

采油三厂 2025 年第二期短半径侧钻项目 环境影响报告书

(征求意见稿)

中国石油化工股份有限公司西北油田分公司

2025 年 4 月

1.概述

1.1 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。

采油三厂 2025 年第二期短半径侧钻项目（以下简称“本项目”）位于阿克苏地区库车市境内，地处塔河油田 10 区、塔河油田 8 区，西北部距库车市约 76km，由采油三厂管辖。

目前，采油三厂所辖的塔河油田 10 区、8 区内有 4 口老井（TH10294X、TH10250、TH10298、TK872X）因油藏压力不足等原因产能严重下降或处于停井状态，急需进行侧钻恢复。建设内容为：①老井侧钻 4 口（TH10294X、TH10250、TH10298、TK872X），老井不新增地面设施；②新建 TH102117X 井至 T707CH 井采油管线 601m，新建 T707CH 井场至 TH102117X 井场掺稀管线 601m、燃料气管线 601m，4 口侧钻老井管线均可利旧；③本次部署的 4 口侧钻井地面配套的热力、电力、自控、通信均可利旧。侧钻后单井平均产油 14t/d，最高产油 1.42 万 t/a。

本项目为油气开采项目，所有工程均呈点线状分布在已开发油区范围内，油气外输及处理均依托区块已有地面设施，为老区块改扩建项目。油气集输系统采用二级布站方式，即：单井——计转站——联合站。单井原油就近进入已建站场，最终输往已建塔河油田三号联合站进行油气水处理。

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；项目部分新建管线临时占用天然林，同时评价范围内涉及基本农田。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，2025 年 3 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《采油三厂 2025 年第二期短半径侧钻项目环境影响报告书》（见附件）。

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。2025 年 3 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监测。在进一步工程分析，环境现状调查、监测并开展环境质量现状评价的基础上进行环境影响预测及评价，提出减少环境污染和生态影响的环境管理措施和工程措施。从环境保护的角度确定项目建设的可行性，给出评价结论和提出进一步减缓环境影响的措施，并最终完成环境影响报告书编制。

报告书经生态环境主管部门批准后，可以作为本工程建设期、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。

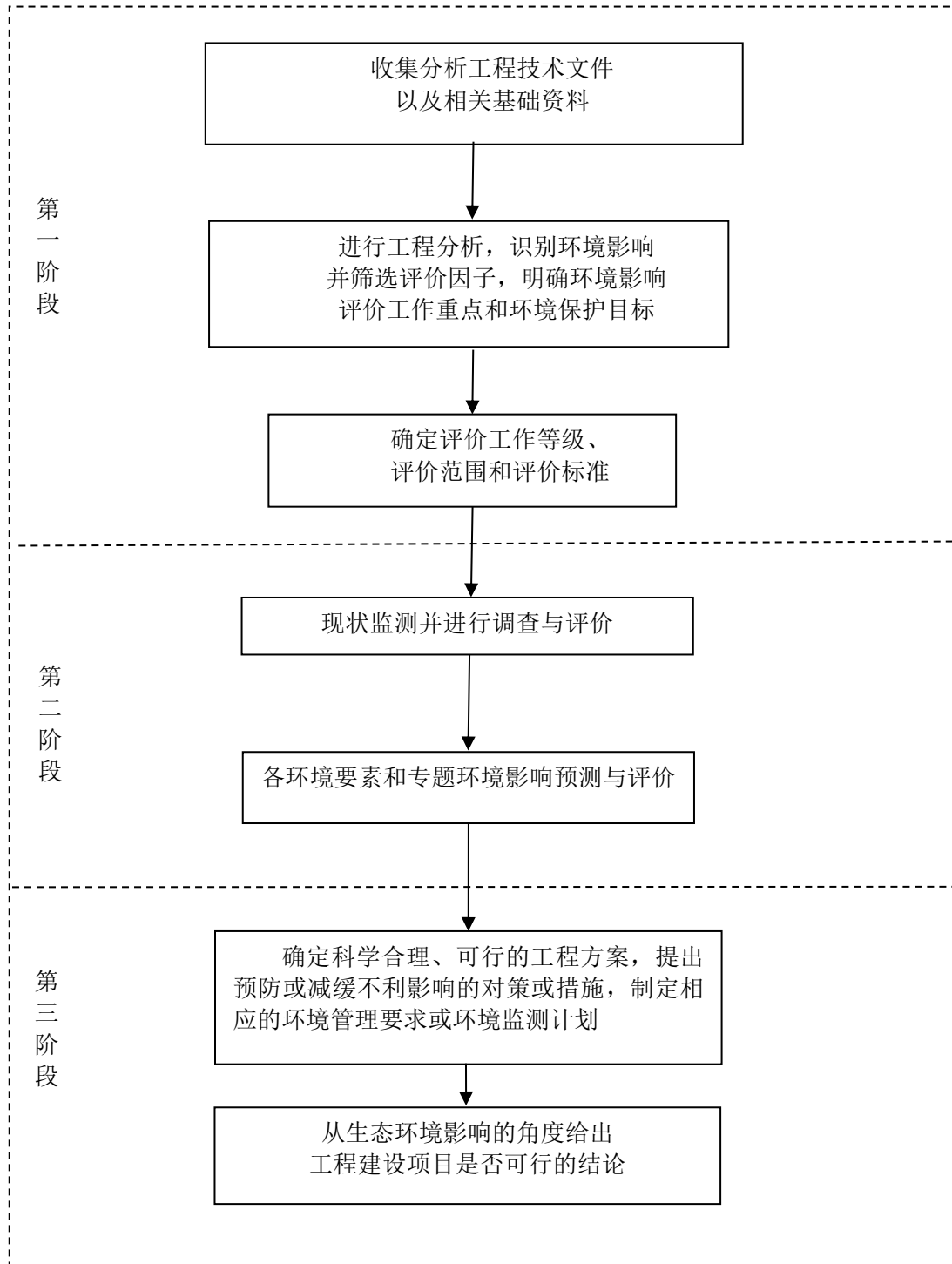


图 1.2-1 环境影响评价工作程序图

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天然牧草地、灌木林地、其他林地和沙地等，不占用基本农田，部分新建管线临时占用的灌木林地属于国家二级公益林。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三号联合站处理，井下作业废水采用专用废水回收罐收集，酸碱中和后运至塔河油田绿色环保站处理，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源防治措施，改善区域环境空气质量。本项目在正常状况下不会造成土壤污染，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、七大片区、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

本项目为油气开采项目，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，拉运至塔河油田绿色环保站处理。

本项目运营期在正常情况下，井下作业废水拉运至依托塔河油田绿色环保站处置，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
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

序号	依据名称	会议、主席令、文号	实施时间
16	生态保护补偿条例	国务院令 第 779 号	2024-04-06
17	中共中央 国务院关于深入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
15	石油天然气开采业污染防治技术政策	环保部公告 2012 年第 18 号	2012-03-17
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

序号	依据名称	会议、主席令、文号	实施时间
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 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 地方法规及通知			
1	新疆维吾尔自治区环境保护条例（2018 年修正）	自治区 13 届人大第 6 次会议	2018-09-21
2	新疆维吾尔自治区野生植物保护条例（2018 年修正）	自治区 13 届人大第 6 次会议	2018-09-21
3	新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例（2018 年修正）	自治区 13 届人大第 6 次会议	2018-09-21
4	新疆维吾尔自治区大气污染防治条例	自治区 13 届人大第 7 次会议	2019-01-01
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 12 届人大第 29 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

序号	依据名称	会议、主席令、文号	实施时间
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成果》的通知	新环环评发〔2024〕157 号	2024-11-15
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
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) 采油三厂 2025 年第二期短半径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三厂；

(2) 采油三厂 2025 年第二期短半径侧钻项目相关资料，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被破坏等	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废气	钻井废水、压裂返排液、酸化废液等废水；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、油气开采等无组织废气、温室气体排放	采出水、井下作业废水、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	++	+	+	+	○	+	+	+	○	++	+	+	+
陆声动物	++	+	○	+	+	++	○	+	+	+	+	+	+
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、重碳酸盐、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（L _d ）、夜间等效声级（L _n ）	施工期钻井和储层改造工程：昼间等效声级（L _d ）、夜间等效声级（L _n ） 运营期油气集输：昼间等效声级（L _d ）、夜间等效声级（L _n ）
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-	施工期钻井和储层改工程：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

		二氯乙烯, 反-1,2-二氯乙烯, 二氯甲烷, 1,2-二氯丙烷, 1,1,1,2-四氯乙烯, 1,1,2,2-四氯乙烯, 四氯乙烯, 1,1,1-三氯乙烯, 1,1,2-三氯乙烯, 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、CO₂ (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

项目区域内的地表水体主要为木日达里亚河，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”。木日达里亚河在项目区段属于农业用水，执行《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中的Ⅳ类标准值。

根据《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中地下水分类标准，该区域地下水划分为Ⅲ类功能区。

2.4.3 声环境

项目区为油田开发区，目前暂未进行声环境功能区划，根据《声环境质量标准》（GB3096-2008）要求，划定为 2 类声环境功能区。

2.4.4 生态环境

根据《新疆生态功能区划》，本项目所在区域属于Ⅳ塔里木盆地暖荒漠及绿洲农业生态区、Ⅳ塔里木盆地西部和北部荒漠及绿洲农业生态亚区、59.塔里木河上中游乔灌木及胡杨林保护生态功能区。

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 $10\mu\text{g}/\text{m}^3$ 。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	1,1,2,2-四氯乙烷	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	萘	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

油气开采和集输过冲非甲烷总烃无组织排放执行《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；硫化氢无组织排放执行《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）中新建项目二级标准。具体标准限值要求见表 2.5-6。

表 2.5-6 大气污染物排放标准值

污染物	最高允许排放浓度（mg/m ³ ）	标准来源
非甲烷总烃（无组织）	4.0	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）
H ₂ S	0.06	《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）中新建项目二级标准

（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：在相关行业污染无可指标准发布前，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三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《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）；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
《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）	/	70	55
《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）	2 类	60	50

（4）固体废物

根据项目产生的各种固体废物的性质和去向，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。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）。

(5) 重大危险源识别标准

本项目涉及危险物质主要是原油、伴生气、硫化氢，其具体风险性执行《危险化学品重大危险源辨识》（GB18218-2018）相关标准。

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 4 座侧钻井场采油和集输过程中的非甲烷总烃、硫化氢的无组织排放。根据工程特点、污染特征及周围环境状况，采用《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ2.2-2018）中规定的方法，选取非甲烷总烃（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， $\mu\text{g}/\text{m}^3$ ；

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

大气评价工作级别详见表 2.6-1。

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
----	----

参数		取值
城市/农村选项	城市/农村	农村
	人口数（城市选项时）	/
最高环境温度/°C		40.8
最低环境温度/°C		-23.7
土地利用类型		草地
区域湿度条件		干燥
是否考虑地形	考虑地形	☒ 是 ☐ 否
	地形数据分辨率/m	90
是否考虑岸线熏烟	考虑岸线熏烟	☐ 是 ☒ 否
	岸线距离/km	/
	岸线方向/°	/

经计算可知，本项目最大占标率来自井场无组织硫化氢排放占标率，占标率 10% 的最远距离 $D_{10\%}$ 为 0m，最大占标率在 $1\% \leq P_{\max} < 10\%$ ，根据《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ2.2-2018）中大气环境评价工作分级判据判别，确定本次环评大气影响评价的工作等级为二级。

（2）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，外延 2.5km 的矩形区域作为大气环境评价范围，大气评价范围见图 2.6-1。

2.6.2 地表水

（1）评价等级

按照《环境影响评价技术导则地表水环境》（HJ2.3-2018），项目属于水污染影响型建设项目。工程区最近处距离塔里木河 5.2km。在油田正常开采及油气集输过程中，本项目产生的含油污水、井下作业废水不外排，不与周边地表水体发生水力联系，项目地表水环境影响评价等级为三级 B。

（2）评价范围

项目施工期产生的污染物可以依托处置，运营阶段正常情况无废水排放，本次地表水环境影响评价重点论证项目废水综合利用不外排的可行性和可靠性。

表 2.6-4 水污染影响型建设项目评价等级判定

评价等级	判定依据	
	排放方式	废水排放量 Q / (m ³ /d)；水污染物当量数 W / (无量纲)

一级	直接排放	$Q \geq 20000$ 或 $W \geq 600000$
二级	直接排放	其他
三级 A	直接排放	$Q < 200$ 且 $W < 6000$
三级 B	间接排放	—

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

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

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	

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它保护区，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它未列入上述敏感分级的环境敏感区。
不敏感	上述地区之外的其它地区。

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

(2) 评价范围

根据《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016），地下水现状评价范围可采用公式计算法、查表法、自定义法等确定。本次评价采用“查表法”对地下水评价范围进行划分。根据《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016），二级评价的调查评价范围在 $6\text{km}^2 \sim 20\text{km}^2$ 之间，项目区地下水总体流向为自西北向东南，选取各井场地下水流向下游 2km、两侧 1km、上游 1km、集输管线两侧 200m 作为地下水评价范围。评价范围见图 2.6-1。

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 2.6-8。根据判定可知，本项目生态环境影响评价工作为二级评价，不涉及公益林段工程为三级评价。

表 2.6-8 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，生态影响评价等级不低于二级；	不涉及，地表水评价等级为三级 B	/
e	根据 HJ610、HJ964 判断地下水水位或土壤影响范围内分布有天然林、公益林、湿地等生态保护目标的建设项目，生态影响评价等级不低于二级；	土壤影响范围内分布有国家二级公益林，生态影响评价等级不低于二级	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；	本项目占地面积为 0.0225km^2 (2.25hm^2) $< 20\text{km}^2$	/
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	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”，本项目新建 TH102117X 井至 T707CH 井集输管线穿越生态敏感区（公益林）时，以线路穿越段向两侧外延 1km 为评价范围；穿越非生态敏感区时，以线性工程两侧外延 300m 为评价范围。生态评价范围见图 2.6-1。

2.6.5 声环境

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

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

根据《环境影响评价技术导则声环境》（HJ2.4-2021）要求，“满足一级评价的要求，一般以建设项目边界向外 200m 为评价范围；二级、三级评价范围可根据建设项目所在区域和相邻区域的声环境功能区类别及声环境保护目标等实际情况适当缩小”，根据项目特点，本次声环境评价范围为各井场边界向外扩 200m 作为评价范围。评价范围见图 2.6-1。

2.6.6 土壤环境

2.6.6.1 评价等级

根据《环境影响评价技术导则土壤环境（试行）》（HJ964-2018）和《环境影响评价技术导则陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023）以及区域历史监测数据，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

根据《环境影响评价技术导则陆地石油天然气开发建设项目》(HJ349-2023), 本项目属于“石油开采项目”, 属于I类项目。

(2) 占地规模

根据《环境影响评价技术导则土壤环境(试行)》(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

本项目井场及管线周边 200m 范围内涉及天然牧草地、耕地等土壤环境敏感目标和其他土壤环境敏感目标, 土壤环境敏感程度为“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

根据《环境影响评价技术导则土壤环境(试行)》(HJ964-2018), 生态影响型和污染影响型土壤环境影响评价工作等级划分见表 2.6-9 和表 2.6-10。

表 2.6-9 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 2.6-10 污染影响型土壤环境评价工作等级划分依据一览表

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

①本项目属于“石油开采项目”, 属于I类项目, 生态影响型环境敏感程度为敏感, 生态影响型土壤环境影响评价工作等级为一级。

②本项目属于“石油开采项目”, 属于I类项目, 项目占地规模为小型, 环境敏感程度为敏感, 污染影响型土壤环境影响评价工作等级为一级。

因此综合生态影响类及污染影响类, 本次工程土壤评价等级为一级评价。

2.6.6.2 评价范围

根据《环境影响评价技术导则土壤环境（试行）》（HJ964-2018），并结合本项目特点，考虑油田整体开发对区域的影响，确定土壤评价范围为：（1）土壤污染影响型现状调查范围为各井场外扩 1km，管线边界两侧外扩 200m 范围；（2）土壤生态影响型现状调查范围为各井场外扩 5km，管线边界两侧外扩 200m 范围。评价范围见图 2.6-1。

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 2.6-12。

表 2.6-12 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 2.6-13 确定环境风险潜势。

表 2.6-13 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）P 的分级确定

①危险物质数量与临界量比值（Q）

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 2.6-14。

表 2.6-14 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, …, q_n--每种危险物质的最大存在总量，t；

Q₁, Q₂, …, Q_n--每种危险物质的临界量，t；

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

（1）1≤Q<10；（2）10≤Q<100；（3）Q≥100。

本项目新建管线为 TH102117X 井至 T707CH 井集输管线（DN80），长度为 601.14m；其余 4 口侧钻井均为利旧管线。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 0.9512g/cm³，伴生气平均相对密度 0.84kg/m³，伴生气中硫化氢含量 95099mg/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，管道最大压力 0.99Mpa；

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。

根据计算结果，本项目 Q<1，判断项目风险潜势为 I，根据《建设项目环境风险评价技术导则》（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小程度，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。

本工程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。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国家二级公益林、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。
		国家二级公益林（管线临时占用）	TH102117X 井集输管线	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。
		基本农田	TK872X 井场外 80m	按有关规定进行土地的征占和补偿
		野生动物	评价范围内	对施工人员进行野生动物保护法的宣传教育，严禁施工人员惊扰、猎杀野生动物；强化风险意识，最大限度降低风险概率，避免事故泄漏和火灾爆炸事故可能对野生动物造成影响。
		荒漠植被	评价范围内	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。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。
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	工程区声环境	评价范围内	满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）中的 2 类标准。
4	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	地表水环境	木日达里亚河	TK872 井场外 200m	水体功能为农业用水，《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中的 IV 类标准
6	土壤环境	评价范围内土壤	评价范围内	占地范围内执行《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地风险筛选值；占地范围外执行《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）。
7	环境风险	工程区大气、土壤、地下水、公益林、基本农田等	评价范围内	发生风险事故时，可快速采取环境风险防范措施，确保风险事故对土壤、地下水等环境的影响程度可控。

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

本项目主要涉及塔河油田 8 区、10 区，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 区块开发现状

(1) 塔河油田 8 区、10 区块主体工程建设情况

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 8 区、10 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	计转站/阀组站总数	联合站	其它
1	塔河油田 8 区	116 口	8-1 计转站、8-2 计转站、8-3 计转（掺稀）站、8-4 计转站、8-5 计量站、S86 卸油站	6	塔河油田三号联合站	各计转站采出液汇入塔河油田三号联合站处理
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	13	/	各计转站采出液依托塔河油田三号联合站、四号联合站进行处理

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 8 区、10 区已开展的主要工程环保手续履行情况如表 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 8 区							
1	新疆塔里木盆地塔河油田 8 区奥陶系油藏开发建设工程	原自治区环境保护局	新环自函[2005]552号	2005 年 10 月	自主验收	--	2021 年 12 月
2	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

3	塔河油田 8 区、11 区环境影响后评价报告书	《关于中国石油化工股份有限公司西北油四分公司塔河油田 8 区、11 区环境影响后评价报告书备案意见的函》（新环环评函〔2021〕161 号），2021 年 2 月 25 日					
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	2006.4.4	原自治区环保厅	新环评价函[2010]586 号	2010.9
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	2013.6.14	原自治区环境保护厅	新环函[2015]1413 号	2015.12.23
3	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	2015.4.24	自主验收	--	2019.9.4
4	塔河油田 10 区奥陶系油藏 2021 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[2021]315 号	2021.7.29	自主验收	--	2022.11.15
5	塔河油田 10 区环境影响后评价报告书	《关于中国石油化工股份有限公司西北油四分公司塔河油田 10 区环境影响后评价报告书备案意见的函》（新环环评函〔2021〕159 号），2021 年 2 月 25 日					

表 3.1-2 本项目相关工程“三同时”执行情况表

区块	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 8 区	塔河油田 3 号联合站	塔河油田 3 号联合站建设工程	原新疆维吾尔自治区环境保护局	新环自函〔2006〕135 号	2006 年 4 月 3 日	原阿克苏地区环境保护局	阿地环函字〔2007〕19 号	2007 年 1 月 29 日
		塔河油田 3 号联合站油脱硫部分技术改造降耗增效工程	原新疆维吾尔自治区环境保护局	新环函〔2017〕2064 号	2017 年 12 月 17 日	自主验收	/	2021 年 3 月 26 日
		塔河油田 3 号联合站水系统改造增效工程	原阿克苏地区环境保护局	阿地环函字〔2018〕511 号	2018 年 11 月 16 日	自主验收	/	2021 年 6 月 18 日
	8-1 计转站	塔河油田 8 区奥陶系油藏开发建设工程	原新疆维吾尔自治区环境保护局	新环自函〔2005〕552 号	2005 年 10 月 25 日	自主验收	/	2021 年 11 月 18 日
塔河油田 10 区	10-6 计转站	塔河油田 10 区奥陶系油藏开发建设工程	原新疆维吾尔自治区环境保护厅	新环自函〔2006〕134 号	2006 年 4 月 4 日	自主验收	/	分期第二批验收，2021 年 11 月 16 日

3.1.3 区块环境影响回顾

本次评价涉及塔河油田 8 区、10 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) 塔河油田 8 区

根据现场调查，严格控制占地，永久性占地范围内进行砾石铺垫处理。站场内地表均用水泥硬化处理，站外有人工绿化种植植被。井场内临时性占地的地表基本裸露，没有植被恢复。管线和道路临时占地以自然恢复为主，恢复缓慢，种子萌发和幼苗生长主要依赖洪水。环评及环评批复提出的生态保护要求基本得到落实。

综上所述，塔河油田 8 区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。油田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。另油区北部部分开垦有棉田，油气田开发区域内的绿化改善了区域小环境。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，对周边生态环境影响较小。

(2) 塔河油田 10 区

塔河油田十区各项项目的建设对生态环境的主要影响为土地的永久/临时征用以及原有植被的破坏。项目区内对已对建成的井场永久性占地范围内进行了平整硬化处理，临时占地已平整。井场钻屑储集防渗池上部已经覆土，上部没有污油出现，油区道路总体规范，但部分地段有车辆乱碾乱轧的痕迹。

从后评价期间，土壤环境质量现状来看，后评价布设的土壤监测点各项污染因子均满足《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中筛选值第二类用地标准；从植被类型来看，项目的建设对油田区域内的原有植被类型未造成影响，各类植被的占地面积基本无变化；从土地利用类型来看，各项项目的建设使油田区域内的中低覆盖度草地面积减少，建设用地和耕地面积略有增加。总体来说，区块内依旧是荒漠景观，人类干扰加强，多样性增加。油田开发区域基本保持原有的荒漠生态系统，部分地区受人类活动的影响。

3.1.3.2 水环境影响回顾评价

(1) 塔河油田8区

塔河油田 8 区采出水经三号联合站污水回注系统处理，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。在井下作业过程中，作业单位自带回收罐回收作业废水，运至塔河油田绿色环保站处置，处置后的废水满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）标准要求后回注，未外排。根据西北油田分公司的规定，落地原油 100%进行回收；目前生产过程产生的含油污泥和罐底油泥均委托有处置资质的单位进行处理，未对水环境产生不利影响。

通过区块内地下水监测井水质、地表水水质及废水的监测情况可看出，油田开发未对地表水及当地浅层及主要供水层的地下水环境产生明显不良影响。上述分析可知，塔河油田 8 区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。

(2) 塔河油田10区

根据后评价期间监测结果及本次调查情况，塔河油田十区现状采出水三号联合站采出水处理系统处理后回注地层。根据后评价期间的监测结果，采出水处理系统出水中石油类、硫化物、悬浮物均可满足《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）中高渗地层生产回注水质指标要求，用于油田油层回注用水的处置措施基本有效；各生活基地的生活污水均经各基地内的一体化污水处理设备处理，处理工艺采用预处理+RAAO+消毒+过滤工艺，根据监测数据，pH、COD、BOD₅、NH₃-N、SS、动植物油、石油类、总氮、粪大肠菌群、总磷等指标均能满足《农村生活污水处理排放标准》（DB654275-2019）表 2 的 B 级标准；井下作业废水采用专用废液收集罐收集后运至塔河绿色环保站处理，处理后的井下作业废水均不外排。

在实施油气开发的过程中基本落实了环评及验收中提出的水环境污染防治措施，采取的污水处理设施等各项环保设施基本起到了相应的污染防治效果，采取的水污染防治措施基本有效。

后评价阶段搜集了环评阶段地下水环境质量现状监测数据，与后评价期间实地进行的地下水环境质量监测数据进行比对，与早期数据基本监测一致。潜水水质水

质较差，氯化物、总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、钠、氟化物、铁、锰等均有不同程度的超标；承压水中各项满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类标准要求。各监测点中区域地下水石油类满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中的III类标准要求。

总体来说，油田开发未对地表水及当地浅层及主要供水层的地下水环境产生明显不良影响。

3.1.3.3 大气环境影响回顾

（1）塔河油田 8 区

根据现场调查，塔河油田 8 区内现有的各井场采出原油集输基本实现了密闭集输工艺，选用先进的生产工艺及设备，在正常生产情况下尽可能地减少非甲烷总烃逸散排放。运营期站场、井场加热炉燃用处理后的返输天然气，从运行现状情况看，天然气气质稳定，各设备运行正常，排放废气中各项污染物浓度较低。类比塔河油田同类型井场及集气站污染源监测数据，站场及井场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。说明加热炉有组织废气污染防治措施、各站场无组织废气污染防治措施基本适用、有效，废气污染防治措施均基本按照环评及批复意见落实。

（2）塔河油田 10 区

根据现场调查，塔河油田 10 区内现有的各井场采出原油集输基本实现了密闭集输工艺，选用先进的生产工艺及设备，在正常生产情况下尽可能地减少非甲烷总烃逸散排放。运营期站场、井场加热炉燃用处理后的返输天然气，从运行现状情况看，天然气气质稳定，各设备运行正常，排放废气中各项污染物浓度较低。

塔河油田 10 区环境影响后评价阶段监测的结果显示，站场及井场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。说明加热炉有组织废气污染防治措施、各站场无组织废气污染防治措施基本适用、有效，废气污染防治措施均基本按照环评及批复意见落实。

后评价阶段对塔河油田 10 区环境空气质量进行了监测，并且收集了往年环评报告中的监测数据、例行监测数据及评价时段内的环境空气监测数据，针对主要监测因子进行统计分析，区域大气环境质量未发生明显变化，除 PM_{10} 、 $\text{PM}_{2.5}$ 超标外，其余指标均能满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中二级标准要求，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

（1）塔河油田 8 区

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

塔河油田 8 区内油气开发活动产生的噪声主要来自井场、计转站的各类机泵。塔河油田 8 区环境影响后评价阶段监测的结果显示，区域内井场、计转站等厂界噪声均满足《工业企业厂界噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类标准值。因此从声环境影响角度，区块开发建设可行，在采取有效声污染防治措施后不会导致所在区域声环境质量超出相应功能区要求。

（2）塔河油田 10 区

根据收集往年环评报告中的监测数据，区域噪声影响较小。各监测点昼、夜监测值均低于《声环境质量标准》（GB3095-2008）2 类标准值，表明区内声环境质量现状良好，满足所在功能区的要求，未发生明显变化。

3.1.3.5 固体废物环境影响回顾评价

（1）塔河油田 8 区

固体废物产生源主要为施工期的钻井废弃物、生活垃圾；运营期主要来自于集输过程中产生的含油污泥及废矿物油，还有少部分的生活垃圾、废机油。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，用于铺垫井场和井场道路。含油污泥及受浸土处置后的还原土，满足《陆上石油天然气开采含油污泥资源化综合利用及污染控制技术要求》（SY/T7301-2016）相关要求及《关于含油污泥处置有关事宜的通知》（新环办发〔2018〕20号）要求，可用于铺垫井场和井场道路。塔河油田8区、托甫台区生活垃圾定期由库车绿能环保科技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。根据现场调查，塔河油田8区、托甫台区在落地油处理中采取了有力的措施，井下作业必须带罐上岗，铺设作业，控制落地原油产生量，落地原油回收率为100%，统一收集后交由塔河油田绿色环保工作站进行处理。废机油一般来自机泵等机械设备维修、维护产生的润滑、更换机油，塔河油田采油三厂有专业的维修和检修队伍，维修检修期间自行综合利用或交第三方有资质单位处理。

总体来说，项目区内已有工程生产活动和生活产生的固体废物基本得到妥善地处置。

（2）塔河油田10区

固体废物产生源主要为施工期的钻井废弃物、生活垃圾；运营期主来自于计转站以及集输过程中产生的含油污泥及废矿物油，还有少部分的生活垃圾、废机油。钻井废弃物影响集中在井场内，未发现废弃钻井泥浆和钻井岩屑对周围环境产生重大影响。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，用于铺垫井场和井场道路。含油污泥及受浸土处置后的还原土，满足《陆上石油天然气开采含油污泥资源化综合利用及污染控制技术要求》（SY/T7301-2016）相关要求及《关于含油污泥处置有关事宜的通知》（新环办发〔2018〕20号）要求，可用于铺垫井场和井场道路。总体来说，10区内生产活动和生活产生的固体废物基本得到妥善的处置，没有对周围环境产生重大不利影响。

3.1.3.5 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（包括井喷）；油气集输和储运过程中的原油、采出污水的泄漏。

根据调查，塔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在集输系统运营期间，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。

3.1.4 排污许可衔接情况

从现场调查及收集资料可以看出，采油三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。采油三厂按照《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）、《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），采油三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。采油三厂排污许可登记编号：91650000742248144Q084U。

随着国家、自治区环境管理要求的提高，采油三厂围绕 QHSE 制度体系，逐步健全了环境保护法律法规汇编、建设项目环境管理、污染防治设施运行管理、固体废物处置利用管理、环境安全隐患治理与风险管控、环境管理依法合规情况检查与整改等环境管理档案。根据《环境保护档案管理规范环境监察》、《排污单位环境管理台账及排污许可证执行报告技术规范总则》，采油三厂建立并完善环境管理

文件和档案管理制度，明确责任部门、人员、流程、形式、权限及各类环境管理档案及保存要求等，确保企业环境管理规章制度和操作规程编制、使用、评审、修订符合有关要求。

3.1.5 自行监测情况

根据塔河油田生产特征和污染物的排放特征，采油三厂依据《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、生产废水、回注水、受侵泥土、污油泥、泥浆不落地开展监督监测，锅炉、地下水和土壤外委协测。同时采油三厂对辖区内联合站、天然气处理厂每年开展 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。

3.1.6 环境管理回顾

本项目由西北油田分公司采油三厂管理。采油三厂分别于 2021 年 12 月 23 日和 2021 年 12 月 28 日取得《中国石化西北油田分公司采油三厂突发环境事件应急预案》的备案证明，备案编号为 652924-2021-146（沙雅县）、652923-2021-196-L（库车市）。采油三厂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。

根据调查及收集资料可知，近年来塔河油田 8 区、塔河油田 10 区没有发生过环境污染事故，没有居民投诉。

3.1.7 区域污染物三废排放情况

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。区域污染物排放统计了塔河油田 10 区、8 区现有工程（已建工程+在建工程）的污染物产生及排放量，见表 3.1-3。

表 3.1-3 本项目涉及区块污染物排放情况一览表

序号	污染源	污染物	产生量 (t/a)	排放量 (t/a)
1	废气	SO ₂	7.987	7.987
		NO _x	123.901	123.901
		颗粒物	23.292	23.292
		非甲烷总烃	196.62	196.62
		硫化氢	3.2	3.2
2	废水	生产废水	0.33	0
		生活污水	96.99×10 ⁴	0
3	固体废物	含油污泥	0.9×10 ⁴	0
		生活垃圾	1.90×10 ⁴	0

3.1.8 区块环境问题及“以新带老”整改措施

3.1.8.1 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，针对后评价期间梳理的未进行验收的单井，已完成了验收工作。根据后评价报告、验收报告及现场调查情况，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) 部分已退役的油井未及时实施封井。本项目属于老区块，根据油气开采进度不定时有油井退役。

(3) 信息公开不够规范。

3.1.8.2 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) 加强 VOCs 物料储存、装卸、输送、使用、泄漏、收集处理等控制措施；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) 按照《废弃井封井回填技术指南（试行）》《矿山生态环境保护与恢复治理技术规范（试行）》（HJ651-2013）要求，对永久停用、拆除或弃置的各类井及时实施封井，油田公司督促相关方落实相关协议与责任，保证其做好场地恢复工作，对关停、搬迁和退役生产设施采取防止土壤和地下水污染的措施，对油气生产和储运等设施要制定退出方案，实施清除设施内残存物料、清理遗留污染等措施。

(3) 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》（生态环境部部令第 24 号）及《国家重点监控企业自行监测及信息公开办法（试行）》（环发〔2013〕81 号）、《关于发布〈建设项目竣工环境保护验收暂行办法〉的公告》（国环规环评〔2017〕4 号）等进行企业相关信息公开。

3.2 现有工程

本项目建设内容中需对 4 座老井进行侧钻，现有工程介绍中主要针对 4 座老井基本情况介绍。

3.2.1 现有工程概况

3.2.1.1 老井基本情况

本项目建设内容中涉及的 4 座老井侧钻，其中 TH10294 井和 TH10298 井处于停井状态，TH10250 井和 TK872X 井处于生产状态。根据建设单位提供的相关资料，现有管道运营期间，无腐蚀泄漏情况，没有发生过泄漏事故。

表 3.2-1 现有老井基本情况一览表

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
1	TH10250	三开直井	5927m	10-6 计转站	三号联合站	累产油 2.77 万吨	10 区
2	TH10294X	三开斜井	5831m	10-6 计转站	三号联合站	累产油 1.3 万吨	10 区
3	TH10298	三开直井	5803m	10-6 计转站	三号联合站	累产油 0.6 万吨	10 区
4	TK872X	三开斜井	5598.65m	8-1 计转站	三号联合站	累产油 2.49 万吨	8 区

3.2.1.2 井场主要设备设施

现有工程井场主要设备见表 3.2-2。

表 3.2-2 现有井场主要设备一览表

序号	老井名称	设备名称	单位	数量	备注
1	TH10250	采油树	座	1	生产
2		400kw 加热炉	台	1	
3		高压自控流量仪	台	1	
4		可燃气体检测报警仪	台	1	
5		硫化氢检测报警仪	台	1	
6	TH10294X	采油树	座	1	停井
7		400kw 加热炉	台	1	
8		高压自控流量仪	台	1	

9		可燃气体检测报警仪	台	1	
10		硫化氢检测报警仪	台	1	
11	TH10298	采油树	座	1	停井
12		400kw 加热炉	台	1	
13		高压自控流量仪	台	1	
14		可燃气体检测报警仪	台	1	
15		硫化氢检测报警仪	台	1	
16	TK872X	采油树	座	1	生产
17		200kw 加热炉	台	1	
18		可燃气体检测报警仪	台	1	
19		硫化氢检测报警仪	台	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，最终输送至三号联合站进行处理。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 4 口侧钻井的集输管线现状如下：

TK872CH 井单井出油管道为 20#钢材质，2013 年投产，管长 0.72km，管径 DN80，2018 年 HTPO 内穿插治理，治理后未发生刺漏，单井管线及配套均可利旧。

TH10250CH 井单井出油管道为 20#钢材质，2013 年投产，管长 3.2km，管径 DN100，2019 年 HTPO 内穿插治理，治理后未发生刺漏，单井管线及配套均可利旧。

TH10298CH 井单井出油管道为 20#钢材质，2014 年投产，管长 6.12km，管径 DN125，2018 年 HTPO 内穿插治理，治理后未发生刺漏，单井管线及配套均可利旧。

TH10294CH 井单井出油管道为 20#钢材质，2012 年投产，管长 2.91km，管径 DN100，2017 年 HTPO 内穿插治理，治理后未发生刺漏，单井管线及配套均可利旧。

3.2.2 现有工程手续履行情况

(1) 4 座老井及配套集输管线

现有 4 座老井及配套集输管线环保手续履行情况见表 3.2-3 所示。

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	工程名称	所属项目	环评文件	验收文件
1	TH10250 井及配套集输管线	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	2013 年 6 月 14 日, 取得新疆维吾尔自治区环境保护厅批复, 新环评价函〔2013〕490 号	2021 年 11 月 16 日通过自主验收
2	TH10294X 井及配套集输管线	关于塔河油田 10 区奥陶系油藏第六期产能建设项目环境影响报告书	2015 年 4 月 24 日, 取得新疆维吾尔自治区环境保护厅批复, 新环函〔2015〕418 号	2019 年 9 月 4 日通过自主验收, 西北油安〔2019〕345 号
3	TH10298 井及配套集输管线	塔河油田 10 区奥陶系油藏 2015-2016 年产能建设项目环境影响报告书	2016 年 7 月 19 日, 取得新疆维吾尔自治区环境保护厅批复, 新环函〔2016〕930 号	2019 年 1 月 7 日通过自主验收, 油田环验〔2019〕3 号
4	TK872X 井及配套集输管线	西北油田分公司塔河油田 8、11 区块环境影响后评价报告书	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〕161 号	2021 年 12 月 9 日通过自主验收

(2) TH102117X 井

本项目新建 TH102117X 井单井集输管线。TH102117X 井钻井工程、井场建设评价内容在《塔河油田 S48-T707 井区 2025 年产能建设项目环境影响报告书》中, 该环评报告书已取得自治区生态环境厅批复 (新环审〔2025〕50 号)。根据现场勘查, TH102117X 井钻井工程目前已完钻。

3.2.4 现有工程污染物达标情况

现有老井井场现场踏勘期间, TH10294 井和 TH10298 井处于停井状态, TH10250 井和 TK872X 井处于生产状态。结合现场踏勘以及西北油田分公司现场工作人员反馈, 各井场产生的含油废物和修井过程中产生的废防渗材料均妥善处置, 委托有资质单位接收处置, 未发生随意丢弃现象, 井场无历史遗留废弃物产生。

3.2.5 现有工程周边生态恢复情况

现有工程老井已运行多年, 集输管线在埋地敷设后进行了生态恢复措施, 根据现场踏勘, 大部分井场周围及管线沿线植被已得到恢复, 区域老井恢复效果良好, 井场周边及管线植被已恢复至原有情况, 其它区域恢复效果一般。

3.2.6 现有工程污染物年排放量

根据采油三厂例行监测报告及后评价开展期间进行的污染源监测数据, 统计现有 4 口老井正常生产期间污染物年排放情况见表 3.2-4。

表 3.2-4 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	硫化氢		
现有工程排放量	0.28	0.13	1.23	0.36	0.004	0	0

3.2.7 现有工程环境问题及“以新带老”改进意见

根据现场踏勘结果，现有井场周边无历史废弃物及建筑垃圾，但部分井场存在临时占地未恢复的问题。

具体整改方案为：在侧钻工程实施完成后，对井场永久占地外临时占地、生活区等区域土壤进行耙松，种植区域适宜植被进行恢复，注意施工过程中避开大风天气。

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：采油三厂2025年第二期短半径侧钻项目

项目性质：改扩建（滚动开发）

3.3.1.2 建设地点

采油三厂 2025 年第二期短半径侧钻项目位于阿克苏地区库车市境内，地处塔河油田 8 区、塔河油田 10 区，西北部距库车市约 76km，隶属于塔河油田采油三厂管辖。

3.3.1.3 建设规模

本项目主要建设内容及规模为：①老井侧钻 4 口（TH10294X、TH10250、TH10298、TK872X），老井不新增地面设施；②新建 TH102117X 井至 T707CH 井采油管线 601m，新建 T707CH 井场至 TH102117X 井场掺稀管线 601m、燃料气管线 601m，三条管线同沟敷设；4 口侧钻老井管线均可利旧；③本次部署的 4 口侧钻井地面配套的热力、电力、自控、通信均可利旧。侧钻后单井平均产油 14t/d，最高产油 1.42 万 t/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；4 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	老井侧钻 4 口（TH10294CH、TH10250CH、TH1029CH8、TK872CH），均采用开窗一开井身结构，钻井总进尺为 2473.1m。	新建
	储层改造		储层改造采用酸化压裂工艺，TH10294CH、TK872CH 采用酸化工艺；TH10250CH 井采用常规酸压工艺；TH10298CH 采用暂堵分段酸压工艺。	新建
	井场工程		4 口老井井场不新增地面设施。	利旧
	油气集输工程	新建单井管线	新建 TH102117X 井场至 T707CH 井场集输管线 601m（柔性复合高压输送管 RF-Y（S/X）-II-80-6.4，DN80），新建 T707CH 井场至 TH102117X 井场掺稀管线 601m（柔性复合高压输送管 RF-Y（S/X）-I-50-25，DN50），新建 T707CH 井场至 TH102117X 井场燃料气管线 601m（D48×4.0 20 无缝钢管，DN40）。（三条管线同沟敷设）	新建
		利旧管线	4 口老井管线均可利旧，不新增。	利旧
		燃气加热炉	4 口老井井场加热炉均可利旧，不新增。	利旧
公用工程	供电工程		4 口侧钻井已建完善的供配电系统，配电设施可利旧，电力专业无新增工作量。	利旧
	供水工程		依托本项目附近已建供水设施。	依托
	通信工程		本次工程利旧原井场视频监控和无线网桥，实现数据、视频远程传输。	利旧
	仪表自控		本工程 4 口侧钻井单井仪表自控均可利旧，无需新建。	利旧
	防腐工程		4 口老井管线均利旧，无新建防腐保温工程。 新建管线：（1）集油管线采用管线+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。	利旧/新建
	道路工程		利旧 4 口井井场路，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罐内，拉运至塔河油田绿色环保站处理；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三号联合站处理，达标后回注地层，井下作业废水送塔河油田绿色环保站处理。 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；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，不可回收利用部分委托周边有资质的工业固废填埋场合规处置；撬装式污水处理站产生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塔河油田绿色环保站妥善处置。	/
	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波检查，井场设置可燃气体报警仪和硫化氢检测仪。纳入采油三厂环境风险应急预案。	/
依托工程	油气处理	塔河油田三号联合站	本项目油气处理依托塔河油田三号联合站处理。三号联合站原油处理站负责塔河油田 8 区、10 区南、托普台区油气处理任务。	依托
	采出水处理	三号联合站采出水处理系统	本项目采出水处理依托塔河油田三号联合站处理。分离后的含油污水采用“沉降+压力除油+过滤”工艺处理达标后回注。	依托
	井下作业废水处理	塔河油田绿色环保站	全称西北油田分公司油田工程服务中心绿色环保工作站，本项目部分酸化压裂废水、废液依托塔河油田绿色环保站处理。	依托
	固体废弃物处理	塔河油田绿色环保站	本项目产生的含油污泥、受浸土、废液，依托西北油田分公司油田工程服务中心绿色环保工作站处理。油污泥处理系统（主要处理对象为含油量>5%油泥），设计年处理含油污泥 6 万 m ³ ，有 4 套 5 项分离装置；受浸土（主要指含油量<5%的污油泥）依托中石化西南石油工程有限公司巴州分公司（规	依托

			模 7 万吨/a) 和阿克苏塔河环保工程有限公司处理 (规模 15 万吨/a) 处理; 废液处置能力 65m ³ /h, 在站内自行处理。	
--	--	--	--	--

3.3.1.5 工程投资

本项目总投资约 5408 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, 均依托现有采油三厂现有工作人员, 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、南西部 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) 塔河油田 8 区

塔河油田 8 区，原油密度介于 $0.8251\sim 1.0093\text{g/cm}^3$ 之间，平均为 0.947g/cm^3 。原油运动黏度平均为 $2036\text{mm}^2\cdot\text{s}$ ，既有轻质油、中质油，又有重质油。总体而言，8 区原油为低—高黏度、含盐量高的高蜡、高硫轻质—重质原油。

(2) 塔河油田 10 区

塔河油田 10 区原油含蜡、高含硫，南北黏度差异大，轻、中、重质油均有分布。全区原油密度介于 $0.8403\text{g/cm}^3\sim 1.0756\text{g/cm}^3$ 之间，平均为 0.924g/cm^3 ；由于轻、中、重质原油均有分布，原油动力黏度差别较大，南部轻质油区运动黏度在 $100\text{MPa}\cdot\text{s}(30^\circ\text{C})$ 以内，北部重质油区运动黏度多在 $10000\text{MPa}\cdot\text{s}\sim 40000\text{MPa}\cdot\text{s}(30^\circ\text{C})$ 之间，地面流动性较差。平均含硫 2.78%，平均含蜡量为 2.4%；含盐量介于 $17\text{mg/L}\sim 56489\text{mg/L}$ 。

原油物性见表 3.3.2-1 所示。

表 3.3.2-1 原油物性参数表

区块	混合油密度 (g/cm^3)	凝固点 ($^\circ\text{C}$)	混合油黏度 ($\text{mPa}\cdot\text{s}/50^\circ\text{C}$)	含蜡 (%)	原油含硫 (%)
10 区	0.924	20	421	2.4	2.78
8 区	0.947	18	680	1.1	1.49

3.3.2.4 伴生气物性

(1) 塔河油田 8 区

塔河油田 8 井区伴生气相对密度平均为 0.881，氮气平均 9.79%，二氧化碳平均 4.39%，硫化氢平均 2233.78mg/m^3 。

(2) 塔河油田 10 区

塔河油田 10 区伴生气相对密度平均为 0.829，氮气平均 15.58%，二氧化碳平均 3.86%，硫化氢平均 5600mg/m^3 。

伴生气物性见表 3.3.2-2 所示。

表 3.3.2-2 伴生气物性参数表

区块	相对 密度	体积百分数 (%)							
		C ₁	C ₂	C ₃	C ₄	C ₅	N ₂	CO ₂	H ₂ S mg/m^3
8 区	0.881	58.85	12.10	8.58	2.80	0.72	9.79	4.39	2233.78
10 区	0.829	60.85	9.03	4.05	2.26	1.00	15.58	3.86	5600

3.3.2.5 地层水物性

(1) 塔河油田 8 区

塔河油田 8 区地层水的 pH 值平均 5.5，呈弱酸性，为 CaCl_2 型水。平均地层水密度为 1.141g/cm^3 ，pH 值为 6.3；总矿化度为 218033mg/L ， Cl^- 为 133522mg/L ，属封闭环境下的高矿化度地层水。

(2) 塔河油田 10 区

塔河油田 10 区地层水矿化度介于 $133662\text{mg/L} \sim 232236\text{mg/L}$ 之间，平均为 178950mg/L 。矿化度较主体区低，处于封闭的高矿化度 CaCl_2 型水。

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三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三号联合站进行油气水处理。

本项目部署 4 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。

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	TH10250CH	10-6 计转站	三号联合站	10 区	管线已敷设，利旧
2	TH10294CH	10-6 计转站	三号联合站	10 区	管线已敷设，利旧
3	TH10298CH	10-6 计转站	三号联合站	10 区	管线已敷设，利旧
4	TK872CH	8-1 计转站	三号联合站	8 区	管线已敷设，利旧

3.3.3.2 开发指标预测

本项目开发部署 4 口侧钻井，单井初期平均产油 14t/d ，最高产油 1.42万 t/a ，气油比 $60 \sim 140\text{m}^3/\text{t}$ ，除 TK872CH 井外，其余 3 口井均掺稀，掺稀比 1.5，初期含水 5%。具体开发指标预测见表 3.3-3。

表 3.3-3 部署侧钻井井指标预测表

井号	日产液 (t/d)	日产油 (t/d)	含水 (%)	气油比
TH10294CH	50	20	60.0	110

TH102598CH	40	12	70.0	66
TH10250CH	40	15	62.5	60
TK872CH	40	10	75.0	140

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 (120m×110m)	hm ²	6.54	本项目计划部署 4 口侧钻老井，单个井场规格 110m×120m，永久占地面积为 4500m ² （60m×75m），临时占地面积为 8700m ² 。4 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	4	新建
3	主放喷池	100m ³	座	4	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	4	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	4	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	168	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 4 口，均采用开窗一开井身结构，钻井总进尺为 2473.1m。

(1) 井位部署

本项目 4 口侧钻井井位部署见表 3.3-5。

表 3.3-5 井位部署一览表

序号	井号	井型	井口坐标		所属采油厂	所属区块	所属行政区域
			X	Y			
1	TH10294CH	侧钻井			三厂	10 区	库车市

2	TH10250CH	侧钻井			三厂	10 区	库车市
3	TH10298CH	侧钻井			三厂	10 区	库车市
4	TK872CH	侧钻井			三厂	8 区	库车市

(2) 井身结构

4 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
TH10294CH	垂深 5735, 位移 >338m	开窗一开	149.2	5535m 巴楚组	6208.80	673.8	50 钻机	衬管完井（酸化完井）	地质录井测静压
TH10250CH	垂深 5729.5m 时位移 >169.95m	开窗一开	149.2	5515m 巴楚组	5878.58	363.58	850 修井机	衬管完井（酸压完井）	地质录井测静压
TH10298CH	无	开窗一开	149.2	5495m 巴楚组	6272.06	777.06	50 钻机	衬管完井（酸压完井）	一开标准、地质录井测静压
TK872CH	垂深 5522m 时位移 >315m	开窗一开	149.2	5368m 卡拉沙依组	6026.67	658.67	50 钻机	衬管完井（酸化完井）	地质录井测静压

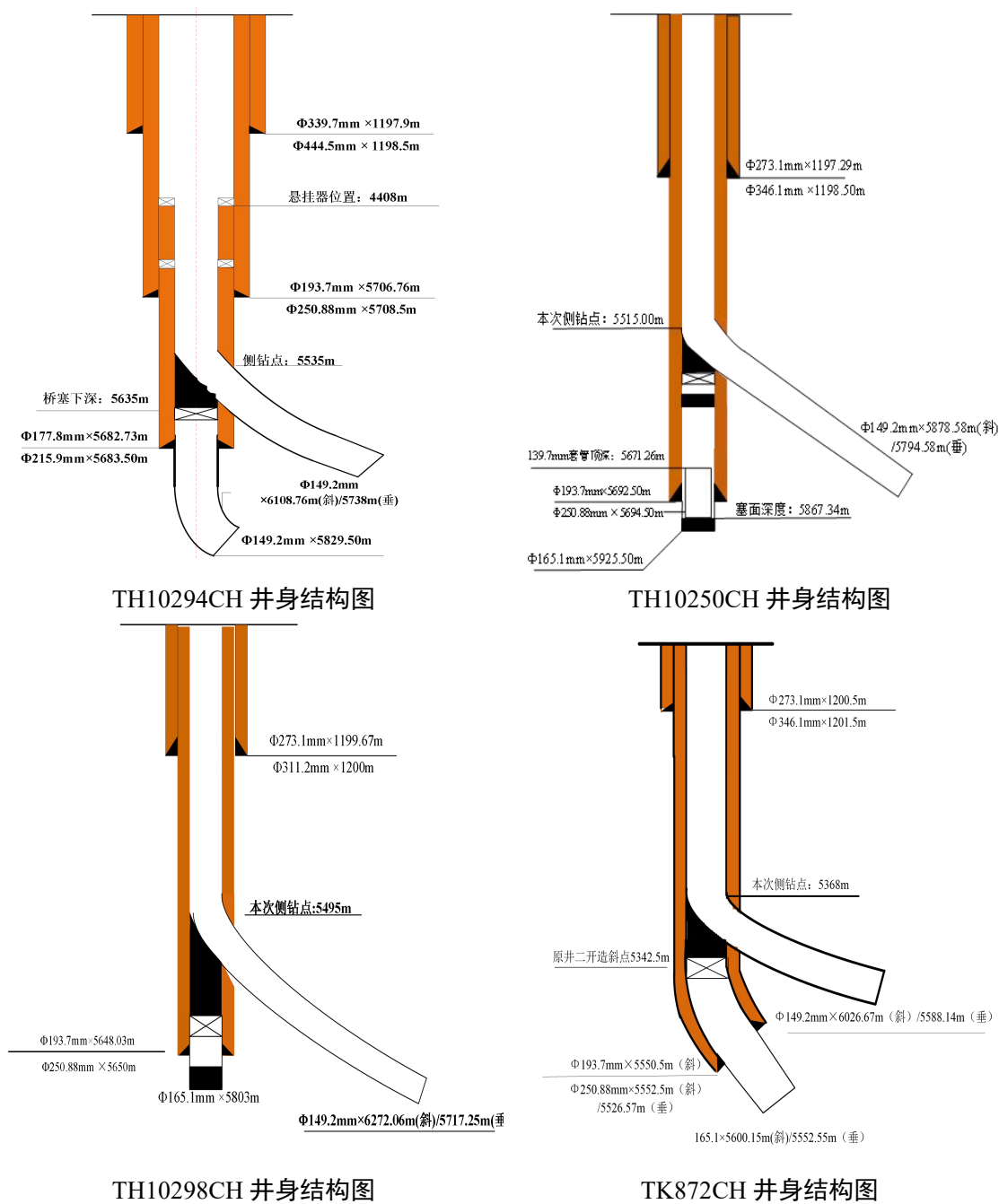


图 3.3-3 井身结构示意图

(3) 钻井液

老井侧钻使用 KCl 聚磺体系泥浆，膨润土(2%~5%)+烧碱(0.2%~0.5%)+磺化酚醛树脂(2%~5%)+磺化褐煤树脂(2%~4%)+防塌剂(2%~5%)+润滑剂(1%~3%)+氯化钾(7%~10%)+加重剂，设计密度 1.10~1.30g/cm³。

(4) 固井方案

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+筛管完井或裸眼完井。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/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	854	—	配制泥浆
2	水泥+硅粉	t	689	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	57	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	5	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	10	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/ NMI-4 等	t	5	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	3	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，水溶液为透明粘稠液体，具有较好耐盐性	钻井液增粘 和降滤失剂
8	中分子聚合物 /LP++等	t	4	低黏度乳液聚合物，钻井液稳定剂、增粘和降滤失剂	钻井液降滤 失剂
9	小分子聚合物/双聚铵盐 NP-2 等	t	4	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	21	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	38	水溶性树脂，玫瑰红透明色粘稠液体，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	21	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	151	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
14	加重剂/石灰石粉	t	43	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	5	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	13	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	18	磺化沥青, 粉状, 可吸附在黏土上组织页岩颗粒分散, 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	15	仿烃类衍生物复配, 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 13200m²(110m×120m), 其中永久占地面积为 4500m²(60m×75m), 临时占地面积为 8700m²。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。钻井期平面布置见图 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 4 口侧钻井井分别实施酸压/酸化改造: TH10294CH 井、TK872CH 井采用酸化工艺; TH10250CH 井采用常规酸压工艺; TH10298CH 井采用暂堵分段酸压工艺。

本项目 4 口侧钻井储层改造方案如表 3.3-9。

表 3.3-9 本项目储层改造方案

序号	改造工艺	井号	改造需求	规模 m ³	排量 m ³ /min
1	酸化	TH10294CH	疏通漏失概率大的溶洞型储层近井通道	260	≤4
2		TK872CH	疏通有裂缝型漏失概率的靶体深部通道	290	≤4
3	常规酸压	TH10250CH	改造沟通有裂缝型漏失概率的单个靶体	720	≥7
4	暂堵分段	TH10298CH	针对有漏失概率的两个靶体	1110 (A 靶: 420, B 靶: 690)	≥8

	酸压		同时改造	690)	
--	----	--	------	------	--

(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实验确定酸液浓度，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。

表 3.3-7 单座井场酸压施工所用机械一览表

设备或部件名称	主参数	单位	数量
运输车辆	—	—	5 辆
混砂车	—	—	6 辆
供液系统	—	—	1 套
压裂车	20	m ³	6 辆
酸罐车	20	m ³	6 辆
加压泵组	—	—	2 套
废液收集罐	30	m ³	10 个
钻采一体化井口装置	—	—	1 套
三相计量分离器	—	—	1 套
原油储罐	50	m ³	4 个
放空火炬	—	—	1 个

3.3.4.4 地面工程

根据开发方案，本项目共部署 4 口侧钻井，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三号联合站进行处理。本次部署的 4 口侧钻井集输管线及地面配套的热力、电力、自控、通信均可利旧。

(1) 采油井场

本项目共部署 4 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。井场内已安装采油树、加热炉等生产设施，均可利旧。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三号联合站处理。

(2) 集输工程建设

本项目新建 TH102117X 井至 T707CH 井集输管道 601.14m，4 口侧钻老井管线均可利旧。

本项目位于 10 区的 3 口侧钻老井（TH10294X、TH10250、TH10298）原油为稠油，原油密度大，黏度高，采用加热掺稀集输流程；位于 8 区的 TK872X 井采用加热集输流程，不需掺稀。本项目 4 口侧钻井加热炉均可利旧。

表 3.3-1 侧钻井利旧集输管道信息表

井号	终点	输量 t/d	长度 km	规格	起/终点压力 MPa	起/终点温度 ℃	校核 结果	加热负荷 kW
TH10250CH	10-6 站	37.5	3.2	DN100	1.27/0.60	70.0/35.9	满足	142
TH10294CH	10-6 站	50	2.91	DN100	1.17/0.60	70.0/44.4	满足	169
TH10298CH	10-6 站	30	6.12	DN125	1.25/0.93/0.60	70.0/26.8	满足	128
TK872CH	TK851X	25	0.72	DN80	0.64/0.55	70.0/58.3	满足	115

表 3.3-2 利旧掺稀管道信息表

掺稀站	掺稀井	掺稀比	掺稀管线			校核结果
			长度 km	起终点压力 MPa	起终点温度 ℃	
10-6 站	TH10250CH	1.5	3.2	12.0/10.5	60.0/27.2	满足
10-6 站	TH10294CH	1.5	2.91	12.0/10.6	60.0/34.2	满足

10-6 站	TH10298CH	1.5	6.12	12.0/8.4	60.0/8.9	满足
--------	-----------	-----	------	----------	----------	----

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 4 口侧钻井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) 8 区 110KV 变电站

塔河油田 8 区供电电源为八区 110kV 变电站,8 区区域内建有较为完善的 10kV 配电网,可以满足工程用电需求。

(2) 10 区 110KV 变电站

十区 110kV 变电站位于 10 区北侧,主变型号为 SFZ11-12500/110 有载调压变压器,容量为 $2 \times 12500\text{kVA}$ 。高低压侧电气主接线均为单母线分段接线方式。十区 110/10kV 变电站 110kV 进线 2 回,1 回接自 8 区 110kV 变电站,1 回接自瑞祥电厂。无备用间隔。10kV 侧出线 12 条,无备用间隔,保护设备为南自国电公司,10kV 高压设备均为西安开关厂。

本方案 4 口侧钻井已建完善的供配电系统,配电设施可利旧,电力专业无新增工作量。

3.3.5.3 自控工程

TH10294X、TH10250、TH10298、TK872X 井场均设置油压、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。

本项目 4 口侧钻井单井仪表自控均可利旧，无需新建。

3.3.5.4 通信工程

依托 TH10294X、TH10250、TH10298、TK872X 井场现有设施，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，经光缆上传相应的站场。

本方案利旧原井场视频监控和无线网桥，实现数据、视频远程传输。

3.3.5.5 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 8、10 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 4 口井井场路，砂石路面。

3.3.5.6 防腐设计

本项目 4 口侧钻老井所有管线均利旧，无新建防腐保温工程。

本项目新建 TH102117X 单井管线，采取以下防腐措施。

- (1) 集油管线采用管线+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三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 塔河油田三号联合站

(1) 环保手续

塔河油田三号联合站包括原油处理站和轻烃处理站，三号联于 2006 年 4 月 3 日取得原新疆维吾尔自治区环境保护局批复（新环自函〔2006〕135 号），2007 年 1 月 29 日取得原阿克苏地区环境保护局竣工环境保护验收意见（阿地环函字〔2007〕

19 号)；扩建工程于 2007 年 4 月 28 日取得原新疆维吾尔自治区环境保护局批复（新环监函〔2007〕137 号），2010 年 12 月 27 日取得原新疆维吾尔自治区环境保护局竣工环境保护验收意见（新环评价函〔2010〕939 号）。

（2）处理工艺

①三号联合站原油处理站

塔河油田三号联合站主要担负塔河油田 8 区、10 区南、11 区、TP 片区及外围新增区块单井采出液的处理任务，集原油破乳，油气分离，脱硫，沉降脱水，污水处理以及回灌等多功能于一体，设计原油处理规模分别 $180 \times 10^4 \text{t/a}$ ，污水处理规模为 $6500 \text{m}^3/\text{d}$ 。现三号联合站为全稀油生产模式，主要对外输送中质油，为塔河油田主力片区超稠油的开采提供有力保障。

原油处理工艺流程：稠油、稀油在经过分离器初步处理后在分离器出口完成混配，混配后的中质油进入脱硫塔一段进行脱硫后再依次进入一次沉降罐及二次沉降罐沉降脱水，脱水后的原油通过脱水泵提升进入加热炉区再次加热升温至 75°C 后，进入脱硫塔二段再次脱硫并进入净化油罐储存，最后经过脱水、脱硫的净化原油一部分输送至 TK835 装车站用于单井掺稀，剩余部分外输至二号联合站后外输。截至目前，原油实际处理规模为 $125 \times 10^4 \text{t/a}$ ，采出水 $6058 \text{m}^3/\text{d}$ 。

天然气处理工艺流程：进站原油经过两相、三相分离器分出的伴生气，经伴生气分离器分离，伴生气分离器稳定压力为 0.3MPa ，与三号联负压区伴生气汇合后通过伴生气汇管去轻烃站处理。

塔河油田三号联合站污水处理系统：采出水处理系统处理规模为 $6500 \text{m}^3/\text{d}$ ，采用“一次除油+压力除油+核桃壳过滤”工艺。油站来水先进污水接收罐，经泵提升后进入高效聚结斜管除油器除油、除悬浮物，再经核桃壳过滤进一步除油和悬浮物，并在流程中通过投加配套化学药剂，增强污水处理效果，使处理后污水达到回注水质标准。合格污水首先排入回注罐，回注时通过回注干线输至回注井口进行回注。

②三号联轻烃站

三号联轻烃站集原料气增压、天然气脱硫及硫磺回收、天然气脱水、冷凝分离、凝液分馏、外输气增压及辅助生产装置等多项功能于一体，采用先进的 MDEA 胺法脱硫技术，硫磺回收采用自循环 LO-CAT 工艺。主要担负塔河油田 8 区、10 区

南、11 区、托普台区伴生气的处理任务。主要功能是生产高附加值的液化气和轻烃产品，并为下游用户提供合格的天然气。

三号联轻烃处理站设计最大处理天然气 $60 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ；主要产品为干气、轻烃和液化气，设计外输干气量 $42.91 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，液化气产量 $103.3 \text{t}/\text{d}$ ，轻烃产量 $47 \text{t}/\text{d}$ 。干气作为采油三厂所辖站场自用燃料气及发电三厂燃料气；轻烃和液化气全部外销；副产品为硫磺外运。截至目前，天然气实际处理 $52 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 。

（3）依托可行性分析

本项目的采出液、采出水和伴生气最终输至塔河油田三号联合站处理。塔河油田三号联合站处理设施富余情况如表 3.3-23 所示。

表 3.3-23 塔河油田三号联合站依托可行性分析一览表

分类	设计最大处理规模	现状处理规模	现状富余量	本项目新增处理量	依托可行性
原油（万 t/a）	180	125	55	1.42	可依托
天然气（万 m^3/d ）	60	52	8	0.5292	
采出水（ m^3/d ）	6500	6058	442	112	

综上可知，塔河油田三号联合站原油、天然气、采出水富余量可以满足本项目处理要求，依托可行。

3.3.7.2 西北油田分公司油田工程服务中心绿色环保工作站

（1）环保手续

西北油田分公司油田工程服务中心绿色环保工作站简称“塔河油田绿色环保站”（原为塔河油田一号固废液处理站）。本项目产生的受浸土及废液，依托绿色环保站处理。绿色环保站于 2014 年 6 月 23 日取得环评批复（阿地环函字〔2014〕236 号），并于 2015 年 12 月 17 日取得竣工环保验收批复（阿地环函字〔2015〕501 号）。2015 年 7 月 13 日取得了扩建工程环评批复（新环函〔2015〕811 号），并于 2016 年 12 月 27 日取得竣工环保验收批复（新环函〔2016〕2005 号）。

（2）处理工艺

绿色环保站位于塔河油田 S61 井附近，库车市境内，距离东南侧一号联合站约 4km，距离西侧的塔河油田二号联合站约 15km，离西南侧的塔河油田三号联合站约 34km，其南侧约 1.8km 处是塔河油田主干道，交通便利。绿色环保站位于本项目的东部，距离最近的 TH121107CH2 约 18.1km。

按处理对象，绿色环保站内主要有污油泥处理、废液处理、生活垃圾处理等 3 个系统。油污泥处理系统，其中受浸土（含油量 $<5\%$ ）入场计量后，依托中石化西南石油工程有限公司巴州分公司、阿克苏塔河环保工程有限公司处理；含油污泥（含油量 $>5\%$ ），自行在绿色环保工作站内处理降低含油后，进一步委托站内塔河环保公司或西南环保公司采取热解析处理处置；废液在站内自行处理。

①含油污泥处理系统

绿色环保站内油污泥处理系统（主要处理对象为含油量 $>5\%$ 油泥），首期工程始建于 2011 年，处理规模为 $50\text{m}^3/\text{d}$ ，采用热化学清洗油泥分离技术；西北油田分公司于 2012 年、2015 年对含油污泥处置设施进行了扩建，原阿克苏环境保护局、自治区环境保护厅分别以阿地环函字〔2012〕297 号、新环函〔2015〕811 号文件批复扩建工程，2016 年扩建后，以新环函〔2016〕2005 号批复通过验收。

目前，绿色环保站运行的含油污泥处置装置有 4 套（5 项分离装置），主要处理流体油污泥（含油量 $>5\%$ ），每套处理能力为 $50\text{m}^3/\text{d}$ ，处理设施年运行有效天数约 300 天，日处理量约为 200m^3 ，年处理含油污泥的量为 6 万 m^3 。现状实际年处理含油污泥量 3.9 万 m^3/a ，富裕 2.1 万 m^3/a 。

（3）受浸土处理系统

“受浸土”（主要指含油量 $<5\%$ 的污油泥）主要来自修井作业、管线穿孔和井喷等突然事故等产生的落地油、污染土，其含油量波动很大，其组份比较复杂而不稳定，除含原油、泥沙外，通常还会含有杂草等机杂，主要呈固态状。该部分危险废物，按照危险废物管理流程全过程管理，“受浸土”运至站内后，由“油田工程服务中心”外委中石化西南石油工程有限公司巴州分公司、阿克苏塔河环保工程有限公司处理在站内处理。

本区块产生的“受浸土”均第一时间转运至阿克苏塔河环保工程有限公司（危险废物经营许可证编号：6529230040）或中石化西南石油工程有限公司巴州分公司（危险废物经营许可证编号：6529230053）接收并进行达标处理。其中，阿克苏塔河环保工程有限公司处理能力为 15 万吨/a，中石化西南石油工程有限公司巴州分公司处置能力为 7 万吨/a。受浸土经处理后达到《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）标准中相应指标要求，用于铺垫井场和井场道路。

（4）废液处理系统

塔河油田绿色环保工作站作业废液处理系统承担着西北油田分公司勘探开发作业生产过程中产生的废水、酸压废液、部分磺化泥浆滤出液等的处理，其中作业酸压废液占 80%。

主工艺流程为：接收、隔油、调节、加药、沉降、过滤，废液处理系统出水水质满足《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2022）回注至 TK512 井。

塔河油田绿色环保站处理站废液处理系统现有 1 座 9000m³ 废液接收池（包括 2 个接液池、1 个沉降池和 1 个隔油池）、1 套井下作业废水处理设施（包括缓冲沉降池、二次调节池、加药调节池等），废液处理系统主要工艺流程为：接收、隔油、调节、加药、沉降、过滤，废液处理系统出水水质满足《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2022）后回注油层。

（5）依托可行性分析

塔河油田绿色环保站废液处理系统设计废液处置能力处理能力为 1430m³/d（52.19 万 m³/a），现状废液处置量约为 580m³/d（21.14 万 m³/a），本项目井下作业工程产生的井下作业废水可依托其处理。

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 24 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，利用其粘性将岩屑带至地面，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空内注入水泥浆将套管和地层固结在一起的工艺过程，以保证安全继续钻进下一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，拉运至塔河油田绿色环保站处理；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，拉运至塔河油田绿色环保站处理。

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，拉运至塔河油田绿色环保站处理。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。

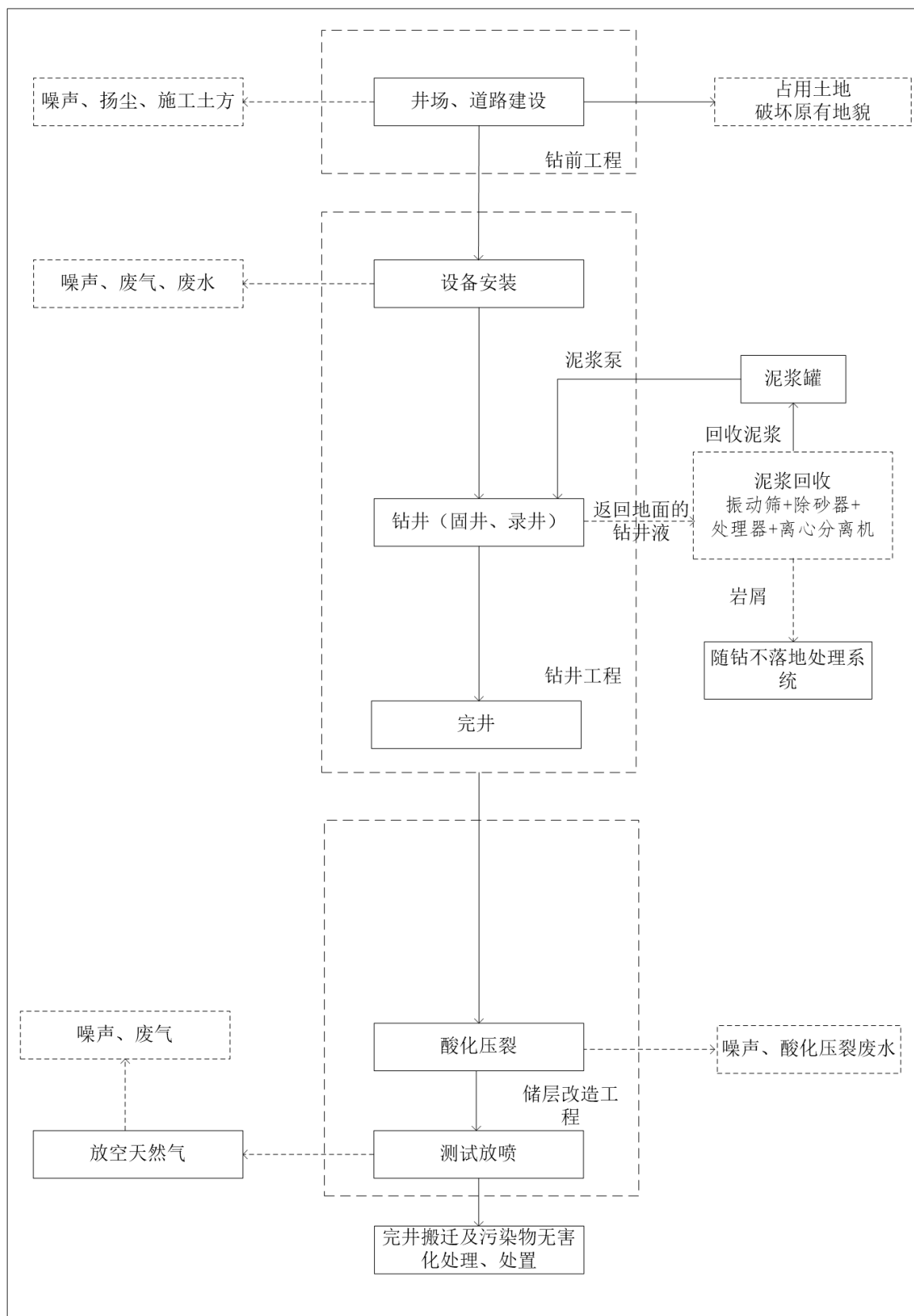


图 3.4-1 钻前工程、钻井工程及储层改造工程工艺流程及污染物排放示意图

(3) 地面工程建设

本项目地面工程主要包括井场施工及管线敷设。

1) 井场建设

本项目部署老井侧钻井 4 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，委托当地工业固体废物填埋场合规处置；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作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、热煨弯头三种型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。

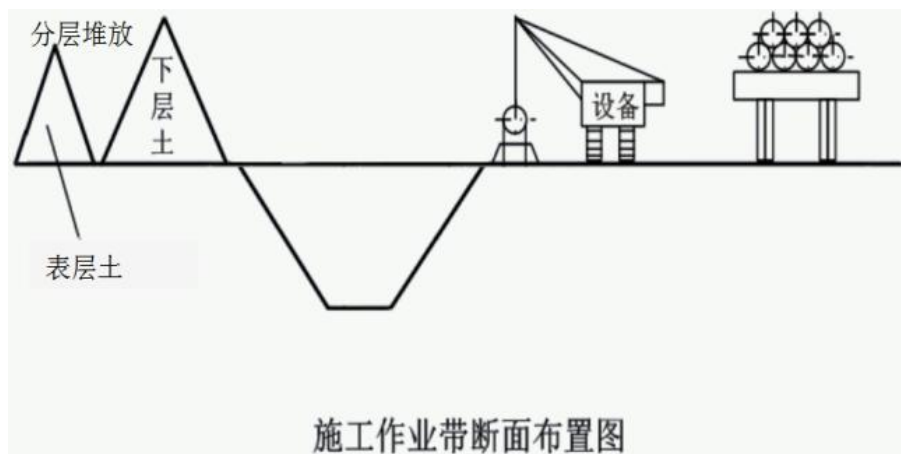


图 3.4-3 一般地段管道施工方式断面示意图

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，作为自管道上方土层自然沉降富裕量，且可以作为巡视管线的地表标志，剩余土方用于场地平整和临时施工场地土地恢复。

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，不可回收利用部分委托当地建筑垃圾填埋场合规处置。

3.4.1.2 运营期

（1）采油

采油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。

(3) 油气集输管线

本项目新建 TH102117X 井至 T707CH 井集输管道 601.1m；4 口侧钻老井管线均可利旧老井已建集输管线。

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，最终输至三号联合站进行处理。

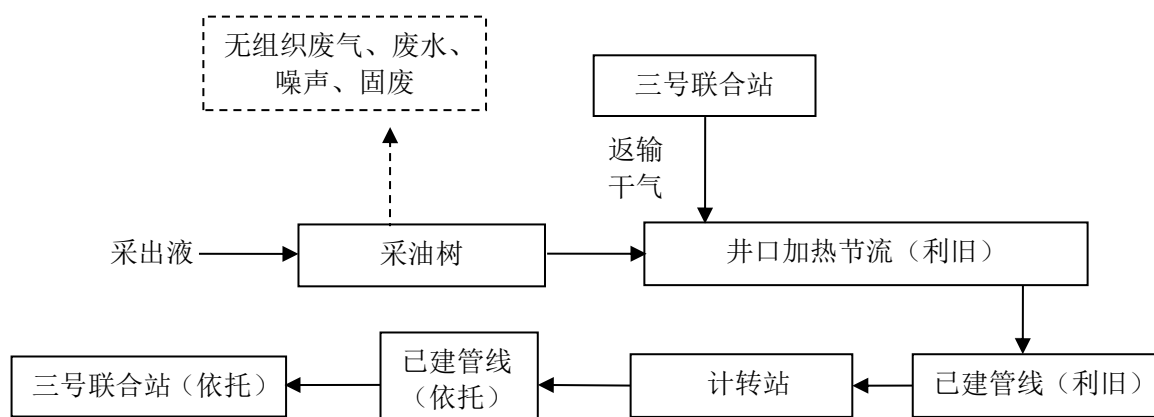


图 3.4-5 运营期集输工艺流程示意图

本项目 4 座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，故不再核算侧钻井场依托的 4 座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废气污染源主要为井场无组织废气，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三号联合站处理达标后回注地层，井下作业废水送至塔河油田绿色环保站处理；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

随着石油天然气开采的不断进行，其储量逐渐下降，最终井区将进入退役期。

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

完成封井后，拆除井口装置，地下截去一定深度的表层套管；将永久性占地范围内的水泥平台或砂砾石铺垫清理，清除各种固体废物。然后根据周边区域的自然现状对其进行恢复，使井场恢复到相对自然的一种状态。保证对各类废弃井采取的固井、封井措施有效可行，防止发生油水窜层，成为污染地下水的通道。

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

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。

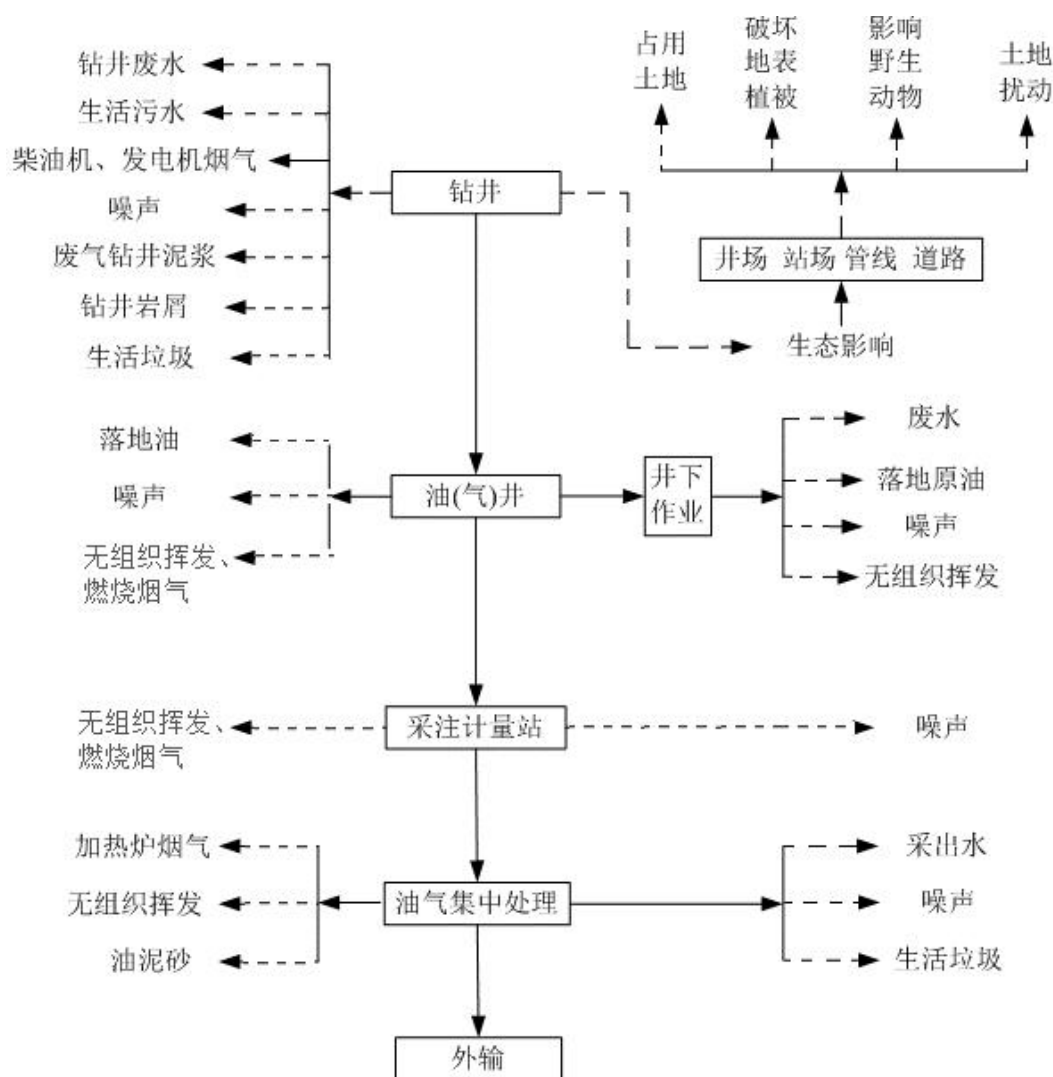


图 3.4-6 油田开发过程污染物排放流程

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 2.2508hm²，均为临时占地，不新增永久占地，详见表 3.3-2。工程占地类型有天然牧草地、灌木林地、其他林地和沙地等，详见表 3.4-3。

表 3.4-3 占地面积统计表

序号	工程内容	占地面积 (hm ²)			说明
		永久	临时	总占地	
1	井场	0	0.87	0.87	本项目 4 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	0.4208	0.4208	新建掺稀管线 601m、燃料气管线 601m、采油管线 601.1m，三条管线同沟敷设，作业带范围 7m。4 口侧钻老井管线均利用。
3	临时生活区	0	0.96	0.96	每个钻井井场临时生活区占地面积 2400m ² 。
合计		0	2.2508	2.2508	/

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 $0.05\text{m}^3/\text{m}$, 本项目老井侧钻井 4 口, 总进尺 2473.1m, 产生的钻井废水约为 123.7m^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。

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 4 口侧钻井储层改造设计酸化压裂液总量为 2380m^3 , 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 1428m^3 , 储层改造过程中产生的压裂返排液排入回收罐中, 运至塔河油田绿色环保站处理, 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 24 天/井, 4 口老井侧钻合计施工周期 96d。每人每天生活用水最高按 100L 计算, 生活用水总量为 480m^3 , 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 384m^3 , 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 2.5m^3 计算, 本项目新建各类管线总长为 1.8km, 试压废水量约为 4.5m^3 , 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

钻井液是钻井过程中使用的循环的流体, 是液体、固体和化学处理剂的混合物, 也称为钻井泥浆。废弃钻井泥浆是钻井过程中无法利用或钻井完井后弃置泥

浆池内的泥浆，废弃钻井泥浆的性质由使用的钻井泥浆决定，其产生量随钻井的深度而增加，根据《关于发布<排放源统计调查产排污核算方法和系数手册>的公告》(生态环境部公告 2021 年第 16 号)中与石油和天然气开采专业及辅助性活动行业系数手册中产排污系数，计算废弃钻井泥浆(废弃钻井液)的产生量。

表 3.4-4 与石油和天然气开采专业及辅助性活动产排污系数一览表

污染物类别	原料名称	工艺名称	规模等级	污染物指标	单位	产污系数
固体废物	钻井液	普通油井	≥3.5 千米进尺	废弃钻井液	吨/百米	29.73

本项目侧钻井均采用水基磺化泥浆，本工程侧钻井 4 口，合计侧钻井进尺为 2473.1m，根据上表计算，则废弃磺化水泥泥浆量为 735.3t。

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（膨胀系数取 2.2），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 4 口，钻井总进尺为 2473.1m，根据上述计算结果，磺化岩屑产生量为 196.7m³。

钻井期岩屑随钻井泥浆带出，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。

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 1.8km，施工废料产生

量约为 0.36t。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 384m³，则撬装式污水站污泥产生量为 0.08t。

⑤生活垃圾

根据设计文件，本项目合计施工周期 96d。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 2.4t，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，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、燃料气管线同沟敷设，长 601m，开挖宽度 2m、开挖深度 1.5m，挖方量 0.18 万 m³，填方量为 0.18 万 m³ 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 m³

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	0.18	0.18	0	-	0	-
合计	0.18	0.18	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 4 口，废机油量产生量为 0.4t，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属于一般工业固体废物。类比同类钻井工程，钻井期间产生的烧碱废包装袋约为 0.05t/口，本项目部署侧钻井 4 口，烧碱废包装袋产生量为 0.2t，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 4 口，废防渗材料产生量为 0.8t，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	5	吊装机	84/5
2	挖掘机	90/5	6	钻机	95/5
3	运输车辆	90/5	7	泥浆泵	95/5
4	压路机	90/5	8	振动筛	90/5
9	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	123.7m 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	1428m ³	酸化压裂作业结束后压裂返排液排入回收罐中，运至塔河油田绿色环保站处理，处理达标后回注。
		生活污水	COD、NH ₃ -N、SS	384m 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	4.5m 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	196.7m 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。
		钻井废弃泥浆	废弃磺化泥浆	735.3m ³	
		生活垃圾	/	2.4t	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	0.08m ³	库车绿能环保科技有限公司拉运处置。
		施工废料	/	0.36t	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	/	0.4t	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。
		废烧碱包装袋	/	0.2t	折叠打包后，定期由库车绿能环保科技有限公司清运处置。
		废防渗材料	/	0.8t	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。
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），运至塔河油田三号联合站处理。根据方案预测，本项目运营期累计采出油藏采出水最大为 $112\text{m}^3/\text{d}$ ($3.7 \times 10^4\text{m}^3/\text{a}$)，采出水依托塔河油田三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 4 口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 $152.08\text{t}/\text{a}$ 、 $0.21\text{t}/\text{a}$ 、 $0.04\text{t}/\text{a}$ 。

井下作业废水自带回收罐回收作业废水，拉运至塔河油田绿色环保站进行处理达到《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

本项目大气污染物的主要来源是采油、集输过程中无组织废气排放。无组织排放的污染物主要为站场、井口、管线接口、阀门等处产生的无组织挥发烃类和硫化氢。

(1) 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：

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

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

t_i ——密封点 i 的年运行时间，h/a；

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

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

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

n ——挥发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 $e_{\text{TOC},i}$ 取值参数表

类型	设备类型	排放速率 $e_{\text{TOC},i}$ / (kg/h 排放源)
石油炼制工业	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 本项目单个井场无组织废气核算一览表

序号	设备名称	密封点数量 (个)	单个设备排放速率 (kg/h)	年排放量 (t)
采出液流经的密封点				
1	阀门	16	0.064	0.027
2	法兰	32	0.085	0.071
单座井场				0.098
4 座井场合计				0.392

经核算，本项目单座井场新增烃类挥发总量为 0.098t/a，则本项目 4 座井场新增非甲烷总烃无组织排放量为 0.392t/a。

(2) 硫化氢

根据项目资料，本项目所在区域塔河油田 8 区硫化氢浓度平均为 2233.78mg/m³，10 区硫化氢浓度平均为 5600mg/m³，本项目最高年伴生气产生量约 1.7×10⁶m³/a（其中 8 区伴生气产生量为 0.4×10⁶m³/a，10 区伴生气产生量为 1.3×10⁶m³/a），据此核算出本项目伴生气中硫化氢最大量为 8.17t/a。根据油田现有资料及污染源调查数据分析，油气集输损失按照伴生气最大产能的 0.1‰损失计算，则本项目硫化氢无组织挥发量为 0.817kg/a。针对本项目所在区域奥陶系油藏油井伴生气中含硫化氢，整个油气处理工艺从井口-计转站-处理站均采用密闭流程，并设置腐蚀检测装置，防止硫化氢的泄漏。

(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%，本项目共 4 口井，产生落地油量为 0.2t/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，统一由塔河油田绿色环保站进行无害化处理。

(2) 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 1.8km，废渣量约 2.1kg/次(0.001t/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，由塔河油田绿色环保站进行处理。

(3) 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 4 口井产生废弃防渗布最大量约 2.0t/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。

(4) 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，本工程共部署 4 口井，废润滑油产生量约 0.2t/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	0.2t/a	井下作业	固态	油类物质	油类物质	间歇	T, I	由塔河油田绿色环保站处理。
2	清管废渣	HW08	071-001-08	0.001t/a	定期清管	固态	油类物质、铁锈	油类物质	间歇	T	塔河油田绿色环保站进行处理
3	废防渗材料	HW08	900-249-08	2.0t/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	0.2t/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三厂内部调剂解决，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

噪声源名称	数量/(台/套)	源强(dB(A))	降噪措施	降噪效果(dB(A))
采油树	1	80	基础减振	15
真空加热炉	1	90	基础减振	15

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	无组织排放	非甲烷总烃	0.392t/a	0.392t/a	大气
		硫化氢	0.817kg/a	0.817kg/a	
废水	采出水	采出水量	3.7×10 ⁴ t/a	0	采出水进入塔河油田三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	152.08t/a	0	井下作业废水进入塔河油田绿色环保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	0.21t/a	0	
		石油类	0.04t/a	0	
固体废物	废防渗材料	石油类	2.0t/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	0.2t/次		
	清管废渣	石油类	0.001t	0	塔河油田绿色环保站进行处理。
	落地原油	石油类	0.2t/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塔河油田绿色环保站卸油罐,统一由塔河油田绿色环保站处理。
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

3.5 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、过滤等祛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、洗件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

依托已建塔河油田三号联合站。采出液串接进入计转站后转输进入联合站处理。

（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

塔河油田三号联合站处理。

3.5.4 节能及其它清洁生产措施分析

(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，制订了详细的污染控制计划和实施方案，责任到人，指标到岗，实施监督；实行公平的奖惩制度，大力弘扬保护环境的行为。

本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

(1) 评价指标

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。其中一级代表国际清洁生产先进水平，二级代表国内清洁生产先进水平，三级代表国内清洁生产基本水平，见表 3.5-1。不同类型油气勘探开发企业清洁生产评价指标体系的各评价指标、评价基准值和权重值见表 3.5-1~3.5-3。

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								
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	6.54	15
		新鲜水消耗		t/100m 标准进尺	15	≤25	≤30	5
(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	≤15	10
		废弃钻井液产生量		m³/100m 标准进尺	10	≤10	≤15	5
		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	
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	98%	8

（4）污染物产生指标	20	作业废液量	m ³ /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	0.01	5
		一般固体废物 （生活垃圾）	kg/井次	5		0.9	5
定性指标							
一级指标	权重值	二级指标			指标分值	本项目	
（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	清洁生产审核		
						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	0.5	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	60	0	
		COD	mg/L	5	乙类区：≤150	5000	0	
		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	80	10	
		定性指标						
一级指标	指标 分值	二级指标				指标 分值	清洁生产审核	
							得分	
(1) 生产工艺及设备要求	45	井筒质量		井筒设施完好		5	5	
		采 气	采气过程醇回收设施	10	采 油	套管气回收装置	10	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	10
		采油方式		采油方式经过综合评价确定		10	10	
		集输流程		全密闭流程，并具有轻烃回收装置		10	10	
(2)环境管理体系建设及清洁生产审核	35	建立 HSE 管理体系并通过认证				10	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	
(3)贯彻执行环境保护政策法规的执行情况	20	建设项目环保“三同时”制度执行情况				5	5	
		建设项目环境影响评价制度执行情况				5	5	
		老污染源限期治理项目完成情况				5	5	
		污染物排放总量控制与减排指标完成情况				5	5	

(2) 评价指标体系计算

① 定量评价指标的考核评分计算

定量评价考核总分值的计算公式为：

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

式中：

P1——定量评价考核总分值；

n——参与定量评价考核的二级指标项目总数；

S_i——第 i 项评价指标的单项评价指数；

K_i——第 i 项评价指标的权重值。

② 定性评价指标的考核评分计算

定性评价指标考核总分值的计算公式为：

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

式中：

P2——定性评价二级指标考核总分值；

F_i——定性评价指标体系中第 i 项二级指标的得分值；

N——参与考核的定性评价二级指标的项目总数。

③ 综合评价指数考核评分计算

综合评价指数计算公式为：

$$P = 0.6P1 + 0.4P2$$

式中：

P——清洁生产综合评价指数；

P1——定量评价指标考核总分值；

P2——定性评价指标考核总分值。

根据目前我国石油和天然气开采行业的实际情况，不同等级的清洁生产企业的综合评价指数见表 3.5-5。

表 3.5-5 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	$75 \leq P < 90$

由表 3.5-1~3.5-4 计算得出：本项目综合评价指数得分 92 分，属于清洁生产先

进企业。

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，最大限度的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。

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

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。本项目采用密闭集输工艺,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。根据计算,本次无组织 VOCs 排放量为 0.392t/a。

石油天然气开采过程中井场无组织挥发产生的非甲烷总烃排放参照执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)中企业边界污染物控制要求 4.0mg/m³。

本次评价提出的为建议值,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。

本项目采出水由三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）采用专用罐运至塔河油田绿色环保站无害化处置。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三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，科学合理地确定开发方案，选择与油气藏类型相适应的先进开采技术和工艺，推广使用成熟、先进的技术装备，严禁使用国家明文规定的限制和淘汰的技术工艺及装备。	本工程所用技术、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三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。	本项目部分管线工程将临时占用重点公益林，公益林保护等级为国家二级公益林，建设单位将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
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。由专人监督负责，以防破坏土壤和植被；根据水土保持方案，针对井场、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；推动绿色环保产业健康发展	本项目为陆地石油开采项目，属于国家“鼓励类”项目，不在“三高”行业之列。	符合

大力发展新能源和清洁能源；严格合理控制煤炭消费总量；积极开展燃煤锅炉关停整合；实施工业炉窑清洁能源替代；持续推进北方地区清洁取暖	本项目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 年年底前建立统一的泄漏检测与修复信息管理平台。企业开停工、检维修期间，及时收集处理退料、清洗、吹扫等作业产生的 VOCs 废气。企业不得将火炬燃烧装置作为日常废气处理设施	建设单位在运营期须加强 VOCs 泄漏检测，定期对油气生产设施开展密封性检测。	符合
推进重点行业污染深度治理。高质量推进钢铁、水泥、焦化等重点行业及燃煤锅炉超低排放改造。到 2025 年，全国 80%以上的钢铁产能完成超低排放改造任务；重点区域全部实现钢铁行业超低排放，基本完成燃煤锅炉超低排放改造；推进燃气锅炉低氮燃烧改造。	本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；稳步推进大气氨污染防治	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护的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	（一）规范管控对生态功能不造成破坏的有限人为活动。生态	本工程为陆上

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）	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地核心保护区外，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。	石油天然气开 采项目，位于 塔 河 油 田 8 区、10 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、拌合站等难以恢复原种植条件的不得以临时用地方式占用耕地和永久基本农田，可以建设用地方式或者临时占用未利用地方式使用土地。	项目施工过程中严格控制施工占地，井场建设和管线敷设完成后，采取措施及时恢复临时占地，尽可能减少对区域生态的影响。	符合

	油气资源探采合一开发涉及的钻井及配套设施建设用地上，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

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、顶部浸没式装载密封罩、油气回收管线法兰等密封点泄漏情况，及治理设施排放浓度、排放速率和去除效率。	本项目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监测。本次评价提出切实可行的废气污染防治措施。	符合
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，0721 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	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	符合

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。	地公园、沙漠公园等）、重要湿地、饮用水水源保护区。	
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》中要求。	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	本项目环评文件已将碳排放影响评价纳入报告。	符合

	入环境影响评价体系，统筹开展污染物和碳排放的源项识别、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它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，大宗工业固体废物综合利用率应达到国家及自治区有关要求。	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
	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、锗、钛、金等采、选、冶建设项目应符合《关于发布〈矿	本项目不涉及。	/

	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）》要求。		
	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态环境准入要求	（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 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。	本项目以塔河油田 8 区、10 区为单位开展环评工作。	符合
	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	施工期严格按照既定方案施	符合

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。	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。	
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三号联合站进行处理，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、减少温室气体排放。	本项目天然气全部经过处理后回收利用，不放空。	符合
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	钻井采用泥浆不落地系统，钻	符合

	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%。	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。	
	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。	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，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。	符合

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。

3.8 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规划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规划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规划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；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，落实生态红线保护要求，切实做到应划尽划，应保尽保，实现一条生态保护红线管控重要生态空间；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		
II 3 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	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 1500 万吨，远期朝着 3000 万吨目标迈进。	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
	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	本项目油气开采、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。	本项目运营期产生的采出水 and 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。	本项目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，缴纳有关费用。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。	本项目不涉及。	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 3.7-5。

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
	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。	

《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	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、博孜一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地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地土壤污染风险筛选值要求（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。

本工程位于阿克苏地区库车市，塔河油田 10 区、8 区，本项目中不涉及生态保护红线。

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、其他林地、沙

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）》，本项目所在区域属于库车市一般管控单元（环境管控单元编码为 ZH65290230001）。本项目与《新疆维吾尔自治区生态环境分区管控动态更新成果》《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。

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 本工程与“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	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

要求	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	采油三厂加强油田废弃物的无害化处理，严防塔河油田 10 区南、8 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

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，深度开展工业炉窑综合	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（与其它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无	本项目不占用永久基本农田、湿地，不涉及自然保护地。	/

		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 不符合空间布局要求活动的退出要求	（A1.3-1）任何单位和个人不得在水源涵养区、饮用水水源保护区内和河流、湖泊、水库周围建设重化工、涉重金属等工业污染项目；对已建成的工业污染项目，当地人民政府应当组织限期搬迁。 （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、饮用水水源保护区内和河流、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 其它布局要求	（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 污染物排放	A2.1 污染物削减/替代	（A2.1-1）新、改、扩建重点行业建设项目应符合“三线一单”、产业政策、区域环评、规划环评和行业环境准入管控要求。重点区域的新、改、扩建重点行业建设项目应遵循重点重金属污染物排放“减量替代”原则。	本项目符合自治区及阿克苏“三线一单”、产业政策、区域环评、规划环评和行业环境	符合

管控	要求	〔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。	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。	
	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	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。	符合

		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、工业集聚区、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。 （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 环境风险管	A3.1 人居环境要求	（A3.1-1）建立和完善重污染天气兵地联合应急预案、预报预警应急机制和会商联动机制。“乌—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。 （A3.1-2）对跨境河流、涉及县级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	本项目所在区域属于 PM_{2.5}、PM₁₀ 年平均浓度不达标城市， 根据《关于在南疆四地州深度	符合

控		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。 〔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。	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	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 能源利用	（A4.3-1）单位地区生产总值二氧化碳排放降低水平完成国家下达指标。 （A4.3-2）到 2025 年，自治区万元国内生产总值能耗比 2020 年下降 14.5%。	本项目侧钻井场不新增加热炉，利旧加热炉采用天然气作	符合

	〔A4.3-3〕到 2025 年，非化石能源占一次能源消费比重达 18%以上。 〔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。	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。 〔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。	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

		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 本项目与《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、法规规定的其他禁止养殖区域建设畜禽养殖场、养殖小区。	本项目不涉及	-

	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（与其它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。	本项目不占用生态保护红线、永久基本农田。	符合
	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 严格管控自然保护地范围内非生态活动，稳妥推进核心区内居民、耕地有序退出，矿权依法依规退出。	本项目不涉及	-
		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、水产养殖类及其它活动类规划，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	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	符合

	污染物排放管控	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。	排放对大气环境的影响。	
		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	-
		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	本项目不涉及	-

		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。		
阿克苏地区 总体管控要求	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。强化秸秆综合利用和禁烧管控。	本项目不涉及	-
		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、制糖等企业综合治疗和清洁化改造。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，	本项目不涉及	-

		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。		
		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		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	本项目不涉及	-

求		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，实现污泥稳定化、无害化和资源化处理处置。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、搬迁进入规范化工园区或关闭退出。	本项目不涉及相关内容	--
		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治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
阿克苏地区 总体管控要求	环境风险 防控	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。	本工程不涉及受污染耕地	—

		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。	本项目不涉及相关内容	-
		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三厂现有应急预案中，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。	采油三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	符合

		处置资质的单位无害化处置。	
	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、牧草地、其他草地和沙地等。

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，项目与其它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 4 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 TH102117X 井至 T707CH 井采油管线 601m，新建 T707CH 井场至 TH102117X 井场掺稀管线 601m、燃料气管线 601m，三条管线同沟敷设；4 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，新建管道临时占用国家二级公益林。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。新建 TH102117X 单井管线部分涉及公益林。

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。库车市地处东经 $82^{\circ}35' \sim 84^{\circ}17'$ ，北纬 $40^{\circ}46' \sim 42^{\circ}35'$ 之间，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，隶属塔河油田采油三厂管辖。

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北东向展布的大型鼻凸，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，沿地层倾斜方向往南东运动，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。粘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。

4.1.4 气候、气象

库车市地处暖温带，热量丰富，气候干燥，降水稀少，夏季炎热，冬季干冷，

年温差和日温差都很大，属暖温带大陆性干旱气候。据库车市气象站近 20 年观测资料统计，主要常规气象要素统计资料见表 4.1-1。

表 4.1-1 库车市主要气候要素一览表

序号	项目	统计结果	序号	项目	统计结果
1	年平均气温	11.1℃	6	多年平均风速	1.8m/s
2	极端最高气温	40.8℃	7	年日照时数	2863.7h
3	极端最低气温	-23.7℃	8	年最大降雨量	145.7mm
4	年平均相对湿度	51%	9	年平均降雨量	82.2mm
5	年最多风向及频率	N/15.9%	10	平均年蒸发量	2012.3mm

4.1.5 土壤、植被及野生动物分布

根据遥感影像图、新疆维吾尔自治区土壤类型图、《新疆土壤》及现场踏勘结果，评价区土壤类型主要有评价区土壤类型主要以林灌草甸土、草甸土、风沙土为主。本项目部分位于沙漠腹地，区域气候极端干旱，植被极为稀疏，土壤发育较差，类型较为简单，广大地区为风沙土所覆盖。

依据《新疆植被及其利用》中国植物地理区划划分标准，本项目所在区属新疆荒漠区，东疆-南疆荒漠亚区，塔里木荒漠省，塔克拉玛干荒漠亚省，阿克苏-库尔勒州。项目区地处干旱、半干旱荒漠地区，植被组成较为简单，类型单调，分布稀疏。自然植被主要有荒漠类型的灌木、低河漫滩盐化草甸，植物种类包括柽柳科（多枝柽柳、刚毛柽柳等）、菊科（花花柴等）、豆科（疏叶骆驼刺）、蓼科（盐穗木）等。

据现场调查，油区内生存条件恶劣，主要栖息着一些耐旱型的荒漠动物。由于区域油田已开发多年，人类活动频繁，已难见大中型的野生动物。

4.2 环境空气质量现状调查与评价

4.2.1 区域大气环境质量达标判定

本项目地处阿克苏地区库车市，根据《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ2.2-2018）对环境质量现状数据的要求，空气质量现状主要指标包括：细颗粒物（PM_{2.5}）、二氧化硫（SO₂）、二氧化氮（NO₂）、可吸入颗粒物（PM₁₀）、一氧化碳（CO）、臭氧（O₃）。

本次评价采用阿克苏地区行政公署发布的《2023 年阿克苏地区各县（市）环境空气质量状况公示报告》中库车市的监测数据，作为环境空气质量现状评价基本

污染物 SO₂、NO₂、CO、O₃、PM₁₀ 和 PM_{2.5} 的数据来源。空气质量达标区判定结果见表 4.2-1 和 4.2-2。

表 4.2-1 库车市基本污染物环境空气质量现状评价一览表

评价因子	年评价指标	现状浓度	标准限值	占标率%	达标情况
		μg/m ³	μg/m ³		
SO ₂	年平均	12	60	20	达标
NO ₂	年平均	21	40	52.5	达标
CO	第 95 百分位数日平均	1000	4000	25	达标
O ₃	第 90 百分位数日平均	97	160	60.625	达标
PM _{2.5}	年平均	55	35	157.143	超标
PM ₁₀	年平均	166	70	237.143	超标

由上表可知：2023 年项目所在地库车市 SO₂、NO₂ 年平均浓度及 CO、O₃ 日平均浓度均满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）的二级标准要求；PM_{2.5}、PM₁₀ 年浓度超过《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中二级标准限值要求，超标主要是由于当地气候条件干燥、自然扬尘较多。根据《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ2.2-2018）区域达标判断标准，本项目所在区域环境空气质量属于不达标区。

4.2.2 特征因子补充监测

（1）调查方法

大气环境现状调查采用搜集资料法和现场监测法。

（2）监测点位及监测因子

按照《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ2.2-2018），结合项目所在区域地形特点以及当地气象特征，在项目区布置 1 个监测点位对区域环境空气质量现状进行补充监测，监测因子为非甲烷总烃、硫化氢，监测单位为新疆广宇众联环境监测有限公司。本次环评引用《塔河油田 S48-T707 井区 2025 年产能建设项目环境影响报告书》中的 1 个大气监测点监测报告数据（位于项目区下风向）。本次环评实测 1 个点位，引用 1 个监测点，大气监测点满足数量和分布要求。本项目引用监测点监测时间均在近三年之内，符合监测点引用时间要求。监测点位基本信息见表 4.2-2。监测点位见图 4.2-1。

表 4.2-2 监测点位基本信息 单位：mg/m³

序号	监测点位名称	地理坐标	与本项目位置关系	监测因子	监测时间	监测单位
1	TH10250X井场东侧		项目区	非甲烷总	2025 年 3 月	新疆广宇

	(实测数据)			烃、H ₂ S		众联环境 监测有限 公司
2	TH102117X井场（引 用数据）		项目区 下风向		2024 年 12 月 25 日-2024 年 31 日	

(3) 监测及分析方法

各监测项目的采样方法按国家环保总局颁布的《环境空气监测技术规范》的规定执行；分析方法按《空气和废气监测分析方法》和《环境空气质量标准》（GB3095-2012）引用标准的有关规定执行。具体见表 4.2-3。

表 4.2-3 大气污染物采样分析及依据

序号	监测项目	分析方法及依据	检出限 (mg/m ³)
1	非甲烷总烃	《环境空气 总烃、甲烷和非甲烷总烃的测定 直接进样—气相色谱法》（HJ 604-2017）	0.07mg/m ³
2	硫化氢	《居住区大气中硫化氢卫生检验标准方法 亚甲蓝分光光度法》（GB/T 11742-1989）	0.005mg/m ³

(4) 评价标准

非甲烷总烃参考《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）确定一次浓度限值 2.0mg/m³，H₂S 执行《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 中其他污染物空气质量浓度参考限值（0.01mg/m³）的浓度限值要求。

(5) 评价方法

采用质量浓度占标率法，计算公式为：

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

式中：Pi——第 i 个污染物的最大占标百分比，%；

Ci——第 i 个污染物监测浓度，μg/m³；

Coi——第 i 个污染物的环境空气质量浓度标准，μg/m³。

(6) 评价结果

监测及评价结果见表 4.2-4。

表 4.2-4 特征污染物环境质量现状评价表

监测点	污染物	非甲烷总烃	硫化氢
TH10250X 井场东 侧 (项目区)	浓度范围 (mg/m ³)		
	评价标准 (mg/m ³)		
	最大占标率 (%)		
	超标率 (%)		
	达标情况		

TH102117X 井场 (项目区下风向)	浓度范围 (mg/m ³)		
	评价标准 (mg/m ³)		
	最大占标率 (%)		
	超标率 (%)		
	达标情况	达标	达标

从上表可以看出, 本项目区域特征污染物 H₂S 小时平均值满足《环境影响评价技术导则大气环境》(HJ2.2-2018) 附录 D 中其他污染物空气质量浓度参考限值 (0.01mg/m³) 的浓度限值要求; 非甲烷总烃小时平均值满足《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996) 确定一次浓度限值 2.0mg/m³ 要求; 各监测点与油田开发活动相关的特征污染物 H₂S、非甲烷总烃均达标。

4.3 水环境现状调查与评价

4.3.1 地表水环境现状调查与分析

本项目不涉及地表水体。因此, 本评价不进行地表水环境质量现状评价, 仅对地下水进行评价。

4.3.2 地下水环境现状调查与分析

4.3.2.1 地下水环境现状调查

(1) 调查方法

地下水环境现状调查采用搜集资料法。

(2) 监测点位

根据《环境影响评价技术导则地下水环境》(HJ610-2016), 本次评价监测点位共有 9 个, 其中 1 个为实测点位, 8 个为引用点位。9 个监测点中, 有 7 个为潜水含水层监测点, 2 个为承压水含水层监测点, 具体监测点位信息见表 4.3-1 及图 4.2-1。

根据《环境影响评价技术导则地下水环境》(HJ610-2016) 中地下水监测点布置要求: “二级评价项目潜水含水层的水质监测点应不少于 5 个, 可能受建设项目影响且具有饮用水开发利用价值的含水层 2~4 个。原则上建设项目场地上游和两侧的地下水水质监测点均不得少于 1 个, 建设项目场地及其下游影响区的地下水水质监测点不得少于 2 个”。本项目地下水环境影响评价等级为二级, 监测点数量为 9, 兼顾地下水上下游及两侧, 因此, 地下水监测点满足数量和分布要

求。本项目引用监测点监测时间均在近三年之内，同时监测点均属于同一水文地质单元，引用监测数据具有代表性。

综上，本项目地下水监测点布置合理，可满足监测要求。各监测点设置情况及基本信息见表 4.3-1。

表 4.3-1 地下水监测点设置情况一览表

编号	点位	坐标	监测层位	与本项目位置关系	井深 m	监测时间	监测单位
D1	T7(TH10208 井)		潜水	TH10250CH 井西北侧 4.5km，上游	/	2025 年 3 月	新疆广宇众联环境监测有限公司
D2	TH102117X 井侧水井		潜水	TH102117X 井北侧 350m，下游	48	2024 年 12 月	新疆广宇众联环境监测有限公司
D3	T24(TK879 井东侧水井)		承压水	TH102117X 井南侧 3.2km，下游	50		
D4	TK19		潜水	TK872CH 井北侧 1.8km，侧向	33	2022 年 12 月	新疆广宇众联环境监测有限公司
D5	12-12 计转站南侧机井		潜水	TH10250CH 井西北侧 14.4km，上游	93		
D6	T21		潜水	TK872CH 井东侧 3.4km，侧向	49	2022 年 12 月	新疆广宇众联环境监测有限公司
D7	T20(TH10302 井侧)		承压水	TH102117X 井东侧 13.4km，侧向	100		
D8	T8(S93)		潜水	TH10298CH 井北侧 8.4km，上游	28	2022 年 12 月	新疆广宇众联环境监测有限公司
D9	T9 (TK7-622)		潜水	TK872CH 井东北侧 8.7km，侧向	26		

(3) 监测项目

①监测项目

根据《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016），本次评价的监测项目包括：pH、氨氮、硝酸盐、亚硝酸盐、挥发性酚类、氰化物、砷、汞、六价铬、总硬度、铅、氟化物、镉、铁、锰、溶解性总固体、氯化物、高锰酸盐指数、总大肠菌群、细菌总数、石油类、硫化物，以及 K^+ 、 Na^+ 、 Ca^{2+} 、 Mg^{2+} 、 CO_3^{2-} 、 HCO_3^- 、 Cl^- 、 SO_4^{2-} 共计 8 项。

②分析方法

采样按照《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）执行，监测分析方法按照《地下水环境监测技术规范》（HJ/T164-2004）、《地下水质量标

准》（GB/T14848-2017）、《环境水质监测质量保证手册》（第二版）有关标准和规范执行。

（4）评价标准

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

（5）评价方法

评价方法采用标准指数法。

①对于评价标准为定值的水质因子，其标准指数计算公式：

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

式中： P_i ——第 i 个水质因子的标准指数，无量纲；

C_i ——第 i 个水质因子的监测浓度，mg/L；

C_{si} ——第 i 个水质因子的标准浓度，mg/L。

②对于评价标准为区间值的水质因子（如 pH 值），其标准指数计算公式：

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

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

式中： P_{pH} —pH 的标准指数，无量纲；

pH—pH 监测值；

pH_{sd} —标准中 pH 的下限值；

pH_{su} —标准中 pH 的上限值。

（6）评价结果

项目区地下水监测及评价结果详见表 4.3-2 至表 4.3-4。从表 4.3-2 至 4.3-4 可以看出，根据监测结果可知，各监测点的水质较差，总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物、钠、氨氮、铁、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。

根据地下水离子检测结果，评价区地下水阴离子以 Cl^- 、 SO_4^{2-} 为主，阳离子以 Na^+ 为主，水化学类型主要以 $\text{Cl}\cdot\text{SO}_4\text{-Na}$ 型为主。

4.3.2.3 包气带污染现状调查与评价

本项目地下水环境评价工作等级为二级，根据《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016），对于评价工作等级为一、二级的改、扩建项目，应开展包气带污染现状调查，分析包气带污染状况。本次对 TH10298 井场、TK872X 井场包气带的环境现状进行调查，以说明项目区包气带环境现状。

（1）监测点位

监测点位信息见表 4.3-4。

表 4.3-4 包气带环境现状调查点位

监测点位	坐标	采样深度	监测项目
TH10298 井场		0~0.2m	石油类
TK872X 井场		0~0.2m	石油类

（2）监测方法

包气带浸溶液监测方法参照地下水水质监测分析方法进行。

（3）监测结果

监测结果见表 4.4-5。

表 4.4-5 包气带污染源监测点现状监测结果

序号	监测项目	单位	监测值	
			TH10298 井场	TK872X 井场
1	石油类	mg/kg		

4.4 土壤环境现状调查与评价

4.4.1 土壤类型及分布

根据遥感影像图、土壤类型图、《新疆土壤》及现场踏勘结果，项目区土壤类型主要以盐土、草甸土和风沙土为主。评价区土壤类型见图 4.4-1。

（1）草甸土

草甸土主要分布在项目区东部及南部，主要是盐化草甸土亚类。盐化草甸土是由地下水直接参与，在其上发育草甸植被并产生一定生物积累过程的半水成土壤。地下水埋深一般在 1~3m，矿化度 1~3g/l，土壤受地下水浸润。草甸植被发育良好，但类型简单，多见芨芨草和芦苇。盐化草甸土盐分表聚性强，常有 0.5~1.0cm 的盐结皮。

（2）盐土

盐土是指含有大量可溶性盐类的土壤，水溶性盐类在土壤表层或土体内逐渐积聚的过程，即盐化过程是导致盐土形成的主要原因。气候干旱和地下水位高是盐化发生的必要条件。在干旱、半干旱地区，溶有各种盐类的地下水因蒸发作用而沿土壤毛细管孔隙上升至地表，其中的液态水分子汽化，水中的各种盐类则残留于土壤表面及土体，久而久之，土壤即因水溶性盐类日益增多而盐化成为盐土。

（3）风沙土

风沙土零星分布在项目区内，主要为管线临时占地区域，风沙土是在风成沙性母质上发育而成，质地较粗，物理性粘粒很少。因风蚀和风积作用的交替进行，加之植被稀疏，生物作用微弱，有机物质累积很少，成土过程十分微弱，剖面层次分化不明显。地表植被以怪柳为主，植被盖度 10~20%。

4.4.2 土壤理化特性调查

本项目为生态影响型和污染影响型项目，根据项目工程分析情况，针对项目占地的土壤理化性质进行分析，主要包括土体结构、土壤结构、土壤质地、阳离子交换量、氧化还原点位、饱和导水率、土壤容重、孔隙度等。取样点位为项目本项目附近土壤表层样（0-0.2m）。分析结果如表 4.4-1 所示。

表 4.4-1 土壤理化性质表

点号		TH10298 井场	TK872X 井场
坐标			
层次		表层	表层
现场记录	颜色	浅黄色	黄棕色
	结构	疏粒状	疏粒状
	质地	砂壤土	砂土
	砂砾含量	10	15
	其他异物	无	无
实验室测定	pH 值	8.16	8.39
	阳离子交换量	0.9cmol ⁺ /kg	0.8cmol ⁺ /kg
	氧化还原电位	422mV	385mV
	饱和导水率	2.01mm/min	2.26mm/min
	土壤容重	1.1g/cm ³	1.1g/cm ³
	孔隙度	58%	58%
	含水率	1.5%	0.4%

4.4.3 土壤环境质量现状监测与评价

4.4.3.1 监测点位

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），工程所在区域属于土壤盐化地区，本项目类别同时按照生态影响型项目和污染影响型项目考虑。根据项目位置和 HJ964-2018 布点要求，本次评价监测点位共有 16 个，其中 15 个点本次评价委托监测，1 个点数据引用。本评价在占地范围内设置 5 个表层样和 5 个柱状样，占地范围外设置 6 个表层样；土壤类型为盐土、风沙土、草甸土。土壤监测布点符合《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陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023）中污染影响型和生态影响型项目布点要求。本项目引用监测点监测时间均在近三年之内，符合监测点引用时间要求。

根据项目区域土壤类型的特点，以及土地利用方式，分为建设用地区和农用地进行评价。本次评价土壤检测委托新疆广宇众联环境监测有限公司对土壤环境质量现状进行了监测，监测采样时间为 2025 年 3 月。监测点位图见图 4.4-2。

表 4.4-2 土壤环境质量监测点位基本信息

分类	编号	监测点位	监测层位	监测因子
----	----	------	------	------

占地范围内	T1	TH10294X 井场	表层样：0-0.2m；	《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)中表 1 第二类用地中 45 项基本因子+pH、全盐量、石油烃（C ₁₀ ~C ₄₀ ）
	T2	TH10298 井场	表层样：0-0.2m；	pH、全盐量、石油烃（C ₁₀ ~C ₄₀ ）
	T3	TH10250 井场	表层样：0-0.2m；	pH、全盐量
	T4	TK872X 井场	表层样：0-0.2m；	pH、全盐量
	T5	TH102117X 井管线接口处	表层样：0-0.2m；	pH、全盐量
	T6	TH10294X 井场	柱状样：0-0.5m、0.5-1.5m、1.5-3m	石油烃（C ₁₀ ~C ₄₀ ）
	T7	TH10298 井场	柱状样：0-0.5m、0.5-1.5m、1.5-3m	石油烃（C ₁₀ ~C ₄₀ ）
	T8	TH10250 井场	柱状样：0-0.5m、0.5-1.5m、1.5-3m	石油烃（C ₁₀ ~C ₄₀ ）
	T9	TK872X 井场	柱状样：0-0.5m、0.5-1.5m、1.5-3m	石油烃（C ₁₀ ~C ₄₀ ）
	T10	TH102117X 井管线接口处	柱状样：0-0.5m、0.5-1.5m、1.5-3m	石油烃（C ₁₀ ~C ₄₀ ）
占地范围外	T11	TH10298 井场外北侧 200m、（草地）	表层样：0-0.2m；	pH、镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌、全盐量、石油烃
	T12	TH10294 井场外南侧 200m、（草地）	表层样：0-0.2m；	pH、全盐量、石油烃（C ₁₀ ~C ₄₀ ）
	T13	TH10250 井场外东北侧 200m（林地）	表层样：0-0.2m； 监测 1 次	pH、全盐量、石油烃（C ₁₀ ~C ₄₀ ）
	T14	TK872X 井场外西侧 200m、（农田）	表层样：0-0.2m；	pH、全盐量
	T15	TH102117X 井至 T707CH 集输管道侧向 200m	表层样：0-0.2m；	pH、全盐量
	T16	TH102117X 井场 北部（农田）	表层样：0-0.2m；	pH、镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌、全盐量、石油烃

4.4.3.2 监测时间及单位

土壤监测采样日期为 2025 年 3 月，监测单位为新疆广宇众联环境监测有限公司。

4.4.3.3 监测及分析方法

土壤监测方法参照《土壤环境监测技术规范》(HJ/T166-2004)、《建设用地土壤污染状况调查技术导则》(HJ25.1-2019)、《建设用地土壤污染风险管控和修复监测技术导则》(HJ25.2-2019)要求进行。分析方法参照《土壤环境质量建

设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）及《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）中有关要求进行。

检测分析方法及检出限见表 4.4-3。

表 4.4-3 土壤监测因子检测方法及检出限一览表

序号	监测项目	分析及依据	检出限
1	铜	《土壤和沉积物铜、锌、铅、镉、铬的测定火焰原子吸收分光光度法》（HJ491-2019）	1mg/kg
2	镍		3mg/kg
3	铅		10mg/kg
4	镉	《土壤质量铅、镉的测定石墨炉原子吸收分光光度法》（GB/T17141-1997）	0.01mg/kg
5	汞	《土壤和沉积物 汞、砷、硒、铋、锑的测定 微波消解/原子荧光法》（HJ 680-2013）	0.002mg/kg
6	砷		0.01mg/kg
7	pH	《土壤检测第 2 部分：土壤 pH 的测定》（NY/T1121.2-2006）	/
8	石油烃（C10~C40）	《土壤和沉积物石油烃（C10-C40）的测定气相色谱法》（HJ1021-2019）	6mg/kg
9	水溶性盐总量	《土壤检测第 16 部分：土壤水溶性盐总量的测定》（NY/T1121.16-2006）	/
10	铬（六价）	《土壤和沉积物六价铬的测定碱溶液提取-火焰原子吸收分光光度法》（HJ1082-2019）	0.5mg/kg
11	氯乙烯	《土壤和沉积物挥发性有机物的测定吹扫捕集/气相色谱-质谱法》（HJ605-2011）	1.0μg/kg
12	1, 1-二氯乙烯		1.0μg/kg
13	二氯甲烷		1.5μg/kg
14	反-1,2-二氯乙烯		1.4μg/kg
15	1,1-二氯乙烷		1.2μg/kg
16	顺-1,2-二氯乙烯		1.3μg/kg
17	氯仿	《土壤和沉积物挥发性有机物的测定吹扫捕集/气相色谱-质谱法》（HJ605-2011）	1.1μg/kg
18	1,1,1-三氯乙烷		1.3μg/kg
19	四氯化碳		1.3μg/kg
20	苯		1.9μg/kg
21	1,2-二氯乙烷		1.3μg/kg
22	三氯乙烯		1.2μg/kg
23	甲苯		1.3μg/kg
24	四氯乙烯		1.4μg/kg
25	1,2-二氯丙烷		1.1μg/kg
26	1,1,2-三氯乙烷		1.2μg/kg
27	氯苯		1.2μg/kg
28	1,1,1,2-四氯乙烷		1.2μg/kg
29	乙苯		1.2μg/kg
30	间二甲苯+对二甲苯		1.2μg/kg
31	邻二甲苯		1.2μg/kg
32	苯乙烯		1.1μg/kg
33	1,1,2,2-四氯乙烷	《土壤和沉积物半挥发性有机物的测定气相色谱-质谱法》（HJ834-2017）	1.2μg/kg
34	1,2,3-三氯丙烷		1.2μg/kg
35	1,4-二氯苯		1.5μg/kg
36	1,2-二氯苯		1.5μg/kg
37	氯甲烷		1.0μg/kg
38	苯并[a]蒽		0.1mg/kg
39	蒽		0.1mg/kg
40	苯并[b]荧蒽		0.2mg/kg

41	苯并[k]荧蒽	0.1mg/kg
42	苯并[a]芘	0.1mg/kg
43	茚并[1、2、3-cd]芘	0.1mg/kg
44	二苯并[a, h]蒽	0.1mg/kg
45	苯胺	0.1mg/kg
46	2-氯酚	0.06mg/kg
47	硝基苯	0.09mg/kg
48	萘	0.09mg/kg

4.4.3.4 评价标准

占地范围内土壤执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地筛选值，占地范围外耕地、草地等执行《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）相关标准要求。

4.4.3.5 评价方法

采用标准指数法：

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

式中：Ci——i 污染物的监测值；

Si——i 污染物的评价标准值；

Pi——i 污染物的污染指数

4.4.3.6 监测结果与评价

由监测结果可知：项目区占地范围内土壤的挥发性有机物和半挥发性有机物均未检出。土壤中石油烃含量较低，满足《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地风险筛选值要求。重金属元素含量相对较低，占地范围内土壤满足《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》（GB36600-2018）中表 1 第二类用地筛选值标准要求。

项目区占地范围外土壤中重金属元素含量相对较低，小于《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）中“表 1 农用地土壤污染风险筛选值（基本项目）”的 pH>7.5 所列标准；土壤中石油烃含量较低，满足《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地风险筛选值要求。

4.5 声环境现状调查与评价

4.5.1 声环境现状监测

本项目周边没有声环境敏感目标。声环境现状调查采用现场监测法。

(1) 监测布点

本项目 TH10298 井场、TK872X 井场厂界四周各设 1 个监测点。声环境现状监测布点示意图见图 4.2-1。本次环评委托新疆广宇众联环境监测有限公司进行现场监测。监测点位信息见表 4.5-1、监测点位见图 4.4-1。

(3) 监测因子

等效连续 A 声级。

(3) 监测时间

本次现状监测时间为 2025 年 3 月。

(4) 监测方法

依据《声环境质量标准》（GB3096-2008）、《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中规定的方法进行监测。

表 4.5-1 监测点位信息一览表

序号	监测点位名称	监测因子	监测时间	监测单位
1	TH10298 井场四周厂界	等效连续 A 声级（Leq）	2025 年 3 月	新疆广宇众联环境监测有限公司
2	TK872X 井场四周厂界			

4.5.2 评价标准

项目区域已建井场声环境质量执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类标准，即昼间 60dB（A），夜间 50dB（A）。背景噪声执行《声环境质量标准》（GB3096-2008）2 类标准，即昼间 60dB（A），夜间 50dB（A）。

4.5.3 监测及评价结果

声环境现状监测及评价结果见表 4.5-2

从监测结果可以看出，昼间噪声值在 43~44dB（A）之间，夜间噪声值在 41~42dB（A）之间，井场厂界噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类标准。

4.6 生态环境现状调查与评价

4.6.1 生态系统现状调查及评价

4.6.1.1 调查方法及评价内容

(1) 调查范围

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 8 区、10 区。根据工程分析，本项目总占地约 2.2508hm²，均为临时占地。根据《环境影响评价技术导则生态影响》（HJ19-2022）及《陆地石油天然气开发建设项目环境影响评价技术导则》（HJ349-2023），确定本项目生态环境评价范围为：各新建侧钻井井场边界向外扩展 50m；新建 TH102117X 管线穿越生态敏感区时，以线路穿越段向两端外延 1km 为评价范围；穿越非生态敏感区时，以线性工程两侧外延 300m 为评价范围。

(2) 调查内容

A.调查评价范围内的植物区系、植被类型，植物群落结构及演替规律，群落中的关键种、建群种、优势种；动物区系、物种组成及分布特征；生态系统的类型、面积及空间分布；重要物种的分布、生态学特征、种群现状，迁徙物种的主要迁徙路线、迁徙时间，重要生境的分布及现状。

B.调查生态敏感区的主要保护对象、功能区划、保护要求。

C.调查区域存在的主要生态问题。

(3) 调查方法

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

A.基础资料收集

收集沿线地区非生物因子特征（气候、土壤、地形地貌、水文地质等）、动植物类型及分布、植被类型及分布、生态功能区划、土地利用等资料，包括统计年鉴以及林草、生态环境、农业、自然资源等部门提供的相关资料，以及各生态敏感区的规划报告，还参考了《新疆植物志》《新疆脊椎动物简志》《中国新疆野生动物》等著作及相关科研论文。

B、现场勘查

现场勘查遵循整体与重点相结合的调查原则,在综合考虑主导生态因子结构与功能的完整性的同时,突出重点区域和关键时段的调查,并通过对影响区域的实际踏勘,核实收集资料及遥感解译的准确性,以获取实际资料和数据。

生态敏感区逐一调查核实其类型、级别、分布、保护对象、功能区划、保护要求等。生态环境现状调查依据工程沿线生态系统类型,典型生态系统选取代表性样地进行调查。植被调查采用样方调查,明确典型植被类型中主要植物类型组成及盖度。

1) 陆生植被调查

在卫星定位技术和样地样方现状调查的支持下,利用该区域遥感卫星影像数据及相关资料,粗略判断项目区周围土地利用、植被、敏感目标状况,从中找出分辨困难的点位;对现场以点带面进行现场考察,进一步明确评价区内土地利用类型、植被类型、土壤类型和敏感目标保护等生态环境质量现状,从而建立卫星数据解译的判译标志。根据室内判读的植被与土地利用类型图,现场核实判读的正误率,适当做出点位调整,并对每个取样点做详细记录。

本次调查主要按照《全国生态状况调查评估技术规范—草地生态系统野外观测(HJ1168-2021)》的要求,在对评价区陆生生物资源历年资料检索分析的基础上,根据调查方案确定路线走向及考察时间,进行现场调查。实地调查采取现场调查与样方调查的方法,确定评价区的植物种类、植被类型及珍稀濒危植物的生存状况等。

收集整理工程区域及邻近地区的现有生物多样性资料,在综合分析现有资料的基础上,生物量和生物多样性调查依据已有资料推断,采用卫星遥感影像辅证并实测一定数量的具有代表性的样方调查验证的方法。

2) 陆生动物调查

搜集参照《生物多样性观测技术导则陆生哺乳动物(HJ710.3-2014)》《生物多样性观测技术导则鸟类(HJ710.4-2014)》《生物多样性观测技术导则爬行动物(HJ710.5-2014)》《生物多样性观测技术导则两栖动物(HJ710.6-2014)》等确定的技术方法,本次陆生动物调查主要通过资料收集调查、野外踪迹进行调查及样线调查的方法,结合访问调查及现场调查确定种类及数量。基于动物的生物学和生态学特性,调查范围涵盖评价区域内的主要陆生动物种类,并适当扩展,确保涵盖评价区域内主要陆生动物种类。

收集整理工程涉及区域现有生物多样性资料，在重点施工区域（如施工作业带、穿越工程等），以及动植物生境较好的区域进行重点调查。

从上述调查得到的种类之中，对相关重点保护物种进行进一步调查与核实，确定其种类。对有疑问动物、重点保护动物尽量采集凭证标本并拍摄照片，最终对评价区的动物资源现状得出综合结论。

C、生态制图

采用“3S”技术进行地表类型的数字化判读，完成数字化的植被类型图和土地利用类型图，进行生态质量的定性和定量评价。从遥感信息获取的地面覆盖类型，在地面调查和历史植被基础上进行综合判读，采用监督分类的方法最终赋予生态学的含义。植被类型的确定需结合不同植被类型分布的生态学特征，不单纯依靠色彩进行划分，对监督分类产生的植被初图，结合地面样点和等高线、坡度、坡向等信息，对植被图进行目视解译校正，得到符合精度要求的植被图。在植被图的基础上，进一步合并有关地面类型，得到土地利用类型图。

D、生物量的测定与估算

重点测定评价范围内分布广泛的植被类型的生物量，灌木及草本采用收获法进行生物量的测定。其余类型参考国内外有关生物量的相关资料，并根据当地的实际情况作适当调查，估算出评价范围植被类型的生物量。

4.6.1.2 生态功能区划

本项目位于新疆维吾尔自治区阿克苏地区库车市，根据《新疆生态功能区划》（2005 版），评价区域属于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，塔里木河上中游乔灌草及胡杨林保护生态功能区。塔里木河流域的乔灌草及胡杨林植被是保护绿洲生态环境的天然屏障，区域内的油气资源丰富，油田勘探开发工作已开展多年。项目区生态功能区划见图 4.6-1 和表 4.6-1。

表 4.6-1 项目区生态功能区划

项目		主要内容
生态功能分区单元	生态区	塔里木盆地暖温荒漠及绿洲农业生态区
	生态亚区	塔里木盆地西部、北部荒漠及绿洲农业生态亚区
	生态功能区	塔里木河上中游乔灌草及胡杨林保护生态功能区
主要生态服务功能		沙漠化控制、土壤保持、生物多样性维护、农畜产品生产

主要生态环境问题	河水水量减少、水质恶化、植被破坏、沙漠化扩大、土壤盐渍化、湿地减少、野生动物减少、毁林毁草开荒
主要生态敏感因子、敏感程度	生物多样性和生境高度敏感，土壤侵蚀中度敏感，土地沙漠化不敏感，土壤盐渍化轻度敏感
主要保护目标	保证向下游泄水量、保护胡杨林、保护河岸和防洪堤、保护野生动物、保护湿地、保护甘草和罗布麻
适宜发展方向	加大保护力度，建设好国家级塔河生态功能保护区和世界最大的胡杨林自然保护区。在保护好生态环境的前提下，有规划地开发利用油气资源，对废弃物进行无害化处理，恢复被破坏的林草植被实施迹地恢复，加强防洪“导流”工程，实现油气开发与生态环境保护的双赢

本项目不涉及依法划定的自然保护区、饮用水源保护区、风景名胜区、森林公园等环境敏感区，不在拟定的生态保护红线内。除油区工作人员外，工程区无人居住。评价范围内主要环境敏感保护目标为野生动植物、塔里木河流域水土流失重点治理区。

4.6.1.3 生态系统结构和特征

本项目所在区域属暖温带大陆性干旱气候，该区域气候干燥，降水稀少。夏季炎热；冬季干冷；春季升温快而不稳，多风沙浮尘天气；秋季降温迅速。年温差和日温较差大。光照充足，热量丰富，蒸发强烈。

本次采用野外调查与遥感技术相结合的手段，根据《全国生态状况调查评估技术规范生态系统遥感解译与野外核查》（HJ1166-2021）的分类方法，对评价区生态系统进行分类。评价区内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。

4.6.2 土地利用现状

本次土地利用现状调查的主要技术方法采用遥感数据分析和解释，即以 Landsat8OLI 卫星遥感影像为基础，采用图形叠加法对评价范围内的生态环境现状进行分析，并参照《土地利用现状分类》（GB/T21010-2017），以确定评价范围内的土地利用类型，将成果绘制成土地利用现状图。同时选择有代表性的地物类型，建立遥感影像野外标志数据库，收集能反映区域土地利用特征的野外照片、录像资料，在实地踏勘和调查时进行野外核查。

评价区域内农用地、建设用地、未利用地均有分布，参照《土地利用现状分类》（GB/T21010-2017）分类，土地利用类型共 11 类，其中主要的土地利用类

型为灌木林地、沙地和其他草地。

根据《中国北方重点牧区草场资源调查大纲及技术规程》，以等和级来对草场进行等级的划分：“等”表示草场草群品质的优劣，根据牧草适口性、利用程度、营养价值划分为优、良、中、低、劣五类，再以它们在草群中所占的重量百分比作为分等的标准。

- 第一等：优等牧草占 60%以上；
- 第二等：良等牧草占 60%以上；优等及中等占 40%；
- 第三等：中等牧草占 60%以上；良等及低等占 40%；
- 第四等：低等牧草占 60%以上；中等及劣等占 40%；
- 第五等：劣等牧草占 60%以上。

“级”表示牧草地上部分鲜草生产量，可分为八级，见表 4.6-6。

表 4.6-6 草场资源评价标准

草场等级	鲜草产量, kg/hm ²	草场等级	鲜草产量, kg/hm ²
一级	12000 以上	五级	4500-3000 以上
二级	12000-9000 以上	六级	3000-1500 以上
三级	9000-6000 以上	七级	1500-750 以上
四级	6000-4500 以上	八级	750 以下

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,覆盖度 15%-35%,植物初级产生力水平较低,草场可利用率低,草地畜牧业利用价值一般。

4.6.3 植被现状调查与评价

(1) 区域植被区系

依据《新疆植被及其利用》中植物地理区划的划分标准,本项目所在的植被区划属新疆荒漠区。具体内容见表 4.6-7。

表 4.6-7 评价区植被地理区划

植被区	植被亚区	植被省	植被亚省	植被州
(二)新疆荒漠区(亚非荒漠区的一部分)	B.东疆-南疆荒漠亚区(亚中荒漠亚区的一部分)	VII.塔里木荒漠省	b.塔克拉玛干荒漠亚省	15.阿克苏-库尔勒洲

按中国植被自然地理区划,项目区属暖温带灌木、半灌木荒漠地带,塔里木盆地沙漠、稀疏灌木、半灌木荒漠区。

(2) 评价区植被类型

根据现场勘查和以往研究资料，该区域的植被属于荒漠类型的灌木、低河漫滩盐化草甸。评价区分布的植物种类包括柽柳科（多枝柽柳、刚毛柽柳等）、菊科（花花柴等）、豆科（疏叶骆驼刺）、蓼科（盐穗木）等。评价区高等植被有 27 种，分属 10 科，（详见表 4.6-8）。项目区的植被类型及分布见图 4.6-5。

表 4.6-8 评价区主要高等植物名录

序号	科	种名	拉丁名
1	杨柳科	灰胡杨	<i>PopuluspruinosaSchrenk</i>
2		线叶柳	<i>Salixwilhelmsiana</i>
3	蓼科	沙拐枣	<i>Caligonummongolicunl</i>
4		盐穗木	<i>Halostachyscaspica</i>
5	藜科	盐节木	<i>Halocnemunshrobilaceum</i>
6		盐生草	<i>Halogetonglomeratus</i>
7		圆叶盐爪爪	<i>Kalidiumschrenkianum</i>
8		碱蓬	<i>Suaedsalsa</i>
9		刺蓬	<i>Salsolapestifer</i>
10		假木贼	<i>Anabasisaphyla</i>
11	毛茛科	东方铁线莲	<i>Cleamatisorientalis</i>
12	豆科	铃铛刺	<i>Halimodendronhalodendron</i>
13		白花苦豆子	<i>Sophoraalopecuroides</i>
14		苦马豆	<i>Sphaorophysasalsula</i>
15		疏叶骆驼刺	<i>Althagisparsifolia</i>
16	蒺藜科	骆驼蓬	<i>Peganumharmala</i>
17		西伯利亚白刺	<i>Nitrariasibirica</i>
18	柽柳科	多枝柽柳	<i>Tamarixramosissima</i>
19		刚毛柽柳	<i>Tamarixhispid</i>
20		短穗柽柳	<i>TamarixlaxaWild</i>
21		多花柽柳	<i>TamarixhohenackeriBunge</i>
22		长穗柽柳	<i>TamarixelongataLedeb</i>
23		沙生柽柳	<i>Tamarixtaklamakanensis M.T.Liu</i>
24	夹竹桃科	茶叶花	<i>Trachomitumlancifolium</i>
25		罗布麻	<i>Apocynumvenetum L.</i>
26	菊科	花花柴	<i>Kareliniacaspica</i>
27	列当科	肉苁蓉	<i>CistanchedeserticolaMa</i>

（3）重点保护野生植物

根据《国家重点保护野生植物名录》（第一批）和《新疆维吾尔自治区重点保护野生植物名录》（第一批），评价区有保护植物 4 种，详见表 4.6-9。

表 4.6-9 重点保护野生植物分布表

序号	物种名称（中文名/拉丁名）	保护级别	濒危级别	特有种（是/否）	极小种群野生植物（是/否）	分布区域	资料来源	工程占用情况（是/否）
----	---------------	------	------	----------	---------------	------	------	-------------

1	肉苁蓉 (<i>Cistanchedeserticola</i>)	国家 二级	濒危	否	否	喜生于轻度盐渍化的松软沙地上	现场 调查、 文献 记录、 历史 调查 资料	否
2	灰胡杨 (<i>PopuluspruinosaSchrenk</i>)	自治 区II级	无危	否	否	零星分布在农田外围		否
3	罗布麻(<i>Apocynumvenetum</i>)	自治 区I级	无危	否	否	主要生在盐碱荒地和沙漠边缘及河流两岸、冲积平原、河泊周围及戈壁荒滩上		否
4	沙生柽柳 (<i>TamarixTaklamakanensis</i>)	自治 区I级	易危	否	否	主要分布在远离河床和湖盆的沙丘上		否

①肉苁蓉

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

②灰胡杨

灰胡杨，拉丁学名（*PopuluspruinosaSchrenk*），杨柳科、杨属小乔木，灰胡杨高可达 20 米，树冠开展；树皮淡灰黄色；萌条枝密被灰色短绒毛；小枝有灰色短绒毛。萌枝叶椭圆形，两面被灰绒毛；短枝叶肾脏形，全缘或先端具疏齿牙，两面灰蓝色，密被短绒毛；叶柄微侧扁；在生理和生态功能上具备了耐干旱、耐盐碱、抗风沙等优良特性。

③罗布麻

罗布麻，拉丁学名（*ApocynumvenetumL.*），夹竹桃科罗布麻属直立半灌木，高可达 4 米，枝条对生或互生，光滑无毛，紫红色或淡红色。叶对生，叶片椭圆状披针形至卵圆状长圆形，叶缘具细牙齿，两面无毛；圆锥状聚伞花序顶生（有时腋生）一至多歧，苞片膜质，披针形，花萼深裂，裂片披针形或卵圆状披针形，两面被短柔毛，边缘膜质，花冠圆筒状钟形，紫红色或粉红色，花药箭头状，隐藏在花喉内，花丝短，密被白绒毛；子房由 2 枚离生心皮所组成，花盘环状，肉质，着生在花托上。蓇葖平行或叉生，下垂，种子黄褐色多数，卵圆状长圆形，

4-9 月开花，7-12 月结果。主要野生在盐碱荒地及戈壁荒滩上。评价区内广泛分布，水土条件较好的区域均有分布。

④沙生柽柳

沙生柽柳（学名：*Tamarix taklamakanensis* M.T.Liu）大灌木或小乔木，茎直立，树皮多呈黑紫色；细枝多呈赭石色。叶退化，在绿色营养枝上的叶几全部抱茎呈鞘状，呈阔三角形，春季灰绿色，进入夏季大部分变为黄绿色；生长枝上的叶卵状披针形，先端渐尖或锥形，基部宽半抱茎，略下延。主要生长在远离河床和湖盆的沙丘上。该种是中国荒漠地区流动沙丘上最抗旱耐炎热的固沙造林树种。

（4）植被分布现状调查

项目区及其周边的自然植被主要有 2 种植被型，即荒漠植被和灌丛植被；4 个群系，即多枝柽柳群系、盐穗木群系、骆驼刺群系和胡杨群系。具体内容见表 4.6-10。各群系主要的群落特征如下：

表 4.6-10 评价区群落特征调查表

植被型	植被亚型	群系纲	群系
灌丛植被	落叶阔叶灌丛	杜加依灌丛	多枝柽柳群系
半灌木与灌木荒漠	温性灌木荒漠	低地河漫滩盐化草甸	盐穗木群系
	温性半乔木荒漠	原始花被亚纲	骆驼刺群系
			胡杨群系

多枝柽柳群系分布于塔里木盆地河漫滩，是向盐化草甸过渡的类型。群落中建群种为多枝柽柳，在评价区范围内多数呈单优群落出现，灌木层高度 2-3m，植被盖度为 25%-35%。灌木层下草本很少，在水分条件较好的部分地段，灌木层下的草本较丰富，伴生种主要有盐穗木、疏叶骆驼刺等。在盐渍化较强的地段，灌木和草本层有稀疏的多浆半灌木层片，主要为盐穗木、花花柴等，植被盖度 15%左右。其生长的土壤为盐土。灰胡杨塔里木盆地西南部荒漠河岸林的主要成林树种之一，对于调节绿洲的小气候、维持生态平衡有重要的意义。

4.6.4 野生动物资源现状调查与评价

（1）野生动物区划

根据《中国动物地理》的动物地理区划标准，拟建油田开发所在区域的动物区系属于古北界、蒙新区、西部荒漠亚区、塔里木盆地省、天山南麓平原洲、塔里木河中上游区。

（2）野生动物栖息生境类型

本项目区域地处塔里木盆地，位于天山南麓、塔克拉玛干沙漠北部边缘，为塔里木河冲积平原，地势较为平坦。通过对项目区内动物的实地调查和有关资料的查询，野生动物生存环境可分为以下 2 种类型：

①灌丛区：在项目区中部和北部植被生长较好的区域，分布着以柽柳、盐穗木等为主的灌丛，为野生动物提供了另一类型的栖息场所和隐蔽地。

②荒漠区：在项目区南部和西部植被覆盖度较低的区域主要以半灌木荒漠为主，栖息分布着部分耐旱型野生动物，野生动物生存条件相对较差。

（3）野生动物种类及分布

野生动物的区域分布规律：在物种的水平格局上，奔跑能力较强的物种多分布于沙漠外缘，由于难获得水源，它们极少进入沙漠纵深区域，如野猪、鹅喉羚等；不依赖水源，仅靠食物中的代谢水即可维持生命的物种，如沙鼠类、跳鼠类及具迁飞能力的鸟类则表现为均匀分布，但就分布地点而言，多集群栖息于有植被分布的小生境。塔里木兔为国家二级保护动物，白尾地鸦是我国新疆的独有物种，目前的数量已不足 7000 只，虽然在我国仍未被纳入国家和地区的野生动物保护名录中，但已被列为“世界濒危鸟种”和“全球狭布鸟种”，被编入“亚洲鸟类红皮书”之中。

在本项目评价区域生存的野生动物主要是一些荒漠动物，主要是有爬行动物沙蜥、沙鼠、沙狐等，无大型哺乳类动物。通过对区域动物的实地调查和有关调查资料的查询，项目区栖息分布着各种野生脊椎动物 34 种，爬行类 4 种，鸟类 23 种，哺乳类 7 种。各种野生脊椎动物分布状况见表 4.6-14。

表 4.6-14 评价区主要及脊椎动物名录及其种类和分布

序号	种名	拉丁名	居留特性	分布及频度		
				I	II	III
爬行类						
1	新疆鬣蜥	<i>Agamastoliczkana</i>			±	
2	南疆沙蜥	<i>Phrynocephalusforsythi</i>			±	±
3	密点麻蜥	<i>Eremiasmultionllata</i>			+	++
4	荒漠麻蜥	<i>Eremiasprzewalskii</i>			±	±
鸟类						
5	环颈雉	<i>Phasianuscolchicus</i>	R		±	
6	银鸥	<i>Larusargentatus</i>	B			
7	红嘴鸥	<i>Lrausridibundus</i>	B			
8	原鸥	<i>Columbalivia</i>	R			+
9	欧斑鸠	<i>Streptopeliaturtur</i>	B	+	+	
10	灰斑鸠	<i>Streptopeliadecaoccto</i>	R	+	+	
11	戴胜	<i>Upupepops</i>	R		±	
12	白翅啄木鸟	<i>Dendrocoposleucopterus</i>	B	±		

13	沙百灵	<i>Calandrellarufescens</i>	R		+	++
14	凤头百灵	<i>Galeridacristata</i>	R		+	++
15	云雀	<i>Alaudaarvensis</i>	B		+	
16	红尾伯劳	<i>Laniuncristatus</i>	B	+	+	±
17	紫翅椋鸟	<i>Sturnusvulgaris</i>	S	++	++	+
18	喜鹊	<i>PicaPica</i>	R	+	+	
19	白尾地鸦	<i>Podocesiddulphi</i>	R			+
20	寒鸦	<i>Corvusmonedual</i>	W	++	++	
21	小嘴乌鸦	<i>Corvuacorone</i>	B	++	++	
22	沙即鸟	<i>Oenantheisabellina</i>	B		±	++
23	漠即鸟	<i>Oenantheseserti</i>	B		±	++
24	沙白喉莺	<i>Sylviaminual</i>	B	+	++	
25	树麻雀	<i>Passermontanus</i>	R	+	++	
26	巨嘴沙雀	<i>Rhodopechysobsoleta</i>	B	+		+
27	漠雀	<i>Rhodopechysgithagineus</i>	B	+		+
哺乳类						
28	塔里木兔	<i>Lepusyarkandensis</i>		+	++	+
29	三趾心颅跳鼠	<i>Salpingotuskozlovi</i>				+
30	长耳跳鼠	<i>Euchouetesnasos</i>				+
31	子午沙鼠	<i>Euchoreutesnasos</i>				+
32	大耳虫胃	<i>Hemiechinusauritus</i>				±
33	沙狐	<i>Vulpescorsac</i>				±
34	鹅喉羚	<i>Gazellasubgutturosa</i>		+		+

注：（1）R—留鸟；B—繁殖鸟；W—冬候鸟；S—夏候鸟；（2）±：偶见种；+：常见种；++：多见种；（3）I胡杨林区；II柽柳灌丛区；III半灌木荒漠区。

（4）野生动物重要物种

①野生动物分布情况

根据《国家重点保护野生动物名录》（国家林业和草原局农业农村部公告 2021 年第 3 号）及《新疆国家重点保护野生动物名录（修订）》，该区域共有国家级重点保护动物 6 种，分别为塔里木兔、苍鹰、红隼、沙狐、鹅喉羚和白尾地鸦。现场勘查时未见以上重点保护野生动物。

4.6.5 重点公益林现状调查

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

根据《新疆维吾尔自治区新和县森林资源二类补充调查报告》国家级公益林（地）按保护等级划分，一级保护面积 41591.49hm²，占国家级公益林（地）面积的 21.06%；二级保护面积 155866.42hm²，占国家级公益林（地）面积的 78.94%。

地方公益林（地）按林地使用权划分，均为国有，其面积为 24765.42hm²。

本项目所在区内分布的重点公益林类型为灌木林地，优势树种为怪柳，公益林为国家二级公益林。本项目新建管线占用国家二级公益林长度约 0.4km，具体以工程所在区域林草部门核查结果为准。本项目区内的公益林林地类型为荒漠灌木林，属于天然林，主要作用为防风固沙。

4.6.6 水土流失现状调查与评价

（1）水土流失重点防治分区

水土流失重点预防区指水土流失潜在危险较大的区域，水土流失重点治理区指水土流失严重的区域。根据《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》（新环审〔2022〕147 号）、《新疆维吾尔自治区水土保持规划（2018-2030 年）》和《关于印发新疆维吾尔自治区级水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果的通知》（新水水保〔2019〕4 号），项目位于塔里木河流域水土流失重点治理区。

（2）水土流失现状

根据《土壤侵蚀分类分级标准》（SL190-2007），项目所在区域位于“II 风力侵蚀类型区”中的“III1‘三北’戈壁沙漠及沙地风沙区”，主要为荒漠强烈风蚀区和塔里木绿洲轻度风蚀水蚀区。结合本项目区域地理位置、地形地貌、气候特征、土壤、植被及周围环境特点等具体情况进行分析，该区域水土流失类型以轻度风力、水力侵蚀和中度风力侵蚀为主。根据现场调查及土壤侵蚀背景值，确定本项目所在区域容许土壤流失量取值为 2000t/km²·a。

（3）水土保持基础功能类型

项目所在区域的水土保持基础功能类型是农田绿洲防护、防风固沙与防灾减灾，水土保持主导功能类型是农田防护，为了实现水土保持主导功能，预防措施体系主要为“三河”中塔里木河干流段加强对绿洲外围荒漠林草的封育保护等。水土流失治理措施主要依靠荒漠化治理工程以及石油天然气行业的水土保持综合治理工作。

（4）水土流失预防范围

项目所在区域水土流失预防范围为：评价区东部和北部的天然草场、评价区西部和南部的灌丛区，区域内重要野生植物资源生境等。

（5）水土流失预防对象

水土流失预防对象为：a.天然林草、植被覆盖率较高的草地等；b.植被或地貌人为破坏后，难以恢复和治理的地带；c.水土流失严重、生态脆弱的区域可能造成水土流失的生产建设活动；d.重要的水土流失综合防治成果；e.重要野生植物资源生境。

（6）水土流失预防措施

水土流失预防措施为：在评价区北部加强对灌丛植被的保护，对评价区西部和中部退化草场进行生态修复，合理利用草场资源。

（7）水土流失治理范围与对象

水土流失治理范围与对象为：a.自治区级水土流失重点治理区；b.水土流失严重并具有土壤保持、拦沙减沙、蓄水保水、防灾减灾等水土保持功能的区域；c.项目运营期油气资源开发建设活动；d.其他水土流失较为严重，对当地或者下游经济社会发展产生严重影响的区域。

（8）水土流失治理措施

水土流失治理措施为：加强区域统一管理、保证生态用水，在加强天然林草建设和管护的同时，对天然林草进行引洪灌溉，促进天然林草的恢复和更新，提高乔灌的郁闭度和草地的覆盖度，为区域经济的可持续发展提供保障。

4.6.7 区域主要环境问题

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

（1）水土流失问题

根据《2020 年新疆维吾尔自治区水土保持公报》，库车市轻度侵蚀面积达 3437.65km²，占市域水土流失总面积的 94.19%，中度侵蚀面积达 173.16km²，占市域水土流失总面积的 4.74%，强烈侵蚀面积达 33.95km²，占市域水土流失总面积的 0.93%，极强烈侵蚀面积达 5.18km²，占市域水土流失总面积的 0.14%，剧烈侵蚀比例为 0，侵蚀类型主要为轻度风力侵蚀。

（2）土地荒漠化问题

土地盐渍化和沙漠化主要是指在干旱多风的沙质和沙壤质地表土壤条件下，由于地下水位较高，人类强度活动破坏了脆弱生态系统的平衡，造成地表出现以风沙活动为主要标志的土地退化和土壤盐渍化。从而引起地表土壤含盐量增加，

沙质地表、沙丘等的活化，导致生物多样性减少、生物生产力下降、土地生产潜力衰退以及土地资源丧失，项目区荒漠化的形成主要是因风蚀所致。近年来，自治区实施了退耕还林还草、沙化土地封禁保护等措施，土地沙化趋势明显减缓，局部生态状况明显改善。

根据《新疆防沙治沙规划》（2011-2020 年），库车市属于“塔克拉玛干沙漠周边及绿洲治理区”中的“塔里木盆地北缘治理小区”，塔里木河流域综合治理工程尚未结束，由于上游给水减少，以及粗放型农业造成的水资源利用效率低的因素，使塔里木河中下游严重缺水，大量荒漠植被面临死亡。

库车市沙化土地总面积为 215537.24hm²，占库车市国土总面积的 14.49%。其中：流动沙地 9857.52hm²，占 4.57%；半固定沙地 50089hm²，占 23.24%；固定沙地 9669.75hm²，占 4.49%；戈壁 141759.83hm²，占 65.77%。

4.6.8 生态环境现状小结

参照《新疆生态功能区划》（原新疆维吾尔自治区环境保护局 2003 年 9 月），本项目位于“渭干河三角洲荒漠—绿洲农业、盐渍化敏感生态功能区”及“塔里木河上中游乔灌木及胡杨林保护生态功能区”，主要生态环境问题为“土壤盐渍化、洪水灾害、油气开发造成环境污染”及“河水水量减少、水质恶化、植被破坏、沙漠化扩大、土壤盐渍化、湿地减少、野生动物减少、毁林毁草开荒”。

根据现场踏勘，评价范围内主要生态问题为土壤盐渍化。评价区内植被种类单一，郁闭度小，分布不均匀，生物量低，植被多样性单一，种群集群分布，项目区生态系统稳定性维持在一定水平，生态系统具有一定的稳定性。

4.7 环境敏感区调查

环境敏感区包括需要特殊保护地区、生态敏感与脆弱区和社会关注区。根据调研，井场周边的环境敏感区主要包括生态保护红线区、新疆库车龟兹国家沙漠公园、塔里木河上游湿地自然保护区等。

4.7.1 生态保护红线

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

不改变；主要保护对象有鹅喉羚等珍稀野生动物，塔里木沙拐枣、梭梭、肉苁蓉等珍稀野生植物。

本项目不在生态保护红线内。

4.2.2 新疆库车龟兹国家沙漠公园

新疆库车龟兹国家沙漠公园位于新疆维吾尔自治区阿克苏地区库车市境内。2016 年，原国家林业和草原局以《国家林业和草原局关于同意山西偏关林湖等 33 个国家沙漠(石漠)公园的通知》(林沙发[2015]153 号)批准新疆库车龟兹国家沙漠公园为试点沙漠公园。保护沙漠生态安全非常重要，防沙治沙，保护和恢复沙漠植被，是龟兹国家沙漠公园最主要的任务。把龟兹国家沙漠公园建成生态保育型国家沙漠公园。

本项目建设内容均不在沙漠公园范围内。

4.2.3 塔里木河上游湿地自然保护区

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

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

本项目不在塔里木河上游湿地自然保护区内。

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

根据本项目的特点、施工方式和工程进度分析，其对生态的影响主要集中在施工期，随着施工期的结束，评价区生态系统是可以逐渐恢复的。施工期的影响主要包括管沟开挖、铺设管道、建设井场、修筑施工道路等。

工程活动对植被的破坏、占用改变土地利用类型等。现依据导则，按施工期和运营期分别就工程导致植物群落及植被盖度变化、重要物种的活动、分布及重要生境变化、生境连通性及破碎化程度变化、生物多样性变化等开展预测与分析。

本项目 4 口侧钻井管线均利用旧，对生态环境的影响主要表现为施工期临时占地对土地利用、植被等的影响。

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 2.2508hm²，均为临时占地，不新增永久占地；占地类型主要为天然牧草地、灌木林地、其他林地和沙地等，植被盖度 15%-35%。

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地得到恢复，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。

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 2.2508hm²，均为临时占地，不新增永久占地。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）管线修建对植被的影响

本项目侧钻老井管线均利用旧，新建 TH102117X 井采油管线、掺稀管线、燃料气管线同沟敷设，开挖管沟 601m，施工作业带宽度 7m。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。

（3）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的受到影响；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。

（4）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。

（5）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。

（6）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影响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 项目实施对周边沙化土地的影响

本项目井场平整、管沟开挖作业时会产生土石方，产生的土石方全部用于回填管沟和铺垫井场。本项目开挖土方均用于回填和场地平整，无弃方。

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、废渣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钻井工程和地面工程，钻井工程包括池体开挖、场地平整、井场道路等，地面工程包括管沟开挖等。池体开挖、场地平整及井场道路施工过程中，对原有地表土壤造成扰动，造成地表原有结构的破坏。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。

5.1.2.5 水土流失影响分析

根据《关于印发新疆维吾尔自治区级水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果的通知》（新水水保〔2019〕4号），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收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，区域以地表植被分布较少，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，减小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 4 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盐土、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

本项目新建 TH102117X 单井采油管线、掺稀管线、燃料气管线同沟敷设，开挖管沟 601m，施工作业带宽 7m。从管线途径区域生态评价范围的现状调查结果来看，沿线主要为灌丛和草地，植被类型主要为多枝怪柳和疏叶骆驼刺，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 对生态环境保护目标影响

（1）公益林

①本项目占用公益林情况

项目所在区域分布的重点公益林林地类型为灌木林地，优势树种为多枝怪柳、盐穗木，植被盖度为 15-35%，主要作用为防风固沙，涉及国家公益林，保护等级为国家二级。建设单位须按照公益林管理办法办理相关用地手续后方可开工。

经初步核算，本项目新建 TH102117X 井管线占用国家二级公益林的长度为 0.4km，管线施工作业宽度按照 7m 核算，故新建管线临时占用公益林面积为 0.28hm²。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公益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重点公益林采取相应补偿措施后，本项目的建设对区域重点公益林的影响在可接受范围内。

②生态避让

本项目新建 TH102117X 井管线已经尽量避开植被较丰富的区域，避免破坏荒漠植物。本项目 TH10294X、TH10250、TH10298、TK872X 侧钻井进站管线均依现有管线，不新建。

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。

5.1.3 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。

（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。

（2）植被影响分析

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

（3）重点公益林的影响分析

本项目占用的公益林按照《国家级公益林管理办法》（林资发〔2017〕34 号）和《新疆维吾尔自治区建设项目使用林地审核审批管理办法（试行）》（新林资字〔2015〕497 号）等有关规定，办理建设项目使用林地手续，经审批同意使用的，实行占补平衡。

5.1.4 退役期生态环境影响分析

退役期内，对完成采油气的废弃井，封堵内外井眼，拆除井口装置，截去地下 1m 管头，清理场地，清除、填埋各种固体废弃物；对工业垃圾填埋场，及时清理覆土填埋、压实，并立警示标志。

通过采取以上措施，可使退役期生态环境影响降到最低。

5.1.5 区域生态系统稳定性及完整性影响分析

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

本项目开发区的基质主要是荒漠生态景观，荒漠生态景观稳定性较差，异质化程度低，生态体系的稳定性和必要的抵御干扰的柔韧性差。在油田开发如井场、管线和道路等建设中，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。

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有自然荒漠生态系统向人工生态系统演替的趋势；但是由于项目占地面积有限，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影响。

5.1.6 小结

本项目对生态环境的影响主要在施工期。主要为本项目井场以及线路工程等的建设带来的生态环境影响。本项目总占地约 2.2508hm²，均为临时占地，不新增永久占地。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区、世界自然遗产地、生态保护红线、重要生境等生态导则中所列的生态敏感区。此外，本项目管线临时占用国家二级公益林，在规范施工以及严格按照林草部门的要求对占用重点公益林采取相应补偿措施后，本项目的建设对区域重点公益林的影响在可接受范围内。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 5.1-2 生态影响评价自查表

工作内容		自查项目
生态影响识别	生态保护目标	重要物种 ☒ ；国家公园 ☐ ；自然保护区 ☐ ；自然公园 ☐ ；世界自然遗产 ☐ ；生态保护红线 ☐ ；重要生境 ☐ ；其他具有重要生态功能、对保护生物多样性具有重要意义的区域 ☐ ；其他 ☐
	影响方式	工程占用 ☒ ；施工活动干扰 ☒ ；改变环境条件 ☐ ；其他 ☐
	评价因子	物种 ☒ （分布范围、种群数量、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：（0.0225）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。

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。

5.2.1.5 储层改造废气的影响分析

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。

5.2.2 运营期大气环境影响分析

5.2.2.1 区域地面污染气象特征分析

(1) 常规气象资料分析

库车市地处欧亚大陆腹地，天山中段南麓，塔里木盆地北缘，由于深入大陆腹地，距离水汽源地较远，气候干旱，环境水分的时空分布极少且不均匀，为北温带典型大陆性沙漠干旱气候区。日照时间长，热量丰富，降水稀少，蒸发强烈，夏季炎热，冬季寒冷，昼夜温差大，春季多风沙。光热、风能气候资源丰富。多年平均风速为 2.03m/s，最大风速为 27m/s，全年盛行北风。年平均气温为 10.6℃，夏季最高气温 40.5℃，冬季最低气温-25.5℃。

根据库车市气象站近 30 年的气候资料统计，结果见表 4.1-1。

表 4.1-1 库车市气象站近 30 年的气候资料统计

气象要素	1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	年均值
气压 (hPa)	901.7	898.5	895.4	892.9	891.1	888.1	886.7	888.9	893.9	898.8	902.2	903.3	893.3
气温 (℃)	-7.1	-1.4	6.9	15.2	20.3	23.5	25.3	24.2	19.4	11.5	2.8	-5	11.4
空气湿度 (%)	64	52	40	31	34	39	41	43	45	48	55	66	47
风速 (m/s)	1.4	1.8	2.2	2.6	2.5	2.5	2.5	2.2	2.0	1.7	1.4	1.2	2.0
降水 (mm)	1.8	2.9	3.4	2.7	8.7	18.1	12.9	11.6	7.0	3.2	1.1	1.2	74.5
最大风速 (m/s) / 风向	7.7 E	10.5 ENE	20.0 NNW	20.0 NNW	27.0 NNW	18.0 WSW	18.0 WNW	15.0 NNW	18.0 NW	16.3 N	17.5 NNW	9.0 N	27.0 NNW
最多风向风频 (%)	N 19	N 21	N 15	N 15	N 16	N 14	N 14	N 16	N 18	N 19	N 14	N 13	N 16
蒸发量 (mm)	25.0	53.8	149.9	264.2	337.0	359.0	370.4	319.5	229.2	143.7	61.9	24.0	2337.6

(1) 日照与气温：每年日照时间 2947h，日照百分率 67%，7 月份最长，日平均 9.1h，12 月份最短，日平均 6.1h。年平均气温 11.4℃，年极端最高气温 41.5℃，极端最低气温-27.4℃，平均日较差 11.9℃。

(2) 降水与蒸发：平均年降水量 74.5mm，多集中每年 6-8 月份（夏季）。小时最大降水量 30.3mm（1960 年 6 月 4 日），年最小降水量为 33.6mm，最长无水期 153 天。年平均蒸发量可达 2337.6mm。

(3) 地温与冻土：地表下深度 40cm 的地温变化与气温变化同步，大于 40cm 时，随着深度的增加，温度的滞后性越大，高低温均滞后于气温。地表极端最高地温为 69℃，极端最低地温-33℃。

(4) 湿度：年平均相对湿度 47%，12 月份相对湿度 66%，3-10 月份相对湿度 50%以下。

(5) 风速风向：年平均大风日（瞬间风速 $\geq 17\text{m/s}$ ）18 天，多出现在 4-6 月，占全年大风日 85%，并时常伴有沙暴，风后浮尘有时持续数日，平均风力 9-10 级，历史瞬间最大风速 40m/s。历年最多风向为 N（北风），频率 16%，其中静风为 14%，SW（西南风）和 NNW（北北西风）各为 9%，E（东风）为 7%，年平均风速为 2.0m/s。

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。

以 TK872CH（塔河油田 8 区）、TH10250CH（塔河油田 10 区）为代表，进行大气污染物最大落地浓度估算。根据工程分析，运营期本项目各用地类型内代表性井场产生的无组织排放污染物参数见表 5.2-6。

表 5.2-6 单井井场面源参数表

污染源名称	海拔 高度 (m)	矩形面源		年排放 小时数 (h)	污染物排放速率 (kg/h)	
		长度 (m)	宽度 (m)		NMHC	H ₂ S
TH10250CH	939	75	60	7920	0.0124	0.0001
TK872CH	954	75	60	7920	0.0124	0.0001

(2) 预测结果

本项目各井场无组织排放源强相同，井场所处土地利用类型主要为天然牧草地和灌木林地，因此本次预测选取各用地类型内代表性井场进行分析。

根据预测结果可知：各代表性井场无组织废气污染源排放的非甲烷总烃最大落地浓度满足《大气污染物综合排放标准详解》 2.0mg/m^3 的标准要求，硫化氢最大

落地浓度满足《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 中的 1h 平均浓度限值 $10\mu\text{g}/\text{m}^3$ 的要求。

5.2.2.3 非正常排放大气影响估算

（1）污染源强

本项目油气集输过程中，若井口压力过高，此时利用防喷器迅速封闭井口，打开放喷管线阀门泄压，采出液通过放喷管线直接进入放喷池，事故放喷一般时间较短。本次评价将 TH10250CH 井口压力异常情况作为非正常排放考虑，本项目放喷非正常工况下污染物源强情况见表 5.2-11。

表 5.2-11 非正常工况下污染物排放一览表

序号	面源名称	面源起点坐标		面源海拔高度/m	面源长度/m	面源宽度/m	与正北向夹角/ $^{\circ}$	面源有效排放高度/m	年排放小时数/h	排放工况	评价因子	排放速率/(kg/h)
		X	Y									
1	放喷池	0	60	943	5	5	0	2	0.17	非正常	H ₂ S	0.001
											非甲烷总烃	0.1

（2）影响分析

非正常工况条件下外排废气持续时间较短，采用估算模式计算最大占标率，计算结果见表 5.2-12。

表 5.2-12 非正常排放 P_{max} 及 D_{10%}预测及计算结果一览表 单位： $\mu\text{g}/\text{m}^3$

序号	污染源名称	评价因子	C _{max} ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	P _{max} (%)	最大浓度出现距离	D _{10%} (m)
1	放喷口	非甲烷总烃	369.3100	18.4655	46	200.0
		硫化氢	3.6931	36.9310		475.0

由表 5.2-12 计算结果表明，非正常工况条件下，非甲烷总烃最大落地浓度为 $369.31\mu\text{g}/\text{m}^3$ ，占标率为 18.4655%；硫化氢最大落地浓度为 $3.6931\mu\text{g}/\text{m}^3$ ，占标率 36.9310%。由以上分析可知，本项目非正常排放对环境空气影响较大，建议做好定期巡检工作，确保井场远传数据系统处于正常工作状态，减少非正常排放的发生。

5.2.2.4 大气污染物核算

本项目运营期大气污染物排放量见表 5.2-13。

表 5.2-13 本项目大气污染物排放量核算表

序号	产污环节	污染物	主要污染防治措施	国家或地方污染物排放标准		年排放量 (t/a)
				标准名称	浓度限值 (mg/m³)	
无组织排放						

2	井场	非甲烷总烃	日常维护, 做好密闭措施	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)	4.0	0.392
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	0.000814

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 5.2-14。

表 5.2-14 大气环境影响评价自查表

工作内容		自查项目							
评价等级与范围	评价等级	一级□		二级☑			三级□		
	评价范围	边长=50km□		边长 5～50km□			边长=5km☑		
评价因子	SO ₂ +NO _x 排放量	≥2000t/a□		500～2000t/a□			<500t/a☑		
	评价因子	基本污染物（SO ₂ 、NO ₂ 、PM ₁₀ 、PM _{2.5} 、CO、O ₃ ） 其他污染物（NMHC、H ₂ S）				包括二次 PM2.5□ 不包括二次 PM2.5☑			
评价标准	评价标准	国家标准☑		地方标准□		附录 D☑		其他标准☑	
现状评价	环境功能区	一类区□		二类区☑			一类区和二类区□		
	评价基准年	（2022）年							
	环境空气质量现状调查数据来源	长期例行监测数据□		主管部门发布的数据☑			现状补充监测☑		
	现状评价	达标区□				不达标区☑			
污染源调查	调查内容	本项目正常排放源☑ 本项目非正常排放源☑ 现有污染源□		拟替代的污染源□		其他在建、本项目污染源□		区域污染源□	
大气环境影响预测与评价	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≥50km□		边长 5～50km□			边长=5km☑		
	预测因子	预测因子（NMHC、H ₂ S）				包括二次 PM2.5□ 不包括二次 PM2.5☑			
	正常排放短期浓度贡献值	C _{本项目} 最大占标率≤100%☑				C _{本项目} 最大占标率>100%□			
	正常排放年均浓度贡献值	一类区	C _{本项目} 最大占标率≤10%□			C _{本项目} 最大占标率>10%□			
		二类区	C _{本项目} 最大占标率≤30%□			C _{本项目} 最大占标率>30%□			
	非正常排放1h 浓度贡献值	非正常持续时长（）h		c _{非正常} 占标率≤100%□		c _{非正常} 占标率>100%□			

	保证率日平均浓度和年平均浓度叠加值	C _{叠加} 达标□		C _{叠加} 不达标□	
	区域环境质量的整体变化情况	k≤-20%□		k>-20%□	
环境监测计划	污染源监测	监测因子： (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 : （/） t/a	NO _x : （/） t/a	颗粒物: （/） t/a	VOCs: （0.392） 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

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

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

式中: L_{eqg} —建设项目声源在预测点产生的噪声贡献值, dB;

T —用于计算等效声级的时间, s;

N —室外声源个数;

t_i —在 T 时间内 i 声源工作时间, s;

M —等效室外声源个数;

t_j —在 T 时间内 j 声源工作时间, s。

(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_{eqs} —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 ☐	
	现状调查方法	现场实测法 ☒ 现场实测加模型计算法 ☐ 收集资料 ☐					
	现状评价	达标百分比		100			
噪声源调查	噪声源调查方法	现场实测 ☒ 已有资料 ☒ 研究成果 ☐					
声环境影响预测与评价	预测模型	导则推荐模型 ☒ 其他 ☐					
	预测范围	200m ☒ 大于 200m ☐ 小于 200m ☐					
	预测因子	等效连续 A 声级 ☒ 最大 A 声级 ☐ 计权等效连续感觉噪声级 ☐					
	厂界噪声贡献值	达标 ☒ 不达标 ☐					
	声环境保护目标处噪声值	达标 ☐ 不达标 ☐					
环境监测计划	排放监测	厂界监测 ☒ 固定位置监测 ☐ 自动监测 ☐ 手动监测 ☐ 无监测 ☐					
	声环境保护目标处噪声监测	监测因子：（）			监测点位数（）		无监测 ☒
评价结论	环境影响	可行 ☒ 不可行 ☐					

注：“☐”为勾选项，可√；“（）”为内容填写项。

5.3.5 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 $12.3.7\text{m}^3$ 。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。

(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 1428m^3 ，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 4 口，压裂返排液排入回收罐中，运至塔河油田绿色环保站处理，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 384m^3 ，生活污水主要污染物为 COD、 $\text{NH}_3\text{-N}$ 、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 4.5m^3 。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

本项目运营期采出水最大为 $112\text{m}^3/\text{d}$ ($3.7\times 10^4\text{m}^3/\text{a}$)，采出水依托塔河油田三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 152.08t/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，运至塔河油田绿色环保站处理。

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 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 $0.22-0.79\text{m/d}$ ，细砂、粉砂的垂向渗透系数为 $1.15-1.93\text{m/d}$ 。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 <20m，含水层岩性为第四系细砂、粉砂；换算涌水量为 107.3-1000.0m³/d，水量中等；渗透系数为 1.05-3.82m/d，影响半径为 180.07-350.45m。承压含水层的顶板埋深为 50-100m；钻孔揭露的承压含水层厚度 <150m，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 197-991m³/d，水量中等；渗透系数为 0.98-4.19m/d，影响半径为 182.27-315.97m。

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 $<1\text{g/l}$ 、 $1\sim 3\text{g/l}$ 、 $>10\text{g/l}$ 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。

（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。

本项目区处在人烟稀少的荒漠地带，没有定居的牧民，也没有进行农业开发，地方部门对地下水基本上没有开采利用。油田区工业用水取自承压水。

（3）包气带污染现状调查

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,拉运至塔河油田绿色环保站处理;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

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

④回注水对地下水影响分析

本项目采出水进入塔河油田三号联合站处理达标后回注油层，回注井在钻井过程中进行了固井，在固井质量良好的情况下可以确保井壁不会发生侧漏，有效隔离含水层与井内回注水的交换，有效保护地下水层，可对回注水实现有效封堵，满足环办环评函（〔2019〕910 号）的相关要求。

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

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

预测因子筛选套管破损泄漏污染物主要为石油类，本评价选取特征污染物石油类作为代表性污染物进行预测，石油类参照《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中的Ⅲ类标准。评价因子检出限及评价标准见表 5.4-2。

表 5.4-2 评价因子及评价标准一览表

评价因子	评价标准（mg/L）	检出下限值（mg/L）	现状监测值最大值（mg/L）
石油类	0.05	0.01	<0.01

（2）预测源强

泄漏量取采出液流量的最大值 $50\text{m}^3/\text{d}$ ，全部渗入潜水含水层，采取措施 1 天后停止泄漏。套管破损泄漏后，石油类污染物向饱水带扩散以及进入饱水带中污染地下水，而水中石油类主要有两种状态，一是溶解在水中成为水溶液，即可溶性油，一般溶解量很少；另外一种是以乳化状态分散在水体中，因此，在水中石油类污染物的两种状态是下渗石油类污染物的重要形态，而石油类只有变为可溶态才会随水迁移扩散。根据《石油类有机物对地下水污染的模拟分析》（葛春等，天津市环境保护开发中心），在常温下，石油类溶解度为 10mg/L ，则石油类进入地下水的量为 0.5kg 。

（3）预测模型

污染物在潜水含水层中随着水流不断扩散，根据本项目非正常状况下污染源排放形式与排放规律，本次模型可概化为一维稳定流动二维水动力弥散问题的瞬时注入污染物—平面瞬时点源的预测模型，其主要假设条件为：

- 假定含水层等厚，均质，并在平面无限分布，含水层的厚度、宽度和长度比可忽略；
- 假定定量的定浓度的污水，在极短时间内注入整个含水层的厚度范围；
- 污水的注入对含水层内的天然流场不产生影响。

根据《环境影响评价技术导则·地下水环境》（HJ610-2016），一维稳流动二维水动力弥散问题的瞬时注入示踪剂—平面瞬时点源的预测模型为：

$$C(x, y, t) = \frac{m_M / M}{4 \pi n t \sqrt{D_L D_T}} e^{-\left[\frac{(x - ut)^2}{4 D_L t} + \frac{y^2}{4 D_T t} \right]}$$

式中：

x, y 是计算点处的位置坐标； t 是时间， d ； $C(x, y, t)$ 是 t 时刻点 (x, y) 处的污染物浓度， mg/L ； M 是含水层厚度， m ；评价区域潜水含水层平均厚度约 $30m$ ； mM 是长度为 M 的线源瞬时注入污染物的质量， kg （本次线源瞬时注入的污染物质量石油类 $0.5kg$ ）； u 是地下水流速度， m/d ；潜水含水层岩性为第四系细砂，依据抽水试验结果，水平渗透系数取 $0.5m/d$ 。水力坡度 I 为 $0.7‰$ 。因此地下水的渗透流速 $u = K \times I / n = 0.5m/d \times 0.7‰ / 0.18 = 0.002m/d$ ； n 是有效孔隙度，无量纲（含水层岩性主要为细砂，参照相关资料，其有效孔隙度 $n = 0.18$ ）； D_L 是纵向弥散系数， m^2/d ；根据资料，纵向弥散度 $\alpha_m = 10m$ ，纵向弥散系数， $D_L = \alpha_m \times u = 0.02m^2/d$ ； D_T 是横向 y 方向的弥散系数， m^2/d （ $D_T = 0.002m^2/d$ ）； π 是圆周率。

（4）预测内容

在非正常状况下，污染物进入含水层后，在水动力弥散作用下，瞬时注入的污染物将产生呈椭圆形的污染晕，污染晕中污染物的浓度由中心向四周逐渐降低。随着水动力弥散作用的进行，污染晕将不断沿水流方向运移，污染晕的范围也会发生变化。本次预测在研究污染晕运移时，选取石油类的检出下限值等值线作为影响范围，石油类取《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中Ⅲ类标准值等值线作为超标范围，预测污染晕的运移距离和影响范围。

在非正常状况条件下，井场下游边界监测到石油类波动，在 $7300d$ 的模拟期内，最大浓度未超标（ $0.05mg/L$ ）。据模型 20 年运行结果，随着时间推移石油类污染晕影响范先增大后减小，且污染物晕中心浓度不断降低，井场边界处未出现超标现象。

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三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，严格杜绝因管道材质、制管、防腐涂层、焊接缺陷及运行失误而造成泄漏。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

本项目侧钻经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。本项目产生的废弃磺化泥浆量约 735.3m^3 。

(2) 钻井岩屑

钻井期内产生的磺化岩屑量为 196.7m^3 。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。

（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 0.36t。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 0.08t。

（5）生活垃圾

本项目施工期施工人员产生的生活垃圾为 2.4t，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。本项目废机油量产生量为 0.7t，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属于一般工业固体废物。本项目废烧碱废包装袋产生量为 0.2t，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 0.8t，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 0.2t/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,由塔河油田绿色环保站进行无害化处理。

(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 0.001t/a,由塔河油田绿色环保站进行处理。

(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 2.0t/a,危废代码为 HW08 900-249-08。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 0.2t/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)相关要求进行收集、运输,并按要求填写危险废物的收集记录、转运记录表,并将记录表作为危险废物管理的重要档案妥善保存。危险废物在按照规范要求进行收集的情况下,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三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受人贮存、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的处置，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 4 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它硬化措施，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，项目所在区域土壤类型主要为草甸土、盐土。

(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，本工程对井场进行预测，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 (m ² /d)	土壤容重 (g/cm ³)
砂土	2	4.5	0.43	0.20	2	1.5

根据工程分析，结合工程特点，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	786000	瞬时

c.土壤污染预测结果

集输管线出现破损泄漏，泄漏油品中石油烃以点源形式垂直进入土壤环境。

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 40cm 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=5×178950×58.5÷35.5=1474447.2g。

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

$$S=Sb+\triangle S$$

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。

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。

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

5.6.3 小结

本工程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,属国家二级公益林)、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	评价因子	石油烃等				
	评价标准	GB15618（；GB36600（；表 D.1 ☐ ；表 D.2 ☐ ；其他				
	现状评价结论	土壤中各项监测因子满足《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地风险筛选值要求、《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）筛选值标准要求				
影响预测	预测因子	石油烃				
	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漠境盐土和盐土。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。						

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 4 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设施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产环境保护管理规定，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，固相拉运至塔河油田绿色环保站处置。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，最小程度的破坏，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 TH102117X 单井采油管线、掺稀管线、燃料气管线，三条管线同沟敷设，土地类型为灌木林地和牧草地，植被类型以灌木和半灌木为主，植被群系为柽柳群系。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，严格限值施工活动范围，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滥砍滥伐，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，严禁砍伐森林植被作燃料；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度, 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, 严禁在管沟两侧有集水环境存在。

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

施工弃土主要来自于管沟开挖、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, 弃土的处置有几种方法: 在农用地段可将弃土用于修复农用地, 或者用于修缮沟渠和田间机耕道等; 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, 渭干河-库车河三角洲绿洲下缘。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灌草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。

评价区域存在肉苁蓉、罗布麻、灰胡杨、沙生怪柳等保护植被, 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）灌木林地保护恢复措施

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公益林，避开林带，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 重点公益林生态保护措施

本项目新建管线部分涉及国家二级公益林。项目施工占用公益林前，应向林草主管部门办理相关手续，应按《森林法》和《新疆维吾尔自治区建设项目使用林地审核审批管理办法（试行）》（新林资字〔2015〕497号）及阿行署办〔2008〕27号文件<印发《阿克苏地区境内石油天然气勘探开发建设管理办法（暂行）》的通知>、阿地油区委〔2009〕3号文件等有关规定，办理建设项目使用林地手续后施工建设。

本项目新建 TH102117X 井管线占用国家二级公益林，应遵守以下规定：

①《国家级公益林管理办法》（林资发〔2017〕34号）第十二条规定：“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。”占用国家二级公益林应按《国家级公益林管理办法》第十八条、第十九条的规定实行占补平衡。

②管线选线时尽量减少林地占用，避开植被茂盛的区域，减少公益林占用和对植被的破坏，管线占地避让胡杨林。

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。

④在重点公益林分布区域施工过程中，加强施工人员的管理，确保施工人员和车辆在规定范围内作业，严禁砍伐公益林作燃料，做好森林火灾的防范工作。

6.1.1.5 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。

6.1.1.6 防沙治沙措施

(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，应对施工场地及时清理、平整，减少沙物质来源。③拟建工程位于荒漠区域，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。

6.1.1.7 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。

6.1.1.8 项目选址优化建议

本项目在新建管线段的线性工程建设过程中，建议尽量按照临近已有油田生产设施的一侧区域进行布置，在有道路伴行的情况下，可沿道路进行布设，在施工过程中严格界定施工活动范围，若发现保护植物或保护动物栖息地，要对其进行避让。

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洒土石方作业，定期洒水，作业面要保持一定湿度。

（2）避免在大风季节施工，尽可能缩短施工时间，提高施工效率，减少裸地暴露时间。

（3）施工单位必须加强施工区的规划管理。挖方堆放应定点定位，并采取防尘、抑尘措施（洒水、遮盖等措施）。

（4）合理规划、选择最短的运输路线，充分利用油气田现有公路网络，禁止随意开辟道路，运输车辆应以中、低速行驶，减少车辆行驶动力起尘。

（5）合理规划临时占地，控制临时占地范围，对工作区域外的场地严禁机械及车辆进入、占用，避免破坏植被和造成土地松动。

（6）管沟开挖深度不宜过深，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，燃用合格的燃料，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严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 4 口，储层改造过程中产生的压裂返排液排入回收罐中，运至塔河油田绿色环保站处理，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	

综上所述,本项目施工期采取的废水污染防治措施是可行的。

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，水则达到国家《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) 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）。监测项目为：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监测报告可知，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它固沙植被。

(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的解决，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的清运、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。对主干道路采取沥青或水泥硬化，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。

(3) 生态修复方案

油田运营期开展生态修复目标为油田污染得到安全处置,生态环境质量明显改善;植被破坏区域覆盖率稳步增长,生活区绿化率逐步提高,环境风险发生率得到有效控制,杜绝跑冒滴漏危害;油田区生态功能基本稳定;油田区主要运输道路硬化达到 100%,生物多样性呈上升趋势;公众生态环保意识得到提高;油田区生态环境监测范围达到 100%,建立生态安全应急系统。

项目井场和管线临时占用的草地和灌木林地等植被生长较好的区域,管线施工完毕后可进行植被恢复,植被恢复以自然恢复为主,根据实地调查,管线施工完毕后的 3-5 年内 90%的区域自然植被可恢复至施工前状态,对于难以恢复的区域应人工辅助恢复,人工恢复植被种类以本土柞柳等灌木植被为主。

综上,本项目采取的生态环境保护措施可行。

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

采出水经塔河油田三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塔河油田绿色环保站集中处理达到《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, 应加强管线和警戒标志的管理工作, 提高巡线的有效性, 发现对管道安全有影响的行为, 应及时制止、采取相应措施并向上级报告。

综上所述, 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	0.2t/a	井下作业	固态	油类物质	油类物质	间歇	T, I	由塔河油田绿色环保站处理。
2	清管废渣	HW08	071-001-08	0.001t/a	定期清管	固态	油类物质、铁锈	油类物质	间歇	T	塔河油田绿色环保站处理。

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
											站进行处理
3	废防渗材料	HW08	900-249-08	2.0t/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	0.2t/次	井下作业和采油过程中机械维修	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，由塔河油田绿色环保站进行无害化处理，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。清管废渣由塔河油田绿色环保站进行无害化处理。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

采油三厂严格按照《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由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表明危险废物相关信息的标签，标签信息应填写完整翔实。具体要求如下：

a. 危险废物标签规格颜色说明：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监理应急响应体系，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，制订专门的地下水污染事故的应急措施，并与其它应急预案相协调。地下水应急预案包括以下内容：

a) 地下水环境保护目标的确定，采取的紧急处置措施和潜在污染可能性评估；

b) 特大事故应急抢险组织状况和人员、装备情况，平常的训练和演习。

②应急处置

一旦发现地下水发生异常情况，必须按照应急预案马上采取紧急措施：

a) 当确定发生地下水异常情况时，按照制订的地下水应急预案，在第一时间内尽快上报主管领导，通知当地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置或环保部门指定建筑垃圾填埋场填埋处理，不得遗留在场地内影响土壤环境质量。

②《参照废弃井封井回填技术指南（试行）》（环办土壤函〔2020〕72号）对完成采油的废弃井封堵，拆除井口装置，最后清理场地，清除各种固体废弃物，自然植被区域自然恢复。

③运输过程中运输车辆均加盖篷布，以防止行驶过程中固体废物的散落。

（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，使施工工作人员对于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 2.2508hm^2 ，临时占地主要集中在本项目井口周边区域。本项目部署 4 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 4 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

本项目新建原油、掺稀、燃料气管线长度分别约 601m，三管同沟敷设；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。

6.4 环境影响经济损益分析

一个项目的开发建设，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拟建地区环境的变化。社会影响、经济影响、环境影响是一个系统的三要素，最终以提高人类的生活质量为目的。它们之间既互相促进，又互相制约，必须通过全面规划、综合平衡、正确地把全局利益和局部利益、长远利益和近期利

益结合起来，对环境保护和经济发展进行协调，实现社会效益、经济效益、环境效益的三统一。

本项目总投资约 5408 万元。项目税后主要财务指标达到石油行业基准收益要求，由此可见，本项目可取得较好的经济效益。

6.4.1 环保投资分析

本项目总投资为 5408 万元，其中环保投资 163 万元，占总投资 3%。估算见表 6.4-1。

表 6.4-1 环保投资估算

类别	污染源		环保措施	治理效果	投资 (万元)
废气	施工扬尘		临时抑尘覆盖物（草包、帆布等）、洒水（防尘、洒水等）	/	3
	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	2
噪声	设备	采油树	加强设备维护，基础减振	场界： 昼间≤65dB（A） 夜间≤55dB（A）	3
	噪声	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	2
	钻井废弃物		泥浆不落地系统	妥善处理	80
	含油废物、废防渗材料、清管废渣		井场作业落地油、清管废渣回收进入塔河油田绿色环保站处置；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	10
	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	2
	应急预案		根据管线泄漏应急处理经验，完善现有突发环境事件应急预案	修改完善，并定期演练	3
废水处理	施工废水、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	10
	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	4

类别	污染源		环保措施	治理效果	投资 (万元)
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	4
	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
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					163

6.4.2 环境效益、社会效益分析

6.4.2.1 环境效益分析

施工期环境效益分析, 油田开发建设对环境造成的直接影响主要表现在:

- (1) 项目占地造成的环境损失;
- (2) 突发事件状态污染物对土壤、植被的污染造成的环境损失;
- (3) 其他环境损失。

项目占地主要为井场建设和集输管道占地、井场道路占地等。

本项目建设对项目区域直接影响是生态影响, 包括植被破坏后由于地表裸露导致水土流失和土壤环境质量下降。但在加强施工管理和采取生态恢复等措施后, 施工影响是可以接受的。在正常情况下, 基本上不会对周围环境产生影响。但在事故状态下, 将对项目区生态环境和地下水环境产生影响。由于事故程度不同, 对环境造成的损失也不同, 损失量的估算只能在事故发生后通过各项补偿费用来体现。

6.4.2.2 社会效益分析

本项目开发的社会效益主要体现在油田开发对当地工业和经济的发展具有明显的促进作用, 能够带动一批相关工业、第三产业的发展, 给当地经济发展注入新的活力。

同时, 油田的建设有利于改善当地的燃料和能源结构, 提高居民的生活水平, 促进当地经济发展和生态环境保护。

7.环境风险评价

7.1 评价依据

(1) 风险调查

根据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018)附录 B,本项目涉及的风险物质为原油、伴生气、硫化氢。存在于密闭集输管线内。本次新建管线为 TH102117X 井采油管线、掺稀管线、燃料气管线,开发井均有控制(截断)阀,发生泄漏时,可通过控制(截断)阀进行紧急切断。本项目涉及的风险物质的存储量及位置见表 7.1-1。

本项目原油密度取平均值 0.924g/cm^3 ,天然气密度为 0.829kg/m^3 。硫化氢取平均值 5600mg/m^3 。

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。

计算得: 本项目运营期管道带压运行状态下危险物质分布情况见表 7.1-1。

表 7.1-1 本项目危险物质分布情况一览表

井号	风险单元	危险物质类型	存储装置参数	最大存在量(t)
TH102117X 井	集油管线	原油	2.01km, DN80, 4Mpa	2.88
		伴生气		0.058
		H ₂ S		0.007
	燃料气管线	伴生气	0.6km, DN40, 4Mpa	0.005
	掺稀管线	稀油	0.6km, DN50, 4Mpa	1.12

(2) 环境风险潜势初判

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

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

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

$Q_1, Q_2, \dots, Q_n$ ——每种危险物质的临界量, t。当 $Q < 1$ 时, 该项目环境风险潜势为 I。当 $Q \geq 1$ 时, 将 Q 值划分为: $1 \leq Q < 10$; $10 \leq Q < 100$; $Q \geq 100$ 。

表 7.1-2 本项目风险单元 Q 值一览表

井号	风险单元	危险物质类型	CAS	最大存在量 (t)	临界量 Q_n/t	该种危险物质 Q 值
TH102117X 井	集油管线	原油	-	2.88	2500	0.0012
		伴生气	74-82-8	0.058	10	0.0058
		H ₂ S	7783-06-4	0.007	2.5	0.0028
	燃料气管线	伴生气	74-82-8	0.005	10	0.0005
	掺稀管线	稀油	-	1.12	2500	0.0004
项目 Q 值 Σ						0.0107

根据上表计算结果, 本项目 $Q < 1$, 判断项目风险潜势为 I。

(3) 评价等级

根据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018) 相关要求, 风险潜势为 I 的建设项目可开展简单评价, 不定评价等级。因此, 本次评价仅对建设项目可能存在的环境风险进行简单分析, 不设置评价范围。

表 7.1-3 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。				

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。

7.3 环境风险识别

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、H₂S, 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 7.3-1。

表 7.3-1 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 7.3-2。

表 7.3-2 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。蒸气对上呼吸道有刺激性。高温时吸入伤害加重。吸入高浓度蒸气的急性影响是肺部刺激症状，包括咳嗽伴有恶心；中枢神经抑制表现为头痛、头晕、兴奋、视力模糊、反应迟钝、疲乏和共济失调。长时间暴露于高浓度蒸气中可导致麻醉、神志不清，甚至昏迷和死亡。吸入高浓度的油雾可引起油性肺炎。慢性影响：长时接触可引起支气管炎和肺水肿。长期皮肤接触可造成皮肤干燥、皸裂和发红。影响神经系统、骨髓机能等。环境危害：造成大气，河流，湖泊，海洋，土壤等污染。燃爆危险：易燃。遇到高热，火星或火苗极易引起燃烧爆炸。	
急救措施	皮肤接触：立即脱去污染的衣着，用肥皂水和清水彻底冲洗皮肤。如有不适感，就医。眼睛接触：立即提起眼睑，用大量流动清水或生理盐水冲洗。如有不适感，就医。眼睛受伤后，应由专业人员取出隐形眼镜。 吸入：迅速脱离现场至空气新鲜处。静卧、保暖。开始急救前，取出假牙等，防止阻塞气道。保持呼吸道通畅。如呼吸困难，给输氧。呼吸、心跳停止，立即进行心肺复苏术。就医。 食入：饮水，禁止催吐。保持呼吸道通畅，防止吸入呕吐物。禁止给嗜睡症状或知觉降低即正在失去知觉的病人服用液体。如有不适感，就医。	
消防措施	危险特性：易燃，其蒸气与空气可形成爆炸性混合物，遇明火、高热极易燃烧爆炸。与氧化剂能发生强烈反应。流速过快，容易产生和积聚静电。其蒸气比空气重，沿地面扩散并易积存于低洼处，遇火源会着火回燃。 有害燃烧产物：一氧化碳、二氧化碳。 灭火方法：用泡沫、干粉、二氧化碳、砂土灭火。	
泄漏应急处理	消除所有点火源。根据液体流动和蒸气扩散的影响区域划定警戒区，无关人员从侧风、上风向撤离至安全区。建议应急处理人员戴正压自给式呼吸器，穿防静电服。作业时使用的设备应接地。禁止接触或跨越泄漏物。尽可能切断泄漏源。防止泄漏物进入水体、下水道、地下室或限制性空间。小量泄漏：用砂土或其他不燃材料吸收。使用洁净的无火花工具收集吸收材料。大量泄漏：构筑围堤或挖坑收容。用泡沫覆盖，减少蒸发。喷水雾能减少蒸发，但不能降低泄漏物在限制性空间内的易燃性。用防爆泵转移至槽车或专用收集器内。	
操作处置与储存	操作注意事项：密闭操作，注意通风。操作人员必须经过专门培训，严格遵守操作规程。建议操作人员佩戴过滤式防毒面具，穿防静电工作服。远离火种、热源。工作场所严禁吸烟。使用防爆型的通风系统和设备。防止蒸气泄漏到工作场所空气中。避免与氧化剂接触。灌装时应控制流速，且有接地装置，防止静电积聚。在清除液体和蒸	

	气前不能进行焊接、切割等作业。搬运时要轻装轻卸，防止包装及容器损坏。配备相应品种和数量的消防器材和泄漏应急处理设备。倒空的容器可能残留有害物。 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：/。 其它有害作用：温室气体。应特别注意对地表水、土壤、大气和饮用水的污染。			
废弃处置	废弃物性质：危险废物。 废弃处置方法：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。本产品不可排放与下水道，河流，湖泊，大海等。			
运输信息	运输注意事项：环境密封放置，放置热源和日光暴晒，与强氧化剂隔离。			

法规信息	《危险化学品安全管理条例》中华人民共和国国务院令 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 7.3-3。

表 7.3-3 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/m³	
	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	建规火险等级	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、高热能时引起燃烧爆炸；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 7.3-4。

表 7.3-4 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）			
	饱和蒸气压（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、发烟硝酸触发生剧烈反应，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/m³, 4 小时	

急救措施	吸入：如果吸入本品蒸汽或其燃烧物，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，即时就医。 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：用砂土或其它不燃材料吸收。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。

(2) 工艺过程危险因素识别

根据工程分析,本项目开发建设过程中采油、油气集输等环节均接触到易燃、易爆的危险性物质,而且生产工艺条件较苛刻,多为高压操作,因此事故风险较大,可能造成环境危害的风险事故主要包括火灾、爆炸、油品泄漏等,具体危害和环境影响可见表 7.3-5。

表 7.3-5 油田生产事故风险类型、来源及危害识别一览表

功能单元	事故类型	事故原因	事故后果	环境影响途径
管线	集油管线、燃料气管线及掺稀管线泄漏	管道腐蚀,施工、操作不当或自然灾害等外力作用导致管线破裂,导致火灾、爆炸、油品泄漏事故	油品及天然气泄漏后,遇火源会发生火灾、爆炸事故,燃烧产生的次生 CO 引发周围人员 CO 中毒事件,采出液中硫化氢气体扩散至环境空气中,进而可能引发员工硫化氢中毒事件,油类物质渗流至地下水;天然气泄漏后,进入大气引发中毒事故。	大气、土壤、地下水

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,稠油粘性大,需要掺稀、注水或注汽开发等,井喷的可能性很小,但也不并非绝对不可能,从最不利的角度,本次评价依然将其作为一种风险事故考虑。

(2) 井漏事故风险

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。

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。

7.3.4 风险类型识别

通过分析中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。

7.4 环境风险分析

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 1300mg/Nm³，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。

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。

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、经皮吸收等方式误入体内，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 0.15MPa/min 时，由 SCADA 系统发出指令，远程自动关闭阀门。由于井场及管道位于灌木林和未利用地，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。

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 0cm~10cm 或 0cm~20cm 表层土壤中，其中表层 0cm~5cm 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。

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，送塔河油田三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。

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，一是泄漏石油直接粘附于植物体阻断植物的光合作用，使植物枯萎、死亡；二是原油污染土壤造成的土壤理化性状变化间接影响植物生长，严重时会导致植物死亡；三是泄漏的原油中的轻组分挥发，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。

7.5 环境风险管理措施与对策建议

本项目隶属于塔河油田采油三厂管辖。

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。采油三厂分别于 2021 年 12 月 23 日和 2021 年 12 月 28 日取得《中国石化西北油田分公司采油三厂突发环境事件应急预案》的备案证明，备案编号为 652924-2021-146（沙雅县）、652923-2021-196-L（库车市）。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三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三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。

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。

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作好地质、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）制定一份详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已经安全线的划定工作，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尽心评估。

(14) 在相关部分的指导下，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、井漏，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、消防铁锹和其它消防器材；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。

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作法》（SY/T6137-2005）要求进行。

①作业人员巡检时应携带硫化氢监测仪，第 1 级预警阈值应设置为 $15\text{mg}/\text{m}^3$ （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监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秩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。

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。

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波检查, 对壁厚低于规定要求的管段应及时更换, 消除爆管的隐患; 定期对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, 加强管线和警戒标志的管理工作。

(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。

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受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。

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。

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三厂环境风险应急预案。

7.5.9 现有环境风险防范措施的有效性分析及环境风险应急预案

本项目由西北油田分公司采油三厂管理。

采油三厂分别于 2021 年 12 月 23 日和 2021 年 12 月 28 日取得《中国石化西北油田分公司采油三厂突发环境事件应急预案》的备案证明，备案编号为 652924-2021-146（沙雅县）、652923-2021-196-L（库车市）。采油三厂配备有应急物资，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突发环境事件应急预案纳入西北油田分公司采油三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。

7.5.10 环境风险应急处置措施

7.5.10.1 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。

7.5.10.2 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到安全处，防止发生火灾、爆炸事故；

④采取围堰堵截的方式，使泄漏物不外流，防止污染物扩散，确保总排口阀门处于关闭状态，如果发生大型泄漏或火灾事故，启用事故应急池导流设施将物料或消防水引致应急池或应急罐；

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，采取用沙石填埋、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监测；

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

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

⑩火灾扑救过程中，专家组应根据危险区的危害因素和火灾发展趋势进行动态评估，及时提出灭火指导意见；

⑪灭火完毕后，立即清理火灾现场，组织力量对泄漏点封堵抢险。

7.5.10.3 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。

7.5.10.4 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：用砂土或其它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。

7.6 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三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 7.6-1。

表 7.6-1 环境风险简单分析内容表

建设项目名称	采油三厂 2025 年第二期短半径侧钻项目			
建设地点	新疆维吾尔自治区库车市境内塔河油田 10 区、8 区			
地理坐标	经度		纬度	
主要危险物质及分布	主要危险物质：原油、伴生气、H ₂ S，分布于可能发集油和稀油以及燃料气管线内。			
环境影响途径及危害后果（大气、地表水、地下水等）	可能发生的风险事故包括井喷、井漏、油气管线泄漏。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。			
风险防范措施要求	生产中采取有效预防措施，严格遵守井下作业的安全规定，在井口安装防喷器和控制装置，杜绝井喷的发生； 制定安全生产方针、政策、计划和各种规范，完善安全管理制度和安全操作规程，建立健全环境管理体系和监测体系，完善各种规章制度标准； 定期对管线进行巡视，定期进行管道壁厚和防腐情况检测； 制定环境风险应急预案，定期演练。 设置可燃气体检测报警仪、硫化氢检测报警仪等防范设施。详见 7.5 节			
结论：本项目所涉及的危险物质包括原油、伴生气、H ₂ S，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三厂已制定了风险应急预案，将事故发生概率减少到最低，减小事故造成的损失，在可接受范围之内。				

8.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。

8.1 碳排放分析

8.1.1 碳排放影响因素分析

8.1.1.1 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 CH_4 或 CO_2 气体排放量。

（4） CH_4 逃逸排放

主要是指石油天然气生产各业务环节由于设备泄漏产生的无组织 CH_4 排放，如阀门、法兰、泵轮密封、压缩机密封、减压阀、取样接口、工艺排水、开口管路、套管、储罐泄漏及未被定义为工艺放空的其他压力设备泄漏；石油天然气生产企业业务环节较多且各具特色，其逃逸排放应区分不同业务环节分开核算。

本项目井场法兰、阀门等处产生的无组织废气中涉及甲烷排放，需核算该部分气体排放量。

（5） CH_4 回收利用量

主要指企业通过节能减排技术回收工艺放空废气流中携带的 CH_4 从而免于排放到大气中的那部分 CH_4 。 CH_4 回收利用量可从企业总排放量中予以扣除。

本项目未实施甲烷回收利用。

（6） CO_2 回收利用量

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

本项目实施后未回收燃料燃烧或工艺放空过程中产生的 CO_2 ，因此该部分回收利用量均为 0。

（7）净购入电力和热力隐含的 CO_2 排放量

该部分排放实际上发生在生产这些电力或热力的企业，但由报告主体的消费活动引起，依照约定也计入报告主体名下。

本项目实施后，需消耗电量，不涉及蒸汽用量。

8.1.1.2 二氧化碳减排节点

本项目生产工艺流程中涉及二氧化碳的产排节点表 8.1-1 所示。

表 8.1-1 二氧化碳产排污节点汇总一览表

序号	类别	产污环节	碳排放因子	排放形式
1	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	--

8.1.2 碳排放量核算

8.1.2.1 碳排放核算边界

本项目碳排放核算边界及核算内容见表 8.1-2 所示。

表 8.1-2 核算边界及核算内容一览表

序号	核算主体/核算边界	碳排放核算内容
1	采油三厂 2025 年第二期短半径侧钻项目	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

8.1.2.2 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_{H4}-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_{H4} 等于 21。

b.正常工况下火炬气体温室气体排放公式如下：

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

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

式中，

i-火炬系统序号；

Q 正常火炬-正常生产状态下第 i 号火炬系统的火炬气流量，单位为万 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：

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

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

上式中：

J-事故次数；

GF 事故,j-报告期内第 j 次事故状态时的火炬气流速度，单位为万 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 8.1-3 火炬燃烧排放活动相关参数一览表

序号	场所	工况	火炬气流 速 (万 Nm ³ /h)	持续时 间 (h)	火炬气中除 CO ₂ 外 其他含碳化合物的 总含碳量 (吨碳/万 Nm ³)	火炬燃烧 的碳氧化 率	火炬气中 CO ₂ 的体 积浓 度	火炬气中 CH ₄ 的体 积浓 度
1	4 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 0.33 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:

$$E_{CH_4_开采逃逸} = \sum_j (Num_{oil,j} \times EF_{oil,j}) + \sum_j (Num_{gas,j} \times EF_{gas,j})$$

式中: $E_{CH_4_开采逃逸}$ ——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：

$$\begin{aligned} E_{CH_4\text{-开采逃逸}} &= Num_{oil, \text{油井井口}} \times EF_{oil, \text{油井井口}} + Num_{oil, \text{油井加热炉}} \times EF_{oil, \text{油井加热炉}} + Num_{oil, \text{接转站}} \\ &\times EF_{oil, \text{接转站}} + Num_{oil, \text{气井井口}} \times EF_{oil, \text{气井井口}} + Num_{oil, \text{气井加热炉}} \times EF_{oil, \text{气井加热炉}} \\ &= 4 \times 0.23 tCH_4 + 4 \times 0.23 tCH_4 \\ &= 1.84 tCH_4 \end{aligned}$$

根据上述公式计算可得本项目开采逃逸的 CH_4 为 1.84t，折算成 CO_2 排放量为 38.64t。

（3）净购入电力和热力隐含的 CO_2 排放

①计算公式

a.净购入电力的 CO_2 排放计算公式

$$E_{CO_2\text{-净电}} = AD_{\text{电力}} \times EF_{\text{电力}}$$

式中：

$E_{CO_2\text{-净电}}$ 为报告主体净购入电力隐含的 CO_2 排放量，单位为吨 CO_2 ；

$AD_{\text{电力}}$ 为企业净购入的电力消费量，单位为兆瓦时（MWh）；

$EF_{\text{电力}}$ 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

$$E_{CO_2\text{-净热}} = AD_{\text{热力}} \times EF_{\text{热力}}$$

式中：

$E_{CO_2\text{-净热}}$ 为报告主体净购入热力隐含的 CO_2 排放量，单位为吨 CO_2 ；

$AD_{\text{热力}}$ 为企业净购入的热力消费量，单位为 GJ；

$EF_{\text{热力}}$ 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 170MWh，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 113.41t。

(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 8-1-4 所示。

表 8.1-4 CO₂ 排放总量汇总一览表

项目	源类别	排放量（吨 CO ₂ ）	占比（%）
本项目	燃料燃烧 CO ₂ 排放	0	/
	火炬燃烧排放	0.33	0.22
	工艺放空排放	0	/
	CH ₄ 逃逸排放	38.64	25.36
	CH ₄ 回收利用量	0	/
	CO ₂ 回收利用量	0	/
	净购入电力、热力隐含的 CO ₂ 排放	113.41	74.43
	合计	152.38	100

由上表 8.1-4 分析可知，本项目 CO₂ 总排放量为 152.38 吨。

8.2 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。

8.2.1 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。

8.2.2 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。

8.2.3 减污降碳管理措施

采油三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地规定，尽可能从管理上做到对各类能源高效使用，同时对碳排放情况进行有效管理。

8.3 碳排放评价结论及建议

8.3.1 碳排放评价结论

本项目实施后，CO₂总排放量为 152.38 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。

8.3.2 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。

9.环境管理与监测计划

9.1 环境管理体系的建立和运行

本项目钻井由各钻井公司投标招揽，油气生产及集输由中国石油化工股份有限公司西北油田分公司生产运行管理部门主管，专门形成一套班子进行管理。所以，项目 HSE 管理体系从钻井及油气生产两个方面进行说明。

9.1.1 承包方的环境管理

本项目开发在对施工承包方管理上应按照 HSE（健康、安全、环保）管理程序进行管理，具体见图 9.1-1。

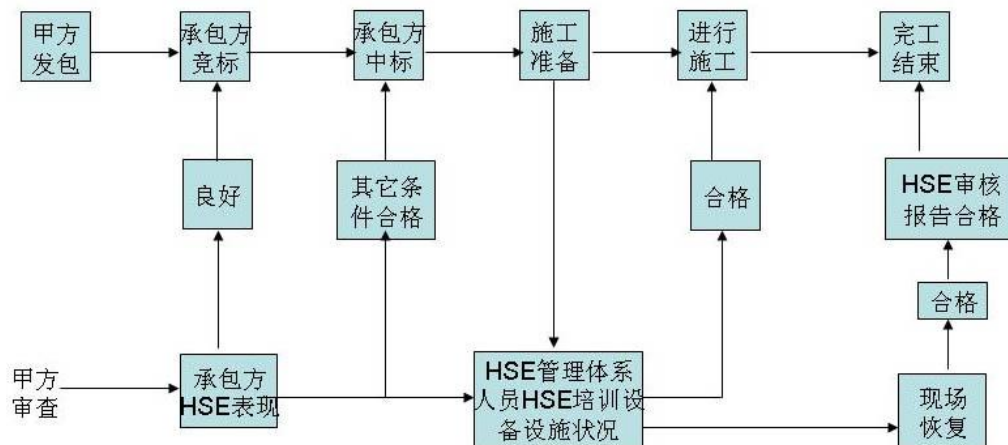


图 9.1-1 分承包方 HSE 管理程序方框图

(1) 分承包方的选择

开发建设期对环境的破坏程度与施工承包方的素质和管理水平有很大关系。在承包方的选择上，除实力、人员素质和装备技术等方面外，还要考虑施工承包方的 HSE 表现，应优先那些 HSE 管理水平高、业绩好的单位。

(2) 对分承包方的环保要求

在承包合同中应明确规定有关环境保护条款，如对承包工程的主要环境保护目标，应采取的水、气、声、生态保护措施等，将环保工作的执行情况作为工程验收的标准之一。承包方应按照公司 HSE 体系要求，建立相应的 HSE 管理机构。

承包方在施工之前，应按照其承包工程的环保要求，编制详细的“环境管理方案”，并连同施工计划一起呈报公司的 HSE 管理部门以及相关的地方环保部门，批准后方可开工。

(3) 对施工人员进行 HSE 培训

在施工作业之前必须对全体施工人员进行 HSE 培训。

环保知识和意识的培训主要包括：了解国家和地方有关环境方面的法律、法规和标准；了解承包工程的主要环境保护目标和要求；认识遵守有关环境管理规定的重要性，以及违反规定带来的后果等。

环保能力的培训主要包括：保护动植物、保护地表原貌的方法；收集、处理固体废物的方法；管理、存放及处理危险物品的方法等。

(4) 根据施工中各工种的作业特点和各施工区段的敏感目标，分别提出不同的环境保护要求，制订发生环境事故的应急计划和措施。

9.1.2 钻井 HSE 管理体系

9.1.2.1 组织机构与职责

(1) 组织机构

①钻井承包开发商设立 HSE 管理委员会，由中国石油化工股份有限公司西北油田分公司 HSE 管理委员会（设在质量安全环保处）领导、主任委员由钻井承包商经理担任，委员由健康、安全与环境部门负责人组成。

②钻井队设立 HSE 管理小组，组长由平台经理担任，成员由健康、安全与环境管理员、营地服务管理员、井队医师和班组兼职监督员组成。

③其他施工队伍也应设立 HSE 管理小组。

组织机构如图 9.1-2 所示。

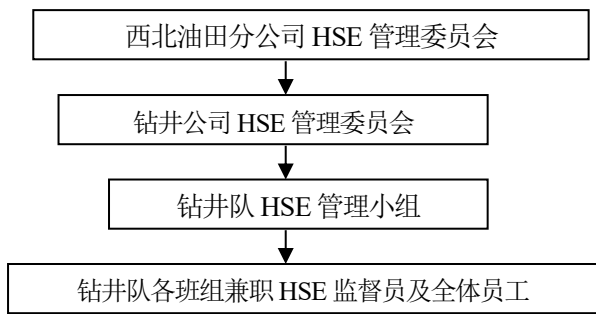


图 9.1-2 钻井 HSE 管理机构

(2) 职责

①HSE 管理委员会

——宣传贯彻国家和当地政府有关安全、健康、环保方面的法律、法规和上级与作业者的方针、规定。

- 制定本单位 HSE 管理的方针、规定和实施方案。
- 监督检查下级单位 HSE 管理的执行情况。
- 组织对员工进行健康、安全与环境教育和培训。
- 组织对员工定期体检，并建立健康档案。
- 定期组织召开 HSE 管理会议，审议工作报告，评估工作完成情况，表彰和奖励有功人员，审查事故处理事宜。对员工定期体检，并建立档案。

②HSE 管理小组

- 贯彻执行管理委员会和作业者有关 HSE 管理的方针、规定和实施方案。
- 定期召开会议，研究确定本队 HSE 的执行计划和措施。
- 监督落实 HSE 计划和措施的执行情况。
- 组织整改影响健康、安全与环境的隐患，批评、纠正违章行为。
- 对员工进行 HSE 教育培训。
- 负责事故调查、分析和统计上报工作。

③HSE 兼职监督员和全体人员

- HSE 兼职监督员和全体人员应清楚地认识 HSE 的重要性。
- 执行 HSE 管理规程。
- 严格执行岗位安全生产标准、规定和操作规程。
- 精心维护保养本岗位的生产设备、工具及防护装置，保证性能良好、有效、安全可靠。
- 积极参加队、班组开展的安全活动和培训教育，努力提高生产技能和安全防护能力。积极向领导提出搞好 HSE 工作的措施建议。
- 有权拒绝一切违障指挥命令。发现 HSE 问题应积极排除，无法解决的，要立即报告领导予以处理。

9.1.2.2 教育培训

钻井队进入工区前，应进行有关 HSE 方面的综合性培训教育，其内容包括：

- (1) 国家、地方和本部门有关 HSE 方面的政策、法令和法规。
- (2) 作业者的 HSE 方针、规定和要求。
- (3) HSE 管理委员会的规定和实施方案。
- (4) HSE 管理小组实施计划。

- (5) 人员急救、自救和人身保护。
- (6) 设备、工具和仪器操作使用。
- (7) 水、电、信设备、设施安全使用规定。
- (8) 油料、化学药品及其它有害物质安全处理方法。
- (9) 井控知识。
- (10) 应急程序及演练。
- (11) HSE 预防措施及记录和汇报程序。
- (12) 其它需要培训的内容。

9.1.2.3 HSE 管理体系文件的控制

从下列几个方面对 HSE 管理体系文件进行管理：

- (1) 所有文件都必须报 HSE 管理委员会审批。
- (2) 经批准的文件及时下发给各有关单位，要求他们按照文件执行。
- (3) 所有文件都要有专人管理，有一定的存放位置，并能迅速查找。
- (4) 根据当地政府和上级主管单位的要求及时修改有关文件，确保现存文件的适宜性。
- (5) 凡对管理体系的有效运行具有关键作用的岗位，都能得到有关文件的现行版本；
- (6) 文件失效后，应及时从所有曾经发放的部门和使用场所收回，避免继续使用，如失效的文件不能及时销毁的，应根据其性质规定必要的留存期限并予以执行；
- (7) 所有文件都应字迹清楚，注明日期，标识明确，妥善保管；
- (8) 所有批准的与 HSE 有关的事务，都应作详细的记录，具体如下：
 - ①现场考察报告；
 - ②政府有关部门颁布的与环境有关的可适用的法律、法规、标准、准则和条款，以及上级主管部门的有关规定；
 - ③HSE 方针；
 - ④环境危害及有关影响；
 - ⑤会议、培训、检查记录；
 - ⑥发现问题的纠正和预防措施；

⑦事故报告；

⑧环境审核结果。

9.1.2.4 检查和审核

为了保证该 HSE 管理体系有效地运行，预防污染和保护环境的措施得到有效推行，并使体系得到持续改进，对现行的 HSE 管理体系要进行不定期的检查和定期的环境审核、评审。审核程序包括：

- (1) 健康、安全与环境程序审核。
- (2) 设备及设施技术检查、整改后的复查（包括第三方对关键设备、设施或部件的检查）。
- (3) 开工前健康、安全与环境全面检查和审核。
- (4) 项目执行中 HSE 情况检查和考核。
- (5) 项目完工后 HSE 执行情况检查和评估。
- (6) 持续改进

通过审核和评审，把安全专业检查、安全考核与审计工作结合起来，通过审计，不断纠正不符合项，做到持续改进。

9.1.3 管网建设环境管理

在合理选择施工队伍的基础上，加强对管道沿线施工的环境管理工作，监督管道沿线各项环保措施的落实情况。

- 合理选线，划定并尽量缩小施工作业范围，严禁超界施工；
- 管道开挖作业执行“分层开挖、分层堆放、分层回填”措施；
- 运输车辆按固定线路行驶，尽可能不破坏原有地表植被和土层，严格禁止施工作业区域以外的其他活动；施工结束后，凡受到施工车辆、机械破坏的地方都要及时修整，使之尽快恢复原貌。

9.1.4 油田生产 HSE 管理计划

9.1.4.1 组织机构和职责

(1) 组织机构

本项目建设项目的 HSE 管理机构应实行逐级负责制，受中国石油化工股份有限公司西北油田分公司 HSE 管理委员会（设在质量安全环保处）的直接领导，

下设中国石油化工股份有限公司西北油田分公司承保开发公司 HSE 管理委员会、采油三厂 HSE 管理委员会，各设专职 HSE 管理员一名。

（2）职责

①中国石油化工股份有限公司西北油田分公司 HSE 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 HSE 方针、目标和管理实施细则。

——每季召开一次 HSE 例会，全面掌握 HSE 管理工作动态，研究、部署、布置、总结、表彰本单位的 HSE 工作，讨论、处理本单位 HSE 工作中存在的重大问题。

——组织本单位 HSE 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开发公司 HSE 管理职责

——负责组织职工完成 HSE 工作任务。

——适时召开会议，研究、分析 HSE 工作动态，及时制止（处罚）、纠正“违规”行为和现象，整改不合格因素，无法解决的问题及时向 HSE 管理委员会汇报。

——如发生环境污染与破坏事故，必须及时采取有效措施进行抢救，及时向上级部门汇报，配合有关组织对事故的调查处理。

——组织整改影响健康、安全与环境的隐患，批评、纠正违章行为。

——开展清洁文明生产活动，组织推广和实施先进的污染治理技术。

③采油三厂 HSE 管理委员会职责

——负责运营期间 HSE 管理措施的制定、实施和检查。

——对运营期间出现的问题加以分析，监督生产现场对 HSE 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 HSE 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。

④HSE 兼职管理人员和全体人员

——HSE 兼职管理人员和全体人员应清楚意识到环境保护的重要性。

——严格执行 HSE 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。

9.1.4.2 教育培训

职工上岗以前，应进行有关 HSE 方面的综合性培训教育，其内容包括：

- (1) 学习国家、地方和本部门有关 HSE 方面的政策、法令和法规。
- (2) 了解西北石油分公司环境保护的目标和指标。
- (3) HSE 管理委员会的规定和实施方案。
- (4) HSE 管理小组实施计划。
- (5) 各种规章制度和操作规程。
- (6) 有关设施的使用、维护方法，处理和处置废水、废气和固体废物的方法。
- (7) 事故的预防和应急程序。

9.1.4.3 HSE 管理体系文件的控制

油气生产过程中的 HSE 管理体系文件的控制与钻井队伍 HSE 管理体系文件的控制相同。

9.1.4.4 检查和审核

为了保证该 HSE 管理体系有效地运行，预防污染和保护环境的措施得到有效推行，并使体系得到持续改进，对现行的 HSE 管理体系要进行不定期的检查和定期的环境审核、评审。

9.1.4.5 持续改进

通过审核和评审，把安全专业检查、安全考核与审计工作结合起来，通过审计，不断纠正不符合项，做到持续改进。

9.2 环境管理机构

9.2.1 环境管理机构设置

中国石油化工股份有限公司西北油田分公司下设质量安全环保处，负责西北油田分公司的环保工作，各二级单位下设安全环保科，各生产单位设专职环保员，负责本单位的环保工作。

9.2.2 环境管理主要任务

9.2.2.1 施工期的环境管理任务

- (1) 建立和实施施工作业队伍的 HSE 管理体系。
- (2) 工程建设单位应将项目建设计划表呈报环境管理部门，以便对工程建设全过程进行环境保护措施和环境保护工程的监督和检查。
- (3) 实施施工作业环境监理制度，以确保施工作业队生态环境造成的破坏降到最低限度。
- (4) 工程建设结束后，会同当地生态环境主管部门共同参与检查验收。

8.2.2.2 运营期的环境管理任务

- (1) 本项目运营期的 HSE 管理体系纳入中国石油化工股份有限公司西北油田分公司 HSE 系统统一管理。
- (2) 协助有关环保部门进行环境保护设施的竣工验收工作，贯彻执行国家、地方及上级部门有关环境保护方针、政策、法律、法规。
- (3) 负责原油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) 编制各种突发性事故的应急计划。
- (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、准确地环境基础资料，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以及处理结果，协同有关部门制定防治污染事故的措施，并监督实施。

9.2.3 环境管理手段

采用行政、经济、技术、教育等环境管理手段进行本项目的环境管理工作。

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

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

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

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

9.3 环境监测计划

9.3.1 施工期环境监理计划

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

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

(1) 环境监理人员要求

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

②必须接受过 HSE 专门培训，有较长的从事环保工作经历。

③具有一定的油田开发和输油气管道建设的现场施工经验。

(2) 环境监理人员主要职责

①监督施工现场对“环境管理方案”的落实。

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

③协助 HSE 部门负责人宣传贯彻国家和当地政府有关环境方面的法律和法规。

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

(3) 环境监理范围

本项目管道工程环境监理的范围即为工程扰动的范围：管道施工作业带宽度控制在 7m 范围内，严禁自行扩大施工用地范围。

(4) 环境监理内容

①施工期环境监理主要内容

针对施工期钻井废水、生活污水的环境保护处理措施，汽车尾气、施工扬沙的大气环境影响控制措施，钻井钻机、机泵及运输车辆的声环境控制措施，废弃泥浆及岩屑、施工土方量等固体废物主要处路措施，进行环境监理，必要时采取旁站的形式完成监理工作。另外，还应对管道、场站、公路等施工期的生态保护措施及恢复方案进行监理。

②试运营期环境监理主要内容

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

环境监理工作计划及重点见表 9.3-1。

表 9.3-1 现场环境管理与监理工作计划

序号	场地	监督内容	监理要求
1	井场	①井位井场布置是否满足环评要求； ②各井场的环保设施，施工是否严格按设计方案执行，施工质量是否能达到要求； ③施工作业是否超越了限定范围； ④废水、废气、废渣等污染是否达标排放。	环评中环保措施落实到位
2	管沟开挖现场	①集输线路是否满足环评要求； ②是否执行了“分层开挖、分层堆放、分层回填”的操作制度； ③施工作业是否超越了作业带宽度； ④挖土方放置是符合要求，回填后多余的土方处置是否合理； ⑤施工人员是否按操作规程及相关规定作业； ⑥施工完成后是否进行了清理、临时占地是否恢复原有面貌。	

序号	场地	监督内容	监理要求
3	其它	①施工结束后是否及时清理现场、恢复地貌，是否及时采取生态恢复和水土保持措施； ②施工季节是否合适； ③有无砍伐、破坏施工区以外的作物和植被，有无伤害野生动物等行为。	各项环保措施落实到位

9.3.2 运营期环境监测计划

本项目在运营期间，需对生产过程产生的“三废”和生态影响进行严格监管，定期进行监测，减少对周围环境的影响。根据《排污单位自行监测技术指南陆上石油天然气开采工业》（HJ1248-2022），制定环境监测计划见表 9.3-2。企业应根据《中华人民共和国环境保护法》及《企业事业单位环境信息公开办法》，定期公开企业环境管理信息，积极通过网站、信息平台或当地报刊等便于公众知晓。将自行监测工作开展情况及监测结果向社会公众公开。

表 9.3-2 环境监测计划

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	竣工环保验收后开始	非甲烷总烃、H ₂ S
土壤	井场外基本农田土壤	1 次/年		石油类、石油烃（C ₆ ~C ₉ ）、石油烃（C ₁₀ ~C ₄₀ ）、汞、砷、六价铬
	集输管线穿越重点公益林、牧草地的代表性区域			
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

项目事故预案中需包括应急监测程序，项目运行过程中一旦发生事故，应立即启动应急监测程序，制定切实可行的硫化氢监控措施，并跟踪监测硫化氢的迁移情况，直至事故影响根本消除，事故应急监测方案应与地方环境监测站共同制订和实施。

9.4 环保设施竣工验收管理

9.4.1 环境工程设计

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

（2）建立健全环境管理组织机构、各项环保规章制度，施工期实行环境监理。

（3）项目污染防治设施必须与主体工程“三同时”；如需进行试生产，其配套的环保设施也必须与主体工程同时建设投入运行。

9.4.2 环境设施验收建议

(1) 验收范围

①与项目有关的各项环保设施，包括为防治污染和保护环境所配套建成的治理工程、设备、装置和监测手段，以及各项生态保护设施等。

②环境影响报告书及批复文件和有关设计文件规定应采取的环保措施。

(2) 验收条件

根据国务院《关于修改<建设项目环境保护管理条例>的决定》（自 2017 年 10 月 1 日施行），编制环境影响报告书、环境影响报告表的建设项目竣工后，建设单位应当按照国务院环境保护行政主管部门规定的标准和程序，对配套建设的环境保护设施进行验收，编制验收报告。建设单位在环境保护设施验收过程中，应当如实查验、监测、记载建设项目环境保护设施的建设和调试情况，不得弄虚作假。除按照国家规定需要保密的情形外，建设单位应当依法向社会公开验收报告。编制环境影响报告书、环境影响报告表的建设项目，其配套建设的环境保护设施经验收合格，方可投入生产或者使用；未经验收或者验收不合格的，不得投入生产或者使用。

(3) 建设项目环境保护“三同时”验收内容

根据建设单位项目“三同时”原则，在项目建设过程中，环境污染防治设施与主体工程同时设计、同时施工、同时投入使用，本项目建成运行时，应对环保设施进行验收。

本项目“三同时”验收一览表见 9.4-1。

表 9.4-1 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。

环境要素	工期	地点	“三同时”验收项目	工程量	效果
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。
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	/	依托塔河油田绿色环保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”。

环境要素	工期	地点	“三同时”验收项目	工程量	效果
	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故的不利影响。
环境监测与管理	施工期和运营期	井场	按照监测计划，委托有监测资质的单位开展监测。	/	污染源达标排放，环境保护目标处的环境质量达标。

9.5 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 9.5-1。

表 9.5-1 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	7920	/	0.392	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	7920	/	0.000817	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	7920	/	152.38	/		/
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三号联合站处理；井下作业废水采用罐车拉运至塔河油田绿色环保站处理。				—	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	
噪声	井下作业（修井、洗井等）		Leq	选用低噪声设备，采取减振、隔声、消声等降噪措施			厂界达标	厂界昼间≤60dB(A)； 夜间≤50dB(A)		《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类标准	
	井口装置		Leq								
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								

10.结论

10.1 项目概况

本项目位于新疆维吾尔自治区阿克苏地区库车市境内，塔河油田 8 区、塔河油田 10 区，西北部距库车市约 76km，隶属于塔河油田采油三厂管辖。

本项目部署老井侧钻 4 口（TH10294X、TH10250、TH10298、TK872X），老井不新增地面设施；新建 TH102117X 井至 T707CH 井采油管线 601m，新建 T707CH 井场至 TH102117X 井场掺稀管线 601m、燃料气管线 601m，4 口侧钻老井管线均可利旧；本次部署的 4 口侧钻井地面配套的热力、电力、自控、通信均可利旧。侧钻后单井平均产油 14t/d，最高产油 1.42 万 t/a。油气外输及处理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，

H₂S1 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、钠、氟化物、钙、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 8 区、10 区。根据工程分析，本项目总占地 2.2508hm²，均为临时占地，不新增永久占地。土壤类型主要为盐土、风沙土、草甸土等。自然植被主要是刚毛柺柳、芦苇、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 2.2508hm²，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，运至塔河油田绿色环保站处理，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三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，运至塔河油田绿色环保站处理。

（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，进入塔河油田绿色环保站处理。清管废渣由塔河油田绿色环保站进行处理。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；加强井区的野生动物保护，对施工人员进行野生动物保护法的宣传教育，严禁施工人员猎杀野生动物；施工过程中，加强施工人员的管理，严格限值施工活动范围，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滥砍滥伐，严格限制人员的活动范围，破坏沿线的生态环境；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；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。

（2）大气环境保护措施

本项目集输采用密闭流程，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三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、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。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，进入塔河油田绿色环保站处理。清管废渣由塔河油田绿色环保站进行处理。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 5408 万元，其中保护投资约 163 万元，环境保护投资占总投资的 3%。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。