塔里木塔中Ⅰ号气田中古8断裂带奥陶系气藏产能建设项目开发调整

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

1. 概述

1.1 建设项目特点

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 $8.39\times10^{12}m^3$。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。

塔中油气田地处塔克拉玛干沙漠腹地，主要包括塔中 4 油田、塔中 16 油田、塔中 10 油田、塔中 6 凝析气田、塔中I号气田。塔中I号气田东西长 220km，南北宽 2～30km，矿权面积 $9314km^2$，根据气藏地质特征及开发状况，自东向西划分为三个区（I、II、III区），其中I号气田III区面积 $1048km^2$，储量面积 $267.89km^2$、天然气 $231.99\times10^8m^3$，石油 4077.46×10^4t。

塔中I号气田中古 14－中古 22 区块位于新疆塔里木盆地塔克拉玛干沙漠腹地阿克苏地区沙雅县和和田地区民丰县境内，该井区位于塔中 1 号气田塔中III区，位于塔里木盆地中央隆起塔中低凸起北部斜坡带塔中I号坡折带西段，西邻中古 15 井区，东接中古 10 井区，在塔克拉玛干沙漠腹地 1#沙漠公路约 78km 处，塔中 1 号公路穿越该区，交通便利。本次建设内容占地均在阿克苏地区沙雅县境内。

中古 8 井 2008 年 9 月完井测试，5mm 油嘴放喷求产，油压 45.7MPa，日产油 20t/d，日产气 $2\times10^4m^3/d$。

截至 2026 年 5 月 21 日，方案区目前生产井 140 口，开井 18 口，核实日产气水平 $41.08\times10^4m^3$，核实日产油水平 61t，综合气油比 $6734m^3/t$，核实累产气 $18.44\times10^8m^3$，核实累产油 0.68×10^4t，2025 年阶段核实年产气 $0.34\times10^8m^3$。

根据区块特点，区块开发方式为衰竭式+注水、高凝析油区注气驱油式开发，结合气藏单元储层类型、驱动方式、能量及新井实施节奏，后期择机注水、注气开发；均采用不规则井网，井型以侧钻井为主。区块设计总井数 31 口，新部署采气井 12 口（中古 801-9X 井、中古 801-6X 井、中古 441-8X 井，中古 11-20 井，中 112-1JS 井，中古 113-H7C 井、中古 111-H1C 井、中古 461C 井、801-H7C 井、中古 801C 井、中古 8-6C 井、中古 113-H8C 井），老井利用 19 口（塔中 201C 井、中古 112-2X 井、中古 46-H2 井、中古 801-H5 井、中古 111-H6 井、中古 46-H4 井、中古 801-4X

井、中古 8-7 井、中古 8 井、中古 801 井、中古 11-H12 井、中古 11-H2 井、中古 11-H3 井、中古 11-H8 井、中古 11-H13 井、中古 11-H5 井、中古 11-H10 井、中古 801-1X 井、中古 801-H3 井）。实现气 1.0 亿方、油 2 万吨以上稳产 4 年；方案期末累产气 24.96 亿方，累产油 59.33 万吨，动用地质储量采出程度气 28.00%，油 15.53%。

本项目主要建设内容包括：①新部署采气井 12 口（中古 801-9X 井、中古 801-6X 井、中古 441-8X 井，中古 11-20 井，中古 112-1JS 井，中古 113-H7C 井、中古 111-H1C 井、中古 461C 井、中古 801-H7C 井、中古 801C 井、中古 8-6C 井、中古 113-H8C 井），其中新钻采气井 8 口（定向井 1 口：中古 441-8X 井；直井 1 口：中古 11-20 井；加深井 1 口：中古 112-1JS 井；侧钻井 5 口：中古 461C 井、中古 801-H7C 井、中古 801C 井、中古 8-6C 井、中古 113-H8C 井）；②地面工程：新建标准化采气井场 8 座（中古 801-9X 井、中古 801-6X 井、中古 441-8X 井、中古 11-20 井、中古 112-1JS 井、中古 113-H7C 井、中古 461C 井、中古 113-H8C 井），井场主要设备包括加热装置（7 台空气源热泵 100kw25MPa，1 台利旧真空加热炉）、放空火炬（卧式）、自动点火装置（带阻火器、爆破片、火焰探测器）。中古 111-H1C 井新建 3 井式进站生产、计量阀组 1 座,设计压力 10MPa。中古 801-H7C 井新建 4 井式进站生产、计量阀组 1 座，设计压力 10MPa；新建注水井场 2 座（中古 11-H13 井、中古 8-6C 井），中古 11-H13 井、中古 8-6C 井先采气生产，后期产能枯竭新建注水井场转注水。中古 461C 井新建 5 井式进站生产、计量阀组 1 座，设计压力 10MPa。③改扩建工程：中古 8-6C 井、中古 111-H1C 井各新建利旧真空加热炉各 1 台；中古 801C 井等各新建自动点火装置（带阻火器、爆破片、火焰探测器）1 套；2 号集气站扩建进站阀组 1 路及进站阀组改造；3 号集气站扩建进站阀组 3 路及站内中压生产分离器液相出口改造；中古 441 集油站扩建外输油泵 1 台。④管线：新建单井采气管线 19.17km，阀组集输管线 16.41km；新建回注管线 2.8km。⑤配套建设供配电、通信、仪控、结构、防腐、消防等工程。⑥利用老井 19 口（塔中 201C 井、中古 112-2X 井、中古 46-H2 井、中古 801-H5 井、中古 111-H6 井、中古 46-H4 井、中古 801-4X 井、中古 8-7 井、中古 8 井、中古 801 井、中古 11-H12 井、中古 11-H2

井、中古 11-H3 井、中古 11-H8 井、中古 11-H13 井、中古 11-H5 井、中古 11-H10 井、中古 801-1X 井、中古 801-H3 井），无工程量，本次评价只计算产能。

1.2 环境影响评价的工作过程

本项目属于天然气开采项目，位于新疆阿克苏地区沙雅县、和田地区民丰县境内，根据《新疆维吾尔自治区水土保持规划（2018-2030 年）》和新水水保〔2019〕4 号文，项目所在区域沙雅县属于塔里木河流域重点治理区（II_3）。根据《中华人民共和国环境影响评价法》（2018 年 12 月 29 日修正）、《建设项目环境影响评价分类管理名录（2021 年版）》（部令第 16 号），本项目属于分类管理名录“五 石油和天然气开采业 07-7 陆地天然气开采 0721”中的“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。

2026 年 8 月 11 日，中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司（以下简称“建设单位”）委托新疆天合环境技术咨询有限公司（以下简称“天合公司”）承担本项目的环境影响评价工作（见附件 1）。

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，新疆广宇众联环境监测有限公司于 2026 年 9 月 7 日~9 月 13 日赴本项目现场对评价区域环境空气、地表水环境、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。

在以上基础上，天合公司编制完成了《塔里木塔中 I 号气田中古 8 断裂带奥陶系气藏产能建设项目开发调整环境影响报告书》（以下简称“报告书”）。环境影响评价的工作程序见图 1.2-1。

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

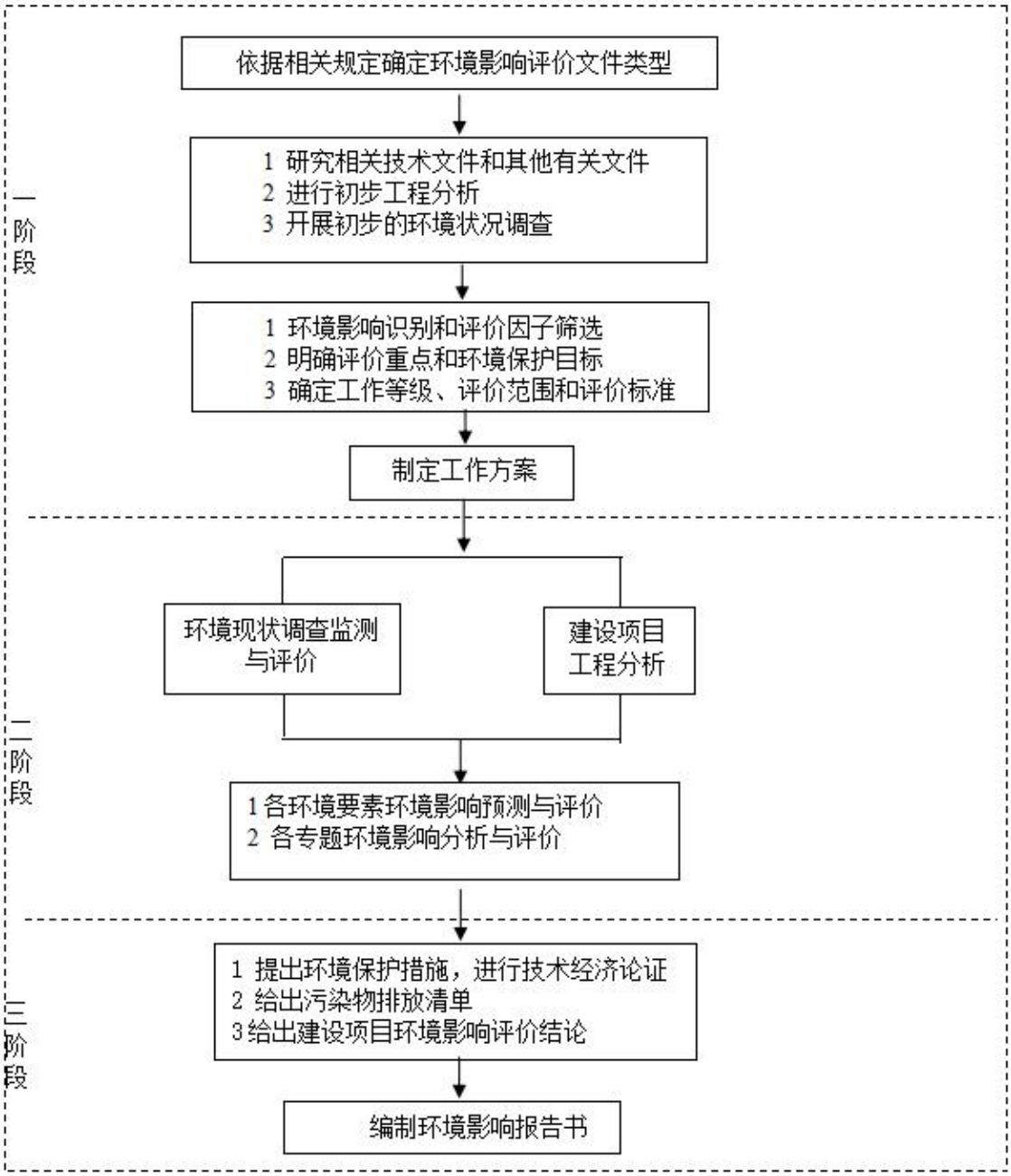


图 1.2-1　评价工作程序图（HJ349-2023）

1.3 分析判定相关情况

（1）产业政策符合性判定结论

本项目属于天然气开采项目，根据《产业结构调整指导目录（2024 年本）》，本项目属于第一类“鼓励类”第七条“石油、天然气”第一款“常规石油、天然气勘探与开采”，属于鼓励类项目，符合国家当前产业政策要求；对照《市场准入负面清单（2025 年版）》，不在其负面清单内；对照《新疆维吾尔自治区重点行业环境准入条件（2024 年）》，项目周边 200m 范围内无铁路、高速公路、国道、省道

等重要交通干线，周边1000m范围内不涉及重要河流功能区、水环境功能区，选址和空间布局符合准入条件要求。

（2）政策、法规符合性分析

本项目符合《石油天然气开采业污染防治技术政策》《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》《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）等相关政策、法律法规相关要求。

（3）规划符合性判定结论

本项目位于新疆阿克苏地区沙雅县、和田地区民丰县，属于中国石油天然气股份有限公司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》《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。

（4）选址合理性分析判定结论

本项目为塔中I号气田中古8断裂带滚动开发项目，符合《石油天然气开采业污染防治技术政策》中的相关要求，根据现场调查，本项目不涉及依法划定的国家公园、自然保护区、世界自然遗产、自然公园、生态保护红线等生态敏感区；评价区域属于塔里木河流域重点治理区，不属于重要生态敏感区，符合新疆及阿克苏地区经济发展规划、环保规划。

本项目土地利用类型主要为沙地，不涉及基本农田。项目区周边5km范围内无常年地表水体分布，无长期居住人群。本项目在选址、选线过程中注意避让项目区植被，尽量减少对植被的生态扰动；本项目运营期废气主要为生产井开采过程中排放的无组织挥发的烃类、硫化氢，产生的废气为持续的长期影响，但废气污染物均可以得到较好扩散，对大气污染物浓度贡献值小，且项目区地域空旷，项目实施后不会对周围环境产生明显影响；废水实现零排放，固体废物能够实现妥善处置，综上所述，本项目建成后所在区域的环境功能不会发生改变，对环境的影响属于可接受的范围，项目的选址从环保角度认为可行。

（5）生态环境分区管控符合性判定结论

根据《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）、《和田地区“三线一单”生态环境分区管控方案（2023 年版）》（和行发〔2024〕38 号），本项目位于沙雅县一般管控单元（环境管控单元编码为 ZH65292430001），民丰县一般管控单元（环境管控单元编码为 ZH65322730001），不涉及生态保护红线范围内。本项目建设满足区域生态环境准入清单要求和一般管控单元的空间布局约束、污染物排放管控、环境风险防控和资源利用效率的要求，符合“三线一单”要求。

根据《关于印发新疆维吾尔自治区 28 个国家重点生态功能区县（市）产业准入负面清单（试行）的通知》（新发改规划〔2017〕89 号）和《关于印发新疆维吾尔自治区 17 个新增纳入国家重点生态功能区县（市）产业准入负面清单（试行）的通知》（新发改规划〔2017〕1796 号）文件规定，本项目不在国家重点生态功能区县（市）产业准入负面清单之列，符合“三线一单”要求。

本项目符合国家和地方相关法律法规及产业政策，不涉及生态保护红线，符合经济发展规划、环保规划及矿产资源开发相关规划，无重大环境制约因素。

1.4 关注的主要环境问题和环境影响

本项目为天然气开采项目，环境影响主要来源于施工期钻井、井场、站场建设、集输管线建设，以及运营期油气集输等工艺过程。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，本项目不占用自然保护区、风景名胜区、水源保护区、基本农田、基本草原等敏感区，主要环境敏感保护目标为塔里木河流域水土流失重点治理区，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、钻井岩屑、含油废物、运输车辆尾气、试压废水、生活污水、施工废料等；运营期井场无组织挥发的非甲烷总烃、硫化氢、井下作业废水、清管废渣、含油废物等对环境产生的影响。

1.5 环境影响评价的主要结论

本项目属于《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《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》《石油天然气开采业

污染防治技术政策》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；本项目部分工程占用公益林，需要办理相关用地手续后方可开工建设；项目符合生态环境分区管控要求；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，不涉及生态保护红线，项目符合“三线一单”要求；本项目在切实落实报告书中提出的各项环保措施后，可以做到达标排放。

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》，在本项目环评过程中开展了公众参与调查，截至信息公告的截止日期没有收到相关反对项目建设的反馈信息。

评价认为：本项目符合国家产业政策和新疆国民经济和社会发展规划，符合“三线一单”要求，公众认同性较好。只要在建设和运营过程中认真落实各项污染防治措施、生态恢复措施、风险防范措施及应急措施，各项污染物均能够做到达标排放，其生态破坏可以降至最低，环境风险可以接受，从环境保护角度看，本项目选址合理，建设是可行的。

2. 总则

2.1 编制依据

2.1.1 环境保护法律

环境保护法律一览表见表 2.1-1。

表 2.1-1　环境保护法律一览表

序号	依据名称	会议、主席令、文号	实施时间
1	《中华人民共和国环境保护法》（2014 年修正）	12 届人大第 8 次会议	2015-01-01
2	《中华人民共和国环境影响评价法》（2018 年修正）	13 届人大第 7 次会议	2018-12-29
3	《中华人民共和国大气污染防治法》（2018 年修正）	13 届人大第 6 次会议	2018-10-26
4	《中华人民共和国水污染防治法》（2017 年修正）	12 届人大第 28 次会议	2018-01-01
5	《中华人民共和国噪声污染防治法》（2021 年修正）	13 届人大第 32 次会议	2022-06-05
6	《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》（2020 年修订）	13 届人大第 17 次会议	2020-09-01
7	《中华人民共和国水法》（2016 年修正）	12 届人大第 21 次会议	2016-09-01
8	《中华人民共和国水土保持法》（2010 年修订）	11 届人大第 18 次会议	2011-03-01
9	《中华人民共和国清洁生产促进法》（2012 年修正）	11 届人大第 25 次会议	2012-07-01
10	《中华人民共和国节约能源法》（2018 年修正）	13 届人大第 6 次会议	2018-10-26
11	《中华人民共和国土地管理法》（2019 年修正）	13 届人大第 12 次会议	2020-01-01
12	《中华人民共和国防洪法》（2016 年修正）	12 届人大第 21 次会议	2016-09-01
13	《中华人民共和国草原法》（2021 年修正）	13 届人大第 28 次会议	2021-04-29
14	《中华人民共和国野生动物保护法》（2022 年修正）	13 届人大第 38 次会议	2023-05-01
15	《中华人民共和国石油天然气管道保护法》	11 届人大 15 次会议	2010-10-01
16	《中华人民共和国突发事件应对法》	14 届人大第 10 次会议	2024-11-01
17	《中华人民共和国防沙治沙法》	13 届人大第 6 次会议	2018-10-26
18	《中华人民共和国土壤污染防治法》	13 届人大第 5 次会议	2019-01-01
19	《中华人民共和国安全生产法》（2021 年修正）	13 届人大第 29 次会议	2021-09-01
20	《中华人民共和国矿产资源法》（2024 年修正）	14 届人大 12 次会议	2025-07-01
21	《中华人民共和国能源法》	14 届人大第 12 次会议	2025-01-01

2.1.2 环境保护法规、部门规章

环境保护法规、部门规章一览表见表 2.1-2。

表 2.1-2　环境保护法规、部门规章一览表

序号	依据名称	会议、主席令、文号	实施时间
一	**行政法规与国务院发布的规范性文件**		
1	《建设项目环境保护管理条例》（2017 年修正）	国务院令 682 号	2017-10-01
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	2017-10-07
3	《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 666 号	2016-0206
4	《危险化学品安全管理条例》（2013 年修正）	国务院令 645 号	2013-12-07
5	《中华人民共和国土地管理法实施条例》（2021 年修订）	国务院令 743 号	2021-09-01
6	国务院关于加强环境保护重点工作的意见	国发〔2011〕35 号	2011-10-17
7	国务院关于印发水污染防治行动计划的通知	国发〔2015〕17 号	2015-04-02
8	国务院关于印发土壤污染防治行动计划的通知	国发〔2016〕31 号	2016-05-28
9	关于全面加强生态环境保护坚决打好污染防治攻坚战的实施方案	中发〔2018〕17 号	2018-06-16
10	关于印发〈生态保护红线划定指南〉的通知	环办生态〔2017〕48 号	2017-05-27
11	《地下水管理条例》	国务院令 748 号	2021-10-21
12	《排污许可管理条例》	国务院令 736 号	2021-03-01
13	《土地复垦条例》	国务院令 592 号	2011-03-05
14	国务院关于印发“十四五”节能减排综合工作方案的通知	国发〔2021〕33 号	2021-12-28
二	**部门规章与部门发布的规范性文件**		
1	建设项目环境影响评价分类管理名录（2021 年版）	生态环境部令第 16 号	2021-01-01
2	环境影响评价公众参与办法	生态环境部令第 4 号	2019-01-01
3	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	2015-01-08
4	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	2025-01-01
5	产业结构调整指导目录（2024）	中华人民共和国国家发展和改革委员会令第 7 号	2024-02-01
6	危险废物污染防治技术政策	环发〔2001〕199 号	2001-12-17
7	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	2012-07-03
8	关于加强西部地区环境影响评价工作的通知	环发〔2011〕150 号	2011-12-29
9	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	2012-08-07

序号	依据名称	会议、主席令、文号	实施时间
10	关于加强国家重点生态功能区环境保护和管理的意见	环发〔2013〕16 号	2013-01-22
11	关于印发《建设项目环境影响评价政府信息公开指南（试行）》的通知	环办〔2013〕103 号	2013-11-14
12	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	2018-01-25
13	关于印发地下水污染防治实施方案的通知	环土壤〔2019〕25 号	2019-03-28
14	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	2019-12-13
15	关于进一步加强建设项目全过程环保管理的通知	中国石油天然气股份有限公司能评〔2020〕1 号	2020-03-19
16	关于印发〈生态保护红线划定指南〉的通知	环办生态〔2017〕48 号	2017-05-27
17	《生产建设项目水土流失防治标准》（GB50434—2018）	住建部 2018 年第 259 号公告	2019-04-01
18	危险废物环境管理指南陆上石油天然气开采	生态环境部公告 2021 年第 74 号	2021-12-22
19	关于印发〈石化行业 VOCs 污染源排查工作指南〉及〈石化企业泄漏检测与修复工作指南〉的通知	原环境保护部办公厅环办〔2015〕104 号	2015 年 11 月 17 日
20	国家重点保护野生植物名录（2021 年）	国家林业和草原局农业农村部公告（2021 年第 15 号）	2021-09-07
21	国家重点保护野生动物名录（2021 年）	国家林业和草原局农业农村部公告（2021 年第 3 号）	2021-02-05
22	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	2022-01-01
23	危险废物产生单位管理计划制定指南	原环境保护部公告〔2016〕7 号	2016-01-26
24	危险废物排除管理清单（2026 年版）	生态环境部公告〔2026〕2 号	2026-1-7
25	固体废物分类与代码目录	生态环境部公告 2024 年第 4 号	2024-01-19
26	关于发布《一般工业固体废物管理台账制定指南（试行）》的公告	生态环境部公告 2021 年第 82 号	2021-12-30
27	自然资源部关于规范临时用地管理的通知	自然资规〔2021〕2 号	2021-11-04
28	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	生态环境部公告 2021 年第 24 号	2021-06-11
29	企业环境信息依法披露管理办法	生态环境部令第 24 号	2022-02-08
30	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	2016-10-27
31	自然资源部关于规范临时用地管理的通知	自然资规〔2021〕2 号	2021-11-04
32	关于做好沙区开发建设项目环评中防沙治沙内容评价工作的意见	林沙发〔2013〕136 号	2013-09-01
33	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	2021-08-04

序号	依据名称	会议、主席令、文号	实施时间
34	关于公开征求《一般工业固体废物规范化环境管理指南（征求意见稿）》意见的通知	环办便函〔2024〕256 号	2024-07-25
三	**地方性法规及通知**		
1	《新疆维吾尔自治区环境保护条例》（2018 年修正）	13 届人大第 6 次会议	2018-09-21
2	关于印发新疆维吾尔自治区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	2019-01-21
3	《新疆维吾尔自治区野生植物保护条例》（2018 年修正）	13 届人大第 6 次会议	2018-09-21
4	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	2023-12-29
5	新疆国家重点保护野生动物名录	-	2021-07-28
6	新疆维吾尔自治区水环境功能区划	新政函〔2002〕194 号	2002-11-16
7	新疆生态功能区划	新政函〔2005〕96 号	2005-07-14
8	新疆维吾尔自治区危险废物污染环境防治办法	11 届人大第 9 次会议	2010-05-01
9	关于下发新疆加强危险废物和医疗废物监管工作实施方案的通知	新环防发〔2011〕330 号	2011-07-01
10	关于做好危险废物安全处置工作的通知	新环防发〔2011〕389 号	2011-07-29
11	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	2016-01-29
12	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	2017-03-01
13	《新疆维吾尔自治区重点行业生态环境准入条件》（2024 年）	新环环评发〔2024〕93 号	2024-06-09
14	新疆维吾尔自治区大气防治条例	13 届人大第 7 次会议	2019-01-01
15	转发《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》	新环办发〔2018〕80 号	2018-03-27
17	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	2018-09-06
18	关于含油污泥处置有关事宜的通知	新环发〔2018〕20 号	2018-12-20
19	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》	新党发〔2018〕23 号	2018-09-04
20	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	2020-09-01
21	关于印发《新疆维吾尔自治区七大片区“三线一单”生态环境分区管控要求》（2021 年版）的通知	新环环评发〔2021〕162 号	2021-07-26
22	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	2020-07-30
23	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	2020-09-04
24	新疆生态环境保护“十四五”规划	/	2021-12-24
25	阿克苏地区生态环境保护“十四五”规划	-	-

序号	依据名称	会议、主席令、文号	实施时间
26	自治区强化危险废物监管和利用处置能力改革工作方案	新政办发〔2021〕95 号	2021.10.29
27	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	2022-09-18
28	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	13 届人大第 4 次会议	2021-02-05
29	新疆维吾尔自治区实施《中华人民共和国水土保持法》办法	-	2013-07-31
30	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	2019-06-30
31	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	2024-11-15
32	关于印发《阿克苏地区生态环境分区管控方案（2023 版）》的通知	阿地环字〔2024〕32 号	2024-10-28
33	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 年修订）	自治区第 14 届人大 16 次会议	2025-01-01
34	新疆维吾尔自治区实施《中华人民共和国水法》办法	自治区第十四届人大五次会议	2024-03-01
35	新疆维吾尔自治区实施《中华人民共和国土地管理法》办法	自治区第 13 届人大 34 次会议	2022-11-01

2.1.3 环评有关技术规定

环境影响评价相关规范一览表见表 2.1-3。

表 2.1-3　环境影响评价相关规范一览表

序号	依据名称	标准号	实施时间
1	建设项目环境影响评价技术导则总纲	HJ2.1-2016	2017-01-01
2	环境影响评价技术导则大气环境	HJ2.2-2018	2018-12-01
3	环境影响评价技术导则地表水环境	HJ2.3-2018	2019-03-01
4	环境影响评价技术导则 声环境	HJ2.4-2021	2022-07-01
5	环境影响评价技术导则 生态影响	HJ19-2022	2022-07-01
6	环境影响评价技术导则地下水环境	HJ610-2016	2016-01-07
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	2024-01-01
8	建设项目环境风险评价技术导则	HJ169-2018	2019-03-01
9	环境影响评价技术导则土壤影响（试行）	HJ964-2018	2019-07-01
10	水土保持综合治理技术规范	GB/T16453.1~6-2008	2009-02-01
11	开发建设项目水土保持技术规范	GB50433-2018	2019-04-01
12	危险化学品重大危险源辨识	GB18218-2018	2018-11-19
13	石油和天然气开采行业清洁生产评价体系指标（试	2009 年第 3 号	2009-02-19

序号	依据名称	标准号	实施时间
	行）		
14	石油天然气工业健康、安全与环境管理体系	SY/T6276-2014	2015-03-01
15	石油化工企业环境保护设计规范	SH/T3024-2017	2018-01-01
16	石油天然气开采业污染防治技术政策	2012 年第 18 号	2012-03-07
17	危险废物收集贮存运输技术规范	HJ2025-2012	2013-03-01
18	突发环境事件应急监测技术规范	HJ589-2021	2022-03-01
19	危险废物鉴别标准通则	GB5085.7—2019	2020-01-01
20	排污许可证申请与核发技术规范总则	HJ942-2018	2018-02-08
21	排污单位自行监测技术指南总则	HJ819-2017	2017-06-01
22	地下水环境监测技术规范	HJ164-2020	2021-03-01
23	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	2017-05-01
24	陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范	DZ/T0317-2018	2018-10-01
26	危险废物贮存污染控制标准	GB18597-2023	2023-07-01
27	排污单位自行监测技术指南陆上石油天然气开采工业	HJ1248—2022	2022-07-01
28	气田水注入技术要求	(SY/T6596-2016)	2017-05-01
29	石油天然气工程设计防火规范	GB50183-2015	2016-03-01
30	陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准	GB39728-2020	2021-01-01
31	危险废物管理计划和管理台账制定技术导则	HJ1259-2022	2022-10-01
32	石油天然气开采业固体废物污染控制技术规范（试行）（HJ1461-2026）	HJ1461-2026	2026-07-01
33	油气回收处理设施技术标准	GB/T50759-2022	2022-12-01
34	石油天然气开采业固体废物污染控制技术规范（试行）	HJ1461-2026	2026-7-01

2.1.4 相关文件及技术资料

（1）塔里木塔中 I 号气田中古 8 断裂带奥陶系气藏产能建设项目开发调整环境影响评价委托书，中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司；

（2）塔里木塔中 I 号气田中古 8 断裂带奥陶系气藏产能建设项目开发调整相关资料，中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司；

（3）项目环境质量现状监测报告。

2.2 评价目的与原则

2.2.1 评价目的

（1）通过实地调查和现状监测，了解项目的现状和存在问题，掌握所在区域的自然环境状况、自然资源及土地利用情况以及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）对油田开发过程中拟采取的环境保护措施进行论证，提出油田开发建设施工期、运营期和退役期污染防治措施及生态保护措施对策及建议。

（4）评价本工程与国家产业政策、区域总体发展规划、环境保护规划、清洁生产、达标排放和污染物排放总量控制的符合性。

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

通过上述评价，论证项目在环境方面的可行性，给出环境影响评价结论，为本工程的设计、施工、验收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

（1）依法评价

贯彻执行我国和自治区环境保护相关法律法规、标准、政策和规划等，优化本项目建设，服务环境管理。

（2）科学评价

规范环境影响评价方法，科学分析本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《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 环境影响因素识别和评价因子筛选

2.3.1 环境影响因素识别

本项目主要包括钻井工程、地面工程、油气开采、集输、注水等工程内容，对环境的影响主要表现在施工期、运营期和退役期。

施工期以井场、站场工程建设、管线敷设以及配套工程建设过程中造成的生态影响为主；运营期环境影响主要为井场、站场产生的污染物排放对环境造成的不利影响，这种影响是长期的。运营期事故状态的环境影响包括集输管线、站场、井场发生油气泄漏，发生火灾、爆炸等事故对周围环境和人员的影响，以及管线、设备等发生油类物质泄漏对地下水、土壤环境的影响；退役期主要表现在地表设施拆除等施工活动对环境的影响，施工活动将造成一定程度的水土流失，以及拆除生产设施过程中产生的落地油对土壤环境的影响等。环境影响因素识别详见表 2.3-1。

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。

表 2.3-1　环境影响因素识别表

影响因素 / 环境因素	施工期					运营期					退役期		
	生态影响	废气	废水	固体废物	噪声	废气	废水	固体废物	噪声	环境风险	废气	固体废物	生态影响
	地表扰动、植被破坏等	施工扬尘、焊接废气、施工机械废气及运输车辆尾气	生活污水、试压废水	生活垃圾、施工废料、土石方	土方施工、各类施工机械和运输车辆噪声	井场、站场、油气处理工程等有组织和无组织废气	井下作业废水、采出水	落地油、废防渗材料、废润滑油、废油桶	泵撬等设备运转噪声	原油、天然气等危险物质泄漏，以及火灾、爆炸等事故引发的伴生/次生污染物	构筑物拆卸扬尘	地面设施拆除、井场清理等环节产生的废弃设备、建筑垃圾等	土地复垦
地表水	○	○	+	+	○	○	+	○	○	+	○	○	○
地下水	○	○	+	+	○	○	++	++	○	+	○	+	+
大气环境	○	+	○	+	○	++	○	+	○	+	+	+	○
声环境	○	○	○	○	+	○	○	○	++	+	○	○	○
土壤环境	++	+	+	+	○	+	+	+	○	++	+	+	+
陆生动物	++	+	○	+	+	++	○	+	+	+	+	+	+
水栖动物	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
陆生植被	++	+	+	+	○	+	○	+	○	++	+	+	+
水生植被	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
水土流失	++	+	+	+	○	+	○	+	○	++	+	+	+
生态敏感区	++	+	+	+	○	+	○	+	○	++	+	+	+

注：○：无影响；+：短期不利影响；++ ：长期不利影响。

表 2.3-2　评价因子一览表

环境要素 单项工程	时期	大气	地表水	地下水	土壤	生态	噪声
油气集输工程	施工期	颗粒物	pH 值、高锰酸盐指数、化学需氧量、五日生化需氧量、氨氮、总氮、总磷、铜、锌、氟化物、硒、砷、汞、镉、硫化物、铬（六价）、铅、氰化物、挥发酚、石油类、阴离子表面活性剂	耗氧量、氨氮、石油类等	/	地表扰动面积及类型、植被覆盖度、生物量损失、物种多样性、生态系统完整性等	/
	运营期	NMHC、硫化氢	/		石油类、石油烃（C_6~C_9）、石油烃（C_{10}~C_{40}）、土壤盐分含量等	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（L_d、L_n）
油气处理工程	施工期	颗粒物	BOD_5、COD、悬浮物、氨氮等	耗氧量、氨氮、石油类等	/	地表扰动面积及类型、生物量损失、物种多样性、生态系统完整性等	/
	运营期	NMHC、硫化氢、SO_2、NO_x	pH 值、悬浮物、BOD_5、COD、氨氮、总磷、石油类、挥发酚、硫化物、阴离子表面活性剂、汞、总铬、六价铬、镉、砷、镍、铅	pH 值、挥发酚、耗氧量、氨氮、硫化物、氯化物、石油类、总硬度、溶解性总固体、钡、汞、砷、六价铬等	pH 值、石油类、石油烃（C_6~C_9）、石油烃（C_{10}~C_{40}）、汞、砷、六价铬、土壤盐分含量等	/	昼、夜间等效声级（L_d、L_n）

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

根据《新疆生态功能区划》（2005 版），本项目所在区域属于塔里木盆地暖温荒漠及绿洲农业生态区（IV），塔里木盆地中部塔克拉玛干流动沙漠生态亚区（IV_3）；塔克拉玛干东部流动沙漠景观与油田开发生态功能区（71）。区域内的油气资源丰富，油气田勘探开发工作已开展多年。

根据新疆维吾尔自治区水利厅于 2019 年 1 月 21 日印发的新水水保〔2019〕4 号，水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果，全疆共划分了 2 个重点预防区，4 个重点治理区，包括天山山区重点预防区、塔里木河中上游重点预防区、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。根据水土流失重点预防区和重点治理区划分表可知，阿克苏地区沙雅县位于 II_3 塔里木河流域重点治理区。

2.4.1.2 水环境功能区划

（1）地表水

本项目评价范围内无常年地表水体。距离项目区最近的河流为西北侧约 161km 处的塔里木河。

（2）地下水

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。

2.4.1.3 环境空气功能区划

拟建工程位于塔中I号气田内，属于油气勘探开发区域，区域环境空气质量功能属于《环境空气质量标准》（GB3095-2026）中二类区。

2.4.1.4 声环境功能区划

项目区为油气田开发区，远离沙雅县城镇规划区，目前暂未进行声环境功能区划，根据《声环境质量标准》（GB3096-2008）要求，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。对于未作出规定的非甲烷总烃参照执行《大气污染物综合排放标准详解》中相关要求；硫化氢执行《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 中的 1h 平均浓度限值。指标标准取值见表 2.4-1。

表 2.4-1 环境空气质量标准

序号	评价因子	二级标准限值（μg /m³）			标准来源
		年平均	24 小时平均	1 小时平均	
1	二氧化硫（SO_2）	60	150	500	《环境空气质量标准》（GB3095-2026）过渡阶段二级浓度限值
2	二氧化氮（NO_2）	40	80	200	
3	细颗粒物（$PM_{2.5}$）	30	60	/	
4	可吸入颗粒物（PM_{10}）	60	120	/	
5	一氧化碳（CO）	/	4000	10000	
6	臭氧（O_3）	/	160	200	
7	氮氧化物（NOx）	40	100	250	
8	非甲烷总烃（NMHC）	/	/	2000	参考《大气污染物综合排放标准》详解
9	硫化氢	/	/	10	《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 中的 1h 平均浓度限值

（2）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 2.4-2。

表 2.4-2 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

序号	项目	标准限值	序号	项目	标准限值
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（CODMn 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)。

（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、井场等建设用地为第二类用地，结合项目所在区域环境特征，本项目占地范围内执行《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 2.4-3。

占地范围外执行《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）表 1 筛选值标准，见表 2.4-4。石油烃执行《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 2 第二类用地筛选值标准。

表 2.4-3《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》表 1 第二类用地筛选值

序号	监测项目	单位	标准值	序号	监测项目	单位	标准值
1	砷	mg/kg	60	24	1,2,3-三氯丙烷	mg/kg	0.5
2	镉	mg/kg	65	25	氯乙烯	mg/kg	0.43
3	铬（六价）	mg/kg	5.7	26	苯	mg/kg	4
4	铜	mg/kg	18000	27	氯苯	mg/kg	270
5	铅	mg/kg	800	28	1,2-二氯苯	mg/kg	560

6	汞	mg/kg	38	29	1,4-二氯苯	mg/kg	20
7	镍	mg/kg	900	30	乙苯	mg/kg	28
8	四氯化碳	mg/kg	2.8	31	苯乙烯	mg/kg	1290
9	氯仿	mg/kg	0.9	32	甲苯	mg/kg	1200
10	氯甲烷	mg/kg	37	33	间二甲苯+对二甲苯	mg/kg	570
11	1,1-二氯乙烷	mg/kg	9	34	邻二甲苯	mg/kg	640
12	1,2-二氯乙烷	mg/kg	5	35	硝基苯	mg/kg	76
13	1,1-二氯乙烯	mg/kg	66	36	苯胺	mg/kg	260
14	顺 1,2-二氯乙烯	mg/kg	596	37	2-氯酚	mg/kg	2256
15	反-1,2-二氯乙烯	mg/kg	54	38	苯并〔a〕蒽	mg/kg	15
16	二氯甲烷	mg/kg	616	39	苯并〔a〕芘	mg/kg	1.5
17	1,2-二氯乙烷	mg/kg	5	40	苯并〔b〕荧蒽	mg/kg	15
18	1,1,1,2-四氯乙烷	mg/kg	10	41	苯并〔k〕荧蒽	mg/kg	151
19	1,1,2,2-四氯乙烷	mg/kg	6.8	42	䓛	mg/kg	1293
20	四氯乙烯	mg/kg	53	43	二苯并〔a、h〕蒽	mg/kg	1.5
21	1,1,1-三氯乙烷	mg/kg	840	44	茚并〔1、2、3-cd〕芘	mg/kg	15
22	1,1,2-三氯乙烷	mg/kg	2.8	45	萘	mg/kg	70
23	三氯乙烯	mg/kg	2.8	46	石油烃	mg/kg	4500

表 2. 4-4 《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》表 1 筛选值标准

序号	项目	单位	风险筛选值（6.5<pH≤7.5）
1	砷	mg/kg	30
2	镉	mg/kg	0.3
3	铜	mg/kg	100
4	铅	mg/kg	120
5	汞	mg/kg	2.4
6	镍	mg/kg	100
7	铬	mg/kg	200
8	锌	mg/kg	250

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、站场内非甲烷总烃无组织排放执行《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB 37822-2019）；站场厂界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；硫化氢执行《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 2.4-5。

表 2.4-5　大气污染物排放标准值

时段		污染物	项目	最高允许排放浓度（mg/m^3）	标准来源
施工期		颗粒物	大气污染物综合排放标准	1.0	GB16297-1996
运营期	无组织	NMHC	企业边界污染物控制浓度	4.0	GB39728-2020
			挥发性有机物无组织排放控制标准	10（1h 平均浓度值）	GB37822-2019
				30（任意一次浓度值）	
		硫化氢	厂界标准	0.06	GB14554-93

（2）废水

项目施工期施工人员产生的生活污水排入防渗生活污水池暂存，定期拉运至沙雅县污水处理厂处理；试压废水用于场地周边洒水抑尘，不外排。

项目运营期不新增劳动定员，无新增生活污水，废水主要为采出水和井下作业废水。其中采出水输送至塔三联合站污水处理系统处理，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 V 类水质标准后回注地层，不外排；井下作业废水采用专用废水回收罐收集，酸碱中和后运至哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站处理，处理满足《气田水注入技术要求》（SY/T6596-2016）、《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。《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 类水质标准值见表 2.4-6。

表 2.4-6　《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）

储层空气渗透率（μm^2）	<0.01	（0.01，0.05）	（0.05，0.5）	（0.5，2.0）	≥2.0
水质标准分级	I	II	III	IV	V
悬浮固体含量 mg/L	≤8.0	≤15.0	≤20.0	≤25.0	≤35.0
悬浮物颗粒直径中值	≤3.0	≤5.0	≤5.0	≤5.0	≤5.5

含油量 mg/L	≤5.0	≤10.0	≤15.0	≤30.0	≤100.0
平均腐蚀率 mm/a	≤0.076				

（3）噪声

施工期噪声执行《建筑施工噪声排放标准》（GB 12523-2025）中相应的标准值；运营期噪声排放执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中的 2 类标准。

2.4-7 噪声排放标准表

类别		时段	单位	昼间	夜间	执行标准
噪声	等效 A 声级	施工期	dB(A)	70	55	《建筑施工噪声排放标准》（GB 12523-2025）
		运营期		60	50	《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类标准

（4）固体废物

根据项目产生的各种固体废物的性质，一般工业固体废物执行《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB18599-2020）要求。

危险废物的贮存执行《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）、危险废物的转移依照《危险废物转移管理办法》及《危险废物收集贮存运输技术规范》（HJ2025-2012）进行监督和管理。含油污泥满足《油气田含油污泥综合利用污染控制要求》（DB65/T3998-2017）相关要求及《关于含油污泥处置有关事宜的通知》（新环办发〔2018〕20 号）、《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）要求。

（5）重大危险源识别标准

本项目运营期涉及危险物质主要是原油和天然气，其具体风险性执行《危险化学品重大危险源辨识》（GB 18218-2018）相关标准。

2.5 评价工作等级和评价范围

2.5.1 生态影响评价等级和评价范围

（1）评价等级判定

本工程总占地面积 44.446hm^2（0.444km^2），新增永久占地 1.92hm^2，临时占地 42.526hm^2，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	不涉及	/
	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	本工程新增占地面积 0.444km^2，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
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	/

由上表可见，本工程生态环境影响评价工作等级确定为三级。

（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《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），本工程以新建井场、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。生态评价范围见图 2.5-1。

2.5.2 地下水环境影响评价等级和评价范围

（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

本项目属于陆地天然气开采项目，工程涉及钻井工程、站场、井场建设，集输管线建设，按照《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），其中采气井场、站场、集输管道属于Ⅱ类项目，集输管线类别为II类项目，新建回注井（含开采井转回注井）的场地，地下水评价等级不低于二级。

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，本项目地下水环境敏感程度分级为“不敏感”。

表 2.5-3 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），本项目井场、站场、集输管线均属于Ⅱ类项目，地下水环境敏感程度为“不敏感”，本项目新建注水井场 2 座，综上，本项目地下水评价等级为二级。

表 2.5-4　地下水环境影响评价工作等级划分依据

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

（2）评价范围确定

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）“8.2.2 调查评价范围确定”章节的相关要求，本次评价以查表法确定地下水评价范围，《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）“表 3 地下水环境现状调查评价范围参照表”规定二级评价调查面积为 6~20km^2，结合项目实际建设内容，本次地下水评价范围为以地下水流向（西北—东南）为长轴，以项目区中心上游 1km、下游 2km，水流垂直方向分别外扩 1km，集输管线边界两侧外延 200m 为评价范围。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），本项目属于水污染影响型建设项目。在油田正常开采及油气集输过程中，本项目产生的生产废水、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

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ 964-2018）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）以及本次现状监测数据，工程所在区域 pH 值为 7.39~8.19，位于 5.5<pH<8.5 范围之间，不属于土壤酸化和碱化地区，土壤含盐分量为 1.8g/kg~9.8g/kg，土壤盐化程度不均，存在未盐化、轻度盐化、中度盐化的情况。因此，本项目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。

（1）建设项目类别

本工程土壤项目类别按照采气进行考虑。根据《环境影响评价技术导则 陆地

石油天然气开发建设项目》（HJ 349-2023），本工程井场、站场建设属于Ⅱ类项目，各类集输管线建设属于类Ⅳ项目。

（2）占地规模

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ 964-2018），“建设项目占地规模分为大型（≥50hm^2）、中型（5～50hm^2）和小型（≤5hm^2）”。

本工程永久占地面积 1.92＞5hm^2，占地规模为中型。

（3）建设项目敏感程度

①污染影响型

根据土地利用现状图本工程占地类型为沙地，项目周边不涉及耕地、牧草地、居民区等土壤环境敏感目标，土壤环境敏感程度为“不敏感”。

②生态影响型

表 2.5-5 生态影响型敏感程度分级表

敏感程度	判别依据		
	盐化	酸化	碱化
敏感	建设项目所在地干燥度 a＞2.5 且常年地下水位平均埋深＜1.5m 的地势平坦区域；或土壤含盐量＞4g/kg 的区域	pH≤4.5	pH≥9.0
较敏感	建设项目所在地干燥度＞2.5 且常年地下水位平均埋深≥1.5m 的，或 1.8＜干燥度≤2.5 且常年地下水位平均埋深＜1.8m 的地势平坦区域；建设项目所在地干燥度＞2.5 或常年地下水位平均埋深＜1.5m 的平原区；或 2g/kg＜土壤含盐量≤4g/kg 的区域	4.5<pH≤5.5	8.5≤pH<9.0
不敏感	其他	5.5<pH<8.5	
a 是指采用 E601 观测的多年平均水面蒸发量与降水量的比值，即蒸降比值。			

根据监测数据，项目区域土壤 pH 值为 7.39~8.19，土壤含盐分量为 1.8g/kg~9.8g/kg，生态影响型土壤敏感程度总体为“较敏感”。

（4）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）》（HJ 964-2018），生态影响型和污染影响型土壤环境影响评价工作等级划分见表 2.5-6 和表 2.5-7。

表 2.5-6 生态影响型土壤环境评价工作等级划分依据一览表

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

不敏感	二	三	/

表 2.5-7　污染影响型土壤环境评价工作等级划分依据一览表

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	—	—

本工程土壤项目类别为Ⅱ类（井场、站场）、Ⅳ类（集输管线），生态影响型环境敏感程度为敏感；项目占地规模为中型、污染影响型环境敏感程度为敏感。

综上，本工程井场、站场生态影响型土壤环境影响评价工作等级为二级；井场、站场污染影响型土壤环境影响评价工作等级为二级。

（5）评价范围

根据导则要求，土壤环境污染影响型评价范围为井场、站场占地范围内全部以及占地范围外 0.2km 范围，土壤环境生态影响型评价范围为井场、站场占地范围内全部以及占地范围外 2km 范围，同时兼顾集输管线两侧向外延伸 0.2km 作为调查评价范围。本项目土壤评价等级及评价范围见表 2.5-8，评价范围见图 2.5-1。

表 2.5-8　本项目土壤评价等级及评价范围一览表

序号	建设内容	生态影响型评价等级	调查评价范围	污染影响型评价等级	调查评价范围
1	井场、站场	二级	井场、站场占地范围内全部以及占地范围外 2km 范围	二级	井场、站场占地范围内全部以及占地范围外 0.2km
2	管线	/	集输管线两侧向外延伸 0.2km	/	集输管线两侧向外延伸 0.2km

2.5.5 环境空气环境影响评价等级和评价范围

（1）评价等级

本项目新增废气排放源主要为井场以及集输过程中排放的无组织非甲烷总烃。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，选择非甲烷总烃（NMHC）为候选因子核算，计算出其最大地面浓度占标率 Pi（第 i 个污染物，简称“最大浓度占标率”）及其地面浓度达标准值 10%时所对应的最远距离 D10%。其中 Pi 定义为：

$$P_i = \frac{\rho_i}{\rho_{0i}} \times 100\%$$

式中：P_i——第 i 个污染物的最大地面空气质量浓度占标率，%；

ρ_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；

ρ_{0i}——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 2.4.2 章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、24 小时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 2.5-9。

表 2.5-9　评价工作等级

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

估算模式所用参数见表 2.5-10。

表 2.5-10　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（℃）		41.2
最低环境温度（℃）		-24.2
土地利用类型		荒漠
区域湿度条件		干燥
是否考虑地形	考虑地形	是
	地形数据分辨率（m）	90
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）	/

本次预测估算结果详见表 2.5-11。

表 2.5-11（1） 估算模式计算结果表（有组织）

名　　称	评价因子	C_i	评价标准	P_i	P_{max}	最大浓度出现距离
单　　位	--	μg/m³	μg/m³	%	%	m
真空加热（以 ZG113-H7C 井为例）	SO_2	5.5796	500	1.12	8.56	63
	NOx	21.3940	250	8.56		
	NHMC	2.3252	2000	0.12		

表 2.5-11（2） 估算模式计算结果表（无组织）

名　　称	评价因子	C_i	评价标准	P_i	P_{max}	最大浓度出现距离
单　　位	--	μg/m³	μg/m³	%	%	m
采气井场 (以 ZG113-H7C 井为例)	NMHC	12.9170	2000	0.65	1.35	74
	H_2S	0.1082	10	1.08		
采气井场（带进站生产、计量阀组）（以 ZG461C 井为例）	NMHC	27.0700	2000	1.35		74
	H_2S	0.1082	10	1.08		
ZG111-H1C 井井场改造（扩建 3 井式进站生产、计量阀组）	NMHC	4.6551	2000	0.23		74
	H_2S	0.1082	10	1.08		
ZG801-H7C 井井场改造（扩建 4 井式进站生产、计量阀组）	NMHC	6.0622	2000	0.30		74
	H_2S	0.1082	10	1.08		
2 号集气站	NMHC	1.0389	2000	0.05		113
	H_2S	0.0866	10	0.87		
3 号集气站	NMHC	0.0032	2000	0.16		127
	H_2S	0.0743	10	0.74		127
中古 441 集油站	NMHC	0.1426	2000	0.01		74
	H_2S	0.0713	10	0.71		74

经计算可知，本工程最大占标率为：8.56%（来自 ZG113-H7C 井加热炉），1%

≤P_{max}=8.56≤10%，根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）的要求，本次环评确定大气影响评价的工作等级为二级。

（2）评价范围

根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018），并结合本项目特点，最终确定将以各井场、站场为中心，边长 5km 的矩形区域作为大气环境评价范围。

2.5.6 声环境影响评价等级和评价范围

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

本项目所在区域声环境功能区适用于《声环境质量标准》（GB3096-2008）中的 2 类声环境功能区，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》（HJ 2.4-2021）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》（HJ 2.4-2021）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各井场边界外扩 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 2.5-12。

表 2.5-12 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。在不同井场的同一种物质，按其在单个井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：

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

式中：q_1，q_2，...，q_n——每种危险物质的最大存在总量，t；

Q_1，Q_2，...，Q_n——每种危险物质的临界量，t。当 Q<1 时，该项目环境风险潜势为I。当 Q≥1 时，将 Q 值划分为：（1）1≤Q<10；（2）10≤Q<100；（3）Q≥100。

根据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，本工程施工期涉及的危险物质主要为柴油，存在于井场的柴油罐内；运营期涉及的危险物质主要为天然气、原油，主要存储于新建的集输管线内；退役期不涉及危险物质。

本项目为天然气开采项目，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、站场与站场之间距离均较远，新建管线主要为单井至站场的集输管线，各站场和井场均有控制（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、站场、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 2.5-13　本项目各危险单元 Q 值情况一览表

时期	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
施工期	1	井场	20m³ 柴油罐	柴油	-	17	2500	0.0068
			∑Q					0.0068
运营期	2	单井采气管线	DN80,6.5MPa,4.92km	原油	—	19.4	2500	0.00776
				天然气	74-82-8	0.0059	10	0.00059
				硫化氢	7783-06-4	0.0005	2.5	0.0002
			∑Q					0.00855
	3	阀组集输管线	DN100,6.5MPa,9km	原油	—	55.5	2500	0.0222
				天然气	74-82-8	0.087	10	0.0087
				硫化氢	7783-06-4	0.007	2.5	0.0028
			∑Q					0.0337
	4	阀组集	DN100,2.5MPa	原油	—	36.4	2500	0.01456

		输管线	,5.9km	天然气	74-82-8	0.125	10	0.0125
				硫化氢	7783-06-4	0.01	2.5	0.004
			∑Q					0.03106

注：根据提供的区域油气资源参数，原油密度平均 0.785g/cm^3 天然气相对密度为 0.69，柴油密度按 0.85t/m^3 计。单井集输管线、阀组集输管线以单根管线最长计

根据上表计算结果，本工程施工期井场 Q＜1，判断施工期风险潜势为Ⅰ；运营期井场、站场及各类管线 Q 值均＜1，判定运营期风险潜势为Ⅰ。根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018）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。

2.6 环境保护目标

根据《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022），生态保护目标主要为受影响的重要物种、生态敏感区以及其他需要保护的物种、种群、生物群落及生态空间等。结合现状调查，评价区域生态保护目标主要为区域内分布的重要物种。同时按照《建设项目环境影响评价分类管理名录》，将区域重要保护动植物、水土流失重点治理区等环境敏感区加入生态保护目标。

根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018），环境空气保护目标为一类区的自然保护区、风景名胜区和其他需要特殊保护的区域，二类区中的居住区、文化区和农村地区中人群较集中的区域。经判定本次环境空气环境影响评价等级为二级，大气环境影响评价范围以各气井、站场为中心、边长 2.5km 的矩形范围。具体见表 2.6-1。

根据《环境影响评价技术导则 地表水环境》（HJ2.3-2018），本项目不涉及地表水环境保护目标。

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016），地下水环境保护目标为潜水含水层和可能受建设项目影响且具有饮用水开发利用价值的含水层，集中式饮用水水源和分散式饮用水水源地，以及《建设项目环境影响评价分类管理名录》中所界定的涉及地下水的环境敏感区。根据调查，评价区域不涉及水源地、饮用水井及名录中的地下水敏感区，本评价将评价范围内的区域潜水含水层作为地下水环境保护目标。

根据《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ 2.4-2021），声环境保护目标为依据法律法规、标准政策等确定的需要保持安静的建筑物及建筑物集中区。经调查，本项目评价范围不涉及需要保持安静的建筑物及建筑物集中区。

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ 964-2018）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）以及本次现状监测数据，工程所在区域 5.5<pH<8.5，不属于土壤酸化和碱化地区，部分用地土壤盐分含量大于 2g/kg，属于土壤盐化地区。因此，本项目类别同时按照生态影响型项目和污染影响型项目考虑，根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ 964-2018），生态影响型敏感目标为不对区域盐碱化程度进一步加深；污染影

响型土壤环境敏感目标为可能受人为活动影响的、与土壤环境相关的敏感区或对象，结合现状调查，本项目无污染影响型保护目标。

综上，本评价主要环境保护目标见表 2.6-1。

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（南疆沙蜥）	评价范围内	对施工人员进行野生动物保护法的宣传教育，严禁施工人员惊扰、猎杀野生动物；合理选择管线走向，应避开植被茂盛的区段，尽量避免砍伐野生植物；管线敷设尽量取直，考虑管线距离最短。
		塔里木河流域水土流失重点治理区	评价范围内	依法落实水土流失防治责任，促进区域生态文明建设。
2	大气环境	评价范围内无敏感点		《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	盐碱化	生态影响范围内的土壤	盐碱化不进一步加深
		-	污染影响范围内的土壤	不对土壤环境功能产生明显不利影响
6	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、大气环境等。		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

根据本项目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 拟建工程：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、地表水环境、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	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

	监测计划	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）地表水污染防治；

（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，其中以施工期和运营期为主。

2.8.2 评价方法

本项目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

3. 建设项目工程分析

3.1 区块开发现状及环境影响回顾

3.1.1 油田区块开发现状

塔中油气田北距库尔勒市 500km，南距民丰县 260km，东南距且末县 210km。1989 年 10 月 18 日，塔中 1 井在白云岩潜山中测获高产，日产油 356m3，日产气 55.7 万 m3，揭开了塔中油气勘探开发的序幕。1997 年，建成的塔中 4 联合站（现塔中第一联合站），引进和攻关了 54 项适合沙漠油田开发的新技术，是国内沙漠中第一座“站外无人值守、站内少人值守”的原油处理站。塔中油气田地处塔克拉玛干沙漠腹地，主要包括塔中 4 油田、塔中 16 油田、塔中 10 油田、塔中 6 凝析气田、塔中Ⅰ号气田。

目前塔中油气田主要建设有 3 座联合站、4 座转油站、9 座集气站、533 口油气水井、集输管网（采气支线 617.207km、集气支干线 604.28km、原油/凝析油管线 77.94km）及附属设施（采出水处理设施、生活污水处理设施、固废填埋场、天然气脱硫及硫磺回收设施、钻试修废弃物环保站、含油污泥资源回收站等）。

塔中Ⅰ号气田中古 8 区块位于新疆塔里木盆地塔克拉玛干沙漠腹地、新疆维吾尔自治区和田地区民丰县和阿克苏地区沙雅县境内，该井区位于塔里木盆地中央隆起塔中低凸起北部斜坡 FⅠ19 断裂带中古 8 区块，西邻中古 22 井区，东接中古 10 井区，在塔克拉玛干沙漠腹地 1#沙漠公路约 66km 处，塔中 1 号公路穿越该区，交通便利。

中古 8 区块集输系统建设较为完善，共有生产老井 53 口，区块总体集输流向：单井→阀组/集气站→联合站。目前中古 8 区块生产气液量通过阀组油气混输至 2 号集气站/3 号集气站，最终输送至塔三联。

3.1.1.1 塔中I号气田 8 区公用工程建设情况

①给排水

塔中I号气田 8 区区域各井场、站场为无人值守井站场，以巡检人员为主，生产过程中不涉及用水。生活污水排入作业区公寓生活污水处理装置处理，作业区公寓生活污水采用一体化污水处理装置处理。生产过程中不涉及用水，废水主要为采出水和井下作业废水，采出水在各联合站处理后，通过采出水管线输送至区域回注水

井回注地层，回注层位为油气开采层位。井下作业废水送至哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站处理。

②供热

塔中I号气田 8 区井场根据生产需要设置有真空加热炉、电磁加热器等，塔三联合站设置有导热油炉为生产过程提供热量，燃料为塔三联合站经过脱水脱硫脱烃后的天然气。

③供电

塔中I号气田 8 区范围内设置有 35kV 变电站，用于区域联合站、站场及井场供电，区域电力线路网覆盖较全面，钻井期用电主要从周边已有电力线路上接入，未使用柴油发电机。

3.1.1.2 塔中I号气田 8 区辅助工程建设情况

①集输管线及运输情况

目前塔中I号气田 8 区分布有塔三联合站，周边区域井场进入塔三联合站进行油气水分离及处理，分离后的油、气通过已建管道外输。处理达标后的采出水通过管道经区域回注井回注地层。

②内部道路建设情况

目前塔中I号气田 8 区周边紧邻沙漠公路，气田内部建设有主干路、支干路和通井道路，其中主干路按三级公路标准，支干路按四级公路标准，沥青混凝土路面；通井道路全部为砂石路面。

③储罐、运输及装载系统建设情况

塔中I号气田 8 区各井场不涉及储罐，现有储罐主要存在于各计转站、联合站，其中各计转站现状仅进行计量，原有建设的储罐仅作为应急措施备用，联合站内经过分离后的原油可进入联合站内缓冲罐暂存，也可直接通过管道外输。目前塔中I号气田 8 区内各井场均实现采出液管输，联合站分离后的采出水全部通过输水管线送至注水井回注地层，油、气通过单独管道外输，基本不需要单独的装载系统。

3.1.2 油田环保手续履行情况

塔中 I 号气田在开发建设过程中，按照国家法律法规开展了环境影响评价和竣工环保验收工作，环保手续履行情况见表 3.1-2。

表 3.1-2　塔中 I 号气田历次建设环保手续履行情况一览表

序号	类别	项目名称	内容					
			环评文件			验收文件		
			审批部门	文号	审批日期	审批部门	文号	审批日期
1	环评手续	塔中I号气田开发试验区 10 亿方试采地面建设工程	原巴音郭楞蒙古自治州环境保护局	巴环控函〔2008〕26 号	2008.1.24	原巴音郭楞蒙古自治州环境保护局	巴环验字〔2011〕35 号	2011.11.22
		塔中I号气田西部试采地面工程环境影响报告书	原新疆维吾尔自治区环境保护厅	新环评价函〔2011〕1095 号	2011.11.18	原新疆维吾尔自治区环境保护厅	新环函〔2014〕672 号	2014.6.3
		塔中I号凝析气田中古 8-中古 43 区块开发建设工程	原新疆维吾尔自治区环境保护厅	新环评价函〔2013〕712 号	2013.8.13	原新疆维吾尔自治区环境保护厅	新环评价函〔2017〕1340 号	2017.8.27
2	环境风险应急预案	塔中第三联合站突发环境事件应急预案	编制完成《塔里木油田公司塔中采油气管理区第三联合站突发环境事件应急预案》并于 2025 年 7 月 16 日完成备案工作（备案编号 653200-2025-271-L）					
3	排污许可执行情况	塔中采油气管理区	塔里木油田分公司塔中采油气管理区（第二采油气作业区）、塔里木油田分公司塔中采油气管理区（第二采油作业区西部二）及塔里木油田分公司塔中采油气管理区（第二采油作业区西部三）分别于 2020 年 11 月 7 日、2020 年 11 月 5 日、2020 年 11 月 7 日取得新疆阿克苏地区沙雅县固定污染源排污登记回执					
4	环境影响后评价开展情况	塔中采油气管理区塔中油气田环境影响后评价报告书	编制完成《塔中采油气管理区塔中油气田环境影响后评价报告书》并于 2021 年 3 月 15 日完成新疆维吾尔自治区生态环境厅备案工作（新环环评函〔2021〕219 号）					

3.1.3 油田区块环境影响回顾评价

根据塔中油气田环境影响后评价及本次现场踏勘情况，对塔中Ⅰ号气田生态环境、大气环境、水环境、声环境及固体废物等情况进行回顾性评价，并对环保措施落实情况进行回顾。

3.1.3.1 生态环境影响回顾评价

（1）生态环境影响回顾

区域主要生态环境影响为勘探开发活动过程中因井场、站场及集输管道施工等，对地表产生的干扰。

根据现场调查，区块基本按照环评批复及验收意见要求进行生态修复。钻井工程结束后对临时占地范围内及周边的场地进行了清理及平整，恢复了原貌。各类管线建成后对临时占地区域进行了回填、迹地平整，管线上覆土呈紧实状态、略高于地表，管线采用草方格进行了表土加固。对井场及站场永久占地范围内地表结合沙漠特点，铺设砾石并采取必要的硬化措施，减少了侵蚀量。油区道路总体建设规范，道路两侧以草方格固沙，防止侵蚀加剧。

综上所述，区域油气开采对生态环境的影响不大。从植被类型来看，油气开采对油气田区域内的原有植被类型未造成影响，各类植被的占地面积基本无变化；从土地利用类型来看，油气开采使油田区域内的沙地减少，建设用地面积略有增加。总体来说区块内是荒漠景观，开发建设后人类干扰加强，多样性增加。油田开发区域基本保持原有的荒漠生态系统，部分地区受人类活动的影响。

3.1.3.2 水环境影响回顾评价

根据本次调查情况，区块现状施工期废水主要包括钻井废水、压裂废水及生活污水。钻井废水连同钻井泥浆、钻井岩屑进入不落地系统进行固液分离，分离后的液体回用于钻井液配备，不对外排放；压裂废水采用专用废液收集罐收集后拉运至哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站对废水进行净化处理；生活污水排入施工营地生活污水池（约 300$m^{3)}$ 暂存，由罐车定期拉运至沙雅县污水处理厂。运营期采出水经塔三联合站采出水处理设施“沉降→净化→核桃壳过滤→双滤料过滤→外输”工艺处理，达到标准后回注地层。

各类废水均得到有效处理，可有效防范对地下水的影响。根据总体开发方案，区域采用全密闭工艺流程，整个开采过程中具有严格的技术规程和防范措施，故在正常生产情况下，试油、洗井、采油、油气处理和集输等对地下水环境不会产生不利影响。在实施油气开发的过程中区域基本落实了环评中提出的水环境污染防治措施，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。

3.1.3.3 大气环境影响回顾评价

根据现场调查，塔中I号气田III区内现有的各井场集输基本实现了密闭集输工艺，选用先进的生产工艺及设备，井口密封并设紧急截断阀，在正常生产情况下尽可能地减少非甲烷总烃及硫化氢逸散排放。运营期站场、井场等锅炉及加热炉燃用处理后的返输天然气，从运行现状情况看，天然气气质稳定，各设备运行正常，排放废气中各项污染物浓度较低。

根据后评价开展期间进行的污染源监测数据并结合区域例行监测数据，区域监测期间各监测点加热炉烟气中烟尘、SO_2、NO_X 排放浓度及烟气黑度均满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表 2 新建燃气锅炉大气污染物排放浓度限值要求；各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，H_2S 排放浓度满足《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）二级标准。

表 3.1-2 厂界无组织废气监测结果单位：mg/m³

污染源	检测项目	采样次数	第一天				第二天				标准限值	达标情况
			上风向	下风向1	下风向2	下风向3	上风向	下风向1	下风向2	下风向3		
TZ405井	非甲烷总烃	第一次	0.71	0.91	1.98	1.08	0.90	0.55	0.84	0.92	4.0	达标
		第二次	1.71	1.10	1.58	1.03	0.88	0.62	0.76	0.64		
		第三次	1.55	0.87	1.00	0.81	0.91	0.70	0.92	0.84		
	H_2S	第一次	0.004	0.004	未检出	未检出	0.003	未检出	未检出	未检出	0.06	达标
		第二次	0.003	0.003	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出		
		第三次	0.003	0.003	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出		
塔三联	非甲烷总烃	第一次	1.32	0.99	1.03	1.03	0.92	1.14	1.21	1.46	4.0	达标
		第二次	0.64	0.95	1.88	1.11	0.86	1.02	1.21	1.02		
		第三次	1.43	0.87	1.57	1.03	0.88	0.97	1.12	1.34		
	H_2S	第一次	未检出	未检出	未检出	0.003	未检出	未检出	0.003	0.003	0.06	达标
		第二次	未检出	0.003	0.003	未检出	0.003	未检出	未检出	未检出		
		第三次	未检出	0.003	0.003	0.003	未检出	未检出	未检出	0.003		
3 号集气站	非甲烷总烃	第一次	1.20	1.66	1.08	1.71	0.86	1.02	1.00	0.85	4.0	达标
		第二次	1.12	1.77	0.96	0.91	0.82	0.83	0.30	0.94		
		第三次	1.15	0.68	1.88	0.98	0.89	1.13	1.07	1.34		

	H_2S	第一次	0.003	未检出	0.003	未检出	0.003	未检出	未检出	未检出	0.06	达标
		第二次	未检出	未检出	0.003	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出		
		第三次	未检出	0.003	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出		

同时本次回顾引用阿克苏地区、和田地区例行监测点 2021 年—2025 年监测数据以及区域历史报告中开展的监测进行说明，塔中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 PM_{10}、$PM_{2.5}$、SO_2、NO_2 四项因子。

表 3.1-3 区域 2019 年—2023 年环境空气质量变化情况一览表

地区	污染物	年度评价指标	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）	2025 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	87	94	95	81	259.5	70	超标
	$PM_{2.5}$	年平均值	35	41	37	35	75.9	35	超标
	SO_2	年平均值	6	6	7	5	5.2	60	达标
	NO_2	年平均值	29	24	32	27	25.3	40	达标
和田地区	PM_{10}	年平均值	123	125	141	114	40	70	超标
	$PM_{2.5}$	年平均值	44	43	43	44	122	35	超标
	SO_2	年平均值	12	10	9	9	5	60	达标
	NO_2	年平均值	25	18	16	20	20	40	达标

从表中可以看出，区域 PM_{10}、$PM_{2.5}$ 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；SO_2、NO_2 年平均值均处于一个总体下降的过程，说明油气田开发过程中加热炉的使用未导致区域二氧化硫、氮氧化物产生较大影响。

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，主要以区域的监测结果进行说明，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，说明加热炉等有组织废气污染防治措施、各站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和 H_2S 并未因塔中I号气田III区的开发建设而明显增加。

3.1.3.4 声环境影响回顾评价

（1）声环境影响回顾

根据本次调查情况，区块施工期钻井噪声污染源主要为泥浆泵噪声、钻机噪声和放喷气流噪声，采取选用增加隔震垫、弹性材料等减震措施；运输、平整场地、管沟开挖及回填、建筑物修建、井下作业等过程中，施工机械的强噪声源会导致作业现场周围噪声超出《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）标准要求，但是由于油井均分布在空旷地带，加上井下作业周期较短，声源具有不固定性和不稳定性，在施工时，对高噪声设备设置临时屏蔽设施，则其对周围环境的影响是可以接受的。运营期噪声污染源包括井场及站场加热炉、泵类等设备噪声，选用低噪声设备并采取基础减振措施后，区域生产期产生的噪声基本处于区域本底噪声水平范围内，对周边声环境质量的影响很小，区块所在地为空旷地带，对声强的增加不敏感，因此区域现有井场、站场等运行噪声对周围环境的影响较小，不会导致所在区域声环境质量超出相应功能区要求。

根据后评价开展期间进行的污染源监测数据，井场、站场场界噪声均满足《工业企业厂界噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类标准值要求。区块声环境质量较好，区块开发对声环境的影响较小。

3.1.3.5 固体废物环境影响回顾评价

根据本次调查情况，区块施工期固废主要是钻井岩屑、钻井泥浆废弃物、含油废物和生活垃圾等，钻井岩屑随泥浆一同进入泥浆不落地系统，其中非磺化水基泥浆钻井岩屑采用泥浆不落地技术在井场进行固液分离，分离后的液相回用于钻井液配制，分离后的固相暂存于井场内岩屑池（约 1000m3），干化后用于铺垫油区内的井场、道路等；磺化水基泥浆钻井岩屑在现场进行固液分离后，液相回用于钻井液配制，固相暂存于岩屑池内由塔中钻试修废弃物环保处理站运营单位定期拉运至处理站，经“高温氧化”工艺处理满足《油气田钻井固体废弃物综合利用污染物控制要求》（DB65/T3997-2017）后，最终用于铺设服务区域生产的各种内部道路、铺垫井场等；含油废物采用钢制桶装收集后暂存在危废贮存点内，由新疆沙运环保

工程有限公司定期清运并进行处置；生活垃圾集中收集后，拉运至固废场处理；运营期固废包括站场产生的含油废物及工作人员产生的生活垃圾，均能得到妥善处置。通过分类收集和处理，可使其对周围环境的影响降至最小。

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》（GB18597-2023）和《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB18599-2020）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地处理，对环境所造成的影响可以接受。

3.1.3.7 环境风险回顾

塔中Ⅰ号气田生产过程中的风险物质主要包括原油、天然气等，可能发生的风险事故主要为钻井过程中发生的原油泄漏（包括井喷）；油气集输和储运过程中的原油、采出污水的泄漏。根据调查，塔中Ⅰ号气田至今未发生过井喷事故及管线全管径断裂事故，因管线及设备腐蚀老化发生的刺露事故，通过采取有效的环境风险防范和应急措施，使危害影响范围减小到最低程度，未对周边产生较大的影响。本次对油田环境风险防范措施进行了调查，具体如下：

（1）钻井、井下作业事故风险预防措施

①严格遵守钻井和井下作业安全规定，井口安装防喷器及控制装置，井控设备经试压检查合格后方可开钻，运行期间定期检查，确保可靠性。

②井下作业前认真监测地层压力，密切观察油气显示；钻达目的层位前对防喷设施和泥浆加重材料专项验收，井场备足压井材料、重泥浆等防喷器材；每次施工前对高压汇管试压（试压压力大于施工压力 5MPa），施工后探伤并更换不合格汇管。

③井控操作实行持证上岗，各岗位人员经专业培训并明确分工；油气层钻进中每班进行一次防喷演习。

④井场设置明显禁止烟火标志，钻井及电器设备、照明灯具符合防火防爆要求，安装探照灯保障井喷时钻台照明；按消防规定配备灭火器、消防铁锹等器材；定时清除柴油机排气管积炭，排气管出口距井口不少于 15m。

⑤每队配备专职井控工程师，负责日常维护及各阶段井控工作；井喷失控时立

即成立现场抢险组，制定方案并由一人统一指挥；井喷信号发出后，各岗位2分钟内完成关井程序。

⑥注水过程围绕泄漏防控、设备保障和作业规范：定期检测注水管线壁厚和腐蚀情况，更换老化管段，关键点位安装带压力远传的自动截断阀，加强巡护及时处理跑冒滴漏；选用耐腐蚀管材和高质量阀门，做好设备基础防腐，定期检查注水泵、阀门、仪表，开展井筒完整性检测与套管腐蚀排查；放溢流须用回水闸门控制，严禁用生产闸门放压，严格控制溢流量并加强巡检，通过操作规程培训和应急演练，确保异常情况及时发现处置。

经现场调查及资料核查，上述措施已落实。近几年，钻井及井下作业未发生井喷事故，说明井控措施有效。

（2）油气集输事故风险预防措施

①施工质量管控：加强管材与焊接质量检查，不使用不合格产品，严格检验焊缝，杜绝焊接缺陷；建立施工质量保证体系，提高检验人员水平；按验收规范进行水压及密闭性试验，排查母材及焊缝缺陷；选择有经验施工单位，强化全过程监理。

②管线沿线设置永久性标志（里程桩、转角桩、交叉标志和警示牌等），并加强日常管理。

③运行期管道防护：严格控制输送油气性质，定期清管清除积水和污物，减轻内腐蚀；定期实施超声波壁厚检测，对壁厚不达标的管段及时更换，消除爆管隐患。

④安全保护与自动控制：定期检查截断阀、安全阀、放空系统等安全设施，确保超压时安全释放，管道破裂时迅速截断上下游；加强自动控制系统管理，严格控制压力平衡。

⑤巡检与应急管理：加大巡线频次与有效性，发现危害行为及时制止、处理并上报；投产前编制正常、异常及紧急状态的操作与维修手册，培训操作维修人员，考核合格后上岗；制定应急操作规程，明确事故处理步骤、抢修进度及人员安全事项；定期巡视管线并管理警戒标志。

⑥人员意识与设备维护：提高职工安全意识，识别异常状态并采取相应措施；对重要仪器设备建立完善的检查项目和维护方法，按计划维护，建立专门档案（含维护记录），文件齐全。

经核查，上述施工及运行期措施已落实。自上一轮后评价至今，各采油气管理区管道失效事故均及时发现，未造成大面积污染事故，管道失效泄漏的物质为油和废水，泄漏油均按照危废管理办法进行了处置和转移，废水浸润土壤均进行了清理。

（3）站场事故风险预防措施

①火灾危险性相近的设施集中布置并保持防火间距，明火点控制在最少且布置于油气生产区边缘，油气散发场所置于明火或火花点全年最小频率风向的上风侧；爆炸火灾危险区域内的配电设备采用防爆型，并按不同防爆等级采取相应防爆措施。

②建、构筑物及工艺设备、塔架等设置接地装置，必要时加装消雷器，变压器等采用避雷器保护；按规定配齐各类消防设施并定期检查，保持完好可用。

③在可能泄漏易燃易爆介质处设可燃气体检测报警器，及时发现隐患；优化自动化控制系统和紧急停车联锁系统，实行电脑自动监测报警，根据压力变化快速研判风险，及时报告并按合法程序实施事故控制。

塔中Ⅰ号气田隶属于塔里木油田分公司塔中采油气管理区管理，《塔里木油田公司塔中采油气管理区第三联合站突发环境事件应急预案》于2025年7月16日完成备案工作（备案编号653200-2025-271-L）。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 排污许可及自行监测执行情况

（1）排污许可

排污口是否规范，是项目验收的前提条件之一。从评价调查及收集资料可以看出，塔中采油气管理区基本能做到排污口规范化。固体废物、危险废物贮存场所均设置有标志牌，废气排放口、噪声排放口规范化管理较规范，废气监测口的设置、噪声排放口标志牌设置符合国家和自治区的相关要求，并自行开展了相关监测。塔中采油气管理区按照《固定污染源排污许可分类管理名录（2019版）》规定的范围，已对加热炉等固定污染源办理了排污许可证。根据《排污口规范化整治技术要求（试行）》（环监〔1996〕470号）、《<环境保护图形标志>实施细则》（环监〔1996〕463号）、《排污单位自行监测技术指南　总则》（HJ819-2017）、《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），塔中采油气管理区进一步建立完善了自行监测制度及排污口规范化管理制度。2023年4月4日，塔里

木油田分公司塔中采油气管理区申领了排污许可证（证书编号：91652800715549l1XG029U）。

随着国家、自治区环境管理要求的提高，塔中采油气管理区围绕 QHSE 制度体系，逐步健全了环境保护法律法规汇编、建设项目环境管理、污染防治设施运行管理、固体废弃物处置利用管理、环境安全隐患治理与风险管控、环境管理依法合规情况检查与整改等环境管理档案。根据《环境保护档案管理规范 环境监察》（HJ/T295-2006）、《排污单位环境管理台账及排污许可证执行报告技术规范 总则（试行）》（HJ944-2018），塔中采油气管理区建立并完善环境管理文件和档案管理制度，明确责任部门、人员、流程、形式、权限及各类环境管理档案及保存要求等，确保企业环境管理规章制度和操作规程编制、使用、评审、修订符合有关要求。

（2）自行监测

塔里木油田分公司已建立较为完善的环境管理制度，对各二级生产单位清洁生产审核、排污许可执行、例行监测等均实现全覆盖，并保证企业环境信息全公开。

建设单位已根据《排污单位自行监测技术指南 总则》（HJ819-2017）、《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）等要求，对建设项目实际产生的环境污染问题进行了合理的跟踪监测和检验，并对项目建设的污染防治和相关的风险防范对策进行评价。

（3）排污口规范化

根据评价调查及收集资料，塔中采油气管理区基本能做到排污口规范化。固体废物、危险废物贮存场所均设置有标志牌，废气排放口、噪声排放口规范化管理较规范，废气监测口的设置、噪声排放口标志牌设置符合国家和自治区的相关要求进行规范管理，并自行开展了相关监测。

3.1.4 区块污染物排放情况

根据塔中采油气管理区例行监测进行的污染源监测数据及《塔中油气开发部塔中油气田环境影响后评价报告书》，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，塔中I号气田污染物年排放情况见表 3.1-4。

表 3.1-4 塔中Ⅰ号气田污染物排放情况一览表

序号	污染物	排放量（t/a）
废气	SO_2	11.58
	NO_X	142.06
	颗粒物	23.96
	非甲烷总烃	9.46
	H_2S	1.15
废水	COD	0
	氨氮	0
固废	固体废物	0

3.1.5 区块环境问题及“以新带老”改进意见

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，塔中I号气田III区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：

（1）重点场站、储罐、装卸区密封点的 VOC_S 的控制和管理措施不够完善；

（2）信息披露不够规范；

整改方案：

目前存在的问题已纳入塔中采油气管理区 2026 年度整改计划中，已落实到具体的责任部门，并明确了资金来源。建议整改方案如下：

（1）按照国家、地方环保法规、标准，开展 VOCS 排放的日常监测工作，并保证相关监测数据的完整性和有效性；根据《挥发性有机物无组织排放控制标准》要求：对设备与管线组件的密封点每周进行目视观察，检查其密封处是否出现可见泄漏现象；泵、压缩机、搅拌器（机）、阀门、开口阀或开口管线、泄压设备、取样连接系统至少每 6 个月检测一次；法兰及其他连接件、其他密封设备至少每 12 个月检测一次对于直接排放的泄压设备，在非泄压状态下进行泄漏检测。直接排放的泄压设备泄压后，应在泄压之日起 5 个工作日之内，对泄压设备进行泄漏检测设备与管线组件初次启用或检修后，应在 90d 内进行泄漏检测；

（2）健全环境信息披露制度。按照《企业环境信息依法披露管理办法》（生态环境部令第 24 号）及《国家重点监控企业自行监测及信息公开办法（试行）》（环发〔2013〕81 号）、《关于发布〈建设项目竣工环境保护验收暂行办法〉的公

告》（国环规环评〔2017〕4 号）等进行企业相关信息披露。

3.2 现有工程

3.2.1 现有工程概况

本项目加深井、侧钻井 6 口（中 112-1JS 井、中古 461C 井、801-H7C 井、中古 801C 井、中古 8-6C 井、中古 113-H8C 井），已钻井新建采气井场、注水井场、扩建井场 5 口（中古 801-9X 井、中古 801-6X 井、中古 113-H7C 井、中古 111-H1C 井、中古 11-H13 井）；扩建 2 号集气站（扩建进站阀组 1 路及进站阀组改造），扩建 3 号集气站（扩建进站阀组 3 路及站内中压生产分离器液相出口改造，新建自动点火装置 1 套，），扩建中古 441 集油站（扩建外输油泵 1 台）。现有工程介绍中主要针对以上原有工程的现状进行介绍。

（1）中古 2 号集气站

2 号集气站进站有高中压阀组 1 座，站内设置有高压计量/生产分离器各 1 座、中压计量/生产分离器各 1 座、加热炉 1 座、油管路发球筒 1 座、分液罐+放空火炬流程 1 套，加药橇 2 套，目前中压系统运行，高压系统停运，站内设备表详见表 3.1-5。

表 3.1-5 中古 2 号集气站站内设备表

序号	设备名称	设备尺寸	数量	备注
1	高中压阀组	/	1 座	13 路
2	高压计量分离器	DN1000×5000-10MPa	1 座	停运
3	高压生产分离器	DN1400×7306-10MPa	1 座	停运
4	中压计量分离器	DN1000×5000-5.7MPa	1 座	运行
5	中压生产分离器	DN2000×7596-5.7MPa	1 座	运行
6	高中压加热炉（双盘管）	600kw 10MPa	1 座	运行
7	发球筒（中压油）	DN150×4200 5.7MPa	1 座	运行
8	放空分液罐	DN2000×9082 1.0MPa	1 座	运行
9	放空火炬	DN250 H=25m	1 套	运行
10	高压加药间	/	1 套	运行
11	中压加药间	/	1 套	运行

（2）中古 3 号集气站

3 号集气站进站有高中压阀组 1 座，站内设置有高压计量/生产分离器各 1 座、中压计量/生产分离器各 1 座、加热炉 1 座、油管路发球筒 1 座、分液罐+放空火炬

流程 1 套，加药橇 2 套，目前中压系统运行，高压系统停运，站内设备表详见表 3.1-6。

表 3.1-6 中古 3 号集气站站内设备表

序号	设备名称	设备尺寸	数量	备注
1	高中压阀组	/	1 座	
2	高压计量分离器	DN1000×5000-10MPa	1 座	停运
3	高压生产分离器	DN1400×7306-10MPa	1 座	停运
4	中压计量分离器	DN1000×5000-5.7MPa	1 座	运行
5	中压生产分离器	DN2000×7596-5.7MPa	1 座	运行
6	高中压加热炉（双盘管）	600kw 10MPa	1 座	运行
7	发球筒（中压油）	DN150×4200 5.7MPa	1 座	运行
8	放空分液罐	DN2000×9082 1.0MPa	1 座	运行
9	放空火炬	DN250 H=25m	1 套	运行
10	高压加药间	/	1 套	运行
11	中压加药间	/	1 套	运行

（3）中古 441 集油站（3 号集回收站）

中古 441 集油站又名 3 号集回收站，3 号集回收站有进站阀组 1 座，加热炉 1 座、高压分离器 1 座、低压分离器 1 座、三相分离器 1 座、外输泵 1 台、拉油装置 1 套、比邻有 CNG 增压站 1 座，属第三方。该站目前全部为低压运行，自中古 441 集油站低压分离器来气输送至本站闪蒸后，气通过第三方 CNG 增压站（目前处理气量约 11 万方/天，设计处理气量 20 万方/天）后输送至 3 号集回收站高压气管线。站内设备表详见表 3.1-7。

表 3.1-6 中古 3 号集气站站内设备表

序号	设备名称	设备尺寸	数量	备注
1	中低压阀组	/	1 座	
2	中压分离器	DN1000×5000-5.7MPa	1 座	运行
3	低压闪蒸罐	1.76MPa 11m^3	1 座	运行
4	外输泵	200m^3/d H=600m	1 台	运行
5	拉油装置	3 座 50 方罐、装车系统	1 套	
6	CNG 增压站	设计处理气量 20 万方/天	1 座	等三方
7	其他配套设备		1 套	

（4）现有 19 口老井现状

本项目加深井、侧钻井 6 口（中 112-1JS 井、中古 461C 井、801-H7C 井、中古 801C 井、中古 8-6C 井、中古 113-H8C 井），已钻井新建采气井场、注水井场、扩建井场 5 口（中古 801-9X 井、中古 801-6X 井、中古 113-H7C 井、中古 111-H1C 井、中古 11-H13 井），各井的现状情况如下：

表 3.2-1　各井现状情况一览表

序号	名称	井类别	目前井别	现接入站场	开钻时间	完钻时间
1	中古 801-9X 井					
2	中古 801-6X 井					
3	中古 112-1JS 井					
4	中古 113-H7C 井					
5	中古 111-H1C 井					
6	中古 461C 井					
7	中古 801-H7C 井					
8	中古 801C 井					
9	中古 8-6C 井					
10	中古 113-H8C 井					
11	中古 11-H13 井					

3.2.2 现有工程环保手续执行情况

表 3.2-3　现有工程环保手续执行情况一览表

序号	建设内容	环评文件			验收文件			备注
		审批单位	批准文号	批准时间	审批部门	文号	审批日期	
1	塔中I号凝析气田中古 8-中古 43 区块开发建设工程	原新疆维吾尔自治区环境保护厅	新环评价函〔2013〕712 号	2013.8.13	原新疆维吾尔自治区环境保护厅	新环评价函〔2017〕1340 号	2017.8.27	中 112-1JS 井、中古 461C 井、801-H7C 井、中古 801C 井、中古 8-6C 井、中古 113-H8C 井、中 112-1JS 井、中古 461C 井、801-H7C 井、中古 801C 井、中古 8-6C 井、中古 113-H8C 井、中古 2 号集气站、中古 441 集油站、中古 441 集油站

3.2.3 现有工程污染物达标情况

结合现有工程的验收调查结论以及本次环评组现场调查情况，本节分环境要素对现有工程污染物达标情况进行分析。

（1）生态环境影响回顾评价

现有工程占地较小，临时占地和永久占地的影响范围较小，建设项目对该区域生态系统稳定性及完整性的影响不大。永久占地包括各井场、站场占地，工程占地基本为裸土地和未利用地；井场及管线两侧施工迹地正在恢复中，扰动区域内原始植被正在恢复中，植被恢复程度和距管廊的距离成反比。永久占地内地面采取了地面硬化措施，减少了项目区水土流失造成的影响。8口新井施工结束后对场地进行了清理、平整、恢复工作。总体上，现有工程在建设和运营期间基本落实了环评及批复中提出的各项生态环境保护措施。

根据区块历史土壤现状监测结果，监测期间占地范围内的各土壤监测点各项监测因子均满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地土壤污染风险筛选值要求；占地范围外的各土壤监测点各项监测因子均满足《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）中相应类别的土壤污染风险筛选值要求，表明现有工程的开发未对区域土壤环境质量产生明显的污染影响。

（2）水环境影响回顾评价

根据后评价调查结论、验收调查结论及本次调查情况，塔中Ⅰ号气田各个井场采出水按就近原则分配到塔三联合站对油田采出水进行处理，采出水处理达到回注标准后回注到地下油层内。根据验收调查结论，采出水处理系统出水水质可满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）回注水质指标要求，用于油田油层回注用水的处置措施基本有效；井下作业废水产生后拉运至哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站处理，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。

塔中Ⅰ号气田在实施油气开发的过程中基本落实了环评及验收中提出的水环境污染防治措施，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。

在区块验收监测调查期间，将环评阶段地下水环境质量现状监测数据与验收期间进行的地下水环境质量监测数据进行比对，与环评阶段监测数据浮动不大。另外根据本次地下水环境质量监测结果，地下水监测因子除总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物外均满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类标准，石油类满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）III类标准，超标因子与区域水文地质条件有关，反映的是干旱区浅层地下水的共性。与历史监测结果保持一致。

总体来说，油田开发未对当地浅层及主要供水层的地下水环境产生明显不良影响。

（3）大气环境影响回顾评价

根据区块验收监测调查报告及结论，各井场及站场无组织废气厂界监测点非甲烷总烃浓度均满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）中无组织排放监控浓度要求（4.0mg/m^3）；H_2S 排放浓度满足《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）二级标准，项目运行期间未对大气环境造成明显影响。

综上所述，区块在建设和试运行期间基本落实了环评及批复中提出的各项大气环境保护措施，项目运行期间未对大气环境造成明显影响。

（4）声环境影响回顾评价

根据塔中采油气管理区第二轮后评价期间收集的2号集气站、3号集气站、中古441集油站（3号集回收站）2023年~2025年的噪声例行监测报告，各站场四周边界噪声均能满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中的3类标准要求，说明塔中Ⅰ号气田已采取的噪声控制措施治理效果明显，已采取措施基本可行。

（5）固体废物环境影响回顾评价

根据现状调查情况，目前，塔中Ⅰ号气田的危险废物交由轮台县三和源石油技术服务有限责任公司或新疆沙运环保工程有限公司处理，不再委托库车畅源生态环保科技有限责任公司处理。含油类危险废物在收集、贮存、运送、处置过程中，严格执行《危险废物转移管理办法》，并于每月底将转移数量报送当地县级以上生态环境主管部门及油田公司安全环保处备案。

总体来说，区块内已有工程生产活动和生活产生的固体废物基本得到妥善地处

置，没有对周围环境产生重大不利影响。

（6）环境风险环境影响回顾

根据调查，与本项目有关的现有工程至今未发生过井喷事故及管道全管径断裂事故，因管道及设备腐蚀老化发生的刺漏事故，通过采取有效的环境风险防范和应急措施，使危害影响范围减小到最低程度，未对周边产生较大的影响。

3.2.4 现有工程环境问题及“以新带老”改进意见

根据现场调查情况，油区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，但是临时占地处于自然恢复状态，由于工程所在区域气候干旱，水土条件较差，植被恢复情况较差。

具体“以新带老”整改措施如下：

进一步加强塔中Ⅰ号气田生态恢复工作。督促施工单位，对井场临时占地进行恢复，平整施工迹地，回填土与周围地表坡向保持一致。针对固沙草方格加强巡查，发现破损缺失，及时修补。

3.3 拟建工程

3.3.1 项目概况

3.3.1.1 项目名称

项目名称：塔里木塔中I号气田中古8断裂带奥陶系气藏产能建设项目开发调整。

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

塔中Ⅰ号气田中古8区块位于新疆塔里木盆地塔克拉玛干沙漠腹地，行政上隶属于新疆维吾尔自治区阿克苏地区沙雅县、和田地区民丰县，该井区位于塔里木盆地中央隆起塔中低凸起北部斜坡FⅠ19断裂带中古8区块，西邻中古22井区，东接中古10井区，在塔克拉玛干沙漠腹地1#沙漠公路约66km处，塔中1号公路穿越该区，交通便利。地理位置见图3.3-1。

3.3.1.4 建设周期

本项目计划 2026 年 12 月开始施工，2027 年 5 月完工，施工周期 6 个月。

3.3.1.5 项目投资

本项目总投资 38902 万元。

3.3.1.6 劳动组织及定员

本项目由塔里木油田公司塔中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 油气资源概况

3.2.2.1 地层特征

塔中I号气田中古 8 区各井钻遇地层基本一致，自上而下依次为：新生界第三系，中生界白垩系、三叠系，古生界二叠系、石炭系、泥盆系、志留系和奥陶系，缺失中生界侏罗系。目的层为上奥陶统良里塔格组与中奥陶统一间房组，缺失上奥陶统吐木休克组，良里塔格组和一间房组是塔中I号气田中古 8 区油气藏的主要含油层系。

根据钻井地层划分对比，塔中I号气田中古 8 区奥陶系地层自上而下依次划分为上奥陶统桑塔木组（O_3s）、良里塔格组（O_3l）、中奥陶统一间房组（O_2y）及下奥陶统鹰山组（$O_{1\text{-}2}y$），缺失中统吐木休克组（O_3t）。上奥陶统良里塔格组按岩性、电性、地震及层序地层等特征自上而下可划分为良一良三段三个岩性段，中下奥陶统一间房组和鹰山组未细分。塔中I号气田中古 8 区上奥陶统良里塔格组由于地层超覆而未沉积良四段及良五段地层。

3.2.2.2 构造、断裂特征

塔中I号气田中古 8 区处于北部坳陷阿满过渡带边缘，塔中 I 号断裂以北为塔中下斜坡，以南为塔中北斜坡，整体为一相对平缓的平台，平台向北倾斜，平台中部发育近东西向垒带，东部紧邻 II 区发育地堑。

塔中I号气田中古 8 区一间房组主要发育塔中 I 号逆冲断裂、主干走滑断裂、加里东二幕走滑断裂和垒带逆断层四类断裂。发育一组逆断层、八条主干走滑断裂、二组垒带逆断层以及多组北西向加里东二幕断裂；主干走滑断裂切断塔中 I 号逆冲断裂、垒带逆断层。

3.2.2.3 储层特征

塔中I号气田中古 8 区一间房组岩性以亮晶砂屑灰岩为主，其次为泥晶砂屑灰岩；良里塔格组岩性以泥晶灰岩、隐藻泥晶灰岩为主，其次为砂屑灰岩。

塔中I号气田中古 8 区紧邻塔中I号断裂形成了条带状的台地边缘沉积，良里塔格组时期为塔中 I 号台缘带较陡，发育加积型镶边台地，一间房组时期为开阔台地发育大面积的台内滩。良里塔格组台缘砂屑滩生屑滩相互叠置发育，台内良三段南部古地貌高部位发育台内滩，低部位以滩间海为主；一间房组台缘发育以生屑滩、砂屑滩沉积为主，台内开阔台地发育大面积台内滩。

塔中I号气田中古 8 区储层储集空间主要有洞穴、裂缝、孔洞三种类型。根据各种储集空间类型的相互关系及发育程度，储层类型主要有洞穴型、裂缝－孔洞型、孔洞型及裂缝型四种。综合钻、录、测井，酸压，试井、试采多种资料分析，认为塔中I号气田中古 8 区目前完钻井主要钻遇的是串珠状反射特征，储层类型以洞穴型和裂缝孔洞型储层为主。

3.2.2.4 油气物性

①原油性质

拟建项目原油具有“轻质、低粘度、低含硫、低胶质＋沥青质、高含蜡”的特点。

表 3.3-1 原油性质一览表

区块	地面凝析油密度(g/cm^3)(20℃)		动力黏度（mPa.s）（50℃）		凝固点（℃）		含硫量（%）		胶质+沥青质（%）		含蜡（%）	
	范围	平均	范围	平均	范围	平均	范围	平均	范围	平均	范围	平均
良里塔格组	0.73~0.84	0.79	0.38~3.53	1.13	-30~12	-8.82	0~1.1	0.19	0~3.78	0.44	0.1~19.6	8.16
鹰山组	0.72~0.83	0.78	0.4~2.85	1.28	-30~12	-9.69	0~1.1	0.17	0~3.23	0.29	0.1~19.7	6.16

②天然气性质

拟建项目天然气具有“低-中含氮气、中含二氧化碳、高-特高含硫化氢”的特点。

表 3.3-2 天然气性质一览表

区块	相对密度		甲烷（%）		乙烷及其以上（%）		CO_2(%)		N_2(%)		H_2S(%)	
	范围	平均	范围	平均	范围	平均	范围	平均	范围	平均	范围	最大
良里塔格组	0.6~0.87	0.68	58.24~92.67	83.22	1.4~23.32	6.66	0.06~19.55	3.24	0.94~25.59	5.67	0~4.0	4.0
鹰山组	0.56~0.97	0.70	55.3~94.2	81.6	0.57~29.28	8.56	0~22.8	3.46	0.024~35.33	4.58	0~12.4	12.4

③地层水特性

塔中 I 号气田地层水为氯化钙型，密度平均 1.07g/cm^3，氯根平均含量 49200~133000mg/L。

3.3.3 主要技术经济指标

本项目主要技术经济指标见表 3.3-3。

表 3. 3-3　本项目主要技术经济指标一览表

序号	名称	单位	数量	备注
一、建设规模				
1.1	产油规模（最大）	×10^{4}t/a	3.64	2029 年
1.2	产气规模（最大）	×10^{8}Nm^3/a	1.25	2029 年
1.3	注水规模（最大）	×10^{4}m^3/a	10.5	2027 年
1.4	注气规模（最大）	×10^{8}m^3/a	0.15	2029 年
二、消耗指标				
2.1	耗电	×10^{4}kW・h/a	711.42	
2.2	耗气（天然气）	×10^{4}m^3/a	10.48	
三、能耗				
3.1	综合能耗	tce/a	888.28	
3.2	单位产值能耗	kgce/t	6.53	
3.3	电气化率	-	98.43%	
四、占地面积				
4.1	永久占地面积	hm^2	1.92	
4.2	临时占地面积	hm^2	42.526	
五、估算总投资				
5.1	总投资	万元	38902	不含税
5.2	钻井工程费用	万元	26340	不含税
5.3	采气工程	万元	5469	不含税
5.4	地面工程	万元	5742	不含税
5.5	建设期利息	万元	318	不含税
5.6	流动资金	万元	1033	不含税

3.3.4 工程组成

3.3.4.1 主要建设内容

本次工程主要建设内容为钻井工程、井场、站场地面工程建设、油气集输工程、公辅工程、环保工程等，工程组成见表 3.3-4。

表 3.3-4 工程组成一览表

项目	工程组成	具体内容		
产能		新部署 12 口采气井，利用老井 19 口，新增产气量 $1.25\times10^8Nm^3/a$，新增产油量 $3.64\times10^4t/a$。		
主体工程	钻井工程	新钻气井 8 口，其中定向井 1 口：中古 441-8X 井；直井 1 口：中古 11-20 井；加深井 1 口：中 112-1JS 井；侧钻井 5 口：中古 461C 井、801-H7C 井、中古 801C 井、中古 8-6C 井、中古 113-H8C 井。新井（定向井 1 口、直井 1 口）塔标III三开井身结构，加深井 1 口、侧钻井 5 口采用侧一开井身结构，新钻直井完钻井深 6300 米；新钻定向井完钻井深 5750 米；加深井进尺 700 米；侧钻井进尺 500 米~800 米，钻井总进尺 15950m。		
	地面工程	井场工程	新建	新建标准化采气井场 8 座（中古 801-9X 井、中古 801-6X 井、中古 441-8X 井、中古 11-20 井、中 112-1JS 井、中古 113-H7C 井、中古 461C 井、中古 113-H8C 井），井场主要设备包括加热装置（7 台空气源热泵 100kw25MPa，1 台利旧真空加热炉）、放空火炬（卧式）、自动点火装置（带阻火器、爆破片、火焰探测器）；新建注水井场 2 座（中古 11-H13 井、中古 8-6C 井），中古 11-H13 井、中古 8-6C 井先采气生产，后期产能枯竭新建注水井场转注水。
			扩建	中古 111-H1C 井新建 3 井式进站生产、计量阀组 1 座,设计压力 10MPa。中古 801-H7C 井新建 4 井式进站生产、计量阀组 1 座，设计压力 10MPa；中古 461C 井新建 5 井式进站生产、计量阀组 1 座，设计压力 10MPa；中古 8-6C 井、中古 111-H1C 井各新建利旧真空加热炉各 1 台；中古 801C 井等各新建自动点火装置（带阻火器、爆破片、火焰探测器）1 套。
		站场工程		2 号集气站扩建进站阀组 1 路及进站阀组改造；3 号集气站扩建进站阀组 3 路及站内中压生产分离器液相出口改造；中古 441 集油站扩建外输油泵 1 台。
	油气集输工程	管线工程		新建单井采气管线 19.17km，阀组集输管线 16.41km；新建回注管线 2.8km。
	注水工程	中古 11-H13 井、中古 8-6C 井先采气生产，后期产能枯竭新建注水井场转注水，日注水量 300 方。		
	注气工程	本次利旧的 1 口老井（中古 801-1X）采用注氮生产，单井日注氮气量在 5×104m3，中古 801-1X 井注气与塔中采油气管理区现有注气模式保持一致，注氮均采用第三方服务注气（第三方井口制氮+注氮服务注气）		
公辅工程	供水	施工期		主要为生活用水、钻井用水、管线试压用水，由水罐车拉运至施工场地。
		运营期		井场无人值守，运营期无需供水；站场运营期不新增劳动定员，均依托现有管理区工作人员，不新增用水量。
	供热	施工期		项目施工期办公室冬季采用电采暖

		运营期	项目运营期 28 口采气井采用空气源热泵（电加热）加热集输工艺；其余 3 口井（中古 113-H7C、中古 8-6C 井、中古 111-H1C 井）采用真空加热炉加热集输工艺。
	供电	施工期	本工程施工期钻机动力、办公等用电等采用柴油发电机作为电源。
		运营期	项目区现有一条 35kV 架空线路（35kV 串珠西线）。架空线路为塔三联 110kV 变电站 35kV 出线，线号为 35kV 串珠西线，主线路全长约 207km。该架空线路的主干线路线径截面积中古 1 号～145#为 70mm^2，145#~448#为 120mm^2，448#~546#为 70mm^2，开关柜出线 CT 变比为 200/5A。最大负荷峰值为 8000kW（理论最大带载 12000kW）。线路可以满足新增气井生产用电负荷需求。 。
	自控		本项目自控水平与区块油气运维中心已建井场和站场保持一致，站外单井、场站均设有 RTU/DCS 系统，生产数据采用无线+光缆通信方式上传至调控中心，已实现井/站一体化集中管控。
	通信		采用“光缆+交换机”的传输方式，与新建工艺管道同沟敷设 GYTA 光缆至附近井/站场，并在数据接入井场设置交换机，视频数据和生产数据各自通过交换机经不同的纤芯传输，实现数据物理隔离。根据新建、已建工艺管道路走向，新建 12 地埋芯光缆共 30.3km。自控通讯数据传输与油气水介质流向一致，上传至塔三联合站控制系统，最终传至哈得生产调度管理中心。
	道路		井场道路依托已建道路及钻前路，可以满足本项目需要。
	消防工程		塔中 I 号气田最近的消防力量为距本工程井场最远距离约 30km 处的塔三联合站，消防救援力量可在一小时内赶到井场。本次方案新建井场配置一定数量的移动式灭火器等设施。
	防腐保温		站内露空不保温碳钢管道、设备及其它钢构筑物的防腐采用复合型防腐涂料，其组成与结构为：环氧富锌底漆（底层，≥60μm）；环氧云铁中间漆（中间层，≥100μm）；氟碳面漆（面层，≥80μm）；涂层总厚度应≥240μm，表面除锈等级：Sa2.5 级。 本项目站内埋地管道防腐做法与标准化保持一致，对于 DN50 及以上管径的埋地直管管道采用三层 PE 加强级防腐层，其补口防腐应采用聚乙烯热收缩带。站场的阀门、三通等异构件埋地部位的防腐，先采用粘弹体防腐膏填充，平滑过渡后再采用粘弹体防腐胶带+聚丙烯外带进行防腐。站内地上、地下保温管道的防腐推荐采用无机富锌底漆+有机硅高温涂料（耐温 200℃），保温管道外防腐层介质温度在（80~200℃）的管道采用高温环氧酚醛涂料，干膜厚度≥300μm。 本工程计量阀组站及集气站外高压集输、低压集输、低压输油管道采用柔性复合高压输送管，不做外防腐。仅对接头处进行外防腐
环保工程	废气	施工期	施工扬尘采取洒水抑尘、车辆减速慢行、物料苫盖。
			施工地点处于空旷地带，焊接烟尘无组织排放。选择符合排放标准的施工机械和燃料，加强车辆及机械设备维护保养，减少尾气排放。
		运营期	项目采用密闭集输工艺，运营期废气主要为井场、站场逸散的无组织废气，主要为非甲烷总烃。井场设置可燃气体检测报警仪、消防器材、警戒标语标牌，加强密闭管线、阀门检修和维护。

		退役期	退役期大气污染主要为地面设施拆除、封井、井场清理等产生的少量扬尘，采取洒水抑尘措施。
	废水	施工期	施工期钻井废水循环携带出井口，在地面经振动筛分离出来，进入不落地系统，分离后的钻井液循环使用。
			施工期施工人员产生的生活污水排入防渗生活污水池暂存后，定期拉运至沙雅县污水处理厂处理。
			管线试压废水为清洁废水，试压后用作场地洒水抑尘。
		运营期	运营期不新增劳动定员，无新增生活污水。
			采出水输送至塔三联合站污水处理系统处理，井下作业废水采用专用废水回收罐收集后拉运至哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站处理，采出水和井下作业废水达到《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，不外排。
		退役期	退役期井筒清洗产生的清洗废水收集后送至哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站处理。
	噪声	施工期	主要为施工设备产生的噪声，选用低噪声设备，安装基础减振垫，合理安排作业时间。
		运营期	主要为井场、站场作业设备产生的噪声，选用低噪声设备，切合实际地提高工艺过程自动化水平。
		退役期	主要为运输车辆产生的噪声，合理安排作业时间和运输路线。
	固废	施工期	根据目前塔里木油田分公司钻井工程的要求，膨润土-聚合物泥浆钻井岩屑随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，同时石油烃满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中表 2 第二类用地筛选值后，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中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；聚磺钻井岩屑随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，固相转运至塔中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，同时石油烃满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中表 2 第二类用地筛选值后，用于铺垫油区内的井场或道路，不得用于填充自然坑洼。若检测不达标，委托相关有资质单位处置。
			施工人员生活垃圾分类集中收集后，由施工单位委托有资质的第三方环保公司合规处置。
			施工废料首先考虑回收利用，不可回收利用部分收集后拉运至塔中固废填埋场填埋处置。
			施工期土方在施工完毕后用于回填管沟及场地平整，无弃方。

			钻井施工过程中机械检修时会产生少量含油废物，由钻井公司委托区域具有危废处置资质的公司接收处置。
			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，由钻井公司委托区域具有危废处置资质的公司接收处置。
		运营期	主落地原油、废防渗材料和废油桶，经收集后委托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。
		退役期	（1）地面设施拆除、站场清理等工作中会产生废弃管线、废弃建筑残渣，应集中清理收集。管线外运清洗后可回收利用，废弃建筑残渣外运至生态环境主管部门指定建筑垃圾填埋场填埋处理；地面设施拆除、井场清理等工作过程中被原油污染的土壤或油渣等危险固废，交由有资质的单位进行无害化处置，不会对周围环境产生影响。（2）《参照废弃井封井回填技术指南（试行）》（环办土壤函〔2020〕72 号）对完成采油的废弃井封堵，拆除井口装置，最后清理场地，清除各种固体废弃物，自然植被区域自然恢复。（3）运输过程中，运输车辆均加盖篷布，以防止行驶过程中固体废物的散落。
	生态	施工期	施工过程中严格控制施工作业带开挖面积；填埋所需土方充分利用挖方，做到土方平衡，减少弃土；临时堆土防尘网苫盖；草方格固沙；设置限行彩条旗；洒水降尘。
		运营期	管线上方设置标志，定期对井场、站场和管线进行巡查。
		退役期	地面设施拆除、封井和井场清理等工作，恢复原有生态机能。
防渗			井场、站场进行分区防渗。
环境风险			加强风险管理，完善应急预案；定期对井场、站场、管线进行巡视。 施工期设置井控装置防止井漏和油水窜层。运营期管线上方设置标识，定期对管线壁厚进行超声波检查，采气井场、站场设置可燃气体报警仪。
依托工程		塔三联合站	塔中第三联合站设计规模为天然气 $18\times10^8m^3/a$，凝析油 $110.9\times10^4t/a$；设有 1 套天然气处理装置，处理能力为 $550\times10^4m^3/d$；设有凝析油处理装置 1 列，处理规模为 $0.30\times10^4t/d$。设置硫磺回收装置 1 列，处理规模为 109.98t/d，主要采用 MDEA 溶液脱硫、丙烷制冷脱水、CPS 硫磺回收以及燃料气气提的工艺方案，对原料气、凝析油分别进行处理，以达到外输及排放要求。厂内主体工艺装置包括原料气增压站、脱硫装置、脱水脱烃装置、凝析油处理装置、硫磺回收装置及辅助生产设施。
		塔中油田钻试修废弃物环保处理站	塔中油田钻试修废弃物环保处理站位于民丰县北部，塔里木盆地内，是为周边区域油田钻试修过程中产生的固废及废液而建设的，设施的中心坐标为北纬 39°21′53.44"，东经。82°57′33.17"。该项目于 2016 年 11 月 7 日取得新疆维吾尔自治区环境保护厅批复（新环函〔2016〕1626 号），并于 2019 年 1 月 23 日通过自主验收。

	塔中含油污泥资源回收站	塔中含油污泥资源回收站由新疆沙运环保工程有限公司负责管理，其位于沙漠公路西北 67km 处塔中 1 号气田区域，北距塔中 1 号油田公路 8.5km，中心地理坐标为东经 82°57′45.71"，北纬 39°22′3.48"。回收站总占地面积 26460m^2，设计处理含油污泥 8 万 t/a。回收站建设内容主要包括主体工程（含油污泥暂存池、筛分、搅拌、给料、洗涤、压滤设施等）、辅助工程（粗料储存池、值班室等）、公用工程（给排水、供电、供热、供气等）、环保工程（废气治理、废水治理、噪声控制、固废治理等）和依托工程（生活设施）；该项目于 2015 年 12 月 24 日取得新疆维吾尔自治区环境保护厅批复（新环函〔2015〕1431 号），并于 2017 年 3 月 29 日取得新疆维吾尔自治区环境保护厅验收合格的函（新环函〔2017〕471 号）。
	哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站	哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站位于沙雅县东北部，分南北两个站址，其中北站址为污水处理环保站，设施的中心坐标为北纬 41°16′4.16"，东经 83°5′22.07"；南站址为固废处理环保站，设施的中心坐标为北纬 41°10′50.31"，东经 83°5′22.07"。哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站于 2016 年 11 月 7 日取得新疆维吾尔自治区环境保护厅批复（新环函〔2016〕1626 号），并于 2020 年 5 月 4 日塔里木油田分公司通过自主验收。
	塔中固废填埋场	塔中固废填埋场共 10 座填埋池，其中 5 个为生活垃圾填埋池，5 个为一般工业固体垃圾填埋池（建筑垃圾），单个填埋池容积为 2500m^3（50m×25m×2m），总容积 25000m^3。并配套建设渗滤液系统、导排气系统、地下水监控系统。塔中固废填埋场于 2018 年 12 月取得了阿克苏地区生态环境局批复（阿地环函字〔2018〕570 号），并于 2023 年 11 月 27 日塔里木油田分公司通过自主验收。
	沙雅县污水处理厂	沙雅县污水处理厂位于沙雅县西南部。《沙雅县排水改扩建二期工程环境影响报告表》于 2010 年 5 月 14 日取得批复（新环评审函〔2010〕52 号），《沙雅县污水处理厂提标改造工程环境影响报告表》于 2019 年 3 月 12 日取得批复（阿地环函字〔2019〕119 号），2020 年 10 月 10 日进行了自主验收。沙雅县污水处理厂采用“A2/O+MBBR”工艺处理生活污水，处理厂最终出水水质达到《城镇污水处理厂污染物排放标准》（GB18918-2002）中一级 A 标准要求，设计处理规模为 40000m^3/d，目前日接纳 12000m^3/d 废水。

3.3.4.2 总体布局

本项目在塔中 I 号气田中古 8 区部署 31 口采气井（其中 12 口新井、19 口老井）；新建标准化采气井场 8 座；新建注水井场 2 座（中古 11-H13 井、中古 8-6C 井），中古 11-H13 井、中古 8-6C 井先采气生产，后期产能枯竭新建注水井场转注水；扩建 2 号集气站、3 号集气站、中古 441 集油站；新建单井采气管线 19.17km，阀组集输管线 16.41km；新建回注管线 2.8km；配套建设供配电、通信、仪控、结构、防腐、消防等工程。利用老井 19 口无工程量，本次评价只计算产能

（1）集输系统：新建井场采用“新采气井口→集气站（2 号集气站/3 号集气站）→塔三联合站”的布站方式。

（2）注水系统

本工程部署 2 口注水井（中古 11-H13 井、中古 8-6C 井），中古 11-H13 井、中古 8-6C 井先采气生产，后期产能枯竭新建注水井场转注水。

中古 11-H13 井采用“塔三联合站→2 号集气站→单井注水管线→井口”的方式；中古 8-6C 井采用“塔三联合站→单井注水管线→井口”的方式。已建塔三联合站采出水处理能力满足地质注水需求，不需要扩建。采用“来水缓冲→压力除油→两级过滤→外输”的工艺流程。

注气系统：采用“移动注气橇装设备→井口”注气方式，由第三方提供服务。

本工程进站情况见表 3.2-5，工程总体布局图见图 3.3-2。

表 3. 3-5　本工程进站情况一览表

序号	井号	数量	阀组/管线	计量	接入站场
1	中古 11-20	1	新建中古 11-20 井至中古 112 井采气管线	移动计量	2 号集气站
2	中古 113-H7C 侧钻井	1	新建中古 112-2X 井至中古 11-6X 井（中古 113-H7C 井至中古 112-2X 井管线已建，中古 11-6X 井至 2 号集气站管线已建）		
3	中古 112-1JS 加深井	1	依托已建中古 113-H2 井已建管线		
4	中古 113-H8C 侧钻井	1	新建中古 113-H8C 井至中古 8-6C 井至中古 8-7 管线预留接头处采气管线		
5	中古 8-6C 侧钻井	1	新建中古 8-6C 井至中古 8-7 管线采气管线		
6	中古 111-H1C 侧钻井	1	新建中古 111-H1C 井 3 井式阀组（高压依托中古 111-H1C 井线已建，低压依托中古 111-H3C 井已建管线）		
7	中古 461C 侧钻井	1	新建中古 461C 阀组（5 井式），新建中古 461C 阀组至 3 号集气站高压集输管线，新建中古 461C 阀组至中古 46-H1 井低压集输管线	移动计量	3 号集气站
8	中古 441-8X	1	新建中古 441-8X 井至 3 号集气站单井采气管线		
9	中古 801-H7C 侧钻井	1	新建中古 801-H7C 阀组（4 井式），高压管线依托中古 801-H7C 井已建管线，新建中古 801-H7C 阀组至中古 801C 井单井集输管线，并依托中古 801C 井已建单井管线作为集输管线		
10	中古 801-6X	1	新建中古 801-6X 井至中古 801-H7C 阀组单井采气管线		
11	中古 801-9X	1	新建中古 801-9X 井至中古 801-H7C 阀组单井采气管线		
12	中古 801C	1	新建中古 801C 井至中古 801-H7C 阀组单井采气管线		

3.3.4.3 开发指标预测

根据设计资料，中古 8 井区开发调整方案动用干气地质储量：89.15×$10^8$$m^3$，动用凝析油地质储量 381.83×$10^4$t；开发层系奥陶系良里塔格组-鹰山组；开发方式为衰竭式+气水协同；老井利用：19 口；新井部署 12 口（定向井 3 口，直井 1 口，加深井 1 口，侧钻井 7 口）；井网井型：按气藏单元部署，采用不规则井网，井型以“定向井”为主；

单井累产：平均单井累产气 0.48×$10^8$$m^3$，平均单井累产油 1.35×$10^4$t；实现 1.0 亿方稳产 4 年（2028-2031）；方案期末累产气 24.96×$10^8$$m^3$，累产油 59.33×$10^4$t，动用天然气地质储量采出程度 28.00%，凝析油采出程度 15.53%。

中古 8 区块开发方案开发指标预测表（老井+新井）见表 3.3-6。

表 3.3-6　　产量建设方案指标预测表

年份	新钻井	总井	日产气	日产油	日产水	日产液	年产气	年产油	年产水	年产液	年注水	年注气	累产气	累产油	气油比	采出程度
	(口)	(口)	($10^4m^3/d$)	(t/d)	(t/d)	(t/d)	（10^8m^3）	(10^4t)	(10^4t)	(10^4t)	(10^4m^3)	(10^4m^3)	(10^8m^3)	(10^4t)	(m^3/t)	(%)
2026		19	10.3	12.42	8.18	20.6	0.34	0.41	0.27	0.68	15	0	16.86	40.83	8293	18.91
2027	4	23	15.5	38.18	12.12	50.3	0.51	1.26	0.40	1.66	26	0	17.37	42.09	4047	19.48
2028	5	29	32.1	90.91	26.06	117.0	1.06	3.00	0.86	3.86	26	750	18.43	45.09	3533	20.67
2029	2	30	37.9	110.30	49.09	159.4	1.25	3.64	1.62	5.26	24	1500	19.68	48.73	3434	22.08
2030	1	31	37.3	96.67	62.42	159.1	1.23	3.19	2.06	5.25	22	1500	20.91	51.92	3855	23.45
2031	/	31	31.2	72.12	70.91	143.0	1.03	2.38	2.34	4.72	28	1500	21.94	54.30	4328	24.61
2032	/	31	24.9	49.09	81.52	130.6	0.82	1.62	2.69	4.31	30	0	22.76	55.92	5062	25.53
2033	/	31	19.1	33.03	60.30	93.3	0.63	1.09	1.99	3.08	32	0	23.39	57.01	5780	26.24
2034	/	31	15.8	26.36	69.70	96.1	0.52	0.87	2.30	3.17	30	0	23.91	57.88	5979	26.82
2035	/	31	10.9	19.09	60.30	79.4	0.36	0.63	1.99	2.62	28	0	24.27	58.51	5715	27.22
2036	/	31	6.7	10.30	57.58	67.9	0.22	0.34	1.90	2.24	25	0	24.49	58.85	6476	27.47
2037	/	31	10.3	12.42	8.18	20.6	0.34	0.41	0.27	0.68	15	0	16.86	40.83	8293	18.91
2038	/	31	15.5	38.18	12.12	50.3	0.51	1.26	0.40	1.66	26	0	17.37	42.09	4047	19.48
2039	/	31	32.1	90.91	26.06	117.0	1.06	3.00	0.86	3.86	26	750	18.43	45.09	3533	20.67
2040	/	31	37.9	110.30	49.09	159.4	1.25	3.64	1.62	5.26	24	1500	19.68	48.73	3434	22.08

3.3.4.4 主体工程

主体工程包括钻前工程、钻井工程、地面工程、采气工程和油气集输、注水工程和注气工程等，其中地面工程包括井场、站场和管线。

3.3.4.4.1 钻前工程

钻前工程主要进行场地平整和进场道路修建等，施工周期约 10d。本工程新部署 12 口采气井，需进行钻前工程建设为后续钻井提供便利条件。

钻前工程主要建设内容包括钻井区域地表植被清理、场地平整、池体修建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，营地建设主要为地表植被清理、场地平整、撬装房安装、生活污水池开挖等内容；生活营地主要为施工人员提供住宿、日常饮食、厕所等，保障施工人员基本生活需求；配备急救设施，处理突发医疗情况；配备消防设备和应急措施，确保营地安全。具体建设内容及工程量如表 3.3-7 所示。

表 3.3-7　本工程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（100m×140m）	hm^2	16.8	本项目新部署采气 12 口，单个钻井井场规格 100m×140m。
2	钻井平台	--	套	12	新建
3	泥浆不落地装置	—	套	12	新建
4	岩屑池	$1000m^3$	个	12	位于井场内，环保防渗膜+撬装组合钢板池
5	主放喷池	$100m^3$	个	1	位于井场外，测试放喷过程中放喷出来的污水进行集中存放；“环保防渗膜+水泥压边”防渗
6	副放喷池	$100m^3$	个	1	位于井场外，测试放喷过程中放喷出来的污水进行集中存放；“环保防渗膜+水泥压边”防渗
7	放喷管线	2×15m	m	24	井场左右两侧各设置 1 条放喷管线，井喷失控时采用应急放喷池处置
8	生活污水池	$300m^3$	座	12	位于生活营地内，单座生活污水池规格 $300m^3$
	生活营地	--	座	12	单座生活营地规格 $1600m^2$（40m×40m）；人员居住，撬装装置

3.3.4.4.2 钻井工程

（1）井号、井位坐标情况

本工程部署钻井 8 口，其中定向井 1 口：中古 441-8X 井；直井 1 口：中古

11-20 井；加深井 1 口：中 112-1JS 井；侧钻井 5 口：中古 461C 井、801-H7C 井、中古 801C 井、中古 8-6C 井、中古 113-H8C 井。新井（定向井 1 口、直井 1 口）塔标III三开井身结构，加深井 1 口、侧钻井 5 口采用侧一开井身结构，钻井总进尺 15950m。钻井基本情况见表 3.3-8。

表 3.3-8　　各井基本情况统计表

序号	井号	井口坐标		井别	进尺（m）	设计产油（t/d）	设计产气（$10^4m^3/d$）	井型
		X	Y					
1	ZG461C			采气井	700	12	3.7	侧钻井
2	ZG801-H7C			采气井	800	21	3.5	侧钻井
3	ZG801C			采气井	500	13	3.5	侧钻井
4	ZG441-8X			采气井	5750	13	3.9	定向井
5	ZG8-6C			采气井	600	20	3.4	侧钻井
6	ZG11-20			采气井	6300	20	3.8	直井
7	ZG113-H8C			采气井	600	18	3.8	侧钻井
8	ZG112-1JS			采气井	700	22	4.5	加深井

（2）井身结构

本次工程根据油田原有钻井形成的成熟技术，并考虑经济性和采气要求，新井（定向井 1 口、直井 1 口）塔标III三开井身结构，加深井 1 口、侧钻井 5 口采用侧一开井身结构。

①定向井/直井

一开：采用 135/8″钻头钻至井深 1000 米，下 103/4″套管封固上部疏松地层。

二开：采用 91/2″钻头钻至良里塔格组顶以下垂深 4 米中完，下 7″套管封固目的层以上地层。

三开：采用 6″钻头钻至设计井深完钻，筛管完井（31/2″油管筛管支撑）。

②加深井

一开：采用 6″钻头钻至设计井深完钻，筛管完井（31/2″油管筛管支撑）。

③侧钻井

一开：采用 63/4″钻头钻至设计井深完钻，5″套管+筛管完井。

（3）钻井液

①定向井/直井

一开采用膨润土~聚合物体系，防止地表松散地层垮塌；二开上部采用 KCl 聚合物体系，加强包被、低粘切，防阻卡；三叠系底部转化为 KCl 聚磺体系，

加强抑制和封堵，使用合适软化点沥青材料，pH8～9，重点做好泥岩、火成岩井壁稳定，加足润滑剂预防石炭系粘附卡钻；三开采用聚磺体系，优选合适钻揭密度、低粘切控制漏失。井漏后降密度，失返可放开失水（HTHP14mL↑30mL）；失返强钻期间，入井钻井液（或清水、无固相）不再使用碱式碳酸锌；做好硫化氢防护和储层保护，pH9.5～11。

②加深井/侧钻井

一开采用聚磺体系，优选合适钻揭密度、低粘切控制漏失。井漏后降密度，失返可放开失水（HTHP14mL↑30mL）；失返强钻期间，入井钻井液（或清水、无固相）不再使用碱式碳酸锌；做好硫化氢防护和储层保护，pH9.5～11。

（4）固井

①一开

单级固井，采用常规密度水泥浆单级注水泥固井工艺技术，水泥浆返出地面，封固表层易垮塌井段，为下步钻进创造条件。

浆柱结构：密度 1.01~1.03g/cm^3 前置液+密度 1.88g/cm^3 水泥浆。

②二开

根据地层承压能力，优先采用 1.20~1.40g/cm³低密度领浆+1.88g/cm³尾浆单级一次上返固井；针对下套管前循环即发生漏失的井，采用 1.50~1.60g/cm³粉煤灰水泥浆+封隔式分级箍双级固井。

单级固井浆柱结构：密度 1.01~1.03g/cm^3 前置液+1.20~1.40g/cm^3 低密度领浆（10000psi 玻璃微珠）+1.88g/cm^3 尾浆（返至二叠系底部）

封隔式双级固井浆柱结构：一级密度 1.01~1.03g/cm^3 前置液+1.50～1.60g/cm^3 粉煤灰水泥浆+1.88g/cm^3 常规水泥浆，二级密度 1.01～1.03g/cm^3 前置液+1.50～1.60g/cm^3 粉煤灰水泥返出地面（若漏失采用 1.88g/cm3 水泥浆反挤）。

③加深井/侧钻井一开

尾管固井，封固目的层以上井段，为下步钻进创造良好井眼条件。

浆柱结构：前置液（钻井液密度+0.02）+1.88g/cm3 双凝防窜水泥浆封固奥陶系（根据井况优化浆柱结构）。

（5）完井方式

推荐采用打孔筛管完井进行井壁支撑，其中桑塔木组完全封固的井采用

31/2″油管+筛管，桑塔木组未完全封固的井采用 5″及以上套管+筛管，筛管内径不小于 62 毫米。

自然投产和小排量酸化投产井推荐采用 27/8″管柱组合、90S 或 C110 钢级；大排量酸压投产井推荐采用 31/2″管柱组合、C110 钢级。

（6）钻机选型

钻井使用 ZJ70 型以上钻机。

（7）钻井周期

预测新钻直井钻井周期 42 天，钻井完井周期 45 天；新钻定向井钻井周期 50 天，钻井完井周期 53 天；加深井钻井周期 52 天，钻井完井周期 62 天；预测侧钻井完钻井深钻井周期 35 天，钻井完井周期 45 天。

（8）井场平面布置

本工程新钻 12 口采气井，单井钻井总占地面积 14000m^2（100m×140m），永久占地面积 2400m^2（40m×60m），临时占地面积 11600m^2，临时生活营地 1600m^2（40m×40m）。根据标准化井场布置要求，在前场主要布置钻杆、套管等堆存区和值班房、消防房等设施，在右侧布置泥浆罐、泥浆泵、水罐、录井房、砂样房、工程房，在左场布置远控房、大班房、材料房、危险废物暂存间、柴油罐、油品房配电房，在后场布置发电机房等设施。钻屑不落地设施布置在井场内循环罐右侧，与循环罐之间采用排水沟连接。钻井井场布置示意图详见图 3.2-2。

3.3.4.4.1 地面工程

（1）井场工程

①新建采气井场

本项目新建标准化采气井场 8 座（中古 801-9X 井、中古 801-6X 井、中古 441-8X 井、中古 11-20 井、中 112-1JS 井、中古 113-H7C 井、中古 461C 井、中古 113-H8C 井），井场主要设备包括加热装置（7 台空气源热泵 100kw25MPa，1 台利旧真空加热炉）、放空火炬（卧式）、自动点火装置（带阻火器、爆破片、火焰探测器），其中中古 113-H7C 井将标准化空气源热泵替换成利旧真空加热炉 1 台。新建井场工艺流程设计参考油田标准化气井进行设计，采用二级加热节流工艺，将采出混合物外输至阀组/集气站，站内采气树至二级节流阀设计压力为 25MPa，二级节流阀后至外输管道设计压力为 10MPa。

（2）井场改造

中古 111-H1C 井新建 3 井式进站生产、计量阀组 1 座,设计压力 10MPa。中古 801-H7C 井新建 4 井式生产、计量阀组 1 座，设计压力 10MPa。中古 461C 井新建 5 井式生产、计量阀组 1 座，设计压力 10MPa；中古 8-6C 井、中古 111-H1C 井各新建利旧真空加热炉各 1 台；中古 801 井新建自动点火装置（带阻火器、爆破片、火焰探测器）1 套。

②新建注水井场

新建生产井转注水井场 2 座（中古 11-H13 井、中古 8-6C 井），不新增占地，单座注水井场安装注水装置一套，井场现有采气装置拆除。

（2）站场工程

①中古 2 号集气站扩建

2 号集气站进站有高中压阀组 1 座，站内设置有高压计量/生产分离器各 1 座、中压计量/生产分离器各 1 座、加热炉 1 座、油管路发球筒 1 座、分液罐+放空火炬流程 1 套，加药橇 2 套，目前中压系统运行，高压系统停运。目前中古 2 号集气站当前处理量为气 $2.6\times10^4m^3/d$，液 5.3t/d。

目前 2 号集气站进站阀组为 16 井，已接入 16 口单井，不满足本工程部署采气井接入，故本次在 2 号集气站扩建进站阀组 1 路及进站阀组改造，扩建后算 2 号集气站设备满足新井接入需求。中古 2 号集气站流程框图 3.3-4。

②中古 3 号集气站扩建

3 号集气站进站有高中压阀组 1 座，站内设置有高压计量/生产分离器各 1 座、中压计量/生产分离器各 1 座、加热炉 1 座、油管路发球筒 1 座、分液罐+放空火炬流程 1 套，加药橇 2 套，目前中压系统运行，高压系统停运。中古 3 号集气站当前处理量为气 $2.16\times10^4m^3/d$，液 0t/d。

目前 3 号集气站进站阀组为 12 井，已接入 12 口单井，本次新增处理量 3 井，不满足本工程部署采气井接入，故本次在 3 号集气站扩建进站阀组 3 路及站内中压生产分离器液相出口改造，扩建后算 3 号集气站设备满足新井接入需求。中古 2 号集气站流程框图 3.3-5。

③中古 441 集油站（3 号集回收站）

中古 441 集油站又名 3 号集回收站，3 号集回收站有进站阀组 1 座，加热炉 1 座、高压分离器 1 座、低压分离器 1 座、三相分离器 1 座、外输泵 1 台、拉油装置 1 套、比邻有 CNG 增压站 1 座，属第三方。该站目前全部为低压运行，自中古 441 集油站低压分离器来气输送至本站闪蒸后，气通过第三方 CNG 增压站（目前处理气量约 11 万方/天，设计处理气量 20 万方/天）后输送至 3 号集回收站高压气管线。

本次在中古 441 集油站（3 号集回收站）扩建外输油泵 1 台（水平注水泵）、蓝氏过滤器（DN80 4.0MPa）、抗硫球阀（DN80 PN63）、抗硫止回阀（DN80 6.3MPa）等设备。中古 441 集油站（3 号集回收站）工艺流程图 3.3-6。

（3）井场、站场主要工程及设备

表 3.3-9　井场、集气站主要工程及设备一览表

序号	项目	单位	数量	备注
一	单座气井井场（共 8 座，以下为单口井工量） 其中：7 口井采用 CO_2 空气能加热装置（新购），中古 113-H7C 井利旧 46-H1 井加热炉。			
1	设备			
1.1	CO_2 空气能加热装置 100kw 25MPa	座	1	
1.2	自动点火装置 1.6MPa（带阻火器、爆破片、火焰探测器）	套	1	
2	阀门			
2.1	高压齿轮传动球阀 Q347Y DN80 Class1500 A105（抗硫）	套	3	
2.2	高压齿轮传动球阀 Q347F DN50 Class1500 A105（抗硫）	套	2	
2.3	高压手动球阀 Q47Y DN50 PN100 A105（抗硫）	套	3	
2.4	高压手动球阀 Q47Y DN80 PN100 A105（抗硫）	套	1	
2.5	高压手动截止阀 FJ41Y DN50 Class1500 A105（抗硫）	套	1	
2.6	高压手动截止阀 FJ41Y DN50 PN100 A105（抗硫）	套	1	
2.7	高压手动截止阀 SLJ41Y DN15 Class1500 A105（抗硫）	套	1	
2.8	高压手动截止阀 SLJ41Y DN15 PN100 A105（抗硫）	套	1	
2.9	抗硫高密封取样用内螺纹截止阀 KGMQJ11F/HDN15 Class1500 A105（抗硫）	套	2	
2.10	高压安全阀 A42Y DN50×80Class1500xPN16SP:23MPaWCB（抗硫）	套	1	

2.11	高压安全阀 A42Y DN50×80PN100xPN16SP:9.9MPaWCB（抗硫）	套	1	
3	管材			
3.1	无缝钢管 L245NSPSL2GB/T9711	m	46	
3.2	无缝钢管 Q345EGB/T6479	m	123	
4	管件	批	1	
二	井场改造（新建阀组部分）			
1	中古 111-H1C 井（新建 3 井式阀组）			
1.1	抗硫固定球阀 KQ347F-100DN80	套	19	其中 12 个利旧
1.2	抗硫固定球阀 KQ347F-100DN100	套	2	
1.3	抗硫止回阀 DN10010MPa	套	3	
1.4	无缝钢管 D114.3×9L245NS 配套保温、电伴热（40w）、玻璃丝布等	m	20	
1.5	无缝钢管 D89×8L245NS 配套保温、电伴热（40w）、玻璃丝布等	m	50	
2	中古 801-H7C 井（新建 4 井式阀组）			
2.1	抗硫固定球阀 KQ347F-100DN80	套	24	
2.2	抗硫固定球阀 KQ347F-100DN100	套	2	
2.3	抗硫止回阀 DN10010MPa	套	4	
2.4	无缝钢管 D114.3×9L245NS 配套保温、电伴热（40w）、玻璃丝布等	m	60	
2.5	无缝钢管 D89×8L245NS 配套保温、电伴热（40w）、玻璃丝布等	m	80	
3	中古 461C 井（新建 5 井式阀组）			
3.1	抗硫固定球阀 KQ347F-100DN80	套	29	
3.2	抗硫固定球阀 KQ347F-100DN100	套	2	
3.3	抗硫止回阀 DN10010MPa	套	5	
3.4	无缝钢管 D114.3×9L245NS 配套保温、电伴热（40w）、玻璃丝布等	m	50	
3.5	无缝钢管 D89×8L245NS 配套保温、电伴热（40w）、玻璃丝布等	m	80	
4	单井改造（中古 111-H1C 井、中古 8-6C 井、中古 801 井）			
4.1	中古 111-H1C 井利旧中古 11-H11 井加热炉(42MPa）	台	1	
4.2	中古 8-6C 井利旧中古 801-H2 井加热炉(42MPa）	台	1	
4.3	中古 801 井新建自动点火装置（带阻火器、爆破片、火焰探测器）	套	1	
三	2 号集气站改扩建			
1	1 路进站阀组			

2	抗硫电动有导流孔平板闸阀 DN10010MPa（由自控专业配套电动执行机构）	套	2	
3	抗硫平板闸阀 DN10010MPa	套	4	
4	抗硫平板闸阀 DN5010MPa	套	1	
5	抗硫节流截止放空阀 DN5010MPa	套	1	
6	抗硫止回阀 DN10010MPa	套	1	
7	L245NSPSL2（抗硫）无缝钢管（夏比冲击试验-20℃）	m	120	
四	3 号集气站改扩建			
1	3 路进站阀组			
2	抗硫电动有导流孔平板闸阀 DN10010MPa（由自控专业配套电动执行机构）	套	6	
3	抗硫孔平板闸阀 DN10010MPa	套	12	
4	抗硫平板闸阀 DN5010MPa	套	3	
5	抗硫节流截止放空阀 DN5010MPa	套	3	
6	抗硫止回阀 DN10010MPa	套	3	
7	球阀 Q41Y-40DN80	套	1	
8	L245NSPSL2（抗硫）无缝钢管（夏比冲击试验-20℃）	m	240	
五	中古 441 集油站（3 号回收站）			
1	外输油泵（250m³/d 出口压力 4.0MPa）			
2	蓝氏过滤器 DN804.0MPa			
3	抗硫球阀 DN80PN63			
4	抗硫止回阀 DN806.3MPa			
5	L245NSPSL2（抗硫）无缝钢管（夏比冲击试验-20℃）	m	50	

3.3.4.4.2 集输工程

本工程新建各类集输管道 38.38km，其中新建单井采气管线 19.17km，阀组集输管线 16.41km；新建回注管线 2.8km。本工程管线工程主要设备设施一览表见 3.3-10。本工程总体布局见图 3.3-12。

表 3.3-10　　集输工程主要工程内容表

工程内容	起点	终点		规格	单位	数量	管道材质
采气管线	中古 801-9X 井	中古 801-H7C 阀组		RF-Q-I-80-10	km	1.7	柔性复合管
	中古 801-6X 井				km	3.8	
	中古 801C 井				km	1.51	
	中古 11-20 井	中古 112 井	采用串接已		km	1.73	

	中古 112-2X 井	中古 11-6X 井	建单井后依托已建管线进站		km	1.9	
	中古 8-6C 井	中古 8-7 井			km	4.92	
	中古 113-H8C 井	中古 8-6 井路口预留阀门			km	0.4	
	中古 441-8X 井	3 号集气站			km	3.2	
集输管线	中古 801-H7C 阀组	3 号集气站		RF-Q-I-100-10	km	1.51	柔性复合管
	中古 461C 阀组	3 号集气站		RF-Q-I-100-10	km	9	
	中古 461C 阀组	中古 46-H1 井		RF-Q-I-100-6.4	km	5.9	
注水管线	2 号集气站	中古 11-H13 井		D88.9x6.5	km	0.8	修复油管 C110
	塔三联合站	中古 8-6C 井		D88.9x6.5	km	2	

3.3.4.4.2 采气工程

推荐自喷采气为主，后期有排液需求时，采气井采用柱塞气举，排水井采用油管气举阀气举工艺。方案区单井自喷能力差异大，老井转气举时间为 0.3~6 年；基于地质指标预测结果，部分新井投产 7 年后，井口压力将降至 2MPa 以下，不满足自喷生产，需配备相应举升工艺。

气举采气工艺：通过软件模拟，新井设计 5 级气举阀，最大气举深度 4179m，气举注气压力 8.9MPa，气举气量 1.38 万方/天，可满足油藏配产（日产水 8 方、日产油 16 方、日产气 3.6 万方）需求，单井可根据实际情况进行针对性设计。

若自喷周期预测在 3 年以内的新井，推荐新井采用自喷-气举一体化管柱完井；若自喷周期大于 3 年，则后期采用转气举作业。

3.3.4.4.3 注水工程

本工程共部署注水井 2 口，分别为中古 11-H13、中古 8-6C，其中中古 11-H13 井预计 2027 年进行转注，注水周期为 3 年，中古 8-6C 预计 2032 年进行转注，注水周期为 3 年。

（1）注水水量

根据开发方案，中古 11-H13、中古 8-6C 两口注水井预计注水量均为 300m³/d，注水压力约为 25MPa。

（2）注水水源

注水水源为塔三联，塔三联配置输水泵 2 台（单台流量 960m³/d，扬程 600 米）。根据水量预测，2032-2034 年（3 年注水周期），塔三联日产水约为 450m³，

本次部署中古 8-6C 井配注 300m³/d，可满足注水需求。其余产水通过已建管道输送至 2 号集气站分水后输至中古 11-H13（本次部署）、塔中 40-9、中古 21-H4C、塔中 40-H29、中古 11-H8 进行回注。

（3）注水水质

回注水水质指标执行《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、《气田水注入技术要求》SY/T6596-2016 及 Q/SY01004-2016《气田水回注技术规范》。

（4）回注工艺

注水工艺：管柱及井口设计：方案设计老井转注水 2 口，原则上优先利用原井管柱和井口，老井经评估合格后开展注水作业。

注水方式：采用油管内注水方式。

注水井井场平面布置图见图 3.3-11。

3.3.4.4.4 注气工程

本次拟在塔中 I 号气田中古 8 区部署及注气井 1 口（中古 801-1X 井），单井日注氮气量在 $5\times10^4m^3$。根据预测指标，注氮规模最大在 2029 年、2030 年、2031 年，为 $1500\times10^4m^3/a$，注气压力为 10~34MPa。

中古 801-1X 井注气与塔中采油气管理区现有注气模式保持一致，注氮均采用第三方服务注气（第三方井口制氮+注氮服务注气）

注气工艺设计：油管正注，氮气纯度不低于 99.2%

管柱及井口设计：转注气井管柱校核满足方案注气要求时，可在保证第一屏障完整的前提下利用原井管柱和井口；需更换管柱及井口时参照完井管柱及完井井口设计部分进行配置

注气方式：采用油管内无水工况注气方式。

气质要求：氮气纯度不低于 99.2%或氧气含量不高于 0.8%，水露点要求参照《驱油用减氧空气》执行。

3.3.4.5 配套工程

3.3.4.5.1 给排水工程

施工期用水由罐车拉运，运营期不消耗新鲜水。

施工期废水主要为生活污水、钻井废水、管线试压废水。钻井废水与钻井泥浆、岩屑一同进入不落地系统进行分离处理，分离后的液相回用于钻井液配制，不外排；工程结束由钻井队回收。管道试压采用洁净水，试压结束后用于洒水抑尘；生活污水排入防渗生活污水池，定期拉运至沙雅县污水处理厂处理。运营期工作人员内部调配，无生活污水产生。生产废水主要为采出水和井下作业废水。采出水输送至塔三联合站污水处理系统处理，井下作业废水采用专用废水回收罐收集后拉运至哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站处理，不外排。

3.3.4.5.2 供配电工程

2 号集气站，3 号集气站，中古 441 集油站目前外部电力线路，满足本项目新增用电负荷接入需求，无需新建外部电力线路；本项目仅考虑单井供电方案，引接处设隔离开关。

（1）2#集气站周边单井供电方案

中古 11-20 井、中古 112-1JS 井场位于 2#集气站周边，中古 11-20 井场距离 35kV 串珠西线距离大于 10km，新建线路仅考虑生产用电，1 座标准化采气井场，新建外电线路就近引接已建的 10kV 甲线，T 接线路导线采用 JL/G1A-70/10 型钢芯铝绞线，线路全长 0.5km；中古 112-1JS 井场线路已建，更换变压器为 160。

（2）3#集气站周边单井供电方案

中古 441-8X 井场距离 35kV 串珠西线距离大于 10km，新建线路仅考虑生产用电，1 座标准化采气井场，新建外电线路就近引接已建的 10kV 甲线，T 接线路导线采用 JL/G1A-70/10 型钢芯铝绞线，线路全长 0.92km。

（3）串珠东线主线周边单井供电方案

中古 801C 井，中古 801-9X 井，中古 801-H7C 井，中古 801-1X 井、中古 801-6X 井、中古 461C 井位于串珠东线主线周边。本次建设串珠东线复线一支线 3.7km，中古 801C 井，中古 801-9X 井，中古 801-H7C 井，中古 801-1X 井分别 T 接至该支线；建设中古 801-6X 井 0.4km 线路 T 接至 35kV 串珠东线复线；建设中古 461C 井 2.3km 线路 T 接至 35kV 串珠东线复线。

表 3.3-11　　各单井线路长度表

序号	站场名称	35kV 架空线长度（km）	备注
1	中古 801-6X 井	0.4	生产

2	中古 801C 井	0.95	生产
3	中古 801-9X 井	0.2	生产
4	中古 461C 井	2.3	生产
5	中古 441-8X 井	0.92	10kV 线路仅生产
6	中古 801-1X 井	2.4	注气和生产
7	中古 11-20 井	0.5	10kV 线路仅生产
8	中古 112-1JS 井	换 160kVA 变压器	原变压器 50kVA
9	中古 11-13H 井	换 160kVA 变压器	原变压器 50kVA
10	串珠东线复线一支线	3.7	主干线
合计		35kV 线路 9.95km/10kV 线路 1.42km	

3.3.4.5.3 自控工程

塔里木油田分公司已经建设了覆盖塔里木油田地面生产各环节的物联网系统，各采油气管理区采用油气生产物联网无人值守系统为核心的生产管理模式，塔中采油气管理区站外单井、场站均设有 RTU/DCS 系统，生产数据采用无线+光缆通信方式上传至调控中心，已实现井/站一体化集中管控，生产数据自动采集率 100%、中小型站场无人值守 100%、联合站有人值守无人操作。本项目自控水平与塔中采油气管理区已建井场和站场保持一致。

（1）中古 8 井区共 8 口井实施标准化井场新建，其中含新井 4 口：中古 11-20 井、中古 801-9X 井、中古 801-6X 井、中古 441-8X 井；侧钻井 3 口：中古 113-H7C 井、中古 461C 井、中古 113-H8C 井；加深井 1 口：中古 112-1JS 井。上述 8 口井新建井场流程均执行《塔里木油田单井标准化设计（2025 年版）》碳酸盐岩气井-I 型加热节流型标准。井场配套设置远传压力、温度检测仪表、一体式安全截断装置、电动角式节流阀及可燃、有毒气体探测器；空气源热泵、RTU 系统、点火控制盘等控制信号统一接入新建 RTU 控制系统，配套敷设控制电缆及连接辅材。

（2）中古 111-H1C 井新建 3 井式阀组、新建 1 台电动角式节流阀、利旧真空加热炉 1 台。

新建 3 井式阀组配套设置温度远传仪表、压力远传仪表、硫化氢探测器等检测设备，配套敷设控制电缆及连接辅材，新增仪表信号接入站场既有 RTU 系统。电动角式节流阀信号上传至既有 RTU，敷设控制电缆及连接辅材。利旧真空加热炉 1 台，补齐加热炉缺失远传温度、压力、液位变送器。敷设 PLC 控制电缆

及连接辅材，设备信号上传站场既有 RTU 系统。

（3）中古 801-H7C 井新建 4 井式阀组，新建 4 井式阀组配套设置温度远传仪表、压力远传仪表、硫化氢探测器等检测设备，配套敷设控制电缆及连接辅材，新增仪表信号接入站场既有 RTU 系统。

（4）中古 461C 井新建 5 井式高低压进站阀组 1 座，5 井式高低压进站阀组配套设置温度远传仪表、压力远传仪表、硫化氢探测器等检测设备，配套敷设控制电缆及连接辅材，新增仪表信号接入站场新建 RTU 系统。

（5）扩建部分：

①2 号集气站新建 1 路进站阀组，配套压力变送器、压力表、温度计及电动切断阀；配套敷设控制电缆及连接辅材，已建 RTU 系统扩容工程量。2 号集气站中压生产分离器 2 台双法兰液位变送器出现膜片鼓包故障，液位测量精度异常，予以整体更换，电缆利旧；高压生产分离器液相切断阀 202MV111 阀座磨损密封不严，介质内漏，更换抗硫电动球阀阀座。

②3 号集气站新建 3 路进站阀组，配套压力变送器、压力表、温度计及电动切断阀；配套敷设控制电缆及连接辅材，已建 RTU 系统扩容工程量。3 号集气站高压生产分离器 D20402（203LT103/104）、中压生产分离器 D20404（203LT107/108）双法兰液位变送器均存在膜片鼓包、测量不准问题，统一更换新设备，电缆利旧。3 号集气站增加安装等离子火炬 1 套；配套敷设控制电缆及连接辅材，已建 RTU 系统扩容工程量。

③中古 441 集油站扩建外输油泵 1 台，泵出口新增压力变送器、电动开关阀，有毒气体探测器。

④中古 8-6C 井利旧真空加热炉 1 台，补齐利旧加热炉缺失远传温度、压力、液位变送器。敷设 PLC 控制电缆及连接辅材，设备信号上传站场新建 RTU；新增电动角式节流阀 1 套，配套敷设控制电缆及连接辅材，仪表采集信号接入站场新建 RTU 系统。利旧注水泵 1 台，水罐 1 座，配套敷设控制电缆及连接辅材，仪表采集信号接入站场新建 RTU 系统。

⑤中古 801C 井新建自动点火装置 1 套，配套阻火器、爆破片、火焰探测器；同步建设点火装置 PLC 控制系统，敷设配套控制电缆及连接辅材，装置采集信

号接入站场新建 RTU 系统。本井利旧原有真空加热炉 1 台，补齐利旧加热炉缺失远传温度、压力、液位变送器；敷设 PLC 控制电缆及配套辅材，炉体监测信号统一上传至站场新建 RTU 系统。

⑥中古 113-H7C 井利旧真空加热炉 1 台，补齐利旧加热炉缺失远传温度、压力、液位变送器。敷设 PLC 控制电缆及连接辅材，设备信号上传站场原有 RTU。

⑦中古 11-H13 井利旧注水泵 1 台，水罐 1 座，配套敷设控制电缆及连接辅材，仪表采集信号接入站场既有 RTU 系统。

⑧2 号集回收站泵更换进口管线质量流量计。

（6）新建采气井场由井口地面安全控制系统采用远程终端装置 RTU（RTU—RemoteTerminalUnit），实现无人值守、无人操作的自控水平。RTU 数据通过光纤传输至塔三联合站 SCADA 系统集中监控，实现有人值守、远程控制的自控水平。塔三联合站已建 1 套 SCADA 系统，对各新建井场实施远距离的数据采集、监视控制、安全保护和统一管理，调度中心可实现总体调度指挥命令下达、集中管理、优化运行参数、气量调整等功能。

3.3.4.5.4 通信工程

本工程 8 座单井采用光缆进行数据的传输。各新建采气井场 RTU 机柜内设置 2 套网管型工业以太网二层交换机（4 光 8 电），分别用于传输自控生产数据和视频数据；新建单井根据实际情况，采用星型或链式结构接入附近阀组或单井后，采用星型结构组网接入集气站。

本工程新建单井集输支线光缆采用 GYTA-53-12B1.3 型 12 芯光缆其中视频数据和仪表数据分别占用 2 芯，剩余 8 芯为其他业务做预留。新建光缆情况如下：

（1）中古 11-20 井新建 12 芯铠装地埋光缆接入中古 112 井，长度约 1.9km；

（2）中古 801-9X 井新建 12 芯铠装地埋光缆接入中古 801-H7C 阀组；长度约 1.9km；

（3）中古 801-6X 井新建 12 芯铠装地埋光缆接入中古 801-H7C 阀组；长度约 4.2km；

（4）中古 441-8X 井新建 12 芯铠装地埋光缆接入 3 号集气站；长度约 3.5km；

（5）中古 113-H8C 井新建 12 芯铠装地埋光缆搭接接入中古 8-7 井；长度约

0.7km；

（6）中古 8-6C 井新建 12 芯铠装地埋光缆接入中古 8-7 井。长度约 5.3km；

（7）中古 801C 井新建 12 芯铠装地埋光缆接入中古 801-H7C 阀组；长度约 1.7km；

（8）中古 112-2X 井新建 12 芯铠装地埋光缆接入中古 11-6X 井；长度约 2.1km；

（9）中古 461C 阀组新建 12 芯铠装地埋光缆接入 3 号集气站；长度约 9km。

本工程光缆采用 GYTA53-12B1.3 光缆，G.652D 光纤。走向与工艺管道一致，埋地光缆与工艺管道管沟底部平齐，光缆位于工艺管道介质流向的右侧，与工艺管道的最小水平净距不小于 0.3 米。与管沟壁最小水平净距不小于 0.1 米。光缆采用单独埋地敷设方式时，光缆埋深≥-0.8m，沟底宽度 200mm。施工时先在沟底埋放 10cm 细土作为垫层，光缆放置于细土垫层上再埋放 10cm 细土覆盖后才可以进行原土回填。

3.3.4.5.5 消防工程

气田最近的消防力量为距本项目井场最远距离约 30km 处的塔三联合站，消防救援力量可在一小时内赶到井场。根据《石油天然气工程设计防火规范》（GB50183-2004），本次新建站场均属于五级站场，可不设消防给水设施。根据《建筑灭火器配置设计规范》（GB50140-2005）的有关要求及消防设施完备情况，对可能发生火灾的各类场所，根据其火灾危险性、区域大小等实际情况，分别设置一定数量不同类型、不同规格的移动式灭火设备，以便及时扑灭初期零星火灾，同时依靠附近的消防站可作为外部依托。

根据《石油天然气工程设计防火规范》GB50183-2004 规定，本项目采气井场可不设消防给水设施，配置一定数量的移动式器材以便及时扑救初期零星火灾。发生火灾时，依托就近的消防救援力量赶来扑救。本项目灭火器配置如下。

表 3.3-12 单座井场灭火器配置一览表

区域	危险等级	K	保护面积（m^2）	型号	单具灭级别	数量	最小配备灭火级别	配备灭火级别
新建单井灭火器配置								

区域	危险等级	K	保护面积（m^2）	型号	单具灭级别	数量	最小配备灭火级别	配备灭火级别
井口	B、C 类严重危险级	1	-	MF/ABCE8	144B	2	-	288B
工艺装置区	B、C 类严重危险级	1	300	MF/ABCE8	144B	6	600B	864B
设备间	E 类	1	21.12	MT/BE7	55B	2	28.16B	110B
变压器	E 类	1	2.5	MT/BE7	55B	2	3.4B	110B
焚烧池	C 类	1	40	MF/ABCE8	144B	2	80B	288B

3.3.4.5.6 防腐保温

1.工艺站场防腐保温

1）不保温设备、管道

站内露空不保温碳钢管道、设备及其它钢构筑物的防腐采用复合型防腐涂料，其组成与结构为：

----环氧富锌底漆（底层，≥60μm）；

----环氧云铁中间漆（中间层，≥100μm）；

----氟碳面漆（面层，≥80μm）；

涂层总厚度应≥240μm，表面除锈等级：Sa2.5 级。环氧富锌底漆、环氧云铁中间漆及氟碳面漆应符合《石油天然气站场管道及设备外防腐层技术规范》（SY/T7036-2016）中的有关规定。

2）埋地不保温管道

本项目站内埋地管道防腐做法与标准化保持一致，对于 DN50 及以上管径的埋地直管管道采用三层 PE 加强级防腐层，其补口防腐应采用聚乙烯热收缩带。

站场其他埋地管道推荐采用无溶剂型液体环氧防腐（厚度≥600μm），实干后再外缠聚丙烯增强编织纤维防腐胶带（胶带厚度≥1.0mm，搭接宽度为带宽的 55%）加强防腐，以提高抗水气渗透和保证防腐层的完整性。表面除锈等级：Sa2.5 级。

立管出土管段地面上下各 200mm 范围内，在原防腐层基础上再缠绕一层铝箔胶带（胶带厚度为 1.0mm，搭接宽度不小于 25mm），作耐紫外线处理。

无溶剂环氧树脂涂料应符合《埋地钢质管道液体环氧外防腐层技术标准》SY/T6854-2012 的有关规定。聚丙烯增强编织纤维防腐胶带的性能指标应符合《石油天然气站场管道及设备外防腐层技术规范》(SY/T7036-2016)中表 5.1.4-2 的要求。铝箔胶带应符合《石油天然气站场管道及设备外防腐层技术规范》（SY/T7036-2016）中表 5.1.4-10 的要求。

3）保温管道

站内地上、地下保温管道的防腐推荐采用耐高温环氧酚醛涂料，干膜厚度≥300μm。环氧酚醛涂料应符合《石油天然气站场管道及设备外防腐层技术规范》（SY/T7036-2016）中的有关规定。

根据《塔里木油田地面工程标准化设计统一技术规定》的要求，站内地上保温电伴热管道采用“防爆自调控电热带+复合硅酸盐管壳+玻璃丝布缠绕+外涂氟碳涂料面漆”的保温方式，复合硅酸盐管壳的厚度 50mm。每 300mm 用镀锌钢丝捆扎 2 道。阀门保温要求采用“防爆自调控电热带+憎水型复合硅酸盐保温板+玻璃丝布缠绕+外涂氟碳涂料面漆”的保温方式，憎水型复合硅酸盐保温板厚度 50mm。保温层外部缠绕玻璃布。玻璃布应缠绕均匀、密实，玻璃布搭接宽度≥55%。站内埋地保温管道采用硬质聚氨酯泡沫夹克作为管道的保温防护层，其中管道的保温层采用聚氨酯泡沫塑料（厚 40mm）；管道的防护层采用聚乙烯黄夹克（厚 3mm）。

2.站外管道防腐保温

本项目单井管线采用修复油管，只做保温，保温结构为：聚氨酯泡沫塑料保温层+聚乙烯外防护层+端面防水帽。保温管预制、材料性能指标、质量检验见《埋地钢质管道防腐保温层技术标准》（GB/T50538-2010），单管预制合格后两端加防水帽。

本项目计量阀组站外高压集输、低压集输、低压输油管道采用柔性复合高压输送管，不做外防腐。仅对接头处进行外防腐。柔性复合高压输送管管线在试压合格并卸除内部压力后，正式回填之前，柔性复合管的金属接头处应做防腐处理，柔性复合管的金属接头处应做防腐处理，接头防腐采用无溶剂液体环氧（厚度≥600μm），无溶剂液体环氧应符合《埋地钢质管道液体环氧外防腐层

技术标准》SY/T6854-2012 的有关规定。

柔性复合管保温采用橡塑保温棉（厚度≥30mm）保温，现场包覆柔性复合管，并采用聚酯薄膜包覆。

3.3.4.5.7 道路工程

随着塔中 I 号气田的不断开发，油田内道路不断增多，形成更紧密的路网，内部道路配套完善，主要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。本工程不新增道路，均依托现有道路及钻前道路。

3.3.4.6 依托工程

3.3.4.6.1 塔三联合站

（1）基本情况

塔中第三联合站设计规模为天然气 $18\times10^8m^3/a$，凝析油 $110.9\times10^4t/a$；设有 1 套天然气处理装置，处理能力为 $550\times10^4m^3/d$；设有凝析油处理装置 1 列，处理规模为 $0.30\times10^4t/d$。设置硫磺回收装置 1 列，处理规模为 109.98t/d，主要采用 MDEA 溶液脱硫、丙烷制冷脱水、CPS 硫磺回收以及燃料气气提的工艺方案，对原料气、凝析油分别进行处理，以达到外输及排放要求。厂内主体工艺装置包括原料气增压站、脱硫装置、脱水脱烃装置、凝析油处理装置、硫磺回收装置及辅助生产设施。

塔中第三联合站于 2013 年 8 月 13 日取得原新疆维吾尔自治区环境保护厅批复（新环评价函〔2013〕712 号），并于 2017 年 8 月 27 日取得原新疆维吾尔自治区环境保护厅验收意见新环函〔2017〕1340 号。

（2）工艺流程

①天然气处理（净化）系统

塔中采油气管理区塔中三号联合站采用化学溶剂法（MDEA 溶液）脱除天然气中的硫化氢，采用丙烷制冷的方式脱除天然气中的水和轻组分，使天然气的水 露点、烃露点和硫化氢含量达到外输标准。

②硫磺回收系统

硫磺回收装置主要是将脱硫装置脱出酸气中 H_2S 转化为单质硫，防止环境污染，并对硫资源回收利用，产生附加经济价值。该装置采用低温克劳斯工艺

（CPS）设计，通过主燃烧炉、1 级常规 CLAUS 反应器以及 3 级 CPS 反应器将酸气中的硫化氢转换为单质硫。

③凝析油系统

塔中三号联合站凝析油处理装置均采用重力沉降脱水和气提脱除硫化氢的工艺方法，使经过处理后的凝析油水含量小于 0.5%，硫化氢含量小于 20mg/kg，达到外输标准。

④气田水处理系统

塔中三号联合站气田水处理系统采用重力分离、天然气汽提的方式使气田水的硫化氢含量小于 20mg/kg 达到控制标准，然后进入下游污水处理系统进一步处理。

⑤污水处理系统

生产污水包含整个处理厂产生的生产污水、检修污水和气田水。污水处理装置设计规模为 1440m^3/d，采用“沉降除油+压力除油+气浮除油+二级核桃壳过滤”的污水处理工艺，控制处理后污水中的悬浮物、油类含量，达到回注到站外单井。

（3）依托可行性

塔三联合站运行负荷见表 3.4-1。

表 3.4-1　　塔三联合站运行负荷统计表

序号	项目内容	设计最大处理规模	现状处理量	富余处理能力	拟建工程需处理量	依托可行性
1	天然气（×10^4m^3/d）	500	130	370	47.07	可依托
2	原油（t/d）	3000	634.66	2365.34	119.79	可依托
3	采出水（m^3/d）	1440	600	840	10.1	可依托

综上可知，塔三联合站富余量可以满足拟建工程处理需求，拟建工程依托塔三联合站处理可行。

3.3.4.6.2 塔中油田钻试修废弃物环保处理站

塔中油田钻试修废弃物环保处理站位于民丰县北部，塔里木盆地内，是为周边区域油田钻试修过程中产生的固废及废液而建设的，设施的中心坐标为北纬 39°21′53.44"，东经。82°57′33.17"。该项目于 2016 年 11 月 7 日取得新疆维吾尔自治区环境保护厅批复（新环函〔2016〕1626 号），并于 2019 年 1 月 23 日通

过自主验收。

（1）钻井聚磺泥浆体系固废处理

设计固废处理能力 120m³/d，采用高温氧化处理技术对钻井聚磺泥浆体系固废进行无害化处置，即通过高温氧化窑内的高温环境（850℃以上）使钻井固废中的有机质等有毒有害物质氧化、分解，彻底破坏其毒害性，从而达到无害化处理的目的，处理后的固体废物可满足新疆维吾尔自治区地方标准：《油气田钻井固体废弃物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）表 1 综合利用污染限值，用于铺设服务油田生产的各种内部道路、铺垫井场、固废封场覆土材料等。主要工艺流程包括备料、物料预烘、高温氧化、烟气净化及飞灰固化等工序。

（2）依托可行性

塔中油田钻试修废弃物环保处理站运行负荷见表 3.4-2。

表 3.4-2　　塔中油田钻试修废弃物环保处理站运行负荷统计表

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	拟建工程需处理量	依托可行性
1	磺化钻井岩屑	150m³/d	120m³/d	80%	30m³/d	3.9m³/d（1413.77m³）	可依托

综上可知，塔中油田钻试修废弃物环保处理站可以满足拟建工程磺化钻井岩屑处理要求，依托塔中油田钻试修废弃物环保处理站处理可行。

3.3.4.6.3 哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站

（1）哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站概况

哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站位于沙雅县东北部，分南北两个站址，其中北站址为污水处理环保站，设施的中心坐标为北纬 41°16′4.16"，东经 83°5′22.07"；南站址为固废处理环保站，设施的中心坐标为北纬 41°10′50.31"，东经 83°5′22.07"。哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站于 2016 年 11 月 7 日取得新疆维吾尔自治区环境保护厅批复（新环函〔2016〕1626 号），并于 2020 年 5 月 4 日塔里木油田分公司通过自主验收。

（2）钻试修废水处理工艺

采取“涡凹气浮+溶气气浮+多介质过滤+袋式过滤”工艺对废水进行净化处理，即主要通过物理分离作用，将废水中的油类物质、悬浮物、SRB 菌等去除，从

而达到水质净化的目的，处置后的废水可满足《气田水注入技术要求》（SY/T 6596-2016）、《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）中的回注水质指标要求，用于哈拉哈塘油田油层回注用水。

（3）依托可行性

哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站运行负荷见表 3.4-4。

表 3.4-4　　哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站运行负荷统计表

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	拟建工程需处理量	依托可行性
1	井下作业废水	300m³/d	236m³/d	78.7%	64m³/d	2.85m³/d（1024.74t/a）	可依托

综上可知，哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站可以满足拟建工程井下作业废水处理要求，依托可行

3.3.4.6.4 塔中固废填埋场

（1）基本情况

塔中固废填埋场共 10 座填埋池，其中 5 个为生活垃圾填埋池，5 个为一般工业固体垃圾填埋池（建筑垃圾），单个填埋池容积为 2500m³（50m×25m×2m），总容积 25000m³。并配套建设渗滤液系统、导排气系统、地下水监控系统。塔中固废填埋场于 2018 年 12 月取得了阿克苏地区生态环境局批复〔阿地环函字〔2018〕570 号），并于 2023 年 11 月 27 日塔里木油田分公司通过自主验收。

（2）依托可行性

塔中固废填埋场运行负荷统计见表 3.4-5。

表 3.4-5　　塔中固废填埋场运行负荷统计表

序号	名称	设计规模（m³）	现状处理量（m³）	富余量（m³）	拟建工程需处理量（t）	依托可行性
1	工业固废填埋池	12500	3700	8800	6.44	可依托
2	生活垃圾填埋池	12500	75	12425	32.87	可依托

由上表可知，塔中固废填埋场可以满足拟建工程处理需求，依托可行。

3.3.4.6.5 沙雅县污水处理厂

沙雅县兴雅污水处理厂位于沙雅县城区西南 7.9km 处，中心地理坐标为 N41°08'28.20"，E82°42'51.61"。项目总占地面积为 55000m²，采用“厌氧+缺氧+

好氧”生物处理工艺，处理总规模为 10.0 万 m^3/d：工业园区污水 60000m^3/d，城镇生活污水 40000m^3/d。出水水质满足《城镇污水处理厂污染物排放标准》（GB18918-2002）二级标准，排入已建好的储污库内进一步净化后，用于库区外的植被灌溉。该污水处理厂进出水水质要求见表表 3.2-10。

表 3.2-13 沙雅县兴雅污水处理厂进出水水质要求

类别 / 项目	COD	BOD_5	SS	NH_3-N	pH
进水水质	≤500mg/L	≤300mg/L	≤400mg/L	≤45mg/L	6.5~9
出水水质	≤100mg/L	≤30mg/L	≤30mg/L	≤25mg/L	6~9

本工程施工期生活污水总量为 900.5m^3，污水处理厂现有日处理能力 10 万 m^3/d，仍有较大余量，可接纳本工程生活污水

3.4 工程分析

3.4.1 工艺流程及产排污节点

3.4.1.1 施工期

（1）钻井

本工程新钻采气井 8 口，采用常规钻井工艺。正常情况下，新钻直井钻井周期 42 天，钻井完井周期 45 天；新钻定向井钻井周期 50 天，钻井完井周期 53 天；加深井钻井周期 52 天，钻井完井周期 62 天；预测侧钻井完钻井深钻井周期 35 天，钻井完井周期 45 天，且为 24h 连续作业。本工程新钻直井完钻井深 6300 米；新钻定向井完钻井深 5750 米；加深井进尺 700 米；侧钻井进尺 500 米~800 米，钻井总进尺 15950m，采用 ZJ70D 钻机。

工艺包括钻前准备、钻井、固井（下套管、注水泥）、测井、录井和完井等过程。

1）钻前工程

①井场建设

根据井场平面布置图，首先对井场进行初步平整，然后利用挖掘机对应急池、放喷池进行开挖，并利用场地凸起处的石方进行填方作业，对场地进行平整、对各撬装化装置基础进行硬化，由车辆拉运戈壁石对井场进行铺垫。

钻前工程主要废气为施工扬尘、施工机械尾气，通过洒水抑尘减少扬尘产生量。废水主要为生活污水，生活污水排入生活污水池暂存，定期通过吸污车拉运至沙雅县污水处理厂处理；噪声为施工机械噪声，通过定期检修施工设备、合理布置作业任务，避免局部噪声过高；固体废物为井场、道路建设期间产生的土方、生活垃圾，土方用于场地平整和修建道路；生活垃圾定点收集，定期清运至塔中固废填埋场填埋处置。

②设备搬运及安装

进场道路及井场修建完成后，由运输车辆将各类设备逐步运至井场，并按井场平面布置所示位置进行安装，通过检查满足钻井要求时开始进行钻井工程。

钻前工程施工过程及产污环节见图 3.3-1。

图 3.3-1　钻前工程施工过程及产污环节示意图

2）钻井工程

正常钻井作业时动力主要由柴油机和发电机提供，通过钻机、转盘，带动钻杆切削油藏，同时由泥浆泵经钻杆将泥浆注入井筒冲刷井底，将切削下的岩屑不断带至地面，整个过程循环进行，使井不断加深，直至目的井深。钻井中途需要停钻，以便起下钻具更换钻头、下套管、固井、替换洗井液和检修设备。

在钻井时，泥浆自井口经钻杆、钻头至井底，携带井底的岩屑上返地面，经泥浆固相控制系统除去岩屑后循环使用（参见图 3.3-2）。

图 3.3-2 钻井液循环示意图

在钻井过程中，根据钻头磨损情况、地层情况、井深设计及控制要求等需更换钻具而进行起下钻操作。钻杆、钻铤等钻具粘附少量的钻井液和钻屑，这部分固体废物排往井场泥浆罐内。钻井工程施工过程及产污环节见图 3.3-2。

图 3.3-2 钻前工程、钻井工程及储层改造工程工艺流程及污染物排放示意图

3）固井

采用多层套管，水泥返高地面方式进行固井。在完成最后一个井段的钻井和固井后，实施完井作业，如果因未钻获油藏等原因而需弃井时，则封堵井眼，切除地面以下 1m 内的套管头。

4）测井

在钻井过程中需利用电测、声波幅度测进或使用测井仪等方法，测定井斜和固井质量，判断油气层位置等，以便及时采取相应措施，保证钻井质量，即为测

井作业。

测井就是在钻井过程中及钻井完成以后，利用测量地层电阻、自然电位、声波、声幅及放射性等方式确定含油藏位，检查固井质量并确定射孔层位等。

5）录井

录井主要是用岩矿分析、地球物理、地球化学等方法，观察、采集、收集、记录、分析随钻过程中的固体、液体、气体等井筒返出物信息，以此建立录井地质剖面、发现油气显示、评价油气层，并为石油天然气开采工程（钻井工程、其它工程）提供钻井信息服务的过程。

录井技术多种多样，根据其资料应用可以分为地质录井和工程录井，根据其依据的科学理论基础，可以将录井方法分为；基于地质学原理的录井方法、基于物理学原理的录井方法、基于地球化学原理的录井方法

6）完井

完井后清理井场，随即可开展采油生产或试采。完井后要清运井场废弃物，恢复地貌，做到工完料尽场地清。

（2）储层改造工程

储层改造工程主要为酸化、测试放喷等工艺。

（1）酸化

采取酸化解堵改造工艺，提高地层渗流能力，使堵塞物在较小压差下排出地层，从而疏通地层孔喉，提高产能。经按比例配制好的酸化液由酸罐车拉运至井场暂存，通过加压泵由井口泵注酸液，依靠酸液和储层堵塞物溶蚀，使堵塞物在较小压差下排出地层，可提高油层渗透性，从而达到增产的目的。停泵后，酸化压裂废水采取不落地直接排入回收罐中，作为二次改造液对塔中区块内老井储层进行二次改造，改造后见油气显示，则随油气输至塔三联合站处置，改造后若再次返排压裂液，则罐装收集后运至哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站处理。

（2）测试放喷

测试放喷是对初步确定的油气水层进行直接测试，取得目的层产能、压力、温度和流体性质等资料的工艺过程，为储量计算和油气合理开发提供可靠数据。测试放喷采取防喷、导流等有效措施。

测试放喷前安装井口放喷专用管线、各种计量设备、油气两相分离设备，计量罐、储液罐（油罐）、油气水进出口管线等设备。油气经井口装置节流、降压，

进入油气计量分离器，分离后的液相（包括油和水）通过管线输送至储罐，再由油罐车拉走；天然气通过管线输送至放喷池，放空时通过电点火装置点燃放空天然气。依据具体情况设定放喷时间，一般为 1～2d。

储层改造工程主要废气为放喷期天然气燃烧产生的废气及施工机械尾气。废水主要为生活污水及酸化压裂废水，生活污水依托沙雅县污水处理厂处理；酸化压裂废水采取不落地直接排入回收罐中，作为二次改造液对塔中区块内老井储层进行二次改造，改造后见油气显示，则随油气输至塔三联合站处置，改造后若再次返排压裂液，则罐装收集后运至哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站处理。噪声为酸化设备噪声及测试放喷高压气流噪声，通过定期检修施工设备、合理布置作业任务，避免局部噪声过高。固体废物为生活垃圾，定期送塔中固废填埋场填埋处置。

（3）井场、站场建设

新建井场、站场施工期内容主要为设备安装及管线连接。新增设备为成品外购，用施工车辆运至指定井场位置即可。首先需对占地进行场地平整，设置施工车辆临时停放场地，将各类设备拉运至场地，进行安装调试。施工结束后，对施工场地临时占地进行平整恢复。

该过程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；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及设备废弃包装等，施工废料收集后统一送至克拉玛依市建筑垃圾填埋场进行处置；生活垃圾乌尔禾区生活垃圾填埋场进行处置。

图 3.3-3　井场和站场建设流程及产污环节示意图

（4）管线敷设

管线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。管道工程施工阶段工艺流程见图 3.3-4。

图 3.3-4 管道工程施工阶段工艺流程图

①施工准备

施工前需对场地进行平整，设置施工车辆临时停放场地。施工期间根据不同管线沿设计的管线走向设置一定宽度的作业带并取管沟一侧作为挖方存放点，在合适地点设置车辆临时停放场地。

②管沟开挖及下管

管道全部采用埋地敷设。

管道沿线无水域穿越，管道沿线经过部分流动沙丘，为防止流沙的移动使管线裸露，采用草方格进行固沙。管道敷设需满足《油气田集输管道施工规范》（GB50819-2013），管线最小管顶埋深 1.2m。

管沟开挖前，应进行技术交底，交底内容包括管沟挖深、沟底宽度、最小弯曲半径、边坡坡度、弃土位置等。

管子采用传统的“开挖回填”法或用特制的开沟犁“犁入法”进行埋地铺设。

管沟开挖时，应将弃土堆放在没有布管的一侧，堆土距沟边应不小于 0.5m，高度不宜超过 1.5m。不得掩埋建筑物和其他设施，且不得影响它们的安全和正常使用。

本项目开挖以机械开挖为主，局部考虑人工开挖。管沟开挖应编制计划，向施工人员做好技术交底，并做好安全教育工作。管沟开挖应制定切实的施工安全措施，并加以落实。

有地下障碍物时，障碍物两侧 3m 范围内，应采用人工开挖。对于重要设施，开挖前应征得其管理方的同意，并应在其监督下开挖管沟。

有地下设施地段宜先开挖管沟。

施工机械在纵坡上挖沟，必须根据坡度的大小、土壤的类别、性质及状态计算施工机械的稳定性，并采取相应的措施，确保安全操作。

本项目施工作业带宽度单管段施工作业带按 8m 计。

施工前，应组织对施工作业带内地上、地下各种建（构）筑物和植（作）物、林木等进行清点造册。施工作业带放线清理应在办理好征（占）地手续后进行。施工作业带清理、平整应遵循保护地貌、植被及配套设施，减少或防止产生水土流失的原则。清理和平整施工作业带时，应注意保护线路控制桩，如有损坏应立即补桩恢复。施工作业带范围内，对于影响施工机具通行或施工作业的石块、杂草、树木、构筑物等应适当清理，沟、坎应予平整。

③管道穿越

1）公路穿越

本项目穿越碎石路采用大开挖加套管方式，穿越沥青路采用顶管方式，保护套管采用 D273×7. 1mm 焊接钢管，套管内需安装隔离支架。套管两侧应伸

出路 基坡脚 2m，套管两侧环空应采用长度不小于 150mm 的沥青麻刀塞紧，外面用添加 3%~5%防水剂的防水水泥砂浆填堵，封堵长度不宜小于 50mm，以防柔性复合管松动后被套管端部的粗糙尖锐毛边损伤。本项目公路穿越详见下表。

表 7.6.6-1 公路穿越工程量统计表

序号	名称	单位	数量	备注
1	碎石路开挖+套管穿越	m/次	72/4	
2	道路顶管穿越	m/次	12/1	

2）光缆及其他管道穿越

一般情况下，管道与其他埋地构筑物交叉，原则上在其下方通过。与电（光）缆交叉时，管道与电（光）缆净距不小于 0.5m，还要对电（光）缆采取保护措施，如用角钢围裹住电缆。与管道交叉时，两管间净距不小于 0.5m，并在交叉位置放置废旧轮胎等方 法将两管道隔离；管沟开挖前，首先探明被穿越管道位置，并作出明显标记。在交叉点两侧各 5m 范围内必须采用人工开挖，管道暴露后，采用橡胶板对被穿越管道进行包裹保护。本项目管道应位于被穿越管道下方，两管间距不小于 0.3m；穿越处应采用沟下连接，尽量避免本项目管道端口位于被穿越管道下方，以方便连接工作。穿越处管道应作为重点段突击完成，以免被穿越管道长时间暴露。

④管道连接与试压

管道连接应在自然状态下进行，不得强迫对应，钢管焊接必须按规定进行坡口加工。管道在组焊或者连接前，应对管内、管端进行清理，应达到管内无砂、无尘，同时应对坡口及其内表面用手工或机械进行清理，清除管道边缘 100mm 范围内的油、漆、锈、毛刺等污物。焊接施工时，应根据连接件的材质，先进行试焊选择适当的焊条。

管线经过连接、防腐补口，进行注水试压，对管道管线强度试验及严密性试验均以中性洁净水为试验介质，试压后采用压缩空气进行吹扫，保持管道内清洁。

⑤井场配套设备安装及连头

将配套设备拉运至井场，并完成安装工作。管线施工完成后在井场将管线与采气树阀门连接，并安装 RTU 室等辅助设施。

⑥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，作为管道上方土层自然沉降富余量，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。第一次回填采用人工回填，第二次回填可采用机械回填，机械回填时，严禁施工机械碾压管道。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。

管道施工过程中废气污染源为施工扬尘和施工车辆尾气，其中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量；废水污染源主要为管线试压废水，由管内排出后循环使用，试压结束后就地泼洒抑尘；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；固体废物为管沟开挖产生的土方，用于回填管沟及场地平整。

图 3.4-1　管线施工工艺流程及产污环节示意图

管道施工过程中废气污染源为施工扬尘和施工车辆尾气，其中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量；废水污染源主要为管线试压废水，由管内排出后循环使用，试压结束后就地泼洒抑尘；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；固体废物为管沟开挖产生的土方，用于回填管沟及场地平整。

3.4.1.2 运营期

本项目运营期工艺流程主要包括油气开采、集输、井下作业、注水和注气等。

（1）油气开采

根据塔中区块奥陶系油藏目前生产情况、油气藏性质和配产情况，选择开采方式为初期利用地层天然能量进行衰竭式开采，后期根据注水、注气计划进行注

水、注气开发。

①衰竭式开采

地下油气通过井场空气源热泵加热后，通过单井集输管线输至就近阀组、集气站，最终输送至塔三联合站进行处理。

拟建工程井场采用空气源热泵对采出物进行加热，空气源热泵工作原理如下：

蒸发过程：低温低压的液态制冷剂进入蒸发器，在蒸发器中与低温的热源（通常是周围的空气）进行热交换。制冷剂从空气中吸收热量，迅速蒸发成气态；从蒸发器出来的气态制冷剂被吸入压缩机；压缩过程：压缩机对其进行压缩，消耗电能，将其转化为高温高压的气体。通过压缩，制冷剂的温度和压力都大幅升高；冷凝过程：高温高压的气态制冷剂从压缩机出来后，进入冷凝器。在冷凝器中，制冷剂与需要加热的介质（采出液）进行热交换。制冷剂放出热量，温度降低，逐渐冷凝成高压液态。同时，被加热的介质吸收热量，温度升高，从而实现加热的目的；膨胀过程：高压液态的制冷剂从冷凝器出来后，经过膨胀阀，膨胀阀使制冷剂的压力急剧下降，同时温度也大幅降低，变为低温低压的液态和气态混合状态。然后，低温低压的液态和气态混合制冷剂再次进入蒸发器，开始下一个循环。

空气源热泵通过电能驱动，制冷剂为 R134A，正常运行过程中污染物主要为设备运行噪声及设备定期维护产生的废润滑油，无废气、废水等产生及排放。

②注水

地层能量降低后拟建工程将选取部分井场进行注水开采。塔三联合站采出水处理达标后通过新建移动注水泵撬增压后通过井口注入地层，本次建设包括 2 座注水井场（采气井转注水井）。

注水泵撬通过电能驱动，正常运行过程中污染物主要为设备运行噪声及设备定期维护产生的废润滑油，无废气、废水等产生及排放。

（2）油气集输

井场采出油气通过井口模块油嘴节流后由新建集输管线油气混输至就近集气站或阀组，最终送至塔三联处理。

（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、侧钻工艺过程与施工期相同。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；废水污染源主要为采出水（W_1）和井下作业废水（W_2），其中采出水随采出液一起进入塔三联合站处理达标后回注地层，井下作业废水送至哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站处理；噪声污染源主要为采气树（N_1）、空气源热泵（N_2）、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（S_1）、井下作业产生的废防渗材料（S_2），均属于危险废物，由有危废处置资质单位接收处置。

图 3.3-3　井场油气开采及集输工艺流程图

表 3.3-18　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	G_1	井场无组织废气	非甲烷总烃、H_2S	连续	密闭输送
	G_2	站场无组织废气	非甲烷总烃、H_2S	连续	密闭输送
废水	W_1	采出水	石油类、SS	连续	采出水随采出液经集输管线输送至塔三联合站处理，达到《气田水注入技术要求》（SY/T 6596-2016）、《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）标准后通过回注地层
	W_2	井下作业废水	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	送至哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站处理
	N_1	采气树	LAeq，T	连续	选用低产噪设备、基础减振
	N_2	空气源热泵			
固废	S_1	落地油	含油废物	间歇	委托有资质单位接收处置
	S_2	废润滑油	含油废物	间歇	
	S_3	废防渗材料	含油废物	间歇	
	S_4	清管废渣	含油废物	间歇	

3.4.1.3 退役期

随着油气开采的不断进行，其储量逐渐下降，最终井区将进入退役期。退役期主要包括封井、地面设备设施拆除、场地清理和修复等。

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，地下截去一定深度的表层套管；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。拆除的井场地面设施由施工单位运至指定地方存放，后期重复使用。

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；固体废物主要为设备拆除过程中产生的落地油，管道中残余的液体以及其余建筑垃圾，其中落地油收集后委托有资质单位清运处置，管道中残余的液体先试用氮气吹扫至站场后，再使用清水清洗管道内部，清洗废水最终进入站场后送至联合站处理，清理干净的管线两端使用盲板封堵，建筑垃圾收集后送周边工业固体废物填埋场填埋处置。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。

退役期废气污染源为施工扬尘 G1；井筒清洗废水 W1；噪声污染源为车辆噪声 N；固废污染源为废弃管线 S1、废弃建筑垃圾 S2、废防渗材料 S3。

图 3.4-9　退役期工艺流程及排污节点图

本项目退役期污染源及治理措施情况见表 3.4-1。

表 3.4-1　项目退役期污染源及治理措施一览表

类	序	污染源	主要污染物	排放方	治理措施
废	G1	施工扬尘	颗粒物	间歇	洒水抑尘
废	W1	井筒清洗	清洗废水	间歇	收集后送塔三联合站处理
噪	N	车辆噪声	Leq	间歇	合理安排作业时间，控制车辆速度
固废	S1	废弃管线	地埋废弃管线	间歇	维持现状，两端使用盲板封堵
	S2	废弃建筑垃圾	废弃建筑垃圾	间歇	委托有资质的第三方环保公司合规处置
	S3	废防渗材料	废防渗材料	间歇	委托有危废处置资质的单位接收处置

3.4.2 施工期环境影响因素分析

本项目工程施工内容主要包括钻井、井场及站场建设、管沟开挖、设备安装、覆土回填等，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、声环境产生一定的影响。

3.4.2.1 生态影响因素

生态影响主要体现在：钻井、井场、站场、管线建设阶段，如：占用土地、施工对地表植被的影响、土壤扰动等。管沟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。本项目新增 8 口采气井（定向井 1 口：中古 441-8X 井；直井 1 口：中古 11-20 井；加深井 1 口：中 112-1JS 井；侧钻井 5 口：中古 461C 井、801-H7C 井、中古 801C 井、中古 8-6C 井、中古 113-H8C 井），其中 6 口井（加深井 1 口：中 112-1JS 井；侧钻井 5 口：中古 461C 井、801-H7C 井、中古 801C 井、中古 8-6C 井、中古 113-H8C 井）的征地在之前钻井阶段已完成，该 6 口井不新增井场临时占地，2 号集气站、3 号集气站、中古 441 集油站和计量阀组改造均在现有站场、井场内实施，也不新增占地。项目新增临时占地主要为 2 口井（定向井 1 口：中古 441-8X 井；直井 1 口：中古 11-20 井）钻井井场占地、各类管线施工便道和电力线路的临时占地，施工结束后临时占地可恢复原有使用功能。永久占地主要为井场的永久占地。

根据估算，本项目总占地约 44.446hm^2，其中永久占地 1.92hm^2、临时占地

42.526hm^2。新建项目新增占地类型主要为沙地，详见表 3.4-2。

表 3.4-2　占地面积统计表

序号	工程内容	新增占地面积（hm^2）			占地类型	备注
		永久	临时	总占地		
1	井场	1.92	3.08	5	沙地	本工程部署 8 口采气井，其中 6 口井不新增井场临时占地，单座井场临时占地 15400m^2（110m×140m）；新建标准采气井场 8 座，永久占地面积为 2400m^2（40m×60m），
2	管线	0	30.704	30.704	沙地	新建单井采气管线 19.17km，阀组集输管线 16.41km；新建回注管线 2.8km，管线总长 38.38km，作业宽度 8m。
3	电力线	0	6.822	6.822	沙地	永久征地为 10kV、35kV 架空电力线路电线杆等征地；新建 10kV、35kV 架空电力线长 11.37km，征地宽度 6m。
4	生活营地	0	1.92	1.92	沙地	新建临时生活营地 8 座，单座占地面积 2400m^2（40m×60m）。
合计		1.92	42.526	44.446	/	/

3.4.2.2 施工期污染源分析

3.4.2.2.1 废气污染源

施工期主要污染来自钻井工程产生的燃料燃烧废气及汽车尾气排放、钻井岩屑及钻井废水、钻井噪声，平整场地和堆放设备破坏地表等。

（1）钻井废气

本项目钻井期间采用柴油发电机作为电源。每个井队配备钻井柴油机 2 台，发电柴油机 2 台，柴油消耗量平均 2t/d。本工程新钻 8 口采气井（定向井 1 口、直井 1 口、加深井 1 口、侧钻井 5 口），新钻直井钻井周期 42 天，定向井钻井周期 50 天，加深井钻井周期 52 天，侧钻井钻井周期 35 天，整个钻井周期合计 319d，平均每天消耗柴油 2t，则整个钻井期间共耗柴油 638t。

根据《非道路移动污染源排放清单编制技术指南》，柴油机污染物排放系数为每消耗 1kg 柴油产生 CO：10.722g，NO_2：32.792g，烃类：3.385g；根据《车用柴油》（GB19147-2016）表 3 要求，车用柴油（VI）中硫的含量≤10mg/kg。在此按柴油中硫含量为 10mg/kg 估算，燃烧 1t 柴油产生的 SO_2 为 0.02kg。

因此，本工程钻井期间共向大气中排放 CO：6.84t，烃类：2.16t，NO_2：20.92t，

SO_2：0.013t。钻井期间排放的大气污染物将随钻井工程的结束而消失。

本环评要求钻井期间定期对柴油机、柴油发电机等设备进行维护，并且采用高品质的柴油，使用检测合格的设备等措施，在很大程度上可降低柴油燃烧污染物的排放，减轻对大气环境的影响。

（2）施工扬尘

①车辆行驶产生的扬尘

据有关调查显示，施工工地的扬尘以运输车辆行驶时产生的量最多，约占扬尘总量的 60%。

表 3.3-3 为一辆载重 5t 的卡车，通过一段长度为 500m 的路面时，不同路面清洁程度、不同行驶速度情况下产生的扬尘量。由此可见，在同样路面清洁度情况下，车速越快，扬尘量越大；而在同样车速情况下，路面清洁度越差，则扬尘量越大。

表 3.3-3　不同车速和地面清洁程度时的道路表面起尘量单位：kg/辆·km

车速 \ P	0.1(kg/m²)	0.2(kg/m²)	0.3(kg/m²)	0.4(kg/m²)	0.5(kg/m²)	1.0(kg/m²)
5km/h	0.0283	0.0476	0.0646	0.0801	0.0947	0.1593
10km/h	0.0566	0.0953	0.1291	0.1602	0.1894	0.3186
15km/h	0.0850	0.1429	0.1937	0.2352	0.2841	0.4778
20km/h	0.1133	0.1905	0.2583	0.3204	0.3788	0.6371

②裸露场地产生的扬尘

施工期扬尘的另一个主要来源是露天堆场和裸露场地的风力扬尘。由于施工的需要，一些建材需露天堆放，一些施工点表层土壤需开挖、堆放，在气候干燥又有风的情况下，较易产生扬尘。起尘风速与物料或土壤粒径、含水率等因素有关，减少露天堆放、减少裸露地面面积、缩短地表裸露时间和保证物料或土壤一定的含水率是减少风力起尘的有效手段。

（3）施工机械及运输车辆尾气

本工程的作业机械废气主要为施工机械（装载机、载重车、挖掘机等燃油机械）和运输车辆的燃油废气，所排放的污染物主要有 CO、NO2、THC，为无组织排放源。由于施工机械多为大型机械，单车排放系数较大，但施工机械数量少且较分散，主要对作业点周围和运输路线两侧局部范围内产生一定影响，

排放量不大，其污染程度也相对较轻，且随着施工活动结束而消失。

3.4.2.2.2 废水污染源

本工程施工期产生的废水主要包括钻井废水、压裂返排液、管道试压废水和施工人员生活污水。

（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。钻井废水是钻井液等物质被水高倍稀释的产物，其组成、性质及危害与钻井液的类型有关，其中主要污染物有 pH、挥发酚、耗氧量、氨氮、硫化物、氯化物、石油类、溶解性总固体等，根据类比目前塔中油田钻井实际情况，井场产生的钻井废水约为 0.05m^3/m，拟建工程钻井总进尺为 15950m，产生的钻井废水约为 797.5m^3。钻井废水与钻井泥浆、岩屑一同进入不落地系统进行分离处理，分离后的液相回用于钻井液配制，不外排；工程结束由钻井队回收。

（2）试压废水

管线工程分段试压以测试管线的强度和严密性，本项目管线采用无腐蚀性洁净水作为试压介质，管线试压废水中主要污染物为 SS。管线试压分段进行，试压水排出后进入下一段管线循环使用，产生的试压废水按照每千米 2.5m^3 计算，本项目各类管线共计 38.38km，试压废水约为 95.95m^3，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）压裂返排液

根据工程开发方案，本项目 8 口气井均进行压裂，根据塔里木油田分公司多年施工经验，单井产生压裂返排液量约 50~60m^3/口（本项目按 60m^3/口计），则压裂返排液产生量为 480m^3，压裂返排液自带回收罐进行回收，拉运至哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站处理，处理达标后回注。

（4）生活污水

拟建工程部署新钻 8 口井，其中加深井 1 口、老井侧钻 5 口，新钻井总天数为 319d，钻井人数一般为 60 人；地面施工人数约 60 人，施工周期 5 个月（150 天），根据《新疆工业和生活用水定额》，生活用水量按 40L/d•人计，生活用

水量总计约 1125.6m³，生活污水排放量按用水量的 80%计，则施工期生活污水产生量共为 900.5m³，生活污水主要污染物为 COD、NH_3-N、SS 等，其主要指标浓度 COD 为 350mg/L，NH_3-N 为 60mg/L、SS 为 240mg/L。生活营地设置防渗生活污水池，定期通过吸污车拉运至沙雅县污水处理厂处理。

3.4.2.2.3 固体废物污染源

本工程施工期固体废物主要是钻井泥浆、岩屑、施工废料、施工机械废油和生活垃圾等。

（1）钻井泥浆

钻井废弃泥浆的性质由使用的钻井泥浆决定，其产生量随井深改变而变。钻井废弃泥浆的产生量按下式进行计算：

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

式中：V——废弃钻井泥浆排放量，m³；

D——井的直径，mm；

h——井深，m。

本工程8口采气井（定向井1口、直井1口、加深井1口、侧钻井5口），钻井总进尺15950m。直井钻井泥浆产生量计算见表3.3-5，定向井钻井泥浆产生量计算见表3.3-6，加深井钻井泥浆产生量计算见表3.3-7，侧钻井钻井泥浆产生量计算见表3.3-8。

表 3.3-5 直井钻井泥浆产生量

开钻次序	h深度（m）	钻头直mm	泥浆量m³	钻井液体系
一开	1000	346.08	163.03	膨润土聚合物体系
二开	2935	114.3	200.72	KCl聚磺体系
三开	2365	152.4	186.71	聚磺体系
单口井合计			550.46	/

表 3.3-6 定向井钻井泥浆产生量

开钻次序	h深度（m）	钻头直mm	泥浆量m³	钻井液体系
一开	1000	346.08	163.03	膨润土聚合物体系
二开	2935	114.3	200.72	KCl 聚磺体系
三开	1815	152.4	161.89	聚磺体系
单口井合计			525.64	/

表 3.3-7 加深井钻井泥浆产生量

开钻次序	h深度（m）	钻头直mm	泥浆量m^3	钻井液体系
一开	700	152.4	111.58	聚磺体系
单口井合计			111.58	/

表 3.3-8 侧钻井钻井泥浆产生量

开钻次序	井段m	钻头直mm	泥浆量m^3	钻井液体系
一开	0～640（平均）	171.45	110.43	KCl聚磺/聚磺体系
单口井合计			110.43	/
5口井合计			552.15	/

根据上述公式计算得知：本工程共产生钻井泥浆 1739.83m^3，其中非磺化返排泥浆（膨润土体系泥浆）产生量为 326.06m^3，磺化返排泥浆（KCl 聚磺/聚磺体系）产生量为 1413.77m^3。

（2）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，并经泥浆携带至地面，进入不落地系统中，可进入废液池中的单井岩屑可用下式计算：

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

式中：W——产生的岩屑量，m^3；

D——井眼平均井径，mm；

h——裸眼长度，m；

d——岩屑膨胀系数，d=2。

根据井身结构计算项目水基岩屑的产生量，详见表 3.3-9～表 3.3.12。

表 3.3-9 直井钻井岩屑估算表

开钻次序	D 井眼直径（m）	h 深度（m）	W 岩屑量（m^3）
一开	346.08	1000	188.1
二开	114.3	2935	60.2
三开	152.4	2365	86.3
单口井合计			334.6

表 3.3-10 定向井钻井岩屑估算表

开钻次序	D 井眼直径（m）	h 深度（m）	W 岩屑量（m^3）
一开	346.08	1000	188.1
二开	114.3	2935	60.2
三开	152.4	1815	66.2
单口井合计			314.5

表 3.3-11 加深井钻井岩屑估算表

开钻次序	D 井眼直径（m）	h 深度（m）	W 岩屑量（m^3）
一开	152.4	700	25.5
单口井合计			25.5

表 3.3-12 侧钻井钻井岩屑估算表

开钻次序	D 井眼直径（m）	h 深度（m）	W 岩屑量（m^3）
一开	171.45	640	29.6
单口井合计			29.6
5 口井合计			148

据此可计算得出本工程钻井过程产生岩屑共计 822.6m^3，其中膨润土-聚合物泥浆钻井岩屑 376.2m^3，聚磺泥浆钻井岩屑 446.4m^3。

根据目前塔里木油田分公司钻井工程的要求，膨润土-聚合物泥浆钻井岩屑随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，同时石油烃满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中表 2 第二类用地筛选值后，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中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；聚磺钻井岩屑随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，固相转运至塔中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，同时石油烃满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中表 2 第二类用地筛选值后，用于铺垫油区内的井场或道路，不得用于填充自然坑洼。若检测不达标，委托相关有资质单位处置。

（2）施工废料

施工废料主要包括管材边角料、焊接作业中产生的废焊渣等。根据类比调查，施工废料的产生量约为 0.2t/km，本项目新建各类集输管线约 38.38km，施工废料产生量约为 7.68t。施工废料应首先考虑回收利用，不可回收利用部分收集后拉运至塔中固废填埋场填埋处置。

（3）土石方

本工程新建井场 8 座，新建管线 38.38km。项目区井场永久占地为 1.92hm^2，场平高度约为 1m，开挖量为 1.92 万 m^3，全部用于回填，场地平整。

新建集输管线 38.38km，开挖宽度 2m、开挖深度 1.2m，挖方量 9.21 万 m^3。施工土方在管线施工结束后回填在管堤上。

预计本工程挖方量约为 11.13 万 m^3，填方总量为 11.13 万 m^3，无废弃土方量。施工土方在管线施工结束后回填在管堤上，井场施工过程产生的土方回填至挖方处或回填至周边低洼场地，并实施压实平整水土保持措施。

（4）生活垃圾

本项目钻井人数一般为 60 人，新钻井总天数为 319d；地面施工人数约 60 人，施工周期共计 150 天，平均每人每天产生生活垃圾 0.5kg。整个施工过程生活垃圾产生量共计 14.0t，生活垃圾集中收集后，定期清运至塔中固废填埋场填埋处置。

（5）含油废物（废润滑油）

钻井施工过程中机械检修时会产生少量含油废物，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，防止含油废物落地污染土壤和地下水。类比同类钻井工程，钻井期间产生的含油废物量约为 0.3t/口，拟建工程部署钻井 8 口，含油废物量产生量为 2.4t，含油废物由钻井公司委托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，及时回收废烧碱包装袋，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 0.1t/口，拟建工程新部署钻井 8 口，废烧碱包装袋产生量为 0.8t，由钻井公司委托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，拟建工程新部署钻井 8 口，废防渗材料产生量为 1.6t，由钻井公司委托区域具有危废处置资质的公司接收处置。

表 3.3-5 施工期危险废物一览表

序号	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
2	废防渗材料	HW08	900-249-08	1.6	钻井作业及设备维修	固体	油类物质	石油类	间歇	T,I	收集后委托有资质的单位处置
3	废润滑油	HW08	900-249-08	2.4	机械保养、维护	液体	油类物质	石油类	间歇	T,I	
4	废烧碱包装袋	HW49	900-041-49	0.8	钻井作业	固体	NaOH	NaOH	间歇	C,T	

3.4.2.2.4 施工噪声源强

项目施工期噪声主要包括钻井、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》（HJ 2034-2013）中表 A.2 和类比油田开发工程中钻井以及井场、站场、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 3.4-3。

表 3.4-3 主要施工设备噪声源不同距离声压级 单位：dB(A)

序号	设备名称	噪声值/距离〔dB(A)/m〕	序号	设备名称	噪声值/距离〔dB(A)/m〕
1	装载机	88/5	5	吊装机	84/5
2	挖掘机	90/5	6	钻机	95/5
3	运输车辆	90/5	7	泥浆泵	95/5
4	压路机	90/5	8	振动筛	90/5

3.4.3 运营期环境影响因素分析

3.4.3.1 废水污染源

（1）采出水

油气田开发过程中的采出水是伴随着原油、天然气从地层开采出来的，主要来源于油藏本身的底水、边水和注汽凝结水。根据方案预测，本项目运营期采出水最大为 73.7m^3/d（2.69 万 t/a），主要污染物为悬浮物、石油类。采出水随油气混合物输送至塔三联合站污水处理系统处理，达到《气田水注入技术要求》（SY/T 6596-2016）、《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）标准后回注地层，不外排。

（2）井下作业废水

井下作业废水的主要来源为修井过程中产生的压井水和压井液、修井时的循环水及洗井时产生的洗井废水。根据《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》中1120石油和天然气开采专业及辅助性活动行业系数手册（见表3.3-7），计算井下作业废水的产生量。

井下作业主要包括洗井、清蜡、清砂、修井、侧钻、酸化、压裂等，其中侧钻过程所产生的废水与钻井工程相类似，清蜡、清砂均属于洗井范畴，本次主要分析洗井、修井、侧钻、酸化、压裂等过程产生的废液。

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 3.3-24　与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

按井下作业每 2 年 1 次计算，井下作业废水包括废压裂液、废酸化液、废洗井液，单座采气井产生井下作业废水 85.395t/a，拟建工程共部署 12 口采气井，则每年井下作业废水产生量为 1024.74t/a。井下作业废水采用专用回收罐收集后运至哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站处理。

（3）生活污水

运营期不新增劳动定员，工作人员由塔里木油田内部调剂，井场无人值守，故运营期不新增生活污水。

3.4.3.2 废气污染源

本项目新建 8 座采气井场，进入生产运营期间采用单井加热集输，其中 7 座采用电加热，加热装置为空气源热泵（100kw 25MPa），中古 113-H7C 井利旧真空加热炉加热；中古 111-H1C 井、中古 8-6C 井各利旧真空加热炉 1 台进行加热集输；本次扩建 3 座井场：中古 111-H1C 井新建 3 井式进站生产、计量

阀组 1 座,设计压力 10MPa；中古 801-H7C 井新建 4 井式进站生产、计量阀组 1 座，设计压力 10MPa；中古 461C 井（新建井场）新建 5 井式进站生产、计量阀组 1 座，设计压力 10MPa；2 号集气站扩建进站阀组 1 路及进站阀组改造；3 号集气站扩建进站阀组 3 路及站内中压生产分离器液相出口改造；中古 441 集油站扩建外输油泵 1 台。本项目对大气环境影响主要为油气集输过程中产生的无组织烃类挥发和加热炉燃烧废气，产生点主要集中在井口、管线设备接口、阀门处和烟囱。

（1）无组织排放非甲烷总烃

本工程进入生产运营期间，采用密闭集输工艺，本工程对大气环境影响主要为油气集输过程中产生的无组织烃类挥发，产生点主要集中在井口、站场、管线设备接口、阀门处。

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、烯烃、芳香烃、炔烃等）、含氧有机化合物（醛、酮、醇、醚、酯、酚等）、卤代烃，含氮有机化合物，含硫有机化合物等，对本项目而言，VOCs 主要为非甲烷总烃、硫化氢。

本项目运营过程中井场、站场和阀组无组织废气主要污染物为从阀门等部分逸散无组织非甲烷总烃、硫化氢，参照《排污许可证申请与核发技术规范 石化工业》（HJ853-2017）中 5.2.3.1.2 设备与管线组件密封点泄漏的挥发性有机物年许可排放量计算公式对本项目无组织挥发的非甲烷总烃进行核算。

公式如下：

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

$E_{设备}$——设备与管线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（TOC）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（TOC）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线组件密封点数。

表 3.4-5　设备与管线组件 $e_{TOC,\ i}$ 取值参数表

类型	设备类型	排放速率 $e_{TOC,\ i}$/（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	0.002
	其他	0.073

参照《石化行业 VOCs 污染源排查工作指南》，若未提供 TOC 中 VOCs 的质量分数，则取 1 进行核算，则本项目采出液中 $WF_{VOCs,\ i}$ 和 $WF_{TOC,\ i}$ 比值取 1；根据设计单位提供的数据，项目涉及的阀门、法兰数量以及无组织废气核算见表 3.4-6 所示。

表 3.4-6　本项目非甲烷总烃无组织废气核算一览表

序号	设备名称		设备数量（个）	单个设备排放速率 eTOC(kg/h)	年运行时间（h）	排放量	
						kg/h	t/a
1	单座采气井场	阀	17	0.064	8760	0.00326	0.0286
2		法兰	34	0.085	8760	0.00867	0.0760
合计				-	-	0.01193	0.1046
7 口井合计				-	-	-	1.2552
序号	设备名称		设备数量（个）	单个设备排放速率 eTOC(kg/h)	年运行时间（h）	排放量	
						kg/h	t/a
1	单座采气井场（带进站生产、计量阀组）	阀	35	0.064	7920	0.007	0.053
2		法兰	70	0.085	7920	0.018	0.141
合计				0.149	-	0.025	0.194
序号	设备名称		设备数量（个）	单个设备排放速率 eTOC(kg/h)	年运行时间（h）	排放量	
						kg/h	t/a
1	井场改造（扩建 3 井式进站生产、计量阀组）	阀	6	0.064	8760	0.0012	0.0105
2		法兰	12	0.085	8760	0.0031	0.027
合计				-	-	0.0043	0.0375
序号	设备名称		设备数量（个）	单个设备排放速率 eTOC(kg/h)	年运行时间（h）	排放量	
						kg/h	t/a
1	井场改造（扩建 4	阀	8	0.064	8760	0.0015	0.013

2	井式进站生产、计量阀组）	法兰	16	0.085	8760	0.0041	0.036
合计				-	-	0.0056	0.049
序号	设备名称		设备数量（个）	单个设备排放速率 eTOC(kg/h)	年运行时间（h）	排放量	
						kg/h	t/a
1	2 号集气站（扩建进站阀组 1 路）	阀	2	0.064	8760	0.0004	0.0035
2		法兰	4	0.085	8760	0.001	0.0088
合计				-	-	0.0014	0.0123
序号	设备名称		设备数量（个）	单个设备排放速率 eTOC(kg/h)	年运行时间（h）	排放量	
						kg/h	t/a
1	3 号集气站（扩建进站阀组 3 路）	阀	6	0.064	8760	0.0012	0.0105
2		法兰	12	0.085	8760	0.0031	0.027
合计				-	-	0.0043	0.0375
序号	设备名称		设备数量（个）	单个设备排放速率 eTOC(kg/h)	年运行时间（h）	排放量	
						kg/h	t/a
1	中古 441 集油站	泵	1	0.074	8760	0.0002	0.0019

由上表可知，本项目非甲烷总烃无组织排放总量为 1.5874t/a。

（2）硫化氢

项目无组织硫化氢主要通过阀门、法兰连接处泄漏，参照如下经验公式计算出气体泄漏速率后，根据硫化氢在气体中的比例折算。

$$G_C=KCV\times(M/T)^{0.5}$$

G_C 为设备或管道不严密处的散发量，kg/h；

K 为安全系数，一般取 1～2，本工程取 1；

C 压力系数，取 0.166；

V 为设备和管道内部容积，m^3，单井核算值为 0.1；

M 为设备和管道内气体分子质量，本工程取 16；

T 为设备和管道内部气体绝对温度，K，本工程取 333。

经过核算，井场 G_C 取值为 0.0036kg/h，根据油气水物性表可知，硫化氢在天然气中占比约为 4%，核算井场无组织硫化氢排放速率为 0.0036×0.04=0.0001kg/h，按年有效工作时间 8760h 计算，拟建工程单座井场无组织硫化氢年排放量共计为 0.001t/a，拟建工程新建 8 座井场及改造 3 座井场无组织硫化氢年排放量共计为 0.011t/a。

2 座集气站及 1 座集油站 G_C 取值为 0.0036kg/h，根据油气水物性表可知，硫

化氢在天然气中占比约为 4%，则站场无组织硫化氢排放速率为 0.0036×0.04kg/h=0.0001kg/h，年排放 0.001t，拟建工程 2 座集气站及 1 座集油站无组织硫化年排放量共计为 0.003t/a。

综上，拟建工程无组织排放废气中硫化氢共计 0.014t/a，运营期采用密闭集输，并设置腐蚀检测装置，防止 H_2S 的泄漏。

（3）加热炉燃烧废气

本项目在中古 113-H7C 井、中古 111-H1C 井、中古 8-6C 井场利旧真空加热炉（42MPa），燃料为干气（处理后的返输天然气），烟囱高度为 8m。根据现场调查，3 座加热炉年气量 $10.48\times10^4m^3/a$，年用气天数为 150d（3600h）。根据《关于印发<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)及《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)要求，工业废气量、二氧化硫、氮氧化物根据《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》（生态环境部公告 2021 年第 24 号）中 4430 锅炉产排污量核算系数计算；非甲烷总烃根据《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》（生态环境部公告 2021 年第 24 号）中附表 3 工业源挥发性有机物通用源项产排污核算系数计算，见表 3.3-12。本项目加热炉污染物排放情况详见表 3.3-13。

表 3.2-13 燃气工业锅炉的废气产排污系数表

产品名称	原料名称	工艺名称	规模等级	污染物指标	单位	产污系数	末端治理技术名称	排污系数
蒸汽/热水/其它	天然气	室燃炉	所有规模	工业废气量	标立方米/万立方米-原料	107753	直排	107753
				二氧化硫	千克/万立方米-原料	0.02S	直排	0.02S[4]
				氮氧化物	千克/万立方米-原料	15.87	直排	15.87
电能/电能+热能				挥发性有机物	千克/万立方米-燃料	1.68	直排	1.68

注：①低氮燃烧-国内一般技术的天然气锅炉设计 NOx 排放控制要求一般介于 $100mg/m^3(@3.5\%O_2)$～$200mg/m^3(@3.5\%O_2)$。

②产排污系数表中二氧化硫的产排污系数是以含硫量（S）的形式表示的，其中含硫量（S）是指燃气收到基硫分含量，单位为毫克/立方米。根据区块燃料气物性表，H_2S 含量为 0，但是评价中考虑到燃料气的不稳定性，本次评价燃料中含硫量（S）为 200 毫克/立方米，则 S=200。

本项目燃烧天然气排放废气总量 112.9 万 m^3/a，排放 $SO_2$0.042t/a、NO_X0.166t/a、

非甲烷总烃 0.018t/a，浓度分别为：SO_2：37mg/m³，NO_X：147mg/m³，非甲烷总烃：16mg/m³。

SO_2、NO_X 达到《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271－2014）中新建燃气锅炉标准限值 SO_2：50mg/m³，NO_X：200mg/m³。

根据《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996)第 7.4 条：新污染源的排气筒一般不应低于 15m。若某新污染源的排气筒必须低于 15m 时，其排放速率标准值按 7.3 的外推计算结果再严格 50%执行。根据外推法计算非甲烷总烃排放速率如下：

$$Q = Q_c(h / h_c)^2$$

式中：Q—某排气筒的最高允许排放速率；

Qc—表列排气筒最低高度对应的最高允许排放速率，10kg/h；

h—某排气筒的高度，取 8m；

hc—表列排气筒的最低高度，15m。

根据计算，8m 高排气筒非甲烷总烃的最高允许排放速率为 1.42kg/h，本项目燃烧天然气排放非甲烷总烃 0.018t/a，浓度为 16mg/m³，排放速率为 0.004kg/h，满足《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996)表 2 最高允许排放浓度（120mg/m³）要求及最高允许排放速率(1.42kg/h)要求。

表 3.3-14 加热炉排放的烟气情况一览表

污染物 / 污染源	燃气量	烟气量	主要污染物排放情况					
	万m³/a	万m³/a	NOx		SO_2		非甲烷总烃	
			mg/m³	t/a	mg/m³	t/a	mg/m³	t/a
加热炉	10.48	112.9	147	0.166	37	0.042	16	0.018
标准限值	/	/	200	/	50	/	120	1.4kg/h

3.4.3.3 固体废物污染源

（1）危险废物

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》，结合本项目建设内容，识别的固体废物污染源如下：

①落地油

本项目运营期产生的落地油主要来源于井下作业、采气和集输等环节。井下作业过程中由于非正常原因导致原油散落地面形成的油土混合物，采气环节中由于井场、站场涉油设施阀门、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、站场涉油设施阀门、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，落地油使用桶装收集后交由有危废处置资质的单位处置。

本项目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，类比区块内气井作业污泥产生量，约 50kg/井·次，作业频次一般 2 年，约合 0.025t/a •井，本项目新部署 12 口采气井，产生落地油量为 0.3t/a。本次评价要求落地油回收率为 100%，落地油使用桶装收集后交由有危废处置资质的单位处置。

②废防渗材料

项目运行期井下作业时，作业场地下方铺设防渗布，产生的落地油直接落在防渗布上，目前油田使用的防渗布均可重复利用，平均重复利用 1～2 年。单块防渗布重约 250kg（12m×12m），每口井作业用 2 块，则本项目 1 口井作业 1 次共产生废弃防渗布约 0.5t，井下作业频次为 2 年/次，则 12 口井产生废弃防渗材料最大量约 3t/a。

作业过程中产生的含油废防渗膜属于危险废物，为 HW08 类危险废物（废物代码 900-249-08 其他生产、销售、使用过程中产生的废矿物油及沾染矿物油的废弃包装物）。作业施工结束后，由施工单位将废弃的含油防渗布集中收集，委托有危险废物运输及处理资质的单位处置，拉运过程中资质单位应使用专车、按照指定的拉运路线。

③废润滑油、废油桶

本项目井场、站场泵类定期维护保养会产生一定量废润滑油、废油桶，类比同类型井场、站场，本项目废润滑油产生量约为 0.5t/a，废油桶产生量约为 1t/a。废润滑油进入原油处理系统资源回用，废油桶委托交由有危废处置资质的单位处置。

项目产生的危险废物汇总表见表 3.4-7。

表 3.4-7　危险废物汇总表　单位：t/a

序号	危险废物名称	危险废物类别	危险废物代码	产生量	产生工序	形态	主要成分	产废周期	危险特性	污染物防治措施
1	落地油	HW08 废矿物油与含矿物油废物	071-001-08	0.3	井下作业、采气环节和集输与处理环节	液态	石油类	间歇	T.I	交由有危废处置资质的单位处置
2	废防渗材料		900-249-08	3	场地清理环节	固态	石油类	间歇	T.I	
3	废油桶		900-249-08	1	采油环节和集输与处理环节	固态	石油类	间歇	T.I	
4	废润滑油		900-217-08	0.5		液态	石油类	间歇	T.I	进入原油处理系统资源回用

（2）生活垃圾

运营期不新增劳动定员，均依托现有工作人员，井场无人值守，故不新增生活垃圾。

3.4.3.4 运营期噪声源强

项目实施后，各噪声污染源治理措施情况见表 3.4-8。

表 3.4-8　噪声源设备

序号	噪声源名称		排放规律	源强/dB(A)	降噪措施	降噪效果/dB(A)
1	采气井场	空气热源泵/加热炉	连续	85	基础减振	15
		采气树	连续	85	基础减振	15
2	注气井场	注氮设备压缩机、高压注气压缩机等	连续	95	基础减振	15
3	注水井场	注水泵机等	连续	95	基础减振	15
4	中古 441 集油站	外输油泵	连续	95	基础减振	15

拟建项目井场、站场产噪设备主要为采气树、空气热源泵、加热炉、注氮

橇和注水泵等，噪声值为 80～95dB(A)。采取基础减振降噪，控制噪声对周围环境的影响，降噪效果约 15dB(A)。

3.4.3.5 合计

本项目运营期三废排放状况见表 3.4-9。

表 3.4-9　运营期污染物排放汇总

类别	工段	污染源	主要污染物	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	NMHC	1.5874	1.5874	大气
			H_2S	0.154	0.154	-
		有组织排放	NOx	0.166	0.166	采用清洁燃料，经过 8m 高的排气筒排入大气。
			SO_2	0.042	0.042	
			非甲烷总烃	0.018	0.018	
废水	采出水		废水量	2.69×10^4	0	采出水随油气混合物输送至塔三联合站污水处理系统处理，满足《气田水注入技术要求》（SY/T6596-2016）、《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）标准中指标后回注，不外排。
	井下作业废水		井下作业废水	1024.74	0	井下作业废水采用专用回收罐收集后运至哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站处理，不外排。
固体废物	采油、集输、油气处理	落地油	-	0.3	0	委托有危险废物资质单位处理
		废防渗材料	-	3	0	
		废油桶		1	0	
		废润滑油		0.5	0	进入原油处理系统资源回用
噪声	采气树、泵类等	机械噪声	-	80~95dB(A)	厂界达标	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 退役期环境空气保护措施

（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 退役期水环境污染防治措施

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 退役期噪声防治措施

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 退役期固体废物处置措施

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 退役期生态恢复措施

油气田单井进行开采后期，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

本项目非正常排放主要为井口压力过高时的放喷情况。本项目油气集输过程中，若井口压力过高，采出液通过放喷管线直接进入放喷池。本次评价将井口压力异常情况作为非正常排放考虑。

表 3.4-10　非正常排放参数表

非正常排放源	非正常排放原因	污染物	非正常排放速率（kg/h）	单次持续时间/h	年发生频次/次
井场放喷口	井口压力过高时的放喷情况	非甲烷总烃	0.1	0.5	1
		硫化氢	0.003		

3.4.6 清洁生产水平分析

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

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

本项目为油气田开发建设项目，生产过程主要包括采气、集输和井下作业及辅助生产等。针对项目特点，本次评价对污染防治措施先进性及集输工艺先进性

进行清洁生产分析。

3.4.6.1 清洁生产水平技术指标对比分析

石油天然气开采业建设项目清洁生产分析指标主要包括生产工艺与装备要求、资源能源利用指标、污染物产生指标、废物回收利用指标和环境管理要求等。根据国家发展改革委、工业和信息化部2009年联合发布的《石油天然气开采行业清洁生产评价指标体系（试行）》对本项目的清洁生产水平进行评价。

（1）评价指标体系

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

——定量评价指标

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

——定性评价指标

根据国家有关推行清洁生产的产业发展和技术进步政策、资源环境保护政策规定以及行业发展规划选取，用于定性考核建设单位对有关政策、法规的符合性及清洁生产工作实施情况。

（2）评价依据

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

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

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

——定量评价指标体系的评价基准值代表行业清洁生产的平均先进水平。

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

（3）权重分值

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

（4）评价指标

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

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

采气和集输作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值见表 3.3-18~3.3-19。

（5）评价指标考核评分计算

1）定量评价考核总分值计算

①单项评价指数计算

对指标数值越高（大）越符合清洁生产要求的指标，其计算公式为：

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

对指标数值越低（小）越符合清洁生产要求的指标，其计算公式为：

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

式中：S_i—第 i 项评价指标的单项评价指数。

S_{xi}—第 i 项评价指标的实际值

S_{oi}—第 i 项评价指标的评价基准值

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

②定量评价考核总分值计算

定量评价考核总分值计算的计算公式为：

$$P1=\sum_{i=1}^{n} S_i \cdot K_i$$

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）定性评级指标的考核评分计算

定性评级指标的考核总分值的计算公式为：

$$P2=\sum_{i=1}^{n} F_i$$

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

综合评价指数考核总分值的计算公式为：

$$P=0.6P_1+0.4P_2$$

式中：P—清洁生产综合评价指数

P_1—定量评价考核总分值；

P_2—定性评价二级指标考核总分值。

根据目前我国石油和天然气开采行业的实际情况，不同等级的清洁生产企业的综合评价指标，见表 3.3-17。

表 3.3-17 石油和天然气开采行业不同等级清洁生产企业综合评价指数

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

由表 3.3-17 计算可得：

——钻井作业：定量指标 90 分，定性指标 95 分，综合评价 92 分。

——井下作业：定量指标 90 分，定性指标 100 分，综合评价 94 分。

——采气和集输：定量指标 85 分，定性指标 80 分，综合评价 83 分

3.4.6.2 清洁生产水平结论

根据综合评价指数得分判定，本项目清洁生产企业等级为：清洁生产先进企业。

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

采油（气）定量和定性评价指标项目、权重及基准值，见表 3.4-18、表 3.4-19。

表 3.3-18 井下作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值

定量指标						本项目	
一级指标	权重值	二级指标	单位	权重分值	评价基准值	估算值	评分
（1）资源和能源消耗指标	30	作业液消耗	m3/井次	10	≤5.0	符合	10
		新鲜水消耗	m3/井次	10	≤5.0	符合	10
		单位能耗	-	10	行业基本水平	基本水平	10
（2）生产技术特征指标	20	压裂放喷返排入罐率	%	20	100	100	20
（3）资源综合利用指标	20	落地原油回收利用率	%	10	100	100	10
		生产过程中排出物利用率	%	10	100	100	10
（4）污染物产生指标	30	作业废液量	m3/井次	10	≤3.0	25.29	0
		石油类	mg/L	5	甲类区：≤10；乙类区：≤50	≤50	5
		COD	mg/L	5	甲类区：≤100；乙类区：≤150	≤150	5
		含油污泥	kg/井次	5	甲类区：≤50；乙类区：≤70	0	5
		一般固体废物（生活垃圾）	kg/井次	5	符合环保要求	0	5

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

表 3.3-19 采油（气）定量和定性评价指标项目、权重及基准值

定量指标						本项目	
一级指标	权重值	二级指标	单位	权重分值	评价基准值	估算值	评分
（1）资源和能源消耗指标	30	综合能耗	kg 标煤/t 采出液	30	稀油：≤65 稠油：≤160 天然气：≤50	<50	30
（2）资源综合利用指标	30	余热利用率	%	10	≥60	40	5
		油井天然气回收利用率	%	10	≥80	0	0
		含油污泥资源化利用率	%	10	≥90	100	10
（3）污染物产生指标	40	石油类	%	5	≤10	0	5
		COD	%	5	甲类区：≤100；乙类区：≤150	0	5
		落地原油回收利用率	%	10	100	100	10
		采油废水回用率	%	10	≥60	100	10
		油井天然气外排率	%	10	≤20	0	10

定性指标								
一级指标	指标分值	二级指标					指标分值	本项目评分
（1）生产工艺及设备要求	45	井筒质量				井筒设施完好	5	5
		采气	采气过程醇回收设施	10	采油	套管气回收装置	10	0
		采气	天然气净化设施先进、净化效率高	20	采油	防止落地原油产生措施	20	10
		集输流程				全密闭流程，并具有轻烃回收装置	10	10
（2）管理体系建设及清洁生产审核	35	建立 HSE 管理体系并通过验证					10	10
		开展清洁生产审核					20	20
		制定节能减排工作计划					5	5
（3）环保政策法规执行情况	20	建设项目“三同时”执行情况					5	5
		建设项目环境影响评价制度执行情况					5	5
		污染物排放总量控制与减排措施情况					5	5
		老污染源限期治理项目完成情况					5	5

表 3.3-20 钻井作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值

定性指标					
一级指标	权重值	二级指标		指标分值	本项目评价得分
（1）资源和能源消耗指标	15	钻井液毒性	可生物降解或无毒钻井液	10	10
		柴油消耗	具有节油措施	5	5
（2）生产工艺及设备要求	30	钻井设备先进性	国内领先	5	5
		压力平衡技术	具备欠平衡技术	5	5
（2）生产工艺及设备要求	30	钻井液收集设施	配有收集设施，且使钻井液不落地	5	5
		固控设备	配备振动筛、处理器、除砂器、离心机等固控设备	5	5
		井控措施	具备	5	5
		有无防噪措施	有	5	5
（3）管理体系建设及清洁生产审核	35	建立 HSE 管理体系并通过认证		10	10
		开展清洁生产审核并通过验收		20	20
		制定节能减排工作计划		5	5
（4）贯彻执行环境保护法规符合性	20	废弃钻井泥浆处置措施满足法规要求		10	10
		污染物排放总量控制与减排措施情况		5	5
		满足其他法律法规要求		5	5

3.4.6.3 清洁生产建议

（1）建议优化生产设备参数，提高设备运行效率，节约能源。

（2）做好节能宣传工作，培养员工节能节水意识，努力开展节能技术教育；建立健全节能激励机制；加强节能管理，完善节能统计工作。

（3）塔中采油气管理区后续按照规划相关要求，加快关停井场生态恢复，积极开展清洁生产审核，进一步提高清洁生产审核的参与度。

（4）对已实施的清洁生产方案落实，同时在生产过程中产生新的清洁生产方案，可立即组织清洁生产审核小组人员进行讨论，最终进行分析、确定，并付诸实施。

（5）加强放空天然气回收研究工作。

清洁生产首先是将污染消除在生产过程中，因此污染物的产生和排放量将大幅度减少，其次清洁生产使末端治理的污染负荷减少，从而有可能避免或减轻末端处

理产生的风险。

因此在今后的生产过程中，企业还需要持续做好清洁生产的各项工作。将清洁生产真正纳入自身管理制度当中，只有这样才可以真正达到“节能、降耗、减污、增效”的目的，走可持续发展的道路。

3.4.7 污染物排放“三本账”

本项目实施后“三本账”的排放情况见表 3.4-14。

表 3.4-14　本项目运营期污染物排放“三本账”表

序号	影响类别	污染物	现有工程产生量（t/a）	本项目产生量（t/a）	总体工程		
					产生量（t/a）	以新带老削减量（t/a）	排放增减量
1	废气	SO_2					
		NOx					
		颗粒物					
		NMHC					
2	废水	COD					
		氨氮					
3	固体废物	含油污泥					
		生活垃圾					

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“十四五”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，本项目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1.5874t/a，井场加热炉有组织排放的SO_2排放量为 0.042t/a，NOx 排放量为 0.166t/a，VOCs 排放量为 0.018t/a。

运营期产生的采出水输送至塔三联合站污水处理系统处理，井下作业废水采用专用废水回收罐收集后拉运至塔中油田钻试修废弃物环保处理站处理，采出水和井下作业废水处理满足《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，不外排。

故本次评价提出的总量控制建议指标为：

NOx 排放量为 0.166t/a，有组织 NHMC 排放量为 0.018t/a，无组织 NHMC 排放量为 1.5874t/a。

根据《新疆维吾尔自治区重点行业生态环境准入条件（2024 年）》（新环环评发〔2024〕93 号）中提出：“新增主要污染物排放总量的建设项目必须落实主要污染物排放总量指标来源和控制要求。石化、煤化工、燃煤发电（含热电）、钢铁、有色金属冶炼等新增主要污染物排放量的建设项目所在区域、流域控制单元环境质量未达到国家或者地方环境质量标准的，建设项目应提出有效的区域削减方案，主要污染物实行区域倍量削减，确保项目投产后区域环境质量有改善。所在区域、流域控制单元环境质量达到国家或者地方环境质量标准的，原则上建设项目主要污染物实行区域等量削减，确保项目投产后区域环境质量不恶化。区域削减方案应符合建设项目环境影响评价管理要求，同时符合国家和地方主要污染物排放总量控制要求。

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

（1）与《产业结构调整指导目录（2024 本）》符合性分析

本项目为天然气采项目，属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）》，本项目属于

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。

（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3.5-1。根据表3.5-1分析结果可知，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）》中的准入条件。

表3.5-1 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

文件名称	文件要求	符合性分析	结论
《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。	本项目属于塔里木油田“十四五”规划中塔中Ⅰ号气田区块，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。	工程在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，避免对区域生态环境造成影响。	符合
	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。	符合
	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。	本项目采出水输送至塔三联合站污水处理系统处理，井下作业废水采用专用废水回收罐收集后拉运至哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站处理，采	符合

	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）和《气田水注入技术要求》（SY/T6596）等相关标准要求。	出水和井下作业废水处理满足《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，不外排。	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%。	本项目产生的危险废物，委托交由有危废处置资质的单位处置。	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、基础减振等措施的情况下，本项目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 相关法规、政策、规范、规划符合性分析

3.5.2.1 相关法规符合性分析

（1）与《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》的符合性分析

《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》第三十七条规定：各级人民政府应当加强对建设施工、矿产资源开采、物料运输的扬尘和沙尘污染的治理，保持道路清洁、控制堆料和渣土堆放，科学合理扩大绿地、水面、湿地、地面铺装和防风固沙绿化面积，防治扬尘污染。

第四十四条　矿山开采产生的废石、废渣、泥土等应当堆放到专门存放地，并采取围挡、设置防尘网或者防尘布等防尘措施；施工便道应当硬化。

本项目施工期油气田内大量出入中型车辆，区块内道路主要为砂石路，车辆行驶的扬尘污染较重，要求适当洒水降尘，减轻污染。合理规划、选择最短的运输路线，利用油气田现有公路网络，禁止随意开辟道路，运输车辆应以中、低速行驶，减少车辆行驶动力起尘。井场站场平整、管沟开挖产生土方用于井场站场回填、管沟回填，无弃方；施工废料应首先考虑回收利用，不可回收利用部分收集后由施工单位委托有资质的第三方环保公司合规处置。项目施工结束后拟对临时占地进行平整，可减少扬尘影响。项目建设符合《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》要求。

3.5.2.2 相关政策符合性分析

（1）与《石油天然气开采业污染防治技术政策》的符合性分析

本项目与《石油天然气开采业污染防治技术政策》（公告 2012 年 第 18 号）的符合性分析见表 3.5-3，由表 3.5-3 的分析结论可知，本项目建设符合《石油天然气开采业污染防治技术政策》相关要求。

表 3.5-3　与《石油天然气开采业污染防治技术政策》符合性分析

文件名称	文件要求	符合性分析	结论
《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。	本项目运营期废水主要为采出水和井下作业废水，采出水输送至塔三联合站污水处理系统处理，井下作业废水采用专用废水回收罐收集后拉运至哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站处理；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。	本项目建设布局合理，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，输送至塔三联合站集中处理。	符合
	在油气集输过程中，应采用密闭流程，减少烃类气体排放	本项目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采用专用废水回收罐收集后拉运至哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站处理。	符合

（2）与《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价的通知》（环办环评函〔2019〕910 号）、新环评价发〔2020〕142 号的符合性分析

本项目与《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（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）的符合性分析见表 3.5-4，根据表 3.5-4 的符合性分析结论，本项目建设符合上述文件要求。

表 3.5-4　　与《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价的通知》（环办环评函〔2019〕910 号）、新环评价发〔2020〕142 号符合性分析

文件名称	文件要求	符合性分析	结论
《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	本项目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	塔里木油田分公司实施本次塔中 I 号气田滚动开发区块	符合

	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。	产能建设项目。	
	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	本项目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，避免对区域生态环境造成影响	符合
	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	本项目油气集输管线采取埋地敷设方式，不在生态保护红线范围内新增占地。项目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	符合
	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	塔中采油气管理区制定有《塔里木油田公司塔中采油气管理区塔中第三联合站突发环境事件应急预案》（备案编号653200-2025-271-L）。	符合

（3）与《关于规范临时用地管理的通知》（自然资规〔2021〕2号）符合性分析

本项目与《关于规范临时用地管理的通知》（自然资规〔2021〕2号）符合性分析见表3.5-5，根据表3.5-5的分析结论，本项目临时用地符合该文件要求。

表 3.5-5　与《关于规范临时用地管理的通知》符合性分析

文件名称	文件要求	符合性分析	结论
《关于规范临时用地管理的通知》（自然资规〔2021〕2号）	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公益林，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、站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

（4）与《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）的符合性分析

本项目与与《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）的符合性分析见表 3.5-6。

表 3.5-6　与国发〔2023〕24 号文件的符合性分析

文件名称	文件要求	符合性分析	结论
《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）	重点区域有京津冀及周边地区、长三角地区、汾渭平原	本项目地处新疆阿克苏地区、和田地区，所在区域不属于重点区域。	符合
	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	本项目为陆地石油开采项目，属于国家“鼓励类”项目，不在“三高”行业之列。	符合
	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	本项目采用密闭集输工艺	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	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

	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		
	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。	不涉及	符合
	开展餐饮油烟、恶臭异味专项治理；稳步推进大气污染防控。	不涉及	符合
	完善区域大气污染防治协作机制。国家统筹推进京津冀及周边地区大气污染联防联控工作，继续发挥长三角地区协作机制、汾渭平原协作机制作用。国家加强对成渝地区、长江中游城市群、东北地区、天山北坡城市群等区域大气污染防治协作的指导，将粤港澳大湾区作为空气质量改善先行示范区。各省级政府加强本行政区域内联防联控。鼓励省际交界地区市县积极开展联防联控，推动联合交叉执法。对省界两侧 20 公里内的涉气重点行业新建项目，以及对下风向空气质量影响大的新建高架源项目，有关省份要开展环评一致性会商。	本项目所在区域不属于“联防联控区”	符合

综上，本项目建设符合《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）相关要求。

（5）与《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）符合性分析

本项目与《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）符合性分析，见表 3.5-7。根据表 3.5-7 分析结论，本项目建设符合该文件的要求。

表 3.5-7　与新环环评发〔2020〕138 号文件的符合性分析

文件名称	文件要求	符合性分析	结论
《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）	对于受理的涉及沙区的建设项目环评文件，严格按照《环境影响评价技术导则生态影响）》要求，强化建设项目的环境可行性、环境影响分析预测评估的可靠性和防沙治沙生态环境保护措施的可行性、有效性评估。	报告中已提出有效可行的防沙治沙措施，具体见“6.1.1 章节”	符合
	对于位于沙化土地封禁保护区范围内或者超过生态环境承载能力或对沙区生态环境可能造成重大影响的建设项目，不予批准其环评文件，从源头预防环境污染和生态破坏	本项目不在沙化土地封禁保护区范围内，不属于对沙区生态环境可能造成重大影响的建设项目，项目在采取有效的生态保护、避让、减缓等措施，不会超过区域生态环境承载能力	符合

（6）与《重点行业挥发性有机物综合治理方案》（环大气〔2019〕53 号）符合性分析

本项目与《重点行业挥发性有机物综合治理方案》（环大气〔2019〕53 号）的符合性分析见表 3.5-10，根据表 3.5-10 的分析结论，项目排放挥发性有机物管控措施符合该文件要求。

表 3.5-10　与《重点行业挥发性有机物综合治理方案》（环大气〔2019〕53 号）的符合性分析

文件名称	文件要求	符合性分析	结论
《重点行业挥发性有机物综合治理方案》（环大气〔2019〕53 号）	（二）全面加强无组织排放控制。重点对含 VOCs 物料（包括含 VOCs 原辅材料、含 VOCs 产品、含 VOCs 废料以及有机聚合物材料等）储存、转移和输送、设备与管线组件泄漏、敞开液面逸散以及工艺过程等五类排放源实施管控，通过采取设备与场所密闭、工艺改进、废气有效收集等措施，削减 VOCs 无组织排放。	本项目采用密闭集输工艺，已在工艺上减少了无组织排放。	符合
	加强设备与场所密闭管理。含 VOCs 物料应储存于密闭容器、包装袋，高效密封储罐，封闭式储库、料仓等。含 VOCs 物料转移和输送，应采用密闭管道或密闭容器、罐车等。		符合
	推进使用先进生产工艺。通过采用全密闭、连续化、自动化等生产技术，以及高效工艺与设备等，减少工艺过程无组织排放。		符合

（7）与《阿克苏地区 2025 年大气污染防治工作方案》符合性分析

本项目与《阿克苏地区 2025 年大气污染防治工作方案》的符合性分析见表 3.5-11，根据分析结论，本项目建设符合该文件要求。

表 3.5-11　与《阿克苏地区 2025 年大气污染防治工作方案》的符合性分析

文件名称	文件要求	符合性分析	结论
《阿克苏地区 2025 年大气污染防治工作方案》	四）开展挥发性有机物综合整治。对 VOCs 治理技术简易低效且无法稳定达标的，加快推进升级改造，同步开展动静密封点泄漏检测与修复（LDAR），确保达标排放。	本项目油气集输过程为密闭流程，同时塔中采油气管理区已对辖区的站场开展动静密封点泄漏检测与修复（LDAR），确保达标排放	符合
	（六）强化面源污染治理。持续强化扬尘污染综合管控，施工场地严格落实“六个百分百”要求。加强城市及周边公共裸地、物料堆场等易产尘区域扬尘管理。推进矿山生态环境综合整治，生产矿山加快绿色化升级改造。	本项目施工期区块内大量出入中型车辆，区块内道路主要为砂石路，车辆行驶的扬尘污染较重，要求适当洒水降尘，减轻污染。合理规划、选择最短的运输路线，利用油气田现有公路网络，禁止随意开辟道路，运输车辆应以中、低速行驶，减少车辆行驶动力起尘。井场、站场平整、管沟开挖产生土方用于为井、站场回填、管沟回填，无弃方；施工废料应首先考虑回收利用，不可回收利用部分收集后由施工单位委托有资质的第三方环保公司合规处置。项目施工结束后拟对临时占地进行平整，可减少扬尘影响。	符合

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/T 0317-2018）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/T 0317-2018）的符合性分析见表 3.5-12，根据符合性分析结论，本项目建设符合该文件要求。

表 3.5-12　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

文件名称	文件要求	符合性分析	结论
《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
	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	项目站场扩建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《石油天然气开采业固体废物污染控制技术规范（试行）》（HJ 1461-2026）符合性分析

本项目与《石油天然气开采业固体废物污染控制技术规范（试行）》（HJ 1461-2026）的符合性分析见表 3.5-13，根据符合性分析结论，本项目建设符合该文件要求。

表 3.5-13　与《石油天然气开采业固体废物污染控制技术规范（试行）》（HJ 1461-2026）的符合性分析

文件名称	文件要求	符合性分析	结论
《石油天然气开采业固体废物污染控制技术规范（试行）》（HJ 1461-2026）	4.1 油气开采固体废物污染环境防治坚持减量化、资源化和无害化原则。钻井作业现场配备钻井泥浆 回收装置，实现钻井泥浆最大化利用。无法循环利用的钻井泥浆宜采用随钻不落地处理，回收钻井泥浆 中的液相，减少钻井岩屑的产生量，回收的液相宜在钻井作业现场循环利用。	本项目钻井泥浆在井口采用“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。	符合
	4.2 含油废物综合考虑含油率、剩余固相的利用或处置污染控制要求等因素采取适当的利用处置技术， 宜采用回收矿物油的方式利用。	本项目运营其产生的含油危险废物委托有危废处置资质的单位接收处置。	符合
	5　收集、贮存、转移污染控制要求 5.1 含油废物与水基岩屑分开收集。水基岩屑中磺化钻井岩屑单独收集处理，造斜井段和目的层井段 等特殊工段及非正常工况下产生的聚合物钻井岩屑单独收集处理。 5.2 水基岩屑随钻固液分离后收集，	膨润土-聚合物泥浆钻井岩屑随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，同时石油烃满足《土壤环境质	符合

	其中磺化钻井岩屑先破胶脱稳处理，分离后的水基岩屑含水率宜 小于 60%，分离后的液相宜在钻井现场循环利用。 5.3 水基岩屑需要在作业现场临时贮存的，贮存场地的防渗性能满足 GB 18599 的要求。综合考虑降雨量、蒸发量等因素，因地制宜采取必要的防雨、防尘措施。转移过程中采取防遗撒、防扬尘、防泄漏的	量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中表 2 第二类用地筛选值后，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中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；聚磺钻井岩屑随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，固相转运至塔中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，同时石油烃满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中表 2 第二类用地筛选值后，用于铺垫油区内的井场或道路，不得用于填充自然坑洼。	
	6 利用、处置污染控制要求 6.1 水基岩屑 6.1.1 用于井场铺垫和道路铺设 6.1.1.1 清水钻井岩屑可直接用于油气开采生产作业区的井场铺垫、道路铺设。 6.1.1.2 聚合物钻井岩屑和磺化钻井岩屑用于油气开采生产作业区的井场铺垫、道路铺设时，根据相关 国家生态环境标准或技术文件等要求开展环境风险定量评价，评价结果为可接受。评价时重点关注石油 烃、钡、镍、砷、锑、氟化物、苯并[a]芘等特征污染物，结合暴露场景，并综合考虑区域地下水埋深、 包气带防污性能等水文地质参数和降水量、蒸发量等环境因素，评估对地下水质量和人体健康的影响。 部分场景下聚合物钻井岩屑和磺化钻井岩屑的风险评估参考值参见附录 A 中 A.1。造斜井段和目的层井 段等特殊工段以及非正常工况下产生的聚合物钻井岩屑不宜用于井场铺垫、道路铺	膨润土-聚合物泥浆钻井岩屑随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，同时石油烃满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中表 2 第二类用地筛选值后，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中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；聚磺钻井岩屑随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，固相转运至塔中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《油田钻井固体废物综合利用污	符合

	设。 6.1.1.3 水基岩屑用于油气开采生产作业区的井场铺垫、道路铺设时，使用自然土、砂石等进行表面覆 盖，覆盖层厚度在 20 cm 以上。	染控制要求》（DB65/T3997-2017）中的相关限值，同时石油烃满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中表 2 第二类用地筛选值后，用于铺垫油区内的井场或道路，不得用于填充自然坑洼。	

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》《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。本项目与相关规划符合性分析结果参见表 3.5-13。

表 3.5-13 本项目与相关规划符合性分析一览表

文件名称	文件要求	符合性分析	结论
《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》	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。深挖老区开采潜力，加快新区产能建设，持续推进塔里木盆地富满、博孜—大北、顺北和准噶尔盆地南缘、玛湖等大型油气田开发。	本项目属于塔里木盆地油气开采项目	符合
《阿克苏地区国民经济和社会发展第十五个五年规划》	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、柯开等县（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，支持油田公司勘深开发向深景进发，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。	本项目属于塔里木油田分公司塔中 I 号气田油气开采项目，其建设有利于提高油气资源的开发利用水平，符合规划中“积极支持两大油田公司加大油气资源勘探开发力度”的要求。	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	本项目井场、站场无组织废气排放涉及 VOCs 排放，报告中已针对无	符合

	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	组织排放提出相应措施	
	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。	本项目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》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，对采油作业区采出水罐、工艺池、卸油台、晾晒池等开展 VOCS 治理，加快更换装载方式.	本项目井场、站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
	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	本项目采出水输送至塔三联合站污水处理系统处理，井下作业废水采用专用废水回收罐收集后拉运至哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站处理，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	

	环境安全。	全	
	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。	本工程不涉及生态保护红线。	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。	本项目为塔里木盆地油气勘探开采项目，促进油气增储上产。	符合
《新疆维吾尔自治区国土空间规划（2021-2035年）》	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、防沙治沙措施，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、防沙治沙措施，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。	本工程不涉及生态保护红线。	符合
《阿克苏地区国土空间规划（2021-2035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	本工程占地类型为沙地，不占用基本农田、生态保护红线以及城镇开发边界，项目建设符合区域主体功能定位，	符合

	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。	对生态环境影响较小。	

本项目与《塔里木油田“十四五”发展规划》及《塔里木油田“十四五”发展规划环境影响报告书》及审查意见的符合性分析见表3.5-14。

表3.5-14　本项目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	符合性分析	结论
《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。	本项目为石油开采项目，可保证塔中Ⅰ号气田天然气快速上产。	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	本项目废气主要为井场、站场等无组织废气，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，采出水输送至塔三联合站污水处理系统处理，井下作业废水采用专用废水回收罐收集后拉运至哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站处理，采出水和井下作	符合

	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、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	业废水处理后满足《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；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；运营期固体废物妥善处置。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

本项目与《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）、《和田地区“三线一单”生态环境分区管控方案（2023 年版）》（和行发〔2024〕38 号）符合性分析分别见表 3.5-14、3.5-15、3.5-16 及图 3.5-1、3.5-2。根据分析结果，本项目建设符合生态环境分区管控的要求。

表 3.5-15　本项目与《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	结论
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，本项目不占用生态保护红线。	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。	本项目采出水随采出液一起进入塔三联合站处理达标后回注地层；井下作业废水采用专用废水回收罐收集，运至塔中油田钻试修废弃物环保处理站处理；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；本项目所在区域属于大气环境质量不达标区域，本项目油气采取密闭集输工艺，本项目已提出持续改善、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。本项目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	符合
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。	本项目采出水随采出液一起进入塔三联合站处理达标后回注地层；井下作业废水采用专用废水回收罐收集，运至塔中油田钻试修废弃物环保处理站处理；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；本项目开发符合资源利用上线要求	符合
生态环境准入清单	自治区环境管控单元分为优先保护单元、重点管控单元和一般管控单元三类，实施分类管控。其中一般管控单元主要为优先保护单元和重点管控单元之外的其他区域。一般管控单元主要落实生	本项目为陆地石油开采项目，属于《产业结构调整指导目录（2024 年本）》中“鼓励类”，符合国家相关产业政策。本项目位于沙雅县一般管控单元（环境管控单元编码	符合

名称	文件要求	符合性分析	结论
	态环境保护基本要求，推动区域环境质量持续改善。	ZH65292430001）以及民丰县一般管控单元（环境管控单元编码 ZH65322730001）见图 3.5-2。项目建设过程中以生态环境保护优先为原则，开发建设过程中严格执行相关法律法规要求，严守生态环境质量底线，生态功能不会降低。本项目实施后通过采取完善的污染治理措施，可确保污染得到有效控制，对站址周围大气环境、地表水环境、地下水环境影响可接受，从声环境、土壤环境影响角度项目可行。	

表 3.5-16　本项目与环境管控单元符合性分析一览表

单元编码	单元名称	单元属性	单元特征	环境要素属性
ZH65292430001	沙雅县一般管控单元	一般管控单元		/
维度	管控要求		本项目	符合性
空间布局约束	1.建设项目用地原则上不得占用基本农田，确需占用基本农田的建设项目须符合《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。 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。 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 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。 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 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		本项目不占用基本农田。建设单位在施工期、运营期间落实报告中提出的土壤和地下水污染防治要求；危险废物委托有资质的单位妥善处置，不外排。	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。 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 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		本项目建设符合阿克苏地区总体管控要求，不涉及畜禽养殖、农药使用等。本项目采出水随采出液一起进入塔	符合

	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。 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。 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场地为重点，开展土壤污染风险管控与修复工程。 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。	三联合站处理达标后回注地层；井下作业废水采用专用废水回收罐收集，运至塔中油田钻试修废弃物环保处理站处理，废水均不向外环境排放；严格执行《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”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；施工期生活垃圾集中收集后定期清理运送至沙雅县生活垃圾填埋场填埋。	
环境风险防控	1.加强对矿山、油田等矿产资源开采影响区域内未利用地的环境监管，发现土壤污染问题的，要坚决查处，并及时督促有关单位采取有效防治措施消除或减轻污染。 2.对排查出的危库和病库以及风险评估有严重环境安全隐患的尾矿库，要求企业完善污染治理设施、进行治理和修复。全面整治历史遗留尾矿库，完善覆膜、压土、排洪、堤坝加固等隐患治理和闭库措施 3.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。	本项目为陆地石油开采项目，符合阿克苏地区总体管控要求；运营期加强巡检，杜绝“跑、冒、滴、漏”等现象，防治土壤污染，落地油100%回收，委托具有危废处置资质的单位无害化处置。	符合
资源利用效率	全面推进秸秆综合利用，鼓励秸秆资源化、饲料化、肥料化利用，推动秸秆还田与离田收集。 2.减少化肥农药使用量，增加有机肥使用量，实现化肥农药使用量负增长。 3.推广渠道防渗、管道输水、喷灌、微灌等节水灌溉技术，完善灌溉用水计量设施。推进规模化高效节水灌溉，推广农作物节水抗旱技术。建立灌区墒情测报网络，提高农业用水效率，降低农业用水比重。	本项目为陆地石油开采项目，符合阿克苏地区总体管控要求；不涉及秸秆、农药、煤矿、灌溉等。项目运营期废水依托塔三联合站处理达标后回注。	符合

单元编码	单元名称	单元属性	单元特征	环境要素属性
ZH65322730001	民丰县一般管控单元	一般管控单元		/
维度	**管控要求**		**本项目**	**符合性**
空间布局约束	1.执行总体管控要求中关于空间布局约束的准入要求。 2.执行一般管控单元中关于空间布局约束的准入要求。 3.执行重点管控单元空间布局约束总体管控要求、大气环境受体敏感重点管控区的准入要求。		本项目建设单位在施工期、运营期间落实报告中提出的土壤和地下水污染防治要求；危险废物委托有资质的单位妥善处置，不外排。	符合
污染物排放管控	1.执行总体管控要求关于污染物排放管控的准入要求。 2.执行一般管控单元关于污染物排放管控的准入要求。 3.执行重点管控单元污染物排放总体管控要求、大气环境受体敏感重点管控区的准入要求。		本项目建设符合和田地区总体管控要求。本项目采出水随采出液一起进入塔三联合站处理达标后回注地层；井下作业废水采用专用废水回收罐收集，运至塔中油田钻试修废弃物环保处理站处理，废水均不向外环境排放；严格执行《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”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；施工期生活垃圾集中收集后定期清理运送至沙雅县生活垃圾填埋场填埋。	符合
环境风险防控	1.执行总体管控要求关于环境风险防控的准入要求。 2.执行一般管控单元关于环境风险防控的准入要求。 3.执行重点管控单元中环境风险管控总体管控要求。		本项目为陆地石油开采项目，符合和田地区总体管控要求；运营期加强巡检，杜绝“跑、冒、滴、漏”等现象，防治土壤污染，落地油 100%回收，委托具有危废处置资质的单位无害化处置。	符合
资源利用效率	1.执行总体管控要求中关于资源利用效率的准入要求。 2.执行一般管控单元中关于资源利用效率的准入要求。 3.执行重点管控单元中资源利用效率总体管控要求、大气环境受体敏感重点管控区的准入要求。		本项目为陆地石油开采项目，符合和田地区总体管控要求。项目运营期废水依托塔三联合站处理达标后回注。	符合

综上所述，本项目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

3.6.1 井场选址合理性分析

本项目位于现有塔中Ⅰ号气田采矿权范围内，不涉及新申矿权范围。项目拟部署 12 采气井，井场选址不涉及自然保护区、风景名胜区、水源保护区、居民区及文物保护单位等环境敏感区域。根据《新疆维吾尔自治区水土保持规划（2018-2030 年）》及自治区级水土流失重点防治区复核划分成果，项目所在地沙雅县属塔里木河流域重点治理区。井场布置无法避让该区域，建设过程中须严格落实各项水土保持措施，最大限度减缓工程建设引发的水土流失，确保不利环境影响可控。同时，应按照设计与环评要求全面落实水土流失防治措施。根据环境影响预测分析，本项目对周边环境的影响处于可接受水平。

井场总平面布置严格遵循现行相关规范与标准要求，工艺设备及管线相对集中，在满足生产安装与检修需要的前提下，布置紧凑合理，有效减少土地占用。

综上，本项目井场选址与布局合理，符合相关规划及环保要求。

3.6.2 站场选址合理性分析

本项目站场扩建工程涉及 2 号集气站、3 号集气站、中古 441 集油站，均在站内预留用地内扩建，不新增占地。

从选址合理性来看，项目建设区域不涉及自然保护区、风景名胜区、水源保护区、居民区、文物保护单位等环境敏感区域，不新增占地。同时，项目所处区域属塔里木河流域重点治理区，站场选址无法避让，施工及运营过程中将严格落实水土保持措施，控制工程建设可能造成的水土流失影响。

综上，本项目站场扩建工程选址符合相关规划及生态保护要求，总体选址合理可行。

3.6.3 管线选线可行性分析

本项目新建单井采气管线 19.17km，阀组集输管线 16.41km；新建回注管线 2.8km，均采用埋地敷设方式。

根据现场调查和资料收集，管线沿线不涉及城市规划区、自然保护区、风景名胜区、水源保护区、基本草原、文物保护单位、集中居民区等环境敏感区，管线布设符合《石油天然气工程设计防火规范》（GB50183-2015）及《输油管道工程设计

规范》（GB 50253-2014）中关于原油、成品油管道与城镇居民点或独立的人群密集的房屋距离的相关要求。

综上所述，本项目的建设符合国家产业定位和当地有关的矿产资源规划，符合国家对油气开发的部署。项目与当地产业布局方向是一致的，总体看，项目开发产业总体布局基本合理，无重大环境制约因素，项目选址选线合理。

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

沙雅县地处天山南麓中段，东与库车县毗邻，西与温宿县接壤，南隔却勒塔格山与新和县相望，北靠天山与伊犁哈萨克自治州相连，四周群山环抱，呈一带状盆地，全县总面积 3.18 万平方公里。我国最长的内陆河－塔里木河由西向东从境域中偏北部横穿而过。全境海拔 943~1050 米之间，北高南低，由西向东略有坡降。

民丰县，隶属于新疆维吾尔自治区和田地区，位于昆仑山北麓、地处东经 82°22'~85°55'，北纬 35°20'~39°29'之间。位于塔克拉玛干沙漠南缘。东临且末县，西连于田县，南越昆仑山接西藏改则县，北靠阿克苏地区沙雅县。民丰县地处昆仑山北麓，南部有喀什塔什山，在塔里木盆地南缘。地势南高北低。地貌是由南部的昆仑山地、北部的冲积扇平原和沙漠三大地形单元构成。

塔中Ⅰ号气田中古 8 区块位于新疆塔里木盆地塔克拉玛干沙漠腹地、新疆维吾尔自治区和田地区民丰县境和阿克苏地区沙雅县境内，该井区位于塔里木盆地中央隆起塔中低凸起北部斜坡 FⅠ19 断裂带中古 8 区块，西邻中古 22 井区，东接中古 10 井区，在塔克拉玛干沙漠腹地 1#沙漠公路约 66km 处，塔中 1 号公路穿越该区，交通便利。

本项目位于塔中Ⅰ号气田中古 8 区块，项目西北方向距沙雅县城中心约 188km。项目中心地理坐标为：　　E，　　N。地理位置见图 3.3-1。

4.1.2 地形地貌

塔中油气田所在区域在大地构造上属新疆南部塔里木地台、塔里木中央台坳、塔里木平原地貌区，位于克里雅河和塔里木河下游之间东北风吹扬作用最强烈的区域，新、老第四纪冲积层混存，且受风力严重吹蚀而形成的沙丘型平原，为世界第二大流动性沙漠。沙丘相对高度一般在 100m 左右，沙粒细小，沙丘形状复杂。区域分布着巨大的复合性新月形沙丘和纵向沙山，多呈东北—西南走向。沙丘间低地中，发育有西南走向的鲸鱼脊状沙垄和纵向沙垄。在较巨大沙丘迎风面坡度均较平缓，迎风坡上多有一系列复合的小沙丘，总的坡度同单一的新月形沙丘相类似，约 10～12°，背风坡在一般情况下没有复合的形态，具有比较简单的陡峭斜坡。由于

散沙稳定角的作用，背风坡一般为 30°左右，沙丘的长度一般较大，其新月形沙链顺风向延伸的沙丘角使各新月形沙丘链之间彼此相连。区域内地势开阔，属平原格状丘陵（沙丘）型地貌。

区块内地形地貌以沙丘为主，地势有一定的起伏，海拔 1075～1110m 左右。

4.1.3 水文与水文地质

4.1.3.1 地表水

本项目评价范围内无常年地表水体，距离项目区最近的河流为北侧约 150km 处的塔里木河。

塔里木河是我国最长的内陆河流，干流全长 1321km，发源于天山山脉及喀喇昆仑山，沿塔克拉玛干沙漠北缘，向盆地内部流动，构成向心水系。塔河流域的河流水系是由发源于塔里木盆地周围的天山、帕米尔高原、喀喇昆仑山、昆仑山、阿尔金山的 144 条河流组成的，它们分属于九大水系，穿过阿克苏、沙雅、库车、轮台、库尔勒、尉犁等县（市）的南部，最后流入台特玛湖，流域面积 102 万平方千米。

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、塔里木乡、古力巴克乡牧场、一牧场等 7 个乡、场。

4.1.3.2 水文地质

塔克拉玛干沙漠所在的塔里木盆地是一个内流水系盆地，从周围山脉而来的全部径流都聚集在盆地自身之中，为河流和地下水层供水。沙漠下面的地下水多半有持续不断的水道，从西面流向东部的罗布泊。

本区从昆仑山山前至油田区，基底地质构造由两个拗陷和两个隆起组成，直接影响地下水储水介质-第四系松散物质的补偿性沉积厚度和地下水赋存条件。地下水自南向北流向，水文地质条件呈现有规律的地带性变化。拟建项目位于该区的北部古冲积湖积平原。

北部古冲积湖积平原基底由唐古孜巴斯坳陷过渡到中央隆起带。新生代时期随着基底地壳坳陷和隆起的演化，第四纪古水文网异常发育，在风成沙的再次搬运下，形成了当今厚度大于 300m，以粉细砂为主体且夹有不稳定亚砂、亚粘土层的储水

构造，构成了广阔的古冲积湖积平原。石油勘探供水井的钻井资料表明，在垅间洼地地下水水位一般在 5～6m 之间，最大深度可达 15m，井深一般为 100～120m，8 英寸管径单井涌水量达 600～1000m3/d，单位涌水量在 1l/s·m 左右，属水量中等的潜水含水层。该区域水质条件差，水质矿化度在 4～5g/L 之间，不适于人类和牲畜饮用。

4.1.4 气候、气象

项目所在区域气候干旱少雨多风沙，年平均气温 10.2℃，最高气温 45.6℃，最低气温-26.4℃。冬夏及昼夜温差较大，最大可达 24℃，该区降水极少，蒸发量大，全年平均降水量为 24.1mm，蒸发量为 2563.8mm，属于典型的暖温带大陆性极端干旱的荒漠性气候。所在地主要气候要素见表 4.1-1。

表 4.1-1　主要气候气象参数一览表

项目名称		单位	数值
一般海拔高程		m	1100
年均相对湿度		%	48
风速	年平均	m/s	2.35
	最大风速	m/s	21
	年均大风日数	d	15.2
风向	最多风向	/	东北
气温	月平均最高	℃	38.3
	极端最高	℃	45.6
	极端最低	℃	-26.4
	年平均	℃	10.2
年平均大气压		kPa	89.4

4.2 生态环境现状调查与评价

4.2.1 调查方法及评价内容

（1）调查范围

本工程位于阿克苏地区沙雅县和和田地区民丰县境内的塔中 I 号气田。项目主要建设内容为：①新部署采气井 12 口，新建标准化采气井场 8 座。②中古 111-H1C 井新建 3 井式进站生产、计量阀组 1 座；中古 801-H7C 井新建 4 井式进站生产、计量阀组 1 座；中古 461C 井新建 5 井式进站生产、计量阀组 1 座。新建注水井场 2 座，中古 11-H13 井、中古 8-6C 井先采气生产，后期产能枯竭新建注水井场转注水。

③中古 8-6C 井、中古 111-H1C 井各新建利旧真空加热炉各 1 台；中古 801C 井等各新建自动点火装置 1 套；2 号集气站扩建进站阀组 1 路及进站阀组改造；3 号集气站扩建进站阀组 3 路及站内中压生产分离器液相出口改造；中古 441 集油站扩建外输油泵 1 台。④新建单井采气管线 19.17km，阀组集输管线 16.41km，新建回注管线 2.8km。⑤配套建设供配电、通信、仪控、结构、防腐、消防等工程。⑥利用老井 19 口，无工程量，本次评价只计算产能。总占地约 44.446hm^2，其中永久占地 1.92hm^2、临时占地 42.526hm^2。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），本工程以井场厂界周围 50m 范围、集输管线两侧外延 300m 为生态评价范围，面积约 19.84km^2。

（2）调查内容

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。

（3）调查方法

本次评价生态特征调查采用资料收集、现场踏勘结合遥感解译的方法。在资料收集、分析和现场踏勘调查的基础上，利用“3S”等技术手段，进行数据采集，对资料、信息和数据进行汇总、整理、分析，并完成生态制图。

A.基础资料收集

收集工程周边地区非生物因子特征（气候、土壤、地形地貌、水文地质等）、动植物类型及分布、植被类型及分布、生态功能区划、土地利用等资料，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。

B.现场勘查

陆生植被调查：本次调查主要在收集整理工程区域及邻近地区的现有生物多样性资料、综合分析现有资料的基础上，结合实地调查结果，获取评价区陆生植被现状。

陆生动物调查：搜集参照《生物多样性观测技术导则 陆生哺乳动物（HJ 710.3-2014）》《生物多样性观测技术导则 鸟类（HJ 710.4-2014）》《生物多样性观测技术导则 爬行动物（HJ710.5-2014）》《生物多样性观测技术导则 两栖动物（HJ 710.6-2014）》等确定的技术方法，本次陆生动物调查主要通过收集整理工程涉及区域现有生物多样性资料、野外踪迹进行调查的方法，结合现场调查结果确定动物种类及数量，最终对评价区的动物资源现状得出综合结论。

C.生态制图

采用“3S”技术进行地表类型的数字化判读，完成数字化的植被类型图和土地利用类型图。本次遥感数据采用 Landsat8 OLI 卫星遥感影像，受时相、云量及季节的影响，数据时间为 2026 年 6 月。从遥感信息获取的地面覆盖类型，在地面调查和历史资料基础上进行综合判读，采用监督分类的方法最终赋予生态学的含义。植被类型的确定需结合不同植被类型分布的生态学特征，不单纯依靠色彩进行划分，对监督分类产生的植被初图，结合地面样点和等高线、坡度、坡向等信息，对植被图进行目视解译校正，得到符合精度要求的植被图。在植被图的基础上，进一步合并有关地面类型，得到土地利用类型图。

D.生物量的测定与估算

重点测定评价范围内分布广泛的植被类型的生物量，参考国内有关生物量的相关资料，并根据当地的实际情况，估算出评价范围内植被类型的生物量。

4.2.2 生态功能区划调查

根据《新疆生态功能区划》（2005 版），工程区属于塔里木盆地暖温荒漠及绿洲农业生态区（IV），塔里木盆地中部塔克拉玛干流动沙漠生态亚区（IV_3），塔克拉玛干东部流动沙漠景观与油田开发生态功能区（71）。工程所在区域内的油气资源丰富，油气田勘探开发工作已开展多年。工程区主要生态服务功能、生态主要生态环境问题和主要保护目标见表 4.2-1。本工程与新疆生态功能区划位置关系见图 4.2-1。

表 4.2-1　工程区生态功能区划

生态功能分区单元	生态区	塔里木盆地暖温荒漠及绿洲农业生态区（IV）
	生态亚区	塔里木盆地中部塔克拉玛干流动沙漠生态亚区（IV_3）
	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、油气资源开发
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
生态敏感因子敏感程度		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
主要保护措施		建立机械与生物相结合的油田和公路防风固沙体系、规范油气勘探开发作业、清洁化生产、防止油气污染和窜层、在沙漠南缘建设生态防护林
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

本工程属于油气开采项目，工程区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等生态敏感区，除油区工作人员外，工程区无人居住。拟建工程对生态环境的影响主要体现在施工期，该影响具有临时性、短暂性的特点。本工程建设过程中减少水土流失、控制土地沙化，施工结束后井场恢复和管沟回填，采取完善的防沙治沙及水土保持措施，不会对沙漠化、土壤盐渍化造成影响。

综上所述，本工程的建设不会对本工程所在区域土壤、动植物等生态环境产生明显的影响，符合本区域生态服务功能定位，与区域发展方向相协调。

4.2.3 生态系统调查与评价

（1）生态系统类型

评价范围内降水少，蒸发量远大于降水量，日夜温差大，并多有风沙与尘暴出现。区域内除局部地段外，地表基本无植被生长，为裸露地表。本次采用野外调查与遥感技术相结合的手段，对评价区生态系统进行分类。拟建工程所在区域主要是由沙漠景观和油气田生产设施相嵌分布形成的复合型生态系统，主要是荒漠和城镇生态系统。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》（HJ 1166-2021）表 A.1 全国生态系统分类体系表，工程区所涉及的荒漠生态系统二级分类为沙地和沙漠，城镇生态系统二级分类为工矿用地。评价范围内生态系统类型图见图 4.2-2，各类生态系统面积统计见表 4.2-2。

表 4.2-2　评价范围内生态系统类型统计表

序号	生态系统I级分类	生态系统II级分类	面积（km^2）	比例（%）
1	城镇生态系统	工矿交通	0.57	2.88
2	荒漠生态系统	沙漠、沙地	19.27	97.12
合 计			19.84	100.00

（2）生态系统特征

评价区内总体生态系统类型简单、稳定性较差、环境异质性较低，荒漠生态系统占绝对优势，占比高达 97.12%。各生态系统特征类型如下：

①荒漠生态系统

本工程新钻井和新建集输管线均位于荒漠生态系统内。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，加上受土壤条件等自然条件的制约，评价区几乎无植被，地表被流动沙地所覆盖。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城镇生态系统

本工程评价范围内还分布有部分采矿用地、工业用地和道路用地，采矿用地和工业用地主要是塔中 I 号气田内现有井场、站场和阀室等，道路用地主要是气田内部已建油气运输道路，由此在评价范围内形成一种高度人工干预、扰动剧烈且生态功能退化的城镇生态系统。该生态系统内主要是气田基础设施和城镇基础设施主导景观，钻井平台、联合站、阀组站、计转站、集输管线、道路等基础设施建设，会将原本连续的荒漠景观切割，地表扰动、土壤退化和水土流失等进一步造成生物群落结构改变。

4.2.4 土地利用现状调查与评价

参照全国土地利用现状调查技术规程、全国土地利用现状分类系统，根据实地调查和遥感影像数据的解读分类，通过地理信息系统软件处理得到工程区域及周边地区的土地利用类型。工程区土地利用现状见图 4.2-3。

评价区土地利用类型主要有工业用地、沙地、道路用地和采矿用地，生态环境评价范围内土地利用现状见表 4.2-3。

表 4.2-3　生态环境评价范围内土地利用类型一览表

序号	土地利用类型		面积（km^2）	百分比（%）
	一级类	二级类		
1	工矿仓储用地	采矿用地	0.36	1.82
2		工业用地	0.12	0.59
3	交通运输用地	公路用地	0.04	0.22
4		农村道路	0.05	0.26
5	其他土地	沙地	19.27	97.12
合计			19.84	100.00

本工程占用的土地类型主要是沙地，具体占地面积统计见表 4.2-4。

表 4.2-4　本工程新增占地土地利用现状统计表

工程内容	占地面积（hm^2）	占地性质	占地类型
新建井场	1.92	永久	沙地
	3.08	临时	沙地
新建单井采气管线	15.336	临时	沙地
新建阀组集输管线	13.128	临时	沙地
新建回注管线	2.24	临时	沙地
电力工程	6.822	临时	沙地
生活营地	1.92	临时	沙地
合计	44.446	/	/

4.2.5 植被现状调查与评价

按中国植被区划，拟建工程区属于塔里木盆地裸露荒漠、稀疏灌木、半灌木荒漠区。根据现场调查情况，本工程所在区域大部分为裸露地表和连绵的固定、半固定沙丘，地表几乎无植被覆盖，只在局部立地条件适宜、土壤水分较好的生境中，可见零星稀疏分布的柽柳灌丛。评价区植被类型统计见表 4.2-5，植被类型分布图见图 4.2-4。

表 4.2-5　评价区主要高等植物名录

序号	科	种名	拉丁名
1	柽柳科 Tamaricaceae	多枝柽柳	*Tamarix ramosissima*

4.2.6 野生动物现状调查与评价

由于植物种类贫乏、结构简单、覆盖度极低，因而动物的食物资源比较单调和贫乏，动物的种类不多，数量也少。评价范围内生态单元为沙漠区，自然条件十分恶劣，野生动物不易生存，动物极为罕见，没有大型哺乳动物分布。评价区野生动物种类及遇见频度见表 4.2-6。

表 4.2-6　评价区野生动物种类及遇见频度

序号	目名	科名	属名	中文名	学名	遇见频度
1	有鳞目	鬣蜥科	沙蜥属	南疆沙蜥	*Phrynocephalus forsythi*	+
2	蜥蜴目	蜥蜴科	麻蜥属	密点麻蜥	*Eremias multiocellata*	+
3	有鳞目	蜥蜴科	麻蜥属	荒漠麻蜥	*Eremias przewalskii*	-
4	啮齿目	跳鼠科	长耳跳鼠属	长耳跳鼠	*Euchoreutes naso*	-
5	啮齿目	仓鼠科	沙鼠属	子午沙鼠	*Meriones meridianus*	-

备注：- 偶见种类， + 一般种类， ++ 常见种类，+++ 多见种类。

本工程位于气田开发区域，因油气开发建设活动早已开展，人类活动频繁，再加上区域内大多属于沙地、干旱缺水、植被极其稀疏，野生动物生存条件相对很差。此次现场调查中未发现野生动物踪迹。

4.2.7 生态敏感区调查与评价

根据《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022），生态保护目标主要为受影响的重要物种、生态敏感区以及其他需要保护的物种、种群、生物群落及生态空间等。结合现状调查，评价区域生态保护目标主要为区域内分布的野生动植物。同时按照《建设项目环境影响评价分类管理名录》，将区域塔里木河流域水土流失重点治理区一并进行调查及评价。

4.2.7.1 重要物种

根据《国家重点保护野生植物名录》（2021 年版）、《新疆国家重点保护野生植物名录》（新林护字〔2022〕8 号）和《新疆维吾尔自治区重点保护野生植物名录》（新政发〔2023〕63 号文），工程区域无国家和自治区重点保护野生植物分布。

根据《国家重点保护野生动物名录》（2021 年版）、《新疆国家重点保护野生动物名录》（2021-07-28）和《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），该区域无国家和自治区重点保护野生动物。

4.2.7.2 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 19615.9km^2，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 283963km^2，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。本工程所在沙雅县属于 II_3 塔里木河流域重点治理区。

根据《沙雅县水土保持规划》（2020-2030），项目属于南部塔克拉玛干沙漠防沙治沙区，是极强度的风力侵蚀区，地表多为流动的沙丘或沙地，植被覆盖度不足 10%。沙漠以风为外营力，不断北侵，对农区造成威胁，造成土壤沙化。该地区的植被（梭梭、柽柳、胡杨等）遭到极为严重的破坏，特别是胡杨，由于河水断流，加之人为的樵采，大部分被破坏，近几年来在林业部门的管护下，有部分得到恢复。

治理措施主要有：①保护好现有沙生植被，对重点地区进行封育治理，减少乱砍滥伐现象，同时利用洪水灌溉荒地，恢复已稀疏的植被；②应加大对沙漠内部原生自然植物资源的保护，严禁在沙漠内部采挖，制定相关法规条例来进行保护，对

破坏者应给予行政处罚，行为特别严重的应追究其法律责任。

4.2.7.3 土地沙化现状调查

本工程位于沙雅县和民丰县境内的塔中 I 号气田，根据《新疆第六次沙化土地监测报告》，沙雅县沙化土地总面积为 2697317.85hm^2，占沙雅县总面积的 84.34%。其中：流动沙地 1625570.97hm^2，占 60.27%；半固定沙地 1006795hm^2，占 37.33%。固定沙地 59434.31hm^2，占 2.20%；戈壁 2242.15hm^2，占 0.08%。民丰县沙化土地面积为 320.58 万公顷，占全和田地区沙化土地面积的 24.49%。

本工程所在区域属于沙化区，沙化土地类型为流动沙地。拟建工程新增占地类型均为沙地，占用沙地面积为 44.446hm^2。

沙化土地类型分布情况见图 4.2-5。

4.2.8 主要生态问题调查

项目评价区域降水量少，土地沙化，干旱和半干旱是生态的主要特征，生态较为脆弱。结合本次现场考察和资料分析，工程区目前主要的生态问题包括以下几方面：

（1）水土流失

本工程位于塔里木河流域水土流失重点治理区。工程区气候干热，降雨少，蒸发量大，植被覆盖度极低，土壤侵蚀严重，水土流失是评价范围内的主要生态问题之一。

（2）土地荒漠化

土地盐渍化和沙漠化主要是指在干旱多风的沙质和沙壤质地表土壤条件下，由于地下水位较高，人类强度活动破坏了脆弱生态系统的平衡，造成地表出现以风沙活动为主要标志的土地退化和土壤盐渍化。从而引起地表土壤含盐量增加，沙质地表、沙丘等的活化，导致生物多样性减少、生物生产力下降、土地生产潜力衰退以及土地资源丧失，工程区荒漠化的形成主要是因风蚀所致。根据现状调查结果，本工程所在区域土地沙化类型为流动沙地，属于土壤盐化区域。

近年来，自治区实施了退耕还林还草、沙化土地封禁保护等措施，土地沙化趋势明显减缓，局部生态状况明显改善。

4.2.9 小结

本工程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，行政区划隶属于沙雅县和民丰县，工程区大部分为连绵的流动沙丘，地表无植被覆盖。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，距离最近的生态保护红线是西南侧 79.5km 处的塔里木盆地南缘土地沙化防控生态保护红线区。生态保护目标主要为水土流失重点治理区，土地沙化和动植物等。

本工程新增占用的土地利用类型为沙地，工程所在区域沙化土地类型为流动沙地；现场调查中未发现国家及自治区级重点保护野生动植物，未见到大型哺乳动物。评价区域内生态系统类型简单、脆弱，主要是城镇生态系统和荒漠生态系统，环境异质性较低，系统受扰动后自我恢复的能力较弱。

4.3 地下水环境现状调查与评价

4.3.1 地下水环境现状监测

（1）调查方法

地下水环境现状调查采用搜集资料法。

（2）监测点位

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）附录 A，本项目属天然气开采项目，井场、站场项目类别为II类，集输管线类别为III类。评价范围内不存在集中式饮用水水源和分散式饮用水水源地，且项目区不位于集中式饮用水水源的补给径流区，区域地下水环境敏感程度为不敏感。本次地下水环境评价等级为三级。根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）中“8.3.3.3 现状监测点的布设原则，4）三级评价项目潜水含水层的水质监测点应不少于 3 个，可能受建设项目影响且具有饮用水开发利用价值的含水层 1-2 个。原则上建设项目场地上游及下游影响区的地下水水质监测点均不得少于 1 个。”

本项目大部分地处荒漠，经过现场核实，项目区周边人工开采水井分布数量极少。根据导则要求，从实际出发，本次环评引用《ZG15-1H 井采气和气举流程完善工程环境影响报告书》中 1 个地下水监测点位的监测数据（气举-1#），引用《塔中 40 片区注水系统腐蚀隐患治理项目环境影响报告表》中 2 个地下水监测点位的监测

数据（①井、②井），引用《塔里木塔中Ⅰ号气田中古10断裂带奥陶系气藏产能建设项目开发调整》中3个地下水监测点位的监测数据（D1、D2、D3）。引用监测点位与本项目所在区域属于同一水文地质单元，监测取样时间在三年有效期内。监测点位基本满足《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）的要求，故引用的数据具有一定代表性。具体监测点位见图4.3-1，各监测点设置情况及基本信息见表4.3-1。

表4.3-1 地下水监测点设置情况一览表

序号	点位名称	坐标	监测层位	与工程位置关系	水位埋深m	井深m	监测时间	监测单位
1	气举-1#		潜水	项目区下游9.1km	-	-	2025.3	新疆广宇众联环境监测有限公司
2	①井		潜水	项目区	-	-	2026.3	新疆锡水金山环境科技有限公司
3	②井		潜水	项目区	-	-		
4	D1		潜水	项目区上游13.8km	13	67	2026.8	新疆昇腾环保科技有限公司
5	D2		潜水	项目区侧向14.6km	16	71		
6	D3		潜水	项目区下游14.8km	26	63		

（3）监测项目及分析方法

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016），本次评价的监测项目包括：色、嗅和味、肉眼可见物、pH、总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物、铁、锰、铜、锌、铝、挥发性酚类、阴离子表面活性剂、耗氧量、氨氮、硫化物、钠、总大肠菌群、菌落总数、亚硝酸盐、硝酸盐、氰化物、氟化物、碘化物、汞、砷、硒、镉、铬（六价）、铅、三氯甲烷、四氯化碳、苯、甲苯、石油类、钡等。

分析方法：采样按照《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）执行，监测分析方法按照《地下水环境监测技术规范》（HJ/T164-2004）、《地下水质量标准》（GB /T14848-2017）、《环境水质监测质量保证手册》（第二版）有关标准和规范执行。

（4）监测结果

监测结果见表 4.3-1。

4.3.2 地下水环境质量现状评价

（1）评价标准

石油类参照《地表水环境质量标准》（GB 3838-2002）III类标准；其他因子执行《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类标准。

（2）评价方法

评价方法采用标准指数法。

①对于评价标准为定值的水质因子，其标准指数计算公式：

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

式中：Pi——第 i 个水质因子的标准指数，无量纲；

Ci——第 i 个水质因子的监测浓度，mg/L；

Csi——第 i 个水质因子的标准浓度，mg/L。

②对于评价标准为区间值的水质因子（如 pH 值），其标准指数计算公式：

$$P_{pH} = \frac{7.0 - pH}{7.0 - pH_{sd}}$$，pH≤7 时；

$$P_{pH} = \frac{pH - 7.0}{pH_{su} - 7.0}$$，pH＞7 时；

式中：PpH—pH 的标准指数，无量纲；

pH—pH 监测值；

pHsd—标准中 pH 的下限值；

pHsu—标准中 pH 的上限值。

（3）评价结果

从表 4.3-1 可以看出，根据监测结果可知，在监测期间，潜水监测点中除总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物外，其余监测因子均满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类标准要求，石油类满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）III类标准要求。

进一步分析部分监测因子超标的原因主要如下：总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物超标主要是由于区域气候干旱、潜水蒸发量大，加之蒸发岩和碳酸盐岩

等矿物溶解于地下水中，导致这些指标超标。

根据地下水离子检测结果，评价区潜水含水层阴离子以 SO_4^{2-}、Cl^-为主，阳离子以 Na^+为主，水化学类型主要以 Cl·SO_4-Na 型为主。

表 4.3-2（1） 地下水质量现状监测及评价结果一览表

序号	检测项目	标准值	气举-1#		①井		②井		D1		D2		D3		达标情况
			监测值	标准指数	监测值	标准指数	监测值	标准指数	监测值	标准指数	监测值	标准指数	监测值	标准指数	
1	色度	≤15 度													-
2	嗅和味	-													-
3	肉眼可见物	-													-
4	pH 值	6.5～8.5													-
5	总硬度	≤450													超标
6	溶解性总固体	≤1000													超标
7	硫酸盐	≤250													**超标**
8	氯化物	≤250													**超标**
9	铁	≤0.3													达标
10	锰	≤0.1													达标
11	铜	≤1.0													达标
12	锌	≤1.0													达标
13	铝	≤0.2													达标
14	挥发性酚类	≤0.002													达标
15	阴离子表面活性剂	≤0.3													达标
16	耗氧量	≤3.0													达标
17	氨氮	≤0.5													达标
18	硫化物	≤0.02													达标

19	总大肠菌群	≤ 3MPN/100mL												达标
20	细菌总数	≤100CFU/mL												达标
21	亚硝酸盐氮	≤1.0												达标
22	硝酸盐氮	≤20.0												达标
23	氰化物	≤0.05												达标
24	氟化物	≤1.0												超标
25	碘化物	≤0.08												达标
26	汞	≤0.001												达标
27	砷	≤0.01												达标
28	硒	≤0.01												达标
29	镉	≤0.005												达标
30	六价铬	≤0.05												达标
31	铅	≤0.01												达标
32	三氯甲烷	≤0.06												达标
33	四氯化碳	≤0.002												达标
34	苯	≤0.01												达标
35	甲苯	≤0.7												达标
36	石油类	≤0.05												达标
37	钡	≤0.7												

表 4.3-2（2）　八大离子平衡表

项目		潜水含水层					
		气举-1#	①井	②井	D1	D2	D3
监测值（mg/L）	K^+						
	Na^+						
	Ca^{2+}						
	Mg^{2+}						
	CO_3^{2}-						
	HCO_3^-						
	Cl^-						
	SO_4^{2-}						
毫克当量百分比（%）	K^++Na^+						
	Ca^{2+}						
	Mg^{2+}						
	CO_3^{2-}						
	HCO_3^-						
	Cl^-						
	SO_4^{2-}						

4.4 土壤环境现状调查与评价

4.4.1 土壤类型及分布调查

根据遥感影像图、新疆维吾尔自治区土壤类型图、《新疆土壤》及现场踏勘结果，评价区土壤类型主要为风沙土。土壤类型分布图见图 4.5-1。

风沙土是在风成沙性母质上发育起来的，质地较粗，物理性粘粒很少。因风蚀风积作用的交替进行，使土壤发育处于不断的复幼状况下，加之植被稀疏生物作用微弱，有机物质积累很少，成土过程十分微弱，剖面层次分化不明显，因此风沙土在很大程度上只具有风积沙沉积物岩性特征而缺乏其它的诊断层和诊断特征。

4.4.2 土壤理化性质调查

根据项目工程分析情况，针对项目占地的土壤理化性质进行分析，主要包括土体结构、土壤结构、土壤质地、阳离子交换量、氧化还原电位、饱和导水率、土壤容重、孔隙度等。取样点位为本项目附近土壤表层样（0-0.2m）。调查结果如表 4.4-1 所示。

表 4.4-1　土壤理化特性调查表

点号		中古 801-6X 井
坐标		
层次		
现场记录	颜色	
	结构	
	质地	
	砂砾含量	
	其他异物	
实验室测定	阳离子交换量 $cmol^+/kg$	
	pH 值（无量纲）	
	氧化还原电（mv）	
	饱和导水率 cm/s	
	土壤容重 g/cm^3	
	孔隙度%	
	水溶性盐总量 g/kg	

4.4.3 土壤环境现状监测

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ 964-2018）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），工程所在区域属于土壤盐化地区，本项目类别同时按照生态影响型项目和污染影响型项目考虑。根据项目位置和（HJ 964-2018）布点要求，本评价在占地范围内设置 3 表层样，占地范围外设置 4 个表层样；土壤类型主要为风沙土。土壤监测布点符合 HJ 964-2018、HJ349-2023 中污染影响型和生态影响型项目布点要求。

根据项目区域土壤类型的特点以及土地利用方式，分为建设用地和农用地进行评价。本次评价土壤检测委托新疆广宇众联环境监测有限公司对土壤环境质量现状进行了监测，取样时间为 2025 年 9 月 6 日。土壤监测点位及监测因子见表 4.4-2。

表 4.4-2 土壤监测点位及监测因子

监测项目		监测点位	监测点位坐标	监测点情况	监测时间	监测频率/要求	监测因子
土壤	占地范围内	1#：中古 801-6X 井		表层样	监测 1 次	表层样 0-0.2m 取样	《土壤环境质量 建设用地土壤污染 风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中的 45 项+特征因子：pH+石油烃+土壤盐分含量
		2#：中古 11-20					PH+石油烃+土壤盐分含量
		3#：中古 441-8X					PH+石油烃+土壤盐分含量
	占地范围外	4#：中古 441-8X 井场外 200m		表层样	监测 1 次	表层样 0-0.2m 取样	pH+石油烃+土壤盐分含量
		5#：中古 801-6X 井场外 200m					pH+石油烃+土壤盐分含量
		6#：中古 11-20 井场外 200m					土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）中表 1 规定的基本项目：pH+8 项重金属+土壤盐分含量+石油烃
		7#：中古 111-H1C 井场外 200m					pH+石油烃+土壤盐分含量

4.4.4 土壤环境现状评价

（1）评价标准

油田内地面工程、井场等建设用地为第二类用地，占地范围内执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）（GB36600-2018）第二类用地风险筛选值标准。

占地范围外沙地执行《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）表 1 筛选值标准，根据监测结果，在监测期间，本项目占地范围外区域土壤 pH＞7.5，因此占地范围外土壤执行《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）表 1 中所列筛选值标准。石油烃执行《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 2 第二类用地筛选值标准。

（2）评价方法

对污染物的评价，采用标准指数法。

（3）评价结果

土壤评价结果见表 4.4-3～表 4.4-5。

表 4. 4-3　占地范围内表层样土壤环境质量评价（1）

监测点位				中古 801-6X 井		
采样深度				0-20cm		
序号	检测项目	单位	筛选值（第二类用地）	监测数据	Pi	达标情况
1	pH	-	-			-
2	总砷	mg/kg	60			达标
3	镉	mg/kg	65			达标
4	六价铬	mg/kg	5.7			达标
5	铜	mg/kg	18000			达标
6	铅	mg/kg	800			达标
7	总汞	mg/kg	38			达标
8	镍	mg/kg	900			达标
9	四氯化碳	mg/kg	2.8			达标
10	氯仿	mg/kg	0.9			达标
11	氯甲烷	mg/kg	37			达标
12	1,1-二氯乙烷	mg/kg	9			达标

13	1,2-二氯乙烷	mg/kg	5			达标
14	1,1-二氯乙烯	mg/kg	66			达标
15	顺式-1,2-二氯乙烯	mg/kg	596			达标
16	反式-1,2-二氯乙烯	mg/kg	54			达标
17	二氯甲烷	mg/kg	616			达标
18	1,2-二氯丙烷	mg/kg	5			达标
19	1,1,1,2-四氯乙烷	mg/kg	10			达标
20	1,1,2,2-四氯乙烷	mg/kg	6.8			达标
21	四氯乙烯	mg/kg	53			达标
22	1,1,1-三氯乙烷	mg/kg	840			达标
23	1,1,2-三氯乙烷	mg/kg	2.8			达标
24	三氯乙烯	mg/kg	2.8			达标
25	1,2,3-三氯丙烷	mg/kg	0.5			达标
26	氯乙烯	mg/kg	0.43			达标
27	苯	mg/kg	4			达标
28	氯苯	mg/kg	270			达标
29	1,2-二氯苯	mg/kg	560			达标
30	1,4-二氯苯	mg/kg	20			达标
31	乙苯	mg/kg	28			达标
32	苯乙烯	mg/kg	1290			达标
33	甲苯	mg/kg	1200			达标
34	间/对二甲苯	mg/kg	570			达标
35	邻二甲苯	mg/kg	640			达标
36	硝基苯	mg/kg	76			达标
37	苯胺	mg/kg	260			达标
38	2-氯酚	mg/kg	2256			达标
39	苯并[a]蒽	mg/kg	15			达标
40	苯并[a]芘	mg/kg	1.5			达标
41	苯并[b]荧蒽	mg/kg	15			达标
42	苯并[k]荧蒽	mg/kg	151			达标
43	䓛	mg/kg	1293			达标
44	二苯并[a,h]蒽	mg/kg	1.5			达标
45	茚并[1,2,3-cd]芘	mg/kg	15			达标

46	萘	mg/kg	70			达标
47	石油烃	mg/kg	4500			达标
48	全盐量	mg/kg	-			-

表 4.4-4　占地范围内表层样土壤环境质量评价（2）

监测点位		石油烃			水溶性盐总量	pH
占地范围内	采样深度	标准限值（mg/kg）	监测值（mg/kg）	Pi	监测值（mg/kg）	-
2#：中古 11-20	20cm	4500				
3#:中古 441-8X	20cm	4500				

表 4.4-5　占地范围外土壤环境质量评价　（筛选值 pH＞7.5）

监测点位				4#：中古 441-8X 井场外 200m		5#：中古 801-6X 井场外 200m		6#：中古 11-20 井场外 200m		7#：中古 111-H1C 井场外 200m	
采样深度				0-20cm		0-20cm		0-20cm		0-20cm	
序号	检测项目	单位	筛选值	监测数据	Pi	监测数据	Pi	监测数据	Pi	监测数据	Pi
1	pH 值	无量纲	/								
2	镉	mg/kg	0.3								
3	汞	mg/kg	2.4								
4	砷	mg/kg	30								
5	铅	mg/kg	170								
6	铬	mg/kg	250								
7	铜	mg/kg	100								
8	镍	mg/kg	100								
9	锌	mg/kg	250								
10	石油烃（C_{10}~C_{40}）	mg/kg	4500								
11	水溶性盐总量	g/kg	-								

从评价结果可以看出，项目区占地范围内土壤的挥发性有机物和半挥发性有机物均未检出。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。重金属元素

含量相对较低，场站内土壤满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中表 1 第二类用地筛选值标准要求。

项目区占地范围外土壤中重金属元素含量相对较低，小于《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB156 18-2018）中“表 1 农用地土壤污染风险筛选值（基本项目）”相应标准；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。

（4）土壤酸化和盐化现状

对照《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ 964-2018）附录 D，土壤盐化分级标准见表 4.5-6，土壤酸化、碱化分级标准见表 4.4-7。项目属于干旱、半荒漠和荒漠地区，项目所在区域土壤盐化、酸化碱化现状见表 4.4-8。

表 4. 4-6 土壤盐化分级标准

分级	土壤含盐量（SSC）/（g/kg）	
	滨海、半湿润和半干旱地区	干旱、半荒漠和荒漠地区
未盐化	SSC<1	SSC<2
轻度盐化	1≤SSC<2	2≤SSC<3
中度盐化	2≤SSC<4	3≤SSC<5
重度盐化	4≤SC<6	5≤SSC<10
极重度盐化	SSC≥6	SSC≥10

表 4. 4-7 土壤酸化、碱化分级标准

土壤 pH 值	土壤酸化、碱化强度
pH<3.5	极重度酸化
3.5≤pH<4.0	重度酸化
4.0≤pH<4.5	中度酸化
4.5≤pH<5.5	轻度酸化
5.5≤pH<8.5	无酸化或碱化
8.5≤pH<9.0	轻度碱化
9.0≤pH<9.5	中度碱化
9.5≤pH<10.0	重度碱化
pH≥10.0	极重度碱化

表 4.4-9　　土壤盐化、酸化现状

监测点位	采样深度	pH	碱化程度	含盐量（SSC）/（g/kg）	盐化程度
1#：中古 801-6X 井	20cm				
2#：中古 11-20	20cm				
3#：中古 441-8X	20cm				
4#：中古 441-8X 井场外 200m	20cm				
5#：中古 801-6X 井场外 200m	20cm				
6#：中古 11-20 井场外 200m	20cm				
7#：中古 111-H1C 井场外 200m	20cm				

综上所述，区内土壤无酸化或碱化，土壤盐化程度不均，存在未盐化、轻度盐化、中度盐化和重度盐化的情况。

4.5 环境空气质量现状调查与评价

4.5.1 基本污染物环境质量现状调查

本项目地处阿克苏地区沙雅县和和田地区民丰县，根据 2025 年阿克苏地区环境空气质量监测结果，阿克苏地区环境空气中六项基本污染物 SO_2、NO_2、PM_{10}、$PM_{2.5}$、CO、O_3 监测结果，对区域环境空气质量现状进行分析（浓度单位为μg/m³），区域环境空气质量现状评价表详见表 4.5-1。

表 4.5-1　区域环境空气质量现状评价表

污染物	年评价指标	现状浓度	标准值	占标率%	达标情况
2025 年					
SO_2	年平均	5.2μg/m³	60μg/m³	8.7%	达标
NO_2	年平均	25.3μg/m³	40μg/m³	63.3%	达标
PM_{10}	年平均	259.5μg/m³	70μg/m³	370.7%	超标
$PM_{2.5}$	年平均	75.9μg/m³	35μg/m³	216.9%	超标
CO	24 小时平均第 95 百分位数	2200μg/m³	4000μg/m³	55.0%	达标
O_3	最大 8 小时滑动平均第 90 百分位数	130μg/m³	160μg/m³	81.2%	达标
2024 年					
SO_2	年平均	5μg/m³	60μg/m³	8.3%	达标
NO_2	年平均	27μg/m³	40μg/m³	67.5%	达标
PM_{10}	年平均	81μg/m³	70μg/m³	115%	超标
$PM_{2.5}$	年平均	35μg/m³	35μg/m³	100	达标
CO	24 小时平均第 95 百分位数	1600μg/m³	4000μg/m³	40	达标
O_3	日最大 8 小时滑动平均第 90 百分位数	135μg/m³	160μg/m³	82.5	达标
2023 年					
SO_2	年平均	7μg/m³	60μg/m³	11.6%	达标
NO_2	年平均	32μg/m³	40μg/m³	80.0%	达标
PM_{10}	年平均	95μg/m³	70μg/m³	135.7%	超标
$PM_{2.5}$	年平均	37μg/m³	35μg/m³	105.7%	超标
CO	24 小时平均第 95 百分位数	2200μg/m³	4000μg/m³	55.0%	达标
O_3	日最大 8 小时滑动平均第 90 百分位数	130μg/m³	160μg/m³	81.2%	达标
2022 年					
SO_2	年平均	6μg/m³	60μg/m³	10	达标

NO_2	年平均	24μg/m³	40μg/m³	60	达标
PM_{10}	年平均	94μg/m³	70μg/m³	134.29	超标
$PM_{2.5}$	年平均	41μg/m³	35μg/m³	117.14	超标
CO	24 小时平均第 95 百分位数	2000μg/m³	4000μg/m³	50	达标
O_3	日最大 8 小时滑动平均第 90 百分位数	133μg/m³	160μg/m³	83.125	达标
2021 年					
SO_2	年平均	6μg/m³	60μg/m³	10	达标
NO_2	年平均	29μg/m³	40μg/m³	72.5	达标
PM_{10}	年平均	87μg/m³	70μg/m³	124.3	超标
$PM_{2.5}$	年平均	35μg/m³	35μg/m³	100	达标
CO	24 小时平均第 95 百分位数	1700μg/m³	4000μg/m³	42.5	达标
O_3	日最大 8 小时滑动平均第 90 百分位数	124μg/m³	160μg/m³	77.5	达标

表 4.5-2　民丰县基本污染物环境空气质量现状评价表

污染物	年评价指标	现状浓度	标准值	占标率%	达标情况
2025 年					
SO_2	年平均	5μg/m³	60μg/m³	8.33%	达标
NO_2	年平均	20μg/m³	40μg/m³	50.00%	达标
PM_{10}	年平均	40μg/m³	70μg/m³	57.14%	超标
$PM_{2.5}$	年平均	122μg/m³	35μg/m³	348.57%	超标
CO	24 小时平均第 95 百分位数	1600μg/m³	4000μg/m³	40.00%	达标
O_3	最大 8 小时滑动平均第 90 百分位数	119μg/m³	160μg/m³	74.38%	达标
2024 年					
SO_2	年平均	9μg/m³	60μg/m³	15.00%	达标
NO_2	年平均	20μg/m³	40μg/m³	50.00%	达标
PM_{10}	年平均	114μg/m³	70μg/m³	162.86%	超标
$PM_{2.5}$	年平均	44μg/m³	35μg/m³	125.71%	达标
CO	24 小时平均第 95 百分位数	1800μg/m³	4000μg/m³	45.00%	达标
O_3	日最大 8 小时滑动平均第 90 百分位数	124μg/m³	160μg/m³	77.50%	达标
2023 年					
SO_2	年平均	9μg/m³	60μg/m³	15%	达标
NO_2	年平均	16μg/m³	40μg/m³	40%	达标
PM_{10}	年平均	141μg/m³	70μg/m³	235%	超标

$PM_{2.5}$	年平均	43μg/m³	35μg/m³	143%	超标
CO	24 小时平均第 95 百分位数	800μg/m³	4000μg/m³	20%	达标
O_3	日最大 8 小时滑动平均第 90 百分位数	122μg/m³	160μg/m³	76%	达标
2022 年					
SO_2	年平均	10μg/m³	60μg/m³	16.70%	达标
NO_2	年平均	18μg/m³	40μg/m³	45%	达标
PM_{10}	年平均	125μg/m³	70μg/m³	178.60%	超标
$PM_{2.5}$	年平均	43μg/m³	35μg/m³	122.90%	超标
CO	24 小时平均第 95 百分位数	2.8μg/m³	4000μg/m³	70%	达标
O_3	日最大 8 小时滑动平均第 90 百分位数	125μg/m³	160μg/m³	78.10%	达标
2021 年					
SO_2	年平均	12μg/m³	60μg/m³	26.67%	达标
NO_2	年平均	25μg/m³	40μg/m³	62.50%	达标
PM_{10}	年平均	123μg/m³	70μg/m³	175.71%	超标
$PM_{2.5}$	年平均	44μg/m³	35μg/m³	125.71%	达标
CO	24 小时平均第 95 百分位数	2600μg/m³	4000μg/m³	65.00%	达标
O_3	日最大 8 小时滑动平均第 90 百分位数	128μg/m³	160μg/m³	80.00%	达标

根据上表结果，近 5 年来工程区域为环境空气质量不达标区，不达标因子为 PM_{10}、$PM_{2.5}$，超标主要是由于当地气候条件干燥、自然扬尘较多。阿克苏地区及和田地区通过落实大气污染防治行动计划，采取综合措施，可降低工业粉尘排放，但自然原因引起的扬尘污染受气候干燥、降水少的现实情况限制，短期内不会有明显改善。

根据《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）要求，对阿克苏地区实行环境影响评价差别化政策，可不进行颗粒物区域削减。本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。

4.5.2 特征污染物环境质量现状评价

（1）监测点位及监测项目

在兼顾开采区所在区域的地形特点及当地常年主导风向和均布性原则，项目设置 1 个监测点，监测点位布设及基本信息见表 4.6-2 和图 4.3-1。

表 4.5-2　特征污染物监测点位基本信息　　单位：mg/m³

位置	监测因子	监测频次
中古 441 集油站（3 号回收站）下风向 500m 处	非甲烷总烃、H_2S	硫化氢连续监测 7 天、每天采样 4 次；非甲烷总烃每天采样 4 个小时，每小时 4 次，取小时平均值，连续监测 7 天。

（2）监测时段及频次

监测时段：2026 年 9 月 7 至 2026 年 9 月 13 日，连续监测 7 天。

监测频次：非甲烷总烃、硫化氢监测 1h 平均浓度，每日监测 4 次。

（3）评价标准

NMHC 参考《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）确定一次浓度限值 2.0mg/m³，H_2S 执行《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 中其他污染物空气质量浓度参考限值（10μg/m³）的浓度限值要求。

（4）评价方法

采用质量浓度占标率法，计算公式为：

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

式中：

P_i——第 i 个污染物的最大占标百分比，%；

Ci——第 i 个污染物监测浓度，μg/m³；

C_{oi}——第 i 个污染物的环境空气质量浓度标准，μg/m³。

（5）评价结果

监测及评价结果见表 4.5-3。

表 4.5-3　NMHC 监测评价结果监测结果表

监测点位	污染物	评价标准（μg/m³）	监测浓度范围(μg/m³)	最大浓度占标率(%)	达标情况
中古 441 集油站（3 号回收站）下风向 500m 处	非甲烷总烃	2000			达标
	硫化氢	10			达标

由监测结果可知，监测期间评价区特征污染物非甲烷总烃小时平均值在 240～300μg/m³ 之间，最大占标率为 15%，能满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）详解中浓度限值 2000μg/m³ 要求；H_2S 小时平均值均未检出，能满足《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 中其他污染物空气

质量浓度参考限值（10μg/m³）的浓度限值要求。

4.6 声环境现状调查与评价

4.6.1 声环境现状监测

4.6.2 声环境现状评价

声环境现状调查采用现场监测法。声环境现状委托新疆广宇众联环境监测有限公司进行现场监测。

（1）监测点位

为了说明本项目声环境质量现状，本次评价在 2 号集气站、中古 441 集油站（3 号回收站）、中古 801-6X 井场分别设置监测点。声环境现状监测点位信息见表 4.7-1，布点示意图见图 4.3-1 。

表 4.6-1 监测点位信息一览表

序号	监测点位名称	监测因子	监测时间	监测频率	监测单位
1	2 号集气站	等效连续 A 声级（Leq）	2025 年 9 月 6 日-9 月 7 日	监测 1 天昼、夜间各监测一次。	新疆广宇众联环境监测有限公司
2	中古 441 集油站（3 号回收站）				
3	中古 801-6X 井场				

（2）监测项目：连续等效 A 声级 Leq[dB(A)]。

（3）监测方法：依据《声环境质量标准》（GB3096-2008）、《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB 12348-2008）中规定的方法进行监测。

（4）监测时间：本次现状监测时间为 2026 年 9 月 8 日-9 月 10 日。

（5）评价标准

评价区声环境现状执行《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类标准，即昼间 60dB（A），夜间 50dB（A）。

（6）监测及评价结果

声环境现状监测及评价结果见表 4.6-2。

表 4.6-2　声环境现状监测及评价结果表

监测点位		测量时间	等效声级 dB(A)		达标情况
			监测值	标准值	
2 号集气站	东厂界	昼间			达标
		夜间			达标
	南厂界	昼间			达标
		夜间			达标
	西厂界	昼间			达标
		夜间			达标
	北厂界	昼间			达标
		夜间			达标
中古 441 集油站（3 号回收站）	东厂界	昼间			达标
		夜间			达标
	南厂界	昼间			达标
		夜间			达标
	西厂界	昼间			达标
		夜间			达标
	北厂界	昼间			达标
		夜间			达标
中古 801-6X 井场		昼间			达标
		夜间			达标

由表 4.7-2 可以看出，昼间噪声值在 53.1~58dB(A)之间，夜间噪声值在 43.9~48dB(A)之间，井场、站场满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类标准要求

5. 环境影响预测与评价

5. 1 生态环境影响分析

5.1.1 施工期生态影响分析

5.1.1.1 占地影响分析

（1）永久占地影响分析

本工程新增永久占地 1.92hm^2，主要是 8 座新建采气井场的永久占地。施工结束后，永久占地区域原先的自然地表被构筑物长期占用，这部分占地的土壤类型和土地利用类型等将发生彻底地改变。

（2）临时占地影响分析

本工程新增临时占地 42.526hm^2，主要是井场工程临时占地、新建各类管线、生活营地和电力线路占地，生态影响主要集中在施工期。本工程临时性占地类型主要是沙地。施工道路以依托区块现有道路为主，施工结束后及时进行生态恢复，因此从宏观整体区域看，不会影响该区域的土地利用结构。

综上所述，临时性工程占地短期内将影响区域内的利用状况，施工结束后，随着生态恢复等措施的实施，这一影响将逐渐减小直至消失。

5.1.1.2 对植被的影响分析

本工程施工期建设是造成植被破坏的主要原因，此外，施工人员活动也会对项目植被造成一定的影响。井场施工过程中有部分地表土地被各种构筑物或砾石覆盖，工程结束后土地重新回到原来的自然状态，但地表土壤结构却发生了较大的变化。地表保护层被破坏后，其稳定性下降，防止水土流失的能力也随之下降，影响植被生长环境。

（1）扬尘对植被的影响

工程开发建设中的扬尘是对植物生长产生影响的因素之一，但结合工程区域具体情况分析：该区域多风、少雨、干旱、地形开阔的自然条件使得大气中扬尘易扩散，加之工程施工阶段污染源分散，地表几乎无植被。因此在正常情况下，短时间内扬尘浓度低，对工程区植被影响不大。

（2）施工废物对植被的影响

井场施工过程中产生的建筑垃圾，不及时清理，会压覆生长的植被。在施工现

场对管线进行防腐处理，不可避免地要有一些防腐材料散落在环境中，对土壤和植被产生一定的影响。但工程区地表几乎无植被，仅在评价范围内偶尔可以见到一些柽柳沙包。在施工中只要加强环保宣传，就会使这种影响降到最低程度甚至没有。

（3）施工期人为活动对植被的影响

人为活动对植被的影响主要为施工人员和作业机械对草本植物的踩踏、碾压等，主要表现在：

①由于开发及施工过程中人类践踏形成的小面积局部地段的次生裸地，从而增加产生沙化的可能性；其多集中在临时性占地外围 50m 范围内，这种影响一般为短期性影响，且强度不大，施工结束，这一影响也逐渐消除。

②施工作业中大型机械大面积碾压和翻动地表土壤，造成地表原有结构的破坏，改变了十分脆弱的原有自然生态，造成施工区外缘区域沙漠化。其影响范围同工程临时占地面积相同，这一破坏需经较长时段才能完全恢复。

（4）生物量损失

本工程总占地面积 44.446hm^2，占地范围内的现状用地主要为沙地。根据现场调查结果，项目占地范围内无植被覆盖，因此项目的建设不会造成工程区内现有生物量损失。

5.1.1.3 对野生动物的影响分析

评价范围内为沙漠区，自然条件十分恶劣，野生动物不易生存，动物极为罕见，主要野生动物以各种昆虫居多，其次是蜥蜴、鼠类和一些雀类，没有国家和自治区级保护动物分布。

项目各工程呈点块状（井场等）和线状（管线等）分布在评价区范围内，施工可能会影响或缩小野生动物的栖息空间和生存环境；施工干扰会使野生动物受到惊吓，也将被迫离开施工区周围的栖息地或活动区域。施工结束后，随着人类活动和占地的减少，原有生境将逐步恢复，野生动物对新环境适应后其活动和分布范围亦将恢复。

5.1.1.4 水土流失影响分析

根据新水水保〔2019〕4 号文，本工程所在区域属于塔里木河流域水土流失重点治理区，建设单位在项目建设和运行过程中要严格按照设计、环评以及水保要求

做好水土流失防治措施。

工程区土壤类型风沙土，工程实施中会使施工带范围内的土体结构遭到破坏，导致风沙作用加剧，其影响主要表现在以下几个方面：

（1）破坏地表稳定层，加剧风力侵蚀

工程区地表虽几乎无植被覆盖，但可能存在由微生物与细小沙粒等在长期作用下形成的脆弱地表结皮。井场平整、管沟开挖等施工活动将破坏地表结皮，使下方松散的沙物质完全裸露，在风力的作用下，这些新裸露区域的土壤风蚀量将成倍增长。

项目实施后，井场永久占地区域将形成硬化的下垫面，但其周边因施工扰动会形成松动沙土带，成为持续供沙的源头。管线虽最终埋设，但施工期开挖形成的临时堆土、回填的疏松土壤，以及作业带内被彻底扰动的地表，将形成一条线性的、高度易被侵蚀的脆弱带。在草方格等防护措施生效前，这条带状区域极易发展成风蚀沟。

（2）叠加与累积影响

工程区属于风力侵蚀强度较大的区域，本底风蚀量大。工程活动新增的沙源与本底风沙流叠加，将进一步加剧区域性的风沙危害强度和频度。

项目位于流动沙地内，本身需要固定流沙、减少沙尘。本工程在施工期及运营初期，因新增了大面积的活动沙面，会在局部暂时削弱了该区域的防沙治沙生态功能。

（3）土壤粗粒化

在土壤沙化过程中，当风力作用地表产生风蚀时，便产生风选作用，细粒物质被带走，粗粒物质大部分原地保留下来，从而使土壤颗粒变粗，将未沙化的原始土壤和“就地起沙”形成的风沙土颗粒粒级加以比较，沙化后的风沙土较之原始土壤粗砂和细砂粒显著增加，而粉砂和粘粒粒级减少。

5.1.1.5 井场建设对生态环境的影响

本工程拟新建 8 座采气井场，井场建设过程中将建设区域进行平整，地表植被被清除、压实，并用砾石铺垫，表层土壤原有的结构和质地已发生改变。井场建设对周边区域的生态环境影响主要有：

①临时占地将破坏地表原有自然植被，造成生物量损失。

②施工过程中车辆碾压使占地范围内的土壤紧实度增加，对生态恢复后植被根系发育和生长不利。

③在干燥天气下，车辆行驶扬尘，使便道两侧作物叶面覆盖降尘，光合作用减弱，影响作物生长；降雨天气，施工车辆进出施工场地，施工便道上的泥土将影响到公路路面的清洁，干燥后会产生扬尘污染。

类比调查表明，距井场不同距离处土壤中石油类浓度明显高于井场外土壤石油类浓度，说明油气田开采对土壤存在石油类污染，但该污染主要集中在井场内部。

5.1.1.6 管线建设对生态环境的影响

本工程开挖管沟 38.38km，从管线途经区域两侧评价范围的现状调查结果来看，沿线主要为沙地，无植被覆盖。在管道敷设过程中，开挖和回填对土壤的影响主要为：破坏土壤原有结构，混合土壤层次、改变土壤质地；影响土壤养分、土壤紧实度；影响土壤物理性质等。

在管线施工期间，管线两侧临时占地范围的土体将被扰动，土壤侵蚀模数和侵蚀量增大。由于管道埋设复原后，绝大部分影响还可以恢复，并且区域内无植被，不会造成现有生物量损失。

5.1.1.7 土地沙化影响分析

据《新疆第六次沙化土地监测报告》，本工程所在区域属于流动沙地。沙化土地本身生态系统极其脆弱，植被覆盖度低，土壤结构松散，风蚀活动强烈。本工程井场和管线建设对土地沙化的影响主要表现在地表扰动与破坏、植被破坏、风蚀加剧和人为活动增加等，具体影响如下：

（1）破坏地表稳定层

沙化土地的表土结皮和稀疏植被是抵抗风蚀的最后一道天然屏障。井场建设和管线开挖会彻底清除这些脆弱的结皮和植被，使下层松散的沙物质直接暴露于风力作用下。这将激活沙丘，裸露的地表在风力作用下就地起沙，迅速发生风蚀，并为沙尘暴提供丰富的沙源。

（2）形成风蚀突破口

井场硬化虽然避免了井场区域的风蚀，但其边缘地带（如硬化地面与自然地面

的交界处）极易因人为踩踏、车辆碾压而形成风蚀突破口。风力在此处受阻、减速，导致沙粒堆积，并可能逐渐侵蚀周围的土地。

管线开挖回填后，土壤结构被破坏，土层变得更为松散。加上在干旱的沙区，植被覆盖率极低，抗风蚀能力弱。风力沿着管沟开挖形成的线状区域加强，不仅造成管线自身覆土被吹蚀，还可能切割地表，形成新的风蚀沟壑。

（3）加剧土地破碎化

管线及其施工便道会分割原本连续的沙地生境，使生态系统更加破碎。井场和硬化道路等不透水表面改变了地表微地貌，可能导致在其上风向积沙或下风向出现风蚀，打破区域风沙输移平衡，造成新的沙害问题。

5.1.2 运营期生态影响分析

本工程运营期对生态环境的影响主要表现在对野生动物、植被等的影响，生态系统完整性影响以及生态景观影响。

5.1.2.1 对野生动物的影响分析

运营期车辆运输和机械噪声相对施工期有所减小，人为活动相对施工也有所减少，通过加强管理禁止油气田职工对野生动物的猎杀，本工程运营期的噪声和人为活动对野生动物的影响也相对减小。

运营期道路行车主要是油气田巡线的自备车辆，车流量很小，夜间无车行驶，一般情况下，野生动物会自行规避或适应，不会对野生动物产生明显影响。

5.1.2.2 植被影响分析

运营期由于占地活动的结束，工程基本不会对植被产生影响，临时占地的植被开始自然恢复，一般在 2～3 年内开始发生向原生植被群落演替，并逐渐得到恢复。但事故状态如管线泄漏或火灾均会致使泄漏或火灾处局部范围内植被死亡。但事故造成的植被破坏是小范围的，在荒漠地带植被损失量很小。

5.1.2.3 生态系统完整性影响评价

生态系统完整性是生态系统在特定地理区域的最优化状态，在这种状态下，生态系统具备区域自然生境所应包含的全部本土生物多样性和生态学进程，其结构和功能没有受到人类活动胁迫的损害，本地物种处在能够持续繁衍的种群水平。本工程建设对生态系统完整性的影响主要表现在以下方面：

（1）土壤结构与功能的破坏

施工期重型机械碾压会严重破坏土壤结构，增加土壤容重，降低孔隙度和渗透性，影响水分入渗和植物根系生长。地表植被和结皮被破坏后，裸露的土层极易在风力作用下发生侵蚀，导致土地沙化等生态问题。其次，施工机械的油料泄漏、井下作业废水等含油污水若管理不当，将对微生物和植物造成长期危害。

（2）生物多样性损失

植被减少会降低生态系统的初级生产力；油气设施噪声、灯光、施工人员活动等会干扰野生动物，导致其回避核心活动区，种群数量改变等。

5.1.2.4 景观完整性影响分析

本工程属于塔里木盆地塔克拉玛干沙漠北缘塔中 I 号气田内的改扩建工程。工程区地处典型的荒漠生态景观区，其生态系统结构简单，生物多样性匮乏，环境异质性较低，导致该系统稳定性和抗干扰能力较差。经过多年开发，塔中 I 号气田内已形成了由道路、集输管网、站场等构成的密集基础设施网络，这些气田设施将原本广袤、连续的原始荒漠景观切割成碎片，在区块内部已逐步演替为一种高度依赖人工维持、生态功能退化的“城镇-工业-荒漠”复合生态系统。在宏观尺度上，气田开采导致了景观格局的破碎化，使荒野区域面积减小；在微观尺度上，则造成了局部地表结构的剧烈扰动、土壤理化性质改变、风蚀与水蚀加剧等问题，并最终引发荒漠生态系统功能退化等。

本次工程总占地面积 44.446 hm^2，所有新增占地均集中于已划定的油气田开发范围内，不涉及新的生态区域。从宏观角度而言：本工程是在既有高度人工化的复合生态系统内的扩建项目，其影响是累积性和叠加性的。项目本身并未开辟新的扰动区域，因此，对于整个塔克拉玛干沙漠荒漠景观的整体性与完整性而言，本工程不构成颠覆性或质变性的新增破坏。从局部来看：本次新增的临时占地将在建设期内对地表植被和土壤结皮造成短期破坏，可能加剧局部风沙活动。然而，由于临时占地具有可恢复性，通过后续的生态修复措施，其影响在很大程度上是可逆的。新增的永久占地规模极小，在广阔的已建气田区域内，其新增的景观切割效应与生态扰动相对有限。

综上所述，虽然本工程在局部范围内会造成不可避免的生态扰动，但其对区域

荒漠景观完整性的新增负面影响整体可控。通过采取严格的、全周期的生态保护与修复措施，如：严格控制施工范围；施工结束后立即启动生态修复工程，选用适生的本地先锋植物物种，促进土壤结皮的形成和植被群落的自然恢复；强化施工期和运营期的环境管理，确保钻井废水、固体废弃物等妥善处理，杜绝污染物进入荒漠环境等，可以将工程对景观完整性的影响降至最低。

5.1.3 退役期生态影响分析

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

退役期的环境影响以生态环境的恢复为主，同时封井和井场清理也会产生少量扬尘和建筑垃圾，会对周围的环境造成一定影响。气井停采后将进行一系列清理工作，包括地面设施拆除、地下截去至少 1m 的井筒并用水泥灌注封井、井场清理等。在这期间，将会产生少量扬尘和固体废物。在闭井施工操作中应注意采取降尘措施，文明施工，防止水泥等的洒落与飘散，同时在清理井场时防止飞灰、扬尘的产生，尽可能降低对周边大气环境的影响。

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

迹地经过清理后，根据周边区域的自然现状对其进行恢复，使井场恢复到相对自然的一种状态。油气田设施退役后，人员撤离，区域内没有人为扰动，井场范围内的自然植被会逐渐得以恢复，有助于区域生态环境的改善。

5.1.4 生态影响评价自查表

本工程对生态环境的影响主要在施工期，为永久占地平整及临时管沟开挖等建设带来的生态环境影响。本工程永久占地约 1.92hm^2，永久性工程占地对沿线地区的土地利用影响较小。临时占地 42.526hm^2，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，且大部分用地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，临时性工程用地扰动区内的原有植被可逐渐恢复，临时性工程占地影响将逐渐减小或消失。

本工程位于阿克苏地区沙雅县和和田地区民丰县境内，项目评价范围和占地范围内均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等生态敏感区。评价范围内少有大型野生动物出现，项目对野生动物的影响较小。总体而言，施工结束后，随着占地恢复等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可逐渐恢复，临时性工程占地影响将逐渐减小或消失，生态环境影响可接受。本工程生态影响评价自查表见表 5.1-1。

表 5.1-1　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、行为等） 生境☑（生境面积、质量　　） 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□（物种丰富度、优势度等　　） 生态敏感区□（　　） 自然景观☑（景观多样性、完整性　　） 自然遗迹□（　　） 其他☑（水土流失、土壤盐渍化、土地沙化等　　）
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：（19.84）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☑
	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☑
生态影响预测与评价	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 地下水环境影响分析

5.2.1 水文地质条件

5.2.1.1 区域水文地质条件概况

根据区域剖面资料，塔克拉玛干沙漠沙丘之下，广泛分布有第四系的冲积、洪积和风积层，厚度多在 200m～300m。其上部 120m～150m 绝大多数为粉细砂层，粒度均匀，不含或微含细粒物质，渗透系数较大，透水性能较强，单井出水量 20m3/d～200m3/d，按地下水的富水性标准，属于水量中等地区。

（1）区域地质构造控水作用

①塔里木盆地构造控水条件

塔里木盆地在大地构造中称为塔里木地台，其基底（指第四系以前的地质时代的地层）形态特征受南北向天山和昆仑山地槽褶皱带挤压应力场的作用，使塔里木地台的构造格局以南北向分带性、地层系统发育的完整性及强烈的新构造运动的差异性为显著特点，新构造作用使地台缓慢抬升，基底的凹陷，隆起呈波状起伏，断裂发育等为基本形态特征，对地下水储存具有较强的控制作用。

②第四系松散地层赋水介质分布规律

第四系松散地层是地表水流床，也是地下水赋存的主要介质。昆仑山前平原至塔中沙漠区，第四系地层分布广泛，它不仅塑造了盆地现代地貌景观，而且对山前平原和沙漠腹地水资源的形成、运移、储存及水动力循环具有显著的影响作用。昆仑山前倾斜平原由河流冲洪积扇群组成，基底岩层处于民丰-若羌坳陷带内，向扇前缘过渡为冲积平原，由原层砂夹亚砂土，亚粘土互层组成，统称细土带，厚度为 500m～800m；向盆地中央延伸，流水作用逐渐减弱，岩性粒度由粗变细，向河湖相和风积相过渡，被巨厚的粉细砂夹薄层亚砂土或精致粘土层代替。项目区处于中央隆起构造带内，第四系厚度有所变薄，一般沉积厚度小于 300m，最大厚度可达 500m，在较低的沙垅间洼地中可见冲、湖积地层出露，其岩性结构粒度同风成沙类同，流水层理清楚，并发现较多的螺壳化石，证明冲湖积的物质来源于风积砂再搬运沉积的结果。

总之，塔里木盆地基底地形，由南向北经过的坳陷-隆起-再坳陷至塔中再隆起的波浪式变化，对第四系的补偿堆积具有很强的控制作用，为地下水的赋存和运移创造了有利的储水构造条件。区域水文地质见图 5.2-1～图 5.2-2。

图 5.2-1　　水文地质剖面图

图 5.2-2　　区域水文地质图

（2）区域地下水系统特征

项目区沙漠地下水同昆仑山前冲洪积平原地下水具有紧密联系并处于同一水环境单元，构成了区域地下水系统。

①地下水赋存及分布规律

本区从昆仑山前至基底地质构造由两个坳陷和两个隆起组成。直接影响储水介质——第四系松散物质的补偿性沉积厚度和地下水赋存条件。在地貌上山前倾斜平原衔接沙漠覆盖的冲积湖积平原，构成完整的水系统单元，自南向北沿流向水文地质条件呈有规律的变化。

a 南部山前平原：据水文地质普查勘探资料，山前平原处于民丰-若羌坳陷内，由第四系松散卵砾质堆积物充填，厚度近千米，储水条件优越，赋存有丰富的水质良好的潜水，315 国道南侧一带，地下水埋深 10m～20m，向山麓方向埋深大于 60m，含水层岩性为单一的卵砾石层，富水性强，水交替条件活跃，单井涌水量大于 2000m^3/d。

倾斜平原前缘，处于车尔臣隆起带内，第四系冲积层相变为双层和多层结构的粗中砂、粉细砂和粘土、亚粘土或亚砂土互层，为细土平原带，赋存有上部劣质潜水和下层（深部）优质承压水的储水构造。潜水位埋深 1m～10m，富水性时空变化大，以安边尔兰杆边界，东部人莫勒恰河和喀拉米兰河下游平原，富水性较差，单井涌水量约 500m^3/d。深部承压水有两层含水层，以中细砂为主，富水性较强，单井涌水量达 1000m^3/d～2000m^3/d。

b 北部古冲积湖积平原：基底由唐古孜巴斯拗陷过渡到中央隆起带。新生代时期随着基底地壳坳陷和隆起的演化，第四纪古水文网异常发育，对风成沙的再搬运，形成当今的厚度大于 300m，以粉细砂为主体，夹有不稳定亚砂、亚粘土层的储水构造，构成广阔的古冲湖积平原，普遍含有地下水。现代风成沙堆积在古冲积平原之上，流动的沙丘、沙垅不含地下水，形成表层风沙地貌。深部大厚度粉细砂层构成巨大的储水空间。据沙漠中钻井资料分析，沙漠地下水主要分布于更新世中晚期冲积和冲湖积砂层中。石油勘探供水井资料表明垅间洼地地下水位 3m～5m，最大深度 15m，井深 100m～120m，8 英寸管径单井涌水量达 600m^3/d～1000m^3/d，单位涌水量 1L/s·m 左右，属水量中等的潜水含水层。水质差，矿化度 4g/L～5g/L，不适

饮用。据分析第四系含水层之下的新第三系泥岩、砾岩和砂岩有深循环承压地下水分布，有待供水勘探证实。

②地下水补给、径流、排泄条件

昆仑山前平原至沙漠腹地油气田区，为一个整体的地下水动力系统，具有良好的储水条件，贮水体积巨大，地下水分布较为普遍，其补给水源主要靠山地流入的七条河流和季节洪流的转化下渗补给。据外业调查，这些地表径流在山前平原区除蒸发消耗和小面积灌溉被作物吸收外约有 90%以上水量渗失地下转换为地下水资源，如安迪尔河和牙通古孜河出山口不到 15km，全部渗入地下，河床断流，估测地表水转换为地下水资源约为 $5\times10^8m^3/a$，说明地表水补给地下水作用极为强烈。平原区虽有大气降水，但不足 30mm，其它如灌溉水入渗等，其量甚微，对平原地下水补给不具实际意义。

地下水径流自南向北运动，山前至沙漠油田区地形高差大于 400m，径流交替强烈，向较低的沙漠腹地运移条件良好，地下径流速度由每日数十米向沙漠古冲湖积平原逐渐趋于缓慢，约为 1m，构成广大沙漠中大面积地滞留集水区，是沙漠普遍分布地下水的基本原因之一。

地下水的排泄，严格受基底构造控制，在车尔臣隆起带附近，倾斜平原前缘地下水位埋深 1.5m，古河道侵蚀谷侧有泉水出露，一般流量小于 5L/s，是地下水排泄回归地表水，而后又汇集河床向沙漠倾泻，形成局部循环转化过程。但大面积地下水浅埋带垂直蒸发强烈，特别是在埋深小于 1m 地段，地表土层普遍积盐，形成厚达 10cm～20cm 的白色盐壳，表明该带为地下水排泄地段。深部的大量地下径流仍源源不断地向沙漠中汇集，在沙漠中仅占 15%面积的垅间洼地内水位浅埋地段，仅有极少部分蒸发消耗，表现为正均衡状态。沙漠下伏冲湖积层是地下水储存的地下水库，地下水呈长期的滞流状态，靠远距离排泄平衡。

③地下水水化学演变规律

地下水化学特征的形成及演变，是地下水在地质构造、地层岩性及水文地质条件控制下，在不同介质中运移与围岩进行各种水文地球化学作用的结果。塔克拉玛干沙漠区地下水化学特征，是在极端干旱的气候条件下形成的，在水化学演化作用中从山地到倾斜径流过程中，水文地球化学作用十分复杂强烈。表现为大陆盐化过

程，是沙漠地下水最显著的水化学特征。

从山前平原单一的卵砾石带过渡到细土平原和冲洪积平原（沙漠区），地下水化学成分，表现为由上游到下游沿地下水流向的水平演变；而且也有沿河床由近及远方向的水平分带规律，同时大厚度含水层水化学垂直分带规律也普遍存在。

a 沿地下水流向自南向北水平变化规律

从山前至沙漠常量阴阳离子转换明显，矿化度不断增高，水质向劣化方向递变，水化学类型由倾斜平原的 SO_4-Ca→细土带 SO_4·Cl-Ca→至沙漠区为 Cl·SO_4-Na 水递变；矿化度由＜1g/L→1g/L～3g/L→3g/L～10g/L 递增。特别是大面积的沙漠地下水类型比较稳定，均为 Cl·SO_4-Na 水。

b 垂直河床方向的水平分带规律

因河水是地下水主要补给源，所以垂直河床两侧的地下水的水质由近及远地表现为水平分带规律。即随着河床向两侧地表水和地下水混合作用由强到弱，水化学成分近河水向原始水形式呈分带变化，各带的宽度大小与河水流量大小和所接触的含水层透水性密切相关。

c 垂直分带规律

地下水上咸下淡的倒置垂直分带性是干旱区潜水化学的普遍特征之一。主要表现在细土带和沙漠区大厚度含水层和上部潜水与下部承压水分布区。这类地区含水层颗粒细，水力坡度小，地下水径流速度滞缓，水位埋深浅，在极端干旱的气候条件下，潜水大量蒸发，盐分自下而上不断迁移，使盐分在潜水上部或地面富集，而下层（或深部）潜水（或承压水）水质相对较好。这种规律在塔中沙漠地下水中反应明显。如塔中油田区浅-深部均为 Cl·SO_4-Na 水，但矿化度随深度增加而降低，表层水矿化度一般都大于 5g/L，100m～120m 水井矿化度为 4g/L～5g/L，GS3 水井 263m～354m 深度段地下水矿化度为 4.2g/L，GS2 水井 251m～389m 深度矿化度为 3.5g/L。

5.2.1.2 评价区水文地质条件

为了解评价区地层岩性及潜水水位的变化情况，本次水文地质调查塔中区块历史地下水调查资料。在水文地质调查过程中共施工了 38 组探井。通过对探井地分析编录，对地层岩性在全区上的变化有了一定认识，其岩性为粉砂、细砂夹薄层粉质

粘土，其中粉砂层占到了含水层厚度的 70%以上，粉砂和细砂层均呈东西向水平分布，但细砂层因其单层厚度较小，因此水平方向分布不连续，多呈薄层或透镜体状存在。其间夹粉质粘土的厚度比较薄且不连续，一般为 0.05～0.2m。

评价区的洼地内潜水位一般埋藏较浅，静止水位多为 3～5m，垄岗状沙丘上地下水水位埋深达到 37m。含水层厚度大且分布面积广，使广大的沙漠区犹如一个巨大的地下水库。

（1）含水层空间分布

根据野外岩性描述，评价区含水地层总体上基本一致，岩性自上而下差异不大，砂层占据绝对优势，砂层中又以粉砂占绝对优势。

据资料分析，评价区内在深度 300m 以上的潜水含水层大体可以划分为 2 个含水岩组，即 220m 以上的中、上更新统含水岩组和 220～300m 的下更新统含水岩组。中上更新统含水岩组包括 2～3 个含水层，潜水含水层的岩性主要为第四系全新统冲积的粉砂，其次为细砂。其中细砂层数较多，单层厚度较小，呈薄层或透镜体状，单层厚度一般 0.5～20m，最大可达 28m。下更新统含水岩组可分为上、下两个含水段；上含水段深度为 220～300m，包括 1～2 个含水层。

评价区内潜水的水位埋藏深度随沙漠地形变化，由于地形复杂，因而地下水埋深变化也很复杂，无明显规律。洼地潜水静止水位一般在 3～5m 之间。水质较差，根据取样检测分析可知，矿化度一般在 3.0～13.8g/L，矿化度大小分布无规律。

（2）地下水类型及富水性

评价区第四系含水层主要为沙丘下伏的沉积层，通过对勘探孔岩芯的颜色、结构、构造、粒度变化分析，整个地层岩性从上到下变化不大，含水层岩性较单一，主要由砂类地层夹粘性土类薄层构成，肉眼观察粘性土层与粉砂层不易区分。砂类地层主要为粉砂或细砂，个别地段出现粘性土类夹层，岩性主要为粉质粘土层，不稳定，多以薄夹层或透镜体形式存在，不能形成稳定的隔水层。因此，评价区地下水类型均为第四系松散岩类孔隙潜水。

评价区范围内勘探深度内地下水为潜水，含水层岩性为粉砂、细砂，换算单井涌水量在 12.6～104.94m^3/d，水力坡度在 1‰，地下水埋深在 3～37m 之间，渗透系数 0.35m/d～1.78m/d；水化学类型主要为 Cl·SO_4-Na 型水。

（3）地下水补给

评价区位于塔克拉玛干沙漠腹部，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两个方面：

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。

（4）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，在粉细砂含水层的孔隙中总体上由南向北径流。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。

（5）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粉细砂或粉砂层，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

区内地下水埋藏条件总体上受风积沙丘、沙垄构成的地形地貌制约。在沙垄及其周边沙丘分布区，地下水埋藏较深，埋深一般大于 10m，最深达 37.07m，垂直蒸发对地下水基本上不起作用。

但在沙垄之间的洼地中，地下水埋深大多小于 5m，部分地段为 5～10m。且垄间洼地内岩性颗粒较沙垄上细，多为粉砂或粉土，地下水通过包气带细颗粒地层的毛细管可上升到地表表面及其附近。尤其垄间洼地内地下水潜水位埋深小于 5m 的地段，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垄间洼地内（地下潜水位埋深小于 5m 的地段）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。但本区域随着油气田的勘探开发，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，评价区内的油气田勘探井和油气田开采井旁都建有钻前供水井开采地下水供给施工用水，而部分钻前供水井在油井施工完成后即已停止开采地下水。

（6）地下水化学类型

①形成作用

评价区内地下水均为潜水，且水位埋藏浅，加之沙漠气候异常干旱，因此区内水化学作用以蒸发浓缩作用为主。评价区内的地下水主要接受西南部地下水的侧向径流补给，径流路径长、蒸发强度大，地下水含盐量增高，水质逐渐变差，地下水中 Cl^-、SO_4^{2+}、Na^+含量大量富集，水化学类型主要以 Cl·SO_4-Na 型为主，溶解性总固体含量集中在 3.0～8.52g/L。

②地下水化学类型分布

评价区位于塔克拉玛干沙漠腹地，区内地下水径流条件差异不大，水化学类型的变化也很小，主要为 Cl·SO_4-Na 型，水化学类型没有明显的分布规律，在垂向上无明显分带规律。

（7）地下水水位动态变化特征

评价区内的地下水位动态属地下径流－人工开采－蒸发混合型动态，2 月份地下水位有所下降。3～4 月份随着气温的升高，冰雪的融化，对地下水的补给量增多，地下水位开始缓慢回升。5 月份水位较高，进入 6 月份后随着蒸发量的迅速增大和养护公路对供水井的开采，地下水位开始下降，特别是 6～8 月为高温季节，蒸发作用十分强烈，平均月蒸发量多在 520～640mm，地下水处于相对低水位期，且比较稳定。进入 10 月份以后，气温有所下降，蒸发量也逐渐减小，养护公路对供水井停止开采，地下水位开始缓慢上升。

由于沙漠区地形起伏变化明显，在沙丘和沙垄部位地下水埋藏较深，垂直蒸发作用不太明显，而在垄间洼地内地下水埋藏相对较浅，垂直蒸发作用较明显，地下水位的变幅受气候影响而有所变化，但变幅一般都较小，大多为 0.05～0.15m，地下水位动态变化更多地体现了地下缓慢径流－人工开采－蒸发混合型动态特征。

（8）水位调查

为了充分掌握项目建设区域地下水动态特征，结合项目区地面建设工程，在项目建设区域结合地下水环境质量现状监测，开展了详细的地下埋深现场调查。根据要求在区域内调查的油气田内水井以及地下水监测井实施水位观测记录，各位水井地下水水位观测结果见表 5.2-1。

表 5.2-1　　水位调查结果一览表

序号	坐标	井深（m）	水位（m）
1		32	7.6
2		28	8.3
3		24	8.7
4		36	7.9
5		35	9.3
6		18	6.7

（9）地下水开发利用现状

评价区随着油气田的勘探开发，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，评价区内的油气田勘探井和油气田开采井旁都建有钻前供水井开采地下水供给施工用水，而部分钻前供水井在油井施工完成后即已停止开采地下水。

5.2.1.3 工程场区包气带污染调查

项目区位于塔克拉玛干沙漠。根据《塔克拉玛干沙漠腹地地下水 F-的水文地球化学特征》文献中的调查数据，对沙漠中 13 个包气带沙样分析，其重矿物成分中以角闪石，云母等含氟矿物为主，占重矿物总量的 42.7%以上，还有部分电气石、磷灰石及风化矿物等，4 个潜水带矿物分析结果也表明，潜水介质中含氟矿物角闪石、云母居多，占矿物总含量的 3%～6%，天然包气带防污性能为“弱”。

5.2.1.4 区域地下水污染源调查

根据地下水监测结果，潜水监测点除总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物、氟化物存在一定程度超标外，其余因子均满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）Ⅲ类标准，各潜水监测点中石油类满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）Ⅲ类标准要求。

5.2.2 地下水环境影响分析

5.2.2.1 正常状况下水环境影响分析

（1）废水对地下水影响分析

本项目施工期废水不外排。施工过程中产生的废水和固体废物均得到妥善处理。故施工期对地下水环境的影响很小。在严格执行环境保护措施的前提下，项目施工期废水不会对周围水环境产生明显影响。

运营期废水污染源主要为采出水和井下作业废水，污染物主要为石油类。根据前文分析，本项目运营期产生的采出水、井下作业废水均得到妥善处置，不外排，正常情况下不会对地下水产生影响。

（2）落地油对地下水影响分析

本项目在修井及采油等过程中都可能产生落地油。根据塔里木油田分公司作业要求，井下作业必须采用带罐进行，井口排出物全部进罐，故基本无落地油产生。塔里木油田分公司要求各作业队伍在作业过程中尽可能避免落地油的产生，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，故落地油对开发区域地下水的影响很小。

（3）集输管线对地下水影响分析

本项目集输管线是全封闭系统，输送、储存的介质不会与管线穿越区的地下水水体之间发生联系，正常运行时不会对管线穿越地区地下水环境造成影响。

（4）回注水对地下水影响分析

①回注水源

本项目 2 口注水井水源来自塔三联合站，回注水为联合站处理后的采出水，注水水质满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）中 V 级水质标准要求，且注水水质稳定，不携带大量悬浮固体，且对注水设施腐蚀性小。

②回注层

本项目部署 2 口注水井，塔中 I 号气田常规小直径岩心物性进行了统计，结果表明良里塔格组物性与一间房组均为低孔、低渗储层。良里塔格组孔隙度 0.09%～2.21%，平均值 1.45%；渗透率 0.011mD～5.8mD，平均值 0.33mD；一间房组孔隙度 0.22%～6.74%，平均值 1.97%；渗透率 0.015mD～5.32mD，平均值 0.53mD。塔

中 I 号气田一间房组岩溶模式为受沉积相、古地貌、古海平面及古断裂共同控制的混合水岩溶。在中古 15、中古 291、中古 29 高能环境，岩溶古地貌高部位，储层岩溶作用强，储层连片发育，井间连通性强。在古地貌低部位，高能环境，储层受断裂控制作用强，储层线性分布特征明显。

根据设计资料，项目采出水的回注层为良里塔格组与一间房组，均为低孔、低渗层，在开采层和取水层之间有多个地层分隔；回注层回间隔性及封闭性好于临近井区，回注层有足够的储集空间，能满足油田生产期内的回注要求。注水井井身采用双层套管结构，套管材质选用碳钢材质，固井采用双凝水泥浆体系，井底构筑水泥塞，阻止注水向下部地层的渗入。

综上，正常状况下，本项目采出水经处理达标后回注地层，在建设方严格按照拟定的环保措施进行的情况下，可对废水进行妥善处置，对水环境的影响很小；回注井在钻井过程中进行了固井，在固井质量良好的情况下可以确保井壁不会发生侧漏，有效隔离含水层与井内回注水的交换，有效保护地下水层。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的要求。

5.2.2.2 非正常状况下地下水环境影响分析

油田生产过程中，各个环节都存在着易燃、易爆、有害物质，除危害工程本身安全外，同时对地下水也构成污染的危险。主要表现在采油、井下作业过程中，因操作失误或处理措施不当而发生的井漏等工程事故；自然灾害引起的污染事故；集输管线运行过程中，管线腐蚀穿孔，误操作及人为破坏等原因造成的管线破裂使废水泄漏；油水窜层、集输管线采出液的泄漏。无论是人为因素还是自然因素所造成的事故，对油田区地下水体均可能产生污染的风险。

资源，具有资源丰富，即渗透污染和穿透污染途径。

渗透污染：是导致地下水污染的普遍和主要方式。井场及管线内废水跑、冒、滴、漏的落地油等，都是通过包气带渗透到潜水含水层而污染地下水的。包气带厚度愈薄，透水性愈好，就愈造成潜水污染，反之，包气带愈厚、透水性愈差，则其隔污能力就愈强，则潜水污染就愈轻。

穿透污染：以该种方式污染地下水的主要是采油过程中套外返水。采油过程中

一旦出现套外返水事故，废水在水头压力差的作用下，可能直接进入含水层，并在含水层中扩散迁移，污染地下水。

因为地下水环境污染具有复杂性、隐蔽性和难恢复性的特点，因此要遵循保护优先、预防为主的原则，地下水环境影响预测的目的和原则是为评价各方案的环境安全和环境保护措施的合理性提供依据。

本次地下水污染模拟仅考虑污染物随地下水发生对流、弥散作用，对污染物与液体介质（地下水）、固体介质（包气带介质和地下水含水介质）等的化学反应（如酸碱反应、氧化还原反应、吸附、交换、挥发及生物化学反应）等可能存在的环境消减因素做保守考虑。这样选择的理由是：

（1）对于长期持续的污染事件，环境自净作用属于次要因素，而水体的对流、弥散作用是污染物运移的主要因素。

（2）污染物在地下水中的反应运移非常复杂，物理、化学、微生物等环境自净作用往往会使污染浓度衰减。忽略这些环境自净因素可以模拟出污染的最大（或潜在）影响范围，符合保守性评价原则。

（3）对这些化学、生物化学作用进行精确模拟还属于国际性难题，一些模拟参数还存在很大争议，精确的模拟还需要大量的实验支持。

（4）在国际上有很多用保守型污染物作为模拟因子的环境质量评价的实例，保守型考虑符合环境评价的思想。

本项目地下水环境影响评价等级为三级，按照导则要求需要采用数学模型法进行预测。本次评价将以地下水评价范围作为地下水环境影响预测范围，在此范围内水文地质参数基本不变或变化很小，且评价范围内水文地质条件简单，适合采用解析法进行计算。综合考虑以上因素，结合项目区水文地质条件及资料掌握程度，最终确定采用数学模型法中的地下水溶质运移解析法进行预测评价。

根据项目特点，本次预测的对象为潜水含水层。根据前文分析，含水层是一个地下水流连续、渗透能力各向异性明显的含水统一体。根据评价区水文地质情况和地下水评价预测模型的适用条件；将水文地质条件概化为：含水层之间无水力联系，调查评价范围内各含水层厚度均一，含水层水平均匀展布。

具体见下文：

（5）油水窜层对地下水的污染影响

油水窜层（即油气窜层）一般由表层套管和油层套管的固井失误引起，导致地下水受到污染。此外，井孔坍塌、埋钻、卡钻等处理不当，或因对第四系含水层厚度判定不准确而误判第三系套管隔离失效，也可能造成窜层。同时，废弃井封井失当或未进行封井，以及其他不可预见的事故，都可能使上部潜水水质恶化，甚至严重污染。本次地下水环境影响评价主要考虑最不利的极端情况下，油水窜层后对项目区第四系含水层水质的影响，针对污染物进入到第四系孔隙水含水层后的运移进行重点预测、评价。

①预测情景

当采油引起地层压力变化导致窜层时，污染物进入到含水层中。考虑最不利情况，污染物泄漏为连续排放，发生窜层后，项目区内的污染物通过孔隙径流至下游第四系含水层的水质。污染物在含水层中的迁移，可将预测情形概化为一维连续泄漏点源的水动力弥散问题。

②预测方法

本次主要关注对项目区第四系含水层的影响，故本报告采用解析法对下游第四系含水层的影响进行预测。

③预测因子

采油井场套管破损泄漏污染物主要为石油类，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，石油类参照《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中的III类标准。评价因子检出限及评价标准见表 5.2-2。

表 5.2-2　　评价因子及评价标准一览表

评价因子	评价标准（mg/L）	检出下限值（mg/L）	现状监测值最大值（mg/L）
石油类	0.05	0.01	＜0.01

④预测源强

泄漏量取单井日产油 25t/d（约为 31.3m^3），类比同类型采油井场多年统计数据，采取措施 1 天后停止泄漏。参考《采油废水治理技术规范》（HJ 2041-2014），石油类浓度范围在 20mg/L～200mg/L，考虑到采出液原油含量较高，本次评价为求得事故状态下对地下水的最大影响，石油类浓度取 200mg/L，则石油类泄漏源强为

6.26kg。

⑤预测模型

污染物在潜水含水层中随着水流不断扩散，根据拟建工程非正常状况下污染源排放形式与排放规律，本次模型可概化为一维稳定流动二维水动力弥散问题的瞬时注入污染物—平面瞬时点源的预测模型，其主要假设条件为：

a.假定含水层等厚，均质，并在平面无限分布，含水层的厚度、宽度和长度比可忽略；

b.假定定量的定浓度的污水，在极短时间内注入整个含水层的厚度范围；

c.污水的注入对含水层内的天然流场不产生影响。

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016），一维稳定流动二维水动力弥散问题的瞬时注入示踪剂—平面瞬时点源的预测模型为：

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

式中：

x，y—计算点处的位置坐标；

t—时间，d；

C（x，y，t）—t时刻点x，y处的污染物浓度，mg/L；

M—含水层厚度，m；评价区域潜水含水层平均厚度约30m；

m_M—长度为M的线源瞬时注入污染物的质量，kg。本次线源瞬时注入的污染物质量石油类6.26kg；

u—地下水流速度，m/d；潜水含水层岩性为第四系粉砂、粉细砂，渗透系数取1.5m/d。水力坡度Ⅰ为2‰。因此地下水的渗透流速u=K×Ⅰ/n=1.5m/d×2‰/0.18=0.017m/d；

n_e—有效孔隙度，无量纲，取 0.18；

D_L—纵向弥散系数，m^2/d；根据资料，纵向弥散度α m=10m，纵向弥散系数D_L=0.17m^2/d；

D_T—横向 y 方向的弥散系数，m^2/d；横向弥散系数 D_T=0.017m^2/d；

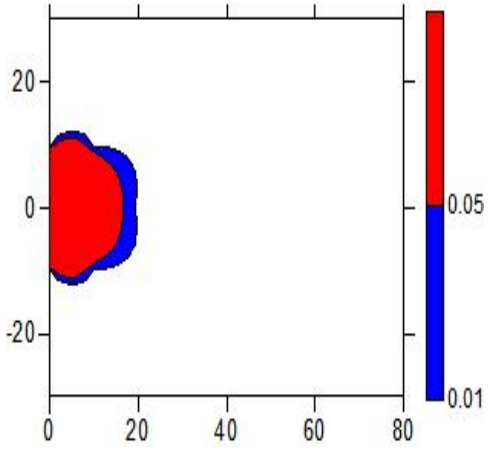
π—圆周率。

④预测内容

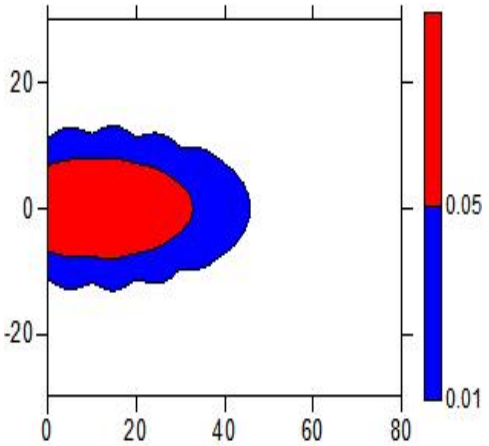
在非正常状况下，污染物进入含水层后，在水动力弥散作用下，瞬时注入的污染物将产生呈椭圆形的污染晕，污染晕中污染物的浓度由中心向四周逐渐降低。随着水动力弥散作用的进行，污染晕将不断沿水流方向运移，污染晕的范围也会发生变化。本次预测在研究污染晕运移时，选取石油类的检出下限值等值线作为影响范围，石油类取《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中III类标准值等值线作为超标范围，预测污染晕的运移距离和影响范围。预测结果见表 5.2-3。

表 5.2-3　在非正常状况下石油类在潜水含水层中运移情况一览表

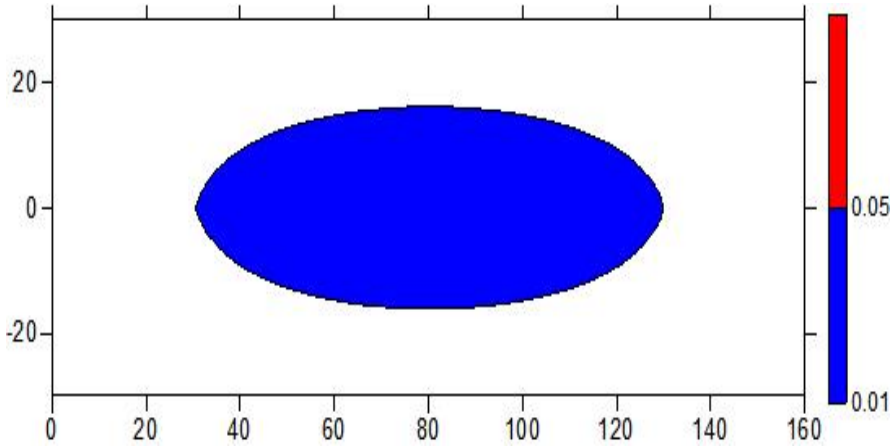
污染年限	影响范围（m^2）	超标范围（m^2）	晕中心浓度（mg/L）	污染晕最大运移距离（m）	超标范围是否出场界
100d	388	278	1.532	19	否
1000d	908	425	0.151	44	否
7300d	2388	—	0.018	128	—



（1）100d 时污染晕运移分布图



（2）1000d 时污染晕运移分布图



（3）7300d 时污染晕运移分布图

图 5.2-3　非正常状况下，石油类渗漏含水层影响范围图

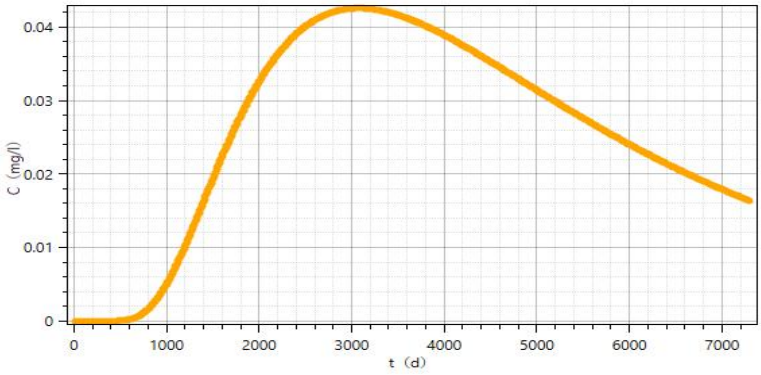


图5.2-4　非正常状况下，井场边界石油类浓度变化曲线图

综合以上分析可知，在非正常状况下，由预测结果可以看出，石油类污染物泄漏 100d 后污染晕影响范围为 400m^2，超标范围为 300m^2，污染晕最大运移距离为 20m，晕中心最大浓度为 1.546mg/L；石油类污染物泄漏 1000d 后污染晕影响范围为 967m^2，超标范围为 444m^2，污染晕最大运移距离为 46m，晕中心最大浓度为 0.159mg/L；石油类污染物泄漏 7300d 后污染晕影响范围为 2489m^2，无超标范围，污染晕最大运移距离为 130m，晕中心最大浓度为 0.022mg/L。

（6）集输管线泄漏事故对地下水的影响

非正常状况下，集输管线出现破损泄漏，如不及时修复，少量采出液可能下渗，对地下水造成影响。类比油田同类型工程，由于石油类受土壤的吸附作用，同时油田气候干旱少雨，无地表径流，无大量降水的淋滤作用，即无迁移原油从地表到地下水的动力条件，石油类主要积聚在包气带表层 40cm 以内，其污染也主要限于地表，且拟建工程地下水埋深大于 2m，同时油田公司能及时发现并通过采取有效的措施治理污染，因此非正常状况下集输管线泄漏对地下水环境的影响可以接受。

在非正常状况下，由于项目区地下水循环条件差，径流、排泄基本处于停滞状态，因此，泄漏对地下水环境产生的影响也非常有限。事故发生后，建设单位应立即采取切断措施并及时组织专门力量进行污染物的清除工作，在最短的时间内清除地面及地下的石油类物质，因而，石油类污染物进入地下潜水的可能性较小。只要建设单位和施工单位严格按照拟定的环保措施进行，非正常状况下，对地下水的影

响属于可接受范围。

5.2.4 退役期地下水环境影响分析

当油井开发接近尾声时，各种机械设备将停止使用，进驻其中的油田开发工作人员将陆续撤离油田区域。油井停采后将进行一系列清理工作，包括地面设施拆除、封井、井场清理等。

按照《废弃井封井回填技术指南（试行）》《废弃井及长停井处置指南》等相关要求做好封井工作，防止串层，并按照相关部门要求做好场地清理，对固废进行妥善处置，对水环境的影响很小。

5.2.5 地下水环境评价结论

本项目管线试压废水经沉淀后用于降尘，不会对当地水环境产生大的不利影响。运营期的采出水输送至塔三联合站污水处理系统处理，井下作业废水采用专用废水回收罐收集后拉运至哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站处理，采出水和井下作业废水满足《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。在正常情况下，本项目产生的废水不外排，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，本项目对地下水环境的影响较小。

本次地下水评价，设置了项目非正常工况情景，结合评价区水文地质条件，进行了预测分析，结果显示：若发生非正常状况，污染物一旦发生泄漏，将会对项目附近区域地下水造成一定影响，针对可能出现的情景，报告制定了相应的监测方案和应急措施。建设单位对地下水污染防治措施按照“源头控制、过程防控、跟踪监测、应急响应”相结合的原则，在落实相关保护措施的情况下，该项目对水环境的影响是可以接受的。

5.3 地表水环境影响评价

按照《环境影响评价技术导则 地表水环境》（HJ2.3-2018）中表 1 水污染影响型建设项目评价等级判定，判定本项目地表水环境评价等级为三级 B。重点论证项目废水综合利用不外排的可行性和可靠性。

5.3.1 施工期地表水环境影响分析

本工程周边 5km 范围内无天然地表水体，且距离塔里木河最近距离约 149km。施工期的污染源为钻井废水、生活污水、压裂返排液、管道试压废水。

（1）钻井废水

本工程钻井施工过程中采用“钻井废弃物不落地达标处理技术”，钻井废水与钻井泥浆、岩屑一同进入不落地处理系统处理，处理后的液相全部回用于配备钻井液，不外排。本工程钻井采用了套管，采取固井措施，有效防止了钻井液漏失污染地下水；钻井废水由泥浆不落地系统收集，一般情况下不会对地表水环境产生影响。

（2）生活污水

根据工程分析，本项目施工期生活污水产生总量约为 900.5m^3。生活污水排入防渗生活污水池暂存，定期拉运至沙雅县污水处理厂处理。

（3）压裂返排液

项目 8 口气井均进行压裂，根据塔里木油田分公司多年施工经验，单井产生压裂返排液量约 50~60m^3/口（本项目按 60m^3/口计），则压裂返排液产生量为 480m^3，压裂返排液自带回收罐进行回收，拉运至哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站处理，处理达标后回注。

（4）管线试压废水

本项目管线分段试压，一般采用无腐蚀性的清洁水。试压水由管道排出由罐收集后，进入下一段管线循环使用，试压结束沉淀后用于施工区域洒水降尘，不外排。

综上，本项目施工期间废水全部妥善处理，不外排，正常情况下，项目施工期废水不会对水环境产生明显影响。

5.3.2 运营期地表水环境影响分析

根据工程分析，本项目运营期产生的废水主要有采出水和井下作业废水。采出水输送至塔三联合站污水处理系统处理，井下作业废水采用专用废水回收罐收集后拉运至哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站处理，采出水和井下作业废水处理满足《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，不外排，不会对周边水环境产生影响。

（1）采出水依托处理环境可行性评价

根据工程分析，本项目运营期新增采出水最大量为 73.7m^3/d（2.69 万 t/a），采

出水输送至塔三联合站污水处理系统处理，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 V 类水质标准后回注地层，不外排。根据前述依托可行性分析，塔三联合站污水处理系统运行正常，且富余能力可满足本项目采出水处理需求，依托处理设施可行。

（2）井下作业废水依托处理环境可行性评价

本项目井下作业废水产生量 1024.74t/a，哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站处理能力满足本项目需求，井下作业废水可依托处理。

综上，本项目运营期产生的各类废水均能妥善处置，不外排，对周围水环境影响较小。

5.3.3 退役期地表水环境影响分析

项目退役期拆除设备、封井和清理井场时，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，对周围水环境影响较小。

5.3.4 地表水环境评价结论

采取上述水污染控制措施后，本项目运营期产生的废水均能妥善处置，不会对周边地表水环境产生影响。水污染控制和水环境影响减缓措施有效，本项目的实施对地表水环境整体可接受。

5.3.5 地表水环境影响评价自查表

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□；涉水的自然保护区□；重要湿地□重点保护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□

5.4 土壤环境影响评价

5.4.1 土壤影响识别

（1）项目类型

本项目属于天然气开采项目，根据导则附表 A.1，井场、站场建设属于 II 类项目，各类集输管线属于 IV 类项目。

（2）影响类型及途径

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ 964-2018）及《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ 349-2023），本项目涉及土壤盐化地区，土壤影响类型同时属于污染影响型和生态影响型。

本项目施工期主要为井场、站场及管线敷设，施工过程中，落实各类环保措施，不会造成区域土壤盐化、酸化、碱化，但管沟开挖过程中会对区域局部土壤造成扰动，导致土壤中盐分含量与周边区域不一致，在后续的自然恢复过程中，扰动区域受雨水、风沙作用将逐步与周边区域土壤保持一致。

本项目运营期废水主要为采出水和井下作业废水，均不向外环境排放污水，不会造成废水地面漫流影响；非正常状况油气集输管线连接处出现泄漏，可能通过垂直入渗的形式对土壤造成影响。同时，本项目油气集输管线、注水管线中采出液盐分含量较高，当出现泄漏时，采出液中的盐分将进入表层土壤中，遗留在土壤中，造成区域土壤盐分含量升高。

本项目退役期拆除设备时所用的时间较少，生活污水、固体废物均妥善处置的情况下，对土壤环境影响很小。

本项目不同时段对土壤影响类型与途径见表 5.4-1。

表 5. 4-1　建设项目土壤环境影响类型与影响途径表

不同时段	污染影响型				生态影响型			
	大气沉降	地面漫流	垂直入渗	其他	盐化	碱化	酸化	其他
施工期	-	-	-	-	-	-	-	√
运营期	-	-	√	-	√	-	-	-
退役期	-	-	-	-	-	-	-	-
注：在可能产生的土壤影响类型处打“√”，列表未涵盖的可自行设计。								

5.4.2 施工期土壤环境影响分析

施工期对土壤质量的影响主要为人为扰动、车辆行驶和机械施工、各种废弃

物污染影响。

（1）人为扰动对土壤的影响

油田开发过程中，不可避免地要对土壤进行人为扰动，主要是井场、站场建设、管道敷设建设过程中，车辆行驶、机械施工碾压和踩踏破坏土壤结构。

在施工中，车辆行驶和机械作业时机械设备的碾压、施工人员的踩踏等都会对土壤的紧实度产生影响。机械碾压的结果使土壤紧实度增高，地表水入渗减少，土壤团粒结构遭到破坏，土壤养分流失，不利于植物生长。各种车辆（尤其是重型卡车）在地表上行驶将使经过的土壤变紧实，严重的经过多次碾压后植物很难再生长，甚至退化。本工程评价区域内土壤类型主要是风沙土，油气开发工程占地开辟了土地利用的途径，井场、站场和管道的施工场地、临时生活营地等产生的这种影响非常轻微。

（2）钻井作业对土壤环境的影响

本工程开发建设期施工占地，将对地表土壤产生破坏性影响，如钻井井场、站场等占地，以及堆积、挖掘、碾压、践踏等均改变原有的土壤结构。油田开发期间，占地都将改变原有土壤的理化性质和土壤结构，使原有土壤结构和性状难以恢复。但是施工期对土壤的影响程度轻，影响特征是部分可逆，影响时间为短期。

①钻井作业对土壤环境的影响

本工程部署新钻 8 口采气井，钻井作业均采用“泥浆不落地系统”对废弃泥浆和岩屑进行收集处置，对土壤的环境影响轻微。

②固体废物对土壤的影响

本次钻井施工作业采用“钻井废弃物不落地达标处理技术”，膨润土-聚合物泥浆钻井岩屑随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，同时石油烃满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中表 2 第二类用地筛选值后，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中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；聚磺钻井岩屑随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，固相转运至塔中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，同时石油烃满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中表 2 第二类用地筛选值后，用于铺垫油区内的井场或道路，不得用于填充自然坑洼。若检测不达标，委托相关有资质单位处置。

（3）站场、井场建设

本工程开发建设期施工占地，将对地表土壤产生破坏性影响，如井场、站场等占地，以及堆积、挖掘、碾压、践踏等均改变原有的土壤结构。油田施工期间，占地都将改变原有土壤的理化性质和土壤结构，使原有土壤结构和性状难以恢复。但是施工期对土壤的影响程度轻，影响特征是部分可逆，影响时间为短期。

（4）管线施工对土壤环境的影响

本工程管线施工作业带宽 8m 内的土壤均会受到严重扰动和破坏。在施工作业带以外的直接影响区域表现为施工活动中施工机械、车辆碾压、施工人员践踏等对土壤的扰动，改变土壤的紧密度和坚实度，可能造成土壤板结。由于植被被毁，土壤表面压实，土壤板结，通透性差，使土壤水量降低，同时加剧了土壤的蒸发作用，导致盐碱化加重。

（5）水土流失及沙化影响分析

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

施工车辆对地表的大面积碾压，使所经过地段的植被和地表结构遭到不同程度的破坏，使风蚀荒漠化的过程加剧，从而造成水土流失，严重时会导致沙化，这种影响在短时间内不会完全恢复；在地面构筑物建设中，最直接而且易引起水土流失的是施工过程中使影响范围内的地表保护层变得松散，增加风蚀量。本工程地面建设的内容主要包括井场的建设、管线的敷设等，但场站硬化措施可有效防止风蚀造成水土流失，从而避免土地沙化。临时占地范围内的土壤地表表层遭

到破坏，下层的粉细物质暴露在地层表面，在风力的作用下，风蚀量会明显加大，这种影响在短时间内不会完全恢复。但随着时间的推移，风蚀量会随着地表新保护层的逐渐形成而减弱。油田各种管道的敷设均采用明沟开挖方式，管沟开挖土方在管道一侧临时堆放。施工期内，管沟边堆起一道临时土垄，在大风状态下易发生风力侵蚀，即使在堆土回填后风蚀量会有所减少，但地表仍为疏松地带，需要一个较长的恢复阶段。

综上所述，施工期对项目区土壤环境影响不大。

5.4.3 运营期土壤环境影响分析

5.4.3.1 正常工况下土壤环境影响分析

运营期正常工况下生产过程中各类物料配置过程中均为全密闭管路连接，不会出现溢出和泄漏情况，实现可视可控，且在管线上做好标识，不会对土壤环境产生影响。

5.4.3.2 非正常工况下土壤环境影响分析

（1）生态影响型

考虑事故状态下，输油管线连接处破裂后，采出水进入表层土壤中，管线两端设置有压力和远传信号，当发生管线破裂时，可远程关闭，并在 1h 内排查到泄漏点并进行紧急封堵。初步估算，发生泄漏到封堵，预计从管线中泄漏的量为 3.67m^3。项目所在区块地层水水型为 $CaCl_2$ 型，氯根最高位 133000mg/L，则估算进入土壤中的盐分含量为：3.67×133000×111÷71=763102g。

本次预测采用（HJ 964-2018）附录 E.1.3 中预测方法，预测公式如下：

①单位质量土壤中某种物质的增量

$$\Delta S = n(I_s - L_s - R_s)/(\rho_b \times A \times D)$$

式中：△S-单位质量表层土壤中某种物质的增量，g/kg；

Is-预测评价范围内单位年份表层土壤中某种物质的输入量，g；

Ls-预测评价范围内单位年份表层土壤中某种物质经淋溶排出的量，g；

Rs-预测评价范围内单位年份表层土壤中某种物质经径流排出的量，g；

ρb－表层土壤容重，kg/m^3；

A－预测评价范围，m^2；

D－表层土壤深度，一般取 0.2m，可根据实际情况适当调整；

n－持续年份，a。

②单位质量土壤中某种物质的预测值

S=Sb+△S

S-单位质量土壤中某种物质的预测值，g/kg；

Sb-单位质量土壤中某种物质的现状值，g/kg。

项目所处区域气候干燥，年降雨量较小，项目考虑最不利情况，Ls 和 Rs 取值均为 0，预测评价范围为以泄漏点为中心 20m×20m 范围，表层土壤容重根据区域土壤理化特性调查取值为 $1.87\times10^3kg/m^3$，根据区域土壤盐分监测结果，单位质量土壤中盐分含量的最大现状值为 9.8g/kg。预测年份为 0.027a（10 天）。

根据上述计算结果，在 10 天内，单位质量土壤中盐分含量的增量为 0.14g/kg，叠加现状值后的预测值为 9.94g/kg。

从预测结果可知，发生泄漏后，导致泄漏点周边区域土壤中盐分含量有所升高，但在发生泄漏后，油田公司会按照要求将泄漏点周围区域土壤进行清理，且随着雨水淋溶，区域土壤中增加的盐分含量将逐渐降低直至恢复至现有水平。

（2）污染影响型

①预测情景

本项目实施后，由于严格按照要求采取防渗措施，在正常工况下不会发生采出液渗漏进入土壤。因此，垂直入渗造成土壤污染主要为非正常泄漏工况，根据企业的实际情况分析，结合前文“影响源及影响因子”。综合考虑本项目物料特性及土壤特征，本次评价重点针对集输管线破损泄漏的石油烃对土壤垂直下渗的污染，作为预测情景。

②预测模型

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ 964-2018）附录 E 中预测方法对本项目垂直入渗对区域土壤环境影响进行预测，预测公式如下：

A.一维非饱和溶质垂向运移控制方程：

$$\frac{\partial(\theta c)}{\partial t}=\frac{\partial}{\partial z}\left(\theta D\frac{\partial c}{\partial z}\right)-\frac{\partial}{\partial z}(qc)$$

式中：c--污染物介质中的浓度，mg/L;

D--弥散系数，m^2/d；

q--渗透速度，m/d；

z--沿 z 轴的距离，m；

t--时间变量，d；

θ--土壤含水率，%。

B.初始条件

$$c(z,t) = 0 \qquad t = 0,\ L \leqslant z < 0$$

C.边界条件

第一类 Dirichlet 边界条件：

i连续点源：

$$c(z,t) = c_0 \qquad t > 0,\ z = 0$$

ii非连续点源：

$$c(z,t) = \begin{cases} c_0 & 0 < t \leqslant t_0 \\ 0 & t > t_0 \end{cases}$$

第二类 Neumann 零梯度边界条件：

$$-\theta D\frac{\partial c}{\partial z} = 0 \qquad t > 0,\ z = L$$

③预测参数选取

根据现场土壤采样及水文地质调查结果，预测模型参数取值见表 5.4-2。

表 5.4-2　　垂直入渗预测模型参数一览表

土壤质地	厚度（m）	渗透系数（m/d）	孔隙度	土壤含水量（%）	弥散系数（m^2/d）	土壤容重（kg/m^3）
砂土	3	0.5	0.29	1.2	1	1.87×10^3

④预测源强

根据工程分析，结合项目特点，本评价重点针对集输管线破损泄漏的石油烃对土壤垂直下渗的污染。

表 5.4-3　土壤预测源强表

渗漏点	污染物	浓度 mg/L	渗漏特征
集输管线泄漏	石油烃	838000	瞬时
采气井场套管破损泄漏	石油烃	838000	瞬时
注水井场套管破损泄漏	石油烃	60	瞬时

项目采气井场套管破损泄漏、集输管线破裂泄漏、集气站新建设备破损泄漏石油烃的初始浓度设定为 838000mg/L（考虑泄漏初期采出液中含水率较低，按最不利情况考虑，以泄漏原油进行预测，即泄漏浓度为原油密度），注水井场套管破损泄漏的石油烃的初始浓度设定为 60mg/L(塔三联合站采出水处理装置出口浓度)，综上，考虑最不利情况，故本次选择污染影响较大的集输管线破损泄漏及采油井场套管发生破损泄漏作为预测情景进行预测。

⑤预测分析结果

采气井场套管破损泄漏、集输管线破裂泄漏、集气站新建设备破裂泄漏，泄漏油品中石油烃以点源形式垂直进入土壤环境。初始浓度设定为 838000mg/L（考虑泄漏初期采出液中含水率较低，按最不利情况考虑，以泄漏原油进行预测，即泄漏浓度为原油密度），考虑到石油烃以点源形式泄漏，预测时间节点分别为，T1：1d，T2：3d，T3：10d，T4：20d。

石油烃沿土壤迁移模拟结果如图 5.4-1 所示。预测结果见表 5.4-5。

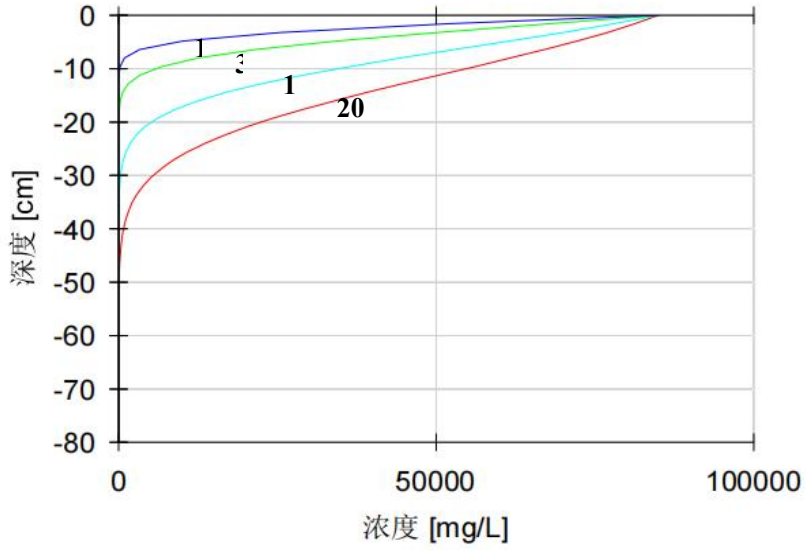


图 5.4-1 石油烃在不同水平年沿土壤垂向迁移情况

表 5.4-5 土壤预测情况表

序号	预测时间	污染深度
1	1d	10cm
2	3d	18cm
3	10d	32cm
4	20d	50cm

由图 5.2-39 土壤模拟结果可知，入渗 20 天后，污染深度为 50cm，整体渗漏速率较慢。

因此，非正常状况下，采气井场套管破损泄漏、集输管线破裂泄漏、集气站新建设备破裂泄漏后的石油烃会对土壤造成一定影响。运营期应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。若发现有破损或破裂部位须及时进行修补。项目运行过程在工程做好防渗、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 退役期土壤环境影响分析

退役期拆除设备时所用的时间较少，在生活污水、固体废物均妥善处置的情况下，对土壤环境影响很小。

5.4.5 土壤环境影响评价结论

综上，本项目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。如果发生装置、管线泄漏等事故，泄漏的原油会对土壤环境产生一定的影响，泄漏的油类物质覆盖于地表可使土壤透气性下降、土壤理化性状发生变化。泄漏的油品如果进入土壤，从而使土壤质地、结构发生改变，影响土地功能，进而影响地表植被的生长。本项目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，可避免工程实施对土壤环境产生污染影响。

5.4.6 土壤环境影响自查表

本项目土壤环境影响评价自查表，见表 5.4-4。

表 5.4-4　土壤环境影响评价自查表

工作内容		完成情况	备注
影响识别	影响类型	污染影响型□；生态影响型□；两种兼有☑	
	土地利用类型	建设用地☑；农用地□；未利用地☑	土地利用类型图
	占地规模	（1.92）hm^2	永久占地/中型
	敏感目标信息	生态影响型：盐化 污染影响型：/	
	影响途径	大气沉降□；地面漫流□；垂直入渗☑；地下水位□； 其他（生态影响）	
	全部污染物	盐分、石油烃（C_{10}-C_{40}）	

<table>
<tr><td colspan="2">工作内容</td><td colspan="6">完成情况</td><td>备注</td></tr>
<tr><td rowspan="5"></td><td>特征因子</td><td colspan="6">盐分、石油烃（C_{10}-C_{40}）</td><td></td></tr>
<tr><td rowspan="2">所属土壤环境影响评价项目类别</td><td colspan="6">I类□；II类☑；III类□；IV类□</td><td>井场、站场</td></tr>
<tr><td colspan="6">I类□；II类□；III类□；IV类☑</td><td>管线</td></tr>
<tr><td rowspan="2">敏感程度</td><td colspan="6">敏感□；较敏感□；不敏感☑</td><td>污染影响型</td></tr>
<tr><td colspan="6">敏感☑；较敏感□；不敏感□</td><td>生态影响型</td></tr>
<tr><td colspan="2" rowspan="2">评价工作等级</td><td colspan="6">一级□；二级□；三级☑</td><td>污染影响型</td></tr>
<tr><td colspan="6">一级□；二级☑；三级□</td><td>生态影响型</td></tr>
<tr><td rowspan="5">现状调查内容</td><td>资料收集</td><td colspan="6">a)☑; b)☑; c)☑; d)☑</td><td></td></tr>
<tr><td>理化特性</td><td colspan="6">见表 4.5-1</td><td></td></tr>
<tr><td rowspan="3">现状监测点位</td><td></td><td colspan="2">占地范围内</td><td colspan="2">占地范围外</td><td>深度</td><td rowspan="3">见监测点位布置图</td></tr>
<tr><td>表层样点数</td><td colspan="2">3</td><td colspan="2">4</td><td>0~02m</td></tr>
<tr><td>柱状样点数</td><td colspan="2">/</td><td colspan="2">/</td><td>0~05m，0.5～1.5m，1.5～3m</td></tr>
<tr><td>现状监测因子</td><td colspan="6" rowspan="2">《土壤环境质量 建设用地土壤污染 风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中的 45 项+特征因子：石油烃+土壤盐分含量；《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）中基本项目 8 项+pH+石油烃+土壤盐分含量</td><td></td></tr>
<tr><td rowspan="3">现状评价</td><td>评价因子</td><td></td></tr>
<tr><td>评价标准</td><td colspan="6">GB15618☑；GB36600☑；表 D.1☑；表 D.2☑；其他（）</td><td></td></tr>
<tr><td>现状评价结论</td><td colspan="6">各评价因子均满足相应标准要求</td><td></td></tr>
<tr><td rowspan="4">影响预测</td><td>预测因子</td><td colspan="6">石油类、盐分含量</td><td></td></tr>
<tr><td>预测方法</td><td colspan="6">附录 E☑；附录 F□；其他（ ）</td><td></td></tr>
<tr><td rowspan="2">预测分析内容</td><td colspan="6">影响范围（井场、站场、管线周围）；影响程度（较小）</td><td>污染影响型</td></tr>
<tr><td colspan="6">影响范围（集输管线、储罐泄漏点）
影响程度（较小）</td><td>生态影响型</td></tr>
<tr><td>预测结论</td><td colspan="6">达标结论：a）□；b）□；c）☑
不达标结论：a）□；b）□</td><td></td></tr>
<tr><td rowspan="2">防治措施</td><td>防控措施</td><td colspan="6">土壤环境质量现状保障☑；源头控制☑；过程防控☑；其他（）</td><td></td></tr>
<tr><td>跟踪监测</td><td>层位</td><td>占地范围内</td><td>占地范围外</td><td>深度</td><td>监测指标</td><td>监测频次</td><td>代表性井场、站场</td></tr>
<tr><td></td><td>生态</td><td>表</td><td>1</td><td>1</td><td>0-0.2m</td><td>pH、含</td><td>每 3 年</td><td></td></tr>
</table>

工作内容		完成情况							备注
		影响	层				盐量	1 次	
		污染影响	表层	1	1	0-0.2m	石油烃	每 5 年 1 次	
	信息公开指标	-							
评价结论		通过采取源头控制、过程防控措施，从土壤环境影响的角度，本工程建设可行							
注 1：“□”为勾选项，可√；“（）”为内容填写项；“备注”为其他补充内容。 注 2：需要分别开展土壤环境影响评价等级工作的，分别填写自查表。									

5.5 大气环境影响评价

5.5.1 施工期大气环境影响分析

5.5.1.1 施工期扬尘影响分析

（1）运输车辆扬尘的影响分析

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

施工期区块内大量出入中型车辆，区块内道路主要为砂石路，车辆行驶的扬尘污染较重，要求适当洒水降尘，减轻污染。合理规划、选择最短的运输路线，利用油气田现有公路网络，禁止随意开辟道路，运输车辆应以中、低速行驶，减少车辆行驶动力起尘。

（2）地面工程施工过程中扬尘的影响

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

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

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

5.5.1.2 施工机械及运输车辆尾气

在油气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 SO_2、NO_X、CmHn 等。施工机械和运输车辆运行时间一般都较短，从影响范围和程度来看，机械设备和车辆废气对周围大气环境的影响是有限的，又因其排放量较小，其对评价区域空气环境产生的影响可为环境所接受。

施工前期准备过程中应检修设备和车辆，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，从而从源头减少设备和车辆废气对环境的影响。

5.5.1.3 钻井废气影响分析

本工程钻井期间用电优先由区域现有供电系统提供，柴油发电机作为备用电源。柴油发电机燃料燃烧废气中主要污染物为颗粒物、NOx、SO_2、烃类等，柴油发电机的使用情况具有不确定性，其污染物的排放具有排放时间短等特点，对环境的影响是暂时的、不连续的、可接受的。

5.5.1.3 测试放喷影响分析

测试放喷期间的天然气经管线引至放空火炬点燃，会产生测试放喷废气。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空，当伴生气含有硫化氢时，通过燃烧转化成二氧化硫，可有效降低放空气的毒性。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。测试放喷对周边环境影响较小。

5.5.2 运营期大气环境影响评价

5.5.2.1 区域地面污染气象特征分析

拟建工程位于沙雅县境内，距离本工程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	气象站	气象站	气象站坐标/m	相对	海拔/m	数据	气象要素

名称	编号	等级	经度	纬度	距离/km		年份	
沙雅	51639	基本站	82.78333	41.23333	175	981	2023	风速、风向、总云量、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

近 20 年各月平均气温变化情况见表 5.5-2。

表 5.5-2　近 20 年平均温度月变化统计表

月份	1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	平均
温度（℃）	-7.5	-3.0	7.6	14.6	20.6	23.6	26.7	25.6	19.7	12.9	1.9	-8.7	12.5

由表 5.2-2 分析可知，区域近 20 年平均温度为 12.5℃，4～10 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，7 月份平均气温最高，为 26.7℃，12 月份平均气温最低，为-8.7℃。

（2）风速

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月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	年均
平均风速	1.9	2.3	2.4	3.3	3.6	3.3	3.1	3.0	2.8	2.4	2.1	1.7	2.6

由表 5.2-3 分析可知，区域近 20 年平均风速为 2.6m/s，5 月份平均风速最大为 3.6m/s，12 月份平均风速最低，为 1.7m/s。

（3）风向、风频

区域近 20 年平均各风向风频变化情况见表 5.5-4，近 20 年风频玫瑰图见图 5.2-1。

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

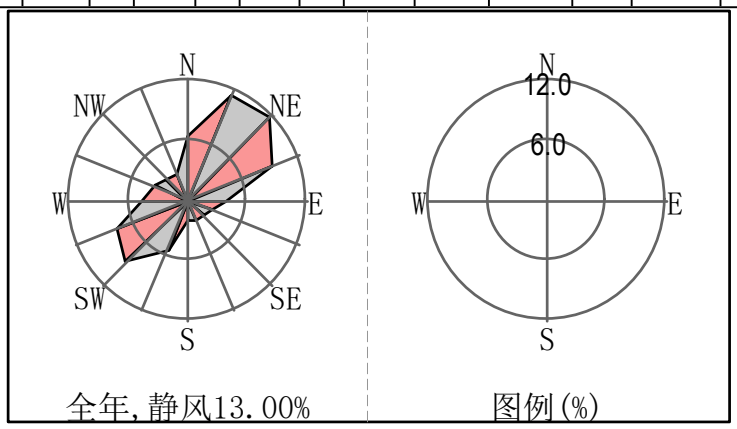


图 5.2-1　沙雅县各季风向玫瑰图

由表 5.5-4 和图 5.2-1 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，其次是 SW 风向。

5.2.2.2 有组织排放废气大气影响估算

（1）污染源参数

本项目有组织废气来源为井场加热炉等排放烟气，燃料均为天然气处理站处理后的返输干气。根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）中的规定，采用附录 A 推荐模型中估算模型，选取烟尘、NO_X，SO_2 利用导则推荐模式分别计算加热炉最大地面浓度占标率。估算模型参数见表 2.5-10，污染物排放参数见表 5.5-5。

表 5.5-5　　运营期有组织大气污染物排放参数一览表

污染源名称	排气筒底部坐标		排气筒底部海拔（m）	排气筒高度（m）	排气筒出口内径（m）	烟气流量（m^3/h）	烟气流速（m/s）	烟气温度（℃）	年排放小时数（h）	排放工况	污染因子	排放速率（kg/h）
	经度（°）	纬度（°）										
真空加热			1050	8	0.3	104.54	1.5	120	3600	正	SO_2	0.012

（以 ZG113-H7C 井为例）										常	NOx	0.046
											NHMC	0.005

（2）预测结果

本项目井场估算结果见表 5.5-6。

表 5.5-6　有组织估算模式预测污染物扩散结果

名　　称	评价因子	Ci	评价标准	Pi	Pmax	最大浓度出现距离
单　　位	--	μg/m³	μg/m³	%	%	m
加热炉（以 ZG113-H7C 井为例）	SO_2	5.5796	500	1.12	8.56	63
	NOx	21.3940	250	8.56		
	NHMC	2.3252	2000	0.12		

由表 5.2-6 可知，加热炉有组织废气污染源氮氧化物最大落地浓度 21.3940μg/m³，占标率 8.56%；二氧化硫最大落地浓度 5.5796μg/m³，占标率 1.12%；非甲烷总烃最大落地浓度 2.3252μg/m³，占标率 0.12%，$D_{10\%}$均未出现。

预测结果表明，本项目正常工况下排放的 SO_2、NO_X 达到《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）中新建燃气锅炉标准限值，NHMC 下风向地面浓度均低于《环境空气质量标准》过渡阶段二级标准限值。

5.2.2.3 无组织排放烃类大气影响估算

（1）污染源参数

运营期本项目产生的无组织大气污染物主要为油气开采和集油外输过程中的烃类和硫化氢无组织挥发。

根据工程分析，运营期本项目井场和站场产生的无组织排放污染物参数见表 5.5-7。

表 5.5-7　单井井场面源参数表

面源名称	面源起点坐标/m		面源海拔/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	评价因子	排放速率/(kg/h)
	经度	纬度									
采气井场(以 ZG113-H7C 井为			1052	40	60	-45	6	8760	正常	NMHC	0.0119
										H_2S	0.0001

例)											
采气井场（带进站生产、计量阀组）（以 ZG461C 井为例）			1083	40	60	0	6	8760	正常	NMHC	0.025
										H_2S	0.0001
ZG111-H1C 井井场改造（扩建 3 井式进站生产、计量阀组）			1047	40	60	0	6	8760	正常	NMHC	0.0043
										H_2S	0.0001
ZG801-H7C 井井场改造（扩建 4 井式进站生产、计量阀组）			1074	40	60	0	6	8760	正常	NMHC	0.0056
										H_2S	0.0001
2 号集气站			1054	100	65	5	6	8760	正常	NMHC	0.0012
										H_2S	0.0001
3 号集气站			1065	86	107	0	6	8760	正常	NMHC	0.0043
										H_2S	0.0001
中古 441 集油站			1071	95	107	0	6	8760	正常	NMHC	0.0002
										H_2S	0.0001

（2）预测结果

本项目各井场和阀组无组织排放源强预测结果见表 5.5-8。

表 5.5-8　无组织估算模式预测污染物扩散结果

名　　称	评价因子	C_i	评价标准	P_i	P_{max}	最大浓度出现距离
单　　位	--	μg/m³	μg/m³	%	%	m
采气井场(以 ZG113-H7C 井为例)	NMHC	12.9170	2000	0.65	1.35	74
	H_2S	0.1082	10	1.08		
采气井场（带进站生产、计量阀组）（以 ZG461C 井为例）	NMHC	27.0700	2000	1.35		74
	H_2S	0.1082	10	1.08		
ZG111-H1C 井井场改造（扩建 3 井式进站生产、计量阀组）	NMHC	4.6551	2000	0.23		74
	H_2S	0.1082	10	1.08		
ZG801-H7C 井井场改造（扩建 4 井	NMHC	6.0622	2000	0.30		74
	H_2S	0.1082	10	1.08		

式进站生产、计量阀组）						
2 号集气站	NMHC	1.0389	2000	0.05		113
	H_2S	0.0866	10	0.87		
3 号集气站	NMHC	0.0032	2000	0.16		127
	H_2S	0.0743	10	0.74		
中古 441 集油站	NMHC	0.1426	2000	0.01		127
	H_2S	0.0713	10	0.71		

根据表 5.5-8 预测结果可知：无组织废气污染源排放的 NMHC 最大落地浓度 27.0700μg/m³，占标率 1.35%；硫化氢最大落地浓度 0.1082μg/m³，占标率 1.08%。NMHC 满足《大气污染物综合排放标准详解》2.0mg/m³ 的标准要求，硫化氢满足《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 中的 1h 平均浓度限值 10μg/m³ 的要求。

5.2.2.3 污染物排放量核算

项目无组织废气污染物排放量核算情况见表 5.5-9。

表 5.5-9　　大气污染物排放量核算表

序号	产污环节	污染物	主要污染防治措施	国家或地方污染物排放标准		年排放量(t/a)
				标准名称	浓度限值 (mg/m³)	
有组织排放						
1	加热炉	SO_2	采用清洁燃料	《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）	50	0.042
2		NOx			200	0.166
3		非甲烷总烃		《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996)表 2 中要求	20	0.018
无组织排放						
4	井场、站场	非甲烷总烃	日常维护，做好密闭措施、密闭集输	《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	厂界外 4.0mg/m³	1.5874
5		H_2S		《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）新建项目二级标准值	0.06	0.014

5.2.2.4 非正常工况影响分析

（1）污染源强

本工程非正常排放主要包括井口压力过高时放喷和集输管线刺漏等情况。本工程油气集输过程中，若井口压力过高，凝析油、天然气通过防喷管道直接进入放喷池。本次评价将井口压力异常情况作为非正常排放考虑。拟建工程属于单井集输过程，若井口压力过高，采出液通过放喷管线直接进入放喷池。本次评价将井口压力异常情况作为非正常排放考虑，拟建工程放喷等非正常工况下污染物源强情况见表 5.5-10。

表 5.5-10　非正常工况下污染物排放一览表

序号	污染源	非正常排放原因	面源起点坐标		海拔/m	面源长度/m	面源宽度/m	非正常排放速率/(kg/h)	单次持续时间/h	排放工况	评价因子	应对措施
			X	Y								
1	放喷口	井口压力过高			1053	8	3	0.1	0.5	非正常工况	非甲烷总烃	修复后，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
2								0.003			硫化氢	

（2）影响分析

非正常工况条件下外排废气持续时间较短，采用估算模式计算最大占标率，计算结果见表 5.5-11。

表 5.5-11　非正常排放 P_{max} 及 $D_{10\%}$预测及计算结果一览表　单位：μg/m³

序号	污染源名称	评价因子	C_i(μg/m³)	P_i(%)	P_{max}(%)	最大浓度出现距离(m)	$D_{10\%}$(m)
1	放喷口	非甲烷总烃	978.2600	48.91	48.91	10	260
		H_2S	29.3560	293.56		10	430

由表 5.2-8 计算结果表明，非正常工况条件下，NMHC 最大落地浓度为 978.2600μg/m³，占标率为 48.91%，$D_{10\%}$对应距离为 260m；硫化氢最大落地浓度为 29.3560μg/m³，占标率为 293.56%，$D_{10\%}$对应距离为 430m。

由以上分析可知，拟建工程非正常排放对环境空气影响较大，建议做好定期巡检工作，确保井场及站场阀门、压力表、流量计、安全阀等处于正常工作状态，减少非正常排放的发生。

5.2.3 退役期大气环境影响分析

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

5.2.4 大气环境影响评价结论

拟建工程位于环境质量不达标区，污染源正常排放下非甲烷总烃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。拟建工程实施后大气环境影响可以接受。

5.2.5 大气环境影响评价自查表

本项目大气环境影响评价自查表见表 5.5-12。

表 5.5-12　大气环境影响评价自查表

工作内容		自查项目			
评价等级与范围	评价等级	一级□	二级☑		三级□
	评价范围	边长=50km□	边长 5～50km□		边长=5km☑
评价因子	SO_2+NO_x 排放量	≥2000t/a□	500～2000t/a□		<500t/a☑
	评价因子	基本污染物（$PM_{2.5}$、PM_{10}、SO_2、NO_2、CO、O_3） 其他污染物（NMHC、硫化氢）		包括二次 $PM_{2.5}$□ 不含二次 $PM_{2.5}$☑	
评价标准	评价标准	国家标准□	地方标准□	附录 D ☑	其他标准☑
现状评价	环境功能区	一类区□	二类区☑		一类区和二类区□
	评价基准年	（2025）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	拟替代的污染源□	其他在建、拟建项目污染源□	区域污染源□

		排放源□ 现有污染源□							
大气环境影响预测与评价	预测模型	AERMOD□	ADMS□	AUSTAL2000□	EDMS/AEDT□	CALPUFF□	网格模型□	其他☑	
	预测范围		边长≥50km□	边长 5～50km □		边长=5km☑			
	预测因子		预测因子（NMHC、H_2S）			包括二次 $PM_{2.5}$□ 不包括二次 $PM_{2.5}$☑			
	正常排放短期浓度贡献值		C 本项目最大占标率≤100%☑			C 本项目最大占标率＞100% □			
	正常排放年均浓度贡献值		一类区	C 本项目最大占标率≤10%□		C 本项目最大标率＞10% □			
			二类区	C 本项目最大占标率≤30%□		C 本项目最大标率＞30% □			
	非正常排放 1h 浓度贡献值		非正常持续时长/h	C 本项目占标率≤100% ☐		C 非正常占标率＞100%□			
	保证率日平均浓度和年平均浓度叠加值		C 叠加达标 □			C 叠加不达标 □			
	区域环境质量的整体变化情况		k≤-20% □			k>-20% □			
环境监测计划	污染源监测		监测因子：（ ）			有组织废气监测 ☐ 无组织废气监测 ☐		无监测☑	
	环境质量监测		监测因子（ ）			监测点位数（ ）		无监测☑	
评价结论	环境影响		可以接受 ☑ 不可以接受 □						
	大气环境防护距离		距厂界最远（）m						
	污染源年排放量		SO_2：(0.42)t/a	NOx：(0.166)t/a	有组织 NMHC：(0.018)t/a	无组织 NMHC：(1.5874)t/a H_2S：（0.014)t/a			

5.6 声环境影响分析与评价

5.6.1 施工期声环境影响分析

5.6.1.1 噪声源分析

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

5.6.1.2 预测模式

在环境噪声预测中各噪声源作为点声源处理，本评价采用“无指向性点声源几何发散衰减”预测模式，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：

$$L_P（r）=L_P（r_0）-20\lg（r/r_o）$$

式中：$L_P（r）$——预测点处声压级，dB（A）；

$L_P（r_0）$——参考位置 r_o 处的声压级，dB（A）；

r——预测点距声源的距离，m；

r_o——参考位置距声源的距离，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 5.6-1。

表 5.6-1　施工主要机械噪声值及衰减情况表

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	700m	900m	1200m	
1	挖掘机	72.0	68.4	64.0	58.0	54.5	52.0	50.0	—	—	—	土石方道路施工管线施工
2	装载机	70.0	66.4	62.0	56.0	52.5	50.0	48.0	—	—	—	
3	压路机	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	—	—	—	设备安装
6	钻机	77.0	73.4	69.0	63.0	59.5	56.0	55.0	52.1	49.9	47.4	钻井
7	振动筛	72.0	68.4	64.0	58.0	54.5	52.0	50.0	47.1	44.9	42.4	
8	泥浆泵	77.0	73.4	69.0	63.0	59.5	56.0	55.0	52.1	49.9	47.4	

9	柴油发电机	77.5	74.0	69.5	63.5	60.0	57.5	55.6	52.6	50.5	48.0	

通过各种施工机械噪声预测结果可以看出，各种施工机械噪声预测结果可以看出，在不采取减振降噪措施的情况下，土石方施工、道路工程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；钻井期间昼间距施工机械 100m、夜间 500m 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。

5.6.1.3 预测结果分析

（1）钻井影响分析

工程区 200m 内无居民，钻井工程噪声不影响当地居民正常生活，施工期钻井的这些噪声源均为暂时性的，只在短时期对局部环境和施工人员造成影响，待施工结束后这种影响也随之消失。施工期噪声对周围环境造成的影响属于可接受范围。

（2）地面工程影响分析

本项目地面工程在建设施工过程中，由于运输、平整场地、管沟开挖及回填、建筑物修建等需要使用各种车辆和机械，其产生的噪声对施工区周围的环境将产生一定的影响，但随着施工的结束这种影响也随之消失。

（3）井下作业噪声环境影响分析

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

5.6.2 运营期声环境影响分析

拟建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声环境产生影响；本项目拟建井场产噪设备主要为采油井场采气树、注水井场注水泵、增压机，

注气井场注氮橇、压缩机等，井场布置基本一致，本次选择中古 801-9X 井（采气井）、中古 11-H13 井（注水井）中古 801-1X（注气井）进行预测。

5.6.2.1 预测模式

根据《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ 2.4-2021），在环境影响评价中，应根据声源声功率级或参考位置处的声压级、户外声传播衰减，计算预测点的声级，计算公式为：

$$L_p(r)=L_w+D_C-(A_{div}+A_{atm}+A_{gr}+A_{bar}+A_{misc})$$

式中：$L_p(r)$ ——预测点处声压级，dB；

L_w——由点声源产生的声功率级（A 计权或倍频带），dB；

D_c——指向性校正，dB；

A_{div}——几何发散引起的衰减，dB；

A_{gr}——地面效应引起的衰减，dB；

A_{atm}——大气吸收引起的衰减，dB；

A_{bar}——障碍物屏蔽引起的衰减，dB；

A_{misc}——其他多方面效应引起的衰减，dB。

在只考虑几何发散衰减时，可按下列公式计算：

$$L_A(r)=L_A(r_0)-A_{div}$$

式中：$L_A(r)$ ——距声源 r 处的 A 声级，dB(A)；

$L_A(r_0)$——参考位置 r_0 处的 A 声级，dB(A)；

A_{div}——几何发散引起的衰减，dB。

预测点的噪声预测值为预测点的贡献值和背景值按能量叠加方法计算得到的声级，计算公式为：

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

式中：L_{eq}——预测点的噪声预测值，dB；

L_{eqg}——建设项目声源在预测点产生的噪声贡献值，dB；

L_{eqb}——预测点的背景噪声值，dB。

5.6.2.2 噪声源参数的确定

项目噪声源参数见表 5.6-2。

表 5.6-2　噪声源参数一览表（室外声源）

序号	声源名称		空间相对位置/m			声源源强(声功率级)[dB(A)]	声源控制措施	降噪效果[dB(A)]
			X	Y	Z			
1	采气树中古 801-9X	采气树	8	27	3	85	基础减振	15
2	注水井中古 11-H13	注水泵	18	18	2	95	基础减振	15
3	注气井中古 801-1X	注氮橇	52	24	2	95	基础减振	15
4		压缩机等	76	23	2	95	基础减振	15
5	中古 441 集油站	外输油泵	193	336	2	95	基础减振	15

5.6.2.3 预测结果及评价

按照噪声预测模式，结合噪声源到各预测点距离，通过计算，拟建项目各噪声源对井场、站场四周场界的贡献声级值见表 5.6-3。

表 5.6-3　噪声预测结果一览表　　单位：dB(A)

场地	场界	贡献值	标准值		结论
采气树中古 801-9X	东场界	41.1	昼间	60	达标
			夜间	50	达标
	南场界	42.2	昼间	60	达标
			夜间	50	达标
	西场界	41.1	昼间	60	达标
			夜间	50	达标
	北场界	47.0	昼间	60	达标
			夜间	50	达标
注水井中古 11-H13	东场界	42.1	昼间	60	达标
			夜间	50	达标
	南场界	42.2	昼间	60	达标
			夜间	50	达标
	西场界	42.1	昼间	60	达标
			夜间	50	达标
	北场界	42.2	昼间	60	达标
			夜间	50	达标

注气井中古 801-1X	东场界	45.1	昼间	60	达标
			夜间	50	达标
	南场界	43.5	昼间	60	达标
			夜间	50	达标
	西场界	45.1	昼间	60	达标
			夜间	50	达标
	北场界	43.5	昼间	60	达标
			夜间	50	达标
中古 441 集油站	东场界	43.2	昼间	60	达标
			夜间	50	达标
	南场界	42.5	昼间	60	达标
			夜间	50	达标
	西场界	45.5	昼间	60	达标
			夜间	50	达标
	北场界	46.3	昼间	60	达标
			夜间	50	达标

由表 5.6-3 可知，井场、站场噪声源对场界的噪声预测值为 29.2~49.6dB(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。

5.6.3 退役期声环境影响分析

本项目退役期，噪声主要源自井场设备拆卸，由于油区内声环境影响评价范围内没有居民点，因此，不会产生噪声扰民问题。

5.6.4 声环境影响评价结论

综上所述，本项目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，待施工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，井场、站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。

5.6.5 声环境影响评价自查表

本项目声环境影响评价自查表见表 5.6-4。

表 5.6-4　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	200 m☑		大于 200 m□		小于 200 m☐	
	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

本工程在开发期产生的固体废物主要包括钻井泥浆、岩屑、施工废料、施工人员产生的生活垃圾、废油和含油废弃物、废纯碱、膨润土、水泥等包装袋、施工废弃土石方。

根据目前塔里木油田分公司钻井工程的要求，膨润土-聚合物泥浆钻井岩屑随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，同时石油烃满足《土壤环境质量 建设用地土

壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中表 2 第二类用地筛选值后，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中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；聚磺钻井岩屑随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，固相转运至塔中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，同时石油烃满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中表 2 第二类用地筛选值后，用于铺垫油区内的井场或道路，不得用于填充自然坑洼。若检测不达标，委托相关有资质单位处置。

施工废料主要包括管材边角料、焊接作业中产生的废焊渣等，产生量约为 7.68t。首先考虑回收利用，不可回收利用部分拉运至塔中固废填埋场填埋处置。

施工期间施工人员生活垃圾总产生量为 14.0t，集中收集后运至塔中固废填埋场填埋处置。

钻井过程中，会产生少量废烧碱包装袋属于危险废物，及时回收废烧碱包装袋，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 0.1t/口，拟建工程新部署钻井 8 口，废烧碱包装袋产生量为 0.8t，由钻井公司委托区域具有危废处置资质的公司接收处置。

本工程施工期共产生机械设备废油和含油废弃物约 2.4t，废油划分为废矿物油与含矿物油废物类，其危险废物编号为 HW08，采用专用罐集中收集后暂存于撬装式危废贮存点，作业施工结束后，委托有危废处置资质单位接收处置。考虑到转运期间的时间间隔，钻井场地应设置撬装式危险废物临时贮存间，危险废物临时贮存间须严格按照《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）的相关要求建设。危险废物转运过程中由专用运输车辆进行运输、转移，按照危险废物收集贮存运输技术规范（HJ2025-2012），并严格按照《危险废物转移管理办法》，对危险废物实行全过程管理。具体措施详见固体废物污染防治措施章节。

本工程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，可以做到“取弃平衡”

施工期固体废物在处置和运行管理中严格落实《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB 18599-2020）等的相关要求后，对环境所造成的影响可以接受。

5.7.2 运营期固体废物影响

5.7.2.1 固体废物产生种类及数量

（1）废防渗膜

本工程井下作业完成后，进行场地清理时产生的废弃防渗材料最大量约 3t/a，为 HW08 类危险废物（废物代码 900-249-08）。作业施工结束后，由施工单位将废弃的含油防渗布集中收集，委托有危险废物运输及处理资质的单位处置，拉运过程中资质单位应使用专车、按照指定的拉运路线。

（2）落地油

落地原油主要产生于气井采气树的阀门、法兰等事故状态下的泄漏、管线破损以及井下作业产生的落地原油。根据工程分析，本工程运行后落地油总产生量约 0.3t/a。根据塔里木油田分公司环境保护管理制度规定，不允许产生落地油。因此，本工程井下作业时带罐作业，落地油 100%回收，回收后的落地原油委托有危废处置资质的单位处置。

（4）废润滑油

运营期废润滑油主要是井下作业和采油过程中机械设备维修中产生的。经类比估算设备维修每次产生废润滑油约 0.5t，其危险废物类别为 HW08 中 900-214-08 车辆、轮船及其他机械维修过程中产生的废发动机油、制动器油、自动变速器油、齿轮油等废润滑油，委托有危废处置资质单位接收处置。

（5）生活垃圾

运营期工作人员由百口泉采油厂内部调剂解决，故不新增生活垃圾。

5.7.2.2 危险废物环境影响分析

（1）危险废物收集

本工程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表明危险废物相关信息的标签，标签信息应填写完整详实。

（2）危险废物暂存

拟建工程施工期产生的危险废物桶装收集后暂存在井场危废贮存点内，运营期产生的危险废物桶装收集后暂存在塔中采油气管理区危险废物临时贮存点，施工结束后委托有危废处置资质单位接收处置。依照《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）的贮存设施的分类，本工程施工期危险废物暂存间属于贮存库，按照《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）建造，具体要求为：

①危废暂存点地面与裙脚要用坚固、防渗的材料建造，建筑材料必须与危险废物不相容，防渗系数要求≤10^{-10}cm/s。

②危废暂存点要有足够地面承载能力，并能确保雨水不会流至贮存设施内，贮存设施应封闭，以防风、防雨、防晒、防渗、防腐、防漏以及其他环境污染防治措施。

③危废暂存点内要有安全照明设施和安全防护设施。

④危废暂存点内危废堆放处必须有耐腐蚀的硬化地面，且表面无裂隙。

⑤不相容的危险废物必须分开存放，并设有隔离间隔断。

⑥对贮存设施及危险废物进行定期检查。

⑦贮存设施应根据危险废物的形态、物理化学性质、包装形式和污染物迁移途径，采取必要的防风、防晒、防雨、防漏、防渗、防腐以及其他环境污染防治措施，不应露天堆放危险废物。

⑧贮存库内不同贮存分区之间应采取隔离措施。隔离措施可根据危险废物特性采用过道、隔板或隔墙等方式。

⑨在贮存库内或通过贮存分区方式贮存液态危险废物的，应具有液体泄漏堵截设施，堵截设施最小容积不应低于对应贮存区域最大液态废物容器容积或液态废物总储量 1/10（二者取较大者）；用于贮存可能产生渗滤液的危险废物的贮存库或贮存分区应设计渗滤液收集设施，收集设施容积应满足渗滤液的收集要求。

⑩贮存易产生粉尘、VOCs、酸雾、有毒有害大气污染物和刺激性气味气体的危险废物贮存库，应设置气体收集装置和气体净化设施；气体净化设施的排气筒高度应符合 GB16297 要求。

（3）危险废物运输过程影响分析

拟建工程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，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。

拟建工程施工期产生的危险废物桶装收集后暂存在井场危废贮存点内，运营期产生的危险废物桶装收集后暂存在塔中采油气管理区危险废物临时贮存点，施工结束后委托有危废处置资质单位接收处置。运输过程中严格遵守相关规定，产生的危险废物在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《危险废物收集 贮存 运输技术规范》（HJ2025-2012）中的相关要求。

（4）危险废物委托处置环境影响分析

拟建工程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。

拟建工程落地油、废防渗材料、油泥（砂）等危废可委托有危废处置资质单位接收处置。

（5）运输过程的污染防治措施

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；制定危

险废物突发环境事件的防范措施和应急预案，发生危险废物突发环境事件时，采取有效措施消除或者减轻对环境的污染危害；制定危险废物管理计划，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。

拟建工程所产生的危险废物道路运输委托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，并在当地生态环境部门批准后进行危险废物的转移。危险废物公路运输应按照《道路危险货物运输管理规定》（交通运输部令〔2005年〕第 9 号）、JT/T 617-2018 以及 JT/T 617-2018 执行；运输单位承运危险废物时，应在危险废物包装上按照 GB18597 附录 A 设置标志；危险废物公路运输时，运输车辆应按 GB13392 设置车辆标志；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《危险废物收集 贮存 运输技术规范》（HJ2025-2012）中的相关要求。综上，拟建工程危险废物运输过程的污染防治措施可行。

综上，本工程产生的危险废物收集、转移、运输过程中按照《危险废物收集 贮存 运输技术规范》（HJ2025-2012）和《危险废物转移管理办法》要求进行运输，并由有资质的单位进行处置，对环境的影响很小。

5.7.3 退役期固体废物影响分析

本项目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。

5.7.4 固废环境影响评价小结

本项目施工期、运营期和退役期产生的固体废物能够通过有效的途径得到较好地处置，对评价区环境影响较小。

5.8 环境风险评价

5.8.1 风险调查

5.8.1.1 危险物质调查

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，本工程施工期涉及的危险物质主要为柴油；运营期涉及的危险物质主要为原油、天然气、硫化氢；退役期不涉及危险物质。

施工期柴油主要存储于井场柴油罐内；运营期原油主要存储于新建的集中拉油站、单井集输管线、集油支线、净化油外输管线内；天然气主要存在于新建的单井集输管线、集中拉油站内的生产分离器以及新建的输气管线内。

本工程井场与站场之间距离均较远，新建单井集输管线主要为单井至站场的集输管线，各站场和井场均有控制（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、站场、各类管线分别划分为独立的危险单元，评价各危险单元内危险物质的最大存在量。

根据克拉伯龙方程，计算管道带压运行状态下的气体质量：

$$pV=nRT$$

p：气体压强，标况压强 0.101325Mpa；

V：气体体积，管道体积；

n：气体的物质的量，单位 mol；

T：绝对温度，293.15K；

R：气体常数。

经计算，本工程危险物质数量及分布情况见表 5.8-1。

表 5.8-1　本工程危险物质分布情况一览表

时期	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）
施工期	1	井场	20m³ 柴油罐	柴油	-	17
运营期	2	单井采气管线	DN80,6.5MPa,4.92km	原油	—	19.4
				天然气	74-82-8	0.0059
				硫化氢	7783-06-4	0.0005
	3	阀组集输管线	DN100,6.5MPa,9km	原油	—	55.5
				天然气	74-82-8	0.087
				硫化氢	7783-06-4	0.007
		阀组集输管线	DN100,2.5MPa,5.9km	原油	—	36.4
				天然气	74-82-8	0.125
				硫化氢	7783-06-4	0.01

注：根据提供的区域油气资源参数，原油密度平均 0.785g/cm³ 天然气相对密度为 0.69，柴油密度按 0.85t/m³ 计。单井集输管线、阀组集输管线以单根管线最长计。

5.8.1.2 环境敏感目标调查

根据章节 2.5.7 环境风险环境影响评价等级和评价范围，本项目风险潜势为Ⅰ，可开展简单评价，不设置评价范围，本次风险评价环境敏感目标与各要素环境保护目标一致，具体见表 2.6-1。

5.8.2 环境风险潜势初判

根据章节 2.5.7 环境风险环境影响评价等级和评价范围，本项目 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》（HJ 169-2018）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。

5.8.3 环境风险识别

5.8.3.1 物质危险性识别

表 5.8-2　原油理化性质、危险危害特性及防护措施表

化学品名称	化学品中文名称	原油
	化学品英文名称	Grudl oil
组成/组分信息	烷烃、环烷烃、芳香烃和烯烃等多种液态烃的混合物。主要成分是碳和氢两种元素，分别占 83~87%和 11~14%；还有少量的硫、氧、氮和微量的磷、砷、钾、钠、钙、镁、镍、铁、钒等元素。	
危险特性	危险性类别：第 3.2 类中闪点液体。侵入途径：吸入、食入、经皮吸收。健康危害：液体有强烈刺激性。食入可引起恶心、疼痛和呕吐，引起黏膜水肿和溃疡症状，包括口腔和咽喉灼烧感；较大的剂量可引起恶心、呕吐、麻醉、无力、头晕、呼吸表浅、腹痛、抽搐和意识丧失；可引起心律失常、室颤和心电图改变；可发生中枢神经系统抑制。眼睛接触本品可引起刺激，长期接触引起炎症。皮肤长期或持续接触液体可引起脱脂，伴随干燥、破裂、刺激和皮炎。蒸汽对上呼吸道有刺激性。高温时吸入伤害加重。吸入高浓度蒸气的急性影响是肺部刺激症状，包括咳嗽伴有恶心；中枢神经抑制表现为头痛、头晕、兴奋、视力模糊、反应迟钝、疲乏和共济失调。长时间暴露于高浓度蒸气中可导致麻醉、神志不清，甚至昏迷和死亡。吸入高浓度的油雾可引起油性肺炎。慢性影响：长时间接触可引起支气管炎和肺水肿。长期皮肤接触可造成皮肤干燥、皲裂和发红。影响神经系统、骨髓机能等。环境危害：造成大气，河流，湖泊，海洋，土壤等污染。燃爆危险：易燃。遇到高热，火星或火苗极易引起燃烧爆炸。	
急救措施	皮肤接触：立即脱去污染的衣着，用肥皂水和清水彻底冲洗皮肤。如有不适感，就医。 眼睛接触：立即提起眼睑，用大量流动清水或生理盐水冲洗。如有不适感，就医。眼睛受伤后，应由专业人员取出隐形眼镜。 吸入：迅速脱离现场至空气新鲜处。静卧、保暖。开始急救前，取出假牙等，防止阻塞气道。保持呼吸道通畅。如呼吸困难，给输氧。呼吸、心跳停止，立即进行心肺复	

<table>
<tr><td></td><td colspan="4">苏术。就医。
食入：饮水，禁止催吐。保持呼吸道通畅，防止吸入呕吐物。禁止给嗜睡症状或知觉降低即正在失去知觉的病人服用液体。如有不适感，就医。</td></tr>
<tr><td>消防措施</td><td colspan="4">危险特性：易燃，其蒸气与空气可形成爆炸性混合物，遇明火、高热极易燃烧爆炸。与氧化剂能发生强烈反应。流速过快，容易产生和积聚静电。其蒸气比空气重，沿地面扩散并易积存于低洼处，遇火源会着火回燃。
有害燃烧产物：一氧化碳、二氧化碳。
灭火方法：用泡沫、干粉、二氧化碳、砂土灭火。</td></tr>
<tr><td>泄漏应急处理</td><td colspan="4">消除所有点火源。根据液体流动和蒸气扩散的影响区域划定警戒区，无关人员从侧风、上风向撤离至安全区。建议应急处理人员戴正压自给式呼吸器，穿防静电服。作业时使用的所有设备应接地。禁止接触或跨越泄漏物。尽可能切断泄漏源。防止泄漏物进入水体、下水道、地下室或限制性空间。小量泄漏：用砂土或其他不燃材料吸收。使用洁净的无火花工具收集吸收材料。大量泄漏：构筑围堤或挖坑收容。用泡沫覆盖，减少蒸发。喷水雾能减少蒸发，但不能降低泄漏物在限制性空间内的易燃性。用防爆泵转移至槽车或专用收集器内。</td></tr>
<tr><td>操作处置与储存</td><td colspan="4">操作注意事项：密闭操作，注意通风。操作人员必须经过专门培训，严格遵守操作规程。建议操作人员佩戴过滤式防毒面具，穿防静电工作服。远离火种、热源。工作场所严禁吸烟。使用防爆型的通风系统和设备。防止蒸气泄漏到工作场所空气中。避免与氧化剂接触。灌装时应控制流速，且有接地装置，防止静电积聚。在清除液体和蒸气前不能进行焊接、切割等作业。搬运时要轻装轻卸，防止包装及容器损坏。配备相应品种和数量的消防器材和泄漏应急处理设备。倒空的容器可能残留有害物。
储存注意事项：储存于阴凉、通风的库房。远离火种、热源。库温不宜超过 30℃，保持容器密封。应与氧化剂分开存放，切忌混储。采用防爆型照明、通风设备。禁止使用易产生火花的机械设备和工具。储区应备有泄漏应急处理设备和合适的收容材料。</td></tr>
<tr><td>接触控制/个体防护</td><td colspan="4">工程控制：工作现场严禁吸烟，避免长期反复接触，进入罐、限制性空间或其他区域作业，须有人监护。
呼吸系统防护：一般不需要特殊防护，高浓度接触时可佩戴过滤式防毒面具（半面罩）。
眼睛防护：一般不需要特殊防护，但建议在特殊情况下，戴化学安全防护眼镜。
身体防护：穿防静电工作服。【工程控制】：生产过程密闭，加强通风。提供安全淋浴和洗眼设备。
手防护：戴一般作业防护手套。
其他防护：工作现场禁止吸烟、进食和饮水。工作完毕，淋浴更衣。</td></tr>
<tr><td rowspan="4">理化特性</td><td>外观与性状</td><td>黑色的可燃性黏稠液体</td><td>蒸气压</td><td>无资料</td></tr>
<tr><td>沸点</td><td>自常温至 500℃以上</td><td>闪点</td><td>-6~155℃</td></tr>
<tr><td>熔点</td><td>-60℃</td><td>溶解性</td><td>不溶于水，溶于苯、乙醚、三氯甲烷、四氯化碳等有机溶剂</td></tr>
<tr><td>密度</td><td>相对密度（水=1）
0.7365-1.0724 g/cm³</td><td>稳定性</td><td>稳定</td></tr>
</table>

	爆炸极限	1.1%~8.7%（V%）	自燃温度	280℃~380℃
稳定性和反应活性	稳定性：稳定。 禁配物：氧化剂。 避免接触的条件：高热，火源和不相容物质。 聚合危害：不聚合。 分解产物：一氧化碳、二氧化碳、氮氧化物、硫氧化物等有毒烟雾。			
毒理学资料	有毒。原油中芳香烃以及杂原子化合物具有一定的毒性。 LD50：>4300mg/kg（大鼠经口） LC50：无资料			
生态学资料	生态毒理毒性：原油中的芳香族化合物以及杂原子具有一定的毒性。 生物降解性：自然界中的部分厌氧菌，硫化菌以及部分绿色植物能将原油的大部分物质降解。 非生物降解性：原油中的沥青质等高分子物质具有很难的生物降解性。 生物富集或生物积累性：/。 其他有害作用：温室气体。应特别注意对地表水、土壤、大气和饮用水的污染。			
废弃处置	性质：危险废物。 处置方法：若本产品成为废品，必须由取得许可证的专业工厂进行处理。 废弃注意事项：处置前应参阅国家和地方有关法规。本产品不可排放于下水道，河流，湖泊，大海等。			
运输信息	运输注意事项：环境密封放置，防止热源和日光暴晒，与强氧化剂隔离。			
法规信息	《危险化学品安全管理条例》中华人民共和国国务院令第 591 号（自 2011 年 12 月 1 日起施行），中华人民共和国国务院令第 645 号修订（自 2013 年 12 月 7 日起施行）、《危险化学品目录（2015 版）》（自 2015 年 5 月 1 日起施行）。			
其他信息	表格内数据来源于本项目方案提供的物料特性数据、《危险化学品目录（2015 版）》和《危险化学品安全技术全书》。			

表 5.8-3　天然气危险特性表

化学品名称	化学品中文名称	天然气		
	化学品英文名称	Natural gas dehydration		
成分/组成信息	主要有害成分		甲烷	
	分子式	CH4	分子量	16.04
危险特性	危险性类别：第 2.1 类 易燃气体。 侵入途径：吸入。 健康危害：空气中甲烷浓度过高，能使人窒息。当空气中甲烷达 25%～30%时，可引起头痛、头晕、乏力、注意力不集中、呼吸和心跳加速、共济失调。若不及时脱离可致窒息死亡。皮肤接触液化气体可致冻伤。 环境危害：对环境有害。			

<table>
<tr><td></td><td colspan="4">燃爆危险：易燃，与空气混合能形成爆炸性混合物。</td></tr>
<tr><td>急救措施</td><td colspan="4">皮肤接触：如果发生冻伤，将患部浸泡于保持在 38~42℃的温水中复温。不要涂擦 不要使用热水或辐射热。使用清洁、干燥的敷料包扎。如有不适感，就医。吸入：迅速脱离现场至空气新鲜处。保持呼吸道通畅。如呼吸困难，给输氧。呼吸心跳停止，立即进行心肺复苏术。就医。
危险特性：易燃，与空气混合能形成爆炸性混合物，遇热源和明火有燃烧爆炸的危险。与五氧化溴、氯气、次氯酸、三氟化氮、液氧、二氟化氧及其他强氧化剂接触发生剧烈反应。</td></tr>
<tr><td>消防措施</td><td colspan="4">有害燃烧产物：一氧化碳。
灭火方法：用雾状水、泡沫、二氧化碳、干粉灭火。切断气源。若不能切断气源，则不允许熄灭泄漏处的火焰。消防人员必须佩戴空气呼吸器、穿全身防火防毒服，在上风向灭火。尽可能将容器从火场移至空旷处。喷水保持火场容器冷却，直至灭火结束。</td></tr>
<tr><td>泄漏应急处理</td><td colspan="4">消除所有点火源。根据气体扩散的影响区域划定警戒区，无关人员从侧风、上风向撤离至安全区。建议应急处理人员戴正压自给式呼吸器，穿防静电服。作业时使用的所有设备应接地。禁止接触或跨越泄漏物。尽可能切断泄漏源。若可能翻转容器使之逸出气体而非液体。喷雾状水抑制蒸气或改变蒸气云流向，避免水流接触泄漏物。禁止用水直接冲击泄漏物或泄漏源。防止气体通过下水道、通风系统和限制性空间扩散。隔离泄漏区直至气体散尽。</td></tr>
<tr><td>操作处置与储存</td><td colspan="4">操作注意事项：密闭操作，全面通风。操作人员必须经过专门培训，严格遵守操作规程。远离火种、热源，工作场所严禁吸烟。使用防爆型的通风系统和设备。防止气体泄漏到工作场所空气中。避免与氧化剂接触。</td></tr>
<tr><td>接触控制/个体防护</td><td colspan="4">工程控制：生产过程密闭，全面通风。
呼吸系统防护：一般不需要特殊防护，但建议特殊情况下，佩戴过滤式防毒面具（半面罩）。
眼睛防护：一般不需要特殊防护，高浓度接触时可戴安全防护眼镜。
身体防护：穿防静电工作服。
手防护：戴一般作业防护手套。
其他防护：工作现场严禁吸烟。避免长期反复接触。进入限制性空间或其他高浓度区作业，须有人监护。</td></tr>
<tr><td rowspan="5">理化特性</td><td>外观与性状</td><td>无色无味气体</td><td>饱和蒸汽压</td><td>53.32kPa/-168.8℃</td></tr>
<tr><td>沸点</td><td>-161.5℃</td><td>闪点</td><td>-188℃</td></tr>
<tr><td>熔点</td><td>-182.5℃</td><td>溶解性</td><td>微溶于水，溶于乙醇 乙醚等。</td></tr>
<tr><td>密度</td><td>相对密度（水=1）：0.42（-164℃）
相对蒸汽密度（空气=1）：0.6</td><td>自燃温度</td><td>538℃</td></tr>
<tr><td>爆炸极限</td><td>5.3%～15%(V%)</td><td></td><td></td></tr>
<tr><td>稳定性和反应活性</td><td colspan="4">稳定性：稳定；禁配物：强氧化剂、氟、氯；避免接触的条件：高热，火源和不相容物质；聚合危害：不发生；分解产物：一氧化碳、二氧化碳。</td></tr>
</table>

毒理学资料	LD50：LC50:50%（小鼠吸入，2h）。 LC50：无资料。
生态学资料	其他有害作用：温室气体。应特别注意对地表水、土壤、大气和饮用水的污染。
	废弃物性质：危险废物。
废弃处置	废弃处置方法：建议用焚烧法处置。 废弃注意事项：处置前应参阅国家和地方有关法规。把倒空的容器归还厂商或在规定场所掩埋。
运输信息	运输注意事项：采用钢瓶运输时必须戴好钢瓶上的安全帽。钢瓶一般平放，并应将瓶口朝同一方向，不可交叉；高度不得超过车辆的防护栏板，并用三角木垫卡牢，防止滚动。运输时运输车辆应配备相应品种和数量的消防器材。装运该物品的车辆排气管必须配备阻火装置，禁止使用易产生火花的机械设备和工具装卸。严禁与氧化剂等混装混运。夏季应早晚运输，防止日光暴晒。中途停留时应远离火种、热源公路运输时要按规定路线行驶，勿在居民区和人口稠密区停留。铁路运输时要禁止溜放。

表 5.8-4　　硫化氢对人的生理影响及危害

在空气中的浓度			暴露于硫化氢的典型特性
%（V）	ppm	mg/m³	
0.000013	0.13	0.18	通常，在大气中含量为 0.0215mg/m³（0.13ppm）时，有明显和令人讨厌的气味，在大气中含量为 6.9mg/m³（4.6ppm）时就相当显而易见。随着浓度的增加，嗅觉就会疲劳，气体不再能通过气味来辨别
0.001	10	15	有令人讨厌的气味。眼睛可能受刺激。美国政府工业卫生专家协会推荐的阈限值（8h 加权平均值）。 我国规定几乎所有工作人员长期暴露都不会产生不利影响的最大硫化氢浓度
0.0015	15	21.61	美国政府工业卫生专家联合会推荐的 15min 短期暴露范围平均值
0.002	20	30	在暴露 1h 或更长时间后，眼睛有烧灼感，呼吸道受到刺激，美国职业安全和健康局的可接受上限值。工作人员在露天安全工作 8h 可接受的硫化氢最高浓度
0.005	50	72.07	暴露 15min 或 15min 以上的时间后嗅觉就会丧失，如果时间超过 1h，可能导致头痛、头晕和（或）摇晃。超过 75mg/m³（50ppm）将会出现肺浮肿，也会对人员的眼睛产生严重刺激或伤害
0.01	100	150	3min~15min 就会出现咳嗽、眼睛受刺激和失去嗅觉。5min~20min 过后，呼吸就会变缓、眼睛就会疼痛并昏昏欲睡，在 1h 后就会刺激喉道。延长暴露时间将逐渐加重这些症状。我国规定对工作人员生命和健康产生不可逆转的或延迟性的影响的硫化氢浓度。
0.03	300	432.4	明显的结膜炎和呼吸道刺激。注：考虑此浓度定为立即危害生命或健康（IDLH），参见（美国）国家职业安全和健康学会 DHHS No 85-114 《化学危险袖珍指南》

在空气中的浓度			暴露于硫化氢的典型特性
0.05	500	720.49	短期暴露后就会不省人事，如不迅速处理就会停止呼吸。头晕、失去理智和平衡感。患者需要迅速进行人工呼吸和（或）心肺复苏技术
0.07	700	1008.55	意识快速丧失，如果不迅速营救，呼吸就会停止并导致死亡。必须立即采取人工呼吸和（或）心肺复苏技术
0.10+	1000+	1440.98+	立即丧失知觉，结果将会产生永久性的脑伤害或脑死亡。必须迅速进行营救，应用人工呼吸和（或）心肺复苏

5.8.3.2 生产系统危险性识别

（1）井场

①井喷

井喷事故最根本的原因是井底压力不平衡，地层压力大于井底压力，导致井喷事故。发生井喷事故后，有可能进一步引发火灾爆炸事故，包括井喷时井口的铁件或井内钻具与井架碰撞起火，在井场进行带电作业或使用明火操作，井口装置设备失灵和处置不当造成压井破坏地层，引起四周冒气着火。

井喷会引发油气泄漏及火灾爆炸，对空气环境、水环境及生态环境造成危害，致使人员伤亡、财产损失。本工程在井场设置了可燃气体检测报警仪，设置了工业电视监视系统，采取了合格防喷措施后，井喷的可能性很小，在上述安全措施的前提下，井场还设置了放空系统，在发生异常超压的情况下，超压气体可通过放喷管线通往放喷池进行燃烧。采取上述措施后，可有效降低井场的事故风险。从最不利的角度，本次评价依然将其作为一种风险事故考虑。

②井漏

钻井施工表层套管下入深度不够或固井质量不好可能引发污染地下水事故，如油气上窜造成地下水污染，采出液漏失于地下水含水层中，采出液中含石油类，会造成地下含水层水质污染。

（2）井场、站场

本工程包含在新建标准化采气井场 8 座、扩建中古 111-H1C 井、中古 801-H7C、中古 461C 井、2 号集气站、3 号集气站、中古 441 集油站。可能发生风险主要为井场、站内设备穿孔、破裂，导致油气泄漏进而可能引发的火灾、爆炸事故，导致环境污染。

（3）集输管线

气井采出液通过单井输油管线输送至现有集输干线，最终输至联合站进行处理。各类集输管线均采用埋地敷设方式。集输过程中常见的事故有集输管线因腐蚀穿孔而造成油气泄漏；冬季运行时管线因保温性能差等原因发生冻堵、管线破裂；人为破坏导致管道泄漏。发生的事故主要为管线破裂造成的油气泄漏，会直接污染周围大气和土壤，还可能对区域地下水造成污染。泄漏的易燃易爆气体或蒸气浓度达到爆炸浓度极限，遇火源，则可能发生爆炸、火灾事故。

（4）注水管线

本项目新建注水管线输送介质为达标采出水，不涉及《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）规定的有毒有害和易燃易爆的危险物质，无重大环境风险源。但考虑到采出水含有少量的石油类和较高的盐分，若发生泄漏，存在对地下水和地表水污染的风险，因此，本次环境风险评价对其产生的环境影响进行简单分析。

5.8.4 环境风险事故情形分析

通过分析本项目可能涉及的危险物质及危险场所及危险特性，本项目可能发生的环境风险主要包括集输管线泄漏以及天然气泄漏后遇明火引发的火灾、爆炸次生污染物等。集输管线泄漏会对大气产生的直接影响以及火灾、爆炸等引发的伴生/次生污染物排放，注气管线发生泄漏会对大气等产生的直接影响以及遇明火后发生火灾、爆炸等引发的伴生/次生污染物排放，井漏会对地下水造成影响，注水管线发生泄漏可能会对地下水造成影响。具体危害和环境影响可见表 5.8-5。

表 5.8-5　危险物质向环境转移的途径识别

影响时段	事故类型	来源	危险物质	影响环境的途径	影响环境的途径
施工期	井喷	钻井过程	原油、天然气、硫化氢	①井喷时，油气泄漏后直接进入大气环境或挥发进入大气环境，遇明火易引发爆炸； ②原油泄漏进入地表，阻塞土壤孔隙，使土壤板结，降低通透性，不利于植物生长，还有可能污染地下水； ③油气中的天然气扩散至环境空气中，可能引发天然气中毒事件。	大气、土壤、地下水
	井漏	钻井	钻井液	钻井液等沿裂缝漏失进入地下水层，污染	地下水

		过程	等	地下水水质	
	储罐泄漏	钻井过程	柴油	柴油泄漏进入地表，阻塞土壤孔隙，使土壤板结，降低通透性，不利于植物生长，还有可能污染地下水	大气、土壤、地下水
	火灾爆炸	钻井过程	伴生气及次生污染物 CO 等	井喷产生的有害气体遇明火发生火灾或爆炸，污染大气，同时破坏周围地表植被	大气
运营期	泄漏	集输管线	原油、天然气、硫化氢	集输管线发生泄漏，油气中天然气扩散至环境空气中，可能引发员工天然气中毒事件，油类物质会污染土壤甚至地下水；	大气、土壤、地下水
	火灾爆炸		伴生气及次生污染物 CO 等	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	大气
	泄漏	注水管线	采出水	注水管线发生采出水泄漏可能会对土壤和地下水造成影响	土壤、地下水

5.8.5 环境风险分析

5.8.5.1 大气环境风险事故分析

（1）井喷对大气环境及人群监控的影响

井喷时喷出大量气体，可使短时间内使局部大气环境中的轻烃含量激增，根据类比调查，井喷的影响范围可达到下风向 4～5km，地面总烃的最大浓度可达到 1300mg/Nm^3，短时间内严重破坏了局部地区空气质量，因此一旦发生井喷，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，并组织附近人员进行疏散。由于井喷具有突发性、意外性和短暂性的特点，井喷会造成短期局部大气环境中污染物超标，但不会对整个评价区的大气环境质量造成长久的明显的恶化。本项目井场所在区域人烟稀少，区域地势平坦，扩散条件较好，所以井喷对人员的伤害有限。

（2）集输管线对大气环境影响分析

本项目集输管线内为采出液，主要为原油以及天然气，在管道压力下，加压集输油气泄漏时，油气从裂口流出后，泄漏的原油会挥发非甲烷总烃对周边大气环境造成污染，采出液中伴生气扩散至环境空气中，甲烷的密度比空气的密度小得多，稀释扩散很快，随着距泄漏点距离的增加，甲烷浓度下降非常快，一个泄漏点泄漏的甲烷对环境、人和动物的影响是局部影响。本项目的油气发生泄漏遇明火燃烧，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。

本项目各类集输管线长度较短，且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 0.15MPa/min 时，由 SCADA 系统发出指令，远程自动关闭阀门。且由于井场及管线大多数位于灌木林，如果仅仅是油气泄漏对大气环境影响较小，但如果出现不完全燃烧，则会产生一定量的一氧化碳，污染大气环境。

5.8.5.2 地表水环境风险事故分析

本项目在油气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；项目区周边无地表水，不对此进行评价。

5.8.5.3 地下水环境风险事故分析

本项目运营期在正常情况下对地下水无影响，只有在发生事故时才有可能影响到地下水。

（1）油气集输管线对地下水的环境影响分析

集输管线发生事故时，漏油能否对地下水环境产生影响，取决于油在土壤中的迁移转化、地面污染程度以及泄漏点的地质构造。

发生泄漏事故后，若及时维修处理，即使有少量的污染物泄漏，也很难通过防渗层渗入包气带。故在正常工况下，加大检修力度，发生泄漏事故及时找到泄漏点，及时维修，并将受污染的土壤全部集中收集，交由有资质的单位进行处理，污染物从源头和末端均得到控制，阻断了污染地下水的通道，污染物不会渗入地下污染地下水体。

当泄漏事故不可控时，泄漏的油品经土层渗漏，通过包气带进入含水层。根据《采油废水中石油类污染物在土壤中的迁移规律研究》（岳占林文）中结论：油田环境非敏感区风沙土尽管颗粒较粗、结构较松散、孔隙比较大，但对石油类物质的截留作用仍然是非常显著的。污水中的石油类很难在土壤剖面中随水下渗迁移，基本上被截留在 0~10cm 或 0 ~20cm 表层土壤中，其中表层 0 ~5cm 土壤截留了 90%以上的输入原油。由此可以推断，油田环境非敏感区其他颗粒较细、质地比较黏重的土壤类型，如盐土、草甸土、龟裂土等，对石油类的截留作用更大，在相同实验条件下，石油类污染物在这些土壤中则更不易下渗迁移，其下渗迁移范围也不超过 20cm；对于颗粒较粗、结构较松散、空隙比较多的棕漠土，在消除土体裂隙和根孔

影响的实验条件下，石油类下渗迁移的深度也不超过 30cm。

（2）注水管线管线发生泄漏

本项目注水管线发生采出水泄漏事故能否对地下水环境产生影响，取决于采出水中盐类及油类物质在土壤中的迁移转化以及泄漏点的地质构造。

发生泄漏事故后，若及时维修处理，即使有少量的污染物泄漏，也很难通过防渗层渗入包气带。故在正常工况下，加大检修力度，发生泄漏事故及时找到泄漏点，及时维修，并将受污染的土壤全部集中收集，交由有资质的单位进行处理，污染物从源头和末端均得到控制，阻断了污染地下水的通道，污染物不会渗入地下污染地下水体。

5.8.5.4 对土壤环境的影响分析

（1）井场、站场设备发生泄漏对土壤的环境影响分析

井场、站场设备发生泄漏，原油进入土壤可使土壤肥力下降从而抑制植物的生长，并有可能危害人体健康。本工程井场及站场工艺设备一般设置 C40 钢筋砼基础，正常情况下不会对土壤造成污染，根据土壤预测结果，非正常状况下石油类污染物主要积聚在土壤表层 40cm 以内，其污染也主要限于地表，一般很难渗入到 2m 以下，且站场已建设 RTU 采集系统，发生泄漏会在短时间内发现，泄漏油类物质能够及时地清理，将含油污泥污染土壤集中收集，送有危险废物处置资质单位处理。因此，本项目事故状态下对周边土壤环境影响可接受。

（2）集输管线对土壤环境影响分析

油气集输管线、注水管线等泄漏的原油覆盖于地表可使土壤透气性下降、土壤理化性状发生变化，使土壤肥力下降从而抑制植物的生长，并有可能危害人体健康。

管线泄漏对土壤环境的影响是比较显著的，泄漏的石油可使土壤透气性下降、土壤理化性状发生变化，影响到土地功能，进而影响荒漠植被的生长，并可影响局部的生态环境。

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

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

运营期管线破裂，将能回收的原油回收，送联合站处理，不能回收的以及受污染的土壤集中收集后交由有相应处置资质的单位进行处理。发生事故后，及时采取相应的措施，不会对周围土壤环境产生明显影响。综上所述，本项目运营期发生事故后，及时采取相应的措施，不会对周围土壤环境产生明显影响。

5.8.6 环境风险防控措施

各种事故无论是人为因素引起的，还是自然因素所致，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。对于人为因素引起的事故可以通过提高人员技术素质、加强责任心以及采取技术手段和管理手段等方法来避免；而对于自然因素引起的事故则主要靠采取各种措施来预防。

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，应急物资储备齐全，出现风险事故时能够及时应对。

5.8.6.1 钻井、井下作业事故风险预防措施

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

（2）井场设置风向标，以便发生事故时人员能迅速向上风向疏散。

（3）井场严格按防火规范进行平面布置，井场内的电气设备及仪表按防爆等级不同选用不同的设备。井场内所有设备、管线均应做防雷、防静电接地。

（4）在油气可能泄漏和积聚的场所设置可燃气体浓度检测报警装置。

（5）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。

（6）每一次井下作业施工前，必须对高压汇管进行试压，试压压力大于施工压力5MPa，施工后必须探伤，更换不符合要求的汇管。

5.8.6.2 井漏事故风险防范措施

（1）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，这样，在各含水层与井筒间形成双层套管、单层水泥环的保护措施，将事故风险降低到最低。

（2）设置地下水监测井，定期对工程区各地下水层监测井采样分析，一个季度采样一次，分析项目为COD、石油类、挥发酚等石油特征指标，根据监测指标的变化趋势，对可能产生的隐蔽污染，做到及时发现，尽早处理。

（3）及时展开隐蔽污染源调查，查明隐蔽污染源之所在，采取果断措施，截断隐蔽污染源的扩散途径。

5.8.6.3 井场风险防范措施

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

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

（3）井场设置明显的禁止烟火标志；井场设备及电气设备、照明灯具符合防火防爆的安全要求；井场内所有设备、管线均应做好防雷、防静电接地；井场安装探照灯。

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

（5）在可能发生原油泄漏或油气积聚的场所应按照规范设置可燃气体浓度监测报警装置，以便及时发现事故隐患。

5.8.6.4 管线事故风险预防措施

（1）严格按照管线施工、验收等规范进行设计、施工和验收。输油管线敷设前，应加强对管材和焊接质量的检查。严禁使用不合格产品。对焊接质量严格检验，

防止焊接缺陷造成泄漏事故的发生。

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

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

（4）定期对管线进行巡视，加强管线和警示标志的管理工作。

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

（6）加强自动控制系统的管理和控制，严格控制压力平衡。

（7）完善管线两端井场的环境保护工程，及时清除、处理各种污染物，保持安全设施的完好，杜绝火灾的发生。

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

（9）加强对集输管线沿线重点敏感地段的环保管理，定期进行环境监测。

（10）建立腐蚀监测系统，随时监测介质的腐蚀状况，了解和掌握区域系统的腐蚀原因，有针对性地制定、调整和优化腐蚀控制措施。

5.8.6.5 危险废物运输事故风险防范措施

（1）危险废物须按照《危险废物收集 贮存运输技术规范》（HJ2025-2012）相关要求，由专业人员进行押运。

（2）建设单位与危废资质单位共同研究危险废物运输的有关事宜，运输过程全控制，确保危险废物的运输安全可靠，减少或避免运输过程中的二次污染和可能造成的环境风险。

（3）对于污水、废液等的转运均要制定管理计划，如实记录有关信息，健全资料台账，转移车辆安装定位系统，并保存相关影像资料。

（4）出车前须对罐车的罐体、压力表、阀门等安全技术状况进行检查，发现

故障排除后方可投入运行。

（5）加强各类储罐的日常管理及安全检查，要严格按章操作，废水、废液装车、卸车时，加强管理，避免跑冒滴漏现象，防止发生泄漏等安全事故。

（6）运输时提高拉运人员技术素质、加强责任心，严禁废水随意倾倒，贯彻安全驾驶机动车辆的行为规定，严格遵守交通法规，防止发生运输车辆事故。

（7）行车途中应勤检查，若有泄漏，应查找泄漏点，采取相应的应急措施，防止液体继续泄漏，受到污染的土壤要全部回收，委托具有相应危险废物处置资质单位进行处置。

5.8.6.6 重视和加强管理

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

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

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

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

（4）本项目实施后，将本项目相关工程纳入各采油厂环境风险应急预案中。

5.8.6.7 应急联动

本项目位于阿克苏地区沙雅县、和田地区且末县，建设单位应根据项目区域各油气管线规划建设情况，推动建立环境风险应急联防联控体系，应急预案应进行有效的衔接，应急资源共享，建议区域应急体系从以下几个方面开展。

（1）本项目区规划建设油气管线相对集中，空间范围适宜构建专业联防联控体系，便于应急设施在短时间内到达事故现场，为事故应急节约宝贵时间。

（2）整合现有应急资源，建立区域联动协调机制，加强与沿线相关油田公司、消防、公安、安全等部门的沟通和联系，加强交流与合作，不断提高应急队伍素质，也能为应急联防联控机制节约资源。

（3）与当地政府形成应急预案的联络和联动，建立站场、相关油田公司、消

防、公安、环保、卫生等部门联动机制，开展联合演练，提高装备水平。

（4）本项目还应建立本单位与国家及地方相关机构用于应急响应的电话网络和传真网络，确保应急状态下信息传递畅通，在风险事故下，及时向当地政府应急办报告，请求企地联动，启动地方政府突发事件应急预案，请求地方关系协调、消防支援、交通管制、环境监测、人员疏散。应急电话网络和传真网络信息的更新要及时，并以附件的形式附在预案的后面，并保存在各级应急指挥系统内。

5.8.6.8 环境风险应急处置措施

（1）井场、站场泄漏处置

①应迅速封闭事故现场，抢救现场窒息人员，发出甲烷报警信号，进行交通管制，禁止外人进入现场，控制事态发展；

②关断泄漏处两端阀门或关停设备，对泄漏处进行紧急堵漏处理；

③对于泄漏的原油进行有效防护或转移到安全处，防止发生火灾、爆炸事故；

④采取围堰堵截的方式，使泄漏物不外流，防止污染物扩散，确保总排口阀门处于关闭状态，如果发生大型泄漏或火灾事故，启用事故应急池导流设施将物料或消防水引至应急池或应急罐，集中拉油站内可引至油罐区防火堤内。

⑤现场密切监测泄漏物、泄漏点状况，当泄漏无法控制时，人员在切断泄漏点与生产系统等的连接后，根据风向标的指示，紧急撤离至安全区域；

⑥如果少量泄漏，采取用砂石填埋、泡沫覆盖的方式处理，杜绝泄漏物流入雨排管网；如果量大，则用工具进行收集；

⑦确定是否已有泄漏物质进入大气、附近水体、下水道等场所；

⑧事件发生后，应急监测小组对周围大气污染物浓度进行监测，及时、准确地确定超标的项目及超标量，立即向应急指挥中心汇报监测结果。

⑨监测有害气体浓度，根据现场风向，协调当地政府部门疏散现场及周边无关人员；

⑩现场人员生命受到威胁、撤离现场无望时，现场应急指挥应立即发出点火指令。

（2）管道泄漏处置

①如出现人员伤亡，在确保安全前提下先组织专业医疗救护小组抢救现场中毒

人员和受伤人员；

②切断管道泄漏源，封闭事件现场和危险区域，周边设置警示标识，同时组织人员切断周边着火源，防止事态扩大和引发次生事故；

③配合地方政府有关部门设置警戒线，划定安全区域，组织撤离、疏散周边居民、群众；

④组织油气管道泄漏的围控、处置；

⑤油气管道泄漏原油回收并妥善处理；

⑥对污染现场进行清理，并确保达到环境保护要求。

⑦应迅速停运泄漏管道，必要时实行紧急放空。同时，封闭事故现场，发出天然气泄漏报警；

⑧监测有害气体浓度，根据现场风向，加强现场人员的个人防护，疏散现场及周边无关人员和公众

⑨条件允许时，迅速组织力量对泄漏管道进行封堵、抢修作业；

⑩放空的天然气应通过放空火炬点燃烧掉，当火炬高度小于1m时应立即关闭放空阀门。

（3）火灾应急处置措施

1）立即阻断火源，并组织灭火；

2）确定警戒范围，撤离无关人员。

3）火灾扑救过程中，专家组应根据危险区的危害因素和火灾发展趋势进行动态评估，及时提出灭火指导意见；

4）灭火完毕后，立即清理火灾现场。

（4）危险废物泄漏造成的环境突发事件应急处置

本工程涉及的危险废物主要为油泥砂等，委托有危废处置资质单位进行及时清运，泄漏事故率较低。井场、站场人员对危险废物存放点进行巡查，每班1～2次，当发现危险废物泄漏时应通知站场负责人，按以下方法进行处置：

1）消除火源；

2）根据液体流动和蒸气扩散的影响区域划定警戒区，无关人员从侧风、上风向撤离至安全区；

3）应急处理人员戴好防护口罩；

4）作业时使用的所有设备应接地，禁止接触或跨越泄漏物，尽可能切断泄漏源。防止泄漏物进入水体、下水道、地下室或密闭性空间；

小量泄漏：用砂土或其他无火花工具收集吸收材料。

大量泄漏：构筑围堤或挖坑收容。用泡沫覆盖，减少蒸发，用防爆泵转移至槽车或专用收集器内。

5.8.6.7 风险应急预案

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，应急物资储备齐全，出现风险事故时能够及时应对。塔中采油气管理区编制完成并发布了《塔里木油田公司塔中采油气管理区塔中第三联合站突发环境事件应急预案》（备案编号653200-2025-271-L），定期按照应急预案内容进行应急演练，应急物资储备齐全，出现风险事故时能够及时应对。本评价建议将本次区块建设内容突发环境事件应急预案纳入塔中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。

（1）工程事故类型为原油泄漏对区域大气环境造成影响。

（2）信息处理巡检人员发现输送管线泄漏后，应立即上报应急管理办公室，应急管理办公室接到报告后，首报应急管理办公室组长，同时报告应急管理办公室成员部门负责人。应急管理办公室组长立即向应急指挥领导小组组长报告。按照应急指挥领导小组的相关指令，应急管理办公室成员、各部门按照职能分别向分公司业务主管部门、地方政府主管部门报告。应急管理办公室接报后，填写《应急报警记录表》。

（3）面对套管被腐蚀破坏井筒，在采用双层套管，表层套管完全封闭各含水层，固井水泥均上返地面，各含水层与井筒间形成双层套管、单层水泥环的保护措施后，事故风险较低。

（4）事故应急响应过程中，应将项目周边的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列为优先保护目标，应急处置措施应优先确保泄漏物

不进入红线区域。一旦发生输送管线泄漏事故，应急指挥部应在事故确认后及时通知生态保护红线区管理机构，报告内容包括泄漏物质、泄漏量、可能影响范围及已采取的应急措施等，并配合其开展联合应急处置和后续环境监测。同时，应将本次区块建设内容突发环境事件应急预案纳入塔中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 风险评价结论

本项目所涉及的危险物质包括原油、天然气、硫化氢，主要存在于密闭集输管线内。可能发生的风险事故包括管线破损发生泄漏以及油气泄漏后遇明火引发的火灾、爆炸次生污染物等。管线发生油气泄漏会对大气、土壤、地下水产生的直接影响以及遇明火后发生火灾、爆炸等引发的伴生/次生污染物排放。本项目所在区域地势平坦，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、彻底清除泄漏油品、被污染的土壤，污染物不会进入地下水中，对地下水水质没有不良影响。因此，发生事故后，在严格落实本项目提出的风险防范措施的前提下，不会对周围环境产生明显影响；建设单位已制定了环境风险应急预案，发生事故时按照环境风险应急预案采取应急措施。

本项目环境风险简单分析内容表见表 5.8-6。

表 5.8-6　环境风险简单分析内容表

建设项目名称	塔里木塔中 I 号气田中古 8 断裂带奥陶系气藏产能建设项目开发调整			
建设地点	沙雅县、且末县			
地理坐标	经度		纬度	
主要危险物质及分布	主要危险物质：原油、天然气、硫化氢，主要存在于站场设备和密闭集输管线内。			
环境影响途径及危害后果（大气、地表水、地下水等）	本工程可能发生的环境风险主要包括油气管线泄漏、站场设备破损发生油气泄漏以及油气泄漏后遇明火引发的火灾、爆炸产生的次生污染物等，集输管线、站场设备破损发生油气泄漏会对大气、土壤、地下水产生的直接影响以及遇明火后发生火灾、爆炸等引发的伴生/次生污染物排放。			
风险防范措施要求	①生产中采取有效预防措施；②制定安全生产方针、政策、计划和各种规范，完善安全管理制度和安全操作规程，建立健全环境管理体系和监测体系，完善各种规章制度标准；③定期对管线进行巡视，定期进行管道壁厚和防腐情况检测；④制定环境风险应急预案，定期演练；⑤设置可燃气体检测报警仪等防范设施。			

结论：本项目所涉及的危险物质包括原油、天然气、硫化氢，主要存在于站场设备和密闭集输管线内。可能发生的风险事故包括管线破损发生泄漏以及油气泄漏后遇明火引发的火灾、爆炸次生污染物等。管线发生油气泄漏会对大气、土壤、地下水产生的直接影响以及遇明火后发生火灾、爆炸等引发的伴生/次生污染物排放，井漏会对区域地下水产生影响。本项目所在区域地势平坦，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、彻底清除泄漏油品、被污染的土壤，污染物不会进入地下水中，对地下水水质没有不良影响。因此，发生事故后，在严格落实本项目提出的风险防范措施的前提下，不会对周围环境产生明显影响；建设单位已制定了环境风险应急预案，发生事故时按照环境风险应急预案采取应急措施。

6. 环境保护措施可行性论证

6.1 生态保护措施可行性论证

6.1.1 施工期生态保护措施

6.1.1.1 井场工程生态环境保护措施

（1）对井场永久性占地合理规划，严格控制临时占地面积，尽量避让植被较多的区域，严格按照有关规定办理建设用地审批手续；对永久性占地进行地面硬化，以减少风蚀量。

（2）对工程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。站场施工在开挖地表、平整土地时，临时堆土必须进行拦挡，施工完毕，应尽快整理施工现场。

（3）加强项目区的野生动物保护，对施工人员进行野生动物保护法的宣传教育，严禁施工人员猎杀野生动物。

（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）及时清理施工现场，做到“工完、料净、场地清”。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。

6.1.1.2 管线工程生态保护措施

（1）本项目管线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。

（2）管线施工作业宽度应控制在 10m 以内，注意避让地表植被。

（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，禁止乱轧乱碾，避免破坏自然植被，造成土地松动。

（4）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。

（5）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。

（6）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。

（7）施工期充分利用现有油气田道路，尽可能减少临时占地，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。

（8）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。

（9）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。

（10）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。

（11）施工结束后恢复地貌原状。施工时对管沟开挖的土壤做分层堆放，分层回填压实，保护植被生长层，降低对土壤养分的影响，尽快使土壤恢复生产力，减少水土流失。

6.1.1.3 评价区植被的生态保护措施

（1）生态避让

1）合理选择管线走向，应避开植被茂盛的区段，尽量避免砍伐野生植物；管线敷设尽量取直，考虑管线距离最短。

2）站场建设选址尽量少占植被茂密的地块，尤其不得铲除保护植物。若无法进行避让，需对保护植物进行移植保护。同时，严格控制占地面积，以减少占地和保护野生植物。

3）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）生态防护

1）管线施工范围应严格限制在10m范围内。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。

2）在施工便道设置“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。

3）注意施工后的地表修复，管道回填时，应注意尽量恢复原有紧实度，或留足适宜的堆积层，防止因降水造成地表下陷形成积水洼地。管道回填后应注意恢复原有地表的平整度。

4）充分利用区域现有道路，施工机械和车辆应严格按照规定路线行驶，禁止随意开辟道路，防止扩大土壤和植被的破坏范围。

5）施工中应严格按照环境管理要求，土方作业应避开大风天气；土石方堆放时，应避让植被覆盖茂密处，减少对植被的破坏；施工后期，及时做好施工迹地的清理工作。做好施工后期的迹地恢复工作，包括土地平整，创造局部小环境以利于植被的恢复等。

6）尽量减少对动植物的伤害和生境占用。工程建设区域如发现重点保护野生植物、特有植物、古树名木等，需进行就地或迁地保护，并加强观测，具备移栽条件、长势较好的尽量全部移栽。

（3）生态恢复

1）工程结束后，建设单位应承担恢复生态的责任；

2）在施工区域局部有植被分布，须先将原表层土集中分层堆放，待施工完毕后，在临时占地区域对地表土层进行恢复，达到植被生长所需生境；

3）施工占地区域土层上部的保护层稳态发生变化，加之区域风力、水力作用较大，土质极易流失，应在临时占地区域进行平整压实，以避免区域生态环境恶化；

4）项目用地扰动区域需保护区域生态系统，并根据扰动区域土质情况因地制宜进行修复，减少项目实施对区域生态环境功能的不利影响。

（4）生态补偿

本项目占地类型为沙地，占地范围内几乎无植被覆盖，合理地避让后，无需生态补偿。

6.1.1.4 野生动物的生态保护措施

（1）在施工便道设置“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。

（2）工程建设区域如发现重点保护野生动物的，须及时保护其生境不被破坏，并重新提出相应优化工程施工方案及运行方式，实施物种救护，划定生境保护区域，开展生境保护和修复，构建活动廊道或建设食源地等。

（3）工程建设过程中应防止施工噪声、灯光等对动物造成不利影响，高噪声及强光区域应做降噪遮光等防护措施。

6.1.1.5 自然景观保护措施

本项目位于油气田开发区，以荒漠生态景观为主。荒漠生态景观稳定性较差，异质化程度低，生态体系的稳定性和必要的抵御干扰的柔韧性差。油气田开发建设后，其原始的荒漠背景变成了以荒漠、采油树等共同存在的自然与人工相互共存的景观格局。

从整体上看，荒漠拼块虽然出现破碎化的倾向，但总体上连通程度仍然维持了较好的状态，仍是区域的景观模地。但如果任凭油气田建筑和道路的景观发展，不进行生态治理和保护，也将会使生态环境的演变发生逆转，破坏原有生态环境的稳定性。因此，在项目建设的过程中，必须采取相应的景观保护措施，以保证减缓和避免生态环境恶化的趋势。

（1）对现有的自然资源，包括植被，直至现有的地形、地貌等都要尽可能地加以保护。

（2）在管线的选线、敷设过程中，合理地规划布局，根据地形条件，尽量按地形走向、起伏施工。对敷设在较平坦地段的管道，应在地貌恢复后使管沟与附近地表自然过渡，减缓对原始自然景观的破坏。

（3）严格遵守各项规程、规范、施工时限和范围，施工结束后立即对地表等环境景观进行恢复，并实施防风固沙工程和绿化措施，使油气田开发与周围景观环境协调发展。

6.1.1.6 严格实施防沙治沙措施

根据《中华人民共和国防沙治沙法》《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）的要求，加强涉及沙区的建设项目环评文件受理审查，对于没有防沙治沙内容的建设项目环评文件不予受理。本项目环评对针

对土地沙化现状、分析了项目实施对周边沙化土地的影响，本项目在建设过程中执行以下防沙治沙措施：

（1）严格控制施工活动范围，严禁乱碾乱轧，避免对项目占地范围外的区域造成扰动。严格遵守油气田环境保护规章制度，严格划定车辆行驶路线及临时道路开拓路线，运输车辆及勘探车辆在规定路线范围内行驶，禁止乱碾乱轧；严格规定各类工作人员的活动范围，使之限于在各工区范围内活动。

（2）井场永久占地范围采用戈壁土+砾石压实铺垫；管线临时占地应在满足施工要求的前提下进行适当的调整，以减少占地。

（3）优化施工组织，缩短施工时间，管线施工作业时应分段作业，避免在大风天气作业，以免造成土壤风蚀影响。

（4）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。

（5）粉状材料及临时土方等在井场堆放应采取覆盖防尘布，逸散性材料运输采用苫布遮盖，减少施工扬尘产生量和起沙量。

（6）施工结束后对场地进行清理、平整并压实，场站实施场地硬化，避免水土流失影响。

施工部署如下：

1）技术准备

①确保管道回填完成，埋深及外防腐层检测完成。

②熟悉及审查设计图纸及有关资料;

③编制施工方案，明确提出施工的范围和质量标准，并制定合理施工工期，施工方案编写完毕，并经各方审核、批准且对施工人员进行交底。

2）施工要求

①整平边坡，清除坡面松土、石屑、植物残根等。

②根据施工图纸，测量放出坡脚线，平台控制点等。并在坡面上挂线或石灰打线放出 1m×1m 的正方形方格网，方格网与坡脚线成 45 度（或 135 度）的角。

③利用大型拖拉机配合倒运芦苇材料。

④植草制备：选用芦苇在扎制前要碾压，目标是将管状的植草压劈，改变为柔性材料。扎制前将材料切成 40～50cm 长的段，整齐堆放。

6.1.1.7 水土流失防治措施

本项目区域气候干燥，风力强大，地表土质疏松干燥，属于典型荒漠生态系统。由于区域干旱少雨，水资源极度匮乏，植被生长主要靠地下水维持，根据现场调查，在植被遭到破坏的区域，在自然条件下很难得到恢复。由于受到区域土壤、水分等条件的限制，在区域进行植被恢复在经济技术条件下将很难实现，因此，本次水土流失防治以工程措施为主。

根据水土流失防治分区，在现场调查基础上，针对本项目施工建设活动引发水土流失的特点和造成危害程度，采取有效的防治措施，合理安排施工进度，按照与主体工程相衔接的原则，对不同区域新增水土流失部位进行对位治理，通过分析评价主体工程已经实施的措施、存在问题等，优化并补充完善工程防治措施、临时防护措施，形成一个综合防治措施体系。

（1）工程防治措施

1）井场项目区

井场项目区施工活动主要表现在由于场地平整及堆垫，扰动原地貌，增加了施工区的水土流失强度。主体设计已有砾石压盖措施；方案补充场地平整、彩条旗拦挡和洒水降尘等措施。

2）管道项目区

管道项目区主要是管沟开挖及管道施工对地面的破坏，主体设计未采取防护措施，方案补充场地平整、彩条旗拦挡、防尘网苫盖和洒水降尘措施。

（2）水土保持管理措施

对工程措施的管理要纳入生产管理计划之中，专业人员负责施工设计和技术指导，在责任范围内建立相应的管理措施。根据《中华人民共和国水土保持法》，在山区、丘陵区、风沙区以及水土保持规划确定的容易发生水土流失的其他区域开办可能造成水土流失的生产建设项目，生产建设单位应当编制水土保持方案，报县级以上人民政府水行政主管部门审批，并按照经批准的水土保持方案，采取水土流失预防和治理措施。没有能力编制水土保持方案的，应当委托具备相应技术条件的机

构编制。

1）项目选线和拟采用的技术标准，应该充分考虑水土流失因素，尽量避开植被茂盛地段，施工期间严格划定施工活动范围，严格控制和管理运输车辆及重型机械的运行范围，不另辟施工便道，不得离开运输道路及随意驾驶。由专人监督负责，以防破坏土壤和植被。

2）施工时，在有植被分布地段，要特别注意保护原始地表与天然植被，应划定施工活动范围，严格控制和管理车辆及重型机械的运行范围，所有车辆采用“一”字型作业方法，走统一车辙，避免强行开辟新路，以减少风沙活动。在施工过程中，不得随意碾压项目区内其他固沙植被。井场位置应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，以减少占地。尽量避开沙丘，减缓对沙丘活化的影响。

3）施工中严格按照规定的施工占地要求，划定适宜的堆料场。避免在大风、雨天施工。施工结束后，要做好施工迹地的恢复工作。井场建设应尽量利用挖方料，做到土石方平衡。

4）严禁在大风、大雨天气下施工，特别是深挖和回填等作业。

5）加强施工期管理，加速建设进度，减少施工期水土流失的产生；同时在施工期间，应提前制定严密的交通管理措施。

6）加强水土保持管理，对施工人员进行培训和教育，自觉保持水土，保护植被。严禁施工材料乱堆乱放，不随意乱采乱挖沿线植被。

7）对施工迹地恢复平整，以减少区域水土流失量的增加。

6.1.1.8 其他生态保护措施要求

（1）在工程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）加强施工期环境监理，委托专职人员承担生态监理。采用巡检监理的方式。监理的重点时段是管线施工期。监理的重点内容是：施工过程中表土分层堆放，施工结束后的草方格布置情况，野生动物保护，以及材料堆放、施工方式等环境保护内容。生态监理要求应落实在管线和站场工程项目承包招标书中。

综上所述，本项目在施工期采取的生态环境影响减缓措施可行。

6.1.1.9 生态保护工程的技术和经济可行性

本项目永久占地主要为沙地，征用的土地需按照自然资源部门的相关规定，支付一定的占地补偿费，具体数额由项目建设单位与当地政府商议确定。

本项目施工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，抑制荒漠化发展起到了一定的积极作用。

——对油气田的永久性占地合理规划，严格控制占地面积。

——按设计标准规定，严格控制施工作业带（开挖）面积，油气田内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。以减少地表破坏，减少土方的暴露面积。

——施工作业尽量利用原有公路，沿已有车辙行驶，若无原有公路，严格执行先修路，后开钻的原则进行。杜绝车辆乱碾乱轧的情况发生。不随意开设便道。

——施工机械不得在规定范围以外行驶和作业，保持地表不被扰动。

——施工作业结束后，应考虑防风固沙。

——在道路边、油气田区，设置“保护生态环境、保护野生动植物”等警示牌，并从管理上对作业人员加强宣传教育，切实增强保护作业区生态环境的意识。

管道施工通常只有几个月，施工结束后受损植被可逐渐恢复，采取一些人工恢复措施后，受损生物量基本可以全部恢复。评价范围内，野生植物和野生动物大多是新疆地区的常见种，工程对野生植物和野生动物影响较小。在采取以上措施后，类比本区域已开发工程所采取的环保措施可知，项目的生态保护措施是可行的

6.1.2 运营期生态保护措施

（1）监督和管理措施

①针对本项目的建设，塔里木油田分公司安全环保部负责工程建设及运营期间对生态环境保护工作，落实本项目环保措施的实施并与各施工单位签订详细的环境保护协议，明确各方的责任以及奖惩规定。

②选择信誉良好、素质较高的施工队伍，保证工程建设的质量，避免因质量问题对环境带来不利影响；同时，通过培训和发放宣传手册强化施工人员的环境保护意识，明确施工人员的行为和奖惩制度。

③针对已经发生的破坏生态环境的问题必须认真、及时地解决，并对正在和即将建设的工程提出具体、可行的整改和防治措施。

（2）生态恢复措施

①井场、管线施工完成后，对施工迹地进行场地平整与地貌恢复，在井场及周边实施砾石覆盖等生态恢复措施。

②对临时占地区域及时开展地表复垦，恢复原地貌形态及土壤结构。

③对易受风蚀影响的裸露地表铺设砾石层，有效降低风蚀作用对土壤的破坏。

④在施工结束后清除征地范围外硬化地表，恢复原有土地功能。

⑤建立泄漏应急响应机制，对事故性落地油实施快速清理与无害化处置，防止油污扩散污染土壤及植被。

⑥加强日常生产监督管理和安全运行检查工作，定期巡检管线周边区域，及时修复受损地表覆盖层。

通过采取以上措施，本项目井场永久占地面积可得到有效控制，临时占地可得到及时恢复。

6.1.3 退役期生态保护措施

6.1.3.1 生态保护措施

随着油井开采时间的延长，其储量将逐年降低，最终进入退役期。当开发接近尾声时，各种机械设备将停止使用，站场和管线等设备设施陆续被拆卸、转移，原有的大气污染物、噪声及固体废物等对环境的影响将会逐渐减弱甚至消失。

（1）严格按照《废弃井封井回填技术指南（试行）》相关要求，拆除地面设施、清理井场等，拆除的报废设备和施工废料等由建设单位进行回收处置。

（2）对完成开采的废弃井应封堵内井眼，拆除井口装置，清理场地，清除填埋各种固体废物，恢复原有地貌。

（3）保证对各类废弃井采取的固井、封井措施有效可行，防止其发生油水层窜层，产生二次污染。

（4）井场经过清理后，永久性占地范围内的水泥平台或砂砾石铺垫应进行清理，然后根据周边区域的自然现状对其进行恢复，使井场恢复到相对自然的一种状态。

（5）通过宣传教育的形式，使施工工作人员对在项目区生存的野生动物及植物有基本的认识与了解。在退役期施工过程中，如遇到保护植物应进行避让，严禁随意踩踏破坏；遇到保护动物时，应主动避让，不得惊扰、伤害野生动物，不得破坏保护动物的生息繁衍地，禁止妨碍野生动物生息繁衍的施工活动。

（6）加强对《中华人民共和国野生动物保护法》及《中华人民共和国野生植物保护条例》的普及、教育工作，强化保护野生动植物的观念，让施工人员明确破坏保护植物，捕猎、杀害保护动物的法律后果，理解保护野生动植物的重要意义。

通过采取以上生态保护措施，对于减少植被破坏、减缓水土流失、抵制荒漠化发展起到了一定的积极作用，可有效保护脆弱的荒漠生态环境。

6.1.3.2 生态恢复治理方案

（1）生态环境保护与恢复治理的一般要求

根据《矿山生态环境保护与恢复治理技术规范（试行）》（HJ651-2013）的相关要求，本项目生态环境保护与恢复治理方案需遵循以下要求：

采取有效预防和保护措施，避免或减轻矿产资源开发活动造成的生态破坏

和环境污染。坚持“预防为主、防治结合、过程控制”的原则，将生态环境保护与恢复治理贯穿开采的全过程。

根据《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》（DZ/T317-2018）中生态恢复要求，本项目生态环境保护与恢复治理方案需遵循以下要求：

①贯彻“边开采，边治理，边恢复”的原则，及时治理恢复生态环境。

②遵循矿区油气资源赋存状况、生态环境特征等条件，科学合理地确定开发方案，选择与油气藏类型相适应的先进开采技术和工艺，推广使用成熟、先进的技术装备，严禁使用国家明文规定的限制和淘汰的技术工艺及装备。

③土地利用需符合用地指标政策。合理确定井场场址、管网等建设占地规模。

（2）井场生态恢复治理

①井场生态恢复治理范围

本项目新建井场的临时占地施工范围需进行生态环境恢复治理。

②生态环境恢复治理措施

施工结束初期，对场站永久占地范围内的地表进行戈壁土+砾石覆盖，以减少

风蚀量。

工程施工结束后，应对井场临时占地内的土地进行平整，恢复原有地貌。充分利用前期已收集的弃土覆盖于井场表层，覆盖厚度根据植被类型和场地用途确定。

（3）管线生态恢复

①管线生态恢复治理范围

新建各类管线 32.2km，管线施工扰动范围内需进行生态环境恢复治理。

②生态环境恢复治理措施

管道施工作业带宽度控制在 10m 范围内，施工过程中保护土壤成分和结构，在管线敷设过程中，覆土压实，管沟回填后多余土方应作为管廊覆土，不得随意丢弃。

（4）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，项目区植被生境较优的区域可进行人工播撒草籽方式等措施进行辅助植被恢复，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场地植被恢复；风沙土分布区等植被生境较差的区域，采取草方格等措施进行辅助植被恢复。

6.2 地下水环境保护措施可行性论证

6.2.1 施工期地下水环境保护措施

（1）钻井废水

根据目前油田钻井实际情况，钻井废水临时罐体收集，按泥浆体系不同分阶段用于配制钻井液，在钻井期间综合利用，不外排。

（2）酸化压裂废水

拟建工程排放的酸化压裂废水约 900m^3，储层改造过程中产生的酸化压裂废水采取不落地直接排入回收罐中，作为二次改造液对塔中区块内老井储层进行二次改造，改造后见油气显示，则随油气输至塔三联合站处置，改造后若再次返排压裂液，则罐装收集后运至哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站处理，处理达标后回注。

（3）管道试压废水

集输管道试压介质采用中性洁净水，管道试压分段进行，集输管道试压水由管内排出后进入下一段管道循环使用，试压结束后用于洒水降尘。

（4）施工队生活污水

施工期产生的生活污水水量小、水质简单，拟建工程生活污水，排入生活污水池暂存，定期通过吸污车拉运至沙雅县污水处理厂处理，禁止运输途中随意倾倒。

综上，施工期采取的废水处置措施可行。

6.2.2 运营期地下水环境保护措施

6.2.2.1 废水污染防治措施

项目运营期水环境污染源为采出水和井下作业废水。

（1）采出水

拟建工程采出水随油气一起进入塔三联合站处理，达到《气田水注入技术要求》（SY/T6596-2016）标准后回注地层，塔三联合站采用“沉降除油+压力除油+气浮除油+二级核桃壳过滤”的污水处理工艺，出水水质满足《气田水注入技术要求》（SY/T6596-2016） 标准要求，采出水处理系统处理规模为 1440m^3/d，其富余处理能力可满足拟建工程需求，依托处理设施可行。要求日常加强油气开采和集输过程的动态监测，油气集输过程中避免事故泄漏污染土壤和地下水。

(2)井下作业废水

井下作业废水采用专用废水回收罐收集，运至哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站处理，废液处理系统采取“涡凹气浮+溶气气浮+多介质过滤+袋式过滤”工艺对废水进行净化处理，即主要通过物理分离作用，将废水中的油类物质、悬浮物、SRB 菌等去除，从而达到水质净化的目的，处置后的废水可满足《气田水注入技术要求》（SY/T6596-2016）中的回注水质指标要求，处理能力 300m^3/d，拟建工程实施后，富余量可以满足项目井下作业废水处理需求。

（3）井场、站场防渗措施

根据《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）和《石油化工工程防渗技术规范》（GB/T50934-2013）的相关规定，本项目拟对井场、站场进行分区地下水污染防治，分为一般防渗区和简单防渗区。将井口装置区划分为一般防渗区，一般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，其余区域划分为简单防渗区。

6.2.2.2 管道的防护措施

（1）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。

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

（3）加强自动控制系统管理和控制，严格控制压力平衡，对管线的运行情况实时监控。

（4）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，防止油气泄漏事故的发生，定期对管线进行巡视，应加强管线和警示标志的管理工作，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、采取相应措施并向上级报告。

综上，本项目运营期采取的废水污染防治措施可行。

6.2.2.3 地下水环境保护措施与对策

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。

6.2.2.3.1 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）施工期

本项目施工期管道试压采用洁净水，管道试压废水中主要污染物为SS，试压废水可用作场地降尘用水或区域绿化用水；不设置生活营地。

保证项目产生的污染物均得到妥善处置，施工结束后，对施工场地进行清理，禁止遗弃废弃物。

（2）运营期

①采出水塔三联合站采出水处理系统处理，经处理后满足《气田水注入技术要求》（SY/T6596-2016）、《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）标准中指标后回注于现役油藏，不外排。

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

④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。

（3）退役期

根据《废弃井封井回填技术指南（试行）》要求，对废弃井应封堵，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，污染地下水资源。

6.2.2.3.2 分区防治措施

对井场、站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。

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。

本项目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》（HJ610-2016）中污染控制难易程度分级参照表（表 6.2-1）、天然包气带防污性能分级参照表（表 6.2-2）、地下水污染防渗分区参照表（表 6.2-3），提出防渗技术要求。

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≤1×10⁻⁷cm/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≤1×10⁻⁷cm/s，或参照
	中-强	难		

	中	易	重金属、持久性有机污染物	GB16889 执行
	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等，不属于重金属和持久性有机物类，为“其他类型”；综合以上，根据工程布局及污染物特征，本项目将项目区域整体划分为一般防渗区。具体划分方案如下：

表 6.2-4 项目污染防渗区划分

区域	项目		防渗要求
井场、站场	一般防渗区	井场永久占地、站场设施永久占地	等效黏土防渗层 Mb≥1.5m，K≤1.0×10～^{7}cm/s；或参照 GB16889-2024 执行
集输管线	一般防渗区	集输管线	采用玻璃钢管或柔性复合管，埋地保温非金属管钢接头外壁防腐：弹性聚氨酯防腐漆一道底漆－两道面漆，防腐层干膜厚度≥0.30m，管道的连接方式应采用焊接。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。
其他区域	简单防渗区	其他区域	一般地面硬化

6.2.2.3.3 管道刺漏防范措施

（1）新建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、站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）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，井场及试采点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 0.15MPa/min 时，由 SCADA 系统发出指令，远程自动关闭阀门。

6.2.2.3.4 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，制定专门的地下水污染事故应急措施，并与其他类型事故的应急预案相协调，并纳入油气开发部应急预案中。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，本项目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

对废弃井应封堵，拆除井口装置，截去地下 1m 内管头，保证对各类废弃井采取的固井、封井措施有效可行，防止发生油水窜层，污染地下水资源。根据《废弃

井封井回填技术指南（试行）》要求，对矿井进行环境风险等级评估后，按照风险等级采取不同的保护措施。

（1）矿井环境风险等级评估

矿井作为潜在污染源和污染通道，可参考下表 6.2-6 开展环境风险等级评估。

表 6.2-6 废弃矿井环境风险等级评估

井筒状况环境状况	井筒无明显破损	井筒破损
未污染，距离敏感受体大于地下水 1000 天流程或 1km	无风险	中风险
未污染，距离敏感受体小于等于地下水 1000 天流程或 1km	低风险	高风险
矿井造成地下水污染	-	高风险

项目区 1km 范围内无密集人群、水源井，属于无敏感受体，如井筒无明显破损，环境风险等级为“无风险”；如井筒发生破损，环境风险等级为“中风险”。

（2）废弃矿井分级处理要求

①低风险废弃矿井可采用井盖封堵或密闭填充

井盖封堵应按井筒边缘外扩 1.0m 作为封闭井筒井盖范围，井筒井壁拆除深度不得小于 1.2m。采用钢筋混凝土结构，浇筑混凝土厚度不得小于 1m，将井筒封闭。盖板上如需回填土，应待混凝土养护达到设计强度后再回填，回填土应分层夯实，压实系数不小于 0.94。井盖应设置导气孔，导气孔高出地表 0.5m，露出地面部分应设成倒 U 型。

密闭填充应设置两道密闭墙，密闭墙之间用黄泥、粘土或混凝土等材料填充。内密闭墙自井口以下垂深大于 20m 处砌筑混凝土墙，强度满足承重要求，外密闭墙在井口处砌筑厚度不小于 1m 的混凝土墙。两道密闭墙之间应埋设导气管，导气管前端伸出内密闭墙 0.5m，末端高出地表 0.5m，露出地面部分应设成倒 U 型。

②中风险废弃矿井应针对渗漏点采用分段回填。

分段回填方式指针对井筒渗漏点进行回填后再进行井盖封堵，分段回填应根据井筒地质剖面，按照“下托上固”的思路，在井壁合适位置构筑钢筋混凝土栓塞，在栓塞之上针对渗漏点进行止水封堵，止水后压实封闭。

6.3 地表水环境保护措施可行性论证

本项目位于塔克拉玛干沙漠腹地，周围无地表水体，不会对地表水造成影响。

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）应严格控制施工期临时占地面积，按设计及规划的施工范围进行施工作业，减少土壤扰动。

（2）施工机械及运输车辆应按规定的道路行驶，减少对土壤的碾压，减少碾压造成的土壤紧实度增加及养分流失。

（3）施工产生的建筑垃圾不得随意抛撒，应集中收集并及时清运，防止污染物进入土壤环境造成污染。采取土壤污染防治措施可行。

（4）项目区处于风蚀区，需要严格采取各项水土流失防治措施，施工完毕后通过对临时占地采取土地平整和防沙治沙措施，地表基本可免受水土流失。

综上，本项目施工期采取的土壤污染防治措施可行。

6.4.2 运营期土壤环境保护措施

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

6.4.2.1 源头控制措施

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

（1）定期派人检查井口区，是否有采出液泄漏的现象发生。

（2）本项目选用耐腐蚀性能好、抗老化性能、耐热性能好、抗冻性能好、耐磨性能好的管材作为集输管线，可有效地防止管线腐蚀穿孔，防止管线环境风险事故的发生。

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

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

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

具体步骤为：

1）按顺序停泵或关井

在管道发生断裂、漏油事故时，按顺序停泵或关井。抢修队根据现场情况及时抢修，做好安全防范工作，把损失控制在最小范围内。

2）回收泄漏原油

首先限制地表污染的扩大。油受重力和地形的控制，会流向低洼地带，应尽量防止泄漏石油移动。在可能的情况下应进行筑堤，汇集在低洼坑中的地表油，用车及时进行收集，将严重污染的土壤集中处理，交由有资质单位进行处置。

3）挖坑应急

因地制宜地采取有效措施清除土壤油浸润体中的残油，减轻土壤污染。

①撇油：在漏油点附近挖坑进行撇油。

②挖沟截油：根据原油以漏油点为点源向下游迁移扩散为主的特点，在漏油点下游的 10m～30m 处，根据漏油量的大小挖 2～3m 深的两条水平截油沟，一撇二排，以加速土壤油浸润体中残油的外泄，减小事故影响范围。

6.4.2.2 过程控制措施

根据本项目特点，从垂直入渗途径，采取过程阻断、污染物削减和分区防控措施保护土壤环境。

6.4.2.3 跟踪监测

根据《环境影响评价技术导则土壤环境（试行）》（HJ964-2018）土壤三级评价的跟踪监测要求，制定跟踪监测计划，在发生事故泄漏时对井场可能影响区域跟踪监测，在占地范围内设置 3 个表层样，占地范围外设置 2 个表层样，每 5 年监测 1 次。

综上所述，正常情况下，本项目的各项工程不会污染土壤环境，非正常情况下，采取有效措施后可减轻对土壤环境的影响。在做好源头控制、过程防控等措施的前

提下，可避免工程实施对土壤环境产生污染影响。

6.4.3 退役期土壤环境保护措施

（1）地面设施拆除、井场清理等工作中会产生废弃管线、废弃建筑残渣，应集中清理收集。管线外运清洗后可回收利用，废弃建筑残渣外运至环保部门指定建筑垃圾填埋场填埋处理，不得遗留在场地内影响土壤环境质量。

（2）《参照废弃井封井回填技术指南（试行）》（环办土壤函〔2020〕72 号）对完成采油的废弃井封堵，拆除井口装置，最后清理场地，清除各种固体废弃物，自然植被区域自然恢复。

（3）运输过程中，运输车辆均加盖篷布，以防止行驶过程中固体废物的散落。

6.5 大气环境保护措施可行性论证

6.5.1 施工期大气环境保护措施

6.4.1.1 钻井过程大气污染防治措施

（1）钻井期间优先使用网电，将柴油机作为备用。定期对柴油机、柴油发电机等设备进行维护，并且采用高品质的柴油、添加柴油助燃剂等措施，在很大程度上可降低柴油燃烧污染物的排放，减轻对大气环境的影响，使其污染物达标排放。

（2）钻井中发现地层有可燃或有害气体，应立即采取有效措施防止井涌井喷，并把可能产生的气体引入燃烧装置烧掉。

（3）钻井期间，硫化氢安全与防护工作必须严格按照相关标准、规范与规定执行。

（4）井场内严禁燃烧可能产生浓重烟雾或刺鼻臭味的材料。

（5）井场应采用密闭下料系统，防止粉尘污染井场环境。

（6）针对油藏含硫化氢特征，钻井过程中目的层钻进安装剪切闸板，完井期间三开安装钻采一体化四通，以减少硫化氢的无组织挥发。

（7）钻井过程中，加强深井钻具的管理，严格执行钻具检查和倒换使用制度，及时发现钻具事故隐患，避免发生因钻具不合格导致井喷事故，致使硫化氢泄漏。

6.4.1.2 地面施工大气污染防治措施

（1）场地平整时，禁止利用挖掘机进行抛洒土石方作业，定期洒水，作业面要保持一定湿度。

（2）避免在大风季节施工，尽可能缩短施工时间，提高施工效率，减少裸地暴露时间。

（3）施工单位必须加强施工区的规划管理。挖方堆放应定点定位，并采取防尘、抑尘措施（洒水、遮盖等措施）。

（4）合理规划、选择最短的运输路线，充分利用油气田现有公路网络，禁止随意开辟道路，控制运输车辆行驶速度、控制车辆装载量并采取密闭或者遮盖措施，减少车辆行驶动力起尘。

（5）合理规划临时占地，控制临时占地范围，对工作区域外的场地严禁机械及车辆进入、占用，避免破坏植被和造成土地松动。

（6）在管线作业带内施工作业，管沟开挖深度不宜过深，及时开挖，及时回填，遇大风天气应停止土方作业。

（7）加强对施工机械、车辆的维修保养，使用环保节能型柴油机，燃用合格的燃料，并加强管理维护，柴油机燃烧烟气排放满足《非道路移动机械用柴油机排气污染物排放限值及测量方法（中国第三、四阶段）》（GB20891-2014）修改单以及《非道路柴油移动机械污染物排放控制技术要求》（HJ1014-2020），设备和车辆不超负荷运行，从而从源头减少设备和车辆废气对环境的影响。

（8）加强施工场地环境管理，提倡文明施工，积极推进绿色施工，严防人为扬尘污染。

6.4.1.3 施工机械及车辆废气污染防治措施

施工前期加强设备和运输车辆的检修和维护，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，从而从源头减少设备和车辆废气对环境的影响，措施是可行的。

6.4.1.4 测试放喷废气

（1）放喷期间油气通过分离器分离，原油进入罐储存，分离出的气体燃烧放空。

（2）采用防喷器组等先进的井控装置，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。

6.4.2 运营期大气环境保护措施

本项目运营期的废气排放源主要为加热炉排放的有组织烟气、井场及站场排放的无组织废气以及温室气体等。无组织排放的污染物主要为井口、管线接口、阀门等处产生的无组织挥发烃类；温室气体的污染物主要为井场开采过程中产生的甲烷等逃逸。针对以上污染源，油田采取了以下大气污染治理措施：

（1）加热炉烟气中烟尘、NOx、SO_2 排放浓度满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）中新建燃气锅炉大气污染物排放浓度限值要求，烟气最终通过不低于 8m 高排气筒排放。

（2）采用了技术质量可靠的设备、仪表控制、阀门等，烃类机泵采用无泄漏屏蔽泵。

（3）在油气集输过程中，为减轻集输过程中烃类的损失，油田开发采用密闭集输流程，容易泄漏的关键危险部位采用先进设备和材料，严格控制天然气泄漏对大气环境影响。

（4）在日常生产过程中，加强非甲烷总烃无组织排放例行监测，确保满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)无组织排放监控限值要求。

（5）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，一旦发生泄漏事故，紧急切断油、气源，实施关井，从而最大限度地减少油气集输过程中烃类及油的排放量。

（6）本项目新增加热炉需按照《固定污染源排污许可分类管理名录》及《排污许可证申请与核发技术规范 锅炉》（HJ953-2019）等相关要求，进行排污许可文件的申请，并进行例行监测等。

（7）温室气体管控：①进一步开展节能减排工作，加强质量控制和技术研发，降低抽油机井工作能耗，加强油气技术管道密闭性能；②大力推广应用零散天然气回收和电力系统无功补偿及新能源利用等开采技术，开发清洁能源替代现有能源；③选用质量可靠的设备、仪表、阀门等；④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；⑤加强油井生产管理，减少温室气体的跑、冒，做好油井的压力监测，并准备应急措施，从而减少温室气体排放。

综上，本工程采取的废气污染防治措施可行。

6.4.3 退役期大气环境保护措施

（1）运输车辆使用符合国家标准的油品。

（2）在闭井施工操作中应做到文明施工，防止水泥等的洒落与飘散；尽量避开大风天气进行作业。

（3）退役期封井施工过程中，应加强施工质量管理，避免出现封井不严等非正常工况的烃类泄漏。

综上所述，采取的大气环境保护措施是可行的。

6.6 声环境保护措施可行性论证

6.6.1 施工期声环境保护措施

本项目施工期噪声源主要是各类施工机械和运输车辆。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）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，使本项目在施工期造成的噪声污染降到最低。

（2）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。

（3）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。

（4）运输车辆进出工地时应低速行驶，少鸣笛或不鸣笛。

项目区 200m 范围内没有声环境敏感点，采取的噪声污染防治措施是可行的。

6.6.2 运营期声环境保护措施

（1）对声源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。

（2）提高工艺过程自动化水平，尽量减少操作人员在噪声源的停留时间。设备采用巡检的方式，由操作人员定期对装置区进行检查，尽量减少人员与噪声的接触时间。

综上所述，本项目采取的声环境保护措施可行。

6.5.3 退役期声环境保护措施

（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

本项目施工期固体废物主要是施工废料、弃土弃渣。

（1）施工废料

施工废料主要包括管材边角料、焊接作业中产生的废焊渣等，首先考虑回收利用，不可回收利用部分拉运至塔中固废场进行填埋处置。施工单位对固废要进行收集并在固定地点集中暂存，争取日产日清。同时要做好固废暂存点的防护工作，避免风吹、流失。

（2）弃土弃渣

工程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，可以做到“取弃平衡”。

（2）危险废物

废烧碱包装袋、废防渗材料等危险废物收集后由区域具有危废处置资质的公司接收处置。

6.7.2 运营期固体废物污染防治措施

本项目运营期产生的清管废渣、废防渗材料等危废委托有资质单位进行处置。危险废物由专用运输车辆进行运输、转移，并严格执行《危险废物转移管理办法》。危险废物临时贮存场所要严格按照《危险废物贮存污染控制标准》中的有关规范进行设计和管理。

加大监督力度，最大限度控制落地油产生。井下作业时应带罐操作，且在作业井场地面铺设防渗膜，使落地油回收率达到 100%。

以上措施符合固体废物处置“减量化、资源化、无害化”原则，不会对周围环境产生不利影响。

6.7.3 退役期固体废物污染防治措施

（1）地面设施拆除、站场清理等工作中会产生废弃管线、废弃建筑残渣，应集中清理收集。管线外运清洗后可回收利用，废弃建筑残渣外运至生态环境主管部门指定建筑垃圾填埋场填埋处理；地面设施拆除、井场清理等工作过程中被原油污染的土壤或油渣等危险固废，交由有资质的单位进行无害化处置，不会对周围环境产生影响。

（2）《参照废弃井封井回填技术指南（试行）》（环办土壤函〔2020〕72号）对完成采油的废弃井封堵，拆除井口装置，最后清理场地，清除各种固体废弃物，自然植被区域自然恢复。

（3）运输过程中，运输车辆均加盖篷布，以防止行驶过程中固体废物的散落。

7. 温室气体排放影响评价

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，计算本项目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。

本项目在中古 113-H7C 井、中古 111-H1C 井、中古 8-6C 井场利旧真空加热炉（42MPa），燃料为干气（处理后的返输天然气），需核算该部分产生的 CO_2 排放量。

（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。

本工程井场不涉及测试放喷，不再核算该部分产生的 CO_2 和 CH_4 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。

本项目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。

本项目井场、站场法兰、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。

本项目未实施 CH_4 回收利用，该部分回收利用量均为 0。

（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。

本项目不涉及，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。

本项目实施后，需消耗电量，不涉及蒸汽用量。

7.1.1.2 二氧化碳产排节点

本项目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	燃料燃烧 CO_2 排放	井场锅炉	CO_2	有组织
2	CH_4 逃逸排放	井场和站场法兰、阀门等处逸散的废气	CH_4	无组织
3	净购入电力和热力	电力隐含排放	CO_2	--

	隐含的 CO_2 排放量			

7.1.2 温室气体排放量核算

7.1.2.1 碳排放核算边界

本项目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	塔里木塔中 I 号气田中古 8 断裂带奥陶系气藏产能建设项目开发调整	包括油气开采、油气处理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燃料燃烧 CO_2 排放 ②CH_4 逃逸排放 ③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

本项目涉及燃料燃烧 CO_2 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）燃料燃烧 CO_2 排放

企业的化石燃料燃烧 CO_2 排放量基于企业边界内各个燃烧设施分品种的化石燃料燃烧量，乘以相应的燃料含碳量和碳氧化率，再逐层累加汇总得到。计算公式如下：

$$E_{CO_2_燃烧} = \sum_j \sum_i \left(AD_{i,j} \times CC_{i,j} \times OF_{i,j} \times \frac{44}{12} \right)$$

式中：$E_{CO2_燃烧}$——企业的化石燃料燃烧 CO_2 排放量，单位为吨 CO_2；

i——化石燃料的种类；

j——燃烧设施序号；

$AD_{i,j}$——燃烧设施 j 内燃烧的化石燃料品种 i 消费量，对固体或液体燃料以吨为单位，对其他气体燃料以气体燃料标准状况下的体积（万 Nm^3）为单位，非标准状况下的体积需转化成标况下进行计算；

$CC_{i,j}$——设施 j 内燃烧的化石燃料 i 的含碳量，对固体和液体燃料以吨碳/吨燃料为单位，对气体燃料以吨碳/万 Nm^3 为单位；

$OF_{i,j}$——燃烧的化石燃料 i 的碳氧化率，取值范围为 0～1。天然气取值为 0.99。

本工程燃料燃烧碳排放计算主要核算为中古 113-H7C 井、中古 111-H1C 井、中古 8-6C 井场利旧 3 台真空加热炉（42MPa），根据设计资料，本工程年燃料气消耗量为 10.48 万 Nm^3。查阅《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）》附录二表 2.1 可知，天然气单位热值含碳量为 15.3×10^{-3} 吨碳/GJ，天然气低位发热量为 389.31GJ/万 Nm^3，根据换算得出天然气中含碳量为 5.96 吨碳/万 Nm^3。

根据上述公式核算，燃料燃烧 CO_2 排放量为 226.7t。

（2）CH_4 逃逸排放

本项目运营期 CH_4 逃逸排放主要来自井场、站场装置逃逸排放的 CH_4。《中国石油和天然气生产企业温室气体排放核算方法与报告指南（试行）》（发改办气候〔2014〕2920 号）中“油气开采业务 CH_4 逃逸排放”计算公式进行计算：

$$E_{CH_4_开采逃逸}=\sum_j\left(Num_{oil,j}\times EF_{oil,j}\right)+\sum_j\left(Num_{gas,j}\times EF_{gas,j}\right)$$

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（包括原油开采的井口装置、单井储油装置、接转站、联合站及天然气开采中的井口装置、集气站、计量/配气站、储气站等）产生的 CH_4 逃逸排放，单位为吨 CH_4；

j——不同的设施类型；

Numoil,j——原油开采业务所涉及的泄漏设施类型数量，单位为个；

EFoil,j——原油开采业务中涉及的每种设施类型 j 的 CH4 逃逸排放因子，单位为吨 CH_4/（年·个）；井口装置为 0.23；

Numgas,j——天然气开采业务所涉及的泄漏设施类型数量，单位为个；

EFgas,j——天然气开采业务中涉及的每种设施类型 j 的 CH4 逃逸排放因子，单位为吨 CH4/（年·个）；井口装置为 2.5，集气站为 27.9。

本项目部署 12 口采气井，扩建 2 号集气站、3 号集气站、中古 441 集油站。

本项目开采逃逸的CH_4为：

$$E_{CH4\text{-}开采逃逸}=Num_{oils，井口装置}\times EF_{oil，井口装置}$$

$$=12\times2.5tCH_4+3\times27.9tCH_4=113.7tCH_4$$

根据表中参数，结合公式计算可知，甲烷逃逸排放 113.7t，折算成 CO_2 排放量为 113.7×21=2387.7t。

（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

$$E_{CO_2-净电} = AD_{电力} \times EF_{电力}$$

式中：

$E_{CO2-净电}$为报告主体净购入电力隐含的 CO_2 排放量，单位为吨 CO_2；

$AD_{电力}$为企业净购入的电力消费量，单位为兆瓦时（MWh）；

$EF_{电力}$为电力供应的 CO_2 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

$$E_{CO_2-净热} = AD_{热力} \times EF_{热力}$$

式中：

$E_{CO2-净热}$为报告主体净购入热力隐含的 CO_2 排放量，单位为吨 CO_2；

$AD_{热力}$为企业净购入的热力消费量，单位为 GJ；

$EF_{热力}$为热力供应的 CO_2 排放因子，单位为吨 CO_2/GJ。

②计算结果

本项目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 711.42×10^4kW.h；根据生态环境部 国家统计局《关于发布 2023 年电力二氧化碳排放因子的公告》（公告 2025 年第 47 号），2023 年度新疆电力二氧化碳排放因子为 0.6021kgCO_2/KWh。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 4283.5t。

（5）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）》，化工企业的 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_{CO2}-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}-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}-逃逸－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}-净热为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，则本项目实施后 CO_2 排放总量见表 7.1-4 所示。

表 7.1-4　CO_2 排放总量汇总一览表

项目	源类别	排放量（吨 CO_2）	占比（%）
塔里木塔中 I 号气田中古 8 断裂带奥陶系气藏产能建设项目开发调整	燃料燃烧 CO_2 排放	226.7	3.29
	火炬燃烧排放	0	0
	工艺放空排放	0	0
	CH_4 逃逸排放	2387.7	34.61
	CH_4 回收利用量	0	0
	CO_2 回收利用量	0	0
	净购入电力、热力隐含的 CO_2 排放	4283.5	62.10
	合计	6897.9	100.00

由上表 7.1-4 分析可知，本项目 CO_2 总排放量为 6897.9t。

7.2 减污降碳措施

7.2.1 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。

7.2.2 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。

7.2.3 节能降耗技术

本项目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）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。

（2）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。

（3）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。

（4）各种电力设备均选用能效等级低的节能产品，与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

本项目实施后，CO_2 总排放量为 6897.9t。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，本项目吨产品 CO_2 排放强度相对较低。

8 环境影响经济损益分析

8.1 环境效益分析

本项目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。

8.1.1 施工期环境效益

施工期对环境造成的直接影响主要表现在：

（1）项目占地造成的环境损失；

（2）突发事故状态污染物对土壤、植被的污染造成的环境损失；

（3）施工期产生的污染物造成环境损失。

本项目施工期对区域的主要影响是生态影响，包括植被破坏后由于地表裸露导致水土流失和土壤环境质量下降。但在加强施工管理和采取生态恢复等措施后，施工影响是可以接受的。

本项目建设期短，不涉及当地居民搬迁，无弃土工程，而且建设期的各种污染物排放均属于短期污染，会随着施工的结束而消失。在施工期间，严格控制占地。在正常情况下，施工期产生的污染物基本上不会对周围环境产生影响，但在事故状态下，将对人类生存环境产生影响。如由于自然因素及人为因素的影响，引起管线泄漏事故，将对周围环境造成较为严重的影响。由于事故程度不同，对环境造成的损失也不同，损失量的估算只能在事故发生后通过各项补偿费用来体现。

8.1.2 运营期环境效益

（1）废气

本项目采出液、原油密闭拉运输送。事故状态下去往井场火炬放空燃烧处理，减少烃类物质的挥发，污染物能达标排放，对周围环境的影响可接受。

（2）废水

废水包括采出水、井下作业废水。采出水输送至塔三联合站污水处理系统处理，井下作业废水采用专用废水回收罐收集后拉运至哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站处理，采出水和井下作业废水经处理达到《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。

（3）固废

本项目产生的落地油、废防渗材料、废润滑油和废油桶属于危险废物，交由有危废处置资质单位接收处置，其中废润滑油进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。

本项目运营期采取各项环保措施后，可以使污染物的排放在生产过程中得到有效控制。工程选用先进、成熟、可靠、具有节能和环保效果的技术，使各种污染物在排放前得以尽可能大地削减。在生产过程中充分、有效地利用了资源，减少各种资源的损失，大大降低其对周围环境的影响。

8.1.3 退役期环境效益

本项目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线、建筑垃圾等，建筑垃圾收集后送周边工业固体废物填埋场填埋处置。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。在落实以上环保措施后，退役期的环境影响可接受。

8.2 社会效益分析

本项目开发的社会效益主要体现在油田开发对当地工业和经济的发展具有明显的促进作用，能够带动一批相关工业、第三产业的发展，给当地经济发展注入新的活力。

同时，油田的建设有利于改善当地的燃料和能源结构，提高居民的生活水平，促进当地经济发展和生态环境保护。

因此本项目具有良好的社会效益。

8.3 综合效益分析

本项目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，本项目采取的环保措施保护了环境，但未产生明显的经济效益。

本项目总投资为38902万元，其中环保投资178万元，占总投资的0.46%。估算见表8.3-1。

表 8.3-1　主要环保投资估算　　单位：万元

类别	污染源		环保措施	治理效果	投资（万元）
生态恢复			施工结束后进行场地平整;控制施工作业带宽度	施工结束后场地平整	8
			草方格防护	井场四周及管线两侧铺设草方格	8
			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
废气	施工扬尘		临时抑尘覆盖物（草包、帆布等）、洒水（防尘、洒水等）	/	8
	无组织排放		密闭集输，装置做好日常维护，做好密闭措施。	厂界非甲烷总烃≤4.0mg/m3	12
噪声	设备噪声	井场、站场	选择低噪声设备、加强设备维护，基础减振。	场界：昼间≤60dB(A) 夜间≤50dB(A)	12
固体废物	施工废料		废弃施工材料清运至塔中固废填埋场处置	妥善处理	8
	含油废物		井场作业落地油回收，含油危废委托有资质单位处置。	妥善处理	12
	清管废渣		桶装收集后委托有资质单位处置	妥善处理	5
环境风险管理	环境风险防范措施		消防器材、警戒标语标牌、设置可燃气体检测报警仪等防范设施。	风险防范设施数量按照消防、安全等相关要求设置	10
	应急预案		根据管线泄漏应急处理经验，完善现有突发环境事件应急预案	修改完善，并定期演练	3
废水处理	施工废水		管道试压采用清洁水，每段试压水排出后用储罐收集，然后进入下一段管线循环使用，可减少水资源消耗。试压废水中主要污染物为悬浮物，试压结束后全部用于施工场地洒水抑尘	施工废水循环利用	8
	采出水		依托塔三联合站采出水处理系统处理，经处理后满足《气田水注入技术要求》（SY/T6596-2016）标准中指标后回注油层，不外排	《气田水注入技术要求》（SY/T6596-2016）	12
	废压裂液、废酸化液、废洗井液		井下作业废水采用专用回收罐进行回收，拉运至哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站处理。	《气田水注入技术要求》（SY/T6596-2004）	12
地下	一般	井场、站	实施地面硬化	地面硬化	15

水、土壤	防渗区	场设施永久占地			
	管道防腐		本项目油区选用非金属管材具有良好的耐蚀性，无需采用涂层等防腐措施，仅做保温，保温层外防护层采用弹性聚氨酯和玻璃布；钢管及钢接头做外壁防腐保温防护。	防腐性能良好	纳入工程投资
环境管理			环境影响评价、环境保护竣工验收、运营期环境监测		40
			环保培训，演练		5
环保投资合计					178

8.4 环境经济损益分析结论

本项目经分析具有良好的经济效益和社会效益。在建设过程中，由于井场建设、敷设管线需要占用一定量的土地，并因此带来一定的环境损失。同时在油气田开发过程中，需要投入必要的资金用于污染防治和恢复地貌等，在实施相应的环保措施后，可以起到保护环境的效果。

9. 环境管理与监测计划

9.1 环境管理

9.1.1 环境管理机构与职责

本项目日常环境管理工作纳入塔中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。

9.1.2 施工期的环境管理任务

在合理选择施工队伍的基础上，加强对管线沿线施工的环境管理工作，监督管线沿线各项环保措施的落实情况。

（1）合理选线，划定并尽量缩小施工作业范围，严禁超界施工；

（2）管线开挖作业执行“分层开挖、分层堆放、分层回填”措施；

（3）运输车辆按固定线路行驶，尽可能不破坏原有地表植被和土层，严格禁止施工作业区域以外的其他活动；施工结束后，凡受到施工车辆、机械破坏的地方都要及时修整，使之尽快恢复原貌。

9.1.3 运营期的环境管理任务

塔中采油气管理区 QHSE 管理委员会办公室（质量安全环保科）是环境保护的归口管理部门，主要职责是：

（1)运营期的 QHSE 管理体系纳入塔里木油田分公司塔中采油气管理区 QHSE 系统统一管理。

（2）协助有关生态环境部门进行环境保护设施的竣工验收工作，贯彻执行国家、地方及上级部门有关环境保护方针、政策、法律法规。

（3）负责集输管线的日常环境保护管理工作及定期进行环保安全检查，如生态恢复、环境监测等。

（4）编制各种突发事故的应急计划。

（5）根据《危险废物管理计划和管理台账制定技术导则》（HJ1250-2022）中相关内容，制定危险废物管理计划和管理台账，并通过国家危险废物信息管理系统向所在地生态环境主管部门申报危险废物的种类、产生量、流向、贮存、利用、处置等有关资料。

（6）组织开展环境保护宣传教育、技术和经验交流活动，推广先进技术和科研成果，对全体员工组织开展环境保护培训。

（7）强化基础工作，建立完整、规范、准确的环境基础资料，环境统计报表和环境保护技术档案。

（8）参加调查、分析、处理环境污染事故，并负责统计上报事故的基本情况及处理结果，协同有关部门制定防治污染事故的措施，并监督实施。

9.1.4 退役期的环境管理任务

在合理选择施工队伍的基础上，加强对退役井场、管线的环境管理工作，监督退役期各项环保措施的落实情况。

加强封井施工质量管理，避免出现封井不严等非正常工况的烃类泄漏，保证对各类废弃井采取的固井、封井措施有效可行，防止发生油水窜层，污染地下水资源。

加强退役期施工过程管理。妥善处置地面设施拆除、井场清理等工作中会产生废弃管线、废弃建筑残渣等，做到“工完、料尽、场地清”。

加强对退役期施工队伍及其运输车辆管理，合理规划运输路线，禁止运输车辆随意高声鸣笛。

组织开展环境保护宣传教育，对全体员工组织开展环境保护培训。

9.1.5 环境管理计划

为了最大限度地减轻施工期作业活动对沿线生态环境的不利影响，减少运营期事故的发生，确保管线安全运行，建立科学有效的环境管理体制，落实各项环保和安全措施显得尤为重要。根据 QHSE 管理体系及清洁生产的要求，结合区域环境特征，分别对施工期和运营期提出本项目的环境管理计划。各个阶段环境管理/监理的内容、实施部门及监督机构见表 9.1-1。

表 9.1-1　本项目环境管理和监督计划

阶段	影响因素		防治措施建议	实施机构	监督管理机构
施工期	生态保护	土地占用	严格控制施工占地面积，严格控制井位外围作业范围，施工现场严格管理，施工结束后尽快恢复临时性占用	施工单位、环境监理单位及建设单位	建设单位环保部门及当地生态环境主管部门
		动物	加强施工人员的管理，严禁对野生动物捕猎。		
		植被	收集保存表层土，临时占地及时清理；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。		
		水土保持	主体工程与水保措施同时施工，并加强临时防护措施，土石方按规范放置，做好防护措施等。		
		防沙治沙	主体工程与防沙治沙措施同时施工，并加强临时防护措施，做好防护措施等；井场四周和管线两侧采用草方格防风固沙措施，以防止侵蚀加剧。		
	污染防治	施工扬尘	避免大风天作业等；施工结束后尽快对施工场地进行恢复平整，减少风蚀量。		
		废水	试压结束后，试压废水用于洒水抑尘；施工人员产生的生活污水排入防渗生活污水池暂存后，定期拉运至沙雅县污水处理厂处理。		
		固体废物	施工过程中产生的土方全部用于管沟、井场和站场回填；施工废料应首先考虑回收利用，不可回收利用部分收集后送至塔中固废填埋场填埋处置；生活垃圾定期清运至塔中固废填埋场填埋处置		
		噪声	选用低噪声的设备、保持设施良好的运行工况，选择合理的施工时间等		
运营期	正常工况	废水	采出水输送至塔三联合站污水处理系统处理，井下作业废水采用专用废水回收罐收集后拉运至哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站处理，废水经处理达到《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。	建设单位	建设单位环保部门及当地生态环境主管部门
		废气	采取密闭集输工艺，生产设施密闭，加强设备管理		
		固体废弃物	运营期产生的落地油、废防渗材料均属于危险废物，收集后暂存在塔三联合站危废暂存场，由有危废处置资质单位接收处置		
		噪声	选用低噪声设备、基础减振设施		
	事故风险		事故预防及油气泄漏应急预案		
退	污	施工扬尘	施工现场洒水抑尘	施工单	建设单

役期	染防治	固体废物	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，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	位及建设单位	位环保部门及当地生态环境主管部门
		噪声	选用低噪声的设备、保持设施良好的运行工况，选择合理的施工时间等		
	生态恢复		退役后要拆除井架、井台，并对井场土地进行平整，清除地面上残留的污染物；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		

9.1.6 环境监理

根据《新疆维吾尔自治区环境保护条例（2018 年修正）》，本项目施工期对周边环境造成一定影响，在施工阶段应积极开展环境监理工作。建设单位应在项目实施之前与监理单位签订合同，并要求监理单位按照合同文件要求在施工期介入环境监理。可采取巡视、旁站等环境监理方式对施工期污染防治措施、项目建设内容、配套环保设施、生态保护措施、环境管理制度、环境敏感目标等与环评及批复文件的符合性进行监理。

9.1.7 环境影响后评价

根据《中华人民共和国环境影响评价法》（中华人民共和国主席令第九号）、《建设项目环境影响后评价管理办法（试行）》（环境保护部 部令第 37 号）、《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）、《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价的通知》（环办环评函〔2019〕910 号）、《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）要求，油气田开发业主单位对区域内通过环境影响评价审批并通过环境保护设施竣工验收且稳定运行满 5 年的建设项目，须组织开展环境影响后评价工作。

本项目实施后，区域井场、管线等工程内容发生变化，应在 5 年内以区块为单位继续开展环境影响后评价工作，对项目实际产生的环境影响以及污染防治、生态保护和风险防范措施的有效性进行跟踪监测和验证评价，对存在问题提出补救方案或者改进措施，不断完善和提高建设项目环境影响评价的有效性，切实落实各项环境保护措施接受生态环境部门的监督检查。

9.1.8 排污许可

依据《排污许可管理条例》（中华人民共和国国务院令 第 736 号）第二条规定：依照法律规定实行排污许可管理的企业事业单位和其他生产经营者，应当依照本条例规定申请取得排污许可证；未取得排污许可证的，不得排放污染物。

根据《排污许可证申请与核发技术规范 总则》（HJ942-2018）、《排污许可证申请与核发技术规范 工业噪声》（HJ1301-2023）、《排污单位自行监测技术指南 总则》（HJ819-2017）及《关于进一步做好环境影响评价与排污许可衔接工作的通知》（环办环评〔2017〕84 号），本项目应纳入塔里木油田分公司塔中采油气管理区排污许可管理，项目无组织废气严格执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中其他排放控制要求，同时塔中采油气管理区应进一步完善排污许可变更、自行监测制度及排污口规范化管理制度等。

9.2 企业环境信息披露

9.2.1 披露内容

（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

法人代表：王清华

生产地址：新疆阿克苏地区沙雅县、和田地区民丰县境内

主要产品及规模：①新部署采气井 12 口（中古 801-9X 井、中古 801-6X 井、中古 441-8X 井，中古 11-20 井，中 112-1JS 井，中古 113-H7C 井、中古 111-H1C 井、中古 461C 井、801-H7C 井、中古 801C 井、中古 8-6C 井、中古 113-H8C 井），其中新钻采气井 8 口（定向井 1 口：中古 441-8X 井；直井 1 口：中古 11-20 井；加深井 1 口：中 112-1JS 井；侧钻井 5 口：中古 461C 井、801-H7C 井、中古 801C 井、中古 8-6C 井、中古 113-H8C 井）；②地面工程：新建标准化采气井场 8 座（中古 801-9X 井、中古 801-6X 井、中古 441-8X 井、中古 11-20 井、中 112-1JS 井、中古 113-H7C 井、中古 461C 井、中古 113-H8C 井），井场主要设备包括加热装置（7 台空气源热泵 100kw25MPa，1 台利旧真空加热炉）、放空火炬（卧式）、自动点火装置（带阻火器、爆破片、火焰探测器）。中古 111-H1C 井新建 3 井式进站生产、计量阀组 1 座,设计压力 10MPa。中古 801-H7C 井新建 4 井式进站生产、计量阀组 1 座，设计压力 10MPa；新建注水井场 2 座（中古 11-H13 井、中古 8-6C 井），中古

11-H13 井、中古 8-6C 井先采气生产，后期产能枯竭新建注水井场转注水。中古 461C 井新建 5 井式进站生产、计量阀组 1 座，设计压力 10MPa。③改扩建工程：中古 8-6C 井、中古 111-H1C 井各新建利旧真空加热炉各 1 台；中古 801C 井等各新建自动点火装置（带阻火器、爆破片、火焰探测器）1 套；2 号集气站扩建进站阀组 1 路及进站阀组改造；3 号集气站扩建进站阀组 3 路及站内中压生产分离器液相出口改造；中古 441 集油站扩建外输油泵 1 台。④管线：新建单井采气管线 19.17km，阀组集输管线 16.41km；新建回注管线 2.8km。⑤配套建设供配电、通信、仪控、结构、防腐、消防等工程。⑥利用老井 19 口（塔中 201C 井、中古 112-2X 井、中古 46-H2 井、中古 801-H5 井、中古 111-H6 井、中古 46-H4 井、中古 801-4X 井、中古 8-7 井、中古 8 井、中古 801 井、中古 11-H12 井、中古 11-H2 井、中古 11-H3 井、中古 11-H8 井、中古 11-H13 井、中古 11-H5 井、中古 11-H10 井、中古 801-1X 井、中古 801-H3 井），无工程量，本次评价只计算产能。项目建成后新增产气量 1.25×$10^8$$Nm^3$/a，新增产油量 3.64×$10^4$t/a。

（2）排污信息

本项目污染物排放标准见“2.4.3 污染物排放标准”章节。

本项目污染物排放量情况见表 3.4-10。

本项目污染物总量控制指标情况见“3.4.8 污染物总量控制分析”章节。

（3）环境风险防范措施

本项目环境风险防范措施见塔里木油田分公司塔中采油气管理区现行突发环境风险应急预案。

（4）环境监测计划

本项目环境监测计划见表 9.4-1。

9.2.2 披露方式及时间要求

披露方式：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。

披露时间要求：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；塔中

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

本项目运营期污染物产生及排放情况详见表 9.3-1。

表 9.3-1　污染物排放清单

类别	工段	污染源	主要污染物	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	NMHC	1.5874	1.5874	大气
			H_2S	0.154	0.154	-
		有组织排放	NOx	0.166	0.166	采用清洁燃料，经过 8m 高的排气筒排入大气。
			SO_2	0.042	0.042	
			非甲烷总烃	0.018	0.018	
废水	采出水		废水量	2.69×10^4	0	采出水随油气混合物输送至塔三联合站污水处理系统处理，满足《气田水注入技术要求》（SY/T6596-2016）、《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）标准中指标后回注，不外排。
	井下作业废水		井下作业废水	1024.74	0	井下作业废水采用专用回收罐收集后运至哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站处理，不外排。
固体废物	采油、集输、油气处理	落地油	-	0.3	0	委托有危险废物资质单位处理
		废防渗材料	-	3	0	
		废油桶		1	0	
		废润滑油		0.5	0	进入原油处理系统资源回用
噪声	采气树、泵类等	机械噪声	-	80~95dB(A)	厂界达标	选用低噪声设备，采取减振、隔声、消声等降噪措施。

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，可以为上级生态环境主管部门和地方生态环境主管部门进行环境规划、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。

通过对本项目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，同时对废气、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。本项目的环境监测工作由塔里木油田分公司的质量检测中心承担，亦可以委托当地有资质的环境监测机构。

9.4.3 监测计划

根据本项目生产特征和污染物的排放特征，依据《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）、《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）、《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610－2016）、《排污单位自行监测技术指南 总则》（HJ819-2017）等标准规范及地方生态环境主管部门的要求，制定本项目的监测计划。本项目投入运行后，各污染源监测因子、监测频率情况见表 9.4-1。

表 9. 4-1　运营期环境监测计划

类型	监测地点	监测频率	监测时间	监测项目	备注	执行标准
环境空气	代表性井场、站场厂界下风向 5km 范围内	1 次/半年		NMHC	环境质量监测	NMHC 参照执行《大气污染物综合排放标准详解》2.0mg/m^3 的标准
废气	代表性井场、站场厂界	1 次/季度	竣工环保验收后开始	NMHC	污染源监测	NMHC 执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）
噪声	代表性井场、站场厂界	1 次/季度		连续等效 A 声级（dB）	污染源监测	《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类标准

土壤	代表性井场、站场占地范围内、占地范围外200m	1 次/年		石油类、石油烃（C_6~C_9）、石油烃（C_{10}~C_{40}）汞、砷、六价铬	环境质量监测	《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中表 1 第二类用地筛选值标准要求《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）
地下水	在项目区上游地区处设 1 眼地下水背景（或对照）监控井，重点污染防治区附近设置 1 眼地下水污染监控井，区块下游布设 1 眼地下水污染监控井，监测点充分依托油气田已有监测井。	每半年一次。发生事故时加大取样频率		耗氧量、氨氮、挥发性酚类、硫化物、氯化物、硫酸盐、氟化物、石油类、砷、六价铬等。	环境质量监测	《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
生态	项目区及管线周围	3～5 年一次		生态恢复情况	环境质量监测	-

本项目事故预案中需包括应急监测程序，本项目运行过程中一旦发生事故，应立即启动应急监测程序，直至事故影响根本消除，事故应急监测方案应与地方环境监测站共同制定和实施。

9.5 环保设施“三同时”验收

9.5.1 环境工程设计

（1）必须按照本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，施工期实行环境监理。

（3）项目污染防治设施必须与主体工程“三同时”；如需进行试生产，其配套的环保设施也必须与主体工程同时建设投入运行。

9.5.2 环境设施验收建议

（1）验收范围

①与项目有关的各项环保设施，包括为防治污染和保护环境所配套建成的治理工程、设备、装置和监测手段，以及各项生态保护设施等。

②环境影响报告书及批复文件和有关设计文件规定应采取的环保措施。

（2）验收条件

根据国务院《关于修改〈建设项目环境保护管理条例〉的决定》（自 2017 年 10 月 1 日起施行），编制环境影响报告书、环境影响报告表的建设项目竣工后，建设单位应当按照国务院环境保护行政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。建设单位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。除按照国家规定需要保密的情形外，建设单位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

根据建设单位项目“三同时”原则，在项目建设过程中，环境污染防治设施与主体工程同时设计、同时施工、同时投入使用，拟建项目建成运行时，应对环保设施进行验收。

本项目“三同时”验收一览表见 9.5-1。

表 9.5-1 “三同时”竣工环保验收方案一览表（建议）

类别	序号	污染源	环保措施	台（套）	治理效果	验收标准
施工期						
生态	1	生态恢复	严格控制作业带宽度。 管道填埋所需土方利用管沟挖方，做到土方平衡，减少弃土。	--	临时占地恢复到之前状态	《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）
	2	水土保持	防尘网苫盖、限行彩条旗等水土保持宣传牌。	--	防止水土流失	
	3	防沙治沙	永久占地铺设砾石；施工土方全部用于管沟回填和井场平整，严禁随意堆置；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线路和范围。	--	防止土地沙化	

废气	1	施工扬尘	洒水抑尘、车辆减速慢行、物料苫盖。	--	--	--
	2	钻井机械、运输车辆产生的燃油废气	使用合格燃料，加强施工管理。	--	--	--
废水	1	试压废水	循环利用	--	不外排	--
	2	钻井废水	采用不落地技术进行固液分离后，液相回用于钻井液配备。	--	不外排	
	3	生活污水	排入生活污水池暂存，定期拉运至沙雅县污水处理厂处理。	--	不外排	
噪声	1	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。	--	--	--
固废	1	施工土方	全部用于管沟和井场回填。	--	--	--
	2	施工废料	部分回收利用，不可回收利用部分收集后送至塔中固废填埋场填埋处置。	--	--	--
	3	泥浆	本工程钻井采用泥浆不落地系统，膨润土-聚合物泥浆钻井岩屑随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，同时石油烃满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中表 2 第二类用地筛选值后，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中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	--	--	--
	4	岩屑				

			综合利用限值后再进行综合利用；聚磺钻井岩屑随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，固相转运至塔中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，同时石油烃满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中表 2 第二类用地筛选值后，用于铺垫油区内的井场或道路，不得用于填充自然坑洼。若检测不达标，委托相关有资质单位处置。			
	5	生活垃圾	集中收集后定期清运至塔中固废填埋场填埋处置。	--	--	--
	6	机械设备废油和含油废弃物	委托有相应危废处置资质单位接收处置。	--	--	《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）
	7	废烧碱包装袋	由钻井施工单位集中收集后委托区域具有危废处置资质的公司接收处置，	--	--	
运营期						
类别	序号	污染源	环保措施	台（套）	治理效果	验收标准
废气	1	井场、站场无组织废气	密闭管道、阀门的检修和维护。	—	厂界非甲烷总烃≤4.0mg/m³	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）
					硫化氢≤0.06mg/m³	《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）改扩建项目厂界二级标准
		井场真空加热炉	锅炉燃料为干气（处理后的返输天然气），烟气最终通过不低于 8m 高排气筒排放。		SO_2 50mg/m³	《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表 3 燃气锅炉大气污染
					NOx 150mg/m³	

						物特别排放浓度限值
废水	1	采出水	采出水输送至塔三联合站处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）、《陆上油气田采出水地下注入环境保护技术规范》（SY/T7784-2024）标准后回注油藏，不外排。	--	不外排	《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）、《陆上油气田采出水地下注入环境保护技术规范》（SY/T7784-2024）
	2	井下作业废水	采用专用废水回收罐收集，运至哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站处理。	--	不外排	
噪声	1	井场、站场	基础减震	--	场界达标： 昼间≤60dB(A) 夜间≤50dB(A)	《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类区排放限值
固废	1	油泥（砂）、废防渗膜、废润滑油、落地油	委托有危废处置资质单位接收处置。	--	--	《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）
防渗	1	简单防渗区 井场、站场永久占地	实施地面硬化	--	地面硬化	-
	2	管道防腐、保温	储罐内外壁涂层防腐，管道外壁涂层防腐。	--	防腐、保温性能良好	-
风险防范措施		井场、站场	设置可燃气体检测报警仪、消防器材、警戒标语标牌。	--	风险防范设施数量按照消防、安全等相关要求设置	—
环境管理与监测	1	排污口规范化	按照《排污口规范化整治技术要求（试行）》《环境保护图形标志》及排污许可技术规范等文件规范排污口设置。	--	--	保证实施
	2	井场、站场	按照监测计划，委托有监测资质的单位开展监测。	--	--	污染源达标排放
	3	环境影响后评价	根据《建设项目环境影响后评价管理办法（试行）》《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》等文件组织开展环境影响后评价。	--	--	保证实施
退役期						

废气	1	施工扬尘	洒水抑尘	--	--	--
噪声	1	车辆	合理安排作业时间。	--	--	--
固废	1	废弃管线、废弃建筑垃圾	收集后拉运至塔中固废填埋场进行处置。	--	妥善处置不外排	--
生态	1	生态恢复	地面设施拆除、水泥条清理，恢复原有自然状况。	--	恢复原貌	《废弃井封井回填技术指南（试行）》

10. 结论

10.1 建设项目情况

本项目位于塔中 I 号气田，中心地理坐标为：　　E，　　N。行政区划隶属于阿克苏地区沙雅县、和田地区民丰县管辖，西邻中古 22 井区，东接中古 10 井区，在塔克拉玛干沙漠腹地 1#沙漠公路约 66km 处，塔中 1 号公路穿越该区，交通便利。

本项目主要建设内容为：①新部署采气井 12 口（中古 801-9X 井、中古 801-6X 井、中古 441-8X 井，中古 11-20 井，中 112-1JS 井，中古 113-H7C 井、中古 111-H1C 井、中古 461C 井、801-H7C 井、中古 801C 井、中古 8-6C 井、中古 113-H8C 井），其中新钻采气井 8 口（定向井 1 口：中古 441-8X 井；直井 1 口：中古 11-20 井；加深井 1 口：中 112-1JS 井；侧钻井 5 口：中古 461C 井、801-H7C 井、中古 801C 井、中古 8-6C 井、中古 113-H8C 井）；②地面工程：新建标准化采气井场 8 座（中古 801-9X 井、中古 801-6X 井、中古 441-8X 井、中古 11-20 井、中 112-1JS 井、中古 113-H7C 井、中古 461C 井、中古 113-H8C 井），井场主要设备包括加热装置（7 台空气源热泵 100kw25MPa，1 台利旧真空加热炉）、放空火炬（卧式）、自动点火装置（带阻火器、爆破片、火焰探测器）。中古 111-H1C 井新建 3 井式进站生产、计量阀组 1 座,设计压力 10MPa。中古 801-H7C 井新建 4 井式进站生产、计量阀组 1 座，设计压力 10MPa；新建注水井场 2 座（中古 11-H13 井、中古 8-6C 井），中古 11-H13 井、中古 8-6C 井先采气生产，后期产能枯竭新建注水井场转注水。中古 461C 井新建 5 井式进站生产、计量阀组 1 座，设计压力 10MPa。③改扩建工程：中古 8-6C 井、中古 111-H1C 井各新建利旧真空加热炉各 1 台；中古 801C 井等各新建自动点火装置（带阻火器、爆破片、火焰探测器）1 套；2 号集气站扩建进站阀组 1 路及进站阀组改造；3 号集气站扩建进站阀组 3 路及站内中压生产分离器液相出口改造；中古 441 集油站扩建外输油泵 1 台。④管线：新建单井采气管线 19.17km，阀组集输管线 16.41km；新建回注管线 2.8km。⑤配套建设供配电、通信、仪控、结构、防腐、消防等工程。⑥利用老井 19 口（塔中 201C 井、中古 112-2X 井、中古 46-H2 井、中古 801-H5 井、中古 111-H6 井、中古 46-H4 井、中古 801-4X 井、中古 8-7 井、中古 8 井、中古 801 井、中古 11-H12 井、中古 11-H2 井、中古 11-H3 井、中古 11-H8 井、中古 11-H13 井、中古 11-H5 井、中古 11-H10 井、中古 801-1X 井、

中古 801-H3 井），无工程量，本次评价只计算产能。项目建成后新增产气量 1.25×$10^8$$Nm^3$/a，新增产油量 3.64×$10^4$t/a。

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。

本项目属于塔里木油田分公司油气开采项目，符合《阿克苏地区国民经济和社会发展第十五个五年规划》《新疆维吾尔自治区国土空间规划（2021-2035 年）》（国函〔2024〕70 号）和《塔里木油田“十四五”发展规划》的相关要求。本项目位于塔中Ⅰ号气田，不占用水源地、风景名胜区等环境敏感区。项目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

10.3.1 生态环境质量现状

本项目位于塔克拉玛干沙漠腹地，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。评价区域内以自然状态为主，项目区域无地表径流，仅分布季节性洪水冲沟，为典型的干旱荒漠，人为干扰较小。

项目新增永久占地面积 3.12hm^2，临时占地面积 65.888hm^2，总占地面积为 69.008hm^2。根据《新疆生态功能区划》，项目区属于塔里木盆地暖温荒漠及绿洲农业生态区（IV），塔里木盆地中部塔克拉玛干流动沙漠敏感生态亚区（IV_3），塔克拉玛干东部流动沙漠景观与油田开发生态功能区（71）。项目区气候极端干旱，土壤发育较差，类型较为简单，主要土壤类型为漠境盐土，植被基本属于荒漠类型的灌木、半灌木及小半灌木，野生动物极少。

10.3.2 环境空气质量现状

2024 年阿克苏地区 SO_2、NO_2 年平均浓度及 CO、O_3 日平均浓度均满足《环境空气质量标准》（GB3095-2026）中过渡阶段二级标准要求；$PM_{2.5}$、PM_{10} 年平均浓

度超过《环境空气质量标准》（GB3095-2026）中过渡阶段二级标准要求，项目区为不达标区，超标主要是由于当地气候条件干燥、自然扬尘较多。

本项目区域特征污染物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；硫化氢 1 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，监测点与油田开发活动相关的特征污染物非甲烷总烃、硫化氢均达标。

10.3.3 水环境质量现状

区域内潜水由于径流缓慢，蒸发排泄强烈，水质较差，各检出因子的标准指数中除总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物、氟化物存在一定程度超标外，其余因子均满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）IV类标准，各潜水监测点中石油类满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）IV类标准要求。

潜水监测点总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物、氟化物超标与区域水文地质条件有关，区域蒸发量大、补给量小，潜水中上述因子日积月累浓度逐渐升高等。

10.3.4 声环境质量现状

声环境质量监测结果表明，各监测点位噪声值均未超出标准值，声环境现状满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类标准要求。

10.3.5 土壤环境质量现状

土壤环境质量监测结果表明，项目区占地范围内土壤的挥发性有机物和半挥发性有机物均未检出。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。重金属元素含量相对较低，占地范围内土壤满足《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中表 1 第二类用地筛选值标准要求。项目区占地范围外土壤中石油烃含量较低，满足土壤参照执行《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）表 1 筛选值标准。土壤未盐化、未酸化或碱化。

10.4 污染物排放情况

本项目运营期污染物产生及排放情况详见表 10.1-1。

表 10.1-1　污染物产排情况一览表

类别	工段	污染源	主要污染物	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	NMHC	1.5874	1.5874	大气
			H_2S	0.154	0.154	-
		有组织排放	NOx	0.166	0.166	采用清洁燃料，经过 8m 高的排气筒排入大气。
			SO_2	0.042	0.042	
			非甲烷总烃	0.018	0.018	
废水	采出水		废水量	2.69×10^4	0	采出水随油气混合物输送至塔三联合站污水处理系统处理，满足《气田水注入技术要求》（SY/T6596-2016）、《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）标准中指标后回注，不外排。
	井下作业废水		井下作业废水	1024.74	0	井下作业废水采用专用回收罐收集后运至哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站处理，不外排。
固体废物	采油、集输、油气处理	落地油	-	0.3	0	委托有危险废物资质单位处理
		废防渗材料	-	3	0	
		废油桶		1	0	
		废润滑油		0.5	0	进入原油处理系统资源回用
噪声	采气树、泵类等	机械噪声	-	80~95dB(A)	厂界达标	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

10.5.1 生态环境影响分析

本项目所在区域的野生动物种类少，工程位于油气田开发区域，因石油开发建设活动早已开展，人类活动频繁，项目区内对人类活动敏感的野生动物较少，调查期间未见到大中型野生动物，项目对野生动植物影响不大。总体上看本项目建设对生态环境影响可以接受。

10.5.2 大气环境影响分析

根据工程分析，本项目施工期产生的废气主要是施工扬尘、施工车辆尾气、焊接废气。施工期污染属于阶段性局部污染，随着工程结束，其影响也相应消失。

运行期项目对大气环境的影响主要来自油气集输过程中产生一定量的无组织废气排放。根据工程分析估算，本项目油气开采、集输采用密闭流程，井口密封并设紧急切断阀，可有效减少烃类气体的排放量。根据现状监测结果，区域环境空气

中非甲烷总烃、硫化氢满足标准限值要求。根据预测结果可知，无组织源对区域环境空气的影响主要集中在污染源下风向近距离范围内，项目区周边 5.0km 范围内无敏感点，因此本项目正常运行期间无组织排放的非甲烷总烃、硫化氢对周围环境空气影响较小。

10.5.3 水环境影响分析

本项目施工期产生的管道试压分段进行，试压水排出后进入下一段管线循环使用，试压废水可用作场地降尘用水；生活污水定期通过吸污车拉运至沙雅县污水处理厂处理；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；压裂返排液自带回收罐进行回收，拉运至哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站处理，处理达标后回注。

本项目运营期，采出水经塔三联合站采出水处理系统处理，达标后回注，不外排；井下作业废水自带回收罐回收作业废水，拉运至哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站处理。

正常状况下，污染源从源头上可以得到控制；非正常状况下，由于管线泄漏事故为短期大量排放，污染物的泄漏以地表扩展为主，一般能及时发现，并可很快加以控制，石油烃多属疏水性有机污染物，难溶于水而容易被土壤有机质吸附，其影响范围不大，对地下水环境不易产生不利影响。因项目区地下水循环条件差，径流、排泄基本处于停滞状态，为密闭型地下水，因此，管线破裂对地下水环境产生的影响也非常有限。非正常状况下，对地下水的影响属可接受范围。

10.5.4 声环境影响分析

施工期声环境影响主要为施工过程中车辆和机械噪声，对环境的影响是短暂的。

运营期间的噪声源主要为井场设备机泵等设备噪声，以及修井等井下作业噪声。噪声预测结果可显示：在采取了环评提出的降噪措施后，项目运营期厂界昼、夜间噪声预测值均可满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类区标准，不会使项目区声环境质量明显降低。不会对周围声环境产生影响。

10.5.5 固体废物影响分析

本项目施工期产生的施工废料应首先考虑回收利用，不可回收利用部分拉运至塔中固废填埋场进行填埋处置；本项目施工土方在管线施工结束后回填在管堤上，

站场施工过程中产生的土方回填至挖方处或回填至周边低洼场地，并实施压实平整，无废弃土方及借方；生活垃圾由垃圾桶收集，定期清运至塔中固废填埋场填埋处置；膨润土-聚合物泥浆钻井岩屑随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，同时石油烃满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中表 2 第二类用地筛选值后，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中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；聚磺钻井岩屑随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，固相转运至塔中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，同时石油烃满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中表 2 第二类用地筛选值后，用于铺垫油区内的井场或道路。含油废物、烧碱包装袋、废防渗材料等危废委托有资质单位处置。

本项目运营期产生的清管废渣、废防渗材料等危废委托有资质单位进行处置。本项目对建设期和运营期产生的各种固体废物均采取了妥善处理、处置措施，只要严格管理，不会对环境产生较大影响。

10.5.6 土壤影响分析

本项目运营期开采、集输采用密闭流程，正常情况下不会对土壤环境造成污染。如果发生管线泄漏等事故，泄漏的原油会对土壤环境产生一定的影响，泄漏的油类物质覆盖于地表可使土壤透气性下降、土壤理化性状发生变化。泄漏的油品如果进入土壤，从而使土壤质地、结构发生改变，影响土地功能，进而影响地表植被的生长。根据环境风险分析可知，本项目风险潜势很低，发生泄漏事故的可能性很小，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。

10.5.7 环境风险分析

本项目所涉及的危险物质包括：天然气、原油、硫化氢，可能发生的风险事故包括：井场事故、管线泄漏事故。油气发生泄漏时，对土壤、植被、地下水会产生一定的影响，发生事故后，在严格落实本项目提出的风险防范措施的前提下，不会对周围环境产生明显影响；当泄漏事故发生时，及时、彻底清除泄漏油品、被污染的土壤，污染物不会进入地下水中，对地下水水质没有不良影响。做好事故风险防范措施，将事故发生概率减少到最低。综上所述，本项目环境风险程度属于可以防控的。

10.6 环境保护措施

（1）生态环境保护措施

施工期严格控制占地面积；占地及补偿应按照地方有关工程征地及补偿要求进行，经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。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；定时巡查井场，及时清理落地凝析油；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，拆除的报废设备和施工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。

（2）大气污染防治措施

本项目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。井场加热炉用天然气作为燃料，从而减少有害物质的排放；储罐上部设有安全阀，挥发的油气超过安全阀设定压力后，经安全阀后的管线输至放空区放空燃烧。凝析油、混烃通过装车泵、鹤管装车外运，采用密闭装车工艺。定期进行巡检，以便及时发现问题，消除事故隐患，防止油气泄漏进入大气环境。

（3）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。

（4）废水防治措施

运营期采出水经塔三联合站采出水处理系统处理，满足标准指标后回注，不外排；井下作业废水自带回收罐回收，拉运至哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站处理。

地下水环境保护按照“源头控制、分区防控、污染监控、应急响应”原则采取措施。

（5）固体废物防治措施

本项目运营期产生的清管废渣、废防渗材料等危废委托有资质单位进行处置，危险废物由专用运输车辆进行运输、转移，并严格执行《危险废物转移管理办法》。加大监督力度，最大限度控制落地油产生。

（6）土壤污染防治措施

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。严格执行地下水环境分区防控措施要求。制定跟踪监测计划，发生事故泄漏时对井口区可能影响区域进行跟踪监测。

（7）风险防治措施

本项目集输工程主要风险是管线破坏引起的天然气、硫化氢、原油泄漏，做好风险防范工作，防止对周围环境、工作人员人身安全造成危害。本项目的环境风险防范措施及制定的预案切实可行、有效。在落实风险防范措施、应急预案后，其发生事故的概率较低，其环境危害也是较小的，环境风险水平是可以接受的，项目建设可行。

10.7 公众意见采纳情况

建设单位根据《环境影响评价公众参与办法》的要求，采用网络公告、报纸刊登等形式开展公众参与调查，正在开展。

10.8 环境影响经济损益分析

本项目具有良好的经济效益和社会效益。

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，经估算本项目总投资为 38902 万元，其中环保投资 178 万元，占总投资的 0.46%。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。本项目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。

10.11 项目可行性结论

本项目属于国家产业政策鼓励类项目，项目实施后可取得较大的经济效益和社会效益。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，可使本项目对环境造成的不利影响降低到最低限度，本项目建设在环境保护方面可行。