塔河油田西部奥陶系油藏
TH121191DH 等井产能建设项目
环境影响报告书

（拟报批稿）

中国石油化工股份有限公司西北油田分公司

2025 年 5 月

拟建 TH122152X 井周边生态概况　　拟建 TH124120X 周边生态概况

拟建 TH124121X 井周边生态概况　　拟建 TH124122H 井周边生态概况

依托已建 TH12441 阀组　　依托已建 12-10 计转站

现 场 掠 影

目 录

1.概述 1
1.1 项目特点 1
1.2 环境影响评价过程 2
1.3 分析判定相关情况 5
1.4 关注的主要环境问题和环境影响 6
1.5 环境影响评价主要结论 6
2.总则 8
2.1 评价目的与原则 8
2.2 编制依据 9
2.3 环境影响因素识别和评价因子筛选 14
2.4 环境功能区划 16
2.5 评价因子和评价标准 17
2.6 评价工作等级和评价范围 23
2.7 评价时段与评价重点 34
2.8 控制污染与环境保护目标 34
2.9 评价方法 36
3.建设项目工程概况和工程分析 38
3.1 项目开发现状及环境影响回顾 38
3.2 现有工程 52
3.3 拟建工程概况 52
3.4 工程分析 80
3.5 清洁生产分析 106
3.6 污染物排放总量控制 114
3.7 相关法规、政策符合性分析 115
3.8 相关规划符合性分析 120
3.9 选址、选线合理性分析 128
3.10“三线一单”符合性分析 133

4.环境现状调查与评价 138
4.1 自然环境概况 138
4.2 环境质量现状调查与评价 142
4.3 生态环境现状调查与评价 172
5.环境影响预测与评价 198
5.1 生态环境影响分析 198
5.2 大气环境影响分析 211
5.3 声环境影响分析与评价 222
5.4 地表水环境影响分析 227
5.5 地下水环境影响分析 230
5.6 固体废物影响分析 245
5.7 土壤环境影响分析 248
6.环境风险评价 257
6.1 评价依据 257
6.2 环境敏感目标概况 258
6.3 环境风险识别 259
6.4 环境风险分析 265
6.5 环境风险管理措施与对策建议 268
6.6 风险评价结论 278
7.环境保护措施及可行性论证 280
7.1 施工期环境保护措施 280
7.2 运营期环境保护措施 296
7.3 退役期环境保护措施 308
8.碳排放影响评价 311
8.1 碳排放分析 311
8.2 减污降碳措施 318
8.3 碳排放评价结论及建议 319
9 环境影响经济损益分析 320
9.1 环境效益、社会效益分析 320

9.2 环保投资分析 322
10.环境管理与监测计划 323
10.1 环境管理体系的建立和运行 323
10.2 环境管理机构 329
10.3 污染物排放清单 332
10.4 环境监测计划 333
10.5 环保设施竣工验收管理 335
11.结论 338
11.1 项目概况 338
11.2 产业政策符合性 338
11.3 规划符合性 338
11.4 环境质量现状 339
11.5 污染物排放情况 340
11.6 环境影响预测与分析 341
11.7 环境保护措施 343
11.8 公众意见采纳情况 345
11.9 环境影响经济损益分析 345
11.10 环境管理与监测计划 345
11.11 结论 345

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塔河油田位于新疆塔里木盆地北部，是中国第一个古生界海相亿吨级大油田，也是塔里木盆地主要石油天然气资源蕴藏区之一，资源量约 30 亿吨。根据《关于〈中国石油化工股份有限公司西北油田分公司“十四五”规划环境影响报告书〉的审查意见》（新环审〔2022〕147 号），中国石油化工股份有限公司西北油田分公司“十四五”规划期间实施 23 个探矿权，面积约为 7.825 万平方千米；12 个采矿权，面积约为 0.565 万平方千米。规划实施三维地震勘探 1.05 万平方千米，新增探井 275 口、开发井 1216 口，到 2025 年建成年产 1500 万吨油当量油气田。塔河油田十二区位于西北油田分公司油气勘查开采矿权范围中的塔河油田油气开采范围内，由采油二厂进行管理和开发。

塔河油田西部奥陶系油藏 TH121191DH 等井产能建设项目（以下简称“本项目”）属中国石油化工股份有限公司西北油田分公司采油二厂管辖。采油二厂是一个集油气开采、集输和处理为一体的多功能、高效率现代化采油企业，管辖塔河 6 区、7 区、10 区北、12 区等油田区块。

本项目位于塔河油田 12 区，所在区域行政区隶属阿克苏地区库车市。塔河油田 12 区目前已经历 2007 年“塔河油田 12 区开发地面工程先期配套项目”（简称：先期配套，批复：新环监函〔2008〕80 号，验收：新环评价函〔2010〕587 号）、2008 年“塔河油田 12 区奥陶系油藏东区产能建设项目”（简称：12 区东区，批复：新环监函〔2009〕151 号，验收：新环函〔2015〕909 号）、2009 年“塔河油田 12 区奥陶系油藏总体开发项目”（简称：12 区整体，批复：新环评价函〔2010〕644 号，验收：新环评价函〔2012〕855 号）、2010 年“塔河油田 12 区奥陶系油藏第三期开发项目”（简称 12 区三期，批复：新环评价函〔2011〕619 号，验收：新环函〔2015〕914 号）、2011 年“塔河油田 12 区奥陶系油藏第四期开发项目”（简称 12 区四期，批复：新环评价函〔2011〕1004 号，验收新环函〔2017〕52 号）、2012 年“塔河油田 12 区奥陶系油藏第五期开发项目”（简称

12 区五期，批复：新环评价函〔2013〕493 号）、2013 年“塔河油田 12 区奥陶系油藏第六期开发项目”（简称 12 区六期，批复：新环函〔2014〕165 号，验收：西北油安〔2019〕348 号）、2014 年“塔河油田奥陶系油藏第七期开发项目”（简称 12 区七期，批复：新环函〔2015〕196 号，验收：西北油安〔2019〕343 号）等大规模开发建设以及“塔河油田 12 区奥陶系油藏 2015-2016 年产能建设项目”简称（2015~2016 产能，批复：新环函〔2017〕85 号，验收：油田环验〔2019〕2 号）、2022 年“塔河油田 12 区奥陶系 2022 年产能建设项目报告书”（简称 2022 年产能，批复：新环审〔2022〕66 号）、2023 年“塔河油田塔河十二区 2023 年第一期产能建设项目”（简称 2023 年产能，批复：新环审〔2023〕45 号）、2024 年“塔河油田 12 区 2024 年产能建设项目环境影响报告书”（简称 2024 年产能，批复：新环审〔2024〕31 号）。目前塔河油田 12 区奥陶系油藏年产油 183.9 万吨、产气 5586.5 万立方米。

本项目部署新采油井 6 口、新建井场 6 座，新井场各增加 1 座 200kW 真空燃气加热炉；配套建设单井集输管线 12.961km，燃料气管线、掺稀管线与集输管线同沟埋地敷设；建设通井道路 1.898km；配套建设土建、电气、自控等工程。本项目总投资 2302.73 万元，建成后新增产能 4.2 万吨/年。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已有地面设施。

由于该区油井较为分散，油气集输系统采用三级布站方式，即：单井-计量阀组间/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四号联合站进行油气水处理。

1.2 环境影响评价过程

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，为老区块滚动开发项目；根据新水水保〔2019〕4 号，项目所在的阿克苏地区库车市属于水土流失重点治理区，涉及《建设项目环境影响评价分类管理名录》（2021 年）第三条中的环境敏感区。根据《中华人民共和国环境影响评价法》《国务院关于修改〈建设项目环境保护管理条例〉的决定》以及《建设项目环境影响评价分类管理名录》（2021 年），本项目环境影响评价范围内涉及公益林和永久基本农田，为《建设项目环境影响评价分类管理名录》（2021 年）中第 7 项陆地

石油开采中“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。

2025 年 3 月 15 日，中国石油化工股份有限公司西北油田分公司（以下简称“建设单位”）委托新疆天合环境技术咨询有限公司（以下简称“天合公司”）承担本项目的环境影响评价工作（见附件 1）。

天合公司接受环评委托后，在建设单位的协助下，按照环境影响评价的相关技术导则及有关工作程序，组织专业人员，对项目区现场实地踏勘、开展现状调查工作、收集资料及其他支撑性文件资料，对建设项目进行工程分析，根据各环境要素的评价等级对各要素环境影响进行预测和评价，提出环境保护措施并进行经济技术论证。受天合公司委托，新疆广宇众联环境监测有限公司于 2025 年 4 月对本项目评价区域地下水环境、声环境、土壤环境质量现状进行了监测。

在以上基础上，天合公司编制完成了《塔河油田西部奥陶系油藏 TH121191DH 等井产能建设项目环境影响报告书》（以下简称“报告书”）。环境影响评价的工作程序见图 1.2-1。

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

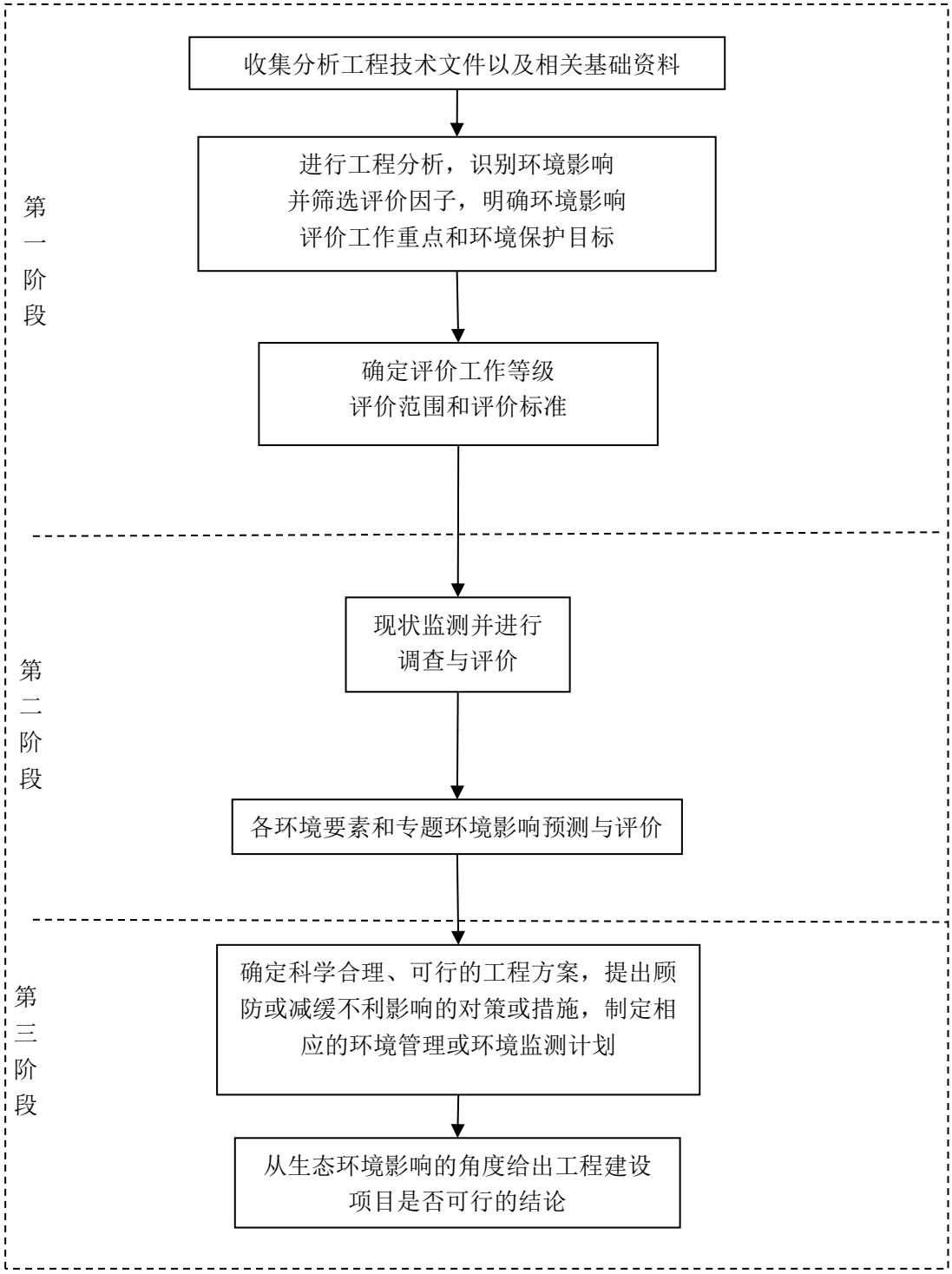

图 1.2-1　　评价工作程序图（HJ349-2023）

1.3 分析判定相关情况

（1）产业政策符合性判定结论

本项目属于石油、天然气开采项目，根据《产业结构调整指导目录（2024年本）》，本项目属于第一类“鼓励类”第七条“石油、天然气”第一款“常规石油、天然气勘探与开采”，属于鼓励类项目，符合国家当前产业政策要求。

（2）政策、法规符合性分析

本项目符合《石油天然气开采业污染防治技术政策》《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函〔2019〕910 号）等相关政策、法律法规相关要求。

（3）规划符合性判定结论

本项目位于阿克苏地区库车市，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》《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》《中国石油化工股份有限公司西北油田分公司“十四五”规划》《阿克苏地区生态环境保护“十四五”规划》《阿克苏地区国土空间规划（2021 年-2035 年）》相关要求。

（4）选址合理性分析判定结论

项目选址符合生态环境分区管控要求，不涉及法律法规明令禁止建设的区域，避开了生态保护红线，远离居民集中区、医院、学校等环境敏感区。项目建成后所在区域的环境功能不会降低，对环境的影响属可接受的范围，选址、选线基本合理。

（5）三线一单符合性判定结论

根据《阿克苏地区“三线一单”生态环境分区管控方案方案》，本项目所在区域属于“一般管控单元”，本项目运营期采出水依托塔河油田四号联合站；所在区域属于大气环境质量不达标区域，本项目实施后排放大气污染物不会造成区域环境空气质量等级改变。本项目在正常状况下不会造成土壤环境质量超标，不会增加土壤环境风险；水资源消耗、土地资源、能源消耗等均能够达到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，因此，本项目建设符合“三线一单”生态环境分区管控方案要求。

本项目符合国家和新疆相关法律法规及产业政策，不涉及生态红线，符合新疆经济发展规划、环保规划等，无重大环境制约因素。

1.4 关注的主要环境问题和环境影响

本项目重点关注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、运输车辆尾气、焊接烟尘、试压废水、生活污水等污染问题；运营期井场燃气加热炉烟气、无组织挥发的非甲烷总烃、作业废水、采出水、含油污泥、落地油等对环境产生的影响。

本项目环境影响主要来源于钻井、井场建设、集输管线建设等工艺过程，环境影响包括施工期、运营期、退役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。根据资料收集和现场调查，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，不在拟定的生态保护红线内，除油区工作人员外，项目区无人居住。重点保护目标是：评价范围内的永久基本农田、公益林、水土流失重点治理区、荒漠动植物及其生境。

1.5 环境影响评价主要结论

本项目属于《产业结构调整指导目录（2024 年本）》中“鼓励类”项目，符合国家产业政策；符合《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》《石油天然气开采业污染防治技术政策》等法规和政策要求；符合《新疆生态环境保护“十四五”规划》《阿克苏地区国土空间规划（2021 年-2035 年）》《中国石油化工股份有限公司西北油田分公司“十四五”规划》等要求；项目不涉及依法划定的自然保护区、饮用水源保护区、风景名胜区、森林公园等环境敏感区；项目区涉及公益林，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；中国石油化工股份有限公司西北油田分公司按照《环境影响评价公众参与办法》，在本项目环评过程中开展了公众参与调查，至信息公告的截止日期没有收到相关反馈信息。

评价认为：只要在施工期、运营期、退役期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

态破坏可有效降低，环境风险可以接受，从环境保护角度看，本项目选址合理，建设从生态环境影响的角度是可行的。

2.总则

2.1 评价目的与原则

2.1.1 评价目的

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

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

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

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

通过上述评价，论证项目在环境方面的可行性，给出环境影响评价结论，为本项目的设计、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，优化本项目建设，服务环境管理。

（2）科学评价

规范环境影响评价方法，科学分析本项目建设对环境质量的影响。

（3）突出重点

根据建设项目的工程内容及其特点，明确与环境要素间的作用效应关系，根据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 国家及地方法律法规、条例、规章

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（2023 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

序号	依据名称	会议、主席令、文号	实施时间
5	国务院关于印发水污染防治行动计划的通知	国发〔2015〕17 号	2015-04-02
6	国务院关于印发空气质量持续改善行动计划的通知	国发〔2023〕24 号	2023-11-30
7	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
8	中共中央、国务院关于全面加强生态环境保护坚决打好污染防治攻坚战的意见	中发〔2018〕17 号	2018-06-16
9	中华人民共和国森林法实施条例	国务院令第 278 号	2018-03-19
10	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
11	排污许可管理条例	国务院令第 736 号	2021-03-01
12	中共中央 国务院关于深入打好污染防治攻坚战的意见	国务院〔2021〕32 号	2021-11-02
13	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
14	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
15	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
16	突发事件应急预案管理办法	国办发〔2024〕5 号	2024-01-31
17	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
18	中共中央办公厅、国务院办公厅关于加强生态环境分区管控的意见	——	2024-03-06
三	**部门规章与部门发布的规范性文件**		
1	建设项目环境影响评价分类管理名录（2021 年版）	生态环境部令第 16 号	2021-01-01
2	环境影响评价公众参与办法	生态环境部令第 4 号	2019-01-01
3	关于印发《企业事业单位突发环境事件应急预案备案管理办法（试行）》的通知	环发〔2015〕4 号	2015-01-08
4	国家危险废物名录（2025 年版）	生态环境部规章	2024-11-26
5	产业结构调整指导目录（2024 年本）	国家发展和改革委员会令第 7 号	2024-02-01
6	关于进一步加强环境影响评价管理防范环境风险的通知	环发〔2012〕77 号	2012-07-03
7	关于加强西部地区环境影响评价工作的通知	环发〔2011〕150 号	2011-12-29
8	关于切实加强风险防范严格环境影响评价管理的通知	环发〔2012〕98 号	2012-08-07
9	关于加强国家重点生态功能区环境保护和管理的意见	环发〔2013〕16 号	2013-01-22
10	关于强化建设项目环境影响评价事中事后监管的实施意见	环环评〔2018〕11 号	2018-01-25
11	关于印发地下水污染防治实施方案的通知	环土壤〔2019〕25 号	2019-03-28
12	关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知	环办环评函〔2019〕910 号	2019-12-13
13	关于印发〈生态保护红线划定指南〉的通知	环办生态〔2017〕48 号	2017-05-27
14	石油天然气开采业污染防治技术政策	环保部公告 2012 年第 18 号	2012-03-17
15	关于做好沙区开发建设项目环评中防沙治沙内容评价工作的意见	林沙发〔2013〕136 号	2013-09-01

序号	依据名称	会议、主席令、文号	实施时间
16	危险废物转移管理办法	生态环境部 公安部 交通运输部 23 号令	2021-11-30
17	建设项目危险废物环境影响评价技术指南	生态环境部公告 2017 年 第 43 号	2017-10-01
18	危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采	生态环境部公告 2021 年 第 74 号	2021-12-21
19	关于在南疆四地州深度贫困地区实施〈环境影响评价技术导则 大气环境（HJ2.2-2018）〉差别化政策有关事宜的复函	环办环评函〔2019〕590 号	2019-06-30
20	危险废物排除管理清单（2021 年版）	生态环境部公告 2021 年第 66 号	2021-12-03
21	挥发性有机物（VOCs）污染防治技术政策	生态环境部公告 2013 年第 31 号	2013-05-24
22	关于加快解决当前挥发性有机物治理突出问题的通知	环大气〔2021〕65 号	2021-08-04
23	石油和天然气开采行业清洁生产评价体系指标（试行）	国家发展改革委公告 2009 第 3 号	2009-02-19
24	国家重点保护野生植物名录（2021 年）	国家林业和草原局 农业农村部公告 2021 年第 15 号	2021-09-07
25	国家重点保护野生动物名录	国家林业和草原局 农业农村部公告 2021 年第 3 号	2021-02-05
26	关于印发《建设项目环境影响评价政府信息公开指南（试行）》的通知	环办〔2013〕103 号	2014-01-01
27	关于发布《建设项目竣工环境保护验收暂行办法》的公告	国环规环评〔2017〕4 号	2017-11-20
28	突发环境事件应急管理办法	环境保护部令第 34 号	2015-06-05
29	关于规范临时用地管理的通知	自然资规〔2021〕2 号	2021-11-04
30	国家级公益林管理办法	林资发〔2017〕34 号	2017-05-08
31	天然林保护修复制度方案	中央全面深化改革委员会第六次会议	2019-07-23
32	建设项目使用林地审核审批管理办法	国家林业和草原局令第 35 号	2015-05-01
33	《危险化学品目录（2022 调整版）》	/	2019-07-15
34	关于《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》	生态环境部公告 2021 年第 24 号	2021-06-11
四	**地方性法规及通知**		
1	新疆维吾尔自治区环境保护条例（2018 年修正）	自治区 13 届人大第 6 次会议	2018-09-21
2	新疆维吾尔自治区野生植物保护条例（2018 年修正）	自治区 13 届人大第 6 次会	2018-09-21

序号	依据名称	会议、主席令、文号	实施时间
		议	
3	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
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《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》	生态环境部公告 2021 年第 24 号	2021-06-11
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	新疆维吾尔自治区重点行业生态环境准入条件（2024 年）	新环发〔2024〕93 号	2024-06-09
15	转发《关于强化建设项目环境影响评价事中事后监管的实施意见》	新环办发〔2018〕80 号	2018-03-27
16	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
17	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
18	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
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	新疆维吾尔自治区国土空间规划（2021-2035 年）	国函〔2024〕70 号	2024-05-17
25	阿克苏地区国土空间规划（2021 年-2035 年）	阿克苏地区行政公署	2022-06

序号	依据名称	会议、主席令、文号	实施时间
26	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
27	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
28	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
29	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
30	新疆维吾尔自治区人民政府关于公布新疆维吾尔自治区重点保护野生植物名录的通知	新政发〔2023〕63 号	2023-12-29
31	新疆维吾尔自治区建设项目使用林地审核审批管理办法（试行）	新林资字〔2015〕497 号	2015-01-01
32	关于在南疆五地州实施建设项目大气主要污染物和重金属削减指标差别化政策的通知	新环办环评〔2024〕20 号	2024-03-25

2.2.2 环评有关技术规定

环评有关技术规定见表 2.2-2。

表 2.2-2　环评技术导则依据一览表

序号	依据名称	标准号	实施时间
1	建设项目环境影响评价技术导则　总纲	HJ2.1-2016	2017-01-01
2	环境影响评价技术导则　大气环境	HJ2.2-2018	2018-12-01
3	环境影响评价技术导则 地表水环境	HJ2.3-2018	2019-03-01
4	环境影响评价技术导则　声环境	HJ2.4-2021	2022-07-01
5	环境影响评价技术导则　生态影响	HJ19-2022	2022-07-01
6	环境影响评价技术导则　地下水环境	HJ610-2016	2016-01-07
7	环境影响评价技术导则　陆地石油天然气开发建设项目	HJ349-2023	2024-01-01
8	建设项目环境风险评价技术导则	HJ169-2018	2019-03-01
9	环境影响评价技术导则　土壤影响（试行）	HJ964-2018	2019-07-01
10	水土保持综合治理技术规范	GB/T16453.1~6-2008	2009-02-01
11	生产建设项目水土保持方案管理办法	水利部令第 53 号	2023-01-17
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	HJ 2025-2012	2013-03-01
14	石油天然气工业健康、安全与环境管理体系	SY/T6276-2014	2015-03-01
15	石油化工企业环境保护设计规范	SH/T3024-2017	2018-01-01
16	危险废物贮存污染控制标准	GB18597-2023	2023-02-03
17	油气田含油污泥综合利用污染控制要求	DB 65/T 3998-2017	2017-05-30

18	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
19	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
20	陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范	DZ/T0317-2018	2018-10-01
21	油田注水工程设计规范	GB50391-2014	2015-05-01
22	石油天然气工业套管和油管的维护和使用	GB/T 17745-2011	2011-10-01
23	石油化工工程防渗技术规范	GB/T 50934	2014-06-01
24	油田注水工程施工技术规范	SY/T 4122-2020	2021-02-01
25	陆上石油天然气生产环境保护推荐做法	SY/T6628-2005	2005-11-01
26	废弃井及长停井处置指南	SY/T6646-2017	2018-03-01
27	生物多样性观测技术导则	HJ710.1~13-2014	2015-01-01
28	污染源源强核算技术指南 准则	HJ884-2018	2018-03-17
29	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 其他

（1）塔河油田西部奥陶系油藏 TH121191DH 等井产能建设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；

（2）塔河油田西部奥陶系油藏 TH121191DH 等井产能建设项目相关资料，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、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，环境影响因素识别详见表 2.3-1。

表 2.3-1　影响因素识别

序号	时段	主要影响因素	主要环境影响因子	分析结果
1	施工期	井场	占地、动植物影响	-

序号	时段	主要影响因素	主要环境影响因子	分析结果
		管线建设	破坏土壤和植被	-
			引起水土流失	-
			影响土地利用	-
			声环境	-
			改变自然景观	-
			影响道路交通	-
		生活污水	COD、BOD_5、NH_3-N	-
		施工机械和车辆尾气	NO_2、CO、SO_2、烃类挥发	-
		施工垃圾和生活垃圾	污染土壤环境	-
		施工机械和车辆噪声	影响声环境质量	-
2	运营期（正常工况）	采出水	石油类	-
		井下作业废水	石油类	-
		井场无组织废气排放	NMHC、H_2S	-
		加热炉废气	NOx、SO_2、颗粒物	
		设备噪声	影响声环境质量	-
		落地油、废防渗材料、清管废渣	土壤、地下水	-
		原油生产	对当地社会经济的拉动、使用地区大气环境的改善	＋＋
3	运营期（事故工况）	集输管线破损泄漏	污染土壤环境、水环境、火灾爆炸危险	-
4	退役期	封堵井眼，拆除地面装置	固废	-
		场地恢复	生态	+

注：“- -”为负影响较大；“-”为负影响较小；“+ +”正影响较大；“+”为正影响较小。

2.3.2 评价因子

根据《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023），评价因子见表 2.3-2。

表 2.3-2　　评价因子一览表

环境要素 / 单项工程	时期	大气	地表水	地下水	土壤	生态	噪声
钻前工程	施工期	颗粒物	/	耗氧量、氨氮、石油类等	/	地表扰动面积及类型、生态系统完整性	/
钻井工	施工	SO_2、NOx、	/	pH 值、挥发	pH 值、石油烃	/	昼、夜

环境要素 单项工程	时期	大气	地表水	地下水	土壤	生态	噪声
程	期	NMHC		酚、耗氧量、氨氮、硫化物、氯化物、石油类、总硬度、溶解性总固体、钡、汞、砷、六价铬等	（C_{10}~C_{40}）、汞、砷、六价铬、土壤盐分含量等		间等效声级（L_d、L_n）
储层改造工程	施工期	SO_2、NOx、NMHC	/			/	
油气集输工程	施工期	颗粒物	/	耗氧量、氨氮、石油类等	/	地表扰动面积及类型、植被覆盖度、生物量损失、物种多样性、生态系统完整性等	/
	运营期	SO_2、NOx、NMHC、H_2S、颗粒物	/		石油烃	土壤肥力或林地立地条件、生物多样性、生态系统完整性等	昼、夜间等效声级（L_d、L_n）
油气处理工程	施工期	/	/	/	/	/	/
	运营期	/	/	/	/	/	/

2.4 环境功能区划

2.4.1 环境空气

根据《环境空气质量标准》（GB3095-2012）要求，项目所在区域属于二类功能区。

2.4.2 水环境

区域内主要地表水体为喀让古买里斯支渠、库车河岔流喀什古艾肯河、库车河岔流喀让古艾肯河等，主要水体功能为灌溉，按《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中的 III 类标准执行。

根据《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中地下水分类标准，该区域地下水按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》，本项目涉及塔里木盆地暖温荒漠及绿洲农业生态区、塔里木盆地西部/北部荒漠及绿洲农业生态亚区、塔里木河上中游乔灌草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、SO_2、NO_2、$PM_{2.5}$、PM_{10}、CO、O_3 六项指标执行《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准。对于未作出规定的 NMHC 参照执行《大气污染物综合排放标准详解》2.0mg/m^3 的标准，H_2S 参考执行《环境影响评价技术导则　大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 中的 1h 平均浓度限值 10μg/m^3。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	二级标准限值（μg /m^3）	标准来源

		年平均	24 小时平均	1 小时平均	
1	总悬浮颗粒物（TSP）	200	300	/	《环境空气质量标准》（GB3095-2012）及修改单
2	二氧化硫（SO_2）	60	150	500	
3	二氧化氮（NO_2）	40	80	200	
4	细颗粒物（粒径小于等于 2.5 微米，$PM_{2.5}$）	35	75	/	
5	可吸入颗粒物（粒径小于等于 10 微米，PM_{10}）	70	150	/	
6	一氧化碳（CO）	/	4000	10000	
7	臭氧（O_3）	/	160	200	
8	氮氧化物（NOx）	50	100	250	
9	非甲烷总烃（NMHC）	/	/	2000	参考《大气污染物综合排放标准》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

区域地下水执行《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）的III类标准；石油类参照《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中的III类标准。具体标准值见表 2.5-2。

表 2.5-2　地下水质量标准值

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	20	钠（mg/L）	≤200
2	嗅和味	无	21	总大肠菌群（MPN/100mL 或 CFU/100mL）	≤3.0
3	浑浊度（NTU）	≤3	22	菌落总数（CFU/mL）	≤100
4	肉眼可见物	无	23	亚硝酸盐（以 N 计）（mg/L）	≤1.0
5	pH（无量纲）	5.5≤pH＜6.5	24	硝酸盐（以 N 计）（mg/L）	≤20.0
6	总硬度（以 $CaCO_3$ 计）（mg/L）	≤450	25	氰化物（mg/L）	≤0.05
7	溶解性总固体	≤1000	26	氟化物（mg/L）	≤1.0
8	硫酸盐（mg/L）	≤250	27	碘化物（mg/L）	≤0.08
9	氯化物（mg/L）	≤250	28	汞（mg/L）	≤0.001
10	铁（mg/L）	≤0.3	29	砷（mg/L）	≤0.01
11	锰（mg/L）	≤0.10	30	硒（mg/L）	≤0.01
12	铜（mg/L）	≤1.00	31	镉（mg/L）	≤0.005

序号	监测项目	标准值	序号	监测项目	标准值
13	锌（mg/L）	≤1.00	32	铬（六价）（mg/L）	≤0.05
14	铝（mg/L）	≤0.20	33	铅（mg/L）	≤0.01
15	挥发性酚类（以苯酚计）（mg/L）	≤0.002	34	三氯甲烷（μg/L）	≤60
16	阴离子表面活性剂（mg/L）	≤0.3	35	四氯化碳（μg/L）	≤2.0
17	耗氧量（COD_{Mn}法，以 O_2 计）（mg/L）	≤3.0	36	苯（μg/L）	≤10.0
18	氨氮（以 N 计）（mg/L）	≤0.50	37	甲苯（μg/L）	≤700
19	硫化物（mg/L）	≤0.02	38	石油类（mg/L）	≤0.05

（3）声环境

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

（4）土壤环境

根据《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》(GB36600-2018)，油田内地面工程、井场等建设用地为第二类用地，结合项目所在区域环境特征，本项目占地范围内执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）表 1 第二类用地筛选值标准，见表 2.5-3；占地范围外执行《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）表 1 筛选值标准，根据监测结果，在监测期间，本项目区域土壤 pH 在 7.10~8.42，因此占地范围外土壤执行《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）表 1 中 pH>7.5 所列筛选值标准，见表 2.5-3。石油烃执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）表 2 第二类用地筛选值标准。

表 2.5-3（1）《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》表 1 筛选值标准

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

序号	监测项目	单位	标准值	序号	监测项目	单位	标准值
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	䓛	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	mg/kg	4500
24	三氯乙烯	mg/kg	2.8	48	含盐量	g/kg	/

表 2.5-3（2）《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》表 1 风险筛选值

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

2.5.2 污染物排放因子及标准

（1）废气

本项目新增井场燃气加热炉执行《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表 2 新建锅炉大气污染物排放浓度限值；非甲烷总烃无组织排放执行《陆上石油天然气开采工业污染物排放标准》（GB39728-2020）企业边界污染物控制要求；H_2S 无组织排放执行《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 中的 1h 平均浓度限值 10μg/m^3。具体标准限值要求见表 2.5-4。

表 2.5-4 大气污染物排放标准值

污染源	污染物	最高允许排放浓度（mg/m^3）	标准来源
加热炉烟气	NOx	200	《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）
	SO_2	50	
	颗粒物	20	
油气生产设施无组织废气	NMHC	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_2S	0.06	《恶臭污染物排放标准》（GB 14554-93）中新建项目二级标准

（2）废水

施工期生活污水经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，参照执行《农村生活污水处理排放标准》（DB 65 4275-2019）表 2 中的 B 级标准，标准值见表 2.5-5。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 2.5-5 《农村生活污水处理排放标准》（DB 65 4275-2019）表 2 农村生活污水处理设施出水用于生态恢复的污染物排放限值（日均值）

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

按照《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函〔2019〕910 号）规定：在相关行业污染物控制标准发布前，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。

项目运营期产生的采出水依托塔河油田四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）中储层空气渗透率（μm^2）≥2.0 的标准，标准值见表 2.5-6。

表 2.5-6　回注水水质主要控制指标

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

（3）噪声

施工期采用《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）（即昼间 70dB（A），夜间 55dB（A））；

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[即昼间 60dB（A），夜间 50dB（A）]。

（4）固体废物

根据项目产生的各种固体废物的性质和去向，含油污泥满足《陆上石油天然气开采含油污泥资源化综合利用及污染控制技术要求》（SY/T7301-2016）相关要求及《关于含油污泥处置有关事宜的通知》（新环办发〔2018〕20 号）要求；钻井固体废物执行《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T 3997-2017）要求。一般工业固体废物贮存执行《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB 18599-2020）；危险废物贮存执行《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）。

（5）重大危险源识别标准

本项目涉及危险物质主要是原油、天然气、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

本项目新增废气排放源主要为 6 台井场加热炉排放的废气和 6 座井场非甲烷总烃、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）附录 A 推荐的估算模型 AERSCREEN 计算项目污染源的最大环境影响，选取 SO_2、NOx、PM_{10}、非甲烷总烃（NMHC）、硫化氢（H_2S）等为候选因子核算，计算出其最大地面浓度占标率 Pi（第 i 个污染物，简称“最大浓度占标率”）及其地面浓度达标准值 10%时所对应的最远距离 D10%。其中 Pi 定义为：

式中：Pi——第 i 个污染物的最大地面空气质量浓度占标率，%；

ρi——采用估算模式计算出的第 i 个污染物的最大 1h 地面空气质量浓度，μg/m3；

ρ0i——第 i 个污染物的环境空气质量标准，μg/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 5.2 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}≥10%
二级评价	1%≤P_{max}＜10%
三级评价	P_{max}＜1%

估算模式所用参数见表 2.6-2。

表 2.6-2　估算模型参数表

参数		取值
城市农村/选项	城市/农村	农村

参数		取值
	人口数（城市人口数）	/
最高环境温度（°C）		41.5
最低环境温度（°C）		-27.4
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
	地形数据分辨率（m）	90
是否考虑海岸线熏烟	考虑海岸线熏烟	否
	海岸线距离（km）	/
	海岸线方向（°）	/

本次预测估算结果详见表 2.6-3。

表 2.6-3　　估算模式计算结果表

序号	名　　称	评价因子	C_i	评价标准	P_i	P_{max}	最大浓度出现距离
/	单　　位	--	μg/m³	μg/m³	%	%	m
1	TH124122H 井场加热炉烟气	PM_{10}	0.34654	450	0.08	2.03	98
		SO_2	1.0861	500	0.22		
		NO_x	5.082	200	2.03		
		NMHC	0.92393	2000	0.05		
2	TH124121X 井场加热炉烟气	PM_{10}	0.34649	450	0.08		97
		SO_2	1.0859	500	0.22		
		NO_x	5.0813	200	2.03		
		NMHC	0.9238	2000	0.05		
3	TH124120X 井场加热炉烟气	PM_{10}	0.34625	450	0.08		99
		SO_2	1.0852	500	0.22		
		NO_x	5.0778	200	2.03		
		NMHC	0.923	2000	0.05		
4	TH122152X 井场加热炉烟气	**PM_{10}**	**0.346628**	**450**	**0.08**		98
		SO_2	**1.0861**	**500**	**0.22**		
		NO_x	**5.08387**	**200**	**2.03**		
		NMHC	**0.92434**	**2000**	**0.05**		
5	TH122151X 井场加热炉烟气	PM_{10}	0.338777	450	0.08		100
		SO_2	1.0615	500	0.21		
		NO_x	4.968723	200	1.99		
		NMHC	0.903404	2000	0.05		
6	TH121191DH 井场加热炉烟气	PM_{10}	0.346532	450	0.08		98
		SO_2	1.0858	500	0.22		
		NO_x	5.082468	200	2.03		
		NMHC	0.924085	2000	0.05		

表 2.6-4　　井场无组织废气估算模式计算结果表

序号	名　　称	评价因子	C_i	评价标准	P_i	P_{max}	最大浓度出现距离
/	单　　位	--	μg/m³	μg/m³	%	%	m
1	TH124122H 井场加热炉烟气	PM_{10}	0.34654	450	0.08	2.03	98
		SO_2	1.0861	500	0.22		
		NO_x	5.082	200	2.03		
		NMHC	0.92393	2000	0.05		
2	TH124121X 井场加热炉烟气	PM_{10}	0.34649	450	0.08		97
		SO_2	1.0859	500	0.22		
		NO_x	5.0813	200	2.03		
		NMHC	0.9238	2000	0.05		
3	TH124120X 井场加热炉烟气	PM_{10}	0.34625	450	0.08		99
		SO_2	1.0852	500	0.22		
		NO_x	5.0778	200	2.03		
		NMHC	0.923	2000	0.05		
4	TH122152X 井场加热炉烟气	**PM_{10}**	**0.346628**	**450**	**0.08**		98
		SO_2	**1.0861**	**500**	**0.22**		
		NO_x	**5.08387**	**200**	**2.03**		
		NMHC	**0.92434**	**2000**	**0.05**		
5	TH122151X 井场加热炉烟气	PM_{10}	0.338777	450	0.08		100
		SO_2	1.0615	500	0.21		
		NO_x	4.968723	200	1.99		
		NMHC	0.903404	2000	0.05		
6	TH121191DH 井场加热炉烟气	PM_{10}	0.346532	450	0.08		98
		SO_2	1.0858	500	0.22		
		NO_x	5.082468	200	2.03		
		NMHC	0.924085	2000	0.05		

经计算可知，本项目最大占标率为：2.03%（来自单井加热炉排放的 NOx），最大占标率 1%≤Pmax＜10%，根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）的要求，本次环评确定大气影响评价的工作等级为二级。

（2）评价范围

根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018），并结合本项目特点，最终确定将以各井场为中心，边长 5km 的矩形区域作为大气环境评价范围，具体见图 2.6-1 评价范围图。

2.6.2 地下水

（1）评价等级

本项目属于陆地石油开采项目，项目内容包含井场及油气集输管线建设。根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）及《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023）：“场站和内部集输管道分别判断行业类别。常规石油和页岩油、致密油等非常规石油开采井场、站场等

工程，按照 I 类建设项目开展地下水环境影响评价；常规天然气和页岩气、致密气等非常规天然气开采井场、站场（含净化厂）等工程，油类和废水等输送管道，按照II类建设项目开展地下水环境影响评价……”。因此，本项目 6 座井场为“I 类建设项目”、12.961 千米油气集输管线为“II类建设项目”。

表 2.6-4　地下水环境影响评价行业分类表（HJ610-2016）

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

项目所在区域不涉及集中式饮用水水源地准保护区及其补给径流区，亦无国家或地方政府设定的与地下水环境相关的其他保护区等，亦不属于水源地准保护区以外的补给径流区和特殊地下水资源保护区以外的分布区，且项目场地不涉及农村居民取水井等分散式饮用水水源地。因此，本项目地下水环境敏感程度分级为“不敏感”。

表 2.6-5　地下水环境敏感程度分级

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

表 2.6-6（1）　井场地下水环境影响评价工作等级划分

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

表 2.6-6（2）　　油气集输管线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

综上，本项目井场地下水环境影响评价工作等级为“二级”、油气集输管线地下水环境影响评价工作等级为“三级”。

（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。本项目采用“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 6km^2~20km^2 之间、三级评价的调查评价范围在 6km^2 以内，因此本项目根据地下水流向为西北向东南，选取各井场下游 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。

2.6.3 地表水

按照《环境影响评价技术导则　地表水环境》（HJ2.3-2018），项目属于水污染影响型建设项目。在油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。本次地表水环境影响评价重点论证项目废水综合利用不外排的可行性和可靠性，污（废）水处理设施的依托可行性。

2.6.4 生态环境

（1）评价等级

根据《环境影响评价技术导则　生态影响》（HJ19-2022），判定等级如下：

表 2.6-7　生态环境评价等级判定

序号	导则要求	本项目
a	涉及国家公园、自然保护区、世界自然遗产、重要生境时，评价等级为一级	不涉及
b	涉及自然公园时，评价等级为二级	不涉及
c	涉及生态保护红线时，评价等级不低于二级	不涉及
d	根据 HJ2.3 判断属于水文要素影响型且地表水评价等级不低于二级的建设项目，生态影响评价等级不低于二级	地表水为三级 B
e	根据 HJ 610、HJ 964 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公益林，生态影响评价等级不低于二级
f	当工程占地规模大于 20km^2 时（包括永久和临时占用陆域和水域），评价等级不低于二级；改扩建项目的占地范围以新增占地（包括陆域和水域）确定	本项目占地规模小于 20km^2
g	除本条 a）、b）、c）、d）、e）、f）以外的情况，评价等级为三级	/
h	当评价等级判定同时符合上述多种情况时，应采用其中最高的评价等级	二级

由上表可见，本项目生态环境影响评价工作等级确定为二级。

（2）评价范围

根据《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022）及《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023），本项目以井场场界周围 50m 范围、集输管道等线性工程两侧外延 300m 为评价范围；同时线性工程穿越公益林时，以线路穿越段向两端外延 1km、线路中心线向两侧外延 1km 为评价范围。生态评价范围见图 2.6-1。

2.6.5 环境风险

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）规定，本项目突发环境事件风险物质主要是原油、天然气（甲烷）、H_2S。本项目主要风险单元为密闭集输单元。

根据“章节 7.1.1”，确定本项目风险潜势为 I，环境风险评价为简单分析，不设置评价范围。

2.6.6 声环境

本项目噪声源主要包括施工期内钻井机械噪声、运营期井场机泵、加热炉噪声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 作为评价范围；二、三级评价范围可根据建设项目所在区域和相邻区域的声环境功能区划及敏感目标等实际情况适当缩小”，根据项目特点，本次环评声环境评价范围为各井场边界外扩 200m 作为评价范围。评价范围见图 2.6-1。

2.6.7 土壤环境

根据区域历史监测数据，工程所在区域土壤盐分含量大于 4g/kg，属于 HJ964-2018 附录 D.1 中中度盐化及以上地区，即项目所在区域属于土壤盐化地区，本项目类别同时按照生态影响型项目和污染影响型项目考虑，并根据不同项目类型类别分别判定评价等级。

（1）建设项目类别

本项目属于陆地石油开采项目，项目内容包含井场及油气集输管线建设。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）：“建设项目按照站场和内部集输管道分别判断行业分类。常规石油和页岩油、致密油等非常规石油开采井场、站场等工程，按照 I 类建设项目开展土壤环境影响评价；常规天然气和页岩气、致密气等非常规天然气开采（含天然气净化厂）站场等工程，油类和废水等输送管道，按照II类建设项目开展土壤环境影响评价……”。因此，本项目 6 座井场为“I 类建设项目”、12.961 千米油气集输管线为“II类建设项目”。

（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)，“建设项目占地规模分为大型（≥50hm^2）、中型（5～50hm^2）和小型（≤5hm^2）”。

本项目永久占地面积不足 5hm^2，占地规模为小型。

（3）建设项目敏感程度

①污染影响型

本项目涉及耕地（永久基本农田）、天然牧草地等土壤环境敏感目标，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 2.6-8 和表 2.6-9。

表 2.6-8（1） 井场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 2.6-8（2） 管线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 2.6-9（1） 井场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	—	—

表 2.6-9（2）　　管线污染影响型土壤环境评价工作等级划分依据一览表

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

本项目土壤项目类别为I类、II类，生态影响型环境敏感程度为敏感；项目占地规模为小型、污染影响型环境敏感程度为“敏感”。

综上，本项目井场生态影响型土壤环境影响评价工作等级为一级，管线生态影响型土壤环境影响评价工作等级为二级；井场污染影响型土壤环境影响评价工作等级为一级，管线污染影响型土壤环境影响评价工作等级为二级。

根据导则要求，土壤环境污染影响型评价范围为井场占地范围内全部以及占地范围外 1km 范围，土壤环境生态影响型评价范围为井场占地范围内全部以及占地范围外 5km 范围，同时兼顾油气集输管线两侧向外延伸 0.2km 作为调查评价范围。评价范围见图 2.6-1。

表 2.6-10　　各环境要素评价范围一览表

序号	环境要素		评价等级	评价范围
1	环境空气		二级	以各井场为中心，边长 5km 的矩形区域
2	地下水		井场：二级	各井场下游 2km、两侧 1km、上游 1km,集输管线两侧 200m
			管线：三级	
3	地表水环境		三级 B	——
4	生态环境		二级	场界周围 50m 范围、集输管道等线性工程两侧外延 300m 为评价范围；同时线性工程穿越重点公益林时，以线路穿越段向两端外延 1km、线路中心线向两侧外延 1km，面积约 29.87km^2
5	声环境		二级	各井场边界外扩 200m
6	土壤环境	生态影响型	井场：一级	井场占地范围内全部以及占地范围外 5km
			管线：二级	管线两侧 0.2km
		污染影响型	井场：一级	井场占地范围内全部以及占地范围外 1km
			管线：二级	管线两侧 0.2km
7	环境风险		简单分析	——

图 2.6-1 评价范围图

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）土壤及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

根据工程排污特点和周围环境情况，确定本评价污染控制及保护环境的目标为：工程建设应符合清洁生产的原则，采取成熟可靠的工艺技术，保证拟建项目污染物实现达标排放（符合相应标准要求，并使固体废物得到合理利用或无害化处置），使工程主要污染物排放总量符合国家和地方总量控制的要求。项目建成后，当地环境质量不发生较大改变，仍保持相应环境功能区划要求。

2.8.2 环境保护目标

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

根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018），环境空气保护目标为一类区的自然保护区、风景名胜区和其他需要特殊保护的区域，二类区中的居住区、文化区和农村地区中人群较集中的区域。经调查，本项目均不涉及。

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

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

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

综上，本评价主要环境保护目标见表 2.8-1、图 2.8-1。

表 2.8-1 环境保护目标

序号	环境要素	环境保护目标		相对位置/环保目标特征		环境保护要求
1	生态环境	重要物种		评价区域内塔里木兔等保护动、植物及其生境等		对重要物种分布区优先采取避让措施，无法避让的，会同林草部门采取移栽、异地保护等减缓措施，尽量减少因施工对植被的破坏、严禁猎杀野生动物
		其他环境敏感区	公益林	评价范围内	国家二级公益林和地方公益林主要生态功能为防风固沙	严格控制占地，做到“占补平衡”，维持区域林地生态功能不因项目实施而降低
			耕地	评价范围内	TH12441 阀组至 12-10 计转站复线和 TH124121X 井配套管线生态环境评价范围内分布有永久基本农田，种植作物主要为棉花等经济作物	对永久基本农田采取避让措施，保障区域农业生产和生物安全，本工程不得在基本农田新增永久占地
			水土流失重点治理区	项目所在域	塔里木河流域水土流失重点治理区	依法落实水土流失防治责任，促进区域生态文明建设

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
2	地下水环境	潜水含水层	井区及周边	执行《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中III类标准
3	土壤环境	天然牧草地	为天然牧草地，分布在TH122152X 井及其配套管线、TH122151X 井及其配套管线和TH121191DH 井及其配套管线所在区域	严格控制占地范围，执行《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB 15618-2018）标准要求
4	环境风险	区域大气、土壤、地下水等	油区内部	发生风险事故时，快速采取环境风险防范措施，确保风险事故对环境风险保护目标的影响程度可控

2.9 评价方法

本项目环境影响评价采用定量评价与定性评价相结合的方法，以量化评价为主。采用环境影响评价技术导则规定的评价方法予以分析。本次评价采用了物料衡算法、实测法、类比法、产污系数法、排污系数法等。本次环境评价使用的评价方法见表 2.9-1。

表 2.9-1　评价内容一览表

序号	项目	采用方法
1	环境影响因素识别方法	矩阵法
2	环境现状调查	收集资料法、现场调查法
3	工程分析	类比分析法、查阅参考资料法、产污系数法
4	影响评价	类比分析法、数学模式法、物理模型法

图 2.8-1 环境保护目标分布图

3.建设项目工程概况和工程分析

3.1 项目开发现状及环境影响回顾

3.1.1 区块开发现状

3.1.1.1 区块主体工程建设情况

塔河油田 12 区奥陶系油藏从 2000 年开始至目前主要经历了勘探-油藏评价阶段、规模开发、条带产建、井区调整等四个开发阶段。12 区隶属采油二厂，塔河油田 12 区奥陶系油藏探明面积 755.4km^2，探明地质储量 41682×10^{4}t，动用储量 25252×10^{4}t，标定可采储量为 3975×10^{4}t，标定采收率为 15.7%。塔河油田 12 区目前共有油气水井 505 口（油气生产井 457 口，注水井 27 口，长停井 10 口，封井 11 口），日产液能力 10319t，日产油能力 5924t，综合含水 35.35%，累计产油 2308.75×10^{4}t，采出程度 9.14%。

3.1.1.2 塔河油田 12 区公辅工程建设情况

（1）给排水

塔河油田 12 区各井场、站场为无人值守井站场，主要以巡检人员为主，生产过程中不涉及用水。塔河油田 12 区所在的采油二厂厂部设置有基地，基地人员生活用水通过水井取水，生活污水排入基地生活污水处理装置处理，基地生活污水采用一体化污水处理装置处理。生产过程中不涉及用水，废水主要为采出水和井下作业废液，采出水在各联合站分离出来后，通过采出水管线输送至区域回注水井回注地层，回注层位为油气开采层位。井下作业废液送至塔河油田绿色环保处理站处理。

（2）供热

塔河油田 12 区大部分井场根据生产需要设置有燃气加热炉，联合站设置有导热油炉为生产过程提供热量，燃料为联合站经过脱水脱硫脱烃后的天然气。采油厂厂部单独设置有供暖锅炉用于冬季供暖。

（3）供电

塔河油田 12 区范围内设置有 110kV 或 35kV 变电站，用于区域各站场及井场供电，区域电力线路网覆盖较全面，钻井期用电主要从周边已有电力线路上接入，未使用柴油发电机。

（4）集输管线及运输情况

目前塔河油田 12 区分布有塔河油田四号联合站，周边区域井场就近进入附近联合站进行油气水分离及处理，分离后的油、气通过已建管道外输。处理达标后的采出水通过管道经区域回注井回注油层。

（5）内部道路建设情况

目前塔河油田 12 区周边紧邻沙漠公路、库东公路，气田内部建设有主干路、支干路和通井道路，其中主干路按三级公路标准，支干路按四级公路标准，沥青混凝土路面；通井道路全部为砂石路面。

（6）储罐、运输及装载系统建设情况

塔河油田 12 区各井场不涉及储罐，现有储罐主要存在于计转站、联合站，其中各计转站现状仅进行计量，原有建设的储罐仅作为应急措施备用，联合站内经过分离后的原油可进入联合站内缓冲罐暂存，也可直接通过管道外输。目前塔河油田 12 区内各井场均实现采出液管输，联合站分离后的采出水全部通过输水管线送至注水井回注地层，油、气通过单独管道外输，基本不需要单独的装载系统，但各联合站仍预留有装卸口，主要用于试油阶段井场采出液的装卸。

3.1.1.3 环保设施建设情况及运行情况

（1）废气环保设施

废气主要来自燃料燃烧烟气和油气生产集输过程无组织挥发的非甲烷总烃、硫化氢。

燃料燃烧烟气主要来自站场及井场燃气加热炉及生活基地燃气锅炉，其燃料均为天然气，燃烧废气直接经烟囱排放。锅炉所燃烧的天然气为净化处理后的天然气，属于清洁燃料，燃烧产生的废气通过烟囱排放，排气筒高度均大于8m。根据例行监测结果，锅炉烟气中颗粒物、二氧化硫、氮氧化物均满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB 13271-2014）表2新建燃气锅炉大气污染物排放限值。

无组织挥发的非甲烷总烃、硫化氢为在石油开采、运输、处理过程中，由于阀门、管件泄漏及储罐呼吸造成的气体挥发而形成的。防止烃类气体和硫化氢挥

发的主要措施如下：针对大罐呼吸加装抽气回收装置；集输流程上尽量采用管道输送，工艺流程上采用密闭流程，并定期对阀门等生产设备进行检维修，保障生产设施的气密性，尽量减少无组织废气的排放量。根据例行监测结果，油田主要站场、典型井场的非甲烷总烃、硫化氢的无组织挥发监测浓度达到《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）中无组织排放非甲烷烃监控浓度限值的要求，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建项目二级标准。

（2）污水处理系统

塔河油田 12 区油藏采出水主要来源于油藏本身的底水、边水，随着开采年限的增加呈逐渐上升状态。塔河油田 12 区采出水经联合站采出水处理系统处理达标后，全部回注地下，不外排。污水处理系统主要包括污水处理工艺主流程及由污水、污油回收流程、污泥处理系统、反冲洗系统、加药系统组成的辅助系统，采出水处理满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）标准后，净化污水经高压注水泵增压，通过注水系统回注。根据例行监测结果，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指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）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。

（3）生活污水处理系统

塔河油田 12 区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，综合污水经机械格栅去除大颗粒杂物后进入隔油调节池，进行隔油、水质水量调节，由提升泵提升进入缺氧池进行脱氮处理，处理后自流进入厌氧池，利用厌氧菌的作用，去除废水中的有机物，进入好氧池，利用好氧微生物的新陈代谢作用，进一步把有机物分解成无机物，再进入二沉池对小颗粒悬浮物进行泥水分离，沉淀后的污水处理消毒池进行杀菌处理，再经过滤装置过滤后达标排入清水池，可直回用绿化浇灌。

根据例行监测数据，pH、COD、BOD_5、NH_3-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。

（4）噪声防治措施及设施

油气田开发噪声主要以站场的各类机泵运行时产生的机械噪声，如各场站机泵，井场采油机、井下作业机械等设备、加热炉等。塔河油田 12 区采油二厂对产噪设备采取了厂房隔声、消声器、固定基座等降噪方式。收集往年环评报告中的监测数据及评价时段内的环境噪声的监测数据，各区块声环境质量较好。

（5）西北油田分公司油田工程服务中心绿色环保工作站

2019 年初，西北油田分公司成立了西北油田分公司油田工程服务中心绿色环保工作站，该站包含了原塔河油田一号固废液处理站和塔河油田污油泥处理站，仅进行了整合和更名，未进行规模、地点、工艺等变化。

塔河油田一号固废液处理站位于库车市与轮台县交界处，行政区划隶属巴州轮台县，距轮台县约 51km，距轮南镇 28.4km，东侧 15km 为沙漠公路，东南侧 3.75km 为塔河油田采油一厂基地。塔河油田一号固废液处理站主要处理塔河油田废液、洗井废液、压裂酸化液及生活垃圾、含油废物等。

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 1430m^3/d（52.19 万 m^3/a），现状废液处置量约为 580m^3/d（21.14 万 m^3/a）。

图 3.1-1　塔河油田 12 区开发现状图

塔河油田 12 区

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 12 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，与本项目相关的主要工程“三同时”执行情况表 3.1-1。

表 3.1-1　本项目主要相关工程“三同时”执行情况表

序号	工程名称	所属项目	环评文件			验收文件		
			审批单位	环评批复文号	批准时间	验收单位	验收文号	验收时间
1	绿色环保站一号固废液处理场	塔河油田一号固废液处理站扩建工程环境影响报告表	原阿克苏地区环保局	阿地环函字〔2014〕236 号	2014 年 6 月 23 日	阿克苏地区环境保护监测站	阿地环函字〔2015〕501 号	2015 年 12 月 17 日
2	绿色环保站污油泥处理站	塔河油田污油泥处理站扩建工程环境影响报告书	原自治区环保厅	新环评价函〔2015〕811 号	2015 年 7 月 13 日	新疆环境保护科学研究院	新环函〔2016〕2005 号	2016 年 12 月 27 日
3	12-10 计转站	塔河油田 12 区奥陶系油藏第六期产能建设项目	原自治区环保厅	新环函〔2014〕165 号	2014 年 2 月 13 日	2019 年 9 月 4 日通过自主验收，西北油安〔2019〕348 号		
4	四号联合站	塔河油田四号联合站及原油外输配套工程	2012 年 11 月 16 日取得自治区环保厅批复：新环评价函〔2012〕1152 号			2015 年 11 月 3 日通过自治区环境保护厅验收，新环函〔2015〕1183 号		
		塔河油田四号联合站混烃外输及处理工程	2019 年 9 月 27 日取得自治区环保厅批复：新环函〔2016〕1397 号			2019 年 1 月 7 日通过自主验收，油田环验〔2019〕4 号		
		塔河油田四号联合站混烃脱硫优化工程	2019 年 7 月 18 日取得阿克苏地区生态环境局批复：阿地环函字〔2019〕437 号			2021 年 6 月 20 日通过自主验收		
		塔河油田四号联掺稀油在线动态混配建设工程	2022 年 4 月 28 日取得自治区环保厅批复：新环审〔2022〕81 号			/		
		塔河油田四号联合站原油系统能力提升工程	2023 年 8 月 26 日取得自治区环保厅批复：新环审〔2023〕195 号			/		

3.1.3 塔河油田 12 区环境影响回顾评价

3.1.3.1 生态环境影响回顾评价

塔河油田 12 区所在区域的天然林中分布有胀果甘草（*Glycyrrhiza inflata*）、肉苁蓉（*Cistanche deserticola*）等保护植物，各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。油区道路总体规范，但部分地段有车辆乱碾乱轧的痕迹。

从土壤环境质量现状来看，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，建设用地略有增加。总体来说，区块内的模地依旧是荒漠景观，荒漠景观主要包括戈壁、盐碱地等类型，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

塔河油田 12 区现状采出水经四号联合站采出水处理系统处理后回注地层。根据例行监测结果，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指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）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；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、BOD_5、NH_3-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。

潜水水质较差，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，除个别监测点位中溶解性总固体、铁、锰

稍有所超标外，其余各项满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类标准要求，超标原因主要是受原生水文地质条件影响。各监测点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 大气环境影响回顾评价

区域现有地面设施布置着零星井场和站场，各站场及井场之间相对间隔一定距离，各污染源所产生的污染到达其他污染源附近时基本已完全扩散，区域内的现有开发活动对大气环境质量没有造成较大影响，其影响属于可接受范围。油田主要站场、典型井场的非甲烷总烃、硫化氢的无组织挥发监测浓度达到《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）中无组织排放非甲烷烃监控浓度限值的要求，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建项目二级标准。

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，评价时段内作业区 SO_2、NO_2 均未超标。因此油田开发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

收集往年环评报告中的监测数据及评价时段内的环境噪声的监测数据，从监测数据可知，各声环境敏感点均满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类标准限值，声环境质量较好。根据监测结果，项目区环境噪声均达到《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类标准限值要求。区块声环境质量较好，区块开发对声环境的影响较小。

3.1.3.5 固体废物环境影响回顾评价

固体废物产生源主要为施工期的钻井废弃物、生活垃圾；运营期主要来自联合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》（DB 65/T3997-2017）标准中相应指标要求，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。根据现场调查，塔河油田 12 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%，由汽车拉运至绿色环保站回收处理。由于回收措施严密，井场杜绝了污油散落到地表的现象；含油污泥（砂）委托塔河油田绿色环保站及其他有资质单位进行无害化处理。

根据建设单位要求，每个井场随钻不落地处理工艺末端排放口都要进行监测，频次为 3 次/井（转磺前 1 次、转磺后 2 次）；侧钻井井场未设置泥浆不落地系统，泥浆统一在泥浆不落地集中处理站进行，对集中处理站不落地系统处理后转磺后岩屑进行监测。监测项目为：pH、铬（六价）、铜、锌、镍、铅、镉、砷、含油率、含水率、苯并（a）芘、COD 等 12 项。同时油田工程服务中心建立了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。根据《塔河油田西部 2021 年产能建设项目（一期）竣工环境保护验收调查报告》（新能源（验）[2024]-XHC-01 号）中抽取的 12 区 TH12477、TH121156 等井钻井岩屑转磺前和转磺后的检测报告显示，岩屑各项监测结果均满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）中标准限值。

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，没有对周围环境产生重大不利影响。

3.1.3.6 土壤环境影响回顾

根据油气田开发建设的特点分析，塔河油田 12 区开发建设对土壤环境的影响主要是地面建设施工如井场、管线等占用土地和造成地表破坏。工程占地改变了原有土壤结构和性质，使表层土内有机质含量降低，并且使土壤的富集过程受阻，土壤生产力下降。在进行地面构筑物施工时，将对施工范围内的土壤表层进行干扰和破坏，土壤表层结构、肥力将受到影响，尤其是在敷设管线时，对地表的开挖将对开挖范围内土壤剖面造成破坏，填埋时不能完全保证恢复原状，土壤正常发育将受到影响，土壤易沙化风蚀。

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

根据现场调查及收集相关资料，塔河油田各采油厂主要采取了以下措施防治土壤污染：

（1）“地面漫流”途径阻断措施

①采出水在塔河油田各联合站处理后，直接回注单井或者通过增压站回注到单井。

②重点罐区、设置了围堰、地面硬化等措施。

（2）“垂直入渗”途径阻断措施

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

②对管线刺漏造成的土壤污染进行了及时清运，减少扩散范围，降低土壤污染风险。

③塔河油田各区产生的含油污泥、压滤泥饼、废矿物油等危险废物均第一时间转运至塔河油田绿色环保站接收并进行达标处理。含油污泥收集、贮存、运送、处置过程中，严格执行国家《危险废物转移管理办法》（生态环境部令 第 23 号）。通过采取上述措施，大大降低了含油污泥暂存对土壤的污染风险。

塔河油田已制定并开展了泄漏检测与修复（LDAR）计划，定期检测、及时修复，防止或减少跑、冒、滴、漏现象。根据《西北油田分公司 VOCs 项目工作总结》：采油二厂完成检测点数 7099 个，静密封点 7023 个，动密封点 76 个，

初检泄露点数 34 个，复检后泄漏点数 25 个。LDAR 工作于 2020 年完成，大大降低了对土壤的污染。

根据资料，采油二厂贯彻“预防为主”的方针，事先采取防范措施，主动开展区域土壤污染隐患排查工作，有效预防和减少了事故的发生，保证了生产经营活动的有序进行。按集团、分公司及采油二厂通知文件，如《关于开展采油二厂 2023 年第四季度 HSSE 大检查的通知》，采油二厂按季度开展排查工作，开展自检自查，并组织 HSSE 大检查专业检查组开展隐患排查，并制定了整改方案。根据《企业突发环境事件隐患排查和治理工作指南（试行）》《重点排污单位土壤污染隐患排查指南（试行）》（生态环境部 2021 年 1 号文），采油二厂应进一步建立完善隐患排查和治理制度，通过制定隐患排查工作方案、定期组织隐患排查、开展隐患治理、预测预警等一系列工作，有效防范了土壤污染事故发生。

结合塔河油田各区历年的土壤监测数据及本次评价土壤环境质量现状监测数据为依据，区域土壤环境质量保持稳定，土壤中的石油烃和重金属的含量并未因塔河油田的开发建设而明显增加，未对区域土壤产生累积性影响。

3.1.3.7 环境风险回顾

塔河油田生产过程中的风险物质主要包括原油、天然气等，可能发生的风险事故主要为钻井过程中发生的原油泄漏（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在集输系统运行期间，严格控制输送介质的性质，定期清管，排除管内的积水和污物，以减轻管道内腐蚀；定期对管线进行超声波检查，对壁厚低于规定要求的管段及时更换，消除爆管的隐患；定期对集输管线上的安全保护设施，如截断阀、安全阀、放空系统等进行检查，使管道在超压时能够得到安全处理，在管道破裂时能够及时截断上下游管段，以减少事故时油气的释放量，使危害影响范围减小到最低程度。

⑥定期对管线进行巡视，加强管线和警示标志的管理工作。

（3）站场事故风险预防措施

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

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

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

④站场设置自动化控制系统和紧急停车联锁系统，采用电脑自动监测和报警机制。

塔河油田 12 区由采油二厂管理。采油二厂已编制完成并发布了“突发环境事件应急预案”，并于 2024 年 12 月 6 日在当地生态环境局进行了备案。塔河油田采油二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。

3.1.3.8 与排污许可衔接情况

从评价调查及收集资料可以看出，采油二厂基本能做到排污口规范化。固体废物、危险废物贮存场所均设置有标志牌，废气排放口、噪声排放口规范化管理较规范，废气监测口的设置、噪声排放口标志牌设置符合国家和自治区的相关要求进行规范管理，并自行开展了相关监测。采油二厂按照《固定污染源排污许可分类管理名录（2019 版）》规定的范围，已对加热炉等固定污染源办理了排污许可证。根据《排污口规范化整治技术要求（试行）》（环监〔1996〕470 号）、《＜环境保护图形标志＞实施细则》（环监〔1996〕463 号）、《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)，采油二厂进一步建立完善了自行监测制度及排污口规范化管理制度。采油二厂已申领了排污许可证（采油二厂登记编号：91650000742248144Q083U）。

随着国家、自治区环境管理要求的提高，采油二厂围绕 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、固体废弃物处置利用管理、环境安全隐患治理与风险管控、环境管理依法合规情况检查与整改等环境管理档案。根据《环境保护档案管理规范 环境监察》《排污单位环境管理台账及排污许可证执行报告技术规范 总则》，采油二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。

3.1.3.9 环境管理回顾

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

建设单位已根据《排污单位自行监测技术指南 总则》(HJ819-2017)、《排污单位自行监测技术指南 陆上石油天然气开采工业》（HJ1248-2022）等要求，对建设项目实际产生的环境污染问题进行了合理的跟踪监测和检验，并对项目建设的污染防治和相关的风险防范对策进行评价。

3.1.3.10 区域退役设施情况

塔河油田 12 区涉及长停井，长停井部分已按照西北油田分公司有关封井要求进行封井，封井时采取了如下保护措施：

1.挤堵裸眼段，封堵所有射孔段，并确保层间不窜；封堵表层套管鞋，保护浅层水；封堵井口，隔绝地表与井筒；

2.对圆井或方井坑进行回填，设置地面封井标识；

3.实施单井地面工程的拆除，将阀门、管线埋地水平段以上部分均全部拆除后统一拉运至报废场所，管线埋地水平段以下部分维持现状，避免因开挖管线对区域生态环境造成二次破坏。管线埋地水平段以上部分拆除前管线内物质应清空干净，并按要求进行吹扫，先用盐水进行清扫，再用氮气吹扫置换，置换完成后进行通球清管，确保管线内无残留采出液，管线两端使用盲板封堵。

4.清理临时占地范围内的废弃物、戈壁石、井场垫土层；

5.临时土地平整。对井场临时进行平整，达到起伏平缓，无陡坡，无深坑的效果。

塔河油田 12 区所在区域分布的保护区主要为库车龟兹国家级沙漠公园，目前区块内生产井均不在保护区内。

3.1.3.11 项目区域后评价开展情况及环境整治问题、改进措施落实情况

2020 年~2021 年，塔河油田 12 区开展了环境影响后评价工作，于 2021 年 2 月获得了备案意见（新环环评函〔2021〕160 号）。经备案后的后评价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。

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。目前存在的问题已纳入塔河油田 2023 年度～2024 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。其中：

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

②清理水泥块，破碎后综合利用；随钻泥饼清运综合利用，如用于铺垫井场、道路等；

③清理部分井场遗留废弃设施及弃渣；对井场两侧遗留的钻井期间的放喷池，定期清理池内的废弃物，恢复临时占地；

④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；

⑤根据《工矿用地土壤环境管理办法（试行）》（生态环境部令第 3 号）、《重点排污单位土壤污染隐患排查指南（试行）》（生态环境部 2021 年 1 号文）要求，加强土壤自行监测工作，并进行信息公开。

3.1.4 区域污染物三废排放情况

本项目位于塔河油田 12 区。区域污染物排放统计了塔河油田 12 区现有工程（已建工程+在建工程）的污染物产生及排放量，再结合本项目污染物排放，对污染物排放“三本账”核算，见表 3.1-2。

表 3.1-2　塔河油田 12 区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	10.189	10.189
		NO_X	125.133	125.133
		颗粒物	23.734	23.734
		NMHC	198.331	198.331
2	废水	生产废水	0.338	0
		生活污水	100.83×10^4	0
3	固体废物	含油污泥	0.9×10^4	0
		生活垃圾	1.90×10^4	0

3.1.5 环境问题及“以新带老”改进意见

根据相关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）信息公开不够规范；

（3）土壤自行监测频次低；

整改方案：目前存在的问题已纳入西北油田分公司整改计划中，已落实到具体的责任部门，并明确了资金来源。建议整改方案如下：

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

2）健全环境信息公开制度。按照《企业环境信息依法披露管理办法》(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）根据《工矿用地土壤环境管理办法(试行）》(生态环境部部令 第 3 号)、《重点排污单位土壤污染隐患排查指南(试行）》(生态环境部 2021 年 1 号文）要求，加强土壤自行监测工作，并进行信息公开。

3.2 现有工程

本项目建设内容不涉及老井侧钻，不涉及现有工程。

3.3 拟建工程概况

3.3.1 项目基本情况

3.3.1.1 项目名称和性质

项目名称：塔河油田西部奥陶系油藏 TH121191DH 等井产能建设项目。

项目性质：滚动开发（扩建）。

3.3.1.2 建设地点

本项目位于新疆维吾尔自治区阿克苏地区库车市境内，库车市地处东经 82°35′～84°17′，北纬 40°46′～42°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 15379km^2。

本项目西北距库车市市区约 62km。拟建项目所处位置为塔河油田 12 区，隶属塔河油田采油二厂管辖，中心地理坐标为：。地理位置见图 3.3-1。

图 3.3-1　地理位置示意图

3.3.1.3 建设规模

本项目部署 6 口井，分别为 TH124122H 井、TH124121X 井、TH124120X 井、TH122152X 井、TH122151X 井、TH121191DH 井，新建井场 6 座，新井各增加 1 座 200kW 燃气加热炉；配套建设单井集输管线 12.961 千米，燃料气管线、掺稀管线与集输管线同沟埋地敷设；建设通井道路 1.898 千米；配套建设土建、电气、自控等工程。本项目总投资 2302.73 万元，建成后新增产能 4.2 万吨/年。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、环保工程、公辅工程等；工程组成见表 3.3-1。

表 3.3-1　工程组成一览表

项目	基本情况			
项目名称	塔河油田西部奥陶系油藏 TH121191DH 等井产能建设项目			
建设单位	中国石油化工股份有限公司西北油田分公司			
建设性质	扩建			
建设地点	阿克苏地区库车市			
产能规模	4.2×10^4t/a			
产　　品	原油、伴生气			
建设周期	120d（钻前工程 20d，钻井工程 80d，地面工程 20d）			
项目内容	类型	单位	总计	备注
主体工程	钻前工程	座	6	井场场地平整和新井通井道路，建设主副放喷池、活动房等
	钻井工程	口	6	新钻井井号为TH124122H井、TH124121X井、TH124120X井、TH122152X井、TH122151X井、TH121191DH井，总进尺3.74×10^4m
	储层改造工程	口	6	射孔采用管柱传输射孔工艺，储层改造采用酸化压裂工艺
	井下作业	口	6	不定期井下作业主要包括压裂、洗井、修井、侧钻等
	井场地面工程	座	6	采油井井场永久占地规模 60m×75m。每个井场含 1 套采油（气）树、配电箱、200kW 燃气加热炉等设备和设施
	油气集输工程	km	12.961	新建单井集输管线：DN100 20#钢+耐高温涂层（Φ108×5） 掺稀管线：DN50 20G 无缝钢管（Φ60×7） 燃料气管线：20#无缝钢管（Φ48×4） 三管同沟敷设
	燃气加热炉	座	6	本项目每个新建井场各设一座 200kW 井

项目	基本情况			
				场燃气加热炉，用于井口集输加热
公辅工程	供电工程	/	/	新建架空线路 1.35km，接入 12 区附近已建电力设施
	供水工程	/	/	依托塔河油田已建供水首站、供水末站、水源井、供水管线等供水设施，区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
	通信工程	/	/	依托 12 区附近已有设施
	防腐工程	/	/	（1）集油管线采用 20#+（HCC）管线，外防腐（30mm 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
	道路工程	km	1.898	依托区域已建油田道路，新建通井道路 1.898km，采用单车道砂石路面，路面宽 4.5m
环保工程	废气	施工期：测试放喷废气引至放空火炬点燃，施工扬尘采取洒水抑尘措施，焊接使用无毒低尘焊条，运输车辆定期检修，燃用合格油品，储层改造过程酸化压裂液和酸化压裂返排液使用密闭罐存放； 运营期：燃气加热炉采用低氮燃烧器，同时使用净化后的天然气作燃料，烟气通过 8m 排气筒排放，采出液采取密闭集输工艺以减少有机物无组织挥发； 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：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；酸化压裂返排液收集在酸液罐内，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；生活污水排入一体化污水处理装置，采用“生化+过滤”处理工艺，处理达标后用于荒漠灌溉； 运营期：废水包括采出水和井下作业废液，采出水随采出液经集输管线最终输送至四号联合站处理，达标后回注油层，井下作业废液送塔河油田绿色环保站处理； 退役期：管线冲洗含油废水收集后拉运至联合站处理；		
	噪声	施工期：选用低噪声施工设备，合理安排作业时间； 运营期：选用低噪声设备、基础减振； 退役期：合理安排作业时间；		
	固体废物	施工期：施工土方全部用于管沟和井场回填；岩屑随泥浆一同进入不落地系统进行无害化处理，分离后的液相回用于钻井液配制，分离后的固相经检测满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）中污染物限值要求，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；含油废物、废		

项目	基本情况		
			烧碱包装袋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有危险废物处置资质的单位回收处理；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工业固废填埋场合规处置； 运营期：落地油、废防渗材料属于危险废物，由有危废处置资质单位接收处置； 退役期：退役期设备拆除过程中产生的落地油收集后送塔河油田绿色环保站妥善处置；管道中残余的液体先试用氮气吹扫至计转站后，再使用清水清洗管道内部，清理干净的管线两端使用盲板封堵不再挖出；
	环境风险		施工期：井场设置放喷池及火炬； 运营期：管线上方设置标识，定期对管线壁厚进行超声波检查，井场设置可燃气体报警仪、硫化氢检测仪及 4 合 1 监控报警装置
	生态		施工期：严格控制施工作业带宽度；填埋所需土方利用管沟挖方，做到土方平衡；临时堆土防尘网苫盖；设置限行彩条旗；管线沿线敷设草方格； 运营期：管道上方设置标志，定时巡查井场、管道； 退役期：地面设施拆除、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，落实生态恢复治理方案
	油气集输和处理	塔河四号联合站	本项目生产井原油处理、采出水处理依托四号联合站处理。四号联合站 2013 年建成，主要负责 10 区、12 区部分站库原油的集输和处理。
		区内已建场站	12-10 计转站、TH12284 阀组站、TH12441 阀组站
	采出水处理	四号联合站采出水处理系统	本项目采出水处理依托四号联合站处理。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。
	采出水回注	塔河油田注水开发一期、二期、三期、四期工程	塔河油田注水主要水源是联合站处理后污水，系统模式是以低压输水干线、支线为骨架，联合站污水通过管道低压集中输送注水区域，在区域内增压注水的系统。供水干线、支线是连接水源（4 座联合站）和注水区域的重要环节，低压供水干线、支线分四期建设完成。实现一号联合站、二号联合站、三号联合站、四号联合站注水系统互相连通。
	固体废物处理	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的量为 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

项目	基本情况		
			处置能力 65m³/h，在站内自行处理。
		库车城乡建设投资（集团）有限公司	生活垃圾集中收集后定期由库车城乡建设投资（集团）有限公司清运、处置

3.3.1.5 项目投资

项目总投资 2302.73 万元。

3.3.1.6 劳动组织及定员

（1）施工组织

本项目为塔河油田 12 区滚动开发项目，根据资料，钻前工程主要进行场地平整和进场道路修建等，工程在依托区块现有道路的基础上，新建 1.898km 进场道路，作为施工期的施工便道及运营期的通井道路；此外在距离钻井井场 200m 外新建施工营地各 1 处，主要分布在主干道周边，不得设置在重点公益林内。

单井钻前工程施工周期约 20d，钻井工程 80d，地面工程 20d，合计施工周期约 120d。

（2）运营期

本项目运营期不新增劳动定员，均依托现有采油厂工作人员，井场无人值守。

3.3.2 油气资源概况

3.3.2.1 区域地层特征

本项目所在区域位于阿克库勒凸起的西北侧翼，奥陶系揭示中－下统鹰山组、中统一间房组、上统恰尔巴克组、良里塔格组、桑塔木组，上覆地层由西南向东北分别是志留系下统、泥盆系上统、石炭系下统。其中奥陶系中－下统一间房组和鹰山组为主要含油层系。

通过工区多口完钻井地层对比分析，研究区内奥陶系上统（O_3）呈楔形向北东抬升减薄。奥陶系中统一间房组（O_{2yj}）、奥陶系中－下统鹰山组（$O_{1\text{-}2y}$），厚度具有南厚北薄的特征，最薄的区域在工区的西北角，最厚的区域在上奥陶统覆盖区的南部和东南部。其主要原因在于：受加里东中期－海西早期构造运动、多期地层剥蚀的影响，由艾丁地区向于奇西地区，奥陶系上统桑塔木组、良里塔

格组和恰尔巴克组，以及奥陶系中统一间房组和奥陶系中－下统鹰山组上部向于奇西地区依次被完全剥蚀，在于奇西和艾丁西北部奥陶系厚度较薄。

3.3.2.2 区域构造特征

塔河油田位于塔里木盆地东北坳陷区沙雅隆起阿克库勒凸起南部，阿克库勒凸起位于新疆塔里木盆地沙雅隆起中段南翼，西邻哈拉哈塘凹陷，东靠草湖凹陷，南接满加尔坳陷。

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。

塔河油田所在的凸起西南部斜坡区，其构造特征主要表现为，下古生界为向北抬升的斜坡形态，上古生界呈楔形披覆于下古生界之上，中新生界整体表现为向北西方向倾伏的单斜，局部存在低幅度构造。中新生代沉积特征主要表现为内陆盆地沉积，三叠纪为辫状河－三角洲砂岩与湖泊相的泥岩互层沉积，组成多套由粗至细的沉积旋回，具有由北向南、由西向东增厚的趋势；早侏罗世主要以河流—沼泽相的砂岩与泥岩互层夹薄煤层，厚度较薄；早白垩世为辫状河-三角洲---湖泊相沉积，晚白垩世—早第三纪为三角洲平原—洪泛平原沉积，晚第三纪为三角洲---湖泊相沉积。西部白垩系构造主要受北东向和北东东向断裂带控制，南部边界沿石炭系盐边为界，从西向东存在 5 个雁列式展布断裂带（其中 4 个北东向雁列式断裂带，1 个北东东向雁列式断裂带），以及 S119—S98 井区和 THN1 井区断裂带，构造展布方向基本上与断裂展布一致。从断裂构造特征分析，本区所有断裂均不控制白垩纪沉积，且为同一期断裂（燕山—喜山期构造活动），区内发育的断鼻、断背斜、背斜及地垒等构造类型为同期形成，只是构造幅度有差

异。断裂在平面雁列组合反映在研究区存在区域扭动应力作用。深部北北东向断裂的左旋扭动在浅层派生出北西－南东向的局部拉张应力场，在浅层中新生界地层中产生北东向的张剪性构造带。

3.3.2.3 油气藏特征

塔河油田奥陶系储集体由洞、孔、缝一起构成了复杂的储集体空间结构。据钻探揭示奥陶系储集体类型有溶洞型、裂缝－孔洞、裂缝型。

溶洞型储集体以大型溶洞为主要的储集空间，裂缝主要起连通的作用。该类储层是区内的最优质储集体。在钻进过程中常发生放空、泥浆漏失、井涌等现象，因岩心破碎或取不到岩心而缺乏实测物性数据，但是测试资料、测井解释说明大型熔岩裂缝、洞穴型储集体是极好的储集岩，钻进中多钻遇放空、泥浆漏失，测试后可获得高－较高油气产能。根据充填程度，溶洞可以区分为未充填、部分充填和全充填，未充填或半充填溶洞。当充填砂泥质时多在测井曲线上显示出明显的高自然伽玛值，砂泥质没有经过压实，通常情况下具有较高的孔隙度值和较低的电阻率值。

裂缝－孔洞型储集体以次生孔隙为主、次为裂缝。测井特征为：具有较低的自然伽玛值、薄层状的高声波时差、低密度和高中子孔隙度，反映出基质具有2%～3%的孔隙度值。深浅侧向电阻率表现为在高阻背景下显著降低，双侧向有较小的正差异。

裂缝型储集体表现为孔隙度小但渗透率较大的特征。构造断裂的发育程度是裂缝型储层主控因素。根据取心资料的裂缝描述并对照测井资料，裂缝型储层段自然伽玛曲线一般为纯灰岩基线，砂泥质充填时自然伽玛值增大。高角度裂缝在孔隙度测井曲线一般没有明显的显示，接近灰岩基质孔隙度。由于裂缝的高渗透性，低电阻率的钻井液容易侵入裂缝层段，故双侧向测井值通常会表现为致密高电阻率背景下的尖峰状高低间互的测井响应特征。

塔河油田 12 区奥陶系油藏属于以弹性驱动及弹性水压驱动为主，碳酸盐岩岩溶缝洞型中质-超重质未饱和底水油藏。

3.3.2.4 流体性质参数

本项目所处的塔河油田 12 区原油具有“超重质、高粘度、高含蜡、高含硫、流动性能较差”特征，地面原油密度（20℃以下）0.8147～1.0724g/cm^3，原油凝

固点平均在 33℃；平均含硫 2.7%，平均含蜡量为 4.6%。塔河油田 12 区奥陶系油藏原油性质平面变化较大，平面上原油密度北高南低，由中部稠油区向北西部重质油区、西南部中－轻质油区过渡。北西部原油为高粘度、高含蜡、高含硫的超重质原油，地面原油密度介于 0.9543～1.0724g/cm^3，平均 1.0248g/cm^3，属于超重质原油；西南部原油是以轻-中质原油为主的中等粘度、中等含硫、高含蜡的常规原油，地面原油密度介于 0.8147～0.9647g/cm^3，平均 0.8744g/cm^3，属于轻-中质原油，流动性能较好，油井用常规方式正常生产。

天然气甲烷含量为 40.73%～91.49%，平均 73.96%，相对密度为 0.6196～1.1220，平均 0.8091，重烃（C_2^+）含量平均 17.98%，N_2 含量平均 5.07%，CO_2 含量平均 2.96%。天然气总体特征是甲烷含量较高、重烃含量较低，属于湿气。天然气中检测到的硫化氢浓度介于 1545~262468mg/m^3 之间，平均为 56151mg/m^3。

塔河油田 12 区平均地层水密度为 1.141g/cm^3，pH 值为 6.3，总矿化度平均为 200346mg/L，Cl^-为 133522mg/L，属封闭环境下的高矿化度 $CaCl_2$ 型地层水。

3.3.2.5 掺稀油物性

塔河油田 12 区奥陶系油藏掺稀所需的稀油来自一号联和三号联，稀油的原油物性：原油密度 0.8988g/cm³、粘度 21.7m^2/s（30℃）。

3.3.2.6 燃料气物性

根据 2024 年 8 月 9 日塔河油田采油二厂天然气检测分析报告中对处理后的干气进行检测结果，本项目所用燃料气物性组分见表 3.3-2。

表 3.3-2 燃料天然气组分

组分及主要物性	单位	含量（%）
甲烷	摩尔分数/%	46.13
乙烷	摩尔分数/%	11.72
丙烷	摩尔分数/%	2.91
异丁烷	摩尔分数/%	0.07
正丁烷	摩尔分数/%	0.07
新戊烷	摩尔分数/%	0.00
异戊烷	摩尔分数/%	0.01
正戊烷	摩尔分数/%	0.01
己烷及己烷以上	摩尔分数/%	0.00
氧气	摩尔分数/%	0.80
氮气	摩尔分数/%	38.00
二氧化碳	摩尔分数/%	0.03

氦气	摩尔分数/%	0.03
氢气	摩尔分数/%	0.22
低位发热值	MJ/m^3	25.08
相对密度	kg/Nm^3	0.8019

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，总体布局上不考虑新建集中处理站，就近充分利用塔河油田四号联合站的原油脱水、污水处理等地面设施能力。由于该区油井较为分散，油气集输系统采用三级布站方式，即：单井-计量阀组间/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四号联合站进行油气水处理。

本项目部署 6 口井（TH124122H 井、TH124121X 井、TH124120X 井、TH122152X 井、TH122151X 井、TH121191DH 井），新建井场 6 座；配套新建单井集输管线 6 条，掺稀、燃料气管线与集输管线三管同沟埋地敷设，管沟共计 12.961km；配套建设土建、电气、自控等工程。油气外输及处理均依托已有地面设施。工程平面布置图见图 3.3-2。

本项目分别为 TH124122H 井、TH124121X 井、TH124120X 井、TH122152X 井、TH122151X 井、TH121191DH 井各新建 1 条管沟。详见表 3.3-3。

表 3.3-3 本工程开发部署一览表

序号	起点			终点			长度/m
	名称	经度	纬度	名称	经度	纬度	
1	TH124122H 井	83°24'45.5660"	41°26'10.9429"	TH12441 阀组站	83°23'57.0375"	41°25'49.5838"	1183
2	TH124121X 井	83°25'20.4126"	41°26'11.2533"	TH12441 阀组站	83°25'25.4761"	41°26'05.2774"	474
		83°25'25.1702"	41°26'03.4136"	TH12441 阀组站	83°25'25.4761"	41°26'05.2774"	273
3	TH124120X 井	83°25'25.5235"	41°25'28.3277"	TH12441 阀组站	83°25'25.4761"	41°26'05.2774"	2341
4	TH122152X 井	83°33'11.0206"	41°26'45.9392"	TH12284 阀组站	83°34'31.6922"	41°26'47.6940"	2478
5	TH122151X 井	83°38'03.4534"	41°25'58.0006"	TH12244 井	83°38'22.9059"	41°25'55.1743"	1392
6	TH121191DH 井	83°47'18.4595"	41°25'43.3162"	TH121108CX 井	83°47'25.7430"	83°47'25.7430"	2900

3.3.3.2 开发指标预测

开发指标预测见表 3.3-4。

表 3.3-4 本项目主要开发指标设计表

项目	设计井数（口）	进尺（10^4m）	最高年产油(10^4t)	最高年伴生气（10^8m^3）
新井	6	3.74	4.2	0.0037
合计	6	3.74	4.2	0.0037

图 3.3-2　工程平面布置图

3.3.3.3 主要技术经济指标

本项目主要技术经济指标见表 3.3-5。

表 3.3-5　　本项目主要技术经济指标一览表

序号	项目		单位	数量
1	开发指标	新钻井数量	口	6
2		原油总产量	t/a	4.2
3		伴生气总产量	$10^8m^3/a$	0.0037
4		集输管线	km	12.961
5		井场道路	km	1.898
6		新井总钻尺深度	10^4m	3.74
7		储层改造工艺	/	酸化压裂
8	能耗指标	年电耗量	$10^4kWh/a$	15
9		钻井耗水量	$m^3/100m$	21.9
10		运营期天然气消耗量	万 m^3/a	112.44
11		运营期掺稀原油消耗量	万 t/a	7.32
12	综合指标	总投资	万元	2302.73
13		环保投资	万元	225
14		总占地面积	hm^2	20.987
15		永久占地面积	hm^2	3.567
16		临时占地面积	hm^2	17.420
17		劳动定员	人	无人值守
18		工作制度	h	8760

3.3.4 主体工程

3.3.4.1 钻前工程

钻前工程主要进行场地平整和进场道路修建等，单井钻前工程施工周期约 20d。

钻前工程主要建设内容包括修建进场道路、钻井区域地表植被清理、场地平整以及配套的营地建设等，营地一般建设在井场 200m 外，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如表 3.3-6 所示。

表 3.3-6　　井场钻前工程主要内容和工程量一览表

序号	名称	规格参数	单位	数量	备注

序号	名称	规格参数	单位	数量	备注
1	井场面积	120m×110m	hm^2	7.92	本项目计划部署 6 口井，新建井场 6 座，单座井场规格 110m×120m，永久占地面积为 4500m^2（60m×75m），临时占地面积为 8700m^2
2	钻井平台	--	套	6	新建
3	主放喷池	100m^3	座	6	测试放喷过程中放喷出来的污水进行集中存放；新建，“环保防渗膜+水泥压边”防渗
	副放喷池	100m^3	座	6	测试放喷中放喷出来的污水进行集中存放；新建，“环保防渗膜+水泥压边”防渗
4	撬装式污水处理站	处理规模 20m^3/d	座	6	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	--	间	252	人员居住；撬装装置，单座井场 42 间活动房

3.3.4.2 钻采工程

（1）钻井工程

本项目计划部署 6 口井，新钻井 6 口井；总进尺 3.74×10^4m。新增产能 4.2×10^4t/a。采用裸眼完井方式完井。

钻井井场大小 110m×120m。其中永久占地面积为 4500m^2（60m×75m），临时占地面积为 8700m^2。临时占地内将修建 6 座放喷池（主、副两座放喷池均为 200m^3）；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 3.3-3。

图 3.3-3　钻井期井场平面布置示意图

（2）井身结构

本项目计划部署 6 口井，新钻井 6 口井，其中直井 2 口、斜井 4 口；总进尺 3.74×10^4m。新钻井均采用三级井身结构，具体各类井身结构见下表。

表 3.3-7 井身结构设计表

开钻顺序	钻头直径 mm	井深 m	套管外径 mm	套管下深 m	水泥返高 m	备注
导管	660.4	30	508	30	地面	常规固井
一开	346.1	800	273.1	799	地面	内插法固井
二开	241.3	6421	193.7	6419	地面	双级固井，双级箍位置 4400m±
三开	165.1	6767	-	-	地面	裸眼完井（酸压完井）

直井　　**斜井**

图 3.3-4　三级井身结构设计图

（3）钻井液

本项目钻井液体系见表 3.3-8。

表 3.3-8　钻井液体系表

井段（m）	钻井液体系	选择依据
30~800	膨润土-聚合物	地层疏松易垮塌，采用高粘聚合物体系保持井眼稳定。
800~4500	聚合物	泥岩地层易造浆，砂岩易渗漏，体系包被抑制性强。
4500~6421	聚磺防塌	井温升高，侏罗系以深泥岩易水化剥落，体系抗温、防塌性能好。
6421~6767	聚磺	聚磺体系抗温稳定性能良好。

（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。本项目固井水泥浆配方详见表 3.3-9。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。

表 3.3-9　水泥浆配方一览表

套管程序		水泥浆配方
导管		G 级水泥+48%W/C
表层套管		G 级水泥+48%W/C
技术套管	二级	G 级水泥+100%粉煤灰+2%分散剂+8%早强剂+4%降失剂+2%膨胀剂+10%微硅+0.1%消泡剂+119%W/C
		G 级水泥+3%微硅+3%膨胀剂+5.3%降失水剂+3.2%分散剂+2.1%缓凝剂+36%W/C
	一级	G 级水泥+100%粉煤灰+2%分散剂+2%早强剂+2%缓凝剂+20%降失剂+2%膨胀剂+10%微硅+0.1%消泡剂+115%W/C
		G 级水泥+35%硅粉+2%分散剂+10%降失水剂+1.2%缓凝剂+4.5%膨胀剂+0.1%消泡剂+48%W/C

（5）采油方式

根据油气藏目前生产情况、油藏原油性质和配产情况，选择采油方式为：初期自喷开采，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。

井下油套管材质为碳钢和低合金钢，均需考虑硫化物应力开裂腐蚀，4500m 以上油管选择 110S 抗硫材质，4500m 以下选择普通 P110 材质，入井工具需选择抗硫材质。

（6）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 3.3-10。

表 3.3-10　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	ZJ70 钻机	—	—	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
柴油发电机	—	800	kW	4 台
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
采油树	—	—	—	1 套
三相计量分离器	—	—	—	1 套
凝析油储罐	—	50	m^3	4 个
放空管	—	—	—	1 个

（7）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，柴油发电机作为备用电源。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 3.3-11。

表 3.3-11　井场工程原材料消耗一览表

序号	材料名称	单位	数量（总）	理化特性	用途
1	水	m^3	11890.6	--	钻井用水和生活用水
2	水泥+硅粉	t	8017	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	1202	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_2CO_3）	t	85	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	85	烧碱是一种重要的化工基本原料。易溶于水，其水溶液呈碱性。为无色晶体，结晶水不稳定，易风化，为强电解质，具有盐的通性和热稳定性	用于调节钻井液 pH 值
6	大分子聚合物/80A51/NM1-4 等	T	162	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	113	羧甲基纤维素钠，白色或灰白色粉末，无毒，不溶于乙醇、甲醇等有机溶剂，溶于水，水溶液为透明黏稠液体，具有较好耐盐性	钻井液增粘和降滤失剂
8	中分子聚合物/LP++等	t	81	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	81	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	223	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	893	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、控制粘度的作用，	钻井液处理剂

序号	材料名称	单位	数量（总）	理化特性	用途
				抗盐性能好	
12	磺化褐煤树脂/SPNH	t	558	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	5341	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	防塌剂（胶体）/SY-A01 等	t	558	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
15	防塌剂（粉剂）/FT-1A/KH-N/DYFT-2	t	669	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
16	润滑剂/PRH-1/TRH-1 等	t	445	仿烃类衍生物复配，棕褐色液体	钻井液润滑剂
17	氯化钾	t	1478	无色立方晶体或白色结晶，可抑制井壁泥饼页岩水化膨胀或坍塌	提高钻井液黏度和切力，抑制盐岩井段盐溶，钻井液防塌剂
18	超细碳酸钙	t	516	表面经过乳化剂和表面处理剂处理的超细碳酸钙	钻井液酸中和剂，调节泥浆 pH 值
19	固体润滑剂/SHR-102 等	t	45	特种树脂，黑色粉末	钻井液抗盐抗高温降滤失剂
20	随钻堵漏剂/TYSD-1/TP-2 等	t	258	灰白色粉末，随钻堵漏剂改性植物纤维系改性天然植物高分子复合材料，具有良好的水溶胀桥接封堵动能，粘附性强，不受电解质污染影响，无毒，无害。	堵漏裂缝性漏失，钻井液随钻堵漏剂
21	润滑剂	t	110	硫化脂肪酸皂，亚硝酸钠等，具有良好的抗磨阻性和降黏附性，无荧光干扰，不影响地质录井	改善钻井液润滑性，钻井液润滑剂

3.3.4.3 储层改造工程

（1）射孔工艺

考虑电缆传输射孔需要多次下入射孔枪，作业周期长、风险大；管柱传输射孔是主要射孔方式，射孔作业实施情况良好，工艺技术成熟，本项目新钻井采用管柱传输射孔工艺。

射孔参数推荐：枪型：127 型，弹型：欧文弹或 127 聚能弹，孔密：16 孔/米，校深方式：采用 GR+CCL 校深。

（2）储层改造工艺

结合塔河油田区域已实施的钻井作业储层改造工艺，本项目各钻井采用酸化压裂工艺。

（3）压裂方案

选用 3 1/2″油管进行施工，采用“一体化压裂液+胶凝酸+滑溜水”作为酸化压裂施工液，其中单座井场压裂液用量为 300m^3，胶凝酸用量为 280m^3，滑溜水用量为 150m^3，单座井场总液量为 730m^3。压裂返排液产生量为 438m^3，返排率 60%。由于涉及商业机密，本次酸化压裂液未给出具体配比，井场酸化压裂施工程序如表 3.3-12。

表 3.3-12　井场酸化施工泵注程序

阶段	序号	工序	液量	排量	累计液量	预计泵压	备注
			m^3	m^3/min	m^3	MPa	
试解堵	1	正挤滑溜水	30	0-2.0	30	≥42	将压井液挤入地层
	2	正挤胶凝酸	50	3.0-4.0	80	≥48	控制排量注酸
	3	正挤滑溜水	40	≥2.0	120	≥44	将酸液顶入地层，顶替结束后停泵观察 30min
①若停泵压降小，解堵不明显则执行第 4-7 步； ②若停泵压降大，解堵明显沟通则结束施工。							
小型酸压	4	正挤一体化压裂液	200	4.0-5.0	320	≥72	控制排量泵注，若出现较大压降则停止泵注压裂液并切换酸液
	5	正挤胶凝酸	220	≥5.5	540	≥68	刻蚀深部裂缝通道

顶替	6	正挤滑溜水	60	≥4.0	600		将酸液顶入地层
测压降	7	停泵测压降 30min					

表 3.3-13　塔河油田钻井改造液体系配方

液体类型	配方
压裂液	纳米乳液稠化剂、破乳剂、破胶剂、清水
胶凝酸	31%盐酸、胶凝剂、缓蚀剂、铁离子稳定剂、破乳剂、清水
滑溜水	纳米乳液稠化剂、清水

（4）压裂设备配置

压裂施工设备分为地面动力机械设备和井下工具，具体设备设施情况见表 3.3-14。

表 3.3-14　单座井场压裂施工所用机械一览表

设备或部件名称	参数	数量	备注
地面动力机械设备			
2000 型主压车	—	8 辆	向井内注入高压的压裂液
供液车	—	1 辆	压裂液和返排液罐均位于车上
管汇车	—	1 辆	由高压三通、四通、单流阀、控制阀等部件组成
仪表车	—	1 辆	计量仪表
压裂液在线混配车	—	1 辆	在线混配压裂液
井下工具			
喷砂器		2 套	向地层喷砂液，同时形成节流压差
封隔器	—	2 套	分隔井的压裂层段
水力锚		2 套	固定井下管柱

图 3.3-5　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

3.3.4.4 地面工程

根据开发方案，本项目共部署 6 口井，油气集输系统采用三级布站方式，即：单井-计量阀组间/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区内联合站进行处理。

（1）采油井场

本项目共部署 6 口井，新建井场 6 座，各井场永久占地面积为 4500m^2，井场内安装采油树、加热炉等生产设施。由于塔河油田 12 区为稠油，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联合站处理。

图 3.3-6　　井场运营期平面布置示意图

（2）集输工程建设

本项目所在区块原油为稠油，原油密度大，粘度高，结合已有生产井情况考虑，12 区全部采用加热掺稀集输流程，配套建设集输管线、掺稀管线、燃料气管线、道路等设施；新井均采用井口加热，双管集输工艺。本项目新建单井井口选用 200kW 炉型的加热炉，共 6 台。

本项目集输工程主要工程汇总见表 3.3-15。

表 3.3-15　集输工程主要工程内容表

序号	设备名称	单位	数量	备注
1	单井集输管线	km	12.961	DN100 20#钢+耐高温涂层，4.0MPa
	单井掺稀管线	km	12.961	20G 无缝钢管Φ60x7,4.0MPa
2	单井燃料气管线	km	12.961	20#无缝钢管 Φ48×4,4.0MPa
3	单井井口 200kW 加热炉	台	6	共计 6 口井新井，每个单井配备 1 台加热炉

3.3.5 配套工程

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》（DB65 4275-2019）表 2 的 B 级标准后用于夏季用于生活区、井场及通井路降尘，冬季储存于污水蒸发池，

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

本项目新建架空线路 1.35km，接入 12 区附近已建电力设施。

塔河油田建有完善的电力系统，其中塔河油田 12 区建有艾丁 35/10kV 变电站、12 区东 35/10KV 变电站、12 区 110KV 变电站等，区域内 10kV 配电网较为完善。本项目生产用电依托已建电力系统，可以满足塔河油田 12 区供电需求。

3.3.5.3 自控工程

单井设置油压、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。

3.3.5.4 通信工程

依托现有设施，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。

3.3.5.5 道路工程

本项目所在的塔河油田 12 区周边紧邻沙漠公路、库东公路，油田内部建设有主干路、支干路和通井道路等。本项目依托区域已建油田道路新建通井道路 1.898km，采用单车道砂石路面，路面宽 4.5m。

3.3.5.6 防腐设计

根据区块油气物性和腐蚀现状，对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 硫平衡

根据项目资料，本项目所处的塔河油田 12 区原油具有“超重质、高粘度、高含蜡、高含硫、流动性能较差”特征，项目所在区域硫化氢浓度介于 1545~262468mg/m^3，平均为 56151mg/m^3，本项目最高年伴生气产生量约 0.0037×10^{8}m^3/a，据此核算出本项目伴生气中硫化氢最大量为 9.71t/a。天然气中的硫一小部分在井口以无组织形式释放，剩余部分全部进入联合站处理。

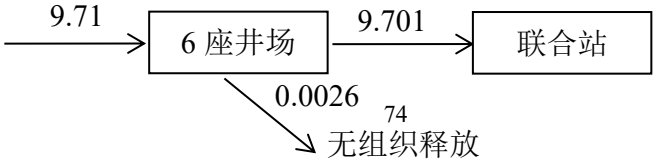

图 3.3-7　　12 区井场硫平衡图　　单位：t/a

3.3.7 依托工程

本项目依托工程主要包括塔河油田四号联合站、西北油田分公司油田工程服务中心绿色环保工作站（以下简称“塔河油田绿色环保站”）等，各依托工程基本情况介绍如下。

3.3.7.1 塔河油田四号联合站

塔河油田四号联合站位于项目区南部约 2.1km 处，坐标为。塔河油田四号联合站于 2012 年 11 月 16 日取得原国家环境保护厅批复（新环评价函〔2012〕1152 号），于 2015 年 11 月 3 日取得原自治区环境保护厅竣工环境保护验收意见（新环函〔2015〕1183 号）。塔河油田四号联合站位于 12 区主干公路以东，由胜利油田勘察设计研究院有限公司设计，胜利油田石油化工建设有限责任公司施工，于 2013 年建成，是中石化西北油田分公司在二〇一二年启动的塔里木盆地大会战的三大重点工程之一。四号联合站主要功能：负责四号联周围单井的进站加热、计量和配气；油井及各计转站来液的加热、油气分离、原油脱水、原油稳定（脱硫）、大罐抽气、净化油储存及计量外输、伴生气外输、污水处理等。

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

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

塔河油田二号联合站和四号联合站相互联通，处理工况可根据区内采出液产生情况进行调配。本项目依托的联合站处理情况及可依托情况见下表 3.3-16。

表 3.3-16　　联合站原油处理系统数据平衡表

名称	最大处理能力（万 t/a）	现状实际处理量（万 t/a）	剩余处理能力（万 t/a）	本项目新增最大产能（万 t/a）	可依托性
联合站	958	750	208	4.2	依托可行

3.3.7.2 采出水处理系统及依托可行性分析

四号联采出水处理系统于 2013 年投运。采用沉降+压力除油+过滤处理工艺，

工艺流程为油站来水→除油罐→缓冲罐→提升泵→压力混凝沉降罐→全自动双滤料过滤器→外输缓冲罐→外输泵→12-12 计转泵站附近分水阀组。

主要流程说明：新建四号联合站内油站分离出的含油污水进入 6 座 1000 立方米一次除油罐初步除油除悬浮物后，出水进入 6 座 200 立方米污水缓冲罐，出水投加混凝剂、絮凝剂经过提升加压后进入压力混凝沉降罐，在此去除悬浮物及剩余污油，出水投加阻垢剂后进入 3 座φ3.0m 全自动双滤料过滤器，进一步除油除悬浮物，最终确保水质达到回注标准后回注油层。

塔河油田四号联合站污水处理能力平衡分析情况见表 3.3-17，塔河油田四号联合站现有污水处理系统剩余处理能力可接纳本项目产生含油污水。

表 3.3-17　　联合站采出水处理系统数据平衡表　m^3/d

名称	最大处理能力	现状处理量	剩余处理能力	本项目新增采出水	可依托性
四号联合站	4800	2700	2100	60	依托可行

图 3.3-7　四号联合站工艺流程图

图 3.3-8 四号联合站平面布置示意图

图 3.3-9　四号联合站污水处理系统工艺流程示意图

3.3.7.3 西北油田分公司油田工程服务中心绿色环保工作站及依托可行性分析

西北油田分公司油田工程服务中心绿色环保工作站位于项目区东部约 36km 处，地理坐标为：，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）。本项目产生的含油污泥、受浸土、废液及生活垃圾，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）。

（1）基本情况

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，距离西侧的二号联合站约 15km，离西南侧的三号联合站约 34km，其南侧约 1.8km 处是塔河油田主干道，交通便利。

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。

（2）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 50m^3/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，原阿克苏环保局、自治区环保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 50m^3/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，富余 2.1 万 m^3/a。本项目产生含油污泥可以依托其处理。

（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，其组分比较复杂而不稳定，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/年，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/年。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/T 5329-2022）回注至 TK512 井。

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，塔河油田绿色环保站处理站废液处理系统现有 1 座 9000m^3 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/T 5329-2022）后回注油层。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 1430m^3/d（52.19 万 m^3/a），现状废液处置量约为 580m^3/d（21.14 万 m^3/a），本项目井下作业工程产生的井下作业废水最大 228.12t/a，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

施工期主要包括钻前工程、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）钻前工程

1）道路建设

首先确定道路中心线，并对其进行详细放样，对重要坐标点进行标识和增加控制点，基准高程标桩的坐标控制点位和水准点位。采用推土机、挖掘机清除道路范围内的表土，保证基底土的密实，挖出的表土集中堆存于施工作业带内，并进行必要的苫盖及挡护措施。按照路面结构设计厚度进行路基填筑，砂砾外购于周边砂石料厂，采用自卸卡车运至施工现场，摊铺机摊铺，采用推土机压实，平地机整平，再用压路机碾压，确保底基层成活后顶面高程和压实度符合设计要求。

本项目充分利用现有干线道路，修建从井场至干线道路的井场道路合计约 1.898km，井场砂石路路基宽度为 4.5m。

2）井场建设

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

钻前工程主要废气为施工扬尘、施工机械尾气，通过洒水抑尘减少扬尘产生量。废水主要为生活污水，生活污水排入一体化污水处理装置，经处理达到《农村生活污水处理排放标准》（DB65 4275-2019）表 2 的 B 级标准后，用于荒漠

灌溉。噪声为施工机械噪声，通过定期检修施工设备、合理布置作业任务，避免局部噪声过高。固体废物为井场、道路建设期间产生的土方、生活垃圾。土方用于场地平整和修建道路;在井场及施工营地设有垃圾桶,生活垃圾定期清运处置。

（2）钻井工程

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

其工艺包括钻井、固井（下套管、注水泥）和完井等过程。钻井前要进行钻前准备工作，完井后要清理井场。钻前准备：包括平整井场和井场道路、构筑钻井设备地基、布置钻井设备等。井场主要钻井设备有：钻机（包括井架、天车、泥浆泵）、泥浆罐及泥浆固相控制系统、水罐，柴油机（备用）、发电机。井场配有控制室（车）和宿营房车。井场边缘靠近泥浆循环系统处设置泥浆罐（钻井期间存放钻井岩屑、废泥浆和废水）。在钻井时，泥浆自井口径钻杆、钻头至井底，携带井底的岩屑上返地面，经泥浆固相控制系统除去岩屑后循环使用（详见图 3.4-1）。

图 3.4-1　　钻井液循环示意图

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

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

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

（3）测井

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

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

（4）地面工程建设

本项目地面工程主要包括井场设备安装及管线连接，管线敷设等。

1）井场建设

本项目计划部署 6 口井，新钻井 6 口井；6 口井新钻井井场均新增 1 台 200kW 真空燃气加热炉。井场设备安装首先需进行场地平整，设置施工车辆临时停放场地，将采油设备或阀组拉运至井场或计转站，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、各类池体防渗层并进行平整。

2）管线建设

管线施工工艺流程详见图 3.4-2。

图 3.4-2　　管线施工工艺流程及产污环节示意图

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、外矢矩及切线长度，在地形起伏及较大拐弯处应打加密桩。施工时按管道两侧土地占用范围划定临时用地边界线，特殊地段增加用地宽度时应与当地有关部门协商。

②管沟开挖

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

别、性质及状态计算施工机械的稳定性，并采取相应的措施，确保安全操作。管沟沟底单管开挖宽度为 0.8m，管沟边坡比为 1:1.5。管沟成型后，应进行检查。

本项目管道工程一般区域管道施工作业带宽度控制在 8m 范围内；公益林区管道施工带范围严格控制在 6m 之内，管线埋深为 1.2m。

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/SY TZ 0407-2014）中的相关要求；燃料气管线采用无缝钢管，采用焊接方式连接，严格按照《油气田集输管道施工规范》（GB50819-2013）等相关要求执行。柔性复合高压输送管采用弹性敷设，燃料气管线采用弹性敷设、冷弯弯管、热煨弯头三种形式来满足管道变向安装要求。

④管道下沟

管段下沟前，需清除沟中的石块及塌方泥土、积水等，对管道进行外观检查并及时修补；管段下沟时，不允许任何导致管段产生弯折、永久性变形、破坏管材的现象出现；管段下沟后，在不受外力的条件下，应与沟底表面贴实且放到管沟中心位置。如出现管底局部悬空应用细土填塞，不得出现浅埋。管道施工示意图见图 3.4-3。

图 3.4-3 管道施工示意图

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穿越工程

a 光、电缆及其它管道穿越

一般情况下，管道与其他埋地构筑物交叉，原则上在其下方通过。

与电（光）缆交叉时，管道与电（光）缆净距不小于 0.5m，还要对电（光）缆采取保护措施。与管道交叉时，两管间净距不小于 0.3m，并采取措施将两管道隔离；管沟开挖前，首先探明被穿越管道位置，并做出明显标记。在交叉点两侧各 5m 范围内必须采用人工开挖。

图 3.4-4　管线与已建管线穿越示意图

b 公路穿越

本项目公路穿越主要为油气田内部公路穿越和国道穿越，穿越方式采用大开挖穿越，穿越管段加 20#无缝钢制套管保护，套管规格为φ219×7.0mm。

⑦管沟回填

管道下沟后应及时进行管沟回填，管道穿越地下电缆、管道、构筑物处的保护处理，应在管沟回填前按设计的要求配合管沟回填施工。

回填前应清除管沟中的杂物，应检查管沟底部是否平整，管道下面的回填土是否夯实，管道在沟底是否有悬空的现象，检查管道埋深是否符合设计文件要求。

管沟回填应分两次进行，第一次回填在试压前进行，应先用人工回填，用细土或沙回填管道两侧和管顶上部，当回填至管顶以上 500mm 左右时，进行夯实，之后可采用机械回填，第一次回填应留出接头部位。第二次回填在试压合格后进行，管沟回填后，回填土应高出自然地面 300mm。

4）HTPO 内穿插修复原集输管线

内穿插修复是在主管道内通过“O”型穿插技术插入一条高密度聚乙烯管（HDPE 或 HTPO）的方法。该技术是在一定的环境温度下将外径比主管道内径稍微大些的 HTPO 管或（按设计要求）经过多级等径压缩装置等径压缩并在拉伸力的合力作用下暂时减少 HTPO 管的外径，由牵引机将缩径后的 HTPO 管拉入经过清理后的被衬主管道内，经过 24 小时，带有记忆特点的 HTPO 管外壁就与主管道内壁紧紧地结合在一起，形成内穿插管的防腐性能与原管道的机械性能合二为一的一种“管中管”的复合结构，达到防腐的目的。

为保证 HTPO 管连接效果，改造完成后进行整体试压。管道按照原金属管道设计要求进行压力试验，对全线整体试压，试验介质采用无腐蚀性的清洁水，强度试验的压力和严密性试验压力均采用设计压力进行试压。

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

（4）储层改造工程

储层改造工程主要包括射孔、压裂以及后续的测试放喷等。

1）射孔

项目射孔采用油管传输射孔工艺，射孔队到达井场后，按设计要求进行枪串联接，安装起爆装置。随后在井口采油树或采气树上安装封井器、防落器。电缆经过天地滑轮后，再穿过防喷盒与磁定位器加重杆安全接头和射孔枪连接，打开防落器、井口闸门。将射孔枪匀速下入进口车内下出油管喇叭口至目的层附近标准套管接箍处，根据用跟踪定位原理计算出的跟踪距上提或下放对准目的层位，点火射孔枪，射孔后匀速起出电缆枪。

2）压裂

塔河油田区域酸化压裂作业时，使用的胶凝酸在塔河油田拉依苏酸站配置完成，压裂液、滑溜水由施工单位在现场自行配置。胶凝酸以及压裂液和滑溜水配置所需的原料通过车辆运输至井场，通过压裂液在线混配车将酸液、压裂液、滑溜水按一定比例混合后，通过管汇车输送至压裂车进行加压，向地层注入高于地层破裂压力的酸化压裂液，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。停泵后，压裂返排液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处理站处理。

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。

测试放喷阶段主要污染物为三相（或两相）分离器产生气体（或天然气）在放喷池放空。产生的液体（或原油）由液体罐收集后，原油送临近的联合站；如为不含油的采出液，则送塔河油田绿色环保站进行处理。依据具体情况设定放喷时间，一般为 1～2d。

储层改造工程主要废气为酸化压裂废气、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压裂返排液，生活污水经撬装式污水处理站处理后，用于荒漠灌溉。压裂返排液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。

3.4.1.2 运营期

（1）采油工程

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称为机械采油法。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，塔河油田 12 区选择采油方式为：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）掺稀工艺

掺稀工艺主要过程为油井采出液从井下提升到地面后，与通过管线泵输至井口的稀油混合，通过管线输送至接转站，在接转站气液分离处理后，进入油气处理系统。

塔河油田 12 区奥陶系油藏掺稀所需的稀油来自一号联和三号联，稀油的原油物性：原油密度 0.8988g/cm^3、粘度 21.7m^2/s（30℃）。

图 3.4-5　计转站掺稀工艺示意图

（4）油气集输

本项目单井输油采用加热集输流程，油气处理依托已建塔河油田四号联合站。单井采出液就近进入已建计转站，通过计转站最终输往区内联合站进行处理。

图 3.4-6　运营期工艺流程示意图

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。

3.4.2 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。生产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。服役期满后，如果封井和井场处置等措施得当，环境影响将很小；反之若出现封井不严，可能导致地下残余油水外溢等事故发生，产生局部环境污染。

本项目包括钻井、地面工程建设、采油（气）、油气集输等施工作业内容，基本属于开发建设期和生产运营期的建设活动。其环境影响因素主要来源于油井及与其相关钻井、采油、采气、井下作业、油气储运等各工艺过程，影响结果包括非污染生态影响，以及排放的污染物质导致的环境污染，详见图 3.4-7。

图 3.4-7　油田开发过程污染物排放流程

3.4.3 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。

3.4.3.1 生态影响因素

生态影响主要体现在井场、管线等建设阶段，如占用土地、施工对地表植被的影响、土壤扰动等。集油管道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站场场地平整、管线敷设等，施工作业直接破坏了地面植被，造成了土壤扰动，容易导致水土流失。

根据估算，本项目总占地约 20.987 hm^2，其中永久占地 3.567hm^2、临时占地 17.420hm^2，详见表 3.4-1。工程占地类型有天然牧草地、其他草地、盐碱地等。

表 3.4-1　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	新建井场	2.7	5.22	7.92	本项目计划部署 6 口井，新建井场 6 座，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。临时占地内将修建钻井平台以及主、副两座放喷池等，占地类型为天然牧草地、其他草地等
2	集输管线	0	10.37	10.37	掺稀管线、燃料气管线与集输管线同沟敷设，新管线 12.961km，作业带范围 8m。占地类型为天然牧草地、其他草地、盐碱地等
3	临时生活区	0	1.44	1.44	每个井场临时生活区占地面积 2400m^2，占地类型为天然牧草地、其他草地
4	井场道路	0.85	0.38	1.23	新建通井道路 1.898km，采用单车道砂石路面，路面宽 4.5m，临时占地为道路两侧各 2m 范围，占地类型为天然牧草地、其他草地
5	电力线	0.0172	0.0098	0.027	新建监控线路共建 43 个桩基，单个桩基永久占地面积为 4m^2，临时占地面积为 2.28m^2，占地类型为天然牧草地、其他草地
合计		3.567	17.420	20.987	/

3.4.3.2 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主要来自以下几个方面：一是在管线敷设、道路建设和地面工程建设过程中产生的扬尘，如细小的建筑材料的飞扬，或土壤被扰动后导致的尘土飞扬；二是开发期施工机械及运输车辆尾气，本项目钻井期

间用电优先由区域现有供电系统提供，柴油发电机作为备用电源。燃油废气中主要污染物为颗粒物、NO_x、SO_2、烃类等。施工机械及运输车辆的使用情况具有不确定性，其污染物的排放具有排放时间短等特点。三是储层改造废气，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。四是测试放喷废气，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。

（2）废水污染源

施工期产生的废水主要为钻井废水、酸化压裂返排液和生活污水。

①钻井废水

钻井期间产生的废水主要为钻井废水，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。

钻井期间产生的废水主要为钻井废水，包括：

A.机械冷却废水：包括柴油机冷却水、钻井泵拉杆冲洗水、水刹车排出水等；

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

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

D.其他废水：包括固井等作业产生的废水、井口返排水等。

钻井废水是钻井液等物质被水高倍稀释的产物，其组成、性质及危害与钻井液类型、处理剂的组成有关，主要污染物有悬浮物、石油类、COD 等。废水中

的 pH 值高，多在 8.5~9.0 之间；悬浮物含量多在 2000~2500mg/L 之间，COD 多在 3000~4000mg/L 之间，石油类多在 60~70mg/L 之间。

本项目新钻井 6 口井，总进尺 3.74×10^4m。《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》中石油和天然气开采专业及辅助性活动行业系数手册，普通气井（≥4km）排污系数 52.64t/100m，普通油井（≥3.5km 进尺）产污系数 29.73t/100m 进行估算。本项目共建 6 口油井，故钻井废水产生量为 1.11×10^4m^3。钻井废水与钻井泥浆、岩屑一同进入不落地系统进行分离处理，分离后的液相回用于钻井液配制，不外排。

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。根据区域现有井场历史钻井数据，压裂过程压裂返排液返排率为 60%左右，项目钻井过程中单座井场压裂液量为 730m^3，则单座井场压裂返排液产生量为 438m^3，拟建工程共部署新井 6 座，项目压裂返排液产生量约为 2628m^3。经调查，项目所在的塔河油田采油二厂委托具有专业资质的第三方压裂队负责现场的压裂工作，压裂期间在井场设置 6 座 20m^3~30m^3 的回收罐，储层改造过程中产生的压裂返排液排入回收罐中，不定期运至塔河油田绿色环保站处理，处理达标后回注油层。

③生活污水

本项目钻井期单井施工人员约 50 人，钻前工程施工周期 20d，钻井施工周期 80d，地面工程施工周期 20d，合计施工周期 740d。每人每天生活用水最高按 100L 计算，生活用水总量为 3700m^3，生活污水排放量按用水量的 80%计，则施工期内生活污水总产生量总计为 2960m^3，生活污水主要污染物为 COD、NH_3-N、SS 等，其主要指标浓度 COD 为 350mg/L，NH_3-N 为 60mg/L、SS 为 240mg/L。施工期生活污水经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。

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，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

项目使用膨润土泥浆和磺化泥浆，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。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。

②钻井岩屑

钻井过程中，岩石经钻头和泥浆的研磨而破碎成岩屑，其中 50%混入泥浆中，其余岩屑经泥浆循环携带至井口，在地面经振动筛分离出来，送入井场内泥浆罐中。钻井岩屑产生量按以下经验公式计算：

式中：W——钻井岩屑产生量，m^3；

D——井眼直径，m；

a——膨胀系数，取 2；

h——井深 m。

本项目新建 2 口直井，4 口斜井，本项目钻井过程中新井一开和二开上部（4500m 以上）采用非磺化水基泥浆，二开下部及三开（4500m 以下）均采用磺化水基泥浆。利用上述公式计算出钻井期内直井单井产生的岩屑量为 751.07m^3，其中膨润土泥浆钻井岩屑 169.56m^3，磺化泥浆钻井岩屑 581.51m^3；钻井期内斜井单井产生的岩屑量为 735.21m^3，其中膨润土泥浆钻井岩屑 173.62m^3，磺化泥浆钻井岩屑 561.59m^3。6 口井共产生岩屑量为 4442.98m^3，其中膨润土泥浆钻井岩屑 1033.6m^3，磺化泥浆钻井岩屑 3409.38m^3。

根据目前油田及安全环保对钻井工程的要求，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。

③生活垃圾

根据开发初步方案及前述分析，本项目钻井期单井施工人员约 50 人，钻前工程施工周期 20d，钻井施工周期 80d，地面工程施工周期 20d，合计施工周期 740d。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 18.5t，生活垃圾集中收集后定期由库车城乡建设投资（集团）有限公司清运、处置。

④施工废料

施工废料主要包括管材边角料、焊接作业中产生的废焊渣等。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 12.961km（掺稀、燃料气管线与集输管线三管同沟埋地敷设），施工废料产生量约为 2.26t。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城乡建设投资（集团）有限公司清运、处置。

⑤危险废物

钻井施工过程中机械检修时会产生少量含油废物，检修期间地面应铺设防渗膜，采用钢制铁桶收集后暂存于撬装式危废暂存间中，防止含油废物落地污染土壤和地下水。类比同类钻井工程及验收报告，钻井期间产生的含油废物量约为 0.5t/井，故本项目产生含油废物 3t，收集后由钻井队委托区域具有危废处置资质的公司接收处置。

钻井期间会产生少量废防渗材料，类比同类钻井工程，钻井期间产生的废防渗材料量约为 0.2t/井，故本项目产生废防渗材料 1.2t，收集后由区域具有危废处置资质的公司接收处置。

钻井施工过程中配制钻井泥浆时会产生少量废烧碱包装袋，属于危险废物，及时回收废烧碱包装袋暂存于撬装式危废暂存间中。类比同类钻井工程，钻井期间产生的废烧碱包装袋约为 0.50t/井，故本项目产生废烧碱包装袋 3t，收集后由区域具有危废处置资质的公司接收处置。

⑥土石方

本工程施工期开挖土方主要产生于井场设备基础建设、管沟开挖、路基开挖等环节。本工程部署井场 6 座，新建单井集输管线 12.961km，新建进场道路 1.23km。

工程区永久占地为 2.7hm^2，场平高度约为 1m，开挖量为 2.7×10^{4}m^3，全部用于回填，场地平整，外借 1.65×10^{4}m^3。

新建单井集输管线 12.961km，单管沟挖深 1.5m，沟底单管开挖宽度为 0.8m，则挖方量 4.72×10^{4}m^3，填方量 4.72×10^{4}m^3，无弃方。

新建进场道路 1.23km，宽 4.5m，填方量 0.17×10^{4}m^3。

预计本项目共开挖土方 7.42×10^{4}m^3，回填土方 9.24×10^{4}m^3，借方 1.82×10^{4}m^3，无弃方，开挖土方主要为井场平整、管沟开挖产生土方，回填土方主要为井场回填、管沟回填。新建井场需进行压盖，借方主要来源于区域已完钻井场经“钻井废弃物不落地达标处理技术”处理达标后还原土和周边砂石料场。本项目土石方平衡见下表 3.4-2。

表 3.4-2　土方挖填方平衡表　　单位：万 m^3

工程分区	挖方	填方	借方量		弃方量	
			数量	来源	数量	去向
井场工程	2.7	4.35	1.65	区域井场还原土	0	—
管道工程	4.72	4.72	0	0	0	—
道路工程	0	0.17	0.17	周边砂石料场	0	
合计	7.42	9.24	1.82	—	0	—

（4）施工噪声源强

项目施工期噪声主要包括土方施工、建构筑物结构施工、设备吊运安装、管沟开挖、管线铺设等过程中各种机械和设备产生的噪声，以及钻井工程钻机、泥浆泵运转以及压裂过程产生的噪声。参照《环境噪声与振动控制工程技术导则》(HJ 2034-2013)中表 A.2 和类比油气田开发工程中井场、集气站、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 3.4-3。

表 3.4-3　主要施工设备噪声源不同距离声压级　　单位：dB(A)

序号	声源名称	型号	空间相对位置/m			声功率级[dB(A)]	声源控制措施	运行时段
			X	Y	Z			

1	钻机	—	40	50	1.0	100	基础减振	昼间/夜间
2	吊装机	—	60	40	1.5	88		昼间/夜间
3	泥浆泵	—	54	50	3.0	99		昼间/夜间
4	压裂车	—	60	82	1.2	110		昼间/夜间
5	挖掘机	—	60	80	2.0	94		昼间/夜间
6	压路机	—	60	80	2.0	94		昼间/夜间

3.4.4 运营期环境影响因素分析

3.4.4.1 废水污染源

（1）采出水

塔河油田 12 区油藏采出水主要来源于油藏本身的底水、边水，随着开采年限的增加呈逐渐上升状态。采出液在塔河油田四号联合站进行脱水处理。根据开发方案并结合《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》中“07 石油和天然气开采业行业系数手册”，本项目运营期油藏采出水最大为 10m^3/d·井（1.98×$10^4$$m^3$/a）。油藏采出废水进入塔河油田四号联合站污水处理系统处理，经处理达标后全部回注油层，不外排。

（2）生活污水

运营期不新增劳动定员，均依托现有工作人员，井场无人值守。故运营期不新增生活污水。

（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《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》（公告 2021 年第 24 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 3.4-4），计算井下作业废水的产生量。

表 3.4-4　与石油和天然气开采有关的服务活动产排污系数一览表

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

				化学需氧量	克/井次-产品	104525	回收回注	0
				石油类	克/井次-产品	17645	回收回注	0

本项目油藏储层为非低渗透油藏储层，根据表 3.3-6 计算井下作业废水产生量为 76.04t/井次，化学需氧量产生量为 104525.3g/井次，石油类产生量为 17645g/井次。按井下作业每 2 年 1 次计算，则单井每年产生井下作业废水 38.02t、化学需氧量 52262.7g、石油类 8822.5g，则本项目 6 口井下作业工程产生的井下作业废水、化学需氧量、石油类分别为 228.12t/a、0.31t/a、0.05t/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标回注。

3.4.4.2 废气污染源

本项目运营期的废气排放源主要为井场、集输过程中无组织废气排放，加热炉产生的有组织废气和温室气体排放源。无组织排放的污染物主要为井口、管线接口、阀门等处产生的无组织挥发烃类和硫化氢。

（1）有组织废气

有组织废气来源为井场加热炉等排放烟气，其燃料气采用干气（处理后的返输天然气），烟囱高度为 8m。燃气加热炉耗气量计算公式如下：

式中：A 为燃气量，m^3；

P 为真空加热炉功率，0.2MW；

ε为真空加热炉热转化效率，真空加热炉取 0.9；

Q_L 为燃气的低位热值，MJ/m^3，根据燃气分析结果，取 $33.812MJ/m^3$；

t 为真空加热炉运行时间，h，满负荷运行 330d（7920h），根据现有锅炉运行情况，锅炉在夏季运行较少，有效运行时间一般小于 330d，本次评价考虑最不利情况，按满负荷计算。

则本项目加热炉燃气量情况见表 3.4-5。

表 3.4-5　加热炉耗气量及设置台数一览表

序号	项目	加热炉台数	年工作小时（h）	单台锅炉燃气量（万 m^3/a）	总燃气量（万 m^3/a）
1	200kW 加热炉	6	7920	18.74	112.44

工业废气量、二氧化硫、氮氧化物根据《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》（生态环境部公告 2021 年第 24 号）中 4430 锅炉产排污量核算系数计算；燃料为处理后的返输干气，含硫量根据《天然气》（GB17820-2018）中的表 1 天然气质量要求，S 取二类气最大值 100；

实际运行中烟尘产生量较少，颗粒物排放类比塔河油田 12 区邻近井同类型加热炉监测数据《塔河油田 12 区奥陶系油藏 2021 年第一期侧钻项目竣工环境保护验收调查报告》（水清清〈监〉[2023]-YS-077 号），颗粒物监测浓度范围在 1.5mg/m^3～5.9mg/m^3。现有所类比加热炉属于塔河油田 12 区现有 200kW 真空加热炉，使用燃料均为净化后的天然气，烟气通过 1 根 8m 高烟囱外排，类比真空加热炉符合《污染源源强核算技术指南 锅炉》（HJ 991-2018）中 3 条适用原则，即①燃料、辅料、副产物类型相同；②锅炉类型和规模等级相同；③污染控制措施相似，且污染物设计脱除效率不低于类比对象脱除效率。根据类比结果，最终颗粒物排放浓度取值 5.9mg/m^3。

表 3.4-6 工业锅炉（热力生产和供应行业）产排污系数表-燃气工业锅炉

产品名称	原料名称	工艺名称	规模等级	污染物指标	单位	产污系数	末端治理技术名称	排污系数
蒸汽/热水/其他	天然气	燃烧室燃炉	所有规模	工业废气量	标立方米/万立方米-原料	107753	直排	107753
				二氧化硫	千克/万立方米-原料	0.02S①	直排	0.02S①
				氮氧化物	千克/万立方米-原料	15.87（低氮燃烧-国内一般）	直排	15.87
						6.97（**低氮燃烧-国内领先**）	直排	6.97
						3.03（低氮燃烧-国际领先）②	直排	3.03

注：①产排污系数表中二氧化硫的产排污系数是以含硫量（S）的形式表示的，其中含硫量（S）是指燃气收到基硫分含量，单位为毫克/立方米。S 取 100。②本项目采用低氮燃烧系数。

井场加热炉烟气量见表 3.4-7。

表 3.4-7 本项目烟气量一览表

用气单元	单台烟气量（万 m^3/a）	总烟气量（万 m^3/a）
井场加热炉	201.93	1211.58

加热炉污染物产生排放情况见下表 3.4-8。

表 3.4-8　本项目新建井场加热炉污染物排放情况

污染源	耗气量	烟气量	污染物排放情况					
	$10^4m^4/a$	$10^4m^3/a$	SO_2		NOx		颗粒物	
			t/a	mg/m^3	t/a	mg/m^3	t/a	mg/m^3
单个 200kW 井场加热炉	18.74	201.93	0.037	18.561	0.131	64.68	0.012	5.9
本项目加热炉（6 座 200kW 加热炉）	112.44	1211.58	0.222	18.561	0.786	64.68	0.072	5.9
标准限值	-	-	-	50	-	200	-	20

根据上表可知，本项目新建井场加热炉 SO_2、NOx、颗粒物均满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）中新建燃气锅炉标准限值（SO_2：50mg/m^3，NO_X：200mg/m^3，颗粒物：20mg/m^3）。

根据项目所在地阿克苏生态环境局要求，燃气加热炉须根据《工业源挥发性有机物通用源项　产排污核算系数手册》中“附表 1.燃烧烟气锅炉挥发性有机物产污系数表”核算挥发性有机物，该手册中天然气加热炉挥发性有机物产污系数为 1.68 千克/万立方米-燃料，本工程运营期耗气量约 112.44×$10^4m^3/a$，燃气加热炉产生的挥发性有机物约 0.19t/a，据此根据烟气量 1211.58×$10^4m^3/a$ 核算后的燃气加热炉挥发性有机物浓度约为 15.7mg/m^3。

（2）无组织废气

1）非甲烷总烃（NMHC）

非甲烷总烃主要来源于油气集输过程中烃类无组织挥发。

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：

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

t_i——密封点 i 的年运行时间，h/a；

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

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

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

n——挥发性有机物流经的设备与管线组件密封点数。

表 3.4-9　　设备与管线组件 eTOC，i 取值参数表

类型	设备类型	排放速率 $e_{TOC,i}$/（kg/h 排放源）
石油炼制工业	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；根据燃料气组分分析表，燃料气 $WF_{VOCs,\ i}$ 核算值为 2.294%，$WF_{TOC,\ i}$ 核算值为 98.52%，$WF_{VOCs,\ i}$ 和 $WF_{TOC,\ i}$ 比值取 0.02。根据设计单位提供的数据，项目涉及的阀门、法兰数量以及无组织废气核算见表 3.4-10 所示。

表 3.4-10　　本项目新建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）
1	阀门	16	0.064	0.027
2	法兰	32	0.085	0.071

单座	0.098
本项目新建 6 座井场	0.588

经核算，单座井场新增烃类挥发总量为 0.098t/a，本项目共部署 6 口井，则本项目新增无组织烃类挥发总量为 0.588t/a。

2）硫化氢（H_2S）

根据项目资料，本项目所在区域硫化氢浓度介于1545~262468mg/m^3，平均为56151mg/m^3，本项目最高年伴生气产生量约0.0037×10^{8}m^3/a，据此核算出本项目伴生气中硫化氢最大量为97.11t/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0.0097t/a。本项目新建6口井，则每座井场硫化氢无组织挥发量为0.0016t/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-计量阀组-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。

3.4.4.3 固体废物污染源

（1）危险废物

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

①落地油

主要来自试油等作业及突发环境事件，属于《国家危险废物名录（2025 年版）》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 50kg/井·次，作业频次一般 2 年，约合 0.025t/a 井。本项目共 6 口井，产生落地油量为 0.15t/a，落地油回收率为 100%，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，统一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。

对于突发环境事件产生的落地油（如管线泄漏等），可根据《危险废物豁免管理清单》，按《中国石油化工股份有限公司西北油田分公司采油二厂突发环境事件应急预案》进行运输、利用、处置，不按危险废物管理。

②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材料，产生的落地油直接落在防渗材料上，目前油田使用的防渗材料均可重复利用，平均重复利用 1-2 年。单块防渗材料重约 250kg（12m×12m），每口井作业用 2 块，约合 0.25t/a 井。则本项目 6 口井产生废弃防渗材料最大量约 1.5t/a。

作业过程中产生的废防渗材料属于危险废物，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材料集中收集，不在井场贮存，采用专用车辆运至塔河油田绿色环保站妥善处置，拉运过程中资质单位应使用专车、按照指定的拉运路线。

③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。本项目新建集输管线总长度为 12.961km，废渣量约 13.01kg/次，按每 2 年清管 1 次，则产生废渣量为 0.0065t/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（2025 年版）》HW08 类危险废物（废物代码：900-249-08），间歇产生，由塔河油田绿色环保站进行处理。

项目产生的危险废物汇总表见表 3.4-11。

表 3.4-11　　危险废物汇总表

序号	危险废物名称	危险废物类别	危险废物代码	产生量（t/a）	产生工序	形态	主要成分	产废周期	危险特性	污染物防治措施
1	落地油	HW08 废	071-001-08	0.15	油井作业	液态	石油类	间歇	T.I	采用专用罐运至塔河油

2	废防渗材料	矿物油与含矿物油废物	900-249-08	1.50	油井作业	固态	石油类	间歇	T.I	田绿色环保站妥善处置
3	清管废渣		900-249-08	0.0065	清管作业	固态	石油类	间歇	T.I	

（2）生活垃圾

运营期不新增劳动定员，均依托现有工作人员，井场无人值守，故不新增生活垃圾。

3.4.4.4 运营期噪声源强

项目实施后，各噪声污染源治理措施情况见表 3.4-12。

表 3.4-12　　噪声源设备

序号	噪声源名称	数量/（台/套）	源强（dB(A)）	降噪措施	降噪效果（dB(A)）
1	采油树	6	85	基础减振	10
2	真空加热炉	6	95	基础减振	10

拟建项目井场产噪设备主要为采油树、真空加热炉噪声，噪声值为 85～95dB(A)。采取基础减振降噪，控制噪声对周围环境的影响，降噪效果约 10dB(A)。

3.4.4.5 合计

本项目运营期三废排放状况见表 3.4-13。

表 3.4-13　运营期污染物排放汇总

类别	工段	污染源	主要污染物	产生量（t/a）	排放量（t/a）	排放去向
废气	油气集输	加热炉废气	NO_X	0.786	0.786	经不低于 8m 高的排气筒排放
			SO_2	0.222	0.222	
			颗粒物	0.072	0.072	
			NMHC	0.190	0.190	
		无组织排放废气	NMHC	0.588	0.588	大气
			硫化氢	0.0016	0.0016	
废水	采出水		废水量	1.98×10^4	0	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》

类别	工段	污染源	主要污染物	产生量（t/a）	排放量（t/a）	排放去向
						（SY/T5329-2022）标准后回注油层，不外排
	井下作业废水		井下作业废水	228.120	0	拉运至塔河油田绿色环保站，处理后回注油层
			COD	0.131	0	
			石油类	0.050	0	
固体废物	井场作业	落地油	-	0.150	0	采用专用车辆运至塔河油田绿色环保站无害化处置
	井场作业	废防渗材料	-	1.500	0	
	管线清管	清管废渣	-	0.0065	0	
噪声	采油树、加热炉	机械噪声	-	85～95dB(A)	厂界达标	选用低噪声设备，采取减振、隔声、消声等降噪措施

塔河油田废气污染源有计转站及井口加热炉和油气集输、处理及外输过程中的烃类挥发。根据搜集塔河油田相关资料，结合本次评价计算结果，塔河油田 12 区污染物排放“三本账”估算表见表 3.4-14。

表 3.4-14 塔河油田 12 区运营期污染物排放“三本账”表

序号	影响类别	污染物	现有工程产生量（t/a）	本项目产生量（t/a）	总体工程		
					产生量（t/a）	以新带老削减量（t/a）	排放增减量
1	废气	SO_2	10.189	0.222	10.411	0	+0.222
		NO_X	125.133	0.786	125.919	0	+0.786
		颗粒物	23.734	0.072	23.806	0	+0.072
		烃类	198.331	0.778	199.109	0	+0.778
		H_2S	0.338	0.0016	0.3396	0	+0.0016
2	废水	生产废水	100.83×10^4	2.00×10^4	102.83×10^4	0	$+2.00\times10^4$
		生活污水	0.9×10^4	0	0.9×10^4	0	0
3	固体废物	含油污泥	1.90×10^4	0.15	1.90×10^4	0	+0.15
		生活垃圾	56.57	0	56.57	0	0

3.4.5 退役期环境影响因素分析

退役期主要是环境功能恢复时期，本节对退役期环境保护措施进行介绍。

3.4.5.1 退役期环境空气影响因素分析

（1）退役期废气主要是施工过程中产生的扬尘，要求退役期作业时，采取洒水抑尘的降尘措施，同时要求严禁在大风天气进行作业。

（2）运输车辆使用符合国家标准的油品。

（3）退役期封井施工过程中，应加强施工质量管理，避免出现封井不严等非正常工况的烃类泄漏。

3.4.5.2 退役期水环境影响因素分析

退役期埋地管线冲洗后两端封堵，不再挖出。水环境影响因素主要为埋地管线的冲洗废水，本项目 12.961km 管沟内同沟敷设有集输、燃料气、掺稀等三类管线，长度共计 12.961km，冲洗废水按照每千米 2.5m^3 核算，预计产生含油废水约 28.28m^3，废水收集入罐后拉运至联合站污水处理系统进行处理，严禁外排。井口严格按照《废弃井封井回填技术指南(试行)》(环办土壤函〔2020〕72 号)、《废弃井封井处置规范》(Q/SH0653-2015)要求进行施工作业，首先进行井场进行环境风险评估，根据评估等级分别采用不同的固井、封井方式，确保固井、封井措施的有效性，避免发生油水串层。

3.4.5.3 退役期噪声污染源分析

项目退役期噪声主要包括建（构）筑物结构施工、设备吊运拆除等过程中各种机械和设备产生的噪声。参照《环境噪声与振动控制工程技术导则》(HJ 2034-2013)中表 A.2 和类比油气田实际情况，项目退役期拟采用的各类施工设备产噪值见表 3.4-15。

表 3.4-15　主要施工设备噪声源不同距离声压级　　单位：dB(A)

序号	声源名称	型号	空间相对位置/m			声功率级[dB(A)]	声源控制措施	运行时段
			X	Y	Z			
1	吊装机	—	60	40	1.5	88	基础减振	昼间/夜间

（1）选用低噪声机械和车辆。

（2）加强设备检查维修，保证其正常运行。

（3）加强运输车辆管理，合理规划运输路线，禁止运输车辆随意高声鸣笛。

3.4.5.4 退役期固体废物污染源分析

（1）地面设施拆除、井场清理等工作中会产生废弃建筑残渣，应集中清理收集，收集后送至周边固废填埋场填埋处置。落地油收集后委托有资质单位送至塔河油田绿色环保处理站处理；管道中残余的液体先试用氮气吹扫至计转站后，再使用清水清洗管道内部，清洗废水最终进入计转站后送至联合站处理，清理干净的管线两端使用盲板封堵。

（2）对完成采油的废弃井应封堵，拆除井口装置，地下截去一定深度的表层套管，最后清理场地，清除各种固体废弃物，自然植被区域自然恢复。

3.4.5.5 退役期生态环境影响因素分析及恢复措施

油气田单井进行开采后期，油气储量逐渐下降，最终井区进入退役期。后期按照要求对井口进行封堵，并对井场生态恢复至原貌。采取的生态恢复措施如下：

（1）施工期间，施工车辆临时停放尽可能利用现有空地，埋地管线冲洗后两端封堵，不再挖出，避免对生态环境的二次破坏。

（2）闭井后拆除井架、井台，并对井场土地进行平整，清除地面上残留的污染物等。

（3）在退役期施工过程中，严禁随意踩踏破坏植被；不得惊扰、伤害野生动物。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，理解保护野生动植物的重要意义。

（4）各种机动车辆固定线路，禁止随意开路。

（5）井场水泥平台和砂砾石路面维持现状，避免因拆除作业对区域表层土的扰动，引起土地沙化。

3.5 清洁生产分析

3.5.1 清洁水平分析

3.5.1.1 钻井工艺清洁生产工艺

（1）钻采方案的设计技术先进、实用成熟，具有良好的可操作性。井身结构设计能够满足开发和钻井作业的要求；科学地进行了钻井参数设计；钻井设备和泥浆泵均能够保证安全施工的需要。

（2）作业井场采用泥浆循环系统；钻井废水循环回收罐等环保设施，工业废水回用率达到 90%以上，钻井液循环率达到 95%以上，最大限度地减少了废泥浆的产生量和污染物的排放量。具体做法是：

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

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。

③完井后的泥浆药品等泥浆材料全部回收，废机油全部清理、回收处理，恢复地貌，做到“工完、料尽、场地清”。

④开钻前对井场池体等做防渗漏处理。

⑤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，从而大大减少了废弃泥浆产生量。

（3）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。

（4）设置井控装置（防喷器等），防止井喷事故对环境造成污染影响。

（5）钻井废水、废钻井泥浆等钻井废物暂存均控制在井场范围内，采用泥浆不落地技术进行固液分离后，液相回用于钻井液配备。

（6）钻井新鲜水使用量低于行业要求的清洁生产标准.

（7）先进性分析

西北油田分公司在各个油气田区块内新建钻井，不断总结前期钻井经验，形成了针对不同油气层、不同地层地质条件下的成熟、可靠的钻井技术，从钻机选型、钻井液选取与配置、油气层储层保护措施和固井方案等方面，积累了丰富的

工作经验，从油气田开发钻井阶段横向对比，钻井深、难度大，钻井设备和工艺技术水平处于国内领先水平，具有一定的先进性。

3.5.1.2 运营期清洁生产工艺

（1）集输及处理清洁生产工艺

①单井采出液通过井口模块一级节流后经集输管线最终输送至周边联合站处理。全过程密闭措施，降低了损耗，减少烃类物质的挥发量。

②采用全自动控制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，实现集输生产过程少放空，减少天然气燃烧对环境的污染。

③优化布局，减少建设用地。为了尽量减少对当地地形地貌的破坏和扰动，充分利用已建道路解决道路交通问题。按工艺流程进行优化组合，布置紧凑。管线、水、电、道路等沿地表自然走向敷设，最大限度地减少了对自然环境和景观的破坏，土方量也大大减少。

（2）节能及其他清洁生产措施分析

①优化简化单井集输管网及原油运输路线，降低生产运行及车辆运输时间；

②管线均进行保温，减少热量损失；

③选用节能型电气设备。井场的动力、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；

④采油区采用自动化管理，提高了管理水平。

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

本次评价采用《石油和天然气开采行业清洁生产评价指标体系（试行）》，分别对钻井作业、采油采气作业等油气田开发阶段进行清洁生产指标分析，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3.5-1~3.5-2。

表 3.5-1　钻井作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值

定量指标						本项目评价	
一级指标	权重值	二级指标	单位	权重分值	评价基准值	估算依据	得分
(1)资源和能源消耗指标	20	占地面积	m^2	8	符合行业标准要求	符合	8
		新鲜水消耗	t/100m 标准进尺	12	≤25	≤25	12
(2)生产技术特征指标	30	固井质量合格率	%	30	≥95%	100%	30
(3)资源综合利用指标	25	钻井液循环率	井深：3000 以上	15	≥75%	90%	10
		柴油机效率	%	5	≥90%	90%	5
		污油回收率	%	5	≥90%	100%	5
(4)污染物指标	25	钻井废水	t/100m 标准进尺	10	甲类区：≤30； 乙类区：≤35	≤15 (乙类区)	10
		废弃钻井液产生量	m^3/100m 标准进尺	10	≤10	≤10	10
		柴油机烟气	-	2	符合排放标准要求	符合	2
		噪声	dB(A)	3	符合排放标准要求	符合	3
定性指标							
(1)原辅材料	15	钻井液毒性	可生物降解或无毒钻井液	15		15	
(2)生产工艺及设备要求	40	钻井设备先进性	国内领先	8		8	
		压力平衡技术	具备欠平衡技术	5		5	
	40	钻井液收集设施完整性	配有收集设施，且使钻井液不落地	5		5	
		固控设备完整性	配备振动筛、处理器、除砂器、离心机等固控设备	5		5	

		固井质量	固井质量合格	5	5
		钻井效率	高	7	7
		井控措施有效性	井控措施有效	5	5
(3)符合国家政策的生产规模	10	现行政策暂无生产规模限制要求	10	10	现行政策暂无生产规模限制要求
(4)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	建立 HSE 管理体系并通过认证
		开展清洁生产审核	10	10	开展清洁生产审核
(5)贯彻执行环境保护法规符合性	15	建设项目环保“三同时”执行情况	5	5	建设项目环保“三同时”执行情况
		建设项目环境影响评价制度执行情况	5	5	建设项目环境影响评价制度执行情况
		污染物排放总量控制与减排措施情况	5	5	污染物排放总量控制与减排措施情况

表 3.5-2　采油采气作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值

定量指标							
一级指标	权重值	二级指标	单位	权重值	评价基准值	本项目	
						实际值	得分
(1)资源和能源消耗指标	30	综合能耗	kg 标煤/t 采出液	30	稀油：≤65 稠油：≤160	55(稀油)	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	未检出	5
		COD	mg/L	5	乙类区≤150	150	5
		落地原油回收率	%	7.5	100	100	7.5
		采油废水回用率	%	7.5	≥60	100	7.5
		油井伴生气外排率	%	7.5	≤20	0	7.5
		采出废水达标排放率	%	7.5	≥80	100	7.5
定性指标							
一级指标	指标分值	二级指标				指标分值	本项目情况	本项目得分
(1)生产工艺及设备要求	45	井筒质量			井筒设施完好	5	井筒设施完好	5
		采气	天然气净化设施先进、净化效率高	10	采油 套管气回收装置	10	设置套管气回收装置及防止落地原油产生措施	10
				10	采油 防止落地原油产生措施	10		10
		采油(气)方式			采油方式经过综合评价确定	10	油井自喷	10
		集输流程			全密闭流程	10	采用全密闭集输流程	10
(2)环境管理体系建设及清洁生产审核	35	建立 HSE 管理体系并通过认证				10	已建立 HSE 管理体系并通过认证	10
		开展清洁生产审核并通过验收				20	已开展清洁生产审核并通过验收	20
		制定节能减排工作计划				5	已制定节能减排工作计划	5
(3)贯彻执行环境保护政策法	20	建设项目环保“三同时”制度执行情况				5	落实环保“三同时”制度	5

规的执行情况		建设项目环境影响评价制度执行情况	5	落实建设项目环境影响评价制度	5
		老污染源限期治理项目完成情况	5	正在开展中	0
		污染物排放总量控制与减排指标完成情况	5	污染物排放量低于总量控制指标	5

表 3.5-3　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						本工程	
一级指标	权重值	二级指标	单位	权重分值	评价基准值	实际值	审核后得分
（1）资源和能源消耗指标	30	作业液消耗	m^3/井次	10	≤5.0	0	10
		新鲜水消耗	m^3/井次	10	≤5.0	5	10
		单位能耗	-	10	行业基本水平	基本水平	10
（2）生产技术特征指标	20	压裂放喷返排入罐率	%	20	100	100	20
（3）资源综合利用指标	20	落地原油回收利用率	%	10	100	100	10
		生产过程中排出物利用率	%	10	100	100	10
（4）污染物产生指标	30	作业废液量	m^3/井次	10	≤3.0	76.0	0
		石油类	mg/L	5	甲类区：≤10；乙类区：≤50	23	5
		COD	mg/L	5	甲类区：≤100；乙类区：≤150	139	5
		含油污泥	kg/井次	5	甲类区：≤50；乙类区：≤70	0	5
		一般固体废物（生活垃圾）	kg/井次	5	符合环保要求	0	5

定性指标					
一级指标	指标分值	二级指标		指标分值	本工程评分
（1）生产工艺及设备要求	40	防喷措施	具备	5	5
		地面管线防刺防漏措施	按标准试压	5	5
		防溢设备（防溢池设置）	具备	5	5
		防渗范围	废水、使用液、原油等可能落地处	5	5

		作业废液污染控制措施	集中回收处理	10	10
		防止落地原油产生措施	具备原油回收设施	10	10
（2）管理体系建设及清洁生产审核	40	建立 HSE 管理体系并通过验证		15	15
		开展清洁生产审核		20	20
		制定节能减排工作计划		5	5
（3）贯彻执行环境保护法规的符合性	20	满足其他法律法规要求		20	20

由表 3.5-1、3.5-2、3.5-3 计算得出：本项目钻井作业定量指标得分 100 分，定性指标得分 100 分，综合评价指数得分 100 分；采油采气作业定量指标得分 90 分，定性指标得分 95 分，综合评价指数得分 92 分，井下作业定量指标 90 分，定性指标 100 分，综合评价 94 分。属于清洁生产先进企业。采油二厂定期对油田开展清洁生产审核工作并完成验收工作，油田清洁生产水平逐步提高，后续待本项目投入正常运营后，采油二厂将本项目建设内容纳入油田整体开展清洁生产审核及验收工作。

3.6 污染物排放总量控制

3.6.1 总量控制原则

对污染物排放总量进行控制的原则是：将给定区域内污染源的污染物排放负荷控制在一定数量之内，使环境质量可以达到规定的环境目标。污染物总量控制方案的确定，在考虑污染物种类、污染源影响范围、区域环境质量、环境功能以及环境管理要求等因素的基础上，结合项目实际条件和控制措施的经济技术可行性进行。

3.6.2 污染物总量控制因子

根据国家“十四五”污染物排放总量控制要求，污染物排放总量控制因子如下：

废气污染物：NO_X、VOCs。

废水污染物：COD、NH_3-N。

本项目油气集输和处理采用密闭集输工艺，新建的井场内设置燃气加热炉，使用处理后的干气作为燃料，燃料燃烧产生 SO_2、NOx 等废气。

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处理后回注地层，不外排。

经核算，本项目有组织排放的 SO_2 为 0.222t/a，NOx 为 0.786t/a，无组织排放的 VOC_S 为 0.588t/a，不排放废水污染物。

3.6.3 总量控制建议指标

（1）施工期

由于施工期的钻井作业集中于较短时间内，钻井期间排放的污染物将随钻井工程的结束而消亡，故不考虑对钻井期间产生的污染物进行总量控制。

（2）运营期

根据项目工程特点，本次评价提出的总量控制建议指标为：

NO_X：0.786t/a

VOCs：0.588t/a。

3.7 相关法规、政策符合性分析

（1）与《产业结构调整指导目录（2024 本）》符合性分析

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。本项目位于国土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。

（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）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。

（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）等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四号联合站处理达标后回注地层，采用密闭集输等措施控制无组织排放，生产用加热炉等废气排放可满足国家和地方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。

（5）与《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》（DZ/T 0317-2018）的符合性分析

西北油田 2019 年已完成实施项目 22 个，投入 2.12 亿元，2020 年实施项目 13 个，投入 10.09 亿元，并投入 0.44 亿元完成湿地保护区实验区 18 口油井、4 座场站清退工作，并进行生态恢复。

结合《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》（DZ/T 0317-2018）及中国石化集团公司绿色企业行动计划，西北油田对标分析、分类施策，制定了符合自身基层实际的绿色基层创建方案和细化的评价指标体系及计划清单逐项开展创建工作，加快完成环保隐患重点治理工程。相继完成了塔河油田三号联、二号联混烃脱硫优化工程，减少碱渣近 3000 吨；四号联混烃脱硫优化工程通过新建混烃脱硫塔及配套设施，消除了装卸车、转运、处置过程存在的安全、环保风险，解决了碱渣处理尾气的恶臭问题。

加快节能改造工程项目实施，先后对油田内单井井口加热炉自控系统进行改造，实现自动启停炉、温度自动控制，节约天然气 1390 万方，增效 1422 万元。

各采油基层单位先后实施了储罐检修作业污染物不落地，站库标准化建设，一册三卡修订、生产区域视频监控系统升级改造等一系列措施，促进全员环保节能意识得到显著提升，现场环保管理工作得到进一步规范。

西北油田分公司按照绿色企业考核指标，通过“六查六核”方式，于 2020 年底，通过验收并获得绿色企业称号。

本项目为西北油田分公司塔河油田 12 区的滚动开发项目，主要包括 6 口井开发井的钻采工程、油气集输工程以及配套的给排水、供配电、仪表自控、通信、防腐、土建等工程，油气水处理等均依托已建工程。矿区环境、资源开发方式、资源综合利用、节能减排、科技创新与信息化、企业管理与企业形象方面与现有工程一致，故本项目仍符合《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》（DZ/T 0317-2018）中相关要求。

（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，可以根据施工进展情况，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，本工程不涉及国有一级国家级公益林及 I 级林地，所涉及的其他林地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，根据施工进展情况，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。

（7）《关于加强沙区建设项目环境影响评价工作的通知》

本项目按照《关于加强沙区建设项目环境影响评价工作的通知》单独分析了防沙治沙影响，并严格按照《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022）的要求，强化了项目的环境可行性、环境影响分析预测评估的可靠性和防沙治沙生态环境保护措施的可行性、有效性评估。建设单位施工期间应按照《中华人民共和国防沙治沙法》以及本次环评提出的防沙治沙要求，落实防沙治沙生态环境

保护措施。符合《关于加强沙区建设项目环境影响评价工作的通知》（新环环评发〔2020〕138 号）中相关要求。

（8）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型、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。

（9）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

表 3.7-1　　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	本项目运营期井场加热炉为天然气，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；清管作业中及时清理清管废渣由塔河油田绿色环保站进行处理	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	本项目运营期井场新增燃气加热炉采用低氮燃烧技术	符合

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

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

（10）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

表 3.7-2　　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，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

3.8 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第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》符合性分析

《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》第五篇第一章 加快建设国家“三基地一通道”中提出， “建设国家大型油气生产加工和储备基地。加大准噶尔、吐哈、塔里木三大盆地油气勘探开发力度，提高新疆在油气资源开发利用转化过程中的参与度。加快中石油玛湖、吉木萨尔、准噶尔盆地南缘以及中石化顺北等大型油气田建设，促进油气增储上产。加强成品油储备，提升油气供应保障能力”。

本项目属于塔里木盆地油气基地，符合《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》的要求。

3.8.3 与国土空间规划的符合性分析

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

国务院于 2024 年 5 月 17 日对《新疆维吾尔自治区国土空间规划（2021-2035 年）》进行了批复。规划指出，到 2035 年，新疆耕地保有量不低于 10121.00 万亩，其中永久基本农田保护面积不低于 8223.83 万亩；生态保护红线面积不低于 42.33 万平方千米；城镇开发边界扩展倍数控制在基于 2020 年城镇建设用地规模的 1.35 倍以内；落实战略性矿产资源等安全保障空间，全面锚固高质量发展的空间底线。发挥区域比较优势，优化主体功能定位，细化主体功能区划分。筑牢

塔里木河等生态安全屏障，构建生物多样性保护网络，加强天然林和草原保护修复，扎实推进山水林田湖草沙一体化保护和系统治理。建设好国家大型油气生产加工和储备基地、大型煤炭煤电煤化工基地、大型风光电基地和国家能源资源陆上大通道，保障战略性矿产资源安全。

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

（2）与《阿克苏地区国土空间规划（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。

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“三线一单”生态环境分区管控要求，守住生态保护红线、环境质量底线和资源利用上线，实施生态环境准入清单管控。”

本项目位于新疆维吾尔自治区阿克苏地区库车市，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

3.8.5.1 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。

3.8.5.2 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

3.8.5.3 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，是符合《新疆维吾尔自治区水土保持规划（2018-2030 年）》的管理要求的。

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

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

文件名称	规划要求	本项目	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》	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 12 区，符合西北油田分公司“十四五”规划要求。	符合

文件名称	规划要求	本项目	符合性
《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）	严守生态保护红线，加强空间管控。坚持以习近平生态文明思想为指导，严守生态保护红线，严格维护区域主导生态功能，积极推动绿色发展，促进人与自然和谐共生。主动对接国土空间规划，进一步做好与“三线一单”生态环境分区管控方案、主体功能区划、生态功能区划等有关要求的有序衔接和细化分解，严格落实各项生态环境保护要求，协同推进石油天然气开发和生态环境保护相协调，切实维护区域生态系统的完整性和稳定性。	本项目不涉及生态保护红线，符合“三线一单”生态环境分区管控方案、主体功能区划、生态功能区划等。报告中对评价范围内的公益林、永久基本农田、牧草地、水土流失等影响作为重点评价内容，并提出了合理、有效的保护措施。	符合
	（二）合理确定开发方案，优化开发布局。根据区域主体功能定位，结合区域资源环境特征、生态保护红线等相关管控要求，依据生态环境影响评价结果，依据生态环境影响评价结果，进一步优化石油天然气开采规模、开发布局和建设时序。总结石油天然气开发过程对生态环境影响和保护经验，及时进行优化调整。	本项目从方式、工艺设计、环境风险防范等方面进行了线路比选，对项目原设计的选线进行了优化，减缓了对生态环境的影响。	符合
	（三）严格生态环境保护，强化各类污染物防治。根据油气开采产业政策和生态环境保护政策要求，严格落实资源环境指标要求，进一步控制污染物排放以及能源消耗水平。油气开采、输送、储存、净化等过程及非正常工况应加强挥发性有机物等污染物排放控制，确保满足区域环境空气质量要求。加强开采废水污染控制，涉及回注的应经处理满足《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（ SY/T5329）等相关标准要求，采取切实可行的地下水污染防治和监控措施，防止造成地下水污染。油气开采过程中产生的固体废物，应当遵循减量化、资源化、无害化原则，合规处置。加强伴生气、落地油、采出水等回收利用，提高综合利用水平。	本项目的建设占用资源环境指标较少，集输采用密闭工艺，减少了废气污染物的排放，井下作业废水依托联合站处理，处理满足《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（ SY/T5329）后回注油层，提出了切实可行的地下水污染防治和监控措施；项目建设和运营期间产生的固废首先考虑综合利用，不能利用的均进行合规处置。	符合
	（四）加强生态环境系统治理，维护生态安全。坚持节约优先、保护优先、自然恢复为主，统筹推进山水林田湖草沙一体化保护和系统治理，守住自然生态安全边界。严格控制油气田开发扰动范围，加大生态治理力度，结合油气开采绿色矿山建设等相关要求，落实各项生态环境保护措施，保障区域生态功能不退化。油气开发应同步制定并落实生态保护和修复方案，综合考虑防沙治沙等相关要求，因地制宜开展生态恢复治理工作。	本项目严格控制占地面积，项目建设过程中开展防沙治沙工作，并在施工结束后因地制宜开展生态恢复及治理，保障区域生态功能不退化。	符合
	（五）加强油气开发事中事后环境管理。油气企业应切实落实生态环境保护主体	塔河油田采油二厂定期开展后评价工作，现	符合

文件名称	规划要求	本项目	符合性
	责任，进一步健全生态环境管理和应急管理体系，确保各项生态环境保护和应急防控措施落实到位。建立环境空气、水环境、土壤环境、生态等监测体系，开展长期跟踪监测。根据监测结果，及时优化开发方案，并采取有效的生态环境保护措施。	已初步建立了环境空气、水环境、土壤环境等监测体系，后续需进一步加强生态监测，根据监测结果，及时优化开发方案和环保措施。	
	（六）落实环境影响跟踪评价计划。在规划实施过程中，适时开展环境影响跟踪评价；规划范围、规划年限、规模、结构和布局等方面发生重大调整或规划修编，应重新编制环境影响报告书。	塔河油田采油二厂适时开展区域环境影响跟踪评价工作，严格按照相应要求进行动态管理。	符合
	（七）建立畅通的公众参与平台，及时解决公众提出的环境问题，满足公众合理的环保诉求；定期发布环境信息，并主动接受社会监督。	企业按照环境影响评价公众参与办法等有关要求，主动公开了油气开采项目环境信息。	符合
	（八）规划所包含的建设项目应结合《报告书》提出的相关要求做好环境影响评价工作，重点调查生态、地下水、土壤等环境敏感目标分布情况，论证环境保护措施有效性；与有关规划的符合性及环境协调性分析、区域生态环境概况等方面内容可以适当简化。	本次评价结合规划环境影响报告书开展了生态、地下水、土壤的调查，论证了环保措施有效性等。	符合

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

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

本项目位于塔河油田 12 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。

3.8.8 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 4.2×10^4t/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。生活垃圾依托库车城乡建设投资（集团）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。

3.8.9 与《关于加快解决当前挥发性有机物治理突出问题的通知》(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，定期进行了检测、及时修复，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。

3.8.10 与“碳达峰、碳中和”符合性分析

为贯彻落实中央和生态环境部关于“碳达峰、碳中和”相关决策部署和文件精神，充分发挥环境影响评价的源头防控、过程管理中的基础性作用，本评价按照相关政策及文件要求，根据《中国石油天然气生产企业温室气体排放核算方法与报告指南(试行)》核算方法，计算拟建工程实施后温室气体排放量及温室气体排放强度，提出碳减排建议，并分析减污降碳措施可行性及温室气体排放水平。符合“碳达峰、碳中和”的相关要求。

3.9 选址、选线合理性分析

本项目组成包括钻采工程、油气集输工程以及配套的供配电、自控、通信、道路等工程。根据现场调查和资料搜集，项目评价范围涉及耕地（永久基本农田）、公益林、水土流失重点预防区和重点治理区等环境敏感区，不占用法定生态保护区域、重要生境以及其他具有重要生态功能、对保护生物多样性具有重要意义的区域等生态敏感区，井场及管线选址均已避开生态保护红线。本项目选址、选线合理性分析见表 3.9-1、图 3.9-1。

表 3.9-1 项目选址、选线合理性分析表

项目		方案一	方案二	推荐
敷设方案		直穿方案	避绕方案	
管沟占地规模	TH12441 阀组至 12-10 计转站复线	管沟长度 2900m，占地 2.32hm^2	管沟长度 3170m，占地 2.54hm^2	方案一
	TH122151X井至TH12244 井集输管道	管沟长度 474m，占地 0.3792hm^2	管沟长度 474m，占地 0.3792hm^2	相当
	TH122152X井至TH12284 阀组站集输管道	管沟长度 1970m，占地 1.576hm^2	管沟长度 1970m，占地 1.576hm^2	相当

项目		方案一	方案二	推荐
永久基本农田	TH12441 阀组至 12-10 计转站复线	835m 管沟占用永久基本农田	不占用	方案二
重点公益林	TH122151X井至TH12244 井集输管道	管沟长度 474m，占地 0.3792hm^2	管沟长度 474m，占地 0.3792hm^2	相当
	TH122152X井至TH12284 阀组站集输管道	255.41m 管沟位于国家二级公益林内、631.55m 位于地方公益林内	255.41m 管沟位于国家二级公益林内、631.55m 位于地方公益林内	相当
生物损失量	TH12441 阀组至 12-10 计转站复线	生物损失量 0.4854t	生物损失量 0t	方案二
	TH122151X井至TH12244 井集输管道	生物损失量 3.44t	生物损失量 3.44t	相当
	TH122152X井至TH12284 阀组站集输管道	生物损失量 3.57t	生物损失量 3.57t	相当
水土流失重点治理区		方案所在的县域涉及塔里木河流域水土流失重点治理区	方案所在的县域涉及塔里木河流域水土流失重点治理区	相当
农村地区中人群较集中的区域		不涉及	不涉及	相当
交通条件		充分利用已建道路，新建通井道路 1.898km，采用单车道砂石路面，路面宽 4.5m	充分利用已建道路，新建通井道路 1.898km，采用单车道砂石路面，路面宽 4.5m	相当
水文地质		地下水埋深较浅，矿化度较高，水质较差，含水层岩性为细砂、粉砂、粉细砂，水动力条件较差，主要用于农业灌溉	地下水埋深较浅，矿化度较高，水质较差，含水层岩性为细砂、粉砂、粉细砂，水动力条件较差，主要用于农业灌溉	相当
地形地貌		平原地貌，地势开阔平坦，总体呈西北高东南低	平原地貌，地势开阔平坦，总体呈西北高东南低	相当
土地利用		天然牧草地、其他草地、盐碱地	天然牧草地、其他草地、盐碱地	相当
主要生态环境问题		土壤盐渍化、植被破坏、油气开发造成环境污染、野生动物减少	土壤盐渍化、植被破坏、油气开发造成环境污染、野生动物减少	相当
主要生态敏感因子、敏		生物多样性及其生境中度敏	生物多样性及其生境中	相当

项目	方案一	方案二	推荐
感程度	感，土壤侵蚀、土地沙漠化中度敏感、土壤盐渍化高度敏感	度敏感，土壤侵蚀、土地沙漠化中度敏感、土壤盐渍化高度敏感	
生态保护红线	不涉及生态保护红线	不涉及生态保护红线	相当
环境管控单元	一般管控单元	一般管控单元	相当

项目所在区域突出环境问题为荒漠植被破坏，本项目从生态环境保护角度分析，推荐方案二。

（1）井场选址分析

本项目井场占地土地类型主要为天然牧草地、其他草地、盐碱地。可研设计阶段已尽量减少占用重点公益林，选择植被相对稀疏地带，建设单位施工前应根据相关要求，办理占地手续后方可开工建设，施工过程中尽量避开植物茂密区域。

本项目选址符合《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》以及《钻前工程及井场布置技术要求》。

（2）管线、道路选线合理性分析

本项目新建集输管线采用避让方案对区域荒漠植被采取保护措施；在管线开挖过程中，采取分层开挖、分层堆放、分层回填，减少对地表土壤、植被的扰动范围；项目部分新建管线位于国家二级公益林和地方公益林内，在管线选线过程中注意避让植被覆盖度较高的区域，减少对植被的生态扰动和对林地生态功能的不利影响；管线基本沿耕地伴行路敷设，尽可能不占及少占地。

公益林影响方面，管线穿越国家二级公益林和地方公益林区，可研设计阶段已尽量减少占用国家二级公益林，同时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，尽可能缩窄施工作业带，减少对国家二级公益林的占用。

占地类型方面，本项目所在区域的土地利用类型有天然牧草地、其他草地、盐碱地等。评价区域土地利用类型本底值面积比例较大的为天然牧草地和其他草地；本项目在占用土地类型时已经对天然牧草地、其他草地等高植被覆盖度的地类进行了合理避绕，项目在占地类型方面选址较为合理。

土壤扰动影响方面，为避让高植被覆盖区域，本项目管线未采用两点之间取直的布线方式，因此会在一定程度上增加对土壤的扰动范围，但由此避绕了土壤质地较好的区域，减小了项目对土壤的扰动程度。总体上项目施工对土壤的扰动影响较为合理。

保护植被分布方面，根据资料，评价区有胀果甘草、肉苁蓉等国家二级保护植物等。现场调查，本项目占地区域未发现上述保护植物集中分布区，因此本项目在保护植被分布方面选址较为合理。

野生动物生境分布方面，根据资料，评价区栖息分布着各种野生脊椎动物 34 种，其中爬行类 4 种，鸟类 23 种，哺乳类 7 种。根据现场调查，本项目所在区域野生动物生境分布在空间上较为均匀，无时空分布的分异性及地带性，受项目建设影响的主要为爬行类、鸟类，其活动范围大，生境可替代性强，因此本项目在野生动物生境分布方面选址较为合理。

地质稳定性方面，本项目所在区域为平原区，无断层及不良地质条件，本项目在地质稳定性方面选址较为合理。

洪水影响方面及环境敏感点分布方面，本项目所在区域为三角洲绿洲的下游区，地势北高南低，南部分布有若干季节性冲沟分布，洪水影响主要体现在夏季雨季，对本项目影响较小，项目在洪水影响方面及环境敏感点分布方面选址较为合理。

综上，本项目符合国家和新疆相关法律法规及产业政策，不涉及生态红线，符合新疆经济发展规划、环保规划等，无重大环境制约因素，项目选址合理。

图 3.9-1　线路选线方案图（TH12441 阀组至 12-10 计转站复线）

3.10“三线一单”符合性分析

本项目与《新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案》（2023版）、“七大片区”生态环境分区管控方案、阿克苏地区生态环境准入清单的符合性分析分别见表 3.10-1、3.10-2、3.10-3 及图 3.10-1、3.10-2。根据分析结果，本项目建设符合“三线一单”的管控要求。

表 3.10-1 本项目与《新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案》（2023 版）符合性分析

名称	文件要求	符合性分析	结论
生态保护红线	生态保护红线是生态空间范围内具有特殊重要生态功能必须实行强制性严格保护的区域。相关环评应将生态空间管控作为重要内容，区域涉及生态保护红线的，在环评结论和审查意见中应落实生态保护红线的管理要求，提出相应对策措施。除受自然条件限制、确实无法避让的铁路、公路、航道、防洪、管道、干渠、通讯、输变电等重要基础设施项目外，在生态保护红线范围内，严控各类开发建设活动，依法不予审批新建工业项目和矿产开发项目的环评文件。	经初步核查，本项目不在划定的生态保护红线内，距离项目最近的红线约17.3km，符合生态保护红线管理要求。项目与生态保护红线位置关系图见图3.10-1。	符合
环境质量底线	环境质量底线是国家和地方设置的大气、水和土壤环境质量目标，也是改善环境质量的基准线。有关环评应落实区域环境质量目标管理要求，提出区域或者行业污染物排放总量管控建议以及优化区域或行业发展布局、结构和规模的对策措施。项目环评应对照区域环境质量目标，深入分析预测项目建设对环境质量的影响，强化污染防治措施和污染物排放控制要求。	本项目为石油开采项目，产生的废水均不外排，不会突破水环境质量底线；危险废物均委托有危废处置资质的单位进行无害化处置；同时采取隔声降噪等措施防止噪声扰民，不会突破区域声环境质量底线。所在区域属于环境空气质量不达标区，项目采用密闭集输工艺后无组织排放大气污染物相对较少，不会加重区域大气污染程度。符合环境质量底线要求。	符合
资源利用上线	资源是环境的载体，资源利用上线是各地区能源、水、土地等资源消耗不得突破的“天花板”。相关环评应依据有关资源利用上线，对规划实施以及规划内项目的资源开发利用，区分不同行业，从能源资源开发等量或减量	本项目占地类型主要为天然牧草地、其他草地、盐碱地等，项目的建设占用土地资源相对区域资源利用较少，土地资源消耗符合要求。项目运营期油气处理和采出水依托联合站处理，耗水环节仅为不定期井下作业用水，	符合

名称	文件要求	符合性分析	结论
	替代、开采方式和规模控制、利用效率和保护措施等方面提出建议，为规划编制和审批决策提供重要依据。	用水量较少，施工废水、生活污水等进行综合利用，节约了水资源；各项资源量在区域的可承受范围内，不逾越资源利用上线，符合资源利用上线要求。	
生态环境准入清单	自治区环境管控单元分为优先保护单元、重点管控单元和一般管控单元三类，实施分类管控。其中一般管控单元主要为优先保护单元和重点管控单元之外的其他区域。一般管控单元主要落实生态环境保护基本要求，推动区域环境质量持续改善。	本项目为陆地石油开采项目，属于《产业结构调整指导目录（2024年本）》中“鼓励类”，符合国家相关产业政策。本项目涉及库车市一般管控单元ZH65290230001，见图3.10-2。各类污染物均满足国家及地方排放标准要求，落实生态环境保护基本要求，严守生态环境质量底线，不会降低区域生态功能。	符合

表 3.9-2　　与《新疆维吾尔自治区七大片区“三线一单”生态环境分区管控要求》符合性分析一览表

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

名称	管控要求	本项目	符合性
	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。	不涉及涉重金属行业污染防控，产生的油泥等危险废物委托具有危废处置资质的单位进行无害化处置。	

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**	**单元特征**	**环境要素属性**
ZH65290230001	库车市一般管控单元	一般管控单元	区域包含乡镇、部分基本农田	/
维度	**管控要求**		**本项目**	**符合性**
空间布局约束	1.执行阿克苏地区总体管控要求中空间布局约束的要求。 2.任何单位和个人不得擅自占用基本农田。禁止在基本农田内从事非农业生产的活动。除法律规定的重点建设项目选址确实无法避让外，其他任何建设不得占用。 3.对违反资源环境法律法规、规划，污染环境、破坏生态、乱采滥挖的露天矿山，依法整治；对污染治理不规范的露天矿山，依法责令停产整治，对拒不停产或擅自恢复生产的依法强制关闭；对责任主体灭失的露天矿山，要加强修复绿化、减尘抑尘。 4.严格控制在优先保护类耕地集中区域新建土壤环境监管重点行业项目。		本项目建设符合阿克苏地区总体管控要求，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；同时，项目不在土壤环境监管重点行业之列。	符合
污染物排放管控	1.执行阿克苏地区总体管控要求中关于污染物排放管控的准入要求。 2.强化畜禽养殖粪污资源化利用，提高畜禽粪污综合利用率，减少恶臭气体挥发排放。 3.严格控制林地、草地、园地农药使用量，禁止使用高毒、高残留农药。 4.加强农村生活垃圾的清运、收集、处置。严禁将城镇生活垃圾、污泥、工业废物直接用作肥料。 5.鼓励和支持散养密集区实行畜禽粪污分户收集、集中处理。		本项目建设符合阿克苏地区总体管控要求，不涉及畜禽养殖、农药使用等，施工期生活垃圾依托库车城乡建设投资（集团）有限公司处置。	符合
环境风险防控	1.执行阿克苏地区总体管控要求中关于环境风险防控的准入要求。		本项目为陆地石油开采项目，符合阿克	符合

	2.加强对矿山、油田等矿产资源开采影响区域内未利用地的环境监管，发现土壤污染问题的，要坚决查处，并及时督促有关单位采取有效防治措施消除或减轻污染。 3.加强油（气）田勘探、开发、运行过程中及排放产生的废弃物对土壤的污染。开展油（气）资源开发区历史遗留污染场地治理	苏地区总体管控要求；运营期加强巡检，杜绝“跑、冒、滴、漏”等现象，防治土壤污染，落地油100%回收，委托具有危废处置资质的单位无害化处置。	
资源利用效率	1.执行阿克苏地区总体管控要求中关于资源利用效率的准入要求。 2.全面推进秸秆综合利用，鼓励秸秆资源化、饲料化、肥料化利用，推动秸秆还田与离田收集。 3.减少化肥农药使用量，增加有机肥使用量，逐步实现化肥农药使用量零增长。 4.推进矿井水综合利用，煤矿废水全部处理达标后用于补充矿区生产用水和生态用水，加强洗煤废水循环利用。 5.推广渠道防渗、管道输水、喷灌、微灌等节水灌溉技术，完善灌溉用水计量设施。推进规模化高效节水灌溉，推广农作物节水抗旱技术。建立灌区墒情测报网络，提高农业用水效率。	本项目为陆地石油开采项目，符合阿克苏地区总体管控要求；不涉及秸秆、农药、煤矿、灌溉等。项目运营期采出水、井下作业废水依托联合站处理达标后回注油层，酸化压裂返排液依托塔河油田绿色环保站处理。	符合

综上所述，本项目建设符合“三线一单”要求。

图3.10-1 生态保护红线图

图3.10-2 环境管控单元图

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

塔河油田位于塔克拉玛干沙漠北缘。塔河油田 12 区行政区划属阿克苏地区库车市境内。

库车市地处东经 82°35′～84°17′，北纬 40°46′～42°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 15379km^2。

本项目西北距库车市市区约 48km。拟建项目所处位置为塔河油田 12 区，隶属塔河油田采油二厂管辖，中心地理坐标为：。地理位置见图 3.3-1。

4.1.2 地质构造

塔河油田 12 区位于阿克库勒凸起西北翼斜坡区，阿克库勒凸起位于新疆塔里木盆地沙雅隆起中段南翼，西邻哈拉哈塘凹陷，东靠草湖凹陷，南接满加尔坳陷。

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 地形地貌

库车市地形北高南低，自西北向东南倾斜，最高海拔为 4550m，最低海拔 922m。可概括划分为北部天山山地，冲积扇形砾石戈壁地和南部冲积平原。南部冲积平原，海拔在 930~1225m 之间，地形平坦。

塔河油田 12 区位于天山南麓，塔克拉玛干沙漠北部边缘，该区域为天山山前洪积倾斜戈壁平原与塔里木河北岸冲积平原之间的地带，自西向东依次为渭干河冲积洪积平原，库车河洪积平原和东部的洪积扇群带，地势较为平坦，为局部丘地和波状沙丘，海拔 900m-1000m。

塔河油田 12 区位于冲积平原，地表沉积物以粉细砂为主，地势平坦，海拔在 940m 左右。

4.1.4 水文与水文地质

4.1.4.1 水文

区域内主要地表水体为喀让古买里斯支渠、库车河岔流喀什古艾肯河、库车河岔流喀让古艾肯河等，主要水体功能为灌溉。与本项目位置关系见图4.1-1。

图4.1-1 本项目与区域地表水体位置关系图

喀什古艾肯河、喀让古艾肯河为库车河岔流，为季节性河流。库车河发源于南天山山脉的哈里克山东段，从龙口冲出却勒塔格山后，抵达兰干水文站，整个流程都在库车市境内，集流面积2956km^2，流程127km，平均年径流量3.31亿m^3，最大洪峰流量1940m^3/s，最小流量0.62m^3/s。自兰干水文站以下，河流经引水枢纽进入引水总干渠，输送下游，灌溉乌恰、依西哈拉、牙哈、乌尊、比西巴克等乡以及库车镇、良种繁育场的农田。河床则经过一个20多公里长的卵砾石锥形洪积扇，穿过牙哈乡的喀兰古，向东南消失于荒漠戈壁。

经调查了解，库车市境内河流流量受当地农业灌溉、库车河引流工程等因素影响，河流流量均有所减小。

4.1.4.2 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，沿地层倾斜方向向南东运动，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 $Cl·SO_4$-Na 型水为主，不适于人类和牲畜饮用。

4.1.5 气候、气象

项目所在地库车市地处暖温带，油田所处地区气候干燥，降水稀少，夏季炎热，冬季干冷，年温差和日温差均较大，属暖温带大陆性干旱气候。库车市平原区域南北地形地貌不同，地势高差较大，形成了明显的区域性气候差异。其基本特征是：北部山区气候湿润，气温凉爽，光照充足，降水量大，蒸发量小。南部平原气候干燥，气温炎热，光照充足，热量丰富，降水稀少，蒸发强烈，风沙活动频繁。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	10.5	20.0	20.0	27.0	18.0	18.0	15.0	18.0	16.3	17.5	9.0	27.0
	E	ENE	NNW	NNW	NNW	WSW	WNW	NNW	NW	N	NNW	N	NNW
最多风向	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N

风频（%）	19	21	15	15	16	14	14	16	18	19	14	13	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：年平均降水量 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≥17m/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。

4.1.6 土壤、植被及野生动物分布

库车市境内发育的地带性土壤为棕漠土，在西北部的山地上分布着少量的灰钙土和棕钙土。全境西北向东南依次分布着灰钙土、荒漠灰钙土、灰棕色荒漠土。不少地方由于缺少雨水冲刷，盐分板结在土壤表面上，形成严重的盐碱土，土壤含盐量很高。农业土壤主要有潮土、灌淤土及灌耕棕漠土 3 种，潮土占比重最大，占总耕地面积的 70.83%，灌淤土仅次于潮土，占总耕地面积的 19.24%；灌耕棕漠土占总耕地面积的 6.73%，分布在库车河灌区。除此之外，还有风沙土、水稻土、沼泽土、草甸土、盐土等，但占比例很小。项目区内土壤类型主要为盐土、漠境盐土等。

依据《新疆植被及其利用》，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。自然植被群系主要是柽柳群系、花花柴群系和盐穗木群系，以柽柳灌丛为主，人工栽培植物主要有棉花等农作物。

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 环境质量现状调查与评价

4.2.1 环境空气质量现状调查与评价

4.2.1.1 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》（H.J2.2-2018）对数据来源的要求，本次评价采用生态环境部环境工程评估中心公布的评价基准年环境空气质量国控点数据进行达标区判定，结果见表 4.2-1。结果显示，项目所在区域为环境空气质量不达标区。

表 4.2-1　　阿克苏地区环境空气质量达标判定结果

污染物	年评价指标	二级标准 ($\mu g/m^3$)	现状浓度 ($\mu g/m^3$)	二类区达标情况
PM_{10}	年平均质量浓度	70	95	超标
$PM_{2.5}$	年平均质量浓度	35	37	超标
SO_2	年平均质量浓度	60	7	达标
NO_2	年平均质量浓度	40	32	达标
CO	日均值第 95 百分位浓度	4000	2200	达标
O_3	日最大 8 小时滑动平均第 90 百分位浓度	160	130	达标

项目所在区域 SO_2、NO_2 及 CO、O_3 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_{10} 年平均浓度、$PM_{2.5}$ 年平均浓度超过《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。

4.2.1.2 近五年区域环境质量调查

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），滚动开发区块建设项目还应收集近 5 年的区域环境质量资料。本次评价采用 2018

年-2022 年的库车市气象局常规监测站点逐时监测数据，作为项目环境空气现状评价基本污染物 SO_2、NO_2、PM_{10}、$PM_{2.5}$、CO 和 O_3 的数据来源，详见下表 4.2-2。

表 4.2-2　近五年库车市环境空气质量现状变化　单位： μg/m³ **（标注除外）**

站点	时间	SO_2	NO_2	PM_{10}	$PM_{2.5}$	CO(mg/m³)	O_3
2022年							
库车气象局	2022年1月	25.71	49.13	145.23	98.65	2.80	77.19
	2022年2月	18.21	32.39	239.82	71.18	1.90	82.68
	2022年3月	11.51	26.35	207.32	62.71	0.99	96.39
	2022年4月	7.33	18.30	245.43	77.77	0.61	109.33
	2022年5月	7.10	13.61	125.00	51.48	0.35	113.03
	2022年6月	5.80	12.07	85.83	38.67	0.41	120.53
	2022年7月	6.98	11.10	76.90	34.42	0.55	125.45
	2022年8月	6.00	9.68	64.16	31.00	0.52	108.26
	2022年9月	6.67	13.93	84.83	33.60	0.72	104.40
	2022年10月	9.16	9.16	135.87	48.32	0.99	83.58
	2022年11月	9.36	17.60	114.67	57.52	1.23	76.14
	2022年12月	20.15	47.81	200.87	89.94	2.24	61.71
	年均值	11.15	21.95	143.24	57.90	1.11	96.67
2021年							
库车气象局	2021年1月	24.55	44.16	184.87	89.65	2.39	67.19
	2021年2月	23.36	34.54	198.50	72.18	1.91	81.39
	2021年3月	15.48	26.23	323.39	91.00	1.25	79.10
	2021年4月	8.55	14.27	133.03	42.97	0.63	109.5
	2021年5月	5.00	14.00	144.23	52.48	0.72	110.98
	2021年6月	5.00	8.13	47.18	18.67	0.66	118.37
	2021年7月	5.97	9.10	65.65	31.55	0.50	129.10
	2021年8月	6.16	10.23	62.13	29.97	0.37	118.90
	2021年9月	5.4	17.53	87.83	33.80	0.50	100.13
	2021年10月	9.77	28.06	166.35	50.48	1.25	83.94
	2021年11月	17.57	42.73	293.69	92.97	2.10	66.23
	2021年12月	25.06	54.64	190.19	106.68	2.76	57.77
	年均值	12.62	25.53	157.88	59.30	1.25	93.59
2020年							
库车气象局	2020年1月	20.64	39.67	126.31	102.73	3.51	25.71
	2020年2月	22.40	29.60	231.19	88.18	2.84	37.67
	2020年3月	14.01	22.44	429.30	120.39	1.74	40.93
	2020年4月	8.85	22.47	373.03	107.18	0.80	42.81
	2020年5月	8.41	14.88	189.31	55.64	0.54	70.26
	2020年6月	9.48	13.36	60.39	23.32	0.57	79.54

	2020年7月	9.14	11.68	54.94	22.72	0.51	85.74
	2020年8月	9.89	6.71	79.85	29.54	0.58	82.04
	2020年9月	5.45	16.32	192.23	42.83	0.79	44.47
	2020年10月	11.39	30.97	246.30	64.56	2.47	37.40
	2020年11月	19.40	46.87	152.56	70.43	2.80	34.54
	2020年12月	18.76	43.67	138.82	84.25	2.39	27.60
	年均值	13.14	24.53	190.13	68.03	1.63	50.69
2019年							
库车气象局	2019年1月	24.61	42.04	247.19	140.07	3.75	54.75
	2019年2月	25.39	36.86	301.29	103.07	3.62	74.32
	2019年3月	17.19	28.83	239.97	105.61	2.40	90.29
	2019年4月	7.30	10.44	175.21	51.62	0.62	90.90
	2019年5月	3.90	10.84	148.97	56.55	0.55	96.97
	2019年6月	3.77	40.40	53.37	19.07	0.62	112.31
	2019年7月	3.10	10.97	81.71	27.39	0.95	102.87
	2019年8月	2.87	11.00	121.77	46.45	0.83	92.97
	2019年9月	2.27	12.97	62.07	19.27	0.78	77.13
	2019年10月	3.87	19.74	123.00	49.84	2.56	77.35
	2019年11月	16.30	43.23	194.14	89.60	4.17	57.23
	2019年12月	27.00	49.06	181.26	130.84	4.80	42.50
	年均值	11.28	23.83	159.02	69.4	2.12	81.05
2018年							
库车气象局	2018年1月	12.90	34.93	186.29	61.39	0.83	136.93
	2018年2月	10.00	34.75	175.57	62.29	1.93	79.79
	2018年3月	5.32	28.61	472.32	98.77	0.97	199.81
	2018年4月	3.57	18.67	428.07	111.83	0.53	101.60
	2018年5月	1.46	12.17	115.93	34.20	0.24	128.00
	2018年6月	0.19	7.67	169.33	39.77	--	231.50
	2018年7月	3.33	9.65	102.17	32.72	3.99	122.35
	2018年8月	4.65	10.77	98.52	28.68	2.33	123.55
	2018年9月	4.90	18.21	16593	48.14	1.25	99.12
	2018年10月	11.86	29.82	168.57	58.00	2.21	75.52
	2018年11月	20.13	42.03	210.73	113.82	3.78	60.71
	2018年12月	26.68	47.77	321.84	132.52	4.18	54.74
	年均值	8.75	24.59	217.94	68.51	2.02	117.80
标准限值	年平均	60	40	70	35	--	--
	24h平均	150	80	150	75	4	--
	1h平均	500	20	--	--	10	200

引用 2018 年-2022 年库车市气象局常规监测站点逐时监测数据分析，库车市 SO_2、NO_2、CO、O_3 均值可以满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中二级浓度限值及其修改单中二 级标准；PM_{10}、$PM_{2.5}$ 均值超过《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中二级浓度限值及其修改单中二级标准。由每月变化情况可知，10 月-12 月，翌年 1 月-3 月各项因子均呈现明显的上升趋势，主要由于冬季供暖开始，城区燃煤锅炉污染物排放量加大，各项污染因子监测数据呈现明显上升趋势。

图 4.2-1　2018 年~2022 年库车市环境空气质量现状变化趋势图

4.2.1.3 特征因子补充监测

（1）监测点位及监测项目

本次环评引用《塔河油田四号联合站原油系统能力提升工程环境影响报告书》中 NMHC 和 H_2S 的监测数据。

监测点位基本信息见表 4.2-3 和图 4.2-2。

表 4.2-3　补充监测点位基本信息　　单位：mg/m^3

监测点名称	地理坐标	与本项目位置关系	监测因子	监测时段
四号联合站		新建管线南侧约 3.3km	NMHC、H_2S	2023 年 5 月 29 日-6 月 4 日

（2）数据可引用性

在空间上，所引用的监测点均位于本项目区域内部，且生态环境、工程内容均与本项目相似，满足点位要求；在时间上，所引用数据均在三年以内，监测频率及时效性均满足要求；监测因子方面，引用数据所监测的项目均为本项目所有的特征因子，满足监测因子要求；采样及分析方法方面，引用数据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，满足要求。

（3）评价标准

NMHC 参考《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）确定一次浓度

限值 2.0mg/m^3，H_2S 执行《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 中其他污染物空气质量浓度参考限值（0.01mg/m^3）的浓度限值要求。

（4）评价方法

采用质量浓度占标率法，计算公式为：

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/m^3；

Coi——第 *i* 个污染物的环境空气质量浓度标准，μg/m^3。

（5）评价结果

监测及评价结果见表 4.2-4。

表 4.2-4　　H_2S、NMHC 监测评价结果监测结果表

监测点位	污染物	平均时间	评价标准（μg/m^3）	浓度范围（μg/m^3）	最大浓度占标率（%）	超标率（%）	达标情况
四号联合站	NMHC	1h 平均	2000	450~610	30.5%	0%	达标
	H_2S	1h 平均	10	<5	<50%	0%	达标

从上表可以看出，本项目区域特征污染物 H_2S 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/m^3）的浓度限值要求；NMHC 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/m^3 要求；各监测点与油田开发活动相关的特征污染物 H_2S、NMHC 均达标。

图 4.2-2 监测点位图

4.2.2 声环境现状评价

声环境现状调查采用搜集资料法和现场监测法。

声环境现状委托新疆广宇众联环境监测有限公司进行现场监测。

（1）监测点位

拟建 TH124121X 井场设 1 个背景值监测点，已建 12-10 计转站、TH12441 阀组站四周各设 1 个监测点。声环境现状监测布点示意图见图 4.2-2。

（2）监测项目：连续等效 A 声级 Leq[dB(A)]。

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

（4）监测时间：本次现状监测时间为 2025 年 4 月 9 日。

（5）评价标准

项目区域已建站场声环境质量执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB 12348-2008）中 2 类标准【昼间 60 dB（A）、夜间 50 dB（A）】，拟建井场区域为原始自然景观，执行《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类区标准【昼间 60 dB（A）、夜间 50 dB（A）】。

（6）评价方法

采用对标法对声环境质量现状进行评价，即用现状监测结果与标准值进行对比。

（7）监测及评价结果

声环境现状监测及评价结果见表 4.2-5。

表 4.2-5　声环境现状监测及评价结果表

监测点位		测量时间	等效声级 dB（A）		达标情况
			监测值	标准值	
TH124121X		昼间	43	60	达标
		夜间	40	50	
12-10 计转站	东厂界	昼间	47	60	
		夜间	38	50	
	南厂界	昼间	49	60	
		夜间	39	50	
	西厂界	昼间	48	60	
		夜间	40	50	
	北厂界	昼间	52	60	
		夜间	41	50	
TH12441 阀组站	东厂界	昼间	42	60	
		夜间	39	50	

	南厂界	昼间	43	60	
		夜间	39	50	
	西厂界	昼间	40	60	
		夜间	41	50	
	北厂界	昼间	43	60	
		夜间	40	50	

上表显示，在评价期内，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。

4.2.3 地表水环境现状调查与评价

本项目不涉及地表水体，因此不对地表水现状开展评价。

4.2.4 地下水环境现状调查与评价

4.2.4.1 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和实测法。

（2）监测点位

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016），本次共设 5 个地下水水质监测点，10 个地下水水位监测点。本次引用地下水水质监测数据共 5 个，包括新疆广宇众联环境监测有限公司《塔河油田 12 区 2024 年产能建设项目》2023 年 12 月 14 日监测的 1#井的水质监测数据；新疆齐新环境服务有限公司《塔河油田四号联合站原油系统能力提升工程》2023 年 6 月 13 日监测的 2#、3#、4#井的水质监测数据；新疆广宇众联环境监测有限公司《采油二厂注水支干线隐患治理工程环境影响报告书》2022 年 12 月监测的 TK19 油井的水质监测数据。本次引用地下水水位监测数据共 3 个，包括新疆广宇众联环境监测有限公司《塔河油田 12 区 2024 年产能建设项目》2023 年 12 月 14 日监测的 1#井、2#井的水位监测数据；新疆中测测试有限责任公司《塔河油田西部奥陶系油藏 TH123148X、TH122145 井等产能建设项目》2024 年 4 月监测的 01 井的水位监测数据，具体监测点位见表 4.2-6~表 4.2-7，和图 4.2-2。

引用点位与本项目所在区域同属一个含水层，引用数据的监测时间未超过 3 年，且地下水水位监测点数不小于地下水水质监测点数的 2 倍，符合地下水环境现状调查与评价工作遵循资料搜集与现场调查相结合、项目所在场地调查与类比考察相结合、现状监测与长期动态资料分析相结合的原则；引用点分布范围包括了与建设项目相关的地下水环境保护目标，可说明项目所在区域地下水环境的现

状，能反映调查评价区地下水基本流场特征，满足地下水环境影响预测和评价等基本原则，引用数据具有有效性。各监测点设置情况及基本信息见表 4.2-6~4.2-7。

表 4.2-6　地下水水质监测点设置情况一览表

序号	点位	监测层位	区域位置关系	水位埋深 m	井深 m	监测时间	监测单位
1	1#	潜水	项目区上游	6.4	41	2023年12月	新疆广宇众联环境监测有限公司
2	2#	潜水	项目区内	2.8	49		
3	S2	潜水	项目区侧向	21.37	80	2023年6月	新疆齐新环境服务有限公司
4	S4	潜水	项目区侧向	6.95	91		
5	TK19油井	潜水	项目区下游	5.52	33	2022年12月	新疆广宇众联环境监测有限公司

表 4.2-7　地下水水位监测点设置情况一览表

序号	点位	监测层位	区域位置关系	水位埋深 m	井深 m	监测时间	监测单位
1	W1	承压水	12-10 计转站东北方向 6.12km 处地下水井	26.30	70	2025年4月	新疆广宇众联环境监测有限公司
2	W2	承压水	TH122152X 井场西北方向 1.64km 处地下水井	21.37	80		
3	W3	潜水	TH121191DH 井场西南方向 4.79km 处地下水井	7.33	27		
4	W4	承压水	TH122151X 井场西南方向 2.49km 处地下水井	6.95	91		
5	W5	潜水	TH122151X 井场西南方向 2.81km 处地下水井	6.52	31		
6	W6	潜水	TH124120X 井场南侧 10.8km 处地下水井	7.05	48		
7	W7	承压水	12-10 计转站西南方向 0.19km 处地下水井	37.65	124		
8	01	潜水	项目区下游5.90km	5.5	33	2024年4月	新疆中测测试有限责任公司
9	1#	潜水	项目区上游0.91km	6.4	41	2023年12月	新疆广宇众联环境监测有限公司
10	2#	潜水	项目区侧向0.90km	2.8	49		

（3）监测项目及分析方法

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016），本次评价的监测项目包括：pH、水位埋深、井深、K^+、Na^+、Ca^{2+}、Mg^{2+}、CO_3^{2-}、HCO_3^-、Cl^-、SO_4^{2-}、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、镉、铁、锰、溶解性总固体、高锰酸盐指数、总大肠菌群、细菌总数、石油类、硫化物等。

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

（4）监测结果

监测结果见表 4.2-8。

4.2.4.2 水环境质量现状评价

（1）评价标准

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

（2）评价方法

评价方法采用标准指数法。

①对于评价标准为定值的水质因子，其标准指数计算公式：

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：

，pH≤7 时；

，pH＞7 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。

（3）评价结果

项目区地下水监测及评价结果详见表4.2-8。从表4.2-8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、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。超标原因与区域原生水文地质条件有关，另外，该区域

气候干旱、地表蒸发强烈，由于各监测点潜水埋深不同，对应的蒸发强度不同，造成地下水中溶解性总固体、总硬度、硫酸盐和氯化物等因子呈梯度变化。结合塔河油田区域历史监测数据，多出现铁、锰以及盐分超标的情况，与本次调查情况基本一致，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较缓慢，蒸发排泄强烈，各类离子容易富集，这也是干旱区浅层地下水化学特征的共性表现。

表 4.2.8（1）　　地下水质量现状监测及评价结果一览表

序号	检测项目	单位	标准限值（III类）	1#		2#		S2		S4		TK19 油井	
				监测值	Pi	监测值	Pi	监测值	Pi	监测值	Pi	监测值	Pi
1	pH 值	无量纲	6.5~8.5	7.8	0.53	8.1	0.73	8.2	0.67	8.1	0.73	7.2	0.133
2	氨氮	mg/L	0.5	0.03	0.06	0.074	0.148	0.028	0.056	0.03	0.06	0.211	0.422
3	亚硝酸盐氮	mg/L	1	0.003L	0.003	0.003L	0.003	0.006	0.006	0.014	0.014	0.006	0.006
4	硝酸盐氮	mg/L	20	0.19	0.0095	0.36	0.018	＜0.2	＜0.01	＜0.2	＜0.01	0.14	0.007
5	氰化物	mg/L	0.05	0.002L	0.04	0.002L	0.04	＜0.2	＜0.04	＜0.002	＜0.04	＜0.002	＜0.04
6	挥发酚	mg/L	0.002	0.0003L	0.15	0.0003L	0.15	＜0.0003	＜0.15	＜0.0003	＜0.15	＜0.0003	＜0.15
7	汞	mg/L	0.001	4×10^{-5}L	0.04	4×10^{-5}L	0.04	0.00006	0.06	0.00008	0.08	＜4×10^{-5}	＜0.04
8	砷	mg/L	0.01	6.8×10^{-3}	0.68	3×10^{-4}L	0.03	0.00006	0.006	0.0014	0.14	＜3×10^{-4}	＜0.03
9	铬（六价）	mg/L	0.05	0.004L	0.08	0.004L	0.08	＜0.004	＜0.08	＜0.004	＜0.08	＜0.004	＜0.08
10	总硬度	mg/L	450	104	0.231	852	**1.893**	**2.80×10^{3}**	**6.22**	56	0.124	**1.99×10^{3}**	**4.42**
11	铅	mg/L	0.01	5.3×10^{-3}	0.53	4.5×10^{-3}	0.45	＜0.0025	＜0.08	＜0.0025	＜0.25	5.0×10^{-3}	0.5
12	氟化物	mg/L	1	0.52	0.52	0.29	0.29	0.4	0.4	0.4	0.4	0.58	0.58
13	镉	mg/L	0.005	6×10^{-4}	0.12	5×10^{-4}L	0.1	＜0.004	＜0.8	＜0.004	＜0.8	9×10^{-4}	0.18
14	铁	mg/L	0.3	0.03L	0.1	0.07	0.233	＜0.005	＜0.0167	＜0.005	＜0.0167	0.05	0.167
15	锰	mg/L	0.1	0.01	0.1	0.03	0.3	＜0.01	＜0.1	＜0.01	＜0.1	**0.32**	**3.2**
16	溶解性总固体	mg/L	1000	427	0.427	**4.98×10^{3}**	**4.98**	**8.20×10^{3}**	**8.2**	266	0.266	**9.62×10^{3}**	**9.62**
17	耗氧量	mg/L	3	0.61	0.203	0.91	0.303	2.62	0.87	2.18	0.727	1.10	0.367

序号	检测项目	单位	标准限值（III类）	1#		2#		S2		S4		TK19 油井	
				监测值	Pi	监测值	Pi	监测值	Pi	监测值	Pi	监测值	Pi
18	硫酸根（硫酸盐）	mg/L	250	157	0.628	**596**	**2.384**	**1.82×10^{3}**	**7.28**	71.4	0.2856	**1.66×10^{3}**	**6.64**
19	氯离子（氯化物）	mg/L	250	76.4	0.3056	**2.50×10^{3}**	**10**	**2.83×10^{3}**	**11.32**	46.6	0.1864	**4.04×10^{4}**	**161.6**
20	总大肠菌群	CFU/100mL	3	0	0	0	0	＜2	＜0.667	＜2	＜0.667	0	-
21	细菌总数	CFU/mL	100	未检出	-	36	0.36	70	0.7	20	0.2	74	0.74
22	硫化物	mg/L	0.2	0.003L	0.015	0.003L	0.015	＜0.003	＜0.015	＜0.003	＜0.015	＜0.01	＜0.5
23	钾离子	mg/L	/	1.04	/	8.45	/	26.7	/	1.67	/	20	-
24	钠离子（钠）	mg/L	200	94.7	0.4735	**1.48×10^{3}**	**7.4**	**1.86×10^{3}**	**9.3**	70	0.35	**3400**	**17.0**
25	钙离子	mg/L	/	29.9	/	117	/	413	/	12	/	196	-
26	镁离子	mg/L	/	6.82	/	134	/	470	/	6.3	/	438	-
27	碳酸根	mg/L	/	1L	/	1L	/	8	/	＜5	/	＜1	-
28	碳酸氢根	mg/L	/	120	/	288	/	164	/	75	/	94	-
29	石油类	mg/L	0.05	0.01L	0.2	0.01L	0.2	0.03	0.6	0.02	0.4	＜0.01	＜0.2
30	钡	mg/L	0.7	/	/	/	/	/	/	/	/	7.2	0.133

表 4.2-8（2）　八大离子平衡表

监测点		1#			2#			S2			S4			TK19 油井		
监测因子		ρ(B)mg/L	c（1/zBz±）mmol/L	x（1/zBz±）%	ρ(B)mg/L	c（1/zBz±）mmol/L	x（1/zBz±）%	ρ(B)mg/L	c（1/zBz±）mmol/L	x（1/zBz±）%	ρ(B)mg/L	c（1/zBz±）mmol/L	x（1/zBz±）%	ρ(B)mg/L	c（1/zBz±）mmol/L	x（1/zBz±）%
阳离子	钾	1.04	0.03	0.43	8.45	0.22	0.27	26.7	0.685	0.49	1.67	0.043	1.02	20	0.51	0.26
	钠	94.7	4.12	66.44	1480	64.35	79.03	1860	80.87	57.42	70	3.04	72.41	3400	147.83	75.95
	钙	29.9	1.49	24.08	117	5.84	7.17	413	20.61	14.63	12	0.6	14.25	196	9.80	5.04
	镁	6.82	0.56	9.05	134	11.02	13.54	470	38.67	27.46	6.3	0.52	12.33	438	36.50	18.75
	合计	132.46	6.2	100	1739.45	81.43	100	2769.70	140.83	100.00	89.97	4.2	100	4054	194.64	100
阴离子	碳酸氢根	120	1.97	26.61	288	4.72	5.38	164	2.69	2.23	75	1.23	30.5	＜1	0.03	0
	氯化物	76.4	2.16	29.16	2500	70.52	80.46	2830	79.83	66.23	46.6	1.31	32.62	250	4.10	0.35
	硫酸盐	157	3.27	44.23	596	12.41	14.16	1820	37.89	31.43	71.4	1.49	36.89	40400	1138.03	96.71
	碳酸根	0	0	0	0	0	0	8	0.13	0.11	0	0	0	1660	34.58	2.94
	合计	353.4	7.39	100	3384	87.65	100	4822.00	120.54	100.00	193	4.03	100	42310	1176.74	100
相对偏差		8.78			3.68			-7.76			-2.1			-71.6		

4.2.4.3 包气带污染现状调查

（1）监测布点

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016），对于一、二级的改扩建项目，应在可能造成地下水污染的主要装置或设施附近开展包气带污染现状调查，对包气带进行分层取样。

根据现场调查，本项目可能造成地下水污染的主要工程为区块内已建井场、已建场站，因此，本次评价委托新疆广宇众联环境监测有限公司于 2025 年 4 月 8 日在本项目所依托的 12-10 计转站和 TH12244 井场占地范围内及同种类型占地外 200m 处进行包气带分层取样调查。监测布点见表 4.2-9。

表 4.2-9　包气带现状监测点位置

调查点位	采样深度	备注
12-10 计转站占地范围内	0~20cm	污染控制点
12-10 计转站占地范围外		清洁对照点
TH12244 井场占地范围内		污染控制点
TH12244 井场占地范围外		清洁对照点

（2）监测因子、时间与频次

监测因子：石油类。

监测时间：2025 年 4 月 8 日，监测一天，采样一次。

（3）监测结果

包气带监测结果见表 4.2-10。

表 4.2-10　包气带现状监测结果一览表　　单位：mg/L，pH 无量纲

监测点位		监测项目	监测值（mg/kg）	标准限值（mg/kg）	达标情况
12-1 计转站	占地范围内	石油类	0.01L	4500	达标
	占地范围外		0.01L		
TH12244 井场	占地范围内		0.01L		达标
	占地范围外		0.01L		

从表 4.2-10 调查结果可知，评价区域内已建站场永久占地内外的油田特征污染物石油类监测数值相差不大，因此，评价区域内已建工程的包气带未受到油田开发的污染影响。

4.2.5 土壤环境现状调查与评价

（1）土壤概况

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潮土、漠境盐土、盐土等。

图 4.2-3　评价区域土壤类型图

潮土是发育于富含碳酸盐或不含碳酸盐的河流冲积物土，受地下潜水作用，经过耕作熟化而形成的一种半水成土壤。土壤腐殖积累过程较弱。具有腐殖质层（耕作层）、氧化还原层及母质层等剖面层次，沉积层理明显。

漠境盐土是漠境地区由于气候干旱，淋洗微弱而形成的积盐土壤。其特点是盐分在剖面不同深度累积，漠境盐土亚类主要分布于洪积扇前部，是山洪将含盐风化物和地层中的盐分与洪积物一起带至洪积扇上沉积，随物质沉积与水分蒸发，而使土壤表层与心土层盐分累积而形成盐土。漠境盐土分布地区气候异常干旱，少雨多风蒸发强烈。山地母岩和成土母质含有大量的可溶性盐，并有几乎纯质的盐分结晶，这些盐类，无法被雨水淋洗，往往溶解于天山雪水或山洪中，使流经盐岩的径河和河水矿化度增高，径流流至平原地区，流速减缓，受强烈干燥气候蒸发的影响，大量盐分富积地表。但也有部分径流补充入地下水，因而在高矿化度地下水的影响下，土壤大量积盐，全剖面可见白色的盐结晶，往往形成盐壳，盐盘或盐晶簇。漠境盐土的盐分组成比较复杂，既有以中性盐为主形成的氯化物、硫酸盐氯化物、氯化物硫酸盐、硫酸盐盐土；也有受当地植被影响而形成的硝酸盐盐土。漠境盐土除含大量的可溶性盐外，还含有大量的碱土金属碳酸盐和石膏。漠境盐土由于所处干旱的环境，加之本身含有大量的盐分，因此大面积的开垦农用存在极大困难，应尽可能保持现有植被，骆驼刺等盐生植物，作为放牧用地。

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。

（2）土壤理化特性调查

本项目影响类型兼有污染影响及生态影响，根据项目工程分析情况，针对项目占地的土壤理化性质进行分析，主要包括土体结构、土壤结构、土壤质地、阳离子交换量、氧化还原电位、饱和导水率、土壤容重、孔隙度等。取样点位为项目拟建工程附近土壤表层样（0-0.2m）。分析结果如表4.2-11所示。

表 4.2-11　土壤理化特性调查表

采样地点		S2 TH12441 阀组至 12-10 计转站复线（占地范围内）	S9 TH12441 阀组至 12-10 计转站复线（占地范围内）			S14 TH122151X 井至 TH12244 井集输管道（占地范围外 0.2km 范围内）
		0.2m	0.5m	1.5m	3.0m	0.2m
颜色		黄色	黄色	黄色	黄色	黄色
土壤结构		疏粒状	疏粒状	疏粒状	疏粒状	疏粒状
土壤质地		砂壤土	砂壤土	砂壤土	砂壤土	砂壤土
砂砾含量%		2	10	15	11	8
其他异物		无	无	无	无	无
阳离子交换量	$cmol^+/kg$	7.78	1.5	1.3	1.0	1.5
氧化还原电位	mv	0.90	376	385	342	355
饱和导水率 K10	mm/min	342	1.89	1.64	1.53	1.65
土壤容重	g/cm^3	1.72	1.2	1.1	1.2	1.2
孔隙度	%	1.1	55	58	55	55
含水率	%	58	12.1	14.2	15.3	14.1

表 4.2-12　土壤剖面图

点位	景观照片	土壤剖面照片	层次
S4 TH12441 阀组至 12-10 计转站复线（占地范围内）			表层 0.2m
S14TH122151X 井至 TH12244 井集输管道（占地范围外 0.2km 范围内）			表层 0.2m

点位	景观照片	土壤剖面照片	层次
S15 TH124121X 井场（占地范围外 5km 范围内）			表层 0.2m

（3）土壤环境质量现状监测与评价

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，拟建工程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，本评价在占地范围内设置 5 个柱状样和 5 个表层样，占地范围外设置 6 个表层样；土壤类型主要为潮土、漠境盐土、盐土。土壤监测布点符合 HJ964-2018、HJ349-2023 中污染影响型和生态影响型项目布点要求。

根据项目区域土壤类型的特点，以及土地利用方式，分为建设用地和农用地进行评价。本次评价土壤检测委托新疆广宇众联环境监测有限公司对土壤环境质量现状进行了监测，监测时间为 2025 年 4 月 8 日。

①建设用地（占地范围内）

监测布点：表层样：本项目评价范围内主要有潮土、漠境盐土、盐土。

在 TH122151X 井场内（漠境盐土）、TH124121X 井至 TH12441 阀组集输管道（占地范围内）（盐土）、TH12441 阀组至 12-10 计转站复线（占地范围内）（潮土）分别布设 1 个表层样，监测《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)中表 1 第二类用地中 45 项基本项目、pH、全盐量、石油烃（C_{10}~C_{40}）。

在 TH121191DH 井场内（盐土）、TH121191DH 井至 TH121108CX 井集输管道（占地范围内）（漠境盐土）分别布设 1 个表层样，监测 pH、全盐量、石油烃（C_{10}~C_{40}）。

在 TH124121X 井场内（盐土）、TH124120X 井场内（盐土）、TH122152X 井场内（漠境盐土）、TH12441 阀组至 12-10 计转站复线（占地范围内）（盐土）、TH12441 阀组至 12-10 计转站复线（占地范围内）（潮土）分别布设 1 个柱状样，监测 pH、全盐量、石油烃（C_{10}~C_{40}）。

检测项目：砷、镉、铬（六价）、铜、铅、汞、镍、四氯化碳、氯仿、氯甲烷、1,1-二氯乙烷，1,2-二氯乙烷，1,1-二氯乙烯，顺-1,2-二氯乙烯，反-1,2-二氯乙烯，二氯甲烷，1,2-二氯丙烷，1,1,1,2-四氯乙烷，1,1,2,2-四氯乙烷，四氯乙烯，1,1,1-三氯乙烷，1,1,2-三氯乙烷，三氯乙烯，1,2,3-三氯丙烷，氯乙烯，苯，氯苯，1,2-二氯苯，1,4-二氯苯，乙苯，苯乙烯，甲苯，间二甲苯+对

二甲苯，邻二甲苯，硝基苯，苯胺，2-氯酚，苯并[a]蒽，苯并[a]芘，苯并[b]荧蒽，苯并[k]荧蒽，䓛，二苯并[a,h]蒽，茚并[1,2,3-cd]芘、萘等共计 45 项因子，和 pH、全盐量、石油烃（C_{10}~C_{40}）。

评价标准：占地范围内执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）（GB36600-2018）第二类用地风险筛选值标准。

评价方法：对污染物的评价，采用标准指数法。具体监测及评价结果见表4.2-13~表4.2-15。

表 4.2-13　占地范围内表层样土壤环境质量评价

监测点位				TH122151X 井场内	TH124121X 井至 TH12441 阀组集输管道（占地范围内）	TH12441 阀组至 12-10 计转站复线（占地范围内）
土壤类型				漠境盐土	盐土	潮土
采样深度				0-20cm		
序号	检测项目	单位	筛选值（第二类用地）	监测数据	监测数据	监测数据
1	pH 值	无量纲	-	7.81	7.68	7.78
2	总砷	mg/kg	60	5.76	10.1	12.6
3	镉	mg/kg	65	0.17	0.17	0.12
4	六价铬	mg/kg	5.7	0.5L	0.5L	0.5L
5	铜	mg/kg	18000	26	37	35
6	铅	mg/kg	800	15.0	14.0	14.2
7	总汞	mg/kg	38	0.220	0.181	0.221
8	镍	mg/kg	900	31	33	40
9	四氯化碳	mg/kg	2.8	1.3×10^{-3}L	1.3×10^{-3}L	1.3×10^{-3}L
10	氯仿	mg/kg	0.9	1.1×10^{-3}L	1.1×10^{-3}L	1.1×10^{-3}L
11	氯甲烷	mg/kg	37	1.0×10^{-3}L	1.0×10^{-3}L	1.0×10^{-3}L
12	1,1-二氯乙烷	mg/kg	9	1.2×10^{-3}L	1.2×10^{-3}L	1.2×10^{-3}L
13	1,2-二氯乙烷	mg/kg	5	1.3×10^{-3}L	1.3×10^{-3}L	1.3×10^{-3}L
14	1,1-二氯乙烯	mg/kg	66	1.0×10^{-3}L	1.0×10^{-3}L	1.0×10^{-3}L
15	顺式-1,2-二氯乙烯	mg/kg	596	1.3×10^{-3}L	1.3×10^{-3}L	1.3×10^{-3}L
16	反式-1,2-二氯乙烯	mg/kg	54	1.4×10^{-3}L	1.4×10^{-3}L	1.4×10^{-3}L
17	二氯甲烷	mg/kg	616	1.5×10^{-3}L	1.5×10^{-3}L	1.5×10^{-3}L
18	1,2-二氯丙烷	mg/kg	5	1.1×10^{-3}L	1.1×10^{-3}L	1.1×10^{-3}L
19	1,1,1,2-四氯乙烷	mg/kg	10	1.2×10^{-3}L	1.2×10^{-3}L	1.2×10^{-3}L
20	1,1,2,2-四氯乙烷	mg/kg	6.8	1.2×10^{-3}L	1.2×10^{-3}L	1.2×10^{-3}L
21	四氯乙烯	mg/kg	53	1.4×10^{-3}L	1.4×10^{-3}L	1.4×10^{-3}L
22	1,1,1-三氯乙烷	mg/kg	840	1.3×10^{-3}L	1.3×10^{-3}L	1.3×10^{-3}L

监测点位				TH122151X 井场内	TH124121X 井至 TH12441 阀组集输管道（占地范围内）	TH12441 阀组至 12-10 计转站复线（占地范围内）
土壤类型				漠境盐土	盐土	潮土
采样深度				0-20cm		
序号	检测项目	单位	筛选值（第二类用地）	监测数据	监测数据	监测数据
23	1,1,2-三氯乙烷	mg/kg	2.8	1.2×10^{-3}L	1.2×10^{-3}L	1.2×10^{-3}L
24	三氯乙烯	mg/kg	2.8	1.2×10^{-3}L	1.2×10^{-3}L	1.2×10^{-3}L
25	1,2,3-三氯丙烷	mg/kg	0.5	1.2×10^{-3}L	1.2×10^{-3}L	1.2×10^{-3}L
26	氯乙烯	mg/kg	0.43	1.0×10^{-3}L	1.0×10^{-3}L	1.0×10^{-3}L
27	苯	mg/kg	4	1.9×10^{-3}L	1.9×10^{-3}L	1.9×10^{-3}L
28	氯苯	mg/kg	270	1.2×10^{-3}L	1.2×10^{-3}L	1.2×10^{-3}L
29	1,2-二氯苯	mg/kg	560	1.5×10^{-3}L	1.5×10^{-3}L	1.5×10^{-3}L
30	1,4-二氯苯	mg/kg	20	1.5×10^{-3}L	1.5×10^{-3}L	1.5×10^{-3}L
31	乙苯	mg/kg	28	1.2×10^{-3}L	1.2×10^{-3}L	1.2×10^{-3}L
32	苯乙烯	mg/kg	1290	1.1×10^{-3}L	1.1×10^{-3}L	1.1×10^{-3}L
33	甲苯	mg/kg	1200	1.3×10^{-3}L	1.3×10^{-3}L	1.3×10^{-3}L
34	间/对二甲苯	mg/kg	570	1.2×10^{-3}L	1.2×10^{-3}L	1.2×10^{-3}L
35	邻二甲苯	mg/kg	640	1.2×10^{-3}L	1.2×10^{-3}L	1.2×10^{-3}L
36	硝基苯	mg/kg	76	0.09L	0.09L	0.09L
37	苯胺	mg/kg	260	0.09L	0.09L	0.09L
38	2-氯酚	mg/kg	2256	0.06L	0.06L	0.06L
39	苯并[a]蒽	mg/kg	15	0.1L	0.1L	0.1L
40	苯并[a]芘	mg/kg	1.5	0.1L	0.1L	0.1L
41	苯并[b]荧蒽	mg/kg	15	0.2L	0.2L	0.2L
42	苯并[k]荧蒽	mg/kg	151	0.1L	0.1L	0.1L
43	䓛	mg/kg	1293	0.1L	0.1L	0.1L
44	二苯并[a,h]蒽	mg/kg	1.5	0.1L	0.1L	0.1L
45	茚并[1,2,3-cd]芘	mg/kg	15	0.1L	0.1L	0.1L

监测点位				TH122151X 井场内	TH124121X 井至 TH12441 阀组集输管道（占地范围内）	TH12441 阀组至 12-10 计转站复线（占地范围内）
土壤类型				漠境盐土	盐土	潮土
采样深度				0-20cm		
序号	检测项目	单位	筛选值（第二类用地）	监测数据	监测数据	监测数据
46	萘	mg/kg	70	0.09L	0.09L	0.09L
47	石油烃	mg/kg	4500	6L	6L	6L
48	全盐量	g/kg	-	26.7	27.2	55.3

表 4.2-14　占地范围内表层样土壤环境质量评价

监测点位				TH121191DH 井场内	TH121191DH 井至 TH121108CX 井集输管道（占地范围内）
采样深度				0-20cm	
序号	检测项目	单位	筛选值（第二类用地）	监测数据	监测数据
1	pH 值	无量纲	-	7.29	8.25
2	石油烃	mg/kg	4500	6L	6L
3	全盐量	g/kg	-	27.9	1.5

表 4.2-15　占地范围内柱状样土壤环境质量评价

监测点位	监测层位	石油烃	
		监测值（mg/kg）	标准限值（mg/kg）
TH124121X 井场内	0.5m	6L	4500
	1.5m	6L	
	3.0m	6L	
TH124120X 井场内	0.5m	6L	
	1.5m	6L	
	3.0m	6L	
TH122152X 井场内	0.5m	11	
	1.5m	6L	
	3.0m	6L	
TH12441 阀组至 12-10 计转站复线（占地范围内）	0.5m	6L	
	1.5m	6L	
	3.0m	6L	
TH12441 阀组至 12-10 计转站复线（占地范围内）	0.5m	17	
	1.5m	6L	
	3.0m	6L	

从评价结果可以看出，项目区内土壤的挥发性有机物和半挥发性有机物均未检出。土壤中石油烃含量较低，满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地风险筛选值要求。重金属元素含量相对较低，场站内土壤满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中表 1 第二类用地筛选值标准要求。

②农用地（占地范围外）

在 TH124121X 井至 TH12441 阀组集输管道（占地范围外 5km 范围内）（盐土）、TH12441 阀组至 12-10 计转站复线（占地范围外 0.2km 范围内）（潮土）、TH122152X 井至 TH12284 阀组站集输管道（占地范围外 0.2km 范围内）（漠境盐土）共布设 3 个表层样，监测土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB 15618-2018)基本项目镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌、pH、全盐量、石油烃（C_{10}~C_{40}）。

在 TH122151X 井至 TH12244 井集输管道（占地范围外 0.2km 范围内）（漠境盐土）、TH124121X 井场（占地范围外 5km 范围内）（盐土）、TH121191DH 井场（占地范围外 5km 范围内）（漠境盐土）共布设 3 个表层样，监测 pH、全盐量、石油烃（C_{10}~C_{40}）。

监测单位：新疆广宇众联环境监测有限公司，监测时间 2024 年 7 月。

评价标准：土壤基本项目执行《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）中“表.1 农用地土壤污染风险筛选值（基本项目）”的 pH>7.5 所列标准；石油烃参考《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地风险筛选值。

评价方法：对污染物的评价，采用标准指数法。

土壤环境质量评价结果见表 4.2-16。

从评价结果可以看出，区内土壤中重金属元素含量相对较低，小于《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB156 18-2018）中“表.1 农用地土壤污染风险筛选值（基本项目）”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。

表 4.2-16　占地范围外土壤环境质量评价

监测点位				TH124121X 井至 TH12441 阀组集输管道（占地范围外 5km 范围内）	TH12441 阀组至 12-10 计转站复线（占地范围外 0.2km 范围内）	TH122152X 井至 TH12284 阀组站集输管道（占地范围外 0.2km 范围内）	TH122151X 井至 TH12244 井集输管道（占地范围外 0.2km 范围内）	TH124121X 井场（占地范围外 5km 范围内）	TH121191DH 井场（占地范围外 5km 范围内）
采样深度				0-20cm					
序号	检测项目	单位	筛选值（pH＞7.5）	监测数据					
1	pH 值	无量纲	-	7.46	7.26	7.52	7.10	7.86	7.86
2	镉	mg/kg	25	0.12	0.14	0.18	/	/	/
3	汞	mg/kg	0.6	0.213	0.152	0.164	/	/	/
4	砷	mg/kg	250	12.4	10.6	8.65	/	/	/
5	铅	mg/kg	100	12.4	11.7	10.7	/	/	/
6	铬	mg/kg	170	39	35	42	/	/	/
7	铜	mg/kg	3.4	29	34	33	/	/	/
8	镍	mg/kg	190	34	39	32	/	/	/
9	锌	mg/kg	300	80	62	84	/	/	/
10	水溶性盐总量	g/kg	/	1.8	39.4	26.5	16.4	7.1	18.0
11	石油烃（C_{10}~C_{40}）	mg/kg	4500	6L	6L	6L	6L	6L	6L

（4）土壤盐化、酸碱化分析

对照《环境影响评价技术导则土壤环境（试行）》（HJ964-2018）附录 D，土壤盐化分级标准见表 4.2-17，土壤酸化、碱化分级标准见表 4.2-18。项目属于干旱、半荒漠和荒漠地区，项目所在区域土壤盐化、酸化碱化现状见表 4.2-19。

表 4.2-17　土壤盐化分级标准

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

表 4.2-18　土壤酸化、碱化分级标准

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

表 4.2-19　土壤盐化、酸化现状

检测项目		pH	含盐量（SSC）/(g/kg)	盐化程度	碱化程度
1	TH122151X 井场内	7.81	26.7	极重度盐化	无酸化或碱化
2	TH124121X 井至 TH12441 阀组集输管道（占地范围内）	7.68	27.2	极重度盐化	无酸化或碱化
3	TH12441 阀组至 12-10 计转站复线（占地范围内）	7.78	55.3	极重度盐化	无酸化或碱化

4.3 生态环境现状调查与评价

4.3.1 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，南距塔里木河主河道约 47km。项目主要建设内容为在塔河油田十二区部署 6 口井、开挖管沟约 12.961km，以及配套的阀组设施。根据工程分析，本项目总占地约 20.987 hm^2，其中永久占地 3.567hm^2、临时占地 17.420hm^2。根据《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022）及《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023），本项目以井场场界周围 50m 范围、集输管道等线性工程两侧外延 300m 为评价范围；同时线性工程穿越重点公益林时，以线路穿越段向两端外延 1km、线路中心线向两侧外延 1km 为评价范围。

（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、等级、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）调查点位选取及植被调查现场校译

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。

2）陆生植被调查

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。

3）陆生动物调查

搜集参照《生物多样性观测技术导则 陆生哺乳动物（HJ 710.3-2014）》《生物多样性观测技术导则 鸟类（HJ 710.4-2014）》《生物多样性观测技术导则 爬行动物（ HJ 710.5-2014）》《生物多样性观测技术导则 两栖动物（HJ 710.6-2014）》等确定的技术方法，本次陆生动物调查主要通过资料收集调查、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，包括统计年鉴以及生态环境、水利、林草、住建、自然资源、农业农村等部门提供的相关资料。同时，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。本次遥感数据采用 Landsat8 OLI 卫星遥感影像，轨道号为 145-031，受时相、云量及季节的影响，数据时间为 2021 年 9 月 17 日。

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。植被类型不同，色彩和色调发生相应变化，因此可区分出植被亚型以上的植被类型以及耕地、水域及水利设施用地等地面类型。此外，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，其中乔木生物量结合野外样方实测胸径，并根据相应乔木树种生物量模型对其进行有效估算；

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生物量的相关资料，并根据当地的实际情况做适当调查，估算出评价范围植被类型的生物量。

4.3.2 区域生态功能区划

本项目所在区域行政区划隶属于阿克苏地区库车市，项目分布在中石化塔河油田 12 区内，根据《新疆生态功能区划》（2005 版），本项目位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。项目区生态功能区的主要生态服务功能、生态敏感因子、主要生态环境问题和主要保护目标见表 4.3-1。生态功能区划见图 4.3-1。

表 4.3-1　　项目区生态功能区划

生态功能分区单元	生态区	塔里木盆地暖温荒漠及绿洲农业生态区（IV）
	生态亚区	塔里木盆地西部、北部荒漠及绿洲农业生态亚区（IV_1）
	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（59）
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
生态敏感因子敏感程度		生物多样性及其生境高度敏感，土壤侵蚀、土地沙漠化中度敏感，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
主要保护措施		退耕还林还草、控制农排水、生态移民、废弃部分平原水库、禁止采伐与砍伐放牧、禁止乱挖甘草和罗布麻
适宜发展方向		加大保护力度，建设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

图 4.3-1　生态功能区划图

本项目属于陆地石油天然气开采，项目区不涉及依法划定的自然保护区、饮用水源保护区、风景名胜区、森林公园及其他需要特别保护的环境敏感区。区域主要生态功能为农产品生产、荒漠化控制、油气资源以及塔里木河上中游乔灌草保护，项目的建设符合本区域生态功能区划要求。

4.3.3 生态系统结构和特征

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，塔河油田 12 区内。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，地势较为平坦。评价区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，无霜期较长，风沙活动频繁。全年盛行东北风，其次为北风，年均风速 2.57m/s，风沙、沙尘暴天气较多，平均为 13 天/年。

评价区内土壤类型主要为潮土、漠境盐土、盐土等。自然植被主要是花花柴、盐穗木、刚毛柽柳。动物种群多为荒漠鸟类、爬行类和啮齿类动物。生态系统类型以荒漠生态系统为主。评价区内荒漠生态系统的生态环境十分脆弱，生态系统类型单一、稳定性较差、环境异质性较低，系统受扰动后自我恢复的能力差。因此在项目开发过程中的保护重点对象为荒漠植被。项目区生态系统类型及结构特征见表 4.3-2。

表 4.3-2　区域生态系统类型及结构特征

类型	生产者	消费者	分解者	食物链	自我恢复能力
荒漠生态系统	花花柴、盐穗木、刚毛柽柳	啮齿类、爬行类和鸟类动物	微生物	食物链短，营养级少，未形成食物网	差

地表基质是自然资源综合体在立体空间的基本纽带，涵盖了自然资源产生、发育、演化和利用的全过程，孕育和支撑了森林、草原、水等各类自然资源，按形态可将地表基质划分为岩石、砾质、土质、泥质 4 个一级分类。不同类型的地表基质通过复杂的自然作用过程，与水、空气、生物等有机组合，形成具有一定厚度的，能够支撑地球表层生态系统正常运转的自然层状体。根据现场调查，本项目所在区域地表基质主要为土质中的盐土，在与水、空气、生物等生态因素有机组合后形成了具有一定厚度的盐壳及生态结皮层，对区域荒漠生态系统具有重

要意义。由于区域盐土广泛分布，在未受人为活动干扰的未利用地区域盐壳均有分布；保护植物主要分布在重点公益林分布区。

4.3.4 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 Landsat8 OLI 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》（GBT21010-2017），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。详见表 4.3-3 及图 4.3-2。

表 4.3-3　评价区域土地利用现状表

序号	建设内容	土地利用类型（hm^2）			面积合计（hm^2）
		天然牧草地	其他草地	盐碱地	
1	TH124122H 井场、TH124122H 井至 TH12441 阀组集输管道及道路	-	2.694	-	2.694
2	TH124121X 井场、TH124121X 井至 TH12441 阀组集输管道及道路	-	3.392	-	3.392
3	TH124120X 井场、TH124120X 井至 TH12441 阀组集输管道及道路	-	3.466	-	3.466
4	TH12441 阀组至 12-10 计转站复线	-	2.301	0.232	2.533
5	TH122152X 井场、TH122152X 井至 TH12284 阀组站集输管道及道路	3.018	-	-	3.018
6	TH122151X 井场、TH122151X 井至 TH12244 井集输管道及道路	1.912	-	-	1.912
7	TH121191DH 井场、TH121191DH 井至 TH121108CX 井集输管道及道路	2.539	-	-	2.539
8	电力线	0.014	0.014	-	0.028
9	临时生活区	0.720	0.720	-	1.440
合计		6.848	12.587	0.232	20.987

根据估算，本项目总占地约 20.987 hm^2，其中永久占地 3.567hm^2、临时占地 17.420hm^2，由上表可知，生态环境评价范围土地利用参照《土地利用现状分类》（GBT21010-2017）分类，共涉及 3 种地类。土地利用类型以天然牧草地、其他草地和盐碱地为主，其中涉及天然牧草地面积为 6.848hm^2，占评价区总面积的 34.82%；其他草地面积为 12.587hm^2，占评价区总面积的 64.00%；盐碱地面积为 0.232hm^2，占评价区总面积的 1.18%。（具体以自然资源部门出具的数据为准）。

图 4.3-2　评价区土地利用现状图

4.3.5 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，拟建项目所在的植被区划属新疆荒漠区。具体内容见表 4.3-4。

表 4.3-4　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。区域内生态环境条件较差，荒漠景观决定了该区域植被组成较为简单，类型较单一，种类贫乏等特点，植被多为耐旱型、耐盐碱，主要为刚毛柽柳、盐穗木、花花柴等群系。

（2）评价区植被类型

该区域的植被属于荒漠类型的灌木、低河漫滩盐化草甸。评价区高等植被有 43 种，分属 16 科，详见表 4.3-5。项目区的植被类型及分布见图 4.3-4。

表 4.3-5　　评价区主要高等植物名录

科	种名	拉丁名
麻黄科 *Ephcdraceue*	膜果麻黄	*Ephedra przewalskii Stapf*
蓼科 *Polygonaccae*	沙拐枣	*Calligonum mongolicunl*
	盐穗木	*Halostachys caspica*
藜科 *Chenopodiaccae*	圆叶盐爪爪	*Kalidium schrenkianum*
	刺蓬	*Sallsola pestifer*
	细叶虫实	*Corispormum heptapotamicum*
	星状刺果藜	*Bassia dasyphylla*
	假木贼	*Anabasis aphylla*
毛茛科 *Ranunculaceae*	东方铁线莲	*Cleamatis orientalis*
豆科 *Leguminosae*	铃铛刺	*Halimodendron halodendron*
	白花苦豆子	*Sophora alopecuroides*
	苦马豆	*Sphaorophysa salsula*
	光甘草	*Glycyrrhiza korshinskyi*
	胀果甘草	*Glycyrrhiza inflata*
	疏叶骆驼刺	*Althagi sparsifolia*
蒺藜科 *Zyqqphy uaceae*	骆驼蓬	*Peganum harmala*
	西伯利亚白刺	*Nitraria sibirica*
柽柳科 *Tamaricaccae*	多枝柽柳	*Tamarix ramosissima*
	刚毛柽柳	*Tamarix hispida*
	短穗柽柳	*Tamarix laxa*
	多花柽柳	*Tamarix hohenackeri*
	长穗柽柳	*Tamarix elongata*
	沙生柽柳	*Tamarix taklamakanensis*

胡颓子科 *Elacagnaccae*	尖果沙枣	*Elacagnus oxycarpa*
	大沙枣	*Elacagnus.Moorcroftii*
夹竹桃科 *Apocynaceae*	大花罗布麻	*Poacynum hendersonii*
	茶叶花	*Trachomitum lancifolium*
萝藦科 *Aschcpiaccae*	牛皮消	*Cynanchum auriculatum*
旋花科 *Cohvolvulaceae*	打碗花	*Calystegia hederacea*
茄科 *Selanaceae*	黑刺	*Lycium rutheulcum*
列当科 *Orobbanchaceae*	肉苁蓉	*Cistanche deserticola*
菊科 *Compositae*	分枝鸦葱	*Scorzonera divaricata*
	盐生鸦葱	*Scorzonera austriaca*
	新疆绢蒿	*Seriphidium kaschgaricum*
	小蓟	*Ciriium setosum*
	花花柴	*Karelinia caspica*
禾本科 *Gramineae*	芦苇	*Phragmites australis*
	假苇拂子茅	*Calamagrostis pseudophramites*
	拂子茅	*Calamagrostis epigeios*
	獐毛	*Aeluropus sinensis*
	赖草	*Leymus secalinus*

（3）植被多样性调查

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；3 个群系，即刚毛柽柳群系、盐穗木群系、花花柴群系等。具体内容见表 4.3-6。各群系主要的群落特征如下：

表 4.3-6　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	刚毛柽柳群系
荒漠植被	低地河漫滩草甸	低地河漫滩盐化草甸	盐穗木群系
			花花柴群系

刚毛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。群落中建群种为刚毛柽柳群系，在评价区范围内多数呈单优群落出现，灌木层高度 1-2m，植被覆盖率约 15%-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，植被覆盖率 15%左右。其生长的土壤为盐土、漠境盐土。

本项目生态环境影响评价等级为二级，根据《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022），陆生生态调查根据植物群落类型宜以群系及以下分类单位为调查单元〉设置调查样地，二级评价不少于 3 个。本评价自然植被实地调查中主要采用样地法和样方法。选择重点工程建设地点和有代表性植被类型作为调查样地，在样地中统计植物种类、群落结构等数据，详细记录样方中的植物种类、盖度、建群种等信息。本次评价范围涉及刚毛柽柳群系、盐穗木群系、花花柴群

系等 3 种群系类型，单个群落设置 3 个样方，共调查样方 9 个，现场调查植被样方见表 4.3-7~4.3-16。

A.布设原则

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

B.样方调查内容

样方调查选择区域有代表性植物群落，使调查结果能充分代表评价区内的植被现状。布设天然植被调查样方的方法和记录内容如下所述：

灌木植物样方调查：设置 10m×10m 的灌木植被样方 3 个，记录该样方的 GPS 坐标和周围地形，同时记录样方内的植物种名称、株数、平均高、各物种盖度、生物量等信息。

草本植物样方调查：布设 5m×5m 样方 6 处，记录该样方的 GPS 坐标和周围地形，同时记录样方内的植物种名称、株数、平均高、各物种盖度、生物量等信息。

C.样方信息统计

调查过程共做实测和记录样方 9 个，主要样方情况见表 4.3-7~4.3-15。根据样内和样外记录，结合以往有关研究等资料进行分析，由此对调查区植被及植物资源状况获得初步认识。

①样方 1，调查地点：TH124122H 井场周边；

群系：盐穗木群系

土壤类型：盐土

样方大小：5m×5m，总盖度：25%，统计结果见表 4.3-7。

表 4.3-7　样方 1 统计表

地点	植被生长状况				
	种类	高度（cm）	冠幅（cm）	数量	盖度，%
TH124122H 井场周边	盐穗木	100-200	80-200	1	25
	盐节木	40-60	40-50	2	
样方点位	41°26'04.39"北	83°24'35.42"东	/	/	/

②样方 2，调查地点：TH12412X 管线周边；

群系：盐穗木群系

土壤类型：盐土

样方大小：5m×5m，总盖度：25%，统计结果见表 4.3-8。

表 4.3-8　样方 1 统计表

地点	植被生长状况				
	种类	高度（cm）	冠幅（cm）	数量	盖度，%
TH12412X 管线周边	盐节木	40-60	40-50	4	25
	盐穗木	60-80	50-80	1	
样方点位	41°25'53.45"北	83°24'57.56"东	/	/	/

③样方 3，调查地点：TH121108CX 井管线周边；

群系：盐穗木群系

土壤类型：盐土

样方大小：5m×5m，总盖度：20%，统计结果见表 4.3-9。

表 4.3-9　样方 1 统计表

地点	植被生长状况

	种类	高度（cm）	冠幅（cm）	数量	盖度，%
TH121108CX 井管线周边	刚毛柽柳	80-100	60-80	2	20
	盐穗木	50-80	50-60	3	
样方点位	41°25'22.16"北	83°47'02.27 东	/	/	/

④样方 4，调查地点：TH122151X 井管线周边；

群系：刚毛柽柳群系

土壤类型：漠境盐土

样方大小：10m×10m，总盖度：35%，统计结果见表 4.3-10。

表 4.3-10　样方 1 统计表

地点	植被生长状况				
	种类	高度（cm）	冠幅（cm）	数量	盖度，%
TH122151X 井管线周边	刚毛柽柳	100-220	100-180	3	35
	/	/	/	/	
样方点位	41°25'56.16"北	83°38'00.38"东	/	/	/

⑤样方 5，调查地点：TH12244 井场周边；

群系：刚毛柽柳群系

土壤类型：漠境盐土

样方大小：10m×10m，总盖度：35%，统计结果见表 4.3-11。

表 4.3-11　样方 1 统计表

地点	植被生长状况				
	种类	高度（cm）	冠幅（cm）	数量	盖度，%
TH12244 井场周边	刚毛柽柳	60-180	60-220	7	35
	/	/	/	/	
样方点位	41°25'51.44"北	83°38'25.59"东	/	/	/

⑥样方 6，调查地点：TH12244 井场管线周边；

群系：刚毛柽柳群系

土壤类型：漠境盐土

样方大小：10m×10m，总盖度：30%，统计结果见表 4.3-12。

表 4.3-12　样方 1 统计表

地点	植被生长状况				
	种类	高度（cm）	冠幅（cm）	数量	盖度，%
TH12244 井场管线周边	刚毛柽柳	60-200	60-220	12	30
	/	/	/	/	
样方点位	41°25'51.31"北	83°38'14.76"东	/	/	/

⑦样方 7，调查地点：TH122152X 井场管线周边；

群系：花花柴群系

土壤类型：漠境盐土

样方大小：5m×5m，总盖度：30%，统计结果见表 4.3-13。

表 4.3-13　样方 1 统计表

地点	植被生长状况				
	种类	高度（cm）	冠幅（cm）	数量	盖度，%
TH122152X 井场	刚毛柽柳	150	180	1	30
	盐穗木	60	80	1	
	花花柴	10-20	40	6	
样方点位	41°26'45.04"北	83°33'10.22"东	/	/	/

⑧样方 8，调查地点：TH12284 阀组站周边；

群系：花花柴群系

土壤类型：漠境盐土

样方大小：5m×5m，总盖度：25%，统计结果见表 4.3-14。

表 4.3-14　样方 1 统计表

地点	植被生长状况				
	种类	高度（cm）	冠幅（cm）	数量	盖度，%
TH122152X 井场	花花柴	10-30	20-60	15	25
	/	/	/	/	
	/	/	/	/	
样方点位	41°26'52.10"北	83°34'28.70"东	/	/	/

⑨样方 9，调查地点：TH12152X 井管线周边；

群系：花花柴群系

土壤类型：漠境盐土

样方大小：5m×5m，总盖度：20%，统计结果见表 4.3-15。

表 4.3-15　样方 1 统计表

地点	植被生长状况				
	种类	高度（cm）	冠幅（cm）	数量	盖度，%
TH12152X 井管线周边	盐穗木	30-50	50-60	2	20
	花花柴	10-30	20-60	3	
	刚毛柽柳	200	200	1	
样方点位	41°26'46.99"北	83°33'56.56"东	/	/	/

4.3.6 植被生物量与植被生产力

根据国内有关植被生物量和生产力的研究成果，选取拟建公路评价范围内典型植被种类进行植被生物量估算，见表 4.3-16，表 4.3-17。

项目区沿线自然植被主要为灌丛植被，总盖度均不高，其总生物量为 2936.25t，总生产力为 4782.73t/a，均处于较低水平。

表 4.3-16 评价范围自然植被生物量估算表

植被类型	平均生物量（t/hm^2）	面积（hm^2）	生物量（t）
灌丛植被	2.02	480	1056
荒漠植被	0.75	2507	1880.25
合计	/	2987	2936.25

表 4.3-17　评价范围自然植被生产力估算表

植被类型	平均生产力（gC/m^2）	面积（hm^2）	生产力（t/a）
灌丛植被	185.34	480	889.63
荒漠植被	155.29	2507	3893.1
合计	/	2987	4782.73

图 4.3-4　评价区域植被类型图

图 4.3-5　样方样线分布图

4.3.7 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

拟建工程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

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，其中爬行类 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 4.3-14。

表 4.3-14　评价区主要脊椎动物名录及其种类和分布

种 名	拉丁名	居留特性	分布及频度		
			I	II	III
爬行类					
新疆鬣蜥	*Agama stoliczkana*			±	
南疆沙蜥	*Phrynocephalus forsythi*			±	±
密点麻蜥	*Eremias multionllata*			+	++
荒漠麻蜥	*Eremias przewalskii*			±	±
鸟类					
环颈雉	*Phasianus colchicus*	R		±	
银鸥	*Larus argentatus*	B			
红嘴鸥	*Lraus ridibundus*	B			
原鸥	*Columba livia*	R			+
欧斑鸠	*Streptopelia turtur*	B	+	+	
灰斑鸠	*Streptopelia decaocto*	R	+	+	
戴胜	*Upup epops*	R		±	
白翅啄木鸟	*Dendrocopos leucopterus*	B	±		
沙百灵	*Calandrella rufescens*	R		+	++

凤头百灵	*Galerida cristata*	R		+	++
云雀	*Alauda arvensis*	B		+	
红尾伯劳	*Laniun cristatus*	B	+	+	±
紫翅椋鸟	*Sturnus vulgaris*	S	++	++	+
喜鹊	*Pica Pica*	R	+	+	
白尾地鸦	*Podoces hiddulphi*	R			+
寒鸦	*Corvus monedual*	W	++	++	
小嘴乌鸦	*Corvua corone*	B	++	++	
沙 即鸟	*Oenanthe isabellina*	B		±	++
漠 即鸟	*Oenanthe seserti*	B		±	++
沙白喉莺	*Sylvia minual*	B	+	++	
树麻雀	*Passer montanus*	R	+	++	
巨嘴沙雀	*Rhodopechys obsoleta*	B	+		+
漠雀	*Rhodopechys githagineus*	B	+		+
哺乳类					
塔里木兔	*Lepusyarkandensis*		+	++	+
三趾心颅跳鼠	*Salpingotus kozlovi*				+
长耳跳鼠	*Euchoueutes naso*				+
子午沙鼠	*Euchoreutes naso*				+
大耳 虫胃	*Hemiechinus auritus*				±
沙狐	*Vulpes corsac*				±
鹅喉羚	*Gazella subgutturosa*		+		+

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）项目区重点野生动物分布情况调查

按照《生物多样性观测技术导则 陆生哺乳动物（ HJ 710.3-2014）》《生物多样性观测技术导则 鸟类（ HJ 710.4-2014）》《生物多样性观测技术导则 爬行动物（ HJ 710.5-2014）》《生物多样性观测技术导则 两栖动物（ HJ 710.6-2014）》等确定的技术方法，对评价区域各类野生动物开展了调查。

野生动物调查主要采用样线法，样线法是指观测者在观测样地内沿着选定的一条线路记录一定空间范围内出现的物种相关信息的方法。按照评价区域每种生境类型分别设置 3 条样线的原则设置，每条样线 500m 左右，观测时行进速度 1.5-3km/h。针对一些不容易捕捉的哺乳动物及两栖类动物，借助其遗留下的且易于鉴定的活动痕迹，推测动物的种类，估算其种类和数量。本次调查发现了一些野生动物的粪便、毛发等痕迹及多处动物巢穴。本次调查使用 8 倍双筒望远镜，观测到的主要为野生鸟类和爬行类。

本次野生动物调查在评价区域共设置了 6 条样线，鸟类共观测到麻雀、喜鹊、

凤头百灵、灰斑鸠等 4 种，两栖动物密点麻蜥、荒漠麻蜥等 2 种。

4.3.8 评价区域生态保护目标调查及评价

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

（1）重要物种

1）保护植物

根据《国家重点保护野生植物名录》《新疆维吾尔自治区人民政府关于公布新疆维吾尔自治区重点保护野生植物名录的通知》（新政发〔2023〕63 号文），评价区有保护植物 3 种，详见表 4.3-15。

表 4.3-15　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	胀果甘草（*Glycyrrhiza inflata*）	国家二级	无危 LC	否	否	常生于河岸阶地、水边、农田边或荒地中	现场调查、文献记录、历史调查资料	否
2	肉苁蓉（*Cistanche deserticola*）	国家二级	濒危 EN	否	否	喜生于轻度盐渍化的松软沙地上		否

肉苁蓉，拉丁学名（*Cistanche deserticola*），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分。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。

肉苁蓉（*Cistanche deserticola*）

胀果甘草，拉丁学名（*Glycyrrhiza inflata*），被子植物，豆科，多年生草本，高 30-80cm，叶面绿色，光亮。边缘起伏。总状花序腋生，较松散，花紫色。荚果紫红色，长椭圆形，饱满。生于盐渍化砂地。胀果甘草随地下水位、土壤含盐

和土壤质地的变化，可以与多种耐盐植物组成不同的群落。在砂质或砂壤质轻盐化草甸土上，地下水深 1～2 米，水土条件良好，形成茂密的群落，胀果甘草高可达 1 米。评价区内广泛分布，水土条件较好的农田四周、灌渠两侧有分布。

胀果甘草（*Glycyrrhiza inflata*）

2）保护动物

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 4 种，详见表 4.3-16。

表 4.3-16　重要野生动物调查结果统计表

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）	分布区域	资料来源	项目占用情况（是/否）
1	鹅喉羚（*Gazella subgutturosa*）	国家二级	近危 NT	否	新疆是鹅喉羚的主要分布区，鹅喉羚为典型的荒漠与半荒漠栖居者，在项目气田区和外输管道沿线无人类活动区域均可见活动的踪迹，种群密度 0.51±0.11 只/km^2	现场调查、文献记录、历史调查资料	否
2	塔里木兔（*Lepus yarkandensis*）	国家二级	近危 NT	是	分布在新疆南部塔里木盆地，栖息于盆地中各种不同的荒漠环境和绿洲		否
3	云雀（*Alauda arvensis*）	国家二级	无危 LC	否	栖息于非常开阔的草地环境，喜欢各种不同类型的天然草地，栖息地很少或没有木本植被，大多数繁殖种群处于具有适合它的特征的农业环境中，会明显避开森林，甚至森林的边缘、草丛类型的环境、树篱和灌木丛等过于丰富的地区		否
4	白尾地鸦（*Podoces hiddulphi*）	国家二级	近危 NT	否	主要栖息于干旱平原和荒漠地区，尤以植被稀疏的沙质荒漠地区较常见		否
5	沙狐（*Vulpes corsac*）	国家二级	无危 LC	否	主要栖息于干草原、荒漠和半荒漠地带，远离农田、森林和灌木丛，喜欢在草原和半沙漠中生活		否

现场勘查时未见鹅喉羚、沙狐、白尾地鸦等保护动物，由于项目区地处干旱荒漠区，偶尔可见塔里木兔、云雀的踪迹。

鹅喉羚（*Gazella subgutturosa*）　塔里木兔（*Lepus arkandensis*）　　沙狐（*Vulpes corsac*）

云雀（*Alauda arvensis*）　　白尾地鸦（*Podoces hiddulphi*）

（2）天然林/重点公益林

根据调查，本项目所在区域天然林已纳入库车市重点公益林，植被以灌木为主。根据《新疆维吾尔自治区库车县重点公益林区划界定成果报告》，库车市共有林业用地 4272390 亩。其中公益林 3887490 亩，占林业用地的 90.99%，重点公益林面积为 2562398 亩，占公益林面积的 65.91%。

从重点公益林林种结构分析，库车市重点公益林共有 2 个二级林种，其中水源涵养林 638113 亩，占重点公益林面积的 24.9%；防风固沙林 1924285 亩，占 75.1%。其重要原因是库车市为一个荒漠化、沙化严重的市，且处在塔克拉玛干沙漠边缘，而防风固沙林是库车市工农业生产的天然屏障，是库车市绿洲农业及社会经济的发展的基础和保证。从区域而言，防风固沙林分布在塔克拉玛干沙漠周边荒漠化严重区，水源涵养林位于天山南坡水土流失严重区。

就林种而言，水源涵养林是库车市绿洲的生命线，山区的几条河流是绿洲灌溉的主要来源，而防风固沙林又是绿洲的天然屏蔽，阻挡了沙漠的北移，同时也维护着塔河流域的稳定。

就地类分析，在重点公益林中，有林地占 36.82%，疏林地占 11.19%，灌木林地占 49.72%，合计为 97.73%。突出了保护现有的天然林及天然灌木林资源。

全市共区划林班 93 个，小班 574 个。管理单位分别为林业局下属的库车市天山林场、库车市胡杨林管理站和林业工作站。

本项目部署 6 口井、开挖管沟约 12.961km，涉及国家二级公益林和地方公益林，公益林主要是塔里木河流域灌丛，地类为灌木林地、宜林地，主要生态功能为防风固沙。本项目涉及天然林情况详见表 4.3-17。

表 4.3-17　天然林/公益林占地一览表　单位：hm^2

序号	项目内容	国家二级公益林		地方公益林	
		永久	临时	永久	临时
1	TH122152X 井场	0	0	0.45	0.87
	TH122151X 井至 TH12244 井集输管道（含集输、掺稀、燃料气管线）	0	0	0	0.51
	TH122152X 井进场道路	0	0	0	0.12
	TH122152X 井施工营地	0	0	0	0.24
3	TH122151X 井场	0	0	0.45	0.87
	TH122151X 井至 TH12244 井集输管道（含集输、掺稀、燃料气管线）	0	0	0	0.38

	TH122151X 井进场道路	0	0	0	0.21
	TH122151X 井施工营地	0	0	0	0.24
3	TH122152X 井至 TH12284 阀组站集输管道（含集输、掺稀、燃料气管线）	0	0.204	0	0
合计		0	0.204	0.9	3.44

（3）水土流失重点治理区

水土流失重点治理区指水土流失严重的区域。根据新水水保〔2019〕4 号文件，新疆共划分了 2 个自治区级重点预防区，4 个自治区级重点治理区。其中，重点预防区面积 19615.9km^2，包括天山山区重点预防区、塔里木河中上游重点预防区；重点治理区面积 283963km^2，包括额尔齐斯河流域重点治理区、天山北坡诸小河流域重点治理区、塔里木河流域重点治理区、伊犁河流域重点治理区。

根据《新疆维吾尔自治区水土保持规划（2018-2030 年）》和新水水保〔2019〕4 号文件，工程所在的库车市属于塔里木河流域水土流失重点治理区。

根据《新疆维吾尔自治区水土保持规划（2018-2030 年）》，项目所在区域的水土保持基础功能类型是农田防护、防风固沙与防灾减灾，水土保持主导功能类型是农田防护，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、城郊清洁型小流域建设以及库-拜地区煤炭行业、石油天然气行业的水土保持综合治理工作。

（4）土地沙化现状调查

新疆维吾尔自治区已经开展第六次沙化土地调查，目前尚未颁布调查结果。根据《新疆维吾尔自治区第五次沙化土地监测报告》（2015 年 3 月），本项目位于塔克拉玛干沙漠北缘，塔河以北。项目区为盐碱地，局地分布有固定、半固定沙地，占比较小。

塔克拉玛干沙漠是世界第二大流动性沙漠，面积 361154 平方千米，位于塔里木盆地的中心地带，属暖温带干旱、极干旱气候区。包括塔克拉玛干主体沙漠、罗布泊以西与塔里木河下游以东的库鲁克沙漠、且末河以南的雅克塔格沙漠以及喀什三角洲上的托克拉克沙漠和布古里沙漠等。塔克拉玛干沙漠中的流动沙地占我区沙漠流动沙地总面积的 92.54%，是我国流沙分布最广的沙漠。该沙漠处于塔里木盆地中心，沙漠基底构造属塔里木地台区，是由前震旦系变质岩所组成。

盆地为高山和高原所夹，除东面罗布泊为风口外，其余三面均为海拔 4000 米以上的高山环绕，盆地边缘山前环状分布着冲积、洪积倾斜平原，沙漠居于盆地中部。盆地汇集了天山南坡和昆仑山-喀喇昆仑山北坡所有水系，但只有部分较大的河流在汛期能流入沙漠。极端干旱的大陆性气候使得沙漠降水稀少，蒸发强烈，夏季酷热，冬季寒冷，春秋季多风，日温差大，日照时间长。沙漠沙丘高大，形态类型多样。沙丘由外向内逐渐升高，边缘在 25 米以下，内部一般在 50—80 米之间，少数高达 200—300 米。沙丘类型有 10 多种，以复合型纵向沙垄和新月型沙丘链为主，还有鱼鳞状沙丘、穹状沙丘、复合新月型沙丘等，且末至于田一线还分布有金字塔型沙丘。塔里木盆地的主风向，在克里雅河以东为东北风，以西为西北风，沙丘移动方向随风向而变化。沙漠中每年有沙尘暴 30 天以上，浮尘 150 天以上，沙漠边缘地区年降水量 60~80 毫米，腹地降水量更低，降水少而蒸发强烈，植被覆盖率低，生态环境极为脆弱。

4.3.9 主要生态问题调查

项目评价区域降水量少，植被覆盖率低，干旱和半干旱是生态的主要特征，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

本项目位于塔里木河流域水土流失重点治理区。项目区气候干热，降雨少，蒸发量大，植被覆盖度较低，由于植被被破坏，加剧了土壤侵蚀，水土流失是评价范围内的主要生态问题之一。

（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。

4.3.10 小结

本项目地处塔里木盆地北部，渭干河-库车河三角洲绿洲东南缘，塔里木河以北。项目主体工程分布在中石化塔河油田 12 区内，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，地势较为平坦。根据《新疆生态功能区划》，评价区位于塔里木河上中游乔灌草及胡杨林保护生态功能区，区域内植被以盐生灌丛植被为主，区域内除受油田开发影响外，其它人为干扰较小，基本保持原自然荒漠生态环境，主要为荒漠生态系统。项目区土地利用类型主要有天然牧草地、其他草地、盐碱地等 3 类，自然植被属塔里木盆地沙漠、稀疏灌木、半灌木荒漠区，植被组成较为简单，植被多为耐旱、耐盐碱型，主要为刚毛柽柳、盐穗木、花花柴等群系；现场调查中观测到麻雀、喜鹊、凤头百灵、灰斑鸠等鸟类 4 种，密点麻蜥、荒漠麻蜥等两栖动物 2 种。生态保护目标主要为区域重要物种、公益林及水土流失重点治理区。评价区域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。

5.环境影响预测与评价

5.1 生态环境影响分析

5.1.1 生态环境影响特征

从项目特点和所处区域的环境特征出发分析项目建设过程中和项目建成运营中对生态环境影响的特点。

（1）油田开发建设工程对生态环境影响具有区域性环境影响特征。

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

（3）影响方式主要发生在施工期，施工结束后可逐步恢复。

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

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

表 5.1-1　油田开发建设对生态环境的影响

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

5.1.2 施工期生态环境影响分析

5.1.2.1 占地影响分析

本项目总占地约 20.987 hm^2，其中永久占地 3.567hm^2、临时占地 17.420hm^2。施工结束后，永久占地被永久性构筑物代替，这部分占地的土壤类型、土地利用类型和植被类型将发生彻底的改变，永久占地使原先土壤－植被复合体构成的自然地表被各类人工构造物长期取代；临时占地伴随着永久性占地的工程建设而发生，也不可避免地对原有地表造成破坏，使原有土壤－植被自然体系受到影响或瓦解，在扰动结束后，临时占地影响区的土壤-植被体系的恢复能力与程度取决

于临时占地影响程度的大小及原先的生态背景状况。施工活动和工程占地在油区范围内并呈点线状分布，对土壤、植物、野生动物等各生态要素产生不同程度的影响，同时也对原有景观结构和生态系统产生一定程度影响。

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

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

5.1.2.2 对植被的影响分析

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

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。

永久占地和临时占地主要影响项目分布区的灌木林地。在站场和管线一定的情况下，临时占地对生态的影响程度对影响后的植被恢复能力有直接关系。

本项目共占地 20.987 hm^2，地表植被基本被毁。在投入运营后，其中有 3.567hm^2 的地表被永久占用，地表被各种构筑物或砾石覆盖。临时占地 17.420hm^2 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。

（2）生物量损失

本项目总占地约 20.987 hm^2，其中永久占地 3.567hm^2、临时占地 17.420hm^2。本项目井场、管沟等施工区域以灌木林地、天然牧草地、其他草地、盐碱地为主。永久占地和临时用地都会导致生物量损失。生物量损失按下式计算：

$$Y=S_i\times W_i$$

式中：Y——生物量损失，t；

S_i——占地面积，hm^2；

W_i——单位面积生物量，t/hm^2。

表 5.1-2　项目生物损失量估算一览表

类型	平均生物量（t/hm^2）	占地面积（hm^2）	生物损失量（t）
灌木林地、天然牧草地	2.02	6.87	13.88
盐碱地	0.75	0.94	0.71
合计		20.987	14.59

注：表中自然植被生物量参照刘书田等.基于 Sentinel-2 的绿洲-荒漠过渡带植被地上生物量估算[J].干旱区资源与环境,2024,38(04):162-170.中绿洲-荒漠过渡带植被地上生物量确定。

根据计算，本项目将造成14.59t植被损失。新增植被损失主要来自临时占地，项目建设位于现有油田开发区内，因此只要加强施工管理，做好施工结束后的迹地恢复工作，工程建设对植被的环境影响是可以接受的。

（3）管线修建对植被的影响

项目开挖管沟 12.961km，管道建设中管沟部分的植被将被彻底清除，管线施工完成后，由于很少再次进行干扰，其地表进行平整后，草本植物会逐渐恢复。

（4）石油类污染对植被的影响

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

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

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

（5）人类活动对植被的影响

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

（6）大气污染物的影响

油田开发初期，大气污染物主要是来自施工扬尘、施工机械产生的废气，废气中主要含有 TSP、NO_2、SO_2、CO 等有害成分，而在运营期产生的大气污染物主要有井场加热炉烟气和油气生产设施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 NOx、SO_2 及建设期的空气扬尘。

SO_2 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。

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

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

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

（7）事故排放对植被的影响

油田开发建设项目中对生态环境造成严重破坏的主要事故类型为井喷和原油泄漏，其产生的污染物排放均会对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。

如塔里木油田公司的东河塘油田发生的输油管线破裂事故，致使 40×60m^2 范围内的道路、水渠、棉花及路边林带受到了石油类物质的污染。道路边的杨、柳树等树木被喷射出的石油污染，但基本没造成林木死亡；棉花为一年生植物，棉田地表的石油类物质经过挥发、土壤自然净化或换土，翌年基本恢复原有功能，没有引起棉花作物的减产；杨、柳树等树木均为阔叶树种，受污染树叶在秋季脱落后，树木经过冬季休眠和自然净化，第二年春季新叶正常萌发，污染事故基本不影响杨、柳树等树木的正常生长。

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、站场建设的各个过程，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。本项目共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，甚至退化为裸土地。

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

根据新水水保〔2019〕4 号文，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

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

发生混合，因而也降低了风沙土壤的盐分含量，据调查，随沙化增强，盐分含量降低。

（3）对油区公路、管线、井场的危害

项目对水土流失的影响主要发生在施工期，主要表现在：

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

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

拟建工程所在区域属于塔里木河流域水土流失重点治理区范围，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，减少因项目的建设而产生的水土流失。

项目建设过程中对原地貌的扰动将降低项目占地范围内的土壤抗侵蚀能力，造成土地沙化；此外，由于项目地处内陆地区，风沙较大，空气干燥，加上地表植被覆盖度低，若项目土石方堆存过程中未采取防尘网苫盖、洒水抑尘等措施，地表沙化的土壤及废土等遇大风天气易产生严重的扬尘，形成沙尘天气。

项目施工期主要包括钻井工程和地面工程，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，甚至退化为裸土地。

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 6 口井，钻前工程将建设区域进行平整，地表植被被清除、压实，并用砾石铺垫，表层土壤原有的结构和质地已发生改变。

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漠境盐土、盐土等，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

本项目开挖管沟 12.961km，从管线途经区域两侧各 300m 评价范围的现状调查结果来看，沿线主要为未利用地，植被多为耐旱、耐盐碱型，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

项目所在区域分布的天然林林地类型为灌木林地、宜林地，优势树种为多枝柽柳、盐穗木等，植被盖度为 15-35%，主要作用为防风固沙，涉及国家、地方公益林，林地保护等级为II级、III 级。建设单位须按照林草管理办法办理相关用地手续后方可开工。

经初步核算，本项目涉及II级林地 2.45hm^2、III 级林地 4.59hm^2，其中II级林地中 97.14%为国家公益林、III 级林地中有 83.01%为地方公益林，生物损失量约为 14.59t，具体以林草部门核查为准。项目占地范围内的林地征用应按照地方有关工程征地补偿标准进行，可研设计中工程征地费用已对上述情况进行了综合考虑。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。开挖管沟在满足施工要求的前提下缩短施工作业范围，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天然林的影响在可接受范围内。

5.1.2.9 对天然林及公益林的生态影响分析

项目所在区域分布的公益林林地类型为灌木林地，优势树种为多枝柽柳、盐穗木等，植被盖度为 15-35%，主要生态功能为防风固沙，可分为国家公益林、地方公益林。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。

本项目占用的公益林按照《国家级公益林管理办法》第 18、19 条有关规定，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。线性工程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，尽量避让公益林木，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。

评价区域内荒漠灌丛的分布类型为稀疏灌丛，主要植物种类为多枝柽柳、盐穗木等，分布于多汁盐生半灌木荒漠和温带落叶灌丛植物群系。油田开发过程中将占用荒漠灌丛共计 6.87hm^2，占荒漠灌丛分布区面积的 1.60%，虽然临时占地区域内的柽柳等荒漠植物在较长时间内不可恢复（5-10 年内），但所占用面积较小，对荒漠灌丛的种群生态学结构和功能不产生明显影响。

5.1.2.10 对草地的生态影响分析

根据调查，本项目评价范围内分布有 7.35km^2 天然牧草地，占比约 46.40%；其他草地分布有 1.11km^2，占比约 7.01%。项目占地范围内分布的天然牧草地 3.58hm^2，占评价区域牧草地总面积的 0.49%；占地范围内无其他草地分布。本项目所在区域属于荒漠草场，为四等 7 级草场，具体以林草部门核查为准。植被主要由小半灌木组成。据调查，该区域草场为冬牧场，植被覆盖率 15%-35%。经核算，占地范围内的天然牧草地占评价范围内天然牧草地的占比较小。区域天然牧草地平均生物量 2.02t/hm^2，其他区域平均生物量 0.75t/hm^2，生物量损失约为 14.59t，约 5 只绵羊单位。施工期须加强施工管理，认真做好施工结束后的迹地恢复工作，项目建设对区域草地的影响是可以接受的。

5.1.3 运营期生态环境影响分析

本项目运营期对生态环境的影响主要表现在对野生动物、植被等的影响，

生态系统完整性影响以及生态景观影响。

5.1.3.1 对野生动物的影响分析

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

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

5.1.3.2 植被影响分析

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

5.1.3.3 生态保护目标影响分析

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

5.1.3.4 生态系统完整性影响评价

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

在项目建设中，新设施的增加及永久性构筑物的作用，不但不会使区域内异质化程度降低，反而在一定程度上会增加区域的异质性。区域的异质性越大，抵抗外界干扰的能力就越大。因而油田开发建设不会改变区域内景观生态的稳定性及完整性。

5.1.3.5 景观完整性影响分析

评价区域的基质为荒漠生态景观。荒漠生态景观的稳定性较差，异质化程度低，生态体系的稳定性和必要的抵御干扰的柔韧性较差。

本项目总占地约 20.987 hm^2，其中永久占地 3.567hm^2、临时占地 17.420hm^2。荒漠区域被油田设施等永久性地构筑物占用，由荒漠生态景观变为人工景观。也就是说，区域内作为基质组成部分的荒漠生态景观中，荒漠区面积有所减少。对于整个评价区域来讲，所占的比例不大，同时还增加了区域的异质性。

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

5.1.4 退役期生态环境影响分析

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

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

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

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

5.1.5 小结

本项目对生态环境的影响主要在施工期，为永久占地平整及临时管沟开挖等的建设带来的生态环境影响。本项目永久占地约 3.567hm^2，永久性工程占地对沿线地区的土地利用影响较小。临时占地 17.420hm^2，临时性工程占地仅在施工阶段对沿线土地利用产生短期影响，且大部分用地在施工结束后能恢复原有的利用功能。总体而言，施工结束后，随着生态补偿或生态恢复措施的实施，临时性工程用地扰动区内的原有植被可逐渐恢复，临时性工程占地影响将逐渐减小或消失。

本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法定生态保护区域、重要生境以及其他具有重要生态功能、对保护生物多样性具有重要意义的区域等生态敏感区。本项目占用II级林地 2.45hm^2、III 级林地 4.59hm^2，生物损失量约为 14.59t，具体以林草部门核查为准。在规范施工以及严格按照林草部门的要求对占用天然林及牧草地采取相应补偿措施后，本项目的建设对区域林草业的生态影响在可接受范围内。由于本区域的野生动物种类较少，少有大型野生动物在本区域出现，项目对野生动物的影响较小。综上所述，本项目建设在采取严格的环境保护措施后，生态环境影响可接受。

表 5.1-3　生态影响评价自查表

工作内容		自查项目
生态影响识别	生态保护目标	重要物种☑；国家公园□；自然保护区□；自然公园□；世界自然遗产□；生态保护红线□；重要生境□；其他具有重要生态功能、对保护生物多样性具有重要意义的区域□；其他☑
	影响方式	工程占用□；施工活动干扰☑；改变环境条件□；其他☑
	评价因子	物种☑（分布范围、种群数量、种群结构、行为等） 生境☑（生境面积、质量　　） 生物群落☑（物种组成、群落结构等　　） 生态系统☑（植被覆盖度、生态系统功能等　　） 生物多样性☑（物种丰富度、优势度等　　） 生态敏感区□（　　） 自然景观☑（景观多样性、完整性　　） 自然遗迹□（　　） 其他☑（水土流失、土壤盐渍化、土地沙化等　　）
评价等级		一级□　二级☑　三级□　生态影响简单分析□
评价范围		陆域面积：（15.84）km^2；水域面积：（）km^2
生态现状调查与评价	调查方法	资料收集☑；遥感调查☑；调查样方、样线☑；调查点位、断面□；专家和公众咨询法□；其他☑
	调查时间	春季□；夏季☑；秋季□；冬季□ 丰水期□；枯水期□；平水期□
	所在区域的生态问题	水土流失☑；沙漠化☑；石漠化□；盐渍化☑；生物入侵□；污染危害□；其他☑
	评价内容	植被/植物群落☑；土地利用☑；生态系统☑；生物多样性☑；重要物种☑；生态敏感区□；其他☑
生态影响预测与评价	评价方法	定性□；定性和定量☑
	评价内容	植被/植物群落☑；土地利用☑；生态系统☑；生物多样性☑；重要物种☑；生态敏感区□；生物入侵风险□；其他☑
生态保护对策措施	对策措施	避让□；减缓☑；生态修复☑；生态补偿□；科研□；其他☑
	生态监测计划	全生命周期□；长期跟踪□；常规☑；无□
	环境管理	环境监理☑；环境影响后评价☑；其他☑
评价结论	生态影响	可行☑；不可行□
注：“□”为勾选项，可√；“（）”为内容填写项。		

5.2 大气环境影响分析

5.2.1 施工期环境空气影响分析

5.2.1.1 钻井废气影响分析

本项目钻井工程包括新钻井 6 口井。钻（完）井工程基本作业程序包括确定井位、井场准备、钻井、完井和连接生产管线等步骤。

塔河油田已有电网覆盖，正常钻井作业时动力优先由区域现有供电系统提供，柴油发电机作为备用电源，因此正常情况不会产生发电机燃油产生的废气。电网未覆盖的区域，钻机使用大功率柴油机带动，由于燃料燃烧将向大气中排放废气，其中主要的污染物为烃类、CO、NO_x、SO_2 等。

钻井作业柴油机烟气排放集中在钻井施工期的短暂时段，且平均日排放量不大，加之大气环境影响评价范围内地域辽阔，扩散条件较好。类比其他相似钻井井场，场界外各项污染物浓度均小于《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）中新污染源无组织排放监控点浓度限值和《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中浓度限值。钻井作业柴油机烟气排放及烃类挥发对周围环境影响较小。

5.2.1.2 施工期扬尘影响分析

（1）运输车辆扬尘的影响分析

开发期运输车辆产生扬尘，采用洒水降尘，在施工场地实施每天洒水抑尘作业 4~5 次，其扬尘造成的污染距离可缩小到 20~50m 范围，由此车辆产生的扬尘对周围环境影响较小。从影响时间、范围和程度来看，钻井废气对周围大气环境质量影响是有限的。

在项目建设前期，由于主要进行钻井，地面建筑、道路等施工，区块内大量出入中型车辆，因此区块内道路主要为砂石路，车辆行驶的扬尘污染较重，要求适当洒水降尘，减轻污染。合理规划、选择最短的运输路线，利用油气田现有公路网络，禁止随意开辟道路，运输车辆应以中、低速行驶，减少车辆行驶动力起尘。

（2）地面工程施工过程中扬尘的影响

施工扬尘污染主要来自：①管沟、地基、路基开挖、土地平整及地基、路基填筑等施工过程，遇大风天气，会造成粉尘、扬尘等大气污染；②水泥、砂石、

混凝土等建筑材料的运输、装卸和仓储过程不可避免会产生一定的泄漏，产生扬尘污染少年；③灰土拌和、混凝土拌和加工都会产生扬尘和粉尘；④物料运输车辆在施工场地运行过程中将产生大量尘土。

施工期扬尘最大产生时间将出现在土方开挖阶段，由于该阶段裸露浮土较多，产尘量较大。由于本项目的土方运输量较大，比较容易造成物料沿路撒落后风吹起尘，同时随着大型车辆的行驶和碾压，在工程区内和道路上较易带起扬尘，污染环境。因此必须做到施工现场及场外道路泥土及时清理，减少二次扬尘。

项目施工在混凝土工序阶段，灰土拌和、混凝土拌和是扬尘的主要来源。必须采取封闭作业或洒水措施，控制扬尘量。

5.2.1.3 焊接烟气、机械设备和车辆废气

在油气田钻井工程和地面工程施工中使用多种燃油机动设备和运输车辆，会产生机械设备和车辆内燃机燃料燃烧废气，其污染物主要有 SO_2、NO_X、C_mH_n 等；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。施工机械和运输车辆运行时间和管线焊接时间一般都较短，从影响范围和程度来看，焊接烟气、机械设备和车辆废气对周围大气环境的影响是有限的，又因其排放量较小，其对评价区域空气环境产生的影响可为环境所接受。

施工前期准备过程中应检修设备和车辆，保证设备正常稳定运行，燃用合格的燃料，设备和车辆不超负荷运行，从而从源头减少设备和车辆废气对环境的影响。

5.2.1.4 储层改造废气

储层改造过程中酸化压裂作业需使用酸化压裂液，会产生无组织 HCl 等。

使用酸化液过程中，要求全部采用密闭罐存放，产生的废酸化液及时委托有资质单位接收处置，减少在现场存储时间。

5.2.1.5 测试放喷废气

钻井结束时需进行油气测试，会产生测试放喷废气。

放喷期间油气通过分离器分离，原油或凝析油进入罐储存，分离出的气体燃烧放空，当伴生气含有硫化氢时，通过燃烧转化成二氧化硫，可有效降低放喷气体的毒性。

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 11.4℃，夏季最高气温 41.5℃，冬季最低气温-27.4℃。

（2）风向、风速

①全年及四季风向频率分布和平均风速

风向和风速决定了大气污染物的输送方向及速度，对污染物地面浓度影响作用重大。本次环评采用库车市气象站的气象观测数据。地面风速资料进行统计分析，库车市全年及四季的风向玫瑰图见表 5.2-1 及图 5.2-1。

全年主导风向为北风，年平均风速为 1.79m/s，多年最大风速为 16.0m/s，年平均静风频率为 1.38%。一年中各季的主导风向均为 N，相应的平均风速分别为春季 2.06m/s、夏季 2.04m/s、秋季 1.07m/s、冬季 1.50m/s。其中春、夏季平均风速大于年平均风速，对大气污染物的输送比较有利。

②月平均温度及风速

I月平均温度统计

月平均温度统计见表 5.2-2 及图 5.2-2。

图 5.2-1　　库车市全年及各季度风向玫瑰图

表 5.2-2　　平均温度月变化统计表　　单位：℃

月份	1 月	2 月	3 月	4 月	5 月	6 月	7 月	8 月	9 月	10 月	11 月	12 月
温度	-6.60	0.85	8.09	16.80	19.04	23.85	24.66	24.00	18.36	12.23	0.97	4.67

图 5.2-2　　平均温度月变化统计图

由表 5.2-2 和图 5.2-1 可见，库车市气温变化明显，四季分明，其中冬季 12 月、1 月平均气温在冰点以下，以 1 月气温最低，为-6.6℃；夏季（6、7、8 月）气温为全年最高，以 7 月温度最高，平均气温为 24.66℃。

II 月平均风速统计

月平均风速统计见表 5.2-3 及图 5.2-3。

表 5.2-3 平均风速的月变化统计表 单位：m/s

月份	1 月	2 月	3 月	4 月	5 月	6 月	7 月	8 月	9 月	10 月	11 月	12 月
风速	1.36	1.74	2.09	1.96	2.13	2.22	2.01	1.89	1.70	1.51	1.51	1.42

图 5.2-3 平均风速的月变化统计图

由表 5.2-3 及图 5.2-3 可见，库车市月平均风速变化不大，在 1.36~2.22m/s 之间，3~8 月风速较大，均大于年平均风速 1.80m/s，有利于大气污染物扩散，也同时容易引起风沙。9 月到次年 2 月份风速均低于年平均风速 1.80m/s，不利于大气污染物的扩散。

III 季小时平均风速的日变化

季小时平均风速的日变化统计见表 5.2-4。

表 5.2-4 季小时平均风速的日变化统计表

小时（h） 风速（m/s）	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
春季	1.67	1.61	1.75	1.76	1.82	1.81	1.92	1.87	1.73	1.86	2.15	2.44
夏季	1.92	1.75	1.98	1.76	1.73	1.54	1.64	1.60	1.52	1.65	1.88	2.24
秋季	1.48	1.58	1.43	1.41	1.38	1.34	1.40	1.49	1.53	1.49	1.45	1.77
冬季	1.26	1.36	1.43	1.37	1.34	1.37	1.30	1.39	1.24	1.37	1.36	1.41
小时（h） 风速（m/s）	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
春季	2.44	2.48	2.45	2.70	2.87	2.78	2.66	2.29	1.70	1.56	1.53	1.61
夏季	2.33	2.51	2.46	2.52	2.61	2.48	2.38	2.28	2.05	1.83	2.03	2.18
秋季	1.90	2.08	2.06	2.15	2.19	1.99	1.67	1.21	1.06	1.13	1.20	1.35
冬季	1.67	1.84	1.93	2.09	2.10	1.96	1.73	1.41	1.19	1.23	1.25	1.32

由表 5.2-4 可见，库车市各季度平均风速以中午 12 时至夜间 21 时风速较大，其中 17 时风速最大，早、晚风速相对较小。由此可见，中午及下午一定时段内有利于污染物的扩散。

图 5.2-4 季小时平均风速的日变化图

表 5.2-1　库车市全年及四季风向频率（%）分布、风速变化统计表

风向		N	NNE	NE	ENE	E	ESE	SE	SSE	S	SSW	SW	WSW	W	WNW	NW	NNW	C
风频（%）	春	18.39	11.29	4.38	4.32	5.68	4.75	3.28	3.01	3.45	3.98	7.44	5.11	3.05	3.04	5.83	11.61	1.38
	夏	17.66	10.55	4.35	5.25	7.77	5.53	3.31	2.36	4.17	5.12	8.97	4.66	2.72	1.90	4.12	10.69	1.09
	秋	14.58	9.33	4.48	3.76	4.26	4.66	3.35	4.08	4.94	5.39	8.83	2.99	2.58	3.71	8.29	13.86	0.91
	冬	21.20	12.87	4.21	3.75	5.04	4.85	3.57	2.70	2.24	3.16	5.49	4.81	2.79	3.11	6.68	12.04	1.47
	全年	20.19	12.45	4.49	4.49	5.88	3.94	2.87	2.92	2.41	2.22	6.44	8.06	4.12	3.43	4.21	9.81	2.08
风速 m/s	春	1.73	1.25	1.19	1.57	2.54	2.43	1.91	1.77	1.61	1.84	2.23	2.03	1.51	1.39	1.88	2.08	1.79
	夏	2.14	1.34	1.21	1.62	2.89	2.68	2.00	1.75	1.66	2.00	2.48	2.15	1.43	1.57	2.35	2.53	2.06
	秋	1.88	1.27	1.36	1.62	2.46	2.77	2.26	2.22	1.84	2.20	2.36	1.93	1.74	1.75	2.19	2.56	2.04
	冬	1.48	1.23	1.12	1.50	2.43	2.39	1.88	1.57	1.36	1.33	1.87	1.86	1.52	1.18	1.63	1.63	1.57
	全年	1.52	1.16	1.06	1.54	2.25	1.71	1.45	1.35	1.28	1.30	1.99	2.10	1.42	1.09	1.19	1.47	1.50

5.2.2.2 有组织排放废气大气影响估算

（1）污染源参数

本项目井场加热炉型号均相同，功率均为 200kW，燃料均为天然气处理站处理后的返输干气，各井场土地利用类型主要为草地和林地，因此本次预测选取各用地类型内井场加热炉进行分析。根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）中的规定，采用附录 A 推荐模型中估算模型，选取烟尘、NO_X，SO_2 利用导则推荐模式分别计算加热炉最大地面浓度占标率。估算模型参数见表 2.6-2，污染物排放参数见表 5.2-5。

表 5.2-5　　运营期有组织大气污染物排放参数一览表

序号	污染源名称	排气筒底部坐标		排气筒底部海拔（m）	排气筒高度（m）	排气筒出口内径（m）	烟气流量（m^3/h）	烟气流速（m/s）	烟气温度（℃）	年排放小时数（h）	排放工况	污染因子	排放速率（kg/h）
		经度（°）	纬度（°）										
1	TH124122H 井场加热炉烟气			957	8	0.3	254.96	1.0	120	7920	正常	PM_{10}	0.0015
												SO_2	0.0047
												NO_x	0.022
												NMHC	0.004
2	TH124121X 井场加热炉烟气			958	8	0.3	254.96	1.0	120	7920	正常	PM_{10}	0.0015
												SO_2	0.0047
												NO_x	0.022
												NMHC	0.004
3	TH124120X 井场加热炉烟气			958	8	0.3	254.96	1.0	120	7920	正常	PM_{10}	0.0015
												SO_2	0.0047
												NO_x	0.022
												NMHC	0.004
4	TH122152X 井场加热炉烟气			950	8	0.3	254.96	1.0	120	7920	正常	PM_{10}	0.0015
												SO_2	0.0047
												NO_x	0.022
												NMHC	0.004
5	TH122151X 井场加热炉烟气			943	8	0.3	254.96	1.0	120	7920	正常	PM_{10}	0.0015
												SO_2	0.0047
												NO_x	0.022
												NMHC	0.004

6	TH121191DH 井场加热炉烟气			938	8	0.3	254.96	1.0	120	7920	正常	PM_{10}	0.0015
												SO_2	0.0047
												NO_x	0.022
												NMHC	0.004

（2）预测结果

本项目井场估算结果见表 5.2-6。

表 5.2-6　有组织估算模式预测污染物扩散结果

序号	名　　称	评价因子	C_i	评价标准	P_i	P_{max}	最大浓度出现距离
/	单　　位	--	μg/m³	μg/m³	%	%	m
1	TH124122H 井场加热炉烟气	PM_{10}	0.34654	450	0.08	2.03	98
		SO_2	1.0861	500	0.22		
		NO_x	5.082	200	2.03		
		NMHC	0.92393	2000	0.05		
2	TH124121X 井场加热炉烟气	PM_{10}	0.34649	450	0.08		97
		SO_2	1.0859	500	0.22		
		NO_x	5.0813	200	2.03		
		NMHC	0.9238	2000	0.05		
3	TH124120X 井场加热炉烟气	PM_{10}	0.34625	450	0.08		99
		SO_2	1.0852	500	0.22		
		NO_x	5.0778	200	2.03		
		NMHC	0.923	2000	0.05		
4	TH122152X 井场加热炉烟气	**PM_{10}**	**0.346628**	**450**	**0.08**		98
		SO_2	**1.0861**	**500**	**0.22**		
		NO_x	**5.08387**	**200**	**2.03**		
		NMHC	**0.92434**	**2000**	**0.05**		
5	TH122151X 井场加热炉烟气	PM_{10}	0.338777	450	0.08		100
		SO_2	1.0615	500	0.21		
		NO_x	4.968723	200	1.99		
		NMHC	0.903404	2000	0.05		
6	TH121191DH 井场加热炉烟气	PM_{10}	0.346532	450	0.08		98
		SO_2	1.0858	500	0.22		
		NO_x	5.082468	200	2.03		
		NMHC	0.924085	2000	0.05		

由表 5.2-6 可知，本项目有组织废气污染源最大落地浓度发生在 TH122152X 井场，其氮氧化物最大落地浓度 5.08387μg/m³，占标率 2.03%。二氧化硫最大落地浓度 1.0861μg/m³，占标率 0.22%。颗粒物最大落地浓度 0.346628μg/m³，占标率 0.08%。非甲烷总烃最大落地浓度 0.92434，占标率 0.05%。$D_{10\%}$均未出现。

预测结果表明，本项目正常工况下排放的二氧化硫、氮氧化物、颗粒物、非甲烷总烃下风向地面浓度均低于《环境空气质量标准》二级标准限值。

5.2.2.3 无组织排放烃类大气影响估算

（1）污染源参数

运营期本项目产生的无组织大气污染物主要为油气开采等过程中的烃类和硫化氢无组织挥发。运营期回收罐主要出现在井下作业阶段，具有临时性，井下作业后影响随即消失，对大气环境的影响较小。

根据工程分析，运营期本项目代表性井场和阀组产生的无组织排放污染物参数见表 5.2-7。

表 5.2-7　单井井场面源参数表

序号	面源名称	面源起点坐标/m		面源海拔/m	面源长度/m	面源宽度/m	与正北向夹角/°	面源有效排放高度/m	年排放小时数/h	排放工况	评价因子	排放速率/(kg/h)
		经度（°）	纬度（°）									
1	TH124122H 井场无组织废气			957	75	60	5	6	8760	正常	NMHC	0.0188
											H_2S	0.00018
2	TH124121X 井场无组织废气			958	75	60	15	6	8760	正常	NMHC	0.0188
											H_2S	0.00018
3	TH124120X 井场无组织废气			958	75	60	75	6	8760	正常	NMHC	0.0188
											H_2S	0.00018
4	TH122152X 井场无组织废气			950	75	60	15	6	8760	正常	NMHC	0.0188
											H_2S	0.00018
5	TH122151X 井场无组织废气			943	75	60	0	6	8760	正常	NMHC	0.0188
											H_2S	0.00018
6	TH121191DH 井场无组织废气			938	75	60	110	6	8760	正常	NMHC	0.0188
											H_2S	0.00018

（2）预测结果

本项目各井场和阀组无组织排放源强预测结果见表 5.2-8。

表 5.2-8　无组织估算模式预测污染物扩散结果

序号	名　　称	评价因子	C_i	评价标准	P_i	P_{max}	最大浓度出现距离
/	单　　位	--	μg/m³	μg/m³	%	%	m
1	TH124122H 井场无组织废气	NMHC	16.542	2000	0.83	1.58	62
		H_2S	0.15843	10	1.58		
2	TH124121X 井场无组织废气	NMHC	16.542	2000	0.83		62
		H_2S	0.15843	10	1.58		
3	TH124120X 井场无组织废气	NMHC	16.542	2000	0.83		62
		H_2S	0.15843	10	1.58		
4	TH122152X 井场无组织废气	NMHC	16.542	2000	0.83		62
		H_2S	0.158381	10	1.58		
5	TH122151X 井场无组织废气	NMHC	16.542	2000	0.83		62
		H_2S	0.158381	10	1.58		
6	TH121191DH 井场无组织废气	NMHC	16.542	2000	0.83		62
		H_2S	0.158381	10	1.58		

根据表 5.2-9 预测结果可知：本项目无组织废气污染源最大落地浓度发生在 TH124122H、TH124121X、TH124120X 等 3 座井场，NMHC 最大落地浓度 16.542μg/m^3，占标率 0.83%；硫化氢最大落地浓度 0.15843μg/m^3，占标率 1.58%。NMHC 满足《大气污染物综合排放标准详解》2.0mg/m^3 的标准要求，硫化氢满足《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 中的 1h 平均浓度限值 10μg/m^3 的要求。

5.2.2.4 大气污染物核算

本项目运行期大气污染物排放量见表 5.2-9。

表 5.2-9　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/m^3）	
有组织排放						
1	加热炉	SO_2	采用清洁燃料	《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）	50	0.222
		NO_x			200	0.786
		颗粒物			20	0.072
		NMHC		《大气污染物综合排放标准》（GB 16297-1996）	120	0.190
无有组织排放						
2	井场	NMHC	日常维护，做好密闭措施	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020））	厂界外 4.0mg/m^3	0.588
3		H_2S		《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）新建项目二级标准	0.06	0.0097

建设项目大气环境影响评价自查表见表 5.2-10。

表 5.2-10　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_2S）				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	（2023）年						
	环境空气质量现状调查数据来源	长期例行监测数据□		主管部门发布的数据☑		现状补充监测☑		
	现状评价	达标区□				不达标区☑		
污染源调查	调查内容	本项目正常排放源☑ 本项目非正常排放源□ 现有污染源□	拟替代的污染源□			其他在建、拟建项目污染源□	区域污染源□	
大气环境影响预测与评价	预测模型	AERMOD□	ADMS□	AUSTAL2000□	EDMS/AEDT□	CALPUFF□	网格模型□	其他☐
	预测范围	边长≥50km□		边长 5～50km□		边长=5km☐		
	预测因子	预测因子（ ）				包括二次 $PM_{2.5}$□ 不包括二次 $PM_{2.5}$☐		
	正常排放短期浓度贡献值	$C_{本项目}$最大占标率≤100%☐				$C_{本项目}$最大占标率＞100%□		
	正常排放年均浓度贡献值	一类区		$C_{本项目}$最大占标率≤10%□		$C_{本项目}$最大占标率＞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：（SO_2、NO_2、PM_{10}、NMHC、H_2S）	有组织废气监测☑ 无组织废气监测☑		无监测□
	环境质量监测	监测因子：（ ）	监测点位数（）		无监测□
评价结论	环境影响	可以接受☑ 不可以接受□			
	大气环境防护距离	距厂界最远（/）m			
	污染源 年排放量	SO_2：（0.222）t/a	NO_x：（0.786）t/a	颗粒物：（0.072）t/a	VOCs：（0.778）t/a、 H_2S：（0.0097）t/a

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。

5.3 声环境影响分析与评价

5.3.1 施工期声环境影响分析

5.3.1.1 施工噪声贡献值

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

$$L_P(r)=L_P(r_0)-20\lg(r/r_o)$$

式中：$L_P(r)$——预测点处声压级，dB(A)；

$L_P(r_0)$——参考位置 r_o 处的声压级，dB(A)；

r ——预测点距声源的距离，m；

r_o——参考位置距声源的距离，m。

利用上述公式，预测计算拟建项目主要施工机械在不同距离处的贡献值，预测计算结果见表 5.3-1。

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	—	—	—	钻井
7	振动筛	72.0	68.4	64.0	58.0	54.5	52.0	50.0	—	—	—	
8	泥浆泵	77.0	73.4	69.0	63.0	59.5	56.0	55.0	—	—	—	

5.3.1.2 影响分析

根据表 5.3-1 可知，各种施工机械噪声预测结果可以看出，在不采取减振降噪措施的情况下，土石方施工、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。根据分析，施工期钻井及压裂过程各噪声源对厂界的噪声贡献值昼间为 63～69dB(A)，夜间为 62～68dB(A)，昼间满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2011)场界噪声限值要求，夜间超出《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2011)场界噪声限值要求。本项目各钻井井场周边 200m 范围内均无村庄等声环境敏感目标，且各钻井工程施工周期较短，施工期间通过采取对设备定期保养维护、基础减振等措施可减少噪声对周边环境的影响。

非正常工况下，发生井喷等事故常常伴随着高压喷射和噪声。目前井喷噪声的大小尚无直接相关的数据。对于井喷事故的应对和处理，需要采取严密的预防措施以减少其对人员和设备的影响。施工前全面地质勘探及合理评价、准确判断井眼的岩性、孔原压力等情况，制定相应的施工方案，降低井喷的发生风险，配备专业的井眼监测仪器和设备，实时监测井眼的压力和流量，及时发现异常，并采取相应的措施，控制井喷的发展，设计合理的防喷设备和措施，例如设置安全阀等，在井喷发生时及时切断井口的喷涌，通过采取上述预防措施，减少噪声对周边环境的影响。

5.3.2 运营期声环境影响分析

拟建项目管线均埋设在地下，埋深大于 1.2m，油气集输不会对周围声环境产生影响；拟建项目井场产噪设备主要为井场采油（气）树和真空加热炉，新钻井井场布置基本一致，本次选择 TH124122H 井场进行预测。

5.3.2.1 预测模式

a）根据声源声功率级或参考位置处的声压级、户外声传播衰减，计算预测点的声级：

式中：—预测点处声压级，dB；

—由点声源产生的声功率级（A 计权或倍频带），dB；

—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；

—几何发散引起的衰减，dB；

—大气吸收引起的衰减，dB；

—地面效应引起的衰减，dB；

—障碍物屏蔽引起的衰减，dB；

—其他多方面效应引起的衰减，dB。

式中：—预测点处声压级，dB；

—参考位置 r_0 处的声压级，dB；

—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；

—几何发散引起的衰减，dB；

—大气吸收引起的衰减，dB；

—地面效应引起的衰减，dB；

—障碍物屏蔽引起的衰减，dB；

—其他多方面效应引起的衰减，dB。

b）预测点的 A 声级 L_A（r）可按下式计算：

式中：—距声源 r 处的 A 声级，dB(A)；

—预测点（r）处，第 i 倍频带声压级，dB；

$\triangle L_i$—第 i 倍频带的 A 计权网络修正值，dB；

c）在只考虑几何发散衰减时按下式计算：

式中：—距声源 r 处的 A 声级，dB(A)；

—参考位置 r_0 处的 A 声级，dB(A)；

A_{div}—几何发散引起的衰减，dB；

d）工业企业噪声计算

设第 i 个室外声源在预测点产生的 A 声级为 L_{Ai}，在 T 时间内该声源工作时间为 t_i；第 j 个等效室外声源在预测点产生的 A 声级为 L_{Aj}，在 T 时间内该声源

工作时间为 t_j，则拟建项目声源对预测点产生的贡献值（L_{eqg}）为：

式中：L_{eqg}—建设项目声源在预测点产生的噪声贡献值，dB；

T—用于计算等效声级的时间，s；

N—室外声源个数；

t_i—在 T 时间内 i 声源工作时间，s；

M—等效室外声源个数；

t_j—在 T 时间内 j 声源工作时间，s。

e）噪声预测值计算

式中：L_{eq}—预测点的噪声预测值，dB；

L_{eqg}—建设项目声源在预测点产生的噪声贡献值；

L_{eqb}—预测点的背景噪声值，dB。

f）噪声预测点位

本评价预测噪声源对场界四周噪声贡献值。

5.3.2.2 噪声源参数的确定

拟建项目噪声源参数见表 5.3-2。

表 5.3-2　井场噪声源参数一览表（室外声源）

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	--	310	335	2	85	基础减振	昼夜
2	真空加热炉	--	328	320	2	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，拟建项目各噪声源对井场、站场四周场界的贡献声级值见表 5.3-3。

表 5.3-3　噪声预测结果一览表　　单位：dB(A)

场地	场界	贡献值	标准值		结论
井场噪声	东场界	49.7	昼间	60	达标
			夜间	50	达标

	南场界	44.2	昼间	60	达标
			夜间	50	达标
	西场界	43.1	昼间	60	达标
			夜间	50	达标
	北场界	49.5	昼间	60	达标
			夜间	50	达标

由表 5.3-4 可知，井场噪声源对场界的噪声预测值为 43.2~49.8dB(A)，满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类区昼间、夜间标准要求。

5.3.2.4 声环境影响评价自查表

拟建项目声环境影响评价自查表见表 5.3-4。

表 5.3-4 声环境影响评价自查表

工作内容		自查项目					
评价等级与范围	评价等级	一级□	二级☑	三级□			
	评价范围	200m☑	大于 200m□	小于 200m□			
评价因子	评价因子	等效连续 A 声级☑ 最大 A 声级□ 计权等效连续感觉噪声级□					
评价标准	评价标准	国家标准☑	地方标准□	国外标准□			
现状评价	环境功能区	0 类区□	1 类区□	2 类区☑	3 类区□	4a 类区□	4b 类区□
	评价年度	初期□	近期☑	中期□	远期□		
	现状调查方法	现场实测法☑	现场实测加模型计算法□	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。		

5.3.3 退役期声环境影响分析

本项目退役期，噪声主要源自井场设备拆卸，由于油区内声环境影响评价范围内没有居民点，因此，不会产生噪声扰民问题。

5.3.4 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，采油井场场界噪声贡献值可满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类区标准要求。

5.4 地表水环境影响分析

按照《环境影响评价技术导则 地表水环境》（HJ2.3-2018）中表 1 水污染影响型建设项目评价等级判定，判定本项目地表水环境评价等级为三级 B。重点论证项目废水综合利用不外排的可行性和可靠性。

5.4.1 施工期地表水环境影响分析

在施工期，对地表水环境可能造成影响的污染源为生活污水、酸化压裂返排液、管道试压废水、钻井废水。

（1）生活污水

根据工程分析，本项目施工期生活污水产生总量约为 2960m³。施工期生活污水经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。

（2）钻井废水

本工程钻井施工过程中采用“钻井废弃物不落地达标处理技术”，钻井废水与钻井泥浆、岩屑一同进入不落地处理系统处理，处理后的液相全部回用于配备钻井液等，综合利用，不外排。

（3）酸化压裂返排液

根据工程分析，本项目储层改造过程中产生的废压裂返排液约为 2628m³，全部排入专用回收罐中，运至塔河油田绿色环保处理站处理，处理达标后回注。

（4）管道试压废水

本项目管道分段试压，一般采用无腐蚀性的清洁水。试压水由管道排出由罐收集后，进入下一段管道循环使用，试压结束沉淀后用于施工区域洒水降尘，不外排。

综上，本项目施工期间废水全部妥善处理，不外排，正常情况下，项目施工期废水不会对水环境产生明显影响。

5.4.2 运营期地表水环境影响分析

根据工程分析，本工程运营期产生的废水主要有采出水、井下作业废水。

（1）采出水

根据工程分析，本项目运营期年产水量约 1.98×10^4t/a，采出水随油气混合物进入塔河油田四号联合站污水处理系统处理，废水经处理后满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）标准中指标后回注地层，不外排。四号联合站运行正常，且富余能力可满足本项目采出水处理需求，依托处理设施可行。

（2）井下作业废水

本项目井下作业废液采用专用废水回收罐收集，酸碱中和后拉运至塔河油田绿色环保站处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）中的有关标准后回注油层，不外排。

采取上述水污染控制措施后，本项目采出水及井下作业废液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。

5.4.3 退役期地表水环境影响分析

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

表 5.4-1　地表水环境影响评价自查表

工作内容		自查项目	
影响识别	影响类型	水污染影响型☑；水文要素影响型□	
	水环境保护目标	饮用水水源保护区□；饮用水取水□；涉水的自然保护区□；重要湿地□重点保护珍稀水生生物的栖息地□；重要水生生物的自然产卵场及索饵场、越冬场和洄游通道、天然渔场等渔业水体□；涉水的风景名胜区□；其他□	
	影响途径	水污染影响型	水文要素影响型
		直接排放□；间接排放☑；其他□	水温□；径流□；水域面积□

	影响因子	持久性污染物□；有毒有害污染物□；非持久性污染物□；pH 值□；热污染□；富营养化□；其他☑	水温□；水位（水深）□；流速□；流量□；其他□
评价等级		水污染影响型	水文要素影响型
		一级□；二级□；三级 A□；三级 B☑	一级□；二级□；三级□

5.5 地下水环境影响分析

5.5.1 评价区水文地质条件

5.5.1.1 地下水赋存条件

评价区属塔里木河中下游冲积平原、渭干河与库车河冲洪积扇的扇缘地带，第四系地层厚度大于 200m，赋存第四系松散岩类孔隙水，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。区域内含水层岩性以细砂、粉细砂为主，隔水层的岩性为粘土、亚粘土。水文地质图见 5.5-1，水文地质剖面图见图 5.5-2。

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 12 吋（Φ=325mm）时的涌水量（即换算涌水量），然后进行富水性级别的划分。

表 5.5-1　含水层富水性级别划分　　单位：m^3/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

本项目所在区域的富水性为潜水、承压水水量中等区。

（1）潜水含水层

区内潜水含水层岩性为上更新统和全新统冲洪积细砂、粉细砂。根据区域水文地质调查中的地下水位埋深资料，区内潜水埋深主要受补给源和地形控制，区内潜水水位埋深 5m 左右。根据区内已有的潜水钻孔及物探、钻探成果资料，潜水含水层的底板埋藏深度一般小于 60m，局部地区在 100m 左右，潜水含水层的厚度在 40m 以内。潜水含水层主要由塔河冲积形成，含水层的岩性颗粒较细，主要为细砂、粉细砂，渗透系数小于 l0m/d。

（2）承压水含水层

从地层岩性的角度分析，地层垂直向上分为四层（从上到下）：第一层为第四系粉砂和粉细砂。第二层为第四系粉砂、细砂和粉细砂。第三层为第四系粉砂与粘土互层，第四层为第三系的泥岩、砂岩互层。

物探解译出来的含水层地下水溶解性总固体含量分为两层（从上到下）：

①第四系含水层

图 5.5-1 水文地质图

图 5.5-2 水文地质剖面图

第一层为咸水含水层（潜水含水层）。

第二层为淡水含水层（承压水含水层）由地层的第二层和第三层组成。

②第三系含水层

第三层为裂隙孔隙水含水层（水质不明）。

第四系承压水含水层的顶板埋藏深度的变化规律是：区块东北部，淡水含水层的顶板埋藏深度最大，最大达到 120m。西南部，第四系承压水的顶板埋藏深度较小，最小 55m。区块中部地区，淡水含水层的顶板埋藏深度一般为 60m~80m，这种埋藏深度的分布范围最广。

根据承压含水层的顶板埋藏深度，可分为承压含水层的顶板埋深 50-100m 区和＜50m 区，分别叙述如下：

a.承压含水层的顶板埋深 50-100m 区

该区大面积分布于该区的潜水，TH122152X、TH122151X 井位于该区。该区潜水位埋深从 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 107.3-1000.0m^3/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 197-991m^3/d，水量中等；渗透系数为 0.98-4.19m/d，影响半径为 182.27-315.97m。

b.承压含水层的顶板埋深＜50m 区

该区呈片状分布于 TH124120X、TH124121H、TH124121X 附近区域。分布于该区的潜水，钻孔揭露的潜水含水层厚度＜50m，含水层岩性为第四系细砂、粉砂；换算涌水量为 100m^3/d-614m^3/d，水量中等；渗透系数为 0.89m/d-2.59m/d，影响半径为 221.09m-350.45m。该区的承压水水头，为 2.05m～3.96m，承压含水层的顶板埋深＜50m；钻孔揭露的承压含水层厚度为 54.91m，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 233.0m^3/d-801m^3/d，水量中等；渗透系数为 1.57m/d-3.99m/d，影响半径为 192.37m-325.97m。

5.5.1.2 地下水补给、径流与排泄

（1）潜水的补给、径流与排泄

①补给条件

区块内潜水的补给来源主要有西北部地下水的侧向流入补给和区内地表水

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、塔里木河冲洪积平原的一部分，接受上游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。

②径流条件

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。地下水流向为西北向东南方向。根据《塔河油田水文地质普查报告》等历史水文地质勘察报告，区内地下水基本处于停滞状态，水力坡度很小，为 0.2‰～0.8‰。

③排泄条件

区块内的潜水以侧向流出，蒸发蒸腾及少量的人工开采等方式排泄，最终以地下径流的方式排泄至塔里木河中。

（2）承压水的补给、径流及排泄

①补给条件

承压水的补给来源主要是西北方向地下水的侧向流入补给。

②径流条件

区块内的含水层岩性主要为粉砂，透水性很差，承压水径流比较缓慢。

③排泄条件

承压水的排泄途径主要是从区块东南方向侧向流出。另外，由于承压水的水头比潜水的水位高，在弱隔水层段可能会存在少量的越流排泄。

5.5.1.3 地下水动态特征

评价区位于渭干河冲洪积细土平原上，是以双层及多层结构的潜水-承压水含水层为主的细土平原区。区内地下水位的动态类型为渗入-蒸发型，动态曲线为多峰型。含水层岩性为细砂、粉砂、粉细砂，水动力条件较差。动态曲线呈现为多峰型：每年 1～2 月地下水处于低水位期；3 月份水位开始上升，至 4 月～5 月达到最高值，之后水位开始回落；在 8 月份由于强烈的蒸发、蒸腾作用，水位

略有上升，形成一小的峰值；9 月份开始下降，受冬灌影响，于 11～12 月形成另一峰值，一般在次年 1～2 月达到最低水位。年内变幅 2.44～11.37m。

根据《塔河油田水文地质普查报告》，区内承压水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。

5.5.1.4 地下水化学特征

评价区的地下水水化学特征主要受地下水的补给、径流、排泄条件及地下水化学成分的控制。

①潜水的水化学特征

根据《塔河油田水文地质普查报告》，从评价区的北部向中部、南部，潜水的矿化度和水化学类型也具有十分明显的水平分带规律性，表现为从北部到南部，潜水矿化度逐渐升高，地下水溶解性总固体含量较高，在 0.468~132.1g/L 之间。水化学类型也由 $HCO_3 \cdot SO_4 \cdot Cl$—Na（Ca·Mg）型渐变为 $SO_4 \cdot Cl$—Na·Mg 型和 $Cl \cdot SO_4$—Na（Mg·Ca）型水。

评价区内地下水主要接受地表水的渗漏补给、上游地下水的侧向径流补给；地下水从西北部向东南部径流；又通过潜水蒸发、植物蒸腾、人工开采等方式排泄，最终以地下径流的方式排泄至塔里木河中。这种补、径、排条件，决定了潜水的水化学作用同时具有离子交替吸附作用和蒸发浓缩作用，水化学类型复杂，主要以 $SO_4 \cdot Cl$（或 SO_4）—Na·Mg（或 Mg·Na）、$Cl \cdot SO_4$-Na（或 Na·Mg、Na·Mg·Ca）及 Cl-Na （或 Na·Mg）型水为主。

②承压水的水化学特征

从评价区的北部、中部向南部，承压水的水化学类型也具有十分明显的水平分带规律性，矿化度也有逐渐升高的趋势，但在评价区的不同地段，其升高的幅度有所不同。

评价区内承压水主要接受上游地下水的侧向径流补给，地下水从北部向南部径流，通过人工开采、向下游径流等方式最终排泄至塔里木河。其补给受上游潜水的补给条件影响较大。

5.5.1.5 地下水开发利用现状

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

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

5.5.1.6 包气带特征及污染现状调查

根据搜集资料，塔河油田区块内包气带岩性主要有：第四系松散岩类粉质粘土、粉土和细砂，第四系包气带厚度 2m～10.5m。根据区内已进行过的渗水试验成果，粉质粘土垂直渗透系数 5.56×10^{-5}cm/s～1.11×10^{-4}cm/s，粉土垂直渗透系数 1.67×10^{-4}cm/s～6.67×10^{-4}cm/s，细砂垂直渗透系数为 6.11×10^{-4}cm/s～8.89×10^{-4}cm/s，包气带防污性能为“弱”。

根据本次评价中包气带污染监测结果、土壤环境的调查结论，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；石油类检测结果均可满足《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地筛选值，包气带土壤质量状况良好。

5.5.1.7 区域地下水污染源调查

评价区除油田生产设施外，分布有农田，污染物排放方式以农药、化肥为主的面源污染源为主，无其他工业企业污染源。根据地下水监测结果，潜水监测点除总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物、钠、锰等出现不同程度的超标存在一定程度超标外，其余因子均满足《地下水质量标准》(GB/T14848-2017)III类标准，各潜水监测点中石油类满足《地表水环境质量标准》(GB3838-2002)III类标准要求。

5.5.2 施工期地下水环境影响分析

（1）施工期间废水对地下水影响分析

根据工程分析，施工期废水、生活污水不外排，对地下水环境影响很小。

（2）钻井过程对地下水影响分析

项目钻井过程中采用套管与土壤隔离，并在套管与地层之间注入水泥进行固

井，水泥浆返至地面，封隔疏松地层和水层；本项目井身的表层套管的下入深度300m，采用水泥浆进行固井，水泥浆返至地面，可满足本项目的地下水保护需要，可有效地保护地下水环境不受污染。本项目使用水基钻井液，钻井过程中，严格要求套管下入深度等措施，可以有效控制钻井液在地层中的漏失，减轻对地下水环境的影响。由于本项目油藏目的层与地下水处于不同层系，远远超出本区域第四系地下水含水层深度，在施工过程中采用下套管注水泥固井、完井方式进行水泥固井，对含水层进行了固封处理，有效保护地下水层。项目在钻井过程中产生的废水不与含水层发生水力联系，同时对产生的废水排放进行严格管理，施工期间钻井井场内进行分区防渗，可对土壤及包气带起到良好的防护。因此基本不会对所在区域水环境产生影响。

（3）管道施工对地下水影响分析

本工程管道全线采用埋地敷设方式，管线埋深一般为管顶覆土深度 1.2m，管道敷设工作主要在浅层地表进行，一般不会直接穿越地下含水层，且施工时间短，影响范围小，只在管线附近几米的范围，对地下水影响极微，管线施工结束就可恢复正常，对地下水影响很小。

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

5.5.3 运营期地下水环境影响分析

5.5.3.1 正常状况下地下水环境影响分析

（1）废水

根据工程分析，本项目产生的各类废水不外排，正常情况下不会对地下水产生污染影响。另外，本项目采出水及井下作业废液经联合站污水处理站处理达标后回注油层。

根据调查及四号联合站油田采出水处理站的实际回注情况，部分回注于油藏层奥陶系一间房组（O2yj)，部分回注于油藏层奥陶系鹰山组（O1-2y），回注地层深度在 4500m 以下。而 12 区所在区域第四系含水层底板埋藏深度绝大多数地区在 500m 以内。故回注层深度远远深于区内主要淡水含水层，与区内淡水含水层不在一个层位，回注地层与区域地下水处于不同层系，远远超出本区域地下水含水层的深度。12 区的回注井井型一般采用直井，多为三开、四开井身结构，

回注井在钻井过程中对潜水及具有开采利用价值的第四系地层进行了水泥固井，注水井均通过水泥将套管与地层之间进行封闭，上有封隔器完全隔绝采出水回注过程中与非注水层和地下含水层的联系，阻止回注水对非注水层和地下含水层的污染；井底构筑水泥塞，阻止注水向下部地层的渗入；仅井体底部的钢质封闭管壁设置射孔段作为回注水排出钢管之外的通道；地面部分，井口高出地面，设置控制加压装置，防止对地下水的污染。因此，回注地层的采出水，在正常状况下无法跨越抗压强度较高的钢管与水泥阻挡层而涌入非注水层。水泥返至地面，基本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，固井质量合格的情况下，可有效保护地下水层。

根据《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），涉及废水回注的，应当论证回注的环境可行性，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）等相关标准要求后回注，同步采取切实可行措施防治污染。回注目的层应当为地质构造封闭地层，一般应当回注到现役油气藏或枯竭废弃油气藏。

根据后评价期间的监测结果，四号联合站采出水经处理后可以满足《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329）标准要求，并全部回注地下，未回注与油气开采无关的废水，回注层为奥陶系鹰山组和一间房组，均为现役油气藏层。综上，按照油气藏形成和赋存的地质构造条件，油层即注水层，与第四系含水层之间不存在水力联系。因而，从注水层位及回注层地质构造分析，在正常的油田开发过程中，回注到含油层的采出水不会对回注层之外的地下水含水层水质产生影响，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，有效保护地下水层，满足《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）的相关要求。

（2）油泥（砂）

本项目在修井及采油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）输送管线

本项目输送管线是全封闭系统，集输管线采用柔性复合管，采取严格防腐防渗措施。正常状况下，输送、储存的介质不会与管线穿越区的地下水水体之间发生联系，不会对区域地下水环境产生污染影响。

（4）采油井场

拟建工程正常状况下，井口区采取严格的防渗，定期开展井筒完整性检查，不会对区域地下水环境产生污染影响。

综上，正常情况下，本项目的实施对地下水的影响较小。

5.5.3.2 非正常状况下地下水环境影响分析

油田工程生产过程中，各个环节都存在着易燃、易爆、有害物质，除危害工程本身安全外，同时对地下水也构成污染的危险。主要表现因操作失误或处理措施不当而发生的井喷或井漏等工程事故；自然灾害引起的油田污染事故；集输管线、阀组运行过程中，管线腐蚀穿孔，误操作及人为破坏等原因造成的管线破裂使油品泄漏。无论是人为因素还是自然因素所造成的事故，对油田区地下水体均可能产生污染的风险。

油田开发对地下水产生污染的途径主要有两种方式，即渗透污染和穿透污染途径。

（1）情景 1：穿透污染（油水窜层）

污染物沿着裂隙或孔隙直接到达含水层从而污染地下水的方式称为穿透污染。以该种方式污染地下水的主要是采气过程中套外返水。一旦出现套外返水事故，采出液在水头压力差的作用下，可能直接进入含水层，发生油水串层，并在含水层中扩散迁移，污染地下水。

油气窜层污染的主要原因一般是由于表层套管和油气层套管的固井效果变差导致油气窜层使地下水受污染。由废弃井、套管被腐蚀破坏而污染到地下水的现象，在前期不会发生，待气井开发到中后期时，废弃井、套管被腐蚀破坏，才可能会对地下水有影响：废弃井在长期闲置过程中，在地下各种复合作用下，固井水泥被腐蚀，套管被腐蚀穿孔，加上只封死井口，油气物质失去了释放通道，会通过径流进入潜水含水层，参与地下水循环。虽然此时油层几乎没有多少压力，

原油不大可能进入到含水层污染地下水，但这一现象仍应引起重视。

本次地下水环境影响评价主要考虑最不利的极端情况下，油水窜层后对工程区下游第四系含水层水质的影响，针对污染物进入第四系孔隙水含水层后的运移进行重点预测、评价。

①预测情景

当发生窜层时，污染物进入含水层中。考虑最不利情况，污染物泄漏为连续排放，发生窜层后，工程区内的污染物通过孔隙、裂隙径流至下游第四系含水层的水质。因此污染物在含水层中的迁移，可将预测情形概化为一维连续泄漏点源的水动力弥散问题。

②预测方法

本项目按 I 类项目地下水环境影响评价级别为二级，按照《环境影响评价技术导则－地下水环境》（HJ610-2016）的规定，预测方法可以采用数值法或者解析法，由于评价区水文地质条件较简单、评价区内含水层的基本参数变化很小、污染物的排放对地下水流场没有明显的影响，本报告采用解析法对地下水环境影响进行预测。

③预测因子

油井套管发生泄漏，采出液中污染物主要有石油类等污染物。根据《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）中情景设置预测因子相关要求，对每一类别中的各项因子采取标准指数法进行排序，分别取标准指数较大的因子作为预测因子。根据采出液污染物特征，本次选取石油类作为预测特征因子。

④预测模型

本次地下水污染模拟仅考虑污染物随地下水发生对流、弥散作用，对污染物与液体介质（地下水）、固体介质（包气带介质和地下水含水介质）等的化学反应（如酸碱反应、氧化还原反应、吸附、交换、挥发及生物化学反应）等可能存在的环境消减因素做保守考虑。这样选择的理由是：

1）对于长期持续的污染事件，环境自净作用属于次要因素，而水体的对流、弥散作用是污染物运移的主要因素。

2）污染物在地下水中的反应运移非常复杂，物理、化学、微生物等环境自净作用往往会使污染浓度衰减。忽略这些环境自净因素可以模拟出污染的最大（或潜在）影响范围，符合保守性评价原则。

3）对这些化学、生物化学作用进行精确模拟还属于国际性难题，一些模拟参数还存在很大争议，精确模拟还需要大量的实验支持。

4）在国际上有很多用保守型污染物作为模拟因子的环境质量评价的实例，保守型考虑符合环境评价的思想。

污染物在含水层中的迁移，特别是泄露点的连续泄漏，造成的水环境污染会更加严重。本次按照《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）附录 D 中一维无限长多孔介质柱体，一端为定浓度边界预测模型进行预测，计算公式如下：

以上式中：*x*—距注入点的距离，m；

t—时间，d；

C（*x*，*t*）—*t* 时刻 *x* 处的示踪剂浓度，g/l；

C_0—注入的示踪剂浓度，g/l；

u——水流速度，m/d；

n——有效孔隙度，无量纲；

D_L—纵向弥散系数，m^2/d；

erfc(　)—余误差函数。

⑤预测参数

根据区域水文地质条件，评价区内第四系含水层岩性主要为细砂。本次评价水文地质参数主要通过油田区域的勘察资料及经验值等综合确定。模型中所需参数及来源见表 5.5-3。

表 5.5-3　水质预测模型所需参数一览表

序号	参数符号	参数名称	参数数值	数值来源
1	*u*	水流速度	0.024 m/d	地下水的平均实际流速 u= KI /n，评价区内含水层主要岩性为细砂，根据导则中附录 B，细砂渗透系数为 5~10m/d，本次评价取 10m/d，根据《塔河油田水文地质普查报告》等历史水文地质勘察报告，区内地下水基本处于停滞状态，水力坡度很小，为 0.2‰～0.8‰，本次预测取水力坡度最大值为 0.8‰。
2	D_L	纵向弥散系数	0.24 m^2/d	D_L=aLu，aL 为纵向弥散度。参考前人的研究成果，弥散度应介于 1～10 之间，按照最不利的评价原则，本次模拟取弥散度参数值取 10。
3	*n*	有效孔隙度	33.6 %	依据《水文地质手册》（第二版）中表 2-3-2 及区内已有勘察资料，细砂孔隙度为 0.42，而根据以往生产经验，有效孔隙度一般比孔隙度小 10%～20%，因此本次取有效孔隙度 n=0.42×0.8=0.336。

4	*t*	时间	计算发生渗漏后 100d、1000d、3650d 后各预测点的浓度
5	C_0	污染物浓度	参照美国石油协会石油烃标准化工作组 TPHCWG（1997）中关于石油类污染物的溶解度等相关文献，取 18 mg/L 为石油类可溶态污染物的最高浓度值，作为本次预测的源强。石油类参照《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中III类，将石油类污染物浓度标准定为 0.05mg/L。检出限为 0.01mg/L。

⑥预测结果与分析

将以上确定的参数代入模型，便可以求出不同时段，在预测情景下，泄露了不同天数（100 天、1000 天、3650 天）时，污染物在含水层不同位置的浓度分布情况。具体见表 5.5-4、表 5.5-5，图 5.5-3~5.5-5。

表 5.5-4　污染物在潜水含水层中的浓度迁移预测结果（情景 1）

污染物	100d		1000d		3650d	
	距离（m）	浓度 c(mg/l)	距离（m）	浓度 c(mg/l)	距离（m）	浓度 c(mg/l)
石油类	0	1.80E+01	0	1.80E+01	0	1.80E+01
	5	1.06E+01	5	1.73E+01	5	1.80E+01
	10	4.25E+00	10	1.62E+01	10	1.79E+01
	15	1.11E+00	15	1.49E+01	20	1.77E+01
	20	1.81E-01	20	1.33E+01	30	1.74E+01
	25	1.84E-02	25	1.14E+01	40	1.68E+01
	30	1.14E-03	30	9.54E+00	50	1.60E+01
	35	4.29E-05	35	7.65E+00	70	1.36E+01
	40	9.79E-07	40	5.90E+00	100	8.37E+00
	45	1.34E-08	45	4.37E+00	150	1.63E+00
	50	1.14E-10	50	3.09E+00	250	1.44E-03
	60	9.99E-16	60	1.36E+00	300	3.50E-06
	70	0.00E+00	70	4.98E-01	450	0.00E+00
	80	0.00E+00	80	1.51E-01		
	90	0.00E+00	90	3.76E-02		
	100	0.00E+00	100	7.72E-03		
	150	0.00E+00	150	1.42E-07		
	300	0.00E+00	300	0.00E+00		

表 5.5-5　预测结果统计表（情景 1）

污染物	预测时间	超标距离（m）	影响距离（m）	影响范围内水环境敏感点
石油类	100d	22	26	无
	1000d	88	98	无
	3650d	208	228	无

图 5.5-3　发生泄漏后 100d 后石油类污染物浓度变化趋势图（情景 1）

图 5.5-4　发生泄漏后 1000d 后石油类污染物浓度变化趋势图（情景 1）

图 5.5-5　发生泄漏后 3650d 后石油类污染物浓度变化趋势图（情景 1）

根据以上预测结果，在本次设定的预测情形下：预测期间，随着时间、距离增加，污染范围也呈增加趋势。石油类浓度在预测 100d、1000d、3650d 时地下水超标距离分别为 22m、88m、208m，影响距离分别为 26m、98m、228m。影响范围内均无居民饮用水井等敏感点，但下渗废水对该地区地下水的影响依然存在。因此，为预防污染的发生和污染源的形成，表层套管严格封闭第四系含水层，定期维护，固井质量应符合要求，废弃井应全部打水泥塞，并经严格的试压以防窜漏污染地下水，套损发生后及时采取治理技术，尽量避免窜层污染到泄漏点周边区域内的地下水。

（2）情景 2：渗透污染（泄漏）

地面及包气带污染物沿着松散的孔隙下渗至含水层致使地下水污染的方式称渗透污染。本项目可能产生的渗透污染主要是井喷、集输管线泄漏、落地油渗漏等，都是通过包气带渗透到潜水含水层而污染地下水的。包气带厚度愈薄，透水性愈好，就愈造成潜水污染，反之，包气带愈厚、透水性愈差，则其隔污能力就愈强，则潜水污染就愈轻。

当区域地层压力增大，就可能引发井喷事故。管线与法兰连接处、管线泄漏事故会导致浅部隐蔽性污染源的产生，泄漏的油品下渗而可能导致地下水污染风险的发生。发生泄漏的原因有如下几种：误操作、机械故障、外力作用和腐蚀等，这几种因素的产生都是人为的或人为操控程度很高，发生污染的危害程度也取决于操作人员的处置和控制。泄漏事故会导致浅部隐蔽性污染源的产生，泄漏的油品下渗而可能导致地下水污染风险的发生。

通常泄漏事故对地下水环境的影响程度主要取决于原油的物理性质、泄漏方式、多孔介质特征及地下水位埋深等多种因素。由于管线泄漏事故为短期大量排放，污染物的泄漏以地表扩展为主，一般能及时发现，并可很快加以控制，石油烃等污染物在其中迁移的阻滞作用较强，迁移及衰减速度较慢，其影响范围不大，对地下水环境一般不易产生不利影响。

污染物进入地下后，污染物向地下水系统的迁移途径为：

入渗污染物→表土层→包气带→含水层→迁移

为了评价污染物入渗对评价区内地下水水质的影响，故本次地下水环境影响

预测采用解析法，针对石油类污染物进入含水层后的运移进行重点预测、评价。

①预测情景

根据区域水文地质条件，地下水类型主要为第四系潜水含水层。当泄漏量很大时，石油类污染物可能通过包气带进入潜水中，影响潜水水质。污染物泄漏为非连续排放，泄漏后一般可及时发现泄漏状况并截断，排放时间在时间尺度上设定为短时泄漏，泄漏时长最多按 1d 计。考虑最不利情况，按渗漏的污染物穿透包气带污染地下水，不考虑污染物的吸附、生物降解、化学反应等因素。

②预测方法

本次评价采用解析法对地下水环境影响进行预测。

③预测模型

污染物在浅层含水层中的迁移，可将预测情形概化为一维短时泄漏点源的水动力弥散问题。在模型计算中，对污染物的吸附、挥发、生物化学反应均不予以考虑，对模型中的各项参数均予保守性估计。

以上式中：x—距注入点的距离，m；

t—时间，d；

C（x，t）—t 时刻 x 处的示踪剂浓度，g/l；

C_0—注入的示踪剂浓度，g/l；

u-水流速度，m/d；

n—有效孔隙度，无量纲；

D_L—纵向弥散系数，m^2/d；

erfc(　)—余误差函数。

④预测参数及因子

本次评价水文地质参数主要通过收集项目所在区域的成果资料及经验参数来确定。石油类因子是油田开采污染监测项的特征污染物。因此，本次影响预测以石油类进行预测。具体见表 5.5-3。

⑤预测结果与分析

将以上确定的参数代入模型，便可以求出不同时段，石油类在预测情景下，不同天数（100 天、1000 天、3650 天）时，污染物在含水层不同位置的浓度分布情况。具体见表 5.5-6、表 5.5-7，图 5.5-6-5.5-8。

表 5.5-6 石油类污染物在潜水含水层中的浓度迁移预测结果（情景 2）

100d		1000d		3650d	
距离（m）	浓度 c(mg/L)	距离（m）	浓度 c(mg/L)	距离（m）	浓度 c(mg/L)
0	1.17E-02	0	2.16E-03	0	2.30E-04
5	3.59E-02	10	4.55E-03	20	6.86E-04
10	3.53E-02	20	7.10E-03	40	1.57E-03
15	1.72E-02	30	8.53E-03	60	2.79E-03
20	4.54E-03	40	8.03E-03	80	3.87E-03
25	6.77E-04	50	5.99E-03	100	4.22E-03
30	5.78E-05	60	3.57E-03	120	3.61E-03
35	2.85E-06	70	1.70E-03	140	2.44E-03
40	8.21E-08	80	6.48E-04	160	1.30E-03
45	1.38E-09	90	1.99E-04	180	5.49E-04
50	1.36E-11	100	4.93E-05	200	1.83E-04
100	0.00E+00	200	0.00E+00	400	0.00E+00

表 5.5-7 预测结果统计表（情景 2）

预测因子	预测时间	浓度最大值（mg/L）	超标距离（m）	影响距离（m）	影响范围内居民饮用水井
石油类	100d	0.03923	/	17	无
	1000d	0.00859	/	/	无
	3650d	0.00423	/	/	无

图 5.5-6 发生泄漏后 100d 石油类污染物浓度变化趋势图（情景 2）

图 5.5-7 发生泄漏后 1000d 石油类污染物浓度变化趋势图（情景 2）

图 5.5-8 发生泄漏后 3650d 石油类污染物浓度变化趋势图（情景 2）

根据以上预测结果，在本次设定的预测情形下：当泄漏发生后，在预测期间，随着距离的增加，石油类在含水层中在水动力弥散作用下，沿地下水流向运移，污染物的浓度呈先增大后减小的趋势；随着泄漏后的时间的增加，影响范围呈增加趋势。在本次预测情景下的泄漏对地下水环境的影响很小。石油类浓度在预测 100d 时地下水最大影响距离约 17m，泄漏后 1000d 及 3650d 预测结果均未超标，且预测结果均低于检出限，故在处理及时的短时泄漏预测情境下对该地区地下水影响较小。

井场、阀组、集输管道等必须采取必要的防渗、防渗措施，在非正常状况下，由于项目区地下水循环条件差，径流、排泄基本处于停滞状态，因此，泄漏对地下水环境产生的影响非常有限，在非正常状况下，建设单位应立即采取切断措施

并及时组织专门力量进行污染物的清除工作，在最短的时间内清除地面及地下的石油类物质，并加强后期污染治理和跟踪监测，尽量避免泄漏污染到周边区域内的地下水。只要建设单位和施工单位严格按照拟定的环保措施进行，非正常状况下，对地下水的影响属可接受范围。

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

5.5.4 退役期地下水环境影响分析

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

5.5.5 小结

（1）在正常状况下，本项目各阶段的废水均不外排，各类废水及固废均得到了妥善处置，本项目在设计、施工和运行时，严把质量验收关，杜绝因管道材质、制管、防腐涂层、焊接缺陷及运行失误而造成管线泄漏。在生产运行过程中，强化监控手段，定期检查检验，检漏控漏，尽量杜绝事故性排放源的存在，本项目对地下水环境的影响较小；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）本次地下水评价，设置了项目非正常情况情景进行预测分析，结果显示：若发生非正常状况，污染物一旦发生泄漏，将会对项目附近区域地下水造成一定影响，发生事故后建设单位及时启动应急预案，切断废水下渗污染源，采取补救措施，可将地下水环境影响降到最低，对地下水环境产生的影响较小。本项目需采取地下水污染防治措施按照“源头控制、分区防渗、跟踪监测、应急响应”相结合的原则，并定期开展地下水跟踪监测，在严格按照地下水污染防护措施后，本项目对区域地下水环境影响可接受。

5.6 固体废物影响分析

5.6.1 施工期固体废物影响

本项目施工期产生的固体废物主要包括：钻井废弃物、生活垃圾、施工废料、含油废物、废防渗材料、废烧碱包装袋等。

根据目前油田及安全环保对钻井工程的要求，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。

生活垃圾集中收集后定期由库车城乡建设投资（集团）有限公司清运、处置。含油废物、废防渗材料、废烧碱包装袋等危险废物暂存于井场撬装式危废暂存间中，由钻井队委托具有危废处置资质的公司接收处置。

施工期固体废物在处置和运行管理中严格落实《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）、《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）、《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）、《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB 18599-2020）等的相关要求后，对环境所造成的影响可以接受。

5.6.2 运营期固体废物影响

5.6.2.1 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。

落地油主要来自突发环境事件和井下作业等。对于突发环境事件产生的落地油（如管线泄漏等），可根据《危险废物豁免管理清单》，按《中国石油化工股份有限公司西北油田分公司采油二厂突发环境事件应急预案》进行运输、利用、处置，不按危险废物管理。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。

清管废渣中含有少量管道中的油，属于《国家危险废物名录（2025 年版）》HW08 类危险废物（废物代码：900-249-08），间歇产生，废渣量约 0.0065t/a，委托有资质单位拉运处理。

废防渗材料主要在修井作业过程中产生。修井作业时，作业场地下方铺设防渗材料，产生的落地油直接落在防渗材料上，根据工程分析，本项目产生废弃防渗材料最大量约 1.50t/a。废防渗材料属于危险废物，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材料集中收集，委托具有危险废物运输及处理资质的单位拉运处理，拉运过程中资质单位应使用专车、按照指定的拉运路线。

根据《建设项目危险废物环境影响评价指南》，本项目危险废物类别、主要成分及污染防治措施见表 3.4-11。

5.6.2.2 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

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

综上，本项目产生的危险废物收集、转移、运输过程中按照《危险废物收集 贮存 运输技术规范》（HJ2025-2012）和《危险废物转移管理办法》要求进行运输、处置，对环境的影响很小。

5.6.2.3 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。

5.6.3 退役期固体废物影响分析

本项目退役期，井场拆除的井架、集输设施、井构筑物等为钢制材料，清洗油污后可回收利用。

5.6.4 固废环境影响评价小结

本项目施工期、运营期和退役期产生的固体废物能够通过有效的途径得到较好地处置，对评价区环境影响较小。

5.7 土壤环境影响分析

5.7.1 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。油田开发期间，占地都将改变原有土壤的理化性质和土壤结构，使原有土壤结构和性状难以恢复。但是施工期对土壤的影响程度轻，影响特征是部分可逆，影响时间为短期。

①钻井作业对土壤环境的影响

本项目部署井 6 口井，钻井作业均采用“泥浆不落地系统”对废弃泥浆和岩屑进行收集处置，对土壤的环境影响轻微。

②固体废物对土壤的影响

本次钻井施工作业采用“钻井废弃物不落地达标处理技术”，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）等国家及有关部门、地方相关标准和生态环境保护要求后，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。

本项目管道工程一般区域管道施工作业带宽度控制在 8m 范围内、天然林区管道施工作业带宽度控制在 6m 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。建设期间，施工车辆对地表的大面积碾压，使所经过地段的植被和地表结构遭到不同程度的破坏，使风蚀荒漠化的过程加剧；在地面构筑物建设中，最直接而且易引起水土流失的是施工过程中使影响范围内的地表保护层变得松散，增加风蚀量。本项目建设内容主要为钻井工程、地面工程等的建设。临时占地范围内的土壤地表表层遭到破坏，下层的粉细物质暴露在地层表面，在风力的作用下，风蚀量会明显加大，这种影响在短时间内不会完全恢复。但随着时间的推移，风蚀量会随着地表新保护层的逐渐形成而减弱。永久占地范围内的地表彻底改变，地表经过砾石铺垫或者其他硬化措施，风蚀量很少，不易发生水土流失。

5.7.2 运营期土壤环境影响分析

5.7.2.1 土壤环境影响识别

（1）项目类型

本项目部署 6 座采油井场，配套建设 12.961km 集输管线，区域整体以采油为主，土壤项目类别按照采油进行考虑。根据导则附表 A.1，本项目井场建设属于 I 类项目，单井集输管线建设属于II类项目。

（2）影响类型及途径

本项目所处区域土壤为碱性土壤，属于盐化较严重的区域，拟建工程土壤影

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。

本项目井场建设及管道敷设过程中，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。

影响类型见表 5.7-1。

表 5.7-1 建设项目土壤环境影响类型与影响途径表

不同时段	污染影响型				生态影响型			
	大气沉降	地面漫流	垂直入渗	其他	盐化	碱化	酸化	其他
施工期	-	-	√	-	-	-	-	√
运营期	-	√	√	-	√	-	-	-
退役期	-	-	-	-	-	-	-	-

（3）影响源及影响因子

1）污染影响型

本项目输送介质为采出液，管线连接处破裂时，采出液中的石油烃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。本项目土壤环境影响源及影响因子识别结果参见表 5.7-2。

表 5.7-2 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
井场管线连接处	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 5.7-3。

表 5.7-3 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

5.7.2.2 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 1km 及管线边界两侧外扩 0.2km 范围；土壤生态影响型现状调查范围为各井场边界外 5km 及管线边界两侧外扩 0.2km 范围。

（2）敏感目标

本项目将井场 1km 范围及管线两侧 0.2km 范围的耕地、牧草地等作为土壤环境（污染影响型）保护目标。拟建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 0.2km 范围作为土壤环境（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有潮土、漠境盐土、盐土等。

（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）土地利用规划

本项目占地范围暂无规划。

（6）土壤理化性质调查

土壤理化性质调查详见 4.2 章节。

5.7.2.3 土壤环境影响评价

（1）污染影响型

本项目实施后，由于严格按照要求采取防渗措施，在正常工况下不会发生油品渗漏进入土壤。因此，垂直入渗造成土壤污染主要为非正常泄漏工况，根据企业的实际情况分析，如果是采油树管线连接和阀门处出现破损泄漏，即使有油品泄漏，建设单位必须及时采取措施，不可能任由油品漫流渗漏，任其渗入土壤。因此，只在地表积油底部非可视部位发生小面积渗漏时，才可能有少量物料通过漏点，逐渐渗入进入土壤。

综合考虑本项目物料特性及土壤特征，本次评价为事故状况下，采油树管线

连接和阀门处出现破损泄漏的石油烃对土壤垂直下渗的污染。

1）垂直入渗土壤预测模型

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）附录 E 中预测方法对本项目垂直入渗对区域土壤环境影响进行预测，预测公式如下：

①一维非饱和溶质垂向运移控制方程：

式中：*c*--污染物介质中的浓度，mg/L；

D--弥散系数，m^2/d；

q--渗流速度，m/d；

z--沿 z 轴的距离，m；

t--时间变量，d；

θ-土壤含水率，%。

②初始条件

③边界条件

第一类 *Dirichlet* 边界条件：

a.连续点源：

b.非连续点源：

第二类 *Neumann* 零梯度边界条件：

2）预测参数选取

根据现场土壤采样及水文地质调查结果，对 TH124121X 井场进行预测，预测模型参数取值见表 5.7-4。

表 5.7-4　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（kg/m^3）
砂土	1.2	0.717	0.47	2.1	1	1.4×10^3

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

表 5.7-5　土壤预测源强表

渗漏点	污染物	浓度 mg/L	渗漏特征
泄漏油品	石油烃	850000	瞬时

3）土壤污染预测结果

①石油烃预测结果

非正常工况下，采油树管线连接和阀门处出现破损泄漏，泄漏油品中石油烃以点源形式垂直进入土壤环境。初始浓度设定为 850000mg/L（考虑泄漏初期采出液中含水率较低，按最不利情况考虑，以泄漏原油进行预测，即泄漏浓度为原油密度），预测时间节点分别为，T_1：1d，T_2：3d，T_3：10d，T_4：20d。

石油烃沿土壤迁移模拟结果如图 5.7-1 所示，预测结果见表 5.7-6。

图 5.7-1　石油烃在不同水平年沿土壤垂向迁移情况

表 5.7-6　土壤预测情况表

序号	预测时间/d	污染深度/cm
1	1	10
2	3	18
3	10	30
4	20	50

由土壤模拟结果可知，入渗 20 天后，污染深度为 50cm，整体渗漏速率较慢。根据调查可知，在纵向上石油的渗透力随土质有很大的差别，质地越粗，下渗力越强。落地油一般富集在 0-20cm 的土层中，石油在土表的蒸发量与时间呈负指数相关。落地油积存于表层会影响表层土壤通透性，影响土壤养分的释放，降低土壤动物及微生物的活性，使土壤的综合肥力下降，最终影响植物根系的呼吸作用和吸收作用。

（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 5m^3。采出液中的氯根在 178950mg/L，则估算进入土壤中的盐分含量为=5×178950×58.5÷35.5=1474447g。

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

式中：$\triangle S$-单位质量表层土壤中某种物质的增量，g/kg；

Is-预测评价范围内单位年份表层土壤中某种物质的输入量，g；

Ls-预测评价范围内单位年份表层土壤中某种物质经淋溶排出的量，g；

Rs-预测评价范围内单位年份表层土壤中某种物质经径流排出的量，g；

ρb-表层土壤容重，kg/m^3；

A-预测评价范围，m^2；

D-表层土壤深度，一般取 0.2m，可根据实际情况适当调整；

n-持续年份，a。

2）单位质量土壤中某种物质的预测值

$$S=Sb+\triangle S$$

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。

项目所处区域气候干燥，年降雨量较小，项目考虑最不利情况，*Ls* 和 *Rs* 取值均为 0，预测评价范围为以泄漏点为中心 20m×20m 范围，表层土壤容重根据区域土壤理化特性调查取值为 $1.4\times10^3kg/m^3$，根据区域土壤盐分监测结果，单位质量土壤中盐分含量的现状值为 63.7g/kg。预测年份为 0.027a（10 天）。

根据上述计算结果，在 10 天内，单位质量土壤中盐分含量的增量为 0.4g/kg，叠加现状值后的预测值为 65.8g/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。

综上，本项目采用密闭集输的生产方式，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。如果发生井喷及管线泄漏等事故，泄漏的原油会对土壤环境产生一定的影响，泄漏的石油覆盖于地表可使土壤透气性下降、土壤

理化性状发生变化。泄漏的油品如果进入土壤，从而使土壤质地、结构发生改变，影响到土地功能，进而影响地表植被的生长。根据环境风险分析可知，本项目风险潜势很低，发生泄漏事故的可能性很小，在做好源头控制、过程防控等措施的前提下，可避免工程项目实施对土壤环境产生污染影响。

本项目土壤环境影响评价自查表，见表 5.7-7。

表 5.7-7 土壤环境影响评价自查表

<table>
<tr><th colspan="2">工作内容</th><th colspan="4">完成情况</th><th>备注</th></tr>
<tr><td rowspan="11">影响识别</td><td>影响类型</td><td colspan="4">污染影响型□；生态影响型□；两种兼有☑</td><td>/</td></tr>
<tr><td>土地利用类型</td><td colspan="4">建设用地□；农用地□；未利用地☑</td><td>土地利用类型图</td></tr>
<tr><td>占地规模</td><td colspan="4">（0.03567）km^2</td><td>永久占地/小型</td></tr>
<tr><td>敏感目标信息</td><td colspan="4">敏感目标（耕地、牧草地）、方位（耕地紧邻新建管线，本项目不占用；天然牧草地分布在 TH122152X 井及其配套管线所在区域、TH122151X 及其配套管线所在区域、TH121191DH 井及其配套管线所在区域）</td><td>井场、集输管线</td></tr>
<tr><td>影响途径</td><td colspan="4">大气沉降□；地面漫流☑；垂直入渗☑；地下水位□；其他（生态影响）</td><td>/</td></tr>
<tr><td>全部污染物</td><td colspan="4">盐分、pH、石油烃（C_{10}-C_{40}）</td><td>/</td></tr>
<tr><td>特征因子</td><td colspan="4">盐分、pH、石油烃（C_{10}-C_{40}）</td><td>/</td></tr>
<tr><td rowspan="2">所属土壤环境影响评价项目类别</td><td colspan="4">I类☑；II类□；III类□；IV类□</td><td>井场</td></tr>
<tr><td colspan="4">I类□；II类☑；III类□；IV类□</td><td>集输管线</td></tr>
<tr><td rowspan="2">敏感程度</td><td colspan="4">敏感☑；较敏感□；不敏感□</td><td>污染影响型</td></tr>
<tr><td colspan="4">敏感☑；较敏感□；不敏感□</td><td>生态影响型</td></tr>
<tr><td colspan="2" rowspan="2">评价工作等级</td><td colspan="4">一级☑；二级□；三级□</td><td>污染影响型</td></tr>
<tr><td colspan="4">一级☑；二级□；三级□</td><td>生态影响型</td></tr>
<tr><td rowspan="4">现状调查内容</td><td>资料收集</td><td colspan="4">a）☑；b）☑；c）☑；d）☑</td><td></td></tr>
<tr><td>理化特性</td><td colspan="4">——</td><td></td></tr>
<tr><td rowspan="3">现状监测点位</td><td></td><td>占地范围内</td><td>占地范围外</td><td>深度</td><td rowspan="3">点位布置图</td></tr>
<tr><td>表层样点数</td><td>5</td><td>6</td><td>20cm</td></tr>
<tr><td>柱状样点数</td><td>5</td><td>/</td><td>0~0.5m，0.5~1.5m，1.5~3m</td></tr>
<tr><td>现状监测因子</td><td colspan="4">《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中基本项目 45 项+石油烃+土壤盐分含量；《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）中基本项目 8 项+pH+石油烃+土壤盐分含量</td><td></td></tr>
<tr><td rowspan="3">现状评价</td><td>评价因子</td><td colspan="4">pH、石油烃、含盐量</td><td></td></tr>
<tr><td>评价标准</td><td colspan="4">GB15618☑；GB36600☑；表 D.1□；表 D.2□；其他（）</td><td></td></tr>
<tr><td>现状评价结论</td><td colspan="4">占地范围内各项监测因子满足《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中表 1 第二类用地筛选值标准要求。
占地范围外满足《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB156 18-2018）中“表.1 农用地土壤污染风险筛选值（基本项目）”的 pH＞7.5 所列标准；</td><td></td></tr>
</table>

工作内容		完成情况			备注
		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。			
影响预测	预测因子	石油烃（C_{10}-C_{40}）、盐分含量			
	预测方法	附录 E☑；附录 F□；其他（ ）			
	预测分析内容	影响范围（井场周围）；影响程度（较小）			污染影响型
		影响范围（单井集输管线泄漏点） 影响程度（盐碱化程度加剧）			生态影响型
	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	代表性井场
		2	石油烃	1 次/3 年	
	信息公开指标	石油烃、盐分含量、pH			
评价结论		通过采取源头控制、过程防控措施，从土壤环境影响的角度，本项目建设可行			

6.环境风险评价

6.1 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》（HJ 169-2018）附录 B，本项目涉及的风险物质为原油、天然气（甲烷）、H_2S，存在于密闭集输管线内。本次新建管线主要为单井至站场的集输管线，各站场和开发井均有控制（截断）阀，发生泄漏时，可通过控制（截断）阀进行紧急切断。故本项目最大存在量按照单井至站场各类管线的单根最大长度 3.17km 计算。本项目涉及的风险物质的存储量及位置见表 6.1-1。

根据区域油气资源流体性质，本项目所在区域原油密度取平均值 1.0248g/cm^3，天然气相对密度取平均值 0.754kg/m^3，硫化氢取平均值为 56151mg/m^3。

燃料气密度为 0.6982 kg/Nm^3，掺稀油密度 0.8988g/cm^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 6.1-1。

表 6.1-1　本项目危险物质分布情况一览表

风险单元	危险物质类型	存储装置参数	最大存在量（t）
集油管线	稠油	3.17km，DN100，4Mpa	23.02
	天然气（甲烷）		0.017
	H_2S		0.0013
燃料气管线	天然气（甲烷）	3.17km，Φ48×4，4Mpa	0.016
掺稀管线	稀油	3.17km，Φ60x7，4Mpa	4.73

（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）：

式中：q_1，q_2，…，q_n——每种危险物质的最大存在总量，t；

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

表 6.1-2　　本项目风险单元 Q 值一览表

风险源	序号	危险物质名称	CAS 号	最大存在总量 q_n/t	临界量 Q_n/t	该种危险物质 Q 值
集油管线	1	稠油	—	23.02	2500	0.009
	2	天然气（甲烷）	74-82-8	0.017	10	0.002
	3	H_2S	7783-06-4	0.0013	2.5	0.001
燃料气管线	1	天然气（甲烷）	74-82-8	0.016	10	0.002
掺稀管线	1	稀油	—	4.73	2500	0.002
Q 值∑						0.015

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》（HJ 169-2018）相关要求，风险潜势为I的建设项目可开展简单评价，不定评价等级。因此，本次评价仅对建设项目可能存在的环境风险进行简单分析，不设置评价范围。

表 6.1-3　　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。				

6.2 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。

6.3 环境风险识别

6.3.1 危险物质风险识别

本项目涉及的主要风险物质为原油（稠油、稀油）、天然气（甲烷）、H_2S，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 6.3-1。

表 6.3-1　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	稠油	可燃液体	集油管线
4	稀油	可燃液体	掺稀管线

①原油

原油理化性质及危险危害特性详见表 6.3-2。

表 6.3-2　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	*Grudl oil*
组成/组分信息	烷烃、环烷烃、芳香烃和烯烃等多种液态烃的混合物。主要成分是碳和氢两种元素，分别占 83~87%和 11~14%；还有少量的硫、氧、氮和微量的磷、砷、钾、钠、钙、镁、镍、铁、钒等元素。	
危险特性	危险性类别：第 3.2 类中闪点液体。侵入途径：吸入、食入、经皮吸收。健康危害：液体有强烈刺激性。食入可引起恶心、疼痛和呕吐，引起黏膜水肿和溃疡症状，包括口腔和咽喉灼烧感；较大的剂量可引起恶心、呕吐、麻醉、无力、头晕、呼吸表浅、腹痛、抽搐和意识丧失；可引起心律失常、室颤和心电图改变；可发生中枢神经系统抑制。眼睛接触本品可引起刺激，长期接触引起炎症。皮肤长期或持续接触液体可引起脱脂，伴随干燥、破裂、刺激和皮炎。蒸气对上呼吸道有刺激性。高温时吸入伤害加重。吸入高浓度蒸气的急性影响是肺部刺激症状，包括咳嗽伴有恶心；中枢神经抑制表现为头痛、头晕、兴奋、视力模糊、反应迟钝、疲乏和共济失调。长时间暴露于高浓度蒸气中可导致麻醉、神志不清，甚至昏迷和死亡。吸入高浓度的油雾可引起油性肺炎。慢性影响：长时间接触可引起支气管炎和肺水肿。长期皮肤接触可造成皮肤干燥、皲裂和发红。影响神经系统、骨髓机能等。环境危害：造成大气，河流，湖泊，海洋，土壤等污染。燃爆危险：易燃。遇到高热，火星或火苗极易引起燃烧爆炸。	
急救措施	皮肤接触：立即脱去污染的衣着，用肥皂水和清水彻底冲洗皮肤。如有不适感，就医。 眼睛接触：立即提起眼睑，用大量流动清水或生理盐水冲洗。如有不适感，就医。眼睛受伤后，应由专业人员取出隐形眼镜。 吸入：迅速脱离现场至空气新鲜处。静卧、保暖。开始急救前，取出假牙等，防止阻塞气道。保持呼吸道通畅。如呼吸困难，给输氧。呼吸、心跳停止，立即进行心肺复苏术。就医。 食入：饮水，禁止催吐。保持呼吸道通畅，防止吸入呕吐物。禁止给嗜睡症状或知觉降低即正在失去知觉的病人服用液体。如有不适感，就医。	

<table>
<tr><td>消防措施</td><td colspan="4">危险特性：易燃，其蒸气与空气可形成爆炸性混合物，遇明火、高热极易燃烧爆炸。与氧化剂能发生强烈反应。流速过快，容易产生和积聚静电。其蒸气比空气重，沿地面扩散并易积存于低洼处，遇火源会着火回燃。
有害燃烧产物：一氧化碳、二氧化碳。
灭火方法：用泡沫、干粉、二氧化碳、砂土灭火。</td></tr>
<tr><td>泄漏应急处理</td><td colspan="4">消除所有点火源。根据液体流动和蒸气扩散的影响区域划定警戒区，无关人员从侧风、上风向撤离至安全区。建议应急处理人员戴正压自给式呼吸器，穿防静电服。作业时使用的所有设备应接地。禁止接触或跨越泄漏物。尽可能切断泄漏源。防止泄漏物进入水体、下水道、地下室或限制性空间。小量泄漏：用砂土或其他不燃材料吸收。使用洁净的无火花工具收集吸收材料。大量泄漏：构筑围堤或挖坑收容。用泡沫覆盖，减少蒸发。喷水雾能减少蒸发，但不能降低泄漏物在限制性空间内的易燃性。用防爆泵转移至槽车或专用收集器内。</td></tr>
<tr><td>操作处置与储存</td><td colspan="4">操作注意事项：密闭操作，注意通风。操作人员必须经过专门培训，严格遵守操作规程。建议操作人员佩戴过滤式防毒面具，穿防静电工作服。远离火种、热源。工作场所严禁吸烟。使用防爆型的通风系统和设备。防止蒸气泄漏到工作场所空气中。避免与氧化剂接触。灌装时应控制流速，且有接地装置，防止静电积聚。在清除液体和蒸气前不能进行焊接、切割等作业。搬运时要轻装轻卸，防止包装及容器损坏。配备相应品种和数量的消防器材和泄漏应急处理设备。倒空的容器可能残留有害物。
储存注意事项：储存于阴凉、通风的库房。远离火种、热源。库温不宜超过 30℃，保持容器密封。应与氧化剂分开存放，切忌混储。采用防爆型照明、通风设备。禁止使用易产生火花的机械设备和工具。储区应备有泄漏应急处理设备和合适的收容材料。</td></tr>
<tr><td>接触控制/个体防护</td><td colspan="4">工程控制：工作现场严禁吸烟，避免长期反复接触，进入罐、限制性空间或其他区域作业，须有人监护。
呼吸系统防护：一般不需要特殊防护，高浓度接触时可佩戴过滤式防毒面具（半面罩）。
眼睛防护：一般不需要特殊防护，但建议在特殊情况下，戴化学安全防护眼镜。
身体防护：穿防静电工作服。【工程控制】：生产过程密闭，加强通风。提供安全淋浴和洗眼设备。
手防护：戴一般作业防护手套。
其他防护：工作现场禁止吸烟、进食和饮水。工作完毕，淋浴更衣。</td></tr>
<tr><td rowspan="5">理化特性</td><td>外观与性状</td><td>黑色的可燃性黏稠液体</td><td>蒸气压</td><td>无资料</td></tr>
<tr><td>沸点</td><td>自常温至 500℃以上</td><td>闪点</td><td>-6~155℃</td></tr>
<tr><td>熔点</td><td>-60℃</td><td>溶解性</td><td>不溶于水，溶于苯、乙醚、三氯甲烷、四氯化碳等有机溶剂</td></tr>
<tr><td>密度</td><td>相对密度（水=1）
0.7365-1.0724 g/cm^3</td><td>稳定性</td><td>稳定</td></tr>
<tr><td>爆炸极限</td><td>1.1%~8.7%（V%）</td><td>自燃温度</td><td>280℃~380℃</td></tr>
<tr><td>稳定性和反应活性</td><td colspan="4">稳定性：稳定。
禁配物：氧化剂。
避免接触的条件：高热，火源和不相容物质。
聚合危害：不聚合。
分解产物：一氧化碳、二氧化碳、氮氧化物、硫氧化物等有毒烟雾。</td></tr>
<tr><td>毒理学资料</td><td colspan="4">有毒。原油中芳香烃以及杂原子化合物具有一定的毒性。
LD50：>4300mg/kg（大鼠经口）</td></tr>
</table>

	LC50：无资料
生态学资料	生态毒理毒性：原油中的芳香族化合物以及杂原子具有一定的毒性。 生物降解性：自然界中的部分厌氧菌，硫化菌以及部分绿色植物能将原油的大部分物质降解。 非生物降解性：原油中的沥青质等高分子物质具有很难的生物降解性。 生物富集或生物积累性：/。 其他有害作用：温室气体。应特别注意对地表水、土壤、大气和饮用水的污染。
废弃处置	性质：危险废物。 处置方法：若本产品成为废品，必须由取得许可证的专业工厂进行处理。 废弃注意事项：处置前应参阅国家和地方有关法规。本产品不可排放于下水道，河流，湖泊，大海等。
运输信息	运输注意事项：环境密封放置，放置热源和日光暴晒，与强氧化剂隔离。
法规信息	《危险化学品安全管理条例》中华人民共和国国务院令第 591 号（自 2011 年 12 月 1 日起施行），中华人民共和国国务院令第 645 号修订（自 2013 年 12 月 7 日起施行）、《危险化学品目录（2015 版）》（自 2015 年 5 月 1 日起施行）。
其他信息	表格内数据来源于本项目方案提供的物料特性数据、《危险化学品目录（2015 版）》和《危险化学品安全技术全书》。

②天然气

按照《石油天然气工程设计防火规范》（GB50183-2015）标准，天然气属于甲 B 类火灾危险物质。具有易燃性、易爆性、低毒性。

易燃性：天然气属于甲类火灾危险物质。天然气常常在作业场所或储存区弥散、扩散或在低洼处聚集，在空气中只需较小的点燃能量就会燃烧，因此具有较大的火灾危险性。

易爆性：天然气与空气组成混合气体，其浓度处于一定范围时，连火即发生爆炸。天然气（甲烷）的爆炸极限范围为 5~15%，爆炸浓度极限范围愈宽，爆炸下限浓度值越低，物质爆炸危险性就越大。

毒性：天然气为烃类混合物，属低毒性物质，但长期接触可导致神经衰弱综合征。

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 6.3-3。

表 6.3-3　甲烷的危险性和危害特性

毒性及健	接触限值	中国 MAC	未制定标准

康危害		前苏联 MAC	300mg/m^3	
	侵入途径	吸入		
	健康危害	当空气中甲烷浓度达 25~30%时，可引起头痛、头晕、乏力、注意力不集中、呼吸和心跳加速等 当甲烷浓度更高时，可能使人出现窒息、昏迷等		
燃烧爆炸危险性	燃烧性	易燃	建筑火险等级	甲
	闪点（℃）	-188	爆炸下限（V%）	5
	自燃温度（℃）	538	爆炸上限（V%）	15
	危险特性	甲烷与空气混合能形成爆炸性混合物，当在爆炸极限范围内遇明火、高热能时引起燃烧爆炸 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		

B.H_2S

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 6.3-4。

表 6.3-4　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：*Hydrogen sulfide*	
	危险性类别			易燃、有毒气体	
物化特性	沸点（℃）	-61.8		比重（水=1）	
	饱和蒸汽压（kPa）	无资料		熔点（℃）	-82.9
	蒸气密度（空气=1）	无资料		溶解性	易溶于水，亦溶于醇类、石油溶剂和原油中
	外观与气味	无色气体。具有臭蛋气味			
火灾爆炸危险数据	闪点（℃）		爆炸极限	爆炸上限%(V/V)：46.0；爆炸下限%(V/V)：4.0	
	灭火剂	抗溶性泡沫、干粉、二氧化碳、雾状水			
	灭火方法	尽可能将容器从火场移至空旷处。上风向喷水保持火场容器冷却，直至灭火结束。			
	危险特性	易燃，其蒸气与空气可形成爆炸性混合物，遇明火、高热或与氧化剂接触，有引起危险特性燃烧爆炸的危险。与浓硝酸、发烟硝酸发生剧烈反应，易爆炸。其蒸气比空气重，能在较低处扩散到相当远的地方，遇火源会着火回燃。			
反应活性数据	稳定性	不稳定		避免条件	
		稳定	√		
	聚合危险性	可能存在		避免条件	

<table>
<tr><td></td><td></td><td>不存在</td><td>√</td><td></td><td colspan="3"></td></tr>
<tr><td></td><td>禁忌物</td><td>强氧化剂</td><td colspan="2">燃烧（分解）产物</td><td colspan="3">无资料</td></tr>
<tr><td rowspan="2">健康危害数据</td><td>侵入途径</td><td>吸入</td><td>√</td><td>皮肤</td><td>√</td><td>口</td><td>√</td></tr>
<tr><td>急性毒性</td><td>10</td><td>无资料</td><td>LC50</td><td>大鼠吸入</td><td colspan="2">16000mg/m^3，4 小时</td></tr>
<tr><td>急救措施</td><td colspan="7">吸入：如果吸入本品蒸气或其燃烧物，迅速脱离现场至空气新鲜处。保持呼吸道通畅。如呼吸困难，给输氧。如呼吸停止，立即进行人工呼吸。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。</td></tr>
<tr><td>急性中毒</td><td colspan="7">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。</td></tr>
<tr><td>泄漏紧急处理</td><td colspan="7">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。</td></tr>
<tr><td rowspan="4">/</td><td>工程控制</td><td colspan="5">生产过程密闭，全面通风。提供安全淋浴和洗眼设备。</td></tr>
<tr><td>呼吸系统防护</td><td colspan="2">空气中浓度超标时，佩戴过滤式防毒面具（半面罩）</td><td>身体防护</td><td colspan="2">穿防静电工作服</td></tr>
<tr><td>手防护</td><td colspan="2">戴橡胶耐油手套</td><td>眼防护</td><td colspan="2">戴安全防护眼镜</td></tr>
<tr><td>其他</td><td colspan="5">工作现场严禁吸烟。工作完毕，淋浴更衣。注意个人清洁卫生。</td></tr>
</table>

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 6.3-5。

表 6.3-5 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

6.3.2 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。

6.3.3 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。

6.3.4 风险类型识别

通过分析本项目可能涉及的危险物质及危险场所及危险特性，本项目可能发生的环境风险主要包括井喷、井漏、油气泄漏以及火灾、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。

6.4 环境风险分析

6.4.1 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/Nm^3，短时间内严重破坏了局部地区空气质量，另外本项目为油气含油硫化氢，一旦发生井喷，可能会造成硫化氢中毒事件，作业人员应戴上防护用具，进入紧急状态，立即实施应急方案，并组织附近人员进行疏散。由于井喷具有突发性、意外性和短暂性的特点，井喷会造成短期局部大气环境中污染物超标，但不会对整个评价区的大气环境质量造成长久的明显的恶化。本项目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，本项目井周边存在天然林，本项目涉及的天然林已纳入库车市重点公益林，植被以灌木为主，大量原油泄漏可能会对井场周边天然林产生影响。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，减少对林地生态系统的影响。

6.4.2 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。

6.4.3 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，则会产生一定量的一氧化碳，污染大气环境。

6.4.4 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，加大检修力度，发生泄漏事故及时找到泄漏点，及时维修，并将受污染的土壤全部集中收集，交由有资质的单位进行处理，污染物从源头和末端均得到控制，阻断了污染地下水的通道，污染物不会渗入地下污染地下水体。

当泄漏事故不可控时，泄漏的油品经土层渗漏，通过包气带进入含水层。根据《采油废水中石油类污染物在土壤中的迁移规律研究》（岳占林文）中结论：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。

6.4.5 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，送塔河油田四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。

6.4.6 对植被的影响

本项目周边分布有天然牧草地、永久基本农田，其中本项目占用牧草地、不占用永久基本农田。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性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，本项目井场周边分布天然林，已纳入库车市重点公益林，植被以灌木为主。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。

6.5 环境风险管理措施与对策建议

各种事故无论是人为因素引起的，还是自然因素所致，都可以采取必要的预防措施，以减少事故的发生或使事故造成的危害降低到最低限度。对于人为因素引起的事故可以通过提高人员技术素质、加强责任心以及采取技术手段和管理手段等方法来避免；而对于自然因素引起的事故则主要靠采取各种措施来预防。

采油二厂于 2024 年编制完成并发布了采油二厂突发环境事件应急预案，并在阿克苏地区生态环境局库车市分局进行了备案，备案编号为：652923-2024-218-M（附件）。待本项目实施后，需将本项目相关内容更新至采油厂突发环境事件应急预案中。

6.5.1 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，方可综合利用。

（3）使用的泥浆参数必须符合钻井地质技术的规定要求。

（4）在钻开油气层前必须加重泥浆的密度，使泥浆的液柱压力大于地层压力约 3MPa～5MPa，井场的重泥浆储备量必须为井筒容积的 1.5～2 倍，并且还应储备足够量的泥浆加重剂。

（5）井控操作实行持证上岗，各岗位的钻井人员有明确的分工，并且应经过井控专业培训。在油气层中钻进，每班进行一次防喷操作演习。

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

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

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

（9）钻井井位的确定尽可能避开季节性冲蚀沟等洪水危险性大的区域。

6.5.2 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，防止井喷的主要措施是安装防喷器和井控装置，同时采用随时调整泥浆密度，修井采用清水循环压井等技术，以最大限度地防止井喷事故的发生。

（1）在钻井泥浆循环时，如果泥浆液面快速上升，应立即停泵，在阻流管线打开的情况下立即关井，然后慢慢关闭阻流器。如发现泥浆罐液面在慢速上升，且在一次起下钻之后发生溢流时，应采用旋转头和橡胶阻流器继续钻进，防止井喷发生。

（2）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。

（3）起下钻时，当发现井内液体流出，而钻杆在井内时，应立即接上回压阀或管内防喷器并关井。若发现流体流出而钻铤正位于防喷器处时，立即接上回压阀或管内防喷器，用多效万能防喷器关井；在突然发生井内液体大量流出的情况下，应将井内钻具下过钻铤，在钻杆处关闭全密封闸板。如果不下过钻铤，则可用万能防喷器关井。当钻头从井眼中起出后发现井内液体流出时，要立即关闭全封闭闸板。

（4）作业班应按钻进、起下钻杆、起下钻铤和空井发生溢流四种工况，按“逢五逢十”防喷演习制度进行防喷演习。作业班每月不少于一次不同工况的防喷演习。二开前应进行四种工况的防喷演习。换班人员应在第一次下钻作业中进行四种工况的防喷演习，演习不合格不得进行下步作业。

（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，施工后必须探伤，更换不符合要求的汇管。

6.5.3 硫化氢泄漏的监控与预防措施

（1）硫化氢监测与安全防护

硫化氢监测与安全防护应按照《含硫油气田硫化氢监测与人身安全防护规程》（SY6277-2005）和《含硫化氢的油气生产和天然气处理装置作业的推荐做法》（SY/T6137-2005）要求进行。

①作业人员巡检时应携带硫化氢监测仪第 1 级预警阈值应设置为 15mg/m^3（或 10ppm），第 2 级报警阈值应设置为 30mg/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 15mg/m³（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 30mg/m³（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 150mg/m³（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〔150mg/m³（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。

6.5.4 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。

6.5.5 井场风险防范措施

（1）井场设置明显的禁止烟火标志；井场钻井设备及电器设备、照明灯具符合防火防爆的安全要求；井场内所有设备、管线均应做好防雷、防静电接地；井场安装探照灯，以备井喷时钻台照明。

（2）在井架上、井场路口、站场等处设置风向标，以便发生事故时人员能

迅速向上风向疏散。

（3）按消防规定配备泡沫灭火器、干粉灭火器、消防铁锹和其他消防器材，并定期进行检查，保持完好可用。

（4）储罐设置在井场主导风向下风向，并与井口距离不得小于 50m。

（5）在可能发生原油泄漏或油气积聚的场所应按照规范设置可燃气体浓度监测报警装置，以便及时发现事故隐患。

（6）在柴油储罐区铺设防渗膜并设置 20cm 的围堰，当发生储罐泄漏的情况时，及时处理，对泄漏的柴油收集后判断能否利用，对不能利用的柴油委托有资质单位进行处理。

6.5.6 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，加强管线和警示标志的管理工作。

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

（9）加强对集输管线沿线重点敏感地段的环保管理，定期进行环境监测。

（10）建立腐蚀监测系统，随时监测介质的腐蚀状况，了解和掌握区域系统的腐蚀原因，有针对性地制定、调整和优化腐蚀控制措施。

6.5.7 植被保护措施

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，增强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。

6.5.8 危险废物运输事故风险防范措施

（1）危险废物须按照《危险废物收集 贮存运输技术规范》（HJ2025-2012）相关要求，由专业人员进行押运。

（2）建设单位与危废资质单位共同研究危险废物运输的有关事宜，运输过程全控制，确保危险废物的运输安全可靠，减少或避免运输过程中的二次污染和可能造成的环境风险。

（3）对于污水、废液等的转运均要制定管理计划，如实记录有关信息，健全资料台账，转移车辆安装定位系统，并保存相关影像资料。

（4）出车前须对罐车的罐体、压力表、阀门等安全技术状况进行检查，发现故障排除后方可投入运行。

（5）加强各类储罐的日常管理及安全检查，要严格按章操作，废水、废液装车、卸车时，加强管理，避免跑冒滴漏现象，防止发生泄漏等安全事故。

（6）运输时提高拉运人员技术素质、加强责任心，严禁废水随意倾倒，贯彻安全驾驶机动车辆的行为规定，严格遵守交通法规，防止发生运输车辆事故。

（7）行车途中应勤检查，若有泄漏，应查找泄漏点，采取相应的应急措施，防止液体继续泄漏，受到污染的土壤要全部回收，委托具有相应危险废物处置资质单位进行处置。

6.5.9 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厂环境风险应急预案中。

6.5.10 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

采油二厂于 2024 年 12 月取得《中国石油化工股份有限公司西北油田分公司采油二厂突发环境事件应急预案》的备案证明，备案编号：652923-2024-218-M。采油二厂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，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二厂现有突发环境事件应急预案中，对现有突发环境事件应急预案进行必要的完善和补充。

6.5.11 环境风险应急处置措施

6.5.11.1 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，应立即切断引火源，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。

6.5.11.2 泄漏的应急措施

（1）井场泄漏处置

1）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。

2）引发火灾、爆炸时：

①现场发生火灾、爆炸，应立即切断引火源，并组织灭火；

②确定警戒范围，撤离无关人员。

（2）站场泄漏处置

1）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，启用导流设施将物料或消防水引至应急罐；

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，采取用沙土填埋、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。

2）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。

3）引发火灾、爆炸时：

①现场发生火灾、爆炸，应立即切断引火源，并组织灭火；

②确定警戒范围，撤离无关人员。

（3）管道泄漏处置

1）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。

2）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。

3）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。

6.5.11.3 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。

6.5.11.4 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。

6.6 风险评价结论

本项目所涉及的危险物质包括原油、天然气（甲烷）、H_2S，分布于输油管线及燃料气管线内，可能发生的风险事故包括井喷、井漏、油气管线泄漏。事故状况下项目会对大气、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；井漏会对地下水造成影响。本项目在钻井和井下作业时应落实各项井场制度，降低井喷井漏发生概率，项目所在区域人烟稀少，地域空旷，大气扩散条件较好，发生事故后，及时采取相应的措施，不会对周围环境空气产生明显影响；当泄漏事故发生时，及时采取措施、彻底清除泄漏油品、被污染的土壤，污染物不会进入地下水中，对地下水水质没有不良影响。因此，

发生事故后，在严格落实本项目提出的风险防范措施的前提下，不会对周围环境产生明显影响；西北油田分公司采油二厂已制定了环境风险应急预案，发生事故时按照环境风险应急预案采取措施。

本项目环境风险简单分析内容表见表 6.6-1。

表 6.6-1　环境风险简单分析内容表

建设项目名称	塔河油田西部奥陶系油藏 TH121191DH 等井产能建设项目			
建设地点	新疆维吾尔自治区库车市			
地理坐标	经度		纬度	
主要危险物质及分布	主要危险物质：原油、天然气（甲烷）、H_2S，分布于集输管线、掺稀管线以及燃料气管线内			
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。事故状况下项目会对大气、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，井漏会对地下水造成影响。			
风险防范措施要求	①生产中采取有效预防措施，严格遵守井下作业的安全规定，在井口安装防喷器和控制装置，杜绝井喷的发生； ②制定安全生产方针、政策、计划和各种规范，完善安全管理制度和安全操作规程，建立健全环境管理体系和监测体系，完善各种规章制度标准； ③定期对管线进行巡视，定期进行管道壁厚和防腐情况检测； ④制定环境风险应急预案，定期演练。 ⑤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、天然气（甲烷）、H_2S，分布于集输管线、掺稀管线以及燃料气管线内，可能发生的风险事故包括井喷、井漏、油气管线泄漏。事故状况下项目会对大气、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；井漏会对地下水造成影响。本项目在钻井和井下作业时应落实各项井场制度，降低井喷井漏发生概率，项目所在区域人烟稀少，地域空旷，大气扩散条件较好，发生事故后，及时采取相应的措施，不会对周围环境空气产生明显影响；当泄漏事故发生时，及时采取措施、彻底清除泄漏油品、被污染的土壤，污染物不会进入地下水中，对地下水水质没有不良影响。因此，发生事故后，在严格落实本项目提出的风险防范措施的前提下，不会对周围环境产生明显影响；西北油田分公司采油二厂已制定了环境风险应急预案，发生事故时按照环境风险应急预案采取措施。				

7.环境保护措施及可行性论证

7.1 施工期环境保护措施

7.1.1 生态环境影响减缓措施

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：划定了钻井施工队和管线开挖施工作业范围，严格控制施工车辆的运行线路；钻井施工结束后，施工单位对井场进行了清理平整；管线作业也及时对管线进行土方回填和平整。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。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。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。

同区域同类型开发项目井场恢复情况

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，没有随意碾轧的情况发生，尽量减少和避免了对区内地表的扰动和破坏。本项目道路施工对路基两侧沿线的植被影响范围一般在 5m～10m。

图 7.1-1　施工布局及生态环境保护措施分布图

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：

（1）生态避让措施

做好前期设计工作，对天然林、公益林、基本农田及重要物种等生态保护目标优先采取生态避让，将施工中可能对生态保护目标等重点区域产生影响的因素纳入设计范畴，采用科学合理的施工方案与施工组织形式，制定相应的处理措施和应急预案，使工程施工对生态保护目标产生的不利影响降到最低。

（2）生态保护措施

①严格控制施工作业范围，做好施工期生态防护措施。在工程施工过程中，在天然林及植被生境相对较好的区域加大生态保护力度；施工带尽量沿道路纵向平行布设，以减少土壤扰动和地表植被破坏，减少裸地和土方暴露面积。施工中要作到分段施工，随挖、随运、随铺、随压，不留疏松地面，提高施工效率，尽可能缩短施工工期。加强野生动物保护，对施工人员进行野生动物保护法的宣传教育，严禁施工人员惊扰、猎杀野生动物。

②加强施工期环境管理，做好施工组织安排工作，教育施工人员爱护环境，保护施工场所周围的动植物，严禁砍伐、破坏施工区以外的作物和树木，严禁捕杀两栖、爬行动物和鸟类。

③严禁施工材料乱堆乱放，防止对植物的破坏范围扩大。

④充分利用区域现有道路，施工机械和车辆应严格按照规定路线行驶，禁止随意开辟道路，防止扩大土壤和植被的破坏范围；对临时堆土区采取防尘网苫盖的方式进行防护，在施工作业带两侧拉彩条旗以示明车辆行驶的边界，进行定时洒水等措施；杜绝车辆乱碾乱轧的情况发生，不随意开设便道，以免破坏植被。

⑤合理安排施工进度，尽量避开雨季施工。本工程沿线所属区域为干旱区绿洲下游的积水区、排碱区，土壤盐渍化较为严重，应合理安排施工进度，尽量较少汇水面，减少盐碱的侵蚀。提高工程施工效率，缩短施工时间。施工中要做到分段施工，随挖、随运、随铺、随压，减少裸地的暴露时间，不留疏松地面。

⑥在建设管道和设施的地方，应执行分层开挖的操作制度，即表层土与底层土分层开挖、分层堆放、反序回填；本工程所经区域大都很贫瘠，表土中的有机质对维持土壤的肥力特别重要。所有的表土都应标明并分开堆放，并把它们洒在进行恢复植被作业的地区。尽可能保持作物原有的生活环境。回填时，还应留足适宜的堆积层，防止因降水、径流造成地表下陷和水土流失。

表土剥离、堆放措施要求如下：

永久占地和临时占地施工前必须进行场地表土层的剥离，剥离的厚度应以30cm～50cm 为宜。

在永久占地范围内选择合适的地点整理出一块场地存放剥离的表土，对形成的表土堆，应采取措施进行防护。例如，采用干砌石或编织袋装土护脚进行临时性防护，顶面和坡面进行拍实，降雨时采取塑料薄膜等满铺防护。

（3）生态恢复措施

根据管径大小及占地类型，本工程施工带宽一般控制在 8m 内；并尽量沿道路纵向平行布设，以减少土壤扰动和地表植被破坏，减少裸地和土方暴露面积。管线在选线设计、施工作业时尽量避开灌木茂密区域，必要时考虑采用人工开挖回填管沟等一系列手段，尽量缩小施工作业带宽度，避免破坏荒漠植物，最大限度避免破坏野生动物的活动场所和生存环境。管道施工开挖过程中要分层开挖，单侧分层堆放；施工结束后，分层循序回填压实，以减少临时占地影响，保护植被生长层。

（4）生态补偿措施

工程结束后，对施工场地进行清理、平整，防止土壤盐渍化、沙漠化；植被覆盖度高的区域，及时采取撒播草籽等措施，使占地造成的影响逐步得以恢复。

①施工结束后，施工单位应负责清理现场。凡受到施工车辆、机械破坏的地方都要及时修整，恢复原貌，植被一时难以恢复的可在来年予以恢复。

②多余的堆土应平撒作业带，不得堆积在作业带。

③对植被恢复较慢并可能造成严重水土流失的地段，应采取人工植被措施。

7.1.1.1 井场

（1）井场区域主要占地类型为天然牧草地、灌木林地等，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 110×120m^2，运营期占地不大于 60×75m^2，减少扰动面积，减少对荒漠植被影响。

（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）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。

（4）尽量减少因施工对植被的破坏，施工前对施工人员进行环保培训，要求施工人员能识别保护植物，井场和管线尽量避开项目区保护植物，禁止采伐项目占地外荒漠植物。施工中大量建筑材料的调运及人员的流动，会增加作业区内的拥挤度，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。本环评要求，井场在施工过程中，减少对荒漠植被的碾压破坏，要严格控制扰动面积，施工过程中严格按照施工场地界线范围内施工，并安排专人监察。

（5）施工在开挖地表、平整土地时，临时堆土必须进行拦挡，施工完毕，应尽快整理施工现场。

（6）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。

图 7.1-2　　施工期生态保护措施示意图

图 7.1-3　井场砾石压盖措施典型设计图

7.1.1.2 管线

（1）项目设计时优先采取避让措施，尽量减少天然荒漠植被的占用和扰动。

（2）施工过程中，加强施工人员的管理，严格限制施工活动范围，做好施工活动外生态环境的防护工作，禁止施工人员对野生植被乱砍滥伐，严格限制人员的活动范围，破坏沿线的生态环境。

（3）工程施工占用天然灌木植被前，应向林业主管部门办理相关手续，按照相关法律法规进行补偿和恢复。

（4）确保施工人员和车辆在规定范围内作业，严禁砍伐荒漠植被作燃料；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。

（5）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。

（6）管线单元主要占地类型为灌木林地、天然牧草地、其他草地、盐碱地等，影响呈线状，施工过程中须根据地形条件，尽量按地形走向、起伏施工，减少挖填作业量。

（7）管线采用埋地敷设，埋设深度为管顶 1.5m。采油支线就近进入计量转油站、自选计量阀组间。燃料气管线与单井采油管线同沟敷设。

（8）项目管道工程施工作业带宽度控制在 8m 范围内。

（9）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。

（10）对管沟回填后多余的土严禁大量集中弃置，应均匀分散在管线中心两侧，并使管沟与周围自然地表形成平滑过渡，不得形成汇水环境，防止水土流失。管线所经地段的原始地表存在局部凹地时，若有积水的可能，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，严禁在管沟两侧有积水环境存在。

（11）在设计阶段优化地面管线的走向，尽量避让天然林木及荒漠植被，无法避让的，须采取移栽、减小施工作业带宽度等生态保护措施，占用林地前建设单位须取得林草部门的许可后方可开工。

7.1.1.3 不同施工方式及生态单元的生态保护措施

（1）合理利用弃土

施工弃土主要来自管沟开挖、敷设过程置换出来的土石方。

对一般性管沟开挖、敷设施工活动，在未利用地段可填至低洼地用于造地等。由于管道开挖回填后剩余的土方量非常小，按照上述办法处理后，弃土石将完全消化，管道沿线不用修建弃渣场。

（2）荒漠区保护恢复措施

本项目地处塔里木盆地北部，渭干河-库车河三角洲绿洲下缘，塔河油田十二区内。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。

评价区域刚毛柽柳等高大灌木及重要物种对区域生态环境具有重要生态功能，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东部，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，应尽可能把草场的表土铲起，放在一旁并进行洒水养护，待施工结束后，将表土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。

7.1.1.4 敏感区段的生态保护措施

1）项目施工占用天然林前，应向林草主管部门办理相关手续，应按《中华人民共和国森林法》和《新疆维吾尔自治区建设项目使田林地审核审批管理办法（试行）》（新林资字〔2015〕497 号）及《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》（阿行署办〔2008〕27 号、阿地油区委〔2009〕3 号）等有关规定，建设项目办理使用林地手续后方可施工建设。

2）项目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”。占用公益林前应按《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项目井位选址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，井场、道路和管线占地避让荒漠灌木林。

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。

综上，本项目对生态保护目标的环境影响及生态恢复措施可行。

7.1.1.5 水土流失防治措施

管道沿线穿越的地貌类型主要为荒漠。根据水土流失的侵蚀类型和程度划分为灌丛区段、荒漠区段。

荒漠区段水土流失侵蚀类型为中度风蚀，属于典型盐质荒漠生态系统，由于受区域土壤、水分等条件的限制，水土保持主要以工程措施为主。

灌丛区段所处水土流失侵蚀类型为轻度风蚀，水土保持主要以工程措施为主，临时措施为辅。

（1）水土流失防治工程措施

荒漠区段水土流失防治分区初步划分为 3 个分区：井场防治区、道路防治区、管线防治区。对于井场建设场地的开挖、回填产生的弃土石方要合理填埋、堆放、利用，并采取适当的压实平整和拦渣措施；道路经常性洒水降尘，减少扬尘，道路区两侧布置限制性彩旗。管线防治区管沟挖、填方作业应尽量做到互补平衡，以免造成弃土方堆积和过多借土。对于道路及地面建设产生的弃方不得随处堆放。应合理利用，如建设防洪堤等；管线经过的斜坡、土坎等地段，工程设计中应修筑护坡堡坎的方式来防止水土流失；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。

灌丛区段对井场建设场地的开挖、回填产生的弃土石方要合理填埋、堆放、利用，并采取适当的压实平整和拦渣措施，防止水土流失的发生。管沟挖、填方作业应尽量做到互补平衡，以免造成弃土方堆积和过多借土。对于道路及地面建设产生的弃方不得随处堆放。应合理利用，如建设防洪堤等。管沟回填应按层回填，以利施工带土壤和植被的尽早恢复。回填后应予以平整、压实，以免发生水土流失。

（2）水土流失防治管理措施

对工程措施的管理要纳入生产管理计划之中，专业人员负责施工设计和技术指导，在责任范围内建立相应的管理措施。根据《中华人民共和国水土保持法》，

在容易发生水土流失的其他区域开办可能造成水土流失的生产建设项目，生产建设单位应当编制水土保持方案，报县级以上人民政府水行政主管部门审批，并按照经批准的水土保持方案，采取水土流失预防和治理措施。没有能力编制水土保持方案的，应当委托具备相应技术条件的机构编制。

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。

严禁在大风、大雨天气下施工，特别是深挖和回填等作业。

加强水土保持管理，对施工人员进行培训和教育，自觉保持水土，保护植被。严禁施工材料乱堆乱放，不随意乱采乱挖沿线植被。

对施工迹地恢复平整，以减少区域水土流失量的增加。

加强施工期管理，加速建设进度，减少施工期水土流失的产生；同时在施工期间，应提前制定严密的交通管理措施。

施工营地应选择植被稀疏的地段并减少占地面积。

7.1.1.6 动植物保护措施

（1）井场、管线及道路的选址、选线阶段，应对施工场地周边进行现场调查，选址阶段避让国家及自治区保护植物，施工过程中如在施工范围内发现有珍稀保护植物分布，应及时将其移植，并及时向当地林业主管部门汇报。

（2）施工过程中严格规定车辆和各类工作人员的活动范围，使之限于在施工区范围内活动，最大限度减少对荒漠植物生存环境的破坏，最大限度避免破坏野生动物的活动场所和生存环境。

（3）加强环境保护宣传工作，提高环保意识，特别是对自然植被的保护。严禁在场地外砍伐植被，尤其是分布在区域受保护的植被——肉苁蓉、胀果甘草、黑果枸杞、灰胡杨；加强野生动物保护，对施工人员进行《中华人民共和国野生动物保护法》的宣传教育，严禁施工人员惊扰、猎杀野生动物。施工活动中发现国家重点保护动物活动踪迹要给予高度关注，保护其正常活动不受人为影响，一旦发现重点保护动物受伤或行为异常要及时向当地林业主管部门汇报，并采取及时有效的救助措施。

（4）确保各环保设施正常运行，含油废物回收、固体废物填埋，避免各种污染物污染对土壤环境的影响，并进一步影响到其上部生长的荒漠植被。

（5）强化风险意识，制定切实可行的风险防范与应急预案，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植物和野生动物的影响。

类比塔河油田现有井场采取的动植物保护措施，拟建工程采取的生态环境保护措施可行。

7.1.1.7 项目选址优化建议

本项目所在区域分布有胀果甘草、肉苁蓉等保护植被，根据现场调查，本项目占地区域未发现上述保护植物集中分布区。本项目所在区域栖息分布着各种野生脊椎动物 34 种，其中爬行类 4 种，鸟类 23 种，哺乳类 7 种。项目所在区域野生动物生境分布在空间上较为均匀，无时空分布的分异性及地带性，受项目建设影响的主要为爬行类、鸟类，其活动范围大，生境可替代性强。项目在管线等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，在施工过程中若发现保护植物或保护动物栖息地，要对其进行避让。本项目 6 座井场均位于天然灌木林/重点公益林区，林区分布保护动植物的概率较大，项目建设过程中，建议将施工区域布置于林区外围一侧，尽量将不利影响降到最低。

7.1.2 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。

（4）耕地保护措施：

①在项目施工临时占用耕地时，按照“占一补一、占优补优”原则，优先通过恢复周边区域退化草地或未利用地补充耕地。补充耕地需通过联合验收机制，确保数量和质量达标，避免“占优补劣”现象；

②结合国土空间规划，对施工后难以恢复的耕地进行置换调整，将不稳定耕地（如盐碱地、沙化地）调出，置换为适宜耕种的优质土地。施工后恢复的耕地优先布局在集中连片区域，提升耕地利用效率；

③施工期采取边坡防护、截排水沟、植被覆盖等措施，减少水土流失对耕地的侵蚀。对受施工影响的土壤（如落地油影响区域）进行生物修复等措施，确保土壤安全利用；

④施工结束后，推广保护性耕作技术，减少土壤扰动，增加有机质含量，提升耕地质量。

7.1.3 大气污染防治措施

7.1.3.1 钻井过程大气污染防治措施

（1）钻井期间优先使用网电，将柴油机作为备用。定期对柴油机、柴油发电机等设备进行维护，并且采用高品质的柴油、添加柴油助燃剂等措施，在很大程度上可降低柴油燃烧污染物的排放，减轻对大气环境的影响，使其污染物达标排放。

（2）钻井中发现地层有可燃或有害气体，应立即采取有效措施防止井涌井喷，并把可能产生的气体引入燃烧装置烧掉。

（3）钻井期间，硫化氢安全与防护工作必须严格按照相关标准、规范与规定执行。

（4）井场内严禁燃烧可能产生浓重烟雾或刺鼻臭味的材料。

（5）井场应采用密闭下料系统，防止粉尘污染井场环境。

（6）针对油藏含硫化氢特征，钻井过程中目的层钻进安装剪切闸板，完井期间三开安装钻采一体化四通，以减少硫化氢的无组织挥发。

（7）钻井过程中，加强深井钻具的管理，严格执行钻具检查和倒换使用制度，及时发现钻具事故隐患，避免发生因钻具不合格导致井喷事故，致使硫化氢泄漏。

7.1.3.2 地面施工大气污染防治措施

（1）场地平整时，禁止利用挖掘机进行抛洒土石方作业，定期洒水，作业面要保持一定湿度。

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

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

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

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

（6）管沟开挖不宜过深，及时开挖、回填，遇大风天气应停止土方作业。

（7）加强对施工机械、车辆的维修保养，使用环保节能型柴油机，选用轻质柴油燃料，并加强管理维护，柴油机燃烧烟气排放满足《非道路移动机械用柴油机排气污染物排放限值及测量方法（中国第三、四阶段）》（GB20891-2014）修改单以及《非道路柴油移动机械污染物排放控制技术要求》（HJ1014-2020），禁止以柴油为燃料的施工机械超负荷工作，减少烟尘和尾气的排放。

（8）加强施工场地环境管理，提倡文明施工，积极推进绿色施工，严防人为扬尘污染。

（9）在集输管网投产前的项目初期，井场要进行测试放喷。为了点火安全和控制热辐射范围，需修建地面放喷池，位于敏感点附近的还需在其四周设置围挡，通过水平火炬进行测试放喷；在集输管网投产后，测试放喷的天然气将通过管网收集，集输至井场后通过火炬点燃放空。

（10）采用防喷器组（环形防喷器、双闸板防喷器、单闸板防喷器）等先进的井控装置，防止和控制井喷事故发生。

（11）井场内严禁燃烧可能产生严重烟雾或刺鼻臭味的材料。

以上施工期大气污染防治措施，简单可行，具有可操作性，影响能够减缓到可以接受的程度，以上措施是可行的。

7.1.3.3 焊接烟气、机械设备和车辆废气污染防治措施

施工前期加强设备和运输车辆的检修和维护，保证设备正常稳定运行，燃用合格的燃料，设备和车辆不超负荷运行，焊接作业时使用无毒低尘焊条。

7.1.3.4 储层改造废气污染防治措施

使用酸化液过程中，要求全部采用密闭罐存放，产生的废酸化液及时委托有资质单位接收处置，减少在现场存储时间。同时控制酸化压裂作业时间，减少酸化液和废酸化返排液在井场的存留时间。

7.1.4 废水污染防治措施

施工期产生的废水主要是钻井废水、废酸化压裂液、管线试压废水及生活污水。

（1）钻井废水

①钻井过程采用无毒无害的水基钻井液。

②钻井废水在井场固液分离，去向分两部分，溢流上清液排入井场泥浆罐中用于配制泥浆，循环使用，不外排。

③钻井液循环使用过程中应严格操作程序，提高泥浆循环利用率，减少钻井液的“跑、冒、滴、漏”，减少废钻井液产生量。

（2）废酸化压裂液

压裂优先选用无毒、低毒的环境友好型压裂液。压裂液配置应防止洒漏，剩余压裂液应回收利用，不得随意排放；压裂车出口与井口采用高压密闭连接，施工中做到密闭作业，密闭施工。

压裂返排液应优先在井场内进行循环利用，井下作业结束后，无法利用的废压裂返排液安排罐车运至现有塔河油田绿色环保站处理。

（3）试压废水

本项目管道试压以测试管道的强度和密闭性，试压介质为清洁水，管道试压用水重复利用。管道试压过程会产生一定量的试压废水，清管试压废水主要污染物为悬浮物。试压水由管道排出由罐收集后，进入下一段管道循环使用，由于项目管道较为分散，局部废水产生较少，水质相对简单，试压结束沉淀后用于施工区域洒水降尘，不外排。通过分批次合理安排试压废水进就近的作业废水处理站处理时序，可实现试压废水有效处理。因此，本项目管道试压废水可得到妥善处置，不外排，污染防治措施可行。

（4）生活污水

本项目生活污水产生量为 2960m³。生活污水经撬装式污水处理站处理后，用于生活区、井场及通井路降尘。

各生活区建设一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”处理达到《农村生活污水处理排放标准》（DB65/4275-2019）中表 2 的 B 级标准后，主要用于生活区、井场及通井路降尘。撬装化污水处理站设计处理规模 20m³/d，实际单座井场污水产生规模 6.4m³/d，可满足井场生活污水处理需求。

上述工艺为《新疆维吾尔自治区地方标准〈农村生活污水处理排放标准〉编制说明》中推荐的达标技术，具有技术成熟、经济节约、应用普遍的特点。生活污水经撬装式污水处理站处理后，用于生活区、井场及通井路降尘，可确保废水不外排，确保水污染控制和水环境影响减缓措施有效，上述措施可行。

（5）地下水污染防治措施

为防止对地下水污染，针对井场施工期间工程特点，参照《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023），将钻井期井场进行分区防渗，其中钻井工程基础区域、放喷池、油罐区、危险废物临时贮存间等划分为重点污染防治区，泥饼暂存池、泥浆泵区为一般防渗区，采取相应的防渗措施，其余区域划分为简单防渗区，可有效避免发生渗漏事故。分区防渗方案见表 7.1-1。

表 7.1-1　分区防渗方案

污染源名称	防治分区	防渗技术要求
钻井工程基础区域、放喷池、柴油罐区、危险废物暂存间、泥浆随钻不落地处理系统	重点防渗	等效黏土防渗层 Mb≥6.0m，K≤1×10^{-7}cm/s
泥饼暂存池、泥浆泵区	一般防渗	等效黏土防渗层 Mb≥1.5m，K≤1×10^{-7}cm/s
井场其他区域	简单防渗	地面硬化处置

图 7.1-4　钻井期井场分区防渗图

（6）其他保护措施

①施工期间，施工单位应严格执行《建设工程施工场地文明施工及环境管理暂行规定》，对污水加强管理，严禁乱排污染环境，施工机械检修期间，地面应铺设塑料布，及时回收废机油，防止废油落地，污染土壤和地下水；施工时所产生的废油等物严禁倾倒或抛入水体，不得在塔里木河附近清洗施工器具、机械等。加强施工机械维护，防止施工机械漏油。

②施工场地应设置临时沉砂池，机械冲洗废水经沉淀后回用到施工作业中，

不外排。禁止沿途倾倒、排放废水。含有害物质的建筑材料如沥青、水泥等，并应设篷盖和围栏，防止雨水冲刷进入水体。

③严格按照《油气输送管道穿越工程设计规范》（GB50423-2013）设计及施工，合理安排管道施工时序和施工工艺的情况。管道应埋设于最大冻土深度以下且应有足够的埋设深度。集输管线敷设前，加强对管材和焊接质量的检查，防止因管材质量及焊接缺陷造成泄漏事故的发生。选择有经验的单位进行施工，加强施工过程监理，确保施工质量。

④油气井的设计、建造应按照 SY/T 6596 的要求保证其完整性。

综上所述，通过采取以上各种废水处理及防治措施，本项目施工期产生的各类废水均可以得到有效处置，施工期的废水污染防治措施合理可行。

7.1.5 固体废物污染防治措施

（1）钻井废弃物处理

根据目前油田及安全环保对钻井工程的要求，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。

主要工艺如下：

①不落地达标处理技术原理

钻井废弃泥浆不落地达标处理技术的基本原理是将废弃泥浆经过收集—化学工艺处理—分离成三部分：即岩屑、泥饼和水，对泥浆中的固体物通过水洗、絮凝分离和化学反应处理，使岩屑和泥饼达到排放标准，泥浆中的有害物质成分和氯离子被析入水中后，再用真空吸附或挤压方式脱水制成泥饼，同时将水循环利用。整套技术包括收集系统、处理系统、除油系统、脱干系统和水处理系统五个部分及相应的配合工艺技术，处理后产生的废弃物为无

害化岩屑、泥饼以及水，均达到国家排放标准。其中泥饼、 岩屑可供井场建设使用，水质达到国家《污水综合排放标准》中的二级以上标准，可供整套装置自身循环和井队使用。达到无害化处理的目的。

②钻井废弃物不落地达标处理工艺流程

图 7.1-5　不落地达标处理技术处置工艺流程示意图

图 7.1-6　不落地达标处理技术处置工艺流程布局图

图 7.1-7　处置后泥饼

图 7.1-8　处置后泥饼

③处置效果

西北油田分公司加强监管，每个井场随钻不落地处理工艺末端排放口都要进行监测，3 次/井次（转磺前 1 次、转磺后 2 次）。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》（DB 65/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。

（2）控制钻井废弃物产生量的措施

保护环境的首要工作是控制污染源，因此，要从源头上控制钻井废弃物的产生量。

①优选钻井液材料，尽可能采用无毒、低毒材料，禁止使用国家明文规定有毒有害成分的钻井液材料。

②加强油料的管理，避免外泄，含油废弃物单独堆放，减少含油废弃物的产生量。

③采用固液分离装置进行固液分离，并分类存放在各自收集系统内。

综上，本项目采取的固废污染防治措施可行。

7.1.6 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。

本项目建设期环境保护措施切实可行，对周围环境实施了有效地保护。

7.2 运营期环境保护措施

7.2.1 生态环境保护措施

（1）监督和管理措施

①针对本项目的建设，西北油田分公司安全环保部负责工程建设及运营期间对生态环境的保护工作，落实本项目环保措施的实施并与各施工单位签订详细的环境保护协议，明确各方的责任以及奖惩规定。

②选择信誉良好、素质较高的施工队伍，保证工程建设的质量，避免因质量问题对环境带来不利影响；同时，通过培训和发放宣传手册强化施工人员的环境保护意识，明确施工人员的行为和奖惩制度。

③针对已经发生的破坏生态环境的问题必须认真、及时地解决，并对正在和即将建设的工程提出具体、可行的整改和防治措施。

④针对本项目所在区域遗留的生态环境问题需按要求整改完成，原井场遗留有弃渣没有及时清运等，需尽快组织工作人员按期将井场遗留固废清运或综合利用，并纳入本项目环保投资。

（2）运营期生态保护措施

①加强管理，确保各项环保措施落实。对施工迹地表面覆以砾石，以减少风蚀量。

②在道路边、油田区，设置“保护生态环境、保护野生动植物”等警示牌，并从管理上对作业人员加强宣传教育，切实增强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，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；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天然牧草地、天然林、公益林等植被生长较好的区域，管线施工完毕后须进行植被恢复，植被恢复以自然恢复为主，同时建设单位须积极配合林草部门落实“占补平衡”，维持区域林地、草地的生态功能不降低。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柽柳等灌木植被为主。

综上，本项目采取的生态环境保护措施可行。

7.2.2 废气污染防治措施

本项目运营期的废气排放源主要为加热炉排放的有组织烟气、场界无组织废气以及温室气体等。无组织排放的污染物主要为井口、管线接口、阀门等处产生的无组织挥发烃类；温室气体的污染物主要为井场开采过程中产生的甲烷等逃逸。针对以上污染源，油田采取了以下大气污染治理措施：

（1）加热炉烟气中烟尘、NOx、SO_2 排放浓度满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）中新建燃气锅炉大气污染物排放浓度限值要求，烟气最终通过 8m 高排气筒排放。

（2）采用了技术质量可靠的设备、仪表控制、阀门等，烃类机泵采用无泄漏屏蔽泵。

（3）在油气集输过程中，为减轻集输过程中烃类的损失，油田开发采用密闭集输流程，NMHC 无组织排放可以满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）无组织排放监控限值要求。一旦发生泄漏事故，紧急切断油、气源，实施关井，从而最大限度地减少油气集输过程中烃类及油的排放量。定期对油气集输管线进行巡检，以便及时发现问题，消除事故隐患，防止油气泄漏进入大气环境。

（4）在日常生产过程中，加强 NMHC 无组织排放例行监测，对典型井场厂界 NMHC 每年监测一次，确保满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）无组织排放监控限值要求。

（5）本项目新增加热炉需按照《固定污染源排污许可分类管理名录》及《排污许可证申请与核发技术规范 锅炉》（HJ953-2019）等相关要求，进行排污许可文件的申请，并进行例行监测等。

（6）进一步开展节能减排工作，加强质量控制和技术研发，降低抽油机井工作能耗，加强油气技术管道密闭性能，大力推广应用零散天然气回收和电力系统无功补偿级新能源利用等开采技术，开发清洁能源替代现有能源，从而减少温室气体排放。

（7）温室气体管控：①进一步开展节能减排工作，加强质量控制和技术研发，降低抽油机井工作能耗，加强油气技术管道密闭性能；②大力推广应用零散天然气回收和电力系统无功补偿级新能源利用等开采技术，开发清洁能源替代现有能源；③选用质量可靠的设备、仪表、阀门等；④加强对密闭管线及密封点的巡检，一旦发生泄漏立即切断控制阀，并尽快完成修复；⑤加强油井生产管理，减少温室气体的跑、冒，做好油井的压力监测，并准备应急措施，从而减少温室气体排放。

（8）VOCs 协同管控：运营期石油开采使用密闭集输工艺，井场加热炉使用天然气作为燃料，提高了 VOCs 治理的科学性、针对性和有效性，协同控制温室气体排放，贯彻落实相关政策和行动计划，减少 VOCs 排放。同时，相关单位建立碳排放监测预警机制，对碳排放增长较快的行业领域进行形势预警，并采取相应管理措施。将碳排放管控要求纳入碳达峰碳中和综合评价考核指标体系，完

善建设单位节能降碳管理制度，发挥市场机制调控作用，推动建设单位落实节能降碳管理要求。通过上述措施，旨在减少 VOCs 排放，改善空气质量，推动经济与环境的协调发展。

综上，本项目采取的废气污染防治措施可行。

7.2.3 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。

7.2.4 废水污染防治措施

本项目运营期的主要废水是采出水和井下作业废液。

（1）采出水处理

本项目建成投运后，单井采出水随油气混合物输送油藏采出废水进入塔河油田四号联合站污水处理系统处理，经处理后达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）标准回注地层，可保持油层压力，使油藏有较强的驱动力，以提高油藏的开采速度和采收率。

四号联合站的采出水处理装置运行稳定，可稳定达到《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，各联合站采出水处理规模富余量满足项目采出水量处理要求，采出水可实现全部回注油藏用于驱油，项目采出水处理依托联合站可行。

（2）井下作业废液处理

井下作业废液中主要含有酸、盐类和有机物，采用专用废水回收罐收集后运至西北油田分公司油田工程服务中心绿色环保工作站，处理后的井下作业废液均不外排。

西北油田分公司油田工程服务中心绿色环保工作站一号固废液处理站主要处理塔河油田废液、洗井废液、压裂酸化液，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指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）后回注地层。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最大 76.04t/a（约合 0.24m³/d），因此塔河油田绿色环保站处理废液装置处理能力可满足本项目需求。

对营运期废水拉运建立管理台账，台账记录内容包括污水拉运量、罐车车号、到站时间、离站时间、进出场站登记记录等，必须定点装卸车，按照规定路线限速行驶，禁止沿途倾倒、泄放废水。

在采取以上措施，本项目运营期废水均经处理后，全部回注，不外排。废水污染防治措施合理可行。

7.2.5 地下水污染防治措施

地下水环境保护措施与对策应符合《中华人民共和国水污染防治法》和《中华人民共和国环境影响评价法》及地下水导则的相关规定，按照“源头控制、分区防控、污染监控、应急响应”，从污染物的产生、入渗、扩散、应急响应全方位进行控制。

基于前文的地下水环境影响预测和评价，拟建项目在正常工况下，对当地地下水环境影响较小；在非正常工况下，对当地地下水环境构成潜在威胁，可能会对地下水水质产生不良影响。因此，为确保当地地下水环境安全，需采取一些保护管理措施。

为有效保护拟建项目区的地下水环境，除了按项目可研报告中设计的方案处理各类废水，还需要建设地下水跟踪监测方案和定期信息公开。下面结合拟建项目特点和当地自然环境特征，提出地下水环境保护管理的原则和措施。

7.2.5.1 源头控制措施

选择先进、成熟、可靠的工艺技术，对产生的废物进行合理的回用和治理，尽可能从源头上减少污染物排放；严格按照国家相关规范要求，对井场、站场、管道的装置等采取相应措施，以防止和降低污染物的跑、冒、滴、漏，降低风险事故，尽量减少地下水污染。

①采出水依托塔河油田已建四号联合站采出水处理系统处理，经处理后满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）标准中指标后回注于现役油藏，不外排。

②定期对井场的设备、阀门等进行检查，一旦发现异常，及时采取措施，防止原油“跑、冒、滴、漏”的发生。

③采用高质量的集输管道，防止油水泄漏；管线埋设严格遵守相关规定，埋至冻土层以下，并对管线进行防腐保温等保护措施；定期对输油管道进行检查，一旦发现异常，及时更换，尽量杜绝“跑、冒、滴、漏”的发生，并随时做好抢修准备，加强抢修队伍的训练和工作演练。

④油气井运行期间应参照《石油天然气工业套管和油管的维护与使用》（GB/T 17745-2011）要求进行井筒完整性管理，定期开展井筒完整性检查。定期对采油井的固井质量进行检查，若发现固井质量不合格，先查明固井质量不合格的原因，并及时采取一系列的修整措施，保证固井质量合格，防止发生油水窜层等事故；发现异常情况及时处理，防止污染地下水。

⑤修井作业时，要严格加强防污染措施。起油管前要打开泄油器，管内油水进入废液罐，蒸汽吹扫油管、油杆的污油、污水等全部回收至废液罐回收，严禁流入井场。

7.2.5.2 分区防治措施

对井场可能泄漏污染物的污染区地面进行防渗处理，并及时将泄漏/渗漏的污染物收集起来进行处理，可有效防止洒落地面的污染物渗入地下。根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016），分区防控措施应满足以下要求：

①已颁布污染控制国家标准或防渗技术规范的行业，水平防渗技术要求按照相应标准或规范执行，如 GB16889、GB18597、GB18598、GB18599、GB/T50934 等。

②未颁布相关标准的行业，根据预测结果和场地包气带特征及其防污性能，提出防渗技术要求或根据建设项目场地天然包气带防污性能、污染控制难易程度和污染物特性，提出防渗技术要求。

本项目不属于已颁布污染控制国家标准或防渗技术规范的行业，分区防控措施应根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ 610-2016）中污染控制难易程度分级参照表（表 7.2-1）、天然包气带防污性能分级参照表（表 7.2-2）、地下水污染防渗分区参照表（表 7.2-3），提出防渗技术要求。

表 7.2-1　　污染控制难易程度分级参照表

污染控制难易程度	主要特征
难	对地下水环境有污染的物料或污染物泄漏后，不能及时发现和处理
易	对地下水环境有污染的物料或污染物泄漏后，可及时发现和处理

表 7.2-2　天然包气带防污性能分级参照表

分级	包气带岩土的防污性能
强	岩（土）层单层厚度 Mb≧1.0m，渗透系数 K≦1×10^{-6}cm/s，且分布连续、稳定
中	岩（土）层单层厚度 0.5m≦Mb<1.0m，渗透系数 K≦1×10^{-6}cm/s，且分布连续、稳定；岩（土）层单层厚度 Mb≧1.0m，渗透系数 1×10^{-6}cm/s<K≦1×10^{-4}cm/s，且分布连续、稳定；
弱	岩（土）层不满足上述“强”和“中”条件

表 7.2-3　地下水污染防渗分区参照表

防渗分区	天然包气带防污性能	污染控制难易程度	污染物类型	防渗技术要求
重点防渗区	弱	难	重金属、持久性有机污染物	等效粘土防渗层 Mb≥6.0m，K≤1×10^{-7}cm/s；或参照 GB18598 执行
	中-强	难		
	弱	易		
一般防渗区	弱	易-难	其他类型	等效粘土防渗层 Mb≥1.5m，K≤1×10^{-7}cm/s，或参照 GB16889 执行
	中-强	难		
	中	易	重金属、持久性有机污染物	
	强	易		
简单防渗区	中-强	易	其他类型	一般地面硬化

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）中表 6 及前文分析，项目区内包气带防污性能为“弱”，生产过程中产生的污水中主要污染物为石油类及 COD 等，不属于重金属和持久性有机物类，为“其他类型”。故运营期将工程区域整体划分为一般防渗区和简单防渗区。具体划分方案如下：

表 7.2-4　项目污染防渗区划分

类别	项目涉及区域	防渗要求
一般防渗区	井口、加热炉	防渗性能不应低于 1.5m 厚渗透系数为 1.0×10^{-7}cm/s 的黏土层的防渗性能，施工过程中应有专人负责质量控制，并做好施工记录，同时施工期应留存施工影像。
简单防渗区	电控信一体化撬	简单硬化

图 7.2-1　井场防渗分区图

7.2.5.3 管道刺漏防范措施

（1）各新建井场设置现场检测仪表，并由 RTU 箱中的控制系统实现井场内的生产运行管理和控制，并与所属的联合站 SCADA 管理系统通信，上传井场的重要生产运行数据，接收上位系统的控制指令，设置现场监控系统，随时通过监控系统观察井场内生产情况。

（2）在管道上方设置标志，以防附近的各类施工活动对管道的破坏。减轻管道的内外腐蚀，定期检测管道的内外腐蚀情况，并配备适当的管道抢修、灭火及人员抢救设备。

（3）定期对管线进行检查，对壁厚低于规定要求的管段应及时更换，消除爆管的隐患；按规定进行设备维修、保养，及时更换易损及老化部件，防止油气泄漏事故的发生，定期对管线进行巡视，应加强管线和警示标志的管理工作，提高巡线的有效性，发现对管道安全有影响的行为，应及时制止、采取相应措施并向上级报告。利用管道的压力、流量监控系统，发现异常立即排查，若出现问题，立即派人现场核查，如有突发事件启动应急预案。

（4）一旦管道发生泄漏事故，井场内设置有流量控制仪及压力变送器，当检测到压力降速率超过设定值时，由 SCADA 系统发出指令，远程自动关闭阀门。

7.2.5.4 地下水环境监测与管理

根据本工程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）、《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》(HJ349-2023)，结合工程区所在区域的水文地质条件和《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ 610-2016）中要求，二级评价的建设项目一般需在建设项目场地、上、下游各设置 1 个跟踪监测点，监测井位的设置可依托已有水井，根据区域水文地质条件，监测计划、孔深、监测井结构、监测层位、监测项目、监测频率等详见表 7.2-5。

表 7.2-5　地下水监测点布控一览表

孔号	区位	监测层位	功能	监测频率	主要监测项目
G1	项目区周边	孔隙潜水/单管单层	地下水环境影响跟踪监测井	每年采样 2 次。发生事故时加大取样频率。	石油类、石油烃（C_6~C_9）、石油烃（C_{10}~C_{40}）、砷、六价铬等。当监测指标出现异常时，可按照 HJ 164 的附录 F 中石油和天然气开采业特征项目开展监测。
G2	地下水上游				
G3	地下水下游				

另外，应对本项目各井井口压力、套管压力、环空压力、流体的流量、水质等指标进行监测。

上述监测结果应按项目有关规定及时建立档案，并定期向采油二厂安全环保部门汇报，对于常规监测数据应该进行公开。如发现异常或发生事故，加密监测频次，改为每周监测一次，并分析污染原因，确定泄漏污染源，及时采取应急措施。

另外，井场设置现场检测仪表，并由 RTU 箱中的控制系统实现井场内的生

产运行管理和控制，上传井场的重要生产运行数据，接收上位系统的控制指令，设置现场监控系统，随时通过监控系统观察井场内生产情况。

为保证地下水监测工作高效有序运行，须明确职责、制定相关规定进行管理；具体管理措施和技术措施如下：

①管理措施

1）预防地下水污染的管理工作是生态环境管理部门的职责之一，油田公司环境保护管理部门应指派专人负责预防地下水污染的管理工作；

2）建设单位应委托具有监测资质的单位按时、按质、按量完成地下水监测工作，并按要求分析整理原始资料、编写监测报告；

3）建立与工程区环境管理系统相联系的地下水监测信息管理系统；

4）按突发事故的性质、类型、影响范围、后果严重性分等级制订相应的应急预案，在制定预案时要根据环境污染事故潜在威胁的情况，认真细致地考虑各项影响因素，并组织有关部门、人员进行适时演练、不断补充完善预案内容。

②技术措施

1）定期对法兰、阀门、管道等进行检查。

2）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相关部门，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。具体内容如下：了解全井场、站场生产是否出现异常情况，出现异常情况的装置、原因；加大监测密度，如监测频率由每年 1 次临时加密为每天一次或更多，连续多天，分析变化动向。

7.2.5.5 地下水污染应急预案及处理

（1）应急预案内容

在制定井场、站场安全管理体制的基础上，制订专门的地下水污染事故应急措施，并应与其他类型事故的应急预案相协调，并纳入采油二厂应急预案中。地下水应急预案的具体内容如下：

①应急预案的日常协调和指挥机构；

②各部门在应急预案中的职责和分工；

③确定地下水环境保护目标和对目标采取的紧急处置措施，评估潜在污染可能性；

④特大事故应急救援组织状况、人员和装备情况，平常的训练和演习。

（2）污染事故处理

在发现异常或者事故状态下，建议采取如下污染治理措施。

①如发现异常或发生事故，加密监测频次，改为每周监测一次，并分析污染原因，确定泄漏污染源，及时采取应急措施。

②一旦发生地下水污染事故，应立即启动应急预案。

③查明并切断污染源。

④探明地下水污染深度、范围和污染程度。

⑤依据探明的地下水污染情况，合理布置浅井，并进行试抽工作。

⑥依据抽水设计方案进行施工，抽取被污染的地下水体，并依据各井孔出水情况进行调整。可采用阻断污染物向周边环境迁移扩散的技术，如泥浆墙、灌浆墙、土工膜阻断、板桩、原位土壤搅拌阻断、可渗透反应墙等，通过在污染源周围构筑低渗透屏障，来隔离污染物，同时操控地下水的流场。

⑦将抽取的地下水进行集中收集处理，并送实验室进行化验分析。

⑧当地下水中的特征污染物浓度满足地下水功能区划的标准后，逐步停止抽水，并进行土壤修复治理工作。

⑨对事故后果进行评估，并制定防止类似事件发生的措施。

综上，本工程采取的地下水污染防治措施可行。

7.2.6 固体废物污染防治措施

7.2.6.1 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（2025 年版）》，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，由建设单位运采用专用车辆运至塔河油田绿色环保站妥善处置。本项目危险废物产生情况及危险特性见表 3.4-11。

（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。

7.2.6.2 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。废防渗材料主要在修井作业过程中产生，施工作业结束后，由施工单位将废弃的含油防渗材料集中收集，委托具有危险废物运输及处理资质的单位拉运处理，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

本项目建成运行后，采油二厂应按照《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标明危险废物相关信息的标签，标签信息应填写完整详实。具体要求如下：

a．危险废物标签规格颜色说明：规格：正方形，40×40cm；底色：醒目的橘黄色；字体：黑体字；字体颜色：黑色。

b．危险废物类别：按危险废物种类选择。

c．材料应坚固、耐用、抗风化、抗淋蚀。

d.装载液体、固体的危险废物的硬质桶内必须留足够的空间，硬质桶顶部与液体表面之间保留 100mm 以上的空间。

②危废运输依托可行性分析

本项目产生的危险废物委托有危险废物运输资质的单位采用专用运输车辆进行运输，按要求填写危险废物的收集记录、转运记录表，并将记录表作为危险废物管理的重要档案妥善保存。并严格按照《危险废物转移管理办法》，实施危险废物转移联单管理制度。

③危废处置依托可行性分析

本项目落地油属于《国家危险废物名录（2025 年版）》中“石油开采和联合站贮存产生的油泥和油脚”，其废物代码亦为 HW08（071-001-08），产生量为 0.050t/a，由塔河油田绿色环保站进行无害化处理。

清管废渣属于《国家危险废物名录（2025 年版）》中“清洗矿物油储存、输送设施过程中产生的油/水和烃/水混合物”“石油开采和联合站贮存产生的油泥和

油脚”，其废物代码为 HW08（900-249-08），由塔河油田绿色环保站进行无害化处理。

废防渗材料属于《国家危险废物名录（2025 年版）》中“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”，其废物代码为 HW08 900-249-08，采用专用车辆运至塔河油田绿色环保站妥善处置。本项目危险废物依托处置是可行的。

7.2.7 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，防止采出液泄露；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，加强站场及管线巡检，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，本项目采取的地下水污染防治措施可行。

7.3 退役期环境保护措施

7.3.1 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。

7.3.2 退役期水环境保护措施

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

油井报废或退役后，按照《废弃井封井回填技术指南（试行）》（环办土壤函〔2020〕72 号）、《废弃井封井处置规范》（Q/SH0653-2015）对完成采油的废弃井封堵，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，污染地下水环境。

7.3.3 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。

7.3.4 退役期固废及土壤污染防治措施

（1）地面设施拆除、井场清理等工作中会产生废弃管线、废弃建筑残渣，应集中清理收集。地面管线拆除，地下埋地管线清管封堵后不再挖出，地面管线拆除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生态环境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。

7.3.5 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，站场和管线等设备设施陆续被拆卸、转移，原有的大气污染物、噪声及固体废物等对环境的影响将会逐渐减弱甚至消失。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。

7.3.6 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

本项目新建采油井场的所有临时占地施工范围需进行生态环境恢复治理。

②生态环境恢复治理措施

施工结束初期，对井场永久占地范围内的地表进行硬化，以减少风蚀量。

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 12.961km，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，按照林草部门要求进行天然林及牧草地的恢复，井场恢复后的植被覆盖率不应低于区域范围内同类型土地植被覆盖率，植被类型应与原有类型相似，并与周边自然景观协调，不得使用外来有害物种进行井场植被恢复。

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，计算拟建工程实施后碳排放量及碳排放强度，提出碳减排建议，并分析减污降碳措施可行性及碳排放水平。

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。

拟建工程井场真空加热炉使用天然气作为燃料，需核算该部分产生的 CO_2 排放量。

（2）火炬燃烧排放

出于安全等目的，石油天然气生产企业通常将各生产活动产生的可燃废气集中到一至数只火炬系统中进行排放前的燃烧处理。火炬燃烧除了 CO_2 排放外，还可能产生少量的 CH_4 排放，石油天然气生产的火炬系统需同时核算 CO_2 和 CH_4 排放。

拟建工程井场测试放喷过程中产生的天然气通过井场临时火炬点燃，需核算该部分产生的 CO_2 和 CH_4 排放量。

（3）工艺放空排放

主要指石油天然气生产各业务环节通过工艺装置泄放口或安全阀门有意释放到大气中的 CH_4 或 CO_2 气体，如驱动气动装置运转的天然气排放、泄压排放、设备吹扫排放、工艺过程尾气排放、储罐溶解气排放等。石油天然气生产企业业务环节较多且各具特色，其工艺放空排放应区分不同业务环节分开核算。

拟建工程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。

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

（5）CH_4 回收利用量

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

拟建工程未实施甲烷回收利用。

（6）CO_2 回收利用量

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

拟建工程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。

拟建工程实施后，需消耗电量，不涉及蒸汽用量。

8.1.1.2 二氧化碳产排节点

拟建工程生产工艺流程中涉及二氧化碳的产排节点表 8.1-1 所示。

表 8.1-1　　二氧化碳产排污节点汇总一览表

序号	类别	产污环节	碳排放因子	排放形式
1	燃料燃烧 CO_2 排放	井场真空加热炉使用天然气作为燃料燃烧	CO_2	有组织
2	火炬燃烧排放	各井场测试放喷期间火炬燃烧	CO_2 和 CH_4	有组织
3	CH_4 逃逸排放	井场法兰、阀门等处逸散的废气	CH_4	无组织
4	净购入电力和热力隐含的 CO_2 排放量	电力隐含排放	CO_2	--

8.1.2 碳排放量核算

8.1.2.1 碳排放核算边界

拟建工程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	塔河油田西部奥陶系油藏 TH121191DH 等井产能建设项目	包括油气勘探、油气开采、油气处理及油气储运各个业务环节的基本生产系统、辅助生产系统，以及直接为生产服务的附属生产系统。排放量核算内容包括： （1）燃料燃烧 CO_2 排放 （2）火炬燃烧排放 （3）CH_4 逃逸排放 （4）净购入电力和热力隐含的 CO_2 排放量

8.1.2.2 碳排放量核算过程

拟建工程涉及燃料燃烧 CO_2 排放、火炬燃烧排放、CH_4 逃逸排放、净购入电力和热力隐含的 CO_2 排放量。具体核算过程如下：

（1）燃料燃烧 CO_2 排放

企业的化石燃料燃烧 CO_2 排放量基于企业边界内各个燃烧设施分品种的化石燃料燃烧量，乘以相应的燃料含碳量和碳氧化率，再逐层累加汇总得到。计算公式如下：

ECO_2_燃烧为企业的化石燃料燃烧 CO_2 排放量，单位为吨 CO_2；

i 为化石燃料的种类；

j 为燃烧设施序号；

ADi,j 为燃烧设施 j 内燃烧的化石燃料品种 i 消费量，对固体或液体燃料以吨为单位，对其他气体燃料以气体燃料标准状况下的体积（万 Nm^3）为单位，非标准状况下的体积需转化成标况下进行计算；

CCi,j 为设施 j 内燃烧的化石燃料 i 的含碳量，对固体和液体燃料以吨碳/吨燃料为单位，对气体燃料以吨碳/万 Nm^3 为单位；

OFi,j 为燃烧的化石燃料 *i* 的碳氧化率，取值范围为 0～1。天然气取值为 0.99。

本项目燃料燃烧碳排放计算主要核算新井，共涉及 6 座新井各新增 1 台 200kW 真空加热炉。根据核算，单座真空加热炉每小时燃气量为 23.66m^3，加热炉年运行时间为 7920h，则年天然气消耗量为 18.74 万 m^3/台。查阅《中国石油天然气生产企业 温室气体排放核算方法与报告指南（试行）》表 2.1 可知，天然气单位热值含碳量为 15.3×10^{-3}t 碳/GJ，天然气低位发热量为 334GJ/万 m^3，根据换算得出天然气中含碳量为 5.11t 碳/万 m^3。

根据上述公式核算，燃料燃烧 CO_2 排放量为 575t。

（2）火炬燃烧排放

石油天然气生产企业火炬燃烧可分为正常工况下的火炬气燃烧及由于事故导致的火炬气燃烧两种，本项目主要核算正常工况下的火炬气燃烧（主要为井场测试放喷阶段的火炬燃烧碳排放量）。另外，考虑到石油天然气生产企业火炬气 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 CO_2 及 CH_4 排放。

①计算公式

a.火炬燃烧排放计算公式：

式中：

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

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

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

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

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

GWP_{CH4}-CH_4 相比 CO_2 的全球变暖潜势值。根据 IPCC 第二次评估报告，100 年时间尺度内 1 吨 CH_4 相当于 21 吨 CO_2 的增温能力，因此 GWP_{CH4} 等于 21。

b.正常工况下火炬气体温室气体排放公式如下：

式中：

i-火炬系统序号；

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

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

OF-第 i 号火炬系统的碳氧化率，如无实测数据可采用缺省值 0.98；

VCO_2-火炬气中 CO_2 的体积浓度，取值范围为 0～1；

VCH_4-为火炬气中 CH_4 的体积浓度；

c.事故工况下火炬气体温室气体排放公式如下：

式中：

J-事故次数；

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

T 事故，j-报告期内第 j 次事故的持续时间，单位为小时；

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

OF-火炬燃烧的碳氧化率，如无实测数据可采用缺省值 0.98；

$V(CO_2)j$-第 j 次事故火炬气中 CO_2 的体积浓度；

VCH_4-事故火炬气中 CH_4 的体积浓度；

②计算结果

本项目核算火炬气温室气体排放主要为井场试采过程中火炬气排放量。相关参数如下表。

表 8.1-3　　火炬燃烧排放活动相关参数一览表

序号	场所	工况	火炬气流速（万 Nm^3/h）	持续时间（h）	火炬气中除 CO_2 外其他含碳化合物的总含碳量（吨碳/万 Nm^3）	火炬燃烧的碳氧化率	火炬气中 CO_2 的体积浓度	火炬气中 CH_4 的体积浓度
1	单座井场	正常工况	0.18	48	5.11	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 186.8 吨 CO_2。

（2）CH_4 逃逸排放

本工程运营期无燃料燃烧和工艺放空装置，主要排放的温室气体为原油开采过程中井口装置和计转站逃逸排放的 CH_4。《中国石油和天然气生产企业温室气体排放核算方法与报告指南（试行）》（发改办气候〔2014〕2920 号）中“油气开采业务 CH_4 逃逸排放”计算公式进行计算：

式中：$E_{CH4_开采逃逸}$——原油开采或天然气开采中所有设施类型（包括原油开采的井口装置、单井储油装置、接转站、联合站及天然气开采中的井口装置、集气站、计量/配气站、储气站等）产生的 CH_4 逃逸排放，单位为吨 CH_4；

j——不同的设施类型；

$Num_{oil,j}$——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（吨/年·个）；接转站为 0.18（吨/年·个）；

$Num_{gas,j}$——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。

本工程开采逃逸的CH_4 为：

$$E_{CH4\text{-}开采逃逸}=Num_{oil，油井井口}\times EF_{oil，油井井口}+Num_{oil，油井加热炉}\times EF_{oil，油井加热炉}$$

$$+Num_{oil，接转站}\times EF_{oil，接转站}$$

$$=6\times 0.23tCH_4+5\times 0.18tCH_4+6\times 2.5tCH_4$$

$$=17.28tCH_4$$

根据表中参数，结合公式计算可知，甲烷逃逸排放 17.28t，折算成 CO_2 排放量为 362.88t。

（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

式中：

ECO_2-净电为报告主体净购入电力隐含的 CO_2 排放量，单位为吨 CO_2；

AD 电力为企业净购入的电力消费量，单位为兆瓦时（MWh）；

EF 电力为电力供应的 CO_2 排放因子，单位为吨 CO_2/MWh。

b.净购入热力的 CO_2 排放计算公式

式中：

ECO_2-净热为报告主体净购入热力隐含的 CO_2 排放量，单位为吨 CO_2；

AD 热力为企业净购入的热力消费量，单位为 GJ；

EF 热力为热力供应的 CO_2 排放因子，单位为吨 CO_2/GJ。

②计算结果

拟建工程生产过程中不涉及使用蒸汽，不涉及发电内容，6 台加热炉年电力消耗量为 9504MWh，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 6340t。

（4）碳排放核算结果汇总

根据《中国石油天然气生产企业 温室气体排放核算方法与报告指南（试行）》，化工企业的 CO_2 排放总量计算公式为：

式中：

E_{GHG}-温室气体排放总量，单位为吨 CO_2；

E_{CO2}-燃烧-核算边界内由于化石燃料燃烧活动产生的 CO_2 排放量，单位为吨 CO_2；

E_{GHG}-火炬-企业因火炬燃烧导致的温室气体排放，单位为吨 CO_2 当量；

E_{GHG}-工艺-企业各业务类型的工艺放空排放，单位为吨 CO_2 当量；

E_{GHG}-逃逸-企业各业务类型的设备逃逸排放，单位为吨 CO_2 当量；

S-企业涉及的业务类型，包括油气勘探、油气开采、油气处理、油气储运业务；

R_{CH4}-回收-企业的 CH_4 回收利用量，单位为吨 CH_4；

GWP_{CH4}-CH_4 相比 CO_2 的全球变暖潜势值。取值 21；

R_{CO2}-回收-企业的 CO_2 回收利用量，单位为吨 CO_2。

E_{CO2}-净电-报告主体净购入电力隐含的 CO_2 排放量，单位为吨 CO_2；

E_{CO2}-净热为报告主体净购入热力隐含的 CO_2 排放量，单位为吨 CO_2。

按照上述 CO_2 排放总量计算公式，则拟建工程实施后 CO_2 排放总量见表 8-1-4 所示。

表 8.1-4　　CO_2 排放总量汇总一览表

项目	源类别	排放量（吨 CO_2）	占比（%）
拟建工程	燃料燃烧 CO_2 排放	575	7.70
	火炬燃烧排放	186.8	2.50
	工艺放空排放	0	/
	CH_4 逃逸排放	362.88	4.86
	CH_4 回收利用量	0	/
	$C0_2$ 回收利用量	0	/
	净购入电力、热力隐含的 CO_2 排放	6340	84.93
	合计	7464.68	100

由上表 8.1-5 分析可知，拟建工程 CO_2 总排放量为 7464.68t。

8.2 减污降碳措施

拟建工程从工艺技术、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

拟建工程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

拟建工程在电气设备设施上采用多种节能措施，从而间接减少了电力隐含的 CO_2 排放量。具体措施主要有：

（1）根据项目用电性质、用电容量等选择合理的供电电压和供电方式，有效减少电能损耗。

（2）选用高功率因数电气设备。采用无功功率补偿，为减少线路损失，设计采用高低压同时补偿的方式，补偿后功率因数达 0.95 以上。低压设置自动无功补偿电容器装置，高压采用高压并联电容器进行功率因数补偿，补偿后使功率因数在装置负荷正常运行时提高，有效减少无功损耗，从而减少电

能损耗，实现节能运行。

（3）选用节能型干式变压器，能效等级为 1 级，具有低损耗（空载和负载损耗相对较低）、维护方便等显著特点。

（4）各种电力设备均选用能效等级为 1 级的节能产品，实际功率和负荷相适应，达到降低能耗，提高工作效率的作用。

8.2.3 减污降碳管理措施

采油二厂建立有碳排放管理组织机构，对整个作业区能源及碳排放管理实行管理，并制定能源及碳排放管理制度，将碳排放管理工作作为重要事项纳入日常管理；能源及碳排放管理制度对各类能源的购入、贮存、使用、加工转换、输送分配以及最终使用等环节进行详细的规定，尽可能从管理上做到对各类能源高效使用，同时对碳排放情况进行有效管理。

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，CO_2 总排放量为 7464.68t。在工艺技术、节能设备和能源及碳排放管理等方面均采取了较完善的减污降碳措施，有利于减少二氧化碳排放，对比同类企业碳排放水平，本项目吨产品 CO_2 排放强度相对较低。

8.3.2 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 环境影响经济损益分析

项目的开发建设，除对国民经济的发展起着促进作用外，同时也在一定程度上影响着项目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。本项目总投资为 2302.73 万元。项目内部收益率为 8.1%（税后），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。

9.1 环境效益、社会效益分析

9.1.1 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）突发事故状态污染物对土壤、植被的污染造成的环境损失；

（3）其他环境损失。

项目占地主要为井场永久占地和管沟开挖临时占地等。

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。

9.1.2 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。

9.2 环保投资分析

本项目总投资为 2302.73 万元，其中环保投资 225 万元，占总投资 9.77%。估算见表 9.2-1。

表 9.2-1　环保投资估算一览表

类别	污染源		环保措施	治理效果	投资（万元）
废气	施工扬尘		临时抑尘覆盖物（草包、帆布等）、洒水（防尘、洒水等）	/	4
	井场加热炉烟气		以净化后的天然气为燃料+8m 高烟囱	颗粒物≤20mg/m^3 SO_2≤50mg/m^3 NO_X≤200mg/m^3 烟气黑度≤1 级	16
	无组织排放		装置做好日常维护，做好密闭措施站场采用无泄漏屏蔽泵	NMHC ≤4.0mg/m^3； H_2S≤0.06mg/m^3	8
噪声	设备噪声	采油树	选择低噪声设备、加强设备维护，基础减振	场界： 昼间≤65dB(A) 夜间≤55dB(A)	5
		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	100
	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；废防渗材料交由有资质的单位处置。	妥善处理	5
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	12
	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	20
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	5
	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	10
废水处理	施工废水、生活污水		经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	2
	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	10
地下水、土壤	一般防渗区	本项目扩建阀组处	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	8
	简单防渗区	井场永久占地	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	防腐性能良好	5

类别	污染源	环保措施	治理效果	投资（万元）
		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		
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		5
		环保培训，演练		8
环保投资合计				225

10.环境管理与监测计划

10.1 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。

10.1.1 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 10.1-1。

图 10.1-1 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生态环境部门，批准后方可以开工。

（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。

10.1.2 钻井 HSE 管理体系

10.1.2.1 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 10.1-2 所示。

图 10.1-2　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。

——有权拒绝一切违章指挥命令。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。

10.1.2.2 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）其他需要培训的内容。

10.1.2.3 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，都应做详细地记录，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。

10.1.2.4 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。

10.1.3 管网、道路建设环境管理

在合理选择施工队伍的基础上，加强对管道、道路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。

10.1.4 油田生产 HSE 管理计划

10.1.4.1 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采油二厂 HSE 管理委员会职责

——负责运行期间 HSE 管理措施的制定、实施和检查。

——对运行期间出现的问题加以分析，监督生产现场对 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。

10.1.4.2 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。

10.1.4.3HSE 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。

10.1.4.4 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。

10.1.4.5 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。

10.2 环境管理机构

10.2.1 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。

10.2.2 环境管理主要任务

10.2.2.1 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，以确保施工作业对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。

10.2.2.2 运营期的环境管理任务

（1）本项目运行期的 HSE 管理体系纳入中石化西北油田分公司 HSE 系统统一管理。

（2）协助有关生态环境部门进行环境保护设施的竣工验收工作，贯彻执行国家、地方及上级部门有关环境保护方针、政策、法律法规。

（3）负责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）编制突发环境事件应急预案。

（5）组织开展环境保护宣传教育、技术和经验交流活动，推广先进技术和科研成果，对全体员工组织开展环境保护培训。

（6）强化基础工作，建立完整、规范、准确的环境基础资料，环境统计报表和环境保护技术档案。

（7）参加调查、分析、处理环境污染事故，并负责统计上报事故的基本情况及处理结果，协同有关部门制定防治污染事故的措施，并监督实施。

10.2.3 环境管理计划

为了最大限度地减轻施工期作业活动对沿线生态的不利影响，减少运营期事故的发生，确保管道安全运行，建立科学有效的环境管理体制，落实各项环保和安全措施显得尤为重要。根据 QHSE 管理体系及清洁生产的要求，结合区域环境特征，分施工期和运营期提出本项目的环境管理计划。各个阶段环境管理/监理的内容、实施部门及监督机构见表 10.2-1。

表 10.2-1　本项目环境管理和监督计划

阶段	影响因素			防治措施建议	实施机构	监督管理机构
施工期	生态保	土地占	永久占地	严格控制施工占地面积，严格控制井位外围作业范围，施工现场严格管理；井场地表进行砾石压盖，防止由于地表扰动造成的水土流失	施工单位、环境	环境监理单位、建设单

	护	用	临时占地	设计选线过程中，尽量避开植被较丰富的区域；在管线施工作业区两侧拉彩条旗以示明车辆行驶的边界，以避免增加对地表的扰动和破坏；工程结束后，建设单位应承担恢复生态的责任，及时对临时占地区域进行平整、恢复	监理单位及建设单位	位相关部门及当地生态环境主管部门
		动物		加强施工人员的管理，强化保护野生动物的观念，禁止捕猎		
		植被		施工过程中严格规定车辆和各类工作人员的活动范围，使之限于在施工区范围内活动，严禁破坏占地范围外的植被		
		水土保持		①工程措施：井场采取砾石压盖，施工结束后进行场地平整。②临时措施：对临时堆土区采取防尘网苫盖的方式进行防护；在施工作业带两侧拉彩条旗以示明车辆行驶的边界；定时洒水，减少施工过程中因风蚀造成的水土流失，在风季施工期内，增加洒水防护措施		
		防沙治沙		主体工程与防沙治沙措施同时施工，并加强临时防护措施，做好防护措施等		
	污染防治	施工扬尘、测试放喷废气、焊接烟尘、车辆尾气		施工扬尘采取进出车辆减速慢行、物料苫盖的措施；制测试放喷时间；焊接作业时使用无毒低尘焊条；储层改造过程中要求压裂液和返排液使用密闭罐		
		废水		钻井废水临时罐体收集，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；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；生活污水经井场撬装式污水处理站处理后，用于施工区域荒漠灌溉；试压结束后，试压废水就地泼洒抑尘		
		固体废物		施工土方全部用于管沟和井场回填；岩屑随泥浆一同进入不落地系统，分离后的液相回用于钻井液配制，分离后的固相经检测满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》(DB65/T3997-2017)中污染物限值要求后，用于铺垫油区内的井场、道路等，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、废烧碱包装袋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有危险废物处置资质的单位回收处理；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工业固废填埋场合规处置		
		噪声		选用低噪声的设备、保持设施良好的运行工况，选择合理的施工时间等		
运营期	正常工况	废水		采出水随采出气经集输管线最终输送至联合站处理，满足标准后回注地层，井下作业废液送至塔河油田绿色环保站处理	建设单位	建设单位相关部门及当地生态环境主管部门
		废气		加热炉使用净化后的天然气作为燃料；采出气采取密闭集输		
		固体废弃物		落地油、废防渗材料收集后由有危废处置资质单位接收处置		
		噪声		选用低噪声设备、基础减振措施		
	生态保护	生态调查		受项目建设影响区域的植被覆盖率恢复情况，积极配合林草部门落实“占补平衡”，维持区域林地、草地的生态功能不降低		
		跟踪监测		针对已经发生的破坏生态环境的问题必须认真、及时地解决，并对正在和即将建设的工程提出具体、可行的整改和防治措施；针对本项目所在区域遗留的生态环境问题需按要求整改完成，原井场遗留有弃渣没有及时清运等，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		
		环保验收		项目建设必须严格执行配套的环境保护设施与主体工程同时设计、同时施工、同时投产使用的环境保护“三同时”制度。项目建成后，须按规定开展竣工环境保护验收，验收合格后，方可正式投入运行。如项目发生重大变动，环评文件须报有审批权的生态环境部门重新审批		
		环境管理		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；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，明确人员的行为和奖惩制度		

	环境风险	定期巡检，管线上方设置标识，定期对管线壁厚进行超声波检查，井场设置可燃气体报警仪、硫化氢检测仪及 4 合 1 监控报警装置，防止设备及管道泄漏，定期进行事故情景演练，修订应急预案		当地生态环境主管部门
退役期	施工扬尘	施工现场洒水抑尘	施工单位及建设单位	建设单位相关部门及当地生态环境主管部门
	固体废物	落地油收集后委托有资质单位送至塔河油田绿色环保处理站处理，管道中残余的液体先试用氮气吹扫至计转站后，再使用清水清洗管道内部，清洗废水最终进入计转站后送至联合站处理，清理干净的管线两端使用盲板封堵，建筑垃圾收集后送周边工业固体废物填埋场填埋处置		
	噪声	选用低噪声的设备、保持设施良好的运行工况，选择合理的施工时间等		
	生态恢复	闭井后要拆除井架、井台，并对井场土地进行平整，清除地面上残留的污染物		

10.3 污染物排放清单

本项目运营期污染物产生及排放情况详见表 10.3-1。

表 10.3-1　　污染物排放清单

类别	工段	污染源	主要污染物	产生量（t/a）	排放量（t/a）	排放去向
废气	油气集输	加热炉废气	NO_X	0.786	0.786	经不低于 8m 高的排气筒排放
			SO_2	0.222	0.222	
			颗粒物	0.024	0.024	
			NMHC	0.063	0.063	
		无组织排放废气	烃类	0.179	0.179	大气
			硫化氢	0.0012	0.0012	
生产废水	采出水		废水量	0.66×10^4	0	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）标准后回注油层，不外排
	井下作业废水		井下作业废水	76.04	0	拉运至塔河油田绿色环保站，处理后回注油层
			COD	0.11	0	
			石油类	0.02	0	
固体废物	井场作业	产生油泥	-	0.050	0	采用专用车辆运至塔河油田绿色环保站妥善处置
	井场作业	废防渗材料	-	0.500	0	
	管线清管	清管废渣	-	0.003	0	

类别	工段	污染源	主要污染物	产生量（t/a）	排放量（t/a）	排放去向
噪声	采油树、加热炉	机械噪声	-	85～95dB(A)	厂界达标	选用低噪声设备，采取减振、隔声、消声等降噪措施

10.4 环境监测计划

10.4.1 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，了解当地生态环境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：一般区域管道施工作业带宽度控制在 8m 范围内、天然林区管道施工作业带宽度控制在 6m 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，钻井柴油机燃料燃烧烟气、汽车尾气、施工扬沙的大气环境影响控制措施，钻井柴油机、钻机、机泵及运输车辆的声环境控制措施，废弃泥浆及岩屑、施工土方等固体废物主要处置措施，进行环境监理，必要时采取旁站的形式完成监理工作。另外，还应对管道、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 试运行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 10.4-1。

表 10.4-1　环境监理工作计划

序号	场地	监 督 内 容	监理要求
1	新建井场	①井位站场布设是否满足环评要求； 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 挖土方放置是否符合要求，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。	
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

表 10.4-2　施工期环境监测计划

类型	监测地点	监测频率	监测时间	监测项目
无组织废气	钻井井场场界下风向 10m 范围内	1 次/年	施工期	NMHC、H_2S
噪声	钻井井场边界	1 次/季度		连续等效 A 声级（dB）

10.4.2 运营期环境监测计划

本项目在运行期间，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，减少对周围环境影响。环境监测计划见表 10.4-3。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 10.4-3　运营期环境监测计划

类型	监测地点	监测频率	监测时间	监测项目
有组织废气	代表井场 200kW 加热炉排气筒	1 次/年	竣工环保验收后开始	颗粒物、SO_2、NO_X、林格曼黑度
无组织废气	代表井场场界下风向 10m 范围内	1 次/年		NMHC、H_2S
噪声	代表性井场边界	1 次/季度		连续等效 A 声级（dB）
土壤	井场外天然牧草地内土壤 集输管线穿越天然牧草地的代表性区域	3 年 1 次		石油烃
地下水	项目区周边 G1 及上游 G2、下游 G3	每年采样 2 次。发生事故时加大取样频率		石油类、石油烃（C_6~C_9）、石油烃（C_{10}~C_{40}）、砷、六价铬等。当监测指标出现异常时，可按照 HJ 164 的附录 F 中石油和天然气开采业特征项目开展监测
生态	井场及管线沿线	每半年一次		生态恢复情况、天然林/公益林恢复情况（管线沿线植被覆盖率、植物多样性组成）

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。

10.5 环保设施竣工验收管理

10.5.1 环境工程设计

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

（2）建立健全环境管理组织机构、各项环保规章制度，施工期实行环境监理。

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

10.5.2 环境设施验收建议

（1）验收范围

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

②环境影响报告书及批复文件和有关设计文件规定应采取的环保措施。

（2）验收条件

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

（3）建设项目环境保护“三同时”验收内容

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

本项目“三同时”验收一览表见 10.5-1。

表 10.5-1 “三同时”竣工环保验收方案一览表（建议）

要素	工期	地点	“三同时”验收项目	工程量	效果
大气	运营期	井场	新建井场各设置加热炉 1 台，排气筒高度不低于 8m，设置规范采样平台及监测孔	6 座	满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表 2 新建锅炉大气污染物排放浓度限值要求。
		井场	NMHC、H_2S	/	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_2S 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。
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”，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	/	废水循环利用，不外排。

要素	工期	地点	“三同时”验收项目	工程量	效果
			油田绿色环保站处理，试压废水循环使用，试压结束后就地泼洒抑尘		
	运营期	/	采出水依托联合站处理装置处理，井下作业废水拉运至塔河油田绿色环保站，处理后回注油层	/	满足《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T 5329-2022）相关标准后，回注地层
固体废物	施工期	井场	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、施工废料等依托库车城乡建设投资（集团）有限公司处置	泥浆不落地系统、危废转运电子联单、生活垃圾处置合同	钻井废弃物满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）综合利用，井场无固废遗留
	运营期	/	落地油、清管废渣、废防渗材料依托塔河油田绿色环保站处置	危废转运电子联单	井场无固废遗留
噪声	运营期	井场	厂界噪声	配备防噪设施	满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类区标准
环境风险	运营期	井场管线	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
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
		生物多样性	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
环境监测与管理	施工期和运营期	井场管线道路	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

11.结论

11.1 项目概况

塔河油田西部奥陶系油藏 TH121191DH 等井产能建设项目位于塔河油田 12 区，所在区域行政区隶属阿克苏地区库车市管辖。本项目部署新采油井 6 口、新建井场 6 座，新井各增加 1 座 200kW 真空燃气加热炉；配套建设单井集输管线 12.961km，燃料气管线、掺稀管线与集输管线同沟埋地敷设；建设通井道路 1.898km；配套建设土建、电气、自控等工程。本项目总投资 2302.73 万元，建成后新增产能 4.2 万吨/年。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已有地面设施。

项目区域油气集输系统采用三级布站方式，即：单井-计量阀组间/计转站-联合站。单井原油就近进入已建计转站，通过计转站最终输往已建塔河油田四号联合站进行处理。

11.2 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，属于《产业结构调整指导目录（2024 本）》中国家鼓励发展的产业，项目建设符合《新疆维吾尔自治区重点行业生态环境准入条件（2024 年）》（新环发〔2024〕93 号）要求，符合国家和自治区的相关产业政策。

11.3 规划符合性

本项目位于阿克苏地区库车市，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》《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》《中国石油化工股份有限公司西北油田分公司“十四五”规划》《阿克苏地区生态环境保护“十四五”规划》《阿克苏地区国土空间规划（2021 年-2035 年）》相关要求。

11.4 环境质量现状

（1）环境空气质量现状

本项目所在区域为非达标区，监测期间 NMHC 1 小时平均浓度未超过《大气污染物综合排放标准详解》中参考限值，H_2S 1 小时平均浓度未超过《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 中的浓度限值。

（2）水环境质量现状

地下水监测结果表明：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、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

项目所在区域代表性拟建井场区域和已建站场声环境质量满足《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）》（GB156 18-2018）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-库车河三角洲绿洲东南缘，塔里木河以北。项目主体工程分布在中石化塔河油田 12 区内，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，地势较为平坦。根据《新疆生态功能区划》，评价区位于塔里木河上中游乔灌草及胡杨林保护生态功能区，区域内植被以盐生灌丛植被为主，区域内除受油田开发影响外，其它人为干扰较小，基本保

持原自然荒漠生态环境，主要为荒漠生态系统。项目区土地利用类型主要有天然牧草地、、其他草地、盐碱地等 3 类，自然植被属塔里木盆地沙漠、稀疏灌木、半灌木荒漠区，植被组成较为简单，植被多为耐旱、耐盐碱型，主要为刚毛柽柳、盐穗木、花花柴等群系；现场调查中观测到麻雀、喜鹊、凤头百灵、灰斑鸠等鸟类 4 种，密点麻蜥、荒漠麻蜥等两栖动物 2 种。生态保护目标主要为区域重要物种、天然林及水土流失重点治理区等。评价区域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。

11.5 污染物排放情况

本项目运营期污染物产生及排放情况详见表 11.1-1。

表 11.1-1　　污染物产排情况一览表

类别	工段	污染源	主要污染物	产生量（t/a）	排放量（t/a）	排放去向
废气	油气集输	加热炉废气	NO_X	0.786	0.786	经不低于 8m 高的排气筒排放
			SO_2	0.222	0.222	
			颗粒物	0.024	0.024	
			NMHC	0.063	0.063	
		无组织排放废气	NMHC	0.179	0.179	大气
			硫化氢	0.0012	0.0012	
生产废水	采出水		废水量	0.66×10^4	0	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）标准后回注油层，不外排
	井下作业废水		井下作业废水	76.04	0	拉运至塔河油田绿色环保站，处理后回注油层
			COD	0.11	0	
			石油类	0.02	0	
固体废物	井场作业	产生油泥	-	0.050	0	采用专用车辆运至塔河油田绿色环保站妥善处置
	井场作业	废防渗材料	-	0.500	0	
	管线清管	清管废渣	-	0.003	0	

类别	工段	污染源	主要污染物	产生量（t/a）	排放量（t/a）	排放去向
噪声	采油树、加热炉	机械噪声	-	85～95dB(A)	厂界达标	选用低噪声设备，采取减振、隔声、消声等降噪措施

11.6 环境影响预测与分析

（1）生态环境影响分析

本项目不涉及法定生态保护区域、重要生境以及其他具有重要生态功能、对保护生物多样性具有重要意义的区域。生态保护目标主要为区域重要物种、天然林及水土流失重点治理区，对生态环境的影响主要来自施工期占地影响，项目永久占地面积为 3.567hm^2，临时占地面积 17.420hm^2，占地类型主要为天然牧草地、其他草地、盐碱地等，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逐渐恢复，临时占地影响将逐渐减小。在规范施工以及严格按照林草部门的要求对占用天然林及牧草地采取相应补偿措施后，本项目的建设对区域林草业的生态影响在可接受范围内。区域的野生动物种类较少，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。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。

（2）大气环境影响分析

施工期废气源主要是钻井废气、施工扬尘、焊接烟气、机械设备和车辆废气、储层改造废气、测试放喷废气等，大气影响随工程的结束而逐渐消失。运营期大气影响主要为加热炉烟气和油气集输过程中的烃类挥发。根据预测结果，加热炉燃烧废气中各污染物下风向地面浓度均低于《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准限值；井场的非甲烷总烃满足《大气污染物综合排放标准详解》中 2.0mg/m^3 的标准要求，硫化氢满足《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 中的 1h 平均浓度限值 10μg/m^3 的要求，项目正常排放的各污染物对评价区域大气环境质量均不会产生明显影响。

（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、井下作业噪声、机动车辆噪声等，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生产装置噪声为主，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

施工期废水不外排。运营期水环境影响主要为石油开采过程中的采出水和井下作业废水。采出水经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；井下作业废水专用废液收集罐收集后拉运至塔河油田绿色环保站处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）中的有关标准后回注油层。

在正常状况下，本项目在设计、施工和运行时，严把质量验收关，杜绝因管道材质、制管、防腐涂层、焊接缺陷及运行失误而造成管线泄漏。在生产运行过程中，强化监控手段，定期检查检验，检漏控漏，尽量杜绝事故性排放源的存在，本项目对地下水环境的影响较小；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）固体废物影响分析

施工期固体废物主要为钻井废弃物、生活垃圾、施工废料、含油废物、废防渗材料、废烧碱包装袋等。其中钻井废弃物采用泥浆不落地技术在井场进行无害化处理后综合利用；生活垃圾集中收集后定期由库车城乡建设投资（集团）有限公司清运、处置；含油废物、废防渗材料、废烧碱包装袋等危险废物暂存于井场撬装式危废暂存间中，由钻井队委托具有危废处置资质的公司接收处置。项目运营期产生的油泥（砂）、清管废渣和废防渗材料由塔河油田绿色环保站进行无害化处理。固体废物在处置和运行管理中严格落实《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）、《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）、《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）、《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB 18599-2020）等的相关要求后，对环境所造成的影响可以接受。

（6）土壤影响分析

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；运营期对土壤质量的影响主要分为污染影响和生态影响。本项目采用密闭集输的生产方式，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。非正常工况下如果发生井喷及管线泄漏等事故，泄漏的原油会对土壤环境产生一定的影响，泄漏的石油覆盖于地表可使土壤透气性下降、土壤理化

性状发生变化。泄漏的油品如果进入土壤，从而使土壤质地、结构发生改变，影响到土地功能，进而影响地表植被的生长。根据环境风险分析可知，本项目风险潜势很低，发生泄漏事故的可能性很小，在做好源头控制、过程防控等措施的前提下，可避免工程项目实施对土壤环境产生污染影响。

（7）环境风险分析

本项目所涉及的危险物质包括原油、天然气（甲烷）、H_2S，分布于集输管线、掺稀管线以及燃料气管线内，可能发生的风险事故包括井喷、井漏、油气管线泄漏。事故状况下项目会对周边大气、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；井漏会对地下水造成影响。本项目在钻井和井下作业时应落实各项井场制度，降低井喷井漏发生概率，项目所在区域人烟稀少，地域空旷，大气扩散条件较好，发生事故后，及时采取相应的措施，不会对周围环境空气产生明显影响；当泄漏事故发生时，及时采取措施、彻底清除泄漏油品、被污染的土壤，污染物不会进入地下水中，对地下水水质没有不良影响。因此，发生事故后，在严格落实本项目提出的风险防范措施的前提下，不会对周围环境产生明显影响；西北油田分公司采油二厂已制定了环境风险应急预案，发生事故时按照环境风险应急预案采取措施。

11.7 环境保护措施

本项目的主要环境保护措施如下：

生态环境保护措施：施工期进一步优化井场和管线选址选线，严格控制占地面积；占地及补偿应按照地方有关工程征地及补偿要求进行，由相关部门许可后方可开工建设；施工期充分利用现有油田道路，尽可能减少道路临时占地，降低对地表和植被的破坏，施工机械不得在道路以外行驶和作业，保持地表不被扰动，不得随意取弃土；管线施工时应根据地形条件，尽量按地形走向、起伏施工，减少挖填作业量；采取必要的防沙治沙措施，防止土地沙漠化。施工结束后，及时对临时占地区域进行平整、恢复原貌。运营期，对于永久占地地面采取砾石覆盖措施，减少风蚀量；在管线上方设置标志，以防附近的各类施工活动对管线的破坏；定时巡查井场、管线等，及时清理落地原油；开展生态环境恢复治理工作；设置“保护生态环境、保护野生动植物”等警示牌。退役期，拆除地面设施、清理

井场等，拆除的报废设备和建筑废料等由施工单位运至指定位置进行处理；及时清理作业现场，做到“工完、料尽、场地清”，恢复原有地貌；按规范要求对废弃井采取固井、封井措施。

大气污染防治措施：本项目采用密闭集输流程，采用技术质量可靠的设备、阀门等；定期对油气生产设施、设备等进行定期的检查、检修，以防止跑、冒、滴、漏的发生。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；加热炉选用高效燃气加热炉，建议采用低氮燃烧技术，可有效地控制大气污染物排放量。

噪声防治措施：合理布局噪声源，采用基础减振、隔声等措施，并加强日常维护，减轻设备对外环境和岗位工人的噪声污染。

废水防治措施：井下作业废水带罐作业，拉运至塔河油田绿色环保站，处理后回注油层。采出水依托塔河油田四号联合站污水处理系统处理达标后，回注油层。

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。

固体废物防治措施：本项目钻井采用泥浆不落地系统，固液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。含油废物等清运至塔河绿色环保站处理。

土壤污染防治措施：加强管线内的压力、流量传感器检修维护，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。严格执行地下水章节分区防控措施要求。制定跟踪监测计划，发生事故泄漏时对井口区及集输管线铺设范围可能影响区域进行跟踪监测。

风险防治措施：做好原油、硫化氢、伴生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以接受的。

11.8 公众意见采纳情况

建设单位根据《环境影响评价公众参与办法》的要求，采用网络公告、报纸刊登等形式开展公众参与调查，调查期间未收到公众对本项目的相关建议。

11.9 环境影响经济损益分析

本项目具有良好的经济效益和社会效益。

在建设过程中，由于地面设施建设、管线敷设等都需要占用一定量的土地，并因此带来一定的生态环境损失。因而在油田开发过程中，需要投入必要的资金用于污染防治和恢复地貌等，经估算本项目总投资为 2302.73 万元，其中环保投资 225 万元，占总投资 9.77%。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。

11.10 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。

11.11 结论

塔河油田西部奥陶系油藏 TH121191DH 等井产能建设项目属于国家产业政策“鼓励类”项目，项目实施后可取得较大的经济效益和社会效益。项目在建设和运行中，会对周围的环境产生一定的影响，并在今后的建设和运营中存在一定的环境风险，但其影响和环境风险是可以接受的。建设单位须加强环境管理，认真落实报告中提出的各项污染防治措施、风险防范措施以及生态保护措施，可使本项目对环境造成的不利影响降低到最低，本项目建设在生态环境保护方面可行。