定期检修，产生的落地油很少，一旦产生将 100%回收，回收后的落地油使用专用桶收集后交由有危废处置资质的单位处置。本工程井下作业时带罐作业，为防止产生落地油，井口排出物全部进罐，做到原油 100%回收，类比区块内油井作业污泥产生量，约 50kg/井·次，作业频次一般 2 年，约合 0.025t/a·井，本工程共 5 口井，产生落地油量为 0.175t/a。本次评价要求落地油回收率为 100%，收集后委托有资质单位接收处置。

（2）废防渗材料

场地清理时拆除的原防渗区域为防止矿物油等污染土壤和地下水而铺设的防渗材料，主要含有矿物油等。作业场地下方铺设防渗材料，产生的落地油直接落在防渗材料上，目前油田使用的防渗材料均可重复利用，平均重复利用 1～2 年。单块防渗材料重约 250kg（12m×12m），每口井作业用 2 块，约合 0.5t/a·井。则本工程 7 口井产生废弃防渗材料最大量约 3.5t/a，集中收集后，委托有资质单位接收处置。

（3）含油蜡渣

跃满北区块原油性质具有“轻质、低粘度、低含硫、低胶质＋沥青质、中~高含蜡”的特点。该区块平均含蜡量为 12.65%，若不及时清理，结蜡会缩小油管过流断面，增大流体流动阻力，造成气井产能下降，严重时可堵塞井筒，导致停产，同时会加剧井下管柱腐蚀，损坏井下工具设备。因此生产运行期间需根据井下结蜡情况，开展定期清蜡作业，保障气井安全稳定生产。本项目运营期单井每年清蜡 2 次，每次清蜡产生含油蜡渣 15kg/井·次，每年产生含油蜡渣 0.21t/a。本工程采用机械清蜡工艺，机械清蜡刮下来的蜡裹挟原油、铁屑、地层泥沙，属危险废物。

（4）废润滑油

本项目井场泵类定期维护保养会产生一定量废润滑油，类比同类型井场，本项目废润滑油产生量约为 1.05t/a，集中收集后，委托有资质单位接收处置。

（5）废润滑油桶

本项目井场泵类定期维护保养会产生一定量废润滑油桶，类比同类型井场，本项目废润滑油桶产生量约为 0.2t/a，集中收集后，委托有资质单位接收处置。

（6）废分子筛

本项目注氮井场移动注氮橇为保持设备制氮效率会定期更换碳分子筛，类比同类型井场，本项目废分子筛产生量约为0.64t/a，定期由厂家更换回收或进入固废场填埋处置。

危险废物情况见表 3.4-11。

表 3.4-11 拟建工程危险废物及防治措施情况一览表

危险废物名称	废物类别	废物代码	产生量(t/a)	产生工序及装置	形态	主要成分	有害成分	产废周期	危废特性	污染防治措施
落地油	HW08	071-001-08	0.175	油气开采、井下作业	固态	油类物质、泥沙	油类物质	/	T,I	集中收集后，委托有资质单位接收处置
含油蜡渣	HW08	071-002-08	0.21	清蜡	固态	原油、铁屑、地层泥沙	油类物质	半年	T,I	
废防渗材料	HW08	900-249-08	3.5	场地清理环节	固态	废矿物油	油类物质	/	T,I	
废润滑油桶	HW08	900-249-08	0.2	设备维护	液态	废矿物油	油类物质	/	T,I	
废润滑油	HW08	900-217-08	1.05	设备维护	液态	废矿物油	油类物质	/	T,I	进入原油处理系统资源回用
废分子筛	SW	12900-009-S59	0.64	移动注氮	固态	/	/	/	/	定期由厂家更换回收或进入固废场填埋处置

综上所述，本工程运营期各种污染物产生和排放情况见表 3.4-12。

表 3.4-12 运营期污染物排放汇总

类别	工段	污染源	污染物	产生量（t/a）	排放量（t/a）	排放去向
废气	油气集输	无组织排放废气	NMHC	0.947	0.947	大气
			H_2S	0.0031	0.0031	
废水	采出水		废水量	43890（2033 年）	0	采出水随采出液输至跃满转油站拟建采出水处理系统，处理后的水质满足≪碎屑岩油藏注水水质

					指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）中Ⅲ级标准，输至井场回注。
	井下作业废水		废水量	601.265	0	井下作业废水依托哈四联隔油池或富源7井废液处理站处理后，水质满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）中V级标准，回注地层。
固体废物	井场作业	落地油	/	0.175	0	委托有资质单位处理
		含油蜡渣	/	0.21	0	
		废防渗材料	/	3.5	0	
		废润滑油桶	/	0.2	0	
		废润滑油	/	1.05	0	进入原油处理系统资源回用
		废分子筛	/	0.64	0	定期由厂家更换回收或进入固废场填埋处置
噪声	采油树分离器巡检车辆	机械噪声、交通噪声	/	60~80 dB(A)	/	选用低噪声设备，采取减振、隔声、消声等降噪措施

3.4.4 退役期环境影响因素分析

3.4.4.1 废气污染源及治理措施

（1）退役期废气主要是施工过程中产生的扬尘，要求退役期作业时，采取洒水抑尘的降尘措施，同时要求严禁在大风天气进行作业。

（2）运输车辆使用符合国家标准的油品。

（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。

3.4.4.2 废水污染源及治理措施

退役期无废水污染物产生，要求在闭井作业过程中，严格按照《废弃井封井回填技术指南（试行）》（环办土壤函〔2020〕72号）、《废弃井及长停井处置指南》（SY/T6646-2017）要求进行施工作业，首先对井场进行环境风险评估，根据评估等

级分别采用不同的固井、封井方式，确保固井、封井措施的有效性，避免发生油水窜层。

3.4.4.3 噪声污染源及治理措施

退役期噪声主要为运输车辆产生的噪声，主要采取以下措施：

（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。

3.4.4.4 固体废物及治理措施

退役期固废主要为废弃管线、废建筑垃圾和废防渗材料，采取以下措施：

（1）废弃管线维持现状，避免因开挖管线对区域生态环境造成二次破坏，管线内物质应清空干净，并按要求进行吹扫，确保管线内无残留采出液，管线两端使用盲板封堵。

（2）地面设施拆除、井场清理等工作中会产生废弃管线、建筑垃圾，应集中清理收集。建筑垃圾收集后送区域工业固废填埋场妥善处置；

（3）对废弃井应封堵，拆除井口装置，地下截去一定深度的表层套管，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。

（4）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。

（5）退役期管线、设备拆卸过程中应防止废液泄漏污染地面；沾有油污的废弃管线和废防渗材料应作为危废管理；清理井场、管线施工区遗留的一切杂物，清除井场周边污染土壤。

3.4.4.5 生态恢复措施

单井开采后，油气储量逐渐下降，最终进入退役期。后期按照要求对井口进行封堵，并对井场生态恢复至原貌。采取的生态恢复措施如下：

（1）施工期间，施工车辆临时停放尽可能利用现有空地，并严格控制施工作业带，严禁人为破坏作业带以外区域植被；各种机动车辆固定线路，禁止随意开路。

（2）闭井后要拆除井架、井台，并对井场土地进行平整，清除地面上残留的污染物等。

（3）经治理井口装置及相应设施应做到不漏油、不漏气、不漏电，井场无油污、无垃圾。

3.4.5 非正常排放

非正常生产排放包括设备检修、工艺设备运转异常等非正常工况的污染物排放，如工艺设备和环保设施不能正常运行时污染物的排放等。

本项目油气集输过程中，若井口压力过高，此时利用防喷器迅速封闭井口，打开放喷管线阀门泄压，采出液通过放喷管线直接进入放喷池，事故放喷一般时间较短。本工程井场非正常排放见表 3.4-13。

表 3.4-13 井场非正常排放情况一览表

非正常排放源	非正常排放原因	污染物	污染物排放速率/(kg/h)	单次持续时间/h	年发生频次/次
放喷口	井口压力过高	NMHC	0.8	0.17	1
		H2S	0.004		

本工程运行过程中，项目集输管线可能由于腐蚀、老化或其他原因破损泄漏，会对周边土壤造成一定的污染。发生事故后应及时维修，将周围污染的土壤收集置于密闭容器中，委托有资质单位进行接收处置。现哈得采油气管理区具备完善的事故应急预案及风险防范措施，定期巡线，可以大大降低事故的发生概率。

3.4.6 清洁生产水平分析

3.4.6.1 运行期清洁生产分析

（1）集输及处理清洁生产工艺

①本项目所在区块具备完善的油气集输管网，最终进入联合站集中处理，全过程密闭集输，降低损耗，减少烃类物质的挥发量。

②采用全自动控制系统对主要采油和集输工艺参数进行控制，能够提高管理水平，尽量简化工艺过程，减少操作人员，同时使集输系统的安全性、可靠性得到保证，实现集输生产过程少放空，减少天然气燃烧对环境的污染。

③井下作业起下油管时，安装自封式封井器，避免油气喷出。

④对施工中的运输车辆采取防渗漏、防溢流和防散落措施。

⑤井下作业过程中，对产生的散落原油和废液采用循环作业罐(车)收集。

⑥井下作业过程中铺防渗土工膜防止原油落地。

⑦优化布局，减少建设用地。为了尽量减少对当地地形地貌的破坏和扰动，充分利用已建道路解决道路交通问题。按工艺流程进行优化组合，布置紧凑。管线、水、电、道路等沿地表自然走向敷设，最大限度地减少了对自然环境和景观的破坏，土方量也大大减少。

（2）节能及其它清洁生产措施分析

①优化简化单井集输管网，降低生产运行时间；

②管线均进行保温，减少热量损失；

③选用节能型电气设备。井场的动力、供电等设备根据设计所确定的用电负荷，在保证安全要求的前提下，选择节能型的设备，防止造成大量能耗，从而降低生产成本；

④采用自动化管理，提高了管理水平。

（3）建立有效的环境管理制度

本项目将环境管理和环境监测纳入油田安全环保部门负责，采用 QHSE 管理模式，注重对员工进行培训，使员工自觉遵守 QHSE 管理要求，保护自身的安全和健康。为减少和杜绝环境污染事故的发生，建立、健全管理规章制度，制订了详细的污染控制计划和实施方案，责任到人，指标到岗，实施监督；实行公平的奖惩制度，大力弘扬保护环境的行为。

本次评价采用《石油和天然气开采行业清洁生产评价指标体系（试行）》，分别对井下作业、采油作业等三个油田开发阶段进行清洁生产指标分析，油气勘探开发企业清洁生产评价指标体系的各评价指标、评价基准值和权重值见表 3.4-14 至表 3.4-15。

表 3.4-14 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	估算值	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	≤5.0	10
		新鲜水消耗	m^3/井	10	≤5.0	≤5.0	10

			次				
		单位能耗	/	10	行业基本水平	符合	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	作业废液量	kg/井次	10	≤3.0	≤3.0	10
		石油类	kg/井次	5	甲类区：≤10；乙类区：≤50	乙类区≤50	5
(4)污染物产生指标	30	COD	kg/井次	5	甲类区：≤100；乙类区：≤150	乙类区≤150	5
		含油油泥	kg/井次	5	甲类区：≤50；乙类区：≤70	乙类区≤70	5
		一般固体废物(生活垃圾)	kg/井次	5	符合环保要求	符合	5

定性指标					
一级指标	权重值	二级指标		指标分值	本工程
(1)生产工艺及设备要求	40	防喷措施	有效	5	5
		地面管线防刺防漏措施	按标准试压	5	5
		防溢设备(防溢池设置)	具备	5	5
		防渗范围	废水、使用液、原油等可能落地处	5	5
		作业废液污染控制措施	集中回收处理	10	10
		防止落地原油产生措施	具备原油回收设施	10	10
(2)环境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	15
		开展清洁生产审核		20	20
		制定节能减排工作计划		5	5
(3)贯彻执行环境保护法规符	20	满足其他法律法规要求		20	20

合性				

表 3.4-15 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	本项目	
						实际值	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	≤50	30
(2)资源综合利用指标	30	余热余能利用率	%	10	≥60	0	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	≤10	5
		COD	mg/L	5	乙类区≤150	60	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
		采油废水有效利用率	%	7.5	≥80	100	7.5

定性指标						
一级指标	指标分值	二级指标		指标分值	本项目得分	
					实际情况	得分
(1)生产工艺及设备要求	45	井筒质量		5	井筒实施完好	5
		采油	套管气回收装置	10	无	0
			防止落地原油产生措施	10	先进	10
		采油方式	采油方式经过综合评价确定	10	先进	10
		集输流程	全密闭流程，并具有轻烃回收装置	10	全密闭	10
(2)环境管理体系建设及清洁生产审核	35	建立 HSE 管理体系并通过认证		10	已建立	10
		开展清洁生产审核并通过验收		20	已开展	20
		制定节能减排工作计划		5	已制定	5

(3)贯彻执行环境保护政策法规的执行情况	20	建设项目环保“三同时”制度执行情况	5	已落实	5
		建设项目环境影响评价制度执行情况	5	已落实	5
		老污染源限期治理项目完成情况	5	不涉及限期治理项目	5
		污染物排放总量控制与减排指标完成情况	5	已完成	5

3.4.6.2 评价指标体系计算及结论

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；

S_i——第 i 项评价指标的单项评价指数；

K_i——第 i 项评价指标的权重值。

②定性评价指标的考核评分计算

定性评价指标考核总分值的计算公式为：

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

式中：

P_2——定性评价二级指标考核总分值；

F_i——定性评价指标体系中第 i 项二级指标的得分值；

N——参与考核的定性评价二级指标的项目总数。

③综合评价指数考核评分计算

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。

由表计算得出：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；采油作业定量指标得分 90 分，定性指标得分 100 分，综合评价指数得分 94 分。

根据目前我国石油和天然气开采行业的实际情况，不同等级的清洁生产企业的综合评价指标见表 3.4-16。

表 3.4-16 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

根据计算，本工程在执行各类环境保护、节能降耗措施后，综合评价指数得分 94 分，整体可达到清洁生产先进企业水平。

3.4.7 污染物排放“三本账”

本工程实施后“三本账”的排放情况见表 3.4-17。

表 3.4-17 拟建工程实施后跃满区块“三本账”情况一览表　单位：t/a

类别	废气					废水	固废
	颗粒物	二氧化硫	氮氧化物	非甲烷总烃	硫化氢		
现有跃满区块排放量	0.86	0.34	12.81	8.919	0.058	0	0
拟建工程新增排放量	0	0	0	0.947	0.0031	0	0
以新带老削减量	0	0	0	0	0	0	0
拟建工程实施后排放量	0.86	0.34	12.81	9.866	0.0611	0	0
拟建工程实施后增减量	0	0	0	+0.947	+0.0031	0	0

3.4.8 污染物总量控制分析

3.4.8.1 总量控制原则

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

3.4.8.2 污染物总量控制因子

根据国家“十五五”污染物排放总量控制要求，污染物排放总量控制因子如下：废气污染物：NO_X、VOCs；废水污染物：COD、NH_3-N。

3.4.8.3 总量控制建议指标

（1）施工期

由于施工期作业集中于较短时间内，施工期间排放的污染物将随施工的结束而消亡，故不考虑对施工期产生的污染物进行总量控制。

（2）运营期

根据项目工程特点，本工程油气集输和处理采用密闭集输工艺，废气污染物主要为集输过程产生的无组织排放的 VOCs 为 0.947t/a。

运营期采出水输至跃满转油站拟建采出水处理系统，处理后的水质满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）中Ⅲ级标准，输至井场回注；井下作业废水依托哈四联隔油池或富源 7 井废液处理站处理后，水质满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）中 V 级标准，回注地层。

故本次评价提出的总量控制建议指标为：VOCs0.947t/a。

3.5 相关政策法规、规划符合性分析

3.5.1 产业政策符合性分析

本工程为石油开采项目，属于国家战略性矿产资源开发，属于“常规石油、天然气勘探与开采”项目，结合《产业结构调整指导目录（2024 年本）》，本工程属于第一类“鼓励类”第七条“石油天然气”第一款“石油天然气开采”，为鼓励类产业，符合国家当前产业政策要求。

3.5.2 相关政策、规范、规划符合性分析

3.5.2.1 主体功能区划符合性分析

本工程位于富满油田跃满北区块内，不涉及生态保护红线及水源地、风景名胜区等，根据《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》，本工程不在新疆维吾尔自治区主体功能区规划划定的禁止开发区。本工程主要建设井场、站场及集输管线，主要

目的是满足富满油田跃满北区块产能开发的需要，开发强度不会超过塔里木油田“十四五”发展规划目标。项目施工过程中严格控制施工占地，井场建设和管线敷设完成后，采取措施及时恢复临时占地，尽可能减少对区域生态环境的影响。

综上所述，项目未处于主体功能区划中的禁止开发区，与区域主体功能区划目标相协调。

3.5.2.2 相关政策符合性分析

本项目与《石油天然气开采业污染防治技术政策》（公告 2012 年第 18 号）、《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函〔2019〕910 号）、《转发〈关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价的通知〉的通知》（新环环评发〔2020〕142 号）、《关于规范临时用地管理的通知》（自然资规〔2021〕2）等文件符合性分析见下表。

表 3.5-1 与相关政策符合性分析一览表

文件名称	文件要求	本工程	符合性
《石油天然气开采业污染防治技术政策》（公告 2012 年第 18 号）	要遏制重大、杜绝特别重大环境污染和生态破坏事故的发生。要逐步实现对行业排放的石油类污染物进行总量控制	本工程运营期采出水输至跃满转油站拟建采出水处理系统，处理后的水质满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）中III级标准，输至井场回注；井下作业废水依托哈四联隔油池或富源 7 井废液处理站处理后，水质满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）中V级标准，回注地层。同时采取切实可行的地下水污染防治和监控措施，防止造成地下水污染	符合
	油气田建设应总体规划，优化布局，整体开发，减少占地和油气损失，实现油气和废物的集中收集、处理处置。	本工程建设布局合理，已在设计阶段合理选址，合理利用区域现有道路，减少项目占地；油气采取密闭集输工艺，输送至哈一	符合

		联合站集中处理	
	在油气集输过程中，应采用密闭流程，减少烃类气体排放	本工程油气集输过程为密闭流程	符合
	在油气开发过程中，应采取措施减轻生态影响并及时用适地植物进行植被恢复	本评价已提出生态影响减缓措施	符合
	在钻井和井下作业过程中，鼓励污油、污水进入生产流程循环利用，未进入生产流程的污油、污水应采用固液分离、废水处理一体化装置等处理后达标外排	运营期井下作业废水拉运至塔河南岸钻试修废弃物环保处理站处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)表1第V类水质标准要求后回注地层	符合
《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函〔2019〕910号）	项目环评应当深入评价项目建设、运营带来的环境影响和环境风险，提出有效的生态环境保护和环境风险防范措施。滚动开发区块产能建设项目环评文件中还应对现有工程环境影响进行回顾性评价，对存在的生态环境问题和环境风险隐患提出有效防治措施。依托其他防治设施的或者委托第三方处置的，应当论证其可行性和有效性	本工程已在报告中提出有效的生态环境保护和环境风险防范措施，并在报告中对现有区块开发情况及存在的问题进行了回顾性评价，同时针对废水、固废处置的依托进行了可行性论证	符合
	未确定产能建设规模的陆地油气开采新区块，建设勘探井应当依法编制环境影响报告表。海洋油气勘探工程应当填报环境影响登记表并进行备案。确定产能建设规模后，原则上不得以勘探名义继续开展单井环评。勘探井转为生产井的，可以纳入区块环评。自2021年1月1日起，原则上不以单井形式开展环评。过渡期间，项目建设单位可以根据实际情况，报批区块环评或单井环评。	根据《全国矿产资源规划（2021-2025年）》，本项目属于规划中的塔里木盆地富满油田跃满北区块油气能源资源基地。项目的建设是为加强富满油田油气能源资源基地油气田勘探开发，满足促进增储上产需求的。	符合
	施工期应当尽量减少施工占地、缩短施工时间、选择合理施工方式、落实环境敏感区管控要求以及其他生态环境保护措施，降低生态环境影响。钻井和压裂设备应当优先使用网电、高标准清洁燃油，减少废气排放。选用	本工程报告中已提出施工过程中严格控制作业带，减少施工占地的措施，要求施工结束后及时进行恢复清理，落实报告中提出的生态保护措施，避免对	符合

	低噪声设备，避免噪声扰民。施工结束后，应当及时落实环评提出的生态保护措施	区域生态环境造成影响	
	油气长输管道及油气田内部集输管道应当优先避让环境敏感区，并从穿越位置、穿越方式、施工场地设置、管线工艺设计、环境风险防范等方面进行深入论证。高度关注项目安全事故带来的环境风险，尽量远离沿线居民油气企业应当加强风险防控，按规定编制突发环境事件应急预案，报所在地生态环境主管部门备案	本工程油气集输管线采取埋地敷设方式，敷设管线未穿越红线，不在生态保护红线范围内，在采取严格完善的环境风险防范措施和应急措施后，环境风险可防控，哈得采油气管理区制定有《塔里木油田公司哈得采油气管理区突发环境事件应急预案》并进行了备案（备案编号：652924-2025-004-L）	符合
《转发〈关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价的通知〉的通知》（新环环评发〔2020〕142号）	加快推进油气发展（开发）相关规划编制，并依法开展规划环境影响评价。对已批准的油气发展（开发）规划在实施范围、适用期限、规模、结构和布局等方面进行重大调整或修订的，应当依法重新或补充进行环境影响评价。油气开发规划实施满5年的应当及时开展规划环境影响跟踪评价	塔里木油田分公司已完成《塔里木油田“十四五”发展规划》，并取得新疆维吾尔自治区生态环境厅审查意见（新环审〔2022〕214号）	符合
《关于规范临时用地管理的通知》（自然资规〔2021〕2）	建设项目施工、地质勘查使用临时用地时应坚持“用多少、批多少、占多少、恢复多少”，尽量不占或者少占耕地。使用后土地复垦难度较大的临时用地，要严格控制占用耕地。铁路、公路等单独选址建设项目，应科学组织施工，节约集约使用临时用地。制梁场、拌合站等难以恢复原种植条件的不得以临时用地方式占用耕地和永久基本农田，可以建设用地方式或者临时占用未利用地方式使用土地	项目施工过程中严格控制施工占地，井场建设和管线敷设完成后，采取措施及时恢复临时占地，尽可能减少对区域生态的影响	符合
	油气资源探采合一开发涉及的钻井及配套设施建设用地，可先以临时用地方式批准使用，勘探结束转入生产使用的，办理建设用地审批手续	严格按照有关规定办理建设用地审批手续	符合
《国务院关于印发〈空	坚决遏制高耗能、高排放、低水平项目盲目上马；加快退出重点行业落后	本工程为陆地石油开采项目，属于国家“鼓励类”项	符合

气质量持续改善行动计划〉的通知》（国发〔2023〕24号）	产能；全面开展传统产业集群升级改造；优化含 VOCs 原辅材料和产品结构；推动绿色环保产业健康发展	目，不在“三高”行业之列	
	大力发展新能源和清洁能源；严格合理控制煤炭消费总量；积极开展燃煤锅炉关停整合；实施工业炉窑清洁能源替代；持续推进北方地区清洁取暖	本工程采用密闭集输工艺	符合
	强化 VOCs 全流程、全环节综合治理。鼓励储罐使用低泄漏的呼吸阀、紧急泄压阀，定期开展密封性检测。汽车罐车推广使用密封式快速接头。污水处理场所高浓度有机废气要单独收集处理；含 VOCs 有机废水储罐、装置区集水井（池）有机废气要密闭收集处理。重点区域石化、化工行业集中的城市和重点工业园区，2024 年年底前建立统一的泄漏检测与修复信息管理平台。企业开停工、检维修期间，及时收集处理退料、清洗、吹扫等作业产生的 VOCs 废气。企业不得将火炬燃烧装置作为日常废气处理设施	建设单位在运营期须加强 VOCs 泄漏检测，定期对油气生产设施开展密封性检测	符合
	推进重点行业污染深度治理。高质量推进钢铁、水泥、焦化等重点行业及燃煤锅炉超低排放改造。到 2025 年，全国 80%以上的钢铁产能完成超低排放改造任务；重点区域全部实现钢铁行业超低排放，基本完成燃煤锅炉超低排放改造；推进燃气锅炉低氮燃烧改造。	本工程不涉及	符合
《固体废物综合治理行动计划》	严格落实产业、环保、节能等政策，依法依规淘汰落后产能。强化工业园区固体废物源头管控。大力推行绿色设计，支持企业改进生产工艺和装备，强化工业生产精细化管控，降低固体废物产生强度。	本工程严格执行国家及地方产业、环保与节能政策，选用先进生产工艺与装备，不属于落后产能淘汰范畴。工程推行绿色设计，通过工艺优化与精细化生产管理，有效降低了固体废物产生强度	符合
	加强工业固体废物规范化管理。完善工业固体废物管理台账制度，强化全链条跟踪管控。推行工业固体废物分类收集贮存，防范混堆混排。禁止向	本工程建立了完善的工业固体废物管理台账，对固体废物的产生、收集、贮存、转移、处置全过程进	符合

	生活垃圾收集设施中投放工业固体废物。严格执行工业固体废物、危险废物跨省转移审批制度。规范各类企业危险废物收集管理。	行跟踪记录。工程实施工业固体废物分类收集、分区贮存，杜绝混堆混排行为，严禁将工业固体废物投放至生活垃圾收集设施。危险废物收集、暂存、转运环节均符合相关规范要求	

3.5.2.3 相关规范符合性分析

（1）与《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》（DZ/T0317-2018）的符合性分析

本项目与《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》（DZ/T0317-2018）的符合性分析见表 3.5-2。

表 3.5-2 与《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》符合性分析

文件名称	文件要求	本工程	符合性
《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》（DZ/T0317-2018）	因矿制宜选择开采工艺和装备，符合清洁生产要求。应贯彻“边开采，边治理，边恢复”的原则，及时治理恢复矿区地质环境，复垦矿区压占和损毁土地	项目提出施工期结束后，恢复管线临时占地，符合“边开采，边治理，边恢复”的原则	符合
	应遵循矿区油气资源赋存状况、生态环境特征等条件，科学合理地确定开发方案，选择与油气藏类型相适应的先进开采技术和工艺，推广使用成熟、先进的技术装备，严禁使用国家明文规定的限制和淘汰的技术工艺及装备	本项目开发方案设计考虑了富满油田油气资源赋存状况、生态环境特征等条件，所选用的技术和工艺均成熟、先进	符合
	集约节约利用土地资源，土地利用符合用地指标政策。合理确定站址、场址、管网、路网建设占地规模	项目井场永久占地和管线临时占地规模均从土地资源节约方面考虑，尽可能缩小占地面积和作业带宽度	符合

（2）与《新疆维吾尔自治区重点行业生态环境准入条件（2024 年）》的符合性分析

本项目与《新疆维吾尔自治区重点行业生态环境准入条件（2024 年）》的符合性分析见表 3.5-3。

表 3.5-3 与《新疆维吾尔自治区重点行业生态环境准入条件（2024 年）》

符合性分析一览表

文件名称	文件要求	本工程	符合性
《新疆维吾尔自治区重点行业生态环境准入条件（2024年）》	石油、天然气开发项目的选址与布局应符合自治区或油气企业相关油气开发专项规划及规划环评要求，原则上应当以区块为单位开展环境影响评价工作。	本工程属于塔里木油田“十四五”规划中富满油田，并以区块为单位开展环境影响评价工作。	符合
	施工期应当尽量减少施工占地、严格控制施工作业面积、缩短施工时间、选择合理施工方式、落实环境敏感区管控要求以及其他生态环境保护措施，有效降低生态环境影响。	本工程井场永久占地以及管线临时占地规模均尽可能缩小占地面积和作业带宽度。	符合
	陆地油气开发项目应当对挥发性有机物液体储存和装载损失、废水集输和处理系统、设备与管线组件泄漏、非正常工况等挥发性有机物无组织排放源进行有效管控，通过采取设备密闭、废气有效收集及配套高效末端处理设施等措施，有效控制挥发性有机物和恶臭气体无组织排放，油气集输损耗率不得高于0.5%。工艺过程控制措施、废气收集处理措施以及站场边界非甲烷总烃排放浓度应满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728）要求。锅炉、加热炉、压缩机等装置应优先使用清洁燃料或能源，燃煤燃气锅炉、加热炉废气排放应达到《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271）要求，有地方标准的按地方标准执行。	本项目采取密闭集输工艺，井场边界非甲烷总烃排放浓度满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728）要求；H_2S无组织排放满足《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）中新建项目二级标准。	符合
	陆地油气开发项目产生的废水应经处理后优先回用，无法回用的应满足国家和地方相关污染物排放标准后排放，工业废水回用率应达到90%以上。钻井及储层改造应采用环境友好的油田钻井及储层改造应采用环境友好的油田化学助剂、酸化液、压裂液、钻井液，配备完善的固控设备，钻井液循环率应达到95%以上，压裂废液、酸化废液等井下作业废水应100%返排入罐。 涉及废水回注的，应采取切实可行的地下水污染防治和监控措施，不得回注与油气开采无关的废水，严禁造成地下水污染；在相关行业污染控制标准发布前，回注水应满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329）等相关标准要求。	本项目运营期采出水输至跃满转油站拟建采出水处理系统，处理后的水质满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）中III级标准，输至井场回注；井下作业废水依托哈四联隔油池或富源7井废液处理站处理后，水质满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）中V级标准，回注地层。	符合

	废弃钻井泥浆及岩屑应采取“泥浆不落地”工艺，勘探、开发过程产生的落地原油回收率应达到 100%。废弃水基钻井泥浆及岩屑经“泥浆不落地”设备处理后，固相优先综合利用，暂时不利用或者不能利用的，应按照《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB18599）处置；废弃油基钻井泥浆及岩屑、落地油、清罐底泥、含油污泥、含油清管废渣、油气处理厂过滤吸附介质、废脱汞剂等危险废物，应按照国家有关规定制定危险废物管理计划，建立危险废物管理台账，依法依规自行处置或委托有相应资质的单位无害化处置。固体废物无害化处置率应达到 100%。	本工程井下作业时带罐作业，防止产生落地油，井口排出物全部进罐，落地油回收率为 100%，回收后的落地油使用专用桶收集后交由有危废处置资质的单位处置。废防渗材料主要在修井作业过程中产生。修井作业时，作业场地下方铺设防渗材料，产生的落地油直接落在防渗材料上，作业施工结束后，由施工单位将废弃的含油防渗材料集中收集，委托交由有危废处置资质的单位处置。井场泵类定期维护保养产生的废润滑油、废润滑油桶集中收集后，委托有资质单位接收处置；	符合
	噪声排放应达到《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348）要求。	在采取低噪声设备、基础减震等措施的情况下，本工程井场厂界噪声排放能达到《工业企业厂界环境噪声排放标准》2 类标准（GB12348）要求。	符合

3.5.2.4 相关规划符合性分析

根据评价区块的地理位置，项目区位于新疆阿克苏地区沙雅县境内，所在地涉及的相关地方规划包括：《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十五个五年规划纲要》《阿克苏地区国民经济和社会发展第十五个五年规划纲要》《新疆生态环境保护“十四五”规划》《阿克苏地区生态环境保护“十四五”规划》《塔里木油田“十四五”发展规划》等。本工程与相关规划符合性分析结果见表 3.5-4、表 3.5-5。

表 3. 5-4 本工程与相关规划符合性分析一览表

文件名称	文件要求	本工程	符合性
《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十五个五年规划纲要》	加快油气资源勘查开发和增储上产，加大深地和煤层气、页岩油(气)等非常规油气资源勘查开发力度，提高油气采收率。 提升油气勘探力度。以塔里木、准噶尔大型盆地为重点，兼顾吐哈、三塘湖、焉耆、伊犁等中小盆地，以深层超深层、非常规为主攻方向，大力实施油气增储工程。 提高油气开发水平。深挖老区开采潜	本工程属于塔里木盆地油气开采项目，项目位于富满油田。	符合

	力，加快新区产能建设，持续推进塔里木盆地富满、博孜一大北、顺北和准噶尔盆地南缘、玛湖等大型油气田开发。		
《阿克苏地区国民经济和社会发展第十五个五年规划纲要》	油气生产储备。推动中石油、中石化以及符合条件的经营主体在库车、沙雅、新和、拜城、温宿、柯坪等县（市）油气勘探开发投资力度，加大技术研发力度，稳定老区块油气产量，扩大新区块开发力度，支持油田公司勘探开发向深层进发，突破勘探和开发技术，向超深复杂领域挺进，实现油气稳产增产。加大油气新出让区块勘探开发力度，实现在西五县（市）油气勘探开发新突破，稳定中曼、博源油气企业油气产量，增强油气储备能力，鼓励能源企业开展商储基地和储备库布局建设，全面提升油气应急调峰能力。	本工程属于塔里木盆地油气开采项目，项目位于沙雅县	符合
《新疆生态环境保护“十四五”规划》	加强重点行业 VOCs 治理。实施 VOCs 排放总量控制，重点推进石油天然气开采、石化、化工、包装印刷、工业涂装、油品储运销等重点行业排放源以及机动车等移动源 VOCs 污染防治，加强重点行业、重点企业的精细化管控；全面推进使用低 VOCs 含量涂料、油墨、胶粘剂、清洗剂等；加强汽修行业 VOCs 综合治理，加大餐饮油烟污染治理力度，持续削减 VOCs 排放量	本工程井场无组织废气排放涉及 VOCs 排，报告中已针对无组织排放提出相应措施	符合
	加强企业自行监测管理。全面履行排污单位自行监测及信息公开制度，加强帮扶指导和调度监督，督促取得排污许可证的排污单位按要求开展监测	企业现状已履行排污许可及自行监测，报告中已提出计划	符合
	强化危险废物全过程环境监管。建立健全各类危险废物重点监管单位清单，全面实行危险废物清单化管理。督促各类危险废物产生单位和经营单位依法申报危险废物产生处置情况，报备管理计划，做好信息公开工作，规范运行危险废物转移联单。	本工程产生的危险废物严格落实《危险废物环境管理指南陆上石油天然气开采》（生态环境部公告 2021 年第 74 号）、《危险废物转移管理办法》（生态环境部令第 23 号）中相关管理要求	符合
《阿克苏地区生态环境保护“十四五”规划》	以石化、化工等行业为重点，加快实施 VOCS 治理工程建设。石化、化工行业全面推进储罐改造，使用高效、低泄漏的浮盘和呼吸阀，推进低泄漏设备和管线组件的更换，中石化塔河炼化有限责任公司对火车装卸设施开展改造，新建油气回收装置和 VOCS 在线监控设施；中石油、中石化、中曼石油等针对储罐、装载、污水集输储存处置和生产工艺过程等环节建设适宜高效的 VOCS 治理设施，	本项目井场无组织废气排放涉及 VOCs 排放，报告中已针对无组织排放提出相应措施	符合

	对采油作业区采出水罐、工艺池、卸油台、晾晒池等开展 VOC_s 治理，加快更换装载方式		
	持续开展地下水环境状况调查评估，以傍河型地下水饮用水水源为重点，防范受污染河段对地下水造成污染。统筹区域地表水、地下水生态环境监管。加强化学品生产企业、工业聚集区、矿山开采区等污染源地表、地下协同防治与环境风险管控。划定地下水型饮用水水源补给区并强化保护措施，开展地下水污染防治重点区划定及污染风险管控。健全分级分类的地下水环境监测评价体系。实施水土环境风险协同防控。在地表水、地下水交互密切的典型地区开展污染综合防治试点。杜绝污水直接排入雨水管网，推进城镇污水管网全覆盖，落实土壤污染和地下水污染的协同防治，切实保障地下水生态环境安全	本项目运营期采出水输至跃满转油站拟建采出水处理系统，处理后的水质满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）中III级标准，输至井场回注；井下作业废水依托哈四联隔油池或富源 7 井废液处理站处理后，水质满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）中 V 级标准，回注地层。废水均不向外环境排放；按照相关要求进行分区防渗；制定完善的地下水监测计划；切实保障地下水生态环境安全	符合
	按照生态环境部统一部署，建立健全自然保护地生态环境监管制度。组织开展自然保护地人类活动遥感监测疑似问题实地核查，实现自然保护地类型全覆盖。加强自然保护地管理，严控自然保护地内各类开发建设活动	本项目不占用自然保护地	符合
	建立生态保护红线管控体系，明确管理责任，强化用途管制，实现一条红线管控重要生态空间，确保生态功能不降低，面积不减少，性质不改变。开展生态保护红线基础调查和人类活动遥感监测，及时发现、移交、查处各类生态破坏问题并监督保护修复情况	本项目不占用及穿越生态保护红线，可确保生态功能不降低，面积不减少，性质不改变	符合
《新疆维吾尔自治区石油天然气发展“十四五”规划》	加强油气产能建设。提高老油田采收率，加大塔里木盆地和老油区深层超深层、外围油气资源开发力度，减缓吐哈、准东、塔河等老油区产量递减。积极推动天山北坡万亿方大气区勘探开发，加快准噶尔盆地南缘、玛湖、吉木萨尔以及塔里木盆地顺北、库车博孜—大北、哈拉哈塘碳酸盐岩油藏等大型油气田建设，促进油气增储上产，实现资源良性接替。	本工程为塔里木盆地油气勘探开采项目，促进油气增储上产	符合
《新疆维吾尔自	严格耕地占补平衡。各类非农建设选址布局尽量不占或少占耕地，特别是永久	本项目不涉及	符合

治区国土空间规划（2021—2035年）》	基本农田，确需占用的，必须做到补充耕地数量相等、质量相当、产能不降。严格控制耕地转为其他农用地，以年度国土变更调查为基础，除国家安排退耕还林还草、自然灾害损毁难以复耕、河湖水面自然扩大造成耕地永久淹没等特殊情况外，对耕地转为林地、草地、园地等其他农用地及农业设施建设用地的，应当补充同等数量、质量的可以长期稳定利用的耕地，将非农建设、造林种树、种果种茶等各类占用耕地行为统一纳入耕地占补平衡管理。		
	加强永久基本农田保护和建设。以永久基本农田为基础，优先在粮食生产功能区、重要农产品生产保护区建设高标准农田，逐步把永久基本农田全部建成高标准农田。经依法批准确需占用的，应先补建后占用。完善永久基本农田储备区制度，土地整治和新建高标准农田增加的优质耕地应当优先补划为永久基本农田，在永久基本农田集中分布地区，不得规划新建可能造成污染的建设项目。	本项目不涉及	符合
	推进水土流失治理。加强水土流失的预防保护，针对重点防治地区实施治理工程。到2035年，新疆水土流失面积和侵蚀强度有明显下降，人为水土流失得到全面防治。	项目采取严格的生态恢复、水土保持措施，项目建设对区域生态影响可接受	符合
	加强荒漠生态保护。强化沙化土地封禁保护区管控，减少沙区人类活动影响。继续推行禁止滥樵采、禁止滥放牧、禁止滥开垦的“三禁”制度。依法加强沙化土地封禁保护区的管控，规范沙区各类开发建设活动，促进荒漠植被自然修复，减少人为破坏影响。	项目采取严格的生态恢复、水土保持措施，项目建设对区域生态影响可接受	符合
	科学划定生态保护红线。将整合优化后的自然保护地，生态功能极重要、生态极脆弱区域，以及目前基本没有人类活动、具有潜在重要生态价值的生态空间划入生态保护红线。	本工程不在生态保护红线范围内	符合
《阿克苏地区国土空间规划（2021年—2035年）》	严保永久基本农田保护红线、严守生态保护红线、严控城镇开发边界。严保永久基本农田保护红线：坚决落实最严格的耕地保护制度，严守耕地保护红线，将达到质量要求的优质耕地依法划入永久基本农田，实施特殊保护。已经划定的永久基本农田全面梳理整改，有序推进永久基本农田划定成果核实，确保永久基本农田数量不减少、质量不降低、生态有改善。严守生态保护红线：以资源环境承载力为硬约束，结合“双评价”中生态保护极重要区评价，强调生态涵养，落实生	本项目不占用基本农田；未处于城镇开发边界，不在生态保护红线范围内	符合

	态红线保护要求，切实做到应划尽划，应保尽保，实现一条生态保护红线管控重要生态空间。阿克苏地区生态红线主要分布于天山南脉、塔里木河上游沿岸、托什干河中下游沿岸。严控城镇开发边界：坚持节约优先、保护优先，严控增量、盘活存量，优化结构、提升效率，提高城镇建设用地集约化程度。在综合考虑城镇定位、发展方向和综合承载能力的基础上，科学研判城镇发展需求，优化城镇形态和布局，促进城镇有序、适度、紧凑发展，实现多中心、网络化、组团式、集约型的城乡国土空间格局		

表 3.5-5 本工程与塔里木油田分公司“十四五”规划符合性分析一览表

文件名称	文件要求	本工程	符合性
《塔里木油田“十四五”发展规划》	“十四五”期间持续上产，着力推进“库车山前天然气、塔北－塔中原油”两大根据地，实施老油气田综合治理、新油气田效益建产和油气田精益生产，努力实现原油产量稳中上升和天然气快速上产。	本工程为石油开采项目，可保证油气快速上产	符合
《塔里木油田“十四五”发展规划环境影响报告书》及审查意见	（三）严格生态环境保护，强化各类污染物防治。针对规划实施可能出现的累积性、长期性生态环境问题，采取积极有效的生态复垦和生态恢复措施，确保实现《报告书》提出的各项生态恢复治理要求，有效减缓规划区生态环境退化趋势。根据油气开采产业政策和生态环境保护政策要求，严格落实资源环境指标要求，进一步控制污染物排放以及能源消耗水平，对油气开采产生的废弃油基泥浆、含油及其他固体废物，提出减量化的源头控制措施、资源化的利用路径、无害化的处理要求，按照国家和地方有关固体废物的管理规定进行处置，提高废弃油基泥浆和含油钻屑及其处理产物的综合利用率。根据油气开采产业政策和生态环境保护政策要求，严格落实资源环境指标要求，进一步控制污染物排放以及能源消耗水平。油气开采、输送、储存、净化等过程及非正常工况应加强挥发性有机物等污染物排放控制，确保满足区域环境空气质量要求。加强开采废水污染控制，涉及回注的应经处理满足《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329）等相关标准要求，采取切实可行的地下水污染防治和监控措施，防止造成地下水污染。油气开采过程中产生的固体废物应当遵循减量化、资源化、无害化原则，合规处置。加强伴生气、	本工程废气主要为井场无组织废气，采取密闭集输，定期巡检措施；废水主要为采出水、井下作业废水，运营期采出水输至跃满转油站拟建采出水处理系统，处理后的水质满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）中III级标准，输至井场回注；井下作业废水依托哈四联隔油池或富源 7 井废液处理站处理后，水质满足	符合

	落地油、采出水等回收利用，提高综合利用水平。（四）加强生态环境系统治理，维护生态安全。坚持节约优先、保护优先、自然恢复为主，统筹推进山水林田湖草沙一体化保护和系统治理，守住自然生态安全边界。严格控制油气田开发扰动范围，加大生态治理力度，结合油气开采绿色矿山建设等相关要求，落实各项生态环境保护措施，保障区域生态功能不退化，油气开发应同步制定并落实生态保护和修复方案，综合考虑防沙治沙等相关要求，因地制宜开展生态恢复治理工作。	《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）中V级标准，回注地层。同时采取切实可行的地下水污染防治和监控措施，防止造成地下水污染；运营期无固体废物产生。项目采取分区防渗措施	

3.5.3 生态环境分区管控符合性分析

本工程与《新疆维吾尔自治区生态环境分区管控动态更新成果》（新环环评发〔2024〕157号）、《阿克苏地区生态环境分区管控方案（2023年版）》（阿地环字〔2024〕32号）符合性分析分别见表3.5-6、表3.5-7及图3.5-1、图3.5-2。

根据分析结果，本工程建设符合生态环境分区管控要求。

表3.5-6 与《新疆维吾尔自治区生态环境分区管控动态更新成果》符合性分析

名称	文件要求	符合性分析	符合性
生态保护红线	生态保护红线是生态空间范围内具有特殊重要生态功能必须实行强制性严格保护的区域。相关环评应将生态空间管控作为重要内容，区域涉及生态保护红线的，在环评结论和审查意见中应落实生态保护红线的管理要求，提出相应对策措施。除受自然条件限制、确实无法避让的铁路、公路、航道、防洪、管道、干渠、通讯、输变电等重要基础设施项目外，在生态保护红线范围内，严控各类开发建设活动，依法不予审批新建工业项目和矿产开发项目的环评文件。	经初步核查，本工程不在划定的生态保护红线内，符合生态保护红线管理要求。项目与生态保护红线位置关系图见图3.5-1和图3.5-2。	符合
环境质量底线	环境质量底线是国家和地方设置的大气、水和土壤环境质量目标，也是改善环境质量的基准线。有关环评应落实区域环境质量目标管理要求，提出区域或行业污染物排放总量管控建议以及优化区域或行业发展布局、结构和规模的对策措施。项目环评应对照区域环境质	本工程采采出水输至跃满转油站拟建采出水处理系统，处理后的水质满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）中III级标准，输至井场回注；井下	符合

		量目标，深入分析预测项目建设对环境质量的影响，强化污染防治措施和污染物排放控制要求。	作业废水依托哈四联隔油池或富源 7 井废液处理站处理后，水质满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）中 V 级标准，回注地层。同时采取切实可行的地下水污染防治和监控措施，防止造成地下水污染；本工程所在区域属于大气环境质量不达标区域，本工程油气采取密闭集输工艺，本工程已提出持续改善、防风固沙、生态修复的要求，项目实施后建设单位应不断强化大气污染源防治措施，改善区域环境空气质量。本工程在正常状况下不会造成土壤环境质量超标，不会增加土壤环境风险	
资源利用上线		资源是环境的载体，资源利用上线是各地区能源、水、土地等资源消耗不得突破的“天花板”。相关环评应依据有关资源利用上线，对规划实施以及规划内项目的资源开发利用，区分不同行业，从能源资源开发等量或减量替代、开采方式和规模控制、利用效率和保护措施等方面提出建议，为规划编制和审批决策提供重要依据。	本工程采出水输至跃满转油站拟建采出水处理系统，处理后的水质满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）中Ⅲ级标准，输至井场回注；井下作业废水依托哈四联隔油池或富源 7 井废液处理站处理后，水质满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）中 V 级标准，回注地层；油气集输不消耗天然气，井场用电接自区域电网，能源利用均在区域供电负荷范围内，消耗未超出区域负荷上限；井场永久占地面积较小，管线埋地敷设，敷设完成后回填管沟，对土地资源占用较少，土地资源消耗符合要求；本工程开发符合资源利用上线要求	符合
管控维度		管控要求	本项目情况	符合性
A1 空	A1.1 禁止	（A1.1-1）禁止新建、扩建《产业结构调整指导目录（2024 年本）》中淘	本工程为石油开采项目，符合《产业结构调整指导	符合

间布局约束	开发建设的活动	汰类项目。禁止引入《市场准入负面清单（2022 年版）》禁止准入类事项。	目录（2024 年本）》	
		（A1.1-2）禁止建设不符合国家和自治区环境保护标准的项目。	本项目符合国家和自治区环境保护标准。	符合
		（A1.1-3）禁止在饮用水水源保护区、风景名胜区、自然保护区的核心区和缓冲区、城镇居民区、文化教育科学研究区等人口集中区域以及法律、法规规定的其他禁止养殖区域建设畜禽养殖场、养殖小区	本项目不涉及饮用水水源保护区、风景名胜区、自然保护区的核心区和缓冲区、城镇居民区、文化教育科学研究区等人口集中区域。	符合
		（A1.1-4）禁止在水源涵养区、地下水源、饮用水源、自然保护区风景名胜区、森林公园、重要湿地及人群密集区等生态敏感区域内进行煤炭、石油、天然气开发。	本项目未在文件规定的禁止区内进行石油开发。	符合
		（A1.1-5）禁止下列破坏湿地及其生态功能的行为：（一）开（围）垦、排干自然湿地，永久性截断自然湿地水源；（二）擅自填埋自然湿地，擅自采砂、采矿、取土；（三）排放不符合水污染物排放标准的工业废水、生活污水及其他污染湿地的废水、污水，倾倒、堆放、丢弃、遗撒固体废物；（四）过度放牧或者滥采野生植物，过度捕捞或者灭绝式捕捞，过度施肥、投药、投放饵料等污染湿地的种植养殖行为；（五）其他破坏湿地及其生态功能的行为。	本项目不涉及湿地。	符合
		（A1.1-6）禁止在自治区行政区域内引进能（水）耗不符合相关国家标准中准入值要求且污染物排放和环境风险防控不符合国家（地方）标准及有关产业准入条件的高污染（排放）、高能（水）耗、高环境风险的工业项目。	本项目不属于“三高”项目，各项污染物均可达标排放	符合
		（A1.1-7）坚决遏制高耗能高排放低水平项目盲目发展。严把高耗能高排放低水平项目准入关口，严格落实污染物排放区域削减要求，对不符合规定的项目坚决停批停建。依法依规淘汰落后产能和化解过剩产能。	本项目不属于“三高”项目	符合
		（A1.1-8）严格执行危险化学品“禁限控”目录，新建危险化学品生产项目必须进入一般或较低安全风险的化工园区（与其他行业生产装置配套建设的项目除外），引导其他石化化工项目在化工园区发展。	本项目不涉及危险化学品生产项目	符合

		〔A1.1-9〕严禁新疆维吾尔自治区《禁止、控制和限制危险化学品目录》中淘汰类、禁止类危险化学品化工项目。严格执行生态保护红线、永久基本农田管控要求，禁止新（改、扩）建化工项目违规占用生态保护红线和永久基本农田。在塔里木河、伊犁河、额尔齐斯河干流及主要支流岸线1公里范围内，除提升安全、环保、节能、智能化、产品质量水平的技术改造项目外，严格禁止新建、扩建化工项目，不得布局新的化工园区（含化工集中区）。	本工程为石油开采项目，不涉及生态红线、不占用农田耕地，不在塔里木河、伊犁河、额尔齐斯河干流及主要支流河岸线1km范围内。	符合
		〔A1.1-10〕推动涉重金属产业集中优化发展，禁止新建用汞的电石法（聚）氯乙烯生产工艺，新建、扩建的重有色金属冶炼、电镀、制革企业优先选择布设在依法合规设立并依法开展规划环境影响评价的产业园区。	本项目不涉及。	符合
		〔A1.1-11〕国务院有关部门和青藏高原县级以上地方人民政府应当建立健全青藏高原雪山冰川冻土保护制度，加强对雪山冰川冻土的监测预警和系统保护。青藏高原省级人民政府应当将大型冰帽冰川小规模冰川群等划入生态保护红线，对重要雪山冰川实施封禁保护采取有效措施，严格控制人为扰动。青藏高原省级人民政府应当划定冻土区保护范围，加强对多年冻土区和中深季节冻土区的保护，严格控制多年冻土区资源开发，严格审批多年冻土区城镇规划和交通、管线、输依托等重大工程项目。青藏高原省级人民政府应当开展雪山冰川冻土与周边生态系统的协同保护，维持有利于雪山冰川冻土保护的自然生态环境。	本项目不涉及。	符合
	A1.2限制开发建设的活动	〔A1.2-1〕严格控制缺水地区、水污染严重区域和敏感区域高耗水、高污染行业发展。	本项目不属于高耗水、高污染行业。	符合
		〔A1.2-2〕建设项目用地原则上不得占用永久基本农田，确需占用永久基本农田的建设项目须符合《中华人民共和国基本农田保护条例》中相关要求，占用耕地、林地或草地的建设项目须按照国家、自治区相关补偿要求进行补偿。	本工程为石油开采项目，新增用地不涉及永久基本农田；占用耕地、林地、草地已按照国家、自治区相关补偿要求进行补偿。	符合
		〔A1.2-3〕以用途变更为住宅、公共管理与公共服务用地的地块为重点，严格建设用地准入管理和风险管控，	本工程为石油开采项目，不涉及用途变更为住宅、	符合

		未依法完成土壤污染状况调查或风险评估的地块，不得开工建设与风险管控和修复无关的项目。	公共管理与公共服务用地的地块	
		（A1.2-4）严格控制建设项目占用湿地。因国家和自治区重点建设工程、基础设施建设，以及重点公益性项目建设，确需占用湿地的应当按照有关法律、法规规定的权限和程序办理批准手续。	本项目不涉及湿地	符合
		（A1.2-5）严格管控自然保护地范围内非生态活动，稳妥推进核心区内居民、耕地有序退出，矿权依法依规退出。	本项目不涉及自然保护地	符合
	A1.3 不符合空间布局要求活动的退出要求	（A1.3-1）任何单位和个人不得在水源涵养区、饮用水水源保护区内和河流、湖泊、水库周围建设重化工、涉重金属等工业污染项目对已建成的工业污染项目，当地人民政府应当组织限期搬迁。	本项目不涉及水源涵养区、饮用水水源保护区内和河流、湖泊、水库	符合
		（A1.3-2）对不符合国家产业政策、严重污染水环境的生产项目全部予以取缔。	本项目符合国家产业政策，不存在严重污染水环境的途径	符合
		（A1.3-3）根据《产业结构调整指导目录》《限期淘汰产生严重污染环境的工业固体废物的落后生产工艺设备名录》等要求，配合有关部门依法淘汰烧结-鼓风炉 5 炼铅工艺炼铅等涉重金属落后产能和化解过剩产能。严格执行生态环境保护等相关法规标准，推动经整改仍达不到要求的产能依法依规关闭退出。	本项目不涉及	符合
		（A1.3-4）城市建成区、重点流域内已建成投产化工企业和危险化学品生产企业应加快退城入园，搬入化工园区前企业不应实施改扩建工程扩大生产规模。	本工程为石油开采项目，开发区域位于富满油田内	符合
	A1.4 其他布局要求	（A1.4-1）一切开发建设活动应符合国家、自治区主体功能区规划、自治区和各地颁布实施的生态环境功能区划、国民经济发展规划、产业发展规划、国土空间规划等相关规划及重点生态功能区负面清单要求，符合区域或产业规划环评要求。	本项目符合相关规划，不属于负面清单	符合
		（A1.4-2）新建、扩建石化、化工、焦化、有色金属冶炼、平板玻璃项目应布设在依法合规设立并经规划环评的产业园区。	本项目不涉及	符合
		（A1.4-3）危险化学品生产企业搬迁改造及新建化工项目必须进入国家及自治区各级人民政府正式批准设立，	本项目不涉及	符合

		规划环评通过审查，规划通过审批且环保基础设施完善的工业园区，并符合国土空间规划、产业发展规划和生态红线管控要求。		
A2 污染物排放管控	A2.1 污染物削减/替代要求	〔A2.1-1〕新、改、扩建重点行业建设项目应符合“三线一单”、产业政策、区域环评、规划环评和行业环境准入管控要求。重点区域的新、改、扩建重点行业建设项目应遵循重点重金属污染物排放“减量替代”原则。	本项目符合“三线一单”、产业政策，不涉及重金属污染物总量排放	符合
		〔A2.1-2〕以石化、化工、涂装、医药、包装印刷、油品储运销等行业领域为重点，安全高效推进挥发性有机物综合治理，实施原辅材料和产品源头替代工程。	本项目不涉及	符合
		〔A2.1-3〕促进大气污染物与温室气体协同控制。实施污染物和温室气体协同控制，实现减污降碳协同效应。开展工业、农业温室气体和污染减排协同控制研究，减少温室气体和污染物排放。强化污水、垃圾等集中处置设施环境管理，协同控制氢氟碳化物、甲烷、氧化亚氮等温室气体。加强节约能源与大气污染防治协同有效衔接；促进大气污染防治协同增效。	本项目各项污染物均可达标排放，最大程度的对固体废物、废水进行了处置和利用，生产过程各项污染物均采用了必要可行的处理措施	符合
		〔A2.1-4〕严控建材、铸造、冶炼等行业无组织排放，推进石化、化工、涂装、医药、包装印刷、油品储运销等行业项目挥发性有机物（VOCs）防治。严格有色金属冶炼、石油加工、化工、焦化等行业项目的土壤、地下水污染防治措施要求。推进工业园区和企业集群建设涉 VOCs“绿岛”项目，统筹规划建设一批集中涂装中心、活性炭集中处理中心、溶剂回收中心等，实现 VOCs 集中高效处理。	本项目不涉及	符合
	A2.2 污染控制措施要求	〔A2.2-1〕推动能源、钢铁、建材、有色、电力、化工等重点领域技术升级，控制工业过程温室气体排放，推动工业领域绿色低碳发展。积极鼓励发展二氧化碳捕集利用与封存等低碳技术。促进大气污染物与温室气体协同控制。实施污染物和温室气体协同控制，实现减污降碳协同效应。强化污水、垃圾等集中处置设施环境管理，协同控制氢氟碳化物、甲烷、氧化亚氮等温室气体。加强节约能源与大气污染防治协同有效衔接，促进大气污染防治协同增效。	本项目不涉及	符合

		〔A2.2-2〕实施重点行业氮氧化物等污染物深度治理。持续推进钢铁、水泥、焦化行业超低排放改造。推进玻璃、陶瓷、铸造、铁合金、有色、煤化和石化等行业采取清洁生产、提标改造、深度治理等综合措施。加强自备燃煤机组污染治理设施运行管控，确保按照超低排放标准运行。针对铸造、铁合金、焦化、水泥、砖瓦、石灰、耐火材料、金属冶炼以及煤化工、石油化工等行业，严格控制物料储存、输送及生产工艺过程无组织排放。重点涉气排放企业逐步取消烟气旁路，因安全生产无法取消的，安装在线监控系统。	本项目不排放氮氧化物	符合
		〔A2.2-3〕强化重点区域大气污染联防联控，合理确定产业布局，推动区域内统一产业准入和排放标准。实施水泥行业错峰生产，推进散煤整治、挥发性有机污染物综合治理、钢铁、水泥、焦化和燃煤工业锅炉行业超低排放改造、燃气锅炉低氮燃烧改造、工业园区内轨道运输（大宗货物“公转铁”）、柴油货车治理、锅炉炉窑综合治理等工程项目。全面推行绿色施工，持续推动城市建成区重污染企业搬迁或关闭退出。	本项目不位于大气污染联防联控区	符合
		〔A2.2-4〕强化用水定额管理。推进地下水超采综合治理。开展河湖生态流量（水量）确定工作，强化生态用水保障。	本项目不开采地下水	符合
		〔A2.2-5〕持续推进伊犁河、额尔齐斯河、额敏河、玛纳斯河、乌伦古湖、博斯腾湖等流域生态治理，加强生态修复。推动重点行业，重点企业绿色发展，严格落实水污染物排放标准。加强农副食品加工、化工、印染、棉浆粕、粘胶纤维等企业综合治理和清洁化改造。	本项目施工期生活污水送至沙雅县污水处理厂处理，不外排；运营期井下作业废水依托塔河南岸区块钻试修废弃物环保处理站处理；	符合
		〔A2.2-6〕推进地表水与地下水协同防治。以傍河型地下水饮用水水源为重点，防范受污染河段侧渗和垂直补给对地下水污染。加强化学品生产企业、工业聚集区、矿山开采区等污染源的地表、地下协同防治与环境风险管控。加强工业污染防治。推动重点行业、重点企业绿色发展，严格落实水污染物排放标准和排污许可制度。加强农副食品加工、化工、印染、棉浆粕、粘胶纤维、制糖等企业综合治	本项目施工期生活污水送至沙雅县污水处理厂处理，不外排；运营期井下作业废水依托塔河南岸区块钻试修废弃物环保处理站处理；	符合

		理和清洁化改造。支持企业积极实施节水技术改造，加强工业园区污水集中处理设施运行管理，加快再生水回用设施建设，提升园区水资源循环利用水平。		
		（A2.2-7）强化重点区域地下水环境风险管控，对化学品生产企业工业集聚区、尾矿库、矿山开采区、危险废物处置场、垃圾填埋场等地下水污染源及周边区域，逐步开展地下水环境状况调查评估，加强风险管控。	本项目不涉及地下水的开采；项目不属于化工、矿产、危险废物处置、垃圾填埋行业。	符合
		（A2.2-8）严控土壤重金属污染，加强油（气）田开发土壤污染防治，以历史遗留工业企业污染场地为重点，开展土壤污染风险管控与修复工程。	本项目正常生产过程中不会造成土壤污染。	符合
		（A2.2-9）加强种植业污染防治。深入推进化肥农药减量增效，全面推广测土配方施肥，引导推动有机肥、绿肥替代化肥，集成推广化肥减量增效技术模式，加强农药包装废弃物管理。实施农膜回收行动，健全农田废旧地膜回收利用体系，提高废旧地膜回收率。推进农作物秸秆综合利用，不断完善秸秆收储运用体系，形成布局合理、多元利用的秸秆综合利用格局。	本项目不涉及。	符合
A3 环境风险防控	A3.1 人居环境要求	（A3.1-1）建立和完善重污染天气兵地联合应急预案、预报预警应急机制和会商联动机制。“乌一昌一石”区域内可能影响相邻行政区域大气环境的项目，兵地间、城市间必须相互征求意见。	本项目不位于“乌一昌一石”区域	符合
		（A3.1-2）对跨国境河流、涉及县级及以上集中式饮用水水源地的河流、其他重要环境敏感目标的河流，建立健全流域上下游突发水污染事件联防联动机制，建立流域环境应急基础信息动态更新长效机制，绘制全流域“一河一策一图”。建立健全跨部门、跨区域的环境应急协调联动处置机制，强化流域上下游、兵地各部门协调，实施联合监测、联合执法、应急联动、信息共享，形成“政	本项目不涉及河流、饮用水水源地，项目需依法制定环境污染突发事件应急预案，最大程度的避免环境污染事故的发生，事故发生后依法依规采取应急处置措施，最大程度避免了水污染事故的发生。	符合
		府引导、多元联动、社会参与、专业救援”的环境应急处置机制，持续开展应急综合演练，实现从被动应对到主动防控的重大转变。加强流域突发水环境事件应急能力建设，提升应急响应水平，加强监测预警拦污控污、信息通报、协同处置、基础保障等工		

		作，防范重大生态环境风险，坚决守住生态环境安全底线。		
	A3.2 联防联控要求	（A3.2-1）提升饮用水安全保障水平。以县级及以上集中式饮用水水源地为重点，推进饮用水水源保护区规范化建设，统筹推进备用水源或应急水源建设。单一水源供水的重点城市于 2025 年底前基本完成备用水源或应急水源建设，有条件的地区开展兵地互为备用水源建设。梯次推进农村集中式饮用水水源保护区划定，到 2025 年完成乡镇级集中式饮用水水源保护区划定与勘界立标。开展“千吨万人”农村饮用水水源保护区环境风险排查整治，加强农村水源水质监测，依法清理饮用水水源保护区内违法建筑和排污口，实施从水源到水龙头全过程监管。强化饮用水水源保护区环境应急管理，完善重大突发环境事件的物资和技术储备。针对汇水区、补给区存在兵地跨界的，建立统一的饮用水水源应急和执法机制，共享应急物资。	本项目不涉及饮用水安全相关内容。	符合
		（A3.2-2）依法推行农用地分类管理制度，强化受污染耕地安全利用和风险管控。因地制宜制定实施安全利用方案，鼓励采取种植结构调整等措施，确保受污染耕地全部实现安全利用。	本项目位于富源油田内	符合

		（A3.2-3）加强新污染物多环境介质协同治理。排放重点管控新污染物的企事业单位应采取污染控制措施，达到相关污染物排放标准及环境质量目标要求；按照排污许可管理有关要求，依法申领排污许可证或填写排污登记表，并在其中载明执行的污染控制标准要求及采取的污染控制措施。排放重点管控新污染物的企事业单位和其他生产经营者应按照相关法律法规要求，对排放（污）口及其周边环境定期开展环境监测，评估环境风险，排查整治环境安全隐患，依法公开新污染物信息，采取措施防范环境风险。土壤污染重点监管单位应严格控制有毒有害物质排放，建立土壤污染隐患排查制度防止有毒有害物质渗漏、流失、扬散。	本项目采取了各项污染物控制措施，确保各项污染物均可稳定达标排放，各类固体废物均得到了有效的处置，依法开展环境报建手续，依法申领排污许可证，依法制定各项环境保护应急预案	符合
		（A3.2-4）加强环境风险预警防控。加强涉危险废物企业、涉重金属企业、化工园区、集中式饮用水水源地及重点流域环境风险调查评估，实施分类分级风险管控，协同推进重点区域、流域生态环境污染综合防治、风险防控与生态修复。	本项目危险废物的收集、贮存、转移、运输环节应按危险废物环境管理要求进行严格管理。	符合
		（A3.2-5）强化生态环境应急管理。实施企业突发生态环境应急预案电子化备案，完成县级以上政府突发环境事件应急预案修编。完善区域和企业应急处置物资储备系统，结合新疆各地特征污染物的特性，加强应急物资储备及应急物资信息化建设，掌握社会应急物资储备动态信息，妥善应对各类突发生态环境事件。加强应急监测装备配置，定期开展应急演练，增强实战能力。	本项目建成后，应将本项目全部纳入《塔里木油田公司哈得采油气管理区突发环境事件应急预案》（备案编号：652924-2025-004-L）体系中，完成预案的修订、备案与更新工作，确保预案与改造后生产工况、环境风险水平相匹配，有效防范和应对各类突发环境事件。	符合
A4 资源利用要求	A4.1 水资源	（A4.1-4）地下水资源利用实行总量控制和水位控制。取用地下水资源，应当按照国家和自治区有关规定申请取水许可。地下水利用应当以浅层地下水为主。	本项目不利用地下水。	符合
	A4.2 土地资源	（A4.2-1）土地资源上线指标控制在最终批复的国土空间规划控制指标内。	本项目位于富源油田内，土地资源上线指标控制在最终批复的总体规划控制指标内	符合

	A4.3 能源利用	（A4.3-1）单位地区生产总值二氧化碳排放降低水平完成国家下达指标。	本项目已采取必要的降碳措施	符合
		（A4.3-2）到 2025 年，自治区万元国内生产总值能耗比 2020 年下降 14.5%。	本项目生产过程中最大程度减少水、电资源的消耗，降低运行成本，提高生产效率。	符合
		（A4.3-3）到 2025 年，非化石能源占一次能源消费比重达 18%以上。	本项目不使用化石能源	符合
		（A4.3-4）鼓励使用清洁能源或电厂热力、工业余热等替代锅炉、炉窑燃料用煤。	本项目能耗主要是电能消耗，无其他化石能源的消耗	符合
		（A4.3-5）以碳达峰碳中和工作为引领，着力提高能源资源利用效率。引导重点行业深入实施清洁生产改造，钢铁、建材、石油化工等重点行业以及其他行业重点用能单位持续开展节能降耗。	本项目不属于钢铁、建材、石油化工等重点行业	符合
		（A4.3-6）深入推进碳达峰碳中和行动。推动能源清洁低碳转型加强能耗“双控”管理，优化能源消费结构。新增原料用能不纳入能源消费总量控制。持续推进散煤整治。	本项目不使用散煤，生产过程中全部使用电能进行生产，优化生产方式和管理，最大程度的降低生产成本和能源消耗。	符合
	A4.4 禁燃区要求	（A4.4-1）在禁燃区内，禁止销售、燃用高污染燃料；禁止新建、扩建燃用高污染燃料的设施。已建成的，应当在规定期限内改用清洁能源。	本项目不涉及销售、燃用高污染燃料	符合
	A4.5 资源综合利用	（A4.5-1）加强固体废物源头减量、资源化利用和无害化处置，最大限度减少填埋量。推进工业固体废物精细化、名录化环境管理，促进大宗工业固废综合利用、主要农业废弃物全量利用。加快构建废旧物资回收和循环利用体系，健全强制报废制度和废旧家电、消费电子等耐用消费品回收处理体系，推行生产企业“逆向回收”等模式。以尾矿和共伴生矿、煤矸石、炉渣、粉煤灰、脱硫石膏、冶炼渣、建筑垃圾等为重点，持续推进固体废物综合利用和环境整治，不断提高大宗固体废物资源化利用水平。推行生活垃圾分类，加快建设县（市）生活垃圾处理设施，到 2025 年，全疆城市生活垃圾无害化处理率达到 99%以上。	固体废物妥善安全处理。危险废物贮存执行《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）	符合

表 3.5-7 本工程与环境管控单元符合性分析一览表

名称	文件要求		本项目	符合性
ZH65	空间	1.建设项目用地原则上不得占用基本农田，	本项目不占用基本农	符合

292430001沙雅县一般管控单元	布局约束	确需占用基本农田的建设项目须符合《中华人民共和国基本农田保护条例》中相关要求，占用耕地、林地或草地的建设项目须按照国家、自治区相关补偿要求进行补偿。	田	
		2.对违反资源环境法律法规、规划，污染环境、破坏生态、乱采滥挖的露天矿山，依法整治；对污染治理不规范的露天矿山，依法责令停产整治，对拒不停产或擅自恢复生产的依法强制关闭；对责任主体灭失的露天矿山，要加强修复绿化、减尘抑尘。	本项目不涉及	符合
		3.永久基本农田集中区域禁止规划新建可能造成土壤污染的建设项目。涉及有毒有害物质可能造成土壤污染的新（改、扩）建项目，提出并落实土壤和地下水污染防治要求	本项目不涉及	符合
		4.严格执行畜禽养殖禁养区规定，根据区域用地和消纳水平，合理确定养殖规模	本项目不涉及	符合
		5.禁止向沙漠、滩涂、盐碱地、沼泽地等非法排污、倾倒有毒有害物质	本项目不涉及	符合
		6.禁止利用渗坑、裂隙、溶洞或者采用稀释等方法处置危险废物	本项目不涉及	符合
	污染物排放管控	1.强化畜禽粪污资源化利用，改善养殖场通风环境，提高畜禽粪污综合利用率，减少氨挥发排放。鼓励和支持散养密集区实行畜禽粪污分户收集、集中处理	本项目不涉及	符合
		2.严格控制林地、草地、园地农药使用量，禁止使用高毒、高残留农药	本项目不涉及	符合
		3.加强种植业污染防治。深入推进化肥农药减量增效，全面推广测土配方施肥，引导推动有机肥、绿肥替代化肥，集成推广化肥减量增效技术模式，加强农药包装废弃物管理。实施农膜回收行动，健全农田废旧地膜回收利用体系，提高废旧地膜回收率。推进农作物秸秆综合利用，不断完善秸秆收储运用体系，形成布局合理、多元利用的秸秆综合利用格局	本项目不涉及	符合
		4.对化学品生产企业、工业集聚区、尾矿库、矿山开采区、危险废物处置场、垃圾填埋场等地下水污染源及周边区域，逐步开展地下水环境状况调查评估，加强风险管控	本项目制定完善的地下水监测计划；切实保障地下水生态环境安全	符合
		5.严控土壤重金属污染，加强油（气）田开发土壤污染防治，以历史遗留工业企业污染	本项目不涉及涉重金属行业，本项目制定	符合

		场地为重点，开展土壤污染风险管控与修复工程	土壤污染防治措施，切实保障土壤环境安全	
		6.因地制宜推进农村厕所革命，分类分区推进农村生活污水治理，全面提升农村生活垃圾治理水平，建立健全农村人居环境长效管护机制。实施化肥农药减量增效行动和农膜回收、秸秆综合利用行动。加强种养结合，整县推进畜禽粪污资源化利用	本项目不涉及	符合

综上所述，本工程建设符合生态环境分区管控要求。

3.6 选址选线合理性分析

（1）项目总体布局合理性分析

本工程开发区域位于富满油田内，位于城市建成区以外，除位于塔里木河流域水土流失重点治理区范围以外，不占用及穿越自然保护区、风景名胜区、水源保护区、文物保护单位等其他环境敏感区；从现状调查结果看，项目永久占地和临时占地的土地利用类型为耕地、林地、草地、沙地等，评价范围内，除农田区域外，植被覆盖度较低，拟建井场、站场及管线沿途所经区域生态系统主要为荒漠生态系统、绿洲农业系统。周边几乎无野生动物分布。建设过程中将严格执行各项水土保持措施，以减小因工程建设带来的不利影响，从而减少水土流失。

本工程管线避让城市规划区、自然保护区、风景名胜区、水源保护区、文物保护单位等环境敏感点，总体布局合理。本次评价要求油田开发要严格按照开发方案划定区域进行，认真落实环评提出的环境保护措施，项目与其他建构筑的距离要严格满足相关设计技术规范要求。

（2）井场布置的合理性分析

根据《钻前工程及井场布置技术要求》中井场选址中相关要求，根据现场调查，井口距高压线及其他永久性设施大于 75m，周边无村庄、铁路及高速公路，距学校、医院和大型油库等人口密集性、高危性场所。同时井场不占用自然保护区、风景名胜区、水源保护区、居民区、文物保护单位等；根据《新疆维吾尔自治区水土保持规划(2018-2030 年)》和《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〕188 号），项目位于塔里木河流域水土流失重点治理区范围，井场布置无法避让，通过采取严格的水土保持措

施，可有效降低因项目引起的水土流失，维护项目区域的生态功能；综上所述，井场布置合理。

（3）管线选线可行性分析

①本项目管线敷设区域无城市规划区、自然保护区、风景名胜区、水源保护区、文物保护单位等环境敏感点；管线走向全线避让生态保护红线，敷设管线未穿越红线；管线周边无居民集中区域。

②管线施工结束后，对临时占地及时恢复，减少占地影响。

③本项目充分利用区域现有道路。

综上所述，本项目合理优化管线选线方案，减少管线的长度。管道两侧 10m 范围内无居民等敏感目标，敷设区域无城市规划区、水源保护地、森林公园等敏感目标，管线占地类型主要为沙地，均为临时占地。从环境保护角度看，管道选线可行。

严禁复制

4 环境现状调查与评价

4.1 自然环境概况

4.1.1 地理位置

沙雅县位于新疆西南部，阿克苏地区东偏南。处于塔里木盆地北部，渭干河绿洲平原的南端，北靠天山，南拥大漠。地处东经 81°45′～84°47′，北纬 39°31′～41°25′之间，东西宽 180km，南北长 220km，总面积 31972.5km2。北接天山南缘的库车、新和两县，南辖塔克拉玛干沙漠的一部分，与和田地区的民丰、于田两县沙漠相连，西与阿克苏市毗邻，东南和巴州的且末县接壤。

本项目位于新疆阿克苏地区沙雅县境内，区域以油气开采为主，项目周边及邻近区域无居民区、村庄等人群较集中的区域。本项目地理位置见附图 1，周边关系见附图 2。

4.1.2 地形地貌

沙雅县地域辽阔，地面高程海拔 948～977m，地势北高南低、西高东低，地貌奇特。县域内从南向北有三种地貌类型：渭干河冲积扇平原、塔里木河河谷平原、塔克拉玛干沙漠。

①渭干河冲积洪积缓倾斜细土平原

渭干河冲积洪积平原位于县城北部，村落及田园分布于渭干河及其支流，干支渠道的两侧。县辖面积 880km²，占全县总面积的 2.75%，是全县的主要耕作区，亦是人口集中、村舍毗邻的地方。地势北高南低，海拔由最北部的 1020m 降至塔里木河沿岸的 950m。坡度南北 3‰～4‰、东西 2‰。是渭干河冲积平原水力侵蚀堆积而成的地貌。地表物质主要由冲积粉细沙、亚沙土、亚粘土组成，属山前缓倾土质平原，系现代山前绿洲带。

②塔里木河河谷冲积细土平原

塔里木河谷平原主要分布在县域中偏北部，西自喀玛亚朗东到喀达墩，横贯全境，由塔里木河泛滥冲积而成，长约 180km；南北 20～60km，宽窄不等，呈长条状。县内面积 5343.15km²，占全县总面积的 16.85%。由第四纪最新沉积物组成，地形西高东低，由北向南倾斜，坡度为 20‰～25‰。由于塔里木河的作用，区域内河

床低浅，湖泊星布，是天然胡杨林及甘草的主要生长地，生长有天然胡杨林2133.33km²，其次还有166.67km²的野生甘草、200km²的罗布麻及其他如野生麻黄、假木贼等野生植物，构成一条绿色的屏障，对阻挡塔克拉玛干沙漠的北袭风沙有不可替代的作用。

③塔克拉玛干沙漠区

塔克拉玛干沙漠区位于县城南部，面积颇大，在塔里木河冲积平原基底上由风蚀风积而成。南北长约160km，东西宽约170km，县境面积25732km²，占全县总面积的80.4%。地势自西向东略有倾斜，自南向北稍有抬升，平均坡降为1/6000。地表形态均为连绵起伏的沙丘，相对高差一般在10～50m之间。由于该区域气候干旱，植被稀少，在风力的作用下，沙丘的形态和位置不断在变化和移动。该区无人类居住，但地下油气资源丰富，为我国西气东输的主要气源地之一；沙漠中植被稀少，部分地区分布有稀疏胡杨、多枝柽柳灌丛及面积不等的骆驼刺、芨芨草等。

本工程所在区域位于塔里木河以南，塔克拉玛干沙漠北缘。

4.1.3 工程地质

场区属塔里木河南岸冲洪积平原区，场地未平整，地形起伏，场地内分布有红柳，该场区地处塔里木河南岸的冲洪积平原区，地貌上属于塔里木河河谷平原。依据《富满油田跃满区块奥陶系油藏开发方案岩土工程勘察报告》。地质土层分布如下：

第①层粉土（Q4al+pl）：黄色，稍密，稍湿，含有植物根系，局部夹薄层粉细砂，韧性低、干强度低、摇震反应中等、无光泽，含少量的腐殖质。该层厚0.80m。

第②粉砂（Q4al+pl）：灰黄色，稍密，稍湿，主要成分以长石、石英、白云母及少量暗色矿物组成，颗粒形状以亚圆形为主，颗粒级配不良，局部夹薄层粉土。该层厚度1.2m。

第③层粉土（Q4al+pl）：灰黄色，中密，湿，局部夹薄层粉细砂，韧性低、干强度低、摇震反应中等、无光泽，含少量的腐殖质。该层分布均匀，各钻孔均有揭露，该层厚度0.90m。

第④粉砂（Q4al+pl）：灰黄色，中密，湿-饱和，主要成分以长石、石英、白云母及少量暗色矿物组成，颗粒形状以亚圆形为主，颗粒级配不良。该层厚度6.5m。

第⑤细砂（Q4al+pl）：灰色，中密-密实，饱和，主要成分以长石、石英、白云母及少量暗色矿物组成，颗粒形状以亚圆形为主，颗粒级配不良。该层未揭穿，最大层厚 10.5m。

4.1.4 水文及水文地质

（1）地表水系

塔里木河是我国最长的内陆河流，干流全长 1321km，位于我区天山以南，是沿塔里木盆地周边的叶尔羌河、喀什噶尔河、阿克苏河和孔雀河以及包括渭干河在内的 144 条河流汇集而成，流域总面积 103 万 km^2，流域内 144 条大小河流的水资源总量为 429 亿立方，但塔里木河本身不产水，只起到向下游输水的作用。

沿塔里木河两岸依靠各源流可系的水资源繁衍发展起来的，以胡杨林和灌木林为主体形成的绿色走廊是保护流域的绿洲经济和各族人民生存发展以及防止塔克拉玛干大沙漠风沙侵害的重要屏障，对维护塔里木盆地的生态环境有着不可替代的作用。塔里木河自西向东流经沙雅县中部偏北，横贯全县，总长 220 千米，先后流经沙雅县的二牧场，海楼乡牧场、托依堡勒迪乡（沙雅监狱）、塔里木乡、古力巴克乡牧场、一牧场等 7 个乡、场。由于上游的叶尔羌河、喀什噶尔河已有 20 多年不向塔里木河输水，全县湖泊集中在塔里木河两岸，其特点是：面积不大，咸水皆分布于沼泽及荒漠地区，无养殖价值。只有和田河（季节性输水）及阿克苏河还向塔里木河干流输水，因此，造成沙雅县塔里木河灌区春季用水无保证，每年的春旱一直持续到 6 月底。另外，径流量减少，而输沙量增加，输沙量由 80 年代的 1870 万吨增加为 90 年代的 2452 万吨，增加了 76.76%，加之塔里木河弯道多，叉河多，河道的纵坡缓（1/4000～1/5000），因此造成河床较二十世纪五六十年代平均抬高 1.2～1.4 米，河道的泄洪能力锐减。

本工程距塔里木河最近距离为 5.5km。

（2）地下水类型及含水岩组富水性

在塔里木盆地，环盆地的冲洪积倾斜平原呈向心状倾斜，上述环带状特征最为明显，山前巨厚的第四系松散堆积物为地下水的储存提供了良好空间。例如，盆地北缘的阿克苏冲洪积倾斜平原中上部、渭干河-迪那河冲洪积倾斜平原中上部以及盆地南缘和田至于田一代，第四系沉积厚度一般为 1000～1500m，其它山

前冲洪积倾斜平原和盆地西缘诸河流冲洪积平原中上部第四系厚度一般为500～1000m，其组成岩性均为单一的卵砾石和砂砾石层，使这些地区成为单一结构的孔隙潜水分布区。由盆地南、北缘和西缘向盆地中心防线，地势逐渐降低，第四系厚度逐渐变薄，至冲洪积倾斜平原下部溢出带部位和冲洪积平原区，组成岩性由单一卵砾石、砂砾石层逐渐变为细土与砂砾石和砂层互层的多层结构，这里分布的地下水除上部的孔隙潜水外，在下部还赋存承压水。到盆地腹部塔里木河冲积平原区和塔克拉玛干沙漠区，组成岩性为黏土与粉细砂呈互层状，这里分布的地下水位多层结构的潜水和承压水。塔克拉玛干沙漠区，由于细颗粒黏性土夹层薄、不稳定或呈透镜体状，期间分布的多层结构地下水仅具有微承压性质。

古河道和冲蚀洼地地下水埋深 1～3m，矿化度在 1～3g/L，是可利用的淡水资源。沙漠区含水层为下伏的冲积、洪积、风积粉细砂层。潜水单井出水量一般为 100～500m3/d，含水层在 10～100m 之间。沙漠腹地亦有承压水存在，含水层在 200m～500m 之间，单井最大涌水量 700～4000m3/d。地下水流方向由西向东，含水层岩性为粉细砂、夹不连续的亚砂土、亚粘土薄层，总厚度超过 300m，没有区域性隔水层，深层地下水矿化度大于 10g/L。

（3）地下水的补给、径流与排泄

富满油田所在的塔克拉玛干沙漠中的地下水大体由西南向东北缓慢径流，至塔里木河附近折转向东径流，下游向东南径流，最终排泄于台特马湖和罗布泊，并通过蒸发和植物蒸腾进行垂直排泄。

（4）地下水化学特征

在塔里木盆地中，地下水的水化学特征环带状水平分带规律表现尤为明显。但在占据塔里木盆地 58%以上的塔克拉玛干沙漠中，地下水的水化学特征除环带状水平分带规律外，还表现为与现代河床和古河道相垂直的水平分带规律。在现代河床两侧和古河道中，含水层颗粒相对较粗，地下水径流条件较好，水质相对较好，以 $Cl\cdot SO_4\cdot HCO_3$-Na 型、$Cl\cdot SO_4\cdot HCO_3$-Na·Mg 型或 $Cl\cdot SO_4$-Na·Mg 型、$Cl\cdot SO_4$-Na 型水为主，矿化度＜1g/L 或 1～3g/L。向古河道两侧含水层颗粒变细，地下水径流条件变差，水质逐渐变差，水化学类型逐渐过渡为 $Cl\cdot SO_4$-Na 型或 Cl-Na 型，矿化度逐渐增大到 3～5g/L 或 5～10g/L。在广袤的沙漠中地下水化学类型多为 $Cl\cdot SO_4$-Na 型（或 $Cl\cdot SO_4$-Na·Mg 型），矿化度多在 3～5g/L 或 5～10g/L。

4.1.5 气候气象

富满油田所在区域属暖温带沙漠边缘气候区，北受拜城、库车等邻县荒漠沙地的影响及南部塔克拉玛干大沙漠的影响较大，区域内日照充足，热量充沛，降水稀少，气候干燥，昼夜温差大，风沙较多，常年主风向为东北风。气象资料见表 4.1-1。

表 4.1-1　　主要气候气象参数一览表

序号	项目	统计结果	序号	项目	统计结果
1	年平均气温	12℃	6	年平均蒸发量	2044.6mm
2	年极端最高气温	41.2℃	7	年最大冻土深度	0.77m
3	年极端最低气温	-24.2℃	8	年平均相对湿度	49%
4	年平均降水量	47.3mm	9	多年平均风速	1.4m/s
5	年平均大气压	956.5hPa	-	-	-

4.2 生态现状调查与评价

4.2.1 调查方法及评价内容

（1）调查范围及时间

评价单位于 2026 年 11 月对评价范围内进行了集中踏勘和野外调查，调查范围为各井场周围 50m 范围，管线中心线两侧 300m 范围。

（2）调查内容

调查内容包括评价区生态系统类型、土地利用类型、植被类型、野生动物等。

（3）调查方法

①基础资料收集

收集整理工程区现有相关资料，包括工程区周边县市的统计年鉴，以及林业、农业、国土资源等部门提供的相关资料和生态敏感区的规划报告。还参考了《新疆植物志》《新疆脊椎动物简志》《中国新疆野生动物》等著作及相关科研论文。

②土地利用现状调查

土地利用现状调查主要通过遥感解译分析与现场调查相结合的方法，本次遥感数据采用卫星遥感影像，分析方法为首先应用 ArcGIS 进行手工解译，然后进行现场校验。

③植被及植物资源调查

本次调查主要按照《生物多样性观测技术导则 陆生维管植物》（HJ710.1-2014）等的要求，主要采用了样方法确定评价区的植物种类、植被类型等。

④野生动物资源调查

按照《生物多样性观测技术导则 陆生哺乳动物》（HJ710.3-2014）、《生物多样性观测技术导则 鸟类》（HJ710.4-2014）、《生物多样性观测技术导则 爬行动物》（HJ710.5-2014）等确定的技术方法，对各类野生动物开展了调查，主要采取了访谈法及查询资料，评价人员主要走访了工程区附近的施工人员及林业部门工作人员，重点询问了附近野生动物的种类及分布情况。

4.2.2 生态功能区划调查

参照《新疆生态功能区划》（原新疆维吾尔自治区环境保护局 2003 年 9 月），拟建工程主要生态服务功能、生态敏感因子、主要生态问题和主要保护目标见表 4.2-1，生态功能区划图见图 4.2-1。

表 4.2-1　　区域生态功能区划

项　目		主　要　内　容
生态功能分区单元	生态区	塔里木盆地暖温带极干旱沙漠、戈壁及绿洲农业生态区（Ⅳ）
	生态亚区	塔里木盆地中部塔克拉玛干流动沙漠敏感生态亚区（Ⅳ3）
	生态功能区	塔克拉玛干东部流动沙漠景观与油田开发生态功能区（71）
主要生态服务功能		沙漠景观、风沙源地、油气资源
主要生态环境问题		风沙威胁绿洲和公路以及油田设施、石油开发区环境污染
主要生态敏感因子、敏感程度		生物多样性和生境不敏感，土壤侵蚀高度敏感，土地沙漠化极度敏感，土壤盐渍化轻度敏感
主要保护目标		保护油田设施和沙漠公路、保护文物古迹
适宜发展方向		加强沙漠油气资源勘探开发，适度开发地下水，进行油田区和公路绿化，发展沙漠探险旅游

由表 4.2-1 可知，项目位于“塔克拉玛干东部流动沙漠景观与油田开发生态功能区”，主要服务功能为“沙漠景观、风沙源地、油气资源”，主要保护目标为“保护油田设施和沙漠公路、保护文物古迹”，主要发展方向为“加强沙漠油气资源勘探开发，适度开发地下水，进行油田区和公路绿化，发展沙漠探险旅游”。

项目主要是为石油开采项目，对生态环境的影响主要体现在施工期，施工期具有临时性、短暂性特点，施工结束后，区域生态采取自然恢复措施及完善的防

沙治沙及水土保持措施，不会对沙漠化扩大、土壤盐渍化造成影响。综上所述，项目的建设实施符合区域生态服务功能定位，与区域发展方向相协调。

严禁复制

图4.2-1　生态功能区划图

4.2.3 生态系统调查与评价

（1） 生态系统类型

本次采用野外调查与遥感技术相结合的手段，根据《全国生态状况调查评估技术规范 生态系统遥感解译与野外核查》（HJ1166-2021）的分类方法，对评价区生态系统进行分类，项目评价范围生态系统包括荒漠生态系统、农田生态系统。农田生态系统主要分布于跃满 1-H9 井、跃满 1-H17 井、跃满 1-H13 井、跃满 1-H15 井周边区域。荒漠生态系统主要分布于跃满 2-H13 井、跃满 3-H11 井、跃满 802-H4 井周边区域。

（2） 生态系统特征

①荒漠生态系统

环境水分稀少是荒漠生态系统的最基本环境特征。在气候上，该区域处于干旱和半干旱地区，且降水随着季节不同分配不均匀，主要集中在冬季（非植物生长季）。由于降水稀少和蒸散十分强烈，少量天然降水远不能满足中生植物生长发育所需要的水分，只有耐干旱和耐盐碱的荒漠植物才能得以生存，由此形成内陆干旱荒漠生态景观。受自然条件的制约，评价区植被总体表现为低矮而稀疏，且分布不均匀。由低矮、稀疏植被所形成的生物保护层不健全且功能微弱，使地表物质易受侵蚀和搬运，所形成的强大有害物质流（风沙），威胁人类生存环境，同时对农林牧业生产存在潜在的灾害性影响。

荒漠生态系统的植被稀少，物种贫乏，异质性较差，系统平衡关系的相关性极容易受到破坏，且破坏后很难恢复，这就是干旱地区生态环境的脆弱性。无植被或少植被覆盖的地表，易受到侵蚀、沙化，或成为沙尘暴的发源地。

②农田生态系统

农田生态系统结构简单，作物种类单一，占较大比例的农作物群落与其它生物群落相互作用，共同生存。受人类活动的强烈干扰，农田生态系统具有高度开放性，系统内能量流动和物质循环量较大。农业耕作方式主要是机械化耕作。该区土壤肥力不足，属中、低产土壤；受到干旱缺水的限制，农作物产量低。评价区农田主要为水浇地，农作物种类单一，主要种植棉花，2025 沙雅县全县平均籽棉产量为 442kg/亩。

4.2.4 土地利用现状调查与评价

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，即将遥感影像与线路进行叠加，参照全国土地利用现状调查技术规程、全国土地利用现状分类系统，根据实地调查和 TM 影像数据的解读分类，通过 ArcGIS 地理信息系统软件处理得到项目区域及周边地区的土地利用类型。

生态现状调查范围内土地利用类型为水浇地、其他草地、裸土地。跃满 1-H9 井、跃满 1-H17 井、跃满 1-H13 井、跃满 1-H15 井生态现状调查范围内主要为水浇地，跃满 2-H13 井、跃满 3-H11 井、跃满 802-H4 井生态现状调查范围内主要为其他草地、裸土地。

土地利用现状图见附图 4.3-4。

图 4.2-2 土地利用现状图

4.2.4 植被现状调查与评价

（1）区域自然植被类型

评价区在塔里木河流域的植被区划中属暖温带灌木，半灌木荒漠地带，塔里木盆地沙漠、稀疏灌木、半灌木荒漠区。该区域气候极端干旱，但热量丰富，又受塔里木河水的影响，非地带性的水热条件又丰富了一些植被类型。区域植被类型在中国植被区划中属塔里木荒漠省、塔克拉玛干亚省、塔里木河谷洲。

根据现场勘查和以往研究资料，评价区分布的植物种类包括柽柳科（多枝柽

柳、刚毛柽柳等）、禾本科（芦苇等）、豆科（疏叶骆驼刺）等。区域主要的野生植物具体名录见表 4.2-3，区域植被类型图见图 4.2-3。

表4.2-3　　项目周边区域野生植物名录

科	种名	拉丁名
杨柳科	灰胡杨	*Populus pruinosa Schrenk*
藜科	盐穗木	*Halostachys caspica*
	盐节木	*Halocnemum shrobilaceum*
藜科	碱蓬	*Suaed salsa*
	刺蓬	*Sallsola pestifer*
豆科	疏叶骆驼刺	*Althagi sparsifolia*
蒺藜科	骆驼蓬	*Peganum harmala*
	西伯利亚白刺	*Nitraria sibirica*
柽柳科	多枝柽柳	*Tamarix ramosissima*
	刚毛柽柳	*Tamarix hispida*
菊科	花花柴	*Karelinia caspica*
禾本科	芦苇	*Phragmites australis*
列当科	肉苁蓉	*Cistanche deserticola*

（2）野生植物重要物种

根据《新疆维吾尔自治区人民政府关于公布新疆维吾尔自治区重点保护野生植物名录的通知》（新政发〔2023〕63 号）及《关于印发<新疆国家重点保护野生植物名录>的通知》（新林护字〔2022〕8 号），区域内分布的国家Ⅱ级保护植物肉苁蓉，灰胡杨为自治区Ⅱ级保护植物。

表4.2-4　　重点保护野生植物表

序号	物种名称（中文名/拉丁名）	保护级别	频危级别	特有种（是/否）	极小种群野生植物（是/否）	分布区域	资料来源	工程占用情况(是/否)	图片
1	灰胡杨(*Populus pruinosa Schrenk*)	自治区Ⅱ级	无危	否	否	主要分布在塔里木河两岸	现场调查、文献记录、历史调查资料	否（占地范围不涉及）	
2	肉苁蓉(*Cistanche deserticola*)	国家Ⅱ级	频危	否	否	主要分区塔里木河南侧沙地	现场调查、文献记录、历史调查资料	否（占地范围不涉及）	

①灰胡杨

灰胡杨,拉丁学名（*Populus pruinosa Schrenk*）,杨柳科、杨属小乔木，灰胡杨高可达 20 米，树冠开展；树皮淡灰黄色；萌条枝密被灰色短绒毛；小枝有灰色短绒毛。萌枝叶椭圆形，两面被灰绒毛；短枝叶肾脏形，全缘或先端具疏齿牙，两面灰蓝色，密被短绒毛；叶柄微侧扁；灰胡杨广泛生长在塔里木河流域的干旱

的沙漠周边河流沿岸，因此在生理和生态功能上具备了耐干旱、耐盐碱、抗风沙等优良特性。

②肉苁蓉

肉苁蓉，拉丁学名（*Cistanche deserticola*），肉苁蓉属列当科濒危种，别名大芸、寸芸、苁蓉。肉苁蓉是一种寄生在沙漠树木柽柳、梭梭根部的寄生植物，从寄主植物根部中吸取养分及水份。素有"沙漠人参"之美誉，具有极高的药用价值，是中国传统的名贵中药材。喜生于轻度盐渍化的松软沙地上，一般生长在沙地或半固定沙丘等，生境条件很差。评价内分布极少，现状调查中未见。

（3） 植被样方调查

自然植被实地调查中主要采用样地法和样方法。选择重点工程建设地点和有代表性植被类型作为调查样地，在样地中统计植物种类、群落结构等数据，详细记录样方中的植物种类、盖度、建群种等信息。本次评价范围涉及多枝柽柳群系，共调查样方 3 个，现场调查植被样方见表 4.2-5。

表 4.2-5 样方调查结果汇总表

样方号	地点	样地类型	坐标	海拔(m)	所属区县	盖度(%)			群落照片
						乔木层	灌木层	草本层	
1#	跃满 1-H13 井场周边	人工栽培植被		963	沙雅县	0	70	5	
2#	集输干线沿线	多枝柽柳群系		962	沙雅县	0	20	5	
3#	跃满 802-H4 井场周边	多枝柽柳群系		956	沙雅县	0	20	0	

4.2.6 野生动物现状调查与评价

(1)区域野生动物调查

按中国动物地理区划，评价区域动物区系属古北界、蒙新区、西部荒漠亚区、塔里木盆地省、天山南麓平原州、塔里木河中游区。从有关资料调查中得知，区域评价范围内野生动物情况见表 4.2-6。

表 4.2-6　　项目区主要动物种类及分布

序号	种名	拉丁学名	保护级别
两栖类			
1	绿蟾蜍	*Bufo viridis*	
爬行类			
2	新疆麻蜥	*Agama stoliczkana Blanford*	
3	密点麻蜥	*Eremias multionllata Günther*	
4	荒漠麻蜥	*Eremias przewalskii Strauch*	
鸟类			
5	沙百灵	*Calandrella rugescens*	
6	凤头百灵	*Galerida cristata Linnaeus*	
7	小嘴乌鸦	*Corvua corone Linnaeus*	
8	漠鹏鸟	*Oenanthe deserti Temminck*	
9	沙白喉莺	*Rhodopechys obsoleta Lichenstein*	
10	漠雀	*Rhodopechys Cabaris，Mus.Heis.*	
哺乳类			
11	塔里木兔	*Lepus yarkandensis*	国家II级
12	长耳跳鼠	*Euchoreutes naso*	
13	子午沙鼠	*Euchoreutes naso Pallas*	
14	鹅喉羚	*Gazella subguttarosa*	国家II级

（2）野生动物实地样线调查

野生动物调查主要为样线调查，在工程区域内沿各类型植被设置调查样线，样线调查时记录所见到的动物种类和数量，野生动物调查样线见 4.3-1。

样线调查要求：样线调查长度为 1km，根据设定好的路线，采用无人机航拍方式进行样线调查，无人机飞行高度控制在 15m 左右，飞行速度控制 2m/s，飞行过程中通过在线影像观测周边是否有野生动物出没，发现野生动物时，通过无人机及时抓拍并保留影像资料，单条样线飞行不少于 2 次，根据飞行结果记录所见到的动物种类和数量。

图 4.2-1　　野生动物调查样线示意图

根据实地样线调查，主要发现沙蜥、鸟类等动物，未发现鹅喉羚、塔里木兔等保护野生动物。

（3）野生动物重要物种

根据《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)及《关于印发〈新疆国家重点保护野生动物名录〉的通知》（自治区林业和草原局 自治区农业农村厅），该区域共有国家级重点保护动物 2 种，分别为鹅喉羚、塔里木兔。

表 4.2-7　　重要野生动物调查结果统计表

序号	物种名称（中文名拉丁名）	保护级别	濒危级别	特有种(是/否)	分布区域	资料来源	工程占用情况(是/否)
1	鹅喉羚（*Gazella subgutturosa*）	国家二级	濒危 EN	否	鹅喉羚为典型的荒漠与半荒漠栖居者，主要分布于塔里木河沿岸	现场调查、文献记录、历史调查资料	区域偶尔可见
2	塔里木兔（*Lepus yarkandensis*）	国家二级	近危 NT	是	栖息于塔里木盆地中各种不同的荒漠环境和农田		区域偶尔可见

根据《陆生野生动物重要栖息地名录（第一批）》（国家林业和草原局公告2023年第23号），鹅喉羚、塔里木兔重要物种主要分布于新疆沙雅塔里木河上游湿地兽类及鸟类重要栖息地，项目占地区域不涉及新疆沙雅塔里木河上游湿地兽类及鸟类重要栖息地。

4.2.7 生态敏感区调查与评价

（1）生态保护红线

塔里木河流域土地沙化防控与生物多样性维护生态保护红线区主要分布在阿克苏地区新和县、沙雅县、库车市及巴州轮台县、尉犁县。生物多样性维护主要生态功能为重点维护生物种类的多样性、基因的多样性和生态系统的多样性及稳定性；主要保护要求为重要生态功能区域生态功能不降低、面积不减少、性质不改变；主要保护对象有鹅喉羚等珍稀野生动物，肉苁蓉等珍稀野生植物。

拟建工程距生态保护红线区（塔里木河流域土地沙化防控与生物多样性维护生态保护红线区）约0.85km，不在生态保护红线内。本工程与生态保护红线区位置关系示意见附图7。

（2） 水土流失重点治理区

根据《关于印发新疆维吾尔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），新疆共划分了2个自治区级重点预防区，4个自治区级重点治理区。其中，重点预防区面积19615.9km²，包括天山山区重点预防区、塔里木河中上游重点预防区；重点治理区面积283963km²，包括额尔齐斯河流域重点治理区、天山北坡诸小河流域重点治理区、塔里木河流域重点治理区、伊犁河流域重点治理区，项目位于塔里木河流域水土流失重点治理区。

根据《新疆维吾尔自治区水土保持规划（2018-2030年）》，项目所在区域的水土保持基础功能类型是农田防护、防风固沙与防灾减灾，水土保持主导功能

类型是防风固沙，为了实现水土保持主导功能，水土流失治理措施主要依靠荒漠化治理工程、石油天然气行业的水土保持综合治理工作。

（3）塔里木河上游湿地自然保护区

新疆塔里木河上游湿地自然保护区位于新疆塔里木河流域上游范围内，涵盖了塔里木河沙雅县境内 164.38km 流域，包括塔河流域的古河道、自然积水坑、河漫滩、冲蚀阶地和台地等；河流两岸的沼泽、湖泊、水塘、人工水库、排水沟渠等；以及荒漠中的积水洼地。行政上跨越沙雅县一牧场、二牧场、英买里镇、海楼乡、托依堡镇、塔里木乡，地理坐标为：东经 81°44′45"～83°39′06"、北纬 41°09′55"～40°40′05"总面积为 256840hm²，海拔 950～1020m。

塔里木河上游湿地自然保护区典型干旱荒漠隐域性湿地，是新疆内陆干旱区塔里木河流域集河流湿地、湖泊湿地、沼泽湿地的人工湿地于一体的典型的、永久性湿地。其建设内容主要包括塔里木河上游鸟类、鱼类、有蹄类野生动物、生物多样性等保护小区。是集生态保护、生态重建、科研监测、宣传教育、生态旅游等可持续利用为一体的资源管理保护区。新疆塔里木河上游湿地自然保护区属于大型湿地自然保护区，保护区面积 256840hm²，其中核心区面积为 71586hm²，占保护区总面积的 27.87%；缓冲区面积为 149468hm²，占保护区面积的 58.08%，实验区面积为 36086hm²，占保护区面积 14.05%。

本工程跃满 2-H13 井北距新疆塔里木河上游湿地自然保护区最近为 0.85km。本工程与新疆塔里木河上游湿地自然保护区位置关系示意见附图 7。

（4） 沙雅国家沙漠公园

沙漠公园是以沙漠景观为主体，以保护荒漠生态、合理利用沙漠资源为目的，在促进防沙治沙和维护生态服务功能的基础上，开展公众游憩休闲或进行科学、文化和教育活动的特定区域。

2014 年 9 月，沙雅国家沙漠公园成为全国首批国家级沙漠公园之一。沙雅国家沙漠公园位于新疆阿克苏沙雅县盖孜库木乡塔里木古河道范围内，面积为 27800 公顷。建于沙雅县盖孜库木乡，位于塔里木古河道范围内，距离沙雅县城 60 公里。规划面积 27800 公顷，建设期限为 2014 年—2020 年，规划有沙地保育区、宣教展示区、沙漠体验区、服务管理区等。

本工程西距沙雅国家沙漠公园最近距离为 8.5km，不在沙雅国家沙漠公园内。本工程与沙雅国家沙漠公园位置关系示意见附图 7。

（5） 沙雅县盖孜库木国家沙化土地封禁保护区

根据《中华人民共和国防沙治沙法》（中华人民共和国主席令第五十五号）《国家沙化土地封禁保护区管理办法》（林沙发〔2015〕66 号）有关规定，2016 年 12 月 28 日，国家林业局正式将沙雅县盖孜库木乡南部 2.1 万公顷的沙化土地划分为国家级沙化土地封禁保护区（国家林业局公告（2016 年第 22 号）），距离沙雅县城约 46km，地处塔里木河南岸，塔克拉玛干沙漠北缘。

封禁意义：对封禁区人为活动频繁地段采取全封方式修建围栏，对风沙流动频繁地段采取机械固沙埋设草方格沙障，通过采取固沙压沙、生态修复等方式，促进封禁保护区内植被的自然恢复和地表皮的形成，拯救现有天然荒漠植被，环保生态环境，遏制沙化扩展趋势。

2016 年开始实施沙化土地封禁保护试点补助项目（新林计字〔2016〕66 号），主要包括刺丝围栏 40.34km，维修刺丝围栏 3.2km，草方格沙障 69.03hm^2，建设护管站 1 座，建筑面积 289.21m^2，检查哨卡 1 座，建设输电线路 4.638km，维修道路 4.43km，设置警示牌 147 个，安装监控设备 1 套，购置相关检测、保护等设施设备。

封禁期限：永久。

本工程西距沙化土地封禁保护区最近约 50m，不在保护区。本工程与沙雅县盖孜库木国家沙化土地封禁保护区位置关系示意见附图 7。

4.2.8 主要生态问题调查

（1）区域沙化土地现状

根据《新疆维吾尔自治区第六次沙化监测报告》，项目位于塔克拉玛干沙漠。塔克拉玛干沙漠是世界第二大流动性沙漠，是我国最大的沙漠，沙漠面积 362366 平方千米，占全疆沙漠的 82.25%，占我国沙漠总面积的一半以上。它位于塔里木盆地的中心地带，属暖温带干旱、极干旱气候区。塔克拉玛干主体沙漠中的沙化土地面积 3435.59 万公顷，其中：流动沙地 2618.66 万公顷，半固定沙地 549.82 万公顷，固定沙地 247.10 万公顷，沙化耕地 11.83 万公顷，非生物工程治沙地 8.18 万公顷。

塔克拉玛干沙漠中的流动沙地占新疆沙漠流动沙地总面积的 92.54%，是我国流沙分布最广的沙漠。沙漠沙丘高大，形态类型多样。沙丘由外向内逐渐升高，边缘在 25 米以下，内部一般在 50～80 米之间，少数高达 200～300 米。沙丘类

型有 10 多种，以复合型纵向沙垄和新月型沙丘链为主，还有鱼鳞状沙丘、穹状沙丘、复合新月型沙丘等。沙漠边缘地区年降水量 60～80 毫米，腹地降水量更低，降水少而蒸发强烈，植被覆盖率低，生态环境极为脆弱。

经核查，本项目所在区域的沙化类型为半固定沙地。

图4.2-5　项目区沙化土地现状

（2）水土流失现状

根据《新疆维吾尔自治区 2024 年水土流失动态监测年报》，2024 年阿克苏地区轻度侵蚀面积 29793.84km²，占水土流失总面积的 46.63%；中度侵蚀面积 32475.95km²，占水土流失总面积的 50.83%；强烈及以上侵蚀面积 1619.19km²，占水土流失总面积的 2.53%。

①水土流失类型与成因

自然因素：区域气候干旱，年均降水量不足 50mm，蒸发量高达 3000mm 以上；大风天气频繁，≥8 级大风日数年均 30~50 天；地表植被覆盖度低（5%~ 15%），土壤以风沙土为主，结构松散，抗蚀能力极弱。

人为因素：油气勘探开发活动扰动地表，影响原有植被和土壤结皮，形成新的风蚀源。参考同类项目验收调查，未采取防护措施的施工扰动区，风蚀模数可达原地貌的数倍以上。

②水土流失发展趋势

若不采取有效防治措施，区域水土流失将呈现以下发展趋势：

风蚀加剧：施工扰动破坏地表稳定层，松散沙土直接暴露，在大风作用下形成风蚀破口，并逐步扩大。

沙丘活化：半固定沙地因植被破坏而活化，演变为流动沙地，加剧区域沙化进程。

工程设施受损：风蚀产生的风沙流可对集输管线、道路等设施造成风蚀或沙埋危害。

（3）区域生态面临的压力和存在的问题

项目评价区域降水量少，干旱和半干旱是生态环境的主要特征，生态环境较为脆弱。本次评价针对富满油田的现场考察和资料分析，项目区目前主要的生态问题为土地沙漠化。

4.3 地下水环境质量现状调查与评价

4.4 地表水环境现状调查与评价

4.5 土壤现状调查与评价

4.6 大气环境质量现状调查与评价

4.7 声环境现状调查与评价

严禁复制

5 环境影响预测与评价

5.1 生态影响评价

5.1.1 施工期生态影响分析

5.1.1.1 地表扰动影响分析

本项目占地分永久占地、临时占地；永久占地主要是井场及道路占地，临时占地主要为井场、施工营地、管道、电力线路占地等。

表 5.1-1　　本项目占用土地情况表

序号	工程内容	占地面积（hm2）		备注
		永久占地	临时用地	
1	采油井场工程	1. 12	7.28	单座井场永久占地为 40m×40m；钻井期井场临时占地面积为 120m×100m，新建7座
2	施工营地	0	2.45	7个，施工营地占地面积50m×70m
3	注气井	2.24	0	井场东侧新增注气功能区，占地为35m×40m，共 16口。
4	站场工程	0.128	0.512	跃满1-H13阀组站占地为 32m×40m，施工期临时占地面积为80m×80m
5	管线工程	0	24.8	新建集输管线31km，作业宽度按8m计
6	道路工程	0	0	
合计		3.488	35.042	——
		38.53		——

本项目施工过程中对地表的扰动主要来源于以下方面：①井场土地平整；②管道管沟开挖及两侧临时堆土、车辆运输临时道路；③井场通井道路施工开辟新道路。上述施工过程中，井场施工因单个井场占地面积小，且影响范围主要集中在井场周围，对地表扰动相对较小；道路施工过程中，由于在原有地表的基础上通过填方进行铺路，导致原有的地表植被全部破坏，导致区域水土流失加剧；管线施工过程中，对地表扰动面积最大，对地表的破坏程度较严重，施工过程中，管沟开挖将造成区域的土壤结构发生局部变化，同时管线沿线植被将全部损失。同时，在回填后，由于地表的扰动，导致土壤松紧程度发生变化，区域水土流失程度将有一定程度的加剧。

5.1.1.2 对农田的环境影响

油田开发井场、管线、临时便道等工程占用棉田，将直接清除占地范围内棉花植株，造成当季农作物生物量损失；施工机械碾压、土方开挖扰动耕作层，造成土壤压实、耕层结构破坏，短期内降低土壤肥力。项目区棉田依赖人工滴灌系统保障生产，施工易损毁田间灌排渠、管线等农业基础设施，影响周边农田灌溉。

永久占地将改变土地利用类型，由耕地转为建设用地，丧失农业生产功能；临时占地在施工结束后经回填、平整、耕层恢复，具备复耕条件，在灌溉保障下可恢复棉花种植，但土壤结构、肥力恢复至扰动前水平需要一定周期。施工期若管控不当，泥浆、含油废水、弃土等污染物进入棉田，会造成土壤污染，影响棉花生长与农产品质量。因此施工阶段需严格划定作业边界，做好临时占地保护、灌溉设施避让或恢复，严控污染物入田，完工后及时开展复耕，降低对农业生产的影响。

5.1.1.3 对植被的影响分析

（1）植被覆盖度的影响分析

本项目植被影响主要表现为永久占地影响和临时性施工对植被的破坏影响，但由于本项目区域地表基本无植被覆盖，仅零星分布柽柳等植物，因此工程的建设对植被覆盖度影响较小。

（2）生物量损失

本项目施工区域均为沙地，施工占地会导致生物量损失。临时占地范围内植被类型以多枝柽柳灌丛为主，伴生少量芦苇、疏叶骆驼刺等。柽柳灌丛多呈斑块状分布，形成典型的柽柳沙包，灌丛高度1～3m，灌丛冠幅直径1～5m不等。根据样方调查（布设样方10个，每个样方面积10m×10m），临时占地范围内植被盖度为5%~15%，局部柽柳灌丛集中区域可达20%，植被稀疏区域（如流动沙地边缘）盖度不足5%。柽柳沙包分布密度约为8~15个/公顷，单个沙包占地面积5～25m²。

生物量损失按下式计算：

$$Y = S_i \cdot W_i$$

式中：Y——生物量损失，t；

S_i——占地面积，hm²；

W_i——单位面积生物量，t/hm²。

项目区域内生态以荒漠生态环境为主要特征，区域地表基本无植被覆盖，仅零星分布柽柳等植物，平均生物量参考《中国区域植被地上与地下生物量模拟》中西

部荒漠、半荒漠地区生物量数据，得出占地范围内不同植被类型平均单位面积生物量指标。生物量损失见表 5.1-2。

表 5.1-2　　项目建设各类型占地的生物量损失

类型	平均生物量（t/hm²）	占地（hm²）	植被损失（t）
农用地	6.63		
灌木林地	2.2		
沙地	0.3		
盐碱地	0.75		
合计			

拟建项目的实施，将造成t 植被生物量损失。

本项目跃满 1-H9 井、跃满 1-H17 井、跃满 1-H13 井、跃满 1-H15 井周边区域，为农田生态系统，以棉花人工植被为主，配套田间灌排设施。施工活动（管沟开挖、井场平整、临时道路建设）将直接清除占地范围内棉花，造成当季生物量损失。农田依托人工灌溉，作物可复耕恢复，但土壤压实、耕层扰动会短期影响土壤肥力。参考同类油田项目验收调查经验，施工结束后临时占地经回填、平整、耕层修复可恢复棉花种植，土壤理化性状恢复至扰动前水平需一定时间。因此施工期应严格控制作业范围，减少对占地外棉田碾压损毁，保护耕作层及灌排设施。

跃满 2-H13 井、跃满 3-H11 井、跃满 802-H4 井周边区域为荒漠生态系统，地表植被覆盖度较低，以零星分布的柽柳、芦苇等荒漠植物为主，施工活动（尤其是管沟开挖、井场平整和道路建设）将直接清除占地范围内的现有植被，造成不可逆的生物量损失。由于区域生态环境脆弱，植被恢复能力差，这种损失在短期内难以自然补偿。参考同类项目验收调查经验，项目在施工结束后对临时占地进行了回填和迹地平整，但受限于干旱缺水的气候条件，植被自然恢复过程极为缓慢，主要依赖原有的柽柳灌丛的萌蘖能力，但整体盖度恢复至施工前水平需要较长时间。因此，在施工期必须对作业范围严格控制，最大限度地减少对占地范围外植被的碾压和破坏。

5.1.1.4 对野生动物的影响分析

（1）对野生动物生境的影响

工程占地直接占用了南疆沙蜥、密点麻蜥等爬行类以及子午沙鼠、长耳跳鼠等啮齿类动物的部分生境。本项目占地面积有限，不会破坏物种生态位，但会造成局部生境的破碎化和质量下降。参考同类验收调查，区域及其邻近区域中野生动物数量本身不多，主要为耐旱的荒漠动物，且经过周边已有油田设施的多年运营，大中型野生动物已较为少见。本项目施工将进一步使小型动物暂时离开施工区。

（2）对野生动物分布的影响

在施工生产过程中，由于油气田机械设备的轰鸣声惊扰，大多数野生脊椎动物种类将避行远离，使区域内单位面积上的动物种群数量下降，但此类影响对荒漠生态系统中的爬行类（沙蜥等）动物的干扰不大。一些伴人型鸟类（麻雀等），一般在离作业区50m以远处活动，待无噪声干扰时较常见于人类生活区附近。因此，随着本项目建设的各个过程，野生动物的种类和数量发生一定的变化，原有的鸟类和爬行类将逐渐避开人类活动的干扰迁至其他区域，随着施工影响的消失，动物的生存环境得以复原，不会因局部生境破坏而导致种群消失或灭绝，部分暂时离开的动物将回到原来的栖息地。

（3）对重要物种的影响

根据现场调查、走访及资料收集，该区域分布特有种南疆沙蜥。对于重要物种，要重点加强保护。本次评价要求项目建设应严格落实本次评价提出的各项环境保护措施、环境管理要求等。在此基础上，可将项目实施对重要物种的影响降到最低。

5.1.1.5 对生态系统的影响分析

本项目对生态系统的影响主要是对地表植被的破坏、土地的占用等，本项目永久占地主要为井场占地，临时占地主要为施工营地占地。施工活动、运输的噪声以及土地的占用会对荒漠生态系统植被生长地和动物栖息地造成直接破坏，使生态系统的生境特征发生变化，导致动植物生境破碎化，如项目建设区域动物活动的干扰等。由于工程建设一般局限于小范围的施工活动，工程施工会对它们产生影响，造成部分栖息地和活动范围的丧失，使其迁往他处，但评价区动物多为常见种类，在评价区及周边地区分布广泛，且一般具有趋避性，随着工程建设的结束，生态环境逐渐恢复，种群又会得以恢复。在施工结束后及时进行施工迹地恢复，采取严格生态恢复、水土保持、防沙治沙等措施，区域生态系统服务功能能够在较短的时间内得到有效的恢复。

从整个评价区来看，本项目不会减少生态系统的数量，不会改变评价区生态系统的完整性和稳定性。评价认为，采取必要的生态保护措施后，对评价区内的荒漠生态系统和生态系统服务功能的影响较小。

5.1.1.6 水土流失影响分析

项目区位于塔里木河流域水土流失重点治理区，土壤以风沙土为主，结构松散，抗侵蚀能力极弱，且区域风力强劲，使得水土流失以风力侵蚀为主。施工期水土流失影响主要体现在：

（1）加剧风力侵蚀：施工活动（如场地平整、管沟开挖）将彻底破坏地表原有的、极为脆弱的结皮或植被覆盖，使下层松散沙土直接暴露于大风之下。类比同区域油气开发项目经验，若不采取有效防护措施，裸露地表在风季的风蚀模数将数十倍甚至百倍于原地貌，极易形成新的风蚀破口，加剧区域沙化进程。

（2）临时堆土成为风沙源：管沟开挖产生的临时堆土，结构松散，含水量低，是施工期最主要的风沙源之一。如不进行苫盖和拦挡，在大风天气下将产生严重的风蚀和扬尘，不仅造成水土流失，还会影响施工区和周边的环境空气质量，对油田设施和人员健康构成威胁。

（3）降低土壤抗蚀性：车辆反复碾压会破坏土壤团聚体结构，使土壤变得更加细碎、松散，进一步降低了其抗风蚀的能力。即便在施工结束后，这些区域的土壤抗蚀性也需要较长时间逐步恢复。

因此，水土流失防治必须贯穿施工全过程，重点在于对临时堆土的防护、对施工扰动面的及时固结以及对施工活动的严格约束。

5.1.1.7 防沙治沙分析

按照《新疆维吾尔自治区实施〈中华人民共和国防沙治沙法〉办法》（2024年12月3日发布，2025年1月1日施行）及《关于加强沙区建设项目环境影响评价工作的通知》（新环环评发〔2020〕138号）中相关要求，在沙化土地范围内从事开发建设活动的，必须事先就该项目可能对当地及相关地区生态产生的影响进行环境影响评价，依法提交环境影响报告；环境影响报告应当包括有关防沙治沙的内容。

（1）项目背景说明

①项目名称（主体工程、附属工程）、性质、规模、总投资等要素

本项目性质属于改、扩建项目，项目总投资47293万元（不含税）。主要建设内容包括：新钻井7口并新建井场7座，新建集输管线10km、井场道路4.62km，配套相关公辅生产设施。

②项目区地理位置、范围和面积（附平面图）

本项目位于阿克苏地区沙雅县境内，项目总占地面积38.53hm²（永久占地面积3.488hm²，临时占地面积35.042hm²）。

③项目区地形、地质地貌、植被、水文等基本情况

本项目位于塔克拉玛干沙漠北部，地形简单，地貌单一。分布有柽柳群系、胡杨群系、芦苇群系等植被群系。在钻探深度内是以单一结构的潜水含水层为主的沙漠平原区，含水层岩性为细砂、粉砂。区域内包气带岩层主要为第四系松散岩类细砂等，天然包气带防污性能为“弱”。

④项目区沙化土地现状及防沙治沙工作情况

根据《新疆维吾尔自治区第六次沙化监测报告》，项目位于塔克拉玛干沙漠。塔克拉玛干沙漠是世界第二大流动性沙漠，是我国最大的沙漠，沙漠面积362366平方千米，占全疆沙漠的82.25%，占我国沙漠总面积的一半以上。它位于塔里木盆地的中心地带，属暖温带干旱、极干旱气候区。塔克拉玛干主体沙漠中的沙化土地面积3435.59 万公顷，其中：流动沙地2618.66 万公顷，半固定沙地549.82 万公顷，固定沙地247.10 万公顷，沙化耕地11.83 万公顷，非生物工程治沙地8.18 万公顷。

区域防沙治沙工作已实施“塔里木河流域近期综合治理项目”，在流域节水改造和河道治理的基础上，通过实施退耕封育和荒漠林封育恢复，治理沙化土地，保护和恢复荒漠林草植被，改善流域生态环境建设工程。

（2）项目实施过程中对周边沙化土地的影响

①占用和影响的沙漠、戈壁、沙地等其他沙化土地的面积等情况

根据《新疆维吾尔自治区第六次沙化监测报告》，项目位于塔克拉玛干半固定沙漠区，占用沙地20.47hm²。项目将直接改变原地貌形态和地表稳定性。施工扰动会破坏地表稳定层，使下伏的流动沙粒活化，在风力作用下可能引发周边区域的沙丘活化或风蚀加剧。参考同类项目，在未设防区域，施工便道和扰动区边缘常出现明显的风蚀沟槽和积沙现象，表明项目建设对局地风沙地貌有一定影响。

②项目实施过程中的弃土、石、渣地等对当地土地沙化和沙尘天气的影响。

由于项目地处内陆地区，风沙较大，空气干燥，加上地表基本无植被覆盖，若项目土石方堆存过程中未采取防尘网苫盖、洒水抑尘等措施，地表沙化的土壤及废土等遇大风天气易产生严重的扬尘，形成沙尘天气。

③损坏的防沙治沙设施（包括生物、物理或化学固沙等措施）。

本项目占地范围不涉及已建设的防沙治沙设施。

④可能造成的土地沙化和沙尘等生态危害。

在施工期，若土方作业未采取洒水、苫盖等措施，极易产生大量扬尘，成为局地沙尘天气的策源地。同时，扰动区土壤抗风蚀能力下降，可能导致风沙流活动加剧，对附近集输管线、道路等设施造成风蚀或沙埋危害。类比满深 7 井区验收调查，项目完工后，通过及时铺设草方格等防沙措施，有效抑制了风蚀，表明工程措施对控制局地沙化效果显著。因此，必须在施工结束后、投入运行前，全面落实防沙治沙措施，以恢复和提升区域的防风固沙功能。

5.1.1.8 防沙治沙保护措施

5.1.1.8.1 防沙治沙措施方案

（1）采取的技术规范、标准

①《中华人民共和国防沙治沙法》（2018 年 11 月 14 日修订）；

②《新疆维吾尔自治区实施〈中华人民共和国防沙治沙法〉办法》（2024 年12月3日发布，2025年1月1日施行）；

③《关于加强沙区建设项目环境影响评价工作的通知》（新环环评发〔2020〕38 号）；

④《防沙治沙技术规范》（GB/T21141-2007）。

（2）制定方案的原则与目标

制定方案的原则：

①科学性、前瞻性与可行性相结合；

②定性目标与定量指标相结合；

③注重生态效益与关注民生、发展产业相结合；

④节约用水和合理用水相结合；

⑤坚持因地制宜的原则。

制定方案的目标：采取铺设草方格等工程措施进行防沙治沙。

（3）工程措施

针对井场及阀组施工过程，提出如下措施：

①井场及阀组建设位置根据场地周边植被分布情况，在满足设计要求的前提下进行适当的调整，选择在植被稀少的地段建设。施工过程采取少占地、少破坏植被的原则，避让区域分布的胀果甘草、肉苁蓉、黑刺、膜果麻黄、罗布麻、灰胡杨等保护植物。

②施工过程中不得随意碾压区域其他固沙植被，严格控制施工活动范围，严禁乱碾乱轧，避免对占地范围外的区域造成扰动。

③严禁施工人员在荒漠地段随意踩踏、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。采取自然恢复的方式对区域植被进行恢复。

④本工程位于荒漠区域，为保护土地资源，在钻井工程作业结束后及阀组施工完成后对场地进行平整，覆土压实并覆盖砾石，防止风蚀现象发生。

⑤施工期间划定施工活动范围，严格控制和管理运输车辆及重型机械的运行线路和范围，不得离开运输道路随意行驶，由专人负责，以防破坏土壤和植被，加剧土地荒漠化。

5.1.1.8.2 方案实施保障措施

（1）组织领导措施

防沙治沙是维护生态安全，促进经济发展和人与自然和谐相处的重要举措。本项目防沙治沙工程中塔里木油田分公司为第一责任人，施工单位作为措施落实方，属于主要责任人。塔里木油田分公司应在施工单位施工过程中，提出具体的目标及要求，并落实到具体人员。

（2）技术保证措施

①邀请各级林业部门组织开展多层次、多形式的技术培训，加强参与防沙治沙工程的人员的培训工作，使其掌握防沙治沙工程建设、管理的基本技术要求，增强人员主动参与防沙治沙能力和积极性。

②塔克拉玛干沙漠条件恶劣，水资源短缺，项目建设的各个环节过程中，加强人员的节水意识，提高水的重复利用性，管线试压废水综合利用就地泼洒抑尘。

（3）防沙治沙措施投资概算及资金筹措情况

本项目防沙治沙措施投资概算预计20万元，由塔里木油田分公司自行筹措，已在本项目总投资中考虑。

（4）生态、经济效益预测

本项目防沙治沙措施实施后，有效减缓项目区域沙丘流动、沙化土地扩张，区域生态环境有所改善。

5.1.2 运营期生态影响分析

项目运营期对生态的影响主要表现在对野生动物、植物、生态系统完整性等影响。

（1）对野生动物的影响分析

运营期项目不新增用地，占地对野生动物的影响不再增加。车辆运输和机械噪声相对施工期有所减小，对野生动物的影响也相对减小。人为活动相对施工也有所减少，并加强管理禁止油气田职工对野生动物的猎杀。

运营期主要影响集中在井场内，运营期废水合理处置，厂界噪声达标排放；并从管理上对工作人员加强宣传教育，切实增强保护生态环境的意识，车辆行驶过程中不得鸣笛惊吓野生动物，进行野生动物保护法的宣传教育，严禁惊扰、猎杀野生动物。

（2）植被影响分析

运营期由于占地活动的结束，主要影响集中在井场内，运营期废水合理处置，厂界噪声达标排放，危险废物委托有资质单位接收处置，对地表植被无不良影响。

（3）生态系统完整性影响分析

在油气田开发如井场等建设中，新设施的增加不但不会使区域内异质化程度降低，反而在一定程度上会增加区域的异质性。区域的异质性越大，抵抗外界干扰的能力就越大，同时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。因而项目开发建设不会改变区域内景观生态的稳定性及完整性。

5.1.3 退役期生态影响分析

随着油田开采的不断进行，其储量逐渐下降，最终井区将进入退役期。各种机械设备将停止使用，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的恢复为主，井场经过清理后，随后根据周边区域的自然现状对其进行恢复，使井场恢复到相对自然的一种状态。油田设施退役后，人员撤离，区域内没有人为扰动，有助于区域生态的改善。

5.1.4 生态影响评价结论

本项目对生态环境的影响主要在施工期，主要为永久占地平整及临时施工营地等的建设带来的生态环境影响。临时性工程占地仅在施工阶段对沿线土地利用产生

短期影响，且在施工结束后能恢复原有的利用功能。总体而言，施工结束后，随着生态补偿或生态恢复措施的实施，临时性工程占地影响将逐渐消失。

运营期影响主要集中在井场内，运营期废水合理处置，厂界噪声达标排放，危险废物委托有资质单位接收处置；同时加强日常巡检监管工作，出现泄漏情况能及时发现。

退役期的环境影响以生态的恢复为主，井场经过清理后，随后根据周边区域的自然现状对其进行恢复，使井场恢复到相对自然的一种状态。油田设施退役后，人员撤离，区域内没有人为扰动，有助于区域生态的改善。

综上，从生态影响的角度，本项目建设可行。

5.1.5 生态影响评价自查表

表5.1-3　　生态影响评价自查表

工作内容		自查项目
生态影响识别	生态保护目标	重要物种□；国家公园□；自然保护区□；自然公园□；世界自然遗产□；生态保护红线□；重要生境□；其他具有重要生态功能、对保护生物多样性具有重要意义的区域□；其他☑
	影响方式	工程占用☑；施工活动干扰☑；改变环境条件□；其他☑
	评价因子	物种☑（分布范围、种群数量、种群结构　　） 生境☑（地表扰动　　） 生物群落☑（物种组成、群落结构等　　） 生态系统☑（植被覆盖度、生态系统功能等　　） 生物多样性□（　　） 生态敏感区□（　　） 自然景观□（　　） 自然遗迹□（　　） 其他☑（土地沙化、水土流失、土壤盐渍化等　　）
评价等级		一级□　二级☑　三级□　生态影响简单分析□
评价范围		陆域面积：（15.11）km^2；水域面积：（）km^2
生态现状调查与评价	调查方法	资料收集☑；遥感调查☑；调查样方、样线☑；调查点位、断面□；专家和公众咨询法☑；其他☑
	调查时间	春季□；夏季□；秋季□；冬季☑ 丰水期□；枯水期□；平水期□
	所在区域的生态问题	水土流失☑；沙漠化☑；石漠化□；盐渍化☑；生物入侵□；污染危害□；其他☑
生态影响预测与评价	评价内容	植被/植物群落☑；土地利用☑；生态系统☑；生物多样性☑；重要物种□；生态敏感区□；其他☑
	评价方法	定性☑；定性和定量□
	评价内容	植被/植物群落☑；土地利用☑；生态系统☑；生物多样性☑；重要物种□；生态敏感区□；生物入侵风险□；其他☑

生态保护对策措施	对策措施	避让□；减缓☑；生态修复□；生态补偿□；科研□；其他☑
	生态监测计划	全生命周期□；长期跟踪□；常规☑；无□
	环境管理	环境监理□；环境影响后评价□；其他☑
评价结论	生态影响	可行☑；不可行□
注：“□”为勾选项，可√；“ ()”为内容填写项。		

5.2 地下水环境影响评价

5.2.1 区域地质

5.2.1.1 含水层类型及其富水性

根据《哈拉哈塘新区地下水环境调查服务项目地下水环境影响评价报告》，本项目位于塔克拉玛干沙漠平原区，在钻探深度内以单一结构的潜水含水层为主。评价区地下水类型为第四系松散岩类孔隙潜水。潜水含水层富水性贫乏，涌水量小于100m^3/d。

根据《哈拉哈塘新区地下水环境调查服务项目地下水环境影响评价报告》中评价区附近的GL6、GL7、GL10钻孔揭露的含水层岩性为第四系全新统风积细砂。根据该三个钻孔的抽水试验结果可得，评价区内潜水含水层的平均渗透系数0.34m/d；钻孔揭露的含水层厚度平均约37.84m；换算涌水量14.58-79.30m^3/d（降深5m、井径8寸）；水量贫乏。

5.2.1.2 地下水的补给、径流和排泄条件

评价区所处的地质构造、地貌、岩性结构及气候、水文条件决定了地下水的补给、径流、排泄条件。

（1）地下水补给

评价区位于塔克拉玛干沙漠腹地，无地表河流穿过，也无其它地表水体和引水渠系等。地下水的补给来源于以下2个方面：

①南部沙漠区地下水侧向径流补给：这是评价区地下水的最主要补给来源。

②降水入渗补给：沙漠区降水稀少，多年平均降水量仅有25～35mm，年平均蒸发量高达3000～4000mm，蒸降比高达116以上，评价区内的降水基本上不能直接对浅埋带地下水形成入渗补给作用。所以评价区内降水入渗补给对地下水资源的补给一般无实际意义。

（2）地下水径流

沙漠区地下水的径流运移速度总体上是极迟缓的。评价区地下水接受南部沙漠区地下径流侧向补给后，在含水层的孔隙中总体上由西南向东北方向径流，水力坡度1‰。除局部地段外，地下水的径流方向与沙垄的延伸方向大体一致。

（3）地下水的排泄

评价区地下水的排泄方式主要有以下三项：

①北部（向下游的）地下侧向径流排泄。这是沙漠区地下水的主要排泄方式。区内地下水各含水组岩性均为大厚度砂层，径流条件较差。所以地下水总体上以缓慢径流的方式向北部下游地段排泄。

②潜水面垂直蒸发排泄

评价区内地下水埋深小于 5m。在沙漠区极干旱的气候条件和强烈的蒸发作用控制下，使地下水沿毛细管不断上升而消耗。由此可见，潜水面的垂直蒸发也是地下水的重要排泄方式之一。

③地下水人工开采排泄

沙漠区地下水原本不存在人工开采。但在塔中地区随着塔中油田的勘探开发，需水量呈逐年增长之势，而且主要靠开采地下水加以解决。目前，评价区内的油田勘探井和油田开采井旁都建有钻前供水井开采地下水供给施工用水，水源地供水井和绿化供水井每年都在开采地下水，而部分钻前供水井在油井施工完后即已停止开采地下水。

5.2.1.3 地下水动态特征

评价区内地下水埋深较浅，降水稀少，蒸发强烈，9 月为低水位期，3 月为高水位期，地下水位变幅 1~2m，平均水位变幅 1.65m。

5.2.1.4 地下水水化学特征

评价区的地下水水化学特征主要受地下水的补给、径流、排泄条件及地下水化学成份的控制。评价区位于塔克拉玛干沙漠腹地，区内气候异常干旱，潜水的埋深普遍较浅，因此潜水的蒸发作用比较强烈。上述含水层特征及补、径、排条件，决定了评价区潜水的水化学作用以蒸发浓缩作用为主。评价区潜水的水化学类型较为单一，均为 SO_4·HCO_3-Na·Ca 型水。TDS 在 9g/L 左右，为水质较差的咸水。

区域水文地质图见图 5.2-1，水文地质剖面图见图 5.2-2、图 5.2-3

图 5. 2-1 区域水文地质图

图 5. 2-2 水文地质剖面图 I-I’

图 5. 2-3 水文地质剖面图 II-II’

5.2.1.5 场地包气带特征

参照《哈拉哈塘新区地下水环境调查服务项目地下水环境影响评价报告》中位于调查范围内的勘探孔的钻孔柱状图，本项目地表出露的地层比较简单，均为第四系全新统风积物，钻孔揭露的岩性单一，为细砂。细砂呈灰褐色，松散到稍密，干燥到湿，单层厚度在一般在 1-30m，最大揭露厚度为 40m。见图 5.2-4。

图 5.2-4　钻孔柱状图

5.2.2 施工期地下水环境影响预测和评价

5.2.2.1 污染模拟情景假设

（1）正常状况

项目施工期污染源主要为施工人员的生活污水、试压废水。

①生活污水

施工人员的生活污水排入防渗生活污水收集池暂存后，定期送至沙雅县污水处理厂处理。正常状况下不会对地下水环境造成污染。

②试压废水

管道分段试压，管道试压水循环使用，主要污染物为 SS。在最后一条管线试压完毕后集中收集，用于场地洒水抑尘，不外排。正常状况下不会对地下水环境造成污染。

（2）非正常状况

非正常状况发生少量的“跑、冒、滴、漏”可及时发现并得到处置，也不会下渗污染地下水。因此，施工期正常状况和非正常状况少量的“跑、冒、滴、漏”基本不会对地下水造成污染。

5.2.3 运营期地下水环境影响评价

5.2.3.1 预测情景分析

（1）正常状况

①废水

本项目运营期不新增生活污水，废水主要为采出水和井下作业废水。

采出水是伴随着原油从地层开采出来，经气液分离后的采出液（油、水）依托富源联合站采出水处理系统处理，处理后回注地层，污染物主要为化学需氧量、氨氮、石油类、总氮、挥发酚，正常状况下不会对地下水产生影响。

井下作业废水主要来源为修井过程产生的压井水和压井液、修井时的循环水及洗井时产生的洗井废水。采用专用废水回收罐收集后依托哈四联隔油池或富源 7 井废液处理站处理后回注地层，正常状况下不会对地下水产生影响。

②井场落地油

根据油田公司作业要求，必须带罐进行，井口排出物全部进罐，故基本无落地油产生。落地油一旦产生须及时、彻底进行回收，在措施落实、管理到位的前提下，可最大限度减少落地油量，故正常状况下落地油对开发区域地下水的影响很小。

③输油管线

本项目正常状况下，输油管线采用玻璃钢保温管，采取严格的防腐防渗措施，正常状况下不会对区域地下水环境产生污染影响。

（2）非正常状况

①油水窜层对地下水的污染影响

非正常状况本项目可能对地下水环境造成影响的是油田开发到中后期时，井筒套管被腐蚀破坏，发生油水窜层。但此时油层几乎没有多少压力，原油不大可能进入到含水层污染地下水，此外井筒采用双层套管，表层套管完全封闭各含水层，固井水泥均上返地面，各含水层与井简间形成双层套管、单层水泥环的保护措施，事故风险较低。但这一现象仍应引起重视，评价区内的废弃井应全部打水泥塞，并经严格的试压以防窜漏污染地下水。

综上所述，本次不再进行对非正常状况油水窜层对地下水的污染影响进行预测。

②输油管线原油泄漏事故对地下水的影响

通常输油管线泄漏原油以点源形式通过土壤表层下渗进入地下含水层。因而管道泄漏事故对地下水环境的影响程度主要取决于原油的物理性质、泄漏量、泄漏方式、多孔介质特征等因素。

③井场发生井喷对地下水的影响

井喷时污染物集中于井口周围地表，可及时发现，采取应急处置措施后，对地下水环境影响较小。此外，类比施工期发生井喷污染预测评价结果可知不会对含水层造成持续污染，且井场下游无地下水保护目标，对地下水污染较轻微，因此，本次不再进行赘述。

综上所述，非正常状况情景设置为输油管线接口破损导致原油泄漏。

5.2.3.2 地下水环境影响预测

输油管线内为原油，本评价选取特征污染物石油类作为代表性污染物进行预测，标准 0.05mg/L。

（1）源强计算

参照风险评价技术导则推荐的液体泄漏速率公式计算管道刺漏量，公式如下所述：

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

式中：Q_L——液体泄漏速率，kg/s；

C_d——液体泄漏系数，此值常取 0.6～0.64；

A——裂口面积，按照《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169—2018）中要求，裂口孔径取管径的 10%，计算裂口面积为 0.00005024m^2；

P——管道压力，取最大值 2.13×10^{6}Pa；

P_0——环境压力，取 1.01325×10^{5}Pa；

g——重力加速度；

ρ——液体密度；

h——裂口之上液位高度，m。

由上述公式求出管道的刺漏速度 QL 为 2.89kg/s，根据油田事故处置要求，持续时间取 10min，油水混合物取平均密度 0.765g/cm^3，则泄漏体积约为 2.27m^3，油水混合物管道刺漏泄出的油水混合物首先附着在地表，形成油饼。极少部分含油水渗漏至含水层，石油类通过溶解在地下水中，通过地下水流作用对区域地下水产生影响。由于石油类在水中的最大溶解度为 18mg/L，出于保守考虑，污染物浓度取 18mg/L。

（2）预测模型

预测模型同施工期预测模型。

（3）预测结果

输油管线原油泄漏对地下水的影响见表 5.2-2 和图 5.2-6。

表 5.2-2 预测结果

运移时段	最大浓度（mg/L）	影响范围（m^2）	影响距离（m）	超标范围（m^2）	超标距离（m）
100d	6.1	42	7	31	6
1000d	0.61	265	19	160	15
7300d	0.08	977	44	231	28

100d

1000d

7300d

图 5.2-6 运营期石油类运移结果图

根据预测结果，100d 时，石油类的污染晕超标范围 31m^2，影响范围 42m^2；1000d 时，石油类的污染晕超标范围 160m^2，影响范围 265m^2；7300d 时，石油类的污染晕超标范围 231m^2，影响范围 977m^2。

根据工程分析介绍，输油管线采用玻璃钢管，螺纹连接，玻璃钢管线保温采用 30mm 硬质聚氨酯泡沫塑料保温层+2mm 聚乙烯外护层，发生泄漏事故的几率极小，且经调查管线两侧 493m 无地下水保护目标。

5.2.4 地下水污染防治措施

地下水环境保护措施与对策应符合《中华人民共和国水污染防治法》和《中华人民共和国环境影响评价法》的相关规定，按照“源头控制、分区防控、污染监控、应急响应”，重点突出饮用水水质安全的原则确定。

（1）源头控制措施

①集输管线可根据具体条件和重要性确定密封形式。

②井场内对工艺要求必须地下走管的管道、阀门设专用防渗管沟，管沟上设活动观察顶盖，以便出现泄漏问题及时观察、解决，将污染物跑、冒、滴、漏降至最低限度。

③对集输管线、阀门严格检查，有质量问题的及时更换，管道、阀门都应采用优质耐腐蚀材料制成的产品。

（2）施工期水污染保护措施

项目施工期，工程建设过程中，无污染物的堆放和排放，因此，项目施工期不会形成对地下水的大范围污染影响。但在施工过程中，要注意保护地下水的措施。

①基础工程尽量选在枯水期施工，避免在汛期施工。

②工程承包合同中应明确施工材料（水泥、钢材、油料等）的运输过程中防止洒漏条款，临时堆放场地不得设在河沟附近，以免随雨水冲入水体造成污染。

③设置必要的排水沟用以疏导施工废水，排水沟土质边坡及时夯实。应妥善收集并及时处理结构渗水，施工现场的淤泥渣土等固体废弃物，应当按要求运到指定地点处置。

④施工场地设置临时沉砂池或配置专用泥浆污水处理设备，将含泥沙的雨水、泥浆经沉砂池处理后排放。

⑤建筑垃圾集中堆放及时清运，做到工完场清。

（3）分区防控措施

根据《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）11.2.2 分区防控措施中要求：已颁布污染控制标准或防渗技术规范的行业，水平防渗技术要求按照相应标准或规范执行，因此本项目应按照《石油化工工程防渗技术规范》（GB/T50934-2013）的要求进行防渗分区。危废暂存间按照《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）中防渗技术要求执行。

根据以上原则，本项目污染防治分区见表 5.2-3 和表 5.2-4。

表 5. 2-3 施工期项目防渗分区及防渗要求

防渗级别	防渗区域	防渗技术要求
简单防渗区	材料房、值班房、停车场等区域	一般地面硬化

表 5. 2-4 运营期项目防渗分区及防渗要求

防渗级别	防渗区域	防渗技术要求

重点防渗区	井口、放喷池、危废暂存间	防渗层的防渗性能不应低于 6.0m 厚渗透系数为 1×10^{-7}cm/s 的黏土层的防渗性能
简单防渗区	其他区域地面	一般地面硬化

（4）管道刺漏防范措施

①井场设置现场检测仪表，并由控制系统实现管线的生产运行管理和控制，并与所属的总控室 SCADA 管理系统通信，上传管线的重要生产运行数据，接收上位系统的控制指令，随时通过监控系统观察管线输送情况。

②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。减轻管道的内外腐蚀，定期检测管道的内外腐蚀情况，并配备适当的管道抢修、灭火及人员抢救设备。

③利用管线的压力、流量监控系统，发现异常立即排查，若是出现问题，立即派人现场核查，如有突发事情启动应急预案。

④一旦管道发生泄漏事故，井场内设置流量控制仪及压力变送器，当检测到压力降速率超过 0.15MPa/min 时，由 SCADA 系统发出指令，远程自动关闭阀门。

（5）地下水环境监测与管理

根据《地下水环境监测技术规范》（HJ164-2020）和《排污单位自行监测技术指南陆上石油天然气开采工业》（HJ1248-2022）的要求，本次共布设 3 眼地下水监控井，具体监测点位见表 5.2-5。

表 5. 2-5 地下水监测点布控一览表

功能	编号	位置	井深	监测频率
背景监测井	JK1	井场地下水上游	多年平均水面下 10m	1 次/年
污染扩散监测井	JK2	工程区		1 次/半年
	JK3	井场地下水下游		

监测项目为：根据《排污单位自行监测技术指南陆上石油天然气开采工业》（HJ1248-2022）中要求，本次跟踪监测因子为石油类、石油烃（C6~C9）、石油烃（C10~C40）、汞、砷、六价铬。当监测指标出现异常时，可按照 HJ164 的附录 F 中石油和天然气开采业特征项目开展监测。

上述监测结果应按项目有关规定及时建立档案，并抄送环境保护行政主管部门，对于常规检测数据应该进行公开，发现污染和水质恶化时，要及时进行处理，开展系统调查，并上报有关部门。

（6）应急响应

①应急预案在制定全作业区环保管理体制的基础上，制订专门的地下水污染事故的应急措施，并与其它应急预案相协调。地下水应急预案包括以下内容：

A.地下水环境保护目标的确定，采取的紧急处置措施和潜在污染可能性评估。

B.特大事故应急抢险组织状况和人员、装备情况，平常的训练和演习。

②应急处置

一旦发现地下水发生异常情况，必须按照应急预案马上采取紧急措施；

A.当确定发生地下水异常情况时，按照制订的地下水应急预案，在第一时间内尽快上报主管领导，通知当地环境保护主管部门，密切关注地下水水质变化情况；

B.组织专业队伍对事故现场进行调查、监测，查找环境事故发生地点、分析事故原因，切断污染源，阻隔地下水流，防止事故的扩散、蔓延及连锁反应，尽量缩小地下水污染事故对人和财产的影响；

C.对事故后果进行评估，并制定防止类似事件发生的措施。

5.2.5 地下水评价结论

本次地下水评价，在搜集当地水文地质条件资料的基础上，运用解析法预测了运营期输油管线泄漏对项目区附近区域地下水环境的影响，结果显示：一旦发生泄漏，将会对区域内地下水造成一定影响。针对可能出现的事故情景，报告制定了相应的监测方案和应急措施。在做好源头控制措施、完善分区防渗措施、地下水污染监控措施和地下水污染应急处置的前提下，本项目对地下水环境影响可接受。

5.3 地表水环境影响评价

依据《环境影响评价技术导则地表水环境》（HJ2.3-2018），结合项目特点，确定本项目属于水污染影响型，评价等级为三级 B。

采出水及原油经新建管线输送至跃满转油站拟建采出水处理系统，处理后的水质满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）中Ⅲ级标准，输至井场回注；井下作业废水依托哈四联隔油池或富源 7 井废液处理站处理后，水质满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）中 V 级标准，回注地层。采取上述水污染控制措施后，本工程采出水及井下作业废水不会对周边水环境产生影响。

（1）采出水处理

本项目建成投运后，采出水随原油一起输送至跃满转油站拟建采出水处理系统，处理后的水质满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）中Ⅲ级标准，输至井场回注，可保持油气层压力，使油气藏有较强的驱动力，以提高油气藏的开采速度和采收率。

跃满转油站新建采出水设计处理规模为 1200m^3/d。根据产水量预测，跃满转油站 2031 年达到最大产水量 1184m^3/d，跃满转油站新建 1200m^3/d 采出水设计处理系统，可满足区块采出水处理。

（2）井下作业废水处理

井下作业废水中主要含有酸、盐类和有机物，采用专用废水回收罐收集，运至哈四联隔油池或富源 7 井废液处理站处理。

哈四联污水处理能力 9100m^3/d，采用一级压力除油、两级双滤料过滤的污水处理工艺；富源 7 井废液处理站年处理能力为 23.76 万 m^3/a，处理工艺为氧化破胶-混凝-气浮分离-多级过滤，本项目井下作业废水的产生量为 601.265m^3/次，依托可行。

综上，本工程评价范围内无地表水体，采取的废水处置措施有效且采出水、井下作业废水不外排，故本工程实施对地表水环境可接受。

表 5.3-1 地表水环境影响评价自查表

工作内容		自查项目		
影响识别	影响类型	水污染影响型☑；水文要素影响型□		
	水环境保护目标	饮用水水源保护区□；饮用水取水口□；涉水的自然保护区□；重要湿地□；重点保护与珍稀水生生物的栖息地□；重要水生生物的自然产卵场及索饵场、越冬场和洄游通道、天然渔场等渔业水体□；涉水的风景名胜区□；其他☑		
	影响途径	水污染影响型		水文要素影响型
		直接排放□；间接排放□；其他☑		水温□：径流□；水域面积□
	影响因子	持久性污染物□；有毒有害污染物□；非持久性污染物□； pH 值□；热污染□；富营养化□；其他☑		水温□；水位（水深）□；流速□；流量□；其他□
评价等级		水污染影响型		水文要素影响型
		一级□；二级□；三级 A□：三级 B☑		一级□；二级□；三级□
现状调查	区域污染源	调查项目		数据来源
		已建□；在建□；拟建□；其他□	拟替代的污染源□	排污许可证□；环评□；环保验收□；既有实测□；现场监测□；入河排放口数据□；其他□
	受影响水体水环境质量	调查时期		数据来源
		丰水期□；平水期□；枯水期□；冰封期□ 春季□；夏季□；秋季□；冬季□		生态环境保护主管部门□；补充监测□；其他□
	区域水资源开发利用状况	未开发□；开发量 40%以下□；开发量 40%以上□		
	水文情势调查	调查时期		数据来源
		丰水期□；平水期□；枯水期□；冰封期（） 春季□；夏季□；秋季□；冬季□		水行政主管部门□；补充监测□；其他□

	补充监测	监测时期	监测因子	监测断面或点位
		丰水期□；平水期☑；枯水期□；冰封期□春季□；夏季□；秋季□；冬季□	（）	监测断面或点位个数（）个
现状评价	评价范围	河流：长度（）km；湖库、河口及近岸海域：面积（）km2		
	评价因子	（）		
	评价标准	河流、湖库、河□：Ⅰ类□；Ⅱ类；Ⅲ类□；Ⅳ类□；Ⅴ类□ 近岸海域：第一类□；第二类□；第三类□；第四类□ 规划年评价标准（）		
	评价时期	丰水期□；平水期□；枯水期□；冰封期□ 春季□；夏季□；秋季□；冬季□		
	评价结论	水环境功能区或水功能区、近岸海域环境功能区水质达标状况□：达标□；不达标□ 水环境控制单元或断面水质达标状况□：达标□；不达标□ 水环境保护目标质量状况□：达标□；不达标□ 对照断面、控制断面等代表性断面的水质状况□：达标□；不达标□ 底泥污染评价□ 水资源与开发利用程度及其水文情势评价□ 水环境质量回顾评价□ 流域（区域）水资源（包括水能资源）与开发利用总体状况、生态流量管理要求与现状满足程度、建设项目占用水域空间的水流状况与河湖演变状况□	达标区□ 不达标区□	
影响预测	预测范围	河流：长度（）km；湖库、河口及近岸海域：面积（）km^2		
	预测因子	（）		
	预测时期	丰水期□；平水期□；枯水期□；冰封期□ 春季□；夏季□；秋季□；冬季□ 设计水文条件□		

<table>
<tr><td rowspan="5"></td><td>预测情景</td><td colspan="5">建设期□；生产运行期□；服务期满后□
正常工况□；非正常工况□
污染控制和减缓措施方案□
区（流）域环境质量改善目标要求情景□</td></tr>
<tr><td>预测方法</td><td colspan="5">数值解□：解析解□；其他□
导则推荐模式□：其他□</td></tr>
<tr><td>水污染控制和水环境影响减缓措施有效性评价</td><td colspan="5">区（流）域水环境质量改善目标□；替代削减源□</td></tr>
<tr><td>水环境影响评价</td><td colspan="5">排放口混合区外满足水环境管理要求□
水环境功能区或水功能区、近岸海域环境功能区水质达标□
满足水环境保护目标水域水环境质量要求□
水环境控制单元或断面水质达标□
满足重点水污染物排放总量控制指标要求，重点行业建设项目,主要污染物排放满足等量或减量替代要求□
满足区（流）域水环境质量改善目标要求□
水文要素影响型建设项目同时应包括水文情势变化评价、主要水文特征值影响评价、生态流量符合性评价□
对于新设或调整入河（湖库、近岸海域）排放口的建设项目,应包括排放口设置的环境合理性评价□
满足生态保护红线、水环境质量底线、资源利用上线和环境准入清单管理要求□</td></tr>
<tr><td rowspan="4">影响预测</td><td rowspan="2">污染源排放量核算</td><td colspan="3">污染物名称</td><td>排放量（t/a）</td><td>排放浓度（mg/L）</td></tr>
<tr><td colspan="3">（）</td><td>（）</td><td>（）</td></tr>
<tr><td rowspan="2">替代源排放情况</td><td>污染源名称</td><td>排污许可证编号</td><td>污染物名称</td><td>排放量/（t/a）</td><td>排放浓度/（mg/L）</td></tr>
<tr><td>（）</td><td>（）</td><td>（）</td><td>（）</td><td>（）</td></tr>
<tr><td>生态流量确定</td><td colspan="5">生态流量：一般水期（）m^3/s；鱼类繁殖期（）m^3/s；其他（）m3/s
生态水位：一般水期（）m；鱼类繁殖期（）m；其他（）m</td></tr>
<tr><td>防</td><td>环保措施</td><td colspan="5">污水处理设施☑；水文减缓设施□；生态流量保障设施□；区域消减□；依托其他工程措施☑；其他□</td></tr>
</table>

治措施	监测计划		环境质量	污染源
		监测方式	手动□；自动□；无监测□	手动□；自动□；无监测□
		监测点位	（）	（）
		监测因子	（）	（）
	污染物排放清单	☑		
评价结论		可以接受☑；不可以接受□		

严禁复制

5.4 土壤环境影响评价

5.4.1 土壤影响识别

5.4.1.1 项目类型

根据《环境影响评价技术导则土壤环境》（HJ964-2018）规定，根据建设项目对土壤环境可能产生的影响，将土壤环境影响类型划分为生态影响型与污染影响型。本项目为石油和天然气开采专用及辅助性活动，属污染影响型。本项目属于“采矿业”中“石油开采”，土壤环境影响评价类别为 I 类。

5.4.1.2 影响类型及途径

本工程施工期主要为土方开挖、场地平整、工程建设及设备安装，主要污染物为施工期扬尘、机械设备产生的废气等，不涉及土壤污染影响。营运期外排废气中主要为非甲烷总烃、H_2S，不涉及重金属排放；运营期无废水外排，不会造成废水地面漫流影响。但泄漏事故工况下管线破裂会造成原油下渗进而对土壤造成垂直入渗影响。

表 5.4-1　　建设项目影响类型表

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	--	--	--	--	--	--	--	--

由表 5.4-1 可知，本工程影响途径主要为运营期垂直入渗污染，因此本工程土壤环境影响类型为“污染影响型”。

5.4.1.3 影响源及影响因子

本项目集输管线输送介质为原油和伴生气，管线连接处破裂时，原油（石油烃）会下渗到土壤中，造成一定的影响。因此本评价选取石油烃作为代表性污染物进行预测。本项目土壤环境影响源及影响因子识别结果见下表。

表 5.4-2　　土壤环境影响源及影响因子识别结果一览表

污染源	污染途径	特征因子	备注
井场管线连接处	垂直入渗	石油烃	事故状况

5.4.2 土地利用类型调查

（1）调查范围

根据《环境影响评价技术导则土壤环境(试行)》(HJ964-2018)，本次评价的土壤现状调查范围为井场及管线两侧外 0.2km 范围。

（2）敏感目标

本工程井场外扩 200m 范围及管线两侧 200m 范围内无土壤保护目标。

（3）土地利用类型调查

①土地利用现状

根据现场调查结果，项目永久占地及管线周边主要为沙地，分布有少量的沙生植被，本工程占地范围暂无规划。

②土地利用历史

根据调查，项目井场部署和管线敷设之前现状为沙地，局部区域已受到油田开发的扰动和影响。

③土地利用规划

本项目占地范围暂无土地利用规划。

（4）土壤类型调查

根据国家土壤信息服务平台发布的中国 1 公里发生分类土壤图（数据来源，二普调查，2016 年），《中国土壤分类与代码》（GB/T17296-2009）中土壤分类，土壤评价范围内土壤类型为荒漠风沙土。

5.4.3 土壤环境影响评价

项目运行期主要为油气开采、集输，预测情景主要分为正常状况和非正常状况两种情景。

5.4.3.1 正常工况下土壤环境影响分析

根据本项目土壤污染特征，土壤污染特征因子主要为石油烃。正常状况下，防渗措施良好、管线连接处紧密，管道密闭输送，因此在正常工况下不会发生原油渗漏进入土壤。

5.4.3.2 非正常工况下土壤环境影响分析

非正常状况下，项目采油树法兰连接处等可视场所发生泄漏，建设单位可以及时采取修复措施，不能任由原油泄漏漫流入土壤，不存在随意漫流的情况。因此，只有当管线等非可视部位发生破损，才有可能造成污染物持续渗入土壤。

（1）溢油过程分析

原油不溶于水，在环境中被称为不溶性液相污染物（NAPLs）。溢油发生后，由于管道输油压力较大，而顶层覆土层压力较小，混合原油会向上喷出地表。如果无人工立即回收，则其一部分轻组分将挥发，另一部分下渗到包气带土体，甚至到达潜水含水层。见图 5.4-1。

图 5. 4-1 管道溢油污染过程示意图

①溢油在包气带中的污染过程分析

包气带中，溢出原油在重力作用下以垂向迁移为主。油流在迁移过程中不断被土壤颗粒截留、吸附、粘滞，其影响的深度和范围取决于原油的物理性质（密度、粘度、张力等）、泄漏量、泄漏方式以及包气带土层的空隙渗透特性等。对一般的粘土或细砂土层而言，溢油的影响主要集中在地面以下 2m 以内。同时，在污染集中的地表层还是生物活动剧烈区域，在较适宜的水热条件下，溢油将被很快降解而祛除。

②溢油在潜水含水层中的污染过程分析

在溢油量大的条件下，溢油有可能透过包气带达到地下水含水层。到达含水层后，由于原油在水中溶解性差，凝析油主要集聚在含水层水表面，并在水动力作用下向下游迁移并向四周扩散，形成“油饼”。凝析油继续下渗量很少，基本不会对地下水产生影响。

（2）垂直入渗途径

①项目区浅层土壤岩性及厚度

项目区土壤类型为风沙土，项目区浅部地层主要由第四系全新统(Q)细砂为主，根据项目区的地下水调查资料，项目区包气带厚度 3m。

②预测方法

采用类比分析法进行预测。

③预测情景设定

类比来自同类型集输管道在非正常工况下的数据，输油管线事故泄漏情况，考虑持续注入非饱和带土层中 10min、20min、1h、2h 后，污染物在垂直方向上的超标扩散距离和包气带底部石油类浓度。

④污染物预测评价因子

污染物预测评价因子为石油类，考虑原油中石油类浓度为 1200mg/L。

⑤预测结果

非正常情况下，考虑持续注入非饱和带土层中 10min、20min、1h、2h 后，落地油一般富集在 0-20cm 的土层中，石油在土壤中的迁移深度较浅。石油在土表的蒸发量与时间呈负指数相关，开始 5h 内石油蒸发强烈，24h 后石油在土壤表面多呈粘稠状。落地油积存于表层会影响表层土壤通透性，影响土壤养分的释放，降低土壤动物及微生物的活性，使土壤的综合肥力下降，最终影响植物根系的呼吸作业和吸收作用。

因此，运行期须定期检查管道的破损或破裂情况，若发现有破损或破裂部位须及时进行修补。故在项目运行期间，需加强管理和监督检查，杜绝非正常情况的发生，避免污染物进入土壤及地下水含水层中。在工程做好防渗、定期监测、严格执行本次环评提出的污染防治措施的前提下本项目对土壤环境影响可接受。

5.4.4 土壤污染防治措施

（1）源头控制

通过加强管线内的压力、流量传感器检修维护，保障发生泄漏及时切断阀门，减少泄漏量；加强日常巡检监管工作，出现泄漏情况能及时发现；加强法兰、阀门连接处腐蚀情况记录管理，避免因老化、腐蚀导致泄漏情况发生。

（2）过程防控措施

根据《石油化工工程防渗技术规范》(GB/T50934-2013)和《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）防渗要求，施工期和运营期防渗措施参照地下水分区防渗措施。防渗措施的设计，使用年限不应低于拟建工程主体工程的设计使用年限。

5.4.5 结论与建议

本工程各监测因子监测值均达到《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地土壤污染风险筛选值标准要求；本工程

采取土壤污染防治措施按照“源头控制、过程防控、应急响应”相结合的原则，在严格落实土壤污染防护措施后，本工程对区域土壤环境影响可接受。

表 5.4-3 土壤环境影响评价自查表

工作内容		完成情况				备注
影响识别	影响类型	污染影响型□；生态影响型□；两种兼有☑				--
	土地利用类型	建设用地□；农用地☑；未利用地☑				--
	占地规模	3.488hm²（永久占地）				小型
	敏感目标信息	项目井场及管线外延 200m 范围				--
	影响途径	大气沉降□；地面漫流□；垂直入渗☑；地下水位□；其他（）				--
	全部污染物	石油烃				--
	特征因子	石油烃				--
	所属土壤环境影响评价项目类别	I 类☑；II类□；III类□；IV类□				--
	敏感程度	敏感□；较敏感□；不敏感☑				--
评价工作等级		一级□；二级☑；三级□				--
现状调查内容	资料收集	a）☑；b）☑；c）☑；d）☑				--
	理化特性	--				--
	现状监测点位		占地范围内	占地范围外	深度	见附图
		表层样点数	5	6	（0-0.2m）	
		柱状样点数	6	0	（0-3m）	
	现状监测因子	（GB36600-2018）45 项基本项目、pH 值、阳离子交换量、石油烃（C10-C40）				--
现状评价	评价因子	（GB36600-2018）45 项基本项目、pH 值、阳离子交换量、石油烃（C10-C40）				--
	评价标准	GB15618□；GB36600☑；表 D.1□；表 D.2□；其他（）				--
	现状评价结论	各监测点土壤的各项因子均满足 GB36600。				--
影响预测	预测因子	石油烃				--
	预测方法	附录 E□；附录 F□；其他☑				--
	预测分析内容	影响范围（/） 影响程度（无影响）				--
	预测结论	达标结论：a）；b）；c）√ 不达标结论：a）；b）				--
防治措	防控措施	土壤环境质量现状保障□；源头控制☑；过程防控☑；其他（）				
	跟踪监测	监测点数	监测指标		监测频次	--
		1	石油烃（C10-C40）		每 5 年 1 次	

施	信息公开指标	--	
评价结论		可以接受☑；不可以接受□	--
注 1：“□”为勾选项，可√；“（）”为内容填写项；“备注”为其他补充内容。 注 2：需要分别开展土壤环境影响评级工作的，分别填写自查表。			

严禁复制

5.5 大气环境影响评价

5.5.1 多年气候统计资料分析

拟建工程位于沙雅县境内，距离本项目最近的气象站为沙雅县气象站，项目周边地形、气候条件与沙雅县一致，本次评价气象统计资料分析选用沙雅县气象站的气象资料。地面气象数据采用气象观测站站点信息见表 5.5-1。

表 5.5- 1 观测气象数据信息

气象站名称	气象站编号	气象站等级	气象站坐标/m		相对距离/km	海拔高度/m	气象要素
			经度	纬度			
沙雅	51639	基本站			175	981	风向、风速、干球温度

根据沙雅县气象站近 20 年气象资料，对当地的温度、风速、风向及风频进行统计。

（1）温度

区域内近 20 年各月平均气温变化情况见表 5.5-2。

表 5.5- 2 近 20 年各月平均温度月变化统计表

月份	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	平均
温度（℃）	-6.8	-0.3	8.5	16.4	21.1	24.6	25.9	24.8	19.9	11.8	3.0	-4.7	12.0

由表 5.5-2 分析可知，区域近 20 年平均温度为 12℃，4～9 月平均温度均高于多年平均值，其他月份均低于多年平均值。

（2）风速

区域内近 20 年各月平均风速变化情况见表 5.5-3。

表 5.5- 3 近 20 年各月平均风速变化统计表

月份	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	平均
风速（m/s）	1.1	1.3	1.5	1.7	1.8	1.8	1.6	1.5	1.3	1.0	1.0	1.1	1.4

表 5.5-3 分析可知，区域近 20 年平均风速为 1.4m/s，5～6 月份平均风速最大为 1.8m/s，10～11 月份平均风速最低为 1.0m/s。

（3）风向、风频

区域近 20 年各月、各季及全年平均风向频率见表 5.5-4，近 20 年风频玫瑰图见图 5.5-1。

表 5.5- 4 近 20 年各月、各季及全年平均风向频率统计一览表

风向	N	NNE	NE	ENE	E	ESE	SE	SSE	S	SSW	SW	WSW	W	WNW	NW	NNW	C
1月	4.8	5.6	8.8	5.6	0.8	0.8	1.6	1.6	1.6	14.5	14.5	12.1	2.4	5.7	0.8	0.0	18.6
2月	5.2	1.7	2.5	1.7	0.8	0.9	0.0	0.9	0.0	8.6	25.0	22.4	12.1	6.0	2.6	1.7	7.8
3月	4.8	12.1	20.9	10.5	4.0	1.6	2.4	0.8	1.6	5.7	4.8	6.5	4.8	4.0	1.6	2.4	11.3
4月	5.0	11.7	11.6	8.3	4.2	3.3	0.0	3.3	7.5	3.3	9.2	7.5	2.5	3.3	2.5	2.5	14.2
5月	9.7	16.9	13.7	12.1	1.6	3.2	7.3	4.0	0.0	2.4	4.0	4.8	1.6	16.1	4.0	4.8	8.1
6月	11.7	14.2	10.8	12.5	9.2	5.8	4.2	1.7	1.7	1.7	2.5	2.5	1.7	4.2	6.7	2.5	6.7
7月	11.3	13.7	8.1	8.9	2.4	3.2	1.6	2.4	3.2	4.8	4.8	3.2	6.5	5.7	6.5	6.5	7.3
8月	6.4	16.1	20.2	13.7	6.5	5.7	3.2	4.0	1.6	1.6	403.0	0.8	1.6	0.0	2.4	6.5	5.7
9月	10.0	18.3	13.3	11.7	5.8	1.7	1.7	3.3	1.7	1.7	5.8	2.5	6.7	2.5	2.5	1.7	9.2
10月	5.6	13.7	8.1	8.1	2.4	0.0	1.6	1.6	0.8	5.7	5.7	4.0	4.8	4.0	4.0	3.2	26.6
11月	0.0	3.3	5.8	4.2	1.7	2.5	0.8	0.8	2.5	6.7	15.0	15.8	6.7	4.2	1.7	1.7	26.7
12月	1.6	8.1	15.3	10.4	4.8	0.8	2.4	2.4	2.4	6.5	11.3	10.5	5.7	2.4	0.0	1.6	13.7
春季	6.5	13.6	15.5	10.3	3.3	2.7	3.3	2.7	3.0	3.8	6.0	6.3	3.0	3.0	2.7	3.3	11.1
夏季	9.8	14.7	13.1	11.6	6.0	4.9	3.0	2.7	2.2	2.7	3.8	2.2	3.3	3.3	5.2	5.2	6.5
秋季	5.2	11.8	9.1	7.9	3.3	1.4	1.4	1.9	1.7	4.7	8.8	7.4	6.0	3.6	2.8	2.2	20.9
冬季	3.8	5.2	9.1	6.0	2.2	0.8	1.4	1.7	1.4	9.9	16.8	14.8	6.6	4.7	1.1	1.1	13.5
全年	6.3	11.3	11.7	9.0	3.7	2.5	2.3	2.3	2.1	5.3	8.8	7.7	4.7	3.6	2.9	2.9	13.0

图 5.5-1 近 20 年风频玫瑰图

由表 5.5-4 分析可知，沙雅县近 20 年资料统计结果表明，该地区多年 NE 风向的频率最大。

5.5.2 评价等级判断

5.5.2.1 评价因子和评价标准筛选

本项目评价因子和评价标准见表 5.5-5。

表 5.5- 5 评价因子和评价标准表

评价因子	平均时段	标准值/（μg/m³）	标准来源
非甲烷总烃	小时平均	2000	《大气污染物综合排放标准详解》
硫化氢	小时平均	10	《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D

5.5.2.2 估算模型参数

估算模型参数见表 5.5-6。

表 5.5- 6 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/℃		41.2
最低环境温度/℃		-24.2
土地利用类型		沙漠化荒地
区域湿度条件		干燥气候
是否考虑地形	考虑地形	是
	地形数据分辨率/m	90m
是否考虑岸线熏烟	考虑岸线熏烟	否
	岸线距离/km	/
	岸线方向/°	/

5.5.2.3 污染源计算清单

本项目污染源计算清单见表 5.5-7。

表 5.5- 7 本项目面源参数表

编号	名称	面源起点坐标/m		面源海拔高度/m	面源长度/m	面源宽度/m	与正北向夹角/°	面源有效排放高度/m	年排放小时数/h	排放工况	污染物排放速率/（kg/h）	
		经度（°）	纬度（°）								NMHC	硫化氢
A1	跃满 802-H4			956	40	30	0	4	8760	正常排放	0.0063	0.000032
A2	跃满 3-H11			959	40	30	0	4	8760	正常排放	0.0056	0.000028
A3	跃满 1-H15			963	40	30	0	4	8760	正常排放	0.0063	0.000032
A4	跃满 1-H9			962	40	30	0	4	8760	正常排放	0.0063	0.000032
A5	跃满 2-H13			961	40	30	0	4	8760	正常排放	0.0063	0.000032

A6	跃满 1-H13			963	40	30	0	4	8760	正常排放	0.0063	0.000032
A7	跃满 1-H17			964	40	30	0	4	8760	正常排放	0.0063	0.000032
A8	跃满 1-H13 阀组站			963	20	20	0	4	8760	正常排放	0.0286	0.00014

5.5.2.4 估算模型计算结果

估算模型计算的各源最大值汇总见表 5.5-8。

表 5.5- 8 各源的最大值汇总

序号	污染源名称	硫化氢		非甲烷总烃	
		1h 浓度	占标率	1h 浓度	占标率
1	跃满 802-H4	0.09	0.86	16.98	0.85
2	跃满 3-H11	0.09	0.86	16.98	0.85
3	跃满 1-H15	0.09	0.86	16.98	0.85
4	跃满 1-H9	0.09	0.86	16.98	0.85
5	跃满 2-H13	0.09	0.86	16.98	0.85
6	跃满 1-H13	0.09	0.86	16.98	0.85
7	跃满 1-H17	0.09	0.86	16.98	0.85
8	跃满 1-H13 阀组站	0.62	6.22	127.16	6.36
	各源最大值	0.62	6.22	127.16	6.36

本工程各采油井场废气污染源面源长度、宽度、高度及排放速率均一致，同时项目位于同一区域，地形基本一致，预测结果基本一致，因此选取跃满 1-H13 井场为代表井场列出下风向不同距离计算结果，见表 5.5-9 和表 5.5-10。

表 5.5- 9 果探 1 井场污染物估算模型计算结果表

离源距离(m)	硫化氢		非甲烷总烃	
	预测浓度/ug/m^3	占标率/%	预测浓度/ug/m^3	占标率/%
10	0.07	0.67	13.17	0.66
25	0.08	0.8	15.81	0.79
47	0.09	0.86	16.98	0.85
50	0.09	0.86	16.95	0.85
75	0.08	0.78	15.37	0.77
100	0.07	0.7	13.76	0.69
125	0.06	0.63	12.44	0.62
150	0.06	0.57	11.18	0.56
175	0.05	0.52	10.14	0.51
200	0.05	0.47	9.26	0.46
225	0.04	0.43	8.47	0.42
250	0.04	0.4	7.78	0.39
275	0.04	0.36	7.17	0.36
300	0.03	0.34	6.63	0.33
325	0.03	0.32	6.24	0.31
350	0.03	0.3	5.94	0.3
375	0.03	0.29	5.66	0.28

400	0.03	0.27	5.40	0.27
425	0.03	0.26	5.15	0.26
450	0.03	0.25	4.92	0.25
475	0.02	0.24	4.72	0.24
500	0.02	0.23	4.52	0.23
下风向最大浓度及占标率/%	0.09	0.86	16.98	0.85
D10%最远距离	0		0	

表 5.5- 10　跃满 1-H13 阀组站污染物估算模型计算结果表

离源距离(m)	硫化氢		非甲烷总烃	
	预测浓度/ug/m^3	占标率/%	预测浓度/ug/m^3	占标率/%
10	0.58	5.84	119.29	5.96
13	0.62	6.22	127.16	6.36
25	0.45	4.5	92.02	4.6
50	0.43	4.3	87.79	4.39
75	0.37	3.66	74.82	3.74
100	0.32	3.24	66.13	3.31
125	0.29	2.88	58.82	2.94
150	0.26	2.56	52.36	2.62
175	0.23	2.31	47.24	2.36
200	0.21	2.1	42.9	2.14
225	0.19	1.92	39.13	1.96
250	0.18	1.75	35.85	1.79
275	0.16	1.61	32.99	1.65
300	0.15	1.49	30.47	1.52
325	0.14	1.41	28.73	1.44
350	0.13	1.34	27.32	1.37
375	0.13	1.27	26	1.3
400	0.12	1.21	24.77	1.24
425	0.12	1.16	23.64	1.18
450	0.11	1.11	22.58	1.13
475	0.11	1.06	21.61	1.08
500	0.1	1.01	20.73	1.04
下风向最大浓度及占标率/%	0.62	6.22	127.16	6.36
D10%最远距离	0		0	

由估算模型计算结果可知，井场无组织排放硫化氢下风向最大浓度为 0.09μg/m³，占标率为 0.86%，非甲烷总烃下风向最大浓度为 16.98μg/m³，占标率为 0.85%；阀组站无组织排放硫化氢下风向最大浓度为 0.62μg/m³，占标率为 6.22%，非甲烷总烃下风向最大浓度为 127.16μg/m³，占标率为 6.36%。

4.5.2.5 评价等级和评价范围

（1）评价等级

由估算模型计算结果可知，本项目最大占标率 Pmax 为 6.36%（阀组站无组织排放的非甲烷总烃），评价等级为二级。

（2）评价范围

二级评价项目大气环境影响评价范围边长取 5km。

5.5.3 大气环境影响预测与评价

根据大气导则规定，二级评价项目不进行进一步预测与评价，只对污染物排放量进行核算。

5.5.3.1 污染物排放量核算

本项目大气污染物无组织排放量核算结果见表 5.5-11，年排放量核算结果见表 5.5-12。

表 5.5- 11 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	污染物种类	主要污染防治措施	国家或地方污染物排放标准		年排放量/（t/a）
					标准名称	浓度限值/（mg/m³）	
1	A1	跃满1-H13井场	非甲烷总烃	密闭输送	《陆上石油天然气开采工业污染物排放标准》（GB39728-2020）	4	0.114
			硫化氢		《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）	0.06	0.0003
2	A2	跃满2-H13井场	非甲烷总烃	密闭输送	《陆上石油天然气开采工业污染物排放标准》（GB39728-2020）	4	0.114
			硫化氢		《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）	0.06	0.0002
3	A3	跃满3-H11井场	非甲烷总烃	密闭输送	《陆上石油天然气开采工业污染物排放标准》（GB39728-2020）	4	0.114
			硫化氢		《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）	0.06	0.0003
4	A4	跃满1-H15井场	非甲烷总烃	密闭输送	《陆上石油天然气开采工业污染物排放标准》（GB39728-2020）	4	0.114
			硫化氢		《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）	0.06	0.0003
5	A5	跃满1-H9井场	非甲烷总烃	密闭输送	《陆上石油天然气开采工业污染物排放标准》（GB39728-2020）	4	0.114
			硫化氢		《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）	0.06	0.0003

6	A6	跃满1-H17井场	非甲烷总烃	密闭输送	《陆上石油天然气开采工业污染物排放标准》（GB39728-2020）	4	0.114
			硫化氢		《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）	0.06	0.0003
7	A7	跃满802-H4井场	非甲烷总烃	密闭输送	《陆上石油天然气开采工业污染物排放标准》（GB39728-2020）	4	0.114
			硫化氢		《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）	0.06	0.0003
8	A6	跃满1-H13阀组站	非甲烷总烃	密闭输送	《陆上石油天然气开采工业污染物排放标准》（GB39728-2020）	4	0.149
			硫化氢		《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）	0.06	0.001
无组织排放总计							
无组织排放总计				VOCs		0.947	
				硫化氢		0.0031	

表 5.5- 12 大气污染物年排放量核算表

序号	污染物	年排放量/（t/a）
1	VOCs	0.947
2	硫化氢	0.0031

5.5.4 大气环境影响评价结论

本项目无组织排放非甲烷总烃最大落地浓度为 127.16μg/m³，占标率为 6.36%，硫化氢最大落地浓度为 0.62μg/m³，占标率为 6.22%，大气环境影响可接受。

5.5.5 大气环境影响评价自查表

项目大气环境影响评价自查表见下表。

表 5.5- 13 建设项目大气环境影响评价自查表

工作内容		自查项目			
评价等级与范围	评价等级	一级□	二级√		三级□
	评价范围	边长=50km□	边长 5~50km□		边长=5km√
评价因子	SO2+NO2 排放量	≥2000t/a□	500~2000t/a□		＜500t/a√
	评价因子	基本污染物（PM_{10}、$PM_{2.5}$、NO_2、SO_2、CO、O_3） 其他污染物（非甲烷总烃、硫化氢）			包括二次 $PM_{2.5}$□ 不包括二次 $PM_{2.5}$√
评价标准	评价标准	国家标准√	地方标准□	附录 D√	其他标准□
现状评	环境功能区	一类区□	二类区√		一类区和二类区□

价	评价基准年	（2024）年					
	环境空气质量现状调查数据来源	长期例行监测数据√		主管部门发布的数据□		现状补充监测√	
	现状评价	达标区□		不达标区√			
污染源调查	调查内容	本项目正常排放源√ 本项目非正常排放源√ 现有污染源□		拟替代的污染源□		其他在建、拟建项目污染源□	区域污染源□
大气环境影响预测与评价	预测模型	AERMOD□	ADMS□	AUSTAL2000□	EDMS/AEDT□	CALPUFF□	网络模型□	其他□
	预测范围	边长≥50km□		边长 5~50km□		边长=5km□	
	预测因子	预测因子（非甲烷总烃、硫化氢）				包括二次 PM2.5□ 不包括二次 PM2.5□	
	正常排放短期浓度贡献值	C本项目最大占标率≤100%√				C本项目最大占标率＞100%□	
	正常排放年均浓度贡献值	一类区	C 本项目最大占标率≤10%□			C 本项目最大占标率＞10%□	
		二类区	C 本项目最大占标率≤30%□			C 本项目最大占标率＞30%□	
	非正常排放1h浓度贡献值	非正常持续时长()h		C 非正常最大占标率≤100%□		C 非正常最大占标率＞100%□	
	保证率日平均浓度和年平均浓度叠加值	C 叠加达标□				C 叠加不达标□	
	区域环境质量的整体变化情况	k≤-20%□				k＞-20%□	
环境监测计划	污染源监测	监测因子（非甲烷总烃、硫化氢）				有组织废气监测□ 无组织废气监测√	无监测□
	环境质量监测	监测因子()				监测点位数()个	无监测□
评价结论	环境影响	可以接受√不可以接受□					
	大气环境防护距离	距()厂界最远()m					
	污染源年排放量	NO_X：（）t/a		颗粒物：（）t/a		SO_2：（）t/a	VOCs：（0.947）t/a
注：“□”为勾选项，填“√”；“()”为内容填写项							

5.6 声环境影响评价

5.6.1 施工噪声影响分析

5.6.1.1 施工噪声影响分析

①施工噪声源强

项目施工期噪声主要包括设备吊运安装、管沟开挖、管线铺设等过程中各种机械和设备产生的噪声，物料运输车辆交通噪声。参照《环境噪声与振动控制工程技术导则》(HJ2034-2013)中表 A.2 和类比气田开发工程中阀组、管线敷设实际情况，项目施工期拟采用的各类施工设备产噪值见表 5.6-1。

表 5. 6-1　　施工期主要施工设备噪声源不同距离声压级

设备名称	噪声值/距离（dB(A)/m）
挖掘机	90/5
吊装机	85/5
运输车辆	90/5
装载机	90/5
推土机	90/5

②预测计算

本评价采用点源衰减模式，预测计算施工机械噪声源至受声点的几何发散衰减，计算中不考虑声屏障、空气吸收等衰减，预测公式如下：

$$L_r=L_{r0}-20lg(r/r0)$$

式中：L_r——距声源 r 处的 A 声压级，dB(A)；

L_{ro}——距声源 r0 处的 A 声压级，dB(A)；

r——预测点与声源的距离，m；

r_0——监测设备噪声时的距离，m。

利用上述公式，预测计算本项目主要施工机械在不同距离处的贡献值，预测计算结果见表 5.6-2。

表 5. 6-2　　主要施工机械在不同距离处的噪声贡献值一览表

序号	机　械	不同距离处的噪声贡献值[dB(A)]							施工阶段
		40m	60m	100m	200m	300m	400m	500m	
1	挖掘机	72.0	68.4	64.0	58.0	54.5	52.0	50.0	土石方管线
2	推土机	70.0	66.4	62.0	56.0	52.5	50.0	48.0	
3	装载机	72.0	68.4	64.0	58.0	54.5	52.0	50.0	
4	运输车辆	72.0	68.4	64.0	58.0	54.5	52.0	50.0	物料运输
5	吊装机	66.0	62.4	58.0	52.0	48.5	46.0	44.0	安装

③施工噪声影响分析

根据表 5.6-2 可知，各种施工机械设备预测结果可以看出，在不采取减振降噪措施的情况下，土石方施工和管线施工期间昼间距施工设备 60m、夜间 300m 即可满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2011)场界噪声限值要求；设备安装施工期间昼间距施工机械 40m、夜间 200m 即可满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2011)场界噪声限值要求。项目周边 500m 范围内无村庄、学校等敏感点，夜间施工不会对周围声环境产生不利影响。

此外，距离运输车辆昼间 200m、夜间 500m 以上才能满足《声环境质量标准》(GB3096-

2008)2类区标准限值，因此运输车辆产生的交通噪声可能对运输路线沿途的村庄声环境质量产生影响。

5.6.1.2 施工期噪声控制措施

为最大限度避免和减轻施工及运输噪声对周围声环境的不利影响，本评价对施工期噪声控制提出以下要求和建议：

①合理安排施工场地：在不影响施工情况下将强噪声设备尽量安排在距敏感点较远处；

②施工现场设置施工标志，对可能受施工噪声影响的声环境敏感点进行公开，取得谅解；

③严格控制施工时间，根据不同季节正常休息时间合理安排施工，以免产生扰民现象，做到文明施工；

④运载建筑材料及建筑垃圾的车辆要选择合适的时间路线进行运输，运输线路应该尽量避开居民点等环境保护目标；

⑤施工单位应尽量选用低噪声、低振动的施工机械设备和带有消声、隔音的附属设备，减少对周围声环境的影响。

采取以上措施后，施工噪声不会对声环境产生明显影响。且施工所在区域较空旷，噪声影响是短期的、暂时的，噪声影响将随着各施工活动的结束而消除，不会对周围声环境产生明显影响。

5.6.2 运营期声环境影响分析

5.6.2.1 噪声源强

本项目管线均埋设在地下，埋深大于1.2m，油气集输不会对周围环境产生影响；拟建工程产噪设备主要为地面工程井场采气树，阀组站阀组橇、电磁加热撬等产生的噪声。

表 5.5-3　　项目主要噪声源强表（室外）

序号	站、场	声源名称	空间相对位置			声源源强	声源控制措施	运行时段
			X	Y	Z	声功率级/dB(A)		
1	井场	采油井	30	10	2	65/1	基础减振	昼间/夜间
2	跃满 1-H13 阀组站	阀组橇	30	20	1	65/1	基础减振	昼间/夜间
3		电磁加热撬	30	10	1	65/1	基础减振	昼间/夜间

5.6.2.2 预测因子、方位

（1）预测因子：等效A声级

（2）预测方位：井场边界外1m

5.6.2.3 预测模式

(1)单个室外点声源在预测点产生的声级计算基本公式

已知声源的倍频带声功率级(从 63Hz 到 8000Hz 标称频带中心频率的 8 个倍频带)，预测点位置的倍频带声压级 $L_p(r)$ 可按下式计算：

$$L_p(r) = Lw + D_c - A$$

$$A = A_{div} + A_{atm} + A_{gr} + A_{bar} + A_{misc}$$

式中：$L_p(r)$ ——距离声源 r 处的倍频带声压级，dB；

L_w ——倍频带声功率级，dB；

D_c ——指向性校正，dB；

A——倍频带衰减，dB；

A_{div} ——几何发散引起的倍频带衰减，dB；

A_{gr} ——地面效应引起的倍频带衰减，dB；

A_{atm} ——大气吸收引起的倍频带衰减，dB；

A_{bar} ——声屏障引起的倍频带衰减，dB；

A_{misc} ——其他多方面效应引起的倍频带衰减，dB。

（2）噪声预测点位

预测井场四周边界噪声值，并给出井场边界噪声最大值的位置，以井场西南角为坐标原点(0，0)。

5.6.2.4 预测结果与评价

厂界噪声预测结果见表 5.6-4。

表 5. 6-4　　噪声预测结果　　单位：dB(A)

序号	站、场	预测点名称	运营期站、场周界贡献值
1	井场	东厂界	43.5
2		南厂界	43.5
3		西厂界	33.5
4		北厂界	33.5
5	跃满 1-H13 阀组站	东厂界	46.1
6		南厂界	44.4
7		西厂界	36.7
8		北厂界	40.4

根据预测结果，项目井场噪声源对厂界的噪声贡献值为 33.5~43.5dB(A)，跃满 1-H13 阀组站噪声源对厂界的噪声贡献值为 36.7~46.1dB(A)，满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)中 2 类区昼间、夜间标准要求。

综上，本工程实施后不会对周边声环境产生明显影响。

建设项目声环境影响评价自查表见表 5.6-5。

表 5. 6-5　　声环境影响评价自查表

工作内容		自查项目					
评价等级与范围	评价等级	一级□	二级☑	三级□			
	评价范围	200m☑	大于 200m□	小于 200m□			
评价因子	评价因子	等效连续 A 声级☑ 最大 A 声级□ 计权等效连续感觉噪声级□					
评价标准	评价标准	国家标准☑	地方标准□	国外标准□			
现状评价	环境功能区	0 类区□	1 类区□	2 类区☑	3 类区□	4a 类区□	4b 类区□
	评价年度	初期□	近期☑	中期□	远期□		
	现状调查方法	现场实测法☑	现场实测加模型计算法□	收集资料□			
	现状评价	达标百分比	100				
噪声源调查	噪声源调查方法	现场实测□	已有资料☑	研究成果□			
声环境影响预测与评价	预测模型	导则推荐模型☑	其他□				
	预测范围	200m☑	大于 200m□	小于 200m□			
	预测因子	等效连续 A 声级☑ 最大 A 声级□ 计权等效连续感觉噪声级□					
	厂界噪声贡献值	达标☑	不达标□				
	声环境保护目标处噪声值	达标□	不达标□				
环境监测计划	排放监测	厂界监测□ 固定位置监测□ 自动监测□ 手动监测□ 无监测☑					
	声环境保护目标处噪声监测	监测因子：()	监测点位数()	无监测☑			
评价结论	环境影响	可行☑	不可行□				
注：“□”为勾选项，可√；“()”为内容填写项。							

5.7 固体废物影响分析

5.7.1 施工期固体废物影响分析

（1）固体废物影响分析

本项目主要包括钻前工程、钻井工程、储层改造工程及油气集输工程等，施工期产生的固体废物主要为施工过程中产生的钻井泥浆、钻井岩屑、施工土方、废机油、废烧碱包装袋、废防渗材料、施工人员生活垃圾、施工废料。

①施工土方

本项目挖方量约为 4.384 万 m^3，外借土石方量（砂石料）0.2968 万 m^3，填方总量为 4.556 万 m3，无弃方，开挖土方主要为管沟开挖产生土方，回填土方主要为管沟回填。新建井场和道路工程区需进行压盖，借方主要来源于沙雅县周边砂石料厂，本项目不设置取土场。

②钻井泥浆

工程使用膨润土泥浆及水基聚磺体系泥浆、水基聚磺体系泥浆在井口采用“振动筛+除砂器+处理器+离心分离机”分离岩屑后，进入泥浆罐循环使用。工程膨润土泥浆、水基聚磺体系泥浆使用过程中根据地层情况循环使用，泥浆钻井结束后回收，由罐车拉走用于下一口钻井使用；废弃聚磺钻井泥浆经不落地收集系统进行固液分离后，液相回用于钻井液配备，固相拉运至塔河南岸钻试修废弃物环保处理站妥善处理。非磺化泥浆钻井经处理达到《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）中污染物限值要求后，用于铺垫油区内的井场或道路。

③钻井岩屑

本项目产生的岩屑量最大为 1090m3，其中膨润土泥浆钻井岩屑 424m3，磺化泥浆钻井岩屑 666m3。钻井期产生的岩屑随泥浆一同进入泥浆不落地系统在井场进行固液分离，液相回用于钻井液配置；废弃膨润土泥浆钻井岩屑经干化达到《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）中污染物限值要求后，用于铺垫油区内的井场或道路；磺化泥浆钻井岩屑拉运至钻试修废弃物环保处理站进行处理，达到《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）中综合利用污染物限值要求，同时石油烃

达到《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）表 2 第二类用地风险筛选值要求后，用于铺垫油区内的井场、道路等。

④生活垃圾

本项目产生生活垃圾 34.35t，施工人员生活垃圾集中收集后，定期清运至库车生活垃圾焚烧发电厂处置。

⑤废机油

钻井施工过程中机械检修时会产生少量废机油，检修期间地面应铺设防渗膜，采用钢制铁桶收集后暂存于撬装式危废贮存点中，防止废机油落地污染土壤和地下水。类比同类钻井工程，钻井期间产生的废机油量约为 2.1t，由区域具有危废处置资质的公司接收处置。

⑥废烧碱包装袋

钻井施工过程中配制钻井泥浆时会产生少量废烧碱包装袋属于危险废物，及时回收烧碱废包装袋，暂存于撬装式危废贮存点中。类比同类钻井工程，钻井期间产生的废烧碱包装袋约为 0.7t，由区域具有危废处置资质的公司接收处置。

⑦废防渗材料

工程钻井期间产生少量废防渗材料属于危险废物，类比同类钻井工程，钻井期间产生的废防渗材料约为 1.4t，由区域具有危废处置资质的公司接收处置。

（2）施工固废污染防治措施

为避免施工期固体废物对周围环境产生不利影响，本评价建议采取以下防范措施：

①工程土方施工应对挖方单侧堆放，用于管沟回填作业，多余土方用于场地平整，严禁弃土产生；

②施工单位应指派专人负责施工固体废物的收集及转运工作，不得随意丢弃；

③提倡文明施工，严禁施工人员产生的生活垃圾随地乱扔，生活垃圾集中收集，施工现场不遗留，定期清运至库车生活垃圾焚烧发电厂处置。

综上所述，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。

5.7.2 运营期固体废物影响分析

5.7.2.1 固体废物产生种类及数量

根据《国家危险废物名录（2025 年版）》（部令第 36 号）、《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》（生态环境部公告 2021 年 第 74 号）、《建设项目危险废物环境影响评价指南》（环境保护部公告 2017 第 43 号），本项目运营期产生的危险废物主要为落地油、废防渗材料、废润滑油、废润滑油桶，一般工业固体废物为废分子筛。落地油、含油蜡渣、废防渗材料、废润滑油桶分类收集后运至有危废处置资质的单位接收处置；废分子筛定期由厂家更换回收或进入固废场填埋处置；废润滑油进入原油处理系统资源回用。

本项目一般工业固体废物情况见表 5.7-1，危险废物情况见表 5.7-2。

表 5.7- 1 本项目一般工业固体废物及治理措施一览表

序号	固体废物名称	代码	产生环节	物理性状	产生量（t/a）	属性	贮存方式	处理措施
1	废分子筛	SW12 900-009-S59	制氮环节	固态	0.64t/a	一般工业固体废物	--	定期由厂家更换回收或进入固废场填埋处置

表 5.7-2 拟建工程危险废物及防治措施情况一览表

危险废物名称	废物类别	废物代码	产生量(t/a)	产生工序及装置	形态	主要成分	有害成分	产废周期	危废特性	污染防治措施
落地油	HW08	071-001-08	0.175	油气开采、井下作业	固态	油类物质、泥沙	油类物质	/	T,I	集中收集后，委托有资质单位接收处置
含油蜡渣	HW08	071-002-08	0.21	清蜡	固态	原油、铁屑、地层泥沙	油类物质	半年	T,I	
废防渗材料	HW08	900-249-08	3.5	场地清理环节	固态	废矿物油	油类物质	/	T,I	
废润滑油桶	HW08	900-249-08	0.2	设备维护	液态	废矿物油	油类物质	/	T,I	
废润滑油	HW08	900-217-08	1.05	设备维护	液态	废矿物油	油类物质	/	T,I	进入原油处理系统资源回用

5.2.7.2 一般工业固体废物环境影响分析

本项目一般工业固体废物主要为废分子筛，由厂家定期更换回收。综上，本项目一般工业固体废物全部妥善处置，可避免对周围环境产生不利影响。

5.7.2.3 危险废物环境影响分析

（1）危险废物贮存场所（设施）环境影响分析

本项目运营期产生的落地油、废防渗材料、废润滑油桶分类收集后运至哈得采油气管理区危废贮存库暂存，或直接运至有危废处置资质单位接收处置；该项目于2022年6月14日取得阿克苏地区生态环境局批复（阿地环函字〔2022〕311号），并于2024年7月5日完成自主验收。哈得采油气管理区危废贮存库距本项目最近距离为13.6km，地面进行防渗处理，防渗层为防渗钢筋混凝土+防渗膜，渗透系数≤1.0×10^{-10}cm/s，满足防渗要求；本项目落地油产生量为0.175t/a、废防渗材料产生量为3.5t/a、废润滑油桶产生量为0.02t/a，哈得采油气管理区危废贮存库中含油污泥年最大储存量60t、废润滑油桶年最大储存量4t，目前尚有较大暂存余量。因此，哈得采油气管理区危废贮存库可容纳项目危险废物，暂存能力满足相关要求，依托可行。

（2）危险废物收集

本项目运营期定期巡检过程中及井下作业施工结束后发现产生落地油后桶装收集，分类收集后运至有危废处置资质的单位接收处置；井下作业施工结束后，废防渗材料人工打包收集后，运至哈得采油气管理区危废贮存场暂存，或直接运至有危废处置资质的单位接收处置；泵类定期维护保养结束后，废润滑油桶分类收集后运至有危废处置资质的单位接收处置；废润滑油进入原油处理系统资源回用。本项目产生的危险废物按照《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》（生态环境部公告 2021 年 第 74 号）中相关管理要求，落实危险废物识别标志制度，对危险废物的容器和包装物以及收集、运输危险废物的设施设置危险废物识别标志。填写危险废物的收集记录、转运记录表，并将记录表作为危险废物管理的重要档案妥善保存。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。危险废物收集和运输过程的污染控制执行《危险废物收集 贮存 运输技术规范》（HJ2025-2012）等有关规定。

根据《危险废物识别标志设置技术规范》（HJ1276-2022），收集危险废物的硬质桶应按要求设置明显的标明危险废物相关信息的标签，标签信息应填写完整翔实。具体要求如下：

a.危险废物标签印刷的油墨应均匀，图案和文字应清晰、完整。危险废物标签的文字边缘宜加黑色边框，边框宽度不小于 1 mm ，边框外宜留不小于 3 mm的空白；危险废物标签所选用的材质宜具有一定的耐用性和防水性。

b.危险废物类别：按危险废物种类选择，危险废物类别如图 5.7- 1 所示；

图 5.7-1　　危险废物类别标识示意图

c.材料应坚固、耐用、抗风化、抗淋蚀。危险废物相关信息标签如图 5.7-2所示。

图 5.7-2　　危险废物相关信息标签

d.装载液体、固体的危险废物的硬质桶内必须留足够的空间，硬质桶顶部与液体表面之间保留100mm以上的空间。

（3）危险废物运输过程影响分析

本项目产生的危险废物应按照《危险废物环境管理指南陆上石油天然气开采》（生态环境部公告2021年第74号）《危险废物收集贮存运输技术规范》（HJ2025-2012）中相关要求，运输危险废物，应当采取防止污染环境的措施，并遵守国家有关危险货物运输管理的规定；按照危险废物污染环境防治和危险货物运输相关

规定运输危险废物，记录运输轨迹，防范危险废物丢失、包装破损、泄漏或者发生突发环境事件。

本项目产生的危险废物运输过程由危废处置单位委托有资质单位进行运输，运输过程中全部采用密闭容器收集储存，转运结束后及时对转运路线进行检查和清理，确保无危险废物散落或泄漏在转运路线上，危险废物运输过程符合《危险废物环境管理指南陆上石油天然气开采》（生态环境部公告2021年第74号）《危险废物收集贮存运输技术规范》（HJ2025-2012）中相关要求。

危废外运时，公司应当向生态环境局提交下列材料：

①拟转移危险废物的名称、种类、特性、形态、包装方式、数量、转移时间、主要危险废物成分等基本情况；

②运输单位具有运输危险货物资格的证明材料；

③接收单位具有利用和处置危险废物资格及同意接收的证明材料。

④危险废物运输转移处理的运输由持有危险废物经营许可证的单位按照其许可证的经营范围组织实施，承担危险废物运输的单位应获得交通运输部门颁发的危险货物运输资质。转移危险废物的，应当执行危险废物转移联单制度，应当通过国家危险废物信息管理系统填写、运行危险废物电子转移联单。危险废物转移联单实行全国统一编号。危险废物电子转移联单数据应当在信息系统中至少保存十年。因特殊原因无法运行危险废物电子转移联单的，可以先使用纸质转移联单，并于转移活动完成后十个工作日内在信息系统中补录电子转移联单。

（4）危险废物委托处置环境影响分析

本项目产生的危险废物应按照《危险废物环境管理指南陆上石油天然气开采》（生态环境部公告2021年第74号）中相关要求，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。

综上，本工程固体废物处置措施可行，对周边环境影响较小。

（5）危险废物综合利用环境影响分析

本项目产生的危险废物应按照《危险废物环境管理指南陆上石油天然气开采》（生态环境部公告2021年第74号）中相关要求，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。

本项目废润滑油进入原油处理系统资源回用，目前哈一联已建设完成并投入运行，设计原油处理规模145×104t/a，富余处理量为45.6×104t/a。因此，本项目废润滑油进入原油处理系统资源回用可行。

5.7.3 退役期固体废物影响分析

本工程退役期井场拆除的井架、集输设施、井构筑物等为钢制材料，清洗油污后可回收利用。

井场清理等工作还会产生部分废弃管道、建筑垃圾等固体废物，对建筑垃圾等进行集中清理收集，收集后送至有资质的单位处置；废弃管线维持现状，避免因开挖管线对区域生态环境造成二次破坏，管线内物质应清空干净，并按要求进行吹扫，确保管线内无残留采出液，管线两端使用盲板封堵。固体废物的妥善处理，可以有效控制对区域环境的影响。

地面设施拆除、井场清理等工作中会产生废弃建筑残渣，应集中清理收集，收集后送至周边固废填埋场填埋处置。废弃管线维持现状，避免因开挖管线对区域生态环境造成二次破坏，管线内物质应清空干净，并按要求进行吹扫，确保管线内无残留采出液，管线两端使用盲板封堵。

综上所述，固体废物均妥善处理，可有效控制对区域环境的影响。

5.8 环境风险评价

环境风险评价是分析和预测建设项目对环境存在的潜在危险、有害因素，针对建设项目建设和运行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。

5.8.1 风险调查

本项目涉及的风险物质主要为原油、天然气、硫化氢，存在于集输管线内。

5.8.2 环境风险潜势初判

根据章节“2.5.7 环境风险评价工作等级”判定内容，项目 Q 值小于 1，环境风险潜势为I。

5.8.3 环境风险识别

5.8.3.1 物质危险性识别

本项目涉及的风险物质主要为原油、天然气、硫化氢。其物化性质、易燃性、爆炸性和毒性情况见表 5.8-1。

表 5.8-1 物质危险性一览表

序号	危险物质名称	危险特性	分布
1	原油	热值：41870KJ/kg；火焰温度：1100℃；沸点：300-325℃；闪点：23.5℃；爆炸极限 1.1%～6.4%（v）；自然燃点 380-530℃	集输管线
2	天然气	无色无味气体，爆炸上限 16%，爆炸下限 4.8%，蒸汽压：53.32kPa（-168.8℃），闪点：-188.8℃，熔点：-182.5℃，沸点：-161.5℃，相对密度 0.42（-164℃）	集输管线
3	硫化氢	无色酸性气体，有恶臭，熔点：-85.5℃，沸点：-60.4℃，闪点：-50℃；爆炸极限 4.0%～46.0V%，溶于水、乙醇	集输管线

5.8.3.2 危险物质分布情况

拟建工程危险物质主要分布于集输管线内。

5.8.4 环境风险事故情形分析

根据工程分析，拟建工程开发建设过程中采油、油气集输等环节均接触到易燃、易爆的危险性物质，而且生产工艺条件较苛刻，多为高压操作，因此事故风险较大，可能造成环境危害的风险事故主要包括火灾、爆炸、油品泄漏等，具体危害和环境影响可见表 5.8-2。

表 5.8-2 油气田生产事故风险类型、来源及危害识别一览表

功能单元	事故类型	事故原因	事故后果	环境影响途径
井场	井喷事故	地层压力异常、井口设备老化、腐蚀和损坏等	井喷时大量的油气从井口喷出，喷出的油气流可高达数十米，喷出气体几万到几十万方，井喷事故发生时，大量烃类气体随之扩散，当烃类气体在空气中的浓度达到爆炸极限时，遇火可形成爆炸，在爆炸浓度范围以外，则极易发生火灾，火灾和爆炸均会造成灾难性的后果。	大气、地表水、地下水
管线	集输管线泄漏	管道腐蚀，施工、操作不当或自然灾害等外力作用导致管线破裂，导致火灾、爆炸泄漏事故	油品及天然气泄漏后，遇火源会发生火灾、爆炸事故，燃烧产生的次生 CO 引发周围人员 CO 中毒事件，油类物质渗流至地下水，采出液中硫化氢气体扩散至环境空气中，进而可能引发员工硫化氢中毒事件；油类物质渗流至地下水	大气、地表水、地下水

5.8.5 环境风险分析

5.8.5.1 集输管道破裂风险评价

（1）大气环境风险分析

在管道压力下，加压集输油气泄漏时，油品从裂口流出后遇明火燃烧，发生火灾爆炸事故，燃烧产生的次生 CO 引发周围人员 CO 中毒事件；采出液中硫化氢气体扩散至环境空气中，进而可能引发员工硫化氢中毒事件。本项目油气管线采用质量较好的材质，且有泄漏气体检测设施，哈得采油气管理区负责管理拟建项目的运行管理，制订有突发环境事件应急预案，备有相应的应急物资，采取了各类环境风险防范措施，以便在油气管道泄漏时能够及时发现，在采取突发环境事件应急预案中规定的防护措施后，油气管道发生火灾爆炸概率较低，拟建项目所处地点开阔，周围无环境敏感目标，地处开阔有利于 H_2S 稀释，对周围环境及人员影响较小。

（2）地表水环境风险分析

本工程在发生安全生产事故造成油品泄漏主要集中在井场区域范围，加之泄漏油品量较少且基本上能够及时完全回收，且项目周边无地表水，因此在事故下造成油品泄漏不会对区域地表河流造成污染。

（3）地下水环境风险分析

本项目建成投产后，正常状态下无废水直接外排。非正常状态下，油品中的石油类在下渗过程中易受包气带的吸附作用影响，不易迁移至含水层，但在防渗措施老化破损油品泄漏的情况下，石油类在下渗过程受包气带的吸附作用以后，也会不可避免的对地下水水质产生一定的影响，但影响范围很小，本评价要求建设单位加强环境管理，定期对管线进行检查，避免因管材质量缺陷、管道腐蚀老化破损造成油品泄漏。因此在事故下造成油品泄漏对区域地下水造成污染的环境风险可防控。

5.8.5.2 井喷事故风险分析

（1）井喷对大气环境风险评价

经类比井喷事故现场调查结果，井喷发生后，井喷污染范围为半径 300m，一般需要 1～2 天能得以控制。井喷事故状态下，局部大气中的烃类在短时间内剧增，使局部地区大气污染物在一定时间段内超标，井喷污染范围内无村庄等大气敏感目标。发生井喷事故后，通过采取及时疏散周边人员，对井喷物质进行点火和在周边进行检测，可最大程度降低对周边的影响。

（2）井喷对地表水环境风险评价

井喷事故一旦发生，大量的油气喷出井口，散落于井场周围，类比井喷事故现场调查结果，其井喷污染范围为半径300m，井喷持续时间2天，本项目周边无地表水，不会与河流水体之间发生联系，因此在井喷事故下造成油品泄漏不会对地表水体造成影响。

（3）井喷对地下水环境风险评价

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。井喷发生后，类比井喷事故现场调查结果，其井喷污染范围为半径300m，井喷持续时间2天，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，项目所在区域地下水埋深大于1m，石油类污染物可能下渗到潜水层，造成地下水污染，而地下水位较深地段，若及时采取有效措施治理污染，井喷不会造成地下水污染。

5.8.6 环境风险管理

5.8.6.1 环境风险防范措施及应急要求

各种事故都可以采取必要的预防措施，以减少事故的发生或使事故造成的危害降低到最低限度。结合本工程特点，采取以下风险防范措施。

5.8.6.1.1 井下作业事故风险预防措施

①设计、生产中采取有效预防措施，严格遵守井下作业的安全规定。

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

③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。

④井下作业之前，在井场周围划分高压区和低压区，高压泵、高压汇管、井口装置等高压设备均布置于高压区内，施工过程中，高压区无关人员全部撤离，并设置安全警戒岗。

5.8.6.1.2 管道泄漏事故风险预防措施

（1）施工阶段的事故防范措施

①在施工过程中，加强监理，确保接口连接及涂层等施工质量。

②管道敷设前，应加强对管道质量的检查，严禁使用不合格产品。在施工过程中加强监理，确保施工质量。

③制定严格的规章制度，发现缺陷及时正确修补并做好记录。

④从事管道连接以及无损检测的检测人员，必须按有关规定取得劳动行政部门颁发的特种作业人员资格证书，并要求持证上岗。管道连接好后必须进行水压试验，严格排除焊缝和母材的缺陷。

（2）运行阶段的事故防范措施

①定期对管线进行超声波检查，对壁厚低于规定要求的管段及时更换，避免爆管事故发生。

②每半年检查一次管道安全保护系统，使管道在超压时能得到安全处理。

③对事故易发地段，要加大巡线频率，提高巡线的有效性，发现对管道安全有影响的行为，应及时制止，采取相应的措施并向上级报告。

④定期检查管线上的阀门及其连接法兰的状况，防止泄漏发生。

⑤建立防腐监测系统，随时监测介质的腐蚀状况，有针对性地制定、调整和优化腐蚀控制措施。

⑥制定事故应急救援预案，并定期进行演练。应急救援预案内容应包括应急救援预案的组织机构，明确指挥机构和负责人，组建应急救援队伍，进行演练。配备必要的应急救援器材、设备。真正做到预案的可操作性和实施性。对事故应急救援预案的演练应认真策划、组织实施并做好记录。

（3）管理措施

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

②制订应急操作规程，在规程中说明发生管道事故时应采取的操作步骤。

③规定抢修进度，限制事故的影响，说明与人员有关的安全问题。抢修作业施工前，应对施工周围可燃气体的浓度进行测定，并制定防护措施。施工操作期间，宜用防爆的轴流风机对周围可能出现的泄漏进行强制排风，并跟踪检查和监测。

④定期对管线进行巡视，加强管线和警戒标志的管理工作。

⑤提高职工安全意识，识别事故发生前异常状态，并采取相应措施。

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

5.8.6.1.3 H_2S 气体泄漏风险防范措施

①硫化氢监测与安全防护

硫化氢监测与安全防护应按照《硫化氢环境人身防护规范》（SY/T6277-2017）和《硫化氢环境天然气采集与处理安全规范》（SY/T6137-2024）要求进行。

a.作业人员巡检时应携带硫化氢监测仪（第 1 级预警阈值应设置为 15mg/m³（或 10ppm），第 2 级报警阈值应设置为 30mg/m³（或 20ppm），进入作业区域应注意是否有报警信号。

b.作业人员在检修和抢险作业时应携硫化氢监测仪和正压式空气呼吸器。

c.当监测到空气中硫化氢的浓度达到 15mg/m³（或 10ppm）时，作业人员应检查泄漏点，准备防护用具，实施应急程序。

d.当监测到空气中硫化氢的浓度达到 30mg/m³（或 20ppm）时，应迅速疏散人员。作业人员应戴上防护用具，进入紧急状态，立即实施应急方案。

e.当监测到空气中硫化氢浓度达到 150mg/m³（或 100ppm）时，应组织周边危险区域内的作业人员有秩序地迅速向上风向撤离到安全区域。

②预防措施

a.在含硫化氢环境中的作业人员上岗前都应接受 H_2S 危害及人身防护措施的培训，经考核合格后方能持证上岗。

b.为避免无风和微风情况下硫化氢的积聚，可以使用防爆通风设备将有毒气体吹往期望的方向。

c.应特别注意低洼的工作区域，由于较重的硫化氢在这些地点的沉积，可能会达到有害的浓度。

d.当人员在达到硫化氢危险临界浓度[150mg/m³（100ppm）]的大气环境中执行任务时，应有接受过救护技术培训的值班救护人员，同时应备有必要的救护设备，包括适用的呼吸器具。

③泄漏事故风险防范措施

a.操作时宜按要求配备基本人员，采用必要的设备进行安全施工。现场应配置呼吸保护设备且基本人员能迅速而方便地取用。采用适当的硫化氢检测设备实时监测空气状况。

b.严格执行“禁止吸烟”的规定。

c.配备满足要求的正压式空气呼吸器、可燃气体监测报警仪，便携式硫化氢报警仪；作业班除进行常规防喷演习外，还应佩戴硫化氢防护器具进行防喷演习；防护器具每次使用后对其所有部件的完好性和安全性进行检查；在硫化氢环境中使用过的防护器具还应进行全面的清洁和消毒。

5.8.6.2 环境风险监控要求

（1）本项目现场设置可燃气体、有毒气体泄漏监测报警仪。

（2）地下水环境风险监控，结合地下水评价章节，在场界或者风险装置下游设置监控井；

（3）应急监测依托当地生态环境部门或者合作的第三方环境检测机构。

5.8.6.3 环境风险应急处置措施

（1）管线泄漏事故应急措施

①在管道发生断裂、漏油事故时，按顺序关井。抢修队根据现场情况及时抢修，做好环境污染防范工作，把损失控制在最小范围内。

②迅速查明泄漏源点，关闭相关阀门或装置做紧急停工处理，防止污染扩散。

③查明风向，确定并封锁受污染区域。

④现场清理人员要加强现场个人防护，佩戴相应的防护用品。首先限制地表污染的扩大。油受重力和地形的控制，会流向低洼地带，应尽量防止泄漏石油移动。在可能的情况下应进行筑堤，汇集在低洼坑中的地表油，用车及时进行收集；将严重污染的土壤集中收集，由有危废处置资质的公司接收处置处理。

⑤安排环境监测人员监测周围大气中有毒有害物质的浓度，确定危害程度，及时报告指挥部。

⑥根据监测结果和现场当时风向等气象情况，确定警戒和疏散范围，并迅速发出有害气体逸散报警，在事件波及区域外界出示现场警示布告。

（2）火灾事故应急措施

①发生火灾时，事故现场工作人员立即通知断电，油气田停产，并拉响警报。启动突发环境事件应急预案，同时迅速安排抢险人员到达事故现场。

②安全保障组设置警戒区域，撤离事故区域全部人员，封锁通往现场的各个路口，禁止无关人员和车辆进入，防止因火灾而造成不必要的损失和伤亡。

③根据风险评价结果，如发生火灾，附近工作人员应紧急撤离至安全地带，防止火灾燃烧产生的有害物质对人体造成伤害。

④当火灾事故得到有效控制，在确保人员安全的情况下，及时控制消防冷却水次生污染的蔓延。

5.8.6.4 突发环境事件应急预案

对于重大或不可接受的风险（主要是物料严重泄漏、火灾爆炸造成重大人员伤害等），制定应急响应方案，建立应急反应体系，当事故一旦发生时可迅速加以控制，使危害和损失降低到尽可能低的程度。定期按照应急预案内容进行应急演练，应急物资配备齐全，出现风险事故时能够及时应对。哈得采油气管理区编制完成并发布了《塔里木油田公司哈得采油气管理区突发环境事件应急预案》(备案编号652924-2025-004-L)。本评价建议将本次建设内容纳入塔里木油田分公司哈得采油气管理区现有突发环境事件应急预案中，对现有突发环境事件应急预案进行必要的完善和补充。

5.8.7 环境风险分析结论

（1）项目危险因素

管线老化破损导致油品泄漏遇到明火可能发生火灾、爆炸事故产生的CO、硫化氢等物质引发中毒、污染等伴生/次生污染事故；修井等作业过程中如发生溢流等情况，井控措施失效，导致井喷；油品及天然气泄漏、喷出后，遇火源会发生火灾、爆炸事故，燃烧产生的次生CO引发周围人员CO中毒事件，油类物质渗流至地下水。

（2）环境敏感性及事故环境影响

项目周边属于环境低度敏感区，拟建工程实施后的环境风险主要有油品泄漏，遇火源可能发生火灾爆炸事故，不完全燃烧会产生一定量的一氧化碳及采出液中硫化氢有害气体进入大气，油类物质可能污染土壤并渗流至地下水，对区域地下水环境造成污染影响。

（3）环境风险防范措施和应急预案

本评价建议将本次建设内容突发环境事件应急预案纳入塔里木油田分公司哈得采油气管理区现有突发环境事件应急预案中，对现有突发环境事件应急预案进行必要的完善和补充。

（4）环境风险评价结论与建议

根据建设项目环境风险可能影响的范围与程度，本次评价建议加强日常环境管理及认真落实环境风险预防措施和应急预案，可将环境风险概率降到最低。综上，拟建工程环境风险是可防控的。

环境风险自查表见表 5.8-1。

表 5.8- 1 环境风险简单分析内容表

建设项目名称	塔里木富满油田跃满北区块奥陶系油藏产能建设项目			
建设地点	新疆阿克苏地区沙雅县境内			
中心坐标	东经		北纬	
主要危险物质及分布	拟建工程涉及的风险物质主要为原油、天然气、硫化氢，存在于集输管线内			
环境影响途径及危害后果（大气、地表水、地下水等）	根据工程分析，拟建工程油气田开发建设过程中采油、集输等环节均接触到易燃、易爆的危险性物质，而且生产工艺条件较苛刻，多为高压操作，因此事故风险较大，可能造成环境危害的风险事故主要包括火灾、爆炸、油品泄漏、硫化氢中毒等			
风险防范措施要求	具体见“5.8.6 环境风险管理”			
填表说明(列出项目相关信息及评价说明)： 项目 Q 值小于 1，环境风险潜势为I，开展简单分析。				

6 环境保护措施及其可行性论证

6.1 生态保护措施可行性论证

6.1.1 施工期生态环境保护措施

6.1.1.1 生态保护措施

6.1.1.1.1 针对站场、管线、道路工程生态防护措施：

（1）井场、管线、道路临时工程选址、选线未发现需避让保护野生植物，植被密集区，对油气田区域内的永久性占地和临时性占地合理规划，严格控制临时占地面积，减少风蚀量，对规划占地范围外的区域严禁机械及车辆进入、占用，禁止乱轧乱碾，避免破坏自然植被，造成土地松动。

（2）严格控制工程占地面积，井场、站场永久性占地 3.488hm^2；临时施工占地 35.042hm^2；管线工程施工作业带宽度应控制在 8m 以内。

（3）合理规划工程占地，严格控制工程占地面积，对规划占地范围外的区域严禁机械及车辆进入、占用，禁止乱轧乱碾，避免破坏自然植被，造成土地松动。

（4）严格落实环评所提环保措施，加强施工管理，杜绝废水固废乱堆乱排的现象，避免施工期废水、固废等对自然植被及土壤造成不良影响。

（5）加强野生动物保护，对施工人员进行宣传教育，禁止捕杀野生动物。

（6）结合实际完善水土保持方案并严格落实。施工期严格按规范作业，减少对土壤和植被的扰动和破坏，避免水土流失。

（7）工程征占草地应先的当地林草部门同意，方可进行施工作业。

6.1.1.1.2 针对永久占地

（1）对永久性占地合理规划，严格控制临时占地面积，对规划占地范围外的区域严禁占用，避免破坏自然植被。

（2）本工程占地及补偿应按照地方有关工程征地及补偿要求进行，由相关部门许可后方可开工建设。

6.1.1.1.3 针对临时占地

（1）管线和道路施工时应根据地形条件，尽量按地形走向、起伏施工，减少挖填作业量。

（2）管沟回填后多余的土方禁止大量集中弃置，应均匀分散在管线中心两侧，并使管沟与周围自然地表形成平滑过渡，避免形成汇水环境，防止水土流失。

（3）施工期充分利用现有油气田道路，尽可能减少道路临时占地，降低对地表和植被的破坏，施工机械不得在道路以外行驶和作业，保持地表不被扰动，不得随意取弃土。

（4）及时清理施工现场，做到“工完、料净、场地清”。

（5）工程结束后，建设单位应承担恢复生态的责任，及时对临时占地区域进行平整、恢复原貌，使占地造成的影响逐步得以恢复。

6.1.1.14 农田保护措施

本项目跃满 1-H9 井、跃满 1-H17 井、跃满 1-H13 井、跃满 1-H15 井周边区域，为农田生态系统，种植的经济作物主要为一年生棉花。

（1）严格划定施工边界，设置施工范围标识，严禁越界碾压棉田，优先避让棉花关键生育期。

（2）临时占地耕层土单独剥离、分区堆存并苫盖保护。

（3）避让渠系等灌溉设施，确需破坏的及时修复。

（4）钻井泥浆、废水分区收集，泥浆池防渗，严禁废液漫入农田。

（5）岩屑、废油、生活垃圾定点收集，及时清运，不占用农田堆放。

（6）临时便道优先利用现有道路，铺设钢板减少土壤压实。

（7）油料、化学品防渗存放，配备吸油毡，防范跑冒滴漏。

（8）合理安排工期，减少对农事活动干扰。

（9）钻井完工后及时清场、回覆表土、平整场地，恢复耕作条件。

（10）安排专人现场管护，做好影像记录，发现损坏及时处置。

6.1.1.1.5 野生动植物的生态保护措施

（1）管线施工应严格限定施工范围，确定作业路线，不得随意改线。

（2）管线施工范围应严格限制范围。施工机械和车辆应严格按规定在设计场地及便道上作业和行驶，防止扩大对土壤和植被的破坏范围。在保证顺利施工的前提下，应尽可能缩小施工作业宽度，以减少临时占地影响，将施工期对环境不利影响降到最低限度。

（3）在临时占地范围内设置“保护生态环境、保护野生动植物”等警示牌，并从管理上对施工作业人员加强宣传教育，切实增强保护生态环境的意识。车辆行驶过程中不得鸣笛惊吓野生动物。

（4）施工过程中，如遇到保护植物应进行避让，严禁随意踩踏破坏；遇到保护动物时，应主动避让，不得惊扰、伤害野生动物，不得破坏保护动物的生息繁衍地，禁止妨碍野生动物生息繁衍的施工活动。

（5）强化风险意识，制订切实可行的风险防范与应急预案，最大限度降低风险概率，避免事故泄漏和火灾爆炸事故可能对植物和野生动物的影响。

6.1.1.1.6 阀组站、管线工程生态治理措施

（1）管线施工时管沟回填后多余的土方禁止大量集中弃置，应均匀分散在管线中心两侧，并使管沟与周围自然地表形成平滑过渡，避免形成汇水环境，防止水土流失。

（2）及时清理施工现场，做到“工完、料净、场地清”。项目结束后，建设单位应承担恢复生态的责任，及时对临时占地区域进行平整、恢复原貌，使占地造成的影响逐步得以恢复。

典型的生态保护措施设计方案见图 6.1-1、图 6.1-2。

图6. 5-1　　井场的典型生态保护措施设计图

图6. 5-2　　管线的典型生态保护措施设计图

6.1.1.1.7 其他生态保护措施要求

（1）在项目施工过程中和施工结束后，及时对施工场地进行平整，以便自然植被后期自然恢复。

（2）项目结束后，做好施工场地的恢复工作，并按相关规定对植被损失进行生态经济补偿。

（3）加强施工期环境监理，监理的重点内容：管道施工临时占地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。

综上，本工程采取的生态环境保护措施可行。

6.1.1.2 水土流失防治措施

本项目区块开发建设工程建设期主要的水土流失影响以风蚀为主，运营期以水蚀为主。油气田开发建设区域为水土流失的防治责任范围。

（1）防护措施

①对于工程建设，必须做好水土流失的预防工作，认真贯彻“谁造成水土流失，谁投资治理，谁造成新的危害，谁负责赔偿”和“治理与生产建设相结合”的原则。

②加强水土保护法制宣传和水土保持执法管理，将其纳入依法办事的轨道上来，并对施工人员进行培训和教育，自觉保持水土，保护植被，宣传保护生态环境和防治荒漠化的重要性。

③工程建设主管部门，应严格要求施工单位，对技术文件中的有关环境保护条款认真执行，全面落实，确保各类环保措施在工程施工中得到体现，保证同时设计，同时施工，同时验收的“三同时”落到实处。

（2）管理措施

①施工期间应划定施工活动范围，严格控制和管理运输车辆及重型机械的运行范围和线路，不得离开运输道路随意行驶。在施工作业区两侧拉彩条旗以示明车辆行驶的边界，以避免增加对地表的扰动和破坏。

②根据工程需要严格限定占地面积，不得任意从场外取土，填埋井场周边时也应优先取用废弃土方，尽量减少场外取土量及取土范围。

③严禁施工材料乱堆乱放，划定适宜的堆料场，以防对植物破坏范围的扩大。

（3）工程防治措施

①集输管道经过冲沟发育地区，管道需要进行水工保护。管道穿越冲沟（渠），对岩质构造设混凝土连续覆盖防护。

②管道工程区管沟回填后需先进行严格的整治，对局部高差较大处，由铲运机铲运土方回填，开挖及回填时应保证地面相对平整，压实度较高的采用推土机的松土器进行耙松。精细平整过程中不仅要保证土体再塑，而且要稳坡固表，防治水土流失。

③井场工程区场地平整：针对井场除砾石压盖面积外的施工场地，施工结束后需要进行场地平整，对局部高差较大处，由铲运机铲运土方回填，开挖及回填时应

保证地面相对平整，压实度较高的采用推土机的松土器进行耙松。精细平整过程中不仅要保证土体再塑，而且要稳坡固表，防治水土流失。

④地面建设挖、填方作业应尽量做到互补平衡，以免造成弃土方堆积和过多惜土。

⑤对管线及井场边缘土坎的边侧进行平整压实处理。

⑥施工作业结束后，并将井场进行平整，并覆土压实覆盖一层砾石，防止风蚀现象发生。

（4）各措施实施进度及管理

水土保持防治措施可按工程预定总进度进行。

实施情况在工程环境保护设施竣工验收时进行检查，在运营期环境监测时，对实施效果进行监测，并及时上报主管部门。

6.1.1.3 防沙治沙措施

（1）阀组站工程区

①工程措施

A、砾石压盖

阀组站内采取方砖（巡检路）、砾石压盖，砾石压盖能有效减少风力侵蚀，降低水土流失风险。

B、场地平整

阀组站工程区场地平整：针对站场除砾石压盖面积外的施工场地，施工结束后需要进行场地平整，对局部高差较大处，由铲运机铲运土方回填，开挖及回填时应保证地面相对平整，压实度较高的采用推土机的松土器进行耙松。精细平整过程中不仅要保证土体再塑，而且要稳坡固表，防治水土流失。

固沙带

阀组站工程区外，设置宽 20m 的草方格固沙带，减缓风蚀水土流失。

②临时措施

A、洒水降尘

项目区降水量极少，蒸发量却很大，井场工程区施工扰动区易产生扬尘对周边环境产生影响，产生一定的水土流失。项目拟对施工区域进行定时洒水，减少施工过程中因风蚀造成的水土流失，在风季施工期内，增加洒水防护措施。

B、限行彩条旗

为严格控制和管理施工期间车辆行驶的范围，减轻对周边区域的扰动，本方案设计在井场、阀组站施工区四周拉彩条旗以示明车辆行驶的边界，以避免增加对地表扰动和破坏。

C、水土保持宣传牌

施工期间在工程区设置水土保持宣传警示牌，从管理上对施工作业人员加强宣传教育，切实提高保护生态环境的意识。

（2）管道工程区

①工程措施

场地平整：对管道工程区管沟回填后进行严格的整治，对局部高差较大处，由铲运机铲运土方回填，开挖及回填时应保证地面相对平整，压实度较高的采用推土机的松土器进行耙松。精细平整过程中不仅要保证土体再塑，而且要稳坡固表，防治水土流失。

②临时措施

A、防尘网苫盖

单独敷设管道管沟开挖一侧临时堆放开挖土方，本工程对临时堆土布设一定的防尘网苫盖防护措施。

B、限行彩条旗

为严格控制和管理施工期间车辆行驶的范围，减轻对周边区域的扰动，本方案设计在施工作业区一侧拉彩条旗以示明车辆行驶的边界，以避免增加对地表扰动和破坏。

C、洒水降尘

项目区降水量少，蒸发量却很大，管道工程区施工扰动区易产生扬尘对周边环境产生影响，产生一定的水土流失。本方案拟对本防治区进行定时洒水，减少施工过程中因风蚀造成的水土流失，在风季施工期内，增加洒水防护措施。

D、草方格

本工程针对位于沙漠中的工程，采取防沙治沙措施。草方格设置原则为：井场四周宽度为 20m，管线中心线外各 10m。

6.1.2 营运期生态恢复措施

项目实施后，营运期生态恢复措施以保持和维持施工期结束时采取的措施为主，同步处置施工期遗留生态问题，分农田区、荒漠区落实如下：

6.1.2.1 农田区

（1）在管线上方设置标识桩、警示标志，防范农田农机作业、田间施工损毁管线；定期巡检管线，若出现管线老化、接口断裂，及时维修更换。发生原油泄漏事故时，第一时间防火管控，快速封堵、回收溢油，剥离受污染耕作层土壤，避免污染棉田。

（2）定期巡查井场、管线临时占地复耕区域，维护田间滴灌、渠系等农业设施，跟踪耕地地力恢复情况，督促落实农事管理，保障棉田正常耕作。

（3）永久占地边界做好管护，防止农机越界侵占；临时占地复耕地块持续跟踪土壤结构、肥力恢复情况，必要时采取培肥改良措施，保障棉花种植条件。

6.1.2.2 荒漠区

（1）在管线上方设置标志桩，防止放牧、其他工程施工破坏管线；定期开展管线巡检，管线老化、破损及时更换。发生原油外泄事故，优先做好防火，迅速控制污染范围，回收溢油，清理污染土壤，降低对荒漠植被影响。

（2）持续开展井场、管线迹地巡查，及时清理遗留建筑垃圾、废弃物，保持场地平整。

（3）井场周边、管线两侧迹地依托自然条件进行生态恢复，减少人为扰动，保护柽柳等原生植物；荒漠植被演替缓慢，一般 2～3 年逐步启动原生群落演替，长期维持自然恢复状态。

6.1.3 退役期生态恢复措施

油气田单井进入开采后期，油气储量逐渐下降，最终井区进入退役期。后期按照要求对井口进行封堵，并对井场区域撒播草籽，增加植被覆盖度。根据《废弃井封井回填技术指南(试行)》(环办土壤函〔2020〕72 号)、《废弃井封井处置规范》(Q/SH0653-2015)》和《矿山生态环境保护与恢复治理技术规范(试行)》(HJ651-2013)，项目针对退役期生态恢复提出如下措施：

（1）对完成采气的废弃井，采取先封堵内外井眼，拆除井口装置，地下截去一

定深度的表层套管，清理场地，清除各种固体废物，及时回收拆除采油(气)设备过程中产生的落地油，经治理井口装置及相应设施应做到不漏油、不漏气、不漏电，井场无油污、无垃圾。然后根据周边区域的自然现状对其进行恢复，使井场恢复到相对自然的一种状态。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，成为污染地下水的通道。

（2）临时占地范围具备植被恢复条件的，应将永久性占地范围内的水泥平台或砂砾石铺垫清理，随后根据周边区域的自然现状对其进行恢复，使井场恢复到相对自然的一种状态。

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

（4）退役期井场集输管线维持现状，避免因开挖管线对区域生态环境造成二次破坏。管线内物质应清空干净，并按要求进行吹扫，确保管线内无残留采出液，管线两端使用盲板封堵。

（5）各种机动车辆固定线路，禁止随意开路。

6.1.4 生态保护工程的技术和经济可行性

拟建工程开发期要严格遵守国家和地方有关野生动物保护、水土保持法、防沙治沙等法律法规。主要采取以下生态保护措施，这些措施对于减少地表破坏，减缓水土流失起到了一定的积极作用。

（1）对气田内的永久性占地合理规划，严格控制占地面积。

（2）按设计标准规定，严格控制施工作业带（开挖）面积，管线敷设施工宽度控制在设计标准范围内，并尽量沿道路纵向平行布设，以减少地表沙生植被的破坏。

（3）施工作业尽量利用原有道路，沿已有车辙行驶。

（4）施工机械不得在道路、井场以外行驶和作业，保持地表不被扰动。通过采取以上措施，拟建工程井场及井场、管线施工占地面积可得到有效控制，临时占地可得到及时恢复。评价范围内，野生植物和动物大多是新疆地区的常见种，工程对野生植物动物影响较小。

6.1.5 生态恢复治理方案

（1）生态环境保护与恢复治理的一般要求

本项目生态环境保护与恢复治理方案需遵循以下要求：

采取有效预防和保护措施，避免或减轻矿产资源开发活动造成的生态破坏和环境污染。坚持“预防为主、防治结合、过程控制”的原则，将生态环境保护与恢复治理贯穿开采的全过程。

（2）井场、阀组站生态恢复治理

①井场生态恢复治理范围

本项目所有施工范围需进行生态环境恢复治理。

②生态环境恢复治理措施

工程施工结束后，应对井场临时占地内的土地进行平整，恢复原有地貌。充分利用前期已收集的弃土覆盖于井场表层，覆盖厚度根据井场周边植被类型和场地用途确定。

（3）管线生态恢复

①管线生态恢复治理范围

本项目需新建集气管线，管线施工扰动范围内需进行生态环境恢复治理。

②生态环境恢复治理措施

单井集输管线施工作业带宽度应控制在 10m 以内，集输干线施工作业带宽度应控制在 12m 以内，施工过程中保护土壤成分和结构，在管线敷设过程中，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。

（4）植被恢复措施及恢复要求

工程施工结束后，按照林草部门要求进行恢复，井场恢复后的植被覆盖率不应低于区域范围内同类型土地植被覆盖率，植被类型应与原有类型相似，并与周边自然景观协调，不得使用外来有害物种进行井场植被恢复。

6.2 地下水环境保护措施可行性论证

地下水保护与污染防治按照“源头控制、分区防治、污染监控、应急响应”的原则。运营期要建立健全地下水保护与污染防治的措施与方法；必须采取必要监测制度，一旦发现地下水遭受污染，就应及时采取措施，防微杜渐；尽量减少污染物进入地下含水层的机会和数量。

针对项目可能发生的地下水污染，地下水污染防治措施按照“源头控制、分区防治、污染监控、应急响应”相结合的原则，从污染物的产生、入渗、扩散、应急响应全阶段进行控制。

源头控制：主要包括在工艺、管道、设备、污水产生及储存构筑物采取相应措施，防止和降低污染物跑、冒、滴、漏，将污染物泄漏的环境风险事故降到最低程度；

分区防治：结合建设场区生产设备、管道、污染物储存等布局，实行重点污染防治区、一般污染防治区和非污染区防渗措施有区别的防渗原则。主要包括生产区地面和设备的防渗措施和泄漏、渗漏污染物收集措施；

污染监控体系：实施覆盖生产区的地下水污染监控系统，包括建立完善的监测制度、配备先进的检测仪器和设备、科学、合理设置地下水污染监控井，及时发现污染、及时控制；

应急响应：包括一旦发现地下水污染事故，立即启动应急预案、采取应急措施控制地下水污染，并使污染得到治理。

6.2.1 施工期地下水环境保护措施

6.2.1.1 源头控制措施

（1）禁止使用列入淘汰落后的、耗水量高的工艺、设备和产品名录的设备，或列入限期禁止采用的严重污染水环境的工艺名录和限期禁止生产、销售、进口、使用的严重污染水环境的设备。采取节水措施，提高水的重复利用率：以钻井队为单位，在保证正常作业的情况下，确定各类施工作业条件下的合理用水量，以控制清水用量。动力设备、水刹车等冷却水要循环使用，要安装泥浆泵冷却水循环系统；振动筛的污水循环系统，以减少用清水直接冲洗设备，尽量采用擦洗的方法清洗设备。

（2）污染物防控措施

①禁止沿途倾倒、排放废水。含有害物质的建筑材料如沥青、水泥等，并应设篷盖和围栏，防止雨水冲刷进入外环境。井场四周设置井界沟，防止井场内污水随地面径流进入外环境。

②拟建项目采用水基钻井液，并采用泥浆不落地工艺，钻井废水随钻井固废一同委托专业单位综合处置，不直接外排。

③泥浆不落地工艺无须设置泥浆池，最大限度地降低了泥浆泄漏的可能性和泄漏量，使项目区污染物对土壤的影响降至最低。

④设计、施工时对泥浆储存、收集、处理、排放设备等应采用优质、稳定、成熟的产品，做好质量检查、验收工作，防止设备破损和“跑、冒、滴、漏”现象。

⑤对集油、注水管线采用无缝钢管，采取防腐+保温措施，具有较强的耐化学腐蚀性能、耐温耐压性能好，粘结力强并具有良好的韧性等性质，有效地减小了管线腐蚀穿孔造成地下水污染的情况。

⑥定期对泥浆罐、埋地管道等隐蔽设施的渗漏性进行检查，观察是否有渗水、漏水现象，发现问题及时解决。

⑦对现有工程防渗设施进行排查，杜绝设备老化，防渗不达标。

⑧钻井过程中贯彻清洁生产要求，选用无毒无害钻井泥浆。钻井泥浆循环利用，钻井完毕后，废弃泥浆和一般岩屑采用“泥浆不落地”工艺处理。

（3）其他

①标准化建设，具备监控系统，管理区工作人员在调度中心能根据计算机演算结果、压力数据变化等，确定管道是否泄漏，当风险发生时，立即停输，使泄漏量降低到最小。

②表层套管的固井水泥必须返高至地面，防止浅层含水层受到钻井泥浆污染。完井后固井水泥必须返高至地面，确保安全封闭此深度内的潜水层和承压水层。

③施工期间，施工单位应严格执行《建设工程施工场地文明施工及环境管理暂行规定》，对污水加强管理，严禁乱排污染环境，施工机械检修期间，地面应铺设塑料布，及时回收废机油，防止废油落地，污染土壤和地下水。加强施工机械维护，防止施工机械漏油。施工期间固体废物等拉运车辆须在转运过程中做好转运台账，严格执行废弃物转运签认和交接清单制度；运输前规划运输路线，转运过程中应严格按照规定的路线运输到相应的目的地；运输过程中应尽量避开环境敏感区；对拉运过程进行严格监督管理，运输车辆、装卸工具必须符合安全环保要求，装卸和运输废弃物过程中不得溢出和渗漏，严禁半途倾倒、排放或向第三方转移废弃物。禁止利用渗井、渗坑、裂隙以及私设暗管等逃避监管的方式排放水污染物。

④严格按照《油气输送管道穿越工程设计规范》（GB50423-2013）设计及施工，合理安排管道施工时序和施工工艺的情况。管道应埋设于最大冻土深度以下且应有足够的埋设深度。集输管线敷设前，加强对管材和焊接质量的检查，防止因管材质量及焊接缺陷造成泄漏事故的发生。选择有经验的单位进行施工，加强施工过程监理，确保施工质量。做好阀门和管线的安装、试运行工作，杜绝水的跑、冒、滴、漏。

⑤井的设计、建造应按照SY/T6596的要求保证其完整性。钻井过程中严格按照钻井施工工艺，施工规范进行操作，防止钻井过程中，由于施工不当，导致井喷、原油泄漏以及油水地层窜层等事故污染地下水。钻井过程中产生的钻井废水，废弃泥浆、岩屑等按照规范统一集中处理。保证固井质量，确保安全封闭此深度内的潜水层和承压水层。

针对以上措施的实施，实际施工期井队对机械设备做检修保养记录，并制定环境保护管理制度，设环保专员负责检查井场内废水、固废等处置情况，保证废物得到有效处理，从而达到减少对周围地下水环境污染的预期效果。

综上所述，通过采取以上各种废水处理及防治措施，本工程施工期产生的各类废水均可以得到有效处置，施工期的废水污染防治措施合理可行。

6.2.1.2 过程防控措施

防渗措施

建设单位须做好场区分区防渗措施。按重点防渗区、一般防渗区分别采取不同等级的防渗措施，防渗层尽量在地表铺设，防渗材料可根据具体防渗区域拟选取HDPE 或其他防渗材料，按照污染防治分区采取不同的设计方案。

为防止对地下水污染，针对井场施工期间工程特点，根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）和《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023），将钻井期井场进行分区防渗，其中钻井工程基础区域、钻井液循环系统、清洁生产操作平台、危废贮存点等划分为重点防渗区，柴油发电机油罐区为一般防渗区，采取相应的防渗措施可有效避免发生渗漏事故。分区防渗方案见表6.2-1。

表 6. 2-1 分区防渗方案

污染源名称	防治分区	防渗技术要求

钻井工程基础区域、钻井液循环系统、清洁生产操作平台等	重点防渗	等效黏土防渗层 Mb≥6.0m，K≤1×10^{-7}cm/s；或参照GB18598 执行
危废贮存点	重点防渗	GB18597-2023
柴油发电机油罐区	一般防渗	等效黏土防渗层 Mb≥1.5m，K≤1×10^{-7}cm/s，或参照GB16889 执行

（2）严格按照操作规程施工，提高固井质量，避免因发生固井质量问题造成含油污水泄漏而引起地下水污染。加强施工管理，发现问题及时解决。

（3）钻井架底座表面应有导流槽，保证钻井废水全部入泥浆不落地装置中，无随意漫流现象，杜绝钻井泥浆流失。

在落实以上废水处理措施的情况下，施工期不会对地下水产生影响，措施可行。

6.2.2 运营期地下水环境保护措施

地下水环境保护措施与对策应符合《中华人民共和国水污染防治法》和《中华人民共和国环境影响评价法》及地下水导则的相关规定，按照“源头控制、分区防控、污染监控、应急响应”，从污染物的产生、入渗、扩散、应急响应全方位进行控制。

基于前文的地下水环境影响预测和评价，拟建项目在正常工况下，对当地地下水环境影响较小；在非正常工况下，对当地地下水环境构成潜在威胁，可能会对地下水水质产生不良影响。因此，为确保当地地下水环境安全，需采取一些保护管理措施。

为有效保护拟建项目区的地下水环境，除了按项目可研报告中设计的方案处理各类废水，还需要建设地下水跟踪监测方案和定期信息公开。下面结合拟建项目特点和当地自然环境特征，提出地下水环境保护管理的原则和措施。

6.2.5.1源头控制措施

选择先进、成熟、可靠的工艺技术，对产生的废物进行合理的回用和治理，尽可能从源头上减少污染物排放；严格按照国家相关规范要求，对井场、站场、管道的装置等采取相应措施，以防止和降低污染物的跑、冒、滴、漏，降低风险事故，尽量减少地下水污染。

①采出水输送至跃满转油站拟建采出水处理系统，处理后的水质满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）中Ⅲ级标准，输至井场回注。

②定期对井场、站场的设备、阀门等进行检查，一旦发现异常，及时采取措施，防止原油“跑、冒、滴、漏”的发生。

③采用高质量的集输管道，防止油水泄漏；管线埋设严格遵守相关规定，埋至冻土层以下，并对管线进行防腐保温等保护措施；定期对输油管道进行检查，一旦发现异常，及时更换，尽量杜绝“跑、冒、滴、漏”的发生，并随时做好抢修准备，加强抢修队伍的训练和工作演练。

④油气水井运行期间应参照《石油天然气工业套管和油管的维护与使用》（GB/T17745-2011）要求进行井筒完整性管理，定期开展井筒完整性检查。定期对采油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；发现异常情况及时处理，防止污染地下水。

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根据《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023），注水期间，应持续对回注井口压力、套管压力、环空压力、回注流体的流量、水质等指标进行监测，定期开展套管腐蚀和水泥环状况检测，检测周期不超过3年。新启用或检维修后初次启用的回注井运行前，应进行井筒完整性测试；根据方案，

本项目注水井的注水量按200m^3/d，应至少每2年进行1次井筒完整性检测，检测发现井筒完整性失效，应立即停止回注。

6.2.5.2 分区防治措施

对井场可能泄漏污染物的污染区地面进行防渗处理，并及时将泄漏/渗漏的污染物收集起来进行处理，可有效防止洒落地面的污染物渗入地下。根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016），分区防控措施应满足以下要求：

①已颁布污染控制国家标准或防渗技术规范的行业，水平防渗技术要求按照相应标准或规范执行，如 GB16889、GB18597、GB18598、GB18599、GB/T50934 等。

②未颁布相关标准的行业，根据预测结果和场地包气带特征及其防污性能，提出防渗技术要求或根据建设项目场地天然包气带防污性能、污染控制难易程度和污染物特性，提出防渗技术要求。

本工程不属于已颁布污染控制国家标准或防渗技术规范的行业，分区防控措施应根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ 610-2016）（HJ 349-2023）附录，油气集输过程中主要关注的污染物为耗氧量、氨氮、石油类等，不属于重金属和持久性有机物类，为“其他类型”。故运营期将工程区域整体划分为一般防渗区、简单防渗区。

一般防渗区：根据项目特点，结合水文地质条件。主要指对可能会产生一定程度的污染、但建（构）筑物基础落在泥岩裸露区或填方区的工艺区域或部位，根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016），一般防渗区防渗层的防渗性能不应低于1.5m厚渗透系数为1.0×10^{-7}cm/s 的黏土层的防渗性能。

简单防渗区：指不会对地下水环境造成污染或者可能会产生轻微污染的其他建筑区。根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016），简单防渗区内不采取专门针对地下水污染防治措施，进行一般地面硬化即可。

表 6.2- 1　　污染控制难易程度分级参照表

污染控制难易程度	主要特征
难	对地下水环境有污染的物料或污染物泄漏后，不能及时发现和处理
易	对地下水环境有污染的物料或污染物泄漏后，可及时发现和处理

表 6.2-2　　天然包气带防污性能分级参照表

分级	包气带岩土的防污性能
强	岩（土）层单层厚度 Mb≥1.0m，渗透系数 K≤1×10—6cm/s，且分布连续、稳定
中	岩（土）层单层厚度 0.5m≤Mb<1.0m，渗透系数 K≤1×10—6cm/s，且分布连续、稳定； 岩（土）层单层厚度 Mb≥1.0m，渗透系数 1×10—6cm/s<K≤1×10—4cm/s，且分布连续、稳定；
弱	岩（土）层不满足上述“强”和“中”条件

表 6.2-3　　地下水污染防渗分区参照表

防渗分区	天然包气带防污性能	污染控制难易程度	污染物类型	防渗技术要求
重点防渗区	弱	难	重金属、持久性有机污染物	等效粘土防渗层Mb≥6.0m，$K≤1×10^{-7}cm/s$；或参照GB18598 执行
	中-强	难		
	弱	易		
一般防渗区	弱	易-难	其他类型	等效粘土防渗层Mb≥1.5m，$K≤1×10^{-7}cm/s$，或参照GB16889 执行
	中-强	难		
	中	易	重金属、持久性有机污染物	
	强	易		
简单防渗区	中-强	易	其他类型	一般地面硬化

根据《环境影响评价技术导则－地下水环境》（HJ610-2016）中表 6 及前文分析，项目区内包气带防污性能为“弱”，生产过程中产生的污水中主要污染物为石油类及COD 、盐分等，不属于重金属和持久性有机物类，为“其他类型”。故运营期将工程区域整体划分为一般防渗区和简单防渗区。具体划分方案如下：

表6.2-4　　项目污染防渗区划分

类别	项目涉及区域	防渗要求
一般防渗区	井口区、井场站场工艺装置区	防渗性能不应低于 1.5m 厚渗透系数为 $1.0×10^{-7}cm/s$的黏土层的防渗性能，施工过程中应有专人负责质量控制，并做好施工记录，同时施工期间应留存施工影像。
简单防渗区	撬装设备间	简单硬化

6.2.5.3 管道刺漏防范措施

（1）各井场设置现场检测仪表，并由RTU 箱中的控制系统实现井场内的生产运行管理和控制，并与所属的联合站 SCADA 管理系统通信，上传井场的重要生产运行数据，接收上位系统的控制指令，设置现场监控系统，随时通过监控系统观察井场内生产情况。

（2）在管道上方设置标志，以防附近的各类施工活动对管道的破坏。减轻管道的内外腐蚀，定期检测管道的内外腐蚀情况，并配备适当的管道抢修、灭火及人员抢救设备。

（3）定期对管线进行检查，对壁厚低于规定要求的管段应及时更换，消除爆管的隐患；按规定进行设备维修、保养，及时更换易损及老化部件，防止油

气泄漏的有效性，发现对管道安全有影响的行为，应及时制止、采取相应措施并向上级报告。利用管道的压力、流量监控系统，发现异常立即排查，若出现问题，立即派人现场核查，如有突发事件启动应急预案。

（4）一旦管道发生泄漏事故，井场内设置有流量控制仪及压力变送器，当检测到压力降速率超过设定值时，由 SCADA 系统发出指令，远程自动关闭阀门。

6.2.5.4 地下水环境监测与管理

根据本工程特点建立和完善区域地下水环境监测制度和环境管理体系，制定完善的监测计划，环境监测工作可委托当地有资质的环境监测机构承担。根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）、《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023），结合工程区所在区域的水文地质条件和《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ 610-2016）中要求，二级评价的建设项目一般需在建设项目场地、上、下游各设置 1 个跟踪监测点，监测井位的设置可依托已有水井。根据区域水文地质条件，结合《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）和《排污单位自行监测技术指南 陆上石油天然气开采工业》（HJ 1248-2022），本工程监测计划、孔深、监测井结构、监测层位、监测项目、监测频率等详见表 6-2-5。

表 6.2-5 地下水监测点布控一览表

孔号	区位	监测层位	功能	监测频率	主要监测项目
G1	项目区周边	孔隙潜水/单管单层	地下水环境影响跟踪监测井	每年采样 2 次。发生事故时加大取样频率。	耗氧量、氨氮、石油类、石油烃（C6-C9）、石油烃 （C10-C40）、砷、六价铬等。当监测指标出现异常 时，可按照HJ164的附录F中石油和天然气开采业特征项目开展监测。
G2	地下水上游				
G3	地下水下游				

另外，应对本工程注水井的井口压力、套管压力、环空压力、流体的流量、水质等指标进行监测。

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

另外，井场设置现场检测仪表，并由RTU 箱中的控制系统实现井场内的生产运行管理和控制，上传井场的重要生产运行数据，接收上位系统的控制指令，设置现场监控系统，随时通过监控系统观察井场内生产情况。

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

①管理措施

1）预防地下水污染的管理工作是生态环境管理部门的职责之一，油田公司环境保护管理部门应指派人员负责预防地下水污染的管理工作；

2）建设单位应委托具有监测资质的单位按时、按质、按量完成地下水监测工作，并按要求分析整理原始资料、编写监测报告；

3）建立与工程区环境管理系统相联系的地下水监测信息管理系统；

4）按突发事故的性质、类型、影响范围、后果严重性分等级制定相应的应急预案，在制定预案时要根据环境污染事故潜在威胁的情况，认真细致地考虑各项影响因素，并组织有关部门、人员进行适时演练、不断补充完善预案内容。

②技术措施

1）定期对法兰、阀门、管道等进行检查。

2）在日常例行监测中，一旦发现地下水水质监测数据异常，应尽快核查数据，确保数据的正确性，并将核查过的监测数据通告相关部门，由专人负责对数据进行分析、核实，并密切关注生产设施的运行情况。具体内容如下：了解全井场、站场生产是否出现异常情况，出现异常情况的装置、原因；加大监测密度，如监测频率由每年 2 次临时加密为每天一次或更多，连续多天，分析变化动向。

6.2.5.5 地下水污染应急预案及处理

（1）应急预案内容

在制定井场、站场安全管理体制的基础上，制订专门的地下水污染事故应急措施，并应与其他类型事故的应急预案相协调，并纳入哈得采油气管理区应急预案中。地下水应急预案的具体内容如下：

①应急预案的日常协调和指挥机构；

②各部门在应急预案中的职责和分工；

③确定地下水环境保护目标和对目标采取的紧急处置措施，评估潜在污染可能性；

④特大事故应急救援组织状况、人员和装备情况，平常的训练和演习。

（2）污染事故处理

在发现异常或者事故状态下，建议采取如下污染治理措施。

①如发现异常或发生事故，加密监测频次，改为每周监测一次，并分析污染原因，确定泄漏污染源，及时采取应急措施。

②一旦发生地下水污染事故，应立即启动应急预案。

③查明并切断污染源。

④探明地下水污染深度、范围和污染程度。

⑤依据探明的地下水污染情况，合理布置浅井，并进行试抽工作。

⑥依据抽水设计方案进行施工，抽取被污染的地下水体，并依据各井孔出水情况进行调整。可采用阻断污染物向周边环境迁移扩散的技术，如泥浆墙、灌浆墙、土工膜阻断、板桩、原位土壤搅拌阻断、可渗透反应墙等，通过在污染源周围构筑低渗透屏障，来隔离污染物，同时操控地下水的流场。

⑦将抽取的地下水进行集中收集处理，并送实验室进行化验分析。

⑧当地下水中的特征污染物浓度满足地下水功能区划的标准后，逐步停止抽水，并进行土壤修复治理工作。

⑨对事故后果进行评估，并制定防止类似事件发生的措施。

综上，本工程运营期采取的地下水污染防治措施可行。

6.2.3 退役期地下水环境保护措施

项目退役期拆除设备、清理站场时，施工时间较短，施工人员产生的生活污水量较少，依托施工区域周边生活设施处理，不外排，采油设备拆除区域地面铺设HDPE 防渗膜，防止污油进入外环境，对周围水环境影响较小。

油气井报废或退役后，按照《废弃井封井回填技术指南（试行）》（环办土壤函〔2020〕72 号）、《废弃井封井处置规范》（Q/SH0653-2015）对完成采油的废弃井封堵，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 地表水环境保护措施可行性论证

6.3.1 施工期地表水环境保护措施

在施工期，对地表水环境可能造成影响的污染源为钻井废水、管线试压废水及生活污水。

（1）钻井废水

①钻井过程采用无毒无害的水基非磺化钻井液。

②钻井废水在井场固液分离，去向分两部分，溢流上清液排入井场泥浆罐中用于配制泥浆，循环使用，不外排。

③钻井过程中设备清洗、冷却等需消耗大量清水，采取有效节水措施，不仅节约了水资源，同时也减少了钻井废水的产生量，减少了废水存储设施的负担和后续处理的负荷，符合清洁生产的要求。因此，要在源头上节水降污，使钻井废水予以减量。钻井液循环使用过程中应严格操作程序，提高泥浆循环利用率，减少钻井液的“跑、冒、滴、漏”，减少废钻井液产生量。

（2）试压废水

本工程管道试压以测试管道的强度和密闭性，试压介质为清洁水，管道试压用水重复利用。管道试压过程会产生一定量的试压废水，清管试压废水主要污染物为悬浮物。试压水由管道排出由罐收集后，进入下一段管道循环使用，试压废水水质相对简单，以悬浮物为主，试压结束沉淀后用于施工区域洒水降尘，不外排。因此，本工程管道试压废水可得到妥善处置，不外排，污染防治措施可行。

（3）生活污水

施工期生活污水排入防渗生活污水池暂存，定期拉运至富源联公寓生活污水处理装置处理。不外排。

综上所述，通过采取以上各种废水处理及防治措施，本工程施工期产生的各类废水均可以得到有效处置，施工期的废水污染防治措施合理可行。

6.3.2 运营期地表水环境保护措施

本项目采出水随采出液输至跃满转油站拟建采出水处理系统，处理后的水质满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）中Ⅲ级标准，

输至井场回注；井下作业废水依托哈四联隔油池或富源 7 井废液处理站处理后，水质满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）中 V 级标准，回注地层。要求日常加强油气开采和集输过程的动态监测，避免事故泄漏污染土壤和地下水。

跃满转油站拟建采出水处理系统，处理规模为 1200m^3/d，满足项目采出水量处理要求，且区域地层可回注水量仍有较大缺口，项目采出水处理措施可行。

综上，运营期采取的废水处置措施可行。

6.3.3 退役期地表水环境保护措施

项目退役期拆除设备、清理站场时，施工时间较短，施工人员产生的生活污水量较少，依托施工区域周边生活设施处理，不外排，措施可行。

6.4 土壤环境保护措施可行性论证

6.4.1 施工期土壤环境保护措施

（1）井场施工结束后，及时清理施工过程中的固体废弃物和生活垃圾；

（2）井场竣工投运前，对永久和临时占地范围进行检查，对遗留固体废物进行二次清理；

（3）生活污水排入防渗生活污水池暂存，定期拉运至沙雅县兴雅生活污水处理厂处理。

（4）施工期结束前应对临时占地进行土地整理，恢复原状，保持土体紧实度。

6.4.2 运营期土壤环境保护措施

（1）源头控制

①定期检修维护井场压力、流量传感器，确保发生泄漏时能及时切断阀门，减少泄漏量；

②人员定期巡检，巡检时应对管线进行仔细检查，出现泄漏情况能及时发现；

③加强法兰、阀门连接处腐蚀情况记录管理，避免因老化、腐蚀导致泄漏情况发生；

④加强井场巡检，避免因“跑、冒、滴、漏”或泄漏事故发生造成油品进入土壤，发生泄漏事故时应及时清理落地油，受污染的土壤应交由具有相应危险废物处置资质的单位负责接收、转运和处置，降低对土壤环境质量的影响程度。

（2）过程防控措施

①建设单位应当按照《重点监管单位土壤污染隐患排查指南（试行）》要求，定期对重点区域、重点设施开展隐患排查，保证持续有效防止有毒有害物质渗漏、流失、扬散。发现污染隐患的，应当立即制定整改方案，及时采取技术、管理等措施消除隐患。

②严格执行《石油化工工程防渗技术规范》（GB/T50934–2013）“4.0.4 石油化工储运工程区的典型污染防治分区”相关要求，将井口区分为一般防渗区，其余区域划分为简单防渗区。防渗措施的设计，使用年限不应低于本项目主体工程的设计使用年限。

（3）跟踪监测

为了掌握本项目土壤环境质量状况和土壤中污染物的动态变化，对本项目实施土壤跟踪监测。根据《排污单位自行监测技术指南总则》（HJ819-2017）相关要求，依托哈得采油气管理区现有土壤环境监测计划，详情见表 6.4-1。

表 6.4-1 土壤跟踪监测点位布设情况一览表

序号	跟踪监测点位名称	采样层位	监测因子	执行标准	监测频率	备注
1	代表井场内阀组站	表层样	石油类、石油烃（C6-C9）、石油烃（C10-C40）、砷、六价铬	执行《土壤环境质量建设用地污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）表 1、表 2 第二类用地筛选值	每年 1 次	依托哈得采油气管理区现有土壤环境监测计划

类比现状同类油气开发项目采取的土壤环境保护措施，拟建工程采取的土壤环境保护措施可行。

6.4.3 退役期土壤环境保护措施

退役期管道、设备清洗废水输送至满深联合站处理，达标后回注地层；对永久停用、拆除或弃置的设施，经土壤污染状况调查，确保无土壤环境污染遗留问题后，进行生态恢复工作，并依法进行分类管理。

6.5 大气环境保护措施可行性论证

6.5.1 施工期大气污染防治措施

施工期产生的大气污染物主要分为两类，一是施工扬尘，主要来源于物料运输、装卸、堆放过程以及施工垃圾清运和运输车辆产生的道路扬尘等；二是施工机械和

运输车辆运作过程中产生的少量 SO_2、NOx、CO 等废气。为有效防治本项目施工可能产生的环境空气污染，环评要求采取以下防治措施：

（1）对进出车辆要求在固定道路上行驶，施工场地内施工便道及车辆进出入口、施工场地尽量采用混凝土硬化，可有效降低运输扬尘。

（2）工地应有专人负责路面洒水，一般洒水频率不得少于 2 次/天，如遇连续高温或风速较大等天气，应增加洒水频次来有效控制扬尘污染。

（3）在施工工地现场出入口设置车辆冲洗设施，冲洗设施包括冲洗平台、冲洗设备、排水沟、沉淀池、循环用水装置等，并定期清理废水和泥浆。

（4）施工前一定要对项目施工区设置临时围挡，严禁敞开式作业。可有效减小扬尘对周围环境的影响，尤其是大风天气，此设施的防尘效果显著。

（5）对易产生扬尘的物料如水泥、混凝土等采取遮盖措施；土石方临时堆放点用塑料布或毡布等遮盖，渣土等建筑垃圾必须定期清运，清运过程中运输车辆必须符合密闭要求，保证扬尘不飞散。

（6）运输废渣、弃土的车辆装车高度不得超过车厢挡板高度，使用编织布在车厢顶部加装顶盖，车辆行驶速度一般不大于 25km/h，以减少施工扬尘。对不慎洒落的沙土和建筑材料，应对地面进行清理。

（7）应尽量选用低能耗、高效率的燃油施工设备和运输车辆，使用清洁能源作为其燃料，并注重日常保养和维护，确保其良好运转状态，从而降低燃油施工设备和运输车辆运行时产生的尾气影响。

（8）政府发布重污染天气黄色预警时施工现场应停止土石方作业，检查物料和裸露场地的覆盖状况；市政府发布重污染天气橙色预警或风速达到五级以上（含五级）大风天气时，施工现场应停止工地室外作业及室内喷涂粉刷作业，并对作业面进行覆盖。同时，施工单位应启动重污染天气应急预案，采取应急措施。

（9）施工现场其余裸露场地必须采取密闭式防尘网覆盖、固化、硬化或绿化等抑尘措施，严禁存在裸露场地。抑尘处理措施必须牢固耐用，并及时检修。

（10）测试放喷废气：①在集输管网投产前的项目初期，井场要进行测试放喷。为了点火安全和控制热辐射范围，需修建地面放喷池，通过水平火炬进行点燃放空。②采用防喷器组（环形防喷器、双闸板防喷器、单闸板防喷器）等先进的井控装置，

防止和控制井喷事故发生。由于测试放喷时间较短，测试放喷燃烧天然气排放对周围环境影响很小，以上措施是可行的。

经采取以上措施后，施工期废气排放对周边环境的影响可降至最低，且随施工结束而消除。

6.5.2 运营期大气污染防治措施

为减少挥发性有机物无组织排放，项目从生产工艺选择、设备选型开始，到日常管理、采取控制和治理技术入手，结合《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中要求，切实有针对性地采取有效环保措施，最大限度减少无组织排放。

（1）油气进行汇集、处理、输送至油气稳定装置的全过程采用密闭工艺流程，容易泄漏的关键危险部位采用先进设备和材料，严格控制油品泄漏对大气环境影响。

（2）定期对井场的设备、阀门等检查、检修，以防止跑、冒、漏现象的发生；加强对密闭管线及密封点的巡检，一旦发生泄漏立即切断控制阀，并尽快完成修复。

（3）加强油井生产管理，减少烃类的跑、冒、滴、漏，做好油井的压力监测，并准备应急措施。

类比富满油田同类型井场污染源监测数据，井场无组织废气中非甲烷总烃可满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）企业边界污染物控制要求，硫化氢可满足《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）表 1 标准限值要求。

综上，拟建工程采取的环境空气污染防治措施可行。

6.6 声环境保护措施可行性论证

6.6.1 施工期噪声防治措施

施工期主要噪声为施工机械设备运转噪声和大量的施工车辆行驶产生的交通噪声。

（1）合理安排施工场地：在不影响施工情况下将强噪声设备尽量安排在距村庄等敏感点较远处。

（2）施工单位可合理安排施工时间，避免长时间使用高噪声设备，使本工程在施工期造成的噪声污染降到最低。

（3）施工设备选型时，在满足施工需要的前提下，尽可能选取噪声低、振动小、能耗小的先进设备。

（4）加强施工机械的维护保养，避免由于设备性能差而使机械噪声增大的现象发生。

（5）运载建筑材料及建筑垃圾的车辆要选择合适的时间路线进行运输，运输线路应该尽量避开居民点等环境保护目标。

本工程施工期是短期的、暂时的，噪声影响将随着施工活动的结束而消除，施工期噪声不会对周围声环境产生明显影响，保护措施切实可行。

6.6.2 运营期噪声防治措施

营运期噪声源主要包括井场采油树、阀组站阀组橇、电磁加热撬等产生的噪声。采取的降噪措施如下：

（1）提高工艺过程的自动化水平，尽量减少操作人员在噪声源的停留时间。

（2）对采油树采取减振方式，或者选择低噪声型设备。

（3）撬装设备采用基础减震降噪措施。

根据噪声预测结果，运营期井场场界噪声不会对周围声环境产生明显影响，措施可行。

6.6.3 退役期噪声防治措施

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。

6.7 固体废物处理措施可行性论证

6.7.1 施工期固体废物污染防治措施

为避免施工期固体废物对周围环境产生不利影响，本评价建议建设单位采取以下防范措施：

（1）钻井废弃物处理方案

严格执行《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）标准等相关要求。废弃膨润土泥浆及钻井岩屑经不落地收集系统进行固液分离后，固相收集后排入岩屑池，经检测各污染物满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）中的相关限值，可用于油气田内部道路铺设、井场铺垫，不得用于填充自然坑洼，检测不合格固相工程结束后送塔河南岸钻试修废弃物环保处理站处置，直至满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）中的综合利用限值后再进行综合利用；废弃磺化泥浆及钻井岩屑经不落地收集系统进行固液分离后，液相回用于钻井液配备，固相转运至塔河南岸钻试修废弃物环保处理站处理或在井场进行无害化达标处置，在各项指标满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）中的相关限值，同时石油烃达到《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）表2第二类用地风险筛选值要求后，用于铺垫油区内的井场或道路，不得用于填充自然坑洼。

（2）其他要求或方案

①工程土方施工应对挖方单侧堆放，用于管沟回填作业，多余土方用于场地平整，严禁弃土产生；

②施工单位应指派专人负责施工固体废物的收集及转运工作，不得随意丢弃；

③提倡文明施工，严禁施工人员产生的生活垃圾随地乱扔，当天施工结束后随身带走，施工现场不遗留。

④完井后，井场内废物必须全部进行清理、回收处理，做到“工完、料尽、场地清”。

（3）危险废物处置

废机油、废机油桶、烧碱废包装袋、废防渗材料暂存于撬装式危废贮存点中，由具有资质的单位接收，钻井队与之签订危废转移协议，运输过程严格按照《危险废物转移管理办法》（生态环境部部令第23号）、《危险废物收集贮存运输技术规范》（HJ2025-2012）执行。危险废物转移过程应采取防扬散、防流失、防渗漏措施，不得擅自倾倒、堆放、丢弃、遗撒；钻井队结合自身的实际情况，与生产记录相衔接，建立危险废物管理台账记录，如实记载产生危险废物的种类、数量、流向、贮存、利用处置等信息，并填写、运行危险废物转移联单。钻井队

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。

综上，拟建工程施工期产生的固体废物均得到综合利用或妥善处置。

类比富满油田同类项目采取的固体废物处理措施，拟建工程采取的固体废物处理可行。

6.7.2 运营期固体废物污染防治措施

根据《国家危险废物名录（2025年版）》（部令第36号）、《危险废物环境管理指南陆上石油天然气开采》（生态环境部公告2021年第74号）、《建设项目危险废物环境影响评价指南》（环境保护部公告2017第43号），本项目运营期产生的危险废物主要为落地油、废防渗材料、废润滑油、废润滑油桶，一般工业固体废物为废分子筛。落地油、含油蜡渣、废防渗材料、废润滑油桶分类收集后运至有危废处置资质的单位接收处置；废分子筛定期由厂家更换回收或进入固废场填埋处置；废润滑油进入原油处理系统资源回用。

拟建工程一般工业固体废物情况见表6.7-1，危险废物处理处置情况见表6.7-2。

表 6.7-1　　本项目一般工业固体废物及治理措施一览表

序号	固体废物名称	代码	产生环节	物理性状	产生量（t/a）	属性	贮存方式	处理措施
1	废分子筛	SW12 900-009-S59	制氮环节	固态	0.64t/a	一般工业固体废物	--	定期由厂家更换回收或进入固废场填埋处置

表 6.7-2　　拟建工程危险废物及防治措施情况一览表

危险废物名称	废物类别	废物代码	产生量(t/a)	产生工序及装置	形态	主要成分	有害成分	产废周期	危废特性	污染防治措施
落地油	HW08	071-001-08	0.175	油气开采、井下作业	固态	油类物质、泥沙	油类物质	/	T,I	集中收集后，委托有资质单位接收处置
含油蜡渣	HW08	071-002-08	0.21	清蜡	固态	原油、铁屑、地层泥沙	油类物质	半年	T,I	
废防渗材料	HW08	900-249-08	3.5	场地清理环节	固态	废矿物油	油类物质	/	T,I	
废润滑油桶	HW08	900-249-08	0.2	设备维护	液态	废矿物油	油类物质	/	T,I	
废润滑油	HW08	900-217-08	1.05	设备维护	液态	废矿物油	油类物质	/	T,I	进入原油处理系统资源回用

本工程产生的危险废物运输委托有资质单位进行运输，运输过程中全部采用密闭容器收集储存，沿线避让水体、重要敏感目标，转运结束后及时对转运路线进行

检查和清理，确保无危险废物散落或泄漏在转运路线上，危险废物运输过程符合《危险废物收集、贮存、运输技术规范》（HJ2025-2012）中的相关要求。

本项目产生的危险废物应按照《危险废物环境管理指南陆上石油天然气开采》（生态环境部公告2021年第74号）、《危险废物转移管理办法》（生态环境部令第23号）中相关要求，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。并严格按照《危险废物转移管理办法》（2021年11月30日生态环境部、公安部、交通运输部令第23号）、《危险废物管理计划和管理台账制定技术导则》（HJ1259-2022）等相关要求制定危险废物管理台账。

因此，本项目危险废物处置措施可行。

6.7.3 退役期固体废物污染防治措施

拟建工程退役期固体废物主要为废弃管道、建筑垃圾等，废弃管线维持现状，避免因开挖管线对区域生态环境造成二次破坏，管线内物质应清空干净，并按要求进行吹扫，确保管线内无残留采出液，管线两端使用盲板封堵；建筑垃圾委托周边工业固废填埋场合规处置。

类比富满油田现有退役井采取的固体废物处置措施，拟建工程退役期采取的固体废物处置措施可行。

7 碳排放影响评价

为贯彻落实中央和生态环境部关于“碳达峰、碳中和”相关决策部署和文件精神，充分发挥环境影响评价的源头防控、过程管理中的基础性作用，本次评价按照相关政策及文件要求，根据《中国石油天然气生产企业温室气体排放核算方法与报告指南（试行）》核算方法，计算拟建工程实施后碳排放量及碳排放强度，提出碳减排建议，并分析减污降碳措施可行性及碳排放水平。

7.1 温室气体排放分析

7.1.1 温室气体排放影响因素分析

7.1.1.1 碳排放源分析

根据《中国石油天然气生产企业温室气体排放核算方法与报告指南（试行）》，石油天然气开采企业碳排放源主要包括：燃料燃烧 CO_2 排放、火炬燃烧排放、工艺放空排放、CH_4 逃逸排放、CH_4 回收利用量、CO_2 回收利用量、净购入电力和热力隐含的 CO_2 排放。

（1）燃料燃烧 CO_2 排放

主要指石油天然气生产各个业务环节化石燃料用于动力或热力供应的燃烧过程产生的 CO_2 排放。

本工程不涉及。

（2）火炬燃烧排放

出于安全等目的，石油天然气生产企业通常将各生产活动产生的可燃废气集中到一至数支火炬系统中进行排放前的燃烧处理。火炬燃烧除了 CO_2 排放外，还可能产生少量的 CH_4 排放，石油天然气生产的火炬系统需同时核算 CO_2 和 CH_4 排放。

拟建工程不涉及火炬燃烧装置，不再核算该部分 CH_4 或 CO_2 气体排放量。

（3）工艺放空排放

主要指石油天然气生产各业务环节通过工艺装置泄放口或安全阀门有意释放到大气中的 CH_4 或 CO_2 气体，如驱动气动装置运转的天然气排放、泄压排放、设备吹扫排放、工艺过程尾气排放、储罐溶解气排放等。石油天然气生产企业业务环节较多且各具特色，其工艺放空排放应区分不同业务环节分开核算。

本工程不涉及工艺部分放空排放，不再核算该部分 CH_4 或 CO_2 气体排放量。

（4）CH_4 逃逸排放

主要是指石油天然气生产各业务环节由于设备泄漏产生的无组织 CH_4 排放，如阀门、法兰、泵轮密封、压缩机密封、减压阀、取样接口、工艺排水、开口管路、套管、储罐泄漏及未被定义为工艺放空的其他压力设备泄漏；石油天然气生产企业业务环节较多且各具特色，其逃逸排放应区分不同业务环节分开核算。

本工程井场法兰、阀门等处产生的无组织废气中涉及甲烷排放，需核算该部分气体排放量。

（5）CH_4 回收利用量

主要指企业通过节能减排技术回收工艺放空废气流中携带的 CH_4 从而免于排放到大气中的那部分 CH_4。CH_4 回收利用量可从企业总排放量中予以扣除。

本工程未实施甲烷回收利用。

（6）CO_2 回收利用量

主要指企业回收燃料燃烧或工艺放空过程产生的 CO_2 作为生产原料或外供产品从而免于排放到大气中的那部分 CO_2。CO_2 回收利用量可从企业总排放量中予以扣除。因缺乏适当的核算方法暂不考虑 CO_2 地质埋存或驱油的减排问题。

本工程不涉及，因此该部分回收利用量均为 0。

（7）净购入电力和热力隐含的 CO_2 排放量

该部分排放实际上发生在生产这些电力或热力的企业，但由报告主体的消费活动引起，依照约定也计入报告主体名下。

本工程实施后，需消耗电量，不涉及蒸汽用量。本项目消耗电力主要为井场管道电伴热、4 井式阀组橇、注水泵橇、空压机、制氮橇、注气压缩机等。

7.1.1.2 二氧化碳产排节点

本工程生产工艺流程中涉及二氧化碳的产排节点表 7.1-1 所示。

表 7.1-1 二氧化碳产排污节点汇总一览表

序号	类别	产污环节	碳排放因子	排放形式
1	CH_4 逃逸排放	井场法兰、阀门等处逸散的废气	CH_4	无组织
2	净购入电力和热力隐含的 CO_2 排放量	电力隐含排放	CO_2	/

7.1.2 温室气体排放量核算

7.1.2.1 排放核算边界

本工程碳排放核算边界及核算内容见表 7.1-2 所示。

表 7.1-2 核算边界及核算内容一览表

序号	核算主体/核算边界	碳排放核算内容
1	塔里木富满油田跃满北区块奥陶系油藏产能建设项目	包括油气勘探、油气开采及油气储运各个业务环节的基本生产系统、辅助生产系统，以及直接为生产服务的附属生产系统。 排放量核算内容包括： （1）CH_4逃逸排放 （2）净购入电力和热力隐含的CO_2排放量

7.1.2.2 碳排放量核算过程

拟建工程涉及火炬燃烧排放、CH_4逃逸排放、净购入电力和热力隐含的CO_2排放量。具体核算过程如下：

（1）CH_4逃逸排放

①计算公式

$$E_{CH_4_开采逃逸} = \sum_j (Num_{oil,j} \times EF_{oil,j}) + \sum_j (Num_{gas,j} \times EF_{gas,j})$$

式中，

E_{CH4}－开采逃逸－原油开采或天然气开采中所有设施类型产生的CH_4逃逸排放，单位为吨CH_4；

J－不同的设施类型；

$Num_{oil,j}$－原油开采业务所涉及的泄漏设施类型数量，单位为个；

$EF_{oil,j}$-原油开采业务中涉及的每种设施类型 j 的CH_4逃逸排放因子，单位为吨CH_4/（年·个）；

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

$EF_{gas,j}$-天然气开采业务中涉及的每种设施类型 j 的CH_4逃逸排放因子，单位为吨CH_4/（年·个）。

②计算过程

本工程涉及逃逸的CH_4的装置有 7 座井口装置，单个井口装置CH_4逃逸量为 0.23（吨/年），合计甲烷逃逸排放 1.61 吨，折算为CO_2为 33.81 吨。

（3）净购入电力和热力隐含的 CO_2 排放

①计算公式

a.净购入电力的 CO_2 排放计算公式

$$E_{CO_2\text{-净电}} = AD_{电力} \times EF_{电力}$$

式中：

$E_{CO_2\text{-净电}}$-净电为报告主体净购入电力隐含的 CO_2 排放量，单位为吨 CO_2；

$AD_{电力}$-企业净购入的电力消费量，单位为兆瓦时（MWh）；

$EF_{电力}$-电力供应的 CO 排放因子，单位为吨 CO_2/MWh。

b.净购入热力的 CO_2 排放计算公式

$$E_{CO_2\text{-净热}} = AD_{热力} \times EF_{热力}$$

式中:

$E_{CO_2\text{-净热}}$-净热为报告主体净购入热力隐含的 CO_2 排放量，单位为吨 CO_2；

$AD_{热力}$-企业净购入的热力消费量，单位为 GJ；

$EF_{热力}$-热力供应的 CO_2 排放因子，单位为吨 CO_2/GJ。

②计算结果

拟建工程生产过程中不涉及使用蒸汽，不涉及发电内容，使用的电力消耗量为 724.5×10^4kWh，电力排放因子根据《关于发布 2023 年电力二氧化碳排放因子的公告》（2025 年第 47 号）中新疆电力平均二氧化碳排放因子为 0.6021 吨 CO_2/MWh。根据前述公式计算可知，核算净购入电力和热力隐含的 CO_2 排放量为 4362.21t。

（3）碳排放核算结果汇总

根据《中国石油天然气生产企业温室气体排放核算方法与报告指南（试行）》，企业的 CO_2 排放总量计算公式为：

$$E_{GHG} = E_{CO_2_燃烧} + E_{GHG_火炬} + \sum_S \left(E_{GHG_工艺} + E_{GHG_逃逸}\right)_S - R_{CH_4_回收} \times GWP_{CH_4} - R_{CO_2_回收} + E_{CO_2_净电} + E_{CO_2_净热}$$

式中：

E_{GHG}-温室气体排放总量，单位为吨 CO_2；

E_{CO_2}-燃烧－核算边界内由于化石燃料燃烧活动产生的 CO_2 排放量，单位为吨 CO_2；

$E_{GHG\text{-}火炬}$－企业因火炬燃烧导致的温室气体排放，单位为吨 CO_2 当量；

$E_{GHG-工艺}$－企业各业务类型的工艺放空排放，单位为吨 CO_2 当量；

$E_{GHG-逸逸}$－企业各业务类型的设备逃逸排放，单位为吨 CO_2 当量；

S-企业涉及的业务类型，包括油气勘探、油气开采、油气处理、油气储运业务；

$R_{CH4-回收}$-企业的 CH_4 回收利用量，单位为吨 CH_4；

GWP_{CH4}-CH_4 相比 CO_2 的全球变暖潜势值。取值 21；

$R_{CO2-回收}$-企业的 CO_2 回收利用量，单位为吨 CO_2；

$E_{CO2-净电}$-报告主体净购入电力隐含的 CO_2 排放量，单位为吨 CO_2；

$E_{CO2-净热}$-报告主体净购入热力隐含的 CO_2 排放量，单位为吨 CO_2。

按照上述 CO_2 排放总量计算公式，则拟建工程实施 CO_2 排放总量见表 7.1-5 所示。

表 7.1-3CO_2 排放总量汇总一览表

项目	源类别	排放量（吨 CO2）	占比（%）
拟建工程	燃料燃烧 CO_2 排放	0	/
	工艺放空排放	0	/
	火炬燃烧排放	0	/
	CH_4 逃逸排放	24.15	0.5
	CH_4 回收利用量	0	/
拟建工程	CO_2 回收利用量	0	/
	净购入电力、热力隐含的 CO_2 排放	4362.21	95.5
	合计	4386.36	100

由上表 7.1-5 分析可知，拟建工程 CO_2 总排放量为 4386.36 吨。

7.2 减污降碳措施

7.2.1 已采取的降碳节能措施

（1）装置节能措施

在工艺设计方面，优先选用低能耗的工艺流程与工艺参数。设备选型阶段，全部选用国家认证的节能型设备，严格落实设备能效准入标准，禁止选用列入淘汰目录的高能耗产品，从设备端降低装置能耗水平。充分依托现有场站工艺布局与设备条件进行改扩建，减少新建装置的工程量与额外能耗投入，优化装置物料换热流程，

合理匹配冷热物流，提高热能利用率，减少不必要的能量损耗。优化管网布局，降低管路压力损失，减少流体输送过程的能耗，进一步提升装置整体能源利用效率。

（2）系统配套部分节能措施

供电线路设计阶段结合用电负荷分布优化路径走向，缩短线路长度，同时合理选择导线截面，降低线路传输过程中的电能损耗，满足项目经济电流密度要求。跃满北区块利旧配置智能无功补偿装置，根据系统无功需求动态调整补偿容量，降低无功传输造成的电能损耗，提升功率因数，减少供电网络的损耗。本项目用电依托已有完善的绿电消纳体系，最大化提升非化石能源利用比例，减少常规化石能源的消耗，从全系统层面实现能源节约。

7.2.2 其他可行降碳节能措施

（1）清洁运输

油气进行汇集、处理、输送至油气稳定装置的全过程采用密闭工艺流程，定期对井场的设备、阀门等检查、检修，以防止跑、冒、漏现象的发生；加强对密闭管线及密封点的巡检，一旦发生泄漏立即切断控制阀，并尽快完成修复，有效提升温室气体泄漏控制能力。

（2）挥发性有机物与甲烷协同控制

①加强企业能源管理，减少甲烷逸散损耗，定期开展能源及碳排放管理培训，提升管理水平；

②积极开展源头控制，优先选择绿色节能工艺、产品和技术，降低化石燃料消费量；

③积极开展碳捕获、利用与封存（CCUS）技术，进一步挖掘和提升减污降碳潜力。

（3）节能降耗技术

本工程在电气设备设施上采用多种节能措施，从而间接减少了电力隐含的 CO_2 排放量。具体措施主要有：

①井场内新增设备综合考虑规划期内油气产量，合理配置，确保不同台阶流量下，泵仍在高效区工作。泵的选型满足国家对泵效的技术要求。

②井场内地上工艺管道采用保温设计，选用了导热系数小、吸水率低、强度高、不易燃无腐蚀的材料；

③选用密闭性能好，使用寿命长的阀门、计量设备，避免泄漏、降低能耗。

④根据项目用电性质、用电容量等选择合理的供电电压和供电方式，有效减少电能损耗。

⑤选用高功率因数电气设备。采用无功功率补偿，为减少线路损失，设计采用高低压同时补偿的方式，补偿后功率因数达 0.95 以上。低压设置自动无功补偿电容器装置，高压采用高压并联电容器进行功率因数补偿，补偿后使功率因数在装置负荷正常运行时提高，有效减少无功损耗，从而减少电能损耗，实现节能运行。

⑥选用节能型干式变压器，能效等级低的，具有低损耗（空载和负载损耗相对较低）、维护方便等显著特点。

⑦各种电力设备均选用能效等级低的节能产品，实际功率和负荷相适应，达到降低能耗，提高工作效率的作用。

7.3 温室气体排放评价结论

本工程实施后，CO_2 总排放量为 4386.36t。在工艺技术、节能设备和能源及碳排放管理等方面均采取了较完善的减污降碳措施，有利于减少二氧化碳排放，对比同类企业碳排放水平，本工程吨产品 CO_2 排放强度相对较低。

8 环境影响经济损益分析

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所在区域环境的变化。进行环境影响经济损益分析的目的在于分析建设项目的社会、经济和环境损益，评价建设项目环境保护投资的合理性以及环境保护投资的效益，促进项目建设的社会、经济和环境效益协调统一和可持续展。

8.1 环境效益分析

本工程在设计中充分考虑了环境保护的要求，严格执行各项环境保护标准。同时还针对在生产运行过程中产生的“三废”，从实际出发采取多种相应的治理措施。由此看来，本工程采取的环保措施保护了环境，但未产生明显的经济效益。

8.1.1 环保措施的环境效益

（1）废气

本工程采取管道密闭输送，加强阀门的检修与维护，从源头减少烃类气体的挥发量，通过采取相关治理措施有效减少了废气中污染物的排放量，减少对大气的污染，污染物能达标排放，对周围环境的影响可接受。

（2）废水

本工程运营期采出水输至跃满转油站拟建采出水处理系统，处理后的水质满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）中Ⅲ级标准，输至井场回注；井下作业废水依托哈四联隔油池或富源 7 井废液处理站处理后，水质满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）中Ⅴ级标准，回注地层。

（3）固体废物

本工程运营期固体废物主要为落地油、废防渗材料、含油蜡渣、废润滑油、废润滑油桶等；其中落地油、废防渗材料、废润滑油桶、含油蜡渣收集后直接委托有危废处置资质的单位接收处置；废润滑油打入原油处理系统资源回用。

（4）噪声

通过采取选用低噪声设备、减振等措施，减低了噪声污染。

（5）生态保护措施

在施工期间，采取严格控制地表扰动范围，严格控制施工作业带，采用拉设彩条方式限定运输车辆行驶范围；井场地表采取砾石压盖，减少水土流失。

本工程各项环保措施通过充分有效地实施，可以使污染物的排放在生产过程中得到有效地控制。本工程选用先进、成熟、可靠、具有节能和环保效果的技术，最大限度减少污染物排放。在生产过程中充分、有效地利用了资源，减少各种资源的损失，大大降低其对周围环境的影响。

8.1.2 环境损失分析

本工程在建设过程中，由于井场地面设施建设、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。环境损失包括直接损失和间接损失，直接损失指由于项目建设对土壤、地表植被及其生境破坏所造成的环境经济损失，即土地资源破坏的经济损失。间接损失指由土地资源损失而引起的生态问题，如生物多样性等造成的环境经济损失。

施工期结束后，临时占地将被恢复，临时占地对土地资源和生态的破坏程度较小，时间较短。只有在油气田停止开发后，永久占地才有可能被恢复，永久占地对土地资源和生态的破坏严重，时间长。

根据生态影响评价分析，项目占地类型主要为沙地，拟建项目在开发建设过程中，不可避免地会产生一些污染物，这些污染物都会对油气田周围的环境造成一定的影响，如果处理不当或者管理措施不到位，就可能会危害油气田开发区域内的环境。

项目的开发建设中对土地的占用产生一定程度的生态负效应。在数年内附之以有效的防护措施和生态修复措施，这种影响将会被局限在较小的范围内，不会呈现放大的效应。

8.1.3 环保措施的经济效益

本工程通过采用多种环保措施，具有重要的环境效益，但整体对经济效益影响较小。

8.2 经济效益分析

本工程总投资为 47293 万元，环保投资共 876.52 万元，约占总投资的 1.85%。由于涉及国家能源商业机密，故对项目本身的经济效益在本环评报告中不作描述。

8.3 社会效益分析

本工程的实施可以支持国家的经济建设，缓解当前原油供应紧张的形势，同时，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。本工程的实施还补充和加快了油气田基础设施建设。

因此本工程具有良好的社会效益。

8.4 环境经济损益分析结论

本工程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、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生态恢复等，经估算该项目环境保护投资约 876.52 万元，环境保护投资占总投资的 1.85%。实施相应的环保措施后，可以起到保护环境的效果。

8.5 环境保护措施的投资估算

本工程总投资为 47293 万元，环保投资共 876.52 万元，约占总投资的 1.85%，投资情况见表 8.5-1。

表 8.5-1　环保投资估算

类别	污染源	环保措施	治理效果	投资(万元)
废气	施工扬尘	洒水抑尘、车辆减速慢行、物料苫盖	/	7
	无组织排放	密闭集输，装置做好日常维护，做好密闭措施。	厂界达标排放	8
固体废物	施工期	钻井期废弃泥浆、钻井岩屑、危险废物处置、清运；生活垃圾、废弃施工材料等清运	妥善处理	90
	运营期	落地油、废防渗材料、废润滑油等	妥善处理	10
生态	占地	施工结束后进行场地平整；控制施工作业带宽度；临时占地区域植被恢复。	施工结束后场地平整，植被恢复	70
		管线在选线设计、施工作业时尽量避开灌木茂密区域，最大程度地保护沿线的生态环境。应在项目实施后，在周边区域按照破坏面积种植相应面积的植被从而达到占补平衡要求；采用小型施工机具或必要时采用人工开挖回填管沟，缩小作业带面积等一系列手段，考虑采取加大管道埋深，	尽量减少对植被的影响	30

		加厚管壁等措施防管线风险事故的发生；严格控制施工范围。教育施工人员保护植被，注意施工及生活用火安全，防止林草火灾的发生；施工过程中，加强施工人员的管理，禁止施工人员对林木乱砍滥伐，严禁砍伐森林植被做燃料，尽量减少对作业区周围植被的影响等		
	水土流失	防沙治沙和水土保持措施	防止水土流失	纳入水土保持方案投资中
环境风险管理	环境风险防范措施	消防器材、警戒标语标牌、设置可燃气体、硫化氢报警仪等防范设施	风险防范设施数量按照消防、安全等相关要求设置	15
	应急预案	根据管线泄漏应急处理经验，完善现有生态突发环境事件应急预案	修改完善，并定期演练	20
废水处理	施工期废水	钻井废水临时罐体收集，用于配制钻井液，在钻井期间综合利用；酸化压裂返排液拉运至哈四联隔油池或富源 7 井废液处理站处理；试压结束后用于洒水抑尘；生活污水由施工单位委托有资质的第三方环保公司合规处置	不外排	20
	运营期废水	新建跃满转油站 1200m³/d 采出水处理系统	不外排	505.52
		采出水随油气混合物输送至跃满转油站拟建采出水处理系统；井下作业废水依托哈四联隔油池或富源 7 井废液处理站处理		10
地下水、土壤	分区防渗	分区防渗	满足防渗要求	35
噪声		选择低噪声设备、加强设备维护，基础减振		2
环境管理		运营期环境监测		40
		环保培训，演练		14
环保投资合计				876.52

9 环境管理与监测计划

管理是对人类生产、生活和社会活动实行控制性的影响，使外界事物按照人们的决策和计划方向进行和发展。随着我国环保法规的完善及严格执法，环境污染问题将极大地影响着企业的生存与发展。因此，环境管理应作为企业管理工作中的重要组成部分，企业应积极并主动地预防和治理，提高全体职工的环境意识，避免因管理不善而造成的环境污染风险。

9.1 环境管理

9.1.1 决策机构

本工程的 HSE 管理机构应实行逐级负责制，受中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司 HSE 委员会的直接领导和监督，项目的环保管理机构中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司设安全环保部门，并设专人负责工程开发建设期的环境保护工作。

中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司负责该项目的组织，协调工作，并协调勘探部门的分工协作工作，包括生态环境建设和保护的宏观管理和决策。

9.1.2 实施与管理机构

拟建项目日常环境管理工作纳入哈得采油气管理区开发部现有 QHSE 管理体系。塔里木油田分公司建立了三级环境保护管理机构，形成了管理网络，油田分公司 QHSE 管理委员会及其办公室为一级管理职能机构，各单位 QHSE 管理委员会及其办公室为二级管理职能机构，基层单位 QHSE 管理小组及办公室为三级管理机构。油田所属各单位及一切进入塔里木油田公司市场作业与服务的单位，必须建立健全环境保护管理职能机构，设置专（兼）职环保工作人员，有效开展工作。企业各单位及下属各基层单位的行政正职分别是本企业、单位、基层单位环境保护第一负责人，负责建立其 QHSE 管理委员会及办公室，领导环境保护工作。

9.1.3 监督机构

阿克苏地区生态环境局负责检查该项目环境影响评价的执行情况，审查该项目的环境影响报告书，指导阿克苏地区生态环境局沙雅县分局对该项目在建设期与运营期的日常环境管理工作。

阿克苏地区生态环境局、阿克苏地区生态环境局沙雅县分局是具体负责环境管理的职能机构，受自治区生态环境厅业务指导，监督辖区内油田开发单位执行环境监控计划及有关环境管理的法律法规和环境标准。

9.2 企业环境信息披露

9.2.1 公开内容

（1）基础信息

企业名称：中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司

法定代表人：王林生

其他基础信息：组织机构代码、生产地址、联系方式，以及生产经营和管理服务的主要内容、产品及规模等。

（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）环境风险防范措施

拟建工程环境风险防范措施见塔里木油田分公司哈得采油气管理区现行生态突发环境风险应急预案。

（4）环境监测计划

本工程环境监测计划见表 9.4-3。

9.2.2 公开方式及时间要求

公开方式：通过公司网站、信息公开平台或当地报刊等便于公众知晓的方式公开。

公开时间要求：企业可以根据实际情况对已披露的环境信息进行变更；进行变更的，应当以临时环境信息依法披露报告的形式变更，并说明变更事项和理由；企业应当于每年 3 月 15 日前披露上一年度 1 月 1 日至 12 月 31 日的环境信息；

哈得采油气管理区在企业名单公布前存在《企业环境信息依法披露管理办法》(生态环境部令第 24 号)第十七条规定的环境信息的，应当于企业名单公布后十个工作日内以临时环境信息依法披露报告的形式披露本年度企业名单公布前的相关信息。

9.3 污染物排放清单

按照《建设项目环境影响评价技术导则 总纲》（HJ2.1-2016）和《排污许可管理条例》要求，结合工程分析及环境治理措施，对本工程污染物排放源及排放量进行梳理，形成污染源排放清单，见表 9.3-1。

表 9.3-1　　污染源排放清单

污染物类型	工程组成	产污环节	污染物类型	排放形式	拟采取的环境保护措施	排放浓度（mg/m³）	排放量（t/a）	排放标准		执行标准	环境风险防范措施
								浓度（mg/m³）	速率（kg/h）		
大气污染物	生产废气	集输无组织废气	VOCs	无组织	密闭集输	/	0.947	4.0	/	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）	设置安全警示标志、安全距离，定期巡检
			H_2S	无组织	密闭集输	/	0.0021	0.06	/	《恶臭污染物排放标准》(GB14554-93)表 1 新扩改建厂界二级标准值	
水污染物	生产废水	采出水、井下作业废水	SS、石油类等	-	采出水经处理达标后回注地层，不外排	0	0	/	/	《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）III级水质标准后回注地层	做好固井、井控，以防污染地下水
固体废物	生产固废		落地油、沾油废防渗材料、废润滑油桶	HW08类危险废物	委托有资质的单位进行处理	0	0	/	/	/	暂存于管理区危废暂存设施，委托有危险废物处理资质的单位进行无害化处理
			废润滑油	HW08类危险废物	打入原油处理系统资源回用	0	0	/		/	妥善处置
			含油抹布手套	-	全过程不按危险废物管理	/	/	/	/	/	妥善处置

9.4 生态环境监测

9.4.1 监测目的

环境监测是企业环境管理体系的重要组成部分，也是环境管理规范化的主要手段，通过对企业主要污染物进行分析、资料整理、编制报表、建立技术文件档案，可以为生态环境部门进行环境规划、管理和执法提供依据。环境监测是环境保护的基础，是进行污染源治理及环保设施管理的依据，因而企业应定期对环保设施及废水、噪声等污染源情况进行监测、对固体废物处置按照法规文件规范进行记录。

通过对本工程运行中环保设施进行监控，掌握废气、废水、噪声等污染源排放是否符合国家或地方排放标准的要求，做到达标排放，同时对废水、噪声防治设施进行监督检查，保证正常运行。

9.4.2 环境监测机构及设备配置

环境监测是环境保护的基础，是进行污染治理和监督管理的依据。本工程的环境监测工作可委托当地有资质的环境监测机构承担。

9.4.3 监测计划

运营期间需对生产过程中产生的"三废"进行严格管理，根据《排污单位自行监测技术指南 陆上石油天然气开采工业》（HJ1248-2022）等标准规范，制定本工程的监测计划和工作方案。建议环境监测计划见表 9.4-1。

表 9.4-1　　运营期环境监测计划

编号	环境要素	地点	监测项目	监测频次
1	地下水	项目区上游、下游、周边各 1 个	石油类、石油烃（C6-C9）、石油烃（C10-C40）、砷、六价铬	1 次/半年
2	土壤	代表性井场；阀组站	石油类、石油烃（C6-C9）、石油烃（C10-C40）、砷、六价铬	1 次/年
备注：注：当地下水监测指标出现异常时，可按照 HJ164 的附录 F 中石油和天然气开采业特征项目开展监测；当土壤监测指标出现异常时，可按照 GB36600 的表 1 中的污染物项目开展监测。哈得采油气管理区可根据现有工程及其他在建、拟建工程统筹考虑地下水监测点位的布设，但须满足本工程监测计划要求。				

9.5 环保设施"三同时"验收

（1）环境工程设计

①必须按照环评文件及批复要求，落实项目环境工程设计，确保“三废”稳定达标排放；按要求制定环境风险事故应急预案。

②建立健全环境管理组织机构、各项环保规章制度。

③项目污染防治设施必须与主体工程“三同时”。

（2）环境设施验收建议

①验收范围

与项目有关的各项环保设施，包括为防治污染和保护环境所配套建成的治理工程、设备和装置，以及各项生态保护设施等；环评文件及批复文件和有关设计文件规定应采取的环保措施。

②验收条件

根据《建设项目环境保护管理条例》（国务院令 682 号）中的有关规定，编制生态环境影响报告书、生态环境影响报告表的建设项目竣工后，塔里木油田分公司应当按照国务院生态环境主管部门规定的标准和程序，对配套建设的环境保护设施进行验收，编制验收报告。塔里木油田分公司在环境保护设施验收过程中，应当如实查验、监测、记载建设项目环境保护设施的建设和调试情况，不得弄虚作假。

塔里木油田分公司对项目进行自主验收，塔里木油田分公司或者其委托的第三方技术机构应当依照国家有关法律法规及相关技术规范等要求，编制竣工环境保护验收报告，验收报告编制完成后，塔里木油田分公司应当组织成立验收工作组。除按照国家规定需要保密的情形外，塔里木油田分公司应当依法向社会公开验收报告。编制环境影响报告书、环境影响报告表的建设项目，其配套建设的环境保护设施经验收合格，方可投入生产或者使用；未经验收或者验收不合格的，不得投入生产或者使用。

③建设项目环境保护“三同时”验收内容

根据建设项目“三同时”原则，在项目建设过程中，环境污染防治设施与主体工程同时设计、同时施工、同时投入使用，本工程建成运行时，应对环保设施进行验收，验收清单见表 9.5-1。

表 9.5-1　　“三同时”验收一览表

项目	污染源	产生位置	验收清单 治理要求	验收标准

施工期			
废气	施工扬尘	洒水抑尘、车辆减速慢行、物料苫盖	/
废水	钻井废水	综合利用，不外排	不外排
	酸化压裂废水	拉运至哈四联隔油池或富源 7 井废液处理站处理	不外排
	管道试压废水	洒水抑尘	不外排
	施工期生活污水	施工期生活污水由施工单位委托有资质的第三方环保公司合规处置	不外排
噪声	钻机、吊机、装载机、运输车辆	选用低噪声设备、合理安排施工作业时间	/
固体废物	膨润土废弃泥浆及膨润土岩屑	排入防渗岩屑池干化，经检测达到《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T 3997-2017）标准，后用于井场平整	不外排
	聚磺钻井液体系废弃泥浆及磺化泥浆岩屑	在井场现场无害化处理，处理达标后还原土用于铺垫油区内的井场、道路	不外排
	各类危险废物	暂存于撬装式危废贮存点中，定期委托有资质的单位进行处理处置	不外排
	施工废料	优先回收利用，不可回收利用部分拉运至沙雅县循环经济工业园区固废垃圾填埋厂处理	不外排
	水泥基础	拉运至沙雅县循环经济工业园区固废垃圾填埋厂处理	不外排
	生活垃圾	生活垃圾定期清运至库车生活垃圾焚烧发电厂处置	不外排
生态	生态恢复	严格控制作业带宽度	临时占地恢复到之前状态
		管道填埋所需土方利用管沟挖方，做到土方平衡，减少弃土	
	水土保持	防尘网苫盖、限行彩条旗、洒水降尘	防止水土流失
	防沙治沙	管线沿线采用草方格+阻沙栅栏防风固沙措施	防止土地沙化
环境监理	开展施工期环境监理		/
运营期			

废气	非甲烷总烃	管线设备接口、阀门等	采用技术质量可靠的设备、仪表控制、阀门等，定期地检查、检修，密闭加强管道、阀门的检修和维护。	满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中非甲烷总烃无组织排放监控浓度限值（4.0mg/m³）
	硫化氢			满足《恶臭污染物排放标准》(GB14554-93) 表 1 新扩改建厂界二级标准值（0.06mg/m³）
废水	采出水	井场	跃满转油站拟建采出水处理系统	处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）中III级标准后回注地层，不外排
	井下作业废水	井场	哈四联隔油池或富源 7 井废液处理站处理	处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）表 1 第 V 类水质标准后回注地层，不外排
噪声	井口、井下作业	井场	基础减振，加强设备维护，基础减振	《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类区标准
固废	落地油、废防渗材料、含油蜡渣、废润滑油桶	井场	委托有资质的单位无害化处置	妥善处置
	废润滑油	井场	打入原油处理系统资源回用	妥善处置
	含油抹布手套	井场	全过程不按危险废物管理	妥善处置
土壤	采出水、井下作业废水、油泥沙	井场、管线	井场、站场内	确保评价范围内土壤质量达到《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地土壤筛选值要求
地下水	项目区周边设置 3 座地下水监测井			水质未因项目建设而降低
生态恢复	项目占地	井场、管线、二期供电线路等	依规办理征地手续，临时占地平整、复垦，植被自然或人工辅助恢复。核查施工期生态监测内容。	《建设项目竣工环境保护验收技术规范石油天然气开采》（HJ612-2011）
环境管理	纳入哈得采油气管理区现有的环境管理规章制度、环境风险事故应急预案			
退役期				
废气	施工扬尘		洒水抑尘	/
噪声	车辆、施工机械等		合理安排作业时间	/

固废	废建筑垃圾	收集后送区域工业固废填埋场妥善处置	/
	废防渗材料	收集后委托有资质的单位进行处理处置	/
	废弃管线	管线内物质应清空干净，并按要求进行吹扫，确保管线内无残留采出液，管线两端使用盲板封堵	/
生态	生态恢复	对井口进行封堵，地面设施拆除，恢复原有自然状况	/

严禁复制

10 环境影响评价结论

10.1 建设项目情况

项目名称：塔里木富满油田跃满北区块奥陶系油藏产能建设项目

建设单位：中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司

建设性质：滚动开发（改扩建）

建设内容：项目分期实施，一期建设内容：①本工程根据开发部署 36 口井，其中新井 7 口，老井 29 口；②新建 4 井式跃满 1-H13 阀组站 1 座，新建 7 座常温抗硫标准化采油井场；③共部署 16 口注气井（2030 年之前共 9 口），其中注气吞吐井 8 口，注气井 8 口。无单独新建注气井，均在采油井上改造增设注气接口。根据注气井位分布情况，采用移动箱式分散井口制氮+注氮设施，新建一套 $5\times10^4Nm^3/d$ 制氮注氮装置，进行轮换注气作业；④新建跃满转油站 $1200m^3/d$ 采出水处理系统；⑤改造注水井 3 口（2030 年前共 1 口）；⑥新建 35kV 干线 30.92km，35kV 支线 8.8km，新建 10kV 线路 1.2km；⑦配套电气、自控、通信、结构、总图、道路、防腐、消防和信息化等工程。新建产能 $5.5\times10^4t/a$。

项目投资和环保投资：本工程总投资为 47293 万元，环保投资共 876.52 万元，约占总投资的 1.85%。

劳动定员：新建各井场为无人值守，不新增劳动定员。

10.2 产业政策、选址符合性

石油天然气开采业是当前国民经济的重要基础产业和支柱产业，属于《产业结构调整指导目录（2024 本）》中国家鼓励发展的产业，项目建设符合《新疆维吾尔自治区重点行业生态环境准入条件（2024 年）》（新环发〔2024〕93 号）要求，符合国家和自治区的相关产业政策。

本工程属于塔里木油田分公司油气开采项目，符合《《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十五个五年规划纲要》《阿克苏地区国民经济和社会发展第十五个五年规划纲要》。本工程位于富满油田跃满北区块，不占用生态保护红线及水源地、风景名胜区等环境敏感区，不在划定的禁止开发区域范围内，符合《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》《新疆生态环境保护“十四五”规划》《阿克苏地区生态环境保护“十四五”规划》等相关要求。

10.3 环境质量现状

（1）生态环境质量现状

本工程地处天山南坡中段前山盆地，行政区划隶属于沙雅县管辖，工程所在区域地势较为平坦，属于塔克拉玛干东部流动沙漠景观与油田开发生态功能区。评价区域内不涉及国家公园、自然保护区、自然公园等自然保护地、世界自然遗产、生态保护红线等法定生态保护区域，也没有重要物种的天然集中分布区、栖息地等重要生境，本工程距离最近的生态保护红线是北侧 0.85km 塔里木河流域土地沙化防控与生物多样性维护生态保护红线区。生态保护目标主要为区域重要野生动植物和水土流失重点治理区等，本工程临时占用面积 35.042hm^2，永久占用面积 3.488hm^2。

本工程采油井场（除跃满 1-H9 井、跃满 1-H17 井、跃满 1-H13 井、跃满 1-H15 井外）和集输管线所在区域内除局部地段外，地表基本无植被生长。评价范围内涉及的土地利用类型主要为耕地、裸地；根据《新疆维吾尔自治区第六次沙化监测报告》，项目位于塔克拉玛干沙漠，属于流动沙地；现场调查中未发现国家及自治区级重点保护野生植物，偶尔可见到重点野生保护动物南疆沙蜥的活动。

（2）地下水环境质量现状

由监测及评价结果可知：塔里木富满油田果探 1 区块地下水监测因子总硬度、溶解性总固体、钠离子、氯化物、硫酸盐出现不同程度的超标，其他监测点现状各项监测指标均符合《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）Ⅲ类标准。

超标原因与区域原生水文地质条件有关，该区域气候干旱、地表蒸发强烈，由于各监测点潜水埋深不同，对应的蒸发强度不同，造成地下水中溶解性总固体、总硬度、硫酸盐和氯化物等因子呈梯度变化。

由包气带监测结果可知，评价区域内已建井场永久占地内外的油田特征污染物石油类监测数值相差不大，因此，评价区域内已建工程的包气带未受到油田开发的污染影响。

（3）土壤环境质量现状

从评价结果可以看出，项目区内土壤的挥发性有机物和半挥发性有机物均未检出，重金属元素含量相对较低。所有监测因子满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地风险筛选值要求；

项目区占地范围外土壤中石油烃含量较低，满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地风险筛选值要求。

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）附录 D，在干旱、半荒漠和荒漠地区，项目区占地范围内、外土壤含盐量 SSC 范围 16.8～26.0g/kg，土壤含盐量≥10，属于极重度盐化。

按照土壤酸化碱化分级标准，项目区占地范围内的土壤 pH 范围为 7.2~7.7，在 5.5≤pH＜8.5 范围内，属于无酸化或碱化。

（4）环境空气质量现状

本工程所在区域为非达标区，监测期间非甲烷总烃小时平均浓度满足《大气污染物综合排放标准详解》中的 2.0mg/m³ 的标准；H_2S 小时平均浓度满足《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 其他污染物空气质量浓度参考限值 10μg/m³ 的标准。

（5）声环境质量现状

评价期内，井场和站场昼间、夜间 Leq（dB（A））均达标，小于《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类噪声标准限值，说明项目区声环境质量现状良好。

10.4 污染物排放情况

本工程运营期污染物产生及排放情况详见表 10.1-1。

表 10.1-1　运营期污染物排放汇总

类别	工段	污染源	污染物	产生量（t/a）	排放量（t/a）	排放去向
废气	油气集输	无组织排放废气	NMHC	0.947	0.947	大气
			H_2S	0.0021	0.0021	
废水	采出水		废水量	43890	0	采出水随采出液一起进入满深联合站处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)表 1 第 V 类水质标准要求后回注地层
	井下作业废水		废水量	601.265	0	井下作业废水拉运至哈四联隔油池或富源 7 井废液处理站，达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）表 1 第 V 类水质标准后回注地层

固体废物	井场作业	落地油	/	0.175	0	委托有资质单位处理
		废防渗材料	/	3.5	0	
		含油蜡渣	/	0.21	0	
		废润滑油	/	1.05	0	打入原油处理系统资源回用
		废润滑油桶	/	0.2	0	委托有资质单位处理
噪声	采油树/分离器/巡检车辆	机械噪声 交通噪声	/	60~90dB(A)	/	选用低噪声设备，采取减振、隔声、消声等降噪措施

10.5 主要环境影响

（1）生态环境影响分析

本工程不涉及法定生态保护区域、重要生境以及其他具有重要生态功能、对保护生物多样性具有重要意义的区域。生态保护目标主要区域重要物种、水土流失重点治理区，对生态环境的影响主要来自施工期占地影响，项目总占地 38.53 公顷，其中永久性占地面积为 3.488 公顷，临时占地面积 35.042 公顷，占地类型主要为耕地、灌木林地、草地、沙地，施工结束后，随着生态补偿或生态恢复措施的实施，临时性工程用地扰动区内的原有植被逐渐恢复，临时占地影响将逐渐减小。区域的野生动物种类较少，少有大型野生动物在本区域出现，项目对野生动物的影响较小。项目建设在采取严格的环境保护措施后，生态环境影响可接受。

（2）地下水环境影响分析

在正常状况下，本工程在设计、施工和运行时，严把质量验收关，杜绝因管道材质、制管、防腐涂层、焊接缺陷及运行失误而造成管线泄漏。在生产运行过程中，强化监控手段，定期检查检验，检漏控漏，尽量杜绝事故性排放源的存在，本工程对地下水环境的影响较小；在非正常状况下，在及时采取水污染应急控制措施后，本工程对水环境的影响属可接受范围。

（5）地表水环境影响分析

施工期废水均能做到妥善处理，不外排。运营期采出水输至跃满转油站拟建采出水处理系统，处理后的水质满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）中Ⅲ级标准，输至井场回注；井下作业废水依托哈四联隔油池或富源 7 井废液处理站处理后，水质满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）中 V 级标准，回注地层，废水均不向外环境排放。

（4）土壤影响分析

施工期对土壤质量的影响主要为人为扰动、车辆行驶和机械施工、各种废弃物污染影响；本工程采用密闭集输的生产方式，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。非正常工况下如果发生管线泄漏等事故，泄漏的采出水会对土壤环境产生一定的影响，改变土壤理化性质，从而影响土地功能，进而影响地表植被的生长。根据环境风险分析可知，本工程风险潜势很低，发生泄漏事故的可能性很小，在做好源头控制、过程防控等措施的前提下，可避免工程项目实施对土壤环境产生污染影响。

（5）大气环境影响分析

施工期废气源主要是施工扬尘、焊接烟气、机械设备和车辆废气，大气影响随工程的结束而逐渐消失。运营期污染源正常排放下非甲烷总烃、H_2S 短期浓度贡献值的最大浓度占标率均小于 10%，污染物的贡献浓度较低，且出现距离较近，影响范围较小。本工程废气污染源对井场四周的贡献浓度均满足相应标准要求。本工程实后大气环境影响可以接受。

（6）声环境影响分析

本工程开发建设区域声环境质量现状较好。施工期噪声源均为暂时性的，待施结束后噪声影响也随之消失，并且项目评价范围内无声环境敏感目标，不会产生噪声扰民问题。运营期，采油井场场界噪声贡献值可满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类区标准要求。

（7）固体废物影响分析

本项目钻井过程产生的膨润土废弃钻井泥浆和膨润土钻井岩屑排入防渗岩屑池干化，经检测达到《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T 3997-2017）标准，后用于井场平整；磺化泥浆和磺化泥浆钻井岩屑在井场现场无害化处理，处理达标后还原土用于铺垫油区内的井场、道路。含油废物、废烧碱包装袋、废润滑油、废润滑油桶暂存于撬装式危废贮存点中，定期委托具有危废处置资质的单位接收处置。废防渗材料完井后由施工单位将废弃的含油防渗布集中收集后委托具有危险废物运输及处理资质的单位拉运处理。施工期井场、管沟开挖产生的土方施工结束后用于回填管沟及场地平整；生活垃圾定期清运至库车生活垃圾焚烧发电厂处置；施工废料应首先考虑回收利用，不可回收利用部分拉运至沙雅县循环经济

工业园区固废垃圾填埋厂处理；水泥基础拉运至沙雅县循环经济工业园区固废垃圾填埋厂处理。

运营期固废污染源主要为油气开采、集输、井下作业产生的落地油、井下作业产生的废防渗材料、含油蜡渣、废润滑油、废润滑油桶等，属于危险废物。其中，落地油、废防渗材料、含油蜡渣、废润滑油桶等，均由有危废处置资质单位接收处置；废润滑油打入原油处理系统资源回用。

退役期固体废物主要为封井过程中产生的废弃管道、建筑垃圾、废防渗材料等，建筑垃圾委托周边工业固废填埋场合规处置；废防渗材料应作为危废管理。

固体废物在处置和运行管理中严格落实《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）、《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB18599-2020）等相关要求后，对环境所造成的影响可以接受。

（8）环境风险分析

根据工程可研及工程分析以及《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018）附录 B，本工程运营期涉及的危险物质主要为原油、天然气、硫化氢，存在于集输管线内。可能发生的环境风险主要包括可能发生的环境风险主要包括管线老化破损导致油品泄漏遇到明火可能发生火灾、爆炸事故产生的 CO、硫化氢等物质引发中毒、污染等伴生/次生污染事故；钻井作业过程中如发生溢流等情况，井控措施失效，导致井喷；油品及天然气泄漏、喷出后，遇火源会发生火灾、爆炸事故，燃烧产生的次生 CO 引发周围人员 CO 中毒事件，油类物质渗流至地下水。本工程应落实各项井场制度，降低井喷、井漏发生概率，本工程所在区域地势平坦，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；当泄漏事故发生时，及时采取措施、彻底清除被污染的土壤，污染物不会进入地下水中，对地下水水质没有不良影响。因此，发生事故后，在严格落实本工程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；本次评价建议加强日常环境管理及认真落实环境风险预防措施，和编制应急预案并备案，本工程实施后，负责实施的哈得采油气管理区将结合项目新增建设内容适时修订现行环境风险应急预案。项目在制定严格的事故风险防范措施及应急计划后，可将事故发生概率减少到最低，减小事故造成的损失，环境风险是可防控的。

10.6 环境保护措施

本工程的主要环境保护措施如下：

生态环境保护措施：施工期进一步优化井场和管线选址选线，严格控制占地面积；占地及补偿应按照地方有关工程征地及补偿要求进行，由相关部门许可后方可开工建设；施工期充分利用现有油田道路，尽可能减少道路临时占地，降低对地表和植被的破坏，施工机械不得在道路以外行驶和作业，保持地表不被扰动，不得随意取弃土；管线施工时应根据地形条件，尽量按地形走向、起伏施工，减少挖填作业量；施工结束后，及时对临时占地区域进行平整、恢复原貌。运营期，对于永久占地地面采取砾石覆盖措施，减少风蚀量；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，及时清理落地原油；开展生态环境恢复治理工作；设置“保护生态环境、保护野生动植物”等警示牌。退役期，拆除地面设施、清理井场等，拆除的报废设备和建筑废料等由施工单位运至指定位置进行处理；及时清理作业现场，做到“工完、料尽、场地清”，恢复原有地貌；按规范要求对废弃井采取固井、封井措施。

地下水环境保护措施：按照“源头控制、分区防控、污染监控、应急响应”原则采取措施。

地表水防治措施：本工程运营期采出水输至跃满转油站拟建采出水处理系统，处理后的水质满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）中Ⅲ级标准，输至井场回注；井下作业废水依托哈四联隔油池或富源 7 井废液处理站处理后，水质满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）中 V 级标准，回注地层。

大气污染防治措施：本工程采用密闭集输流程，采用技术质量可靠的设备、阀门等；定期对油气生产设施、设备等进行定期的检查、检修，以防止跑、冒、滴、漏的发生。定期对油气集输管线进行巡检，以便及时发现问题，消除事故隐患，防止油气泄漏进入大气环境。

噪声防治措施：合理布局噪声源，采用基础减振、隔声等措施，并加强日常维护，减轻设备对外环境和岗位工人的噪声污染。

固体废物防治措施：落地油、废防渗材料，均属于危险废物。委托有危废处置资质的单位处置。

土壤污染防治措施：加强管线内的压力、流量传感器检修维护，保障发生管线阀门连接处泄漏及时切断阀门，减少泄漏量；加强日常巡检监管工作，出现泄漏情况能及时发现；加强法兰、阀门连接处腐蚀情况记录管理，避免因老化、腐蚀导致泄漏情况发生。严格执行地下水章节分区防控措施要求。制定跟踪监测计划，发生事故泄漏时对井口区及集输管线铺设范围可能影响区域进行跟踪监测。

风险防治措施：做好天然气、H_2S 气体泄漏风险防范措施，制定切实可行、有效的应急预案，加之项目发生事故的概率较低，项目建设环境风险水平是可以接受的。

10.7 公众意见采纳情况

环评期间，建设单位根据《环境影响评价公众参与办法》(部令第 4 号)的有关要求，中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司通过三次网络公示、两次报纸公示征求公众意见。公众参与期间未收到与项目环评有关的意见。

10.8 环境影响经济损益分析

在建设过程中，由于地面设施建设、管线敷设等都需要占用一定量的土地，并因此带来一定的生态环境损失。因而在油田开发过程中，需要投入必要的资金用于污染防治和恢复地貌等，经估算本工程总投资为 47293 万元，环保投资共 876.52 万元，约占总投资的 1.85%。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，为企业带来经济效益。

10.9 环境管理与监测计划

中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司环境管理机构设置健全，同时拥有完善的管理体系和管理手段。本工程制定了生态环境监测计划，针对工程的不同阶段提出了具体的环境管理要求，具体见第 9 章。

10.10 项目可行性结论

塔里木富满油田跃满北区块奥陶系油藏试采项目属于国家产业政策鼓励类项目，项目实施后可取得较大的经济效益和社会效益。项目在建设和运行中，会对周围的环境产生一定的不利影响，并在今后的建设和运行中存在一定的环境风险，但其影响和环境风险是可以接受的。建设单位须加强环境管理，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，可使本工程对环境造成的不利影响降低到最低限度，本工程建设在环境保护方面可行。

严禁复制