塔里木塔中I号气田中古14-中古22区块奥陶系产能建设项目

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5月

ZG14-9 井现状

拟建单井集输管道

塔三联合站

ZG14-H7 井现状

拟建单井集输管道现状

2 号集气站

目录

1 概述.....1
1.1 建设项目特点.....1
1.2 环境影响评价的工作过程.....2
1.3 分析判定相关情况.....5
1.4 关注的主要环境问题和环境影响.....6
1.5 环境影响评价的主要结论.....7
2 总则.....8
2.1 编制依据.....8
2.2 评价目的与原则.....14
2.3 环境影响因素识别和评价因子筛选.....15
2.4 环境功能区划及评价标准.....19
2.5 评价工作等级和评价范围.....24
2.6 环境保护目标.....30
2.7 评价内容和评价重点.....31
2.8 评价时段评价方法.....33
3 建设项目工程分析.....34
3.1 区块开发现状及环境影响回顾.....34
3.2 拟建工程.....41
3.3 工程分析.....61
3.4 相关政策法规、规划符合性分析.....99
3.5 选址、选线合理性分析.....115
4 环境现状调查与评价.....125
4.1 自然环境概况.....125
4.2 生态环境现状调查与评价.....128
4.3 地下水环境现状调查与评价.....135
4.4 地表水环境现状调查与评价.....143
4.5 土壤环境现状调查与评价.....143
4.6 大气环境现状调查与评价.....145
4.7 声环境现状调查与评价.....152
5 环境影响预测与评价.....156
5.1 生态环境影响评价.....156
5.2 地下水环境影响评价.....161
5.3 地表水环境影响评价.....175

5.4 土壤环境影响评价.....176
5.5 大气环境影响评价.....182
5.6 声环境影响评价.....190
5.7 固体废物影响分析.....195
5.8 环境风险评价.....199
6 环境保护措施可行性论证.....220
6.1 生态保护措施可行性论证.....220
6.2 地下水环境保护措施可行性论证.....230
6.3 地表水环境保护措施可行性论证.....238
6.4 土壤环境保护措施可行性论证.....238
6.5 大气环境保护措施可行性论证.....240
6.6 声环境保护措施可行性论证.....243
6.7 固体废物处理措施可行性论证.....244
7 温室气体排放影响评价.....246
7.1 温室气体排放分析.....246
7.2 减污降碳措施.....253
7.3 温室气体排放评价结论.....254
8 环境影响经济损益分析.....255
8.1 环境效益分析.....255
8.2 社会效益分析.....258
8.3 综合效益分析.....258
8.4 环境经济损益分析结论.....258
9 环境管理与监测计划.....259
9.1 环境管理.....259
9.2 企业环境信息披露.....264
9.3 污染物排放清单.....265
9.4 生态环境监测.....266
9.5 环保设施“三同时”验收.....267
10 结论.....271
10.1 建设项目情况.....271
10.2 产业政策、选址符合性.....271
10.3 环境质量现状.....271
10.4 污染物排放情况.....273
10.5 主要环境影响.....273

10.6 环境保护措施.....276
10.7 公众意见采纳情况.....278
10.8 环境影响经济损益分析.....278
10.9 环境管理与监测计划.....278
10.10 项目可行性结论.....278

附件：

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。

中古14井2009年9月完井测试，5mm油嘴放喷求产，油压45.7MPa，日产油$74.35m^3$，日产气$130921m^3$。中古22井2009年11月完井测试，5mm油嘴放喷求产，油压20.46MPa，日产油$40.78m^3$，日产气$70260m^3$。

截至2025年7月，中古14-中古22区块共完钻井30口，生产井数18口，开井数14口，核实日产气13.55万方，平均单井日产气0.97万方，累产气$16.61\times10^8m^3$。

根据区块特点，区块开发方式为气藏早期采用降压式开发，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，井型直井+侧钻井为主。区块设计总井数24口，新钻井15口（含侧钻井2口），老井利用9口（ZG14、ZG14-H6、ZG14-1、ZG14-H7、ZG14-H12、ZG14-H8C、ZG22、ZG22-H1、ZG22-3H）。方案动用地质储量气$106.64\times10^8m^3$,2026~2030年部署开发井15口，预测2027年产气$1.2\times10^8m^3$，1

亿方以上稳产6年至2031年（2026~2031年），采气速度1.2%，预测15年末累产气28.26×10⁸m³，采出程度26.50%。

本项目主要建设内容包括：①钻井工程：新钻气井15口，其中，侧钻井2口，ZG22-2HC（井深5868m），ZG111-H3C（6242m）；定向井11口，单井完钻井深6823m；直井2口，单井完钻井深6501m。②地面工程：新建标准化采气井场13座，井场主要设备包括加热装置（CO2空气能加热装置-利旧真空加热炉改造设备）、放空火炬、自动点火装置（带阻火器、爆破片、火焰探测器）。③改扩建工程：ZG22-2H井场新建6井式进站生产、计量阀组1座，设计压力10MPa；ZG14-H1井场改建1井式进站阀组1座；ZG14-H7井场新建2井式进站阀组1座。④管线：新建单井采气管线23.2km；新建阀组至1号集气站高压集输管线4.5km；新建阀组至ZG22-H4集油站低压集输管线2.2km；新建中古1号集气站至ZG22-H4集油站低压集油管线2.3km。⑤配套建设供配电、通信、仪控、结构、防腐、消防等工程。

1.2 环境影响评价的工作过程

拟建工程属于石油天然气开采项目，位于新疆阿克苏地区沙雅县境内，根据《新疆维吾尔自治区水土保持规划（2018-2030年）》和“自治区级水土流失两区复核划分成果的通知”，项目所在区域属于塔里木河流域水土流失重点治理区范围。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），拟建工程属于分类管理名录“五石油和天然气开采业07陆地天然气开采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，报送新疆维吾尔自治区阿克苏地区生态环境局审批。

2025年8月，中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司委托新疆天合环境技术咨询有限公司（以下简称“天合公司”）承担本项目的环境影响评价工作（委托书见附件1）。

天合公司接受委托后，即进行了现场踏勘和资料收集，结合有关资料和当地环境特征，按照国家、新疆环境保护政策以及环评技术导则、规范的要求，开展本项目的环境影响评价工作。对本项目进行初步的工程分析，同时开展初步的环境状况调查及公众意见调查。识别本项目的环境影响因素，筛选主要的

环境影响评价因子，明确评价重点和环境保护目标，确定环境影响评价的范围、评价工作等级和评价标准，最后制订工作方案。天合公司委托新疆昇腾环保科技有限公司于2025年9月对本项目区域大气、土壤、地下水、声环境质量现状进行了监测。在进一步工程分析，环境现状调查、监测并开展环境质量现状评价的基础上进行环境影响预测及评价，提出减少环境污染和生态影响的环境管理措施和工程措施。从环境保护的角度确定项目建设的可行性，给出评价结论和提出进一步减缓环境影响的措施，并最终完成环境影响报告书编制。

环评报告编制期间，建设单位于2025年9月2日在新疆维吾尔自治区生态环境保护产业协会网站进行第一次网络信息公示，并开展项目区域环境质量现状监测工作。天合公司完成环境影响报告书征求意见稿后，建设单位按照《环境影响评价公众参与办法》（部令第4号）要求，于2025年11月3日在新疆维吾尔自治区生态环境保护产业协会网站进行第二次公示，同时在工程所在地公示栏张贴了环评信息第二次公示材料。建设单位于2025年11月7日及2025年11月10日，在《新疆法制报》对本项目的环境影响评价信息进行两次报纸公示。建设单位于2026年5月7日在新疆维吾尔自治区生态环境保护产业协会网站进行环境影响评价报批前公示，公开拟报批的环境影响报告书全文和公众参与说明。载体选择符合《环境影响评价公众参与办法》（部令第4号）要求。根据建设单位提供的《塔里木塔中Ⅰ号气田中古14-中古22区块奥陶系产能建设项目公众参与说明》，公示期间未收到反馈意见。

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、运营期的环境保护管理依据。

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

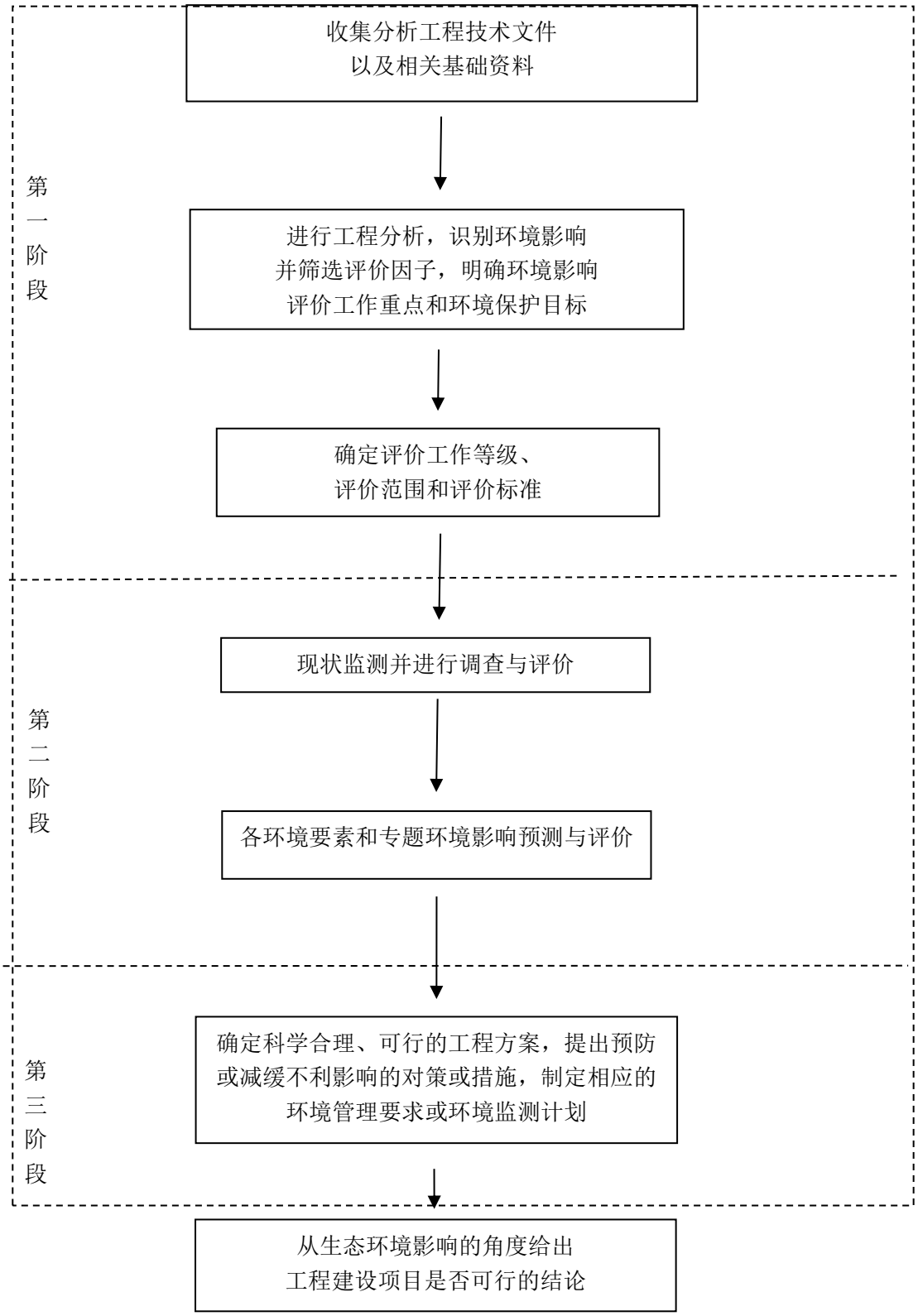


图 1.2-1 环境影响评价工作程序图

1.3 分析判定相关情况

（1）产业政策符合性判定结论

本项目属于石油天然气开采项目，根据《产业结构调整指导目录（2024年本）》，“第一类鼓励类”：“七、石油、天然气”中“1、常规石油、天然气勘探与开采”，属鼓励类项目，符合国家当前产业政策要求。

（2）政策、法规符合性分析

本项目属于石油天然气开采项目，选址选线不涉及依法划定的国家公园、自然保护区、世界自然遗产、重要生境、自然公园、生态保护红线等重要生态敏感区。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、法律法规的相关要求。

（3）规划符合性判定结论

本项目属于石油天然气开采项目，属于塔中I号气田中古14-中古22区块滚动开发项目。符合《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》《塔里木油田“十四五”发展规划》《新疆生态环境保护“十四五”规划》《阿克苏地区国民经济和社会发展第十四个五年规划和2035年远景目标》《阿克苏地区生态环境保护“十四五”规划》等相关要求。

对照《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》，本项目不属于主体功能区规划中确定的国家和自治区层面的禁止开发区域，所进行的石油天然气勘探活动符合“全国重要的能源基地”定位。因此本项目的建设符合《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》。

对照《新疆生态功能区划》，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）。本项目占地面积较小，对于整体的土地利用格局、植被覆盖格局、野生动物活动、土壤不会带来显著影响，项目建设符合区域生态功能定位。

（4）选址合理性分析判定结论

本项目为塔中I号气田塔中III区滚动开发项目，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“三线一单”生态环境分区管控方案》（新政发〔2021〕18号）、《阿克苏地区“三线一单”生态环境分区管控方案》（阿行署发〔2021〕81号）及2023年动态更新成果，本项目位于沙雅县一般管控单元（环境管控单元编码为ZH65292430001），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

本项目为石油天然气开采项目，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）》，“第一类鼓励类”：“七、石油、天然气”中“1、常规石油、天然气勘探与开采”中鼓励类项目，项目建设符合国家产业政策；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》《新疆生态环境保护“十四五”规划》《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》《塔里木油田“十四五”发展规划》等要求；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，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

环评有关法律法规，见表2.1-1。

表2.1-1 国家和地方法律法规一览表

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、规章

环境保护法规，规章见表2.1-2。

表 2.1-2 环境保护法规，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

序号	依据名称	会议、主席令、文号	实施时间
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
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（2021年版）	生态环境部公告〔2021〕66号	2021-12-03
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

序号	依据名称	会议、主席令、文号	实施时间
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
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	新党发〔2018〕23号	2018-09-04

序号	依据名称	会议、主席令、文号	实施时间
	强生态环境保护坚决打好污染防治攻坚战实施方案》		
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	-	-
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 环评有关技术规范

与环评有关技术规定，见表2.2-3。

表2.2-3 环评技术导则依据一览表

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

序号	依据名称	标准号	实施时间
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（试行）	2009 年第 3 号	2009-02-19
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	《气田水回注方法》	（SY/T6596-2004）	2004
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

2.1.4 相关文件和技术资料

（1）委托书，中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司，2025.08；

（2）《塔里木塔中Ⅰ号气田中古14-中古22区块奥陶系产能建设项目可行性研究报告》，中石化江汉石油工程设计有限公司，2025.08；

（3）塔里木塔中I号气田中古14-中古22区块奥陶系产能建设项目调整可行性研究-总报告，中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司，2025.09；

（4）其他相关资料。

2.2 评价目的与原则

2.2.1 评价目的

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

（2）通过工程分析，明确本项目施工期、运营期和退役期主要污染源、污染物种类、排放强度，分析环境污染的影响特征，预测和评价本项目施工期、运营期及退役期对环境的影响程度，并提出采取的污染防治和生态保护措施。

（3）对油气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）评价本项目对国家产业政策、区域总体发展规划、城市功能区划、环境保护规划、清洁生产、达标排放和污染物排放总量控制的符合性。

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

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

2.2.2 评价原则

（1）依法评价

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

（2）科学评价

规范环境影响评价方法，科学分析项目建设对环境质量的影响。

（3）突出重点

根据建设项目的工程内容及其特点，明确与环境要素间的作用效应关系，根

据规划环境影响评价结论和审查意见，充分利用符合时效的数据资料及成果，对建设项目主要环境影响予以重点分析和评价。

2.3 环境影响因素识别和评价因子筛选

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。施工期以钻井工程、管线敷设、地面工程、配套工程建设过程中造成的生态影响为主，运营期以油气开采和集输过程中产生的污染为主。

油气田开发的各个阶段，环境影响因子不同，根据工程分析和油气开发工艺特征，对油气开发过程中的施工期、运营期和退役期环境影响因子识别，见表2.3-1。

表2.3-1 环境影响因素识别结果一览表

单项工程 / 环境因素		施工期			运营期	退役期
		井场、站场工程	钻井工程	油气集输工程	油气开采、集输工程	封井
自然环境	环境空气	-2D	-2D	-1D	-1C	-1D
	地表水	--	--	-1C	--	--
	地下水	--	-1D	-1D	-1C	--
	声环境	-1D	-1D	-1D	-1C	-1D
	土壤环境	--	-1D	-1D	-1C	--
生态环境	地表扰动	-1C	--	-1C	--	-1D
	土壤肥力	--	--	-1C	--	+1C
	植被覆盖度	-1C	--	-1C	--	+1C
	生物多样性	--	--	-1C	--	+1C
	生物量损失	-1C	--	-1C	--	+1C
	生态系统完整性	-1C	--	-1C	-1C	+1C

注：1、表中“+”表示正效益，“-”表示负效益；

2.表中数字表示影响的相对程度，“1”表示影响较小，“2”表示影响中等，“3”表示影响较大；

3.表中“D”表示短期影响，“C”表示长期影响。

2.3.2 评价因子

根据本项目环境影响要素识别、环境影响因子表征和环境影响程度，筛选

的评价因子，见表2.3-2。

表 2.3-2 环境影响因子筛选结果汇总表

环境要素 / 单项工程	油气开采、集输工程		
时期	现状调查	施工期	运营期
大气	PM_{10}、$PM_{2.5}$、SO_2、NO_2、CO、O_3、非甲烷总烃、硫化氢	颗粒物、SO_2、NOx、CmHn	非甲烷总烃、硫化氢
地表水	废水综合利用不外排的可行性和可靠性		
地下水	水位、pH 值、总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物、铁、锰、挥发酚、耗氧量、氨氮、硫化物、钠、总大肠菌群、细菌总数、氰化物、亚硝酸盐氮、硝酸盐（以氮计）、氟化物、汞、砷、镉、六价铬、铅、钾、钙、镁、钡、碳酸盐、碳酸氢盐、石油类等项。	耗氧量、氨氮、石油类	石油类
土壤	农用地：pH、石油烃（C_{10}-C_{40}）、石油烃（C_6-C_9）、铅、总铬、汞、砷、铜、锌、镉、镍 建设用地：石油烃（C_{10}-C_{40}）、石油烃（C_6-C_9）、砷、镉、铬（六价）、铜、铅、汞、镍、四氯化碳、氯仿、氯甲烷、1,1-二氯乙烷、1,2-二氯乙烷、1,1-二氯乙烯、顺-1,2-二氯乙烯、反-1,2-二氯乙烯、二氯甲烷、1,2-二氯丙烷、1,1,1,2-四氯乙烷、1,1,2,2-四氯乙烷、四氯乙烯、1,1,1-三氯乙烷、1,1,2-三氯乙烷、三氯乙烯、1,2,3-三氯丙烷、氯乙烯、苯、氯苯、1,4-二氯苯、1,2-二氯苯、乙苯、苯乙烯、甲苯、间+对二甲苯、邻二甲苯、硝基苯、苯胺、2-氯酚、苯并[a]蒽、苯并[a]芘、苯并[b]荧蒽、苯并[k]荧蒽、䓛、二苯并[a，h]蒽、茚并[1，2，3-cd]芘、萘； 其他：理化性质、土壤剖面、含盐量等调查。	—	石油烃

环境要素 单项工程	油气开采、集输工程		
噪声	昼间等效连续A声级、夜间等效连续A声级	昼间等效声级（Ld）、夜间等效声级（Ln）	昼间等效声级（Ld）、夜间等效声级（Ln）
生态环境	地表扰动、土壤肥力、植被覆盖度、生物量损失、生物多样性、生态系统完整性	地表扰动、土壤肥力、植被覆盖度、生物量损失、生物多样性、生态系统完整性	
固体废物	生活垃圾、建筑垃圾、沾油废防渗材料、落地油等	生活垃圾、施工土方、焊接及吹扫废渣	清管废渣、废防渗材料
环境风险	风险物质：天然气、原油，硫化氢，火灾、爆炸伴生/次生污染物：CO； 风险识别：管线泄漏、火灾、爆炸等。	原油、天然气、硫化氢	
温室气体	--	--	CO_2、CH_4

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 环境空气

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》（GB3095-2012）二类区。

2.4.1.2 水环境

项目区周边100km范围内无地表水体，故不对区域内地表水进行现状调查。项目所在区域地下水未进行功能区划分，本次执行《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）IV类标准，其中石油类参照执行《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）IV类标准限值。

2.4.1.3 声环境

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。

2.4.1.4 生态环境

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。

2.4.2 环境质量标准

2.4.2.1 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》及修改单（GB3095-2012）二级标准。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》2000μg/m³的标准，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，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》及修改单（GB3095-2012）及修改单
2	二氧化氮（NO_2）	50	80	200	
3	细颗粒物（$PM_{2.5}$）	35	75	/	
4	可吸入颗粒物（PM_{10}）	70	150	/	
5	一氧化碳（CO）	/	4000	10000	
6	臭氧（O_3）	/	160	200	
7	氮氧化物（NOx）	50	100	250	
8	非甲烷总烃	/	/	2000	《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

注：O_3日最大8小时平均值为160μg/m³

2.4.2.2 水环境

项目区周边100km范围内无地表水体。评价区地下水因自然地质因素影响，属较差水质，执行《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中的IV类标准，石油类参照《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中的IV类标准值。

地下水水质评价标准值，见表2.4-2。

表2.4-2 地下水质量标准值单位：mg/L

序号	监测项目	标准值	序号	监测项目	标准值
1	色（铂钴色度单位）	≤25	21	总大肠菌群（MPN/100mL或CFU/100mL）	≤100
2	嗅和味	无	22	菌落总数（CFU/mL）	≤1000
3	浑浊度（NTU）	≤10	23	亚硝酸盐（以N计）	≤4.80
4	肉眼可见物	无	24	硝酸盐（以N计）	≤30.0
5	pH（无量纲）	5.5≤pH<6.5	25	氰化物	≤0.1
6	总硬度（以$CaCO_3$计）	≤650	26	氟化物	≤2.0
7	溶解性总固体	≤2000	27	碘化物	≤0.50
8	硫酸盐	≤350	28	汞	≤0.002
9	氯化物	≤350	29	砷	≤0.05

10	铁	≤2.0	30	硒	≤0.1
11	锰	≤1.50	31	镉	≤0.01
12	铜	≤1.50	32	铬（六价）	≤0.10
13	锌	≤5.00	33	铅	≤0.10
14	铝	≤0.50	34	三氯甲烷（μg/L）	≤300
15	挥发性酚类（以苯酚计）	≤0.01	35	四氯化碳（μg/L）	≤50.0
16	阴离子表面活性剂	≤0.3	36	苯（μg/L）	≤120
17	耗氧量（COD_{Mn}法，以O_2计）	≤10.0	37	甲苯（μg/L）	≤1400
18	氨氮（以N计）	≤1.50	38	总α放射性（Bq/L）	＞0.5
19	硫化物	≤0.10	39	总β放射性（Bq/L）	＞1.0
20	钠	≤400	40	石油类	≤0.5

注：石油类参照执行《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中的IV类标准值。

2.4.2.3 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）。

2.4.2.4 土壤环境

工程占地范围内为建设用地，土壤质量执行《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地风险筛选值。见表2.4-3。

表2.4-3 建设用地土壤污染风险筛选值

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	25	氯乙烯	mg/kg	0.43
2	镉	mg/kg	65	26	苯	mg/kg	4
3	铬（六价）	mg/kg	5.7	27	氯苯	mg/kg	270
4	铜	mg/kg	18000	28	1,2-二氯苯	mg/kg	560
5	铅	mg/kg	800	29	1,4-二氯苯	mg/kg	20
6	汞	mg/kg	38	30	乙苯	mg/kg	28
7	镍	mg/kg	900	31	苯乙烯	mg/kg	1290
8	四氯化碳	mg/kg	2.8	32	甲苯	mg/kg	1200
9	氯仿	mg/kg	0.9	33	间二甲苯+对二甲苯	mg/kg	570
10	氯甲烷	mg/kg	37	34	邻二甲苯	mg/kg	640
11	1,1-二氯乙烷	mg/kg	9	35	硝基苯	mg/kg	76
12	1,2-二氯乙烷	mg/kg	5	36	苯胺	mg/kg	260
13	1,1-二氯乙烯	mg/kg	66	37	2-氯酚	mg/kg	2256
14	顺1,2-二氯乙烯	mg/kg	596	38	苯并〔a〕蒽	mg/kg	15

15	反-1,2-二氯乙烯	mg/kg	54	39	苯并〔a〕芘	mg/kg	1.5
16	二氯甲烷	mg/kg	616	40	苯并〔b〕荧蒽	mg/kg	15
17	1,2-二氯乙烷	mg/kg	5	41	苯并〔k〕荧蒽	mg/kg	151
18	1,1,1,2-四氯乙烷	mg/kg	10	42	䓛	mg/kg	1293
19	1,1,2,2-四氯乙烷	mg/kg	6.8	43	二苯并〔a、h〕蒽	mg/kg	1.5
20	四氯乙烯	mg/kg	53	44	茚并〔1、2、3-cd〕芘	mg/kg	15
21	1,1,1-三氯乙烷	mg/kg	840	45	萘	mg/kg	70
22	1,1,2-三氯乙烷	mg/kg	2.8	46	石油烃	mg/kg	4500
23	三氯乙烯	mg/kg	2.8	47	pH	无量纲	-
24	1,2,3-三氯丙烷	mg/kg	0.5				

占地范围外为沙地，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，见表2.4-4。

表2.4-4 农用地土壤污染风险筛选值

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
9	石油烃	mg/kg	4500

2.4.3 污染物排放标准

2.4.3.1 废气

本项目施工期无组织排放扬尘执行《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）中的新污染源无组织排放监控浓度限值。本项目运营期油气开采过程中井场、站场厂界外无组织排放非甲烷总烃浓度执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中企业边界污染物控制要求，厂界内非甲烷总烃执行《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB37822-2019）。

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

污染物	项目	最高允许排放浓度（mg/m³）	标准来源
非甲烷总烃	企业边界污染物控制浓度	4.0	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中企业边界污染物控制要求
硫化氢	厂界标准	0.06	《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）中新建项目二级标准

2.4.3.2 废水

采出水输送至塔三联合站处理，达到《气田水回注方法》（SY/T6596-2004）标准后回注地层，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，达到《气田水回注方法》（SY/T6596-2004）标准后回注地层。回注水执行《气田水回注方法》（SY/T6596-2004）储层空气渗透率≥2.0μm²的标准，标准值见表 2.4-6。

表 2.4-6《气田水回注方法》（SY/T6596-2004）

储层空气渗透率（μm²）	<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μm	≤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				

2.4.3.3 噪声

施工期执行《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）；运营期执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类标准，噪声限值，见表 2.4-7。

表 2.4-7 环境噪声排放标准

标准来源	类别	噪声限值 dB（A）	
		昼间	夜间
《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）	/	70	55
《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）	2 类	60	50

2.4.3.4 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。

2.5 评价等级和评价范围

2.5.1 生态影响评价等级和评价范围

2.5.1.1 评价等级

根据《环境影响评价技术导则生态影响》（HJ19-2022），评价区域内不涉及依法划定各类自然保护地和生态保护红线。项目新增永久占地面积3.12hm²，临时占地面积58.92hm²，总占地面积62.04hm²，占地面积为0.6204km²＜20km²。本项目占地范围内土地利用现状类型为沙。

根据《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022）的生态评价等级判定条件，根据判定可知，本项目属于除本条a）、b）、c）、d）、e）、f）以外的情况，因此本项目生态环境影响评价工作等级确定为三级。生态评价等级判定过程，见表2.5-1。

表2.5-1 生态评价等级判定过程

序号	生态评价等级判定要求	本项目情况	生态影响评价等级
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；	不涉及	/
e	根据HJ610、HJ964判断地下水水位或土壤影响范围内分布有天然林、公益林、湿地等生态保护目标的建设项目，生态影响评价等级不低于二级；	涉及公益林	二级
		不涉及公益林	三级
f	当工程占地规模大于20km²时（包括永久和临时占用陆	本项目占地面	/

	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；	积＜20km^2	
g	除本条 a~f 以外的情况，评价等级为三级；	不涉及	/
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

2.5.1.1 评价范围

油气田开发工程具有分布面积广的特点，且基本呈点状、线状分布，故其对环境影响仅限于各井场及内部输送管线较近的范围。根据《环境影响评价技术导则生态影响》（HJ19-2022），考虑油气田整体开发对生态环境的影响，确定生态环境评价范围为各井场边界向外扩展 50m；根据《环境影响评价技术导则生态影响》（HJ19-2022），穿越非生态敏感区时，以线性工程两侧外延 300 m 为评价范围。评价范围图见图 2.5-1。

2.5.2 地下水环境影响评价等级和评价范围

2.5.2.1 评价等级

（1）建设项目类别

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、集输管道属于 II 类项目，输油管线属于 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

依据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）中的地下水环境敏感程度分级表（表 2.5-2）和《建设项目环境影响评价分类管理名录》，项目区不位于集中式饮用水水源保护区及补给径流区，无分散式饮用水水源地，无特殊地下水资源保护区，地下水环境敏感特征为不敏感。

表 2.5-2 地下水环境敏感程度分级表

敏感程度	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，在建和规划的饮用水水源）标准保护区；除集中式饮用水水源以外的国家或地方政府设定的与地下水环境相关的其他保护区，如热水、矿泉水、温泉等特殊地下水资源保护区

较敏感	集中式饮用水水源（包括已建成的在用、备用、应急水源，在建和规划的饮用水水源）准保护区以外的补给径流区；未划定准保护区的集中式饮用水水源，其保护区以外的补给径流区；分散式饮用水水源地；特殊地下水资源（如矿泉水、温泉等）保护区以外的分布区等其他未列入上述敏感分级的环境敏感区。
不敏感	上述地区之外的其他地区。

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

（3）工作等级划分

依据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016），本项目井场、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6座，综上，本项目地下水评价等级为二级。

表2.5-3 评价区地下水环境影响评价工作等级划分

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

2.5.2.2 评价范围

按照《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）中关于评价范围的规定，本项目根据地下水流向自西北向东南，选取项目区下游2km，两侧1km，上游1km为评价范围，集输管线地下水评价范围为管线两侧200m。评价范围图见图2.5-1。

2.5.3 地表水环境影响评价等级和评价范围

2.5.3.1 评价等级

按照《环境影响评价技术导则 地表水环境》（HJ2.3-2018），项目属于水污染影响型建设项目。在油气田正常开采过程中，项目产生的含油污水、井下作业洗井废水不外排，项目区周边无天然地表水体，项目地表水环境影响评价等级为三级B。

2.5.3.2 评价范围

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

2.5.4 土壤环境影响评价等级和评价范围

2.5.4.1 评价等级

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）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）以及区域历史监测数据，项目所在区域土壤盐分含量小于2g/kg，区域5.5＜pH＜8.5，不属于土壤盐化、酸化和碱化地区，拟建工程类别按照污染影响型项目考虑。

土壤污染影响型敏感程度分级，见表2.5-4、表2.5-5。

表2.5-4 土壤污染影响型敏感程度分级表

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

表2.5-5 土壤污染类项目评价工作等级划分表

占地规模 / 评价等级 / 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	-	-

根据工程分析，本项目属于小型项目（永久占地3.12hm^2），占地类型为沙地，土壤敏感程度为“不敏感”。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），本项目为“天然气开采项目”，常规天然气开采井场、站场等工程，为II类项目，输油管道为II类，天然气管道IV类。

综上，本项目土壤评价等级划分为三级。

2.5.4.2 评价范围

根据评价工作等级，并结合本项目特点，考虑油气田整体开发对区域的影响，确定污染影响型评价范围为井场边界外扩50m区域范围，管线两侧外扩200m区域范围。

2.5.5 大气环境影响评价等级和评价范围

2.5.5.1 评价等级

（1）评价等级

依据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）中相关要求，结合项目工程分析结果，选择正常排放的主要污染物及排放参数，采用附录A推荐模型中的AERSCREEN模式计算项目污染源的最大环境影响，然后按评价工作分级判据进行分级。

①P_{max}及$D_{10\%}$的确定

依据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）中最大地面浓度占标率Pi定义如下：

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

P_i——第i个污染物的最大地面空气质量浓度占标率%；

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

ρ_{0i}——第i个污染物的环境空气质量浓度标准，μg/m³。

②评价等级判别表

评价等级按表2.5-7的分级判据进行划分。

表2.5-7 评价工作等级判据表

评价工作等级	评价工作分级判据
一级评价	$P_{max}\geq10\%$
二级评价	$1\%\leq P_{max}<10\%$
三级评价	$P_{max}<1\%$

③估算模型参数

估算模型参数见表2.5-8。

表2.5-8 估算模型参数表

参数		取值
城市/农村选项	城市/农村	农村
	人口数（城市人口数）	/
最高环境温度/°C		41.2

参数		取值
最低环境温度/°C		-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 □否
	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	□是 √否
	海岸线距离/km	/
	海岸线方向/º	/

④评价等级确定

本工程大气环境影响评价定级判定见表2.5-9。

表2.5-9　大气评价等级估算结果一览表

名　称	评价因子	C_i（μg/m³）	评价标准（μg/m³）	P_i（%）	$D_{10\%}$（m）	最大浓度出现距离（m）
ZG22-12井井场无组织废气	非甲烷总烃	11.817	2000	0.59	/	43
	硫化氢	0.338	10	3.38	/	43

根据上述计算结果，本工程无组织废气污染物1%＜P_{max}=3.38%＜10%，根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ 2.2-2018）中评价工作分级判据，本工程大气环境影响评价工作等级为二级。

2.5.5.2 评价范围

根据《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ2.2-2018）的规定，结合本项目特点，考虑油气田整体开发对大气环境的区域影响，最终确定以井场、阀组为中心，边长5km的矩形区域作为大气环境评价范围。评价范围图见图2.5-1。

2.5.6 声环境影响评价等级和评价范围

2.5.6.1 评价等级

本项目涉及的噪声源主要包括施工期内井场机械噪声、运营期站场机泵和井场井下作业噪声。

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

2.5.6.2 评价范围

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

2.5.7 环境风险评价等级和评价范围

2.5.7.1 评价等级

根据工程分析和《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018）附录B，本工程涉及的风险物质为天然气（甲烷）、凝析油，硫化氢，分布于井场和集输管线中。

根据“章节5.8.2”，确定本工程风险潜势为I，环境风险评价为简单分析。

2.5.7.2 评价范围

本次评价仅对项目可能存在的环境风险进行简单分析，不设置环境风险评价范围。

图2.5-1 评价范围图

2.6 环境保护目标

拟建工程评价区域内无自然保护区、风景名胜区和其他需要特殊保护的区域，以及居住区、文化区和农村地区中人群较集中的区域等，不设置环境空气保护目标；将地下水评价范围内潜水含水层作为地下水保护目标；工程200m范围内不涉及学校、医院、居住区等，不设置声环境保护目标；土壤评价范围内不存在耕地、园地、牧草地、饮用水水源地或村庄、学校等敏感点及其他土壤环境敏感目标，不设置土壤环境保护目标；将生态影响评价范围内重要物种（南疆沙蜥）、塔里木河流域水土流失重点治理区范围作为生态保护目标；拟建工程环境风险评价等级为简单分析，因此不再设置环境风险保护目标。

据现场调查，确定本项目评价范围内主要环境保护目标，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

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	塔里木河流域水土流失重点治理区	评价范围内	不改变生态功能，防止水土流失现象的发生。
		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。
2	大气环境	-	评价范围内	《环境空气质量标准》及修改单（GB3095-2012）二级标准
3	声环境	工程区声环境	评价范围内	满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）中的2类标准。
4	水环境	评价范围内潜水含水层	评价范围内	《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中的IV类标准
5	土壤环境	评价范围内土壤	评价范围内	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）第二类用地风险筛选值；占地范围外执行《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）。
6	环境风险	工程区大气、土壤、地下水等	评价范围内	发生风险事故时，可快速采取环境风险防范措施，确保风险事故对土壤、地下水等环境的影响程度可控。

2.7 评价内容和评价重点

2.7.1 评价内容

根据拟建工程特点及周围环境特征，将本次评价工作内容列于表2.7-1。

表2.7-1 评价内容

序号	项目	内容
1	概述	项目由来、环境影响评价工作过程、分析判定相关情况、关注的主要环境问题及环境影响、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、评价等级与评价范围、评价内容和评价重点、相关规划、技术规范、政策法规及环境功能区划、评价标准、环境保护目标

3	建设项目工程分析	区块开发现状及环境影响回顾：开发现状、区块“三同时”执行情况、环境影响回顾评价、现有工程污染物排放情况、存在环保问题及整改措施。 现有工程：现有工程概况、现有工程手续履行情况、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、工艺流程及产排污节点、施工期污染源及其防治措施、运营期污染源及其防治措施、退役期污染源及其防治措施、非正常排放、清洁生产分析、三本账、污染物总量控制分析。 依托工程：介绍塔三联合站、塔中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、塔中含油污泥资源回收站等基本情况及依托可行性分析
4	环境现状调查与评价	自然环境概况、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	环境管理与监测计划	按项目建设阶段、生产运行阶段，提出具体环境管理要求；给出污染物排放清单，明确污染物排放的管理要求；提出应向社会公开的信息内容；提出建立日常环境管理制度、组织机构和环境管理台账等相关要求；提出环境监理要求；提出环境监测计划
10	环境影响评价结论	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）生态环境影响评价及水土保持；

（3）地下水环境影响评价；

（4）土壤环境影响评价；

（5）环境风险影响评价及风险管理；

（6）环境保护措施技术经济及可行性论证。

2.8 评价时段评价方法

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。

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。本次评价采用了类比法、产污系数法、排污系数法、数学模式法等。本次环境评价使用的评价方法，见表2.8-1。

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
1	环境现状调查	收集资料法、现场调查法
2	工程分析	类比分析法、查阅参考资料法、产污系数法、排污系数法
3	影响评价	类比分析法、数学模式法、预测模式

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 区块开发现状

3.1.1.1 塔中1号气田III区建设情况

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，目前三维地震覆盖面积6047km^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231.99×10^{8}m^3，石油4077.46×10^{4}t。

塔中I号气田III区的发现井为塔中45井。截至2024年7月底，塔中I号气田III区已开发油气藏单元40个，总井数49口，开井29口，日产液474t，日产油227t，日产气35.98万m^3，综合含水52%，累产油210.67万t，累产气13.02亿m^3。油气处理外输以塔三联合站为中心，油气集输以转油站、计转站和集输干线为支撑，辐射周边油气井。

3.1.1.2 塔中I号气田III区公用工程建设情况

①给排水

塔中I号气田III区区域各井场、站场为无人值守井站场，主要以巡检人员为主，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III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III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。

3.1.1.3 塔中I号气田III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III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III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III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III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 区块“三同时”执行情况

区块履行的环境影响评价、环境风险应急预案、排污许可、环境影响后评价等手续情况见表3.1-1所示。

表3.1-1 塔中I号气田III区开发现状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	原新疆维吾尔自治	新环评价函〔2011〕	2011.11.18	原新疆维吾尔自治	新环函〔2014〕	2014.6.3

		响报告书	区环境保护厅	1095号		区环境保护厅	672号	
		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 区块环境影响回顾性评价

3.1.3.1 生态环境影响回顾评价

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；生活污水排入生活污水池（约300m$^{3)}$暂存，由罐车定期拉运至污水处理厂处理。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《气田水回注方法》（SY/T6596-2004）中的回注水质指标要求，用于区域油层回注用水达标后回注地层。

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	检测	采样次	第一天	第二天	标准	达标

			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例行监测点2019年～2023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	2019年现状浓度（μg/m³）	2020年现状浓度（μg/m³）	2021年现状浓度（μg/m³）	2022年现状浓度（μg/m³）	2023年现状浓度（μg/m³）	标准值(μg/m³)	达标情况
阿克苏地区	PM_{10}	年平均值	101	95	87	94	95	70	超标
	$PM_{2.5}$	年平均值	39	39	35	41	37	35	超标
	SO_2	年平均值	7	7	6	6	7	60	达标
	NO_2	年平均值	31	28	29	24	32	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逐

步降低的过程，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

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1000m^{3}），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暂存间内，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。

3.1.3.6 环境风险回顾评价

塔中I号气田III区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。

3.1.3.7 与排污许可衔接情况

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，区块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。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。

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III区污染物年排放情况见表3.1-4。

表3.1-4 塔中I号气田III区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 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VOCS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2025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 拟建工程

3.2.1 项目概况

（1）项目名称：塔里木塔中Ⅰ号气田中古14-中古22区块奥陶系产能建设项目

（2）建设性质：改扩建

（3）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

（4）项目投资：7292.8万元

（5）建设地点：塔中I号气田中古14-中古22区块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，行政隶属于新疆维吾尔自治区阿克苏地区沙雅县境内。本项目地理坐标为：东经82°51′46.258″，北纬39°35′23.127″（1#集气站）

（6）主要建设内容

①钻井工程：新钻气井11口（ZG14-14 、ZG14-13 、ZG14-10 、 ZG14-9、ZG14-15、ZG22-16、ZG22-12、ZG22-2HC、ZG22-10、 ZG22-14、ZG22-15），其中，侧钻井1口，ZG22-2HC（井深5868m）；定向井10口，单井完钻井深6823m。

②地面工程：

新建标准化采气井场13座（ZG14-14 、ZG14-13 、ZG14-10 、 ZG14-9、ZG14-15、ZG22-16、ZG22-12、ZG22-10、 ZG22-14、ZG22-15、ZG22-13、ZG22-H11、ZG22-H17，其中ZG22-13、ZG22-H11、ZG22-H17已单独进行钻井环评审批），井场主要设备包括加热装置（CO_2空气能加热装置-利旧真空加热炉改造设备）、放空火炬、自动点火装置（带阻火器、爆破片、火焰探测器）；

新建注水井场6座：TZ351H、TZ352、ZG21-H4C、TZ40-H9、TZ40-H8、TZ40-15H（开采气井转注水井，不新增占地）井场主要设备包括注水撬等装置。

③改扩建工程：ZG22-2H井场新建6井式进站生产、计量阀组1座，设计压力10MPa；ZG14-H1井场改建1井式进站阀组1座；ZG14-H7井场新建2井式进站阀组1座。

④管线：新建单井采气管线23. 2km；新建阀组至1号集气站高压集输管线4.5km；新建阀组至ZG22-H4集油站低压集输管线2.2km；新建中古1号集气站至ZG22-H4集油站低压集油管线2.3km。

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9口（ZG14、ZG14-H6、ZG14-1、ZG14-H7、ZG14-12、ZG14-H8C、ZG22、ZG22-H1、ZG22-3H），无工程量，本次评价只计算产能。

3.2.2 油气资源概况

3.2.2.1 地层特征

塔中I号气田III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III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III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III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III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III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III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III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III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III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、含硫、少胶质＋沥青质、高含蜡”的特点。

表 3.3-2 原油性质一览表

地面原油密度 (g/cm^3)(20℃)		粘度（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

0.7395～0.8901	0.8004	0.67～3.44	1.90	-30～10	-17.1	0.04～0.96	0.23	0.06～2.47	1.04	0.6～13.7	7.05

②天然气性质

拟建项目天然气具有“中含二氧化碳、中含氮气、中含硫”的特点。

表 3.3-3 天然气性质一览表

相对密度		甲烷（%）		乙烷（%）		CO_2(%)		N_2(%)		H_2S(mg/m^3)	
范围	平均	范围	平均	范围	平均	范围	平均	范围	平均	范围	平均
0.5665～0.8492	0.677	60.07～89.6	83.1	2.41～7.65	3.38	0.05～4.94	2.67	1.19～10.21	4.95	240～23600	14320

③地层水特性

地层水为氯化钙型，密度平均 1.07g/cm^3，氯根平均含量 5.25×10^{4}mg/L，总矿化度 4.48×10^4～12.64×10^{4}mg/L，平均 8.39×10^{4}mg/L，和塔中 I 号气田地层水矿化度、水型一致。

3.2.3 主要技术经济指标

拟建工程主要技术经济指标见表 3.2-1

表 3.2-1 拟建工程主要经济技术指标

序号	项目			单位	数量
1	开发指标	采气井场	新建井场	座	13
2			产油	t/d	119.79
			产气	万 m^3/d	47.07
3			集输管线	km	32.2
5	综合指标	总投资		万元	7292.8
6		环保投资		万元	183
7		永久占地面积		hm^2	3.12
8	综合指标	临时占地面积		hm^2	58.92
9		劳动定员		人	不新增
10		工作制度		h	7920

3.2.4 工程组成

3.2.4.1 工程组成

本项目工程组成，见表 3.2-2。

表 3.3-2 工程组成一览表

工程类别	工程名称		工程内容及规模	备注
主体工程	钻井工程		新钻气井 11 口，其中，侧钻井 1 口，ZG22-2HC（井深 5868m）；定向井 10 口，单井完钻井深 6823m。	新建
	地面工程	新建	新建标准化采气井场13座，井场主要设备包括加热装置（CO_2空气能加热装置-利旧真空加热炉改造设备）、放空火炬、自动点火装置（带阻火器、爆破片、火焰探测器）。新建注水井场6座，主要井场设备包括注水撬等。	新建
		改扩建	ZG22-2H井场新建6井式进站生产、计量阀组1座，设计压力10MPa；ZG14-H1井场改建1井式进站阀组1座；ZG14-H7井场新建2井式进站阀组1座。	改建
	集输工程		新建单井采气管线23.2km；新建阀组至1号集气站高压集输管线4.5km；新建阀组至ZG22-H4集油站低压集输管线2.2km；新建中古1号集气站至ZG22-H4集油站低压集油管线2.3km。	
公辅工程	供电工程		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。	新建/依托
	自控工程		中古14井区5口井、中古22井区8口井共13口标准化气井，新建流程均配置远传压力/温度监测仪表、电动角式节流阀、可燃、有毒气体探测器，空气热源泵RTU、点火控制盘、RTU等相关信号接入新建RTU控制柜。 ZG14-H1井（改造阀组1路，利用已关单井ZG151井阀组接口）、ZG14-H7井（新建2井式阀组）、ZG22-2H井（新建6井式阀组），信号接入各站场新建RTU系统。 中古1号集气站（扩建1路阀组）的新建流程，配置温度/压力远传检测仪表、硫化氢探测器、电动闸阀等，信号接入已建RTU系统。 上级管控中心的塔三联SCADA系统、塔中前线生产管控中心系统、A11物联网组态。	新建
	通信工程		新建12芯光缆13条（总长27.4km），新建24芯光	依托

工程类别	工程名称	工程内容及规模	备注
		缆3条（ZG22-2H至ZG22-H4集油站2.5km、ZG22-H4集油站至1号集气站2.2km，ZG22-2H至1号集气站4km），新建12芯架空光缆1条（ZG14-H1至1号集气站9km）	
	消防工程	单座井场配备14具，具体型号见表3.2-9	新建
	防腐保温	本项目采油平台采用轻型钢结构，设备基础、管墩采用现浇钢筋混凝土结构。型钢及钢板材质：Q235-B，采用环氧富锌底漆，干漆膜厚度为70μm，环氧云铁中间漆，干漆膜厚度为70μm，聚氨酯面漆，干漆膜厚度为120μm，总厚度≥260μm。预埋件等非承重钢构件涂装：除锈后用两层底漆，厚≥60μm；三层面漆，厚≥100μm；总厚度≥160μm。站内管道采用防腐层进行保护。	新建
环保工程	废气	施工期：废气包括施工扬尘、车辆尾气等；施工扬尘采取进出车辆采取减速慢行、物料苫盖、使用国家合格燃料等措施； 运营期：采用密闭集输工艺，油气通过管道输送至塔三联合站。	
	废水	施工期：施工期废水主要为钻井废水、生活污水、酸化压裂废水、管线试压废水。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；施工营地旁设置防渗的生活污水池暂存，生活污水定期通过吸污车拉运至沙雅县污水处理厂处理。管线试压废水属于清净废水，试压完成后用于降尘；酸化压裂废水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。 运营期：营运期废水包括采出水和井下作业废水，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《气田水回注方法》（SY/T 6596-2004）标准后回注地层。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。	
	噪声	施工期：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：选用低噪声设备，切合实际地提高工艺过程自动化水平，合理安排作业时间。	
	固废	施工期：施工土方、钻井泥浆、钻井岩屑、含油废物、烧碱包装袋、废防渗材料、施工废料、生活垃圾。施工土方全部用于管沟和井场回填；施工废料首先考虑回收利用，不可回收利用部分拉运至塔中固废填埋场进行填埋处置；生活垃圾收集后送塔中固废填埋场填埋处置。含油废物、废防渗材料、烧碱包装袋由钻井施工方委托有资质	

工程类别	工程名称	工程内容及规模	备注
		单位处置；钻井泥浆回收重复使用；钻井岩屑综合利用或无害化达标处置。 运营期：运营期产生的固体废物主要为清管废渣、废防渗材料。清管废渣、废防渗材料等危险废物委托有危废处置资质单位进行处置。	
	生态保护	施工期：严格控制施工作业带宽度；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；设置限行彩条旗；洒水降尘。 运营期：管线上方设置标志，定时巡查井场、管线。 服务期满：地面设施拆除、封井和井场清理等工作，恢复原有生态机能。	
	环境风险	加强风险管理，完善应急预案；定期对井场、管线进行巡视。	
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。	依托
	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。	依托
	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	

工程类别	工程名称	工程内容及规模	备注
		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40000m3/d，目前日接纳12000m3/d废水。	

（2）劳动定员、施工组织

本项目运营期不新增劳动定员，井场无人值守。

3.2.4.2 钻前工程

钻前工程主要进行场地平整和进场道路修建等，老井利用原有道路，仅需

进行场地平整。

钻前工程主要建设内容包括修建进场道路、钻井区域场地平整、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，营地建设主要为场地平整、撬装房安装、生活污水池开挖等内容。

主要工程内容及工程量见表3.3-8。

表3.3-8 单座井场钻前工程主要内容和工程量一览表

序号	名称	规格参数	单位	数量	备注
1	井场面积	长×宽	m^2	14000	新建，100m×140m
2	钻井平台	--	套	1	新建
3	应急池	$100m^3$	个	1	环保防渗膜+撬装组合钢板池
4	岩屑池	$1000m^3$	个	1	环保防渗膜+撬装组合钢板池
5	主放喷池	$200m^3$	个	1	环保防渗膜+撬装组合钢板池
6	副放喷池	$200m^3$	个	1	环保防渗膜+撬装组合钢板池
7	生活污水池	$300m^3$	个	1	生活污水暂存；“环保防渗膜+撬装组合钢板池”防渗
8	活动房	--	座	42	人员居住；撬装装置
9	生活区	长×宽	m^2	1600	新建，40m×40m
10	井场道路	--	km	0.88	井场道路宽约4.5m，用砂石路面结构

钻前工程施工机械主要为装载机、挖掘机、推土机，单座井场钻前工程阶段所需设备设施情况见表3.3-9。

表3.3-9 井场钻前工程施工所用机械一览表

设备或部件名称	规格型号	主参数	单位	数量/单座井场
装载机	—	—	辆	2
挖掘机	—	—	辆	2
推土机	—	—	辆	2

3.2.4.3 钻井工程

（1）井位部署

新钻气井11口，其中，侧钻井1口，ZG22-2HC（井深5868m），定向井10口，单井完钻井深6823m。井位部署见表3.3-10。

表 3.3-10 钻井相关信息一览表

序号	井名称	井坐标		井类别	井型	井身结构	井深/垂深（m）
		X	Y				
1	ZG14-14	14657727	4393701	气井	定向井	塔标I三开	6823
2	ZG14-13	14662741	4394103	气井	定向井	塔标I三开	6823
3	ZG14-10	14660630	4391835	气井	定向井	塔标I三开	6823
4	ZG14-9	14658676	4390538	气井	定向井	塔标I三开	6823
5	ZG14-15	14657588	4388917	气井	定向井	塔标I三开	6823
6	ZG22-16	14661833	4380914	气井	定向井	塔标I三开	6823
7	ZG22-12	14658973	4383758	气井	定向井	塔标I三开	6823
8	ZG22-2HC	14659618	4383369	气井	侧钻井	侧二开	5868
9	ZG22-10	14661807	4383943	气井	定向井	塔标I三开	6823
10	ZG22-14	14661930	4382114	气井	定向井	塔标I三开	6823
11	ZG22-15	14662508	4381737	气井	定向井	塔标I三开	6823

（2）井身结构

拟建工程定向井采用塔标I三开结构，老井侧钻采用裸眼侧钻。

新井依据《塔中碳酸盐岩单井投资控减钻完井优化方案》对井身结构进行优化设计，新钻定向井：主体采用塔标I三开井身结构（121/4″开眼，6″井眼完钻）如图 3-3-2。

一开：121/4″钻头，钻至 1000m 左右，下入 95/8″套管，封固上部疏松地层；

二开：81/2″钻头原则上钻至良里塔格组顶 4m 中完，7″技术套管封目的层以上地层；

三开：6″钻头钻至设计井深，裸眼完井。

侧钻井共 1 口，灰岩以上层段进尺在 295-640m，ZG22-2HC 侧二开。

侧二开（ZG22-2HC）：侧一开志留系开窗采用 63/4″井眼穿良顶以下垂深 4m；侧二开 43/4″井眼钻至完钻井深，裸眼完井，如图 3-3-2；

侧一开桑塔木组开窗采用 65/8″井眼钻至完钻井深，套管+筛管完井，如图 3-3-3。

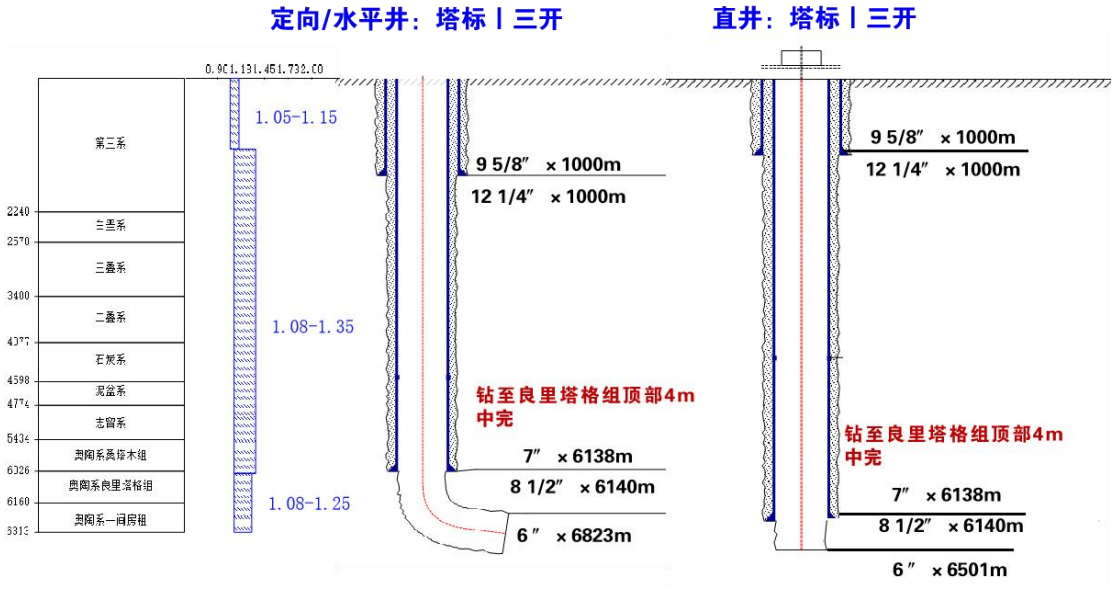


图 3.2-1 新钻井井身结构设计图

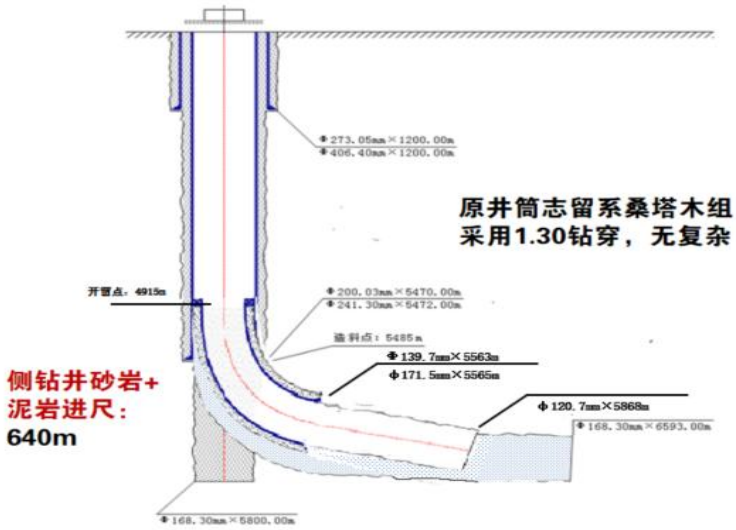


图 3.2-2 侧钻井井身结构示意图（ZG22-2HC）

（3）钻井液体系

常规新井：①一开采用膨润土~聚合物体系，防止地表松散地层垮塌。②二开上部采用 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。③三开采用聚磺体系，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。

侧钻井：侧两开的井侧一开采用KCl聚磺体系；侧二开采用聚磺体系。侧一开的井采用KCl聚磺体系。

（4）固井方案

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侧钻一开

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/cm^{3}双凝防窜水泥浆封固奥陶系（根据井况优化浆柱结构）。

（5）钻机选型

钻井使用ZJ70型以上钻机。

（6）钻井周期

塔标I三开定向井井深6501米6823米，单井钻井完井周期50天。侧钻井中古22-2HC井钻井完井周期为59天。

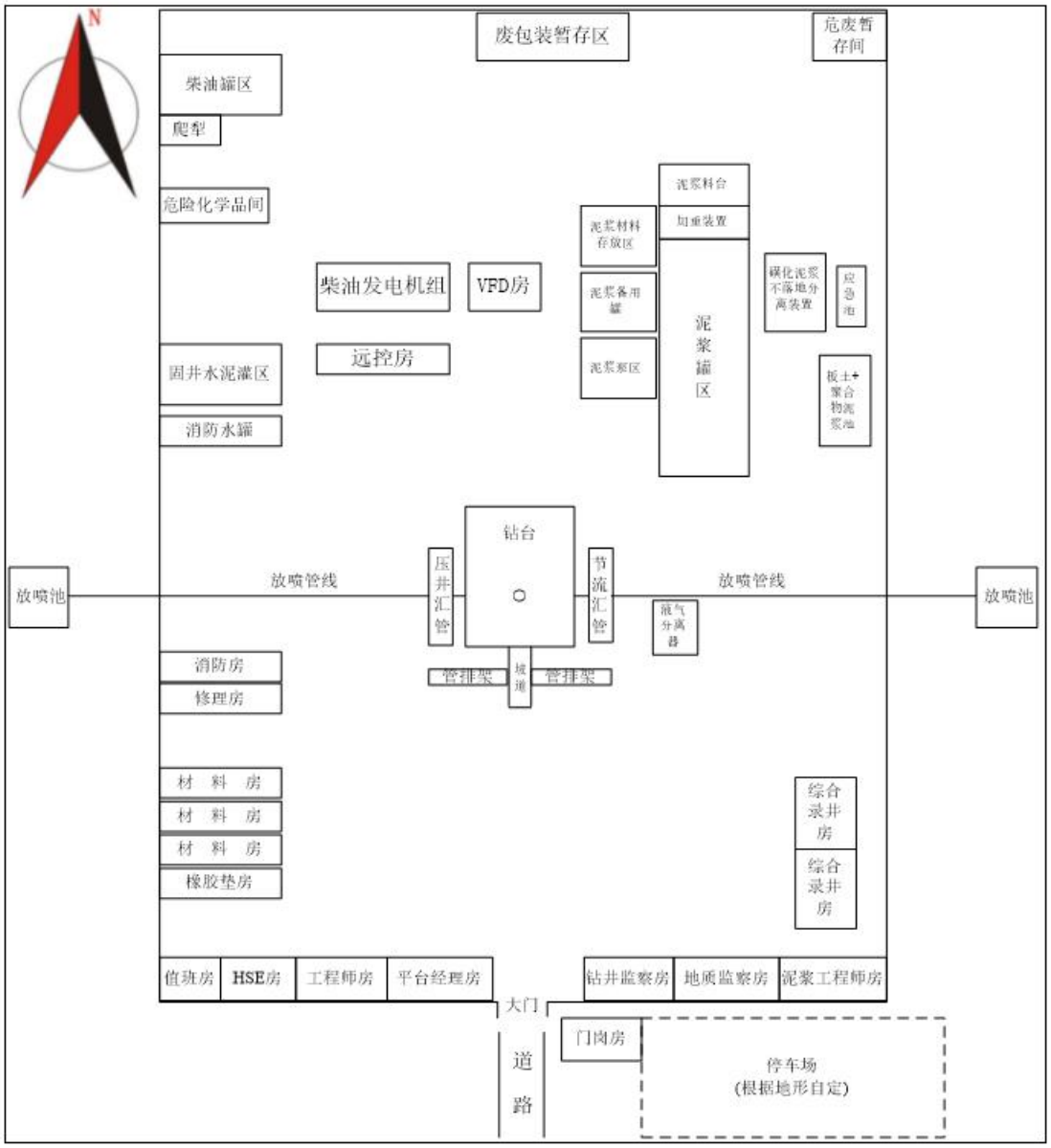


图 3.2-4 钻井期井场平面布置示意图

3.2.4.4 井场工程

（1）新建采气井场

新建标准化采气井场 13 座（2 口侧钻井已有地面工程），采用 CO_2 空气源热泵加热采出气液，见表 3.2-5。井场平面布置图见下图 3.2-1。

表 3.2-5 单座井场主要工程量一览表

序号	项目	单位	数量	备注
	单座气井井场（共 3 座，以下为单口井工作量）			
	其中：CO_2 空气能加热装置新购3 座，利旧加热炉炉体3 座			
一	设备			
1	CO_2 空气能加热装置 60kw 25MPa	座	1	

2	自动点火装置　1.6MPa（带阻火器、爆破片、火焰探测器）	套	1	
二	阀门			
1	高压齿轮传动球阀 Q347Y DN80 Class 1500 A105（抗硫）	套	3	
2	高压齿轮传动球阀 Q347F DN50 Class 1500 A105（抗硫）	套	2	
3	高压手动球阀Q47Y DN50 PN100 A105（抗硫）	套	3	
4	高压手动球阀Q47Y DN80 PN100 A105（抗硫）	套	1	
5	高压手动截止阀FJ41Y DN50 Class1500 A105（抗硫）	套	1	
6	高压手动截止阀FJ41Y DN50 PN100 A105（抗硫）	套	1	
7	高压手动截止阀 SLJ41YDN15 Class1500 A105（抗硫）	套	1	
8	高压手动截止阀 SLJ41Y DN15 PN100 A105（抗硫）	套	1	
9	抗硫高密封取样用内螺纹截止阀 KGMQJ11F/H DN15 Class1500 A105（抗硫）	套	2	
10	高压安全阀　A42YDN50×80 Class1500xPN16 SP:23MPa WCB（抗硫）	套	1	
11	高压安全阀A42Y DN50×80 PN100xPN16 SP:9.9MPa WCB （抗硫）	套	1	
三	标准化管线	批	1	
四	管件	批	1	
五	其他			
1	井口区水泥混凝土场地	m^2	25	
2	草方格	m^2	10000	
3	砾石场地	m^2	63	
4	征地面积	m^2	2376.8	
序号	项目	单位	数量	备注
	阀组改扩建部分			
一	ZG22-2H 井（新建2 井式阀组）			
1	抗硫固定球阀　KQ347F-100 DN80	套	1	
2	抗硫闸阀　KZ41YF-100 DN80	套	17	
3	抗硫高密封内螺纹截止阀	套	2	
4	单井在线多相流计量装置	套	1	新购
二	ZG22-H4 集油站进站管线			
1	无缝钢管　D89×4.5 L245NS　配套保温、电伴热（40w）、玻 璃丝布等	m	30	
三	中古1 号集气站进站管线			
1	抗硫固定球阀　KQ347F-100 DN80	套	3	
2	抗硫闸阀　KZ41YF-100 DN80	套	4	

3	抗硫固定球阀　KQ347F-100 DN50	套	1	
4	抗硫旋启式止回阀 KH44Y-100 DN80	套	1	
5	抗硫高密封内螺纹截止阀	套	1	

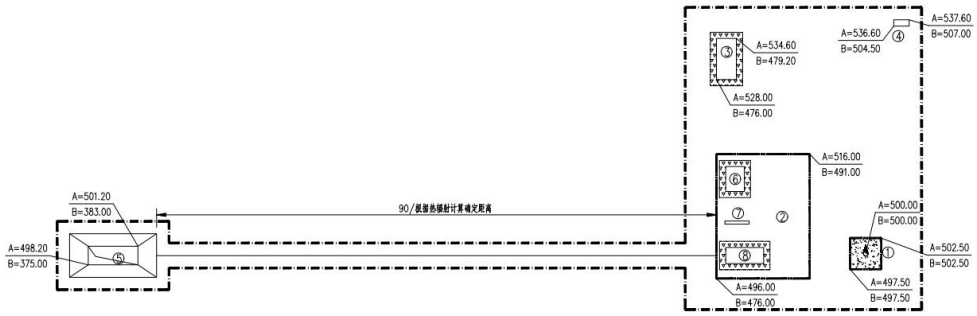


图 3.3-1 采气井场平面布置图

（2）新建注水井场

新建生产井转注水井场 6 座，不新增占地，单座注水井场安装注水装置一套。

3.2.4.5 站场工程

（1）阀组站改造

ZG22-2H 井场新建 6 井式 进站生产、计量阀组 1 座，设计压力 10MPa；ZG14-H1 井场改建 1 井式进站阀组 1 座；ZG14-H7 井场新建 2 井式进站阀组 1 座。

3.2.4.6 集输工程

（1）单井采气管线

新建单井采气管线 23.2km。

表 3.3-7 新建单井采气管线具体内容一览表

序号	井名	管线规格	壁厚	长度 km
1	ZG22-13	73.02×5.51mmC110	5.51mm	1.1
2	ZG22-10	73.02×5.51mmC110	5.51mm	2.0

3	ZG22-16	73.02×5.51mmC110	5.51mm	1.4
4	ZG22-H17	88.9×6.45mmC110	6.45mm	1.7
5	ZG22-15	73.02×5.51mmC110	5.51mm	0.8
6	ZG22-14	88.9×6.45mmC110	6.45mm	2.2
7	ZG22-H11	73.02×5.51mmC110	5.51mm	0.6
8	ZG22-12	73.02×5.51mmC110	5.51mm	1.3
9	ZG14-13	88.9×6.45mmC110	6.45mm	3.2
10	ZG14-10	88.9×6.45mmC110	6.45mm	3.1
11	ZG14-14	88.9×6.45mmC110	6.45mm	1.8
12	ZG14-9	88.9×6.45mmC110	6.45mm	2.1
13	ZG14-15	88.9×6.45mmC110	6.45mm	1.9

本项目集输管道工程走向图见图3.2-2。

（2）集输管线

新建阀组至1号集气站高压集输管线4.5km；新建阀组至ZG22-H4集油站低压集输管线2.2km；新建中古1号集气站至ZG22-H4集油站低压集油管线2.3km。

表7.6.4-5 新建集输管道概况表

序号	管线名称	规格	起点	末点	材质
1	高压集输管线	RF-Q-I-100-12	ZG22-2H 阀组	中古1号集气站	柔性复合高压输送管
2	低压集输管线	RF-Q-I-80-2.5	ZG22-2H 阀组	ZG22-H4 集油站	柔性复合高压输送管
3	输油管线	RF-Q-I-80-2.5	中古1号集气站	ZG22-H4 集油站	柔性复合高压输送管

3.2.4.8 公辅工程

公辅工程包括：供电工程、自控工程、通信工程、消防工程、防腐与保温。

（1）供电工程

新建采气井场供接入现有35kV架空线路（35kV串珠西线）；本项目对35kV串珠西线导线更换，新建串珠西线并行线路16km，新建单井10kV架空线22.45km。1号集气站建设35/10kV2500kVA落地式变电站一座。新建10/0.4kV160kVA杆架式变电站13座。

（2）自控工程

中古14井区5口井、中古22井区8口井共13口标准化气井，新建流程均配置远传压力/温度监测仪表、电动角式节流阀、可燃、有毒气体探测器，空气热源泵RTU、点火控制盘、RTU等相关信号接入新建RTU控制柜。

ZG14-H1井（改造阀组1路，利用已关单井ZG151井阀组接口）、ZG14-H7井（新建2井式阀组）、ZG22-2H井（新建6井式阀组），信号接入各站场新建RTU系统。

中古1号集气站（扩建1路阀组）的新建流程，配置温度/压力远传检测仪表、硫化氢探测器、电动闸阀等，信号接入已建RTU系统。

上级管控中心的塔三联SCADA系统、塔中前线生产管控中心系统、A11物联网组态。

（3）通信工程

新建标准采气井场13座（ZG14-14、ZG14-13、ZG14-10、ZG14-9、ZG14-15、ZG22-16、ZG22-12、ZG22-H11、ZG22-10、ZG22-13、ZG22-14、ZG22-15、ZG22-H17），新建12芯光缆13条（总长27.4km），新建24芯光缆3条（ZG22-2H至ZG22-H4集油站2.5km、ZG22-H4集油站至1号集气站2.2km，ZG22-2H至1号集气站4km），新建12芯架空光缆1条（ZG14-H1至1号集气站9km）。

（4）道路工程

井场道路依托钻前已建道路，本工程不再对其进行新建。井场的生产管理、巡线、维护及抢修的车辆需求依托已建工程。

对新单井通井道路进行征地（钻井临时征地转为永久征地），同时考虑道路保护（草方格），全长共计15.9km。起于井口附近，终于塔中已建道路，全段位于沙漠地段。

道路所处区域为阿克苏沙雅县地界，道路所处区域位于塔克拉玛干沙漠边缘，沿线为沙漠、荒漠，植被生长稀少，沿线公路占地类别为荒漠，道路占（征）地范围为：路堤坡脚外0.5m，路堑坡顶外0.5m。

（5）消防工程

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。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，本工程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。本工程灭火器配置如下。

表 3.2-9 单座井场灭火器配置一览表

区域	危险等级	K	保护面积（m2）	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								
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	E 类	1	21.12	MT/BE7	55B	2	28.16B	110B
变压	E 类	1	2.5	MT/BE7	55B	2	3.4B	110B
焚烧	C 类	1	40	MF/ABCE8	144B	2	80B	288B

（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用镀锌铁丝捆扎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。

3.2.5 依托工程

3.2.5.1 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18×108m^3/a，凝析油110.9×10^4t/a；设有1套天然气处理装置，处理能力为550×$10^4$$m^3$/d；设有凝析油处理装置1列，处理规模为0.30×10^4t/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评价函〔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 H2S 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	150	350	38.36	可依托
2	原油（t/d）	3000	600	2400	103.56	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。

3.2.5.2 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	150m^3/d	120m^3/d	80%	30m^3/d	7.89m^3/d	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。

3.2.5.3 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《气田水回注方法》（SY/T 6596-2004）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	300m^3/d	236m^3/d	78.7%	64m^3/d	4.05m^3/d	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。

3.2.5.5 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。

（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（m^3）	现状处理量（m^3）	富余量（m^3）	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。

3.2.5.6 沙雅县污水处理厂

拟建工程产生的生活污水依托沙雅县污水处理厂处理，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》（GB 18918-2002）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，尚有较大富余量，可接收并处理拟建工程生活污水（约14.4m^3/d）。

3.3 工程分析

3.3.1 工艺流程及产排污节点

3.3.1.1 施工期

3.3.1.1.1 钻前工程

(1)道路建设

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

(2)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。

3.3.1.1.2 钻井工程

钻井工程主要为设备搬运及安装、钻井、录井、测井等。

钻井工程采用常规旋转钻井工艺，使用的钻机为电钻机，钻井期间供电从附近电网引入，柴油发电机作为备用电源。通过钻机、转盘、钻杆、带动钻头切削地层，同时泥浆由泥浆泵经钻杆向井内注入井筒冲刷井底，利用其粘性和密度将切削下的岩屑不断地带至地面，整个过程循环进行，使井不断加深，直至目的井深。

水平井钻井工艺是一种通过侧向钻探，使井眼贯穿储层水平延伸一定长度的钻井技术。通过水平井钻探，可以在储层中形成一个或多个次级分支水平井，以提高储层的开采效率和采油效果。钻井搭载测量及钻探传动系统的钻具，在井眼内采集并记录钻探进展情况，实时监控钻孔形态和深度，并计算出地层的导向和倾角。拟建工程井身水平段采用自动井眼轨迹控制技术使用自动化控制系统，可以根据预定的轨迹要求自动调整钻进方向，使井眼得以持续呈现水平状态，直至目的井深。

侧钻钻井工艺在原有井身结构基础上，采用开窗侧钻的方式进行侧钻，狗腿6-8°/30m左右，侧钻作业采用电钻机，通过钻机、转盘、钻杆、带动钻头切削地层，同时泥浆由泥浆泵经钻杆向井内注入井筒冲刷井底，利用其黏性将切削下的岩屑不断地带至地面，整个过程重复进行，使井不断加深，直至目的井深。

钻井采用随钻泥浆不落地及减量化处置工艺，钻井泥浆为水基泥浆，钻井过程中产生的钻井废水和钻井固废一起被收集至钻机配套的循环系统，在井口采用“振动筛+除砂器+除泥器+甩干机+离心分离”工艺分离出岩屑和泥浆，同时减少钻井岩屑的产生；液相经调节后排入泥浆罐循环利用，一开、二开上部固相收集后排入岩屑池干化，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；二开下部磺化钻井岩屑经不落地收集系统进行固液分离后，液相回用于钻井液配备，固相转运至塔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。

钻井中途需要停钻，以便起下钻具更换钻头、下套管、固井、替换钻井液和检修设备。钻井用泥浆在泥浆罐内配制，在钻井过程中根据地层对泥浆性能的要求不同在循环泥浆中添加不同量原料，配制泥浆用原料暂存于井场泥浆罐区旁材料区内，配制时由人工破袋加入泥浆罐中。

钻井至设计井深中段开始进行录井以记录钻井过程中的所有地质参数，录井主要包括钻时录井、气测录井、钻井液录井、岩屑录井、岩心录井和压力录井，其中岩屑录井是获取井下地层岩石样品的重要手段。录井时，要随钻井进尺每隔1米左右从返出的钻井液中捞一包砂样，洗净晒干，进行岩性观察描述，并挑选出相对应地层的岩样。由于砂样中混有上部地层的岩屑，工作人员通常会根据砂样中不同岩样的百分含量和最新出现的岩屑成分来确定岩性，并用钻时快慢区分砂岩、泥岩等。若是发现钻时快，砂岩岩屑多而且呈棕褐色，有油味，可能显示钻遇油气层，而钻遇非含油气砂岩层时则多是白色、灰白色砂岩岩屑。

钻井工程使用放射源用于测井，提供服务的主要为塔中油田服务的乙方单位，均已编制了测井用密封型放射源项目环境影响报告表，并取得环评批复及新疆维吾尔自治区生态环境厅《辐射安全许可证》。

固井是在已钻成的井筒内下入套管，然后在套管与井壁之间环空内注入水泥浆，将套管和地层固结在一起的工艺过程，以保证安全继续钻进下一段井筒或保证顺利开采生产层中的油气资源。

钻井工程表层钻井液为膨润土泥浆，钻井时泥浆会粘附在井壁上，平衡地层压力，切断钻井液与地下水水力联系，一开后及时对井筒下入套管，进行水泥固井，可彻底切断井筒钻井液与地下水的水力联系。

拟建工程钻井期间主要废气为施工扬尘、井场建设及设备安装期间施工机械尾气，通过洒水抑尘减少扬尘产生量。废水主要为钻井废水及生活污水，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；生活污水依托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

钻井期间产生的生活垃圾、钻井泥浆及岩屑、机械检修时会产生少量含油废物等；膨润土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；含油废物、废烧碱包装袋、废防渗材料收集后暂存于撬装式危废暂存间中，由钻井公司委托区域具有危废处置资质的公司接收处置；生活垃圾定点收集，定期送塔中固废填埋场填埋处置。

3.3.1.1.3 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。

3.3.1.1.4 地面工程

设置施工车辆临时停放场地，将设备拉运至井场，进行站内场地平整、基础施工、主体施工、设备安装，调试等，环境影响较小。

地面工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，定期清运至塔中固废填埋场填埋处置。

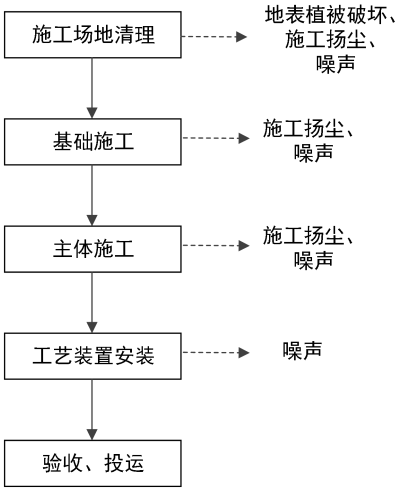


图 3.4-1　井场工程建设过程及产污环节示意图

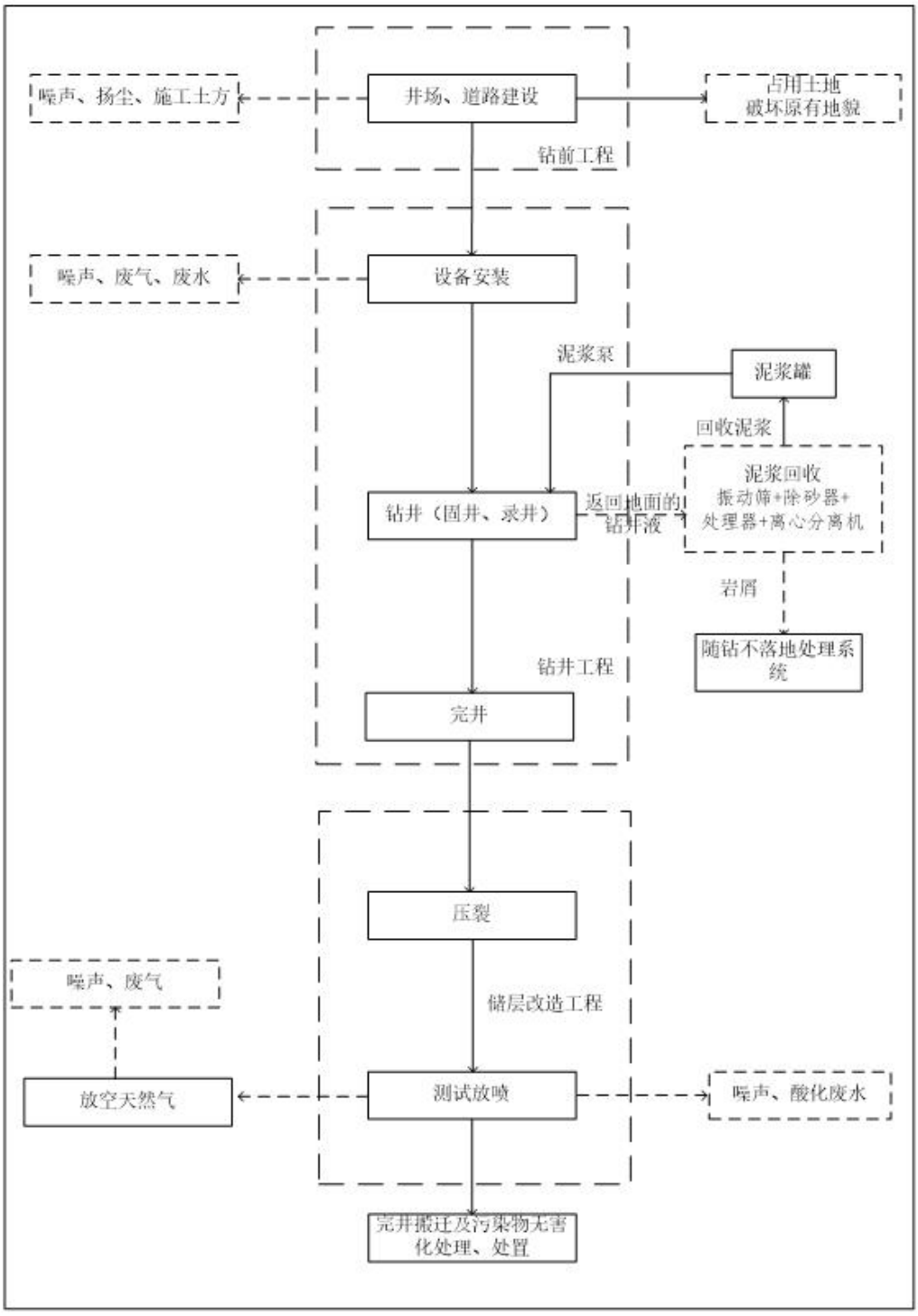


图 3.3-4 钻井工艺流程及污染物排放示意图

3.3.1.1.5 集输工程

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 3.3-2。

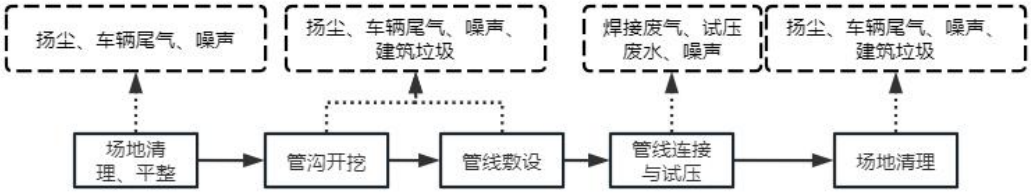


图 3.3-2 管道工程施工阶段工艺流程图

（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》（GB 50819-2013），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。

本工程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。

本工程施工作业带宽度单管段施工作业带按 12m 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

本工程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。本工程公路穿越详见下表。

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	24/6	
2	道路顶管穿越	m/次	36/4	

②光缆及其他管道穿越

一般情况下，管道与其它埋地构筑物交叉，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。本工程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，尽量避免本工程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。

3.3.1.2 运营期

拟建工程工艺流程主要包括天然气开采、集输及井下作业。

（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6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。

③注气

地层能量降低后拟建工程将选取部分井场进行注气开采。拟建工程通过制氮装置在井场制造氮气，再通过注氮装置增压后通过井口注入地层。本次建设不包

括注气井口相关内容。

（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（G1）、站场无组织废气（G2），采取密闭集输工艺；废水污染源主要为采出水（W1）和井下作业废水（W2），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（N1）、空气源热泵（N2）、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（S1）、井下作业产生的废防渗材料（S2），均属于危险废物，由有危废处置资质单位接收处置。

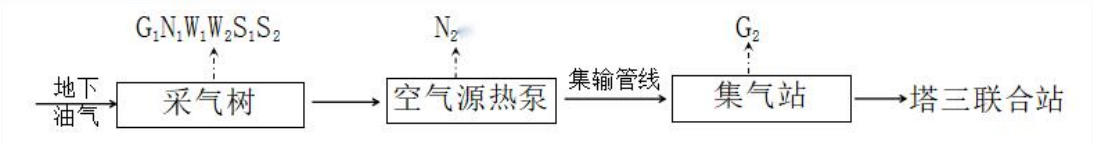


图 3.2-8　井场油气开采及集输工艺流程图

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《气田水回注方法》（SY/T 6596-2004）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	$L_{Aeq,T}$	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	废防渗材料	含油废物	间歇	
	S3	清管废渣	含油废物	间歇	

3.3.1.3 退役期

随着开采的不断进行，其储量逐渐下降，最终井区将进入退役期。

首先采用清水清洗管道，然后将固化堵剂和水泥浆从井口平推挤入油层并充满井筒、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。

闭井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；固体废物主要为闭井过程中产生的废弃建筑垃圾等，现场收集、合规暂存，委托周边有资质工业固废填埋场合规处置。

3.3.2 施工期环境影响因素分析

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。

3.3.2.1 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。

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

地面工程施工作业包括：场站场地平整、管线敷设等，施工作业直接破坏

了地面植被，造成了土壤扰动，容易导致水土流失。

根据估算，本项目总占地面积约62.04hm^2，其中：永久性占地面积约3.12hm^2，临时占地面积约58.92hm^2，工程占地类型为沙地，见表3.3-2。

表3.3-2 占地面积统计表

序号	建设项目	面积（hm^2）			备注
		永久占地	临时占地	总占地	
1	井场	3.12	20.28	23.4	新建标准采气井场13座，单座井场临时占地14000m^2（110m×140m），m^2；永久占地面积为2400m^2（40m×60m），生活区占地1600m^2（40m×40m）
2	道路	0	5.148	5.148	平均单井钻前道路长度约880m，宽度4.5米
3	管线	0	38.64	38.64	新建单井采气管线23.2km；新建阀组至1号集气站高压集输管线4.5km；新建阀组至ZG22-H4集油站低压集输管线2.2km；新建中古1号集气站至ZG22-H4集油站低压集油管线2.3km；管线总长32.2km，作业宽度12m，临时占地共计386400m^2
合计		3.12	64.068	67.188	/

3.3.2.1 施工期污染源分析

（1）废气

拟建工程施工过程中废气包括施工扬尘、钻井废气、焊接废气和施工车辆尾气。

①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。不同车速和地面清洁程度时的道路表面起尘量，见表3.3-3。

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	0.1(kg/m^2)	0.2(kg/m^2)	0.3(kg/m^2)	0.4(kg/m^2)	0.5(kg/m^2)	1.0(kg/m^2)
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

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。

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。

②施工机械及运输车辆尾气

本项目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、NO_2、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钻井废气

本项目新钻气井 11 口（ZG14-14 、ZG14-13 、ZG14-10 、ZG14-9、ZG14-15、ZG22-16、ZG22-12、ZG22-2HC、ZG22-10、 ZG22-14、ZG22-15），其中，侧钻井 1 口，ZG22-2HC（井深 5868m）；定向井 10 口，单井完钻井深 6823m，单井钻井完井周期 50 天。侧钻井中古 22-2HC 井钻井完井周期为 59 天。

钻井期间的废气主要来源于钻井作业时柴油机组的燃烧废气以及无组织排放的烃类物质，其主要污染物为 NO_2、CO 和烃类等。

单井配备钻井柴油机 2 台，发电柴油机 2 台，柴油消耗量平均 2t/d。

本工程按采气井 11 口计算，采气井钻井天数合计 559d；平均每天消耗柴油 2t，则整个钻井期间共耗柴油 1118t。

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，THC：3.385g。计算可知本工程钻井期间共向大气中排放CO：11.99t，NO_2：36.66t，THC：3.78t。

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，钻井期间SO_2排放量为0.022t。钻井期间排放的大气污染物将随钻井工程的结束而消失。

（2）废水

本项目施工期产生的废水主要包括钻井废水、管线试压废水和生活污水。

①生活污水

拟建工程新钻井11口，其中老井侧钻1口，新钻井总天数为559d，钻井人数一般为60人，地面工程施工总天数为520d，施工人数为40人，按每人每天用水量100L计算，则生活用水量为5434m^3，生活污水产生量按用水量的80%计算则总产生量为4347m^3。生活污水中主要污染物为COD、BOD_5、NH_3-N、SS等；类比区域内周边油田现状，生活污水中主要污染物浓度COD为400mg/L、BOD_5为200mg/L、NH_3-N为25mg/L、SS为220mg/L；各污染物的产生量COD为1.74t、BOD_5 为0.87t、NH_3-N为0.11t、SS为0.96t。钻井期间在施工营地旁设置防渗的生活污水池暂存，定期通过吸污车拉运至沙雅县污水处理厂处理。

②试压废水

管道工程分段试压以测试管道的强度和严密性，本项目管道采用无腐蚀性洁净水作为试压介质，管道试压废水中主要污染物为SS。管道试压分段进行，试压水排出后进入下一段管线循环使用。试压结束后，产生的试压废水按照每千米2.5m^3计算，本项目新建各类管线共计32.2km试压废水约为80.5m^3，主要污染物为SS。试压废水可用作场地降尘用水。

③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0.05m³/m，拟建工程钻井总进尺为74098m，产生的钻井废水约为3704.9m³。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。

④压裂返排液

根据工程开发方案，本工程15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50~60m³/口（本工程按60m³/口计），则压裂返排液产生量为900m³，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。

（3）固体废物

拟建工程施工期产生的固体废物主要为施工过程中产生的施工土石方、废弃钻井泥浆、钻井岩屑、含油废物、废烧碱包装袋、废防渗材料、施工废料、施工人员生活垃圾。

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。根据类比调查，施工废料的产生量约为 0.2t/km，本项目施工废料产生量约为 6.44t。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填埋处置。

②弃土弃渣

本项目新建井场 13 座，新建管线 32.2km。

项目永久占地为 18200m²，新建管线 32.2km，开挖宽度 2m、开挖深度 1.5m，挖方量 96600m³。施工土方在管线施工结束后回填在管堤上。

预计本项目挖方量约为 96600m³，填方总量为 96600m³，无外借、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。本项目土石方平衡表见下表 3.3-4。

表 3.3-4 土方挖填方平衡表单位：m³

序号	分区或分段	挖方	填方	调入		调出		外借		弃方	
				数量	来源	数量	去向	数量	来源	数量	去向
①	管线	966000	96600	0	/	0	/	0	/	0	/

	合计	96600	96600	/		/		0		0	/

③生活垃圾

拟建工程新钻井11口，其中老井侧钻1口，新钻井总天数为559d，钻井人数一般为60人，地面工程施工总天数为520d，施工人数为40人，每人每天产生生活垃圾0.5kg，本项目施工期共产生垃圾27.17t，在井场和施工营地设置生活垃圾收集桶，定期清运至塔中固废填埋场填埋处置。

②钻井泥浆

工程使用膨润土泥浆和水基聚磺体系泥浆，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。

③钻井岩屑

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

钻井岩屑产生量按以下经验公式计算：

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

式中：W——钻井岩屑产生量，m^3；

D——井眼的平均直径，取平均值0.3m；

h——井深，总井深74098m。

利用上述公式计算，钻井岩屑膨胀系数取2，钻井期内产生的岩屑量最大为10475m^3，其中膨润土-聚合物泥浆钻井岩屑8345m^3，聚璜泥浆钻井岩屑2130m^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。

④含油废物

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暂存间中，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11口，含油废物量产生量为3.3t，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。

⑤烧碱废包装袋

钻井施工过程中配制钻井泥浆时会产生少量烧碱废包装袋属于危险废物，及时回收烧碱废包装袋，暂存于撬装式危废暂存间中。类比同类钻井工程，钻井期间产生的烧碱废包装袋约为0.1t/口，拟建工程新部署钻井11口，烧碱废包装袋产生量为1.1t，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11口，废防渗材料产生量为2.2t，由钻井公司委托区域具有危废处置资质的公司接收处置。

（4）噪声

项目施工期噪声主要包括管线施工等过程中各种施工机械设备噪声以及物料运输车辆噪声。参照《环境噪声与振动控制工程技术导则》（HJ2034-2013）中表A.2和类比油田开发工程中井场、集气站、内部道路、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3.3-5。

表3.3-5 主要施工设备噪声源不同距离声压级单位：dB（A）

序	设备名称	噪声值/距离	序	设备名称	噪声值/距离

号		(dB(A)/m)	号		(dB(A)/m)
1	装载机	88/5	4	吊装机	84/5
2	挖掘机	90/5	5	压路机	90/5
3	运输车辆	90/5	6	振动筛	90/5
7	钻机	85/5			

（5）施工期污染物排放情况汇总

本项目施工期污染物排放情况汇总，见表3.3-6。

表3.3-6 本项目施工期污染物排放情况汇总表

项目	工程	污染源	主要污染物及排放量		排放去向
大气污染物	井场、进场道路	扬尘机械、车辆尾气、放喷天然气燃烧废气	CO	阶段性排放	大气
			NO_2	阶段性排放	
			SO_2	阶段性排放	
			烃类	阶段性排放	
水污染物	施工人员	生活污水	氨氮、COD	4347m³	收集后送至沙雅县污水处理厂
	钻井	钻井废水	石油类	3704.9m³	重复使用，不外排
	钻井	压裂返排液	石油类	900m³	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。
	管线	管道试压废水	SS	80.5m³	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，试压结束后用于场地降尘用水。
固体废物	井场/管线	施工废料	/	6.44t	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
		钻井岩屑	原油	10475m³	利用或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
		含油废物	原油	3.3t	钻井公司委托区域具有危废处置资质的公司接收处置
		烧碱包装袋	NaOH	1.1t	钻井公司委托区域具有危废处置资质的公司接收处置
		废防渗材料	原油	3t	钻井公司委托区域具有危废处置资质的公司接收处置
噪声	井场	施工机械、运输车辆噪声	/	88-90dB(A)	声环境

3.3.3 运营期环境影响因素分析

3.3.3.1 废水污染源

本项目运营期废水主要为采出水、井下作业废水。

（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3700t/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《气田水回注方法》（SY/T6596-2004）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
		气井加砂压裂	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
		气井酸化压裂				82.3
	洗井液	修井	所有规模	废洗井液	吨/井	25.29
	洗井液	低渗透油井洗井作业	所有规模	废洗井液	吨/井	27.13

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，拟建工程共部署13座采气井场，则每年井下作业废水产生量为1479t/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。

3.3.3.2 废气污染源

本项目大气污染物的主要来源是井场、集输过程中无组织废气排放。根据项目资料，本项目所在区域天然气中不含硫化氢。无组织排放的污染物主要为站场、井口、管线接口、阀门等处产生的无组织挥发烃类。

（1）无组织排放非甲烷总烃

运营过程中从管线设备接口、阀门处等部分逸散无组织非甲烷总烃，参照《排污许可证申请与核发技术规范 石化工业》（HJ853-2017）中“5.2.3.1.2 设备与管线组件密封点泄漏挥发性有机物年许可排放量”中公式及取值参数对拟建工程无组织废气进行核算。

挥发性有机物流经的设备与管线组件密封点泄漏的挥发性有机物量按以下公式计算。

公式如下：

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

式中：$E_{设备}$——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 的总有机碳排放速率，kg/h；

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

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

n——挥发性有机物流经的设备与管线组件密封点数；

设备与管线组件 eTOC，i 取值参数表，见表3.3-8。

表3.3-8 设备与管线组件 eTOC，i 取值参数表

类型	设备类型	排放速率 $e_{TOC,\ i}$/（kg/h 排放源）

石油化学工业	气体阀门	0.024
	开口阀或开口管线	0.03
	有机液体阀门	0.036
	法兰或连接件	0.044
	泵、压缩机、搅拌器、泄压设备	0.14
	其他	0.073

参照《石化行业VOCs污染源排查工作指南》，本次评价按保守估计的原则，将TOC全部视为可挥发性有机物VOCs，则本项目采出液中$WF_{VOCs,\ i}$和$WF_{TOC,\ i}$比值取1。

无组织废气源强一览表，见表3.3-9。

表3.3-9 本项目无组织废气非甲烷总烃核算一览表

序号	设备名称		密封点（个）	$e_{TOC,i}$(kg/h)	$WF_{VOCs,i}/WF_{TOC,i}$	排放速率（kg/h）	年运行时间（h）	年排放量（t/a）
1	单座采气井场	阀门（气体）	15	0.024	1	0.0011	8760	0.010
2		法兰或连接件	18	0.044		0.0024		0.021
3	阀组站改造	阀门（气体）	9	0.036	1	0.00073	8760	0.0064
4		法兰或连接件	18	0.044		0.0024		0.021
总计（13座采气井场）						-		0.4304

经核算，非甲烷总烃年排放量约为0.4304t/a。

（2）硫化氢

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

根据区块天然气样分析结果计算可知，天然气中H_2S平均含量为14320mg/m^3，需要计算井场和站场无组织排放的天然气体积；

根据区块天然气样分析可知甲烷含量为83.1%，故非甲烷总烃在天然气中的比例为16.9%，由上文计算可知非甲烷总烃总排放量为0.4304t/a，那么无组织的天然气排放量为0.4304÷16.9%=2.55（t/a）。

折算成体积为：标况下，本区块油藏天然气密度为0.875kg/m^3，故无组织排放的天然气体积为2.55×1000÷0.875=2914.3（m^3）。

本区块油藏天然气中H_2S平均含量为14320mg/m^3，计算可得本工程无组织硫化氢的排放量为：2914.3×14320÷10^9=0.0417（t/a）。

本工程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。

3.3.3.4 噪声源

运营期间的噪声源主要包括井场设备的运转噪声等，噪声级为70~85dB（A）。本项目噪声源强见表3.3-10。

表3.3-10 噪声源设备

噪声源名称		声功率级[dB（A）]	排放规律	噪声特性
	空气热源泵	85	连续	机械
	采气树	85	连续	机械

3.3.3.5 固体废物污染源

本项目运行过程中产生的固废主要为清管废渣、落地油、废防渗材料、井下作业固废及生活垃圾。

（1）清管废渣

集输管线清管作业产生清管废渣，每1年清管1次。根据类比调查，一般清管废渣产生量为1.15kg/km，本项目新建各种管线总长为32.2km，清管废渣产生量约0.037t/a。

清管废渣的主要成分为SS和氧化铁等，还含有少量管道中的油，属于危险废物HW08（废物代码：251-001-08），严格按危险废物相关技术要求和管理规定进行收集与贮存，委托有危废处置资质单位进行处置。

（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13口井产生废弃防渗材料最大量约3.25t/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）废机油

（3）生活垃圾

运营期工作人员由塔中采油气管理区内部调剂解决，故不新增生活垃圾。

本项目运营期危险废物产排污统计表，见表3.3-12。

表3.3-12 运营期固体废物产生、处置及防治措施情况一览表

序号	危险废物名称	废物类别	废物代码	产生量	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
1	清管废渣	HW08	071-001-08	0.037t/a	定期清管	固态	油类物质、铁锈	油类物质	间歇	T,I	委托有危废处置资质单位进行处置
2	废防渗材料	HW08	900-249-08	3.25t/a	井下作业及设备维修	固体	油类物质	石油类	间歇	T,I	

3.3.3.6 运营期污染物排放情况汇总

本项目运营期三废排放状况，见表3.3-13。

表3.3-13 运营期污染物排放汇总

类别	污染源	主要污染物	产生量	排放量	排放去向
废水	采出水	SS、COD、石油类、挥发酚等	3700t/a	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《气田水回注方法》（SY/T6596-2004）标准中指标后回注，不外排。
	井下作业废水	石油类	1479t/a	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
废气	无组织排放	NMHC	0.4304t/a	0.4304t/a	大气
		硫化氢	0.0417t/a	0.0417t/a	
固体废物	清管废渣	石油类、SS和氧化铁等	0.037t/a	0	委托有危废处置资质单位进行处置
	废防渗材料	石油类	3.25t/a	0	
噪声	机械噪声	-		厂界达标	选用低噪声设备，采取减振、隔声、消声等降噪措施

3.3.4 退役期环境影响因素分析

退役期对完成采油的废弃井进行封堵内外井眼，拆除井口装置，清理场地工作，基本无废水产生，仅在土壤回填过程中有部分扬尘产生，噪声主要源自井场设备拆卸等。

井场拆除的井架、集输设施、井构筑物等为钢制材料，可回收利用。

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

3.3.5 非正常工况排放

本项目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。本项目油气集输过程中，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。本项目非正常排放见表3.3-16。

表3.3-16 非正常排放情况一览表

项目	持续时间（min）	污染物排放速率（kg/h）	
放喷口	10	非甲烷总烃	0.1

3.3.6 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。

3.3.6.1 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。

3.3.6.2 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	m^3/井次	10	≤5.0	符合	10
		新鲜水消耗	m^3/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	m^3/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	防治落地原油产生措施	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

3.3.6.3 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。

3.3.7 污染物排放“三本账”

本项目建成后运行期污染物排放变化情况见表3.3-20。

表3.3-20 运营期污染物排放“三本账”表

类别	废气					废水	固废
	颗粒物	二氧化硫	氮氧化物	非甲烷总烃	H_2S		
现有区块排放量	23.96	11.58	142.06	9.46	1.15	0	0
拟建工程新增排放量	0	0	0	0.4304	0.0417	0	0
以新带老削减量	0	0	0	0	0	0	0
拟建工程实施后排放量	23.96	11.58	142.06	9.8904	1.1917	0	0
拟建工程实施后增减量	0	0	0	+0.4304	+0.0417	0	0

3.3.8 污染物总量控制分析

3.3.8.1.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。

3.3.8.2 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。

（1）废气污染物

本项目原油、天然气集输和处理采用密闭集输工艺，主要废气污染物为集输过程中无组织烃类气体的挥发。

（2）废水污染物：

拟建工程在正常运行期间，采出水随采出液输送至塔三联合站污水处理系统处理，达到《气田水回注方法》（SY/T6596-2004）标准后回注地层；井下作业废水采用专用废水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。拟建工程无废水外排，因此建议不对废水污染物进行总量控制。

由上可知，本项目总量控制因子：VOCs。

3.3.8.3 总量控制建议指标

（1）施工期

由于施工期的地面工程集中于较短时间内，地面工程期间排放的污染物将随地面工程的结束而消亡，故不考虑对施工期间产生的污染物进行总量控制。

（2）运营期

根据工程分析可知，本项目油气集输过程无组织挥发的 VOCs 量为 0.4304t/a。

故本项目投产后总量控制建议指标 VOCs 为 0.4304t/a。

本次评价提出的建议值，供生态环境主管部门对本项目实施环境管理以及下达污染物排放总量控制指标时参考。

3.4 相关政策法规、规划符合性分析

3.4.1 产业政策符合性分析

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，根据《产业结构调整指导目录（2024年本）》，“第一类鼓励类”：“七、石油、天然气”中“1、常规石油、天然气勘探与开采”属于“鼓励类”项目，本项目建设符合国家产业政策。本项目的实施，对于保障国家能源安全，促进国民经济健康快速发展具有极其重要的战略意义。

3.4.2 相关法规、政策、规范、规划符合性分析

3.4.2.1 与《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》的符合性分析

本项目运营期采取的各项环保措施与《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》（DZ/T0317-2018）中要求的相符性分析，见表3.4-1。

表3.4-1 本项目与《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》的相符性分析

《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》	项目采取的相关措施	符合性分析
因矿制宜选择开采工艺和装备，符合清洁生产要求。应贯彻“边开采，边治理，边恢复”的原则，及时治理恢复矿区地质环境，复垦矿区压占和损毁土地。	项目提出施工期结束后，恢复管线临时占地，符合“边开采，边治理，边恢复”的原则。	符合
应遵循矿区油气资源赋存状况、生态环境特征等条件，科学合理地确定开发方案，选择与油气藏类型相适应的先进开采技术和工艺，推广使用成熟、先进的技术装备，严禁使用国家明文规定的限制和淘汰的技术工艺及装备。	本项目开发方案设计考虑了油气资源赋存状况、生态环境特征等条件，所选用的技术和工艺均成熟、先进。	符合
集约节约利用土地资源，土地利用符合用地指标政策。合理确定站址、场址、管网、路网建设占地规模。	项目场站、管线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

3.4.2.2 与《石油天然气开采业污染防治技术政策》的符合性分析

本项目运营期采取的各项环保措施与《石油天然气开采业污染防治技术政策》中要求的相符性分析，见表3.4-2。

表3.4-2 本项目与《石油天然气开采业污染防治技术政策》的相符性分析

《石油天然气开采业污染防治技术政策》中相关规定	项目采取的相关措施	符合性分析
到2015年末，行业新、改、扩建项目均采用清洁生产	采用清洁生产工艺及技术。	符合

工艺和技术，工业废水回用率达到90%以上，工业固体废物资源化及无害化处理处置率达到100%。	本项目井下作业废水采用专用废水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；含油等危废委托有危废处置资质单位进行处置。	
在勘探开发过程中，应防止产生落地原油。其中井下作业过程中应配备泄油器、刮油器等。落地原油应及时回收，落地原油回收率应达到100%。	井下作业时带罐作业，落地原油100%回收。	符合
在井下作业过程中，酸化液和压裂液宜集中配制，酸化残液、压裂残液和返排液应回收利用或进行无害化处置，压裂放喷返排入罐率应达到100%。酸化、压裂作业和试油（气）过程应采取防喷、地面管线防刺、防漏、防溢等措施。	井下作业全部带罐铺膜作业，酸化压裂等废液经收集后采用专用罐拉运至哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站处理。	符合
在开发过程中，适宜注水开采的油田，应将采出水处理满足标准后回注；对于稠油注汽开采，鼓励采出水处理后回用于注汽锅炉。	采出水依塔三联合站处理采出水处理系统处理后满足《气田水回注方法》（SY/T6596-2004）标准中指标后回注于现役油藏，不外排。	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。新建3000m^{3}及以上原油储罐应采用浮顶型式，新、改、扩建油气储罐应安装泄漏报警系统。	本项目油气集输采用密闭流程，可减少烃类气体排放。本项目建设内容不涉及3000m^{3}及以上储罐建设。	符合
（一）油田企业应制定环境保护管理规定，建立并运行健康、安全与环境管理体系。（二）加强油田建设、勘探开发过程的环境监督管理。油田建设过程应开展工程环境监理。（三）在开发过程中，企业应加强油井套管的检测和维护，防止油气泄漏污染地下水。（四）油田企业应建立环境保护人员培训制度，环境监测人员、统计人员、污染治理设施操作人员应经培训合格后上岗。（五）油田企业应对勘探开发过程进行环境风险因素识别，制定突发环境事件应急预案并定期进行演练。应开展特征污染物监测工作，采取环境风险防范和应急措施，防止发生由突发性油气泄漏产生的环境事故。	项目投产后，由塔中采油气管理区管理，区块开发突发环境应急预案纳入中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司突发环境事件应急预案管理体系中。	符合

由上表可知，项目建设符合《石油天然气开采业污染防治技术政策》的相关规定。

3.4.2.3 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、控制料堆和渣土堆放，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。

本项目施工土方全部用于回填管沟及场地平整；施工废料首先考虑回收利用，不可回收利用部分拉运至塔中固废填埋场填埋处置。项目施工过程采取“下垫上盖”措施，施工结束后拟对临时占地进行恢复治理，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。

3.5.2.4 与《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函〔2019〕910号）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）符合性分析，见表3.5-3。

表3.4-3 与“环办环评函〔2019〕910号”符合性

〔2019〕910号要求	项目情况	符合性
油气开采项目（含新开发和滚动开发项目）原则上应当以区块为单位开展环评（以下简称区块环评），一般包括区块内拟建的新井、加密井、调整井、站场、设备、管线和电缆及其更换工程、弃置工程及配套工程等。 未确定产能建设规模的陆地油气开采新区块，建设勘探井应当依法编制环境影响报告表。海洋油气勘探工程应当填报环境影响登记表并进行备案。 确定产能建设规模后，原则上不得以勘探名义继续开展单井环评。勘探井转为生产井的，可以纳入区块环评。 2021年1月1日起，原则上不以单井形式开展环评。过渡期，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。	本项目以中古14-中古22井区为单位开展环评，为老区块滚动开发项目，在报告中对工程施工期、运营期环境影响和环境风险进行了分析，并提出有效的环境保护措施、污染防治措施和环境风险防范措施，并分析了依托工程的可行性和有效性；同时对现有工程也进行了回顾性评价，对相关生态环境问题提出有效防治措施。	符合
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。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。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。	本项目评价了项目建设、运营带来的环境影响和环境风险，提出了有效的生态环境保护和环境风险防范措施；对依托的污水处理设施、固废处理设施等均论证了依托可行性和有效性，项目依托处置可行；对现有工程进行回顾评价并针对生态环境问题和环境风险隐患提出了有效防治措施。	符合
涉及向地表水体排放污染物的陆地油气开采项目，应当符	本项目周边100km范围内无	符合

合国家和地方污染物排放标准，满足重点污染物排放总量控制要求。	地表水；废水经依托工程处理，不外排，不涉及水污染物总量控制指标。	
油气开采产生的废弃油基泥浆、含油钻屑及其他固体废物，应当遵循减量化、资源化、无害化原则，按照国家和地方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。油气开采项目产生的危险废物，应当按照《建设项目危险废物环境影响评价指南》（2017年10月1日）要求评价。	本项目产生的废弃含油泥浆、钻井岩屑转运至塔中钻试修废弃物环保处理站处理。	符合
施工期应当尽量减少施工占地、缩短施工时间、选择合理施工方式、落实环境敏感区管控要求以及其他生态环境保护措施，降低生态环境影响。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
涉及自然保护地和生态保护红线的，应当说明工程实施的合法合规性和对自然生态系统、主要保护对象等的实际影响，接受生态环境主管部门依法监管。	本项目不涉及生态保护红线区。	符合
油气企业应按照企事业单位环境信息公开办法、环境影响评价公众参与办法等有关要求，主动公开油气开采项目环境信息，保障公众的知情权、参与权、表达权和监督权。各级生态环境主管部门应当按要求做好环评审批、监督执法等有关工作的信息公开。	建设单位作为责任主体，按照《环境影响评价公众参与办法》（2019年1月1日）等相关规定，开展了本项目信息公示和公众意见调查等工作，公示期间未收到公众反馈意见。	符合

3.4.2.5 与《转发〈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〉》（新环环评发〔2020〕142号）符合性分析

本项目与《转发〈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〉》（新环环评发〔2020〕142号）符合性分析，见表3.4-4。

表3.4-4 与“新环环评发〔2020〕142号”符合性

要求	项目情况	符合性
请各有关单位加快推进油气发展（开发）相关规划编制，并依法开展规划环境影响评价工作。对已经批准的油气发展（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编制完成塔里木油田分公司“十四五”发展规划，塔里木油田“十四五”发展规划环境影响评价工作于2022年10月17日取得审查意见（新环审〔2022〕214号）。	符合
油气开采项目（含新开发和滚动开发项目）原则上应当以区块为单位开展环评（以下简称区块环评）。未确定产能建设规模的陆地油气开采新区	本项目中古14-中古22井单位开展环评，在报告中对工程施工期、运营期环境影响和环境风险进行了分析，并提出	符合

块，建设勘探井应当依法编制环境影响报告表。确定产能建设规模后，原则上不得以勘探名义继续开展单井环评。勘探井转为生产井的，可以纳入区块环评。 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。	有效的环境保护措施、污染防治措施和环境风险防范措施，并分析了依托工程可行性和有效性；同时对现有工程也进行了回顾性评价，对相关生态环境问题提出有效防治措施。	

3.4.2.6 与《中华人民共和国水土保持法》相符性分析

本项目与《中华人民共和国水土保持法》（2011年3月）符合性分析，见表3.4-5。

表3.4-5 本项目与《中华人民共和国水土保持法》的符合性分析

法规内容	本项目情况	符合性
第二十四条：生产建设项目选址、选线应当避让水土流失重点预防区和重点治理区；无法避让的，应当提高防治标准，优化施工工艺，减少地表扰动和植被损坏范围，有效控制可能造成的水土流失。	根据新水水保〔2019〕4号文件，项目所在地沙雅县属于塔里木河流域重点治理区。本项目环评提出按照水土保持方案的要求，严格执行各项水土保持措施。	符合
在风力侵蚀地区，地方各级人民政府及其有关部门应当组织单位和个人，因地制宜地采取轮封轮牧、植树种草、设置人工沙障和网格林带等措施，建立防风固沙防护体系。	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，尽量避开植被较多地段，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；根据水土保持方案，针对井场、站场、管线均采取防沙治沙措施。	符合
第三十九条：国家鼓励和支持在山区、丘陵区、风沙区以及容易发生水土流失的其他区域，采取下列有利于水土保持的措施：（一）免耕、等高耕作、轮耕轮作、草田轮作、间作套种等；（二）封禁抚育、轮封轮牧、舍饲圈养；（三）发展沼气、节柴灶，利用太阳能、风能和水能，以煤、电、气代替薪柴等；（四）从生态脆弱地区向外移民；（五）其他有利于水土保持的措施。	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，尽量避开植被较多地段，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；根据水土保持方案，针对站场、管线均采取防沙治沙措施。	符合

3.4.2.7 与《关于加快解决当前挥发性有机物治理突出问题的通知》符合性分析

本项目与《关于加快解决当前挥发性有机物治理突出问题的通知》符合性分析，见表3.4-6。

表3.4-6 与《关于加快解决当前挥发性有机物治理突出问题的通知》符合性

要求	项目情况	符合性
产生VOCs的生产环节优先采用密闭设备、在密闭空间中操作或采用全密闭集气罩收集方式，并保持负压运行。	本项目油气集输采用密闭流程，可减少烃类气体排放，减少对大气的污染。	符合
重点排查汽油（包括含醇汽油、航空汽油）、航空煤油、原油、石脑油及苯、甲苯、二甲苯等装卸的物料类型、装载量、油气回收量，装载方式、密封型式、压紧方式及治理设施建设情况、工艺类型和运行情况，建立装卸排查清单；检查检测罐车人孔盖、油气回收耦合阀，底部装载有机废气回收快速接头、顶部浸没式装载密封罩、油气回收管线法兰等密封点泄漏情况，及治理设施排放浓度、排放速率和去除效率。	本项目油气集输采用密闭流程，有效减少VOCs排放；选用质量可靠的设备、仪表、阀门等；定期对井场、站场的设备、阀门等检查、检修，以防止跑、冒、漏现象的发生。	符合

3.4.2.8 与《关于规范临时用地管理的通知》符合性分析

本项目与《关于规范临时用地管理的通知》符合性分析，见表3.4-7。

表3.4-7 与《关于规范临时用地管理的通知》符合性

《关于规范临时用地管理的通知》（自然资规〔2021〕2号）相关要求		本项目情况	符合性
临时用地选址要求和使用期限	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。	本项目占地类型为沙地。工程施工前应办理征地手续，并在施工结束后对占用的临时用地全部进行恢复。	符合
	临时用地确需占用永久基本农田的，必须能够恢复原种植条件，并符合《自然资源部农业农村部关于加强和改进永久基本农田保护工作的通知》（自然资规〔2019〕1号）中申请条件、土壤剥离、复垦验收等有关规定。	本项目占地类型为沙地，不占用基本农田。	符合
	临时用地使用期限一般不超过两年。建设周期较长的能源、交通、水利等基础设施建设项目施工使用的临时用地，期限不超过四年。临时用地使用期限，从批准之日起算。	临时用地使用期限为两年。	符合
规范临时用地审批	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；不转入生产的，油气企业应当完成土地复垦，按期归还。	本项目已办理相关用地手续	符合
落实临时用地恢复责任	临时用地使用人应当按照批准的用途使用土地，不得转让、出租、抵押临时用地。临时用地使用人应当自临时用地期满之日起一年内完成土地复垦，因气候、灾害等不可抗力因素影响复垦的，经批准可以适当延长复垦期限。	本项目不占用农用地，施工结束后对临时用地内的建筑物进行拆除，恢复；后期对未投入生产的进行恢复复垦。	符合

	严格落实临时用地恢复责任，临时用地期满后应当拆除临时建（构）筑物，使用耕地的应当复垦为耕地，确保耕地面积不减少、质量不降低；使用耕地以外的其他农用地的应当恢复为农用地；使用未利用地的，对于符合条件的鼓励复垦为耕地。		

3.4.2.9 与《关于加强沙区建设项目环境影响评价工作的通知》符合性分析

本项目与《关于建设项目主要污染物排放总量指标审核及管理暂行办法的通知》符合性分析，见表3.4-8。

表3.4-8 与《关于加强沙区建设项目环境影响评价工作的通知》符合性

要求	项目情况	符合性
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》（HJ19-2022）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。	本项目位于塔克拉玛干沙漠，本次环评分析了项目实施过程中对周边沙化土地的影响，并提出了有效可行的防沙治沙措施。	符合

3.4.2.10 与《新疆维吾尔自治区重点行业生态环境准入条件》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）》符合性分析，见表3.4-9。

表3.4-9 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

要求	项目情况	符合性
禁止在自然保护区、世界自然遗产地、风景名胜区、自然公园（森林公园、地质公园、湿地公园、沙漠公园等）、重要湿地、饮用水水源保护区等依法划定禁止开发建设的环境敏感区及其他法律法规规章禁止的区域进行污染环境的任何开发活动。	本项目区域内无水源涵养区、地下水源、饮用水源、自然保护区、风景名胜区、森林公园、重要湿地及人群密集区等生态敏感区。项目区属于塔里木河流域水土流失重点治理区，建设单位将按照水利部门管理要求办理相关手续并积极采取水土流失防治措施。	符合
存在地下水和土壤污染途径的建设项目应采取分区防渗措施，防止地下水和土壤污染。存在环境风险的建设项目，提出有效的环境风险防范措施及环境风险应急预案编制原则和要求，纳入区域环境风险应急联动机制。	本项目采取了分区防渗措施，项目投产后，由塔中采油气管理区管理，区块开发突发环境应急预案纳入管辖作业区应急管理体系中。	符合
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。	本项目以中古14-中古22井区为单位开展环评，为老区块的滚动开发。	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
陆地油气开发项目应当对挥发性有机物液体储存和装载损失、废水集输和处理系统、设备与管线组件泄漏、非正常工况等挥发性有机物无组织排放源进行有效管控，通过采取设备密闭、废气有效收集及配套高效末端处理设施等措施，有效控制挥发性有机物和恶臭气体无组织排放，油气集输损耗率不得高于0.5%；工艺过程控制措施、废气收集处理措施以及站场边界非甲烷总烃排放浓度应满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728）要求。涉及高含硫天然气开采的，应当强化钻井、输送、净化等环节环境风险防范措施。高含硫气田回注采出水，应当采取有效措施减少废水处理站和回注井场硫化氢的无组织排放。高含硫天然气净化厂应采用先进高效的硫磺回收工艺，减少二氧化硫排放。	本项目油气集输采用密闭流程，可减少烃类气体排放，减少对大气的污染。	符合
油气开发产生的伴生气应优先回收利用，减少温室气体排放，开发区块天然气整体回收利用率应达到80%以上；边远井、零散井等产生的天然气不能回收或难以回收的，应经燃烧后放空。鼓励油气企业将碳捕集、利用与封存（CCUS）技术用于油气开采，提高采收率、减少温室气体排放。	运营期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；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。	符合
陆地油气开发项目产生的废水应经处理后优先回用，无法回用的应满足国家和地方相关污染物排放标准后排放，工业废水回用率应达到90%以上。钻井及储层改造应采用环境友好的油田化学助剂、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。	本项目采出水依托塔三联合站采出水处理系统处理，处理达标后回注。	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%。	本项目废弃钻井泥浆及岩屑采取“泥浆不落地”工艺，勘探、开发过程产生的落地原油回收率达到100%。	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。	本项目噪声排放执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348）中2类标准。	符合
对拟退役的废弃井（站）场、管道、道路等工程设施应进行生态修复，生态修复前应对废弃油（气）井、管道进行封堵或设施拆除，确保无土壤及地下水环境污染遗留问题、废弃物得到妥善处置。生态修复应满足《矿山生态环境保护与恢复治理技术规范（试行）》（HJ651）、《废弃井封井回填技术指南（试行）》《废弃井及长停井处置指南》（SY/T6646）《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》（DZ/T0317）等相关要求。	本次评价对拟建工程提出了合理退役期生态保护措施，详见报告书6.3.1章节。	符合

3.4.2.11 与《全国矿产资源规划》符合性分析

《全国矿产资源规划》第四章第二节指出，“强化东部老油区挖潜，加大中西部油气开发力度，加快海域石油增储上产，力争石油年产量保持在2亿吨左右。东部地区以松辽盆地、渤海湾盆地为重点，加强精细勘探开发，积极发展先进采油技术，增储挖潜，努力减缓老油田产量递减。西部以塔里木、鄂尔多斯、准噶尔等盆地为重点，探明优质资源储量，实现增储稳产、力争上产。做强渤海、拓展南海、加快东海、探索黄海及其他海域，加快海洋石油勘探开发，保持老油田持续稳产，加快新区产能建设，大力提升海域石油产量。”本项目属于塔里木区域的油气开采项目，符合《全国矿产资源规划》要求。

3.4.2.12 与《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》符合性分析

《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》提出，要坚持把发展经济的着力点放在实体经济上，深化工业供给侧结构性改革，推动工业强基增效和转型升级，全面提升新型工业化发展水平。建设国家大型油气生产加工和储备基地。加大准噶尔、吐哈、塔里木三大盆地油气勘探开发力度，提高新疆在油气资源开发利用转化过程中的参与度。加快中石油玛湖、吉木萨尔、准噶尔盆地南缘以及中石化顺北等大型油田建设，促进油气增储上产。加强成品油储备，提升油气供应保障能力。

本项目位于塔里木盆地油气基地，符合《自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划纲要》的要求。

3.4.2.13 与《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》符合性分析

《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》以《全国主体功能区规划》为依据，结合新疆实际编制的第一个国土空间开发规划，是战略性、基础性、约束性的规划。该规划将新疆国土空间分为重点开发区域、限制开发区域和禁止开发区域三类主体功能区，按层级分为国家和省级两个层面。重点开发区域是指有一定经济基础，资源环境承载能力较强，发展潜力较大，集聚人口和经济条件较好，从而应该重点进行工业化城镇化开发的城市化地区，主要包括天山南北坡城市或城区以及县市城关镇或重要工业园区，共涉及59个县市。限制开发区域是指关系国家农产品供给安全和生态安全，不应该或不适宜进行大规模、高强度工业化城镇化开发的农产品主产区和重点生态功能区。其中农产品主产区分布在天山南北坡23个县市，重点生态功能区涉及53个县市。禁止开发区域是指依法设立的各级各类自然文化资源保护区域，以及其他禁止进行工业化城镇化开发、需要特殊保护的重点生态功能区，国家和自治区层面禁止开发区域共107处。

本项目属于油气开采项目，行政区域隶属阿克苏地区沙雅县管辖，不属于主体功能区规划中确定的国家和自治区层面的禁止开发区域，所进行的石油天然气勘探活动符合“全国重要的能源基地”定位。属于重点开发区域，本项目建设符合《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》。

3.4.2.14 与《新疆生态环境保护“十四五”规划》符合性分析

本项目运营期采取的各项环保措施与《新疆生态环境保护“十四五”规划》中要求的相符性分析详见表3.4-10。

表3.4-10 与《新疆生态环境保护“十四五”规划》符合性分析

规划要求	本项目	符合性
加强重点行业VOCs治理。实施VOCs排放总量控制，重点推进石油天然气开采、石化、化工、包装印刷、工业涂装、油品储运销等重点行业排放源以及机动车等移动源VOCs污染防治，加强重点行业、重点企业的精细化管控；全面推进使用低VOCs含量涂料、油墨、胶粘剂、清洗剂等；加强汽修行业VOCs综合治理，加大餐饮油烟污染治理力度，持续削减VOCs排放量	本项目无组织废气排放涉及VOC_S排放，报告中已针对无组织排放提出相应措施。	符合
有序实施建设用地风险管控和治理修复。推动全疆重点行业企业用地土壤污染状况调查成果应用，提升土壤环境监管能力。严格落实建设用地土壤污染风险管控和修复名录制度。以用途变更为住宅、公共管理与公共服务用地的地块为重点，严格建设用地准入管理和风险管控。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，开展风险管控与修复工程。推广绿色修复理念，强化修复过程二次污染防控。	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；本项目运营后采取源头控制、过程防控措施；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）中第二类用地土壤污染风险筛选值，石油烃类执行表2第二类用地筛选值。	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电子联单。	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》（生态环境部令第23号）中相关管理要求。	符合
实施最严格的生态保护制度。坚决遏制“两高”项目盲目发展，严格执行能源、矿产资源开发自治区人民政府“一支笔”审批制度、环境保护“一票否决”制度，落实“三线一单”生态环境分区管控要求，守住生态保护红线、环境质量底线和资源利用上线，实施生态环境准入清单管控。	本项目位于新疆维吾尔自治区阿克苏地区沙雅县，为油气开发项目，不属于“两高”项目以及不符合产业准入标准和政策的落后项目，符合阿克苏地区“三线一单”生态环境分区管控要求。	符合

3.4.2.15 与《塔里木油田“十四五”发展规划》及规划环评符合性分析

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》相符性分析详见表3.4-11。

表3.4-11 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》符合性分析

文件名称	规划要求	本项目	符合性
《塔里木油田“十四五”发展规划》	“十四五”期间持续上产，着力推进“库车山前天然气、塔北－塔中原油”两大根据地，实施老油气田综合治理、新油气田效益建产和油气田精益生产，努力实现原油产量稳中上升和天然气快速上产。到2025年实现年产3750万吨油当量油气田。	本项目属于塔里木油田塔中I号气田，符合塔里木油田“十四五”发展规划要求。	符合
《关于〈塔里木油田“十四五”发展规划环境影响报告书>的审查意见》（新环审〔2022〕214号）	（一）严守生态保护红线，加强空间管控。坚持以习近平生态文明思想为指导，严守生态保护红线，严格维护区域主导生态功能，积极推动绿色发展，促进人与自然和谐共生。主动对接国土空间规划，进一步做好与“三线一单”生态环境分区管控方案、主体功能区划、生态功能区划等有关要求的有序衔接和细化分解，严格落实各项生态环境保护要求，协同推进石油天然气开发和生态环境保护相协调，切实维护区域生态系统的完整性和稳定性。加强规划区内环境敏感区和重要环境保护目标的生态环境保护工作，开展项目环评时应将油气开发对环境敏感区的影响作为重点评价内容，并采取合理、有效的保护措施，确保规划涉及环境敏感区和重要环境保护目标不因油气开发而造成环境污染和生态破坏。	本项目不涉及生态保护红线，符合“三线一单”生态环境分区管控方案、主体功能区划、生态功能区划等。报告中对区内的水土流失等影响作为重点评价内容，并提出了合理、有效的保护措施，确保环境保护目标不因油气开发而造成环境污染和生态破坏。	符合
	（二）合理确定开发方案，优化开发布局。根据区域主体功能定位，结合区域资源环境特征、生态保护红线等相关管控要求，依据生态环境影响评价结果，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对规划建设油气长输管道工程及油气田内部集输管道工程选址选线提出要求，进一步优化石油天然气开采规模、开发布局和建设时序，优先避让环境敏感区，远离沿线居民。总结石油天然气开发过程对生态环境影响和保护经验，及时进行优化调整。	本项目从施工场地设置、管线工艺设计、环境风险防范等方面进行了线路比选，对项目原设计的选线进行了优化，减缓了对生态环境的影响。	符合
	（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	本项目的建设占用土地资源相对区域资源利用较少，土地资源消耗符合要求。项目用水量较少，施工废水进行综合利用，节约了水资源；	

	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、含油钻屑及其他固体废物，提出减量化的源头控制措施、资源化的利用路径、无害化的处理要求，按照国家和地方有关固体废物的管理规定进行处置，提高废弃油基泥浆和含油钻屑及其处理产物的综合利用率。根据油气开采产业政策和生态环境保护政策要求，严格落实资源环境指标要求，进一步控制污染物排放以及能源消耗水平。油气开采、输送、储存、净化等过程及非正常工况应加强挥发性有机物等污染物排放控制，确保满足区域环境空气质量要求。加强开采废水污染控制，涉及回注的应经处理满足《气田水回注方法》（SY/T6596-2004）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。加强天然气、落地油、采出水等回收利用，提高综合利用水平。	油气集输采用密闭流，有效减少了烃类物质挥发；能源利用均在区域负荷范围内，消耗未超出区域负荷上限。项目运营期油气处理、井下作业废水依托处理，提出了切实可行的地下水污染防治和监控措施；项目建设和运营期间产生的固废首先考虑综合利用，不能利用的均进行合规处置。	符合
	（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。	本项目严格控制占地面积，项目建设过程中开展防沙治沙工作，并在施工结束后因地制宜开展生态恢复及治理，保障区域生态功能不退化。	符合
	（五）加强规划区现有环境问题治理。对照前期中央生态环境保护督察反馈问题整改要求，继续做好规划区油气开发过程产生的含油污泥等固体废物治理处置工作，避免再次出现同类问题。严格落实《报告书》提出的现有环境问题整改要求，加快治理恢复关停井场区域生态环境。积极通过开展清洁生产审核等方式提高油气开发清洁生产水平。按照国家。自治区关于建设绿色油气田的政策规定与标准规范要求，加强规划区油气资源开发的环保技术和工艺装备升级换代，加	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，并响应国家、自治区相关要求，进一步减少燃气加热炉的使用等，推动区域生态环境健康发展。	符合

	大油气开发区域生态环境综合治理力度，激发油气资源开发企业绿色发展的内生动力，推动区域生态环境持续健康发展。		
	（六）加强油气开发事中事后环境管理。油气企业应切实落实生态环境保护主体责任，进一步健全生态环境管理和应急管理体系，确保各项生态环境保护和应急防控措施落实到位。建立环境空气、水环境、土壤环境、生态等监测体系，开展长期跟踪监测。根据监测结果，及时优化开发方案，并采取有效的生态环境保护措施。	塔中采油气管理区定期开展后评价工作，现已初步建立了环境空气、水环境、土壤环境等监测体系，后续需进一步加强生态监测，根据监测结果，及时优化开发方案和环保措施。	符合
	（七）建立畅通的公众参与平台，及时解决公众提出的环境问题，满足公众合理的环保诉求;定期发布环境信息，并主动接受社会监督。	企业按照环境影响评价公众参与办法等有关要求，主动公开了油气开采项目环境信息。	符合
	（八）规划所包含的建设项目应结合《报告书》提出的相关要求做好环境影响评价工作，重点调查生态、地下水、土壤等环境敏感目标分布情况，论证环境保护措施有效性;在规划区域内新建、扩建、技术改造的建设项目，区域环境现状调查、污染源现状调查等评价内容可以适当简化。	本次评价结合规划环境影响报告书开展了生态、地下水、土壤的调查，论证了环保措施有效性，对区域环境调查中污染源现状调查进行了适当简化。	符合

3.4.2.16《新疆维吾尔自治区环境保护条例》

本项目位于阿克苏地区沙雅县境内，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、森林公园及其他需要特别保护的环境敏感区，距离生态保护红线较远。本项目是符合国土空间规划的油气田开发建设工程；开发过程中的生产废水进行综合利用，节约了水资源。本项目占地类型为沙地，土地资源消耗符合要求。因此，本项目符合《新疆维吾尔自治区环境保护条例》的要求。

3.4.2.17 与《阿克苏地区生态环境保护“十四五”规划》符合性分析

规划指出：“加快清洁能源替代利用。加大电力、天然气等清洁能源供应，按照“宜电则电、宜气则气”的原则，积极推进清洁能源使用，“煤改气”要坚持“以气定改”。”“加强油气田废弃物的无害化处理和资源化利用，开展油气资源开发区历史遗留污染场地治理，对历史遗留油泥坑进行专项排查，建立整治清单、制定治理与修复计划”。

本项目油气开发项目，本项目建成后，塔里木油田增加天然气产能$1.35\times10^{8}m^{3}/a$，原油产能$3.46\times10^{4}t/a$。

本项目施工期弃土弃渣全部利用；废油、含油废弃物委托有危废处置资质单位接收处置；施工废料首先考虑回收利用，不可回收利用部分拉运至塔中固废填埋场填埋处置。运营期产生的清管废渣、落地油和废防渗材料均委托有危废资质单位妥善处理。

3.4.2.18 与《阿克苏地区国土空间总体规划（2021~2035 年）》符合性分析

表 3.4-12 与《阿克苏地区国土空间总体规划》符合性分析

规划要求	本项目	符合性
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	本项目不占用基本农田	符合
统筹构建生态安全格局，巩固生态治理成果，注重全域生态环境，逐步形成以自然保护区、自然公园为主的自然保护地体系	本项目不涉及自然保护区、自然公园	符合
加大全地区重要湖泊、水库、水系、湿地等重要生态空间保护力度	本项目不涉及湖泊、水库、水系、湿地	符合

3.4.2.19 与《新疆维吾尔自治区 2025 年空气质量持续改善行动实施方案》符合性分析

表 3.4-13 与《新疆维吾尔自治区 2025 年空气质量持续改善行动实施方案》符合性分析

文件要求	本项目	符合性
坚决遏制高耗能、高排放、低水平项目盲目上马。新改扩建项目严格落实国家和自治区产业规划、产业政策、生态环境分区管控方案、规划环评、项目环评、节能审查、产能置换、重点污染物总量控制、污染物排放区域削减、碳排放达峰目标等相关要求，原则上采用清洁运输方式，达到能效标杆水平、环保绩效 A 级水平。	本项目为陆地石油开采项目，不属于两高项目，本项目产生的废气主要为无组织非甲烷总烃、硫化氢，且排放量很小	符合
大力发展新能源和清洁能源。推进风电光伏等清洁能源基地建设，构建新型电力系统。推进新能源与优势产业联动发展，加大高载能行业和自备电厂清洁能源替代力度。非化石能源消费比重和电能占终端能源消费比重达到相关规划要求。持续增加天然气生产供应，优先保障居民生活和清洁取暖、农业散煤治理等需求。	本项目井场加热器采用二氧化碳空气热源泵，靠电力驱动，无废气排放。	符合

3.4.3 生态环境分区管控符合性分析

（1）生态保护红线

生态保护红线指在生态空间范围内具有特殊重要生态功能、必须强制性严格保护的区域，是保障和维护国家生态安全的底线和生命线，通常包括具有重要水

源涵养、生物多样性保护、水土保持、防风固沙、海岸生态稳定等功能的生态功能重要区域，以及水土流失、土地沙化、石漠化、盐渍化等生态环境敏感脆弱区域。

根据《新疆维吾尔自治区生态保护红线划定方案》，本项目各类工程均不在生态保护红线内。本项目与生态保护红线位置关系，见图3.4-2。

（2）环境质量底线

本次评价现状调查结果显示，工程所在区域的环境空气为不达标区，超标因子主要为$PM_{2.5}$、PM_{10}，超标原因为当地气候条件干燥、自然扬尘导致；项目所在区域地下水水质天然背景值较高，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，其余监测点各监测因子均能够满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）IV类标准的要求；项目区声环境质量良好，满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）2类区标准；根据监测结果可知，项目区土壤环境质量满足《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中表1第二类用地筛选值，石油烃类执行表2第二类用地筛选值。

工程运营期产生的废气和噪声污染物均能达标排放，采取相应措施后经预测能够满足相关标准要求；污水采取了严格的治理和处置措施，全部综合利用，不外排；固废按照相关环保要求妥善处置，不会对项目区环境质量底线产生冲击，因此，本项目的建设符合环境质量底线要求。

（3）资源利用上线

本项目开发过程中的生产废水进行综合利用，节约了水资源；油气集输采用密闭流程，有效减少了烃类物质挥发；不消耗燃料；能源利用均在区域供气、供电负荷范围内，消耗未超出区域负荷上限。本项目占地类型主要为沙地，土地资源消耗符合要求。总之，本项目开发符合资源利用上线要求。

（4）生态环境准入清单

石油天然气开发是当前国民经济的重要基础产业和支柱产业，根据《产业结构调整指导目录（2024年本）》，将“常规石油、天然气勘探与开采”列入“鼓励类”项目。可知，石油天然气开发属于国家重点鼓励发展的产业，本项目的建设

符合国家的相关政策。

根据《关于印发〈新疆维吾尔自治区生态环境分区管控动态更新成果〉的通知》（新环环评发〔2024〕157号）、《关于印发〈阿克苏地区生态环境分区管控方案（2023版）〉的通知》（阿地环字〔2024〕32号）、《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》，将本项目与生态保护红线、环境质量底线、资源利用上线和生态环境准入清单相关要求对比分析，见表3.4-15、表3.4-16、表3-4.17。

3.5 选址、选线合理性分析

本项目主要建设内容包括：①钻井工程：新钻气井11口，其中，侧钻井1口，ZG22-2HC（井深5868m）；定向井10口，单井完钻井深6823m；②地面工程：新建标准化采气井场13座，井场主要设备包括加热装置（CO_2空气能加热装置-利旧真空加热炉改造设备）、放空火炬、自动点火装置（带阻火器、爆破片、火焰探测器）；新建注水井场6座（采气井转注水井）；③改扩建工程：ZG22-2H井场新建6井式进站生产、计量阀组1座，设计压力10MPa；ZG14-H1井场改建1井式进站阀组1座；ZG14-H7井场新建2井式进站阀组1座。④管线：新建单井采气管线23.2km；新建阀组至1号集气站高压集输管线4.5km；新建阀组至ZG22-H4集油站低压集输管线2.2km;新建中古1号集气站至ZG22-H4集油站低压集油管线2.3km。⑤配套建设供配电、通信、仪控、结构、防腐、消防等工程。

根据现场调查和资料搜集，工程区内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、森林公园等自然保护地，不涉及生态保护红线。

（1）井场选址分析

本项目占地类型为沙地，占地范围内无植被。

（2）管线选线合理性分析

本项目管线工程区地势平坦，远离人群居住区，工程区内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、森林公园等自然保护地，不涉及生态保护红线。本项目管线设置符合设计规范中“在人烟稀少地区，线路走向应尽量并行已建管道，以便建成后的运行管理”的要求。

综上，本项目不存在环境制约地域和因素，项目选址选线合理

图 3.4-1 管控单元图

图 3.4-2 本项目与生态保护红线位置关系图

表 3.4-15 本项目与《新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案》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。	根据《关于印发＜新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案＞的通知》（新政发〔2021〕18号）、《关于印发＜阿克苏地区“三线一单”生态环境分区管控方案＞的通知》（阿行署发〔2021〕81号）、本项目井场、站场及管线均属于沙雅县一般管控单元（环境管控单元编码为ZH65292430001）。不在划定的生态保护红线内，不在自然保护地核心保护区；评价范围内没有自然保护区、风景名胜区、饮用水源保护区、基本草原以及文物保护单位等环境敏感目标。综上，本项目符合生态保护红线要求。	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。	本项目为石油、天然气开采项目。施工期污水不排入地表水体，不会突破水环境质量底线；施工期产生的施工废料首先考虑回收利用，不可回收利用部分拉运塔中固废场填埋处置；施工过程中产生的噪声采取有效的污染防治措施，能够达标排放，不会突破声环境质量底线。所在区域属于大气环境质量不达标区域，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。符合环境质量底线要求。	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。	本项目占地类型为沙地，项目的建设占用土地资源相对区域资源利用较少，土地资源消耗符合要求。项目运营期耗水环节仅为井下作业用水，用水量较少，节约了水资源；消耗量总体相对区域资源利用总量较少，能源利用均在区域负荷范围内，消耗未超出区域负荷上限。各项资源量在区域的可承受范围内，不逾越资源利用上线，符合资源利用上线要求。	符合
生态环境准入清单	自治区共划定1323个环境管控单元，分为优先保护单元、重点管控单元和一般管控单元三类，实施分类管控。其中一般管控单元159个，主要包括优先保护单元和重点管控单元之外的其他区域。一般管控单元主要落实生态环境保护基本要求，推动区域环境质量持续改善。	本项目位于一般管控单元，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。各类污染物均满足国家及地方排放标准要求，落实生态环境保护基本要求，严守生态环境质量底线，不会降低区域生态功能。本项目属于《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。	符合

表 3.4-16 本项目与阿克苏地区生态环境准入清单符合性分析一览表

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		
控维度	**管控要求**			**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《中华人民共和国基本农田保护条例》中相关要求，占用耕地、林地或草地的建设项目须按照国家、自治区相关补偿要求进行补偿。 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。			本项目为石油、天然气开采工程，项目占地类型为沙，未占用农田。污染物排放均按相关标准要求执行。符合本单元管控要求。
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。			项目满足阿克苏地区总体管控要求中关于资源利用效率的准入要求。

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。	项目投产后，由塔中采油气管理区管理，区块开发突发环境应急预案纳入管辖作业区应急管理体系中。符合本单元管控要求。
资源利用效率	1、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、科学合理使用化肥农药，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。	本项目会消耗一定量的水资源，水资源消耗量对于区域资源利用总量较少，符合本单元管控要求。

表 3.4-17 本项目与新疆维吾尔自治区生态环境分区管控总体要求符合性分析一览表

名称	管控要求			拟建工程	符合性
新疆维吾尔自治区总体管控要求	A1空间布局约束	A1.1禁止开发建设的活动	【A1.1-1】禁止新建、扩建《产业结构调整指导目录（2024年本）》中淘汰类项目。禁止引入《市场准入负面清单（2022年版）》禁止准入类事项。	拟建工程为石油天然气开采项目，属于“石油天然气开采”项目，属于《产业结构调整指导目录（2024年本）》（国家发展改革委令2023年第7号）中的鼓励类项目，符合国家当前产业政策要求；不属于《市场准入负面清单（2022年版）》（发改体改规〔2022〕397号）中禁止准入类项目	符合
			【A1.1-2】禁止建设不符合国家和自治区环境保护标准的项目。	拟建工程执行标准符合国家和自治区环境保护标准	符合
			【A1.1-4】禁止在水源涵养区、地下水源、饮用水源、自然保护区、风景名胜区、森林公园、重要湿地及人群密集区等生态敏感区域内进行煤炭、石油、天然气开发。	拟建工程占地范围内不涉及水源涵养区、地下水源、饮用水源、自然保护区、风景名胜区、森林公园、重要湿地及人群密集区等生态敏感区域	符合
			【A1.1-6】禁止在自治区行政区域内引进能（水）耗不符合相关国家标准中准入值要求且污染物排放和环境风险防控不符合国家（地方）标准及有关产业准入条件的高污染（排放）、高能（水）耗、高环境风险的工业项目。	拟建工程不属于高污染（排放）、高能（水）耗、高环境风险的工业项目	符合

			【A1.1-9】严禁新建《禁止、控制和限制危险化学品目录》中淘汰类、禁止类危险化学品化工项目。严格执行生态保护红线、永久基本农田管控要求，禁止新（改、扩）建化工项目违规占用生态保护红线和永久基本农田。在塔里木河、伊犁河、额尔齐斯河干流及主要支流岸线1公里范围内，除提升安全、环保、节能、智能化、产品质量水平的技术改造项目外，严格禁止新建、扩建化工项目，不得布局新的化工园区（含化工集中区）。	拟建工程不属于危险化学品化工项目；拟建工程不占用生态保护红线；拟建工程所在区域不在塔里木河、伊犁河、额尔齐斯河干流及主要支流岸线1公里范围内	符合
		A1.2限制开发建设的活动	【A1.2-1】严格控制缺水地区、水污染严重区域和敏感区域高耗水高污染行业发展。	拟建工程不属于高耗水高污染行业	符合
			【A1.2-2】建设项目用地原则上不得占用永久基本农田，确需占用永久基本农田的建设项目须符合《基本农田保护条例》中的相关要求，占用耕地、林地或草地的建设项目须按照国家、自治区相关补偿要求进行补偿。	本项目不占用农田、草地、林地	符合
		A1.4其他布局要求	【A1.4-1】一切开发建设活动应符合国家、自治区主体功能区规划自治区和各地颁布实施的生态环境功能区划、国民经济发展规划、产业发展规划、国土空间规划等相关规划及重点生态功能区负面清单要求，符合区域或产业规划环评要求。	拟建工程与区域主体功能区划目标相协调，符合塔里木油田“十四五”发展规划及规划环评	符合
	A2污染物排放管控	A2.1污染物削减/替代要求	【A2.1-1】新、改、扩建重点行业建设项目应符合“三线一单”、产业政策、区域环评、规划环评和行业环境准入管控要求。重点区域的新、改、扩建重点行业建设项目应遵循重点重金属污染物排放“减量替代”原则。	拟建工程与“三线一单”、产业政策、区域环评、规划环评和行业环境准入管控要求”见前文	符合
			【A2.2-4】强化用水定额管理。推进地下水超采综合治理。开展河湖生态流量（水量）确定工作，强化生态用水保障。	拟建工程施工期中采取节水措施，用水量较小，管道试压废水进行综合利用，节约了水资源；运营期不新增用水，不会超过用水总量控制指标	符合
			【A2.2-7】强化重点区域地下水环境风险管控，对化学品生产企业工业集聚区、尾矿库、矿山开采区、危险废物处置场、垃圾填埋场等地下水污染源及周边区域，逐步开展地下水环境状况调查评估加强风险管控。	拟建工程营运期间废水不对外排放，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	符合
			【A2.2-8】严控土壤重金属污染，加强油（气）田开发土壤污染防治，以历史遗留工业企业污染场地为重点，开展土壤污染风险管控与修复工程。	塔中采油气管理区已开展历史遗留污油泥清理工作，已完成受污染土壤清理工作。本项目运营期加强土壤污染风险管控工程。	符合
			【A3.2-4】加强环境风险预警防控。加强涉危险物企业、涉重金属企业、化工园区、集中式饮用水水源地及重点流域环境风险调查评估，实施分类分级风险管控，协同推进重点	拟建工程已提出一系列环境风险防范措施及应急要求，本次建设内容纳入塔中采油气管理区现有	符合

			区域、流域生态环境污染综合防治、风险防控与生态修复。	应急预案中，定期按照应急预案内容进行应急演练，逐步提高应急演练范围与级别，出现风险事故时能够及时应对。	
			【A3.2-5】强化生态环境应急管理。实施企业突发生态环境应急预案电子化备案，完成县级以上政府突发环境事件应急预案修编。完善区域和企业应急处置物资储备系统，结合新疆各地特征污染物的特性，加强应急物资储备及应急物资信息化建设，掌握社会应急物资储备动态信息，妥善应对各类突发生态环境事件。加强应急监测装备配置，定期开展应急演练，增强实战能力。	拟建工程已提出一系列环境风险防范措施及应急要求，本次建设内容纳入塔中采油气管理区现有应急预案中，定期按照应急预案内容进行应急演练，逐步提高应急演练范围与级别，出现风险事故时能够及时应对。	符合
			【A4.1-3】地下水资源利用实行总量控制和水位控制。取用地下水资源，应当按照国家和自治区有关规定申请取水许可。地下水利用应当以浅层地下水为主。	拟建工程施工期中采取节水措施，用水量较小，管道试压废水进行综合利用，节约了水资源；运营期不新增用水，不会超过用水总量控制指标	符合
		A4.2 土地资源	【A4.2-1】土地资源上线指标控制在最终批复的国土空间规划控制指标内。	拟建工程充分利用现有道路，新增占地较小，土地资源消耗符合要求	符合
			【A4.3-5】以碳达峰碳中和工作为引领，着力提高能源资源利用效率。引导重点行业深入实施清洁生产改造，钢铁、建材、石油化工等重点行业以及其他行业重点用能单位持续开展节能降耗。	拟建工程核算了温室气体排放量，整体温室气体排放量相对较小	符合
			【A4.3-6】深入推进碳达峰碳中和行动。推动能源清洁低碳转型，加强能耗“双控”管理，优化能源消费结构。新增原料用能不纳入能源消费总量控制。持续推进散煤整治。	拟建工程核算了温室气体排放量，整体温室气体排放量相对较小	符合
		A4.4 禁燃区要求	【A4.4-1】在禁燃区内，禁止销售、燃用高污染燃料；禁止新建、扩建燃用高污染燃料的设施。已建成的，应当在规定期限内改用清洁能源。	拟建工程不涉及煤炭的消耗，不涉及燃用高污染燃料的设施	符合

		A4.5 资源综合利用	【A4.5-1】加强固体废物源头减量、资源化利用和无害化处置，最大限度减少填埋量。推进工业固体废物精细化、名录化环境管理，促进大宗工业固废综合利用、主要农业废弃物全量利用。加快构建废旧物资回收和循环利用体系，健全强制报废制度和废旧家电、消费电子等耐用消费品回收处理体系，推行生产企业“逆向回收”模式。以尾矿和共伴生矿、煤矸石、炉渣、粉煤灰、脱硫石膏、冶炼渣、建筑垃圾等为重点，持续推进固体废物综合利用和环境整治不断提高大宗固体废物资源化利用水平。推行生活垃圾分类，加快建设县（市）生活垃圾处理设施，到2025年，全疆城市生活垃圾无害化处理率达到99%以上。	运营期固体废物送有危废处置资质的单位接收处置	符合

4 环境现状调查与评价

4.1 自然环境概况

4.1.1 地理位置

沙雅县位于新疆维吾尔自治区西南部，阿克苏地区东偏南。处于塔里木盆地北部，渭干河绿洲平原的南端，北靠天山，南拥大漠。地处东经81°45′～84°47′，北纬39°31′～41°25′之间，东西宽180km，南北长220km，总面积31972.5km^2。北接天山南缘的库车、新和两县，南辖塔克拉玛干沙漠的一部分，与和田地区的民丰、于田两县沙漠相连，西与阿克苏市毗邻，东南和巴州的且末县接壤。

拟建工程位于阿克苏地区沙雅县境内，区域以油气开采为主，现状占地均为沙地，工程选址区域周边及邻近区域无其它居民区、村庄等环境敏感点。项目地理位置见附图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。

图4.1-1 项目地理位置图

4.1.3 工程地质

1）基本情况

本工程位于地属塔克拉玛干沙漠区，区内流动沙丘广泛分布，地表岩性以松散的砂类土为主，下部为中密～密实的砂类土。受沙丘高差影响，场区稳定地下水位埋深差别较大，稳定地下水位埋深较大。总体来说，本工程所在区域的工程 地质条件差，主要受流动沙丘影响，以新月形沙丘及沙丘链为主，地表基本无植 被，其覆盖度小于5%，风沙活动强烈，流动性大。地震抗震设防烈度为7 度（0.10g），设计地震分组为第三组。最大冻结深度为1.15米。

2）地层分布及评价

①粉砂层：黄色，松散，干～稍湿，主要成分以长石、石英、白云母及少量 暗色矿物组成，混粒结构，颗粒形状以亚圆形为主，颗粒级配不良，孔壁坍塌现 象明显，机械钻进较易。该层场地均有分布，层厚1.0～4.6m，层厚1.0m～4.60m。

②粉砂层：黄色，稍密，稍湿，主要成分以长石、石英、白云母及少量暗色矿物组成，混粒结构，颗粒形状以亚圆形为主，颗粒级配不良，孔壁坍塌现象较明显，机械钻进较易。该层场地均有分布，层厚1.2～2.8m 。地基承载力特征值140kPa，压缩模量12MPa。

③粉砂层：黄色，中密～密实，稍湿～饱和，主要成分以长石、石英、白云母及少量暗色矿物组成，混粒结构，颗粒形状以亚圆形为主，颗粒级配不良，孔壁坍塌现象较明显，机械钻进较易。该层场地均有分布，未揭穿，勘探深度范围内最大厚度11.50m 。地基承载力特征值180kPa，压缩模量16MPa。

第①层粉砂：为流动沙丘及丘间洼地表层的砂类土，松散，受沙丘高度影响， 厚薄分布不均，相对高差大，力学强度低，不宜直接作为一般建（构）筑物天然地基持力层，应进行处理后方可作为一般建（构）筑物的基础持力层。

第②层粉砂：力学强度一般，均匀性一般，可以作为一般建（构）筑物天然地基持力层。

第③层粉砂：力学强度中等，埋藏深度和强度稳定，可作为拟建建（构）筑物浅基础的持力层或下卧层。

4.1.4 水文及水文地质

4.1.4.1 水文

塔克拉玛干沙漠四周有叶尔羌河、塔里木河、和田河和车尔臣河贯穿两岸。由于降雨量小蒸发率高，降雨对于滋润沙漠和给地下水供水微不足道。昆仑山水系河流渗透到沙漠中达100～200km，逐渐在沙漠中干涸。只有和田河穿越沙漠腹地，在夏季偶尔可将水流注入塔里木河。

本项目位于塔克拉玛干沙漠腹地，周边100km范围内无地表水体。

4.1.4.2 区域水文地质

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。拟建工程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。

4.1.5 气候、气象

工程区所在区域为欧亚大陆最干旱的地区，塔克拉玛干沙漠是最干旱地区的中心。从地理位置来看，塔里木盆地三面环山，东面开口，地势西高东低，呈横向犁型簸箕状。下垫面主体部分基本为无植被、吸热强烈而干燥的沙漠，各路海洋性气流对该区域的影响甚微，为典型的大陆性干旱型气候区，即：气候基本特

征是春季多风沙，夏秋季酷热，冬季无降雪，干旱降水少。各季节气候条件的变化十分明显，春季气温回升很快，且多伴有大风天气，大风季节可延伸至夏初，主要集中于3～7月份，夏季酷热而漫长，全年降水主要集中在6～8月份，秋季降温十分缓慢，冬季来临较晚，日间温差较大，相对湿度较低，太阳辐射强烈。塔中地区的主要气象数据见表4.1-1。

表4.1-1 塔中地区主要气候气象参数一览表

序号	项　目	统计结果	序号	项　目	统计结果
1	年平均气温	12℃	8	年平均蒸发量	3701.7mm
2	极端最高气温	45.6℃	9	年最多风向	NE
3	极端最低气温	-32.7℃	10	年平均风速	1.4m/s
4	七月平均气温	28.3℃	11	最大风速	22m/s
5	一月平均气温	-10.1℃	12	年平均沙暴日	25d
6	平均年降水量	25.8mm	13	相对湿度	34%
7	冻土深度	62cm	--		

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）调查范围及时间

评价单位于2025年9月20日对评价范围内进行了集中踏勘和野外调查，调查范围为井场、站场周围50m范围，管线中心线两侧300m为评价范围。

（2）调查内容

调查内容包括评价区生态系统类型、土地利用类型、植被类型、野生动物等。

（3）调查方法

①基础资料收集

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

②土地利用现状调查

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

③植被及植物资源调查

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

④野生动物资源调查

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

4.2.2 生态功能区划调查

（1）生态功能区划

参照《新疆生态功能区划》（原新疆维吾尔自治区环境保护局2003年9月），拟建工程主要生态服务功能、生态敏感因子、主要生态问题和主要保护目标见表4.2-1和附图5。

表4.2-1 工程区生态功能区划表

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

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

项目主要是井场建设、集输管线敷设，对生态环境的影响主要体现在施工期，施工期具有临时性、短暂性特点，施工结束后，管沟回填，区域生态采取自然恢复措施及完善的防沙治沙及水土保持措施，不会对沙漠化扩大、土壤盐渍化造成影响。综上所述，项目的建设实施符合区域生态服务功能定位，与区域发展方向相协调。

图 4.2-1 生态功能区划图

4.2.3 生态系统调查及评价

（1） 生态系统类型

本次采用野外调查与遥感技术相结合的手段，根据《全国生态状况调查评估技术规范 生态系统遥感解译与野外核查》（HJ1166-2021）的分类方法，对评价区生态系统进行分类，项目评价范围生态系统主要为荒漠生态系统，生态系统结构简单。

（2） 生态系统特征

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

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

4.2.4 土地利用现状调查及评价

根据遥感调查结果，采用图形叠加法对评价范围内的生态环境现状进行分析，即将遥感影像与线路进行叠加，根据《土地利用现状分类》（GB/T21010-2017），以确定项目区内的土地利用类型，并统计各类土地利用类型的面积，将成果绘制成土地利用现状图。生态现状调查范围内土地利用类型均为沙地。

表 4.2-4 土地利用现状表

土地类型	工程占地	
	面积（hm^2）	百分比（%）
沙地	62.04	100
合计	62.04	100

图4.2-2 土地利用分布图

4.2.5 植被现状调查及评价

区域内除局部地段外，地表基本无植被生长。植物物种的分布和水文条件直接有关，沙漠边缘分布有一年生草本植物和依靠水平根系吸收水分的植物，地下水位较深的地区，分布深根型多年生植物，沙漠腹地绝大部分为连绵的流动沙丘，极端干旱的气候和稀疏的植被使得该区域的生物种类贫乏，仅在一些高大沙丘间低地、地下水位较高的地段生长有芦苇、柽柳等植物群落，植被覆盖度＜5%，但项目评价区域内除局部地段外，绝大部分地段很少或根本无植物生长，为无植被地段，无国家和地方保护植物。项目区域植被类型图见附图7，生态调查评价范围内野生植物情况见表4.2-5。

表4.2-5 评价区主要高等植物名录

科	种名	拉丁名
柽柳科	多枝柽柳	*Tamarixramosissima*
禾本科	芦苇	*Phragmitesaustralis*

图4.2-3 项目区植被类型分布图

4.2.6 野生动物现状调查与评价

（1）区域野生动物调查

拟建工程位于塔里木盆地，按中国动物地理区划分级标准，评价区域属古北界、蒙新区、西部荒漠亚区、塔里木盆地省、天山南麓平原洲、塔里木河中上游区。塔克拉玛干沙漠及其边缘地带共分布有野生脊椎动物8种，其中爬行类3种，哺乳动物2种，鸟类3种，这些动物能够在沙漠环境中相对独立生存（仅能短暂栖息、途经沙漠区域的物种则不计入内）。沙漠中物种区系成分基本为中亚类型，在评价区域生存的野生动物主要是一些荒漠动物，主要是爬行动物沙蜥等。评价区野生动物种类及保护级别见表4.2-11。

表4.2-11 评价区主要脊椎动物名录及其种类和分布

序号	目名	科名	属名	中文名	拉丁名	保护级别
爬行纲						
1	有鳞目	鬣蜥科	沙蜥属	南疆沙蜥	*Phrynocephalusforsythi*	-
2	蜥蜴目	蜥蜴科	麻蜥属	密点麻蜥	*Eremiasmultiocellata*	-

3	有鳞目	蜥蜴科	麻蜥属	荒漠麻蜥	*Eremiasprzewalskii*	-
鸟纲						
4	雀形目	燕雀科	沙雀属	蒙古沙雀	*Rhodopechysmongolica*	-
5	雀形目	鸦科	鸦属	小嘴乌鸦	*Corvuacorone*	-
6	雀形目	文鸟科	麻雀属	黑顶麻雀	*Passerammodendri*	-
哺乳纲						
7	啮齿目	仓鼠科	沙鼠属	子午沙鼠	*Merionesmeridianus*	-
8	啮齿目	跳鼠科	长耳跳鼠属	长耳跳鼠	*Euchoreutes naso*	-

（2）野生动物重要物种

①种类组成

根据《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）、《国家重点保护野生动物名录》（国家林业和草原局 农业农村部公告2021年第3号）及《中国生物多样性红色名录—脊椎动物卷（2020）》（生态环境部公告 2023年第15号），该区域特有种中南疆沙蜥被列入中国生物多样性红色名录，评价区域重点野生动物调查结果见表4.2-21。

表4.2-21　　评价区域重点野生保护动物

序号	物种名称（中文名/拉丁名）	保护级别	濒危级别	特有种（是/否）	分布区域	资料来源	工程占用情况（是/否）
1	南疆沙蜥（*Phrynocephalus forsythi*）	—	近危	是	主要栖息于荒漠地区，尤以植被稀疏的沙质荒漠地区较常见	现场调查、文献记录、历史调查资料	否

在油田开发区域，因油气田开发建设活动早已开展，人类活动频繁，使得对人类活动敏感的野生动物早已离去，项目区偶尔可见到南疆沙蜥的活动。

②生理生态特征

表4.2-22　　评价区域重点野生保护动物

序号	中文名	学名	保护等级	照片

1	南疆沙蜥	*Phrynocephalus forsythi*	—	
		生态学特征：体形较小，头体长36～50毫米，尾长48～62毫米；背鳞光滑；无腋斑；沿背脊中央有4～5对清晰的深黑色小圆斑；四肢及尾背无深色横纹；尾的腹面白色与黑环相间，尾梢黑色。		
		生存现状：栖息在干旱的沙漠或戈壁滩边缘地带。		

4.2.7 生态敏感区调查与评价

4.2.7.1 土地沙化现状

本项目位于阿克苏地区沙雅县，根据《新疆第六次沙化土地监测报告》，本项目所在区域属于沙化区，本项目沙化土地类型分布情况见图4.2-4。

图4.2-4 项目区土地沙化现状示意图

4.2.7.2 水土流失现状

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，项目位于塔里木河流域水土流失重点治理区。

根据《新疆维吾尔自治区水土保持规划（2018-2030年）》，项目所在区域的水土保持基础功能类型是农田防护、防风固沙与防灾减灾，水土保持主导功能类型是防风固沙，为了实现水土保持主导功能，水土流失治理措施主要依靠荒漠化治理工程、石油天然气行业的水土保持综合治理工作。

4.2.8 主要生态问题调查

（1）区域荒漠化土地现状

根据《新疆防沙治沙规划》（2011-2020年），沙雅县沙化土地总面积为2697317.85hm^2，占沙雅县国土总面积的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%。

（2）水土流失现状

根据《新疆维吾尔自治区2022年水土流失动态监测年报》，2022年沙雅县轻度以上风力侵蚀总面积23822.19km^2，占全县土地总面积的31.60%。其中水力侵蚀面积为3652.71km^2，占土壤侵蚀总面积的74.71%。

根据《土壤侵蚀分类分级标准》（SL190-2007），判断拟建工程沙漠区为中度风力侵蚀。结合项目区地表植被、土壤状况、气象等资料综合分析项目区环境状况确定土壤侵蚀模数，沙漠区基本无植物生长，土壤类型为风沙土，因此确定原生地貌土壤侵蚀模数为3000t/km^2·a；根据《生产建设项目水土流失防治标准》（GB/T50434-2018），北方风沙区容许土壤流失量为1000t/km^2·a～2500t/km^2·a，因工程沙漠区接近沙漠腹地，因此确定项目沙漠区容许土壤流失量为3000t/km^2·a。

（3）区域生态面临的压力和存在的问题

项目评价区域降水量少，干旱和半干旱是生态环境的主要特征，生态环境较为脆弱。本次评价针对塔中油气田的现场考察和资料分析，项目区目前主要的生态问题为土地沙漠化，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，地表出现以风沙活动为主要标志的土地退化，从而引起沙质地表、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，项目区沙漠化的形成主要是因风蚀所致。

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

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）、《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023）要求，根据区域水文地质等资料判定该区域有承压水但不具备饮用价值，故不再设置承压水监测点，本次评价引用《塔里木油田塔中I号气田塔中III区塔中45-中古291井区奥陶系开发调整项目环境影响报告书》中的监测数据，监测单位为：新疆广宇众联环

境监测有限公司，取样日期：2024年10月16日，监测点与拟建工程处于同一水文地质单元，其监测数据在一定程度上能够反映拟建工程所在区域地下水环境质量现状。本次评价委托新疆昇腾环保科技有限公司监测水位，监测时间2025年9月18日。

（1）监测点位及因子

地下水具体监测点位及因子见表4.3-1，监测点具体位置见附图9。

表4.3-1 地下水监测点设置情况一览表

序号	点位	坐标	监测层位	井深(m)	水位埋深（m）	与本项目位置关系	监测时间	监测单位
1#	项目区上游	N:39°31′59.721″ E:82°46′56.433″	潜水	32	7.55	ZG22-11井西南南侧7.8km	2024年10月	新疆广宇众联环境监测有限公司
2#	项目区下游	N:39°38′34.790″ E:82°49′30.399″	潜水	36	7.87	ZG14-10井西侧4.2km		
3#	项目区下游	N:39°42′52.527″ E:82°42′55.555″	潜水	24	8.71	ZG14-14井西北侧12.0km		
4#	项目区侧游	N:39°46′13.306″ E:82°44′44.103″	潜水	35	9.32	ZG14-14井北侧13km		
5#	项目区上游	N:39°43′10.766″ E:82°28′04.122″	潜水	28	8.34	ZG14-14井西北侧18km		
1#水位	项目区测向水位井	E82°48′50.087″ N39°40′39.472″	潜水	25	3	ZG14-13井西侧7.4km	2025年7月	新疆昇腾环保科技有限公司
2#水位	项目区侧向水井	E82°55′45.738″ N39°31′12.046″	潜水	55	50	ZG111-H3C井南侧1.6km		
3#水位	项目区下游水位井	E82°50′26.366″ N39°39′04.457″	潜水	55	8	ZG14-14井南侧1.3km		

（2）监测时间及频率

监测点监测时间为2024年10月16日，监测1天，采样1次。水位井监测时间为2025年9月18日。

（3）监测及分析方法

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》（HJ164-2020）、《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，并给出各监测因子的分析方法及其检出浓度。分析方法、各因子检出限等详细情况见表4.3-2。

表 4.3-2 地下水环境监测因子和检测因子分析方法一览表

序号	检测项目	检测方法	检出限/ 最低检出浓度
1	pH 值	《水质 pH 值的测定电极法》（HJ1147-2020）	-
2	总硬度	《生活饮用水标准检验方法第 4 部分：感官性状和物理指标》（GB/T5750.4-2023）	1.0mg/L
3	溶解性总固体		-
4	挥发酚	《水质挥发酚的测定 4-氨基安替比林分光光度法》（HJ503-2009）	0.0003mg/L
5	高锰酸盐指数（以 O_2 计）	《生活饮用水标准检验方法第 7 部分：有机物综合指标》（GB/T5750.7-2023）	0.05mg/L
6	氨氮	《水质氨氮的测定纳氏试剂分光光度法》（HJ535-2009）	0.025mg/L
7	总大肠菌群	《生活饮用水标准检验方法第 12 部分：微生物指标》（GB/T5750.12-2023）5.2 滤膜法	-
8	菌落总数	《生活饮用水标准检验方法第 12 部分：微生物指标》（GB/T5750.12-2023）4.1 平皿计数法	-
9	亚硝酸盐（氮）	《水质亚硝酸盐氮的测定分光光度法》（GB7493-87）	0.003mg/L
10	硝酸盐（氮）	《水质硝酸盐氮的测定紫外分光光度法（试行）》（HJ/T346-2007）	0.08mg/L
11	氰化物	《生活饮用水标准检验方法第 5 部分：无机非金属指标》（GB/T5750.5-2023）7.1 异烟酸-吡唑啉酮分光光度法	0.002mg/L
12	氟化物	《水质氟化物的测定离子选择电极法》（GB7484-87）	0.05mg/L
13	汞	《水质汞、砷、硒、铋和锑的测定原子荧光法》（HJ694-2014）	4×10^{-5}mg/L
14	砷		3×10^{-4}mg/L
15	镉	《生活饮用水标准检验方法第 6 部分：金属和类金属指标》（GB/T5750.6-2023）12.1 无火焰原子吸收分光光度法	5×10^{-4}mg/L
16	六价铬	《水质六价铬的测定二苯碳酰二肼分光光度法》（GB7467-87）	0.004mg/L
17	铅	《生活饮用水标准检验方法第 6 部分：金属和类金属指标》（GB/T5750.6-2023）14.1 无火焰原子吸收分光光度法	2.5×10^{-3}mg/L
18	钡	《生活饮用水标准检验方法第 6 部分：金属和类金属指标》（GB/T5750.6-2023）19.1 无火焰原子吸收分光光度法	1.0×10^{-2}mg/L
19	硫酸根（硫酸盐）	《水质无机阴离子（F^-、Cl^-、NO_2^-、Br^-、NO_3^-、PO_4^{3-}、SO_3^{2-}、SO_4^{2-}）的测定离子色谱法》（HJ84-2016）	0.018mg/L
20	氯离子（氯化物）		0.007mg/L
21	钾离子	《水质可溶性阳离子（Li^+、Na^+、NH_4^+、K^+、Ca^{2+}、Mg^{2+}）的测定离子色谱法》（HJ812-2016）	0.02mg/L
22	钠离子		0.02mg/L
23	钙离子		0.03mg/L
24	镁离子		0.02mg/L

序号	检测项目	检测方法	检出限/最低检出浓度
25	碳酸根	《地下水质分析方法第49部分：碳酸根、重碳酸根和氢氧根离子的测定滴定法》（DZ/T0064.49-2021）	1mg/L
26	碳酸氢根		
27	铁	《水质铁、锰的测定火焰原子吸收分光光度法》（GB11911-89）	0.03mg/L
28	锰		0.01mg/L
29	硫化物	《水质硫化物的测定亚甲基蓝分光光度法》（HJ1226-2021）	0.003mg/L
30	石油类	《水质石油类的测定紫外分光光度法（试行）》（HJ970-2018）	0.01mg/L

4.3.2 地下水环境现状评价

（1） 评价方法

①采用单因子标准指数法，其计算公式为：

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

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值，mg/L；

Coi——第i个水质因子的标准浓度值，mg/L。

②对于pH值，评价公式为：

P_{pH}=(7.0-pHi)/(7.0-pHsd)(pHi≤7.0)

P_{pH}=(pHi-7.0)/(pHsu-7.0)(pHi＞7.0)

式中：PpH—pH的标准指数，无量纲；

pHi--i监测点的水样pH监测值；

pHsd—评价标准值的下限值；

pHsu—评价标准值的上限值。

评价标准：执行《地下水质量标准》（GB/T14848-2017)IV类标准，石油类参照执行《地表水环境质量标准》（GB3838-2002)IV类标准。

（2） 水质监测及评价结果

①地下水质量现状监测与评价

地下水质量现状监测与评价结果见表4.2-7。

表4.2-7　　地下水质量现状监测及评价结果一览表　　mg/L

检测	标准值	潜水含水层

项目			1#	2#	3#	4#	5#
色度	≤15度	监测值（度）	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
		标准指数	--	--	--	--	--
嗅和味	--	监测值	无	无	无	无	无
		标准指数	--	--	--	--	--
肉眼可见物	--	监测值	无	无	无	无	无
		标准指数	--	--	--	--	--
pH值	6.5～8.5	监测值	7.9	8.2	7.8	7.9	8.1
		标准指数	0.60	0.80	0.53	0.60	0.73
总硬度	≤450	监测值	**2180**	**1410**	**3220**	**2500**	**3880**
		标准指数	**4.84**	**3.13**	**7.16**	**5.56**	**8.62**
溶解性总固体	≤1000	监测值	**8670**	**11900**	**10900**	**12100**	**16500**
		标准指数	**8.67**	**11.9**	**10.9**	**12.1**	**16.5**
硫酸盐	≤250	监测值	**2680**	**2510**	**2870**	**2740**	**3900**
		标准指数	**10.72**	**10.04**	**11.48**	**10.96**	**15.6**
氯化物	≤250	监测值	**2980**	**4470**	**3810**	**4560**	**6340**
		标准指数	**11.92**	**17.88**	**40.32**	**18.24**	**25.36**
铁	≤0.3	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
		标准指数	--	--	--	--	--
锰	≤0.1	监测值	0.02	0.01	0.04	未检出	未检出
		标准指数	0.20	0.10	0.40	--	--
铜	≤1.0	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
		标准指数	--	--	--	--	--
锌	≤1.0	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
		标准指数	--	--	--	--	--
铝	≤0.2	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
		标准指数	--	--	--	--	--

挥发性酚类	≤0.002	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
		标准指数	--	--	--	--	--
阴离子表面活性剂	≤0.3	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
		标准指数	--	--	--	--	--
高锰酸盐指数（以O_2计）	≤3.0	监测值	0.26	0.28	0.3	0.26	0.24
		标准指数	0.09	0.09	0.10	0.09	0.08
氨氮	≤0.5	监测值	0.458	0.122	0.479	0.059	0.346
		标准指数	0.92	0.24	0.96	0.12	0.69
硫化物	≤0.02	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
		标准指数	--	--	--	--	--
总大肠菌群	≤3MPN/100mL	监测值	0	0	0	0	0
		标准指数	0	0	0	0	0
菌落总数	≤100CFU/mL	监测值	61	62	60	62	62
		标准指数	0.61	0.62	0.6	0.62	0.62
亚硝酸盐氮	≤1.0	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
		标准指数	--	--	--	--	--
硝酸盐氮	≤20.0	监测值	2.6	0.15	1.03	0.5	0.84
		标准指数	0.13	0.01	0.05	0.03	0.04
氰化物	≤0.05	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
		标准指数	--	--	--	--	--
氟化物	≤1.0	监测值	**2.59**	**2.83**	**2.99**	**3.34**	**3.41**
		标准指数	**2.59**	**2.83**	**2.99**	**3.34**	**3.41**
碘化物	≤0.08	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
		标准指数	--	--	--	--	--
汞	≤0.001	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
		标准指数	--	--	--	--	--

砷	≤0.01	监测值	0.0011	0.0011	0.0011	0.0013	0.0014
		标准指数	0.11	0.11	0.11	0.13	0.14
硒	≤0.01	监测值	0.0010	0.0008	0.0011	0.0010	0.0012
		标准指数	0.1	0.08	0.11	0.1	0.12
镉	≤0.005	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
		标准指数	—	—	—	—	—
六价铬	≤0.05	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
		标准指数	—	—	—	—	—
铅	≤0.01	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
		标准指数	—	—	—	—	—
三氯甲烷	≤0.06	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
		标准指数	—	—	—	—	—
四氯化碳	≤0.002	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
		标准指数	—	—	—	—	—
苯	≤0.01	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
		标准指数	—	—	—	—	—
甲苯	≤0.7	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
		标准指数	—	—	—	—	—
石油类	≤0.05	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
		标准指数	—	—	—	—	—

由表4.2-7分析可知，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)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。

②地下水离子检测结果与评价

地下水离子检测结果见表4.2-8。

表4.2-8　　地下水监测分析因子分析结果一览表　　单位：mg/L

项目		潜水含水层				
		1#	2#	3#	4#	5#
监测值（mg/L）	K^+	80.3	140	115	154	265
	Na^+	2120	3770	2990	3320	4720
	Ca^{2+}	276	111	359	109	265
	Mg^{2+}	376	282	594	554	809
	CO_3^{2-}	0	0	0	0	0
	HCO_3^-	88	169	153	265	183
	Cl^-	2980	4470	3810	4560	6340
	SO_4^{2-}	2680	2510	2870	2740	3900
毫克当量百分比（%）	K^++Na^+	67.94	85.41	66.68	74.53	72.88
	Ca^{2+}	9.80	2.79	8.87	2.69	4.46
	Mg^{2+}	22.25	11.81	24.45	22.78	22.67
毫克当量百分比（%）	CO_3^{2-}	0	0	0	0	0
	HCO_3^-	1.02	1.53	1.48	2.29	1.14
	Cl^-	59.44	69.58	63.27	67.65	67.95
	SO_4^{2-}	39.54	28.89	35.25	30.06	30.91

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-}、C^{l-}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4.3-5 包气带质量现状监测结果一览表

序号	监测点名称	采样位置	采样深度	采样重量	监测因子	监测值
1	ZG162-H1集油站	土壤裸露处	0.2m	＞500g	石油类	未检出
		土壤裸露处	1m	＞500g	石油类	未检出
2	ZG15集油站	土壤裸露处	0.2m	＞500g	石油类	未检出
		土壤裸露处	1m	＞500g	石油类	未检出

4.4 地表水环境现状调查与评价

塔克拉玛干沙漠四周有叶尔羌河、塔里木河、和田河和车尔臣河贯穿两岸。由于降雨量小蒸发率高，降雨对于滋润沙漠和给地下水供水微不足道。昆仑山水系河流渗透到沙漠中达100～200km，逐渐在沙漠中干涸。只有和田河穿越沙漠腹地，在夏季偶尔可将水流注入塔里木河。

本项目位于塔克拉玛干沙漠腹地，周边100km范围内无地表水体。

4.5 土壤环境现状调查与评价

4.5.1 土壤类型及分布调查

本项目区域属典型的大陆性干旱型气候区，气候干旱、高温、不利于土壤中矿物质分解，土壤发育较差，类型较为简单，在本油气田区域分布的土壤类型为风沙土。

本项目所在区域土壤类型图见图4.5-1。

图4.5-1 土壤类型图

4.5.2 土壤理化性质调查

表4.5-1 土壤理化特性调查表

点位		ZG14-9井 （占地范围内）
层次		表层（0.2m）
现场记录	颜色	棕色
	结构	砂砾
	质地	沙土
	砂砾含量（%）	100
	其他异物	无
实验室测定	pH值（无量纲）	6.9
	阳离子交换量（cmol/kg）	9.0
	氧化还原电位（mV）	501
	饱和导水率（mm/min）	1.19
	土壤容重（g/cm³）	1.5
	含水率（%）	51.4

4.5.3 土壤环境现状监测

4.5.3.1 监测点位

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），拟建工程属于污染影响型项目，因此根据污染影响设置监测点。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个表层样点，占地范围外设置2个表层样监测点，委托新疆昇腾环保科技有限公司进行监测。土壤监测布点符合HJ964-2018中布点要求。

各监测点主要监测因子见表4.5-2。

表4.5-2 土壤环境监测点位情况

分类	序号	采样区名称	采样层位	监测因子
占地范围内	1	ZG14-9集油站	表层样	砷、镉、铬（六价）、铜、铅、汞、镍、四氯化碳、氯仿、氯甲烷、1,1-二氯乙烷，1,2-二氯乙烷，1,1-二氯乙烯，顺-1,2-二氯乙烯，反-1,2-二氯乙烯，二氯甲烷，1,2-二氯丙烷，1,1,1,2-四氯乙烷，1,1,2,2-四氯乙烷，四氯乙烯，1,1,1-三氯乙烷，1,1,2-三氯乙烷，三氯乙烯，1,2,3-三氯丙烷，氯乙烯，苯，氯苯，1,2-二氯苯，1,4-二氯苯，乙苯，苯乙烯，甲苯，间二甲苯+对二甲苯，邻二甲苯，硝基苯，苯胺，2-氯酚，苯并[a]蒽，苯并[a]芘，苯并[b]荧蒽，苯并[k]荧蒽，䓛，二苯并[a,h]蒽，茚并[1,2,3-cd]芘、萘、pH、石油烃（C_{10}-C_{40}）、全盐量共计48项因子
	2	ZG22-2H井	表层样	pH、全盐量、石油烃（C_{10}-C_{40}）
	3	新建阀组-中古1号集气站高压管道	表层样	pH、全盐量、石油烃（C_{10}-C_{40}）
占地范围外	4	ZG14-H7井附近	表层样	pH、镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌、全盐量、石油烃（C_{10}-C_{40}）
	5	ZG22-16单井集输管道	表层样	pH、全盐量、石油烃（C_{10}-C_{40}）

4.5.3.2 监测时间

土壤监测采样日期为2025年9月，监测单位为新疆昇腾环保科技有限公司。

4.5.3.3 监测因子

土壤监测因子如下：

（1）基本因子：《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地的45项基本因子：砷、镉、铬（六价）、铜、铅、汞、镍、四氯化碳、氯仿、氯甲烷、1,1-二氯乙烷，1,2-二氯乙烷，1,1-二氯乙烯，顺-1,2-二氯乙烯，反-1,2-二氯乙烯，二氯甲烷，1,2-二氯丙烷，1,1,1,2-四氯乙烷，1,1,2,2-四氯乙烷，四氯乙烯，1,1,1-三氯乙烷，1,1,2-三氯乙烷，三氯乙烯，1,2,3-三氯丙烷，氯乙烯，苯，氯苯，1,2-二氯苯，1,4-二氯苯，乙苯，苯乙烯，甲苯，间二甲苯+对二甲苯，邻二甲苯，硝基苯，苯胺，2-氯酚，苯并〔a〕蒽，苯并〔a〕芘，苯并〔b〕荧蒽，苯并〔k〕荧蒽，䓛，二苯并〔a,h〕蒽，茚并〔1,2,3-cd〕芘、萘、pH值、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）中表1规定的基本工程：镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌、pH、土壤盐分

含量、石油烃共计11项。

4.5.3.4 监测及分析方法

参照相应国标或《环境监测分析方法》《土壤元素的近代分析方法》《土壤环境监测技术规范》的有关章节的要求进行采样及分析。每个表层样在0~20cm取1个土样。

4.5.3.5 评价标准

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）第二类用地风险筛选值标准。

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）中“表1 农用地土壤污染风险筛选值（基本项目）”的6.5<pH≤7.5，所列标准；石油烃参考《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 建设用地土壤污染风险筛选值和管制值（其他项目）”第二类用地风险筛选值。

4.5.4 **土壤环境现状评价**

采用标准指数法：

$$P_i = \frac{C_i}{S_i}$$

式中：Ci——i污染物的监测值；

Si——i污染物的评价标准值；

Pi——i污染物的污染指数

（6）监测及评价结果

土壤现状监测与评价结果见表4.5-3~4.5-9。

表4.5-3 占地范围内表层样土壤环境质量评价（ZG14-9井场内）

监测点位				ZG14-9井占地范围		
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值	无量纲	-	7.5	-	-
2	砷	mg/kg	60	14.6	0.24	达标
3	镉	mg/kg	65	0.21	0.003	达标

4	六价铬	mg/kg	5.7	＜0.05	-	达标
5	铜	mg/kg	18000	30	0.0016	达标
6	铅	mg/kg	800	17.4	0.021	达标
7	汞	mg/kg	38	0.066	0.0017	达标
8	镍	mg/kg	900	35	0.038	达标
9	四氯化碳	mg/kg	2.8	ND	-	达标
10	氯仿	mg/kg	0.9	ND	-	达标
11	氯甲烷	mg/kg	37	ND	-	达标
12	1,1-二氯乙烷	mg/kg	9	ND	-	达标
13	1,2-二氯乙烷	mg/kg	5	ND	-	达标
14	1,1-二氯乙烯	mg/kg	66	ND	-	达标
15	顺式-1,2-二氯乙烯	mg/kg	596	ND	-	达标
16	反式-1,2-二氯乙烯	mg/kg	54	ND	-	达标
17	二氯甲烷	mg/kg	616	ND	-	达标
18	1,2-二氯丙烷	mg/kg	5	ND	-	达标
19	1,1,1,2-四氯乙烷	mg/kg	10	ND	-	达标
20	1,1,2,2-四氯乙烷	mg/kg	6.8	ND	-	达标
21	四氯乙烯	mg/kg	53	ND	-	达标
22	1,1,1-三氯乙烷	mg/kg	840	ND	-	达标
23	1,1,2-三氯乙烷	mg/kg	2.8	ND	-	达标
24	三氯乙烯	mg/kg	2.8	ND	-	达标
25	1,2,3-三氯丙烷	mg/kg	0.5	ND	-	达标
26	氯乙烯	mg/kg	0.43	ND	-	达标
27	苯	mg/kg	4	ND	-	达标
28	氯苯	mg/kg	270	ND	-	达标
29	1,2-二氯苯	mg/kg	560	ND	-	达标
30	1,4-二氯苯	mg/kg	20	ND	-	达标
31	乙苯	mg/kg	28	ND	-	达标
32	苯乙烯	mg/kg	1290	ND	-	达标
33	甲苯	mg/kg	1200	ND	-	达标
34	间/对二甲苯	mg/kg	570	ND	-	达标
35	邻二甲苯	mg/kg	640	ND	-	达标
36	硝基苯	mg/kg	76	ND	-	达标

37	苯胺	mg/kg	260	ND	-	达标
38	2-氯酚	mg/kg	2256	ND	-	达标
39	苯并[a]蒽	mg/kg	15	ND	-	达标
40	苯并[a]芘	mg/kg	1.5	ND	-	达标
41	苯并[b]荧蒽	mg/kg	15	ND	-	达标
42	苯并[k]荧蒽	mg/kg	151	ND	-	达标
43	䓛	mg/kg	1293	ND	-	达标
44	二苯并[a,h]蒽	mg/kg	1.5	ND	-	达标
45	茚并[1,2,3-cd]芘	mg/kg	15	ND	-	达标
46	萘	mg/kg	70	ND	-	达标
47	石油烃（C_{10}-C_{40}）	mg/kg	4500	74		达标
48	全盐量（g/kg）	g/kg	-	30.8	1.8	-

表 4.5-4　土壤监测结果一览表（占地内表层样）　　单位：mg/kg

监测点位				ZG22-2H 井			新建阀组-中古 1 号集气站高压集输管道		
采样深度				0-20cm			0-20cm		
序号	检测项目	单位	筛选值	监测结果	P_i	达标情况	监测结果	P_i	达标情况
1	pH 值	无量纲	-	7.0	-	-	6.9	-	-
2	全盐量	g/kg	-	1.5	-	-	1.4	-	-
3	石油烃（C_{10}-C_{40}）	mg/kg	4500	107	0.023	达标	59	0.013	达标

表 4.5-5 占地范围外表层样土壤监测及评价结果

监测点位				ZG14-H7 井附近			ZG22-16 单井集输管道		
采样深度				0-20cm			0-20cm		
序号	检测项目	单位	筛选值	监测结果	P_i	达标情况	监测结果	P_i	达标情况
1	pH 值	无量纲	-	6.8	-	-	7.3		-
2	全盐量	g/kg	-	1.5	-	-	1.1		-
3	石油烃（C_{10}-C_{40}）	mg/kg	4500	51	0.011	达标	50		达标
4	镉	mg/kg	0.3	0.16	0.53	达标			
5	汞	mg/kg	2.4	0.024	0.01	达标			

监测点位				ZG14-H7井附近			ZG22-16单井集输管道		
采样深度				0-20cm			0-20cm		
序号	检测项目	单位	筛选值	监测结果	P_i	达标情况	监测结果	P_i	达标情况
6	砷	mg/kg	30	9.80	0.326	达标			
7	铅	mg/kg	120	12.1	0.10	达标			
8	铬	mg/kg	200	46	0.23	达标			
9	铜	mg/kg	100	21	0.21	达标			
10	镍	mg/kg	100	20	0.2	达标			
11	锌	mg/kg	250	54	0.216	达标			

表4.5-9　土壤盐化、酸碱程度分析表

监测点位	监测层位	监测结果pH	酸碱化程度	全盐量监测结果（g/kg）	盐化程度
1	0~0.2m	6.9	无酸化或碱化	1.8	未盐化
2	0~0.2m	7.0	无酸化或碱化	1.5	未盐化
3	0~0.2m	6.9	无酸化或碱化	1.4	未盐化
4	0~0.2m	6.8	无酸化或碱化	1.5	未盐化
5	0~0.2m	7.3	无酸化或碱化	1.1	未盐化

由监测结果可知：工程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。

占地范围外的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（基本工程）”的6.5<pH≤7.5所列标准；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。

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）附录D，表D.1，D.2，本工程区域土壤无酸化或碱化，土壤未盐化。

4.6 大气环境现状调查与评价

4.6.1 基本污染物环境质量现状调查

本工程地处新疆维吾尔自治区阿克苏地区沙雅县境内，根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（H.J2.2-2018）对环境质量现状数据的要求，本次评价引用生态环境部环境工程评估中心公布的全国环境空气质量达标区判定结果。

根据环境影响评价网环境空气质量模型技术支持服务系统提供的数据，阿克苏地区2024年SO_2、NO_2、PM_{10}、$PM_{2.5}$年均浓度分别为5 μg/m^3、27 μg/m^3、81μg/m^3、35 μg/m^3；CO 24小时平均第95百分位数为1.6mg/m^3，O_3日最大8小时平均第90百分位数为132μg/m^3；其中超过《环境空气质量标准》及修改单（GB3095-2012）中二级标准限值的污染物为PM_{10}、$PM_{2.5}$。区域环境空气质量现状评价表详见表4.6-1。

表4.6-1 2024年阿克苏地区环境空气质量现状评价一览表

评价因子	年评价指标	现状浓度	标准限值	占标率%	达标情况
		μg/m^3	μg/m^3		
SO_2	年平均	5	60	8.3	达标
NO_2	年平均	27	40	67.5	达标
CO	第95百分位数日平均	1600	4000	40	达标
O_3	第90百分位数日平均	132	160	82.5	达标
$PM_{2.5}$	年平均	35	35	100	达标
PM_{10}	年平均	81	70	115	超标

注：监测数值中$PM_{2.5}$、PM_{10}、SO_2、NO_2这四项为浓度均值，CO为24小时平均浓度第95百分位数，O_3为日最大8小时平均浓度第90百分位数；二级标准值中$PM_{2.5}$、PM_{10}、SO_2、NO_2这四项为年均值，CO为24小时平均值，O_3为日最大8小时平均值。

由上表可知：2024年阿克苏地区SO_2、NO_2、$PM_{2.5}$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》及修改单（GB3095-2012）的二级标准要求；PM_{10}年平均浓度超过《环境空气质量标准》及修改单（GB3095-2012）中二级标准限值要求，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。

阿克苏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。

4.6.2 特征污染物环境质量现状评价

（1）调查方法

大气环境现状调查采用现场监测法。

（2）监测点位

本次评价对区域环境空气质量现状进行补充监测，在工程所在区域布设1个监测点位，监测点基本满足《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ2.2-2018）的数量和分布要求。各监测点设置情况及基本信息见表4.6-2，具体监测点位见图4.3-1。

表4.6-2 监测点位设置情况及基本信息表

序号	监测点位名称	地理坐标	与本项目位置关系	监测因子	监测时间	监测单位
G1	ZG22-12西南侧2.7km	E82°49'57.963" N39°33'14.014"	工程区下风向	非甲烷总烃、硫化氢	2025年9月	新疆昇腾环保科技有限公司

（3）监测频率

连续7天，每天采样4次。

（4）监测单位

本次评价大气监测委托新疆昇腾环保科技有限公司对大气环境质量现状进行了监测，监测时间为2025年9月。

（5）监测项目及分析方法

①监测项目

根据《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ2.2-2018），本次评价的监测项目包括：非甲烷总烃、硫化氢。

②分析方法

采样按照《环境空气质量监测点位布设技术规范（试行）》（HJ664-2013）执行，监测分析方法按照《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ2.2-2018）有关标准和规范执行。

表4.6-3 大气环境监测因子分析方法及检出限一览表

序号	监测因子	检测方法	方法来源	单位	检出限

1	非甲烷总烃	环境空气总烃、甲烷和非甲烷总烃的测定直接进样-气相色谱法	HJ604-2017	mg/m^3	0.07
2	H_2S	《居住区大气中硫化氢卫生检验标准方法 亚甲蓝分光光度法》	GB 11742-89	mg/m^3	0.005

（6）评价标准

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/m^{3}的标准；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其他污染物空气质量浓度参考限值10μg/m^{3}的标准。

（7）评价方法

采用质量浓度占标率法，计算公式为：

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

式中：P_i——第i个污染物的最大占标百分比，%；

C_i——第i个污染物监测浓度，μg/m³；

C_{oi}——第i个污染物的环境空气质量浓度标准，μg/m³。

（8）评价结果

监测及评价结果见表4.6-4。

表4.6-4 非甲烷总烃监测评价结果表：mg/m^3

监测点位	污染物	平均时间	评价标准	监测浓度范围	最大浓度占标率/%	达标情况
ZG22-12西南侧2.7km	非甲烷总烃	1小时平均	2	0.60-1.20	60	达标
	硫化氢	1小时平均	0.01	0.005-0.007	70	达标

从表4.6-4可以看出，在监测期内，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。

4.7 声环境现状调查与评价

（1）调查方法

声环境现状调查采用实测法。

（2）监测布点

本次评价在工程所在区域布设5个监测点，监测点基本满足《环境影响评价技术导则声环境》（HJ2.4-2021）的要求。各监测点设置情况及基本信息见表4.7-1，具体监测点位见图4.3-1。

表4.7-1 声环境监测点设置情况一览表

序号	监测点位名称	地理坐标	监测因子	监测时间	监测单位
N1	ZG22-2HC井场	E82°51′36.706″,N39°34′10.936″	等效连续A声级（Leq）	2025年9月16-9月17	新疆昇腾环保科技有限公司
N2	中古1号集气站东厂界外1m	E82°51′47.800″,N39°35′24.286″		2025年9月17-9月18	
N3	中古1号集气站南厂界外1m	E82°51′47.126″,N39°35′21.898″		2025年9月17-9月18	
N4	中古1号集气站西厂界外1m	E82°51′43.925″,N39°35′22.230″		2025年9月17-9月18	
N5	中古1号集气站北厂界外1m	E82°51′44.551″,N39°35′24.663″		2025年9月17-9月18	

（3）监测频率

监测1天，昼间、夜间各1次。

（4）监测项目及分析方法

①监测项目

根据《环境影响评价技术导则声环境》（HJ2.4-2021）的要求，本次评价的监测项目为等效连续A声级（L_{eq}）。

②分析方法

监测分析方法按照《声环境质量标准》（GB3096-2008）《环境影响评价技术导则声环境》（HJ2.4-2021）有关标准和规范执行。

4.7.2 声环境现状评价

（1）评价标准

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

（2）评价方法

采用对标法对声环境质量现状进行评价，即用现状监测结果与标准值进行对比。

（3）监测及评价结果

声环境现状监测及评价结果见表4.7-2。

表4.7-2 声环境监测点设置情况一览表

序号	监测点位	监测日期	昼间			夜间		
			实测值	标准值	达标情况	实测值	标准值	达标情况
1	N1	2025年9月16~2025年9月18	53.2	60	达标	41.3	50	达标
2	N2		52.9	60	达标	43.1	50	达标
3	N3		51.7	60	达标	42.7	50	达标
4	N4		53.0	60	达标	42.3	50	达标
5	N5		52.7	60	达标	42.9	50	达标

从表4.7-2可以看出，在监测期内，本项目所在区域声环境质量均满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）中2类标准要求。

图 4.3-1 监测布点图

5 环境影响预测与评价

5.1 生态环境影响评价

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

本项目新增永久占地3.12hm^2，主要是井场永久占地。施工结束后，永久占地被井场构筑物代替，这部分占地的土壤类型、土地利用类型和植被类型将发生彻底地改变，永久占地使原先土壤－植被复合体构成的自然地表被井场长期取代。

（2）临时占地影响分析

本项目总占地面积约32.04hm^2，临时占地面积约58.92hm^2，工程占地类型为沙地，施工结束后，永久占地被永久性构筑物代替，这部分占地的土壤类型、土地利用类型和植被类型将发生彻底的改变，永久占地使原先土壤－植被复合体构成的自然地表被各类人工构造物长期取代；临时占地伴随着永久性占地的工程建设而发生，也不可避免地对原有地表造成破坏，使原有土壤－植被自然体系受到影响或瓦解，在扰动结束后，临时占地影响区的土壤-植被体系的恢复能力与程度取决于临时占地影响程度的大小及原先的生态背景状况。施工活动和工程占地在油区范围内并呈点线状分布，对土壤、植物、野生动物等各生态要素产生不同程度的影响，同时也对原有景观结构和生态系统产生一定程度影响。

当油气田转入正常运营期后，人群的活动范围缩小，受到破坏的临时占地逐渐得到恢复，工程占地影响也会逐步减弱。

井场建设对周边区域的生态环境影响主要有：

a.临时占地将破坏地表原有自然植被，造成生物量损失。b.施工过程中车辆碾压使占地范围内的土壤紧实度增加，对土地复耕后植被根系发育和生长不利。c.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。

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，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

拟建工程植被影响主要表现为永久占地影响和临时性施工对植被的破坏影响，但由于拟建工程区域地表基本无植被覆盖，仅在一些高大沙丘间低地、地下水位较高的地段生长有柽柳等植物，且项目井场占地区域无植被覆盖，管线临时占地范围内无植被覆盖，因此工程的建设对植被影响较小。

5.1.1.3 对野生动物的影响分析

（1）对野生动物生境的破坏

施工期间的各种人为活动，施工机械，对野生动物有一定的惊吓，破坏了其正常生境。

（2）对野生动物分布的影响

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

（3）对重点保护野生动物的影响

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

5.1.1.4 水土流失影响分析

拟建工程管线等施工过程将扰动地表、增大地表裸露面积，使土壤变得疏松，破坏原有水土保持稳定状态，引起一定程度的水土流失，可能造成的水土流失危害主要有以下几个方面：

①扩大侵蚀面积，加剧水土流失。拟建工程地处内陆地区，风沙较大，空气干燥，加上地表植被覆盖度较低，项目建设过程中对原地貌的扰动大大降低了项目占地范围内的土壤抗侵蚀能力，若在施工过程中不加以治理和防护，遇大风天气易产生严重的水土流失现象。

②扰动土地面积、降低土壤抗侵蚀能力，工程建设由于车辆行驶，改变了扰动区域的原地貌、土壤结构和地面物质组成，降低了土壤抗侵蚀能力。

③工程增加了地面裸露和松动，抗蚀能力减弱，水土流失加剧。

施工过程中土石方的开挖、堆放、回填等工程，将不可避免地造成水土流失量增大，同时拟建工程所在区域属于塔里木河流域水土流失重点治理区范围，生态环境质量较差，应加强水土保持综合治理工作，减少因拟建工程的建设而产生的水土流失。

5.1.2 运营期生态影响分析

本项目运营期对生态环境的影响主要表现在对野生动物和植被的影响、生态系统完整性影响。

5.1.2.1 野生动物的影响分析

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

运营期主要影响集中在井场内，运营期废水合理处置，厂界噪声达标排放；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。并从管理上对工作人员加强宣传教育，切实提高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，对进行野生动物保护法的宣传教育，严禁惊扰、猎杀野生动物。

5.1.2.2 植被影响分析

运营期由于占地活动的结束，管线所经地区处于正常状态，主要影响集中在井场内，运营期废水合理处置，厂界噪声达标排放，危险废物委托有资质单位接收处置，对地表植被无不良影响。运营期加强巡线，发现问题及时采取紧急关闭阀门、及时维修等措施。

5.1.2.3 生态保护目标影响分析

运营期影响主要集中在井场等永久占地范围内，运营期采出水、井下作业废水等均不外排，落地油妥善处置；同时加强日常巡检监管工作，出现泄漏情况能及时发现；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。因此不会对生态保护目标产生明显不利影响。

5.1.2.4 生态系统完整性影响评价

拟建工程管线的建设在施工期将原有景观格局分割成零散的地块，导致斑块数目增加，最终引起景观破碎度的增加；集输管线对自然景观起到一种分割作用，造成空间上的非连续性，并形成廊道效应，导致景观连通性降低。拟建工程管线建设在施工后覆土回填，植被逐渐恢复原貌，对自然景观影响较小。

在油气田开发如井场、管道等建设中，新设施的增加不但不会使区域内异质化程度降低，反而在一定程度上会增加区域的异质性。区域的异质性越大，抵抗外界干扰的能力就越大，同时由于项目占地面积有限，区域生态系统仍保持开放、物质循环和能量流动。因而项目开发建设不会改变区域内景观生态的稳定性及完整性。

综上所述，运营期影响主要集中在井场内，运营期废水合理处置，厂界噪声达标排放；同时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。因此从生态影响的角度，拟建工程建设可行。

5.1.2.5 景观完整性影响分析

评价区域的基质为荒漠生态景观。荒漠生态景观的稳定性较差，异质化程度低；本项目总占地约 32.04hm^2，其中永久占地 3.12hm^2、临时占地 58.92hm^2。由于工程占地规模较小，荒漠基质的主体性未发生根本改变，但局部景观破碎化程度有所增加，人工景观与自然景观的边界进一步交错。

综上所述，在荒漠生态系统的背景下，本项目对区域生态完整性的直接影响有限，但项目建设过程中需要注意以下问题：

（1）人工干扰的累积影响：油田开发加剧了荒漠自然景观向人工景观的演替趋势，可能削弱绿洲生态屏障功能；

（2）局部生态功能变化：永久占地区域的物质循环和能量流动路径被人工系统替代。

因此，在严格管控施工范围、落实生态修复措施的前提下，工程对评价区生态系统完整性和稳定性的影响可控，不会导致区域生态格局的质变性破坏。

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。生产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，防止水泥等的撒落与飘散，同时在清理井场时防止飞灰、扬尘的产生，尽可能降低对周边大气环境的影响。

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

井场经过清理后，永久性占地范围内的水泥平台或砂砾石铺垫被清理，随后根据周边区域的自然现状对其进行恢复，使井场恢复到相对自然的一种状态。油气田设施退役后，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 生态影响自查表

表5.1-2 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、种群梳理、种群结构、行为） 生境☑（生境面积、质量、连通性） 生物群落☑（物种组成、群落结构等） 生态系统☑（植被覆盖力、生产力、生物量、生态系统功能） 生物多样性☐() 生态敏感区□（主要保护对象、生态功能等） 自然景观☑（景观多样性、完整性） 自然遗迹□()
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：（19.49）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□；重要物种□；生态敏感区□；其他□
工作内容		自查项目
生态现状调查与评价	评价内容	植被/植物群落☑；土地利用☑；生态系统☑；生物多样性□；重要物种□；生态敏感区□；其他□
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 地下水环境影响评价

5.2.1 水文地质条件

（1）地下水的赋存条件及分布特征

根据区域钻井剖面资料，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绝大多数为粉细沙层，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20m^3/d～200m^3/d，按地下水的富水性标准，属于水量中等地区。

（2）地下水类型、赋存分布规律及含水层空间分布特征

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。

（3）含水层的分布及富水性

①潜水

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。

（4）地下水的补、径、排条件

评价区位于塔克拉玛干沙漠腹部，无地表河流穿过，也无其他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。

（5）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。

（6）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。

（7）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主要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$Cl{\cdot}SO_4$-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中部，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 $Cl\cdot SO_4$-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。

（8）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。

（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。

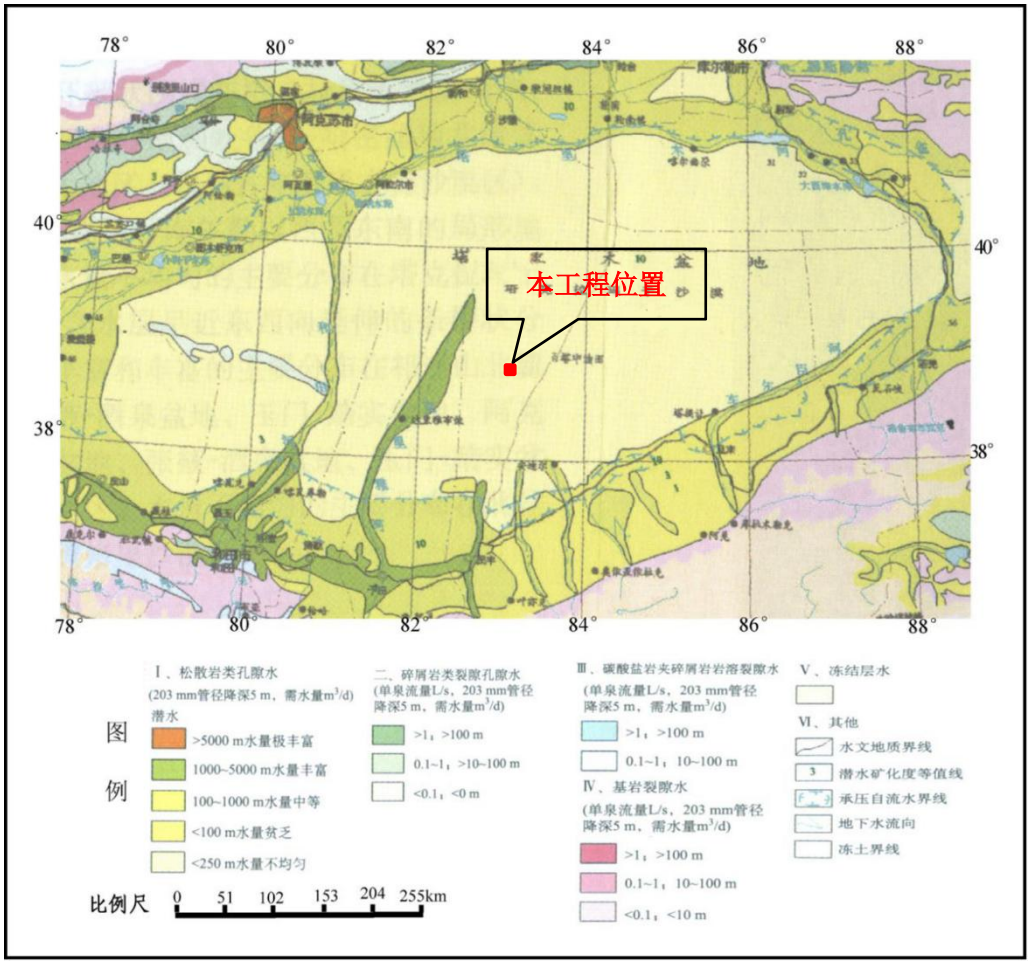


图 5.2-1 区域水文地质图

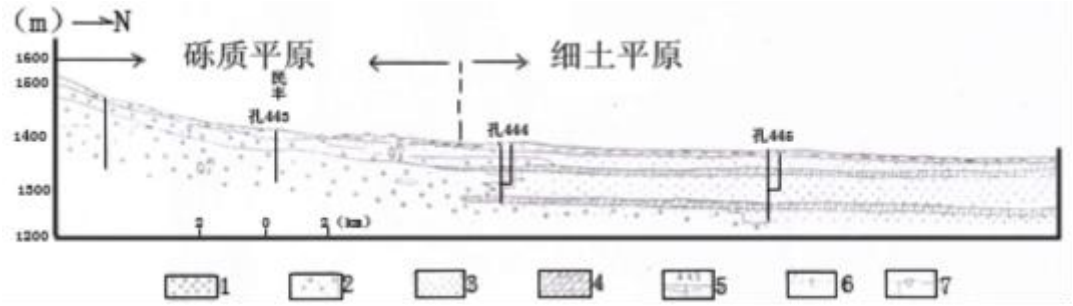


图 5.2-2 水文地质剖面示意图

5.2.1.1 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”。

5.2.1.2 评价区地下水开发利用现状与规划

根据调查，本项目区处在人烟稀少的荒漠地带，没有定居的牧民，也没有进行农业开发，地方部门对区内地下水没有开采利用及规划。评价区内地下水主要用于油田生产。

5.2.1.4 区域地下水污染源调查

评价区除油田生产设施外，无其他工业企业污染源。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)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。总体来讲，区内地下水未受到油田生产影响。

5.2.2 施工期地下水环境影响分析

（1）施工期间废水对地下水影响分析

根据工程分析及前文分析，施工期各类废水不外排，对地下水环境影响很小。

（3）管道施工对地下水影响分析

本项目管道全线采用埋地敷设方式，管线埋深一般为管顶覆土深度 1.2m，管道敷设工作主要在浅层地表进行，不会直接穿越地下含水层，且施工时间短，

影响范围小，只在管线附近几米的范围，对地下水影响极微，管线施工结束就可恢复正常，对地下水影响很小。

综上，本项目施工期间无废水外排，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地下水环境产生明显影响。

5.2.3 运营期地下水环境影响分析

5.2.3.1 正常状况下地下水环境影响分析

①废水

拟建工程运营期间废水主要包括采出水和井下作业废水，井场不设置废水池，采出水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，运至哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站处理。正常情况下不会对地下水产生污染影响。

②集输管道

拟建工程正常状况下，集输管道采用柔性复合管，采取严格的防腐防渗措施，不会对区域地下水环境产生污染影响。

③储罐

拟建工程正常状况下，储罐下方采取防渗措施，并易于被巡视人员发现，及时采取应急措施，第一时间上报有关负责人同时进行有效处理，因此不会对地下水产生污染影响。

5.2.3.2 非正常状况下地下水环境影响分析

①采气井场套管破损泄漏对地下水环境的影响

井场正常运行过程中如套管发生破损泄漏，则会发生套外返水事故。一旦事故发生，井场采出液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。套外返水发生概率极低，本次评价考虑最不利的极端情况下，套管发生破损泄漏后对潜水含水层水质产生影响，本次评价对非正常状况下套管发生破损泄漏情景运用解析模型进行模拟预测，以评价对地下水环境的影响。

Ⅰ.预测因子筛选

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5.2-1。

表5.2-1　　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（mg/L）
石油类	0.05	0.01	未检出

Ⅱ.预测源强

泄漏量取单井采出液流量的最大值30m^3/d，类比同类型井场多年统计数据，考虑采出液流量的10%渗入潜水含水层，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0.6kg。

III.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取30m；

m_M—点源瞬时注入污染物的质量，0.6kg。

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，m2/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DT=0.017m^2/d；

π—圆周率。

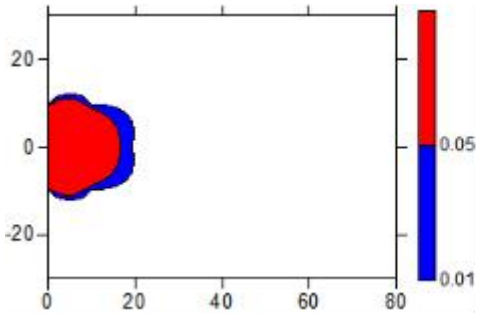
Ⅳ.预测内容

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5.2-2。

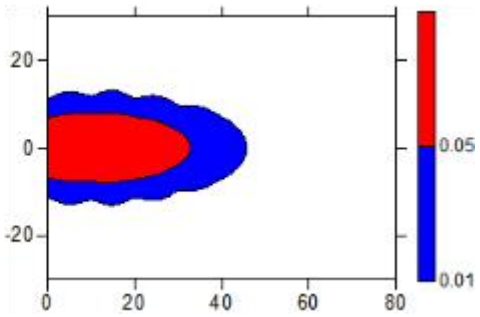
表5.2-2　在非正常状况下石油类在潜水含水层中运移情况一览表

污染年限	影响范围（m^2）	超标范围（m^2）	背景浓度(mg/L)	贡献浓度(mg/L)	叠加浓度(mg/L)	污染晕最大运移距离（m）	超标范围是否出场界
100d	388	278	0.005	1.532	1.537	19	否
1000d	908	425	0.005	0.151	0.156	44	否
7300d	2388	—	0.005	0.018	0.023	128	—

注：区域地下水监测点石油类均未检出，背景浓度按检出限一半计。



(1)100d时污染晕运移分布图



(2)1000d时污染晕运移分布图

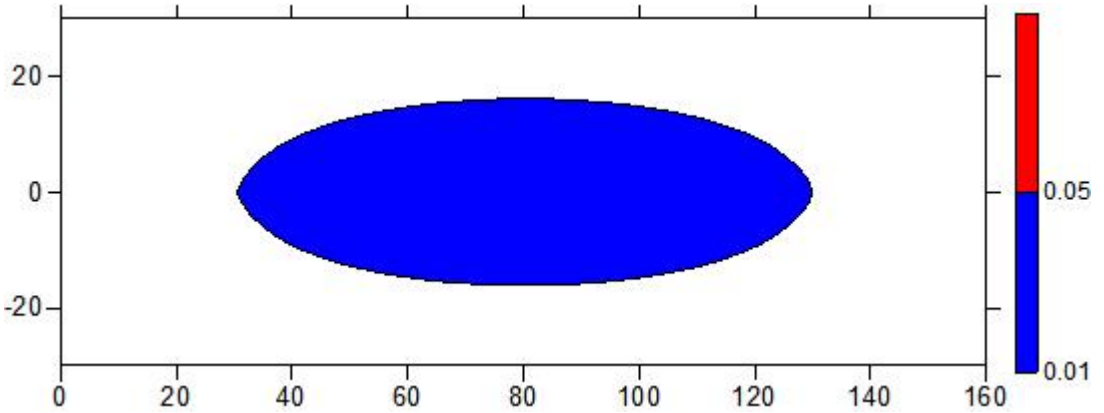


图 5.2-3　非正常状况下，石油类渗漏含水层影响范围图

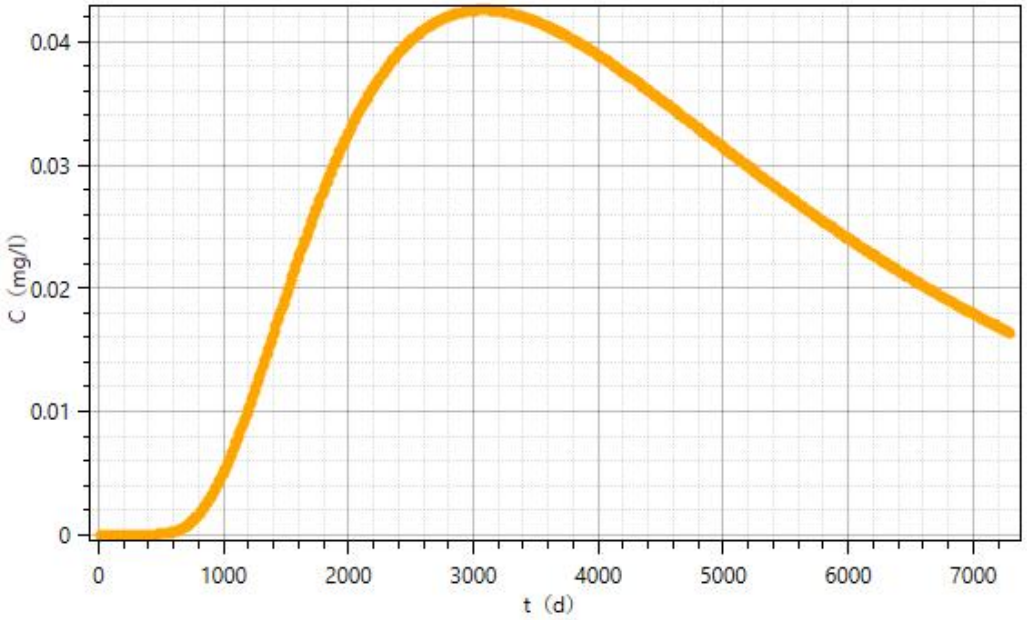


图 5.2-4　非正常状况下，井场边界石油类浓度变化曲线图

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 388m^2，超标范围为 278m^2，污染晕沿地下水流向，由泄漏点向东南方向最大运移距离为 19m，污染晕中心最大贡献浓度为 1.532mg/L，叠加背景值后的浓度为 1.537mg/L；石油类污染物泄漏 1000d 后污染晕影响范围为 908m^2，超标范围为 425m^2，污染晕沿地下水流向，由泄漏点向东南方向最大运移距离为 44m，污染晕中心最大贡献浓度为 0.151mg/L，叠加背景值后的浓度为0.156mg/L；石油类污染物泄漏 7300d 后污染晕影响范围为2388m^2，无超标范围，污染晕沿地下水流向，由泄漏点向东南方向最大运移距离为 128m，污染晕中心最大贡献浓度为 0.018mg/L，叠加背景值后的浓度为 0.023mg/L。

②集输管道泄漏事故对地下水的影响

非正常状况下，集输管道出现破损泄漏，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道泄漏对地下水环境的影响可以接受。

③注水井场套管破损泄漏对地下水环境的影响

井场正常运行过程中如套管发生破损泄漏，则会发生套外返水事故。项目注水井在长期使用中，在地下各种复合作用下，套管被腐蚀穿孔，固井水泥被腐蚀，回注过程中，可能会导致回注水顺着固井水泥裂缝进入潜水含水层，并在含水层中扩散迁移，污染地下水。套外返水发生概率极低，本次评价考虑最不利的极端情况下，套管发生破损泄漏后对潜水含水层水质产生影响，本次评价对非正常状况下套管发生破损泄漏情景运用解析模型进行模拟预测，以评价对地下水环境的影响。

Ⅰ.预测因子筛选

井场套管破损泄漏污染物主要为石油类及氯化物，本评价选取特征污染物石油类及氯化物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，氯化物执行《地下水质量标准》(GB/T14848-2017)III类标准。评价因子检出限及评价标准见表5.2-3。

表5.2-3　　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
氯化物	250	0.007	6340

Ⅱ.预测源强

泄漏量取单井回注水流量的最大值500m^3/d，全部渗入潜水含水层，当套管破损发生泄漏时，会导致压力出现持续波动，结合现场实际操作经验数据，考虑回注水通过套筒处泄漏发现并采取措施1h后停止泄漏，则回注水泄漏量15m^3全部渗入潜水含水层。石油类浓度取60mg/L，回注水中氯化物浓度取52500mg/L，

则最终进入地下水中的石油类源强为0.9kg，氯化物源强为787.5kg。

III.预测模型

非正常状况下，污染物运移通常可概化为两个相互衔接的过程：①污染物由地表垂直向下穿过包气带进入潜水含水层的过程；②污染物进入潜水含水层后，随地下水流进行迁移的过程。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取30m；

m_M—点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0.9kg、氯化物787.5kg。

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。

Ⅳ.预测内容

a.石油类预测结果

石油类预测结果见表5.2-4。

表5.2-4　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）	背景浓度（mg/L）	贡献浓度（mg/L）	叠加浓度（mg/L）	污染晕最大运移距离（m）	超标范围是否出场界
100d	400	300	0.005	1.546	1.551	20	否
1000d	967	444	0.005	0.159	0.164	46	否
7300d	2489	—	0.005	0.022	0.027	130	—

注：区域地下水监测点石油类均未检出，背景浓度按检出限一半计。

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，污染晕沿地下水流向，由泄漏点向东南方向最大运移距离为20m，污染晕中心最大贡献浓度为1.546mg/L，叠加背景值后的浓度为1.551mg/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，污染晕沿地下水流向，由泄漏点向东南方向最大运移距离为46m，污染晕中心最大贡献浓度为0.159mg/L，叠加背景值后的浓度为0.164mg/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，污染晕沿地下水流向，由泄漏点向东南方向最大运移距离为130m，污染晕中心最大贡献浓度为0.022mg/L，叠加背景值后的浓度为0.027mg/L。

b.氯化物预测结果

氯化物预测结果见表5.2-5。

表5.2-5　在非正常状况下氯化物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）	贡献浓度（mg/L）	污染晕最大运移距离（m）	超标范围是否出场界
100d	311	56	1060.44	25	否
1000d	2778	—	106.044	79	—
7300d	21467	—	14.527	245	—

综合以上分析可知，在非正常状况下，由预测结果可以看出，氯化物污染物泄漏100d后污染晕影响范围为311m^2，超标范围为56m^2，污染晕沿地下水流向，由泄漏点向东南方向最大运移距离为25m，污染晕中心最大贡献浓度为

1060.440mg/L；氯化物污染物泄漏1000d后污染晕影响范围为2778m^2，无超标范围，污染晕沿地下水流向，由泄漏点向东南方向最大运移距离为79m，污染晕中心最大贡献浓度为106.044mg/L；氯化物污染物泄漏7300d后污染晕影响范围为21467m^2，无超标范围，污染晕沿地下水流向，由泄漏点向东南方向最大运移距离为245m，污染晕中心最大贡献浓度为14.527mg/L。

5.2.4 退役期地下水环境影响分析

退役期主要污染源是设备拆除、井场清理产生的扬尘和固体废物等，退役期拆除设备时所用的时间较少，对环境影响较小。退役期井场拆除采油设备，在作业区铺设防渗材料，施工结束后及时清理场地，对地下水环境影响很小。退役期各采油井均使用水泥灌注进行封井，将井筒与地下水含水层彻底隔离，有效避免了污染物进入地下水含水层造成水质污染。

综上，退役期无废水外排，在加强环境管理的情况下，一般不会造成周边地下水环境污染。

5.2.5 地下水环境评价结论

（1）在正常状况下，本项目各阶段的废水均不外排，各类废水及固废均得到了妥善处置，本项目在设计、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。

（2）本次地下水评价，对项目运营期在非正常情况的情景进行了预测分析，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，发生事故后建设单位及时启动应急预案，切断废水下渗污染源，采取补救措施，可将地下水环境影响降到最低，对地下水环境产生的影响较小。

本项目需采取地下水污染防治措施按照“源头控制、分区防渗、跟踪监测、应急响应”相结合的原则，并定期开展地下水跟踪监测，在严格按照地下水污染防护措施后，本项目对区域地下水环境影响可接受。

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

本项目施工期间废水全部妥善处理，由于工程区附近无地表水体，本项目开发建设、运营产生废水也不排入地表水体，因此，本项目在施工期对区域地表水体不产生影响。

5.3.2 运营期地表水环境影响评价

根据工程分析，本项目运营期产生的废水主要有采出水、井下作业废水。

本项目产生的采出水、井下作业废水，主要污染物为石油类、盐类、耗氧量、氨氮、盐分等。本项目采出水塔三联合站处理，厂内配套建设采出水处理系统，采用“压力除油-两级过滤”工艺，处理后满足《气田水回注方法》（SY/T6596-2004）标准中指标后回注于现役油藏，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，达到《气田水回注方法》（SY/T6596-2004）中的有关标准后回注油层。

采取上述水污染控制措施后，本项目废水不外排，本项目采出水、井下作业废水不会对周边水环境产生影响。水污染控制和水环境影响减缓措施有效，对水环境的影响较小。

5.3.3 退役期地表水环境影响分析

本项目退役期拆除设备、封井和清理井场时，施工时间较短，对周围水环境影响较小。

5.3.4 地表水环境评价结论

本项目施工期、运营期、退役期产生的各类废水不外排，且本项目场地及周边临近区域无地表水体分布，因此本项目的建设不会对地表水环境产生影响。

5.3.5 地表水环境影响评价自查表

地表水环境影响评价自查表见表5.3-1。

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 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，主要是井场建设、管道敷设和道路建设过程中，车辆行驶和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，甚至退化为沙地。井场和管道的施工场地、临时施工营地等都存在这种影响。

（2）地面工程施工对土壤环境的影响

油田开发过程中，不可避免地要对土壤进行人为扰动，主要是井场建设、管道敷设和道路建设过程中，车辆行驶和机械施工碾压和踩踏破坏土壤结构。

本项目管线施工作业带宽 10m 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。井场和管道的施工场地、临时施工营地等都存在这种影响。

(2)钻井过程对土壤环境影响

钻井过程会产生钻井泥浆及岩屑，钻井泥浆主要含有重晶石、防塌剂、磺化酚醛树脂等，若不集中收集并进行妥善处理，进入土壤后可能会污染土壤表层，影响土壤理化性质等。因此钻井时必须对钻井泥浆及岩屑进行不落地收集和无害化处置。

拟建项目产生的钻井泥浆和岩屑一起被收集至泥浆不落地收集系统，依次经振动筛、除砂器、除泥器、离心机等设备将固液分开，得到液相输送至泥浆循环罐内暂存，经调节泥浆密度、pH 值后进行循环利用；分离后的固相经检测满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）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、道路等。泥浆不落地装置实现了泥浆收集、固液分离、液相回用，实现了对钻井废弃物的减量化及无害化处理目的。因此，正常情况下钻井泥浆及岩屑不会对土壤环境产生影响。

（4）水土流失影响分析

油田工程建设对当地水土流失影响的方式包括扰动、损坏、破坏原地貌、地表土壤结构及植被。工程施工及占地呈点线状分布，所造成的水土流失因管线所经过的区域不同而不同。建设期间，施工车辆对地表的大面积碾压，使所经过地段的植被和地表结构遭到不同程度的破坏，使风蚀荒漠化的过程加剧；在地面构筑物建设中，最直接而且易引起水土流失的是施工过程中使影响范围内的地表保护层变得松散，增加风蚀量。本项目建设内容主要为井场、管线等工程的建设等。临时占地范围内的土壤地表表层遭到破坏，下层的粉细物质暴露在地层表面，在风力的作用下，风蚀量会明显加大，这种影响在短时间内不会完全恢复。但随着时间的推移，风蚀量会随着地表新保护层的逐渐形成而减弱。永久占地范围内的

地表彻底改变，地表经过砾石铺垫或者其他硬化措施，风蚀量很少，不易发生水土流失。

5.4.2 运营期土壤环境影响评价

根据建设项目自身性质及其对土壤环境影响的特点，需要对施工期土壤的影响进行定性分析、预测运营期项目对土壤环境可能造成的影响，并针对这种影响提出防治对策，从而达到预防与控制环境恶化，减轻不良环境影响的目的，为土壤环境保护提供科学依据。

5.4.2.1 正常状况下土壤环境影响分析

本项目污染土壤的途径主要为油气输送及处理过程中发生跑冒滴漏，渗入土壤对土壤产生影响。本项目生产过程中液体物料输送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，如若出现泄漏等事故情况，可及时发现，及时处理。

5.4.2.2 非正常状况下土壤环境影响分析

（1）预测情景

拟建工程实施后，由于严格按照要求采取防渗措施，在正常工况下不会发生油品渗漏进入土壤。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”。综合考虑拟建工程物料特性及土壤特征，本次评价对集输管线破损泄漏及采气井场套管发生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

a.垂直入渗土壤预测模型

根据《环境影响评价技术导则土壤环境（试行）》（HJ964-2018）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，预测模型如下：

①一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--渗流速度，m/d；

z--沿 z 轴的距离，m；

t--时间变量，d；

θ-土壤含水率，%。

②初始条件

$$c(z,t) = 0 \qquad t = 0, L \le z < 0$$

③边界条件

第一类 Dirichlet 边界条件：

连续点源：

$$c(z,t) = c_0 \qquad t > 0, z = 0$$

$$c(z,t) = \begin{cases} c_0 & 0 < t \le t_0 \\ 0 & t > t_0 \end{cases}$$

非连续点源：

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

预测模型参数根据本次土壤理化特性调查结果和壤土特性进行确定，具体取值见表 5.4-1。

表 5.4-1 预测模型参数一览表

土壤质地	厚度（m）	渗透系数（cm/d）	孔隙度（%）	土壤含水率(%)	弥散系数(m^2/d)	土壤容重（kg/m^3）
壤土	3	0.5	51.4	1.2	1	1.5×1000

（4）预测源强

根据工程分析，结合项目特点，本评价选取采油树管线连接和阀门处出现破损泄漏过程中，油品中的石油烃对土壤环境的影响。

表 5.4-2 土壤预测源强表

渗漏点	污染物	泄漏源强（mg/L）	渗漏特征
管线连接处或阀门处	石油烃	800400	瞬时泄漏
采气井场套管破损泄漏	石油烃	800400	瞬时泄漏

项目集输管线破损泄漏、采气井场套管发生破损泄漏石油烃的初始浓度设定为 800400mg/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），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、采气井场套管发生破损泄漏作为预测情景进行预测。

（5）土壤污染预测结果

集输管线破损泄漏、采气井场套管发生破损泄漏，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800400mg/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），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5.4-3。

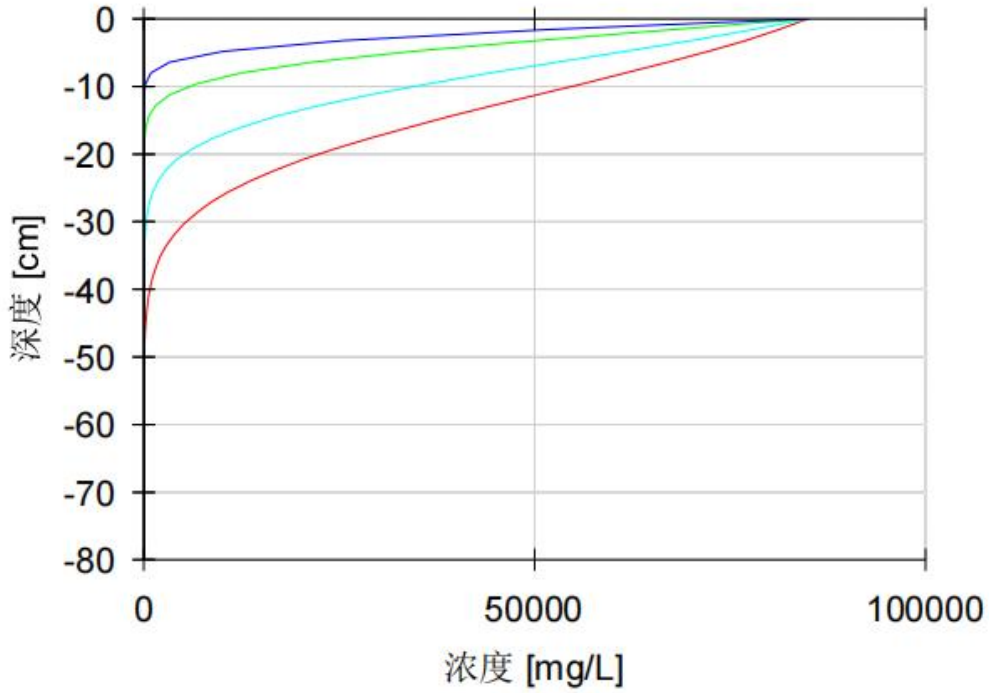


图5.4-1 石油烃在不同水平年沿土壤垂向迁移情况

表5.4-3　　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5.4-1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。

5.4.3 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，固体废物妥善处置的情况下，对土壤环境影响很小。

5.4.4 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，泄漏的石油覆盖于地表可使土壤透气性下降、土壤理化性状发生变化。泄漏的油品如果进入土壤，从而使土壤质地、结构发生改变，影响土地功能，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，可避免工程实施对土壤环境产生污染影响。

5.4.5 土壤环境影响自查表

<table>
<tr><td colspan="2">工作内容</td><td colspan="5">完成情况</td><td>备注</td></tr>
<tr><td rowspan="9">影响识别</td><td>影响类型</td><td colspan="5">污染影响☑；生态影响型□；两种兼有☐</td><td></td></tr>
<tr><td>土地利用类型</td><td colspan="5">建设用地☐；农用地□；未利用地☑</td><td></td></tr>
<tr><td>占地规模</td><td colspan="5">(0.0312)km^2</td><td>永久占地</td></tr>
<tr><td>敏感目标信息</td><td colspan="5">敏感目标（/）</td><td></td></tr>
<tr><td>影响途径</td><td colspan="5">大气沉降□；地面漫流□；垂直入渗☑；地下水位□；其他□</td><td></td></tr>
<tr><td>全部污染物</td><td colspan="5">石油烃（C_{10}-C_{40}）</td><td></td></tr>
<tr><td>特征因子</td><td colspan="5">石油烃（C_{10}-C_{40}）</td><td></td></tr>
<tr><td>所属土壤环境影响评价项目类别</td><td colspan="5">I类☐；II类☑；III类□；IV类☐；</td><td></td></tr>
<tr><td>敏感程度</td><td colspan="5">敏感☐；较敏感□；不敏感☑；</td><td></td></tr>
<tr><td colspan="2">评价工作等级</td><td colspan="5">一级☐；二级□；三级☑</td><td></td></tr>
<tr><td rowspan="4">现状调查内容</td><td>资料收集</td><td colspan="5">a)☑；b)☑；c)☑；d)☑；</td><td></td></tr>
<tr><td>理化特性</td><td colspan="5">颜色、土壤结构、质地、砂砾含量等；阳离子交换量、氧化还原电位、饱和导水率、土壤容重、孔隙度、含水率、地下水溶解性总固体等</td><td>同附录C</td></tr>
<tr><td rowspan="2">现状监测点位</td><td rowspan="2">层位</td><td colspan="2">井场</td><td rowspan="2">深度</td><td rowspan="2">点位布置图</td></tr>
<tr><td>占地范围内</td><td>占地范围外</td></tr>
<tr><td>表层样点数</td><td>3</td><td>2</td><td>0-0.2m</td></tr>
</table>

		柱状样点	0	0	/	
	现状监测因子	占地范围内：《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第二类用地中45项基本因子+pH、全盐量、石油烃（C10~C40）；占地范围外：pH、全盐量、石油烃（C10~C40）、镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌				
现状评价	评价因子	占地范围内：《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第二类用地中45项基本因子+pH、全盐量、石油烃（C10~C40）；占地范围外：pH、全盐量、石油烃（C10~C40）、				
	评价标准	GB15618☑；GB36600☑；表D.1☑；表D.2☑；其他（）				
	现状评价结论	各评价因子均满足相应标准要求				
影响预测	预测因子	石油烃				
	预测方法	附录E☑；附录F□；其他（）				
	预测分析内容	影响范围（）影响程度（较小）				
	预测结论	达标结论：a）☑；b）□；c）□ 不达标结论：a）□；b）□				
防治措施	防控措施	土壤环境质量现状保障☑；源头控制☑；过程防控☑；其他（）				
	跟踪监测	监测点数		监测指标	监测频次	
		3		石油烃	每3年1次	
	信息公开指标	-				
评价结论		采取源头控制、过程防控措施，从土壤环境影响的角度，本项目建设可行				
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

（1）施工扬尘

钻前工程不可避免的要占用土地、进行土方施工、道路修建，该过程中将产生一定的施工扬尘；钻井工程进行场地建设、物料运输将产生一定的施工扬尘；油气集输工程施工过程中物料运输、管沟开挖和管线铺设将产生一定的施工扬尘，主要来自施工和运输产生的粉尘、车辆运输二次扬尘以及地面物料堆放时的遇风扬尘，施工扬尘的产生及影响程度跟施工季节、施工管理和风力等气候因素有一定关系，如遇干旱大风天气扬尘影响则较为严重。

施工期的扬尘产生量与施工现场条件、管理水平、机械化程度以及气象条件等诸多因素有关，难以进行量化，类比调查结果表明，施工扬尘以土壤颗粒为主。施工期对环境造成不利影响的污染因素持续时间短，对环境的影响较小。施工期

只要严格按施工规范文明施工，采取有效的防尘措施，可将施工期污染影响减到最小，施工期结束后，所有施工影响即可消除。

（2）焊接烟气、机械设备和车辆废气

在油气田钻前工程、钻井工程、储层改造工程及油气集输工程施工中使用多种燃油机动设备和运输车辆，会产生机械设备和车辆内燃机燃料燃烧废气，其污染物主要有颗粒物、SO_2、NO_2、C_mH_n等；燃油机械设备废气执行《非道路移动机械用柴油机排气污染物排放限值及测量方法（中国第三、四阶段）》（GB20891-2014）及修改单中排放限值要求；金属材质管线连接过程中会产生一定量的焊接烟气，污染物主要为金属氧化物。施工机械和运输车辆运行时间和管线焊接时间一般都较短，从影响范围和程度来看，焊接烟气、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较小，可为环境所接受。

（3）测试放喷废气

储层改造工程中需进行油气测试，会产生测试放喷废气，依据具体情况设定放喷时间，一般为1～2d时间。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，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。

综上所述，施工期污染产生点分散在区块内，伴随着施工活动而产生和转移。经现场踏勘可知，拟建工程施工活动范围区域开阔，废气污染物气相扩散条件好。因此，施工扬尘、焊接烟气、机械设备和车辆废气对区域环境空气可接受，且这种影响是局部的，短期的，项目建设完成之后影响就会消失。

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

气象站名称	气象站编号	气象站等级	气象站坐标/m		相对距离/km	海拔/m	数据年份	气象要素
			经度	纬度				

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

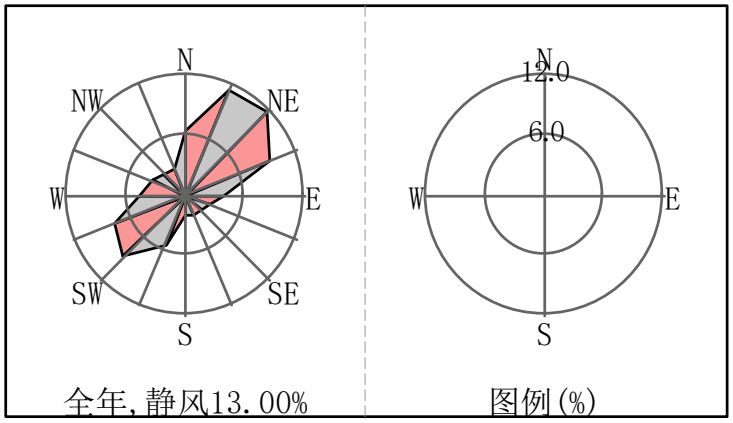


图 5.2-1　沙雅县各季风向玫瑰图

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。

5.5.2.2 大气环境影响预测与评价

（1）预测模式

本次大气环境影响评价采用《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）所推荐采用的估算模式 AERSCREEN，经估算模式可计算出某一污染源对环境空气质量的最大影响程度和影响范围。AERSCREEN 模型大气环境影响预测中的有关参数选取情况见表 5.5-5。

表 5.5-5　项目估算模式参数一览表

参数		取值
城市/农村选项	城市/农村	农村
	人口数（城市选项时）	/
最高环境温度/℃		41.2
最低环境温度/℃		-24.2

土地利用类型		沙地
区域湿度条件		干燥
是否考虑地形	考虑地形	√是 □否
	地形数据分辨率/m	90
是否考虑岸线熏烟	考虑岸线熏烟	□是 ☑否
	岸线距离/km	/
	岸线方向/°	/

（2）预测源强

根据工程分析确定，项目主要废气污染源源强参数见表5.5-6，相关污染物预测及计算结果见表5.5-7。

表5.5-6　　主要废气污染源参数一览表（面源）

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（°）									
ZG22-12井井场无组织废气	82.852	39.573	1043	40	60	0	3	8760	正常	H_2S	0.0001
										非甲烷总烃	0.0035

表5.5-7　　Pmax及D10%预测及计算结果一览表

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	ZG22-12井井场无组织废气	H_2S	0.338	3.38	3.38	43	-
2		非甲烷总烃	11.817	0.59			

由表5.2-7可知，无组织废气中非甲烷总烃落地浓度为11.817μg/m³，最大占标率0.59%；H_2S落地浓度为0.338μg/m³，最大占标率3.38%，D10%均未出现。

5.5.2.3 大气环境防护距离

根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）“8.8.5 大气环境防护距离确定”相关要求，需要采用进一步预测模式计算大气环境防护距离， 拟建工程大气环境影响评价等级为二级，不再计算大气环境防护距离。

5.5.2.4 非正常排放影响分析

（1）污染源强

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

若井口压力过高，油气通过放喷管道直接进入放喷火炬点燃放空。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5.5-8。

表5.5-8　　非正常工况下污染物排放一览表

名称	中心坐标		底部海拔（m）	火炬等效高度（m）	等效出口内径（m）	烟气温度(℃)	等效烟气流速（m/s）	排放小时数(h)	排放工况	燃烧物质及热释放速率			污染物排放速率(kg/h)		
	经度（°）	纬度（°）								燃烧物质	燃烧速率（kg/h）	总热释放速率（cal/s）	非甲烷总烃	SO_2	NO_X
放空火炬	82.852	39.573	1043	6.7	0.95	1000	20	0.5	非正常	天然气	449.1	960852.8	0.9	12.1	24.7

（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5.5-9。

表5.5-9　非正常排放Pmax及D10%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）
1	放喷火炬	非甲烷总烃	14.417	0.72	197.83	15400
		SO_2	193.825	38.765		
		NO_X	395.66	197.83		

由表5.2-10计算结果表明，非正常工况条件下，井场放喷废气中非甲烷总烃最大落地浓度为14.417 μg/m³，占标率为0.72%；SO_2最大落地浓度为193.825 μg/m³，占标率为38.765%；NO_2最大落地浓度为395.66 μg/m³，占标率为197.83%。

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，确保井场远传数据系统处于正常工作状态，减少非正常排放的发生。

5.5.2.5 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5.5-11。

表5.5-11　　大气污染物无组织排放量核算表

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/m^3）	
1	无组织废气	非甲烷总烃	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	非甲烷总烃≤4.0	0.4304
2		硫化氢	密闭集输	《恶臭污染物排放标准》(GB14554-93) 表1新扩改建厂界二级标准值	H_2S≤0.06	0.0417

5.5.3 退役期大气环境影响分析

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

5.5.4 大气环境影响评价结论

本项目位于环境质量不达标区，污染源正常排放下非甲烷总烃、硫化氢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。本项目废气污染源对井场四周的贡献浓度均满足相应标准要求。本项目实施后大气环境影响可以接受。

5.5.5 大气环境影响评价自查表

本项目大气环境影响自查见表5.2-3

表5.2-3 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（CO、O_3、SO_2、NO_2、PM_{10}、$PM_{2.5}$） 其他污染物（非甲烷总烃、硫化氢）	包括二次$PM_{2.5}$□ 不包括二次$PM_{2.5}$☑		
评价标准	评价标准	国家标准☑	地方标准□	附录D□	其他标准☑
现状评价	环境功能区	一类区□	二类区☑	一类区和二类区□	

	评价基准年	（2023）年						
	环境空气质量现状调查数据来源	长期例行监测数据□		主管部门发布的数据☑		现状补充监测☑		
	现状评价	达标区□				不达标区☑		
污染源调查	调查内容	本项目正常排放源☑ 本项目非正常排放源☑ 现有污染源☐		拟替代的污染源□		其他在建、拟建项目污染源□		区域污染源□
大气环境影响预测与评价	预测模型	AERMOD□	ADMS□	AUSTAL2000□	EDMS/AEDT□	CALPUFF□	网格模型□	其他☑
	预测范围	边长≥50km□		边长5～50km□		边长=5km☑		
	预测因子	预测因子（非甲烷总烃）				包括二次PM2.5□ 不包括二次PM2.5☑		
	正常排放短期浓度贡献值	$C_{本项目}$最大占标率≤100%☑				$C_{本项目}$最大占标率＞100%□		
	正常排放年均浓度贡献值	一类区		$C_{本项目}$最大占标率≤10%□		$C_{本项目}$最大标率＞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		$C_{非正常}$占标率≤100%□		$C_{非正常}$占标率＞100%□		
	保证率日平均浓度和年平均浓度叠加值	$C_{叠加}$达标□				$C_{叠加}$不达标□		
	区域环境质量的整体变化情况	k≤−20%□				k＞−20%□		
环境监测计划	污染源监测	监测因子：（非甲烷总烃、硫化氢）		有组织废气监测□ 无组织废气监测☑		无监测□		
	环境质量监测	监测因子：（/）		监测点位数（/ ）		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	/						
	污染源年排放量	SO_2：（/)t/a		NOx：（/)t/a		颗粒物：（/）t/a		无组织VOCs：（0.4304）t/a 无组织硫化氢0.0417t/a
注：“□”为勾选项，填“√”；“（）”为内容填写项。								

5.6 声环境影响评价

5.6.1 施工期声环境影响分析

5.6.1.1 施工期噪声源及影响预测

（1）施工噪声影响分析

①施工噪声源强

本工程施工期噪声主要包括土方施工、建构筑物结构施工、设备吊运安装、管沟开挖、管道铺设等过程，物料运输车辆交通噪声，以及钻井工程钻机、泥浆泵运转过程产生的噪声。参照《环境噪声与振动控制工程技术导则》（HJ 2034-2013）中表 A.2 和类比油气田开发工程中井场、站场、内部道路、管道铺设和钻井工程实际情况，项目施工期拟采用的各类施工设备产噪值见表 5.6-1。

表 5.6-1　　项目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

（2）预测计算

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

$L_r=L_{ro}-20\lg(r/r_o)$

式中：L_r——距声源 r 处的 A 声压级，dB(A）；

L_{ro}——距声源 ro 处的 A 声压级，dB(A）；

r ——预测点与声源的距离，m；

r_o——监测设备噪声时的距离，m。

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

表 5.6-2　　主要施工机械在不同距离处的噪声贡献值一览表

序号	机　械	不同距离处的噪声贡献值[dB(A)]										施工阶段
		40m	60m	100m	200m	300m	400m	500m	700m	900m	1200m	
1	挖掘机	72.0	68.4	64.0	58.0	54.5	52.0	50.0	47.1	44.9	42.4	土石方

2	装载机	70.0	66.4	62.0	56.0	52.5	50.0	48.0	45.1	42.9	40.4	、管道、道路施工
3	压路机	72.0	68.4	64.0	58.0	54.5	52.0	50.0	47.1	44.9	42.4	
4	运输车辆	72.0	68.4	64.0	58.0	54.5	52.0	50.0	47.1	44.9	42.4	物料运输
5	吊装机	66.0	62.4	58.0	52.0	48.5	46.0	44.0	46.1	43.9	41.4	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	

（3）施工噪声影响分析

根据表5.6-2可知，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、管道及道路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）厂界噪声限值要求；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）厂界噪声限值要求；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）厂界噪声限值要求。

5.6.2 运营期声环境影响评价

5.6.2.1 运营期主要噪声源

运营期间的噪声源主要为井场设备机泵等设备噪声，以及压裂、修井等井下作业噪声，因井下作业为阶段性作业，故本次噪声预测仅考虑井场机泵噪声。

5.4.2.2 运营期噪声环境影响预测

工程管线均埋设在地下，埋深大于1.2m，油气集输不会对周围声环境产生影响；产噪设备主要包括井场采油树、泵类，站场等设备。

（一）预测模式

（1）单个室外点声源在预测点产生的声级计算基本公式

已知声源的倍频带声功率级（从63Hz到8000Hz标称频带中心频率的8个倍频带），预测点位置的倍频带声压级$L_p(r)$可按下式计算：

$$L_p(r) = Lw + D_c - A$$

$$A = A_{div} + A_{atm} + A_{gr} + A_{bar} + A_{misc}$$

式中：$L_p(r)$—距离声源r处的倍频带声压级，dB；

L_w—倍频带声功率级，dB；

D_c—指向性校正，dB；

A—倍频带衰减，dB；

A_{div}—几何发散引起的倍频带衰减，dB；

A_{gr}—地面效应引起的倍频带衰减，dB；

A_{atm}—大气吸收引起的倍频带衰减，dB；

A_{bar}—声屏障引起的倍频带衰减，dB；

A_{misc}—其他多方面效应引起的倍频带衰减，dB。

（2）计算总声压级

①计算本项目各室外噪声源和各含噪声源厂房对各预测点噪声贡献值

设第i个室外声源在预测点产生的A声级为L_{Ai}，在T时间内该声源工作时间为t_i；第j个等效室外声源在预测点产生的A声级为L_{Aj}，在T时间内该声源工作时间为t_j，则本项目声源对预测点产生的贡献值（L_{eqg}）为:

$$L_{eqg}=10\lg[\frac{1}{T}(\sum_{i=1}^{N}t_i10^{0.1L_{Ai}}+\sum_{j=1}^{M}t_j10^{0.1L_{Aj}})]$$

②预测点的噪声预测值

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

式中：L_{eqg}—建设项目声源在预测点的等效声级贡献值，dB(A）；

L_{eqb}—预测点的背景值，dB(A）。

（3）噪声预测点位

本评价预测工程噪声源对四周厂界噪声贡献值，并给出厂界噪声最大值的位置。

（二）噪声源参数的确定

本项目各井场噪声源类似，井场面积及平面布置基本相同，采气井场噪声源

噪声参数见表5.6-3。

表5.6-3 井场噪声源参数一览表

声源名称		数量（台/套）	中心坐标	最大噪声源强[dB(A)]	降噪措施	降噪效果[dB(A)]	预测噪声源强[dB(A)]
采气井场	采气树	1	(20,30,1)	85	基础减振	10	75
	空气热源泵	1	(20,20,1)	85	基础减振	10	75
注水井场	移动注水+注水撬	1	（15,25,1）	90	基础减震	10	80

（三）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，本项目井场噪声预测结果值见表5.6-4。

表5.6-4 井场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
采气井场	东场界	42.3	昼间	60	达标
			夜间	50	达标
	南场界	39.4	昼间	60	达标
			夜间	50	达标
	西场界	42.3	昼间	60	达标
			夜间	50	达标
	北场界	39.4	昼间	60	达标
			夜间	50	达标
注水井场	东场界	40.3	昼间	60	达标
			夜间	50	达标
	南场界	37.4	昼间	60	达标
			夜间	50	达标
	西场界	40.3	昼间	60	达标
			夜间	50	达标
	北场界	37.4	昼间	60	达标
			夜间	50	达标

由上表可知，井场噪声源对场界的噪声贡献值昼间、夜间为39.4～42.3dB(A)，满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中2类区昼间、夜间标准要求。

综上，本项目实施后不会对周边声环境产生明显影响，且项目周边无噪声敏感目标，不会造成噪声污染。

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，且本项目周边无声环境敏感目标，不会造成噪声污染。

5.6.4 声环境影响评价结论

本项目施工期噪声源主要是各类施工机械和运输车辆。施工期噪声影响是短暂的，随施工结束即消失。

本项目运营期产生的噪声主要包括泵撬等设备运转噪声，以及井下作业噪声等。井场设备噪声源强较低，影响范围有限，类比同类井场，正常生产时，单井井场厂界噪声值较低，能够满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中的2类区标准要求；井下作业将产生高强度噪声，厂界噪声会出现短期超标现象，但井下作业具有阶段性特征，井下作业结束其噪声影响即消失。井场周边范围内无居民区，不会出现噪声扰民现象。

5.6.5 声环境影响评价自查表

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	200m☑大于200m□小于200m☐					
	预测因子	等效连续A声级☑最大A声级□计权等效连续感觉噪声级□					
	厂界噪声贡献值	达标☑	不达标□				
	声环境保护目标处噪声值	达标□	不达标□				

环境监测计划	排放监测	厂界监测☑	固定位置监测□	自动监测□	手动监测□	无监测□
	声环境保护目标处噪声监测	监测因子：(/)		监测点位数（/）		无监测☑
评价结论	环境影响	可行☑不可行□				
注：“□”为勾选项，可√；“（）”为内容填写项。						

5.7 固体废物影响分析

5.7.1 施工期固体废物影响分析

拟建工程施工期产生的固体废物主要为施工过程中产生的施工土石方、废弃钻井泥浆、钻井岩屑、含油废物、废烧碱包装袋、废防渗材料、施工废料、施工人员生活垃圾。

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。根据类比调查，施工废料的产生量约为0.2t/km，本项目施工废料产生量约为6.44t。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填埋处置。

②弃土弃渣

本项目新建井场13座，新建管线32.2km。

项目永久占地为18200m^2，新建管线32.2km，开挖宽度2m、开挖深度1.5m，挖方量96600m^3。施工土方在管线施工结束后回填在管堤上。

预计本项目挖方量约为96600m^3，填方总量为96600m^3，无外借、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。可以做到“取弃平衡”。

③生活垃圾

拟建工程新钻井11口，其中老井侧钻1口，新钻井总天数为559d，钻井人数一般为60人，地面工程施工总天数为520d，施工人数为40人，每人每天产生生活垃圾0.5kg，本项目施工期共产生垃圾27.17t，在井场和施工营地设置生

活垃圾收集桶，定期清运至塔中固废填埋场填埋处置。

②钻井泥浆

工程使用膨润土泥浆和水基聚磺体系泥浆，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。

③钻井岩屑

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

钻井岩屑产生量按以下经验公式计算：

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

式中：W——钻井岩屑产生量，m^3；

D——井眼的平均直径，取平均值 0.3m；

h——井深，总井深 74098m。

利用上述公式计算，钻井岩屑膨胀系数取 2，钻井期内产生的岩屑量最大为 10475m^3，其中膨润土-聚合物泥浆钻井岩屑 8345m^3，聚璜泥浆钻井岩屑 2130m^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。

④含油废物

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暂存间中，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11口，含油废物量产生量为3.3t，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。

⑤烧碱废包装袋

钻井施工过程中配制钻井泥浆时会产生少量烧碱废包装袋属于危险废物，及时回收烧碱废包装袋，暂存于撬装式危废暂存间中。类比同类钻井工程，钻井期间产生的烧碱废包装袋约为0.1t/口，拟建工程新部署钻井11口，烧碱废包装袋产生量为1.1t，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11口，废防渗材料产生量为2.2t，由钻井公司委托区域具有危废处置资质的公司接收处置。

综上，施工期固体废物处置措施得当，在加强管理的前提下，不会对外环境产生明显不利影响。

5.7.2 运营期固体废物影响分析

（1）清管废渣

集输管线清管作业产生清管废渣，每1年清管1次。根据类比调查，一般清管废渣产生量为1.15kg/km，本项目新建各种管线总长为32.2km，清管废渣产生量约0.037t/a。

清管废渣的主要成分为SS和氧化铁等，还含有少量管道中的油，属于危险废物HW08（废物代码：251-001-08），严格按危险废物相关技术要求和管理规定进行收集与贮存，委托有危废处置资质单位进行处置。

（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13口井产生废弃防渗材料最大量约3.25t/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）生活垃圾

运营期工作人员由塔中采油气管理区内部调剂解决，故不新增生活垃圾。

5.7.2.1 危险废物环境影响分析

本项目产生的危险废物若处置不当就会对周围环境造成危害，因此，必须按照《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》以及危险废物防治有关办法的要求严格管理和安全处置。

（1）危废收集过程影响分析

本项目产生的危废按照《危险废物收集贮存运输技术规范》（HJ2025-2012）相关要求进行收集、运输，并按要求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。

（2）危废运输过程影响分析

本项目产生的危险废物委托有危险废物运输资质的单位进行运输，运输过程中全部采用密闭容器收集储存，转运结束后及时对转运路线进行检查和清理，确保无危险废物散落或泄漏在转运路线上，危险废物运输过程符合《危险废物收集贮存运输技术规范》（HJ2025-2012）中的相关要求。

综上，本项目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

生产井退役后地面设施拆除、井场清理等工作会产生部分废弃管线、废弃建

筑残渣进行集中清理收集后外运。

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

5.7.4 固体废物影响评价结论

本项目施工期固体废物主要为施工废料、弃土弃渣、钻井泥浆、钻井岩屑等。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。

运营期产生的固体废物主要为清管废渣、井下作业固废。

清管废渣、废防渗材料均属于危险废物，严格按危险废物相关技术要求和管理规定进行收集与贮存，委托有危废处置资质单位进行处置。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地处理、处置措施，只要严格管理，不会对环境产生较大影响。

5.8 环境风险评价

5.8.1 风险调查

本项目施工期和运营期涉及的主要危险物质为原油、天然气、硫化氢，涉及的风险为运营期采油过程中采油管线破损造成的原油、天然气、硫化氢的泄漏。

5.8.2 环境风险潜势初判

（1）危险物质及工艺系统危险性（P）等级

①Q 值确定

计算所涉及的每种危险物质在各危险单元内的最大存在总量与其在附录 B 中对应临界量的比值 Q，计算公式如下：

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

式中：q_1、q_2、…q_n——每种危险物质的最大存在总量，t；

Q_1、Q_2、…Q_n——每种危险物质相对应的临界量，t。

计算出 Q 值后，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。

本工程所涉及的危险物质主要为天然气（主要成分为甲烷）、凝析油、H_2S、，

其临界量分别为10t、2500t、2.5t。危险物质主要存在于井场工艺管道、设备以及外输管道内。

本工程Q值计算结果见表5.8-1：

表5.8-1　本工程危险单元Q值计算结果一览表

危险单元	危险物质最大存在量（t）		危险物质临界量（t）	Q值	计算参数
1号集气站-ZG22-H4集油站管线	凝析油	9.6	2500	0.00384	管道长度2.3km，管径DN80，运行压力2.5MPa，H_2S含量14320mg/m³，
	天然气	0.548	10	0.0548	
	H_2S	0.008	2.5	0.0032	
ZG22-2H阀组-ZG22-H4集油站管线	凝析油	8.8	2500	0.00352	管道长度2.2km，管径DN80，运行压力2.5MPa，H_2S含量14320mg/m³
	天然气	0.525	10	0.0525	
	H_2S	0.008	2.5	0.0032	
ZG22-2H阀组-中古1号集气站高压管线	凝析油	28	2500	0.0112	管道长度4.5km，管径DN100，运行压力12MPa，H_2S含量14320mg/m³
	天然气	1.831	10	0.1831	
	H_2S	0.02	2.5	0.008	
ZG22-13单井管线	凝析油	4	2500	0.0016	长度1.1km，管径DN80，硫化氢含量14320mg/m³
	天然气	0.159	10	0.0159	
	H_2S	0.0025	2.5	0.001	
ZG22-10单井管线	凝析油	6.4	2500	0.00256	长度1.2km，管径DN80，硫化氢含量14320mg/m³
	天然气	0.288	10	0.0288	
	H_2S	0.0046	2.5	0.00184	
ZG22-16单井管线	凝析油	4.8	2500	0.00192	长度1.4km，管径DN80，硫化氢含量14320mg/m³
	天然气	0.202	10	0.0202	
	H_2S	0.003	2.5	0.0012	
ZG22-H17单井管线	凝析油	8	2500	0.0032	长度1.7km，管径DN80，硫化氢含量14320mg/m³
	天然气	0.357	10	0.0357	
	H_2S	0.0057	2.5	0.0022	
ZG22-15单井管线	凝析油	2.4	2500	0.00096	长度0.8km，管径DN80，硫化氢含量14320mg/m³
	天然气	0.115	10	0.0115	
	H_2S	0.001	2.5	0.0004	
ZG22-14单井管线	凝析油	10.4	2500	0.00416	长度2.2km，管径DN80，硫化氢含量14320mg/m³
	天然气	0.462	10	0.0462	
	H_2S	0.007	2.5	0.0028	
ZG22-H11单井管线	凝析油	2.4	2500	0.00096	长度0.6km，管径DN80，硫化氢含量14320mg/m³
	天然气	0.086	10	0.0086	
	H_2S	0.001	2.5	0.0004	
ZG22-12	凝析油	4	2500	0.0016	长度1.3km，管径DN80，硫

单井管线	天然气	0.188	10	0.0188	化氢含量14320mg/m^3
	H_2S	0.003	2.5	0.0012	
ZG14-13单井管线	凝析油	15.2	2500	0.0060	长度3.2km，管径DN80，硫化氢含量14320mg/m^3
	天然气	0.672	10	0.0672	
	H_2S	0.01	2.5	0.004	
ZG14-10单井管线	凝析油	15.2	2500	0.00608	长度3.1km，管径DN80，硫化氢含量14320mg/m^3
	天然气	0.651	10	0.0651	
	H_2S	0.01	2.5	0.004	
ZG14-14单井管线	凝析油	8.8	2500	0.00352	长度1.8km，管径DN80，硫化氢含量14320mg/m^3
	天然气	0.378	10	0.0378	
	H_2S	0.006	2.5	0.0024	
ZG14-9单井管线	凝析油	10.4	2500	0.00416	长度2.1km，管径DN80，硫化氢含量14320mg/m^3
	天然气	0.441	10	0.0444	
	H_2S	0.007	2.5	0.0028	
ZG14-15单井管线	凝析油	9.6	2500	0.0038	长度1.9km，管径DN80，硫化氢含量14320mg/m^3
	天然气	0.399	10	0.0399	
	H_2S	0.006	2.5	0.0024	
危险单元Q值最大				0.9340	

根据表2.5-7中计算结果，本工程各危险单元Q值最大为0.9340，Q＜1。

建设项目环境风险潜势划分为I、II、III、IV、IV$^+$级。

根据建设项目涉及的物质和工艺系统的危险性及其所在地的环境敏感程度，结合事故情形下环境影响途径，对建设项目潜在环境危害程度进行概化分析，按照表5.8-2确定环境风险潜势。

表5.8-2 建设项目环境风险潜势划分

环境敏感程度（E）	危险物质及工艺系统危险性（P）			
	极高危害（P1）	高度危害（P2）	中度危害（P3）	轻度危害（P4）
环境高度敏感区（E1）	IV$^+$	IV	III	III
环境中度敏感区（E2）	IV	III	III	II
环境轻度敏感区（E3）	III	III	II	I
注：IV$^+$为极高环境风险。				

合计	0.9340

根据上表计算结果，本项目Q=0.0073，Q＜1，判断项目风险潜势为I，本项目区为环境轻度敏感区（E3），则本项目危险物质及工艺系统危险性为P4。

5.8.3 环境风险识别

本项目涉及的主要风险物质为原油、天然气，存在于采油管线内。风险物质

危险特性见表5.8-3。

表5.8-3 风险物质危险特性和分布一览表

序号	危险物质名称	危险特性	分布
1	原油	可燃液体	采油管线
2	天然气	易燃气体	采油管线

（1）凝析油

表5.8-4 凝析油理化性质、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	Grudloil
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。	
消防措施	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。	

<table>
<tr><td></td><td colspan="4">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；生产过程密闭，加强通风；提供安全淋浴和洗眼设备。
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。
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="5">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）
0.7365-1.0724g/cm^3</td><td>稳定性</td><td>稳定</td></tr>
<tr><td>爆炸极限</td><td>1.1%~8.7%(V%)</td><td>自燃温度</td><td>280℃~380℃</td></tr>
<tr><td>稳定性和反应活性</td><td colspan="4">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。</td></tr>
<tr><td>毒理学资料</td><td colspan="4">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）</td></tr>
</table>

	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	废弃物性质：危险废物。 废弃物处置方法：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，放置热源和日光暴晒，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》。

（2）天然气

天然气中甲烷、乙烷属单纯窒息性气体，对人体基本无毒。其他组分如丙烷、异丁烷、正丁烷、异戊烷、正戊烷等都为微毒或低毒物质。天然气除气态烃外，还有少量二氧化碳、氮气等非烃气体。天然气理化性质、危险危害特性及防护措施，见表5.8-5。

表5.8-5 天然气理化性质、危险危害特性及防护措施表

化学品名称	化学品中文名称	天然气		
	化学品英文名称	Naturalgasdehydration		
成分/组成信息	主要有害成分		甲烷	
	分子式	CH_4	分子量	16.05
危险特性	危险性类别：第2.1类易燃气体。 侵入途径：吸入。 健康危害：空气中甲烷浓度过高，能使人窒息。当空气中甲烷达25%～30%时，可引起头痛、头晕、乏力、注意力不集中、呼吸和心跳加速、共济失调。若不及时脱离，可致窒息死亡。皮肤接触液化气体可致冻伤。 环境危害：对环境有害。 燃爆危险：易燃，与空气混合能形成爆炸性混合物。			
急救措施	皮肤接触：如果发生冻伤，将患部浸泡于保持在38~42℃的温水中复温。不要涂擦。不要使用热水或辐射热。使用清洁、干燥的敷料包扎。如有不适感，就医。 吸入：迅速脱离现场至空气新鲜处。保持呼吸道通畅。如呼吸困难，给输氧。呼吸、			

<table>
<tr><td></td><td colspan="4">心跳停止，立即进行心肺复苏术。就医。</td></tr>
<tr><td>消防措施</td><td colspan="4">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。
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。在传送过程中，钢瓶和容器必须接地和跨接，防止产生静电。搬运时轻装轻卸，防止钢瓶及附件破损。配备相应品种和数量的消防器材及泄漏应急处理设备。
储存注意事项：钢瓶装本品储存于阴凉、通风的易燃气体专用库房。远离火种、热源。库温不宜超过30℃。应与氧化剂等分开存放，切忌混储。采用防爆型照明、通风设施。禁止使用易产生火花的机械设备和工具。储区应备有泄漏应急处理设备。</td></tr>
<tr><td>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>-161.4℃</td><td>闪点</td><td>-218℃</td></tr>
<tr><td>熔点</td><td>-182.6℃</td><td>溶解性</td><td>微溶于水，溶于乙醇、乙醚、苯、甲苯等。</td></tr>
<tr><td>密度</td><td>相对密度（水=1）：0.42（-164℃）；
相对蒸汽密度（空气=1）：0.6</td><td>稳定性</td><td>稳定</td></tr>
<tr><td>爆炸极限</td><td>5%~15%(V%)</td><td>引燃温度</td><td>537℃</td></tr>
<tr><td>稳定性和反应</td><td colspan="4">稳定性：稳定；禁配物：强氧化剂、强酸、强碱、卤素；避免接触的条件：高热，火源和不相容物质；聚合危害：不发生；分解产物：一氧化碳、二氧化碳。</td></tr>
</table>

活性	
毒理学资料	LD50：LC_{50}：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。
废弃处置	废弃物性质：危险废物。 废弃处置方法：建议用焚烧法处置。 废弃注意事项：处置前应参阅国家和地方有关法规。把倒空的容器归还厂商或在规定场所掩埋。
运输信息	运输注意事项：采用钢瓶运输时必须戴好钢瓶上的安全帽。钢瓶一般平放，并应将瓶口朝同一方向，不可交叉；高度不得超过车辆的防护栏板，并用三角木垫卡牢，防止滚动。运输时运输车辆应配备相应品种和数量的消防器材。装运该物品的车辆排气管必须配备阻火装置，禁止使用易产生火花的机械设备和工具装卸。严禁与氧化剂等混装混运。夏季应早晚运输，防止日光暴晒。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。

（3）H_2S

H_2S主要理化性质及毒性情况见表5.8-6。H_2S气体对人体危害详细情况见表5.8-7。

表5.8-6 H_2S主要物质理化性质及毒性情况

名称	简述	毒性	燃烧爆炸特性参数	危险级别
硫化氢	可燃性无色气体，属于甲类火灾、爆炸危险物质	硫化氢是强烈的神经毒物，对神经、呼吸道、黏膜具有明显刺激作用，属于高度危害毒性物质，最高允许浓度为10mg/m³，职业危害程度为II级，具有臭鸡蛋味。LC_{50}（半致死浓度）：618mg/m³	易溶于水 沸点：-60.3℃ 爆炸极限：4.3%-45.5% 自燃温度：260℃ 燃烧热：15104.6kJ/kg 相对密度：1.19	属于易燃气体（5.1类）

表5.8-7 硫化氢气体对人体危害详细情况

浓度（mg/m³）	接触时间	毒性反应
1400	立即	昏迷并呼吸麻痹而死亡，除非立即人工呼吸急救。于此浓度时嗅觉立即疲劳，其毒性与氢氰酸相似
1000	数秒钟	很快引起急性中毒，出现明显的全身症状。开始呼吸加快，接着呼吸麻痹而死亡
760	10-60分钟	可能引起生命危险—发生肺水肿、支气管炎及肺炎。接触时间更长者，可引起头痛、头昏、兴奋、步态不稳、恶心、呕吐、鼻和咽喉发干及疼痛、咳嗽、排尿困难等
300	1小时	可引起严重反应—眼和呼吸道黏膜强烈刺激症状，并引起神经系统抑制，6-8分钟即出现急性眼刺激症状。长期接触可引起肺

		水肿
70-150	1-2小时	出现眼及呼吸道刺激症状。长期接触可引起亚急性或慢性结膜炎。吸入2-15分钟即发生嗅觉疲劳
30-40	—	虽臭味强烈，仍然忍耐，这是可能引起局部刺激及全身性症状的阈浓度
4-7	—	中等强度难闻臭味
0.4	—	明显臭味
0.035	—	嗅觉阈

5.8.3.1 生产系统危险性识别

根据本项目工艺流程及平面布置功能分区，并结合物质危险性识别，确定生产系统危险性识别结果见表5.8-8~9。

（1）施工期危险因素识别

施工期危险因素及可能产生的事故见表5.8-8。

表5.8-8 施工期主要危险及有害因素分析

序号	主要危险、有害因素	可能导致的事故
1	设备及管材在安装、使用前未按有关规定进行检验合格后使用	管线、设备失效
2	防喷器件、管线有刺漏，压力等级不符合要求；非金属材料不符合要求，密封失效	管线、设备失效
3	未及时发现溢流显示或发现后处理不当等	导致天然气溢出，发生天然气燃烧爆炸

（2）运营期危险因素识别

根据工程分析，本项目开发建设过程中油气集输等环节均接触到易燃、易爆的危险性物质，而且生产工艺条件较苛刻，多为高压操作，因此事故风险较大，可能造成环境危害的风险事故主要包括火灾、爆炸、油品泄漏等，具体危害和环境影响可见表5.8-9。

表5.8-9 油田生产事故风险类型、来源及危害识别一览表

危险单元	事故类型	事故原因	事故后果	环境影响途径
采气管线	采气管线泄漏	管道腐蚀，施工、操作不当或自然灾害等外力作用导致管线破裂，导致火灾、爆炸、油品泄漏事故	油品及天然气泄漏后，遇火源会发生火灾、爆炸事故，燃烧产生的次生CO、SO_2引发周围人员中毒事件；天然气泄漏后，进入大气引发中毒事故。	大气、土壤、地下水

5.8.3.2 危险物质向环境转移的途径识别

（1）管道危险性识别

管道输送是一种安全可行的输送方式，但存在于环境中的管道会受到各种环境因素的作用，同时管道本身的设计、管材制造、施工、操作运行和管理等各环节都可能存在着缺陷和失误，所有这些因素都可能导致事故的发生。发生的事故主要为管线破裂造成的原油泄漏，直接污染周围土壤，还可能对区域地下水造成污染。

（2）站场危险性识别

计转站运行过程中环节均涉及具有易燃、易爆等危险特性的物质，由于站内工艺管线及设备均带压运行，因此存在一定的事故风险，可能造成环境危害的风险事故主要包括原油、天然气泄漏以及火灾、爆炸引起的伴生/次生污染物排放等。站场危险性识别见表5.8-10。

表5.8-10 站场事故风险类型、原因及后果

功能单元	事故类型	事故原因	事故后果	环境影响途径
工艺设备、管线	设备及工艺管线泄漏	管道腐蚀、施工或操作不当等外力作用导致管线破裂、设备泄漏	天然气和挥发的非甲烷总烃、硫化氢烃进入大气环境，引发周围人员中毒事件，还会导致大气中非甲烷总烃浓度升高；油类物质泄漏渗流至土壤、地下水，从而产生影响。	大气、土壤、地下水
	火灾、爆炸	原油挥发出的非甲烷总烃、天然气能与空气形成爆炸性混合物，若遇明火、高热有燃烧爆炸危险，原油、天然气不完全燃烧会产生CO、SO_2等污染物	发生火灾爆炸事故后，产生的CO使得空气中CO浓度升高，引发周围人员中毒事件	大气

5.8.3.4 风险识别结果

根据本项目所涉及的危险物质及生产系统危险性识别结果，本项目可能发生的环境风险主要包括井漏、油气泄漏、火灾、爆炸等引发的伴生/次生污染物排放。

运营期管线发生破损造成原油及天然、硫化氢气泄漏，会污染土壤和大气，泄漏原油有可能通过包气带渗漏进入地下含水层，污染地下水；泄漏的油气若遇明火，发生火灾、爆炸，污染大气环境。

5.8.4 环境风险事故情形分析

5.8.4.1 井喷事故影响分析

井喷事故一旦发生，大量的油气喷出井口，散落于井场周围，据类比资料显示，井喷范围内土壤表层可见有蜡状的原油喷散物，井喷的影响范围及影响程度较大。由于项目区荒无人烟，所以井喷对人员的伤害有限，对项目区及周边土壤环境、大气环境、地下水产生影响。

井喷事故发生时对地下水环境的影响主要是原油以面源的形式渗漏进入包气带土壤并污染地下水。污染物迁移途径为地表以下的包气带和含水层，然后随地下水流动而污染地下水。石油类污染物主要聚积在土壤表层1m以内，一般很难渗入到2m以下。同时油田区域气候干旱少雨，不存在大量降水的淋滤作用。因此，井喷事故中的泄漏原油不会进入地下含水层污染地下水。

5.8.4.2 井漏事故影响分析

本项目井漏事故主要为运营期油水窜层。井漏事故对地下水的污染是采出液漏失于地下水含水层中，由于采出液中含石油类，会造成地下含水层水质污染。

本项目采用多层套管，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多层套管、水泥环的保护措施，将事故风险降低到最低。

5.8.4.2 管线破裂事故影响分析

在管道压力下，加压集输油品泄漏时，油品从裂口流出后遇明火燃烧，发生火灾爆炸事故，燃烧产生的次生CO引发周围人员CO中毒事件。本项目油气管线采用质量较好的材质，且有泄漏气体检测设施，塔中采油气管理区负责管理拟建项目的运行管理，制订有突发环境事件应急预案，备有相应的应急物资，采取了各类环境风险防范措施，以便在油气管道泄漏时能够及时发现，在采取突发环境事件应急预案中规定的防护措施后，油气管道发生火灾爆炸概率较低，对周围环境及人员影响较小。

5.8.5 环境风险分析

5.8.5.1 对大气环境的影响分析

在管道压力下，加压集输油品泄漏时，油品从裂口流出后遇明火燃烧，发生火灾爆炸事故，燃烧产生的次生CO引发周围人员CO中毒事件。一旦管道发生泄漏事故，井场内设置有流量控制仪及压力变送器，当检测到压力降速率超过

0.15MPa/min时，由SCADA系统发出指令，远程自动关闭阀门。由于井场及管道位于荒漠区，扩散条件好，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 对地下水的环境影响分析

集输管道敷设在地表以下，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可能影响到地下水。集输管道发生事故时，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，加强检修力度，发生泄漏事故及时找到泄漏点，及时维修，并将受污染的土壤全部集中收集，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，污染物渗入地下污染地下水体的可能性较小。

5.8.5.3 对土壤环境的影响分析

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

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。

运营期管线破裂，将能回收的原油回收，送塔三联合站原油处理系统处理，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。

综上所述，本项目施工期和运营期发生事故后，及时采取相应的措施，不会对周围土壤环境产生明显影响。

5.8.5.4 洪水及管线刺漏等影响分析

本项目所在区域气候干旱，降雨量较少，且项目区周围无地表水体，分布有季节性洪水冲沟，结合历史调查资料，项目区域发生洪水概率很小；本项目管线

埋地敷设，且管线设置有流量控制仪及压力变送器，一旦发生刺漏，能够及时发现，及时采取措施处理。塔中采油气管理区备有完善的防洪防汛物资，当发生洪水时，能够及时有效地采取防洪应急措施，同时通过雨季时节加强巡检，加强管线检测及压力、流量远传信号检查，可有效降低对区域环境的影响。

5.8.6 环境风险管理

（1）环境风险人员管理

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。

（2）环境风险应急预案

本项目由塔中采油气管理区管理。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）。本评价建议将本次建设内容突发环境事件应急预案纳入塔里木油田分公司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。待本项目实施后，需将本项目相关内容更新至突发环境事件应急预案中。

5.8.7 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，应急物资配备齐全，出现风险事故时能够及时应对。

5.8.7.1 井喷事故风险防范措施

（1）严格按照设计规范安装防喷器和井控装置，以最大限度地降低井喷事故的发生。

（2）加强自动控制系统的管理和控制，严格控制井筒和地层的压力平衡。

（3）按规定进行井场设备维修、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）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。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，施工后必须探伤，更换不符合要求的汇管。

5.8.7.2 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）利用已有的或者新开发的水井，对各层地下水分别设置监测井位，定期对油田区域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。

5.8.7.3 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）井场设置明显的禁止烟火标志；井场钻井设备及电器设备、照明灯具

符合防火防爆的安全要求；井场内所有设备、管线均应做好防雷、防静电接地；井场安装探照灯。

（3）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。

（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、硫化氢检测仪，以便及时发现事故隐患。

5.8.7.4 管线事故风险预防措施

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

（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）加强自动控制系统的管理和控制，严格控制压力平衡。

（5）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。

（6）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，使管道在超压时能够得到安全处理，在管道破裂时能够及时截断上下游管段，以减少事故时油气的释放量，使危害影响范围减小到最低程度。

（7）定期对管线进行巡视，加强管线和警示标志的管理工作。

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

（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。

5.8.7.5 与交叉管线风险防范措施

与其他管道并行、交叉应符合相关规定的要求，并征得相关管理部门同意，采取一定的管道保护措施。与已建管道的并行间距一般不应小于6m；对于受限制的地段，考虑保护措施及周边限制因素情况，并行间距可小于6m，管道并行交叉段施工考虑如下工程措施：

（1）在并行已建管道敷设且利用已建管道伴行路时，本项目选择在伴行路另一侧，避免施工时占压已建管道；

（2）并行管段管道施工时，管沟开挖土石方堆放在已建管道侧，防止施工机具频繁碾压已建管道；

（3）与已建管线并行、交叉段施工前与管道管理单位充分沟通，并确定管道位置，除采取必要的支护、保护等安全措施外，应采用连续施工的作业方式尽快完成管道组焊，同时应及时回填，尽量减少原有管线的暴露时间以及对已建管线的影响；

（4）管道交叉位置的管沟，采用人工开挖，尽可能保护原有管线防腐层，交叉段管沟回填前对已建管道进行电火花检漏，如有破损修复后再进行回填管沟，确保已建管道的防腐层完成，保证管道本体的安全；

（5）交叉段管道尽量采用弹性敷设通过，管道交叉处设置交叉桩或警示牌，并标明管道埋设深度；

（6）管道并行、交叉处阴极保护设置，考虑管道间的相互影响，进行优化设计；

（7）并行已建管道段管道施工对已建管道防护设施破坏时，需根据现场地形地貌情况对已建管道和新建管道统一考虑防护措施，防护措施需征求已建管道管理单位意见并认可。

5.8.7.6 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。

5.8.7.7 应急联动

本项目位于阿克苏地区沙雅县，属于现有塔中采油气管理区内的改扩建项目，建设单位应根据项目区域各油气管道规划建设情况，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道相对集中，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达到事故现场，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，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。

5.8.7.8 环境风险应急处置措施

井喷失控事故应急措施

（1）伴有甲烷、硫化氢等有毒有害气体逸散时：

①应迅速封闭事故现场，抢救现场窒息人员，发出甲烷、硫化氢报警信号，

进行交通管制，禁止外人进入现场，控制事态发展；

②监测有毒有害气体浓度，根据现场风向，协同当地政府疏散现场及周边无关人员；

③现场人员生命受到威胁、井口失控、撤离现场无望时，现场应急指挥应立即发出点火指令；

④条件允许时，迅速组织应急救援队伍抢装井口和实施压井作业。

（2）引发火灾、爆炸时：

①现场发生火灾、爆炸，应立即切断火源，并组织灭火；

②条件允许时，迅速组织抢装井口和压井作业；

③井场四周设置围堤，防止喷出物污染环境；

④依据井喷事件程度确定警戒范围，撤离无关人员。

（3）遇险人员应急撤离条件：

①井喷失控后，经采取措施无效，危及设施及人民生命安全或引起重大火灾无法控制时；

②空气中甲烷、硫化氢浓度较高，且无法有效控制时；

③由于各种原因（如油气泄漏）导致设施发生火灾，经采取措施无效，危及设施及人民生命安全时；

④由于各种原因导致设施发生爆炸，危及整个设施和人民生命安全时。

泄漏的应急措施

（1）井场泄漏处置

1）伴有甲烷、硫化氢等有害气体逸散时：

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至安全处，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；

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）引发火灾、爆炸时：

①现场发生火灾、爆炸，应立即切断引火源，并组织灭火；

②确定警戒范围，撤离无关人员。

（2）管道泄漏处置

1）管道破裂泄漏时：

①如出现人员伤亡，在确保安全前提下先组织力量抢救受伤人员；

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组织输油管道泄漏的围控、处置；

⑤原油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。

2）管道泄漏引发火灾、爆炸时：

①立即切断泄漏源，封闭泄漏现场；

②组织专业医疗救护小组抢救现场受伤人员；

③组织现场消防力量进行灭火；

④组织力量对泄漏管道进行封堵、抢修；

⑤对污染物进行隔离，并组织清理；

⑥采取隔离、警戒和疏散措施，避免无关人员进入事发区域，并合理布置消防和救援力量；

⑦当重点要害部位存在有毒有害气体泄漏时，应进行有毒有害气体检测；

⑧迅速将受伤、中毒人员送医院抢救，并根据需要配备医疗救护人员、治疗药物和器材；

⑨当重点要害部位可燃物料存量较多时，尽量采取工艺处理措施，转移可燃物料，切断危险区与外界装置、设施的连通，组织专家组和相关技术人员制定方案；

⑩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；

⑪灭火完毕后，立即清理火灾现场，组织力量对泄漏点封堵抢险。

5.8.8 环境风险分析结论

本项目所涉及的危险物质包括原油、天然气分布于密闭集输单元内，可能发生的风险事故包括井漏、集输管线泄漏、火灾、爆炸等引发的伴生/次生污染物排放。

井漏会对大气、土壤、地下水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；集输管线泄漏对土壤造成影响。本项目在井下作业时应落实各项井场制度，降低井漏发生概率，本项目所在区域人烟稀少，地域空旷，大气扩散条件较好，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。塔中采油气管理区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措施。

5.8.9 环境风险自查表

表 5.8-11 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14-中古22区块奥陶系产能建设项目			
建设地点	位于新疆维吾尔自治区阿克苏地区沙雅县境内			
地理坐标	经度	E82°51′46.258″	纬度	N39°35′23.127″
主要危险物质及分布	主要危险物质：原油、天然气、硫化氢；分布：井场、集输管线			
环境影响途径及危害后果（大气、地表水、地下水等）	本项目可能发生的环境风险主要包括：井喷、油类物质泄漏、火灾、爆炸等引发的伴生/次生污染物排放。 运营期管线发生破损造成油气泄漏，以及井喷均会污染土壤和大气，泄漏的油品有可能通过包气带渗漏进入地下含水层，污染地下水；泄漏的油气若遇明火，发生火灾、爆炸，污染大气环境。			
风险防范措施要求	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。			

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）加强工程区的野生动物保护，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，切实提高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）项目用地扰动区域须保护区域生态系统，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，切实提高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，本次水土流失防治主要以工程措施为主。

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）井场工程区

井场工程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）管道工程区

管道工程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的行驶和作业，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，切实提高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，截去地下 1m 内管头，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《气田水回注方法》（SY/T6596-2004）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《气田水回注方法》（SY/T6596-2004） 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《气田水回注方法》（SY/T6596-2004）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《气田水回注方法》（SY/T6596-2004）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GB16889执行
	中-强	难		
	中	易	重金属、持久性有机污染物	
	强	易		
简单防渗区	中-强	易	其他类型	一般地面硬化

根据《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）中表6及前文分析，项目区内包气带防污性能为“弱”，生产过程中产生的污水中主要污染物为石油类及COD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，本项目将工程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≤1.0×10⁻⁷cm/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漆-二道面漆，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，制订专门的地下水污染事故应急措施，并应与其他类型事故的应急预案相协调，并纳入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洒，应集中收集并及时清运，防止污染物进入土壤环境造成污染。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、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，降低管线环境风险事故的发生。

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

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

（5）如果发生井下作业废水渗漏、集输管道的采出液渗漏，建设单位应立即采取切断措施并及时组织专门力量进行污染物的清除工作，在最短的时间内清除地面及地下的石油类物质，委托具有相应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

施工期主要废气污染为施工扬尘、焊接废气以及施工机械及运输车辆排放的废气。

（1）施工扬尘防治措施

①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。

②合理规划、选择最短的运输路线，充分利用油田现有公路网络，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。

③开挖等过程，应洒水使作业面保持一定的湿度；对施工场地内松散、干涸的表土，经常洒水防止扬尘。

④加强回填土方堆放场的管理，采取土方表面压实、定期喷水、覆盖等措施；不需要的泥土、建筑材料弃渣应及时运走。

⑤单独敷设管道管沟开挖一侧临时堆放开挖土方，本项目对临时堆土布设一定的防尘网苫盖防护措施。

⑥施工前对现有进场应限制车速，减少行驶产生的扬尘。

⑦加强运输管理，如散货车不得超高超载、使用有盖的运输车辆，以免车辆颠簸物料洒出；水泥使用密封罐装运输车，装卸应有除尘装置，防止扬尘污染；化学物质的运输要防止泄漏；坚持文明装卸。

⑧施工单位必须加强施工区域的管理。建筑材料的堆场应定点定位；根据风速，采取相应的防尘措施，对散料堆场采用篷布遮盖散料堆。

⑨合理安排施工计划，根据平面布局，可以对厂址局部提前进行绿化，改善生态景观，减轻扬尘环境影响。

⑩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。

（2）焊接废气防治措施

①在焊接作业时使用无毒低尘焊条，减少有害废气排放。

②施工前期加强设备的检修和维护，保证设备正常稳定运行，使用合格的燃料，设备，焊接作业时使用无毒低尘焊条，从而从源头减少设备及焊接废气对环境的影响。

（3）施工机械及运输车辆排放的废气

①加强对施工机械、车辆的检修和保养，严禁使用超期服役和尾气超标的车辆，禁止以柴油为燃料的施工机械超负荷工作，减少烟尘和尾气的排放。

②对施工期间进出施工现场车流量进行合理安排，防止施工现场车流量过大。

③尽可能使用耗油低，排气小的施工车辆，选用优质燃油。

以上的大气污染防治措施可使本项目建设对环境空气影响减少，是可行和有

效的。

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集输过程中无组织废气排放和温室气体排放源。无组织排放的污染物主要为站场、井口、管线接口、阀门等处产生的无组织挥发烃类、硫化氢；温室气体的污染物主要为井场、站场开采过程中产生的甲烷逃逸。针对以上污染源，油田采取以下大气污染治理措施：

（1）采用技术质量可靠的设备、仪表控制、阀门等，烃类机泵采用无泄漏屏蔽泵；本项目采用密闭集输，定期巡检，确保集输系统密闭运行。

（2）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；加强油井生产管理，减少烃类的跑、冒、滴、漏，做好油井的压力监测，并准备应急措施。

（3）井场需按照实际生产需要设置可燃气体探测器、硫化氢检测仪。

（4）定期对设备、阀门、管线等进行巡检，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。

（5）项目投入运营后，需严格按照《挥发性有机物（VOCs）污染防治技术政策》要求，持续加强物料储存、转移、输送过程中 VOCs 排放、泄漏、收集处理等控制措施。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，非甲烷总烃无组织排放可以满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）企业边界污染物控制要求，《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB37822-2019）厂区内 VOCs 无组织排放限制。

（6）在日常生产过程中，加强非甲烷总烃、硫化氢无组织排放例行监测，对典型站场厂界非甲烷总烃每年监测一次，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）企业边界污染物控制要求、《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB37822-2019）厂区内 VOCs 无组织排放限制和《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）表 1 新扩改建厂界二级标准值。

（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，降低设备能耗，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，本项目采取的大气环境保护措施可行。

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。

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”。

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。

加强监督力度，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 温室气体排放源分析

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。

本项目新建井场以及站场的采用 CO_2 空气热源泵加热集输工艺，不涉及燃料燃烧 CO_2 排放，无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。

本项目部署井场不设置火炬，不涉及燃料燃烧 CO_2 排放。

（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。

本项目未实施甲烷回收利用。

（6）CO_2 回收利用量

主要指企业回收燃料燃烧或工艺放空过程产生的 CO_2 作为生产原料或外供产品从而免于排放到大气中的那部分 CO_2。CO_2 回收利用量可从企业总排放量中予以扣除。因缺乏适当的核算方法暂不考虑 CO_2 地质埋存或驱油的减排问题。

本项目实施后未回收燃料燃烧或工艺放空过程中产生的 CO_2，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 温室气体产排节点

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 温室气体产排污节点汇总一览表

序号	类别	产污环节	碳排放因子	排放形式
1	CH_4 逃逸排放	井场、站场法兰、阀门等处逸散的废气	CH_4	无组织

2	火炬燃烧排放	井场测试放喷期间火炬燃烧	CO_2和CH_4	
3	净购入电力和热力隐含的CO_2排放量	电力隐含排放	CO_2	--

7.1.2 温室气体排放量核算

7.1.2.1 温室气体排放核算边界

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14-中古22区块奥陶系产能建设项目	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）CH4逃逸排放 （2）净购入电力和热力隐含的CO2排放量 (3)火炬燃烧排放

7.1.2.2 温室气体排放量核算过程

本项目涉及CH_4逃逸排放、净购入电力和热力隐含的CO_2排放量。具体核算过程如下：

（1）CH_4逃逸排放

本项目运营期CH_4逃逸排放主要来自原油开采过程中井口装置和计量站逃逸排放的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：ECH_4_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；井场为1个，站场为1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，接转站为 0.18；

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 CH_4 逃逸排放因子，单位为吨 CH_4/（年·个）；井口装置为 2.5。

本项目新建 13 口采气井场，扩建接转站 3 座。

开采逃逸的 CH_4 为：

ECH_4-开采逃逸=13×2.5tCH_4+3×0.18tCH4=33.04tCH_4

$GWPCH_4$-CH_4 相比 CO_2 的全球变暖潜势值。根据 IPCC 第二次评估报告，100 年时间尺度内 1 吨 CH_4 相当于 21 吨 CO_2 的增温能力，因此 $GWPCH_4$ 等于 21。根据上述公式计算可得本项目开采逃逸的 CH_4 为 33.04t，折算成 CO_2 排放量为 693.84t。

(1)火炬燃烧排放

石油天然气生产企业火炬燃烧可分为正常工况下的火炬气燃烧及由于事故导致的火炬气燃烧两种，拟建工程主要核算正常工况下的火炬气燃烧（主要为井场测试放喷阶段的火炬燃烧碳排放量）。另外，考虑到石油天然气生产企业火炬气 CH_4 含量较高且火炬气燃烧不充分，因此石油天然气生产企业的火炬燃烧排放同时考虑 CO_2 及 CH_4 排放。

①计算公式

a.火炬燃烧排放计算公式：

$$E_{GHG_火炬} = E_{CO_2_正常火炬} + E_{CO_2_事故火炬} + \left(E_{CH_4_正常火炬} + E_{CH_4_事故火炬}\right) \times GWP_{CH_4}$$

式中，

$E_{GHG-火炬}$-火炬燃烧产生的 CO_2 排放量，单位为吨 CO_2；

$E_{CO2-正常火炬}$-正常工况下火炬系统产生的 CO_2 排放，单位为吨 CO_2；

$E_{CO2-事故火炬}$-由于事故火炬产生的 CO_2 排放，单位为吨 CO_2；

$E_{CH4-正常火炬}$-正常工况下火炬系统产生的 CH_4 排放，单位为吨 CH_4；

$E_{CH4-事故火炬}$-事故火炬产生的 CH_4 排放，单位为吨 CH_4；

GWP_{CH4}-CH_4 相比 CO_2 的全球变暖潜势值。根据 IPCC 第二次评估报告，100

年时间尺度内1吨CH_4相当于21吨CO_2的增温能力，因此GWP_{CH4}等于21。

b.正常工况下火炬气体温室气体排放公式如下：

$$E_{CO_2_正常火炬} = \sum_i \left[Q_{正常火炬} \times \left(CC_{非CO_2} \times OF \times \frac{44}{12} + V_{CO_2} \times 19.7\right)\right]_i$$

$$E_{CH_4_正常火炬} = \sum_i \left[Q_{正常火炬} \times V_{CH_4} \times (1 - OF) \times 7.17\right]_i$$

式中，

i-火炬系统序号；

$Q_{正常火炬}$-正常生产状态下第i号火炬系统的火炬气流量，单位为万Nm^3；

$CC_{非CO2}$-火炬气中除CO_2外其他含碳化合物的总含碳量，单位为吨碳/万Nm^3；

OF-第i号火炬系统的碳氧化率，如无实测数据可采用缺省值0.98；

V_{CO2}-火炬气中CO_2的体积浓度，取值范围为0～1；

V_{CH4}-为火炬气中CH_4的体积浓度；

c.事故工况下火炬气体温室气体排放公式如下：

$$E_{CO_2_事故火炬} = \sum_j GF_{事故,j} \times T_{事故,j} \times \left(CC_{(非CO_2)_j} \times OF \times \frac{44}{12} + V_{(CO_2)_j} \times 19.7\right)$$

$$E_{CH_4_事故火炬} = \sum_j \left[GF_{事故,j} \times T_{事故,j} \times V_{CH_4} \times (1 - OF) \times 7.17\right]_j$$

上式中，

j-事故次数；

$GF_{事故,j}$-报告期内第j次事故状态时的火炬气流速度，单位为万Nm^3/小时；

$T_{事故,j}$-报告期内第j次事故的持续时间，单位为小时；

$CC_{（非CO2）j}$-第j次事故火炬气中除CO_2外其他含碳化合物的总含碳量，单位为吨碳/万Nm^3；

OF-火炬燃烧的碳氧化率，如无实测数据可采用缺省值0.98；

$V_{(CO2)j}$-第j次事故火炬气中CO_2的体积浓度；

V_{CH4}-事故火炬气中CH_4的体积浓度；

②计算结果

拟建工程核算火炬气温室气体排放主要为井场测试放喷过程中火炬气排放量。相关参数如下表。

表 7.1-3　　火炬燃烧排放活动相关参数一览表

序号	场所	工况	火炬气流速（万 Nm^3/h）	持续时间（h）	火炬气中除 CO_2 外其他含碳化合物的总含碳量（吨碳/万 Nm^3）	火炬燃烧的碳氧化率	火炬气中 CO_2 的体积浓度	火炬气中 CH_4 的体积浓度
1	13 座井场	正常工况	0.55	48	7.94	0.98	0.03	0.718

根据表中参数，结合公式计算可知，井场测试放喷过程中火炬燃烧排放温室气体量为 13.195 吨 CO_2。

（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：

ECO_2-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：

ECO_2-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，13 座采气井场使用的电力消耗量为 611MWh，电力排放因子按照西北地区电力排放因子 0.6671 吨 CO_2/MWh。根据前述公式计算可知，核算净购入电力和热力隐含的 CO_2 排放量为 407.59t。

（4）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：

EGHG-温室气体排放总量，单位为吨 CO_2；

ECO_2 燃烧-核算边界内由于化石燃料燃烧活动产生的 CO_2 排放量，单位为吨 CO_2；

EGHG-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；

EGHG-工艺-企业各业务类型的工艺放空排放，单位为吨 CO_2 当量；

EGHG-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；

RCH_4-回收-企业的 CH_4 回收利用量，单位为吨 CH_4；

$GWPCH_4$-CH_4 相比 CO_2 的全球变暖潜势值。取值 21；

RCO_2-回收-企业的 CO_2 回收利用量，单位为吨 CO_2。

ECO_2-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；

ECO_2 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 7-1-3 所示。

表 7.1-3　CO_2 排放总量汇总一览表

项目	源类别	排放量（吨 CO_2）	占比（%）
本项目	燃料燃烧 CO_2 排放	0	0
	火炬燃烧排放	13.195	1.18
	工艺放空排放	0	0
	CH_4 逃逸排放	693.84	62.25
	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	407.59	36.57
	合计	1114.625	100

由上表8.1-5分析可知，本项目CO_2总排放量为1114.625t。

7.2 减污降碳措施

本项目从工艺技术、节能设备和能源及碳排放管理等方面均采取了一系列减污降碳措施，具体如下。

7.2.1 清洁运输

本项目井场开采采用无人值守井场，减少人工干预和经常整定调节参数，实现全自动过程。定期组织人员对井场、站场进行巡检，及时更换存在故障的阀门、法兰等部件，减少无组织泄漏量。同时加强工艺系统的优化管理，减少井场测试放喷作业时间。

7.2.2 挥发性有机物与甲烷协同控制

采油气管理区建立碳排放管理组织机构，对整个作业区能源及碳排放管理实行管理，并制定能源及碳排放管理制度，将碳排放管理工作作为重要事项纳入日常管理；能源及碳排放管理制度对各类能源的购入、贮存、使用、加工转换、输送分配以及最终使用等环节进行详细的规定，尽可能从管理上做到对各类能源高效使用，同时对碳排放情况进行有效管理。

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，能效等级为1级，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为1级的节能产品，实际功率和负荷相适应，达到降低能耗，提高工作效率的作用。

7.3 温室气体排放评价结论

本项目实施后，CO_2总排放量为1114.625t。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。

（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。

8 环境影响经济损益分析

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 环境效益分析

8.1.1 环保投资估算

工程占地主要是由站场、井场、集输管网等地面工程构成，占地类型为沙地，项目区占地覆盖度较低。在项目开发过程中，需要投入必要的资金用于污染防治和恢复地貌等，防沙治沙和水土保持措施纳入水土保持方案投资中。经估算本项目环保投资183万元，占总投资的2.5%。估算见表8.1-1。

表8.1-1 主要环保投资估算

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	15
			草方格防护	井场四周及管线两侧铺设草方格	15
			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）	/	15
	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/m^3	5
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)	1
固体废物	施工废料		废弃施工材料清运至塔中固废场埋处置	妥善处理	15
	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	8
	清管废渣		桶装收集后委托有资质单位处置	妥善处理	1
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	6
	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	3
	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《气田水回注方法》（SY/T6596-2004）标准中指标后回注油层，不外排	《气田水回注方法》（SY/T6596-2004）	15
	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。	《气田水回注方法》（SY/T6596-2004）	10
地下水、土壤	一般防渗区	井场、站场设施永久占地	实施地面硬化	地面硬化	13
	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					183

8.1.2 环保措施的环境效益

（1）废气

本项目井口密封，采用密闭集输工艺，有效减少烃类气体的挥发量，减少对大气的污染。

（2）废水

本项目产生的废水包括管道试压废水、采出水和井下作业废水，管道试压废水用于洒水抑尘；采出水依塔三联合站采出水处理系统处理，满足《气田水回注方法》（SY/T6596-2004）标准后回注油层；井下作业废水井下作业废水自带回收罐回收，拉运哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站处理达到《气田水回注方法》（SY/T6596-2004）中的有关标准后回注。

（3）固体废弃物

本项目运营期固体废物主要为油泥（砂）、清管废渣、废防渗膜、落地油等危废，委托有资质单位进行处置。

（4）噪声

通过采取选用低噪声设备、隔音、减振等措施，减低了噪声污染。

（5）生态保护措施

在施工期间，采取严格控制地表扰动范围，严格控制乙方单位在施工作业中的占地。

本项目各项环保措施通过充分有效地实施，可以使污染物的排放在生产过程中得到有效地控制。拟建工程选用先进、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，大大减低其对周围环境的影响。

8.1.3 环境损失分析

油气开发建设对环境造成的损失主要表现在：

（1）工程占地造成的环境损失；

（2）突发事故状态污染物对土壤、植被的污染造成的环境损失；

（3）其他环境损失。

本项目永久占地主要为井场建设占地。项目永久占地的损失量分为经济损失和生态效益损失两部分，经济损失即为项目土地征购费及复垦费。生态效益损失难以确定，工程施工与占地对植被、土壤、生态环境都会造成不利影响。

本项目对区域的主要影响是生态影响，包括植被破坏后由于地表裸露导致水土流失和土壤环境质量下降。但在加强施工管理和采取生态恢复等措施后，施工影响是可以接受的。

本项目建设期短，不涉及当地居民搬迁，无大量弃土工程，而且建设期的各种污染物排放均属于短期污染，会随着施工的结束而消失。因此，在正常情况下，基本上不会对周围环境产生影响，但在事故状态下，将对人类生存环境产生影响。如由于自然因素及人为因素的影响，引起管道泄漏事故，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。

8.1.4 环保措施的经济效益

本项目通过采用多种环保措施，具有重要的环境效益，但整体对经济效益影

响较小。

8.2 社会效益分析

本项目的建设投产，对本地区的经济和社会发展都具有非常重要的意义，主要体现在以下几个方面。

（1）大力开发油气资源是贯彻和落实西部大开发战略的重要举措，是把西部地区资源优势转变为经济优势的有力保证，作为主力油源塔里木盆地蕴藏了丰富的油气资源，油气资源的开发，将把新疆丰富的地下资源变为实实在在的经济收益。同时，资源的开发建设伴随着基础设施的完善，这给新疆经济带来了良好的发展机遇。

（2）为加快新疆经济发展，保持新疆政治和社会稳定具有重大战略意义。油气的开发建设对拉动新疆的经济发展将起到重要作用，另外，油气资源开发还可带动当地原油副产品加工利用和相关产业的发展，推动地方发展。总之，本项目在实施促进新疆的经济发展，保持边疆民族团结和社会稳定等方面，具有特别重要的意义。

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。

8.4 环境经济损益分析结论

本项目经分析具有良好的环境效益、社会效益和综合效益。在建设过程中，由于地面设施建设等都需要占用一定量的土地，并因此带来一定的环境损失。因而在气田开发过程中，需要投入必要的资金用于污染防治和恢复地貌等，经估算该项目环境保护投资约183万元，环境保护投资占总投资的2.5%。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 环境管理机构及职责

本项目的HSE（健康、安全和环境管理体系的简称）管理机构应实行逐级负责制，受中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司HSE委员会的直接领导和监督，本项目的环保管理机构中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司设安全环保质量部，并设专人负责工程开发建设期的环境保护工作。

中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司负责该项目的组织，协调工作，与自治区有关地方政府协商提供必要支持，并协调地面工程的分工协作工作，包括生态环境建设和保护的宏观管理和决策。主要职责如下：

（1）负责领导塔中采油气管理区HSE工作，负责审查批准塔中采油气管理区HSE管理体系及内审报告。

（2）每季度召开HSE管理委员会会议，听取各专业部门、小组汇报，分析解决HSE重点问题，研究和决定管理区HSE工作重大事项，保证HSE投入的有效实施。

（3）负责塔中采油气管理区HSE目标管理、培训和考核工作，决定对集体和个人的奖惩。

（4）负责组织制定突发事件应急预案，组织开展应急演练，组织开展事故应急处置工作。

（5）负责协助国家、地方政府、集团公司及油田公司对事故进行调查处理。

（6）建立健全全员安全生产责任制并监督落实；及时调整各领导小组成员；明确安全生产职能与职权；依法设置安全管理机构，配备专（兼）职安全生产管理人员。

9.1.2 施工期的环境管理任务

（1）建立和实施施工作业队伍的HSE管理体系。

（2）工程建设单位应将项目建设计划表呈报环境管理部门，以便对工程建设全过程进行环境保护措施和环境保护工程的监督和检查。

（3）实施施工作业环境监理制度，以确保施工作业对生态环境造成的破坏降到最低限度。

9.1.3 运营期的环境管理任务

（1）本项目运营期的HSE管理体系纳入塔中采油气管理区HSE系统统一管理。

（2）根据《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）要求，开展企业自主验收，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）负责井场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）根据《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），及时更新企业事业单位突发环境事件应急预案备案表。

（5）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。

（6）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。

（7）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

（1）加强施工质量管理，避免出现封井不严等非正常工况的泄漏。

（2）负责井场的定期进行检查，清除各种固体废弃物，不得遗留在场地内。

9.1.5 环境管理计划

采用行政、经济、技术、教育等环境管理手段进行本项目的环境管理工作。

（1）行政手段

制定环境保护目标责任制，将环境保护列入岗位责任制及生产调度当中，不定期检查环境保护状况，以行政手段督促、检查、奖惩，促使生产岗位按要求完成环保任务。

（2）技术手段

从项目设计、施工到运营全过程采取先进的工艺、设备，同环境保护措施密切结合，积极推广应用新技术，解决环境问题，实现清洁生产。

（3）经济手段

制定并严格按照《环境保护奖惩办法》开展工作，促进环保工作的定量考核，切实将防治污染和保护环境落实到油田生产管理建设的各个工作环节，做到奖优罚劣，将环境保护与经济效益结合起来。

（4）教育手段

气藏开发、生产过程中造成的环境污染部分与人为因素有关，要加强教育，通过环境保护宣传和教育提高全体职工的环保意识，做到自觉保护环境。

9.1.6 环境监理

为减轻国家重点工程对环境的影响，将环境管理制度从事后管理转变为全过程管理，建议本项目充分借鉴同类相关工程环境监理经验，实行工程环境监理，或将环境监测纳入工程监理中。

由建设单位聘请环境监理机构对施工单位、承包商、供应商和中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司环保法律法规、制度、标准、规范的情况依法进行监督检查，特别是加强施工现场的环境监理检查工作，目的是协助建设单位落实施工期间的各项环境保护要求和施工合同中的环保规定，确保本项目的建设符合有关环保法律法规的要求。

（1）环境监理人员要求

①环境监理人员必须具备环保专业知识，精通国家环境法律法规和政策，了解当地环保部门的要求和环境标准。

②必须接受过 HSE 专门培训，有较长的从事环保工作经历。

③具有一定的油田开发建设的现场施工经验。

（2）环境监理人员主要职责

①监督施工现场对“环境管理方案”的落实。

②及时向 HSE 部门负责人汇报环境管理现状，并根据发现的问题提出合理化建议。

③协助HSE部门负责人宣传贯彻国家和当地政府有关环境方面的法律和法规。

④对HSE工作的真实性、合法性、效益性进行审查，评价其责任，并提出改进意见。

（3）环境监理范围

本项目不涉及自然保护区、风景名胜区、水源保护区及文物保护区等特殊保护目标，环境监理范围为工程扰动范围。

（4）环境监理内容

①施工期环境监理主要内容

针对施工期施工废料、施工扬尘、焊接废气、施工机械废气及运输车辆尾气的大气环境影响控制措施；土方施工、各类施工机械和运输车辆的声环境控制措施，进行环境监理，必要时采取旁站的形式完成监理工作。另外，还应对井场、公路等施工期的生态保护措施及恢复方案进行监理。

②运营期环境监理主要内容

按照竣工环境保护验收有关要求逐项核查环保措施、设施落实情况、效果，重点关注生态保护措施及作业带地貌恢复的情况。

本项目运营期环境监督管理计划见表9.1-1。

表9.1-1 项目运营环境监督管理计划

序号	监督管理项目	监督检查具体内容	实施单位	监督单位
1	环境计划管理	环境管理计划的实施情况，包括井区环境整治、排污口规范化整治、环保治理方案的落实情况等	建设单位	阿克苏地区生态环境局、阿克苏地区生态环境局沙雅县分局
2	污染源管理	①环保设施的运行情况，防止闲置和不正常运行； ②各废气排放源的排放情况，掌握排污动态，防止直接排放 ③检查固废的堆放、运输、处置措施的执行情况，防止造成环境污染 ④检查噪声排放源治理措施的消声、隔声效果，防止超标排放	建设单位	阿克苏地区生态环境局、阿克苏地区生态环境局沙雅县分局
3	环境监测管理	①组织废气污染源无组织排放厂界监测，防止废气影响 ②组织地下水环境监测，防止水环境污染 ③组织厂界环境噪声监测，防止厂界超标	建设单位	阿克苏地区生态环境局、阿克苏地区生态环境局沙雅县分局

序号	监督管理项目	监督检查具体内容	实施单位	监督单位
4	生态环境管理	定期检查受影响范围内生态系统的动态变化情况	建设单位	阿克苏地区生态环境局、阿克苏地区生态环境局沙雅县分局

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》《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》《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》《关于加强建设项目环境影响后评价管理的通知》等要求，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，应在5年内开展环境影响后评价工作，对本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），拟建工程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等。

根据《排污口规范化整治技术要求（试行）》《〈环境保护图形标志〉实施细则》《环境保护图形标志》《排污单位自行监测技术指南总则》（HJ819-2017），

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。

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HSE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》《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》，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。

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：新疆维吾尔自治区阿克苏地区沙雅县境内。

主要产品及规模：

①钻井工程：新钻气井11口，其中，侧钻井1口，ZG22-2HC（井深5868m），；定向井10口，单井完钻井深6823m。

②地面工程：新建标准化采气井场13座，井场主要设备包括加热装置（CO_2空气能加热装置-利旧真空加热炉改造设备）、放空火炬、自动点火装置（带阻火器、爆破片、火焰探测器）；新建注水井场6座：TZ351H、TZ352、ZG21-H4C、TZ40-H9、TZ40-H8、TZ40-15H（开采气井转注水井，不新增占地）井场主要设备包括注水撬等装置。

③改扩建工程：ZG22-2H井场新建6井式进站生产、计量阀组1座，设计压力10MPa；ZG14-H1井场改建1井式进站阀组1座；ZG14-H7井场新建2井式进站阀组1座。

④管线：新建单井采气管线23.2km；新建阀组至1号集气站高压集输管线4.5km；新建阀组至ZG22-H4集油站低压集输管线2.2km；新建中古1号集气站

至ZG22-H4集油站低压集油管线2.3km。

⑤配套建设供配电、通信、仪控、结构、防腐、消防等工程。

（2）排污信息

本项目拟采取的环境保护措施、排放的污染物种类、排放浓度见表3.4-13。

（3）环境风险防范措施

本项目环境风险防范措施见中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司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

（1）公式方式

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。

（2）公开时间要求

环境信息有新生成或者发生变更情形的，应当自环境信息生成或者变更之日起三十日内予以公开。法律法规另有规定的，从其规定。

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	污染源	主要污染物	产生量	排放量	排放去向
废水	采出水	SS、COD、石油类、挥发酚等	3700t/a	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《气田水回注方法》（SY/T6596-2004）标准中指标后回注，不外排。
	井下作业废水	石油类	1479t/a	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
废气	无组织排放	NMHC	0.4304t/a	0.4304t/a	大气
		硫化氢	0.0417t/a	0.0417t/a	
固体废物	清管废渣	石油类、SS和氧化铁等	0.037t/a	0	委托有危废处置资质单位进行处置
	废防渗材料	石油类	3.25t/a	0	
噪声	机械噪声	-		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，可以为生态环境部门进行环境规划、管理和执法提供依据。环境监测是环境保护的基础，是进行污染源治理及环保设施管理的依据，因而企业应定期对环保设施及废水、噪声等污染源情况进行监测、对固体废物处置按照法规文件规范进行记录。

通过对本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，同时对废水、噪声防治设施进行监督检查，保证正常运行。

9.4.2 环境监测机构及设备配置

环境监测是环境保护的基础，是进行污染治理和监督管理的依据。本项目的环境监测工作可委托当地有资质的环境监测机构承担。

9.4.3 监测计划

本项目在运营期间，需对生产过程中产生的“三废”和生态影响进行严格监管，定期进行监测，减少对周围环境影响。根据《排污单位自行监测技术指南陆上石油天然气开采工业》（HJ1248-2022），制定环境监测计划见表9.4-1。企业应根据《中华人民共和国环境保护法》及《企业事业单位环境信息公开办法》，定期公开企业环境管理信息，积极通过网站、信息平台或当地报刊等便于公众知晓。将自行监测工作开展情况及监测结果向社会公众公开。

表9.4-1 环境监测计划

编号	环境要素	点位	监测项目	监测频次
1	地下水	在项目区上游地区处布设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。	石油类、石油烃（C_6-C_9）、石油烃（C_{10}-C_{40}）、汞、砷、六价铬	每半年采样1次。
2	大气	井场、站场无组织废气	非甲烷总烃、硫化氢	每年一次
3	土壤	井场、站场	石油烃	每5年1次
4	生态	管道沿线	生态恢复情况、管线沿线	每年1次

			植被覆盖率、植物多样性组成	
		水土流失量变化情况	风蚀监测区内	每年1次

9.5 环保设施“三同时”验收

（1）环境工程设计

1）必须按照环评文件及批复要求，落实项目环境工程设计，确保“三废”稳定达标排放；按要求制定环境风险事故应急预案。

2）建立健全环境管理组织机构、各项环保规章制度。

3）项目污染防治设施必须与主体工程“三同时”。

（2）环境设施验收建议

1）验收范围

与项目有关的各项环保设施，包括为防治污染和保护环境所配套建成的治理工程、设备和装置，以及各项生态保护设施等；环评文件及批复文件和有关设计文件规定应采取的环保措施。

2）验收条件

根据《建设项目环境保护管理条例》（国务院令682号）中的有关规定，编制环境影响报告书、环境影响报告表的建设项目竣工后，中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司应当按照生态环境主管部门规定的标准和程序，对配套建设的环境保护设施进行验收，编制验收报告。中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司在环境保护设施验收过程中，应当如实查验、监测、记载建设项目环境保护设施的建设和调试情况，不得弄虚作假。

中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司对项目进行自主验收，中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司或者其委托的第三方技术机构应当依照国家有关法律法规及相关技术规范等要求，编制竣工环境保护验收报告，验收报告编制完成后，中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司应组织成立验收工作组。除按照国家规定需要保密的情形外，中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司应当依法向社会公开验收报告。编制环境影响报告书、环境影响报告表的建设项目，其配套建设的环境保护设施经验收合格，方可投入生产或者使用；未经验收或者验收不合格的，不得投入生产或者使用。

3）建设项目环境保护“三同时”验收内容

根据建设项目“三同时”原则，在项目建设过程中，环境污染防治设施与主体工程同时设计、同时施工、同时投入使用，拟建项目建成运行时，应对环保设施进行验收，验收清单，见表9.5-1。

表9.5-1 环保设施“三同时”验收一览表

类别	序号	污染源	环保措施	台（套）	治理效果	验收标准
施工期						
废气	1	施工扬尘	洒水抑尘、车辆减速慢行、物料苫盖	-	-	-
	2	施工机械、运输车辆产生的燃油废气	使用合格燃料，加强施工管理	-	-	-
	3	放喷废气	点燃放空			
废水	1	试压废水	循环利用，沉淀后场地降尘用水	-	不外排	-
	2	施工期生活污水	生活污水排入防渗生活污水池暂存，定期拉运至沙雅县生活污水处理厂处理			
	3	钻井废水	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			
	4	酸化压裂废水	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，则运至哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站处理			
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	全部用于管沟和站场回填。	-	-	-
	2	施工废料	部分回收利用，剩余收集后运至塔中固废场进行填埋处置。	-	-	-
	3	废弃膨润土泥浆及钻井岩屑	经不落地收集系统收集后排入岩屑池，经检测达标后，可用于油气田内部道路铺设、井场铺垫			
	4	废弃磺化泥浆	拉运至塔中钻试修废弃物环保			

		及钻井岩屑	处理站处理或在井场进行无害化达标处置			
	5	含油废物	桶装收集后暂存于井场危废暂存间内，定期委托有资质单位接收处置			
	6	废防渗材料				
	7	废烧碱包装袋				
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；工程结束后，及时对临时占地区域进行平整、恢复，使占地造成的影响逐步得以恢复	-	-	-
运营期						
类别	序号	污染源	环保措施	台（套）	治理效果	验收标准
废水	1	采出水	随采出液一起输送至塔三联合站处理，达标后回注地层			《气田水回注方法》（SY/T6596-2004）
	2	井下作业废水	收集后送至哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站处理	-	-	
废气	1	井场无组织废气	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）
噪声	1	井场	基础减震	-	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	清管废渣	收集后委托有危废处置资质单位进行处置	-	-	《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）
	2	落地油	收集后委托有危废处置资质单位进行处置	-	-	
	3	废防渗材料	收集后委托有危废处置资质单位进行处置	-	-	
防渗	1	一般防渗区 场站永久占地	防渗性能不应低于1.5m厚渗透系数为1.0×10～7cm/s的黏土层的防渗性能，		满足防渗要求	-
	2	管道防腐	管道钢接头部分做好外防腐		防腐性能良好	-
风险防范措施		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	
		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	
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	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	收集后外运至生态环境主管部门指定建筑垃圾填埋场填埋处理	-	妥善处置	-
	2	设施拆除过程产生的油泥	委托有危废处置资质单位进行处置	-	妥善处置	-
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

本项目主要建设内容包括：

①钻井工程：新钻气井 11 口，其中，侧钻井 1 口，ZG22-2HC（井深 5868m）；定向井 11 口，单井完钻井深 6823m。

②地面工程：新建标准化采气井场 13 座，井场主要设备包括加热装置（CO_2空气能加热装置-利旧真空加热炉改造设备）、放空火炬、自动点火装置（带阻火器、爆破片、火焰探测器）；新建注水井场 6 座：TZ351H、TZ352、ZG21-H4C、TZ40-H9、TZ40-H8、TZ40-15H（开采气井转注水井，不新增占地）井场主要设备包括注水撬等装置。

③改扩建工程：ZG22-2H 井场新建 6 井式进站生产、计量阀组 1 座，设计压力 10MPa；ZG14-H1 井场改建 1 井式进站阀组 1 座；ZG14-H7 井场新建 2 井式进站阀组 1 座。

④管线：新建单井采气管线 23.2km；新建阀组至 1 号集气站高压集输管线 4.5km；新建阀组至 ZG22-H4 集油站低压集输管线 2.2km；新建中古 1 号集气站至 ZG22-H4 集油站低压集油管线 2.3km。

⑤配套建设供配电、通信、仪控、结构、防腐、消防等工程。

10.2 产业政策、选址符合性

本项目属于石油和天然气开采项目，属于《产业结构调整指导目录（2024 年本）》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）》（新环环评发〔2024〕93 号）要求，符合国家和自治区的相关产业政策。本项目选址符合生态环境分区管控要求，建成后所在区域的环境功能不会降低，对环境的影响属于可接受的范围，选址基本合理。

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58.92hm^2，总占地面积为62.04hm^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，植被基本均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、$PM_{2.5}$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》及修改单（GB3095-2012）的二级标准要求；PM_{10}年平均浓度超过《环境空气质量标准》及修改单（GB3095-2012）中二级标准限值要求，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，工程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。工程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10.4-1。

表10.4-1 污染物排放清单

类别	污染源	主要污染物	产生量	排放量	排放去向
废水	采出水	SS、COD、石油类、挥发酚等	3700t/a	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《气田水回注方法》（SY/T6596-2004）标准中指标后回注，不外排。
	井下作业废水	石油类	1479t/a	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
废气	无组织排放	NMHC	0.4304t/a	0.4304t/a	大气
		硫化氢	0.0417t/a	0.0417t/a	
固体废物	清管废渣	石油类、SS和氧化铁等	0.037t/a	0	委托有危废处置资质单位进行处置
	废防渗材料	石油类	3.25t/a	0	
噪声	机械噪声	-		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，工程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，由相关部门许可后方可开工建设；施工期充分利用现有油田道路，尽可能减少道路临时占地，降低对地表和植被的破坏，施工机械不得在道路以外行驶和作业，保持地表不被扰动，不得随意取弃土。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》。加强监督力度，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。严格执行地下水章节分区防控措施要求。制定跟踪监测计划，发生事故泄漏时对井口区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的危害。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，调查期间未收到公众对本项目的相关建议。

10.8 环境影响经济损益分析

本项目具有良好的环境效益、经济效益和社会效益。在建设过程中，由于井场设施建设、管线敷设等都需要占用一定量的土地，并因此带来一定的环境损失。因而在油气田开发过程中，需要投入必要的资金用于污染防治和恢复地貌等，经估算本项目环境保护投资约183万元，环境保护投资占总投资的2.5%。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。本项目制定了施工期环境监理计划、运营期环境监测计划和环保设施竣工验收管理要求，针对工程的不同阶段提出了具体的环境管理要求。

10.10 项目可行性结论

本项目为石油天然气开采项目，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》《新疆生态环境保护“十四五”规划》《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》等要求；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，至信息公告的截止日期没有收到相关反馈信息。

尽管在工程建设和运行中，会对周围的环境产生一定的不利影响，并在今后的建设和运行中存在一定的环境风险，但其影响和环境风险是可以接受的。只要

建设单位加强环境管理，认真落实本环评报告书中提出的各项污染防治措施、风险防范措施以及生态环境保护和恢复措施，可使本项目对环境造成的不利影响降低到最低限度。

因此，报告书认为，本项目建设在环境保护方面可行。