塔河油田西部2026年产能建设项目

环境影响报告书

（送审稿）

建设单位：中国石油化工股份有限公司西北油田分公司

编制单位：新疆天合环境技术咨询有限公司

2025年12月

目 录

1. 概述.....4
1.1. 项目特点.....4
1.2. 环境影响评价过程.....4
1.3. 分析判定相关情况.....7
1.4. 关注的主要环境问题和环境影响.....8
1.5. 环境影响评价主要结论.....8
2. 总则.....9
2.1. 评价目的与原则.....9
2.2. 编制依据.....10
2.3. 环境影响因素识别和评价因子筛选.....15
2.4. 环境功能区划.....17
2.5. 评价因子和评价标准.....18
2.6. 评价工作等级和评价范围.....23
2.7. 环境保护目标.....32
2.8. 评价内容和评价重点.....38
2.9. 评价方法.....39
3. 建设项目工程分析.....40
3.1. 项目开发现状及环境影响回顾.....40
3.2. 现有工程.....57
3.3. 拟建工程.....60
3.4. 工程分析.....94
3.5. 相关法规、政策、规划符合性分析.....126
3.6. 选址、选线合理性分析.....144
3.7. 清洁生产分析.....145
3.8. 污染物排放总量控制.....156
4. 环境现状调查与评价.....158

4.1. 自然环境概况.....158
4.2. 生态环境现状调查与评价.....164
4.3. 地下水环境现状调查与评价.....190
4.4. 地表水环境现状调查与评价.....199
4.5. 土壤环境现状调查与评价.....199
4.6. 环境空气质量现状调查与评价.....220
4.7. 声环境现状评价.....227
5. 环境影响预测与评价.....229
5.1. 生态环境影响分析.....229
5.2. 地下水环境影响分析.....240
5.3. 地表水环境影响分析.....255
5.4. 土壤环境影响分析.....258
5.5. 大气环境影响分析.....267
5.6. 声环境影响分析与评价.....282
5.7. 固体废物影响分析.....287
5.8. 环境风险评价.....291
6. 环境保护措施及可行性论证.....315
6.1. 生态保护措施可行性论证.....315
6.2. 地下水环境保护措施可行性论证.....323
6.3. 地表水环境保护措施可行性论证.....333
6.4. 土壤环境保护措施可行性论证.....335
6.5. 大气污染防治措施可行性论证.....336
6.6. 声环境保护措施可行性论证.....340
6.7. 固体废物污染防治措施可行性论证.....341
7. 碳排放影响评价.....350
7.1. 温室气体排放分析.....350
7.2. 减污降碳措施.....358

7.3. 温室气体排放评价结论.....359
8. 环境影响经济损益分析.....360
8.1. 环境效益分析.....360
8.2. 社会效益分析.....360
8.3. 综合效益分析.....361
8.4. 环境经济损益分析结论.....361
9. 环境管理与监测计划.....364
9.1. 环境管理.....364
9.2. 企业环境信息披露.....370
9.3. 污染物排放清单.....371
9.4. 生态环境监测.....371
9.5. 环保设施“三同时”验收.....376
10. 结论.....384
10.1. 建设项目情况.....384
10.2. 产业政策、选址、规划符合性.....384
10.3. 环境质量现状.....384
10.4. 主要环境影响.....386
10.5. 环境保护措施.....389
10.6. 总量控制指标.....391
10.7. 公众意见采纳情况.....391
10.8. 环境影响经济损益分析.....391
10.9. 环境管理与监测计划.....391
10.10. 项目可行性结论.....391

1. 概述

1.1. 项目特点

2026年是“十五五”开局之年，我国持续推进能源安全保障与绿色低碳转型，强调油气资源的集约高效开发与生态环境保护相协调，加强全局性思考、战略性谋划，聚焦重点行业、重点地区，供需同向发力，努力为经济高质量发展、“十五五”良好开局提供坚实支撑。

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。目前西北油田分公司油气勘查开采矿权范围为采矿区9处，探矿区17处，分别由采油一厂、采油二厂、采油三厂、采油四厂、雅克拉采气厂进行管理开发。其中，采油二厂所辖区块包含塔河6区、7区、10区北、12区等四个区块；采油三厂所辖区块包含塔河油田8区、10区南、11区、托甫台区、T759井区等五个区块。截至2025年，中国石油化工股份有限公司西北油田分公司实施探矿权23个，面积7.825万平方千米；采矿权12个，面积0.565万平方千米。

目前塔河油田现有单井原油产量下降，为维持区块原油生产能力，增大塔河油田整体开发效益，西北油田分公司计划在阿克苏地区实施《塔河油田西部2026年产能建设项目》（以下简称“本项目”）。环评工作将重点关注开发过程中的生态保护、水资源合理利用及废气排放控制，确保油田开发与区域生态环境可持续协调发展。所有工程均呈点线状分布在塔河油田采矿权范围内；不涉及中央、自治区等环保督察整改任务；各项工程均不占生态保护红线，距离最近约27m（塔里木河流域土地沙化防控与生物多样性维护生态保护红线区）。

1.2. 环境影响评价过程

本项目为陆地油气开采项目，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、沙雅县属于水土流失重点预防区及治理区，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。本项目占用天然林，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9月8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9月对本项目评价区域声环境、土壤环境质量等现状进行了监测。

在以上基础上，天合公司编制完成了《塔河油田西部2026年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。

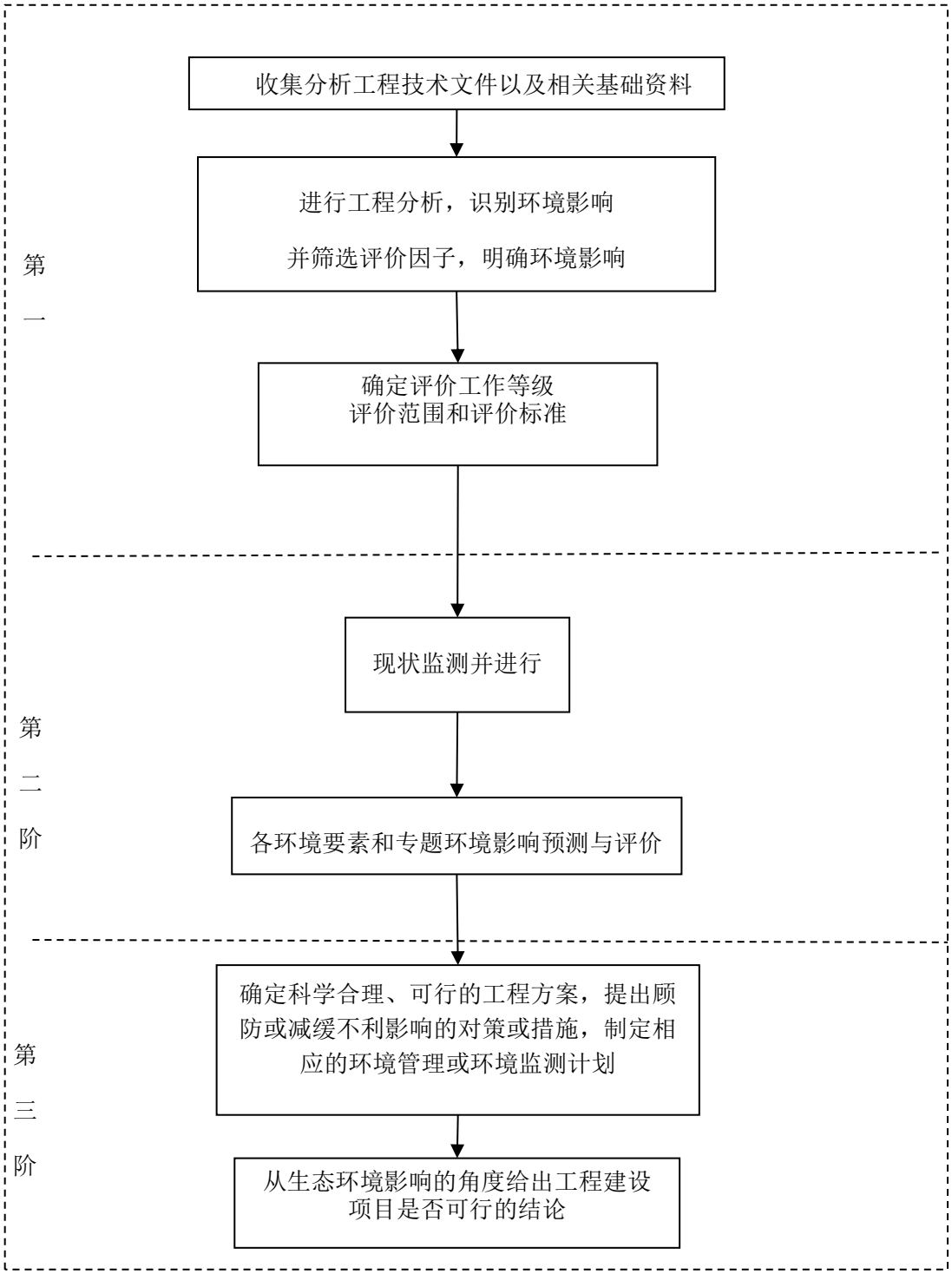

图1.2-1　　评价工作程序图（HJ349-2023）

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）《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）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、沙雅县，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，符合区域国土空间规划及生态环境保护规划等相关要求。

（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，对环境的影响属于可接受的范围，选址、选线基本合理。

（5）生态环境分区管控方案符合性判定结论

根据《阿克苏地区“三线一单”生态环境分区管控方案（2023版）》，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已建联合站处理，不外排；项目能耗主要为井口加热炉燃用天然气及油气生产所需电能等，资源能源利用合理，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降低。本项目对固废实行无害化处置，在正常工况下不会降低区域土壤环境质量，不会增加环境风险，不会威胁生态安全及生物安全；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《新疆维吾尔自治区重点行业生态环境准入条件（2024年）》（新环发〔2024〕93号）、《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；符合区域国土空间规划及生态环境保护规划等相关要求；项目不涉及依法划定的自然保护区、饮用水源保护区、风景名胜区、森林公园等环境敏感区；项目符合生态环境分区管控方案要求；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：本项目在施工期、运营期和退役期认真落实报告中的各项污染防治措施、生态保护措施及风险防范措施，各项污染物做到达标排放及无害化处置，其生态影响可有效降低，环境风险及生态安全影响可以接受，从生态环境保护角度看，本项目建设是可行的。

2. 总则

2.1. 评价目的与原则

2.1.1. 评价目的

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

（2）通过工程分析，明确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、运营期以及退役期对环境的影响程度，并提出应采取的污染防治和生态保护措施；分析论证施工期对自然资源的破坏程度。

（3）评价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. 法律法规与条例

国家和地方法律法规一览表见表2.2-1。

表 2.2-1　国家和地方法律法规一览表

序号	依据名称	会议、主席令、文号	实施时间
一	环境保护相关法律		
1	中华人民共和国环境保护法（2014年修正）	12届人大第8次会议	2015-01-01
2	中华人民共和国环境影响评价法（2018年修正）	13届人大第7次会议	2018-12-29
3	中华人民共和国大气污染防治法（2018年修正）	13届人大第6次会议	2018-10-26
4	中华人民共和国水污染防治法（2017年修正）	12届人大第28次会议	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33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	中华人民共和国能源法	14届人大第12次会议	2025-01-01
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	2019-08-26
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（2012年修正）	12届人大第3次会议	2013-06-29
14	中华人民共和国野生动物保护法（2016年修正）	12届人大第21次会议	2017-01-01
15	中华人民共和国石油天然气管道保护法	11届人大15次会议	2010-10-01
16	中华人民共和国突发事件应对法（2024年修订）	14届人大第10次会议	2024-11-01
17	中华人民共和国防沙治沙法（2018年修正）	13届人大第6次会议	2018-10-26
18	中华人民共和国土壤污染防治法	15届人大第5次会议	2019-01-01
19	中华人民共和国矿产资源法（2024修订）	14届人大第12次会议	2025-07-01
二	行政法规与国务院发布的规范性文件		
1	建设项目环境保护管理条例（2017年修正）	国务院令682号	2017-10-01
2	中华人民共和国野生植物保护条例（2017年修正）	国务院令687号	2017-10-07
3	危险化学品安全管理条例（2013年修正）	国务院令645号	2013-12-07
4	中华人民共和国土地管理法实施条例（2014年修正）	国务院令653号	2014-07-29
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	2023-12-17
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	中发〔2018〕17号	2018-06-16

序号	依据名称	会议、主席令、文号	实施时间
	治攻坚战的意见		
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	地下水管理条例	国务院令748号	2021-12-01
11	生态保护补偿条例	国务院令779号	2024-06-01
12	排污许可管理条例	国务院令736号	2021-03-01
13	突发事件应急预案管理办法	国务院办公厅	2024-01-31
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）	部令第 16 号	2020-11-30
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	国家危废名录（2025）	生态环境部令 第 36 号公布	2025-01-01
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	危险废物污染防治技术政策	环发〔2001〕199 号	2001-12-17
7	关于进一步加强环境影响评价管理防范环境风险的通知	环发〔2012〕77 号	2012-07-03
8	关于加强西部地区环境影响评价工作的通知	环发〔2011〕150 号	2011-12-29
9	关于切实加强风险防范严格环境影响评价管理的通知	环发〔2012〕98 号	2012-08-07
10	关于加强国家重点生态功能区环境保护和管理的意见	环发〔2013〕16 号	2013-01-22
11	关于印发《建设项目环境影响评价政府信息公开指南（试行）》的通知	环办〔2013〕103 号	2014-01-01
12	关于强化建设项目环境影响评价事中事后监管的实施意见	环环评〔2018〕11 号	2018-01-25
13	关于印发地下水污染防治实施方案的通知	环土壤〔2019〕25 号	2019-03-28
14	关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知	环办环评函〔2019〕910 号	2019-12-13
15	关于进一步加强建设项目全过程环保管理的通知	中国石油天然气股份有限公司能评〔2020〕1 号	2020-03-19
16	关于印发〈生态保护红线划定指南〉的通知	环办生态〔2017〕48 号	2017-05-27
17	《开发建设项目水土流失防治标准》（GB 50434—2018）	住建部 2018 年第 259 号公告	2019-04-01
18	危险废物环境管理指南　陆上石油天然气开采	生态环境部公告 2021 年第 74 号	2021-12-22
19	危险废物转移管理办法	部令 第 23 号	2022-01-01
20	危险废物产生单位管理计划制定指南	环境保护部公告〔2016〕7 号	2016-01-26
21	危险废物排除管理清单（2021 年版）	生态环境部公告〔2021〕66 号	2021-12-03
22	一般固体废物分类与代码（GB/T39198—2020）	国家市场监督管理总局、国家标准委	2021-05-01
23	关于发布《一般工业固体废物管理台账制定指南（试行）》的公告	生态环境部公告 2021 年 第 82 号	2021-12-30
24	自然资源部关于规范临时用地管理的通知	自然资规〔2021〕2 号	2021-11-04

序号	依据名称	会议、主席令、文号	实施时间
25	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
26	国家重点保护野生动物名录（2021）	国家林业和草原局 农业农村部公告（2021 年第 3 号）	2021-02-05
27	关于发布《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》的公告	生态环境部公告 2021 年 第 24 号	2021-06-11
28	企业环境信息依法披露管理办法	部令第 24 号	2022-02-08
29	国家重点保护野生植物名录（2021 年）	国家林业和草原局、农村部 2021 年第 3 号）	2021-02-01
30	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	2021-02-01
31	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
32	“十四五”噪声污染防治行动计划	环大气〔2023〕1 号	2023-01-03
33	关于发布《固体废物分类与代码目录》的公告	生态环境部	2024-01-22
34	自然资源部生态环境部国家林业和草原局关于加强生态保护红线管理的通知（试行）	自然资发〔2022〕142 号	2022-08-16
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 年修订）	13 届人大第 6 次会议	2018-09-21
3	新疆维吾尔自治区野生植物保护条例（2018 年修订）	13 届人大第 6 次会议	2018-09-21
5	新疆维吾尔自治区实施《中华人民共和国水法》办法	自治区十四届人大五次会议	2024-03-01
6	新疆维吾尔自治区实施《中华人民共和国土地管理法》办法	自治区 13 届人大 34 次会议	2022-11-01
7	新疆国家重点保护野生植物名录	自治区林业和草原局	2022-03-09
8	新疆国家重点保护野生动物名录	/	2021-07-28
9	新疆维吾尔自治区水环境功能区划	新政函〔2002〕194 号	2002-12
10	新疆生态功能区划	新政函〔2005〕96 号	2005-07-14
11	新疆维吾尔自治区危险废物污染环境防治办法	11 届人大第 9 次会议	2010-05-01
12	关于下发新疆加强危险废物和医疗废物监管工作实施方案的通知	新环防发〔2011〕330 号	2011-07-01
13	关于做好危险废物安全处置工作的通知	新环防发〔2011〕389 号	2011-07-29
14	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
15	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
16	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
17	新疆维吾尔自治区重点行业生态环境准入条件（2024 年）	〔2024〕93 号	2024-06-09
18	新疆维吾尔自治区大气防治条例	13 届人大第 7 次会议	2019-01-01
19	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
20	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	新环发〔2018〕133 号	2018-09-06

序号	依据名称	会议、主席令、文号	实施时间
	知		
21	关于含油污泥处置有关事宜的通知	新环发〔2018〕20 号	2018-12-20
22	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》	新党发〔2018〕23 号	2018-09-04
23	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
24	新疆维吾尔自治区七大片区“三线一单”生态环境分区管控要求	新环环评发〔2021〕162 号	2021-07-26
25	关于印发〈新疆维吾尔自治区生态环境分区管控动态更新成果〉的通知	新环环评发〔2024〕157 号	2024-11-15
26	关于印发阿克苏地区生态环境分区管控方案（2023 年版）的通知	阿地环字〔2024〕32 号	2024-10-28
27	转发《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价的通知》的通知 新环环评发〔2020〕142 号	新环环评发〔2020〕142 号	2020-07-30
28	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
29	自治区强化危险废物监管和利用处置能力改革工作方案	新政办发〔2021〕95 号	2021-10-29
30	新疆维吾尔自治区实施《中华人民共和国防沙治沙法》办法（2024 年修订）	自治区 14 届人大 16 次会议	2025-01-01
31	新疆第六次荒漠化监测报告	新疆第六次荒漠化和沙化监测领导小组办公室、新疆维吾尔自治区林业规划院	2021-10
32	新疆维吾尔自治区建设项目使用林地审核审批管理办法	新林资字〔2015〕497 号	2015-01-01
33	关于印发新疆 自治区级水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果的通知	新水水保〔2019〕4 号	2019-01-21

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	HJ/T349-2007	2007-08-01
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

序号	依据名称	标准号	实施时间
10	水土保持综合治理技术规范	GB/T16453.1~6-2008	2009-02-01
11	开发建设项目水土保持技术规范	GB50433-2018	2019-09-03
12	危险化学品重大危险源辨识	GB18218-2018	2018-11-19
13	石油和天然气开采行业清洁生产评价体系指标（试行）		2009-02-19
14	石油天然气工业健康、安全与环境管理体系	SY/T6276-2014	2015-03-01
15	石油化工企业环境保护设计规范	SH/T3024-2017	2018-01-01
16	石油天然气开采业污染防治技术政策	2012 年 第 18 号	2012-03-17
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	油气田含油污泥及钻井固体废物处理处置控制技术规范	DB 65/T 3999-2017	2017-05-30
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	建设项目危险废物环境影响评价技术指南	2017 年第 43 号	2017-10-01
21	陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范	DZ/T 0317-2018	2018-10-01
22	矿山生态环境保护与恢复治理技术规范（试行）	HJ 651—2013	2013-07-23
23	废弃井及长停井处置指南	SY/T6646-2017	2018-03-01
24	废弃井封井回填技术指南（试行）	环办土壤函〔2020〕72 号	2020-02-20
25	一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准	GB 18599-2020	2021-07-01
26	危险废物鉴别标准通则	GB 5085.7—2019	2021-01-01
27	排污单位自行监测技术指南 总则	HJ819-2017	2017-06-01
28	危险废物贮存污染控制标准	GB18597-2023	2023-07-01
29	排污单位自行监测技术指南 陆上石油天然气开采工业	HJ 1248—2022	2022-07-01
30	工业企业周边土壤和地下水监测技术指南（试行）	总站土字〔2024〕73	2024-07-30
31	石油天然气项目土地复垦与生态修复技术规范	GBT/43936-2024	2024-08-01
32	生活垃圾填埋场污染控制标准	GB16889-2024	2024-09-01

2.2.3. 其他

（1）塔河油田西部2026年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（西北油开评〔2025〕11号）；

（2）塔河油田西部2026年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，对环境的影响主要表现在施工期、运营期和退役期。施工期以井场、管线地面工程建设过程中造成的生态影响为主，运营期以油气开采和集输过程中产生的污染为主。

（1）施工期

施工期建设工程包括钻井、站场和集输管线建设，以生态影响为主。

①管线和道路敷设

本项目为新井配套建设集输、掺稀、燃料气管线；管线建设将破坏沿线的植被，主要的环境影响是对生态环境和水土流失的影响，以及施工扬尘。

②井场建设

本项目新建采油井场并配套建设井口燃气加热炉等配套生产设施，主要环境影响是施工占地和对生态环境的扰动。

此外，施工期间各种机械、车辆排放的废气和噪声、施工产生的岩屑、泥浆、落地油、含油废物、建筑垃圾及施工人员生活污水和生活垃圾等，也将对环境产生一定的影响。

（2）运营期

运营期环境影响因素主要体现油气开采、集输过程中燃气加热炉排放的有组织废气、无组织排放的挥发性有机物，废水主要为采出水、井下作业废水、生活污水等，固体废物主要为落地油、废润滑油、废防渗材料等。

（3）退役期

退役期，对完成油气开采的废弃井进行封堵内外井眼，拆除井口装置，清理场地工作，基本无废水产生，仅在土壤回填过程中有部分扬尘产生。

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

表2.3-1　影响因素识别

影响因素	施工期					营运期					闭井期	
		废气	废水	固体废物	噪声振动	废气	废水	固体废物	噪声	风险事故	废气	固体废物
	占地	车辆废气施工扬尘、钻机和柴	生活污水	*	施工车辆	无组织挥发烃类、锅炉烟气	井下作业废水、采出水、生活污水	事故状态落地油、废润滑油、废防渗材料	井场抽油机、站场设备	油气泄漏起火爆炸、泄漏	构筑物拆卸扬尘	拆卸后的建筑垃圾
环境空气	○	+	○	+	○	++	○	+	○	+	+	+
地下水	○	○	+	+	○	○	++	+	○	+	○	○
声环境	○	○	○	○	+	○	○	○	++	○	○	○
土壤	++	+	+	+	○	+	+	+	○	++	+	+
植被	+	+	+	+	○	+	○	+	○	++	+	+
动物	+	+	○	+	+	++	○	+	○	+	+	+

*：弃土方、建筑垃圾、钻井泥浆和岩屑和废烧碱包装袋、废防渗材料、落地油

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	/	/	/	地表扰动面积及类型、生态系统完整性	/
钻井工程	施工期	SO_2、NOx、NMHC	/	pH值、挥发酚、耗氧量、氨氮、硫化物、氯化物、石油类、总硬度、溶解性总固体、钡、汞、砷、六价铬等	pH值、石油类、石油烃（C_6~C_9）、石油烃（C_{10}~C_{40}）、汞、砷、六价铬、土壤盐分含量等	/	昼、夜间等效声级
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	/

环境要素 单项工程	时期	大气	地表水	地下水	土壤	生态	噪声
	运营期	SO_2、NOx、NMHC、H_2S	/		石油烃（C_{10}~C_{40}）	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
油气处理工程	施工期	/	/	/	/	/	/
	运营期	/	/	/	/	/	/

2.4. 环境功能区划

2.4.1. 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、渭干河三角洲绿洲农业盐渍化敏感生态功能区（55）以及塔里木河上中游乔灌草及胡杨林保护生态功能区（59）。根据新水水保〔2019〕4号文件，项目所在区域属于塔里木河流域水土流失重点治理区及预防区。

2.4.2. 水环境

区域地表水体主要有塔里木河、英达里亚河、才拉木达利亚河、库车河支流萨依艾肯河及巴依孜库勒湖等。根据《中国新疆水环境功能区划》，塔里木河干流在本项目区段（沙雅县界至尉犁县界段）为农业用水，主导功能为农业、景观娱乐用水，水质目标为IV类，塔里木河执行《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中的IV类标准；英达里亚河是渭干河的一条分支河道，全长约100km，由西北向东南注入巴依孜库勒湖，才拉木达利亚河、萨依艾肯河是渭干河-库车河天然排洪河沟的下游河段，均属于季节性河流，根据《中国新疆水环境功能区划》，英达里亚河、巴依孜库勒湖、才拉木达利亚河、萨依艾肯河主要水体功能为灌溉，水质目标为III类。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. 环境空气

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

2.4.4. 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。

2.5. 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）及修改单二级标准。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	18	氨氮（以N计）（mg/L）	≤0.50
2	嗅和味	无	19	硫化物（mg/L）	≤0.02
3	浑浊度（NTU）	≤3	20	钠（mg/L）	≤200
4	肉眼可见物	无	21	总大肠菌群（MPN/100mL或CFU/100mL）	≤3.0
5	pH（无量纲）	5.5≤pH<6.5	22	菌落总数（CFU/mL）	≤100
6	总硬度（以CaCO3计）（mg/L）	≤450	23	亚硝酸盐（以N计）（mg/L）	≤1.0
7	溶解性总固体	≤1000	24	硝酸盐（以N计）（mg/L）	≤20.0
8	硫酸盐（mg/L）	≤250	25	氰化物（mg/L）	≤0.05
9	氯化物（mg/L）	≤250	26	氟化物（mg/L）	≤1.0
10	铁（mg/L）	≤0.3	27	碘化物（mg/L）	≤0.08
11	锰（mg/L）	≤0.10	28	汞（mg/L）	≤0.001
12	铜（mg/L）	≤1.00	29	砷（mg/L）	≤0.01
13	锌（mg/L）	≤1.00	30	硒（mg/L）	≤0.01
14	铝（mg/L）	≤0.20	31	镉（mg/L）	≤0.005
15	挥发性酚类（以苯酚计）（mg/L）	≤0.002	32	铬（六价）（mg/L）	≤0.05
16	阴离子表面活性剂（mg/L）	≤0.3	33	铅（mg/L）	≤0.01
17	耗氧量（CODMn法，以$_2$计）（mg/L）	≤3.0	34	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8.36~9.18，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《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
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	/	/	/	/

表2.5-4《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；NMHC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《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）中新建项目二级标准。具体标准限值要求见下表。

表2.5-5　大气污染物排放标准值

污染源	污染物	最高允许排放浓度（mg/m^3）	标准来源
加热炉烟气	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设施处理后，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》（DB65 4275-2019）表2中的B级标准。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2.5-6 《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（CODcr），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）及《新疆维吾尔自治区重点行业生态环境准入条件（2024年）》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，标准值见下表：

表2.5-7 回注水水质主要控制指标（SY/T5329-2022）

储层空气渗透率（μm²）	<0.01	（0.01,0.05)	(0.05,0.5)	(0.5,2.0)	≥2.0
水质标准分级	I	II	Ⅲ	Ⅳ	V
悬浮固体含量mg/L	≤8.0	≤15.0	≤20.0	≤25.0	≤35.0
悬浮物颗粒直径中值	≤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【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、《危险废物环境管理指南陆上石油天然气开采》（生态环境部公告2021年第74号）要求；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）要求中综合利用污染物限值要求，同时石油烃满足《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中表2第二类用地风险筛选值。危险废物鉴别执行《危险废物鉴别标准》（GB5085.1~7），危险废物贮存执行《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023），危险废物的转移依照《危险废物转移管理办法》及《危险废物收集、贮存运输技术规范》（HJ2025-2012）进行监督和管理。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）。生活垃圾执行《生活垃圾填埋场污染控制标准》（GB16889-2024）。

（5）重大危险源识别标准

本项目涉及危险物质主要是原油、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. 生态环境评价等级和评价范围

（1）评价等级

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

表2.6-1　生态环境评价等级判定

序号	导则要求	本项目	评价等级
a	涉及国家公园、自然保护区、世界自然遗产、重要生境时，评价等级为一级	不涉及	/
b	涉及自然公园时，评价等级为二级	不涉及	/
c	涉及生态保护红线时，评价等级不低于二级	不涉及	/
d	根据HJ2.3判断属于水文要素影响型且地表水评价等级不低于二级的建设项目，生态影响评价等级不低于二级	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	土壤生态型影响	不低于二

序号	导则要求	本项目	评价等级
	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	评价范围内有公益林分布	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	e）	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；同时线性工程涉及公益林时，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。

2.6.2. 地下水评价等级和评价范围

（1）评价等级

本项目属于陆地石油开采项目，项目内容包含钻井、井场建设及油气集输管线建设等。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；天然气开采按照II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，本项目采油井场为“I类建设项目”、配套管线为“II类建设项目”，详见表2.6-2。

表2.6-2　　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2.6-3　　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。

地下水环境影响评价工作等级划分见表2.6-4。

表2.6-4　　地下水环境影响评价工作等级划分

序号	工程名称	项目类别	和周边水源地关系	环境敏感程度	评价等级
1	采油井场	I	不涉及集中式及分散式饮用水水源地等	不敏感	二级
2	采油管线	II	不涉及集中式及分散式饮用水水源地等	不敏感	三级
3	掺稀管线	II	不涉及集中式及分散式饮用水水源地等	不敏感	三级
4	燃料气管线	III	不涉及集中式及分散式饮用水水源地等	不敏感	三级

综上，本项目采油井场地下水环境影响评价工作等级为“二级”、配套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），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，因此本项目根据地下水流向为西北向东南，选取项目区下游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. 地表水评价等级和评价范围

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. 土壤环境评价等级和评价范围

根据区域历史监测数据和现状实测数据，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，本项目采油井场为“I类建设项目”；配套管线为“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）”。经核算，本项目占地规模为“中型”考虑。

（3）建设项目敏感程度

①污染影响型

本项目周边涉及耕地、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）土壤环境生态影响评价工作等级判定

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018），土壤生态影响评价工作等级划分见表2.6-5。

表2.6-5　　土壤环境生态影响评价工作等级一览表

序号	项目名称	项目类别	土壤含盐量g/kg	环境敏感程度	评价等级
1	采油井场	I	>4	敏感	一级
2	采油管线	II	>4	敏感	二级
3	掺稀管线	II	>4	敏感	二级
4	燃料气管线	II	>4	敏感	二级

根据上表，本项目采油井场生态影响型土壤环境影响评价工作等级为一级、配套管线生态影响型土壤环境影响评价工作等级为二级。

（5）土壤环境污染影响评价工作等级判定

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018），土壤污染影响评价工作等级划分见表2.6-6。

表2.6-6　土壤环境污染影响评价工作等级一览表

序号	项目名称	项目类别	环境敏感程度	评价等级
1	采油井场	I	敏感	一级
2	采油管线	II	敏感	二级

3	掺稀管线	II	敏感	二级
4	燃料气管线	II	敏感	二级

综上，本项目采油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；采油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。

2.6.5. 环境空气评价等级和评价范围

（1）评价等级

本项目新增废气排放源主要为井场加热炉排放的废气和井场场界非甲烷总烃、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$D_{10\%}$。其中*Pi*定义为：

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

式中：P_i——第 *i* 个污染物的最大地面空气质量浓度占标率，%；

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

ρ_{0i}——第 *i* 个污染物的环境空气质量标准，μg/m³。一般选用 GB3095 中 1h 平均质量浓度的二级浓度限值，如项目位于一类环境空气功能区，应选择相应的一级浓度限值；对该标准中未包含的污染物，使用 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 2.6-7。

表2.6-7　评价工作等级

评价工作等级	评价工作分级判据
一级评价	Pmax≥10%
二级评价	1%≤Pmax<10%
三级评价	Pmax<1%

估算模式所用参数见表2.6-8。

表2.6-8　估算模型参数表

参数		取值
城市农村/选项	城市/农村	农村
	人口数（城市人口数）	/
最高环境温度（°C）		41.5
最低环境温度（°C）		-27.4
土地利用类型		其他草地/林地/天然牧草地/盐碱地
区域湿度条件		干燥
是否考虑地形	考虑地形	是
	地形数据分辨率（m）	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下表。

表2.6-9　估算模式计算结果表（有组织）

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
TH124144X	PM_{10}	0.678	450	0.151	6.97	122
	SO_2	2.125	500	0.425		
	NO_x	16.907	250	6.763		
TH103112X	PM_{10}	0.685	450	0.152		124
	SO_2	2.146	500	0.429		
	NO_x	17.076	250	6.830		
TH102118X	PM_{10}	0.698	450	0.155		124

	SO_2	2.189	500	0.438		
	NO_x	17.414	250	6.966		
TPT1129X	PM_{10}	0.688	450	0.153		118
	SO_2	2.157	500	0.431		
	NO_x	17.161	250	6.864		

表2.6-9（2）　　估算模式计算结果表（无组织）

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
TH124144X	NMHC	15.046	2000	0.752	2.898	35
	H_2S	0.284	10	2.842		
TH103112X	NMHC	15.347	2000	0.767		37
	H_2S	0.290	10	2.898		
TH102118X	NMHC	15.197	2000	0.760		37
	H_2S	0.287	10	2.870		
TPT1129X	NMHC	15.272	2000	0.764		35
	H_2S	0.288	10	2.884		
12-4计转站	NMHC	4.439	2000	0.222		21
	H_2S	0.074	10	0.740		

经计算可知，本项目最大占标率为：6.97（来自井场加热炉排放氮氧化物），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。

2.6.6. 声环境评价等级和评价范围

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《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。

2.6.7. 环境风险评价等级和评价范围

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。主要存在于密闭集输管线、掺稀管线以及燃料气管线内，主要风险单元为密闭集输管线。

根据“章节7.1”，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。

2.6.8. 各环境要素评价等级及范围汇总

综上，各环境要素评价等级及范围汇总详见表2.6-10。

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	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
2	地下水		井场：二级	项目区下游 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	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	井场：一级	占地范围内全部以及占地范围外 1km

		响型	管线：二级	管线两侧 0.2km
5	环境空气		二级	以各井场为中心，边长 5km 的矩形区域
6	声环境		二级	各井场边界外扩 200m
7	环境风险		简单分析	——

图2.6-1　评价范围图

2.7. 环境保护目标

2.7.1. 污染控制目标

根据工程排污特点和周围环境情况，确定本次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。

2.7.2. 环境保护目标

2.7.2.1. 生态保护目标

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、生态保护红线、新疆库车龟兹国家沙漠公园以及优先保护单元等。同时按照《建设项目环境影响评价分类管理名录》，将区域天然林、公益林、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。

表2.7-1 生态保护目标一览表

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
生态环境	重要物种	评价区域内保护动、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

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
	生态保护红线		塔里木河流域土地沙化防控与生物多样性维护生态保护红线区，项目距离最近的红线约100m，为侧钻老井，本项目新增占地均不在划定的生态保护红线内		按照《生态保护红线生态环境监督办法（试行）》（国环规生态〔2022〕2号）要求，确保生态保护红线生态功能不降低、面积不减少、性质不改变，提升生态系统质量和稳定性。本项目不得占用
	新疆库车龟兹国家沙漠公园		本项目均不在沙漠公园范围，新疆库车龟兹国家沙漠公园已划入生态保护红线，本项目距离最近井约2km		实行最严格的生态保护和管理，最大限度减少对生态环境的破坏和消极影响
	优先保护单元		本项目均在一般管控单元内。项目区周边分布的优先保护单元为库车市土地沙化生态保护红线区（ZH65290210003）、新疆库车龟兹国家沙漠自然公园一般控制区（ZH65290210006）及库车市一般生态空间（ZH65290210004），本项目均不占用		优先保护单元的设定旨在确保这些敏感区域得到最严格的保护，以维护生态系统的完整性和稳定性。在优先保护单元内，原则上不允许进行任何可能对生态系统造成损害的开发活动，本项目均不得占用
	其他环境敏感区	天然林	评价范围内	荒漠灌木植被	避让林地茂密区，按有关规定进行征占和补偿；施工区设置明显的作业区域标志，加强管理，把施工作业严格控制在作业区内

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
		公益林	评价范围内	国家及地方公益林，分布有以柽柳为主的灌木林，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
		基本农田	评价范围内	种植作物主要为棉花等经济作物	对基本农田采取避让措施，保障区域农业生产和生物安全，本项目不得在基本农田新增永久占地
		水土流失重点治理区	项目所在县域	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

2.7.2.2. 地下水保护目标

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016），地下水环境保护目标为潜水含水层和可能受建设项目影响且具有饮用水开发利用价值的含水层，集中式饮用水水源和分散式饮用水水源地，以及《建设项目环境影响评价分类管理名录》中所界定的涉及地下水的环境敏感区。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。地下水环境保护目标一览表见表2.7-2。

表2.7-2 地下水环境保护目标一览表

序号	保护目标名称	功能要求	环境保护要求
1	潜水含水层、具有饮用水开发利用价值的含水层	《地下水质标准》（GB/T14848-2017）III类	不对地下水产生污染影响

2.7.2.3. 地表水保护目标

根据《环境影响评价技术导则 地表水环境》（HJ 2.3-2018），水环境保护目标为饮用水水源保护区、饮用水取水口，涉水的自然保护区、风景名胜区，重要湿地、

重点保护与珍稀水生生物的栖息地、重要水生生物的自然产卵场及索饵场、越冬场和洄游通道，天然渔场等渔业水体，以及水产种质资源保护区等。根据调查，项目所在区域均不涉及上述导则所列的水环境保护目标，本评价将评价范围内的地表水体作为关心点。地表水环境保护目标一览表见表2.7-3。

表2.7-3　地表水环境保护目标一览表

序号	名称	相对位置	功能要求	环境保护要求
1	塔里木河	项目南部约5km	农业、景观娱乐用水，《地下水质标准》（GB/T14848-2017）IV类	不对地表水体产生污染影响
2	英达里亚河	项目南部约1.4km	灌溉，《地下水质标准》（GB/T14848-2017）III类	
3	才拉木达利亚河	项目东南约200m	灌溉，《地下水质标准》（GB/T14848-2017）III类	
4	库车河岔流萨依艾肯河	项目北部约3.5km	灌溉，《地下水质标准》（GB/T14848-2017）III类	
5	巴依孜库勒湖	项目东部约24m	灌溉，《地下水质标准》（GB/T14848-2017）III类	

2.7.2.4.　土壤保护目标

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，项目占地及外延5km范围保护项目区的土壤盐渍化程度不会加剧，评价范围0.2km内无土壤环境保护目标。土壤环境保护目标一览表见表2.7-4。

表2.7-4　土壤环境保护目标一览表

保护目标	方位及距离	功能要求
生态影响型		
评价范围内农田土壤	项目占地及外延5km范围	不对区域盐碱化程度进一步加深
评价范围内公益林土壤		
污染影响型		
耕地/基本农田、园地、牧草地、村庄	项目占地及外延1km范围	不对土壤环境功能产生明显不利影响

2.7.2.5.　大气保护目标

根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018），环境空气保护目标定义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，本项目评价范围内的环境空气保护目标主要为二类区中的农村地区中人群较集中的区域，执行《环境空气质量标准》（GB3095-2012）及修改单二级标准。环境空气保护目标一览表见表2.7-5。

表2.7-5　　环境空气保护目标一览表

保护目标	坐标		保护对象	保护内容	环境功能区	与工程位置关系		人口	户数
	X	Y				方位	距离		
喀让古二村	83.387	41.448	农村地区中人群较集中的区域	环境空气	二类区	W	与项目距离1.2km	280	70
库车塔里木乡	83.589	41.172		环境空气	二类区	S	与项目距离0.3km	3100	1000
库车种羊场	83.566	41.160		环境空气	二类区	S	与项目距离2.4km	100	30
博尔达希村	83.698	41.121		环境空气	二类区	NE	与项目距离0.4km	115	35
英达里亚村	83.608	41.275		环境空气	二类区	SW	与项目距离0.4km	165	43
油田生活基地	83.599	41.332		环境空气	二类区	SE	与项目距离0.8km	310	1
塔里木河流域土地沙化防控与生物多样性维护区	83.619284	41.109833	生态保护红线	其他需要特殊保护的区域	一类区	NE	与项目距离0.1km	/	/

2.7.2.6.　声环境保护目标

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。

2.7.2.7.　风险保护目标

《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018），本项目环境风险评价为简单分析，不设置评价范围，不对环境风险保护目标进行分析。

2.8. 评价内容和评价重点

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）环境保护措施技术经济及可行性论证。

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2.8-1。

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

3. 建设项目工程分析

3.1. 项目开发现状及环境影响回顾

3.1.1. 区块开发现状

本项目为老油区内滚动开发，在塔河油田的 10 区、11 区、12 区、TPT 区部署生产井，区块开发现状及回顾主要针对上述区块内容。

图3.1-1 本项目塔河油田区块位置关系图

3.1.1.1. 各区块主体工程建设情况

(1) 塔河油田 10 区

塔河油田 10 区从 2006 年开始按勘探开发历程主要经历了勘探阶段、油藏评价阶段和产能建设阶段。累计上报探明含油面积 349.98km^2，探明地质储量 2.5×10^{8}t，动用储量 1.8×10^{8}t，动用程度 71.7%，标定可采储量为 2872×10^{4}t，标定采收率为 15.9%。塔河油田 10 区隶属采油二厂，目前共有油气水井 316 口（油气生产井 281 口、注水井 20 口、长停井 1 口、封井 14 口），年产原油 104.05×10^{4}t，产气 0.53×10^{8}m^3，产水 66.18×10^{4}m^3，综合含水 54.5%，累计产油 1848.9×10^{4}t，采出程度 7.32%。

(2) 塔河油田 11 区

塔河油田 11 区行政归属阿克苏地区库车市境内，位于塔河油田的西南部，由采油三厂管理一区管辖。塔河油田 11 区内现有计转站 3 座。油气井共计 98 口，其中油气生产井 52 口，长停井 18 口，封井 28 口。

(3) 塔河油田 12 区

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%。

(4) 塔河油田托甫台区

截至目前托甫台区共有计转站 6 座（TP-1、TP-2、TP-10、TP-11、TP-13、TP-15）、混输泵站 3 座（TP-17、TP-18、TP-19）、计量间 10 座（TP-2、TP-3、TP-4、TP-5、TP-6、TP-7、TP8、TP-9、TP-13-1、TP-13-2）、注水增压站 1 座（TH1001）、油气井 306 口（油气生产井 233 口、长停井 5 口、三类封井 68 口）。区域内各类管线全长约 937km，油田主干道路 110km 及附属设施（采油三厂管理二区基地、采油一厂管理三区托甫基地、污水处理设施等）。

3.1.1.2. 各区块公辅工程建设情况

（1）给排水

塔河油田区域各井场、站场为无人值守井站场，以巡检人员为主，生产过程中不涉及用水。采油二厂、采油三厂厂部设置有基地，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。井下作业废液送至阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保处理站处理。

（2）供热

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

（3）供电

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

（4）集输管线及运输情况

目前塔河油田分布有一号联合站、二号联合站、三号联合站和四号联合站，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地层。

（5）内部道路建设情况

油田周边紧邻沙漠公路、库东公路，内部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；通井道路为砂石路面。

（6）储罐、运输及装载系统建设情况

塔河油田各井场不涉及储罐，现有储罐主要存在于各计转站、联合站，其中各计转站现状仅进行计量，原有建设的储罐仅作为应急措施备用，联合站内经过分离后的原油可进入联合站内缓冲罐暂存，也可直接通过管道外输。目前塔河油田内各井场均实现采出液管输，联合站分离后的采出水全部通过输水管线送至注水井回注地层，油、气通过单独管道外输，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《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）企业边界污染物控制要求，硫化氢满足《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。塔河油田各区块采出水经附近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

塔河油田各生活基地的生活污水均经各基地内的一体化污水处理设备处理，处理工艺采用预处理+RAAO+消毒+过滤工艺，混合后的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。塔河油田各采油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）阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站

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，2025年，由阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站进行运营管理。

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。

阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站废液处理系统设计废液处置能力处理能力为1430m^3/d（52.19万m^3/a），现状废液处置量约为505m^3/d（18.44万m^3/a）。

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，与本项目相关的各区块主要工程“三同时”执行情况表3.1-1~5、分别是塔河油田的10区、11区、12区、TPT区、站场的环保手续。

表3.1-1　塔河油田10区手续情况一览表

序号	项目名称	环评文件			验收文件		
		审批部门	文号	审批日期	验收单位	验收文号	验收时间
1	塔河油田10区奥陶系油藏开发建设工程	原自治区环境保护厅	新环自函〔2006〕134号	2006.4.4	原自治区环保厅	新环评价函〔2010〕586号	2010.9
2	塔河油田10区奥陶系油藏低品位储量第三期产能建设项目	原自治区环境保护厅	新环评价函〔2013〕491号	2013.6.14	原自治区环境保护厅	新环函〔2015〕1413号	2015.12.23
3	塔河油田10区奥陶系油藏低品位储量第四期产能建设项目	原自治区环境保护厅	新环评价函〔2013〕490号	2013.6.14	自主验收	--	2021.11.16
4	塔河油田10区奥陶系油藏低品位储量第五期产能建设项目	原自治区环境保护厅	新环函〔2014〕164号	2014.2	自主验收	-	2019.9
5	塔河油田10区奥陶系油藏第六期产能建设项目	原自治区环境保护厅	新环函〔2015〕418号	2015.4.24	自主验收	--	2019.9.4
6	塔河油田10区奥陶系油藏2015—2016年产能建设项目	原自治区环境保护厅	新环函〔2016〕930号	2016.7	自主验收	--	2019.1
7	塔河油田10区奥陶系油藏2018年第一期产能建设项目	阿克苏地区生态环境局	阿地环函字〔2019〕805号	2019.12	自主验收	--	2021.3
8	塔河油田10区奥陶系油藏2021年第一期产能建设项目	阿克苏地区生态环境局	阿地环函字〔2021〕315号	2021.7.29	自主验收	--	2022.11.15
9	塔河油田10区、11区2023年产能建设项目	新疆维吾尔自治区生态环境厅	新环审〔2023〕42号	2023.3.9	自主验收	--	-
10	塔河油田10、11、12区2025年产能建设项目	新疆维吾尔自治区生态环境厅	新环审〔2024〕252号	2024.11.27	建设中		
11	塔河油田10区环境影响后评价报告书	《关于中国石油化工股份有限公司西北油田分公司塔河油田10区环境影响后评价报告书备案意见的函》（新环环评函〔2021〕159号），2021年2月25日					

表3.1-2　塔河油田11区手续情况一览表

序号	项目名称	环评文件			验收文件		
		审批部门	文号	审批日期	验收单位	验收文号	验收时间
1	中石化西北油田分公司塔河油田11区开发建设工程	原新疆维吾尔自治区环境保护局	新环自函〔2007〕3号	2007.1.9	原新疆维吾尔自治区环境保护局	新环评价函〔2011〕116号	2011.2.12
2	塔河油田西南部古近系库姆格列木群滚动产能建设项目	原新疆维吾尔自治区环境保护厅	新环函〔2015〕304号	2015.3.31	原新疆维吾尔自治区环境保护厅	新环函〔2016〕2003号	2016.12.27
3	塔河油田10区、11区2023年产能建设项目	新疆维吾尔自治区生态环境厅	新环审〔2023〕42号	2023.3.9	自主验收中		
4	塔河油田10、11、12区2025年产能建设项目	新疆维吾尔自治区生态环境厅	新环审〔2024〕252号	2024.11.27	建设中		
5	塔河油田8、11区环境影响后评价报告书	《关于中国石油化工股份有限公司西北油四分公司塔河油田8、11区环境影响后评价报告书备案意见的函》（新环环评函〔2021〕161号），2021年2月25日					

表3.1-3　塔河油田12区手续情况一览表

序号	项目名称	环评文件			验收文件		
		审批部门	文号	审批日期	验收单位	验收文号	验收时间
1	塔河油田12区奥陶系油藏总体开发项目环境影响报告书	原新疆维吾尔自治区环境保护厅	新环评价函〔2010〕644号	2010年10月12日	自治区环境保护厅	新环评价函〔2012〕855号	2012年8月27日
2	塔河油田12区奥陶系油藏第三期开发项目环境影响报告书	原新疆维吾尔自治区环境保护厅	新环评价函〔2011〕619号	2011年7月14日	自治区环境保护厅	新环函〔2015〕914号	2015年8月12日
3	塔河油田12区奥陶系油藏第五期产能建设项目环境影响报告书	原新疆维吾尔自治区环境保护厅	新环评价函〔2013〕493号	2013年6月14日	自主验收	-	2021年11月15日
4	塔河油田12区开发地面工程先期	原新疆维吾尔自	新环监函	2008年3月7日	自治区环境保护厅	新环评价函	2010年9月21日

	配套项目环境影响报告书	治区环境保护厅	〔2008〕80号			〔2010〕587号	
5	塔河油田12区奥陶系油藏第六期产能建设项目环境影响报告书	原新疆维吾尔自治区环境保护厅	新环函〔2014〕165号	2014年2月13日	自主验收	西北油安〔2019〕348号	2019年9月4日
6	塔河油田12区奥陶系油藏第七期产能建设项目环境影响报告书	原新疆维吾尔自治区环境保护厅	新环函〔2015〕196号	2015年2月16日	自主验收	西北油安〔2019〕343号	2019年9月3日
7	塔河油田12区2024年产能建设项目	新疆维吾尔自治区环境保护厅	新环审〔2024〕31号	2024年2月21日	验收中		
8	塔河油田西部奥陶系2025年第二期产能建设项目地面工程	新疆维吾尔自治区环境保护厅	新环审〔2025〕125号	2025年5月22日	验收中		
9	塔河油田西部奥陶系油藏TH124107、TH122142X井等产能建设项目	新疆维吾尔自治区环境保护厅	新环审〔2025〕128号	2025年5月23日	验收中		
10	塔河油田10、11、12区2025年产能建设项目	新疆维吾尔自治区生态环境厅	新环审〔2024〕252号	2024.11.27	建设中		
11	塔河油田12区环境影响后评价报告书	《关于中国石油化工股份有限公司西北油分公司塔河油田12区环境影响后评价报告书备案意见的函》（新环环评函〔2021〕160号），2021年2月25日					

表3.1-4　塔河油田托甫台（TPT）手续情况一览表

序号	项目名称	环评文件			验收文件		
		审批部门	文号	审批日期	验收单位	验收文号	验收时间
1	塔河油田托甫台区块油气开发一期工程	原自治区环境保护厅	新环评价函〔2010〕653号	2010年10月18日	原自治区环境保护厅	新环评价函〔2012〕854号	2012年8月17日
2	塔河油田托甫台区块奥陶系油藏开发二期工程	原自治区环境保护厅	新环评价函〔2011〕616号	2011年7月12日	原自治区环境保护厅	新环函〔2015〕912号	2015年8月12日

3	塔河油田托甫台区块奥陶系油藏开发三期工程	原自治区环境保护厅	新环评价函〔2011〕1003号	2011年10月25日	原自治区环境保护厅	新环函〔2017〕53号	2017年1月9日
4	塔河油田托甫台区块奥陶系油藏开发四期工程	原自治区环境保护厅	新环函〔2014〕764号	2014年6月20日	自主验收	--	2021年12月10日
5	塔河油田托甫台区奥陶系油藏第五期产能建设项目	原自治区环境保护厅	新环函〔2015〕400号	2015年4月24日	自主验收	--	2019年9月3日
6	塔河油田托普台区奥陶系油藏第六期产能建设项目	原自治区环境保护厅	新环函〔2016〕929号	2016年7月19日	自主验收	--	2019年1月7日
7	中国石化西北油田分公司塔河油田托普台奥陶系油藏2017年产能建设项目	原自治区环境保护厅	新环函〔2017〕1131号	2017年7月24日	自主验收	-	2021年4月
8	塔河油田托甫台区块2020年第一期产能建设项目	阿克苏地区生态环境局	阿地环函字〔2020〕467号	2020年8月15日	自主验收	/	2023年11月10日
9	塔河油田奥陶系油藏2024年第五期侧钻项目环境影响报告书	新疆维吾尔自治区生态环境厅	新环审〔2024〕197号	2024年9月12日	-	-	-
10	塔河油田TP-6、TP-11站注水干线隐患治理工程	新疆维吾尔自治区生态环境厅	新环审〔2024〕262号	2024年12月9日	-	-	-
12	塔河油田托甫台区环境影响后评价报告书	2021年2月25日取得新疆维吾尔自治区生态环境厅备案意见（新环环评函〔2021〕166号）					

表3.1-5　本项目相关依托站场“三同时”执行情况表

区块	工程名称	项目名称	环评文件			验收文件		
			审批部门	文号	审批日期	验收单位	验收文号	验收时间
10区、	塔河油田	新疆塔里木盆地塔河油田	原新疆维吾尔自治	新环监函〔2002〕	2002年4月18	原新疆维吾尔	新环监函〔2002〕	2009年4月15日

12区	二号联合站	六区开发建设工程环境影响报告书	区环保局	68号		自治区环保局	68号	
		/	原新疆维吾尔自治区环境保护厅	新环函〔2015〕353号	2015年4月9	自主验收	/	2019年6月
	塔河油田四号联合站	塔河油田四号联合站及原有外输配套工程环境影响报告书	原国家环境保护局	新环评价函〔2012〕1152号	2012年11月16日	原自治区环境保护厅	新环函〔2015〕1183号	2015年11月3
11区、托甫台区	塔河油田三号联合站	塔河油田三号联合站建设工程	原新疆维吾尔自治区环境保护局	新环自函〔2006〕135号	2006年4月3日	原阿克苏地区环境保护局	阿地环函字〔2007〕19号	2007年1月29日
		塔河油田三号原油脱硫部分技术改造降耗增效工程	原新疆维吾尔自治区环境保护局	新环函〔2017〕2064号	2017年12月17日	自主验收	/	2021年3月26日
		塔河油田三号联注水系统改造增效工程	原阿克苏地区环境保护局	阿地环函字〔2018〕511号	2018年11月16日	自主验收	/	2021年6月18日
10区	10-6计转站	塔河油田10区奥陶系油藏开发建设工程	原新疆维吾尔自治区环境保护厅	新环自函〔2006〕134号	2006年4月4日	自主验收	/	分期第二批验收，2021年11月16日
	10-3站	中石化西北分公司塔河油田10区开发项目环境影响报告书	原新疆维吾尔自治区环境保护局	新环自函〔2006〕134号	2006.4.3	原新疆维吾尔自治区环保局	新环评价函〔2010〕586号	2010年9月21日
	10-9站	塔河油田10区奥陶系油藏低品位储量第三期产能建设项目	原自治区环境保护厅	新环评价函〔2013〕491号	2013.6.14	原自治区环境保护厅	新环函〔2015〕1413号	2015年12月23日
	12-6站	塔河油田12区奥陶系油藏东区产能建设项目环境影响评价报告书的批复	原自治区环境保护厅	新环监函〔2009〕151号	2009.4.14	原自治区环境保护厅	新环函〔2015〕909号	2015年8月12日
	12-8站	塔河油田12区奥陶系油藏东区产能建设项目环境影响评价报告书的批复	原自治区环境保护厅	新环监函〔2009〕151号	2009.4.14	原自治区环境保护厅	新环函〔2015〕909号	2015年8月12日
	12-1站	塔河油田12区开发地面工程先期配套项目环境影响报告	原新疆维吾尔自治区环境保护厅	新环监函〔2008〕80号	2008年3月7日	自治区环境保护厅	新环评价函〔2010〕587号	2010年9月21日

		书						
	12-9站	塔河油田12区奥陶系油藏总体开发项目环境影响报告书	原新疆维吾尔自治区环境保护厅	新环评价函〔2010〕644号	2010年10月12日	自治区环境保护厅	新环评价函〔2012〕855号	2012年8月27日
8区	8-4站	新疆塔里木盆地塔河油田8区奥陶系油藏开发建设工程	原自治区环境保护局	新环自函〔2005〕552号	2005年10月	自主验收	--	2021年12月
托甫台区	TP-11站	塔河油田托甫台区块奥陶系油藏开发二期工程	原自治区环境保护厅	新环评价函〔2011〕616号	2011年7月12日	原自治区环境保护厅	新环函〔2015〕912号	2015年8月12日
阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站	1	阿克苏塔河环保工程有限公司塔河油田受浸泥土无害化处置项目	原自治区环境保护厅	新环函〔2017〕1395号	2016年9月27日	原自治区环境保护厅	新环函〔2017〕58号	2017年1月10日
	2	阿克苏塔河环保工程有限公司（塔河油田）含油废弃物资源无害化综合回收利用撬装化项目	原自治区环境保护厅	新环函〔2017〕825号	2017年6月5日	自主验收	塔河验收字〔2021〕第 003号）	2021年9月16日
	3	阿克苏塔河环保工程有限公司受浸泥土、含油污泥、含油废弃物无害化资源化回收贮存处理利用配套项目	原阿克苏地区环境保护局	阿地环函字〔2018〕448 号	2018年10月22日	自主验收	/	2019年11月16日
	4	阿克苏塔河环保工程有限公司塔河油田绿色环保站废液处理及减量化系统改造工程	新疆维吾尔自治区生态环境厅	新环审〔2020〕242号	2020年12月16日	自主验收	智管家验收字〔2022〕第 036号	2022年7月31日
	5	塔河油田受浸泥土暂存池建设项目	阿克苏地区生态环境局	阿地环审〔2022〕44号	2022 年1月30日	自主验收	/	2022年7月31日
	6	阿克苏塔河环保工程有限公司含油废弃物资源无害化综合回收利用改扩建项目	新疆维吾尔自治区生态环境厅	新环审〔2022〕130号	2022年6月23日	自主验收	天越验收字〔2023〕5号）	2023年7月15日

3.1.3. 塔河油田各区块环境影响回顾评价

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。已建成的井场永久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明显不利影响，植被结构基本无变化；从土地利用类型来看，建设用地和耕地面积略有增加。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。

3.1.3.2. 水环境影响回顾评价

塔河油田各区块施工期钻井全部采用钻井泥浆不落地技术，钻井废水同泥浆进入泥浆不落地系统固液分离后，废水全部回用，不外排；管道试压废水试压结束后用于洒水抑尘；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。采出水经周边联合站污水处理系统处理。在井下作业过程中，作业单位自带回收罐回收作业废水，运至阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站运至卸液接收池，分离后由泵提升进入沉淀池，进行药剂混合、沉降分离，上清液进入过滤器，进入净化水池后回注。生产过程中产生的含油污泥和罐底油泥均委托有处置资质的单位进行处理，未对水环境产生不利影响。

塔河油田各区块按频次对地下水进行了自行监测，本次评价搜集塔河油田历年的环评、后评价报告与区块内地下水例行监测数据中地下水环境质量现状监测数据进行比对，石油类满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）III类标准要求。废水水质监测结果统计表见表3.1-6。

表3.1-6 废水水质监测结果统计表

采样地点	检测项目	单位	监测结果	标准	达标分析
二号联合站	悬浮固体含量	mg/L	22~25	30.0	达标
	含油量	mg/L	1.78~2.93	50.0	达标
	pH值	--	3.92~7.06	--	--
三号联合站	悬浮固体含量	mg/L	23~28	30.0	达标

	含油量	mg/L	0.36~6.19	50.0	达标
	pH值	-	7.17~7.19	--	--

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

3.1.3.3. 大气环境影响回顾评价

区域现有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《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）企业边界污染物控制要求，硫化氢满足《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。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执行《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。含油污泥及受浸土处置后的还原土执行《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。根据现场调查，各区块已有工程产生的固体废物基本得到妥善处置，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

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、硫化氢等。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。

采油二厂于2024年12月6日取得《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。采油三厂于2024年12月6日取得《中国石油化工股份有限公司西北油田分公司采油三厂突发环境事件应急预案》的备案证明，备案编号为652924-2024-062-M（沙雅县）、652923-2024-219-M（库车市）。塔河油田各采油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

根据调查及收集资料，采油二厂、采油三厂基本能做到排污口规范化。固体废物、危险废物贮存场所均设置有标志牌，废气排放口、噪声排放口规范化管理较规范，废气监测口的设置、噪声排放口标志牌设置符合国家和自治区的相关要求进行规范管理，并自行开展了相关监测。采油二厂、采油三厂按照《固定污染源排污许可分类管理名录（2019版）》规定的范围，已对加热炉等固定污染源办理了排污许可证。根据《排污口规范化整治技术要求（试行）》（环监〔1996〕470号）、《＜环境保护图形标志>实施细则》（环监〔1996〕463号）、《排污单位自行监测技术指南 总

则》（HJ819-2017）、《排污单位自行监测技术指南 陆上石油天然气开采工业》（HJ1248-2022），采油二厂、采油三厂进一步建立完善了自行监测制度及排污口规范化管理制度。采油二厂、采油三厂均已申领了排污许可证（采油二厂登记编号：91650000742248144Q083U，采油三厂登记编号：91650000742248144Q084U）。

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

区域退役设施采取措施如下：

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。

3.1.3.11. 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10区、11区、12区、TPT区均开展了环境影响后评价工作，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。

（1）塔河油田10区

根据《关于中国石油化工股份有限公司西北油四分公司塔河油田10区环境影响后评价报告书备案意见的函》（新环环评函〔2021〕159号），区块环境问题如下：

①部分生产井井场临时占地处于自然恢复状态，由于工程所在区域气候干旱，水土条件较差，植被恢复情况较差。

②井场遗留有弃渣没有及时地清运。督促施工单位，对井场临时占地及时进行场地平整，临时用地使用人应当自临时用地期满之日起1年内完成土地复垦，按照因地制宜的原则，恢复达到可供利用的条件，以利于植被恢复。钻井完成后，将“工完、料净、场地清”作为工程验收的标准之一。

（2）塔河油田11区

根据《关于中国石油化工股份有限公司西北油四分公司塔河油田8、11区环境影响后评价报告书备案意见的函》（新环环评函〔2021〕161号），区块环境问题如下：

①部分井场加热炉未设置规范采样平台及监测孔，须按照《排污口规范化整治技术要求(试行)》《锅炉大气污染物排放标准》(GB13271-2014)要求，按计划在保证安全的前提下，井场加热炉设置规范采样平台及监测孔；

②部分井场遗留有水泥块和随钻泥饼；油田工程服务中心及安全环保质量管理部按计划清理水泥块，破碎后综合利用；随钻泥饼清运综合利用；建议推广使用钢模基础，可重复利用，减少固废产生量。

（3）塔河油田12区

根据《关于中国石油化工股份有限公司西北油四分公司塔河油田12区环境影响后评价报告书备案意见的函》（新环环评函〔2021〕160号），区块环境问题如下：

①部分生产井井场临时占地处于自然恢复状态，由于工程所在区域气候干旱，水土条件较差，植被恢复情况较差。

②12区部分井场遗留有弃渣没有及时地清运。尚有21口井临时占地内的水泥块儿未清理或综合利用，须按计划对井场临时占地内的水泥块进行清理或综合利用，完成随钻泥饼的清理及综合利用，对井场临时占地及时进行场地平整，临时用地使

用人应当自临时用地期满之日起1年内完成土地复垦，按照因地制宜的原则，恢复达到可供利用的条件，以利于植被恢复，做到“工完、料净、场地清”。

3.1.4. 区域污染物“三废”排放情况

目前塔河油田各区已根据开采区块和集输情况，按照《固定污染源排污许可分类管理名录（2019年版）》（生态环境部令 第11号），完成了排污许可证的申领。本项目区域污染物排放统计了本项目涉及各区块现有工程（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3.1-7。

表3.1-7　各区块污染物排放情况一览表

类别	废气					废水	固废
	颗粒物	二氧化硫	氮氧化物	非甲烷总烃	硫化氢		
本项目涉及塔河油田区块现有污染物排放量	36.392	9.347	209.241	339.5	3.13	0	0

3.1.5. 环境问题及“以新带老”改进意见

截至2025年10月，塔河油田10区、11区、12区、托甫台区，已开展后评价工作并完成备案，针对后评价期间梳理的未进行验收的单井，已完成了验收工作。根据现行环境管理和技术规范要求，结合后评价报告、验收报告及现场调查情况，区域具体存在的问题如下：

（1）重点场站、储罐、装卸区密封点的VOCs的控制和管理措施不够完善；

（2）部分井场临时占地植被未恢复。

（3）信息公开不够规范，未定期公开企业环境管理信息，未能确保周边区域居民及时了解企业相关环保信息；

（4）土壤自行监测频次低，不满足自行监测频次及点位要求；

整改方案：目前存在的问题已纳入塔河油田2025年度～2026年度整改计划中，已落实到具体的责任部门，并明确了资金来源。建议整改方案如下：

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

2）健全环境信息公开制度。按照《企业环境信息依法披露管理办法》（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；

3）对井场临时占地及时进行场地平整，临时用地使用人应当自临时用地期满之日起1年内完成土地复垦，按照因地制宜的原则，恢复达到可供利用的条件，以利于植被恢复，做到“工完、料净、场地清”。

4）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。

3.2. 现有工程

3.2.1. 现有工程基本情况

本项目涉及老井60口，基本情况见表3.2-1。

表3.2-1　现有老井基本情况一览表

序号	井名	进站情况	所在区块	井型	与本项目关系
1	TH10203CH2	10-5站	10区	侧钻水平井	老井侧钻
2	TH10228CH	10-8站	10区	侧钻水平井	老井侧钻
3	TH10362CH2	10-4站	10区	侧钻水平井	老井侧钻
4	TH10311CH3	10-3站	10区	侧钻水平井	老井侧钻
5	TH12212CH	12-7站	12区	侧钻斜井	老井侧钻
6	TH12229CH	塔四联	12区	侧钻水平井	老井侧钻
7	TH122134CH	12-11计量掺稀混输泵站	12区	侧钻斜井	老井侧钻
8	TH12294CH2	12-11计量掺稀混输泵站	12区	侧钻水平井	老井侧钻
9	AD15CH	12-11计量掺稀混输泵站	12区	侧钻水平井	老井侧钻
10	TH122138CH	12-7站	12区	侧钻水平井	老井侧钻
11	TH12255CH2	12-7站	12区	侧钻水平井	老井侧钻
12	TH122124CH	12-11计量掺稀混输泵站	12区	侧钻斜井	老井侧钻
13	TH12284CH	12-7站	12区	侧钻水平井	老井侧钻
14	TH12331CH	12-12站	12区	侧钻斜井	老井侧钻
15	TH12335CH2	12-12站	12区	侧钻斜井	老井侧钻
16	TH12413CH	12-9站	12区	侧钻水平井	老井侧钻

序号	井名	进站情况	所在区块	井型	与本项目关系
17	TH12533CH	12-2站	12区	侧钻水平井	老井侧钻
18	TH12448CH	12-9站	12区	侧钻斜井	老井侧钻
19	TH12467CH	12-9站	12区	侧钻斜井	老井侧钻
20	TH12519CH	12-2站	12区	侧钻水平井	老井侧钻
21	TH12512CH	12-2站	12区	侧钻水平井	老井侧钻
22	TH12513CH	12-2站	12区	侧钻水平井	老井侧钻
23	TH10295CH2	10-6计量混输泵站	10区	侧钻井	老井侧钻
24	TH10412CH3	10-2站	10区	侧钻井	老井侧钻
25	TH10410CH3	8-4站	10区	侧钻井	老井侧钻
26	TH10297CH	8-3站	10区	侧钻井	老井侧钻
27	TP274CH3	TP-2站	TPT	侧钻井	老井侧钻
28	TP243CH2	TP-18站	TPT	侧钻井	老井侧钻
29	TK1113CH	11-1站	11区	侧钻井	老井侧钻
30	TH121117CH	12-5站	12区	侧钻井	老井侧钻
31	TH12578CH	12-2站	12区	侧钻井	老井侧钻
32	TS3-1CH	10-5站	10区	侧钻井	老井侧钻
33	TP136CH3	10-2站	TPT	侧钻井	老井侧钻
34	TP116CH2	TP6CH阀组	TPT	侧钻井	老井侧钻
35	T710CH2	10434站	10区	侧钻井	老井侧钻
36	TH123150CH	TH123149阀组	12区	侧钻井	老井侧钻
37	TH12557CH	12-16站	12区	侧钻井	老井侧钻
38	TH10293CH	8-4站	10区	侧钻井	老井侧钻
39	S116-1CH	TK1105	11区	侧钻井	老井侧钻
40	TP23CH	TP-11站	TPT	侧钻井	老井侧钻
41	TH12306CH	10-4站	12区	侧钻井	老井侧钻
42	TK1116CH	11-2计量间	11区	侧钻井	老井侧钻
43	TH12320CH	/	12区	侧钻井	老井利用
44	TH121195X	/	12区	斜井	老井利用
45	TH121196X	/	12区	斜井	老井利用
46	TH122160	/	12区	直井	老井利用
47	TH124128X	/	12区	斜井	老井利用
48	TH121155CH	12-4计转站	12区	侧钻井	老井侧钻

序号	井名	进站情况	所在区块	井型	与本项目关系
49	TH10355CH2	10-4站	10区	侧钻井	老井侧钻
50	TP159CH	TP-7计量间	TPT	侧钻井	老井侧钻
51	TH123164X	/	12区	斜井	老井利用
52	TP174CH	/	TPT	侧钻井	老井利用
53	TP1107CH	/	TPT	侧钻井	老井利用
54	S105-11XCX	11-1站	11区	侧钻井	老井侧钻
55	S108-1CX	捞油	11区	侧钻井	老井侧钻
56	T759-2HCX	T759计量间	11区	侧钻井	老井侧钻
57	TH121191H	/	12区	水平井	老井利用
58	TH122161	/	12区	直井	老井利用
59	TH122162	/	12区	直井	老井利用
60	TH122163	/	12区	直井	老井利用

本项目所涉及的现有井场内设备设施相似，单座井场油井设备设施如下表3.2-2所示。

表3.2-2　本项目油井井场主要设备一览表

序号	设备名称	型号	单位	数量
1	采油树/采气树	/	座	1
2	真空加热炉	200kW	座	1
3	高压节流阀	DN75,16MPa	套	1
4	流量控制仪	/	台	1
5	可燃气体检测报警仪	/	台	1

3.2.2. 现有工程污染物达标情况

（1）代表性油井

现有工程老井主要为真空加热炉烟气和井场无组织废气，井场无废水产生，噪声污染源为采油树等设备噪声，固废主要为落地油、废防渗材料等。

根据《塔河油田12区奥陶系油藏第五期产能建设项目竣工环境保护验收调查报告》，TH12361井场（与本项目井场相同）加热炉烟气中颗粒物平均浓度为9.88mg/m^3，二氧化硫未检出，氮氧化物平均浓度为55.67mg/m^3，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。

TH12364井（与本项目油井井场相同）四周厂界无组织废气中非甲烷总烃浓度在0.74mg/m^3～0.79mg/m^3，硫化氢浓度未检出，无组织排放非甲烷总烃执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中边界污染物控制要求；无组织排放H_2S执行《恶臭污染物排放标准》（GB 14554-93）中表1二级新扩改建项目标准。

TH12364井（与本项目气井井场相同）四周厂界噪声监测值昼间在46～48dB（A），夜间在41～43dB（A），厂界噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中的2类标准。

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

3.2.3. 现有工程周边生态恢复情况

现有工程老井已运行多年，集输管线在埋地敷设后进行了生态恢复措施，根据现场踏勘，井场周围及管线沿线植被已得到恢复。

3.3. 拟建工程

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2026年产能建设项目。

项目性质：滚动开发（改、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、沙雅县境内，西北距库车市市区约40km。涉及油田区块为塔河油田10、11、12区、TPT区，隶属塔河油田采油二厂、采油三厂管辖。

3.3.1.3. 建设规模

本项目在塔河油田的10区、11区、12区、TPT区部署88口井，其中新钻井28口、老井侧钻井48口、老井利用12口，新建采油井场28座、集输管线100.12千米，新增

井口燃气加热炉37台，新建掺稀管线、燃料气管线与集输管线同沟埋地敷设；12-4站新建电化学脱水装置1套及相关设施；配套建设电力、结构、通信、自控、防腐、道路等公辅工程。项目建成后预计新增原油产能48万吨/年，分别由采油二厂、采油三厂负责运营管理，油气处理及外输均依托已有地面设施。

3.3.1.4. 工程组成

本项目组成包括主体工程、公辅工程、环保工程、依托工程等；工程组成见下表：

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 2026 年产能建设项目			
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	改、扩建			
建设地点	阿克苏地区库车市、沙雅县			
产能规模	48×10^4t/a			
产　　品	原油、伴生气			
建设周期	24 个月			
项目内容	类型	单位	总计	备注
主体工程	钻前工程	座	28	性质为新钻井，对新钻井区域进行场地平整，新建通井道路，建设主副放喷池、活动房等
		座	48	性质为老井侧钻，依托老井原有场地及通井道路，场平后建设活动房等临时设施
	钻井工程	口	28	新钻井平均单井进尺 6767m，均为三开井身结构，附带四次分期侧钻，约 850m/次
		口	48	老井侧钻在已有井口及井身的基础上进行进钻，侧钻井平均进尺 850m，均为一开井身结构
	储层改造工程	口	76	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	88	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	40	新建井场永久占地规模 60m×75m，每个井场含 1 套采油（气）树、配电箱、燃气加热炉等设备和设施；老井利用在已建井场新增加热炉等设备和设施
	油气集输工程	km	100.12	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）同沟敷设
	燃气加热炉	座	37	均为 200kW 井口燃气加热炉，用于井口集输加热

项目	基本情况			
	站场改造	座	1	12-4 站南侧新建电化学脱水装置 1 台、稠油增压泵 2 台、质量流量计 2 套、电动调节阀 2 套、管道混合器 1 套、掺稀混配阀组 1 套、站外管道 0.2km（DN200）等
公辅工程	供电工程	/	/	依托区块已建电力设施
	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	/	/	依托区块已建通信设施
	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	15	依托区域已建油田道路，新建通井道路 15km，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：废水包括钻井废水、管线试压废水及生活污水。钻井废水主要为设备冲洗废水和机械冷却水等，罐车拉运至绿色环保站处理；酸化压裂返排液收集在酸液罐内，拉运至阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站处理；管线试压废水属于清净废水，试压完成后用于区域降尘；生活污水进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周边联合站处理，达标后回注油层，井下作业废液送阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站处理； 退役期：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：固废主要为钻井泥浆、钻井岩屑、酸化压裂返排液、生活垃圾、施工废料、废机油、废烧碱包装袋、废防渗材料、撬装式污水处理站产生污泥和土石方。①施工土方全部用于管沟和井场回填；从井口振动筛、离心机、旋流除砂器排出的钻井水基泥浆和岩屑进入随钻不落地处理系统，经加药、絮凝、压滤后的液相（即废弃钻井液）集中收集罐车拉运至阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站处理达标后回注油藏，不外排；分离后的固相经检测满足《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，同时石油烃满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地土壤污染风险筛选值要求后用于铺垫油区内的井场、道路等；②酸化压裂		

项目	基本情况		
		作业结束后返排的酸化压裂废液收集在酸液罐内，拉运至阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站处理。③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贮存点内，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；④施工废料应首先考虑回收利用，不可回收利用部分由库车绿能环保科技有限公司清运处置；⑤撬装式污水处理站产生的污泥经脱水装置脱水处理后，与生活垃圾一同由库车绿能环保科技有限公司拉运处置。 运营期：落地油和废防渗材料交阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站进行无害化处理；废润滑油委托持有危险废物经营许可证的单位接收处置； 退役期：退役期设备拆除过程中产生的落地油收集后送阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站妥善处置；	
	环境风险	施工期：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	
依托工程	油气集输和处理	塔河二号联合站	本项目部分生产井油气处理依托塔河二号联合站处理。塔河油田二号联合站于 2003 年 10 月建成投产，负责塔河油田 10 区（北）、12 区的油气处理任务
		塔河三号联合站	本项目部分生产井油气处理依托塔河三号联合站处理。塔河油田三号联合站于 2005 年 11 月建成投产，负责塔河油田 10 区（南）、11 区、TPT 的油气处理任务；目前三号联稀油处理已停用
		塔河四号联合站	本项目部分生产井原油处理、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（北）、12 区部分站库原油的集输和处理
		区内相关站场	10-2 站、10321 站、10-3 站、10434 站、10-4 站、10-5 站、10-6 计量混输泵站、10-8 站、11-1 站、11-2 计量间、12-10 计量掺稀混输泵站、12-11 计量掺稀混输泵站、12-12 站、12-16 站、12-2 站、12-4 站、12-5 站、12-7 站、12-8 站、12-9 站、8-3 站、8-4 站、T759 计量间、TH10321 泵站、TH121173 阀组、TH12284 阀组、TH123149 阀组、TH124104 阀组、TH124116 阀组、TH12441 阀组、TP-10 站、TP-11 站、TP-18 站、TP-2 站、TP6CH 阀组、TP-7 计量间
	采出水处理	二号联合站采出水	本项目 12 区、10 区的采出水处理部分依托二号联合站处理。分离后的含油污水采用“压力高效聚结斜管除油

项目	基本情况		
		处理系统	器＋沉降过滤”工艺处理达标后回注
		三号联合站采出水处理系统	本项目 10 区（南）、11 区、TPT 区的采出水处理依托三号联合站轻烃站处理。分离后的含油污水采用“压力高效聚结斜管除油器＋沉降过滤”工艺处理达标后回注
		四号联合站采出水处理系统	本项目 10 区（北）、12 区部分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	阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站	本项目产生的含油污泥、受浸土、废液，依托阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站处理。危险废物经营规模：120 万吨/年，其中，废液处理系统 50 万吨/年，减量化系统 10 万吨/年，含油污泥热相分离系统 60 万吨/年
		库车绿能环保科技有限公司	生活垃圾集中收集后定期由库车绿能环保科技有限公司清运、处置

3.3.1.5. 项目投资

项目总投资 235303 万元。

3.3.1.6. 劳动组织及定员

本项目建设周期 24 个月，在塔河油田 10 区、11 区、12 区、TPT 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，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。

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

(1) 塔河油田 10 区

塔河油田 10 区钻井揭示的地层由下至上发育中－下奥陶统、中奥陶统、上奥陶统、志留系、泥盆系、石炭系下统、三叠系、侏罗系下统、白垩系、第三系、第四系。海西早期受区域性挤压抬升形成向 WS 倾伏的 NE 向展布的大型鼻凸，经历长期剧烈的风化剥蚀，区内地层表现出明显的差异剥蚀与沉积。由南西向北东剥蚀程度逐渐增强，地层依次变薄，造成局部井区部分地层缺失。

通过 10 区完钻井地层对比分析，西部上奥陶统（O_3）覆盖区一间房组、鹰山组厚度稳定，向东北部逐渐剥蚀，厚度减薄，T737-S92 井区部分剥蚀，东部 TH10114X-S81 井区中奥陶统一间房组（$_2yj$）全部被剥蚀。

(2) 塔河油田 11 区

塔河油田 11 区位于塔河油田南部，以 S106 井为代表描述本区钻遇地层特征，自上而下分别为第四系（Q）、上新统库车组（N_2k）、中新统康村组（N_1k）、中新统吉迪克组（N_{1j}）、渐新统苏维依组（E_{3s}）、古－始新统库姆格列木群（$E_{1-2}km$）、白垩系下统巴什基奇克组（K_1bs）、白垩系下统卡普沙良群（K_1kp）、侏罗系下统（J_1）、三叠系上统哈拉哈塘组（T_3h）、中统阿克库勒组（T_2a）、下统柯吐尔组（T_1k）、石炭系下统卡拉沙依组（C_1k）、巴楚组（C_1b）、奥陶系上统桑塔木组（O_{3S}）、良里塔格组（O_{3l}）、恰尔巴克组（O_{3q}）、中统一间房组（O_{2yj}）、中－下统鹰山组（O_{1-2y}）。

(3) 塔河油田 12 区

塔河油田 12 区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（$_{2yj}$）、奥陶系中－下统鹰山组（O_{1-2y}），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。

(4) TPT 区块

塔河油田 TPT 区位于塔河油田西南部。区块整体呈北东高、南西低的构造斜坡，局部构造以中小规模低幅褶曲为主，主要发育 NNE 向、NNW 向两组断裂体系，依据断裂性质划分为三级不同规模断裂，主控断裂在差异受力作用下形成断续状分段特征。北部 TP8 井区在良里塔格组和桑塔木组顶面发育三条古水系；托甫台区以断控岩溶为主，纵向上有利缝洞体主要集中在 T74 以下 0~60m 范围内，以裂缝-孔洞型储层为主，平面上沿主控断裂呈带状、次级断裂带和断裂区局部成片状分布。

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，南接满加尔拗陷。

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

(1) 10 区碳酸盐岩油藏

塔河油田 10 区奥陶系油藏属于以弹性驱及弹性水压驱动为主，碳酸盐岩岩溶缝洞型轻-重质未饱和底水油藏。

(2) 11 区碳酸盐岩油藏

11 区东部 S106、S116-2、S117 等缝洞单元油藏类型为天然能量较为充足的底水裂缝-溶洞型碳酸盐岩轻质油藏；西部 TK1010 等缝洞单元为天然能量不足的裂缝-孔洞型和裂缝-溶洞型碳酸盐岩中质油藏；西南部 S112-2～TK1104～S114-3 缝洞单元主要为天然能量不足的裂缝型碳酸盐岩轻质油藏。

(3) 12 区、TPT 区碳酸盐岩油藏

塔河油田 12 区奥陶系油藏属于以弹性驱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。

(4) 12 区碎屑岩油藏

古近系姆格列木群油层砂体分布稳定，平面上含油范围受构造等深线和断层的控制，形成各自独立的油水系统，虽然各油藏内各井钻遇的油水界面高低有差，但温压系统是一致的，各自构成了一个独立的泄水系统。也为典型的受低幅度构造与断层控制的具有正常温度与压力的底水块状油藏。

白垩系舒善河组构造特征、储层结构类型、气水关系、流体性质、驱动类型、温压系统特征的综合分析认为，T759 井区白垩系舒善河组为受断裂、背斜构造控制的中孔、中渗孔隙型砂岩的边水凝析气藏。

3.3.2.4. 流体性质参数

(1) 塔河油田 10 区

10 区地面原油密度介于 0.8403～1.0756g/cm^3 之间，平均为 0.9725g/cm^3；由于轻、中、重质原油均有分布，原油运动粘度差异较大，南部轻质油运动粘度在 100mPa.s（30℃）以内，北部重质油运动粘度多在 10000～40000mPa.s（30℃）之间，地面流动性较差。平均含硫量 2.3%，平均含蜡量为 7.25%；含盐量介于 17～41200mg/L，平均 16517mg/L。硫化氢平均 5600mg/m^3。

10 区油田水的矿化度介于 89387～269896 mg/L，平均为 172476mg/L。水密度在 1.104g/cm^3 左右，属封闭环境下的高矿化度 $CaCl_2$ 型地层水。

10 区北部 T728、T738 及东北部的 S92 重质油井区地面天然气 CH_4 含量在 55.78%～88.01%，平均 75.3%，相对密度分布在 0.59～0.99 g/cm^3 之间，平均 0.84 g/cm^3。西南部轻-中质油井区地面天然气 CH_4 含量介于 50.1%～94.4%，平均 64.1%。相对密度分布在 0.621～0.906 g/cm^3 之间，平均 0.729 g/cm^3。

(2) 塔河油田 11 区

塔河油田 11 区 S106-3 井区奥陶系油藏地面原油密度介于 0.8308～0.8591g/cm^3，平均原油密度 0.8371g/cm^3，呈北高南低分布特征，是以轻质原油为主的低粘度、低硫、高含蜡的常规原油。天然气甲烷在 70.55%～83.26%之间，平均 78.12%；重烃（C_2+）含量较高，平均 23.04%，天然气中硫化氢含量与地面原油密度变化趋势类似，轻质油藏油井不含硫化氢或含量较低，北部重质油藏油井硫化氢含量增加。地层水属于封闭环境下的高矿化度地层水（平均 77988mg/L）。结合塔河油田 11 区所取得的 PVT 资料分析，该油藏属于以弹性驱及弹性水压驱动为主，碳酸盐岩岩溶缝洞型常规原油未饱和底水油藏，流体的油品性质较好，不需要掺稀可直接生产。

(3) 塔河油田 12 区

塔河 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%，C_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。

塔河 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。

(4) 塔河油田 TPT 区

托甫台区原油是以轻－中质原油为主的中等粘度、中等含硫、高含蜡的常规原油，平面上分布呈现北高南低的分布特征。塔河油田托甫台奥陶系油藏原油密度介于 0.8147～0.9647g/cm^3，平均 0.8744g/cm^3，属于轻－中质原油。因此，托甫台地区原油黏度中等，属于常规原油，流动性能较好；凝固点介于-34～-3.5℃，平均在-22.3℃；平均含硫 0.81%，平均含蜡量为 10.6%；含盐量介于 7.28～25437.08mg/L，平均 1691mg/L。

托甫台区天然气属于原油伴生气，气油比为 61-79m^3/t。根据伴生气性质，该区块各油井伴生气以烃类为主，总体是甲烷含量低、重烃（C_2+）含量高，其中甲烷含量在 51.98%～67.99%之间，平均 58.48%，相对密度在 0.8～0.899g/cm^3 之间，平均 0.855g/cm^3，重烃含量平均 34.9%，干燥系数为 2.14，N_2 含量平均 6.14%，C_2 含量平均 5.21%。天然气总体特征是甲烷含量低、重烃（C_2^+）含量高。

从地层水分析结果来看，托甫台区地层水均呈弱酸性，总矿化度在 86626～259375mg/L，平均 154537mg/L；地层水相对密度平均在 1.11g/cm^3；pH 值在 5.13～7.02，平均值为 6.0；Cl^-离子为 68876～159286mg/L，平均 94980mg/L；I－在 4～22mg/L，平均 10.75mg/L；Br－在 0～320mg/L，平均 56.9mg/L。据苏林（Sulin，1946）分类标准，全部属于 $CaCl_2$ 型水，属封闭环境下的高矿化度地层水，平面上呈现：北部 TP8-2～TK1063 井区和南部 TP12CX～TP39 井区地层水总矿化度高、

中部 TP7～TP124X 井区以及西部 TP229X～TP306X 井区地层水总矿化度低的趋势分布。

3.3.2.5. 掺稀油物性

本项目掺稀所需的稀油来自项目周边已建联合站，稀油的原油物性：原油密度0.8988g/cm³、黏度21.7m²/s（30℃），掺稀比约为2~4。

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下表：

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、井位分布、流体物性及产能规模，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二号、三号、四号联合站的原油脱水、污水处理等地面设施能力。本项目部属井均直接进入已建站场处理，原油、掺稀油、伴生气、燃料气等系统均依托已建系统进行集输，进行集输管线建设，侧钻井管线依托现有管线。

（1）井位部署

本项目井位部署详见下表：

表3.3-3　本项目井位部署一览表

序号	井名	进站	区块	油气井类别	井型	性质	厂别	行政区
1	TH102118X	10-6计量混输泵站	10区	油井	斜井	新井	二厂	库车市
2	TH10203CH2	10-5站	10区	油井	侧钻水平井	老井侧钻	二厂	库车市
3	TH10228CH	10-8站	10区	油井	侧钻水平井	老井侧钻	二厂	库车市
4	TH103112X	10321站	10区	油井	斜井	新井	二厂	库车市
5	TH10362CH2	10-4站	10区	油井	侧钻水平井	老井侧钻	二厂	库车市
6	TH10311CH3	10-3站	10区	油井	侧钻水平井	老井侧钻	二厂	库车市
7	TH12212CH	12-7站	12区	油井	侧钻斜井	老井侧钻	二厂	库车市
8	TH12229CH	塔四联	12区	油井	侧钻水平井	老井侧钻	二厂	库车市
9	TH122164	四号联阀组	12区	油井	直井	新井	二厂	库车市
10	TH122166X	12-11计量掺稀混输泵站	12区	油井	斜井	新井	二厂	库车市
11	TH122134CH	12-11计量掺稀混输泵站	12区	油井	侧钻斜井	老井侧钻	二厂	库车市
12	TH12294CH2	12-11计量掺稀混输泵站	12区	油井	侧钻水平井	老井侧钻	二厂	库车市
13	TH122165	12-11计量掺稀混输泵站	12区	油井	直井	新井	二厂	库车市
14	AD15CH	12-11计量	12区	油井	侧钻水平	老井侧	二	库车

序号	井名	进站	区块	油气井类别	井型	性质	厂别	行政区
		掺稀混输泵站			井	钻	厂	市
15	TH122138CH	12-7站	12区	油井	侧钻水平井	老井侧钻	二厂	库车市
16	TH12255CH2	12-7站	12区	油井	侧钻水平井	老井侧钻	二厂	库车市
17	TH122124CH	12-11计量掺稀混输泵站	12区	油井	侧钻斜井	老井侧钻	二厂	库车市
18	TH12284CH	12-7站	12区	油井	侧钻水平井	老井侧钻	二厂	库车市
19	TH12331CH	12-12站	12区	油井	侧钻斜井	老井侧钻	二厂	库车市
20	TH12335CH2	12-12站	12区	油井	侧钻斜井	老井侧钻	二厂	库车市
21	TH124129X	TH124116阀组	12区	油井	斜井	新井	二厂	库车市
22	TH12413CH	12-9站	12区	油井	侧钻水平井	老井侧钻	二厂	库车市
23	TH124133H	TH124104阀组	12区	油井	水平井	新井	二厂	库车市
24	TH124134	12-11计量掺稀混输泵站	12区	油井	直井	新井	二厂	库车市
25	TH124138X	12-10计量掺稀混输泵站	12区	油井	斜井	新井	二厂	库车市
26	TH124136X	TH124104阀组	12区	油井	斜井	新井	二厂	库车市
27	TH124139X	12-11计量掺稀混输泵站	12区	油井	斜井	新井	二厂	库车市
28	TH124140	12-11计量掺稀混输泵站	12区	油井	直井	新井	二厂	库车市
29	TH124141X	12-11计量掺稀混输泵站	12区	油井	斜井	新井	二厂	库车市
30	TH124131X	12-10计量掺稀混输泵站	12区	油井	斜井	新井	二厂	库车市
31	TH124144X	12-10计量	12区	油井	斜井	新井	二	库车

序号	井名	进站	区块	油气井类别	井型	性质	厂别	行政区
		掺稀混输泵站					厂	市
32	TH124143X	12-10计量掺稀混输泵站	12区	油井	斜井	新井	二厂	库车市
33	TH124142	12-10计量掺稀混输泵站	12区	油井	直井	新井	二厂	库车市
34	TH124135X	TH124104阀组	12区	油井	斜井	新井	二厂	库车市
35	TH124130X	TH124116阀组	12区	油井	斜井	新井	二厂	库车市
36	TH124137X	TH124104阀组	12区	油井	斜井	新井	二厂	库车市
37	TH124132X	TH124104阀组	12区	油井	斜井	新井	二厂	库车市
38	TH12533CH	12-2站	12区	油井	侧钻水平井	老井侧钻	二厂	库车市
39	TH12448CH	12-9站	12区	油井	侧钻斜井	老井侧钻	二厂	库车市
40	TH12467CH	12-9站	12区	油井	侧钻斜井	老井侧钻	二厂	库车市
41	TH12519CH	12-2站	12区	油井	侧钻水平井	老井侧钻	二厂	库车市
42	TH12512CH	12-2站	12区	油井	侧钻水平井	老井侧钻	二厂	库车市
43	TH12513CH	12-2站	12区	油井	侧钻水平井	老井侧钻	二厂	库车市
44	TH103113X	10-3计转站	10区	油井	斜井	新井	二厂	库车市
45	TH10295CH2	10-6计量混输泵站	10区	油井	侧钻井	老井侧钻	三厂	库车市
46	TH102119X	10-6计量混输泵站	10区	油井	斜井	新井	三厂	库车市
47	TH10412CH3	10-2站	10区	油井	侧钻井	老井侧钻	三厂	库车市
48	TH10410CH3	8-4站	10区	油井	侧钻井	老井侧钻	三厂	库车市
49	TH10297CH	8-3站	10区	油井	侧钻井	老井侧钻	三厂	库车市
50	TH102120X	8-3站	10区	油井	斜井	新井	三厂	库车市

序号	井名	进站	区块	油气井类别	井型	性质	厂别	行政区
51	TP274CH3	TP-2站	TPT	油井	侧钻井	老井侧钻	三厂	沙雅县
52	TP243CH2	TP-18站	TPT	油井	侧钻井	老井侧钻	三厂	沙雅县
53	TP1129X	TP-10站	TPT	油井	斜井	新井	三厂	库车市
54	TK1113CH	11-1站	11区	油井	侧钻井	老井侧钻	三厂	库车市
55	TH121117CH	12-5站	12区	油井	侧钻井	老井侧钻	二厂	库车市
56	TH12578CH	12-2站	12区	油井	侧钻井	老井侧钻	二厂	库车市
57	TS3-1CH	10-5站	10区	油井	侧钻井	老井侧钻	二厂	库车市
58	TP136CH3	10-2站	TPT	油井	侧钻井	老井侧钻	三厂	库车市
59	TP116CH2	TP6CH阀组	TPT	油井	侧钻井	老井侧钻	三厂	库车市
60	T710CH2	10434站	10区	油井	侧钻井	老井侧钻	三厂	库车市
61	TH123150CH	TH123149阀组	12区	油井	侧钻井	老井侧钻	二厂	库车市
62	TH12557CH	12-16站	12区	油井	侧钻井	老井侧钻	二厂	库车市
63	TH10293CH	8-4站	10区	油井	侧钻井	老井侧钻	三厂	库车市
64	S116-1CH	TK1105	11区	油井	侧钻井	老井侧钻	三厂	库车市
65	TP23CH	TP-11站	TPT	油井	侧钻井	老井侧钻	三厂	库车市
66	TH12306CH	10-4站	12区	油井	侧钻井	老井侧钻	二厂	库车市
67	TK1116CH	11-2计量间	11区	油井	侧钻井	老井侧钻	三厂	库车市
68	TH121155CH	12-4计转站	12区	油井	侧钻井	老井侧钻	二厂	库车市
69	TH12320CH	TH12316CH井	12区	油井	侧钻水平井	老井利用	二厂	库车市
70	TH121195X	TH121173阀组	12区	油井	斜井	老井利用	二厂	库车市
71	TH121196X	12-8计转站	12区	油井	斜井	老井利用	二厂	库车市

序号	井名	进站	区块	油气井类别	井型	性质	厂别	行政区
72	TH122160	TH12284阀组	12区	油井	直井	老井利用	二厂	库车市
73	TH124128X	TH12441阀组	12区	油井	斜井	老井利用	二厂	库车市
74	TH10355CH2	10-4站	10区	油井	侧钻井	老井侧钻	二厂	库车市
75	TP159CH	TP-7计量间	TPT	油井	侧钻井	老井侧钻	三厂	沙雅县
76	TH103114X	TH10321泵站	10区	油井	斜井	新井	三厂	库车市
77	TH123164X	12-12站	12区	油井	斜井	老井利用	二厂	库车市
78	TH103115X	TH10321泵站	10区	油井	斜井	新井	三厂	沙雅县
79	TH103116X	TH10321泵站	10区	油井	斜井	新井	三厂	沙雅县
80	TP174CH	TP-7计量间	TPT	油井	侧钻井	老井利用	三厂	库车市
81	TP1107CH	TP-2站	TPT	油井	侧钻井	老井利用	三厂	沙雅县
82	S105-11XCX	11-1站	11区	油井	侧钻井	老井侧钻	三厂	库车市
83	S108-1CX	/	11区	油井	侧钻井	老井侧钻	三厂	库车市
84	T759-2HCX	T759计量间	11区	油井	侧钻井	老井侧钻	三厂	库车市
85	TH121191H	12-4计转站	12区	油井	水平井	老井利用	二厂	库车市
86	TH122161	串接TH12334井	12区	油井	直井	老井利用	二厂	库车市
87	TH122162	四号联阀组	12区	油井	直井	老井利用	二厂	库车市
88	TH122163	四号联阀组	12区	油井	直井	老井利用	二厂	库车市

图3.3-1　项目平面布置图

3.3.3.2. 开发指标预测

本项目开发指标预测见下表。年生产天数按300天计。

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）
新钻井	28	31.99	48	0.246
老井侧钻	48			
老井利用	12			
合计	88			

3.3.3.3. 主要技术经济指标

本项目主要技术经济指标见下表：

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	口	28	88
		老井侧钻	口	48	
3		老井利用	座	12	
4		原油总产量	10^4t/a	48	
5		伴生气总产量	$10^8m^3/a$	0.246	
6		集输管线	km	100.12	
7		井场道路	km	15	
8		新井总钻尺深度	10^4m	31.99	
9		储层改造工艺	/	酸化压裂	
10	能耗指标	年电耗量	10^4kWh/a	7524	
11		钻井耗水量	$m^3/100m$	21.9	
12		运营期天然气消耗量	万 m^3/a	630	
13	综合指标	总投资	万元	235303	
14		环保投资	万元	8625	
15		总用地面积	hm^2	189.81	
16		永久占地面积	hm^2	19.35	
17		临时用地面积	hm^2	170.46	
18		劳动定员	人	无人值守	
19		工作制度	h	7200	

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
1	井场	120m×110m	hm^2	78.72	新钻井单个井场规格110m×120m，永久占地面积为4500m^2（60m×75m），临时占地面积为8700m^2。临时占地内将修建钻井平台以及主、副两座放喷池等；新钻井涉及永久占地及临时用地、老井侧钻仅新增临时用地、老井利用井场不涉及新增占地
2	钻井平台	--	套	76	新钻井+侧钻井
3	主放喷池	100m^3	座	28	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，老井利旧
	副放喷池	100m^3	座	28	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，老井利旧
4	磺化岩屑池	300m^3	座	76	暂存磺化岩屑；新建，“环保防渗膜+水泥压边”防渗
5	撬装式污水处理站	处理规模20m^3/d	座	76	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	3192	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

本项目新钻井平均单井进尺6767m并附加四次侧钻、侧钻井平均单井进尺850m，采用裸眼完井方式完井。

工程钻井作业采用电钻机，通过钻机、转盘、钻杆、带动钻头切削地层，同时泥浆由泥浆泵经钻杆向井内注入井筒冲刷井底，利用其粘性将岩屑带至地面，整个

过程重复进行，使井不断加深，直至目的层井深。钻井中途需要停钻，以便起下钻具更换钻头、下套管、固井、替换钻井液和检修设备。若工程施工期为冬季，为防止泥浆罐内泥浆结冰冻结，需对泥浆罐进行保温，工程施工期泥浆罐保温采用电伴热，钻井期间供电从附近电网引入，柴油发电机作为备用电源。项目钻井过程中需使用水基泥浆和磺化泥浆，泥浆切换过程中无需对泥浆罐清洗。

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

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2座放喷池（主、副两座放喷池均为200m^3）；

每座井场（油/气井）设置钻井平台1套，钻井废弃物不落地处理系统1套及临时生活区。侧钻井不新增永久占地，仅新增临时占地。钻井平面布置见图3.3.4-1。

图3.3.4-1　钻井期井场平面布置示意图

（2）井身结构

本项目28口新钻井均采用三级井身结构、后续滚动侧钻均为一开井身结构，48口老井侧钻均为一开井身结构，具体各类井身结构见下表。

表 3.3-7　三级直井典型井身结构设计表

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	至井底	-	-	地面	裸眼完井（酸压完井）

表 3.3-8　三级斜井典型井身结构设计表

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	60	508	60	地面	常规固井
一开	346.1	800	273.1	799	地面	一级固井

二开	241.3	6148（斜）/6124（垂）	193.7	5945	地面	二开造斜点 5930m，双级固井，双级箍位置4800m±
三开	149.2	至井底	-	-	地面	裸眼完井（酸压完井）

表 3.3-9　一开次侧钻井典型井身结构设计表

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
一开	149.2	+875.9	/	/	/	-

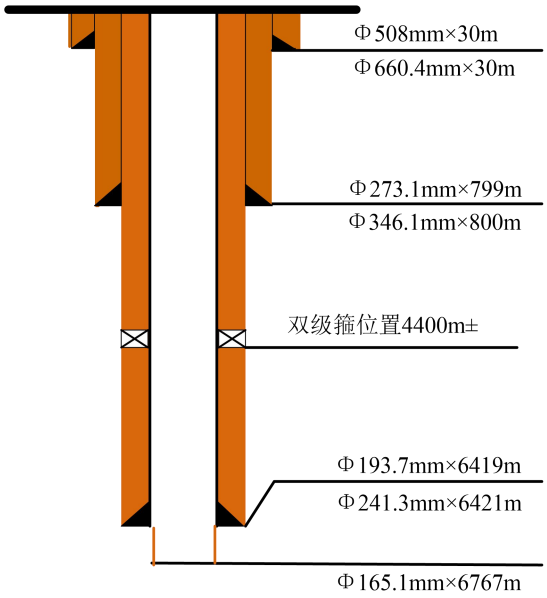

图 3.3-4　三级直井井身结构设计图

图 3.3-5　三级斜井井身结构设计图

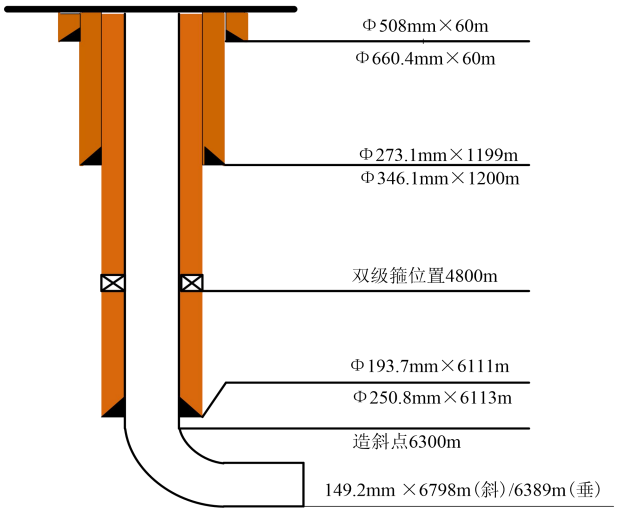

图 3.3-6　三级水平井井身结构设计图

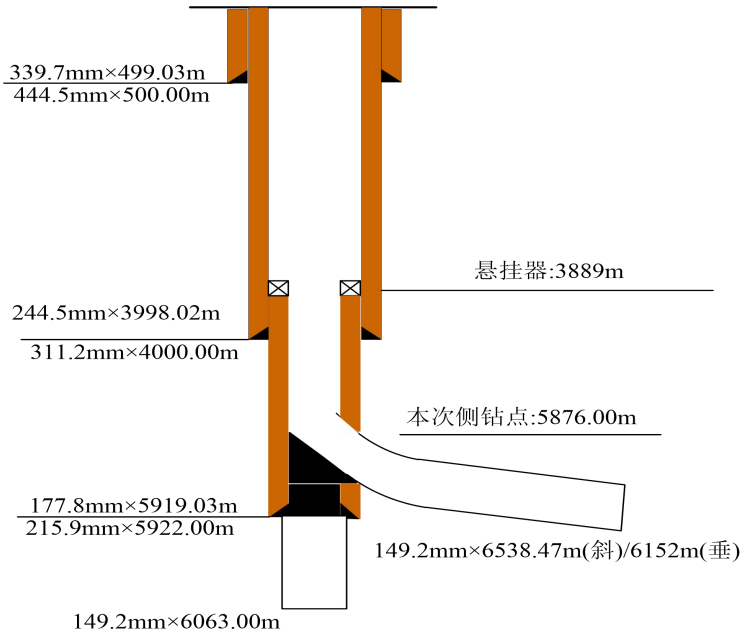

图3. 3-7　一开次侧钻井井身结构设计表

（3）钻井液

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

（4）固井方案

本项目侧钻井口采用套管+筛管完井。根据腐蚀环境，考虑套管头不长期直接接触流体，结合现场实际情况，选择EE级套管头。

（5）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

况见下表：

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。

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。

图3.3-8 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，本项目油气集输系统采用一级/三级布站方式，即：单井－计量阀组间/计转站-联合站（塔河油田各区块）。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）井场

本项目井场永久占地面积为4500m^2，新建井场内安装采油树（采气树）、加热炉等生产设施；侧钻老井利用原有地面生产设施；老井利用仅井场内新增1台200kW燃气加热炉、场外配套相关生产管线。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/阀组站，最终均通过管网输送至二号、三号、四号联合站处理。

图3.3-9　塔河油田区块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，新井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；新井采用井口加热集输工艺，井场各设置200kW加热炉一台。

本项目集输工程主要工程量汇总见下表：

表3.3-11　　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	100.12	DN100 20#钢+耐高温涂层，4.0MPa
2	单井掺稀管线	km	100.12	20G无缝钢管Φ60x7,4.0MPa
3	单井燃料气管线	km	100.12	20#无缝钢管 Φ48×4,4.0MPa
4	井口200kW燃气加热炉	台	37	28座新建井场及9口老井利用井

3.3.4.5.　站场工程

在12-4站南侧新建1台电化学脱水装置，新建稠油增压泵2台（75m^3/h，2MPa，135kW）对处理合格稠油进行增压，新建质量流量计2套（PN25/DN80）、电动调节阀2套（PN25/DN80）、管道混合器1套（PN25/DN200）、掺稀混配阀组1套、站外管道0.2km（DN200）、密度检测等。

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各自区块水源井供水，通过气压供水装置向站内各个用水点供水。

（2）排水

施工期产生的废水主要为钻井废水、储层改造的酸化、压裂返排液、管线试压废水和生活污水。钻井废水主要为设备冲洗废水和机械冷却水等，罐车拉运至绿色环保站处理；酸化压裂返排液收集在酸液罐内，拉运至阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站处理；管线试压废水属于清净废水，试压完成后用于区域降尘；施工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》（DB 65 4275-2019）表二的B级标准后用于生活区、井场及通井路降尘。

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周边联合站处理，达标后回注油层，井下作业废液送阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站处理；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

塔河油田建有完善的电力系统，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，可以满足本项目供电需求。

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

项目所在区域路网发达，不考虑设置主干路，本项目新建井场道路从就近已有油田道路直线引接。新建井场道路合计15km，用砂石路面结构，路面宽约4.5m，路基宽6m。

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。

3.3.5.7. 供热工程

拟建项目钻井期生活区供暖方式采取电采暖。

运营期塔河油田各区块采用井口加热集输工艺，加热对象为采出液，通过燃气真空加热炉加热后外输。加热炉使用的燃料气来源于各联合站经过净化后的天然气。燃料气低位发热值约为33.812MJ/m^3。

3.3.6. 硫平衡

根据建设单位提供的塔河油田10区、11区、12区、TPT区块的油藏资料，塔河油田10区、12区、TPT区的伴生气硫化氢平均浓度为19879mg/m^3，本项目最高年伴生气产生量约0.264×$10^8$$m^3$/a，据此核算出本项目伴生气中硫化氢最大量为524.806t/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。

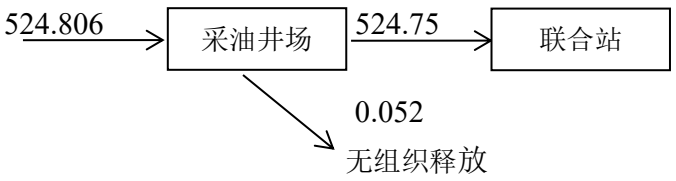

图3.3.6-2 本项目硫平衡图（t/a）

3.3.7. 依托工程

本项目依托工程主要包括塔河油田二号联合站、三号联合站、四号联合站以及阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站等，各依托工程基本情况介绍如下。依托工程与项目位置关系见表 3.3.7-1，见图 3.3.7-1 本项目依托工程位置关系图。

表3.3.7-1 本项目与依托工程关系位置情况一览表

序号	依托工程	位置关系
1	塔河油田二号联合站	项目区部10km
2	塔河油田三号联合站	项目区内
3	塔河油田四号联合站	项目区内
4	阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站	项目区东部18km

3.3.7.1. 塔河油田二号联合站及轻烃站

塔河油田二号联合站和二号轻烃站于 2002 年 4 月 18 日取得原新疆维吾尔自治区环境保护局批复（新环监函〔2002〕68 号），2009 年 4 月 15 日对二号联合站进

行第一次扩建，取得原新疆维吾尔自治区环境保护局批复（新环监函〔2009〕151号），并于2015年8月12日取得备案意见（新环函〔2015〕909号）；第二次扩建工程于2015年4月9日取得原新疆维吾尔自治区环境保护厅批复（新环函〔2015〕353号），2019年6月进行了自主验收。

（1）二号联合站

塔河油田二号联合站包括原油处理系统和污水处理系统，主要负责塔河油田6区、7区、10区、12区油区的原油处理任务。包括2套原油处理装置。

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

流程描述：接转站进站原油加药后进加热炉加热，温升至75℃后进油气三相分离器进行油、气、水三相分离，含水原油脱除一部分游离水和伴生气后，含水≤15%的原油进入脱硫塔进行脱硫，然后进入一次沉降罐和二次沉降罐沉降脱水，含水小于5%的原油经脱水（硫）泵提升进加热炉，温升至80℃后进入原油储罐，在原油储罐静止沉降后排底水，合格原油外输至输油首站，沉降出的污水自压进入污水处理系统。

塔河油田二号联合站污水处理工艺采用斜管除油器加核桃壳过滤除油工艺，处理后的废水经过500m^{3}缓冲罐进入外输泵房，全部用于油井回注。二号联采出水系统位于二号联合站内东侧区域，呈长方形，自北向南可依次分为采出水处理区（主要是采出水接收罐、核桃壳过滤器、电化学预氧化装置、缓冲罐、加药装置等）、罐底水回收区（主要是回收池）。工艺流程为：二号联合站处理污水处理系统主要生产流程：含油污水→接收罐→污水提升泵→压力高效聚集除油器→核桃壳过滤→储水罐→外输注水站。

（2）二号联合站轻烃站

二号联轻烃站主要负责二号联来气、6、7区来气及10区北、12区伴生气主管网来气的处理，采用“压缩机增压+湿法脱硫+分子筛脱水+丙烷、膨胀机制冷+DHX分馏”等工艺将进站高含硫原料气进行增压、脱硫、脱水、制冷、分馏等处理，最终形成净化气、液化石油气及I号稳定轻烃等产品。

天然气处理流程：天然气来自原油装置区→原料气分离器→一级压缩机→酸气预分离器→酸气过滤分离器→MDEA 吸收塔→净化气分离器→二级压缩机→净化气分水器→分子筛前置聚结器→分子筛干燥器→粉尘过滤器→膨胀机增压端→增压出口冷却器→主换热器→丙烷蒸发器→副换热器→低温分离器→膨胀机膨胀端入口→低温吸收塔→副换热器→主换热器→外输压缩机组→干气外输

液化气、轻烃生产流程：低温吸收塔→低温泵（部分回流）→脱乙烷塔顶部→塔底重沸器（部分回流）→轻油换热器→液化气塔中→塔底重沸器→轻油换热器→轻油冷却器→储罐

↓

液化气塔顶部→回流罐→回流泵→液化气储罐

（3）二号联采出水处理系统

塔河油田二号联合站污水处理工艺采用斜管除油器加核桃壳过滤除油工艺，处理后的废水经过500m^{3}缓冲罐进入外输泵房，全部用于油井回注。二号联采出水系统位于二号联合站内东侧区域，呈长方形，自北向南可依次分为采出水处理区（主要是采出水接收罐、核桃壳过滤器、电化学预氧化装置、缓冲罐、加药装置等）、罐底水回收区（主要是回收池）。工艺流程为：二号联合站处理污水处理系统主要生产流程：含油污水→接收罐→污水提升泵→压力高效聚集除油器→核桃壳过滤→储水罐→外输注水站。

（4）依托可行性分析

本项目中10区（北）、12区的部分井场采出液经新建管线输送至就近计转站后，最终输送至二号联合站进行处理。二号联合站位于项目区东部。分离出的天然气送二号联合站轻烃站进行处理。拟建项目采出水水质与二号联合站采出水系统接收的水质基本相同，二号联采出水处理装置可处理本项目井场采出水。根据统计，塔河油田二号联合站原油处理能力390万吨/年，目前处理量为350万吨/年，富余处理能力为40万吨/年，天然气处理能力15万立方米/天，目前实际处理气量约为12万立方米/天，富余处理能力为3万立方米/天，采出水处理能力5000立方米/天，目前实际处理量为4800立方米/天，富余处理量为200立方米/天。塔河油田二号联合站原油、轻烃站天然气、采出水富余量可以满足本项目中10区（北）、12区的部分井场新增采出物处理要求，依托可行。

3.3.7.2. 塔河油田四号联合站

（1）基本情况

塔河油田四号联合站于2012年11月16日取得原国家环境保护局批复（新环评价函〔2012〕1152号），于2015年11月3日取得原自治区环境保护厅竣工环境保护验收意见（新环函〔2015〕1183号）。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，由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。

四号联合站设计原油处理规模260×10^4t/a，混合液处理规模400×10^4t/a，污水处理规模4800m^3/d，原油处理采用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，合格原油通过新建外输管道输送至装车末站外销。伴生气通过压缩机增压后外输至二号联轻烃站进行脱硫和轻烃回收。

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。

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。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：四号联合站内油站分离出的含油污水进入2座1000m^{3}一次除油罐初步除油除悬浮物后，出水进入2座200m^{3}污水缓冲罐，出水投加混凝剂、絮凝剂经过提升加压后进入压力混凝沉降罐，在此去除悬浮物及剩余污油，出水投加阻垢剂后进入3座φ3.0m全自动双滤料过滤器，进一步除油除悬浮物，最终确保水质达到回注标准，滤后水投加杀菌剂后进入2座500m^{3}外输缓冲罐，后由外输泵提

升并投加缓蚀剂和阻垢剂后至 12-12 计转泵站附近分水阀组。

（2）四号联采出水处理系统

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

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

3.3.7.3. 塔河油田三号联合站及轻烃站

（1）环保手续

塔河油田三号联合站包括原油处理站和轻烃处理站，三号联于 2006 年 4 月 3 日取得原新疆维吾尔自治区环境保护局批复（新环自函〔2006〕135 号），2007 年 1 月 29 日取得原阿克苏地区环境保护局竣工环境保护验收意见（阿地环函字〔2007〕19 号）；扩建工程于 2007 年 4 月 28 日取得原新疆维吾尔自治区环境保护局批复（新环监函〔2007〕137 号），2010 年 12 月 27 日取得原新疆维吾尔自治区环境保护局竣工环境保护验收意见（新环评价函〔2010〕939 号）。

（2）处理工艺

①三号联合站原油处理站

塔河油田三号联合站主要担负塔河油田 8 区、10 区南、11 区、TP 片区及外围新增区块单井采出液的处理任务，集原油破乳，油气分离，脱硫，沉降脱水，污水处理以及回灌等多功能于一体，设计原油处理规模分别 180×10⁴t/a，污水处理规模为 6500m³/d；截至目前，原油实际处理规模为 125×10⁴t/a，采出水 6058m³/d。

现三号联合站为全稀油生产模式，主要对外输送中质油，为塔河油田主力片区超稠油的开采提供有力保障。

原油处理工艺流程：稠油、稀油在经过分离器初步处理后在分离器出口完成混

配，混配后的中质油进入脱硫塔一段进行脱硫后再依次进入一次沉降罐及二次沉降罐沉降脱水，脱水后的原油通过脱水泵提升进入加热炉区再次加热升温至75℃后，进入脱硫塔二段再次脱硫并进入净化油罐储存，最后经过脱水、脱硫的净化原油一部分输送至TK835装车站用于单井掺稀，剩余部分外输至二号联合站后外输。

天然气处理工艺流程：进站原油经过两相、三相分离器分出的伴生气，经伴生气分离器分离，伴生气分离器稳定压力为0.3MPa，与三号联负压区伴生气汇合后通过伴生气汇管去三号联轻烃站处理。

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

②三号联轻烃站

三叠联轻烃站集原料气增压、天然气脱硫及硫磺回收、天然气脱水、冷凝分离、凝液分馏、外输气增压及辅助生产装置等多项功能于一体，采用先进的MDEA胺法脱硫技术，硫磺回收采用自循环LO-CAT工艺。主要担负塔河油田8区、10区南、11区、托甫台区伴生气的处理任务。主要功能是生产高附加值的液化气和轻烃产品，并为下游用户提供合格的天然气。

三号联轻烃处理站设计最大处理天然气$60\times10^4m^3/d$；主要产品为干气、轻烃和液化气，设计外输干气量$42.91\times10^4m^3/d$，液化气产量103.3t/d，轻烃产量47t/d。干气作为采油三厂所辖站场自用燃料气及发电三厂燃料气；轻烃和液化气全部外销；副产品为硫磺外运。截至目前，天然气实际处理$52\times10^4m^3/d$。

（3）依托可行性分析

本项目的采出液最终输至塔河油田二号联合站、三号联合站、四号联合站处理。联合站依托可行性分析情况如下表所示：

表3.3.7-3　　联合站原油处理系统数据平衡表

类型	名称	最大处理能力	现状实际处理量（万t/a）	剩余处理能力（万t/a）	本工程新增最大产能（t/d）	可依托性

原油（t/d）	二号联合站	10600	13863	0	1600	可以依托
	四号联合站	16000	11854	4146		
	三号联合站	6000	4167	1833		

综上可知，本项目的采出液依托塔河油田二号联合站、三号联合站、四号联合站处理可行。

3.3.7.4. 阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站及依托可行性分析

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

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

阿克苏塔河环保工程有限公司于 2005年8月正式成立，注册资本为5000万元人民币，于2009年12获得了原新疆维吾尔自治区环境保护厅颁发的危险废物经营许可证。业务范畴涵盖油区生态污染治理、土壤修复服务污水处理及其再生利用；以及针对化工物料及矿物油污染的受浸土壤、含油污泥油田废液（含压裂返排液）、废泥浆（水基、油基）、钻井泥浆不落地、废化剂、一般固废的回收、储存、处置及资源化利用。阿克苏塔河环保工程有限公司厂区总占地面积约 35 公顷，经营许可证编号：6529230040，危险废物经营规模：120万吨/年，其中，废液处理系统50万吨/年，减量化系统10万吨/年，含油污泥热相分离系统60万吨/年。

表3.3.7-8 阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站处理类别、处置能力

运营单位	危险废物经营代码	经营许可证有效期限	危险废物经营类别	危险废物经营代码
阿克苏塔河环保工程有限公司	6529230040	2022年1月27日至2027年1月26日	HW08	071-001-08、071-002-08、072-001-08、251-001-08、251-002-08、251-003-08、251-004-08、251-005-08、251-006-08、251-010-08、251-011-08、900-210-08、900-249-08

阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站处理资质及处置类别涵盖了本项目HW08危险废物的落地油、废防渗材料，处置能力能够满足项目要求，目前阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站已建设完成并投入运行，因此，本项目危险废物中落地油、废防渗材料委托阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站接收处置可行。

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等内容，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15km，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

新井施工期60天，老井侧钻施工期40天，24h连续作业。

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

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

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。

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

录井：钻井至设计井深中段开始进行录井以记录钻井过程中的所有地质参数，

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

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

钻井作业施工过程排污节点分析如下：

废水污染源主要为生活污水、钻井废水，根据目前油气田钻井实际情况，钻井期间产生的设备冲洗废水和机械冷却水，集中收集罐车拉运至塔河绿色环保站处理；生活污水经钻井期间临时生活区新建的撬装式污水处理设施处理达标后，用于荒漠灌溉；噪声污染源主要为泥浆泵及钻机噪声，采取基础减振等降噪措施；固体废物主要为钻井岩屑、钻井泥浆、含油废物、废烧碱包装袋、撬装式污水处理站产生污泥及生活垃圾，根据目前西北油田分公司钻井工程的要求，从井口振动筛、离心机、旋流除砂器排出的钻井水基泥浆和岩屑进入随钻不落地处理系统，经加药、絮凝、压滤后的液相（即废弃钻井液）集中收集罐车拉运至阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站处理达标后回注油藏，不外排；分离后的固相处理后经检测满足《油气田含油污泥及钻井固体废物处理处置控制要求》（DB65/T3997-2017）要求后，同时石油烃满足《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中表2第二类用地风险筛选值后，用于铺垫油区内的井场、道路等。酸化压裂作业结束后的酸化压裂废液收集在罐内，拉运至塔河油田绿色环保站处理。含油废物桶装密闭收集，废烧碱包装袋折叠打包收集，均暂存于井场撬装式危废暂存间内，定期由钻井队委托有资质单位接收处置。撬装式污水处理站产生污泥收集、合规暂存，和生活垃圾一同委托库车绿能环保科技有限公司清运处置。

（2）储层改造工程

储层改造工程主要包括射孔、酸化压裂以及后续的测试放喷等。

①射孔

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

②酸化压裂

酸化压裂主要用于油层的改造。将按比例配制好的压裂液、酸化液由压裂车及酸罐车拉运至井场暂存，通过混砂车将压裂液及支撑剂按一定比例混合后，利用地面加压泵组，向地层注入高于地层破裂压力的前置液，随即在井底附近产生高压，当压力超过井壁附近地应力和岩石抗张强度后，在地层中形成裂缝，继续将带有支撑剂（石英砂、陶粒）的压裂液注入裂缝中，支撑剂留在地层中，形成填砂（或陶粒）裂缝带。造成人工裂缝后，继续泵注酸液，依靠酸液和地层的不均匀溶蚀，把裂缝壁面刻蚀成凹凸不平的表面，可提高油层渗透性，从而达到增产的目的。停泵后，酸化压裂废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站处理。

③测试放喷

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

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

储层改造工程排污节点分析如下：储层改造工程主要废气为放喷天然气燃烧产生的废气及施工机械尾气。生活污水经钻井期间临时生活区新建的撬装式污水处理设施处理后，用于荒漠灌溉。酸化压裂废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。固体废物为生活垃圾，由库车绿能环保科技有限公司拉运处置。

（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

本项目新增井口燃气加热炉均用于井口集输加热。井场设备安装首先需对占地进行场地平整，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

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。

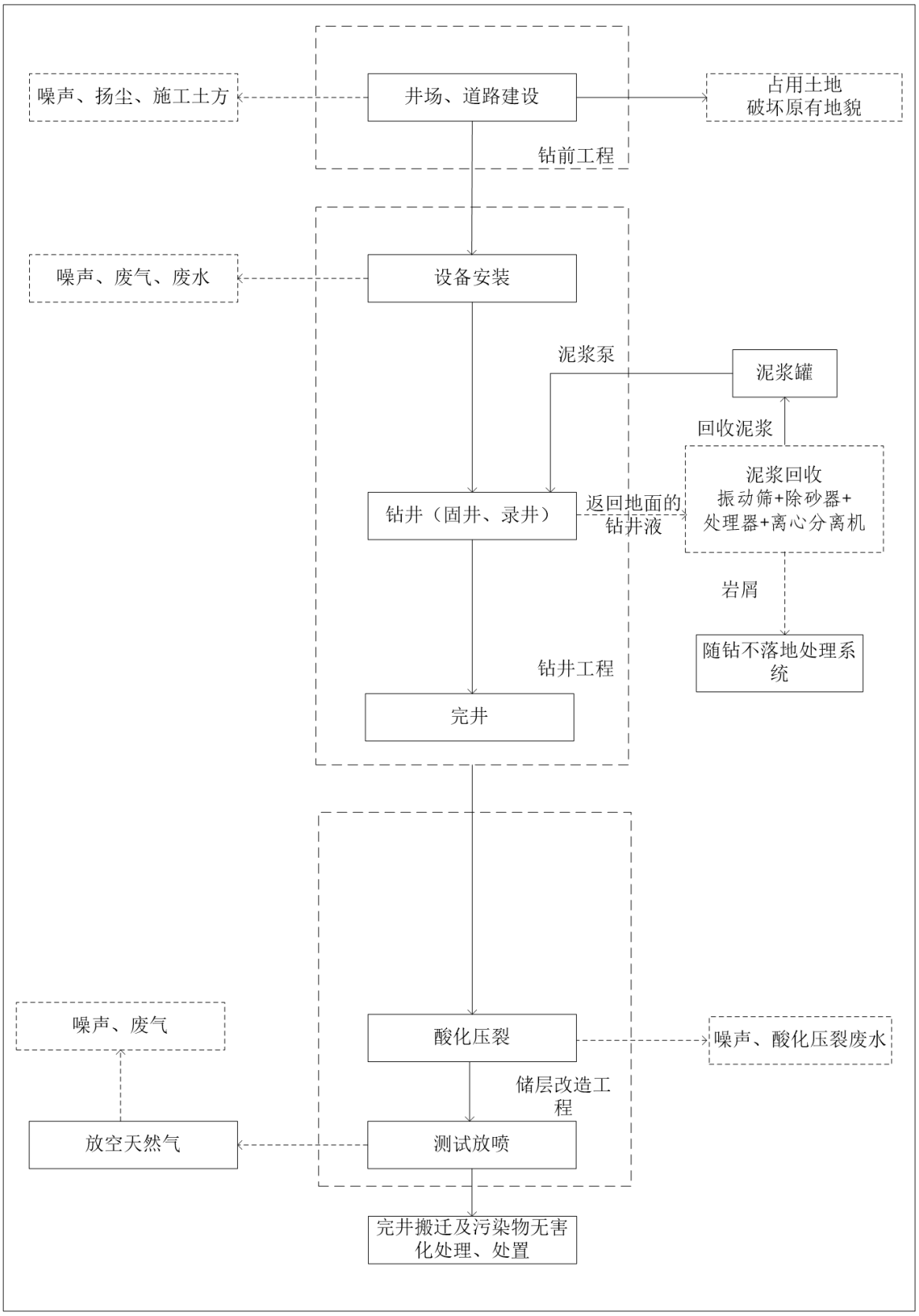

图3.4-1钻前工程、钻井工程及储层改造工程工艺流程及污染物排放示意图

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。

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3.4-2。

图3.4-2　　管线施工工艺流程及产污环节示意图

图3.4-3 管道施工作业带断面布置图

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，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。

c.洪沟穿越

本项目所在区域由北向南依次为12区、10区、11区、TPT区，跨度范围大，其中不乏洪沟分布，本项目所在区域处于渭-库三角洲绿洲与塔里木河冲洪积平原之间的平坦过渡地带，地势缓、高差较小，项目所穿越的洪沟均属季节性含水沟，旱季无水，有水时水力差较小、流动性较低，穿越方式采用旱季大开挖、雨水季顶管方式穿越，以具体施工现场含水情况为准，穿越段管线保护采取管壁加厚，并设置保

护套。本项目共有8次穿越洪沟，穿越长度共计225m。其中，顶管穿越方式是一种非开挖施工方法，即在工作坑内借助顶进设备产生的顶力，克服管道与周围土壤的摩擦力，将管道按设计坡度顶入地层中，并将土方运走。该方式施工具有不破坏现有地表，减少开挖土方，不会对洪沟水流走向造成明显影响等优点。

本项目穿越洪沟管道埋深不小于沟底以下1.2米，穿越段管线保护采取管壁加厚，并设置保护套，非正常状态下，油气管道内层破裂后，外层敷有保护套将起到防止油气外泄的作用，同时泄漏的原油和天然气首先会进入管道外的保护套内，发生事故时将管内残留的原油及天然气抽出，由罐车拉至联合站处理，不会有原油及天然气泄漏至玻璃钢管之外，亦不会造成因原油泄漏而污染地表水。

顶管穿越施工设备主要包括千斤顶、高压液压站、工具管、顶铁以及挖土设备等。施工工艺包括测量放线、作业坑开挖、设备安装、测量纠偏、顶进作业、土石开挖、浆注等工序。

顶管工作开始后要连续施工，不宜中途停止，同时应尽量衔接工序，减少停顶时间，避免推进阻力的增大，直至顶进到规定长度。套管安装完毕后，用测量仪器对套管进行测量，套管检查合格后，将设备、顶铁、轨道吊出操作坑，拆除后背靠墙。然后将主管道穿进套管，用推土机和吊装机配合，按设计要求进行主管线穿越。主管穿越、连头、检测合格后立即按照设计要求进行封堵。管道安装完毕检查合格后进行回填，清理施工现场，恢复原有地貌。

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。

3.4.1.2. 运营期

（1）采油工程

塔河油田10区、11区、12区、TPT区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，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

塔河油田10区、11区、12区、TPT区需要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。本项目掺稀所需的稀油来自项目周边已建联合站，稀油的原油物性：原油密度0.8988g/cm^3、黏度21.7m^2/s（30℃），掺稀比约为2~4。

图3.4-5 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二号、三号和四号联合站。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。运营期塔河油田各区块油气集输工艺流程示意图见图3.4-6。

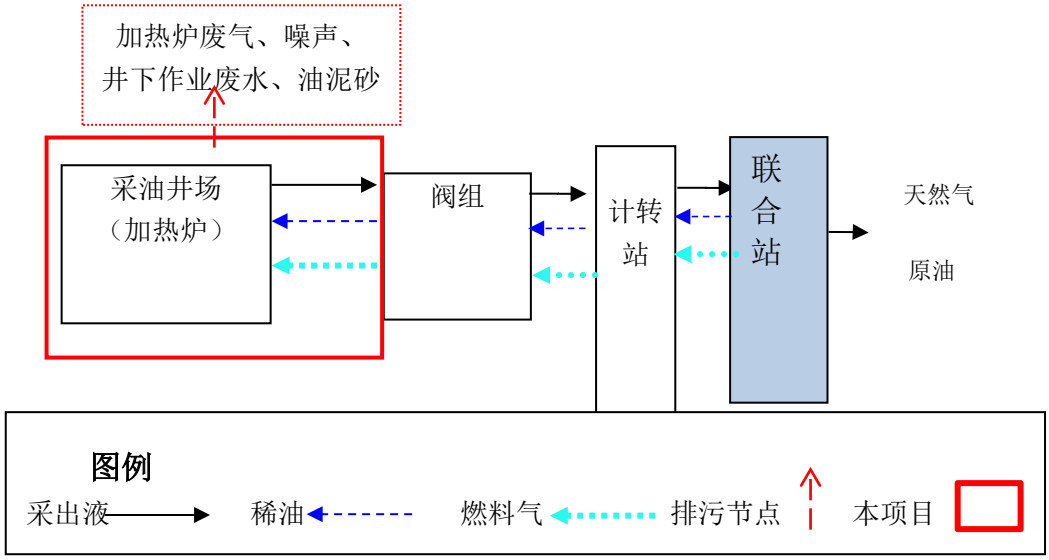

图3.4-6　运营期塔河油田各区块油气集输工艺流程示意图

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建筑垃圾填埋场填埋处置。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。退役期，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3.4-8。

图3.4-8　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

本项目生态影响因素主要体现在项目占地中。项目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。临时占地包括管沟施工便道的临时占地，施工结束后临时占地可恢复原有使用功能；永久占地主要为井场及道路的永久占地。

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189.81hm^2，其中永久占地19.35hm^2、临时用地

170.46hm^2，占地类型有灌木林地、牧草地、沙地、盐碱地等。详见下表：

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
		永久占用	临时使用	合计	
1	井场	12.60	66.12	78.72	本项目在塔河油田的 10 区、11 区、12 区、TPT 区部署油井进行滚动开发，井场永久占地面积为 4500m^2（60m×75m）、临时用地面积为 8700m^2。仅新井新增永久占地、老井仅新增临时用地、老井利用井场不涉及新增占地。井场工程占地类型为灌木林地、牧草地、盐碱地等
2	集输管线	0	80.10	80.10	掺稀管线、燃料气管线与集输管线同沟敷设，作业带范围 8m。占地类型为灌木林地、牧草地、盐碱地、沙地等
3	临时生活区	0	18.24	18.24	每个井场临时生活区占地面积 2400m^2，占地类型为草地、盐碱地
4	井场道路	6.75	6.00	12.75	新建通井道路 15km，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，占地类型为草地、盐碱地
合计		19.35	170.46	189.81	/

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包括施工扬尘、施工车辆尾气、焊接废气、钻井工程废气和储层改造废气。

①施工扬尘

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

②施工车辆尾气

在油气田地面工程施工中使用多种燃油机动设备和运输车辆，会产生机械设备和车辆内燃机燃料燃烧废气，其污染物主要有颗粒物、SO_2、NO_X等。施工机械和运输车辆运行时间一般都较短，从影响范围和程度来看，施工机械废气对周围大气环境的影响是有限的。

③焊接废气

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

④钻井工程废气

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

测试放喷期间油气通过分离器分离，油水混合物进入油水罐储存，分离出的气体燃烧放空，当伴生气含有硫化氢时，通过燃烧转化成二氧化硫，可有效降低毒性气体的毒性。天然气放空产生的废气量取决于该井目的层天然气含量和测试放喷期间释放量，依据具体情况设定测试放喷时间，一般为1～2d。

⑤储层改造废气

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

（2）废水污染源

施工期产生的废水主要为钻井废水、储层改造的酸化、压裂返排液、管线试压废水和生活污水。

①钻井废水

钻井废水主要为钻台、钻具、设备等的冲洗水以及钻井泵等机械冷却废水。主要污染物有悬浮物、石油类、COD等，可循环使用，量很少且间歇排放。

根据塔河油田多年运行的数据可知，钻井期间产生设备冲洗和机械冷却水的最大量约为100m^3/口。本项目钻井工程涉及76口，钻井期间共产生约7600m^3设备冲洗废水和机械冷却水，集中收集罐车拉运至塔河绿色环保站处理。

②储层改造的酸化、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76口钻井压裂返排液产生量为33288m^3，储层改造过程中产生的压裂返排液排入回收罐中，运至阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站处理，处理达标后回注。

③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。试压废水按照每千米 2.5m^3 计算，本项目新建油气集输管线 100.12km，掺稀、燃料气管线同沟敷设，合计试压废水量约为 750.9m^3，因单根管线长度较短，不考虑损耗量，主要污染物为 SS。试压结束后可用作场地降尘用水。

④生活污水

本项目施工期单井施工人员约 50 人，新井施工期 60 天，老井侧钻施工期 40 天，同时新井附加四次分期侧钻考虑，每人每天生活用水最高按 100L 计算，生活用水总量为 40400m^3，生活污水排放量按用水量的 80%计，则施工期生活污水总产生量总计为 32320m^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。施工期生活污水经井场撬装式污水处理站处理后，采用“生化+过滤”处理工艺，经污水处理站处理后，出水可达到 COD 60mg/L、BOD_5 为 20mg/L、NH_3-N 为 15mg/L、SS 为 20mg/L，可满足《农村生活污水处理排放标准》（DB654275-2019）表 2 的 B 级标准，处理达标后的水用于区域荒漠灌溉。

（3）固体废物污染源

i危险废物

①废机油

钻井施工过程中机械检修时会产生少量废机油，检修期间地面应铺设防渗膜，采用钢制铁桶收集后暂存于撬装式危废暂存点中，防止废机油落地污染土壤和地下水。类比同类钻井工程，钻井期间产生的废机油量约为 0.1t/井，本项目钻井 76 口，废机油产生量为 7.6t，属于危险废物 HW08（废物代码 900-214-08），废机油采用桶

装密闭收集，定期由钻井队联系有危险废物经营许可证的单位清运处置。

②废烧碱包装袋

钻井施工过程中配制钻井泥浆时会产生少量烧碱废包装袋。类比同类钻井工程，钻井期间产生的烧碱废包装袋约为 0.05t/口，本项目钻井 76 口，烧碱废包装袋产生量为 3.8t，属于危险废物 HW49（废物代码：900-041-49），废烧碱包装袋折叠打包后，定期由钻井队联系有危险废物经营许可证的单位清运处置。

③废防渗材料

工程钻井期产生少量废防渗材料属于危险废物，类比同类钻井工程，钻井期间产生的废防渗材料约为0.2t/口，本项目钻井76口，废防渗材料产生量为15.2t，属于危险废物HW08（废物代码900-249-08），定期由钻井队联系有危险废物经营许可证的单位清运处置。

施工期危险废物产生、处置及防治措施情况一览表详见下表：

表3.4-2　施工期危险废物产生、处置及防治措施情况一览表

序号	固废名称	产生环节	产生量	单位	固废属性	固废代码*	物理性状	环境危险特性	贮存方式	利用处置方式排放去向
1	废机油	机械维修	7.6	t	危险废物	HW08 900-214-08	固体	T, I	撬装式危废暂存点	委托有资质单位进行处置
2	废烧碱包装袋	钻井液配置	3.8	t	危险废物	HW49 900-041-49	固体	T, I		
3	废防渗材料	修井	15.2	t	危险废物	HW08 900-249-08	固体	T, I		

备注：*危废代码依据《国家危险废物名录（2025版）》

ii 一般工业固体废物

①　钻井泥浆

钻井废弃泥浆是钻井过程中无法利用或钻井完井后弃置泥浆池内的泥浆，钻井废弃泥浆的性质由使用的钻井泥浆决定，其产生量随钻井的深度而增加，其产生量可按以下《油田开发环境影响评价文集》中的经验公式计算：

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

式中：V——排到地面上的泥浆量（m^3）；

D——井眼的平均直径；

h——井深。

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；侧钻井均采用磺化水基泥浆。利用上述公式计算出钻井期内新钻单井产生的钻井废弃泥浆为 818m^3/井，其中非磺化钻井废弃泥浆 528m^3/井、磺化钻井废弃泥浆 290m^3/井；侧钻井磺化钻井废弃泥浆 118m^3/井。

根据目前西北油田分公司钻井工程的要求，从井口振动筛、离心机、旋流除砂器排出的钻井水基泥浆和岩屑进入随钻不落地处理系统，经加药、絮凝、压滤后的液相（即废弃钻井液）集中收集罐车拉运至阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站处理达标后回注油藏，不外排；分离后的固相处理后经检测满足《油气田含油污泥及钻井固体废物处理处置控制要求》（DB65/T3997-2017）要求后，同时石油烃满足《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中表 2 第二类用地风险筛选值后，用于铺垫油区内的井场、道路等。

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，经泥浆循环携带至井口，在地面经振动筛分离出来，进入随钻不落地处理系统的固液分离系统，分离出的液相为废弃钻井液，固相为钻井岩屑（泥饼）。

钻井岩屑产生量按以下《油田开发环境影响评价文集》中的经验公式计算：

$$W=\frac{1}{4}\times\pi\times D^2\times h\times 2.8$$

式中：*W*——钻井岩屑产生量（根据临近井竣工验收报告，膨胀系数取2.8），m^3；

D——井眼直径，侧钻井径149.2mm；

h——井深m。

利用上述公式计算出钻井期内新钻单井产生的岩屑量为973m^3/井，其中非磺化

泥浆钻井岩屑706m³/井、磺化泥浆钻井岩屑267m³/井；侧钻井磺化泥浆钻井岩屑42m³/井。

钻井期岩屑随钻井泥浆带出，侧钻井均采用磺化水基泥浆。根据目前西北油田分公司钻井工程的要求，随钻不落地处理系统分离后的钻井岩屑（泥饼）处理后经检测满足《油气田含油污泥及钻井固体废物处理处置控制要求》（DB65/T3997-2017）要求后，同时石油烃满足《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中表2第二类用地风险筛选值后，用于铺垫油区内的井场、道路等。

本项目钻井工程包含新井28口、老井侧钻48口，同时新钻井考虑滚动分期四次侧钻冗余量，根据上述计算结果，钻井岩屑产生量估算结果见下表：

表3.4-3　本项目钻井泥浆及岩屑产生量估算表

井型	钻井液类型	井深（m）	井数（口）	单井量（m³/次/井）		本项目（m³）		小计（m³）
				废弃泥浆	岩屑	废弃泥浆	岩屑	
新钻井	水基非磺化	4500 以上	28	528	706	14784	19768	34552
	水基磺化	4500 以下	28	290	267	8120	7476	15596
滚动分期三次侧钻	水基磺化	+850	28×4次	118	42	9912	3528	13440
老井侧钻	水基磺化	+850	48	118	42	5664	2016	7680
合计						38480	32788	71268

③　施工废料

施工废料主要包括管材边角料、焊接作业中产生的废焊渣等。根据类比调查，施工废料的产生量约为0.2t/km，本项目新建管沟100.12km（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60.07t。施工废料应首先考虑回收利用，不可回收利用部分收集后定期由库车绿能环保科技有限公司清运、处置清运、处置。

④　撬装式污水处理站产生污泥

撬装式污水处理站处置过程中产生的污泥经污泥脱水装置，脱到 60%含水率后，由库车绿能环保科技有限公司拉运处置。生活污水 SS 产生浓度为 240mg/L，经污

水处理站处理后 SS 浓度为 20mg/L，钻井期间生活污水产生总量为 32320m^3，则撬装式污水站污泥产生量为 7.11 t。

⑤ **一般固废汇总**

本项目施工期一般工业固体废物产生、处置及防治措施情况见下表：

表3.4-4　施工期一般工业固体废物产生、处置及防治措施情况一览表

序号	固废名称	产生环节	产生量	单位	固废代码*	物理性状	危险特性	贮存方式	利用处置方式排放去向
1	钻井泥浆	钻井	38480	m^3	SW12	固体	无	暂存池	从井口振动筛、离心机、旋流除砂器排出的钻井水基泥浆和岩屑进入随钻不落地处理系统，经加药、絮凝、压滤后的液相集中收集罐车拉运至阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站处理达标后回注油藏，不外排；分离后的固相处理后经检测满足《油气田含油污泥及钻井固体废物处理处置控制要求》（DB65/T3997-2017）要求后，同时石油烃满足《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中表2第二类用地风险筛选值后，用于铺垫油区内的井场、道路等。
2	钻井岩屑	钻井	32788	m^3	SW12	固体	无		
3	施工废料	地面施工	60.07	t	SW17 900-007 -S17	固体	无	车间	回收利用
4	污水站污泥	生活污水处理	7.11	t	SW17 900-099 -S59	固体	无	污泥池	一般工业固废填埋场

*固废代码：一般工业固废代码依据《一般固体废物分类与代码》。

iii生活垃圾

本项目施工期单井施工人员约50人，新井施工期60天，老井侧钻施工期40天，同时新钻井考虑滚动分期四次侧钻冗余量核算。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202t，生活垃圾集中收集后定期由库车绿能环保科技有限公司清运、处置。

（4）施工噪声源强

项目施工期噪声主要包括钻井、土方施工等过程中各种施工机械设备噪声以及物料运输车辆噪声。参照《环境噪声与振动控制工程技术导则》（HJ2034-2013）中表A.2和类比油田开发工程中井场、内部道路、管线铺设和钻井工程实际情况，项目施工期拟采用的各类施工设备产噪值见表3.4-5。

表3.4-5　主要施工设备噪声源不同距离声压级单位：dB（A）

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

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。采出液在已建联合站进行脱水处理。根据资料，本项目运营期88口井运营期最大产水量约45.6×10^4t/a。油藏采出水分别进入塔河油田二号、三号、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）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酸化压裂返排液、修井过程中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。

1）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，计算井下作业废水的产生量。

表3.4-7　与石油和天然气开采有关的服务活动产排污系数一览表

产品名称	原料名称	工艺名称	规模等级	污染物指标	单位	产污系数	末端治理技术名称	排污系数
井下作业	洗井液（水）	非低渗透油井洗井作业	所有规模	工业废水量	吨/井次-产品	76.04	无害化处置利用	0
	洗井液	修井作业	所有规模	废洗井液	吨/井	25.29	无害化处置利用	0

本项目油藏储层为非低渗透储层，根据上表，井下作业工业废水产生量共为101.33t/井次，井下作业每2年1次，本项目88口井下作业工程产生的井下作业废水量为4458.52t/a。井下作业废水自带回收罐回收，拉运至阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站进行处理达标回注。

2）酸化压裂废液

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。

本项目在塔河油田的10区、11区、12区、TPT区部署88口井，其中新钻井28口、老井侧钻井48口、老井利用12口。运营期按照产能开发需求，需滚动分期多次侧钻，按照开发时序，本项目新建28口井按四次侧钻考虑，则运营期酸化压裂废液量为87600m^3。

酸化压裂废液排入回收罐中，运至阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站处理，处理达标后回注。

（3）生活污水

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。故运营期间不新增生活污水。

3.4.4.2. 废气污染源

本项目运营期的废气排放源主要为新增井场燃气加热炉产生的有组织废气，温室气体排放源、无组织排放源主要为井口、管线接口、阀门等处产生的无组织挥发烃类和硫化氢。

（1）有组织废气

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

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

式中：A为燃气量，m^3/h；

P为井场燃气加热炉功率，kW，本项目均为200kW加热炉；

ε为井场燃气加热炉热转化效率，本项目取0.9；

Q_L为燃气的低位热值，kJ/m^3，根据燃气分析结果，取33812kJ/m^3；

t为井场燃气加热炉运行时间，h，满负荷运行300d（7200h），根据现有锅炉运行情况，锅炉在夏季运行较少，有效运行时间一般小于300d，本次评价考虑最不利情况，按满负荷计算。

则本项目井场燃气加热炉燃气量情况见表3.4-8。

表3.4-8 井场燃气加热炉耗气量及设置台数一览表

加热炉	年工作小时（h）	单台锅炉燃气量（m^3/h）	单台锅炉燃气量（万m^3/a）	本项目锅炉总燃气量（万m^3/a）
200kW	7200	23.66	17.04	630

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

颗粒物的排放浓度取值：实际运行中烟尘产生量较少，颗粒物排放类比塔河油田同类型井场燃气加热炉监测数据《塔河油田 12 区奥陶系油藏 2021 年第一期侧钻项目竣工环境保护验收调查报告》（水清清〈监〉〔2023〕-YS-077 号）中 200kW 井

场燃气加热炉烟气经 8m 烟囱高空排放的颗粒物监测浓度范围在 1.5mg/m^3～5.9mg/m^3。现有所类比加热炉均属塔河油田现役 200kW 井场燃气加热炉，使用燃料均为净化后的天然气，烟气通过 1 根不低于 8m 高烟囱外排，类比井场燃气加热炉符合《污染源源强核算技术指南 锅炉》（HJ 991-2018）中 3 条适用原则，即①燃料、辅料、副产物类型相同；②锅炉类型和规模等级相同；③污染控制措施相似，且污染物设计脱除效率不低于类比对象脱除效率。根据类比结果，最终颗粒物排放浓度取值 5.9mg/m^3。

表3.4-9 工业锅炉（热力生产和供应行业）产排污系数表－燃气工业锅炉

产品名称	原料名称	工艺名称	规模等级	污染物指标	单位	产污系数	末端治理技术	排污系数
蒸汽/热水/其他	天然气	燃烧室燃炉	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。

井场燃气加热炉烟气量见表3.4-10。

表3.4-10 本项目烟气量一览表

用气单元	单台烟气量（万m^3/a）	本项目总烟气量（万m^3/a）
1台200kW井场加热炉	183.56	6792

井场燃气加热炉污染物产生排放情况见下表3.4-11。

表3.4-11 本项目新建井场加热炉污染物排放情况

污染源	耗气量	烟气量	污染物排放情况								
200kW井场加热炉	万m^3/a	万m^3/a	SO_2			NOx			颗粒物		
			kg/h	t/a	mg/m^3	kg/h	t/a	mg/m^3	kg/h	t/a	mg/m^3
单台	17.04	183.56	0.0047	0.034	18.56	0.0375	0.27	147.28	0.0015	0.011	5.9
本项目	630	6792	-	1.261	-	-	10.003	-	-	0.401	-

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，本工程运营期燃气加热炉产生的挥发性有机物约 1.059 t/a，据此根据烟气量核算燃气加热炉挥发性有机物浓度约为 15.591mg/m^3。

本项目井场加热炉各配套建设1根烟囱，高度不低于8m、内径约0.3m、排气温度约120℃，各污染因子排放浓度执行《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）中的“表2新建锅炉大气污染物排放浓度限值（颗粒物：20mg/m^3；SO_2:50mg/m^3、NOx：200mg/m^3）要求。

（2）无组织废气

1）无组织非甲烷总烃

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

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

公式如下：

$E_{设备}$——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。

设备与管线组件$e_{TOC,\ i}$取值参数表见表3.4-12。

表3.4-12　设备与管线组件$e_{TOC,\ i}$取值参数表

类型	设备类型	排放速率 $e_{TOC,\ i}$/（kg/h 排放源）
石油化学工业	气体阀门	0.024
	开口阀或开口管线	0.03
	有机液体阀门	0.036
	法兰或连接件	0.044
	泵、压缩机、搅拌器、泄压设备	0.14
	其他	0.073

参照《石化行业VOCs污染源排查工作指南》，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下表：

表3.4-13　拟建工程无组织废气非甲烷总烃核算一览表

序号	设备名称	密封点数量（个）	单个设备排放速率（kg/h）	年排放量（t）
采出液流经的密封点				
1	有机液体阀门	45	0.036	0.0426
2	法兰或连接件	40	0.044	0.0463
单座井场				0.0889
本项目井场				7.8232
燃料气流经的密封点				
3	气体阀门	12	0.024	0.0002
4	法兰或连接件	6	0.044	0.0001
单座井场				0.0003
本项目燃料气流程				0.0111

12-4计转站扩建				
5	有机液体阀门	70	0.036	0.0662
6	法兰或连接件	50	0.044	0.0578
本项目站场				0.1240
合计				**7.9583**

根据上表，本项目运营期无组织排放的NMHC合计为7.9583t/a。

（2）硫化氢（H_2S）

参照项目所在区域后评价资料、油田“十四五”规划资料以及周边油气生产设施的验收监测资料，本项目伴生气中硫化氢含量约合19879mg/m^3。本项目最高年伴生气产生量约0.246×10^{8}m^3/a，据此核算出本项目伴生气中硫化氢最大量为524.806 t/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0.052t/a，则每座井场硫化氢无组织挥发量为0.0006t/a、站场硫化氢无组织挥发量为0.0008t/a。

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

主要来自阀门、法兰等设施油品渗漏及井下作业油品溅溢、突发环境事件产生的落地油，属于《国家危险废物名录》（2025 本）HW08类危险废物（废物代码：071-001-08）。

本项目井下作业时带罐作业，防止产生落地油，井口排出物全部进罐，做到原油100%回收，类比区块内油井作业污泥产生量，约0.1t/井·次，作业频次一般2年，约合0.05t/a·井。本项目运营期88口井，预计落地油4.4t/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，统一由阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站进行无害化处理。严格按照《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）、《危险废物收

集贮存运输技术规范》（HJ2025-2012）和《危险废物转移管理办法》中的相关要求收集、贮存、运输。

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》，按各采油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。本项目部署88口井，预计废防渗材料约22t/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，交阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站无害化处置，拉运过程中资质单位应使用专车、按照指定的拉运路线。

③废润滑油

本项目废润滑油主要是井下作业和采油过程中机械设备维修中产生的，每口井每次产生废润滑油约0.05t，本项目部署88口井，废润滑油产生量约4.4t/次，属于危险废物HW08（废物代码：900-214-08），交由危废处置资质单位进行处置。

项目产生的危险废物汇总表见表3.4-15。

表3.4-15　　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废矿物油与含矿物油废物	071-001-08	4.4	油井作业	液态	石油类	间歇	T.I	采用专用罐运至阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站
2	废防渗材料		900-249-08	22	油井作业	固态	石油类	间歇	T.I	
3	废润滑油		900-214-08	4.4/次	井下作业和采油过程中机械设备维	固态	石油类	间歇	T.I	

					修					妥善处置

综上，本项目运营期产生的危险废物主要有落地油、废防渗材料、废润滑油等，其中落地油和废防渗材料交阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站进行无害化处理，废润滑油交由有危废处置资质单位进行处置（阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站没有该危废的类别）。

(2) 一般工业固体废物

运营期为挖潜油田产能，本项目仍需滚动侧钻。本项目在塔河油田的10区、11区、12区、TPT区部署88口井，其中新钻井28口、老井侧钻井48口、老井利用12口。新钻井后续四次滚动侧钻已在表3.4-3中予以核算。

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3.4-16。

表3.4-16 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	1	85	基础减振	10
2	真空加热炉	1	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. 运营期三废排放状况汇总

本项目运营期三废排放状况见表3.4-17。

表3.4-17 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	10.003	10.003	经不低于8m高的排气筒排放
			SO_2	1.261	1.261	
			颗粒物	0.401	0.401	
			NMHC	1.059	1.059	
		无组织排放废气	NMHC	7.9583	7.9583	大气
			硫化氢	0.052	0.052	

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
废水	采出水		废水量（万m^3/a）	45.6	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	洗井	废水量	4458.52	0	拉运至阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站，处理后回注油层
		酸化压裂废液	废水量	87600	0	
固体废物	井场作业	落地油	-	4.4	0	采用专用车辆运至阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站无害化处置或有资质单位处置
	井场作业	废防渗材料	-	22	0	
	井下作业维修	废润滑油	-	4.4/次	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，污染物排放“三本账”估算表见表3.4-18。

表3.4-18 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	172.62	1.261	172.62	1.261	
		NO_X	286.832	10.003	286.832	10.003	
		颗粒物	51.44	0.401	51.841	0	+0.401
		烃类（有组织）	550.4	1.059	551.459	0	+1.059
		H_2S（无组织）	5.17	0.052	5.222	0	+0.052
2	废水	COD	0	0	0	0	0
		氨氮	0	0	0	0	0
3	固体废物	固废	0	0	0	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。本项目新建管沟 100.12km（掺稀、燃料气管线与集输管线三管同沟埋地敷设），冲洗废水按照每千米 2.5m^3 核算，预计产生含油废水约 750.9m^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3.4-19。

表3.4-19 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阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保处理站处理；管道中残余的液体先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

油田单井进行开采后，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，不再挖除，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。

3.4.6. 非正常排放

本工程建设可能出现的事故主要有井喷、井漏、管线泄漏事故。

（1）井喷事故

井喷主要是在气田、油田井下作业过程中发生的事故。本工程在井下作业过程中由于地层压力不稳、封井不严或者井控设备失灵，均可能发生井喷事故。发生井

喷事故时，伴生气、采出水、原油和钻井液一同冲出井口，很容易发生爆炸和火灾事故。

本工程非正常排放主要包括井下作业时，井口压力过高时的放喷。若井口压力过高，采出液通过放喷管道直接进入临时放喷池。拟建工程非正常排放见表3.4-20。

表3.4-20　　井场非正常排放情况一览表

非正常排放源	非正常排放原因	污染物	污染物排放速率/（kg/h）	单次持续时间/h	年发生频次/次
油井放喷口	井口压力过高	非甲烷总烃	0.1	0.17	1
		硫化氢	0.01		

（2）井漏事故

井漏事故一般发生在钻井过程或井下作业修井过程中，通常是由于套管破损或者固井质量不好，导致钻井液或修井液漏入地层。漏层的类型、井漏的严重程度，因漏失层位各不相同，变化很大，一旦发生井漏，使大量钻井液或修井液漏失，除造成经济损失外，还可能对地下含水层和油层造成一定的污染和危害。

（3）管道泄漏

由于腐蚀、误操作等原因，单井采油管线发生破裂，采出液泄漏，造成环境污染土壤和地下水。单井采气管线发生破裂，天然气泄漏，天然气泄漏引发火灾事故时，不完全燃烧产物CO、SO_2、烟尘将会对周边环境造成一定不利影响，使一定范围内污染物浓度超标。

3.5. 相关法规、政策、规划符合性分析

3.5.1. 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《西部地区鼓励类产业目录》符合性分析

本项目属于石油、天然气开采项目，属于《西部地区鼓励类产业目录》中（一）《产业结构调整指导目录》中的鼓励类产业。

（3）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）采用专用罐运至阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站无害化处置。项目建设符合《石油天然气开采业污染防治技术政策》要求。

（4）《新疆维吾尔自治区2025年空气质量持续改善行动实施方案》（新政办发〔2024〕58号）符合性分析

表3.5-1　本项目与《新疆维吾尔自治区2025年空气质量持续改善行动实施方案》（新政办发〔2024〕58号）符合性分析

法规	符合性分析	结论
（十四）推进矿山生态环境综合整治。根据安全生产、水土保持、生态环境等要求，新建矿山按照绿色矿山标准规划、设计、建设和运行管理，鼓励同步建设铁路专用线或采用其他清洁运输方式；推进生产矿山绿色矿山建设，依法关闭限期整改仍不达标矿山。沙化土地范围内矿产资源开发建设项目加强防沙治沙工作。	①本项目为西北油田分公司塔河油田滚动开发项目，主要包括钻井、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。②本项目不涉及沙化土地。	符合

（5）与《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》的符合性分析

《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》第三十七条规定：各级人民政府应当

加强对建设施工、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。

（6）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

表3.5-2 本项目与《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

序号	政策文件要求	符合性分析	结论
1	各有关单位编制油气发展规划等综合规划或指导性专项规划，应当依法同步编制环境影响篇章或说明；编制油气开发相关专项规划，应当依法同步编制规划环境影响报告书，报送生态环境主管部门依法召集审查。规划环评结论和审查意见，应当作为规划审批决策和相关项目环评的重要依据，规划环评资料和成果可与项目环评共享，项目环评可结合实际简化。	中国石油化工股份有限公司西北油田分公司已开展《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》，目前已取得审查意见。本工程所在区块的开发已纳入中国石油化工股份有限公司西北油田分公司“十四五”规划中。	符合
2	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。	西北油田分公司已经按规定在塔河油田油气开采，采用密闭集输工艺，采用技术质量可靠的设备、仪表控制、阀门等，烃类机泵采用无泄漏屏蔽泵。建议企业对整个装置的法兰、阀门、管线组件和其他连接件进行系统性排查，针对LDAR情况进行针对性地修复和更换，加强装置系统密封，最大限度减少装置无组织排放。	符合
3	井场加热炉等排放大气污染物的设备，应当	本项目井场加热炉使用处理后的	符合

	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；	返输干气，硫含量低，废气排放可以达到满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）中的“表2新建锅炉大气污染物排放浓度限值要求。	
4	油气开采产生的废弃油基泥浆、含油钻屑及其他固体废物，应当遵循减量化、资源化、无害化原则，按照国家和地方有关固体废物的管理规定进行处置。鼓励企业自建含油污泥集中式处理和综合利用设施，提高废弃油基泥浆和含油钻屑及其处理产物的综合利用率。油气开采项目产生的危险废物，应当按照《建设项目危险废物环境影响评价指南》要求评价。	本工程产生的各项危险废物，按照《建设项目危险废物环境影响评价指南》评价，交由持有危险废物经营许可证单位处置。	符合
5	施工期应当尽量减少施工占地、缩短施工时间、选择合理施工方式、落实环境敏感区管控要求以及其他生态环境保护措施，降低生态环境影响。	本工程施工期采取了各项生态环境保护措施，降低生态环境影响。	符合
6	油气企业应当加强风险防控，按规定编制突发环境事件应急预案，报所在地生态环境主管部门备案。	西北油田分公司采油二厂于2024年12月6日取得《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。采油三厂于2024年12月6日取得《中国石油化工股份有限公司西北油田分公司采油三厂突发环境事件应急预案》的备案证明，备案编号为652924-2024-062-M（沙雅县）、652923-2024-219-M（库车市）。	符合
7	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。	根据开发时序，西北油田分公司已经按规定在塔河油田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。	符合

综上所述，本项目建设符合《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号的文件要求。

（7）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滚动开发项目，主要包括19口井的钻采工程、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。

（8）《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。

（9）与《钻前工程及井场布置技术要求》符合性分析

根据《钻前工程及井场布置技术要求》要求：井位的选择应根据勘探或开发部门给定的井位坐标，由建设单位、地质部门和施工单位实地勘测确定地面井口位置。基础施工结束后应复测井位坐标。油、气井井口距高压线及其他永久性设施不小于75m，距民宅不小于100m。距铁路、高速公路不小于200m，距学校、医院和大型油库等人口密集型、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。

（10）与《国务院关于印发〈空气质量持续改善行动计划〉的通知》（国发〔2023〕24号）的符合性分析

本项目与《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）符合性分析见表3.5-3。

表3.5-3　　与国发〔2023〕24号文件的符合性分析

文件要求	本项目	符合性
重点区域有京津冀及周边地区、长三角地区、汾渭平原	本项目地处新疆阿克苏地区，所在区域不属于重点区域	符合
坚决遏制高耗能、高排放、低水平项目盲目上马；加快退出重点行业落后产能；全面开展传统产业集群升级改造；优化含VOCs原辅材料和产品结构；推动绿色环保产业健康发展	本项目为陆地石油开采项目，属于国家“鼓励类”项目，不在“三高”行业之列	符合
大力发展新能源和清洁能源；严格合理控制煤炭消费总量；积极开展燃煤锅炉关停整合；实施工业炉窑清洁能源替代；持续推进北方地区清洁取暖	本项目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；	符合
推进重点行业污染深度治理。高质量推进钢铁、水泥、焦化等重点行业及燃煤锅炉超低排放改造。到2025年，全国80%以上的钢铁产能完成超低排放改造任务；重点区域全部实现钢铁行业超低排放，基本完成燃煤锅炉超低排放改造；推进燃气锅炉低氮燃烧改	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
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。

（11）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3.5-4　　与《关于规范临时用地管理的通知》符合性分析

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

（12）与《新疆维吾尔自治区石油勘探开发环境管理办法》符合性分析

表3.5-5　　与《新疆维吾尔自治区石油勘探开发环境管理办法》符合性分析

文件要求	本项目	符合性
石油勘探开发管理部门应当加强环境保护工作，把防治污染、保护与改善环境纳入石油勘探开发规划和年度计划，建立环境保护责任制，采取有效措施，	本项目属于规划中塔河油田 10 区、11 区、12 区、托甫台区，符合西北油田分公司“十	符合

防治环境污染和生态破坏	四五”规划要求	
石油勘探开发的新建、扩建、改建项目应当采用资源利用率高、污染物排放量少的生产设备和工艺，实行清洁生产	本项目属于塔河油田老区块滚动开发项目，性质为改、扩建，施工期采用泥浆不落地系统对液相进行循环使用，运营期采用密闭集输工艺减少了污染物的排放量	符合
石油勘探开发单位的新建、扩建、改建、区域开发和引进项目等，必须执行环境影响报告的审批制度，执行防治污染的设施与主体工程同时设计，同时施工，同时投产使用的制度	本项目执行环保“三同时”制度，报告书经生态环境主管部门批准后，将作为本项目施工期、运营期、退役期的环境保护管理依据	符合
石油勘探开发单位应当加强防治污染设施的管理，配备专门管理及操作人员，建立岗位责任制和操作规程，保证设施的正常运行	本项目为中国石油化工股份有限公司西北油田分公司HSE管理委员会的直接领导，下设HSE管理委员会，相应采油厂均有专职HSE管理人员	符合
石油勘探开发单位应当实行用水管理制度，提高水的重复利用率，对含油污水经处理达到注水标准的，可以实行回注，减少废水的排放量，保护地面水和地下水不受污染；排放废水必须符合国家和自治区规定的标准	本项目采出水随采出物经集输管线最终输送至联合站处理，满足标准后回注地层，井下作业废液送至阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站处理	符合
石油勘探开发单位排放的废气、烟尘、粉尘，应当符合国家和自治区有关规定；天然气、油田伴生气及炼化系统中排放的可燃性气体应当回收利用；不具备回收条件而向大气排放的可燃气体，必须经过充分燃烧或者采取其他防治污染的措施	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	符合
石油勘探开发单位在钻井和井下作业过程中，应当定点存放泥浆、岩屑或者其他废弃物，并及时做好回收利用和处理；对含有汞、镉、铅、铬、砷、氰化物、黄磷等有毒有害物质的泥浆、岩屑或者其他废弃物，应当采取防水、防渗和防溢等有效措施存放	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	符合
石油勘探开发中发生事故或者其他突发性事件，造成或者可能造成环境污染和生态破坏的，必须立即采取措施，通报可能受到污染危害的单位和个人，并按国家有关规定，做好污染事故的调查处理工作	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以迅速加以控制，使危害和损失降低到尽可能低的程度	符合

（13）与《中华人民共和国防沙治沙法》符合性分析

表3.5-6　本项目与《中华人民共和国防沙治沙法》符合性分析

法规	符合性分析	结论

第二十一条在沙化土地范围内从事开发建设活动的，必须事先就该项目可能对当地及相关地区生态产生的影响进行环境影响评价，依法提交环境影响报告；环境影响报告应当包括有关防沙治沙的内容。	根据第六次沙化土地调查，本项目不涉及沙区。	符合

（14）与《关于做好沙区开发建设项目环评中防沙治沙内容评价工作的意见》（林沙发〔2013〕136号）符合性分析

根据《关于做好沙区开发建设项目环评中防沙治沙内容评价工作的意见》（林沙发〔2013〕136号）文件要求，沙区开发建设项目都应当包括具有防沙治沙内容的环境影响评价。根据核查，本项目不在第六次沙化土地所列沙区范围内。

（15）与《石油天然气项目土地复垦与生态修复技术规范》（GB/T43936-2024）符合性分析

表3.5-7　本项目与《石油天然气项目土地复垦与生态修复技术规范》（GB/T43936-2024）符合性分析

法规	符合性分析	结论
9.4 复垦修复措施 9.4.1 井场/9.4.1.1 不再使用的井场临时用地应及时实施复垦修复工程；不再继续使用的井场建设用地区，宜及时开展复垦修复工作。由于井场用地点多、线长、单宗用地面积小等特征，整地、景观规划设计、水系连通等地貌重塑、景观营建工程建设标准应与周边保持一致与协调。9.4.2 井场复垦修复应在拆除砌体和剥离废渣后，通过土壤重构工程（清理、覆土、翻耕、平整、生物化学措施）、植被恢复工程以及配套工程，实施井场复垦修复工程。9.4.1.2 清理工程/9.4.1.2.1 在建井结束和井场临时用地主体工程完毕后，应对井场临时用地实施地表废弃物清理工程；在井场闭井工程完毕，拆除砌体和剥离废渣后，应进行井场建设用地地表废弃物清理。9.4.1.4 翻耕工程/清理工程后，宜翻耕压实土壤，翻耕厚度根据实际压实情况进行确定，宜不低于 30cm。地表沙化的区域应减少地表扰动，不宜实施翻耕工程。10 管理维护 复垦修复为园地、林地和草地的，应针对植被进行养护，包括林草地补植补种、病虫害防治与火灾防控等。	本项目总占地约 189.81 hm^2，其中永久占地 19.35 hm^2、临时用地 170.46hm^2，占地类型有灌木林地、牧草地、沙地、盐碱地等。退役期间，井场临时用地实施地表废弃物清理工程，对井场进行复垦翻耕，自然植被区域自然恢复。	符合

3.5.2. 相关规划符合性分析

3.5.2.1.　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石油天然气开采项目，符合《全国矿产资源规划》要求。

3.5.2.2. 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。

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

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

规划聚焦社会稳定和长治久安总目标，以贯彻新发展理念、推动高质量发展为主题，强化粮食安全、生态安全和边境安全保障作用，加大生态修复以及生态治理力度，加快推进生态修复工程，恢复和保持地区生态环境，成为国家西部地区重要的生态屏障。统筹划定三条控制线，坚决落实最严格的耕地保护制度，严守耕地保

护红线，将达到质量要求的优质耕地依法划入永久基本农田，实施特殊保护；对已经划定的永久基本农田全面梳理整改，有序推进永久基本农田划定成果核实确保永久基本农田数量不减少、质量不降低、生态有改善；以资源环境承载力为硬约束，结合“双评价”中生态保护极重要区评价，强调生态涵养，落实生态红线保护要求，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。

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

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

3.5.2.6.1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、沙雅县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。

3.5.2.6.2 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，详见3.5.2.6-1。

表3.5.2.6-1　自治区级水土流失重点预防区和重点治理区划分表

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

规划管理要求包括“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，不得另辟施工便道，不得离开运输道路及随意驾驶。由专人监督负责，以防破坏土壤和植被，因此本项目的各项水保措施符合《新疆维吾尔自治区水土保持规划（2018-2030 年）》的管理要求。

3.5.2.4. 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；在产生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。

3.5.2.5. 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、全过程管理中的基础性作用，本次评价按照相关政策及文件要求，根据《中国石油天然气生产企业温室气体排放核算方法与报告指南（试行）》核算方法，计算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。

3.5.3. 生态环境分区管控相符性分析

本项目所在区域行政区划隶属于阿克苏地区，根据《关于印发阿克苏地区生态环境分区管控方案（2023年版）的通知》（阿地环字〔2024〕32号），本项目所在区域涉及库车市一般管控单元（ZH65290230001）、库车市一般生态空间（ZH65290210004）、沙雅县一般管控单元（ZH65292430001），相符性分析如下：

表 3.5.2.6-2 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、		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	符合

	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。	管重点行业之列。	
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。 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	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；运营期加强巡检，杜绝“跑、冒、滴、漏”等现象，防治土壤污染，落地油100%回收，委托具有危废处置资质的单位无害化处置。	符合
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

单元编码	单元名称	单元属性	单元特征	环境要素属性
ZH65290210004	库车市一般生态空间	优先保护单元	一般生态空间	土地沙化
维度	**管控要求**		**本项目**	**符合性**
空间布局约束	1.在沙化土地范围内从事开发建设活动的，必须事先就该项目可能对当地及相关地区生态产生的影响进行环境影响评价，依法提交环境影响报告；环境影响报告应当包括有关防沙治沙的内容。 2.在沙化土地封禁保护区范围内，禁止一切破坏植被的活动。禁止在沙化土地封禁保护区范围内安置移民。对沙化土地封禁保护区范围内的农牧民，县级以上地方人民政府应当有计划地组织迁出，并妥善安置。沙化土地封禁保护区范围内尚未迁出的农牧民的生产生活，由沙化土地封禁保护区主管部门妥善安排。未经国务院或者国务院指定的部门同意，不得在沙化土地封禁保护区范围内进行修建铁路、公路等建设活动。 3.转变传统畜牧业生产方式，实行禁牧休牧，推行舍饲圈养，以草定畜，严格控制载畜量。加大退牧还草、退耕还林和防沙治沙力度，恢复草地植被。保护沙区湿地，新建水利工程要充分论证、审慎决策，禁止发展高耗水工业。对主要沙尘源区、沙尘暴频发区，要实行封禁管理。 4.合理利用地表水和地下水，调整农牧业结构，加强药材开发管理，禁止开垦草原，恢复天然植被，防止沙化面积扩大。 5.保护荒漠植被、保护荒漠河岸林、保护农田土壤环境质量。		1.经核查，本项目不涉及沙区； 2.本项目不涉及沙化土地封禁保护区； 3.本项目不涉及畜牧业、湿地、水利等； 4.本项目不涉及取水、不涉及开垦草原等； 5.本项目在施工期、运营期、退役期均实行环保“三同时”制度，严格落实各项生态保护措施、保护区域荒漠植被、荒漠河岸林、农田土壤环境质量等；	符合
污染物排放管控	/		/	/
环境风险防控	/		/	/
资源利用效率	/		/	/
单元编码	**单元名称**	**单元属性**	**单元特征**	**环境要素属性**
ZH652924	沙雅县一般管控单元	一般管控单元	一般管控单元	/

30001				
维度	**管控要求**		**本项目**	**符合性**
空间布局约束	1.建设项目用地原则上不得占用基本农田，确需占用基本农田的建设项目须符合《基本农田保护条例》中相关要求，占用耕地、林地或草地的建设项目须按照国家、自治区相关补偿要求进行补偿。 2.对违反资源环境法律法规、规划，污染环境、破坏生态、乱采滥挖的露天矿山，依法整治；对污染治理不规范的露天矿山，依法责令停产整治，对拒不停产或擅自恢复生产的依法强制关闭；对责任主体灭失的露天矿山，要加强修复绿化、减尘抑尘。 3.永久基本农田集中区域禁止规划新建可能造成土壤污染的建设项目。涉及有毒有害物质可能造成土壤污染的新(改、扩)建项目，提出并落实土壤和地下水污染防治要求 4.严格执行畜禽养殖禁养区规定，根据区域用地和消纳水平，合理确定养殖规模。 5.禁止向沙漠、滩涂、盐碱地、沼泽地等非法排污、倾倒有毒有害物质 6.禁止利用渗坑、裂隙、溶洞或者采用稀释等方法处置危险废物		本项目建设符合阿克苏地区总体管控要求，项目不占用基本农田。	符合
污染物排放管控	1.强化畜禽粪污资源化利用，改善养殖场通风环境，提高畜禽粪污综合利用率，减少氨挥发排放。鼓励和支持散养密集区实行畜禽粪污分户收集、集中处理。 2.严格控制林地、草地、园地农药使用量，禁止使用高毒、高残留农药 3.加强种植业污染防治。深入推进化肥农药减量增效，全面推广测土配方施肥，引导推动有机肥、绿肥替代化肥，集成推广化肥减量增效技术模式，加强农药包装废弃物管理。实施农膜回收行动，健全农田废旧地膜回收利用体系，提高废旧地膜回收率。推进农作物秸秆综合利用，不断完善秸秆收储运用体系，形成布局合理、多元利用的秸秆综合利用格局。 4.对化学品生产企业、工业集聚区、尾矿库、矿山开采区、危险废物处置场、垃圾填埋场等地下水污染源及周边区域，逐步开展地下水环境状况		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。 拟建项目采出水依托已建联合站处理达标后回注地层，井下作业废液送至阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保处理站处理，废水均不向外环境排放；严格执行《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)“11.2.2 分区防控措施”相关要求进行分区防渗；	符合

	调查评估，加强风险管控。 5.严控土壤重金属污染，加强油（气）田开发土壤污染防治，以历史遗留工业企业污染场地为重点，开展土壤污染风险管控与修复工程。 6.因地制宜推进农村厕所革命，分类分区推进农村生活污水治理，全面提升农村生活垃圾治理水平，建立健全农村人居环境长效管护机制。实施化肥农药减量增效行动和农膜回收、秸秆综合利用行动。加强种养结合，整县推进畜禽粪污资源化利用。	制定完善的地下水监测计划；切实保障地下水生态环境安全；施工期生活垃圾由库车绿能环保科技有限公司拉运处置。	
环境风险防控	1.加强对矿山、油田等矿产资源开采影响区域内未利用地的环境监管，发现土壤污染问题的，要坚决查处，并及时督促有关单位采取有效防治措施消除或减轻污染。 2.对排查出的危库和病库以及风险评估有严重环境安全隐患的尾矿库，要求企业完善污染治理设施、进行治理和修复。全面整治历史遗留尾矿库，完善覆膜、压土、排洪、堤坝加固等隐患治理和闭库措施。 3.依法推行农用地分类管理制度，强化受污染耕地安全利用和风险管控。因地制宜制定实施安全利用方案，鼓励采取种植结构调整等措施，确保受污染耕地全部实现安全利用。	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；运营期加强巡检，杜绝“跑、冒、滴、漏”等现象，防治土壤污染，落地油100%回收，委托具有危废处置资质的单位无害化处置。	符合
资源利用效率	1.全面推进秸秆综合利用，鼓励秸秆资源化、饲料化、肥料化利用，推动秸秆还田与离田收集。 2.减少化肥农药使用量，增加有机肥使用量，实现化肥农药使用量负增长。 3.推广渠道防渗、管道输水、喷灌、微灌等节水灌溉技术，完善灌溉用水计量设施。推进规模化高效节水灌溉，推广农作物节水抗旱技术。建立灌区墒情测报网络，提高农业用水效率，降低农业用水比重。	本项目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。项目运营期废水依托联合站处理达标后回注油层。	符合

综上所述，本项目建设符合“三线一单”要求。

图3.5-1生态保护红线图

（数据来源：https://www.xjeeac.cn:8093/#/zfdp）

图3.5-2　生态环境分区管控图

3.6. 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，项目评价范围涉及天然林、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。

（1）井场选址分析

本项目井场占地土地类型主要为灌木林地、牧草地、盐碱地等，拟建项目区内的天然林林地类型为荒漠灌木林，主要作用为防风固沙。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；项目新建管线位于天然灌木林区，其中部分天然灌木林已划分为库车市重点公益林，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。

占地类型方面，本项目所在区域的土地利用类型有灌木林地、天然牧草地、盐碱地、沙地等。评价区域土地利用类型本底值面积比例较大的为灌木林地、牧草地等；项目所占土地利用类型对灌木林地、牧草地等植被生境较好的区域进行避绕，利用盐碱地、沙地等植被生境较差的区域进行了替代，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、区域国土空间规划等，无重大环境制约因素，项目选址合理。

3.7. 清洁生产分析

3.7.1. 清洁水平分析

3.7.1.1. 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。

3.7.1.2. 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3.5-12~3.5-14。

（4）评价指标体系计算

①定量评价指标的考核评分计算

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

对指标数值越高（大）越符合清洁生产要求的指标，其计算公式为：

$$Si=Sxi/Soi$$

对指标数值越低（小）越符合清洁生产要求的指标，其计算公式为：

$$Si=Soi/Sxi$$

式中：*Si*—第*i*项评价指标的单项评价指数。如采用手工计算时，其值取小数点后两位；

Sxi—第*i*项评价指标的实际值（考核年度实际达到值）；

Soi—第*i*项评价指标的评价基准值。

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

定量评价考核总分值的计算公式为：

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

式中：*P1*—定量评价考核总分值；

n—参与定量评价考核的二级指标项目总数；

Si—第*i*项评价指标的单项评价指数；

Ki—第*i*项评价指标的权重值。

由于企业因自身统计原因所造成的缺项，该项考核分值为零。

②定性评价指标的考核评分计算

定性评价指标考核总分值的计算公式为：

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

式中：

P2—定性评价二级指标考核总分值；

Fi—定性评价指标体系中第*i*项二级指标的得分值；

n—参与考核的定性评价二级指标的项目总数。

③综合评价指数考核评分计算

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

钻井作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值见表 3.7-1。井下作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值见表 3.7-2。采油采气作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值见表 3.7-3。

表3.7-1　钻井作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值

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

		压力平衡技术	具备欠平衡技术	5	5
		钻井液收集设施	配有收集设施，且使钻井液不落地	5	5
		固控设备	配备振动筛、除气器、除泥器、除砂器、离心机等固控设备	5	5
		井控措施	具备	5	5
		有无防噪措施	有	5	5
（3）管理体系建设及清洁生产审核	35	建立 HSE 管理体系		10	10
		开展清洁生产审核，并通过验收		20	15
		制定节能减排工作计划		5	5
（4）贯彻执行环境保护法规符合性	20	废弃钻井泥浆处置措施满足法规要求		10	10
		污染物排放总量控制与减排措施情况		5	5
		满足其他法律法规要求		5	5

表 3.7-2　井下作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值

定量指标						本项目评价	
一级指标	权重值	二级指标	单位	权重分值	评价基准值	估算值	得分
（1）资源和能源消耗指标	30	作业液消耗	m^3/井次	10	≤5	76.04	0
		新鲜水消耗	m^3/井次	10	≤5	5	10
		单位能耗		10	行业基本水平	基本符合	10
（2）生产技术特征指标	20	压裂放喷返排入罐率	%	20	100	100%	20
（3）资源综合利用指标	20	落地原油回收利用率	%	10	100	100%	10
		生产过程排出物利用率	%	10	100	100%	10
（4）污染物产生指标	20	作业废液量	m^3/井次	10	≤5	76.04	0
		石油类	mg/L	5	甲类区：≤10； 乙类区：≤50	50	0
		COD	mg/L	5	甲类区：≤100； 乙类区：≤150	≤150	5
		含油污泥	kg/井次	5	甲类区：≤50； 乙类区：≤70	＜70	5
		一般固体废物 （生活垃圾）	kg/井次	5	符合环保要求	符合	5
定性指标							
一级指标	权重值	二级指标			指标分值	本项目评价	
（1）生产工艺及设备要求	40	防喷措施	具备		5	5	
		地面管线防刺防漏措施	按标准试压		5	5	
		防溢设备（防溢池设置）	具备		5	5	
		防渗范围	废水、使用液、原油等可能落地处		5	5	
		作业废液污染控制措施	集中回收处理		10	8	

		防止落地原油产生措施	具备原油回收设施	10	10
（2）管理体系建设及清洁生产审核	40	建立 HSE 管理体系并通过认证		15	15
		开展清洁生产审核		20	15
		制定节能减排工作计划		5	5
（3）贯彻执行环境保护法规符合性	20	满足其他法律法规要求		20	20

表 3.7-3　采油采气作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值

<table>
<tr><td colspan="11">定量指标</td></tr>
<tr><td rowspan="2">一级指标</td><td rowspan="2">权重值</td><td rowspan="2" colspan="3">二级指标</td><td rowspan="2">单位</td><td rowspan="2">权重值</td><td rowspan="2">评价基准值</td><td colspan="2">本项目</td></tr>
<tr><td>实际值</td><td>得分</td></tr>
<tr><td>（1）资源和能源消耗指标</td><td>30</td><td colspan="3">综合能耗</td><td>kg标煤/t采出液</td><td>30</td><td>稀油：≤65
稠油：≤160</td><td>55</td><td>30</td></tr>
<tr><td rowspan="3">（2）资源综合利用指标</td><td rowspan="3">30</td><td colspan="3">余热余能利用率</td><td>%</td><td>10</td><td>≥60</td><td>0</td><td>0</td></tr>
<tr><td colspan="3">油井伴生气回收利用率</td><td>%</td><td>10</td><td>≥80</td><td>100</td><td>10</td></tr>
<tr><td colspan="3">含油污泥资源化利用率</td><td>%</td><td>10</td><td>≥90</td><td>100</td><td>10</td></tr>
<tr><td rowspan="6">（3）污染物产生指标</td><td rowspan="6">40</td><td colspan="3">石油类</td><td>mg/L</td><td>5</td><td>≤10</td><td>未检出</td><td>5</td></tr>
<tr><td colspan="3">COD</td><td>mg/L</td><td>5</td><td>乙类区≤150</td><td>150</td><td>5</td></tr>
<tr><td colspan="3">落地原油回收率</td><td>%</td><td>7.5</td><td>100</td><td>100</td><td>7.5</td></tr>
<tr><td colspan="3">采油废水回用率</td><td>%</td><td>7.5</td><td>≥60</td><td>100</td><td>7.5</td></tr>
<tr><td colspan="3">油井伴生气外排率</td><td>%</td><td>7.5</td><td>≤20</td><td>0</td><td>7.5</td></tr>
<tr><td colspan="3">采出废水达标排放率</td><td>%</td><td>7.5</td><td>≥80</td><td>100</td><td>7.5</td></tr>
<tr><td colspan="11">定性指标</td></tr>
<tr><td>一级指标</td><td>指标分值</td><td colspan="6">二级指标</td><td>指标分值</td><td>本项目情况</td><td>本项目得分</td></tr>
<tr><td rowspan="3">（1）生产工艺及设备要求</td><td rowspan="3">45</td><td colspan="3">井筒质量</td><td colspan="2">井筒设施完好</td><td>5</td><td colspan="2">井筒设施完好</td><td>5</td></tr>
<tr><td rowspan="2">采气</td><td rowspan="2">天然气净化设施先进、净化效率高</td><td>10</td><td rowspan="2">采油</td><td>套管气回收装置</td><td>10</td><td rowspan="2">设置套管气回收装置及防止落地原油产生措施</td><td>10</td></tr>
<tr><td>10</td><td>防止落地原油产生措施</td><td>10</td><td>10</td></tr>
</table>

		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规的执行情况	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
		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

综合评价指数计算公式为：

$$P=0.6P_1+0.4P_2$$

式中：P—清洁生产综合评价指数；

P_1—定量评价指标考核总分值；

P_2—定性评价指标考核总分值。

根据目前我国石油和天然气开采行业的实际情况，不同等级的清洁生产企业的综合评价指标见表3.7-4。

表3.7-4　石油和天然气开采行业不同等级清洁生产企业综合评价指数

清洁生产企业等级	清洁生产综合评价指数
清洁生产先进企业	$P\geq90$
清洁生产企业	$75\leq P<90$

由表 3.7-1、3.7-2、3.7-3 计算得出：

✧ 钻井作业：定量指标得分 93 分，定性指标得分 95 分，综合评价指数得分 94 分；

✧ 井下作业：定量指标 90 分，定性指标 95 分，综合评价 92 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，属于清洁生产先进企业。

采油二厂、采油三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、采油三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。

3.8. 污染物排放总量控制

3.8.1. 总量控制原则

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

3.8.2. 污染物总量控制因子

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，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1.261t/a、NOx为10.003t/a、有组织VOC_S为1.059 t/a、无组织VOC_S为7.9583t/a；废水不外排。

3.8.3. 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：

有组织NO_X：10.003t/a

有组织VOCs：1.059t/a

无组织VOCs：7.9583t/a。

4. 环境现状调查与评价

4.1. 自然环境概况

4.1.1. 地理位置

本项目为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，选址于新疆阿克苏地区沙雅县与库车市境内，项目西北方向距库车市市区约 40km，中心地理坐标为:。项目建设范围分属两个行政区域，见下表：

表 4.1-1　本项目部署井位所在行政区划一览表

序号	名称	区块	厂别	性质	类别	行政区
1	TH102118X	10区	二厂	新井	油井	库车市
2	TH10203CH2	10区	二厂	老井侧钻	油井	库车市
3	TH10228CH	10区	二厂	老井侧钻	油井	库车市
4	TH103112X	10区	二厂	新井	油井	库车市
5	TH10362CH2	10区	二厂	老井侧钻	油井	库车市
6	TH10311CH3	10区	二厂	老井侧钻	油井	库车市
7	TH12212CH	12区	二厂	老井侧钻	油井	库车市
8	TH12229CH	12区	二厂	老井侧钻	油井	库车市
9	TH122164	12区	二厂	新井	油井	库车市
10	TH122166X	12区	二厂	新井	油井	库车市
11	TH122134CH	12区	二厂	老井侧钻	油井	库车市
12	TH12294CH2	12区	二厂	老井侧钻	油井	库车市
13	TH122165	12区	二厂	新井	油井	库车市
14	AD15CH	12区	二厂	老井侧钻	油井	库车市
15	TH122138CH	12区	二厂	老井侧钻	油井	库车市
16	TH12255CH2	12区	二厂	老井侧钻	油井	库车市
17	TH122124CH	12区	二厂	老井侧钻	油井	库车市
18	TH12284CH	12区	二厂	老井侧钻	油井	库车市
19	TH12331CH	12区	二厂	老井侧钻	油井	库车市
20	TH12335CH2	12区	二厂	老井侧钻	油井	库车市
21	TH124129X	12区	二厂	新井	油井	库车市
22	TH12413CH	12区	二厂	老井侧钻	油井	库车市
23	TH124133X	12区	二厂	新井	油井	库车市
24	TH124134H	12区	二厂	新井	油井	库车市
25	TH124138X	12区	二厂	新井	油井	库车市
26	TH124136H	12区	二厂	新井	油井	库车市

序号	名称	区块	厂别	性质	类别	行政区
27	TH124139X	12区	二厂	新井	油井	库车市
28	TH124140	12区	二厂	新井	油井	库车市
29	TH124141X	12区	二厂	新井	油井	库车市
30	TH124131H	12区	二厂	新井	油井	库车市
31	TH124144X	12区	二厂	新井	油井	库车市
32	TH124143X	12区	二厂	新井	油井	库车市
33	TH124142	12区	二厂	新井	油井	库车市
34	TH124135H	12区	二厂	新井	油井	库车市
35	TH124130X	12区	二厂	新井	油井	库车市
36	TH124137X	12区	二厂	新井	油井	库车市
37	TH124132X	12区	二厂	新井	油井	库车市
38	TH12533CH	12区	二厂	老井侧钻	油井	库车市
39	TH12448CH	12区	二厂	老井侧钻	油井	库车市
40	TH12467CH	12区	二厂	老井侧钻	油井	库车市
41	TH12519CH	12区	二厂	老井侧钻	油井	库车市
42	TH12512CH	12区	二厂	老井侧钻	油井	库车市
43	TH12513CH	12区	二厂	老井侧钻	油井	库车市
44	TH103113X	10区	二厂	新井	油井	库车市
45	TH10295CH2	10区	三厂	老井侧钻	油井	库车市
46	TH102119X	10区	三厂	新井	油井	库车市
47	TH10412CH3	10区	三厂	老井侧钻	油井	库车市
48	TH10410CH3	10区	三厂	老井侧钻	油井	库车市
49	TH10297CH	10区	三厂	老井侧钻	油井	库车市
50	TH102120X	10区	三厂	新井	油井	库车市
51	TP274CH3	TPT	三厂	老井侧钻	油井	沙雅县
52	TP243CH2	TPT	三厂	老井侧钻	油井	沙雅县
53	TP1129X	TPT	三厂	新井	油井	库车市
54	TK1113CH	11区	三厂	老井侧钻	油井	库车市
55	TH121117CH	12区	二厂	老井侧钻	油井	库车市
56	TH12578CH	12区	二厂	老井侧钻	油井	库车市
57	TS3-1CH	10区	二厂	老井侧钻	油井	库车市
58	TP136CH3	TPT	三厂	老井侧钻	油井	库车市
59	TP116CH2	TPT	三厂	老井侧钻	油井	库车市
60	T710CH2	10区	三厂	老井侧钻	油井	库车市
61	TH123150CH	12区	二厂	老井侧钻	油井	库车市
62	TH12557CH	12区	二厂	老井侧钻	油井	库车市
63	TH10293CH	10区	三厂	老井侧钻	油井	库车市

序号	名称	区块	厂别	性质	类别	行政区
64	S116-1CH	11区	三厂	老井侧钻	油井	库车市
65	TP23CH	TPT	三厂	老井侧钻	油井	库车市
66	TH12306CH	12区	二厂	老井侧钻	油井	库车市
67	TK1116CH	11区	三厂	老井侧钻	油井	库车市
68	TH121155CH	12区	二厂	老井侧钻	油井	库车市
69	TH12320CH	12区	二厂	老井利用	油井	库车市
70	TH121195X	12区	二厂	老井利用	油井	库车市
71	TH121196X	12区	二厂	老井利用	油井	库车市
72	TH122160	12区	二厂	老井利用	油井	库车市
73	TH124128X	12区	二厂	老井利用	油井	库车市
74	TH10355CH2	10区	二厂	老井侧钻	油井	库车市
75	TP159CH	TPT	三厂	老井侧钻	油井	沙雅县
77	TH123164X	12区	二厂	老井利用	油井	库车市
76	TH103114X	10区	三厂	新井	油井	库车市
78	TH103115X	10区	三厂	新井	油井	库车市
79	TH103116X	10区	三厂	新井	油井	库车市
80	TP174CH	TPT	三厂	老井利用	油井	库车市
81	TP1107CH	TPT	三厂	老井利用	油井	沙雅县
82	S105-11XCX	11区	三厂	老井侧钻	油井	库车市
83	S108-1CX	11区	三厂	老井侧钻	油井	库车市
84	T759-2HCX	11区	三厂	老井侧钻	油井	库车市
85	TH121191H	12区	二厂	老井利用	油井	库车市
86	TH122161	12区	二厂	老井利用	油井	库车市
87	TH122162	12区	二厂	老井利用	油井	库车市
88	TH122163	12区	二厂	老井利用	油井	库车市

4.1.2. 地质构造

塔河油田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，南接满加尔拗陷。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

本项目所在区域地形北高南低，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。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。项目区位于冲积平原，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

区域地表水体主要有塔里木河、英达里亚河、才拉木达利亚河、库车河岔流萨依艾肯河及巴依孜库勒湖等。其中，项目南距塔里木河主河道约5.1km、距英达里亚河河湖岸线管理范围约1.4km、距才拉木达利亚河约300m、距库车河岔流萨依艾肯河约320m、距巴依孜库勒湖约25m。

塔里木河干流是典型的干旱区内陆河流，由叶尔羌河、和田河、阿克苏河三源流汇合而成，从肖夹克至台特马湖全长1321km，流域面积1.76万km^2，属平原型河流，自西向东流动，塔里木河地处我国西北内陆的塔里木盆地，水质表现为矿化度高，水质偏碱性，含氟较高，河水化学类型为HSO_4·Cl-Ca·Mg·Na为主，矿化度枯水期最大。

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

水期也是一条重要的地下水排泄通道。

萨依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2956km2，流程127km，平均年径流量3.31亿m3，最大洪峰流量1940m3/s，最小流量0.62m3/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。

才拉木达利亚河：根据调查，该河原为区内渭干河水系的排洪沟，因近年来库车市、沙雅县境内水利工程等因素影响，该河现已基本断流。

巴依孜库勒湖：属平原湖泊，湖水面积约5km^2，最大水深5m，平均水深1m。每年洪水季节湖水盈满，面积增大，冬、春湖面缩小。水质微咸不宜灌溉。湖中生有大片芦苇，湖周牧草、柽柳茂密。

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。黏性土从无到有渐增为多层，从而形成垂向上多层含水层和隔水层交互出现的综合含水组，即形成上部为潜水、下部为承压水的含水层组。下部承压水头随深度增加而增大，致使地下水在水平运动的同时不断向上运动，顶托补给上部潜水，最终以地面蒸发和植物蒸腾的形式（隐蔽蒸发）排泄。下部承压水水质相对优良。上部潜水在砾质平原由于埋藏深，处于补给径流区，水质优良，至细土平原，由于埋藏浅，垂直蒸发强烈，造成潜水强烈浓缩，水质大多恶劣，不能饮用，其含盐量甚至可达50g/l以上，以Cl·SO_4-Na型水为主，不适于人类和牲畜饮用。

4.1.5. 气候、气象

项目所在区域地处暖温带，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。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，结果见下表：

表4.1-2　　库车市气象站近30年的气候资料统计

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

（2）降水与蒸发：平均年降水量74.5mm，多集中在每年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。

4.2. 生态环境现状调查与评价

4.2.1. 调查方法及评价内容

（1）调查范围

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5.1km。本项目计划部署88口井，其中新钻井28口、老井侧钻井48口、老井利用12口，新建采油井场28座、集输管线100.12千米，新建掺稀管线、燃料气管线与集输管线同沟埋地敷设；配套建设电力、结构、通信、自控、防腐、道路等公辅工程。根据工程分析，本项目总占地约189.81 hm^2，其中永久占地19.35 hm^2、临时占地170.46 hm^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，面积共计180.93km^2。

（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

本次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验

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，进一步明确评价区域内土地利用类型、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（如重点公益林分布区等）以及动植物生境较好的区域进行重点调查。

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

C.生态制图

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

对植被图进行目视解译校正，得到符合精度要求的植被图。在植被图的基础上，进一步合并有关地面类型，得到土地利用类型图。

D.生物量的测定与估算

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

4.2.2. 生态功能区划调查

本项目所在区域行政区划隶属于阿克苏地区库车市和沙雅县，根据《新疆生态功能区划》（2005版），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、渭干河三角洲绿洲农业盐渍化敏感生态功能区（55）以及塔里木河上中游乔灌草及胡杨林保护生态功能区（59）。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4.2-1。生态功能区划见图4.2-1。

表4.2-1　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（IV1）	
	生态功能区	渭干河三角洲绿洲农业盐渍化敏感生态功能区（55）	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		农产品生产、荒漠化控制、油气资源	沙漠化控制、土壤保持、生物多样性保护、农畜产品生产
主要生态环境问题		土壤盐渍化、洪水灾害、油气开发造成环境污染	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中度敏感，土地沙漠化中度敏感、土壤盐渍化高度敏感	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		保护农田、保护荒漠植被、保护水质、防止洪水危害	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		节水灌溉、开发地下水、完善水利工程设施、发展竖井排灌、防治油气污染、减少向塔河注入农田排水	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	发展棉花产业、特色林果业和农区畜牧业，建设石油和天然气基地	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

拟建工程属于陆地石油天然气开采项目，项目区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。拟建工程对生态环境的影响主要体现在施工期，具有临时性、短暂性特点。本项目建设过程中应减少水土流失、保护重点公益林；施工结束后，及时进行井场恢复和管沟回填，采取完善的防沙治沙和水土保持措施，不会对区域沙漠化、水土流失造成不可逆影响。

综上所述，本项目的建设不会对项目所在区域土壤、动植物等生态环境产生明显的影响，符合本区域生态服务功能定位，与区域发展方向相协调。

图4.2-1　生态功能区划图

4.2.3. 生态系统调查与评价

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，年温差和日温较差大，风沙活动频繁。

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

4.2.4. 土地利用现状调查与评价

本次土地利用现状调查的主要技术方法采用遥感数据分析和解释，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，详见下表：

表4.2-2　评价区域土地利用现状一览表

评价区分布有农用地、建设用地以及未利用地，涉及的土地利用类型主要有15类，其中面积占比最大的为天然牧草地、其他草地及灌木林地，分别占评价区面积的38.04%、23.15%、20.16%。其次还分布有小比例的水浇地、采矿用地、盐碱地、沙地等，其中水浇地由库车市基本农田和一般耕地组成，主要分布在评价区西部及南部，本项目已对区域基本农田采取了避让措施；采矿用地主要为塔河油田内已建井场、站场等油气生产设施用地；灌木林地主要分布在评价区中南部，均属于天然林，本项目约占15.71%，经初步核查，该区域无一级林地分布，具体以林可研及林草部门核查为准；本项目占用水浇地2.05%，均为管沟临时占用，涉及水浇地中的一般耕地，具体以自然资源部门核查为准；项目区域沙地均为固定、半固定沙地，不涉及流动沙地分布；天然牧草地主要分布在评价区东北部，在评价区域分布面积约68.83km^2，本项目占地区域分布有66.64hm^2，约占评价区域天然牧草地面积的0.97%，详见下图：

图4.2-2评价区域土地利用现状图

4.2.5. 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4.2-4。

表4.2-4　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-库尔勒州

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

（2）评价区植被类型

根据现场勘查和以往研究资料，该区域的植被属于荒漠类型的灌木、低河漫滩盐化草甸。评价区分布的植物种类包括柽柳科（多枝柽柳、刚毛柽柳等）、菊科（花花柴等）、豆科（疏叶骆驼刺）、苋科（盐穗木）等。评价区高等植被有45种，分属15科，详见表4.2-5。项目区的植被类型及分布见图4.2-3。

表4.2-5　评价区主要高等植物名录

序号	科	种名	拉丁名
1	麻黄科	膜果麻黄	*Ephedra przewalskii*
2	杨柳科	胡杨	*Populus euphratica*
3		灰胡杨	*Populus pruinosa*
4		线叶柳	*Salix wilhelmsiana*
5	蓼科	沙拐枣	*Calligonum mongolicum*
6	藜科	盐穗木	*Halostachys caspica*
7		盐节木	*Halocnemum strobilaceum*
8		盐生草	*Halogeton glomeratus*
9		圆叶盐爪爪	*Kalidium schrenkianum*
10		碱蓬	*Suaed salsa*
11		刺蓬	*Salsola pestifera*
12		细叶虫实	*Corispermum heptapotamicum*
13		星状刺果藜	*Bassia dasyphylla*

14		假木贼	*Anabasis aphylla*
15	毛茛科	东方铁线莲	*Cleamatis orientalis*
16	豆科	铃铛刺	*Halimodendron halodendron*
17		白花苦豆子	*Sophora alopecuroides*
18		苦马豆	*Sphaorophysa salsula*
19		胀果甘草	*Glycyrrhiza inflata*
20		疏叶骆驼刺	*Althagi sparsifolia*
21	白刺科	骆驼蓬	*Peganum harmala*
22		小果白刺	*Nitraria sibirica*
23	柽柳科	多枝柽柳	*Tamarix ramosissima*
24		刚毛柽柳	*Tamarix hispida*
25		短穗柽柳	*Tamarix laxa*
26		多花柽柳	*Tamarix hohenackeri*
27		长穗柽柳	*Tamarix elongata*
28	胡颓子科	尖果沙枣	*Elacagnus oxycarpa*
29		大沙枣	*Elacagnus Moorcroftii*
30	夹竹桃科	大花罗布麻	*Apocynum hendersonii*
31		茶叶花	*Trachomitum lancifolium*
32		牛皮消	*Cynanchum auriculatum*
33	旋花科	打碗花	*Calystegia hederacea*
34	茄科	黑果枸杞	*Lycium ruthenicum*
35	列当科	肉苁蓉	*Cistanche deserticola*
36	菊科	分枝鸦葱	*Scorzonera divaricata*
37		盐生鸦葱	*Scorzonera salsula*
38		新疆绢蒿	*Seriphidium kaschgaricum*
39		小蓟	*Ciriium setosum*
40		花花柴	*Karelinia caspica*
41	禾本科	芦苇	*Phragmites australis*
42		假苇拂子茅	*Calamagrostis pseudophragmites*
43		拂子茅	*Calamagrostis epigeios*
44		小獐茅	*Aeluropus pungens*
45		赖草	*Leymus secalinus*

图4.2-3　评价区域植被类型图

（3）植被分布现状调查

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，对评价区域内的胡杨疏林、刚毛柽柳-多枝柽柳、盐穗木、疏叶骆驼刺4种不同群系进行样方调查。

B.样方调查内容

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”。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。本次评价共布设样方12个，现场调查植被样方内容如下：

①胡杨疏林群系样方调查：设置10m×10m的植被样方3个，记录该样方的坐标和周围地形，同时记录样方内的植物种名称、棵数、平均高、郁闭度、立木蓄积等信息。

②刚毛柽柳-多枝柽柳群系样方调查：设置5m×5m的植被样方3个，记录该样方的坐标和周围地形，同时记录样方内的植物种名称、株数、平均高度、各物种盖度、生物量等信息。

③盐穗木群系样方调查：设置5m×5m的植被样方3个，记录样方的坐标和周围地形，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。

④疏叶骆驼刺群系样方调查：布设1m×1m样方3处，记录该样方的坐标和周围地形，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12个，调查时间为2025年秋季，主要样方情况见表4.2-6至4.2-10。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胡杨疏林群系植被样方调查，调查地点：TP1107CH、TP159CH、T759-2HCX。土壤类型：林灌草甸土、盐土、草甸土等；样方大小：10m×10m；郁闭度：20%～30%；统计结果见表4.2-6。

表4.2-6　胡杨疏林群系植被样方调查统计表

塔里木河冲积平原，地势较为平坦。通过对项目区内动物的实地调查和有关资料的查询，野生动物生存环境可分为以下2种类型：

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

②荒漠区：在项目区南部和西部植被覆盖度较低的区域以半灌木荒漠为主，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。

在本项目评价区域生存的野生动物主要是一些荒漠动物，主要是爬行动物沙蜥、沙鼠、沙狐等。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37种，爬行类4种，鸟类25种，哺乳类8种。各种野生脊椎动物分布状况见表4.2-10。

表4.2-10　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	+		+
苍鹰	Accipiter gentilis	B	+		
红隼	Faloco tinnunculus	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		+		+
塔里木马鹿	Cervus yarkandensis Linnaeus		±		

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。

（3）项目区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800m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。

4.2.7. 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。

4.2.7.1. 重要物种

（1）重点保护野生植物

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4种，详见表4.2-12。

表4.2-12 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。根据本次现状调查，主要分布在项目周边的荒漠生态系统中。	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。根据本次现状调查，主要分布在项目周边的沙地中。		否
3	黑果枸杞 (*Lycium ruthenicum)*	国家二级	无危 LC	否	否	主要分布在向阳的干涸河床地或坡地，砂质土壤或黄土上。本次现状调查未见。		否
4	灰胡杨（Populus pruinosa）	自治区II级	无危	否	否	广泛生长在塔里木河流域的干旱的沙漠周边河流沿岸，耐干旱、耐盐碱、抗风沙。本次现状调查未见。		否

项目区植被多为灌木和多年生草本植物，项目区灌木植物主要以利用4～6m的地下水为主，且分布范围广泛。多年生草本植物主要以利用2m左右的浅层地下水为

主，此类植物都具有较强的耐盐碱可正常生长、繁殖，若地下水下降，则成片死亡。

（2）重点保护野生动物

根据《国家重点保护野生动物名录（2021年版）》《新疆国家重点保护野生动物名录》《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，经过咨询当地林业局野生动物保护科以及生态环境局等单位，该区域共有国家级重点保护动物5种，详见表4.2-13。

表4.2-13　重要野生动物调查结果统计表

现场勘查时未见塔里木马鹿、沙狐、红隼等保护动物，项目区南北跨度较大，偶尔可见到塔里木兔、鹅喉羚的踪迹。

灌丛，地类为灌木林地、宜林地，主要生态功能为防风固沙。具体涉及公益林情况以林草部门核查为准。

评价区域重点公益林的保护对象主要为区域防风固沙林及生物多样性保护林的生态系统，防治沙漠化，保护农田和居住区不受风沙侵袭，保护野生动植物及其生境，维护区域生物多样性；保护现状为自然生境为主，除评价区西部、南部农田开垦外，人类扰动强度较低。

4.2.7.2.　生态保护红线

生态保护红线指在生态空间范围内具有特殊重要生态功能、必须强制性严格保护的区域，是保障和维护国家生态安全的底线和生命线，通常包括具有重要水源涵养、生物多样性维护、水土保持、防风固沙等功能的生态功能重要区域，以及水土流失、土地沙化、石漠化、盐渍化等生态敏感脆弱区域。

塔里木河流域土地沙化防控与生物多样性维护生态保护红线区主要分布在阿克苏地区的新和县、沙雅县和库车市和巴州的轮台县、尉犁县等。生物多样性维护主要生态功能为重点维护生物种类的多样性、基因的多样性和生态系统的多样性及稳定性；主要保护要求为重要生态功能区域生态功能不降低、面积不减少、性质不改变；主要保护对象有鹅喉羚等珍稀野生动物，塔里木沙拐枣、梭梭、肉苁蓉等珍稀野生植物。土地沙化防控主要生态功能为防风固沙，主要保护要求为在风沙危害大的区域，转变传统畜牧业生产方式，实行禁牧休牧，推行舍饲圈养，以草定畜，严格控制载畜量。加大退牧还草、退耕还林和防沙治沙力度，恢复草地植被。

本项目中TP243CH2、TP274CH3、TP1107CH、S105-11XCX等井距离生态保护红线较近，均为侧钻老井，最近处约27m，为塔里木河流域土地沙化防控与生物多样性维护生态保护红线。项目均不占用生态保护红线，本项目与“生态保护红线”位置关系示意见图3.5-1。

4.2.7.3. 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。天然荒漠林主要分布在塔里木河谷平原，是库车市防风固沙，免受风沙侵害的天然生态屏障。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。

评价区域内重点公益林类型均为防风固沙林，属于吐加依灌丛和稀疏灌丛，主要植物种类为柽柳，灌木层高度2m～3m，植被盖度为30%～55%，伴生有盐穗木、疏叶骆驼刺等。本项目部署88口井、开挖管沟约110.12km，涉及天然林，分布有Ⅱ、Ⅲ级林地，不涉及I级林地。拟建项目区内的II级林地已划入国家二级公益林，Ⅲ级林地划为地方公益林，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。本工程具体涉及公益林情况以林草部门核查为准，目前建设单位正在同步办理林草相关手续。

评价区域重点公益林的保护对象主要为区域防风固沙林及生物多样性保护林的生态系统，防治沙漠化，保护农田和居住区不受风沙侵袭，保护野生动植物及其生境，维护区域生物多样性；保护现状为自然生境为主，除评价区西部、南部农田开垦外，人类扰动强度较低；保护要求主要为按照《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。

4.2.7.4. 永久基本农田

根据《中华人民共和国基本农田保护条例》（中华人民共和国国务院令〔2011〕第588号），永久基本农田是指按照一定时期人口和社会经济发展对农产品的需求，依据土地利用总体规划确定的不得占用的耕地。基本农田保护区是指为对基本农田实行特殊保护而依据土地利用总体规划和依照法定程序确定的特定保护区域。基本农田保护区经依法划定后，任何单位和个人不得改变或者占用。国家能源、交通、水利、军事设施等重点建设项目选址确实无法避开基本农田保护区，需要占用基本农田，涉及农用地转用或者征用土地的，必须经国务院批准。

永久基本农田保护实行全面规划、合理利用、用养结合、严格保护的方针，地方各级人民政府应当采取措施，确保土地利用总体规划确定的本行政区域内基本农田的数量不减少。经国务院批准占用基本农田的，当地人民政府应当按照国务院的批准文件修改土地利用总体规划，并补充划入数量和质量相当的基本农田。占用单位应当按照占多少、垦多少的原则，负责开垦与所占基本农田的数量与质量相当的耕地；没有条件开垦或者开垦的耕地不符合要求的，应当按照省、自治区、直辖市的规定缴纳耕地开垦费，专款用于开垦新的耕地。禁止任何单位和个人在基本农田保护区内建窑、建房、建坟、挖砂、采石、采矿、取土、堆放固体废弃物或者进行其他破坏基本农田的活动。禁止任何单位和个人占用基本农田发展林果业和挖塘养鱼。

本项目生态环境影响评价面积约180.93km^2，项目总占地189.81 hm^2。本项目在设计阶段已对基本农田采取了避让措施，项目占地范围内不涉及基本农田。

4.2.7.5. 水土流失现状调查

（1）水土流失重点防治分区

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、塔里木河流域水土流失重点治理区、伊犁河流域重点治理区。

本项目TP1107CH井场等4口井及其配套设施所在沙雅县属于I_2塔里木河中上游重点预防区、II_3塔里木河流域重点治理区，其余工程所在库车市属于塔里木河流域水土流失重点治理区。

（2）水土流失现状

根据《土壤侵蚀分类分级标准》（SL190-2007），项目所在区域主要位于“II风力侵蚀类型区”中的“II1‘三北’戈壁沙漠及沙地风沙区”，主要为荒漠强烈风蚀区和塔里木绿洲轻度风蚀水蚀区。结合本项目区域地理位置、地形地貌、气候特征、土壤、植被及周围环境特点等具体情况进行分析，该区域水土流失类型以轻度风力、水力

侵蚀和中度风力侵蚀为主。根据现场调查及土壤侵蚀背景值，确定本项目所在区域容许土壤流失量取值为2000t/km^2·a。

（3）水土保持基础功能类型

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

（4）水土流失成因

本项目所在的沙雅县地处塔里木河中上游，属于典型的温带大陆性干旱气候。降雨稀少但集中，蒸发强烈。大风和沙尘暴天气是导致强烈风力侵蚀的自然动力。该区域靠近塔克拉玛干沙漠，地表覆盖着丰富的沙质沉积物，土壤结构松散，胶结性差，极易被风力吹扬，也为水力侵蚀提供了物质基础。作为绿洲外围的荒漠区，原生植被以稀疏的荒漠灌草为主，生态系统脆弱，地表缺乏有效的植被保护层，抗风蚀和水蚀能力极弱。同时人为干扰，如过度放牧： 对绿洲外围荒漠林草（如胡杨、红柳）的破坏，降低了地表覆盖，加剧了风蚀和水蚀。水资源利用不当：塔里木河中上游水资源的不合理分配可能影响下游生态，导致荒漠植被退化，间接加剧水土流失。

项目所在库车市同样受风力侵蚀威胁，但作为塔里木河流域的重点治理区，其水力侵蚀的重要性相对更突出。山前冲洪积扇和绿洲－荒漠过渡带，地形坡度相对较大，在暴雨或融雪径流冲刷下，水力侵蚀现象更为明显。作为绿洲农业区，历史上不合理的垦荒、灌溉可能导致土壤次生盐渍化与局部侵蚀。

（5）发展趋势

通过严格执行“预防为主、保护优先”的策略，加强对塔里木河沿岸林草的封育保护，并落实石油开发项目的表土保护、植被恢复等措施，可以遏制其恶化趋势，逐步趋于稳定并有所改善。

4.2.7.6. 土地沙化现状调查

本项目位于沙雅县和库车市境内，根据《新疆第六次沙化土地监测报告》，新

建工程涉及沙化土地类型有半固定沙地、非沙化土地和有明显沙化趋势的土地。

沙雅县沙化土地总面积为2697317.85hm^2，占沙雅县国土总面积的84.34%。其中：流动沙地1625570.97hm^2，占60.27%；半固定沙地1006795hm^2，占37.33%。固定沙地59434.31hm^2，占2.20%；戈壁2242.15hm^2，占0.08%。

库车市沙化土地总面积为205142.19hm^2，其中：流动沙地398.42hm^2，半固定沙地47523.37hm^2，固定沙地29508.53hm^2，沙化耕地11478.91hm^2，戈壁2242.15hm^2，戈壁116232.96hm^2，具有明显沙化趋势的土地244841.6hm^2，其他土地类型面积1003714.98hm^2。

根据《新疆第六次沙化土地监测报告》，本项目所在区域属于沙化区，沙化土地类型为流动沙地。本项目总占地约189.81 hm^2，其中永久占地19.35 hm^2、临时占地170.46 hm^2，占工程总占地面积的10.42%，主要是TH121191H、TH103113X、TH10228CH等井场及集输管线的占地。沙化土地类型分布情况见图4.2-5。

图4.2-5　本项目沙化土地类型分布情况图

4.2.8. 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。

4.2.9. 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。评价区涉及渭干河三角洲绿洲农业盐渍化敏感生态功能区以及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灌木林地、天然牧草地、盐碱地、沙地等，自然植被属稀疏灌木、半灌木荒漠区，植被组成较为简单，植被多为耐旱、耐盐碱型，主要为多枝柽柳、盐穗木、疏叶骆驼刺等群系；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、生态保护红线、水土流失重点治理区、天然林等。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。

4.3. 地下水环境现状调查与评价

4.3.1. 调查方法

评价区位于库车河冲洪积扇扇间地带。潜水含水层岩性为地表岩性由第四系上更新统中砂、细砂及粉细砂多层结构，潜水位埋深2.5～12m、潜水类型为碎屑岩孔隙水；渗透系数2.38～6.78m/d。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。地下水的补给来源主要为库车河、渭干河支流侧向补给、大气降雨和暴雨洪流入渗的补给。排泄方式为潜水面蒸发、植被蒸腾、人工排碱渠排水。承压含水层组包括白垩系含水岩组和侏罗系含水岩组。考虑到非正常工况运营期管道渗漏对潜水的影响，本项目采用引用（上游、侧向、项目区和下游监测点位）的方法调查潜水与承压水的水质。

4.3.2. 监测点位布设

根据《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016），本次评价引用点位共6个。《塔河油田四号联合站原油系统能力提升工程》中S4井的监测数据、《塔河油田奥陶系油藏2024年第六期侧钻项目环境影响报告书》中1井、1#井、2#井的监测数据、《塔河油田10、11、12区2025年产能建设项目环境影响报告书》中T32井、T13井。6个引用监测点中，有5个为潜水含水层监测点，1个为承压水含水层监测点。

引用点位与本项目所在区域同属一个含水层，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，引用数据具有代表性。各监测点设置情况及基本信息见表4.3-1。监测布点图见图4.3-1。

图4.3-1　地下水监测点位图

表4.3-1　本项目地下水监测点统计一览表

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11月	新疆广宇众联环境监测有限公司
2	2#	潜水	项目区侧向	5.8	49		
3	S4	承压水	项目区上游	5.36	100	2023年6月	新疆齐新环境服务有限公司
4	1	潜水	项目区内	5.5	33	2024年4月	新疆中测测试有限责任公司
5	T32	潜水	项目区下游	11.8	40	2024年9月	新疆齐新环境服务有限公司
6	T13	潜水	项目区下游	10.6	50		

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。

4.3.3. 地下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：

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

式中：*Pi*——第*i*个水质因子的标准指数，无量纲；

Ci——第*i*个水质因子的监测浓度，mg/L；

Csi——第*i*个水质因子的标准浓度，mg/L。

②对于评价标准为区间值的水质因子（如pH值），其标准指数计算公式：

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

$$P_{pH} = \frac{pH - 7.0}{pH_{su} - 7.0}$$，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4.3-2。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、氟化物、铁、锰等出现不同程度的超标，超出《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）的III类标准限值，除此之外的其他项目均符合《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中III类标准限值的要求。超标原因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。参考相关文献资料，氯化物超标与区域岩石、土壤成分有关系；在干旱地区的潜水中，氯离子含量与矿化度成正比，项目区地处我国西北内陆的塔里木盆地，水质表现为矿化度高，水质偏碱性，同时库车市境内发育的地带性土壤为棕漠土等，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。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4.3-2　地下水质量现状监测及评价结果一览表

备注：检测结果小于方法检出限时，用“＜”表示

表4.3-3　八大离子平衡表

4.3.4. 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和已建场站，本次引用12-10计转站占地内外包气带土壤数据，监测时间为2024年9月。取样点在本项目所依托的阀组占地外200m处进行包气带分层取样调查。监测布点见表4.3-4。

表4.3-4　包气带现状监测点位置

调查点位	采样深度	备注
12-10计转站占地内	0~20cm	污染控制点
12-10计转站占地外	0~20cm	清洁对照点

（2）监测因子、时间与频次

监测因子：石油类、pH。

监测时间：2025年9月，监测一天，采样一次。

（3）监测结果

包气带监测结果见表4.3-5。

4.3-5　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/L）	标准限值（mg/kg）	达标情况
12-10计转站	占地范围内	石油烃	1.22	4500	达标
	占地范围外		1.26	4500	达标
	占地范围内	pH	7.84	-	达标
	占地范围外		7.71	-	达标

从表4.3-5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。

4.4. 地表水环境现状调查与评价

本项目与地表水体无水力联系，因此不对地表水现状开展评价。

4.5. 土壤环境现状调查与评价

4.5.1. 土壤及分布

根据遥感影像图、新疆维吾尔自治区土壤类型图、《新疆土壤》及现场踏勘结果，评价区土壤类型主要有9种，分别是盐土、漠境盐土、林灌草甸土、草甸土、风沙土、潮土、沼泽土、水稻土、灌淤土等，详见图4.5-1。土壤理化性质详见表4.5-1。

① 盐土

盐土是指含有大量可溶性盐类的土壤，水溶性盐类在土壤表层或土体内逐渐积聚的过程，即盐化过程是导致盐土形成的主要原因。气候干旱和地下水位高是盐化发生的必要条件。在干旱、半干旱地区，溶有各种盐类的地下水因蒸发作用而沿土壤毛管孔隙上升至地表，其中的液态水分子气化，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。盐土剖面形态的基本特点是发育层次不明显，一般无腐殖质层。盐土的养分含量不高，表层土壤有机质含量平均为10.4g/kg，盐土0—20cm平均总含盐量118.1g/kg，0—60cm平均为34.2g/kg，表现出明显的表聚特征。

② 漠境盐土

漠境盐土是盐土的一个亚类。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。

③ 林灌草甸土

林灌草甸土是漠境地区沿河分布的胡杨林、灰杨林、灌木林、草甸等乔、灌、草多层植被下发育着的平原森林土壤。这种土壤在干旱荒漠地区有较广的分布，成为新疆三大林区的一种独特的平原森林土壤。有机质在典型的林灌草甸土中含量较高，碳氨范围较大。土壤中碳酸钙含量普遍较高，一般约140—2509/kg。土壤剖面为枯枝落叶层、半分解的粗腐殖质层、红棕色腐殖质层和锈纹锈斑层所组成，因其靠近沙漠常受风沙侵袭而剖面中多夹有沙层。

④ 草甸土

草甸土是由地下水直接参与，在其上发育草甸植被并产生了一定生物积累过程的半水成土壤。草甸土有多个沉积层次，其质地、结构和厚度各不相同，但从发生学上区分，可分为腐殖质层和氧化－还原层（或称锈色斑纹层）两个发生层。草甸土含有大量的有机质，南疆平均含量10.4 kg以上。草甸土的一个最显著的特点是普遍具有盐化特征，地表常常可以看到白色的盐霜。

⑤ 风沙土

风沙土是风沙地区风成沙性母质上发育的土壤，它是在风的搬迁、堆积下形成的。风沙土的土壤颗粒十分均匀，有机质含量低，平均在5.6g/kg左右，重矿物含量低，但种类较多。荒漠地区的风沙土，还往往含有一定的盐分。

⑥潮土

潮土是指受地下水季节性升降活动影响，在氧化还原交替过程中形成的半水成土壤，土壤中常有锈纹锈斑等特征性形态。地下水的频繁升降和沉积母质的特性是潮土形成的主要原因，地势平坦、地下水埋深较浅且季节性变化明显是其形成的必要条件。潮土多发育于河流冲积平原，河流带来的泥沙在地势平缓处沉积形成深厚的母质层，雨季时地下水上升，土壤处于还原环境，铁锰等元素被还原为可溶性状

态并随水移动；旱季时地下水下降，土壤通气性改善，被还原的铁锰元素又氧化沉淀，形成锈纹锈斑。同时，人类的耕作、施肥等农业活动也会进一步塑造潮土的属性。潮土剖面形态的基本特点是发育层次相对明显，通常具有耕作层、犁底层、心土层和底土层，心土层中锈纹锈斑尤为突出。潮土的养分含量中等，适宜多种农作物生长，表层土壤有机质含量平均为10~20g/kg，土壤质地多为砂壤至黏壤，保水保肥能力较强，是我国重要的农业土壤资源。

⑦沼泽土

沼泽土是指在长期积水或过湿的环境下，湿生植物残体因分解缓慢而大量积累形成的土壤，土壤中普遍存在潜育层和较厚的有机质层。长期积水、湿生植物繁茂以及微生物活动微弱是沼泽土形成的主要原因，地势低洼、排水不畅、降水充沛或地下水出露是其形成的必要条件。在低洼地带，水分长期停滞，地表积水或土壤处于饱和状态，导致土壤通气性极差，微生物（尤其是好气微生物）活动受到强烈抑制，湿生植物（如芦苇、苔草等）死亡后，残体难以充分分解，逐渐在土壤表层积累形成厚厚的泥炭层或腐殖质层；而在土壤下部，由于长期处于还原环境，铁锰等矿物质被还原为灰色或蓝灰色的低价化合物，形成颜色较浅的潜育层。沼泽土剖面形态的基本特点是层次分化清晰，从上至下通常为有机质层（泥炭层或腐殖质层）和潜育层，无明显的淋溶层和淀积层。沼泽土的养分储量丰富，表层土壤有机质含量平均可达30~100g/kg，甚至更高，但土壤通气性差，pH值多呈酸性至中性，直接用于农业生产需进行排水改良。

⑧水稻土

水稻土是指在长期种植水稻，经过人为水耕熟化、周期性灌排和耕作施肥等措施影响下形成的特殊土壤，具有独特的氧化还原层和耕作层结构。人为的水耕熟化过程是水稻土形成的核心原因，充足的水源保障、适宜的耕作管理以及平坦的地形是其形成的必要条件。在水稻种植过程中，通过周期性的淹水灌溉，土壤处于还原环境，铁、锰等元素被还原迁移；排水落干后，土壤通气性增强，这些元素又氧化沉淀，形成具有棱柱状结构的潴育层。同时，反复的耕作使土壤层次混合均匀，施肥则补充了土壤养分，逐渐塑造出适应水稻生长的土壤属性。水稻土剖面形态的基本特点是发育层次复杂且明显，典型剖面包括耕作层、犁底层、潴育层和潜育层，

耕作层疏松肥沃，潴育层有明显的锈纹锈斑和棱柱状结构。水稻土的养分含量较高，表层土壤有机质含量平均为15~35g/kg，氮、磷、钾等养分含量受施肥影响较大，土壤质地多样，保水保肥能力强，是我国南方地区重要的粮食生产土壤。

⑨灌淤土

灌淤土是指在干旱、半干旱地区，通过长期引用含泥沙的河水进行灌溉，泥沙逐渐在土壤表层淤积，并经过人为耕作熟化形成的土壤。灌溉水带来的泥沙淤积和人为耕作活动是灌淤土形成的主要原因，有稳定的灌溉水源、丰富的泥沙来源以及干旱半干旱的气候条件是其形成的必要条件。在干旱半干旱地区，天然降水不足，农业生产依赖灌溉，含泥沙的灌溉水进入农田后，随着水分下渗或蒸发，泥沙逐渐沉积在土壤表层，形成深厚的灌淤层；人为的耕作、耙磨等措施则使灌淤层质地均匀，进一步熟化土壤。灌淤土剖面形态的基本特点是发育层次相对均一，灌淤层深厚（通常大于50厘米），无明显的腐殖质层和淋溶淀积层，土壤颜色较为均一，多呈黄棕色或棕褐色。灌淤土的养分含量中等，表层土壤有机质含量平均为10~18g/kg，土壤质地以粉砂壤或壤质为主，保水保肥能力较强，是干旱半干旱地区重要的农业土壤，在我国西北和华北灌溉农业区分布广泛。

4.5.2. 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，选取了9种土壤（盐土、漠境盐土、林灌草甸土、草甸土、风沙土、潮土、沼泽土、水稻土、灌淤土），针对项目井场占地的土壤理化性质进行分析，见表4.5-1，主要包括土体构型（土壤剖面）表。土体构型（土壤剖面）见表4.5-1。

图4.5-1　评价区域土壤类型图

4.5.3. 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，应按照土壤污染影响型和生态影响型考虑，按相应等级分别开展评价工作。据前文“2.6.7土壤环境”等级判定结果：本项目采油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；采油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。

4.5.3.1. 监测点位

本次监测点位布设兼顾生态影响型一级评价（占地内8个表层样，占地外9个表层样）及污染影响型一级评价（占地内5个柱状样，8个表层样；占地外9个表层样）的现状监测布点类型及数量要求。监测单位为新疆广宇众联环境监测有限公司。

本项目土壤类型主要为盐土、漠境盐土、林灌草甸土、草甸土、风沙土、潮土、沼泽土、水稻土、灌淤土。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。土壤监测点位信息见表4.5-3。

表4.5-1　土壤理化特性调查表

表4.5-2　土体构型（土壤剖面）表

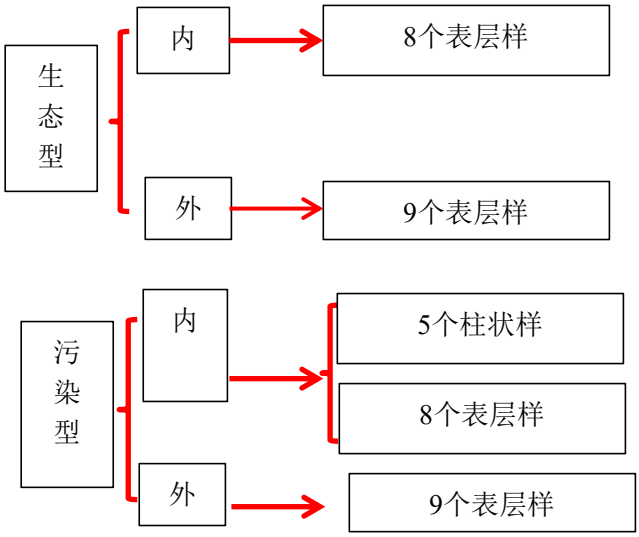

图4.5-2　土壤生态型和污染型监测布点示意图

表4.5-2　土壤监测点位信息

位置	监测点位	经纬度坐标	监测点	合计点数	监测频率/要求	监测因子
占地范围内	TH122138CH井内（漠境盐土）		1	8	采样1次表层样：0-0.2m	《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中表1第二类用地中45项基本因子+pH、全盐量、石油烃（C_{10}~C_{40}）+土壤理化性质
	TH124135X占地内（潮土）		1			
	TH12306CH井场内（盐土）		1			
	S116-1CH井场内（草甸土）		1			
	TP274CH3井场内（林灌草甸土）		1			
	TH102119X占地内（风沙土）		1			
	TH12512CH井场内（沼泽土）		1			
	TH103113X占地内（灌淤土）		1			
	TH12294CH2		1	5	采样1次柱状样：0~0.5m、0.5~1.5m、1.5～3m分别取样	石油烃（C_{10}~C_{40}）
	TH12448CH		1			
	TH10295CH2		1			
	TK1113CH		1			
	TP116CH2		1			
占地范围外	TH12335CH2外牧草地（漠境盐土）		1	9	采样1次表层样：0-0.2m	《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）
	TH124142南部农田（盐土）		1			

位置	监测点位	经纬度坐标	监测点	合计点数	监测频率/要求	监测因子
	TH124132X北部农田（潮土）		1			中表1规定的基本项目：pH+8项重金属+土壤盐分含量+石油烃（C_{10}~C_{40}）
	TK1113CH北部农田（草甸土）		1			
	TP243CH2西部农田（风沙土）		1			
	TH10412CH3南部农田（林灌草甸土）		1			
	TH12519CH南部农田（沼泽土）		1			
	TP-11计转站北部（水稻土）		1			
	TH10434混输泵站南部农田（灌淤土）		1			

图4.5-1　土壤监测布点图

4.5.3.2. 监测时间

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9月28日。

4.5.3.3. 监测因子

① 占地范围内

监测布点：

（1）表层样：TH122138CH井内、TH124135X占地内、TH12306CH井场内、S116-1CH井场内、TP274CH3井场内、TH102119X占地内、TH12512CH井场内、TH103113X占地内。

检测项目：土壤盐分含量、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、石油烃等共计47项因子。

（2）柱状样：TH12294CH、TH12448CH、TH10295CH2、TK1113CH、TP116CH2。

检测项目：石油烃（C_{10}~C_{40}）。

②占地范围外

监测布点：TH12335CH2外牧草地、TH124142南部农田、TH124132X北部农田、TK1113CH北部农田、TP243CH2西部农田、TH10412CH3南部农田、TH12519CH南部农田、TP-11计转站北部、TH10434混输泵站南部农田。

检测项目：pH、镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌、石油烃（C10~C40）、土壤盐分含量共计11项因子。

4.5.3.4. 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。

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。

4.5.3.5. 评价方法

采用标准指数法：

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

式中：C_i——i污染物的监测值；

S_i——i污染物的评价标准值；

P_i——i污染物的污染指数

4.5.3.6. 监测结果与评价

土壤现状监测与评价结果见4.5-3～4.5-5。

表4.5-4 占地范围内柱状样土壤环境质量评价

序号	监测点位	监测层位	石油烃		*pi*	评价结果
			监测值（mg/kg）	标准		
1	TH12294CH2	0~0.5m				达标
		0.5~1.5m				达标
		1.5~3.0m				达标
2	TH12448CH	0~0.5m				达标
		0.5~1.5m				达标
		1.5~3.0m				达标
3	TH10295CH2	0~0.5m				达标
		0.5~1.5m				达标
		1.5~3.0m				达标
4	TK1113CH	0~0.5m				达标
		0.5~1.5m				达标
		1.5~3.0m				达标
5	TP116CH2	0~0.5m				达标
		0.5~1.5m				达标
		1.5~3.0m				达标

表4.5-3　占地范围内表层样土壤环境质量评价（1）

表4.5-5　占地范围内表层样土壤环境质量评价（2）

表4.5-6占地范围外表层样土壤环境质量评价

（1）占地内外的土壤污染物监测结果

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，重金属元素含量相对较低。所有监测因子满足《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地风险筛选值要求；

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

（2）酸碱化、盐化程度监测结果

根据《环境影响评价技术导则土壤环境（试行）》（HJ964-2018）附录D，在干旱、半荒漠和荒漠地区，项目区占地范围内土壤含盐量SSC范围8～35.5g/kg，土壤含盐量≥10，属于极重度盐化。项目区占地范围外土壤含盐量SSC范围0.9～15.8g/kg，土壤含盐量≥10，属于极重度盐化。根据统计项目区土壤含盐量平均值为13.21g/kg。

按照土壤酸化碱化分级标准，TH122138CH井内、TH124135X占地内、TH12306CH井场内、S116-1CH井场内、TP274CH3井场内占地范围内的土壤pH范围为8.14~8.35，在5.5≤pH＜8.5范围内，属于无酸化或碱化。TH12335CH2外牧草地、TH124142南部农田、TK1113CH北部农田、TP243CH2西部农田、TH10412CH3南部农田、TH12519CH南部农田、TP-11计转站北部、TH10434混输泵站南部农田占地范围外的土壤pH范围为7.9~8.35，在5.5≤pH＜8.5范围内，属于无酸化或碱化。TH124132X北部农田与TK1113CH北部农田占地范围外的土壤pH在8.5≤pH≤9.0内，属于轻度碱化土壤。项目区的土壤为无酸化碱化，极个别井场的土壤为轻度碱化。

4.6. 环境空气质量现状调查与评价

4.6.1. 区域大气环境质量达标判定

本项目位于库车市和沙雅县。本次评价采用中国空气质量在线监测分析平台发布的2024年中阿克苏地区的监测数据，作为环境空气现状评价基本污染物SO_2、NO_2、CO、O_3、PM_{10}和$PM_{2.5}$的数据来源。空气质量达标区判定结果见表4.6-1。

表4.6-1　　阿克苏地区基本污染物环境空气质量现状评价一览表

由上表可知：2024年项目所在地阿克苏地区SO_2、NO_2年平均浓度及CO、O_3日平均浓度均满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）及修改单的二级标准要求；$PM_{2.5}$、PM_{10}年浓度超过《环境空气质量标准》（GB3095-2012）及修改单中二级标准限值要求，超标主要是由于当地气候条件干燥、自然扬尘较多。根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）区域达标判断标准，本工程所在区域环境空气质量属于不达标区。

4.6.2. 近六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 6 年的区域环境质量资料。本次评价采用 2018 年—2024 年的库车市气象局常规监测站点实时监测数据，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 4.6-2。

表4.6-2　近五年库车市环境空气质量现状变化　单位：μg/m^3　（CO除外）

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）及修改单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。2018 年—2024 年库车市环境空气质量现状变化趋势图详见表 4.6-1。

图4.6-1　2018年—2024年库车市环境空气质量现状变化趋势图（CO单位mg/m^3）

4.6.3. 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》以及《塔河油田东部2024年产能建设项目环境影响报告书》中NMHC和H2S的监测数据。监测点位基本信息见表4.6-3和图4.6-2。

图4.6-2 大气监测点位图

表4.6-2　　补充监测点位基本信息　　单位：mg/m³

序号	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
1	四号联合站			NMHC、H_2S	2023年5月29日-6月4日
2	塔里木乡				2023年11月24日-11月30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）及修改单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/m³，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/m³）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：

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

式中：

Pi——第*i*个污染物的最大占标百分比，%；

Ci——第*i*个污染物监测浓度，μg/m³；

Coi——第*i*个污染物的环境空气质量浓度标准，μg/m³。

（5）评价结果

监测及评价结果见表4.6-3。

表4.6-3　　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/m³）	浓度范围（μg/m³）	最大浓度占标率（%）	超标率（%）	达标情况

监测点位	污染物	平均时间	评价标准（μg/m³）	浓度范围（μg/m³）	最大浓度占标率（%）	超标率（%）	达标情况
四号联合站	NMHC	1h平均					达标
	H_2S	1h平均					达标
塔里木乡	NMHC	1h平均					达标
	H_2S	1h平均					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（10μg/m³）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）确定的一次浓度限值 2000μg/m³ 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。

4.7. 声环境现状评价

声环境现状调查采用现场监测法。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

12-10计转站与老井S116-1CH四周厂界噪声，TH103112X新井的环境噪声，共9个点位。声环境现状监测布点示意图见图4.7-1。

（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》（GB12348-2008）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9月。

（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》（GB12348-2008）中2类标准【昼间60dB（A）、夜间50dB（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60dB（A）、夜间50dB（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 4.7-1。

表 4.7-1　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	
12-10计转站	东厂界	昼间		60	达标
		夜间		50	
	南厂界	昼间		60	
		夜间		50	
	西厂界	昼间		60	
		夜间		50	
	北厂界	昼间		60	
		夜间		50	
S116-1CH老井	东厂界	昼间		60	达标
		夜间		50	
	南厂界	昼间		60	
		夜间		50	
	西厂界	昼间		60	
		夜间		50	
	北厂界	昼间		60	
		夜间		50	
TH103112X新井		昼间		60	达标
		夜间		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。

5. 环境影响预测与评价

5.1. 生态环境影响分析

5.1.1. 施工期生态环境影响分析

5.1.1.1. 占地影响分析

本项目充分利用现有井场和井场道路，在塔河油田10区、11区、12区、TPT区进行滚动开发。本项目总占地约189.81 hm^2，其中永久占地19.35 hm^2、临时占地170.46 hm^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。

5.1.1.2. 对植被的影响分析

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）工程占地对植被影响

由影响因素分析和油气田建设的特点决定了在诸多对自然植被的影响因素中，施工期的建设占地等行为最严重，只有勘探对地表扰动和工程施工占地对影响区段植被的一次性破坏较大。

本项目占地扰动面积189.81hm^2，地表植被基本被毁。在投入运营后，其中有19.35hm^{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170.46hm^{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）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。

（3）人类活动对植被的影响

本项目开发建设过程中大量人员、机械进入项目区，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。

（4）大气污染物的影响

井场建设施工期，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油气生产设施无组织释放的烃类气体等。

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。夏季白天气温高，植物气孔易打开，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，工程区多风、少雨、干旱、地形开阔的自然条件使大气污染物易于扩散，工程建设规模较小，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。

（5）植被生物量损失

本项目总占地约189.81 hm^2，其中永久占地19.35 hm^2、临时占地170.46 hm^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、沙地等为主。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：

$$Y=Si\times Wi$$

式中：Y——生物量损失，t；

Si——占地面积，hm^2；

Wi——单位面积生物量，t/hm^2。

表5.1-1　自然植被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）
荒漠灌丛	2.02	160.46	325
其他	0.75	29.35	22
合计		189.81	347

根据计算，本项目将造成347t自然植被生物量损失。新增生物量损失均来自项目占地，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。

（6）管线修建对植被的影响

项目开挖管沟100.12 km，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，浅根草本植物会逐渐恢复。

5.1.1.3. 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、苍鹰、鹅喉羚、白尾地鸦、塔里木马鹿、云雀、沙狐和红隼等，在现场调查期间，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，由于油气田机械设备的轰鸣声惊扰，大多数野生脊椎动物种类将避行远离，使区域内单位面积上的动物种群数量下降，但此类影响对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，随着本项目井场建设的各个过程，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他区域，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，因而此次油气田开发所影响的只是一些爬行类和鸟类。

5.1.1.4. 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和重点预防区，建设单位在项目建设和运行过程中要严格按照设计、环评以及水保要求做好水土流失防治措施。

项目区地面建设工程实施中，会使施工带范围内的土体结构遭到破坏，导致风沙作用加剧，因此大规模的石油勘探开发可能促使生态环境进一步恶化。其影响主要表现在以下几个方面：

（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，便产生风蚀作用，细粒物质被带走，粗粒物质大部分原地保留下来，从而使土壤颗粒变粗，将未沙化的原始土壤和“就地起沙”形成的风沙土颗粒粒级加以比较，沙化后的风沙土较之原始土壤粗

砂和细砂粒显著增加，而粉砂和粘粒粒级减少。

（2）土壤贫瘠及含盐量变化

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）对油田公路、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。

5.1.1.5. 井场建设对生态环境的影响分析

本项目部署88口井，其中新建井场28座，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。

5.1.1.6. 管线建设对生态环境的影响分析

本项目开挖管沟100.12km，从管线途经区域两侧评价范围的现状调查结果来看，沿线主要为未利用地，植被多为耐旱型植被，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。

5.1.1.7. 对重点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。项目开发过程中将占用荒漠灌丛共计89.71hm^2，占荒漠灌丛分布区面积的1.08%，虽然临时占地区域内

的柽柳等荒漠植物在较长时间内不易恢复（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。

5.1.1.8. 对土地沙化的影响分析

根据《新疆第六次沙化土地监测报告》，本项目所在区域属于沙化区，沙化土地类型为流动沙地。本项目总占地约189.81 hm^2，其中永久占地19.35 hm^2、临时占地170.46 hm^2。占用沙地面积为2.89 hm^2，占工程总占地面积的1.52%，主要是井场和集输管线的临时占地，详见图4.2-2。本项目井场和管线建设对土地沙化的影响主要表现在地表扰动与破坏、植被破坏、风蚀加剧和人为活动增加等，对不同沙化土地类型的影响如下：

（1）非沙化土地

非沙化土地生态相对较好、植被覆盖度相对较高、土壤表层有一定结皮或有机质。井场建设时清除地表植被、破坏土壤结构、移除表土，将原本稳定的土地转变为易侵蚀的裸地。场地硬化和井场设施建设形成永久性不透水面，使井场和站场所在区域彻底丧失生态功能，同时施工期车辆碾压破坏井场周边植被。管线建设时开挖管沟会破坏地表植被和土壤结构，形成一条易蚀带，表土回填后若压实不足或植被恢复不良，该线状区域极易成为风蚀突破口或积沙带。同时，管线施工便道也会造成平行于管线的扰动带。

（2）半固定沙地

半固定沙地生态系统较为脆弱，地表植被覆盖度较低，沙面处于半固定状态，受扰动后易发生活化。井场建设过程中，清除植被、平整场地等作业将直接破坏沙地表面的稳定性，导致沙粒流动性增强。施工机械碾压及人员活动会进一步加剧地表结皮破坏，使半固定沙地向流动沙地退化。

（3）有明显沙化趋势的土地

此类土地处于生态退化临界状态，表层土壤结构不稳定，植被抗干扰能力弱。井场建设和管线施工会显著加速其沙化进程：地表植被清除和土壤扰动将直接破坏微弱的生态平衡，使土地失去抵御风蚀的能力；管沟开挖形成的松散沙土若不及时固覆，易成为风沙源；施工便道及车辆碾压会形成带状风蚀沟，进一步割裂生态系统。

5.1.2. 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。

5.1.2.1. 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少，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。

5.1.2.2. 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。

5.1.2.3. 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。因而油气田开发建设不会改变区域内景观生态的稳定性及完整性。

5.1.2.4. 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189.81 hm^2，其中永久占地19.35 hm^2、临时占地170.46 hm^2。荒漠区域被油气田设施等永久性构筑物占用，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。油气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。

5.1.3. 退役期生态环境影响分析

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

退役期的环境影响以生态环境的恢复为主，同时封井和井场清理也会产生少量扬尘和建筑垃圾，会对周围的环境造成一定影响。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，防止水泥等的撒落与飘散，同时在清理井场时防止飞灰、扬尘的产生，尽可能降低对周边大气环境的影响。

另外，井场清理等工作还会产生部分废弃管线（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。油气田设施退役后，人员撤离，区域内没有人为扰动，井场范围内的自然植被会逐渐得以恢复，有助于区域生态环境的改善。

5.1.4. 生态影响评价自查表

本项目对生态环境的影响主要在施工期，本项目总占地约189.81 hm^2，其中永久占地19.35 hm^2、临时占地170.46 hm^2。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和沙雅县境内，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。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。总体而言，施工结束后，随着耕地复种、生态补偿及生态恢复措施的实施，临时性工程用地扰动区内的原有植被可逐渐恢复，临时性工程占地影响将逐渐减小或消失，生态环境影响可接受。本项目生态影响评价自查表见表5.1-2。

表5.1-2　生态影响评价自查表

工作内容		自查项目
生态影响识别	生态保护目标	重要物种☑；国家公园□；自然保护区□；自然公园□；世界自然遗产□；生态保护红线☑；重要生境□；其他具有重要生态功能、对保护生物多样性具有重要意义的区域□；其他☑
	影响方式	工程占用□；施工活动干扰□；改变环境条件□；其他☑
	评价因子	物种☑（分布范围、种群数量、种群结构、行为等） 生境☑（生境面积、质量　　） 生物群落☑（物种组成、群落结构等　　） 生态系统☑（植被覆盖度、生态系统功能等　　） 生物多样性☑（物种丰富度、优势度等　　） 生态敏感区□（　　） 自然景观☑（景观多样性、完整性　　） 自然遗迹□（　　） 其他☑（水土流失、土壤盐渍化、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：（180.93）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. 地下水环境影响分析

5.2.1. 区域水文地质条件

5.2.1.1. 地下水赋存条件

本项目所在的塔河油田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，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。含水层为潜水和承压水多层结构。

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5.2-1 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

本项目所在区域潜水、承压水富水性均为水量中等。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。

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。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。从含水层的岩性及厚度变化规律来看，自西南向东北，潜水含水层渗透系数呈现由大到小的变化趋势。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，区内北部地区的潜水水位埋深在7m~10.5m之间，中部、南部的潜水水位埋深在4m~7m之间，南部地区的潜水埋深在2~4m之间。根据区内已有的一眼潜水钻孔及物探、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。

根据承压含水层的顶板埋藏深度，又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：

1）承压含水层的顶板埋深50-100m区

该区呈片状分布在评价区。分布于该区的潜水，潜水位埋深从3m~10m不等，

钻孔揭露的潜水含水层厚度＜20m，含水层岩性为第四系细砂、粉砂；换算涌水量为 107.3-1000.0m^3/d，水量中等；渗透系数为 1.05 m/d ~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。

第四系承压水含水层的顶板埋藏深度的变化规律是：区域东北部，淡水含水层的顶板埋藏深度最大，最大达到 100m。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，承压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。

2）承压含水层的顶板埋深＜50m 区

该区呈片状分布在项目区的西北部。分布于该区的潜水，潜水位埋深从2m到＞5m不等，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100-614m^3/d，水量中等；渗透系数为0.89-2.59m/d，影响半径为221.09-350.45m。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233.0-801m^3/d，水量中等；渗透系数为1.57-3.99m/d，影响半径为192.37-325.97m。

图5.2-2　评价区水文地质剖面图

5.2.1.2.　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域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。

5.2.1.3. 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 月~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 月~12 月形成另一峰值，一般在次年 1 月~2 月达到最低水位。年内变幅 2.44m~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。

表5.2-2　　本次评价区内地下水水位统测结果一览表

5.2.1.4.　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・SO_4・Cl—Na(Ca・Mg)型渐变为 SO_4・Cl—Na・Mg 型和 Cl・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·Cl(或 SO_4)—Na·Mg(或 Mg·Na)、Cl·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，表现为从北部、中部到南部，水化学类型由 HCO_3·SO_4·Cl—Na·Ca 型渐变为 SO_4·Cl—Na·Ca 型和 Cl·SO_4- Na(Mg·Ca)型水。承压水的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。

5.2.1.5. 地下水开发利用现状

区内地下水矿化度一般大于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。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，区内地下水主要用于农业灌溉，没有开采利用及规划。

5.2.1.6. 包气带特征及污染状况调查

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。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}～1.11×10^{-4}cm/s，粉土垂直渗透系数 1.67×10^{-4}～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现状调查的调查结论，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。

5.2.1.7. 区域地下水污染源调查

评价区除油田生产设施外，分布有少量农田，污染物排放方式以农药、化肥为

主的面源污染为主，无其他工业企业污染源。根据区域地下水现状监测，各监测点中石油类满足《地表水环境质量标准》(GB3838-2002)Ⅲ类标准要求。

5.2.2. 施工期地下水环境影响分析

（1）施工期间废水对地下水影响分析

根据工程分析，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；本项目井身的一开套管的下入深度800m，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

本项目管道全线采用埋地敷设方式，管线埋深一般为管顶覆土深度1.2m，管道敷设工作主要在浅层地表进行，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，本项目施工期间无废水外排，施工过程中产生的废水和固体废物均得到妥善处理。故施工期对地下水环境的影响很小。在严格执行环境保护措施的前提下，项目施工期废水不会对周围地下水环境产生明显影响。

5.2.3. 运营期地下水环境影响分析

5.2.3.1. 正常状况下地下水环境影响分析

（1）废水

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《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。

各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，油层与第四系含水层之间不存在水力联系。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）落地油

本工程在修井及采油等过程中都可能产生落地油等固体废物。根据西北油田分公司的作业要求，各作业队伍在作业过程中尽可能避免落地油的产生，井下作业必须采用带罐进行，落地油一旦产生须及时、彻底进行回收，井口排出物全部进罐，故基本无落地油产生。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

本工程各类管线均是全封闭系统，集输管线采用柔性复合管及无缝钢管，采取严格的防腐防渗措施。本工程顶管埋深1.2m，管线埋设区域的地下水埋深大于2m，

正常状况下，输送、储存的介质不会与管线穿越区域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。

5.2.3.2. 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。

5.2.3.2.1情景1：钻井穿透污染影响分析（油水窜层）

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

窜层污染的主要原因一般是由于表层套管和油气层套管的固井效果变差导致窜层使地下水受污染。由废弃井、套管被腐蚀破坏而污染到地下水的现象，在前期不会发生，待井开发到中后期时，废弃井、套管被腐蚀破坏，才可能会对地下水有影响：废弃井在长期闲置过程中，在地下各种复合作用下，固井水泥被腐蚀，套管被腐蚀穿孔，加上只封死井口，油气物质失去了释放通道，会通过径流进入潜水含水层，参与地下水循环。虽然此时油层几乎没有多少压力，原油不大可能进入到含水层污染地下水，但这一现象仍应引起重视。

本次地下水环境影响评价主要考虑最不利的极端情况下，油水窜层后对工程区下游第四系含水层水质的影响，针对污染物进入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、氯离子、溶解性总固体等污染物。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、弥散作用是污染物迁移的主要因素。

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：

$$\frac{C}{C_0}=\frac{1}{2}erfc(\frac{x-ut}{2\sqrt{D_Lt}})+\frac{1}{2}e^{\frac{ux}{D_L}}erfc(\frac{x+ut}{2\sqrt{D_Lt}})$$

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5.2-2。

表5.2-2 水质预测模型所需参数一览表

序号	参数符号	参数名称	参数数值	数值来源
1	*u*	水流速度	0.024 m/d	地下水的平均实际流速u= KI /n，评价区内含水层主要岩性为细砂，根据导则中附录B，细砂渗透系数为5～10m/d，本次评价取10m/d，根据《塔河油田水文地质普查报告》等历史水文地质勘察报告，区内地下水基本处于停滞状态，水力坡度很小，为0.2‰～0.8‰，本次预测取水力坡度最大值为0.8‰。
2	D_L	纵向弥散系数	0.24 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及区内已有勘查资料，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5.2-3、表5.2-4，图5.2-5。

表5.2-3　污染物在潜水含水层中的浓度迁移预测结果（情景1）

污染物	100d		1000d		3650d	
	距离（m）	浓度c（mg/l）	距离（m）	浓度c（mg/l）	距离（m）	浓度c（mg/l）
石油类	0		0		0	
	5		20		30	
	10		40		60	
	15		60		90	
	23		80		120	
	26		88		150	
	30		99		180	
	35		120		209	
	40		140		229	
	45		160		270	
	50		180		300	

表5.2-4　　预测结果统计表（情景1）

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

图5.2-5　发生泄漏后石油类污染物浓度变化趋势图（情景1）

根据以上预测结果，在本次设定的预测情形下：预测期间，随着时间、距离增加，污染范围也呈增加趋势。石油类浓度在预测100d、1000d、3650d时地下水超采距离分别为23m、88m、109m，影响距离分别为26m、99m、229m。影响范围内均无居民饮用水井等敏感点，但下渗废水对该地区地下水的影响依然存在。因此，为预防污染的发生和污染源的形成，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。

5.2.3.2.2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（源强）

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。当集输管线泄漏量很大时，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，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考虑，对模型中的各项参数均予以保守性估计。

$$c = \frac{c_0}{2}\left[\operatorname{erfc}\left(\frac{x-ut}{2\sqrt{D_L t}}\right) - \operatorname{erfc}\left(\frac{x-u(t-t_o)}{2\sqrt{D_L t(-t_0)}}\right)\right]$$

以上式中：x—距注入点的距离，m；

t—时间，d；

C（x，t）—t时刻x处的示踪剂浓度，g/l；

C0——注入的示踪剂浓度，g/l；

u－水流速度，m/d；

n—有效孔隙度，无量纲；

DL—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5.2-5。

1）10区、11区、12区

10区、11区、12区的水质预测模型所需参数一览表见表5.2-2。

2）托甫台区

托甫台区水质预测模型所需参数一览表见下表5.2-6。

表5.2-6 托甫台区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	0.019m/d	地下水的平均实际流速u=KI/n，根据导则推荐的经验值，评价区内渗透取10m/d；根据评价区水文地质资料，地下水水力坡度约0.8‰。
2	DL	纵向弥散系数	0.19m^2/d	DL=αLu，aL为纵向弥散度。由于水动力弥散尺度效应，难以通过野外或室内弥散试验获得真实的弥散度，结合项目区水文地质条件、生态环境部发布的《地下水污染模拟预测评估工作指南》附录C中经验数值及《地下水溶质运移理论及模型》（中国地质大学出版社），本次模拟取弥散度参数值取10。
3	DT	横向弥散系数	0.019m^2/d	依据美国环保署（EPA）提出的经验数据：横/纵向弥散度比（DT/DL）一般为0.1，则横向弥散系数为0.019m^2/d。
4	n	有效孔隙度	42%	依据《水文地质手册》（第二版）中表2-3-2及区内已有勘查资料，细砂孔隙度为0.42，本次有效孔隙度取42％。
5	M	含水层厚度	30m	根据评价区水文地质资料，本次预测模拟区域含水层厚度按平均厚度30m计算。
6	t	时间	计算发生瞬时泄漏后，100d、1000d、3650d时各预测点的浓度	
7	C0	污染物浓度	根据前文计算，情景2管线泄漏量取0.745t，	

⑤预测结果与分析

10区、11区、12区预测结果与分析

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5.2-8 、表5.2-9 ，图5.2-6。

表5.2-8 石油类污染物在潜水含水层中的浓度迁移预测结果（情景2）

100d		1000d		3650d	
距离（m）	浓度c（mg/L）	距离（m）	浓度c（mg/L）	距离（m）	浓度c（mg/L）
0	0.012	0	0.002	0	0.000
5	0.036	10	0.005	20	0.001
10	0.035	20	0.007	40	0.002
15	0.017	30	0.01	60	0.003
18	0.01	40	0.008	80	0.004
25	0.001	50	0.006	100	0.004
30	0.000	60	0.004	120	0.004
35	0.000	70	0.002	140	0.002
40	0.000	80	0.001	160	0.001
45	0.000	90	0.000	180	0.001
50	0.000	100	0.000	200	0.000

表5.2-9　　预测结果统计表（情景2）

预测因子	预测时间	超标距离（m）	影响距离（m）	影响范围内居民饮用水井
石油类	100d	0	18	无
	1000d	0	30	无
	3650d	0	0	无

图5.2-4　　情景2：1天石油类污染物运移分布图

图5.2-5　　情景2：10天石油类污染物运移分布图

图5.2-6　　情景2：100天石油类污染物运移分布图

图5.2-7　　情景2：1000天石油类污染物运移分布图

根据以上预测结果，在非正常状况下，污染物进入含水层后，在水动力弥散作用下，管线发生破裂后，瞬时注入的污染物将产生呈椭圆形的污染晕，污染晕中污染物的浓度由中心向四周逐渐降低。随着水动力弥散作用的进行，污染晕将不断沿水流方向运移，污染晕的范围也会发生变化：当泄漏发生后，若不采取地下水污染治理措施，在预测期间，随着泄漏后的时间的增加，影响范围呈增加趋势，污染物泄漏发生后1d、10d、100d、1000d的污染物超标范围分别为12.06、97.87m^2、763.16m^2、5607.29m^2，影响范围分别为13.47、115.28、924.91、7191.45。污染物的迁移对地下水有一定影响，各时段的预测影响范围内均无居民饮用水井等地下水环境敏感点，随着影响范围的扩大，污染物浓度呈减小趋势。管线采用无缝钢管，发生泄漏后，建设单位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，建设单位可在1天内清除地面及地下的污染物，尽量避免出现泄漏的污染物进入地下水并随地下水中迁移，对外环境产生影响。建设单位和施工单位严格按照“源头控制、过

程防控、跟踪监测、应急响应”相结合的原则，采取地下水污染防控措施的情况，非正常状况下，对地下水的影响属于可接受范围。

5.2.4. 退役期地下水环境影响分析

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

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

5.2.5. 小结

（1）在正常状况下，本工程各阶段的废水均不外排，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，各类废水及固废均得到了妥善处置，本工程在设计、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，本工程对地下水环境的影响较小。

（2）本次地下水评价，对项目运营期在非正常情况的情景进行了预测分析，结果显示：若发生非正常状况，污染物一旦发生泄漏，将会对项目附近区域地下水造成一定影响，本工程井场采取了必要的防渗措施，管线采用无缝钢管，发生泄漏后，建设单位及时启动应急预案，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，建设单位可在1天内清除地面及地下的污染物，尽量避免出现泄漏的污染物进入地下水并随地下水迁移，使影响范围控制在项目征地范围内。建设单位和施工单位严格按照“源头控制、过程防控、跟踪监测、应急响应”相结合的原则，采取地下水污染防控措施的情况，非正常状况下，对地下水的影响属于可接受范围。

5.3. 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。

5.3.1. 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、管道试压废水、钻井废水。

（1）生活污水

施工期生活污水经撬装式一体化装置处理后水质达到《农村生活污水处理排放标准》（DB654275-2019）表二的B级标准，处理达标后的水用于区域生态林、荒漠灌溉，不外排，对周边水环境的影响很小。

（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，处理后的液相尽量回用于配备钻井液，不能回用的废钻井液，采用罐车拉运至阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站处理达标后回注地下，不外排，对水环境影响很小。

（3）管线试压废水

管线试压废水中主要污染物为SS，属于清净废水，试压完成后用于场地降尘用水，不外排。

（4）酸化压裂废水

各井产生的压裂返排液排入回收罐中，运至阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站处理，处理达标后回注，不外排，对水环境影响很小。

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

5.3.2. 运营期地表水环境影响分析

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，本项目运营期采出水随油气混合物进入塔河油田二号、三号、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。各联合站现运行正常，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，拉运至阿克苏塔河环保工程有限公司处理达到《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地层，不外排。

采取上述水污染控制措施后，项目废水不外排，本工程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。

5.3.3. 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。

5.3.4. 地表水环境评价结论

拟建工程施工期、运营期、退役期产生的各类废水不外排，各类管道输送过程密闭输送，且项目场地及周边邻近区域无地表水体分布，因此拟建工程的建设不会对地表水环境产生影响。

5.3.5. 地表水环境影响评价自查表

项目地表水环境影响评价自查表见表5.3-1。

表5.3-1　　地表水环境影响评价自查表

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

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

5.4. 土壤环境影响分析

5.4.1. 施工期土壤环境影响分析

施工期对土壤质量的影响主要为人为扰动、车辆行驶和机械施工、各种废弃物污染影响。

（1）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88口井，其中新钻井28口、老井侧钻井48口，钻井作业均采用“振动筛+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“振动筛+钻井废弃物不落地达标处理技术”，振动筛分离出的液相继续回用于下一口钻井，钻井废弃物不落地分离出的废弃泥浆，交阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保站处理；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，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、临时施工场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。

5.4.2. 运营期土壤环境影响分析

5.4.2.1. 土壤环境影响识别

（1）土壤评价等级及评价范围

土壤评价等级及评价范围见“2.6.4.土壤环境评价等级和评价范围”。

（2）影响类型及途径

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5.4-1。

表5.4-1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

本项目输送介质为原油、天然气等，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5.4-2。

表5.4-2　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5.4-3。

表5.4-3　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

5.4.2.2. 现状调查与评价

（1）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漠境盐土、盐土、草甸土、林灌草甸土、风沙土等。

（2）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。

（3）土地利用规划

本项目占地范围暂无规划。

（4）土壤理化性质调查

土壤理化性质调查详见4.5章节。

5.4.2.3. 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，只有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。

预测情景：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，泄漏100天。

（2）项目区包气带岩性及厚度

项目区浅部地层主要由第四纪全新统（Q）冲、洪积细颗粒沉积物组成，包气带以砂土为主，根据近年地下水水位观测资料，潜水水位在2.5m～10.5m，包气带厚度约2.5-10.5m。

由于第四系土层垂直方向上岩性变化特征不明显，整体概化为1层，岩性概化为砂土，土壤层厚度按3m考虑，相关参数参考 HYDRUS 程序中所推荐的包气带基本岩性参数进行取值，共划分为 100 层，共 101 个节点，每层10cm，剖面上共布设5个观测点，所处位置依次为N1（30cm）、N2（60cm）、N3（120cm）、N4（240cm）、N5（300cm）。包气带分层及观测点位置示意图见图5.4-1。

图5.4-1　包气带分层及观测点位置示意图

（3）建立数学模型

本文使用Hydrus-1D软件构建模型进行计算，主要模拟石油烃随渗漏废水进入包气带后的迁移转化过程，重点运用了软件中的水流及溶质运移两大模块。

非饱和带溶质运移模型

溶质运移模型根据多孔介质溶质运移理论，考虑一维非饱和土壤溶质运移的数学模型为其中：

$$\frac{\partial(\theta c)}{\partial t}=\frac{\partial}{\partial z}(\theta D\frac{\partial c}{\partial z})-\frac{\partial}{\partial z}(qc)$$

c—污染物介质中的浓度，mg/L；

D—土壤水动力弥散系数，m^2/d；

q—渗流速率，m/d；

z—沿Z轴的距离，m；

t—时间变量，d；

θ—土壤含水率，%。

（3）模型设置

①模型范围

本次模拟预测采用垂向一维模型，根据现状调查，模型纵向范围为单位宽度地表至地下1m区域。

②预测时间划分

本次预测事故状态下泄漏T1=500d、T2=1000d、T3=2000d和T4=3000d后、包气带溶质运移引起的污染物浓度分布情况。

上边界条件：概化为变压力水头/通量；

下边界条件：概化为自由排水边界。

③包气带水分运移介质参数

水分迁移模型需要确定的水文地质参数包括：残余含水率θr、饱和含水率θs、垂直渗透系数K以及曲线形状参数n。θs，θr、n采用Hydrus-1d软件提供的土壤经验参数库中的数值。模型初始参数取值见表5.4-4所示。

表5.4-4　土壤包气带水文地质初始参数取值表

土壤岩性	土壤容重ρ（g/cm³）	饱和含水率θs（g/g）	残余含水率θr（g/g）	渗透系数Ks(m/d)
砂土	1.5	0.39	0.1	31.44

④水力边界条件

上边界条件：定压力水头；

下边界条件：概化为自由排水边界。

⑤溶质运移参数

本次预测石油烃浓度选择850000mg/L，考虑长期持续泄漏100天。

⑥溶质运移边界条件

上边界条件：定浓度边界；

下边界条件：零浓度梯度边界。

（4）预测结果

本次对事故状态下，泄漏后 T1=500d、T2=1000d、T3=2000d和T4=3000d天后包气带的石油烃浓度迁移情况进行预测，预测结果见图5.4-2。

图5.4-2　石油烃在不同水平年沿土壤垂向迁移情况

该情景下分别以石油烃为预测因子，利用HYDRUS-1D运行溶质运移模型，将相关土壤参数、污染源参数和防渗层参数代入模型中，模型运行3000天。具体结果见表5.4-5。

表5.4-5 管线渗漏土壤中铅与垂向深度关系表

深度cm	运移500d	运移1000d	运移2000d	运移3000d
	浓度（mg/kg）	浓度（mg/kg）	浓度（mg/kg）	浓度（mg/kg）
-30	41944000	49024000	54592000	57232000
-60	22296000	32944000	42328000	47056000
-120	4078400	12088000	22976000	29816000
-180	442640	3440000	11064000	17720000
-183	391440	3209600	10640000	17256000
-240	30736	791520	5152000	10840000
-300	3068	284800	3450400	8696000

本项目土壤模拟预测不考虑包气带土壤颗粒截留和生物降解，按最不利的情况分析，由土壤模拟结果可知，渗漏运移500天时，石油烃在300cm处浓度为30608mg/kg；运移1000天时，石油烃在300cm浓度为244800mg/kg；运移3000天时，石油烃在300cm

浓度为869600mg/kg。在长期持续泄漏的情况下，可能对地下水有影响。

（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

$$\Delta S = n(I_s - L_s - R_s)/(\rho_b \times A \times D)$$

式中：△S-单位质量表层土壤中某种物质的增量，g/kg；

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（本项目建设的集输管线分布在 10、11、12 区和 TPT 区）调查取值为 1.18×10^{3}kg/m^3，根据区域土壤盐分监测结果，单位质量土壤中盐分含量的现状值为 15.8g/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 0.42g/kg，

叠加现状值后的预测值为16.22g/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。

运营期间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5.4-7。

表5.4-7土壤环境影响评价自查表

工作内容		完成情况				备注
影响识别	影响类型	污染影响型□；生态影响型□；两种兼有☑				
	土地利用类型	建设用地☑；农用地☑；未利用地☑				土地利用类型图
	占地规模	(0.20)km^2				永久占地/小型
	敏感目标信息	生态影响型：项目占地及外延5km范围的土壤酸碱化程度 污染影响型：项目占地及外延0.2km范围无天然牧草地、耕地等敏感目标				
	影响途径	大气沉降□；地面漫流☑；垂直入渗☑；地下水位□；其他（生态影响）				
	全部污染物	石油烃（C_{10}-C_{40}）				
	特征因子	石油烃（C_{10}-C_{40}）				
	所属土壤环境影响评价项目类别	I类☑；II类☑；III类□；IV类□				井场
		I类□；II类☑；III类□；IV类□				集输管线
	敏感程度	敏感☑；较敏感□；不敏感☐				污染影响型
		敏感☑；较敏感□；不敏感□				生态影响型
评价工作等级		一级☑；二级☐；三级□				污染影响型
		一级☑；二级□；三级□				生态影响型
现状调查内容	资料收集	a)☑; b)☑; c)☑; d)☑				
	理化特性	——				
	现状监测点位		占地范围内	占地范围外	深度	点位布置图
		生态影响型表层样点数	8	9	20cm	
		污染影响型表层样点数	8	9	20cm	
		柱状样点数	5	/	0~0.5m,0.5~1.5m,1.5~3m	
	现状监测因子	《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中基本项目45项+石油烃+土壤盐分含量;《土壤环境质量 农业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				
现状评价	评价因子	pH、石油烃、含盐量				
	评价标准	GB15618☑；GB36600☑；表D.1□；表D.2□；其他（）				
	现状评价结论	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。				

<table>
<tr><td colspan="2">工作内容</td><td colspan="4">完成情况</td><td>备注</td></tr>
<tr><td></td><td></td><td colspan="4">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；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。</td><td></td></tr>
<tr><td rowspan="4">影响预测</td><td>预测因子</td><td colspan="4">石油烃（C_{10}-C_{40}）</td><td></td></tr>
<tr><td>预测方法</td><td colspan="4">附录E☑；附录F□；其他（ ）</td><td></td></tr>
<tr><td rowspan="2">预测分析内容</td><td colspan="4">影响范围（井场周围）；影响程度（较小）</td><td>污染影响型</td></tr>
<tr><td colspan="4">影响范围（单井集输管线泄漏点）
影响程度（盐碱化程度加剧）</td><td>生态影响型</td></tr>
<tr><td>预测结论</td><td colspan="4">达标结论：a）□；b）□；c）☑
不达标结论：a）□；b）□</td><td></td></tr>
<tr><td rowspan="4">防治措施</td><td>防控措施</td><td colspan="4">土壤环境质量现状保障□；源头控制☑；过程防控☑；其他（）</td><td></td></tr>
<tr><td rowspan="3">跟踪监测</td><td colspan="2">监测点数</td><td>监测指标</td><td>监测频次</td><td rowspan="3">代表性井场</td></tr>
<tr><td>1</td><td>内：柱状样</td><td>石油烃（C_{10}~C_{40}）
汞、砷、六价铬</td><td rowspan="2">1次/5年</td></tr>
<tr><td>1</td><td>外：表层样</td><td>石油烃（C_{10}~C_{40}）</td></tr>
<tr><td>信息公开指标</td><td colspan="4">石油烃</td><td></td></tr>
<tr><td colspan="2">评价结论</td><td colspan="4">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</td><td></td></tr>
</table>

5.5. 大气环境影响分析

5.5.1. 施工期环境空气影响分析

5.5.1.1. 钻井废气影响分析

本项目钻井工程包括新钻井28口，老井侧钻48口。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，因此正常情况下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、NOx、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）及修改单中浓度限值。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。

5.5.1.2. 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灰土拌合、混凝土拌合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、混凝土拌合是扬尘的主要来源。必须采取封闭作业或洒水措施，控制扬尘量。

5.5.1.3. 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、NOx、C*m*H*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，使用合格的燃料，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。

5.5.1.4. 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。

5.5.1.5. 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。

5.5.2. 运营期大气环境影响分析

5.5.2.1. 区域地面污染气象特征分析

（1）常规气象资料分析

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

（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图5.5-1。库车市全年及四季风向频率（%）分布、风速变化统计表见表5.5-1。

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5.5-2及图5.5-2。

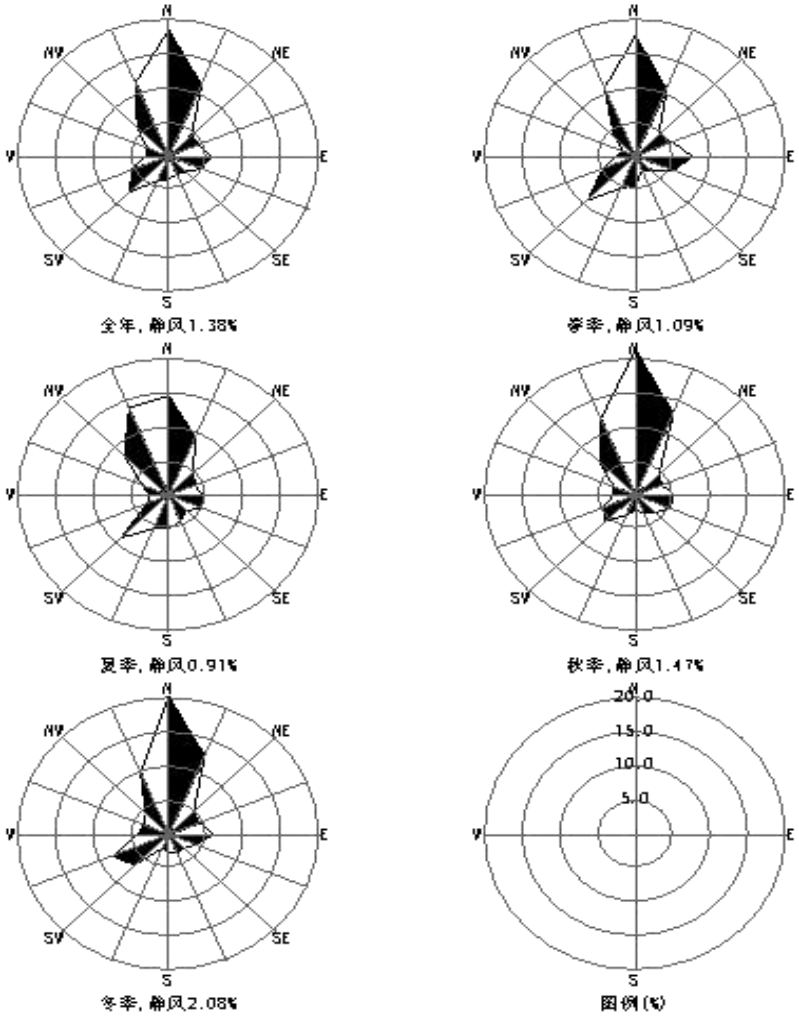

图5.5-1　　库车市全年及各季度风向玫瑰图

表5.5-2　　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

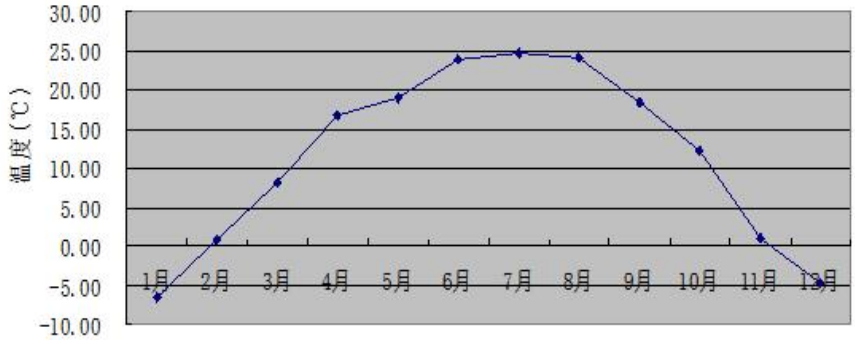

图5. 5-2　平均温度月变化统计图

由表5.5-2和图5.5-1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5.5-3及图5.5-3。

表5.5-3 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

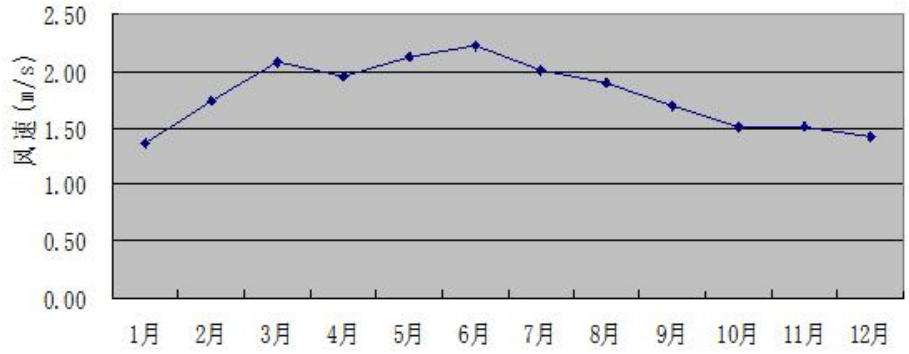

图5.5-3　平均风速的月变化统计图

由表5.5-3及图5.5-3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5.5-4。

表5.5-4　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5.5-4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。

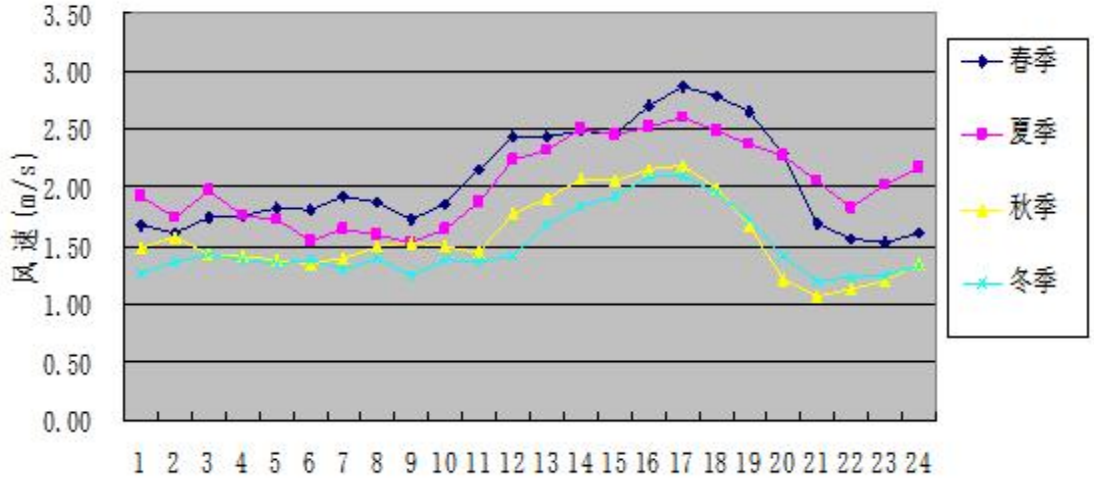

图5.5-4　季小时平均风速的日变化图

表5.5-1　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

5.5.2.2. 运营期大气环境影响预测

（1）相关判定

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

（2）模型选用

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

（3）估算模型参数

估算模型参数选择见下表：

表5.5-5 估算模型参数表

参数		取值
城市/农村选项	城市/农村	农村
	人口数（城市人口数）	--
最高环境温度/°C		41.5
最低环境温度/°C		-27.4
土地利用类型		其他草地/林地/天然牧草地/盐碱地
区域湿度条件		干燥
是否考虑地形	考虑地形	是
	地形数据分辨率（m）	/
是否考虑海岸线熏烟	考虑海岸线熏烟	否
	海岸线距离/km	/
	海岸线方向/o	/

本项目井场加热炉型功率为200kW，燃料均为天然气处理站处理后的返输干气，运营期废气的污染物主要为井场加热炉的燃气废气、油气集输过程中的井场和站场挥发的无组织烃类，考虑到各井场土地利用类型不同，有组织源强排放参数详见表5.5-6、无组织源强排放参数详见表5.5-7。

表5.5-6 运营期井场加热炉有组织大气污染物排放参数一览表

表5.5-7　运营期油气无组织挥发面源参数一览表

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（°）									
TH124144X			959	50	40	0	8	7200	正常	NMHC	0.012
										H_2S	0.00008
TH103112X			944	50	40	0	8	7200	正常	NMHC	0.012
										H_2S	0.00008
TH102118X			945	50	40	0	8	7200	正常	NMHC	0.012
										H_2S	0.00008
TPT1129X			950	50	40	0	8	7200	正常	NMHC	0.012
										H_2S	0.00008
12-4计转站			939	120	80	0	8	7200	正常	NMHC	0.017
										H_2S	0.0001

5.5.2.3. 运营期大气环境预测结果

（1）有组织废气预测及评价

项目区的单台井场加热炉烟气中的SO_2、NOx和PM_{10}预测结果见下表5.5-8。

表5.5-8　本项目单台井场加热炉废气污染物的占标率和落地浓度一览表

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
TH124144X	PM_{10}	0.678	450	0.151	6.97	122
	SO_2	2.125	500	0.425		

	NO_x	16.907	250	6.763		
TH103112X	PM_{10}	0.685	450	0.152		124
	SO_2	2.146	500	0.429		
	NO_x	17.076	250	6.830		
TH102118X	PM_{10}	0.698	450	0.155		124
	SO_2	2.189	500	0.438		
	NO_x	17.414	250	6.966		
TPT1129X	PM_{10}	0.688	450	0.153		118
	SO_2	2.157	500	0.431		
	NO_x	17.161	250	6.864		

预测结果表明，本项目拟建的井场加热炉有组织排放的颗粒物、NOx、SO_2最大落地浓度出现在124m处，NOx最大浓度占标率最高（6.97%），对大气环境影响较小。本项目井场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）及修改单二级标准限值，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。

（2）无组织废气预测及评价

本项目对油气集输过程中的井场无组织排放的非甲烷总烃、硫化氢预测结果见下表5.5-9。

表5.5-9　本项目油气无组织挥发废气污染物NMHC、H_2S的落地浓度一览表

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
TH124144X	NMHC	15.046	2000	0.752		35
	H_2S	0.284	10	2.842		
TH103112X	NMHC	15.347	2000	0.767		37
	H_2S	0.290	10	2.898	2.898	
TH102118X	NMHC	15.197	2000	0.760		37
	H_2S	0.287	10	2.870		
TPT1129X	NMHC	15.272	2000	0.764		35

	H_2S	0.288	10	2.884		
12-4计转站	NMHC	4.439	2000	0.222		21
	H_2S	0.074	10	0.740		

根据表5.5-9预测结果可知：无组织废气污染源排放的NMHC最大落地浓度15.347μg/m³，占标率0.767%；硫化氢最大落地浓度0.29μg/m³，占标率2.898%。NMHC下风向最大地面浓度低于《大气污染物综合排放标准详解》2.0mg/m³的标准要求，硫化氢下风向最大地面浓度低于《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）附录D中的1h平均浓度限值10μg/m³的要求。

5.5.2.4. 非正常排放影响分析

（1）污染源强

非正常生产排放包括开车、停车、设备检修、工艺设备运转异常等非正常工况的污染物排放，如工艺设备和环保设施不能正常运行时污染物的排放等。本项目属于单井集输过程，若井口压力过高，采出液通过放喷管道直接进入放喷池。本次评估将井口压力异常情况作为非正常排放考虑，本项目放喷等非正常工况下污染物源强情况见表5.5-10。

表5.5-10　非正常工况下污染物排放一览表

序号	面源名称	面源起点坐标		面源海拔/m	面源长度/m	面源宽度/m	与正北向夹角/°	面源有效排放高度/m	年排放小时数/h	排放工况	评价因子	排放速率/(kg/h)
		X	Y									
1	油井放喷口	0	60	952	6	6	0	2	0.17	非正常	H_2S	0.01
											NMHC	0.1

（2）影响分析

非正常工况条件下外排废气持续时间较短，采用估算模式计算最大占标率，计算结果见表5.5-11。

表5.5-11　非正常排放*Pmax*及$D_{10\%}$预测及计算结果一览表　单位：μg/m³

序号	污染源名称	评价因子	*Ci*(μg/m³)	*Pi*(%)	*Pmax*(%)	最大浓度出现距离（m）	$D_{10\%}$(m)
1	油井放喷口	H_2S	172.4	1724	1724	10	2550
		NMHC	1724	86.21		10	250

由表5.5-11计算结果表明，非正常工况条件下，油井NMHC最大落地浓度为

1724μg/m³，占标率为86.21%，$D_{10\%}$对应距离为250m；硫化氢最大落地浓度为172.4μg/m³，占标率为1724%，$D_{10\%}$对应距离为2550m。

非正常工况条件下，气井NMHC最大落地浓度为1379μg/m³，占标率为68.97%，$D_{10\%}$对应距离为200m；硫化氢最大落地浓度为17.24μg/m³，占标率为172.4%，$D_{10\%}$对应距离为425m。

根据非正常工况预测结果，当井场出现超压放喷时，离井场较近的村庄所在区域硫化氢、非甲烷总烃浓度都将超过标准值，将对生活的居民产生一定的影响。

由以上分析可知，本项目非正常排放对环境空气影响较大，建议做好定期巡检工作，确保井场远传数据系统处于正常工作状态，减少非正常排放的发生。

5.5.2.5. 大气污染物核算

本项目运行期大气污染物排放量见表5.5-12。

表5.5-12　大气污染物排放量核算表

序号	产污环节	污染物	主要污染防治措施	国家或地方污染物排放标准		年排放量（t/a）
				标准名称	浓度限值（mg/m³）	
有组织排放						
1	加热炉	SO_2	采用清洁燃料	《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）	50	10.003
		NO_x			200	1.261
		颗粒物			20	0.401
		NMHC		/	/	1.059
无有组织排放						
2	井场、站场	NMHC	日常维护，做好密闭措施	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020））	厂界外4.0mg/m³	7.958
3		H_2S		《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）新建项目二级标准	0.06	0.052

5.5.2.6. 大气环境影响评价自查表

大气环境影响评价自查表详见表5.5-13。

5.5.2.7. 大气环境影响评价小结

项目对大气环境的影响可分为两个阶段，施工期施工扬尘、废气对环境造成的影响，由于施工是短期行为，持续时间较短，施工过程对大气环境的影响是暂时性的局部影响，并随施工的结束而消失，其影响时间短、范围小，施工期对大气环境所造成的影响较轻。运营期废气的污染物主要为井场加热炉的燃气废气、油气集输过程中的井场和站场挥发的无组织烃类和硫化氢，对大气环境造成的长期影响。

井场加热炉烟气影响预测结果表明，各污染物最大落地浓度值远小于《环境空气质量标准》（GB3096-2012）及修改单二级标准的要求。油气集输过程中的井场和站场挥发的无组织烃类可以满足《大气污染物综合排放标准》详解中非甲烷总烃空气质量浓度限值（2000μg/m^3）要求、硫化氢可以满足《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）附录D中硫化氢空气质量浓度限值（10μg/m^3）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。

5.5.3. 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（气）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，主要为井场清理的油田工作人员。

表5.5-13　大气环境影响评价自查表

工作内容		自查项目								
评价等级与范围	评价等级	一级□		二级☑			三级□			
	评价范围	边长=50km□		边长5～50km□			边长=5km☑			
评价因子	SO_2+NO_x排放量	≥2000t/a□		500~2000t/a□			＜500t/a☑			
	评价因子	基本污染物（SO_2、NO_2、PM_{10}、$PM_{2.5}$、CO、O_3） 其他污染物（NMHC、H_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（SO_2、NO_2）					包括二次PM2.5□ 不包括二次PM2.5☑			
	正常排放短期浓度贡献值	$C_{本项目}$最大占标率≤100%☑					$C_{本项目}$最大占标率＞100%□			
	正常排放年均浓度贡献值	一类区	$C_{本项目}$最大占标率≤10%□				$C_{本项目}$最大占标率＞10%□			
		二类区	$C_{本项目}$最大占标率≤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：（1.261）t/a	NO_x：（10.003）t/a	颗粒物（0.401）t/a	有组织VOCs：（1.059）t/a 无组织VOCs：（7.958）t/a

5.6. 声环境影响分析与评价

5.6.1. 施工期声环境影响分析

5.6.1.1. 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：

$$LP(r)=LP(r0)-20lg(r/ro)$$

式中：*LP（r）*——预测点处声压级，dB（A）；

LP（r0）——参考位置ro处的声压级，dB（A）；

r——预测点距声源的距离，m；

ro——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5.6-1。

表5.6-1　　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	—	—	—	

5.6.1.2. 影响分析

根据表5.6-1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、孔源压力等情况，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。

5.6.2. 运营期声环境影响分析

拟建项目场外管线埋地敷设，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树、真空加热炉以及站场新增设备，新钻井井场布置基本一致，本次选择S116-1CH井场进行预测。

5.6.2.1. 预测模式

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

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

式中：$L_p(r)$—预测点处声压级，dB；

L_w—由点声源产生的声功率级（A计权或倍频带），dB；

D_c—指向性校正，它描述点声源的等效连续声压级与产生声功率级L_w的全向点声源在规定方向的声级的偏差程度，dB；

A_{div}—几何发散引起的衰减，dB；

A_{atm}—大气吸收引起的衰减，dB；

A_{gr}—地面效应引起的衰减，dB；

A_{bar}—障碍物屏蔽引起的衰减，dB；

A_{misc}—其他多方面效应引起的衰减，dB。

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

式中：$L_p(r)$—预测点处声压级，dB；

$L_p(r_0)$—参考位置r_0处的声压级，dB；

D_c—指向性校正，它描述点声源的等效连续声压级与产生声功率级L_w的全向点声源在规定方向的声级的偏差程度，dB；

A_{div}—几何发散引起的衰减，dB；

A_{atm}—大气吸收引起的衰减，dB；

A_{gr}—地面效应引起的衰减，dB；

A_{bar}—障碍物屏蔽引起的衰减，dB；

A_{misc}—其他多方面效应引起的衰减，dB。

b）预测点的A声级$L_A(r)$可按下式计算：

$$L_A(r) = 10\lg\left\{\sum_{i=1}^{8} 10^{0.1[L_{pi}(r)-\triangle L_i]}\right\}$$

式中：$L_A(r)$—距声源r处的A声级，dB（A）；

$L_{pi}(r)$—预测点（r）处，第i倍频带声压级，dB；

$\triangle L_i$—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：

$$L_A(r) = L_A(r_0) - A_{div}$$

式中：$L_A(r)$—距声源r处的A声级，dB（A）；

$L_A(r_0)$—参考位置r_0处的A声级，dB（A）；

A_{div}—几何发散引起的衰减，dB；

d）工业企业噪声计算

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

拟建项目声源对预测点产生的贡献值（L_{eqg}）为：

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

式中：L_{eqg}—建设项目声源在预测点产生的噪声贡献值，dB；

T—用于计算等效声级的时间，s；

N—室外声源个数；

t_i—在T时间内i声源工作时间，s；

M—等效室外声源个数；

t_j—在T时间内j声源工作时间，s。

e）噪声预测值计算

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

式中：L_{eq}—预测点的噪声预测值，dB；

L_{eqg}—建设项目声源在预测点产生的噪声贡献值；

L_{eqb}—预测点的背景噪声值，dB。

f）噪声监测点位

本评价预测噪声源对厂界四周噪声贡献值。

5.6.2.2. 噪声源参数的确定

拟建项目噪声源参数见表5.6-2。

表5.6-2　　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	--	308	331	2	85	基础减振	昼夜
2	真空加热炉	--	330	324	2	95	基础减振	昼夜

5.6.2.3. 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5.6-3。

表5.6-3　　噪声预测结果一览表　　单位：dB（A）

场地	场界	贡献值	背景值	预测值	标准值	结论

井场噪声	东场界	49.7	36	45	昼间	60	达标
			35	44	夜间	50	达标
	南场界	44.6	36	50	昼间	60	达标
			31	49	夜间	50	达标
	西场界	43.3	36	50	昼间	60	达标
			35	49	夜间	50	达标
	北场界	47.9	37	48	昼间	60	达标
			35	48	夜间	50	达标

由表5.6-4可知，井场噪声源对场界的噪声预测值为43.3~49.7dB（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。

5.6.2.4. 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5.6-4。

表5.6-4　声环境影响评价自查表

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

计划	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。				

5.6.3. 退役期声环境影响分析

本项目退役期间，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。

5.6.4. 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。

5.7. 固体废物影响分析

5.7.1. 施工期固体废物影响

本工程在施工期产生的固体废物主要包括废机油、废烧碱包装袋、废防渗材料、钻井泥浆、钻井岩屑、施工废料、撬装式污水处理站产生污泥、土石方以及施工人员生活垃圾。

废机油采用钢制铁桶收集后暂存于撬装式危废贮存点，定期由钻井队联系有危险废物经营许可证的单位清运处置；废烧碱包装袋折叠打包后，定期由钻井队联系有危险废物经营许可证的单位清运处置；废防渗材料定期由钻井队联系有危险废物经营许可证的单位清运处置；钻井期间考虑到危险废物转运期间的时间间隔，钻井场地应设置撬装式危险废物临时暂存点，其建设严格按照《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）的相关要求建设。危险废物转运过程中由专用运输车辆进行运输、转移，按照危险废物收集贮存运输技术规范（HJ2025-2012），并严格按照《危险废物转移管理办法》，对危险废物实行全过程管理。具体措施详见固体废物污染防治措施章节；

根据目前油田及安全环保对钻井工程的要求，钻井泥浆和岩屑从井口振动筛、

离心机、旋流除砂器排出的钻井水基泥浆和岩屑进入随钻不落地处理系统，经加药、絮凝、压滤后的液相（即废弃钻井液）集中收集罐车拉运至阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站处理达标后回注油藏，不外排；分离后的固相处理后经检测满足《油气田含油污泥及钻井固体废物处理处置控制要求》（DB65/T3997-2017）要求后，同时石油烃满足《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中表2第二类用地风险筛选值后，用于铺垫油区内的井场、道路等。

施工废料应首先考虑回收利用，不可回收利用部分收集后定期由库车绿能环保科技有限公司清运、处置。撬装式污水处理站处置过程中产生的污泥经污泥脱水装置，脱到60%含水率后，由库车绿能环保科技有限公司拉运处置；生活垃圾集中收集后定期由库车绿能环保科技有限公司清运、处置。

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。

5.7.2. 运营期固体废物影响

5.7.2.1. 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、废防渗材料、废润滑油等，其中落地油和废防渗材料交阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站进行无害化处理，废润滑油交由有危废处置资质单位进行处置。

（1）落地油

本工程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》，按西北油田分公司采油二厂、采油三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，由阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站

进行无害化处理，严格按照《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）、《危险废物收集贮存运输技术规范》（HJ2025-2012）和《危险废物转移管理办法》中的相关要求收集、贮存、运输。

（2）废防渗材料

本项目运营期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。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。

（3）废润滑油

废润滑油主要是井下作业和采油过程中机械设备维修中产生的，交由有危废处置资质单位进行处置。

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3.4.4.3固体废物污染源，依托可行性分析见3.3.7.5。

5.7.2.2. 危险废物环境影响分析

（1）危废收集过程影响分析

本工程产生的危废按照《危险废物收集贮存运输技术规范》（HJ2025-2012）相关要求进行收集、运输，并按要求填写危险废物的收集记录、转运记录表，并将记录表作为危险废物管理的重要档案妥善保存。危险废物在按照规范要求进行收集的情况下，对环境的影响很小。

（2）危废运输过程影响分析

①内部运输

本工程运营期产生的固体废物采用专用容器收集后就近运至西北油田分公司各联合站内已建暂存点贮存。危险废物内部转运作业应采用专用的工具，并填写内部转运记录表，转运结束后对路线进行检查和清理，确保无危险废物遗落在内部运输路线上。正常情况下危险废物产生散落、泄漏的可能性较小，不会对周围环境产生明显不利影响。万一发生散落或泄漏，应及时对散落物进行收集、清理，减轻污

染影响。

②外部运输

本工程运营期产生的危险废物最终交由有相应资质的单位进行运输、处置。本工程运营单位、危险废物承运单位以及危险废物处置单位应按照要求填写危险废物转移联单，承运单位应按照危险废物污染环境防治和危险货物运输相关规定运输危险废物，记录运输轨迹，防范危险废物丢失、包装破损、泄漏或者发生突发环境事件。

（3）危险废物的处置

本工程运营单位应对处置单位的主体资格和技术能力进行核实，依法签订书面合同，并在合同中约定利用、处置危险废物的污染防治要求及相关责任，合同期内及时了解接收人贮存、利用或者处置相关危险废物情况，确保本工程运营期产生的危险废物得到妥善处置，避免对外环境产生不利影响。

本工程运营期产生的危险废物均可得到妥善处置，在严格落实《危险废物收集贮存运输技术规范》（HJ2025-2012）、《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）、《危险废物转移管理办法》等要求的前提下，不会对外环境产生明显不利影响。

综上，本项目产生的危险废物收集、转移、运输过程按照《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。

5.7.2.3. 一般工业固废

运营期侧钻产生的钻井水基泥浆和岩屑进入随钻不落地处理系统，经加药、絮凝、压滤后的液相（即废弃钻井液）集中收集罐车拉运至阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站处理达标后回注油藏，不外排；分离后的固相处理后经检测满足《油气田含油污泥及钻井固体废物处理处置控制要求》（DB65/T3997-2017）要求后，同时石油烃满足《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中表2第二类用地风险筛选值后，用于铺垫油区内的井场、道路等。

5.7.2.4. 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。

5.7.3. 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。不能回收的废弃建筑残渣，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阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保处理站处理；管道中残余的液体先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。

5.7.4. 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。

5.8. 环境风险评价

5.8.1. 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，主要存在于密闭集输管线、掺稀管线以及燃料气管线内。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计算。本项目涉及的风险物质的存储量及位置见表5.8-1。

根据区域油气资源流体性质，本项目所在区域塔河油田原油密度取最大值1.0756g/cm^3，天然气密度取0.99kg/m^3，硫化氢取最大值为262468mg/m^3。

燃料气密度为0.8019 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。

设计资料，本项目新建管线单根最大长度为5.5km，经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5.8-1。

表5.8-1　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	5.5km, DN100,4Mpa	70.10
	天然气（甲烷）		0.48
	H_2S		0.12
燃料气管线	天然气（甲烷）	5.5km,Φ48×4,4Mpa	0.09
掺稀管线	稀油	6.28km,Φ60x7,4Mpa	21.09

（2）环境风险潜势初判

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

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

式中：q_1，q_2, q_n——每种危险物质的最大存在总量，t；

Q_1，Q_2, Q_n——每种危险物质的临界量，t。当Q＜1时，该项目环境风险潜势为I。当Q≥1时，将Q值划分为：（1）1≤Q＜10；（2）10≤Q＜100；（3）Q≥100。本项目风险单元Q值一览表见表5.8-2。

表5.8-2　本项目风险单元Q值一览表

风险源	危险物质名称	CAS号	最大存在总量qn/t	临界量Qn/t	该种危险物质Q值
集油管线	稠油	—	70.10	2500	0.028
	天然气（甲烷）	74-82-8	0.48	10	0.048
	H_2S	7783-06-4	0.12	2.5	0.049
燃料气管线	天然气（甲烷）	74-82-8	0.09	10	0.009
掺稀管线	稀油	—	21.09	2500	0.008
Q值∑					0.142

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。 环境风险评价等级划分见表5.8-3。

表5.8-3　　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。				

5.8.2. 环境敏感目标概况

据现场调查，本项目环境敏感目标见表2.7-6。

5.8.3. 环境风险识别

5.8.3.1. 危险物质风险识别

本项目涉及的主要风险物质为原油（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5.8.3-1。

表5.8.3-1　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5.8.3-2。

表5.8.3-2　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。蒸汽对上呼吸道有刺激性。高温时吸入伤害	

	加重。吸入高浓度蒸气的急性影响是肺部刺激症状，包括咳嗽伴有恶心；中枢神经抑制表现为头痛、头晕、兴奋、视力模糊、反应迟钝、疲乏和共济失调。长时间暴露于高浓度蒸气中可导致麻醉、神志不清，甚至昏迷和死亡。吸入高浓度的油雾可引起油性肺炎。慢性影响：长时间接触可引起支气管炎和肺水肿。长期皮肤接触可造成皮肤干燥、皲裂和发红。影响神经系统、骨髓机能等。环境危害：造成大气，河流，湖泊，海洋，土壤等污染。燃爆危险：易燃。遇到高热，火星或火苗极易引起燃烧爆炸。			
急救措施	皮肤接触：立即脱去污染的衣着，用肥皂水和清水彻底冲洗皮肤。如有不适感，就医。 眼睛接触：立即提起眼睑，用大量流动清水或生理盐水冲洗。如有不适感，就医。眼睛受伤后，应由专业人员取出隐形眼镜。 吸入：迅速脱离现场至空气新鲜处。静卧、保暖。开始急救前，取出假牙等，防止阻塞气道。保持呼吸道通畅。如呼吸困难，给输氧。呼吸、心跳停止，立即进行心肺复苏术。就医。 食入：饮水，禁止催吐。保持呼吸道通畅，防止吸入呕吐物。禁止给嗜睡症状或知觉降低即正在失去知觉的病人服用液体。如有不适感，就医。			
消防措施	危险特性：易燃，其蒸气与空气可形成爆炸性混合物，遇明火、高热极易燃烧爆炸。与氧化剂能发生强烈反应。流速过快，容易产生和积聚静电。其蒸气比空气重，沿地面扩散并易积存于低洼处，遇火源会着火回燃。 有害燃烧产物：一氧化碳、二氧化碳。 灭火方法：用泡沫、干粉、二氧化碳、砂土灭火。			
泄漏应急处理	消除所有点火源。根据液体流动和蒸气扩散的影响区域划定警戒区，无关人员从侧风、上风向撤离至安全区。建议应急处理人员戴正压自给式呼吸器，穿防静电服。作业时使用的所有设备应接地。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。			
操作处置与储存	操作注意事项：密闭操作，注意通风。操作人员必须经过专门培训，严格遵守操作规程。建议操作人员佩戴过滤式防毒面具，穿防静电工作服。远离火种、热源。工作场所严禁吸烟。使用防爆型的通风系统和设备。防止蒸气泄漏到工作场所空气中。避免与氧化剂接触。灌装时应控制流速，且有接地装置，防止静电积聚。在清除液体和蒸气前不能进行焊接、切割等作业。搬运时要轻装轻卸，防止包装及容器损坏。配备相应品种和数量的消防器材和泄漏应急处理设备。倒空的容器可能残留有害物。 储存注意事项：储存于阴凉、通风的库房。远离火种、热源。库温不宜超过 30℃，保持容器密封。应与氧化剂分开存放，切忌混储。采用防爆型照明、通风设备。禁止使用易产生火花的机械设备和工具。储区应备有泄漏应急处理设备和合适的收容材料。			
接触控制/个体防护	工程控制：工作现场严禁吸烟，避免长期反复接触，进入罐、限制性空间或其他区域作业，须有人监护。 呼吸系统防护：一般不需要特殊防护，高浓度接触时可佩戴过滤式防毒面具（半面罩）。 眼睛防护：一般不需要特殊防护，但建议在特殊情况下，戴化学安全防护眼镜。 身体防护：穿防静电工作服。【工程控制】：生产过程密闭，加强通风。提供安全淋浴和洗眼设备。 手防护：戴一般作业防护手套。 其他防护：工作现场禁止吸烟、进食和饮水。工作完毕，淋浴更衣。			
理化特性	外观与性状	黑色的可燃性黏稠液体	蒸气压	无资料
	沸点	自常温至 500℃以上	闪点	-6~155℃
	熔点	-60℃	溶解性	不溶于水，溶于苯、乙醚、三氯甲烷、四氯化碳等有机溶剂

	密度	相对密度（水=1） 0.7365-1.0724 g/cm^3	稳定性	稳定
	爆炸极限	1.1%~8.7%(V%)	自燃温度	280℃~380℃
稳定性和反应活性	稳定性：稳定。 禁配物：氧化剂。 避免接触的条件：高热，火源和不相容物质。 聚合危害：不聚合。 分解产物：一氧化碳、二氧化碳、氮氧化物、硫氧化物等有毒烟雾。			
毒理学资料	有毒。原油中芳香烃以及杂原子化合物具有一定的毒性。 LD50:4300mg/kg（大鼠经口） LC50：无资料			
生态学资料	生态毒理毒性：原油中的芳香族化合物以及杂原子具有一定的毒性。 生物降解性：自然界中的部分厌氧菌，硫化菌以及部分绿色植物能将原油的大部分物质降解。 非生物降解性：原油中的沥青质等高分子物质具有很难的生物降解性。 生物富集或生物积累性： 其他有害作用：温室气体。应特别注意对地表水、土壤、大气和饮用水的污染。			
废弃处置	性质：危险废物。 处置方法：若本产品成为废品，必须由取得许可证的专业工厂进行处理。 废弃注意事项：处置前应参阅国家和地方有关法规。本产品不可排放于下水道，河流，湖泊，大海等。			
运输信息	运输注意事项：环境密封放置，防止热源和日光暴晒，与强氧化剂隔离。			
法规信息	《危险化学品安全管理条例》中华人民共和国国务院令第 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（2022 调整版）》（自 2019 年 7 月 15 日起实施）。			
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》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，点火即发生爆炸。天然气（甲烷）的爆炸极限范围为5%～15%，爆炸浓度极限范围越宽，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5.8.3-3。

表5. 8. 3-3　甲烷的危险性和危害特性

毒性及健康危害	接触限值	中国 MAC	未制定标准	
		前苏联 MAC	300mg/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5.8.3-4。

表5.8.3-4　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，易溶于醇类、石油溶剂和原油中

	外观与气味	无色气体。具有臭蛋气味					
火灾爆炸危险数据	闪点（℃）		爆炸极限	爆炸上限%(V/V）：46.0；爆炸下限%（V/V）：4.0			
	灭火剂	抗溶性泡沫、干粉、二氧化碳、雾状水					
	灭火方法	尽可能将容器从火场移至空旷处。上风向喷水保持火场容器冷却，直至灭火结束。					
	危险特性	易燃，其蒸气与空气可形成爆炸性混合物，遇明火、高热或与氧化剂接触，有引起危险特性燃烧爆炸的危险。与浓硝酸、发烟硝酸发生剧烈反应，易爆炸。其蒸气比空气重，能在较低处扩散到相当远的地方，遇火源会着火回燃。					
反应活性数据	稳定性	不稳定	避免条件				
		稳定	√				
	聚合危险性	可能存在	避免条件				
		不存在	√				
	禁忌物	强氧化剂	燃烧（分解）产物	无资料			
健康危害数据	侵入途径	吸入	√	皮肤	√	口	√
	急性毒性	10	无资料	LC50	大鼠吸入	16000mg/m^3，4 小时	
急救措施	吸入：如果吸入本品蒸气或燃烧物，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。							
急性中毒	职业接触：由于硫化氢可溶于水及油中，有时可随水或油流至远离发生源处，而引起意外中毒事故。硫化氢经黏膜吸收快，皮肤吸收甚少。误服含硫盐类与胃酸作用后产生硫化氢可经肠道吸收而引起中毒。 中毒后的临床表现 硫化氢是一种神经毒剂。亦为窒息性和刺激性气体。减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/m^3/1～2 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/m^3/1 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/m^3/15～60 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/m^3 数秒钟，很快出现急性中毒，呼吸加快后呼吸麻痹而死亡。 急性硫化氢中毒一般发病迅速，出现以脑和（或）呼吸系统损害为主的中毒后的临床表现，亦可伴有心脏等器官功能障碍。中毒后的临床表现可因接触硫化氢的浓度等因素不同而有明显差异。							

泄漏紧急处理	撤离并进行隔离。根据扩散的影响区域划定警戒区，无关人员从侧风、上风向撤离至安全区。建议应急处理人员戴正压自给式呼吸器，穿防静电服。作业时使用的所有设备应接地。 禁止接触或跨越泄漏物。尽可能切断泄漏源。 防止泄漏物进入水体、下水道、地下室或密闭性空间。 小量泄漏：用砂土或其他不燃材料吸收。使用洁净的无火花工具收集吸收材料。 大量泄漏：构筑围堤或挖坑收容。用飞尘或石灰粉吸收大量液体。用泡沫覆盖，减少蒸发。喷水雾能减少蒸发，但不能降低泄漏物在受限制空间内的易燃性。用防爆泵转移至槽车或专用收集器内。			
/	工程控制	生产过程密闭，全面通风。提供安全淋浴和洗眼设备。		
	呼吸系统防护	空气中浓度超标时，佩戴过滤式防毒面具（半面罩）	身体防护	穿防静电工作服
	手防护	戴橡胶耐油手套	眼防护	戴安全防护眼镜
	其他	工作现场严禁吸烟。工作完毕，淋浴更衣。注意个人清洁卫生。		

根据已掌握的资料，正常情况下，井场周围空气中硫化氢浓度低于我国规定对工作人员生命和健康产生不可逆转的或延迟性的影响的硫化氢浓度，不构成风险物质，但要注意防漏、防喷工作。

（2）工艺过程危险因素识别

根据工程分析，本项目开发建设过程中采油、油气集输等环节均接触到易燃、易爆的危险性物质，而且生产工艺条件较苛刻，多为高压操作，因此事故风险较大，可能造成环境危害的风险事故主要包括火灾、爆炸、油品泄漏等，具体危害和环境影响可见表5.8.3-5。

表5.8.3-5 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

5.8.3.2. 井场危险性识别

（1）井喷事故风险

井喷为井场常见事故。钻井过程中遇到地下油、水层时，油或水窜进井内的钻井液里，加快了钻井液流动和循环的速度。如果井底压力小于地层压力，地层流体将进入井筒并推动钻井液外溢，即发生溢流。此时，如果对地下油、气压力平衡控

制不当，不能及时控制溢流，会造成油、水或其他混合物迅速喷到地面，即发生井喷。井喷会引发油气泄漏及火灾爆炸，对空气环境、水环境及生态环境造成危害，致使人员伤亡、财产损失。本项目主要为稠油开发，稠油黏性大，需要掺稀、注水或注汽开发等，井喷的可能性很小，但也并非绝对不可能，从最不利的角度，本次评价依然将其作为一种风险事故考虑。

（2）井漏事故风险

钻井施工表层套管下入深度不够或固井质量不好可能引发污染地下水事故，如油气上窜造成地下水污染，采出液漏失于地下水含水层中，采出液中含石油类，会造成地下含水层水质污染。

5.8.3.3. 管道危险性识别

油井采出液通过单井管线输送至现有集输干线，最终输至依托就近联合站进行处理。集输管线采用埋地敷设方式。原油集输过程中常见的事故有集油管线因腐蚀穿孔而造成原油泄漏；冬季运行时管线因保温性能差等原因发生冻堵、管线破裂；人为破坏导致管道泄漏。发生的事故主要为管线破裂造成的原油泄漏，直接污染周围土壤，还可能对区域地下水造成污染。

5.8.3.4. 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、油气管线泄漏、稀油缓冲罐发生泄漏以及油气泄漏后遇明火引发的火灾、爆炸次生污染物等，井喷、集输管线、掺稀管线、稀油缓冲罐发生泄漏会对大气、土壤、地下水产生的直接影响以及遇明火后发生火灾、爆炸等引发的伴生/次生污染物排放。燃气管线泄漏会对大气产生直接影响以及火灾、爆炸等引发的伴生/次生污染物排放，渗漏会对地下水造成影响。具体危害和环境影响可见表5.8.3-6。

表5.8.3-6　危险物质向环境转移的途径识别

影响时段	事故类型	来源	危险物质	影响环境的途径	影响环境的途径

施工期	井喷	钻井过程	原油、天然气、H_2S	①井喷时，油气泄漏后直接进入大气环境或挥发进入大气环境，遇明火易引发爆炸； ②原油泄漏进入地表，阻塞土壤孔隙，使土壤板结，降低通透性，不利于植物生长，还有可能污染地下水； ③油气中的天然气、H_2S 扩散至环境空气中，可能引发天然气、硫化氢中毒事件。	大气、土壤、地下水
	井漏	钻井过程	钻井液等	钻井液等沿裂缝漏失进入地下水层，污染地下水水质	地下水
	火灾爆炸	钻井过程	伴生气及次生污染物 CO 等	井喷产生的有害气体遇明火发生火灾或爆炸，污染大气，同时破坏周围地表植被	大气
运营期	泄漏	集输管线	原油、天然气、H_2S	集输管线发生泄漏，油气中天然气泄气、硫化氢气体扩散至环境空气中，可能引发员工天然气、硫化氢中毒事件，油类物质会污染土壤甚至地下水；	大气、土壤、地下水
	火灾爆炸		伴生气及次生污染物 CO 等	油品及天然气泄漏后，遇火源会发生火灾、爆炸事故，燃烧产生的次生 CO 引发周围人员 CO 中毒事件	大气

5.8.4. 环境风险分析

5.8.4.1. 井喷事故影响分析

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。本项目井场均位于荒漠区，井场3km范围内无集中居民区，且区域地势平坦，扩散条件较好，所以井喷对人员的伤害有限。

（2）对土壤、地下水的影响

井喷事故一旦发生，大量的油气喷出井口，散落于井场周围，造成大面积的土壤污染，井喷时大量泄漏的原油覆盖在地表层可使土壤透气性下降，抑制土壤中酶的活性，土壤理化性质发生变化。原油泄漏区形成局部土壤污染，根据前面土壤专题的分析，原油影响深度一般为0～20cm，同时油田区域气候干旱少雨，不存在大量降水的淋滤作用。因此，井喷事故中的泄漏原油不会进入地下含水层污染地下水。

（3）对植被的影响

井喷事故一旦发生，大量的油气喷出井口，散落于井场周围，本项目部分井周边存在基本农田、天然林等生态系统，大量原油泄漏可对井场周边的农田、天然林等产生影响。大量油、水喷溅到植物上或散落到土壤中，就会影响植物的光合作用，并通过根系吸收，同时石油类将在植物体内富集，影响其品质，使其生产力下降，严重时会导致植物死亡。对造成农田减产的，应按规定进行赔偿。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，减少对基本农田、天然林等生态系统的影响。

5.8.4.2. 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、Na等离子，且pH、盐分都很多，采出液中含石油类，均会造成地下含水层水质污染。

本项目采用多层套管，表层套管完全封闭各含水层，固井水泥均上返地面，这样，在各含水层与井筒间形成多层套管、水泥环的保护措施，将事故风险降低到最低。

5.8.4.3. 对大气环境的影响分析

本项目集输管线内主要为原油以及含硫化氢的天然气，在管道压力下，加压集输油气泄漏时，油气从裂口流出后，泄漏的原油会挥发非甲烷总烃对周边大气环境造成污染，采出液化天然气、硫化氢气体扩散至环境空气中，甲烷的密度比空气的密度小得多，稀释扩散很快，随着距泄漏点距离的增加，甲烷浓度下降非常快，一个泄漏点泄漏的甲烷对环境、人和动物的影响是局部影响。本项目采出液含有硫化

氢，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。本项目的油气发生泄漏遇明火燃烧，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。

本项目一旦管道发生泄漏事故，井场内设置有流量控制仪及压力变送器，当检测到压力降速率超过0.15MPa/min时，由SCADA系统发出指令，远程自动关闭阀门。且由于井场及管道大多数位于灌木林，如果仅仅是油气泄漏对大气环境影响较小，但如果出现不完全燃烧，则会产生一定量的一氧化碳，污染大气环境。

5.8.4.4. 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地下水。本项目环境风险最大可信事故为集输管线泄漏事故。集输管道发生事故时，漏油能否对地下水环境产生影响，取决于油在土壤中的迁移转化、地面污染程度以及泄漏点的地质构造。

发生泄漏事故后，若及时维修处理，即使有少量的污染物泄漏，也很难通过防渗层渗入包气带。故在正常工况下，加大检修力度，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：油田环境非敏感区风沙土尽管颗粒较粗、结构较松散、孔隙比较大，但对石油类物质的截留作用仍然是非常显著的。污水中的石油类很难在土壤剖面中随水下渗迁移，基本上被截留在0~10cm或0 ~20cm 表层土壤中，其中表层0 ~5cm土壤截留了90%以上的输入原油。由此可以推断，油田环境非敏感区其他颗粒较细、质地比较黏重的土壤类型，如盐土、林灌草甸土、龟裂土等，对石油类的截留作用更大，在相同实验条件下，石油类污染物在这些土壤中则更不易下渗迁移，其下渗迁移范围也不超过20cm；对于颗粒较粗、结构较松散、空隙比较多的棕漠土，在消除土体裂隙和根孔

影响的实验条件下，石油类下渗迁移的深度也不超过30cm。

本项目评价区土壤类型主要为盐土、漠境盐土、林灌草甸土、草甸土、风沙土，因此区域土壤对石油类物质的截留作用是非常显著的，石油类很难在土壤剖面中随水下渗迁移，基本上被截留在20cm表层土壤中。因此，即使发生集输管线泄漏事故，做到及时发现、及时处理，彻底清除泄漏油品、被污染的土壤，不会对地下水环境产生大的影响。

5.8.4.5. 对土壤环境的影响分析

集输管线、掺稀管线泄漏的原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，使土壤肥力下降从而抑制植物的生长，并有可能危害人体健康。

运营期间管线破裂，将能回收的原油回收，送联合站处理，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。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。

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

5.8.4.6. 对植被的影响

油品泄漏对植被的影响主要分为三种途径，一是泄漏石油直接黏附于植物体阻断植物的光合作用，使植物枯萎、死亡；二是原油污染土壤造成的土壤理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，应立即阻断火源，并组织灭火。

5.8.4.7. 对地表水的环境影响分析

本项目在发生安全生产事故造成油品泄漏主要集中在井场区域范围，加之泄漏油品量较少且基本上能够及时地完全回收，且项目井场距地表水体较远，因此在事故下造成油品泄漏不会对区域地表水造成污染。

5.8.5. 风险评价结论

本项目所涉及的危险物质包括原油、天然气（甲烷）、H_2S，主要存在于密闭集

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、油气管线泄漏以及油气泄漏后遇明火引发的火灾、爆炸次生污染物等。井喷、集输管线、掺稀管线发生泄漏会对大气、土壤、地下水产生的直接影响以及遇明火后发生火灾、爆炸等引发的伴生/次生污染物排放。燃气管线泄漏会对大气产生直接影响以及火灾、爆炸等引发的伴生/次生污染物排放，渗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，项目所在区域地势平坦，扩散条件较好，发生事故后，及时采取相应的措施，不会对周围环境空气产生明显影响；当泄漏事故发生时，及时采取措施、彻底清除泄漏油品、被污染的土壤，污染物对地下水以及土壤环境影响是可控的。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、采油三厂已制定了环境风险应急预案，发生事故时按照环境风险应急预案采取措施。

本项目环境风险简单分析内容见表5.8-7。

表5.8-7　环境风险简单分析内容表

建设项目名称	塔河油田西部 2026 年产能建设项目			
建设地点	阿克苏地区库车市、沙雅县			
地理坐标	经度		纬度	
主要危险物质及分布	主要危险物质：原油、天然气（甲烷）、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、油气管线泄漏以及油气泄漏后遇明火引发的火灾、爆炸次生污染物等。井喷、集输管线、掺稀管线发生泄漏会对大气、土壤、地下水产生的直接影响以及遇明火后发生火灾、爆炸等引发的伴生/次生污染物排放。燃气管线泄漏会对大气产生直接影响以及火灾、爆炸等引发的伴生/次生污染物排放，渗漏会对地下水造成影响。			
风险防范措施要求	生产中采取有效预防措施，严格遵守井下作业的安全规定，在井口安装防喷器和控制装置，杜绝井喷的发生； 制定安全生产方针、政策、计划和各种规范，完善安全管理制度和安全操作规程，建立健全环境管理体系和监测体系，完善各种规章制度标准； 定期对管线进行巡视，定期进行管道壁厚和防腐情况检测； 制定环境风险应急预案，定期演练。 设置可燃气体检测报警仪、硫化氢检测报警仪等防范设施。详见 7.5 节			
结论：本项目所涉及的危险物质包括原油、天然气（甲烷）、H_2S，主要存在于密闭集输管线、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、油气管线泄漏以及油气泄漏后遇明火引发的火灾、爆炸次生污染物等。井喷、集输管线、掺稀管线发生泄漏会对大气、土壤、地下水产生的直接影响以及遇明火后发生火灾、爆炸等引发的伴生/次生污染物排放。燃气管线泄漏会对大气产生直接影响以及火灾、爆炸等引发的伴生/次生污染物排放，渗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，项目所在区域地势平坦，扩散条件较好，发生事故后，及时采取相应的措施，不会对周围环境			

空气产生明显影响；当泄漏事故发生时，及时采取措施、彻底清除泄漏油品、被污染的土壤，污染物对地下水以及土壤环境影响是可控的。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、采油三厂已制定了环境风险应急预案，发生事故时按照环境风险应急预案采取措施。

5.8.6. 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2021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：652923-2021-195-L。采油三厂于2021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三厂突发环境事件应急预案》的备案证明，备案编号分别为652923-2021-196-L。待本项目实施后，需将本项目相关内容更新至各采油厂突发环境事件应急预案中。

5.8.6.1. 钻井、井下作业事故风险预防措施

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

（2）抓好井场建设，根据气候特点，做好井场的防护规划，钻井泥浆、岩屑一同进入不落地处理系统处理，处理后的液相全部回用于配备钻井液，不外排。待钻井工程结束后由供应商回收或带至下一个钻井井场继续使用。处理后的岩屑满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）中综合利用污染物限值要求，同时石油烃满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地土壤污染风险筛选值要求后，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。

5.8.6.2. 井喷事故的风险防范措施

本项目主要为稠油开发，稠油黏性大，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。

5.8.6.3. 硫化氢泄漏的监控与预防措施

硫化氢监测与安全防护应按照《陆上石油天然气井下作业安全规范》（AQ2084-2025）、《陆上石油天然气钻井安全规范》（AQ2083-2025）要求进行。

1 含硫地区的钻井现场作业队伍应配备硫化氢监测仪器和正压式空气呼吸器。

2 在钻台上下、振动筛、钻井液循环罐等气体易聚集的地方应使用防爆通风设备。

3 钻机设备的安放位置应考虑当地的主要风向和钻开含硫油气层时的季节风风向。

4 在井场应设置明显的硫化氢警示标志及风向标。

5井场周围应设置至少两处临时安全区，一处位于当地季节风的上风方向。

6 钻开含硫油气层前，应进行防硫化氢安全技术交底。

7含硫油气井钻井液按设计要求加入除硫剂，pH值应控制在9.5以上（油基钻井液碱度控制在2.5以上）。

8 当在空气中硫化氢含量大于或等于30mg/m（20ppm）的环境进行作业时，应做好人员安全防护工作；当处于钻进工况时，应暂停钻进，并采取控制和处理措施。

5.8.6.4. 窜层污染事故的防范措施

采用双层套管，表层套管完全封闭各含水层，固井水泥均上返地面，这样，在各含水层与井筒间形成双层套管、单层水泥环的保护措施，将事故风险降低到最低。

5.8.6.5. 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。

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

（7）定期对管线进行巡视，加强管线和警示标志的管理工作。

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

（9）加强对集输管线沿线重点敏感地段的环保管理，定期进行环境监测。

（10）建立腐蚀监测系统，随时监测介质的腐蚀状况，了解和掌握区域系统的腐蚀原因，有针对性地制定、调整和优化腐蚀控制措施。

5.8.6.6. **植被保护措施**

（1）公益林防火措施

1）强化责任，实行森林防火领导负责制。西北油田分公司领导应制定防火操作规程，奖罚分明，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，加强工作人员管理，严禁携带火种进入公益林区。

（2）基本农田保护措施

本项目可能会对井场周边的农田（土壤污染评价范围外）造成一定影响，主要是对农田土壤以及农作物的影响。当事故发生后污染了基本农田，应根据《基本农田保护条例》立即采取措施处理，对农田造成质量降低的，应进行治理；对农户造成财产损失的，应按规定进行赔偿。

5.8.6.7. 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，运输过程安全控制，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。

5.8.6.8. 重视和加强管理

除采取上述安全预防措施外，还应通过提高人员素质，加强责任心教育，完善有关操作条例等方法来防止人为因素引发的事故。

（1）对生产操作的工人必须培训经考核后上岗，使其了解工艺过程，熟悉操作规程，对各种情况能进行正确判断。

（2）加强干部、职工的风险意识和环境意识教育，增强安全、环保意识。建立健全各种规章制度、规程，使制度落到实处，严格遵守，杜绝违章作业。

（3）经常对职工进行爱岗教育，使职工安心本职工作，遵守劳动纪律，避免因责任心不强、操作中疏忽大意、擅离职守等原因造成的事故。

（4）本项目实施后，将本项目相关工程纳入采油厂环境风险应急预案中。

5.8.6.9. 现有环境风险防范措施的有效性分析及环境风险应急预案

采油二厂于2021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：652923-2021-195-L。采油三厂于2021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三厂突发环境事件应急预案》的备案证明，备案编号分别为652923-2021-196-L。各采油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的突发环境事件应急预案纳入西北油田分公司采油二厂、采油三厂现有突发环境事件应急预案中，对现有突发环境事件应急预案进行必要的完善和补充。

5.8.6.10.环境风险应急处置措施

5.8.6.11.1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，应立即切断火源，并组织灭火；

②条件允许时，迅速组织抢装井口和压井作业；

③井场四周设置围堤，防止喷出物污染环境；

④依据井喷事件程度确定警戒范围，撤离无关人员。

（3）遇险人员应急撤离条件：

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

②空气中硫化氢、甲烷浓度较高，且无法有效控制时；

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

④由于各种原因导致设施发生爆炸，危及整个设施和人员生命安全时。

5.8.6.11.2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对泄漏的原油进行有效防护或转移至安全处，防止发生火灾、爆炸事故；

④采取围堰堵截的方式，使泄漏物不外流，防止污染物扩散，确保总排口阀门处于关闭状态，如果发生大型泄漏或火灾事故，启用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检测；

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

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

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

⑪灭火完毕后，立即清理火灾现场，组织力量对泄漏点封堵抢险。

5.8.6.11.3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。

5.8.6.11.4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尘口罩；

（4）作业时使用的所有设备应接地，禁止接触或跨越泄漏物，尽可能切断泄漏源。防止泄漏物进入水体、下水道、地下室或密闭性空间；

小量泄漏：用砂土或其他无火花工具收集吸收材料。

大量泄漏：构筑围堤或挖坑收容。用泡沫覆盖，减少蒸发，用防爆泵转移至槽车或专用收集器内。

6. 环境保护措施及可行性论证

6.1. 生态保护措施可行性论证

6.1.1. 施工期生态保护措施

6.1.1.1. 井场

（1）井场区域主要占地类型为其他草地和采矿用地，施工过程中须严格控制井场占地面积，减少扰动面积，减少对荒漠植被影响。

（2）对井场永久性占地（井场）和临时性占地合理规划，严格控制临时占地面积，井场永久性占地控制在60m×70m。尽量避让有植被覆盖的区域，严格按照有关规定办理建设用地审批手续。对井场永久性占地进行地面硬化，以减少风蚀量，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，见图6.1-1。

图6.1-1　井场砾石压盖措施典型设计图

（3）对工程占地范围外的区域严禁机械及车辆进入、占用，禁止乱碾乱轧，避免破坏自然植被，造成土地松动。井场施工在开挖地表、平整土地时，临时堆土必须进行拦挡，施工完毕，应尽快整理施工现场， 施工期生态保护措施见图6.1-2。

图6.1-2　施工期生态保护措施示意图

（4）加强工程区的野生动物保护，对施工人员进行野生动物保护法的宣传教育，严禁施工人员猎杀野生动物。

（5）严格落实环评所提环保措施，加强施工管理，杜绝废水固废乱堆乱排的现象，避免施工期废水、固废等对自然植被及土壤造成不良影响。

（6）及时清理施工现场，做到“工完、料净、场地清”。工程结束后，建设单位应承担恢复生态的责任，及时对临时占地区域进行平整、恢复原貌，使占地造成的影响逐步得以恢复。

6.1.1.2. 管线

（1）本工程占地及补偿应按照地方有关工程征地及补偿要求进行，经相关部门许可后方可开工建设。

（2）合理调整管线走向，管线施工作业宽度应控制在8m以内。

（3）合理规划工程占地，严格控制工程占地面积，对规划占地范围外的区域严禁机械及车辆进入、占用，禁止乱轧乱碾，避免造成土地松动。

（4）管线施工时应根据地形条件，尽量按地形走向、起伏施工，减少挖填作业量。

（5）管沟回填后多余的土方禁止大量集中弃置，应均匀分散在管线中心两侧，并使管沟与周围自然地表形成平滑过渡，避免形成汇水环境，防止水土流失。

（6）严格落实环评所提环保措施，加强施工管理，杜绝废水固废乱堆乱排的现象，避免施工期废水、固废等对自然植被及土壤造成不良影响。

（7）施工期充分利用现有油田道路，尽可能减少临时占地，降低对地表和植被的破坏，施工机械不得在道路以外行驶和作业，保持地表不被扰动，不得随意取弃土。

（8）结合实际完善水土保持方案并严格落实。施工期严格按规范作业，减少对土壤和植被的扰动和破坏，避免水土流失。

（9）及时清理施工现场，做到“工完、料净、场地清”。

（10）工程结束后，建设单位应承担恢复生态的责任，及时对临时占地区域进行平整、恢复原貌，使占地造成的影响逐步得以恢复。

（11）在沙地区域，管线施工结束后，在施工扰动区域采取草方格进行防沙治沙。

（12）施工前进行区域动植物状况调查，施工必须限制在划定范围内，并且在工程施工区设置警示牌，尽可能减少噪声、扬尘等对生态环境的间接影响，以最大限度减少对项目区野生动植物的影响。

6.1.1.3. 水土流失防治措施

本工程施工期的水土流失影响以风蚀为主，建设区域为水土流失的防治责任范围。

（1）防护措施

①对于工程建设，必须做好水土流失的预防工作，认真贯彻“谁造成水土流失，谁投资治理，谁造成新的危害，谁负责赔偿”和“治理与生产建设相结合”的原则。

②加强水土保护法制宣传和水土保持执法管理，将其纳入依法办事的轨道上来，

并对施工人员进行培训和教育，自觉保持水土，保护植被，宣传保护生态环境和防治荒漠化的重要性。

③工程建设主管部门，应严格要求施工单位，对技术文件中的有关环境保护条款认真执行，全面落实，确保各类环保措施在工程施工中得到体现，保证同时设计，同时施工，同时验收的“三同时”落到实处。

（2）管理措施

①施工期间应划定施工活动范围，严格控制和管理运输车辆及重型机械的运行范围和线路，不得离开运输道路随意行驶。在施工作业区两侧拉彩条旗以示明车辆行驶的边界，以避免增加对地表的扰动和破坏。

②根据工程需要严格限定占地面积，严禁施工材料乱堆乱放，划定适宜的堆料场，以防对植物破坏范围的扩大。

（3）工程防治措施

①管道工程区管沟回填后需先进行严格的整治，对局部高差较大处，由铲运机铲运土方回填，开挖及回填时应保证地面相对平整，压实度较高的采用推土机的松土器进行耙松。精细平整过程中不仅要保证土体再塑，而且要稳坡固表，防治水土流失。

②地面建设挖、填方作业应尽量做到互补平衡，以免造成弃土方堆积和过多惜土。

③单独敷设管道管沟开挖一侧临时堆放开挖土方，本工程对临时堆土布设一定的防尘网苫盖防护措施，对管线边缘土坎的边侧进行平整压实处理。

④项目区降水量极少，蒸发量却很大，管道工程区施工扰动区易产生扬尘对周边环境产生影响，产生一定的水土流失。对本防治区进行定时洒水，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。

⑤施工作业结束后，并将场地进行平整，并覆土压实覆盖一层砾石，降低地面粗糙度，增加土壤抗蚀性，防止风蚀现象发生。

（4）各措施实施进度及管理

水土流失防治措施可按工程预定进度进行。实施情况在工程环境保护设施竣工验收时进行检查，在运营期环境监测时，对实施效果进行监测，并及时上报主管部

门。

类比同类管道施工采取的水土流失减缓措施，本工程采取的水土流失减缓措施可行。

6.1.1.4. 对野生动植物的生态保护措施

6.1.1.4.1对评价区植被的生态保护措施

（1）生态避让

①合理选择管线走向，应避开植被茂盛的区段，尽量避免砍伐野生植物；管线敷设尽量取直，考虑管线距离最短。

②评价区域分布有盐穗木、怪柳、骆驼刺、花花柴和胡杨等植被，管线、井场建设选址尽量少占植被茂密的地块，同时严格控制占地面积。

③管线施工应严格限定施工范围，确定作业路线，不得随意改线。

（2）生态防护

①管线施工范围应严格限制在8m范围内，在保证顺利施工的前提下，应尽可能缩小施工作业宽度，以减少临时占地影响，将施工期对环境不利影响降到最低限度。

②在施工便道设置“保护生态环境、保护野生动植物”等警示牌，并从管理上对施工作业人员加强宣传教育，切实增强保护生态环境的意识。

③注意施工后的地表修复，管道回填时，应注意尽量恢复原有紧实度，或留足适宜的堆积层，防止因降水造成地表下陷形成积水洼地。管道回填后应注意恢复原有地表的平整度。

④充分利用区域现有道路，施工机械和车辆应严格按照规定路线行驶，禁止随意开辟道路，防止扩大土壤和植被的破坏范围。

⑤施工中应严格按照环境管理要求，施工后期，及时做好施工迹地的清理工作。做好施工后期的迹地恢复工作，包括土地平整，创造局部小环境以利于植被的恢复等。

（3）生态恢复

①工程结束后，建设单位应承担恢复生态的责任；

②在施工区域局部有植被分布，须先将原表层土集中分层堆放，待施工完毕后，在临时占地区域对地表土层进行恢复，达到植被生长所需生境；

③施工占地区域土层上部的保护层稳态发生变化，加之区域风力、水力作用较大，土质极易流失，应在临时占地区域进行平整压实，以避免区域生态环境恶化；

④由于工程建设造成了一定的地表植被破坏，在施工结束后应对植被覆盖区域进行生态修复，优先使用原生表土和选用本土物种，防止外来生物入侵，构建与周边生态环境相协调的植物群落，最终形成可自我维持的生态系统；

⑤项目用地扰动区域需保护区域生态系统，并根据扰动区域土质情况因地制宜进行修复，减少项目实施对区域生态环境功能的不利影响。

6.1.1.4.2对评价区植被的生态保护措施

（1）在施工便道设置“保护生态环境、保护野生动植物”等警示牌，并从管理上对施工作业人员加强宣传教育，切实增强保护生态环境的意识。车辆行驶过程中不得鸣笛惊吓野生动物。

（2）加强生态保护宣传教育工作，施工前后，应加强沿线生态环境保护的宣传教育工作，在工地及周边，设立与环境保护有关的科普性宣传牌，包括生态保护的科普知识、相关法规、工程所采取的生态保护措施及意义等。

（3）建议施工单位与林草部门配合在项目区内张贴项目区野生保护动植物宣传画及材料，禁止施工人员随意猎捕野生动物。

（4）施工单位和人员要严格遵守国家法令，坚决禁止捕猎任何野生动物；同时减少夜间作业，避免灯光、噪声对夜间动物活动的惊扰。

（5）为了加强沿线生态环境保护及实施力度，建设单位与施工单位协商制定相应的环境保护奖惩制度，明确环保职责，提高施工主体的环保责任感。

（6）项目所在区域周边有国家二级保护动物塔里木兔、塔里木马鹿等分布，严格禁止施工人员对重点保护野生动物的捕猎。

6.1.1.5. 防沙治沙措施

按照《中华人民共和国防沙治沙法》（2018年11月14日修订）有关规定以及《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）文件，在沙化土地范围内从事开发建设活动的，必须事先就该项目可能对当地及相关地区生态产生的影响进行环境影响评价，依法提交环境影响报告；环境影响报告应当包括有关防沙治沙的内容。

根据《新疆维吾尔自治区实施〈中华人民共和国防沙治沙法〉办法》（2025年1月1日实施）的要求，本项目总占地约189.81 hm^2，其中永久占地19.35 hm^2、临时占地170.46 hm^2，占用沙地面积为2.721hm^2，占工程总占地面积的10.42%，主要是TH121191H、TH103113X、TH10228CH等井场及集输管线的占地，本次环评提出的防沙治沙方案具体内容如下：

（1）防沙治沙采取的技术规范、标准

①《中华人民共和国防沙治沙法》（2018年10月26日修订）；

②《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）；

③《防沙治沙技术规范》（GB/T21141-2007）；

④《国家林业和草原局关于做好沙区开发建设项目环评中防沙治沙内容评价工作的意见》（林沙发〔2013〕136号）；

⑤《沙化土地监测技术规程》（GB/T 24255-2009）。

（2）制定方案的原则与目标

A.制定方案的原则：

①预防为主，保护优先：加强对沙化土地的监测和预警，及时采取预防措施，防止沙化土地进一步扩大。

②因地制宜，分区施策：根据塔河油田不同区域的自然条件和沙化程度，制定针对性的防沙治沙措施。

③科学防治，合理利用：依靠科学技术，提高防沙治沙的科学性和有效性，同时注重沙区资源的合理开发和利用。

④统筹推进，综合效益：将防沙治沙与生态保护、经济发展、民生改善相结合，实现生态效益、经济效益和社会效益的有机统一。

制定方案的目标：

①非沙化土地：防止生态逆转，恢复地表覆盖。

②半固定沙地：维持砾幕完整性，防止下伏沙活化。

③有明显沙化趋势的土地：遏制沙化进程，保护现有植被和土壤结皮

（3）防沙治沙分阶段治理措施及实施计划

根据上述防沙治沙目标，提出防沙治沙治理措施及实施计划，具体见下表：

表6.1-1　防沙治沙分阶段治理措施及实施计划

阶段	措施类型	具体措施	实施内容
第一阶段（施工结束1～2年）	工程措施	布设重点区域沙障	井场周边、集输管线两侧布设1m×1m草方格，关键风口设阻沙栅栏。具体长度和面积与水土保持方案保持一致。
	植被措施	种植适生灌木	具体种类和数量与水土保持方案保持一致。
	监测措施	建设基础监测网络	设置监测点，采集沙丘移动、植被成活、风蚀强度数据等。具体设置数量和位置与水土保持方案保持一致。
第二阶段（施工结束后3～5年）	工程措施	完善沙障系统	维护现有沙障，流沙区增设沙障。
	植被措施	提升植被恢复	补植成活不足区域，沙障保护区内试种草本植物。
第三阶段（施工结束5～10年）	工程措施	巩固防护体系	更新老化沙障，关键设施试用新型复合材料沙障。
	植被措施	培育群落稳定性	促进自然更新，引入深根性树种，建立本地种子采集区。
	管护措施	建立长效机制	制定维护规程，培训1~2名专职管护人员。
实施保障	按“先核心后外围”原则推进；每年根据监测结果优化方案；利用油田现有管护力量和设备；与当地治沙站协作		

针对施工机械及运输车辆，提出如下措施：施工期间应划定施工活动范围，严格控制和管理运输车辆及重型机械的运行线路和范围，不得离开运输道路及随意行驶，由专人负责，以防破坏土壤和植被，加剧土地荒漠化。尽量避开沙丘，减缓对沙丘活化的影响。土地临时使用过程中发现土地沙化或者沙化程度加重的，应当及时报告当地人民政府。

6.1.1.6. 林地保护措施

本项目井场和管线均不占用国家和地方重点公益林，生态评价范围内也不涉及国家和地方重点公益林，考虑到施工活动周边对林地的影响，在此对林地提出以下保护措施：

（1）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，井场和管线占地避让胡杨林。

（2）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。

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

6.1.2. 运营期生态保护措施

（1）监督和管理措施

①针对本项目的建设，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的清运、老井临时占地内的水泥块未清理或综合利用等，需尽快组织工作人员按期将井场遗留固废清运或综合利用，并纳入本项目环保投资。

（2）运营期生态保护措施

①加强管理，确保各项环保措施落实。对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。

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。

综上，本项目采取的生态环境保护措施可行。

6.1.3. 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，使施工工作人员对在项目区生存的野生动物及植物有基本的认识与了解。在退役期施工过程中，如遇到保护植物应进行避让，严禁随意踩踏破坏；遇到保护动物时，应主动避让，不得惊扰、伤害野生动物，不得破坏保护动物的生息繁衍地，禁止妨碍野生动物生息繁衍的施工活动。

加强对《中华人民共和国野生动物保护法》及《中华人民共和国野生植物保护条例》的普及、教育工作，强化保护野生动植物的观念，让施工人员明确破坏保护植物，捕猎、杀害保护动物的法律后果，理解保护野生动植物的重要意义。

通过采取以上生态保护措施，对于减少植被破坏、减缓水土流失、抵制荒漠化发展起到了一定的积极作用，可有效保护脆弱的荒漠生态环境。

6.2. 地下水环境保护措施可行性论证

地下水保护与污染防治按照“源头控制、分区防治、污染监控、应急响应”的

原则。运营期要建立健全地下水保护与污染防治的措施与方法；必须采取必要监测制度，一旦发现地下水遭受污染，就应及时采取措施，防微杜渐；尽量减少污染物进入地下含水层的机会和数量。

针对本工程可能发生的地下水污染，地下水污染防治措施按照“源头控制、分区防治、污染监控、应急响应”相结合的原则，从污染物的产生、入渗、扩散、应急响应全阶段进行控制。

源头控制：主要包括在工艺、管道、设备、污水产生及储存构筑物采取相应措施，防止和降低污染物跑、冒、滴、漏，将污染物泄漏的环境风险事故降到最低程度。

分区防治：结合建设项目的生产设备、管道、污染物储存等布局，实行重点污染防治区、一般污染防治区和非污染区防渗措施有区别的防渗原则。主要包括生产区地面和设备的防渗措施和泄漏、渗漏污染物收集措施。

污染监控体系：实施覆盖生产区的地下水污染监控系统，包括建立完善的监测制度、配备先进的检测仪器和设备、科学、合理设置地下水污染监控井，及时发现污染、及时控制。

应急响应：包括一旦发现地下水污染事故，立即启动应急预案、采取应急措施控制地下水污染，并使污染得到治理。

6.2.1. 施工期地下水污染防治措施

6.2.1.1. 源头控制措施

（1）禁止使用列入淘汰落后的、耗水量高的工艺、设备和产品名录的设备，或列入限期禁止采用的严重污染水环境的工艺名录和限期禁止生产、销售、进口、使用的严重污染水环境的设备。采取节水措施，提高水的重复利用率：以钻井队为单位，在保证正常作业的情况下，确定各类施工作业条件下的合理用水量，以控制清水用量。动力设备、水刹车等冷却水要循环使用，要安装泥浆泵冷却水循环系统；振动筛的污水循环系统，以减少用清水直接冲洗设备，尽量采用擦洗的方法清洗设备。

（2）污染物防控措施

①施工场地应设置临时沉砂池，混凝土搅拌机等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，防止雨水冲刷进入外环境。井场四周设置井界沟，防止井场内污水随地面径流进入外环境。

②本工程采用水基钻井液，并采用泥浆不落地工艺，钻井废水随钻井固废一同委托专业单位综合处置，不直接外排。

③泥浆不落地工艺无须设置泥浆池，最大限度地降低了泥浆泄漏的可能性和泄漏量，使项目区污染物对土壤的影响降至最低。

④设计、施工时对泥浆储存、收集、处理、排放设备等应采用优质、稳定、成熟的产品，做好质量检查、验收工作，防止设备破损和“跑、冒、滴、漏”现象。

⑤站内管线采用无缝钢管，采取防腐+保温措施，具有较强的耐化学腐蚀性能、耐温耐压性能好，粘结力强并具有良好的韧性等性质，有效地减少了管线腐蚀穿孔造成地下水污染的情况。

⑥定期对泥浆罐等隐蔽设施的渗漏性进行检查，观察是否有渗水、漏水现象，发现问题及时解决。

⑦对现有工程防渗设施进行排查，杜绝设备老化，防渗不达标。

⑧钻井过程中贯彻清洁生产要求，选用无毒无害钻井泥浆。钻井泥浆循环利用，钻井完毕后，废弃泥浆和一般岩屑采用“泥浆不落地”工艺处理。

（3）其他

①标准化建设，具备监控系统，管理区工作人员在调度中心能根据计算机演算结果、压力数据变化等，确定管道是否泄漏，当风险发生时，立即停输，使泄漏量降低到最小。

②表层套管的固井水泥必须抬高至地面，防止浅层含水层受到钻井泥浆污染。完井后固井水泥必须返高至地面，确保安全封闭此深度内的第四系含水层。

③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。加强施工机械维护，防止施工机械漏油。施工期固体废物等拉运车辆须在转运过程中做好转运台账，严格执行废弃物转运签认和交接清单制度；运输前规划运输路线，转运过程中应严格

按照规定的路线运输到相应的目的地；运输过程中应尽量避开环境敏感区；对拉运过程进行严格监督管理，运输车辆、装卸工具必须符合安全环保要求，装卸和运输废弃物过程中不得溢出和渗漏，严禁半途倾倒、排放或向第三方转移废弃物。禁止利用渗井、渗坑、裂隙以及私设暗管等逃避监管的方式排放水污染物。

④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。做好阀门和管线的安装、试运行工作，杜绝水的跑、冒、滴、漏。

⑤井的设计、建造应按照 SY/T 6596 保证其完整性。钻井过程中严格按照钻井施工工艺，施工规范进行操作，防止钻井过程中，由于施工不当，导致井喷、原油泄漏以及油水地层窜层等事故污染地下水。钻井过程中产生的钻井废水，废弃泥浆、岩屑等按照规范处理。保证固井质量，确保安全封闭此深度内的含水层。

针对以上措施的实施，实际施工期井队对机械设备做检修保养记录，并制定环境保护管理制度，设环保专员负责检查井场内废水、固废等处置情况，保证废物得到有效处理，从而达到减少对周围地下水环境污染的预期效果。

综上所述，通过采取以上各种废水处理及防治措施，本工程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。

6.2.1.2. 过程防控措施

（1）防渗措施

建设单位须做好场区分区防渗措施。按重点防渗区、一般防渗区分别采取不同等级的防渗措施，防渗层尽量在地表铺设，防渗材料可根据具体防渗区域拟选取 HDPE 或其他防渗材料，按照污染防治分区采取不同的设计方案。

为防止对地下水污染，针对井场施工期间工程特点，根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）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），将钻井期井场进行分区防渗，其中钻井及储层改造工程基础区域、放喷池、危废贮存设施等划分为重点防渗区，油罐区为一般防渗区，采取相应的防渗措施可有效避免发生渗漏事故。分区防渗方案见表 6.2-1。

表 6.2-1　　分区防渗方案

污染源名称	防治分区	防渗技术要求
钻井及储层改造工程基础区域、钻井液循环系统、清洁生产操作平台、放	重点防渗	等效黏土防渗层Mb≥6.0m，K≤1×10～^{7}cm/s

喷池		
危废贮存设施	重点防渗	按照《危险废物贮存污染控制标准》（GB 18597-2023），防渗层为至少 1 m 厚黏土层（渗透系数不大于 $10\sim^{7}$cm/s），或至少2 mm 厚高密度聚乙烯膜等人工防渗材料 （渗透系数不大于 10^{-10} cm/s），或其他防渗性能等效的材料。
柴油罐区（备用）、泥饼暂存池、泥浆泵区、危险化学品间	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

（2）严格按照操作规程施工，提高固井质量，避免因发生固井质量问题造成含油污水泄漏而引起地下水污染。加强施工管理，发现问题及时解决。

（3）钻井架底座表面应有导流槽，保证钻井废水全部投入泥浆不落地装置中，无随意漫流现象，杜绝钻井泥浆流失。

（4）建议在泥浆循环罐周围设置约 50cm～60cm 防渗污水收集渠或事故截污沟，阻止暴雨时或其他事故情况下池水满溢外排。

6.2.2. 运营期地下水污染防治措施

地下水环境保护措施与对策应符合《中华人民共和国水污染防治法》和《中华人民共和国环境影响评价法》及地下水导则的相关规定，按照“源头控制、分区防控、污染监控、应急响应”，从污染物的产生、入渗、扩散、应急响应全方位进行控制。

基于前文的地下水环境影响预测和评价，拟建项目在正常工况下，对当地地下水环境影响较小；在非正常工况下，对当地地下水环境构成潜在威胁，可能会对地下水水质产生不良影响。因此，为确保当地地下水环境安全，需采取一些保护管理措施。

为有效保护拟建项目区的地下水环境，除了按项目可研报告中设计的方案处理各类废水，还需要建设地下水跟踪监测方案和定期信息公开。下面结合拟建项目特点和当地自然环境特征，提出地下水环境保护管理的原则和措施。

6.2.2.1. 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采出水塔河油田二号联合站、三号联合站、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）标准中指标后回注地层，不外排。少量井下作业废水依托塔河油田绿色环保工作站水处理系统处理，经处理满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）标准中指标后回注地下，不外排。

②定期对井场、管线的设备、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定期对站内管道进行检查，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生产井运行期间应参照《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。定期对生产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。

6.2.2.2. 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6.2-1）、天然包气带防污性能分级参照表（表6.2-2）、地下水污染防渗分区参照表（表6.2-3），提出防渗技术要求。

表6.2-1 污染控制难易程度分级参照表

污染控制难易程度	主要特征
难	对地下水环境有污染的物料或污染物泄漏后，不能及时发现和处理
易	对地下水环境有污染的物料或污染物泄漏后，可及时发现和处理

表6.2-2 天然包气带防污性能分级参照表

分级	包气带岩土的防污性能
强	岩（土）层单层厚度Mb≧1.0m，渗透系数K≦1×10～^{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6.2-3 地下水污染防治分区参照表

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6.2-4，井场防渗分区图见图6.3-1。

表6.2-4 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、阀组基座	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，同时施工期间应留存施工影像。
简单防渗区	电控信一体化撬	简单硬化

图6. 3-1 井场防渗分区图

6.2.2.3. 管道刺漏防范措施

（1）各老井侧钻井场设置现场监测仪表，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。

6.2.2.4. 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6.2-5。

表6.2-5　区块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	地下水环境影响跟	每年采样2次。发生事故时加	石油类、石油烃（C_6~C_9）、石油烃（C_{10}~C_{40}）、砷、六
G2	地下水上游				

G3	地下水下游	单层	踪监测井	大取样频率。	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。

另外，应对本项目各井井口压力、套管压力、环孔压力、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、三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，井场设置现场监测仪表，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，必须明确职责、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。

6.2.2.5. 地下水污染应急预案及处理

（1）应急预案内容

建议在制定井场、站场安全管理体制的基础上，制订地下水污染事故应急措施，并与其他类型事故的应急预案相协调，并纳入采油二厂、三厂应急预案中。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分析污染原因，确定泄漏污染源，按照应急预案中相关事故处理措施，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。

6.2.3. 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。

6.3. 地表水环境保护措施可行性论证

6.3.1. 施工期废水污染防治措施可行性论证

施工期产生的废水主要是钻井废水、酸化压裂废水及生活污水。

（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钻井过程中设备清洗、冷却等需消耗大量清水，采取有效节水措施，不仅节约了水资源，同时也减少了钻井废水的产生量，减少了废水存储设施的负担和后续处理的负荷，符合清洁生产的要求。因此，要在源头上节水降污，使钻井废水予以减量。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）酸化压裂废水

本工程产生的酸化压裂废水，采用专用废液收集罐收集后，由阿克苏塔河环保工程有限公司处理。对于本工程产生的危险废物由专用运输车辆进行运输、转移，并严格按照《危险废物转移联单管理办法》，实施危险废物转移联单管理制度。

（3）生活污水

本工程生活污水经井场一体化污水处理装置处理后，水质达到《农村生活污水处理排放标准》（DB65 4275-2019）表二的B级标准后用于区域生态林、荒漠灌溉。

（4）管道试压废水

本项目试压废水约为750.9m³。管道工程分段试压以测试管道的强度和严密性，本项目管道采用无腐蚀性洁净水作为试压介质，管道试压废水中主要污染物为SS。管道试压分段进行，试压水排出后进入下一段管线循环使用。试压废水可用作场地降尘用水。

综上所述，通过采取以上各种废水处理及防治措施，本工程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。

6.3.2. 运营期废水污染防治措施可行性论证

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二号、三号、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，可保持地层压力，使油藏有较强的驱动力，以提高油藏的开采速度和采收率。

塔河油田二号、三号、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阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站，处理后的井下作业废液均不外排。

阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作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。阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站剩余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。

6.4. 土壤环境保护措施可行性论证

6.4.1. 施工期土壤污染防治措施可行性论证

（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。

6.4.2. 运营期土壤环境保护措施

（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，防止采出液泄漏；选用耐腐蚀性能好、抗老化性能、耐热性能好、抗冻性能好、耐磨性能好的管材作为集输管线，管线工程按照一定比例设置截断阀；通过加强管线内的压力、流量传感器检修维护，保障发生管线阀门连接处泄漏及时切断阀门，减少泄漏量；加强日常巡检监管工作，出现泄漏情况能及时发现；加强法兰、阀门连接处腐蚀情况记录管理，避免因老化、腐蚀导致泄漏情况发生。井下作业按照“带罐上岗”的作业模式，加强站场及管线巡检，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

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ 964-2018）土壤一级评

价的跟踪监测要求，制定跟踪监测计划，在发生事故泄漏时对采油井的井口区可能影响区域跟踪监测，环评建议在井占地范围内和占地范围外分别设1个表层样，在占地范围内设1个柱状样，每1年监测1次，监测因子为石油烃（C_6~C_9）、石油烃（C_{10}~C_{40}）、汞、砷、六价铬。（见5.4.2土壤环境影响自查表）。

综上所述，正常情况下，本项目的各项工程不会污染土壤环境，非正常情况下，采取有效措施后可减轻对土壤环境的影响。在做好源头控制、过程防控等措施的前提下，可避免工程实施对土壤环境产生污染影响。

综上，本项目采取的土壤污染防治措施可行。

6.4.3. 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，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。

6.5. 大气污染防治措施可行性论证

6.5.1. 施工期大气污染防治措施可行性论证

6.5.1.1. 钻井过程大气污染防治措施可行性论证

（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，在很大程度上可以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。

6.5.1.2. 地面施工大气污染防治措施可行性论证

（1）场地平整时，禁止利用挖掘机进行抛撒土石方作业，定期洒水，作业面要保持一定湿度。

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

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

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

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

（6）管沟开挖不宜过深，及时开挖、回填，遇大风天气应停止土方作业。

（7）加强对施工机械、车辆的维修保养，使用环保节能型柴油机，选用轻质柴油燃料，并加强管理维护，柴油机燃烧烟气排放满足《非道路移动机械用柴油机排气污染物排放限值及测量方法（中国第三、四阶段）》（GB20891-2014）修改单以及《非道路柴油移动机械污染物排放控制技术要求》（HJ1014-2020），禁止以柴油为燃料的施工机械超负荷工作，减少烟尘和尾气的排放。

（8）加强施工场地环境管理，提倡文明施工，积极推进绿色施工，严防人为扬尘污染。

（9）在集输管网投产前的项目初期，井场要进行测试放喷。为了点火安全和控制热辐射范围，需修建地面放喷池，位于敏感点附近的还需在其四周设置围挡，通过水平火炬进行测试放喷；在集输管网投产后，测试放喷的天然气将通过管网收

集，集输至井场后通过火炬点燃放空。

（10）采用防喷器组（环形防喷器、双闸板防喷器、单闸板防喷器）等先进的井控装置，防止和控制井喷事故发生。

（11）井场内严禁燃烧可能产生严重烟雾或刺鼻臭味的材料。

以上施工期大气污染防治措施，简单可行，具有可操作性，影响能够减缓到可以接受的程度，以上措施是可行的。

6.5.1.3. 焊接烟气、机械设备和车辆废气污染防治措施可行性论证

施工前期加强设备和运输车辆的检修和维护，保证设备正常稳定运行，燃用合格的燃料，设备和车辆不超负荷运行，焊接作业时使用无毒低尘焊条。

6.5.1.4. 储层改造废气污染防治措施可行性论证

使用酸化液过程中，要求全部采用密闭罐存放，产生的废酸化液及时委托有资质单位接收处置，减少在现场存储时间。同时控制酸化压裂作业时间，减少酸化液和废酸化返排液在井场的存留时间。

6.5.2. 运营期废气污染防治措施可行性论证

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、厂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和硫化氢；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、H_2S无组织排放例行监测，对典型井场厂界NMHC、H_2S每年监测一次，确保NMHC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、H_2S无组织排放执行《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）中新建项目二级标准。

（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，加强油气集输管道密闭性能；②大力推广应用零散天然气回收和电力系统无功补偿级新能源利用等开采技术，开发清洁能源替代现有能源；③选用质量可靠的设备、仪表、阀门等；④加强对密闭管线及密封点的巡检，一旦发生泄漏立即切断控制阀，并尽快完成修复；⑤加强油井生产管理，减少温室气体的跑、冒，做好油井的压力监测，并准备应急措施，从而减少温室气体排放。

（8）VOCs协同管控：运营期石油开采使用密闭集输工艺，井场加热炉使用天然气作为燃料，提高了VOCs治理的科学性、针对性和有效性，协同控制温室气体排放，贯彻落实相关政策和行动计划，减少VOCs排放。同时，相关单位建立碳排放监测预警机制，对碳排放增长较快的行业领域进行形势预警，并采取相应管理措施。将碳排放管控要求纳入碳达峰碳中和综合评价考核指标体系，完善建设单位节能降碳管理制度，发挥市场机制调控作用，推动建设单位落实节能降碳管理要求。通过上述措施，旨在减少VOCs排放，改善空气质量，推动经济与环境的协调发展。

综上，本项目采取的废气污染防治措施可行。

6.5.3. 退役期大气环境保护措施

（1）运输车辆使用符合国家标准的油品。

（2）在闭井施工操作中应做到文明施工，防止水泥等的洒落与飘散；尽量避开大风天气进行作业。

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

6.6. 声环境保护措施可行性论证

6.6.1. 施工期噪声污染防治措施

本项目施工期噪声源主要是各类施工机械和运输车辆。为最大限度避免和减轻施工及运输噪声对周围声环境的不利影响，本评价对施工期噪声控制提出以下要求和建议：

（1）建设单位应要求施工单位使用低噪声、低振动的机械设备类型，并在施工中设专人对其进行保养维护，对设备使用人员进行培训，严格按操作规范使用各类机械；

（2）施工单位可合理安排施工时间，避免长时间使用高噪声设备，使本项目在施工期造成的噪声污染降到最低；

（3）运输车辆进出工地时应低速行驶，少鸣笛或不鸣笛。

6.6.2. 运营期噪声污染防治措施

（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。

6.6.3. 退役期噪声污染防治措施

（1）选用低噪声机械和车辆。

（2）加强设备检查维修，保证其正常运行。

（3）加强运输车辆管理，合理规划运输路线，禁止运输车辆随意高声鸣笛。

6.7. 固体废物污染防治措施可行性论证

6.7.1. 施工期固体废物污染防治措施可行性论证

6.7.1.1. 钻井废弃物处理措施

（1）处置工艺

本工程钻井井场现场使用的泥浆、药剂均进行重金属检测，从源头控制污染物产生。本工程侧钻井全部使用磺化泥浆体系，钻井期侧钻泥浆和岩屑：从井口振动筛、离心机、旋流除砂器排出的钻井水基泥浆和岩屑进入随钻不落地处理系统，经加药、絮凝、压滤后的液相（即废弃钻井液）集中收集罐车拉运至阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站处理达标后回注油藏，不外排；分离后的固相处理后经检测满足《油气田含油污泥及钻井固体废物处理处置控制要求》（DB65/T3997-2017）要求后，同时石油烃满足《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中表2第二类用地风险筛选值后，用于铺垫油区内的井场、道路等。

工艺采用撬装式装备对钻井期间产生的废弃泥浆进行同步收集和处理。主要工艺及相关流程如下：

共设置两套接收搅拌装置，作用是实现振动筛+除砂器+处理器+离心分离机等排出的废弃物接收、搅拌、储存并输送至泥浆脱稳搅拌装置。废磺化泥浆回收效率达到98%以上。首先进行均匀化调整，调整好后用污泥泵打入一级螺旋式混拌装置，同时加入与打入量相匹配的沥水剂（聚合氯化铝），主要目的是对磺化泥浆进行调质，吸附重金属离子和降低pH，在碳酸钙表面产生絮凝作用，加速沉降，将电离出的高价态金属阳离子与泥浆中带负电荷的胶体颗粒相互作用，颗粒表面的双电层被压缩，降低体系电位，不产生其他成分物质；加入破稳降粘剂（过碳酸钠）浓度进一步降低。随后污泥打入二级螺旋式混拌装置，同时加入混凝聚结剂（硫酸亚铁），改变磺化废弃泥浆的物理、化学性质，通过吸附架桥作用使脱稳后的较小颗粒快速凝聚成较大颗粒，进入固液分离装置进行泥水分离，泥水分离采用离心分离机，依靠离心作用实现液相和固相分离。整个反应过程采用专用加药搅拌设备，分离小罐加药、快速搅拌及转移，提高絮凝、降解工序的时间效率。不落地达标处理技术处置工艺流程示意图见图6.7-1，不落地达标处理技术处置工艺流程布局图见图6.7-2。

处置后泥饼见图6.7-3。

处置过程通过添加聚合氯化铝、过碳酸钠、生石灰、硫酸亚铁等化学药剂实现废弃泥浆及岩屑的脱稳、脱胶、氧化作用，发生脱稳氧化反应、降解有害物质，使胶体失去稳定性并黏结聚集形成絮状物，再经过机械压滤等措施将絮状物固液分离，分离出泥饼后固废量减少到原来泥浆量的 50%，分离后的泥饼暂存于岩屑池，经处置检测合格并按规定进行留样，满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）中综合利用污染物限值要求，同时石油烃满足《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地土壤污染风险筛选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。

图6.7-1不落地达标处理技术处置工艺流程示意图

图6.7-2不落地达标处理技术处置工艺流程布局图

图6.7-3 处置后泥饼

（1）处置效果

目前，西北油田分公司已有多处采用相同处理工艺的撬装化装置处理聚磺体系泥浆钻井岩屑。根据西北油田分公司固废历史检测数据结果，处理后废弃物可达到相关标准要求。具体数值见表 6.7-1。

表6.7-1 处置后固体废物监测结果 单位：mg/kg，pH 无量纲

污染源	检测项目	单位	检测结果	执行标准	标准限值	达标情况
固体废物	pH	无量纲	7.53~9.86	《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T 3997-2017）中表 1 综合利用标准限值，同时石油烃满足《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地土壤污染风险筛选值要	2.0~12.5	达标
	六价铬	mg/kg	<2~2.31		≤13	达标
	铜		19.0~32.7		≤600	达标
	锌		65.2~96.5		≤1500	达标
	镍		19.0~34.2		≤150	达标
	铅		2.3~16.9		≤600	达标
	镉		0.6~6.2		≤20	达标
	砷		6.34~29.9		≤80	达标
	苯并（a）芘	μg/kg	0.03~0.30		≤0.7	达标

	含水率	%	3.3~25.4		≤60	达标
	含油率	%	0.02~0.09		≤2	达标
	COD	mg/L	33~148		≤150	达标

西北油田分公司加强监管，对每个井场随钻不落地处理工艺末端排放口均进行监测，钻井泥浆经处理后其泥饼经检测 12 项指标均达到《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，石油烃可满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地土壤污染风险筛选值要求。根据《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017），达到污染物限值的钻井固体废物作为可利用资源，可用于铺设油田生产的各种内部道路、铺垫井场填充材料的利用方式，同时根据西北油田分公司固废历史监测数据结果，岩屑含水率一般在 10%～20%左右，综合利用于铺垫油区内的井场、道路等可行。

同时，西北油田分公司在优化、改进处置工艺设备的同时健全了配套管理制度，加强了现场采样监督抽查管理，建立了自行监督检测、委托第三方单位抽测、处置单位自行检测的三级抽样质量监督管控机制，同时，为确保装置稳定达标，处置单位根据生产情况采取 1 天～2 天采样一次，采样过程采取分层、均匀布设采样点，最终送检混合样的方式确保装置处理后的还原土检测结果能确保钻井废弃泥浆合规处置、稳定达标，环境风险可控受控，实现了钻井泥浆资源化、减量化和井场的清洁生产。

综上所述，钻井废弃物影响集中在井场内，基本对外环境没有造成污染。

6.7.1.2. 危险废物处理措施

钻井期间考虑到危险废物转运期间的时间间隔，钻井场地应设置撬装式危险废物临时贮存间，其位于井场西南角，见钻井平面布置示意图。撬装式危险废物临时贮存点面积约为 5m^2，其建设严格按照《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）的相关要求建设。本工程钻井期间危废产生量较少，在撬装式危险废物临时贮存点暂存，定期由有危废处置资质的单位进行处置，可满足本工程钻井期间的危废的暂存要求。

废烧碱包装袋和废防渗材料应折叠打包存放在井场撬装式危废贮存点，严禁随意丢弃。钻井施工过程中检修时应在地面铺设防渗材料收集产生的含油废物，含油废物收集后应置于铁质油桶内且不得超过容器的3/4。危险废物必须由具有资质的机构或生态环境主管部门指定单位接收，钻井队与之签订危废转移协议，并依照有关规定填写和保存废物转移联单。严禁有关人员私自转让、买卖。

6.7.1.3. 撬装式污水处理站产生污泥及生活垃圾处理措施

撬装式污水处理站污泥定期排入污泥池，通过泵打入小型叠螺式污泥脱水机，其脱水原理为污泥在浓缩部经过重力浓缩后，被运输到脱水部，在前进的过程中随着滤缝及螺距的逐渐变小，以及背压板的阻挡作用下，产生极大的内压，容积不断缩小，达到充分脱水的目的。经叠螺式污泥脱水机脱水后可确保污泥含水率低于60%，满足垃圾填埋场进场污泥含水率要求。

生活垃圾现场集中收集，与经脱水装置脱水后的污泥一同由库车绿能环保科技有限公司拉运处置。

6.7.1.4. 施工废料处理措施

管道焊接、补口、吹扫时会产生焊渣、边角料等废料，属于一般工业固体废物，施工废料应首先考虑回收利用，不可回收利用部分收集后定期由库车绿能环保科技有限公司清运处置。

综上，本工程采取的固废污染防治措施可行。

6.7.2. 运营期固体废物污染防治措施可行性分析

6.7.2.1. 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）》（生态环境部令第36号），本工程运营期产生的危险废物主要有落地油、废防渗材料以及废润滑油。

本工程危险废物产生情况及危险特性见表6.7-2。

表6.7-2　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	071-00	4.4	井下作	液态	石油	间歇	T,I	委托阿克

			1-08		业、采油环节，集输环节		类			苏塔河环保工程有限公司无害化处置
2	废防渗材料		900-249-08	22	井下作业、维修	固态	石油类	间歇	T.I	
3	废润滑油		900-214-08	4.4/次	井下作业和采油过程中机械设备维修	固态	石油类	间歇	T.I	

（2）生活垃圾

本工程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）侧钻泥浆岩屑

运营期侧钻泥浆和岩屑：从井口振动筛、离心机、旋流除砂器排出的钻井水基泥浆和岩屑进入随钻不落地处理系统，经加药、絮凝、压滤后的液相（即废弃钻井液）集中收集罐车拉运至阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站处理达标后回注油藏，不外排；分离后的固相处理后经检测满足《油气田含油污泥及钻井固体废物处理处置控制要求》（DB65/T3997-2017）要求后，同时石油烃满足《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中表2第二类用地风险筛选值后，用于铺垫油区内的井场、道路等。

6.7.2.2. 危险废物处置措施可行性分析

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、废防渗材料、废润滑油等，落地油和废防渗材料交阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站进行无害化处理；废润滑油委托持有危险废物经营许可证的单位接收处置。运营期间工作人员由塔河油田内部调剂解决，故不新增生活垃圾。

本工程井下作业时带罐作业，防止产生落地油，井口排出物全部进罐，做到原油100%回收。落地油不在施工井场储存，直接在作业施工现场由施工人员回收至罐车内，罐车采用密闭的专用罐车，由阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站进行无害化处理，严格按照《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）、《危险废物收集贮存运输技术规范》（HJ2025-2012）和《危险废物转移管理办法》中的相关要求收集、贮存、运输。废防渗材料和废润滑油主要在修井作业和机修维修过

程中产生，施工作业结束后，由施工单位将废弃的含油防渗布集中收集，委托持有危险废物经营许可证的单位接收处置，拉运过程中资质单位应使用专车、按照指定的拉运路线。

（1）危险废物收集

采油二厂、采油三厂严格按照《危险废物收集贮存运输技术规范》（HJ2025-2012）、《危险废物环境管理指南陆上石油天然气开采》相关要求对含油废物进行收集和管理。危险废物桶装收集后由有危废处置资质单位运输、处置。

收集危险废物的硬纸桶应按要求设置明显地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保留足够的空间，硬质桶顶部与液体表面之间保留100mm以上的空间。

（2）危险废物贮存

本工程运营期老井侧钻井场内不设置危险废物临时贮存点，依托联站内已建危废贮存点，危废贮存设施建设满足《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023），并定期委托有资质单位进行处置。

本工程产生的危险废物按照《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》（生态环境部公告2021年 第74号）、《危险废物管理计划和管理台账制定技术导则》（HJ1259-2022）中相关管理要求并根据《危险废物识别标志设置技术规范》（HJ1276-2022），落实危险废物识别标志制度，对危险废物的容器和包装物以及收集、运输危险废物的设施设置危险废物识别标志。填写危险废物的收集记录、转运记录表，并将记录表作为危险废物管理的重要档案妥善保存。及时在线填报危险废物管理计划、办理电子转移联单。落实环境保护标准制度，按照国家有关规定和环境保护标准要求贮存、利用、处置危险废物，不得将其擅自倾倒处置。危险废物收集和运输过程的污染控制执行《危险废物收集 贮存 运输技术规范》（HJ2025-2012）等有关规定。

收集危险废物的硬纸桶应按要求设置明显地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：

危险废物标签规格颜色说明：规格：正方形，40×40cm；底色：醒目的橘黄色；字体：黑体字；字体颜色：黑色。

b.危险废物类别：按危险废物种类选择，危险废物类别如图6.7-3所示；

c.材料应坚固、耐用、抗风化、抗淋蚀。危险废物相关信息标签如图6.7-4所示；

d.装载液体、固体的危险废物的硬质桶内必须保留足够的空间，硬质桶顶部与液体表面之间保留100mm以上的空间。

图6.7-3　危险废物类别标识示意图

图6.7-4　危险废物相关信息标签

（3）危险废物的转运要求

危险废物应按照国家有关规定向当地环境保护行政主管部门申报登记，接受当地环境保护行政主管部门监督管理。参照《危险废物管理计划和管理台账制定技术导则》（HJ 1259-2022）中附表A.7详细记录危险废物转移情况。同时，根据国务院令第344号《危险化学品安全管理条例》《危险废物收集 贮存 运输技术规范》（HJ2025-2012）和《危险废物转移管理办法》的有关规定，在危险废物外运至处置单位时必须严格遵守以下要求：

①危险废物由专用运输车辆进行运输、转移，并严格按照《危险废物转移管理办法》填写、运行危险废物电子转移联单，实施危险废物转移全过程控制。

②废弃物处置单位的运输人员必须掌握危险化学品运输的安全知识，化学品的性质、危害特性、包装容器的使用特性和发生意外时的应急措施了解所运载的危险。运输车辆必须具有车辆危险货物运输许可证。驾驶人员必须由取得驾驶执照的熟练人员担任。

③处置单位在运输危险废物时必须配备押运人员，并随时处于押运人员的监管之下，不得超装、超载，严格按照所在城市规定的行车时间和行车路线行驶，不得进入危险化学品运输车辆禁止通行的区域。

④危险废物在运输途中若发生被盗、丢失、流散、泄漏等情况时，公司及押运人员必须立即向当地公安部门报告，并采取一切可能的警示措施。

⑤一旦发生废弃物泄漏事故，公司和废弃物处置单位都应积极协助有关部门采

取必要的安全措施，减少事故损失，防止事故蔓延、扩大；针对事故对人体、动植物、土壤、水源、空气造成的现实危害和可能产生的危害，应迅速采取封闭、隔离、洗消等措施，并对事故造成的危害进行监测、处置，直至符合国家环境保护标准。

（4）危废运输要求

本工程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。

（5）危废委托处置

本工程产生的危险废物应按照《危险废物环境管理指南陆上石油天然气开采》（生态环境部公告2021年第74号）中相关要求，落实危险废物经营许可证制度，禁止将危险废物提供或委托给无危险废物经营许可证的单位或者其他生产经营者从事收集、贮存、利用、处置活动。

本工程运营单位应对处置单位的主体资格和技术能力进行核实，依法签订书面合同，并在合同中约定利用、处置危险废物的污染防治要求及相关责任，合同期内及时了解接收人贮存、利用或者处置相关危险废物情况，确保本工程运营期产生的危险废物得到妥善处置，避免对外环境产生不利影响。

采油二厂、采油三厂要结合自身的实际情况，与生产记录相衔接，建立危险废物台账，如实记载产生危险废物的种类、数量、流向、贮存、利用处置等信息。采用信息化手段建立危险废物台账，在台账工作的基础上如实向所在地县级以上人民政府环境保护主管部门申报危险废物的种类、产生量、流向、贮存、处置等有关资料。本工程运营期环境管理要求见表6.7-3。

表6.7-3　运营期固体废物环境管理重点要求

项目	防治措施/设施
固体废物暂存	依托已建危废贮存点，固废规范收集暂存，及时清运并做好台账管理。
固体废物运输、处置	委托有资质的单位运输、处置，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）及《危险废物转移管理办法》中的相关要求，防止有毒有害物质渗漏泄漏造成土壤和地下水污染。
环境应急设施	按照环境风险应急预案进行环境风险应急管理，配备环境风险应急物资，采取环境风险防范措施，加强突发环境事故应急系统维护、管理。
制定危险废	产生危险废物的单位，应当按照《危险废物管理计划和管理台账制定技术导则）》

物运行管理计划	（HJ 1259—2022）中4.3 规定的分类管理要求，制定危险废物管理计划，内容应当包括减少危险废物产生量和降低危险废物危害性的措施以及危险废物贮存、利用、处置措施；建立危险废物管理台账，如实记录危险废物的种类、产生量、流向、贮存、利用、处置等有关信息；通过国家危险废物信息管理系统向所在地生态环境主管部门备案危险废物管理计划。
危险废物管理台账	根据《危险废物管理计划和管理台账制定技术导则）》（HJ 1259—2022），建设单位应建立环境管理台账制度，落实环境管理台账记录的责任部门和责任人，明确工作职责，包括台账的记录、整理、维护和管理等。环境管理台账应包括基本信息、接收固体废物信息、生产设施运行管理信息、污染防治设施运行管理信息、监测记录信息及其他环境管理信息等。
危险废物申报	定期通过国家危险废物信息管理系统向所在地生态环境主管部门申报危险废物的种类、产生量、流向、贮存、利用、处置等有关资料。

6.7.3. 退役期固体废物污染防治措施可行性分析

（1）地面设施拆除、井场清理等工作中会产生废弃管线、废弃建筑残渣，应集中清理收集。管线外运清洗后可回收利用，不可回收利用的一般工业固体废物拉运至当地建筑垃圾填埋场妥善处理，不得遗留在场地内影响土壤环境质量。落地油收集后委托有资质单位送至阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保处理站处理；管道中残余的液体先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（气）的废弃井应封堵，拆除井口装置，截去地下 1m 内管头，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. 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、全过程管理中的基础性作用，本次评价按照相关政策及文件要求，根据《中国石油天然气生产企业 温室气体排放核算方法与报告指南（试行）》核算方法，计算拟建工程实施后碳排放量及碳排放强度，提出碳减排建议，并分析减污降碳措施可行性及碳排放水平。

7.1. 温室气体排放分析

7.1.1. 碳排放影响因素分析

7.1.1.1. 碳排放源分析

根据《中国石油天然气生产企业 温室气体排放核算方法与报告指南（试行）》，石油天然气开采企业碳排放源主要包括：燃料燃烧CO_2排放、火炬燃烧排放、工艺放空排放、CH_4逃逸排放、CH_4回收利用量、CO_2回收利用量、净购入电力和热力隐含的CO_2排放。

（1）燃料燃烧CO_2排放

主要指石油天然气生产各个业务环节化石燃料用于动力或热力供应的燃烧过程产生的CO2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CO2排放量。

（2）火炬燃烧排放

出于安全等目的，石油天然气生产企业通常将各生产活动产生的可燃废气集中到一至数支火炬系统中进行排放前的燃烧处理。火炬燃烧除了CO_2排放外，还可能产生少量的CH_4排放，石油天然气生产的火炬系统需同时核算CO_2和CH_4排放。

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。

7.1.1.2. 二氧化碳产排节点

拟建工程生产工艺流程中涉及二氧化碳的产排节点表7.1-1所示。

表7.1-1　　二氧化碳产排污节点汇总一览表

序号	类别	产污环节	碳排放因子	排放形式
1	燃料燃烧CO_2排放	井场真空加热炉使用天然气作为燃料燃烧	CO_2	有组织
2	火炬燃烧排放	各井场测试放喷期间火炬燃烧	CO_2和CH_4	有组织
3	CH_4逃逸排放	井场法兰、阀门等处逸散的废气	CH_4	无组织
4	净购入电力和热力隐含的CO_2排放量	电力隐含排放	CO_2	--

7.1.2. 碳排放量核算

7.1.2.1. 碳排放核算边界

拟建工程碳排放核算边界及核算内容见表7.1-2所示。

表7.1-2　核算边界及核算内容一览表

序号	核算主体/核算边界	碳排放核算内容
1	塔河油田西部2026年产能建设项目	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

7.1.2.2. 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

①计算公式

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：

$$E_{CO_2_燃烧} = \sum_j \sum_i \left(AD_{i,j} \times CC_{i,j} \times OF_{i,j} \times \frac{44}{12} \right)$$

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。

②活动水平数据

本项目实施后，燃料燃烧CO_2排放活动水平数据详见表7.1-3。

表7.1-3　燃料燃烧CO_2排放活动水平数据一览表

项目	排放环节	燃料种类	单位	活动数据
本项目	37 台燃气真空加热炉燃烧	天然气燃料	万 Nm^3	630

③排放因子数据

本次评价燃料燃烧CO_2排放因子数据均参考《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》附录二：表2.1常见化石燃料特性参数缺省值，具体详见表7.1-4。

表7.1-4　燃料燃烧CO_2排放因子数据一览表

燃料品种		低位发热量	热值单位	单位热值含碳量（t 碳/GJ）	燃料碳氧化率
气体燃料	天然气	389.31	GJ/万 m^3	15.3×10^{-3}	99%
气体燃料	本项目天然气	338.12	GJ/万 m^3	13.29×10^{-3}	99%

④计算结果

根据燃料燃烧CO_2排放计算公式，燃料燃烧CO_2排放量核算结果见表7.1-5。

表7.1-5　燃料燃烧CO_2排放量核算结果一览表

项目	排放环节	燃料种类	单位	CO_2 排放量
本项目	井场加热炉燃烧	天然气	吨 CO_2	2805

本项目燃料燃烧碳排放计算主要核算井口37台燃气真空加热炉，年运行时间7200h，根据核算年天然气消耗量为630万m^3。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}吨碳/GJ，天然气低位发热量为389.31GJ/万m^3，本项目天然气低位发热量为338.12GJ/万m^3，根据换算得出本项目天然气中含碳量=338.12GJ/万m^3×13.29×10^{-3}t碳/GJ=4.494t碳/万m^3。

根据上述公式核算，本项目井场加热炉燃烧天然气燃烧CO_2排放量=630万m^3×4.494t碳/万m^3×0.99×(44/12)=10282.37 t。

（2）火炬燃烧排放

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

①计算公式

a.火炬燃烧排放计算公式：

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

式中：

E_{GHG}-火炬－火炬燃烧产生的CO_2排放量，单位为吨CO_2；

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

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

$E_{CH4_}$正常火炬－正常工况下火炬系统产生的CH_4排放，单位为吨CH_4；

E_{CH4}-事故火炬-事故火炬产生的CH_4排放，单位为吨CH_4；

GWP_{CH4}-CH_4相比CO_2的全球变暖潜势值。根据IPCC第二次评估报告，100年时间尺度内1吨CH_4相当于21吨CO_2的增温能力，因此GWP_{CH4}等于21。

b.正常工况下火炬气体温室气体排放公式如下：

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

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

式中：

i－火炬系统序号；

Q正常火炬－正常生产状态下第i号火炬系统的火炬气流量，单位为万Nm^3；

CC非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；

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

c.事故工况下火炬气体温室气体排放公式如下：

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

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 7.1-6。

表7.1-6　　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	88口井场	正常工况	0.18	12	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21.07吨CO_2。

ECO_2-事故火炬=88*0.18*12*（（5.11*0.98*44/12）+（0.0296*19.7））=3601.08t

ECH_4-事故火炬=19*0.18*12*（0.7396*（1-0.98）*7.17）=20.16 t，折算为CO_2为423.09t。

火炬排放合计4024.17t。

（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：

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

式中：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；

Numoil,j——原油开采业务所涉及的泄漏设施类型数量，单位为个；

EFoil,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；

Numgas,j——天然气开采业务所涉及的泄漏设施类型数量，单位为个；

EFgas,j——天然气开采业务中涉及的每种设施类型j的CH_4逃逸排放因子，单位为吨CH_4/（年·个）；井口装置为2.5。

本工程开采逃逸的CH_4为：

$$E_{CH4-开采逃逸}=Num_{oil，油井井口}\times EF_{oil，油井井口}+Num_{oil，油井加热炉}\times EF_{oil，油井加热炉}$$
$$+Num_{oil，气井井口}\times EF_{oil，气井井口}+Num_{oil，气井加热炉}\times EF_{oil，气井加热炉}$$
$$=88\times 0.23tCH_4+37\times 0.23tCH_4+0\times 2.5tCH_4+0\times 2.5tCH_4$$
$$=28.75tCH_4$$

根据上述公式计算可得本工程开采逃逸的CH_4为28.75t，折算成CO_2排放量为603.75t。

（3）净购入电力和热力隐含的CO_2排放

①计算公式

a.净购入电力的CO_2排放计算公式

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

式中：

ECO_2-净电为报告主体净购入电力隐含的CO_2排放量，单位为吨CO_2；

AD电力为企业净投入的电力消费量，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.净投入热力的CO_2排放计算公式

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

式中：

ECO_2-净热为报告主体净购入热力隐含的CO_2排放量，单位为吨CO_2；

AD热力为企业净投入的热力消费量，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，使用的电力消耗量为7524MWh，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5019t。

（4）碳排放核算结果汇总

根据《中国石油天然气生产企业 温室气体排放核算方法与报告指南（试行）》，化工企业的CO_2排放总量计算公式为：

$$E_{GHG} = E_{CO_2_燃烧} + E_{GHG_火炬} + \sum_s \left(E_{GHG_工艺} + E_{GHG_逃逸}\right)_s - R_{CH_4_回收} \times GWP_{CH_4} - R_{CO_2_回收} + E_{CO_2_净电} + E_{CO_2_净热}$$

式中：

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；

RCH_4－回收－企业的CH_4回收利用量，单位为吨CH_4；

$GWPCH_4$-CH_4相比CO_2的全球变暖潜势值。取值21；

RCO_2-回收－企业的CO_2回收利用量，单位为吨CO_2。

ECO_2-净电-报告主体净购入电力隐含的CO_2排放量，单位为吨CO_2；

ECO_2-净热为报告主体净购入热力隐含的CO_2排放量，单位为吨CO_2。

按照上述CO_2排放总量计算公式，则拟建工程实施后CO_2排放总量见表7.1-7所示。

表7.1-7　　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	2805	22.53
	火炬燃烧排放	4024.17	32.32
	工艺放空排放	0	0
	CH_4逃逸排放	603.75	4.85
	CH_4回收利用量	0	0
	CO_2回收利用量	0	0
	净购入电力、热力隐含的CO_2排放	5019	40.30
	合计	12451.92	100

由上表7.1-4分析可知，拟建工程CO_2总排放量为12451.92t。

7.2. 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。

7.2.1. 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。

7.2.2. 电气设施减污降碳措施

（1）根据项目用电性质、用电容量等选择合理的供电电压和供电方式，有效减少电能损耗。

（2）选用高功率因数电气设备。采用无功功率补偿，为减少线路损失，设计采用高低压同时补偿的方式，补偿后功率因数达0.95以上。低压设置自动无功补偿电容器装置，高压采用高压并联电容器进行功率因数补偿，补偿后使功率因数在装置负荷正常运行时提高，有效减少无功损耗，从而减少电能损耗，实现节能运行。

（3）选用节能型干式变压器，能效等级为1级，具有低损耗（空载和负载损耗相对较低）、维护方便等显著特点。

（4）各种电力设备均选用能效等级为1级的节能产品，实际功率和负荷相适应，达到降低能耗，提高工作效率的作用。

7.2.3. 减污降碳管理措施

采油二厂、采油三厂建立有碳排放管理组织机构，对整个作业区能源及碳排放管理实行管理，并制定能源及碳排放管理制度，将碳排放管理工作作为重要事项纳入日常管理；能源及碳排放管理制度对各类能源的购入、贮存、使用、加工转换、输送分配以及最终使用等环节进行详细的规定，尽可能从管理上做到对各类能源高效使用，同时对碳排放情况进行有效管理。

7.3. 温室气体排放评价结论

7.3.1. 碳排放评价结论

本项目实施后，CO_2总排放量为12451.92t。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。

7.3.2. 碳排放建议

（1）加强管理，减少甲烷逸散损耗，定期开展能源及碳排放管理培训；

（2）开展源头控制，优先选择绿色节能工艺、产品和技术，降低燃料消费量；

（3）积极开展碳捕获、利用与封存（CCUS）技术，进一步挖掘和提升减污降碳潜力。

8. 环境影响经济损益分析

项目的开发建设，除对国民经济的发展起着促进作用外，同时也在一定程度上影响着项目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235303 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。

8.1. 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。

8.2. 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。

8.3. 综合效益分析

建设项目的环保投资除了从某种程度反映工程对环境造成的经济损失和对环保重视的程度外，更重要的意义还在于该投资所产生的环境效益和经济效益，其主要方面包括：

（1）钻井期废水、泥浆等污染物采取第三方“钻井废弃物不落地处理工艺”，以减少对土地和地下水资源的污染范围和程度。

（2）在施工期同时采取防风固沙工程措施，有助于植被的生长和水土保持，对防沙治沙具有较好的生态效益，生态经济的无价性可以说明生态保护的一次性投资获得的环境经济效益是显而易见的。

（3）大气污染防治和污水处理工程措施在减少环境污染方面具有一定的环境和经济效益，同时预防突发性污染事故的措施也具有更重要的环境经济意义。

本项目的环保措施投资实施后，其环境经济效益主要体现在以下两个方面：

（1）减少工程对环境污染和破坏所造成的经济损失和降低环境污染风险的损失。根据该油田区地下水环境保护目标，特征污染物石油类等指标须保持现有水平，因此，一旦地下水受到污染，则用于废水处理设施的环保投资与因污染或破坏的环境资源损失所投入的治理费用是远远不能相比的。从这一点说明，该工程投入的环保投资在防范污染风险效益方面具有很大的意义。

（2）工程区特别是地面开发工程周边分布有农田生态系统，附近区域的农田种植棉花等农作物除了其自身的经济价值外，它在生态系统中的生态作用是无法用货币价值评估的。所以，本项目实施生态保护措施可减少植被资源破坏造成的经济损失，工程一次性投资所获得的环境效益是明显的。

8.4. 环境经济损益分析结论

本项目总投资为235303万元，其中环保投资8625万元，占总投资的3.67%。估算见下表：

表8.4-1　本项目环保投资估算一览表

阶段	环境要素	项目名称	环保措施	治理效果	投资（万元）
施工期	生态环境	项目占地	①　完工后迹地清理并平整压实、临时占地释放后植被和土壤的恢复。 ②　避让植被分布茂密的区域，有条件	施工结束后场地平整、井场无固废遗留	185

阶段	环境要素	项目名称	环保措施	治理效果	投资（万元）
			的情况下移栽植物，确保成活。 ③ 办理征地补偿手续。 ④ 严格控制施工活动范围，严禁乱碾乱轧。 ⑤ 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。		
	废气	场站和管线施工产生的施工扬尘	运输车辆应加盖篷布，临时土方覆盖，防尘布（或网），逸散性材料运输采用苫布遮盖	/	5
	固废	钻井泥浆	钻井期侧钻泥浆和岩屑：从井口振动筛、离心机、旋流除砂器排出的钻井水基泥浆和岩屑进入随钻不落地处理系统，经加药、絮凝、压滤后的液相（即废弃钻井液）集中收集罐车拉运至阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站处理达标后回注油藏，不外排；分离后的固相处理后经检测满足《油气田含油污泥及钻井固体废物处理处置控制要求》（DB65/T3997-2017）要求后，同时石油烃满足《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中表2第二类用地风险筛选值后，用于铺垫油区内的井场、道路等。根据资料，新井钻井不落地约80万元/口，共26口；侧钻井钻井不落地约40万元/口，共46+26×4=150口	《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	8080
		岩屑			
		施工废料、生活污水污泥、生活垃圾	库车绿能环保科技有限公司，参照200元/t核算	/	5
		废机油	委托有资质单位进行处置，参照5000元/t核算	合规妥善处置	12
		废防渗材料			
		烧碱废包装袋			
	风险防控	井控装置	井口防喷器	/	69
		井场	应急放喷池	/	14
		井场	可燃气体报警器	/	35
运营期	废气	井场加热炉烟气	安装低氮燃烧器、燃用返输干气，烟气经烟囱排放	颗粒物≤20mg/m^3 SO_2≤50mg/m^3 NOX≤200mg/m^3 烟气黑度≤1级	30
		无组织	选择质量可靠的管线、阀门、泵，加强	NMHC≤4.0mg/m$^{3;}$	37

阶段	环境要素	项目名称	环保措施	治理效果	投资（万元）
		排放	巡检和压力监测，减少跑冒滴漏	H_2S≤0.06mg/m^3	
	废水	采出水	管输至塔河油田二号联合站、三号联合站、四号联合站采出水系统处理	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	35
		洗井废水 酸化压裂废液	由罐车送至阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保站处理	废水不外排	15
	地下水	井场	一般防渗区：井口用永久占地等效黏土防渗层Mb≥1.5m，K≤1×10～7cm/s；或参照GB16889执行；	渗透系数小于1×10～7cm/s	10
	噪声	井场抽油机、加热炉	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	3
	固废	废润滑油	交危废资质单位处置	合规妥善处理	15
		废防渗材料 落地油	交阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站处置		
	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	10
		应急预案	根据管线泄漏应急处理经验，完善现有突发环境事件应急预案	修改完善，并定期演练	3
退役期	固体废物	74座井场及管线拆除废物	建筑垃圾清运至当地建筑垃圾填埋场、落地油收集后送至阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保处理站处理；管道清洗废水送至联合站处理	合规妥善处理	50
	生态恢复	临时占地和永久占地	完工后迹地清理并平整压实、施工临时占地和原来井场的永久占地释放后植被和土壤的恢复	合规妥善处理	10
环境监理		监督环保措施执行		/	2
合计					8625

9. 环境管理与监测计划

9.1. 环境管理

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

9.1.1. 承包方的环境管理

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

图9.1-1 分承包方HSE管理程序方框图

（1）分承包方的选择

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

（2）对分承包方的环保要求

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

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

9.1.2. 钻井 HSE 管理体系

9.1.2.1. 组织机构与职责

（1）组织机构

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

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

③其他施工队伍也应设立HSE管理小组。

组织机构如图9.1-2所示。

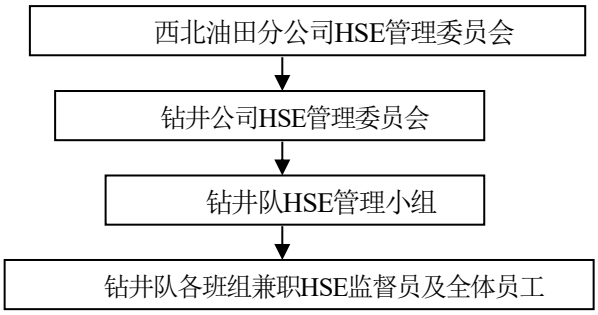

图9.1-2　钻井HSE管理机构

（2）职责

①HSE管理委员会

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

——制定本单位HSE管理的方针、规定和实施方案。

——监督检查下级单位HSE管理的执行情况。

——组织对员工进行健康、安全与环境教育和培训。

——组织对员工定期体检，并建立健康档案。

——定期组织召开HSE管理会议，审议工作报告，评估工作完成情况，表彰和

奖励有功人员，审查事故处理事宜。对员工定期体检，并建立档案。

②HSE管理小组

——贯彻执行管理委员会和作业者有关HSE管理的方针、规定和实施方案。

——定期召开会议，研究确定本队HSE的执行计划和措施。

——监督落实HSE计划和措施的执行情况。

——组织整改影响健康、安全与环境的隐患，批评、纠正违章行为。

——对员工进行HSE教育培训。

——负责事故调查、分析和统计上报工作。

③HSE兼职监督员和全体人员

——HSE兼职监督员和全体人员应清楚地认识HSE的重要性。

——执行HSE管理规程。

——严格执行岗位安全生产标准、规定和操作规程。

——精心维护保养本岗位的生产设备、工具及防护装置，保证性能良好、有效、安全可靠。

——积极参加队、班组开展的安全活动和培训教育，努力提高生产技能和安全防护能力。积极向领导提出搞好HSE工作的措施建议。

——有权拒绝一切违章指挥命令。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。

9.1.2.2. 教育培训

钻井队进入工区前，应进行有关HSE方面的综合性培训教育，其内容包括：

（1）国家、地方和本部门有关HSE方面的政策、法令和法规。

（2）作业者的HSE方针、规定和要求。

（3）HSE管理委员会的规定和实施方案。

（4）HSE管理小组实施计划。

（5）人员急救、自救和人身保护。

（6）设备、工具和仪器操作使用。

（7）水、电、信息设备、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。

9.1.2.3. HSE管理体系文件的控制

从下列几个方面对HSE管理体系文件进行管理：

（1）所有文件都必须报HSE管理委员会审批。

（2）经批准的文件及时下发给各有关单位，要求他们按照文件执行。

（3）所有文件都要有专人管理，有一定的存放位置，并能迅速查找。

（4）根据当地政府和上级主管单位的要求及时修改有关文件，确保现存文件的适宜性。

（5）凡对管理体系的有效运行具有关键作用的岗位，都能得到有关文件的现行版本；

（6）文件失效后，应及时从所有曾经发放的部门和使用场所收回，避免继续使用，如失效的文件不能及时销毁的，应根据其性质规定必要的留存期限并予以执行；

（7）所有文件都应字迹清楚，注明日期，标识明确，妥善保管；

（8）所有批准的与HSE有关的事务，都应做详细地记录，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。

9.1.2.4. 检查和审核

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

（1）健康、安全与环境程序审核。

（2）设备及设施技术检查、整改后的复查（包括第三方对关键设备、设施或部件的检查）。

（3）开工前健康、安全与环境全面检查和审核。

（4）项目执行中HSE情况检查和考核。

（5）项目完工后HSE执行情况检查和评估。

（6）持续改进

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

9.1.3. 管网、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。

9.1.4. 油田生产 HSE 管理计划

9.1.4.1. 组织机构和职责

（1）组织机构

本项目建设项目的HSE管理机构应实行逐级负责制，受中国石油化工股份有限公司西北油田分公司HSE管理委员会（设在质量安全环保处）的直接领导，下设中国石油化工股份有限公司西北油田分公司承保开发公司HSE管理委员会、采油二厂、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。

——每季度召开一次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。

9.1.4.2. 教育培训

职工上岗以前，应进行有关HSE方面的综合性培训教育，其内容包括：

（1）学习国家、地方和本部门有关HSE方面的政策、法令和法规。

（2）了解西北石油分公司环境保护的目标和指标。

（3）HSE管理委员会的规定和实施方案。

（4）HSE管理小组实施计划。

（5）各种规章制度和操作规程。

（6）有关设施的使用、维护方法，处理和处置废水、废气和固体废物的方法。

（7）事故的预防和应急程序。

9.1.4.3HSE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。

9.1.4.3. 检查和审核

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

9.1.4.4. 持续改进

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

9.2. 企业环境信息披露

9.2.1. 公开内容

（1）基础信息

企业名称：中国石油化工股份有限公司西北油田分公司

法人代表：王世洁

生产地址：新疆维吾尔自治区阿克苏地区库车市、沙雅县境内。

其他基础信息：组织机构代码、生产地址、联系方式以及生产经营和管理服务的主要内容、产品及规模等。

（2）排污信息

包括主要污染物及特征污染物的名称、排放方式、排放口数量和分布情况、排放浓度和总量、超标情况，以及执行的污染物排放标准、核定的排放总量。

（3）环境风险防范措施

本工程环境风险防范措施见中国石油化工股份有限公司西北油田分公司采油二厂、采油三厂现行突发环境风险应急预案。

（4）环境监测计划

本工程环境监测计划见表9.4-3。

9.2.2. 公开方式及时间要求

（1）公式方式

通过公司网站、信息公开平台或当地报刊等便于公众知晓的方式公开。

（2）公开时间要求

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

9.3. 污染物排放清单

本项目运营期污染物产生及排放情况详见表9.3-1。

9.4. 生态环境监测

9.4.1. 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。

表9.3-1　　污染物排放清单

类别	工程组成	产污环节	环境保护措施及主要运行参数		污染物种类	排放情况		总量指标（t/a）	执行标准 (mg/m³)	环境监测要求
			环境保护措施	主要运行参数		排放时段 h/a	排放浓度 (mg/m³)			
		无组织废气	管道密闭输送，加强阀门、机泵的检修与维护，从源头减少泄漏产生的无组织废气	—	非甲烷总烃	7200	/	7.9583	厂界外；非甲烷总烃≤4.0	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中企业边界污染物控制限值
				—	硫化氢	7200	/	0.052	硫化氢≤0.06	《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）中改扩建项目二级标准
		有组织废气	经不低于 8m 高的排气筒排放	-	NO_X	7200	147.28	10.003	200	《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	7200	18.56	1.261	50	
					颗粒物	7200	5.9	0.401	20	
					NMHC	7200	15.591	1.059	-	-
		温室气体	降低抽油机井工作能耗，加强油气技术管道密闭性能，开发清洁能源替代现有能源等，从而减少温室气体排放。	—	甲烷、二氧化碳	7200	/	12451.92	/	/

类别	污染源	污染因子	处理措施	处理后浓度 (mg/L)	排放去向	总量控制指标（t/a）	执行标准（mg/L）	环境监测要求
废水	采出水、井下作业废水	SS、COD、石油类、挥发酚	采出水依托塔河油田二号、三号、四号联合站处理；井下作业废水采用罐车拉运至阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站处理。	—	不外排	—	—	《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）

类别	噪声源	污染因子	治理措施	处理效果	执行标准	环境监测要求

噪声	井下作业（修井、洗井等）	L_{eq}	选用低噪声设备，采取减振、隔声、消声等降噪措施	厂界达标	厂界昼间≤60dB(A)；夜间≤50dB(A)	《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类标准
	井口装置	L_{eq}				
序号	**污染源名称**	**固废类别**	**处理措施**			
固废	废润滑油	危险废物	收集后委托有危废处置资质单位接收处置。			
	废防渗膜、落地油	/	井下作业时带罐作业，落地油 100%回收，阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站处理			
	钻井泥浆和岩屑	/	钻井泥浆和岩屑：从井口振动筛、离心机、旋流除砂器排出的钻井水基泥浆和岩屑进入随钻不落地处理系统，经加药、絮凝、压滤后的液相（即废弃钻井液）集中收集罐车拉运至阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站处理达标后回注油藏，不外排；分离后的固相处理后经检测满足《油气田含油污泥及钻井固体废物处理处置控制要求》（DB65/T3997-2017）要求后，同时石油烃满足《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中表 2 第二类用地风险筛选值后，用于铺垫油区内的井场、道路等。			
环境风险防范措施		严格按照风险预案中相关规定执行				

（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9.4-1。

表9.4-1 环境监理工作计划

序号	场地	监 督 内 容	监理要求
1	钻井井场	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	其他	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9.4-2 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	/		连续等效A声级（dB）

9.4.2. 运营期环境监测计划

按照《排污单位自行监测技术指南 陆上石油天然气开采工业》，项目在运行期

间，需对生产过程中产生的“三废”和生态影响进行严格监管，定期进行监测，减少对周围环境影响。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。环境监测计划见表9.4-3、9.4-4。

表9.4-3　运营期污染源环境监测计划

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	/		连续等效A声级（dB）

表9. 4-4　环境质量监测计划

类型	监测地点	监测频率	监测时间	监测项目
土壤	井场内土壤、集输管线占地范围内柱状样和表层样各1个	5年1次	竣工环保验收后开始	竣工环保验收后开始
地下水	项目区周边、上游及下游，不少于3个点	每年采样2次。发生事故时加大取样频率	竣工环保验收后开始	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	代表井场及管线沿线及周边沙化土地、植被恢复情况	1次/5年	施工期并延续至正式投运后5年内	生态恢复情况、管线沿线植被覆盖率、植物多样性组成、草方格等防沙治沙措施落实情况

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

9.5. 环保设施“三同时”验收

9.5.1. 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。

9.5.2. 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9.5-1。

表9.5-1 “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	井场新建燃气加热炉排气筒高度不低于8m，设置规范采样平台及监测孔	37台	满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表2新建锅炉大气污染物排放浓度限值要求。
		井场	NMHC、H_2S	88口	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”，将酸化压裂作业结束后返排的压裂废水收集在酸液罐内，拉运至阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站处理，试压废水循环使用，试压结束后就地泼洒抑尘	/	废水循环利用，不外排。
	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阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站，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	废机油、废烧碱包装袋、废防渗材料等危险废物交由资质单位处置。工程钻井全部使用水基泥浆，从井口振动筛、离心机、旋流除砂器排出的钻井水基泥浆和岩屑进入随钻不落地处理系统，经加药、絮凝、压滤后的液	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）及《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综合

要素	工期	地点	“三同时”验收项目	工程量	效果
			相（即废弃钻井液）集中收集罐车拉运至阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站处理达标后回注油藏，不外排；分离后的固相处理后经检测满足《油气田含油污泥及钻井固体废物处理处置控制要求》（DB65/T3997-2017）要求后，同时石油烃满足《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中表2第二类用地风险筛选值后，用于铺垫油区内的井场、道路等；施工废料、生活垃圾、生活污水污泥交库车绿能环保科技有限公司清运处置。管线施工土石方全部回填。 生活垃圾、施工废料等依托库车绿能环保科技有限公司处置；		利用，井场无固废遗留
	运营期	/	落地油、废防渗材料依托阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站处置、废机油交由资质单位处置	危废转运电子联单	井场无固废遗留
防渗	/	将井口装置区划分为一般	防渗层防渗性能不应低于1.5m厚渗透系数为1×10^{-7}cm/s黏土层的防渗性能	渗透系数小于1.0×10^{-7}cm/s	—

要素	工期	地点	“三同时”验收项目	工程量	效果
		防渗区			
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、防沙治沙措施	-	植被恢复，恢复程度不低于开发前、土地沙化程度不因工程建设加剧。
		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

9.5.3. 环境管理机构设置

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

9.5.4. 环境管理主要任务

9.5.4.1. 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。

9.5.4.2. 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。

9.5.5. 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9.5-2。

表9.5-2　本项目环境管理和监督计划

阶段	影响因素			防治措施建议	实施机构	监督管理机构
施工期	生态保护	土地占用	永久占地	严格控制施工占地面积，严格控制井位外围作业范围，施工现场严格管理；井场地表进行砾石压盖，防止由于地表扰动造成的水土流失	施工单位、环境监理单位及建	环境监理单位、建设单位、阿克苏生态环境 局库车市
			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	设单位	分局、阿克苏生态环境局沙雅县分局、
		动物	加强对施工人员的管理，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；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（不含钻井泥浆）、酸化压裂返排液，用罐收集，拉运至阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站处理；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	废机油、废烧碱包装袋、废防渗材料等危险废物交由资质单位处置。 本工程钻井全部使用水基聚磺体系泥浆，泥浆和岩屑从井口振动筛、离心机、旋流除砂器排出的钻井水基泥浆和岩屑进入随钻不落地处理系统，经加药、絮凝、压滤后的液相（即废弃钻井液）集中收集罐车拉运至阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站处理达标后回注油藏，不外排；分离后的固相处理后经检测满足《油气田含油污泥及钻井固体废物处理处置控制要求》（DB65/T3997-2017）要求后，同时石油烃满足《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中表 2 第二类用地风险筛选值后，用于铺垫油区内的井场、道路等。施工土方全部用于管沟和井场回填； 施工废料、生活垃圾、生活污水污泥交库车绿能环保科技有限公司清运处置。		
		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	采出水随采出物经集输管线最终输送至联合站处理，满足标准后回注地层，井下作业废液送至阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站处理	建设单位	建设单位相关部门及阿克苏生态环境 局库车市分局、阿克苏生态环境 局
		废气	加热炉使用净化后的天然气作为燃料；采出液采取密闭集输		
		固体废物	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； 钻井泥浆和岩屑同施工期处置方式。		
		噪声	选用低噪声设备、基础减振措施		
	生	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		

	态保护		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		沙雅县分局、
		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检查，井场设置可燃气体报警仪、硫化氢监测仪及 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		
退役期	施工扬尘		施工现场洒水抑尘	施工单位及建设单位	
	固体废物		落地油收集后委托有资质单位送至阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保处理站处理，管道中残余的液体先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.结论

10.1. 建设项目情况

本项目计划在塔河油田的10区、11区、12区、TPT区块部署88口井，其中新钻井28口、老井侧钻井48口、老井利用12口，新建采油井场28座、集输管线100.12千米，新增井口燃气加热炉37台，新建掺稀管线、燃料气管线与集输管线同沟埋地敷设；12-4站新建电化学脱水装置1套及相关设施；配套建设电力、结构、通信、自控、防腐、道路等公辅工程。项目建成后预计新增原油产能48万吨/年，分别由采油二厂、采油三厂负责运营管理，油气处理及外输均依托已有地面设施。建成后新增原油产能48万吨/年。本项目总投资235303万元，其中环保投资8625万元，占总投资3.67%。不涉及中央、自治区等环保督察整改任务；各项工程均不占生态保护红线，距离最近约27m（塔里木河流域土地沙化防控与生物多样性维护生态保护红线区）

10.2. 产业政策、选址、规划符合性

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。

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）《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）等相关政策、法律法规相关要求。本项目位于阿克苏地区库车市、沙雅县，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，符合区域国土空间规划及生态环境保护规划等相关要求。

10.3. 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、氟化物、钠、铁、锰等出现不同程度的超标，超出《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）的III类标准限值，除此之外的其他项目均符合《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中III类标准限值的要求。超标原因主要是受干旱气候、蒸发浓缩作用、原生地质、水文地质环境等因素综合影响，由于区内地下水径流非常缓慢，各类离子容易富集。

（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。项目区的土壤为无酸化碱化，极个别井场的土壤为轻度碱化。

（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。评价区涉及渭干河三角洲绿洲农业盐渍化敏感生态功能区以及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灌木林地、天然牧草地、盐碱地、沙地等，自然植被属稀疏灌木、半灌木荒漠区，植被组成较为简单，植被多为耐旱、耐盐碱型，主要为多枝柽柳、盐穗木、疏叶骆驼刺等群系；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、生态保护红线、水土流失重点治理区、天然林等。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。

10.4. 主要环境影响

（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、生态保护红线、新疆库车龟兹国家沙漠公园以及优先保护单元等。同时按照《建设项目环境影响评价分类管理名录》，将区域天然林、公益林、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。项目对生态环境的影响主要来自施工期占地影响，本项目总占地约189.81 hm^2，其中永久占地19.35 hm^2、临时占地170.46 hm^2，占地类型主要为天然牧草地、其他草地及灌木林地等，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和硫化氢挥发。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）及修改单二级标准限值；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地层；井下作业废水专用废液收集罐收集后拉运至阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站处理达到《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地层。

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于可接受范围。

（5）固体废物影响分析

施工期固体废物主要为废机油、废防渗材料、废烧碱包装袋、钻井废弃物、生活垃圾、施工废料等。本工程的废机油、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点中，由钻井队委托具有危废处置资质的公司接收处置。本工程钻井全部使用水基聚磺体系泥浆，钻井产生的钻井水基泥浆和岩屑进入随钻不落地处理系统，经加药、絮凝、压滤后的液相（即废弃钻井液）集中收集罐车拉运至阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站处理达标后回注油藏，不外排；分离后的固相处理后经检测满足《油气田含油污泥及钻井固体废物处理处置控制要求》（DB65/T3997-2017）要求后，同时石油烃满足《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中表2第二类用地风险筛选值后，用于铺垫油区内的井场、道路等。施工废料和生活垃圾集中收集后定期由库车绿能环保

科技有限公司清运、处置；

项目运营期产生的落地油、废防渗材料交阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站进行无害化处理；废润滑油委托持有危险废物经营许可证的单位接收处置。运营期钻井泥浆和岩屑处置要求同施工期。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，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，可以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、采油三厂已制定了环境风险应急预案，发生事故时按照环境风险应急预案采取措施。

10.5. 环境保护措施

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。运营期间，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；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，拉运至阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站，处理后回注油层。采出水依托塔河油田二号、三号、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：施工期钻井泥浆和岩屑运营期侧钻产生的钻井水基泥浆和岩屑进入随钻不落地处理系统，经加药、絮凝、压滤后的液相（即废弃钻井液）集中收集罐车拉运至阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站处理达标后回注油藏，不外排；分离后的固相处理后经检测满足《油气田含油污泥及钻井固体废物处理处置控制要求》（DB65/T3997-2017）要求后，同时石油烃满足《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中表2第二类用地风险筛选值后，用于铺垫油区内的井场、道路等。

运营期本项目产生的固体废物有落地油、废防渗材料、废润滑油、侧钻泥浆和岩屑，落地油、废防渗材料属于危险废物，废润滑油落地油和废防渗材料交阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站进行无害化处理；废润滑油委托持有危险废物经营许可证的单位接收处置；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。钻井泥浆和岩屑进入随钻不落地处理系统，经加药、絮凝、压滤后的液相（即废弃钻井液）集中收集罐车拉运至阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站处理达标后回注油藏，不外排；分离后的固相处理后经检测满足《油气田含油污泥及钻井固体废物处理处置控制要求》（DB65/T3997-2017）要求后，同时石油烃满足《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中表2第二类用地风险筛选值后，用于铺垫油区内的井场、道路等。

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。

10.6. 总量控制指标

本项目投产后总量控制建议指标为：NOx：10.003t/a；有组织VOCs：1.059t/a；无组织VOCs排放量：7.9583t/a。本次评价提出的建议值，供生态环境主管部门对本项目实施环境管理以及下达污染物排放总量控制指标时参考。

10.7. 公众意见采纳情况

建设单位根据《环境影响评价公众参与办法》的要求，采用网络公告、报纸刊登等形式开展公众参与调查，调查期间未收到公众对本项目的相关建议。

10.8. 环境影响经济损益分析

本项目具有良好的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235303 万元，其中环保投资8625万元，占总投资3.67%。实施相应的环保措施后，不但能够起到保护环境的效果，同时节约经济开支，为企业带来经济效益。

10.9. 环境管理与监测计划

中国石油化工股份有限公司西北油田分公司环境管理机构设置健全，同时拥有完善的管理体系和管理手段。本项目制定了施工期环境监理计划、运营期环境监测计划和环保设施竣工验收管理要求，针对工程的不同阶段提出了具体的环境管理要求。

10.10. 项目可行性结论

塔河油田西部2026年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。