

塔里木油田克拉苏气田博孜 19 区块白垩系
巴什基奇克组试采项目
环境影响报告书

中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司

2024 年 12 月

目 录

1 概述	5
1.1 建设项目特点	5
1.2 环境影响评价的工作过程	6
1.3 分析判定相关情况	8
1.4 关注的主要环境问题和环境影响	10
1.5 环境影响评价的主要结论	12
2 总则	13
2.1 评价目的与原则	13
2.2 编制依据	14
2.3 环境影响因素识别和评价因子筛选	18
2.4 环境功能区划和评价标准	21
2.5 评价工作等级和评价范围	26
2.6 污染控制目标与环境保护目标	38
2.7 评价时段和评价重点	错误！未定义书签。
2.8 评价方法	40
3 建设项目工程分析	41
3.1 区块开发现状及回顾性评价	41
3.2 相关现有工程概况	错误！未定义书签。
3.3 工程概况	61
3.4 工程分析	107
3.5 清洁生产水平分析	131
3.6 污染物排放总量控制	131
3.7 相关法规、政策符合性分析	132
3.8 相关规划符合性分析	143
3.9 选址、选线合理性分析	149
3.10 “三线一单”符合性分析	153
4 环境现状调查与评价	161
4.1 自然环境概况	161

4.2 生态环境现状调查与评价	166
4.3 环境空气质量现状调查与评价	188
4.4 地表水环境现状调查与评价	191
4.5 地下水环境质量现状评价	194
4.6 声环境现状	200
4.7 土壤环境现状调查与评价	202
5.环境影响预测与评价	错误！未定义书签。
5.1 生态环境影响	210
5.2 地表水环境影响分析	220
5.3 地下水环境影响预测与评价	221
5.4 土壤环境影响分析	240
5.5 固体废物影响分析	249
5.6 大气环境影响分析	254
5.7 声环境影响分析与评价	263
5.8 风险环境影响分析	268
6.环境保护措施及可行性	281
6.1 生态保护措施可行性论证	281
6.2 废水环境保护措施	289
6.3 地下水污染防治措施	291
6.4 土壤环境保护措施及可行性分析	298
6.5 固体废物污染防治措施	301
6.6 大气环境保护措施	305
6.7 噪声污染防治措施	308
6.8 环境风险防控措施	309
6.9 环境保护措施的投资估算	314
6.10 环境影响经济损益分析	315
7.碳排放影响分析	317
7.1 碳排放分析	317
7.2 碳减排措施	324
7.3 碳排放评价结论及建议	325

8.环境管理及监控计划	327
8.1 环境管理机构	327
8.2 施工期环境管理及监测	328
8.3 运营期环境管理及监测	332
8.4 污染物排放清单	337
9 结论建议	340
9.1 项目概况	340
9.2 产业政策和规划符合性分析	340
9.3 环境质量现状	342
9.4 环境影响预测与分析	342
9.5 主要环境保护措施	346
9.6 总量控制	349
9.7 公众意见采纳情况	349
9.8 环境经济损益分析	349
9.9 环境管理与监测计划	349
9.10 环境影响可行性结论	350

附件：

附件 1 环评委托书；

附件 2 关于博孜 1901 井（勘探井）钻井工程环境影响报告书的批复（阿地环审〔2023〕698 号）；

附件 3 关于 BZ1902 井钻井工程（勘探井）环境影响报告表的批复（阿地环审〔2023〕683 号）；

附件 4 关于博孜 1903 井钻井工程（勘探井）环境影响报告表的批复（阿地环审〔2024〕483 号）；

附件 5 关于博孜 1904 井钻井工程（勘探井）环境影响报告表的批复（阿地环审〔2024〕484 号）；

附件 6 关于博孜 19 井集输工程环境影响报告书的批复（阿地环审〔2024〕470 号）；

附件 7 关于克拉苏气田博孜 19 产能建设项目（一期）环境影响报告书的批复（阿地环审〔2024〕230 号）；

附件 8 关于塔里木油田分公司塔西南勘探开发公司博大油气开发部气田环境影响后评价报告书备案意见的函（新环环评函〔2021〕304 号）；

附件 9 克拉苏钻试修环保站废弃磺化泥浆岩屑处理项目环境影响报告表的批复（阿地环审〔2019〕260 号）；

附件 10 关于克拉苏钻试修环保站废弃磺化泥浆岩屑处理项目竣工环境保护验收意见（阿地环函字〔2019〕834 号）；

附件 11 关于江汉石油工程有限公司环保技术服务公司新疆油基岩屑处理站建设项目环境影响报告书的批复（新环函〔2018〕373 号）及验收意见；

附件 12 关于江汉石油工程有限公司新疆油基岩屑处理站改扩建项目环境影响报告书的批复（新环审〔2021〕70 号）及验收意见；

附件 13 关于大北地区固废填埋场工程建设项目环境影响报告表的批复（阿地环函字〔2012〕362 号）；

附件 14 关于大北地区固废填埋场工程竣工环境保护验收的函（阿地环函字〔2013〕4 号）；

附件 15 区域天然气成分分析报告；

附件 16 固定污染源排污登记回执（塔里木油田分公司塔西南勘探开发公司博大油气开发部）；

附件 17 突发环境事件应急预案备案表；

附件 18 监测报告。

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 $56 \times 10^4 \text{km}^2$ ，石油资源储量约为 $107.6 \times 10^8 \text{t}$ ，天然气资源储量约为 $8.39 \times 10^{12} \text{m}^3$ 。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。

克拉苏气田位于库车山前区，东西跨度约 150km，南北跨度约 50km。天然气资源量为 $20856.65 \times 10^8 \text{m}^3$ ，其天然气产量已达到 $300 \times 10^8 \text{m}^3/\text{a}$ 。气田的开发建设具备向西气东输二、三线提供 100 亿 m^3/a 应急气量的资源能力，有望成为塔里木第一大气田，近年来成为塔里木油田分公司油气田开发建设的主战场。克拉苏气田包含克拉 2 区块、大北区块、克深区块和博孜区块等四个区块，形成了克拉 2、克深、大北、博孜四处天然气净化处理基地，为克拉苏各大区块开发提供有力保障。博孜区块分为博孜 1、博孜 9、博孜 3、博孜 18、博孜 12、大北 14、博孜 7、博孜 15、博孜 19 等区块。拟建工程位于博孜 19 区块范围内。

目前博孜 19 区块已完钻探井较少，目前区块内博孜 19 井已完成石油，博孜 19 井、博孜 1901 井完成地面工程施工图设计，但由于与本项目待部署评价井井距大，井控程度低，构造、储层、流体分布及变化规律不明确，无法有效支撑气藏整体探明。为此，油田公司计划实施“克拉苏气田博孜 19 区块白垩系巴什基奇克组试采地面工程”，以期为进一步探明区块储量，深化气藏地质认识，为后期探明储量上交和开发方案编制奠定基础。本项目主要建设内容包括：①新钻采气井 1 口（博孜 1905 井）、新建标准化井场 2 座（博孜 1902 井、博孜 1905 井），配套单井采气支线 2.4km，均采用气液混输工艺，管道选用材质为双向不锈钢；②博孜 108 井及 DB13-3 井个新建一座 500KW 加热炉、新建博孜 19 井扩建计量分离器橇 1 座、3 井式轮井计量阀组 1 座；新建博孜 3 试采干线切改阀室 1 座；博孜 101 清管站新建清管发球筒 1 座（利旧博孜 3 试采干线发球筒，从博孜 3 集气站拆除搬运至博孜 101 清管站）；博孜天然气处理厂集气装置区扩建收球筒 1 座（利旧已建博孜 3 试采干线收球筒，从博孜 101 清管站拆除搬运至博孜处理站集气装置区）；③新建博孜 19 井至博孜 102-4 集气站

集气复线 3.95km；新建博孜 102-4 集气站至博孜 1 集气站集气复线 1.85km；新建博孜 3 试采干线切改阀室至博孜处理厂切改管线 0.75km，与博孜 3 试采干线东段相连，西段封存；新建大北 17 井场至博孜 108 井燃料气管线 2.21km；新建大北 12-9 阀室到 DB13-3 井场燃料气管线 2.25km；④新建木扎提河防洪 9.99km；⑤钻前道路修缮 2.5km，防洪堤临时施工道路 9.99km；⑥新建电力线长度 1.307km，配套配套通信、自控、土建、机械、防腐等工程。

1.2 环境影响评价的工作过程

本项目为油气开采项目，位于新疆维吾尔自治区阿克苏地区拜城县和温宿县境内，根据新水水保〔2019〕4 号文件，项目所在区域阿克苏地区拜城县和温宿县属于Ⅱ水土流失重点治理区Ⅱ₃塔里木河流域重点治理区，同时项目占用地方公益林、涉及永久基本农田。根据《中华人民共和国环境影响评价法》《建设项目环境影响评价分类管理名录（2021 年版）》，本项目属于分类管理名录“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。本项目建设涉及“永久基本农田”“天然林”，根据《新疆维吾尔自治区建设项目环境影响评价文件分级审批目录（2023 年本）》，本项目环境影响报告书由自治区生态环境厅审批。

根据《中华人民共和国环境影响评价法》《国务院关于修改〈建设项目环境保护管理条例〉的决定》，2024 年 9 月 19 日，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”）承担本项目的环评工作（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，按国家、新疆生态环境保护政策以及环评技术导则、规范的要求，开展本项目的环评工作。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。识别本项目的环评因素，筛选主要的环境影响因子，明确评价重点和环境保护目标，确定环评的范围、评价工作等级和评价标准，最后制订工作方案。委托新疆新环监测检测研究院（有限公司）于 2024 年 10 月对本项目区域大气、地下水、土壤、声环境质量现状进行了监测。在进一步工程分析，环境现状调查、监测并开展环境质量现

状评价的基础上进行环境影响预测及评价，提出减少环境污染和生态影响的环境管理措施和工程措施。从环境保护的角度确定项目建设的可行性，给出评价结论和提出进一步减缓环境影响的措施，并最终完成环境影响报告书编制。

报告书经生态环境主管部门批准后，可以作为本项目建设期、运营期、退役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）。

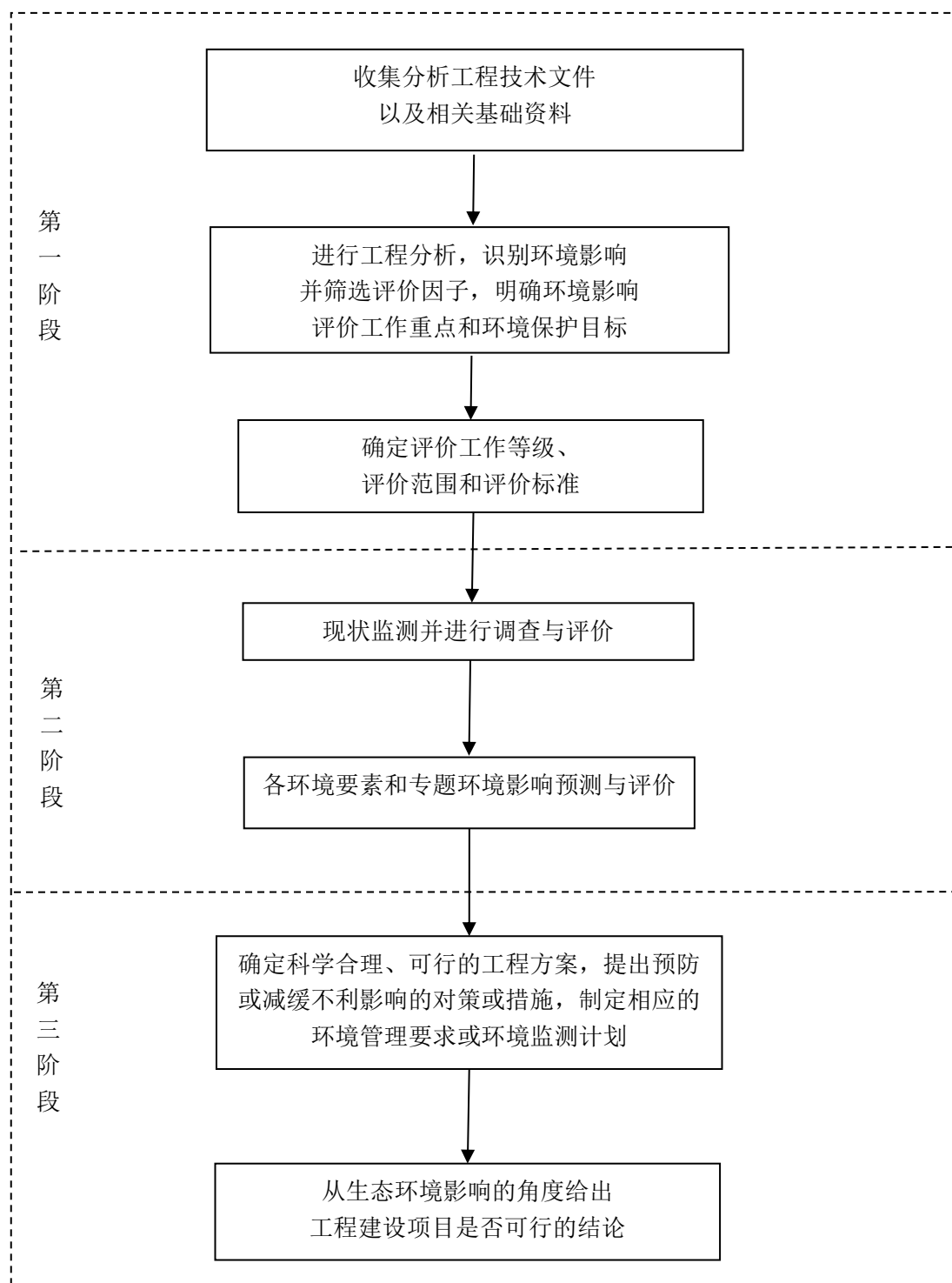


图 1.2-1 环境影响评价工作程序图

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、生态保护红线等生态敏感区。运营期废水、固废处置措施得当。符合《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》《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）、新疆维吾尔自治区重点行业生态环境准入条件（2024年）等相关政策、法律法规相关要求。

（3）规划符合性判定结论

本项目属于石油天然气开采项目，项目实施有助于推进博孜 19 区块油气开发，加大塔里木盆地油气开发力度。符合《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展的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》《塔里木油田“十四五”发展规划》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天山山地温性草原、森林生态区（Ⅲ），天山南坡草原牧业、绿洲农业生态亚区（Ⅲ₃），托木尔峰和天山南坡中段冰雪水源及生物多样性保护生态功能区（42）、天山南坡中段前山盆地天然气、煤炭资源开发与水土流失敏感生态功能区（43）、拜城盆地绿洲农业生态功能区（44）。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

项目选址符合生态环境分区管控要求，不涉及法律法规明令禁止建设的区域，不在生态保护红线范围内，远离居民集中区、医院、学校等环境敏感区。本项目土地利用类型为天然牧草地及灌木林地。项目选址无法避让地方公益林。

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油井开采过程中加热炉排放的与组织废气及无组织挥发的烃类，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，对环境的影响属可接受的范围，项目的选址从环保角度认为可行。

(5) 三线一单符合性判定结论

根据《关于印发〈新疆维吾尔自治区生态环境分区管控动态更新成果〉的通知》（新环环评发〔2024〕157号）、《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》（新环环评发〔2021〕162号）、关于印发〈阿克苏地区生态环境分区管控方案（2023年版）〉的通知》（阿地环字〔2024〕32号）相关要求，本项目位于拜城县一般管控单元（环境管控单元编码：ZH65292630001）及温宿县一般管控单元（环境管控单元编码：ZH65292230001），不涉及拟定的生态保护红线范围内，项目区土壤、噪声环境质量可以达到功能区要求，环境空气质量属于非达标区，超标主要是由于当地气候条件干燥、自然扬尘较多。

本项目符合管控单元生态环境准入清单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。

1.4 关注的主要环境问题和环境影响

本项目为油气开采项目，环境影响主要来源于施工期的钻井、井场建设等过程，运营期的采气、井下作业等各工艺过程。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，本项目不涉及自然保护区、风景名胜区、水源保护区等敏感区，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、地方公益林及永久基本农田。重点关注施工过程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、施工机械及运输车辆产生的燃油废气、生活污水、施工废料、生活垃圾、废油和含油废弃物等；运营期井场加热炉伴生气燃烧烟气及集输过程无组织排放烃

类、井下作业废水、采出水、落地油、清管废渣、废润滑油、废防渗材料、废压裂液、废酸化液、废洗井液等对环境产生的影响。

（1）环境空气

本项目施工期对空气环境的影响主要是施工活动产生的扬尘、施工机械及运输车辆产生的燃油废气对环境空气产生的短期影响；运营期对空气环境的影响主要为井场加热炉伴生气燃烧烟气及集输过程无组织挥发烃类气体排放至大气环境，对其产生的长期影响。

（2）水环境

本项目距离木扎提河水体最近为 0.4km。施工期钻井过程中产生的钻井废水与钻井泥浆、岩屑一同进入不落地系统进行分离处理，分离后的液相回用于钻井液配制，不外排；生活污水经井场撬装式污水处理站处理后，用于生活区、井场及通井路降尘，不外排地表水环境；酸化压裂废水在酸化压裂作业结束后返排的压裂废水收集在酸液罐内，拉运至克拉苏钻试修废弃物环保处理站进行无害化处理。

本项目运营期在正常情况下，井下作业废水拉运至克拉苏钻试修废弃物环保处理站处理，不外排；油水分离产生的含油污水等废水均依博孜天然气处理厂处理达标后回注，不外排。可能对水产生影响的主要为管线泄漏或井喷等事故状况下，含油污水进入水环境对其产生污染影响。

（3）声环境

本项目施工期对声环境的影响主要为施工机械、车辆运行产生的噪声对周围声环境产生的影响，运营期对声环境的影响主要为井场生产设备运行产生的噪声对周围声环境产生的影响。

（4）土壤环境

本项目投产前地面工程建设、管道建设时对土壤环境的扰动影响。项目施工期和运营期产生的落地油、含油污水等污染物在风险事故状况下可能对土壤环境造成污染影响。

（5）生态环境

本项目钻井、井场施工、管道铺设发生的永久和临时占地，以及因机械设备、车辆的碾压、人员的践踏等活动将会对地表植被造成一定程度的破坏。临

时占地暂时改变了土地利用形式，使区域的生产能力受到暂时性影响。

(6) 固体废物

本项目施工期产生的固体废物（弃土、施工废料、生活垃圾、废油、含油废弃物）及运营期产生的固体废弃物（落地油、清管废渣、废润滑油、废防渗材料、废压裂液、废酸化液、废洗井液）对环境的影响。

(7) 环境风险

本项目的的环境风险是原油泄漏对区域内的大气环境、地下水环境、土壤环境、生态环境具有潜在危害性。

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《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》《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规划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、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；项目区需要办理相关用地手续后方可开工建设；危险废物和一般工业固体废物合规妥善处置；发声设备合理布局，采用降噪控制。采用的各项污染防治措施切实可行，污染物能够达标排放。

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 评价目的与原则

2.1.1 评价目的

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

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

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

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

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

2.1.2 评价原则

突出环境影响评价的源头预防作用,坚持保护和改善环境质量。

(1) 依法评价

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

(2) 科学评价

规范环境影响评价方法,科学分析项目建设对环境质量的影响。

(3) 突出重点

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

对建设项目主要环境影响予以重点分析和评价。

2.2 编制依据

2.2.1 法律法规与条例

环评有国家及地方关法律法规，见表 2.2-1。

表 2.2-1 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
一	环境保护相关法律		
1	中华人民共和国环境保护法（2014 年修订）	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	2017-06-27
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	2016-07-02
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（2016 年修正）	12 届人大第 21 次会议	2016-07-02
11	中华人民共和国土地管理法（2019 年修订）	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	2016-07-02
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（2023 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（2024 年修订）	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（2018 年修正）	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	15 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 年修订）	14 届人大第 12 次会议	2024-11-08
21	中华人民共和国能源法	14 届人大第 12 次会议	2025-01-01
二	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	危险化学品安全管理条例（2013 年修正）	国务院令 645 号	2013-12-07
4	中华人民共和国土地管理法实施条例（2021 年修订）	国务院令 第 743 号	2021-09-01
5	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
6	中华人民共和国森林法实施条例	国务院令 第 278 号	2018-03-19
7	排污许可管理条例	国务院令 第 736 号	2021-03-01
8	中华人民共和国土地管理法实施条例（2021 年修订）	国务院令 第 743 号	2021-09-01
9	中华人民共和国陆生野生动物保护实施条例（2016 年修正）	国务院令 第 666 号	2016-02-06
10	地下水管理条例	国务院令 第 748 号	2021-12-01
11	中华人民共和国基本农田保护条例	国务院令 第 257 号	1999-01-01
12	中共中央 国务院关于深入打好污染防治攻坚战的意见	国务院〔2021〕32 号	2021-11-02

序号	依据名称	会议、主席令、文号	实施时间
13	国务院关于印发空气质量持续改善行动计划的通知	国发〔2023〕24 号	2023-11-30
14	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
15	中共中央、国务院关于全面加强生态环境保护坚决打好污染防治攻坚战的意见	中发〔2018〕17 号	2018-06-16
16	国务院关于加强环境保护重点工作的意见	国发〔2012〕35 号	2011-10-17
17	突发事件应急预案管理办法	国办发〔2024〕5 号	2024-01-31
18	国务院关于印发《空气质量持续改善行动计划》的通知	国发〔2023〕24 号	2023-12-07
19	中共中央办公厅 国务院办公厅关于加强生态环境分区管控的意见	—	2024-03-06
20	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
21	新疆维吾尔自治区基本农田保护办法	自治区人民政府令 第 93 号	2000-08-07
三	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（2021 年版）	生态环境部令 第 15 号	2020-11-25
5	产业结构调整指导目录（2024 年本）	国家发展和改革委员会令 第 7 号	2024-02-01
6	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
7	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
8	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
9	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
10	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
11	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
12	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
13	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
14	石油天然气开采业污染防治技术政策	环保部公告 2012 年第 18 号	2012-03-17
15	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
16	危险废物转移管理办法	生态环境部 公安部 交通运输部 23 号令	2021-11-30
17	建设项目危险废物环境影响评价技术指南	生态环境部公告 2017 年第 43 号	2017-10-01
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	2021-12-21
19	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
20	危险废物排除管理清单（2021 年版）	生态环境部公告 2021 年第 66 号	2021-12-03
21	挥发性有机物（VOCs）污染防治技术政策	生态环境部公告 2013 年第 31 号	2013-05-24
22	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
23	石油和天然气开采行业清洁生产评价体系指标（试行）	国家发改委公告 2009 第 3 号	2009-02-19
24	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
25	国家重点保护野生动物名录	国家林业和草原局 农业农村部公告 2021 年第 3 号	2021-02-05

序号	依据名称	会议、主席令、文号	实施时间
26	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	2014-01-01
27	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	2017-11-20
28	突发环境事件应急管理办法	环境保护部令第 34 号	2015-06-05
29	关于规范临时用地管理的通知	自然资规〔2021〕2 号	2021-11-04
30	国家级公益林管理办法	林资发〔2017〕34 号	2017-05-08
31	天然林保护修复制度方案	中央全面深化改革委员会第六次会议	2019-07-23
32	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
33	固体废物污染环境防治信息发布指南	环办固体函〔2024〕37 号	2024-02-04
34	一般工业固体废物台账管理指南	生态环境部公告 2021 年第 82 号	2021-12-31
35	一般工业固体废物规范化环境管理指南	环办便函〔2024〕256 号	2024-07-25
36	石油天然气开采业固体废物污染控制技术规范	环办标征函〔2024〕21 号	2024-08-02
四	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）	自治区 13 届人大第 6 次会议	2018-09-21
2	新疆维吾尔自治区野生植物保护条例（2018 年修正）	自治区 13 届人大第 6 次会议	2018-09-21
3	新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例（2018 年修正）	自治区 13 届人大第 6 次会议	2018-09-21
4	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
5	新疆维吾尔自治区大气污染防治条例	自治区 13 届人大第 7 次会议	2019-01-01
6	新疆维吾尔自治区地下水资源管理条例（2017 年修订）	自治区 12 届人大第 29 次会议	2017-07-01
7	关于《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》	生态环境部公告 2021 年第 24 号	2021-06-11
8	新疆国家重点保护野生植物名录	新林护字〔2022〕8 号	2022-03-09
9	新疆国家重点保护野生动物名录	自治区林业和草原局与农业农村厅 2021 年修订	2021-07-28
10	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
11	新疆生态功能区划	新政函〔2005〕96 号	2005-07-14
12	关于印发新疆维吾尔自治区大气污染防治行动计划实施方案的通知	新政发〔2014〕35 号	2014-04-17
13	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
14	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
15	新疆维吾尔自治区重点行业生态环境准入条件（2024 年）	新环发〔2024〕93 号	2024-06-09
16	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	新环办发〔2018〕20 号	2018-12-20
19	自治区党委、自治区人民政府印发《关于全面加强生态环境保护坚决打好污染防治攻坚战实施方案》的通知	新党发〔2018〕23 号	2018-09-04
20	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》的通知	新环评价发〔2020〕142 号	2020-07-29
21	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	2020-09-11
22	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
23	新疆维吾尔自治区实施《中华人民共和国水土保持法》办法	2013 年 7 月 31 日修订	2013-10-01

序号	依据名称	会议、主席令、文号	实施时间
24	新疆维吾尔自治区主体功能区规划	自治区发展和改革委员会	2012-10
25	新疆维吾尔自治区国土空间规划（2021-2035 年）	国函〔2024〕70 号	2024-05-17
26	阿克苏地区国土空间规划（2021 年-2035 年）	阿克苏地区行政公署	2022-06
27	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
28	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
29	关于印发《阿克苏地区生态环境分区管控方案（2023 年版）》的通知	阿地环字〔2024〕32 号	2024-10-28
30	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
31	新疆维吾尔自治区建设项目使用林地审核审批管理办法（试行）	新林资字〔2015〕497 号	2015-01-01
32	关于在南疆五地州实施建设项目大气主要污染物和重金属削减指标差别化政策的通知	新环办环评〔2024〕20 号	2024-03-25

2.2.2 环评有关技术规定

环评有关技术规定，见表 2.2-2。

表 2.2-2 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
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	HJ 2025-2012	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	GB 5085.7—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	HJ 164-2020	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	HJ 1248—2022	2022-07-01
28	气田水注入技术要求	SY/T 6596-2016	2017-05-01
29	石油天然气工程设计防火规范	GB50193-2004	2005-03-01

30	陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准	GB39728-2020	2021-01-01
31	危险废物管理计划和管理台账制定技术导则	HJ1259-2022	2022-10-01
32	石油天然气项目土地复垦与生态修复技术规范	GBT/43936-2024	2024-08-01

2.2.3 其他相关文件和技术资料

- (1) 《塔里木油田克拉苏气田博孜 19 区块白垩系巴什基奇克组试采项目环评委托书》（中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司）；
- (2) 《克拉苏气田博孜 19 区块白垩系巴什基奇克组试采地面工程方案设计》（2024 年 9 月，中国石油天然气管道工程有限公司）；
- (3) 《关于塔里木油田克拉苏气田博孜 19 区块白垩系巴什基奇克组试采项目的批复》（塔油开发〔2024〕166 号，2024 年 10 月 3 日，中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司）；
- (4) 项目其他相关资料。

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、油气集输、油气处理等工程内容，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、井场、站场、管线、道路等地面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。

(1) 施工期

①生态环境影响

工程施工期间对生态环境的影响主要是施工期间土石方工程的开挖引起自然地貌的改变和地表自然及人工植被的破坏，引起土地利用的改变，生物量的变化，由此引发的局部生态环境破坏。

②污染影响

施工期废水主要来自施工人员在施工作业中产生的生活污水、钻井废水、管道试压废水及酸化压裂废水等。施工废气主要来自柴油机运行时产生废气、地面开挖和运输车辆行驶产生的扬尘及施工机械排放的烟气。施工期产生的固体废物主要为施工土石方、废弃钻井泥浆、钻井岩屑、废机油、废烧碱包装袋、废防渗材料、焊接及吹扫废渣、施工人员生活垃圾等。噪声源主要来自施工作

业机械，如钻机、泥浆泵、振动筛、绞车、离心机、压裂车、挖掘机、设备吊装机械等。

根据工程实际情况，结合工程区域的自然环境特征，采用矩阵法对项目建设期间产生的影响进行识别，具体见表 2.3-1。

表 2.3-1 施工期环境影响因素识别

环境要素	施工期影响因素				
	占地	废气	废水	固体废物	噪声
		钻井废气、施工机械及车辆废气、施工扬尘、焊接烟尘等	钻井废水、生活污水、管道试压废水	钻井泥浆、岩屑、生活垃圾、建筑垃圾	施工机械及车辆、钻机等噪声
环境空气	/	-S	/	/	/
地表水	/	/	-S	-S	/
地下水	/	/	-S	-S	/
声环境	/	/	/	/	-S
土壤	-L	/	-S	-S	/
生态	-S	-S	/	-S	/

注：“-”：不利影响；“+”：有利影响；L：长期影响；S：短期影响；A：显著影响；空白：表示此项环境因子不存在或与工程活动无关。

(2) 运营期

本项目运营期环境影响主要为站场产生的污染物排放对环境造成的不利影响，这种影响是长期的。运营期事故状态的环境影响包括集输管线、阀组、井场发生原油及伴生气泄漏，发生火灾、爆炸等事故对周围环境和人员的影响，以及管线、设备等泄漏对地下水环境的影响。工程运营期产生的环境影响识别矩阵见表 2.3-2。

表 2.3-2 运营期环境影响因素识别

环境要素	运营期影响因素				
	废气	废水	固体废物	噪声	风险
	加热炉废气管线及设备动静密封点泄漏的无组织挥发的废气等、温室气体	采出水、井下作业废水	井下作业固废、油泥砂、废防渗膜、润滑油、落地油、清管废渣	井场、井下作业设备、管线	阀组、集输管线泄漏等
环境空气	-L	/	/	/	-SA
地表水	/	-S	-S	/	-SA
地下水	/	-S	-S	/	-SA
声环境	/	/	/	-L	/
土壤	/	/	-S	/	-SA
生态	/	/	-S	/	-SA

注：“-”：不利影响；“+”：有利影响；L：长期影响；S：短期影响；A：显著影响；空白：表示此项环境因子不存在或与工程活动无关。

(3) 退役期

退役期主要表现在地表设施拆除等施工活动对环境的影响，施工活动将造成一定程度的水土流失，以及拆除生产设施过程中产生的落地油对土壤环境的影响等。退役期环境影响因素识别及筛选见表 2.3-3。

表 2.3-3 退役期环境影响因素识别

环境要素	退役期影响因素				
	废气	废水	噪声	固体废物	风险
	施工扬尘、施工机械及车辆废气等	施工废水、生活污水等	施工机械及车辆噪声	落地油、建筑垃圾等	泄漏、火灾等
环境空气	-S	/	/	/	-SA
地表水	/	-S	/	/	-SA
地下水	/	-S	/	-S	-SA
声环境	-S	/	-S	/	/
土壤	/	/	/	-S	-SA
植被及动物	-S	/	-S	/	-SA

注：“-”：不利影响；“+”：有利影响；L：长期影响；S：短期影响；A：显著影响；空白：表示此项环境因子不存在或与工程活动无关。

2.3.2 评价因子筛选

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），结合油田开发阶段特征和所排放污染物对环境影响的性质以及对生态环境的影响，本次评价报告主要评价因子筛选结果表见表 2.3-4。

表 2.3-2 评价因子一览表

环境要素 单项工程	时期	大气	地表水	地下水	土壤	生态	噪声
钻前工程	施工期	颗粒物	/	耗氧量、氨氮、石油类等	/	地表扰动面积及类型、生态系统完整性	/
钻井工程	施工期	SO ₂ 、NO _x 、NMHC	/	pH 值、挥发酚、耗氧量、氨氮、硫化物、氯化物、石油类、总硬度、溶解性总固体、钡、汞、砷、六价铬等	pH 值、石油类、石油烃（C ₆ ~C ₉ ）、石油烃（C ₁₀ ~C ₄₀ ）、汞、砷、六价铬、土壤盐分含量等	/	昼、夜间等效声级(L _d 、L _n)
储层改造工程	施工期	SO ₂ 、NO _x 、NMHC	/			/	

油气集输工程	施工期	颗粒物	/	耗氧量、氨氮、石油类等	/	地表扰动面积及类型、植被覆盖度、生物量损失、物种多样性、生态系统完整性等	/
	运营期	SO ₂ 、NO _x 、NMHC	/		/	土壤肥力或林地立地条件、生物多样性、生态系统完整性等	昼、夜间等效声级(L _d 、L _n)

2.4 环境功能区划和评价标准

2.4.1 环境功能区划

本项目所在区域的环境功能区划如下。

2.4.1.1 环境空气

本项目所在地位于新疆维吾尔自治区阿克苏地区拜城县和温宿县境内，西南方向距温宿县城约 79km，东北侧距离拜城县约 55km。

项目区远离拜城县和温宿县城镇规划区，没有划分环境空气功能区划。拟建项目不涉及自然保护区，风景名胜区等。按《环境空气质量标准》（GB3095-2012）及其修改单的规定，该区域的环境空气质量功能区划属二类功能区。

2.4.1.2 水环境

本工程距离木扎尔特河最近（博孜 108 井）约 400m，根据《中国新疆水环境功能区划》，木扎尔特河规划主导功能为饮用水源，功能区类型为饮用水源保护区，水质目标为Ⅱ类；其现状使用功能为饮用、农业灌溉，现状水质类别为Ⅱ类。地表水环境质量现状评价按照《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中Ⅱ类标准。本项目运营期采出水、井下作业废水等含油污水，经处理达标后回注气层，均不直接向周边地表水环境排放，不与周边地表水体发生水力联系。因此，本项目表水环境影响评价重点论证废水综合利用不外排的可行性和可靠性。

根据《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中地下水分类标准，本次执行《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类标准，其中石油类参照执行《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）III类标准限值。

2.4.1.3 声环境

本项目远离城镇规划区，项目区为气田开发区，没有划分声环境功能区划，根据《声环境质量标准》（GB3096-2008）要求，油田开发区执行 2 类声环境功能区要求。

2.4.1.4 生态环境

参照《新疆生态功能区划》，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 2.4-1。

表 2.4-1 项目区生态功能区划

序号	内容	行政区划	生态功能区
1	本项目 拟建工程	阿克苏地区 拜城县、温宿县	天山山地温性草原、森林生态区（III），天山南坡草原牧业、绿洲农业生态亚区（III3），托木尔峰和天山南坡中段冰雪水源及生物多样性保护生态功能区（42）、天山南坡中段前山盆地天然气、煤炭资源开发与水土流失敏感生态功能区（43）、拜城盆地绿洲农业生态功能区（44）

根据新水水保〔2019〕4号，本项目所在阿克苏地区拜城县、温宿县为塔里木河流域水土流失重点治理区。

2.4.2 评价因子和评价标准

2.4.2.1 环境质量评价因子及标准

根据项目所在区域的自然环境特点，采用以下评价因子及环境标准。

（1）环境空气

环境空气质量评价中 SO₂、NO₂、PM_{2.5}、PM₁₀、CO、O₃，七项指标执行《环境空气质量标准》（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。不含硫化氢。指标标准取值，见表 2.4-1。

表 2.4-1 环境空气质量标准

序号	评价因子	二级标准限值（μg/m ³ ）			标准来源
		年平均	24 小时平均	1 小时平均	
1	二氧化硫（SO ₂ ）	60	150	500	《环境空气质量标准》（GB3095-2012）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 (NO _x)	50	100	250	
8	非甲烷总烃	/	/	2000	《大气污染物综合排放标准》详解

注：O₃日最大 8 小时平均值为 160μg/m³

(2) 水环境

根据《新疆水环境功能区划》，项目区地表水木扎提河执行《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）I类标准，具体标准值见表 2.4-3。

表 2.4-3 地表水环境质量标准值 单位：mg/L

序号	项目	标准限值	序号	项目	标准限值
1	pH（无量纲）	6~9	16	铅≤	0.01
2	水温		17	镉≤	0.001
3	溶解氧≥	7.5	18	高锰酸盐指数≤	2
4	硝酸盐氮≤	10	19	六价铬≤	0.01
5	总氮≤	0.2	20	氟化物≤	1.0
6	氨氮≤	0.15	21	氰化物≤	0.005
7	总磷≤	0.02	22	硫酸盐≤	250
8	化学需氧量≤	15	23	硫化物≤	0.05
9	五日生化需氧量≤	3	24	铁≤	0.3
10	挥发酚≤	0.002	25	锰≤	0.1
11	氯化物≤	250	26	硒≤	0.01
12	汞≤	0.00005	27	粪大肠杆菌（个/L）≤	200
13	锌≤	0.05	28	阴离子表面活性剂≤	0.2
14	铜≤	0.01	29	石油类≤	0.05
15	砷≤	0.05			

项目区域地下水水质评价执行《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中的 III 类水质标准，石油类参照《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中的 III 类标准值。具体标准值见表 2.4-4。

表 2.4-4 地下水质量标准值 单位：mg/L

序号	项目	标准限值	序号	项目	标准限值
1	pH（无量纲）	6.5~8.5	16	亚硝酸盐氮（以 N 计）	≤1.0
2	总硬度（以 CaCO ₃ 计）	≤450	17	硝酸盐（以 N 计）	≤20
3	溶解性总固体	≤1000	18	氟化物	≤1.0
4	硫酸盐	≤250	19	汞	≤0.001
5	氯化物	≤250	20	砷	≤0.01
6	铁	≤0.3	21	镉	≤0.005
7	锰	≤0.10	22	六价铬	≤0.05

序号	项目	标准限值	序号	项目	标准限值
8	挥发酚（以苯酚计）	≤0.002	23	铅	≤0.01
9	耗氧量（CODMn 法，以 O ₂ 计）	≤3.0	24	钾	/
10	氨氮（以 N 计）	≤0.50	25	钙	/
11	硫化物	≤0.2	26	镁	/
12	钠	≤200	27	钡	≤0.7
13	总大肠菌群（CFU/100mL）	≤3.0	28	碳酸盐	/
14	细菌总数（CFU/mL）	≤100	29	重碳酸盐	/
15	氰化物	≤0.05	30	石油类	≤0.05

（3）声环境

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

（4）土壤环境

运营期项目区占地范围内属于建设用地，土壤质量执行标准为《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）表 1 中第二类用地风险筛选值，见表 2.4-5。

占地范围外土壤参照执行《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 2.4-6，监测因子为 8 项基本项目和 1 项特征因子。

表 2.4-5 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	蒽	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				

表 2.4-6 农用地土壤污染风险筛选值

序号	项目	单位	风险筛选值 (pH>7.5)
1	pH 值	无量纲	/
2	砷	mg/kg	25
3	镉	mg/kg	0.6
4	铜	mg/kg	100
5	铅	mg/kg	170
6	汞	mg/kg	3.4
7	镍	mg/kg	190
8	铬	mg/kg	250
9	锌	mg/kg	300

2.4.2.2 污染物排放因子及标准

(1) 废气

本项目新增井场燃气加热炉执行《锅炉大气污染物排放标准》(GB13271-2014)表 2 新建锅炉大气污染物排放浓度限值；非甲烷总烃无组织排放执行《陆上石油天然气开采工业污染物排放标准》(GB39728-2020)企业边界污染物控制要求。具体标准限值要求见表 2.5-5。

表 2.5-5 大气污染物排放标准值

污染源	污染物	最高允许排放浓度 (mg/m ³)	标准来源
加热炉烟气	NO _x	200	《锅炉大气污染物排放标准》 (GB13271-2014)
	SO ₂	50	
	颗粒物	20	
	烟气	1	
油气生产设施	NMHC	4.0	《陆上石油天然气开采工业大气污染

无组织废气		物排放标准》（GB39728-2020）
-------	--	----------------------

（2）废水

本项目运营期产生的采出水随油气混合物输送至博孜天然气处理厂采出水处理单元处理，不向外环境排放，回注水执行《气田水注入技术要求》（SY/T 6596-2016）中的有关标准。工作人员由油田内部调剂，不新增工作人员，不新增生活污水。

（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 2.4-9。

表 2.4-9 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

（4）固体废物

根据项目产生的各种固体废物的性质和去向，含油污泥满足《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/T7301-2016）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）要求；钻井固体废物执行《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T 3997-2017）要求（《石油天然气开采业固体废物污染控制技术规范》发布实施后，应采用新的技术规范进行油田固废的处理处置）。一般工业固体废物贮存执行《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB 18599-2020）；危险废物贮存执行《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）。

2.5 评价工作等级和评价范围

2.5.1 环境空气评价等级和评价范围

2.5.1.1 评价等级

（1）评价等级

本项目废气排放源主要为 2 台井口加热炉排放的废气、3 座井场非甲烷总烃的无组织排放。根据工程特点、污染特征及周围环境状况，采用《环境影响

评价技术导则《大气环境》(HJ2.2-2018)中规定的方法,选取 NO_x 、 SO_2 、 PM_{10} 、非甲烷总烃 (NMHC) 为候选因子核算, 计算出其最大地面浓度占标率 P_i (第 i 个污染物, 简称“最大浓度占标率”) 及其地面浓度达标准值 10% 时所对应的最远距离 $D_{10\%}$ 。其中 P_i 定义为:

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

式中: P_i ——第 i 个污染物的最大地面空气质量浓度占标率, %;

ρ_i ——采用估算模式计算出的第 i 个污染物的最大 1h 地面空气质量浓度, $\mu\text{g}/\text{m}^3$;

ρ_{0i} ——第 i 个污染物的环境空气质量标准, $\mu\text{g}/\text{m}^3$ 。一般选用 GB3095 中 1h 平均质量浓度的二级浓度限值, 如项目位于一类环境空气功能区, 应选择相应的一级浓度限值; 对该标准中未包含的污染物, 使用 2.5.1 章节确定的各评价因子 1h 平均质量浓度限值。对仅有 8h 平均质量浓度限值、日平均质量浓度限值或年平均质量浓度限值的, 可分别按 2 倍、3 倍、6 倍折算为 1h 平均质量浓度限值。

大气评价工作级别详见表 2.5-1。

表 2.5-1 评价工作等级

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

估算模式所用参数见表 2.5-2。

表 2.5-2 估算模型参数表

参数		取值
城市/农村选项	城市/农村	农村
	人口数 (城市人口数)	--
最高环境温度/ $^{\circ}\text{C}$		39.0
最低环境温度/ $^{\circ}\text{C}$		-28.7
土地利用类型		天然牧草地/灌木林地
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
是否考虑海岸线熏烟	考虑海岸线熏烟	☐ 是 ☒ 否
	岸线距离/km	/
	岸线方向/ $^{\circ}$	/

本项目博孜 108 井及 DB13-3 井各新增 1 台 500KW 燃料气真空加热炉，燃料气为返输干气，共 2 台 5000KW 燃料气真空加热炉。其余 3 口井博孜 1902 井、博孜 1905 井、博孜 19 井不设加热炉。

估算结果详见表 2.5-3。

表 2.5-3 估算模式计算结果表

污染源名称	参数名称	单位	SO ₂	NO _x	PM ₁₀	PM _{2.5}	NMHC
博孜 108 井 (含 500KW 加热炉)	下风向最大 落地浓度	μg/m ³	0.916	6.105	1.984	0.992	/
	最大浓度出 现距离	m	123	123	123	123	/
	评价标准	μg/m ³	500	250	450	225	2000
	最大占标率	%	0.18	2.44	0.44	0.44	/
	D _{10%}	m	/	/	/		/
DB13-3 井 (含 500KW 加热炉)	下风向最大 落地浓度	μg/m ³	2.314	15.427	5.014	2.507	/
	最大浓度出 现距离	m	360	360	360	360	/
	评价标准	μg/m ³	500	250	450	225	2000
	最大占标率	%	0.46	6.17	1.11	1.11	/
	D _{10%}	m	/	/	/		/
博孜 1902 井	下风向最大 落地浓度	μg/m ³	/	/	/	/	0.697
	最大浓度出 现距离	m	/	/	/	/	28
	评价标准	μg/m ³	500	250	450	225	2000
	最大占标率	%	/	/	/	/	0.03
	D _{10%}	m	/	/	/	/	/
博孜 1905 井	下风向最大 落地浓度	μg/m ³	/	/	/	/	0.697
	最大浓度出 现距离	m	/	/	/	/	28
	评价标准	μg/m ³	500	250	450	225	2000
	最大占标率	%	/	/	/	/	0.03
	D _{10%}	m	/	/	/	/	/
博孜 19 井	下风向最大 落地浓度	μg/m ³	/	/	/	/	0.697
	最大浓度出 现距离	m	/	/	/	/	28
	评价标准	μg/m ³	500	250	450	225	2000

	最大占标率	%	/	/	/	/	0.03
	D10%	m	/	/	/	/	/
新建阀室	下风向最大落地浓度	$\mu\text{g}/\text{m}^3$	/	/	/	/	1.947
	最大浓度出现距离	m	/	/	/	/	10
	评价标准	$\mu\text{g}/\text{m}^3$	500	250	450	/	2000
	最大占标率	%	/	/	/	/	0.10
	D10%	m	/	/	/	/	/

经计算可知，本项目最大占标率为：6.17%（来自 DB13-3 井加热炉排放的 NO_x ）；占标率 10% 的最远距离 $D_{10\%}$ 为 0m，最大占标率在 $1\% \leq P_{\max} < 10\%$ ，根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）中大气环境评价工作分级判据判别，确定本次环评大气影响评价的工作等级为二级。

2.5.1.2 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，并结合本项目特点，考虑油田整体开发对大气环境的区域影响，最终确定大气环境影响评价范围为以井场为中心，外延 2.5km 的矩形区域作为大气环境影响评价范围，大气评价范围见图 2.6-1。

2.5.2 水环境影响评价等级和评价范围

2.5.2.1 地下水评价等级和评价范围

（1）建设项目类别

根据《环境影响评价技术导则-地下水环境》（HJ610-2016）中附录 A 地下水环境影响评价行业分类表，采气井场、阀室建设按 II 类，集输管线划分为 II 类项目。评价范围内无地下水环境敏感点，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及建设项目评价工作等级分级表（表 2.5-5~2.5-7），本项目各工程的评价等级及范围见表 2.5-8。

表 2.5-5 地下水环境影响评价行业分类表

环评类别 行业类别	报告书	报告表	地下水环境影响评价项目类别	
			报告书	报告表
F 石油、天然气			/	/
38、天然气、页岩气开采（含净化）	全部	/	I 类	/
41、石油、天然气、成品油管线（不含城市天然气管线）	200km 及以上；涉及环境敏感区的	其他	油 II 类，气 III 类	油 II 类，气 IV 类

（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 2.5-6）和《建设项目环境影响评价分类管理名录》，本项目位于未划定准保护区以外的补给径流区，因此区域地下水划分为较敏感。

表 2.5-6 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）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），本项目属于 III 类项目，地下水环境敏感程度为较敏感，依据表 2.5-7，评价等级为“三级”。

表 2.5-7 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

（4）评价范围

项目所在区域地下水总体由西北向东南方向径流，按照《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）中关于“三级评价”范围的规定：各井场、站场评价范围确定为：分别以各井场、站场为中心，西北—东南方向长 2km，西南—东北方向宽 1km 的矩形区域；集输管线评价范围确定为：管线两侧向外延伸 200m 范围。评价范围图见图 2.5-1。

2.5.2.2 地表水评价等级和评价范围

根据《环境影响评价技术导则·地表水环境》(HJ 2.3-2018)和《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ 349—2023），水污染影响型建设项目评价等级判定见表 2.5-6。

表 2.5-6 水污染影响型建设项目评价等级判定

评价等级	判定依据	
	排放方式	废水排放量 $Q/(m^3/d)$; 水污染物当量数 $W/(无量纲)$
一级	直接排放	$Q \geq 20000$ 或 $W \geq 600000$
二级	直接排放	其他
三级 A	直接排放	$Q < 200$ 且 $W < 6000$
三级 B	间接排放	—

注 1: 依托现有排放口, 且对外环境未新增排放污染物的直接排放建设项目, 评价等级参照间接排放, 定为三级 B。

注 2: 建设项目生产工艺中有废水产生, 但作为回水利用, 不排放到外环境的, 按三级 B 评价。

本项目运营期无新增生活废水, 运营期废水主要为采出水。采出水随凝析油一起送至博孜天然气处理厂处理, 处理后达到《气田水注入技术要求》(SY/T6596-2016) 中相关要求后回注气层。根据表 2.4-6, 确定本项目地表水评价等级为三级 B。本次评价仅对地表水环境影响进行简要分析。

2.5.3 声环境影响评价范围和评价范围

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

本工程所在功能区适用于《声环境质量标准》(GB3096-2008) 中规定的 2 类地区, 依据《环境影响评价技术导则 声环境》(HJ2.4-2021) 中的规定, 本项目声环境影响评价工作等级定为**二级**。

根据《环境影响评价技术导则 声环境》(HJ2.4-2021) 要求, “满足一级评价的要求, 一般以建设项目边界向外 200m 作为评价范围; 二、三级评价范围可根据建设项目所在区域和相邻区域的声环境功能区划及敏感目标等实际情况适当缩小”。根据项目特点, **本次声环境影响评价范围为井场边界、管线两侧向外扩 200m 作为评价范围**。评价范围见图 2.5-1。

2.5.4 生态环境评价等级和评价范围

(1) 评价等级

根据《环境影响评价技术导则生态影响》(HJ19-2022), 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 14.7003hm^2 , 临时占地面积 26.354hm^2 , 总占地面积为 41.0543hm^2 , 占地面积 $< 20\text{km}^2$ 。本项目占地范围内土地利用现状类型为天然牧草地(阀室及管线)、灌

木林地（井场及管线）。部分管线穿越地方公益林，性质属于天然林。

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，判定过程，见表 2.5-7。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 2.5-9。

表 2.5-9 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；	本项目管线临时占用公益林	不低于二级
f	当工程占地规模大于 20km ² 时（包括永久和临时占用陆域和水域），评价等级不低于二级；改扩建项目的占地范围以新增占地（包括陆域和水域）确定；	本项目占地面积不足 20km ²	/
g	除本条 a~f 以外的情况，评价等级为三级；	/	/
h	当评价等级判定同时符合上述多种情况时，应采用其中最高的评价等级	/	二级

根据判定结果，本项目新建单井采气支线 2.4km、新建博孜 1 集气复线 3.95km、新建博孜 102-4 集气复线 1.85 段穿越地方公益林，生态环境影响评价工作等级确定为“二级”，其余部分生态评价等级为“三级”。

（2）评价范围

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站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）、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），考虑气田整体开发对生态环境的影响，本项目以永久占地场界周围 50m 范围、集输管道等线性工程两侧外延 300m 为评价范围；同时线性工程穿越公益林时，以线路穿越段向两端外延 1km、线路中心线向两侧外延 1km 为评价范围，面积约 26.8156km²。生态评价范围图见图 2.5-1。

2.5.5 土壤环境评价等级和评价范围

(1) 建设项目类别

据《环境影响评价技术导则 土壤环境(试行)》(HJ964-2018)及《陆地石油天然气开发建设项目环境影响评价技术导则》(HJ349-2023),项目为天然气开采(含天然气净化厂)站场等工程,项目类别为Ⅱ类,集输管线为Ⅱ类项目。

(2) 影响类型

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大于 4g/kg,属于 HJ964-2018 附录 D.1 中中度盐化及以上地区,即项目所在区域属于土壤盐化地区,本项目同时按照生态影响型项目和污染影响型项目考虑,并根据不同项目类型分别判定评价等级。

(3) 占地规模

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境(试行)》(HJ964-2018)中“建设项目占地规模分为大型($\geq 50\text{hm}^2$)、中型($5\sim 50\text{hm}^2$)和小型($\leq 5\text{hm}^2$)”,本项目占地规模为中型。

(4) 建设项目敏感程度

①污染影响型

根据土地利用现状图,本项目周边存在天然牧草地等土壤环境敏感目标,土壤环境影响敏感程度为“敏感”。

②生态影响型

根据区域监测数据,项目区区域 pH=8.63,生态影响型土壤敏感程度为“较敏感”。

(5) 评价工作等级判定

本项目土壤评价等级及范围见表 2.5-12,本项目按照最高评价等级二级评价进行综合评价。本项目评价范围见图 2.5-1。

表 2.5-10 生态影响型土壤环境评价工作等级划分依据一览表

项目类别 评价等级 敏感程度	I类	II类	III类
敏感	一级	二级	三级
较敏感	二级	二级	三级
不敏感	二级	三级	-

注：“-”表示可不开展土壤环境影响评价工作。

表 2.5-11 土壤污染类项目评价工作等级划分表

占地规模 敏感程度	I类			II类			III类		
	大	中	小	大	中	小	大	中	小
敏感	一级	一级	一级	二级	二级	二级	三级	三级	三级
较敏感	一级	一级	二级	二级	二级	三级	三级	三级	—
不敏感	一级	二级	二级	二级	三级	三级	三级	—	—

表 2.5-12 本项目土壤评价等级及评价范围一览表

序号	建设内容	生态影响型 评价等级	调查评价范围	污染影响型评价 等级	调查评价范围
1	井场、阀室	二级	占地范围外扩 2km	二级	占地范围外扩 200m
2	管线	二级	管线两侧延伸 200m 范围	二级	管线两侧延伸 200m 范围

2.5.6 环境风险评价等级和评级范围

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）附录 B，本项目涉及的风险物质为原油、天然气（甲烷），分别属于《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169—2018）附录 B 中的油类物质（矿物油类，如石油、汽油、柴油等，生物柴油等），临界量 2500t；天然气（甲烷）临界量 10t。根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018），危险单元的定义为由一个或多个风险源构成的具有相对独立功能的单元，事故状况下应可实现与其他功能单元的分割。则本项目运营期风险单元为新建的集输管线。

根据 HJ169-2018 附录 C，按下式计算本项目涉及的危险物质总量与其临界量比值（Q）：

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

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）中的判定方法，当存在多种危险物质时，按照下式计算物质总量与其临界量比值（Q）：

式中： $q_1, q_2, \dots, q_n$ --每种危险物质的最大存在总量，t；

$Q_1, Q_2, \dots, Q_n$ --每种危险物质的临界量，t；

当 $Q < 1$ 时，该项目环境风险潜势为 I；

当 $Q \geq 1$ 时，将 Q 值划分为：（1） $1 \leq Q < 10$ ；（2） $10 \leq Q < 100$ ；（3） $Q \geq 100$ 。

本项目新建采气支线 2.5km（DN65 无缝管）、新建集气复线 6.1km（DN80 无缝管、DN150 无缝钢管）、新建切改管线 1km（DN150 无缝钢管）。各站场和开发井均有控制（截断）阀，发生泄漏时，可通过控制（截断）阀进行紧急切断。各管线原油、天然气（甲烷）最大在线量计算见表 2.5-7。

原油密度按照 0.7839g/cm^3 、天然气平均相对密度 0.6836，不含硫化氢。

根据克拉伯龙方程，计算管道带压运行状态下的气体质量：

$$pV=nRT$$

p ：气体压强，标况压强 0.101325MPa ；

V ：气体体积，管道体积；

n ：气体的物质的量，单位 mol；

T ：绝对温度， 293.15K ；

R ：气体常数。

本项目辨识结果，见表 2.5-13。

表 2.5-13 本项目运营期危险物质最大在线量核算表

序号	危险单元	危险物质名称	CAS 号	最大存在总量 q_n/t	临界量 Q_n/t	q/Q 值	Q 值划分
1	博孜 1902 井采气支线	原油	--	3.2499	2500	0.0013	$Q < 1$
		天然气		0.0203	10	0.0020	
		Q 值 Σ				0.0033	
2	博孜 1905 井采气支线	原油	--	2.9899	2500	0.0012	$Q < 1$
		天然气		0.0186	10	0.0019	
		Q 值 Σ				0.0031	
3	博孜 19 井至博孜 102-4 集气站集气复线	原油	--	15.5563	2500	0.0062	$Q < 1$
		天然气		0.0064	10	0.0006	
		Q 值 Σ				0.0068	
4	博孜 102-4 集气站至博孜 1 集气站集气复线	原油	--	25.6144	2500	0.0102	$Q < 1$
		天然气		0.2186	10	0.0219	
		Q 值 Σ				0.0321	
5	切改阀室至博孜天然气处理厂切改管线	原油	--	10.3842	2500	0.0042	$Q < 1$
		天然气		0.0886	10	0.0089	
		Q 值 Σ				0.0131	
6	大北 17 井至博孜 108 井燃料气	天然气		0.0011	10	0.0001	$Q < 1$
		Q 值 Σ				0.0001	

	管线						
7	大北 12-9 阀室 至 DB13-3 井场 燃料气管线	天然气		0.0011	10	0.0001	Q<1
		Q 值Σ				0.0001	

根据上表计算结果，本项目 $Q < 1$ 。判断项目风险潜势为I。根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018）相关要求，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。

2.6 污染控制目标与环境保护目标

2.6.1 污染控制目标

根据开发建设和运营中对环境可能造成的污染与生态破坏，确定污染控制目标如下：

(1) 项目所在区域阿克苏地区拜城县、温宿县属于塔里木河流域重点治理区，因此要控制建设项目在开发建设过程中的各种施工活动，尽量减少对地表的扰动，做好施工迹地恢复与水土保持工作。

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

(3) 保证评价区域空气质量、地下水质量基本维持现有水平；将工程对生态环境的不利影响降低到最小程度，使受影响区域的整体生态环境无明显破坏。

2.6.2 环境保护目标

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

根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018），环境空气保护目标为一类区的自然保护区、风景名胜区和需要特殊保护的区域，二类区中的居住区、文化区和农村地区中人群较集中的区域。经调查，本项目博孜 108 井北 0.4km 处科台克吐尔村作为大气环境保护目标。

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

根据《环境影响评价技术导则 地表水环境》（HJ2.3-2018），地表水环境保护目标木扎提河、阿舍布隆总干渠。

根据《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ2.4-2021），声环境保护目标为依据法律法规、标准政策等确定的需要保持安静的建筑物及建筑物集中区。经调查，本项目评价范围内不涉及。

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018），土壤环境敏感目标为可能受人为活动影响的、与土壤环境相关的敏感区或对象。结合现状调查，将评价范围内的永久基本农田、天然牧草地作为土壤环境保护目标。

综上，本评价主要环境保护目标见表 2.8-1、图 2.8-1。

表 2.8-1 环境保护目标

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
	名称	经度	纬度	方位	距离	
大气环境	科台克吐尔村			博孜 108 北侧	400	《环境空气质量标准》（GB3095-2012）及修改单二级标准
生态环境	重要物种			评价区域内鹅喉羚、鸢等保护动、植物及其生境等		避让重要野生植物，减少植被破坏，保护野生动物
	其他环境敏感区	公益林		项目区内	单井采气支线、博孜 1 集气复线、博孜 102-4 集气复线共 8.2km 临时占用拜城县地方公益林 23.9613hm ² ，主要生态功能为防风固沙	严格控制占地，做到“占补平衡”，维持区域林地生态功能不因项目实施而降低
		永久基本农田		评价范围内	博孜 1902 井约 0.77km，生态评价范围内涉及，本项目不占用。	本项目不得占用
					博孜 108 北侧 60m 处，生态评价范围内涉及，本项目不占用。	
		水土流失重点治理区		项目区域	塔里木河流域水土流失重点治理区	依法落实水土流失防治责任，促进区域生态文明建设
地下水环境	潜水含水层			井区及周边		执行《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中 III

境			类标准
地表水	木扎提河、阿舍布隆总干渠	博孜 108 井距离木扎提河最近约 0.4km, 博孜 1902 井距离阿舍布隆总干渠最近约 0.83km, 本项目不穿越。	本项目不得穿越
土壤环境	天然牧草地、永久基本农田	本项目新建阀室永久占用天然牧草地, 阀室至博孜天然气处理厂 0.75km 管线临时占用天然牧草地	严格控制占地范围, 执行《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB 15618-2018)标准要求, 实行严格保护, 确保其面积不减少、土壤环境质量不下降。
环境风险	区域大气、土壤、地下水、地表水、公益林等	油区内部	发生风险事故时, 快速采取环境风险防范措施, 确保风险事故对环境风险保护目标的影响程度可控

2.7 评价方法

本项目环境影响评价采用定量评价与定性评价相结合的方法, 以量化评价为主。采用环境影响评价技术导则规定的评价方法予以分析。本次评价采用了类比法、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 2.7-1。

表 2.7-1 评价内容一览表

序号	项 目	采用方法
1	环境影响因素识别方法	矩阵法
2	环境现状调查	收集资料法、现场调查法
3	工程分析	类比分析法、查阅参考资料法、产污系数法、排污系数法
4	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 博孜 19 区块现有井场建设情况

克拉苏气田博孜 19 区块位于新疆维吾尔自治区阿克苏地区拜城县境内，位于拜城县西约 60km，周边交通便利，北侧有 X343 县道，西北距察尔齐镇约 15.5km，西北距博孜 2401 井 2.01km，西距博孜 24 井 5.46km。

博孜 19 区块拟共部署 4 口井，分别为博孜 19 井、博孜 1901 井、博孜 1902 井、博孜 1903 井、博孜 1904 井、博孜 1905 井。拟部署井井位相对位置见图 3.1-1。

①博孜 19 井

博孜 19 井已完钻，于 2024 年 5 月试油，2024 年 5 月 20 日 9:00-17:00，工作制度：6mm 油嘴，油压 59.085MPa，日产油 84.8m³/d，日产气 219282m³/d，试油结论：凝析气层。

博孜 19 井试油数据中，产量高于定产数据，井口油压低于定产数据，导致井口节流后温度与施工图设计存在 5~10℃偏差，将影响井口防冻工艺比选。

目前已完成施工图设计，博孜 19 井井场按照气井标准化井口阀组型井场设计，集输管线管径为 DN80，材质 LC65-2205 双相不锈钢，设计压力 20MPa，接入博孜 102-4 集气站。

②博孜 1901 井

目前已完成钻井作业，正进行试油作业。单井已完成施工图设计，井场按照气井标准化井口阀组型井场设计，集输管线管径为 DN80，材质 LC65-2205 双相不锈钢，设计压力 20MPa，接入博孜 101 集气站。

③博孜 1902 井、博孜 1903 井、博孜 1904 井、博孜 1905 井暂未开始部署钻井作业。

博孜 3 集气复线	博孜 3 集气站	集气站	D323×18/L360N PN20MPa	22	670
博孜 3 试采干线	博孜 3 集气站		D168.3×14.2/L360N PN22MPa	21.5	100
博孜试采干线	博孜 101 集气站		D219.1×16/L360N PN22MPa	37.03	200
博孜 1 集气支线	博孜 1 集气站		D323×17/L360N PN20MPa	8.3	436
博孜 1 集气干线	博孜 1 集气站	大北 11 集气站	D323.9×16/L360N PN18MPa	13.62	383
博孜 102-4 集气干线	博孜 102-4 集气站	博孜 1 集气站	D219.1×14.2/L360N PN20MPa	2.22	260

根据博孜 19 区块井场的井位坐标和地形，本项目采取气液混输工艺，集输系统采用辐射状管网。博孜 1902 井、博孜 1905 井原料气均接入博孜 19 井轮井计量，新建博孜 19 井集气干线及博孜 102-4 集气复线，同时利用已建集输管网，油气混输至博孜处理站处理。

3.1.1.3 博孜 3 试采干线现状

博孜 3 试采干线隶属于《克拉苏气田博孜区块博孜 3 断块试采地面工程》，管道全长 21.546km，于 2019 年 1 月 23 日投运，2023 年 9 月博孜处理厂投运后，博孜 3 试采干线停运。设计压力 22MPa，设计温度 60℃，发球筒位于博孜 3 集气站，收球筒位于博孜 101 清管站。博孜 3 试采干线自投用至今未发生过管道失效。失效控制方面目前主要措施包括：强制电流阴极保护、常态化加注缓蚀剂。

3.1.2 环保手续履行情况

目前博孜区块已开展的工程环保手续履行情况、环境风险应急预案、排污许可等手续情况见表 3.1-2。

表 3.1-2 现有工程环保手续履行情况一览表

序号	项目名称	环评文件			验收文件		
		审批部门	文号	审批日期	验收单位	验收文号	验收时间
1	BZ1902 井钻井工程（勘探井）	阿克苏地区生态环境局	阿地环审（2023）683 号	2023 年 12 月 13 日	正在建设中		
2	博孜 19 井集输工程	阿克苏地区生态环境局	阿地环审（2024）470 号	2024 年 8 月 29 日	正在建设中		
3	克拉苏气田博孜 19 产能建设项目（一期）	新疆维吾尔自治区生态环境厅	新环审（2024）230 号	2024 年 10 月 25 日	正在建设中		

4	塔里木油田公司塔西南勘探开发公司博大采油气管理区突发环境事件应急预案	2023 年 9 月对《塔里木油田公司塔西南勘探开发公司博大采油气管理区突发环境事件应急预案》进行了修编并备案，备案编号为 652926-2023-045-L
5	博大采油气管理区污染源排污许可登记	于 2021 年 2 月 7 日申领排污许可证（并于 2023 年 7 月 21 日变更完成），博大采油气管理区大北采气作业区完成了排污登记，登记编号 9165280071554911XG101Z
6	博大油气开发部气田环境影响后评价	编制完成《博大油气开发部气田环境影响后评价报告书》并于 2021 年 4 月 6 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〕304 号）

3.1.3 环境影响回顾评价

根据现场踏勘情况及调查结果，并结合《博大采油气管理区气田环境影响后评价报告书》（2021 年 4 月 6 日备案，备案号：新环环评函〔2021〕304 号），分别从大气环境影响、水环境影响、声环境影响、固废环境影响、土壤环境影响、生态环境影响、环境风险进行回顾性评价。

3.1.3.1 生态影响回顾

博大采油气管理区气田主要生态环境影响为勘探开发活动过程中因井场施工、站场施工、管道施工等，对地表的干扰等。

（1）占地影响回顾分析

博孜区块开发建设对生态的影响主要表现为占地影响，分为临时占地和永久占地。施工期临时占地会造成占地范围内植被破坏、土壤扰动及水土流失等影响，永久占地会改变土地利用类型，造成生态景观破碎化等影响。油田内部永久占地范围的植被完全清除，主要为怪柳及棉花等，油田分公司已按照有关规定办理建设用地审批手续，占用耕地按《中华人民共和国土地管理法》相关规定实行占用耕地补偿制度。

单井永久占地 40×60m，临时占地 120×100m，单井和站场永久占地范围内无植被，地表平整压实，铺垫砾石层。各类管线临时影响范围均在管道两侧各 8m 的范围之内。工程完工后覆土回填，除管廊上方回填土高于原地表，其余临时占用地方清理平整并恢复地表。道路临时影响范围均在道路中心线两侧各 5m 范围之内，工程完工后对公路两侧的施工迹地进行平整。

（2）植被环境影响回顾分析

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

①永久占地植被影响回顾

永久占地是指井场占地。根据现场调查情况，克拉苏气田博孜区块的井场永久性占地范围内进行砾石铺垫处理，气田内部永久占地范围的无植被覆盖。

②临时占地植被影响回顾

临时占地主要是修建道路、敷设管线、井场施工时占用的土地。克拉苏气田博孜区块位于荒漠生态系统，植物群落类型单一，结构简单，生物量低，群落稳定性差，施工期间对周围植被影响有限，并且随着施工结束影响也随之结束。

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

（3）野生动物影响回顾分析

根据现场踏勘和走访调查，博孜区块内野生动物种类、数量均不丰富，主要为爬行类、小型鸟类等，气田开发建设施工期对动物的影响，主要是运输、施工噪声和人为活动，迫使动物离开场站和管道沿线区域，其适应性较强，较容易在气田开发后找到替代生境；对区域野生动物的影响不属于永久性和伤害性影响，只是造成短时间的干扰，随着施工结束，对野生动物的干扰也随之消失。气田进入生产期，人为影响程度趋于平稳，部分对栖息地分割和人类活动影响相对不太敏感的种类，如爬行类、麻雀等，又可重新返回气田区影响较弱的地带生存。同时气田开发在施工过程中加强对施工人员活动区域的控制，减少对野生动物的干扰，未发生捕猎野生保护动物的现象。因此，气田开发活动对野生动物种群和数量影响较小。

（4）已采取的生态保护措施有效性评价

①井场和站场

钻井工程结束后，对井场永久占地范围内地表结合区块地表特点，铺设了水泥板，采取了必要的硬化措施，以减少侵蚀量。井场永久性占地面积约 40m×60m，施工完成后，地面均进行了砾石铺垫处理。

②管线和道路

项目区临时占地的植被恢复以自然恢复为主。区域主干路为沥青路面，至各单井为独立的探井路，砂石路面，路面宽约 5m。所有的施工车辆都是在已建道路上行驶，禁止车辆乱碾乱轧的情况发生，不得随意开设便道。

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

综上所述，据现场调查，井场严格控制占地，永久性占地范围内进行砾石铺垫处理；管线和道路临时占地以自然恢复为主，恢复缓慢。综上所述，生态保护要求基本得到落实。

3.1.3.2 水环境影响回顾

根据本次调查情况，区块已有钻井工程废水包括钻井废水及生活污水。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；生活污水排入生活污水池(采用环保防渗膜防渗)暂存，由罐车定期拉运至作业区污水处理设施处理。运营期各种生产废水和生活污水均得到有效的处理，可有效防范对地下水的影响。

(1) 气田采出水及含油污水的处理

克拉苏气田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，采出水经博孜天然气处理厂污水处理系统处理，水质满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)标准要求后，根据井场注水需要回注地层；井下作业废液采用专用废水回收罐收集，酸碱中和后运至哈拉哈塘钻试修环保站处理；油气开采过程中产生的落地油，根据油田公司作业要求，必须采用带罐进行，井口排出物全部进罐，故基本无落地油产生。落地油一旦产生须及时、彻底进行回收，在措施落实、管理到位的前提下，可最大限度减少落地油量。故在正常生产情况下，试气、洗井、采气、油气处理和集输等未对地下水环境产生不利影响。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。

(2) 生活污水

利用已有博大作业区生活污水处理设施进行生活污水处理。生活污水经排

水管网收集后首先排放至化粪池进行预处理，再进入生活污水调节池中，经地埋式污水处理设备处理后储存于净水池中，夏季用于绿化，冬季输至生活污水蒸发池蒸发。生活污水蒸发均采用近年来在塔里木油田广泛应用的环保型防渗材料。

3.1.3.3 大气环境影响回顾

根据现场调查，气田作业过程中排放的废气包括两类：燃料燃烧废气与工艺废气。燃料燃烧废气主要来自于导热油炉、加热炉所排放的烟气，主要污染物为 SO₂、NO_x 及烟尘；工艺废气主要来源于火炬放空、储罐大小呼吸气排放及凝析油、天然气生产和集输过程中的烃类泄漏和挥发，主要污染物为非甲烷总烃。。针对以上污染源，采取了以下大气污染治理措施：

(1) 在油气集输过程中，为减轻集输过程中烃类的损失，气田开发采用密闭集输流程，井口设切断阀，集输过程、场站进口处设置紧急切断阀，输气干线分段设置紧急切断系统，一旦发生事故，紧急切断油、气源，最大限度地减少油气集输过程中烃类及油的排放量。塔里木油田分公司博大采油气管理区已委托第三方单位开展 LDAR 工作，对泵、阀等密封点等进行定期检测。

(2) 对各井、站场的设备、管线、阀门等定期进行检查、检修，减少了跑、冒、滴、漏的发生；同时定期对油气集输管线进行巡检。

(3) 生产运行期加热炉、导热油炉采用清洁能源天然气为原料。

(4) 站场内设置可燃气体探测器，随时发现天然气泄漏并及时处理。

根据后评价及验收开展期间进行的污染源监测数据，各井、站场加热炉烟气满足《锅炉大气污染物排放标准》(GB 13271-2014)表 2 新建燃气锅炉大气污染物排放浓度限值要求，无组织排放非甲烷总烃满足《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。说明加热炉有组织废气污染防治措施、各井、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意见落实。

3.1.3.4 固体废物影响回顾

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废弃物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，固相经检测合格后，用于铺垫油区内的井场、道路等；磺化水基泥浆废弃物在现场进行固液分离后，液相回用于钻井液配制，固相拉运至哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站处理；油基泥浆岩屑经不落地收集系统收集后运至中石化江汉石油工程有限公司拜城环保分公司新疆油基岩屑处理站处理；含油废物采用钢制桶装收集后暂存在危废暂存间内，由库车畅源生态环境科技有限责任公司定期清运并进行处置；生活垃圾集中收集后，拉运至大北固废填埋场生活垃圾填埋池处置。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得到有效的处理，对环境所造成的影响可以接受。

3.1.3.5 声环境影响回顾

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

博孜区块内油气开发活动产生的噪声主要来自井场、集气站的各类机泵。根据验收期间博孜区块同类型井场、集气站的监测数据可知（监测至今井、站场生产设施未发生较大变化），博孜区块井场、集气站等场界噪声均满足《工业企业厂界噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类标准值。因此区块开发对周围声环境的影响可接受，在采取有效声污染防治措施后未导致所在区域声环境质量超出相应功能区要求。

表 3.1-3 博孜区块井场、站场噪声达标情况一览表

位置	监测值 dB(A)		主要处理措施	标准	达标情况
BZ101-2 井场四周	昼间	43~48	基础减振	《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类区昼间、夜间标准要求。	达标
	夜间	41~45			达标
博孜 1 集气站	昼间	46~52	基础减振		达标

	夜间	44~49			达标
--	----	-------	--	--	----

3.1.3.6 土壤环境影响回顾

根据油气田开发建设的特点分析，油气田开发建设对土壤环境的主要影响是地面建设施工和地面建设设施如井场、道路、管网、站场等占用土地和造成的地表破坏。工程占地改变了原有土壤结构和理化性质，使表层土内有机质含量降低，并且使土壤的富集过程受阻，土壤生产力下降。

在进行地面构筑物施工时，将对施工范围内的土壤表层进行干扰和破坏，土壤表层结构（包括紧实度）、肥力将受到影响，尤其是在敷设管线时，对地表的开挖将对开挖范围内（管沟破土宽以 8m 计）土壤剖面造成破坏，填埋时不能完全保证恢复原状，土壤正常发育将受到影响，土壤易沙化风蚀。

博大采油气管理区气田所在区域内干旱多风，地表盐壳的生态保护作用很大。这种盐壳的形成是由于长期的地表及地下水作用，地表原有的细砂及细粉物质在水的结合下，在地表形成了坚硬的保护层，它稳定地保护着地下的粉细物质，对区域由于风蚀引起的水土流失起着很好的抑制作用。由于勘探、钻井机械、运输车辆及施工人员的活动，地表盐壳受到破坏，这些保护层一旦被破坏，又得经过三到五年才能重新形成，使地表粉细物质全部被吹蚀后才能处于相对稳定状态。因而，区域内的风蚀量会有所增加，进而影响区域空气质量。

油气田的开发建设，都不可避免地会对作业区内局部范围的土壤产生一定程度的石油污染。但由于博大油气开发部气田含油污水没有外排，土壤石油污染仅局限在有油污、落地油产生的井场、废弃泥浆池、应急事故池等处及其近旁的很小范围内。

从现场调查与资料对比分析可以看出，油田作业区土壤石油类污染主要发生在土壤表层，不同土壤类型，石油类污染物在土壤剖面中的迁移分布深度有明显差别。在粘壤质土上，含油污水和落地原油引起的土壤石油类污染，仅限于土壤剖面表层 0—30cm 深度；在风沙土上，石油类污染物下渗迁移深度可达 70cm；在质地粗砾的砾石戈壁带的棕漠土上，油污、含油污水长期排放引起的土壤石油类污染深度可达 200cm 以下。从调查的总体结果看，各种土壤受石油类污染的深度是有限的，在剖面中污染物含量分布由上至下逐步递降。在原油

向下渗透迁移过程中，受土壤剖面质地的影响，小颗粒土壤对原油的吸附、拦截作用较大。从分析数据来看，80%以上原油被截留在表层 50cm 以上土层中。石油排入土壤后，会影响土壤的通透性。因为石油类物质的水溶性一般很小，土壤颗粒受石油污染后不易被水所浸润，形不成有效的土壤内导水通路，渗水量下降，透水性降低，而且积聚在土壤中的石油经，绝大部分是高分子有机物。它们粘着在植物根系上形成一层粘膜，阻碍根系的呼吸与水分的吸收，甚至引起根系的腐烂。石油类物质还可能影响土壤酶的活性，从而干扰作物的生长；过量的石油类物质还可以被作物吸收并沉积于果实，使受污染土壤上生产的粮食不宜食用。

综上所述，油田开发建设正常运行情况下，其特征污染物对于土壤环境的影响较小。对土油池附近土壤中石油类下渗的评价结果表明，土壤中石油类的污染集中在表层 20cm 以上，这主要是人为活动的扰动和石油渗入土壤颗粒间的大孔隙所造成的。类似的调查结果表明，当地面覆盖大量的原油时，石油将沿着结构面、裂隙和根孔下渗到 30cm 以下的土层。因此，对于土油池等设施应做必要的防护措施，以防止石油深度下渗对土壤造成严重污染。

根据土壤监测结果可知，项目区建设用地各项污染因子均满足《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》（GB36600-2018）中第二类用地土壤污染风险筛选值和《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准(试行)》（GB15618-2018）中其他类别土壤污染风险筛选值要求，博大采油气管理区气田开发未对区域土壤环境质量产生明显的污染影响。

3.1.3.7 环境风险回顾

博孜区块隶属于塔里木油田公司塔西南勘探开发公司博大采油气管理区管理，《塔里木油田公司塔西南勘探开发公司博大采油气管理区突发环境事件应急预案》于 2023 年 9 月修编完成应急预案，在阿克苏地区生态环境局拜城县分局进行了备案（备案编号：652926-2023-045-L），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，且未发生过重大风险事故。综合评价认为博大采油气管理区的风险事故管理和安全生产现状良好，现有的风险防范措施和事故应急预案能够满足气田生产的要求。

3.1.4 区块环境管理现状

3.1.4.1 管理体系

博孜 19 区块已建工程日常环境管理工作纳入塔里木油田分公司博大采油气管理区现有 QHSE 管理体系,博大采油气管理区目前制定了建设项目“三同时”管理、污染防治设施运行管理、污染源监测管理、排污口标识标牌规范管理、危险废物全过程管理等环境管理制度,基本建立了源头预防、事中管理、事后考核的环境管理制度体系。

3.1.4.2 排污许可及自行监测执行情况

2016 年 11 月 10 日国务院发布《控制污染物排放许可制实施方案》规定:“落实按证排污责任。纳入排污许可管理的所有企事业单位必须按期持证排污、按证排污,不得无证排污。”博大采油气管理区已于 2023 年 4 月 20 日取得新疆维吾尔自治区阿克苏地区温宿县固定污染源排污登记回执(变更登记编号:9165280071554911XG103X);于 2023 年 4 月 20 日取得新疆维吾尔自治区阿克苏地区拜城县固定污染源排污登记回执(变更登记编号:9165280071554911XG102X)。塔里木油田公司博大采油气管理区按照法律法规规定申领排污许可证工作,取得了博大采油气管理区(博孜试采作业区-拜城)固定污染源排污登记回执(登记编号:9165280071554911XG102X,2024 年 6 月 20 日变更)。

博大采油气管理区每年制定自行监测方案,履行自行监测的职责,自行监测手段为自动监测和手工监测相结合。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)和《排污单位自行监测技术指南 陆上石油天然气开采工业》(HJ1248-2022),博大采油气管理区已建立完善的自行监测制度及排污口规范化管理制度。

博大采油气管理区固定源废气监测针对处理站和井场、试采点等的燃气加热炉(撬)和导热油炉,无组织排放监测包括处理站和井场、试采点等的厂界非甲烷总烃无组织排放。废水针对采出水和生活污水排放口进行监测。噪声对处理站和井场、试采点等的厂界噪声进行监测。其他周边环境质量监测针对生活污水处理装置和固废填埋场环境空气、地下水和土壤进行监测。

3.1.4.3 环境应急预案及应急演练情况

博大采油气管理区于 2023 年 9 月取得《塔里木油田公司塔西南勘探开发公司博大采油气管理区突发环境事件应急预案》的备案证明，备案编号：652926-2023-045-L。博大采油气管理区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；制定了突发环境事件应急演练计划，开展应急培训和应急演练，每年进行 1 次突发环境事件应急演练，演练完成后编制《突发环境事件应急评价总结》；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。

3.1.4.4 博大采油气管理区第一轮清洁生产审核情况

为持续夯实油气田企业安全环保基础，深入推进清洁生产和节能减排，将绿化发展理念贯穿于油气勘探开发全过程，推动油气田企业绿色、低碳、可持续发展。根据国家国土资源部、原环境保护部等六部委联合印发的《关于加快建设绿化矿山的实施意见》（国土资规〔2017〕4 号）要求，中国石油天然气股份有限公司于 2017 年起开展油气田企业绿色矿山创建工作。按照绿色矿山创建工作要求，博大采油气管理区于 2019 年开展清洁生产审核工作。本次清洁生产审核为博大采油气管理区第一轮清洁生产审核。

本轮清洁生产审核工作的成果从能耗物耗评价、产排污达标情况、经济效益、环境效益、清洁生产水平等方面进行了总结。

（1）能耗物耗评价

博大采油气管理区的能源消耗主要分为天然气和电能消耗，通过对能耗综合指标分析可知，2016 年~2018 年，综合能耗呈现出先下降后增长的趋势，2016 年和 2017 年相对 2015 年综合能耗呈下降趋势，主要是由于：

①是通过工艺参数优化，优化路灯启闭时间，合理开启高杆灯数量以及实现 59 口机抽井间抽功能措施，达到了节约电能的目的。

②主要是长明灯优化调整，高低压燃料气回收；2019 年呈增长趋势，是由于单井投产数量增加，天然气处理量增加，所需能耗增加。

物耗主要为新鲜水消耗，2016 年~2019 年用水量趋于平稳，主要用于场站绿化以及生产设施和车辆的清洗。

（2）产排污达标情况

1) 废气达标排放情况

燃料气为天然气干气，属于清洁能源，燃烧后的废气经检测与《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）对标后发现，大气污染物氮氧化物和二氧化硫远低于标准限值要求，排放后对环境的影响较小。各场站非甲烷总烃排放浓度符合《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中无组织排放监控浓度周界外最高点 $4.0\text{mg}/\text{m}^3$ 的限值要求。

2) 废水达标排放情况

①生产污水达标排放情况

站内无生产污水外排。组分为油气田采出水和少量凝析油，经污水处理装置处理后，处理达标后回注地下。

②生活污水达标排放情况

生活污水经排水管收集（其中厨房污水先进入隔油池），进化粪池消化处理后，再经一体化污水处理设备处理，达到污水综合排放二级标准后，春夏季用于绿化，绿化后剩余污水及冬季不能用于绿化的全部污水进入生活污水蒸发池。

3) 固体废物达标排放情况

危险废物主要是含油污泥，委托由库车畅源环保科技有限公司拉运处置，无害化处置率 100%。

生活垃圾和一般工业垃圾集中收集，统一拉运至博大油气开发部垃圾填埋场进行填埋处理。

4) 噪声达标排放情况

噪声源主要为泵类、电机、压缩机、空冷机等设备。噪声源强在 $65\text{dB}(\text{A})\sim 85\text{dB}(\text{A})$ 之间，各站设备全部选用低噪音设备，并设置隔声屏障，通过源头控制、基础减振、隔声、距离衰减等治理措施后，根据监测报告，厂界噪声能够达到《工业企业厂界噪声排放标准》（GB12348—2008）标准的要求。且通过现状调查发现博大采油气管理区各站场周边 100m 范围内均无居民区等环境敏感点，因此，对声环境影响较小。

（3）经济效益分析

通过本轮清洁生产审核后，可为博大采油气管理区带来可观的经济效益，

具体经济效益如下：

1) 总体经济效益情况（直接效益+间接效益）

①无、低费方案经济效益情况：380.34 万元/a。

②中、高费方案经济效益情况：532.18 万元/a。

③总计博大采油气管理区方案经济效益情况：912.52 万元/a。

2) 直接经济效益情况

本次博大采油气管理区总计直接经济效益为 732.26 万元/a。

(4) 环境效益分析

1) 节约资源和能源

通过本轮清洁生产审核，博大采油气管理区在天然气和其它资源等方面均有所降低，其具体节能情况如下：

①无、低费方案节能情况

节约汽油：14.97t/a；

节约水：0.36×10⁴m³/a；

节约电能：275.4725×10⁴kW·h；

节约天然气：179.58×10⁴m³/a。

②中、高费方案节能情况

节约天然气：548.07×10⁴m³/a。

③博大采油气管理区总计方案节能情况

节约水 0.36×10⁴m³/a；

节约汽油 14.97t/a；

节约电能 275.4725×10⁴kW·h/a；

节约天然气 727.65×10⁴m³/a。

2) 总减排量（直接减排+间接减排）

通过本轮清洁生产审核，博大采油气管理区污染物减排效果比较明显，具体减排情况（环境效益）如下：

①博大采油气管理区总计方案减排情况

减少废气排放：8950.095×10⁴m³/a；减少 NO_x 排放：32.6213t/a，减少 SO₂ 排放：26.6323t/a，减少废水排放：5100t/a。

3) 直接减排量

减少废气排放：8950.095×10⁴m³/a；减少 NO_x 排放：13.6143t/a，减少 SO₂ 排放：4.5123t/a，减少废水排放：5100t/a。

(5) 清洁生产水平评价

本次审核适用《石油和天然气开采行业清洁生产评价指标体系》（试行）。

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，综合考评塔里木油田实施清洁生产的状况和清洁生产水平。

定性评价指标：根据国家有关推行清洁生产的产业发展和技术进步政策、资源环境保护政策规定以及行业发展规划选取，用于定性考核塔里木油田对有关政治法规的符合性及清洁生产工作实施情况。

① 评价依据

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

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

b 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。

c 定量评价指标体系的评价基准值代表行业清洁生产的平均先进水平。

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

② 权重分值

清洁生产评价指标的权重值反映了该指标在整个清洁生产评价指标体系中

所占的比重。它原则上是根据该项指标对油气勘探开发企业清洁生产实际效益和水平的影响程度大小及其实施的难易程度来确定的。

③评价指标

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

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

不同类型油气勘探开发企业清洁生产评价指标体系的各评价指标、评价基准值和权重值见表 3.1-8。

2) 评价指标体系计算

①定量评价指标的考核评分计算

企业清洁生产定量评价指标的考核评分，以企业在考核年度（一般以一个生产年度为一个考核周期，并与生产年度同步）各项二级指标实际达到的数据为基础进行计算，综合得出该企业定量评价指标的考核总分值。在计算各项二级指标的评分时，应根据定量评价指标的类别采用不同的计算公式计算。

对指标数值越高（大）越符合清洁生产要求的指标，其计算公式为： $S_i = S_{xi} / S_{oi}$

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。如采用手工计算时，其值取小数点后两位；

S_{xi} —第 i 项评价指标的实际值（考核年度实际达到值）；

S_{oi} —第 i 项评价指标的评价基准值。

本评价指标体系各二级指标的单项评价指数的正常值一般在 1.0 左右，但

当其实数值远小于（或远大于）评价基准值时，计算得出的 S_i 值就会较大，计算结果就会偏离实际，对其它评价指标的单项评价指数产生较大干扰。为了消除这种不合理影响，应对此进行修正处理。修正的方法是：当 $S_i > k/m$ 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），取该 S_i 值为 k/m 。

定量评价考核总分值的计算公式为：

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

式中：

P_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。

由于企业因自身统计原因值所造成的缺项，该项考核分值为零。

②定性评价指标的考核评分计算

定性评价指标考核总分值的计算公式为：

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

式中：

P_2 —定性评价二级指标考核总分值；

F_i —定性评价指标体系中第 i 项二级指标的得分值；

n —参与考核的定性评价二级指标的项目总数。

③综合评价指数考核评分计算

为了综合考核油气勘探开发企业清洁生产的总体水平，在对该企业进行定量和定性评价考核评分的基础上，将这两类指标的考核得分按不同权重（以定量评价指标为主，以定性评价指标为辅）予以综合，得出该企业的清洁生产综合评价指数。

综合评价指数计算公式为：

$$P = 0.6P_1 + 0.4P_2$$

式中： P —清洁生产综合评价指数；

P_1 —定量评价指标考核总分值；

P_2 —定性评价指标考核总分值。

根据目前我国石油和天然气开采行业的实际情况，不同等级的清洁生产企业的综合评价指标见表 3.1-9。

表 3.1-9 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	$P \geq 90$
清洁生产企业	$75 \leq P < 90$

根据清洁生产综合评价指数判定：博大油气开发部清洁生产审核后的定量指标得分 90 分，定性指标得分 81 分，综合评价指数得分 86.4 分，较审核前分数提高了 6.4 分。因此博大油气开发部属于清洁生产企业。

清洁生产的主体是企业自身，是提高企业形象、提高市场竞争力的有效手段，是推动企业技术进步，实现资源综合利用，达到“节能、降耗、减污、增效”目标的有力措施。通过实施环境保护目标责任制、建立 HSE 管理体系、推行清洁生产，全面实现环境保护“增产减污”的发展目标。

表 3.1-8 采油气作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值

定量指标							
一级指标	权重值	二级指标	单位	权重值	评价基准值	实际值	审核后得分
(1) 资源和能源消耗指标	30	综合能耗	kg标煤/t天然气	30	天然气: ≤50	3.28	30
			kg标煤/t采出液		稀油: ≤65	33.5	
(2) 资源综合利用指标	30	余热余能利用率	%	10	≥60	<60	0
		油井伴生气回收利用率	%	10	≥60	≥60	10
		含油污泥资源化利用率	%	10	≥90	≥90	10
(3) 污染物产生指标	40	石油类	mg/L	5	≤10	≤10	5
		COD	mg/L	5	甲类区: ≤100 乙类区: ≤150	≤150	5
		落地原油回收率	%	7.5	100	100	7.5
		采油废水回用率	%	7.5	≥60	≥60	7.5
		油井伴生气外排率	%	7.5	≤20	0	7.5
		采出废水达标排放率	%	7.5	≥80	100	7.5
定性指标							
一级指标	权重值	二级指标			指标分值	审核后得分	
(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			5	5
			天然气净化设施先进、净化效率高			5	5

		采油	套管气回收装置	5	5
			防止落地原油产生措施	5	5
		采油方式	采油方式经过综合评价确定	10	10
		集输流程	全密闭流程，并具有轻烃回收装置	10	10
(2) 环境管理体系建设及清洁生产审核	35	建立 HSE 管理体系并通过认证		10	5
		开展清洁生产审核，并通过验收		20	10
		制订节能减排工作计划		5	5
(3) 贯彻执行环境保护政策法规的执行情况	20	建设项目环保“三同时”制度执行情况		5	5
		建设项目环境影响评价制度执行情况		5	3
		老污染源限期治理项目完成情况		5	3
		污染物排放总量控制与减排指标完成情况		5	5

3.1.5 现有区块污染物排放情况

根据博大采油气管管理区例行监测进行的污染源监测数据，环境影响评价及竣工环境保护验收调查报告、监测结果分析及验收结论，博孜区块现有污染物年排放情况见表 3.1-4。

表3.1-4 博孜区块污染物排放情况一览表 单位：t/a

类别	废气				废水	固废
	颗粒物	二氧化硫	氮氧化物	非甲烷总烃		
博孜区块现有污染物排放量	0.164	0.253	10.091	1.036	0	0

3.1.6 存在环保问题及整改措施

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

现有环境管理体系不完善，缺少温室气体排放及退役期环境管理内容。

整改方案：后期补充完善温室气体排放及退役期环境管理内容，将其纳入现有环境管理体系中。

3.3 工程概况

3.3.1 工程基本情况

项目名称：塔里木油田克拉苏气田博孜 19 区块白垩系巴什基奇克组试采项目；

建设性质：改扩建；

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；

项目投资：总投资 6385.95 万元；

建设地点：本项目位于克拉苏气田博孜 19 区块，隶属于新疆维吾尔自治区阿克苏地区拜城县和温宿县境内，西南方向距温宿县城约 79km，东北侧距离拜城县约 55km，中心地理坐标为：东经 81°09'47.1577"，北纬 41°43'45.3370"（博孜 102-4 集气站）。本项目地理位置图见图 3.3-1。

劳动组织及定员：根据数字化、自动化设计水平，气田井场、阀室实现无人值守，无新增定员。

3.3.2 建设内容及规模

本项目主要建设内容包括：①新钻采气井 1 口（博孜 1905 井）、新建标准化井场 2 座（博孜 1902 井、博孜 1905 井），配套单井采气支线 2.4km，均采用气液混输工艺，管道选用材质为双向不锈钢；②博孜 108 井及 DB13-3 井个新建一座 500KW 加热炉、新建博孜 19 井扩建计量分离器橇 1 座、3 井式轮井计量阀组 1 座；新建博孜 3 试采干线切改阀室 1 座；博孜 101 清管站新建清管发球筒 1 座（利旧博孜 3 试采干线发球筒，从博孜 3 集气站拆除搬运至博孜 101 清管站）；博孜天然气处理厂集气装置区扩建收球筒 1 座（利旧已建博孜 3 试采干线收球筒，从博孜 101 清管站拆除搬运至博孜处理站集气装置区）；③新建博孜 19 井至博孜 102-4 集气站集气复线 3.95km；新建博孜 102-4 集气站至博孜 1 集气站集气复线 1.85km；新建博孜 3 试采干线切改阀室至博孜处理厂切改管线 0.75km，与博孜 3 试采干线东段相连，西段封存；新建大北 17 井场至博孜 108 井燃料气管线 2.21km；新建大北 12-9 阀室到 DB13-3 井场燃料气管线 2.25km；④新建木扎提河防洪堤 9.99km；⑤新建巡检道路 2.5km，防洪工程临时道路 9.99km；⑥新建电力线长度 1.307km，配套配套电力、通信、自控、土建、机械、防腐等工程。其中博孜 1902 井钻井工程于 2023 年 12 月 13 日由阿克苏地区生态环境局出具《关于 BZ1902 井钻井工程（勘探井）环境影响报告表的批复》（阿地环审〔2023〕683 号），本项目不再重复评价。本项目总体平面布置见图 3.3-2。

本项目建设规模按 2026 年最大产量确定，气量最大 $1.0 \times 10^8 \text{m}^3/\text{a}$ ，产油量最大 $3.2 \times 10^4 \text{t/a}$ 。

3.3.3 工程组成

本项目建设规模一览表见 3.3-1。

表 3.3-1 工程组成一览表

工程类别	工程名称	工程内容及规模
主体工程	钻前工程	主要为井场场地平整和通井道路，建设应急池、岩屑池、主副放喷池、活动房等
	钻井工程	新钻采气井 1 口（博孜 1905 井）。采用常规钻井工艺，主体采用塔标 II 五开井身结构，使用 ZJ80 及以上钻机，套管射孔完井，钻达设计井深 7900m，一开、二开采用聚合物体系，三开采用 KCl 聚磺体系，四开、五开采用

	油基钻井液体系，优选钻井液密度防漏防卡。	
	井场工程	新建2座气井标准化井场：博孜1902井、博孜1905井
	站场工程	①博孜108井及DB13-3井各新增1台500KW燃料气真空加热节流橇； ②博孜19井扩建计量分离器橇1座、3井式轮井计量阀组1座； ③新建博孜3试采干线切改阀室1座； ④博孜101清管站新建清管发球筒1座（利旧博孜3集气站拆除设备）； ⑤博孜天然气处理站集气装置区新建清管收球筒1座（利用博孜101清管站拆除设备）。
	集输工程	采气支线 博孜1902井至博孜19井，长1.25km，DN65，双相不锈钢管 博孜1905井至博孜19井，长1.15km，DN65，双相不锈钢管
		集气复线 博孜19井至博孜102-4集气站，长3.95km，DN100，双相不锈钢管 博孜102-4集气站至博孜1集气站，长1.85km，DN150，无缝钢管
		切改管线 博孜3试采干线切改阀室至博孜天然气处理厂，长0.75km，DN150，无缝钢管，与博孜3试采干线东段相连，西段封存
		燃料气管线 ①新建大北17井场至博孜108井燃料气管线2.21km，管径DN50，压力1.6MPa； ②新建大北12-9阀室到DB13-3井场燃料气管线，2.25km，管径DN50，压力1.6MPa。
	油气外输	
	博孜1902井、博孜1905井原料气均接入博孜19井轮井计量，新建博孜19井集气干线及博孜102-4集气复线，同时利用已建集输管网，油气混输至博孜天然气处理站处理。	
	供电工程	博孜1902井和博孜1905井场各新建35/0.4kV杆式变电站1座，新建35kV单回架空线路，电源引自35kV博宛线，采用单电源单变压器供电方式。博孜19井、博孜101清管站及博孜1集气站利用站内现有电源。
	自控工程	本项目2座井场建成后，将采用“定期巡检+集中监控”的生产管理模式，井场实现“无人值守，定期巡检，集中监控的”自动化水平。井场新建井口RTU控制系统。
	通信工程	本项目推荐有线通信系统采用工业以太网交换机组网。
	消防工程	本项目消防依托博孜消防站，站内配备3辆重型消防车。每口单井配置8具手提式磷酸铵盐干粉灭火器，4具灭火器箱，1座消防器材间。
公辅工程	防腐保温	管道外壁喷砂除锈Sa2.5级，单井采气支线、博孜19井集气复线与博孜102-4集气站至博孜1集气站集气复线埋地保温管道防腐层均采用无溶剂液态环氧涂料，厚度 $\geq 400\mu\text{m}$ ；博孜3试采干线切改部分埋地碳钢保温管道防腐层采用常温型加强级三层PE外防腐层。
	防洪工程	新建防洪堤9.99km，其中，防洪堤-1长5.11km，防洪堤-2长2.12km，防洪堤-3长2.76km；根据《油气输送管道穿越工程设计规范》（GB50423-2013）及《防洪标准》（GB50201-2014）确定设计洪水重现期为50年一遇，施工期设计防洪等级为5年一遇。根据《水利水电工程等级划分及洪水标准》（SL252—2017）确定堤防级别2级，临时工程级别为5级。
	道路工程	博孜1902井场和博孜1905井场的钻前道路修缮加固后作为井场正式巡检道路，总长2.5km，设计速度20km/h，路基宽4.5m，路面3.5m，两侧各0.5m土路肩。填方路基边坡1:1.5，挖方边坡1:1。路基填料采用素砾

		类土。防洪堤建设工程中临时施工道路9.99km。
环保工程	废气	施工期：施工扬尘、作业机械废气、车辆尾气排放，采取进出车辆减速慢行、物料苫盖、使用国家合格燃料，不超负荷运行等措施； 运营期：采用密闭集输工艺； 退役期：采取洒水抑尘的措施。
	废水	施工期：管道试压废水循环使用，结束后用于洒水降尘；施工营地建设1座300m ³ 生活污水池（采用撬装组合型钢板池），采用“环保防渗膜+混凝土”防渗，产生的生活污水暂时排入生活污水池，定期拉运至拜城县污水处理厂处理；钻井废水全部回收用于配制泥浆；酸化压裂废水采取不落地直接排入回收罐中，作为二次改造液对博孜区块内老井储层进行二次改造，改造后见油气显示，则随油气输至博孜天然气处理厂处置，改造后若再次返排压裂液，则运至克拉苏钻试修废弃物环保处理站处理。 运营期：运营期废水包括采出水和井下作业废液，采出水随油气混合物一起进入博孜天然气处理厂处理达标后回注地层，井下作业废液采用专用废水回收罐收集，运至克拉苏钻试修废弃物环保处理站处理； 退役期：无废水产生。
	噪声	施工期：选用低噪施工设备，合理安排作业时间； 运营期：选用低噪声设备、基础减振； 退役期：合理安排作业时间。
	固体废物	施工期：施工土方全部用于管沟和井场回填；施工废料不可回收利用部分及生活垃圾拉运至大北固废填埋场处理；钻井岩屑随泥浆一同进入泥浆不落地系统，非磺化水基泥浆，采用泥浆不落地技术在井场进行固液分离，分离后的固相排入防渗岩屑池对其进行达标检测，经检测满足《油气田含油污泥及钻井固体废物处理处置控制要求》（DB65/T3997-2017）要求后，可用于铺垫油区内的井场、道路，不得用于填充自然坑洼；磺化水基泥浆废弃物收集后由第三方运输至克拉苏油田钻试修废弃物环保处理站处理；产生的油基泥浆使用药剂搅拌固化工艺进行减量化收集，收集后装入吨包袋运输至中石化江汉石油工程有限公司拜城环保分公司新疆油基岩屑处理站处理；废机油采用钢制桶装收集后暂存在井场撬装式危废暂存间内，和废防渗材料、废烧碱包装袋一起由钻井队区域具有危废处置资质的公司接收处置；生活垃圾集中收集后，拉运至拜城县垃圾填埋场处理。 运营期：落地油及废防渗材料均属于危险废物，收集后依托区域具有危废处置资质的公司接收处置； 退役期：建筑垃圾送大北固废填埋场填埋处置，废弃管线维持现状，管线内物质应清空干净，并按要求进行吹扫，确保管线内无残留采出液，管线两端使用盲板封堵。
	生态保护	施工期：严格控制施工作业带宽度，填埋所需土方利用管沟挖方，做到土方平衡，临时堆土防尘网苫盖，设置限行彩条旗； 运营期：管线上方设置标志，定时巡查井场、站场及管线。 退役期：地面设施拆除、封井和井场清理等工作。
	环境风险	运营期：管道上方设置标识，定期对管道壁厚进行超声波检查，井场设置可燃气体报警仪，完善突发环境事件应急预案； 退役期：保证采取的固井、封井措施有效可行，防止发生油水窜层。

依托工程	博孜天然气处理厂	博孜天然气处理厂位于新疆维吾尔自治区阿克苏地区温宿县，主要收集处理博孜区块和临近的大北 14 区块天然气，天然气经集气干线气液混输至博孜天然气处理厂集气装置入口，经集气装置气液分离器分离后，分离天然气经空冷器降温后进入脱水脱烃装置进行处理，脱水脱烃装置出来的天然气进入天然气脱固体杂质装置吸附去除固体杂质后作为产品气外输。从集气装置气液分离器分离出来的烃液，经流量计计量后进入凝析油处理装置，经凝析油处理装置稳定的凝析油送至罐区储存，定期装车外运。
	克拉苏钻试修废弃物环保处理站	克拉苏钻试修废弃物环保处理站位于阿克苏地区拜城县西南部，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，设计聚磺体系泥浆钻井岩屑处置规模 1000m ³ /d。
	中石化江汉石油工程有限公司拜城环保分公司新疆油基岩屑处理站	中石化江汉石油工程有限公司拜城环保分公司新疆油基岩屑处理站位于新疆阿克苏地区拜城县赛里木镇以北 10 公里处，油基岩屑处理规模为 330m ³ /d。
	拜城县污水处理厂	拜城县生活污水处理厂位于拜城县西南部，本项目西南距拜城县生活污水处理厂 44km。设计处理规模为 8000m ³ /d，目前日接纳 6000m ³ 废水，目前尚有较大富余量，能够满足本项目施工期生活污水处置。
	拜城县垃圾填埋场	拜城县生活垃圾填埋场位于县城以北 10km 处，采用卫生填埋法并建设相应供排水、供电、道路等配套工程和附属设施。一期处理规模为 90t/d，二期处理规模为 200t/d。拜城县生活垃圾填埋场设计有效库容为 50.48 万 m ³ ，现状已使用库容为 41.8 万 m ³ ，剩余库容为 8.68 万 m ³ 。本项目施工期产生的生活垃圾共计约 6.75t，可依托该填埋场处置。

3.3.4 油气资源概况

3.3.4.1 气藏特征

(1) 地层特征

博孜 19 井白垩系巴什基奇克组取心一筒，岩石类型以中、细粒长石岩屑砂岩为主，少量岩屑长石砂岩。岩石颗粒组分中石英含量为 35%~48%，平均 41.8%；长石含量为 10%~32%，平均 25.8%，以钾长石为主，其次为斜长石；岩屑含量为 25%~37%，平均 31.5%，以变质岩岩屑为主（14%~25%），其次为岩浆岩岩屑（8%~12%）和沉积岩岩屑（3%~5%）；碎屑颗粒分选中等~好，磨圆度为次棱~次圆，颗粒以点~线接触为主。填隙物含量为 1%~27%，平均为 7.81%；其中，杂基含量为 1%~22%，平均 3.8%，主要为泥质；胶结物含量为 0~26%，平均 5.5%，类型以方解石为主，见少量硬石膏、硅质和自生钠长石。

(2) 构造特征

博孜 19 号构造位于拜城断裂带博孜段，属于拜城断裂带北部的断背斜构造，其北部上盘为博孜 1 号构造，南部上盘为博孜 28 号构造，西部与博孜 2 号构造相接。博孜 19 号构造为受两条北倾断裂控制断背斜构造，构造走向与边界断裂走向基本一致，为近东西走向。边界断裂在剖面上表现为上陡下缓的特征，向上消失于古近系膏盐岩层中，向下逐渐变缓延伸至侏罗系煤系地层。

本次以北翼自生圈闭溢出点海拔-6480m 圈定博孜 19 号构造圈闭范围，断背斜面积为 32km²，圈闭幅度为 460m，高点海拔为-6020m，高点埋深为 7588m，圈闭东西长约 17.6km，南北宽约 2.2km，长短轴之比 8:1。

(3) 储层特征

博孜-大北地区储层为白垩系巴什基奇克组和巴西改组，该套储层在区域上广泛分布，博孜 19 区块目的层系为巴什基奇克组，巴什基奇克组一、二段发育辫状河三角洲前缘沉积，巴什基奇克组第三段发育扇三角洲前缘沉积，沉积微相以水下分流河道为主，砂体纵向叠置，横向连片，分流间湾泥岩单层厚度薄且不连续。

博孜 19 井储层孔隙类型均以原生粒间孔、粒间溶孔为主，其次为粒内溶孔，少量微裂缝。博孜 19 井白垩系巴什基奇克组成像测井解释裂缝发育，以高角度缝为主，共解释裂缝 93 条，其中张开缝 58 条、半张开缝 35 条，裂缝线密度为

0.32 条/m，裂缝走向杂乱。

博孜 19 井白垩系巴什基奇克组测井解释有效储层孔隙度主要分布区间为 3.5%~11.2%，平均孔隙度 6.0%；渗透率主要分布区间为 0.087mD~0.854mD，平均渗透率 0.219mD，基质表现为特低孔~特低渗储层特征。

（4）气藏特征

气藏温压采用博孜 19 井 2024 年 5 月 12 日关井油压 95.859MPa、试油期间 7187.55m 实测温度 137.1℃，梯度借用博孜 12 井实测压力梯度 0.43MPa/100m、温度梯度 1.52℃/100m，折算至气藏中深 7946.94m 处原始地层压力 130.03MPa，原始地层温度 148.64℃，压力系数 1.67，属于常温高压气藏。

3.3.4.2 天然气物性

博孜 19 井取得 3 个合格天然气分析样品。分析结果表明，气藏天然气平均相对密度为 0.6836，天然气甲烷平均含量 82.36%，乙烷平均含量 9.99%，丙烷及以上平均含量 4.97%，氮气平均含量 1.69%，二氧化碳平均含量 0.97%，不含硫化氢。

3.3.4.3 凝析油物性

博孜 19 井取得 3 个合格原油分析样品。20℃时地面原油密度 0.7815g/cm³~0.7861g/cm³，平均 0.7839g/cm³。50℃时动力粘度 1.102mPa·s~1.155mPa·s，平均 1.13mPa·s。凝固点 -6~-2℃，含硫 0.0026%~0.045%，平均 0.0228%，含蜡 8.9%~10.4%，平均 9.7%，胶质平均 0.07%，沥青质平均 0.03%。原油性质具有轻质、低粘度、高含蜡的特点。

3.3.4.4 地层流体 PVT 分析

博孜 19 井试油测试期间取得 PVT 样 1 支，开展相关试验取得相关 PVT 性质参数。井流物组成：C₁+N₂ 为 72.84%，C₂~C₆+CO₂ 为 18.32%，C₇⁺ 为 8.84%，组分三角图中属于凝析气藏。PVT 分析采用地层压力 126.76MPa，温度 140.18℃，求得该条件下露点压力 36.86MPa，体积系数为 2.7877×10⁻³m³/(标)m³。临界压力 34.34MPa，临界温度 45.78℃，临界凝析压力 37.27MPa，临界凝析温度 331.7℃，为高含凝析油凝析气藏。

3.3.5 建设规模及开发指标预测

（1）建设规模

本项目新钻采气井 1 口（博孜 1905 井）、新建标准化井场 2 座（博孜 1902 井、博孜 1905 井），配套单井采气支线 2.4km，均采用气液混输工艺，管道选用材质为双向不锈钢；根据博孜 19 区块井场的井位坐标和地形，本项目采取气液混输工艺，集输系统采用辐射状管网。博孜 1902 井、博孜 1905 井原料气均接入博孜 19 井轮井计量，新建博孜 19 井集气干线及博孜 102-4 集气复线，同时利用已建集输管网，油气混输至博孜处理站处理。本项目建设包括新部署新井 2 口，规模按 2026 年最大产量确定，气量最大 $1.0 \times 10^8 \text{m}^3/\text{a}$ ，产油量最大 $3.2 \times 10^4 \text{t}/\text{a}$ 。

（2）开发指标预测

本项目试采预测指标如下表。

表 3.3-2 本项目单井配产表

序号	井名	目的层	井位坐标		井深 (m)	单井配产		生产 压差 (MPa)	投产 时间 (a)	备注
						油	气			
			X	Y		(t/d)	($10^4 \text{m}^3/\text{d}$)			
1	博孜 1902	巴什基奇克组	14514946	4618758	7900	48.5	15	6.9	2025	本次部署
2	博孜 1905	巴什基奇克组	14516849	4618993	7900	48.5	15	7.6	2025	本次部署
合计		//	//	//	//	97	30	//	//	//

表 3.3-3 博孜 1902 井指标预测表

时间	日产气	日产油	日产水	年产气	年产油	年产水	累产气	累产油	累产水	井口压力	井口温度
年	10 ⁴ m ³ /d	t/d	t/d	10 ⁸ m ³	10 ⁴ t	10 ⁴ t	10 ⁸ m ³	10 ⁴ t	10 ⁴ t	MPa	℃
2025	15.00	48.58	0.00	0.14	0.44	0.00	0.14	0.44	0.00	86.32	29.71
2026	15.00	48.58	0.00	0.50	1.60	0.00	0.63	2.04	0.00	84.35	29.71
2027	15.00	48.58	0.00	0.50	1.60	0.00	1.13	3.64	0.00	82.42	29.70
2028	15.00	48.58	3.64	0.50	1.60	0.12	1.62	5.25	0.12	80.56	29.70
2029	13.44	43.52	10.20	0.44	1.436	0.34	2.06	6.68	0.46	78.74	29.32
2030	11.39	36.90	21.12	0.38	1.22	0.70	2.44	7.90	1.15	77.03	28.62
2031	9.14	29.61	31.50	0.30	0.98	1.04	2.74	8.88	2.19	75.04	27.97
2032	6.95	22.49	44.62	0.23	0.74	1.47	2.97	9.62	3.67	72.79	27.08
2033	4.99	16.17	51.32	0.16	0.53	1.69	3.14	10.15	5.36	69.61	26.56
2034	3.40	11.00	48.66	0.11	0.36	1.61	3.25	10.52	6.96	65.44	25.58
2035	2.19	7.09	40.98	0.07	0.23	1.35	3.32	10.75	8.32	61.40	23.89
2036	1.33	4.32	32.91	0.04	0.14	1.09	3.36	10.89	9.40	57.41	21.96
2037	0.77	2.49	23.57	0.03	0.08	0.78	3.39	10.97	10.18	52.99	20.28

表 3.3-3 博孜 1905 井指标预测表

时间	日产气	日产油	日产水	年产气	年产油	年产水	累产气	累产油	累产水	井口压力	井口温度
年	10 ⁴ m ³ /d	t/d	t/d	10 ⁸ m ³	10 ⁴ t	10 ⁴ t	10 ⁸ m ³	10 ⁴ t	10 ⁴ t	MPa	℃
2025	15.00	48.58	0.00	0.14	0.44	0.00	0.14	0.44	0.00	86.32	29.71
2026	15.00	48.58	0.00	0.50	1.60	0.00	0.63	2.04	0.00	84.35	29.71
2027	15.00	48.58	0.00	0.50	1.60	0.00	1.13	3.64	0.00	82.42	29.70
2028	14.27	46.21	7.03	0.47	1.52	0.23	1.60	5.17	0.23	80.56	29.70
2029	12.28	39.77	18.93	0.41	1.31	0.62	2.00	6.48	0.86	78.74	29.32
2030	9.56	30.97	36.02	0.32	1.02	1.19	2.32	7.50	2.05	77.03	28.62

2031	6.74	21.83	47.16	0.22	0.72	1.56	2.54	8.22	3.60	75.04	27.97
2032	4.30	13.92	56.09	0.14	0.46	1.85	2.68	8.68	5.45	72.79	27.08
2033	2.48	8.03	51.77	0.08	0.26	1.71	2.76	8.95	7.16	69.61	26.56
2034	1.29	4.19	37.66	0.04	0.14	1.24	2.81	9.09	8.40	65.44	25.58
2035	0.61	1.98	23.26	0.02	0.07	0.77	2.83	9.15	9.17	61.40	23.89

3.3.6 主体工程

本工程主体工程主要包括：钻前工程、钻井工程、储层改造工程、站场工程及集输工程。

3.3.6.1 钻前工程

本工程新钻 1 口采气井（博孜 1905 井），需进行钻前工程建设为后续钻井提供便利条件。钻前工程主要建设内容包括修建进场道路、钻井区域地表植被清理、场地平整、池体修建以及配套的营地建设等，施工周期约 10d。

营地一般建设在井场周边 500m 至 1km 处，主要分布在主干道周边，营地建设主要为地表植被清理、场地平整、撬装房安装、生活污水池开挖等内容。

表 3.3-4 单座井场钻井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
钻前工程					
1	井场面积	/	m ²	14000	新建，100m×140m
2	钻井基础	--	套	1	新建
3	应急池	100m ³	个	1	随钻不落地回收系统出现事故时，临时存放钻井岩屑。施工采用环保防渗膜+混凝土设施。
4	岩屑池	1000m ³	个	1	暂存膨润土泥浆钻井岩屑。施工采用环保防渗膜设施。
5	主放喷池	100m ³	个	1	施工采用环保防渗膜+钢板设施。
6	副放喷池	100m ³	个	1	施工采用环保防渗膜+钢板设施。
7	生活污水池	300m ³	个	1	临时生活区占地面积 3500m ² （50m×70m）
8	活动房	--	座	40	

钻前工程施工机械主要为装载机、挖掘机、推土机等，单座井场钻前工程阶段所需设备设施情况见表 3.3-5。

表 3.3-5 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

3.3.6.2 钻井工程

（1）井位部署

本项目新建 1 口采气井（博孜 1905 井），主体采用塔标Ⅱ五开井身结构，总进尺长度 7900m，完钻周期 210 天，完井周期 260 天，目的层

			293.45	泥岩段底（盐岩段顶）	6690~6790		
4	~7754	241.3	196.85	古近系库姆格列木群膏盐岩段底（封完全部盐层）	6450~6690	生产套管悬挂段固井 6450~7754	悬挂
			206.38		6690~7754		
5	~7900	168.3	139.7	白垩系舒善河组（未穿）	7354~7892	尾管悬挂固井 7354~7900	
全井完钻后，回接生产套管			206.38		0~800	0-6450	回接
			196.85		800~6450		

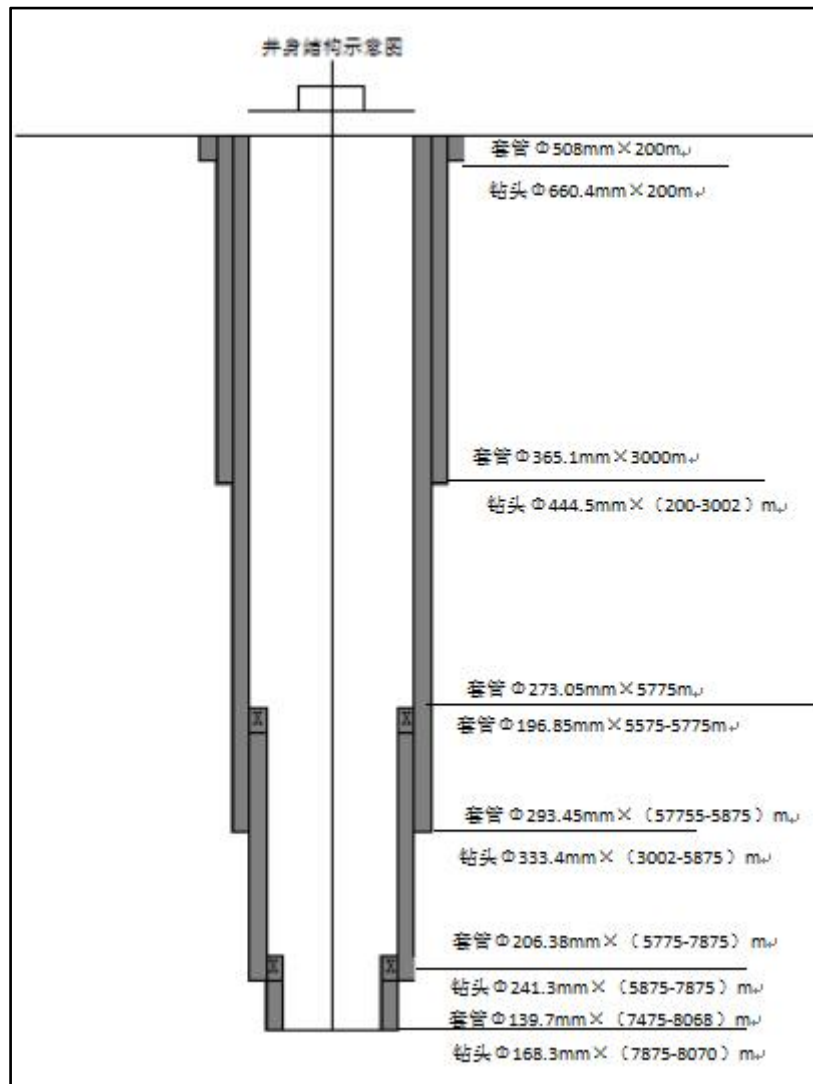


图 3.3-3 直井采气井井身结构示意图

(3) 钻井液体系

一开：钻遇表层第四系砾岩，为便于防窜漏、防垮塌、携岩和快速钻进，选择高粘切的膨润土-聚合物钻井液体系钻进。

二开：钻遇第四系和新近系库车组砾石层段，本开次为快速钻进井段，从抑制钻屑分散、保护环境出发，本井段使用强包被、强抑制、不分散的聚合物体系。参考邻井实钻经验和井下实际情况进行体系及密度调整。

三开：钻遇新近系库车组、康村组、吉迪克组、古近系苏维依组、库姆格列木群上泥岩段。为了适应地层压力和温度逐步升高的特点，本开次使用 KCl-聚磺钻井液体系。

四开：钻遇库姆格列木群盐岩段～膏盐岩段，为了防止盐溶和增强钻井液抑制能力，继续采用油基钻井液体系钻进。

五开：钻遇库姆格列木群下泥岩段、白垩系地层，从保护油气层和防止地层垮塌延续使用油基钻井液体系。

本项目钻井液体系见表 3.3-7。

表 3.3-7 钻井液体系

开次	一开	二开	三开	四开	五开
层位	Q	~N ₂ k	~E ₁₋₂ km	~E ₁₋₂ km	~K _{1s}
井段, m	0-200	-3002	~6790	-7754	~7900
相对密度	1.05~1.15	1.15~1.40	1.40~1.95	2.15~2.35	1.64~1.90
体系	膨润土-聚合物	聚合物/KCl-聚合物	KCl-聚磺	油基	油基

(4) 固井方式

一开内插法固井；二开单级固井；三开双级固井；四开尾管+回接固井；五开尾管固井。

(5) 完井方式

本次新钻井采用选用套管固井射孔完井筛管完井。

(6) 钻井工程主要设备设施

钻井工程主要设备为机械钻机，试油过程设备为采油(气)树及计量分离装置、原油储罐等。均采用 ZJ80D 及以上钻机，见表 3.3-8。

表 3.3-8 单座井场主要设备设施情况一览表

部件名称	数量	功能参数及技术要求
一、井架及底座		
井架	1 套	1、最大载荷≥6750kN；2、有效高度≥48m，前开口型。
底座	1 套	1、转盘梁最大载荷≥6750kN；2、立根载荷≥3250kN；
二、提升系统		
天车	1 台	最大钩载≥6750kN
游车	1 台	
大钩	1 台	
水龙头	1 台	1、最大钩载 6750kN；2、额定工作压力≥52MPa
三、转盘		
转盘	1 台	1、规格 ZP375Z；2、通孔直径Φ37 1/2"(952.5mm)；3、最高转速 300r/min；4、最大静载荷 7250kN。

部件名称	数量	功能参数及技术要求
四、绞车		
绞车	1 台	1、名义钻探范围(6000~9000)m(Φ 114mm 钻杆);2、额定功率 $\geq$ 2237kW;3、最大提升速度不低于 1.4m/s; 4、最大快绳拉力 $\geq$ 643kN。
五、钻井液循环系统		
钻井泵及其驱动电机	3 台	1、最低配置要求: 2 台 2200HP+1 台 1600HP; 2、推荐配置要求: 2 台 2200HP+1 台 3000HP; 3、最大排出压力 $\geq$ 52MPa。
钻井液管汇	1 套	1、额定工作压力 $\geq$ 70MPa; 2、双立管; 3、正灌和反灌管线应有隔断闸门、互不干涉; 4、配置抗震压力表, 每根立管安装 1 个, 位置要便于司钻观察。
振动筛	4 台	1、高频振动筛; 2、清除粒度为 74 μ m 以上的固相; 3、处理量 $\geq$ 180m ³ /h, 60 目筛网, 钻井液 1.85g/cm ³ ; 4、筛网目数: (60~200) 目; 5、振动形式: 直线、平动或椭圆形。
清洁器	1 套	含除砂器、除泥器、除气器等。
离心机	2 台	
循环罐	1 套	1、有效容积 $\geq$ 600m ³ , 不包含锥形罐; 2、罐与罐之间采用开口明槽连接; 3、将一个循环罐分隔为前后仓, 其中一仓容积为 (30~45) m ³ , 能够与钻井泵、加重泵连接, 用以堵漏和配解卡剂。根据承钻井工况, 罐容可适当进行调整。
储备罐	1 套	1、有效容积 $\geq$ 240m ³ ; 2、配备独立循环加重系统。根据承钻井工况, 罐容可适当进行调整。

(7) 钻井工程主要原辅材料

工程原辅材料消耗主要为钻井工程中钻井液调配、钻井等工艺消耗的水、水泥、防塌润滑剂以及降失水剂等, 消耗的能源主要有水、电, 柴油发电机作为备用电源, 电路故障时使用, 其他材料均为袋装, 由汽车拉运进场, 堆存于场内原辅材料存放区内, 原材料消耗见表 3.3-9。

表 3.3-9 单座施工井场钻井主要原辅材料消耗一览表

序号	材料名称	规格型号	单位	数量	备注
1	新鲜水	--	m ³	117.6/122.4	直井/大斜度井, 由罐车拉运至井场, 主要用于配置钻井液
2	水泥+硅粉	--	t	1141.67	固态原料
3	磺化酚醛树脂	--	t	38.78	磺化钻井液配制
4	磺化褐煤树脂	--	t	14.63	磺化钻井液配制
5	加重剂	--	t	12.21	主要成分为 CaCO ₃ , 用于减轻钻井液对产层的损害
6	氯化钾	--	t	2.68	用于配制钻井液
7	酸溶性矿物纤维	--	t	19.27	用于配制钻井液
8	超细碳酸钙 I 型	--	t	1.25	用于配制钻井液
9	超细碳酸钙 II 型	--	t	1.25	用于配制钻井液
10	碱式碳酸锌	--	t	0.94	用于配制钻井液
11	烧碱	--	t	1.99	基础材料, 用于调节钻井液 pH 值
12	防塌剂	K-PAM	t	17.72	聚丙烯酰胺钾盐, 具有包被、防塌性能

13	降失水剂	LS-2	t	1.17	聚乙烯、聚丙烯塑料调节泥浆的流动性、抗压强度
14	增粘剂	CMC-HV	t	13.21	羧甲基纤维素钠，具有增粘、絮凝、改流型、降滤失等作用
15	润滑剂	FRH	t	0.68	极化性沥青+皂化沥青+固体润滑剂，防塌
16	柴油	--	m ³	28.7	柴油作为项目发电机的原料

3.3.6.3 储层改造工程

储层改造工程主要酸化压裂以及后续的测试放喷。

(1) 储层改造工艺

根据地质与气藏工程方案推荐方案，结合储层钻、录、测结果具体情况及库车山前改造工艺优选准则，本项目井场推荐采用酸化或酸压工艺。

(2) 压裂方案

根据博孜区块改造情况统计，选用区块成熟改造液体系，推荐主体采用瓜胶压裂液（造长缝）和非交联压裂液（激活天然裂缝），根据储层实际压力情况，考虑压裂液是否加重。结合本区块改造的需求，具体用液组合需根据不同改造工艺优选改造液组合。由于涉及商业机密，本次酸化压裂液未给出具体成分与配比。

(3) 储层改造设备配置

压裂施工设备分为地面动力机械设备和井下工具，具体设备设施情况见表 3.3-10。

表 3.3-10 单座井场储层改造施工所用机械一览表

设备或部件名称	参数	数量	备注
地面动力机械设备			
2000 型主压车	—	1 辆	向井内注入高压的压裂液
地面动力机械设备			
供液车	—	1 辆	压裂液
管汇车	—	1 辆	由高压三通、四通、单流阀、控制阀等部件组成
仪表车	—	1 辆	计量仪表
压裂液在线混配车	—	1 辆	在线混配压裂液
井下工具			
喷砂器		2 套	向地层喷砂液，同时形成节流压差
封隔器	—	2 套	分隔井的压裂层段
水力锚		2 套	固定井下管柱

过新建采气管线，就近搭接至已建集气站轮井计量阀组，经轮井计量后通过已建集气支线、集气干线输至博孜天然气处理厂。

本项目新建管线具体内容见表 3.3-12。

表 3.3-12 新建集输管道具体内容一览表

序号	管线名称	长度 (km)	管径 (mm)	设计压 力(MPa)	起点	终点	材质
1	博孜 1902 井采气支线	1.25	DN65	20	博孜 1902 井	博孜 19 井	LC65-2205 双相不锈钢
2	博孜 1905 井采气支线	1.15	DN65	20	博孜 1905 井	博孜 19 井	LC65-2205 双相不锈钢
3	博孜 19 井至博孜 102-4 集气站集气干线	3.95	DN80	20	博孜 19 井	博孜 102-4 集气站	LC65-2205 双相不锈钢
4	博孜 102-4 集气站至博孜 1 集气站集气复线	1.85	DN150	20	博孜 102-4 集气站	博孜 1 集气站	L360N 无缝钢管
5	切改阀室至博孜天然气处理厂切改管线	0.75	DN150	20	切改阀室	博孜天然气处理厂	L360N 无缝钢管
6	大北 17 井至博孜 108 井燃料气管线	2.1	DN50	1.6	大北 17 井	博孜 108 井	L245N 无缝钢管
7	大北 12-9 阀室至 DB13-3 井场燃料气管线	2.25	DN50	1.6	大北 12-9 阀室	DB13-3 井	L245N 无缝钢管
合计		13.3	//	//	//	//	//

本项目线路部分主要工程量见表 3.3-13。

表 3.3-13 本项目集输管道线路主要工程量表

序号	项目	单位	数量	备注
博孜 1902 井采气支线				
1	集输管线全长（一级二类地区）	m	1250	
2	管材-直管			
	D73×4mm LC65-2205 双相不锈钢管	m	1242	SY/T6601-2017
	无溶剂液态环氧涂料（厚度≥400μm）+聚氨酯泡沫塑料保温层（厚度 30mm）—聚乙烯防护层（厚度 1.4mm），两端带防水帽			
3	热煨弯管（R=5D）			
	D73×4mm LC65-2205 双相不锈钢管	个	8	共计 8.0m
	无溶剂液态环氧涂料（厚度≥400μm）+聚氨酯泡沫塑料保温层（厚度 30mm）—“虾米腰搭接”聚乙烯防护层（厚度 3.0mm），两端带防水帽			
	90°	个	8	L=8.0m
4	穿越			
1)	开挖加套管穿越砾石路	m/处	48/4	DN600 混凝土管
	钢筋混凝土套管 RCP III 600×2000（GB/T	节	24	

	11836-2023)			
	木板	m ²	4	
	石油沥青	kg	488	
	麻丝	kg	74.8	
	42.5 级普通硅酸盐水泥	kg	52.8	
	中砂	m ³	0.16	
	红砖	块	372	
	绝缘橡胶板 t=8mm	m ²	5.44	
	聚乙烯支撑块	组	32	
	钢筋混凝土管及配套橡胶密封圈	节	24	
	细砂或泡沫混凝土填充	m ³	14	
2)	已建地下管道穿越	次	1	
3)	已建地下电(光)缆穿越	次	1	
5	附属设施			
	线路标志桩	个	10	
	里程桩	个	1	
	警示牌	个	2	
	警示带(宽 250mm)	m	1250	
	水工保护(石笼护底)	m ³	250	
7	征地			
	施工临时占地	10 ⁴ m ²	1.0	合 15.0 亩
	永久占地	m ²	13	标志桩、警示牌
8	土石方量			
	扫线土石方量	10 ⁴ m ³	0.3	III级
	管沟土石方量	10 ⁴ m ³	1.05	III级
	细土回填量	10 ⁴ m ³	0.1	原土采筛
	人工开挖	m ³	100	
9	焊口检验			
	X 射线检测 DN65	口	125	
	渗透检测 DN65	口	125	
10	地表划分(地貌恢复)			8m 作业带
	河床荒地	m	1250	
11	清管吹扫试压			
	DN65 线路段试压、扫线	m	1250	

12	氮气置换			
	DN65 线路段氮气置换	m	1250	
13	基线检测			
	中心线测量、路由调查共 2 项	m	1250	
14	保温层补口			
	无溶剂液态环氧涂料（厚度 $\geq 400\mu\text{m}$ ）	m^2	20	防腐层补口
	DN65 管道配套聚氨酯泡沫塑料保温层（厚度 30mm）	m^3	1.0	保温补口，现场发泡
	DN125 辐射交联聚乙烯热收缩带（厚度 2.2mm），热收缩带收缩后宽度 $\geq 600\text{mm}$	套	135	现场防护层补口
博孜 1905 井采气支线				
1	集输管线全长（一级二类地区）	m	1150	
2	管材-直管			
	D73 $\times$ 4mm LC65-2205 无缝钢管	m	1141	SY/T 6601-2017
	无溶剂液态环氧涂料（厚度 $\geq 400\mu\text{m}$ ）+ 聚氨酯泡沫塑料保温层（厚度 30mm）— 聚乙烯防护层（厚度 1.4mm），两端带防水帽			
3	热煨弯管（R=5D）			
	D73 $\times$ 4mm LC65-2205 无缝钢管	个	9	共计 9.0m
	无溶剂液态环氧涂料（厚度 $\geq 400\mu\text{m}$ ）+ 聚氨酯泡沫塑料保温层（厚度 30mm）— “虾米腰搭接” 聚乙烯防护层（厚度 3.0mm），两端带防水帽			
	90°	个	9	L=9.0m
4	穿越			
1)	开挖加套管穿越砾石路	m/处	24/2	
	钢筋混凝土套管 RCP III 600 $\times$ 2000（GB/T 11836-2023）	节	12	
	木板	m^2	2	
	石油沥青	kg	244	
	麻丝	kg	37.4	
	42.5 级普通硅酸盐水泥	kg	26.4	
	中砂	m^3	0.08	
	红砖	块	186	
	绝缘橡胶板 t=8mm	m^2	2.72	
	聚乙烯支撑块	组	16	

	钢筋混凝土管及配套橡胶密封圈	节	12	
	细砂或泡沫混凝土填充	m ³	7	
2)	已建地下管道穿越	次	1	
3)	已建地下电（光）缆穿越	次	1	
	线路标志桩	个	20	
	里程桩	个	1	
	警示牌	个	2	
	警示带（宽 250mm）	m	1150	
	水工保护（浆砌石，护坡等）	m ³	60	
	水工保护（石笼护底）	m ³	250	
7	征地			
	施工临时占地	10 ⁴ m ²	0.92	合 13.8 亩
	永久占地	m ²	11	标志桩、警示牌
8	土石方量			
	扫线土石方量	10 ⁴ m ³	0.35	III级
	管沟土石方量	10 ⁴ m ³	0.96	III级
	细土回填量	10 ⁴ m ³	0.1	原土采筛
	人工开挖	m ³	100	
9	焊口检验			
	X 射线检测 DN65	口	118	
	渗透检测 DN65	口	118	
10	地表划分（地貌恢复）			8m 作业带
	河床荒地	m	1150	
11	清管吹扫试压			
	DN65 线路段试压、扫线	m	1150	
12	氮气置换			
	DN65 线路段氮气置换	m	1150	
13	基线检测			
	中心线测量、路由调查共 2 项	m	1150	
14	保温层补口			
	无溶剂液态环氧涂料（厚度≥400μm）	m ²	20	防腐层补口
	DN65 管道配套聚氨酯泡沫塑料保温层（厚度 30mm）	m ³	1.0	保温补口，现场 发泡

	DN125 辐射交联聚乙烯热收缩带(厚度 2.2mm), 热收 缩带收缩后宽度≥600mm	套	130	现场防护层补口
博孜 19 井至博孜 102-4 集气站集气复线				
1	集输管线全长 (一级二类地区)	m	3950	
2	管材-直管			
	D88.9×4mm LC65-2205 无缝钢管	m	3940	SY/T 6601-2017
	无溶剂液态环氧涂料(厚度≥400μm)+聚氨酯泡沫塑料保温层(厚度 40mm)－聚乙烯防护层(厚度 1.4mm), 两端带防水帽			
3	热煨弯管 (R=5D)			
	88.9×4mm LC65-2205 无缝钢管	个	10	共 10.0m
	无溶剂液态环氧涂料(厚度≥400μm)+聚氨酯泡沫塑料 保温层(厚度 40mm)－“虾米腰搭接”聚乙烯防护层(厚度 3.0mm), 两端带防水帽			
	90°	个	10	L=10.0m
4	穿越			
1)	开挖加套管穿越砾石路	m/处	32/2	
	钢筋混凝土套管 RCP III 600×2000 (GB/T 11836-2023)	节	16	
	木板	m ²	2	
	石油沥青	kg	244	
	麻丝	kg	37.4	
	42.5 级普通硅酸盐水泥	kg	16.4	
	中砂	m ³	0.08	
	红砖	块	186	
	绝缘橡胶板 t=8mm	m ²	0.34	
	聚乙烯支撑块	组	20	
	钢筋混凝土管及配套橡胶密封圈	节	16	
	细砂或泡沫混凝土填充	m ³	8	
2)	开挖加盖板穿越土路	m/处	124/12	
	混凝土盖板 (规格 2.5m×1.0m×0.15m)	块	124	
3)	大开挖穿越冲沟	m/处	298/6	
4)	已建地下管道穿越	次	5	
5)	已建地下电 (光) 缆穿越	次	5	
5	附属设施			

	线路标志桩	个	45	
	里程桩	个	3	
	警示牌	个	8	
	警示带（宽 250mm）	m	3950	
	水工保护（石笼护底）	m ³	1000	
7	征地			
	临时占地	10 ⁴ m ²	3.16	合 47.4 亩
	永久占地	m ²	51	标志桩、警示牌
8	土石方量			
	扫线土石方量	10 ⁴ m ³	1.2	III级
	管沟土石方量	10 ⁴ m ³	3.3	III级
	细土回填量	10 ⁴ m ³	0.33	原土采筛
	人工开挖	m ³	500	
9	焊口检验			
	X 射线检测 DN80	口	365	
	渗透检测 DN80	口	365	
10	地表划分（地貌恢复）			8m 作业带
	河床荒地	m	3950	
11	清管吹扫试压			
	DN80 线路段试压、扫线	m	3950	
12	氮气置换			
	DN80 线路段氮气置换	m	3950	
13	基线检测			
	中心线测量、路由调查共 2 项	m	3950	
14	保温层补口			
	无溶剂液态环氧涂料（厚度≥400μm）	m ²	60	防腐层补口
	DN80 管道配套聚氨酯泡沫塑料保温层（厚度 40mm）	m ³	5.0	保温补口，现场 发泡
	DN150 辐射交联聚乙烯热收缩带（厚度 2.2mm），热收缩带收缩后宽度≥600mm	套	385	现场防护层补口
博孜 102-4 集气站至博孜 1 集气站集气复线				
1	集输管线全长（一级二类地区）	m	1850	
2	管材-直管			
	D168.3×12.5mm L360N 无缝钢管（PSL2）	m	1818	GB/T 9711-2023

	无溶剂液态环氧涂料（厚度 $\geq 400\mu\text{m}$ ）+聚氨酯泡沫塑料保温层（厚度 50mm）—聚乙烯防护层（厚度 1.6mm），两端带防水帽			
3	热煨弯管（R=6D）			
	D168.3×12.5mm L360N 无缝钢管（PSL2）	个	12	共 32.0m
	无溶剂液态环氧涂料（厚度 $\geq 400\mu\text{m}$ ）+聚氨酯泡沫塑料保温层（厚度 50mm）—“虾米腰搭接”聚乙烯防护层（厚度 3.0mm），两端带防水帽			
	90°	个	12	L=32.0m
4	穿越			
1)	顶管穿越沥青路	m/次	50/1	DN1200 混凝土管
	钢筋混凝土套管 DRCP III 1200×2000（GB/T 11836-2023）	节	25	
2)	开挖加套管穿越砾石路	m/处	56/3	DN600 混凝土管
	钢筋混凝土套管 RCP III 600×2000（GB/T 11836-2023）	节	28	
	木板	m ²	5	
	石油沥青	kg	571	
	麻丝	kg	92	
	42.5 级普通硅酸盐水泥	kg	56.6	
	中砂	m ³	0.3	
	红砖	块	534	
	绝缘橡胶板 t=8mm	m ²	6	
	聚乙烯支撑块	组	61	
	钢筋混凝土管及配套橡胶密封圈	节	55	
	细砂或泡沫混凝土填充	m ³	30	
3)	已建地下管道穿越	处	4	
4)	已建地下电（光）缆穿越	处	3	
5)	防洪堤穿越	处	1	顶宽平均为 2m，高平均为 1m，底宽平均为 10m
5	附属设施			
	线路标志桩	个	30	
	里程桩	个	1	
	警示牌	个	5	
	警示带（宽 250mm）	m	1850	

	水工保护（石笼护底）	m ³	250	
7	征地			
	临时占地	10 ⁴ m ²	1.48	合 22.2 亩
	永久占地	m ²	36	标志桩、警示牌
8	地表划分（地貌恢复）			8m 作业带
	河床荒地	m	3920	
9	土石方量			
	扫线土石方量	10 ⁴ m ³	0.45	III级
	管沟土石方量	10 ⁴ m ³	1.55	III级
	细土回填量	10 ⁴ m ³	0.2	原土采筛
	人工开挖	m ³	400	
10	焊口检验			
	X 射线检测 DN150	□	185	
	渗透检测 DN150	□	185	
11	清管吹扫试压			
	DN150 线路段试压、扫线	m	1850	
12	氮气置换			
	DN150 线路段氮气置换	m	1850	
13	基线检测			
	中心线测量、路由调查、外腐蚀检测共 3 项	m	1850	
14	防腐保温层补口			
	无溶剂液态环氧涂料（厚度≥400μm）	m ²	55	防腐层补口
	DN150 管道配套聚氨酯泡沫塑料保温层（厚度 50mm）	m ³	3.8	保温补口，现场发泡
	DN250 辐射交联聚乙烯热收缩带（厚度 2.2mm），热收缩带收缩后宽度≥600mm	套	195	现场防护层补口
切改阀室至博孜天然气处理厂切改管线				
1	集输管线全长（一级二类地区）	m	750	
2	管材-直管			
	D168.3×12.5mm L360N 无缝钢管（PSL2）	m	724	GB/T 9711-2023
	常温型加强级三层 PE，厚度 2.7mm，聚氨酯泡沫塑料保温层（厚度 50mm）—聚乙烯防护层（厚度 1.6mm），两端带防水帽			
3	热煨弯管（R=6D）			

	D168.3×12.5mm L360N 无缝钢管 (PSL2)	个	10	共 26.0m
	无溶剂液态环氧涂料 (厚度≥400μm), 聚氨酯泡沫塑 料保温层 (厚度 50mm) —“虾米腰搭接” 聚乙烯防护层 (厚度 3.0mm), 两端带防水帽			
	90°	个	10	L=26.0m
4	穿越			
1)	开挖加套管穿越砾石路	m/处	24/2	DN600 混凝土管
	钢筋混凝土套管 RCP III 600×2000 (GB/T 11836-2023)	节	2	
	木板	m ²	244	
	石油沥青	kg	37.4	
	麻丝	kg	26.4	
	42.5 级普通硅酸盐水泥	kg	0.08	
	中砂	m ³	196	
	红砖	块	2.8	
	绝缘橡胶板 t=8mm	m ²	16	
	聚乙烯支撑块	组	12	
	钢筋混凝土管及配套橡胶密封圈	节	7	
	细砂或泡沫混凝土填充	m ³	2	
	穿地下管道	次	3	
	穿地下光缆	次	3	
5	附属设施			
	线路标志桩	个	12	
	警示牌	个	2	
	警示带 (宽 250mm)	m	750	
6	征地			
	临时占地	10 ⁴ m ³	0.6	
	永久占地	m ³	14	标志桩、警示牌
7	地表划分 (地貌恢复)			8m 作业带
	天然牧草区	m	750	
8	土石方量			
	扫线土石方量	10 ⁴ m ³	0.21	III级
	管沟土石方量	10 ⁴ m ³	0.6	III级
	细土回填量	10 ⁴ m ³	0.06	原土采筛

	人工开挖	m ³	300	
9	焊口检验			
	X 射线检测 DN150	口	86	
	超声检测 DN150	口	86	
10	清管吹扫试压			
	DN150 线路段试压、扫线	m	750	
11	氮气置换			
	DN150 线路段氮气置换	m	750	
12	基线检测			
	中心线测量、路由调查、外腐蚀检测共 3 项	m	750	
13	防腐保温层补口			
	无溶剂液态环氧涂料（厚度≥400μm）	m ²	25	防腐层补口
	DN150 管道配套聚氨酯泡沫塑料保温层（厚度 50mm）	m ³	2	保温层补口，现场发泡
	DN250 辐射交联聚乙烯热收缩带（厚度 2.2mm），热收缩带收缩后宽度≥600mm	套	93	现场防护层补口

3.3.7 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。

3.3.7.1 供电工程

油气田电网现状：博孜 110kV 变电站位于博孜处理厂南偏东方向约 4.5km 处，博孜 110kV 变电站距离新建单井最远线路距离 15km。变电站主变压器容量为 $1 \times 20\text{MVA} + 1 \times 40\text{MVA}$ ，一回 110kV 电源“T”接自铁-中 110kV 架空线路（铁力克 110kV 变电站与中心 110kV 变电站之间的联络线），另一回 110kV 电源引自中心变 110kV 电源，站内现有打井线巅峰负荷为 9500kW，其他用电巅峰负荷为 8000kW，负荷容量满足本项目的用电需求。博孜 110kV 变电站有 4 回 35kV 出线。一回 35kV 出线博宛线，为大宛齐油田 35kV 变电站、大北 11、大北 12 区块以及博孜 1 区块供电。两回 35kV 出线邦博东线、邦博西线为钻井供电。博孜 110kV 变电站有 6 回 10kV 出线。分别为博孜处理厂 4 回供电线路，博孜公寓两回供电线路。35kV 线路（博宛线）为博孜 1 区块和大北 11 区块等地区供电；线路全长约为 35km，主线路导线截面为 JL/G1A-120/20mm^2 ；支线路导线为 JL/G1A-70/10mm^2 ，线路最大允许负荷 18.5MW，现有电负荷约 5MW，负荷容量满足本项目的用电需求。

经现场实地调研，博孜 1902 井采用单电源供电，电源引自 35kV 博宛线 3723 BZ9 支，架空线规格为 JL/G1A-70/10 ，采用 18 米上字型水泥杆，线路长度约 0.8km。博孜 1905 井采用单电源供电，电源引自 35kV 博宛线 3723 BZ9 支，架空线规格为 JL/G1A-70/10 ，采用 18 米上字型水泥杆，线路长度约 1.4km。两条新建 35kV 架空线均在戈壁架设，除 T 接线路外周边无其他架空线路，附近地下暂无管线。

3.3.7.2 自控工程

本项目 2 座井场和 1 座阀室建成后，将采用“定期巡检+集中监控”的生产管理模式，井场和阀室实现“无人值守，定期巡检，集中监控的”自动化水平。

本次新建井场控制系统数据通过光纤链路上传至博孜处理厂已建 SCADA 系统。博孜处理厂已建有 SCADA 系统 1 套，以及网络通信设备等，用于接收采气井、集气站等前端控制系统上传的数据，实现对已建采气井、集气站集中监控和管理；站场已建 DCS 控制系统、SIS 系统及 GDS 系统，分别用于站内工艺装置信号的集中处理、控制，站内工艺装置的安全联锁保护和全站的可燃气体泄漏

进行监视和报警。SCADA 系统服务器软件授权点数为无限点，已建 DCS 控制系统、SIS 系统和 GDS 系统满足本项目扩建需求。

本次项目新建各井场采用无人值守设计，各井场单独设置远程终端单元 RTU（由井下工程提供），本次新增的工艺参数信号接入远程终端单元 RTU（由井下工程提供）。控制系统对井口和采气树油嘴套后的工艺过程参数进行采集、数据处理、控制和安全联锁保护等，可燃气体探测器信号接入 RTU 中独立设置的 I/O 卡件，对井场的可燃气体泄漏进行监视和报警。

3.3.7.3 通信工程

本项目新建工艺站场通过工业以太网交换机就近接入现有工业以太网传输环网，环网的中心站设于博孜处理厂。根据数据传输流向，新建工艺站场的自控生产数据传输并汇接至博孜处理厂自控系统主机。

各工艺站场设置 2 套导轨式工业以太网交换机（2 光 4 电），分别用于传输井场自控生产数据和视频数据。拟建博孜 19 井数据传输系统配置 2 套导轨式工业以太网交换机（2 光 4 电），新建博孜 1902 井和博孜 1905 井接入需要生产数据传输和视频数据传输各 2 个光口，将博孜 19 井的 2 套导轨式工业以太网交换机（2 光 4 电）更换为 2 套导轨式工业以太网交换机（4 光 8 电）后即可满足本项目的接入需求。

本项目博孜 1902 井、博孜 1905 井光缆线路采用 12 芯 ADSS 架空光缆（全介质自承式光缆）与新建电力线路同杆架空敷设，局部（进站部分）单独开沟直埋敷设的建设方案，敷设 12 芯新建光缆至附近井场，再利用附近井场集气站至博孜处理厂的已建光缆线路将数据远传至博孜处理厂。其中：博孜 1902 井至博孜 19 井，光缆与电力线路同杆架空敷设，长度 2.2km；博孜 1905 井至博孜 19 井，光缆与电力线路同杆架空敷设，长度 3.0km。上述光缆均采用 G.652 标准纤芯，视频数据和生产数据传输业务各占 4 芯（2 用 2 备），其余 8 芯备用。

3.3.7.4 消防工程

本项目消防设计范围为新建生产井 2 口（博孜 1902 井、博孜 1905 井）、博孜 19 井、博孜 101 清管站及博孜天然气处理厂。

本项目新建采气井场距离博孜消防站约 30km，发生火灾时，可以依托处理

站配备的 3 辆重型消防车在 30min 内提供支援。

依据《石油天然气工程设计防火规范》（GB50183-2004），本项目新建的各采气井场均为五级站，不设置消防给水设施。根据《建筑灭火器配置设计规范》（GB50140-2005），各新建井场配备一定数量的移动式灭火器材及一座消防器材间，已建井场改造区域增加一定数量的移动式灭火器材，便于扑灭初期火灾。博孜 101 清管站、博孜天然气处理厂原有的灭火器已满足消防需求，只需调整灭火器位置，覆盖整个收球筒装置区域即可。博孜 1902 井、博孜 1905 井灭火器的具体配置详见表 3.3-14。

表 3.3-14 灭火器配置一览表

新建井场（适用于博孜 1902 井、博孜 1905 井）						
区域	火灾种类	火灾危险等级	灭火器类型	单具灭火级别	数量	灭火级别
井口区	B、C	严重危险级	手提式磷酸铵盐干粉灭火器 MF/ABC8	144B	2	288B
工艺设备区	B、C	严重危险级	手提式磷酸铵盐干粉灭火器 MF/ABC8	144B	4	576B
设备间	A、E	中危险级	手提式磷酸铵盐干粉灭火器 MF/ABC8	4A	2	8A
已建井场（博孜 19 井）						
区域	火灾种类	火灾危险等级	灭火器类型	单具灭火级别	数量	灭火级别
工艺设备区	B、C	严重危险级	手提式磷酸铵盐干粉灭火器 MF/ABC8	144B	2	576B

3.3.7.5 防腐保温

（1）单井采气支线埋地双相不锈钢保温管道采用无溶剂液态环氧涂料（厚度 $\geq 400 \mu\text{m}$ ）+聚氨酯泡沫塑料保温层（厚度 30mm）—聚乙烯防护层（厚度 1.4mm）结构，博孜 19 井集气复线埋地双相不锈钢保温管道采用无溶剂液态环氧涂料（厚度 $\geq 400 \mu\text{m}$ ）+聚氨酯泡沫塑料保温层（厚度 40mm）—聚乙烯防护层（厚度 1.4mm）结构，博孜 102-4 集气站至博孜 1 集气站集气复线埋地保温管道采用无溶剂液态环氧涂料（厚度 $\geq 400 \mu\text{m}$ ）+聚氨酯泡沫塑料保温层（厚度 50mm）—聚乙烯防护层（厚度 1.6mm）结构，博孜 3 试采干线切改管线埋地碳钢管道防腐保温采用常温型加强级三层 PE 外防腐层（厚度 2.7mm）+聚氨酯泡沫塑料保温层（厚度 50mm）—聚乙烯防护层（厚度 1.6mm）结构。

（2）博孜 102-4 集气站至博孜 1 集气站集气复线管道阴极保护采用强制电

流阴极保护，在博孜 1 集气站新增阴极保护设备，阴极保护设备采用交流恒电位仪 40V/10A，阴极保护阳极地床采用深井阳极地床，阳极地床含 10 支混合金属氧化物阳极。博孜 3 试采干线切改管线利用已建博孜天然气处理厂内的阴极保护站进行强制电流阴极保护，在博孜天然气处理厂空氮站变配电室内新增一台交流恒电位仪，恒电位仪采用 2 路独立输出，1 用 1 备，每路输出均为 50V/40A。

(3) 站场内管径 $\geq$ DN50 的不保温埋地碳钢管道，采用三层 PE 常温型加强级防腐层，补口采用带配套环氧底漆的热熔胶型辐射交联聚乙烯热收缩带，站场内其他埋地不保温碳钢管道包括封头推荐采用无溶剂型液体环氧防腐，实干后再外缠聚丙烯胶粘带。站场的阀门、三通等异构件埋地部位的防腐，推荐先采用粘弹体防腐膏填充，平滑过渡后再采用粘弹体防腐胶带+聚丙烯外带进行防腐。介质温度处于 $-35^{\circ}\text{C} \leq t \leq 100^{\circ}\text{C}$ 的地面非保温碳钢、低合金钢管道及设备外壁采用氟碳涂料防腐，介质温度处于 $-35^{\circ}\text{C} < t \leq 200^{\circ}\text{C}$ 的地面保温碳钢管道及设备外壁采用耐高温环氧酚醛涂料底漆+耐高温环氧酚醛涂料面漆，站内埋地保温碳钢管道及容器的外防腐采用无溶剂液态环氧涂料。站场保温层采用复合硅酸盐保温制品，外护层采用铝合金薄板。

(4) 管道补口

①表面处理：除锈等级 Sa2.5 级。

②单井采气支线、博孜 19 井集气复线与博孜 102-4 集气站至博孜 1 集气站集气复线埋地保温管道防腐层补口采用无溶剂液态环氧涂料，厚度 $\geq 400\mu\text{m}$ 。

③博孜 3 试采干线切改管线埋地碳钢保温管道防腐层补口采用防腐层补口采用辐射交联聚乙烯热收缩带，配套底漆干膜厚度 $\geq 200\mu\text{m}$ ，底漆和热收缩套总厚度 $\geq 2.4\text{mm}$ 。热收缩带收缩后宽度 $\geq 300\text{mm}$ ，收缩后热收缩带与管体防腐层搭接宽度应不小于 100mm。

④保温层补口：采用硬质聚氨酯泡沫塑料，现场发泡，厚度与直管段厚度保持一致。

⑤防护层补口：采用辐射交联聚乙烯热收缩带，总厚度 $\geq 2.2\text{mm}$ ，热收缩带收缩后宽度 $\geq 600\text{mm}$ ，收缩后热收缩带与保温外护层搭接宽度应不小于 100mm。

3.3.7.6 防洪工程

本项目距离木扎提河水体最近为 0.72km，木扎提河为新疆拜城县境内最大

的常年性河流，源于西天山山脉汗腾格里峰东坡幕斯达坂冰川。本次防洪堤-1 起点位于阿合布隆北岸干渠跨木扎提河渡槽下游处，终点为地势较高的荒草地处。防洪堤-2 起点位于新建井现状防洪堤处，终点为地势较高的荒草地处。防洪堤-3 起终点均为地势较高的荒草地处。项目区沿线有乡道连通，交通十分方便。

本项目新建木扎提和防洪堤 9.99km，其中，防洪堤-1 长 5.11km，防洪堤-2 长 2.12km，防洪堤-3 长 2.76km；其主要目的是明确河道边界，防止洪水漫溢，解决洪水对博孜 19 区块，博孜 1 区块，博孜 9 区块的危害，达到维持河势稳定，增强沿程新建及已建设施等保护对象抵御洪水灾害的综合防御能力，最大限度地减少水土流失。

根据《油气输送管道穿越工程设计规范》（GB50423-2013）及《防洪标准》（GB50201-2014）确定设计洪水重现期为 50 年一遇，施工期设计防洪等级为 5 年一遇。根据《水利水电工程等级划分及洪水标准》（SL252-2017）确定堤防级别 2 级，临时工程级别为 5 级。

经水文计算可知，确定设计洪水标洪水重现期 50 年一遇，对应设计洪峰流量为 1117m³/s，施工期设计防洪等级为 5 年一遇，对应设计洪峰流量为 539m³/s。

3.3.7.6.1 施工程序

工程横断面衬砌方案为堤身迎水面、堤基斜坡采用 C30 现浇混凝土板。施工工序是：基础清理—迎水面基础及排水渠开挖—堤基砼底阻滑墙的浇筑—堤基砼护坡板的浇筑—基础迎水面开挖坑回填碾压—堤身边坡修整—堤身护坡砼浇筑—路缘石砼安装—导流渠回填、原河床质至现状地面高程—清理现场—完工待验。

3.3.7.6.2 施工方法及技术要求

（1）基础清理

由 1m³挖掘机，88KW 推土机配合，将基础基面上的淤泥、杂物等清除干净。堤基清理宽度为设计基础宽度加堤前后侧各 1m 的富余宽度，基础清理的弃渣应摊堆至背水侧，平均清基厚度 20cm。堤基清理完毕后，基面不应有陡、深坑。清基老堤碾压指标使其原状土压实度达设计要求。

（2）基础开挖、填筑

基础开挖采用挖掘机进行，开挖面分层水平掘进，每层开挖厚度 0.8~1.0m，

开挖边坡按临时边坡 1: 1.5 开挖, 以减少工程量, 保证施工安全。基础开挖的土方堆至作业范围外的河床上兼作导流围堰后作为基坑回填用料, 多余则上堤作为填筑土料。

待主体工程河床以下全线施工结束后, 再进行回填, 回填时应由上游向下游逐步推进, 以始终保证施工期排水的通畅。回填时要求逐层铺土, 水平上升, 纵横土质一致, 含水量均匀。每层铺土厚度 50cm。

(3) 堤身填筑

采用推土机就近取土填筑, 为确保碾压质量, 填筑需分层水平进行, 压实要求逐层铺土, 水平上升, 纵横土质一致, 含水量均匀, 每层铺土厚度 40~60cm, 每个碾压作业面长度不小于 200m, 碾压面高差不超过+5cm。坝体两侧应预留 30cm~50cm 的富余宽度, 以便于削坡及保证堤防施工质量, 使其填方体分层碾压后土方压实系数不小于 0.93, 换填砂砾石相对密度不小于 0.75。

(4) 砼施工

1) 先浇筑 C30 砼基础、阻滑墙、路缘石, 砼施工方法采用机械与人工配合进行, 人工架子车上料, 2t 自卸汽车运输砼料, 溜入仓, 人工摊平, 模板四周采用振动棒振捣密实, 然后人工抹平压光。砼浇筑后, 为防止早期干缩裂缝, 应及时洒水养护, 经常保持砼表面湿润, 养护时间至少 14d。砼制备、运输、浇筑均需按有关施工技术规范进行, 砼面平整度为+1cm, 砼标号为 C30, 为二级配砼。

2) 砼施工技术要求

①施工进度

砼的施工进度按设计要求和规范执行: 作到按期、保质、保量完成: 模板断面尺寸、质量、外观等均按先自检、后请示监理工程师和建设方代表验槽, 验槽合格, 允许浇筑后, 才能进行下一道工序。

②模板的施工

对于工程中的砼所需的模板要符合设计要求, 施工方应有能力保质、保量、按期完成。对各种模板承受砼的浇筑和振捣的侧压力与振动力需进行计算、复核保证模板在浇筑过程中和流筑后, 维持原形状与尺寸, 不移位、不变形。筑后保持表面光洁、不漏浆, 保证表面质量。

拆模作业使用专用工具, 以减少砼及模板的损伤。

特种模板的施工(如木模)及普通模板的施工均按水电部《水工砼施工规范》规范的规定执行。

③ 砼的运输

砼在施工前作不同部位的抗压、抗渗、抗风化和抗侵蚀和易性等指标实验其指标满足设计要求。

工程所用砼的配合比必须在现场实验室通过实验确定,配合比结果呈报监理工程师批准后,才能使用。

工程所用砼的水灰比,应根据设计对砼性能的要求,通过试验确定,并满足设计要求,经监理工程师批准后,才能使用。

④ 砼的实验

砼的抗压、抗渗、抗冻试验须在实验室中进行。砼试验取样组数量、标准应符合规范要求。

⑤ 砼现场浇筑

砼及钢筋砼浇筑前 15 天向监理工程师提交浇筑图、浇筑程序及要点说明以及有关试验样品和试验成果及其分析报告,经监理工程师和建设方同意后,才能予以实施。砼浇筑前的检查、清除、程序等按有关规范执行。施工缝的处理按设计要求执行。在砼施工期间,作好详细的原始施工记录,并提交监理工程师。施工后应对砼进行养护直至达到设计强度。

砼板之间的分缝,缝宽 2cm,采用高压闭孔板嵌缝。

(5) 分缝材料

护坡板分缝尺寸为 3.0m×3.0m,缝宽为 2cm,采用高压闭孔板填缝。砼阻滑墙每 9.0m 设一道结构缝,缝宽为 2cm,采用高压闭孔板填缝。路缘石分缝每 1.0m 一道,缝宽为 2cm,采用 C30 细粒砼。

3.3.7.6.3 主要施工机械设备

工程土方工程施工需配置相应的推土机、装载机、挖掘机及振动碾;砼及浆砌块石工程施工需配备砼拌和机、平板振动器、振动棒、抹光机、自卸汽车等机械。具体详见表 8.5-1。

表 8.5-1 主要机械配置表

序号	机械设备名称	单位	数量
1	发电机	台	3
2	潜水泵	台	6

3	推土机	辆	6
4	挖掘机	辆	6
5	振动碾压机	台	6
6	自卸汽车	辆	6
7	平板振捣器	台	6
8	震动棒	台	6

3.3.7.6.4 主要建设内容

本工程永久性建筑物为新建防洪堤 9.99km，其中防洪堤 -1 桩号 0+000.00~5+106.97 段、防洪堤 -2 桩号 0+000~2+210.96、防洪堤 -3 桩号 0+000~2+762.83，堤身迎水面、堤基斜坡采用 C30 现浇混凝土板护坡。主要工程量见表 8.5-2。

表 8.5-2 主要工程量统计表

序号	工程名称	型号	单位	数量
1	提防清废	20cm	m ³	54137.29
2	挖方		m ³	257563.68
3	填方（碾压）	利用挖方料	m ³	181910.45
4	填方（不碾压堆土）	原地面线以下，利用清废机外运料	m ³	266582.17
5	借方	运距 1km	m ³	136791.66
6	C30 现浇砼（边坡）	二级配，F200，W6	m ³	16673.72
7	C30 现浇砼（隔墙）	厚 40cm，二级配，F200，W6	m ³	226.94
8	C30 现浇砼（阻滑墙）	二级配，F200，W6	m ³	5045.83
9	C30 现浇砼（路缘石）	二级配，F200，W6	m ³	314.71
10	C30 细粒砼	缝宽 2cm	m ³	77.10
11	边坡模板制作与安装		m ³	33347.44
12	建筑物模板制作与安装		m ³	17102.19
13	高压闭孔板	缝宽 2cm	m ³	253.90
14	提防浆砌石裹头	裹头	m ³	340.19
15	临时围堰填筑		m ³	49094.59
16	临时排水渠		m ³	52593.10

3.3.7.7 道路工程

本项目道路工程分为两部分，一部分是博孜 1902 井、1905 井钻前道路修缮，另一部分是防洪堤临时施工道路。

钻前道路修缮：本项目需对钻前道路进行修复，路面宽 3.5m，土路肩宽 0.5m，路基宽度 4.5m，长度约 2.5km。因博孜 1902、博孜 1905 位于木扎提河流域，冲沟或水流分支较多，汛期水流量大，考虑部分路段设置过水路面。

防洪堤临时施工道路：为满足工程施工需要，平行于防洪堤，在堤后设置道路，并结合现状道路，新建临时施工道路总长 9.99km，临时施工道路采用平整

碾压，路面宽 4.0m，施工结束后进行恢复。

3.3.8 依托工程

3.3.8.1 博孜天然气处理厂

(1) 基本情况

博孜天然气处理厂位于新疆维吾尔自治区阿克苏地区温宿县，博孜 1 评价区块内，设计处理能力为 $2000 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，主要收集处理博孜区块和临近的大北 14 区块天然气，拟建集输管线距厂界最近为 6.2km。博孜天然气处理厂主要建设 1 套集气装置，设计集气规模为 $2000 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ；2 套 $1000 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 脱水脱烃装置，2 套 430t/d 烃液提馏装置，2 套 1450t/d 的凝析油闪蒸装置；2 套 80t/d 乙二醇再生装置；4 座 2500m^3 混烃储罐；同时配套建设集输管道和博孜生活区等辅助工程。2022 年 4 月 2 日，新疆维吾尔自治区阿克苏地区生态环境局出具《关于博孜天然气处理厂建设工程环境影响报告书的批复》（阿地环审〔2022〕146）号。

(2) 处理工艺流程

天然气经集气干线气液混输至博孜天然气处理厂集气装置入口，经集气装置气液分离器分离后，分离天然气经空冷器降温后进入脱水脱烃装置进行处理，脱水脱烃装置出来的天然气进入天然气脱固体杂质装置吸附去除固体杂质后作为产品气外输。从集气装置气液分离器分离出来的烃液，经流量计计量后进入凝析油处理装置，经凝析油处理装置稳定的凝析油送至罐区储存，定期装车外运。

(3) 气田水处理工艺

博孜处理站处理规模 $1450 \text{m}^3/\text{d}$ 的气田排水处理系统，采用“混凝沉降+二级过滤”的处理工艺。经处理后的出水水质达到气田采出水处理回注水质指标要求（悬浮物含量 $\leq 15 \text{mg/L}$ ，悬浮物粒径中值 $\leq 8 \mu\text{m}$ ，油含量 $\leq 30 \text{mg/L}$ ），处理后的采出水用于地层回注。

(6) 依托可行性分析

拟建项目采出液进入博孜天然气处理厂处理。

表 3.3-15 博孜天然气处理厂运行负荷统计表

博孜天然气处理厂	设计规模	实际处理量	富余能力	拟建项目新增处理量	依托可行性
天然气(万 m^3/d)	2000	800	1200	40	可依托
凝析油(t/d)	2900	900	2000	130	可依托
采出水(m^3/d)	1450	500	950	27.8	可依托

3.3.8.2 克拉苏钻试修废弃物环保处理站

本项目产生的磺化泥浆固废和井下作业废水拉运至克拉苏钻试修废弃物环保处理站处理。

(1) 环保处理站基本情况

2016 年塔里木油田分公司委托河北省众联能源环保科技有限公司编制了《塔里木油田钻试修废弃物环保处理站工程（哈拉哈塘、轮南、克拉苏、英买力、塔中、塔河南岸、塔西南区块）环境影响报告书》，并于 2016 年 11 月取得了新疆维吾尔自治区环境保护厅的批复（新环函〔2016〕1626 号）。由于克拉苏钻试修废弃物环保处理站在建设过程中，经过方案比选论证后，最终采用了化学水洗工艺处理废弃磺化泥浆岩屑，原设计、环评采用的高温氧化工艺及处理设备不再建设。项目工艺发生重大变化，属于重大变更项目，因此需重新报批环境影响评价文件。塔里木油田分公司于 2018 年 8 月委托河北省众联能源环保科技有限公司进行重新编制了《克拉苏钻试修环保站废弃磺化泥浆岩屑处理项目环境影响报告表》，并于 2019 年 5 月 14 日取得阿克苏地区生态环境局批复（阿地环函字〔2019〕260 号）。2019 年 12 月 30 日，克拉苏钻试修环保站废弃磺化泥浆岩屑处理项目通过竣工环境保护验收（阿地环函字〔2019〕834 号）。

克拉苏钻试修废弃物环保处理站位于拜城县西南部，站址中心地理坐标为：东经 81°31'47.33"、北纬 41°42'33.37"，四周均为荒漠。站内主要建有 1 套撬装化磺化泥浆废弃物处理装置，包括配浆、反应系统、固液分离系统、水处理系统和配药系统，配套建有废弃物暂存池、配浆池、除油池、合格泥土堆场等内容。一体化水处理系统包括絮凝沉降、酸化曝气、微电解氧化、二级氧化、絮凝中和沉降、过滤等步骤，属于 AOP 处理工艺。废水实现闭路循环、综合利用。该站磺化泥浆废弃物设计处理规模为 1000m³/d。

(2) 环保处理站处理工艺

1) 磺化泥浆废弃物处理工艺

废弃磺化泥浆岩屑首先需在配浆池中加水配置成泥浆，然后进入除油池进行除油：通过向液体中加入除油剂并通入空气，空气以微小的气泡从水中析出作为载体，使废水中的油质及悬浮物粘附在气泡上，随气泡一起上浮至水面，形成气、水、颗粒（油）三相混合体，再进入污油沉降罐进行油水分离，上部油品含水率

小于 5%，回收油品销售处理，沉降罐底部液体部分循环用于配制泥浆。

除油后通过管道输送至脱附反应系统絮凝助凝破胶罐。脱附反应系统主要对浆状磺化泥浆废弃物絮凝破胶。首先加入 pH 调节剂调整 pH 值，然后将十六烷基磺酸钠、硫酸铝和聚合氯化铝经配药罐加水配药后泵入脱附反应系统与浆状废弃物充分混合，在该罐中反应 5 小时，使泥浆破胶破稳，泥土吸附的有机物（磺化酚醛树脂、磺化褐煤树脂）和溶解态重金属进入水相，泥土吸附的有机物尽量少，泥水易分离。完成氧化破胶后的泥浆和岩屑被带式输送机输送至固液分离系统的真空滤带机，实现固液分离，产生的泥饼堆放到合格泥土堆场；分离后的废水进入水处理系统。

2) 水处理工艺

一体化水处理系统包括絮凝沉降、酸化曝气、微电解氧化、二级氧化、絮凝中和沉降、过滤等步骤，属于 AOP 处理工艺。具体废水处理装置功能特点如下：

①絮凝沉降：目的是将泥水分离后得到的废水中的悬浮物和胶体物质通过絮凝去除，去除悬浮固体的同时，也除去部分有机物等。

②酸化曝气：去除水中部分有机物，同时调节水的 pH 值，确保之后的微电解反应保持在酸性状态下进行。将沉降后的废水中加入一定量的 pH 调节剂，在曝气条件下，反应一段时间后泵入微电解反应罐。

③微电解氧化：去除水中有机物。在微电解罐中的微电解填料与水中已经加入的酸、氧化剂以及后加的微电解助剂共同组成较佳的反应条件，利用微电解和氧化剂的加氢开环、羟基自由基氧化、产生的亚铁离子和铁离子的絮凝和吸附等作用，降低水中 COD 含量。

④二级氧化罐：微电解后的废水中含有亚铁离子等，与加入的过氧化氢组成还原氧化体系，产生氧化性强的无选择性的羟基自由基氧化降解水中的有机物。

⑤二次絮凝、中和沉降罐：确保废水的 pH 值在 6~9 之间，加入聚丙烯酰胺和氢氧化钠絮凝沉降水中的絮体和重金属，从而降低水中 COD 和重金属含量。在废水中加入中和剂和絮凝剂后，静置沉降使絮体与水分离。

⑥过滤装置：进一步除去水中的悬浮物含量。经过活性炭过滤，保证出水中悬浮物含量低。出水大部分回用，一小部分用于场地和合格岩屑堆场洒水抑尘。

⑦反渗透装置：反渗透是一种借助于选择透过（半透过）性膜的功能以压力

为推动力的膜分离技术，当系统中所加的压力大于进水溶液渗透压时，水分子不断地透过膜，经过产水流道流入中心管，然后在另一端流出水中的杂质，如离子、有机物、细菌、病毒等，被截留在膜的进水侧，然后在浓水出水端流出，从而达到分离净化目的。反渗透系统排出的净水进行反冲洗设备、绿化或洒水抑尘，浓缩水回用于配浆。

生产废水实现闭路循环、综合利用，回用水水质满足《城市污水再生利用 工业用水水质》（GB/T19923-2005）要求；处理后的合格泥土满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地土壤污染风险筛选值要求和《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）中综合利用污染物限值要求。

（3）依托可行性

克拉苏钻井修废弃物环保处理站磺化泥浆废弃物设计处理规模为 1000m³/d，现状处理能力为 350m³/d；本项目钻井磺化泥浆 1.82m³/d，可以满足本项目磺化泥浆废弃物处理需求。

3.3.8.3 中石化江汉石油工程有限公司拜城环保分公司新疆油基岩屑处理站

江汉石油工程有限公司环保技术服务公司新疆油基岩屑处理站建设项目位于阿克苏地区拜城县赛里木镇以北 10 公里处中石油塔里木克深作业区内，项目区北部为山区，其余三面为戈壁荒地。中心地理坐标为东经 82°13'15"，北纬 42°06'46"，距离博孜 107 井约 92km。采用热馏冷凝分离、油水分离工艺处理油基岩屑和油泥。

《江汉石油工程有限公司环保技术服务公司新疆油基岩屑处理站建设项目环境影响报告书》由原新疆维吾尔自治区环境保护厅以新环函[2018]373 号文予以批复。《江汉石油工程有限公司环保技术服务公司新疆油基岩屑处理站建设项目》于 2021 年 8 月 21 日完成自主验收。

（1）建设规模

江汉石油工程有限公司环保技术服务公司新疆油基岩屑处理站建设项目建设规模如下：

一期：油基岩屑处理系统 1 套，处理能力 10000m³（折合 2.1 万 t）；于 2018 年 11 月建成。

二期：增加油基岩屑处理系统 1 套，处理能力 10000m^3 （折合 2.1 万 t），二期建成后的基岩屑处理总能力达到 20000m^3 （折合 4.2 万 t）；建水基泥浆处理系统 1 套（泥浆不落地装置 5 套），年水基泥浆处理能力 50 井次（水基泥浆 $1150\text{m}^3/\text{井次}$ ，合计 57500m^3 ）；二期拟于 2018 年 10 月建成，现正在建设中。

三期：建油泥处理系统 1 套，年油泥处理能力 20000m^3 （折合 25000t）。三期拟于 2019 年 2 月建成，暂未动工。

（2）油基岩屑处理工艺流程

系统采用热馏炉，在隔绝空气的环境下对油基岩屑进行加热，采用高温化原理，物料在密闭无氧，微正压状态下经过外部间接加热，其中的碳氢化合物组份蒸发，与固相分离，随后对蒸发的油气进行冷却回收。

①上料

称料设有质量传感器和电机转速传感器，在本地控制柜和中控室，均可根据生产需要调整进料量设定值，程序根据设定值自动调整皮带秤转速实现进料量的稳定控制。本系统所有设备均能实现本地启停、控制室手动启停和程序自动连锁启停功能。

油基岩屑经过提升机进入搅拌箱混合预处理，实现物料均匀状态，通过螺旋给料机向热馏炉。

如果污泥中有石块，建设单位拟设置一台破碎机，将挖掘机和人工挑选的石块破碎后再进入热馏炉处理。因此本工程不会产生含油石块等固废。

②热馏

物料进入热馏炉后，热馏炉传动电动机上嵌有特殊形状的叶片，带动转轴转动，使物料在热馏炉内实现回转式前后往复运动。固相物料进口和残渣出口均由两级气动阀门组成，热馏炉内处于微正压状态，杜绝间歇进料和出料时空气漏入，确保了系统运行的安全性。系统所有高温区均为天然气加热，反应器内的工作温度一般在 320°C ，使物料在最适宜的温度下脱附。固相物料进入反应器后，经过前段的加热、干燥实现水分蒸发，干燥后的固相物料在反应器中停留适当的时间，固相中的有机污染物被脱附出来。

③冷凝分离

热馏炉生成的气体进入逆流管式冷凝塔，在塔底回收冷凝液，凝结的液体进

入污水处理系统中的油水分离器进行油水分离，水分被分离出后进入污水处理系统中的污水处理器，分离出的油品则可以回收利用；不凝气体经收集处理后与天然气一并作为燃料进入热馏炉进行燃烧。

④油水分离系统

冷凝液进入油水分离器，在离心沉降作用下，油分上浮随刮油系统进入污油箱，分离排出的含油污水进入 EPS 油水分离器。

EPS 油水分离器在结构上集废水的预处理、油水分离以及后处理于一体。油水混合物经入流管进入到一段处理池中，在这里进行曝气，并对废水进行初次分离。在油水分离池中，经预处理的废水再次进行油水分离，提高了油水分离效率。在过滤池中设置有油吸附剂，废水经过该填料的吸附过滤，更进一步完善了油水的分离。出水全部进入污水处理器。

⑤出料降温系统

本系统热馏炉处理设备，处理后的还原土出料温度大于 300°C，采用间接冷却及加湿降温。出料采用处理后废水加湿降温。

本工程出料口设有半封闭式出料仓，出料口伸入出料仓内，出料口上方的内仓壁设有喷淋装置，迅速降低还原土温度。

(3) 依托可行性

江汉石油工程有限公司环保技术服务公司新疆油基岩屑处理站建设项目设计油基岩屑处理规模为 300m³/d（109500m³/a），剩余处理规模为 119.6m³/d（43654m³/a），本工程油基岩屑产生量为 71m³，满足油基岩屑的处理。因此本工程油基岩屑可依托江汉石油工程有限公司环保技术服务公司新疆油基岩屑处理站进行处理。

3.3.8.4 拜城县生活污水处理厂

拜城县污水处理厂位于拜城县康其乡南侧 1.8km 处，中心地理坐标：N41°46'37.42"，E81°54'8.51"，拜城县污水处理厂近期设计处理规模为 8000m³/d，处理工艺采用“曝气生物滤池”工艺。工程于 2010 年 5 月取得环评批复，并于 2015 年通过竣工环保验收。2020 年拜城县生活污水处理厂实施了提标改造工程，新建“水解—多段循环深度脱氮除磷工艺”，“活性砂滤池”及其附属设施，出水水质提升至一级 A 标准。

拜城县污水处理厂近期设计处理能力为 8000m³/d，现处理能力为 6000m³/d，本工程施工期施工人员产生的少量生活污水依托拜城县污水处理厂处理，依托措施可行。

3.3.8.5 拜城县垃圾填埋场

本工程施工期产生的生活垃圾拉运至拜城县生活垃圾填埋场填埋处置。拜城县生活垃圾填埋场位于县城以北 10km 处，采用卫生填埋法并建设相应供排水、供电、道路等配套工程和附属设施。一期处理规模为 90t/d，二期处理规模为 200t/d。该填埋场建设工程于 2009 年取得环评批复（阿地环函字〔2009〕83 号），2010 年开工建设，2011 年 12 月竣工投入使用。

根据调查了解，拜城县生活垃圾填埋场设计有效库容为 50.48 万 m³，现状已使用库容为 41.8 万 m³，剩余库容为 8.68 万 m³。本项目施工期产生的生活垃圾共计约 12.91t，可依托该填埋场处置。

3.4 工程分析

3.4.1 主要生产工艺过程

3.4.1.1 施工期

（1）钻井工程

①钻前工程

钻前准备：包括平整井场和井场道路、构筑钻井设备地基、布置钻井设备等。根据井场平面布置，首先对井场进行初步平整，利用挖掘机对事故应急池、放喷池由挖掘机进行开挖，挖方用于井场平整，同时对各撬装化装置基础进行硬化。

本项目工序主要污染包括：施工车辆尾气，施工扬尘；设备噪声等。

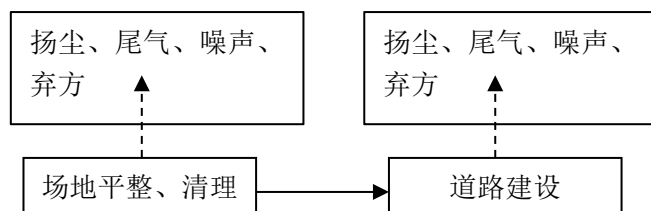


图 3.4-1 钻前工程施工过程及产污环节示意图

②钻井

钻井是油气田勘探开发的主要工艺过程之一，是确定地层气藏构造、采气的唯一手段。钻井因其目的不同而分为资料井、探井、评价井、生产井和注水井等。

其工艺包括钻井、固井（下套管、注水泥）和完井等过程。钻井前要进行钻前准备工作，完井后要清理井场。钻前准备：包括平整井场和井场道路、构筑钻井设备地基、布置钻井设备等。井场主要钻井设备有：钻机（包括井架、天车、泥浆泵）、泥浆罐及泥浆固相控制系统、水罐，柴油机、发电机。井场配有控制室（车）和宿营房车。井场边缘靠近泥浆循环系统处设置泥浆罐（钻井期间存放钻井岩屑、废泥浆和废水）。在钻井时，泥浆自井口径钻杆、钻头至井底，携带井底的岩屑上返地面，经泥浆固相控制系统除去岩屑后循环使用。

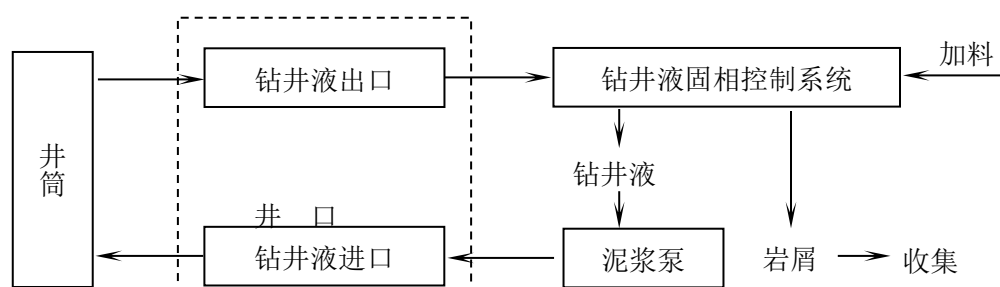


图 3.4-2

钻井液循环示意图

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

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

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

本项目新建 1 口采气井（博孜 1905 井），主要开采白垩系巴什基奇克组气藏，井型为直井，主体采用塔标 II 五开井身结构，设计井深 7900m。

③测井

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

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

④井下作业

井下作业是进行采气生产的重要手段之一。一般在采气井投产前及投产以后进行，一般包括酸化、压裂、下泵、试油、洗井、修井、除砂、清蜡等一系列工艺过程。酸化、压裂作业是用不同的化学和物理方法对低渗透的油层进行处理，进一步提高原料气产量；洗井、修井、除砂和清蜡作业均是在采气井使用一段时间后，因腐蚀、结垢、机具磨损和损坏等而采取的工艺措施。

本项目钻井过程施工期工艺流程及产排污环节见图 3.4-3。

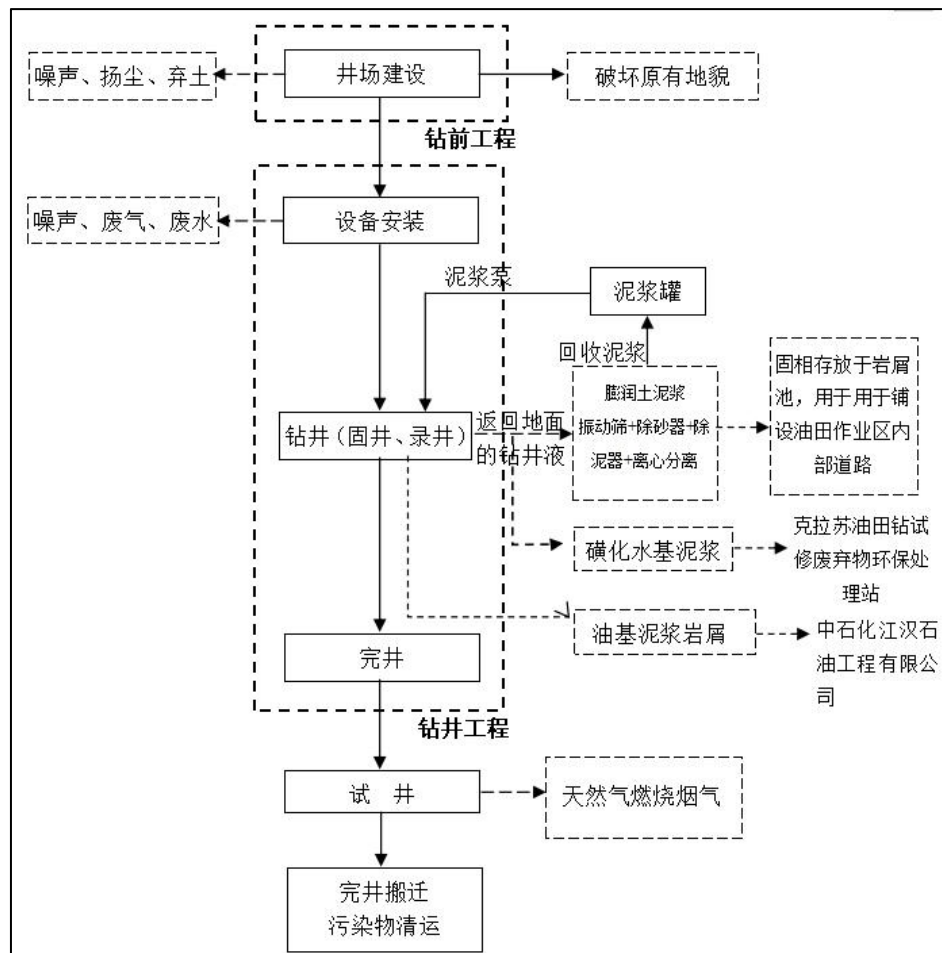


图 3.4-3 钻井工程施工期工艺流程及产排污环节示意图

(2) 站场建设

新建场站施工期内容主要为设备安装及管线连接。新增设备为成品外购，用施工车辆运至指定位置即可。首先需对占地进行场地平整，将各类设备拉运至场地，进行安装调试。

该过程废气污染源主要为施工车辆尾气，设备运输和装卸时产生的扬尘，通过洒水抑尘减少扬尘产生量；噪声污染源为施工机械产生的噪声；固体废物主要为施工人员生活垃圾及设备废弃包装等。

场站建设流程及产污环节示意图，见图 3.4-4。

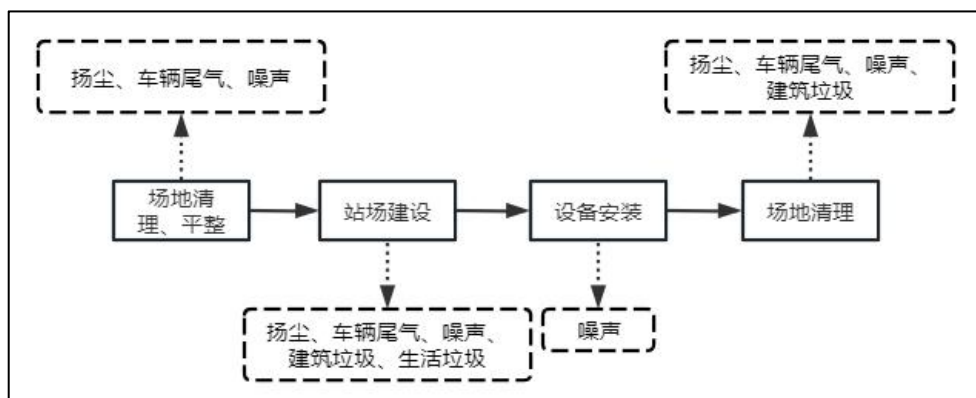


图 3.4-4 场站建设流程及产污环节示意图

(3) 管线敷设

管线主要施工内容包括：施工准备、管沟开挖及下管、管道连接与试压、连头、配套设备安装、收尾工序等。管道工程施工阶段工艺流程，见图 3.4-5。

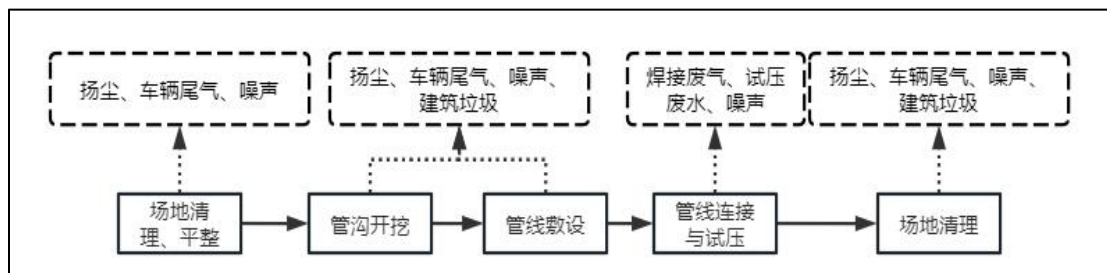


图 3.4-5 管道工程施工阶段工艺流程图

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。施工期间可依托已有道路进行作业，沿设计的管线走向设置作业带并取管沟一侧作为挖方存放点。

管道施工前，生产单位协助施工单位，彻底检查管道施工区域内是否有埋地管线及电缆，新建管线与已建管线之间保证合适的净距，以保证生产和施工安全。

本工序主要污染物为施工扬尘、施工机械和车辆尾气及设备噪声。

②管沟开挖及下管

一般地段管顶埋深为 1.2m，施工作业带宽度 8m。项目沿管线设计路线进行开挖管沟，并根据现场情况适当调整，保证新敷设管线与已建输送管线及天然气、集输管线保持一定距离：距离地下现有天然气管线水平距离 $\geq 5\text{m}$ ，距离管线水平距离 $\geq 2\text{m}$ 。管沟底宽 1m，沟深 1.6m，管沟边坡比不低于 1: 1.5，开挖过程中对管沟区挖方单侧堆放，以机械开挖为主，人工为辅。管线与电（光）缆交叉时，净距不小于 0.5m，并对电（光）缆采取角钢围裹的保护措施；与管线交叉时，

两管线之间净距不小于 0.3m，并设置废旧轮胎等方法将管线隔离。开挖到设计深度位置，并对管沟底进行夯实、铺小颗粒原土。将管线分段吊装至管沟内。管线下沟后，管道与沟底表面贴实且放置在管沟中心位置。

本工序主要污染物为施工扬尘及设备噪声。施工作业带断面布置图见图 3.4-6，管线与已建管线穿越示意图见图 3.4-7。

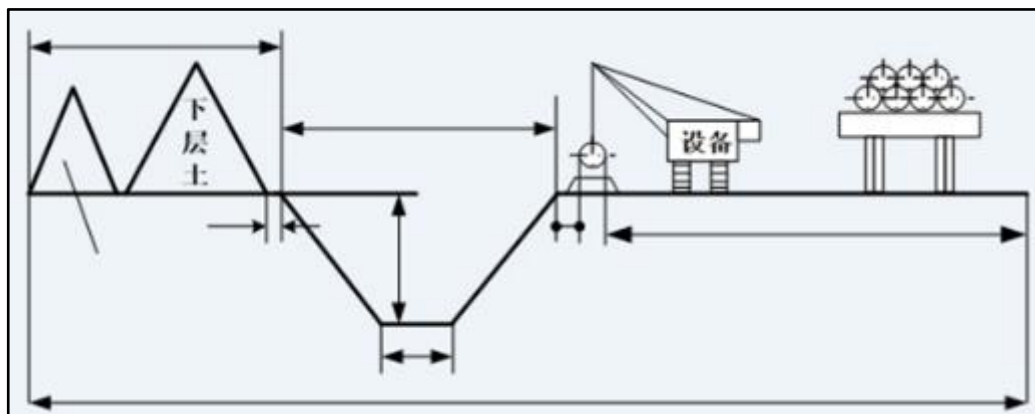


图 3.4-6 施工作业带断面布置图

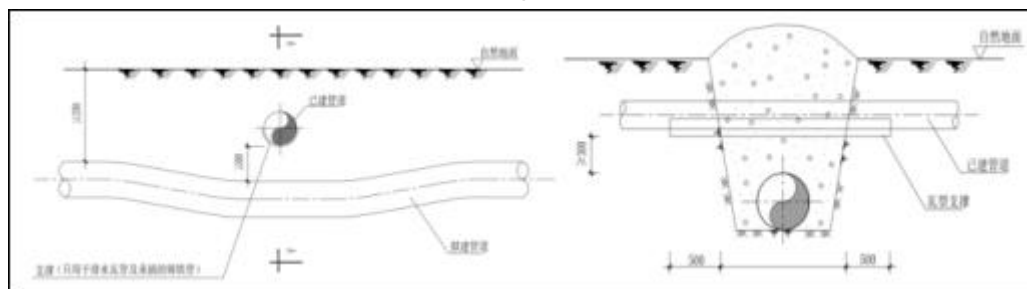


图 3.4-7 管线与已建管线穿越示意图

③穿越工程

本项目穿越工程统计表见表 3.4-1

表 3.4-1 穿越统计表

序号	穿越（交叉）对象	穿越长度(m)	穿越方式	路面状况	穿越次数
1	穿越道路	70	开挖	碎石路	7
2	穿越道路	110	顶管	沥青	3
3	穿越沟渠	150	开挖	//	3
4	交叉电缆、光缆	/	开挖	//	3

公路穿越：

管道穿越公路设计应严格执行《油气输送管道穿越工程设计规范》（GB50423-2013）及《中华人民共和国公路管理条例》（国务院令第 543 号）、《公路安全保护条例》（国务院令第 593 号）有关规定，并遵循以下原则：

1) 管道穿越道路须征求公路交通主管部门意见。管道穿越位置，宜选在稳

定的公路路基下，尽量避开石方区、高填方区、路堑和道路两侧为半挖半填的同坡向陡坡地段。

2) 管道穿越道路时，尽量垂直，特殊情况下不应小于 30° 。在路基下不允许管道有转角或曲线敷设出现。

3) 公路穿越应根据公路的等级、路基地质、填土高度、地形条件等具体情况分别采取大开挖、顶管穿越方式。

4) 开挖穿越造价低，施工简单，不受路基地质、地形的影响，宜优先采用。开挖穿越公路时，应先得到公路部门的批准，尽量不中断交通。

5) 保证管道安全，管道穿越公路时加保护套管。保护套管用钢筋混凝土套管，套管应伸出路基坡脚或路边沟外 2m。大开挖穿越采用钢筋混凝土套管（RCPIII 1200×2000 GB/T11836-2009），顶管采用 DN1500 钢筋混凝土套管（DRCPIII 1500×2000 GB/T11836-2009），套管和输气管道之间设置聚乙烯绝缘支撑，套管端部支撑间距 500mm，中间部分支撑间距为 2m。

6) 管道在公路路基下或路基填压管道时，为减少套管穿越对路基的影响，套管顶距已建、拟建公路路面的埋深 $\geq 1.2\text{m}$ （如果公路部门要求，需按照公路部门要求完成），距公路边沟底面不小于 1.0m。

7) 管道穿越公路套管两端与内管之间的环形空间进行防水密封。防水密封材料要密实、抗渗透水，有一定的粘聚柔软性。

8) 穿越公路设置管道穿越公路标志桩。

沟渠穿越：

管道穿越河流、冲沟等水域，管道埋设严格遵循《油气输送管道穿越工程设计规范》（GB50423-2013）的有关要求进行沟埋敷设。河流、沟渠小型穿越段管道应在 50 年一遇洪水最大冲刷深度线 1.0m 以下，并视水文条件，河流形态，设置护坡、护底等水工保护措施。在没有防洪评价数据的情况下河流、沟渠小型穿越段管道应保证管顶最小埋深在水床底面 2.5m 以下。

管道与其他建（构）筑物的交叉：

本项目沿线光（电）缆以埋地光缆为主，主要为已建管道通信光缆、中国移动、中国联通、中国电信和国防光缆等。

一般情况下，管道与其它埋地建(构)筑物交叉原则上应位于已建管道、电（光）

缆的下方。

管道与其他管道交叉时，其垂直净距不应小于 0.3m。当小于 0.3m 时，两管道应设置坚固的绝缘隔离物；管道在交叉点两侧各延伸 10m 以上的管段，应确保管道防腐层无缺陷；同时与已有管道交叉角度不低于 30°，施工时在交叉位置放置废旧轮胎等方法将两管道隔离；穿越回填后地面需要设置管道交叉穿越标志桩。

管道与电力、通信光缆交叉时，其垂直净距不应小于 0.5m。交叉点两侧各延伸 10m 以上的管段，应确保管道防腐层无缺陷。

④管道连接与试压

本项目集输管线采用无缝钢管，采用人工焊接。本项目所有管件的防腐保温均采用“管中管”工艺在工厂预制完成，只在施工现场进行连接。管线连接完毕后，对管道采用压缩空气进行吹扫，保持管道内清洁。管线经过连接、防腐补口，进行注水试压。集输管线试压介质采用洁净水，集输管线试压水由排出后进入下一段管线循环使用，试压结束后就地泼洒抑尘。

本工序主要污染物为焊接烟尘、试压清管废水及设备噪声。

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管沟回填

管线连接成功并试压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，然后采用原挖方进行回填，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，作为自管道上方土层自然沉降富裕量，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。

本工序主要污染物为施工扬尘、设备噪声及剩余土方。

⑦清理现场、恢复地貌

各项工程完工后，应立即迅速清理施工现场四周的施工杂物，维护工程中因不慎破坏的道路设施，保证道路及施工现场整洁。同时定时定员清扫施工现场周围环境，及时对施工作业带等临时占地恢复地貌。

本工序主要污染物为施工扬尘、设备噪声及施工废料。

3.4.1.2 运营期

单井集输：单井采用气液混输至博孜 19 井轮井计量。

油气处理：新建博孜 19 井集气复线，利用已建集输管网，油气混输至博孜天然气处理厂处理。

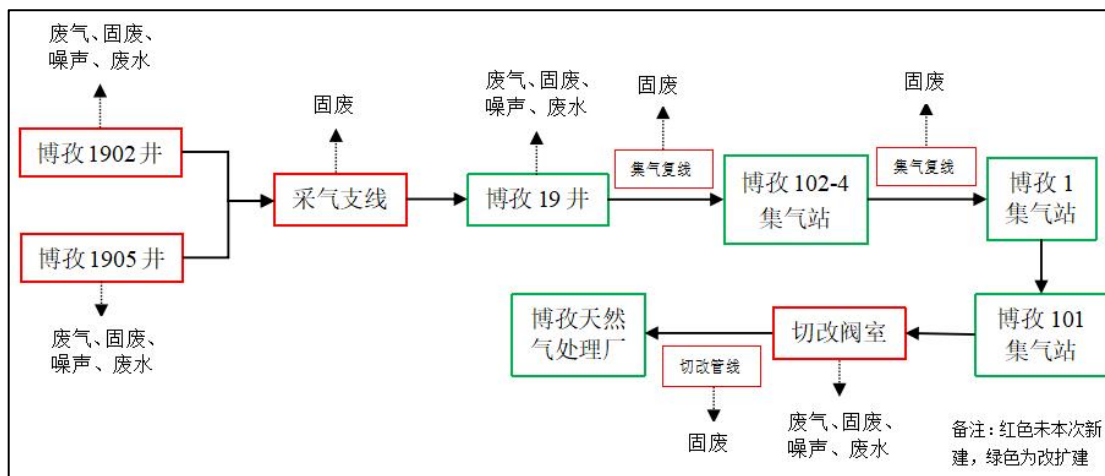


图 3.4-8 运营期工艺流程及产污环节示意图

3.4.1.3 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。

首先采用清水清洗注水通道，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。

3.4.1.4 环境影响因素分析

本项目建设可分为施工期、运营期、退役期三个阶段。

施工期环境影响的特点是持续时间短，破坏性强，在本项目建设结束后，可在一定时期消失；但如果污染防治和生态保护措施不当，可能持续很长时间，并且不可逆转，例如对生态环境的破坏。运营期环境影响持续时间长，并随着产能

规模的增加而加大，贯穿于整个运营期。退役期后，如果封井和井场处置等措施得当，环境影响将很小；反之若出现封井不严，可能导致地下残余油水外溢等事故发生，产生局部环境污染。

本项目包括钻井、地面工程建设、采油（气）、油气集输等施工作业内容，基本属于开发施工期和生产运营期的建设活动。其环境影响因素主要来源于油井及其相关钻井、采油、采气、井下作业、油气储运等各工艺过程，影响结果包括非污染生态影响，以及排放的污染物质导致的环境污染，详见图 3.4-6。

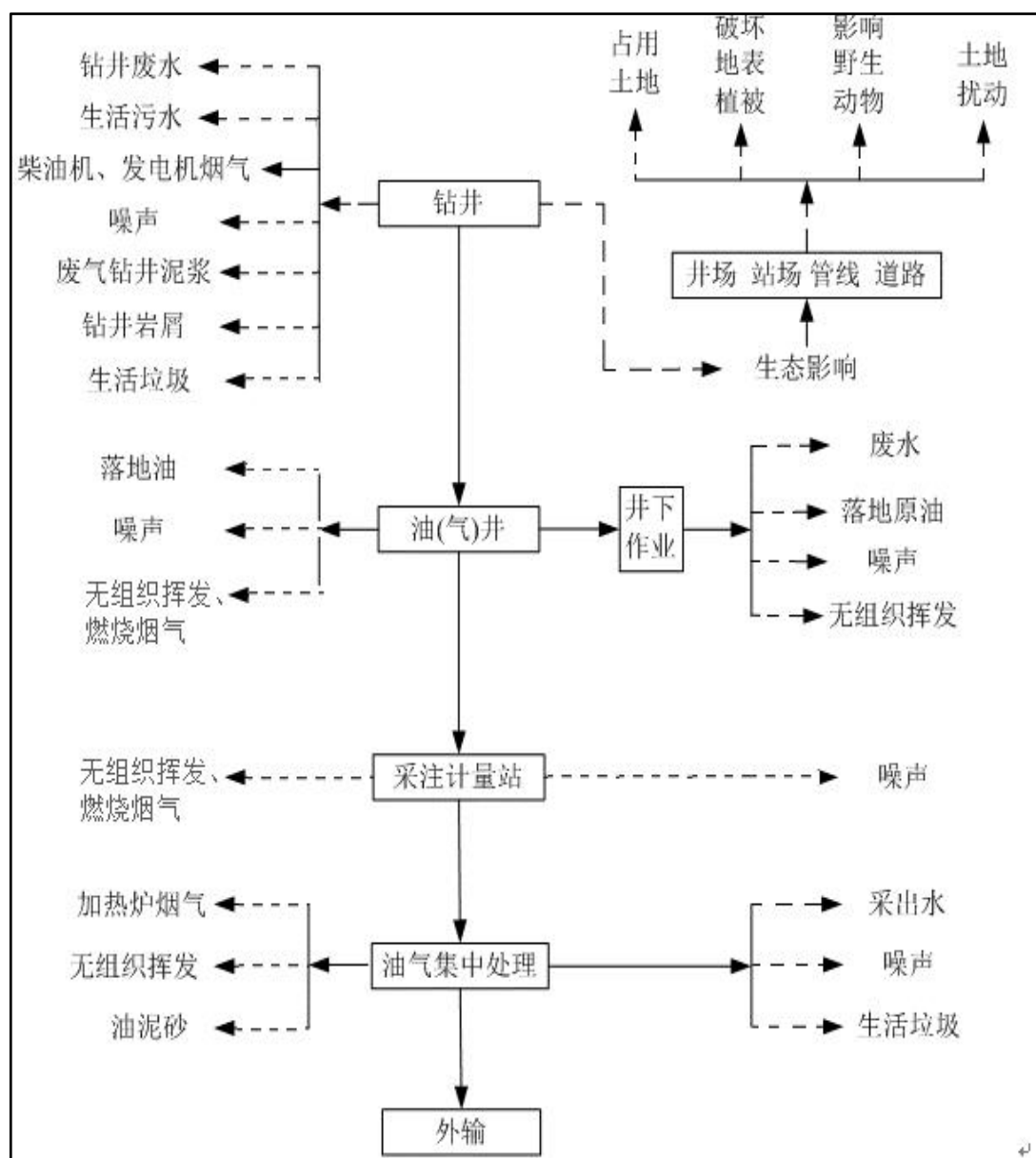


图3.4-6 油田开发过程污染物排放流程

3.4.2 施工期生态影响及污染源分析

施工期主要污染来自钻井工程、地面设施施工产生的燃料燃烧废气及汽车尾气排放、钻井岩屑、废弃钻井泥浆及钻井废水、钻井噪声、井队工作人员的生活污水和生活垃圾、设备渗油等，平整场地和堆放设备破坏地表等。

3.4.2.1 生态影响因素

生态影响主要体现在钻井、井场、管线、道路等建设阶段，如占用土地、施工对地表植被的影响、土壤扰动等。管沟开挖产生的弃土及时回填至管沟上方，基本可做到土石方挖填平衡。占用土地包括临时占地和永久占地，将暂时或永久改变土地原有使用功能。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和道路占地。地面工程施工作业包括井场场地平整、管线敷设等，施工作业直接破坏了地面植被，造成了土壤扰动，容易导致水土流失。

本项目占地分为永久占地和临时占地，永久占地主要为井场、道路、防洪堤电力线路，临时占地为管线、临时道路等。根据估算，本项目总占地面积约 41.0543hm²，其中：永久性占地面积约 14.7003hm²，临时占地面积约 26.354hm²，项目占地类型为天然牧草地、灌木林地，见表 3.4-3。

表 3.4-3 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	采气井场	0.447	2.353	2.8	2 座，单个井场永久占地 2234m ² ，（包括井场用地 1164.8m ² ，焚烧池 198m ² ，导流堤 871.2m ² ）。钻井期井场临时占地面积为 140m×100m，占地类型为灌木林地。临时占地已扣除永久占地范围。
2	博孜 19 井	0.0499	0	0.0499	扩建三相分离器橇 1 座、轮井计量阀组 1 座。占地类型为灌木林地。
3	阀室	0.0064	0	0.0064	新建博孜 3 试采干线切改阀室 1 座。占地类型为天然牧草地。
4	博孜 101 清管站	0	0	0	新建清管发球筒 1 座。在清管站内改造，不新增占地。
5	博孜天然气处理厂	0	0	0	新建清管收球筒 1 座。在处理厂内改造，不新增临时占地。
6	博孜 1902 井采气支线	0	1.0	1.0	采气支线 1.25km，作业带宽度 8m。占地类型为灌木林地

7	博孜 1905 井采气支线	0	0.92	0.92	采气支线 1.15km, 作业带宽度 8m。占地类型为灌木林地
8	博孜 19 井至博孜 102-4 集气站集气复线	0	3.16	3.16	集气复线 3.95km, 作业带宽度 8m。占地类型为灌木林地
9	博孜 102-4 集气站至博孜 1 集气站集气复线	0	1.48	1.48	集气复线 1.85km, 作业带宽度 8m。占地类型为灌木林地
10	切改阀室至博孜天然气处理厂切改管线	0	0.624	0.624	切改管线 0.75km, 作业带宽度 8m。占地类型为天然牧草地。
11	燃料气管线	0	3.48	3.48	大北 17 井至博孜 108 井燃料气管线 2.1km, 作业带宽度 8m; 大北 12-9 阀室至 DB13-3 井场燃料气管线 2.25km, 作业带宽度 8m。
12	防洪堤	12.438	12.291	24.729	新建防洪堤 9.99km, 其中, 防洪堤-1 长 5.11km, 防洪堤-2 长 2.12km, 防洪堤-3 长 2.76km。主要包括主体工程、临时道路工程、施工生产区等。
13	钻前道路修缮	1.625	0	1.625	修缮博孜 1902 井博孜 1905 井钻前道路, 长 2.5km, 路面宽 3.5m, 土路肩宽 0.5m, 路基宽度 4.5m, 占地类型为灌木林地。
14	电力线路	0.134	1.046	1.18	新建博孜 1902 井 35kV 电力线路 0.48km; 新建博孜 1905 井 35kV 电力线路 0.827km。
合计		14.7003	26.354	41.0543	//

3.4.2.2 施工期污染源分析

(1) 废气污染源

本本项目在施工期对环境空气的影响包括施工扬尘、施工车辆尾气、焊接废气、钻井工程废气和储层改造废气。

①钻井工程废气

钻井结束时需进行油气测试, 会产生测试放喷废气。本项目测试放喷期间分离出的天然气经管线引至放空火炬点燃。据此, 测试放喷期间大气污染物主要来自放空天然气燃烧产生的废气。

测试放喷期间油气通过分离器分离, 油水混合物进入油水罐储存, 分离出的气体燃烧放空。天然气放空产生的废气量取决于该井目的层天然气含量和测试放喷期间释放量, 依据具体情况设定测试放喷时间, 一般为 1~2d。

②施工机械及运输车辆排放的废气

施工过程中由于施工机械包括汽油发电机等、车辆的使用将不可避免的有机械、车辆尾气产生, 尾气中的主要污染物为颗粒物、NO_x、SO₂ 等, 一般会造成

局部的尾气浓度增大，但此类尾气为间断排放，随着机械、车辆使用频率的不同而随时变化，且施工机械和运输车辆尾气具有流动性和短暂性，施工区域位于室外开阔地带，仅对局部地点产生影响，且这种影响非常短暂。

③施工扬尘

工程施工过程中弃土临时堆存、外运过程中，在一定的风力作用下，将产生一定量的扬尘。另外，在施工车辆来回运输及进出施工工地时，亦将产生一定量的运输扬尘，影响周围的大气环境。本项目采用将施工工地四周围挡作业，工地内主要道路实施硬化，道路定时洒水，建筑材料遮盖存放等抑尘措施控制施工扬尘对周边环境的不利影响。

④焊接废气

金属材质管线连接过程中会产生一定量的焊接烟气，污染物主要为颗粒物。管线焊接时间一般都较短，从影响范围和程度来看，施工机械废气对周围大气环境的影响是有限的。

⑤储层改造废气

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

（2）废水污染源

本项目施工期产生的废水主要包括钻井废水、压裂返排液、管道试压废水、施工人员生活污水及施工废水。

①钻井废水

钻井废水主要来源于钻台、钻具、地面、设备的冲洗，还有少量下钻时泥浆流失物和泥浆循环系统的渗透物。

钻井期间产生的废水主要为钻井废水，包括：

A、机械冷却废水：包括钻井泵拉杆冲洗水、水刹车排出水等；

B、冲洗废水：包括冲振动筛用水、冲洗钻台和钻具用水、清洗设备用水、泥浆罐定期清洗废水；

C、钻井液流失废水：主要是废钻井液中的澄清液、起下钻钻井液的流失、钻井液循环系统漏失产生的废水；

D、其他废水：包括固井等作业产生的废水、井口返排水等。

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类型、处理剂的组成有关，主要污染物有悬浮物、石油类、COD 等。废水中的 pH 值高，多在 8.5-9.0 之间；悬浮物含量多在 2000~2500mg/L 之间，COD 多在 3000~4000mg/L 之间，石油类多在 60~70mg/L 之间。

本项目新钻 1 口采气井，井型为直井；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产污系数表，1 口直井为普通气井（ $\geq 4\text{km}$ 进尺）产污系数 52.64t/100m 进行估算，本项目采气井钻井总进尺为 7900m，则钻井废水产生量为 4158.56t。钻井废水与钻井泥浆、岩屑一同进入不落地系统进行分离处理，分离后的液相回用于钻井液配制，不外排。

②酸化压裂返排液

根据工程开发方案，本项目采气井均进行压裂，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（本项目按 60m³/口计），则压裂返排液产生量为 60m³，压裂返排液自带回收罐进行回收，拉运至克拉苏钻试修废弃物环保处理站进行无害化处理。

③管道试压废水

本项目新建管道试压采用洁净水，根据项目管线长度及直径，试压用水量约为 83.14m³，试压水排出后进入下一段管线循环使用。根据经验数据表明，试压结束后，管线试压废水按试压用水量的 95%计，则试压废水量约为 78.98m³，主要污染物为 SS。管线试压废水中主要污染物为 SS，属于清净废水，试压完成后用于场地降尘用水，不外排。

④施工废水

一般施工活动产生的废水，来源于施工拌料、清洗机械和车辆产生的废水主要污染物为泥沙悬浮颗粒物和矿物油，因此施工场地产生的施工废水应通过设置临时的沉淀池后上清液回用于道路降尘洒水，沉淀的泥浆干燥后作为建筑垃圾清运。

⑤生活污水

本工程单井钻井施工人数约 60 人、地面工程 40 人，采气井钻井平均单井施

工天数约为 377d；地面工程平均单井施工天数为 40d，2 座井场地面工程总施工天数 80 天，根据《新疆工业和生活用水定额》，生活用水量按 40L/d·人计，则钻井施工期生活用水量为 904.8m³，地面工程施工期生活用水量为 128m³，施工期生活用水量共计 1032.8m³。

施工期生活污水产生量按用水量 80%计，其产生量约为 1602m³。生活污水主要污染物为 COD、BOD₅、氨氮、SS 等；类比其他气田，生活污水浓度 COD 为 350mg/l，BOD₅ 为 170mg/l、氨氮为 6mg/l、SS 为 24mg/l，各污染物的产生量为 COD：0.361t；BOD：0.176t；氨氮：0.006t；SS：0.025t。

生活污水由防渗生活污水池收集，定期采用吸污车拉运至拜城县生活污水处理厂处理。

(3) 固体废物

本项目施工期固体废物主要为土石方、泥浆、钻井岩屑、含油废物、施工废料、生活垃圾等。

①土石方

本项目挖方量约为 372163.68m³，填方总量为 508955.34m³，借方为 136791.66m³，无废弃土方。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。

本项目土石方平衡表，见表 3.4-4。

表 3.4-4 土方挖填方平衡表 单位：m³

序号	分区或分段	开挖	回填	借方	
				数量	来源
1	井场建设	13500	44362.72	//	//
2	管线工程	101100	16100	//	//
3	防洪堤	257563.68	448492.62	136791.66	外购
合计		372163.68	508955.34	136791.66	/

②钻井泥浆

钻井废弃泥浆是钻井过程中无法利用的泥浆，钻井废弃泥浆的性质由使用的钻井泥浆决定，其产生量随钻井的深度而增加，其排放量计算采用《油田开发环境影响评价文集》中的经验公式：

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

式中：V——废弃钻井泥浆排放量（m³）；

D——井眼的平均直径（m）；

h——井深（m）。

本项目钻井总进尺 7900m，钻井泥浆产生量见表 3.4-5。

表 3.4-5 本项目钻井泥浆产生量

开钻顺序	井段 m	钻头尺寸 mm	泥浆量 m ³	钻井液体系
一开	0~200	571.5	112.85	聚合物
二开	200~3002	431.8	386.03	
三开	3002~6790	333.4	381.72	KCL 聚磺体系
四开	6790~7754	241.3	136.75	油基
五开	7754~7900	168.3	86.88	
合计			1104.23	//

根据以上计算可知，本项目共产生钻井泥浆 1104.23m³，其中水基非磺化泥浆 498.88m³，水基磺化泥浆 381.72m³，油基泥浆 223.63m³。

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，并经泥浆携带至地面，进入泥浆不落地系统。本项目钻井岩屑可用下式计算：

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

式中：W——钻井岩屑排放量，m³；

D——井的直径，m；

h——井深，m。

本项目钻井总进尺 7900m，产生的岩屑量见表 3.4-6。

表 3.4-6 本项目岩屑产生量

开钻顺序	井段 m	钻头尺寸 mm	岩屑量 m ³	钻井液体系
一开	0~200	571.5	68.3	聚合物
二开	200~3002	431.8	902.7	
三开	3002~6790	333.4	727.5	KCL 聚磺体系
四开	6790~7754	241.3	66.1	油基
五开	7754~7900	168.3	4.9	
合计			1769.5	//

计算得知：本项目共产生钻井泥浆 1104.23m³，产生岩屑约 1769.5m³。其中一开、二开为水基非磺化泥浆，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，分离后的固相排入防渗岩屑池，经检测达标后，运

至其它区域的非敏感油田区作为井场、道路铺垫，若检测不合格则拉运至环保站处置；三开为磺化泥浆，转运至克拉苏钻试修环保站处置，处理后的磺化岩屑各项指标满足《油田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）中综合利用污染物限值要求后，还原土用于铺垫油区内的井场、道路；四开、五开为油基泥浆，采用泥浆不落地技术在井场进行固液分离，拉运至中石化江汉石油工程有限公司拜城环保分公司油基岩屑处理站。废润滑油、废防渗材料、废烧碱包装袋等危险废物统一收集后交持有危险废物经营许可证的单位处置，上述危险废物在井场暂存及转运过程中，必须满足《危险废物暂存污染控制标准》（GB18597-2023）相关要求，并严格按照《危险废物转移管理办法》（生态环境部、公安部、交通运输部令 23 号）、《危险废物管理计划和管理台账制定技术导则》（HJ1259-2022）等相关要求制定危险废物管理台账。

④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条及其包装盒等。根据类比调查，施工废料的产生量约为 0.2t/km，本项目新建各类集输管线 13.3km，施工废料产生量约为 2.66t。施工废料应首先考虑回收利用，不可回收利用部分拉运至大北固废填埋场处理。

⑤废机油（HW08 900-249-08）

钻井施工过程中机械检修时会产生少量废机油，检修期间地面应铺设防渗膜，采用钢制铁桶收集后暂存于撬装式危废暂存间中，防止废机油落地污染土壤和地下水。类比同类钻井工程，钻井期间产生的废机油量约为 0.1t/口，本项目部署新钻井 1 口，废机油量产生量为 0.1t，废机油采用桶装密闭收集，定期由钻井队联系有危险废物经营许可证的单位清运处置。

⑥废烧碱包装袋

钻井施工过程中配制钻井泥浆时会产生少量烧碱废包装袋属于一般工业固体废物。类比同类钻井工程，钻井期间产生的烧碱废包装袋约为 0.05t/口，本项目新部署新钻井 1 口，烧碱废包装袋产生量为 0.05t，废烧碱包装袋折叠打包后，定期由库车畅源环保科技有限公司进行无害化处置。

⑦废防渗材料

工程钻井期产生少量废防渗材料属于危险废物，类比同类钻井工程，钻井期

间产生的废防渗材料约为 0.2t/口，本项目部署新钻井 1 口，废防渗材料产生量为 0.2t，定期由钻井队联系有危险废物经营许可证的单位清运处置。

⑧施工队生活垃圾

根据开发方案，本工程单井钻井施工人数约 60 人、地面工程 40 人，采气井平均单井钻井施工天数约为 377d，地面工程施工天数共 80d。平均每人每天产生生活垃圾 0.5kg，整个钻井和地面施工过程生活垃圾共计 12.91t，生活垃圾集中收集后定期运至拜城县生活垃圾填埋场填埋。。

(4) 噪声

工程施工过程中，在不同的施工阶段将使用不同的施工机械，如钻机、泥浆泵、装载机、挖掘机、设备吊装机械等，产噪声级在 75~105dB(A) 之间，对周围声环境产生一定的影响，工程采取选用低噪施工设备、四周围挡的噪声控制措施，控制施工噪声对周围声环境的不利影响。

3.4.3 运营期污染源分析

3.4.3.1 废水污染源

本项目废水主要为采出水、井下作业废水及生活污水。

(1) 采出水

采出水主要来源于油气藏本身的底水、边水，采出气液在处理站经脱水处理，排出油气藏采出水。根据开发方案，本项目 2 口新井年产气 $1.32 \times 10^8 \text{m}^3/\text{a}$ ，参考《排放源统计调查产污核算方法和系数手册》（生态环境部公告 2021 年第 24 号）中 07 石油与天然气开采行业中天然气工业废水产排污系数（0.77 吨/万立方米-产品），计算出最大采出水量为 $27.8 \text{m}^3/\text{d}$ （ $10164 \text{m}^3/\text{a}$ ）。

采出水中主要污染物为 SS、COD、石油类、挥发酚等，其浓度分别为 44mg/L，4500mg/L，69.53mg/L，0.15mg/L。由此可计算出：本项目 SS、COD、石油类、挥发酚的年产生量分别为 0.45t、45.74t、0.71t、0.0015t。

本项目采出水依托博孜天然气处理厂污水处理系统处理后达到《气田水注入技术要求》（SY/T6596-2016）标准中指标后回注气层，不外排。

(2) 井下作业废水

井下作业主要包括气井维修、大修等，井下作业废水的主要来源为修井过程产生的压井水和压井液、修井时的循环水及洗井时产生的洗井废水。根据《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 3.4-8），计算井下作业废水的产生量。

表 3.4-8 与石油和天然气开采有关的服务活动产排污系数一览表

产品名称	原料名称	工艺名称	规模等级	污染物指标	单位	产污系数	末端治理技术名称	排污系数
井下作业	洗井液（水）	非低渗透油井洗井作业	所有规模	工业废水量	吨/井次-产品	76.0	回收回注	0
				化学需氧量	克/井次-产品	104525	回收回注	0
				石油类	克/井次-产品	17645	回收回注	0
		低渗透油井洗井作业	所有规模	工业废水量	吨/井次-产品	27.13	回收回注	0
				化学需氧量	克/井次-产品	34679	回收回注	0
				石油类	克/井次-产品	6122	回收回注	0

结合项目实际特点，井区内气井为高压高产气井，参照非低渗透油井系数，采用表非低渗透油井洗井作业产污系数计算本项目运营期井下作业废水及废水中各污染物的产生量。根据上表计算井下作业工业废水产生量为 76.0t/井次，化学需氧量产生量为 104525g/井次，石油类产生量为 17645g/井次。按井下作业每 2 年 1 次计算，则单井每年产生井下作业废水 38t、化学需氧量 52262.5g、石油类 8822.5g，则本项目 2 口井井下作业工程产生的井下作业废水量为 76.0t/a，其中污染物化学需氧量、石油类为 0.105t/a、0.018t/a。井下作业废水自带回收罐回收作业废水，拉运至克拉苏钻试修废弃物环保处理站处理。

（3）生活污水

井场无人值守，通过远程监控、人员定期巡检进行管理。故运营期不新增生活污水。

3.4.3.2 废气污染源

本项目新部署采气井 2 口（博孜 1902 井、博孜 1905 井 5）；扩建老井 1 口（博孜 19 井）；新建采气支线 2.5km、集气复线 6.1km、切改管线 1km；新建阀室 1 座；改造站场 2 座（博孜 101 清管站、博孜天然气处理厂）。博孜 108 井及 DB13-3 井各新增 1 台 500KW 燃料气真空加热节流橇，燃料气为分别由大北 17 井及大北 12-9 阀室通过燃料气管道输送。因此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、加热炉产生的有组织废气和温室气体排放源。

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和硫化氢。

（1）有组织废气

有组织废气来源为井场加热炉等排放烟气，其燃料气采用干气（处理后的返

输天然气），烟囱高度为 8m。燃气加热炉耗气量计算公式如下：

$$A = \frac{3600pt}{\varepsilon Q_L}$$

式中：A 为燃气量，m³；

P 为真空加热炉功率，0.5MW；

ε为真空加热炉热转化效率，真空加热炉取 0.9；

Q_L 为燃气的低位热值，MJ/m³，根据燃气分析结果，取 36MJ/m³；

t 为真空加热炉运行时间；

h，满负荷运行 200d（4800h）；

根据现有锅炉运行情况，锅炉在夏季运行较少，有效运行时间一般小于 200d，本次评价考虑最不利情况，按满负荷计算。

则本项目各类加热炉燃气量情况见表 3.4-10。

表 3.4-10 加热炉耗气量及设置台数一览表

序号	项目	加热炉台数	年工作小时 (h)	单台锅炉燃气量 (万 m ³ /a)	总燃气量 (万 m ³ /a)
1	500kw 加热炉	2	4800	26.67	53.34

工业废气、二氧化硫、氮氧化物量根据《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》（生态环境部公告 2021 年第 24 号）中 4430 工业锅炉产排污量核算系数计算。《排污许可证申请与核发技术规范 锅炉》（HJ953-2019）附录 F 中产排污系数表（燃气工业锅炉）计算污染物产生量。

表 3.4-11 工业锅炉（热力生产和供应行业）产排污系数表-燃气工业锅炉

产品名称	原料名称	工艺名称	规模等级	污染物指标	单位	产污系数	末端治理技术名称	排污系数
蒸汽/热水/其它	天然气	室燃炉	所有规模	工业废气量	标立方米/万立方米-原料	107753	直排	107753
				二氧化硫	千克/万立方米-燃料	0.02S ^①	直排	0.02S ^①
				氮氧化物	千克/万立方米-燃料	6.97（低氮燃烧-国内领先）	直排	6.97

注：①产排污系数表中二氧化硫的产排污系数是以含硫量（S）的形式表示的，其中含硫量（S）是指燃气收到基硫分含量，单位为毫克/立方米。本次评价燃用天然气中全硫含量按《天然气》（GB17820-2018）中规定的一类天然气最大值进行核算。本次评价燃料中含硫量（S）为 20 毫克/立方米，则 S=20。

本项目井场加热炉烟气量见表 3.4-12。

表 3.4-12 本项目烟气量一览表

用气单元	加热炉台数	单台烟气量 (万 m ³ /a)	总烟气量 (万 m ³ /a)
500kw 加热炉	2	287.38	574.76

本项目加热炉污染物产生排放情况见下表 3.4-13。

表 3.4-13 燃气锅炉污染物排放情况

污染源	耗气量	烟气量	污染物排放情况					
	10 ⁴ m ³ /a	10 ⁴ m ³ /a	SO ₂		NO _x		颗粒物	
			t/a	mg/m ³	t/a	mg/m ³	t/a	mg/m ³
单个 500kw 井场加热炉	26.67	287.38	0.011	3.83	0.19	66.11	0.057	20
本项目加热炉 (博孜 108 井、大北 13-3 井各新建 1 台 500KW 加热炉)	53.34	574.76	0.022	3.83	0.38	66.11	0.114	20

根据计算, 烟气中 SO₂、NO_x 排放浓度均能够满足《锅炉大气污染物排放标准》(GB13271—2014) 表 2 中新建燃气锅炉大气污染物排放浓度限值要求 (二氧化硫: 50mg/m³, 氮氧化物: 200mg/m³, 颗粒物: 20mg/m³)。

根据项目所在地阿克苏地区生态环境局要求, 燃气加热炉须根据《工业源挥发性有机物通用源项 产排污核算系数手册》中“附表 1. 燃烧烟气锅炉挥发性有机物产污系数表”核算挥发性有机物, 该手册中天然气加热炉挥发性有机物产污系数为 1.68 千克/万立方米-燃料, 本项目运营期耗气量约 53.34×10⁴m³/a, 燃气加热炉产生的挥发性有机物约 0.09t/a, 据此根据烟气量 574.76×10⁴m³/a 核算后的燃气加热炉挥发性有机物浓度约为 15.59mg/m³。

(2) 无组织排放非甲烷总烃

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

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

本项目运营过程中从阀门、法兰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) 中设备与管线组件密封点泄漏挥发性有机物的计算公式对源强进行核算。

公式如下:

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

式中： $E_{\text{设备}}$ ——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；

$e_{\text{TOC},i}$ ——密封点 i 的总有机碳排放速率，kg/h；

$WF_{\text{VOCs},i}$ ——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；

$WF_{\text{TOC},i}$ ——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 $e_{\text{TOC},i}$ 取值参数表，见表 3.4-9。

表 3.4-9 设备与管线组件 $e_{\text{TOC},i}$ 取值参数表

类型	设备类型	排放速率 $e_{\text{TOC},i}$ / (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》及油气水物性，本次评价按保守估计的原则，采出液中 $WF_{\text{VOCs},i}$ 和 $WF_{\text{TOC},i}$ 比值取 0.035。根据设计单位提供的数据，项目井场、站场涉及的液体阀门、法兰数量如表 3.3-11 所示。

无组织废气源强一览表，见表 3.4-10。

表 3.4-10 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>i</i>} (kg/h)	WF _{VOCs<i>i</i>} /WF _{TOC<i>i</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）	40	0.024	0.035	0.0001	8760	0.0009
2		法兰或连接件	80	0.044		0.0004		0.0032
小计						0.0005	//	0.0041
3 口井合计						//	//	0.0123
5	阀室	阀门（气体）	60	0.024	0.035	0.0002	8760	0.0013
6		法兰或连接件	90	0.044		0.0004		0.0036
小计						0.0006		0.0049
3 座井场、阀室合计								0.0172

经核算，本项目非甲烷总烃年排放量约为 0.0172t/a。

3.4.3.3 噪声源

拟建工程实施后噪声污染源治理措施情况见表 3.4-10，拟建工程采取基础减振降噪，控制噪声对周围环境的影响，降噪效果约 15dB(A)。

表 3.4-10 噪声污染源强一览表

序号	噪声源名称		数量/(台/套)	源强(dB(A) (声功率级)	降噪措施	降噪效果(dB(A))
1	采气井场	采气树	1	80	基础减振	15
2	井下作业	压裂车	3	85	基础减振	15
3		酸罐车	3	85	基础减振	15
4		加压泵	3	90	基础减振	15
5		混砂车	2	85	基础减振	15

3.4.3.4 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、油泥砂、落地油、废防渗膜、废润滑油、井下作业固废及生活垃圾。

(1) 危险废物

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

①清管废渣

集输管线清管作业产生清管废渣，每 2 年清管 1 次。根据类别调查，一般清管废渣产生量为 1.15kg/km，本项目新建各类集输管线 9.6km，每次废渣产生量约 11.04kg（0.00552t/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：071-001-08），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，委托持有危险废物经营许可证的单位进行处置。

②落地油

落地原油主要产生于采气树的阀门、法兰等处事故状态下的泄漏、管线破损以及井下作业产生的落地原油。按照单井落地原油产生量约 0.1t/a 计算，本项目运行后落地油总产生量约 0.2t/a，属于危险废物 HW08（废物代码：071-001-08）。

根据塔里木油田分公司环境保护管理制度规定，不允许产生落地油。因此，

本项目井下作业时带罐作业，落地油 100%回收，回收后的落地原油委托有危废处置资质单位进行处置。

③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，则工程 2 口井产生废弃防渗材料最大量约 0.5t/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。

④油泥（砂）

油泥（砂）是被原油及其它有机物污染了的泥、沙、水的混合物，属危险废物（HW08）。正常生产的情况下，各井不产生油泥，主要为设备检修、维护时产生少量油泥。参考《排放源统计调查产污核算方法和系数手册》（生态环境部公告 2021 年第 24 号）中 07 石油与天然气开采行业中天然气固体废物产排污系数（0.007 吨/万立方米-产品），因此本项目油泥（砂）产生量约为 92.4t/a。

对照《国家危险废物名录(2021 年版)》，油泥（砂）危险废物类别为 HW08 废矿物油与含矿物油废物中 071-001-08 石油开采和联合站贮存产生的油泥和油脚，本项目产生的油泥（砂）由委托有危废处理资质和能力的单位进行无害化处理进行无害化处理。

（2）生活垃圾

本项目运营期不新增工作人员，无新增生活垃圾。

3.4.3.5 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 3.4-13。

表 3.4-13 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	0.45t	0	采出水依托博孜天然气处理

		COD	45.74t		厂污水处理系统处理后达到《气田水注入技术要求》(SY/T6596-2016)标准中指标后回注油层,不外排。
		石油类	0.71t		
		挥发酚	0.0015t		
	井下作业废水	井下作业废水	76.0t	0	井下作业废水自带回收罐回收作业废水, 拉运至克拉苏钻试修废弃物环保处理站处理。
		COD	0.105t/a	-	
		石油类	0.018t/a	-	
废气	加热炉废气	NO _x	0.38	0.38	经不低于 8m 高的排气筒排放
		SO ₂	0.022	0.022	
		颗粒物	0.114	0.114	
		NMHC	0.09	0.09	
	无组织排放	烃类	0.0172t/a	0.0166t/a	大气
噪声	采气树	机械噪声	80dB(A)	厂界达标	选用低噪声设备, 采取减振、隔声、消声等降噪措施
	压裂车		85dB(A)		
	酸罐车		85dB(A)		
	加压泵		90dB(A)		
	混砂车		85dB(A)		
固体废物	清管废渣	油类物质、铁锈	1.04t/2a	0	委托有危废处置资质和能力的单位进行处置
	油泥砂	油类物质、泥砂	92.4t/a	0	
	落地油	石油类	0.2t/a	0	
	废防渗材料	石油类	0.5t/a	0	

3.4.3.6 污染物排放三本账

拟建工程实施后, 博大采油气管理区污染物排放“三本账”核算, 见表 3.4-14。

表 3.4-14 运营期主要污染物排放变化情况表 单位: t/a

项目 类别	单位	现有工程产生量	本项目产生量	总体工程		
				“以新带老” 消减量	排放量	增减量
一、废气						
SO ₂	t/a	0.253	0.022	0	0.275	+0.253
NOx	t/a	10.091	0.38	0	10.471	+0.38
颗粒物	t/a	0.164	0.114	0	0.278	+0.114
烃类	t/a	1.036	0.1072	0	1.1432	+0.1072
H ₂ S	t/a	0.0007	0	0	0.0007	0
二、废水						
采出水	t/a	170700	10164	0	0	+10164
洗井废水	m³/a	988	76	0	0	+76
三、固废						
油泥(砂)	t/a	4856.73	92.4	0	0	0

3.4.4 退役期污染源及其防治措施

退役期废气污染源主要为施工扬尘, 采取洒水抑尘的措施; 噪声污染源主要为车辆噪声, 要求合理安排作业时间, 控制车辆速度等措施; 固体废物主要为封

井过程中产生的废弃管道、建筑垃圾等，建筑垃圾委托大北固废填埋场等填埋场合规处置。

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

3.5 清洁生产水平分析

本工程隶属博大采油气管理区管辖，积极推进清洁生产，未使用国家和自治区明令淘汰的技术、工艺和设备

清洁生产的主体是企业自身，是提高企业形象、提高市场竞争力的有效手段，是推动企业技术进步，实现资源综合利用，达到“节能、降耗、减污、增效”目标的有力措施。通过实施环境保护目标责任制、建立 HSE 管理体系、推行清洁生产，全面实现环境保护“增产减污”的发展目标。

博大采油气管理区在今后的生产过程中，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到博大采油气管理区的管理制度当中，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。

3.6 污染物排放总量控制

3.6.1 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。

3.6.2 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、NH₃-N。

（1）废气污染物

本项目油气集输和处理采用密闭集输工艺，井场内设置燃气加热炉，燃料气

为返输干气，燃料燃烧产生 SO_2 、氮氧化物等废气。

(2) 废水污染物：

运营期产生的采出水进入博孜天然气处理厂污水处理系统处理达到《气田水注入技术要求》（SY/T6596-2016）中的有关标准后回注地层，井下作业废水自带回收罐回收作业废水，拉运至克拉苏钻试修废弃物环保处理站处理，不外排。

经核算，本项目有组织排放的二氧化硫为 0.022t/a，有组织排放的氮氧化物为 0.38t/a，有组织排放的 VOC_s 为 0.097t/a，无组织排放的 VOC_s 为 0.0172t/a，不排放废水污染物。

3.6.3 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，本项目新建 2 台 500KW 加热炉，工程燃气消耗量约为 $53.34 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$ ，燃料为处理后的干气，本项目有组织排放的 NO_x 为 0.38t/a，有组织排放的 VOC_s 为 0.109t/a，无组织排放的 VOC_s 为 0.0172t/a。

故本项目投产后总量控制建议指标为 NO_x ：0.38t/a， VOC_s ：0.1262t/a。

本次评价提出的为建议值，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。

3.7 相关法规、政策符合性分析

3.7.1 与国家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。

3.7.2 与《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》的符合性分析

项目运营期采取的各项环保措施与《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》中要求的相符性分析，见表 3.7-1。

表 3.7-1 项目与《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》相符性分析

《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》中相关规定	项目采取的相关措施	符合性分析
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、森林公园、重要湿地及人群密集区等生态敏感区域内进行煤炭、石油、天然气开发。	项目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、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
煤炭、石油、天然气开发项目实行环境监理，其大气、水体、固体废物等污染防治设施与主体工程同时设计、同时施工、同时投产使用。	项目设计阶段已经对大气、废水、固体废物等污染防治进行了设计，大气、水体、固体废物等污染防治设施与主体工程同时设计、同时施工、同时投产使用。	符合
石油、天然气开发单位应当定期对油气输送管线和油气储存设施进行巡查、检测、防护，防止油气管线或者油气储存设施断裂、穿孔，发生渗透、溢流、泄漏，造成环境污染。	本报告提出运营期要定期对井场、站场各设备设施及管线进行检查检修；选用质量可靠的设备、仪表、阀门等；定期对场站和管线的设备、阀门等进行检查、检修，以防止“跑、冒、漏”现象的发生。	符合
石油、天然气开发单位应当采取保护性措施，防止油井套管破损、油井泄漏，污染地下水体。	选用质量可靠的设备、仪表、阀门等；定期对场站和管线的设备、阀门等进行检查、检修，以防止“跑、冒、漏”现象的发生。	符合
煤炭、石油、天然气开发单位应当加强危险废物的管理。危险废物的收集、贮存、运输、处置，必须符合国家有关规定；不具备处置、利用条件的，应当送交有资质的单位处置。 煤炭、石油、天然气开发单位堆放、储存煤渣、含油固体废弃物和其他有毒有害物，应当采取措施防止污染大气、土壤、水体。	本项目运营期清管废渣等委托有危废处置资质的单位进行处置。运输过程中应执行《危险废物收集贮存运输技术规范》（HJ2025-2012）和《危险废物转移管理办法》要求中有关运输的规定，运输过程中运输车辆应加盖篷布，加强危废废物的全过程管理。	符合
煤炭、石油、天然气开发单位实施下列活动的，应当恢复地表形态和植被：（一）建设工程临时占地破坏腐殖质层、剥离土石的；	项目管线施工时土方全部回填，临时占地均进行场地平整清理，植被自然恢复。站场采取了地面硬化的措施，	符合

(二)震裂、压占等造成土地破坏的；(三)占用土地作为临时道路的；(四)油油井、站、中转站、联合站等地面装置设施关闭或者废弃的。	退役期场站内的水泥平台或砂砾石铺垫被清理，平整后依靠自然恢复。	
煤炭、石油、天然气开发单位应当制定突发环境事件应急预案，报环境保护主管部门和有关部门备案。发生突发环境事件的，应当立即启动应急预案，采取应急措施，防止环境污染事故发生。	项目投产后，由博大采油气管理区管理，区块开发突发环境应急预案纳入纳入管辖作业区应急管理体系中。	符合

由上表可知，项目建设符合《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》的相关规定。

3.7.3 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 3.7-2。

表 3.7-2 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
对伴生有H ₂ S气体的油气藏，H ₂ S气体含量未达到工业综合利用要求的，应采取有效处置方案，未制定H ₂ S气体处置方案的油气藏不得开发。	本项目博孜 19 区块不含硫化氢。	符合

3.7.4 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 3.7-3。

表 3.7-3 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%。	采用清洁生产工艺及技术。本项目井下作业废水采用专用废水回收罐收集后拉运至克拉苏钻试修废弃物环保处理站处理，无废水外排；含油等危废委托有危废处置资质单位进行处置。	符合
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理，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克拉苏钻试修废弃物环保处理站处理。	符合
在油气集输过程中，应采用密闭流程，减少烃类气体排放。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。	本项目为试采工程，采出液密闭集输，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，由博大采油气管理区管理，区块开发突发环境应急预案纳入塔里木油田公司塔西南勘探开发公司博大采油气管理区突发环境事件应急预案中。	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。

3.7.5 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筑施工、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大北固废填埋场填埋处置。项目施工过程中采取“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。

3.7.6 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 3.7-4

表 3.7-4 与“环办环评函〔2019〕910号”符合性

（2019）910号要求	项目情况	符合性
各有关单位编制油气发展规划等综合规划或指导性专项规划，应当依法同步编制环境影响篇章或说明；编制油气开发相关专项规划，应当依法同步编制规划环境影响报告书，报送生态环境主管部门依法召集审查。规划环评结论和审查意见，应当作为规划审批决策和相关项目环评的重要依据，规划环评资料和成果可与项目环评共享，项目环评可结合实际简化。	塔里木油田分公司已开展《塔里木油田“十四五”发展规划环境影响报告书》，目前已取得审查意见。本项目已纳入塔里木油田地面建设十四五规划中。	
油气企业在编制内部相关油气开发专项规划时，鼓励同步编制规划环境影响报告书，重点就规划实施的累积性、长期性环境影响进行分析，提出预防和减轻不良环境影响的对策措施，自行组织专家论证，相关成果向省级生态环境主管部门通报。涉及海洋油气开发的，应当通报生态环境部及其相应流域海域生态环境监督管理局。	《塔里木油田分公司“十四五”地面工程发展规划环境影响报告书》已经就规划实施的累积性、长期性环境影响进行分析，提出了预防和减轻不良环境影响的对策措施，并组织专家进行论证。	
规划环评应当结合油气开发区域的资源环境特征、主体功能区规划、自然保护地、生态保护红线管控等要求，切实维护生态系统完整性和稳定性，明确禁止开发区域和规划实施的资源环境制约因素，提出油气资源开发布局、规模、开发方式、建设时序等优化建议，合理确定开发方案，明确预防和减轻不良环境影响的对策措施。严格落实“三线一单”（生态保护红线，环境质量底线，	《塔里木油田分公司“十四五”地面工程发展规划环境影响报告书》已结合油气开发区域的资源环境特征、主体功能区规划、自然保护地、生态保护红线管控等要求，切实维护了生态系统完	符合

资源利用上线，生态环境准入清单）管控要求，页岩气等开采应当明确规划实施的水资源利用上限。涉及自然保护区、生态保护红线的，还应当符合其管控要求。在重点污染物排放总量超过国家或者地方规定的总量控制指标区域内，应当暂停规划新增排放该重点污染物的油气开发项目。在具有重大地下水污染风险的地质构造区域布局开发项目应当慎重，确需开发的，应当深入论证规划实施的环境可行性，采取严格的环境风险防范措施。	整性和稳定性，明确禁止开发区域和规划实施的资源环境制约因素，提出了油气资源开发布局、规模、开发方式、建设时序等优化建议，合理确定开发方案，明确了预防和减轻不良环境影响的对策措施。严格落实了“三线一单”（生态保护红线，环境质量底线，资源利用上线，生态环境准入清单）管控要求。	
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。	本项目以博孜 19 区块为单位开展环评，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；同时对现有勘探井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 and 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 and 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。	本项目位于木扎提河河道范围内；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。	符合
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	本项目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废弃物，采用泥浆不落地技术在井场进行固液分离，分离后的	符合

环境影响评价指南》（2017 年 10 月 1 日）要求评价。	液相回用于钻井液配制，分离后的固相经检测合格后，用于铺垫油区内的井场、道路等；磺化水基泥浆废弃物在现场进行固液分离后，液相回用于钻井液配制，固相拉运至克拉苏钻试修废弃物环保处理站处理；油基泥浆岩屑经不落地收集系统收集后运至中石化江汉石油工程有限公司拜城环保分公司新疆油基岩屑处理站处理。	
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。含硫油田回注采出水，应当采取有效措施减少废水处理站和回注井场 H ₂ S 的无组织排放。高含硫天然气净化厂应当采用先进高效硫磺回收工艺，减少 SO ₂ 排放。井场水套加热炉、锅炉、压缩机等排放大气污染物的设备，应当优先使用清洁燃料，废气排放应当满足国家和地方大气污染物排放标准要求。	根据井区勘探井流体性质分析，本项目区域博孜 19 区块不含硫化氢。	符合
施工期应当尽量减少施工占地、缩短施工时间、选择合理施工方式、落实环境敏感区管控要求以及其他生态环境保护措施，降低生态环境影响。钻井和压裂设备应当优先使用网电、高标准清洁燃油，减少废气排放。选用低噪声设备，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
油气企业应当加强风险防控，按规定编制突发环境事件应急预案，报所在地生态环境主管部门备案。	工程建成后归属博大采油气管理区管辖，博大采油气管理区具备完善的应急管理体系，本项目可依托其应急预案及应急物资。	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，距离天山水源涵养与生物多样性维护生态保护红线区最近约为 11.83km。	符合
工程设施退役，建设单位或生产经营单位应当按照相关要求，采取有效生态环境保护措施。同时，按照《中华人民共和国土壤污染防治法》《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600）的要求，对永久停用、拆除或弃置的各类井、管道等工程设施落实封堵、土壤及地下水修复、生态修复等措施。海洋油气勘探开发活动终止后，相关设施需要在海上弃置的，应当拆除可能造成海洋环境污染损害或者影响海洋	本项目已提出工程设施退役后须采取有效的生态环境保护措施。	符合

资源开发利用的部分，并参照有关海洋倾倒废弃物管理的规定进行。拆除时，应当编制拆除环境保护方案，采取必要的措施，防止对海洋环境造成污染和损害。		
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

3.7.8 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3.7-5。

表 3.7-5 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，项目所在地温宿县、拜城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

3.7.9 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 3.7-6。

表 3.7-6 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。	本项目为试采工程，油气开采、集输、计量采用密闭流程，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。	本项目为试采工程，油气开采、集输、计量采用密闭流程，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

3.7.10 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 3.7-7。

表 3.7-7 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。	本项目占地类型为天然牧草地、灌木林地。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。	本项目占地类型为天然牧草地、灌木林地，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。	本项目在施工前先办理临时用地手续，待临时用地期限到期前，办理建设用地审批手续。对于未转入生产的，应当完成土地复垦。	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。 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。	建设单位不得对批准的临时用地进行转让、出租、抵押。 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；后期对未投入产生的进行恢复复垦。	符合

3.7.11 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《关于加强沙区建设项目环境影响评价工作的通知》符合性分析，见表 3.7-8。

表 3.7-8 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》（HJ19-2011）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
对于位于沙化土地封禁保护区范围内或者超过生态环境承载能力或对沙区生态环境可能造成重大影响的建设项目，不予批准其环评文件，从源头预防环境污染和生态破坏	拟建工程不在沙化土地封禁保护区范围内，不属于对沙区生态环境可能造成重大影响的建设项目，项目在采取有效的生态保护、避让、减缓等措施，不会超过区域生态环境承载能力	符合

3.7.12 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

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 3.7-9。

表 3.7-9 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它法律法规规章禁止的区域进行污染环境的任何开发活动。	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。	工程采取了分区防渗措施，项目投产后，由博大采油气管理区管理，区块开发突发环境应急预案纳入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。	本项目项目符合《塔里木油田“十四五”发展规划》及规划环评要求，项目为现有博孜区块改扩建项目。	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。	本项目废气主要为加井场无组织废气，井场采取密闭集输，定期巡检措施；废水主要为采出水、井下作业废液，采出水随采出液一起输送至博孜天然气处理厂处理，井下作业废液送克拉苏钻试修废弃物环保处理站处理，废水均不向外环境排放；本项目位于博孜 19 区块，不属于高含硫天然气开采。	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,开发区块伴生气整体回收利用率应达到 80%以上;边远井、零散井等产生的伴生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,并尽快内完成修复;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
--	---	----

3.8 相关规划符合性分析

3.8.2 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,坚持把发展经济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。

3.8.3 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，行政区隶属阿克苏地区拜城县和新和县管辖，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》。

3.8.4 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 3.8-1。

表 3.8-1 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 VOCs 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。推动新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	本项目位于新疆维吾尔自治区阿克苏地区温宿县、拜城县，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	符合

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。	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。	
---	-----------------------------------	--

3.8.5 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 3.8-2。

表 3.8-2 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。	本项目属于规划中克拉苏气田博孜 19 区块，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	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

	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。		
	(三)严格生态环境保护,强化各类污染防治。针对规划实施可能出现的累积性、长期性生态环境问题,采取积极有效的生态复垦和生态恢复措施,确保实现《报告书》提出的各项生态恢复治理要求,有效减缓规划区生态环境退化趋势。根据油气开采产业政策和生态环境保护政策要求,严格落实资源环境指标要求,进一步控制污染物排放以及能源消耗水平,对油气开采产生的废弃油基泥浆、含油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《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329)等相关标准要求,采取切实可行的地下水污染防治和监控措施,防止造成地下水污染。油气开采过程中产生的固体废物,应当遵循减量化、资源化、无害化原则,合规处置。加强伴生气、落地油、采出水等回收利用,提高综合利用水平。	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、生活污水等进行综合利用,节约了水资源;试采工程中,天然气采用密闭流程,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工艺装备升级换代,加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。	博大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,推动区域生态环境健康发展。	符合
	(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。	博大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

3.8.6 《新疆维吾尔自治区环境保护条例》

本项目位于阿克苏地区拜城县、温宿县境内,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。本项目占地类型为天然牧草地,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。

3.8.7 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”。

本项目主要以天然气开采为主，年产气 $1.32 \times 10^8 \text{m}^3$ ，年产油 $4.28 \times 10^4 \text{t}$ ，工程建设对于天然气的供应具有十分重要的意义。

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；生活垃圾集中收集后运至拜城县垃圾填埋场处理；施工废料首先考虑回收利用，不可回收利用部分拉运至大北固废填埋场填埋处置。运营期产生的油泥（砂）、落地油、废活性炭、清管废渣和废防渗材料均委托有危废资质单位妥善处理。

3.8.8 与《阿克苏地区国土空间规划（2021 年-2035 年）》（新政函〔2024〕108 号）符合性分析

2024 年 6 月 10 日，新疆维吾尔自治区人民政府出具《关于〈阿克苏地区国土空间规划（2021 年-2035 年）〉的批复》（新政函〔2024〕108 号），《规划》机批复中强调：

严保永久基本农田保护红线、严守生态保护红线、严控城镇开发边界。

严保永久基本农田保护红线：坚决落实最严格的耕地保护制度，严守耕地保护红线，将达到质量要求的优质耕地依法划入永久基本农田，实施特殊保护。已经划定的永久基本农田全面梳理整改，有序推进永久基本农田划定成果核实，确保永久基本农田数量不减少、质量不降低、生态有改善。

严守生态保护红线：以资源环境承载力为硬约束，结合“双评价”中生态保护极重要区评价，强调生态涵养，落实生态红线保护要求，切实做到应划尽划，应保尽保，实现一条生态保护红线管控重要生态空间。阿克苏地区生态红线主要分布于天山南脉、塔里木河上游沿岸、托什干河中下游沿岸。

严控城镇开发边界：坚持节约优先、保护优先，严控增量、盘活存量，优化结构、提升效率，提高城镇建设用地集约化程度。在综合考虑城镇定位、发展方向和综合承载能力的基础上，科学研判城镇发展需求，优化城镇形态和布局，促进城镇有序、适度、紧凑发展，实现多中心、网络化、组团式、集约型的城乡国土空间格局。

本项目占地范围内不涉及基本农田，距离基本农田最近约 0.77km，未处于城镇开发边界，距离生态保护红线最近距离 11.83km。

3.9 选址、选线合理性分析

本项目组成包括钻井工程、地面工程、集输管线、阀组建设等油气集输工程以及配套的供配电、防腐、结构、仪表等工程。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。

3.9.1 井场选址分析

本项目新钻井 1 口博孜 1905，新建标准化采气井场 2 座（博孜 1902 井、博孜 1905 井），井场占地土地类型主要为灌木林地。由于资源开发工程具有特定地域的特殊性，可研设计阶段已尽量减少占用地方公益林，选择植被相对稀疏地带，建设单位施工前应根据相关要求，办理占地手续并进行征地补偿，施工过程中尽量避开植物茂密区域。项目采取有效污染防治及风险防范措施后，建设和运行对评价区环境影响较小、风险可控，井场选址可行。

3.9.2 管线选址合理性分析

本项目新建博孜 1902 井至博孜 19 井采气支线 1.25km、博孜 1905 井至博孜 19 井采气支线 1.15km、博孜 19 井至博孜 102-4 集气站集气复线 3.95km、新建博孜 102-4 集气站至博孜 1 集气站集气复线 1.85km 及博孜 3 试采干线切改阀室至博孜处理厂切改管线 0.75km。根据现场调查和资料搜集，工程区地势平坦，远离人群居住区，管道临时占用灌木林地和天然牧草地。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。本次环评提出合理优化油气集输管线选线，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。

博孜 1902 井至博孜 19 井采气支线、博孜 1905 井至博孜 19 井采气支线、博孜 19 井至博孜 102-4 集气站集气复线及博孜 102-4 集气站至博孜 1 集气站集气复线，共计长度约 8.6km，占用地方公益林，新建博孜 3 试采干线切改阀室至博孜处理厂切改管线不涉及公益林。本次只对新建涉及地方公益林管段进行选线合理性分析。

3.9.3 线路比选

本项目为了最大程度减少对地方公益林的影响，与建设单位充分沟通后，对原设计方案中的新建集输管线走向进行优化设计。新建博孜 1902 井至博孜 19 井采气支线、博孜 1905 井至博孜 19 井采气支线、博孜 19 井至博孜 102-4 集气站集气复线及博孜 102-4 集气站至博孜 1 集气站集气复线，共计长度约 8.6km。本项目线路比选有 3 个方案，

三个方案均沿着已有管道的走向布设，三条管线均有部分段涉及地方公益林无法避让。方案一（原设计管线）占用涉及地方公益林的面积较大；方案二（比选管线）占用永久基本农田及地方公益林，但占用地方公益林的面积较少；方案三（比选管线）占用永久基本农田及地方公益林，占用地方公益林面积与方案二相同，占用永久基本农田面积较方案二增大，对自然生态环境较大，因此本次新建管线推荐选用方案一作为本项目实施管线走向，具体比选见表 3.8-1。

表 3.8-1 新建管线路由环境因素比较表

线路名称	方案一 博孜 19 井接入博孜 102-4 集气站	方案二 博孜 19 井接入博孜 102 集气站	方案三 博孜 19 井接入博孜 101 集气站
长度	4+2.1（102-4 集气站至博孜 1 集气站 2.1km）	10.5km	14km
总用地面积	3.66hm ²	6.3hm ²	8.4hm ²
穿跨越工程	①碎石路开挖+钢套管穿越 6 次； ②道路顶管穿越 2 次； ③河流、冲沟开挖穿越 3 次。	①碎石路开挖+钢套管穿越 15 次； ②道路顶管穿越 3 次； ③河流、冲沟开挖穿越 24 次。	①碎石路开挖+钢套管穿越 15 次； ②道路顶管穿越 4 次； ③河流、冲沟开挖穿越 24 次。
占用地方公益林长度/面积	6.21km/3.66hm ²	0.93km/0.558hm ²	0.93km/0.558hm ²
占用永久基本农田长度/面积	不占用	6.82km/4.092hm ²	7.06km/4.236hm ²
200m 范围内居民区	无	居民区 1 处，吾斯塘布依村，约 155 人	居民区 1 处，博斯坦村，约 307 人

施工难度	较小，除新建井场需要新建施工便道外，其余新建集输段均可依托原有油田道路，施工选择植被覆盖较低的区域，减小林木砍伐。	较大，全线须新建施工便道，大开挖穿越阿舍布隆总干渠，涉及吾斯塘布依村拆迁、道路防护林砍伐穿越基本农田区域征地及补偿。	较大，全线须新建施工便道，大开挖穿越阿舍布隆总干渠，涉及道路防护林砍伐及穿越基本农田区域征地及补偿。
景观影响	相当	相当	相当
自然生态环境	较小	较大	较大
环境噪声、空气	相当	相当	相当
水环境	无	穿越阿舍布隆总干渠	穿越阿舍布隆总干渠
工程投资	640.75 万元	1080.35 万元	1440.46 万元
是否推荐	是	否	否

经上述对比方案一、方案二和方案三的特点，对占用敏感区工程内容，方案一具有以下优势：管道两侧 300m 范围内无居民等敏感目标，敷设区域无城市规划区、水源保护地、森林公园等敏感目标，环境风险小；虽不可避免的占用塔里木河水土流失重点治理区及地方公益林，但多为临时占地，不占用永久基本农田，不涉及道路防护林及经济作物的砍伐；管道长度较短，不穿越阿舍布隆总干渠等，施工难度较小；投资 640.75 万元，工程投资较少。从整体而言，在采取相应的措施后，严格控制施工作业带，尽量避开植被覆盖度较高的区域，方案一较方案二和方案三对区域生态环境影响程度相对较小，故本项目采取方案一作为集输管线的最终走向。本项目线路比选见图 3.8-1。

本项目施工期前需要办理征地手续，严格控制占地范围，加强施工管理，尽量减少对植被的破坏，施工结束后及时进行生态恢复，可以确保区域生态环境功能不降低。从环境保护角度看，选线可行。

3.10 “三线一单”符合性分析

“三线一单”，是指生态保护红线、环境质量底线、资源利用上线和生态环境准入清单，是推进生态环境保护精细化管理、强化国土空间环境管控、推进绿色发展高质量发展的一项重要工作。

（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、生物多样性维护、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）、《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》（新环环评发〔2021〕162号）以及《关于印发<阿克苏地区生态环境分区管控方案（2023年版）>的通知》（阿地环字〔2024〕32号）相关要求，本项目位于拜城县一般管控单元（环境管控单元编码为ZH65292630001）及温宿县一般管控单元（环境管控单元编码为ZH65292230001），不在生态保护红线范围内。

（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PM₁₀，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，溶解性总固体、总硬度、硫酸盐、氯化物、铁、锰均有不同程度超标，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）III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。

项目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；试采工程中，采出液采用密闭流程，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天然牧草地及灌木林地，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“石油、天然气勘探及开采”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。

综上所述，本项目建设符合“三线一单”要求。

本项目与生态保护红线位置关系，见图 3.10-1。本项目生态环境分区管控位置关系，见图 3.10-2。

具体管控要求符合性能分析，见表 3.10-1、表 3.11-2。

表 3.10-1 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）（2023年更新）、《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）（2023年更新）、本项目井场、阀室及管线均属于拜城县一般管控单元（环境管控单元编码为 ZH65292630001）及温宿县一般管控单元（环境管控单元编码为 ZH65292230001）。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，提出区域或者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至大北固废填埋场处置；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。	本项目占地类型主要为天然牧草地及灌木林地，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它区域。一般管控单元主	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。	符合

名称	文件要求	符合性分析	结论
	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。	

表 3.10-2 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
ZH65292630001	拜城县一般管控单元	一般管控单元	区域包含乡镇、部分基本农田。	无
控维度	管控要求			符合性
空间布局约束	1.执行阿克苏地区总体管控要求中空间布局约束的要求。 2.任何单位和个人不得擅自占用基本农田。禁止在基本农田内从事非农业生产的活动。除法律规定的重点建设项目选址确实无法避让外，其他任何建设不得占用。 3.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。 4.严格控制在优先保护类耕地集中区域新建土壤环境监管重点行业项目。			本项目为天然气开采工程，项目占地为天然牧草地及灌木林地，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.执行阿克苏地区总体管控要求中关于污染物排放管控的准入要求。 2.强化畜禽养殖粪污资源化利用，提高畜禽粪污综合利用率，减少恶臭气体挥发排放。 3.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。 4.加强农村生活垃圾的清运、收集、处置。严禁将城镇生活垃圾、污泥、工业废物直接用作肥料。 5.鼓励和支持散养密集区实行畜禽粪污分户收集、集中处理。			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.执行阿克苏地区总体管控要求中关于环境风险防控的准入要求。 2.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。 3.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。 4.加强油（气）田勘探、开发、运行过程中及排放产生的废弃物对土壤的污染。			项目投产后，由博大采油气管理区管理，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.执行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。 2.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。 3.减少化肥农药使用量，增加有机肥使用量，实现化肥农药使用量负增长。 4.推进矿井水综合利用，煤矿废水全部处理达标后用于补充矿区生产用水和生态用水，加强洗煤废水循环利用。 5.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。			本项目会消耗一定量的水资源，但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。
单元编码	单元名称	单元属性	单元特征	环境要素属性
ZH65292230001	温宿县一般管控单元	一般管控单元		
控维度	管控要求			符合性
空间布局约束	1.执行阿克苏地区总体管控要求中空间布局约束的要求。 2.任何单位和个人不得擅自占用基本农田。禁止在基本农田内从事非农业生产的活动。除法律规定的重点建设项目选址确实无法避让外，其他任何建设不得占用。 3.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。 4.严格控制在优先保护类耕地集中区域新建土壤环境监管重点行业项目。			本项目为天然气开采工程，项目占地为天然牧草地及灌木林地，未占用永久基本农田。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.执行阿克苏地区总体管控要求中污染物排放管控的要求。 2.强化畜禽养殖粪污资源化利用，提高畜禽粪污综合利用率，减少恶臭气体挥发排放。 3.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。 4.加强农村生活垃圾的清运、收集、处置。严禁将城镇生活垃圾、污泥、工业废物直接用作肥料。 5.鼓励和支持散养密集区实行畜禽粪污分户收集、集中处理。			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.执行阿克苏地区总体管控要求中环境风险防控的要求。 2.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。 3.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			项目投产后，由博大采油气管理区管理，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

	隐患治理和闭库措施。 4.加强油（气）田勘探、开发、运行过程中及排放产生的废弃物对土壤的污染。开展油（气）资源开发区历史遗留污染场地治理。	本单元管控要求。
资源利用效率	1.执行阿克苏地区总体管控要求中资源利用效率的要求。 2.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。 3.减少化肥农药使用量，增加有机肥使用量，逐步实现化肥农药使用量零增长。 4.推进矿井水综合利用，煤矿废水全部处理达标后用于补充矿区生产用水和生态用水，加强洗煤废水循环利用。 5.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。	本项目会消耗一定量的水资源，但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 3.10-3 与《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》符合性分析一览表

名称	管控要求	本项目	符合性
天山南坡片区总体管控要求	切实保护托木尔峰和天山南坡中段冰雪水源及生物多样性保护生态功能区内的托木尔峰自然景观、高山冰川、野生动物、森林和草原,合理利用天然草地,稳步推进草原减牧,加强保护区管理,维护自然景观和生物多样性。	本项目不位于托木尔峰和天山南坡中段冰雪水源及生物多样性保护生态功能区	符合
	重点做好塔里木盆地北缘荒漠化防治。加强荒漠植被及河岸荒漠林保护,规范油气勘探开发作业,建立油田和公路扰动区域工程与生物相结合的防风固沙体系,逐步形成生态屏障。	本项目已提出持续改善、防风固沙、生态修复的要求,施工过程中严格控制施工占地,井场建设和管道敷设完成后,采取措施及时恢复临时占地,对施工作业带进行生态恢复,尽可能减少对区域生态环境的影响。	符合
	推进塔里木河流域用水结构调整,维护塔里木河、博斯腾湖基本生态用水。 加强塔里木河流域水环境风险管控。加大博斯腾湖污染源头达标排放治理和监督力度,实施博斯腾湖综合治理。	本项目位于温宿县、拜城县,不涉及巴州境内的博斯腾湖,本项目距离塔里木河较远,运营期耗水环节仅为井下作业用水,用水量较少,施工废水、生活污水等进行综合利用,不挤占塔里木河生态用水。运营期加强环境风险防控,基本不会对塔里木河水环境产生影响。	符合
	加强油（气）资源开发区土壤环境污染综合整治。强化涉重金属行业污染防控与工业废物处理处置。	本项目已提出土壤污染防治措施,本项目不涉及涉重金属行业污染防控,产生的油泥等危险废物委托有资质的单位合理处置。	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

拜城县位于新疆维吾尔自治区西南部，阿克苏地区东北部。地处塔里木盆地西北部，天山中段南麓、却勒塔格山北缘的山间盆地、渭干河上游流域。四周群山环抱，为带状盆地。西北高东南低，自然坡降较大，地形复杂，北部为天山主干，南部为却勒塔格山，东部为库车达坂，西部有叠山洪沟。北依天山与昭苏、特克斯县相连，南隔却勒塔格山与新和县为界，东与库车市毗邻，西与温宿县接壤。拜城县地理坐标为北纬 $41^{\circ}31'24''\sim 42^{\circ}38'48''$ ，东经 $80^{\circ}30'00''\sim 82^{\circ}57'31''$ 之间。全县东西长 184km，南北宽 105km，行政区面积 15554km²。

温宿县地处阿克苏地区的西北部，位于新疆西部天山中段托木尔峰南麓、塔里木盆地北缘，地处东经 $79^{\circ}28'\sim 81^{\circ}28'$ ，北纬 $40^{\circ}52'\sim 42^{\circ}21'$ 之间，北以天山山脊克尔斯克尔为界与昭苏县相依，东隔木扎提河和拜城县、新和县为邻，南与阿克苏市毗连，西隔托什干河与乌什县相望，总面积 1.46 万 km²。

本项目位于新疆阿克苏地区温宿县、拜城县境内，其中博孜 1902 井采气支线、博孜 1905 井采气支线、博孜 19 井至博孜 102-4 集气站集气复线、博孜 102-4 集气站至博孜 1 集气站集气复线均位于阿克苏地区拜城县；博孜 3 试采干线（切改部分）位于阿克苏地区温宿县，中心地理坐标为：东经 $81^{\circ}09'47.1577''$ ，北纬 $41^{\circ}43'45.3370''$ （博孜 102-4 集气站）。本项目地理位置见图 3.3-1。

4.1.2 区域地质条件

4.1.2.1 地形地貌

温宿县北有雄伟的天山山脉，南隔阿克苏市和沙雅县与浩瀚的塔克拉玛干沙漠连成一片，地势北高南低，由西北向东南倾斜，北部山高坡陡，南部地势平坦。北部山区面积 7442.08km²，占全县的 52.4%。山区又分为两个部分，峰峦叠嶂的高山区称为后山区；以南的亚高山和中低山区称为前山区。后山区约为 3000km²，以天山山脉最高峰—托木尔峰（海拔 7435m）和天山第二高峰—汗腾格里峰（海拔 6995m）为主体。天山山脉呈东西走向，山势高峻，大面积山区突出在雪线以上，是座巨大的天然固体水库。南部平原面积 6760.37km²，占全县

面积的 47.6%。前山区以南是天山隆升时的断裂沉陷区，在流水的冲刷、搬运作用下形成规模巨大的洪积、冲积平原，呈扇形向东南倾斜。县境内最高海拔为托木尔峰（海拔 7435m），最低海拔为乌鲁克也尔自然保护区（海拔 1036m），中心城区海拔 1132m。由于洪水长期冲刷、切割、冲积作用，在县境西南部形成了自西北向东南约 50km 的土陡崖（当地称为卡坡）为界的不同气候、土壤、生物资源特征的两片平原，即县境东部坎坡上面的洪积冲积平原区和坎坡下面西部冲积平原区。

拜城县为典型的凹陷盆地地貌，周围环山，中部为平原，总的地势由北向南逐渐降低。拜城盆地呈西北向东南展布，长达 150km，南北宽达 30km，盆地中心位于拜城-托克逊一带。拜城盆地周围的山间还嵌有多个盆地、洼地，称为盆中之盆。拜城县山地面积约占全县总面积的 86.2%，拜城盆地由木扎提河、喀普斯浪河、克孜尔河、台勒维丘克河等北部诸水系所形成的洪积、冲积平原所组成，约占全县总面积的 13.8%。

本项目勘察区场地地貌单元为山前冲洪积扇，地形起伏不大，整体地势北高南低。

4.1.3.1 地质构造

项目所在区域位于塔里木地台库车山前拗陷北部边缘，项目区以北为南天山地槽褶皱带，以南为秋立塔克弧型构造带。距穿越断面较近的（约 15km）、规模较大的断裂为阿德儿断裂，该断裂位于穿越断面以北，为逆断层，走向近东西向，断层北倾，倾角 $57^{\circ}\sim 62^{\circ}$ ，断裂西端有酸性岩侵入，在其北部又有张性分支断裂，被断裂切割的灰岩有泉出露。工程所在区域覆盖层由第四系全新统松散堆积物构成，厚度大于 16.0m，局部地段分布有人工填土。现由新至老叙述：

第四系全新统冲积卵石层(Q4ml)：杂色，含漂石，结构松散~密实，呈次圆、次棱角状，分选较好，粒径变化大，岩性不均匀，分布在河床和右岸表层。漂石、卵石母岩成分主要为石灰岩、闪长岩、花岗岩等。漂石约占 20%，粒径一般 30cm~40cm 之间，个别大于 90cm；卵石约占 65%，粒径一般 4cm~9cm，个别 18cm；砾石约占 15%。骨架间充填中砂，含少量粘性土。本层厚 2.0m~3.8m，层面高程 1341.90m~1343.42m。

第四系全新统冲洪积卵石层(Q4al+pl)：杂色，含漂石，稍密~很密，磨圆度

较好，岩性不均匀。漂石、卵石母岩成分主要为石灰岩、石英岩、长石石英砂岩等。漂石约占 10%，粒径一般 25cm~35cm，个别大于 50cm；卵石约占 70%，粒径一般 3cm~12cm，个别 15cm；砾石约占 20%。骨架间充填砾砂、粗砂，含粘性土和少量粘土团块。层面高程 1338.41m~1349.80m。

本项目博孜区块附近位于秋里塔格构造带的西段-冶克奇根背斜。

4.1.3 区域水文地质

4.1.3.1 地表水

拜城县境内河流有 11 条，其中主要河流 5 条。自西向东有木扎提河、喀普斯浪河、台勒维丘克河、喀拉苏河和克孜尔河。木扎提河由北向南流经察尔齐大桥后东折流入拜城盆地，在米吉克、康其、温巴什 3 乡交汇处与喀普斯河、台勒维丘克河两河相汇，至托克逊乡。地表水总的分布规律是：西部多，东部少。5 条河的年径流总量为 $27.92 \times 10^8 \text{m}^3$ ，集水面积为 $9545 \times 10^8 \text{m}^2$ 。全县引水量 $14.536 \times 10^8 \text{m}^3$ ，为总流量的 52.2%。

木扎提河发源于县境西北天山山脉，上源为南木扎尔特冰川和卡拉格玉勒冰川。木扎尔特河上源冰川规模大，冰舌伸延海拔高度低，融水补充丰沛。木扎尔特河沿温宿县、拜城县屈汇集两岸大小支流、山泉，由南向北，经阿克布隆水文站出山口后，朝东往南北逶迤而下，流经拜城盆地汇入喀普斯浪、克孜尔等河，出却勒山后始称渭干河，汇入塔里木河。水量主要由冰川、融雪和降水形成，为县境内最大的常年性河流。流出山口后多分支散流，两岸多为河滩草地或沼泽。木扎尔特河流经国营羊场、老虎台乡、大宛其农场、察尔齐农场、大桥乡、温巴什乡、米吉克乡、康其乡、托克逊乡、塞里木乡及克孜尔乡。河流全长 210km，河宽 70~300m，流域面积 2870km^2 ，年径流量 1450 亿 m^3 ，多年平均流量为 $45.94 \text{m}^3/\text{s}$ ，灌溉面积为 272.8km^2 。

4.1.3.2 水文地质

①北部山区

拜城盆地近东西向的大型新生代向斜拗陷盆地，基底为古近系-新近系，其富水性在南北近山前要小于平原的中部。沿河流向下至中部的察尔其镇，含水层为单一的潜水含水层，岩性为砂砾卵石层，含水层富水性好。察尔其镇以北向着大宛其方向，受北部隆起的影响，地下水富水性逐渐变差，至大宛其农场以北，

含水层中夹有亚粘土、亚砂土层。察尔其镇向东至大桥乡，含水层的富水性良好，含水层岩性以砂砾卵石层为主，地下水埋深 5.93~14.5m。在大桥乡以南、木扎提河南岸的温巴什乡，含水层由木扎提河冲积物质组成，较其西部区域颗粒变小，含水层岩性以砂砾石层为主，地下水埋深南部为 13m，向北至河谷区则变为小于 1m，部分地区为透水不含水区。

②中部克孜勒塔格山前平原区

中部克孜勒塔格山前平原区即拜城盆地中部区域，由喀布斯拉河、台勒维丘克河及喀拉苏河三河的冲洪积扇共同组成了面积广阔的山前冲洪积平原，拜城县城即坐落在此区域当中。此区西部的米吉克乡，其含水层物质在乡政府以北由喀布斯拉河的冲洪积物组成，属中、上更新统地层。在米吉克乡以北的喀布斯拉河冲洪积扇中部，地下水富水性优良。在拜城县城、布隆乡及亚吐尔乡一带，属台勒维丘克河、喀拉苏河冲洪积扇的中、上部区，含水层富水性良好，但由于所处的位置不同，有的在扇轴部位，有的在两扇交汇区，在富水性上有一定的差异，处于扇轴或近于扇轴的县城及亚吐尔乡：据资料，在县城西北方向的炮团一带，含水层岩性为卵砾石地层。在县城附近，含水层岩性以砂砾石、卵砾石地层为主。在县城东北方向的布隆乡，在位置上处于台勒维丘克河与喀拉苏河冲洪积扇的交汇区中上部，虽处县城上游，但富水性较县城一带稍差，据布隆乡蔬菜基地大棚生产井资料，上部 25m 为亚粘土层，下部为砂砾石与亚粘土互层，含水层岩性粗砂含砾或砂砾石含卵石。县城东南方向的康其乡南部，处于上述两河冲洪积扇的交汇区下部，含水层富水性较上部区变差。县城东部的托克逊乡及赛里木镇，处于喀拉苏河冲洪积扇的中部及东部，其富水性符合冲洪积平原的一般规律，即由上至下，富水性逐渐由好变差，在 307 省道附近及以北的区域，地下水富水性好，省道以南区域，除托克逊乡的一村二组、一村四组一带及赛里木乡的七村三组带，富水性好以外，其余地区的富水性一般，在托克逊乡省道以南及以西的局部区域，地下水具有承压性。在两乡镇的南部靠近木扎提河的区域，受构造隆起作用的影响，在托克逊乡的布隆村以南及赛里木镇的赛里木村一带，第四系厚度均小于 100m。

③东部克孜尔河下游冲洪积平原区

属拜城向斜的东部翘起端，古近系-新近系基底埋藏浅，克孜尔乡的东部古近

系-新近系在多处已出露地表，其南部是拜城向斜内的局部隆起区域，因之第四系厚度不大，松散层孔隙潜水含水层薄或不含水。

4.1.4 气候、气象

拜城县地处欧亚大陆深处，远离海洋，属大陆性暖温带干旱型气候：气候干燥，蒸发量大，降水稀少，且年季变化大；春夏多风沙，夏季炎热，冬季寒冷，昼夜温差大，年均风速小，光照充足，无霜期长，与工程相关的灾害性气象因素有冰雹、沙尘暴、大风和暴雨主要气象要素如表 4.1-1。

表 4.1-1 拜城县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	最冷月月平均相对湿度	78%	11	极端最高	40.9℃
2	最热月月平均相对湿度	46%	12	极端最低	-27.4℃
3	年平均风速	1.7m/s	13	日最大降雨	54.5mm
4	冬季平均风速	0.6m/s	14	年平均降雨	95.6mm
5	夏季平均风速	1.4m/s	15	年平均蒸发量	1538.5mm
6	最大风速	39m/s	16	最大冻土深度	93mm
7	冬季最多风向	东南风	17	年均大风日数	30d

温宿县地属暖温带干旱气候地区，降雨量稀少、蒸发量大、气候干燥。无霜期 205~219d，冬季相对暖和，夏季相对凉爽，春季干旱多大风，伴有浮尘扬沙天气。光热、风能气候资源丰富，与工程相关的灾害性气象因素有冰雹、沙尘暴、大风和暴雨主要气象要素如表 4.1-1。

表 4.1-1 温宿县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	9.9-11.5℃	7	多年平均风速	1.7-2.4m/s
2	极端最高气温	40.7℃	8	年最多风向	N
3	极端最低气温	-27.6℃	9	年平均水汽压	6.6-7.6MPa
4	年均日照小时数	2967h	10	气温年较差	32.8-34.5℃
5	年最大冻土深度	62-78cm	11	年平均降雨量	60.8mm
6	年平均相对湿度	47-57%	12	平均年蒸发量	1896.5mm

4.1.5 地震

依据《中国地震动参数区划图》（GB18306-2015）和《建筑抗震设计标准》GB/T 50011-2010（2024 年版）附录 A 中的规定：新疆维吾尔自治区阿克苏地区拜城县所在工程区Ⅱ类场地地震动峰值加速度值为 0.20g；地震动峰值加速度反应谱特征周期值为 0.40s，地震烈度为 8 度，抗震设计分组为第二组，为一般地

段。

4.2 生态环境现状调查与评价

4.2.1 生态系统调查

4.2.1.1 生态系统类型

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以稀疏灌丛生态系统为主,本次拟建井场(BZ1905、BZ19 及 BZ1902)及新建管线等主要工程内容基本属于灌丛生态系统类型,其次为新建阀室部分涉及少量草地生态系统,具体生态系统类型分布情况见图 4.2-1。各类生态系统统计见表 4.2-1。

表 4.2-1 本次工程评价区生态系统类型及特征

序号	生态系统类型	面积 (hm ²)	比例
1	稀疏灌丛生态系统	9.68	93%
2	草地生态系统	0.81	7%
合计		10.49	100.00%

4.2.1.2 生态系统特征

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。

区域属于新疆南部地区塔里木盆地稀疏生态系统,系统由半灌木、小半灌木构成初级生产力,土壤为典型盐土及潮土等,属于典型的盐生荒漠。荒漠野生动物构成规划范围内野生动物群的主体。主要为耐旱和适应缺水环境的爬行类、鸟类和哺乳类。荒漠生态系统虽然结构简单,但因其分布面积大,又处于生态环境较敏感的地区,所以在防止荒漠化、保护绿洲稳定、维持生物多样性方面仍具有十分重要的作用

4.2.2 生态功能区划

根据《新疆生态功能区划》，项目所在区域属于天山山地温性草原、森林生态区，天山南坡草原牧业、绿洲农业生态亚区，天山南坡中段前山盆地油气、煤炭资源开发及水土流失敏感生态功能区、托木尔峰和天山南坡中段冰雪水源及生物多样性保护生态功能区和拜城盆地绿洲农业生态功能区。本工程主要生态服务功能、生态敏感因子、主要生态问题和主要保护目标见表 4.2-2 和图 4.2-2。

表 4.2-2 项目区生态功能区划

生态功能分区单元			主要生态服务功能	主要生态环境问题	主要生态敏感因子、敏感程度	主要保护目标
生态区	生态亚区	生态功能区				
III 天山山地温性草原、森林生态区	III ₃ 天山南坡草原牧业、绿洲农业生态亚区	42.托木尔峰和天山南坡中段冰雪水源及生物多样性保护生态功能区	水源补给、生物多样性维护、土壤保持	水土流失、野生动物减少、土壤侵蚀、森林破坏	生物多样性及其生境极度敏感，土壤侵蚀轻度敏感	保护托木尔峰自然景观、保护高山冰川、保护野生动物、保护森林和草原
		43. 天山南坡中段前山盆地油气、煤炭资源开发及水土流失敏感生态功能区	天然气资源、煤炭资源、土壤保持、荒漠化控制、旅游	水土流失、矿业开发造成环境污染与植被破坏	生物多样性及其生境中度敏感，土壤侵蚀高度敏感	保护水质、保护自然植被、保护地表形态、保护文物古迹、保护防洪设施
		44.拜城盆地绿洲农业生态功能区	农产品生产、土壤保持、水文调蓄、旅游	水土流失、局部土壤盐渍化	土壤侵蚀高度敏感，土地沙漠化轻度敏感	保护基本农田、保护文物古迹（克孜尔千佛洞）、保护水工建筑

本项目类型属于石油天然气开采项目，与生态功能区划发展方向一致。项目主要是采气井、管线敷设和井场设备安装，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，项目的建设实施与区域生态环境功能不冲突，对区域生态环境影响是可接受的。本工程不属于新区块开发，项目的实施不会增加区域油气资源总产能，项目废气达标排放、产生的固废妥善处置，可确保油气开发与生态环境保护的双赢，与区域发展方向相协调。符合区域生态服务功能定位。

4.2.3 土地利用现状调查及评价

本次土地利用现状调查的主要技术方法采用遥感数据分析和解译，即以高分辨率遥感影像为基础，采用图形叠加法对评价范围内的生态环境现状进行分析，并参照《土地利用现状分类》（GB/T21010-2017），以确定评价范围内的土地利用类型，将成果绘制成土地利用现状图。同时选择有代表性的地物类型，建立遥感影像野外标志数据库，收集能反映区域土地利用特征的野外照片、录像资料，在实地踏勘和调查时进行野外核查。

根据调查，评价区及占地范围内土地利用现状类型为稀疏灌木林地、一般草地及少量天然牧草地，项目区内植被覆盖度在 5-10%左右，少部分管线经过茂密区域可达 15%，土地现状以自然状态为主。生态现状调查范围土地利用类型见表 4.2-2，评价区域土地利用现状，见图 4.2-3。

表 4.2-2 评价区土地利用类型一览表

土地利用类型		面积(km ²)	比例/%
一级分类	二级分类		
草地	天然牧草地	0.80	7.6
	其他草地	0.01	0.1
林地	稀疏灌木林地	9.68	92.3
合计		10.49	100

由上表可知，生态现状调查范围内土地利用类型涉及 2 大类 3 小类，其中项目区占地以稀疏灌木林地为主。

4.2.4 植被环境现状调查及评价

4.2.4.1 评价区域植被类型

按中国植被自然地理区系划分，项目区域植被类型属于新疆荒漠区、南疆荒漠亚区、天山南坡山地草原省、拜城盆地州。本项目位于山前倾斜戈壁洪积平原区，该区域的植被基本均属于荒漠类型的灌木、半灌木及小半灌木。

区域高等植被有 27 种，分属 9 科，（详见表 4.2-3）。根据《国家重点保护野生植物名录》、《新疆国家重点保护野生植物名录》和《新疆维吾尔自治区重点保护野生植物名录》（第一批），项目区域无国家及自治区重点保护野生植物。

表 4.2-3 项目区域主要高等植物名录

科	种名	拉丁名
麻黄科 Ephedraceae	膜果麻黄	Ephedra przewalskii
藜科 Chenopodiaceae	圆叶盐爪爪	K.Schrenkianum
	刺蓬	Salsola pestifer
	细叶虫实	Corispermum heptapotamicum
	星状刺果藜	Echinopsilon divaricatum
	短叶假木贼	Anabassis spp.
	合头草	Sympegma regelii Bunge
柽柳科 Tamaricaceae	琵琶柴	Rcaumuria soongaria
豆科 Leguminosae	铃铛刺	Halimodendron halodendron
	白花苦豆子	Sqpbora alopecuroides
	苦马豆	Sphaerophysa salsula
	疏叶骆驼刺	Althagi sparsifolia
	锦鸡儿	C.camillischneideri Kom
蒺藜科 Zygophyllaceae	骆驼蓬	Peganum harmala
	西伯利亚白刺	Nitraria sibirica
胡颓子科 Elaeagnaceae	尖果沙枣	Elaeagnus oxycarpa
	大沙枣	E.Moorcroftii
茄科 Solanaceae	黑刺	Lycium ruthenicum
菊科 Compositae	分枝鸦葱	Scorzonera divaricata
	盐生鸦葱	S.Salsula
	新疆绢蒿	Seriphidium boratalense
	小薊	Cirsium setosum
	花花柴	Karelinia caspica
禾本科 Gramineae	芦苇	Phragmites communis
	假苇拂子茅	Calamagrostis pseudophragmites
	拂子茅	Cephejov
	獐毛	Aeluropus litoralis
	赖草	Aelurololpidium secalinum
	猪毛菜	Salsola spp.
	芨芨草	Achnatherum splendens

4.2.4.2 项目区域植被类型

区域在长期的历史发展过程中, 形成了一些能适应项目区气候的植物生活型。组成项目地区植被的植物生活型主要是盐柴类灌木、半灌木、多年生草本及一、二年生草本等基本类群, 其中灌木和半灌木植物占优势。灌木主要为膜果麻黄, 半灌木主要为琵琶柴、盐爪爪, 小半灌木假木贼、猪毛菜、新疆绢蒿等, 灌丛植被的建群种或优势种, 具有明显的防治水土流失的作用。植被单元划分如下:

①膜果麻黄群系

膜果麻黄群系是新疆灌木荒漠中最大的一个类型，它多处于山麓洪积扇上，是砾质戈壁荒漠的典型植物群系，其分布生境地表表面细土被风蚀而残存砾幕，下层有发达的石膏盐盘夹层，在天山南坡，也可以上升到石质低山。分布区气候十分干旱，多生长在暂时地表径流形成的小冲积沟内，十分稀疏，在100平方米内往往只有1-2株或少数几株。春季4月恢复生长，枝条伸长，6月开花，7月结实，9月果实成熟。由于环境极为干旱，生长速度缓慢，年生长量不多。实生苗少见，幼苗需若干年才能长大成株。群落结构十分简单，稀疏的膜果麻黄单优势种群落分布面积最广，盖度一般在5%以下。在水分条件较好的地段，株高超过1m，盖度可达10%-15%。主要伴生种随生态条件不同有泡泡刺、琵琶柴等。

②琵琶柴群系

这一群系在天山南坡分布在海拔1500m-2000m的山麓洪积扇上部和山前的低山带，它所处土壤为砾质石膏棕漠土，琵琶柴在群落中形成高30-50cm的层片，从属片层则由膜果麻黄所形成，群落种类组成简单，群落总盖度15%左右，伴生植物有合头草、盐爪爪等。

③合头草群系

合头草群系广泛分布于天山南坡，项目区在海拔1400m-1700m均有分布，生长土壤机械组成可以是砾质、石质的，也可以是沙壤质的，这一群系中绝大多数群落为合头草单优势种，群落盖度可达15%-18%，群落组成简单，伴生有假木贼、膜果麻黄、琵琶柴等。

④盐爪爪群系

这一群系分布于天山南坡海拔1600-1900m的山前倾斜平原上部，群落总盖度为3%-5%，群落种类组成很贫乏，有时伴生有少量琵琶柴。

⑤短叶假木贼群系

短叶假木贼群系主要分布在海拔1400-1600m的接近山麓的低山上，群落总盖度5%-10%，群落种类组成贫乏，伴生植物有膜果麻黄、琵琶柴等。

在区域主要分布的5个群系中，优势度最大，出现频率最高的主要为膜果麻黄群系、琵琶柴群系。本项目博孜1905井、博孜1902井、博孜19井及管线工程的生态影响范围内主要为膜果麻黄群系，新建阀室部分生态影响范围内主要为短

叶假木贼群系。

4.2.4.3 植被利用现状

本报告采用《全国重点牧区草场资源调查大纲和技术规程》中五等八级的评价标准对草地质量进行评价。

项目区为典型的荒漠灌木及盐化草甸，主要植被类型为膜果麻黄群系及少部分的短叶假木贼群系，植被覆盖度 5%-10%，草场类型为：荒漠化、盐化草地。主要的草场等级为四等五级草场。

4.2.4.4 植被群落样方分析

A. 布设原则

为了获取评价区植被类型及其生长状况信息(覆盖度、生物量、分布特征等)，评价人员采取了遥感影像解译、实地踏勘、样方分析、查阅资料等多种方法。下面着重说明样方调查情况。

评价人员于 2024 年 9 月 19 日对评价区进行了现场踏勘，根据《环境影响评价技术导则-生态影响》（HJ19—2022）要求，选取的典型生境为草地和灌丛。

B. 样方调查内容

样方调查选择纵贯评价区的调查线路，使调查结果能充分代表评价区内的植被现状。布设在天然植被调查样方的方法和纪录内容如下所述：

灌木植物样方调查：在公益林段设置 5m×5m 的灌木植被样方 3 个（膜果麻黄群系），记录该样方的 GPS 坐标和周围地形，同时记录样方内的植物种名称、株数、平均高、各物种盖度、生物量等信息。

C. 样方信息统计

本次评价主要样方情况见表 4.2-4 至表 4.2-6。根据样内和样外记录，结合以往有关研究等资料进行分析，由此对调查区植被及植物资源状况获得初步认识。

表 4.2-4 样方 1 统计表

群落名称	膜果麻黄群系	样方号	01
样方照片		建群种照片	

									
位置	BZ1905		样方面积		5×5m		时间	9月19日	
经度			纬度				海拔高度(m)	1563	
坡向	-		坡位		-		坡度	-	
土壤类型	棕钙土		地貌		冲洪积扇		珍稀植物	膜果麻黄	
建群植物	膜果麻黄		样方总盖度		10%		样方外植物	-	
灌木层	名称	学名			株(丛)数	平均高度(cm)	平均冠幅(cm)	盖度(%)	
建群种	膜果麻黄	<i>Ephedra przewalskii Stapf</i>			5	50	100	10	
伴生种									

表 4.2-5 样方 2 统计表

群落名称	膜果麻黄群系			样方号	02	
样方照片				建群种照片		
						
位置	BZ1902	样方面积	5×5m	时间	9月19日	
经度		纬度		海拔高度(m)	1580	
坡向	-	坡位	-	坡度	-	
土壤类型	棕钙土	地貌	冲洪积扇	珍稀植物	膜果麻黄	
建群植物	膜果麻黄	样方总盖度	10%	样方外植物	-	
灌木层	名称	学名	株(丛)数	平均高度(cm)	平均冠幅(cm)	盖度(%)
建群种	膜果麻黄	<i>Ephedra przewalskii</i> Stapf	6	50	100	12

伴生种						
表 4.2-6 样方 3 统计表						
群落名称	膜果麻黄群系			样方号	03	
样方照片			建群种照片			
						
位置	拟建博孜 19-博孜 102-4 管线		样方面积	5×5m	时间	9 月 19 日
经度			纬度		海拔高度(m)	1587
坡向	-		坡位	-	坡度	-
土壤类型	棕钙土		地貌	冲洪积扇	珍稀植物	膜果麻黄
建群植物	膜果麻黄		样方总盖度	10%	样方外植物	-
灌木层	名称	学名		株(丛)数	平均高度(cm)	平均冠幅(cm)
建群种	膜果麻黄	Ephedra przewalskii Stapf		9	50	100
伴生种						

4.2.5 野生动物现状调查

4.2.5.1 动物现状情况

项目区位于塔里木盆地北部，塔克拉玛干沙漠的西北缘，地貌为低山丘陵和山前倾斜戈壁洪积平原。按中国动物地理区划分级标准，评价区域属于古北界、哈萨克斯坦区、天山山地亚区、中天山小区。通过对区域野生动物的实地调查和有关调查资料的查询，主要动物名录见表 4.2-7。

表 4.2-7 项目所在区域内主要动物种类及分布

中文名	学名	居住特性	分布及频度			
			戈壁	绿洲	山地	水域
两栖、爬行类	5 种					
绿蟾蜍	<i>Bufo viridis</i>		++	++		
南疆沙蜥	<i>Phrynocephalus forsythi</i>		++			
密点麻蜥	<i>Eremias multiocellata</i>		++			
荒漠麻蜥	<i>Eremias przewalskii</i>		++			
红沙蜥	<i>Eryx miliaris</i>				+	
鸟类	32 种					
鸢	<i>Milvus korschun</i>	R	+	+	+	
普通鵟	<i>Buteo buteo</i>	W	+	+	+	
石鸡	<i>Alectoris graeca</i>	B			++	
环颈雉	<i>Phasianus colchicus</i>	R			+	
凤头麦鸡	<i>Vanellus vanellus</i>	B	±			
毛脚沙鸡	<i>Syrrhates paradoxus</i>	R	+		+	
原鸽	<i>Columba livia</i>	R	+	+	+	
欧斑鸠	<i>Streptopelia turtur</i>	B		+		
灰斑鸠	<i>Streptopelia decaocto</i>	R		++		
大杜鹃	<i>Streptopelia turtur</i>	S		+		
楼燕	<i>Apus apus</i>	B		+	+	
戴胜	<i>Upupa epops</i>	R		+		
白翅啄木鸟	<i>Dendrocopos leucopterus</i>	B		±		
沙百灵	<i>Calandrella rufescens</i>	R	++	±	+	
凤头百灵	<i>Galerida cristata</i>	R	++	±	+	
角百灵	<i>Eremophila alpestris</i>	R	+	±	+	
云雀	<i>Alauda arvensis</i>	B	±	±		
白鹡鸰	<i>Motacilla alba</i>	B	+	+	+	
红尾伯劳	<i>Lanius cristatus</i>	B	±	+	+	
喜鹊	<i>Pica pica</i>	R		+	+	
黑尾地鸦	<i>Podoces hendersoni</i>	S	++			
寒鸦	<i>Corvus monedula</i>	W	±	++	+	

中文名	学名	居住特性	分布及频度			
			戈壁	绿洲	山地	水域
小嘴乌鸦	<i>Corvua corone</i>	B	±	++	+	
树麻雀	<i>Passer montanus</i>	R		+	+	
黑顶麻雀	<i>Passer ammodendri</i>	R		+	+	
漠雀	<i>Rhodopechys githagineus</i>	B	+	+	+	
哺乳类	12 种					
草兔	<i>Lepus capensis</i>	—			++	
三趾跳鼠	<i>Dipus sagitta</i>	—	±	+	+	
长耳跳鼠	<i>Euchoreutes naso</i>	—	+			
小家鼠	<i>Mus musculus</i>	—		++		
褐家鼠	<i>Rattus novegicus</i>	—		+		
灰仓鼠	<i>Cricetulus migratorius</i>	—		++		
子午沙鼠	<i>Meriones meridianus</i>	—	+			
狼	<i>Canis lupus</i>	—	±		±	
鹅喉羚	<i>Gazalla subutturosa</i>	—	±		±	

注：（1）R——留鸟 B——繁殖鸟 W——冬候鸟 S——夏候鸟
（2）±：偶见种类 +：常见种 ++：多见种

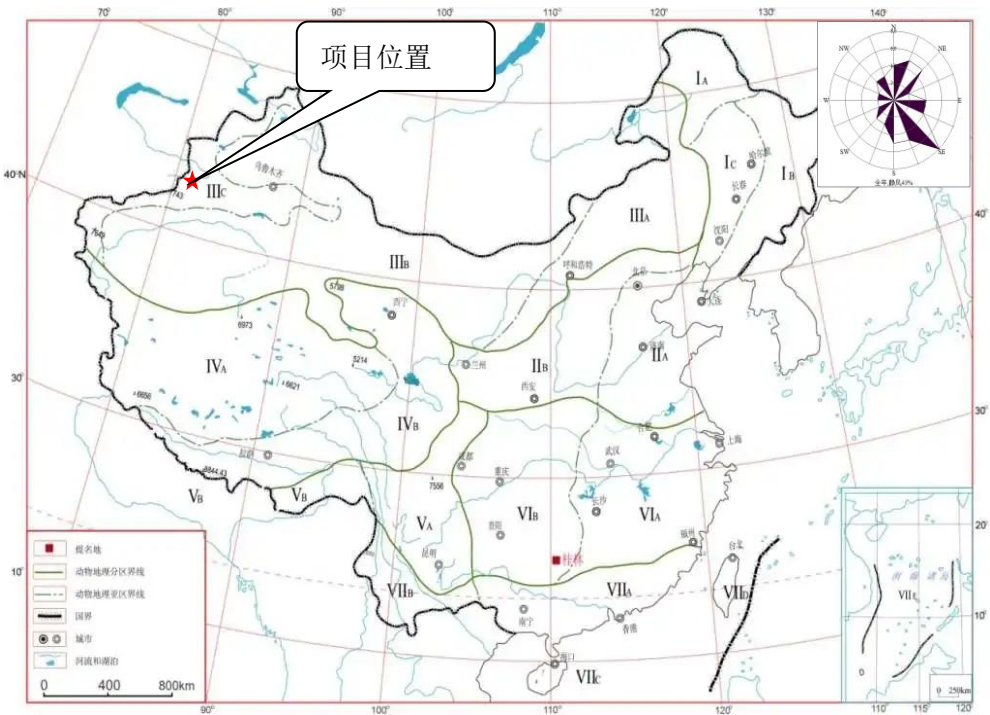


图 4.2-5 动物区划图

根据《国家重点保护野生动物名录（2021 年版）》、《新疆国家重点保护野生动物名录》（2021 年 07 月 28 日发布），经过咨询当地林业局野生动物保护科以及生态环境局等单位，该区域共有级重点保护动物 2 种，均为国家二级保护动物。见表 4.2-8。

表 4.2-8 区域重点保护动物

序号	中文名	拉丁学名	中国保护等级
1	鹅喉羚	<i>Gazella subgsoni</i>	二级
2	鸢	<i>Milvus korschun</i>	二级

(1) 鹅喉羚：鹅喉羚又名长尾黄羊，俗称黄羊，隶属于偶蹄目牛科 羚羊亚科 瞪羚属。每年 12 月-翌年 1 月，鹅喉羚发情交配，此时雄羊喉部膨大，很像公鹅的头，因此得名鹅喉羚。该种分布区域广泛，从阿拉伯半岛、伊朗、阿富汗和中亚，向东直到中国西北和蒙古境内的广大地区都有其分布。近几十年来，由于栖息地的丧失、过度捕猎及偷猎，全球范围内鹅喉羚种群数量锐减。我国于 1989 年将其列为国家二级保护动物，1994 年 IUCN 红色名录列为 LR 级（低危种），2006 年将其列为 VU 级（易危种）（IUCN，2006）。鹅喉羚在拜城县北部的山前冲洪积扇和低山山区有广泛的分布（海拔 1300m-3000m），由于水源、食源丰富且分布广，气田区的鹅喉羚无固定的饮水点和觅食点，无固定栖息地、繁殖地，项目区鹅喉羚分布密度约 0.5 只/km²。

(2) 鸢：又名老鹰、黑鸢、鹞鹰，体长约 650mm，上体暗褐杂以棕白色；耳羽黑褐色。下体大部分为灰棕色带黑褐色纵纹；翼下具白斑。尾叉状，翱翔时最易识别。多见于山区林地、城郊及居民点附近。天气晴朗时，常见其在天空翱翔。发现猎物，立即俯冲直下，以鼠、兔、蛙、鸟等为食。在高大乔木的顶端营巢。国内分布几遍及各地，终年留居。在气田区低山山区及农田绿洲边缘常见。

本项目位于气田开发区域，因该区域周边石油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，已难以再见到大中型野生动物，偶尔可见到鹅喉羚的踪迹。

4.2.5.2 动物样线调查

野生动物调查主要采用样线法，本次环评评价区范围内共布置调查样线 3 个。分别布设在 BZ1905 井及管线段，BZ1902 井场井及管线段，博孜 101 集气站新建的阀室附近。

样线法是指观测者在观测样地内沿着选定的一条线路记录一定空间范围内出现的物种相关信息的方法，按照评价区域野生动物生境类型分别设置 3 条样线，样线调查要求：样线 1 调查长度 806km，样线 2 调查长度 550km，样线 3 调查长

4.2.6 水土流失现状

(1) 拜城县、温宿县水土流失现状

根据《阿克苏地区水土保持规划（2020~2030）》，项目所在的拜城县和温宿县土壤侵蚀类型、侵蚀强度及面积见表 4.2-10。由表可知，土壤侵蚀类型主要以中度侵蚀为主。

表 4.2-10 拜城县、温宿县土壤侵蚀分类分级面积统计表（单位：km²）

区县	侵蚀类型	轻度	中度	强烈	极强烈	剧烈	合计
拜城县	水力侵蚀	2080.44	911.08	374.98	287.52	20.99	3675.01
	风力侵蚀	1414.50	0	0	0	0	1414.50
	合计						5089.51
温宿县	水力侵蚀	933.19	645.07	351.27	185.92	26.23	2141.68
	风力侵蚀	1981.46	0	0	0	0	1981.46
	合计						4123.14

(2) 水土流失重点防治分区

根据（新水水保〔2019〕4号），新疆共划分了2个自治区级重点预防区，4个自治区级重点治理区。其中，重点预防区面积19615.9km²，包括天山山区重点预防区、塔里木河中上游重点预防区；重点治理区面积283963km²，包括额尔齐斯河流域重点治理区、天山北坡诸小河流域重点治理区、塔里木河流域重点治理区、伊犁河流域重点治理区，项目所在拜城县和温宿县属于II3塔里木河流域水土流失重点治理区。

(3) 水土流失成因

项目区地形平坦，地表地表裸露植被稀少，林草覆盖率较低，扰动后易引发侵蚀。从年降雨频率、平均风速、最大风速分析，具备发生侵蚀的条件。

(4) 项目评价区水土流失现状

根据项目区土壤侵蚀情况、地形地貌情况、气候特征和土壤植被等自然条件，项目区域土壤侵蚀类型主要为风力侵蚀和水力侵蚀。依据《新疆维吾尔自治区2022年水土流失动态监测年报》中土壤侵蚀现状图可知，项目评价区域土壤侵蚀强度为微度。

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、生物多样性维护、水土保持、防风固沙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。

本项目西北距离生态保护红线区（天山水源涵养与生物多样性维护生态保护红线区）约 11.83km，不在生态保护红线范围内。

4.2.8.2 水土流失重点预防区和水土流失重点治理区

水土流失重点预防区指水土流失潜在危险较大的区域，水土流失重点治理区指水土流失严重的区域。根据《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），新疆共划分了 2 个自治区级重点预防区，4 个自治区级重点治理区。其中，重点预防区面积 19615.9km²，包括天山山区重点预防区、塔里木河中上游重点预防区；重点治理区面积 283963km²，包括额尔齐斯河流域重点治理区、天山北坡诸小河流域重点治理区、塔里木河流域重点治理区、伊犁河流域重点治理区。

根据《新疆维吾尔自治区水土保持规划(2018-2030 年)》和《关于印发新疆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)，项目所在拜城县和温宿县属于 II 3 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。

本项目类型属于油气开采项目，项目以施工期为主，具有临时性、短暂性特点，施工期对项目区域进行定时洒水抑尘；设置限行彩条旗，严格控制和管理施工期间车辆行驶的范围，减轻对周边区域的扰动；采取了完善的防沙治沙及水土保持措施。施工结束后管沟回填，不会对区域的水土保持基础功能类型造成影响。

4.2.8.3 拜城县地方公益林

重点公益林是指生态区位极为重要或生态状况极为脆弱，对国土生态安全、生物多样性保护和经济社会可持续发展具有重要作用，以提供森林生态和社会服务产品为主要经营目的的重点防护林和特种用途林。包括水源涵养林、水土保持林、防风固沙林和护岸林；自然保护区的森林和国防林等。

根据《新疆维吾尔自治区阿克苏地区拜城县国家级公益林分级区划界定》成果，公益林中重点公益林 14166.48 公顷，占公益林面积的 33.58%；一般公益林 28021.38 公顷，占 66.42%。按林地状况分布，重点公益林 14166.48 公顷，其中：纯林（纯林）48.42 公顷，占重点公益林面积的 0.34%；疏林地 29.91 公顷，占 0.21%；国家特别规定灌木林 7273.71 公顷，占 51.34%；宜林荒山荒地 6814.44 公顷，占 48.11%。按权属、林种分布状况，重点公益林权属为国有、集体二类，其中：重点公益林权属为国有面积 485.50 公顷，占重点公益林面积的 3.43%；集体面积 13680.98 公顷，占 96.57%。重点公益林权属为国有林中，护岸林 229.52 公顷，占重点公益 1.62%；宜林荒山荒地 255.98 公顷，占 1.81%。重点公益林权属为集体林中，护岸林 2109.39 公顷，占重点公益 14.89%；农田牧场防护林 78.33 公顷，占 0.55%；防风固沙林 4934.80 公顷，占 34.83%；宜林荒山荒地 6558.46 公顷，占 46.3%。

本项目主要新建工程位于拜城县地方公益林范围，占公益林面积约为 23.9613 公顷，其中永久占用 14.6013 公顷，临时占用 9.36 公顷，为水土保持林，灌木林地，盖度 10%。本项目与拜城县重点公益林位置关系见附图 4.2-9。

4.2.9 主要生态问题调查

项目评价区域降水量少，植被覆盖率低，干旱和半干旱是生态环境的主要特征，生态环境较为脆弱。本次评价针对区域的现场考察和资料分析，项目区目前主要的生态问题包括以下几方面：

（1）水土流失问题

项目区气候干热，降雨少，蒸发量大，由于森林和草地被破坏，加剧了土壤侵蚀，水土流失是评价范围内的主要生态环境问题之一。

（2）土地荒漠化问题

土地盐渍化和荒漠化主要是指在干旱多风的沙质和沙壤质地表土壤条件下，由于地下水位较高，人类强度活动破坏了脆弱生态系统的平衡，造成地表出现以风沙活动为主要标志的土地退化和土壤盐渍化。从而引起地表土壤含盐量增加，沙质地表、沙丘等的活化，导致生物多样性减少、生物生产力下降、土地生产潜力衰退以及土地资源丧失，项目区荒漠化的形成主要是因风蚀所致。近年来，自治区实施了退耕还林还草、沙化土地封禁保护等措施，土地沙化趋势明显减缓，局部生态环境状况明显改善。

4.2.10 小结

项目所在拜城县和温宿县属于 II 3 塔里木河流域水土流失重点治理区，评价区域内不涉及国家公园、自然保护区、自然公园等自然保护地、世界自然遗产、生态保护红线等法定生态保护区，距离生态保护红线区（天山水源涵养与生物多样性维护生态保护红线区）约 11.83km，涉及占用拜城县地方公益林 21.12 公顷，其中永久占用 14.24 公顷，临时占用 6.88 公顷。

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。根据《新疆生态功能区划》，评价区属于塔里木盆地暖荒漠及绿洲农业生态区，塔里木盆地西部、北部荒漠及绿洲农业生态亚区；阿克苏河冲积平原绿洲农业生态功能区。项目区气候极端干旱，土壤发育较差，类型较为简单，主要土壤类型为棕钙土及少量棕漠土，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。

4.3 环境空气质量现状调查与评价

4.3.1 区域大气环境质量达标判定

本项目地处新疆维吾尔自治区阿克苏地区温宿县、拜城县境内，根据《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ2.2-2018）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 2023 年 SO₂、NO₂、PM₁₀、PM_{2.5} 年均浓度分别为 7 μg/m³、32 μg/m³、95 μg/m³、37 μg/m³；CO 24 小时平均第 95 百分位数为 2.2mg/m³，O₃ 日最大 8 小时平均第 90 百分位数为 130 μg/m³；其中超过《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中二级标准限值的污染物为 PM₁₀、PM_{2.5}。区域环境空气质量现状评价表详见表 4.3-1。

表 4.3-1 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	7	60	11.67	达标
NO ₂	年平均	32	40	80	达标
CO	第 95 百分位数日平均	2200	4000	55	达标
O ₃	第 90 百分位数日平均	130	160	81.25	达标
PM _{2.5}	年平均	37	35	105.71	超标
PM ₁₀	年平均	95	70	135.71	超标

注：监测数值中 PM_{2.5}、PM₁₀、SO₂、NO₂ 这四项为浓度均值，CO 为 24 小时平均浓度第 95 百分位数，O₃ 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}、PM₁₀、SO₂、NO₂ 这四项为年均值，CO 为 24 小时平均值，O₃ 为日最大 8 小时平均值。

由上表可知：2023 年项目所在地阿克苏地区 SO₂、NO₂ 年平均浓度及 CO、O₃ 日平均浓度均满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）的二级标准要求；PM₁₀、PM_{2.5} 年浓度超过《环境空气质量标准》（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。

4.3.2 特征因子补充监测

(1) 监测点基本信息

按照《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018)，结合项目所在区域地形特点以及当地气象特征，且本次评价在布置 3 个监测点位对区域环境空气质量现状进行补充监测，其中实测 1 个监测点，引用 2 个监测点，监测因子为非甲烷总烃。监测工作由新疆新环监测检测研究院（有限公司）完成。

监测点位基本信息，见表 4.3-2。监测点位示意图见图 4.3-1。

表 4.3-2 监测点位基本信息一览表

序号	监测点名称	监测因子	环境功能区
		1 小时平均	
1	博孜天然气处理厂下风向 1km 处	非甲烷总烃	二类
2	科台克吐尔村西北 3km	非甲烷总烃	二类
3	博孜 19 井西北 2.0km 处	非甲烷总烃	二类

(2) 监测时间及频率

实测监测点：2024 年 9 月 3 日至 9 月 9 日，监测 7 天。非甲烷总烃、硫化氢 1 小时平均浓度，每天检测 4 次，具体时间：4:00、10:00、16:00、22:00。

引用监测点：“科台克吐尔村西北 3km”来源于《塔里木油田克拉苏气田博孜 108-大北 18JS 井区白垩系巴什基奇克-巴西改组试采项目环境影响报告书》，监测时间为 2024 年 4 月 20 日至 2024 年 4 月 26 日；“博孜 19 井西北 2.0km 处”来源于《博孜 19 井集输工程环境影响报告书》，监测时间分别为 2024 年 6 月 25 日至 2024 年 7 月 2 日。

(3) 监测及分析方法

采样方法按《环境监测技术规范》（大气部分）进行，监测分析方法按《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中表 2 和《空气和废气监测分析方法（第四版）》有关规定进行。

分析方法、依据及检出下限见表 4.3-3。

表 4.3-3 环境空气各监测因子分析及检出限一览表

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、甲烷和非甲烷总烃测定 直接进样-气相色谱法》	HJ 604-2017	mg/m ³	0.07
---	-------	---------------------------------	-------------	-------------------	------

(4) 评价标准

非甲烷总烃 1 小时评价浓度参考执行《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996) 详解中的浓度限值 2.0mg/m³。

(5) 评价方法

采用最大浓度占标率法进行评价区环境空气质量现状评价，计算公式如下：

$$Pi = Ci / C_{oi}$$

式中：Pi—污染物 i 的占标率；

Ci—污染物 i 的实测浓度，mg/m³；

C_{oi}—污染物 i 的评价标准，mg/m³。

(6) 其他污染物环境质量现状评价

根据监测点监测数据，其他污染物环境质量现状评价结果见表 4.3-4。

表 4.3-4 其他污染物环境质量现状评价表

监测点位	污染物	平均时间	评价标准 (μg/m ³)	监测浓度范围 (μg/m ³)	最大浓度占标率/%	达标情况
博孜天然气处理厂西北 2km 处	非甲烷总烃	1 小时平均	2000	560~660	33.0	达标
科台克吐尔村西北 3km	非甲烷总烃	1 小时平均	2000	302-495	24.75	达标
博孜 19 井西北 2.0km 处	非甲烷总烃	1 小时平均	2.0	0.22~0.29	14.5	达标

注：ND 表示低于检出限

根据监测结果，各监测点非甲烷总烃 1 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。

4.4 地表水环境现状调查与评价

本次环评引用《塔里木油田克拉苏气田博孜 108-大北 JS 井区白垩系巴什基奇克-巴西改组试采项目环境影响报告书》监测项目检测报告中的数据。

(1) 监测点位

本项目距离木扎提河水体最近为 0.4km，监测点位置见表 4.3-5 和图 4.3.1。

表 4.3-5 地表水环境监测点位表

序号	监测点	监测点坐标		监测日期
		经度	纬度	
1	木扎提河			2024.04.26

(2) 监测项目

水温、pH 值、溶解氧、高锰酸盐指数、CODCr、BOD5、氨氮、总磷、总氮、铜、锌、氟化物、硒、砷、汞、镉、六价铬、铅、氰化物、挥发酚、石油类、阴离子表面活性剂、硫化物、粪大肠菌群。共 24 项。

(3) 监测时间及频率

采样时间为 2024 年 4 月 26 日，监测 1 天，每个点采样 1 次。

(4) 监测分析方法

按照《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中规定的方法执行，无规定方法的项目参照《地表水和污水监测技术规范》（HJ/T91-2002）执行。

(5) 评价标准

根据《中国新疆水环境功能区划》，木扎尔特河规划主导功能为饮用水源，功能区类型为饮用水源保护区，水质目标为Ⅱ类；其现状使用功能为饮用、农业灌溉，现状水质类别为Ⅱ类。地表水环境质量现状评价按照《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中Ⅱ类标准进行评价。

(6) 评价方法

采用水质指数法，计算公式为：

$$S_{ij} = C_{ij} / C_{is}$$

式中： S_{ij} —评价因子 i 的水质指数，大于 1 表明该水质因子超标；

C_i —评价因子 i 在 j 点的实测统计代表值，mg/L；

C_{is} —评价因子 i 的水质评价标准限值，mg/L。

pH 值评价采用如下模式：

当实测 pH 值 ≤ 7.0 时， $S_{PHi} = (7.0 - pH_i) / (7.0 - pH_{smin})$

当实测 pH 值 > 7.0 时， $S_{PHi} = (pH_i - 7.0) / (pH_{smax} - 7.0)$

式中： S_{PHi} —监测点 pH 值的污染指数；

pH_i —监测点 pH 值的实测值；

$pH_{\min}$ —pH 值的环境质量标准值下限；

$pH_{\max}$ —pH 值的环境质量标准值上限。

溶解氧（DO）的标准指数评价采用如下模式：

$$S_{DO,j} = DO_s / DO_j \quad DO_j \leq DO_f$$

$$S_{DO,j} = |DO_f - DO_j| / (DO_j - DO_s) \quad DO_j > DO_f$$

式中： $S_{DO,j}$ —溶解氧的标准指数，大于 1 表明该水质因子超标；

DO_j —溶解氧在 j 点的实测统计代表值，mg/L；

DO_s —溶解氧的水质评价标准限值，mg/L；

DO_f —饱和溶解氧浓度，mg/L，对于河流， $DO_f = 468 / (31.6 + T)$ ，对于盐度比较高的水库及入海河口、近岸海域， $DO_f = (491 - 2.65S) / (33.5 + T)$ ；

S—实用盐度符号，量纲一；

T—水温，℃。

(7) 监测结果及评价结果

木扎尔特河水质监测结果及评价结果见表 4.3-6。

表 4.3-6 木扎尔特河水质监测结果及评价结果

序号	监测项目	单位	木扎尔特河 1#		标准值(mg/L)
			监测值	水质指数	
1	pH	无量纲	7.8	0.4	6-9（无量纲）
2	氨氮	mg/L	<0.025	--	0.5
3	阴离子表面活性剂	mg/L	<0.005	--	0.2
4	总磷	mg/L	<0.01	--	0.1
5	总氮	mg/L	0.12	0.24	0.5
6	高锰酸盐指数	mg/L	1.55	0.3875	4
7	氟化物	mg/L	0.74	0.74	≤1.0
8	（总）氰化物	mg/L	<0.001	--	≤0.05
9	硫化物	mg/L	<0.01	--	≤0.1
10	挥发酚	mg/L	<0.0003	--	≤0.02
11	化学需氧量	mg/L	8	0.533	15
12	五日生化需氧	mg/L	2.8	0.933	3
13	粪大肠菌群	MPN/L	1.8×10^3	0.9	2000（个/L）
14	镉	μg/L	<1	--	≤0.005
15	铜	mg/L	<0.04	--	≤1.0
16	铅	μg/L	<10	--	≤0.01

17	锌	mg/L	<0.009	--	≤1.0
18	汞	μg/L	<0.04	--	≤0.00005
19	水温	℃	17.6	--	-
20	溶解氧	mg/L	5.7	1.05	≥6
21	砷	μg/L	1.8	0.036	≤0.05
22	硒	μg/L	0.7	0.07	≤0.01
23	六价铬	mg/L	<0.004	--	≤0.05
24	石油类	mg/L	<0.01	--	≤0.05

根据监测结果可知，木扎尔特河监测项目满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中Ⅱ类标准。

4.5 地下水环境质量现状调查与评价

4.5.1 调查方法

本次地下水环境质量现状调查采用现场实测法。

4.5.5 监测点位

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)，地下水环境现状监测点应主要布设在建设项目场地、周围环境敏感点、地下水污染源以及对于确定边界条件有控制意义的地点。根据水文地质资料，区域位于低山丘陵区，潜水流向为由西北向东南方向，周边无地下水环境敏感点，结合区域地下水井分布情况并结合区域水文地质条件要求，本次评价对区域内下游地下水现状引用新疆广宇众联环境监测有限公司对 1#至 7#水井实地监测数据，采样时间为 2024 年 6 月 28 日。整体布置符合《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)要求。监测点与拟建项目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项目所在区域地下水环境质量现状。

根据本项目所在区域水文地质条件及地下水流向，选择 7 个监测点位。根据监测井的位置、井深等，总体可满足导则中关于二级评价的监测要求，具有一定的代表性。具体监测点位信息详见表 4.5-1。监测点位示意图见图 4.3-1。

表 4.5-1 地下水环境监测点位信息

序号	监测点名称	与本项目位置关系	坐标	监测对象	所处功能区	监测与调查项目	
						检测分析因子	监测因子

1	1#井	集输管线西北 1.8km（上游）	N41°44'07.0786" E81°08'35.2164"	潜水	III类	K ⁺ 、Na ⁺ 、 Ca ²⁺ 、 Mg ²⁺ 、 CO ₃ ²⁻ 、 HCO ₃ ⁻ 、 Cl ⁻ 、 SO ₄ ²⁻ ，共 计 8 项	色、嗅和味、肉眼可见 物、pH、总硬度、溶解 性总固体、硫酸盐、氯 化物、铁、锰、铜、锌、 铝、挥发性酚类、阴离 子表面活性剂、耗氧量、 氨氮、硫化物、钠、总 大肠菌群、细菌总数、 亚硝酸盐氮、硝酸盐氮、 氰化物、氟化物、碘化 物、汞、砷、硒、镉、 铬(六价)、铅、三氯甲 烷、四氯化碳、苯、甲 苯、石油类
2	2#井	博孜 19 井周边 （项目区）	N41°42'16.3807" E81°11'41.9146"				
3	3#井	博孜 19 井西南 2.3km（侧游）	N:41°41'46.3558" E:81°10'08.0575"				
4	4#井	博孜 19 井东南 5.1km（下游）	N:41°39'37.3980" E:81°12'50.8037"				
5	5#井	博孜 19 井东南 侧 6.1km（下游）	N41°39'34.7911" E81°14'19.2101"				
6	6#井	集输管线西北 5.2km（上游）	N41°44'44.0000" E81°06'13.5600"	承压 水	III类		
7	7#井	博孜 19 井东北 4.5km 处(侧游)	N41°44'32.7930" E81°12'58.9721"				

4.5.2 监测项目及分析方法

（1）监测项目

水位埋深、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、重碳酸盐、石油类等项。

（2）分析方法

采样按照《环境影响评价技术导则·地下水环境》（HJ610-2016）执行，监测分析方法按照《地下水环境监测技术规范》（HJ/T164-2020）、《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）有关标准和规范执行。各地下水监测因子和检测分析因子分析及检出限情况见表 4.5-2。

表 4.5-2 地下水环境监测因子和检测因子分析及检出限值一览表

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》 （HJ 1147-2020）	——
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/T 5750.4-2023）	1.0 mg/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》（HJ 503-2009）	0.0003 mg/L

序号	检测项目	检测方法	检出限/ 最低检出浓度
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/T 5750.7-2023)	0.05 mg/L
6	氨氮	《水质 氨氮的测定 纳氏试剂分光光度法》(HJ 535-2009)	0.025 mg/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/T 5750.12-2023) 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/T 5750.12-2023) 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》(GB 7493-87)	0.003 mg/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/T 346-2007)	0.08 mg/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/T 5750.5-2023) 7.1 异烟酸-吡啶啉酮分光光度法	0.002 mg/L
12	氟化物	《水质 氟化物的测定 离子选择电极法》(GB 7484-87)	0.05 mg/L
13	汞	《水质 汞、砷、硒、铋和锑的测定 原子荧光法》(HJ 694-2014)	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/T 5750.6-2023) 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》(GB 7467-87)	0.004 mg/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/T 5750.6-2023) 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/T 5750.6-2023) 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》(HJ 84-2016)	0.018 mg/L
20	氯离子(氯化物)		0.007 mg/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》(HJ 812-2016)	0.02 mg/L
22	钠离子		0.02 mg/L
23	钙离子		0.03 mg/L
24	镁离子		0.02 mg/L
25	碳酸根	《地下水水质分析方法 第 49 部分:碳酸根、重碳酸根和氢氧根离子的测定 滴定法》(DZ/T 0064.49-2021)	1 mg/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》(GB 11911-89)	0.03 mg/L
28	锰		0.01 mg/L
29	硫化物	《水质 硫化物的测定 亚甲基蓝分光光度法》(HJ 1226-2021)	0.003 mg/L
30	石油类	《水质 石油类的测定 紫外分光光度法(试行)》(HJ 970-2018)	0.01 mg/L

4.5.3 评价标准与评价方法

(1) 评价标准

石油类参照执行《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中的 III 类标准；其他因子执行《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中 III 类标准。

(2) 评价方法

评价方法采用标准指数法。

①对于评价标准为定值的水质因子，其标准指数计算公式：

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

式中： P_i ——第 i 个水质因子的标准指数，无量纲；

C_i ——第 i 个水质因子的监测浓度，mg/L；

C_{si} ——第 i 个水质因子的标准浓度，mg/L。

②对于评价标准为区间值的水质因子（如 pH 值），其标准指数计算公式：

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

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

式中： P_{pH} —pH 的标准指数，无量纲；

pH —pH 监测值；

pH_{sd} —标准中 pH 的下限值；

pH_{su} —标准中 pH 的上限值。

4.5.4 监测及评价结果

评价区地下水水质监测及评价结果详见表 4.5-3。根据数据分析可知，各监测点的各监测因子均满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III 类标准，石油类满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）III 类标准。

地下水水化学类型分析：5 个地下水水质监测点位八项水化学离子浓度及水化学类型分析见表 4.5-4。

表 4.5-3 地下水监测与评价结果一览表

序号	检测项目	单位	标准 限值	1#		2#		3#		4#		5#		6#		7#	
				监测 值	标准 指数	监测 值	标准 指数	监测 值	标准 指数	监测 值	标准 指数	监测 值	标准 指数	监测 值	标准 指数	监测 值	标准 指数
1	pH	无量纲	6.5~8.5	7.8	0.533	7.7	0.466	7.8	0.433	7.6	0.4	7.7	0.466	7.8	0.533	7.8	0.533
2	溶解性总固体	mg/L	1000	371	0.371	335	0.335	296	0.296	368	0.368	319	0.319	262	0.262	233	0.233
3	总硬度	mg/L	450	190	0.422	206	0.458	202	0.449	203	0.451	220	0.489	188	0.418	189	0.420
4	氟化物	mg/L	1	0.60	0.60	0.29	0.29	0.30	0.30	0.66	0.66	0.59	0.59	0.58	0.58	0.32	0.32
5	硝酸盐（以氮计）	mg/L	20	0.90	0.045	0.92	0.046	0.78	0.039	0.44	0.022	3.28	0.164	0.66	0.033	0.81	0.041
6	亚硝酸盐氮	mg/L	1	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/
7	硫酸盐	mg/L	250	80.3	0.321	63.0	0.252	61.7	0.247	98.9	0.396	65.5	0.262	63.2	0.253	65.9	0.264
8	氯化物	mg/L	250	34	0.136	26.6	0.106	27.2	0.109	15.9	0.064	6.8	0.027	6.53	0.026	5.21	0.021
9	碘化物	mg/L	0.08	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/
10	阴离子表面活性剂	mg/L	0.3	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/
11	铜	mg/L	1.0	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/
12	锌	mg/L	1.0	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/
13	铝	mg/L	0.2	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/
14	耗氧量	mg/L	3	0.32	0.107	0.48	0.160	0.36	0.120	0.42	0.140	0.43	0.143	0.40	0.133	0.40	0.133
15	总大肠菌群	MPN/100	3	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/

		mL															
16	细菌总数	CFU/mL	100	42	0.42	40	0.40	37	0.37	34	0.34	40	0.40	39	0.39	41	0.41
17	镉	mg/L	0.005	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/
18	铁	mg/L	0.3	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/
19	锰	mg/L	0.1	0.01	0.100	0.01	0.100	0.01	0.100	0.02	0.200	0.01	0.100	0.01	0.100	0.01	0.100
20	铅	mg/L	0.01	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/
21	汞	mg/L	0.001	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/
22	砷	mg/L	0.01	0.0004	0.04	ND	/	ND	/	0.0014	0.14	0.0008	0.08	0.0004	0.04	0.0008	0.08
23	硒	mg/L	0.01	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/
24	氨氮	mg/L	0.5	ND	/	ND	/	ND	/	0.229	0.458	ND	/	0.043	0.086	ND	/
25	六价铬	mg/L	0.05	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/
26	石油类	mg/L	0.05	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/
27	硫化物	mg/L	0.02	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/
28	氰化物	mg/L	0.05	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/
29	挥发酚	mg/L	0.002	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/

注：ND 表示低于检出限

表 4.3-8 地下水检测分析因子分析结果一览表 单位: mg/L

项目		潜水含水层					承压水	
		1#	2#	3#	4#	5#	6#	7#
监测值 (mg/L)	K ⁺	2.58	4.94	5.26	3.23	3.64	2.31	2.32
	Na ⁺	70.4	34.8	34.4	36.8	36.5	13.1	13.2
	Ca ²⁺	30.7	39.6	40.5	42.2	42.8	29.4	29.3
	Mg ²⁺	27.1	25.2	24.4	25.0	26.5	26.5	26.4
	CO ₃ ²⁻	1L	1L	1L	1L	1L	1L	1L
	HCO ₃ ⁻	291	265	221	271	255	210	208
	Cl ⁻	34.0	26.6	27.2	15.9	6.80	6.53	5.21
	SO ₄ ²⁻	80.3	63.0	61.7	98.9	65.5	63.2	65.9
毫克当量 百分比 (%)	K ⁺ +Na ⁺	45.55	29.75	29.82	29.33	28.64	15.41	15.55
	Ca ²⁺	22.03	34.09	35.02	35.56	35.12	33.81	33.76
	Mg ²⁺	32.42	36.16	35.16	35.11	36.24	50.79	50.69
	CO ₃ ²⁻	-	-	-	-	-	-	-
	HCO ₃ ⁻	64.46	67.81	63.85	63.91	72.87	69.64	69.17
	Cl ⁻	12.94	11.70	13.50	6.44	3.34	3.72	2.98
	SO ₄ ²⁻	22.60	20.49	22.65	29.64	23.79	26.64	27.85

根据地下水离子检测结果, 评价区地下水阴离子以 HCO₃⁻、SO₄²⁻ 为主, 阳离子以 Na⁺、Ca²⁺、Mg²⁺ 为主, 水化学类型主要以 HCO₃·SO₄-Na·Ca·Mg 型为主。

4.6 声环境现状

4.6.1 监测点布设

本次分别在拟建博孜 3 试采干线切改阀室、博孜 101 集气站、博孜 19 井四周边界各布设 1 个监测点位。监测工作由新疆新环监测检测研究院(有限公司)完成, 并引用《塔里木油田克拉苏气田博孜 108-大北 JS 井区白垩系巴什基奇克-巴西改组试采项目环境影响报告书》中博孜 108 井监测数据。监测点位示意图见图 4.3-1。

表 4.6-1 声环境现状监测点位表

序号	监测点名称	位置	监测因子	采样时间、频率
1	拟建博孜 3 试采干线切改阀室	厂址中心	等效连续 A 声	监测 1 天, 每天

2	博孜 101 集气站	厂界四周	级：Leq dB（A）	昼夜各 1 次
3	博孜 19 井	厂界四周		
4	博孜 108 井	厂址中心		

4.6.2 监测时间

声环境质量现状监测时间为 2024 年 10 月 12 日至 10 月 13 日，监测 1 天，分昼间和夜间两个时段进行。引用监测点监测时间为 2024 年 4 月 27 日至 4 月 28 日。

4.6.3 监测方法

按照《声环境质量标准》（GB3096-2008）的要求进行测量。噪声测量值为 A 声级，采用等效连续 A 声级 Leq 作为评价量。

4.6.4 评价标准

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

4.6.5 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。

4.6.6 监测及评价结果

监测及评价结果统计，见表 4.6-2。

表 4.6-2 声环境现状监测统计结果一览表

监测点位		测量时间	等效声级 dB（A）		达标情况
			监测值	标准值	
博孜 101 集气站	东厂界	昼间	47	60	达标
		夜间	44	50	达标
	南厂界	昼间	46	60	达标
		夜间	43	50	达标
	西厂界	昼间	48	60	达标
		夜间	40	50	达标
	北厂界	昼间	46	60	达标
		夜间	41	50	达标
博孜 19 井	东厂界	昼间	48	60	达标
		夜间	42	50	达标
	南厂界	昼间	47	60	达标
		夜间	42	50	达标
	西厂界	昼间	46	60	达标

	北厂界	夜间	42	50	达标
		昼间	48	60	达标
		夜间	44	50	达标
切改阀室	//	昼间	51	60	达标
		夜间	45	50	达标
博孜 108 井	//	昼间	51	60	达标
		夜间	46	50	达标

从上表可以看出，项目各井场昼间噪声值在 46~51dB（A）之间，夜间噪声值在 40-45dB（A）之间，满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类标准要求。

4.7 土壤环境现状调查与评价

4.7.1 土壤类型及分布调查

根据遥感影像图、土壤类型图、《新疆土壤》及现场踏勘结果，项目区占地范围内的土壤类型以棕钙土为主。评价区域土壤类型，见图 4.7-1。

棕钙土发育于温带荒漠草原植被下的土壤。地表多砂砾石，剖面上部呈褐棕色，下部为粉末层状或斑块状灰白色钙积层。棕钙土主要分布于欧亚大陆温带荒漠草原地区，位于栗钙土与漠土之间，从西、北、东三面环绕于漠土外围。中国内蒙古高原和鄂尔多斯高原的中西部、准噶尔盆地的北部、塔城盆地外缘以及中部天山南麓山前洪积扇的上部等地都有分布。

4.7.2 土壤理化特性调查

针对工程占地的土壤理化性质进行分析，主要包括土体结构、土壤结构、土壤质地、阳离子交换量、氧化还原点位、饱和导水率、土壤容重、孔隙度等。取样点位为博孜 3 试采干线切改阀室表层样。监测工作由新疆新环监测检测研究院（有限公司）完成分析结果，并引用博孜 108 井场北侧农田土壤理化性质，见表 4.7-1。

表 4.7-1 土壤理化特性调查表

点位		博孜 3 试采干线切改阀室	博孜 108 井北侧农田
层次		表层	表层
现场记录	颜色	黄色	黄棕色
	结构	团粒	碎屑
	质地	壤土	砂土
	砂砾含量	10%	少
	其他异物	石子	无
实验室测定	pH 值（无量纲）	7.85	7.81
	阳离子交换量（cmol/kg）	8.7	2.1
	氧化还原电位（mV）	294	339
	饱和导水率（cm/s）	7.02×10^{-4}	1.20×10^{-3}
	土壤容重（g/cm ³ ）	1.34	1.4
	孔隙度（%）	35.1	42.3

4.7.3 土壤环境质量现状监测及评价

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）及《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ 349-2023），土壤盐化、酸化和碱化地区，建设项目应按照土壤污染影响型和生态影响型，按相应等级分别开展评价工作。据前文“2.5.7 土壤环境”等级判定结果：本项目生态影响型评价工作等级为二级、污染影响型评价工作等级为二级。

4.7.3.1 监测点位

本次监测点位布设兼顾生态影响型二级评价及污染影响型二级评价现状监测布点类型及数量要求。

在项目占地范围内布设 3 个表层样点（博孜 3 试采干线切改阀室、博孜 1902 井场内、博孜 19 井场内）、3 个柱状样点（博孜 3 试采干线切改阀室、博孜 1902

井场内、博孜 19 井场内)；在占地范围外，布设 4 个表层样点（博孜 101 集气站外、博孜 1902 井场外、博孜 1905 井场外、博孜 19 井场外），并引用博孜 108 井场内及井场外监测点各一个。监测点位示意图见图 4.3-1。

表 4.7-2 土壤环境监测点位情况

监测项目	监测点位	监测频率/要求	监测因子
占地范围内	博孜 3 试采干线切改阀室	表层样，监测 1 次	①基本因子：《土壤环境质量建设用土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+pH、全盐量 ②特征因子：石油烃（C ₁₀ ~C ₄₀ ）
		柱状样，监测 1 次	石油烃（C ₁₀ ~C ₄₀ ）
	博孜 1902 井场内	表层样，监测 1 次	pH、全盐量、石油烃（C ₁₀ ~C ₄₀ ）
		柱状样，监测 1 次	石油烃（C ₁₀ ~C ₄₀ ）
	博孜 19 井场内	表层样，监测 1 次	pH、全盐量、石油烃（C ₁₀ ~C ₄₀ ）
		柱状样，监测 1 次	石油烃（C ₁₀ ~C ₄₀ ）
	博孜 108 井场	柱状样，监测 1 次	石油烃（C ₁₀ ~C ₄₀ ）（引用）
占地外	博孜 101 集气站外	表层样，监测 1 次	pH、全盐量、石油烃（C ₁₀ ~C ₄₀ ）、镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌
	博孜 1902 井场外		pH、全盐量、石油烃（C ₁₀ ~C ₄₀ ）
	博孜 1905 井场外		pH、全盐量、石油烃（C ₁₀ ~C ₄₀ ）
	博孜 19 井场外		pH、全盐量、石油烃（C ₁₀ ~C ₄₀ ）
	博孜 108 井北侧农田		石油烃（C ₁₀ ~C ₄₀ ）（引用）

4.7.3.2 监测时间及单位

土壤监测采样日期为 2024 年 10 月 12 日，监测单位为新疆新环监测检测研究院（有限公司）。博孜 108 井场内及井场外的土壤监测点引用《塔里木油田克拉苏气田博孜 108-大北 JS 井区白垩系巴什基奇克-巴西改组试采项目环境影响报告书》中的监测数据，采样时间为 2024 年 4 月 21 日-4 月 25 日。

4.7.3.3 监测因子

土壤监测因子如下：

(1) 占地内基本因子:《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, 蒽, 二苯并(a,h)蒽, 茚并(1,2,3-cd)芘、萘、pH 值及全盐量。

占地范围外基本因子:《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB15618-2018), 监测项目: pH、镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌。

(2) 特征因子: 石油烃。

4.7.3.4 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; 每个柱状样在 0-0.5m、0.5-1.5m、1.5-3m 分别取 1 个土样。

4.7.3.5 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 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)第二类用地风险筛选值。

4.7.3.6 评价方法

采用标准指数法:

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

式中: C_i ——i 污染物的监测值;

S_i ——i 污染物的评价标准值;

P_i ——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 4.7-3、4.7-4、4.7-5、4.7-6、4.7-7。

表 4.6-3 占地范围内表层样土壤环境质量评价 (48 项)

监测点位			博孜 3 试采干线切改阀室		
采样深度			0-20cm		
检测项目	单位	筛选值 (第二类用地)	监测 数据	Pi	达标情况
pH	无量纲		7.85	/	/
总砷	mg/kg	60	15.8	0.2633	达标
镉	mg/kg	65	0.19	0.0029	达标
六价铬	mg/kg	5.7	ND	/	达标
铜	mg/kg	18000	29	0.0016	达标
铅	mg/kg	800	15.0	0.0188	达标
总汞	mg/kg	38	0.045	0.0012	达标
镍	mg/kg	900	49	0.0544	达标
四氯化碳	μg/kg	2800	ND	/	达标
氯仿	μg/kg	900	ND	/	达标
氯甲烷	μg/kg	37000	ND	/	达标
1,1-二氯乙烷	μg/kg	9000	ND	/	达标
1,2-二氯乙烷	μg/kg	5000	ND	/	达标
1,1-二氯乙烯	μg/kg	66000	ND	/	达标
顺式-1,2-二氯乙烯	μg/kg	596000	ND	/	达标
反式-1,2-二氯乙烯	μg/kg	54000	ND	/	达标
二氯甲烷	μg/kg	616000	ND	/	达标
1,2-二氯丙烷	μg/kg	5000	ND	/	达标
1,1,1,2-四氯乙烷	μg/kg	10000	ND	/	达标
1,1,2,2-四氯乙烷	μg/kg	6800	ND	/	达标
四氯乙烯	μg/kg	53000	ND	/	达标
1,1,1-三氯乙烷	μg/kg	840000	ND	/	达标
1,1,2-三氯乙烷	μg/kg	2800	ND	/	达标
三氯乙烯	μg/kg	2800	ND	/	达标
1,2,3-三氯丙烷	μg/kg	500	ND	/	达标
氯乙烯	μg/kg	430	ND	/	达标
苯	μg/kg	4000	ND	/	达标
氯苯	μg/kg	270000	ND	/	达标
1,2-二氯苯	μg/kg	560000	ND	/	达标
1,4-二氯苯	μg/kg	20000	ND	/	达标
乙苯	μg/kg	28000	ND	/	达标
苯乙烯	μg/kg	1290000	ND	/	达标
甲苯	μg/kg	1200000	ND	/	达标
间/对二甲苯	μg/kg	570000	ND	/	达标

邻二甲苯	μg/kg	640000	ND	/	达标
硝基苯	μg/kg	76000	ND	/	达标
苯胺	mg/kg	260	ND	/	达标
2-氯酚	mg/kg	2256	ND	/	达标
苯并[a]蒽	mg/kg	15	ND	/	达标
苯并[a]芘	mg/kg	1.5	ND	/	达标
苯并[b]荧蒽	mg/kg	15	ND	/	达标
苯并[k]荧蒽	mg/kg	151	ND	/	达标
蒽	mg/kg	1293	ND	/	达标
二苯并[a,h]蒽	mg/kg	1.5	ND	/	达标
茚并[1,2,3-cd]芘	mg/kg	15	ND	/	达标
蔡	mg/kg	70	ND	/	达标
石油烃	mg/kg	4500	9	0.002	达标
盐分含量	g/kg	/	2.0	/	达标

表 4.6-4 占地范围内表层样土壤环境质量评价 (2)

监测点位				博孜 1902 井场内		博孜 19 井场内	
采样深度				0-20cm		0-20cm	
序号	检测项目	单位	筛选值(第二类用地)	监测数据	Pi	监测数据	Pi
1	pH	无量纲	/	8.57	/	8.56	/
2	盐分含量	g/kg	/	0.4	/	0.4	/
3	石油烃	mg/kg	4500	32	0.0071	ND	/

表 4.6-5 占地范围内柱状样土壤环境质量评价

监测点位	监测层位	pH 值	盐分含量(g/kg)	石油烃		
				标准限值(mg/kg)	监测值(mg/kg)	Pi
博孜3试采干 线切改阀室	0~0.5m	7.86	1.6	4500	11	0.002
	0.5~1.5m	7.99	1.1	4500	8	0.002
	1.5~3.0m	7.92	1.5	4500	ND	//
博孜 1902 井 场内	0~0.5m	8.33	0.5	4500	176	0.039
	0.5~1.5m	8.01	1.4	4500	16	0.004
	1.5~3.0m	7.77	4.9	4500	8	0.002
博孜 19 井场 内	0~0.5m	8.35	0.5	4500	8	0.002
	0.5~1.5m	8.36	0.5	4500	7	0.002
	1.5~3.0m	8.47	0.4	4500	45	0.010
博孜 108 井场 内	0~0.5m	//	//	4500	35	0.008
	0.5~1.5m	//	//	4500	57	0.123
	1.5~3.0m	//	//	4500	33	0.007

表 4.6-6 占地范围外土壤环境质量评价结果

监测点位	博孜 101 集气 站外	博孜 1902 井 场外	博孜 1902 井 场外	博孜 19 井场外	博孜 108 井场外
采样深度	0-20cm	0-20cm	0-2-cm	0-20cm	0-20cm

序号	检测项目	单位	筛选值	监测数据	Pi	监测数据	Pi	监测数据	Pi	监测数据	Pi	监测数据	Pi
1	pH 值	无量纲	/	8.63	/	8.73	/	7.83	/	8.73	/	7.69	/
2	砷	mg/kg	25	23.9	0.956	/	/	/	/	/	/	4.76	0.19
3	镉	mg/kg	0.6	0.18	0.3	/	/	/	/	/	/	0.16	0.27
4	铬	mg/kg	250	30	0.12	/	/	/	/	/	/	25	0.1
5	铜	mg/kg	100	22	0.22	/	/	/	/	/	/	13	0.13
6	铅	mg/kg	170	12.1	0.071	/	/	/	/	/	/	9.4	0.06
7	汞	mg/kg	3.4	0.074	0.022	/	/	/	/	/	/	0.037	0.01
8	镍	mg/kg	190	45	0.237	/	/	/	/	/	/	26	0.14
9	锌	mg/kg	300	49	0.163	/	/	/	/	/	/	47	0.157
10	石油烃	mg/kg	4500	15	0.0033	46	0.0102	11	0.0024	15	0.0033	53	0.012
11	全盐量	g/kg	-	0.4	/	0.4	/	0.4	/	0.4	/	4.4	/

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）》（GB15618-2018）中“表 1 农用地土壤污染风险筛选值（基本项目）”的 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。

5 环境影响预测与评价

5.1 生态环境影响

5.1.1 生态环境影响特征

从本工程工程特点和所处区域的环境特征出发分析工程建设过程中和工程建成运营中对生态环境影响的特点。

(1) 油田开发建设工程对生态环境影响具有区域性环境影响特征。

(2) 在工程开发范围内各具体环境影响组份呈点块状（如井场等）和线状（如集输管线等）分布，在对生态各具体要素（如土壤、植被、野生动物等）产生影响的同时，也对区内原有景观结构和生态体系完整性产生一定影响。

(3) 影响方式主要发生在施工期，施工结束后可逐步恢复。

在干旱荒漠背景下，工程开发建设对区内生态体系稳定性影响的主要途径是地表扰动和植被破坏。

油气田开发建设过程各个时期对生态环境的影响程度、影响特征和影响时间见表 5.1-1。

表 5.1-1 油气田开发建设对生态环境的影响

工程阶段		勘探期	开发期（地面工程）	运营期
影响分析	影响程度	重	重	轻
	影响特征	可逆	部分可逆	可逆
	影响时间	短期	中、短期	短期
	影响范围	大、不固定	大、固定	小、固定

5.1.2 生态环境影响

5.1.2.1 占地影响分析

根据估算，本项目总占地面积约 98.9154hm²，其中：永久性占地面积约 19.0854hm²，临时占地面积约 79.83hm²，按占地类型占用稀疏灌木林 98.3134hm²、天然牧草地 0.6016hm²。工程新增永久占地在评价区总面积的比例较低，对当地的土地利用影响较小，施工结束后，永久占地被油田生产设施构筑物代替，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；工程临时占地以管沟开挖及电力线架设用地为主。从线性工程占用土地情况看，主要是

施工期间的临时性占地。在施工过程中，施工便道等均为临时性占地，一般仅在施工阶段造成沿线土地利用的暂时改变，大部分用地在施工结束后短期内（1~2 年内）能恢复原有利用功能。

①施工占地、穿跨越工程施工作业占地

管道工程大部分临时占地是在管道开挖埋设施工过程中，由于管道施工分段进行，施工时间较短，每段管线从施工到回填土约三个月左右，施工完毕后，在敷设完成后该地段土地大部分可恢复为原利用状态。

管道中心线两侧各 5m 范围内不能再种植深根植物，一般情况下，该地段可以种植根系不发达的草本植物。管线临时性占地主要为稀疏灌木林地，因此从宏观整体区域看，不会影响到该区域的土地利用结构。施工作业带在施工结束后绝大部分将恢复其原来的用地性质，不会对区域土地利用产生较大影响。

施工期施工作业带对沿线生态环境的影响主要有：

- 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，光和作用减弱，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，本项目占地短期内将影响沿线土地的利用状况，施工结束后，随着生态补偿或生态恢复措施的实施，这一影响将逐渐减小。

5.1.2.2 对植被的影响分析

根据项目建设的特点，对植被环境影响主要体现在博孜 1905 井、博孜 1902 井、博孜 19 井建设及管线道路等施工对地表植被的扰动和破坏。在施工过程中，开挖管沟区将底土翻出，使土体结构几乎完全改变。管沟开挖区域内的植被全部被破坏，其管道两侧的植被则受到不同程度的破坏和影响。井场施工过程中对区域原有占地内植被彻底破坏。

由影响因素分析和油田建设的特点决定了在诸多对自然植被的影响因素中，施工期的建设占地等行为最严重，对地表扰动和工程施工占地对影响区段植被的一次性破坏较大。在井场位置一定的情况下，临时占地对生态的影响程度对

影响后的植被恢复能力有直接关系。

(1) 扬尘对植被的影响

项目开发建设中的扬尘是对植被生长产生影响的因素之一，扬尘产生的颗粒物在植物地上器官（叶、茎、花和果实）沉降将对植物产生直接影响。沉降物在植物表面的扬尘以干粉尘、泥膜等形式累积，植物表面上的沉降物覆盖层阻塞气孔，导致气体交换减少，叶片温度升高，光合作用下降，叶片黄化干缩，植物的干物质生产受到影响。一般情况下，大范围内很低浓度的颗粒物慢性沉降不至于对自然生态系统产生不利影响，只有当颗粒物的沉降速率很高时才会造成生态问题。但对植物的伤害程度还取决于周围的环境及地形。

结合项目区域具体情况分析：该区域多风、少雨、干旱、地形开阔的自然条件使得大气中扬尘易扩散，加之工程施工阶段污染源分散，因此在正常情况下扬尘浓度低，工期短，对植被影响不大。

(2) 施工废物对植被的影响

井场施工过程中产生的建筑垃圾，不及时清理，会压覆生长的植被；在管道工程中，管道防腐是不可缺少的一个重要工序，是防止事故发生的主要保护措施；在施工现场对管线进行防腐处理，不可避免地要有一些防腐材料散落在环境中，对土壤和植被产生一定的影响。其附着在植物体上会阻碍植物叶片呼吸及光合作用；施工废弃物、塑料袋、矿泉水瓶等生活垃圾的胡乱丢弃会造成白色污染而影响土壤，在大风季节塑料袋被吹挂在植物体上，这样不仅影响景观，亦影响植物的生长。但这种影响是有可能杜绝的，在施工中只要加强环保宣传，就会使这种影响降到最低程度甚至没有。

(3) 施工期人为活动对植被的影响

人为活动对植被的影响主要表现为施工人员和作业机械对荒漠灌丛植物的践踏、碾压等。从干旱荒漠生态系统的脆弱性角度考虑，原始环境中人类活动的介入，荒漠区单位面积上人口活动密度的增大，将导致荒漠区开发范围（施工范围）内及边缘区域地表土壤被践踏和自然植被覆盖度减少，初级生产力水平下降，使该区域的局部地带荒漠化的可能性增大，形成次生性沙漠化土地。其造成荒漠化的可能有以下几种途径。

①由于开发及施工过程中人类践踏形成的小面积局部地段的次生裸地，从

而增加产生沙化的可能性；其多集中在临时性占地外围 50m 范围内，这种影响一般为短期性影响，且强度不大，施工结束，这一影响也逐渐消除。

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

（4）生物损失量

本项目总占地面积约 98.9154hm²，其中：永久性占地面积约 19.0854hm²，临时占地面积约 79.83hm²，按占地类型占用稀疏灌木林 98.3134hm²、天然牧草地 0.6016hm²。占公益林面积约为 9.3888 公顷，其中永久占用 0.3992 公顷，临时占用 8.9896 公顷。

生物量损失按下式计算：

$$Y = S_i \cdot W_i$$

式中，Y——永久性生物量损失，t；S_i——占地面积，hm²；W_i——单位面积生物量，t/hm²。

①针对天然牧草地生物量损失，根据现场踏勘成果，参考《中国草地资源的等级评价》每公顷鲜草量按照第 5 级草地标准计算，即 1500kg/hm²，则本项目占地范围内天然牧草地生物损失量为 0.9024t/a，其中永久损失 1.2t/a，临时损失 0.0024t/a。

②针对灌木林地生物量损失，根据现场踏勘成果，主要为膜果麻黄群系，参考新疆农业大学李霞教授主持的国家自然科学基金项目《塔里木河流域植被恢复与遥感测度》中的数据 3000kg/hm²，则本项目占地范围内灌木林地（地方公益林）生物损失量为 71.89t/a，其中永久损失 43.8t/a，临时损失量 28.09t/a。

根据以上计算，本项目施工期将造成 45t 永久植被损失和 28.1t 临时植被损失。这些损失主要为临时的，在管线建成 3-5 年，自然植被生产力水平均可恢复至施工前的水平，因此只要加强施工管理，认真做好施工结束后的迹地恢复工作，项目工程建设对植被的影响是可以接受的。

（5）运营期对植被的影响

①正常运行状况下对植被的影响

管道输送影响范围最小，是一种清洁的运输方式。正常运营过程中，管道对地表植被无不良影响。

②非正常（事故）状况下对植被的影响

事故是指因工程质量低劣、管理方面的疏漏、自然因素（地震、洪水冲刷）及人为破坏等原因造成管道的破损、断裂，致使含油污水泄漏。事故发生的可能性是存在的，但只要做好预防工作，事故发生的概率可以下降，造成的危害损失可以减少。

5.1.2.3 对野生动物的影响分析

（1）施工期对野生动物的影响

项目建设对野生动物生存环境、分布范围和种群数量的影响主要分为直接影响和间接影响两个方面。直接影响主要表现为建设项目占地，使野生动物的原始生存环境被破坏或改变；间接影响主要表现为由于植被的减少或污染破坏而引起野生动物食物来源减少。

一些伴人型鸟类如麻雀、乌鸦、喜鹊等，一般在离项目区 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，随着建设过程中，野生动物的种类和数量发生一定的变化，原有的荒漠型鸟类将逐渐避开人类活动的干扰迁至其它区域，而常见的伴人型野生动物种类有所增加。

（2）运营期对野生动物的影响

管道工程完工后，随着植被的恢复、施工影响的消失，动物的生存环境得以复原，部分暂时离开的动物将回到原来的栖息地，由管道施工造成的对动物活动的影响消失。

5.1.2.4 对水土流失的影响分析

项目所在拜城县和温宿县属于 II 3 塔里木河流域水土流失重点治理区。工程井场、管沟及道路等建设实施工程中，会使占地范围内的土体结构遭到破坏，其范围内的植被也会受到严重破坏甚至被彻底清除，导致盐渍化、荒漠化作用加剧，可能促使生态环境进一步恶化。其影响主要表现在以下施工期。

（1）土壤粗粒化

在土壤沙化、盐渍化过程中，当地营力作用地表产生侵蚀时，便产生风选、水蚀作用，细粒物质被带走，粗粒物质大部分原地保留下来，从而使土壤颗粒

变粗，将未沙化的原始土壤和“就地起沙”形成的风沙土颗粒粒级加以比较，沙化后的风沙土较之原始土壤粗砂和细砂粒显著增加，而粉砂和粘粒粒级减少。

（2）土壤贫瘠及含盐量变化

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

5.1.2.5 对土地沙化的影响分析

本项目施工过程中将不同程度扰动原地貌，造成地表植被破坏和损失，改变土地结构，使土壤侵蚀降低，为风力侵蚀提供丰富的沙源，加剧局部土地荒漠化发展。随着工程建成、地表整理、弃渣清除、迹地恢复后，影响会逐步减轻。

工程井场、管线会产生土石方，产生的土石方全部用于回填管沟及铺垫井场，无弃方产生。工程建设过程中施工临时占地对原地貌的扰动将降低项目占地范围内的土壤抗侵蚀能力，造成土地沙化；此外，由于工程所在区域地势平坦，空气干燥，加上地表植被覆盖度低，风蚀作用强烈，若工程土石方堆存过程中未采取防尘网苫盖、洒水抑尘等措施，地表沙化的土壤及废土、废渣遇大风天气易产生严重的扬尘，形成沙尘天气。

工程施工期地面设施建设可能破坏地表保护层，土壤表层受干扰强烈，将降低风沙土分布区地表稳定性，在风蚀的作用下，有可能使风沙土随风运移，导致区域发生沙化。同时，各种车辆（尤其是重型卡车）在工程区无道路区域行驶将使经过的原始土壤变紧实，重复多次碾压后植物很难再生长，甚至退化为裸地。

上述施工作业过程中，对原地貌的扰动大大降低了工程占地范围内的土壤抗侵蚀能力，若未采取相应的防护措施，遇大风天气，极易加重区域沙尘天气。

5.1.3 对重点公益林的影响分析

工程将占用灌木林地（拜城县地方公益林）23.9613hm²。主要植被为膜果麻黄群系，主要作用为防风固沙，因为整个新建工程区块均位于划定的公益林范围内，因此无法避让，只能尽量避开植被茂盛的区域。本项目林地占地手续正在办理中。施工作业中大型机械大面积碾压和翻动地表土壤，造成地表原有结构的破坏，对草本植物进行了践踏、碾压和灌木植物的砍伐等，改变了十分脆弱的原有自然生态型，造成了公益林生物量损失 71.89t/a，其中永久损失 43.8t/a，临时损失量 28.09t/a，并可能造成施工区外缘区域沙漠化。

本项目占用的公益林按照《新疆维吾尔自治区建设项目使用林地审核审批管理办法(试行)》（新林资字〔2015〕497 号）等有关规定，办理建设项目使用林地手续，经审批同意使用的，实行占补平衡。管道施工穿越林地所造成的林业损失与管线选线密切相关。因此，要求管线在选线设计、施工作业时尽量避开灌木茂密区域，按照本环评推荐的比选方案进行管线走向设计，尽量避让公益林，在条件允许时，减少砍伐林木的数量，开挖管沟缩短施工作业范围，应将作业带宽度控制在 8m 范围内，最大程度地保护沿线的林业生态环境。

虽然临时占地区域内的荒漠植物在较长时间内不可恢复（5-10 年内），但所占用面积较小，对荒漠灌丛的种群生态学结构和功能不产生明显影响。

5.1.4 对景观生态结构的影响分析

从景观生态现状调查评价得出，沿线区域荒漠景观主导性比较明显，井场、管道沿线受到人类活动干扰和控制的程度较小，全线呈现出以自然生态系统为主，人工农业生态系统为辅的生态格局。

项目管线经过的大部分地区，几乎没有人类长期生产活动干扰过的痕迹，对于管线经过的荒漠灌丛而言，在建设期施工带内的地表植被将被破坏殆尽，形成显著的植被破口，由于该区域水土流失较严重将很容易造成荒漠化趋势，同时对管道两侧未受干扰的植被来说也会产生一定的威胁。从景观尺度来看，该区域景观类型数保持不变，但景观内部格局发生了变化，从而影响景观的优势度及均匀度，最终可能影响到原有系统的稳定性。

5.1.5 区域生态系统稳定性及完整性影响分析

生态系统完整性是资源管理和环境保护中一个重要的概念。生态系统完整性是生态系统在特定地理区域的最优化状态，在这种状态下，生态系统具备区域自然生境所应包含的全部本土生物多样性和生态学进程，其结构和功能没有受到人类活动胁迫的损害，本地物种处在能够持续繁衍的种群水平。它主要反映生态系统在外来干扰下维持自然状态、稳定性和自组织能力的程度。评价生态系统完整性对于保护敏感自然生态系统免受人类干扰的影响有着重要的意义。

根据工程区域生态系统偏离自然状况的程度，将生态系统完整性划分为 5 个等级，分别是高、好、适度、差和恶化。“高”的生态系统完整性状态是完全或者计划全部与没有受到干扰的参考点情况一致。“好”的生态系统完整性有着重要的但是轻微偏离没有受到干扰的状态的特征。在“适度”的生态系统完整性层次，所有的标准都表现出较强的偏离没有受到干扰的状态。“差”的生态系统完整性则受到很强的偏离，而“恶化”则是极度偏离。工程区域生态系统完整性等级见表 5.1-2。

表 5.1-2 工程所在区域生态系统完整性等级表

标准		生态系统完整性					工程区域
		高	好	适度	差	恶化	
指示物种	指示种	没有或者几乎没有指示植物死亡	一些草本植物死亡	大量草本和少量灌木死亡	大量灌木死亡	大量乔木树种开始死亡	好
	物种结构	没有或者几乎没有变化	轻微变化	重大变化	剧烈变化	过度变化	好
	生物量和密度						
压力	气候干旱程度	较湿润	适中	较干旱	很干旱	干旱加剧	差
	地下水位/水质	小于 1.5m/很好	1.5-3m/好	3-5m/中	5-9m/差	9m/很差	差
	土壤盐分	较低	一般低	较高	高	很高	很高
响应	生物个体响应	生长很好	能正常生长	生长缓慢	停止生长	濒临死亡	好
	种群相对多度	没有或者几乎没有变化	轻微变化	重大变化	完全变化	完全变化	好
	物种多样性						
结	种群结构	没有或者几乎没有	轻微变化	重大变化	剧烈变化	过度变化	适度

标准		生态系统完整性					工程 区域
		高	好	适度	差	恶化	
构	土壤状况	没有变化					
	空间异质性/斑块大小/破碎度	没有或者几乎没有变化	轻微变化	重大变化	完全变化	完全变化	适度
功能	种群适应性	好	好	一般	较差	很差	适度
	种群生物量	大量增加	有所增加	不变	减少	急剧减少	差
	群落演替	正向演替	正向演替	演替方向不明显	逆向演替	被新的群落所取代	适度
	对小尺度干扰	没有或几乎没有影响	轻微影响	重大影响	剧烈影响	过度影响	差
	斑块连接性	很好	较好	一般	较差	很差	适度
	营养循环速率	很大	较大	一般	较小	很小	差
组成	丰度/频度/重要性/生物量/密度	没有或几乎没有变化	轻微变化	重大变化	剧烈变化	过度变化	好
	物种多样性						
	同一性/分布						

结果显示，工程区生态完整性受本项目影响较小，工程开发加大了评价区人为干扰的力度，同时也加剧局部区域有自然荒漠生态系统向人工生态系统演替的趋势，但是由于工程占地面积有限，区域生态系统仍保持开放、物质循环和能量流动。拟建工程实施后，由于植被破坏，导致生态系统净初级生产力水平下降，使得区域原本恢复稳定性较弱的生态系统更加向不稳定的方向发展，异质化程度也随之降低，造成区域各生态系统的恢复稳定性和阻抗稳定性整体下降。因此对于评价区生态系统的完整性影响较小，其生态稳定性及其结构与功能也不会受到明显影响。

5.1.6 小结

本项目对生态环境的影响主要在施工期，主要为井场、管线等的建设带来的生态环境影响。本项目临时性工程占地仅在施工阶段对沿线土地利用产生短期影响，且大部分用地在施工结束后能恢复原有的利用功能。总体而言，施工

结束后，随着生态补偿或生态恢复措施的实施，临时性工程用地扰动区内的原有植被可逐渐恢复，临时性工程占地影响将逐渐减小或消失，生态环境影响可接受。

表 5.1-3 生态影响评价自查表

工作内容		自查项目
生态影响识别	生态保护目标	重要物种 ☒ ；国家公园 ☐ ；自然保护区 ☐ ；自然公园 ☐ ；世界自然遗产 ☐ ；生态保护红线 ☐ ；重要生境 ☐ ；其他具有重要生态功能、对保护生物多样性具有重要意义的区域 ☐ ；其他 ☒
	影响方式	工程占用 ☒ ；施工活动干扰 ☒ ；改变环境条件 ☐ ；其他 ☒
	评价因子	物种 ☒ （分布范围、种群梳理、种群结构、行为等）
		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 ☒ （植被覆盖度、生物量、生态系统功能）		
生物多样性 ☒ （物种丰富度、优势度等）		
生态敏感区 ☐ （		
自然景观 ☒ （景观多样性、完整性）		
	自然遗迹 ☐ （	
	其他 ☒ （水土流失、土壤盐渍化等）	
评价等级		一级 ☐ 二级 ☒ 三级 ☒ 生态影响简单分析 ☐
评价范围		陆域面积：(26.82)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 ☒
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 地表水环境影响分析

根据《环境影响评价技术导则 地表水环境》(HJ2.3-2018)评价工作分级判定规定,拟建工程地表水环境影响评价工作等级为三级 B。重点论证项目废水综合利用不外排的可行性和可靠性。

5.2.1 施工期地表水环境影响分析

该项目在施工期间排放的废水主要来自于建筑施工人员的钻井废水、生活污水、试压废水等。

(1) 钻井废水

钻井废水与钻井泥浆、岩屑一同进入不落地系统进行分离处理,分离后的液相回用于钻井液配制,不外排。压裂返排液自带回收罐进行回收,拉运至克拉苏钻试修废弃物环保处理站进行无害化处理。

(2) 管线试压废水

拟建工程管道分段试压,管道试压水选用洁净水为介质,试压水排出后进入下一段管线循环使用,试压结束后就地泼洒抑尘,不外排。

(3) 生活污水

施工期间产生的生活污水主要为施工人员在施工时用餐、盥洗废水等,该污水的主要污染因子为 COD_{Cr}、SS 和油类。按施工人员生活污水主要污染物浓度分别约为 COD: 300mg/L, SS: 200mg/L, 油类: 50mg/L。施工人员生活污水暂存于生活污水池,定期由罐车拉运至拜城县污水处理厂处置。

5.2.2 运行期地表水环境影响分析

本项目运营期产生的废水主要为采出水和井下作业废水。

采出水与气一同进入博孜天然气处理厂处理,回注水执行《气田水注入技术要求》(SY/T 6596-2016)中的有关标准,不外排,采取上述水污染控制措施后,本项目采出水不会对周边水环境产生影响。井下作业废水自带回收罐回收作业废水,拉运至克拉苏钻试修废弃物环保处理站处理。

综上,本项目采取的废水处理措施有效且采出水不外排,故本项目对地表水环境影响可接受。

5.2.3 退役期地表水环境影响分析

项目退役期拆除设备、封井和清理井场时，施工时间较短，施工人员产生的生活污水量较少，依托施工区域周边生活设施处理，不外排，对周围水环境影响较小。

表 5.2-1 地表水环境影响评价自查表

工作内容		自查项目	
影响识别	影响类型	水污染影响型 ☒ ；水文要素影响型 ☐	
	水环境保护目标	饮用水水源保护区 ☐ ；饮用水取水 ☐ ；涉水的自然保护区 ☐ ；重要湿地 ☐ ；重点保护与珍稀水生生物的栖息地 ☐ ；重要水生生物的自然产卵场及索饵场、越冬场和洄游通道、天然渔场等渔业水体 ☐ ；涉水的风景名胜区 ☐ ；其他 ☐	
	影响途径	水污染影响型	水文要素影响型
		直接排放 ☐ ；间接排放 ☒ ；其他 ☐	水温 ☐ ；径流 ☐ ；水域面积 ☐
	影响因子	持久性污染物 ☒ ；有毒有害污染物 ☐ ；非持久性污染物 ☐ ；pH 值 ☐ ；热污染 ☐ ；富营养化 ☐ ；其他 ☐	水温 ☐ ；水位(水深) ☐ ；流速 ☐ ；流量 ☐ ；其他 ☐
评价等级		水污染影响型	水文要素影响型
		一级 ☐ ；二级 ☐ ；三级 A ☐ ；三级 B ☒	一级 ☐ ；二级 ☐ ；三级 ☐

5.3 地下水环境影响预测与评价

5.3.1 评价区水文地质条件

5.3.1.1 地下水赋存条件

本项目评价区所在区域的地貌类型为山前平原区。

拜城盆地为近东西向的大型新生代向斜拗陷盆地，基底为古近系-新近系，盆地内充填了巨厚的第四系沉积物下更新统砾岩与上新统均以向斜构造形态构成盆地基底的一部分。因下更新统亦为粗颗粒沉积，故盆地内更新统的卵砾石层形成了巨大的贮水空间。盆地海拔高 1180~1400m，发源于高山冰川的河流及低山丘陵带洪流流入盆地后，河水渗漏补给地下水，使盆地储藏有丰富的地下水，因却勒塔格新生代背斜构造的阻隔，使拜城盆地成为一个独立的水文地质单元——“地下水库”。因受拜城盆地基底和盆地地下水位的控制，盆地四周高基底上的第四纪松散层不含水或不均匀含水。

拜城盆地北部古近系-新近系逆冲于中更新统之上形成低山丘陵区，古近系-新近系由砂岩、泥岩和砂砾岩互层组成，构成了低山丘陵区与平原区地下水的隔水屏障。由于盆地北的断裂使得山区与平原区存在巨大的水位差，形成一跌水现象，如在吐孜贝希村一带，地下水埋深在断裂北部为 2m 左右，而向南经断裂水位急剧变大，至盆地北部的重工业园开发区一带，地下水埋深就达到了 80m 左右。

在盆地的下伏岩层中，第四系下更新统西域砾岩由于岩性已呈胶结及半胶结状态，与下部的古近系-新近系岩层一起构成了盆地内含水层的底板，上覆中上更新统地层均为结构较为单一的卵砾石层，松散类岩层沉积厚度自北部山前的 200m，向南部平原区逐渐变厚，最厚达 500m 左右。山前侧向补给及出山口后地表水体的入渗补给，使盆地内储存了丰富的地下水。

5.3.1.2 地下水埋藏及分布规律

评价区位于拜城盆地西部木扎尔特河冲积洪积平原区。根据收集水文地质资料及调查，该区域地下水的埋深普遍较大，均大于 50m。区内含水层主要由上更新统及中更新统洪积层及全新统冲洪积层组成，厚度 150~400m。含水层岩性主要为砂卵砾石，单位涌水量大于 $1.5\text{L/s}\cdot\text{m}$ ，含水层岩性分选差，磨圆度中等。

5.3.1.3 地下水类型与富水性

a. 水量丰富区（单井涌水量 $1000\text{m}^3/\text{d}\sim 5000\text{m}^3/\text{d}$ ）

分布在冲积扇的中上部、木扎尔特河以南的平原区，调查评价区东部区域的地下水富水程度属于该区。含水层是巨厚（100m~300m），粗大的砾卵石层，含水丰富，根据前人的抽水试验资料，单井推算涌水量为 $1035.85\text{m}^3/\text{d}\sim 4033.57\text{m}^3/\text{d}$ 。渗透系数 $6.96\text{m}/\text{d}\sim 8.5\text{m}/\text{d}$ 。

b. 水量中等区（单井涌水量 $500\text{m}^3/\text{d}\sim 1000\text{m}^3/\text{d}$ ）

分布于木扎尔特河西部的冲积平原区，调查评价区中部及西部区域的地下水富水程度属于该区。根据前人资料，区内含水层为上更新统砾卵、漂砾层，水量丰富，含水层厚度为 70m，渗透系数 $1.37\text{m}/\text{d}$ 。

评价区水文地质图见图 5.3-1。本项目拟改造井场和新建井、博孜 102-4 集气站、博孜 1 集气站均位于水量丰富区，涉及到的博孜天然气处理厂、博孜 101

集气站、新疆阀室位于水量中等区。

5.3.1.4 地下水的补给、径流、排泄

评价区的地质构造、地貌、岩性结构及气候、水文条件决定着地下水的补给、径流、排泄条件。北部山区对评价区地下水的补给主要通过两条河道的河谷潜流进行补给。而具有开采价值的地下水主要是平原区第四系松散岩类孔隙水，由于评价区内有两条河流流经，地表水资源丰富，同时两河出低山丘陵后，河道宽阔，河道内为松散的卵砾石层，河水对地下水的补给是以悬河的形式补给，补给量较为稳定，地表水的直接入渗成为评价区地下水的主要补给源。另外通过评价区的渠道多有浆砌石防渗渠道，渠道利用率也可达到 75%，沿途渗漏转化补给的地下水量远小于天然河道的入渗量，也是评价区地下水的另一个

主要补给源。本区气候干燥，降雨稀少，植被稀少，无农田分布。年降水量为 96.2-124.6mm，而蒸发量却在 1537.7-3000mm，评价区内地下水普遍埋藏较深，降水对地下水的补给作用不大。因此，评价区的补给方式主要是河谷潜流、河水入渗及渠系的渗漏补给。

评价区含水层为中上更新统卵砾石、砂砾石，渗透性好，地下水在北部接受河道潜流补给后，地下径流自河流冲洪积扇顶部向扇缘方向流动，地下水自西北向东南方向径流，地下水水力坡度为 5‰。

评价区地下水埋深普遍埋藏较深，地面蒸发对地下水没有影响，因此评价区地下水主要以侧向径流和人工开采方式排泄。

5.3.1.5 地下水动态特征

地下水动态主要受气象、水文和水文地质条件及人类活动因素控制。根据区域的地下水动态监测资料，区内潜水水位动态主要表现为水文型。

位于河流冲洪积区，潜水的动态特征曲线与两河的丰枯特征较相似，表现出水文型动态特征。河流的丰枯特征 10 月至翌年 3 月份为枯水期，4 月气温回升，冰雪融化，河流量明显增大，6~8 月河流径流量最高，地下水水位动态特征随两河丰枯特征出现很直观的变化，地下水高水位出现在 9 月，比河流丰水期稍滞后，9、10 月地下水水位持续下降，水位最低值出现时间比河流枯水期迟后，这是因为河流入渗、地下水位埋深及径流条件等因素影响所致。各观测孔最低水位多出现在 6、7 月，6~7 月份以后地下水位急剧上升，9 月份水位最高，在高水位与低水位期间水位保持时间较短，高低水位差较大，降幅均值 6.16m，主要是河水径流量年内分布极不均衡。

5.3.1.6 地下水化学特征

第四系松散层孔隙水的化学类型与矿化度主要受补给、径流、排泄条件与埋藏条件的控制。拜城盆地内的第四系松散层多是单一、巨厚的卵砾石层，孔隙率高，地下水主要靠来自低矿化的河水及引自河水的渠道水的大量渗漏补给。补给、径流条件都好，所以地下水的化学类型与矿化度和补给它的河水相近似。但在各冲积扇扇缘溢出带，由于径流、排泄条件的差异，才使局部地段的地下水矿化度和矿化类型复杂化。

根据现状调查结果，评价区内潜水的水化学类型，为 $\text{HCO}_3\cdot\text{SO}_4$ 和 HCO_3 型水，溶解性总固体小于 500mg/L，水质为淡水。

5.3.1.7 包气带调查

本项目在气田区域内进行井场及管线建设。根据附近钻孔资料显示，本项目井场所在区域范围内地层岩性主要为砂砾卵石层，地面表层含有较薄的砾层，结合《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）中表 6，项目区内包气带防污性能为“弱”。根据本次评价中包气带土壤监测结果，各监测点表层土壤样品中重金属、挥发性及半挥发性有机物检测数值波动较小，均满足《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地筛选值；石油烃（ $\text{C}_{10}\sim\text{C}_{40}$ ）检测结果均可满足《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地筛选值，包气带土壤质量状况良好。

5.3.1.8 评价区地下水开发利用现状与规划

评价区内地下水水质较好。拜城县由于地表水丰富，农业用水全部利用地表水，地下水开发利用程度较低，只有少量人畜饮水和厂矿企业开采利用地下水。拜城县的地下水开发利用和保护规划正在编制中。

5.3.1.9 区域地下水污染源调查

评价区位于荒漠，在塔里木油气层采矿权范围内，除气田生产设施和少量农田外，无其他污染源。气田各井场、站场及管线均采取了严格的防渗措施，各类固废妥善处置，根据区域地下水现状监测结果表明，各监测点中石油类满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）III类标准要求。

5.3.2 施工期地下水环境影响分析

（1）施工废水

根据工程分析，本项目施工期的生产废水和生活污水不外排，施工过程中，钻井泥浆、钻井岩屑一同处理，各类废弃钻井岩屑妥善处置，不外排。压裂返排液和酸化返排液，在各井场中和后在收集罐内暂存，送至克拉苏钻试修废弃物环保处理站妥善处理。管道试压用水在试压结束后用于场地四周洒水抑尘。故拟建项目施工活动对地下水影响很小。

项目钻井过程中采用套管与土壤隔离,并在套管与地层之间注入水泥进行固井,水泥浆返至地面,封隔疏松地层和水层;本项目井身的表层套管的下入深度 200m,采用水泥浆进行固井,水泥浆返至地面,可满足本项目的地下水保护需要,可有效地保护地下水环境不受污染。本项目钻井过程中,严格要求套管下入深度等措施,可以有效控制钻井液在地层中的漏失,减轻对地下水环境的影响。由于本项目气藏目的层与地下水处于不同层系,远远超出本区域第四系地下水含水层深度,在施工过程中采用下套管注水泥固井、完井方式进行水泥固井,对含水层进行了固封处理,有效保护地下水层。项目在钻井过程中产生的废水不与含水层发生水力联系,同时对产生的废水排放进行严格管理,施工期间钻井井场内进行分区防渗,可对土壤及包气带起到良好的防护。因此基本不会对所在区域水环境产生影响。

(2) 管道敷设对地下水环境的影响

本项目管道在敷设过程中,根据线路沿途地形、工程地质、水文及气象等自然条件,综合确定管道的埋深,其开挖的深度决定其对地下水环境的影响程度。

根据本项目可行性研究报告,本项目一般管顶埋深为 1.2m,根据调查,在管线沿线区域地下水埋深大于 10m,本项目管沟开挖基本不会对地下水带来影响。

(3) 施工设备漏油对地下水环境影响

施工设备漏油,可能经包气带渗漏至潜水层进而污染地下水水质。为防止设备漏油遗撒在地面、造成地下水环境污染,采取措施包括:对存放油品储罐地面油污专门收集,施工结束后统一委托持有危险废物经营许可证的单位处置;加强设备维修保养,在易发生泄漏的设备底部铺防漏油布,并及时清理漏油;机械设备若有泄油现象要及时清理散落机油,将其收集待施工结束后统一清运处理。正常情况下不会对区内地下水产生影响。

综上,本项目程在施工过程中,采取合理的污染防治措施,工程施工不会对地下水环境产生明显影响。

5.3.3 运营期地下水环境影响分析

5.3.3.1 正常状况下地下水影响分析

(1) 废水对地下水影响分析

本项目无新增定员，不新增生活污水，运营期间废水主要包括采出水和井下作业废水，采出水随采出液一起进入博孜天然气处理厂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，酸碱中和后运至克拉苏钻试修废弃物环保处理站处理。各类生产废水均不外排。项目钻井过程中进行了固井，运营期对固井质量定期检查，确保固井质量合格，防止井漏等发生。

正常状况下，各类废水不会对地下水产生影响。

(2) 固废对地下水影响分析

本项目在修井及采气等过程中都可能产生落地油，井场、管线、站场在运行过程中产生含油污泥等固废废物。根据塔里木油田分公司作业要求，井下作业必须采用带罐进行，井口排出物全部进罐，故基本无落地油产生。塔里木油田分公司要求各作业队伍在作业过程中尽可能避免落地油的产生，落地油一旦产生须及时、彻底进行回收，可最大限度减少固废产生量，其他危险废物委托有资质的单位处置，各类固废均妥善处置。在措施落实、管理到位的前提下，固废对开发区域地下水的的影响很小。

(3) 集输管线对地下水影响分析

本项目集输管线是全封闭系统，采取严格的防腐防渗措施。正常状况下，输送、储存的介质不会与管线穿越区的地下水水体之间发生联系，不会对区域地下水环境产生污染影响。

另外，项目建设期间构筑物及其设施均采用钢筋混凝土结构，设置防渗设施，正常生产过程中严防污水下渗，以避免对地下水潜水层的污染。正常情况下，项目严格按照报告中提出的“源头控制、分区防控、污染监控、应急响应”原则进行地下水污染防控。按照《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）要求：“9.4.2 已依据 GB16889、GB18597、GB18598、GB18599、GB/T50934 设计地下水污染防渗措施的建设项目，可不进行正常状况情景下的预测。

在防渗系统正常运行的情况下，本项目废水向地下渗透将得到很好的控制，不会对地下水质量造成功能类别的改变。因此，在正常状况下，在做好各区域防渗的基础上，不会对场地包气带及地下水环境造成明显影响。

5.3.3.2 非正常状况下对地下水的影响

气田工程生产过程中，各个环节都存在着易燃、易爆、有害物质，除危害工程本身安全外，同时对地下水也构成污染的危险。主要表现因操作失误或处理措施不当而发生的井喷或井漏等工程事故；自然灾害引起的气田污染事故；集输管线、阀组运行过程中，管线腐蚀穿孔，误操作及人为破坏等原因造成的管线破裂使油品泄漏。无论是人为因素还是自然因素所造成的事故，对气田区地下水体均可能产生污染的风险。

气田开发对地下水产生污染的途径主要有两种方式，即渗透污染和穿透污染途径。

(1) 情景 1：穿透污染（油水窜层）

污染物沿着孔隙直接到达含水层从而污染地下水的方式称为穿透污染。以该种方式污染地下水的主要是采气过程中套外返水。一旦出现套外返水事故，采出液在水头压力差的作用下，可能直接进入含水层，发生串层，并在含水层中扩散迁移，污染地下水。

窜层污染的主要原因一般是由于表层套管和油气层套管的固井效果变差导致窜层使地下水受污染。由废弃井、套管被腐蚀破坏而污染到地下水的现象，在前期不会发生，待井开发到中后期时，废弃井、套管被腐蚀破坏，才可能会对地下水有影响：废弃井在长期闲置过程中，在地下各种复合作用下，固井水泥被腐蚀，套管被腐蚀穿孔，加上只封死井口，油气物质失去了释放通道，会通过径流进入潜水含水层，参与地下水循环。虽然此时油气层几乎没有多少压力，原油不大可能进入到含水层污染地下水，但这一现象仍应引起重视。

本次地下水环境影响评价主要考虑最不利的极端情况下，油水窜层后对工程区下游第四系含水层水质的影响，针对污染物进入到第四系孔隙水含水层后的运移进行重点预测、评价。

①预测情景

当发生窜层时，污染物进入含水层中。考虑最不利情况，污染物泄漏为连续排放，发生窜层后，工程区内的污染物通过孔隙径流至下游第四系含水层的水质。因此污染物在含水层中的迁移，可将预测情形概化为一维连续泄漏点源的水动力弥散问题。

②预测方法

本项目按 II 类项目地下水环境影响评价级别为二级，按照《环境影响评价技术导则—地下水环境》（HJ610-2016）的规定，预测方法可以采用数值法或者解析法，由于评价区水文地质条件较简单、评价区含水层的基本参数变化很小、污染物的排放对地下水流场没有明显的影响，本报告采用解析法对地下水环境影响进行预测。

③预测因子

套管发生泄漏，采出液中污染物主要为凝析油。根据《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）中情景设置预测因子相关要求，对每一类别中的各项因子采取标准指数法进行排序，分别取标准指数较大的因子作为预测因子。根据采出液污染物特征，本次选取石油类作为预测特征因子。

④预测模型

本次地下水污染模拟仅考虑污染物随地下水发生对流、弥散作用，对污染物与液体介质（地下水）、固体介质（包气带介质和地下水含水介质）等的化学反应（如酸碱反应、氧化还原反应、吸附、交换、挥发及生物化学反应）等可能存在的环境消减因素做保守考虑。这样选择的理由是：

1) 对于长期持续的污染事件，环境自净作用属于次要因素，而水体的对流、弥散作用是污染物运移的主要因素。

2) 污染物在地下水中的反应运移非常复杂，物理、化学、微生物等环境自净作用往往会使污染浓度衰减。忽略这些环境自净因素可以模拟出污染的最大（或潜在）影响范围，符合保守性评价原则。

3) 对这些化学、生物化学作用进行精确模拟还属于国际性难题，一些模拟参数还存在很大争议，精确地模拟还需要大量的实验支持。

4) 在国际上有很多用保守型污染物作为模拟因子的环境质量评价的实例，保守型考虑符合环境评价的思想。

污染物在含水层中的迁移，特别是泄露点的连续泄漏，造成的水环境污染会更加严重。本次按照《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）附录 D 中一维无限长多孔介质柱体，一端为定浓度边界预测模型进行预测，计算

公式如下：

$$\frac{C}{C_0} = \frac{1}{2} \operatorname{erfc}\left(\frac{x-ut}{2\sqrt{D_L t}}\right) + \frac{1}{2} e^{\frac{ux}{D_L}} \operatorname{erfc}\left(\frac{x+ut}{2\sqrt{D_L t}}\right)$$

以上式中：x—距注入点的距离，m；

t—时间，d；

C (x, t) —t 时刻 x 处的示踪剂浓度，g/l；

C₀—注入的示踪剂浓度，g/l；

u——水流速度，m/d；

n——有效孔隙度，无量纲；

D_L—纵向弥散系数，m²/d；

erfc () —余误差函数。

⑤预测参数

根据区域水文地质条件，评价区内第四系含水层岩性主要为细砂。本次评价水文地质参数主要通过气田区域的勘察资料及经验值等综合确定。模型中所需参数及来源见表 5.3-1。

表 5.3-1 水质预测模型所需参数一览表

序号	参数符号	参数名称	参数数值	数值来源
1	u	水流速度	0.16m/d	地下水的平均实际流速u= KI /n，根据区内试验资料，评价区内水量中等区渗透系数为1.37m/d，水量丰富区渗透系数为6.96~8.5m/d，本次涉及井场位于水量丰富区，渗透系数取最大值8.5m/d。根据资料，地下水的水力坡度为5‰。
2	D _L	纵向弥散系数	1.6m ² /d	D _L =αLu，αL为纵向弥散度。参考前人的研究成果，结合项目区水文地质条件，弥散度应介于1~10之间，按照最不利的评价原则，本次模拟取弥散度参数值取10。
3	n	有效孔隙度	27%	依据《水文地质手册》，结合含水层岩性，有效孔隙度取27%。
4	t	时间	计算发生渗漏后 100d、1000d、3650d 后各预测点的浓度	
5	C ₀	污染物浓度	参照美国石油协会石油烃标准化工作组 TPHCWG (1997) 中关于石油类污染物的溶解度等相关文献，取 18 mg/L 为石油类可溶态污染物的最高浓度值，作为本次预测的源强。石油类参照《地表水环境质量标准》(GB3838-2002) 中Ⅲ类，将石油类污染物浓度标准定为 0.05mg/L。检出限为 0.01mg/L。	

⑥预测结果与分析

将以上确定的参数代入模型，便可以求出不同时段，在预测情景下，泄露了不同天数（100 天、1000 天、3650 天）时，污染物在含水层不同位置的浓度分

布情况。具体见表 5.3-2、表 5.3-3，图 5.3-2。

表 5. 3-2 污染物在潜水含水层中的浓度迁移预测结果（情景 1）

100d		1000d		3650d	
距离（m）	浓度c(mg/L)	距离（m）	浓度c(mg/L)	距离（m）	浓度c(mg/L)
0	18.000	0	18.000	0	18.000
10	14.900	50	17.800	120	18.000
20	10.300	100	16.300	240	18.000
30	5.740	150	11.500	360	17.700
40	2.480	200	5.180	480	15.000
50	0.816	250	1.300	600	7.940
60	0.203	317	0.050	720	1.870
68	0.050	344	0.010	883	0.050
76	0.010	400	0.000	936	0.010
90	0.001	450	0.000	1080	0.000
100	0.000	500	0.000	1200	0.000

表 5. 3-3 预测结果统计表（情景 1）

预测因子	预测时间	超标距离（m）	影响距离（m）	影响范围内水环境敏感点
石油类	100d	68	76	无
	1000d	317	344	无
	3650d	883	936	无

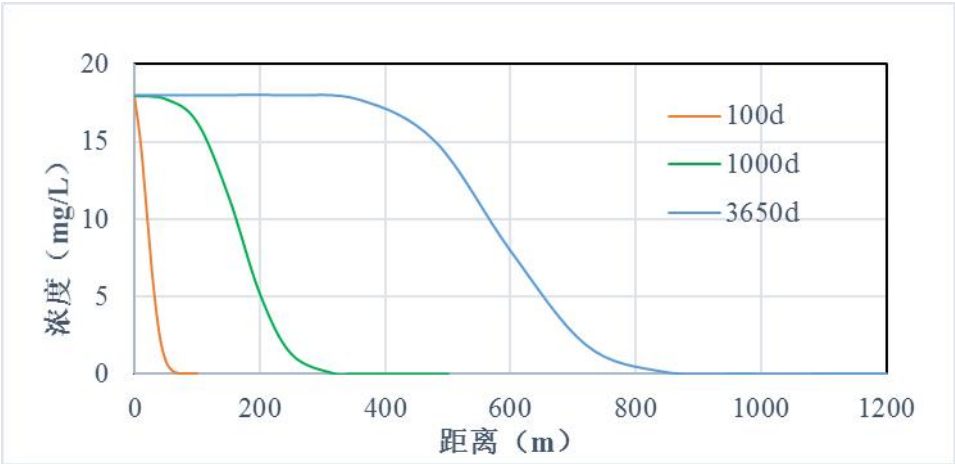


图 5. 3-2 发生泄漏后石油类污染物浓度变化趋势图（情景 1）

根据以上预测结果，在本次设定的预测情形下：预测期间，在水动力弥散作用下，随着时间、距离增加，污染范围也呈增加趋势。石油类浓度在预测 100d、1000d、3650d 时地下水超标距离分别为 68m、317m、883m，影响距离分别为 76m、344m、936m，影响范围内无居民饮用水井等敏感点，但下渗废水对该地区地下水的影响依然存在。

由废弃的气井、套管被腐蚀破坏而污染到地下水的现象，在前期不会发生，

待气田开发到中后期时，废弃的气井、套管被腐蚀破坏，才可能会对地下水有影响：废弃气井在长期闲置过程中，在地下各种复合作用下，固井水泥被腐蚀，套管被腐蚀穿孔，加上只封死井口，油气物质失去了释放通道，会通过越流管道进入潜水含水层，参与地下水循环。虽然此时油气层几乎没有多少压力，凝析油不大可能进入到含水层污染地下水，但这一现象仍应引起重视，因此，为预防污染的发生和污染源的形成，表层套管严格封闭第四系含水层，定期维护，固井质量应符合要求，废弃井应全部打水泥塞，并经严格的试压以防窜漏污染地下水，套损发生后及时采取治理技术，尽量避免窜层污染到泄漏点周边区域内的地下水。

（2）情景 2：渗透污染（地表泄露事故）

本项目集输管线输送的物质主要为湿气，含有少量凝析油，非正常状况下，阀门、集输管线泄漏事故会导致浅部隐蔽性污染源的产生，泄漏的凝析油等下渗而可能导致地下水污染风险的发生。设备阀门、管线等发生泄漏的原因有如下几种：误操作、机械故障、外力作用和腐蚀，这几种因素的产生都是人为的或人为操控程度很高，发生污染的危害程度也取决于操作人员的处置和控制。贮污设施的泄漏是由基座渗漏引起的，污染危害取决于防污工程质量，因此这类污染发生的可控性很高，故一般发生在局部，应以预防为主。

一般泄漏于土体中的凝析油可以同时向表面溢出和向地下渗透，并选择疏松位置运移。如果有足够多的凝析油泄漏到疏松的土体中，就有可能下渗至潜水带并在潜水带顶面扩展而形成“油饼”。管道泄漏事故对地下水环境的影响程度主要取决于泄露物质的物理性质、泄漏量、泄漏方式、多孔介质特征及地下水位埋深等因素。污染物进入地下后，污染物向地下水系统的迁移途径为：

入渗污染物→表土层→包气带→含水层→迁移

a.地表污染物在包气带土壤中的下渗

由于各种土壤的不同土层对石油类均有吸附能力，石油类污染物主要集中在表层，随着时间的推移，包气带土壤对石油类物质的吸附将趋向饱和，吸附能力将逐渐降低。一般来讲，土壤表层 0~20cm 的滞留石油类物质的含量至少是下层（1m 以下）石油类物质含量的 35 倍；且石油类多在地表 1m 以内积聚，1m 以下土壤中含油量甚少。由于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，当土壤中有机质含量较高时，石油烃等污染物在其中迁移的阻滞作用较强，迁移及衰减速度较慢，其影响范围不大，对地下水环境不易产生不利影响。且一旦发生泄漏，建设单位会立即通过截断阀进行截断，并组织专门力量进行污染物的清除工作，将在最短的时间内清除地面及地下的石油类物质，因而，石油类污染物进入地下潜水的可能性较小。

b. 污染物在含水层的迁移

综合考虑生产装置设施情况以及所在区域水文地质条件，非正常状况泄漏点设定为：集输管线截面 100%断裂泄漏，如不及时修复，凝析油可能下渗对地下水造成影响。本次评价对非正常状况下集输管线截面 100%断裂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。

① 预测因子筛选

集输管道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。

② 预测源强

拟建项目自动控制系统采用 SCADA 系统，系统采用全线调控中心控制级、井场控制级和就地控制级三级控制方式，并对沿线井场及监控阀室实施远距离的数据采集、监视控制、安全保护和统一调度管理。

根据设计资料并结合建设单位多年来同类管道的运营经验，一旦发生漏油事故，管内压力减小，各截断阀可以确保在 10min 内响应并关闭，管道断裂处油品继续泄漏，当与外界压力平衡时，泄漏终止。本次评价以泄漏事故发生至关闭阀门时间 10min 考虑。管道泄漏时，选取最不利情形即管道截面 100%断裂进行评价。通常按美国矿业管理部（MMS）管道油品泄漏量估算导则（MMS2002-033）给出的估算模式计算凝析油的泄漏量，该模式由两部分组成，一部分是阀门关闭后至压力平衡前的泄漏量，另一部分是关闭阀门前的泄漏量，两项之和即为总泄漏量，计算式为：

$$V_{rel}=0.1781 \times V_{pipe} \times f_{rel} \times f_{GOR} + V_{pre-shut}$$

式中： V_{rel} —集输管线油品泄漏量，bbl（1 桶=0.14 吨）；

V_{pipe} —管段体积， ft^3 （ $1ft^3=0.0283m^3$ ），根据前文表 2.5-6，本次建设的博孜 102-4 集气复线（博孜 102-4 集气站→博孜 1 集气站）凝析油中在线量最大，全管径泄露后影响最大，根据该管线设计参数，本次 r 取 0.15m，长度取 2100m，管道体积为 $37.107m^3$ ；

f_{rel} —最大泄漏率，取 0.2；

f_{GOR} —压力衰减系数，取 0.2；

$V_{pre-shut}$ —截断阀关闭前泄漏量，bbl。

截断阀关闭前泄漏量：根据可研，博孜 102-4 集气复线外输凝析油量最大按 229t/d 计算，管线发生泄漏时，10min 内凝析油泄漏量为 1.59t。

计算可得阀门关闭后至压力平衡前的泄漏量为 9.342bbl，合 1.31t。

则非正常状况下，总泄漏量为 2.90t。

包气带中的土壤颗粒可以通过吸附、分配、离子交换、生物作用等多种作用机制截留难有机污染物。根据《采油废水中石油类污染物在土壤中的迁移规律研究》等，污水中的石油类很难在土壤剖面中随水下渗迁移，基本上被截留在 0~10cm 或 0~20cm 表层土壤中，其中表层 0~5cm 土壤截留了 90%以上的输入原油。本次考虑较不利情况，按照泄露的污染物 10%（0.29t）通过地表连续入渗通过包气带土壤全部进入到地下水含水层中，针对污染物进入到含水层后的运移进行重点预测、评价。

③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石油类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，根据拟建项目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态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：

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

式中：

x, y—计算点处的位置坐标；

t—时间，d；

C(x, y, t)—t时刻点 x, y 处的污染物浓度，mg/L；

M—含水层厚度，m；评价区域潜水含水层平均厚度；

m_M—长度为 M 的线源瞬时注入污染物的质量，kg。

u—地下水流速度，m/d；

n—有效孔隙度，无量纲；

D_L—纵向弥散系数，m²/d；

D_T—横向 y 方向的弥散系数，m²/d；

π—圆周率。

表 5.3-4 水质预测模型所需参数一览表（情景 2）

序号	参数符号	参数名称	参数数值	数值来源
1	u	水流速度	0.157m/d	地下水的平均实际流速u= KI /n，根据区内抽水试验资料，本次取水量丰富区的渗透系数最大值8.5m/d，地下水的水力坡度为5‰。
2	D _L	纵向弥散系数	1.6m ² /d	D _L =αLu，αL为纵向弥散度。参考前人的研究成果，结合项目区水文地质条件，弥散度应介于1~10之间，按照最不利的评价原则，本次模拟取弥散度参数值取10。
3	D _T	横向弥散系数	0.16m ² /d	依据美国环保署（EPA）提出的经验数据：横/纵向弥散度比（D _T /D _L ）一般为0.1，则横向弥散系数为0.16m ² /d。
4	M	含水层厚度	200m	根据评价区水文地质资料，模拟区域含水层厚度为100~300m，本次预测按平均厚度200m计算。
5	n	有效孔隙度	27%	依据《水文地质手册》，结合含水层岩性，有效孔隙度取27%。
6	t	时间	计算发生渗漏后100d、1000d、3650d后各预测点的浓度	
7	m _M	瞬时注入污染物的质量	根据前文计算，泄漏量取0.29t。石油类参照《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中Ⅲ类，将石油类污染物浓度标准定为0.05mg/L，检出限为0.01mg/L。	

④预测内容

在非正常状况下，污染物进入含水层后，在水动力弥散作用下，瞬时注入的污染物将产生呈椭圆形的污染晕，污染晕中污染物的浓度由中心向四周逐渐降低。随着水动力弥散作用的进行，污染晕将不断沿水流方向运移，污染晕的范围也会发生变化。本次预测在研究污染晕运移时，选取石油类的检出下限值 0.01mg/L 的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 0.05mg/L 作为超标范围，预测污染晕的运移距离和影响范围。

集输管道泄漏石油类对地下水影响预测结果见表 5.3-5，图 5.3-3~图 5.3-5。

表 5.3-5 在非正常状况下石油类在潜水含水层中运移情况一览表（情景 2）

预测时间	超标面积 (m ²)	影响面积 (m ²)	超标距离 (m)	影响距离 (m)	影响范围内水环境敏感点
100d	3096.17	4139.20	72	82	无
1000d	17504.17	27385.55	292	328	无
3650d	27385.55	34443.68	724	820	无

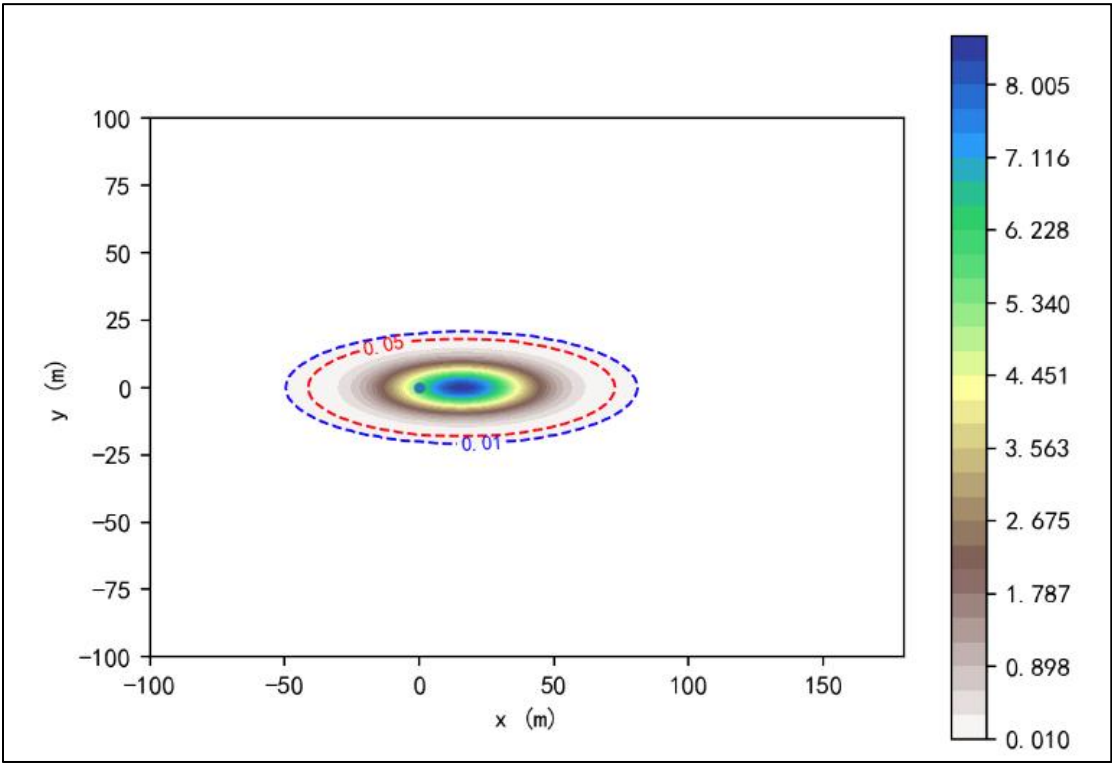


图 5.3-3 情景 2：100 天石油类污染晕运移分布图

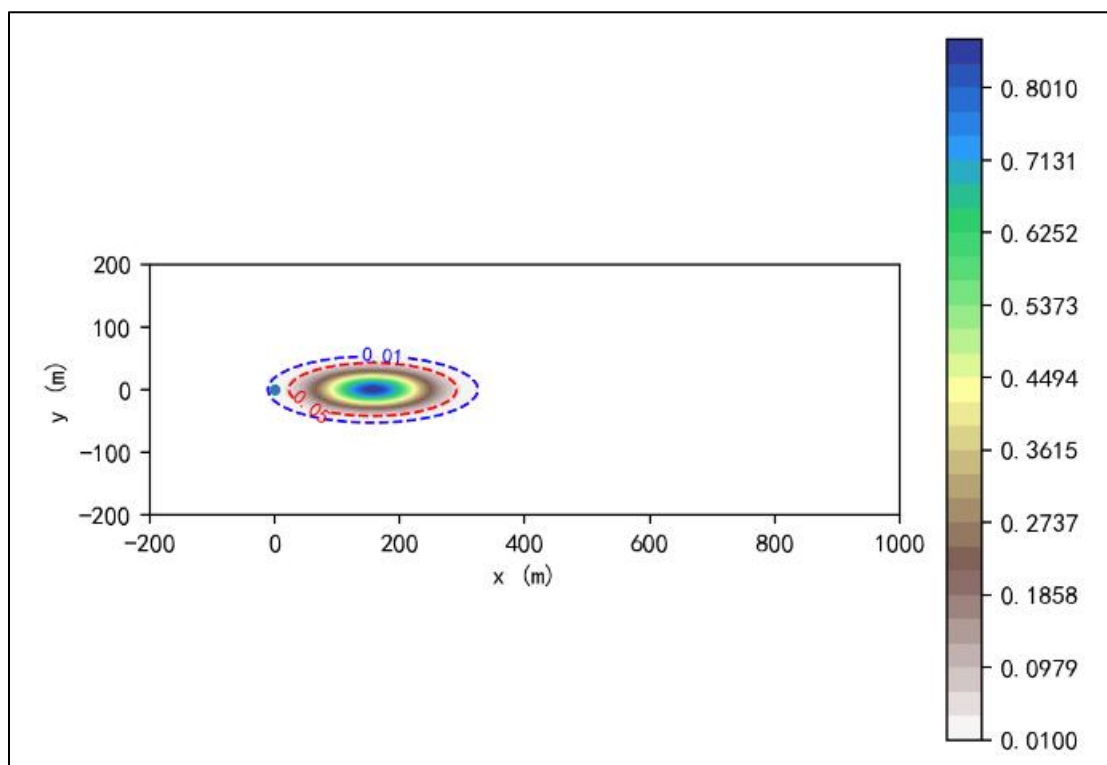


图 5.3-4 情景 2：1000 天石油类污染晕运移分布图

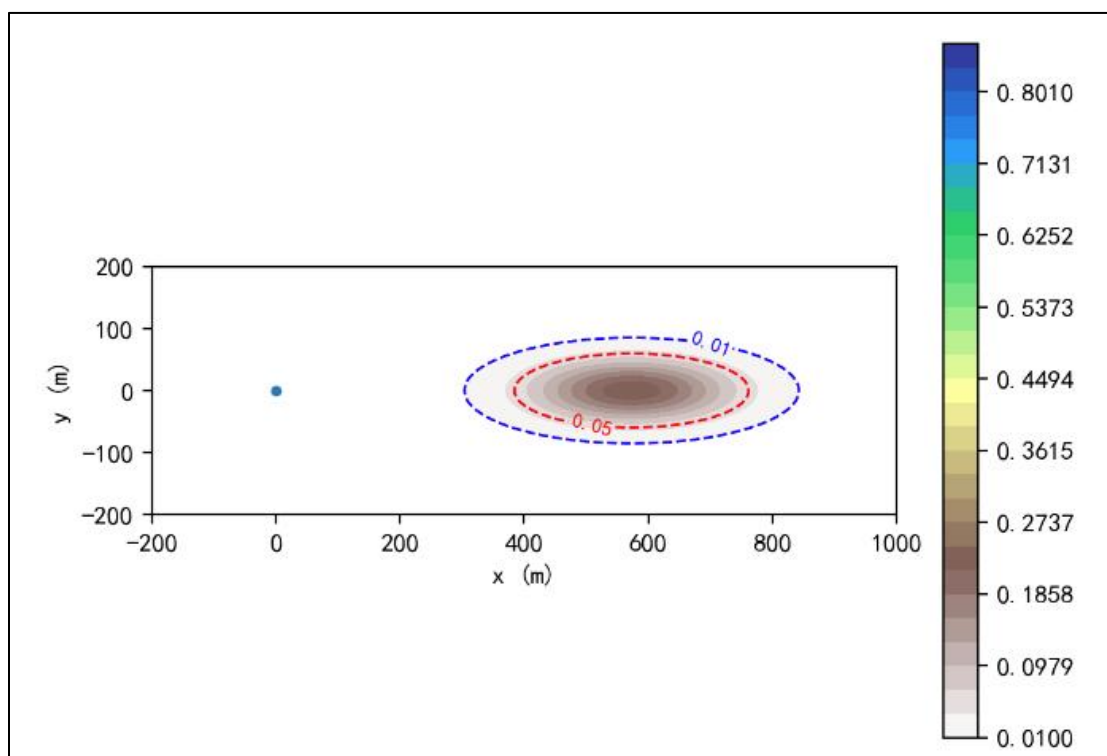


图 5.3-5 情景 2：3650 天石油类污染晕运移分布图

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、1000d、3650d 后污染晕超标范围分别为 3096.17m²、17504.17m²、

27385.55m²，影响范围分别为 4139.20m²、27385.55m²、34443.68m²。影响范围内无居民饮用水井等地下水环境敏感点，污染物的迁移对地下水有一定影响。故本项目必须采取必要的防腐、防渗措施，并加强巡检、跟踪监测等，防止其泄漏进而污染到周边区域内的地下水。

在非正常状况下，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污染物，因而，污染物进入地下潜水的可行性较小。只要建设单位和施工单位严格按照拟定的环保措施进行，非正常状况下，对地下水的影响属可接受范围。

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

5.3.4 退役期地下水环境影响分析

本项目服务期满后，无废水外排，加强环境管理，一般不会对造成周边地下水环境污染。

5.3.5 小结

在正常情况下，本项目产生的废水不外排，工程在设计、施工和运行时，严把质量验收关，严格杜绝因管道材质、制管、防腐涂层、焊接缺陷及运行失误而造成管线泄漏。在生产运行过程中，强化监控手段，定期检查检验，检漏控漏，尽量杜绝事故性排放源的存在，本项目对地下水环境的影响较小。

本次地下水评价，设置了项目非正常情况情景进行预测分析，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属可接受范围。针对可能出现的情景，报告制定了相应的监测方案和应急措施。建设单位对地下水污染防治措施按照“源头控制、过程防控、跟踪监测、应急响应”相结合的原则，在生产运行过程中，强化监控手段，定期检查检验，检漏控漏，杜绝事故性排放点源的存在，在严格按照地下水污染防治措施后，本项目建设、生产运行对周边

及下游地下水环境的影响是可以接受的。

5.4 土壤环境影响分析

5.4.1 影响类型及途径

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

影响类型见表 5.4-1。

表 5.4-1 建设项目影响类型表

不同时段	污染影响型（井口、阀组、管线）				生态影响型（井口、阀组、管线）			
	大气沉降	地面漫流	垂直入渗	其它	盐化	碱化	酸化	其它
建设期	--	--	--	--	--	--	--	--
运营期	--	--	√	--	√	--	--	--
服务期满后	--	--	--	--	--	--	--	--

5.4.2 施工期对土壤环境的影响

施工期土壤环境影响主要来自于井场及管线建设等施工作业范围内的人为扰动、车辆行驶和机械施工、各种废弃物污染影响。

5.4.2.1 土壤结构影响分析

施工期，本项目井场和管线施工作业范围内的土壤结构均会受到扰动和破坏。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。

①破坏土壤原有结构

土壤结构是经过较长的历史时期形成的，管沟开挖和回填必将破坏土壤的结构。尤其是土壤中的团粒结构，一旦遭到破坏，必须经过较长的时间才能恢复，对农田土壤影响更大，农田土壤耕作层是保证农业生产的基础，深度一般在 15~25cm，是农作物根系生长和发达的层次。管道开挖必定扰乱和破坏土壤的耕

作层，除管道开挖的部分受到直接的破坏外，开挖土堆放两边占用农田，也会破坏农田的耕作土，此外，土层的混合和扰动，同样会改变原有农田耕作层的性质。因此在整个施工过程中，对土壤耕作层的影响最为严重。

②混合土壤层次、改变土壤质地

土壤质地因地形和土壤形成条件的不同而有较大的变化，即使同一土壤剖面，表层土壤质地与底层的也截然不同。管道的开挖和回填，必定混合原有的土壤层次，降低土壤的蓄水保肥能力，易受风蚀，从而影响土壤的发育，植被的恢复；在农田区将降低土壤的耕作性能，影响农作物的生长，最终导致农作物产量的下降。

③影响土壤养分

土体构型是土壤剖面中各种土层的组合情况。不同土层的特征及理化性质差异较大。就养分而言，表土层远较心土层好，其有机质、全氮、速效磷、钾等含量高，紧实度、孔隙状况适中，适耕性强。施工对原有土体构型势必扰动，使土壤养分状况受到影响，严重者使土壤性质恶化，并波及其上生长的植被，甚至难以恢复。

根据有关资料统计，管道工程对土壤养分的影响与土壤的理化性状密切相关。在实行分层堆放，分层覆土的措施下，土壤中有机质将下降 30~40%，土壤养分将下降 30~50%，其中全氮下降 43%左右，磷素下降 40%，钾素下降 43%。这表明即使在管道施工过程中实行分层堆放和分层覆土等保护措施，管道工程对土壤养分仍有明显的影响，事实上，在管道施工过程中，难以严格保证对表土实行分层堆放和分层覆土，因而管道施工对土壤养分的影响更为明显，最后导致土地生物生产量的下降。

④影响土壤紧实度

管道铺设后的回填，一般难以恢复原有的土壤紧实度，施工中机械碾压，人员践踏等都会影响土壤的紧实度。土层过松，易引起水土流失，土体过紧，又会影影响作物生长。

5.4.2.2 水土流失影响分析

本项目井场和管线施工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；地表保护层变得松散，增加风蚀量，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。

5.4.2.3 土壤污染影响分析

项目施工的废水包括生活污水、施工废水、施工垃圾及生活垃圾，污废水处理不当或不处理而随意漫流，废水中的污染物，如动植物油、石油类等污染物进入土壤中污染土壤环境；或施工垃圾堆放，如遇雨季，施工垃圾或生活垃圾中的污染物随雨水进入土壤污染土壤环境。环评要求施工单位对施工生活污水不外排，生活垃圾和施工垃圾收集后及时送大北固废填埋场填埋处理。落实以上环保措施的情况下，本项目施工期间对井场、管道沿线周边的土壤影响很小。

5.4.3 运营期对土壤环境的影响

本项目为油气开采项目，运营期主要以污染影响为主。运营期本项目采出液密闭集输，正常情况下不会对土壤环境造成污染。非正常情况下原油、含油污水泄漏可能会对土壤环境造成污染。结合项目特点，本节主要分析非正常状况下泄漏对土壤环境的污染影响，以及对土壤理化性质的影响和累积影响。

气田土壤环境污染的分布为：污染物主要集中在场站永久占地内，各种污染物尤其是石油烃污染物主要集中在土壤表层，迁移深度较浅。

事故时排放的原油、含油污水量大且集中，其危害主要表现为降低土壤透气、透水性，改变土壤微生物种群结构，消耗土壤氮素，使植物生长受阻，体内残留量增加，恶化土壤-植物及土壤-食物链系统的环境质量。因此，气田生产中一定要严防采出液泄漏事故的发生，一旦发生事故，应立即采取事故应急措施，及时对原油、含油污水进行回收，最大限度地恢复地表原貌，为利用土壤的自净作用创造条件，在尽可能短的时间使土壤环境得到恢复。

5.4.3.1 正常工况下土壤环境影响分析

本项目污染土壤的途径主要为采出液输送过程中发生跑冒滴漏，渗入土壤对

土壤产生影响。

运营期正常工况下，本项目井下作业废水得到妥善处置；生产过程中液体物料配置过程中均为全密闭管路连接，不会出现溢出和泄漏情况，实现可视可控，且在管线上做好标识，如若出现泄漏等事故情况，可及时发现，及时处理。

5.4.3.2 非正常工况下土壤环境影响分析

(1) 生态影响型

考虑事故状态下，井口与单井集输管道连接处破裂后，原油进入表层土壤中，单井集输管道在井场设置有压力和远传信号，当发生管道破裂时，可远程关闭井场，并在 1h 内排查到泄漏点并进行紧急封堵。初步估算，发生泄漏到封堵，预计从单井集输管道中泄漏的量为 3.67m^3 。采出液中矿化度为在 171023mg/L ，则估算进入土壤中的盐分含量为 $=3.67 \times 171023 \times 58.5 \div 35.5 = 1034304\text{g}$ 。

本次预测采用 HJ964-2018 附录 E.1.3 中预测方法，预测公式如下：

1) 单位质量土壤中某种物质的增量

$$\Delta S = n(I_s - L_s - R_s) / (\rho_b \times A \times D)$$

式中：△S-单位质量表层土壤中某种物质的增量，g/kg；

I_s -预测评价范围内单位年份表层土壤中某种物质的输入量，g；

L_s -预测评价范围内单位年份表层土壤中某种物质经淋溶排出的量，g；

R_s -预测评价范围内单位年份表层土壤中某种物质经径流排出的量，g；

ρ_b -表层土壤容重， kg/m^3 ；

A-预测评价范围， m^2 ；

D-表层土壤深度，一般取 0.2m，可根据实际情况适当调整；

n-持续年份，a。

2) 单位质量土壤中某种物质的预测值

$$S = S_b + \Delta S$$

S-单位质量土壤中某种物质的预测值，g/kg；

S_b -单位质量土壤中某种物质的现状值，g/kg。

3) 预测结果

①集输管线泄漏盐化预测结果

项目所处区域气候干燥，年降雨量较小，项目考虑最不利情况， L_s 和 R_s 取值均为 0，预测评价范围为以集输管线泄漏点为中心 $20m \times 20m$ 范围，表层土壤容重根据区域土壤理化特性调查取值为 $1.45 \times 10^3 kg/m^3$ ，根据区域土壤盐分监测结果，单位质量土壤中盐分含量的现状最大值为 $5.2g/kg$ 。预测年份为 0.027a（10 天）。根据上述计算结果，在 10 天内，单位质量土壤中盐分含量的增量为 $0.042g/kg$ ，叠加现状值后的预测值为 $5.242g/kg$ 。

从预测结果可知，发生泄漏后，导致泄漏点周边区域土壤中盐分含量有所升高，增量较小；且本项目建设 RTU 采集系统，发生泄漏会在短时间内发现，油田公司会按照要求将泄漏点周围区域土壤进行清理，因此，本项目实施后对周边土壤环境生态影响可接受。

②井场套管破损泄漏

项目所处区域气候干燥，年降雨量较小，项目考虑最不利情况， L_s 和 R_s 取值均为 0，预测评价范围为以井场泄漏点为中心 $100m \times 100m$ 范围，表层土壤容重根据区域土壤理化特性调查取值为 $1.45 \times 10^3 kg/m^3$ ，根据区域土壤盐分监测结果，单位质量土壤中盐分含量的现状最大值为 $5.2g/kg$ 。预测年份为 0.054a（20 天）。根据上述计算结果，在 20 天内，单位质量土壤中盐分含量的增量为 $0.146g/kg$ ，叠加现状值后的预测值为 $5.346g/kg$ 。

从预测结果可知，发生泄漏后，导致泄漏点周边区域土壤中盐分含量有所升高，增量较小；且本项目建设 RTU 采集系统，发生泄漏会在短时间内发现，油田公司会按照要求将泄漏点周围区域土壤进行清理，因此，本项目实施后对周边土壤环境生态影响可接受。

（2）污染影响型

1）正常状况下对土壤环境的影响分析

本项目污染土壤的途径主要为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。本项目生产过程中均为全密闭管路连接，不会出现溢出和泄露情况，实现可视可控，且在管线上做好标识，如若出现泄露等事故情况，可及时发现，及时处理。

2) 非正常状况下对土壤环境的影响分析

拟建项目土壤环境影响类型为“污染影响型”，影响途径主要为运营期项目场地污染物以垂直入渗方式进入土壤环境，因此采用一维非饱和溶质运移模型进行土壤污染预测。

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，m²/d；

q--渗透速度，m/d；

z--沿 z 轴的距离，m；

t--时间变量，d；

θ--土壤含水率，%。

②初始条件

$$c(z,t) = 0 \quad t = 0, L \leq z < 0$$

③边界条件

第一类 Dirichelet 边界条件：

i连续点源：

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

ii非连续点源：

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

第二类 Neumann 零梯度边界条件：

$$-\theta D \frac{\partial c}{\partial z} = 0 \quad t > 0, z = L$$

模型边界条件的概化

①预测参数选取

根据现场土壤采样及水文地质调查结果，预测模型参数取值见表 5.2-30。

表 5.4-2 垂直入渗预测模型参数一览表

土壤质地	厚度(m)	渗透系数(m/d)	孔隙度	土壤含水量(%)	弥散系数(m ² /d)	土壤容重(kg/m ³)
壤土	3	0.5	0.42	1.2	1	1.45×10 ³

②预测源强

根据工程分析,结合项目特点,本评价重点针对集输管线破损泄漏及井场套管发生破损泄漏的石油烃对土壤垂直下渗的污染。

表 5.4-3 土壤预测源强表

渗漏点	污染物	浓度 mg/L	渗漏特征
集输管线泄漏	石油烃	794800	瞬时
井场套管破损泄漏	石油烃	794800	瞬时

注:拟建项目凝析油平均密度为 0.7948g/cm³,本次评价考虑凝析油全部泄漏,浓度取 794800mg/L。

③土壤污染预测结果

集输管线泄漏石油烃预测结果

集输管线出现破损泄漏,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 850000mg/L,考虑到石油烃以点源形式泄漏,第 10 天对周边污染的土壤进行清理作业,预测时段按 10 天考虑。

石油烃沿土壤迁移模拟结果如图 5.4-1 所示。

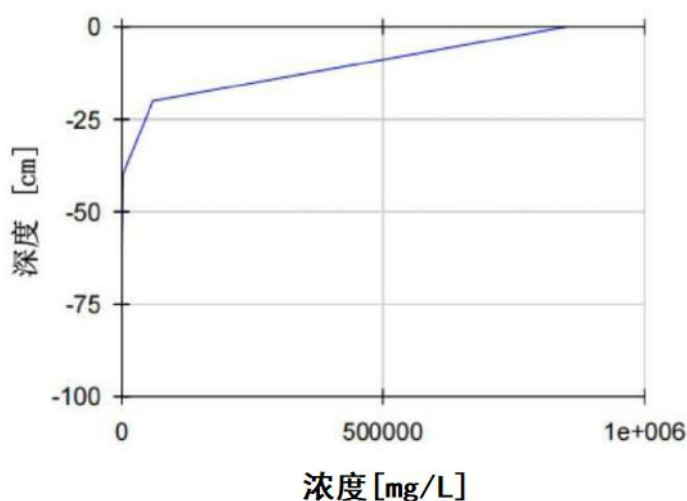


图 5.4-1 石油烃沿土壤垂向迁移情况

由图 5.4-1 土壤模拟结果可知,入渗 10 天后,污染深度为 32cm,整体渗漏速率较慢。

井场套管破损泄漏石油烃预测结果

井场套管破损泄漏，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 850000mg/L(考虑泄漏初期采出液中含水率较低，按最不利情况考虑，以泄漏凝析油进行预测，即泄漏浓度为凝析油密度)，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 5.4-2 所示。预测结果见表 5.4-4。

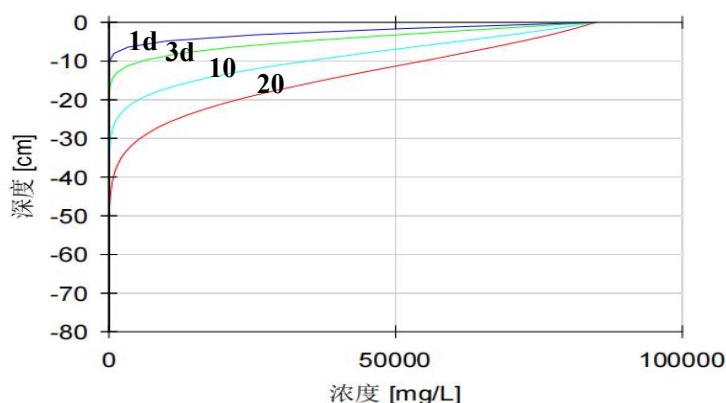


图 5.4-2 石油烃在不同水平年沿土壤垂向迁移情况

表 5.4-4 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

由表 5.2-4 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。

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，影响到土地功能，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。

5.4.4 退役期土壤环境影响分析

退役期拆除设备时所用的时间较少，生活污水、固体废物均妥善处理的情况下，对土壤环境影响很小。

5.4.5 土壤环境影响自查表

土壤环境影响自查表详见表 5.4-5。

表 5.4-5 土壤环境影响自查表

工作内容	塔里木油田克拉苏气田博孜 19 区块白垩系巴什基奇克组试采项目				备注
影响类型	污染影响型 ☐ ；生态影响型 ☐ ；两种兼有 ☒				
土地利用类型	建设用地 ☒ ；农用地 ☐ ；未利用地 ☒				土地利用类型图
占地规模	(24.7301) hm ²				永久占地
敏感目标信息	敏感目标（耕地）、方位（内）、距离（/）				
影响途径	大气沉降 ☐ ；地面漫流 ☐ ；垂直入渗 ☒ ；地下水位 ☐ ；其他（）				
全部污染物	石油类				
特征因子	石油烃				
所属土壤环境影响评价项目类别	I类 ☒ ；II类 ☒ ；III类 ☐ ；IV类 ☐				
敏感程度	敏感 ☒ ；较敏感 ☐ ；不敏感 ☐				
评价工作等级	一级 ☐ ；二级 ☒ ；三级 ☐				
资料收集	a) ☒ ； b) ☒ ； c) ☒ ； d) ☐				
理化特性					同附录 C
现状调查内容	现状监测点位		占地范围内	占地范围外	深度
		表层样点数	3	4	20cm
		柱状样点数	3	/	0~0.5m, 0.5~1.5m, 1.5~3m
	现状监测因子	《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)基本项目 45 项和 pH、土壤盐分、石油烃；《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》(GB15618-2018)基本项目 8 项和 pH、石油烃、土壤盐分			
评价因子	石油烃等				
评价标准	GB 15618 ☒ ； GB 36600 ☒ ；表 D.1 ☐ ；表 D.2 ☐ ；其他				
现状评价结论	土壤中各项监测因子满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》(GB36600-2018)第二类用地风				

		险筛选值要求、《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB15618-2018) 筛选值标准要求			
影响预测	预测因子	石油烃、盐分含量			
	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 (☑)			
	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	
		阀组、井场	石油烃	1 次/3 年	
	信息公开指标	石油烃、砷、六价铬、盐分含量、pH			
评价结论		项目区占地范围主要土壤类型是棕钙土。气田开发对土壤影响, 呈点块状(如井场等)和线状(如集输管线)分布, 影响范围明确。本项目在施工期对土壤环境影响较大, 运行期一般影响较小。			
注 1: “□”为勾选项, 可 √; “() ”为内容填写项; “备注 ”为其他补充内容。注 2: 需要分别开展土壤环境影响评级工作的, 分别填写自查表。					

5.5 固体废物影响分析

5.5.1 施工期固体废物影响

本项目施工过程中产生的固体废物主要为钻井泥浆、岩屑、管道焊接后废弃的焊接材料、废弃包装材料和施工人员产生的生活垃圾等。

(1) 钻井泥浆、岩屑

在钻井阶段结束后采取“振动筛+除砂器+除泥器+离心分离”工艺分离泥浆和岩屑, 泥浆一般在储罐和循环池内, 储罐为金属材质, 循环池设有防渗膜, 钻井分阶段结束后, 膨润土+聚合物岩屑排入岩屑池, 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) 中综合利用污染物限值要求后, 可用于铺垫油区内的井场、道路等。磺化泥浆其成分中有价值的添加剂较多, 在钻井结束后进入泥浆罐中拉运至下一钻井工程使用, 不外排; 磺化泥浆岩屑在井场内分离系统分离出来后暂存于磺化泥浆池, 拉运至克拉苏钻试修废弃物环保处理站处理; 油基泥浆岩屑在井场内分离系统分离出来后采用专用的方罐进行收集, 拉运至江汉石油工程有限公司环保技术服务公司新疆油基岩屑处理站处理。以上岩屑储存区底部均铺设 HDPE 防

渗膜。

（2）施工废料

管道焊接、补口、吹扫时会产生焊渣、边角料、废保温材料、废弃包装材料等废料，属于一般工业固体废物，拟分类收集并综合利用，剩余部分拉运至大北固废填埋场填埋处理。

（3）生活垃圾

根据工程分析可知，本项目施工期间产生的生活垃圾约 5.1t，集中收集后清运至大北固废填埋场处置。

5.5.2 运营期固体废物影响

5.5.2.1 运营期固体废物

本项目运营期主要产生的固体废物有清管废渣、油泥砂、落地油、废防渗膜、废润滑油、井下作业固废及生活垃圾。

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：071-001-08），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。

井下作业固废采用专用回收罐进行回收，拉运至克拉苏钻试修废弃物环保处理站进行处理。

本项目产生的油泥砂主要为处理站的污水处理系统或沉降油罐产生的沉淀物，部分为原油，部分为泥土等杂质，属于危险废物（HW08）（071-001-08），委托有危废处置资质单位进行处置。落地原油主要产生于采气树的阀门、法兰等处事故状态下的泄漏、管线破损以及井下作业产生的落地原油。属于危险废物 HW08（废物代码：071-001-08）。根据塔里木油田分公司环境保护管理制度规定，不允许产生落地油。因此，本项目井下作业时带罐作业，落地油 100%回收，回收后的落地原油委托有危废处置资质单位进行处置。

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）。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。

本项目废润滑油主要是井下作业生产过程中机械设备维修中产生的，其危险废物类别为 HW08 废矿物油与含矿物油废物，委托有危险废物运输及处理资质的单位处置。

本项目运营期井场无人值守，不新增人员，无新增生活垃圾。

5.5.2.2 危险废物环境影响分析

（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。危险废物在按照规范要求收集的情况下，对环境的影响很小。

（2）危废运输过程影响分析

按照《危险废物转移管理办法》规定，转移危险废物的单位，应当通过国家危险废物信息管理系统（以下简称信息系统）填写、运行危险废物电子转移联单，并依照国家有关规定公开危险废物转移相关污染防治信息。应当遵守国家有关危险货物运输管理的规定。未经公安机关批准，危险废物运输车辆不得进入危险货物运输车辆限制通行的区域。

危险废物移出人每转移一车（或者其他运输工具）次同类危险废物，应当填写、运行一份危险废物转移联单；每车（或者其他运输工具）次转移多类危险废物的，可以填写、运行一份危险废物转移联单，也可以每一类危险废物填写、运行一份危险废物转移联单。使用同一车（或者其他运输工具）一次为多个移出人转移危险废物的，每个移出人应当分别填写、运行危险废物转移联单。

采用联运方式转移危险废物的，前一承运人和后一承运人应当明确运输交接的时间和地点。后一承运人应当核实危险废物转移联单确定的移出人信息、前一承运人信息及危险废物相关信息。

接受人应当对运抵的危险废物进行核实验收，并在接受之日起五个工作日内通过信息系统确认接受。运抵的危险废物的名称、数量、特性、形态、包装方式与危险废物转移联单填写内容不符的，接受人应当及时告知移出人，

视情况决定是否接受，同时向接受地生态环境主管部门报告。

对不通过车（或者其他运输工具），且无法按次对危险废物计量的其他方式转移危险废物的，移出人和接受人应当分别配备计量记录设备，将每天危险废物转移的种类、重量（数量）、形态和危险特性等信息纳入相关台账记录，并根据所在地设区的市级以上地方生态环境主管部门的要求填写、运行危险废物转移联单。

危险废物电子转移联单数据应当在信息系统中至少保存十年。因特殊原因无法运行危险废物电子转移联单的，可以先使用纸质转移联单，并于转移活动结束后十个工作日内在信息系统中补录电子转移联单。

另外，本项目产生的危险废物按照《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》（生态环境部公告 2021 年 第 74 号）中相关管理要求，落实危险废物识别标志制度，对危险废物的容器和包装物以及收集、运输危险废物的设施设置危险废物识别标志。填写危险废物的收集记录、转运记录表，并将记录表作为危险废物管理的重要档案妥善保存。落实环境保护标准制度，按照国家有关规定和环境保护标准要求贮存、利用、处置危险废物，不得将其擅自倾倒处置。危险废物收集和运输过程的污染控制执行《危险废物收集 贮存 运输技术规范》（HJ2025-2012）等有关规定。

收集危险废物的硬质桶应按要求设置明显的表明危险废物相关信息的标签，标签信息应填写完整详实。具体要求如下：

- a. 危险废物标签规格颜色说明：规格：正方形，40×40cm；底色：醒目的橘黄色；字体：黑体字；字体颜色：黑色。
- b. 危险废物类别：按危险废物种类选择，危险废物类别如图 5.5-1 所示：

采用密闭容器收集储存，运输结束后对运输路线进行检查和清理，确保无危险废物散落或泄漏在运输路线上，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。

③危险废物委托处置环境影响分析

本项目产生的危险废物应按照《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》（生态环境部公告 2021 年 第 74 号）中相关要求，落实危险废物经营许可证制度，禁止将危险废物提供或委托给无危险废物经营许可证的单位或者其他生产经营者从事收集、贮存、利用、处置活动。

本项目油泥砂、清管废渣、落地油、废润滑油等全部委托库车畅源环保科技有限公司等有资质单位进行无害化处理进行处置，库车畅源环保科技有限公司处理资质及处置类别涵盖了本项目 HW08 危险废物，处置能力能够满足项目要求，目前库车畅源环保科技有限公司已建设完成并投入运行，危险废物经营许可证号[(橐)6529020120]，设计处置含油废物 400000t/a，目前尚有较大处理余量。因此，本项目危险废物全部委托库车畅源环保科技有限公司接收处置可行。

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。

5.5.3 退役期固体废物影响分析

项目退役期在拆除地面设备、场地清理过程会产生废弃建筑垃圾、落地油，退役期须做好固井、封井，地面设施清理、覆土、填埋、压实及固废等污染物清理处置等工作。建筑垃圾经收集后外运至垃圾填埋场填埋处理，落地油等危险废物经收集后，委托有资质单位处置。井场拆除的井架、集输设施、井构筑物等为钢制材料，清洗油污后可回收利用。

5.6 大气环境影响分析

5.6.1 施工期环境空气影响分析

5.6.1.1 钻井废气

本项目钻井期间用电由国家电网提供，柴油发电机只做备用。柴油发电机的使用情况具有不确定性，其污染物的排放具有排放时间短等特点，工程使用环保节能型柴油机，选用轻质柴油燃料，并加强管理维护，对环境的影响是暂时的、不连续的、可接受的，对周边环境影响较小。同时，施工单位应定期对柴油发电机进行污染物排放检测，确保柴油发电机污染物排放达到《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（生态环境部公告 2020 年第 74 号）要求。

5.6.1.2 施工扬尘

在整个施工期，产生扬尘的作业有土地平整、开挖、回填、建材运输、露天堆放、装卸和搅拌等过程，如遇干旱无雨季节，加上大风，施工扬尘将更严重。

据有关调查显示，施工工地的扬尘主要由运输车辆的行驶产生，约占扬尘总量的 60%，并与道路路面及车辆行驶速度有关，一般情况下，施工场地、施工道路在自然风作用下产生的扬尘所影响的范围在 50m 以内，如果在施工期间对车辆行驶的路面实施洒水抑尘，每天洒水 4~5 次，可使扬尘减少 70%左右，表 5.6-1 为施工场地洒水抑尘的试验结果，结果表明实施每天洒水 4~5 次进行抑尘，可有效地控制施工扬尘，可将 TSP 污染距离缩小到 20~40m 范围。另外，为控制车辆装载货物行驶对施工场地外的影响，可在车辆开离施工场地时在车身相应部位洒水清除污泥与灰尘，以减少粉尘对外界的影响。

表 5.6-1 施工场地洒水抑尘试验结果

距离 (m)		5	20	50	100
TSP 小时平均浓度 (mg/Nm ³)	不洒水	10.14	2.89	1.15	0.86
	洒水	2.01	1.40	0.67	0.60

施工扬尘的另一种情况是建材的露天堆放和搅拌作业，这类扬尘的主要特点是受作业时风速度影响，因此，禁止在大风天进行此类作业及减少建材的露天堆放是抑制这类扬尘的有效手段。

此外，在建筑材料运输、装卸、使用等过程中做好文明施工、文明管理，尽量避免或减少扬尘的产生，防止区域环境空气中粉尘污染。

5.6.1.3 焊接、打磨废气

在设备、管道对接工序过程中产生少量焊接废气、打磨废气，污染物主要为

颗粒物。设备、管道对接工序作业时间一般都较短，从影响范围和程度来看，对周围大气环境的影响是有限的，又因其排放量较小，项目所在区域扩散条件良好，焊接、打磨废气很快被空气稀释，且大气污染物随设备、管道对接工序的结束而消失，其对评价区域空气环境产生的影响可为环境所接受。

5.6.1.4 施工机械及运输车辆排放的废气

在油田地面工程施工中使用多种燃油机动设备和运输车辆，会产生机械设备和车辆内燃机燃料燃烧废气，其污染物主要有 SO_2 及 NO_x 等。本项目所在区域扩散条件良好，施工机械及运输车辆产生的尾气很快被空气稀释，且大气污染物随施工期的结束而消失，项目进入运行阶段，区域空气环境质量将会有所改善。

项目施工阶段呈现出分区域、分阶段实施的特点，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，本项目地面工程施工活动范围周边无环境敏感点，且区域开阔，废气污染物气象扩散条件好。因此，施工机械及运输车辆排放的废气等不会对区域环境空气产生明显影响，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。

5.6.2 运营期环境空气影响分析

5.6.2.1 有组织排放废气大气影响估算

(1) 污染源参数

按照加热炉规模、所属区块，博孜 108 井及 DB13-3 井各新增 1 台 500KW 燃料气真空加热节流橇，燃料气为返输干气。进行有组织废气大气污染物最大落地浓度估算。

根据《环境影响评价技术导则·大气环境》（HJ2.2-2018）中的规定，采用附录 A 推荐模型中估算模型，选取烟尘、 NO_x ， SO_2 利用导则推荐模式分别计算加热炉最大地面浓度占标率。污染物排放参数见表 5.6-1，估算模型参数见表 5.6-2。

表 5.6-1 运营期大气污染物排放参数一览表

污染源名称	排气筒参数				年排放小时数	排气筒底部海拔高度/m	污染物名称	排放速率 (kg/h)
	流量 (m ³ /h)	高度 (m)	内径 (m)	烟气温度 (°C)				

博孜 108 井	598.7	8	0.3	120	4800	1575	SO ₂	0.0023
							NO _x	0.0396
							PM ₁₀	0.0118
							PM _{2.5}	0.0059
DB13-3 井	598.7	8	0.3	120	4800	1894	SO ₂	0.0023
							NO _x	0.0396
							PM ₁₀	0.0118
							PM _{2.5}	0.0059

表 5.6-2 估算模型参数表

参数		取值
城市/农村选项	城市/农村	农村
	人口数（城市人口数）	--
最高环境温度/°C		39.0
最低环境温度/°C		-28.7
土地利用类型		草地/沙漠化荒地
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
是否考虑海岸线熏烟	考虑海岸线熏烟	☐ 是 ☒ 否
	岸线距离/km	/
	岸线方向/°	/

（2）预测结果

本项目代表性井场估算结果见表 5.6-4、表 5.6-5。

由表 5.6-3、5.6-4 可知，博孜 108 井场有组织废气污染源氮氧化物最大落地浓度 $6.104\mu\text{g}/\text{m}^3$ ，占标率 2.44%。二氧化硫最大落地浓度 $0.915\mu\text{g}/\text{m}^3$ ，占标率 0.18%。PM₁₀ 最大落地浓度 $1.98\mu\text{g}/\text{m}^3$ ，占标率 0.44%。PM_{2.5} 最大落地浓度 $0.99\mu\text{g}/\text{m}^3$ ，占标率 0.44%。最大落地浓度点位于下风向 123m。

DB13-3 井场有组织废气污染源氮氧化物最大落地浓度 $15.43\mu\text{g}/\text{m}^3$ ，占标率 6.17%。二氧化硫最大落地浓度 $2.31\mu\text{g}/\text{m}^3$ ，占标率 0.46%。PM₁₀ 最大落地浓度 $5.01\mu\text{g}/\text{m}^3$ ，占标率 1.11%，PM_{2.5} 最大落地浓度 $2.51\mu\text{g}/\text{m}^3$ ，占标率 1.11%。最大落地浓度点位于下风向 360m。

估算结果表明，本项目代表性井场正常工况下排放的 SO₂、NO_x、颗粒物下风向地面浓度均低于《环境空气质量标准》二级标准限值。

表 5.6-4 有组织排放废气（博孜 108 井 500KW 加热炉）估算模式预测污染物扩散结果

序号	离源距离 (m)	SO ₂		NO _x		PM ₁₀		PM _{2.5}	
		落地浓度 (μg/m ³)	占标率 (%)	落地浓度 (μg/m ³)	占标率 (%)	落地浓度 (μg/m ³)	占标率 (%)	落地浓度 (μg/m ³)	占标率 (%)
1	10	0.077205	0.02	0.5147	0.21	0.167278	0.04	0.083639	0.04
2	50	0.74493	0.15	4.966198	1.99	1.614015	0.36	0.807008	0.36
3	100	0.85012	0.17	5.667465	2.27	1.841926	0.41	0.920963	0.41
4	123	0.91572	0.18	6.104798	2.44	1.984059	0.44	0.99203	0.44
5	150	0.91005	0.18	6.066998	2.43	1.971774	0.44	0.985888	0.44
6	200	0.87089	0.17	5.805933	2.32	1.886928	0.42	0.943464	0.42
7	300	0.65184	0.13	4.3456	1.74	1.41232	0.31	0.70616	0.31
8	400	0.49244	0.1	3.282932	1.31	1.066953	0.24	0.533477	0.24
9	500	0.45974	0.09	3.064933	1.23	0.996103	0.22	0.498052	0.22
10	1000	0.49741	0.1	3.316066	1.33	1.077721	0.24	0.538861	0.24
11	1500	0.38529	0.08	2.568599	1.03	0.834795	0.19	0.417398	0.19
12	2000	0.28261	0.06	1.884066	0.75	0.612322	0.14	0.306161	0.14
13	2500	0.22613	0.05	1.507533	0.6	0.489948	0.11	0.244974	0.11
14	10	0.077205	0.02	0.5147	0.21	0.167278	0.04	0.083639	0.04
$P_{\max}$ (%)		0.18		2.44		0.44		0.44	
$D_{\max}$ (m)		123		123		123		123	

表 5.6-5 有组织排放废气（DB13-3 井 500KW 加热炉）估算模式预测污染物扩散结果

序号	离源距离 (m)	SO ₂		NO _x		PM ₁₀		PM _{2.5}	
		落地浓度 (μg/m ³)	占标率 (%)	落地浓度 (μg/m ³)	占标率 (%)	落地浓度 (μg/m ³)	占标率 (%)	落地浓度 (μg/m ³)	占标率 (%)
1	10	0.83938	0.17	5.595865	2.24	1.818656	0.4	0.909329	0.4
2	50	0.81168	0.16	5.411199	2.16	1.75864	0.39	0.87932	0.39
3	100	1.006	0.2	6.706665	2.68	2.179666	0.48	1.089833	0.48
4	200	1.6202	0.32	10.80133	4.32	3.510432	0.78	1.755217	0.78
5	300	1.3382	0.27	8.92133	3.57	2.899432	0.64	1.449717	0.64
6	350	2.1096	0.42	14.064	5.63	4.570799	1.02	2.2854	1.02
7	360	2.314	0.46	15.42666	6.17	5.013666	1.11	2.506833	1.11
8	400	2.0906	0.42	13.93733	5.57	4.529632	1.01	2.264817	1.01
9	500	1.7443	0.35	11.62866	4.65	3.779315	0.84	1.889658	0.84
10	1000	0.84152	0.17	5.610133	2.24	1.823293	0.41	0.911647	0.41
11	1500	0.52096	0.1	3.473065	1.39	1.128746	0.25	0.564373	0.25
12	2000	0.34368	0.07	2.291199	0.92	0.74464	0.17	0.37232	0.17
13	2500	0.14388	0.03	0.9592	0.38	0.31174	0.07	0.15587	0.07
$P_{\max}$ (%)		0.46		6.17		1.11		1.11	
$D_{\max}$ (m)		360		360		360		360	

5.6.2.2 无组织排放烃类大气影响估算

(1) 污染源参数

运营期本项目产生的无组织大气污染物主要为油气开采和集油外输过程中的烃类无组织挥发。

对博孜 1902 井、博孜 1905 井、博孜 19 井和新建阀室进行大气污染物最大落地浓度估算。根据工程分析，运营期本项目产生的无组织排放污染物参数见表 5.6-6。

表 5.6-6 无组织面源参数表

污染源名称	海拔高度 (m)	矩形面源		年排放小时数 (h)	面源有效排放高度/m	污染物排放速率 (kg/h)
		长度 (m)	宽度 (m)			NMHC
博孜 19 井	1569	40	40	8760	6	0.0005
博孜 1902 井	1580	40	40	8760	6	0.0005
博孜 1905 井	1563	40	40	8760	6	0.0005
新建阀室	1780	12	8	8760	6	0.0006

(2) 预测结果

本项目各井场无组织排放源强相同，井场所处土地利用类型主要为天然草地和灌木林地，因此本次预测选取各用地类型内代表性井场进行分析，见表 5.6-7。

表 5.6-7 无组织排放废气估算模式预测污染物扩散结果

序号	名称	评价因子	C_i (mg/m ³)	评价标准 (μg/m ³)	P_i (%)	P_{max} (%)	最大浓度出现距离 (m)	$D_{10\%}$ (m)
1	博孜 19 井	非甲烷总烃	0.6971	2000	0.03	0.10	28	/
2	博孜 1902 井	非甲烷总烃	0.6971	2000	0.03		28	/
3	博孜 1905 井	非甲烷总烃	0.6971	2000	0.03		28	/
4	新建阀室	非甲烷总烃	1.9473	2000	0.10		10	/

根据表 5.6-7 预测结果可知：各井场、站场无组织废气污染源排放的非甲烷总烃最大落地浓度 1.9473μg/m³，占标率 0.10%，最大落地浓度为 10m。非甲烷总烃满足《大气污染物综合排放标准详解》2.0mg/m³ 的标准要求。

5.6.2.3 非正常排放大气影响估算

(1) 污染源强

本项目油气集输过程中,若井口压力过高,此时利用防喷器迅速封闭井口,打开放喷管线阀门泄压,采出液通过放喷管线直接进入放喷池,事故放喷一般时间较短。本次评价将博孜 1905 井口压力异常情况作为非正常排放考虑,本项目放喷非正常工况下污染物源强情况见表 5.6-8。

表 5.6-8 非正常工况下污染物排放一览表

序号	面源名称	面源起点坐标		面源海拔高度/m	面源长度/m	面源宽度/m	与正北向夹角/°	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)
		X	Y									
1	放喷池	0	60	943	5	5	0	2	0.17	非正常	非甲烷总烃	0.1

(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 5.6-9。

表 5.6-9 非正常排放 P_{max} 及 D_{10%}预测及计算结果一览表 单位: μg/m³

序号	污染源名称	评价因子	C _{max} (μg/m ³)	P _{max} (%)	最大浓度出现距离	D _{10%} (m)
1	放喷口	非甲烷总烃	369.3100	18.4655	46	200.0

由表 5.6-9 计算结果表明,非正常工况条件下,非甲烷总烃最大落地浓度为 369.31μg/m³,占标率为 18.4655%;由以上分析可知,本项目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。

5.6.2.4 大气污染物核算

本项目运营期大气污染物排放量见表 5.6-13。

表 5.6-13 本项目大气污染物排放量核算表

序号	产污环节	污染物	主要污染防治措施	国家或地方污染物排放标准		年排放量 (t/a)
				标准名称	浓度限值 (mg/m³)	
有组织排放						
1	加热炉 (2台)	SO ₂	采用清洁燃料	《锅炉大气污染物排放标准》 (GB13271-2014)	50	0.022
		NO _x			200	0.38
		烟尘			20	0.114
		非甲烷总烃		《陆上石油天然气开采工业大气 污染物排放标准》 (GB39728-2020)	120	0.09
无组织排放						
2	井场	非甲烷总烃	日常维护， 做好密闭措施	《陆上石油天然气开采工业大气 污染物排放标准》 (GB39728-2020)	4.0	0.0172

5.6.3 退役期大气环境影响分析

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

5.6.4 大气环境影响评价自查表

建设项目大气环境影响评价自查表见表 5.6-14。

表 5.6-14 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（SO ₂ 、NO ₂ 、PM ₁₀ 、PM _{2.5} 、CO、O ₃ ） 其他污染物（NMHC、H ₂ S）				包括二次 PM2.5□ 不包括二次 PM2.5☑				
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	（2022）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、本项目污染源□		区域污染源□		
大气环境影响评价预测与评价	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（SO ₂ 、NO ₂ ）				包括二次 PM2.5□ 不包括二次 PM2.5☑				
	正常排放短期浓度贡献值	C _{本项目} 最大占标率≤100%☑				C _{本项目} 最大占标率>100%□				
	正常排放年均浓度贡献值	一类区	C _{本项目} 最大占标率≤10%□			C _{本项目} 最大占标率>10%□				
		二类区	C _{本项目} 最大占标率			C _{本项目} 最大占标率>30%□				

			≤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：（SO ₂ 、 NO ₂ 、PM ₁₀ 、NMHC）		有组织废气监测☑ 无组织废气监测☑	无监测□
	环境质量监 测	监测因子：（）		监测点位数（）	无监测□
评价 结论	环境影响	可以接受☑ 不可以接受□			
	大气环境防 护距离	距厂界最远（）m			
	污染源 年排放量	SO ₂ ：（0.022） t/a	NO _x ：（0.38） t/a	颗粒物：（0.114） t/a	VOCs： （0.0172）t/a

5.7 声环境影响分析与评价

本项目施工期噪声主要包括土方施工、建构筑物结构施工、设备吊运安装、管沟开挖、管线铺设等过程中各种机械和设备产生的噪声，物料运输车辆交通噪声，其产生的噪声对施工区周围的环境将产生一定的影响。地面工程施工范围大，但是施工范围内无任何居民区居住点。由于管线施工期较短，施工速度快，而且无任何居民点，对施工人员的影响随着施工期的结束而结束。

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、管线铺设实际情况，本项目各类建筑施工机械产噪值及噪声监测点与设备距离见表 5.4-1。

表 5.4-1 主要施工机械在不同距离处的噪声估算值

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	柴油发电机	95/5	6	吊装机	85/5
2	钻机	95/5	7	运输车辆	90/5
3	振动筛	90/5	8	装载机	90/5
4	泥浆泵	95/5	9	推土机	90/5
5	挖掘机	90/5	—	—	—

(1) 施工噪声贡献值

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：

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

式中： $L_P(r)$ ——预测点处声压级，dB(A)；

$L_P(r_0)$ ——参考位置 r_0 处的声压级，dB(A)；

r ——预测点距声源的距离，m；

r_0 ——参考位置距声源的距离，m。

利用上述公式，预测计算拟建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 5.7-1。

表 5.7-1 主要施工机械在不同距离处的噪声贡献值一览表

序号	机 械	不同距离处的噪声贡献值[dB(A)]							施工阶段
		40m	60m	100m	200m	300m	400m	500m	
1	柴油发电机	76.9	73.4	69.0	63.0	59.4	56.9	55.0	钻井
2	钻机	76.9	73.4	69.0	63.0	59.4	56.9	55.0	
3	振动筛	71.9	68.4	64.0	58.0	54.4	51.9	50.0	
4	泥浆泵	76.9	73.4	69.0	63.0	59.4	56.9	55.0	
5	挖掘机	72.0	68.4	64.0	58.0	54.5	52.0	50.0	土石方 管线
6	推土机	70.0	66.4	62.0	56.0	52.5	50.0	48.0	
7	装载机	72.0	68.4	64.0	58.0	54.5	52.0	50.0	
8	运输车辆	72.0	68.4	64.0	58.0	54.5	52.0	50.0	物料运输
9	吊装机	66.0	62.4	58.0	52.0	48.5	46.0	44.0	安装

(2) 影响分析

在不采取减振降噪措施的情况下，钻井施工期间昼间距施工设备 100m、夜间距施工设备 500m 以上才可满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）场界噪声限值要求；土石方施工和管线施工期间昼间距施工设备 60m、夜间 300m 即可满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）场界噪声限值要求；设备安装施工期间昼间距施工机械 40m、夜间 200m 即可满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）界噪声限值要求。本工程周边 500m 范围内无居民等敏感点，施工不会对周围声环境产生一定影响。

另外，距离运输车辆昼间 200m、夜间 500m 以上才能满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）2 类区标准限值。因此运输车辆产生的交通噪声可能对运输路线沿途的村庄声环境质量产生影响。

5.7.2 运营期声环境影响评价

本项目运营期的噪声源主要为井口采气树噪声；本次环评选择博孜 19 井进行噪声预测。

5.7.2.1 预测模式

a) 根据声源声功率级或参考位置处的声压级、户外声传播衰减，计算预测点的声级：

$$L_p(r) = L_w + D_c - (A_{div} + A_{atm} + A_{gr} + A_{bar} + A_{misc})$$

式中： $L_p(r)$ —预测点处声压级，dB；

L_w —由点声源产生的声功率级(A 计权或倍频带)，dB；

D_c —指向性校正，它描述点声源的等效连续声压级与产生声功率级 L_w 的全向点声源在规定方向的声级的偏差程度，dB；

A_{div} —几何发散引起的衰减，dB；

A_{atm} —大气吸收引起的衰减，dB；

A_{gr} —地面效应引起的衰减，dB；

A_{bar} —障碍物屏蔽引起的衰减，dB；

A_{misc} —其他多方面效应引起的衰减，dB。

b) 预测点的 A 声级 $L_A(r)$ 可按下式计算：

$$L_A(r) = 10 \lg \left\{ \sum_{i=1}^8 10^{0.1[L_{pi}(r) - \Delta L_i]} \right\}$$

式中： $L_A(r)$ —距声源 r 处的 A 声级，dB(A)；

$L_{pi}(r)$ —预测点(r)处，第 i 倍频带声压级，dB；

ΔL_i —第 i 倍频带的 A 计权网络修正值，dB；

c) 在只考虑几何发散衰减时按下式计算：

$$L_A(r) = L_A(r_0) - A_{div}$$

式中： $L_A(r)$ —距声源 r 处的 A 声级，dB(A)；

$L_A(r_0)$ —参考位置 r_0 处的 A 声级, dB(A);

A_{div} —几何发散引起的衰减, dB;

d) 工业企业噪声计算

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 , 则拟建项目声源对预测点产生的贡献值(L_{eqg})为:

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

式中: L_{eqg} —建设项目声源在预测点产生的噪声贡献值, dB;

T —用于计算等效声级的时间, s;

N —室外声源个数;

t_i —在 T 时间内 i 声源工作时间, s;

M —等效室外声源个数;

t_j —在 T 时间内 j 声源工作时间, s。

e) 噪声预测值计算

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

式中: L_{eq} —预测点的噪声预测值, dB;

L_{eqg} —建设项目声源在预测点产生的噪声贡献值;

L_{eqb} —预测点的背景噪声值, dB。

f) 噪声预测点位

本评价预测噪声源对场界四周噪声贡献值。

5.7.2.2 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, 雄探 1 井井场噪声源噪声参数见表 5.4-3。

表 5.4-3 井场噪声源参数一览表

声源名称		数量 (台/套)	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)]
博孜 19 井	采气树	1	85	基础减振	10	75

5.7.2.3 预测结果及评价

按照噪声预测模式，结合噪声源到各预测点距离，通过计算，本项目井场噪声预测结果值见表 5.4-5。

表 5.4-5 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	48.1	昼间	60	达标
			夜间	50	达标
	南场界	47.5	昼间	60	达标
			夜间	50	达标
	西场界	44.7	昼间	60	达标
			夜间	50	达标
	北场界	46.0	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 44.7~48.1dB(A)，满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)中 2 类区昼间、夜间标准要求。

综上，拟建项目实施后不会对周边声环境产生明显影响。

5.3.2.4 声环境影响评价自查表

拟建项目声环境影响评价自查表见表 5.7-4。

表 5.7-4 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	200 m☑		大于 200 m□		小于 200 m□		
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 200 m□		小于 200 m□		
	预测因子	等效连续 A 声级☑		最大 A 声级□		计权等效连续感觉噪声级□		
	厂界噪声贡献值	达标☑			不达标□			

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

5.7.3 退役期声环境影响分析

本项目退役期，噪声主要源自井场设备拆卸，由于油区内声环境影响评价范围内没有居民点，因此，不会产生噪声扰民问题。

5.7.4 小结

综上所述，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井口装置等设备产生的噪声。井场设备噪声源强较低，影响范围有限，经预测，正常生产时，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。井场周边范围内无居民区，不会出现噪声扰民现象。

5.8 风险环境影响分析

5.8.1 风险调查

项目施工期和运营期涉及的主要危险物质为原油、天然气，涉及的风险主要为运行过程中集输管线破损造成的原油、天然气的泄漏。

5.8.2 环境风险潜势初判

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）附录 B，本工程涉及的风险物质为原油、天然气（甲烷），分别属于《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169—2018）附录 B 中的油类物质（矿物油类，如石油、汽油、柴油等，生物柴油等），临界量 2500t；天然气（甲烷）临界量 10t。根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018），危险单元的定义为由一个或多个风险源构成的具有相对独立功能的单元，事故状况下应可实现与其他功能

单元的分割。则本项目运营期风险单元为新建的集输管线。

根据 HJ169-2018 附录 C，按下式计算本工程涉及的危险物质总量与其临界量比值（Q）：

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

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）中的判定方法，当存在多种危险物质时，按照下式计算物质总量与其临界量比值（Q）：

式中： $q_1, q_2, \dots, q_n$ --每种危险物质的最大存在总量，t；

$Q_1, Q_2, \dots, Q_n$ --每种危险物质的临界量，t；

当 $Q < 1$ 时，该项目环境风险潜势为 I；

当 $Q \geq 1$ 时，将 Q 值划分为：（1） $1 \leq Q < 10$ ；（2） $10 \leq Q < 100$ ；（3） $Q \geq 100$ 。

本项目各站场和开发井均有控制（截断）阀，发生泄漏时，可通过控制（截断）阀进行紧急切断。

根据附录 C 中表 C.1 要求，长输管道运输项目应按站场、管线分段进行评价。根据区域油气资源流体性质，考虑最不利因素，本项目所在区域原油密度取 0.7839 g/cm^3 ，天然气相对密度取 0.6836，不含硫化氢。

根据克拉伯龙方程，计算管道带压运行状态下的气体质量：

$$pV = nRT$$

p ：气体压强，标况压强 0.101325Mpa；

V ：气体体积，管道体积；

n ：气体的物质的量，单位 mol；

T ：绝对温度，293.15K；

R ：气体常数。

本项目危险物质分布情况见表 5.8-1。

表 5.8-1 本项目危险物质分布情况一览表

序号	危险单元	危险物质名称	CAS 号	最大存在总量 q_n/t	临界量 Q_n/t	q/Q 值	Q 值划分
1	博孜 1902 井采气支线	原油	--	3.2499	2500	0.0013	$Q < 1$
		天然气		0.0203	10	0.0020	
		Q 值Σ				0.0033	
2	博孜 1905 井采气支线	原油	--	2.9899	2500	0.0012	$Q < 1$
		天然气		0.0186	10	0.0019	
		Q 值Σ				0.0031	

3	博孜 19 井至博孜 102-4 集气站集气复线	原油	--	15.5563	2500	0.0062	Q<1
		天然气		0.0064	10	0.0006	
		Q 值Σ				0.0068	
4	博孜 102-4 集气站至博孜 1 集气站集气复线	原油	--	25.6144	2500	0.0102	Q<1
		天然气		0.2186	10	0.0219	
		Q 值Σ				0.0321	
5	切改阀室至博孜天然气处理厂切改管线	原油	--	10.3842	2500	0.0042	Q<1
		天然气		0.0886	10	0.0089	
		Q 值Σ				0.0131	
6	大北 17 井至博孜 108 井燃料气管线	天然气		0.0011	10	0.0001	Q<1
		Q 值Σ				0.0001	
7	大北 12-9 阀室至 DB13-3 井场燃料气管线	天然气		0.0011	10	0.0001	Q<1
		Q 值Σ				0.0001	

根据上表计算结果，本项目 $Q < 1$ 。判断项目风险潜势为 I。根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018）相关要求，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。

5.8.2 环境敏感目标概况

据现场调查，本项目环境敏感目标见表 2.6-1。

5.8.3 环境风险识别

5.8.3.1 危险物质风险识别

本项目涉及的主要风险物质为原油、天然气（甲烷），存在于集输管线内。风险物质危险特性见表 5.8-4。

表 5.8-4 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	甲烷	易燃气体	采气支线、采气复线、切改管线
2	原油	可燃液体	

①原油

原油理化性质及危险危害特性详见表 5.8-5。

表 5.8-5 原油理化性质、危险危害特性及防护措施表

化学品名称	化学品中文名称	原油
	化学品英文名称	Grudl oil
组成/组分信息	烷烃、环烷烃、芳香烃和烯烃等多种液态烃的混合物。主要成分是碳和氢两种元素，分别占 83~87%和 11~14%；还有少量的硫、氧、氮和微量的磷、砷、钾、钠、钙、镁、镍、铁、钒等元素。	
危险	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：	

特性	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。蒸气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、皸裂和发红。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。 灭火方法：用泡沫、干粉、二氧化碳、砂土灭火。
泄漏应急处理	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。
操作处置与储存	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质。 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。			
接触控制/个体防护	工程控制：工作现场严禁吸烟，避免长期反复接触，进入罐、限制性空间或其他区域作业，须有人监护。 呼吸系统防护：一般不需要特殊防护，高浓度接触时可佩戴过滤式防毒面具（半面罩）。 眼睛防护：一般不需要特殊防护，但建议在特殊情况下，戴化学安全防护眼镜。 身体防护：穿防静电工作服。 工程控制：生产过程密闭，加强通风。提供安全淋浴和洗眼设备。 手防护：戴一般作业防护手套。 其他防护：工作现场禁止吸烟、进食和饮水。工作完毕，淋浴更衣。			
理化特性	外观与性状	黑色的可燃性黏稠液体	蒸气压	无资料
	沸点	自常温至 500℃以上	闪点	-6~155℃
	熔点	-60℃	溶解性	不溶于水，溶于苯、乙醚、三氯甲烷、四氯化碳等有机溶剂
	密度	相对密度（水=1） 0.7365-1.0724 g/cm ³	稳定性	稳定
	爆炸极限	1.1%~8.7%（V%）	自燃温度	280℃~380℃
稳定性和反应活性	稳定性：稳定。 禁配物：氧化剂。 避免接触的条件：高热，火源和不相容物质。 聚合危害：不聚合。 分解产物：一氧化碳、二氧化碳、氮氧化物、硫氧化物等有毒烟雾。			
毒理学资料	有毒。原油中芳香烃以及杂原子化合物具有一定的毒性。 LD50：>4300mg/kg（大鼠经口） LC50：无资料			
生态学资料	生态毒理毒性：原油中的芳香族化合物以及杂原子具有一定的毒性。 生物降解性：自然界中的部分厌氧菌，硫化菌以及部分绿色植物能将原油的大部分物质降解。 非生物降解性：原油中的沥青质等高分子物质具有很难的生物降解性。 生物富集或生物积累性：/。 其他有害作用：温室气体。应特别注意对地表水、土壤、大气和饮用水的污染。			
废弃处置	性质：危险废物。 处置方法：若本产品成为废品，必须由取得许可证的专业工厂进行处理。 废弃注意事项：处置前应参阅国家和地方有关法规。本产品不可排放于下水道，河流，湖泊，大海等。			
运输信息	运输注意事项：环境密封放置，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

按照《石油天然气工程设计防火规范》（GB50183-2015）标准，天然气属于甲 B 类火灾危险物质。具有易燃性、易爆性、低毒性。

易燃性：天然气属于甲类火灾危险物质。天然气常常在作业场所或储存区弥散、扩散或在低洼处聚集，在空气中只需较小的点燃能量就会燃烧，因此具有较大的火灾危险性。

易爆性：天然气与空气组成混合气体，其浓度处于一定范围时，连火即发生爆炸。天然气（甲烷）的爆炸极限范围为 5~15%，爆炸浓度极限范围愈宽，爆炸下限浓度值越低，物质爆炸危险性就越大。

毒性：天然气为烃类混合物，属低毒性物质，但长期接触可导致神经衰弱综合征。

天然气主要成分为甲烷，甲烷属“单纯窒息性”气体，高浓度时因缺氧窒息而引起中毒，当空气中甲烷浓度达到 10%时，就使人感到氧气不足；当空气中甲烷浓度达到 25~30%时，可引起头痛、头晕、注意力不集中，呼吸和心跳加速、精细动作障碍等；当空气中甲烷浓度达 30%以上时可能会因缺氧窒息、昏迷等。

其危险性和危害特性见表 5.8-6。

表 5.8-6 天然气的危险性和危害特性

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、心跳停止，立即进行心肺复苏术。就医。			

消防措施	危险特性：易燃，与空气混合能形成爆炸性混合物，遇热源和明火有燃烧爆炸的危险。与五氧化溴、氯气、次氯酸、三氟化氮、液氧、二氟化氧及其它强氧化剂接触发生剧烈反应。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。			
泄漏应急处理	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。			
操作处置与储存	操作注意事项：密闭操作，全面通风。操作人员必须经过专门培训，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。			
接触控制/个体防护	工程控制：生产过程密闭，全面通风。 呼吸系统防护：一般不需要特殊防护，但建议特殊情况下，佩戴过滤式防毒面具（半面罩）。 眼睛防护：一般不需要特殊防护，高浓度接触时可戴安全防护眼镜。 身体防护：穿防静电工作服。 手防护：戴一般作业防护手套。 其他防护：工作现场严禁吸烟。避免长期反复接触。进入限制性空间或其它高浓度区作业，须有人监护。			
理化特性	外观与性状	无色无味气体	饱和蒸汽压	53.32kPa/-168.8℃
	沸点	-161.4℃	闪点	-218℃
	熔点	-182.6℃	溶解性	微溶于水，溶于乙醇、乙醚、苯、甲苯等。
	密度	相对密度（水=1）：0.42（-164℃）；相对蒸汽密度（空气=1）：0.6	稳定性	稳定
	爆炸极限	5~15%（V%）	引燃温度	537℃
稳定性和反应活性	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。			

毒理学资料	LD50: LC ₅₀ : 50% (小鼠吸入, 2h)。 LC50: 无资料。
生态学资料	其它有害作用: 温室气体。应特别注意对地表水、土壤、大气和饮用水的污染。
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。

5.8.3.2 生产系统风险识别

(1) 井喷事故风险

井喷为井场常见事故。如果井底压力小于地层压力, 地层流体将进入井筒并推动钻井液外溢, 即发生溢流。此时, 如果对地下油、气压力平衡控制不当, 不能及时控制溢流, 会造成油、水或其他混合物迅速喷到地面, 即发生井喷。井喷会引发油气泄漏及火灾爆炸, 对空气环境、水环境及生态环境造成危害, 致使人员伤亡、财产损失。英买油气田已开发多年, 对区域的油气藏情况已基本掌握, 井喷的可能性很小, 但也不并非绝对不可能, 从最不利的角度, 本次评价依然将其作为一种风险事故考虑。

(2) 井漏事故风险

固井套管下入深度不够或固井质量不好可能引发污染地下水事故, 如油气上窜造成地下水污染等。

(3) 集输管线

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天然气、原油泄漏, 天然气泄漏后, 遇火源会发生火灾、爆炸事故。而原油的泄则会直接污染周围土壤, 还可能对区域地下水造成污染。

5.8.3.3 环境风险类型及危害分析

通过分析本项目可能涉及的危险物质及危险场所及危险特性，本项目可能发生的环境风险主要包括集输管线发生油气泄露以及油气泄露后遇明火引发的火灾、爆炸次生污染物等，集输线发生泄漏会对大气、土壤、地下水产生的直接影响以及遇明火后发生火灾、爆炸等引发的伴生/次生污染物排放。具体危害和环境影响可见表 5.8-9。

表 5.8-9 危险物质向环境转移的途径识别

影响时段	事故类型	来源	危险物质	影响环境的途径	影响环境的途径
运营期	泄露	集输管线	原油、天然气	集输管线发生泄露，油气中天然气泄、硫化氢气体扩散至环境空气中，可能引发员工天然气中毒事件，油类物质会污染土壤甚至地下水；	大气、土壤、地下水、地表水
	火灾爆炸		伴生气及次生污染物 CO 等	油品及天然气泄漏后，遇火源会发生火灾、爆炸事故，燃烧产生的次生 CO 引发周围人员 CO 中毒事件	大气

5.8.4 环境风险分析

5.8.4.1 井喷事故影响分析

井喷时最容易受到污染的是大气环境、土壤以及生态环境。

(1) 对大气环境及人群监控的影响

井喷时喷出大量气体，可使短时间内使局部大气环境中的轻烃含量激增，根据类比调查，井喷的影响范围可达到下风向 4-5km，地面总烃的最大浓度可达到 1300mg/Nm³，短时间内严重破坏了局部地区空气质量，作业人员应戴上防护用具，进入紧急状态，立即实施应急方案，并组织附近人员进行疏散。由于井喷具有突发性、意外性和短暂性的特点，井喷会造成短期局部大气环境中污染物超标，但不会对整个评价区的大气环境质量造成长久的明显的恶化。本工程所在区域人烟稀少，区域地势平坦，扩散条件较好，所以井喷对人员的伤害有限。

(2) 对土壤、地下水的影响

井喷事故一旦发生，大量的油气喷出井口，散落于井场周围，造成大面积的土壤污染，井喷时大量泄漏的原油覆盖在地表层可使土壤透气性下降，抑制土壤中酶的活性，土壤理化性质发生变化。原油泄漏区形成局部土壤污染，根据前面土壤专题的分析，原油影响深度一般为 0~20cm，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。

（3）对植被的影响

井喷事故一旦发生，大量的油气喷出井口，散落于井场周围，本工程井周边存在天然林。大量油、水喷溅到植物上或散落到土壤中，就会影响植物的光合作用，并通过根系吸收，同时石油类将在植物体内富集，影响其品质，使其生产力下降，严重时会导致植物死亡。另外井喷时极易发生火灾，一旦发生火灾，一旦发生火灾应及时采取相应的措施，应立即阻断引火源，并组织灭火，减少对林地生态系统的影响。

5.8.4.2 井漏事故影响分析

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，均会造成地下含水层水质污染。

本项目井场采用双层套管，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。

5.8.4.3 对大气环境的影响分析

天然气泄漏进入大气引起人员中毒事故；天然气和凝析油遇到明火可能发生火灾、爆炸事故，引发的火灾事故可在短时间内产生大量的烟气。由于主要成分是烃类，完全燃烧反应生成物主要是 H_2O 和 CO_2 ，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 CO 。

项目发生井喷事故时会造成局部地区环境空气中烃类污染物超标，但不会导致整个区域大气环境的明显恶化。喷出采出气遇明火燃烧，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。井喷发生后，井喷污染范围为半径 300m 左右，一般需要 1~2 天能得以控制。

5.8.4.4 地表水环境风险分析

本项目在发生安全生产事故造成采出物泄漏主要集中在集输管线区域范围。项目管线在地下敷设，且穿越冲沟和水渠时管线位于其下方，因此集输管线发生泄漏时不会对地表水体产生影响。

5.8.4.5 对地下水的环境影响分析

本项目运营期在正常情况下对地下水无影响，只有在发生事故时才有可能影响到地下水。本项目环境风险最大可信事故为集输管线泄漏事故。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，污染物不会渗入地下污染地下水体。

当泄漏事故不可控时，泄漏的油品经土层渗漏，通过包气带进入含水层。根据《采油废水中石油类污染物在土壤中的迁移规律研究》（岳占林文）中结论：油田环境非敏感区风沙土尽管颗粒较粗、结构较松散、孔隙比较大，但对石油类物质的截留作用仍然是非常显著的。污水中的石油类很难在土壤剖面中随水下渗迁移，基本上被截留在 0~10cm 或 0~20cm 表层土壤中，其中表层 0~5cm 土壤截留了 90%以上的输入原油。由此可以推断，油田环境非敏感区其他颗粒较细、质地比较粘重的土壤类型，如盐土、林灌草甸土、龟裂土等，对石油类的截留作用更大，在相同实验条件下，石油类污染物在这些土壤中则更不易下渗迁移，其下渗迁移范围也不超过 20cm；对于颗粒较粗、结构较松散、空隙比较多的棕漠土，在消除土体裂隙和根孔影响的实验条件下，石油类下渗迁移的深度也不超过 30cm。

本项目评价区土壤类型主要为棕钙土，因此区域土壤对石油类物质的截留作用是非常显著的，石油类很难在土壤剖面中随水下渗迁移，基本上被截留在 20cm 表层土壤中。因此，即使发生集输管线泄漏事故，做到及时发现、及时处理，彻底清除泄漏油品、被污染的土壤，不会对地下水环境产生大的影响。

5.8.4.6 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。

5.8.4.7 对植被的影响

井喷及油品泄漏对植被的影响主要分为三种途径，一是泄漏石油直接粘附于植物体阻断植物的光合作用，使植物枯萎、死亡；二是原油污染土壤造成的土壤理化性状变化间接影响植物生长，严重时会导致植物死亡；三是泄漏的原油、天然气中的轻组分挥发，可发生火灾、爆炸，火灾、爆炸产生的伴生/次生污染物在对空气环境产生影响的同时，也对周围植物产生影响。

本项目区域内植被量很小，且发生事故后，及时采取相应的措施，基本不会对周围植被产生明显影响。

5.8.5 风险评价结论

本项目所涉及的危险物质包括原油、天然气（甲烷），主要存在于密闭集输管线内。可能发生的风险事故包括管线泄露以及油气泄露后遇明火引发的火灾、爆炸次生污染物等。管线发生油气泄漏会对大气、土壤、地下水产生的直接影响以及遇明火后发生火灾、爆炸等引发的伴生/次生污染物排放。本项目区所在区域地势平坦，扩散条件较好，发生事故后，及时采取相应的措施，不会对周围环境空气产生明显影响；当泄漏事故发生时，及时采取措施、彻底清除泄漏油品、被污染的土壤，污染物不会进入地下水中，对地下水水质没有不良影响。因此，发生事故后，在严格落实本项目提出的风险防范措施的前提下，不会对周围环境产生明显影响；博大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应急措施。

本项目环境风险简单分析内容表见表 5.8-10。

表 5.8-10 环境风险简单分析内容表

建设项目名称	塔里木油田克拉苏气田博孜 19 区块白垩系巴什基奇克组试采项目
--------	---------------------------------

建设地点	新疆维吾尔自治区阿克苏地区拜城县、温宿县			
地理坐标	经度		纬度	
主要危险物质及分布	主要危险物质：原油、天然气（甲烷），主要存在于密闭集输管线内			
环境影响途径及危害后果（大气、地表水、地下水等）	可能发生的风险事故包括管线泄露以及油气泄露后遇明火引发的火灾、爆炸次生污染物等。管线发生油气泄漏会对大气、土壤、地下水产生的直接影响以及遇明火后发生火灾、爆炸等引发的伴生/次生污染物排放。			
风险防范措施要求	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；定期对管线进行巡视，定期进行管道壁厚和防腐情况检测；制定环境风险应急预案，定期演练。 设置可燃气体检测报警仪等防范设施。详见 7.5 节			
结论：本项目所涉及的危险物质包括原油、天然气（甲烷），主要存在于密闭集输管线内。可能发生的风险事故包括管线泄露以及油气泄露后遇明火引发的火灾、爆炸次生污染物等。管线发生油气泄漏会对大气、土壤、地下水产生的直接影响以及遇明火后发生火灾、爆炸等引发的伴生/次生污染物排放。本项目区所在区域地势平坦，扩散条件较好，发生事故后，及时采取相应的措施，不会对周围环境空气产生明显影响；当泄漏事故发生时，及时采取措施、彻底清除泄漏油品、被污染的土壤，污染物不会进入地下水中，对地下水水质没有不良影响。因此，发生事故后，在严格落实本项目提出的风险防范措施的前提下，不会对周围环境产生明显影响；博大采油气管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应急措施。				

6 环境保护措施及可行性

6.1 生态保护措施可行性论证

6.1.1 设计期生态环境保护措施

本项目的的环境影响主要来井场及管线，管线设计阶段的可通过合理的选线和施工作业方式在前期尽可能避免管线后期施工、运营阶段对管线沿线周围环境造成的影响。

线路走向的选择是管道前期工作的重要内容，同时也是决定管道施工对管线沿线周围环境影响程度的关键环节。

建设单位在考虑沿线地形地貌特点的前提下，在确保管道运行安全、稳定、可靠的条件下，尽量避让公益林植被茂盛的地段，在管线设计阶段尽可能减小管线施工、运营对管线沿线造成的环境影响。

6.1.2 施工期生态环境保护措施

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

6.1.2.1 井场、阀室等施工生态保护措施

(1) 工程施工占地，应按照国家 and 地方有关工程征地及补偿要求，主管部门办 理相关手续，并进行补偿和恢复。

(2) 严格遵守国家和地方有关动植物保护和防治水土流失等环境保护法律法规，最大限度的减少占地产生的不利影响，减少对土壤的扰动、植被破坏，减少水土流失。

(3) 井场施工在开挖地表、平整土地时，临时堆土必须进行拦挡，施工完毕， 应尽快整理施工现场。

(4) 对井场地表进行砾石压盖，防止由于地表扰动造成的水土流失。

6.1.2.2 管线、道路工程生态防护措施

(1) 对管线的永久性占地和临时性占地合理规划，严格控制临时占地面积，减少风蚀量，对规划占地范围外的区域严禁机械及车辆进入、占用，禁止乱轧乱碾，避免破坏自然植被，造成土地松动。

(2) 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。

(3) 施工期充分利用现有道路, 尽可能减少道路临时占地, 降低对地表和植被的破坏, 施工机械在不得在道路以外行驶和作业, 保持地表不被扰动, 不得随意取弃土。

(4) 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) 管线采用埋地敷设, 埋设深度为管顶埋深 1.2m。按设计标准规定, 严格控制施工作业带范围, 不得超过作业标准规定。

(6) 管线施工时管沟回填后多余的土方禁止大量集中弃置, 应均匀分散在管线中心两侧, 并使管沟与周围自然地表形成平滑过渡, 避免形成汇水环境, 防止水土流失。

(7) 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。

(8) 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。

6.1.2.3 野生动植物的生态保护措施

(1) 严格控制施工范围, 教育施工人员保护野生动植物, 禁止捕猎。

(2) 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

(3) 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。

(4) 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。管线施工若遇到保护植物应当采取避让的措施, 若无法进行避让, 需对保护植物进行移植保护。

(5) 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。

(6) 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。典型植被恢复措施见图 6.1-1。

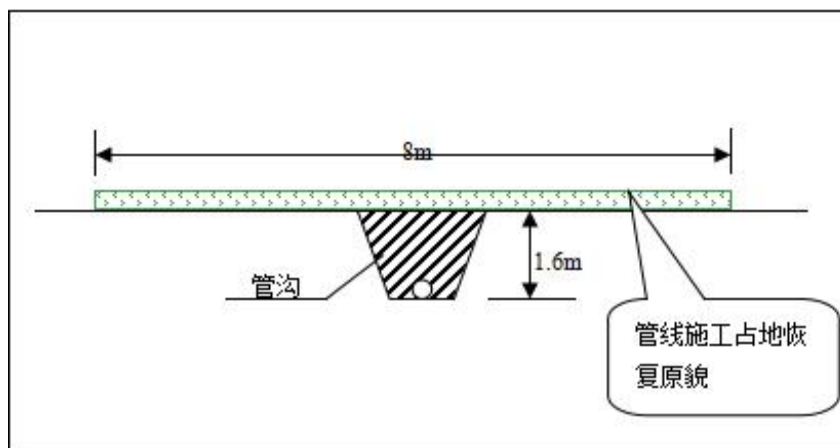


图 6.1-1 管线的典型植被恢复措施设计图

6.1.2.4 公益林保护措施

(1) 公益林保护要求

根据《国家级公益林管理办法》（林资发〔2017〕34号）第九条：“严格控制勘查、开采矿藏和工程建设使用国家级公益林地。确需使用的，严格按照《建设项目使用林地审核审批管理办法》有关规定办理使用林地手续。涉及林木采伐的，按相关规定依法办理林木采伐手续。”

根据《新疆维吾尔自治区国家级公益林管护办法》（新林策发〔2012〕419号）第十五条：“勘查、开采矿藏和修建道路、水利、电力、通讯等工程需要占用征收国家级公益林地的，应当依法办理占用征收林地审核审批手续；占用征收国家级公益林地的单位，必须按国家和自治区相关规定缴纳相关费用。森林植被恢复费用于国家级公益林森林植被恢复，确保国家级公益林面积不减少”。

根据《中华人民共和国森林法》第十八条：“进行勘查、开采矿藏和各项建设工程，应当不占或少占林地；必须占用或征用林地的，经县级以上人民政府林业主管部门审核同意后，依照有关土地管理的法律、行政法规办理建设用地审批手续，并由用地单位依照国务院有关规定缴纳森林植被恢复费。森林植被恢复费专款专用，由林业主管部门依照有关规定统一安排植树造林，恢复森林植被，植树造林面积不得少于因占用、征用林地而减少的森林植被面积。上

级林业主管部门应当定期督促、检查下级林业主管部门组织植树造林、恢复森林植被的情况。”

（2）公益林避让措施

由于本项目新建工程评价范围全部位于公益林区，因此无法完全避开，公益林属于生态敏感区，在最终管线路由选址上应考虑采取避让措施避开植被茂密区域。

（3）公益林生态防护、生态恢复措施

①在进行项目建设前应根据技术经济因素，并从保护公益林的角度出发，调整地面设施布置方案，将建设对公益林造成的损失降低到最小。

②严格控制施工范围，并通过施工管理尽量减少施工作业带在公益林段的宽度。教育施工人员保护植被，注意施工及生活用火安全，防止林草火灾的发生。

③严禁砍伐施工区外围的植被等被作燃料，尽量减少对作业区周围植被的影响。

④项目完工后，要对本项目占压林地面积进行调查，尽量恢复，优化原有的自然环境和绿地占有水平。

⑤运营期主要是对施工期砍伐的公益林进行异地恢复，对移植的林木进行管护，提高所移植的成活率，公路沿线可设置一些警示牌，提高公众保护公益林的意识。

（3）生态补偿等措施

根据公益林相关法律法规以及工程实际情况，工程占地涉及到地方公益林。根据新疆维吾尔自治区人民政府令第 228 号《关于将 20 项自治区级林业和草原权责事项委托地级林业和草原主管部门实施的决定》，建设需征占用地方公益林的，应依法向县林业主管部门办理审批手续后实施。

对于受工程影响造成的林地损失，应根据《中华人民共和国森林法》、《财政部、国家林业局关于印发〈森林植被恢复费征收使用管理暂行办法〉的通知》（财综〔2002〕73 号）及新疆维吾尔自治区林业厅《关于公布自治区林业厅行政许可涉及收费项目的通知》（新林策字〔2014〕649 号）等规定收取林地补偿费、安置补助费、林木补偿费。

后续项目建设中需采取有效措施，加强施工管理，严禁超范围使用林地，杜绝非法采伐、破坏植被等行为，严防森林火灾。由林业主管部门根据“占一补一，占补平衡”的原则，依照有关规定统一安排植树造林，恢复森林植被，植树造林面积不得少于因占用、征用林地而减少的森林植被面积。确保工程区林地的数量和质量不因矿区开发而减少，最大程度的减少对区域生态环境的影响。

应委托有资质的单位编制占用林地的可行性研究报告，根据《国家级公益林管理办法》（林资发〔2017〕34号）和《新疆维吾尔自治区建设项目使用林地审核审批管理办法(试行)》（新林资字〔2015〕497号）及阿行署办〔2008〕27号文件<印发《阿克苏地区境内石油天然气勘探开发建设管理办法（暂行）》的通知>、阿地油区委〔2009〕3号文件等有关规定，办理建设项目使用林地手续，经审批同意使用的，实行占补平衡。

6.1.2.5 水土流失保护措施

本项目区块开发建设工程施工期主要的水土流失影响以风蚀为主，运营期以水蚀为主。管线施工作业带区域为水土流失的防治责任范围。

（1）防护措施

①对于工程建设，必须做好水土流失的预防工作，认真贯彻“谁造成水土流失，谁投资治理，谁造成新的危害，谁负责赔偿”和“治理与生产建设相结合”的原则。

②加强水土保持法制宣传和水土保持执法管理，将其纳入依法办事的轨道上来，并对施工人员进行培训和教育，自觉保持水土，保护植被，宣传保护生态环境和防治荒漠化的重要性。

③工程建设主管部门，应严格要求施工单位，对技术文件中的有关环境保护条款认真执行，全面落实，确保各类环保措施在工程施工中得到体现，保证同时设计，同时施工，同时验收的“三同时”落到实处。

（2）管理措施

①施工期间应划定施工活动范围，严格控制和管理运输车辆及重型机械的运行范围和线路，不得离开运输道路随意行驶。在施工作业区两侧拉彩条旗以

示明车辆行驶的边界，以避免增加对地表的扰动和破坏。限行彩条旗典型设计图见图 6.1-2。

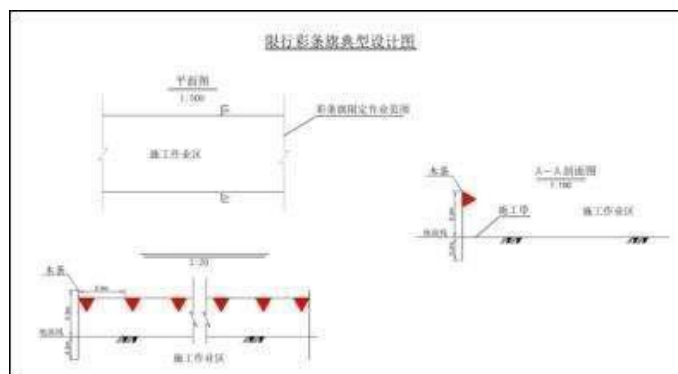


图 6.1-2 限行彩条旗典型设计图

②根据工程需要严格限定占地面积，不得任意从场外取土，填埋周边时也应优先取用废弃土方，尽量减少场外取土量及取土范围。

③严禁施工材料乱堆乱放，在施工占地范围内划定适宜的堆料场，以防对植物破坏范围的扩大。

(3) 工程防治措施

①管道工程区管沟回填后需先进行严格的整治，对局部高差较大处，由铲运机铲运土方回填，开挖及回填时应保证地面相对平整，压实度较高的采用推土机的松土器进行耙松。精细平整过程中不仅要保证土体再塑，而且要稳坡固表，防治水土流失。

②地面建设挖、填方作业应尽量做到互补平衡，以免造成弃土方堆积。

③对管线边缘土坎的边侧进行平整压实处理。

④施工作业结束后，对可进行植被恢复的区域进行人工辅助植被恢复。

(4) 各措施实施进度及管理

水土保持防治措施可按工程预定总进度进行。

实施情况在工程环境保护设施竣工验收时进行检查，在运营期环境监测时，对实施效果进行监测，并及时上报主管部门。

6.1.2.6 防沙治沙措施

由于本项目位于塔里木盆地，根据《中华人民共和国防沙治沙法》《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)及《国家林业局关于做好沙区开发建设项目环评中防沙治沙内容评价工作的意见》等

文件要求，在沙化土地范围内从事开发建设活动的，必须事先就该项目可能对当地及相关地区生态产生的影响进行环境影响评价，依法提交环境影响报告；环境影响报告应当包括有关防沙治沙的内容。

在施工过程中，不得随意碾压项目区内其它固沙植被。合理选择管线走向，应避开植被茂盛的区段，减少植被破坏。施工期间严格落实防沙治沙生态保护措施，不得造成或加剧沙化。土地临时使用过程中发现土地沙化或者沙化程度加重的，应当及时报告当地人民政府。

（1）法律法规、技术规范

①《中华人民共和国防沙治沙法》（2018 年 11 月 14 日修订）；

②《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）；

③《关于加强沙区建设项目环境影响评价工作的通知》（新环环评发〔2020〕138 号）；

④《防沙治沙技术规范》（GB/T21141-2007）。

（2）制定方案的原则与目标

制定方案的原则：①科学性、前瞻性与可行性相结合；②定性目标与定量指标相结合；③注重生态效益与关注民生、发展产业相结合；④节约用水和合理用水相结合；⑤坚持因地制宜的原则。

制定方案的目标：通过工程建设，维持现有区域植被覆盖度，沙化土地扩展趋势得到遏制，区域生态环境显著改善，得到有效保护。

（3）治沙措施

针对管沟开挖过程，提出如下措施：①施工土方全部用于管沟回填和平整，严禁随意堆置。②遇到干燥、易起尘的土方工程作业时，应辅以洒水压尘，尽量缩短起尘操作时间，遇到四级及四级以上大风天气，应停止土方作业，同时作业处覆以防尘网。③管道工程区管沟回填后需先进行严格的整治，对局部高差较大处，由铲运机铲运土方回填，开挖及回填时应保证地面相对平整，压实度较高的采用推土机的松土器进行耙松。精细平整过程中不仅要保证土体再塑，而且要稳坡固表。④设计选线过程中，尽量避开植被较丰富的区域。⑤管沟分层开挖、分层回填。

针对施工机械及运输车辆，提出如下措施：施工期间应划定施工活动范围，在施工作业带边界拉彩条旗以示明车辆行驶边界，严格控制和管理运输车辆及重型机械的运行线路和范围，不得离开运输道路及随意行驶，由专人负责，以防破坏土壤和植被，加剧土地荒漠化。

(4) 各种措施总量和年度实施计划、完成期限等

工程措施、植被措施及其他措施，要求在项目建设完成投入运行之前完成，严禁防沙治沙措施未完成即投入运行。

(5) 方案实施保障措施

①组织领导措施

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

②技术保证措施

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

2) 项目区域自然条件恶劣，水资源短缺，项目建设的各个环节过程中，加强人员的节水意识，避免铺张浪费，提高水的重复利用性。

③防沙治沙措施投资资金筹措情况

本项目防沙治沙措施投资由塔里木油田分公司自行筹措，已在本项目环保投资中考虑。

④生态、经济效益预测

本项目防沙治沙措施实施后，预计植被覆盖度能维持现状。

(6) 开展环境监理

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：表土分层堆放，保护植物的移栽，管道施工结束后的植被恢复，野生动物保护，以及材料堆放、施工方式等环境保护内容。

生态监理要求应落实在管线工程项目承包招标书中。

本项目防沙治沙措施实施后，区域植被覆盖度能维持现状，沙化土地扩展趋势得到一定的遏制，区域生态环境有所改善。

(7) 其他生态保护措施要求

1) 在项目施工过程中和施工结束后，及时对施工场地进行平整，以便自然植被后期自然恢复。

2) 项目结束后，做好施工场地的恢复工作，并按相关规定对植被损失进行生态经济补偿。

3) 加强施工期环境监理，监理的重点内容：管道施工临时占地施工结束后的植被恢复，野生动物保护，以及材料堆放、施工方式等环境保护内容。

综上，本项目施工期采取的防沙治沙措施可行。

6.1.3 运营期生态恢复措施

本项目实施后，运营期生态恢复措施以保持和维持施工期结束时采取的措施为主，同时需处理施工期遗留问题。

(1) 在管线上方设置标志，以防附近的各类施工活动对管线的破坏。定期检查管线，如发生管线老化，接口断裂，及时更换管线。对于事故情况下造成的含油污水泄事故要及时控制扩散面积并回收外泄含油污水。

(2) 在道路边、油田区，设置“保护生态环境、保护野生动植物”等警示牌，从管理上加强对作业人员宣传教育，切实提高保护生态环境的意识。

(3) 管线施工完毕，进行施工迹地的恢复和平整，管线两侧一般在 2~3 年内开始发生向原生植被群落演替，并逐渐得到恢复。

6.2 废水环境保护措施

6.2.1 施工期废水防治措施

(1) 施工期管线施工人员产生的生活污水定期由罐车拉运至拜城县污水处理厂处置，不外排。

(2) 管道试压废水，主要污染物为悬浮物，浓度在 40mg/L~60mg/L，试压结束后产生的废水用于施工区域内的洒水降尘，不外排。

(3) 钻井废水与钻井泥浆、岩屑一同进入不落地系统进行分离处理，分离

后的液相回用于钻井液配制，压裂返排液自带回收罐进行回收，拉运至克拉苏钻试修废弃物环保处理站进行无害化处理，不外排。

(4) 施工期设置施工营地，生活区设生活污水池，整体钢结构，生活污水暂存于生活污水池，定期由罐车拉运至拜城县污水处理厂处置。

(5) 加强施工管理，提高施工人员的环保意识，约束施工人员的行为。

6.2.2 运营期废水防治措施

6.2.3.1 井下作业废水

运营期井下作业废水由自带回收罐回收，拉运至克拉苏钻试修废弃物环保处理站处理；采出水依托博孜天然气处理厂污水处理系统处理，回注水执行《气田水注入技术要求》（SY/T 6596-2016）中的有关标准，不外排；运营期井场无人值守，无新增定员，不新增生活污水。

6.2.3.2 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。将站场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 $1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ 的黏土层的防渗性能，其余区域划分为简单防渗区。

6.2.3.3 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，对管线的运行情况的实时监控。

(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，应加强管线和警戒标志的管理工作，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。

6.2.3 退役期水环境保护措施

项目退役期拆除设备、清理井场时，施工时间较短，施工人员产生的生活污水量较少，依托施工区域周边生活设施处理，不外排，对周围水环境影响较小。

6.3 地下水污染防治措施

6.3.1 施工期地下水污染防治措施

施工期的污水处理措施如下：

（1）本项目各类废水不外排，正常情况下，不会对地下水环境产生影响。

（2）施工期间，施工单位应严格执行《建设工程施工场地文明施工及环境管理暂行规定》，对污水加强管理，严禁乱排污染环境，施工机械检修期间，地面应铺设塑料布，及时回收废机油，防止废油落地，污染土壤和地下水；施工时所产生的废油等物严禁倾倒或抛洒，加强施工机械维护，防止施工机械漏油，污染水环境。

（3）对运输车辆加强管理，制定合理运输路线；对运输容器定期维修，避免运输过程中遗撒泄漏，造成污染事故。

（4）严格按照《油气输送管道穿越工程设计规范》（GB50423-2013）设计及施工，合理安排管道施工时序和施工工艺的情况。管道应埋设于最大冻土深度以下且应有足够的埋设深度。集输管线敷设前，加强对管材和焊接质量的检查，防止因管材质量及焊接缺陷造成泄漏事故的发生。选择有经验的单位进行施工，加强施工过程监理，确保施工质量。管道应埋设于最大冻土深度以下且应有足够的埋设深度。

（5）油气井的设计、建造应按照 SY/T 6596 的要求保证其完整性，钻井通过第四系潜水含水层，选用清洁钻进方式。严格按照《固井作业规程 第 1 部分：常规固井》（SY/T 5374.1）、《固井设计规范》（SY/T 5480）实施固井工程，确保固井质量满足《固井质量评价方法》（SY/T 6592）相关要求，避免套管返液窜漏污染地下水。

图 6.3-1 钻井期井场分区防渗图

6.3.2 运营期地下水污染防治措施

地下水环境保护措施与对策应符合《中华人民共和国水污染防治法》和《中华人民共和国环境影响评价法》及地下水导则的相关规定，按照“源头控制、分区防控、污染监控、应急响应”，从污染物的产生、入渗、扩散、应急响应全方位进行控制。

基于前文的地下水环境影响预测和评价，拟建项目在正常工况下，对当地地下水环境影响较小；在非正常工况下，对当地地下水环境构成潜在威胁，可能会对地下水水质产生不良影响。因此，为确保当地地下水环境安全，需采取一些保护管理措施。

为有效保护拟建项目区的地下水环境，除了按项目可研报告中设计的方案处理各类废水，还需要建设地下水跟踪监测方案和定期信息公开。下面结合拟建项目特点和当地自然环境特征，提出地下水环境保护管理的原则和措施。

6.3.2.1 源头控制

源头控制措施主要有以下几个方面：

（1）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。

（2）管道上所有安装后不需拆卸的螺纹连接部位均应密封焊，其它需要经常进行拆装或不允许密封焊的螺纹连接部位应有可靠的密封措施。对于高压类流体介质管道排放采用双阀并加丝堵或法兰盖。对考虑液压试验所设置的防空和排净口除按要求设置阀门外，应设置螺纹管路或丝堵，试压结束后对螺纹管帽或丝堵进行密封焊处理，并定期检查和测厚。

（3）对站场、输送管道、阀门各装置进行严格检查，按规定定期进行设备维修、保养，及时更换易损及老化部件，有质量问题的及时更换，对壁厚低于规定要求的管段应及时更换，消除爆管的隐患。管道、阀门都应采用优质耐腐蚀材料制成的产品；加强自动控制系统管理和控制，严格控制压力平衡，对管线的运行情况的实时监控；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。

(4) 管道刺漏防范措施

①拟建工程管线采用三级监控模式：一级为调度中心全线集中监控，统一调度；二级为站控系统监控；三级为现场就地控制。线路阀室采用现场仪表+远程控制单元(RTU)的模式，实现“无人值守，故障巡检，集中监控”自动化水平。随时可通过监控系统观察阀室状况，从而判定管线是否正常运行。

②在管线上方设置标志，以防附近的各类施工活动对管线的破坏。减轻管道的内外腐蚀，定期检测管道的内外腐蚀情况，并配备适当的管道抢修、灭火及人员抢救设备。

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

④一旦管道发生泄漏事故，当检测到压力降速率超过警戒值时，由 SCADA 系统发出指令，远程自动关闭阀门。

(5) 进行质量体系认证，实现“质量、安全、环境”三位一体的全面质量管理目标。设立地下水动态监测小组，负责对地下水环境监测和管理，或者委托专业的机构完成。建立有关规章制度和岗位责任制。制定风险预警方案，设立应急设施减少环境污染影响。

(6) 油气井运行期间应参照《石油天然气工业套管和油管的维护与使用》(GB/T 17745-2011) 要求进行井筒完整性管理，定期开展井筒完整性检查。定期对采油井的固井质量进行检查，若发现固井质量不合格，先查明固井质量不合格的原因，并及时采取一系列的修整措施，保证固井质量合格，防止发生油水窜层等事故；发现异常情况及时处理，防止污染地下水。

(7) 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、油杆的油污、污水等全部回收至废液罐回收，严禁流入井场。

6.3.2.2 分区防治

分区防控措施是指结合地下水环境影响评价结果，对工程设计或可行性研究报告提出的地下水污染防控方案提出优化调整的建议，给出不同分区的具体

防渗技术要求。一般情况下，防控措施应以水平防渗为主，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。

①已颁布污染控制国家标准或防渗技术规范的行业，水平防渗技术要求按照相应标准或规范执行，如 GB 16889、GB18597、GB 18598、GB18599、GB/T50934 等。

②未颁布相关标准的行业，根据预测结果和场地包气带特征及其防污性能，提出防渗技术要求或根据建设项目场地天然包气带防污性能、污染控制难易程度和污染物特性，提出防渗技术要求。

本次参考《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）、《石油化工工程防渗技术规范》（GB/T50934-2013）中的规定，可将项目区划为一般防渗区和简单防渗区。

一般防渗区：根据项目特点，结合水文地质条件。主要指对可能会产生一定程度的污染、但建（构）筑物基础落在泥岩裸露区或填方区的工艺区域或部位，根据《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016），一般防渗区防渗层的防渗性能不应低于 1.5m 厚渗透系数为 $1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ 的黏土层的防渗性能。

简单防渗区：指不会对地下水环境造成污染或者可能会产生轻微污染的其他建筑区。根据《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016），简单防渗区内不采取专门针对地下水污染的防治措施，进行一般地面硬化即可。本工程没有简单防渗区。

本项目建议的防渗分区划分详见表 6.3-1 和图 6.3-1。

表 6.3-1 防渗分区划分建议表

项目		防渗要求
一般防渗区	站场改造区域、井场装置区域	等效黏土防渗层 $Mb \geq 1.5\text{m}$ ， $K \leq 1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ ；或参照 GB16889 执行
简单防渗区	其他区域	一般地面硬化

孔号	区位	监测层位	监测频率	主要监测项目
W1	项目区上游	孔隙潜水	每半年 1 次， 发现地下水 污染现象需 增加采样频 次	水位埋深、pH、氨氮、硫酸盐、亚硝酸盐、挥发性酚类、硫化物、总硬度、耗氧量、石油类、硫酸盐共 10 项指标。
W2	项目区附近	孔隙潜水		
W3	项目区下游	孔隙潜水		

(3) 监测数据管理

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

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

①预防地下水污染的管理工作是环保管理部门的职责之一，环境保护管理部门应指派专人负责预防地下水污染的管理工作；

②气田的安全环保部门应委托具有监测资质的单位按时、按质、按量完成地下水监测工作，并按要求分析整理原始资料、编写监测报告；在日常例行监测中，一旦发现地下水水质监测数据异常，应尽快核查数据，加大监测密度，确保数据的正确性，并将核查过的监测数据通告安全环保部门，由专人负责对数据进行分析、核实，分析变化动向，并密切关注生产设施的运行情况。具体内容如下：了解站场生产是否出现异常情况，出现异常情况的装置、原因；

③建立与项目区环境管理系统相联系的地下水监测信息管理系统；

④按突发事件的性质、类型、影响范围、后果严重性分等级制订相应的应急预案，在制定预案时要根据环境污染事故潜在威胁的情况，认真细致地考虑各项影响因素，并组织有关部门、人员进行适时演练、不断补充完善预案内容。

6.3.2.4 地下水污染应急预案及处理

(1) 应急预案内容

制定风险事故应急预案，以在发生风险事故时，能以最快的速度发挥最大的效能，有序地实施救援，尽快控制事态的发展，降低事故对地下水的污染。

1) 在制定应急预案的基础上，对相关人员进行培训，使其掌握必要的应急处置机能。

2) 设置事故报警装置和快速监测设备。

- 3) 设置泄露应急池等应急预留场所；必要时，设置泄露处置设备。
- 4) 设置全身防护、呼吸道防护等安全防护装备，并配备常见的救护急用物品和中毒救药品。
- 5) 当发生地下水异常情况时，按照指定的地下水应急预案采取应急措施。
- 6) 组织专业队伍对事故现场进行调查、监测，查找环境发生地点，分析事故原因，将紧急事件局部化，如可能予以消除，采取包括切断生产装置或设施、设置围堤等拦堵设施疏散等，防止事故的扩散、蔓延及连锁反应，缩小地下水污染事故对人、环境和财产的影响。
- 7) 当通过监测发现对周围地下水造成污染时，采取控制地下水流场等措施，防止污染物扩散，如采取隔离措施、人工开采形成地下水漏斗、抽水等应急措施。

(2) 防止事故污染物向环境转移防范措施

地下水抽提系统是根据建设项目对地下水可能产生影响而采取的被动防范措施，是建设项目环保工程的重要组成部分。当地下水污染事件发生后，应及时控制污染源，切断污染途径，启动地下水抽提应急系统，抑制污染物向下游及周边扩散速度，控制污染范围，使地下水质量得到尽快恢复。

事故状态下启动地下水抽提预案，控制潜水含水层地下水中的污染物，污水排入厂区污水事故水池，集中处理，将使污染地下水扩散得到有效抑制，最大限度地保护地下水质量。

对突发事件中污染的土壤，应首先进行调查，确定其污染范围和深度，其次对污染土壤进行收集，进行环保、无害化处理。

6.4 土壤环境保护措施及可行性分析

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。

(4) 工程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进行平整。

本项目施工期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、原油储罐、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原油、含油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、站场区，是否有采出液泄漏的现象发生。

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

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

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

(5) 如果发生储罐、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坑撇油：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）土壤二级评价的跟踪监测要求，制定跟踪监测计划，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 1 个表层样、1 个柱状样，每 3 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

《参照废弃井封井回填技术指南（试行）》（环办土壤函〔2020〕72 号）对完成采气的废弃井封堵，拆除井口装置，最后清理场地，清除各种固体废弃物，不得遗留在场地内影响土壤环境质量。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，影响到土壤环境。

6.5 固体废物污染防治措施

6.5.1 施工期固体废物污染防治措施

施工期产生的固体废物主要为施工过程中产生的钻井泥浆、岩屑、含油废物、施工废料和施工人员生活垃圾等。

(1) 钻井泥浆、岩屑

在钻井阶段结束后采取“振动筛+除砂器+除泥器+离心分离”工艺分离泥浆和岩屑，泥浆一般在储罐和循环池内，储罐为金属材质，循环池设有防渗膜，钻井分阶段结束后，膨润土+聚合物岩屑排入岩屑池，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）中综合利用污染物限值要求后，用于铺设作业区内部道路，同时远离行政村 5km 以上，远离省级公路 10km 以上，且不得用于农田区域道路铺设；磺化泥浆其成分中有价值的添加剂较多，在钻井结束后进入泥浆罐中拉运至下一钻井工程使用，不外排；磺化泥浆岩屑在井场内分离系统分离出来后暂存于磺化泥浆池，拉运至克拉苏钻试修废弃物环保处理站处理；油基泥浆岩屑在井场内分离系统分离出来后采用专用的方罐进行收集，拉运至江汉石油工程有限公司环保技术服务公司新疆油基岩屑处理站处理。

(2) 施工废料

施工废料集中收集后首先考虑回收利用，不可回收利用部分拉运至大北固废填埋场，不外排，措施可行。

(3) 生活垃圾

施工期生活垃圾分类集中收集后运至大北地区固废填埋场填埋，措施可行。

综上，本项目施工期固废污染防治措施可行。

6.5.2 运营期固体废物污染防治措施

本项目运营期主要产生的固体废物主要有清管废渣、油泥砂、落地油、防渗膜、废润滑油、井下作业固废及生活垃圾。

6.2.5.1 运营期固体废物污染防治采取如下治理措施

(1) 运营期产生的清管废渣委托有危废处置资质单位进行处置。

(2) 井下作业固废采用专用回收罐进行回收，拉运至克拉苏钻试修废弃物

环保处理站进行处理。

(3) 本项目产生的油泥砂主要为处理站的污水处理系统或沉降油罐产生的沉淀物，部分为原油，部分为泥土等杂质，属于危险废物(HW08)(071-001-08)，委托有危废处置资质单位进行处置。

(4) 落地原油主要产生于阀门、法兰等处事故状态下的泄漏以及管线破损，属于危险废物 HW08 (废物代码：071-001-08)，落地油 100%回收，回收后的落地原油委托有危废处置资质单位进行处置。

(5) 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)。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。

(6) 本项目废润滑油主要是井下作业过程中机械设备维修中产生的，其危险废物类别为 HW08 废矿物油与含矿物油废物，委托有危险废物运输及处理资质的单位处置。

(7) 本项目运营期不新增人员，无新增生活垃圾。

(8) 加强巡检频率，尽量杜绝管线、阀门“跑、冒、滴、漏”及人为破坏现象。

(9) 博大采油气管理区已建立了完善的危废管理计划，并定期向生态环境主管部门上报备案，项目建成后总体按照即定计划进行危废管理。

(10) 及时清理回收因管线破损产生的油污，定期委托具有含油污泥处置资质的单位处置。

(11) 加强管线的日常巡检工作，在原有基础上增加巡检频次和密度，巡检的内容包括定期对管线进行超声波检查，对壁厚低于规定要求的管段及时更换，消除爆管的隐患。

(12) 加强员工危险废物知识培训，增强员工的危险废物安全管理及处置意识；加强原油落地。

(13) 事故应急培训，能够在第一时间对原油落地做出反应和处理。

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。

6.2.5.2 危废废物具体管理要求

(1) 危险废物暂存环境管理要求

1) 危险废物存入贮存设施前应对危险废物类别和特性与危险废物标签等危险废物识别标志的一致性进行核验, 不一致的或类别、特性不明的不应存入。

2) 应定期检查危险废物的贮存状况, 及时清理贮存设施地面, 更换破损泄漏的危险废物贮存容器和包装物, 保证堆存危险废物的防雨、防风、防扬尘等设施功能完好。

3) 作业设备及车辆等结束作业离开贮存设施时, 应对其残留的危险废物进行清理, 清理的废物或清洗废水应收集处理。

4) 贮存设施运营期间, 应按国家有关标准和规定建立危险废物管理台账并保存。

5) 博大采油气管理区应建立贮存设施环境管理制度、管理人员岗位职责制度、设施运行操作制度、人员岗位培训制度等。

6) 博大采油气管理区应依据国家土壤和地下水污染防治的有关规定, 结合贮存设施特点建立土壤和地下水污染隐患排查制度, 并定期开展隐患排查; 发现隐患应及时采取措施消除隐患, 并建立档案。

7) 博大采油气管理区应建立贮存设施全部档案, 包括设计、施工、验收、运行、监测和环境应急等, 应按国家有关档案管理的法律法规进行整理和归档。

(2) 危险废物暂存环境监测和环境应急要求

1) 危废贮存设施的环境监测应纳入主体设施的环境监测计划。博大采油气管理区应对贮存设施污染物排放状况开展自行监测, 保存原始监测记录, 并公布监测结果。

2) 博大采油气管理区应按照国家有关规定编制突发环境事件应急预案, 定期开展必要的培训和环境应急演练, 并做好培训、演练记录。博大采油气管理区于 2023 年 9 月完成了《塔里木油田公司塔西南勘探开发公司博大采油气管理区突发环境事件应急预案》的编制工作, 并取得阿克苏地区生态环境局拜城县分局备案(备案编号: 652926-2023-045-L)。

3) 博大采油气管理区应配备满足其突发环境事件应急要求的应急人员、装备和物资, 并应设置应急照明系统。

(3) 危险废物的转运要求

危险废物应按照国家有关规定向当地环境保护行政主管部门申报登记, 接

受当地环境保护行政主管部门监督管理。参照《危险废物管理计划和管理台账制定技术导则》（HJ 1259-2022）中附表 A.7 详细记录危险废物转移情况。同时，根据国务院令第 344 号《危险化学品安全管理条例》《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》的有关规定，在危险废物外运至处置单位时必须严格遵守以下要求：

1) 危险废物由专用运输车辆进行运输、转移，并严格按照《危险废物转移管理办法》填写、运行危险废物电子转移电子联单，实施危险废物转移全过程控制。

2) 废弃物处置单位的运输人员必须掌握危险化学品运输的安全知识，化学品的性质、危害特性、包装容器的使用特性和发生意外时的应急措施了解所运载的危险。运输车辆必须具有车辆危险货物运输许可证。驾驶人员必须由取得驾驶执照的熟练人员担任。

3) 处置单位在运输危险废物时必须配备押运人员，并随时处于押运人员的监管之下，不得超装、超载，严格按照所在城市规定的行车时间和行车路线行驶，不得进入危险化学品运输车辆禁止通行的区域。

4) 危险废物在运输途中若发生被盗、丢失、流散、泄漏等情况时，公司及押运人员必须立即向当地公安部门报告，并采取一切可能的警示措施。

5) 一旦发生废弃物泄漏事故，公司和废弃物处置单位都应积极协助有关部门采取必要的安全措施，减少事故损失，防止事故蔓延、扩大；针对事故对人体、动植物、土壤、水源、空气造成的现实危害和可能产生的危害，应迅速采取封闭、隔离、洗消等措施，并对事故造成的危害进行监测、处置，直至符合国家环境保护标准。

（4）运输主要管理规定

——根据《危险废物收集贮存运输技术规范（HJ2025-2012）》的要求，危险废物处置单位采用专用车辆到指定地点收集运输危险废物，运输过程中不准设置中转储存点，严禁偷排、洒落、泄漏和随意倾倒等。

——产生单位向处置单位转移危险废物时，交接数量必须与生态环境局批准的转移量相符。

（5）利用及处置的管理规定

排污单位委托他人运输、利用、处置危险废物的，应落实《中华人民共和

国固体废物污染环境防治法》等法律法规要求，对受托方的主体资格和技术能力进行核实，依法签订书面合同，在合同中约定污染防治要求；转移危险废物的，应当按照国家有关规定填写、运行危险废物转移电子联单等。本项目产生的危险废物应与具有危险废物处置资质的单位签订处置协议。

综上所述，本项目运营期采取的固体废物污染防治措施可行。

6.5.3 退役期固废及土壤污染防治措施

本项目退役期固体废物主要为废弃管线、废弃建筑垃圾等，废弃材料首先考虑回收利用，不可回收利用部分拉运至大北固废填埋场填埋处置。

6.6 大气环境保护措施

6.6.1 施工期废气污染防治措施

6.6.1.1 钻井过程大气污染防治措施

(1) 钻井期间优先使用网电，将柴油机作为备用。定期对柴油机、柴油发电机等设备进行维护，并且采用高品质的柴油、添加柴油助燃剂等措施，在很大程度上可降低柴油燃烧污染物的排放，减轻对大气环境的影响，使其污染物达标排放。

(2) 钻井中发现地层有可燃或有害气体，应立即采取有效措施防止井涌井喷，并把可能产生的气体引入燃烧装置烧掉。

(3) 钻井期间，硫化氢安全与防护工作必须严格按照相关标准、规范与规定执行。

(4) 井场内严禁燃烧可能产生浓重烟雾或刺鼻臭味的材料。

(5) 井场应采用密闭下料系统，防止粉尘污染井场环境。

(6) 钻井过程中，加强深井钻具的管理，严格执行钻具检查和倒换使用制度，及时发现钻具事故隐患，避免发生因钻具不合格导致井喷事故，致使硫化氢泄漏。

6.6.1.2 地面施工大气污染防治措施

(1) 场地平整时，禁止利用挖掘机进行抛洒土石方作业，定期洒水，作业面要保持一定湿度。

(2) 避免在大风季节施工，尽可能缩短施工时间，提高施工效率，减少裸

地暴露时间。

(3) 施工单位必须加强施工区的规划管理。挖方堆放应定点定位, 并采取防尘、抑尘措施(洒水、遮盖等措施)。

(4) 合理规划、选择最短的运输路线, 充分利用油气田现有公路网络, 禁止随意开辟道路, 运输车辆应以中、低速行驶, 减少车辆行驶动力起尘。

(5) 合理规划临时占地, 控制临时占地范围, 对工作区域外的场地严禁机械及车辆进入、占用, 避免破坏植被和造成土地松动。

(6) 管沟开挖不宜过深, 及时开挖、回填, 遇大风天气应停止土方作业。

(7) 加强对施工机械、车辆的维修保养, 使用环保节能型柴油机, 选用轻质柴油燃料, 并加强管理维护, 柴油机燃烧烟气排放满足《非道路移动机械用柴油机排气污染物排放限值及测量方法(中国第三、四阶段)》(GB20891-2014)修改单以及《非道路柴油移动机械污染物排放控制技术要求》(HJ1014-2020), 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。

(8) 加强施工场地环境管理, 提倡文明施工, 积极推进绿色施工, 严防人为扬尘污染。

(9) 在集输管网投产前的项目初期, 井场要进行测试放喷。为了点火安全和控制热辐射范围, 需修建地面放喷池, 位于敏感点附近的还需在其四周设置围挡, 通过水平火炬进行测试放喷; 在集输管网投产后, 测试放喷的天然气将通过管网收集, 集输至井场后通过火炬点燃放空。

(10) 采用防喷器组(环形防喷器、双闸板防喷器、单闸板防喷器)等先进的井控装置, 防止和控制井喷事故发生。

(11) 井场内严禁燃烧可能产生严重烟雾或刺鼻臭味的材料。

以上施工期大气污染防治措施, 简单可行, 具有可操作性, 影响能够减缓到可以接受的程度, 以上措施是可行的。

6.6.1.3 焊接烟气、机械设备和车辆废气污染防治措施

施工前期加强设备和运输车辆的检修和维护, 保证设备正常稳定运行, 燃用合格的燃料, 设备和车辆不超负荷运行, 焊接作业时使用无毒低尘焊条。

6.6.1.4 储层改造废气污染防治措施

使用酸化液过程中, 要求全部采用密闭罐存放, 产生的废酸化液及时委托

有资质单位接收处置，减少在现场存储时间。同时控制酸化压裂作业时间，减少酸化液和废酸化返排液在井场的存留时间。

6.6.2 运营期废气污染防治措施

本项目运营期的废气排放源主要为加热炉排放的有组织烟气、场界无组织废气以及温室气体等。无组织排放的污染物主要为井口、管线接口、阀门等处产生的无组织挥发烃类；温室气体的污染物主要为井场开采过程中产生的甲烷等逃逸。针对以上污染源，油田采取了以下大气污染治理措施：

（1）加热炉烟气中烟尘、NO_x、SO₂排放浓度满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）中新建燃气锅炉大气污染物排放浓度限值要求，烟气最终通过 8m 高排气筒排放。

（2）采用了技术质量可靠的设备、仪表控制、阀门等，烃类机泵采用无泄漏屏蔽泵。

（3）在油气集输过程中，为减轻集输过程中烃类的损失，油田开发采用密闭集输流程，NMHC 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）无组织排放监控限值要求。一旦发生泄漏事故，紧急切断油、气源，实施关井，从而最大限度地减少油气集输过程中烃类及油的排放量。定期对油气集输管线进行巡检，以便及时发现问题，消除事故隐患，防止油气泄漏进入大气环境。

（4）在日常生产过程中，加强 NMHC 无组织排放例行监测，对典型井场厂界 NMHC 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）无组织排放监控限值要求。

（5）本项目新增加热炉需按照《固定污染源排污许可分类管理名录》及《排污许可证申请与核发技术规范 锅炉》（HJ953-2019）等相关要求，进行排污许可文件的申请，并进行例行监测等。

（6）进一步开展节能减排工作，加强质量控制和技术研发，降低抽油机井工作能耗，加强油气技术管道密闭性能，大力推广应用零散天然气回收和电力系统无功补偿级新能源利用等开采技术，开发清洁能源替代现有能源，从而减少温室气体排放。

（7）温室气体管控：①进一步开展节能减排工作，加强质量控制和技术研

发，降低抽油机井工作能耗，加强油气技术管道密闭性能；②大力推广应用零散天然气回收和电力系统无功补偿级新能源利用等开采技术，开发清洁能源替代现有能源；③选用质量可靠的设备、仪表、阀门等；④加强对密闭管线及密封点的巡检，一旦发生泄漏立即切断控制阀，并尽快完成修复；⑤加强油井生产管理，减少温室气体的跑、冒，做好油井的压力监测，并准备应急措施，从而减少温室气体排放。

(8) VOCs 协同管控：运营期石油开采使用密闭集输工艺，井场加热炉使用天然气作为燃料，提高了 VOCs 治理的科学性、针对性和有效性，协同控制温室气体排放，贯彻落实相关政策和行动计划，减少 VOCs 排放。同时，相关单位建立碳排放监测预警机制，对碳排放增长较快的行业领域进行形势预警，并采取相应管理措施。将碳排放管控要求纳入碳达峰碳中和综合评价考核指标体系，完善建设单位节能降碳管理制度，发挥市场机制调控作用，推动建设单位落实节能降碳管理要求。通过上述措施，旨在减少 VOCs 排放，改善空气质量，推动经济与环境的协调发展。

综上，本项目采取的废气污染防治措施可行。

6.6.3 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。

6.7 噪声污染防治措施

6.7.1 施工期噪声污染防治措施

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) 建设单位应要求施工单位使用低噪声、低振动的机械设备类型，并在施工中设专人对其进行保养维护，对设备使用人员进行培训，严格按操作规范

使用各类机械；

(2) 施工单位可合理安排施工时间，避免长时间使用高噪声设备，使本项目在施工期造成的噪声污染降到最低；

(3) 运输车辆进出工地时应低速行驶，少鸣笛或不鸣笛。

6.7.2 运营期噪声污染防治措施

(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。

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，项目运营期的噪声减缓措施是可行的。

6.7.3 退役期噪声污染防治措施

(1) 选用低噪声机械和车辆。

(2) 加强运输车辆管理，合理规划运输路线，禁止运输车辆随意高声鸣笛。

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，项目退役期的声环境保护措施是可行的。

6.8 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亡等），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。

6.8.1 钻井风险防范措施

(1) 钻井井场风险防范管理措施

建设单位以及施工钻井队结合行业作业规范，设置有专职安全环保管理人员，把安全、环境管理纳入生产管理的各个环节，为防止事故的发生能起到非常积极的作用。本工程须按照一级井控要求落实环境风险防范、应急措施以及管理措施。

(2) 井漏事故防范措施

钻井时采用水泥浆固井与下套管相结合的方式将井筒与地层分隔开。一开下入表层套管，水泥浆返至地面；二开下入技术套管，水泥浆返至地面；三开下入油层套管，水泥浆自 4000m 返至地面，通过采取上述固井及下套管措施，可以有效避免发生井漏事故，同时采用双层套管，表层套管完全封闭各含水层，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，从而也避免了钻井液漏失发生窜层污染事故。

6.8.2 井下作业事故风险防范措施

(1) 设计、生产中采取有效预防措施，严格执行井控工作管理制度，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) 固井作业时要求选用优质水泥浆固井，保证固井质量合格。固井质量检查以声幅和变密度测井曲线为主，声幅、变密度测井选择最佳时间测井，测深要达到要求。

(3) 井场设置明显的禁止烟火标志，在油气可能泄漏和积聚的场所设置可燃气体浓度检测报警装置。

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

(5) 按消防规定配备泡沫灭火器、干粉灭火器、消防铁锹和其它消防器材。

(6) 井下作业时要求带罐操作，原油 100%回收，而泄漏物料和落地原油应及时回收、处置。

6.8.3 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。采气管线敷

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，定期清管，排除管内的积水和污物，以减轻管道内腐蚀；定期对管线进行超声波检查，对壁厚低于规定要求的管段应及时更换，消除爆管的隐患；定期对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。

6.8.4 井场风险防范措施

(1) 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。

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

(3) 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。

(4) 在可能发生原油泄漏或油气积聚的场所应按照规定设置可燃气体浓度监测报警装置，以便及时发现事故隐患。

6.8.5 植被保护措施

(1) 强化责任，实行森林防火领导负责制。制定防火操作规程，奖罚分明，增强工作人员森林防火责任意识。

(2) 大力开展宣传教育。开展宣传周、宣传月、举办知识竞赛，利用报纸、电视、广播、黑板报、张贴标语等多种形式在各种场合不厌其烦地进行宣传。

(3) 强化野外火源管理，制定办法，严格要求，加强对工作人员管理，严禁携带火种进入公益林区、农田区域。

6.8.6 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作业区环境风险应急预案中。

6.8.7 现有环境风险防范措施的有效性分析及环境风险应急预案

根据调查，根据塔里木油田克拉苏气田风险事故统计资料，克拉苏气田至今未发生过井场、站场事故及井喷事故等重大环境事故，采取的环境风险防范措施基本有效。

近年来，博大采油气管理区结合管理区实际情况，对可能存在的环境风险源及可能发生的环境风险进行了详尽分析，并针对可能突发的环境事件制定并定期更新应急处理预案（备案编号 652926-2023-045-L）。应急预案为管理区制定了较完善的应急组织机构，明确了组织机构构成及其职责。近年来，作业区

严格执行应急预案相关要求，定期组织应急演练，制定了并实施了油田应急预案演练计划。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。

本评价建议将本次建设内容突发环境事件应急预案纳入博大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。

6.8.8 环境风险应急处置措施

(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监测有害气体浓度，根据现场风向，加强现场人员的个人防护，疏散现场及周边无关人员和公众；
- ④组织集输管道泄漏的围控、处置；
- ⑤集输管道泄漏凝析油回收并妥善处理；
- 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监测；
- 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。

6.8.9 风险应急预案

中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司博大采油气管理区已编制环境风险应急预案并备案，设置了环境风险事故应急监测系统等，本项目建成后，应及时修订、更新现有应急预案。本项目建成后，应对油田现有应急预案进行修订、更新，将本项目纳入博大采油气管理区现有突发环境事件应急预案中，并定期开展演练，发生事故立即启动。

结合企业实际，拟建项目事故应急预案的主要内容见表 6.8-1。

表 6.8-1 事故应急预案

序号	项目	内容及要求
1	应急计划区	确定井场、管线、阀组等重点防护单元
2	应急组织机构、人员	设立应急救援指挥部
3	预案分级响应条件	可分为井场突发事故处理预案、管线突发事故处理预案、阀组突发事故处理预案等
4	应急救援保障	备有干粉灭火器、手推式灭火器、防毒面具、空气吸收器等，分别布置在井场和站场
5	报警、通讯联络方式	常用应急电话号码：急救中心：120，消防大队：119。由生产部负责事故现场的联络和对外联系，以及人员疏散和道路管制等工作
6	应急环境监测、抢险、救援及控制措施	委托当地环保监测站进行应急环境监测，化验室主任负责协助进行毒物的清洗、消毒等工作。设立事故应急抢险队。
7	应急检测、防护措施、清除泄漏措施和器材	井场站场设置可燃气体浓度检测报警装置、管线两端设置截断阀、安全阀，加强巡视，配备足够的应急设施。
8	人员紧急撤离、疏散，应急剂量控制、撤离组织计划	当发生泄漏时，应通知附近的村庄撤离、疏散，特别是紧急撤离半径内的村庄进行撤离，同时设立医疗救护队，对事故中受伤人员实施医疗救助、转移，同时负责救援行动中人员、器材物资的运输工作。由办公室主任负责，各部门抽调人员组成
9	事故应急救援关闭程序与恢复措施	当事故无法控制和处理时，生产部门应采取果断措施，实施全厂紧急停车，待事故消除后恢复生产
10	应急培训计划	应急计划制定后，平时安排人员培训与演练
11	公众教育和信息	对项目邻近地区开展公众教育、培训和发布有关信息

6.9 环境保护措施的投资估算

拟建项目总投资为 51108 万元，环保投资约 866 万元，约占总投资的 1.69%，投资情况见表 6.9-1。

表 6.9-1 环保投资估算

阶段	环境要素	项目名称	环保措施	投资 (万元)
期 施 工 期	生态环境	临时占地	对占地造成的生态破坏进行经济补偿，完工后迹地清理并平整压实、临时占地释放后植被和土壤的恢复	50
		生态修复	施工迹地平整清理、永久占地硬化	20
			生态损失补偿	10
		水土保持	水土保持措施	25
		防沙治沙	防沙治沙措施	30
	大气环境	站场、管线等施工产生的施工扬尘	运输车辆应加盖篷布，临时土方覆盖，防尘布(或网)，逸散性材料运输采用苫布遮盖	10
		施工机械尾气	使用达标油品，加强设备维护	5
	水环境	管线水工保护	管线沿途穿越水渠时的水工保护	3
	固体废物	钻井泥浆、岩屑	泥浆不落地系统	80
		建筑垃圾	送至当地建筑垃圾填埋场	5
运 营 期	废气	无组织挥发烃类	选用技术质量可靠的设备、仪表控制、阀门	50
	地下水环境	井场、站场防渗	等效黏土防渗层 $Mb \geq 1.5m$, $K \leq 1 \times 10^{-7} cm/s$; 或参照 GB16889 执行	25
		污染监控	在项目区的上游、下游、区块内布设不少于一眼水质监测井	15
	噪声	井场噪声	采用低噪声设备	10
	固体废物	井下作业固废	采用专用废液收集罐收集	10
		油泥沙、清管废渣	拉运与处理	50
	土壤环境	/	跟踪监测	3
退 役 期	固体废物	井场及管线拆除的建筑垃圾	截去地下 1m 内管头；井口封堵，建筑垃圾清运至当地建筑垃圾填埋场	5
	生态恢复	临时占地和永久占地	完工后迹地清理并平整压实、施工临时占地和原来井场的永久占地释放后植被和土壤的恢复	450
环境风险		环境风险	可燃气体报警器	2
		环境风险防范措施	地上管道涂刷相应识别色、消防器材、警戒标语标牌	1
		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	2
环境管理		环境监理	严格监督各项环保措施落实情况，确保各项污染防治措施有效实施	5
合计				866

6.10 环境影响经济损益分析

6.10.1 社会效益

本项目有利于促进地方经济发展，有利于带动下游产业发展，会对地方“稳增长，调结构”发挥重要作用。拟建项目的建设得到了新疆维吾尔自治区和阿克苏地区各级部门的大力支持，将为促进南疆的经济发展做出重要贡献，是对中央“稳疆兴疆，富国固边”国家发展战略的有益实践。具有良好的社会效益。

项目建设和运行中，在环境影响、污水排放等方面严格按照相关的法律法规和标准规范执行，有明显环境效益，一定程度上改善博大采油气管理区工作、

生活环境；同时随着本项目带来的就业机会增多，部分当地居民能够获得更多的收入，提高他们的生活质量。拟建项目的建设得到了将为促进南疆的经济发展做出一定贡献，是对中央“稳疆兴疆，富国固边”国家发展战略的有益实践。具有良好的社会效益。

6.10.2 经济效益

拟建项目总投资为 51108 万元，项目经济效益好，资源增值明显，符合集团公司“有质量有效益，可持续发展”的发展方针。

6.10.3 环境效益

（1）资源能源消耗

本项目的环境损失主要表现为生产过程中将消耗燃料气、水资源和电能。

（2）环境污染负荷

本项目在经济上将带动克拉苏气田及其周边地区工业的发展，与此同时，生产过程中将不可避免产生废水、废气、废渣、噪声等污染，带来一定的环境问题，由于采用的生产工艺充分考虑废气、废水的治理及循环利用，因此产污较小，清洁生产水平较高，环境污染负荷相对较小。

（3）环境损益分析

本项目采用了清洁的生产工艺，加大了污染防治力度，根据预测结果，项目建设的环境影响较小，是可以接受的。本项目充分回收和利用了资源，增加了经济效益，体现了清洁生产的原则和循环经济的理念。

6.10.4 小结

综上所述，拟建项目经济效益和社会效益显著，项目内部环保措施和项目外部环境经济均能取得较好的收益。

因此，拟建项目从环境经济损益分析角度评价，属较轻污染工程，只要保证必要的生态保护和污染治理投资，可以取得经济与环境的协调发展。

7 碳排放影响分析

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，本评价按照相关政策及文件要求，根据《中国石油天然气生产企业温室气体排放核算方法与报告指南（试行）》核算方法，计算拟建工程实施后碳排放量及碳排放强度，提出碳减排建议，并分析减污降碳措施可行性及碳排放水平。

7.1 碳排放分析

7.1.1 碳排放影响因素分析

7.1.1.1 碳排放源分析

根据《中国石油天然气生产企业温室气体排放核算方法与报告指南（试行）》，石油天然气开采企业碳排放源主要包括：燃料燃烧 CO_2 排放、火炬燃烧排放、工艺放空排放、 CH_4 逃逸排放、 CH_4 回收利用量、 CO_2 回收利用量、净购入电力和热力隐含的 CO_2 排放。

（1）燃料燃烧 CO_2 排放

主要指石油天然气生产各个业务环节化石燃料用于动力或热力供应的燃烧过程产生的 CO_2 排放。

拟建工程井场真空加热炉使用天然气作为燃料，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只火炬系统中进行排放前的燃烧处理。火炬燃烧除了 CO_2 排放外，还可能产生少量的 CH_4 排放，石油天然气生产的火炬系统需同时核算 CO_2 和 CH_4 排放。

拟建工程井场测试放喷过程中产生的天然气通过井场临时火炬点燃，需核算该部分产生的 CO_2 和 CH_4 排放量。

（3）工艺放空排放

主要指石油天然气生产各业务环节通过工艺装置泄放口或安全阀门有意

释放到大气中的 CH_4 或 CO_2 气体，如驱动气动装置运转的天然气排放、泄压排放、设备吹扫排放、工艺过程尾气排放、储罐溶解气排放等。石油天然气生产企业业务环节较多且各具特色，其工艺放空排放应区分不同业务环节分开核算。

拟建项目主要为井场、阀室及集输管线建设内容，不涉及计转站或联合站，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。

拟建项目井场法兰、阀门等处产生的无组织废气中涉及甲烷排放，需核算该部分气体排放量。

（5） CH_4 回收利用量

主要指企业通过节能减排技术回收工艺放空废气流中携带的 CH_4 从而免于排放到大气中的那部分 CH_4 。 CH_4 回收利用量可从企业总排放量中予以扣除。

拟建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。

拟建项目未实施 CO_2 回收利用。

（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。

拟建项目实施后，需消耗电量，不涉及蒸汽用量。

7.1.1.2 二氧化碳产排节点

拟建工程生产工艺流程中涉及二氧化碳的产排节点表 8.1-1 所示。

表 8.1-1 二氧化碳产排污节点汇总一览表

序号	类别	产污环节	碳排放因子	排放形式
1	燃料燃烧 CO ₂ 排放	井场真空加热炉使用天然气作为燃料燃烧	CO ₂	有组织
2	火炬燃烧排放	各井场测试放喷期间火炬燃烧	CO ₂ 和 CH ₄	有组织
3	CH ₄ 逃逸排放	井场法兰、阀门等处逸散的废气	CH ₄	无组织
4	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 碳排放量核算

7.1.2.1 碳排放核算边界

拟建项目碳排放核算边界及核算内容见表 7.1-1 所示。

表 8.1-2 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	塔里木油田克拉苏气田博孜 19 区块白垩系巴什基奇克组试采项目	包括油气勘探、油气开采、油气处理及油气储运各个业务环节的基本生产系统、辅助生产系统，以及直接为生产服务的附属生产系统。排放量核算内容包括： (1) 燃料燃烧 CO ₂ 排放 (2) 火炬燃烧排放 (3) CH ₄ 逃逸排放 (4) 净购入电力和热力隐含的 CO ₂ 排放量

7.1.2.1 碳排放量核算过程

拟建项目涉及燃料燃烧 CO₂ 排放、火炬燃烧排放、CH₄ 逃逸排放、净购入电力和热力隐含的 CO₂ 排放量。具体核算过程如下：

(1) 燃料燃烧 CO₂ 排放

企业的化石燃料燃烧 CO₂ 排放量基于企业边界内各个燃烧设施分品种的化石燃料燃烧量，乘以相应的燃料含碳量和碳氧化率，再逐层累加汇总得到。计算公式如下：

$$E_{\text{CO}_2\text{-燃烧}} = \sum_j \sum_i \left(AD_{i,j} \times CC_{i,j} \times OF_{i,j} \times \frac{44}{12} \right)$$

$E_{\text{CO}_2\text{-燃烧}}$ 为企业的化石燃料燃烧 CO₂ 排放量，单位为吨 CO₂；

i 为化石燃料的种类；

j 为燃烧设施序号；

$AD_{i,j}$ 为燃烧设施 j 内燃烧的化石燃料品种 i 消费量，对固体或液体燃料以

吨为单位，对其他气体燃料以气体燃料标准状况下的体积（万 Nm^3 ）为单位，非标准状况下的体积需转化成标况下进行计算；

$CC_{i,j}$ 为设施 j 内燃烧的化石燃料 i 的含碳量，对固体和液体燃料以吨碳/吨燃料为单位，对气体燃料以吨碳/万 Nm^3 为单位；

$OF_{i,j}$ 为燃烧的化石燃料 i 的碳氧化率，取值范围为 0~1。天然气取值为 0.99。

本项目燃料燃烧碳排放计算主要核算新井，其中 2 座新井各新增 1 台 500kW 真空加热炉。根据核算，加热炉年运行时间为 4800h，则年天然气消耗量为 26.67 万 m^3 /台。查阅《中国石油天然气生产企业 温室气体排放核算方法与报告指南（试行）》表 2.1 可知，天然气单位热值含碳量为 $15.3 \times 10^{-3} \text{t 碳/GJ}$ ，天然气低位发热量为 334GJ/万 m^3 ，根据换算得出天然气中含碳量为 5.11t 碳/万 m^3 。

根据上述公式核算，燃料燃烧 CO_2 排放量为 272.57t。

（2）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，本项目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：

$$E_{\text{GHG-火炬}} = E_{\text{CO}_2\text{-正常火炬}} + E_{\text{CO}_2\text{-事故火炬}} + (E_{\text{CH}_4\text{-正常火炬}} + E_{\text{CH}_4\text{-事故火炬}}) \times GWP_{\text{CH}_4}$$

式中：

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

$E_{\text{CO}_2\text{-正常火炬}}$ -正常工况下火炬系统产生的 CO_2 排放，单位为吨 CO_2 ；

$E_{\text{CO}_2\text{-事故火炬}}$ -由于事故火炬产生的 CO_2 排放，单位为吨 CO_2 ；

$E_{\text{CH}_4\text{-正常火炬}}$ -正常工况下火炬系统产生的 CH_4 排放，单位为吨 CH_4 ；

$E_{\text{CH}_4\text{-事故火炬}}$ -事故火炬产生的 CH_4 排放，单位为吨 CH_4 ；

GWP_{CH_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 GWP_{CH_4} 等于 21。

b. 正常工况下火炬气体温室气体排放公式如下：

$$E_{\text{CO}_2\text{-正常火炬}} = \sum_i \left[Q_{\text{正常火炬}} \times \left(CC_{\text{非CO}_2} \times OF \times \frac{44}{12} + V_{\text{CO}_2} \times 19.7 \right) \right]_i$$

$$E_{\text{CH}_4\text{-正常火炬}} = \sum_i \left[Q_{\text{正常火炬}} \times V_{\text{CH}_4} \times (1 - OF) \times 7.17 \right]_i$$

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 ；

$CC_{\text{非CO}_2}$ -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_{CO_2} -火炬气中 CO_2 的体积浓度，取值范围为 0~1；

V_{CH_4} -为火炬气中 CH_4 的体积浓度；

$$E_{\text{CO}_2\text{-事故火炬}} = \sum_j GF_{\text{事故},j} \times T_{\text{事故},j} \times \left(CC_{(\text{非CO}_2)_j} \times OF \times \frac{44}{12} + V_{(\text{CO}_2)_j} \times 19.7 \right)$$

c. 事故工况下火炬气体温室气体排放公式如下：

$$E_{\text{CH}_4\text{-事故火炬}} = \sum_j \left[GF_{\text{事故},j} \times T_{\text{事故},j} \times V_{\text{CH}_4} \times (1 - OF) \times 7.17 \right]_j$$

式中：

J -事故次数；

$GF_{\text{事故}}$ 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 $\text{Nm}^3/\text{小时}$ ；

$T_{\text{事故}}$ 事故， j -报告期内第 j 次事故的持续时间，单位为小时；

$CC_{(\text{非CO}_2)_j}$ -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；

$V(\text{CO}_2)$ —第 j 次事故火炬气中 CO_2 的体积浓度；

$V\text{CH}_4$ —事故火炬气中 CH_4 的体积浓度；

②计算结果

本项目核算火炬气温室气体排放主要为井场试采过程中火炬气排放量。相关参数如下表。

表 8.1-3 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	井场	正常 工况	0.208	0.17	5.28	0.98	0.0023	0.871

根据表中参数，结合公式计算可知，火炬燃烧排放温室气体量为 2.04 吨 CO_2 。

(3) CH_4 逃逸排放

本项目运营期无燃料燃烧和工艺放空装置，主要排放的温室气体为原油开采过程中井口装置和计转站逃逸排放的 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：

$$E_{\text{CH}_4\text{开采逃逸}} = \sum_j (\text{Num}_{\text{oil},j} \times EF_{\text{oil},j}) + \sum_j (\text{Num}_{\text{gas},j} \times EF_{\text{gas},j})$$

式中： $E_{\text{CH}_4\text{开采逃逸}}$ ——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；

$\text{Num}_{\text{oil},j}$ ——原油开采业务所涉及的泄漏设施类型数量，单位为个；

$EF_{\text{oil},j}$ ——原油开采业务中涉及的每种设施类型 j 的 CH_4 逃逸排放因子，单位为吨 $\text{CH}_4/(\text{年} \cdot \text{个})$ ；

$\text{Num}_{\text{gas},j}$ ——天然气开采业务所涉及的泄漏设施类型数量，单位为个；

$EF_{\text{gas},j}$ ——天然气开采业务中涉及的每种设施类型 j 的 CH_4 逃逸排放因子，单位为吨 $\text{CH}_4/(\text{年} \cdot \text{个})$ ；井口装置为 2.5（吨/年·个），计量/配气站 8.47（吨/年·个）。

根据表中参数，结合公式计算可知，甲烷逃逸排放 21.94t。

(3) 净购入电力和热力隐含的 CO₂ 排放

① 计算公式

a. 净购入电力的 CO₂ 排放计算公式

$$E_{CO_2-净电} = AD_{电力} \times EF_{电力}$$

式中：

ECO₂-净电为报告主体净购入电力隐含的 CO₂ 排放量，单位为吨 CO₂；

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 CO₂ 排放因子，单位为吨 CO₂/MWh。

b. 净购入热力的 CO₂ 排放计算公式

$$E_{CO_2-净热} = AD_{热力} \times EF_{热力}$$

式中：

ECO₂-净热为报告主体净购入热力隐含的 CO₂ 排放量，单位为吨 CO₂；

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 CO₂ 排放因子，单位为吨 CO₂/GJ。

② 计算结果

拟建工程生产过程中不涉及使用蒸汽，不涉及发电内容，使用的电力消耗量为 41.6MWh，电力排放因子按照西北地区电力排放因子 0.6671 吨 CO₂/MWh。根据前述公式计算可知，核算净购入电力和热力隐含的 CO₂ 排放量为 27.75t。

(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 CO₂ 排放总量计算公式为：

$$E_{GHG} = E_{CO_2-燃烧} + E_{GHG-火炬} + \sum_s (E_{GHG-工艺} + E_{GHG-逃逸})_s - R_{CH_4-回收} \\ \times GWP_{CH_4} - R_{CO_2-回收} + E_{CO_2-净电} + E_{CO_2-净热}$$

式中：

E_{GHG}-温室气体排放总量，单位为吨 CO₂；

E_{CO₂-燃烧}-核算边界内由于化石燃料燃烧活动产生的 CO₂ 排放量，单位为吨 CO₂；

E_{GHG} -火炬-企业因火炬燃烧导致的温室气体排放，单位为吨 CO₂ 当量；

E_{GHG} -工艺-企业各业务类型的工艺放空排放，单位为吨 CO₂ 当量；

E_{GHG} -逃逸-企业各业务类型的设备逃逸排放，单位为吨 CO₂ 当量；

S -企业涉及的业务类型，包括油气勘探、油气开采、油气处理、油气储运业务；

R_{CH_4} -回收-企业的 CH₄ 回收利用量，单位为吨 CH₄；

GWP_{CH_4} -CH₄ 相比 CO₂ 的全球变暖潜势值。取值 21；

R_{CO_2} -回收-企业的 CO₂ 回收利用量，单位为吨 CO₂。

E_{CO_2} -净电-报告主体净购入电力隐含的 CO₂ 排放量，单位为吨 CO₂；

E_{CO_2} -净热为报告主体净购入热力隐含的 CO₂ 排放量，单位为吨 CO₂。

按照上述 CO₂ 排放总量计算公式，则拟建工程实施后 CO₂ 排放总量见表 8-1-4 所示。

表 8.1-4 CO₂ 排放总量汇总一览表

项目	源类别	排放量（吨 CO ₂ ）	占比（%）
拟建工程	燃料燃烧 CO ₂ 排放	272.57	84.05
	火炬燃烧排放	2.04	0.63
	工艺放空排放	0	/
	CH ₄ 逃逸排放	21.94	6.77
	CH ₄ 回收利用量	0	/
	CO ₂ 回收利用量	0	/
	净购入电力、热力隐含的 CO ₂ 排放	27.75	8.55
	合计	324.3	100

由上表 8.1-5 分析可知，拟建工程 CO₂ 总排放量为 324.3t。

7.2 碳减排措施

拟建项目从工艺技术、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 工艺技术减污降碳措施分析

拟建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 电气设施减污降碳措施

拟建工程在电气设备设施上采用多种节能措施，从而间接减少了电力隐含的 CO₂ 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。

7.2.3 碳排放控制管理

管理区建立有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地规定，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。

7.3 碳排放评价结论及建议

7.3.1 碳排放评价结论

本项目实施后，CO₂ 总排放量为 324.3 吨。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 CO₂ 排放强度相对较低。

7.3.2 碳排放评价建议

(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 环境管理及监控计划

8.1 环境管理机构

8.1.1 决策机构

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

中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司负责该项目的组织，协调工作，并协调勘探部门的分工协作工作，包括生态环境建设和保护的宏观管理和决策。

8.1.2 实施与管理机构

中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司安全环保部负责全公司环境保护的监督管理，负责制定相关环境保护规划、制度，下发环境保护相关文件，执行上级集团及公司环境保护重大决策，落实政府环境保护管理部门相关要求。中石油集团下发 HSE 考核体系及指标，对公司及各二级单位进行 HSE 考核。

目前，中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司项目管理流程为：项目建设立项从二级单位发起，依次报地面建设处（油气勘探管理部、油气开发管理部）、投资发展部，上报总部审批后实施；安全环保项目由安全环保部审查后，报投资发展部，上报总部审批；项目经总部批准后，下发投资发展部，依次下发地面建设处建设，竣工后，由博大采油气管理区负责运行。

地面工程项目由地面建设处外委设计院设计、勘探研究院负责油藏、地质等方面的研究、设计，工程技术研究院负责钻井方案的设计。相关设计包含环境保护工程的设计。

项目建设由地面建设处组织实施，负责组织开展环评，项目竣工后，由公司安全环保部负责组织环境保护验收。

验收合格后，由博大采油气管理区负责运行，同时负责运行过程的环境保护管理。

中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司对油田“三废”的防治，以属地管理为主，各二级单位产生的生产废水、生活污水均由二级单位自行处置，固废及公共设施“三废”的处理处置交由公司二级单位处理处置，自建或委托第三方建设运行固废环保处置设施，二级单位负责对第三方的环境保护监督管理，主要以合同形式约定相关环保责任，公司对油田服务中心下达环境保护考核指标，油田服务中心负责落实、分解管辖区内的相关考核指标。

各作业区为塔里木油田分公司下属二级单位，均设 QHSE 管理科，负责落实集团及分公司环境保护管理要求及规定，本项目建成运营后由塔里木油田分公司博大采油气管理区负责生产运行管理。

8.1.3 监督机构

新疆维吾尔自治区生态环境厅是新疆维吾尔自治区负责环境管理的最高行政职能机构，负责检查该项目环境影响评价的执行情况，审查该项目的环境影响报告书，指导阿克苏地区生态环境局、阿克苏地区生态环境局拜城县分局及温宿县分局对该项目在建设期与运营期的日常环境管理工作。

阿克苏地区生态环境局、阿克苏地区生态环境局拜城分局及温宿县分局是具体负责环境管理的职能机构，受自治区生态环境厅业务指导，监督辖区内油田开发单位执行环境监控计划及有关环境管理的法律法规和环境标准。

8.2 施工期环境管理及监测

8.2.1 承包方的环境管理

本项目开发在对施工承包方管理上应按照 HSE（健康、安全、环保）管理程序进行管理，具体见图 8.2-1。

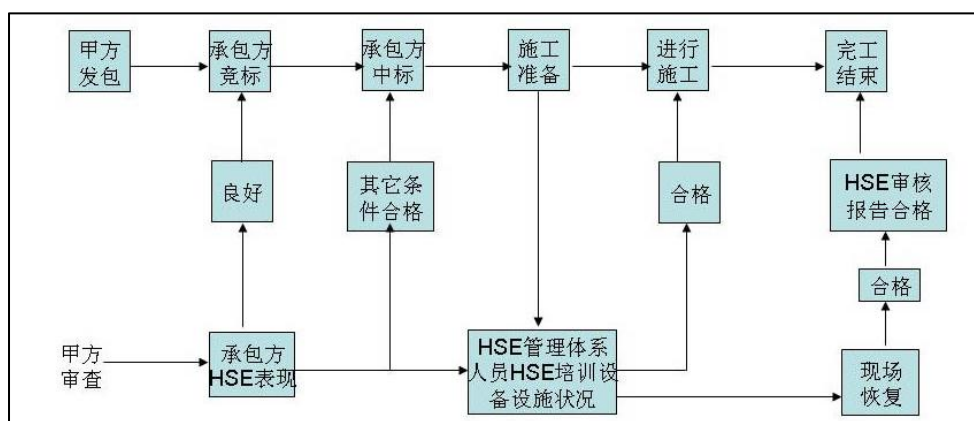


图 8.2-1 分承包方 HSE 管理程序方框图

（1）分承包方的选择

施工期对环境的破坏程度与施工承包方的素质和管理水平有很大关系。在承包方的选择上，除实力、人员素质和装备技术等方面外，还要考虑施工承包方的 HSE 表现，应优先那些 HSE 管理水平高、业绩好的单位。

（2）对分承包方的环保要求

在承包合同中应明确规定有关环境保护条款，如对承包工程的主要环境保护目标，应采取的水、气、声、生态保护措施等，将环保工作的执行情况作为工程验收的标准之一。承包方应按照公司 HSE 体系要求，建立相应的 HSE 管理机构。

承包方在施工之前，应按照其承包工程的环保要求，编制详细的“环境管理方案”，并连同施工计划一起呈报公司的 HSE 管理部门以及相关的地方生态环境管理部门，批准后方可开工。

（3）对施工人员进行 HSE 培训

在施工作业之前必须对全体施工人员进行 HSE 培训。

环保知识和意识的培训主要包括：了解国家和地方有关环境方面的法律、法规和标准；了解承包工程的主要环境保护目标和要求；认识遵守有关环境管理规定的重要性，以及违反规定带来的后果等。

环保能力的培训主要包括：保护动植物、保护地表原貌的方法；收集、处理固体废物的方法；管理、存放及处理危险物品的方法等。

（4）根据施工中各工种的作业特点和各施工区段的敏感目标，分别提出不同的环境保护要求，制订发生环境事故的应急计划和措施。

8.2.2 地面工程建设环境管理

在合理选择施工队伍的基础上，加强对井场、阀组站、管道施工的环境管理工作，监督管道沿线各项环保措施的落实情况。

——合理选线，划定并尽量缩小施工作业范围，严禁超界施工；

——保护项目区域农业生态系统与荒漠生态系统完整性和稳定性，保护土壤环境质量，做好植被恢复与水土保持工作，防止土壤沙化；

——运输车辆按固定线路行驶，尽可能不破坏原有地表植被和土层，严格禁止施工作业区域以外的其他活动；施工结束后，凡受到施工车辆、机械破坏

的地方都要及时修整，使之尽快恢复原貌。

8.2.3 施工期环境监理

为减轻工程对环境的影响，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项目工程环境监理经验，实行工程环境监理。

由建设单位聘请相关环境监理机构对施工单位、承包商、供应商和中国石油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，了解当地生态环境管理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和输油气管道建设的现场施工经验。

（2）环境监理人员主要职责

①监督施工现场对“环境管理方案”的落实。

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

③协助 HSE 部门负责人宣传贯彻国家和当地政府有关环境方面的法律和法规。

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

（3）环境监理范围

①管道工程

本项目管道工程环境监理的范围即为工程扰动的范围：管线作业带宽度 6-8m。

②井场

井场环境监理的范围即为工程扰动的范围。

（4）环境监理内容

①施工期环境监理主要内容

针对施工期污水的环境保护处理措施，汽车尾气、施工扬尘的大气环境影响控制措施，运输车辆的声环境控制措施，施工土方量等固体废物主要处置措施，进行环境监理，必要时采取旁站的形式完成监理工作。另外，还应对管道等施工期的生态保护措施、防沙治沙措施、恢复方案进行监理。

②试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。

环境监理工作计划及重点见表 8.2-1。

表 8.2-1 拟建工程环境管理和监督计划

阶段	影响因素	防治措施建议	实施机构	监督管理机构
施工期	生态保护	①集输线路是否满足环评要求； ②施工作业是否超越了作业带宽度； ③挖土方放置是符合要求，回填后是否有多余的土方，处置是否合理； ④施工人员是否按操作规程及相关规定作业； ⑤施工结束后是否及时清理现场、恢复地貌，是否及时采取生态恢复、防沙治沙、水土保持措施；	施工单位、环境监理单位及建设单位	建设单位环保部门及当地生态环境主管部门
		动物		
		植被		
		水土保持		
		防沙治沙		
	污染防治	施工扬尘		
		废水		
		固体废物		

阶段	影响因素	防治措施建议	实施机构	监督管理机构
		物环保处理站处理；油基泥浆岩屑在井场内分离系统分离出来后采用专用的方罐进行收集，拉运至江汉石油工程有限公司环保技术服务公司新疆油基岩屑处理站处理；生活垃圾集中收集后委托大北固废填埋场处置。		
	噪声	选用低噪声的设备、保持设施良好的运行工况，选择合理的施工时间等		

8.3 运营期环境管理及监测

8.3.1 运营期环境管理

建设项目运营环境监督管理计划见表 8.3-1。

表 8.3-1 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。	博大采油气管区	阿克苏地区生态环境局、阿克苏地区生态环境局拜城县分局及温宿县分局
2	污染源管理	①环保设施的运行情况,防止闲置和正常运行; 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各废水排污口的排放情况,防止废水漫流或超标排放; ④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; ⑤检查噪声排放源治理措施的消声、隔声效果,防止超标排放。	博大采油气管区	阿克苏地区生态环境局、阿克苏地区生态环境局拜城县分局及温宿县分局
3	环境监测管理	①组织废气污染源、空气环境质量监测,防止废气、粉尘影响; ②组织废水污染源、地下水环境监测,防止水环境污染; ③组织噪声源、厂界环境噪声监测,防止扰民影响; ④组织危险废物监测。	博大采油气管区	阿克苏地区生态环境局、阿克苏地区生态环境局拜城县分局及温宿县分局
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。	博大采油气管区	阿克苏地区生态环境局、阿克苏地区生态环境局拜城县分局及温宿县分局

(1) 日常环境管理

——做好环境监测，掌握污染现状

定时定点做好环境监测，以便及时掌握环境状况的第一手资料，促进环境管理的深入和污染治理的落实，消除发生污染事故的隐患。

在生产过程中，采出水进入博孜天然气处理厂污水处理系统，回注水执行《气田水注入技术要求》（SY/T 6596-2016）中的有关标准，不外排。

废气污染源的控制是重点加强油气集输过程中无组织排放源的管理，以加强管理作为控制手段，减轻环境污染，达到污染物排放控制和环境保护目标。

——加强环保设备的管理

建立环保设备台账，制定主要环保设备的操作规程及安排专门操作人员，建立重点处理设备的“环保运行记录”等。

——落实管理制度

除加强环保设备的基础管理外，尚需狠抓制度的落实，制定环保经济责任制考核制度，以提高各部门对环境保护的责任感。

本项目运行期的 HSE 管理体系纳入塔里木油田公司博大采油气管理区 HSE 系统统一管理，应根据项目实施情况，及时完成应急预案的修编和排污许可的变更工作。

日常工作的管理与调配，应明确机构，有专人负责与协调。要求做好废弃物的处理、场地的清理等每日例行的环保工作。

（2）重大环境污染事故的预防与管理

——对事故隐患进行监护

对污染事故隐患进行监护，掌握事故隐患的发展状态，积极采取有效措施，防止事故发生。对各类重大事故隐患，应本着治理与监护运行的原则进行处理。在目前技术、财力等方面能够解决的，要通过技术改造或治理，尽快消除事故隐患，防止事故发生；对目前消除事故隐患有困难的，应从管理和技术两方面对其采取严格的现场监护措施，在管理上要强制制度的落实，严格执行操作规程，加强巡回检查和制定事故预案。

——强化专业人员培训和建立安全信息数据库

有计划、分期分批对环保人员进行培训，聘请专家讲课，收看国内外事故录像和资料，吸收这些事件中预防措施和救援方案的制定经验，学习借鉴此类

事故发生后的救助方案。平时要经常进行人员训练和实践演习，锻炼指挥队伍，以提高他们对事故的防范和处理能力。建立安全信息数据库或信息软件，使安全工程技术人员及时查询所需的安全信息数据，用于日常管理和事故处置工作。

——加强风险管理

由于本项目在运行过程中，不确定潜在事故因素多且无法预测，因此有必要制定相应的风险对策，不断改进识别到的不利影响因素，从而将工程运营期各类风险水平控制在合理的、可接收的范围内，以达到减少事故发生、经济合理地保证安全运行管理技术的目的。

——加强监测

应加强对区域地下水、土壤、大气环境等的监测，对环境污染隐患做到及早发现、及时处理，制定事故状态下环境风险应急预案和应急处理措施，强化环境风险防范和应急处理能力，严防污染事故发生，不定期开展环境突发事件应急演练。

8.3.2 运营期环境监测计划

本项目运营期环境监测应根据项目开发运行实际情况确定监测项目、频率，并委托具有计量认证资质和环境监测资质的监测单位监测。环境监测计划见表 8.3-2。

表 8.3-2 运营期环境监测计划

编号	环境要素	地点	监测项目	监测频次
1	地下水	项目区上游、下游、周边各 1 个	水位埋深、pH、氨氮、硫酸盐、亚硝酸盐、挥发性酚类、硫化物、总硬度、耗氧量、石油类、硫酸盐共 10 项指标。	2 次/年
2	土壤	项目区占地	石油烃	3 年 1 次
3	生态环境	项目区及管线周围	检查管道沿线生态恢复	每年 1 次

8.3.3 信息公开

8.3.3.1 公开内容

(1) 基础信息

企业名称：中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司

法定代表人：王清华

生产地址：新疆阿克苏地区拜城县、温宿县境内

其他基础信息：组织机构代码、生产地址、联系方式，以及生产经营和管理服务的主要内容、产品及规模等。

（2）排污信息

包括主要污染物及特征污染物的名称、排放方式、排放口数量和分布情况、排放浓度和总量、超标情况，以及执行的污染物排放标准、核定的排放总量。

（3）环境风险防范措施

拟建工程环境风险防范措施见塔里木油田分公司博大采油气管理区现行突发环境风险应急预案。

（4）环境监测计划

8.3.3.2 公开方式及时间要求

公开方式：通过公司网站、信息公开平台或当地报刊等便于公众知晓的方式公开。

公开时间要求：企业可以根据实际情况对已披露的环境信息进行变更；进行变更的，应当以临时环境信息依法披露报告的形式变更，并说明变更事项和理由；企业应当于每年 3 月 15 日前披露上一年度 1 月 1 日至 12 月 31 日的环境信息；博大采油气管理区在企业名单公布前存在《企业环境信息依法披露管理办法》（生态环境部部令 第 24 号）第十七条规定的环境信息的，应当于企业名单公布后十个工作日内以临时环境信息依法披露报告的形式披露本年度企业名单公布前的相关信息。

8.3.4 “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，塔里木油田分公司应当按照国务院生态环境主管部门规定的标准和程序，对配套建设的环境保护设施进行验收，编制验收报告。塔里木油田分公司在环境保护设施验收过程中，应当如实查验、监测、记载建设项目环境保护设施的建设和调试情况，不得弄虚作假。

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

③建设项目环境保护“三同时”验收内容

根据建设项目“三同时”原则，在项目建设过程中，环境污染防治设施与主体工程同时设计、同时施工、同时投入使用，本项目建成运行时，应对环保设施进行验收，验收清单见表 8.3-3。

表 8.3-3 三同时验收一览表

项目	污染源	产生位置	验收清单		验收标准
			治理要求	数量	
废气	加热炉废气	加热炉	新建井场设置加热炉 2 台，排气筒高度不低于 8m，设置规范采样平台及监测孔		满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表 2 新建锅炉大气污染物排放浓度限值要求。
	非甲烷总烃	管线设备接口、阀门等	采用技术质量可靠的设备、仪表控制、阀门等，定期的检查、检修，密闭加强管道、阀门的检修和维护。		满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中非甲烷总烃无组织排放监控浓度限值（4.0mg/m ³ ）
废水	采出水	井场	依托博孜天然气处理厂采出水处理系统处		处理达标后回注油层，不外排

项目	污染源	产生位置	验收清单	验收标准
			理	
	井下作业废液	井场	收集后送至克拉苏钻试修废弃物环保处理站处理	处理达标后回注油层，不外排
噪声	井口、井下作业	井场	基础减振，加强设备维护，基础减振	《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中2类区标准
固废	落地油、清管废渣等危废	井场、管线	委托有资质的单位无害化处置	《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）
土壤	采出水、井下作业废水、油泥砂	井场、管线	井场、站场内	确保评价范围内土壤质量达到《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地土壤筛选值要求
生态恢复	项目占地	井场、管线	临时占地植被恢复	《建设项目竣工环境保护验收技术规范 石油天然气开采》（HJ612-2011）
环境管理	纳入博采采油气管理区现有的环境管理制度、环境风险事故应急预案			

8.4 污染物排放清单

按照《建设项目环境影响评价技术导则 总纲》（HJ2.1-2016）和《排污许可管理条例》要求，结合工程分析及环境治理措施，对本项目污染物排放源及排放量进行梳理，形成污染源排放清单，见表 8.4-1。

表 8.4-1 污染源排放清单

污染物类型	工程组成	产污环节	污染物类型	排放形式	拟采取的环境保护措施	排放浓度 (mg/m ³)	排放量 (t/a)	总量指标 (t/a)	排放标准		执行标准	环境风险防范措施
									浓度 (mg/m ³)	速率 (kg/h)		
大气污染物	生产废气	加热炉废气	NO _x	有组织	经不低于 8m 高的排气筒排放	66.11	0.19	0.19	200	-	锅炉大气污染物排放标准》 (GB13271—2014)	//
			SO ₂			3.83	0.011	-	50	-		
			颗粒物			20	0.057	-	20	-		
			NMHC			15.59	0.09	0.09	-	-		
		井场无组织废气	VOCs	无组织	密闭集输	--	0.0207	-	4.0	--	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》 (GB39728-2020)	设置安全警示标志、安全距离，定期巡检
水污染物	生产废水	采出水	COD	-	采出水经处理达标后回注地层，不外排	0	0	0	--	--	回注水执行《气田水注入技术要求》(SY/T 6596-2016)中的有关标准，不外排。	做好固井、井控，以防污染地下水
			SS			0	0	0	--	--		
			石油类			0	0	0	--	--		
			挥发酚			0	0	0	--	--		
		井下作业废液	COD		集中收集进入克拉苏钻试修废弃物环保处理站处理，处理后回注地层，不外排	0	0	0	--	--		
			挥发酚			0	0	0	--	--		
			SS			0	0	0	--	--		
			石油类			0	0	0	--	--		
			COD			0	0	0	--	--		
			Leq		选用低噪声设备，采取减振、隔声、消声等降噪措施	--	--	--	--	--	《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)中 2 类标准	//
		井口装置	Leq			--	--	--	--	--		
		阀组撬	Leq			--	--	--	--	--		

固体废物	生产固废	清管废渣、落地油等	HW08 类危险废物	委托有资质的单位进行处理	0	0	0	--	--	《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）	//
环境风险防范措施		严格按照风险预案中相关规定执行									

9 结论建议

9.1 项目概况

本项目位于塔里木油田分公司博大采油气管理区所属的克拉苏气田博孜 19 区块内，本次建设内容包括：①新钻采气井 1 口（博孜 1905 井）、新建标准化井场 2 座（博孜 1902 井、博孜 1905 井），配套单井采气支线 2.4km，均采用气液混输工艺，管道选用材质为双向不锈钢；②博孜 108 井及 DB13-3 井个新建一座 500KW 加热炉、新建博孜 19 井扩建计量分离器橇 1 座、3 井式轮井计量阀组 1 座；新建博孜 3 试采干线切改阀室 1 座；博孜 101 清管站新建清管发球筒 1 座（利旧博孜 3 试采干线发球筒，从博孜 3 集气站拆除搬运至博孜 101 清管站）；博孜天然气处理厂集气装置区扩建收球筒 1 座（利旧已建博孜 3 试采干线收球筒，从博孜 101 清管站拆除搬运至博孜处理站集气装置区）；③新建博孜 19 井至博孜 102-4 集气站集气复线 3.95km；新建博孜 102-4 集气站至博孜 1 集气站集气复线 1.85km；新建博孜 3 试采干线切改阀室至博孜处理厂切改管线 0.75km，与博孜 3 试采干线东段相连，西段封存；新建大北 17 井场至博孜 108 井燃料气管线 2.21km；新建大北 12-9 阀室到 DB13-3 井场燃料气管线 2.25km；④新建木扎提河防洪 9.99km；⑤钻前道路修缮 2.5km，防洪堤临时施工道路 9.99km；⑥新建电力线长度 1.307km，配套配套电力、通信、自控、土建、机械、防腐等工程。

本项目总投资 51108 万元，其中环保投资 866 万元。

拟建项目运营期无需新增定员。

9.2 产业政策和规划符合性分析

（1）产业政策符合分析

本项目属于油气开采项目，根据《产业结构调整指导目录（2024 年本）》，属于“鼓励类”第七项“石油、天然气”中第 1 条“常规石油、天然气勘探与开采”项目，本项目的建设符合国家产业政策。

本项目的建设符合国家产业政策。

（2）政策、法规符合性分析

本项目属于石油天然气开采项目，选址选线不涉及国家公园、自然保护区、

世界自然遗产、重要生境、自然公园、生态保护红线等生态保护区。运营期工艺流程全密闭，废水、固废处置措施得当。符合《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》《石油天然气开采业污染防治技术政策》《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函〔2019〕910 号）等相关政策、法律法规相关要求。

（3）规划符合性分析

本项目属于石油天然气开采项目，有助于推进克拉苏气田博孜 19 区块的油气开发，加大塔里木盆地油气开发力度。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》等相关要求。

本项目属于油气开采项目，行政区隶属阿克苏地区拜城县和温宿县管辖，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》。

对照《新疆生态功能区划》，本项目所在区域属于天山山地干旱草原—针叶林生态区，天山南坡干草原侵蚀控制生态亚区，托木尔峰和天山南坡中段冰雪水源及生物多样性保护生态功能区、天山南坡中段前山盆地天然气、煤炭资源开发与水土流失敏感生态功能区。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

本项目为克拉苏气田博孜 19 区块滚动开发项目，符合《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》《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等重点保护区域内；符合地区经济发展规划、环保规划。本项目土地利用类型主要为天然牧草地、灌木林地。

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气井开采过程中排放的无组织挥发的烃类，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，对环境的影响属可接受的范围，项目的选址从环保角度认为可行。

（5）“三线一单”符合性判定

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）（2023年更新）、《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》（新环环评发〔2021〕162号）以及《阿克苏地区“三线一单”生态环境分区管控方案》（2023年更新）要求，本项目位于拜城县一般管控单元（环境管控单元编码为 ZH65292630001）及温宿县一般管控单元（环境管控单元编码为 ZH65292230001），不涉及拟定的生态保护红线范围内，项目区土壤、噪声环境质量可以达到功能区要求，环境空气质量属于非达标区，超标主要是由于当地气候条件干燥、自然扬尘较多。

本项目符合管控单元生态环境准入清单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。

9.3 环境质量现状

（1）生态环境质量现状

项目区位于塔里木盆地北部，塔克拉玛干沙漠的西北缘，地貌为低山丘陵和山前倾斜戈壁洪积平原，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、栖息地等其他具有重要生态功能、对保护生物多样性具有重要意义区域。评价区涉及地方重点公益林、永久基本农田。

项目新增永久占地面积 14.6077hm²，临时占地面积 10.16hm²，总占地面积为 24.7301hm²。根据《新疆生态功能区划》，项目区属于天山山地干旱草原—针叶林生态区，天山南坡干草原侵蚀控制生态亚区，托木尔峰和天山南坡中段冰雪水源及生物多样性保护生态功能区、天山南坡中段前山盆地天然气、煤炭资源开发与水土流失敏感生态功能区。项目区气候极端干旱，土壤发育较差，类型较为简单，主要土壤类型为棕钙土及少量棕漠土，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。

（2）环境空气质量现状

根据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：2023 年项目所在地阿克苏地区 SO₂、NO₂ 年平均浓度及 CO、O₃ 日平均浓度均满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）的二级标准要求；PM₁₀、PM_{2.5} 年浓度超过《环境空气质量标准》（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。

特征因子补充监测结果表明，监测期间各监测点非甲烷总烃小时值浓度满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）详解中浓度限值 2000μg/m³ 要求。

（3）水环境质量现状

木扎提河氨氮、总磷、总氮、粪大肠菌群超标，其余监测因子满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）相应标准限值要求。总氮、氨氮、总磷、粪大肠菌群超标主要是河流沿线居民农业种植、畜禽养殖、生活污水等造成的影响。

地下水监测结果表明，各检出因子均能满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III 类水质要求，石油类满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）III 类标准。

（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。

（5）土壤环境质量现状

土壤环境质量监测结果表明，项目区占地范围内土壤的挥发性有机物和半挥发性有机物均未检出。土壤中石油烃含量较低，满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地风险筛选值要求。重金属元素含量相对较低，占地范围内土壤满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》（GB36600-2018）中表 1 第二类用地筛选值标准要求。工程区占地范围外土壤中重金属元素含量相对较低，小于《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）中“表 1 农用地土壤污染风险筛选值（基本项目）”的 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。

9.4 环境影响预测与分析

9.4.1 生态环境影响分析

本项目管线临时性占地主要为然牧草地、灌木林地等。由于项目造成的生物量损失较小，不会造成区域的生物多样性下降。由于本区域的野生动物种类少，项目对野生动物的影响较小。项目区属于塔里木流域水土流失重点治理区，但占地面积较小，采取环评提出的水土流失防治措施后，对环境的影响可以接受。

因此总体上看本项目建设对生态环境影响可以接受。

9.4.2 水环境影响分析

施工期产生的废水主要是钻井废水、压裂返排液、管线试压废水及生活污水。生活污水暂存于生活污水池，定期由罐车拉运至拜城县污水处理厂处置。钻井废水与钻井泥浆、岩屑一同进入不落地系统进行分离处理，分离后的液相回用于钻井液配制，不外排。压裂返排液自带回收罐进行回收，拉运至克拉苏钻试修废弃物环保处理站进行无害化处理。管线试压废水属于清净废水，试压完成后用于场地降尘用水，不外排。

本项目运营期各类污水进入博孜天然气处理厂处理，回注水执行《气田水注入技术要求》（SY/T 6596-2016）中的有关标准，不外排。

项目区地下水循环条件差，正常状况下，污染源从源头上可以得到控制；非正常状况下，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，因此，事故情况对地下水环境产生的影响也非常有限。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治措施后，本项目对区域地下水环境影响可接受。

9.4.3 土壤环境影响分析

施工期土壤环境影响主要来自于地面工程施工作业范围内的人为扰动、车辆行驶和机械施工对土壤结构和各种废弃物对土壤污染影响。严格划定井场和管线施工作业范围，避免对施工范围外的土壤扰动；剥离管线分层开挖、分层填埋、分层放置，反序回填。

运营期本项目主要考虑井口装置区和技术管线及阀组对土壤的环境影响，事故状态下凝析油管道渗漏等情形对土壤的影响，会导致周边的浅层土壤环境在一段时间内受到石油类的污染，随着时间的推移，石油烃逐渐向土壤垂向深度迁移，但浓度逐渐降低，会导致地下水中石油类超标。本项目在工艺、设备、建筑结构、给排水等方面采取源头控制措施，并从垂直入渗途径采取过程阻断、污染物削减和分区防控措施，来尽可能降低项目运营对土壤环境的影响，措施可行。

9.4.4 固体废物影响分析

本项目施工期固体废物主要为：钻井泥浆、岩屑、施工废料及施工人员生活垃圾，生活垃圾集中收集后运至大北固废填埋场处理。泥浆进入泥浆罐循环使用，磺化泥浆在钻井结束后进入泥浆罐中拉运至下一钻井工程使用，不外排；磺化泥浆岩屑在井场内分离系统分离出来后暂存于磺化泥浆池，拉运至克拉苏钻试修废弃物环保处理站处理；油基泥浆岩屑在井场内分离系统分离出来后采用专用的方罐进行收集，拉运至江汉石油工程有限公司环保技术服务公司新疆油基岩屑处理站处理。施工废料优先考虑回收利用，不可回收利用部分拉运至大北固废填埋场处理。

运营期产生的固体废物主要为清管废渣、井下作业固废及事故泄露时的落地油，委托有危险废物处理资质的单位进行处置。本项目对施工期和运营期产生的各种固体废物均采取了妥善的处理、处置措施，只要严格管理，不会对环境产生较大影响。

9.4.5 大气环境影响分析

本项目施工期废气主要包括井场、管线作业带等施工场地平整清理、管沟开挖、回填、建材运输、露天堆放、装卸等过程产生的扬尘，施工机械及运输车辆产生的燃油废气等，随着工程结束，其影响也相应消失。

运营期间本项目产生的大气污染物主要为油气储运过程中的烃类挥发。

无组织废气主要有管路及设备动静密封点泄漏废气。烃类无组织排放是影响油气田区域环境空气的主要污染源之一，本项目油气集输采用密闭流程，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满足标准限值要求。项目正常排放的各污染物对评价区域大

气环境质量均不会产生明显影响。本项目实施后，站场各废气污染源污染物的贡献浓度较低，占标率较小，不会对大气环境产生明显影响。

9.4.6 声环境影响分析

本项目噪声主要为施工机械和各种车辆发出的噪声，项目区 200m 范围内没有声环境敏感点，施工期的这些噪声源均为暂时性的，只在短时期对局部环境和施工人员造成影响，待施工结束后这种影响也随之消失。施工期噪声对周围环境造成的影响属可接受范围。

9.4.7 环境风险分析

本项目所涉及的危险物质包括原油、天然气，可能发生的风险事故包括站场事故、管线泄露事故。发生泄漏时，对大气、土壤、植被、地下水可能会产生一定的影响，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。

塔里木油田博大采油气管理区已编制环境风险应急预案并备案，设置了环境风险事故应急监测系统等，本项目建成后，应及时修订、更新现有应急预案。加强与周边应急救援力量的联动，制定各类环境风险事故应急、救援措施，可将环境风险事故造成的影响控制在可接受范围内。

在严格管理且制订相应风险防范措施的基础上，可将本项目的环境风险控制可在可接受的范围之内。但是，即使该建设工程发生风险事故的可能性很小，建设单位也不能因此而忽视安全生产，而是要严格遵守油田开发建设、生产过程中的有关安全规定和环境管理要求，防止发生风险事故。

9.5 主要环境保护措施

本项目的的主要环境保护措施如下：

（1）生态保护措施

- ①严格按照有关规定办理建设用地审批手续。
- ②严格界定施工活动范围，尽可能缩小施工作业带宽度，减少对地表的碾压。

③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，施工机械在不得在道路以外行驶和作业，保持地表不被扰动，不得随意取弃土。

④挖掘管沟时，将表层土与底层土分开堆放，复土回填要保持土壤的基本层次，管沟回填时要分层回填在表面，以恢复原来的土层；回填后多余的土方不随便丢弃，弃土用于平整井场，防止水土流失。对破坏和占用的植被及时恢复。

⑤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。对井场地表进行砾石压盖。

⑥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。

⑦在道路边、油田区，设置“保护生态环境、保护野生动植物”等警示牌，并从管理上对作业人员加强宣传教育，切实提高保护生态环境的意识。

⑧及时清理施工现场，做到“工完、料净、场地清”。

（2）水环境保护措施

①钻井废水与钻井泥浆、岩屑一同进入不落地系统进行分离处理，分离后的液相回用于钻井液配制，不外排；压裂返排液自带回收罐进行回收，拉运至克拉苏钻试修废弃物环保处理站进行无害化处理；管道试压废水属于清净废水，试压完成后用于场地降尘用水，不外排；生活污水暂存于生活污水池，定期由罐车拉运至拜城县污水处理厂处置。

②运营期采出水依托博孜天然气处理厂污水处理系统处理，回注水执行《气田水注入技术要求》（SY/T 6596-2016）中的有关标准，不外排；井下作业废水由自带回收罐回收，拉运至克拉苏钻试修废弃物环保处理站处理。

③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。

（3）土壤污染防治措施

加强管线内的压力、流量传感器检修维护，发生管线阀门连接处泄漏及时切断阀门，减少泄漏量；加强日常巡检监管工作，出现泄漏情况能及时发现；加强法兰、阀门连接处腐蚀情况记录管理，避免因老化、腐蚀导致泄漏情况发生。严格执行地下水章节分区防控措施要求。制定跟踪监测计划，发生事故泄漏时对井口区及集输管线铺设范围可能影响区域进行跟踪监测。

（4）固体废物污染防治措施

①施工期固体废物主要为施工废料及生活垃圾，施工建筑垃圾集中收集后，送大北固废填埋场处置；施工废料应首先考虑回收利用，不可回收利用部分拉运至大北固废填埋场处理；磺化泥浆在钻井结束后进入泥浆罐中拉运至下一钻井工程使用，不外排；磺化泥浆岩屑在井场内分离系统分离出来后暂存于磺化泥浆池，拉运至克拉苏钻试修废弃物环保处理站处理；油基泥浆岩屑在井场内分离系统分离出来后采用专用的方罐进行收集，拉运至江汉石油工程有限公司环保技术服务公司新疆油基岩屑处理站处理。施工期固体废物妥善处置，不外排。

②运营期危险废物根据《国家危险废物名录(2021 年版)》（部令第 15 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），进行管理，委托具有危废处置资质的公司接收处置。

（5）大气环境保护措施

①施工单位必须加强施工区的规划管理。挖方堆放应定点定位，并采取防尘、抑尘措施（洒水、遮盖等措施）。

②避免在大风季节施工，尽可能缩短施工时间，提高施工效率，减少裸地暴露时间。

③合理规划、选择最短的运输路线，利用油气田现有公路网络，禁止随意开辟道路，运输车辆应以中、低速行驶（速度小于 20km/h），减少车辆行驶动力起尘。

④采用密闭集输流程，无组织排放的非甲烷总烃达到《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中无组织排放监控浓度限值。一旦发生泄漏事故，紧急切断污染源，从而最大限度地减少储存、集输过程中烃类及油的排放量。定期对集输管线进行巡检，以便及时发现问题，消除事故隐患，防止油气泄漏进入大气环境。

（6）噪声污染防治措施

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。

（7）环境风险防范措施

严格按照管道施工、验收等规范进行设计、施工和验收；在管线的敷设线路上应设置标志，包括里程桩、转角桩、交叉标志和警示牌等；定期对管线进行超声波检查，对壁厚低于规定要求的管段应及时更换，消除爆管的隐患；定期对安全保护设施等进行检查，保持安全设施的完好，杜绝火灾的发生；按规定进行设备维修、保养，及时更换易损及老化部件，防止输送物质泄漏事故的发生；定期对设备、管线进行巡视，加强警戒标志的管理工作；严格控制输送介质的性质，减轻管道内腐蚀、堵塞；加强对管线沿线的环保管理，定期进行环境监测；强化管道安全保护的宣传教育，最大限度地减少自然灾害和人为因素对管道的破坏；完善现有环境风险应急预案，发生事故时立即启动。

9.6 总量控制

本次评价无总量控制指标。

9.7 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。

9.8 环境经济损益分析

本项目实施后所带来的经济效益、社会效益和环境效益，比本项目施工过程中所造成的直接环境、经济损失要大得多。因此，本项目实施后所产生的经济效益、社会效益和环境效益是显著的。

9.9 环境管理与监测计划

针对本项目建设过程中产生的负面环境影响所提出的防治或减缓措施，在该项目的设计、施工和营运中逐步得到落实。为环境保护措施得以有计划的落实和地方生态环境管理部门对其进行监督提供依据。通过环境管理计划的实施，将本

项目对沿线环境带来的不利影响减缓到相应法规和标准限值要求之内，使项目建设的经济效益和环境效益得以协调、持续和稳定发展。

9.10 环境影响可行性结论

本项目属于《产业结构调整指导目录（2024 年本）》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》《塔里木油田分公司“十四五”规划》及等要求；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；项目符合“三线一单”要求。

评价认为：本项目符合国家产业政策和自治区经济发展规划，公众认同性较好。工程实施后可取得较大的经济效益和社会效益。尽管在工程建设和运行中，会对周围的环境产生一定的不利影响，并在今后的建设和运行中存在一定的环境风险，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，认真落实可行性研究报告和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 and 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。