

采油二厂 TK683XCH、TK609XCH2 等 井侧钻项目生态环境影响报告书

(公示稿)

中国石油化工股份有限公司西北油田分公司

2026 年 8 月

目 录

1.概述	1
1.1 建设项目特点	1
1.2 环境影响评价过程	2
1.3 分析判定相关情况	5
1.4 关注的主要环境问题及环境影响	6
1.5 环境影响评价的主要结论	8
2.总则	9
2.1 评价目的与原则	9
2.2 编制依据	10
2.3 环境影响因素识别和评价因子筛选	15
2.4 环境功能区划	20
2.5 评价因子和评价标准	20
2.6 评价工作等级和评价范围	26
2.7 评价时段与评价重点	38
2.8 控制污染与环境保护目标	38
3.工程概况与工程分析	42
3.1 工程开发现状及环境影响回顾	42
3.2 现有工程	58
3.3 工程概况	64
3.4 工程分析	104
3.5 清洁生产水平分析	132
3.6 污染物排放总量控制分析	144
3.7 相关法规、政策符合性分析	146
3.8 相关规划符合性分析	162
3.9 生态环境分区管控符合性分析	170
3.10 选址选线合理性分析	197
4.环境现状调查与评价	199
4.1 自然环境概况	199
4.2 环境空气质量现状调查与评价	201
4.3 水环境现状调查与评价	205
4.4 土壤环境现状调查与评价	214
4.5 声环境现状调查与评价	225
4.6 生态环境现状调查与评价	226
5.环境影响预测与评价	261
5.1 生态环境影响分析	261

5.2 大气环境影响分析	274
5.3 声环境影响分析	284
5.4 水环境影响分析	290
5.5 固体废物影响分析	310
5.6 土壤环境影响分析	313
5.7 环境风险评价	322
6.环境保护措施及可行性论证	345
6.1 施工期环境保护措施	345
6.2 运营期环境保护措施	360
6.3 退役期环境保护措施	362
6.3 退役期环境保护措施	372
7.碳排放影响评价	376
7.1 碳排放分析	376
7.2 减污降碳措施	383
7.3 碳排放评价结论及建议	384
8 环境影响经济损益分析	385
8.1 经济效益分析	385
8.2 社会效益分析	386
8.3 环境措施效益分析	386
8.4 环境经济损益分析结论	388
9. 环境管理与监测计划	389
9.1 环境管理	389
9.2 企业环境信息披露	394
9.3 污染物排放清单	395
9.4 环境及污染源监测	398
9.5 环保设施“三同时”验收一览表	399
10.结论	402
10.1 项目概况	402
10.2 产业政策符合性	402
10.3 规划符合性	402
10.4 环境质量现状	403
10.5 环境影响预测与分析	404
10.6 环境保护措施	406
10.7 公众参与	408
10.8 环境影响经济损益分析	408
10.9 环境管理与监测计划	408
10.10 项目可行性结论	409

1.概述

1.1 建设项目特点

中国石油化工股份有限公司西北油田分公司（以下简称“西北油田分公司”）是中国石化上游第二大原油生产企业，油田主体位于新疆维吾尔自治区阿克苏地区、巴音郭楞蒙古自治州境内，部分分布在和田地区境内。总部设在自治区首府乌鲁木齐市，并在巴音郭楞蒙古自治州轮台县建立了前线指挥基地。西北油田分公司塔河油田位于新疆塔里木盆地北部，是中国第一个古生界海相亿吨级大油田，也是塔里木盆地主要石油天然气资源蕴藏区之一，资源量约 30 亿吨。根据《关于〈中国石油化工股份有限公司西北油田分公司“十四五”规划环境影响报告书〉的审查意见》（新环审〔2022〕147 号），中国石油化工股份有限公司西北油田分公司“十四五”规划期间实施 23 个探矿权，面积约为 7.825 万平方千米；12 个采矿权，面积约为 0.565 万平方千米。规划实施三维地震勘探 1.05 万平方千米，新增探井 275 口、开发井 1216 口，到 2025 年建成年产 1500 万吨油当量油气田。

塔河油田采油二厂所辖区块包含塔河 6 区、7 区、10 区北、12 区等四个区块，目前区块现有单井原油产量下降，为维持区块原油生产能力，增大整体开发效益，西北油田分公司拟投资 12140.99 万元，实施“采油二厂 TK683XCH、TK609XCH2 等井侧钻项目”，建设内容为：①部署老井侧钻 16 口（TS5CH、TK602CH、TK609XCH2、TK6104XCH、TK666CH、TK683XCH、TH10333CH3、TH102105CH、TH121111CH、TH12489X、TH12359、TH12135CH2、TH121175CH、TK677CH、TH121132CH2、TH12574XCH）；②新建 TS5CH 井场地面工程；③改造 2 座井场（TK602CH、TK6104XCH），总计新建 3 台空冷器。④新建 3.87km 单井出油管线、2.27km 燃料气管线以及 1.27km 掺稀管线（TH124136 井至 TH12441 阀组集输工程、TH124141X 井至 TH12441 阀组集输工程、TK609CX 井至 6-1 计转站集输工程、TS5CH 井至 6-1 计转站集输工程）并配套防腐工程；⑤扩建站场 1 座（6-3 计转站），新建 1 台 45m³/h 外输泵；⑥TS5CH 井场新建 10kV 输电线路 0.6km，TS5CH、TK602CH、TK6104XCH、TK609XCH2 各新建 1 台 250kVA 变压器，共 4 台；⑦对区块现有电力线路进行改造，总计新建 10kV 输电线路 5.5km，更换 10kV 输电线路 6km，配套安装串联调压器 1 台、断路器

5 台、250kVA 变压器 4 台等设施；⑧其余井场地面工程、集输工程及配套设施均可利旧。16 口侧钻井部署后，单井平均产油 13t/d，最高产油 8.47×10^4 t/a。油气处理及外输均依托已有地面设施。

1.2 环境影响评价过程

本项目属于陆上石油开采项目，地处阿克苏地区库车市境内，根据新水水保〔2019〕4 号文，属于塔里木河流域水土流失重点治理区；项目同时评价范围内涉及天然林、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）》（生态环境部令第 16 号），本项目属于分类管理名录“五石油和天然气开采业 07 陆地天然气开采 0711”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。根据《关于印发《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）》的通知》（新环环评发〔2023〕91 号），第 7 项“陆地石油开采 0711”中的“涉及环境敏感区的（含内部集输管线建设）”，报新疆维吾尔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》和《建设项目环境保护管理条例》中有关规定，2026 年 6 月，中国石油化工股份有限公司西北油田分公司委托新疆天合环境技术有限公司（以下简称“天合公司”）编制《采油二厂 TK683XCH、TK609XCH2 等井侧钻项目环境影响报告书》（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、新疆环境保护政策以及环评技术导则、规范的要求，开展本工程的环境影响评价工作。对本项目进行初步的工程分析，同时开展初步的环境状况调查。识别本工程的环境影响因素，筛选主要的环境影响评价因子，明确评价重点和环境保护目标，确定环境影响评价的范围、评价工作等级和评价标准，最后制订工作方案。2026 年 7 月委托新疆广宇众联环境监测有限公司对本工程区域大气、土壤、地下水、声环境质量现状进行了采样监测。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。

在环评报告编制期间，建设单位于 2026 年 6 月 29 日在新疆维吾尔自治区生

态环境保护产业协会网站对本项目进行了第一次网络信息公示,并开展项目区域环境质量现状监测工作。在上述工作基础上,天合公司完成了环境影响报告书征求意见稿,随后西北油田分公司按照《环境影响评价公众参与办法》(部令第4号)要求,于2026年7月17日在新疆维吾尔自治区生态环境保护产业协会网站对本项目环评信息进行了第二次公示,同时在项目所在地公示栏张贴了环评信息第二次公示材料。建设单位于2026年7月20日及2026年7月27日在项目所在地的阿克苏日报对项目的环境影响评价信息进行了两次公告。建设单位于2026年8月14日在新疆维吾尔自治区生态环境保护产业协会网站上进行了环境影响评价报批前公示,公开拟报批的环境影响报告书全文和公众参与说明。载体选择符合《环境影响评价公众参与办法》要求。根据西北油田分公司反馈情况,公示期间未收到反馈意见。

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

环境影响评价工作一般分为三个阶段,第一阶段包括资料收集、工程分析和影响识别等工作,第二阶段包括生态环境现状监测、现状调查与评价、环境影响预测与评价等工作,第三阶段包括提出预防或减缓不利影响的环境保护措施、制定环境监测计划、从生态环境影响的角度给出工程建设项目是否可行的结论等工作。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。

1.3 分析判定相关情况

（1）产业政策符合性判定结论

根据《产业结构调整指导目录（2024 年本）》，本项目属于“第一类鼓励类”中“七、石油天然气”中“1.常规石油、天然气勘探与开采”，本项目的建设符合国家产业政策。

（2）政策、法规符合性分析

本项目属于西北油田分公司石油天然气开发项目，工程占地范围内不涉及依法划定的国家公园、自然保护区、世界自然遗产、自然公园、生态保护红线等重要生态敏感区。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）规划符合性判定结论

本项目属于中国石油化工股份有限公司西北油田分公司滚动开发项目，符合《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》《新疆生态环境保护“十四五”规划》和《中国石油化工股份有限公司西北油田分公司“十四五”规划》的相关要求。

本项目位于塔河油田矿权范围内，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》和《新疆生态功能区划》等规划相关要求。

（4）选址合理性分析判定结论

本项目为塔河油田滚动开发项目，符合《石油天然气开采业污染防治技术政策》《新疆煤炭石油天然气开发环境保护条例》《挥发性有机物 VOCs 污染防治技术政策》中的相关要求，根据现场调查，本项目不涉及依法划定的国家公园、自然保护区、世界自然遗产、自然公园、生态保护红线等生态敏感区；评价区域属于塔里木河流域重点治理区，不属于重要生态敏感区，符合新疆及阿克苏地区经济发展规划、环保规划。

本项目土地利用类型主要为灌木林地、天然牧草地、其他草地、盐碱地等，不

占用基本农田和天然林。本项目在管线选线过程中注意避让植被覆盖度高的区域，尽量减少对植被的生态扰动；本项目运营期废气主要为油气开采过程中排放的无组织挥发烃类及硫化氢，产生的废气为持续的长期影响，但废气污染物均可以得到较好扩散，对大气污染物浓度贡献值小，且项目区地域空旷，项目实施后不会对周围环境产生明显影响；废水不外排，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）和《阿克苏地区生态环境分区管控方案（2023年版）》，本项目位于库车市一般管控单元（环境管控单元编码：ZH65290230001），不涉及生态保护红线。

本项目采出水随采出液最终输送至塔河油田二号联合站处理，井下作业废水采用专用废水回收罐收集，酸碱中和后运至阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站处理，废水均不向外环境排放；本项目所在区域属于大气环境质量不达标区域，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防治措施，改善区域环境空气质量。本项目在正常状况下不会造成土壤污染，不会增加土壤环境风险；水资源消耗、土地资源、能源消耗等均不超过自治区下达的总量和强度控制目标；满足生态环境准入清单中空间布局约束、污染物排放管控、环境风险管控及资源利用效率的相关要求，符合新疆维吾尔自治区、七大湾区、阿克苏地区“三线一单”生态环境分区管控方案要求。

1.4 关注的主要环境问题及环境影响

本项目为陆上石油开采项目，环境影响主要来源于施工期的钻井、集输管线建设等过程，运营期的采油、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、天然林和基本农田。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、钻井废水、废酸化压裂液、管道试压废水、生活污水、施工废料、生活垃圾、废油和含油废弃物等；运营期开采和集输过程无组织排放烃类、硫化氢、井下作业废水、采出水、废洗井液、落地油、清管废渣、废润滑油、废防渗材料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集输过程无组织挥发烃类、硫化氢气体排放至大气环境，对其产生的长期影响。

（2）水环境

本项目评价区内无地表水体。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，拉运至阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站处理。

本项目运营期在正常情况下，井下作业废水拉运至依托阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站处置，不外排；油水分离产生的含油污水等废水均依托联合站采出水处理系统处理达标后回注，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

钻井工程、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

本项目老井侧钻、管道铺设发生的临时占地，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、废防渗材料等）对环境的影响。

（7）环境风险

本项目的的环境风险是原油、天然气、硫化氢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）》，“七、石油天然气”中的“1.常规石油、天然气勘探与开采”属鼓励类项目，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第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》《新疆生态环境保护“十四五”规划》《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》等要求；项目不涉及国家公园、自然保护区、风景名胜区等环境敏感区域，项目区占地涉及国家二级公益林，需要办理相关用地手续后方可开工建设；项目符合“三线一单”要求；建设单位按照《环境影响评价公众参与办法》，在本项目环评过程中开展了公众参与调查，至信息公告的截止日期没有收到相关反馈信息。

本项目符合国家产业政策和新疆经济发展规划，符合新疆及阿克苏地区“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、生态修复措施、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) 通过实地调查与现状监测，了解项目区的自然环境、社会环境和经济状况、自然资源及土地利用情况，掌握油田所在区域的环境质量和生态现状。

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

(3) 对油气田开发过程中拟采取的环境保护措施进行论证，提出油田开发建设施工期、运营期和退役期污染防治措施及生态保护措施对策及建议。

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

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

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

2.1.2 评价原则

(1) 依法评价

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

(2) 科学评价

规范环境影响评价方法，科学分析项目建设对环境质量的影响。

(3) 突出重点

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

2.2 编制依据

2.2.1 法律法规与条例

国家和地方法律法规一览表见表 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	2024-06-28
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（2009 年修正）	中华人民共和国主席令 第 18 号	2009-08-27
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	国务院关于加强环境保护重点工作的意见	国发〔2012〕35 号	2011-10-17

序号	依据名称	会议、主席令、文号	实施时间
6	国务院关于印发大气污染防治行动计划的通知	国发〔2013〕37号	2013-09-10
7	国务院关于印发水污染防治行动计划的通知	国发〔2015〕17号	2015-04-02
8	国务院关于印发土壤污染防治行动计划的通知	国发〔2016〕31号	2016-05-28
9	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
10	突发事件应急预案管理办法	国办发〔2024〕5号	2024-01-31
11	中共中央 国务院关于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
12	中华人民共和国森林法实施条例	国务院令 第278号	2018-03-19
13	中华人民共和国陆生野生动物保护实施条例（2016年修正）	国务院令 第666号	2016-02-06
14	排污许可管理条例	国务院令 第736号	2021-03-01
15	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
16	生态保护补偿条例	国务院令 第779号	2024-04-06
17	中共中央 国务院关于进一步打好污染防治攻坚战的意见	国务院〔2021〕32号	2021-11-02
18	地下水管理条例	中华人民共和国国务院令 第748号公布	2021-12-01
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	新华社北京3月17日电	2024-03-06
三、部门规章与部门发布的规范性文件			
1	环境影响评价公众参与办法	生态环境部令 第4号	2019-01-01
2	国家危险废物名录（2025年版）	生态环境部令 第36号	2025-1-1
3	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
4	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
5	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
6	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
7	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
8	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
9	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
10	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
11	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
12	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
13	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
14	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

序号	依据名称	会议、主席令、文号	实施时间
15	石油天然气开采业污染防治技术政策	环境保护部公告 2012 年第 18 号	2012-03-17
16	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
17	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
18	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
19	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
20	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
21	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
22	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
23	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
24	关于发布《重点监管单位土壤污染隐患排查指南（试行）》的公告	生态环境部公告 2021 年第 1 号	2020-01-04
25	关于发布《一般工业固体废物管理台账制定指南（试行）》的公告	生态环境部公告 2021 年第 82 号	2021-12-30
26	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
27	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 年第 3 号	2009-02-19
28	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
29	国家重点保护野生动物名录（2021 年）	国家林业和草原局农业农村部公告 2021 年第 3 号	2021-02-05
30	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
31	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
32	突发事件应急预案管理办法	国办发〔2024〕5 号	2024-01-31
33	关于规范临时用地管理的通知	自然资规〔2021〕2 号	2021-11-04
34	自然资源部生态环境部国家林业和草原局关于加强生态保护红线管理的通知（试行）	自然资发〔2022〕142 号	2022-08-16
35	国家级公益林管理办法	林资发〔2017〕34 号	2017-05-08
36	关于印发《“十四五”噪声污染防治行动计划》的通知	环大气〔2023〕1 号	2023-01-03
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）	自治区第十三届人大	2018-09-21

序号	依据名称	会议、主席令、文号	实施时间
		第六次会议	
2	新疆维吾尔自治区野生植物保护条例（2018 年修正）	自治区第十三届人大第六次会议	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）	自治区第十三届人大第六次会议	2018-09-21
4	新疆维吾尔自治区大气污染防治条例	自治区第十三届人大第七次会议	2019-01-01
5	新疆维吾尔自治区地下水资源管理条例（2017 年修订）	自治区第十二届人大第二十九次会议	2017-07-01
6	关于发布《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》的公告	生态环境部公告 2021 年第 24 号	2021-06-11
7	新疆国家重点保护野生植物名录	新林护字（2022）8 号	2022-03-09
8	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
9	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
10	新疆生态功能区划	新政函（2005）96 号	2005-07-14
11	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
12	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
13	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
14	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
15	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
16	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
17	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
18	关于印发《新疆维吾尔自治区重点行业生态环境准入条件（2024 年）》的通知	新环环评发（2024）93 号	2024-06-13
19	转发《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理工作的通知》的通知	新环评价发（2020）142 号	2020-07-29
20	关于加强建设项目环境影响后评价管理的通知	新环环评发（2020）162 号	2020-09-11
21	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
22	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
23	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
24	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	2021-02-21
25	关于印发《新疆维吾尔自治区生态环境分区管控动态更新	新环环评发（2024）157 号	2024-11-15

序号	依据名称	会议、主席令、文号	实施时间
	成果》的通知	号	
26	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
27	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	2021-07-10
28	关于《中国石油化工股份有限公司西北油田分公司“十四五”规划环境影响报告书》的审查意见	新环审〔2022〕147 号	2022-07-25
29	关于印发新疆 自治区级水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果的通知	新水水保〔2019〕4 号	2019-01-21
30	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

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 环评技术导则规范依据一览表

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	GB50433-2008	2008-07-01
12	危险化学品重大危险源辨识	GB18218-2018	2018-11-19
13	危险废物收集贮存运输技术规范	HJ2025-2012	2013-03-01
14	危险废物贮存污染控制标准	GB18597-2023	2023-02-03
15	危险废物识别标志设置技术规范	HJ1276-2022	2023-07-01
16	危险废物鉴别标准通则	GB5085.7-2019	2020-01-01
17	石油天然气工业健康、安全与环境管理体系	SY/T6276-2014	2015-03-01
18	石油化工企业环境保护设计规范	SH/T3024-2017	2018-01-01
19	一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准	GB18599-2020	2021-07-01

序号	依据名称	标准号	实施时间
20	油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求	DB65/T3997-2017	2017-05-30
21	油气田含油污泥综合利用污染控制要求	DB65/T3998-2017	2017-05-30
22	油气田含油污泥及钻井固体废物处理处置技术规范	DB65/T3999-2017	2017-05-30
23	碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法	SY/T5329-2022	2022-11-04
24	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
25	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	油田注水工程设计规范	GB50391-2014	2015-05-01
27	石油天然气工业套管和油管的维护和使用	GB/T17745-2011	2011-10-01
28	油气回收处理设施技术标准	GB/T50759-2022	2022-12-01
29	石油化工工程防渗技术规范	GB/T50934	2014-06-01
30	油田注水工程施工技术规范	SY/T4122-2020	2021-02-01
31	陆上石油天然气生产环境保护推荐作法	SY/T6628-2005	2005-11-01
32	废弃井及长停井处置指南	SY/T6646-2017	2018-03-01
33	生物多样性观测技术导则	HJ710.1~13-2014	2015-01-01
34	污染源源强核算技术指南准则	HJ884-2018	2018-03-17
35	排污单位自行监测技术指南陆上石油天然气开采工业	HJ1248-2022	2022-07-01

2.2.3 相关文件和技术资料

(1) 采油二厂 TK683XCH、TK609XCH2 等井侧钻项目环境影响评价委托书，中国石油化工股份有限公司西北油田分公司采油二厂；

(2) 采油二厂 TK683XCH、TK609XCH2 等井侧钻项目相关资料，中国石油化工股份有限公司西北油田分公司。

2.3 环境影响因素识别和评价因子筛选

2.3.1 环境影响因素识别

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

2.3.2 评价因子

根据本项目环境影响要素识别、环境影响因子表征和环境影响程度，筛选的评价因子见表 2.3-2。

表 2.3-1 环境影响因素识别表

影响 因素 环境 因素	施工期					运营期					退役期		
	生态影响	废气	废水	固体废物	噪声	废气	废水	固体废物	噪声	环境风险	废气	固体废物	生态影响
	钻前工程、钻井工程和地面工程造成的地表土壤和植被的破坏等	施工机械和车辆废气、施工扬尘、测试放喷、钻井及储层改造过程非甲烷总烃等	钻井废水、压裂返排液、酸化液等；试压废水、生活污水	钻井泥浆、岩屑、生活垃圾、建筑垃圾、弃土弃方、废油和含油废弃物	钻机、发电机组、压裂及测试放喷噪声	井场、油气开采集输工程等无组织废气、温室气体排放	采出水、井下作业废液、生活污水等（废水）	井下作业、采油、石油集输等环节产生落地油、含油清管废渣等	设备噪声和放空噪声	原油、天然气、硫化氢等危险物质泄漏，以及火灾、爆炸、井喷等事故引发的伴生/次生污染物	构筑物拆卸扬尘	地面设施拆除、井场清理等环节产生的废弃管道和设备、建筑垃圾等	土地复垦
地表水	○	○	+	+	○	○	+	○	○	+	○	○	○
地下水	○	○	+	+	○	○	++	++	○	+	○	+	+
大气环境	○	+	○	+	○	++	○	+	○	+	+	+	○
声环境	○	○	○	○	+	○	○	○	++	+	○	○	○
土壤环境	++	+	+	+	○	+	+	+	○	++	+	+	+
陆生动物	++	+	○	+	+	++	○	+	+	+	+	+	+
水栖动物													
陆生植被	++	+	+	+	○	+	○	+	○	++	+	+	+
水生植被													
水土流失	++	+	+	+	○	+	○	+	○	++	+	+	+
生态敏感区													

注：○：无影响；+：短期不利影响；++：长期不利影响。

表 2.3-2 环境影响因子筛选结果汇总表

环境要素	主要污染源（或影响途径）	现状评价因子	影响评价或预测因子
生态环境	施工期钻前工程、地面工程等施工过程的地面开挖、占地、施工方式、施工时序等对土地利用现状、动植物、重要物种、生态系统完整性、生物多样性的影响途径、范围和程度。	物种：分布范围、种群数量、种群结构、行为； 生境：生境面积、质量、连通性； 生态群落：物种组成、群落结构等； 生态系统：植被覆盖度、生产力、生物量； 生物多样性：物种丰富度、均匀度、优势度等； 生态敏感区：主要保护对象、生态功能； 自然景观：景观多样性和完整性； 自然遗迹：遗迹多样性、完整性等。	施工期：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：生物多样性、生态系统完整性等
地下水环境	钻井、储层改造、油气处理工程套管破损、防渗措施失效导致的渗漏以及废水回注等对地下水的影响	pH、氨氮、硝酸盐）、亚硝酸盐、氰化物、砷、汞、铬（Cr ⁶⁺ ）、总硬度、铅、氟化物、镉、铁、锰、溶解性总固体、耗氧量、硫酸盐、氯化物、硫化物、钠、总大肠菌群、细菌总数、钾、钙、镁、碳酸盐、碳酸氢盐、Cl ⁻ 、SO ₄ ²⁻ 、挥发性酚类、石油类	施工期钻井：pH、挥发酚、耗氧量、氨氮、硫化物、氯化物、总硬度、溶解性总固体、汞、砷、六价铬、石油类等。 储层改造工程：pH、COD、SS（压裂返排液）。 运营期油气集输及处理工程：石油类等。
声环境	施工钻井噪声、压裂噪声，运营期站场设备噪声、放空噪声等；交通噪声	昼间等效声级（Ld）、夜间等效声级（Ln）	施工期钻井和储层改造工程：昼间等效声级（Ld）、夜间等效声级（Ln） 运营期油气集输：昼间等效声级（Ld）、夜间等效声级（Ln）
大气环境	施工机械和车辆施工扬尘、储层改造废气、测试放喷废气；运营期站场等无组织废气；温室气体排放	基本因子：SO ₂ 、NO ₂ 、PM ₁₀ 、PM _{2.5} 、CO、O ₃ 特征因子：非甲烷总烃、硫化氢	施工期钻井和储层改造工程：SO ₂ 、NO ₂ 、PM ₁₀ 、非甲烷总烃； 运营期油气集输及处理：非甲烷总烃、硫化氢； 温室气体：二氧化碳、甲烷
土壤环境	钻井工程、地面工程对土壤影响	《土壤环境质量建设用土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）表 1 中 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	施工期钻井和储层改造工程：pH、石油烃、汞、砷、六价铬、土壤盐分含量等 运营期油气集输及处理：石油烃

环境要素	主要污染源（或影响途径）	现状评价因子	影响评价或预测因子
		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；《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）：pH、盐分含量、镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌； 其他因子：pH、石油烃、土壤盐分含量	
固体废物	施工钻井固废、生活垃圾、建筑垃圾、工程弃土等；运营期井下作业、采气、油气集输和油气处理等环节产生的含油污泥、废防渗膜、废润滑油、含油清管废渣以及员工生活垃圾；退役期地面设施拆除、井场清理等环节产生的废弃管道和设备、建筑垃圾、含油污泥等	/	施工期：废弃钻井泥浆、岩屑、弃土弃方、建筑垃圾、生活垃圾、废油和含油废弃物、废烧碱包装袋等。 运营期：井下作业、采油、油气集输和油气处理等环节产生油泥、废防渗膜、清管废渣、废润滑油，以及员工生活垃圾； 退役期：废弃管道、设备、建筑垃圾和含油污泥等
环境风险	天然气、原油、柴油、硫化氢等危险物质泄漏，以及火灾、爆炸、井喷等安全生产风险事故引发的伴生/次生污染物对生态环境的影响。	/	原油、天然气、硫化氢等；二次污染物：CO、CO ₂ （1）对油田钻井期可能发生的井喷事故进行影响分析；（2）结合当地的气象条件，对运营期间井场、集输管线可能发生的泄漏事故进行预测分析

2.4 环境功能区划

2.4.1 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库车市境内，位于塔河油田内，属于油气勘探开发区域，按照《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于二类功能区。

2.4.2 水环境

工程区域地下水环境未划分功能区，地下水水质执行《地下水质量标准》（GB/T 14848-2017）中的Ⅲ类标准评价。

2.4.3 声环境

本工程区远离城镇规划区，没有划分声环境功能区划。按照《声环境质量标准》（GB3096-2008）的规定，油田开发区执行 2 类声环境功能区要求。

2.4.4 生态环境

参照《新疆生态功能区划》，本工程涉及塔里木盆地暖温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、渭干河三角洲绿洲农业盐渍化敏感生态功能区（55）以及塔里木河上中游乔灌木及胡杨林保护生态功能区（59）。

根据新水水保〔2019〕4 号，工程所在库车市为塔里木河流域水土流失重点治理区。

2.5 评价因子和评价标准

2.5.1 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 TSP、SO₂、NO₂、PM_{2.5}、PM₁₀、CO、O₃六项指标执行《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准。对于无组织非甲烷总烃参考《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）详解 2.0mg/m³要求，H₂S 参考执行《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 中的 1h 平均浓度限值 10μg/m³。环境空气指标标准取值见表 2.5-1。

表 2.5-1 环境空气质量标准

序号	评价因子	标准限值 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)			标准来源
		年平均	24 小时平均	1 小时平均	
1	总悬浮颗粒物 (TSP)	200	300	/	《环境空气质量标准》 (GB3095-2012) 二级标准
2	二氧化硫 (SO_2)	60	150	500	
3	二氧化氮 (NO_2)	50	80	200	
4	细颗粒物 ($\text{PM}_{2.5}$)	35	75	/	
5	可吸入颗粒物 (PM_{10})	70	150	/	
6	一氧化碳 (CO)	/	4000	10000	
7	臭氧 (O_3)	/	/	200	
8	氮氧化物 (NO_x)	50	100	250	
9	非甲烷总烃 (NMHC)	/	/	2000	《大气污染物综合排放标准》 (GB16297-1996) 详解
10	硫化氢 (H_2S)	/	/	10	参考执行《环境影响评价技术导则大气环境》(HJ2.2-2018)附录 D 中的 1h 平均浓度限值

(2) 水环境

本项目位于新疆维吾尔自治区库车市境内。地下水执行《地下水质量标准》(GB/T14848-2017) 中 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。有关标准限值见表 2.5-2。

表 2.5-2 《地下水质量标准》(GB/T14848-2017) 单位: mg/L

序号	监测项目	标准值	序号	监测项目	标准值
1	色 (铂钴色度单位)	≤ 15	19	硫化物	≤ 0.02
2	嗅和味	无	20	钠	≤ 200
3	浑浊度 (NTU)	≤ 3	21	总大肠菌群 (MPN/100mL 或 CFU/100mL)	≤ 3.0
4	肉眼可见物	无	22	菌落总数 (CFU/mL)	≤ 100
5	pH (无量纲)	$5.5 \leq \text{pH} < 6.5$	23	亚硝酸盐 (以 N 计)	≤ 1.0
6	总硬度 (以 CaCO_3 计)	≤ 450	24	硝酸盐 (以 N 计)	≤ 20.0
7	溶解性总固体	≤ 1000	25	氰化物	≤ 0.05
8	硫酸盐	≤ 250	26	氟化物	≤ 1.0
9	氯化物	≤ 250	27	碘化物	≤ 0.08
10	铁	≤ 0.3	28	汞	≤ 0.001
11	锰	≤ 0.10	29	砷	≤ 0.01
12	铜	≤ 1.00	30	硒	≤ 0.01
13	锌	≤ 1.00	31	镉	≤ 0.005
14	铝	≤ 0.20	32	铬 (六价)	≤ 0.05
15	挥发性酚类 (以苯酚计)	≤ 0.002	33	铅	≤ 0.01
16	阴离子表面活性剂	≤ 0.3	34	甲苯 ($\mu\text{g}/\text{L}$)	≤ 700
17	耗氧量 (COD_{Mn} 法, 以 O_2 计)	≤ 3.0	35	石油类	≤ 0.05

18	氨氮（以N计）	≤0.50			
----	---------	-------	--	--	--

(3) 声环境

按照《声环境质量标准》（GB3096-2008），本项目区域属于油田生产区，执行《声环境质量标准》（GB3096-2008）2类标准，即昼间 60dB（A），夜间 50dB（A）。

(4) 土壤环境

根据工程所在区域环境特征，井场建设用地执行《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地风险筛选值，见表 2.5-4。井场外用地执行《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）中“表 1 农用地土壤污染风险筛选值（基本项目）标准，石油烃参照执行《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地风险筛选值，见表 2.5-5。

表 2.5-4《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》第二类用地筛选值

序号	监测项目	单位	标准值	序号	监测项目	单位	标准值
1	pH	无量纲	-	25	1,2,3-三氯丙烷	mg/kg	0.5
2	砷	mg/kg	60	26	氯乙烯	mg/kg	0.43
3	镉	mg/kg	65	27	苯	mg/kg	4
4	铬（六价）	mg/kg	5.7	28	氯苯	mg/kg	270
5	铜	mg/kg	18000	29	1,2-二氯苯	mg/kg	560
6	铅	mg/kg	800	30	1,4-二氯苯	mg/kg	20
7	汞	mg/kg	38	31	乙苯	mg/kg	28
8	镍	mg/kg	900	32	苯乙烯	mg/kg	1290
9	四氯化碳	mg/kg	2.8	33	甲苯	mg/kg	1200
10	氯仿	mg/kg	0.9	34	间二甲苯+对二甲苯	mg/kg	570
11	氯甲烷	mg/kg	37	35	邻二甲苯	mg/kg	640
12	1,1-二氯乙烷	mg/kg	9	36	硝基苯	mg/kg	76
13	1,2-二氯乙烷	mg/kg	5	37	苯胺	mg/kg	260
14	1,1-二氯乙烯	mg/kg	66	38	2-氯酚	mg/kg	2256
15	顺 1,2-二氯乙烯	mg/kg	596	39	苯并（a）蒽	mg/kg	15
16	反-1,2-二氯乙烯	mg/kg	54	40	苯并（a）芘	mg/kg	1.5
17	二氯甲烷	mg/kg	616	41	苯并（b）荧蒽	mg/kg	15
18	1,2-二氯乙烷	mg/kg	5	42	苯并（k）荧蒽	mg/kg	151
19	1,1,1,2-四氯乙烷	mg/kg	10	43	蒽	mg/kg	1293
20	1,1,1,2,2-四氯乙烷	mg/kg	6.8	44	二苯并（a、h）蒽	mg/kg	1.5
21	四氯乙烯	mg/kg	53	45	茚并（1、2、3-cd）芘	mg/kg	15
22	1,1,1-三氯乙烷	mg/kg	840	46	蔡	mg/kg	70
23	1,1,2-三氯乙烷	mg/kg	2.8	47	石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）	mg/kg	4500

24	三氯乙烯	mg/kg	2.8				
----	------	-------	-----	--	--	--	--

表 2.5-5 《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准（试行）》表 1 筛选值

序号	监测因子	单位	标准值
1	pH 值	无量纲	pH>7.5 时各因子风险筛选值
2	砷	mg/kg	25
3	镉	mg/kg	0.6
4	铬	mg/kg	250
5	铜	mg/kg	100
6	铅	mg/kg	170
7	汞	mg/kg	3.4
8	镍	mg/kg	190
9	锌	mg/kg	300

2.5.2 污染物排放因子及标准

(1) 废气

本工程施工期无组织排放扬尘执行《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）表 2 无组织排放监控浓度限值。柴油发电机烟气参照执行《非道路移动机械用柴油机排气污染物排放限值及测量方法（中国第三、四阶段）》（GB20891-2014）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）。本工程运营期井场加热炉燃烧气中颗粒物、SO₂、NO_x 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，非甲烷总烃执行《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）表 2 最高允许排放浓度；油气开采过程中井场厂界内无组织排放的非甲烷总烃执行《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB37822-2019）表 A.1 厂区内 VOCs 无组织排放限值；井场厂界外无组织排放的非甲烷总烃执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）企业边界污染物控制要求；无组织排放的硫化氢执行《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）表 1 新扩改建项目二级标准。具体标准限值要求见表 2.5-6。

表 2.5-6 大气污染物排放标准值

时段	污染源	污染物	最高允许排放浓度	标准来源
施工期	施工场地	颗粒物	1.0	《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）表 2

时段	污染源	污染物	最高允许 排放浓度	标准来源
				无组织排放监控浓度限值
运营期	加热炉燃烧废气	颗粒物（烟囱或烟道）	20	《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（燃气锅炉）
		SO ₂ （烟囱或烟道）	50	
		NO _x （烟囱或烟道）	200	
		烟气黑度（烟囱排放口）	≤1	
		非甲烷总烃	120	《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）表 2 最高允许排放浓度
	无组织排放	非甲烷总烃（厂界外）	4.0	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）
		非甲烷总烃（厂界内）	10.0（监控点处 1h 平均浓度值）；30.0（监控点处任意一次浓度值）	《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB37822-2019）表 A.1 厂区内 VOCs 无组织排放限值
		H ₂ S	0.06	《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）表 1 新扩改建项目二级标准

（2）废水

施工期生活污水经井场撬装式污水处理站处理后，执行《农村生活污水处理排放标准》（DB654275-2019）表二的 B 级标准，用于生活区、井场及通井路降尘，不外排地表水环境，见表 2.5-7。运营期工作人员由油田内部调剂，不新增工作人员，不新增生活污水。

表 2.5-7 《农村生活污水处理排放标准》（DB654275-2019）表二的 B 级标准

序号	污染物	A 级	B 级	C 级
1	pH	6~9		
2	化学需氧量（COD _{cr} ），mg/L	60	180	200
3	悬浮物（SS），mg/L	30	90	100
4	粪大肠菌群，MPN/个	10000	40000	
5	蛔虫卵个数，个/L	2		

按照《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）规定：在相关行业污染物标准发布前，回注的开采废水应

当经处理并符合《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）等相关标准要求回注，同步采取切实可行措施防治污染。

本项目运营期产生的采出水依托塔河油田二号联合站处理达标后回注油层，不向外环境排放，回注水执行《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）储层空气渗透率 $\geq 2.0\mu\text{m}^2$ 的标准，标准值见表 2.5-8。

表 2.5-8 《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）

储层空气渗透率 (μm^2)	<0.01	{0.01, 0.05}	{0.05, 0.5}	{0.5, 2.0}	≥ 2.0
水质标准分级	I	II	III	IV	V
悬浮固体含量 mg/L	≤ 8.0	≤ 15.0	≤ 20.0	≤ 25.0	≤ 35.0
悬浮物颗粒直径中值 μm	≤ 3.0	≤ 5.0	≤ 5.0	≤ 5.0	≤ 5.5
含油量 mg/L	≤ 5.0	≤ 10.0	≤ 15.0	≤ 30.0	≤ 100.0
平均腐蚀率 mm/a	≤ 0.076				

(3) 噪声

施工期采用《建筑施工噪声排放标准》（GB 12523-2025）；运营期采用《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类标准。噪声限值见表 2.5-9。

表 2.5-9 环境噪声排放标准

标准来源	类别	噪声限值 dB (A)	
		昼间	夜间
《建筑施工噪声排放标准》（GB 12523-2025）	/	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，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/T3997-2017）中综合利用污染物限值要求，同时石油烃满足《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》（GB36600-2018）中表 2 第二类用地风险筛选值。一般工业固体废物贮存执行《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB18599-2020）；危险废物鉴别执行《危险废物鉴别标准》（GB5085.1~7），危险废物贮存执行《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023），危险废物的转移依照《危险废物转移管理办法》及《危险废物收集、贮存运输技术规范》（HJ2025-2012）进行监督和管理；含油污泥满足《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）及《关于含油污泥处置有关事宜的通知》（新

环办发〔2018〕20号）要求及《危险废物环境管理指南陆上石油天然气开采》（生态环境部公告2021年第74号）要求；生活垃圾执行《生活垃圾填埋场污染控制标准》（GB16889-2024）。

2.6 评价工作等级和评价范围

2.6.1 环境空气

（1）评价等级

本项目废气排放源主要为TS5CH新建井场加热炉燃烧排放的燃烧废气以及井场无组织排放的非甲烷总烃、硫化氢。

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，选取非甲烷总烃（NMHC）、硫化氢（H₂S）为评价因子，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，μg/m³；

ρ_{0i}——第i个污染物的环境空气质量标准，μg/m³。一般选用GB3095中1h平均质量浓度的二级浓度限值，如项目位于一类环境空气功能区，应选择相应的一级浓度限值；对该标准中未包含的污染物，使用2.5.1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2.6-1。

表 2.6-1 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 2.6-2。

表 2.6-2 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		40.9
最低环境温度/°C		-27.4
土地利用类型		草地/林地
区域湿度条件		干燥
是否考虑地形	考虑地形	是
	地形数据分辨率（m）	90
是否考虑海岸线熏烟	考虑海岸线熏烟	否
	岸线距离/km	/
	岸线方向/°	/

本工程有组织估算模式预测污染物扩散结果详见表 2.6-3，无组织估算模式预测污染物扩散结果详见表 2.6-4。

表 2.6-3 有组织估算模式预测污染物扩散结果

名 称	评价因子	C _i	评价标准	P _i	P _{max}	最大浓度出现距离
单 位	--	μg/m ³	μg/m ³	%	%	m
TH121192X 井加热炉 (200kW, 天然牧草地)	PM ₁₀	1.3040	450	0.29	8.26	110
	SO ₂	1.3040	500	0.26		
	NO _x	9.9089	250	3.96		
	NMHC	1.0422	2000	0.05		

表 2.6-4 无组织估算模式预测污染物扩散结果

名 称	评价因子	C _i	评价标准	P _i	P _{max}	最大浓度出现距离
单 位	--	μg/m ³	μg/m ³	%	%	m
TH121192X 井 (天然牧草地)	NMHC	12.9319	2000	0.65	8.08	49
	H ₂ S	0.0380	10	0.38		
TH124126H 井 (其他草地)	NMHC	12.9319	2000	0.65		49
	H ₂ S	0.0380	10	0.38		
TH121194 井 (灌木林地)	NMHC	15.6777	2000	0.78		98
	H ₂ S	0.0461	10	0.46		

TK642CH 井 (其他林地)	NMHC	15.6777	2000	0.78		98
	H ₂ S	0.0461	10	0.46		
YQ2-6 井 (天然牧草地)	NMHC	161.6200	2000	8.08		53
	H ₂ S	0.0282	10	0.28		

经计算可知，本工程最大占标率为：8.26%（来自 TH122156X 井加热炉）， $1\% \leq P_{\max} = 8.26 \leq 10\%$ ，根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）的要求，本次环评确定大气影响评价的工作等级为二级。

（2）评价范围

根据《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ2.2-2018）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各井场为中心边长为 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。

2.6.2 地表水

拟建项目废水不排入地表水体，与地表水体无水力联系，项目地表水环境影响评价等级为三级 B。本次评价仅对地表水环境影响进行简要分析。

2.6.3 地下水

2.6.3.1 评价等级

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，本项目属于“F 石油、天然气”的石油开采项目，为 I 类项目。本项目评价范围内不存在集中式饮用水源地，不位于区内集中式饮用水水源的补给径流区，项目场地不涉及分散式饮用水水源地，区域地下水划分为“不敏感”。

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，确定本项目地下水评价等级为二级。

表 2.6-5 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				
37、石油开采	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	油类，气 IV 类
----------------------------	--------------------	----	----------------	-----------

表 2.6-6 地下水环境敏感程度分级

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

表 2.6-7 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

表 2.6-8 本工项目地下水评价等级及评价范围一览表

建设内容	行政区划	行业分类	敏感程度	评价等级	调查评价范围
井场	库车市	I 类	不敏感	二级	以井场为中心点，以地下水流向为主轴长 5km 的范围，宽 4km，约 20km ² 的范围
集输管线	库车市	II 类	不敏感	三级	管道中心线两侧 200m

2.6.4 生态

（1）评价等级

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，判定过程详见表 2.6-9。根据判定可知，本项目生态环境影响评价工作涉及天然林段工程为二级评价，不涉及天然林段工程为三级评价。

表 2.6-9 生态环境评价等级判定

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	不涉及，地表水评价等级为三级 B	/

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
	价等级不低于二级；		
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；	土壤影响范围内分布有国家二级公益林	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

（2）评价范围

油气田开发工程具有分布面积广的特点，且基本呈点状、线状分布，故其对环境的影响仅限于各井场及内部输送管线较近的范围。根据《环境影响评价技术导则生态影响》（HJ19-2022），考虑油气田整体开发对生态环境的影响，确定生态环境评价范围为各井场边界向外扩展 50m；根据《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022），“线性工程穿越生态敏感区时，以线路穿越段向两端外延 1km、线路中心线向两侧外延 1km 为参考评价范围；穿越非生态敏感区时，以线性工程两侧外延 300m 为评价范围”，本项目 4 条集输管线未穿越环境敏感区，以线性工程两侧外延 300m 为评价范围。生态评价范围见图 2.6-1。

2.6.5 声环境

本工程施工期噪声主要来自施工作业机械；运营期噪声主要来自井场设备。

本工程所在区域为《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类区，噪声影响范围内无声环境保护目标，工程建设前后评价范围内噪声增高量较小且受影响人口数量变化不大，根据《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ2.4-2021）中声环境评价工作等级划分原则，确定本工程的噪声影响评价工作等级为二级。

评价范围确定为各井场边界向外 200m 的范围，具体见图 2.6-1 评价范围及环境保护目标分布图。

2.6.6 土壤环境

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，工程所在区域土壤盐分含量大于 4g/kg ，即项目所在区域属于土壤盐化地区，本项目类别同时按照生态影响型项目和污染影响型项目考虑，并根据不同项目类型类别分别判定评价等级。

（1）建设项目类别

据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）及《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023），项目井场建设属于“采矿业”中的“石油开采项目”，项目类别井场为 I 类，采油管线、掺稀管线类别为 II 类，燃料气管线为 IV 类。

（2）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（ $\leq 5\text{hm}^2$ ）”，本项目不新增永久占地，占地规模为小型。

（3）建设项目敏感程度

①污染影响型

根据土地利用现状图及现场调查，本工程井场及管线周边存在耕地、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

根据区域历史监测数据，项目区域土壤含盐量大于 4g/kg ，生态影响型土壤敏感程度为“敏感”。

（4）评价工作等级判定

本工程土壤评价等级划分依据见表 2.6-10、表 2.6-11，评价等级及范围见表 2.6-12，本工程按一级评价进行综合评价。本工程评价范围见图 2.5-1。

表 2.6-10 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 环境敏感程度	I类项目	II类项目	III类项目
敏感	一	二	三
较敏感	二	二	三
不敏感	二	三	/

表 2.6-11 污染影响型土壤环境评价工作等级划分依据一览表

占地规模	I类	II类	III类
------	----	-----	------

敏感程度\	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 2.6-12 本工程土壤评价等级及评价范围一览表

建设内容	项目类别	影响类型	评价等级	调查评价范围
井场	I	生态影响型	一级	井场占地范围内以及占地范围 外5km范围
		污染影响型	一级	井场占地范围内以及占地范围 外1km范围
采油及掺稀管线	II	生态影响型	二级	管线两侧延伸200m范围
		污染影响型	二级	
燃料气管线	IV	不开展评价		

2.6.8 环境风险

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）评价项目的物质危险性和功能单元重大危险源判定结果以及环境敏感程度等因素，将环境风险评价工作划分为一、二、三级，评价工作等级划分见表。见表 2.6-13。

表 2.6-13 环境风险评价等级划分

环境风险潜势	IV、IV ⁺	III	II	I
评价工作等级	一	二	三	简单分析 ^a
^a 是相对于详细评价工作内容而言，在描述危险物质、环境影响途径、环境危害后果、风险防范措施等方面给出定性的说明。见附录 A。				

本项目运营期涉及的主要危险物质为原油、伴生气、硫化氢，涉及的风险为运行过程中集输管线破损造成的原油、伴生气、硫化氢的泄漏。

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018），本项目风险评价等级判定如下：

（1）环境风险潜势划分

建设项目环境风险潜势划分为I、II、III、IV、IV⁺级。

根据建设项目涉及的物质和工艺系统的危险性及其所在地的环境敏感程度，结合事故情形下环境影响途径，对建设项目潜在环境危害程度进行概化分析，按照表 2.6-14 确定环境风险潜势。

表 2.6-14 建设项目环境风险潜势划分

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

（2）Q 值确定

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018），定量分析危险物质数量与临界量的比值（Q），见表 2.6-15。

表 2.6-15 本项目重大危险源辨识一览表

序号	物质名称	CAS 号	临界量/t
1	伴生气	68476-85-7	10
2	油类物质（矿物油类，如石油、汽油等）	/	2500
3	硫化氢	/	2.5

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）：

$$Q = \frac{q_1}{Q_1} + \frac{q_2}{Q_2} + \dots + \frac{q_n}{Q_n} \dots\dots\dots (C.1)$$

式中：q1，q2，…，qn--每种危险物质的最大存在总量，t；

Q1，Q2，…，Qn--每种危险物质的临界量，t；

当 Q<1 时，该项目环境风险潜势为 I；当 Q≥1 时，将 Q 值划分为：（1）1≤Q<10；

（2）10≤Q<100；（3）Q≥100。

本项目新建 4 条集输管线，其余 16 口侧钻井均为利旧管线，总长度为 94.71km。井场有控制（截断）阀，发生泄漏时，可通过控制（截断）阀进行紧急切断。

本项目原油密度取 0.955g/cm³，伴生气平均相对密度 0.7175，伴生气中硫化氢含量 436mg/m³。

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 Q 值计算结果见表 2.6-15。

表 2.6-15 项目危险单元 Q 值计算结果一览表

风险单元	管线分段	管道长度 km	管径 mm	危险物质	最大存在量 (t)	危险物质临界量 (t)	Q 值
集油 管线	TK683XCH	2.5	DN100	原油	18.75	2500	0.00750
				天然气	0.586	10	0.05860
				硫化氢	0.00028	2.5	0.00011
	TK666CH	2.6	DN100	原油	19.5	2500	0.00780
				天然气	0.61	10	0.06100
				硫化氢	0.00029	2.5	0.00012
	TH121111CH	2.9	DN100	原油	21.75	2500	0.00870
				天然气	0.68	10	0.06800
				硫化氢	0.00032	2.5	0.00013
	TK602CH	1	DN100	原油	7.5	2500	0.00300
				天然气	0.234	10	0.02340
				硫化氢	0.00011	2.5	0.00004
	TK6104XCH	2.3	DN100	原油	17.25	2500	0.00690
				天然气	0.539	10	0.05390
				硫化氢	0.00025	2.5	0.00010
	TH102105CH	3.3	DN100	原油	24.75	2500	0.00990
				天然气	0.774	10	0.07740
				硫化氢	0.00036	2.5	0.00014
	TH10333CH3	2.5	DN100	原油	18.75	2500	0.00750
				天然气	0.586	10	0.05860
				硫化氢	0.00028	2.5	0.00011
	TH12135CH2	3.7	DN100	原油	27.75	2500	0.01110
				天然气	0.867	10	0.08670
				硫化氢	0.00041	2.5	0.00016
	TH121175CH	1.3	DN100	原油	9.75	2500	0.00390
				天然气	0.305	10	0.03050

				硫化氢	0.00014	2.5	0.00006
	TH12489X	1.9	DN100	原油	14.25	2500	0.00570
				天然气	0.445	10	0.04450
				硫化氢	0.00021	2.5	0.00008
				硫化氢	0.00021	2.5	0.00008
	TH12359	2.7	DN100	原油	20.25	2500	0.00810
				天然气	0.632	10	0.06320
				硫化氢	0.0003	2.5	0.00012
				硫化氢	0.0003	2.5	0.00012
	TH124136H	0.66	DN100	原油	4.95	2500	0.00198
				天然气	0.155	10	0.01550
				硫化氢	0.00007	2.5	0.00003
				硫化氢	0.00007	2.5	0.00003
	TH124141X	0.61	DN100	原油	4.57	2500	0.00183
				天然气	0.143	10	0.01430
				硫化氢	0.00007	2.5	0.00003
				硫化氢	0.00007	2.5	0.00003
	TK609CX	1.6	DN125	原油	18.75	2500	0.00750
				天然气	0.586	10	0.05860
				硫化氢	0.00028	2.5	0.00011
				硫化氢	0.00028	2.5	0.00011
	TS5CH	1.0	DN80	原油	4.8	2500	0.00192
				天然气	0.15	10	0.01500
				硫化氢	0.00007	2.5	0.00003
				硫化氢	0.00007	2.5	0.00003
	TK677CH	0.8	DN100	原油	6	2500	0.00240
				天然气	0.1872	10	0.01872
				硫化氢	0.000088	2.5	0.00004
				硫化氢	0.000088	2.5	0.00004
	TH121132CH2	1.2	DN100	原油	9	2500	0.00360
				天然气	0.2808	10	0.02808
				硫化氢	0.000132	2.5	0.00005
				硫化氢	0.000132	2.5	0.00005
	TH12574XCH	0.4	DN100	原油	3	2500	0.00120
				天然气	0.0936	10	0.00936
				硫化氢	0.000044	2.5	0.00002
				硫化氢	0.000044	2.5	0.00002
燃料气管线	TK683XCH	2.5	DN40	天然气	0.04	10	0.00400
	TK666CH	2.6	DN40	天然气	0.042	10	0.00420
	TH121111CH	2.9	DN40	天然气	0.047	10	0.00470
	TK602CH	1	DN40	天然气	0.016	10	0.00160
	TK6104XCH	2.3	DN40	天然气	0.037	10	0.00370
	TH102105CH	3.3	DN40	天然气	0.053	10	0.00530

	TH10333CH3	2.5	DN40	天然气	0.04	10	0.00400
	TH12135CH2	3.7	DN40	天然气	0.06	10	0.00600
	TH121175CH	1.3	DN40	天然气	0.021	10	0.00210
	TH12489X	1.9	DN40	天然气	0.03	10	0.00300
	TH12359	2.7	DN40	天然气	0.043	10	0.00430
	TH124136H	0.66	DN50	天然气	0.025	10	0.00250
	TH124141X	0.61	DN50	天然气	0.023	10	0.00230
	TK677CH	0.8	DN50	天然气	0.013	10	0.00128
	TH121132CH2	1.2	DN50	天然气	0.019	10	0.00192
	TH12574XCH	0.4	DN50	天然气	0.006	10	0.00064
	TS5CH	1.0	DN40	天然气	0.016	10	0.00160
掺稀 管线	TK683XCH	2.5	DN50	稀油	4.69	2500	0.00188
	TK666CH	2.6	DN50	稀油	4.88	2500	0.00195
	TH121111CH	2.9	DN50	稀油	5.44	2500	0.00218
	TK602CH	1	DN50	稀油	1.88	2500	0.00075
	TK6104XCH	2.3	DN50	稀油	4.32	2500	0.00173
	TH102105CH	3.3	DN50	稀油	6.19	2500	0.00248
	TH10333CH3	2.5	DN50	稀油	4.69	2500	0.00188
	TH12135CH2	3.7	DN50	稀油	6.94	2500	0.00278
	TH121175CH	1.3	DN50	稀油	2.44	2500	0.00098
	TH12489X	1.9	DN50	稀油	3.57	2500	0.00143
	TH12359	2.7	DN50	稀油	5.07	2500	0.00203
	TH124136H	0.66	DN48	稀油	1.15	2500	0.00046
	TK677CH	0.8	DN48	稀油	1.50	2500	0.00060
	TH121132CH2	1.2	DN48	稀油	2.26	2500	0.00090
	TH12574XCH	0.4	DN48	稀油	0.75	2500	0.00030
	TH124141X	0.61	DN48	稀油	1.06	2500	0.00042
合计							0.96326

注：集油管线运行压力按照 3.5/3.0MPa，燃料气管线运行压力按照 1.5/1.0MPa，掺稀管线运行压力按照 12.0/10.0MPa 核算。

根据上表计算结果，本项目 $Q=0.96326$ ， $Q<1$ ，判断项目风险潜势为I，根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）相关要求，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。

2.7 评价时段与评价重点

评价时段包括施工期、运营期、退役期三个时段，其中以施工期和运营期为主。经对项目区域自然地理、环境现状和社会经济的调查研究及工程排污特点的分析，确定评价工作的重点如下：

- (1) 工程分析；
- (2) 生态环境影响评价；
- (3) 地下水环境影响评价；
- (4) 固体废物影响评价；
- (5) 环境风险影响评价及风险管理；
- (6) 环境保护措施技术经济及可行性论证。

2.8 控制污染与环境保护目标

2.8.1 污染控制目标

根据项目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) 项目区属于塔里木河流域重点治理区。因此要控制建设项目在建设过程中的各种施工活动，尽量减少对地表的扰动，做好植被恢复与水土保持工作，防止土壤沙化。

(2) 保证项目建成后，废气达标排放，固体废物得到妥善处置，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，将项目对生态环境的不利影响降低到最低程度，使受影响区域的整体生态环境无明显破坏。

2.8.2 环境保护目标

根据现场踏勘结果，本项目不涉及各类自然保护地和生态保护红线，确定本项目评价范围内主要环境保护敏感目标见表 2.8-1。

本项目位于阿克苏地区库车市境内。根据资料收集和现场调查，本工程不涉及依法划定的国家公园、自然保护区、世界自然遗产、重要生境、自然公园、生态保护红线等生态保护区。本项目 TK666CH 井西南距塔里木河流域土地沙化防控与生物多样性维护生态保护红线区（新疆库车龟兹国家沙漠公园）最近距离为 4.6km，详见图 3.9-1；本项目 TS5CH 井管线北距国家二级公益林 166m，

TH10333CH3、TH121111CH、TK666CH、TK602CH、TH12135CH2 井场临时占地位于国家二级公益林，TH12489X 井场临时占地位于地方公益林，与天然林位置关系见图 2.8-1；本项目 TH124136H 井场边界西南侧距离基本农田最近距离为 290m，本项目与基本农田位置关系见图 2.8-2。

项目区域除油区工作人员外，工程区无人居住。评价范围内主要保护目标为天然林、基本农田和塔里木河流域水土流失重点治理区。

表 2.8-1 环境保护目标

序号	环境要素	环境保护目标	相对位置/ 环保目标特征	环境保护要求
1	生态环境	塔里木河流域水土流失重点治理区	评价范围内	不改变生态功能，防止水土流失现象的发生。
		天然林（国家二级公益林、地方公益林）	TS5CH 井管线北侧 166m 及 10333CH3、TH121111CH、TK666CH、TK602CH、TH12135CH2、TH12489X 侧钻井场占地外	避免占用林地茂密区，按有关规定进行征占和补偿；施工区设置明显的作业区域标志，加强管理，把施工作业严格控制在作业区内。
		野生动物	评价范围内	禁止破坏保护动物的生境和捕杀保护动物。
		荒漠植被	评价范围内	避免占用林地茂密区，按有关规定进行征占和补偿；施工区设置明显的作业区域标志，加强管理，把施工作业严格控制在作业区内。
2	大气环境	-	评价范围内	满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准
3	声环境	-	评价范围内	满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）中的 2 类标准。
4	地下水环境	评价范围内潜水含水层	评价范围内	满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中Ⅲ类标准
5	土壤环境	基本农田	TH124136H 井场西南 290m	占地范围内执行《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地风险筛选值；占地范围外执行《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）。
		牧草地	井场及管线周边	
6	环境风险	项目区大气、土壤、地下水、公益林、基本农田等	井场及管线周边	发生风险事故时，可快速采取环境风险防范措施，确保风险事故对土壤、地下水等环境的影响程度可控。

3.工程概况与工程分析

3.1 工程开发现状及环境影响回顾

塔河油田采油二厂所辖区块包含塔河 6 区、7 区、10 区北、12 区等四个区块；本项目主要涉及塔河油田 6 区、10 区和 12 区等三个区块，各区块均已开展过环境影响后评价，详见附件 3、附件 4、附件 5；区块开发现状及回顾主要针对上述区块内容。塔河油田开发现状图见图 3.1-1、3.1-2。

3.1.1 各区块开发现状

(1) 各区块主体工程建设情况

塔河油田 6 区、10 区、12 区三个区块油井总数 935 口，开井生产 6116 口，日产液 2.94×10^4 吨，日产油 0.89×10^4 吨，含水 71%，平均单井日产油能力 14.5 吨。截至 2025 年 2 月，累计产油 0.6559 亿吨，动用储量的采出程度为 11.3%。

塔河油田各区块主要地面设施情况统计见表 3.1-1。

表 3.1-1 塔河油田各区块主要地面设施情况一览表

序号	区块名称	井数	计转站/阀组站名称	联合站	其他
1	塔河油田 6 区	1116 口	6-1 计转站、6-2 计转站、6-3 计转站、6-4 计转站	二号联合站	油气水依托二号联合站处理
2	塔河油田 10 区	316 口	10-1 至 10-9 计转站、10321 计量混输泵站、TH10434 混输泵站、S99 卸油站、TK1023 配液站	二号联合站	10 区北油气水依托二号联合站、四号联合站进行处理，10 区南油气水依托二号联合站进行处理
3	塔河油田 12 区	505 口	12-1 计转站、12-2 计转站、12-3 计转站、12-4 计转站、12-5 计量混输泵站、12-6 计量混输泵站、12-7 计转站、12-8 计量混输泵站、12-9 计转站、12-10 计转站、12-11 计转站、12-12 计转站、12-13 计转站、12-14 计转站、12-15 计量（掺稀）混输泵站、12516 混输泵站、AD20 混输站、12330 卸油站	二号联合站	依托二号联合站进行处理

(2) 公辅工程建设情况

①给排水

塔河油田区域各井场、站场为无人值守井站场，主要以巡检人员为主，生产过程中不涉及用水。采油二厂厂部设置有基地，基地人员生活用水通过水井取水，生活污水排入基地生活污水处理装置处理，基地生活污水采用一体化污水处理装置处

理。生产过程中不涉及用水，废水主要为采出水和井下作业废水，采出水在区域联合站分离出来后，通过采出水管线输送至区域回注水井回注地层，回注层位为油气开采层位。井下作业废水送至塔河油田绿色环保处理站处理。

②供热

塔河油田内大部分井场根据生产需要设置有真空加热炉，各联合站设置有导热油炉为生产过程提供热量，燃料为各联合站经净化后的天然气。各采油厂厂部单独设置有供暖锅炉用于冬季供暖。

③供电

塔河油田各区块范围内设置有 110kV 或 35kV 变电站，用于区域各联合站、站场及井场供电，区域电力线路网覆盖较全面，钻井期用电主要从周边已有电力线路上接入。

(3) 塔河油田辅助工程建设情况

①集输管线及运输情况

目前各区块主要分布有二号联合站、二号联合站，周边区域井场就近进入附近联合站进行油气水分离及处理，分离后的油、气通过已建管道外输。处理达标后的采出水通过管道经区域回注井回注地层。

②内部道路建设情况

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

③储罐、运输及装载系统建设情况

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

3.1.2“三同时”执行情况

根据近年来的环评及验收文件，经备案后的环评文件作为生态环境主管部门环境管理的依据，为油田日常环保监督管理和排污许可提供技术支撑。塔河油田各区基本按照开发时序履行了环境影响评价和竣工环境保护验收等工作，塔河油田 6

区、10 区和 12 区已开展的主要工程环境管理手续执行情况如表 3.1-2 所示；与本项目相关的主要工程“三同时”执行情况表见表 3.1-3。

表 3.1-2 塔河油田各区手续情况一览表

序号	项目名称	环评文件			验收文件		
		审批单位	批准文号	批准时间	验收单位	验收文号	验收时间
塔河油田 6 区							
1	新疆塔里木盆地塔河油田六区开发建设工程	原自治区环境保护局	新环监函（2002）68 号	2002 年 4 月	自主验收	--	2021 年 11 月
2	塔河油田 6、7 区奥陶系油藏综合调整项目	原自治区环境保护局	新环评价函（2011）1235 号	2011 年 12 月	原自治区环境保护局	新环函（2015）1412 号	2015 年 12 月
3	塔河油田 6 区集中掺稀工程	新疆维吾尔自治区环境保护厅	新环评价函（2011）430 号	2011 年 5 月	新疆维吾尔自治区环境保护厅	新环函（2015）913 号	2015 年 8 月
4	塔河油田主体区奥陶系报告 2017 年第一期产能建设项目	新疆维吾尔自治区环境保护厅	新环函（2017）1974 号	2017 年 12 月	自主验收	--	2020 年 1 月
塔河油田 10 区							
1	塔河油田 10 区奥陶系油藏开发建设工程	原自治区环境保护厅	新环自函（2006）134 号	2006 年 4 月	原自治区环保厅	新环评价函（2010）586 号	2010 年 9 月
2	塔河油田 10 区奥陶系油藏低品位储量第三期产能建设项目	原自治区环境保护厅	新环评价函（2013）491 号	2013 年 6 月	原自治区环境保护厅	新环函（2015）1413 号	2015 年 12 月
3	塔河油田 10 区奥陶系油藏低品位储量第四期产能建设项目环境影响报告书	原自治区环保厅	新环评价函（2013）490 号	2013 年 6 月 14 日	自主验收	--	2022 年 1 月 21 日
4	塔河油田 10 区奥陶系油藏低品位储量第五期产能建设项目	原自治区环境保护厅	新环函（2014）164 号	2014 年 2 月	自主验收	--	2019 年 9 月
5	塔河油田 10 区奥陶系油藏第六期产能建设项目	原自治区环境保护厅	新环函（2015）418 号	2015 年 4 月	自主验收	--	2019 年 9 月
6	塔河油田 10 区奥陶系油藏 2015—2016 年产能建设项目	原自治区环境保护厅	新环函（2016）930 号	2016 年 7 月	自主验收	--	2019 年 1 月
7	塔河油田 10 区奥陶系油藏 2018 年第一期产能建设项目	阿克苏地区生态环境局	阿地环函字（2019）805 号	2019 年 12 月	自主验收	--	2021 年 3 月

序号	项目名称	环评文件			验收文件		
		审批单位	批准文号	批准时间	验收单位	验收文号	验收时间
塔河油田 12 区							
1	塔河油田 12 区开发地面工程先期配套项目	原自治区环境保护厅	新环监函（2008）80号	2008 年 3 月	原自治区环境保护厅	新环评价函（2010）587号	2010 年 9 月
2	塔河油田 12 区奥陶系油藏东区产能建设项目	原自治区环境保护厅	新环监函（2009）151号	2009 年 4 月	原自治区环境保护厅	新环函（2015）909 号	2015 年 8 月
3	塔河油田 12 区奥陶系油藏总体开发项目	原自治区环境保护厅	新环评价函（2010）644号	2010 年 10 月	原自治区环境保护厅	新环评价函（2012）855号	2012 年 8 月
4	塔河油田 12 区奥陶系油藏第四期开发项目	原自治区环境保护厅	新环评价函（2011）1004 号	2011 年 10 月	原自治区环境保护厅	新环函（2017）52 号	2017 年 1 月
5	塔河油田 12 区奥陶系油藏第六期产能建设项目	原自治区环境保护厅	新环函（2014）165号	2014 年 2 月 13 日	企业自主验收	--	2019 年 9 月 4 日
6	塔河油田 12 区奥陶系油藏第七期产能建设项目	原自治区环境保护厅	新环函（2015）196号	2015 年 12 月 13 日	企业自主验收	--	2019 年 6 月 17 日
7	塔河油田西部 2021 年产能建设项目	自治区生态环境厅	新环审（2021）75号	2021 年 5 月	自主验收	--	2024 年 1 月
8	塔河油田塔河十二区 2023 年第一期产能建设项目	自治区生态环境厅	新环审（2023）45号	2023 年 3 月	自主验收	--	2024 年 5 月
9	塔河油田西部 2026 年产能建设项目环境影响报告书	自治区生态环境厅	新环审（2026）26号	2026 年 2 月	正在建设	--	--
采油二厂环境管理执行情况							
10	中石化西北油田分公司采油二厂突发环境事件应急预案	采油二厂 2024 年 12 月 6 日修编了应急预案，并在阿克苏地区生态环境局库车市分局进行了备案（备案编号：652923-2024-218-M）。					
11	排污许可执行情况	采油二厂 2020 年 6 月 30 日取得排污许可证(证书编号为：91650000742248144Q083U)，并先后进行 15 次变更，最后一次变更时间为 2025 年 12 月 8 日。					
12	环境影响后评价开展情况	塔河油田 6、7 区环境影响后评价报告书于 2021 年 2 月 25 日取得新疆维吾尔自治区生态环境厅备案意见（新环环评函〔2021〕163 号）。					
13		塔河油田 10 区环境影响后评价报告书于 2021 年 2 月 25 日取得新疆维吾尔自治区生态环境厅备案意见（新环环评函〔2021〕163 号）。					
14		塔河油田 12 区环境影响后评价报告书于 2021 年 2 月 25 日取得新疆维吾尔自治区生态环境厅备案意见（新环环评函〔2021〕163 号）。					

表 3.1-3 本项目相关依托站场“三同时”执行情况表

工程名称	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
塔河油田二号联合站	新疆塔里木盆地塔河油田六区开发建设工程	原自治区环境保护局	新环监函(2002) 68号	2002 年 4 月	自主验收	--	2021 年 11 月
	塔河油田 12 区奥陶系油藏东区产能建设项目环境影响报告书	原新疆维吾尔自治区环境保护局	新环监函(2009) 151号	2009 年 4 月 15 日	原新疆维吾尔自治区环境监测总站	新环函(2015) 909号	2015 年 8 月 12 日
12-8 计量(掺稀)混输泵站							
6-1 计转站	新疆塔里木盆地塔河油田六区开发建设工程	原自治区环境保护局	新环监函(2002) 68号	2002 年 4 月	自主验收	--	2021 年 11 月
6-3 计转站							
10-4 计转站	塔河油田 10 区奥陶系油藏开发建设工程	原自治区环境保护厅	新环自函(2006) 134号	2006 年 4 月	原自治区环保厅	新环评价函(2010) 586号	2010 年 9 月
10-5 计转站							
12-1 计转站	塔河油田 12 区开发地面工程先期配套项目	原自治区环境保护厅	新环监函(2008) 80号	2008 年 3 月	原自治区环境保护厅	新环评价函(2010) 587号	2010 年 9 月
12-2 计转站							
12-15 计量(掺稀)混输泵站	塔河油田 12 区奥陶系油藏第七期产能建设项目	原自治区环境保护厅	新环函(2015) 196号	2015 年 12 月 13 日	企业自主验收	--	2019 年 6 月 17 日

3.1.3 区块环境影响回顾

本次评价涉及塔河油田 6 区、10 区和 12 区，根据现场踏勘情况及调查结果，分别从生态环境影响、土壤环境影响、水环境影响、大气环境影响、固废环境影响、声环境影响、环境风险进行回顾性评价。

3.1.3.1 生态环境影响回顾评价

(1) 植被环境影响回顾分析

油气田开发建设工程对植被的影响主要表现在钻井期，根据油气田开发特点，对植被产生重要影响的阶段为施工期的占地影响、油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，其次污染物排放也将对天然植被产生一定的不利影响。塔河油田各区块经过了多年的开发后，现在已占用了一定面积的土地，使永久占地范围内的植被受到一定程度的破坏。整个自然环境中的植被覆盖度减少，地表永久性构筑物增多。

油气田进入正式生产运营期后，不会再对区域内的自然植被产生新的和破坏的影响，除了永久性建筑设施、面积较小的井场以及道路的路基和路面占地外，其他临时性占地区域将被自然植物逐步覆盖，随着时间的推移，被破坏的植被将逐渐恢

复到原有自然景观。

①永久占地植被影响回顾

永久占地是指井场、站场和道路占地。根据现场调查情况，塔河油田各区块的道路地面均进行了硬化处理，井场永久性占地范围内进行砾石铺垫处理，站场有护栏围护。油气田内部永久占地范围的植被完全清除，主要为怪柳等，西北油田分公司已严格按照有关规定办理建设用地审批手续。

②临时占地植被影响回顾

a.井场临时占地的恢复情况

本次评价就井场占地类型、井场平整情况和井场附近植被状况进行了调查。井场施工期临时占地均为油气田开发规划用地，占地类型以盐土为主，所占土地完钻后进行了迹地清理和平整。

b.道路和管线

公路和管线建设对植被的影响主要是通过施工机械、施工人员对地表的践踏、碾压、开挖，改变了土壤坚实度的同时，损伤和破坏了植被。施工结束后，植被可以不同程度地进行恢复。

施工结束后管沟回填，除管廊上方覆土高于地表外，管线两侧施工迹地已恢复，临时占地区域内的原始植被已恢复，恢复效果较好，对周围植被和地表的影响不大。

项目区勘探开发时间长，依托设施完善，至各单井为独立的探临路，砂石路面，路面宽约 4.5m。所有的施工车辆都是在已建道路上行驶，没有车辆乱碾乱轧的情况发生，没有随意开设便道，尽量减少和避免了对项目区域地表的扰动和破坏。施工结束后平整恢复迹地，路面表层铺垫有砾石层，道路两侧植被正在恢复。

(2) 野生动物影响回顾分析

①破坏栖息环境

油气田开发建设，除各种占地直接破坏动物栖息环境外，各面、线状构筑物对栖息地造成分割，加上各种机械产生的噪声和人员活动，使原先相对完整的栖息地破碎化和岛屿化，连通程度下降，对物种的扩散和迁徙产生阻碍和限制。

②人类活动对野生动物生存的干扰

在油气田钻前建设和油建等工程实施过程中，人为活动不断侵入野生动物活动领域，迫使一些对人为影响敏感的种类逃往邻近未影响区域。随着地面工程影响结束和油气田进入生产期，人为影响程度趋于平稳。同时会增加一些适应人类影响的种类。

根据油气田开发对野生动物的影响特征，对两栖类、爬行类及啮齿动物的分布情况进行了调查。

结果表明：在油气田区域内植被状况恢复较好的地段，动物活动的痕迹较多，而在井场附近则很少有活动的迹象。在整个区域内的分布数量也较原始状态少。

主要原因：虽然油气田进入正常运营后人类密度及活动范围同开发期相比有所减少。但是，由于油气田的井场较多，开发活动使得区域内自然植被的覆盖度降低，影响了爬行类及鼠类动物生存及栖息的基本环境条件。动物在没有植被的裸地得不

到食物及水分，也就不会在此生存。

综上所述，施工期和运营期对野生动物的负面影响不大，没有发生捕猎野生保护动物的现象。

（3）生态保护措施回顾

①井场

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为 60m×60m，符合施工设计要求。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，人工植树为辅。项目区自然植被恢复缓慢，种子萌发和幼苗生长主要依赖雨水，因此植被的恢复需要时间长。通过现场调查，被扰动的区域水分条件好的已恢复植被，水分条件不好的区域有零星植物恢复生长。油气管线占地因各自所在区域水分条件不同，自然恢复程度有所不同。油区主干路为沥青路面，至各单井为独立的探临路，砂石路面，路面宽约 4.5m。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。

综上所述，塔河油田各区块井场永久性占地范围内进行砾石铺垫处理，站场有护栏围护。油气田内部永久占地范围的植被完全清除，井场内临时性占地的地表基本裸露，植被正在自然恢复。区域道路和管线两侧植被自然恢复。站场内地表均用水泥硬化处理，站外有人工绿化种植植被。油气开采在施工期和运营期对野生动物的负面影响不大，也没有发生捕猎保护动物的现象，对周边生态影响可接受。

3.1.3.2 水环境影响回顾评价

塔河油田各区块采出水依托联合站处理，分离出的采出水依托回注水处理系统处理，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。根据现场踏勘及咨询企业现场管理人员，出水水质可稳定达标。

塔河油田回注水回注层为原石油开采层，经处理达标后的含油污水通过密闭的注水管线输送至回注井和注水替油井，注入地下，不外排，由于回注井回注层位在 5000m 左右并设有套管，深层地下水基本得不到补给和循环，径流和排泄处于停滞状态，正常情况下基本不会对地下水产生不利影响。

表 3.1-4 废水水质监测结果统计表

采样地点	检测项目	单位	监测结果	标准	达标分析
二号联合站	悬浮固体含量	mg/L	22~25	30.0	达标
	含油量	mg/L	1.78~2.93	50.0	达标
	pH 值	--	3.92~7.06	--	--

本次评价搜集塔河油田历年的环评、后评价报告与区块内地下水例行监测数据中地下水环境质量现状监测数据进行比对，石油类满足《地表水环境质量标准》(GB3838-2002)III类标准要求。

综上所述，塔河油田在实施油气开发的过程中基本落实了环评及验收中提出的地下水污染防治措施，采取的污水处理设施等各项环保设施基本起到了相应的污染防治效果，采取的水污染防治措施基本有效，未对区域地下水环境产生累积性影响。

3.1.3.3 大气环境影响回顾

塔河油田各区块目前大气污染源主要为加热炉燃烧的天然气、检修或紧急状态下放空火炬燃烧天然气产生的废气以及井场、地面工程无组织排放废气。大气污染物主要是真空加热炉等产生的废气，以及井场、地面工程等无组织排放废气。针对以上污染源，采取了以下大气污染治理措施：

- (1) 对各站场的设备、管线、阀门等定期进行了检查、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。
- (2) 在站场设置了可燃气体检测仪，可及时发现天然气泄漏并及时处理。
- (3) 生产运行期加热炉采用清洁能源天然气为原料。
- (4) 加强了油罐的保温和绝热措施，有效控制罐内温度，减少油罐呼吸量。
- (5) 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。

根据采油二厂 2023 年、2024 年例行监测报告及后评价报告中开展期间进行的污染源监测数据，加热炉烟气排放满足《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；各场站无组织排放的硫化氢满足《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）表 1 恶臭污染物厂界标准值新扩改建项目二级标准；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。

表 3.1-5 塔河油田井场、站场废气污染物达标情况一览表

名称	污染源	污染物	排放浓度 (mg/m ³)	主要处理 措施	标准	达标 情况
二号联合 站	站场无 组织 废气	硫化氢	未检出	日常维护， 做好密闭措 施	《恶臭污染物排放标准》 (GB14554-93)表 1 标准限值要 求	达标
		非甲烷总烃	0.07~0.51		《陆上石油天然气开采工业大 气污染物排放标准》 (GB39728-2020)企业边界污染 物控制要求	
10-5 计转 站加热炉 (1.5MW)	真空加 热炉烟 气	颗粒物 二氧化硫 氮氧化物 烟气黑度	3.9~4.3 未检出 186~191 <1 级	使用净化后 的天然气作 为燃料	《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	达标
TH10339 井真空加 热炉 (0.2MW)	真空加 热炉烟 气	颗粒物 二氧化硫 氮氧化物 烟气黑度	9.3~10.9 未 检出 55~88 <1 级	使用净化后 的天然气作 为燃料	《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	达标
10-3 计转 站	站场无 组织 废气	硫化氢	未检出~ 0.005	日常维护， 做好密闭措 施	《恶臭污染物排放标准》 (GB14554-93)表 1 标准限值要 求	达标
		非甲烷总烃	0.72~0.77		《陆上石油天然气开采工业大 气污染物排放标准》 (GB39728-2020)企业边界污染 物控制要求	
TH10124 井	井场无 组织 废气	硫化氢	未检出~ 0.006	日常维护， 做好密闭措 施	《恶臭污染物排放标准》 (GB14554-93)表 1 标准限值要 求	达标
		非甲烷总烃	0.73~0.75		《陆上石油天然气开采工业大 气污染物排放标准》 (GB39728-2020)企业边界污染 物控制要求	

根据区域例行监测的结果显示，站场加热炉废气排放满足《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，各场站无组织排放的硫化氢满足《恶臭污染物排放标准》（GB 14554-93）中表 1 新扩改建项目二级标准；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）企业边界污染物控制要求。因此，油气田开发对区域大气环境造成的影响可接受。

本次回顾引用阿克苏地区例行监测点 2021 年~2025 年监测数据以及区域历史报告中开展的监测进行说明，塔河油田废气污染物中涉及的因子主要为颗粒物、二氧化硫、氮氧化物、非甲烷总烃和硫化氢，本次基本 6 项因子仅分析 PM₁₀、PM_{2.5}、

SO₂、NO₂四项因子。

表 3.1-6 区域 2020 年~2024 年环境空气质量变化情况一览表

地区	污染物	年评价指标	2020 年 现状浓度 (μg/m ³)	2021 年 现状浓度 (μg/m ³)	2022 年 现状浓度 (μg/m ³)	2023 年 现状浓度 (μg/m ³)	2024 年 现状浓度 (μg/m ³)	GB3095-2012 二级标准 值 (μg/m ³)	GB3095-2026 二级标准值 (过渡阶段) (μg/m ³)	达标 情况
阿克苏地区	PM ₁₀	年平均值	95	87	94	82	81	70	60	超标
	PM _{2.5}	年平均值	39	35	41	26	35	35	30	超标
	SO ₂	年平均值	7	6	6	5	5	60	60	达标
	NO ₂	年平均值	28	29	24	14	27	40	40	达标

从表中可以看出，区域 PM₁₀、PM_{2.5}年平均值均处于超标状态，主要原因是紧邻沙漠导致，并不是油气田开发过程造成；SO₂、NO₂年平均值均处于一个逐步降低的过程，说明油气田开发过程中加热炉的使用未导致区域二氧化硫、氮氧化物产生较大影响。

由于非甲烷总烃、硫化氢不属于基本 6 项因子，所在区域非甲烷总烃、硫化氢监测结果主要来源于区域历史环境影响评价报告中所开展的监测，由于各监测点位的差异，无法进行有效的对比，主要以区域的检测结果进行说明，根据统计的结果，整个区域非甲烷总烃、硫化氢小时值均未超过标准要求，监测值均在小范围波动，未因为油气田开发导致非甲烷总烃、硫化氢监测值大幅度变化。说明项目的建设和运行对区域环境空气质量影响不大。

3.1.3.4 声环境影响回顾评价

塔河油田各区块现有噪声源主要来自站场的各类机泵，区块评价范围无居民区分布，不存在噪声扰民现象。油气田开发时间较长，已进入开发后期，工业活动较少，影响较小。

塔河油田内油气开发活动产生的噪声主要来自井场、站场的各类机泵。类比塔河油田同类型井场及站场污染源监测数据，塔河油田井场、站场等厂界噪声均满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)中 2 类标准值。因此区块开发对周围环境的影响可接受，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 3.1-7 塔河油田井场、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
----	-----------	--------	----	------

位置	监测值 dB(A)		主要处理措施	标准	达标情况
10-3 计转站四周	昼间	47~49	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	43~44			达标
TH10339 井场四周	昼间	47~48	基础减振		达标
	夜间	42~43			达标
12-4 计转站	昼间	46~48	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	41~44			达标
TH12173	昼间	47~49	基础减振		达标
	夜间	42~44			达标

3.1.3.5 固体废物环境影响回顾评价

固体废物产生源主要为施工期的钻井废弃物、生活垃圾；运营期主要来自集输过程中产生的落地油、生活垃圾等。钻井废弃物影响集中在井场内，各阶段均按照相关的环保规范进行了管理，现场未发现废弃泥浆遗留。

钻井井场设置岩屑池，其池底和池体压实，采取 HJHY 系列二布一膜环保型防渗膜进行防渗，水基废弃泥浆和岩屑排入岩屑池。施工过程中，岩屑池中的一开、二开上部的废弃泥浆和岩屑在单井废液池中干化后综合利用，二开下部含磺化的钻井废弃物应用不落地达标处理技术，进行固液分离，分离出的磺化泥浆岩屑现场处理后，达到《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB 65/T3997-2017）标准中相应指标要求后用于铺垫油区内的井场、道路等；生活垃圾合理处置。

落地油、废矿物油等危险废物均第一时间委托阿克苏塔河环保工程有限公司（塔河油田一号固废液处理站，危险废物经营许可证编号：6529230040）接收并进行达标处理。落地油、废矿物油收集、贮存、运送、处置过程中，严格执行《危险废物转移管理办法》（生态环境部令第 23 号）。塔河油田各区块生活垃圾定期由库车城乡建设投资（集团）有限公司负责拉运处置。

总体来说，塔河油田各区块内生产活动和生活产生的固体废物基本得到妥善地处置，固体废物环境保护措施基本有效。

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，塔河油田各区块开发建设对土壤环境的影响主要是地面建设施工如井场、道路、管线等占用土地和造成地表破坏。工程占地改变了原有土壤结构和性质，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、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。

此外，营运期过程中，来自井场、站场产生的污染物对土壤环境可能产生一定的影响，如废水和固废进入土壤造成土壤的污染，但这些影响主要是发生在事故条件下，如单井管线爆管泄漏致使油污进入土壤。另外各类机械设备也可能出现跑、冒、漏油故障，对外环境造成油污染。这些污染主要呈点片状分布，在横向上以发生源为中心向四周扩散，距漏油点越远，土壤中含油量越少，从土壤环境污染现状调查可知，在纵向上石油的渗透力随土质有很大的差别，质地越粗，下渗力越强。进入土壤的油污一般富集在 0~20cm 的土层中，积存于表层会影响表层土壤通透性，影响土壤养分的释放，降低土壤动物及微生物的活性，使土壤的综合肥力下降，最终影响植物根系的呼吸作业和吸收作用。

根据现场调查及收集相关资料，采油二厂主要采取了以下措施防治土壤污染：

(1) “地面漫流”途径阻断措施

- ①采出水在塔河油田各联合站处理后，直接回注单井或者通过增压站回注到单井。
- ②重点罐区、设置了围堰、地面硬化等措施。

(2) “垂直入渗”途径阻断措施

①站场内储罐区、原辅料储藏区、加热装置区等区域均采取了防渗措施，油气密闭集输；场地内设备运行正常，场地内裸露土壤未发现明显颜色异常、油渍等污染痕迹，且无异常气味。

②对管线刺漏造成的土壤污染进行了及时清运，减少扩散范围，降低土壤污染风险。

③塔河油田各区产生的含油污泥、废矿物油等危险废物均第一时间转运至阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站接收并进行达标处理。含油污泥收集、贮存、运送、处置过程中，严格执行国家《危险废物转移管理办法》(生态环境部令 第 23 号)。

结合塔河油田各区块历年的土壤监测数据分析，区域土壤环境质量保持稳定，土壤中的石油烃和重金属的含量并未因塔河油田区块的开发建设而明显增加。

3.1.3.7 环境风险回顾

塔河油田生产过程中的风险物质主要包括原油、天然气等，可能发生的风险事故主要为钻井过程中发生的原油泄漏；油气集输和储运过程中的原油、采出污水的泄漏。

根据调查，塔河油田至今未发生过井喷事故及管道全管径断裂事故，因管道及设备腐蚀老化发生泄漏事故，事故发生后，采取了有效的环境风险防范和应急措施，使危害影响范围减小到最低程度，未对周边产生较大的影响。

本次对油田环境风险防范措施进行了调查，具体如下：

（1）钻井、井下作业事故风险预防措施

①设计、生产中采取有效预防措施，严格遵守钻井、井下作业的安全规定，在井口安装防喷器和控制装置，杜绝井喷的发生。

②井场设置明显的禁止烟火标志；井场钻井设备及电气设备、照明灯具符合防火防爆的安全要求，井场安装探照灯，以备井喷时钻台照明。

③按消防规定配备泡沫灭火器、干粉灭火器、消防铁锹和其他消防器材。

④井下作业之前，在井场周围划分高压区和低压区，高压泵、高压汇管、井口装置等高压设备均布置于高压区内，施工过程中，高压区无关人员全部撤离，并设置安全警戒岗。

⑤每一次井下作业施工前，必须对高压汇管进行试压，试压压力大于施工压力 5MPa，施工后探伤，更换不符合要求的汇管。

（2）油气集输事故风险预防措施

①严格按照管道施工、验收等规范进行设计、施工和验收。

②集输管线敷设前，对管材和焊接质量检查，严禁使用不合格产品。对焊接质量严格检验，防止焊接缺陷造成泄漏事故的发生。

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

④按规定进行设备维修、保养，及时更换易损及老化部件，防止油气泄漏事故的发生。

⑤在集输系统运行期间，严格控制输送介质的性质，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

的管段及时更换，消除爆管的隐患；定期对集输管线上的安全保护设施，如截断阀、安全阀、放空系统等进行检查，使管道在超压时能够得到安全处理，在管道破裂时能够及时截断上下游管段，以减少事故时油气的释放量，使危害影响范围减小到最低程度。

⑥定期对管线进行巡视，加强管线和警戒标志的管理工作。

（3）站场事故风险预防措施

①在建、构筑物区域内设置接地装置，工艺设备、塔、架等设置防静电接地装置；变压器等采用避雷器作为防雷保护。

②站场内的装置区、泵房等均为爆炸火灾危险区域，区域内的配电设备均采用防爆型。

③在可能产生易燃易爆介质泄漏的地方，设置可燃气体检测报警器，以便及时发现事故隐患。

④站场设置自动化控制系统和紧急停车联锁系统，采用电脑自动监测和报警机制。

塔河油田 6 区、10 区、12 区隶属于采油二厂管理。采油二厂于 2024 年 12 月取得《中国石油化工股份有限公司西北油田分公司采油二厂突发环境事件应急预案》的备案证明，备案编号为 652923-2024-218-M。塔河油田各区块采取了有效的环境风险防范和应急措施，建立了应急管理体系，开展了应急培训和应急演练，具备处置突发环境事件的能力，应急物资储备充足，应急保障措施完善。

3.1.3.8 与排污许可衔接情况

从评价调查及收集资料可以看出，采油二厂基本能做到排污口规范化。固体废物、危险废物贮存场所均设置有标志牌，废气排放口、噪声排放口规范化管理较规范，废气监测口的设置、噪声排放口标志牌设置符合国家和自治区的相关要求进行规范管理，并自行开展了相关监测。采油二厂按照《固定污染源排污许可分类管理名录（2019 版）》规定的范围，已对加热炉等固定污染源办理了排污许可证。根据《排污口规范化整治技术要求（试行）》（环监〔1996〕470 号）、《〈环境保护图形标志〉实施细则》（环监〔1996〕463 号）、《环境保护图形标志-排放口（源）》（GB15562.1-1995）、《排污单位自行监测技术指南 总则》（HJ819-2017），采油二厂进一步建立完善了自行监测制度及排污口规范化管理制度。2023 年 5 月 23 日，中国石油化工股份有限公司西北油田分公司采油二厂变更了排污许可证（证书编号：91650000742248144Q083U），有

效期限自 2023 年 7 月 1 日至 2028 年 6 月 30 日止。

3.1.3.9 自行检测情况

根据塔河油田生产特征和污染物的排放特征，采油二厂依据《排污单位自行监测技术指南总则》（HJ819-2017）、《排污单位自行监测技术指南陆上石油天然气开采工业》（HJ1248-2022）及地方生态环境主管部门的要求开展自行监测工作，对辖区范围的采出水、生活污水、场界噪声、泥浆不落地开展监督监测，环境空气质量、锅炉废气、无组织废气、地下水和土壤外委协测。同时采油二厂对辖区内联合站、轻烃站每年开展 VOCs 泄漏密封点检测及修复工作，贯彻落实《新疆维吾尔自治区工业企业挥发性有机物泄漏检测与修复（LDAR）技术要求（试行）》，遵循了 LDAR 实施的技术要求，对减少环境污染，改善大气环境质量和减少企业物料损耗方面都具有良好的环境、经济和社会效益。

3.1.4 区块污染物排放情况

目前塔河油田各区已根据开采区块和集输情况，按照《固定污染源排污许可分类管理名录(2019 年版)》（生态环境部令 第 11 号），完成了排污许可证的申领。本次评价引用后评价报告中的区域已建工程污染物排放相关情况，目前塔河油田各区块现有污染物年排放情况见表 3.1-8。

表3.1-8 现有区块污染物排放情况一览表 单位：t/a

类别	废气					废水	固废
	颗粒物	二氧化硫	氮氧化物	非甲烷总烃	硫化氢		
塔河油田各区块现有污染物排放量	14.53	1.56	94.71	261.72	3.2	0	0

3.1.5 区块环境问题及“以新带老”整改措施

3.1.5.1 存在问题

目前，塔河油田各区已开展后评价工作并完成备案，具体存在的问题如下：

- （1）重点场站、储罐、装卸区密封点的 VOCs 的控制和管理措施不够完善；
- （2）信息公开不够规范；

3.1.5.2 整改方案

目前存在的问题已纳入塔河油田 2024 年度~2025 年度整改计划中，已落实到具体的责任部门，并明确了资金来源。建议整改方案如下：

(1) 按照国家、地方环保法规、标准,开展 VOCs 排放的日常监测工作,并保证相关监测数据的完整性和有效性;

(2) 健全环境信息公开制度。按照《企业环境信息依法披露管理办法》(部令第 24 号,2021 年 12 月 11 日发布,2022 年 2 月 8 日实施)及《国家重点监控企业自行监测及信息公开办法(试行)》(环发〔2013〕81 号)、《建设项目竣工环境保护验收暂行办法》(国环规环评〔2017〕4 号)等进行企业相关信息公开。

3.2 现有工程

3.2.1 现有工程概况

3.2.1.1 老井基本情况

现有工程中,有 15 口老井因产能降低不具备开采价值而暂时关停,有 1 口老井无油气显示而封井,有 2 口新钻井完成井场地面工程建设未投产,基本情况如下表所示。

表 3.2-1 现有井场基本情况一览表

序号	老井名称	井身结构	井深	接入计转站	接入联合站	实际产能	所属区块	井场状态
1	TK609	四开直井	5487m	6-1 计转站	二号联合站	累产油 7.5×10 ⁴ t	6 区	停产
2	TK683X	三开斜井	5633m	6-1 计转站	二号联合站	累产油 2.6×10 ⁴ t	6 区	停产
3	TK6104X	三开斜井	5718m	6-1 计转站	二号联合站	累产油 3.3×10 ⁴ t	6 区	停产
4	TK602	四开斜井	5696m	6-3 计转站	二号联合站	累产油 40.5×10 ⁴ t	6 区	停产
5	TK666	三开直井	5686m	6-3 计转站	二号联合站	累产油 5.6×10 ⁴ t	6 区	停产
6	TK677	三开直井	5650m	6-2 计转站	二号联合站	累产油 8.1×10 ⁴ t	6 区	停产
7	TH102105	三开直井	6119m	10-5 计转站	二号联合站	累产油 2.5×10 ⁴ t	10 区	停产
8	TH10333CX2	三开斜井	6191m	12-1 计转站	二号联合站	累产油 1.3×10 ⁴ t	10 区	停产
9	TH12489X	三开斜井	6893m	TH12472H 阀组	二号联合站	累产油 1.2×10 ⁴ t	12 区	停产
10	TH12359	四开直井	6280m	10-4 计转站	二号联合站	累产油 7.6×10 ⁴ t	12 区	停产
11	TH121111	三开直井	5892m	12-15 计转站	二号联合站	累产油 2.1×10 ⁴ t	12 区	停产
12	TH12135CH	三开直井	6200m	12-8 计转站	二号联合站	累产油 2.2×10 ⁴ t	12 区	停产
13	TH121175	三开直井	6200m	TH121173 阀组	二号联合站	累产油 636t	12 区	停产
14	TH121132CH	三开直井	5992m	12-15 计转站	二号联合站	累产油 6.6×10 ⁴ t	12 区	停产
15	TH12574X	三开斜井	6536m	12-2 计转站	二号联合站	累产油 1.8×10 ⁴ t	12 区	停产
16	TS5	四开斜井	9017m	/	/	/	6 区	未投产

序号	老井名称	井身结构	井深	接入计转站	接入联合站	实际产能	所属区块	井场状态
17	TH124136H	三开斜井	6389m	/	/	/	12 区	未投产
18	TH124141X	三开斜井	6333m	/	/	/	12 区	未投产

3.2.1.2 井场主要设备设施

已建成 17 座井场中，有 15 座（TK609、TK683X、TK6104X、TK602、TK666、TH102105、TH10333CX2、TH12489X、TH12359、TH121111、TH12135CH、TH121175、TK677、TH121132CH、TH12574X）已投产井场主要设备见表 3.2-2，有 2 座（TH124136H、TH124141X）未投产井场主要设备见表 3.2-3。

表 3.2-2 10 座生产井场主要设备一览表

序号	设备名称	型号	单位	数量
1	采油树	/	座	1
2	真空加热炉	400kW	座	1
3	高压节流阀	/	套	1
4	流量控制仪	/	台	1
5	可燃气体检测报警仪	/	台	1
6	放喷池	/	座	1
7	视频监控系统	/	套	1

表 3.2-3 2 座生未投产井场主要设备一览表

序号	设备名称	型号	单位	数量
1	采油树	/	座	1
2	高压节流阀	/	套	1
3	流量控制仪	/	台	1
4	可燃气体检测报警仪	/	台	1
5	放喷池	/	座	1
6	视频监控系统	/	套	1

3.2.1.3 集输系统

现有工程井场油气经过井场加热炉加热后通过已建集输管线输送至临近计转站，最终输送至二号联合站进行处理。井场不涉及油气分离和拉油流程，全部采用管输方式。

本项目现有 15 座产能井，现状如下：

TK602、TK666 井无需进行掺稀作业，采出液经过节流后，通过井场加热炉加热后，经现有集输管线输送至 6-3 计转站后，最终进入二号联合站进行处理。

其他 8 座井因所在区块原油粘度相对较大，在生产过程中需进行掺稀，掺稀后的采出液经过节流后，通过井场加热炉加热后，经现有集输管线输送至周边计转站后，最终进入二号联合站进行处理。

其中，TK683X、TK609、TK6104X 等 3 口井经现有集输管线输送至 6-1 计转站；TH102105CX2 井经现有集输管线输送至 10-5 计转站；TH10333 井经现有集输管线输送至 12-1 计转站；TH12574X 井经现有集输管线输送至 12-2 计转站；TH12359 井经现有集输管线输送至 10-4 计转站；TH121111、TH121132CH 井经现有集输管线输送至 12-15 计量（掺稀）混输泵站；TH12489X 井经现有集输管线输送至 TH12472H 阀组；TH12135CH 井经现有集输管线输送至 12-8 计量（掺稀）混输泵站；TH121175 井经现有集输管线输送至 TH121173 阀组。

TK609 井集输管线于 2003 年投运，已服役 23 年，管线服役安全风险较高，存在刺漏风险。为保证 TK609 井油气输送需求，本次评价拟停用现有管线，管内物质按要求进行吹扫干净，确保管线内无残留原油后，管线两端使用盲板封堵。

3.2.2 现有工程手续履行情况

本次评价的各井场及配套集输管线环保手续履行情况见表 3.2-3 所示，环保手续详见附件 6~附件 15。

表 3.2-3 现有老井基本情况一览表环评及验收情况一览表

序号	包含内容	建设项目名称	环评文件			验收文件		
			审批单位	批准文号	批准时间	验收单位	验收文号	验收时间
1	TS5CH	塔深 5 井建设工程	阿克苏地区生态环境局	阿地环函字（2020）139 号	2020 年 3 月	自主验收	--	2022 年 5 月
2	TK602	中石化新星公司西北石油局新疆塔里木盆地塔河油田六区开发建设工程	原自治区环境保护局	新环监函（2002）68 号	2002 年 4 月	自主验收	--	2021 年 11 月
3	TK609							
4	TK683X	塔河油田 6、7 区奥陶系油藏综合调整项目	原自治区环境保护局	新环评价函（2011）1235 号	2011 年 12 月	原自治区环境保护厅	新环函（2015）1412 号	2015 年 12 月
5	TK677							
6	TK6104X	塔河油田 6、7 区后评价报告	自治区生态环境厅	新环环评函（2021）163 号	2021 年 2 月	--	--	--
7	TK666							
8	TH102105	塔河油田 10 区奥陶系油藏 2015-2016 年产能建设项目	原自治区环境保护厅	新环函（2016）930 号	2016 年 7 月	自主验收	--	2019 年 1 月
9	TH12135CH	塔河油田 10 区奥陶系油藏低品位储量第四期产能建设项目环境影响报告书	原自治区环保厅	新环评价函（2013）490 号	2013 年 6 月	自主验收	--	2022 年 1 月
10	TH10333CH							
		TH10333CX2 井钻井工程	阿克苏地区生态环境局	阿地环函字（2020）59 号	2020 年 12 月	自主验收	--	2021 年 9 月
11	TH12489X	塔河油田塔河十二区 2023 年第一期产能建设项目	自治区生态环境厅	新环审（2023）45 号	2023 年 3 月	自主验收	--	2024 年 5 月
12	TH121175							
13	TH12359	塔河油田 12 区奥陶系油藏第四期开发项目	原自治区环境保护厅	新环评价函（2011）1004 号	2011 年 10 月	原自治区环境保护厅	新环函（2017）52 号	2017 年 1 月
14	TH121111	塔河油田 12 区奥陶系油藏第七期产能建设项目	原自治区环境保护厅	新环函（2015）196 号	2015 年 2 月	自主验收	--	2019 年 9 月
15	TH121132							
16	TH12574X	塔河油田西部 2021 年产能建设项目	自治区生态环境厅	新环审（2021）75 号	2021 年 5 月	自主验收	--	2024 年 1 月

序号	包含内容	建设项目名称	环评文件			验收文件		
			审批单位	批准文号	批准时间	验收单位	验收文号	验收时间
17	TH124136H	塔河油田西部2026年产能建设项目环境影响报告书	自治区生态环境厅	新环审〔2026〕26号	2026年2月	正在建设	--	--
18	TH124141							

3.2.4 现有工程污染物达标情况

（1）废气

由于现有老井均未生产，故类比同类型井场自行监测数据，故类比同类型井场自行监测数据。根据例行监测报告及现场调查，井场各类废气污染物均可达标排放，废气污染源及治理措施情况见表 3.2-4。

表 3.2-4 井场废气污染源及其治理措施一览表

序号	污染源	治理措施	污染物	排放浓度 (mg/m ³)	排放标准 (mg/m ³)	执行标准	达标情况
1	井场加热炉烟气 (400kW)	燃用净化后天然气	颗粒物	10.6	20	《锅炉大气污染物排放标准》（GB 13271-2014）表2 新建锅炉大气污染物排放限值	达标
			二氧化硫	<3	50		
			氮氧化物	102	200		
			烟气黑度	<1 级	<1 级		
2	井场无组织废气	密闭集输	非甲烷总烃	0.89~1.34	4	《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	达标
			硫化氢	未检出~0.007	0.06	《恶臭污染物排放标准》（GB 14554-93）中新扩改建项目二级标准	

（2）废水

由于现有老井均未生产，无生产废水产生；井场运营期无人值守，无生产废水及生活污水产生。

（3）噪声

由于现有老井均未生产，故类比同类型井场自行监测数据。噪声污染源及治理措施情况见表 3.2-5。

表 3.2-5 井场噪声污染源及其治理措施一览表

项	计转站	监测值 dB（A）	主要处理	标准	达标
---	-----	-----------	------	----	----

目				措施		情况
噪声	采油井场	昼间	46.0~48.0	基础减振	《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008） 中 2 类标准要求	达标
		夜间	39.0~41.0			达标

（4）固体废物

落地油收集后直接由阿克苏塔河环保工程有限公司接收处置，井场内不暂存。事故应急排水池内沉积的含油污泥和池体及池壁防渗膜等清理后直接由阿克苏塔河环保工程有限公司接收处置，危险废物在收集、贮存、运送、处置过程中，严格执行《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）及《危险废物转移管理办法》（部令 第 23 号）中相关要求。

（5）生态影响回顾

根据后评价报告及现有现场踏勘，现有井场永久占地范围内进行了砾石铺垫，西北油田分公司已严格按照有关规定办理建设用地审批手续；施工结束后，对所占土地进行了迹地清理和平整，临时占地范围内植被正在逐步恢复当中，植被状况恢复较好。

3.2.6 现有工程污染物年排放量

根据现场踏勘与现有环评、验收资料对比，同时依据《塔河油田 6、7 区环境影响后评价报告书》《塔河油田 10 区环境影响后评价报告书》《塔河油田 12 区环境影响后评价报告书》《塔河油田西部 2026 年产能建设项目环境影响报告书》中污染物年排放量核算结果，现有工程污染物年排放情况见表 3.2-6。

表3.2-6 现有工程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	H ₂ S		
现有工程排放量	0.433	0.173	4.570	1.529	0.012	0	0

3.2.7 现有工程环境问题及“以新带老”改进意见

现场踏勘期间，本项目已建井场及周边无历史废弃物及建筑垃圾，现场调查过程中未发现环境问题。

3.3 工程概况

3.3.1 项目基本情况

3.3.1.1 项目名称和性质

项目名称：采油二厂TK683XCH、TK609XCH2等井侧钻项目

项目性质：改扩建（滚动开发）

3.3.1.2 建设地点

采油二厂 TK683XCH、TK609XCH2 等井侧钻项目位于阿克苏地区库车市境内，地处塔河油田 6 区、10 区和 12 区，西北部距库车市约 48km，隶属于塔河油田采油二厂管辖。

3.3.1.3 建设规模

本项目主要建设内容及规模为：①部署老井侧钻 16 口（TS5CH、TK602CH、TK609XCH2、TK6104XCH、TK666CH、TK683XCH、TK677CH、TH10333CH3、TH102105CH、TH121111CH、TH12489X、TH12359、TH12135CH2、TH121175CH、TH121132CH2、TH12574XCH）；②新建 TS5CH 井场地面工程；③改造 2 座井场（TK602CH、TK6104XCH），总计新建 3 台空冷器。④新建 3.87km 单井出油管线、2.27km 燃料气管线以及 1.27km 掺稀管线（TH124136 井至 TH12441 阀组集输

工程、TH124141X 井至 TH12441 阀组集输工程、TK609CX 井至 6-1 计转站集输工程、TS5CH 井至 6-1 计转站集输工程）并配套防腐工程；⑤扩建站场 1 座（6-3 计转站），新建 1 台 45m³/h 外输泵；⑥TS5CH 井场新建 10kV 输电线路 0.6km，TS5CH、TK602CH、TK6104XCH、TK609XCH2 各新建 1 台 250kVA 变压器，共 4 台；⑦对区块现有电力线路进行改造，总计新建 10kV 输电线路 5.5km，更换 10kV 输电线路 6km，配套安装串联调压器 1 台、断路器 5 台、250kVA 变压器 4 台等设施；⑧其余井场地面工程、集输工程及配套设施均可利旧。本项目部署后，总计 18 口生产井，单井平均产油 13t/d，最高产油 8.47×10⁴t/a。油气处理及外输均依托已有地面设施。

3.3.1.4 工程组成

本项目组成包括主体工程、公辅工程、环保工程、依托工程等。工程组成见表 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	备注
主体工程	钻前工程		钻井设备基础施工及安装、岩屑池体开挖与防渗以及配套的营地建设等；16 口侧钻老井依托现有井场道路，不再新建道路。	新建/利旧
	钻井工程	老井侧钻	共部署 16 座侧钻井（TS5CH、TK602CH、TK609XCH2、TK6104XCH、TK666CH、TK683XCH、TK677CH、TH10333CH3、TH102105CH、TH121111CH、TH12489X、TH12359、TH12135CH2、TH121175CH、TH121132CH2、TH12574XCH），TK602CH 井采用开窗二开井身结构，其余均采用开窗 10043.88m。	新建
	储层改造		TH102105CH、TK6104XCH、TK602CH、TK609XCH2、TH121175CH 等 5 口井不进行储层改造，其余 11 口井进行储层改造，其中，TK677CH、TH12359 等 2 口井采用酸化工艺；TH12489X、TH10333CH3、TS5CH 等 3 口井采用常规酸压工艺；TK666CH、TH121111CH 等 2 口井采用深穿透酸压工艺；TH12135CH2 井采用控缝高酸压工艺；TH121132CH2 采用笼统酸压工艺；TH12574XCH 采用暂堵酸压工艺；TK683XCH 井采用暂堵分段酸压工艺。	新建
	井场工程	新建井场	新建 TS5CH 井场，配套建设包括采油树、高压节流阀、200kW 加热炉、流量控制仪、可燃气体检测报警仪、0.6km 输电线路、250kVA 变压器等。	新建
		改造井场	TK602CH 新建 1 台空冷器，TK6104XCH 新建 2 台空冷器，TH124136、TH124141X 各新建 1 台 200kW 加热炉，其他生产设施均可利旧。	新建/利旧
		利旧井场	其余井场生产设施均可利旧。	利旧
	站场工程		6-3 计转站新建 1 台 45m ³ /h 外输泵。	新建

工程类别	工程名称		工程内容及规模	备注
	油气集输工程	新建单井管线	新建 3.87km 单井出油管线、2.27km 燃料气管线以及 1.27km 掺稀管线，其中 TH124136 井至 TH12441 阀组单井出油管线（柔性复合管 DN100 6.4MPa）、掺稀管线（柔性复合管 DN50 25MPa）、燃料气管线（20# DN48 1.6MPa）各 0.66km（同沟敷设）；TH124141X 井至 TH12441 阀组单井出油管线（柔性复合管 DN100 6.4MPa）、掺稀管线（柔性复合管 DN50 25MPa）、燃料气管线（20# DN48 1.6MPa）各 0.61km（同沟敷设）；TK609CX 井至 6-1 计转站单井出油管线（玻璃钢管 DN125 4MPa）1.6km；TS5CH 井至 6-1 计转站单井出油管线（柔性复合管 DN80 6.4MPa）、燃料气管线（20# DN40 1.6MPa）各 1.0km（同沟敷设）。	新建
		利旧管线	其余老井管线均可利旧，不新增。	利旧
公用工程	供电工程	井场供电工程	TS5CH 井场新建 10kV 输电线路 0.6km，变压器 1 台；TK602CH、TK6104XCH、TK609XCH2 等 3 座井场各更换 1 台 250kVA 变压器，共 3 台；其余井场配电设施可利旧。	新建/利旧
		区块供电工程	对区块现有 10kV 输电线路进行改造：新建 10kV 输电线路 4.9km，包括 10-4 站至 S99 掺稀站段、TA-12S 至 TA-4S 段联络线路 1.8km，3S 与 2S 连接线路 0.3km，110KV 四联变至 2S 末端线路 2.2km、TH12270CH2 至 TH12260CH2 段线路 0.6km。更换 10kV 输电线路 6km，包括 S99 单井和渤海钻探段线路 2.3km；12-11 站至 TH12212 井段线路 3.7km。并配套新建配电设施，包括串联调压器 1 台（3S 线路与 2S 线路段）、断路器 5 台（TA-12S 至 TA-4S 段、S99 单井和渤海钻探段、3S 与 2S 线路段 2 台、12-11 站至 TH12212 井段）。	新建/利旧
	供水工程		依托本项目附近已建供水设施。	依托
	供热工程		施工期生活区采取电采暖，设备伴热方式为电伴热；运营期井场采用加热炉加热。	新建/利旧
	通信工程		新建 TS5CH 井场新建视频监控和无线网桥，实现数据、视频远程传输，其余井场均可利旧。	新建/利旧
	仪表自控		新建 TS5CH 井单井仪表自控，其余井场均可利旧。	新建/利旧
	防腐工程		①本次新建的管线工程：集油管线和掺稀管线采用管线+外防腐（30mm、40mm 厚聚氨酯泡沫黄夹克保温）；燃料气供给管线采用普通级二层 PE 防腐，补口采用聚乙烯热收缩套。 ②其余老井侧钻管线均利旧，无新建防腐保温工程。	新建/利旧
	道路工程		全部井场均利旧井场道路，砂石路面。	利旧
环保工程	废气		施工期：废气包括施工扬尘、施工车辆尾气、焊接废气、测试放喷废气、储层改造废气等；施工扬尘采取进出车辆减速慢行、物料苫盖的措施；测试放喷阶段采取疏散周边作业人员，控制放喷时间的措施。 营运期：废气主要是无组织挥发烃类、硫化氢，密闭输送。 退役期：废气主要为施工扬尘，采取洒水抑尘的措施。	/
	废水		施工期：废水包括钻井废水、酸化压裂返排液、管线试压废水及生活污水。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；酸化压裂作业结束后返排的压裂废水收集在酸液	/

工程类别	工程名称		工程内容及规模	备注
			罐内，拉运至阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站处理；管线试压废水属于清净废水，试压完成后用于区域降尘；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。 营运期：废水包括采出水和井下作业废水，采出水随采出液经集输管线输送至塔河油田二号联合站处理，达标后回注地层，井下作业废水送阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站处理。 退役期：少量管线冲洗废水产生。	
	噪声		施工期：噪声主要为施工机械设备噪声和运输车辆噪声。选用低噪声施工设备，合理安排作业时间。 营运期：选用低噪声设备、基础减振。 退役期：合理安排作业时间。	/
	固废		施工期：固废主要为钻井泥浆、钻井岩屑、生活垃圾、施工废料、废机油、废烧碱包装袋、废防渗材料、撬装式污水处理站产生污泥和土石方。施工土方全部用于管沟回填；岩屑随泥浆一同进入不落地系统，分离后的液相回用于钻井液配制，分离后的固相经检测满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）中综合利用污染物限值要求，同时石油烃满足《土壤环境质量建设用土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中表2第二类用地风险筛选值后，用于铺垫油区内的井场、道路等；含油废物和废防渗材料均属危险废物，收集后暂存在井场撬装式危废暂存间内，完井后将由井队联系持有危险废物经营许可证的单位回收处理；施工废料应首先考虑回收利用，不可回收利用部分由库车绿能环保科技有限公司清运处置；撬装式污水处理站产生的污泥经脱水装置脱水处理后，与生活垃圾一同由库车绿能环保科技有限公司拉运处置。 营运期：营运期固体废物主要为落地油、清管废渣、废防渗材料，属于危险废物，由持有危险废物经营许可证的单位接收处置。 退役期：退役期废弃建筑残渣等收集后送阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站妥善处置。	/
	环境风险		施工期：单座井场设置2座放喷池。 营运期：管线上方设置标识，定期巡检，对管线壁厚进行超声检查，井场设置可燃气体报警仪和硫化氢检测仪。纳入采油二厂环境风险应急预案。	/
依托工程	油、气、水处理（处理工况可根据区内采出液产生情况进行调配）	塔河油田二号联合站	塔河油田二号联合站包括原油处理系统和污水处理系统，主要负责塔河油田6区、7区、10区、12区油区的原油处理任务。包括2套原油处理装置，二号联轻烃站主要负责二号联来气、6、7区来气及10区北、12区伴生气主管网来气的处理；塔河油田二号联合站污水处理工艺采用斜管除油器加核桃壳过滤除油工艺，处理后的废水经过500m³缓冲罐进入外输泵房，全部用于油井回注。	依托
		塔河油田四号联合站	塔河油田四号联合站位于12区主干公路以东，四号联合站主要功能：负责四号联周围单井的进站加热、计量和配气；油井及各计转站来液的加热、油气分离、原油脱水、原油稳定（脱硫）、大罐抽气、净化油储存及计量外输、伴生气外	

工程类别	工程名称		工程内容及规模	备注
			输、污水处理等。	
	钻井泥浆、岩屑、落地油、钻井废水、酸化压裂废水、生产废水、井下作业废水	阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站	阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站，原名塔河油田一号固废液处理站、塔河油田污油泥处理站、阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站。位于塔河油田采油一厂作业区附近，隶属于阿克苏地区库车市，厂区总占地面积约 35 公顷。早期由西北油田分公司油田工程服务中心建设和运行。 2020 年中国石化西北油田分公司采取“买服务”方式，将阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站现有废液处理和减量化系统委托阿克苏塔河环保工程有限公司进行管理，并对阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站进行升级改造。从 2025 年开始塔河油田产生的废液、污油泥全部由阿克苏塔河环保工程有限公司处理，阿克苏塔河环保工程有限公司于 2005 年 8 月正式成立，阿克苏塔河环保工程有限公司 2022 年取得危险废物经营许可证编号：6529230040；核准经营方式：收集、贮存、利用及处置；经营规模：120 万吨/年，其中废液处理系统 50 万吨/年，减量化系统 10 万吨/年，含油污泥热相分离系统 60 万吨/年，有效期是 2022 年 8 月 17 日至 2027 年 8 月 16 日。	依托
	生活垃圾、一体化污水处理装置污泥、施工废料	库车绿能环保科技有限公司	施工期生活垃圾、一体化污水处理装置污泥及施工废料委托库车绿能环保科技有限公司清运处置。	依托

3.3.1.5 工程投资

本项目总投资约 12140.99 万元。

3.3.1.6 劳动组织及定员

本项目运营期不新增劳动定员，均依托现有采油二厂现有工作人员，井场无人值守。

3.3.2 油气资源概况

3.3.2.1 区域地质构造

塔河油田位于阿克库勒凸起轴部和翼部，奥陶系顶面现今地貌形态整体上表现为由北东向南西倾斜的大型鼻状凸起，形成于海西早期，海西晚期基本定型。主体区 T74 顶面构造整体上表现为北东高、南西低的趋势，由北向南呈现出岩溶残丘-斜坡-缓坡形态。主体区 T74 等深度图和褶曲分布图可看出，剥蚀区残丘幅度大，局部构造发育区残丘以相对高、陡残丘为主。

结合投产井生产情况，可划分为 5 个构造单元：北东部 S46-S48 鼻状构造高、S62 残丘发育区、中部 S74-S76 长轴断隆、南东部 S79-T701 构造斜坡、西南部 S86-S91 断隆缓坡。S46-S48 鼻状构造高、S62 残丘发育区和 S74-S76 长轴断隆中北部位于上奥陶剥蚀区，S74-S76 长轴断隆南部与 S79-T701 构造斜坡、S86-S91 断隆缓坡位于上奥陶覆盖区。

3.3.2.2 区域储层特征

受到多期构造运动和岩溶作用的影响，塔河地区奥陶系基质物性总体表现相对比较差，储集空间应以溶洞、溶孔、裂缝为主，其中溶洞、溶孔为主要的储集体核心空间，主要受多期次的大规模溶蚀作用形成，形成多个岩溶体系。主要经历了加里东中期表生岩溶、海西早期裸露风化岩溶和埋藏期层状岩溶等三期岩溶作用过程；海西早期裸露风化岩溶是缝洞系统的主要形成时期，该期的古岩溶地貌和古水动力条件是缝洞系统发育的主要影响因素；缝洞系统经历了被不断埋藏所产生的溶蚀和充填改造作用，深部热液作用形成了以层状分布为特征的溶蚀孔洞；塔河油田碳酸盐岩缝洞系统具有类型多样、大小悬殊和分布规律复杂的特点。

3.3.2.3 流体性质参数

(1) 原油性质

区块原油属于高粘度、低含蜡、低含硫的重质原油，地面原油密度平均值为 0.955g/cm^3 ，原油含硫量平均值为 1.9%，原油含蜡量平均值为 1.5%，凝固点 4°C ，见表 5-1-2 所示。

表 3.3-2 原油物性参数表

密度 (g/cm^3)	凝固点 ($^\circ\text{C}$)	含盐 (mg/L)	含硫 (%)	含蜡 (%)
0.955	4	23908	1.9	1.5

(2) 天然气性质

区块伴生气相对密度平均为 0.7175，氮气平均 7.07%，二氧化碳平均 0.03%，硫化氢平均 436mg/m^3 ，见表 5-1-3 所示。

表 3.3-3 伴生气物性参数表

相对密度	体积百分数 (%)							
	C1	C2	C3	C4	C5	N ₂	CO ₂	H ₂ S (mg/m^3)
0.7175	74.7	10.88	5.05	0.74	0.12	7.07	0.03	436

(3) 地层采出水物性

区块平均地层水密度为 1.141g/cm^3 、pH 值为 6.3、总矿化度为 $21.49 \times 10^4\text{mg/L}$ ，Cl-为 133522mg/L 。为 CaCl₂ 型水，属封闭环境下的高矿化度地层水。

(4) 掺稀油物性

塔河油田 10 区、12 区各井场需进行掺稀，掺稀所需的稀油来自周边联合站，稀油物性化验数据见表 3.3-4。

表 3.3-4 周边联合站混配前后稀油物性

联合站混配前稀油	密度 g/cm^3	0.8672		
	温度 $^\circ\text{C}$	30	40	50
	粘度 $\text{MPa}\cdot\text{S}$		13.5	13
联合站混配后稀油	密度 g/cm^3	0.9033		
	温度 $^\circ\text{C}$	30	40	50
	粘度 $\text{MPa}\cdot\text{S}$		50	35

3.3.3 总体开发方案

3.3.3.1 开发部署

根据本项目的地理位置、油井分布、原油物性及产能规模，并结合现状地面设施能力和原油总体流向，总体布局上，就近充分利用塔河油田二号联合站的原

油脱水、污水处理等地面设施能力。油气集输系统采用三级布站方式，即：单井—计转站—联合站。井口不设置脱硫设施，单井原油就近进入已建站场，最终输往已建塔河油田二号联合站进行油气水处理。本项目总体平面布局图见图 3.3-2。

本项目部署 16 口侧钻井均直接进入已建站场处理，原油、掺稀油、伴生气、燃料气等系统均依托已建系统进行集输，侧钻井管线依托现有管线。本项目侧钻井进站情况一览表见表 3.3-2 和图 3.3-2。

表 3.3-2 本项目侧钻井进站情况一览表

序号	侧钻井名称	接入计转站	接入联合站	所属区块	备注
1	TS5CH	6-1 计转站	二号联合站	6 区	新建集输管线、燃料气管线
2	TK609XCH2	6-1 计转站	二号联合站	6 区	新建集输管线
3	TK683XCH	6-1 计转站	二号联合站	6 区	管线已敷设，利旧
4	TK6104XCH	6-1 计转站	二号联合站	6 区	管线已敷设，利旧
5	TK677CH	6-2 计转站	二号联合站	6 区	管线已敷设，利旧
6	TK602CH	6-3 计转站	二号联合站	6 区	管线已敷设，利旧
7	TK666CH	6-3 计转站	二号联合站	6 区	管线已敷设，利旧
8	TH102105CH	10-5 计转站	二号联合站	10 区	管线已敷设，利旧
9	TH10333CH3	12-1 计转站	二号联合站	10 区	管线已敷设，利旧
10	TH12574XCH	12-2 计转站	二号联合站	12 区	管线已敷设，利旧
11	TH12489X	TH12472H 阀组	二号联合站	12 区	管线已敷设，利旧
12	TH12359	10-4 计转站	二号联合站	12 区	管线已敷设，利旧
13	TH121132CH2	12-15 计转站	二号联合站	12 区	管线已敷设，利旧
14	TH121111CH	12-15 计转站	二号联合站	12 区	管线已敷设，利旧
15	TH12135CH2	12-8 计转站	二号联合站	12 区	管线已敷设，利旧
16	TH121175CH	TH121173 阀组	二号联合站	12 区	管线已敷设，利旧
17	TH124136H	TH12441 阀组	二号联合站	12 区	新建集输管线、燃料气管线、掺稀管线
18	TH124141X	TH12441 阀组	二号联合站	12 区	新建集输管线、燃料气管线、掺稀管线

3.3.3.2 开发指标预测

本项目开发部署后，单井初期平均产油 13t/d，最高产油 8.47×10^4 t/a，气油比 300~500m³/t。具体开发指标预测见表 3.3-3。

表 3.3-3 部署侧钻井指标预测表

井号	日产液 (t/d)	日产油 (t/d)	含水 (%)	气油比
TS5CH	30	5	83	500
TK609XCH2	300	10	96	500
TK683XCH	24	13	45	500
TK6104XCH	1000	15	98	500
TK602CH	800	14	98	500
TK666CH	8	6	25	500
TK677CH	40	5	87	500
TH102105CH	30	10	66	400
TH10333CH3	20	10	50	400
TH12489X	40	15	62	300
TH12359	15	10	33	300
TH121111CH	35	15	57	300
TH12135CH2	52	14	70	300
TH121175CH	48	14	70	300
TH124136H	29	24	20	300
TH124141X	29	22	24	300
TH121132CH2	50	3	91	400
TH12574XCH	30	3	91	400

3.3.4 主体工程

主体工程包括钻前工程、钻井工程、储层改造工程和地面工程。

3.3.4.1 钻前工程

本项目老井侧钻利用原有道路，钻前工程主要建设内容包括钻井区域地表植被清理、场地平整以及配套的营地建设等，营地一般建设在井场周边 0.5km 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、撬装式污水处理站安装等内容，具体建设内容及工程量见表 3.3-4。

表 3.3-4 本项目钻前工程主要工程量一览表

序号	名称	规格参数	单位	数量	备注
1	井场占地	长×宽 (90m×80m)	hm ²	13.92	本项目计划部署 16 口侧钻老井，单个井场规格 110m×120m，其中永久占地面积为 4500m ² (60m×75m)，临时占地面积为 8700m ² 。16 口侧钻井仅办理钻井期间临时用地，不新增永久占地。
2	钻井平台	-	套	16	新建
3	主放喷池	100m ³	座	16	利旧，测试放喷过程中放喷出来的污水进行集中存放
	副放喷池	100m ³	座	16	利旧，测试放喷中放喷出来的污水进行集中存放
4	撬装式污水处理站	处理规模 20m ³ /d	座	16	新建，包括 1 套微生物处理系统，1 座调节反应池、1 套生物降解反应器、1 套曝气系统、1 套杀菌装置、1 套脱色装置。
	活动房	--	座	672	施工人员居住；单座井场新建 42 座活动房。

3.3.4.2 钻井工程

本项目计划部署老井侧钻井 16 口，TK602CH 井采用开窗二开井身结构，其余均采用开窗一开井身结构，钻井总进尺为 10043.88m。

(1) 井位部署

本项目 16 口侧钻井井位部署见表 3.3-5。

(2) 井身结构

16 口老井侧钻均为开窗一开井身结构，钻井方案见表 3.3-6，井身结构图见图 3.3-3。

表 3.3-6 井位部署一览表

井号	避体需求	井身结构	井眼尺寸 mm	造斜点	完钻 井深 m	进尺 m	钻机推 荐	完井方 式	测录需 求
TS5CH	无	开窗 一开	149.2	5450m 鹰山组	6085.84	635.84	50ZJ	衬管 (酸压)	地质录 井
TK609XCH2	垂深 5714.27m 时位移 36.89m	开窗 一开	149.2	5052m 卡拉沙依 组	5782.20	730.2	50ZJ	衬管 (常规)	地质录 井
TK683XCH	垂深 5627.15m 时位移 411.87m	开窗 一开	149.2	5402.5m 卡拉沙依 组	5938.61	536.11	50ZJ	衬管 (暂堵 酸压)	地质录 井
TK6104XCH	垂深 5520 位移 >200m	开窗 一开	149.2	5336m 卡拉沙依 组	6067.95	731.95	50ZJ	衬管 (常规)	地质录 井
TK602CH	无	一开 开窗 二开	149.2 二开 149.2	5133m 卡拉沙依 组	5725.42	592.42	50ZJ	衬管 (常规)	地质录 井
TK666CH	垂深 5528m 位 移 >170m	开窗 一开	149.2	5402m 卡拉沙依 组	5845	438	850XJ	衬管 (深穿 透酸压)	地质录 井
TK677CH	无	裸 眼	149. 2	5589m 鹰山组	5805	216	850X J	常规 完井	/
TH102105CH	垂深 5969.5m 位移 >120m	开窗 一开	149.2	5685m 巴楚组	6085.84	595.03	850XJ	衬管 (常规)	地质录 井
TH10333CH3	无	开窗	149.2	6065m	6067.95	265.37	850XJ	衬管	地质录

		一开		恰尔巴克组				(酸压)	井
TH12489X	无	开窗 一开	149.2	6490m 鹰山组	6890.42	223.35	850XJ	衬管 (酸压)	地质录 井
TH12359	无	开窗 一开	149.2	5968.5m 东河塘组	6309.43	569.14	850XJ	衬管 (酸化)	地质录 井
TH121111CH	垂深 5812m, 位移>280m	开窗 一开	149.2	5612m 巴楚组	6505.4	893.40	50ZJ	衬管 (深穿 透酸压)	地质录 井
TH12135C H2	垂深 5840m, 位移>690m	开窗 一开	149.2	5627m 卡拉沙依组	6125.5	1138.89	70ZJ	衬管 (控缝 高酸压)	地质录 井
TH121175C H	垂深 5941m, 位移>680m	开窗 一开	149.2	5602m 卡拉沙依组	6915.72	1313.72	70ZJ	衬管 (常规)	地质录 井
TH121132C H2	垂深 5876m 时 位移 100m	开窗 一开	149.2	5651m 卡 拉沙依组	6246.42	594.92	50ZJ	衬管(常 规)	地质录 井
TH12574X CH	垂深 6648m 时 位移 199.94m	开窗 一开	149.2	6186m 东 河塘组	6755.54	569.54	70ZJ	衬管(常 规)	地质录 井

（3）钻井液

TS5CH、TK602CH、TK609XCH2、TK6104XCH、TK666CH、TK683XCH、TK677CH、TH10333CH3、TH102105CH、TH121111CH、TH12489X、TH12359、TH121132CH2、TH12574XCH 等 14 口老井侧钻使用 KCl 聚磺体系；TH12135CH2、TH121175CH 等 2 口老井侧钻使用 KCL 聚磺混油体系。

（4）固井方案

开窗一开：一开采用筛管完井。

开窗二开：一开采用常规密度水泥浆单级全封固井方式；二开采用套管+筛管完井。根据腐蚀环境，考虑套管头不长期直接接触流体，结合现场实际情况，选择 EE 级套管头。

(5) 主要设备设施

钻井工程主要施工设备为机械钻机、运输车、装载机及配套设施，设备设施情况见表 3.3-7。

表 3.3-7 单座井场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
机械钻机	ZJ50 钻机/ZJ70 钻机/850 修井机	—	—	1 套
井架	JJ450/45-X	4500	kN	1 套
底座	DZ450/10.5-X	4500	kN	1 套
绞车	JC70LDB	1470	kW	1 套
天车	TC450	4500	kN	1 套
游车/大钩	YC450/DG450	4500	kN	1 套
水龙头	SL450-5	4500	kN	1 套
转盘	ZP375	5850	kN	1 套
泥浆泵	3NB-1600F	1600	HP	2 台
循环罐	—	60	m ³	7 个
振动筛	—	—	m ³ /h	2 台
除气器	ZCQ220	240	m ³ /h	1 台
钻井液清洁器	CS-250×3/CN100×16	250	m ³ /h	1 台
离心机	GW458-842/GL255-1250	50	m ³ /h	1 台
液气分离器	NQF1200/0.7	5000	m ³ /h	1 台
钻台紧急滑道	—	—	—	按标准配套
环形防喷器	FH35-35	35	MPa	1
单闸板防喷器	FZ35-70	70	MPa	1
双闸板防喷器	2FZ35-70	70	MPa	2
压井管汇	YG78/103-70	70	MPa	1
节流管汇	JG78/103-70	70	MPa	1
运输车辆	—	—	辆	10
装载机	—	—	辆	2

(6) 原辅材料

钻井工程原辅材料消耗主要为钻井液调配、钻井、固井等工艺消耗的水、水泥及防塌润滑剂等，钻井期用电通过附近电网引入。各材料均为袋装，由汽车拉

运进场，堆存于场内原辅材料存放区内。由于涉及具体商业机密，本次仅给出钻井液主要成分材料，原材料消耗情况见表 3.3-8。

表 3.3-8 井场工程原材料消耗一览表

序号	材料名称	单位	数量	理化特性	用途
1	水	m ³	2776	--	配制泥浆
2	水泥+硅粉	t	2240	硅石提炼硅铁后的排放物，为粉状物料，外观颜色为灰绿色，硅粉成分相对稳定，烧失量小，属纯度较高的硅质物料；水泥的主要原料为石灰或硅酸钙，硬化后能够抵抗淡水或含盐水的侵蚀	用于固井
3	基础材料(膨润土)	t	186	也叫坂土，是一种胶性黏土，具有良好的吸附性、膨胀性以及悬浮性	用于配制泥浆
4	基础材料(Na ₂ CO ₃)	t	17	纯碱，具有高腐蚀性的强碱，一般为白色片状或颗粒，能溶于水生成碱性溶液，也能溶解于甲醇及乙醇	用于调节钻井液 pH 值
5	烧碱/NaOH	t	33	烧碱是一种重要的化工基本原料。易溶于水，其水溶液呈碱性。为无色晶体，结晶水不稳定，易风化，为强电解质，具有盐的通性和热稳定性	用于调节钻井液 pH 值
6	大分子聚合物/80A51/NM1-4 等	t	17	丙烯酰胺与丙烯酸钠共聚物，易溶于水，其水溶液呈弱酸性	钻井液处理剂、防塌剂和增稠剂
7	羧甲基纤维素/CMC-LV 等	t	9	羧甲基纤维素钠，白色或灰白色粉末，无毒，不溶于乙醇、甲醇等有机溶剂，溶于水，水溶液为透明黏稠液体，具有较好耐盐性	钻井液增黏合降滤失剂
8	中分子聚合物/LP++ 等	t	16	低黏度乳液聚合物，钻井液稳定剂、增黏合降滤失剂	钻井液降滤失剂
9	小分子聚合物/双聚铵盐 NP-2 等	t	16	聚丙烯腈复配铵盐	钻井液降滤失剂
10	抗温降滤失剂/HX-E/TSH-2 等	t	69	树脂类物质，钻井液降滤失剂，可改善泥饼质量，具有抗盐和抗高温特点	钻井液降滤失剂
11	磺化酚醛树脂/SMP-2/3	t	124	水溶性树脂，玫瑰红透明色黏稠液体，耐高温降失水，同时有防塌、控制黏度的作用，抗盐性能好	钻井液处理剂
12	磺化褐煤树脂/SPNH	t	69	酚醛树脂和腐植酸缩合物	钻井液抗高温抗盐降滤失剂
13	加重剂/重晶石粉	t	490	主要成分 BaSO ₄ ，白色粉末，可将钻井液密度配至 2.0g/cm ³	钻井液加重剂

序号	材料名称	单位	数量	理化特性	用途
14	加重剂/石灰石粉	t	139	主要成分 CaCO_3 ，可溶于含 CO_2 的水，可溶于盐酸等无机酸，以减轻对油层的污染	钻井液加重剂
15	除硫剂	t	17	主要成分碱式碳酸锌，白色细微无定形粉末，无臭、无味	钻井液除硫剂
16	防塌剂(胶体)/SY-A01等	t	43	黑色胶状物、均匀分散，无漂浮固状物	钻井液絮凝剂、页岩抑制剂防塌剂
17	防塌剂(粉剂)/FT-1A/KH-N/DYFT-2	t	59	磺化沥青，粉状，可吸附在黏土上阻止页岩颗粒分散，吸附在页岩微缝上阻止水渗入，改善井壁泥饼润滑性，抗盐性好	钻井液防塌剂
18	润滑剂/PRH-1/TRH-1等	t	48	芳烃类衍生物复配，棕褐色液体	钻井液润滑剂

(7) 井场布置

单个钻井井场占地面积为 13200m^2 ($120\text{m}\times 110\text{m}$)，其中永久占地面积为 4500m^2 ($75\text{m}\times 60\text{m}$)，临时占地面积为 8700m^2 。钻井井场设置钻井平台 1 套，钻井废弃物不落地处理系统 1 套及临时生活区。侧钻井不新增永久占地，仅新增临时占地。钻井平面布置见图 3.3-4。

3.3.4.3 储层改造工程

(1) 储层改造工艺

本项目部署的 16 口侧钻井中，TH102105CH、TK6104XCH、TK602CH、TK609XCH2、TH121175CH 等 5 口井不进行储层改造，其余 11 口井进行储层改造，其中，TK677CH、TH12359 等 2 口井采用酸化工艺；TH12489X、TH10333CH3、TS5CH 等 3 口井采用常规酸压工艺；TK666CH、TH121111CH 等 2 口井采用深穿透酸压工艺；TH12135CH2 井采用控缝高酸压工艺；TH121132CH2 采用笼统酸压工艺；TH12574XCH 采用暂堵酸压工艺；TK683XCH 井采用暂堵分段酸压工艺。储层改造方案如表 3.3-9。

(2) 改造材料及配方

根据塔河油田现有井场改造情况，采用胍胶压裂液造长缝，黄原胶非交联压裂液/滑溜水激活天然裂缝；采用不同酸液体系进行近、中、远井区域的刻蚀。

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配比和详细成分。

酸液体系：根据区块改造储层岩心酸溶蚀试验确定酸液浓度，并配套相关添加剂。主体酸配方：8%~12%HCl+3.6%缓蚀剂+常规添加剂。

压裂液体系：预测储层温度 160℃，选择压裂液体系：0.4%~0.45%超级瓜胶+0.5%助排剂+0.8%温度稳定剂+0.4%交联调节剂+2.0%KCl+0.1%杀菌剂。

支撑剂体系：采用高强度陶粒，段塞粒径：70 目~140 目；主加砂支撑剂：40 目~70 目、尾追 30 目~50 目陶粒。按改造液量 500m³计，最高支撑剂浓度 340kg/m³，支撑剂砂量 30m³左右。

（3）酸压设备配置

酸压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。

3.3.4.4 地面工程

根据开发方案，本项目共部署 16 口侧钻井，新建 1 座井场，改造 2 座井场，新建 4 条集输管线，其余井场地面工程及地面配套的热力、电力自控、通信及集

输工程均可利旧。

油气集输系统采用二级布站方式，即：单井——计转站——联合站。单井采出液就近进入已建计转站，通过计转站最终输往二号联合站进行处理。

(1) 采油井场

本项目共部署 16 口老井侧钻，老井井场永久占地面积为 4500m²，已办理永久征地手续，不新增永久占地；本次老井侧钻仅办理钻井期间的临时用地，单井临时用地面积为 8700m²。侧钻井场内已安装采油树、加热炉等生产设施，均可利旧，14 口老井不新增地面设施，2 口（TK602CH、TK6104XCH）老井新增 3 台空冷器，位于井口处。油气通过节流装置节流后再经加热炉加热，最后通过集输管线输送至各计转站，最终均通过管网输送至塔河油田二号联合站处理。

(2) 集输工程建设

本项目新建 3.87km 单井出油管线、2.27km 燃料气管线以及 1.27km 掺稀管线。

(1) TH124136 井至 TH12441 阀组单井出油管线（柔性复合管 DN100 6.4MPa）、掺稀管线（柔性复合管 DN50 25MPa）、燃料气管线（20# DN48 1.6MPa）各 0.66km（同沟敷设）。

(2) TH124141X 井至 TH12441 阀组单井出油管线（柔性复合管 DN100 6.4MPa）、掺稀管线（柔性复合管 DN50 25MPa）、燃料气管线（20# DN48 1.6MPa）各 0.61km（同沟敷设）。

(3) TK609CX 井至 6-1 计转站单井出油管线（玻璃钢管 DN125 4MPa）1.6km。

(4) TS5CH 井至 6-1 计转站单井出油管线（柔性复合管 DN80 6.4MPa）、燃料气管线（20# DN40 1.6MPa）各 1.0km（同沟敷设）。

(5) 其余 14 口侧钻老井管线均可利旧。

3.3.4.5 封井工程

随着石油开采的不断进行，其储量逐渐下降，最终采油井将进入退役期。严格按照《废弃井封井回填技术指南（试行）》（环办土壤函〔2020〕72号）、《废弃井及长停井处置指南》（SY/T6646-2017）要求进行施工作业，对井场进行环境风险评估，根据评估等级分别采用不同的固井、封井方式，确保固井、封井措施的有效性。采用固化堵剂和水泥浆从井口平推挤入地层并充满井筒、后凝固化，完成封层和封井，避免发生油水串层；对废弃井应封堵内井眼，拆除井口装置，地下截去一定深度的表层套管，清理场地，清除填埋各种固体废物，恢复原有地貌；临时占地范围具备植被恢复条件的，应将永久性占地范围内的水泥平台或砂砾石铺垫清理，随后根据周边区域的自然现状对其进行恢复，使井场恢复到相对自然的一种状态。

3.3.5 配套工程

配套工程包括给排水工程、供配电、自控、通信、道路、防腐、供热等。本次部署的 16 口侧钻井，除 TS5CH 外，其余井的集输管线及地面配套的电力、自控、通信、道路、防腐、供热均可利旧。

3.3.5.1 给排水工程

(1) 给水

站内给水采用罐车就近从塔河供水首站或末站拉水，通过气压供水装置向站内各个用水点供水。

(2) 排水

施工期每座侧钻井场单独建设 1 座撬装化污水处理站，采用“AO+MBR”工艺，生活污水经过“格栅+调节池+厌氧池+生物接触氧化池+二沉池+MBR 膜池+消毒池”处理后水质达到《农村生活污水处理排放标准》（DB654275-2019）表二的 B 级标准后用于生活区、井场及通井路降尘，不外排地表水环境。运营期工作人员由油田内部调剂，不新增工作人员，不新增生活污水。

3.3.5.2 供配电工程

(1) 井场供配电

TS5CH 井场新建 10kV 输电线路 0.6km，250kVA 变压器 1 台，TK602CH、TK6104XCH、TK609XCH2 等 3 座井场新建 1 台 250kVA 变压器。其余老井侧钻和生产均利旧井场现有变压器和配电柜，各井场供电均依托区域网电。

(2) 区块供配电

塔河油田 6 区、10 区和 12 区均建有 110kV 变电站和较为完善的 10kV 配电网，可以满足工程用电需求。

为保障区块内各井正常生产，本次拟对区块现有 10kV 输电线路进行改造：

- (1) 新建 10-4 站至 S99 掺稀站段、TA-12S 至 TA-4S 段联络线路 1.8km，新增断路器 1 台；
- (2) 更换 S99 单井和渤海钻探段 50 导线 2.3km，新增断路器 1 台；
- (3) 新建 3S 与 2S 连接线路 0.3km，新增串联调压器 1 台，联络线开关 2 台；
- (4) 新建 110KV 四联变至 2S 末端、TH12270CH2 至 TH12260CH2 段联络线路 2.8km；

(5) 更换 12-11 站至 TH12212 井段 50 导线 3.7km, 新增断路器 1 台。

3.3.5.3 供热工程

拟建工程钻井期生活区供暖方式采取电采暖。

运营期单井采用井口加热集输工艺, 加热对象为采出液, 通过加热炉加热至 65℃ 后外输。加热炉燃料气气源为联合站内处理后的天然气。本工程井场加热炉年使用时间 7920h, 燃料气年消耗量 299.84 万 m³。燃料气低位发热值为 33.4MJ/m³。其组分见表 3.3-14。

表 3.3-14 燃料气组分一览表

燃料气来源	组分	C1	C2	C3	C4	C5	CO ₂	N ₂	总硫 (mg/m ³)
联合站	含量, mol%	89.06	2.96	0.51	0.03	0	0.45	6.71	≤20

3.3.5.4 自控工程

TS5CH 井场设置油压、套压、回压、油温、回温、套温, 电参数、示功图检测、硫化氢气体检测、可燃气体检测, 加热炉温度、压力、燃气流量监测, 井口设置 RTU, 采集仪表信号并上传上级站场, 其余井场均依托现有设施。

3.3.5.5 通信工程

TS5CH 新建通信工程, 井口设置摄像头和远程喊话设备, 视频、音频信号及 RTU 数据通过视频光端机, 实现数据、视频远程传输, 其余井场均依托现有设施。

3.3.5.6 道路工程

经过近年来油田道路的建设, 塔河油田已经形成较为完善的道路系统。其中塔河油田一号主干公路、7 区主干路、雅克拉主干路组成塔河油田主要交通干线, 与塔克拉玛干沙漠公路、库东公路、314 国道等外部道路连接。

目前, 塔河油田 6、10、12 区内部已经形成较为完善的单井井场路系统, 井场路均采用砂石路面结构, 路面宽度为 3.5~6m, 路基宽度为 4~7m。

本项目利旧 16 口井井场道路, 为砂石路面。

3.3.5.7 防腐设计

本项目 TK602CH、TK6104XCH、TK666CH、TK683XCH、TH10333CH3、TH102105CH、TH121111CH、TH12489X、TH12359、TK677CH、TH121132CH2、

TH12574XCH、TH12135CH2、TH121175CH 等 14 口侧钻老井所有管线均利旧，无新建防腐保温工程。

本项目 TH124136H、TH124141X、TK609CX、TS5CH 等 4 口井单井管线，采取以下防腐措施。

(1) 集油管线和掺稀管线采用管线+外防腐（30mm、40mm 厚聚氨酯泡沫黄夹克保温）。

(2) 燃料气供给管线采用普通级二层 PE 防腐，补口采用聚乙烯热收缩套。

3.3.6 依托工程

本项目依托工程主要包括塔河油田二号联合站和西北油田分公司油田工程服务中心绿色环保工作站，各依托工程基本情况介绍如下。

3.3.7.1 塔河油田二号联合站和二号轻烃站

(1) 环保手续

塔河油田二号联合站于 2002 年 4 月 18 日取得原新疆维吾尔自治区环境保护局批复（新环监函[2002]68 号），并于 2021 年 11 月进行了自主验收；2009 年 4 月 15 日对二号联合站进行扩建，取得原新疆维吾尔自治区环境保护局批复（新环监函〔2009〕151 号），并于 2015 年 8 月 12 日取得验收意见（新环函〔2015〕909 号），环保手续详见附件 16。

(2) 油处理系统

塔河油田二号联合站于 2003 年 10 月建成投产，设计原油处理能力为 150×10^4 t/a，负责塔河油田 6 区、7 区、10 区北、12 区油区的原油处理任务。2008 年二号联合站进行扩建，扩建原油处理能力 240×10^4 t/a(第二套原油处理装置)，扩建后的最终处理原油规模为 390×10^4 t/a。

二号联合站处理装置主要生产流程：计转(量)站来油→进站加热炉→三相分离器→原油脱硫装置→一次沉降罐→二次沉降罐→脱水泵→脱水加热炉→净化油储罐→外输泵→输油首站

流程描述：接转站进站原油加药后进加热炉加热，温升至 75℃后进油气三相分离器进行油、气、水三相分离，含水原油脱除一部分游离水和伴生气后，含水≤15%的原油进入脱硫塔进行脱硫，然后进入一次沉降罐和二次沉降罐沉降脱水，含水小于 5%的原油经脱水(硫)泵提升进加热炉，温升至 80℃后进原油储罐，

在原油储罐静止沉降后排底水，合格原油外输至输油首站，沉降出的污水自压进入污水处理系统。

(3) 天然气处理系统

二号联轻烃站 2005 年建成投产。主要负责二号联来气、六七区来气及十二区伴生气主管网来气的处理，站内按照功能共划分为八个单元：进站分离单元、增压脱水单元、湿法脱硫单元、制冷分馏单元、储运单元、硫磺回收单元、碱洗脱硫单元及碱渣处理单元，采用“压缩机增压+湿法脱硫+分子筛脱水+丙烷、膨胀机制冷+DHX 分馏”等工艺将进站高含硫原料气进行增压、脱硫、脱水、制冷、分馏等处理，最终形成净化气、液化石油气及 I 号稳定轻烃等产品。二号联轻烃厂设计处理规模 $15 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 。

3.3.7.2 塔河油田四号联合站

塔河油田四号联合站于 2012 年 11 月 16 日取得原国家环境保护局批复（新环评价函〔2012〕1152 号），于 2015 年 11 月 3 日取得原自治区环境保护厅竣工环境保护验收意见（新环函〔2015〕1183 号），详见附件 17。塔河油田四号联合站位于 12 区主干公路以东，由胜利油田勘察设计研究院有限公司设计，胜利油田石油化工建设有限责任公司施工，于 2013 年建成，是中石化西北油田分公司在二〇一二年启动的塔里木盆地大会战的三大重点工程之一。四号联合站主要功能：负责四号联周围单井的进站加热、计量和配气；油井及各计转站来液的加热、油气分离、原油脱水、原油稳定（脱硫）、大罐抽气、净化油储存及计量外输、伴生气外输、污水处理等。

原油处理：采用两级热化学大罐沉降脱水、负压稳定（脱硫）、原油储罐静止沉降放底水生产工艺生产合格原油。

天然气处理系统：四号联天然气处理及加工部分分为六部分，分别为：大罐抽气回收装置、原油负压稳定（脱硫）装置、伴生气及轻油外输装置、仪表风装置、火炬放空装置、混烃处理及销售。工艺流程图和平面布置图见图 3.3-7~3.3-8。

塔河油田二号联合站和四号联合站相互联通，处理工况可根据区内采出液产生情况进行调配。其中，TK602CH、TK6104XCH、TK609CX、TK666CH、TK683XCH、TH10333CH3、TH102105CH、TH121111CH、TH12489X、TH12359、TK677CH、TH121132CH2、TH12574XCH、TH12135CH2、TH121175CH 等 15 口侧钻老井，生

产规模未超出原产能上限，本次仅分析 TH124136H、TH124141X、TS5CH 集输工程依托富余情况，依托的各个联合站处理情况及可依托情况见下表 3.3-15。

表 3.3-15 联合站原油处理系统数据平衡表

名称	最大处理能力（万 t/a）	现状实际处理量（万 t/a）	剩余处理能力（万 t/a）	本工程新增最大产能（万 t/a）	可依托性
二号联合站	958	750	208	2.08	可以依托
四号联合站					

3.3.7.3 采出水处理系统及依托可行性分析

(1) 二号联采出水处理系统

塔河油田二号联合站污水处理工艺采用斜管除油器加核桃壳过滤除油工艺，处理后的废水经过 500m³ 缓冲罐进入外输泵房，全部用于油井回注。二号联采出水系统位于二号联合站内东侧区域，呈长方形，自北向南可依次分为采出水处理区（主要是采出水接收罐、核桃壳过滤器、电化学预氧化装置、缓冲罐、加药装置等）、罐底水回收区（主要是回收池）。工艺流程为：二号联合站处理污水处理系统主要生产流程：含油污水→接收罐→污水提升泵→压力高效聚集除油器→核桃壳过滤→储水罐→外输注水站。二号联合站污水处理能力平衡分析情况见表 3.3-16，二号联合站污水处理系统可接纳本工程产生含油污水。

(2) 四号联采出水处理系统

四号联采出水处理系统于 2013 年投运。采用沉降+压力除油+过滤处理工艺，工艺流程为油站来水→除油罐→缓冲罐→提升泵→压力混凝沉降罐→全自动双滤料过滤器→外输缓冲罐→外输泵→12-12 计转泵站附近分水阀组。

主要流程说明：新建四号联合站内油站分离出的含油污水进入 2 座 1000m³ 一次除油罐初步除油除悬浮物后，出水进入 2 座 200 m³ 污水缓冲罐，出水投加混凝剂、絮凝剂经过提升加压后进入压力混凝沉降罐，在此去除悬浮物及剩余污油，出水投加阻垢剂后进入 3 座φ3.0m 全自动双滤料过滤器，进一步除油除悬浮物，最终确保水质达到回注标准，滤后水投加杀菌剂后进入 2 座 500 m³ 外输缓冲罐，然后由外输泵提升并投加缓蚀剂和阻垢剂后至 12-12 计转泵站附近分水阀组。

本项目 TK602CH、TK6104XCH、TK609CX、TK666CH、TK683XCH、TH10333CH3、TH102105CH、TH121111CH、TH12489X、TH12359、TK677CH、TH121132CH2、TH12574XCH、TH12135CH2、TH121175CH 等 15 口侧钻老井，生产规模未超出原产能上限，本次仅分析 TH124136H、TH124141X、TS5CH 集输工程依托采出水富余情况，详见表 3.3-16，塔河油田二号联合站和四号联合站现有污水处理系统剩余处理能力可接纳本工程产生含油污水。

表 3.3-16 联合站采出水处理系统数据平衡表

名称	最大处理能力 (m ³ /d)	现状处理量 (m ³ /d)	剩余处理能力(m ³ /d)	本工程新增采出水 (m ³ /d)	可依托性
二号联合站	6000	5500	2600	30.79	可以依托

四号联合站	4800	2700			
-------	------	------	--	--	--

3.3.7.4 阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站作站

(1) 基本情况及环保手续

阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站，原名塔河油田一号固废液处理站、塔河油田污油泥处理站、阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站。位于塔河油田采油一厂作业区附近，隶属于阿克苏地区库车市。早期由西北油田分公司油田工程服务中心建设、管理和运行，其环保手续见表 3.3-17。

2020 年中国石化西北油田分公司采取“买服务”方式，将阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站现有废液处理和减量化系统委托阿克苏塔河环保工程有限公司进行管理，并对阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站进行升级改造。从 2025 年开始塔河油田产生的废液、污油泥均由阿克苏塔河环保工程有限公司处理，委托处置协议见附件 22。

阿克苏塔河环保工程有限公司于 2005 年 8 月正式成立，注册资本为 5000 万元人民币，于 2009 年 12 获得了原新疆维吾尔自治区环境保护厅颁发的危险废物经营许可证。业务范畴涵盖油区生态污染治理、土壤修复服务污水处理及其再生利用；以及针对化工物料及矿物油污染的受浸土壤、含油污泥油田废液（含压裂返排液）、废泥浆（水基、油基）、钻井泥浆不落地、废化剂、一般固废的回收、储存、

处置及资源化利用。阿克苏塔河环保工程有限公司厂区总占地面积约 35 公顷，经营许可证编号：6529230040，危险废物经营规模：120 万吨/年，其中，废液处理系统 50 万吨/年，减量化系统 10 万吨/年，含油污泥热相分离系统 60 万吨/年。其环保手续见表 3.3-18。

表 3.3-17 西北油田分公司油田工程服务中心固废液处理站、污污泥处理站环保手续

序号	名称	环评情况	验收情况	备注
1	塔河油田固废、液废处理场项目	江苏工业学院环境保护研究所编制的《塔河油田固废、液废处理场项目环境影响报告表》，2014 年 11 月 17 日由原阿克苏地区环境保护局以阿地环函字〔2004〕130 号批复。	时间较早，资料不详	停用
2	塔河油田一号固废液处理站扩建工程	中国石油大学（华东）编制《塔河油田一号固废液处理站扩建工程环境影响报告表》，2014 年 6 月 23 日原阿克苏地区环境保护局以阿地环函字〔2014〕236 号批复。因该工程建设规模发生变化，2015 年 9 月对该工程进行重新审批，审批文号为阿地环函字〔2015〕397 号。	新疆环境监测中心站编制《西北油田分公司塔河油田一号固废液处理站扩建工程竣工环境保护验收报告》，原阿克苏地区环境保护局以阿地环函字〔2015〕501 号验收通过	停用
3	西北油田分公司塔河油田污污泥处理工程	新疆维吾尔自治区阿克苏地区环境科技咨询服务中心编制《西北油田分公司塔河油田污污泥处理工程环境影响报告表》，2012 年 6 月 12 日，原阿克苏地区环境保护局以阿地环函字〔2012〕297 号批复。	阿克苏地区环境保护监测站编制《西北油田分公司塔河油田污污泥处理工程竣工环境保护验收监测报告表》，2015 年 5 月 13 日原阿克苏地区环境保护局以阿地环函字〔2015〕209 号验收通过。	停用
4	塔河油田污污泥处理站扩建工程	新疆兵团勘测规划设计研究（集团）有限公司编制完成《塔河油田污污泥处理站扩建工程环境影响报告书》，2015 年 7 月 13 日，原自治区环境保护局以新环评价函〔2015〕811 号通过环评批复	新疆环境保护科学研究院编制《塔河油田污污泥处理站扩建工程竣工环境保护验收调查报告》，原自治区环境保护局以新环函〔2016〕2005 号验收通过。	停用
5	塔河油田生活垃圾池建设工程实施项目环境影响报告书	河北正奇科技有限公司编制《塔河油田生活垃圾池建设工程实施项目环境影响报告书》，2015 年 11 月 16 日原阿克苏地区环境保护局以阿地环函字〔2015〕455 号批复	新疆力源信德环境检测技术服务有限公司编制《塔河油田生活垃圾池建设工程实施项目竣工环境保护验收调查报告》，2020 年 9 月 19 日通过自主竣工环境保护验收。	封场

表 3.3-18 阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站环保手续

序号	名称	环评情况	验收情况	备注
1	阿克苏塔河环保工程有限公司塔河油	中冶节能环保有限责任公司编制《阿克苏塔河环保工程有限公司塔河油田受浸泥土无	新疆天蓝蓝环保技术服务股份有限公司编制《阿克苏塔河环保工程有限公司塔河油田受浸泥土无害化处置项	热相分离技术，建设年处理 15 万吨受浸泥土生产线，于 2016 年 3 月开始建设，

序号	名称	环评情况	验收情况	备注
	田受浸泥土无害化处置项目	《害化处置项目环境影响报告书》，2016 年 9 月 27 日取得环评批复（新环函（2017）1395 号）	《目竣工环境保护验收监测报告》，2017 年 1 月 10 日取得原自治区环保厅的竣工环保验收批复（新环函（2017）58 号）。	2016 年 5 月建成。
2	阿克苏塔河环保工程有限公司（塔河油田）含油废弃物资源无害化综合利用撬装化项目	深圳市市政设计研究院有限公司编制的《阿克苏塔河环保工程有限公司（塔河油田）含油废弃物资源无害化综合利用撬装化项目环境影响报告书》，2017 年 6 月 5 日取得环评批复（新环函（2017）825 号）	阿克苏塔河环保工程有限公司编制完成《塔河油田含油废弃物资源无害化综合利用撬装化项目竣工环境保护验收监测报告》，2021 年 9 月 16 日完成竣工环保验收（塔河验收字（2021）第 003 号）	采用破碎预处理+热相分离技术，在原有项目（阿克苏塔河环保工程有限公司塔河油田受浸泥土无害化处置项目）旁新建年处理 20 万吨受浸泥土生产线，于 2020 年 10 月开工建设，2020 年 12 月建设完成
3	阿克苏塔河环保工程有限公司受浸泥土、含油污泥、含油废弃物无害化资源化回收贮存处理利用配套项目	安徽锦城安环科技发展有限公司编制《阿克苏塔河环保工程有限公司受浸泥土、含油污泥、含油废弃物无害化资源化回收贮存处理利用配套项目环境影响报告表》，2018 年 10 月 22 日，取得阿克苏地区生态环境局环评批复（阿地环函字（2018）448 号）。	新疆天蓝蓝环保技术服务有限公司编制《阿克苏塔河环保工程有限公司受浸泥土、含油污泥、含油废弃物无害化资源化回收贮存处理利用配套项目竣工环境保护验收监测报告》，2019 年 11 月 16 日完成竣工环保验收。	污油泥贮存池 1 座，容积 11000 方。
4	阿克苏塔河环保工程有限公司阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站废液处理及减量化系统改造工程	乌鲁木齐汇翔达工程咨询服务有限公司编制《阿克苏塔河环保工程有限公司阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站废液处理及减量化系统改造工程环境影响报告书》，2020 年 12 月 16 日取得自治区生态环境厅环评批复（新环审（2020）242 号）	新疆智管家环保科技有限公司编制完成《阿克苏塔河环保工程有限公司塔河油田绿色化环保站废液处理及减量化系统改造工程竣工环境保护验收监测报告》，2022 年 7 月 31 日完成竣工环保验收（智管家验收字（2022）第 036 号）	改扩建。除保留部分储存池外其余全部停用拆除。新建一套废液处理及减量化系统。废液量处理能力为 50 万方/年（60 方/小时）；含油污泥减量化处理能力为 10 万吨/年（15 吨/小时）。废液处理采用“化学、机械破胶+絮凝沉降+沉渣减量化”工艺，减量化系统采用“调质+分离”技术。于 2020 年 12 月开工建设，于 2021 年 12 月建成。
5	塔河油田受浸泥土暂存池建设项	疆新天蓝工程咨询服务有限责任公司编制完成《阿克苏塔河环保工程有限公司塔河油田受浸	阿克苏塔河环保工程有限公司编制完成《阿克苏塔河环保工程有限公司塔河油田受浸泥土暂存池建设项	站内建设 1 座 100000m ³ 和 2 座 50000m ³ 油污泥暂存池，总容积为

序号	名称	环评情况	验收情况	备注
	目	泥土暂存池建设项目环境影响报告表》，2022 年 1 月 30 日，取得阿克苏地区生态环境局环评批复（阿地环审〔2022〕44 号）。	目竣工环境保护验收监测报告》，2022 年 7 月 31 日完成自主竣工环境保护验收。	200000m ³ 。
6	阿克苏塔河环保工程有限公司含油废弃物资源无害化综合利用改扩建项目	乌鲁木齐湘永丽景环保科技有限公司编制《阿克苏塔河环保工程有限公司含油废弃物资源无害化综合利用改扩建项目环境影响报告书》，2022 年 6 月 23 日取得自治区生态环境厅环评批复（新环审〔2022〕130 号）	新疆天越环境技术有限公司编制《阿克苏塔河环保工程有限公司含油废弃物资源无害化综合利用改扩建项目（一期）竣工环境保护验收监测报告》，2023 年 7 月 15 日完成竣工环保验收（天越验收字〔2023〕5 号）	改扩建，站内建设。主要处理塔河油田采油区产生的废弃磺化泥浆废弃物及含油污泥，采用热解工艺和焚烧工艺。项目分三期建设，目前一期项目已建设完成。项目（一期）实际建设规模为 2 套污泥热解装置（单套热解装置可处理污泥 12.5 万 t/a），一期年处理污泥 25 万 t。
	应急预案	阿克苏塔河环保公司针对可能发生的突发环境事件，已制定应急预案，并于 2023 年 6 月 19 日在阿克苏地区生态环境局库车市分局完成备案程序，备案号为 652923-2023-100-L		
	排污许可	2019 年 12 月 27 日，阿克苏塔河环保工程有限公司取得《阿克苏塔河环保工程有限公司排污许可证》（证书编号：91652923778950680R001V），后续进行更新登记，有效日期为 2022 年 12 月 26 日至 2027 年 12 月 25 日。		

（2）处理工艺

①废液处理系统

阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站废液处理西北油田分公司油气勘探开发过程中产生的各类废液，如钻井废液、酸压废液、完井废液、随钻不落地压滤废液等。

废液处理系统采用“化学、机械破胶+絮凝沉降+沉渣减量化”工艺。

——新建一次废液接收池及二次废液接收池对产生废液进行分类接收，隔油沉降后废水溢流至新建均质池内进行均质。

——均质后废液经泵提升至徐凝沉淀池、pH 调节橇通过投加生石灰和氢氧化钠进行 pH 调节破乳，再经过混凝絮凝反应橇通过加入 PAC、PAM 进行混凝絮凝，形成较大矾花，进入两级沉淀橇内沉淀，沉淀池内上清液经溢流至高效微纳米气浮装置去除水中含油及部分悬浮物。

——处理后废水经中间水罐收集进入混凝沉淀罐进行二次絮凝沉淀，沉淀后废水经缓冲罐进入多介质过滤设备过滤，降低废水中悬浮物。为保障出水指标，末端设置陶瓷膜过滤器，保障出水指标满足设计指标要求。

——处理合格后的来液经注水罐缓冲后，经外输泵外输至塔河油田奥陶系油藏注水管网，按照油田注水开发需要进行水量调配。

阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站废液处理系统设计废液处置能力为 50 万吨/年，2024 年全年废液处置量为 18.44 万吨，余量较多。本次运营期井下作业工程产生的井下作业废水最大为 61.95 吨，可依托其处理。

②含油污泥处理系统

阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站设计含油污泥热相分离系统 60 万吨/年，减量化系统 10 万吨/年。包括 4 套 4t/h 以热脱附工艺为主体的集成装置+2 套 10t/d 间歇热脱附装置，实际年处理污油泥及泥浆约 15 万 t；1 套 30t/h 移动式撬装污油泥及钻井泥浆处理设备（连续回转窑），实际年处理污油泥及泥浆约 20 万 t；2 套污油泥热解装置（单套热解装置可处理污油泥 12.5 万 t/a），年处理污油泥 25 万 t。

含油污泥主要来源有来自西北油田分公司塔河油田废液油泥、集输系统含油污泥和污水处理系统产生的油泥及浮渣等。废弃物通过污泥减量化装置、热解析及回转炉装置等工艺处理，转化为还原土，进而被应用于井场铺设、道路建设等工程。

——工艺流程

预处理：首先利用筛分破碎装置对物料进行预处理，主要去除物料中较大的杂物，防止对后续处理系统的影响。对于软性的杂物，用剪切破碎机进行处理。

热解析系统工艺流程：经过预处理步骤的含油污泥，通过进料模块实现均匀且稳定的输送至连续式热解模块。一旦物料进入连续热解炉,经过间接加热过程，将被分解为固态物（即还原土）和气态物（即热解气）。还原土随后通过出料密封装置进入出渣模块，其中密闭直冷搅拌机将其喷水冷却至 80℃以下并输出。热解气则进入油气分离模块，经过“喷淋直冷+换热器间接深度冷凝”处理后，分为不凝气和热解液。此循环喷淋介质选用了固液分离后的热解液。热解液随后被送入固液分离模块,并在沉降槽中进行沉降分离，以分离热解液中的渣液。分离后的热解液将定量送回喷淋直冷塔重复使用。而热解过程中产生的热解液当其在沉降槽上部的溢流槽达到设定液位时，将自动通过液位连锁启动输出泵将上层回收油输送至油罐。同时，废水和油渣则进入厂区废液处理系统进行进步处理。在沉降槽底部沉积的油渣，通过气动隔膜泵输出，实现了油、水、渣的有效分离。经过油气分离模块处理后的不凝气，被送入不凝气净化模块进行净化，随后被送至废液处理及减量化系统改造工程中的碱洗+水洗+捕雾+活性炭吸附+催化焚烧处理装置进行处理，最终通过 15 米排气筒排放。而供热后的烟气则进入烟气模块进行冷却后排放。

污泥减量化装置工艺流程：减量化系统采用“调质+分离”工艺，调质分离技术主要用于高含液含油废弃物的减量与油相的回收，是一种含油废弃物减量化、资源化的技术。通过化学配合机械离心的方式对含油废弃物进行分离，通过药剂将固体废弃物表面的油剥离下来，然后经过机械离心，实现油、水、固的三相分离。分离出的水可循环使用，同时还可以回收部分原油。

回转炉装置工艺流程：经过预处理的物料，用工程车辆将物料运送到进料撬，通过输送进入核心热相分离设备，通过高温加热反应，使物料中的液相气化，经过冷凝液化收集，得到的油水混合物进行油水分离，油相进入油品储存箱暂存，水相进入水缓存箱，用作循环冷却水，固相排入还原土临时堆场，定期进行回场处理。

阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站设计含油污泥年处理量为 60 万吨,包括 4 套 4t/h 以热脱附工艺为主体的集成装置+2 套 10t/d 间歇热脱附装置,实际年处理污油泥及泥浆约 15 万 t; 1 套 30t/h 移动式撬装污油泥及钻井泥浆处理设备(连续回转窑), 实际年处理污油泥及泥浆约 20 万 t; 2 套污油泥热解装置(单套热解装置可处理污油泥 12.5 万 t/a), 年处理污油泥 25 万 t。

阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站 2024 年处理污油泥量为 196459.59 吨, 余量较大。本次工程共计产生含油污泥量约 1.05t, 可依托其处理。

阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站处置的还原土严格按照《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/T 730-2016)、《关于含油污泥处置有关事宜的通知》(新环办发〔2018〕20 号)、《陆上石油天然气开采含油污泥处理处置及污染控制技术规范》(SYI 7300-2016)和《油气田含油污泥综合利用污染控制要求》(DB65/T 3998-2017)等规范的要求, 处置后交由西北油田分公司统一运输至指定地点, 主要用于井场道路铺设、井场铺垫及固体废物填埋场的封场覆土作业不外排。

3.4 工程分析

3.4.1 主要生产工艺过程

3.4.1.1 施工期

本项目施工期主要包括钻井工程、储层改造工程、地面工程和油气集输工程内容，工艺流程及排污节点分述如下：

(1) 钻井

本项目单座老井侧钻井时间约为 40 天，24h 连续作业。

工程钻井作业采用电钻机，通过钻机、转盘、钻杆、带动钻头切削地层，同时泥浆由泥浆泵经钻杆向井内注入井筒冲刷井底，利用其黏性将岩屑带至地面，整个过程重复进行，使井不断加深，直至目的层井深。钻井中途需要停钻，以便起下钻具更换钻头、下套管、固井、替换钻井液和检修设备。若工程施工期为冬季，为防止泥浆罐内泥浆结冰冻结，需对泥浆罐进行保温，工程施工期泥浆罐保温采用电伴热，钻井期间供电从附近电网引入。项目钻井过程中需使用水基泥浆和磺化泥浆，泥浆切换过程中无需对泥浆罐清洗。

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

固井：是在已钻成的井筒内下入套管，然后在套管与井壁之间环孔内注入水泥浆将套管和地层固结在一起的工艺过程，以保证安全继续钻进下一开井筒或保证顺利水泥浆由水泥罐运至井场存储。

录井：钻井至设计井深中段开始进行录井以记录钻井过程中的所有地质参数，录井主要包括钻时录井、气测录井、钻井液录井、岩屑录井、岩心录井和压力录井，其中岩屑录井是获取井下地层岩石样品的重要手段。录井时，要随钻井进尺每隔 1 米左右从返出的钻井液中捞一包砂样，洗净晒干，进行岩性观察描述，并挑选出相对应地层的岩样。发现钻时快，砂岩岩屑多而且呈棕褐色，有油味，可能显示钻遇油气层，而钻遇非含油气砂岩层时则多是白色、灰白色砂岩岩屑。

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

钻井作业施工过程排污节点分析如下：

废水污染源主要为生活污水、钻井废水及酸化压裂废水，根据目前油气田钻井实际情况，钻井废水由临时罐体收集，按泥浆体系不同分阶段用于配制相应体系泥浆，在钻井期间综合利用，不外排；酸化压裂作业结束后的酸化压裂废水收集在罐内，拉运至阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站处理；生活污水经井场撬装式污水处理站处理达标后，用于荒漠灌溉；噪声污染源主要为泥浆泵及钻机噪声，采取基础减振等降噪措施；固体废物主要为钻井岩屑、钻井泥浆、含油废物、废烧碱包装袋、撬装式污水处理站产生污泥及生活垃圾，钻井岩屑随泥浆一同进入泥浆不落地系统，在井口采用“振动筛+除砂器+处理器+离心分离机”工艺分离出岩屑和泥浆，分离后的液体回用于钻井液配备，其中磺化岩屑进入无害化处理装置进一步处理，最终岩屑经检测满足《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，同时含油率满足《土壤环境质量建设用土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)中第二类用地土壤污染风险筛选值要求(含油率 $<0.45\%$)后用于铺垫油区内的井场、道路等，一次处理后检测不合格，现场进行二次处理，达标后用于铺垫油区内的井场、道路等。含油废物桶装密闭收集，废烧碱包装袋折叠打包收集，均暂存于井场撬装式危废暂存间内，定期由钻井队委托有资质单位接收处置。撬装式污水处理站产生污泥收集、合规暂存，和生活垃圾一同委托库车绿能环保科技有限公司清运处置。

(2) 储层改造工程

储层改造工程主要包括射孔、酸化压裂以及后续的测试放喷等。

①射孔

钻井、测井后要进行射孔，将射孔枪下入井管中油层部位，用射孔弹将井管射成蜂窝状孔，使油气自喷流入井管采出。

②酸化压裂

酸化压裂主要用于油层的改造。经按比例配制好的压裂液、酸化液由压裂车及酸罐车拉运至井场暂存，通过混砂车将压裂液及支撑剂按一定比例混合后，利用地面加压泵组，向地层注入高于地层破裂压力的前置液，随即在井底附近产生高压，当压力超过井壁附近地应力和岩石抗张强度后，在地层中形成裂缝，继续将带有支撑剂(石英砂、陶粒)的压裂液注入裂缝中，支撑剂留在地层中，形成填砂(或陶粒)裂缝带。造成人工裂缝后，继续泵注酸液，依靠酸液和地层的不

均匀溶蚀，把裂缝壁面刻蚀成凹凸不平的表面，可提高油层渗透性，从而达到增产的目的。停泵后，酸化压裂废水自喷返排至地面专用废液收集罐中，拉运至阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站处理。

③测试放喷

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

测试放喷前安装井口放喷专用管线、各种计量设备、油气两相分离设备，计量罐、储液罐(油罐)、油气水进出口管线等设备。油气经井口装置节流、降压，进入油气计量分离器，分离后的液相(包括油和水)通过管线输送至原油储罐，再由油罐车拉走；天然气通过管线输送至放喷池，放空时通过电点火装置点燃放空天然气。依据具体情况设定放喷时间，一般为 1~2d。

储层改造工程排污节点分析如下：

储层改造工程主要废气为放喷天然气燃烧产生的废气及施工机械尾气。废水主要为生活污水及酸化压裂废水，生活污水经井场撬装式污水处理站处理后，用于荒漠灌溉。酸化压裂废水采用专用废液收集罐收集，拉运至阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站处理。噪声为压裂车噪声及测试放喷高压气流噪声，通过定期检修施工设备、合理布置作业任务，避免局部噪声过高。固体废物为生活垃圾，由库车绿能环保科技有限公司拉运处置。

1) 井场建设

本项目部署老井侧钻井 16 口，不新增永久占地，只新增临时占地。

对施工临时占地进行场地平整，设置施工车辆临时停放场地，将设备拉运至井场，进行安装调试。地面工程施工结束后，对施工场地临时占地进行平整恢复，清除井场临时占地内水泥基础等各类池体防渗层并进行平整。

井场施工过程中排污节点分析如下：

井场施工废气污染源主要为施工车辆尾气和焊接废气，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，焊接作业时使用无毒低尘焊条；噪声污染源为施工机械产生的噪声，通过选取低噪声设备、加强设备维护保养降低噪声；固体废物主要为设备废弃包装、水泥基础和生活垃圾，设备废弃包装、水泥基础现场收集、合规暂存，委托库车绿能环保科技有限公司清运处置；生活垃圾收集后由库车绿能环保科技有限公司拉运处置。

2) 管线建设

管线施工工艺流程简介：

①施工放线

施工放线时，施工单位必须对设计图纸进行现场核对，根据设计图纸进行放线，打百米桩，标桩上注明标号、里程、高程，转角桩应注明角度、外矢距及切线长度，在地形起伏及较大拐弯处应打加密桩。施工时按管道两侧土地占用范围划定临时用地边界线，特殊地段增加用地宽度时应与当地有关部门协商。

②管沟开挖

开挖管沟前，应根据管道施工用地宽度清理其中的杂物，平整沟、坎，以便施工机具通行，同时清除管线中心线两侧以及附近斜坡上危及管道安全的崩塌堆积物。施工前应按照设计图纸要求及各个区域的地质情况向施工人员做好管沟断面开挖要求（开挖深度及边坡比）、堆土位置及技术要求等的交底工作。管沟开挖可采用机械开挖与人工开挖相结合的方式，有地下障碍物时，障碍物两侧 5m 范围内，应采用人工开挖。对于重要设施，开挖前应征得其管理方的同意，并应在其监督下开挖管沟。施工机械在纵坡上挖沟，必须根据坡度的大小、土壤的类别、性质及状态计算施工机械的稳定性，并采取相应的措施，确保安全操作。管沟沟底单管开挖宽度为 0.8m，管沟边坡比为 1:1.5。管沟成型后，应进行检查。

本项目新建管道施工作业带宽度控制在 7m 范围内，管线埋深为 1.5m。

③管线组装

集输管线采用柔性复合高压输送管，连接方式应符合《石油天然气工业用非金属复合管第 2 部分：柔性复合高压输送管》（SY/T6662.2-2012）、《柔性复合管施工及验收规范》（Q/SYTZ0407-2014）中的相关要求；燃料气管线采用无缝钢管，采用焊接方式连接，严格按照《油气田集输管道施工规范》（GB50819-2013）等相关要求执行。柔性复合高压输送管采用弹性敷设，燃料气管线采用弹性敷设、冷弯弯管、热煨弯头三种形式来满足管道变向安装要求。

④管道下沟

管段下沟前，需清除沟中的石块及塌方泥土、积水等，对管道进行外观检查并及时修补；管段下沟时，不允许任何导致管段产生弯折、永久性变形、破坏管材的现象出现；管段下沟后，在不受外力的条件下，应与沟底表面贴实且放到管沟中心位置。如出现管底局部悬空应用细土填塞，不得出现浅埋。管道施工示意图见图 3.3-8。

⑤吹扫与试压

管道在试压前应进行吹扫，当吹扫出的气体无铁锈、尘土、焊渣、水等脏物时为合格，吹扫气体在管道内流速应大于 20m/s。

集输管线试压介质采用中性洁净水；燃料气管线使用空气试压。有高差的管道，应考虑静水压的影响，管道试验压力应以高处的压力表为准，各试压段的最低点强度试验压力应保证该试压段最低点的管道环向应力不超过其屈服强度的 95%，且最高点压力应为管道设计压力的 1.5 倍。

试压过程中有泄漏时，不得带压修理。缺陷修补后应重新进行试压直至合格。

⑥收尾工作

收尾工作包括操作坑回填和临时场地恢复。管线连接成功并检验合格后进行操作坑回填。对操作坑实施土方回填，回填时分二次回填，回填土应与操作坑自然土相似，首先距管壁 300mm 范围先用较小粒径的原土进行小回填，最大回填粒径不超过 10mm，然后采用原土进行回填，管顶距自然地坪不小于 1.2m 且管沟回填土高出自然地面 300mm，沿管线铺设方向形成垄，作为管道上方土层自然沉降富余量，且可以作为巡视管线的地表标志，剩余土方用于场地平整和临时施工场地土地恢复。

管线施工过程中排污节点分析如下：

施工过程中废气污染源为施工扬尘、焊接废气和施工车辆尾气；土方开挖和倾卸时产生的扬尘，通过控制倾卸高度减少扬尘产生量，焊接过程中使用合格无毒焊条；废水污染源主要为试压废水，由管内排出后循环使用，试压结束后用于区域降尘；噪声污染源为施工机械产生的噪声，通过选取低噪声设备、加强设备维护保养降低噪声；固体废物为管沟开挖产生的土方，施工结束后用于回填管沟及场地平整；施工废料应首先考虑回收利用，不可回收利用部分由库车绿能环保科技有限公司清运处置。

3.4.1.2 运营期

(1) 采油（气）

采油（气）就是借助油层的自身压力或者抽油泵等工艺方法，使原油从地下储油层中产出的工艺过程。一般来说依靠油层自身压力进行采油的方法称为自喷采油法，而需要用抽油泵等方法进行采油的则叫机械采油法。在原油开采中为了保持油层的压力，达到稳产的目的，往往需要向油层注入一定的介质，用以驱替原油。根据注入介质的不同，常见有水驱采油和蒸汽驱采油。

根据油气藏目前生产情况、油藏原油性质和配产情况，本项目选择自喷采油法，初期自喷开采，当油层压力下降，油井停喷或需要提液时根据部署井不同掺稀比采用有杆泵或电泵、注水采油等。

(2) 井下作业

井下作业是进行采油生产的重要手段之一。一般在采油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，进一步提高原油产量；洗井、修井、除砂和清蜡作业均是在采油井使用一段时间后，因腐蚀、结垢、机具磨损和损坏等而采取的工艺措施。

考虑到后期上产需要，单座井场后期侧钻按 4 次考虑，单次侧钻钻尺深度按 600m 考虑，单次侧钻钻井周期按 40 天考虑，侧钻过程中，使用 KCl 聚磺体系泥浆，废钻井泥浆及岩屑排放量计算采用《油田开发环境影响评价文集》中的经验公式计算，初步估算单次侧钻泥浆用量 $230\text{m}^3/\text{a}$ 左右。钻井岩屑量 $55\text{m}^3/\text{a}$ 。

（3）掺稀工艺

本次掺稀所需的稀油来自一号联和三号联，稀油的原油物性：原油密度 $0.8988\text{g}/\text{cm}^3$ 、黏度 $21.7\text{m}^2/\text{s}$ （ 30°C ）。

（4）油气集输管线

本项目新建 3.87km 单井出油管线、2.27km 燃料气管线以及 1.27km 掺稀管线。

侧钻采油井场采出油气通过井口模块油嘴二级节流后，进入井场真空加热炉（利旧，不新增）进行加热，加热炉原料气气源来自周边计转站，经燃料气管线密闭输至井场；经加热后的采出油气通过管道密闭输送至周边计转站计量，最终输至二号联合站进行处理。

本项目新建 1 座 200kW 加热炉,其余侧钻井场不新增井场加热炉,均可利旧,现有井场加热炉已履行过环评、验收手续,其污染物排放总量已核算,并已进行排污许可登记,故不再核算现有井场依托的井口加热炉污染物排放量。

本项目侧钻老井油气开采及集输过程中井场无组织废气,主要为非甲烷总烃和硫化氢,井场采取密闭集输工艺减少无组织废气排放;废水污染源主要为采出水和井下作业废水,其中采出水随采出液一起进入二号联合站处理达标后回注地层,井下作业废水送至阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站处理;噪声污染源主要为采油树等设备运行产生的噪声,采取基础减振的降噪措施。固废污染源主要为井下作业、采油环节和集输环节产生的落地油、井下作业产生的废防渗材料,属于危险废物,委托有资质单位进行接收处置。

3.4.1.3 退役期

运营期结束后进入闭井期,闭井期主要是井口封存、井场设备拆除、清理井场等过程,由于施工时间较短,施工人员无需驻场。

(1) 封井措施

拟按照《废弃井及长停井处置指南》(SY/T 6646-2017)、《废弃井封井处置规范》(Q/SH0653-2015)等相关规定进行退役封井处置。

1) 封堵作业前进行压井,待井内液柱压力平衡后方可进行其他作业。注水泥塞施工时,井内的静液柱压力应大于地层压力。难以实现静态平衡的高压地层或漏失地层可采用桥塞、膨胀封隔器、水泥承留器等一些机械工具进行挤注水泥浆。

2) 封井用水泥的选用和配制, 应按《常规修井作业规程第 14 部分注塞、钻塞》(SY/T 5587.14-2013) 的规定执行; 低渗层储层可采用超细水泥。

3) 低压井在油层套管水泥返高以下、最上部油层射孔井段以上 200m 内, 注 50m 长的水泥塞; 然后在距井口深度 200m 以内注 50m 长的水泥塞封井; 高压井在油层套管水泥返高以下、最上部油层射孔井段以上 200m 内先打高压桥塞, 再在桥塞上注 50m 长的水泥塞, 最后在距井口深度 200m 以内注 50m 长的水泥塞封井。

4) 周边存在注采井干扰的废弃井封固前, 应暂停周边干扰井的生产或注水等作业, 待地层压力稳定后, 对可能存在井间干扰的层位进行挤注封堵。

5) 封井后进行试压, 符合标准后进行其他作业。

6) 已封堵的井口套管接头应露出地面, 并用厚度不低于 5mm 的圆形钢板焊牢, 钢板上应用焊痕标注井号和封堵日期。按照油田相关要求统一做好标识, 并记录存档。

7) 建立报废井档案。每年至少巡检 1 次, 并记录巡井资料。

(2) 设备拆除

清洗完成后, 将地面设施拆除并清理井场, 废弃建筑垃圾, 应集中清理收集, 其中废弃管线等设施按照资产报废程序由油田公司物资管理部门统一处理, 其余不能回收的外运至市政部门指定地点, 由环卫部门处置。地面设施拆除、井场清理等工作过程中的危险废物, 直接由有具备危险废物处理资质的单位拉运并进行无害化处理。

封井结束后需将井场设备进行搬迁, 并将占地恢复原貌。设备搬迁前, 井场内污染物应得到妥善处理, 做到工完、料净、场地清。

表 3.4-2 退役期主要产污环节一览表

工程内容	污染物			
	废气	废水	固体废物	噪声
设备拆除	机械废气 施工扬尘	生活污水	废弃井口设备、建筑垃圾及落地油等	设备拆除施工噪声
主要措施	洒水抑尘	生活营地依托周边已建设施, 合理处置	妥善处理。落地油交由有危险废物处置资质的单位处置	合理安排作业时间, 控制车辆速度

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、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与其相关钻井、采油、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。

3.4.2 施工期环境影响因素分析

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井场、管线建设阶段，如占用土地、施工对地表植被的影响、土壤扰动等。集输管线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。永久占地主要为采油井场的永久占地。

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

根据估算，本项目总占地约 20.31hm²，均为临时占地，不新增永久占地。项目占地类型有灌木林地、天然牧草地、其他草地和盐碱地等，其中灌木林地为 10.17hm²、天然牧草地为 9.25hm²，其他草地为 0.19hm²，盐碱地为 0.7hm²，详见表 3.4-3。具体以征地手续为准。

表 3.4-3 占地面积统计表

序号	工程内容	占地面积 (hm ²)			占地类型及面积 (hm ²)	说明
		永久	临时	总占地		
1	井场	0	13.92	13.92	天然牧草地 6.09 灌木林地 7.83	本项目 16 口老井侧钻，因老井已办理永久用地手续，本次老井侧钻仅办理钻井期间临时用地手续。单座井场临时占地面积为 8700m ² ，不新增永久占地。
2	集输管线	0	2.55	2.55	盐碱地 0.7 其他草地 0.19 天然牧草地 1.48 灌木林地 0.18	TH124136 井和 TH124141X 井的出油管线、掺稀管线、燃料气管线以及 TS5CH 井单井出油管线、燃料气管线均为同沟敷设，长度分别为 0.66km、0.61km、1.0km，作业带宽度为 7m；TK609CX 井单井出油管线 1.6km，作业带宽度为 6m。其他 9 口侧钻老井管线均利旧。
3	临时生活区	0	3.84	3.84	天然牧草地 1.68 灌木林地 2.16	每个钻井井场临时生活区占地面积 2400m ² 。
合计		0	20.31	20.31		/

3.4.2.2 施工期污染源分析

(1) 废气污染源

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施工扬尘

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

②施工车辆尾气

在油气田地面工程施工中使用多种燃油机动设备和运输车辆，会产生机械设备和车辆内燃机燃料燃烧废气，其污染物主要有颗粒物、SO₂、NO_x等。施工机械和运输车辆运行时间一般都较短，从影响范围和程度来看，施工机械废气对周围大气环境的影响是有限的。

③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。

④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，当伴生气含有硫化氢时，通过燃烧转化成二氧化硫，可有效降低毒性气体的毒性。天然气放空产生的废气量取决于该井目的层天然气含量和测试放喷期间释放量，依据具体情况设定测试放喷时间，一般为1~2d。

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

施工期产生的废水主要为钻井废水、酸化压裂返排液、管线试压废水和生活污水。

① 钻井废水

钻井废水由冲洗钻台、钻具、地面、设备用水及起下钻时的泥浆流失物、泥浆循环系统的渗透物组成。钻井废水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 SS、挥发酚、COD、氨氮、硫化物、石油类等。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。

根据类比目前塔河油田钻井实际情况，井场产生的钻井废水约为 0.05m³/m，本项目老井侧钻井 16 口，总进尺 10043.88m，产生的钻井废水约为 502.2m³。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，分离后的液相拉运至其他钻井回用于钻井液配制，不外排。

② 酸化压裂返排液

钻井固定完毕后，需进行压裂完井，在储层改造过程中排出的压裂返排液中主要含有黄原胶、石油类及其他各种添加剂。根据本项目 8 口侧钻井储层改造设计酸化压裂液总量为 5700m³，酸化压裂过程酸化压裂返排液返排率为 60%左右，则本项目酸化压裂返排液产生量为 3420m³，储层改造过程中产生的压裂返排液排入回收罐中，运至阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站处理，处理达标后回注。

③ 生活污水

施工期常驻井场人员按 50 人，本项目侧钻井周期约为 40 天/井，16 口老井侧钻合计施工周期 640d。每人每天生活用水最高按 100L 计算，生活用水总量为 3200m³，生活污水排放量按用水量的 80%计，则钻井期内生活污水总产生量为 2560m³，生活污水主要污染物为 COD、BOD₅、NH₃-N、SS 等，类比区域内油气田现状，生活污水中主要污染物浓度 COD 为 400mg/L、BOD₅ 为 200mg/L、NH₃-N 为 25mg/L、SS 为 220mg/L；各井场钻井期间均建设 1 座撬装式污水处理站，采用“生化+过滤”处理工艺，经污水处理站处理后，出水可达到 COD60mg/L、BOD₅ 为 20mg/L、NH₃-N 为 15mg/L、SS 为 20mg/L，可满足《农村生活污水处理排放标准》（DB654275-2019）表 2 的 B 级标准，处理达标后的水用于区域荒漠灌溉。

④试压废水

管道工程分段试压以测试管道的强度和严密性，本项目管道采用无腐蚀性洁净水作为试压介质，管道试压废水中主要污染物为 SS。管道试压分段进行，试压水排出后进入下一段管线循环使用；试压废水按照每千米 2.5m³计算，本项目新建各类管线总长为 7.41km，试压废水量约为 18.5m³，主要污染物为 SS。试压结束后可用作场地降尘用水。

(3) 固体废物污染源

①钻井泥浆

钻井泥浆的排放量依井的深度而增加，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——排到地面上的泥浆量（m³）；

D——井眼的平均直径（m）；

h——井深（m）；

本项目老井侧钻 16 口，钻井总进尺为 10043.88m，根据上述计算结果，泥浆产生量总计 610m³，其中，磺化泥浆产生量约为 420m³，油基泥浆产生量约为 190m³。

②钻井岩屑

钻井过程中，岩石井钻头和泥浆的研磨而破碎成岩屑，其中 50% 的岩屑混进泥浆，剩余岩屑经泥浆循环携带至井口，在地面井振动筛分离出来，送入井场内泥浆池中。钻井岩屑产生量按以下经验公式计算：

$$W = \frac{1}{4} \times \pi \times D^2 \times h \times 2.2$$

式中：W——钻井岩屑产生量（磺化泥浆膨胀系数取 2.2，油基泥浆膨胀系数取 2.5），m³；

D——井眼的平均直径，侧钻井取 0.15m；

h——井深 m。

本项目老井侧钻 16 口，钻井总进尺为 10043.88m，根据上述计算结果，岩屑产生量总计 399m³，其中，磺化岩屑产生量约为 292m³，油基岩屑产生量约为 107m³。

根据目前西北油田分公司钻井工程的要求，从井口振动筛、离心机、旋流除砂器排出的钻井水基泥浆和岩屑进入随钻不落地处理系统，经加药、絮凝、压滤后的液相（即废弃钻井液）集中收集罐车拉运至阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站处理达标后回注油藏，不外排；分离后的固相处理后经检测满足《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，同时石油烃满足《土壤环境质量建设用土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中表2第二类用地风险筛选值后，用于铺垫油区内的井场、道路等。

钻井期岩屑随钻井泥浆带出，其中，有14口侧钻井产生磺化水基泥浆，2口侧钻井产生磺化油基泥浆。根据目前西北油田分公司钻井工程的要求，钻井采用泥浆不落地系统，钻井期磺化水基钻井岩屑随泥浆一同进入泥浆不落地系统，采用泥浆不落地技术在井场进行固液分离，分离后的液体回用于钻井液配备，分离后的固相经检测满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）中综合利用污染物限值要求，同时石油烃满足《土壤环境质量建设用土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中表2第二类用地风险筛选值后，用于铺垫油区内的井场、道路等。磺化油基岩屑随泥浆一同进入油基泥浆不落地系统在井场进行固液分离，液相回用于钻井，固相使用专用罐收集后，拉运至塔河油田绿色环保工作站的含油污泥处理系统处置。

③施工废料

施工废料主要包括管材边角料、焊接作业中产生的废焊渣等。根据类比调查，施工废料的产生量约为0.2t/km，本项目新建各类集输管线7.41km，施工废料产生量约为1.48t。施工废料应首先考虑回收利用，不可回收利用部分收集后定期由库车绿能环保科技有限公司清运处置。

④撬装式污水处理站产生污泥

撬装式污水处理站处置过程中产生的污泥经污泥脱水装置，脱到60%含水率后，由库车绿能环保科技有限公司拉运处置。生活污水SS产生浓度为220mg/L，经污水处理站处理后SS浓度为20mg/L，钻井期间生活污水产生总量为2080m³，则撬装式污水站污泥产生量为0.4t。

⑤生活垃圾

根据设计文件，本项目合计施工周期640d。单井施工人数约50人，平均每

人每天产生生活垃圾 0.5kg。整个施工过程生活垃圾产生量共计 16t，生活垃圾集中收集后定期由库车绿能环保科技有限公司清运处置。

⑥土石方平衡

本项目侧钻井场不需要进行挖填方，但新建井场需进行压盖，借方主要来源于区域已完钻井场经“钻井废弃物不落地达标处理技术”处理达标后还原土和周边砂石料场。侧钻老井管线利旧。故本项目开挖土方主要为新建管线管沟开挖产生土方，回填土方主要为管沟回填。

本项目新建采油管线、掺稀管线、燃料气管线总计 7.41km，其中有 3 处管线均存在同沟敷设的情况，总价开挖管沟 3.87km，开挖宽度 2m、开挖深度 1.5m，挖方量 $1.16 \times 10^4 \text{m}^3$ ，填方量为 $1.16 \times 10^4 \text{m}^3$ ，无弃方。本项目土石方平衡表见下表 3.4-5。

表 3.4-5 土方挖填方平衡表单位：万 m^3

工程分区	挖方	填方	借方		弃方量	
			数量	来源	数量	去向
井场工程	0	0	0	-	0	-
管道工程	1.16	1.16	0	-	0	-
合计	1.16	1.16	0	-	0	-

⑦废机油

钻井施工过程中机械检修时会产生少量废机油，检修期间地面应铺设防渗膜，采用钢制铁桶收集后暂存于撬装式危废暂存间中，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/井，本项目部署侧钻井 16 口，废机油量产生量为 1.6t，属于危险废物 HW08（废物代码 900-249-08），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。

⑧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。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，本项目部署侧钻井 16 口，烧碱废包装袋产生量为 0.8t，属于危险废物 HW49（废物代码：900-041-49），废烧碱包装袋折叠打包后，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。

⑨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，本项目部署侧钻井 16 口，废防渗材料产生量

为 3.2t，属于危险废物 HW08（废物代码 900-249-08），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。

（4）施工噪声源强

项目施工期噪声主要包括钻井、土方施工等过程中各种施工机械设备噪声以及物料运输车辆噪声。参照《环境噪声与振动控制工程技术导则》（HJ2034-2013）中表 A.2 和类比油田开发工程中井场、内部道路、管线铺设和钻井工程实际情况，项目施工期拟采用的各类施工设备产噪值见表 3.4-6。

表 3.4-6 主要施工设备噪声源不同距离声压级单位：dB（A）

序号	设备名称	噪声值/距离 (dB (A) /m)	序号	设备名称	噪声值/距离 (dB (A) /m)
1	装载机	88/5	6	吊装机	84/5
2	挖掘机	90/5	7	钻机	95/5
3	运输车辆	90/5	8	泥浆泵	95/5
4	压路机	90/5	9	振动筛	90/5
5	压裂车	120/5			

（5）施工期污染物排放汇总表

施工期污染物排放汇总见表 3.4-7。

表 3.4-7 施工期污染物排放汇总

项目	工程	污染源	主要污染物及排放量		排放去向
大气污染物	井场进场道路	扬尘机械、车辆尾气放喷伴生气燃烧废气	CO	阶段性排放	大气
			NO ₂	阶段性排放	
			SO ₂	阶段性排放	
			烃类	阶段性排放	
水污染物	井场	钻井废水	SS、COD、石油类、挥发酚、硫化物	502.2m 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，分离后的液相拉运至其他钻井回用于钻井液配制，不外排。
		酸化压裂返排液	COD、挥发酚、硫化物	3420m ³	酸化压裂作业结束后压裂返排液排入回收罐中，运至阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站处理，处理达标后回注。
		生活污水	COD、NH ₃ -N、SS	2560m ³	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。
		管道试压废水	SS	18.5m ³	管道试压分段进行，试压水排出后进入下一段管线循环使用，试压结束后用于场地降尘用水。
固体废物	井场	钻井岩屑	废弃磺化岩屑	420.4m ³	钻井期岩屑随钻井泥浆带出本项目侧钻井均采用磺化水基泥浆。根据目前西北油田分公司钻井工
		钻井废弃泥浆	废弃磺化	569m ³	

物			泥浆		程的要求，钻井采用泥浆不落地系统，钻井期钻井岩屑随泥浆一同进入泥浆不落地系统，采用泥浆不落地技术在井场进行固液分离，分离后的液体回用于钻井液配备，分离后的固相经检测能够满足《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，同时石油烃满足《土壤环境质量建设用土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中表 2 第二类用地风险筛选值后，用于铺垫油区内的井场、道路等。一次处理后检测不合格，现场进行二次处理，达标后用于铺垫油区内的井场、道路等。
		生活垃圾	/	16 t	集中收集后定期由库车绿能环保科技有限公司清运处置。
		撬装式污水处理站产生污泥	SS	0.4m ³	库车绿能环保科技有限公司拉运处置。
		施工废料	/	1.48t	首先考虑回收利用，不可回收利用部分收集后定期由库车绿能环保科技有限公司清运处置。
		废机油	/	1.6t	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处置。
		废烧碱包装袋	/	0.8t	定期由钻井队联系有危险废物经营许可证的单位处置。
		废防渗材料	/	3.2t	定期由钻井队联系有危险废物经营许可证的单位处置。
噪声	钻井、压裂、地面施工	施工机械、压裂车、运输车辆	84~120dB（A）		声环境

3.4.3 运营期环境影响因素分析

3.4.3.1 废水污染源

（1）采出水

油气田开发过程中的采出水是伴随着原油从地层开采出来的，主要来源于油藏本身的底水、边水和注汽凝结水。本项目井场不设油水分离设施，经计转站进行气液分离后的采出液（油、水），运至塔河油田二号联合站处理。根据方案预测，本项目运营期累计采出油藏采出水最大为 2266.6m³/d（86.4×10⁴m³/a），其中新建 TS5CH、TH124136H、TH124141X 等 3 口井新增油气集输流程的采出水最

大为 $31\text{m}^3/\text{d}$ ($1.1 \times 10^4\text{m}^3/\text{a}$)，依托塔河油田二号联合站和塔河油田四号联合站采出水处理系统处理后达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)标准中有关指标后回注油层，不外排。

(2) 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。运营期工作人员由内部调剂解决，故不新增生活污水。

(3) 井下作业废水

井下作业主要包括油井维修、大修、酸化、压裂等，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《生态环境部已发布的排放源统计调查制度排(产)污系数清单》(公告 2021 年第 16 号)中与石油和天然气开采有关的服务活动产排污系数见表 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	76.04	回收回注	0
				化学需氧量	克/井次-产品	104525.3	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	34679.3	回收回注	0
				石油类	克/井次-产品	6122.1	回收回注	0

本项目油藏储层为非低渗透储层，根据表 3.4-8 计算井下作业工业废水产生量为 $76.04\text{t}/\text{井次}$ ，化学需氧量产生量为 $104525.3\text{g}/\text{井次}$ ，石油类产生量为 $17645\text{g}/\text{井次}$ 。按井下作业每 2 年 1 次计算，则单井每年产生井下作业工业废水 38.02t 、化学需氧量 52262.7g 、石油类 8822.5g 。本项目新建 TS5CH 井场井下作业工程产生的井下作业工业废水、化学需氧量、石油类分别为 $38.02\text{t}/\text{a}$ 、 $0.05\text{t}/\text{a}$ 、 $0.008\text{t}/\text{a}$ 。

井下作业废水自带回收罐回收作业废水，拉运至阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站进行处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)中的有关标准后回注油层。

3.4.3.2 废气污染源

本项目运营期的废气排放源主要为新增井场燃气加热炉产生的有组织废气，

温室气体排放源、无组织排放源主要为井口、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燃气加热炉等排放烟气，其燃料气采用干气（处理后的返输天然气），烟囱高度不低于 8m。井场燃气加热炉耗气量计算公式如下：

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

式中：A——燃气消耗量，m³/h；

P——燃气加热炉额定功率，kW，本项目加热炉均为 200kW

ε——加热炉热转化效率，本项目取值 0.9；

Q_L——燃料干气低位热值，kJ/m³，根据燃气分析结果，取 33812kJ/m³；

t——井场燃气加热炉运行时间，h，满负荷运行 300d（7200h），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 300d，本次评价考虑最不利情况，按满负荷计算。

则本项目井场燃气加热炉燃气量情况见表 3.4-8。

表3.4-8 井场燃气加热炉耗气量及设置台数一览表

加热炉	年工作小时（h）	单台锅炉 燃气量（m ³ /h）	单台锅炉燃气量 （万 m ³ /a）	本项目锅炉总燃气量 （万 m ³ /a）
200kW	7200	23.66	17.04	17.04

工业废气量、二氧化硫、氮氧化物根据《排放源统计调查产排污量核算方法和系数手册》（生态环境部公告 2021 年第 24 号）中 4430 锅炉产排污量核算系数计算；燃料为处理后的返输干气，含硫量根据《天然气》（GB17820-2018）中的表 1 天然气质量要求，S 取二类气最大值 100；氮氧化物按照低氮燃烧一国内一般，取排放系数为 15.87 千克/万立方米—原料。

颗粒物的排放浓度取值：实际运行中烟尘产生量较少，颗粒物排放类比塔河油田同类型井场燃气加热炉监测数据《塔河油田 12 区奥陶系油藏 2021 年第一期侧钻项目竣工环境保护验收调查报告》（水清清〔监〕〔2023〕-YS-077 号）中 200kW 井场燃气加热炉烟气经 8m 烟囱高空排放的颗粒物监测浓度范围在 1.5mg/m³~5.9mg/m³。现有所类比加热炉均属塔河油田现役 200kW 井场燃气加热炉，使用燃料均为净化后的天然气，烟气通过 1 根不低于 8m 高烟囱外排，类比井场燃气加热炉符合《污染源源强核算技术指南 锅炉》（HJ 991-2018）中 3 条

适用原则，即①燃料、辅料、副产物类型相同；②锅炉类型和规模等级相同；③污染控制措施相似，且污染物设计脱除效率不低于类比对象脱除效率。根据类比结果，最终颗粒物排放浓度取值 $5.9\text{mg}/\text{m}^3$ 。

表 3.4-9 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	排污系数
蒸汽/热水/其他	天然气	燃烧室锅炉	所有规模	工业废气量	标立方米/万立方米—原料	107753	直排	107753
				二氧化硫	千克/万立方米—原料	0.02S①	直排	0.02S①
				氮氧化物	千克/万立方米—原料	15.87（低氮燃烧—国内一般）	直排	15.87
						6.97（低氮燃烧—国内领先）	直排	6.97
						3.03（低氮燃烧—国际领先）②	直排	3.03

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。S 取 100。②本项目采用低氮燃烧系数。

井场燃气加热炉烟气量见表 3.4-10。

表 3.4-10 本项目烟气量一览表

用气单元	单台烟气量（万 m^3/a ）	本项目总烟气量（万 m^3/a ）
1 台 200kW 井场加热炉	183.56	183.56

井场燃气加热炉污染物产生排放情况见下表 3.4-11。

表 3.4-11 本项目新建井场加热炉污染物排放情况

污染源 200kW 井场加 热炉	耗气量 万 m^3/a	烟气量 万 m^3/a	污染物排放情况								
			SO ₂			NO _x			颗粒物		
			kg/h	t/a	mg/m ³	kg/h	t/a	mg/m ³	kg/h	t/a	mg/m ³
单台	17.04	183.56	0.0047	0.034	18.56	0.0375	0.27	147.28	0.0015	0.011	5.9
本项目	17.04	183.56	-	0.034	-	-	0.27	-	-	0.011	-

根据上表可知，本项目新建井场加热炉 SO₂、NO_x、颗粒物排放浓度均满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）新建燃气锅炉标准限值（SO₂：50mg/m³，NO_x：200mg/m³，颗粒物：20mg/m³）。

依据项目所在地阿克苏地区生态环境局相关要求，燃气加热炉 VOCs 排放量需参照《工业源挥发性有机物通用源项产排污核算系数手册》附表 1 燃烧烟气锅炉挥发性有机物产污系数表开展核算，手册中天然气加热炉 VOCs 产污系数取

1.68kg/10⁴m³燃料。经计算,本工程运营期单台燃气加热炉 VOCs 产生量约 0.029t/a,本项目运营期有 1 台加热炉,燃气加热炉 VOCs 总计产生约 0.029t/a,结合烟气总量核算得 VOCs 排放浓度约 15.8mg/m³。

本项目每座井场加热炉配套设置 1 根排气烟囱,烟囱高度不低于 8m、内径约 0.3m,排气温度约 120℃;各污染物排放浓度统一执行《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要求:颗粒物 20mg/m³、SO₂50mg/m³、NO_x200mg/m³。

(2) 无组织非甲烷总烃

非甲烷总烃主要来源于油气集输过程中烃类无组织挥发。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。

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

公式如下:

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

E 设备——设备与管线组件密封点泄漏的挥发性有机物年许可排放量, kg/a;

t_i——密封点 i 的年运行时间, h/a;

e_{TOC, i}——密封点 i 的总有机碳(TOC)排放速率, kg/h;

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

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

n——挥发性有机物流经的设备与管线组件密封点数。

表 3.4-14 设备与管线组件 e_{TOC, i} 取值参数表

类型	设备类型	排放速率 e _{TOC, i} / (kg/h 排放源)
石油炼制工业	连接件	0.028

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

参照《石化行业 VOCs 污染源排查工作指南》，若未提供 TOC 中 VOCs 的质量分数，则取 1 进行核算，则本项目采出液中 $WF_{VOCs, i}$ 和 $WF_{TOC, i}$ 比值取 1。根据设计单位提供的数据，项目单座井场涉及的阀门、法兰数量如表 3.3-15 所示。

表 3.4-15 本项目井场无组织废气核算一览表

序号	设备名称		密封点数量（个）	排放速率 eTOC,i/ （kg/h/排放源）	排放速率 （kg/h）	年运行时间 （h）	年排放量 （t）
1	井场	阀门	16	0.064	0.0031	8000	0.025
2		法兰	32	0.085	0.0082	8000	0.066
单座井场					0.0113	-	0.091

经核算，本项目新增 TS5CH 井场新增烃类挥发总量为 0.091t/a。

(3) 硫化氢

项目各井场无组织硫化氢主要来源于阀门、法兰连接处介质泄漏，采用下述经验公式计算天然气总泄漏速率后，结合天然气中硫化氢占比折算硫化氢排放速率。

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

式中： G_C ——设备或管道不严密处介质散发量，kg/h；

K ——安全系数，取值范围 1~2，本项目取 1；

C ——压力系数，取 0.166；

V ——设备、管道内部容积， m^3 ，单井核算值为 0.1；

M ——管内气体平均分子量，本项目取 16；

T ——管内气体绝对温度，K，本项目取 333。

经核算，天然气总泄漏速率 G_C 取值为 0.0036kg/h；天然气中硫化氢含量按区域平均浓度取值，硫化氢在天然气中占比约为 3.6%，单井井场无组织硫化氢排放速率： $0.0036 \times 0.036 = 0.0001\text{kg/h}$ ，按年有效工作时间 8760h 计算，TS5CH 井场硫化氢排放量为 0.0009t/a。

(3) 非正常工况排放

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 3.4-17。

表 3.4-17 非正常工况下污染物排放一览表

序号	项目	年排放小时数/h	排放工况	评价因子	排放速率/(kg/h)
1	放喷池	0.17	非正常	H ₂ S	0.001
				非甲烷总烃	0.1

3.4.3.3 固体废物污染源

本项目运营期产生的固体废物主要为落地油、清管废渣、废润滑油、废防渗膜等。

(1) 落地原油

落地油主要为阀门、法兰等设施油品渗漏及井下作业油品溅溢产生的落地油，属于《国家危险废物名录》（2021 本）HW08 类危险废物（废物代码：071-001-08）。

本项目井下作业时带罐作业，防止产生落地油，井口排出物全部进罐，做到原油 100%回收，类比区块内油井作业污泥产生量，约 0.1t/井·次，作业频次一般 2 年。落地油回收率为 100%，本项目新建 TS5CH 井场产生落地油量为 0.05t/a。落地油不在施工井场储存，在作业施工现场回收至密闭的专用罐车，统一由阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站进行无害化处理。

(2) 钻井泥浆及岩屑

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

考虑到后期上产需要，单座井场后期侧钻按 4 次考虑，单次侧钻钻尺深度按 600m 考虑，故本次单井侧钻总进尺为 $0.24 \times 10^4 \text{m}$ ，侧钻过程中使用 KCl 聚磺体系泥浆，废钻井泥浆及岩屑排放量计算采用《油田开发环境影响评价文集》中的经验公式计算，初步估算侧钻产生泥浆量 $230 \text{m}^3/\text{a}$ ，钻井岩屑量 $55 \text{m}^3/\text{a}$ 左右，本次井下作业侧钻产生的钻井泥浆及岩屑的处置方式同施工期钻井处理方式。

(3) 清管废渣

集输管线每 2-4 年清管 1 次，根据类比调查，一般每公里管线产生的清管废

渣量平均约为 1.15kg，本项目新建各类管线总长度为 7.41km，废渣量约 8.5kg/次（0.004t/a）。清管废渣中含有少量管道中的油，其危险废物类别为属于《国家危险废物名录》（2021 本）HW08 类危险废物（废物代码：251-008-08），间歇产生，由阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站进行处理。

（4）废防渗材料

项目运营期油井作业时，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 TS5CH 井产生废弃防渗布最大量约 0.5t/a。

作业过程中产生的含油废弃防渗布属于危险废物，危废代码为 HW08 中 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，不在井场贮存，委托持有危险废物经营许可证的单位接收处置，拉运过程中资质单位应使用专车、按照指定的拉运路线。

（5）废润滑油

本工程废润滑油主要是井下作业和采油过程中机械设备维修中产生的，每口井每次产生废润滑油约 0.05t，本工程新建 TS5CH 井场，废润滑油产生量约 0.05t/次，属于危险废物 HW08（废物代码：900-214-08），交由有危废处置资质单位进行处置。

根据《危险废物环境管理指南陆上石油天然气开采》，本项目运营期危险废物产排污统计表详见表 3.4-18。

表 3.4-18 运营期危险废物产生、处置及防治措施情况一览表

序号	危险废物名称	废物类别	废物代码	产生量	产生工序及装置	形态	主要成分	有害成分	产废周期	危废特性	污染防治措施
1	落地原油	HW08	071-001-08	0.05t/a	井下作业	固态	油类物质	油类物质	间歇	T, I	由阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站处理。
2	清管废渣	HW08	071-001-08	0.004t/a	定期清管	固态	油类物质、铁锈	油类物质	间歇	T	阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保环

序号	危险废物名称	废物类别	废物代码	产生量	产生工序及装置	形态	主要成分	有害成分	产废周期	危废特性	污染防治措施
											保 工 作 站 进 行 处 理
3	废防渗材料	HW08	900-249-08	0.5t/a	井下作业、修井	固体	油类物质	油类物质	间歇	T, I	委托持有危险废物经营许可证的单位接收处置。
4	废润滑油	HW08	900-214-08	0.05t/次	井下作业和采油过程中机械设备维修	固态	油类物质	油类物质	间歇	T, I	委托持有危险废物经营许可证的单位接收处置。

(5) 生活垃圾

运营期工作人员由采油二厂内部调剂解决，故不新增生活垃圾。

3.4.3.4 噪声源

本项目实施后，各噪声污染源治理措施情况见表 3.4-19。

表 3.4-19 噪声源设备

序号	装置区名称	噪声源	数量(台/套)	噪声强度	声源控制措施	降噪效果	运行时段
1	井场工艺装置区	加热炉	14	70~80	减振、隔声、消声	10	昼夜
2		泵撬	1	60~90	减振、隔声、消声	10	昼夜

3.4.3.5 运营期污染源汇总

本项目运营期三废排放状况见表 3.4-20。

表 3.4-20 运营期污染物排放汇总

工段	污染源	主要污染物	产生量	排放量	排放去向
废气	有组织排放	颗粒物	0.011t/a	0.011t/a	天然气燃烧废气满足《锅炉大气污染物排放标准》(GB13271-2014)新建燃气锅炉标准限值要求后，经 8m 高排气筒排放。
		二氧化硫	0.034t/a	0.034t/a	
		氮氧化物	0.27t/a	0.27t/a	
		非甲烷总烃	0.029t/a	0.029t/a	
	无组织排放	非甲烷总烃	0.091t/a	0.091t/a	大气
		硫化氢	0.0009t/a	0.0009t/a	
废水	采出水	采出水量	1.1×10 ⁴ t/a	0	采出水进入塔河油田二号联合站采出水处理系统处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)标准后回注油层。

	井下作业废水	井下作业废水量	38.02t/a	0	井下作业废水进入阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站含油污水处理系统处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)标准后回注油层。
		COD	0.05t/a	0	
		石油类	0.008t/a	0	
固体废物	废防渗材料	石油类	0.5t/a	0	委托持有危险废物经营许可证的单位接收处置。
	废润滑油	石油类	0.05t/次		
	清管废渣	石油类	0.004t	0	阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站进行处理。
	落地原油	石油类	0.05t/a	0	本项目井下作业时带罐作业，落地油 100%回收，回收后的落地原油拉运至阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站卸油罐，统一由阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站处理。
噪声	采油树、加热炉	等效连续 A 声级	80~90dB(A)	厂界达标	选用低噪声设备，采取减振、隔声、消声等降噪措施

3.4.4 污染物排放“三本账”

拟建工程主要属于老井侧钻项目，生产规模未超原有规模，本次仅新增新增 1 口新建井场（TS5CH）地面工程污染物排放，拟建工程“三本账”的排放情况见表 3.3-21。

表 3.4-21 主要污染物排放变化情况表

类别	单位	现有区块排放量	现有区块排放量	本项目产生量	本项目排放量	“以新带老”消减量	本项目实施后排放量	增减量
一、废气								
SO ₂	t/a	1.56	1.56	0.034	0.034	0	1.594	+0.034
NO _x	t/a	94.71	94.71	0.27	0.27	0	94.98	+0.27
颗粒物	t/a	14.53	14.53	0.011	0.011	0	14.541	+0.011
非甲烷总烃	t/a	261.72	261.72	0.12	0.12	0	261.84	+0.12
H ₂ S	t/a	3.2	3.2	0.0009	0.0009	0	3.2009	+0.0009

3.5 清洁生产水平分析

3.5.1 钻井过程的清洁生产工艺

(1) 采取小井眼钻井工艺技术，减少固体废物的排放。

(2) 在钻井、注水、防砂等钻采工艺中,采取防渗漏措施(下入表层套管),防止钻井化学药剂对地下水的污染。

(3) 钻井过程中,采用钻井泥浆循环系统、泥浆泵冷却水循环系统、废油品回收专用罐、钻井污水循环回收罐等环保设施,最大限度减少污染物排放量。

(4) 钻井泥浆循环利用率(重复利用)达到 90%以上,最大限度地减少废泥浆的产生量和污染物的排放量。

具体规定如下:

①通过完善和加强作业废液的循环利用系统,将作业井场的钻井废液回收入罐,并进行集中处理。对泥浆类废液经过简单的沉淀、过滤等去除有机杂质后再进行利用,使其资源化,有效减少泥浆使用量。

②钻井过程中使用小循环,转换钻井泥浆及完井泥浆回收处理利用;井队充分回收利用污水,泥浆泵、水刹车的冷却水循环使用,冲洗钻台等污水经防渗污水池(防渗材料:采用土工膜)沉淀处理后,打入污水循环回收罐循环使用。

③完井后的泥浆药品等泥浆材料全部回收,废机油及其他油品全部交有资质单位处理,恢复地貌,做到“工完、料尽、场地清”。

④配备先进完善的固控设备,并保证其运转使用率,努力控制钻井液中无用固相含量为最低,保证其性能优良,从而大大减少废弃泥浆产生量。

(5) 采用低固相优质钻井液,尽量减少泥浆浸泡油层时间,保护储层。

(6) 设置井控装置(防喷器等),并采取了防止井喷和井漏的技术措施,以及防止井喷事故对环境造成污染影响。

(7) 钻井废水、废钻井泥浆等钻井废物排放均控制在井场范围内,并采取了防渗措施,以避免对土壤和地下水环境造成污染影响。

(8) 完钻后剩余的泥浆统一回收后供其他钻井使用,钻井岩屑采用不落地系统进行处理,处理后的岩屑满足《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,同时石油烃满足《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)中表 2 第二类用地风险筛选值后,用于铺设通井路、铺垫井场等。

3.5.2 油气集输及处理清洁生产工艺

(1) 采用自动系统对主要采油和集输工艺参数进行控制,能够提高管理水平,尽量简化工艺过程,减少操作人员,同时使集输系统的安全性、可靠性得到保证。

(2) 系统采用气液混输工艺,简化流程,方便操作。

(3) 油气集输

采出液串接进入计转站后转输进入已建塔河油田二号联合站处理。

(4) 优化布局,减少建设用地

对井场及站场按工艺流程进行优化组合,布置紧凑。在集油区将油、水、电、道路等沿地表自然走向敷设,尽量同沟敷设,减少占用林地面积,最大限度地减少对自然环境和景观的破坏。

3.5.3 井下作业清洁生产工艺

(1) 在井场加强油井井口的密闭,减少井口烃类的无组织挥发。

(2) 原油生产过程中起下油管时,安装自封式封井器,避免原油、污水喷出;另外,对运输车辆采取防渗漏、溢流和散落的措施。

(3) 在井下作业过程中,对产生的废液拟采用循环作业罐(车)收集,运至塔河油田二号联合站处理。

3.5.4 节能及其他清洁生产措施分析

(1) 采用高压管道,可减少管网的维修,延长管道使用寿命。

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

(3) 集油区采用自动化管理,实现无人值守,提高了管理水平。

3.5.5 建立有效的环境管理制度

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

本项目建设主要采取的环境管理措施如下:

(1) 落实环保目标责任制，坚持环保指标考核，推行清洁生产。

(2) 在钻井生产过程中，防止泥浆、污水外溢，发生外溢时及时清理，并恢复原貌。泥浆药品按照标准化管理规定妥善存放，如在装卸过程中发生散落要及时清理回收。

(3) 井下作业系统积极推行“铺膜”等无污染作业法；在采油过程中加强管理，对输油管线及井口设施定期检查，维修，减少或杜绝生产过程中的“跑、冒、滴、漏”现象发生。

3.5.6 清洁生产水平技术指标对比分析

本次评价参考《石油天然气开采行业清洁生产评价指标体系（试行）》中的相关标准对本项目现开发区块清洁生产水平现状进行说明，同时对未来滚动开发区块各项清洁生产指标提出要求。

(1) 评价指标体系

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

——定量评价指标

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

——定性评价指标

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

(2) 评价依据

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

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

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

——定量评价指标体系的评价基准值代表行业清洁生产的平均先进水平。

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

（3）权重分值

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

（4）评价指标

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

钻井井下作业、采油和集输作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值见表 3.5-1~3.5-3。

（5）评价指标考核评分计算

1) 定量评价考核总分值计算

① 单项评价指数计算

对指标数值越高（大）越符合清洁生产要求的指标，其计算公式为：

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

对指标数值越低（小）越符合清洁生产要求的指标，其计算公式为：

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

式中： S_i —第 i 项评价指标的单项评价指数。

S_{xi} —第 i 项评价指标的实际值

S_{oi} —第 i 项评价指标的评价基准值

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

②定量评价考核总分值计算

定量评价考核总分值计算的计算公式为：

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

式中： P_1 —定量评价考核总分值；

n —参与定量评价考核的二级指标项目总数；

S_i —第 i 项评价指标的单项评价指数；

K_i —第 i 项评价指标的权重值。

2) 定性评级指标的考核评分计算

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

定性评级指标的考核总分值的计算公式为：

式中： P_2 —定性评价二级指标考核总分值；

F_i —定性评价指标体系中第 i 项二级指标的得分值；

n —参与考核的定性评价二级指标的项目总数。

（3）综合评价指数考核评分计算

综合评价指数考核总分值的计算公式为：

$$P = 0.6P_1 + 0.4P_2$$

式中： P —清洁生产综合评价指数

P_1 —定量评价考核总分值；

P_2 —定性评价二级指标考核总分值。

本项目清洁生产水平由表 3.5-1~3.5-3 计算可得：

——钻井作业：定量指标 93 分，定性指标 100 分，综合评价 96 分。

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

——采油和集输：定量指标 90 分，定性指标 100 分，综合评价 94 分。

根据目前我国石油和天然气开采行业的实际情况，不同等级的清洁生产企业的综合评价指标见表 3.5-4。

表 3.5-4 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	$75 \leq P < 90$

3.5.7 清洁生产水平结论

根据综合评价指数得分判定，本项目清洁生产企业等级为：清洁生产先进企业。

通过以上分析可以看出，本项目无论是在生产工艺、设备的先进性、合理性，还是在原材料及能量的利用以及生产管理和员工的素质提高等各方面均考虑了清洁生产的要求，将清洁生产的技术运用到了开发生产的全过程中。特别是本项目注重源头控制污染物的产生量和废物的重复利用，充分利用了能源和资源，尽量减少或消除了污染物的产生，并使废物在生产过程中转化为可用资源，最大限度地降低了工程对环境造成的污染。清洁生产总体能够达到国内清洁生产先进水平。

表 3.5-1 钻井作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值

定量指标						本项目评价	
一级指标	权重值	二级指标	单位	权重分值	评价基准值	估算值	得分
(1) 资源和能源消耗指标	30	占地面积	hm²	15	符合行业标准要求	符合	15
		新鲜水消耗	t/100m 标准进尺	15	≤25	19	15
(2) 生产技术特征指标	5	固井质量合格率	%	5	≥95	100%	5
(3) 资源综合利用指标	30	钻井液循环率	井深 2000m 以下	10	≥40%		
			井深 2000—3000m		≥50%		
			井深 3000 以上		≥60%	95%	10
		柴油机效率	%	10	≥80%	100%	10
		污油回收率	%	10	≥90%	100%	10
(4) 污染物指标	35	钻井废水产生量	t/100m 标准进尺	10	甲类区：≤30； 乙类区：≤35	5	10
		废弃钻井液产生量	m³/100m 标准进尺	10	≤10	29.73	3
		石油类	mg/L	5	≤10	≤10	5
		COD	mg/L	5	甲类区：≤100； 乙类区：≤150	≤150	5
		柴油机烟气排放浓度	-	5	符合排放标准要求	符合	5
定性指标							
一级指标	权重值	二级指标		指标分值		本项目	
(1) 资源和能源消耗 指标	15	钻井液毒性	可生物降解或无毒钻井液		10		10
		柴油消耗	具有节油措施		5		5

(2) 生产技术特征指标	30	钻井设备	国内领先	5	5
		压力平衡技术	具备欠平衡技术	5	5
		钻井液收集设施	配有收集设施，且使钻井液不落地	5	5
		固控设备	配备振动筛、除气器、除泥器、除砂器、离心机等固控设备	5	5
		井控措施	具备	5	5
		有无防噪措施	有	5	5
(3) 管理体系建设及清洁生产审核	35	建立 HSE 管理体系		10	10
		开展清洁生产审核，并通过验收		20	20
		制定节能减排工作计划		5	5
(4) 贯彻执行环境保护法规符合性	20	废弃钻井泥浆处置措施满足法规要求		10	10
		污染物排放总量控制与减排措施情况		5	5
		满足其他法律法规要求		5	5

表 3.5-2 井下作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值

定量指标						本项目评价	
一级指标	权重值	二级指标	单位	权重分值	评价基准值	估算值	得分
(1) 资源和能源消耗指标	30	作业液消耗	m ³ /井次	10	≤5	76.04	0
		新鲜水消耗	m ³ /井次	10	≤5	5	10
		单位能耗		10	行业基本水平	基本符合	10
(2) 生产技术特征指标	20	压裂放喷返排入罐率	%	20	100	100%	20
(3) 资源综合利用指标	20	落地原油回收利用率	%	10	100	100%	10

		生产过程排出物利用率	%	10	100	100%	10
(4) 污染物产生指标	20	作业废液量	m³/井次	10	≤5	76.04	0
		石油类	mg/L	5	甲类区：≤10； 乙类区：≤50	50	0
		COD	mg/L	5	甲类区：≤100； 乙类区：≤150	≤150	5
		含油污泥	kg/井次	5	甲类区：≤50； 乙类区：≤70	<70	5
		一般固体废物 (生活垃圾)	kg/井次	5	符合环保要求	符合	5
定性指标							
一级指标	权重值	二级指标			指标分值	本项目评价	
(1) 生产工艺及设备要求	40	防喷措施	具备		5	5	
		地面管线防刺防漏措施	按标准试压		5	5	
		防溢设备（防溢池设置）	具备		5	5	
		防渗范围	废水、使用液、原油等可能落地处		5	5	
		作业废液污染控制措施	集中回收处理		10	8	
		防止落地原油产生措施	具备原油回收设施		10	10	
(2) 管理体系建设及清洁生产审核	40	建立 HSE 管理体系并通过认证			15	15	
		开展清洁生产审核			20	20	
		制定节能减排工作计划			5	5	
(3) 贯彻执行环境保护法规符合性	20	满足其他法律法规要求			20	20	

表 3.5-3 采油（气）作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值

定量指标											
一级指标	权重值	二级指标		单位	权重值	评价基准值	本项目评价				
							实际值	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	<50	30			
(2) 资源综合利用指标	30	余热余能利用率		%	10	≥60	0	0			
		油井伴生气回收利用率		%	10	≥80	100	10			
		含油污泥资源化利用率		%	10	≥90	100	10			
(3) 污染物产生指标	40	石油类		mg/L	5	≤10	<10	5			
		COD		mg/L	5	乙类区：≤150	<150	5			
		落地原油回收率		%	10	100	100	10			
		采油废水回用率		%	10	≥60	90	10			
		油井伴生气外排率		%	10	≤20	0	10			
		采油废水有效利用率		%	10	≥80	100	10			
定性指标											
一级指标	指标 分值	二级指标					指标 分值	本项目评价			
(1) 生产工艺及设备要求	45	井筒质量			井筒设施完好			5	井筒实施完好	5	
		采 气	采气过程醇回收设施		10	采 油	套管气回收装置		10	无	10
			天然气净化设施先进、净化效率高		20		防止落地原油产生措施		10	先进	10
		采油方式				采油方式经过综合评价确定			10	先进	10

		集输流程	全密闭流程，并具有轻烃回收装置	10	全密闭	10
(2) 环境管理体系建设及清洁生产审核	35	建立 HSE 管理体系并通过认证		10	已建立	10
		开展清洁生产审核，并通过验收		20	已开展	20
		制定节能减排工作计划		5	已制定	5
(3) 贯彻执行环境保护政策法规的执行情况	20	建设项目环保“三同时”制度执行情况		5	已落实	5
		建设项目环境影响评价制度执行情况		5	已落实	5
		老污染源限期治理项目完成情况		5	不涉及	5
		污染物排放总量控制与减排指标完成情况		5	已完成	5

3.6 污染物排放总量控制分析

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、 $\text{NH}_3\text{-N}$ 。

本工程运营期主要废气污染物为油气开采、集输过程无组织挥发的非甲烷总烃和硫化氢。

运营期产生的采出水进入联合站污水处理系统处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）中的有关标准后回注油层，井下作业废水经绿色环保站处理后回注地层，不外排，因此不对废水污染物进行总量控制。

由上可知，本工程总量控制因子：VOCs。

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

1) 废水

本项目在正常运行期间，井场采出水随采出液最终输送至二号联合站处理，达标后回注地层，井下作业废水送至阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站处理，无废水外排。因此建议不对废水污染物进行总量控制。

2) 废气

①有组织排放

根据《关于印发〈建设项目主要污染物排放总量指标审核及管理暂行办法〉的通知》（环发〔2014〕197号）及《关于印发〈自治区建设项目主要污染物排放总量指标审核及管理暂行办法〉的通知》（新环发〔2016〕126号）要求，废气污染物排放总量根据《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4430锅炉产排污量核算系数手册及工业源挥发性有机物通用源项核算系数手册中排放系数进行核算。

表 3.3-28 排放源统计调查产污核算方法和系数手册中排放系数

产品名称	原料名称	工艺名称	污染物指标	单位	产污系数	末端治理技术
蒸汽/热水/其它	天然气	室燃炉	氮氧化物	千克/万立方米-原料	15.87（低氮燃烧-国内一般） ^②	--
锅炉类型	燃烧方式	燃料名称	污染物指标	单位	产污系数	--
燃气锅炉	室燃炉	天然气	非甲烷总烃	千克/万立方米-燃料	1.68	--

注：低氮燃烧-国内一般技术的天然气锅炉设计 NO_x 排放控制要求一般介于 100mg/m³(@3.5%O₂)~200mg/m³(@3.5%O₂)。

单台 200kW 真空加热炉每小时燃气量为 23.66m³，年工作小时按 7200h 计，则单台锅炉燃气量为 17.04 万 m³/a。根据排污系数计算其污染物排放情况如下：

单台加热炉 NO_x排放量：17.04×15.87/1000=0.27t/a，项目共计 1 台加热炉，总计 NO_x排放量为 0.27t/a。

单台加热炉 VOCs 排放量：17.04×1.68/1000=0.029t/a，项目共计 1 台加热炉，总计 VOCs 放量为 0.029t/a。

③无组织排放

根据《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020），挥发性有机物（VOCs）是参与大气光化学反应的有机化合物，或者根据有关规定确定的有机化合物。拟建工程采用密闭集输工艺，在油气集输环节产生的挥发性有机物（VOCs）主要为非甲烷总烃，故建议非甲烷总烃作为 VOCs 排放控制因子。本次新建井场地面工程 1 座，单座井场无组织 VOCs 排放量为 0.091t/a。

综上所述，拟建工程总量控制指标为：NO_x 0.27t/a，VOCs 0.12t/a（有组织 0.029t/a，无组织 0.091t/a），COD 0t/a，NH₃-N 0t/a。

本次评价提出的建议值，供生态环境主管部门对本工程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《产业结构调整指导目录（2024 本）》符合性分析

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 本）》，将“石油、天然气勘探及开采”列入“鼓励类”项目。本项目位于自然资源部批准的新疆塔里木盆地塔河油田开采区域内，项目的建设符合国家的相关政策。

3.7.2 与《石油天然气开采业污染防治技术政策》的符合性分析

《石油天然气开采业污染防治技术政策》提出：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%；落地原油应及时回收，落地原油回收率应达到 100%；油气田建设宜布置丛式井组，采用多分支井、水平井、小孔钻井、空气钻井等钻井技术，以减少废物产生和占地；在开发过程中，伴生气应回收利用，减少温室气体排放，不具备回收利用条件的，应充分燃烧，伴生气回收利用率应达到 80%以上；站场放空天然气应充分燃烧。

本项目采出水由二号联合站污水处理系统统一处理调配；项目伴生气进行回收利用；井下作业时带罐作业，落地油 100%回收，产生油泥（砂）采用专用罐运至阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站无害化处置。项目建设符合《石油天然气开采业污染防治技术政策》要求。

3.7.3 与《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》的符合性分析

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

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

本项目施工期产生的建筑垃圾集中收集后送至当地建筑垃圾填埋场填埋处理。项目钻井岩屑采用不落地系统进行处理，处理后的岩屑必须满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）等国家及有关部门、地方相关标准和生态环境保护要求后，用于铺设通井路、铺垫井场基础材料。项目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。

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

根据（环办环评函〔2019〕910号）：在相关行业污染控制标准发布前，回注的开采废水应当经处理并符合《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329）相关标准要求后回注，同步采取切实可行措施防治污染；陆地油气开采项目的建设单位应当对挥发性有机物液体储存和装载损失、废水液面逸散、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；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。井场加热炉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；建设单位或生产经营单位按规定开展建设项目竣工环境保护验收，并录入全国建设项目竣工环境保护验收信息平台。

本项目采出水依托塔河油田二号联合站处理达标后回注油层，采用密闭集输等措施控制无组织排放，废气排放可满足国家大气污染物排放标准要求，采油厂针对油田在施工期和运营期可能发生的各种环境风险事故，制定了详细的风险事故应急预案，当事件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。本项目后续根据开发时序等进行分期验收，符合文件中相关要求。

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

的符合性分析

本项目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详见表 3.7-1。

表 3.7-1 与《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》(DZ/T0317-2018)符合性

序号	规范中要求	本工程情况	符合性
1	油气场站应采用合理有效的技术措施对高噪音设备进行降噪处理。	本项目井场无高噪音设备，采取基础减振等措施进行降噪。	符合
2	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。	本工程所用技术、工艺和设备不属于国家和自治区明令限制和淘汰的技术、工艺和设备。	符合
3	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。	本项目方案设计基于区块概念设计，合理布置井场及管线，并根据施工需求确定管线占地规模。	符合
4	废液、废气、固体废物应建档分类管理，并清洁化、无害化处置，处置率应达到100%。	本项目废水及固体废物处理及处置措施得当，处置率 100%。	符合
5	油气生产过程中的采出水应清洁处理后循环利用；不能循环利用的，应达标排放、回注或采取其他有效利用方式。	本项目采出水依托塔河油田二号联合站采出水处理系统处理达标后，回注油层。	符合
6	油气开采过程中产生的落地原油应及时全部回收。	井下作业时铺设防渗材料，防止落地油产生。含油污染物妥善收集并及时委托有资质的单位处置。	符合

3.7.6 与《国家级公益林管理办法》《建设项目使用林地审核审批管理办法》《新疆维吾尔自治区国家级公益林管护办法》符合性分析

根据《国家级公益林管理办法》规定：“一级国家级公益林原则上不得开展生产经营活动，严禁打枝、采脂、割漆、剥树皮、掘根等行为。国有一级国家级公益林，不得开展任何形式的生产经营活动。”第十三条规定“二级国家级公益林在不影

响整体森林生态系统功能发挥的前提下，可以按照第十二条第三款相关技术规程的规定开展抚育和更新性质的采伐。在不破坏森林植被的前提下，可以合理利用其林地资源，适度开展林下种植养殖和森林游憩等非木质资源开发与利用，科学发展林下经济。”

根据《建设项目使用林地审核审批管理办法》规定，“建设项目占用林地，经林业主管部门审核同意后，建设单位和个人应当依照法律法规的规定办理建设用地审批手续。建设项目需要使用林地的，用地单位或者个人应当向林地所在地的县级人民政府林业主管部门提出申请。公路、铁路、输电线路、油气管线和水利水电、航道建设项目临时占用林地的，可以根据施工进度情况，一次或者分批次由具有整体项目审批权限的人民政府林业主管部门审批临时占用林地。”

根据《新疆维吾尔自治区国家级公益林管护办法》规定，“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”。

经调查，本项目不涉及国有一级国家级公益林及Ⅰ级林地，所涉及的国家二级公益林建设单位在施工前根据《国家级公益林管理办法》《建设项目使用林地审核审批管理办法》《新疆维吾尔自治区国家级公益林管护办法》的相关要求，根据施工进度情况，一次或者分批次经林业主管部门审批，办理占地手续后方开工建设。施工完成后及时对占用林地进行恢复，符合《国家级公益林管理办法》《新疆维吾尔自治区国家级公益林管护办法》《建设项目使用林地审核审批管理办法》中相关要求。

3.7.7 与《天然林保护修复制度方案》符合性分析

经调查，本项目部分管线临时占用国家二级公益林，项目开工前须取得林草主管部门的相关许可，本项目采取的各项环保措施与《天然林保护修复制度方案》中要求的相符性分析详见表 3.7-2。

表 3.7-2 与《天然林保护修复制度方案》符合性分析

方案要求	本项目	符合性
全面停止天然林商业性采伐。对纳入保护重点区域的天然林，除森林病虫害防治、森林防火等维护天然林生态系统健康的必要措施外，禁止其他一切生产经营活动。开展天然林抚育作业的，必须编制作业设计，经林业主管部门审查批准后实施。依托国家储备林基地建设，培育大径材和珍贵树种，维护国家木材安全。	本项目属于陆地石油开采类项目，不涉及商业性采伐。	符合
严格控制天然林地转为其他用途，除国防建设、国家重大工程项目建设特殊需要外，禁止占用保护重点区域的天然林地。在不破坏地表植被、不影响生物多样性保护前提下，可在天然林地适度发展生态旅游、休闲康养、特色种植养殖等产业。	本项目为陆地石油开采类项目，报告对占地进行严格要求，临时占地在施工结束后及时进行恢复，以维持区域天然林生态功能不因项目实施而降低。	符合
强化天然林保护修复责任追究，建立天然林资源损害责任终身追究制。对落实天然林保护政策和部署不力、盲目决策，造成严重后果的；对天然林保护修复不担当、不作为，造成严重后果的；对破坏天然林资源事件处置不力、整改执行不到位，造成重大影响的，依规依纪依法严肃问责。	本项目各工程临近国家二级公益林和地方公益林，建设单位应按照林业部门管理要求办理相关手续并积极采取恢复措施。	符合

综上，本项目建设符合《天然林保护修复制度方案》相关要求。

3.7.8 与《中华人民共和国水土保持法》相符性分析

本工程与《中华人民共和国水土保持法》（2011 年 3 月）符合性分析见下表 3.7-6。

表 3.7-6 本工程与《中华人民共和国水土保持法》的符合性分析

法规内容	本工程情况	符合性分析
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》，项目区位于塔里木河流域水土流失重点治理区范围内；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。	工程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。	符合

法规内容	本工程情况	符合性分析
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，尽量避开植被茂盛地段，施工期间严格划定施工活动范围，严格控制和管理运输车辆及重型机械的运行范围，不另辟施工便道，不得离开运输道路及随意驾驶。由专人负责，以防破坏土壤和植被；根据水土保持方案，针对井场、管线均采取防沙治沙措施。	符合

3.7.9 与《钻前工程及井场布置技术要求》符合性分析

根据《钻前工程及井场布置技术要求》要求：井位的选择应根据勘探或开发部门给定的井位坐标，由建设单位、地质部门和施工单位实地勘测确定地面井口位置。基础施工结束后应复测井位坐标。油、气井井口距高压线及其他永久性设施不小于 75m，距民宅不小于 100m。距铁路、高速公路不小于 200m，距学校、医院和大型油库等人口密集性、高危性场所不小于 500m。在地下矿产采掘区钻井，井筒与采掘坑道、矿井坑道之间的距离不小于 100m。本项目井位选择符合《钻前工程及井场布置技术要求》要求。

3.7.10 与《国务院关于印发〈空气质量持续改善行动计划〉的通知》

（国发〔2023〕24 号）的符合性分析

本项目采取的环境保护措施与《国务院关于印发〈空气质量持续改善行动计划〉的通知》（国发〔2023〕24 号）的符合性分析见表 3.7-3。

表 3.7-3 与国发〔2023〕24 号文件的符合性分析

文件要求	本项目	符合性
重点区域有京津冀及周边地区、长三角地区、汾渭平原	本项目地处新疆阿克苏地区，所在区域不属于重点区域。	符合
坚决遏制高耗能、高排放、低水平项目盲目上马；加快退出重点行业落后产能；全面开展传统产业集群升级改造；优化含 VOCs 原辅材料和产品结构；推动绿	本项目为陆地石油开采项目，属于国家“鼓励类”项目，不在“三高”行业之列。	符合

色环保产业健康发展		
大力发展新能源和清洁能源；严格合理控制煤炭消费总量；积极开展燃煤锅炉关停整合；实施工业炉窑清洁能源替代；持续推进北方地区清洁取暖	本项目侧钻井运营期井场利旧加热炉燃料为天然气，属于清洁能源。	符合
强化 VOCs 全流程、全环节综合治理。鼓励储罐使用低泄漏的呼吸阀、紧急泄压阀，定期开展密封性检测。汽车罐车推广使用密封式快速接头。污水处理场所高浓度有机废气要单独收集处理；含 VOCs 有机废水储罐、装置区集水井（池）有机废气要密闭收集处理。重点区域石化、化工行业集中的城市和重点工业园区，2024 年年底建立统一的泄漏检测与修复信息管理平台。企业开停工、检维修期间，及时收集处理退料、清洗、吹扫等作业产生的 VOCs 废气。企业不得将火炬燃烧装置作为日常废气处理设施	建设单位在运营期须加强 VOCs 泄漏检测，定期对油气生产设施开展密封性检测。	符合
推进重点行业污染深度治理。高质量推进钢铁、水泥、焦化等重点行业及燃煤锅炉超低排放改造。到 2025 年，全国 80%以上的钢铁产能完成超低排放改造任务；重点区域全部实现钢铁行业超低排放，基本完成燃煤锅炉超低排放改造；推进燃气锅炉低氮燃烧改造。	本项目侧钻井运营期井场利旧燃气加热炉采用低氮燃烧技术。	符合
开展餐饮油烟、恶臭异味专项治理；稳步推进大气污染防治	不涉及	符合
完善区域大气污染防治协作机制。国家统筹推进京津冀及周边地区大气污染联防联控工作，继续发挥长三角地区协作机制、汾渭平原协作机制作用。国家加强对成渝地区、长江中游城市群、东北地区、天山北坡城市群等区域大气污染防治协作的指导，将粤港澳大湾区作为空气质量改善先行示范区。各省级政府加强本行政区域内联防联控。鼓励省际交界地区市县积极开展联防联控，推动联合交叉执法。对省界两侧 20 公里内的涉气重点行业新建项目，以及对下风向空气质量影响大的新建高架源项目，有关省份要开展环评一致性会商。	本项目所在区域不属于“联防联控区”。	符合

综上，本项目建设符合《国务院关于印发〈空气质量持续改善行动计划〉的通知》（国发〔2023〕24 号）相关要求。

3.7.11 与《关于加强生态红线管理的通知(试行)》(自然资发(2022)

142 号) 符合性分析

本项目与《关于加强生态红线管理的通知(试行)》(自然资发(2022) 142 号) 符合性分析见表 3.7-4。

表 3.7-4 项目与生态保护红线地相关要求符合性分析

文件	生态保护红线相关要求	符合性分析
《自然资源部生态环境部国家林业和草原局关于加强生态保护红线管理的通知(试行)》(自然资发(2022) 142 号)	(一) 规范管控对生态功能不造成破坏的有限人为活动。生态保护红线是国土空间规划中的重要管控边界, 生态保护红线内自然保护区核心保护区外, 禁止开发性、生产性建设活动, 在符合法律法规的前提下, 仅允许以下对生态功能不造成破坏的有限人为活动。生态保护红线内自然保护区、风景名胜区、饮用水水源保护区等区域, 依照法律法规执行。 7.地质调查与矿产资源勘查开采。包括: 基础地质调查和战略性矿产资源远景调查等公益性工作; 铀矿勘查开采活动, 可办理矿业权登记; 已依法设立的油气探矿权继续勘查活动, 可办理探矿权延续、变更(不含扩大勘查区块范围)、保留、注销, 当发现可供开采油气资源并探明储量时, 可将开采拟占用的地表或海域范围依照国家相关规定调出生态保护红线; 已依法设立的油气采矿权不扩大用地用海范围, 继续开采, 可办理采矿权延续、变更(不含扩大矿区范围)、注销; 已依法设立的矿泉水和地热采矿权, 在不超出已经核定的生产规模、不新增生产设施的前提下继续开采, 可办理采矿权延续、变更(不含扩大矿区范围)、注销; 已依法设立和新立铬、铜、镍、锂、钴、锆、钾盐、(中)重稀土矿等战略性矿产探矿权开展勘查活动, 可办理探矿权登记, 因国家战略需要开展开采活动的, 可办理采矿权登记。上述勘查开采活动, 应落实减缓生态环境影响措施, 严格执行绿色勘查、开采及矿山环境生态修复相关要求。	本工程为陆上石油天然气开采项目, 位于塔河油田 6 区、10 区和 12 区, 在西北油田分公司塔河油田矿权范围内; 本项目不涉及生态保护红线区, 符合相关要求。
	(二) 办理要求 上述项目(不含新增填海造地和新增用岛)按规定由自然资源部进行用地用海预审后, 报国务院批准。占用生态保护红线的国家重大项目, 应严格落实生态环境分区管控要求, 依法开展环境影响评价。生态保护红线内允许有限人为活动和国家重大项目占用生态保护红线涉及临时用地的, 按照自然资源部关于规范临时用地管理的有关要求, 参照临时占用永久基本农田规定办理, 严格落实恢复责任。	本项目不涉及生态保护红线区, 符合相关要求。

3.7.12 与《关于规范临时用地管理的通知》（自然资规〔2021〕2

号）符合性分析

本项目临时用地与《关于规范临时用地管理的通知》符合性见表 3.7-5。

表 3.7-5 与《关于规范临时用地管理的通知》符合性分析

文件名称	文件要求	本项目	符合性
《关于规范临时用地管理的通知》（自然资规〔2021〕2号）	建设项目施工、地质勘查使用临时用地时应坚持“用多少、批多少、占多少、恢复多少”，尽量不占或者少占耕地。使用后土地复垦难度较大的临时用地，要严格控制占用耕地。铁路、公路等单独选址建设项目，应科学组织施工，节约集约使用临时用地。制梁场、拌和站等难以恢复原种植条件的不得以临时用地方式占用耕地和永久基本农田，可以建设用地方式或者临时占用未利用地方式使用土地。	项目施工过程中严格控制施工占地，井场建设和管线敷设完成后，采取措施及时恢复临时占地，尽可能减少对区域生态的影响。	符合
	油气资源探采合一开发涉及的钻井及配套设施建设用地，可先以临时用地方式批准使用，勘探结束转入生产使用的，办理建设用地审批手续。	严格按照有关规定办理建设用地审批手续。	符合

3.7.13 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

本工程与《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 3.7-7。

表 3.7-7 与《关于加快解决当前挥发性有机物治理突出问题的通知》符合性分析

序号	要求	项目情况	符合性
1	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。	本项目属于陆上石油天然气开采项目，集输环节均为密闭流程。	符合
2	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，装卸方式、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	本项目属于石油天然气开采项目，集输环节均为密闭流程；选用质量可靠的设备、仪表、阀门等；定期对井场的设备、阀门等检查、检修，以防止跑、冒、漏现象的发生；在日常生产过程中，加强非甲烷总烃无组织排放例行	符合

	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。	监测。本次评价提出切实可行的废气污染防治措施。	
3	企业应按照标准要求，根据储存挥发性有机液体的真实蒸气压、储罐容积等进行储罐和浮盘边缘密封方式选型。充分考虑罐体变形或浮盘损坏、储罐附件破损等异常排放情况，鼓励对废气收集引气装置、处理装置设置冗余负荷；储罐排气回收处理后无法稳定达标排放的，应进一步优化治理设施或实施深度治理；鼓励企业对内浮顶罐排气进行收集处理。储罐罐体应保持完好，不应有孔洞、缝隙（除内浮顶罐边缘通气孔外）；除采样、计量、例行检查、维护和其他正常活动外，储罐附件的开口（孔）应保持密闭。	本项目油气集输采用密闭集输工艺，不涉及储罐等。	符合

3.7.14 与《关于加强历史遗留废弃磺化泥浆规范化环境管理的通知》

（新环固体函〔2022〕675 号）符合性分析

本项目与《关于加强历史遗留废弃磺化泥浆规范化环境管理的通知》（新环固体函〔2022〕675 号）符合性分析见表 3.7-8。

表 3.7-8 与《关于加强历史遗留废弃磺化泥浆规范化环境管理的通知》（新环固体函〔2022〕675 号）符合性

序号	要求	项目情况	符合性
1	历史遗留废弃磺化泥浆可由具备相应能力的危险废物集中处置设施，或专业废弃磺化泥浆集中处置设施进行规范化处置；历史遗留磺化泥浆采取填埋方式进行处置的，需开展危险废物鉴别，根据鉴别结论按照《危险废物填埋污染控制标准》（GB18598-2019）或《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB18599-2020）要求开展填埋处置；综合利用历史遗留废弃磺化泥浆的，应满足《固体废物再生利用污染防治技术导则》（HJ1091-2020）等相关要求。	本项目不涉及历史遗留废弃磺化泥浆。	符合
2	历史遗留废弃磺化泥浆经鉴别属于危险废物的，应严格按照危险废物全过程管理。新产生的废弃磺化泥浆按照项目现有环评文件和批复要求进行管理，无相关要求的参照第一条执行。国家有新规定新要求时按照新规定新要求执行。	本项目不涉及历史遗留废弃磺化泥浆；本项目侧钻井过程中的磺化泥浆在井场储罐中暂存交由第三方单位进行处置。	符合

3.7.15 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 2024 年 6 月 9 日新疆维吾尔自治区生态环境厅关于印发《新疆维吾尔自治区重点行业生态环境准入条件（2024 年）》的通知（新环环评发〔2024〕93 号）符合性分析见下表 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）》的相符性分析

规划中相关要求		拟采取措施	符合性
生态环境准入总体要求	1.建设单位应依法依规组织编制环境影响评价文件，并报具有审批权限的生态环境部门审批。	本项目为“五、石油和天然气开采业,0711 陆地石油开采”中的涉及环境敏感区的（含内部集输管线建设），编制环境影响报告书。	符合
	2.建设项目应符合国家、自治区相关法律法规、规章、产业政策要求，采用的工艺、技术和设备应符合《产业结构调整指导目录》《产业转移指导目录》《鼓励外商投资产业目录》《西部地区鼓励类产业目录》等相关要求，不得采用国家和自治区限制、淘汰或禁止使用的工艺、技术和设备。在环评审批中，严格落实国家及自治区有关行业产能替代、压减等措施。	本项目属于国家鼓励类的产业政策。	符合
	3.一切开发建设活动应符合国家、自治区主体功能区规划、自治区和各地颁布实施的国民经济发展规划、生态功能区划、国土空间规划、产业发展规划等相关规划及生态环境分区管控要求，符合区域（流域）或产业规划环评及审查意见要求。	本项目符合主体功能区划、生态功能区划及生态环境分区管控规划	符合
	4.禁止在自然保护区、世界自然遗产地、风景名胜區、自然公园（森林公园、地质公园、湿地公园、沙漠公园等）、重要湿地、饮用水水源保护区等依法划定禁止开发建设的环境敏感区及其他法律法规规章禁止的区域进行污染环境的任何开发活动。禁止在青藏高原水土流失严重、生态脆弱的区域开展可能造成水土流失的生产建设活动。确因国家发展战略和国计民生需要建设的，应当经科学论证，并依法办理审批手续，严格控制扰动范围。涉及生态保护红线的其他要求，按照《自然资源部生态环境部国家林业和草	本项目不涉及生态保护红线，不涉及自然保护区、世界自然遗产地、风景名胜區、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。	符合

原局关于加强生态保护红线管理的通知（试行）》（自然资发〔2022〕142号）执行，生态保护红线管控要求调整、更新的，从其规定。		
5.矿产资源开发按照国家及自治区绿色矿山建设规范进行建设，遵循“谁开发、谁保护，谁破坏、谁恢复，谁受益、谁补偿，谁污染、谁付费”的原则，制定矿山生态环境保护与恢复治理方案并严格组织实施。违反国家规定造成生态环境损害的，依法依规开展生态环境损害赔偿工作，依法追究生态环境损害赔偿责任。	本环评已要求了施工期和封井期的生态环境恢复措施	符合
6.建设项目用地原则上不得占用基本农田，确需占用的，应符合《基本农田保护条例》相关要求；占用耕地、林地或草地的建设项目应符合国家、自治区有关规定。	本项目不占用基本农田，部分管线临时占用林地、草地，按照相关规定办理征地补偿。	符合
7.新建、扩建工业项目原则上应布置于依法合规设立、环境保护基础设施完善的产业园区、工业聚集区或规划矿区，并符合相关规划、规划环评及其审查意见要求；法律法规规章和政策另有规定的，从其规定。选址和厂区布置不合理的现有污染企业应根据相关要求，通过“搬迁、转产、停产”等方式限期整改，退城进园。	本项目符合《中国石油化工股份有限公司西北油田分公司“十四五”规划》要求。	符合
8.按照国家和自治区排污许可规定，按期持证排污、按证排污，不得无证排污。新增主要污染物排放总量的建设项目必须落实主要污染物排放总量指标来源和控制要求。石化、煤化工、燃煤发电（含热电）、钢铁、有色金属冶炼等新增主要污染物排放量的建设项目所在区域、流域控制单元环境质量未达到国家或者地方环境质量标准的，建设项目应提出有效的区域削减方案，对主要污染物实行区域倍量削减，确保项目投产后区域环境质量有改善。所在区域、流域控制单元环境质量达到国家或者地方环境质量标准的，原则上建设项目主要污染物实行区域等量削减，确保项目投产后区域环境质量不恶化。区域削减方案应符合建设项目环境影响评价管理要求，同时符合国家和地方主要污染物排放总量控制要求。涉重金属的新建、改扩建项目其重金属污染物遵循“等量替代”或“减量替代”原则。	本项目大气主要污染物为采气、油气集输和处理过程的无组织挥发性有机物，不涉及重金属。	符合
9.煤电、石化、化工、钢铁、有色金属冶炼、建材等六个行业建设项目应将碳排放影响评价纳入环境影响评价体系，统筹开展污染物和碳排放	本项目环评文件已将碳排放影响评价纳入报告。	符合

的源项识别、源强核算、减污降碳措施可行性论证及方案比选，提出协同控制最优方案。		
10.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。各类开发区、工业园区和工业聚集区应编制环境风险应急预案，并具备环境风险应急处置能力。未通过认定或不属于一般或较低安全风险的化工园区，不得新建、改扩建危险化学产品生产项目（安全、环保、节能和智能化改造和与其他行业生产装置配套建设项目，太阳能、风能等可再生能源电解水制氢项目除外），引导其他石化化工项目在化工园区发展。地方政府要依法依规妥善做好未通过认定化工园区的整改或关闭，以及园区内企业的监管及处置工作。涉及《重点管控新污染物清单》《优先控制化学品名录》所列新污染物（化学物质）生产、加工使用、进出口的建设项目，应当按照国家有关规定采取禁止、限制、限排等环境风险管控措施，对于二噁英、六氯丁二烯、二氯甲烷、三氯甲烷、抗生素等已纳入排放标准的新污染物（化学物质）应进行充分论证和评价，并提出可靠的污染防治措施，确保排放满足相关标准要求，环境影响可接受。	本项目评价了项目施工期和运营期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。	符合
11.企业排污车间或工段与环境敏感区距离应满足国家、地方规定或环境影响评价文件提出的大气环境防护距离要求，环境防护距离范围内不应有居民区、学校、医院等环境敏感目标。	本项目评价范围内无居民区、学校、医院等敏感目标	符合
12.根据《固体废物鉴别标准通则》（GB34330）《建设项目危险废物环境影响评价指南》，对建设项目产生的所有副产物，应依据产生来源、利用和处置过程鉴别该副产物是否属于固体废物，作为固体废物管理的副产物应按照《国家危险废物名录》《危险废物鉴别标准通则》（GB5085.7）等进行危险废物属性判定或鉴别。环评阶段不具备开展危险特性鉴别条件的可能含有危险特性的固体废物，应明确疑似危险废物的名称、种类、可能的有害成分，并明确暂按危险废物从严管理，并要求在该类固体废物产生后开展危险特性鉴别。建设单位应持续提高资源产出率，大宗工	本项目危险废物委托有危废处理资质的单位接收妥善处置。	符合

	业固体废物综合利用率应达到国家及自治区有关要求。		
	13.磷酸盐采选和直接以磷酸盐矿为原料的加工项目，煤炭开采、选矿项目，锆及氧化锆、铌/钽、锡、铝、铅/锌、铜、钒、钼、镍、锆、钛、金等采、选、冶建设项目应符合《关于发布〈矿产资源开发利用辐射环境监督管理名录〉的公告》和《伴生放射性矿产资源开发利用企业环境辐射监测及信息公开管理办法（试行）》的要求。	本项目不涉及。	/
	14.建设项目清洁生产水平应达到国家清洁生产标准的国际先进、国内领先水平或满足清洁生产评价指标体系中的清洁生产企业要求。无国家清洁生产标准和清洁生产评价指标体系的建设项目，其生产工艺与装备要求、资源能源利用指标、污染物产生指标、废物回收利用指标、环境管理要求等各项指标水平应达到国内同行业现有企业先进水平。	报告已分析本项目清洁生产水平为国内先进。	符合
	15.鼓励合理利用资源、能源。尽可能采用清洁能源，生产过程中产生的余热、余气、余压应合理利用。采用天然气作原料的应符合天然气利用政策，高污染燃料的使用应符合本通则及其他相关政策要求。按照“清污分流、一水多用、循环使用”的原则，加强节水和统筹用水的管理。鼓励矿井水、中水利用，严格限制使用地下水，最大限度提高水的复用率，减少外排量或实现零排放。	本工程运营期侧钻井场不新建加热炉，利旧加热炉采用天然气为燃料。	符合
	16.改建、扩建项目，应对现有工程的环境保护措施及效果进行全面梳理评估，针对项目原有环境污染和生态破坏提出有效防治措施并纳入竣工环保验收。	本项目为滚动开发项目，已对区块环境问题进行梳理，并提出“以新代老”措施	符合
	17.落实国家及自治区深入打好污染防治攻坚战和各环境要素污染防治行动计划要求。	本项目已落实国家及自治区污染防治要求	符合
	18.享有国家及自治区特殊差别化政策的地区及建设项目按照差别化政策执行。	本项目位于阿克苏地区库车市，属于大气环境差别化政策地区，按照政策执行。	符合
陆地 石油 天然 气开 发行 业生	（一）适用范围 适用于自治区行政区域内新、改、扩建陆地石油天然气开发项目相关环境管理活动。包括石油、天然气、页岩油、页岩气的勘探、开采、油气集输与处理等作业或过程。	本项目为陆上石油天然气的开采、集输。	符合
	（二）选址与空间布局	本项目以塔河油田 6 区、10	符合

生态环境准入要求	1.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。	区和 12 区为单位开展环评工作。	
	2.在符合产业政策、满足区域生态环境空气质量改善和污染物总量控制要求的前提下，经环境影响比选论证后，适宜在矿区开展的页岩油、页岩气开采、加工一体化项目可在矿区内就地选址。	本项目属于陆上石油天然气开采，厂址位于西北油田分公司塔河油田探矿区范围内。	符合
	3.涉及自然保护地的石油天然气勘探、开发项目按照国家和自治区有关油气安全保障政策要求执行。	本项目不涉及自然保护地。	/
	（三）污染防治与环境影响 1.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。	施工期严格按照既定方案施工，合理制定施工方案，加强施工管理，严禁施工人员和机械在施工范围外作业。	符合
	2.陆地油气开发项目应当对挥发性有机物液体储存和装载损失、废水集输和处理系统、设备与管线组件泄漏、非正常工况等挥发性有机物无组织排放源进行有效管控，通过采取设备密闭、废气有效收集及配套高效末端处理设施等措施，有效控制挥发性有机物和恶臭气体无组织排放，油气集输损耗率不得高于 0.5%；工艺过程控制措施、废气收集处理措施以及站场边界非甲烷总烃排放浓度应满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728）要求。锅炉、加热炉、压缩机等装置应优先使用清洁燃料或能源，燃煤燃气锅炉、加热炉废气排放应达到《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271）要求，有地方标准的按地方标准执行。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。	本工程集输环节均为密闭流程，厂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。本项目侧钻经不新增加热炉等。根据设计资料，项目所在区块天然气中 H ₂ S 含量较高，本项目油气混输至塔河油田二号联合站进行处理，天然气脱硫采用胺法脱硫+自循环硫磺回收工艺。	符合
	3.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	本项目天然气全部经过处理后回收利用，不放空。	符合

放。			
4.陆地油气开发项目产生的废水应经处理后优先回用，无法回用的应满足国家和地方相关污染物排放标准后排放，工业废水回用率应达到 90% 以上。钻井及储层改造应采用环境友好的油田化学助剂、酸化液、压裂液、钻井液，配备完善的固控设备，钻井液循环率应达到 95%以上，压裂废液、酸化废液等井下作业废水应 100%返排入罐。	本项目钻井及储层改造使用环保的化学助剂、压裂液、钻井液，配备完善的固控设备，钻井液全部回用，压裂废液等井下作业废水返排入罐拉运至处理站处理。	符合	
5.涉及废水回注的，应采取切实可行的地下水污染防治和监控措施，不得回注与油气开采无关的废水，严禁造成地下水污染；在相关行业污染控制标准发布前，回注水应满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329）《气田水注入技术要求》（SY/T6596）等相关标准要求。对于页岩油、稠油注汽开采，鼓励废水处理回用于注汽锅炉。	本项目采出水依托三号联合处理站处理，达到《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2022）中相关标准后回注，不外排。	/	
6.废弃钻井泥浆及岩屑应采取“泥浆不落地”工艺，勘探、开发过程产生的落地原油回收率应达到 100%。废弃水基钻井泥浆及岩屑经“泥浆不落地”设备处理后，固相优先综合利用，暂时不利用或者不能利用的，应按照《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB18599）处置；废弃油基钻井泥浆及岩屑、落地油、清罐底泥、含油污泥、含油清管废渣、油气处理厂过滤吸附介质、废脱汞剂等危险废物，应按照国家有关规定制定危险废物管理计划，建立危险废物管理台账，依法依规自行处置或委托有相应资质的单位无害化处置。固体废物无害化处置率应达到 100%。	钻井采用泥浆不落地系统，钻井期钻井岩屑随泥浆一同进入泥浆不落地系统，采用泥浆不落地技术在井场进行固液分离，分离后的液体回用于钻井液配备，分离后的固相经检测满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）中综合利用污染物限值要求后，用于铺垫油区内的井场、道路等。清管废渣、废防渗膜、废润滑油等危险废物集中收集后最终交由有相应危险废物处理资质的单位进行回收处置。	符合	
7.噪声排放应达到《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348）要求。	项目选用低噪声设备，并进行隔声减震等，项目无居民区，通过合理布局、加强管理，项目噪声满足要求。	符合	
8.对拟退役的废弃井（站）场、管道、道路等工程设施应进行生态修复，生态修复前应对废弃油（气）井、管道进行封堵或设施拆除，确保无土壤及地下水环境污染遗留问题、废弃物得到妥善	报告中已提出退役期需严格按照《废弃井封井回填技术指南（试行）》相关要求，拆除地面设施、清理井场等，	符合	

	处置。生态修复应满足《矿山生态环境保护与恢复治理技术规范（试行）》（HJ651）、《废弃井封井回填技术指南（试行）》《废弃井及长停井处置指南》（SY/T6646）、《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》（DZ/T0317）等相关要求。	保证采取的固井、封井措施有效可行，清理井场，使其自然恢复。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二次污染。	
--	--	--	--

3.7.16 与《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）符合性分析

根据《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）文件要求，沙区开发建设项目都应当包括具有防沙治沙内容的环境影响评价。本评价在生态环境现状调查、生态环境影响分析、生态保护措施等章节均包含有对防沙治沙内容的分析，因此本评价报告符合《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）中的相关要求。

3.7.17 《关于加强沙区建设项目环境影响评价工作的通知》

本项目按照《关于加强沙区建设项目环境影响评价工作的通知》单独分析了防沙治沙影响，并严格按照《环境影响评价技术导则生态影响》（HJ19-2022）的要求，强化了项目的环境可行性、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。建设单位施工期间应按照《中华人民共和国防沙治沙法》以及本次环评提出的防沙治沙要求，落实防沙治沙生态环境保护措施。符合《关于加强沙区建设项目环境影响评价工作的通知》（新环环评发〔2020〕138号）中相关要求。

3.8 相关规划符合性分析

3.8.1 与《全国矿产资源规划》符合性分析

《全国矿产资源规划》第四章第二节指出，“强化东部老油区挖潜，加大中西部油气开发力度，加快海域石油增储上产，力争石油年产量保持在2亿吨左右。东部地区以松辽盆地、渤海湾盆地为重点，加强精细勘探开发，积极发展先进采油技

术，增储挖潜，努力减缓老油田产量递减。西部以塔里木、鄂尔多斯、准噶尔等盆地为重点，探明优质资源储量，实现增储稳产、力争上产。做强渤海、拓展南海、加快东海、探索黄海及其他海域，加快海洋石油勘探开发，保持老油田持续稳产，加快新区产能建设，大力提升海域石油产量。”本项目属于塔里木盆地区域的原油开采项目，符合《全国矿产资源规划》要求。

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》第五篇第一章加快建设国家“三基地一通道”中提出，“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气田建设，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”。

本项目属于塔里木盆地油气基地，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》的要求。

3.8.3 与国土空间规划的符合性分析

(1) 与《新疆维吾尔自治区国土空间规划（2021-2035 年）》（国函（2024）70 号）符合性分析

国务院于 2024 年 5 月 17 日对《新疆维吾尔自治区国土空间规划（2021-2035 年）》进行了批复。规划指出，到 2035 年，新疆耕地保有量不低于 10121.00 万亩，其中永久基本农田保护面积不低于 8223.83 万亩；生态保护红线面积不低于 42.33 万平方千米；城镇开发边界扩展倍数控制在基于 2020 年城镇建设用地规模的 1.35 倍以内；落实战略性矿产资源等安全保障空间，全面锚固高质量发展的空间底线。发挥区域比较优势，优化主体功能定位，细化主体功能区划分。筑牢塔里木河等生态安全屏障，构建生物多样性保护网络，加强天然林和草原保护修复，扎实推进山水林田湖草沙一体化保护和系统治理。建设好国家大型油气生产加工和储备基地、

大型煤炭煤电煤化工基地、大型风光电基地和国家能源资源陆上大通道，保障战略性矿产资源安全。

本项目属于石油开采项目，所在区域不压占耕地、基本农田、生态保护红线以及城镇开发边界，项目建设符合区域主体功能定位，对生态环境影响较小，符合《新疆维吾尔自治区国土空间规划（2021-2035 年）》相关要求。

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

规划聚焦社会稳定和长治久安总目标，以贯彻新发展理念、推动高质量发展为主题，强化粮食安全、生态安全和边境安全保障作用，加强生态修复以及生态治理力度，加快推进生态修复工程，恢复和保持地区生态环境，成为国家西部地区重要的生态屏障。统筹划定三条控制线，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；对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；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，落实生态保护红线要求，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；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。构建“两廊·八带·四区·多点”的区域生态保护格局；统筹构建生态安全格局，巩固生态治理成果，注重全域生态环境，逐步形成以自然保护区、自然公园为主的自然保护地体系；规划到 2035 年，实现地区生态环境质量总体改善，生态系统服务功能稳定提高，生态屏障安全格局巩固、深化。

本项目属于陆上石油开采项目，所在区域不压占基本农田、生态保护红线以及城镇开发边界，项目建设符合区域主体功能定位，对生态环境影响较小，符合《阿克苏地区国土空间总体规划（2021 年-2035 年）》相关要求。

3.8.4 与《新疆生态环境保护“十四五”规划》符合性分析

规划提出“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，落实生态环境分区管控要求，守住生态保护红线、环境质量底线和资源利用上线，实施生态环境准入清单管控。”

本项目位于新疆维吾尔自治区阿克苏地区库车市，不属于“两高”项目以及产业准入标准和政策的落后项目，符合阿克苏地区生态环境分区管控要求。因此，本项目符合《新疆生态环境保护“十四五”规划》要求。

3.8.5 与《新疆维吾尔自治区水土保持规划（2018-2030 年）》符合性分析

（1）水土保持分区

根据《全国水土保持规划（2015-2030 年）》（国函〔2015〕160 号），全国水土保持区划采用三级分区体系，一级区为总体格局区，二级区为区域协调区，三级区为基本功能区。全国水土保持区划共划分为 8 个一级区、40 个二级区、115 个三级区。

新疆在全国水土保持区划中位于北方风沙区（新甘蒙高原盆地区）一级分区，包含北疆山地盆地区和南疆山地盆地区两个二级分区，准噶尔盆地北部水源涵养生态维护区、天山北坡人居环境农田防护区、伊犁河谷减灾蓄水区、吐哈盆地生态维护防沙区、塔里木盆地北部农田防护水源涵养区、塔里木盆地南部农田防护防沙区、塔里木盆地西部农田防护减灾区七个三级区。

库车市属于新疆七个三级区中的塔里木盆地北部农田防护水源涵养区。

（2）水土流失治理分区

水土流失重点预防区的定量指标主要包括地形坡度、集中连片面积、林草覆盖率、轻度以下水土流失面积占总土地面积的比例。定性因素主要考虑水土保持功能的重要性，水土流失潜在危险危害程度，是否处于江河源头区、饮用水源保护区、自然保护区、风景名胜区、重要湿地、水功能区中的自然保护区和重要源头水保护区。

水土流失重点治理区的定量指标包括水土流失面积占总土地面积的比例,中度以上水土流失面积占水土流失面积的比例。定性因素主要考虑水土流失危害程度、水土流失治理的紧迫性、民生要求的迫切性。

根据新水〔2019〕4号文件,项目所在区域属于塔里木河流域重点治理区。

表 3.8-1 自治区级水土流失重点预防区和重点治理区划分表

II重点治理区		
II3 塔里木河流域重点治理区	阿克苏地区	阿克苏市、乌什县、温宿县、阿瓦提县、拜城县、新和县、沙雅县、库车市

(3) 本项目与《新疆维吾尔自治区水土保持规划(2018-2030 年)》的符合性分析

管理要求包括“本区域水土保持主要任务是……防灾减灾和防风固沙,治理规划中包括荒漠化治理”。

本项目按照水土保持方案的要求,严格执行各项水土保持措施,项目选线和拟采用的技术标准,充分考虑水土流失因素,尽量避开植被茂盛地段,施工期间严格划定施工活动范围,严格控制和管理运输车辆及重型机械的运行范围,不另辟施工便道,不得离开运输道路及随意驾驶。由专人监督负责,以防破坏土壤和植被,因此本项目的各项水保措施符合《新疆维吾尔自治区水土保持规划(2018-2030 年)》的管理要求。

3.8.6 与《中国石油化工股份有限公司西北油田分公司“十四五”规划》符合性分析

本工程与《中国石油化工股份有限公司西北油田分公司“十四五”规划环境影响报告书》相关内容符合性分析见表 3.8-2。

表 3.8-2 与中国石油化工股份有限公司西北油田分公司“十四五”规划符合性分析

规划名称	规划要求	本工程情况	符合性
中国石化西北油田分公司“十四五”规划	西北油田分公司“十四五”规划的重点油气开发区域为塔河地区和顺北地区。坚持高质量、高标准、高产能,整体分三步走,2022 年建成千万吨级油气田,2025 年实现油气当量	本项目属于规划中塔河地区塔河油田,涉及 10 区、8 区,为塔河油田已开发油区范围,属于老区块改扩建项目,符合西北油田分公司“十四五”规划要求。	符合

份有限公司西北油田分公司“十四五”规划环境影响报告书	1500 万吨，远期朝着 3000 万吨目标迈进。		
	参照《石油炼制工业污染物排放标准》（GB31570-2015）中挥发性有机物控制有关要求，定期对泵、阀门、开口阀或开口管线、法兰及其他连接件、泄压设备、取样连接系统、其他密闭设备等进行泄漏检测，若发生泄漏情况及时修复并保留台账记录。	本工程为石油天然气开采项目，油气输送过程全密闭，运营期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。	符合
	施工期间施工现场设置围挡，车辆低速行驶、燃烧合格油品，场地大风天气适当洒水抑尘，减少扬尘产生。	施工期间施工现场设置围挡，车辆低速行驶、燃烧合格油品，场地大风天气适当洒水抑尘，减少扬尘产生。	符合
	采油(气)场站和油气处理场站均采用密闭集输管道输送油气。	本工程油气开采、集输、计量、分离等环节均为密闭流程，有效减少废气排放。	符合
	“十四五”规划实施过程产生的含油废水处理达标后回注于地层，生活污水处理达标后用于区域绿化，均不外排。	本工程运营期产生的采出水和井下作业废水处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）标准中指标后回注油层。施工期不设临时生活营地，施工期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。	符合
	“十四五”规划实施过程产生的一般工业固废收集后运至区域填埋场处理，生活垃圾收集后定期由库车城乡建设投资(集团)有限公司负责拉运至库车景胜新能源环保有限公司阿克苏地区静脉产业园(东区)生活垃圾焚烧发电厂处置或拉运至周边生活垃圾填埋场处理，危险废物委托有资质单位进行处理，均不随意排放、倾倒。	本工程产生的生活垃圾集中收集后，拉运至当地垃圾填埋场处置。运营期产生的危险废物交由有资质的单位处置。	符合
	具体项目设计选址时优先避开塔里木胡杨林森林公园，若确实无法避开则根据要求征得森林公园经营管理机构同意，并按《中华人民共和国森林法》及其实施细则等有关规定，办理占用、征收、征用或者转让手续，按法定审批权限报人民政府批准，交纳有关费用。依前款规定占用、征收、征用或者转让国有林地的，必须经省级林业主管部门审核同意。	本工程不涉及	符合

3.8.8 与《中国石油化工股份有限公司西北油田分公司“十四五”规划环境影响报告书》的审查意见符合性分析

本工程与《中国石油化工股份有限公司西北油田分公司“十四五”规划环境影响报告书》的审查意见符合性分析见表 3.8-3。

表 3.8-3《中国石油化工股份有限公司西北油田分公司“十四五”规划环境影响报告书》的审查意见符合性分析

规划名称	规划要求	本工程情况	符合性
《中国石油化工股份有限公司西北油田分公司“十四五”规划环境影响报告书》的审查意见	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。	本工程油气开采、集输、计量、分离等环节均为密闭流程，能有效减少废气排放。	符合
	加强开采废水污染控制，涉及回注的应经处理满足《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329）等相关标准要求，采取切实可行的地下水污染防治和监控措施，防止造成地下水污染。	本工程运营期产生的采出水和井下作业废水处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）标准中指标后回注油层。	
	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。	本工程运营期产生的落地油 100%回收，油泥（砂）、废润滑油、废防渗材料，收集后交由有危险废物处置资质的单位处置。	
	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。	本工程施工期及运营期拟采取以下生态恢复治理工作：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。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。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。项目区处于风蚀区，需要严格采取各项水土保持措施，施工完毕后通过对临时占地采取土地平整和防沙治沙措施。	符合
	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。	本次环评已提出运营期各环境要素的监测计划。	符合

3.8.9 与《阿克苏地区国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》符合性分析

《阿克苏地区国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》提出，积极支持两大油田公司加大油气资源勘探开发力度，推动顺北、塔河主体、博孜—大北等区块油气开采取得重要成果，新增油气资源全部留用当地加工转化，加大地区天然气管网、储备和运营设施建设及互联互通工作，重点联通博孜、克深、英买力等气田至温宿产业园区及西部县（市）天然气管网，集中在温宿发展天然气化工产业，辐射至阿克苏市、柯坪县。

本项目位于塔河油田 10 区、8 区，属于两大油田公司中的塔河主体内开发项目，符合规划要求。

3.8.10 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”。

项目所在的塔河油田已对区域存在的历史遗留污染场地进行治理。本项目主要以陆地石油开采为主，新增产能 $23.58 \times 10^4 \text{t/a}$ 。项目建设对于区域资源供应具有十分重要的意义。项目按照固体废物“资源化、减量化、无害化”处置原则落实各类固体废物收集、综合利用和处置措施。钻井采用泥浆不落地系统，钻井期钻井岩屑随泥浆一同进入泥浆不落地系统，采用泥浆不落地技术在井场进行无害化处理，处理后进行固液分离，分离后的液体回用于钻井液配备，分离后的固相经检测满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）中综合利用污染物限值要求，同时含油率满足《土壤环境质量建设用土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地土壤污染风险筛选值要求（含油率 $<0.45\%$ ）后用于铺垫油区内的井场、道路等，一次处理后检测不合格，

现场进行二次处理，达标后用于铺垫油区内的井场、道路等。生活垃圾依托库车绿能环保科技有限公司处置。符合《阿克苏地区生态环境保护“十四五”规划》要求。

3.8.11 与《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)符合性分析

文件指出，其他行业企业中载有气态、液态 VOCs 物料的设备与管线组件密封点大于等于 2000 个的，应开展 LDAR 工作。要将 VOCs 收集管道、治理设施和与储罐连接的密封点纳入检测范围。按照相关技术规范要求，开展泄漏检测、修复、质量控制、记录管理等工作。鼓励企业加严泄漏认定标准；对在用泵、备用泵、调节阀、搅拌器、开口管线等密封点加强巡检；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。

本项目所在的塔河油田已制定泄漏检测与修复（LDAR）计划，定期进行了解检测、修复，防止或减少跑、冒、滴、漏现象；同时本项目采取密闭集输工艺，符合《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）的相关要求。

3.9 生态环境分区管控符合性分析

(1) 生态保护红线

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

本项目位于阿克苏地区库车市，塔河油田 10 区、8 区，本项目 TH10298CH 井南距塔里木河流域土地沙化防控与生物多样性维护生态保护红线区 600m、TK872CH 井西北距生态保护红线约 1.9km，位置关系见图 3.9-1。

(2) 环境质量底线

本次评价现状调查结果显示，项目区评价区域内环境空气除 PM_{10} 、 $PM_{2.5}$ 外其他因子均满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中的二级标准；项目所在区域地下水总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物、氟化物、钠、锰出现不同程度的超标，超标主要是受干旱气候、蒸发浓缩作用、原生水文地质环境等因素综合影响，其他各项地下水监测指标均可满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中的III类标准，石油类满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）III类标准；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）第二类用地风险筛选值标准和《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）中风险筛选值。

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

（3）资源利用上线

本工程开发过程中的生产废水进行综合利用，节约了水资源，油气集输采用常温密闭集输工艺，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。本工程占地类型主要为灌木林地、天然牧草地等，项目开工建设前需办理征地手续，土地资源消耗符合要求。总之，本工程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。

本项目位于阿克苏地区库车市，根据《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），项目区属于天山南坡片区，与其符合性分析见表 3.9-1。

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）和《阿克苏地区生态环境分区管控方案（2023 年版）》，本工程所在区域属于库车市一般管控单元（编码为 ZH65290230001）。本工程与《新疆维吾尔自治区生态环境分区管控动态更新成果》《阿克苏地区生态环境分区管控方案（2023 年版）》符合性分析见表 3.10-2、表 3.10-3，环境管控单元见图 3.9-2。

由表 3.9-1、3.9-2、3.9-3 分析可知，本工程在实施过程中较好地落实了相关法律法规提出的要求和措施，不在划定的生态保护红线内。本工程符合《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》《新疆维吾尔自治区生态环境分区管控动态更新成果》《阿克苏地区生态环境分区管控方案（2023 年版）》的相关要求。

综上所述，本工程建设符合“三线一单”要求。

表 3.9-1 本项目与“七大片区总体管控”符合性分析

名称	管控要求	拟建工程	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	本项目不在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	本项目属于陆上石油开采项目，施工过程中严格控制施工占地，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	本项目位于库车市，未处于博斯腾湖流域，项目不会对塔里木河基本生态用水产生影响。	符合
	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	本项目已提出一系列环境风险防范措施及应急要求。	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	采油二厂加强油田废弃物的无害化处理，严防塔河油田 6 区、10 区、12 区油气田勘探、开发、运行过程中以及事故排放产生的废弃物对土壤的污染；拟建工程不涉及涉重金属行业污染防控与工业废物处理处置。	符合

表 3.9-2 与《新疆维吾尔自治区生态环境分区管控动态更新成果》（新环环评发〔2024〕157 号）相符性分析

管控维度		管控要求	本项目采取的相关措施	符合性
A1 空间布局约束	A1.1 禁止开发建设的活动	〔A1.1-1〕禁止新建、扩建《产业结构调整指导目录（2024 年本）》中淘汰类项目。禁止引入《市场准入负面清单（2022 年版）》禁止准入类事项。 〔A1.1-2〕禁止建设不符合国家和自治区环境保护标准的项目。 〔A1.1-3〕禁止在饮用水水源保护区、风景名胜区、自然保护区的核心区和缓冲区、城镇居民区、文化教育科学研究区等人口集中区域以及法律法规规定的其他禁止养殖区域建设畜禽养殖场、养殖小区。 〔A1.1-4〕禁止在水源涵养区、地下水源、饮用水源、自然保护区、风景名胜区、森林公园、重要湿地及人群密集区等生态敏感区域内进行煤炭、石油、天然气开发。 〔A1.1-5〕禁止下列破坏湿地及其生态功能的行为：（一）开（围）垦、排干自然湿地，永久性截断自然湿地水源；（二）擅自填埋自然湿地，擅自采砂、采矿、取土；（三）排放不符合水污染物排放标准的工业废水、生活污水及其他污染湿地的废水、污水，倾倒、堆放、丢弃、遗撒固体废物；（四）过度放牧或者滥采野生植物，过度捕捞或者灭绝式捕捞，过度施肥、投药、投放饵料等污染湿地的种植养殖行为；（五）其他破坏湿地及其生态功能的行为。 〔A1.1-6〕禁止在自治区行政区域内引进能（水）耗不符合相关国家标准中准入值要求且污染物排放和环境风险防控不符合国家（地方）标准及有关产业准入条件的高污染（排放）、高能（水）耗、高环境风险的工业项目。 〔A1.1-7〕①坚决遏制高耗能高排放低水平项目盲目发展。严把高耗能高排放低水平项目准入关口，严格落实污染物排放区域削减要求，对不符合规定的项目坚决停批停建。依法依规淘汰落后产能和化解过剩产能。②重点行业企业纳入重污染天气绩效分级，制定“一厂一策”应急减排清单，实现应纳尽纳；引导重点企业在秋冬季安排停产检修计划，减少冬季和采暖期排放。推进重点行业深度治理，实施全工况脱硫脱硝提标改造，加大无组织排放治理力度，深入开展工业炉窑综合	本项目为陆上石油开采项目，属于“常规石油、天然气勘探与开采”项目，属于《产业结构调整指导目录（2024 年本）》中的鼓励类项目，符合国家当前产业政策要求；不属于《市场准入负面清单（2022 年版）》（发改体改规〔2022〕397 号）中禁止准入类项目；不属于“三高”项目；项目所在区域不属于国家和自治区大气污染联防联控区域；本项目不在水源涵养区、地下水源、饮用水源、自然保护区、风景名胜区、森林公园、重要湿地及人群密集区等生态敏感区域内。	符合

	整治，全面提升电解铝、活性炭、硅冶炼、纯碱、电石、聚氯乙烯、石化等行业污染治理水平。 〔A1.1-8〕严格执行危险化学品“禁限控”目录，新建危险化学品生产项目必须进入一般或较低安全风险的化工园区（与其他行业生产装置配套建设的项目除外），引导其他石化化工项目在化工园区发展。 〔A1.1-9〕严禁新建《禁止、控制和限制危险化学品目录》中淘汰类、禁止类危险化学品化工项目。严格执行生态保护红线、永久基本农田管控要求，禁止新（改、扩）建化工项目违规占用生态保护红线和永久基本农田。在塔里木河、伊犁河、额尔齐斯河干流及主要支流岸线 1 公里范围内，除提升安全、环保、节能、智能化、产品质量水平的技术改造项目外，严格禁止新建、扩建化工项目，不得布局新的化工园区（含化工集中区）。 〔A1.1-10〕推动涉重金属产业集中优化发展，禁止新建用汞的电石法（聚）氯乙烯生产工艺，新建、扩建的重有色金属冶炼、电镀、制革企业优先选择布设在依法合规设立并依法开展规划环境影响评价的产业园区。 〔A1.1-11〕国务院有关部门和青藏高原县级以上地方人民政府应当建立健全青藏高原雪山冰川冻土保护制度，加强对雪山冰川冻土的监测预警和系统保护。青藏高原省级人民政府应当将大型冰帽冰川、小规模冰川群等划入生态保护红线，对重要雪山冰川实施封禁保护，采取有效措施，严格控制人为扰动。青藏高原省级人民政府应当划定冻土区保护范围，加强对多年冻土区和中深季节冻土区的保护，严格控制多年冻土区资源开发，严格审批多年冻土区城镇规划和交通、管线、输变电等重大工程项目。青藏高原省级人民政府应当开展雪山冰川冻土与周边生态系统的协同保护，维持有利于雪山冰川冻土保护的生态环境。		
A1.2 限制开发建设的活动	〔A1.2-1〕严格控制缺水地区、水污染严重区域和敏感区域高耗水、高污染行业发展。〔A1.2-2〕建设项目用地原则上不得占用永久基本农田，确需占用永久基本农田的建设项目须符合《基本农田保护条例》中相关要求，占用耕地、林地或草地的建设项目须按照国家、自治区相关补偿要求进行补偿。 〔A1.2-3〕以用途变更为住宅、公共管理与公共服务用地的地块为重点，严格建设用地准入管理和风险管控，未依法完成土壤污染状况调查或风险评估的地块，不得开工建设与风险管控和修复	本项目不占用永久基本农田、湿地，不涉及自然保护地。	/

		无关的项目。 〔A1.2-4〕严格控制建设项目占用湿地。因国家和自治区重点建设工程、基础设施建设，以及重点公益性项目建设，确需占用湿地的，应当按照有关法律法规规定的权限和程序办理批准手续。 〔A1.2-5〕严格管控自然保护地范围内非生态活动，稳妥推进核心区内居民、耕地有序退出，矿权依法依规退出。		
	A1.3 符合空间布局要求活动的退出要求	〔A1.3-1〕任何单位和个人不得在水源涵养区、饮用水水源保护区内和河流、湖泊、水库周围建设重化工、涉重金属等工业污染项目；对已建成的工业污染项目，当地人民政府应当组织限期搬迁。 〔A1.3-2〕对不符合国家产业政策、严重污染水环境的生产项目全部予以取缔。 〔A1.3-3〕根据《产业结构调整指导目录》《限期淘汰产生严重污染环境的工业固体废物的落后生产工艺设备名录》等要求，配合有关部门依法淘汰烧结-鼓风机 5 炼铅工艺炼铅等涉重金属落后产能和化解过剩产能。严格执行生态环境保护等相关法规标准，推动经整改仍达不到要求的产能依法依规关闭退出。 〔A1.3-4〕城市建成区、重点流域内已建成投产化工企业和危险化学品生产企业应加快退城入园，搬入化工园区前企业不应实施改扩建工程扩大生产规模。	本项目不涉及水源涵养区、饮用水水源保护区和河流、湖泊、水库；本项目符合国家产业政策，为鼓励类项目。	符合
	A1.4 其他布局要求	〔A1.4-1〕一切开发建设活动应符合国家、自治区主体功能区规划、自治区和各地颁布实施的生态环境功能区划、国民经济发展规划、产业发展规划、国土空间规划等相关规划及重点生态功能区负面清单要求，符合区域或产业规划环评要求。 〔A1.4-2〕新建、扩建石化、化工、焦化、有色金属冶炼、平板玻璃项目应布设在依法合规设立并经规划环评的产业园区。 〔A1.4-3〕危险化学品生产企业搬迁改造及新建化工项目必须进入国家及自治区各级人民政府正式批准设立，规划环评通过审查，规划通过审批且环保基础设施完善的工业园区，并符合国土空间规划、产业发展规划和生态红线管控要求。	本项目符合国家、自治区主体功能区规划、生态环境功能区划、国民经济发展规划、产业发展规划、国土空间规划。	符合
A2 污染物	A2.1 污染物削减	〔A2.1-1〕新、改、扩建重点行业建设项目应符合“三线一单”、产业政策、区域环评、规划环评和行业环境准入管控要求。重点区域的新、改、扩建重点行业建设项目应遵循重点重金属污染物	本项目符合自治区及阿克苏“三线一单”、产业政策、区域	符合

排放 管控	减/替代 要求	排放“减量替代”原则。 〔A2.1-2〕以石化、化工、涂装、医药、包装印刷、油品储运销等行业领域为重点，安全高效推进挥发性有机物综合治理，实施原辅材料和产品源头替代工程。 〔A2.1-3〕促进大气污染物与温室气体协同控制。实施污染物和温室气体协同控制，实现减污降碳协同效应。开展工业、农业温室气体和污染减排协同控制研究，减少温室气体和污染物排放。强化污水、垃圾等集中处置设施环境管理，协同控制氢氟碳化物、甲烷、氧化亚氮等温室气体。加强节约能源与大气污染防治协同有效衔接，促进大气污染防治协同增效。 〔A2.1-4〕严控建材、铸造、冶炼等行业无组织排放，推进石化、化工、涂装、医药、包装印刷、油品储运销等行业项目挥发性有机物（VOCs）防治。严格有色金属冶炼、石油加工、化工、焦化等行业项目的土壤、地下水污染防治措施要求。推进工业园区和企业集群建设涉 VOCs“绿岛”项目，统筹规划建设一批集中涂装中心、活性炭集中处理中心、溶剂回收中心等，实现 VOCs 集中高效处理。	环评、规划环评和行业环境准入管控要求；本项目为陆上石油开采项目，报告已对温室气体排放进行影响评价。	符合
	A2.2 污染控制 措施要求	〔A2.2-1〕推动能源、钢铁、建材、有色、电力、化工等重点领域技术升级，控制工业过程温室气体排放，推动工业领域绿色低碳发展。积极鼓励发展二氧化碳捕集利用与封存等低碳技术。促进大气污染物与温室气体协同控制。实施污染物和温室气体协同控制，实现减污降碳协同效应。强化污水、垃圾等集中处置设施环境管理，协同控制氢氟碳化物、甲烷、氧化亚氮等温室气体。加强节约能源与大气污染防治协同有效衔接，促进大气污染防治协同增效。 〔A2.2-2〕实施重点行业氮氧化物等污染物深度治理。持续推进钢铁、水泥、焦化行业超低排放改造。推进玻璃、陶瓷、铸造、铁合金、有色、煤化和石化等行业采取清洁生产、提标改造、深度治理等综合措施。加强自备燃煤机组污染治理设施运行管控，确保按照超低排放标准运行。针对铸造、铁合金、焦化、水泥、砖瓦、石灰、耐火材料、金属冶炼以及煤化工、石油化工等行业，严格控制物料储存、输送及生产工艺过程无组织排放。重点涉气排放企业逐步取消烟气旁路，因安全生产无法取消的，安装在线监控系统。 〔A2.2-3〕强化重点区域大气污染联防联控，合理确定产业布局，推动区域内统一产业准入和排放标准。实施水泥行业错峰生产，推进散煤整治、挥发性有机污染物综合治理、钢铁、水泥、焦	本项目不涉及伊犁河流域、额尔齐斯河流域、博斯腾湖流域、额敏河流域等敏感区域；本项目为油气田开采工程，为滚动开发项目，区块内无历史遗留污染场地；本项目不涉及种植业。	

		化和燃煤工业锅炉行业超低排放改造、燃气锅炉低氮燃烧改造、工业园区内轨道运输（大宗货物“公转铁”）、柴油货车治理、锅炉炉窑综合治理等工程项目。全面推行绿色施工，持续推动城市建成区重污染企业搬迁或关闭退出。 〔A2.2-4〕强化用水定额管理。推进地下水超采综合治理。开展河湖生态流量（水量）确定工作，强化生态用水保障。 〔A2.2-5〕持续推进伊犁河、额尔齐斯河、额敏河、玛纳斯河、乌伦古湖、博斯腾湖等流域生态治理，加强生态修复。推动重点行业、重点企业绿色发展，严格落实水污染物排放标准。加强农副食品加工、化工、印染、棉浆粕、粘胶纤维等企业综合治理和清洁化改造。 〔A2.2-6〕推进地表水与地下水协同防治。以傍河型地下水饮用水水源为重点，防范受污染河段侧渗和垂直补给对地下水污染。加强化学品生产企业、工业聚集区、矿山开采区等污染源的地表、地下协同防治与环境风险管控。加强工业污染防治。推动重点行业、重点企业绿色发展，严格落实水污染物排放标准和排污许可制度。加强农副食品加工、化工、印染、棉浆粕、粘胶纤维、制糖等企业综合治理和清洁化改造。支持企业积极实施节水技术改造，加强工业园区污水集中处理设施运行管理，加快再生水回用设施建设，提升园区水资源循环利用水平。 〔A2.2-7〕强化重点区域地下水环境风险管控，对化学品生产企业、工业聚集区、尾矿库、矿山开采区、危险废物处置场、垃圾填埋场等地下水污染源及周边区域，逐步开展地下水环境状况调查评估，加强风险管控。 〔A2.2-8〕严控土壤重金属污染，加强油（气）田开发土壤污染防治，以历史遗留工业企业污染场地为重点，开展土壤污染风险管控与修复工程。 〔A2.2-9〕加强种植业污染防治。深入推进化肥农药减量增效，全面推广测土配方施肥，引导推动有机肥、绿肥替代化肥，集成推广化肥减量增效技术模式，加强农药包装废弃物管理。实施农膜回收行动，健全农田废旧地膜回收利用体系，提高废旧地膜回收率。推进农作物秸秆综合利用，不断完善秸秆收储运运用体系，形成布局合理、多元利用的秸秆综合利用格局。		
A3 环境风险	A3.1 人居环境	〔A3.1-1〕建立和完善重污染天气兵地联合应急预案、预报预警应急机制和会商联动机制。“乌—昌—石”区域内可能影响相邻行政区域大气环境的项目，兵地间、城市间必须相互征求意见。	本项目所在区域属于 PM _{2.5} 、PM ₁₀ 年平均浓度不达标城市，	符合

险管 控	要求	〔A3.1-2〕对跨国境河流、涉及县级及以上集中式饮用水水源地的河流、其他重要环境敏感目标根据《关于在南疆四地州深度贫困地区实施〈环境影响评价技术导则 大气环境（HJ2.2-2018）〉差别化政策有关事宜的复函》的要求，对阿克苏实行环境影响评价差别化政策，本项目不涉及县级及以上集中式饮用水水源地的河流、其他重要环境敏感目标的河流。 〔A3.1-3〕强化重污染天气监测预报预警能力，建立和完善重污染天气兵地联合应急预案、预警应急机制和会商联动机制，加强轻、中度污染天气管控。	根据《关于在南疆四地州深度贫困地区实施〈环境影响评价技术导则 大气环境（HJ2.2-2018）〉差别化政策有关事宜的复函》的要求，对阿克苏实行环境影响评价差别化政策，本项目不涉及县级及以上集中式饮用水水源地的河流、其他重要环境敏感目标的河流。	
	A3.2 联防联控要求	〔A3.2-1〕提升饮用水安全保障水平。以县级及以上集中式饮用水水源地为重点，推进饮用水水源保护区规范化建设，统筹推进备用水源或应急水源建设。单一水源供水的重点城市于 2025 年底前基本完成备用水源或应急水源建设，有条件的地区开展兵地互为备用水源建设。梯次推进农村集中式饮用水水源保护区划定，到 2025 年，完成乡镇级集中式饮用水水源保护区划定与勘界立标。开展“千吨万人”农村饮用水水源保护区环境风险排查整治，加强农村水源水质监测，依法清理饮用水水源保护区内违法建筑和排污口，实施从水源到水龙头全过程监管。强化饮用水水源保护区环境应急管理，完善重大突发环境事件的物资和技术储备。针对汇水区、补给区存在兵地跨界的，建立统一的饮用水水源应急和执法机制，共享应急物资。 〔A3.2-2〕依法推行农用地分类管理制度，强化受污染耕地安全利用和风险管控。因地制宜制定实施安全利用方案，鼓励采取种植结构调整等措施，确保受污染耕地全部实现安全利用。 〔A3.2-3〕加强新污染物多环境介质协同治理。排放重点管控新污染物的企事业单位应采取污染控制措施，达到相关污染物排放标准及环境质量目标要求；按照排污许可管理有关要求，依法申领排污许可证或填写排污登记表，并在其中载明执行的污染控制标准要求及采取的污染控制措施。排放重点管控新污染物的企事业单位和其他生产经营者应按照相关法律法规要求，对排放（污）口及其周边环境定期开展环境监测，评估环境风险，排查整治环境安全隐患，依法公开新	项目所在区域不属于国家和自治区大气污染联防联控区域。	/

		污染物信息,采取措施防范环境风险。土壤污染重点监管单位应严格控制有毒有害物质排放,建立土壤污染隐患排查制度,防止有毒有害物质渗漏、流失、扬散。 (A3.2-4) 加强环境风险预警防控。加强涉危险废物企业、涉重金属企业、化工园区、集中式饮用水水源地及重点流域环境风险调查评估,实施分类分级风险管控,协同推进重点区域、流域生态环境污染综合防治、风险防控与生态修复。 (A3.2-5) 强化生态环境应急管理。实施企业突发生态环境应急预案电子化备案,完成县级以上政府突发环境事件应急预案修编。完善区域和企业应急处置物资储备系统,结合新疆各地特征污染物的特性,加强应急物资储备及应急物资信息化建设,掌握社会应急物资储备动态信息,妥善应对各类突发生态环境事件。加强应急监测装备配置,定期开展应急演练,增强实战能力。 (A3.2-6) 强化兵地联防联控联治,落实兵地统一规划、统一政策、统一标准、统一要求、统一推进的防治管理措施,完善重大项目环境影响评价区域会商、重污染天气兵地联合应急联动机制。建立兵地生态环境联合执法和联合监测长效机制。		
A4 资源利用要求	A4.1 水资源	(A4.1-1) 自治区用水总量 2025 年、2030 年控制在国家下达的指标内。 (A4.1-2) 加大城镇污水再生利用工程建设力度,推进区域再生水循环利用,到 2025 年,城市生活污水再生利用率力争达到 60%。 (A4.1-3) 加强农村水利基础设施建设,推进农村供水保障工程,农村自来水普及率、集中供水率分别达到 99.3%、99.7%。 (A4.1-4) 地下水资源利用实行总量控制和水位控制。取用地下水资源,应当按照国家和自治区有关规定申请取水许可。地下水利用应当以浅层地下水为主。	本项目采取节水措施,管线试压废水属于清净废水,试压完成后用于区域降尘,施工过程中节约了水资源;运营期无用水工序。	符合
	A4.2 土地资源	(A4.2-1) 土地资源上线指标控制在最终批复的国土空间规划控制指标内。	本项目用水主要为施工期用水,用水量较小,施工期管道试压废水及钻井废水均进行综合利用,节约了水资源,对区域水资源消耗较小。	符合
	A4.3 能	(A4.3-1) 单位地区生产总值二氧化碳排放降低水平完成国家下达指标。	本项目侧钻井场不新增加热	符合

源利用	〔A4.3-2〕到 2025 年，自治区万元国内生产总值能耗比 2020 年下降 14.5%。 〔A4.3-3〕到 2025 年，非化石能源占一次能源消费比重达 18%以上。 〔A4.3-4〕鼓励使用清洁能源或电厂热力、工业余热等替代锅炉、炉窑燃料用煤。 〔A4.3-5〕以碳达峰碳中和工作为引领，着力提高能源资源利用效率。引导重点行业深入实施清洁生产改造，钢铁、建材、石油化工等重点行业以及其他行业重点用能单位持续开展节能降耗。 〔A4.3-6〕深入推进碳达峰碳中和行动。推动能源清洁低碳转型，加强能耗“双控”管理，优化能源消费结构。新增原料用能不纳入能源消费总量控制。持续推进散煤整治。	炉，利旧加热炉采用天然气作为燃料。	
A4.4 禁燃区要求	〔A4.4-1〕在禁燃区内，禁止销售、燃用高污染燃料；禁止新建、扩建燃用高污染燃料的设施。已建成的，应当在规定期限内改用清洁能源。	本项目所在区域不属于禁燃区。	符合
A4.5 资源综合利用	〔A4.5-1〕加强固体废物源头减量、资源化利用和无害化处置，最大限度减少填埋量。推进工业固体废物精细化、名录化环境管理，促进大宗工业固废综合利用、主要农业废弃物全量利用。加快构建废旧物资回收和循环利用体系，健全强制报废制度和废旧家电、消费电子等耐用消费品回收处理体系，推行生产企业“逆向回收”等模式。以尾矿和共伴生矿、煤矸石、炉渣、粉煤灰、脱硫石膏、冶炼渣、建筑垃圾等为重点，持续推进固体废物综合利用和环境整治，不断提高大宗固体废物资源化利用水平。推行生活垃圾分类，加快建设县（市）生活垃圾处理设施，到 2025 年，全疆城市生活垃圾无害化处理率达到 99%以上。〔A4.5-2〕推动工业固废按元素价值综合开发利用，加快推进尾矿（共伴生矿）、粉煤灰、煤矸石、冶炼渣、工业副产石膏、赤泥、化工废渣等工业固废在有色组分提取、建材生产、市政设施建设、井下充填、生态修复、土壤治理等领域的规模化利用。着力提升工业固废在生产纤维材料、微晶玻璃、超细化填料、低碳水泥、固废基高性能混凝土、预制件、节能型建筑材料等领域的高值化利用水平。 〔A4.5-3〕结合工业领域减污降碳要求，加快探索钢铁、有色、化工、建材等重点行业工业固体废物减量化路径，全面推行清洁生产。全面推进绿色矿山、“无废”矿区建设，推广尾矿等大宗工业固体废物环境友好型井下充填回填，减少尾矿库贮存量。推动大宗工业固体废物在提取有色组分、生产建材、筑路、生态修复、土壤治理等领域的规模化利用。	本项目运营期危险废物集中收集后最终交由有相应危险废物处理资质的单位进行回收处置。	符合

		(A4.5-4) 发展生态种植、生态养殖，建立农业循环经济发展模式，促进农业固体废物综合利用。鼓励和引导农民采用增施有机肥秸秆还田、种植绿肥等技术，持续减少化肥农药使用比例。加大畜禽粪污和秸秆资源化利用先进技术和新型市场模式的集成推广，推动形成长效运行机制。	
--	--	---	--

表 3.10-3 本工程与《阿克苏地区生态环境准入清单更新情况说明(2023 年)》符合性分析

名称	文件要求		本项目	符合性
阿克苏地区 总体管控要求	空间布局 约束	1.1 禁止新建、改（扩）建《产业结构调整指导目录（2019 年本）（2021 年修改）》中淘汰类项目。禁止引入《市场准入负面清单（2022 年版）》禁止准入类事项。	本项目为陆上石油开采项目，属于《产业结构调整指导目录（2024 年本）》（国家发展改革委令 2023 年第 7 号）中的鼓励类项目，符合国家当前产业政策要求；不属于《市场准入负面清单（2022 年版）》（发改体改规〔2022〕397 号）中禁止准入类项目。	符合
		1.2 国家重点生态功能区内禁止新建、改扩建产业准入负面清单中禁止类项目。	本项目为陆上石油开采项目，属于《产业结构调整指导目录（2024 年本）》（国家发展改革委令 2023 年第 7 号）中的鼓励类项目，符合国家当前产业政策要求；不属于《市场准入负面清单（2022 年版）》（发改体改规〔2022〕397 号）中禁止准入类项目。	符合
		1.3 禁止建设不符合国家和自治区环境保护标准的项目。	本项目符合国家和自治区环境保护标准	符合
		1.4 禁止新建、改建、扩建列入淘汰类目录的高污染工业项目。禁止使用列入淘汰类目录的工艺、设备、产品。	本项目不属于列入淘汰类目录的高污染工业项目。	符合
		1.5 禁止在饮用水水源保护区、风景名胜区、自然保护区的核心区和缓冲区、城镇居民区、文化教育科学研究区等人口集中区域以及法律法规规定的其他禁	本项目不涉及	-

	止养殖区域建设畜禽养殖场、养殖小区。		
	1.6 禁止在水源涵养区、地下水源、饮用水源、自然保护区、风景名胜区、森林公园、重要湿地及人群密集区等生态敏感区域内进行煤炭、石油、天然气开发。	本项目占地范围内不涉及水源涵养区、地下水源、饮用水源、自然保护区、风景名胜区、森林公园、重要湿地及人群密集区等生态敏感区域。	符合
	1.7 禁止向沙漠、滩涂、盐碱地、沼泽地等非法排污、倾倒有毒有害物质。	本工程不涉及	-
	1.8 禁止利用渗坑、裂隙、溶洞或者采用稀释等方法处置危险废物。	本项目危险废物均交由具有危险废物处置单位处置。	-
	1.9 禁止在地区范围内引进能（水）耗不符合相关国家标准中准入值要求且污染物排放和环境风险防控不符合国家（地方）标准及有关产业准入条件的高污染（排放）、高能（水）耗、高环境风险的工业项目。	本项目不属于高污染（排放）、高能（水）耗、高环境风险的工业项目。	符合
	1.10 坚决遏制高耗能高排放低水平项目盲目发展。严把高耗能高排放低水平项目准入关口，严格落实污染物排放区域削减要求，对不符合规定的项目坚决停批停建。依法依规淘汰落后产能和化解过剩产能。	本项目不属于高耗能高排放低水平项目。	符合
	1.11 引导化工项目进区入园，促进高水平集聚发展。推动化工园区规范化发展，依法依规利用综合标准倒逼园区防范化解安全环境风险，加快园区污染防治等基础设施建设，加强园区污水管网排查整治，提升本质安全和清洁生产水平。引导园区内企业循环生产、产业耦合发展，鼓励化工园区间错位、差异化发展，与冶金、建材、纺织、电子等行业协同布局。鼓励化工园区建设科技创新及科研成果孵化平台、智能化管理系统。严格执行危险化学品“禁限控”目录，新建危险化学品生产项目必须进入一般或较低安全风险的化工园区（与其他行业生产装置配套建设的项目除外），引导其他石化化工项目在化工园区发展。	本项目不属于化工项目。	符合
	1.12 严禁新建《禁止、控制和限制危险化学品目录》中淘汰类、禁止类危险化学品化工项目。坚决遏制“两高”项目盲目发展，石化、现代煤化工项目应纳入	本项目不占用生态保护红线、永久基本农田。	符合

	国家产业规划。严格执行生态保护红线、永久基本农田管控要求，禁止新（改、扩）建化工项目违规占用生态保护红线和永久基本农田。		
	1.13 推动涉重金属产业集中优化发展，禁止新建用汞的电石法（聚）氯乙烯生产工艺，新建、扩建的重有色金属冶炼、电镀、制革企业优先选择布设在依法合规设立并依法开展规划环境影响评价的产业园区。	本项目不涉及	-
	1.14 永久基本农田集中区域禁止规划新建可能造成土壤污染的建设项目。涉及有毒有害物质可能造成土壤污染的新(改、扩)建项目，提出并落实土壤和地下水污染防治要求。	本项目不占用永久基本农田。	符合
	1.15 河湖岸线生态红线保护区实施最严格的保护政策，严禁一切与保护无关的开发活动，滨岸带缓冲区以维系地表径流污染拦截功能为重点，严格岸线用途管制，严控畜禽养殖业。严格控制石油加工、化学原料和化学制品制造、医药制造、化学纤维制造、有色金属冶炼、纺织印染、尾矿库等项目环境风险。制定河湖岸线开发利用负面清单，禁止不符合水体功能定位的涉水开发活动。强化河湖岸线建设项目管理，严禁以各种名义侵占河道、围垦湖泊。	本项目距离生态保护红线最近为 4.6km，敷设管线未穿越红线，不在生态保护红线范围内。	符合
	1.16 原则上禁止曾用于生产、使用、贮存、回收、处置有毒有害物质的工矿用地复垦为种植食用农产品的耕地。	本项目不涉及	-
	1.17 对自然保护区、森林公园、湿地公园、沙漠公园、饮用水源地等特殊类土壤应严格保护，严格执行保护区管理规定，禁止各类开发建设活动污染保护区土壤。	本项目不涉及	-
	1.18 严禁在天然水体进行网箱养殖和将规模化畜禽养殖场产生的污水和粪便排入河道。加强对畜禽养殖及屠宰企业污染物排放的监管，在水源地保护区内不允许进行畜禽养殖。	本项目不涉及	-
	1.19 限制新建、改（扩）建《产业结构调整指导目录（2024 年本）》（《中限制类项目。国家重点生态功能区内限制新建、改（扩）建产业准入负面清单中限制类项目。	本项目为陆上石油开采项目，属于《产业结构调整指导目录（2024 年本）》中鼓励类项目。	符合

		1.20 严格控制建设项目占用湿地。因国家和自治区重点建设工程、基础设施建设，以及重点公益性项目建设，确需占用湿地的，应当按照有关法律法规规定的权限和程序办理批准手续。	本项目不涉及占用湿地	符合
		1.21 在河湖管理范围外，湖泊周边、水库库边建设光伏、风电项目的，要科学论证，严格管控，不得布设在具有防洪、供水功能和水生态、水环境保护需求的区域，不得妨碍行洪通畅，不得危害水库大坝和堤防等水利工程设施安全，不得影响河势稳定。	本项目不涉及	-
		1.22 严格管控自然保护区范围内非生态活动，稳妥推进核心区内居民、耕地有序退出，矿权依法依规退出。	本项目不涉及	-
		1.23 新建、扩建石化、化工、焦化、有色金属冶炼、平板玻璃项目应布设在依法合规设立并经规划环评的产业园区。各级生态环境部门和行政审批部门要严格把关，对于不符合相关法律法规的，依法不予审批。	本项目不属于石化、化工、焦化、有色金属冶炼、平板玻璃项目。	符合
		1.24 在河湖管理范围内布局岸线整治修复类、体育和旅游类、水产养殖类及其他活动类规划，应征求水行政主管部门意见，办理相关手续。河湖管理范围内违法违规建筑物、构筑物不符合补救消缺要求的存量问题拆除腾退；对于坑塘养殖类、耕地种植类存量问题复核洪水影响，不能够满足要求的逐步退出。	本项目不涉及	-
		2.1 新、改、扩建重点行业建设项目应符合“三线一单”、产业政策、区域环评、规划环评和行业环境准入管控要求，应遵循重点重金属污染物排放“等量替代”原则。	本项目符合“三线一单”、产业政策、规划环评和行业环境准入管控要求。	符合
		2.2 积极遏制臭氧浓度增长趋势，推进挥发性有机物和氮氧化物协同减排。以石化、化工、涂装、医药、包装印刷、油品储运销等行业领域为重点，安全高效推进挥发性有机物综合治理，实施原辅材料和产品源头替代工程。	本项目实施后油气采取密闭集输工艺，生产设施密闭，加强设备管理，减少 VOCs 排放对大气环境的影响。	符合
		2.3 加强能耗“双控”管理，合理控制能源消费增量，优化能源消费结构。合理控制煤电装机规模，有序淘汰煤电落后产能，推进燃煤电厂灵活性和供热改造。	本项目不涉及	-

	污染物排放管控	2.4 完成自治区下达的“十四五”重点工程污染物减排指标，制定年度减排计划。	本项目不涉及	-
		2.5 推动能源、钢铁、建材、有色、电力、化工等重点领域技术升级，控制工业过程温室气体排放，推动工业领域绿色低碳发展。积极鼓励发展二氧化碳捕集利用与封存等低碳技术。促进大气污染物与温室气体协同控制。实施污染物和温室气体协同控制，实现减污降碳协同效应。强化污水、垃圾等集中处置设施环境管理，协同控制氢氟碳化物、甲烷、氧化亚氮等温室气体。加强节约能源与大气污染防治协同有效衔接，促进大气污染防治协同增效。	本项目提出了相关降碳措施，具体见“8.2 减污降碳措施”。	符合
		2.6 实施重点行业氮氧化物等污染物深度治理。持续推进钢铁、水泥、焦化行业超低排放改造。推进玻璃、陶瓷、铸造、铁合金、有色、煤化和石化等行业采取清洁生产、提标改造、深度治理等综合措施。加强自备燃煤机组污染治理设施运行管控，确保按照超低排放标准运行。针对铸造、铁合金、焦化、水泥、砖瓦、石灰、耐火材料、金属冶炼以及煤化工、石油化工等行业，严格控制物料储存、输送及生产工艺过程无组织排放。重点涉气排放企业逐步取消烟气旁路，因安全生产无法取消的，安装在线监控系统。	本项目不涉及	-
		2.7 深入实施清洁柴油车（机）行动，基本淘汰国三及以下排放标准机动车，加快淘汰报废老旧柴油公务用车，全面实施国六排放标准。积极推广新能源汽车，提高城市公交领域新能源车辆占比。因地制宜持续提升新增及更新公务用车新能源汽车配备比例。大力推广“公转铁”运输组织模式，力争长距离公路货物运输量占比逐年递减，铁路发送量占比持续增加。推进重点工业企业和工业园区的原辅材料及产品由公路运输向铁路运输转移，降低大宗货物公路运输比重，减少重型柴油车使用强度。持续强化货运车辆燃油消耗量限值标准管理。积极推广新能源汽车，加快充电桩建设，建设高速公路沿线、物流集散地充电桩，鼓励开展充电桩进小区相关工作。	本项目不涉及	-
阿克苏地区 总体管控要	污染物排放管控	2.8 提升城市精细化管理水平，强化施工、道路、堆场、裸露地面等扬尘管控，加强城市保洁和清扫。加大餐饮油烟污染、恶臭异味治理力度。强化秸秆综合	本项目不涉及	-

求		利用和禁烧管控。		
		2.9 严守水资源开发利用控制、用水效率控制和水功能区限制纳污“三条红线”，严格实行区域用水总量和强度控制，强化用水定额管理。推进地下水超采综合治理。开展河湖生态流量（水量）确定工作，强化生态用水保障。	本项目采取节水措施，管线试压废水属于清净废水，试压完成后用于区域降尘。运营期无用水工序。	符合
		2.10 全面落实河（湖）长制，实施水陆统筹的水污染减排机制，严格执行污染物排放总量控制，整体推进水功能区水质稳中向好。巩固提升城市黑臭水体治理成效，推动实现长治久清。	本项目不涉及	-
		2.11 推进地表水与地下水协同防治。以傍河型地下水饮用水水源为重点，防范受污染河段侧渗和垂直补给对地下水污染。加强化学品生产企业、工业聚集区、矿山开采区等污染源的地表、地下协同防治与环境风险管控。加强工业污染防治。推动重点行业、重点企业绿色发展，严格落实水污染物排放标准和排污许可制度。加强农副食品加工、化工、印染、棉浆粕、粘胶纤维、制糖等企业综合治理和清洁化改造。支持企业积极实施节水技术改造，加强工业园区污水集中处理设施运行管理，加快再生水回用设施建设，提升园区水资源循环利用水平。	本项目严格执行《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）“11.2.2 分区防控措施”和《石油化工工程防渗技术规范》（GB/T50934-2013）“4.0.4 石油化工储运工程区的典型污染防治分区”相关要求，对井场进行分区防渗，地下水污染风险得到有效防范。	符合
		2.12 强化重点区域地下水环境风险管控，对化学品生产企业、工业集聚区、尾矿库、矿山开采区、危险废物处置场、垃圾填埋场等地下水污染源及周边区域，逐步开展地下水环境状况调查评估，加强风险管控。	本项目制定完善的地下水监测计划，切实保障地下水生态环境安全。	符合
		2.13 严控土壤重金属污染，加强油（气）田开发土壤污染防治，以历史遗留工业企业污染场地为重点，开展土壤污染风险管控与修复工程。	本项目制定土壤污染防治措施，切实保障土壤环境安全。	符合
		2.14 加强种植业污染防治。深入推进化肥农药减量增效，全面推广测土配方施肥，引导推动有机肥、绿肥替代化肥，集成推广化肥减量增效技术模式，加强农药包装废弃物管理。实施农膜回收行动，健全农田废旧地膜回收利用体系，提高废旧地膜回收率。推进农作物秸秆综合利用，不断完善秸秆收储运用体系，	本项目不涉及	-

	形成布局合理、多元利用的秸秆综合利用格局。		
	2.15 因地制宜推进农村厕所革命，分类分区推进农村生活污水治理，全面提升农村生活垃圾治理水平，建立健全农村人居环境长效管护机制。实施化肥农药减量增效行动和农膜回收、秸秆综合利用行动。加强种养结合，整县推进畜禽粪污资源化利用。	本项目不涉及	-
	2.16 聚焦秋冬季细颗粒物污染，加大产业结构调整和污染治理力度，强化联防联控联治。进一步深化工业污染源深度治理，钢铁、有色金属、化工等行业执行重污染天气应急减排措施。持续开展防风固沙生态修复工程，加强沙尘天气颗粒物防控。建立和完善重污染天气兵地联合应急预案、预警应急机制和会商联动机制，实施重污染天气重点行业绩效分级和应急减排差异化控制。	本项目不涉及	-
	2.17 建立健全自然保护地生态环境监管制度。组织开展自然保护地人类活动遥感监测疑似问题实地核查，实现自然保护地类型全覆盖。加强自然保护地管理，严控自然保护地内各类开发建设活动。	本项目不涉及	-
	2.18 实施塔里木河重要源流区（阿克苏河流域）山水林田湖草沙一体化保护和修复工程。推行草原森林河流湖泊休养生息，对生态严重退化地区实行封禁保护。巩固提升退耕还林还草成果，推进草原禁牧和草畜平衡制度落实。健全耕地休耕轮作制度，推进荒漠化和水土流失综合治理。根据区域水资源条件科学开展国土绿化行动，全面保护修复天然林，深入实施以农田防护林为主的防护林体系修复建设工程。加强湿地保护和修复，推进重点湿地综合治理，强化湿地用途管制和利用监管。	本项目不涉及	-
阿克苏地区 总体管控要求	2.19 全面提升城镇污水处理能力。所有县级以上城市及重点独立建制镇均应建成污水处理设施，对现有城镇污水处理设施因地制宜进行提标改造。加强污水处理设施运行管理及配套管网建设，进一步提高县城、城市污水处理率，提升污泥处理处置水平。建立污泥生产、运输、处置全过程监管体系，实现污泥稳	本项目不涉及	-

		定化、无害化和资源化处置。加强城镇污水处理及再生利用设施建设。		
		2.20 提升生活垃圾处理处置水平。规范化建设生活垃圾卫生填埋场，发展垃圾生物堆肥、焚烧发电和卫生填埋相组合的综合处置，减少原生垃圾直接填埋量。推行生活垃圾分类收集和回收体系，加强对垃圾填埋场封场后的环境管理。开展餐厨垃圾资源化利用与无害化处理试点以及生活垃圾分类示范试点。	本项目不涉及	-
		2.21 加强矿山地质环境保护与恢复治理力度。建立健全矿山生态环境保护修复监管信息系统，完善矿山地质环境动态监测体系建设。加强对矿山企业依法履行矿山地质环境保护与土地复垦义务的监督管理。	项目生态修复满足《矿山生态环境保护与恢复治理技术规范（试行）》（HJ651）、《废弃井封井回填技术指南（试行）》《废弃井及长停井处置指南》（SY/T6646）、《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》（DZ/T0317）等相关要求	符合
	污染物排放管控	3.1 对涉及县级及以上集中式饮用水水源地的河流、其他重要环境敏感目标的河流，建立健全流域上下游突发水污染事件联防联控机制，建立流域环境应急基础信息动态更新长效机制，绘制全流域“一河一策一图”。建立健全跨部门、跨区域的环境应急协调联动处置机制，强化流域上下游、兵地各部门协调，实施联合监测、联合执法、应急联动、信息共享，形成“政府引导、多元联动、社会参与、专业救援”的环境应急处置机制，持续开展应急综合演练，实现从被动应对到主动防控的重大转变。加强流域突发水环境事件应急能力建设，提升应急响应水平，加强监测预警、拦污控污、信息通报、协同处置、基础保障等工作，防范重大生态环境风险，坚决守住生态环境安全底线。	本项目不涉及	-
		3.2 强化重污染天气监测预报预警能力，建立和完善重污染天气兵地联合应急预案、预警应急机制和会商联动机制，加强轻、中度污染天气管控。	本项目不涉及相关内容	--
		3.3 严格危险化学品废弃处置。对城镇人口密集区现有不符合安全和卫生防护距离要求的危险化学品生产企业，进行定量风险评估，就地改造达标、搬迁进	本项目不涉及相关内容	--

阿克苏地区 总体管控要求	环境风险 防控	入规范化工园区或关闭退出。		
		3.4 提升饮用水安全保障水平。以县级及以上集中式饮用水水源地为重点，推进饮用水水源保护区规范化建设，统筹推进备用水源或应急水源建设。单一水源供水的重点城市于 2025 年底前基本完成备用水源或应急水源建设，有条件的地区开展兵地互为备用水源建设。梯次推进农村集中式饮用水水源保护区划定，到 2025 年，完成乡镇级集中式饮用水水源保护区划定与勘界立标。开展“千吨万人”农村饮用水水源保护区环境风险排查整治，加强农村水源水质监测，依法清理饮用水水源保护区内违法建筑和排污口，实施从水源到水龙头全过程监管。强化饮用水水源保护区环境应急管理，完善重大突发环境事件的物资和技术储备。针对汇水区、补给区存在兵地跨界的，建立统一的饮用水水源应急和执法机制，共享应急物资。	本项目不涉及相关内容	--
		3.5 有序实施建设用地风险管控和治理修复。推动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。	本项目不涉及涉重金属行业污染防控与工业废物处理处置，本项目制定土壤污染防治措施，切实保障土壤环境安全	符合
		3.6 在高敏感性县.市配备专职环境应急管理人员，配备必要的物资装备。完善多层级环境应急专家管理体系，建立对口帮扶模式和远程非现场会商调度机制，指导地方提升应急能力、规范应急准备与响应、分类分级开展基层环境应急人员轮训。加强各地应急监测装备配置，定期开展应急监测演练，增强应急实战能力。	本项目已提出一系列环境风险防范措施及应急要求。	符合
		3.7 依法推行农用地分类管理制度，强化受污染耕地安全利用和风险管控。因地制宜制定实施安全利用方案，鼓励采取种植结构调整等措施，确保受污染耕地全部实现安全利用。	本项目不涉及受污染耕地	—
		3.8 开展新污染物筛查、评估与环境监测。按照国家部署，推进重点行业重点	本项目不涉及相关内容	-

		化学物质生产使用信息调查和环境危害评估，识别有毒有害化学物质。以内分泌干扰物、抗生素、全氟化合物等有毒有害化学物质为调查对象，实施有毒有害化学物质环境调查监测，持续开展环境风险评估。加强新污染物环境风险管控。健全有毒有害化学物质环境风险管理体系。强化新化学物质环境管理登记，加强事中事后监管，督促企业落实环境风险管控措施。严格执行产品质量标准中有毒有害化学物质的含量限值。对使用有毒有害化学物质或在生产过程中排放新污染物的企业，全面实施强制性清洁生产审核。加强石化化工、涂料、纺织印染、橡胶、农药、医药等行业新污染物环境风险管控。		
		3.9 强化生态环境应急管理。实施企业突发生态环境应急预案电子化备案，完成县级以上政府突发环境事件应急预案修编。完善区域和企业应急处置物资储备系统，结合新疆各地特征污染物的特性，加强应急物资储备及应急物资信息化建设，掌握社会应急物资储备动态信息，妥善应对各类突发生态环境事件。加强应急监测装备配置，定期开展应急演练，增强实战能力。	本项目已提出一系列环境风险防范措施及应急要求，本次建设内容纳入采油二厂现有应急预案中，定期按照应急预案内容进行应急演练，逐步提高应急演练范围与级别，出现风险事故时能够及时应对。	符合
阿克苏地区 总体管控要求	资源利用效率	4.1 地区用水总量控制在自治区下达的指标范围内。	本项目施工期中采取节水措施，用水量较小；运营期不新增用水，不会超过用水总量控制指标。	符合
		4.2 地下水资源利用实行总量控制和水位控制。取用地下水资源，应当按照国家和自治区有关规定申请取水许可。地下水利用应当以浅层地下水为主。	本项目施工期中采取节水措施，用水量较小；运营期不新增用水，不会超过用水总量控制指标。	符合
		4.3 土地资源利用上线指标执行批复后的《阿克苏地区国土空间规划（2021-2035年）》。	本项目井场不新增永久占地，管线埋地敷设，敷设完成后回填管沟，对土地资源占用较少，土地资源消耗符合要求。	符合
		4.4 到 2025 年，单位地区生产总值二氧化碳排放较 2020 年下降 12%，单位地区生产总值能耗强度较 2020 年下降 14.5%，非化石能源消费比重增长至 18% 以上。	本项目整体温室气体排放量相对较小	符合

	4.5 高污染燃料禁燃区内禁止销售、燃用高污染燃料；禁止新建、扩建燃用高污染燃料的项目和设施，已建成的应逐步或依法限期改用天然气、电或其他清洁能源。	本项目不涉及相关内容	-
--	--	------------	---

表 3.9-3 本项目与环境管控单元符合性分析一览表

单元编码	单元名称	单元属性	单元特点	环境要素属性
ZH65290230001	库车市一般管控单元	/	一般管控单元	一般管控单元
维度	管控要求		本项目	符合性
空间布局约束	1、建设项目用地原则上不得占用基本农田，确需占用基本农田的建设项目须符合《基本农田保护条例》中相关要求，占用耕地、林地或草地的建设项目须按照国家、自治区相关补偿要求进行补偿。		项目建设前已对区域基本农田采取了避让措施，项目不占用基本农田。	符合
	2、对违反资源环境法律法规、规划，污染环境、破坏生态、乱采滥挖的露天矿山，依法整治；对污染治理不规范的露天矿山，依法责令停产整治，对拒不停产或擅自恢复生产的依法强制关闭；对责任主体灭失的露天矿山，要加强修复绿化、减尘抑尘。		本项目不涉及相关内容	--
	3、永久基本农田集中区域禁止规划新建可能造成土壤污染的建设项目。涉及有毒有害物质可能造成土壤污染的新(改、扩)建项目，提出并落实土壤和地下水污染防治要求。		本项目不占用永久基本农田	符合
	4、严格执行畜禽养殖禁养区规定，根据区域用地和消纳水平，合理确定养殖规模。		本项目不涉及相关内容	--
	5、禁止向沙漠、滩涂、盐碱地、沼泽地等非法排污、倾倒有毒有害物质。		本项目不涉及相关内容	-
	6、禁止利用渗坑、裂隙、溶洞或者采用稀释等方法处置危险废物。		本项目不涉及相关内容	-

污染物排放管控	1、强化畜禽粪污资源化利用，改善养殖场通风环境，提高畜禽粪污综合利用率，减少氨挥发排放。鼓励和支持散养密集区实行畜禽粪污分户收集、集中处理。	本项目不涉及相关内容	--
	2、严格控制林地、草地、园地农药使用量，禁止使用高毒、高残留农药。	本项目不涉及相关内容	--
	3、加强种植业污染防治。深入推进化肥农药减量增效，全面推广测土配方施肥，引导推动有机肥、绿肥替代化肥，集成推广化肥减量增效技术模式，加强农药包装废弃物管理。实施农膜回收行动，健全农田废旧地膜回收利用体系，提高废旧地膜回收率。推进农作物秸秆综合利用，不断完善秸秆收储运用体系，形成布局合理、多元利用的秸秆综合利用格局。	本项目不涉及相关内容	--
	4、对化学品生产企业、工业集聚区、尾矿库、矿山开采区、危险废物处置场、垃圾填埋场等地下水污染源及周边区域，逐步开展地下水环境状况调查评估，加强风险管控。	本项目制定完善的地下水监测计划；切实保障地下水生态环境安全。	符合
	5、严控土壤重金属污染，加强油（气）田开发土壤污染防治，以历史遗留工业企业污染场地为重点，开展土壤污染风险管控与修复工程。	采油二厂已开展历史遗留污油泥清理工作，已完成受污染土壤清理工作。	符合
	6、因地制宜推进农村厕所革命，分类分区推进农村生活污水治理，全面提升农村生活垃圾治理水平，建立健全农村人居环境长效管护机制。实施化肥农药减量增效行动和农膜回收、秸秆综合利用行动。加强种养结合，整县推进畜禽粪污资源化利用。	本项目不涉及相关内容	--
环境风险防控	1、加强对矿山、油田等矿产资源开采影响区域内未利用地的环境监管，发现土壤污染问题的，要坚决查处，并及时督促有关单位采取有效防治措施消除或减轻污染。	运营期加强巡检，杜绝“跑、冒、滴、漏”等现象，防治土壤污染，落地油 100%回收，委托具有危废处置资质的单位无害化处置。	符合

	2、对排查出的危库和病库以及风险评估有严重环境安全隐患的尾矿库，要求企业完善污染治理设施、进行治理和修复。全面整治历史遗留尾矿库，完善覆膜、压土、排洪、堤坝加固等隐患治理和闭库措施。	本项目不涉及相关内容	--
	3、依法推行农用地分类管理制度，强化受污染耕地安全利用和风险管控。因地制宜制定实施安全利用方案，鼓励采取种植结构调整等措施，确保受污染耕地全部实现安全利用。	本项目不涉及相关内容	--
资源利用效率	1、全面推进秸秆综合利用，鼓励秸秆资源化、饲料化、肥料化利用，推动秸秆还田与离田收集。	本项目不涉及相关内容	--
	2、减少化肥农药使用量，增加有机肥使用量，实现化肥农药使用量负增长。	本项目不涉及相关内容	--
	3、推广渠道防渗、管道输水、喷灌、微灌等节水灌溉技术，完善灌溉用水计量设施。推进规模化高效节水灌溉，推广农作物节水抗旱技术。建立灌区墒情测报网络，提高农业用水效率，降低农业用水比重。	本项目不涉及相关内容	--

综上所述，本项目建设符合生态环境分区管控要求。

3.10 选址选线合理性分析

根据现场调查和资料搜集，工程区内不涉及依法划定的自然保护区、饮用水源保护区、风景名胜区、森林公园等自然保护地，不涉及生态保护红线。

(1) 项目总体布局合理性分析

本工程开发区域位于新疆维吾尔自治区阿克苏地区库车市，塔河油田 6 区、10 区、12 区内，位于城市建成区以外，除位于塔里木河流域水土流失重点治理区以外，不涉及自然保护区、风景名胜区、水源保护区、文物保护单位等其他环境敏感区；从现状调查结果看，本项目不新增永久占地，临时占地的土地利用类型为灌木林地、天然牧草地等。

由于项目所在区域库车市属于塔里木河流域重点治理区。本项目无法避让塔里木河流域水土流失重点治理区，建设过程中将严格执行各项水土保持措施，以减轻因工程建设带来的不利影响，减少水土流失。工程建设及运行过程中需按照设计及环评要求采取水土流失防治措施，根据工程影响预测分析，工程对周边产生的环境影响在可接受范围内。本次评价要求油田开发要严格按照开发方案划定区域进行，认真落实环评提出的环境保护措施，项目与其他建构筑物的距离要严格满足相关设计技术规范要求。

(2) 井场选址分析

本项目侧钻井 16 口侧钻井均利用已有井场，不新增永久占地，钻井期间仅办理临时用地手续。

(3) 管线选线合理性分析

本项目新建 TH124136 井至 TH12441 阀组单井出油管线、掺稀管线、燃料气管线各 0.63km，TH124141X 井至 TH12441 阀组单井出油管线、掺稀管线、燃料气管线各 0.58km，TK609CX 井至 6-1 计转站单井出油管线 1.6km，TS5CH 井至 6-1 计转站单井出油管线、燃料气管线各 1.0km；其余 11 口侧钻老井管线均利用已有管线。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，新建管道临时占用灌木林地。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。

本项目的集输管道设计严格遵守国家或行业标准《输油管道工程设计规范》（GB50253-2014）《石油天然气工程设计防火规范》（GB50183-2004）、《油气输送管道穿越工程设计规范》（GB50423-2013）《油气输送管道跨越工程设计规范》（GB50459-2017）；线路总体走向力求顺直，线路总体走向确定以后，局部线路走向应根据井场的位置作相应调整；井场靠近和利用现有气田公路，方便施工及运行管理；线路在无人区穿越，不涉及征地和拆迁；线路尽量避开不良工程地质区，保证管道运行安全可靠。

综上所述，从环境保护角度看，管道选线可行。

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

本项目所在区域行政区划隶属于新疆阿克苏地区库车市。东与轮台县接壤，西与拜城县、新和县相邻，南与沙雅县、尉犁县毗邻，北隔天山山脉与和静县相望。县境南北最大长度193km，东西最大宽度 164km，总面积为 15379km²。

本项目西北距库车市市区约 75km。项目所处位置为塔河油田 10 区、8 区，隶属塔河油田采油二厂管辖。地理位置见图 3.1-1。

4.1.2 地质构造

塔河油田构造位于塔里木盆地沙雅隆起中段阿克库勒凸起西南部，阿克苏凸起西部为哈拉哈塘凹陷，北部为雅克拉凸起，南部为顺托果勒隆起，东南部为满家尔拗陷，东部为草湖凹陷。

阿克库勒凸起于加里东中—晚期形成凸起雏形，海西早期受区域性挤压抬升形成向西南倾伏的东北向展布的大型鼻凸，在长期的抬升暴露风化剥蚀过程中，使凸起大部分地区普遍缺失志留系—泥盆系及中、上奥陶统。海西晚期运动使凸起再次抬升暴露风化剥蚀，形成了一系列近东西向的褶皱和断裂系统，断块活动特征较为明显，大部分地区仅仅保留石炭系下统（缺失石炭系上统及二叠系），局部地区奥陶系碳酸盐岩暴露，同时造成海西早期运动形成的区域不整合面进一步南倾。这种构造面貌一直持续演化至印支—燕山期。印支—燕山期主压应力为 NE—SW 方向，持续性的稳定挤压，形成盐边三叠、侏罗系中的 NEE 向右行扭动张性断裂组合，同时导致工区东南侧下石炭统盐体的大规模塑性流动形成三叠、侏罗系盐边低幅度背斜构造带。

4.1.3 水文与水文地质

4.1.3.1 水文

区域内主要地表水体为英达里亚河、塔里木河和木日达里亚河，主要水体功能为灌溉。

英达里亚河：渭干河流出山口后分为东西两支，西支是主河道，经三县分水后有少量余水下泄，可输至沙雅县境内，东支英达里亚河，在 1992 年黑孜水库未建成前，为渭干河的泄洪河道，最后注入草湖地区巴依孜湖，水库建成后只在大洪水年份有水下泄，渭干河现已与塔里木河干流失去地表水力联系，英达里亚河现状主要功能为农业排水通道，同时也是渭干河的一条分支退洪河道，由于切割较深，在枯水期也是一条重要的地下水排泄通道。

塔里木河：塔里木河是我国最长的内陆河流，干流全长 1321km，位于天山以南，由塔里木盆地周边的叶尔羌河、喀什噶尔河、阿克苏河和孔雀河以及包括渭干河在内的 144 条河流汇集而成，流域总面积 102 万 km²，流域内 144 条大小河流的水资源总量为 429 亿 m³。

木日达里亚河：属渭干河排洪沟——英达里亚河的延续，也是草湖区流经的主要水流，其河道宽度只有 20~30m，纵坡高 1/3000~1/10000。木日达里亚河流域实际上是多余洪水的“承泄区”，不同的是，枯水期尚有上游灌区的闲弃水和回归水汇入，使木日达里亚河成为有常流水的小河。木日达里亚河源流从下草湖东南口算起，流经库车市塔里木乡、种羊场、草湖牧场和轮台县桑塔木林场北部，并消失在荒漠之中。木日达里亚河从塔河油田 8 区中穿过。

本项目距离木日达里亚河最近距离为 170m。

4.1.3.2 区域水文地质

区域地下水在北部砾质平原接受大气降水、河渠水的渗漏补给，沿地层倾斜方向往东南运动，径流进入细土平原。根据区内地形、地貌、地质特征分析，自天山山前至塔里木河，含水层颗粒由卵石、圆砾渐变为粉细砂，由单层渐变为多层。黏性土从无到有渐增为多层，从而形成垂向上多层含水层和隔水层交互出现的综合含水组，即形成上部为潜水、下部为承压水的含水层组。下部承压水头随深度增加而增大，致使地下水在水平运动的同时不断向上运动，顶托补给上部潜水，最终以地面蒸发和植物蒸腾的形式（隐蔽蒸发）排泄。下部承压水水质相对优良。上部潜水在砾质平原由于埋藏深，处于补给径流区，水质优良，至细土平原，由于埋藏浅，垂直蒸发强烈，造成潜水强烈浓缩，水质大多恶劣，不能饮用，其含盐量甚至可达 50g/l 以上，以 Cl·SO₄-Na 型水为主，不适于人类和牲畜饮用。

5.环境影响预测与评价

5.1 生态环境影响分析

5.1.1 生态环境影响特征

从项目特点和所处区域的环境特征出发分析项目建设过程中和项目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) 在项目开发范围内各具体环境影响呈点块状（如井场等）和线状（如管沟开挖等）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，项目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 施工期生态环境影响分析

5.1.2.1 占地影响分析

本项目总占地约 20.31hm²，均为临时占地；占地类型主要为灌木林地、天然牧草地等，植被盖度 10%-30%。

表 5.1-2 本项目占用土地情况表 单位：hm²

序号	工程内容	灌木林地		天然牧草地		其他草地		盐碱地		小计
		永久	临时	永久	临时	永久	临时	永久	临时	
1	井场	0	7.83	0	6.09	0	0	0	0	13.92
2	集输管线	0	0.18	0	1.48	0	0.19	0	0.7	2.55
3	临时生活区	0	2.16	0	1.68	0	0	0	0	3.84
总计		10.17		9.25		0.19		0.7		20.31

临时占地不可避免地对原有地表造成破坏,使原有土壤-植被自然体系受到影响或瓦解,在扰动结束后,临时占地影响区的土壤-植被体系的恢复能力与程度取决于临时占地影响程度的大小及原先的生态背景状况。施工活动和工程占地在油区范围内并呈点线状分布,对土壤、植物、野生动物等各生态要素产生不同程度的影响,同时也对原有景观结构和生态系统产生一定程度影响。

由于临时占地的扰动、破坏,将增加土壤风蚀量,油田所在区域为稀疏植被区,植被的防风固沙作用相对较弱。但地表保护层盐壳层具有很强的防风沙的生态功能,其作用不容忽视。这种盐壳的形成是由于长期的风蚀或土壤中的盐碱沉积作用,使地表原有的细砂及细粉物质被吹蚀,由于雨水的作用,使砾石与土层紧密地结合,形成了致密而稳定的保护结构,它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,可使地表砾幕和盐壳层受到破坏,这些保护层一旦被破坏,又得经过一年、二年甚至三到五年的吹蚀,使地表粉细物质全部被吹蚀后才能处于稳定状态。因而在近几年内,区域内的风蚀量会有所增加,影响空气环境质量。

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

5.1.2.2 对植被的影响分析

项目对植被的影响主要在施工期的占地影响及井区内管道敷设产生的影响、人类活动产生的影响。其次污染物排放也将对植被产生一定的影响。

本项目属于改扩建项目,塔河油田经过了多年的勘探开发后,现已具备了一定的规模,占用了一定面积的土地,使其上的荒漠植被消失,整个自然环境中的植被覆盖度减少,地表永久性构筑物增多。具体的影响方式及影响程度表现在以下几个方面:

(1) 占地影响

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,只有勘探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。

本项目总占地约 20.31hm²,均为临时占地。临时占地在施工结束后土地重新回到原来的自然状态,但地表植被及地表结构却发生了大的变化,地表保护层被

破坏，稳定性下降，防止水土流失的能力也随之下降，并且地表植被不复存在。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。

（2）生物量损失

①对牧业的损失

本项目所在区域属于荒漠草场，为四等7级草场，植被主要由小半灌木组成。据调查，该区域草场为冬牧场，天然牧草地覆盖度10%-20%。经核算，本项目临时占用牧草地约9.25hm²，平均鲜草量1500kg/hm²，牧业损失生物量约为13.9t，约26只绵羊单位。施工期须加强施工管理，认真做好施工结束后的迹地恢复工作，工程建设对草场生态系统的环境影响是可以接受的。

②对林业的影响

本项目临时占用灌木林地10.17hm²，根据《塔里木河流域植被恢复与遥感测度》相关成果，项目区灌木生物量约3.02t/hm²，本项目林业损失生物量约30.7t。

本项目在选线设计、施工作业时对区域天然林立木及其林地生境较好的区域采取避让措施，在条件允许时，减少砍伐灌木的数量，最大程度地保护沿线的林业生态。项目沿线两侧范围内的林地征用应按照地方有关工程征地补偿标准进行。工程建设对林地生态系统的环境影响是可以接受的。

（3）管线修建对植被的影响

本项目新建4条集输管线，同一路由的3条（TH124136、TH124141X、TS5CH）各类管线同沟敷设，施工作业带宽度7m，总长度2.27km；TK609CX不涉及同沟敷设，施工作业带宽度6m，总长度1.6km。其余侧钻老井管线均利旧，管道建设中管沟部分的植被将被彻底清除，管线施工完成后，由于很少再次进行干扰，其地表进行平整后，草本植物会逐渐恢复。

（4）石油类污染对植被的影响

在油田开发过程中石油类对植被的污染途径主要有两种：一是落地油先污染土壤，改变其结构和性状，使生长其上的植被间接地受到影响；二是钻井及生产过程中不慎将原油溅落在植物体上，影响其生理功能，使植物生长发育受阻，严重时导致植物的死亡。

根据对以往油田资料的分析及实地勘察，石油类在土壤中0~20cm土层中残留量最大，污染源对植被影响范围在50m左右，50m以外植物体内石油类含

量接近背景值，植被生长良好。该区植物极为稀少，所以地表石油类污染不会使植被受到明显伤害。

（5）人类活动对植被的影响

油田开发建设过程中大量人员、机械进入荒漠区，使荒漠环境中人类活动频率大幅度增加，对植被的影响主要表现在人类和机械对植物的践踏、碾压和砍伐，使原生植被生境发生较大变化。荒漠区单位面积上人口密度的增加将导致工程开发范围内及边缘区域地表土壤被践踏和自然植被覆盖率减少，使工程区域内局部地带沙漠化的可能性增加，从而形成次生沙漠化。

（6）大气污染物的影响

油田开发初期，大气污染物主要是来自钻机产生的废气，废气中主要含有 TSP、NO₂、SO₂、CO 等有害成分，而在生产运营期产生的大气污染物主要有无组织释放的烃类气体等。在这些污染物中能对植物产生影响的主要为 NO₂、SO₂ 及施工期的空气扬尘。

SO₂可通过叶片气孔进入植物体，形成亚硫酸离子，当它超过植物自净能力时，将会破坏叶肉组织，使叶片水分减少失绿，严重时细胞发生质壁分离，叶片逐渐枯萎，植物慢慢死亡。

NO_x对植物的伤害表现在叶肉组织内部的细胞上。植物通过气孔吸收了大气中的氮氧化物，随后污染物由气态变为液态，改变了细胞及其周围的 pH 值，引起细胞结构变化，光合作用降低，植物的生长活性受到影响。

在油田开发建设中的扬尘颗粒物降落在植物叶片表面以干粉尘、泥膜的形式积累、堵塞气孔，导致气体交换减少，叶片温度升高，光合作用下降，叶片黄化萎缩。

大气污染物对植物的损害程度还决定于其环境内风、光、温度、土壤和地形特点，油田区夏季白天气温高，气孔易打开，容易吸收有毒物质，因而污染物夏季对植被的危害比冬季大，白天的污染造成的后果比夜间严重。总体来说，多风、少雨、干旱、地形开阔的自然条件使大气污染物易于扩散，工程中污染源比较分散，因此在正常情况下污染物浓度不会太高，大气污染物对植被的影响不大。

（7）事故排放对植被的影响

油田开发建设项目中对生态环境造成严重破坏的主要事故类型为井喷和原油泄漏，其产生的污染物排放均会对评价范围内的植被造成不同程度的影响，影

响程度与发生事故时泄漏的油量及是否发生火灾有很大关系。植被体上附着的原油越多，死亡率就越高，而且草本植被比乔、灌木更敏感，更易受到致命的影响。如果发生火灾，则植被的地上部分会完全被毁，但如果土壤环境未被破坏，第二年会重新发芽生长。

5.1.2.3 对野生动物的影响分析

油田开发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工程占地，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。本项目所在区域重点保护野生动物有塔里木兔、鹅喉羚、沙狐等，现场调查期间，在项目占地区域未发现其踪迹，且由于评价区域不是动物的唯一栖息地，故该建设项目对动物区域性生境不产生明显影响。

在施工生产过程中，由于油田机械设备的轰鸣声惊扰，大多数野生脊椎动物种类将避行远离，使区域内单位面积上的动物种群数量下降，但此类影响对爬行类和小型啮齿类动物的干扰不大。一些伴人型鸟类如麻雀、乌鸦、喜鹊等，一般在离作业区 50m 以远处活动，待无噪声干扰时较常见于人类生活区附近。因此，随着本项目钻井建设的各个过程，塔河油田内野生动物的种类和数量发生一定的变化，原有的荒漠型鸟类和大型哺乳类将逐渐避开人类活动的干扰迁至其它区域，而常见的伴人型野生动物种类有所增加。

塔河油田已开发多年，因而大型的野生脊椎动物早已离开此地，因而此次油田开发所影响的只是一些爬行类和鸟类。

5.1.2.4 防沙治沙影响分析

本项目位于塔里木河上中游乔灌木及胡杨林保护生态功能区，根据《新疆维吾尔自治区防沙治沙规划（2021-2030）》，本项目所在区域均位于固定沙地，沙化程度为中度。

（1）有利影响

工程施工过程中，各侧钻老井现状井场已平整、垫土压实并进行了砾石压盖。该区域永久设施的增加，将沙化土地转化为建设用地或采矿用地，有利于进一步增加防风固沙面积，沙化土地减少，对区域防沙治沙工作有积极影响。

（2）不利影响

工程实施对区域防沙治沙的不利影响主要表现在施工期新增井场临时占地造成的固沙植物破坏、地表生态结皮的破坏及运营期巡线车辆造成的风沙扬尘影响。根据现场调查,区域已有建设用地外的土地在原自然状态下已形成一层相对稳定的生态结皮,成分主要为地上柽柳等沙生植物长期演变产生的落积层、沙生植物的根须层以及干旱气候背景下强蒸降比等因素导致的盐析作用产生的盐碱层。

工程施工期新增临时占地 20.31hm²,将使临时占地内胡杨、刚毛柽柳、盐穗木及疏叶骆驼刺等土地面积较少,占评价区域总面积的 0.93%,占比较小,同时建设单位按照“占补平衡”的原则向当地自然资源部门或林草部门足额缴纳占地补偿费,主管部门及时进行补种等工作,工程实施造成的沙生植物生物量减少对区域防沙治沙的不利影响在可接受范围内。

工程施工期新增临时占地 20.31hm²,将对占地范围内的生态结皮层造成破坏,对区域防沙治沙产生直接影响。钻井施工活动将改变施工区域土地结构,使土壤侵蚀降低,为风力侵蚀提供丰富的沙源,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,地表沙化土地遇大风天气易产生严重的扬尘,加重沙尘天气。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。工程施工期较短,通过采取严格控制施工范围、尽量缩短土方施工时间、大风等恶劣天气下停止大土方作业等措施以减小对区域防沙治沙产生的短期影响,并预留充足资金,在有沙丘活化趋势的区域及时发现、及时评估、及时采取工程固沙措施进行防沙治沙。此外,施工单位在清场后在施工扰动区域采取洒水、铺砾石等措施及时恢复生态结皮层的环境衍生条件,促进新的生态结皮层尽快形成。

本工程侧钻老井所在区域为刚毛柽柳、盐穗木、花花柴及疏叶骆驼刺,地表有柽柳沙堆分布,空气干燥,地表植被覆盖度较低,风蚀作用强烈。运营期巡线车辆及其他车辆造成的风沙扬尘将影响道路两侧的沙生植物生长条件及其生境条件,其生态功能将有所降低,从而间接对防沙治沙产生不利影响。因此在运营期建设单位需定期修缮通井道路,及时填补道路砂砾石,防止砂层裸露,同时对运行车辆采取限速的措施以减少车辆扬尘。运营期对防沙治沙的影响在可接受范围内。

5.1.2.5 水土流失影响分析

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），本项目所在区域属于塔里木河流域水土流失重点治理区，本项目实施对区域水土流失影响如下：

（1）土壤粗粒化

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

（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，据调查，随沙化增强，盐分含量降低。

（3）对油区公路、管线、井场的危害

项目对水土流失的影响主要发生在施工期，主要表现在：

①管沟开挖过程及回填土方的堆放等活动，破坏了原有地貌及地表结皮，使原来相对稳定的表土层受到不同程度的扰动和破坏，在降雨作用下，加剧水土流失，还可能加剧区域风灾天气，增加空气中粉尘含量；

②管道临时占地导致施工区域地表植被减少、造成植物的生物量损失，使土壤结构疏松，并产生一定面积的裸露地面。对原地貌的扰动降低了项目临时占地范围内的土壤抗侵蚀能力，扩大侵蚀面积，诱发土壤侵蚀危害，加剧了水土流失。

本项目所在区域属于塔里木河流域水土流失重点治理区范围，区域内地表植被分布较少，土壤侵蚀强度以轻度为主，生态环境质量较差，应加强水土保持综合治理工作，减少因项目的建设而产生的水土流失。

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

项目施工期主要包括井场工程和管线工程，包括管沟开挖等。管沟开挖过程中，若未采取分层开挖、分层回填措施，可能导致土壤的蓄水保肥能力降低，影响区域植被生长，造成土壤逐渐沙化。此外，在施工过程中，各种车辆（尤其是重型卡车）在荒漠上行驶将使经过的土壤变紧实，严重的经过多次碾压后植物很难再生长，甚至退化为沙地。

上述施工作业过程中，对原地貌的扰动大大降低了项目占地范围内的土壤抗侵蚀能力，若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。

5.1.2.6 井场建设对生态环境的影响

本项目部署侧钻井 16 口，根据现场调查，老井井场建设区域已平整，地表植被被清除、压实，并用砾石铺垫，表层土壤原有的结构和质地已发生改变。

钻井期间，由于本项目所在区域的特殊性，井场建设破坏植被的总面积虽然不是很大，但形成植被破口的斑块数量多，如果不采取必要的措施，破口将扩大发展，导致水土流失加剧。

所评价井场区的土壤类型主要为风沙土、草甸土等，类比调查表明，距井场不同距离处土壤中石油类浓度明显高于井场外土壤石油类浓度，说明油气田开采对土壤存在石油类污染；而井场外 10m 至 200m 处土壤石油类浓度值较接近，且与区域土壤环境质量对照点石油类浓度也接近，因此油气田开采对土壤的污染主要集中在井场内部。从井场内土壤不同剖面深度的石油类浓度分布来看，10cm 深度的石油类浓度最高，是表层土壤石油类浓度的 2 倍，是对照点土壤中石油类浓度的 4 倍，说明油气田开采产生的落地油等污染物会向下渗透对深层土壤造成影响；30cm 浓度的土壤中石油类浓度与表层土壤石油类浓度相近，说明井场石油类污染主要集中在表层至 30cm 深度处。

5.1.2.7 管线建设对生态环境的影响

从本项目管线途经区域生态评价范围的现状调查结果来看，沿线主要为灌木，植被类型主要为刚毛柽柳，沿线土壤侵蚀以轻度侵蚀为主。在管道敷设过程中，

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

在管线施工期间，管线两侧临时占地范围的土体将被扰动、植被遭到破坏，土壤侵蚀模数和侵蚀量增大。由于管道埋设复原后，绝大部分植被还可以恢复，因此生物量的损失整体看是较小的，并可恢复。

5.1.2.8 对天然林（国家二级公益林）影响分析

（1）占用天然林情况

项目所在区域分布的天然林地类为乔木林地、灌木林地等，优势树种为胡杨、刚毛柽柳、多枝柽柳、疏叶骆驼刺等，天然林区植被盖度为 20-30%，主要作用为防风固沙，涉及 II、III 级林地，不涉及 I 级林地。建设单位须按照林地管理办法办理相关用地手续后方可开工。

经初步核算，本项目 4 条管线不占用天然林；老井侧钻均在已建井场内，不占用天然林；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，在条件允许时，减少砍伐林木的数量，最大程度地保护沿线的林业生态环境，建设单位须取得当地天然林主管部门许可后方可开工。开挖管沟缩短施工作业范围，应将作业带宽度控制在 7m 范围内，在规范施工以及严格按照林草部门的要求对占用天然林采取相应补偿措施后，本项目的建设对区域天然林的影响在可接受范围内。

（2）生态避让

施工过程中严格规定各类工作人员的活动范围，使之限于在各工区和生活区范围内活动，最大限度减少对荒漠植物生存环境的践踏破坏。若无法进行避让，需对保护植物进行移植保护。

5.1.2.9 对永久基本农田的影响分析

本项目不占用永久基本农田，管线在选线设计、施工作业时避让永久基本农田，TH12139 井占地距永久基本农田最近距离为 320m。永久基本农田附近材料运输环节中会产生施工扬尘，导致环境空气中 TSP 浓度升高，影响农田植物的光合作用与正常生长，使局部区域农作物减产，由于施工扬尘粒径较大，飘移距离短，采取洒水抑尘等控制措施后，施工扬尘影响范围有限，对且随着施工期的结束，影响将会消失。同时加强施工人员的教育工作，施工机械不得随意行驶，

碾压永久基本农田，对永久基本农田的影响较小。

5.1.3 运营期生态环境影响分析

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

5.1.3.1 对野生动物的影响分析

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

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

5.1.3.2 植被影响分析

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

5.1.3.3 生态保护目标影响分析

运营期影响主要集中在井场等永久占地范围内，运营期采出水、井下作业废水等均不外排，落地油妥善处置；同时加强日常巡检监管工作，出现泄漏情况能及时发现；加强法兰、阀门连接处腐蚀情况记录管理，避免因老化、腐蚀导致泄漏情况发生。因此不会对生态保护目标产生明显不利影响。

5.1.3.4 生态系统完整性影响评价

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。

在项目建设中，新设施的增加及永久性构筑物的作用，不但不会使区域内异质化程度降低，反而在一定程度上会增加区域的异质性。区域的异质性越大，

抵抗外界干扰的能力就越大。因而油田开发建设不会改变区域内景观生态的稳定性及完整性。

5.1.3.5 景观完整性影响分析

评价区域的基质为自然生态景观。自然生态景观易受人为活动干扰，稳定性较差，异质化程度低，生态体系的稳定性和必要的抵御干扰的柔韧性较差。

本项目新增占地约 20.31hm²，均为临时占地。区域被油田设施等永久性地构筑物占用，由自然生态景观变为人工景观。区域内作为基质组成部分的林地、草地、荒漠等自然生态景观中，荒漠区面积有所减少。对于整个评价区域来讲，所占的比例不大，同时还增加了区域的异质性。

综上所述，本项目区域生态完整性受项目影响较小，项目区生态完整性变化主要受区域自然环境变化影响。油田开发加大了评价区人为干扰的力度，同时也加剧局部区域由自然荒漠生态系统向人工生态系统演替的趋势；但是由于项目占地面积有限，区域生态系统仍保持开放、物质循环和能量流动。因此对于评价区生态系统的完整性影响较小，其生态稳定性及其结构与功能也不会受到明显不利影响。

5.1.4 退役期生态环境影响分析

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

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

另外，井场清理等工作还会产生部分废弃管线（地面管线拆除，地下埋地管线清管封堵后不再挖出）、废弃建筑残渣等固体废物，对这些废弃管线、残渣等

进行集中清理收集，管线外运经清洗后可回收再利用，废弃建筑残渣外运至指定处理场填埋处理。固体废物的妥善处理，可以有效控制对区域环境的影响。

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

5.1.6 小结

本项目对生态环境的影响主要在施工期，为施工占地等地表扰动带来的生态环境影响。本项目总占地约 20.31hm²，均为临时占地。临时性工程占地仅在施工阶段对沿线土地利用产生短期影响，且大部分用地在施工结束后能恢复原有的利用功能。总体而言，施工结束后，随着生态补偿或生态恢复措施的实施，临时性工程用地扰动区内的原有植被可逐渐恢复，临时性工程占地影响将逐渐减小或消失。本项目位于阿克苏地区库车市境内，项目评价范围和占地范围内均不涉及自然保护地、世界自然遗产地、生态保护红线、重要生境等生态敏感区。由于本区域的野生动物种类少，少有大型野生动物在本区域出现，项目对野生动物的影响较小。综上所述，本项目建设在采取严格的环境保护措施后，生态环境影响可接受。

表 5.1-3 生态影响评价自查表

工作内容		自查项目
生态影响识别	生态保护目标	重要物种 ☒ ；国家公园 ☐ ；自然保护区 ☐ ；自然公园 ☐ ；世界自然遗产 ☐ ；生态保护红线 ☒ ；重要生境 ☐ ；其他具有重要生态功能、对保护生物多样性具有重要意义的区域 ☐ ；其他 ☒
	影响方式	工程占用 ☒ ；施工活动干扰 ☒ ；改变环境条件 ☐ ；其他 ☐
	评价因子	物种 ☒ （分布范围、种群数量、种群结构、行为等） 生境 ☒ （生境面积、质量） 生物群落 ☒ （物种组成、群落结构等） 生态系统 ☒ （植被覆盖度、生态系统功能等） 生物多样性 ☒ （物种丰富度、优势度等） 生态敏感区 ☐ （ 自然景观 ☒ （景观多样性、完整性） 自然遗迹 ☐ （ 其他 ☒ （水土流失、土地沙化等）
评价等级		一级 ☐ 二级 ☒ 三级 ☒ 生态影响简单分析 ☐
评价范围		陆域面积：（20.31）km ² ；水域面积：（/）km ²
生态现状调查与评价	调查方法	资料收集 ☒ ；遥感调查 ☒ ；调查样方、样线 ☒ ；调查点位、断面 ☐ ；专家和公众咨询法 ☐ ；其他 ☒
	调查时间	春季 ☐ ；夏季 ☒ ；秋季 ☐ ；冬季 ☐ 丰水期 ☐ ；枯水期 ☐ ；平水期 ☐
	所在区域的生态问题	水土流失 ☒ ；沙漠化 ☒ ；石漠化 ☐ ；盐渍化 ☒ ；生物入侵 ☐ ；污染危害 ☐ ；其他 ☒
	评价内容	植被/植物群落 ☒ ；土地利用 ☒ ；生态系统 ☒ ；生物多样性 ☐ ；重要物种 ☒ ；生态敏感区 ☐ ；其他 ☒
生态影响预测与评价	评价方法	定性 ☐ ；定性和定量 ☐
	评价内容	植被/植物群落 ☒ ；土地利用 ☒ ；生态系统 ☒ ；生物多样性 ☒ ；重要物种 ☐ ；生态敏感区 ☐ ；生物入侵风险 ☐ ；其他 ☐
生态保护对策措施	对策措施	避让 ☒ ；减缓 ☒ ；生态修复 ☐ ；生态补偿 ☒ ；科研 ☐ ；其他 ☒
	生态监测计划	全生命周期 ☒ ；长期跟踪 ☐ ；常规 ☐ ；无 ☐
	环境管理	环境监理 ☒ ；环境影响后评价 ☒ ；其他 ☒
评价结论	生态影响	可行 ☒ ；不可行 ☐
注：“ ☐ ”为勾选项，可√；“（ ）”为内容填写项。		

5.2 大气环境影响分析

5.2.1 施工期环境空气影响分析

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。

5.2.1.1 施工扬尘的影响分析

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

施工期的扬尘产生量与施工现场条件、管理水平、机械化程度以及气象条件等诸多因素有关，难以进行量化，类比调查结果表明，施工扬尘以土壤颗粒为主。施工期对环境造成不利影响的污染因素持续时间短，对环境的影响较小。施工期只要严格按施工规范文明施工，采取有效的防尘措施，可将施工期污染影响减到最小，施工期结束后，所有施工影响即可消除。

5.2.1.2 施工车辆尾气的影响分析

在油气田地面工程施工中使用多种燃油机动设备和运输车辆，会产生机械设备和车辆内燃机燃料燃烧废气，其污染物主要有颗粒物、SO₂、NO_x等。施工机械和运输车辆运行时间一般都较短，从影响范围和程度来看，施工机械废气对周围大气环境的影响是有限的。

5.2.1.3 焊接废气的影响分析

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。

5.2.1.4 钻井工程的影响分析

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。

5.2.2.2运营期大气环境影响预测

(1) 相关判定

本项目大气评价工作等级为二级，按《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ 2.2-2018）的相关规定：“二级评价项目不进行进一步预测与评价”。故本次采用 AIRSCREEN 估算模型软件判定，不进行进一步预测。

(2) 模型选用

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

(3) 估算模型参数

估算模型参数选择见下表：

表 5.2-5 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		40.5
最低环境温度/°C		-25.5
土地利用类型		其他草地/林地/天然牧草地/盐碱地
区域湿度条件		干燥
是否考虑地形	考虑地形	是
	地形数据分辨率（m）	/
是否考虑海岸线熏烟	考虑海岸线熏烟	否
	海岸线距离/km	/
	海岸线方向/o	/

5.2.2.2 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和硫化氢无组织挥发。

本项目井场加热炉型功率为 200kW，燃料均为天然气处理站处理后的返输干气，运营期废气的污染物主要为井场加热炉的燃气废气、油气集输过程中的井场和站场挥发的无组织烃类，考虑到各井场土地利用类型不同，有组织源强排放参数详见表 5.2-6。

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。

5.2.2.4 大气污染物核算

本项目运营期大气污染物排放量见表 5.2-12。

表 5.2-12 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	SO ₂	采用清洁燃料	《锅炉大气污染物排放标准》 (GB13271-2014)	50	0.034
		NO _x			200	0.27
		颗粒物			20	0.011
		NMHC		/	/	0.029
无组织排放						
2	井场、站场	NMHC	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))	厂界外 4.0mg/m³	0.091
3		H ₂ S		《恶臭污染物排放标准》 (GB14554-93) 新建项目二级标准	0.06	0.0009

5.2.3 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。

5.2.4 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 5.2-13。

表 5.2-13 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 PM _{2.5} □ 不包括二次 PM _{2.5} ☑	
评价标准	评价标准	国家标准☑	地方标准□	附录 D☑	其他标准☑
现状评	环境功能区	一类区□	二类区☑	一类区和二类区□	

价	评价基准年	(2024) 年							
	环境空气质量现状调查数据来源	长期例行监测数据 ☐		主管部门发布的数据 ☒			现状补充监测 ☒		
	现状评价	达标区 ☐				不达标区 ☒			
污染源调查	调查内容	本项目正常排放源 ☒ 本项目非正常排放源 ☒ 现有污染源 ☐		拟替代的污染源 ☐		其他在建、本项目污染源 ☐		区域污染源 ☐	
大气环境影响评价与评价	预测模型	AERM OD ☐	ADMS ☐	AUSTA L2000 ☐	EDMS/ AEDT ☐	CALP UFF ☐	网格 模型 ☐	其他 ☒	
	预测范围	边长 $\geq 50\text{km}$ ☐		边长 5~50km ☐			边长=5km ☒		
	预测因子	预测因子 (NMHC、H ₂ S)				包括二次 PM _{2.5} ☐ 不包括二次 PM _{2.5} ☒			
	正常排放短期浓度贡献值	C _{本项目} 最大占标率 $\leq 100\%$ ☒				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 $\leq 10\%$ ☐			C _{本项目} 最大占标率 $> 10\%$ ☐			
		二类区	C _{本项目} 最大占标率 $\leq 30\%$ ☐			C _{本项目} 最大占标率 $> 30\%$ ☐			
	非正常排放 1h 浓度贡献值	非正常持续时长 () h		c _{非正常} 占标率 $\leq 100\%$ ☐		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 $\leq -20\%$ ☐				k $> -20\%$ ☐				
环境监测计划	污染源监测	监测因子： (NMHC、H ₂ S)		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 (0) m							
	污染源年排放量	SO ₂ : (0.034) t/a		NO _x : (0.27) t/a		颗粒物: (0.011) t/a		VOCs: (0.12) t/a	

5.3 声环境影响分析

5.3.1 施工期声环境影响分析

5.3.1.1 钻井过程声环境影响分析

(1) 噪声源分析

钻井期间的噪声主要为施工机械和运输车辆发出的噪声，声压级一般在 84~95dB（A）。

（2）敏感点分析

根据现场调查评价范围内没有自然保护区、风景旅游区、文物古迹等特殊敏感目标，工程区周围 200m 范围内没有医院、学校、机关、科研单位、住宅等声环境敏感点。

（3）声影响分析

工程区 200m 内无居民，钻井工程噪声不影响当地居民正常生活，施工期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。

5.3.1.2 地面工程声环境影响分析

本项目地面工程在建设施工过程中，由于运输、平整场地、管沟开挖及回填、建筑物修建等要使用各种车辆和机械，其产生的噪声对施工区周围的环境将产生一定的影响。

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，预测计算本项目主要施工机械在不同距离处的贡献值，预测计算结果见表 5.3-1。

表 5.3-1 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	700m	900m	1200m	
1	挖掘机	72.0	68.4	64.0	58.0	54.5	52.0	50.0	—	—	—	土石方 道路施工 管线施工
2	装载机	70.0	66.4	62.0	56.0	52.5	50.0	48.0	—	—	—	
3	压路机	72.0	68.4	64.0	58.0	54.5	52.0	50.0	—	—	—	
4	运输车辆	72.0	68.4	64.0	58.0	54.5	52.0	50.0	—	—	—	物料运输

5	吊装机	66.0	62.4	58.0	52.0	48.5	46.0	44.0	—	—	—	设备安装
6	钻机	77.0	73.4	69.0	63.0	59.5	56.0	55.0	52.1	49.9	47.4	钻井
7	振动筛	72.0	68.4	64.0	58.0	54.5	52.0	50.0	47.1	44.9	42.4	
8	泥浆泵	77.0	73.4	69.0	63.0	59.5	56.0	55.0	52.1	49.9	47.4	

通过类比分析可知,各种施工机械噪声预测结果可以看出,各种施工机械噪声预测结果可以看出,在不采取减振降噪措施的情况下,土石方施工、道路工程和管线施工期间昼间距施工设备 60m、夜间 300m 即可满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2011)场界噪声限值要求;设备安装施工期间昼间距施工机械 40m、夜间 200m 即可满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2011)场界噪声限值要求;钻井期间昼间距施工机械 100m、夜间 500m 即可满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2011)场界噪声限值要求。

5.3.1.3 井下作业噪声环境影响分析

井下作业过程中最强的噪声源为压裂车噪声,最高可达 120dB(A),导致作业现场周围噪声超出《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2011)标准要求,但是由于油井分布在空旷地带,加上井下作业周期较短,声源具有不固定性和不稳定性,在施工时,对高噪声设备设置临时屏蔽设施,则其对周围环境的影响是可以接受的。

5.3.2 运营期声环境影响分析

运营期本项目管线均埋设在地下,埋深 1.5m,油气集输不会对周围声环境产生影响。本项目井场产噪设备主要为采油树、加热炉设备。

5.3.2.1 预测模式

(1) 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。

$$L_p(r) = L_p(r_0) + D_c - (A_{div} + A_{atm} + A_{gr} + A_{bar} + A_{misc})$$

式中: $L_p(r)$ —预测点处声压级, dB;

$L_p(r_0)$ —参考位置 r_0 处的声压级, 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。

(2) 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;

(3) 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;

(4) 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_{A_j} ，在 T 时间内该声源工作时间为 t_j ，则本项目声源对预测点产生的贡献值 (L_{eqg}) 为：

$$L_{eqg} = 10 \lg \left[\frac{1}{T} \left(\sum_{i=1}^N t_i 10^{0.1 L_{A_i}} + \sum_{j=1}^M t_j 10^{0.1 L_{A_j}} \right) \right]$$

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。

(5) 噪声预测值计算

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

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。

(6) 噪声预测点位

本评价预测噪声源对场界四周噪声贡献值。

5.3.2.2 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，噪声源噪声参数见表 5.3-2。

表 5.3-2 井场噪声源参数一览表

序号	声源名称	型号	空间相对位置/m			声源源强（声功率级） (dB (A))	声源控制措施	运行时段
			X	Y	Z			
1	采油树	--	20	30	1	85	基础减振	昼夜
2	真空加热炉	--	20	25	1	95	基础减振	昼夜

5.3.2.3 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，本项目各噪声源对井场四周场界的贡献声级值见表 5.3-3。

表 5.3-3 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
井场噪声	东场界	50	昼间	60	达标
			夜间	50	达标
	南场界	44	昼间	60	达标
			夜间	50	达标
	西场界	43	昼间	60	达标
			夜间	50	达标
	北场界	50	昼间	60	达标
			夜间	50	达标

由表 5.3-3 可知,井场噪声源对场界的噪声预测值为 43~50dB (A),满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)中 2 类区昼间、夜间标准要求。

综上,本项目实施后不会对周边声环境产生明显影响。

5.3.3 退役期声环境影响分析

油气井进入退役期时,噪声源主要源自井场设备拆卸,由于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。

5.3.4 声环境影响评价自查表

本项目声环境影响评价自查表见表 5.3-4。

表 5.3-4 声环境影响评价自查表

工作内容		自查项目						
评价等级 与范围	评价等级	一级 ☐ 二级 ☒ 三级 ☐						
	评价范围	200m ☒ 大于 200m ☐ 小于 200m ☐						
评价因子	评价因子	等效连续 A 声级 ☒ 最大 A 声级 ☐ 计权等效连续感觉噪声级 ☐						
评价标准	评价标准	国家标准 ☒ 地方标准 ☐ 国外标准 ☐						
现状评价	环境功能区	0 类区 ☐	1 类区 ☐	2 类区 ☒	3 类区 ☐	4a 类区 ☐	4b 类区 ☐	
	评价年度	初期 ☐		近期 ☒		中期 ☐		远期 ☐
	现状调查方法	现场实测法 ☒ 现场实测加模型算法 ☐ 收集资料 ☐						
	现状评价	达标百分比		100				
噪声源调查	噪声源调查方法	现场实测 ☒ 已有资料 ☒ 研究成果 ☐						
声环境影响 预测与 评价	预测模型	导则推荐模型 ☒ 其他 ☐						
	预测范围	200m ☒ 大于 200m ☐ 小于 200m ☐						
	预测因子	等效连续 A 声级 ☒ 最大 A 声级 ☐ 计权等效连续感觉噪声级 ☐						

	厂界噪声贡献值	达标 ☒ 不达标 ☐		
	声环境保护目标处噪声值	达标 ☐ 不达标 ☐		
环境监测计划	排放监测	厂界监测 ☒ 固定位置监测 ☐ 自动监测 ☐ 手动监测 ☐ 无监测 ☐		
	声环境保护目标处噪声监测	监测因子：（）	监测点位数（）	无监测 ☒
评价结论	环境影响	可行 ☒ 不可行 ☐		

注：“☐”为勾选项，可√；“（）”为内容填写项。

5.3.5 声环境影响评价小结

综上所述，本项目开发建设区域声环境质量现状较好。施工期噪声源均为暂时性的，待施工结束后噪声影响也随之消失，并且项目评价范围内无声环境敏感目标，不会产生噪声扰民问题。运营期，采油井场噪声贡献值可满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2类区标准要求。

5.4 水环境影响分析

5.4.1 地表水环境影响分析

根据前文，判定本项目地表水环境评价等级为三级B，重点论证项目废水综合利用不外排的可行性和可靠性。

5.4.1.1 施工期地表水影响分析

施工期产生的废水主要为钻井废水、酸化压裂返排液、生活污水和管线试压废水。

（1）钻井废水

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。本项目钻井废水产生量为502.2m³。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，分离后的液相拉运至其他钻井回用于钻井液配制，不外排。

（2）酸化压裂返排液

钻井固定完毕后，需进行压裂完井，在储层改造过程中排出的压裂返排液中，项目酸化压裂返排液产生量为3420m³，储层改造过程中产生的压裂返排液含有黄原

胶、石油类及其他各种添加剂。本项目部署侧钻 16 口，压裂返排液排入回收罐中，运至阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站处理，处理达标后回注。

（3）生活污水

施工期内生活污水总产生量总计为 2560m³，生活污水主要污染物为 COD、NH₃-N、SS 等。施工期生活污水经井场撬装式污水处理站处理后，满足《农村生活污水处理排放标准》(DB654275-2019)表 2 的 B 级标准，用于荒漠灌溉，生活区、井场及通井路降尘，不外排地表水环境。

（4）试压废水

本项目试压废水约为 18.5m³。管道工程分段试压以测试管道的强度和严密性，本项目管道采用无腐蚀性洁净水作为试压介质，管道试压废水中主要污染物为 SS。管道试压分段进行，试压水排出后进入下一段管线循环使用。试压废水可用作场地降尘用水。

5.4.1.2 运营期地表水影响分析

本项目运营期井场无人值守，通过远程监控、人员定期巡检进行管理。运营期工作人员由内部调剂解决，故不新增生活污水。产生的废水主要有油田采出水和井下作业废水。

（1）采出水

本项目运营期累计采出油藏采出水最大为 2266.6m³/d（86.4×10⁴m³/a），其中新建 TS5CH、TH124136H、TH124141X 等 3 口井新增油气集输流程的采出水最大为 31m³/d（1.1×10⁴m³/a），采出水依托塔河油田二号联合站采出水处理系统，处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）标准中有关指标后回注油层，不外排。

（2）井下作业废水

本项目运营期井下作业废水产生量为 38.02t/a。井下作业主要包括油井维修、大修、酸化、压裂等，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。井下作业废水采用专用废水回收罐收集，运至阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站处理。

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

5.4.2 地下水环境影响分析

5.4.2.1 区域水文地质条件

(1) 区域地下水的形成条件

地形地貌是水资源的重要控制因素之一,它不仅控制区域水文网的形成和分布,地表水,地下水的径流条件和储存环境而且对水资源的质量,土壤盐碱化、沙漠化等起重要的控制作用。

库车市位于天山南麓库车坳陷中部的屈勒塔格山山前地带,属于库车河地下水系统。库车河流域地势从北向南,从西向东逐渐降低,地貌分带较为明显。河川径流的补给随流域高程、自然条件和降水形式的不同而不同。

库车市北部的天山山脉,东西走向,海拔 1400~4550m,后山呈高山地貌,海拔 4000m 以上为积雪带,以高山冰川融水、永久积雪融水、季节积雪融水、雨水和地下水补给,是径流的形成区,为本区水系的总发源地,对全区水资源的形成起控制作用;前山区海拔在 1400~2500m 之间,为风化作用强烈的低山带;低山带前局部有剥蚀残丘,海拔高程在 1300m 左右;低山带以南为山前洪积扇带和平原带。平原带海拔小于 1200m,平均坡降 0.8%,自西北向东南倾斜。平原北半部自西向东是渭干河冲洪积平原、库车河洪积平原和东部的洪积扇群带,南部是塔里木河冲积平原。本项目所在区域位于库车河冲洪积扇间地带。

另外,新构造运动使山前倾斜平原被破坏变形,中更新世隆起的亚肯背斜横卧于倾斜平原中部,将统一的倾斜平原结构分割为两部分,本项目厂址即位于亚肯背斜形成的台地上。

(2) 含水层特征及富水性

新构造运动使山前倾斜平原被破坏变形,中更新世隆起的亚肯背斜横卧于倾斜平原中部,将统一的倾斜平原结构分割为两部分,形成两次重复发育的不典型山前倾斜平原水文地质结构,构成三个水文地质单元(北部山前凹陷储水构造、中部亚肯背斜过水台地、南部库车沉降带储水构造),具体见图 5.5-1,致使地下水的补给、径流、排泄也相应二次重复,但由于亚肯背斜过水台地的联结,三者仍还存在着密切的水利联系,而成为一个大的比较完整的水文地质单位。

①北部山前凹陷储水构造

该储水构造，为一南北两侧边界均受高角度逆掩断层(压性)所控制的向斜地塹式的断陷洼地；断层断距达 200~400m，基底为阻水的第三系。洼地虽东西向分布，北起却勒塔格山前、南至亚肯背斜北缘，宽 5~8km；西起库车老城西侧，东到二八台河以东，长达 85km。断陷内堆积了巨厚的第四系松散物，厚达 400~1200m，沉降中心在北山龙库一带；其中：中下更新统厚 400~1000m，上更新统及全新统厚在 150m 以内。

②南部库车沉降带储水构造

基本分布于 314 国道以南地区。由于受亚肯背斜等第四排构造的隆升影响，第三系基底由 314 国道向南倾伏，基底埋深 50~1000m 向南过渡到 500~1000m，第四系沉积物岩性主要为砂砾石、粗砂、细砂与亚砂土、亚粘土。从亚肯背斜南缘往南，第四系岩性由粗变细，地下水由单一潜水向潜水——承压水多元结构过渡。

③中部亚肯背斜过水台地

位于南北两大储水构造之间，因背斜隆起使基底抬升。其间分布的南北向侵蚀冲沟，堆积了厚 80m 左右的全新世—晚更新世冲洪积物，构成南北两储水构造间的通道，为一相对阻水构造。

亚肯背斜无连续分布的潜水含水层。在北部储水构造内地下水的补给之下，形成第三系碎屑岩类裂隙孔隙承压水，单泉流量 $<1\text{L/s}$ ，含水层岩性主要为上新统砂岩、细砂岩、粉砂岩及砂质泥岩互层。由亚肯背斜轴部向南承压水顶板埋深逐渐加大（50~170m），由承压水过渡为承压自流水。

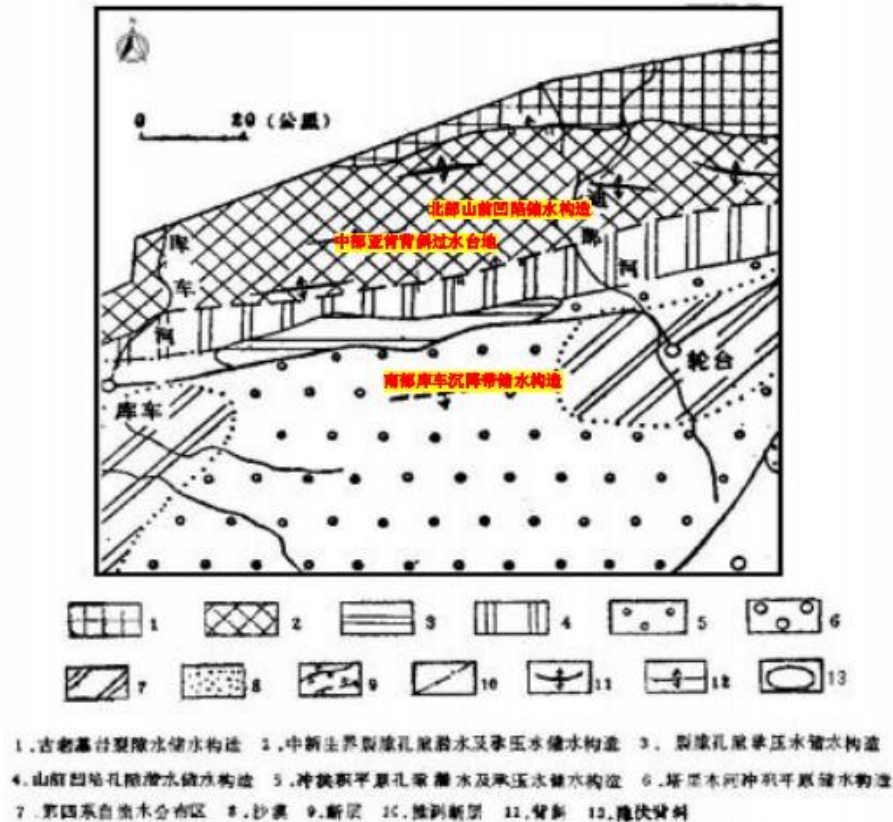


图 5.4-1 地下水储水构造略图

(3) 区域补径排条件

纵观区内地下水的补径排条件，北部山前凹陷储水构造洼地是一个地下水资源量丰富的高位集水盆地；其内储地下水资源又是下游南部储水构造地下水的重要补给来源。

亚背斜北侧山前拗陷地下水主要为库车河散流于戈壁平原渗漏补给。洪枯两季测流结果，从山口到背斜北侧地表水渗漏量为 0.8712 亿 m^3/a 。其次沟谷潜流、泉溪等侧向径流和雨季洪流、片流渗入也是该地段的补给来源，只不过其补给量要小得多。山区基岩裂隙水侧向补给，由于属于碎屑岩裂隙孔隙层间水，水量微弱，节理裂隙不发育，据目前掌握资料分析，补给量微不足道，可以忽略不计。山前拗陷地下水自却勒塔格山前深藏带经短暂的强烈径流受到背斜的阻挡，埋藏深度急剧变小，运移速度减慢，大部分转化为第三系碎屑岩层间孔隙水。背斜倾没端，如库车市城区一带。地下水雍水高度不大，继续向南径流，只是浅层为第四系松散层孔隙潜水或承压水，深部为第三系碎屑岩层间承压水。切割较深的沟谷，如库车河，两侧地下水溢出形成泉溪——第一次溢出排泄带。类似的背斜主隆起带，于背斜北侧局部地段，如依斯塔那、二八台北沟、群巴克以西山诸泉水沟，形成小型漏斗状

地下水浅埋第一次溢出排泄带，同时具有双层或多层水文地质结构。背斜南侧地下水补给、径流、排泄又自成系统，只是补给除剩余地表水继续渗漏补给外，地下潜流，包括沟谷潜流、断面径流及田间灌溉渗水的补给占的比例大大增多。径流速度不断减慢。排泄溢出（大部呈深埋隐蔽方式）和缓慢径流，垂直蒸发消耗同时进行。潜水及承压水带都有分布，补给、径流、排泄规律明显。

库车河水系山前洪积平原的地下水自北而南径流。北部山前凹陷储水构造洼地的潜水埋深由 $>100\text{m}$ 至 40m ，水力坡度多在 3‰ 左右；待越过亚肯背斜使水力坡度增至 $8\sim 15\text{‰}$ ，南部库车沉降带储水构造内的潜水埋深由北侧的 $30\sim 50\text{m}$ ，向南过渡到 $5\sim 10\text{m}$ 、 $<5\text{m}$ ，随之潜水水力坡度降至 1‰ 甚至小于 1‰ 。地下水的排泄，主要以向南的侧向流出、泉水溢出、潜水蒸发、植被蒸腾、人工开采等方式进行。

（4）地下水动态

地下水动态主要受气象、水文地质条件及人类活动等因素影响，由于所处的地段不同，其动态变化有明显差异。根据地下水动态的影响因素将库车河流域的地下水动态划分为水文型、水文—径流型。

①水文型动态

分布于库车河冲洪积平原上部潜水区，地下水的动态特征与地表径流关系密切，地下水高水位期略滞后于地表水丰水期，滞后期的长短与距离河道的远近有关。一般12月—次年6月份为地下水低水位期，在这期间，受地下水径流运移的影响，潜水水位略有起伏变化；8—10月为地下水高水位期，受地表来水量大小影响，潜水水位具不规则起伏变化；在高水位期与低水位期之间，水位升降较为剧烈。这与地表水径流量年内分布特征有关，年内高低水位差较大，一般在 $2\sim 5\text{m}$ 之间。

②水文—径流型动态

北部山前凹陷储水构造区内的地下水动态受库车河的影响，基本呈现出水文—径流型的动态特征。每年12月至翌年6月为枯水期，地下水动态基本只受地下水径流运移的影响；8~11月为洪水期、10月水位达最高峰，由于地表水洪流的入渗影响，地下水水位急剧上升，其变化一般都滞后于地表水的相应变化。水位年变幅多为 $2\sim 5\text{m}$ ，多者达 6m 。

③混合型动态

南部库车沉降储水构造的地下水动态资料缺乏，参考周边地下水动态资料，该区的地下水动态除了受水文、气象因素的影响外，还受地表水丰枯期的制约及灌溉

季节的影响。水位动态曲线往往呈现双峰：潜水位在每年的 3~4 月春灌期间上升达年内最高水位；然后呈下降趋势；6~9 月虽为丰水期，但由于夏季气温高，蒸发及植物蒸腾强烈，地下水位起伏波动；9~11 月冬灌期间地下水位重新上升，至 11 月出现另一峰值；11 月后土壤冻结期来临，地下水位逐渐下降，一般至次年 2~3 月达最低值。

5.4.2.1 评价区水文地质条件

(1) 水文地质条件

本项目分布在塔里木河北岸。

①包气带岩性、结构、厚度、分布及垂向渗透系数

在塔里木河以北，从北部-中部的英达里亚、奥依库都克-南部的塔里木农场、塔里木一线，包气带普遍存在于地表以下，包气带岩性主要为粉土和细砂、粉砂，其结构总体来说比较松散，包气带厚度约 5m 左右，粉土的垂向渗透系数为 0.22-0.79m/d，细砂、粉砂的垂向渗透系数为 1.15-1.93m/d。包气带天然防污性能较弱。

②地下水类型、赋存分布规律及含水层空间分布特征

在塔里木河以北，地下水类型为双层-多层结构的第四系松散岩类孔隙潜水-承压水。区内广泛分布的第四系砂类地层，为第四系松散岩类孔隙水的赋存、分布提供了一定的储水空间。地下水的埋藏深度变化复杂多样，无规律性，表现为从北部的 5m 左右向中部变为 3-5m，向南部又变为 >5m。

③含水层的富水性

第四系松散岩类孔隙水广泛分布于区内。将钻孔的单井出水量，统一换算为降深 5m、井径 8 吋时的涌水量（即换算涌水量），然后进行富水性级别的划分。第四系松散岩类孔隙水含水层的富水性级别划分标准见表 5.4-1。

表 5.4-1 含水层富水性级别划分单位：m³/d

富水性等级	水量极丰富	水量丰富	水量中等	水量贫乏	水量极贫乏
单井涌水量	>5000	1000-5000	100-1000	10-100	<10

塔里木河以北区域的地下水类型为双层-多层结构的第四系松散岩类孔隙潜水-承压水，其富水性可划分为潜水水量中等、承压水水量中等。根据承压含水层的顶板埋藏深度，为承压含水层的顶板埋深 50-100m 区。

分布于该区的潜水，潜水位埋深从 3m~10m 不等，钻孔揭露的潜水含水层厚度 $<20\text{m}$ ，含水层岩性为第四系细砂、粉砂；换算涌水量为 $107.3\text{--}1000.0\text{m}^3/\text{d}$ ，水量中等；渗透系数为 $1.05\text{--}3.82\text{m/d}$ ，影响半径为 $180.07\text{--}350.45\text{m}$ 。承压含水层的顶板埋深为 $50\text{--}100\text{m}$ ；钻孔揭露的承压含水层厚度 $<150\text{m}$ ，含水层岩性为第四系细砂、粉砂，隔水层岩性为粉质粘土、粉土；换算涌水量为 $197\text{--}991\text{m}^3/\text{d}$ ，水量中等；渗透系数为 $0.98\text{--}4.19\text{m/d}$ ，影响半径为 $182.27\text{--}315.97\text{m}$ 。

④地下水的补、径、排条件

A. 补给：

在塔里木河以北区域，地下水的补给来源主要是北部冲洪积平原区地下水的侧向流入补给和地表水的入渗补给。由于气候异常干燥，降水量少而蒸发强烈，因此降水补给量可忽略不计。

地下水的侧向流入补给：区块属于渭干河、库车河冲洪积扇扇缘的一部分，接受渭干河、库车河冲洪积扇中上游地区地下水的侧向流入补给，补给强度取决于潜水含水层的厚度、岩性、地下水的径流条件。

地表水的入渗补给：夏季洪水和冬季的冬闲水流入本区，积存在地表低洼处，通过包气带向下渗漏补给潜水，对于不同地段，包气带的岩性和地层结构不同，地表水对潜水的补给强度不同。

B. 径流：区内的潜水含水层岩性主要为粉砂，透水性很差，地层岩性变化较大，地形坡度平缓，造成潜水径流缓慢。地下水的总体流向是从西北向东南方向径流；在塔河北岸沿河地段，地下水是从西向东径流。

C. 排泄：地下水一部分通过侧向流出、潜水蒸发、植物蒸腾排泄，一部分通过人工开采排泄，大部分则排泄至塔里木河中。

⑤地下水动态特征

根据《塔河油田水文地质普查报告》，区内水位随季节发生变化，低水位期在冬季 12 月，高水位期在夏季 8 月份，最大水位变幅可达到 1m 。

⑥地下水的水化学特征

地下水（潜水）主要接受上游地下水的侧向补给及暂时性洪流的入渗补给，水流滞缓，蒸发浓缩作用强烈，水化学类型复杂。在塔里木河以北区域，潜水的水化学类型主要分为三种： $\text{SO}_4\cdot\text{Cl}$ 型、 $\text{Cl}\cdot\text{SO}_4$ 型和 Cl 型。区块内潜水矿化度的变化极其复杂，从 $<1\text{g/l}$ 、 $1\text{--}3\text{g/l}$ 、 $>10\text{g/l}$ 不等，无明显的变化规律。

在塔里木河以北区域，承压水的水化学类型分为三种： $\text{HCO}_3\cdot\text{SO}_4\cdot\text{Cl}$ 型、 $\text{SO}_4\cdot\text{Cl}$ 型和 $\text{Cl}\cdot\text{SO}_4$ 型。塔里木河以北区域水文地质图见图 5.4-2。

(2) 地下水开发利用现状

评价区内具有供水意义的地下水位第四系松散岩类孔隙水。区内潜水的矿化度一般大于 5g/L ，部分大于 10g/L ，矿化度较高，地下水水质极差，均为不宜饮用的地下水；承压水水质良好，适合于生活饮用。

评价区内地下水水质较差。咸水作为区内地下水资源的背景资源，不宜大量开采。微咸水作为咸水的淡化水，其分布特征与区内故河道的规模、展布方向密切相关，一般呈条带状，具有埋藏浅、分布厚度小、分布不稳定、易变、易受外界影响的特点，其开采开发不易形成规模，有布井距离大、成井深度小、维护困难等特点。根据调查，本项目区处在人烟稀少的荒漠地带，评价区内地下水没有开采利用及规划。

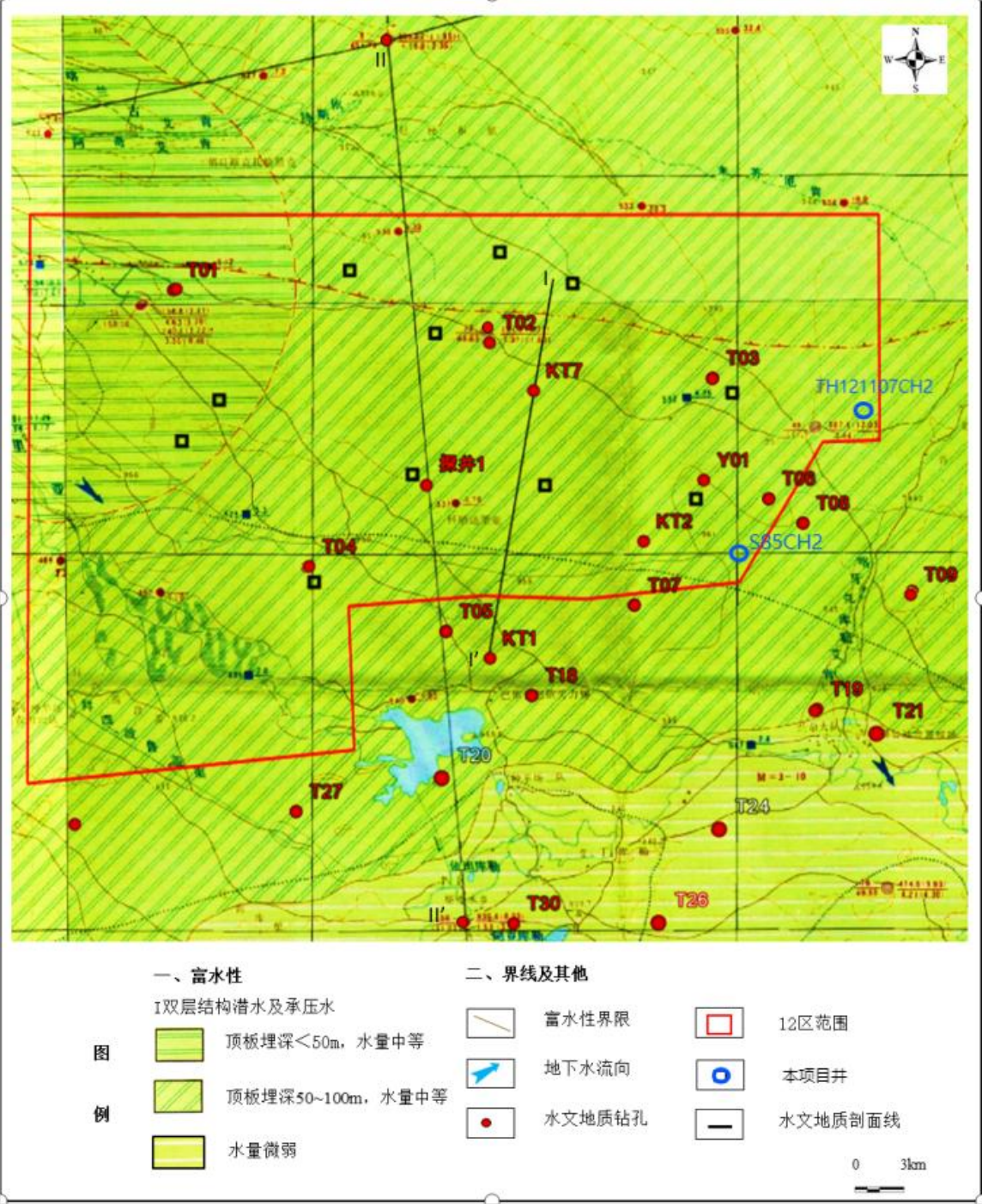


图 5.4-2 塔里木河以北区域水文地质图

(3) 包气带污染现状调查

根据搜集资料,塔河油田区块内包气带岩性主要有:第四系松散岩类粉质粘土、粉土和细砂,第四系包气带厚度 5.1m~11.8m。根据区内已进行过的渗水试验成果,粉质粘土垂直渗透系数 $5.56 \times 10^{-5} \text{cm/s} \sim 1.11 \times 10^{-4} \text{cm/s}$, 粉土垂直渗透系数

$1.67 \times 10^{-4} \text{cm/s} \sim 6.67 \times 10^{-4} \text{cm/s}$ ，细砂垂直渗透系数为 $6.11 \times 10^{-4} \text{cm/s} \sim 8.89 \times 10^{-4} \text{cm/s}$ ，包气带防污性能为“弱”。

根据《中国石化西北油田分公司土壤和地下水环境初步调查报告》中的调查结论，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；总石油烃检测结果浮动相对较大，但是总体均可满足《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。

5.4.2.2 施工期地下水环境影响分析

（1）正常状况下水环境影响分析

本项目侧钻井施工过程中采用下套管注水泥固井完井方式，对含水层进行了封固处理，有效保护地下水层，同时严格要求套管下入深度，可有效控制钻井液在地层中的漏失，减轻对地下水的影响。井深超过 5000m，远超出了项目所在区域地下水含水层深度，正常状况下，不会对地下水产生影响。

施工期废水主要包括钻井废水、压裂返排液、试压废水和生活污水。根据目前油气田钻井实际情况，钻井废水由临时罐体收集，按泥浆体系不同分阶段用于配制钻井液，在钻井期间综合利用，不外排；压裂返排液采取不落地直接排入回收罐中，拉运至阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站处理；管线试压废水为清洁废水，试压完成后用于场地降尘；生活污水排入井场撬装式污水处理站处理达标后，用于生活区、井场及通井路降尘，不外排地表水环境。本项目施工期间无废水直接外排，在严格执行环境保护措施的前提下，项目施工期废水可避免对地下水环境产生不利影响。

（2）非正常状况下水环境影响分析

①井漏事故对地下水环境的影响

非正常状况下，井漏事故对地下水的污染是指在钻井过程中，钻井废水、泥浆漏失于地下含水层中，造成地下含水层水质污染。就钻井液漏失而言，发生在局部且持续时间较短。钻井过程中表层套管（隔离含水体套管）固井变径后，继续钻井数千米到达含油气目的层。在表层套管内提下钻具和钻井的钻杆自重离心力不稳定，在压力下的钻杆转动对套管产生摩擦、碰撞，有可能对套管和固井环状水泥柱产

生破坏作用，使钻井液在高压循环的过程中，从破坏处产生井漏而进入含水层造成污染，其风险性是存在的。

本项目施工单位针对井漏制定有完善的应对措施，钻井过程中一旦发现异常，施工单位将立即停钻采取堵漏承压、打水泥塞等措施，防止井漏事故的发生，可有效减轻井漏对地下水的影响。井漏事故发生概率较低，本项目钻井液使用清洁无害的钻井泥浆，不含重金属等有毒物质，同时严格要求套管下入深度等措施，可以有效控制钻井液在含水层中的漏失，减轻对地下水环境的影响。

②井喷事故对地下水环境的影响

井喷事故一旦发生，大量的油气喷出井口，散落于井场周围。根据测算，井喷发生后，类比井喷事故现场调查结果，其井喷污染范围为半径 300m，井喷持续时间 2 天，井喷范围内土壤表层可见有蜡状的原油喷散物，井喷的影响范围及影响程度较大。但从事故井区土壤剖面分析，井喷事故后石油类污染物主要聚集在土壤剖面 1m 以内，石油类污染物很难下渗到 2m 以下，项目所在区域地下水埋深大于 1m，同时及时将原油喷散物集中收集，由有危废处置资质的公司接收处置。因此非正常状况下井喷对区域地下水影响可接受。

5.4.2.3 运营期地下水环境影响分析

(1) 正常状况下水环境影响分析

①废水对地下水影响分析

运营期废水污染源主要为采出水和井下作业废水，污染物主要为石油类。根据前文 5.4.1 节，本项目运营期产生的采出水、井下作业废水均得到妥善处置，不外排，正常情况下不会对地下水产生影响。

②落地油对地下水影响分析

本项目在修井及采油气等过程中都可能产生落地油。根据西北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。西北油田分公司要求各作业队伍在作业过程中尽可能避免落地油的产生，落地油一旦产生须及时、彻底进行回收，在措施落实、管理到位的前提下，可最大限度减少落地油量，故落地油对开发区域地下水的影响很小。

③集输管道对地下水影响分析

本项目输送管线是全封闭系统，集输管线采用柔性复合管，采取严格防腐防渗措施。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。

④采油井场

本项目正常状况下，井口区采取严格的防渗，定期开展井筒完整性检查，不会对区域地下水环境产生污染影响。

综上，正常状况下，本项目在运营期，建设方严格按照拟定的环保措施进行的情况下，可对废水进行妥善处置，对水环境的影响很小。

(2) 非正常状况

油田工程生产过程中，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；自然灾害引起的油田污染事故；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，对油田区地下水体均可能产生污染的风险。

油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）

污染物沿着裂隙或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油（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，发生油水串层，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、裂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 I 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、评价区内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

油井套管发生泄漏，采出液中污染物主要有石油类等污染物。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，特别是泄漏点的连续泄漏，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油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 5.4-2。

表 5.4-2 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	0.024 m/d	地下水的平均实际流速 u= KI /n，评价区内含水层主要岩性为细砂，根据导则中附录 B，细砂渗透系数为 5~10m/d，本次评价取 10m/d，根据《塔河油田水文地质普查报告》等历史水文地质勘察报告，区内地下水基本处于停滞状态，水力坡度很小，为 0.2‰~0.8‰，本次预测取水力坡度最大值为 0.8‰。
2	D _L	纵向弥散系数	0.24m ² /d	D _L =aL u，aL 为纵向弥散度。参考前人的研究成果，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	33.6%	依据《水文地质手册》（第二版）中表 2-3-2 及区内已有勘察资料，细砂孔隙度为 0.42，而根据以往生产经验，有效孔隙度一般比孔隙度小 10%~20%，因此本次取有效孔隙度 n=0.42×0.8=0.336。
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，泄漏了不同天数（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 5.4-3、表 5.4-4，图 5.4-3。

表 5.4-3 污染物在潜水含水层中的浓度迁移预测结果（情景 1）

污 染 物	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）
石 油 类	0	18.000	0	18.000	0	18.000
	5	10.600	20	13.300	30	17.400
	10	4.250	40	5.900	60	14.900
	15	1.110	60	1.360	90	10.200
	23	0.049	80	0.151	120	4.990
	26	0.011	88	0.049	150	1.630
	30	0.001	99	0.010	180	0.342
	35	0.000	120	0.000	209	0.050
	40	0.000	140	0.000	229	0.010
	45	0.000	160	0.000	270	0.000
	50	0.000	180	0.000	300	0.000

表 5.4-4 预测结果统计表（情景 1）

污 染 物	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	23	26	无
	1000d	88	99	无
	3650d	209	229	无

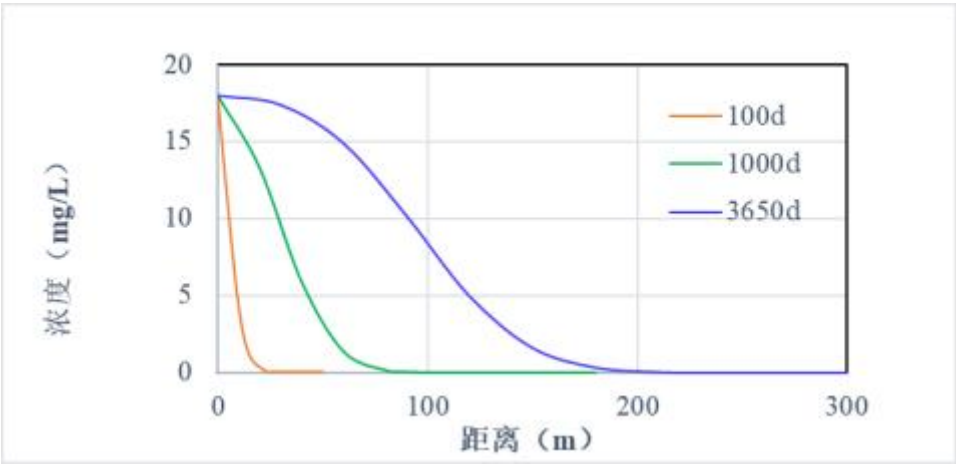


图 5.4-3 发生泄漏后石油类污染物浓度变化趋势图（情景 1）

根据以上预测结果,在本次设定的预测情形下:预测期间,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 23m、88m、109m,影响距离分别为 26m、99m、229m。影响范围内均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。因此,为预防污染的发生和污染源的形,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(泄漏)

地面及包气带污染物沿着松散的孔隙下渗至含水层致使地下水污染的方式称渗透污染。本项目可能产生的渗透污染主要是井喷、集输管线泄漏、落地油渗漏等,都是通过包气带渗透到潜水含水层而污染地下水的。包气带厚度愈薄,透水性愈好,就愈造成潜水污染,反之,包气带愈厚、透水性愈差,则其隔污能力就愈强,则潜水污染就愈轻。

当区域地层压力增大,就可能引发井喷事故。管线与法兰连接处、管线泄漏事故会导致浅部隐蔽性污染源的产生,泄漏的油品下渗而可能导致地下水污染风险的发生。发生泄漏的原因有如下几种:误操作、机械故障、外力作用和腐蚀等,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。泄漏事故会导致浅部隐蔽性污染源的产生,泄漏的油品下渗而可能导致地下水污染风险的发生。

通常泄漏事故对地下水环境的影响程度主要取决于原油的物理性质、泄漏方式、多孔介质特征及地下水位埋深等多种因素。由于管线泄漏事故为短期大量排放,污染物的泄漏以地表扩展为主,一般能及时发现,并可很快加以控制,石油烃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,对地下水环境一般不易产生不利影响。

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

为了评价污染物入渗对评价区内地下水水质的影响,故本次地下水环境影响预测采用解析法,针对石油类污染物进入含水层后的运移进行重点预测、评价。

①预测情景

根据区域水文地质条件，地下水类型主要为第四系潜水含水层。当泄漏量很大时，石油类污染物可能通过包气带进入潜水中，影响潜水水质。污染物泄漏为非连续排放，泄漏后一般可及时发现泄漏状况并截断，排放时间在时间尺度上设定为短时泄漏，泄漏时长最多按 1d 计。考虑最不利情况，按渗漏的污染物穿透包气带污染地下水，不考虑污染物的吸附、生物降解、化学反应等因素。

②预测方法

本次评价采用解析法对地下水环境影响进行预测。

③预测模型

污染物在浅层含水层中的迁移，可将预测情形概化为一维短时泄漏点源的水动力弥散问题。在模型计算中，对污染物的吸附、挥发、生物化学反应均不予以考虑，对模型中的各项参数均予保守性估计。

$$c = \frac{c_0}{2} \left[\operatorname{erfc} \left(\frac{x - ut}{2\sqrt{D_L t}} \right) - \operatorname{erfc} \left(\frac{x - u(t - t_0)}{2\sqrt{D_L (t - t_0)}} \right) \right]$$

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。

④预测参数及因子

本次评价水文地质参数主要通过收集项目所在区域的成果资料及经验参数来确定。石油类因子是油田开采污染检测项的特征污染物。因此，本次影响预测以石油类进行预测。具体见表 5.5-3。

⑤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，石油类在预测情景下，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 5.4-5、表 5.4-6，图 5.4-4。

表 5.4-5 石油类污染物在潜水含水层中的浓度迁移预测结果（情景 2）

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	0.012	0	0.002	0	0.000
5	0.036	10	0.005	20	0.001
10	0.035	20	0.007	40	0.002
15	0.017	30	0.01	60	0.003
18	0.01	40	0.008	80	0.004
25	0.001	50	0.006	100	0.004
30	0.000	60	0.004	120	0.004
35	0.000	70	0.002	140	0.002
40	0.000	80	0.001	160	0.001
45	0.000	90	0.000	180	0.001
50	0.000	100	0.000	200	0.000

表 5.4-6 预测结果统计表（情景 2）

预测因子	预测时间	超标距离（m）	影响距离（m）	影响范围内居民 饮用水井
石油类	100d	0	18	无
	1000d	0	30	无
	3650d	0	0	无

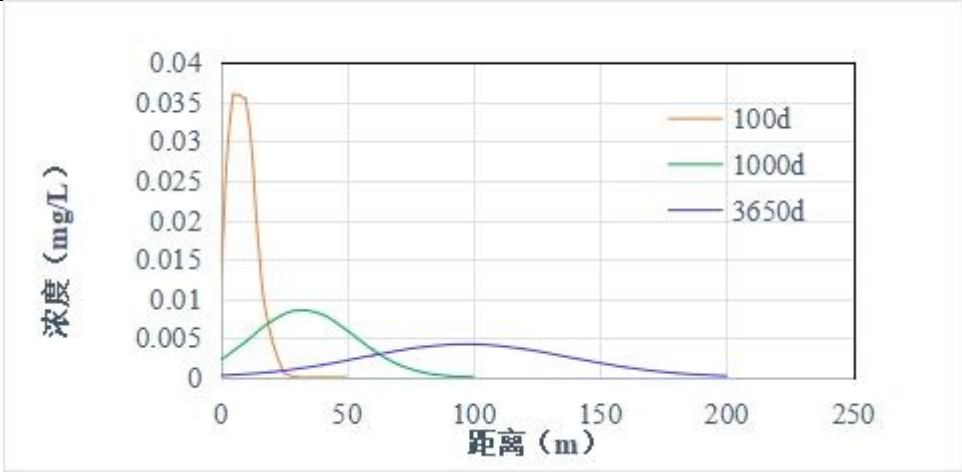


图 5.4-4 发生泄漏后石油类污染物浓度变化趋势图（情景 2）

根据以上预测结果，在本次设定的预测情形下：当泄漏发生后，在预测期间，随着距离的增加，石油类在含水层中在水动力弥散作用下，沿地下水流向运移，污染物的浓度呈先增大后减小的趋势；随着泄漏后的时间的增加，影响范围呈增加趋势。在本次预测情景下的泄漏对地下水环境的影响很小。石油类浓度在预测 100d、

1000d、3650d 时地下水最大影响距离约 18m、30m、0m，故在处理及时的短时泄漏预测情境下对该地区地下水影响较小。

井场、集输管道等必须采取必要的防渗、防渗措施，在非正常状况下，由于项目区地下水循环条件差，径流、排泄基本处于停滞状态，因此，泄漏对地下水环境产生的影响非常有限，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石油类物质，并加强后期污染治理和跟踪监测，尽量避免泄漏污染到周边区域内的地下水。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。

5.4.4 退役期水环境影响分析

当油井开发接近尾声时，各种机械设备将停止使用，进驻其中的油田开发工作人员将陆续撤离油田区域。油井停采后将进行一系列清理工作，包括地面设施拆除、封井、井场清理等。

5.4.5 小结

(1) 施工期产生的钻井废水全部采用泥浆不落地技术收集处置，正常情况下，不会对周边水环境产生影响；钻井采用了套管，采取固井措施，有效防止了钻井液漏失污染地下水。

(2) 运营期的采出水依托塔河油田二号联合站采出水处理系统处理，达标采出水回注油层，剩余处理能力可满足本项目需求。

(3) 在正常状况下，本项目产生的废水不外排，在设计、施工和运行时，严把质量验收关，杜绝因管道材质、制管、防腐涂层、焊接缺陷及运行失误而造成泄漏。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；在非正常状况下，在及时采取水污染应急控制措施后，本项目对水环境的影响属可接受范围。

5.5 固体废物影响分析

5.5.1 施工期固体废物影响

本项目在施工期产生的固体废物主要包括：钻井泥浆、钻井岩屑、施工废料、废机油、废烧碱包装袋、撬装式污水处理站产生污泥以及施工人员生活垃圾。

（1）钻井泥浆

本项目侧钻井使用水基聚磺体系泥浆，泥浆在井口采用“振动筛+除砂器+处理器+离心分离机”分离岩屑后，进入泥浆罐循环使用。工程泥浆使用过程中根据地层情况循环使用，泥浆钻井结束后回收，由罐车拉走用于下一口钻井使用。本项目产生泥浆总计 610m³，其中，磺化泥浆约为 420m³，油基泥浆约为 190m³。

（2）钻井岩屑

钻井期内产生的岩屑总计 399m³，其中，磺化岩屑约为 292m³，油基岩屑约为 107m³。根据目前西北油田分公司钻井工程的要求，钻井采用泥浆不落地系统，钻井期钻井岩屑随泥浆一同进入泥浆不落地系统，采用泥浆不落地技术在井场进行固液分离，分离后的液体回用于钻井液配备，分离后的固相经检测满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）中综合利用污染物限值要求，同时石油烃满足《土壤环境质量建设用土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中表 2 第二类用地风险筛选值后，用于铺垫油区内的井场、道路等。一次处理后检测不合格，现场进行二次处理，达标后用于铺垫油区内的井场、道路等。磺化油基岩屑随泥浆一同进入油基泥浆不落地系统在井场进行固液分离，液相回用于钻井，固相使用专用罐收集后，拉运至塔河油田绿色环保工作站的含油污泥处理系统处置。

（3）施工废料

施工废料主要包括管材边角料、焊接作业中产生的废焊渣等。根据类比调查，施工废料产生量约为 1.48t。施工废料应首先考虑回收利用，不可回收利用部分收集后定期由库车绿能环保科技有限公司清运处置。

（4）撬装式污水处理站产生污泥

撬装式污水处理站处置过程中产生的污泥经污泥脱水装置，脱到 60%含水率后，由库车绿能环保科技有限公司拉运处置。撬装式污水站污泥产生量为 0.4t。

（5）生活垃圾

本项目施工期施工人员产生的生活垃圾为 16t，现场集中收集后定期由库车绿能环保科技有限公司清运处置。

（6）废机油

钻井施工过程中机械检修时会产生少量废机油，检修期间地面应铺设防渗膜，采用钢制铁桶收集后暂存于撬装式危废暂存间中，防止废机油落地污染土壤和地下水。本项目废机油产生量为 1.6t，废机油采用桶装密闭收集暂存于撬装式危废暂存点，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。

（7）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。本项目废烧碱废包装袋产生量为 0.8t，施工单位及时回收烧碱废包装袋，暂存于钻井井场撬装化危废暂存点，施工结束后委托具有危废处置资质的公司接收处置。

（8）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，本项目废防渗材料产生量为 3.2t，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。

钻井期间考虑到危险废物转运期间的的时间间隔，钻井场地应设置撬装式危险废物临时贮存点，其建设严格按照《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）的相关要求建设。危险废物转运过程中由专用运输车辆进行运输、转移，按照危险废物收集贮存运输技术规范（HJ2025-2012），并严格按照《危险废物转移管理办法》，对危险废物实行全过程管理。具体措施详见固体废物污染防治措施章节。

本工程开挖土方主要为新建管线管沟开挖产生土方，回填土方主要为管沟回填，可以做到“取弃平衡”。综上所述，工程施工期固体废物均能妥善处置，对环境的影响较小。

5.5.2 运营期固体废物影响

5.5.2.1 危险废物产生种类及数量

本项目运营期产生的危险废物主要有落地油、清管废渣、废防渗材料、废润滑油等。

（1）落地油

落地油主要来自突发环境事件和井下作业等，属于 HW08 类危险废物（废物代码：071-001-08）。本项目井下作业时带罐作业，防止产生落地油，井口排出物

全部进罐，做到原油 100%回收，本项目产生的落地油量为 0.05t/a。落地油不在施工井场储存，直接在作业施工现场由施工人员回收至罐车内，罐车采用密闭的专用罐车，由阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站进行无害化处理。

（2）清管废渣

清管废渣中含有少量管道中的油，属于《国家危险废物名录》（2021 本）HW08 类危险废物（废物代码：251-008-08），间歇产生，废渣量约 8.5kg/次（0.004t/a），由阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站进行处理。

（3）废防渗材料

废防渗材料主要在修井作业过程中产生。本项目产生废弃防渗布最大量约 0.5t/a，危废代码为 HW08900-249-08。井下作业施工结束后，由施工单位将废弃的含油防渗布集中收集，委托持有危险废物经营许可证的单位接收处置，拉运过程中资质单位应使用专车、按照指定的拉运路线。

（4）废润滑油

废润滑油主要是井下作业和采油过程中机械设备维修中产生的，本项目运营期井下作业或机械维修中废润滑油产生量约 0.05t/次，属于危险废物 HW08（废物代码：900-214-08），交由有危废处置资质单位进行处置。

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进行收集的情况下，对环境的影响很小。

（2）危废运输过程影响分析

①内部运输

本项目运营期产生的固体废物采用专用容器收集后就近运至西北油田分公司采油四三厂二号联合站内已建暂存点贮存。危险废物内部转运作业应采用专用的工具，并填写内部转运记录表，转运结束后对路线进行检查和清理，确保无危险废物遗落在内部运输路线上。正常情况下危险废物产生散落、泄漏的可能性较小，不会对周围环境产生明显不利影响。万一发生散落或泄漏，应及时对散落物进行收集、清理，减轻污染影响。

②外部运输

本项目运营期产生的危险废物最终交由有相应资质的单位进行运输、处置。本工程运营单位、危险废物承运单位以及危险废物处置单位应按要求填写危险废物转移联单,承运单位应按照危险废物污染防治和危险货物运输相关规定运输危险废物,记录运输轨迹,防范危险废物丢失、包装破损、泄漏或者发生突发环境事件。

(3) 危险废物的处置

本项目运营单位应对处置单位的主体资格和技术能力进行核实,依法签订书面合同,并在合同中约定利用、处置危险废物的污染防治要求及相关责任,合同期内及时了解接收人贮存、利用或者处置相关危险废物情况,确保本项目运营期产生的危险废物得到妥善处置,避免对外环境产生不利影响。

本项目运营期产生的危险废物均可得到妥善处置,在严格落实《危险废物收集贮存运输技术规范》(HJ2025-2012)、《危险废物贮存污染控制标准》(GB18597-2023)、《危险废物转移管理办法》等的要求的前提下,不会对外环境产生明显不利影响。

5.5.3 退役期固体废物影响

本项目服务期满后,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;不可回收利用的一般工业固体废物拉运至当地建筑垃圾填埋场妥善处理。

5.5.4 固体废物影响评价小结

本项目施工期、运营期和退役期产生的固体废物能够通过有效的途径得到较好地处置,对评价区环境影响较小。

5.6 土壤环境影响分析

5.6.1 施工期土壤环境影响分析

施工期对土壤质量的影响主要为人为扰动、车辆行驶和机械施工、各种废弃物污染影响。

(1) 钻井作业对土壤环境的影响

本项目施工期施工占地,将对地表土壤产生破坏性影响,如钻井井场等占地,以及堆积、挖掘、碾压、践踏等均改变原有的土壤结构。油田施工期间,占地都将

改变原有土壤的理化性质和土壤结构，使原有土壤结构和性状难以恢复。但是施工期对土壤的影响程度轻，影响特征是部分可逆，影响时间为短期。

①钻井作业对土壤环境的影响

本项目部署侧钻井 16 口，钻井作业均采用“泥浆不落地系统”对废弃泥浆和岩屑进行收集处置，对土壤的环境影响轻微。

②固体废物对土壤的影响

本次钻井施工作业采用“钻井废弃物不落地达标处理技术”，钻井过程中的钻井液采用不落地技术处理，分离出的液相继续回用于钻井，待钻井工程结束后由供应商回收或带至下一个钻井井场继续使用，无废水及废弃钻井液外排；钻井岩屑采用不落地系统进行处理，处理后的岩屑必须满足《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，同时石油烃满足《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中表 2 第二类用地风险筛选值后，方可用于铺设通井路、铺垫井场基础材料。

（2）地面工程施工对土壤环境的影响

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

本项目管道工程管道施工作业带宽度控制在 7m 范围内，施工带内的土壤均会受到严重扰动和破坏。在施工作业带以外的直接影响区域表现为施工活动中施工机械、车辆碾压、施工人员践踏等对土壤的扰动，改变土壤的紧密度和坚实度，可能造成土壤板结。由于植被被毁，土壤表面压实，土壤板结，通透性差，使土壤水量降低，同时加剧了土壤的蒸发作用，导致盐碱化加重。井场和管道的施工场地、临时施工营地等都存在这种影响。

（3）水土流失影响分析

油田工程建设对当地水土流失影响的方式包括扰动、损坏、破坏原地貌、地表土壤结构及植被。项目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。施工期施工车辆对地表的大面积碾压，使所经过地段的植被和地表结构遭到不同程度的破坏，使风蚀荒漠化的过程加剧；在地面构筑物建设中，最直接而且易引起水土流失的是施工过程中使影响范围内的地表保护层变得松散，增加风蚀量。本项目建设内容主要为钻井工程、管线等工程的建设等。临时占地范围内的土壤地表表层遭到破坏，下层的粉细物质暴露在地层表面，在风力的作用下，

风蚀量会明显加大，这种影响在短时间内不会完全恢复。但随着时间的推移，风蚀量会随着地表新保护层的逐渐形成而减弱。永久占地范围内的地表彻底改变，地表经过砾石铺垫或者其他硬化措施，风蚀量很少，不易发生水土流失。

5.6.2 运营期土壤环境影响分析

5.6.2.1 土壤环境影响识别

(1) 项目类型

本项目属于陆上石油开采项目，根据导则附表 A.1，采油井场建设属于 I 类项目，单井采油管线建设属于 II 类项目。

(2) 影响类型及途径

本项目所处区域属于盐化严重的区域，本工程土壤影响类型同时属于污染影响型和生态影响型。

本项目废水主要为采出水和井下作业废水，未向外环境排放污水，不会造成废水地面漫流影响；非正常状况井场管线连接处出现泄漏，可能通过垂直入渗的形式对土壤造成影响。

本项目井场及管道敷设过程中，不会造成区域土壤盐化、酸化、碱化，但管沟开挖过程中会对区域局部土壤造成扰动，导致土壤中盐分含量与周边区域不一致，在后续的自然恢复过程中，扰动区域受雨水、风沙作用将逐步与周边区域土壤保持一致。同时，本项目集输管线中采出液盐分含量较高，当出现泄漏时，采出液中的盐分将进入表层土壤中，遗留在土壤中，造成区域土壤盐分含量升高。

本项目土壤影响类型与途径见表 5.6-1。

表 5.6-1 建设项目土壤环境影响类型与影响途径表

不同时段	污染影响型				生态影响型			
	大气沉降	地面漫流	垂直入渗	其他	盐化	碱化	酸化	其他
建设期	-	-	-	-	-	-	-	√
运营期	-	-	√	-	√	-	-	-
退役期	-	-	-	-	-	-	-	-

注：在可能产生的土壤影响类型处打“√”，列表未涵盖的可自行设计。

(3) 影响源及影响因子

① 污染影响型

本工程输送介质为油气混合物，管线连接处破裂时，油类物质可能会下渗到土壤中，造成一定的影响。因此本评价选取石油烃作为代表性污染物进行预测。本工程土壤环境影响源及影响因子识别结果参见表 5.6-2。

表 5.6-2 污染影响型建设项目土壤环境影响源及影响因子识别表

污染源	工艺流程	污染途径	特征因子	备注
输油管线	密闭集输	垂直入渗	石油类	事故工况

②生态影响型

考虑最不利情况，单井集输管道破裂导致其中高含盐液体进入表层土壤中，造成土壤中盐分含量有一定程度的升高。本次评价选择盐分含量作为代表性因子进行预测，见表 5.6-3。

表 5.6-3 生态影响型建设项目土壤环境影响源及影响因子识别表

污染源	工艺流程	污染途径	特征因子	备注
单井集输管道	密闭集输	漫流	盐分含量	事故工况

5.6.2.2 现状调查与评价

(1) 调查范围

根据《环境影响评价技术导则土壤环境（试行）》(HJ964-2018)，土壤污染影响型现状调查范围为各井场边界外扩 1km 及管线边界两侧外扩 200m 范围；土壤生态影响型现状调查范围为各井场外 5km 及管线边界两侧外扩 200m 范围。

(2) 敏感目标

本项目将井场 1km 范围及管线两侧 200m 范围作为土壤环境（污染影响型）保护目标。工程所在区域土壤盐分含量较高，将井场外延 5km 范围及管线两侧 200m 范围的土壤作为土壤环境（生态影响型）保护目标。

(3) 土壤类型

根据现场调查结果，项目占地范围内土壤类型主要为草甸土和风沙土。

(4) 土地利用历史

根据调查，项目区域建设之前均为未利用地，目前局部区域已受到油田开发的扰动和影响逐步变更为以油气开采为主要功能的建设用地。

(5) 土壤理化性质调查

土壤理化性质调查详见 4.4.2 章节。

5.6.2.3 土壤环境影响评价

(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。本工程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。

(2) 非正常工况下土壤环境影响分析

①污染影响型

综合考虑本工程土壤污染特性及土壤特征，本次评价为事故状况下，集输管线出现破损泄漏的石油烃对土壤垂直下渗的污染。

a.垂直入渗土壤预测模型

根据《环境影响评价技术导则土壤环境(试行)》(HJ964-2018)附录 E 中预测方法对本工程垂直入渗对区域土壤环境影响进行预测，预测公式如下：

(1)一维非饱和溶质垂向运移控制方程：

$$\frac{\partial(\theta c)}{\partial t} = \frac{\partial}{\partial z} \left(\theta D \frac{\partial c}{\partial z} \right) - \frac{\partial}{\partial z} (qc)$$

式中：c--污染物介质中的浓度，mg/L；

D--弥散系数，m²/d；

q--渗流速度，m/d；

z--沿 z 轴的距离，m；

t--时间变量，d；

θ-土壤含水率，%。

(2)初始条件

$$c(z, t) = 0 \quad t = 0, L \leq z < 0$$

(3)边界条件

第一类 Dirichlet 边界条件：

①连续点源：

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

②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：

$$-\theta D \frac{\partial c}{\partial z} = 0 \quad t > 0, z = L$$

b.预测参数选取

根据现场土壤采样及水文地质调查结果，本项目对 TH10298CH 井场进行预测，预测模型参数取值见表 5.6-4。

表 5.6-4 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 (m²/d)	土壤容重 (kg/m³)
砂土	1.2	0.717	0.55	11.6	1	1.2×10³

根据工程分析，本评价选取集输管线出现破损泄漏过程中，油品中的石油烃对土壤环境的影响。

表 5.6-5 土壤预测源强表

渗漏点	污染物	浓度 mg/L	渗漏特征
泄漏油品	石油烃	850000	瞬时

c.土壤污染预测结果

非正常工况下，采油树管线连接和阀门处出现破损泄漏、集输管线穿孔发生泄漏后，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，以泄漏原油进行预测，即泄漏浓度为原油密度），预测时间节点分别为， T_1 : 1d, T_2 : 3d, T_3 : 10d, T_4 : 20d。

石油烃沿土壤迁移模拟结果如图 5.7-1 所示，预测结果见表 5.7-6。

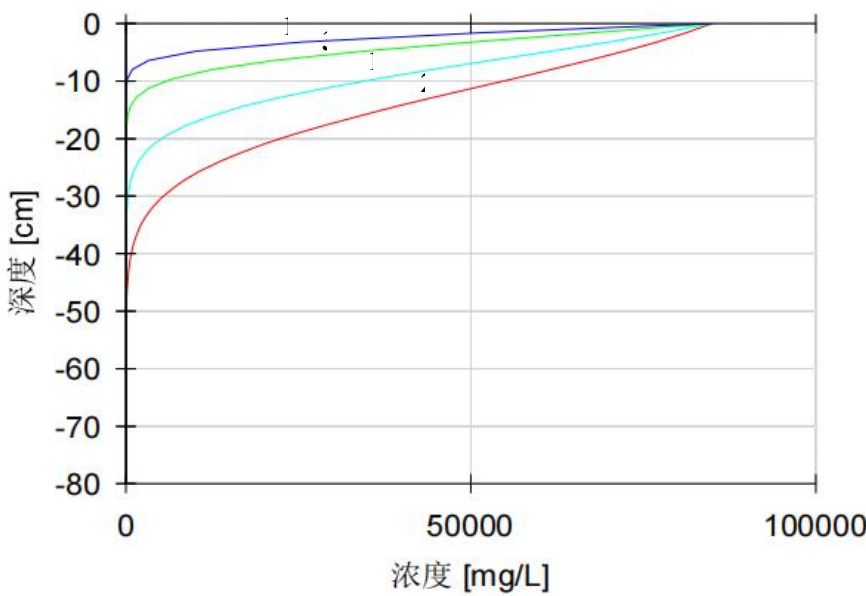


图 5.6-1 石油烃在不同水平年沿土壤垂向迁移情况

表 5.6-6 土壤预测情况表

序号	预测时间/d	污染深度/cm
1	1	10
2	3	18
3	10	30
4	20	50

由土壤模拟结果可知，入渗 20 天后，污染深度为 50cm，整体渗漏速率较慢。根据调查可知，在纵向上石油的渗透力随土质有很大的差别，质地越粗，下渗力越强。落地油一般富集在 0-20cm 的土层中，石油在土表的蒸发量与时间呈负指数相关。落地油积存于表层会影响表层土壤通透性，影响土壤养分的释放，降低土壤动物及微生物的活性，使土壤的综合肥力下降，最终影响植物根系的呼吸作用和吸收作用。

项目区土壤监测点各监测因子监测值均低于《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。同时根据土壤垂直入渗预测结果可知石油烃在土壤中随时间不断向下迁移，石油烃主要积聚在土壤表层 50cm 以内，其污染也主要限于地表，土壤底部石油烃浓度未检出。

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

②生态影响型

考虑事故状态下，单井集输管道破裂后，采出液进入表层土壤中，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采出液量为 5m³；根据区块地层水物性表可知，采出水中的氯根浓度为 178950mg/L，则估算进入土壤中的盐分含量为 $=5 \times 178950 \times 58.5 \div 35.5 = 1474447.2\text{g}$ 。

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/m³；

A -预测评价范围，m²；

D -表层土壤深度，一般取 0.2m，可根据实际情况适当调整；

n -持续年份，a。

2) 单位质量土壤中某种物质的预测值

$$S = Sb + \Delta S$$

S -单位质量土壤中某种物质的预测值，g/kg；

Sb -单位质量土壤中某种物质的现状值，g/kg。

项目所处区域气候干燥，年降雨量较小，项目考虑最不利情况， L_s 和 R_s 取值均为 0，预测评价范围为以泄漏点为中心 100m×100m 范围，表层土壤容重根据区域土壤理化特性调查取值为 1.2×10³kg/m³，根据区域土壤盐分监测结果，单位质量表层土壤（0.2m）中盐分含量的现状值最大为 19.4g/kg。预测年份为 1a（365 天）。

根据上述计算结果，在 365 天内，单位质量土壤中盐分含量的增量为 0.61g/kg，叠加现状值后的预测值为 20.01g/kg。

从预测结果可知，发生泄漏后，导致泄漏点周边区域土壤中盐分含量有所升高，但在发生泄漏后，油田公司会按照要求将泄漏点周围区域土壤进行清理，且随着雨水淋溶，区域土壤中增加的盐分含量将逐渐降低直至恢复至平均水平。

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

5.6.3 小结

本项目采用密闭集输的生产方式，一旦发生原油泄漏，均可及时发现并进行处理。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。如果发生原

油泄漏等事故，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同时根据环境风险分析可知，本工程风险潜势很低，发生泄漏事故的可能性很小，在做好源头控制、过程防控等措施的前提下，对土壤环境影响可接受。

5.6.4 土壤环境影响自查表

本项目土壤环境影响评价自查表，见表 5.6-5。

表 5.6-5 土壤环境影响评价自查表

	工作内容	完成情况				备注
影响识别	影响类型	污染影响型 ☐ ；生态影响型 ☐ ；两种兼有 ☒				
	土地利用类型	建设用地 ☒ ；农用地 ☒ ；未利用地 ☐				土地利用类型图
	占地规模	(0) hm ²				不新增永久占地
	敏感目标信息	敏感目标（占用灌木林）、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	I类 ☒ ；II类 ☐ ；III类 ☐ ；IV类 ☐				
	评价工作等级	敏感 ☒ ；较敏感 ☐ ；不敏感 ☐				
现状调查内容	资料收集	一级 ☒ ；二级 ☐ ；三级 ☐				
	理化特性					同附录 C
	现状监测点位		占地范围内	占地范围外	深度	点位布置图
		表层样点数	5	6	20cm	
		柱状样点数	5	/	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				
现状	评价因子	石油烃等				
	评价标准	GB15618（；GB36600（；表 D.1 ☐ ；表 D.2 ☐ ；其他				

评价	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		
	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
		4	石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）	1 次/年
	信息公开指标	石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）		
评价结论		项目区占地范围主要土壤类型是风沙土和草甸土。油田开发对土壤影响，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，运营期一般影响较小。		

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。

5.7 环境风险评价

5.7.1 评价依据

根据 2.6.8 章节关于环境风险评价等级的判定结果，本项目 $Q=0.96326$ ， $Q<1$ ，判断项目风险潜势为 I，根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）相关要求，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。

5.7.2 环境敏感目标概况

据现场调查，本项目环境敏感目标见表 2.8-1。

5.7.3 环境风险识别

5.7.3.1 危险物质风险识别

本项目涉及的主要风险物质为原油、伴生气、硫化氢，存在于集油管线、燃料气管线及掺稀管线内。风险物质危险特性见表 5.7-1。

表 5.7-1 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	集油管线、燃料气管线

2	硫化氢	有毒气体，易燃气体	集油管线
3	原油	可燃液体	集油管线、掺稀管线

(1) 原油

原油理化性质及危险危害特性详见表 5.7-2。

表 5.7-2 原油理化性质、危险危害特性及防护措施表

化学品名称	化学品中文名称	原油
	化学品英文名称	Grudloil
组成/组分信息	烷烃、环烷烃、芳香烃和烯烃等多种液态烃的混合物。主要成分是碳和氢两种元素，分别占 83~87%和 11~14%；还有少量的硫、氧、氮和微量的磷、砷、钾、钠、钙、镁、镍、铁、钒等元素。	
危险特性	危险性类别：第 3.2 类中闪点液体。侵入途径：吸入、食入、经皮吸收。健康危害：液体有强烈刺激性。食入可引起恶心、疼痛和呕吐，引起黏膜水肿和溃疡症状，包括口腔和咽喉灼烧感；较大的剂量可引起恶心、呕吐、麻醉、无力、头晕、呼吸表浅、腹痛、抽搐和意识丧失；可引起心律失常、室颤和心电图改变；可发生中枢神经系统抑制。眼睛接触本品可引起刺激，长期接触引起炎症。皮肤长期或持续接触液体可引起脱脂，伴随干燥、破裂、刺激和皮炎。蒸汽对上呼吸道有刺激性。高温时吸入伤害加重。吸入高浓度蒸气的急性影响是肺部刺激症状，包括咳嗽伴有恶心；中枢神经抑制表现为头痛、头晕、兴奋、视力模糊、反应迟钝、疲乏和共济失调。长时间暴露于高浓度蒸气中可导致麻醉、神志不清，甚至昏迷和死亡。吸入高浓度的油雾可引起油性肺炎。慢性影响：长时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	

存	所严禁吸烟。使用防爆型的通风系统和设备。防止蒸气泄漏到工作场所空气中。避免与氧化剂接触。灌装时应控制流速，且有接地装置，防止静电积聚。在清除液体和蒸气前不能进行焊接、切割等作业。搬运时要轻装轻卸，防止包装及容器损坏。配备相应品种和数量的消防器材和泄漏应急处理设备。倒空的容器可能残留有害物。 储存注意事项：储存于阴凉、通风的库房。远离火种、热源。库温不宜超过 30℃，保持容器密封。应与氧化剂分开存放，切忌混储。采用防爆型照明、通风设备。禁止使用易产生火花的机械设备和工具。储区应备有泄漏应急处理设备和合适的收容材料。			
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；生产过程密闭，加强通风；提供安全淋浴和洗眼设备。 呼吸系统防护：一般不需要特殊防护，高浓度接触时可佩戴过滤式防毒面具（半面罩）。 眼睛防护：一般不需要特殊防护，但建议在特殊情况下，戴化学安全防护眼镜。 身体防护：穿防静电工作服。 手防护：戴一般作业防护手套。 其他防护：工作现场禁止吸烟、进食和饮水。工作完毕，淋浴更衣。			
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） 0.7365-1.0724g/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得生物降解性。 生物富集或生物积累性：/。 其他有害作用：温室气体。应特别注意对地表水、土壤、大气和饮用水的污染。			
废弃处置	废弃物性质：危险废物。 废弃处置方法：若本产品成为废品，必须由取得许可证的专业工厂进行处理。 废弃注意事项：处置前应参阅国家和地方有关法规。本产品不可排放于下水道，河流，湖泊，大海等。			
运输信息	运输注意事项：环境密封放置，防止热源和日光暴晒，与强氧化剂隔离。			
法规信息	《危险化学品安全管理条例》中华人民共和国国务院令 591 号（自 2011 年 12 月 1 日起施行），中华人民共和国国务院令 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。伴生气的爆炸极限范围为 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症。

A. 甲烷

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 5.7-3。

表 5.7-3 甲烷的危险性和危害特性

毒性及健康危害	接触限值	中国 MAC	未制定标准	
		前苏联 MAC	300mg/m ³	
	侵入途径	吸入		
	健康危害	当空气中甲烷浓度达 25~30%时，可引起头痛、头晕、乏力、注意力不集中、呼吸和心跳加速等，当甲烷浓度更高时，可能使人出现窒息、昏迷等。		
燃烧爆炸危险性	燃烧性	易燃	建筑火险等级	甲
	闪点（℃）	-188	爆炸下限（V%）	5
	自燃温度（℃）	538	爆炸上限（V%）	15
	危险特性	甲烷与空气混合能形成爆炸性混合物，当在爆炸极限范围内遇明火、高热时引起燃烧爆炸；甲烷若遇高热，容器内压增大，有开裂和爆炸的危险；甲烷与氟、氯等发生剧烈的化学反应		

（3）硫化氢

硫化氢为无色、有臭鸡蛋气味的有毒气体，是强烈的神经性毒物，经人体黏膜吸收比皮肤吸收造成的中毒更为迅速。根据硫化氢的毒理学特性可知，硫化氢并不是所有浓度都是瞬间致人死亡，其每个浓度致死时间是不同的。其危险性和危害特性见表 5.7-4。

表 5.7-4 硫化氢对人的生理影响及危害

标识	中文名称：硫化氢			英文名称：Hydrogensulfide			
	危险性类别			易燃、有毒气体			
物化特性	沸点（℃）	-61.8		比重（水=1）			
	饱和蒸汽压（kPa）	无资料		熔点（℃）	-82.9		
	蒸气密度（空气=1）	无资料		溶解性	易溶于水，亦溶于醇类、石油溶剂和原油中		
	外观与气味	无色气体。具有臭蛋气味					
火灾爆炸危险数据	闪点（℃）		爆炸极限	爆炸上限%（V/V）：46.0；爆炸下限%（V/V）：4.0			
	灭火剂	抗溶性泡沫、干粉、二氧化碳、雾状水					
	灭火方法	尽可能将容器从火场移至空旷处。上风向喷水保持火场容器冷却，直至灭火结束。					
	危险特性	易燃，其蒸气与空气可形成爆炸性混合物，遇明火、高热或与氧化剂接触，有引起危险特性燃烧爆炸的危险。与浓硝酸、发烟硝酸发生剧烈反应，易爆炸。其蒸气比空气重，能在较低处扩散到相当远的地方，遇火源会着火回燃。					
反应活性数据	稳定性	不稳定		避免条件			
		稳定	√				
	聚合危险性	可能存在		避免条件			
		不存在	√				
	禁忌物	强氧化剂	燃烧（分解）产物		无资料		
健康危害数据	侵入途径	吸入	√	皮肤	√	口	√
	急性毒性	10	无资料	LC50	大鼠吸入	16000mg/m ³ ，4 小时	
急救措施	吸入：如果吸入本品蒸气或其燃烧物，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。如呼吸停止，立即进行人工呼吸，及时就医。 食入：饮水，禁止催吐。如有不适感，就医。 眼睛接触：立即提起眼睑，用流动清水或生理盐水冲洗 15 分钟，立即就医。眼睛受伤后，应由专业人员取出隐形眼镜。 皮肤接触：立即脱去被污染的衣着，用肥皂水和清水彻底冲洗皮肤。就医。						
急性中毒	职业接触 由于硫化氢可溶于水及油中，有时可随水或油流至远离发生源处,而引起意外中毒事故。硫化氢经黏膜吸收快，皮肤吸收甚少。误服含硫盐类与胃酸作用后产生硫化氢可经肠道吸收而引起中毒。 中毒后的临床表现 硫化氢是一种神经毒剂。亦为窒息性和刺激性气体。其毒作用的主要靶器是中枢神经						

	系统和呼吸系统，亦可伴有心脏等多器官损害，对毒作用最敏感的组织是脑和黏膜接触部位。 硫化氢的急性毒作用靶器官和中毒机制可因其不同的浓度和接触时间而异。浓度越高则中枢神经抑制作用越明显，浓度相对较低时黏膜刺激作用明显。人吸入 70~150mg/m³/1~2 小时，出现呼吸道及眼刺激症状，吸 2~5 分钟后嗅觉疲劳，不再闻到臭气。吸入 300mg/m³/1 小时，6~8 分钟出现眼急性刺激症状，稍长时间接触引起肺水肿。吸入 760mg/m³/15~60 分钟，发生肺水肿、支气管炎及肺炎，头痛、头昏、步态不稳、恶心、呕吐。吸入 1000mg/m³数秒钟，很快出现急性中毒，呼吸加快后呼吸麻痹而死亡。 急性硫化氢中毒一般发病迅速，出现以脑和（或）呼吸系统损害为主的中毒后的临床表现，亦可伴有心脏等器官功能障碍。中毒后的临床表现可因接触硫化氢的浓度等因素不同而有明显差异。			
泄漏 紧急 处理	撤离并进行隔离。根据扩散的影响区域划定警戒区，无关人员从侧风、上风向撤离至安全区。建议应急处理人员戴正压自给式呼吸器，穿防静电服。作业时使用的所有设备应接地。 禁止接触或跨越泄漏物。尽可能切断泄漏源。 防止泄漏物进入水体、下水道、地下室或密闭性空间。 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。用飞尘或石灰粉吸收大量液体。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受限制空间内的易燃性。用防爆泵转移至槽车或专用收集器内。			
/	工程控制	生产过程密闭，全面通风。提供安全淋浴和洗眼设备。		
	呼吸系统防护	空气中浓度超标时，佩戴过滤式防毒面具（半面罩）	身体防护	穿防静电工作服
	手防护	戴橡胶耐油手套	眼防护	戴安全防护眼镜
	其他	工作现场严禁吸烟。工作完毕，淋浴更衣。注意个人卫生。		

根据已掌握的资料，正常情况下，井场周围空气中硫化氢浓度低于我国规定对工作人员生命和健康产生不可逆转的或延迟性的影响的硫化氢浓度，不构成风险物质，但要注意防漏、防喷工作。

5.7.3.2 井场危险性识别

（1）井喷事故风险

井喷为井场常见事故。钻井过程中遇到地下油、水层时，油或水窜进井内的钻井液里，加快了钻井液流动和循环的速度。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。本项目主要为稠油开发，稠油黏性大，需要掺稀、注水或注汽开发等，井喷的可能性很小，但也并非绝对不可能，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

钻井施工表层套管下入深度不够或固井质量不好可能引发污染地下水事故，如油气上窜造成地下水污染，采出液漏失于地下水含水层中，采出液中含石油类，会造成地下含水层水质污染。

5.7.3.3 管道危险性识别

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

5.7.3.4 风险类型识别

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井喷、井漏、油气泄漏、火灾、爆炸等引发的伴生/次生污染物排放。

运营期管线发生破损造成原油泄漏，会污染土壤和大气，泄漏原油有可能通过包气带渗漏进入地下含水层，污染地下水；泄漏的油气，引发周围人员中毒事件，若遇明火，发生火灾、爆炸，污染大气环境。

5.7.4 环境风险分析

5.7.4.1 井喷事故影响分析

在钻井和井下作业时都有可能发生井喷，井喷时的油气流可高达数十米，喷出气体可达几万到几十万立方米，原油可达数百至上千吨，极易发生火灾，造成灾难性的后果。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 $1300\text{mg}/\text{Nm}^3$ ，短时间内严重破坏了局部地区空气质量，另外本项目为油气含油硫化氢，一旦发生井喷，可能会造成硫化氢中毒事件，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。由于井喷具有突发性、意外性和短暂性的特点，井喷会造成短期局部大气环境中污染物超标，但不会对整个评价

区的大气环境质量造成长久的明显的恶化。本项目距离由于项目区人烟稀少，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，本项目部分井周边存在灌丛等生态系统，大量原油泄漏可对井场周边的灌木、林地等产生影响。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，减少对林地等生态系统的影响。

5.7.4.2 井漏事故影响分析

井漏事故主要为钻井过程中钻井液漏失和运营期油水窜层。

井漏事故对地下水的污染是钻井液或者采出液漏失于地下水含水层中，由于钻井液中含 Ca^{2+} 、 Na^{+} 等离子，且 pH、盐分都很多，采出液中含石油类，均会造成地下含水层水质污染。

本项目采用多层套管，表层套管完全封闭各含水层，固井水泥均上返地面，这样，在各含水层与井筒间形成多层套管、水泥环的保护措施，将事故风险降低到最低。

5.7.4.3 对大气环境的影响分析

在管道压力下，加压集输油品泄漏时，油品从裂口流出后遇明火燃烧，发生火灾爆炸事故，燃烧产生的次生 CO 引发周围人员 CO 中毒事件。采出液中硫化氢气体扩散至环境空气中，硫化氢可通过吸入、食入、经皮吸收等方式进入体内，对中枢神经系统有麻醉作用。轻度中毒症状有头晕、头痛、恶心、呕吐、步态不稳、共济失调。高浓度吸入出现中毒性脑病。极高浓度吸入引起意识突然丧失、反射性呼

吸停止，进而可能引发员工硫化氢中毒事件。一旦管道发生泄漏事故，井场内设置有流量控制仪及压力变送器，当检测到压力降速率超 $0.15\text{MPa}/\text{min}$ 时，由 SCADA 系统发出指令，远程自动关闭阀门。由于井场及管道位于灌木林和未利用地，对大气环境影响较小，但如果出现不完全燃烧，则会产生一定量的二氧化碳，污染大气环境。

5.7.4.4 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输油管线泄漏事故。输油管道发生事故时，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：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 $0\text{cm}\sim 10\text{cm}$ 或 $0\text{cm}\sim 20\text{cm}$ 表层土壤中，其中表层 $0\text{cm}\sim 5\text{cm}$ 土壤截留了 90% 以上的泄漏原油。因此，即使发生输油管线泄漏事故，做到及时发现及时处理，彻底清除泄漏油品、被污染的土壤，不会对地下水体环境质量产生大的影响。

5.7.4.5 对土壤环境的影响分析

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

原油发生泄漏时，相当于向土壤中直接注入原油，泄漏的原油进入土壤中后，渗入土壤孔隙，则使土壤透气性和呼吸作用减弱，影响土壤中的微生物生存，造成

土壤盐碱化，破坏土壤结构，增加土壤中石油类污染物，造成土地肥力下降，改变土壤的理化性质，影响土壤正常的结构和功能。

运营期管线破裂，将能回收的原油回收，送塔河油田二号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。

5.7.4.6 对植被的影响

油品泄漏对植被的影响主要分为三种途径，一是泄漏石油直接黏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；三是泄漏的原油中的轻组分挥发，在对空气环境产生影响的同时，也对周围植物产生影响；三是油品遇明火，发生火灾、爆炸对植被的影响，本项目分布有公益林、草地，应注意防火，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。

5.7.5 环境风险防范措施

本项目隶属于塔河油田采油二厂管辖。

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。采油二厂于 2024 年 12 月 6 日修编了应急预案，并在阿克苏地区生态环境局库车市分局进行了备案，备案编号：652923-2024-218-M。突发环境事件应急预案适用范围包括：

（1）适用范围是中国石油化工股份有限公司西北油田分公司采油二厂管辖的在内的所有油气设施。

（2）在油气生产区内发生人为或不可抗力造成的废气、废水、固废（包括危险废物）、危险化学品、有毒化学品等环境污染破坏事件。

（3）油气生产区在生产、经营、贮存、运输、使用和处置过程中因有毒有害化学品的泄漏、扩散所造成的突发性环境污染事件。

（4）易燃易爆化学品外泄造成爆炸而产生的突发性环境污染事件。

(5) 油气生产区生产过程中因生产装置、污染防治措施、设备等因素发生意外事故造成的突发性环境污染事故。

(6) 因遭受自然灾害而造成的可能危及人体健康的环境污染事件。

本评价建议将本次建设内容纳入中国石油化工股份有限公司西北油田分公司采油二厂现有突发环境事件应急预案中,对现有突发环境事件应急预案进行必要的完善和补充。

5.7.5.1 钻井、井下作业事故风险预防措施

(1) 设计、生产中采取有效预防措施,严格遵守钻井、井下作业的安全规定,在井口安装防喷器和控制装置,杜绝井喷的发生。

(2) 抓好井场建设,根据气候特点,做好井场的防护规划,钻井泥浆、岩屑一同进入不落地处理系统处理,处理后的液相全部回用于配备钻井液,不外排。待钻井工程结束后由供应商回收或带至下一个钻井井场继续使用。处理后的岩屑满足《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,同时石油烃满足《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)中表2第二类用地风险筛选值后,方可综合利用。

(3) 使用的泥浆参数必须符合钻井地质技术的规定要求。

(4) 在钻开油气层前必须加重泥浆的密度,使泥浆的液柱压力大于地层压力约 3MPa~5MPa,井场的重泥浆储备量必须为井筒容积的 1.5~2 倍,并且还应储备足够量的泥浆加重剂。

(5) 井控操作实行持证上岗,各岗位的钻井人员有明确的分工,并且应经过井控专业培训。在油气层中钻进,每班进行一次防喷操作演习。

(6) 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,井场安装探照灯,以备井喷时钻台照明。

(7) 井下作业之前,在井场周围划分高压区和低压区,高压泵、高压汇管、井口装置等高压设备均布置于高压区内,施工过程中,高压区无关人员全部撤离,并设置安全警戒岗。

(8) 每一次井下作业施工前,必须对高压汇管进行试压,试压压力大于施工压力 5MPa,施工后必须探伤,更换不符合要求的汇管。

(9) 钻井井位的确定尽可能避开冲蚀沟、河床等洪水危险性大的区域。

5.7.5.2 井喷事故的风险防范措施

本项目主要为稠油开发，稠油粘性大，需要掺稀开发，虽然井喷的可能性很小，但也不并非绝对不可能，因此必须高度重视安全生产，要积极采取预防井喷发生的措施：

(1) 由于硫化氢气体的特殊性质，含硫化氢的油田的钻井应做好地质、钻井工程设计中和空气中硫化氢含量的监测，及时得到井喷的预警信息，采取必要手段预防井喷，只要安全钻井才是最好的井喷预防措施。

(2) 在井场醒目处悬挂一份井场周边环境的地图和表格，列示离开井场不同距离范围内的居民点及办公点的地址和联系方式以及公路等其他公共设施。

(3) 建立一份紧急电话联系表，其中应包括钻井队负责人、技术人员或安全管理人员以及上级主管部门应急指挥人和当地管理部门协调人、医院、消防、环境部门的联系电话。

(4) 制定一份翔实的可操作的应急预案，包括医疗保健措施、个人保护设备、人员培训要求、监测、警报与人员撤离等一系列工作详细地列出具体要求，以此保证井场作业人员的生命安全，特别应明确井口喷出的 H_2S 浓度计距井口下风向不同距离监测的 H_2S 浓度，来确定井场周边群众、工作人员的撤离范围。

(5) 应对钻井员工和周边一定范围内的居民或工作人员普及预防 H_2S 中毒，避免伤亡的个人防护知识，以防止事故发生后的人员伤亡。

(6) 项目区周边为公益林，在发生井喷后，无法实施点火，在确保施工人员安全的条件下，可用消防车对天然气防喷口处进行雨喷淋，使天然气中所含的 H_2S 溶解于水中并转变为氢硫酸，降低其毒性，并对氢硫酸进行及时处理，以免污染周边水体。

(7) 发生事故时，要求井场排放清水及处理水全部进入现场事故池，不得随意外排，并立即启动重大环境事件环境应急监测预案，在应急监测人员不受 H_2S 危害影响的前提下，对井场周边大气中的 H_2S 及甲烷浓度进行监控，随时掌握扩散分布情况，以指导对井场周边人员的撤离工作以及安全线的划定工作，同时对周边水系上下游水质设点进行监控（测试项目可确定为：pH、COD、石油类、硫化物和氯化物等主要指示性污染物），掌握水系可能受到污染影响的程度，以便为后

续可能的污染赔偿提供参考，在事件处理过程中，应及时将井场排放清水及处理水全部清运至西北油田分公司油田工程服务中心绿色环保工作站进行处理。

(8) 在人员不受 H_2S 危害影响的前提下，组织人员对井喷喷出的钻井液进行封堵，可截留至现场事故池内，防止其流入井场周边环境敏感区，尽可能减少其危害和影响，在事件处理过程中，应及时将钻井液全部清运至西北油田分公司油田工程服务中心绿色环保工作站进行处理。

(9) 由于井喷和处理井喷的过程中（井喷、压井及恢复正常钻井）产生的污水量较多，为确保事故池能储存所产生的污水，应及时对事故池储存的污水进行处理。若废水产生量较大，又无法对污水进行及时处理，可能造成污水池装满而外溢污染环境时，应及时启动备用事故池，防止污染物的扩散。

(10) 如发生井喷后，大量废水进入河流中，并且废水中油含量较高，应在河流下游处采取措施进行隔除浮油。

(11) 事件处理过程中须执行重大环境事件应急监测预案，重点对井场周边居民区或办公区内的空气中的 H_2S 、 SO_2 、 CO_2 及甲烷浓度进行监控，如果已达到空气质量标准，则可上报相关决策部门下达返回指令，对周边水体及地下水水质进行监测，持续对周边水系上下游水质设点进行监控，掌握水质变化情况，若井场周边水系上下游水质无差异，则可停止此项监测。

(12) 清理井场的各种环境污染物，按分级堆放处理原则进行处置、恢复正常的废水处理工作。

(13) 完成环境应急监测工作报告，对相关环境污染情况进行评估。

(14) 在相关部门的指导下，对相关环境污染损失情况进行赔偿。

(15) 对井喷的环境污染防治工作进行总结。

(16) 日常工作中严格遵守钻井的安全规定，在井口安装有效的井控装置，杜绝井喷的发生；随时观察、定期记录，及时发现溢流、泄漏，并根据多年井喷事故井控装置失灵经验总结，井控作业中的一些错误做法，应尽量避免，杜绝井喷的发生；井场设置明显的禁止烟火标志；井场设备及电器设备、照明灯具符合防火防爆的安全要求，安装探照灯，以备井喷时钻台照明；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；制订应急操作规程，在规程中说明发生井喷事故时应采取的操作步骤；井场设置事故池，按照最大可能性设计，降低环境风险。

井喷及井喷失控事故一旦发生，特别是含 H_2S 气井的井喷及失控，不仅将会造成巨大的经济损失，而且将会造成较严重的环境污染和危害及一定的社会负面影响。须认真贯彻集团公司《石油与天然气钻井井控规定》是十分重要的，特别应按要求执行在发生井喷事故后的抢险方案制订及实施，要把环境保护同时考虑，同时实施，防止出现次生环境事故。

5.7.5.3 硫化氢泄漏的监控与预防措施

(1) 硫化氢监测与安全防护

硫化氢监测与安全防护应按照《含硫油气田硫化氢监测与人身安全防护规程》(SY6277-2005) 和《含硫化氢的油气生产和天然气处理装置作业的推荐做法》(SY/T6137-2005) 要求进行。

①作业人员巡检时应携带硫化氢检测仪，第 1 级预警阈值应设置为 $15\text{mg}/\text{m}^3$ (或 10ppm)，第 2 级报警阈值应设置为 $30\text{mg}/\text{m}^3$ (或 20ppm)，进入上述区域应注意是否有报警信号。

②作业人员在检修和抢险作业时应携硫化氢检测仪和正压式空气呼吸器。

③当监测到空气中硫化氢的浓度达到 $15\text{mg}/\text{m}^3$ (或 10ppm) 时，作业人员应检查泄漏点，准备防护用具，迅速打开排风扇，实施应急程序。

④当监测到空气中硫化氢的浓度达到 $30\text{mg}/\text{m}^3$ (或 20ppm) 时，作业人员应该迅速打开排风扇，疏散人员。作业人员应戴上防护用具，进入紧急状态，立即实施应急方案。

⑤当监测到空气中硫化氢浓度达到 $150\text{mg}/\text{m}^3$ (或 100ppm) 时，应组织周边危险区域内的作业人员有序地迅速向上风向撤离到安全区域。

(2) 预防措施

在含硫化氢环境中的作业人员上岗前都应接受 H_2S 危害及人身防护措施的培训，经考核合格后方能持证上岗。

①在钻井作业期间，比如放喷、拆卸井口设备和起下管柱、循环钻井液等，应采取特别预防措施，以避免残存其中的硫化氢释放出来造成危害。

②为避免无风和微风情况下硫化氢的积聚，可以使用防爆通风设备将有毒气体吹往期望的方向。

③应特别注意低洼的工作区域，比如井口方井，由于较重的硫化氢或二氧化硫在这些地点的沉积，可能会达到有害的浓度。

④当人员在达到硫化氢危险临界浓度 $150\text{mg}/\text{m}^3$ (100ppm) 的大气环境中执行任务时，应有接受过救护技术培训的值班救护人员，同时应备有必要的救护设备，包括适用的呼吸器具。

5.7.5.4 窜层污染事故的防范措施

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。

5.7.5.5 管线事故风险预防措施

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

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

(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) 完善各站场的环境保护工程，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) 在集输系统运营期间，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检查，对壁厚低于规定要求的管段应及时更换，消除爆管的隐患；定期对集输管线上的安全保护设施，如截断阀、安全阀、放空系统等进行检查，使管道在超压时能够得到安全处理，在管道破裂时能够及时截断上下游管段，以减少事故时油气的释放量，使危害影响范围减小到最低程度。

(7) 定期对管线进行巡视，加强管线和警示标志的管理工作。

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

(9) 加强对集输管线沿线重点敏感地段的环保管理，定期进行环境监测。

(10) 建立腐蚀监测系统, 随时监测介质的腐蚀状况, 了解和掌握区域系统的腐蚀原因, 有针对性地制定、调整和优化腐蚀控制措施。

5.7.5.6 危险废物运输风险防范措施

本项目危险废物交由第三方持有危险废物经营许可证的单位进行运输和处置。

危险废物运输的事故隐患主要是从泄漏开始的。因此, 行车途中要勤于检查。当行驶一定时间后要查看一下车厢底部四周有无泄漏液体, 若有液体泄漏, 应查找泄漏点, 采取相应的应急措施, 防止液体继续泄漏, 将受到污染的土壤要全部回收, 送至具备相应危废处理资质的单位进行无害化处理。

危险废物运输过程中主要风险防范措施如下:

- ①运输时应当采取密闭、遮盖措施防止渗漏。
- ②对运输危险废物的设施和设备应当加强管理和维护, 保证其正常运行和使用。
- ③不能混合运输性质不相容而又未经安全性处置的危险废物。
- ④转移危险废物时, 必须按照规定填危险废物转移联单, 并向危险废物移出地和接收地的县级以上地方人民政府环境保护行政主管部门报告。
- ⑤禁止将危险废物与旅客在同一运输工具上载运;
- ⑥运输危险废物的设施和设备在转作他用时, 必须经过消除污染的处理, 方可使用。
- ⑦运输危险废物的人员, 应当接受专业培训; 经考核合格后, 方可从事运输危险废物的工作。
- ⑧运输危险废物的单位应当制定在发生意外事故时采取的应急措施和防范措施。
- ⑨运输时, 发生突发性事故必须立即采取措施消除或者减轻对环境的污染危害, 及时通报给附近的单位和居民, 并向事故发生地县级以上人民政府环境保护行政主管部门和有关部门报告, 接受调查处理。

5.7.5.7 公益林防火措施

本项目新建管线占用国家二级公益林, 针对公益林提出以下防火措施:

- ①强化责任, 实行森林防火领导负责制。西北油田分公司领导应制定防火操作规程, 奖罚分明, 提高工作人员森林防火责任意识。

②大力开展宣传教育。西北油田分公司应普遍开展宣传周、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。

5.7.5.8 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采油二厂环境风险应急预案。

5.7.6 环境风险应急处置措施

5.7.6.1 井喷失控事故应急措施

(1) 伴有硫化氢、甲烷等有毒有害气体逸散时：

①应迅速封闭事故现场，抢救现场窒息人员，发出硫化氢、甲烷报警信号，进行交通管制，禁止外人进入现场，控制事态发展；

②监测有毒有害气体浓度，根据现场风向，协同当地政府疏散现场及周边无关人员；

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

④条件允许时，迅速组织应急救援队伍抢装井口和实施压井作业。

(2) 引发火灾、爆炸时：

①现场发生火灾、爆炸，应立即阻断引火源，并组织灭火；

②条件允许时，迅速组织抢装井口和压井作业；

③井场四周设置围堤，防止喷出物污染环境；

④依据井喷事件程度确定警戒范围，撤离无关人员。

(3) 遇险人员应急撤离条件：

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

②空气中硫化氢、甲烷浓度较高，且无法有效控制时；

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

④由于各种原因导致设施发生爆炸，危及整个设施和人员生命安全时。

5.7.6.2 泄漏的应急措施

(1) 井场泄漏处置

A.伴有硫化氢、甲烷等有害气体逸散时：

①应迅速封闭事故现场，抢救现场窒息人员，发出硫化氢、甲烷报警信号，进行交通管制，禁止外人进入现场，控制事态发展；

②监测有害气体浓度，根据现场风向，协调当地政府部门疏散现场及周边无关人员；

③现场人员生命受到威胁、撤离现场无望时，现场应急指挥应立即发出点火指令。

B.引发火灾、爆炸时：

①现场发生火灾、爆炸，应立即阻断引火源，并组织灭火；

②确定警戒范围，撤离无关人员。

(2) 站场泄漏处置

A.站场设备泄漏：

①若站场设备出现泄漏，确定泄漏源的位置；

②关断泄漏处两端阀门或关停设备，对泄漏处进行紧急堵漏处理；

③对于泄漏的原油进行有效防护或转移至安全处，防止发生火灾、爆炸事故；

④采取围堰堵截的方式，使泄漏物不外流，防止污染物扩散，确保总排口阀门处于关闭状态，如果发生大型泄漏或火灾事故，启用事故应急池导流设施将物料或消防水引至应急池或应急罐；

⑤现场密切监测泄漏物、泄漏点状况，当泄漏无法控制时，人员在切断泄漏点与生产系统等的连接后，根据风向标的指示，紧急撤离至安全区域；

⑥如果少量泄漏，采取用砂石填埋、泡沫覆盖的方式处理，杜绝泄漏物流入雨排管网；如果量大，则用工具进行收集；

⑦确定是否已有泄漏物质进入大气、附近水体、下水道等场所；

⑧事件发生后，应急监测小组对周围大气污染物浓度进行监测，及时、准确地确定超标的项目及超标量，立即向应急指挥中心汇报监测结果。

B.伴有硫化氢、甲烷等有毒有害气体逸散时：

①应迅速封闭事故现场，抢救现场窒息人员，发出硫化氢、甲烷报警信号，进行交通管制，禁止外人进入现场，控制事态发展；

②监测有害气体浓度，根据现场风向，协同当地政府部门疏散现场及周边无关人员；

③现场人员生命受到威胁、撤离现场无望时，现场应急指挥应立即发出点火指令。

C.引发火灾、爆炸时：

①现场发生火灾、爆炸，应立即阻断引火源，并组织灭火；

②确定警戒范围，撤离无关人员。

（3）管道泄漏处置

A.输油管道破裂泄漏时：

①如出现人员伤亡，在确保安全前提下先组织力量抢救受伤人员；

②切断管道泄漏源，封闭事件现场和危险区域，周边设置警示标识，同时组织人员切断周边着火源，防止事态扩大和引发次生事故；

③配合地方政府有关部门设置警戒线，划定安全区域，组织撤离、疏散周边居民、群众；

④组织输油管道泄漏的围控、处置；

⑤原油管道泄漏原油回收并妥善处理；

⑥对污染现场进行清理，并确保达到环境保护要求。

B.输气管道破裂泄漏时：

①应迅速停运泄漏管道，必要时实行紧急放空。同时，封闭事故现场，发出天然气泄漏报警；

②组织专业医疗救护小组抢救现场中毒人员和受伤人员；

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条件允许时，迅速组织力量对泄漏管道进行封堵、抢修作业；

⑤放空的天然气应通过放空火炬点燃烧掉，当火炬高度小于 1m 时应立即关闭放空阀门。

C.油气管道泄漏引发火灾、爆炸时：

①立即切断泄漏源，封闭泄漏现场；

②组织专业医疗救护小组抢救现场受伤人员；

③组织现场消防力量进行灭火；

④组织力量对泄漏管道进行封堵、抢修；

⑤对污染物进行隔离，并组织清理；

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

⑦当重点要害部位存在有毒有害气体泄漏时，应进行有毒有害气体检测；

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

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

⑩火灾扑救过程中，专家组应根据危险区的危害因素和火灾发展趋势进行动态评估，及时提出灭火指导意见；

⑪灭火完毕后，立即清理火灾现场，组织力量对泄漏点封堵抢险。

5.7.6.3 火灾应急处置措施

(1) 立即阻断火源，并组织灭火；

(2) 确定警戒范围，撤离无关人员。

(3) 火灾扑救过程中，专家组应根据危险区的危害因素和火灾发展趋势进行动态评估，及时提出灭火指导意见；

(4) 灭火完毕后，立即清理火灾现场。

5.7.6.4 危险废物泄漏造成的环境突发事件应急处置

本项目涉及的危险废物主要为油泥砂等，委托有危废处置资质单位进行及时清运，泄漏事故率较低。井场、站场人员对危险废物存放点进行巡查，每班 1~2 次，当发现危险废物泄漏时应通知站场负责人，按以下方法进行处置：

(1) 消除火源；

(2) 根据液体流动和蒸气扩散的影响区域划定警戒区，无关人员从侧风、上风向撤离至安全区；

(3) 应急处理人员戴好防护口罩；

(4) 作业时使用的所有设备应接地，禁止接触或跨越泄漏物，尽可能切断泄漏源。防止泄漏物进入水体、下水道、地下室或密闭性空间；

小量泄漏：用砂土或其他无火花工具收集吸收材料。

大量泄漏：构筑围堤或挖坑收容。用泡沫覆盖，减少蒸发，用防爆泵转移至槽车或专用收集器内。

5.7.7 环境风险应急预案及现有环境风险防范措施的有效性

5.7.7.1 环境风险应急预案

本项目位于阿克苏地区库车市境内，由西北油田分公司采油二厂管理。

采油二厂于 2021 年 12 月取得《中国石化西北油田分公司采油二厂突发环境事件应急预案》的备案证明，备案编号为 652923-2021-196-L（库车市）。采油二厂配备有应急物资，定期开展应急演练，因此，在严格执行应急预案和应急处置的基础上，现有环境风险防范措施是有效的。

本评价建议将本次建设内容的突发环境事件应急预案纳入西北油田分公司采油二厂现有突发环境事件应急预案中，对现有突发环境事件应急预案进行必要的完善和补充。

5.7.7.2 现有风险防范措施的有效性

(1) 环境风险防控措施有效性

对照《中国石化突发环境事件风险评估指南》关于陆上油气田环境风险评估中环境风险防控措施的有效性评估依据，目前西北油田分公司已建立了完善的应急管理体系，配备有专业的应急管理队伍，同时配备有充足的应急物资。西北油田分公司已针对油田常见的生产设备泄漏、管线爆管泄漏等情景提出了相关防范措施，并制定了相应的应急预案。类比同类管道发生刺漏事故时，采取应急预案中相应应急

措施可确保事故发生时，最大程度降低对周围环境空气、地下水、土壤的影响。同时为确保人员熟悉应急措施，定期对相关人员开展应急演练工作，针对演练过程中发现的问题及时修改现有应急预案的不足。现有风险防范措施可靠有效，可有效降低事故状态下对环境空气、地下水的影响。

(2)建设项目环境风险防控要求落实

对照《中国石化突发环境事件风险评估指南》关于陆上油气田井场环境风险评估中建设项目环境风险防控要求落实评估依据，油气田井场均落实了建设项目环境影响评价及其批复提出的环境风险防控措施。

(3)环境风险源现场处置方案

对照《中国石化突发环境事件风险评估指南》关于陆上油气田井场环境风险评估中环境风险源现场处置方案评估依据，各采油厂编制了应急预案，按照要求开展了演练并记录，且按要求进行了备案。

5.7.8 风险评价结论

本项目所涉及的危险物质包括原油、伴生气、 H_2S ，分布于可能发集油和稀油以及燃料气管线内，可能发生的风险事故包括井喷、井漏、油气管线泄漏。井喷、集油和稀油管线泄漏会对大气、土壤、地下水产生的直接影响以及火灾、爆炸等引发的伴生/次生污染物排放；燃料气管线泄漏会对大气产生的直接影响以及火灾、爆炸等引发的伴生/次生污染物排放；原油泄漏对土壤造成影响。本项目在钻井和井下作业时应落实各项井场制度，降低井喷井漏发生概率，项目所在区域人烟稀少，地域空旷，大气扩散条件较好，发生事故后，及时采取相应的措施，不会对周围环境空气产生明显影响；当泄漏事故发生时，及时采取措施、彻底清除泄漏油品、被污染的土壤，污染物不会进入地下水中，对地下水水质没有不良影响。因此，发生事故后，在严格落实本项目提出的风险防范措施的前提下，不会对周围环境产生明显影响；西北油田分公司采油二厂已制定了环境风险应急预案，发生事故时按照环境风险应急预案采取措施。

本项目环境风险简单分析内容表见表 5.7-5。

6.环境保护措施及可行性论证

本项目实施过程中，会对评价区内的水环境、大气环境、土壤环境等造成不同程度的影响。本章分别对项目在施工期、运营期和退役期拟采取的措施及各专题评价提出的措施进行分析和论证。

6.1 施工期环境保护措施

本项目施工期对环境的影响主要来自油井钻采、管线敷设和井场建设等方面。

6.1.1 生态环境保护措施

根据区域后评价、相关工程环保验收以及现场踏勘，本项目周边同区域同类型开发项目，采取的生态环境影响减缓措施主要有：划定钻井、新建管线的开挖施工作业范围，严格控制施工车辆的运行线路；管线作业也及时对管线施工区域进行土方回填和平整；管线线路可尽量绕避林带，或是从林间空地穿越，严格控制施工作业宽度，以减少对林地的扰动；钻井施工结束后，施工单位对井场进行了清理平整等措施。

总体而言，原始植被覆盖度较高区域植被恢复较快，井场周边 5-10m 外植被基本恢复，植被覆盖度低的区域地表土壤结皮层极易被破坏，经扰动后植被不易恢复。现场除管廊上方覆土高于地表外，管线两侧施工迹地基本恢复平整，临时占地区域内的原始植被已基本恢复，植被恢复程度和距管廊的距离成反比。在堆土比较松散，植被盖度较低的、地形起伏稍大点的管廊外侧 3-8m 范围内植被尚未恢复。

区块勘探开发时间长，依托设施完善，至各单井为独立的探临路，砂石路面，路面宽约 4.5m。施工车辆基本是在已建道路上行驶，没有随意碾压的情况发生，尽量减少和避免了对区内地表的扰动和破坏。本项目不新建道路，均依托区块已有道路。

根据本项目对生态环境可能产生的不利影响，评价提出如下防范措施：

6.1.1.1 井场

本项目老井侧钻 16 口，不新增永久占地，井场不新增地面设施，侧钻井办理临时用地手续。

①控制井场施工占地范围，钻井、井下作业与地面工程建设应尽量减少临时占地。

(1) 施工过程中须严格控制井场占地面积，使单井临时占地面积不大于

8700m²，减少扰动面积，减少林木砍伐。

(2) 钻井过程中严格执行钻井生态环境保护管理规定，岩屑、废弃泥浆处置应符合《油气田含油污泥及钻井固体废物处理处置控制技术规范》(DB65/T3999-2017)要求。采用泥浆不落地技术在井场进行固液分离，分离后的液体回用于钻井液配备，固相拉运至阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站处置。污油、药品回收利用，防止污水、污油、泥浆、药品的随意乱丢乱放。

(3) 施工结束后，井场应及时拆除临时设施、建筑，平整地面、保持整洁，井场内无污染物和废弃物；临时占地要及时将土方回填，平整地面。

(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。

(5) 严格按照有关规定办理建设用地审批手续，贯彻“优化设计、动态设计”的设计理念，避免大填大挖，减少后期次生灾害的发生，充分体现“最大限度地保护，最低程度的破坏，最大限度地恢复”的原则。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。

6.1.1.2 管线

本项目新建 4 条集输管线，土地利用类型为灌木林地、天然牧草地、其他草地、盐碱地等，植被类型以胡杨、刚毛柞柳、盐穗木、疏叶骆驼刺为主。管线穿越的生态系统类型主要为荒漠草原生态系统，根据各生态系统生态功能的不同，对管线在施工期间提出相应的生态环境影响减缓措施，具体内容见表 6.1-1。

表 6.1-1 生态影响减缓措施

生态系统	分布段	主要减缓措施
荒漠草原生态系统	TH124136H、TH124141X、TK609CX、TS5CH 单井管线	①严格控制管道施工带范围，工程开挖前，要先将表层的土壤单独挖出，单独妥善堆放，工程结束后再分层恢复。 ②控制施工人员和车辆在规定的范围内作业，爱护区域内的一草一木。 ③严格按照设计方案施工，不得随意开挖，随意取土。 ④工程完成后要及时恢复草原植被，保持与周围环境协调一致。 ⑤项目管道施工作业带宽度控制在 7m 范围内。 ⑥在设计阶段优化地面管线的走向，尽量避让灌丛分布区，无法避让的，须采取移栽、减小施工作业带宽度等灌丛保护措施。

除以上措施外，管线施工阶段还应采取以下环境保护措施：

(1) 施工过程中，加强施工人员的管理，严格限制施工活动范围，做好施工活动外生态环境的防护工作，禁止施工人员对野生植被乱砍滥伐，严格限制人员的活动范围，破坏沿线的生态环境。

(2) 确保施工人员和车辆在规定范围内作业，严禁砍伐胡杨、怪柳等植被作燃料；尽量减少对作业区周围植被的影响；工程完工后，要对沿线管线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。

(3) 采用小型施工机具或必要时考虑采用人工开挖回填管沟等一系列手段，将减小施工作业带宽度。考虑采取加大管道埋深，加厚管壁等措施。

(4) 采油管线采用埋地敷设，埋设深度为管顶 1.5m。掺稀管线、燃料气管线与单井采油管线同沟敷设。

(5) 施工结束后，应恢复地貌原状。施工时对管沟开挖的土壤做分层堆放，分层回填压实，以保护植被生长层，降低对土壤养分的影响，尽快使土壤恢复生产力，同时减少水土流失。

(6) 对管沟回填后多余的土严禁大量集中弃置，应均匀分散在管线中心两侧，并使管沟与周围自然地表形成平滑过渡，不得形成汇水环境，防止水土流失。管线所经地段的原始地表存在局部凹地时，若有集水的可能，需采用管沟多余土或借土填高以防地表水汇集。对敷设在较平坦地段的管道，应在地貌恢复后使管沟与附近地表自然过渡，回填土与周围地表坡向保持一致，严禁在管沟两侧有汇水环境存在。

6.1.1.3 不同施工方式及生态单元的生态保护措施

(1) 合理利用弃土

施工弃土主要来自管沟开挖、敷设过程置换出来的土石方。

对一般性管沟开挖、敷设施工活动，在未利用地段可填至低洼地用于造地等。由于管道开挖回填后剩余的土方量非常小，按照上述办法处理后，弃土石将完全消化，管道沿线不用修建弃渣场。

(2) 荒漠区保护恢复措施

本项目地处塔里木盆地北部，渭-库三角洲绿洲东南部。该区域为干旱区三角洲绿洲与塔里木河北岸冲积平原之间的地带，区域荒漠区占比较大，由于荒漠地区的天然乔灌木植被较难进行自然恢复，因而在荒漠区施工时应尽量保护管沟两侧的灌丛和植被集中覆盖区域，尽可能保护原生植被，避免植被退化。

评价区域存在胀果甘草、肉苁蓉、黑果枸杞、灰胡杨等保护植被，施工过程中分布有上述植物的可局部进行路线调整，避开重点保护野生植物集中分布的位置，无法避让的，可采取人工开挖的方式，减少对其的破坏，无法避让的应及时在有条件地段采取移栽或采种育苗后补栽等措施加以缓解。

（3）草地保护恢复措施

评价区域草地主要分布在区域北部，项目经过草地段时，严格执行分层开挖、分层回填的操作制度，保护表层土；严格控制施工作业带宽度，施工作业带以警示带作明确标志；施工后期，对地表进行及时清理，采用人工干预和自然恢复相结合的方式尽快恢复植被。

施工前，应尽可能把草场的草皮铲起，放在一旁并进行洒水养护，待施工结束后，将草皮覆盖在施工作业带上，并播撒当地耐干旱、耐盐碱的原生植被进行植被恢复。

（4）林地保护恢复措施

建设单位在工程施工之前，按照当地对于林业保护和用地的相关规定要求，同地方林业部门办理相关手续，征得林业主管部门的同意后，方可施工，并对所占林地进行补偿。施工便道选择尽量绕避天然林，避开林木，或以林带空隙地为主，尽可能不破坏原有地形、地貌；管道中心线两侧改种浅根植物或者种植地方优势草本植物进行恢复。管道两侧的临时占地区域尽量按照施工前的林种进行恢复。

6.1.1.4 天然林（国家二级公益林）生态保护措施

（1）在施工图阶段，进一步优化管线布设，优先考虑对天然林内胡杨立木、灌丛等自然植被进行避让，选择林间空地或植被稀疏区域，占地避让活立木密集分布区，各类建设项目不得使用I级保护林地。

（2）工程施工占用天然林，应按《中华人民共和国森林法》《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）等文件等有关规定，办理建设项目使用林地手续后方可施工建设。

（3）采用小型施工机具或必要时考虑采用人工开挖回填管沟等一系列手段，缩减施工作业带宽度。根据管径大小及占地类型，本工程在天然林分布区内管线施工作业带宽度建议相应减小，以减少对天然林的扰动和胡杨、怪柳等自然植被的破坏。

（4）在天然林分布区域施工过程中，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。

（5）临时使用林地期满，建设单位应当在一年内恢复被临时占用林地的林业生产条件和植被。

(6) 建设单位应采取有效措施保护野生动植物及其生境，严禁施工车辆、人员追赶、碾压野生动物，禁止损毁野生动物巢穴，施工过程中尽量避免或减少对项目区及周边野生动植物生境的影响。

(7) 建设单位应接受阿克苏地区林业和草原局、库车市林业和草原局对本项目使用林地情况的监督检查。

6.1.1.5 永久基本农田生态保护措施

(1) 本项目井场、管线选线对永久基本农田实施避让，均未占用基本农田。

(2) 施工期间不得在永久基本农田范围内堆放固体废弃物或者进行其他破坏基本农田的活动。

(3) 因发生事故或者其他突然性事件，造成或者可能造成基本农田环境污染事故的，当事人必须立即采取措施处理，并向当地生态环境主管部门和农业主管部门报告。

(4) 加强施工人员的教育工作，施工机械不得随意行驶，碾压永久基本农田。施工单位应做好施工机械的保养工作，防止污染永久基本农田。

(5) 在保证施工安全的前提下，管沟开挖宽度及作业带宽度严格控制在设计范围内，避免因施工破坏土地可能带来的水土流失；施工现场集中堆放的土方必须覆盖，严禁裸露。

类比塔河油田同类项目已采取的永久基本农田保护措施，本项目采取的永久基本农田保护措施可行。

6.1.1.6 野生动植物生态保护措施

(1) 合理选择管线走向，应避开植被茂盛的区段，尽量避免砍伐野生植物；管线敷设尽量取直，考虑管线距离最短。

(2) 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。

(3) 管线施工范围应严格限制在 7m 范围内。施工机械和车辆应严格按照规定在设计场地及便道上作业和行驶，防止扩大对土壤和植被的破坏范围。在保证顺利施工的前提下，应尽可能缩小施工作业宽度，以减少临时占地影响，将施工期对环境不利影响降到最低限度。

(4) 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。

(5) 注意施工后的地表修复，管道回填时，应注意尽量恢复原有紧实度，或留足适宜的堆积层，防止因降水造成地表下陷形成积水洼地。管道回填后应注意恢复原有地表的平整度。

(6) 站场建设选址尽量少占植被茂密的地块，尤其不得铲除保护植物。若无法进行避让，需对保护植物进行移植保护。同时，严格控制占地面积，以减少占地和保护野生植物。

(7) 施工过程不得将沙生植被尤其是保护植物随意作为薪柴使用。

6.1.1.7 防沙治沙措施

新时代治沙方略，要面向 2035 年对接联合国可持续发展目标、服务国家需求，总体治理对策可概括为“24 字方针”：保护优先、绿色发展，因地制宜、分类施策，系统治理、整体增强。根据调查，本项目位于塔里木河上中游乔灌木及胡杨林保护生态功能区，主要生态服务功能为沙漠化控制等。根据《新疆维吾尔自治区防沙治沙规划（2021-2030）》，本工程所在区域分布有固定沙地，沙化程度为中度。由于项目区独特的地理位置和脆弱的生态环境，沙化土地的治理必定是一项长期而艰巨的任务，一旦放松对沙化土地的治理，极有可能造成土地沙化“死灰复燃”。因此，在沙化土地的治理取得成效的基础上，狠抓防沙治沙。

(1) 工程措施

本项目不涉及物理、化学固沙及其他机械固沙措施。

(2) 植物措施

- ①植被覆盖度高的区域，施工结束后，及时采取撒播草籽等措施，恢复原地貌；
- ②施工过程中，对于管道工程，尽可能在植被覆盖度高的地段采取人工开挖，局部降低作业带宽度，减少对植被的破坏。

(3) 其他措施

针对井场施工过程，提出如下措施：①施工过程中不得随意碾压区域其他固沙植被，严格控制施工活动范围，严禁乱碾乱轧，避免对占地范围外的区域造成扰动。②严禁施工人员在荒漠地段随意踩踏、占用，施工结束后，应对施工场地及时进行

清理、平整，减少沙物质来源。③本项目位于荒漠区域，为保护土地资源，应在钻井工程作业结束后对场地进行平整，覆土压实并覆盖砾石，防止风蚀现象发生。

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，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在施工过程中，不得随意碾压区域内其他固沙植被。④管沟开挖过程中采取边开挖边回填措施，降低土壤裸露风化风险，严禁随意堆放。

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，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）工程措施、植被措施及其他措施，要求在井场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。

类比塔河油田同类项目施工采取的防沙治沙措施，本项目拟采取的防沙治沙措施可行。

6.1.1.8 水土流失防治措施

（1）场地平整

井场采取砾石压盖，砾石压盖能有效减少风力侵蚀，降低水土流失风险。针对井场除砾石压盖面积外的施工场地，施工结束后进行场地平整，开挖及回填时应保证地面相对平整。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）工程措施

管道工程区管沟回填后需先进行严格的整治，对局部高差较大处，由铲运机铲运土方回填，开挖及回填时应保证地面相对平整，压实度较高的采用推土机的松土器进行耙松。精细平整过程中不仅要保证土体再塑，而且要稳坡固表，防治水土流失。

（3）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，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。

6.1.1.9 生态保护措施有效性分析

在严格落实本报告提出的生态保护措施后,预计评价区域防风固沙植被生态功能基本能维持现状,沙化土地扩展趋势得到一定的遏制,区域生态环境总体维持稳定,区域生态系统服务功能可以得到一定程度的维护。

6.1.2 大气污染防治措施

6.1.2.1 施工扬尘

(1) 场地平整时,禁止利用挖掘机进行抛撒土石方作业,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) 管沟开挖深度不宜过深,及时开挖,及时回填,遇大风天气应停止土方作业。

(7) 加强对施工机械、车辆的维修保养。

(8) 加强施工场地环境管理,提倡文明施工,积极推进绿色施工,严防人为扬尘污染。

6.1.2.2 施工车辆尾气

施工前期加强运输车辆的检修和维护，保证车辆不超负荷运行，从而从源头减少车辆废气对环境的影响。

6.1.2.3 焊接废气

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

6.1.2.4 储层改造废气

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持有危险废物经营许可证的单位接收处置，减少在现场存储时间。

6.1.2.5 钻井工程废气

(1) 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。

(2) 钻井中发现地层有可燃或有害气体，应立即采取有效措施防止井涌井喷，并把可能产生的气体引入燃烧装置烧掉。

(3) 钻井期间，硫化氢安全与防护工作必须严格按照相关标准、规范与规定执行。

(4) 井场内严禁燃烧可能产生浓重烟雾或刺鼻臭味的材料。

(5) 井场应采用密闭下料系统，防止粉尘污染井场环境。

(6) 针对油藏含硫化氢特征，钻井过程中目的层钻进安装剪切闸板，完井期间安装钻采一体化四通，以减少硫化氢的无组织挥发。

(7) 钻井过程中，加强深井钻具的管理，严格执行钻具检查和倒换使用制度，及时发现钻具事故隐患，避免发生因钻具不合格导致井喷事故，致使硫化氢泄漏。

综上所述，采取的大气污染防治措施是可行的。

6.1.3 废水污染防治措施

对钻井废水的污染防治，应从源头减量化和处置两方面加以考虑。对钻井、试油修井作业的防渗泥浆池，须严格按照防渗池设计，以满足环保要求。

6.1.3.1 减少污水排放量

钻井过程中设备清洗、冷却等需消耗大量清水，采取有效节水措施，不仅节约了水资源，同时也减少了钻井废水的产生量，减少了废水存储设施的负担和后续处理的负荷，符合清洁生产的要求。因此，要在源头上节水降污，使钻井废水予以减量。

在工程和技术管理上采取以下节水减排措施：

①以钻井队为单位，在保证正常作业的情况下，确定各类施工作业条件下的合理用水量，以控制清水用量。

②动力设备、水刹车等冷却水要循环使用，要安装泥浆泵冷却水循环系统；振动筛的污水循环系统，以减少用清水直接冲洗设备，尽量采用擦洗的方法清洗设备。水的重复利用率达到 40~50%。

③做好供水阀门和管线的安装、试运行工作，杜绝水的跑、冒、滴、漏。

④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。

⑤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。

6.1.3.2 废水处置措施

项目钻井过程水环境污染源为钻井废水、酸化压裂返排液、生活污水和试压废水。

①钻井废水

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。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，分离后的液相拉运至其他钻井回用于钻井液配制，不外排。

②酸化压裂返排液

本项目共部署老井侧钻 16 口，储层改造过程中产生的压裂返排液排入回收罐中，运至阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站处理，处理达标后回注。

③施工队生活污水

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。撬装化污水处理站采用“生化+过滤”工艺，生活污水经过“格栅+调节池+厌氧池+生

物接触氧化池+二沉池+MBR 膜池+消毒池”处理达到《农村生活污水处理排放标准》（DB654275-2019）表二 B 级标准后，主要用于生活区、井场及通井路降尘。撬装化污水处理站采用“生化+过滤”工艺，使接触氧化法和活性污泥法有效地结合起来，可将生活污水中所含的主要污染物进行达标处理。该技术属于主流生活污水处理技术，工艺成熟可靠，可确保污水处理达标。

④试压废水

管道工程分段试压以测试管道的强度和严密性，本项目管道采用无腐蚀性洁净水作为试压介质，管道试压废水中主要污染物为 SS。管道试压分段进行，试压水排出后进入下一段管线循环使用，试压结束后可用作场地降尘。

6.13.3 分区防渗

为防止污染地下水，针对钻井工艺特点，严格执行《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）“11.2.2 分区防控措施”和《石油化工工程防渗技术规范》（GB/T50934-2013）“4.0.4 石油化工储运工程区的典型污染防治分区”相关要求，本评价确定防渗要求见表 6.1-2 及附图 6.1-2。

表 6.1-2 钻井期分区防渗要求一览表

工程	项目		防渗要求
井场 钻井期	重点防渗区	钻井工程基础区域、操作平台	防渗性能不低于 6.0m 厚渗透系数为 $1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ 的黏土层防渗性能；地面进行防腐硬化处理，保证表面无裂痕
		放喷池	
		撬装式危废暂存间	
		泥浆罐区	
		泥浆随钻不落地处理系统	
	一般防渗区	泥浆泵区	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
		危险化学品间	
		泥饼暂存池	

6.1.4 固体废物污染防治措施

6.1.4.1 钻井废弃物处理措施

钻井岩屑进入不落地处理系统处理，处理后的岩屑满足《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，同时

石油烃满足《土壤环境质量建设用土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中表 2 第二类用地风险筛选值后，用于铺设通井路、铺垫井场。

主要工艺如下：

（1）不落地达标处理技术原理

钻井废弃泥浆不落地达标处理技术的基本原理是将废弃泥浆经过收集—化学工艺处理—分离成三部分：即岩屑、泥饼和水，对泥浆中的固体物通过水洗、絮凝分离和化学反应处理，使岩屑和泥饼达到排放标准，泥浆中的有害物质成分和氯离子被析入水中后，再用真空吸附或挤压方式脱水制成泥饼，同时将水循环利用。整套技术包括收集系统、处理系统、除油系统、脱干系统和水处理系统五个部分及相应的配合工艺技术，处理后产生的废弃物为无害化岩屑、泥饼以及水，均达到国家排放标准。其中泥饼、岩屑可供井场建设使用，水质达到国家《污水综合排放标准》中的二级以上标准，可供整套装置自身循环和井队使用。达到无害化处理的目的。

（2）钻井废弃物不落地达标处理工艺流程

(3) 处置效果

西北油田分公司加强监管,每个井场随钻不落地处理工艺末端排放口都要进行监测,3次/井次(转磺前1次、转磺后2次)。检测项目为:含油率、含水率、pH值、COD。同时油田服务管理中心建立随钻泥饼综合利用台账,钻井泥浆经处理后其泥饼达到相应指标要求后,用于铺垫井场和井场道路。

从近年西北油田分公司随钻不落地处理工艺末端排放口检测报告可知,钻井泥浆经处理后其泥饼浸出液均可达到《油气田含油污泥及钻井固体废物处理处置技术

规范》（DB65/T3999-2017）、《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）标准中相应指标要求。

综上所述，钻井废弃物影响集中在井场内，基本对外环境没有造成污染。

6.1.4.2 危险废物处理措施

废烧碱包装袋和废防渗材料应折叠打包存放在井场撬装式危废暂存间内，严禁随意丢弃。钻井施工过程中检修时应在地面铺设防渗材料收集产生的含油废物，含油废物收集后应置于铁质油桶内且不得超过容器的 3/4。危险废物必须由具有资质的机构或生态环境主管部门指定单位接收，钻井队与之签订危废转移协议，并依照有关规定填写和保存废物转移联单。严禁有关人员私自转让、买卖。

6.1.4.3 撬装式污水处理站产生污泥及生活垃圾处理措施

撬装式污水处理站污泥定期排入污泥池，通过泵打入小型叠螺式污泥脱水机，其脱水原理为污泥在浓缩部经过重力浓缩后，被运输到脱水部，在前进的过程中随着滤缝及螺距的逐渐变小，以及背压板的阻挡作用下，产生极大的内压，容积不断缩小，达到充分脱水的目的。经叠螺式污泥脱水机脱水后可确保污泥含水率低于 60%，满足垃圾填埋场进场污泥含水率要求。

生活垃圾现场集中收集，与经脱水装置脱水后的污泥一同由库车绿能环保科技有限公司拉运处置。

6.1.4.4 施工废料处理措施

管道焊接、补口、吹扫时会产生焊渣、边角料等废料，属于一般工业固体废物，施工废料应首先考虑回收利用，不可回收利用部分收集后定期由库车绿能环保科技有限公司清运处置。

综上，本项目采取的固废污染防治措施可行。

6.1.5 噪声防治措施

施工期主要噪声为施工机械设备运转噪声和大量的施工车辆行驶产生的交通噪声。

（1）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。

综上所述, 采取的噪声防治措施是可行的。

6.1.6 土壤污染防治措施

(1) 应严格控制施工期临时占地面积, 按设计及规划的施工范围进行施工作业, 减少土壤扰动。

(2) 施工机械及运输车辆应按规定的道路行驶, 减少对土壤的碾压, 减少碾压造成的土壤紧实度增加及养分流失。

(3) 施工产生的建筑垃圾不得随意抛洒, 应集中收集并及时清运, 防止污染物进入土壤环境造成污染。采取的土壤污染防治措施可行。

(4) 植被覆盖度高的区域, 局部降低作业带宽度, 施工结束后, 及时采取撒播草籽等措施, 恢复原地貌; 施工土方全部用于管沟回填, 开挖土方堆存过程中使用防尘网, 并定期洒水抑尘。

(5) 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; 在施工过程中, 不得随意碾压项目区内其他固沙植被。

(6) 施工期间严格执行生态保护措施, 杜绝破坏植被、造成沙化的行为。

6.2 运营期环境保护措施

6.2.1 生态环境保护措施

(1) 监督和管理措施

①针对本项目的建设, 西北油田分公司安全环保部负责工程建设及运营期间对生态环境的保护工作, 落实本项目环保措施的实施并与各施工单位签订详细的环境保护协议, 明确各方的责任以及奖惩规定。

②选择信誉良好、素质较高的施工队伍, 保证工程建设的质量, 避免因质量问题对环境带来不利影响; 同时, 通过培训和发放宣传手册强化施工人员的环境保护意识, 明确施工人员的行为和奖惩制度。

③针对已经发生的破坏生态环境的问题必须认真及时地解决, 并对正在和即将建设的工程提出具体、可行的整改和防治措施。

④针对本项目所在区域遗留的生态环境问题需按要求整改完成,原井场遗留有弃渣没有及时清运、老井临时占地内的水泥块未清理或综合利用等,需尽快组织工作人员按期将井场遗留固废清运或综合利用,并纳入本项目环保投资。

(2) 运营期生态保护措施

①加强管理,确保各项环保措施落实。对施工迹地表面覆以砾石,以减少风蚀量。

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,并从管理上对作业人员加强宣传教育,切实提高保护生态环境的意识。

③加强对管线、设备的管理和检查,及时发现问题,及时解决,防止泄漏事故的发生;对泄漏的落地油应及时清理,彻底回收,防止污染扩大蔓延。

④在管线上方设置各种标志,防止各类施工活动对管线的破坏。

⑤为保护管道不受深根系植被的破坏,在对集输管道的日常巡查中,应将管道上覆土壤中会对管道构成破坏的深根系植被及时清理,确保管道的安全运行。

⑥管道维修二次开挖回填时,应尽量按原有土壤层次进行回填。

⑦本项目事故状态下对生态环境影响较大,因此必须对事故风险严加防范和控制。加强日常生产监督管理和安全运行检查工作,制定安全生产操作规程,加强职工安全意识教育和安全生产技术培训。一旦发现事故,及时采取相应补救措施,尽量减少影响和损失。

综上,本项目采取的生态环境保护措施可行。

(3) 生态恢复治理方案

①井场生态恢复

本工程井场新增临时占地 20.31hm^2 。工程施工结束后,应对占地进行平整。充分利用工程施工前期收集的表土覆盖于井场表层,覆盖厚度根据植被恢复类型和场地用途确定。施工结束初期,对井场占地范围内的地表进行硬化,铺盖砾石以减少侵蚀量。井场外恢复后的植被覆盖度不应低于区域范围内同类型土地植被覆盖度,植被类型应与原有类型相似、并与周边自然景观协调。不得使用外来有害物种进行植被恢复。

②管线生态恢复

本工程临时占地主要为管线管沟开挖占地,面积为 2.55hm^2 。施工过程中注意

保护胡杨、柽柳等自然植被、土壤成分及其结构。在施工结束后，分层回填管沟，覆土压实，管沟回填后做到土石方平衡，不得随意弃土。施工结束后应对临时占地内地貌进行恢复，尽可能保持植物原有的生存环境，以利于植被恢复。

6.3 退役期环境保护措施

6.3.5 退役期生态环境保护措施

随着油井开采时间的延长，其储量将逐年降低，最终进入退役期。当开发接近尾声时，各种机械设备将停止使用，井场和管线等设备设施陆续被拆卸、转移，原有的大气污染物、噪声及固体废物等对环境的影响将会逐渐减弱甚至消失。拆除地面设施、清理井场等，拆除的报废设备和建筑废料等由施工单位运至指定位置进行处理；及时清理作业现场，做到“工完、料尽、场地清”，恢复原有地貌；按规范要求对废弃井采取固井、封井措施。

井场经过清理后，永久性占地范围内的水泥平台或砂砾石铺垫应进行清理，然后根据周边区域的自然现状对其进行恢复，使井场恢复到相对自然的一种状态。

通过宣传教育的形式，使施工工作人员对在项目区生存的野生动物及植物有基本的认识与了解。在退役期施工过程中，如遇到保护植物应进行避让，严禁随意踩踏破坏；遇到保护动物时，应主动避让，不得惊扰、伤害野生动物，不得破坏保护动物的生息繁衍地，禁止妨碍野生动物生息繁衍的施工活动。

加强对《中华人民共和国野生动物保护法》及《中华人民共和国野生植物保护条例》的普及、教育工作，强化保护野生动植物的观念，让施工人员明确破坏保护植物，捕猎、杀害保护动物的法律后果，理解保护野生动植物的重要意义。

通过采取以上生态保护措施，对于减少植被破坏、减缓水土流失、抵制荒漠化发展起到了一定的积极作用，可有效保护脆弱的荒漠生态环境。

6.3.6 生态恢复治理方案

（1）生态环境保护与恢复治理的一般要求

本项目生态环境保护与恢复治理方案需遵循以下要求：

采取有效预防和保护措施，避免或减轻矿产资源开发活动造成的生态破坏和环境污染。坚持“预防为主、防治结合、过程控制”的原则，将生态环境保护与恢复治理贯穿开采的全过程。

（2）井场生态恢复治理

①井场生态恢复治理范围

本项目临时占地面积为 17.76hm²，临时占地主要集中在本项目井口周边区域。本项目部署 16 口侧钻井仅新增临时占地。本项目退役期井场生态恢复治理范围包括 16 口侧钻井井场的所有临时占地施工范围。

②井场占地生态环境恢复治理措施

工程施工结束后，应对井场临时占地进行平整。充分利用前期已收集的弃土覆盖于井场表层，覆盖厚度根据植被类型和场地用途确定。

（3）管线生态恢复

①管线生态恢复治理范围

本项目管线工程临时占地 2.55hm²；管线施工扰动范围内需进行生态环境恢复治理。

②生态环境恢复治理措施

管道施工作业带宽度控制作业带范围内，施工过程中保护土壤成分和结构，在管线敷设过程中，分层回填管沟，覆土压实，管沟回填后多余土方应作为管廊覆土，不得随意丢弃。

（4）植被恢复措施及恢复要求

项目施工结束后，灌木林地、牧草地按照林草部门要求进行恢复，井场恢复后的植被覆盖率不应低于区域范围内同类型土地植被覆盖率，植被类型应与原有类型相似，并与周边自然景观协调，不得使用外来有害物种进行井场植被恢复。

6.2.2 废气污染防治措施

本工程运营期的废气排放源主要为无组织排放源。无组织排放的污染物主要为井场的阀门、法兰等组件处产生的无组织挥发非甲烷总烃和硫化氢。针对以上污染源，油田拟采取以下大气污染治理措施：

（1）采用技术质量可靠的设备、仪表控制、阀门等，烃类机泵采用无泄漏屏蔽泵。

（2）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，井场非甲烷总烃无组织排放达到《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中企业边界污染物控制要求和《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB37822-2019）中厂区内非甲烷总烃排放限值要求，硫化氢无组织排放达到《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）中改扩建项目厂界二级标准要求。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废气污染物的排放量。

（3）对各井场的设备、阀门等进行定期的检查、检修，以减少跑、冒、滴、漏的发生。加强油气井管理，做好压力检测，并按要求备齐应急设施。

（4）定期对油气集输管线进行巡检，以便及时发现问题，消除事故隐患，防止油气泄漏进入大气环境。

（5）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。

采取上述措施后可有效减缓环境空气环境影响，措施可行。

6.2.3 废水污染防治措施

6.2.3.1 废水治理措施

（1）采出水

采出水经塔河油田二号联合站采出水处理系统处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）中的有关标准后回注油层。

（2）井下作业废水

井下作业废水采用专用罐收集后运至阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站集中处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）中的有关标准后回注油层。

（3）生活污水

运营期新增工作人员由内部调剂解决，故不新增生活污水。

6.2.3.2 井场防渗措施

根据《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）和《石油化工工程防渗技术规范》（GB/T50934-2013）的相关规定，本项目拟对井场进行地下水污染分区防治。详见 6.2.7.2 分区防渗措施。

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，应加强管线和警示标志的管理工作，提高巡线的有效性，发现对管道安全有影响的行为，应及时制止、采取相应措施并向上级报告。

综上所述，本项目运营期采取的废水污染防治措施是可行的。

6.2.4 噪声污染防治措施

（1）对噪声源强度较大的设备进行减噪处理，根据各种设备类型所产生噪声的特性，采用不同的控制手段。

（2）提高工艺过程自动化水平，尽量减少操作人员在噪声源的停留时间。设备采用巡检的方式，由操作人员定期对装置区进行检查，尽量减少人员与噪声的接触时间。

综上所述，采取的噪声污染防治措施是可行的。

6.2.5 固体废物污染防治措施

6.2.5.1 固体废物产生及处置情况

(1) 危险废物

根据《国家危险废物名录（2021 年版）》（部令第 15 号），本项目运营期产生的危险废物主要有落地油、清管废渣、废防渗材料等。

本项目危险废物产生情况及危险特性见表 6.2-1。

表 6.2-1 危险废物情况一览表

序号	危险废物名称	废物类别	废物代码	产生量	产生工序及装置	形态	主要成分	有害成分	产废周期	危废特性	污染防治措施
1	落地原油	HW08	071-001-08	0.05t/a	井下作业	固态	油类物质	油类物质	间歇	T, I	由阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站处理。
2	清管废渣	HW08	071-001-08	0.004t/a	定期清管	固态	油类物质、铁锈	油类物质	间歇	T	阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站进行处理
3	废防渗材料	HW08	900-249-08	0.5t/a	井下作业、修井	固体	油类物质	油类物质	间歇	T, I	委托持有危险废物经营许可证的单位接收处置。
4	废润滑油	HW08	900-214-08	0.05t/次	井下作业和采油过程中机械设备维修	固态	油类物质	油类物质	间歇	T, I	委托持有危险废物经营许可证的单位接收处置。

(2) 生活垃圾

运营期工作人员由塔河油田内部调剂解决，故不新增生活垃圾。

6.2.5.2 危险废物处置措施可行性分析

本项目井下作业时带罐作业，防止产生落地油，井口排出物全部进罐，做到原油 100%回收。落地油不在施工井场储存，直接在作业施工现场由施工人员回收至罐车内，罐车采用密闭的专用罐车，由阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站进行无害化处理，严格按照《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）、

《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》中的相关要求收集、贮存、运输。清管废渣由阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站进行无害化处理。废防渗材料和废润滑油主要在修井作业和机修维修过程中产生，施工作业结束后，由施工单位将废弃的含油防渗布集中收集，委托持有危险废物经营许可证的单位接收处置，拉运过程中资质单位应使用专车、按照指定的拉运路线。

（1）危险废物收集措施及可行性分析

采油二厂严格按照《危险废物收集贮存运输技术规范》（HJ2025-2012）、《危险废物环境管理指南陆上石油天然气开采》相关要求对含油废物进行收集和管理。危险废物桶装收集后有危废处置资质单位运输、处置。

收集危险废物的硬质桶应按要求设置明显的标明危险废物相关信息的标签，标签信息应填写完整详实。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。
- c. 材料应坚固、耐用、抗风化、抗淋蚀。
- d. 装载液体、固体的危险废物的硬质桶内必须留足够的空间，硬质桶顶部与液体表面之间保留 100mm 以上的空间。

（2）危废运输依托可行性分析

本项目产生的危险废物委托有危险废物运输资质的单位采用专用运输车辆进行运输，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。并严格按照《危险废物转移管理办法》，实施危险废物转移联单管理制度。

（3）危废委托处置

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。

本项目运营单位应对处置单位的主体资格和技术能力进行核实，依法签订书面合同，并在合同中约定利用、处置危险废物的污染防治要求及相关责任，合同期内

及时了解接收人贮存、利用或者处置相关危险废物情况，确保本项目运营期产生的危险废物得到妥善处置，避免对外环境产生不利影响。

6.2.6 土壤环境保护措施

(1) 源头控制

定期检修维护井场压力、流量传感器；定期派人检查井场、井口区、阀组站，防止采出液泄漏；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，管线工程按照一定比例设置截断阀；通过加强管线内的压力、流量传感器检修维护，保障发生管线阀门连接处泄漏及时切断阀门，减少泄漏量；加强日常巡检监管工作，出现泄漏情况能及时发现；加强法兰、阀门连接处腐蚀情况记录管理，避免因老化、腐蚀导致泄漏情况发生。井下作业按照“带罐上岗”的作业模式，加强井场及管线巡检，避免因“跑、冒、滴、漏”或泄漏事故发生造成原油进入土壤，发生泄漏事故时应及时清理落地油，受污染的土壤应交由具有相应危险废物处置资质的单位负责接收、转运和处置，降低对土壤环境质量的影响程度。

(2) 过程防控措施

巡检车辆严格按照油田巡检路线行驶，不得因乱碾乱压破坏土壤结构。严格执行地下水章节分区防控措施要求。防渗措施的设计，使用年限不应低于本项目主体工程的设计使用年限。

(3) 跟踪监测

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。

综上所述，采取的土壤环境保护措施是可行的。

6.2.7 地下水环境保护措施与对策

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

6.2.7.1 源头控制措施

①采取先进、成熟、可靠的工艺技术工艺，良好合格的防渗材料，尽可能从源头上减少污染物泄漏风险，同时，严格按照施工规范施工，保证施工质量。

②定期做好井场设备、阀门、管线等巡检，一旦发现异常，及时采取措施，避免“跑、冒、滴、漏”现象的发生。

③井下作业均带罐作业，采用的专用收集罐集中收集作业废水，外委处置。

④设备定期检验、维护、保养，定期对采油井的固井质量进行检查，防止发生井漏等事故。

⑤严格按照《固井作业规程第1部分：常规固井》（SY/T5374.1）、《固井设计规范》（SY/T5480）实施固井工程，确保固井质量满足《固井质量评价方法》（SY/T6592）相关要求，避免套管返液窜漏污染地下水。

⑥加强对油井的监测和管理，定期检查，及时发现、修补坏损井，减少原油泄漏量。

6.2.7.2 分区防控措施

为防止污染地下水，针对工程工艺特点，严格执行《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）“11.2.2 分区防控措施”相关要求，本评价确定防渗要求见表 6.2-2。

表 6.2-2 分区防渗要求一览表

名称	防渗分区		防渗要求
运营期井场	一般防渗区	井口区	等效黏土防渗层 $Mb \geq 1.5m$, $K \leq 1.0 \times 10^{-7} cm/s$; 或参照 GB16889 执行
其他区域	简单防渗区	其他区域	一般地面硬化

为确保防渗措施的防渗效果，在施工过程中建设单位应加强施工期的管理，严格按防渗设计要求进行施工，加强防渗措施的日常维护，使防渗措施达到应有的防渗效果。本项目管线均为防腐管线。同时应加强各生产设施的环保设施的管理，避免跑冒滴漏。

6.2.7.3 地下水污染监控措施

尽管溶质运移模拟结果表明，在非正常状况下，建设工程不会影响地下水环境，但是由于水文地质条件的复杂性，很多因素是不确定的，数学模型预测不能将各种情况完全考虑，加之很多参数和地质体存在很大的不确定性，预测结果只能作为参考。因此为了及时发现工程运行中出现的对地下水环境的不利影响，防范地下水污染事故发生，减缓对地下水环境的不利影响，并为地下水污染后的治理措施制定和治理方案实施提供基础资料，建议建设单位在工程正式运行前，设置地下水环境跟

踪监测点，并在工程运行中定期监测、定期整理研究、定期预报、识别事故并及时采取措施，尽可能减小工程在非正常状况下对地下水环境的影响。

①监测井数

根据本项目特点建立和完善区域地下水环境监测制度和环境管理体系，制定完善的监测计划，环境监测工作可委托当地有资质的环境监测机构承担。根据《环境影响评价技术导则·地下水环境》（HJ610-2016）及《地下水环境监测技术规范》（HJ164-2020）的要求、地下水流向、工程的平面布置特征及地下水监测布点原则，本项目地下水监测计划见表 6.2-3。

表 6.2-3 地下水监测点布控一览表

编号	监测层位	功能	井深	监测因子	方位/距离	监测频次
J1	潜水含水层	跟踪监测井	≤50m	pH、总硬度、溶解性总固体、硫化物、石油类、石油烃（C ₆ -C ₉ ）、石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）、砷、六价铬	上游地下水井	每半年 1 次
J2					下游地下水井	
J3					下游地下水井	

②监测数据管理

上述监测结果应按工程有关规定及时建立档案，并抄送生态环境主管部门，对于常规检测数据应该进行公开，特别是对工程区所在区域的居民公开，满足法律中关于知情权的要求。发现污染和水质恶化时，要及时进行处理，开展系统调查，并上报有关部门。

（2）地下水监测管理

为保证地下水监测有效、有序管理，须制定相关规定、明确职责，采取以下管理措施和技术措施。

①管理措施

a) 防止地下水污染管理的职责属于生态环境管理部门的职责之一。建设单位环境保护管理部门指派专人负责防治地下水污染管理工作。

b) 管理单位生态环境管理部门应委托具有监测资质的单位负责地下水监测工作，按要求及时分析整理原始资料、监测报告的编写工作。

c) 建立地下水监测数据信息管理系统，与管理单位环境管理系统相联系。

d) 根据实际情况，按事故的性质、类型、影响范围、严重后果分等级地制订相应的预案。在制定预案时要根据本项目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，适当的时候组织有关部门、人员进行演练，不断补充完善。

②技术措施

a) 按照《地下水环境监测技术规范》(HJ/T164-2020)要求, 及时上报监测数据和有关表格。

b) 在日常例行监测中, 一旦发现地下水水质监测数据异常, 应尽快核查数据, 确保数据的正确性, 并将核查过的监测数据通告管理单位生态环境部门, 由专人负责对数据进行分析、核实, 并密切关注生产设施的运行情况, 为防止地下水污染采取措施提供正确的依据。应采取的措施如下:

了解运营是否出现异常情况, 出现异常情况的位置、原因。加大监测密度, 如监测频率由每月(季)一次临时加密为每天一次或更多, 连续多天, 分析变化动向, 周期性地编写地下水动态监测报告, 定期对污染区的生产装置进行检查。

6.2.7.4 地下水风险事故应急预案

(1) 应急防范措施

建设单位运行期应制定地下水环境事故应急技术及措施, 主要包括:

①确定工程运行过程中可能发生的环境事故与风险等级;

②监控项目的运行情况, 发现运行故障或运行异常情况并及时采取措施。一旦发生污染事故应及时向当地生态环境部门报告, 并积极采取控制措施以减小事故对周围环境的污染影响, 调查分析事故原因和造成的直接和间接损失。

③一旦发生环境事故, 应立即启动应急环境监测, 跟踪监测污染物的运移情况, 直至事故影响根本消除;

④根据事故状态下排放污水中的污染物特征, 进行地下水环境质量跟踪监测, 事故应急监测方案应与地方环境监测站共同制定和实施。企业应与地方环境监测站建立应急响应体系, 由地方监测站实施跟踪监测;

⑤事故情况下地下水环境监测频率不小于 1 次/天, 监测数据应及时上报有关主管部门;

⑥如地下水环境监测井中监测到地下水水质有异常超标现象, 应在进行监测的基础上开展地下水风险评估, 包括地下水修复和加强监测要求。

(2) 风险应急预案

①应急预案在制定全项目区环保管理体制的基础上, 制定专门的地下水污染事故的应急措施, 并与其他应急预案相协调。地下水应急预案包括以下内容:

a) 地下水环境保护目标的确定, 采取的紧急处置措施和潜在污染可能性评估;

b) 特重大事故应急抢险组织状况和人员、装备情况，平常的训练和演习。

②应急处置

一旦发现地下水发生异常情况，必须按照应急预案马上采取紧急措施：

a) 当确定发生地下水异常情况时，按照制订的地下水应急预案，在第一时间内尽快上报主管领导，通知当地生态环境管理主管部门，密切关注地下水水质变化情况；

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

c) 对事故后果进行评估，并制定防止类似事件发生的措施。

6.3 退役期环境保护措施

6.3.1 退役期大气环境保护措施

(1) 运输车辆使用符合国家标准的油品。

(2) 在闭井施工操作中应做到文明施工，防止水泥等的洒落与飘散；尽量避开大风天气进行作业。

(3) 退役期封井施工过程中，应加强施工质量管理，避免出现封井不严等非正常工况的烃类泄漏。

6.3.2 退役期水环境保护措施

《参照废弃井封井回填技术指南（试行）》（环办土壤函〔2020〕72号）对废弃井封堵，保证对各类废弃井采取的固井、封井措施有效可行，防止发生油水窜层，污染地下水资源。

6.3.3 退役期噪声污染防治措施

(1) 选用低噪声机械和车辆。

(2) 加强设备检查维修，保证其正常运行。

(3) 加强运输车辆管理，合理规划运输路线，禁止运输车辆随意高声鸣笛。

6.3.4 退役期固废及土壤污染防治措施

(1) 井场处置环保要求

①地面设施拆除、井场清理等工作中会产生废弃管线、废弃建筑残渣，应集中清理收集。管线外运清洗后可回收利用，废弃建筑残渣外运至绿色环保站妥善处理或环保部门指定建筑垃圾填埋场填埋处理，不得遗留在场内影响土壤环境质量。

②《参照废弃井封井回填技术指南（试行）》（环办土壤函〔2020〕72号）对完成采油的废弃井封堵，拆除井口装置，最后清理场地，清除各种固体废弃物，自然植被区域自然恢复。

③运输过程中运输车辆均加盖篷布，以防止行驶过程中固体废物的散落。

（2）管线处置环保要求

①退役期井场集输管道维持现状，避免因开挖管道对区域生态环境造成二次破坏。管道内物质应清空干净，并按要求进行吹扫，确保管道内无残留采出液，管道两端使用盲板封堵。

②工程施工结束后，占用天然牧草地应按照林草部门要求进行恢复，井场恢复后的植被覆盖率不应低于区域范围内同类型土地植被覆盖率，植被类型应与原有类型相似，并与周边自然景观协调，不得使用外来有害物种进行植被恢复。

综上所述，采取的固废及土壤污染防治措施是可行的。

6.3.5 退役期生态环境保护措施

随着油井开采时间的延长，其储量将逐年降低，最终进入退役期。当开发接近尾声时，各种机械设备将停止使用，井场和管线等设备设施陆续被拆卸、转移，原有的大气污染物、噪声及固体废物等对环境的影响将会逐渐减弱甚至消失。拆除地面设施、清理井场等，拆除的报废设备和建筑废料等由施工单位运至指定位置进行处理；及时清理作业现场，做到“工完、料尽、场地清”，恢复原有地貌；按规范要求对废弃井采取固井、封井措施。

井场经过清理后，永久性占地范围内的水泥平台或砂砾石铺垫应进行清理，然后根据周边区域的自然现状对其进行恢复，使井场恢复到相对自然的一种状态。

通过宣传教育的形式，使施工工作人员对在项目区生存的野生动物及植物有基本的认识与了解。在退役期施工过程中，如遇到保护植物应进行避让，严禁随意踩踏破坏；遇到保护动物时，应主动避让，不得惊扰、伤害野生动物，不得破坏保护动物的生息繁衍地，禁止妨碍野生动物生息繁衍的施工活动。

加强对《中华人民共和国野生动物保护法》及《中华人民共和国野生植物保护条例》的普及、教育工作，强化保护野生动植物的观念，让施工人员明确破坏保护植物，捕猎、杀害保护动物的法律后果，理解保护野生动植物的重要意义。

通过采取以上生态保护措施，对于减少植被破坏、减缓水土流失、抵制荒漠化发展起到了一定的积极作用，可有效保护脆弱的荒漠生态环境。

6.3.6 生态恢复治理方案

（1）生态环境保护与恢复治理的一般要求

本项目生态环境保护与恢复治理方案需遵循以下要求：

采取有效预防和保护措施，避免或减轻矿产资源开发活动造成的生态破坏和环境污染。坚持“预防为主、防治结合、过程控制”的原则，将生态环境保护与恢复治理贯穿开采的全过程。

（2）井场生态恢复治理

①井场生态恢复治理范围

本项目临时占地面积为 17.76m²，临时占地主要集中在本项目井口周边区域。本项目部署 16 口侧钻井仅新增临时占地。本项目退役期井场生态恢复治理范围包括 16 口侧钻井井场的所有临时占地施工范围。

②井场占地生态环境恢复治理措施

工程施工结束后，应对井场临时占地进行平整。充分利用前期已收集的弃土覆盖于井场表层，覆盖厚度根据植被类型和场地用途确定。

（3）管线生态恢复

①管线生态恢复治理范围

本项目管线工程临时占地 2.55hm²，管线施工扰动范围内需进行生态环境恢复治理。

②生态环境恢复治理措施

管道施工作业带宽度控制作业带范围内，施工过程中保护土壤成分和结构，在管线敷设过程中，分层回填管沟，覆土压实，管沟回填后多余土方应作为管廊覆土，不得随意丢弃。

（4）植被恢复措施及恢复要求

项目施工结束后，灌木林地、牧草地按照林草部门要求进行恢复，井场恢复后的植被覆盖率不应低于区域范围内同类型土地植被覆盖率，植被类型应于原有类型相似，并与周边自然景观协调，不得使用外来有害物种进行井场植被恢复。

7.碳排放影响评价

为贯彻落实中央和生态环境部关于“碳达峰、碳中和”相关决策部署和文件精神，充分发挥环境影响评价的源头防控、过程管理中的基础性作用，本次评价按照相关政策及文件要求，根据《中国石油天然气生产企业温室气体排放核算方法与报告指南（试行）》核算方法，计算本项目实施后碳排放量及碳排放强度，提出碳减排建议，并分析减污降碳措施可行性及碳排放水平。

7.1 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。

本项目侧钻井场不新增加热炉，均利旧，原有加热炉采用天然气为燃料，已核算过该部分产生的 CO_2 排放量，本次评价不再核算。

（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。

本项目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大气中的 CH_4 或 CO_2 气体，如驱动气动装置运转的天然气排放、泄压排放、

设备吹扫排放、工艺过程尾气排放、储罐溶解气排放等。石油天然气生产企业业务环节较多且各具特色，其工艺放空排放应区分不同业务环节分开核算。

本项目主要为井场建设内容，不涉及计转站或联合站，不再核算该部分 CH₄ 或 CO₂ 气体排放量。

(4) CH₄ 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 CH₄ 排放，如阀门、法兰、泵轮密封、压缩机密封、减压阀、取样接口、工艺排水、开口管路、套管、储罐泄漏及未被定义为工艺放空的其他压力设备泄漏；石油天然气生产企业业务环节较多且各具特色，其逃逸排放应区分不同业务环节分开核算。

本项目井场法兰、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) CH₄ 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 CH₄ 从而免于排放到大气中的那部分 CH₄。CH₄ 回收利用量可从企业总排放量中予以扣除。

本项目未实施甲烷回收利用。

(6) CO₂ 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 CO₂ 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 CO₂。CO₂ 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 CO₂ 地质埋存或驱油的减排问题。

本项目实施后未回收燃料燃烧或工艺放空过程中产生的 CO₂，因此该部分回收利用量均为 0。

(7) 净购入电力和热力隐含的 CO₂ 排放量

该部分排放实际上发生在生产这些电力或热力的企业，但由报告主体的消费活动引起，依照约定也计入报告主体名下。

本项目实施后，需消耗电量，不涉及蒸汽用量。

7.1.1.2 二氧化碳产排节点

本项目生产工艺流程中涉及二氧化碳的产排节点表 7.1-1 所示。

表 7.1-1 二氧化碳产排污节点汇总一览表

序号	类别	产污环节	碳排放因子	排放形式
----	----	------	-------	------

1	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
2	CH ₄ 逃逸排放	井场法兰、阀门等处逸散的废气	CH ₄	无组织
3	净购入电力和热力隐含的 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

本项目碳排放核算边界及核算内容见表 7.1-2 所示。

表 7.1-2 核算边界及核算内容一览表

序号	核算主体/核算边界	碳排放核算内容
1	采油二厂 TK683XCH、 TK609XCH2 等井侧 钻项目	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) 火炬燃烧排放 (2) CH ₄ 逃逸排放 (3) 净购入电力和热力隐含的 CO ₂ 排放量

7.1.2.2 碳排放量核算过程

本项目涉及火炬燃烧排放、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) 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 CH₄ 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 CO₂ 及 CH₄ 排放。

① 计算公式

a. 火炬燃烧排放计算公式：

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

式中，

EGHG-火炬-火炬燃烧产生的 CO₂ 排放量，单位为吨 CO₂；

ECO₂-正常火炬-正常工况下火炬系统产生的 CO₂ 排放，单位为吨 CO₂；

ECO₂-事故火炬-由于事故火炬产生的 CO₂ 排放，单位为吨 CO₂；

ECH₄-正常火炬-正常工况下火炬系统产生的 CH₄ 排放，单位为吨 CH₄；

ECH₄-事故火炬-事故火炬产生的 CH₄ 排放，单位为吨 CH₄；

GWPC_{CH₄}-CH₄ 相比 CO₂ 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 CH₄ 相当于 21 吨 CO₂ 的增温能力，因此 GWPC_{CH₄} 等于 21。

b.正常工况下火炬气体温室气体排放公式如下：

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

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

式中，

i-火炬系统序号；

Q 正常火炬-正常生产状态下第 i 号火炬系统的火炬气流量，单位为万 Nm³；

CC 非 CO₂-火炬气中除 CO₂ 外其他含碳化合物的总含碳量，单位为吨碳/万 Nm³；

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；

VCO₂-火炬气中 CO₂ 的体积浓度，取值范围为 0~1；

VCH₄-为火炬气中 CH₄ 的体积浓度；

c.事故工况下火炬气体温室气体排放公式如下：

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

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

上式中：

J-事故次数；

GF 事故,j-报告期内第 j 次事故状态时的火炬气流速度，单位为万 Nm³/小时；

T 事故,j-报告期内第 j 次事故的持续时间，单位为小时；

CC (非 CO₂) j-第 j 次事故火炬气中除 CO₂ 外其他含碳化合物的总含碳量, 单位为吨碳/万 Nm³;

OF-火炬燃烧的碳氧化率, 如无实测数据可采用缺省值 0.98;

V (CO₂) j-第 j 次事故火炬气中 CO₂ 的体积浓度;

VCH₄-事故火炬气中 CH₄ 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 7.1-3 火炬燃烧排放活动相关参数一览表

序号	场所	工况	火炬气流 速 (万 Nm ³ /h)	持续 时间 (h)	火炬气中除 CO ₂ 外 其他含碳化合物 的总含碳量 (吨碳 /万 Nm ³)	火炬燃 烧的碳 氧化率	火炬气中 CO ₂ 的体 积浓度	火炬气中 CH ₄ 的体 积浓度
1	16 座井 场	正常 工况	0.18	48	0.5	0.98	0.0296 (按 塔河油田 主体区奥 陶系油藏 中参数给 出)	0.7396 (按 塔河油田 主体区奥 陶系油藏 中参数给 出)

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 1.32 吨 CO₂。

(2) CH₄ 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接转站逃逸排放的 CH₄。《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 CH₄ 逃逸排放”计算公式进行计算:

$$E_{CH_4\text{-开采逃逸}} = \sum_j (Num_{oil,j} \times EF_{oil,j}) + \sum_j (Num_{gas,j} \times EF_{gas,j})$$

式中: $E_{CH_4\text{-开采逃逸}}$ ——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 CH₄ 逃逸排放, 单位为吨 CH₄;

j——不同的设施类型;

$Num_{oil,j}$ ——原油开采业务所涉及的泄漏设施类型数量, 单位为个;

$EF_{oil,j}$ ——原油开采业务中涉及的每种设施类型 j 的 CH_4 逃逸排放因子，单位为吨 $CH_4/（年·个）$ ；井口装置为 0.23；

$Num_{gas,j}$ ——天然气开采业务所涉及的泄漏设施类型数量，单位为个；

$EF_{gas,j}$ ——天然气开采业务中涉及的每种设施类型 j 的 CH_4 逃逸排放因子，单位为吨 $CH_4/（年·个）$ ；井口装置为 2.5。

本项目开采逃逸的 CH_4 为：

$$\begin{aligned} E_{CH_4-开采逃逸} &= Num_{oil, 油井井口} \times EF_{oil, 油井井口} + Num_{oil, 油井加热炉} \times EF_{oil, 油井加热炉} + Num_{oil, 接转站} \\ &\times EF_{oil, 接转站} + Num_{oil, 气井井口} \times EF_{oil, 气井井口} + Num_{oil, 气井加热炉} \times EF_{oil, 气井加热炉} \\ &= 16 \times 0.23 tCH_4 + 16 \times 0.23 tCH_4 \\ &= 7.36 tCH_4 \end{aligned}$$

根据上述公式计算可得本项目开采逃逸的 CH_4 为 7.36t，折算成 CO_2 排放量为 332.39t。

（3）净购入电力和热力隐含的 CO_2 排放

① 计算公式

a. 净购入电力的 CO_2 排放计算公式

$$E_{CO_2-净电} = AD_{电力} \times EF_{电力}$$

式中：

$E_{CO_2-净电}$ 为报告主体净购入电力隐含的 CO_2 排放量，单位为吨 CO_2 ；

$AD_{电力}$ 为企业净购入的电力消费量，单位为兆瓦时（MWh）；

$EF_{电力}$ 为电力供应的 CO_2 排放因子，单位为吨 CO_2/MWh 。

b. 净购入热力的 CO_2 排放计算公式

$$E_{CO_2-净热} = AD_{热力} \times EF_{热力}$$

式中：

$E_{CO_2-净热}$ 为报告主体净购入热力隐含的 CO_2 排放量，单位为吨 CO_2 ；

$AD_{热力}$ 为企业净购入的热力消费量，单位为 GJ；

$EF_{热力}$ 为热力供应的 CO_2 排放因子，单位为吨 CO_2/GJ 。

② 计算结果

本项目生产过程中不涉及使用蒸汽，不涉及发电内容，使用的电力消耗量为 5148MWh，电力排放因子按照西北地区电力排放因子 0.6671 吨 CO_2/MWh 。根据前述公式计算可知，核算净购入电力和热力隐含的 CO_2 排放量为 3434.2t。

(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：

$$E_{GHG} = E_{CO_2\text{燃烧}} + E_{GHG\text{火炬}} + \sum_s (E_{GHG\text{工艺}} + E_{GHG\text{逃逸}})_s - R_{CH_4\text{回收}} \\ \times GWP_{CH_4} - R_{CO_2\text{回收}} + E_{CO_2\text{净电}} + E_{CO_2\text{净热}}$$

式中，EGHG-温室气体排放总量，单位为吨 CO₂；

ECO₂-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；

EGHG-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；

EGHG-工艺-企业各业务类型的工艺放空排放，单位为吨 CO₂ 当量；

EGHG-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；

RCH₄-回收-企业的 CH₄ 回收利用量，单位为吨 CH₄；

GWPCH₄-CH₄ 相比 CO₂ 的全球变暖潜势值。取值 21；

RCO₂-回收-企业的 CO₂ 回收利用量，单位为吨 CO₂。

ECO₂-净电-报告主体净购入电力隐含的 CO₂ 排放量，单位为吨 CO₂；

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。

按照上述 CO₂ 排放总量计算公式，则本项目实施后 CO₂ 排放总量见表 7.1-4 所示。

表 7.1-4 CO₂ 排放总量汇总一览表

项目	源类别	排放量 (吨 CO ₂)	占比 (%)
本项目	燃料燃烧 CO ₂ 排放	0	0.00
	火炬燃烧排放	1.32	0.04
	工艺放空排放	0	0.00
	CH ₄ 逃逸排放	332.39	8.82
	CH ₄ 回收利用量	0	0.00
	CO ₂ 回收利用量	0	0.00

	净购入电力、热力隐含的 CO ₂ 排放	3434.2	91.14
	合计	3767.91	100.00

由上表 7.1-4 分析可知，本项目 CO₂ 总排放量为 3767.91 吨。

7.2 减污降碳措施

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

7.2.1 工艺技术减污降碳措施

本项目井场开采采用无人值守井场，减少人工干预和经常整定调节参数，实现全自动过程。定期组织人员对井场进行巡检，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

本项目在电气设备设施上采用多种节能措施，从而间接减少了电力隐含的 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 减污降碳管理措施

采油二厂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的规定，尽可能从管理上做到对各类能源高效使用，同时对碳排放情况进行有效管理。

7.3 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 3767.91 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 环境影响经济损益分析

项目的开发建设，除对国民经济的发展起着促进作用外，同时也在一定程度上影响着项目地区环境的变化。进行环境影响经济损益分析的目的在于分析建设项目的社会、经济和环境损益，评价建设项目环境保护投资的合理性以及环境保护投资的效益，促进项目建设的社会、经济和环境效益的协调统一和可持续发展。

8.1 经济效益分析

本项目总投资为 12140.99 万元，其中环保投资 532 万元，占总投资 4.4%。由于涉及国家能源商业机密，故对项目本身的经济效益在本环评报告中不作描述。本项目环保投资估算见表 8.1-1。

表 8.1-1 本项目环保投资估算一览表

类别	污染源	环保措施	治理效果	投资 (万元)
废气	施工扬尘	临时抑尘覆盖物（草包、帆布等）、洒水（防尘、洒水等）	/	16
	无组织排放	装置做好日常维护，做好密闭措施	非甲烷总烃 ≤4.0mg/m ³ ; H ₂ S≤0.06mg/m ³	8
噪声	设备噪声	加强设备维护，基础减振	场界： 昼间≤65dB（A） 夜间≤55dB（A）	8
	采油树 加热炉			
固体废物	地面工程施工	施工期固废清运处置	妥善处理	8
	钻井废弃物	泥浆不落地系统	妥善处理	320
	含油废物、废防渗材料、清管废渣	井场作业落地油、清管废渣回收进入阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站处置；废防渗材料、废润滑油等交由持有危险废物经营许可证的单位接收处置。	妥善处理	10
生态	临时占地	施工结束后进行场地平整；控制施工作业带宽度；水土保持措施、防沙治沙等	施工结束后场地平整	40
	区块遗留问题整改	区域遗留的生态环境问题需按要求整改完成，如井场遗留弃渣及时清运；老井临时占地内的水泥块按期清理或综合利用	井场无固废遗留	/
环境风险管理	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、设置可燃气体检测报警仪、硫化氢检测报警仪等防范设施	风险防范设施数量按照消防、安全等相关要求设置	8
	应急预案	根据管线泄漏应急处理经验，完善现有突发环境事件应急预案	修改完善，并定期演练	4

类别	污染源		环保措施	治理效果	投资 (万元)
废水处理	施工废水、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	施工废水、生活污水不外排	32
	井下作业废液		井下作业废液采用专用罐拉运至绿色环保站处置	废水不外排	16
地下水、土壤	一般防渗区	井口区	等效黏土防渗层 Mb≥1.5m，K≤1.0×10 ⁻⁷ cm/s；或参照 GB18598 执行	渗透系数小于 1.0×10 ⁻⁷ cm/s	16
	简单防渗区	其他区域	实施地面硬化	地面硬化	
	管道防腐		集油管线采用管线+外防腐、燃料气供给管线采用普通级二层 PE 防腐，补口采用聚乙烯热收缩套	防腐性能良好	16
环境管理			环境影响评价、环境保护竣工验收、运营期环境监测		25
			环保培训，演练		5
环保投资合计					532

8.2 社会效益分析

本项目的实施可以支持国家的经济建设，缓解当前原油供应紧张、与时俱进的形势，同时，油气田开发对当地工业和经济的发展具有明显的促进作用，能够带动一批相关工业、第三产业的发展，给当地经济发展注入新的活力。本项目的实施还补充和加快了油气田基础设施的建设。

因此本项目具有良好的社会效益。

8.3 环境措施效益分析

本项目在设计中充分考虑了环境保护的要求，严格执行各项环境保护标准。同时还针对在生产运行过程中产生的“三废”，从实际出发采取多种相应的治理措施。由此看来，本项目采取的环保措施保护了环境，但未产生明显的经济效益。

8.3.1 环保措施的环境效益

(1) 废气

本项目油气集输采取管道密闭输送，加强阀门的检修与维护，从源头减少烃类气体的挥发量，通过采取相关治理措施后有效减少了废气中污染物的排放量，减少对大气的污染，污染物能达标排放，对周围环境的影响可接受。

(2) 废水

本项目运营期废水包括采出水和井下作业废水，采出水随采出液最终输送至塔河油田二号联合站处理，满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)标准后回注地层，井下作业废水送至阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站处理。

(3) 固体废弃物

本项目运营期固体废物主要为落地油、废防渗材料，收集后直接委托有危废处置资质的单位接收处置。

(4) 噪声

通过采取选用低噪声设备、减振等措施，减低了噪声污染。

(5) 生态保护措施

在施工期间，采取严格控制地表扰动范围，严格控制施工作业带，采用拉设彩条方式限定运输车辆行驶范围；井场地表采取砾石压盖，减少水土流失。

本项目各项环保措施通过充分有效地实施，可以使污染物的排放在生产过程中得到有效地控制。本项目选用先进、成熟、可靠、具有节能和环保效果的技术，使各种污染物在排放前得以尽可能大的削减。在生产过程中充分、有效地利用了资源，减少各种资源的损失，大大降低其对周围环境的影响。

8.3.2 环境损失分析

本项目在建设过程中，由于井场地面设施建设、敷设管线等都需要占用一定量的土地，并因此带来一定的环境损失。环境损失包括直接损失和间接损失，直接损失指由于项目建设对土壤、地表植被及其生境破坏所造成的环境经济损失，即土地资源破坏的经济损失。间接损失指由土地资源损失而引起的生态问题，如生物多样性等造成的环境经济损失。

施工期结束后，临时占地将被恢复，临时占地对土地资源和生态的破坏程度较小，时间较短。只有在油气田停止开发后，永久占地才有可能被恢复，永久占地对土地资源和生态的破坏严重，时间长。

根据生态影响评价分析，项目占地类型主要为灌木林地、天然牧草地等，本项目在开发建设过程中，不可避免地会产生一些污染物，这些污染物都会对油气田周围的环境造成一定的影响，如果处理不当或者管理措施不到位，就可能会危害油气田开发区域内的环境。

项目的开发建设中对土地的占用产生一定程度的生态负效应。在数年内附之以有效的防护措施和生态修复措施，这种影响将会被局限在较小的范围内，不会呈现放大的效应。

8.3.2 环保措施的经济效益

本项目通过采用多种环保措施，具有重要的环境效益，但整体对经济效益影响较小。

8.4 环境经济损益分析结论

本项目经分析具有良好的经济效益和社会效益。

在建设过程中，由于井场地面设施建设、敷设管线等都需要占用一定量的土地，并因此带来一定的环境损失。因而在油气田开发过程中，需要投入必要的资金用于污染防治和恢复地貌等，经估算该项目环境保护投资约 455 万元，环境保护投资占总投资的 3.7%。实施相应的环保措施后，可以起到保护环境的效果。

9.环境管理与监测计划

9.1 环境管理

管理是对人类生产、生活和社会活动实行控制性的影响,使外界事物按照人们的决策和计划方向进行和发展。随着我国环保法规的完善及严格执法,环境污染问题将极大地影响着企业的生存与发展。因此,环境管理应作为企业管理工作中的重要组成部分,企业应积极并主动地预防和治理,增强全体职工的环境意识,避免因管理不善而造成的环境污染风险。

9.1.1 管理机构及职责

9.1.1.1 管理机构

本项目日常环境管理工作纳入西北油田分公司采油二厂现有 QHSE 管理体系。

采油二厂建立了三级环境保护管理机构,形成了环境管理网络。环境保护管理委员会及其办公室为一级管理职能机构,基层单位环境保护管理领导小组及其办公室为二级管理职能机构,班组为三级管理职能机构。

采油二厂设置有 QHSE(质量、健康、安全和环境)管理科,负责采油厂工业现场“三标”、QHSE 管理体系执行、环境保护、工业动火、防暑降温、交通安全、工伤、特种设备、防雷防静电、井控管理、劳动保护等工作的管理,为采油厂有效地开展环保工作提供了依据。

9.1.1.2 职责

(1)西北油田分公司采油二厂 QHSE 管理委员会

——贯彻并监督执行国家关于环境保护的方针、政策、法令。

——作为最高管理部门负责组织制定 QHSE 方针、目标和管理实施细则。

——每季召开一次 QHSE 例会,全面掌握 QHSE 管理工作动态,研究、部署、布置、总结、表彰本单位的 QHSE 工作,讨论、处理本单位 QHSE 工作中存在的重大问题。

——组织本单位 QHSE 工作大检查,每季度至少一次。

——负责对方案和体系进行定期审核,并根据审核结果对方案进行修正和改进。

——组织开展本单位清洁文明生产活动。

——组织开展本单位环境宣传、教育工作。

——直接领导开发公司管理委员会。

(2) 下辖管理区 QHSE 管理委员会职责

——负责运行期间 QHSE 管理措施的制定、实施和检查。

——对运行期间出现的问题加以分析，监督生产现场对 QHSE 管理措施的落实情况。

——协助上级主管部门宣传贯彻国家和地方政府有关环境保护方面的法律法规，地方政府关于自然保护区方面的法律、条例，环境保护方面的法律法规及中国石油化工股份有限公司西北油田分公司的 QHSE 方针。

——配合上级主管部门组织全体员工进行环境保护知识的教育和培训。

——及时向上级主管部门汇报 QHSE 管理现状，提出合理化建议，为环境审查和改进提供依据。

(3) QHSE 兼职管理人员和全体人员

——QHSE 兼职管理人员和全体人员应清楚地意识到环境保护的重要性。

——严格执行 QHSE 管理规程和标准。

——了解工程建设对环境的影响和可能发生的事故。

——严格按照规章制度操作，发现问题及时向上面汇报，并提出改进意见。

9.1.2 施工期的环境管理任务

(1) 建立和实施施工作业队伍的 QHSE 管理体系。

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

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

(4) 工程建设结束后，会同当地环保主管部门共同参与检查验收。

9.1.3 运营期的环境管理任务

(1) 本项目运行期的 QHSE 管理体系纳入西北油田分公司采油二厂 QHSE 系统统一管理。

(2) 协助进行环境保护设施的竣工验收工作，贯彻执行国家、地方及上级部门有关环境保护方针、政策、法律法规。

(3)负责集输管线的日常环境保护管理工作及定期进行环保安全检查，如生态恢复、环境监测等。

(4)编制各种突发事故的应急计划。

(5)组织开展环境保护宣传教育、技术和经验交流活动，推广先进技术和科研成果，对全体员工组织开展环境保护培训。

(6)强化基础工作，建立完整、规范、准确的环境基础资料，环境统计报表和环境保护技术档案。

(7)参加调查、分析、处理环境污染事故，并负责统计上报事故的基本情况 & 处理结果，协同有关部门制定防治污染事故的措施，并监督实施。

9.1.4 环境管理计划

为了最大限度地减轻施工期作业活动对沿线生态的不利影响,减少运营期事故的发生,确保管道安全运行,建立科学有效的环境管理体制,落实各项环保和安措施显得尤为重要。根据 QHSE 管理体系及清洁生产的要求,结合区域环境特征,分施工期和运营期提出本项目的环境管理计划。各个阶段环境管理/监理的内容、实施部门及监督机构见表 9.1-1。

表 9.1-1 本项目环境管理和监督计划

阶段	影响因素			防治措施建议	实施机构	监督管理机构
施工期	生态保护	土地占用	永久占地	严格控制施工占地面积,严格控制井位外围作业范围,施工现场严格管理;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	施工单位、环境监理单位及建设单位	环境监理单位、建设单位相关部门及当地生态环境主管部门
			临时占地	设计选线过程中,尽量避开植被较丰富的区域;在管线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;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		
		动物		加强施工人员的管理,强化保护野生动物的观念,禁止捕猎	施工单位、环境监理单位及建设单位	环境监理单位、建设单位相关部门及当地生态环境主管部门
		植被		施工过程中严格规定车辆和各类工作人员的活动范围,使之限于在施工区范围内活动,严禁破坏占地范围外的植被		
		水土保持		①工程措施:井场采取砾石压盖,施工结束后进行场地平整。		

			②临时措施：对临时堆土区采取防尘网苫盖的方式进行防护；在施工作业带两侧拉彩条旗以示明车辆行驶的边界；定时洒水，减少施工过程中因风蚀造成的水土流失，在风季施工期内，增加洒水防护措施	位	地生态环境主管部门
		防沙治沙	主体工程与防沙治沙措施同时施工，并加强临时防护措施，做好防护措施等		
	污染防治	施工扬尘、测试放喷废气、焊接烟尘、车辆尾气	施工扬尘采取进出车辆减速慢行、物料苫盖的措施；试油放喷分离出的天然气引至放空火炬点燃，同时控制测试放喷时间；焊接作业时使用无毒低尘焊条	施工单位、环境监理单位及建设单位	环境监理单位、建设单位相关部门及当地生态环境主管部门
		废水	钻井废水在钻井期间综合利用；酸化压裂作业结束后返排的压裂废水收集在酸液罐内，拉运至阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站处理；生活污水经井场撬装式污水处理站处理后，用于荒漠灌溉；试压结束后，试压废水就地泼洒抑尘		
		固体废物	施工土方全部用于管沟和井场回填；岩屑随泥浆一同进入不落地系统，分离后的液相回用于钻井液配制，分离后的固相经检测满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》(DB65/T3997-2017)中污染物限值要求后，用于铺垫油区内的井场、道路等；危险废物，收集后暂存在井场撬装式危废暂存间内，完井后将由井队联系有危险废物处置资质的单位回收处理		
		噪声	选用低噪声的设备、保持设施良好的运行工况，选择合理的施工时间等		
	运营期	正常工况	废水	建设单位	建设单位相关部门及当地生态环境主管部门
			废气		
运营期	正常工况	固体废弃物	落地油、废防渗材料收集后有危废处置资质单位接收处置	建设单位	建设单位相关部门及当地生态环境主管部门
		噪声	选用低噪声设备、基础减振措施		
		事故风险	事故预防及油气泄漏应急预案		当地生态环境主管部门

退 役 期	施工扬尘	施工现场洒水抑尘	施 工 单 位 及 建 设 单 位	建设单位相关部门 及当地生态环境主 管部门
	固体废物	落地油收集后委托有资质单位接收处置；建筑垃圾收集后送周边工业固体废物填埋场填埋处置；废弃管线维持现状，避免因开挖管线对区域生态环境造成二次破坏，管线内物质应清空干净，并按要求进行吹扫，管线两端使用盲板封堵		
	噪声	选用低噪声的设备、保持设施良好的运行工况，选择合理的施工时间等		
	生态恢复	闭井后要拆除井架、井台，并对井场土地进行平整，清除地面上残留的污染物		

9.1.5 施工期环境监理

本项目施工期对周边环境造成一定影响，在施工期阶段应积极开展环境监理工作。建设单位应在项目实施之前与监理单位签订合同，并要求监理单位按照合同文件要求在施工期介入环境监理。可采取巡视、旁站等环境监理方式对施工期污染防治措施、项目建设内容、配套环保设施、生态保护措施、环境管理制度、环境敏感目标等与环评及批复文件的符合性进行监理。

9.1.6 开展环境影响后评价工作相关要求

根据《中华人民共和国环境影响评价法》《建设项目环境影响后评价管理办法（试行）》《关于进一步加强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）《关于加强建设项目环境影响后评价管理的通知》（新环环评发〔2020〕162号）要求，项目正式投产或运营后，每3~5年开展一次环境影响后评价，依法报批生态环境主管部门备案。石油天然气开发建设项目可按照开发区块整体开展环境影响后评价工作。

因此，项目正式投产或运营后，可纳入塔河油田开发区块整体开展环境影响后评价工作。

9.1.7 排污许可

依据《排污许可管理条例》(中华人民共和国国务院令 第736号)第二条规定：依照法律规定实行排污许可管理的企业事业单位和其他生产经营者，应当依照本条例规定申请取得排污许可证；未取得排污许可证的，不得排放污染物。

根据《排污许可证申请与核发技术规范 总则》(HJ942-2018)、《排污许可证申请与核发技术规范 工业噪声》(HJ1301-2023)、《排污单位自行监测技术指南 总则》(HJ819-2017)及《关于进一步做好环境影响评价与排污许可衔接工作的通知》(环办环评〔2017〕84号),本项目应纳入西北油田分公司采油二厂排污许可管理,项目无组织废气严格执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)中其他排放控制要求,同时应进一步完善排污许可变更、自行监测制度及排污口规范化管理制度等。

根据《排污单位环境管理台账及排污许可证执行报告技术规范 总则(试行)》(HJ944-2018)要求,项目应以各采油厂为单位建立环境管理台账制度和排污许可证执行报告,落实环境管理台账记录的责任单位和责任人,明确工作职责,并对环境管理台账的真实性、完整性和规范性负责。一般按日或按批次进行记录,异常情况应按次记录。

9.2 企业环境信息披露

9.2.1 披露内容

(1) 基础信息

企业名称: 中国石油化工股份有限公司西北油田分公司

法人代表: 王世洁

生产地址: 新疆阿克苏地区库车市境内

主要产品及规模: ①部署老井侧钻 16 口(TS5CH、TK602CH、TK609XCH2、TK6104XCH、TK666CH、TK683XCH、TH10333CH3、TH102105CH、TH121111CH、TH12489X、TH12359、TH12135CH2、TH121175CH); ②新建 TS5CH 井场地面工程; ③改造 2 座井场(TK602CH、TK6104XCH), 总计新建 3 台空冷器。④新建 3.87km 单井出油管线、2.27km 燃料气管线以及 1.27km 掺稀管线(TH124136 井至 TH12441 阀组集输工程、TH124141X 井至 TH12441 阀组集输工程、TK609CX 井至 6-1 计转站集输工程、TS5CH 井至 6-1 计转站集输工程)并配套防腐工程; ⑤扩建站场 1 座(6-3 计转站), 新建 1 台 45m³/h 外输泵; ⑥TS5CH 井场新建 10kV 输电线路 0.6km, TS5CH、TK602CH、TK6104XCH、TK609XCH2 各新建 1 台 250kVA 变压器, 共 4 台; ⑦对区块现有电力线路进行改造, 总计新建 10kV 输电线路 5.5km, 更换 10kV 输电线路 6km, 配套安装串联调压器 1 台、断路器 5 台、250kVA 变压

器 4 台等设施；⑧其余井场地面工程、集输工程及配套设施均可利旧。16 口侧钻井部署后，单井平均产油 13t/d，最高产油 8.47×10^4 t/a。油气处理及外输均依托已有地面设施。

（2）排污信息

本项目拟采取的环境保护措施、排放的污染物种类、排放浓度；

本项目污染物排放标准；

本项目污染物排放量情况。

（3）环境风险防范措施

本项目环境风险防范措施见采油二厂现行突发环境风险应急预案。

（4）环境监测计划

本项目环境监测计划见表 9.4-1。

9.2.2 披露方式及时间要求

披露方式：通过公司网站、信息公开平台或当地报刊等便于公众知晓的方式公开。

披露时间要求：企业可以根据实际情况对已披露的环境信息进行变更；进行变更的，应当以临时环境信息依法披露报告的形式变更，并说明变更事项和理由。

9.3 污染物排放清单

本项目运营期污染物产生及排放情况详见表 9.3-1。

表 9.3-1 运营期污染物排放汇总

类别	工程组成	产污环节	环境保护措施及主要运行参数		污染物种类	排放情况		总量指标 (t/a)	执行标准 (mg/m³)		环境监测要求
			环境保护措施	主要运行参数		排放时段 h/a	排放浓度 (mg/m³)				
		无组织废气	管道密闭输送, 加强阀门、机泵的检修与维护, 从源头减少泄漏产生的无组织废气。	—	非甲烷总烃	8000	/	0.12	厂界外; 非甲烷总烃 ≤4.0		《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020) 中企业边界污染物控制限值
				—	硫化氢	8000	/	0.0009	硫化氢≤0.06		《恶臭污染物排放标准》(GB14554-93) 中改扩建项目二级标准
		温室气体	降低抽油机井工作能耗, 加强油气技术管道密闭性能, 开发清洁能源替代现有能源等, 从而减少温室气体排放。	—	甲烷	8000	/	3767.91	/		/
类别	污染源	污染因子	处理措施				处理后浓度 (mg/L)	排放去向	总量控制指标 (t/a)	执行标准 (mg/L)	环境监测要求
废水	采出水、井下作业废水	SS、COD、石油类、挥发酚	采出水依托塔河油田二号联合站处理; 井下作业废水采用罐车拉运至阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站处理。				—	不外排	—	—	《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)
类别	噪声源		污染因子	治理措施			处理效果	执行标准		环境监测要求	
噪	井下作业(修井、洗井等)		L _{eq}	选用低噪声设备, 采取减振、隔声、			厂界达标	厂界昼间≤60dB(A);		《工业企业厂界环境噪声排放标准》	

声	井口装置	L _{eq}	消声等降噪措施		夜间≤50dB(A)	(GB12348-2008) 中 2 类标准
序号	污染源名称	固废类别	处理措施			
固废	清管废渣、废防渗膜、废润滑油等	危险废物	收集后委托有危废处置资质单位接收处置。			
	落地油	/	井下作业时带罐作业，落地油 100%回收。			
环境风险防范措施		严格按照风险预案中相关规定执行				

9.4 环境及污染源监测

9.4.1 监测目的

环境监测是企业环境管理体系的重要组成部分,也是环境管理规范化的主要手段,通过对企业主要污染物进行分析、资料整理、编制报表、建立技术文件档案,可以为上级生态环境主管部门和地方生态环境主管部门进行环境规划、管理和执法提供依据。环境监测是环境保护的基础,是进行污染源治理及环保设施管理的依据,因而企业应定期对环保设施及废水、噪声等污染源情况进行监测、对固体废物处置按照法规文件规范进行记录。

通过对本项目运行中环保设施进行监控,掌握废气、废水、噪声等污染源排放是否符合国家或地方排放标准的要求,做到达标排放,同时对废水、噪声防治设施进行监督检查,保证正常运行。

9.4.2 环境监测机构及设备配置

环境监测是环境保护的基础,是进行污染治理和监督管理的依据。本项目的环境监测工作可委托当地有资质的环境监测机构承担,也可由西北油田分公司的质量检测中心承担。

9.4.3 监测计划

根据本项目生产特征和污染物的排放特征,依据《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)、《恶臭污染物排放标准》(GB 14554-93)、《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)、《环境影响评价技术导则 土壤环境(试行)》(HJ964-2018)、《环境影响评价技术导则 生态影响》(HJ19-2022)、《排污单位自行监测技术指南 总则》(HJ819-2017)、《排污单位自行监测技术指南 陆上石油天然气开采工业》(HJ1248-2022)等标准规范及地方生态环境主管部门的要求,制定本项目的监测计划。

本项目投入运行后,各污染源监测因子、监测频率情况见表 9.4-1。

表 9.4-1 本项目监测计划一览表

类型	监测地点	监测频率	监测时间	监测项目
废气	代表性井场、站场厂界下风向 10m 范围内	1 次/半年	竣工环保验收后开	非甲烷总烃、H ₂ S
土壤	井场外基本农田土壤	1 次/年	始	石油类、石油烃(C ₆ ~C ₉)、石

	集输管线穿越重点公益林、牧草地的代表性区域			油烃（C ₁₀ ~C ₄₀ ）、汞、砷、六价铬
地下水	区域内及上游、下游	1 次/半年		石油类、石油烃（C ₆ ~C ₉ ）、石油烃（C ₁₀ ~C ₄₀ ）、汞、砷、六价铬
生态	井场及管线周围重点公益林、牧草地等代表性区域	1 次/年		植被恢复情况(植被覆盖率)

9.5 环保设施“三同时”验收一览表

本项目投产后环保设施“三同时”验收一览表见表 9.5-1。

表 9.5-1 环保设施验收清单（建议）

环境要素	工期	地点	“三同时”验收项目	工程量	效果
大气	施工期	井场厂界	颗粒物、二氧化硫、氮氧化物	/	钻井阶段使用的钻机为电钻机，正常钻井作业时动力优先由区域现有供电系统提供。
	运营期	井场加热炉	井场新建燃气加热炉排气筒高度不低于 8m，设置规范采样平台及监测孔	1 台	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。
		井场厂界	非甲烷总烃、H ₂ S	/	无组织非甲烷总烃满足《陆上石油天然气开采工业污染物排放标准》（GB39728-2020）企业边界污染物控制要求，H ₂ S 无组织排放执行《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）新建项目二级标准。
	退役期	井场厂界	扬尘	/	洒水抑尘。
水	施工期	井场	采用西北油田分公司“钻井废弃物不落地达标处理技术”	钻井不落地	废水循环利用，不外排。
	运营期	/	采出水处理装置	/	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）相关标准后，回注地层。
	退役期	/	封井、井场清理	/	按照《废弃井封井回填技术指南（试行）》《废弃井及长停井处置指南》等相关要求做好封井工作，防止串层，并按照相关部门要求做好场地清理，对固废废物进行妥善处置，对水环境的影响很小。

环境要素	工期	地点	“三同时”验收项目	工程量	效果
固体废物	施工期	井场	采用西北油田分公司“钻井废弃物不落地达标处理技术”	钻井不落地	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，同时石油烃满足《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中表2第二类用地风险筛选值后，综合利用。
	运营期	井场管线	落地油、含油废弃防渗材料、清管废渣、废酸化压裂液	/	依托阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站等其他持有危险经营许可证的单位处理。
	退役期	井场管线	废弃管线、废弃建筑残渣	/	不可回收利用的一般工业固体废物拉运至库车绿能环保科技有限公司处置，含油固废等危险废物委托有资质的单位妥善处置。
噪声	施工期	井场	施工机械设备运转噪声、交通噪声	/	施工期造成的噪声污染降到最低。
	运营期	井场	厂界噪声	配备防噪设施	满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）中2类标准要求。
	退役期	井场	井场设备拆卸、车辆噪声	/	合理安排作业时间，区内声环境影响评价范围内没有居民点，不会产生噪声扰民问题。
生态	施工期	井场管线	临时占地的植被恢复	/	植被恢复，恢复程度不低于开发前。及时清理施工现场，做到“工完、料净、场地清”。
	运营期	井场管线	保护动物和植被严禁滥捕和滥挖保护动物和植物行为	/	保护生境和生物多样性。
	退役期	井场管线	地面设施拆除、恢复原有自然状况	/	生态环境影响降到最低。
环境风险	运营期	井场	详细的井喷等事故应急预案；管道断裂、泄漏、水体污染风险事故的应急预案。	/	有效应对和排除各种突发事件的不利影响。
环境监测	施工期和运营	井场	按照监测计划，委托有监测资质的单位	/	污染源达标排放，环境保护目标处的环境质量达标。

环境要素	工期	地点	“三同时”验收项目	工程量	效果
与管理	期		开展监测。		

10.结论

10.1 项目概况

本项目位于阿克苏地区库车市境内，地处塔河油田 6 区、10 区和 12 区，西北部距库车市约 48km，隶属于塔河油田采油二厂管辖。

本项目建设内容为：①部署老井侧钻 16 口（TS5CH、TK602CH、TK609XCH2、TK6104XCH、TK666CH、TK683XCH、TH10333CH3、TH102105CH、TH121111CH、TH12489X、TH12359、TH12135CH2、TH121175CH、TK677CH、TH121132CH2、TH12574XCH）；②新建 TS5CH 井场地面工程；③改造 2 座井场（TK602CH、TK6104XCH），总计新建 3 台空冷器。④新建 3.87km 单井出油管线、2.27km 燃料气管线以及 1.27km 掺稀管线（TH124136 井至 TH12441 阀组集输工程、TH124141X 井至 TH12441 阀组集输工程、TK609CX 井至 6-1 计转站集输工程、TS5CH 井至 6-1 计转站集输工程）并配套防腐工程；⑤扩建站场 1 座（6-3 计转站），新建 1 台 45m³/h 外输泵；⑥TS5CH 井场新建 10kV 输电线路 0.6km，TS5CH、TK602CH、TK6104XCH、TK609XCH2 各新建 1 台 250kVA 变压器，共 4 台；⑦对区块现有电力线路进行改造，总计新建 10kV 输电线路 5.5km，更换 10kV 输电线路 6km，配套安装串联调压器 1 台、断路器 5 台、250kVA 变压器 4 台等设施；⑧其余井场地面工程、集输工程及配套设施均可利旧。16 口侧钻井部署后，单井平均产油 13t/d，最高产油 8.47×10⁴t/a。油气处理及外输均依托已有地面设施。

10.2 产业政策符合性

石油天然气开采业是当前国民经济的重要基础产业和支柱产业，根据《产业结构调整指导目录（2024 年本）》，本项目属于“第一类鼓励类”中“七、石油天然气”中“1.常规石油、天然气勘探与开采”，本项目的建设符合国家产业政策。

10.3 规划符合性

本项目属于中国石油化工股份有限公司西北油田分公司滚动开发项目，符合《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》、《新疆生态环境保护“十四五”规划》和《中国石油化工股份有限公司西北油田分公司“十四五”规划》的相关要求。

本项目位于塔河油田矿权范围内,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》和《新疆生态功能区划》等规划相关要求。

10.4 环境质量现状

(1) 环境空气质量现状

本项目所在区域为环境空气质量不达标区,监测期间非甲烷总烃 1 小时平均浓度未超过《大气污染物综合排放标准详解》(GB16297-1996)中参考限值, H_2S 1 小时平均浓度未超过《环境影响评价技术导则大气环境》(HJ2.2-2018)附录 D 中的浓度限值。

(2) 水环境质量现状

区域地下水总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物、氟化物、钠、锰等出现不同程度的超标,超出《地下水质量标准》(GB/T14848-2017)的Ⅲ类标准限值,除此之外的其他项目均符合《地下水质量标准》(GB/T14848-2017)中Ⅲ类标准限值的要求。超标原因主要是受干旱气候、蒸发浓缩作用、原生地质、水文地质环境等因素综合影响,由于区内地下水径流非常缓慢,各类离子容易富集。

(3) 声环境质量现状

项目所在区域声环境质量均满足《声环境质量标准》(GB3096-2008)中 2 类标准要求。

(4) 土壤环境质量现状

土壤环境质量监测结果表明,本项目占地范围内各监测点位的所有监测因子的污染指数均小于 1,满足《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》第二类用地筛选值标准;项目区占地范围外各监测点小于《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) 生态环境质量现状

本项目地处塔里木盆地北部,渭干河-库车河三角洲绿洲下缘。项目主要建设

内容为在塔河油田 6 区、10 区和 12 区。根据工程分析，本项目总占地 20.31hm²，均为临时占地，不新增永久占地。土壤类型主要为潮土、盐土、漠境盐土、草甸土。自然植被主要是胡杨、刚毛怪柳、盐穗木、疏叶骆驼刺。动物种群多为荒漠鸟类、爬行类和啮齿类动物。生态系统类型以灌丛生态系统、草地生态系统和荒漠生态系统为主。评价区内植被种类单一，种群集群分布，生态系统脆弱，植被群落稳定性差，重点保护目标为评价范围内的塔里木河流域重点治理区以及荒漠植被。

10.5 环境影响预测与分析

（1）生态环境影响分析

工程区不在依法划定自然保护区、风景名胜区、森林公园等自然保护地和生态保护红线。项目对生态环境的影响主要来自施工期占地的影响，本项目总占地约 20.31hm²，均为临时占地，不新增永久占地。本项目占地相对较小，对于整体的土地利用格局、植被覆盖格局、野生动物活动不会带来显著影响。因此总体上看本项目建设对生态环境影响较小。

（2）大气环境影响分析

根据工程分析，本项目施工期产生的废气主要是施工扬尘、施工车辆尾气、焊接废气、钻井工程废气和储层改造废气。施工期污染属于阶段性局部污染，随着工程结束，其影响也相应消失。

本项目运营期间产生的大气污染物主要为油气集输过程中的烃类挥发和硫化氢。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，本工程油气开采、集输采用密闭流程，井口密封并设紧急切断阀，可有效减少烃类和硫化氢气体的排放量。根据现状监测结果，区域环境空气中非甲烷总烃、硫化氢满足标准限值要求。本工程实施后，各场站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。

（3）声环境影响分析

施工期声环境影响主要为钻井施工过程中钻机和泥浆泵噪声、建设施工过程车辆和机械噪声、井下作业噪声等，对环境的影响是短暂的。运营期声环境影响主要以井场的各类采油树、加热炉设备等噪声为主，对环境的影响周期较长，贯穿于整个生产期。项目区声环境质量较好，本项目对声环境有一定影响，属于可接受范围。

（4）水环境影响分析

施工期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，分离后的液相拉运至其他钻井回用于钻井液配制，不外排，正常情况下，不会对地下水环境产生影响；酸化压裂返排液排入回收罐中，运至阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站处理，处理达标后回注；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；管道试压分段进行，试压水排出后进入下一段管线循环使用。试压废水可用作场地降尘用水。运营期的采出水依托塔河油田二号联合站采出水处理系统处理，达标采出水回注油层，剩余处理能力可满足本项目需求。不新增生活污水。井下作业废水采用专用废水回收罐收集，运至阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站处理。

（5）固体废物影响分析

施工期固体废物主要为钻井泥浆、钻井岩屑、施工废料、废机油、废烧碱包装袋、撬装式污水处理站产生污泥以及施工人员生活垃圾等。钻井泥浆结束后回收，由罐车拉走用于下一口钻井使用。钻井岩屑采用泥浆不落地技术，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，同时石油烃满足《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中表 2 第二类用地风险筛选值后，用于铺垫油区内的井场、道路等。施工废料应首先考虑回收利用，不可回收利用部分收集后定期由库车绿能环保科技有限公司清运处置。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。废防渗材料和废烧碱包装袋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。撬装式污水处理站产生污泥和生活垃圾定期由库车绿能环保科技有限公司清运处置。

本项目运营期固体废物主要为落地油、清管废渣废润滑油和废防渗材料。落地油井下作业时带罐作业，落地油 100%回收，回收至密闭的专用罐车内，进入阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站处理。清管废渣由阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站进行处理。废防渗材料集中收集，委托持有危险废物经营许可证的单位接收处置。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、处置，对环境的影响很小。

（6）土壤环境影响分析

本项目施工期对土壤质量的影响主要为人为扰动、车辆行驶和机械施工、各种废弃物污染影响。施工期对土壤的影响程度轻，影响特征是部分可逆，影响时间为短期。

本项目运营期对土壤质量的影响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。

正常状况下，本项目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。非正常状况下，管线阀门连接处发生泄漏，泄漏采出液渗入土壤中，对土壤造成污染。

（7）环境风险分析

本项目所涉及的危险物质包括原油、伴生气、 H_2S ，可能发生的风险事故包括井喷、井漏、油气管线泄漏。原油发生泄漏时，对土壤、植被、水体等会产生一定的影响，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，可将事故发生概率减少到最低，本项目环境风险程度属于可以防控的。

10.6 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

严格控制占地面积；占地及补偿应按照地方有关工程征地及补偿要求进行，由相关部门许可后方可开工建设；施工期充分利用现有油田道路，尽可能减少道路临时占地，降低对地表和植被的破坏，施工机械不得在道路以外行驶和作业，保持地表不被扰动，不得随意取弃土；管线施工时应根据地形条件，尽量按地形走向、起伏施工，减少挖填作业量；采取必要的防沙治沙措施，防止土地沙漠化。施工结束后，及时对临时占地区域进行平整、恢复原貌。运营期，对于永久占地地面采取砾石覆盖措施，减少风蚀量；在管线上方设置标志，以防附近的各类施工活动对管线的破坏；定时巡查井场、管线等，及时清理落地原油；开展生态环境恢复治理工作；设置“保护生态环境、保护野生动植物”等警示牌。退役期，拆除地面设施、清理井场等，拆除的报废设备和建筑废料等由施工单位运至指定位置进行处理；及时清理作业现场，做到“工完、料尽、场地清”，恢复原有地貌；按规范要求对废弃井采取固井、封井措施。

（2）大气环境保护措施

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）。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。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，减少车辆行驶动力起尘。

本项目运营期集输采用密闭流程，采用技术质量可靠的设备、阀门等；定期对各站场的设备、阀门等进行定期的检查、检修，以防止跑、冒、滴、漏的发生。定期对油气集输管线进行巡检，以便及时发现问题，消除事故隐患，防止油气泄漏进入大气环境。

（3）水环境保护措施

①废水防治措施

井下作业废水带罐作业，运至塔河绿色环保站处理。采出水依托已建塔河油田二号联合站采出水处理系统处理达标后，回注油层。

②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。

（4）固体废物污染防治措施

本项目钻井泥浆结束后回收，由罐车拉走用于下一口钻井使用。钻井岩屑采用泥浆不落地技术，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，同时石油烃满足《土壤环境质量建设用土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中表2第二类用地风险筛选值后，用于铺垫油区内的井场、道路等。施工废料应首先考虑回收利用，不可回收利用部分收集后定期由库车绿能环保科技有限公司清运处置。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。废防渗材料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。撬装式污水处理站产生污泥、废烧碱包装袋和生活垃圾定期由库车绿能环保科技有限公司清运处置。落地油井下作业时带罐作业，落地油100%回收，回收至密闭的专用罐车内，进入阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站处理。清管废渣由阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站进行处理。废防渗材料集中收集，委托持有危险废物经营许可证的单位接收处置。

（5）噪声污染防治措施

合理安排施工时间，避免长时间使用高噪声设备。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。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。

（6）土壤污染防治措施

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。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。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。定期检修维护井场压力、流量传感器；定期派人检查井场、井口区、阀组站，防止采出液泄漏；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。巡检车辆严格按照油田巡检路线行驶，不得因乱碾乱压破坏土壤结构。严格执行地下水章节分区防控措施要求。

（7）环境风险防范措施

做好原油、硫化氢、天然气气体泄漏风险防范，制定切实可行、有效的应急预案，加之项目发生事故的概率较低，项目建设环境风险水平是可接受的。

10.7 公众参与

建设单位根据《环境影响评价公众参与办法》的要求，采用网络公告、报纸刊登等形式开展公众参与调查，调查期间未收到公众对本项目的相关建议。

10.8 环境影响经济损益分析

本项目具有良好的经济效益和社会效益。

在建设过程中，由于地面设施建设、管线敷设等都需要占用一定量的土地，并因此带来一定的环境损失。因而在油田开发过程中，需要投入必要的资金用于污染防治和恢复地貌等，经估算项目总投资 12140.99 万元，其中保护投资约 532 万元，环境保护投资占总投资的 4.4%。实施相应的环保措施后，不但能够起到保护环境的效果，同时节约经济开支，为企业带来经济效益。

10.9 环境管理与监测计划

中国石油化工股份有限公司西北油田分公司环境管理机构设置健全，同时拥有完善的管理体系和管理手段。本项目制定了施工期环境监理计划、运营期环境监测

计划和环保设施竣工验收管理要求,针对工程的不同阶段提出了具体的环境管理要求。

10.10 项目可行性结论

本项目属于国家产业政策鼓励类项目,项目实施后可取得较大的经济效益和社会效益。尽管在工程建设和运行中,会对周围的环境产生一定的不利影响,并在今后的建设和运行中存在一定的环境风险,但其影响和环境风险是可以接受的。只要建设单位加强环境管理,认真落实本环评报告中提出的各项污染防治措施、风险防范措施以及生态环境保护和恢复措施,可使本项目对环境造成的不利影响降低到最低限度。

因此,报告书认为,本项目建设在环境保护方面可行。