

采油一厂采出水处理系统优化及碳酸盐注水
管网完善工程

环境影响报告书

(公示稿)

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：新疆威泽环保科技有限责任公司

编制时间：二〇二五年二月

目 录

1 概述	1
1.1 项目背景	1
1.2 建设项目主要特点	2
1.3 环境影响评价过程	2
1.4 关注的主要环境问题及环境影响	4
1.5 项目可行性分析判定	4
1.6 报告书主要结论	6
2 总则	7
2.1 评价目的和原则	7
2.2 编制依据	8
2.3 环境影响因素识别和评价因子筛选	13
2.4 环境功能区划与评价标准	16
2.5 评价等级和评价范围	21
2.6 污染控制目标与环境保护目标	27
2.7 评价时段和评价重点	28
2.8 评价方法	29
3 建设项目工程概况	30
3.1 现有工程建设情况	30
3.2 现有工程环境影响回顾	42
3.3 存在环境问题及“以新带老”整改措施	52
3.4 拟建工程基本情况	53
3.5 建设内容	60
3.6 总量控制指标	78
3.7 清洁生产分析	79
3.8 相关规划及政策符合性分析	82
4 环境质量现状调查与评价	143
4.1 自然环境现状调查与评价	143
4.2 环境敏感区调查	149

4.3	环境质量现状调查与评价	154
4.4	生态环境现状调查与评价	172
5	环境影响预测与评价	189
5.1	施工期环境影响预测与评价	189
5.2	运营期环境影响预测与评价	200
5.3	退役期影响分析	210
5.4	环境风险分析	211
6	环境保护措施论证分析	214
6.1	施工期环境保护措施	214
6.2	运营期环境保护措施	222
6.3	退役期环境保护措施	228
6.4	环境风险防范措施及应急要求	230
6.5	环保投资分析	232
7	碳排放影响评价	234
7.1	碳排放分析	234
7.2	减污降碳措施	237
7.3	碳排放评价结论及建议	239
8	环境管理与监测计划	240
8.1	环境管理机构	240
8.2	生产区环境管理	242
8.3	企业环境信息公开	246
8.4	运营期环境保护监测计划	247
8.5	环境设施验收建议	248
8.6	环境影响后评价	249
9	环境影响经济损益分析	250
9.1	环境效益分析	250
9.2	社会效益分析	250
9.3	环境经济损益分析结论	250
10	结论与建议	252
10.1	建设项目概况	252

10.2 环境质量现状结论	252
10.3 主要环境影响	253
10.4 环境保护措施	255
10.5 公众意见采纳情况	256
10.6 经济损益性分析	256
10.7 环境管理与监测计划	257
10.8 总结论	257

1 概述

1.1 项目背景

塔河油田位于新疆维吾尔自治区阿克苏地区库车市和巴音郭楞蒙古自治州轮台县境内，东北方向距轮台县城约 50km，西北方向距库车市约 70km，由中国石油化工股份有限公司西北油田分公司采油一厂管辖。采油一厂共有油井 742 口，开井 564 口，含水率 87.1%，总注水井 202 口，开井 63 口。碳酸盐缝洞型油藏地质储量 2.13×10^8 t，占全厂储量 73.7%，是采油一厂产量的主阵地。目前注水量为 $28000\text{m}^3/\text{d}$ ，其中碎屑岩 $4900\text{m}^3/\text{d}$ ，碳酸盐 $14500\text{m}^3/\text{d}$ ，无效注水 $8600\text{m}^3/\text{d}$ 。碳酸盐油藏自 2005 年开始单井注水替油及单元井间水驱，注水年增油量维持在 10×10^4 t。截至目前累计注水 $4170 \times 10^4\text{m}^3$ ，累增油 263×10^4 t，吨油耗水 $15.9\text{m}^3/\text{t}$ 。注水开发是塔河油田碳酸盐油藏稳产的有效手段。但目前存在一号联水系统处理及应急能力不足，部分重点注水单元（2~5 区）注水系统存在注水管网不完善、供水可靠性差等问题，导致塔河油田整体采收率、采速偏低。

为解决上述问题，实现碳酸盐主体区块增产，中国石油化工股份有限公司西北油田分公司对塔河油田注水系统进行整体优化改造，实施《采油一厂采出水处理系统优化及碳酸盐注水管网完善工程》。本次拟在一号联扩建三相分离器 2 座，将 1 座万方罐改为应急水罐。将 TK308 注水站方向输水干线、西区输水干线在 TK308 注水站、TK408 注水站处连通，新建阀池 2 座。在 TK308 注水站、一号联注水站各新增离心泵 3 台，共 6 台；将 TK312 注水站降级为阀组站，TK408 注水站仅作为高压注水站降量运行，盘活 11 台高压注水泵替代长期注水井外包注水。新建至计转站输水管线 6 条，共 7km；建设 TK308 至 TK312 高压管线 1 条，长度 2km，建设 TK312 至 TK308 低压管线 1 条，长度 2km；站场新建分水阀组并进行一管双用改造；3-1 计转站、4-3 计转站各新增离心泵 2 台，共 4 台；4-1 计转站更换离心泵 1 台。新建无效注水井临时管线 6 条，共 18.96km。配套电气、仪控、结构等系统工程。

本项目通过完善注水系统，提高碳酸盐注水系统的可靠性及抗风险能力，

满足油藏注水开发需求，实现注采平衡，保证注水系统经济高效运行。

1.2 建设项目主要特点

本项目具有如下特点：

(1) 项目属于线性工程，新建管线采用埋地敷设，主要环境影响集中在施工期，包括新管线敷设过程造成的占地、植被破坏、土壤扰动等生态影响，以及管线敷设、站场改造施工过程中的污染影响。运营期正常工况下注水管线运行过程中无废气、废水和固体废物产生，仅巡检时有噪声排放；事故状态下可能发生管线破裂导致回注的净化水泄漏，进而引发环境风险事故，可能会对土壤和地下水造成污染影响。

(2) 项目位于塔里木河流域水土流失重点治理区。

(3) 约 7.9km 管线位于公益林。

(4) 项目土地利用类型包括天然牧草地、其他草地、沙地、工矿用地、其他林地及灌木林地。

(5) 项目行政隶属新疆维吾尔自治区阿克苏地区库车市和巴音郭楞蒙古自治州轮台县。

1.3 环境影响评价过程

本项目是在油田已开发区域对油田内部已建注水管网进行优化调整，以提高区块注水管网运行效率。项目位于新疆维吾尔自治区阿克苏地区库车市境内和巴音郭楞蒙古自治州轮台县境内，约 7.9km 管线位于地方公益林。按照《新疆维吾尔自治区水土保持规划（2018-2030 年）》和《关于印发自治区级水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果的通知》（新水水保〔2019〕4 号），项目区所在区域属于塔里木河流域水土流失重点治理区。根据《中华人民共和国环境影响评价法（2018 年 12 月 29 日修正）》《建设项目环境影响评价分类管理名录（2021 年版）》（部令第 16 号），本项目属于分类管理名录“五、石油和天然气开采业，07 陆地石油开采”中的涉及环境敏感区的（含内部集输管线建设），应编制环境影响报告书。

根据《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），对建设项目环境影响评价工作进一步细化，分为三个阶段，第一阶段包括资料收集、工程分析和影响识别等工作，第二阶段包括生态环境现状监测、现状调查与评价、环境影响预测与评价等工作，第三阶段包括提出预防或减缓不利影响的环境保护措施、制定环境监测计划、从生态环境影响的角度给出工程建设项目是否可行的结论等工作。评价工作程序见图 1.3-1。

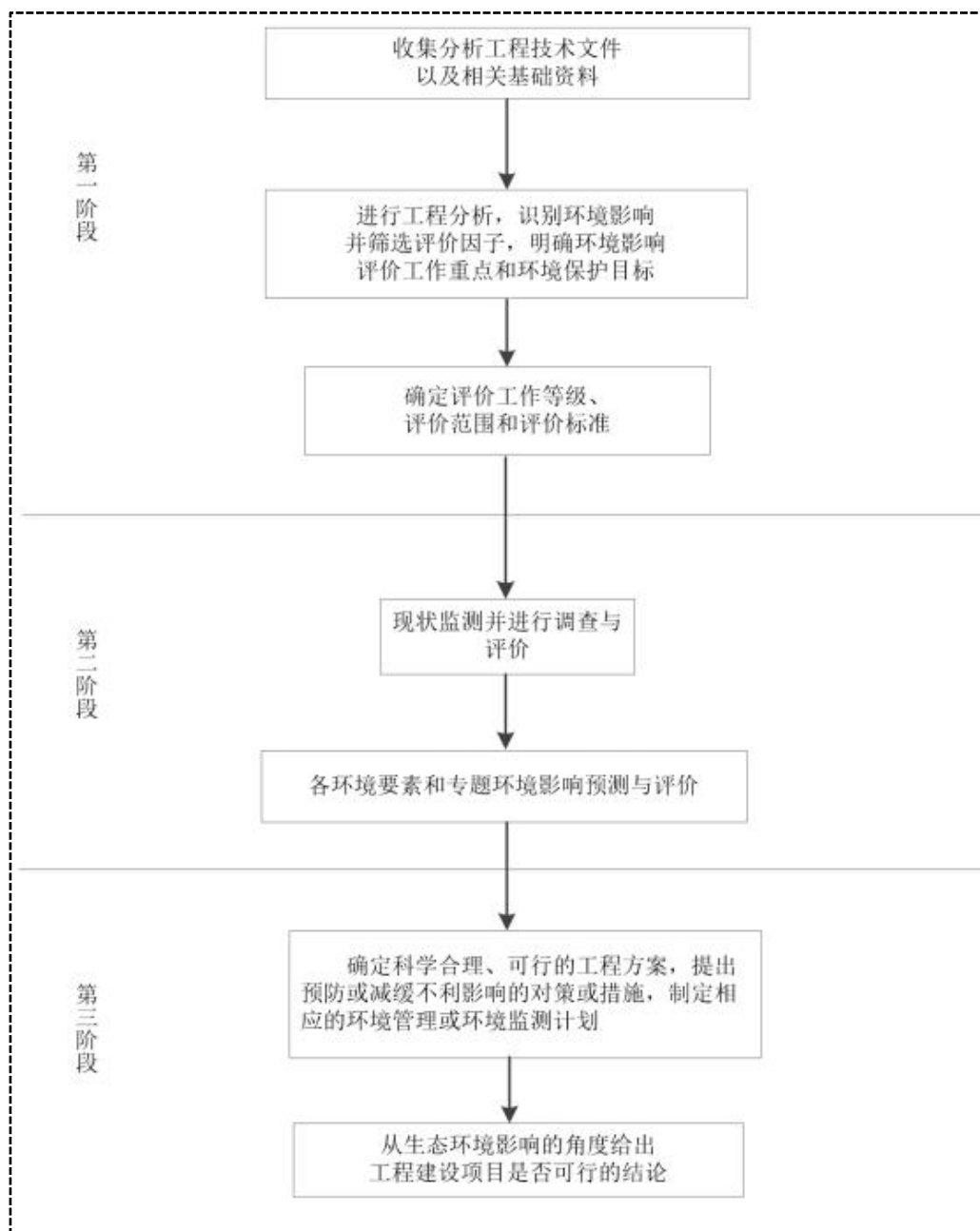


图 1.3-1 建设项目环境影响评价工作程序图

为此，中国石油化工股份有限公司西北油田分公司于 2024 年 12 月 30 日委托新疆威泽环保科技有限公司进行本工程的环境影响评价工作（附件 1）。接受委托后，评价单位组织有关专业人员踏勘了项目现场，收集了区域自然环

境概况、环境质量、污染源等资料，与建设单位和设计单位沟通了环境治理方案，随即开展环境影响报告书编制工作。在环评报告编制期间，建设单位于2025年1月27日在阿克苏新闻网进行第一次网络信息公示，并开展项目区域环境质量现状监测工作。在上述工作基础上，评价单位完成了环境影响报告书征求意见稿，随后西北油田分公司按照《环境影响评价公众参与办法》(部令第4号)要求，于2025年2月7日在阿克苏新闻网对拟建工程环评信息进行了第二次公示，在此期间分别于2025年2月10日、2025年2月11日在《阿克苏日报》对拟建工程环评信息进行了公示，并在项目区张贴了公告。根据西北油田分公司提供的采油一厂采出水处理系统优化及碳酸盐注水管网完善工程公众参与说明书，拟建工程公示期间未收到反馈意见。西北油田分公司向新疆维吾尔自治区生态环境厅报批环境影响报告书前，于2025年2月27日在新疆维吾尔自治区阿克苏新闻网公开拟报批的环境影响报告书全文和公众参与说明书。在以上工作的基础上，评价单位按照《建设项目环境影响评价技术导则》的要求和各级生态环境主管部门的意见，编制完成了拟建工程环境影响报告书。报告书经生态环境部门审批后将作为项目建设、运营过程中环境管理的技术依据。

1.4 关注的主要环境问题及环境影响

本次评价针对施工期产生的废气、废水、噪声的达标排放情况，固体废物的妥善处置情况，运营期产生的废气、噪声的达标排放情况，提出的生态减缓措施是否将生态环境影响降至最低进行分析和论述，并针对以上环境影响所采取的环境保护措施的可行性进行分析。

重点关注施工期产生的废气、废水、噪声、固体废物以及施工临时占地带来的生态影响。运营期新增三相分离器产生的无组织挥发非甲烷总烃、硫化氢；计转站新增机泵产生的噪声。

重点保护目标为本工程占用的国家二级公益林、地方公益林和塔里木河流域水土流失重点治理区等。

1.5 项目可行性分析判定

1.5.1 产业政策相符性分析

对照《产业结构调整指导目录（2024年本）》，本项目属于“第一类鼓励类”：“七、石油天然气”中“1. 石油天然气开采：常规石油、天然气勘探与开采，页岩气、页岩油、致密油（气）、油砂、天然气水合物等非常规资源勘探开发”，属鼓励类项目。

1.5.2 选址选线合理性分析

本项目位于塔克拉玛干沙漠北缘的沙漠地区，植被比较稀疏，野生动物较少，且各类管线沿线均位于植被比较稀疏区域，野生动物较少，对周围生态环境影响较小；评价范围内无自然保护区、风景名胜区、世界文化和自然遗产地、海洋特别保护区、饮用水源保护区，无基本草原、地质公园、重要湿地，重点保护野生动物栖息地，重点保护野生植物生长繁殖地。项目所在地位于塔里木河流域水土流失重点治理区；本项目土地利用类型为天然牧草地、其他草地、沙地、工矿用地、其他林地及灌木林地，林地包括国家二级公益林和地方公益林地，项目所在区域内平均植被覆盖度约为5%~20%。

具体情况为：

（1）无效注水管网改造 TK443 至 TK473 管段位于国家二级公益林及地方公益林，线路全长 3.6km；TK255 至一号联管段约 3.6km 位于地方公益林，S72-9 至 3-4 管段约 700m 位于地方公益林，由于本项目为注水管网优化改造工程，管线起点及终点均为已建设施，本次位于公益林内的管段均无法避让公益林。

（2）位于公益林外的管线已尽量取直，减少占地。

管线分布于荒漠灌丛之间，管线施工过程中应尽量避免占用林地茂密区，减少对植被的生态扰动。本项目管线占用公益林应按《国家级公益林管理办法》办理占用手续并按规定缴纳林地森林植被恢复费用于林地恢复，实现占补平衡。本项目在管线选线过程中注意避让植被覆盖度高的区域，尽量减少对植被的生态扰动，在切实落实报告书提出的环保措施和水土保持措施，并按规定办理征地手续的前提下，项目选址、选线合理，无重大环境制约因素。

1.5.3 相关规划及政策符合性分析

项目建设符合《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划

和 2035 年远景目标纲要》《巴音郭楞蒙古自治州国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》《阿克苏地区国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》《新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划（2021-2025 年）》及规划环评、《新疆生态环境保护“十四五”规划》《阿克苏地区“十四五”生态环境保护规划》《巴音郭楞蒙古自治州生态环境保护“十四五”规划》《新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案》《阿克苏地区“三线一单”生态环境分区管控方案》《巴音郭楞蒙古自治州“三线一单”生态环境分区管控方案》《新疆维吾尔自治区水土保持规划（2018-2030 年）》《关于印发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）、《石油天然气开采业污染防治技术政策》《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》《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》《新疆维吾尔自治区重点行业生态环境准入条件（2024 年）》《中国石油化工股份有限公司西北油田分公司“十四五”规划》中的相关要求。

1.6 报告书的主要结论

本项目符合国家相关产业政策、规划及“三线一单”的要求，选址合理。运营期废气、噪声能实现“达标排放”，固体废物实现“无害化”处置；建成后区域环境质量仍可以满足相应功能区要求；管线敷设对生态环境的影响较小，不会对区域生态系统或生物多样性产生较大影响；运行过程中存在一定的环境风险，但采取相应的环境风险防范措施后，其影响是可防可控的。项目进行了 3 次网上公示、1 次张贴公告、2 次报纸公示，公示期间均未收到公众反馈意见。从环境保护角度论证建设可行。

2 总则

2.1 评价目的和原则

2.1.1 评价目的

(1) 通过现场调查和环境质量现状监测，了解建设项目所在地的自然环境、大气环境、水环境、声环境、土壤环境及生态环境情况，掌握区域的环境质量现状。

(2) 通过工程分析，明确施工期、运营期和退役期主要污染源、污染物种类、源强、排放强度、排放方式及排放去向，分析环境污染的影响特征，预测和评价施工期、运营期及退役期对环境的影响程度，并对污染物达标排放进行分析。

(3) 提出预防或者减轻不良环境影响的对策和措施，并论述拟采取的环境保护措施的可行性和合理性。

(4) 分析可能存在的环境风险事故隐患，分析环境风险事故可能产生的环境影响程度，提出环境风险防范措施。

(5) 通过上述评价，论证项目对环境方面的可行性，给出环境影响评价结论，为生态环境主管部门提供决策依据。

2.1.2 评价原则

突出环境影响评价的源头预防作用，坚持保护和改善环境质量。

(1) 依法评价

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

(2) 科学评价

规范环境影响评价方法，科学分析项目建设对环境质量的影响。

(3) 突出重点

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

2.2 编制依据

2.2.1 法律法规与条例

国家和地方法律法规一览表见表 2.2-1。

表 2.2-1 国家和地方法律法规一览表

序号	依据名称	会议、主席令、文号	实施时间
一	环境保护相关法律		
1	中华人民共和国环境保护法（2014年修订）	12届人大第8次会议	2015-01-01
2	中华人民共和国环境影响评价法（2018年修订）	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年修订）	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年修订）	13届人大第32次会议	2022-06-05
6	中华人民共和国固体废物污染环境防治法（2020年修订）	13届人大第17次会议	2020-09-01
7	中华人民共和国水法（2016年修订）	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年修订）	11届人大第25次会议	2012-07-01
10	中华人民共和国节约能源法（2016年修订）	12届人大第21次会议	2016-07-02
11	中华人民共和国土地管理法（2018年修订）	13届人大第12次会议	2019-08-26
12	中华人民共和国城乡规划法（2015年修订）	12届人大第14次会议	2015-04-24
13	中华人民共和国防洪法（2016年修订）	12届人大第21次会议	2016-07-02
14	中华人民共和国草原法（2021年修订）	13届人大第28次会议	2021-04-29
15	中华人民共和国野生动物保护法（2016年修订）	12届人大第21次会议	2017-01-01
16	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
17	中华人民共和国突发事件应对法	10届人大第29次会议	2007-11-01
18	中华人民共和国防沙治沙法	13届人大第6次会议	2018-10-26
19	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
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年修订）	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年修订）	国务院令 687号	2017-10-07
3	危险化学品安全管理条例（2013年修订）	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年修订）	国务院令 653号	2014-07-29
5	中华人民共和国自然保护区条例（2017年修订）	国务院令 687号	2017-10-7
6	国务院关于加强环境保护重点工作的意见	国发〔2012〕35号	2011-10-17
7	国务院关于印发水污染防治行动计划的通知	国发〔2015〕17号	2015-04-02
8	国务院关于印发大气污染防治行动计划的通知	国发〔2013〕37号	2013-9-10
9	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
10	国务院关于印发打赢蓝天保卫战三年行动计划的通知	国发〔2018〕22号	2018-06-27
11	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	中发〔2018〕17号	2018-06-16
12	关于印发<生态保护红线划定指南>的通知	环办生态〔2017〕48号	2017-05-27

序号	依据名称	会议、主席令、文号	实施时间
13	中华人民共和国森林法实施条例	国务院令 第 278 号	2018-03-19
14	国务院关于加强环境保护重点工作的意见	国发〔2012〕35 号	2011-10-17
15	排污许可管理条例	国务院令 第 736 号	2021-03-01
16	中共中央 国务院关于深入打好污染防治攻坚战的意见	国务院〔2021〕32 号	2021-11-02
17	地下水管理条例	中华人民共和国国务院令 第 748 号公布	2021-12-01
18	中华人民共和国陆生野生动物保护实施条例（2016 年修正）	国务院令 第 666 号	2016-02-06
19	国务院关于印发《空气质量持续改善行动计划》的通知	国发〔2023〕24 号	2023-11-30
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	国家危险废物名录（2025 版）	生态环境部令 第 36 号	2024-11-08
5	产业结构调整指导目录（2019 年本）（2021 年 12 月 27 日修改）	国家发展和改革委员会令 第 49 号	2021-12-30
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	国家沙化土地封禁保护区管理办法	林沙发〔2015〕66 号	2015-07-01
13	国家沙漠公园管理办法	林沙发〔2017〕104 号	2017-10-01
14	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
15	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
16	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
17	关于进一步加强建设项目全过程环保管理的通知	中国石化能评〔2020〕1 号	2020-03-19
18	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
19	《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
20	《危险废物排除管理清单（2021 年版）》	生态环境部公告 2021 年第 66 号	2021-12-03
21	《挥发性有机物（VOCs）污染防治技术政策》	生态环境部公告 2013 年第 31 号	2013-05-24
22	《关于加快解决当前挥发性有机物治理突出问题	环大气〔2021〕65 号	2021-08-04

序号	依据名称	会议、主席令、文号	实施时间
	的通知》		
23	《国家重点保护野生植物名录》	国家林业局、农业农村部 2021 年第 3 号	2021-02-01
24	《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
25	《排污许可管理条例》	国务院令 第 736 号	2021-03-01
26	《关于做好环境影响评价制度与排污许可制衔接相关工作的通知》	环办环评〔2017〕84 号	2017-11-14
27	《关于以改善环境质量为核心加强环境影响评价管理的通知》	环环评〔2016〕150 号	2016-10-26
28	《危险废物转移管理办法》	生态环境部、公安部、交通运输部 部令 第 23 号	2021-11-30
29	《关于印发〈企业环境信息依法披露格式准则〉的通知》	环办综合〔2021〕32 号	2021-12-21
30	《关于印发〈“十四五”噪声污染防治行动计划〉的通知》	环大气〔2023〕1 号	2023-01-03
31	危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采	生态环境部公告 2021 年 第 74 号	2021-12-21
32	关于在南疆四地州深度贫困地区实施〈环境影响评价技术导则 大气环境（HJ2.2-2018）〉差别化政策有关事宜的复函	环办环评函〔2019〕590 号	2019-06-30
33	危险废物排除管理清单（2021 年版）	生态环境部公告 2021 年 第 66 号	2021-12-03
34	国家级公益林管理办法	林资发〔2017〕34 号	2017-05-08
35	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
36	石油和天然气开采行业清洁生产评价指标体系（试行）	国家发展改革委、工业和信息化部公告 2009 年第 3 号	2009-02-19
37	关于规范临时用地管理的通知	自然资规〔2021〕2 号	2021-11-04
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
2	关于印发新疆维吾尔自治区水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果的通知 新疆维吾尔自治区水利厅	新水水保〔2019〕4 号	2019-01-21
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
4	新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例（2018 年修订）	13 届人大第 6 次会议	2018-09-21
5	新疆维吾尔自治区自然保护区管理条例（2018 年修订）	13 届人大第 6 次会议	2018-09-21
6	新疆维吾尔自治区重点保护植物名录	新政发〔2023〕63 号	2023-12-29
7	新疆维吾尔自治区水环境功能区划	新政函〔2002〕194 号	2002-12
8	新疆生态功能区划	新政函〔2005〕96 号	2005-07-14
9	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

序号	依据名称	会议、主席令、文号	实施时间
10	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
11	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
12	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
13	新疆维吾尔自治区重点行业环境准入条件（修订）	新环发〔2017〕1号	2017-01-01
14	新疆维吾尔自治区生态环境保护“十四五”规划	自治区党委自治区人民政府印发	2021-12-24
15	新疆维吾尔自治区大气污染防治条例	13届人大第7次会议	2019-01-01
16	转发《关于强化建设项目环境影响评价事中事后监管的实施意见》	新环办发〔2018〕80号	2018-03-27
17	关于进一步加强和规范油气田开发项目环境保护管理工作的通知	新环发〔2018〕133号	2018-09-06
18	关于含油污泥处置有关事宜的通知	新环发〔2018〕20号	2018-12-20
19	自治区党委、自治区人民政府印发《关于全面加强生态环境保护坚决打好污染防治攻坚战实施方案》	新党发〔2018〕23号	2018-09-04
20	关于加强建设项目环境影响后评价管理的通知	新环环评发〔2020〕162号	2020-09-11
21	新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案	新政发〔2021〕18号	2021-02-22
22	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
23	《巴音郭楞蒙古自治州“三线一单”生态环境分区管控动态更新成果（2023年）》	巴政办发〔2024〕32号	2024-12-09
24	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	2020-7-30
25	《新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划》（2021-2025）	/	2021-2
26	《新疆维吾尔自治区水土保持规划（2018-2030年）》	/	2018-8
27	《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和2035年远景目标纲要》	/	2021-02-05
28	《新疆国家重点保护野生动物名录》	/	2021-7-28
29	《新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划（2021-2025年）》	/	2022-8
30	《新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划（2021-2025年）环境影响报告书》	/	2022-5
31	《关于印发〈新疆维吾尔自治区七大片区“三线一单”生态环境分区管控要求〉（2021年版）的通知》	新环环评发〔2021〕162号	2021-7-26
32	《巴音郭楞蒙古自治州国民经济和社会发展第十四个五年规划和2035年远景目标纲要》	/	/
33	新疆维吾尔自治区人民政府关于公布新疆维吾尔自治区重点保护野生植物名录的通知	新政发〔2023〕63号	2023-12-29
34	新疆维吾尔自治区主体功能区规划	自治区发展和改革委员会	2012-10

序号	依据名称	会议、主席令、文号	实施时间
		员会	
35	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

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	2017-1-1
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	HJ2.4-2009	2010-04-01
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/T349-2023	2024-01-01
8	建设项目环境风险评价技术导则	HJ169-2018	2019-03-01
9	环境影响评价技术导则 土壤影响（试行）	HJ964-2018	2019-07-01
10	水土保持综合治理技术规范	GB/T16453.1~6-2008	2009-02-01
11	开发建设项目水土保持技术规范	GB50433-2008	2008-07-01
12	危险化学品重大危险源辨识	GB18218-2018	2018-11-19
13	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	原环境保护部公告 2017 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		2018-10-01
22	危险废物管理计划和管理台账制定技术导则	HJ1259-2022	2022-10-01
23	排污单位自行监测技术指南 总则	HJ819-2017	2017-06-01
24	污染源强核算技术指南 石油炼制工业	HJ982-2018	2019-01-01
25	危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采		2021-12-21
26	排污单位自行监测技术指南 陆上石油天然气开采业	HJ1248-2022	2022-07-01
27	危险废物收集 贮存 运输技术规范	HJ2025-2012	2013-03-01
28	危险废物识别标志设置技术规范	HJ1276-2022	2023-7-01

2.2.3 相关文件和技术资料

- (1) 委托书，中国石油化工股份有限公司西北油田分公司，2024.12.30。
- (2) 《采油一厂采出水处理系统优化及碳酸盐注水管网完善工程可行性研究报告》，2024.12。
- (3) 环境质量现状监测报告，2025.1。

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

环境影响因素包括：

施工期——对环境的影响主要来自施工扬尘、施工机械及车辆尾气、管线热熔废气、焊接废气、管道试压废水、混凝土养护废水、噪声、建筑垃圾、管线吹扫废渣及工程占地对环境的影响，以生态影响为主。

运营期——对环境的影响主要为无组织排放的非甲烷总烃、硫化氢、噪声、废机油以及事故状态含油污泥，以污染影响为主。

退役期——对环境的影响主要为场地清理平整过程产生的扬尘、拆卸后的建筑垃圾、管线氮气吹扫和封堵活动施工扬尘、施工机械及车辆尾气、施工噪声及施工时地表扰动对环境的影响。

施工期、运营期和退役期环境影响因子识别见表 2.3-1。

2.3.2 评价因子

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

表 2.3-1 影响因素识别

时段	影响因素		环境要素									
			环境空气	地下水	声环境	土壤环境	物种	生境	生物群落	生态系统	生物多样性	自然景观
施工期	生态	占地	○	○	○	++	++	++	++	++	++	++
	废气	施工机械及车辆尾气、扬尘、管线热熔废气、焊接废气	+	○	○	○	○	+	○	+	○	○
	废水	管道试压废水、混凝土养护废水	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○
	固废	建筑垃圾、管线吹扫废渣	○	○	○	+	+	+	+	+	+	+
	噪声	施工车辆、施工设备	○	○	+	○	○	○	○	○	○	○
运营期	废气	无组织挥发烃类、硫化氢	++	○	○	○	+	+	+	+	+	+
	固废	废机油、事故状态含油污泥	○	+	○	++	+	+	+	+	+	+
	噪声	机泵、巡检车辆	○	○	+	○	○	○	○	○	○	○
	风险事故	管线泄漏、站内设备泄漏	○	○	++	○	+	+	+	+	+	+
退役期	废气	施工扬尘、汽车尾气	+	○	○	+	+	+	+	+	+	○
	噪声	施工车辆及机械	○	○	+	○	○	+	○	+	○	○
	固废	拆卸后的建筑垃圾	○	○	○	+	○	+	+	+	○	+

注：○：无影响；+：短期不利影响；++：长期不利影响。

表 2.3-2 环境影响因子筛选表

环境要素	施工期					运营期		退役期		重要评价因子筛选
	施工车辆、机械运作	管线工程	临时占地	施工人员活动	土石方开挖	站场改造	注水管网	施工车辆、机械运作	工程占地	

自然环境	环境空气	+	+	/	/	+	+	/	+	/	颗粒物、非甲烷总烃、硫化氢、温室气体（二氧化碳、甲烷）	
	声环境	+	+	/	/	+	+	/	+	/	昼间等效声级（Ld）、夜间等效声级（Ln）	
	固体废物	/	+	/	/	/	+	/	+	/	固废产生量、处置率	
	水环境	地下水	/	/	/	/	/	/	/	/	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	
生态环境	土壤环境	土地资源	/	++	+	/	+	/	/	/	++	地表扰动面积、生物量变化
		土壤肥力	/	+	+	/	+	/	/	/	++	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
		土地利用方式	/	+	+	/	+	/	/	/	++	土地利用类型
	水土流失	/	+	+	/	+	/	/	/	/	/	水土流失、植被恢复
	生物群落	/	+	+	+	+	/	/	/	/	/	种类、植被覆盖度、生物量
	生物多样性	/	+	+	/	+	/	/	/	/	/	生物量损失、物种多样性
	景观生态	/	+	/	/	+	/	/	/	/	++	景观变化
	土地沙化	/	+	+	/	+	/	/	/	/	/	土地沙化、植被恢复

注：O：无影响；+：短期不利影响；++：长期不利影响。

2.4 环境功能区划与评价标准

2.4.1 环境功能区划

2.4.1.1 环境空气

塔河油田位于新疆维吾尔自治区阿克苏地区库车市和巴音郭楞蒙古自治州轮台县境内，地处塔克拉玛干沙漠北缘的沙漠地区，按照《环境空气质量标准》（GB3095-2012）及其修改单的规定，该区域的环境空气质量功能区划属于二类功能区。

2.4.1.2 水环境

本项目区域内地表水体为冲沟，未划分水环境功能区划。根据《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中地下水分类标准，该区域地下水划分为 III 类功能区，地下水水质执行《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III 类标准，石油类参照《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中的 III 类标准值。

2.4.1.3 声环境

本工程开发建设的噪声影响仅在施工期较大，进入生产期后，整个开发建设期噪声源数量相对较少，主要集中在联合站。根据《声环境质量标准》（GB3096-2008）的声环境功能区划分类，属于 2 类声环境功能区要求。

2.4.1.4 生态环境

根据《新疆生态功能区划》，评价区域属于IV塔里木盆地暖温荒漠及绿洲农业生态区，IV1 塔里木盆地西部北部荒漠及绿洲农业生态亚区，59. 塔里木河上中游乔灌木及胡杨林保护生态功能区。

根据《关于印发新疆维吾尔自治区级水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果的通知》（新水〔2019〕4号），项目区属于“新疆维吾尔自治区级水土流失塔里木河流域重点治理区”；工程占用国家二级公益林和地方公益林。

2.4.2 环境质量标准

2.4.2.1 环境空气

(1) 环境空气

环境空气质量评价中 SO₂、NO₂、PM_{2.5}、PM₁₀、CO、O₃ 六项指标执行《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准。对于未作出规定的非甲烷总烃参照执行《大气污染物综合排放标准详解》2.0mg/m³的标准，H₂S 参考执行《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 中的 1h 平均浓度限值 10μg/m³。指标标准取值见表 2.4-1。

表 2.4-1 环境空气质量标准

序号	评价因子	二级标准限值 (μg/m ³)			标准来源
		年平均	24 小时平均	1 小时平均	
1	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 (NO _x)	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 ₂ S)	/	/	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

2.4.2.2 水环境

项目区地下水水质评价执行《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中 III 类水质标准，具体标准值见表 2.4-2。

表 2.4-2 地下水质量标准值 单位：mg/L

序号	监测项目	标准值	序号	监测项目	标准值
1	色 (铂钴色度单位)	≤15	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

序号	监测项目	标准值	序号	监测项目	标准值
6	总硬度（以 CaCO ₃ 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（COD _{Mn} 法，以 O ₂ 计）（mg/L）	≤3.0	34	石油类（mg/L）	≤0.05

注：石油类标准参照《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中的 III 类标准

2.4.2.3 声环境

项目区声环境执行《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类标准，详见表 2.4-3。

表 2.4-3 声环境质量评价标准一览表

评价因子	标准值（dB（A））		标准来源
	昼间	夜间	
等效连续 A 声级	60	50	GB3096-2008 2 类

2.4.2.4 土壤环境

占地范围内土壤环境质量执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地风险筛选值，见表 2.4-6。场站外土壤参照执行《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）表 1 筛选值标准，见表 2.4-4、表 2.4-5。

表 2.4-4 建设用地土壤污染风险筛选值

序号	监测项目	单位	标准值	序号	监测项目	单位	标准值
1	pH	无量纲	-	25	1, 2, 3-三氯丙烷	mg/kg	0.5
2	砷	mg/kg	60	26	氯乙烯	mg/kg	0.43
3	镉	mg/kg	65	27	苯	mg/kg	4
4	铬（六价）	mg/kg	5.7	28	氯苯	mg/kg	270
5	铜	mg/kg	18000	29	1, 2-二氯苯	mg/kg	560

6	铅	mg/kg	800	30	1, 4-二氯苯	mg/kg	20
7	汞	mg/kg	38	31	乙苯	mg/kg	28
8	镍	mg/kg	900	32	苯乙烯	mg/kg	1290
9	四氯化碳	mg/kg	2.8	33	甲苯	mg/kg	1200
10	氯仿	mg/kg	0.9	34	间二甲苯+对二甲苯	mg/kg	570
11	氯甲烷	mg/kg	37	35	邻二甲苯	mg/kg	640
12	1, 1-二氯乙烷	mg/kg	9	36	硝基苯	mg/kg	76
13	1, 2-二氯乙烷	mg/kg	5	37	苯胺	mg/kg	260
14	1, 1-二氯乙烯	mg/kg	66	38	2-氯酚	mg/kg	2256
15	顺-1, 2-二氯乙烯	mg/kg	596	39	苯并(a)蒽	mg/kg	15
16	反-1, 2-二氯乙烯	mg/kg	54	40	苯并(a)芘	mg/kg	1.5
17	二氯甲烷	mg/kg	616	41	苯并(b)荧蒽	mg/kg	15
18	1, 2-二氯乙烷	mg/kg	5	42	苯并(k)荧蒽	mg/kg	151
19	1, 1, 1, 2-四氯乙烷	mg/kg	10	43	蒽	mg/kg	1293
20	1, 1, 2, 2-四氯乙烷	mg/kg	6.8	44	二苯并(a, h)蒽	mg/kg	1.5
21	四氯乙烯	mg/kg	53	45	茚并(1, 2, 3-cd)芘	mg/kg	15
22	1, 1, 1-三氯乙烷	mg/kg	840	46	萘	mg/kg	70
23	1, 1, 2-三氯乙烷	mg/kg	2.8	47	石油烃	mg/kg	4500
24	三氯乙烯	mg/kg	2.8				

表 2.4-5 农用地土壤污染风险筛选值

序号	项目	监测结果	标准限值 (mg/kg) pH>7.5
		单位	
1	pH	无量纲	/
2	砷	mg/kg	25
3	镉	mg/kg	0.6
4	铜	mg/kg	100
5	铅	mg/kg	170
6	汞	mg/kg	3.4
7	镍	mg/kg	190
8	铬	mg/kg	200
9	锌	mg/kg	300
10	石油烃 (mg/kg)	mg/kg	4500

*石油烃参照《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地风险筛选值。

2.4.3 污染物排放标准

2.4.3.1 废气

施工期废气主要为施工扬尘、管线热熔废气、焊接废气、施工机械及施工车辆尾气，随着工程的结束而停止排放，不会对周围环境产生明显影响。运营期站场新增三

相分离器无组织挥发产生的非甲烷总烃排放参照执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB 39728-2020）中企业边界污染物控制要求，硫化氢执行《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）中新建项目二级标准的厂界标准限值。具体标准限值要求见表 2.4-6。

表 2.4-6 大气污染物排放标准值

污染物	项目	最高允许排放浓度 (mg/m ³)	标准来源
NMHC	企业边界污染物控制浓度	4.0	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB 39728-2020）
H ₂ S	厂界标准	0.06	《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）

2.4.3.2 废水

施工期废水主要为管道试压废水、混凝土养护废水，管道试压采用清水，产生的废水中污染物主要为悬浮物，用于项目区的洒水抑尘，对项目区地下水环境基本无影响；混凝土养护废水自然蒸发。运营期无废水产生。

2.4.3.3 噪声

施工期执行《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）；运行期执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类标准，噪声限值见表 2.4-7。

表 2.4-7 环境噪声排放标准

标准来源	类别	噪声限值 dB (A)	
		昼间	夜间
《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）	/	70	55
《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）	2 类	60	50

2.4.3.4 固体废物

一般工业固废收集和暂存满足《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB18599-2020）中相关要求；运营期设备检修产生的废机油、事故状态下产生的含油污泥收集、贮存、运输须符合收集、贮存、运输须符合《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》要求。

2.5 评价等级和评价范围

2.5.1 评价等级

(1) 环境空气评价等级

本次评价根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）中评价等级的判定要求，选择项目污染源正常排放的主要污染物及排放参数，采用附录 A 推荐的估算模型 AERSCREEN 分别计算项目污染源的最大环境影响，然后按评价工作分级判据进行分级。

根据项目污染源初步调查结果，分别计算项目排放主要污染物的最大地面空气质量浓度占标率 P_i （第 i 个污染物，简称“最大浓度占标率”），及第 i 个污染物的地面空气质量浓度达到标准值的 10% 时所对应的最远距离 $D_{10\%}$ 。

其中 P_i 定义见公式：

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

式中： P_i ——第 i 个污染物的最大地面空气质量浓度占标率，%；

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

C_{oi} ——第 i 个污染物的环境空气质量浓度标准， $\mu\text{g}/\text{m}^3$ 。

评价等级按表 2.5-1 的分级判据进行划分。

表 2.5-1 评价等级判别表

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

本项目大气污染源主要来自一号联新增三相分离器无组织挥发的非甲烷总烃（NMHC）、 H_2S 。

源强参数见环境影响因素识别及污染源分析章节，计算结果见表 2.5-2。

表 2.5-2 估算模式计算参数及计算结果

污染源	污染因子	最大落地浓度 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	最大浓度占标率 (%)	最大落地浓度 对应距离 (m)
新增三相分离	NMHC	3.4741	0.17	426

污染源	污染因子	最大落地浓度 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	最大浓度占标率 (%)	最大落地浓度 对应距离 (m)
器	H ₂ S	0.0015	0.01	

本项目对周边环境的影响主要来自站场新增三相分离器产生的非甲烷总烃、硫化氢，其中最大占标率为 0.17%，按照《环境影响评价技术导则—大气环境》（HJ2.2-2018）中的规定，本项目的大气环境影响评价工作等级定为三级。

（2）地表水评价等级

施工期废水为管线敷设过程中产生的管道试压废水和混凝土养护废水。管道试压废水用于施工场地洒水抑尘。混凝土养护废水自然蒸发即可。运营期间无废水产生，根据《环境影响评价技术导则 地表水环境》（HJ2.3-2018），不予进行等级判定。

（3）地下水评价等级

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）中的评价工作等级划分，建设项目的地下水环境敏感程度可分为敏感、较敏感，不敏感三级，分级原则见表 2.5-3，评价工作等级分级表见表 2.5-4。

表 2.5-3 地下水环境敏感程度分级表

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

注：“环境敏感区”是指《建设项目环境影响评价分类管理名录》中所界定的涉及地下水的环
境敏感区。

表 2.5-4 评价区地下水环境影响评价工作等级划分

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

项目周边无“集中式水源区的准保护区、除集中水源地的国家或地方政府设定的地下水环境相关的保护区”，也无“集中式水源区的准保护区以外的补给径流区、分散式饮用水水源地、特殊地下水资源保护区”，敏感程度为“不敏感”。

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）附录 A 和《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ 349-2023），本项目站场属于 I 类建设项目，集输管道属于 II 类建设项目；根据表 2.5-4 判定站场地下水评价等级为二级、集输管道地下水评价等级为三级。

（4）声环境评价等级

项目区属于《声环境质量标准》（GB3096-2008）中的 2 类功能区，评价范围内无声环境敏感目标，受影响人口数量变化不大。根据《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ2.4-2021）的有关要求，确定声环境评价等级为二级。

（5）生态环境评价等级

《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022）依据建设项目影响区域的生态敏感性和影响程度，评价等级划分为一级、二级和三级，具体判定情况见表 2.5-5。

表 2.5-5 生态环境影响评价等级判定表

序号	《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022）评价等级判定依据	本项目	判定结果
1	a) 涉及国家公园、自然保护区、世界自然遗产地，重要生境时，等级为一级	占地范围内不涉及国家公园、自然保护区、世界自然遗产、重要生境	/
2	b) 涉及自然公园时，评价等级为二级。	占地范围内不涉及自然公园	/
3	c) 涉及生态保护红线时，评价等级不低于二级。	占地范围内不涉及生态保护红线	/
4	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，生态环境影响评价等级不低于二级。	不属于水文要素影响型建设项目	/
5	e) 根据HJ610、HJ964判断地下水水位或土壤影响范围内分布有天然林、公益林、湿地等生态保护目标的建设项目，生态影响评价等级不低于二级。	土壤影响范围内分布有公益林，建设项目生态影响主要是占地造成的土壤结构破坏和植被损失	评价等级为二级
6	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；	工程新增总占地面积约为0.24km ² ，小于20km ²	/
7	除本条a)、b)、c)、d)、e)、f) 以外的情况，评价等级为三级；	属于《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022）6.1.2评价等级确定原则e)	/
8	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。	仅符合上述第6条的情况	评价等级为二级
9	建设项目涉及经论证对保护生物多样性具有重要意义的区域时，可适当上调评价等级。	占地范围内不涉及对保护生物多样性具有重要意义的区域	无需上调评价等级

由表 2.5-5 可知，生态影响评价等级为二级。

(6) 环境风险评价等级

依据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJT169-2018），环境风险评价工作级别按表 2.5-6 进行划分。

表 2.5-6 风险评价工作级别（HJ/T169-2004）

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

本项目涉及的风险物质为原油、天然气，危险物质与临界量的比值（Q 值）计算结果详见表 2.5-7。

表 2.5-7 项目危险物质储存情况一览表

序号	风险单元	危险物质	最大存在量 t	临界量	Q 值
1	新增三相分离器	原油	1.56	2500	0.000624
		天然气	0.03	5	0.006

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）风险评价等级划分依据，本项目危险物质数量与临界量比重 $Q < 1$ ，该项目环境风险潜势为 I，则项目工作等级均划分为简单分析。

(8) 土壤环境评价等级

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）和《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023）以及区域历史监测数据，工程所在区域土壤盐分含量大于 4g/kg，属于 HJ964-2018 附录 D.1 中重度盐化地区，即工程所在区域属于土壤盐化地区，拟建工程类别同时按照生态影响型项目和污染影响型项目考虑，并根据不同项目类型类别分别判定评价等级。

① 污染影响型判定

污染影响型，根据评价类别、占地规模与敏感程度划分评价等级，见表 2.5-8。

表 2.5-8 污染影响型评价工作等级划分表

敏感程度 评价等级	I类			II类			III类		
	大	中	小	大	中	小	大	中	小
敏感	一级	一级	一级	二级	二级	二级	三级	三级	三级
较敏感	一级	一级	二级	二级	二级	三级	三级	三级	-

不敏感	一级	二级	二级	二级	三级	三级	三级	-	-
-----	----	----	----	----	----	----	----	---	---

1) 占地规模

项目不新增永久占地，占地规模为小型。

2) 土壤环境敏感程度

建设项目所在地周边的环境影响敏感程度分为敏感、较敏感、不敏感，判别依据详见表 2.5-9。

表 2.5-9 污染影响型敏感程度分级表

敏感程度	判别依据
敏感	建设项目周边存在耕地、园地、牧草地、饮用水水源地或居民区、学校、医院、疗养院、养老院等土壤环境敏感目标的
较敏感	建设项目周边存在其他土壤环境敏感目标的
不敏感	其他情况

站场改造不新增占地，改造工程评价范围内无耕地、园地、饮用水源地、居民区、学校等环境敏感目标和其他土壤环境敏感目标，土地利用类型为建设用地，环境敏感程度为不敏感；管线工程评价范围内无、园地、饮用水源地、居民区、学校等环境敏感目标和其他土壤环境敏感目标，管线南侧距耕地约 300m，土地利用类型包括天然牧草地、其他草地、沙地、工矿用地、其他林地及灌木林地，环境敏感程度为敏感。

3) 评价工作等级判定

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》（HJ 349-2023），本项目站场属于I类建设项目，集输管道属于II类建设项目，根据表 2.5-9 判定站场土壤污染影响型评价等级为二级，管线土壤污染影响型评价等级为二级。

②生态影响型判定

生态影响型根据评价类别与敏感程度划分评价等级，见表 2.5-10。

表 2.5-10 生态影响型土壤环境评价工作等级划分依据一览表

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

1) 土壤环境敏感程度

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018），生态影响型敏感程度分级见表 2.5-11。

表 2.5-11 生态影响型敏感程度分级表

敏感程度	判别依据		
	盐化	酸化	碱化
敏感	建设项目所在地干燥度 >2.5 且常年地下水位平均埋深 $<1.5\text{m}$ 的地势平坦区域，或土壤含盐量 $>4\text{g/kg}$ 的区域	$\text{pH}\leq 4.5$	$\text{pH}\geq 9.0$
较敏感	建设项目所在地干燥度 >2.5 且常年地下水位平均埋深 $<1.5\text{m}$ 的地势平坦的，或 $1.8<\text{干燥度}\leq 2.5$ 且常年地下水位平均埋深 $<1.8\text{m}$ 的地势平坦区域，建设项目所在地干燥度 >2.5 或常年地下水位平均埋深 $<1.5\text{m}$ 的平原区，或 $2\text{g/kg}<\text{土壤含盐量}\leq 4\text{g/kg}$ 的区域	$4.5<\text{pH}\leq 4.5$	$4.5\leq\text{pH}<4.5$
不敏感	其他情况	$5.5\leq\text{pH}<8.5$	

根据项目区土壤监测数据，土壤含盐量 $>4\text{g/kg}$ ，生态影响型土壤敏感程度为“敏感”。

2) 评价工作等级判定

本项目属于陆地石油开采行业，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》（HJ 349-2023），本项目站场属于I类建设项目，集输管道属于II类建设项目，根据表 2.5-10 判定站场土壤生态影响型评价等级为一级，管线土壤生态影响型评价等级为二级。

2.5.2 评价范围

根据各环境要素导则要求，结合周边环境，确定本项目各环境要素的评价范围见表 2.5-11 和附图 1。

表 2.5-11 各环境要素评价范围一览表

环境要素	范围
大气	不设评价范围
地下水	站场：以地下水流向为长轴，站场四周边界上游 1.5km、下游 2km，水流垂直方向分别外扩 1km 范围； 管道：管道两侧各向外延伸 200m 范围
声环境	站场边界向外延伸 200m
土壤环境	生态影响型：站场边界向外延伸 5km，管线边界向外延伸 200m； 污染影响型：站场边界向外延伸 0.2km，管线边界向外延伸 200m
生态环境	站场工程生态评价范围为：厂界周围 50m 范围内；管线工程生态评价范围为：穿越公益林段：管线中心线两侧向外延 1km；其他管段：管线中心线两侧向外延 300m
环境风险	不设评价范围

2.6 污染控制目标与环境保护目标

2.6.1 污染控制目标

根据施工和运营中对环境可能造成的污染与生态破坏，确定污染控制目标如下：

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

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

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

2.6.2 环境保护目标

根据现场调查，项目评价范围内无自然保护区、风景名胜区、世界文化和自然遗产地、海洋特别保护区、饮用水源保护区，无基本草原、地质公园、重要湿地、重点保护野生动物栖息地，重点保护野生植物生长繁殖地。项目区属于自治区级水土流失重点治理区“塔里木河流域重点治理区”。约 7.9km 管线位于国家二级公益林及地方公益林。环境保护目标及级别见表 2.6-1，项目区与公益林位置关系见附图 2。

表 2.6-1 环境保护目标

序号	环境要素	环境保护目标	相对位置	环境保护要求
1	生态环境	塔里木河流域水土流失重点治理区	站场范围内、管线沿线	做好植被恢复与水土保持工作，维持水土流失的程度不因项目建设而加剧
		国家二级公益林	井场、站场范围内、管线沿线	避免占用林地茂密区，按规定进行补偿
		库车市重点公益林	管线沿线	避免占用林地茂密区，按规定进行补偿
		野生动植物	项目区内	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。
2	大气环境	项目区环境空气	站场及周边	《环境空气质量标准》及修改单（GB3095-2012）中二级标准

序号	环境要素	环境保护目标	相对位置	环境保护要求
3	水环境	评价范围内地下水	站场及周边	《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中Ⅲ类
		冲沟	管线沿线	《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）Ⅴ类水体
4	土壤环境	评价范围内土壤	站场及周边	《土壤环境质量 建设用土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地风险筛选值
		基本农田、耕地和天然牧草地	站场周边、管线沿线	《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
5	声环境	项目区声环境	站场周边	《声环境质量标准》（GB3096—2008）中2类标准
6	环境风险	项目区土壤、地下水、公益林	项目区内部	发生风险事故时，可快速采取环境风险防范措施，确保风险事故对土壤、地下水等环境的影响程度可控

2.7 评价时段和评价重点

评价时段包括施工期、运行期、退役期三个时段。

根据工程特点及评价因子筛选的结果，结合项目区域环境状况，确定本次环境影响评价工作的重点为：

（1）生态影响评价重点：管线工程施工期地表扰动、植被破坏和施工噪声等对生态保护目标的影响，以及运营期噪声、废气等污染物排放对环境保护目标的影响。

（2）地下水环境影响评价重点：防渗措施失效导致的渗漏对地下水的影响。

（3）地表水环境影响评价重点：施工期管道试压废水、混凝土养护废水对地表水环境的影响。

（4）大气环境影响评价重点：施工扬尘、施工机械及施工车辆尾气、热熔废气和管道吹扫废气，以及运营期站场无组织废气对大气环境的影响。

（5）声环境影响评价重点：施工期噪声，以及运营期各类站场设备噪声对声环境的影响。

（6）土壤环境影响评价重点：管线工程、站场改造工程等可能对土壤环境的影响。

（7）环境风险评价重点：石油、天然气等危险物质泄漏，以及火灾、爆炸等安全生产风险事故引发的伴生/次生污染物对生态环境的影响。

2.8 评价方法

本工程环境影响评价采用定量评价与定性评价相结合的方法，以量化评价为主。采用环境影响评价技术导则规定的评价方法予以分析。本次评价采用了类比法、产污系数法、排污系数法、数学模式法等。本次环境评价使用的评价方法见表 2.8-1。

表 2.8-1 评价方法一览表

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

3 建设项目工程概况

3.1 现有工程建设情况

3.1.1 区域位置

塔河油田位于新疆维吾尔自治区阿克苏地区库车市和巴音郭楞蒙古自治州轮台县境内，东北方向距轮台县城约 50km，西北方向距库车市城约 70km 处，油田主体区域位于塔里木河北岸与库车东路之间。本项目位于塔河油田一区~五区，区块地理坐标为：

3.1.2 现有工程建设现状及工艺流程

3.1.2.1 现有工程开发现状

(1) 塔河油田注水现状

塔河油田是我国陆上十大油田之一，是中国石油化工股份有限公司西北油田分公司在塔里木盆地发现的最大油气田之一，资源量约 30 亿吨，已探明开发 16 个区块，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。

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。

塔河油田注水一期工程主要包括注水工程（敷设注水管线 52.3km，其中埋地管线 17.7km，临时活动管线 34.6km；污水联络干线 24.6km；回注管线 3.5km）、TK308 回注泵房扩建、一号联污水处理系统扩建及相应的配套工程。2009 年西北油田分公司委托新疆环境保护科学研究院对塔河油田奥陶系油藏整体注水开发一期工程进行了环境影响评价，报告书于 2009 年 8 月 31 日通过自治区环保厅批复，批复文号新环评价函〔2009〕391 号，该工程于 2009 年 10 月开工，2011 年 6 月竣工，于 2015 年 8 月取得自治区环保厅竣工环保验收批复，文号：新环评价函〔2015〕911 号。

塔河油田注水二期工程主要包括输水管线工程、二号联输水泵站、三号联输水泵站及相关配套工程。共敷设输水管线 150.84km（包括输水干线 39.9km、输水支干线 71.44km、临时活动管线 40km）。2011 年西北油田分公司委托新疆环注水现状环境保护科学研究院对塔河油田奥陶系油藏整体注水开发二期工程进行了环境影响评价，环境影响报告书于 2011 年 11 月 24 日通过自治区环保厅批复，批复文号新环评价函〔2011〕1170 号，该工程于 2012 年 4 月开工，2013 年 1 月竣工，2015 年 12 月取得自治区环保厅竣工环保验收批复，文号：新环评价函〔2015〕1410 号。

塔河油田注水开发三期工程主要包括输水管线工程 101.6km、TP-1 增压站、TP136 增压站设施及相关配套工程建设。通过三期工程建设，将供水管网覆盖到托甫台区块全部、十区大部以及二区和 12 区的部分区域，主干线实现三座联合站相互联通。2012 年西北油田分公司委托新疆环境保护科学研究院对塔河油田奥陶系油藏整体注水开发三期工程进行了环境影响评价，环境影响报告书于 2012 年 11 月 26 日通过自治区环保厅批复，批复文号新环评价函〔2012〕1151 号，该工程于 2013 年 4 月开工，2013 年 11 月竣工，2015 年 12 月取得自治区环保厅竣工环保验收批复，文号：新环评价函〔2015〕1418 号。

塔河油田注水四期工程实际建设各类管线长度 83.57km，包括：二区中供水支线（3-1 计量站~TK250CH 井附近）2.2km、五区西供水支线（TK308 站阀组~TK527 井附近）3km、五区东供水支线（一号联~5-1 计转站附近）5.2km、八区中供水支线（TK831 井预留阀组~S76 井）3km、八区东供水支线（8-1 计转站~T701CH 井附近）4.2km、十区东供水支线（二号联至三号联干线 TK642 阀组~10-7、10-8 站附近）4.4km、12-2 供水支线（12-1 计转站~12-2 计量站附近）8.81km、12-8 供水支线（12-4 计转站至 TH12144 井）7km、12-7（12-12 支线至 TH12241）6km、12 区中供水支线（输水干线至 TH12248）10km、TP-5 供水支线（TP-1 计转站~TP-5 计量站附近）6.5km、TP-18 供水支线（TP-11 支线预留阀组~TP-18 站附近）5km、10-6 至 10-3 联通管线 7.5km、污水回注管线 8.81km、二号联和三号联污水处理改造管线 1.95km。二号联及三号联污水处理系统设备改造，以及项目配套的电力、自控等工程。2014 年西北油田分公司委托新疆环境保护科学研究院对塔河油田奥陶系油藏整体注水开发四期

工程进行了环境影响评价，环境影响报告书于 2014 年 9 月 5 日通过原自治区环保厅批复，批复文号新环函〔2014〕1096 号，该工程于 2014 年 10 月 23 日开工建设，2016 年 6 月 15 日竣工，2016 年 12 月 27 日取得原自治区环保厅竣工环保验收批复，文号：新环函〔2016〕2002 号。

经过以上四期的注水工程建设，塔河 3 区、4 区、6 区、7 区已有主、支干线的覆盖，8 区、10、12 区及托甫台区的主力井区也有主干线覆盖。目前，塔河油田采油废水经处理达到回注水标准后依托已建的注水管线可达到全部回注。托甫台北区除 TP-1 计转站采出液就地分水，经处理后进入注水罐经装水泵进入三期注水管网或装水车回注，其余采出水均输送至塔河油田三号联合站进行处理后回注。托甫台南区采出液经 TP-13-2 计量间处理后，分离出的采出水用于井区回注。

（2）采油一厂注水现状

本项目隶属采油一厂管辖，采油一厂共有油井 742 口，开井 564 口，含水率 87.1%，总注水井 202 口，开井 63 口。目前注水量为 28000m³/d，其中碎屑岩 4900m³/d，碳酸盐 14500m³/d，无效注水 8600m³/d。碳酸盐油藏自 2005 年开始单井注水替油及单元井间水驱，注水年增油量维持在 10 万吨。截至目前累计注水 4170 万方，累增油 263 万吨，吨油耗水 15.9 方/吨。注水开发是塔河油田碳酸盐油藏稳产的有效手段。

采油一厂目前采出水量 28000m³/d，共有注水井 202 口，在注井 63 口，其中碳酸盐 41 口、碎屑岩 22 口，水源来自一号联和前端就地分水，形成“集中水处理、干线联东西、支线至单元、临时注水管线到井口、井口增压注水”的运行模式。

碳酸盐注水主要集中在 2-5 区，共有注水站 7 座，在注井 32 口，其中开发注水井 20 口，注水量 13730m³/d；无效注水井 12 口，注水量 7880m³/d，合计 21610m³/d；依托无效注水井，基本实现了注采平衡。

图 3.1-1 采油一厂碳酸盐注水分布图

①输水干线

采油一厂碳酸盐注水系统输水干线 2 条，水源来自一号联，管径 DN300-DN400，运行压力 1MPa，设计压力 1.6-3MPa，长度 39.56km，玻璃钢材质。

两条输水干线在一号联站外阀组分开后，仅在管线末端 S65 阀组处连通。308 方向输水干线全线无切断阀，干线至注水站管线刺漏时，3 座注水站无法供水，全线停注，运行风险极大，可靠性差。

图 3.1-2 输水干线示意图

②供水管线

碳酸盐注水系统供水管线 10 条，水源来自一号联，运行压力 1MPa，管径 DN100-DN250，设计压力 1.6-4MPa，长度 34.75km，非金属管线。4 条干线调峰供水管线，1 条就地分水联络线，2 条一管双用站供水管线，3 条高压注水站供水管线。

2-5 区碳酸盐注水系统共有 6 座注水站，注水能力合计 23240m³/d，实际注水量为

21610m³/d。

图 3.1-3 供水管线示意图

③注水管线

碳酸盐注水系统注水管线 7 条，水源来自 4 座高压注水站，运行压力 3~6MPa，管径 DN100-DN150，设计压力 12MPa，长度 23.65km，非金属管线。2~5 区共 32 口注水井（一管双用 7 口），25 口注水井全部依托注水站增压供水。

图 3.1-4 注水管线示意图

（3）工程组成

本项目位于塔河油田一区~五区，共有试采井等合计 495 口井，各类联合站、计转站、注水站等 21 个站场，各类管线输油、输气、注水管线 226.789km，道路 118.11km 等配套、辅助工程。现有工程组成包括主体工程、公用工程和环保工程，详见表 3.1-1，工程区划见表 3.1-2。

表 3.1-1 工程组成情况一览表

表 3.1-2 工程区划一览表

3.1.2.1 工艺流程

(1) 井区集输工艺

一区至五区采用井口一站场一联合站的三级布站集输工艺流程。单管油气密闭集输进站场计量后，密闭集输进入一号联合站处理。

(2) 一号联

塔河油田一号联合站(原名为艾桑油气田联合站)始建于 1998 年 5 月，并于当年 11 月建成投入试运行。一号联合站包括原油处理系统、原油稳定系统、轻烃处理系统和污水处理系统对原油、天然气、采出水进行处理。

一号联合站主要包括 270×10⁴t 原油处理系统(1 套 120×10⁴t 中质油处理系统和 1 套

150×10⁴t 重质油处理系统)、200×10⁴t 原油稳定系统, 80 万方轻烃处理系统(30 万方轻烃处理和 50 万方轻烃处理两套装置), 16000m³/d 污水处理系统。

①原油处理系统

目前一号联合站设计年处理原油量达到 270×10⁴t, 包括 1 套 120×10⁴t 中质油处理系统和 1 套 150×10⁴t 重质油处理系统。采用“三相分离+大罐沉降”脱水工艺, 其中一级分离器 8 台、二级分离器 4 台, 一级油出口含水 25%~40%, 水出口含油 400mg/L; 二级油出口含水 14%, 水出口含油 1500mg/L。

120×10⁴t 中质油处理系统目前主要负责塔河油田一、二、三、九号片区的中质原油的油、气、水三相分离、原油储存以及全站外输原油的混配工作。来液首先进入储罐区储存、脱水, 初步脱水后的原油混合物进入中质油处理系统分离。150×10⁴t 重质油处理系统负责处理塔河油田的稠油及一、三、四号片区分离出的天然气。三相分离器将各小站的稠油进行油、气、水三相分离, 分离后天然气进除油器或放空, 污水进入污水处理系统, 油则进入分离缓冲罐, 经升压加热后进入热化学脱水器, 分离出的水进入污水处理系统, 油则进入储罐进行沉降。

②原油稳定系统

经过脱水处理后的中质原油经进料加热炉加热后与经过脱水处理后的重质原油混合进入原油稳定塔进行负压闪蒸, 原稳塔底油经原稳塔底泵提升后进原油外输首站或进储罐储存。塔顶气经增压、冷却进塔顶三相分离器进行油气水三相分离, 分离器顶部的气体计量后去轻烃回收装置, 分离器分出的轻烃经轻烃提升泵提升后进轻烃回收装置, 分离器分出的污水去塔河联合站污水处理装置。

③轻烃装置

塔河油田一号联轻烃装置位于塔河一号联合站内, 设计天然气处理能力分别为 30×10⁴m³/d 和 50×10⁴m³/d, 目前天然气处理能力为 80×10⁴m³/d。这两套装置主要处理塔河油田 1 区、2 区、3 区、4 区、9 区、AT2 南区块、YT2 区块 T903 区块、西达里亚区块的伴生气, 处理后天然气除供燃气电站发电和生产、生活燃料用气外, 剩余天然气进入输气首站。30×10⁴m³/d 装置采用原料气增压、分子脱水、膨胀机+丙烷辅助制冷工艺。50×10⁴m³/d 轻烃回收装置采用原料气增压、分子筛脱水、膨胀机+DHX(重接

触塔)十丙烷辅助制冷工艺。

④采出水处理系统

水处理系统设计能力 16000m³/d，最大处理能力 24000m³/d。碳酸盐水质处理采用“重力除油+压力除油+混凝沉降”工艺，处理量 18000m³/d，碎屑岩水质处理采用“双滤料过滤+多介质过滤器”工艺，处理量 3000m³/d。

一号联工艺流程见下图。

图 3.1-5 一号联工艺流程图

(3) 注水站

①一号联注水站

一号联现有高压注水泵 5 台，注水量 3200m³/d，设计压力 16MPa，仅能满足周边一泵到底低压注水需求。根据开发预测，周边 5 口高压注水井，需求 3000m³/d，需建设低压输水系统满足高压注水需求。

②TK308 注水站

TK308 注水站 2004 年建成投产，2008 年进行注水泵更新改造，设计注水规模 5000m³/d，设计压力等级 16MPa，实际注水量 1463m³/d，实际注水压力 12.6MPa。该站设计注水水质含油量≤10mg/L、悬浮物固体含量<10mg/L、粒径中值≤4μm，注水水源来自一号联采出水处理系统。该站由外协单位管理运行，站内设有室外视频监控设施，无其他自控设施。

③TK312 注水站

TK312 注水站 2004 年建成投产，2010 年改造(建设精细注水系统)，设计注水规模为 4400m³/d，实际注水量 2380m³/d，分 16MPa 和 25MPa 两套压力系统。其中 16MPa

系统设计注水规模 4200m³/d，实际注水量 2380m³/d，实际注水压力 8MPa~11.6MPa，设计注水水质含油量≤10mg/L、悬浮物固体含量≤10mg/L、粒径中值≤4μm，注水水源来自一号联采出水处理系统：25MPa 系统设计注水规模 200m³/d，设计注水水质含油量≤6mg/L、悬浮物固体含量≤2mg/L、粒径中值≤1.5μm，注水水源来自一号联采出水处理系统，并经站内精细过滤系统处理后用于精细注水，目前因精细处理设施停运检修，处于停运状态。该站由外协单位管理运行，站内设有室外视频监控设施，无其他自控设施。

④TK408

TK408 注水站 2010 年建成投产，设计注水规模为 3200m³/d，实际注水量 2350m³/d，分 10MPa 和 20MPa 两套压力系统。其中 10MPa 系统设计注水规模 2600m³/d，实际注水量 1800m³/d，实际注水压力 7.5MPa，设计注水水质含油量≤10mg/L、悬浮物固体含量≤10mg/L、粒径中值<4μm，注水水源来自一号联采出水处理系统：20MPa 系统设计注水规模 600m³/d，实际注水量 550m³/d，实际注水压力 15.6MPa，设计注水水质含油量≤10mg/L、悬浮物固体含量≤10mg/L、粒径中值≤4μm，注水水源来自一号联采出水处理系统。该站由外协单位管理运行，站内设有室外视频监控设施，无其他自控设施。

(4) 与项目有关的计转站

①3-1

3-1 计转站建于 2001 年 11 月，设计输油量 3.0×10⁴t/a，转输油量 1.0×10⁴t/a，设计输液量 24.82×10⁴t/a，转输液量 17.3×10⁴t/a，设计输气量 2482×10⁴m³/a，转输气量 266×10⁴m³/a。主要对单井来液初步进行油气分离，分离出天然气输至下游金胡杨计转站进行脱硫处理，原油通过加能药、加温后输至油气处理部，进行进一步处理加工。

②4-1

4-1 号计转站位于采油一厂西侧约 11km 处，担负着所辖油气井的计量、气液分离、转输等任务，与二期工程同期建设并于 1999 年 8 月建成投产，设计规模转输液量 100×10⁴t/a，气量 10×10⁴Nm³/d，为 25 口井式计转站。主要功能：油气分离、加热、加压、计量接转；加热炉功率：3×1000kW；设计进站压力和温度：0.4-0.7Mp，18-40℃；设计出站压力和温度：0.8-1.2Mp，40-60℃；主要电力负荷：75kW×3。原油外输管线：φ 377×8×4.5km；气外输管线：φ 377×8×4.5km。4-1 号计转站主要对单井来液初步进

行油气分离，分离出天然气输至下游金胡杨计转站进行脱硫处理，原油通过加能药、加温后输至油气处理部，进行进一步处理加工。

③4-2

4-2 计转站建于 2001 年 6 月，设计输油量 $9.0 \times 10^4 \text{t/a}$ ，转输油量 $7.5 \times 10^4 \text{t/a}$ ，设计输液量 $70 \times 10^4 \text{t/a}$ ，转输液量 $29.4 \times 10^4 \text{t/a}$ ，设计输气量 $1.46 \times 10^8 \text{m}^3/\text{a}$ ，转输气量 $941 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$ 。主要对单井来液初步进行油气分离，分离出天然气输至下游金胡杨计转站进行脱硫处理，原油通过加能药、加温后输至油气处理部，进行进一步处理加工。

④4-3

4-3 计转站建于 2001 年 5 月，设计输油量 $7.0 \times 10^4 \text{t/a}$ ，转输油量 $5.6 \times 10^4 \text{t/a}$ ，设计输液量 $70 \times 10^4 \text{t/a}$ ，转输液量 $14.2 \times 10^4 \text{t/a}$ ，设计输气量 $1.46 \times 10^8 \text{m}^3/\text{a}$ ，转输气量 $438 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$ 。主要对单井来液初步进行油气分离，分离出天然气输至下游金胡杨计转站进行脱硫处理，原油通过加能药、加温后输至油气处理部，进行进一步处理加工。

⑤4-4

4-4 计转站建于 1999 年 8 月，设计输油量 $10.0 \times 10^4 \text{t/a}$ ，转输油量 $7.9 \times 10^4 \text{t/a}$ ，设计输液量 $100 \times 10^4 \text{t/a}$ ，转输液量 $27.6 \times 10^4 \text{t/a}$ ，设计输气量 $3550 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$ ，转输气量 $712 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$ 。主要对单井来液初步进行油气分离，分离出天然气输至下游金胡杨计转站进行脱硫处理，原油通过加能药、加温后输至油气处理部，进行进一步处理加工。

⑥5-1

5-1 计转站建于 2012 年 6 月，设计输油量 $3.0 \times 10^4 \text{t/a}$ ，转输油量 $1.0 \times 10^4 \text{t/a}$ ，设计输液量 $24.82 \times 10^4 \text{t/a}$ ，转输液量 $17.3 \times 10^4 \text{t/a}$ ，设计输气量 $2482 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$ ，转输气量 $266 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$ 。主要对单井来液初步进行油气分离，分离出天然气输至下游金胡杨计转站进行脱硫处理，原油通过加能药、加温后输至油气处理部，进行进一步处理加工。

⑦三号计转站（金胡杨计转站）

金胡杨计转站位于采油一厂西侧约 4.5km 处，担负着所辖油气井的计量、气液分离、转输等任务，与二期工程同期建设并于 1999 年 8 月建成投产，设计规模转输液量 $100 \times 10^4 \text{t/a}$ ，气量 $40 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$ ，为 15 口井式计转站，后期又扩建了 9 井式阀组。主要功能：油气分离、加热、加压、计量接转；设计进站压力和温度：0.4-0.7Mp，18-40°C；设计出站压力和温度：0.8-1.2Mp，40-60°C；主要电力负荷：75kW×3。原油外输管线： $\phi 219 \times 6 \times 4.5 \text{km}$ ；气外输管线： $\phi 377 \times 8 \times 4.5 \text{km}$ 。金胡杨计转站主要对单井来液初步进

行油气分离，分离出天然气与 4-1 阀组来气混合后进脱硫装置——脱硫处理，原油通过加药、加温后输至油气处理部，再进行进一步处理加工。

3.1.3 塔河油田各区“三同时”执行情况

塔河油田一区~五区已开展的主要工程环保手续履行情况如表 3.1-3 所示。

表 3.1-3 塔河油田一区~五区手续情况一览表

序号	项目名称	环评文件			验收文件		
		审批单位	批准文号	批准时间	验收单位	验收文号	验收时间
塔河油田 1 区							
1	新疆塔里木盆地艾协克南-桑塔木油气田开发建设工程	原国家环境保护总局	环函(1999)242号	1999年7月	原国家环境保护总局	环验(2007)211号	2007年10月
2	塔河油田一区 S41-1 井区开发建设工程	原自治区环境保护局	新环监函(2007)218号	2007年6月	原自治区环境保护局	新环监验(2008)54号	2008年12月
3	塔河油田 1 区三叠系下油组油藏调整项目	原自治区环境保护局	新环评价函(2011)902号	2011年9月	原自治区环境保护局	新环评价函(2012)908	2012年9月
4	塔河油田 1 区 2017 年产能建设工程	原新疆维吾尔自治区环境保护厅	新环函(2017)1975号	2017年12月	自主验收	--	2020年1月
塔河油田 2 区							
1	塔河油田 2 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(2003)477号	2003年12月	自主验收	--	2020年1月
2	塔河油田 2 区三叠系油藏加密调整项目	原自治区环境保护局	新环评价函(2011)903号	2011年9月	原自治区环境保护局	新环函(2015)910号	2015年8月
3	塔河油田二区东三叠系断块油藏产能建设工程	原自治区环境保护局	新环评价函(2011)463号	2011年5月	原自治区环境保护局	新环评价函(2012)907号	2012年9月
塔河油田 3 区							
1	新疆塔里木盆地塔河油田 3 区奥陶系油藏滚动开发工程	原自治区环境保护局	新环监函(2000)125号	2000年6月	原自治区环境保护局	环白验(2006)03号	2006年4月
2	塔河油田 3 区石炭系油藏滚动开发产能建设工程	原自治区环境保护局	新环监函(2007)430号	2007年10月	原自治区环境保护局	新环监验(2008)57号	2008年12月
3	塔河油田 3 区东奥陶系油气藏产能建设工程	原新疆维吾尔自治区环境保护厅	新环评价函(2013)1285号	2013年12月	原新疆维吾尔自治区环境保护厅	新环函(2016)1977号	2016年12月
4	塔河油田 3 区产能建设工程	原新疆维吾尔自治区	新环函(2016)	2016年12月	自主验收	--	2019年

		区环境保护厅	1969号批复				
塔河油田4区							
1	新疆塔里木盆地塔河四号油田奥陶系油藏滚动开发工程	原自治区环境保护局	新环监字(2000)126号	2000年6月	原自治区环境保护局	环自验(2006)4号	2006年4月
塔河油田5区							
1	塔河油田5区奥陶系油藏开发工程	巴州环保局	巴环控函(2007)18号	2007年2月	暂未验收	--	--
2	塔河油田5区奥陶系油藏低品位储量第二期产能建设项目	原新疆维吾尔自治区环境保护厅	新环评价函(2012)1150号	2012年11月	原新疆维吾尔自治区环境保护厅	新环函(2017)55号	2017年1月
3	塔河油田5区奥陶系油藏低品位储量第三期产能建设项目	原新疆维吾尔自治区环境保护厅	新环评价函(2013)1284号	2013年12月	原新疆维吾尔自治区环境保护厅	新环函(2016)1976号	2016年12月
4	塔河油田5区奥陶系油藏低品位储量第四期产能建设项目	原新疆维吾尔自治区环境保护厅	新环评价函(2015)195号	2015年12月	暂未验收	--	--

3.2 现有工程环境影响回顾

结合塔河油田历年各工程竣工环境保护验收调查报告、《中国石油化工股份有限公司西北油田分公司塔河油田一区至五区环境影响后评价报告书》环境影响后评价调查结论以及环评组现场调查情况，现有工程环境影响回顾分析如下：

(1) 环境空气影响回顾

采油一厂一区至五区开发过程中的大气污染物主要是真空加热炉、导热油炉、热水锅炉、火炬等产生的有组织废气，以及井场、地面工程等无组织排放废气。根据现场调查，采油一厂一区至五区内现有的各井场采出原油集输基本全部实现了密闭集输工艺，选用先进的生产工艺及设备，在正常生产情况下尽可能地减少非甲烷总烃逸散排放。运营期站场、井场加热炉燃用处理后的返输天然气，从运行现状情况看，天然气气质稳定，各设备运行正常，排放废气中各项污染物浓度较低，根据采油一厂例行监测结果显示，站场锅炉废气排放满足《锅炉大气污染物排放标准》(GB13271-2014)表2新建锅炉大气污染物排放浓度限值要求。各场站无组织排放的硫化氢、臭气浓度满足《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：无组织排放的非甲烷总烃满足《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996)表2无组织排放监控浓度限值。

表 3.2-1 塔河油田井场、站场废气污染物达标情况一览表

(2) 声环境影响回顾分析

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

塔河油田内油气开发活动产生的噪声主要来自井场、站场的各类机泵。类比塔河油田同类型井场及站场污染源监测数据，塔河油田井场、站场等厂界噪声均满足《工业企业厂界噪声排放标准》(GB12348-2008)中 2 类标准值。因此区块开发对周围环境的影响可接受，在采取有效声污染防治措施后未导致所在区域声环境质量超出相应功能区要求。

表 3.2-2 塔河油田井场、站场噪声达标情况一览表

(3) 水环境影响回顾分析

施工期钻井全部采用钻井废弃物不落地技术，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。

运营期塔河油田现状采出水经各区联合站采出水处理系统处理后回注地层。根据调查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；塔河油田生活基地的生活污水经一体化污水处理设备处理，处理工艺采用预处理+RAAO+消毒+过滤工艺，根据监测数据，pH、COD、BOD₅、NH₃-N、SS、动植物油、石油类、总氮、粪大肠菌群、总磷等指标均能满足《城镇污水处理厂污染物排放标准》(GB18918-2002)“一级 B”标准，夏季用于厂

区基地及周边荒漠绿化，冬季储存，冬储夏灌。在实施油气开发的过程中基本落实了环评及验收中提出的水污染防治措施，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。

表 3.2-3 废水水质监测结果统计表

(4) 固体废弃物影响回顾分析

塔河油田各区域不同阶段固体废物主要为废钻井泥浆及岩屑、污泥、含油废物、废烧碱包装袋、生活垃圾等，目前塔河油田钻井均未涉及油基泥浆，以水基和磺化泥浆为主。钻井过程中，各钻井队制定了完善的管理制度，按照规范要求建设标准化的井场，施工过程中，要求带膜带罐作业，泥浆不落地，各钻井队钻井期间泥浆进入不落地系统后直接在井场进行无害化处理，处理后的岩屑经检测均可达到《油气田含油污泥及钻井固体废物处理处置技术规范》(DB65/T3999-2017)、《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》(DB65/T3997-2017)中综合利用标准限值要求，同时含油率满足《土壤环境质量建设用土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)中第二类用地土壤污染风险筛选值要求(含油率<0.45%)。同时，西北油田分公司要求各钻井队在井场设置有撬装化危废暂存间，钻井过程中及结束后产生的废防渗膜、落地油、废烧碱包装袋暂存危废暂存间，定期委托有资质单位接收处置。各钻井队严格按照《危险废物环境管理指南陆上石油天然气开采》(生态环境部公告 2021 年第 74 号)中相关管理要求，落实了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。填写了危险废物的收集记录、转运记录表，并将记录表作为危险废物管理的重要档案妥善保存。落实了环境保护标准制度，并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。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)、《危险废物转移管理办法》(部令第 23 号)等有关规定。

生活污水撬装化处理装置产生的污泥经脱水后，和生活垃圾一起送至集中收集后由库车城乡建设投资(集团)有限公司负责拉运处理。目前塔河油田各区内的历史遗留废弃物已全部清理干净，并进行了验收，各井场已无历史遗留废弃物残留。

运营期中产生的固废主要包括一般工业固体废物、危险废物和生活垃圾。其中一般工业固体废物主要包括工业垃圾、建筑垃圾；危险废物主要包括清罐、清管的含油污泥、隔油池清淤产生的工业油泥、废油桶、废机油等；生活垃圾主要包括各生活点产生的生活垃圾。工业垃圾、建筑垃圾以及生活垃圾由车辆拉运至一号固废、液废处理站，分类在一般固体废物填埋场、生活垃圾池内进行储存、填埋处理；含油污泥等危险废物，运至塔河油田绿色环保站处理，或区域内其他第三方有资质的单位进行处理。塔河油田公司有专业的维修和检修队伍，维修检修期间即把废矿物油回收拉运至第三方（轮台塔中石油化工有限公司）处理。

（5）土壤环境影响回顾

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

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

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

①“地面漫流”途径阻断措施

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

②“垂直入渗”途径阻断措施

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

2) 对管线刺漏造成的土壤污染进行了及时清运，减少扩散范围，降低土壤污染风险。

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

根据《中国石化西北油田分公司土壤和地下水环境初步调查报告》(2020年)调查结果：表层土壤样品中各检测因子均满足《土壤环境质量建设用土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)第二类用地筛选值。各地块表层土壤样品中重金属、挥发性及半挥发性有机物检测数值波动较小，均满足《土壤环境质量建设用土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)第二类用地筛选值。

(6) 生态环境影响评价回顾

①植被影响回顾分析

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

油气田进入正式生产运营期后，不会再对区域内的自然植被产生新的和破坏的影响，除了永久性建筑设施、面积较小的井场以及道路的路基和路面占地外，其他临时性占地

区域将被自然植物逐步覆盖，随着时间的推移，被破坏的植被将逐渐恢复到原有自然景观。

①永久占地植被影响回顾

永久占地是指井场、站场和道路占地。根据现场调查情况，塔河油田各区的道路地面均进行了硬化处理，井场永久性占地范围内进行砾石铺垫处理，站场(计转站等)有护栏围护。油田内部永久占地范围的植被完全清除，主要为怪柳及棉花等，西北油田分公司已按照有关规定办理建设用地审批手续，占用耕地按《中华人民共和国土地管理法》相关规定实行占用耕地补偿制度。

②临时占地植被影响回顾

临时占地主要是修建道路、敷设管线、井场施工时占用的土地。塔河油田各区位于塔里木河冲积平原，极端的干旱和强烈蒸发，项目区植被恢复缓慢，种子萌发和幼苗生长主要依赖洪水，因此植被的恢复需要时间长。由于各油区所处地理位置不同、植被覆盖及分布不同，使得油田开发对地面植被的影响不尽相同。

1) 井场临时占地的恢复情况

本次评价就井场占地类型、井场平整情况和井场附近植被状况进行了调查。

井场施工期临时占地均为油田开发规划用地，区域土壤类型有风沙土、草甸土、盐土、结壳盐土、林灌草甸土等，所占土地完钻后进行了迹地清理和平整。

2) 道路和管线

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

施工结束后管沟回填，除管廊上方覆土高于地表外，管线两侧施工迹地基本恢复平整，临时占地区域内的原始植被已基本恢复。

项目区勘探开发时间长，依托设施完善，至各单井为独立的探临路，砂石路面，路面宽约 4.5m。所有的施工车辆都是在已建道路上行驶，没有车辆乱碾乱轧的情况发生，没有随意开设便道，尽量减少和避免了对项目区域地表的扰动和破坏。在胡杨分布的地段，为了更好地保护胡杨，采取修建成弯道进行绕避或控制道路的宽度和临时占地面积的方法，施工结束后平整恢复迹地，路面表层铺垫有砾石层，道路两侧植被正在恢复。

根据现状调查，项目已建成的井场等永久占地范围内已做砂砾石覆盖处理，植被已

完全清除；临时占地范围内已做平整压实处理，现场部分区域地表植被有所自然恢复；泥浆池已经固化填埋，覆土平整。临时占地所造成的生物量损失在施工完毕后主要通过自然方式逐渐恢复。

②野生动物影响回顾分析

①破坏栖息环境

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

②人类活动对野生动物生存的干扰

在油田钻前建设和油建等工程实施过程中，人为活动不断侵入野生动物活动领域，迫使一些对人为影响敏感的种类逃往邻近未影响区域。随着地面工程影响结束和油田进入生产期，人为影响程度趋于平稳，除未逃离的种类可继续生存外，部分对栖息地分割和人类活动影响相对不太敏感(两栖类、爬行类、小型鸟类)的种类，又可重新返回油田区影响较弱的地带生存。同时会增加一些适应人类影响的种类。

根据现场调查，在油田开发区域，因石油开发建设活动早已开展，人类活动频繁，使得对人类活动敏感的野生动物早已离去，已难见大中型野生动物，偶尔可见到小型啮齿动物的踪迹。

(7) 环境风险回顾

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

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

塔河油田属于中国石油化工股份有限公司西北油田分公司采油一厂管辖，采油一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。

(8) 环境管理现状

①现有工程排污许可证执行情况

中国石油化工股份有限公司西北油田分公司采油一厂已取得排污许可证以及排污登记回执获得情况详见表 3.2-4。

表 3.2-4 采油一厂排污登记一览表

单位名称	登记回执编号	排污许可证有效期
中国石油化工股份有限公司西北油田分公司采油一厂	91650000742248144Q	2023.10.03 至 2028.10.02

②环境应急预案及应急演练情况

现有工程由中国石油化工股份有限公司西北油田分公司采油一厂统一管理，中国石油化工股份有限公司西北油田分公司采油一厂已编制《西北油田分公司中国石油化工股份有限公司西北油田分公司采油一厂突发环境事件专项应急预案》，并于 2023 年 8 月 15 日在阿克苏地区生态环境局库车市分局备案，备案编号：652923-2023-126-L；采油一厂于 2022 年 12 月取得巴音郭楞蒙古自治州生态环境局出具的《中国石油化工股份有限公司西北油田分公司采油一厂突发环境事件应急预案》的备案证明，备案编号为 652800-2022-17-M。同时采油一厂制定有“突发环境事件应急演练计划”。

③自行监测情况

中国石油化工股份有限公司西北油田分公司制定了《西北油田分公司中国石油化工股份有限公司西北油田分公司 2024 年自行监测方案》，履行排污单位自行监测的职责，自行监测手段为手动监测。目前，中国石油化工股份有限公司西北油田分公司已完成 2024 年度废气、生产废水、地下水等自行监测工作。

④档案管理

环境保护档案管理不规范，早期勘探开发阶段环保资料缺失，导致部分项目环保手续资料不全，影响项目的依法合规性。随着国家、自治区和集团公司环境管理要求的提高，采油一厂围绕 HSE 制度体系，逐步健全了环境保护法律法规汇编、建设项目环境管理、污染防治设施运行管理、固体废弃物处置利用管理、环境安全隐患治理与风险管控、环境管理依法合规情况检查与整改等环境管理档案。

根据《环境保护档案管理规范环境监察》《排污单位环境管理台账及排污许可证执行报告技术规范总则》，采油一厂应进一步建立完善环境管理文件和档案管理制度，明确责任部门、人员、流程、形式、权限及各类环境管理档案及保存要求等，确保企业环境管理规章制度和操作规程编制、使用、评审、修订符合有关要求。

⑤环境管理

采油一厂为中国石化西北油田分公司下属二级单位，采油一厂设QHSE管理科，负责落实集团及分公司环境保护管理要求及规定，同时制定了细化的采油一厂环境管理制度。

严格履行“三同时”管理制度，按规范申领并执行排污许可证，及时、足额缴纳环境保护税。通过开展清洁生产、后评价、隐患排查等工作，以合规性管理为核心，完善了环保手续，完善了环境管理制度，显著提升了环境管理水平。目前集团公司制定与环保相关规章制度111个，分公司制定与环保相关规章制度及实施细则114个，其中2015年来，新增及更新环保管理制度占比90%以上，采油一厂在执行集团、分公司环境管理要求的同时，结合实际运行情况，进一步补充制定了相关的环境管理规定及污染治理作业指导书，主要包括：《采油一厂环境保护管理实施细则》《采油一厂油田地面建设项目环境保护补充管理规定（2012年）》《西北油田分公司环境污染与破坏事故管理规定》《采油一厂井下作业环境保护管理补充规定》《采油一厂环境保护管理实施细则》《采油一厂井下作业环境保护管理规定》《采油一厂老油井环境保护管理实施细则》《采油一厂清洁生产审核管理规定》《采油一厂污染治理作业业务指导书（2019年）》《采油一厂生活污水监督管理办法（试行）》等，从现场调查来看，采油一厂基本落实了集团、分公司环境管理要求；同时，采油一厂能够积极配合地方生态环境主管部门监督检查，对发现的问题，积极落实整改措施。

（9）现有工程污染物排放量

现有工程污染物产生排放情况见表3.2-5。

表 3.2-5 现有工程产生排放情况一览表

（10）退役设施环境影响回顾

退役井部分已按照西北油田分公司有关封井要求进行封井，封井时采取了如下保护措施：

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

②对圆井或方井坑进行回填，设置地面封井标识；

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

④清理临时占地范围内的废弃物、戈壁石、井场垫土层；

⑤临时土地平整。对井场临时进行平整，达到起伏平缓，无陡坡，无深坑的效果。

3.3 存在环境问题及“以新带老”整改措施

目前，塔河油田各区已开展后评价工作并完成备案，针对后评价期间梳理的未进行验收的单井，已完成了验收工作。根据后评价报告、验收报告及现场调查情况，具体存在的问题如下。

①重点场站、储罐、装卸区密封点的 VOCs 的控制和管理措施不够完善；

②部分井场遗留有水泥块和随钻泥饼；

③信息公开不够规范。

④土壤自行监测频次低。

整改方案：

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

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

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

③健全环境信息公开制度。按照《企业环境信息依法披露管理办法》(生态环境部部令第24号)及《国家重点监控企业自行监测及信息公开办法(试行)》(环发〔2013〕81号)、《关于发布<建设项目竣工环境保护验收暂行办法>的公告》(国环规环评〔2017〕4号)等进行企业相关信息披露;

④根据《工矿用地土壤环境管理办法(试行)》(生态环境部部令第3号)、《重点排污单位土壤污染隐患排查指南(试行)》(生态环境部2021年1号文)要求,加强土壤自行监测工作,并进行信息公开。

3.4 拟建工程基本情况

3.4.1 建设项目概况

(1) 项目名称

采油一厂采出水处理系统优化及碳酸盐注水管网完善工程。

(2) 建设单位

中国石油化工股份有限公司西北油田分公司

(3) 项目性质

改扩建。

(4) 建设地点

项目位于阿克苏地区库车市和巴音郭楞蒙古自治州轮台县境内,项目地理位置图见附图3、附图4。

(5) 建设内容

本次拟在一号联扩建三相分离器2座,将1座万方罐改为应急水罐。将TK308方向输水干线、西区输水干线在TK308、408注水站处连通,新建阀池2座。在TK308、一号联注水站各新增离心泵3台,共6台;将TK312降级为阀组站,TK408仅作为高压注水站降量运行,盘活11台高压注水泵替代长期注水井外包注水。新建至计转站输水管线6条,共7km;建设TK308至TK312高压管线1条,长度2km,建设TK312至TK308低压管线1条,长度2km;站场新建分水阀组并进行一管双用改造;3-1、4-3各新增离心泵2台,共4台;4-1更换离心泵1台。新建无效注水井临时管线6条,共18.96km。配套电气、仪控、结构等系统工程。

(6) 生产计划和劳动定员

年运行时间 8760h，建成后由中国石油化工股份有限公司西北油田分公司采油一厂负责运行管理，依托原有工作人员，不新增劳动定员。

(7) 工程投资

工程总投资 4057.49 万元，环保投资约 180 万元，占总投资的 4.44%。

(8) 建设周期、施工方式及时序

① 施工组织

整体建设周期约 120 天，施工人员约 20 人，施工期不设生活营地，施工人员食宿依托采油一厂生活基地。

② 施工方式

管线均采用埋地敷设。管道穿越公路采用顶管穿越方式，顶管时设套管保护；管道穿越碎石路、土路采用大开挖穿越方式，并设套管保护。管道通过冲沟时，对于深而窄的冲沟，采用跨越通过；对于冲沟浅而宽，沉积物较稳定的地段，采用穿越通过，穿越时，均做水工保护，根据不同情况分别设置护岸、护底、截水墙、截水沟等工程设施。

③ 施工时序

管线分段施工。施工组织方式主要为平行施工和流水施工相结合的组织方式。

④ 施工布局

地面工程平面布置包括站场改造及管线改造等。

施工现场布置主要为站场及管网的布置，各类管线严格控制施工作业宽度，施工现场施工材料放置在管沟一侧，另一侧堆放管沟开挖产生的土方；站场改造按照相应的平面布置图布置。

3.4.2 勘探开发概况

采油一厂一区至五区后评价范围位于新疆维吾尔自治区巴音郭楞蒙古自治州轮台县和阿克苏地区库车市境内，塔里木河北岸，塔河一区、塔河二区、塔河二区、塔河四区、塔河五区及周围试采区块。整体开发历程大致分为五个区域：

(1) 塔河油田一区

塔河油田 1 区位于轮台县，位置处于塔里木盆地沙雅隆起阿克库勒凸起南部的桑

塔木构造带上，圈闭类型为一个局部发育的低幅断背斜。塔河油田 1 区主要含油层位为三叠系下油组，油层埋深 4600m 左右，油藏类型为底水、低幅断背斜、中-高孔、中-高渗砂岩油藏。油藏于 1993 年 6 月开始试油试采，到 2019 年底，根据油藏的含水特征可大致分为：试采阶段(1993 年 6 月~1998 年 3 月)、中低含水阶段(1998 年 4 月~2007 年 5 月)、中高含水阶段(2007 年 6 月~2008 年 7 月)。一区目前共有 69 口井，其中生产井 66 口，注水井 3 口。一区范围内有 1 号计转站和 TK1115-2 号阀组站两座站场，2019 年底一区块年产油 10.22 万吨，年产气 4149 万 m³，年产液 97.31 万 m³。

(2) 塔河油田二区

塔河油田 2 区位于轮台县，包括 2 区三叠系、塔河 2 区奥陶系、塔河二区东三叠系、S72 区块；塔河 2 区三叠系油藏位于塔河油田的中南部，北起 TK240H，南至 TK238H，西起 TK246H 井西 0.2km，东至 AN2 井以东 0.8km 范围，研究区含油面积 3.9km²。塔河油田 2 区主要含油层为三叠系上油组和中油组，油藏类型为底水、低幅断块、断背斜、中孔、中-高渗砂岩油藏。该区块于 1997 年开始试油试采；塔河油田二区东(S72)井区勘探开发始于 2000 年，初期以奥陶系为目的层，2000 年-2007 年先后完钻 15 口井，其中 S72、T204、T206、T208 四口井在三叠系钻遇油气层。S72 井在三叠系上油组砂泥互层段中钻遇差油气层 4m/1 层，上油组主砂体顶部含油水层 3m/1 层，中油组顶部油水同层 5.5m/1 层；T204 井在上油组主砂钻遇油气层 11m/1 层(2001 年试油三叠系上油组，初期日产油 10.5t)；T206 井三叠系中油组钻遇油气层 7m/1 层，测试出日产油 42.4t 的工业油气流；T208 井阿二段钻遇油气层 6m/1 层，试油初期日产油 34t。后来由于产能较低或含水上升较快，相继停产或转产。

塔河油田 2 区奥陶系在 2000 年部署了 2 口探井：S77、S79 井，同年获得高产油气流，从而发现了塔河油田 2 区奥陶系油藏。为了扩大油气勘探成果，2001 年至 2002 年，在该地区先后部署了 T414、T436、T313、T314、T443、T453、T452、T207 等 8 口评价井和 TK445、TK315、TK320 等 3 口开发井，除 T414、T436 井见油气但未达到工业油气流标准外，其余井均获工业油气流。塔河油田 2 区奥陶系油藏对应的储量区块为塔河油田 S77~S79 井区。

目前塔河油田 2 区已探明地质储量 325×10⁴t，可采储量为 137×10⁴t，截至 2009 年 12 月底，整个塔河油田 2 区共有油井 140 口，区块 2019 年年产油 23.92 万吨，年产气 6949 万 m³，年产液 127.53 万 m³。二区现有 2 号计转站、2-1 计转站、2-2 计转站、2-3

计转站、S72 计转站。

(3) 塔河油田三区

塔河油田三区位于轮台县，包括：3 区奥陶系、3 区东奥陶系及 3 区石炭系。塔河油田 3 区油气藏的勘探开发工作先后经历了勘探开发和滚动开发阶段。

勘探开发阶段(1998 年~2001 年)：塔河油田 3 区油气藏的勘探工作始于 1994 年，开始勘探工作采集的桑塔木三维地震资料。1998~1999 年开始针对塔河南部盐边奥陶系油气藏进行滚动勘探，共部署勘探井 3 口。2000~2001 年，为进一步落实该区域含油气特征、扩大油气勘探成果，分别在工区西北部、南部斜坡区部署勘探井 8 口。

滚动开发阶段(2002 年~今)：2002—2010 年，在斜坡区西部深大断裂带和中部次级断裂带部署了开发评价井 16 口。2012 年后，在上述新高精度三维解释成果的基础上，结合前期地质认识，在工区西北部局部构造高地断裂上部署、南部次级断裂发育区部署 S72-2 井、S60-1 井、AT36X 井等开发评价井 10 口。截至 2019 年底塔河 3 区共有 83 口井。区块 2019 年年产油 4.29 万吨，年产气 1376.4 万 m³，年产液 22.99 万 m³。三区现有 3 号计转站、3-1 计量站和塔河一号联合站。

(4) 塔河油田四区

塔河油田四区位于库车市，在阿克库勒、达里亚和塔河等油气田被发现的基础上，1997 年 10 月钻探的 S48 井的奥陶系井试获高产工业油流，从而正式发现塔河 4 号油田。目前塔河 4 号构造奥陶系探明含油面积 14km²，储量原油 2942×10⁴t，溶解气 20.3×10⁸m³。塔河 4 号油田滚动勘探开发阶段分为：1997 年，油藏发现阶段；1998 年，油藏早期评价与试采阶段；1999-2000 年，油藏滚动勘探开发阶段；2001-2005 年，油藏全面开发阶段；2005-至今，油藏开发调整阶段。截至 2019 年底塔河油田四区共有 105 口井，产油 15.97 万吨，年产气 1792.5 万 m³，年产液 63.02 万 m³。四区现有 4-1 计转站、4-2 计转站、4-3 计转站、4-4 计转站。

(5) 塔河油田五区

塔河油田 5 区位于轮台县，塔河油田 5 区奥陶系油藏从 1998 年 6 月 S61 井、S62 相继钻井以来，到目前已历时 22 年。5 区从 1998~至今主要经历了前期勘探、油藏评价、产能建设三个阶段。塔河油田 5 区奥陶系油藏上报探明含油面积 57km²，石油地质储量 3091×10⁴t，标定动用地质储量 329×10⁴t。截至 2019 年底，五区共有 61 口井，产油 3.6 万吨，年产气 1319.4 万 m³，年产液 15.72 万 m³。五区现有 5-1 号计转站、5-2

计量阀组站、5-3 计量阀组站。

3.4.3 油气资源概况

(1) 区带或层系

全区主要发育三条北东向断裂带，西部以“Y”字型逆冲断裂为主，东部以单支断裂为主。

全区主干深大断裂、伴生次级断裂共解释了 14 组，为区块主要断裂，主要发育三条断裂带，形成了全区的断裂体系。其中主干深大断裂 6 组，伴生 8 组主要次级断裂，都为区域挤压应力形成的逆断层，且以逆冲断层为主。

第一条断裂带位于主体区西部，发育由 F1-F3 三组断裂构成的逆冲断裂，为区域性挤压地质应力作用在刚性基底上形成的一组逆冲断裂，以“Y”自型为主，形成局部背形低幅构造。第二条断裂带位于主体区中部，主要由 F6、F7 两组北北东向深大主干平行断裂构成，主要为区域性挤压地质应力作用下形成的扇状褶皱构造样式，两条主干深大断裂共同作用形成了断隆构造。第三条断裂带为主体区东部，主要由 F11 北北东向主干深大断裂构成，主要为区域挤压地质应力形成的单支状深大主干断裂，主干断裂深入基底，伴生多条北北西向次级断裂。

(2) 储层特征

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

(3) 油气藏流体性质

①塔河 1 区油气物性

塔河油田 1 区下油组地面原油相对密度平均 0.901g/cm^3 ，运动粘度平均 $70.27\text{mm}^2/\text{s}$ ，胶质 9.2%，动力黏度平均 $63.31\text{mpa}\cdot\text{s}$ ，沥青质 7.2%，析蜡点 22°C 。按

照原油物性分类标准，1区原油为属高蜡、胶质、较高粘度中质原油。

塔河油田1区天然气相对密度0.659，在0.624~0.7之间，甲烷含量介于72.08%~89.02%，平均85.52%。N₂含量分布在0.7%~21.17%之间，平均4.44%，CO₂含量分布在0.02%~1.76%之间，平均0.42%。重烃(C₂)含量平均9.57%。干燥系数平均11.85。本项目11口井均位于低含硫区，平均含硫量40.8mg/m³。

②塔河2区油气物性

2区上油组地面原油相对密度平均0.8412g/cm³，运动粘度平均43.197mm²/s，胶质9.2%，沥青质7.2%，析蜡点22℃。2区中油组地面原油相对密度平均0.8168g/cm³，运动粘度平均5.875mm²/s，胶质8.5%，沥青质8.7%，析蜡点27℃。按照原油物性分类标准，2区三叠系上油组、中油组原油为高蜡、胶质、较高粘度中质原油。

塔河油田2区三叠系上油组天然气相对密度0.7625，甲烷含量平均71.6%，N₂含量平均4.42%，CO₂含量平均0.965%；中油组天然气相对密度0.8194，甲烷含量平均74.08%，N₂含量平均28.641%，CO₂含量平均2.131%。根据天然气类型判别标准，上油组、中油组天然气属于溶解气。

③塔河3区油气物性

3区东-S72井区奥陶系油气藏地面原油密度介于0.7088~1.0414g/cm³，平均0.8515g/cm³，以轻质和中质原油为主。原油密度在平面上变化比较明显，整体呈现东低西高的分布特征，由东向西发育有凝析气藏—轻质油油藏—中质油油藏—重质油油藏—超重质油藏。凝固点介于-2.5~23℃，平均11.0℃，属于常规原油；含硫量介于0.1%~1.15%，平均0.34%，属于低含硫原油；含蜡量介于2.75%~33.39%，平均含蜡量15.2%，属于高含蜡原油。塔河油田3区石炭系油层的地面原油密度在0.8179g/cm³~0.8392g/cm³之间，平均地面原油密度为0.8266g/cm³，原油粘度在3.40~9.78mm/s之间，平均原油黏度6.77mm/s。含硫量在0.28%~0.47%之间，平均含硫量0.35%。含蜡量在5.32%~12.99%之间，平均含蜡量11.22%。属于低含硫、含蜡、中黏度的常规轻质原油。

④塔河4区油气物性

塔河油田4区油层的平均地面原油密度为0.837g/cm³，原油黏度3.38~7.79mm/s之间，平均含硫量0.23%~0.75%，平均含蜡量2.25%~11.41%。属于低含硫、含蜡、中黏度的常规轻质原油。天然气组分中甲烷平均65.94%，重烃平均含量16.38%，甲

烷系数(C_1/C_{2+})平均 5.84, 干燥系数 $C_1/(C_2+C_3)$ 平均 6.75, 天然气相对密度平均 0.76, 属伴生气。地层水水型为 $CaCl_2$ 型, 总矿化度 $14-29 \times 10^4 mg$ /左右, 平均 $21 \times 10^4 mg$ /平均密度 $1.14 g/cm^3$, 属高矿化度卤水。

⑤塔河 5 区油气物性

塔河油田 5 区奥陶系油藏地面原油密度介于 $0.8208 \sim 0.8929 g/cm^3$, 平均 $0.8559 g/cm^3$, 属于轻-中质原油。在 $30^\circ C$ 条件下, 原油运动粘度介于 $4.37 \sim 37.76 mm^2/s$, 平均为 $15.65 mm^2/s$, 属于低黏度原油, 流动性能较好; 凝固点介于 $-34 \sim -4.0^\circ C$, 平均在 $-9.3^\circ C$, 属于常规原油; 含硫量介于 $0.36\% \sim 1.73\%$, 平均为 0.94% ; 含蜡量介于 $4.44\% \sim 26.28\%$, 平均含蜡量为 12.02% , 属于高含蜡原油; 含盐量介于 $5 \sim 18209.97 mg/l$, 平均 $2497 mg/l$ 。塔河油田 5 区原油属于低粘度、高含蜡、轻-中质常规原油。该油藏属于常规原油的未饱和底水油藏, 流体的油品性质较好, 不需要掺稀可直接生产。

塔河油田 5 区奥陶系油藏天然气相对密度 0.688, 在 $0.642 \sim 0.754$ 之间, 甲烷含量介于 $74.51\% \sim 88.29\%$, 平均 83.26% 。 N_2 含量分布在 $1.49\% \sim 8.61\%$ 之间, 平均 3.52% , CO_2 含量分布在 $0.71\% \sim 2.95\%$ 之间, 平均 1.59% 。塔河油田 5 区 H_2S 含量介于 $4.14 \sim 48.12 mg/cm^3$, 平均为 $23.5 mg/cm^3$, 油井中 H_2S 含量低。

(4) 油气资源类型及开发进程

截至 2023 年 10 月, 塔河油田共有采油井 1678 口, 开井 1297 口, 开井率 77.29% , 日产液能力 $46929 t$, 日产油能力 $17213 t$, 日产液水平 $7709 t$, 日产油水平 $2627 t$, 综合含水 60.8% , 年自然递减率 12.38% , 折年综合递减 0.72% , 累产油 10834.7595 万吨, 累产水 6661.2 万吨, 累产气 1256440 万方, 采油速度 0.55% , 采出程度 10.24% , 单元注水井 145 口, 累计注水 6373.26 万方。

3.4.4 主要技术经济指标

拟建工程主要技术经济指标见表 3.4-1。

表 3.4-1 拟建工程主要技术经济指标一览表

序号	项目	单位	数量
1	改造站场	座	5
2	输水干线	km	0.4
	注水管线	km	11

3		无效注水井临时管线	km	18.96
4	能耗指标	年电耗量	10 ⁴ kWh/a	138.11
5	综合指标	总投资	万元	4057.49
6		环保投资	万元	180
7		永久占地面积	hm ²	0
8		临时占地面积	hm ²	24.288
9		劳动定员	人	无人值守
10		工作制度	h	8760

3.5 建设内容

建设内容包括主体工程、公辅工程、环保工程和依托工程四个部分。主体工程包括站场改造工程和管线工程。

工程组成详见表 3.5-1。

表 3.5-1 工程组成一览表

工程类别	名称	工 程 量	备 注
主体工程	站场改造		在一号联扩建三相分离器 2 座，将 1 座万方罐改为应急水罐。在 TK308、一号联注水站各新增离心泵 3 台，共 6 台；将 TK312 降级为阀组站，TK408 仅作为高压注水站降量运行，盘活 11 台高压注水泵替代长期注水井外包注水。3-1、4-3 各新增离心泵 2 台，共 4 台；4-1 更换离心泵 1 台。
	管线改造		将 TK308 方向输水干线、西区输水干线在 TK308、408 注水站处连通，新建阀池 2 座。新建至计转站输水管线 6 条，共 7km；建设 TK308 至 TK312 高压管线 1 条，长度 2km，建设 TK312 至 TK308 低压管线 1 条，长度 2km；新建无效注水井临时管线 6 条，共 18.96km。
公用工程	供配电		施工期用电接就近电网；运营期一号联现场检测仪表所需 24VDC 电源由站内已建 DCS 控制系统提供，电动阀门所需 380VAC 50Hz 供电由电气专业提供。新建箱变电源由临近油田电网 10kV 架空线路处，采用 10kV 高压电缆直埋引至箱变 10kV 环网柜内。TK308 注水站新建离心泵供电电源由 1#配电室新建配电屏引接。5-1 计转站在新建的五井式分水阀组附近设置防爆配电箱 1 台，电源由配电室就近引接，各电动阀供电方式采用放射式，新建设备供电电缆均采用直埋的方式由对应出线回路引接。5-2 计转站在新建的五井式分水阀组附近设置防爆配电箱 1 台，电源由配电室就近引接，各电动阀供电方式采用放射式，新建设备供电电缆均采用直埋的方式由对应出线回路引接。TK508 阀组调节阀供电电缆由井场配电箱备用回路引接。在 5-3 计转站新建的五井式分水阀组附近设置防爆配电箱 1 台，电源由配电室就近引接。
	给排水		施工期给水主要为管道试压用水、混凝土养护用水，用水由罐车从附近村庄拉运至用水场地。 施工期排水主要为混凝土养护废水、管道试压废水，管道试压废水污染物主要为悬浮物，用于项目区的洒水抑尘，混凝土养护废水自然蒸发。施工人员生活污水依托采油一厂生活基地污水处理站处理。运营期无废水产生。
	仪表自动化		新建所有过程检测仪表信号均接入站内已建 DCS 控制系统，并通过已建通信链路上传至管理区及厂级调控中心，需对站内已建 DCS 控制系统、管理区及厂级调控中心控制系统进行扩容及组态调试。TK308 注水站整体更换一套 PLC 控制系统，将原有现场仪表、机泵信号及本次新增测控信号接入新建 PLC 控制系统
	道路		利用区块现有道路不新增

	消防	运营期依托已有消防设施。
依托工程	废机油	依托相应危险废物处置资质的单位进行处置
环保工程	废气	施工期：施工扬尘采取洒水抑尘措施，运输车辆定期检修，使用合格油品； 运营期：采取密闭输送
	废水	管道试压废水用于项目区的洒水抑尘，混凝土养护废水自然蒸发。施工人员生活污水依托采油一厂生活基地污水处理站处理。运营期无废水产生。
	噪声	设备选型上采用低噪声的设备
	固废	施工期：施工土方全部用于管沟回填；施工废料应首先考虑回收利用，不可回收利用部分委托周边工业固废填埋场合规处置。 运营期：废机油、含油污泥属于危险废物，由有危废处置资质单位接收处置。
	生态	施工期：严格控制施工作业带宽度；分层开挖，分层回填；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；洒水降尘。 运营期：管线上方设置标志，定时巡查管线。 退役期：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，确保管线内无残留回注水，管线两端使用盲板封堵。
	风险防范	管线敷设前，应加强对管材和丝扣连接及焊接质量进行检查，严禁使用不合格产品；运营期间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。定期对管线上的安全保护设施，如截断阀等进行检查；严禁在管线两侧各 5m 范围内修筑工程。

3.5.1 主体工程

(1) 站场改造工程

①集输部分

扩建一号联预分水：拆除一号联 150 万装置停用 6#热化学脱水器，在原 6#热化学脱水器位置建设一级三相分离器 1 台，规格 D3600×16000；在二级分离器东侧空地建设二级分离器 1 台，规格 D3000×14800；共计新建 2 台三相分离器，均采用“钢制+环氧玻璃钢内衬”。新建三相分离器位置示意图见图 3.5-1。

图 3.5-1 新建三相分离器位置示意图

②水处理系统改造

改造 6#储罐为水系统应急罐，建设注水罐、溢流管线至 6#罐联络线 800m，采用 DN300 玻璃钢管线。

1) 一号联站外干化池停用后，考虑到下游注水系统抢修停运时对水处理系统运行的影响，为保障一号联进出液平衡，避免频繁关井限液事件的发生。在一号联设置 10000 万事故罐 1 座，存储时间按 10h 设计。300 方污水罐北侧设置提升泵 2 台，利旧原干化池污水提升泵，将溢流系统污水提升至 6#储罐。6#储罐东侧设置提升泵 2 台，利旧原干化池污水提升泵，将 6#储罐污水提升至碳酸盐外输管线阀组，2000 方沉降罐 B 设置提升泵 1 台，泵进口接自沉降罐排污管，提升至 6#储罐。

2) 碳酸盐外输管线阀组处增加倒管切换流程 1 套，当下游注水管网事故时，可将处理后的采出水送至 6#储罐暂存。

3) 2000 方沉降罐增加一条旁通管线进入 500 方滤前缓冲罐，作为沉降罐检修时使用。

水系统应急罐改造示意图见图 3.5-2。

图 3.5-2 水系统应急罐改造示意图

③注水系统改造

1) 在一号联注水站内北侧建设 3 台离心泵（75m³/h 4MPa）（2 用 1 备），工频+变频运行，水源来自一号联外输缓冲罐，配套相应注水阀组改造。

2) TK308 注水站站南侧建设 3 台离心泵（150m³/h 4MPa）（2 用 1 备），工频

+变频运行，水源来自输水干线，配套相应注水阀组改造。

3) 对 TK312 注水站、TK408 注水站已建阀组进行改造。

4) 三号站分水规模 1500m³/d，水量、压力均可满足本站一管双用需求，对站内阀组进行切改。站内新建五井式分水阀组各 1 套，及阀组连通改造。

5) 3-1 计转站站内设管线增压泵 2 台（50m³/h 4MPa 90kw）。

6) 4-1 计转站分水规模 2000m³/d，更换增压泵 1 台（75m³/h 90m）满足一管双用需求，对站内阀组进行切改。站内新建五井式分水阀组各 1 套，及阀组连通改造。

7) 4-4 计转站分水规模 2000m³/d，水量、压力均可满足本站一管双用需求，对站内阀组进行切改。站内新建五井式分水阀组各 1 套，及阀组连通改造。

站场改造工程主要工程量见表 3.5-1。

表 3.5-1 站场改造工程主要工程量表

序号	工程内容	单位	数量
集输部分			
1	一级三相分离器 PN0.8MPa Φ3600×16000	座	1
2	二级三相分离器 PN0.8MPa Φ3000×14800	座	1
3	工艺配管及阀门安装	项	1
4	拆除热化学脱水器 Φ3600×16000	座	1
水处理系统改造			
1	玻璃钢管线 DN300 2.5MPa	m	800
2	离心泵利旧 Q=80m ³ /h, H=150m	台	4
3	工艺配管及阀门安装	项	1
注水系统改造			
1	一号联注水站		
1.1	离心泵 75m ³ /h, 400m, 变频	台	1
1.2	离心泵 75m ³ /h, 400m, 工频	台	2
1.3	钢法兰闸阀 Z41X-16C DN250	个	2
1.4	钢法兰闸阀 Z41X-16C DN200	个	5
1.5	法兰闸阀 Z41X-40C DN150	个	15
1.6	止回阀 HH44H-40C DN150	个	3
1.7	20#无缝钢管 D273×7	m	200
1.8	20#无缝钢管 D219×6	m	50
1.9	20#无缝钢管 D168×5	m	300
1.10	已建注水泵、阀组改造	项	1
2	TK308 注水站		
2.1	离心泵 150m ³ /h, 400m, 变频	台	1
2.2	离心泵 150m ³ /h, 400m, 工频	台	2
2.3	钢法兰闸阀 Z41X-16C DN250	个	2
2.4	钢法兰闸阀 Z41X-16C DN200	个	5
2.5	法兰闸阀 Z41X-40C DN150	个	15
2.6	止回阀 HH44H-40C DN150	个	3

2.7	20#无缝钢管 D273×7	m	400
2.8	20#无缝钢管 D219×6	m	50
2.9	20#无缝钢管 D168×5	m	300
2.10	已建注水泵、阀组改造	项	1
3	TK312 注水站		
3.1	已建阀组改造	项	2
3.2	已建泵拆除	台	6
4	TK408 注水站		
4.1	已建阀组改造	项	1
4.2	已建泵拆除	台	2
5	3-1 计转站		
5.1	离心泵 50m ³ /h, 400m, 工频	台	2
6	4-1 计转站		
6.1	离心泵 75m ³ /h, 90m, 工频	台	2
6.2	阀门及管线安装	项	1
6.3	5 井式阀组 (4MPa) 及集输阀组改造	项	1
7	4-3 计转站		
7.1	离心泵 50m ³ /h, 400m, 工频	台	2
8	4-4 计转站		
8.1	5 井式阀组 (4MPa) 及集输阀组改造	项	1
9	三号站计转站		
9.1	三号站分水外输阀组改造	项	1
9.2	5 井式阀组 (4MPa) 及集输阀组改造	项	1

(2) 管线工程

①输水干线联通

建设西区输水干线与 TK308、408 三座注水站供水支线连通管线，新建阀池 2 座。连通管线采用玻璃钢管线，规格为 DN250，4MPa，长度 400m。输水干线连通阀池改造示意图见图 3.5-3、图 3.5-4。

图 3.5-3 输水干线连通阀池改造示意图 (1)

图 3.5-4 输水干线连通阀池改造示意图 (2)

②注水管网改造

1) TK312 注水站降级为注水阀组, 水源由 TK308 注水站供给, 建设高低压供水管线, 盘活 6 台高压泵用于长注井井口增压。

建设 TK308 至 TK312 高压管线 1 条, 2km DN100 12MPa, 对站内高压阀组进行切改; 建设 TK308 至 TK312 低压管线 1 条, 2km DN150 4MPa, 建设低压阀组 1 套。

2) 利用已建 5-1 计转站方向低压供水管线(DN150), 建设一号联注水站至三角地阀组低压管线 2km DN150 4MPa。

3) 利用已建 TK527 低压供水管线(DN150), 建设 TK527 至 5-2 计转站低压管线 1.2km, DN150, 4MPa。

4) 利用已建 TK508 高压注水管线(DN100 12Mpa), 管线末端设置流量调节阀, 建设 TK508 至 5-3 计转站低压管线 1.5km, DN100, 4MPa, 站内新建五井式分水阀组各 1 套, 及阀组连通改造。

5) 利用已建 2-1 计转站方向低压供水管线(DN250 1.6Mpa), 在 3-1 计转站附近建设下水管线 0.8km, DN150, 4MPa。3-1 计转站站内新建五井式分水阀组各 1 套, 及阀组连通改造。

6) 利用已建 TK409 高压注水管线(DN150 12Mpa), 4-2 计转站附近建设流量调节阀组, 建设调节阀组至 4-2 计转站低压管线 1.0km, DN150, 4MPa。4-2 计转站站内新建五井式分水阀组各 1 套, 及阀组连通改造。

7) 利用已建 4-3 计转站方向低压供水管线(DN200 1.6Mpa), 建设下水管线 0.5km,

DN150, 4MPa。。4-3 计转站站内新建五井式分水阀组各 1 套, 及阀组连通改造。

注水管网改造主要工程量见表 3.5-2。注水管网改造示意图见 3.5-5。

表 3.5-2 注水管网改造工程主要工程量表

序号	工程内容	单位	数量
1	5-1 计转站		
1.1	柔性复合管 DN150 4MPa	m	2000
1.2	三角地阀组改造	项	1
1.3	5 井式阀组 (4MPa) 及集输阀组改造	项	1
2	5-2 计转站		
2.1	柔性复合管 DN150 4MPa	m	1200
2.2	TK527 阀组改造	台	2
2.3	5 井式阀组 (4MPa) 及集输阀组改造	项	1
3	5-3 计转站		
3.1	柔性复合管 DN100 4MPa	m	1500
3.2	TK508 阀组改造	项	1
3.3	5 井式阀组 (4MPa) 及集输阀组改造	项	1
4	TK312 注水站		
4.1	玻璃钢管线 DN100 12MPa 酸酐固化	m	2000
4.2	柔性复合管 DN150 2.5MPa 酸酐固化	m	2000
5	3-1 计转站		
5.1	柔性复合管 DN150 4MPa	m	800
5.2	阀门及管线安装	项	1
5.3	5 井式阀组 (4MPa) 及集输阀组改造	项	1
6	4-2 计转站		
6.1	柔性复合管 DN150 4MPa	m	1000
6.2	TK409 阀组改造	项	1
6.3	5 井式阀组 (4MPa) 及集输阀组改造	项	1
7	4-3 计转站		
7.1	柔性复合管 DN150 4MPa	m	500
7.2	阀门及管线安装	项	1
7.3	5 井式阀组 (4MPa) 及集输阀组改造	项	1

图 3.5-5 注水管网改造示意图

8) 建设无效注水井临时管线 18.96km (PE 管, DN150, 1.6MPa) 为 6 口无效回灌井注水, 合计注水量 8000m³/d。无效注水井临时管线走向表见表 3.5-3, 线路示意图见图 3.5-6。

表 3.5-3 无效注水井临时管线统计表

序号	管线起点	管线终点	管径	管材	长度(km)	压力(MPa)
1	TK473	TK443	DN150	柔性复合高压 输送管	7.2	1.6
2	一号站	TK138	DN150		7.3	1.6
3	一号站	S51	DN150		0.18	1.6
4	一号站	TK138	DN150		3.0	1.6
5	3-4 管线	S89	DN150		0.3	1.6
6	3-4 管线	S72-9	DN150		0.98	1.6

图 3.5-6 无效注水井临时管线改造示意图

③敷设方式

管线均采用埋地敷设。管道穿越公路采用顶管穿越方式, 顶管时设套管保护; 管道穿越碎石路、土路采用大开挖穿越方式, 并设套管保护。管道通过冲沟时, 对于深而窄的冲沟, 采用跨越通过; 对于冲沟浅而宽, 沉积物较稳定的地段, 采用穿越通过, 穿越时, 均做水工保护, 根据不同情况分别设置护岸、护底、截水墙、截水沟等工程设施。

④配套工程

设置线路阀池、标志桩、转角桩、里程桩和稳管支墩等。

3.5.2 公用工程

(1) 供电系统

施工期用电接就近电网；运营期一号联现场检测仪表所需 24VDC 电源由站内已建 DCS 控制系统提供，电动阀门所需 380VAC 50Hz 供电由电气专业提供。新建箱变电源由临近油田电网 10kV 架空线路处，采用 10kV 高压电缆直埋引至箱变 10kV 环网柜内。TK308 注水站新建离心泵供电电源由 1#配电室新建配电屏引接。5-1 计转站在新建的五井式分水阀组附近设置防爆配电箱 1 台，电源由配电室就近引接，各电动阀供电方式采用放射式，新建设备供电电缆均采用直埋的方式由对应出线回路引接。5-2 计转站在新建的五井式分水阀组附近设置防爆配电箱 1 台，电源由配电室就近引接，各电动阀供电方式采用放射式，新建设备供电电缆均采用直埋的方式由对应出线回路引接。TK508 阀组调节阀供电电缆由井场配电箱备用回路引接。在 5-3 计转站在新建的五井式分水阀组附近设置防爆配电箱 1 台，电源由配电室就近引接。

(2) 供排水系统

施工期给水主要为管道试压用水、混凝土养护用水，用水由罐车从附近村庄拉运至用水场地。运营期无用水需求。

施工期排水主要为混凝土养护废水、管道试压废水、管道试压废水污染物主要为悬浮物，用于项目区的洒水抑尘；混凝土养护废水自然蒸发。

(3) 自控工程

新建所有过程检测仪表信号均接入站内已建 DCS 控制系统，并通过已建通信链路上传至管理区及厂级调控中心，需对站内已建 DCS 控制系统、管理区及厂级调控中心控制系统进行扩容及组态调试。TK308 注水站整体更换一套 PLC 控制系统，将原有现场仪表、机泵信号及本次新增测控信号接入新建 PLC 控制系统。

(4) 消防工程

运营期依托已建消防设施。

3.5.3 环保工程

施工期时间短，施工期排放的污染物随着施工期的结束而消失。运营期正常工况下无废水、固体废物产生，噪声仅为巡检车辆交通噪声及站场新增设备、机泵噪声。

配套的环保工程具体如下：

(1) 废气

施工期：施工扬尘采取洒水抑尘措施，运输车辆定期检修，燃用合格油品；运营

期：采取密闭输送。

（2）废水

管道试压废水用于项目区的洒水抑尘，混凝土养护废水自然蒸发。施工人员生活污水依托采油一厂生活基地污水处理站处理。运营期无废水产生。

（3）噪声污染防治

设备选型上采用低噪声的设备。

（4）固废

施工期：施工土方全部用于管沟回填；施工废料应首先考虑回收利用，不可回收利用部分委托周边工业固废填埋场合规处置。运营期：废机油、含油污泥属于危险废物，由有危废处置资质单位接收处置。

（5）生态

施工期：严格控制施工作业带宽度；分层开挖，分层回填；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；洒水降尘。

运营期：管线上方设置标志，定时巡查管线。

退役期：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，确保管线内无残留回注水，管线两端使用盲板封堵。

（6）风险防范

管线敷设前，应加强对管材和丝扣连接及焊接质量进行检查，严禁使用不合格产品；运营期间定期对管线进行超声波检查，对壁厚低于规定要求的管段应及时更换，消除爆管的隐患。定期对管线上的安全保护设施，如截断阀等进行检查；严禁在管线两侧各 5m 范围内修筑工程。

3.5.4 依托工程

施工期建筑垃圾送至当地建筑垃圾填埋场填埋；运营期产生的废机油和事故状态下产生的含油污泥交由具有相应危废处置资质的单位进行接收、转运和处置。

危险废物临时贮存依托可行性分析：采油一厂危废暂存间位于采油一厂一号联合站内，于 2022 年 5 月 5 日取得巴州生态环境局出具的批复（巴环评价函〔2022〕85 号），2023 年 3 月 22 日，通过企业自主验收。为撬装式危险废物暂存间，主要用于

采油一厂一号联合站和周边井场、站场生产过程中产生的废机油桶以及沾染矿物油的废弃包装物。设备主体尺寸约：12000L×3000W×2600Hmm。内部设置防爆配电系统、排风换气通风系统、漏液回收系统、防爆照明系统、自动消防灭火系统、联动内装设备系统、固液分离系统等。本项目废润滑油产生量较小，该危废暂存间可满足本项目的暂存需求，依托可行。

3.5.5 生产工艺及环境影响因素分析

(1) 施工期施工工艺及环境影响因素分析

①站场改造

主要包括场地清理、旧设备拆除、新设备安装、竣工验收。

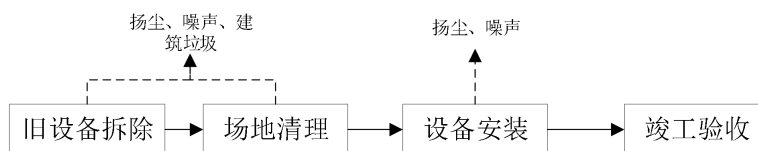


图 3.5-7 施工工艺及产污节点示意图

②管线工程

新建注水干线应沿已建集输管线敷设，管线采用沟埋敷设，管沟挖深 1.2m，管沟坡比 1:1，管线敷设无垫层，敷设完后原土回填，并高出设计地面 0.3m，形成管堤。

施工时序主要为：测量放线、清理地表、管沟开挖、顶管穿越、材料运输及布管、组装焊接、管道下沟和回填、吹扫及试压、附属工程安装等。具体如下：

1) 测量放线

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

2) 清理地表

对施工作业带范围内的植被进行清理，开挖路段的路面进行清理，沟坑洼等进行平整。施工作业带宽度为 8m。

3) 管沟开挖

管沟开挖采用以机械开挖为主、人工开挖为辅的开挖方式，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。管沟开挖应分层开挖、分层堆放，分层回填，管线埋深大于 1.2m。

4) 穿越工程

管道穿越公路采用顶管穿越方式，顶管时设套管保护；管道穿越碎石路、土路采用大开挖穿越方式，并设套管保护。管道通过冲沟时，对于深而窄的冲沟，采用跨越通过；对于冲沟浅而宽，沉积物较稳定的地段，采用穿越通过，穿越时，均做水工保护，根据不同情况分别设置护岸、护底、截水墙、截水沟等工程设施。

顶管穿越：施工时先在一侧挖工作坑，在工作坑内设计位置和套管外形尺寸，安置顶管和顶进设备，先将套管端部的刃脚部分顶入地层，然后在套管内部挖土，同时用顶进设备把套管逐节顶入地层内，反复操作，直至到达渠道另一端，施工时要加强施工管理，确保顶管穿越深度。

5) 管材运输及布管

将新建管线采用管车运至项目区，布管采用由近而远单向布管，在吊管和放置过程中应轻起轻放；布管时管与管应首尾相接，相邻两管口宜错开一个管口，呈锯齿形布置。

6) 组装连接

管道焊接前，施工单位应进行焊接性能试验，管道焊接施焊人员持有特种作业资格证书并持证上岗。管道焊接检查坡口，清除坡口表面及其两侧至少 20mm 范围内的铁锈、水分和灰尘，焊缝表面整齐均匀无裂纹、未熔合、气孔、夹渣、凹陷及其他缺陷。柔性复合管采用热熔连接。

7) 管道下沟、回填

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。

8) 清管与试压

管道在试压前应采用清管器进行清管，并不应少于四次，清管应确保将管道内的污物清除干净。管道强度试验及严密性试验介质采用洁净水，强度试压稳压时间 4 小时，严密性稳压时间 24 小时。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。

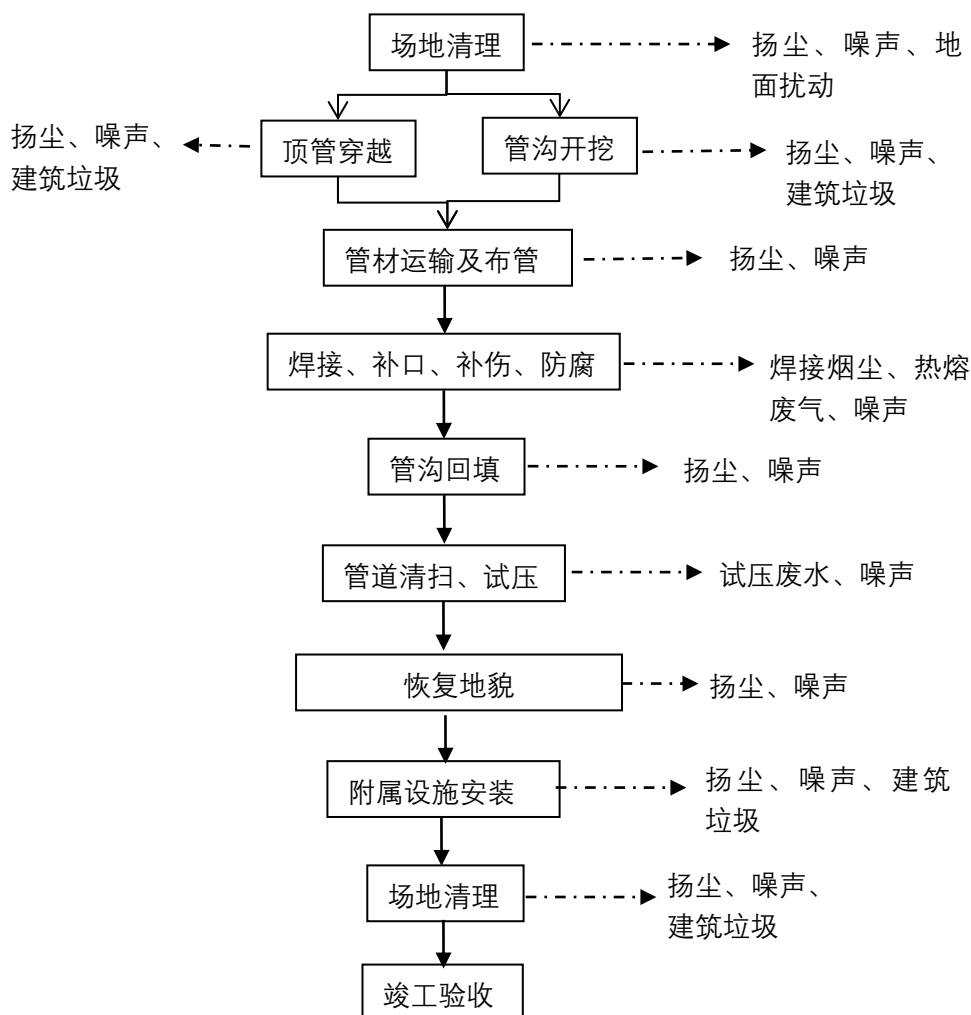


图 3.5-8 管线工程施工工艺及产污节点示意图

9) 基层压实、铺设沥青路面、恢复地表

采用大开挖方式穿越的道路需对路面进行修复，基层压实。

10) 附属设施安装

安装转角桩、里程桩、已建管道交叉标志桩及警示带。

③公用工程

公用工程施工工艺及产污节点见图 3.5-9。

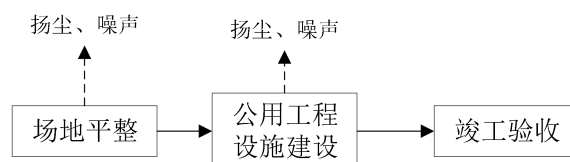


图 3.5-9 施工工艺及产污节点示意图

(2) 运营期工艺流程及环境影响因素分析

运营期主要包括新建三相分离器的运行及回注水集输。

①新建三相分离器

来液含水 $>90\%$ ，首先进入储罐区储存、脱水，初步脱水后的原油混合物进入重质油处理系统，经一级三相分离器与二级三相分离器进行油、气、水三相分离，分离后天然气进除油器，油则进入分离缓冲罐，油出口含水 $\leq 50\%$ ，水出口含油 $\leq 300\text{mg/L}$ 。

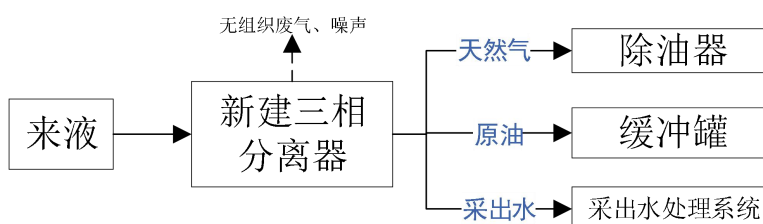


图 3.5-10 三相分离器工艺及产污节点示意图

②回注水集输

联合站采出水处理装置处理达标后的回注水经新建注水管线从一号联合站输送至各注水站。

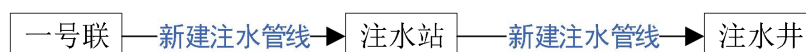


图 3.5-11 回注水集输及产污节点示意图

(3) 退役期

随着石油开采的不断进行，其储量逐渐下降，最终井区将进入退役期。

退役期环境影响因素主要表现在站场及各类管线等设施的拆除、清理等施工活动，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；固体废物主要为站场设备拆除过程中产生的废弃工艺管道、建筑垃圾等，建筑垃圾收集后送当地工业固体废物填埋场填埋处置。废弃注水管线维持现状，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，确保管线内无残留回注水，管线两端使用盲板封堵。产生的污染物主要为扬尘、噪声、建筑垃圾等。退役期工艺及产污节点见下图。

图 3.5-12 退役期工艺及产污节点示意图

3.5.6 环境影响因素识别及污染源分析

本项目分为施工期、运营期和退役期三个阶段。对环境的影响主要表现在施工期和运营期，影响结果包括生态影响和污染影响，退役期场地清理、管线氮气吹扫封堵等施工活动也会对环境产生一定影响。

(1) 施工期环境影响因素分析

施工期环境影响因素主要表现在各类管线等施工活动中。废气主要来自管线及阀门施工过程中产生的扬尘、施工机械及施工车辆尾气、焊接烟尘、热熔废气和管道吹扫废气等；废水主要为管道试压废水和混凝土养护废水；噪声主要为施工机械及施工车辆噪声；固体废物为建筑垃圾。此外，施工人员和相关施工活动会对施工范围内的生态环境造成一定影响。

① 废气

施工期废气主要为施工扬尘、施工机械及施工车辆尾气、焊接烟尘和管道吹扫废气。

1) 施工扬尘

扬尘主要来自施工场地的清理、平整，土方的开挖、堆放、回填，施工建筑材料

的装卸、运输、堆放以及施工车辆运输。

2) 施工机械及施工车辆尾气

施工期各类机械及运输车辆较多，各类机械及车辆排放的尾气会对大气环境造成一定污染。

3) 焊接烟尘、热熔废气

管道组对连接过程中将有一定量的焊接烟尘、热熔废气产生，主要污染物为 CO、CO₂、NO_x、CH₄，项目施工场地位于开阔通风状况良好的户外，焊接烟尘及热熔废气易于扩散，因此对大气环境质量影响很小。

4) 管道吹扫废气

管道连接完成后清水试压前，采用压缩空气进行吹扫，将管道焊接过程中的焊渣以及施工中管道中存在其他异物进行吹扫，将产生吹扫废气，主要污染物为 TSP，会对大气环境产生一定的影响。

② 废水

施工期不设施工营地。施工期废水主要为新建管线试压废水和混凝土养护废水。

本次采用清水试压，试压用水量为 50m³，试压完毕后产生少量的试压废水，试压废水产生量约为 50m³，主要污染物为悬浮物，浓度在 40~60mg/L，可重复使用，施工结束，用于施工区域内的洒水降尘。混凝土养护废水产生量少，不会形成地表径流，自然蒸发即可。

③ 噪声

在不同的施工阶段将使用不同的施工机械，如挖掘机、吊机、推土机噪声等，产生噪声级在 84~90dB(A)之间，对周围声环境产生一定的影响，工程选用低噪声施工设备，合理控制施工作业时间，控制施工噪声对周围的不利影响。

④ 固体废物

管线施工过程中开挖的土石方全部回填，无弃方产生。施工期固体废物为管线吹扫废渣、建筑垃圾，建筑垃圾主要为废边角料、废包装物等。拟建工程焊接及吹扫废渣产生量约为 0.5t，拉运至当地工业固体废物填埋场填埋处置。工程施工单位应编制建筑垃圾处理方案，并报地方人民政府环境卫生主管部门备案。工程施工单位应及时清运工程施工过程中产生的建筑垃圾，并按照环境卫生主管部门的规定进行利用或者处置。

⑤生态影响因素

1) 占地面积

总占地面积为 242880m²，均为临时占地面积。站场改造在站内进行，不新增永久占地面积。

2) 土石方平衡

本次新建管线施工作业带宽 8m，采用埋地敷设方式，管顶埋深-1.2m。管线作业无弃方产生，挖方全部回填。

(2) 运营期工艺流程及环境影响因素分析

由于新建管线埋地敷设在地下，进行密闭输送，正常工况下无废气、废水和固体废物产生，噪声源为管线巡检车辆的交通噪声。站场改造新增设备会产生噪声，一号联新增三相分离器新增无组织废气排放。设备检修产生废机油。

①废气

1) 非甲烷总烃

运营期无组织废气主要为新增三相分离器运行过程中的阀门、法兰等部位产生的油气挥发废气，该过程中的无组织挥发废气尚无相应的污染源强核算技术指南，其产生量参考《污染源强核算技术指南 石油炼制工业》（HJ982-2018）中设备动静密封点泄漏平均排放系数法进行核算，计算公式具体如下：

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

式中：

$D_{\text{设备}}$ —核算时段内设备与管线组件密封点泄漏的挥发性有机物的量，kg；

α —设备与管线组件密封点的泄漏比例，本次取 0.003；

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

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

$e_{\text{TOC},i}$ —密封点 i 的总有机碳（TOC）排放速率（泄漏浓度大于 10000 $\mu\text{mol/mol}$ ），kg/h；

n —挥发性有机物流经的设备与管线组件密封点数；

t_i —核算时段内密封点 i 的运行时间，h，本次取 8760h。

根据上述公式计算油气集输处理过程中的无组织挥发性废气产生量见表 3.5-4。

表 3.5-4 排放系数、设备类型数量及污染物排放量

2) 硫化氢

根据非甲烷总烃的排放量，计算硫化氢的排放量。根据天然气性质，H₂S 含量最大为 48.12mg/m³。挥发性有机物平均质量分数取 16.38%。新增 H₂S 的排放量为 0.00004t/a。

②噪声

噪声主要包括站场机泵产生的噪声和巡检车辆噪声等，噪声排放情况见表 3.5-5。

表 3.5-5 运营期噪声排放情况一览表（室外）

噪声源名称	数量 (个)	空间相对位置 (X, Y, Z)	声功率级 (dB (A))	噪声特性	降噪措施	运行时段
三相分离器	2	-50,50,2	85~100	机械	机泵等设备 加润滑油和 减振垫	连续
站场各类机泵	2	0,0,1	85~100	机械	机泵等设备 加润滑油和 减振垫	连续
巡检车辆交通噪声	1	/	60~90	机械	加强保养维 修	间断

③固体废物

设备维修会产生废机油，产生量约为 0.1t/a，属于《国家危险废物名录》（2025 年版）HW08 废矿物油和含矿物油废物，废物代码为 900-214-08，危险特性为 T、I，临时贮存在中国石油化工股份有限公司西北油田分公司采油一厂危险废物临时贮存点，最终交由有相应危险废物处理资质的单位处理。

④生态影响

运营期不新增占地，临时占地随着施工作业结束将逐步自然恢复。施工人员撤离作业区域，人类活动和占地都将减少，野生动物对新环境适应后，活动和分布范围将恢复。运营期正常的巡检等活动会对野生动物的生存及其生境造成一定的影响，采油一厂通过加强对环境保护的宣传工作，增强员工的环保意识，特别强调对野生动物、

受保护的野生植物的保护，可将对野生动物的影响降至最低。

(3) 退役期

退役期主要为管线停止转输净化水后进行氮气吹扫和封堵活动，管线氮气吹扫封堵施工过程中会产生少量的扬尘、施工机械和车辆尾气、氮气吹扫废气和施工噪声、建筑垃圾，同时退役期将会对地表产生一定的扰动。

(4) 事故状态环境影响因素分析

由于腐蚀、误操作等原因，事故状态下注水管线发生破裂导致净化水泄漏、三相分离器破裂导致原油、天然气泄漏，造成土壤和地下水环境污染。

3.5.7 污染物排放量汇总

本项目实施后，污染源包括现有工程和本次拟建工程，污染物排放情况汇总如表 3.5-6 所示。

表 3.5-6 本工程及现有工程排放量“三本账”一览表

名称	污染物	单位	现有工程产生量	拟建工程产生量	总产生量	总排放量	
废气	锅炉烟气	二氧化硫	t/a	1.09	0	1.09	1.09
		氮氧化物	t/a	51.18	0	51.18	51.18
		颗粒物	t/a	7.82	0	7.82	7.82
	无组织挥发非甲烷总烃	t/a	22.96	0.096	23.056	23.056	
废水	生产废水	m ³ /a	948700	0	948700	0	
	生活污水	m ³ /a	62500	0	62500	0	
固体废物	含油污泥	t/a	4788.17	0	4788.17	0	
	生活垃圾	t/a	17.92	0	17.92	0	
	废机油	t/a	/	0.1	0.1	0	

3.6 总量控制指标

根据《“十四五”污染减排综合工作方案编制技术指南》，大气污染物减排因子为 NO_x、VOCs，水污染物减排因子为 COD 和氨氮。拟建工程在正常运行期间无废水产生和排放，故拟建工程不再设置废水污染物总量控制指标。本项目无氮氧化物排放，新增非甲烷总烃为无组织排放，排放量估算为 0.096t/a，无有组织非甲烷总烃排放。综上所述，拟建工程总量控制指标为：VOCs 0.096t/a。

3.7 清洁生产分析

3.7.1 清洁生产评价指标

3.7.1.1 工艺技术与装备

- (1) 机泵均采用高效、节能的新产品，提高了电能的利用率。
- (2) 对输送或储存热介质的管线和设备保温，减少了热能损失。
- (3) 采用先进可靠的自动控制系统技术，提高生产运行参数的准确性。
- (4) 工艺过程为全密闭式，除无组织排放外，基本没有大气污染物排放。
- (5) 采用高效节能设备、材料和密封性好的阀门，提高设备利用率和安全性。
- (6) 拟建工程所在区块具备完善的集输管网，全过程密闭输送，降低了损耗。
- (7) 控制系统采用可编程控制器（PLC）；集中处理站控制系统采用分散控制系统（DCS）。采油一厂信息中心完成油田生产数据采集、数据管理、数据分析处理等工作。

3.7.1.2 资源能源利用

本项目设计在以下几个方面采取节能措施：

- (1) 机泵均采用高效、节能的新产品，提高了电能的利用率。
- (2) 对输送或储存热介质的管线和设备保温，减少了热能损失。
- (3) 采用先进可靠的自动控制技术，提高生产运行参数的准确性。
- (4) 工艺过程为全密闭式，没有油气排出。
- (5) 选用低损耗变压器，以降低电能损失。

3.7.1.3 产品指标分析

本项目输送产品主要为处理后的净化水，在使用过程中污染物产生量少。

3.7.1.4 污染物产生指标分析

(1) 废水

管道试压分段进行，试压水排出后进入下一段管线循环使用。试压结束后，可用作场地降尘用水，不向外环境排放。

(2) 废气

该项目采用密闭集输流程工艺方案，使烃类泄漏控制在较低的水平之内。

(3) 固体废物

废机油拉至危废处置单位处置。

(4) 噪声

站场机泵选用变频调速装置，避免了无谓的电力消耗。

(5) 生态保护及水土保持措施

本项目在管线的选线、敷设过程中，尽可能地选在植被较为稀少的荒地上，最大限度地避开珍稀保护植被。

严格遵守各项规程、规范、施工时限和范围，施工结束后立即对地表等环境景观进行恢复，使油田开发与生态环境保护协调发展。

通过以上技术方案及措施的运用，可有效减少生产过程中污染物的排放和对环境的影响，符合清洁生产要求。

3.7.1.5 废物回收利用指标分析

本项目为达到节能增效、综合利用的目的，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。废机油拉至危废处置单位处置。

3.7.1.6 环境管理要求

在油田开发的生产管理过程中，建立健全各项规章制度，以法规、行政、经济等手段，规范油田生产行为，对施工方案、作业工序等方面提出明确的污染防治措施和规定，使作业队实施清洁生产有法可依、有章可循，规范企业及职工的生产行为。

(1) 把环保工作纳入企业生产管理之中，建立健全塔河油田开发生产、防治污染的一系列环保规章制度，层层落实环保目标责任制，坚持环保指标考核，推行清洁生产，重视环保宣传教育和培训，依靠广大职工搞好污染防治，清洁生产工作。

(2) 在治理方法上从提高对原材料和资源的利用率入手，采用清洁生产工艺，在生产过程中控制污染物的产生，达到控制与削减污染物排放总量的目的。

(3) 对管线及设备定期进行检查和维修，减少或杜绝生产过程中跑、冒、滴、漏现象的发生。

本项目将与清洁生产同步规划、同步实施、同步发展，达到污染控制、节约能源、降低能耗与生产技术相结合，采用国内外最先进技术，推行清洁生产综合利用，尽可能充分利用资源、能源、减少或消除污染物的产生，使废弃物在生产过程中转化为可利用的资源，消除污染。同时在污染治理上水污染防治以节水和污水资源化为核心；大气污染防治以节能为核心；防治固体废物污染以减量化和资源化为核心。

另外，本项目在污染防治战略上，从侧重污染末端治理逐步转化为生产全过程控制；在污染物排放控制上，由重浓度控制转变为浓度控制与总量控制相结合；在污染治理上，由重分散的点源治理转变为分散治理与集中控制相结合。

3.7.2 清洁生产建议

(1) 建议优化生产设备参数，提高设备运行效率，节约能源。

(2) 做好节能宣传工作，培养员工节能节水意识，努力开展节能技术教育；建立健全节能激励机制；加强节能管理，完善节能统计工作。

(3) 需进一步提高清洁生产审核的参与度。

(4) 对已实施的清洁生产方案落实，同时在生产过程中产生新的清洁生产方案，可立即组织清洁生产审核小组人员进行讨论，最终进行分析、确定，并付诸实施。

(5) 设备和工艺预设计与实际生产状况有较大出入，需根据实际情况调节相关参数、加装节能设备或直接更换设备，节约能耗。

清洁生产首先是将污染消除在生产过程中，因此污染物的产生和排放量将大幅度减少，其次清洁生产使末端治理的污染负荷减少，从而有可能避免或减轻末端处理产生的风险。因此在今后的生产过程中，还需要持续做好清洁生产的各项工作。将清洁生产真正纳入企业管理制度当中，只有这样才可以真正达到“节能、降耗、减污、增效”的目的，走可持续发展的道路。本项目在原油集输等生产工艺方面，均采用了目前国内先进技术，能源消耗低。对比《石油天然气开采行业清洁生产评价指标体系》（试行），清洁生产企业等级为清洁生产企业。

3.8 相关规划及政策符合性分析

3.8.1 相关规划符合性分析

(1) 区域发展规划符合性分析

① 《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》

《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》中指出：“加大准噶尔、吐哈、塔里木三大盆地油气勘探开发力度，提高新疆在油气资源开发利用转化过程中的参与度”。项目位于塔里木盆地塔河油田，为油气开发服务，符合规划及纲要中的相关要求。

② 《阿克苏地区国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》

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

本项目位于塔河油田，为油气开发服务，符合规划要求。

③ 《巴音郭楞蒙古自治州国民经济和社会发展第十四个五年规划和二〇三五年远景目标纲要》

《巴音郭楞蒙古自治州国民经济和社会发展第十四个五年规划和二〇三五年远景目标纲要》提出：立足巴州塔里木盆地油气主产区资源优势和加工基础，稳定扩大油气产能，积极争取承接进口油气运输中转、储备、加工和交易中心重要功能，推进石油化工基地建设，做大做强基础石化，拉长精细化工产业链条，推动炼化纺一体化发展，提高资源就地加工比例，推动巴州由单一资源输出地向全产业链加工基地转型，打造新疆大型油气生产、加工、外送基地和战略储备基地。本项目位于塔河油田，为油气开发服务，符合规划要求。

(2) 主体功能规划相符性分析

根据《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》，将新疆国土空间划分为重点开发、限制开发和禁止开发区域。重点开发、限制开发和禁止开发三类主体功能区，是基于不同区域的资源环境承载能力、现有开发强度和未来发展潜力，以是否适宜或如何进行大规模、高强度的工业化城镇化开发为基准划分的。新疆主体功能区划中，重点开发区域和限制开发区域覆盖国土全域，而禁止开发区域镶嵌于重点开发区域或者限制开发区域内。

拟建工程位于塔河油田区域内，不占用生态保护红线及水源地、风景名胜区等，不在新疆维吾尔自治区主体功能区规划划定的重点开发区和禁止开发区，属于主体功能区中的限制开发区域(农产品主产区)。《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》中限制开发区域(农产品主产区)功能定位：保障农牧产品供给安全的重要区域，农牧民安居乐业的美好家园，社会主义新农村建设的示范区。农产品主产区发展方向和开发原则是：位于农产品主产区的点状能源和矿产资源基地建设，必须进行生态环境影响评估，并尽可能减少对生态空间与农业空间的占用，同步修复生态环境。其中，在水资源严重短缺、环境容量很小、生态十分脆弱、地震和地质灾害频发的地区，要严格控制能源和矿产资源开发。

拟建工程主要内容为站场改造及管线敷设，主要目的是满足塔河油田产能开发的需要，开发强度不会超过西北油田分公司“十四五”规划目标；项目施工过程中严格控制施工占地，管道敷设完成后，采取措施及时恢复临时占地，尽可能减少对区域生态环境的影响；运营期采取完善相应的污染防治措施，污染物均可达标排放。

综上所述，项目与区域主体功能区中限制开发区域发展方向和开发原则相协调，符合主体功能区划。

(3) 行业发展规划及规划环评相符性分析

① 《全国矿产资源规划》

《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。”

本项目位于自然资源部批准的新疆塔里木盆地塔河油田区域内，符合《全国矿产资源规划》要求。

②《新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划（2021—2025年）》

《新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划（2021—2025年）》（审批文号：自然资函〔2022〕1092号）指出，要继续强化矿产资源对经济社会发展的基础支撑作业，保障矿产资源的有效供给，并将石油、天然气列为重点勘察开采矿种。本项目为油气开发服务，项目实施能更好地给区域油气资源安全使用提供保障，符合规划中“强化矿产资源对经济社会发展的基础支撑作业，保障矿产资源的有效供给”的要求，并按照《新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划（2021—2025年）环境影响报告书》（审查意见文号：环审〔2022〕124号）中的要求，对项目施工期废气、废水、噪声及固废和运营期的废气、固体废物采取相应的治理措施，并对实施过程中产生的生态影响提出了有效的减缓措施。

③《新疆维吾尔自治区阿克苏地区矿产资源总体规划（2021-2025年）》

《新疆维吾尔自治区阿克苏地区矿产资源总体规划（2021-2025年）》依据矿产资源分布特点及勘查开发利用现状，按照“深化能源矿产，加快金属及非金属矿产勘查开发”的总体思路，划分环库拜盆地、塔里木北缘、乌什北山、乌什南山-柯坪塔格等“一环三带”四个勘查开发区。

本项目属于油气开发项目，位于塔里木盆地北端、塔河油田，开发区域位于新疆维吾尔自治区阿克苏地区矿产资源总体规划（2021-2025年）规划区中的“环塔里木能源矿产勘查开发区—阿克苏地区”的“环库拜盆地、塔里木北缘”。

本项目符合新疆维吾尔自治区阿克苏地区矿产资源总体规划（2021-2025年）要求。

④《巴音郭楞蒙古自治州矿产资源总体规划（2021-2025年）》

《巴音郭楞蒙古自治州矿产资源总体规划（2021-2025年）》提出：落实自治区规划，根据《巴音郭楞蒙古自治州国民经济和社会发展第十四个五年规划和2035年远景目标纲要》，结合巴州矿产资源分布特点、开发利用现状及区域经济发展要求，划分塔北-塔中-罗布泊、焉耆盆地、西天山、东天山、阿尔金、东昆仑(祁曼塔格)等“二带四区”六个勘查开发区，提出矿产资源开发及相关产业重点发

展区域布局。开展石油、天然气勘查，页岩气、油砂、油页岩等非常规能源勘查。

本项目属于油气开发项目，位于塔里木盆地北端、塔河油田，本项目符合规划相关要求。

(4) 与《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》的符合性分析

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

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

《阿克苏地区国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》提出：石油天然气化工产业。深入推进油气体制改革，继续支持社会资本参与国家油气区块“招拍挂”工作并进入油气资源勘探领域，争取地区内拍卖区块资源全部实现就地转化利用，鼓励油气资源开采企业本地化注册。积极支持两大油田公司加大油气资源勘探开发力度，推动顺北、塔河主体、博孜—大北等区块油气开采取得重要成果，新增油气资源全部留用当地加工转化，加大地区天然气管网、储备和运营设施建设及互联互通工作，重点联通博孜、克深、英买力等气田至温宿产业园区及西部县（市）天然气管网，集中在温宿发展天然气化工产业，辐射至阿克苏市、柯坪县。本项目位于塔河油田，属于油气开发服务，符合《阿克苏地区国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》的要求。

(6) 与《巴音郭楞蒙古自治州国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》的符合性分析

《巴音郭楞蒙古自治州国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》提出：立足巴州塔里木盆地油气主产区资源优势和加工基础，稳定扩大油气产能，积极争取承接进口油气运输中转、储备、加工和交易中心重要功能，

推进石油化工基地建设，做大做强基础石化，拉长精细化工产业链条，推动炼化纺一体化发展，提高资源就地加工比例，推动巴州由单一资源输出地向全产业链加工基地转型，打造新疆大型油气生产、加工、外送基地和战略储备基地。本项目位于塔河油田，属于油气开发服务，符合《巴音郭楞蒙古自治州国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》的要求。

(7) 与《新疆生态环境保护“十四五”规划》的符合性分析

项目建设符合《新疆生态环境保护“十四五”规划》中相关要求，相符性分析详见表 3.8-1。

表 3.8-1 本项目与《新疆生态环境保护“十四五”规划》的相符性分析

序号	规划中相关要求	本项目拟采取措施	符合性分析
1	支持企业实施智能化改造升级，推动石油开采、石油化工、煤化工、有色金属、钢铁、焦化、建材、农副产品加工等传统产业的重点企业改进工艺、节能降耗、提质增效，促进传统产业绿色化、智能化、高端化发展	生产过程中自动化程度较高，可实现生产数据全过程自动化管理。	符合
2	加强重点行业 VOCs 治理。实施 VOCs 排放总量控制，重点推进石油天然气开采、石化、化工、包装印刷、工业涂装、油品储运销等重点行业排放源以及机动车等移动源 VOCs 污染防治，加强重点行业、重点企业的精细化管控	无组织废气通过选用质量可靠的设备和加强泄漏检测与修复工作进行防治；项目建成后交由中国石油化工股份有限公司西北油田分公司采油一厂管辖。	符合
3	积极引导重点产废企业自建危险废物利用设施，支持大型企业集团内部共享危险废物利用处置设施，推进工业废盐、废催化剂、煤焦油、电解铝大修渣等利用处置设施建设，适度发展水泥窑协同处置危险废物，引导推进有害废物处理处置能力建设，引导推进含油污泥处置、废矿物油回收利用能力过剩问题化解和布局优化。坚持兵地统筹、区域协同规划和建设危险废物利用处置设施，实现疆内危险废物处置能力与产废情况总体匹配。深入推进油气田开采历史遗留含油污泥、磺化泥浆、黄金选矿行业氰化尾渣、铜冶炼行业砷渣以及石棉矿选矿废渣等调查和污染治理	运营期产生的危险废物为废机油，产生的危险废物最终交由有相应资质的单位处置	符合
4	强化危险废物全过程环境监管。建立健全各类危险废物重点监管单位清单，全面实行危险废物清单化管理。督促各类危险废物产生单位和经营单位依法申报危险废物产生处置情况，报备管理计划，做好信息公开工作，规范运行危险废物转移联单	建成后交由中国石油化工股份有限公司西北油田分公司采油一厂运营，中国石油化工股份有限公司西北油田分公司采油一厂已建立了完善的危废管理计划，并定期向生态环境主管部门上报备案，项目建成后总体按照既定计划进行危废管理	符合
5	加强应急监测装备配置，定期开展应急演练，增强实战能力。	项目实施后由中国石油化工股份有限公司西北油田分公	符合

		司采油一厂运营管理，中国石油化工股份有限公司西北油田分公司采油一厂已编制突发环境事件应急预案，进行了备案工作，并定期进行应急演练工作。	
--	--	---	--

(9) 与《阿克苏地区生态环境保护“十四五”规划》相符性分析

根据《阿克苏地区生态环境保护“十四五”规划》，“阿克苏地区将继续开展地区油区污染综合治理，推进含油污泥规范化处置，持续推进危险废物处置设施建设和运行监管，提高地区危险废物利用处置能力”；本项目位于新疆维吾尔自治区阿克苏地区库车市，为油气开采服务，油气输送过程全密闭，运营期废机油产生量很小，产生后委托有资质的单位清运处置，项目符合《阿克苏地区生态环境保护“十四五”规划》的要求。

(10) 与《巴音郭楞蒙古自治州生态环境保护“十四五”规划》相符性分析

根据《巴音郭楞蒙古自治州生态环境保护“十四五”规划》：防范新增土壤污染。结合重点行业企业用地详查成果，完善土壤污染重点监管单位名录，在排污许可证中载明土壤和地下水污染防治要求。鼓励土壤污染重点监管单位实施防渗漏改造。定期对土壤污染重点监管单位和地下水重点污染源周边土壤、地下水开展监督性监测。督促企业定期开展土壤及地下水环境自行监测、污染隐患排查。有序实施建设用地风险管控和治理修复。推动全州重点行业企业用地土壤污染状况调查成果应用，提升土壤环境监管能力。严格落实建设用地土壤污染风险管控和修复名录制度。以用途变更为住宅、公共管理与公共服务用地的污染地块为重点，严格建设用地准入管理和风险管控。严控土壤重金属污染，加强油(气)田开发土壤污染防治，以历史遗留工业企业污染场地为重点，开展治理与修复工程。加强重点行业 VOCs 协同控制。深入实施《自治州重点行业挥发性有机物综合治理方案》，切实推进重点行业 VOCs 污染治理。重点推进石化、化工、包装印刷、工业涂装等重点行业以及机动车、油品储运销等交通源 VOCs 污染防治，加强芳香烃、烯烃、炔烃、醛类等活性强的 VOCs 排放控制，持续削减重点企业 VOCs 排放量。建立健全以改善环境空气质量为核心的 VOCs 污染防治管理体系，加强石化、煤化工、表面处理、印刷、油气储罐等重点排放行业的精细化管理，持续实施 LDAR 治理。强化新增污染物排放控制，推进 VOCs 与 NO_x 等的协同减排，改善环境空气质量。强化危险废物环境监管能力。建立完善危险废物环境重点监管单位清单，开展危险废物规范化环境管理排查整治，强化重点行业企业事中事

后监管，严厉打击危险废物环境违法行为，强化部门之间联动。

本项目不涉及涉重金属行业污染防控与工业废物处理处置报告中已提出环境监测计划，本项目站场无组织废气排放涉及 VOCs 排放，报告中已针对无组织排放提出相应措施。本项目产生的危险废物严格落实《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》(生态环境部公告 2021 年第 74 号)、《危险废物转移管理办法》(生态环境部令 第 23 号)中相关管理要求。

(11) 水土保持规划相符性分析

本项目地处塔克拉玛干沙漠北缘，水土流失类型为风力侵蚀为主，受风沙危害大，风蚀强烈。

根据《新疆维吾尔自治区水土保持规划（2018-2030 年）》，库车市涉及国家级水土流失重点防治区，本项目属于 II3 塔里木河流域重点治理区。

塔里木盆地水土流失类型主要是风力侵蚀、水力侵蚀，微度水蚀 8.12%、轻度水蚀 3.10%、中度水蚀 0.96%、微度风蚀 0.60%、轻度风蚀 72.37%、中度以上风蚀 7.03%，其他类型侵蚀 10.92%。北部水力侵蚀主要分布于中低山区，风力侵蚀主要分布于绿洲的边缘。西部水蚀主要分布在河流周边，表现为对河岸的掏蚀及洪水的威胁；风蚀则分布较广，以东南沙漠边缘较重。南部风蚀面积覆盖了本区的绿洲范围，水力侵蚀主要分布于南部河流上游。

任务及规模：水土保持主要任务是农田防护、防灾减灾和防风固沙。绿洲内部营造农田防护林，塔里木盆地绿洲外缘，在现有防护基干林带基础上，进一步完善、补缺，构筑大型防护基干林带；绿洲外围荒漠区，实施封沙育林，形成绿洲外围天然防风阻沙带；绿洲内部沙化土地综合治理进行防护林网的补缺和完善及四荒地治理。

本项目水土流失防治将采用北方风沙区建设类项目一级标准，并适当提高防治目标值。工程主体设计中应进一步优化施工工艺，加强防治措施以减小因工程建设带来的不利影响，从而减少水土流失。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，在此基础上符合《新疆维吾尔自治区水土保持规划（2018-2030 年）》要求。

(12) 与《新疆维吾尔自治区油气发展“十四五”规划环境影响报告书》符合性分析

提高老油田采收率，加大塔里木盆地和老油区深层超深层、外围油气资源开

发力度，减缓吐哈、准东、塔河等老油区产量递减。积极推动天山北坡万亿方大气区勘探开发，加快准噶尔盆地南缘、玛湖、吉木萨尔以及塔里木盆地顺北、库车博孜—大北、哈拉哈塘碳酸盐岩油藏等大型油气田建设，促进油气增储上产，实现资源良性接替。拟建工程位于塔河油田内，项目的实施有利于维持塔河油田产能稳定，有利于提高老油田采收率。

(13) 与《阿克苏地区库车市国土空间规划(2021-2035年)》符合性分析

国土空间规划战略定位：充分利用库车优质而丰富的能源矿产资源，通过加强资源利用的就地转化，延伸能源化工产业链与产品附加值，努力打造成为国家能源化工新城。

推进能源和矿产资源开发利用，低碳发展清洁能源：统筹矿产资源开发利用，提高利用效率，以国家和自治区以及库车市国民经济和社会发展需要的石油、天然气、煤矿等大宗优势能源和矿产资源为重点，优化能源和矿产开发规模，提升矿山能源和矿产开发利用效率。坚持绿色低碳发展，加快光热等清洁资源的开发和利用，以“绿色生态”为理念，以“碳达峰、碳中和”为目标，以“特色气候资源”为本底，低碳发展“太阳能”光热资源等清洁资源的开发和利用。

本项目为油气开采服务，符合《阿克苏地区库车市国土空间规划(2021-2035年)》战略定位，符合能源和矿产资源开发利用的相关要求。

(14) 与《巴音郭楞 蒙古自治州国土空间规划(2021年-2035年)》符合性分析

《规划》提出：立足巴州资源禀赋和资源环境承载能力，落实国家和自治区发展重大战略，统筹划定永久基本农田、生态保护红线和城镇开发边界。

永久基本农田：确保永久基本农田总量不减少布局稳定，质量有提高。

生态保护红线：生态保护红线内的自然保护地核心保护区原则上禁止人为活动。

城镇开发边界：城镇开发边界内建设，实行“详细规划许可”的管制方式。

构建“一核、三区、多集群”产业空间格局。

一核：将库尔勒打造为区域产业创新发展核心引擎和州级综合服务中心，形成带动区域发展的重要产业和功能枢纽。

三区：库尉轮产业功能区：建设国家油气生产加工和储备基地、纺织服装加工基地、南疆商贸物流枢纽和旅游集散基地。焉耆盆地产业功能区：建设“三红产业”(工业番茄、工业辣椒、酿酒葡萄)产业基地、钢铁和非金属矿产加工基地、全

国知名生态旅游度假目的地新疆优质奶源基地。

且若产业功能区：建设区域物流集散中心、氟硅理新材料产业基地、特种旅游基地、特色林果基地、支撑环塔里木清洁能源保障区建设。

多集群：打造油气生产和化工、棉纺和化纺、绿色矿业、新能源四大产业集群和装备制造产业基地。

构建六大矿产资源重点勘查开发区：落实细化国家、自治区矿产资源开发利用布局，以巴州优势矿产为重点，重点加强战略性矿产资源和自治区急需矿产资源的勘查开发，保障国家能源资源安全。“塔北-塔中-罗布泊油气及钾盐资源勘查开发区、东天山能源黑色有色金属勘查开发区、焉耆盆地油气及煤炭资源勘查开发区、阿尔金黑色有色稀有及非金属勘查开发区、西天山能源黑色贵金属勘查开发区、东昆仑(祁曼塔格)黑色有色及非金属勘查开发区”。

工程占地范围内不涉及基本农田，未处于城镇开发边界，不在生态保护红线范围内。位于库尉轮产业功能区及塔北-塔中-罗布泊油气及钾盐资源勘查开发区，属于石油天然气开采项目，符合区域发展规划要求。

(15) 与《中国石油化工股份有限公司西北油田分公司“十四五”规划》及规划环评符合性分析

①与《中国石油化工股份有限公司西北油田分公司“十四五”规划》符合性分析

《中国石油化工股份有限公司西北油田分公司“十四五”规划》规定：塔河油田持续开展技改增效、系统配套、节能和隐患治理工作”，拟建工程实施后，可有效增加开采效率，保证区域开采系统稳定运行。塔河油田持续开展技改增效、系统配套、节能和隐患治理工作”。拟建工程位于塔河油田，工程实施后，可有效增加开采效率，保证区域开采系统稳定运行，符合规划要求。

②与《中国石油化工股份有限公司西北油田分公司“十四五”规划环境影响报告书》符合性分析

《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》于2022年7月25日通过了新疆维吾尔自治区生态环境厅的审查，文号新环审〔2022〕147号，项目建设符合《中国石油化工股份有限公司西北油田分公司“十四五”规划环境影响报告书》污染防治措施、结论及审查意见中的相关要求，具体见表3.8-2、表3.8-3。

表 3.8-2 项目与《中国石油化工股份有限公司西北油田分公司“十四五”规划环境影响报告书》符合性分析

类别	规划环评规定	拟采取的相关措施	相符性分析
规模	2023~2025年规划实施三维地震勘探7100km ² ，部署探井204口，开发井723口，到2025年建成年产1500万吨油当量油气田。 塔里木盆地资源量共计258.89亿吨油当量，其中石油118.54亿吨、天然气17.61万亿方，西北油田分公司探区地质资源量123.83亿吨油当量，占总资源量的47.8%，其中石油66.51亿吨、天然气7.19万亿方。塔里木盆地总体仍处于油气资源开发的前中期，随着勘探工作的不断进行，规划区内探明地质储量还将不断增加，总体来说，规划区油气资源储量可以满足规划实施要求。	本项目通过完善注水系统，提高碳酸盐注水系统的可靠性及抗风险能力，满足油藏注水开发需求，实现注采平衡，保证注水系统经济高效运行。符合规划实施要求。	符合
选址	由于规划本身具有不确定性，规划在实施过程中具体项目选址需在设计时充分考虑周边环境敏感区的位置关系，优先避让区域环境敏感区，确实无法避让时按照国家 and 自治区相关规定进行。	本项目涉及地方公益林及天然牧草地，项目目前正按规定办理征地手续。	符合
工艺	钻井工程基本作业程序主要包括钻前工程（确定井位、井场准备）、钻井工程（钻井、完井）和连接生产管线等主要步骤。规划地面工程主要为新改扩建各类场站、管道工程、道路工程建设。规划营运期各生产井油气通过各单井气嘴节流后进入计量器，根据油气性质加入药剂、掺稀或加热后通过集输管线输送至各计转站。根据油气性质和采油井距离计转站和联合站的距离，规划原油集输工艺主要采用二级、二级半和三级布站方式。	本项目主体工程包括站场改造工程、管线改造工程。	符合
清洁生产	西北油田分公司各采油厂地质勘查、油气开采到油气集输的每一个环节，开展清洁生产技术，即在勘探环节，要讲求综合勘探、综合评价，这是资源利用的基础；在开采环节，要开发完善适合当地资源特点的油藏开采工艺。应采用先进生产技术，清洁生产水平达到国内先进及以上水平。	施工期及运营期均采用高效节能的设备及工艺，采取节能措施提高了资源利用率，对比《石油天然气开采行业清洁生产评价指标体系》（试行），清洁生产企业等级为清洁生产企业。	符合
生态环境保护措施	1、废气：通过洒水增加含水率能有效抑制扬尘产生，同时降低车辆运输速度可有效减少扬尘产生量；对燃油机械设备定期维护保养，钻井期间定期对柴油发电机等设备进行维护，并且采用符合标准的柴油，并添加柴油助燃剂等措施；钻井期间定期对柴油发电机等设备进行维护，并且采用符合标准的柴油，并添加柴油助燃剂等措施；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。施工场	本次环评提出的大气污染防治措施为：定期对设备进行保养维护。严格控制施工作业面积，施工区域定期洒水抑尘，避免在大风天气作业。材料及临时土方等在项目区堆放应采取覆盖防尘布，逸散性材料运输采用苫布遮盖，施工结束后尽快对施工场地进行整理和平整。选用质量可靠的设备、仪表、阀	符合

类别	规划环评规定	拟采取的相关措施	相符性分析
	<p>地剥离的表土堆放、施工材料堆放应定位定点，并采取防尘、抑尘措施，如遮盖苫布、设置挡风板等。施工场地剥离的表土堆放、施工材料堆放应定位定点，并采取防尘、抑尘措施，如遮盖苫布、设置挡风板等；管道施工完毕后及时覆土回填，临时占地使用结束后及时恢复地表形态。管道施工完毕后及时覆土回填，临时占地使用结束后及时恢复地表形态；采用密闭集输工艺，容易泄漏的关键危险部位采用先进设备和材料，站场和阀室以及沿线设可燃气体浓度检测系统、设ESD系统。定期巡检，确保集输系统安全运行；定期巡检，确保集输系统安全运行；油气田采出水、储罐排水应采用密闭管道集输，接入口和排出口采取与环境空气隔离的措施；通过采用全密闭、连续化、自动化等生产技术，以及高效工艺与设备等，继续削减VOCs无组织排放。对照《挥发性有机物无组织排放控制标准》(GB37822-2019)、《恶臭污染物排放标准》等相关限值及国家行业标准中的特别排放限值，组织对西北油田分公司达标现状进行全面分析。闭井期作业时，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。</p>	<p>门等；定期对站场的设备、阀门等检查、检修；在施工操作中应做到文明施工，防止水泥等的洒落与飘散；避开大风天气进行作业。</p>	
	<p>2、废水：钻井废水临时罐体收集，按泥浆体系不同分阶段用于配制相应体系泥浆，在钻井期间综合利用，不外排；在射孔和酸压作业结束后，井下作业废水采用专用废水回收罐收集后运至周边环保站进行处理。生活污水经井场撬装式污水处理站处理后，用于生活区、井场及通井路降尘，不外排地表水环境。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，对含水层进行固封处理，避免钻井过程中产生的污染物与区域水体发生水力联系，同时对产生的污染物排放进行严格管理。将可能产生污染的区域划分为重点防渗区和一般防渗区，并要求采取防渗措施。试压废水试压结束后用于区域绿化或抑尘用水。井下作业带罐作业，产生的井下作业废水采用专用收集罐集中收集后送至就近已有或配套新建的环保处理站处理。油气开采产生的采出水经现有或配套新建的联合站污水处理系统处理相关标准要求后，全部回注油层，不向地表水体排放。在闭井作业过程中，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）要求进行施工作业。集</p>	<p>运营期无新增废水。</p>	<p>符合</p>

类别	规划环评规定	拟采取的相关措施	相符性分析
	输管线敷设前，加强对管材和焊接质量的检查，防止因管材质量及焊接缺陷造成泄漏事故的发生。在集输管线的敷设线路上应设置标识，对管线的运行情况的实时监控。穿越铁路及泄洪区套管的焊接质量严格把关，防止焊接缺陷造成泄漏事故的发生。		
	3、噪声：在设备选型上要求采用低噪声的设备，施工设备要经常检查维修，对噪声较大的设备采取基础减震措施。注意对设备的维护和保养，合理操作，保证施工机械保持在最佳状态，降低噪声源强；合理安排施工进度和施工时间，定期给机泵等设备加润滑油和减振垫，对各种机械设备定期保养；闭井期噪声主要为车辆噪声等，合理控制车速，通过村庄时避免鸣笛。	尽量选用低噪声设备，对噪声强度较大的设备进行减噪处理。定期给机泵等设备加润滑油和减振垫，对各种机械设备定期保养；加强噪声防范，做好个人防护工作	符合
	4、固废：施工现场严禁随地乱丢废物。施工单位应及时回收落地油等废物，施工期钻井采用“泥浆不落地技术”，所有与地面接触的罐体均铺设防渗膜。施工期井场生活垃圾收集后定期清运至周边生活垃圾填埋场填埋处理，完井后，井场废物全部进行清理、回收处理，做到“工完、料尽、场地清”。危险废物应依据《危险废物收集贮存运输技术规范》(HJ2025-2012)的要求进行管理；土石方全部用于回填管沟及场地平整，不随意堆存；加强监督力度，最大限度控制落地油产生。井下作业时严格执行“铺设作业，带罐上岗”的作业模式。落实好防喷、防漏技术措施。在原油处理过程中所产生的油泥（砂）属于危险废物，交由有资质的单位进行无害化处置。工作人员的生活垃圾设置垃圾桶集中收集后定期由库车城乡建设投资（集团）有限公司负责拉运至库车景胜新能源环保有限公司阿克苏地区静脉产业园（东区）生活垃圾焚烧发电厂处置或运至周边生活垃圾填埋场处理。井场清理等工作还会产生部分废弃管线、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。	废机油集中收集后最终交由有相应危险废物处理资质的单位进行回收处置。地面设施拆除、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。废弃建筑残渣外运至当地建筑垃圾填埋场，不得遗留在场地内影响土壤环境质量。运输过程中，运输车辆均加盖篷布，以防止行驶过程中固体废物的散落	
	5、生态：闭井期噪声主要为车辆噪声等，合理控制车速，通过村庄时避免鸣笛。禁止乱挖、乱采野生植物和野生药材，严禁破坏动物巢穴，严禁捕杀和撞吓野生动物；合理规划临时性占地，严格控制占地面积，尽量选择在植被	对油田区域内的临时占地和永久占地合理规划，严格控制临时占地面积；施工结束后，对站场新增设备区进行地面硬化处理；设计选线选址过程中，尽	

类别	规划环评规定	拟采取的相关措施	相符性分析
	<p>稀少或荒漠的区域布点，避让保护植物。不得随意开设便道，杜绝车辆乱碾乱轧的情况发生。施工过程中严格规定各类工作人员的活动范围，加强对施工人员和职工的教育，强化保护荒漠植物的观念，不得随意砍伐野生植物，钻井作业结束后，将井场进行平整，并覆土压实覆盖一层砾石，防止风蚀现象发生。管沟开挖，尽可能做到土壤的分层堆放，分类回填，根据地形条件，尽量按地形走向、起伏施工，减少挖填作业量。对管沟回填后多余的土严禁大量集中弃置，应均匀分散在管线中心两侧，</p> <p>并使管沟与周围自然地表形成平滑过渡，不得形成汇水区域，防止水土流失。确保各环保设施正常运行，落地油回收、固体废物填埋，避免各种污染物污染对土壤环境的影响，并进一步影响其上部生长的荒漠植被。强化风险意识，制定切实可行的风险防范与应急预案，确保生产设施正常运行，避免强噪声惊扰野生动物。井场永久占地戈壁土压实或砾石覆盖，以减少风蚀量。定期检查管线，如发生管线老化、接口断裂，及时更换管线。定时巡查井场及管线等，及时清理落地原油，降低土壤污染。加强环境保护宣传工作，提高环保意识，特别是对野生动物和自然植被的保护。退役期将永久性占地范围内的水泥平台或沙砾石铺垫清理，随后根据周边区域的自然现状对其进行恢复，使井场恢复到相对自然的一种状态。</p>	<p>量避开植被密集的区域，避免破坏荒漠植物；管线敷设时，严格控制施工作业带宽度，管沟应分层开挖、分层堆放、分层回填；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，不随意踩踏砍伐野生植被，尽量不侵扰野生动物的栖息地；施工结束后，及时对施工场地进行平整，以便后期自然恢复。并按相关规定对植被损失进行生态经济补偿；加强施工期环境监理。</p>	

表 3.8-3 项目与《中国石油化工股份有限公司西北油田分公司“十四五”规划环境影响报告书》

审查意见符合性分析

序号	规划环评审查意见	拟采取的相关措施	相符性分析
1	（一）严守生态保护红线，加强空间管控。坚持以习近平生态文明思想为指导，严守生态保护红线，严格维护区域主导生态功能，积极推动绿色发展，促进人与自然和谐共生。主动对接国土空间规划，进一步做好与“三线一单”生态环境分区管控方案、主体功能区划、生态功能区划等有关要求的有序衔接和细化分解，严格落实各项生态环境保护要求，协同推进石油天然气开发和生态环境保护相协调，切实维护区域生态系统的完整性和稳定性。	本项目建设符合“三线一单”《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》要求；符合《阿克苏地区库车市国土空间规划（2021-2035年）》《巴音郭楞蒙古自治州轮台县国土空间规划（2021-2035年）》。符合阿克苏地区“三线一单”生态环境分区管控方案、《巴音郭楞蒙古自治州“三线一单”生态环境分区管控方案》。符合主体功能规划及生态功能区划的相关要求，对区域生态系统结构和功能不会造成明显影响。	符合
2	（二）合理确定开发方案，优化开发布局。根据区域主体功能定位，结合区域资源环境特征、生态保护红线等相关管控要求，依据生态环境影响评价结果，进一步优化石油天然气开采规模、开发布局和建设时序。总结石油天然气开发过程对生态环境影响和保护经验，及时进行优化调整。	管线分段施工。	符合
3	（三）严格生态环境保护，强化各类污染防治。根据油气开采产业政策和生态环境保护政策要求，严格落实资源环境指标要求，进一步控制污染物排放以及能源消耗水平。油气开采、输送、储存、净化等过程及非正常工况应加强挥发性有机物等污染物排放控制，确保满足区域环境空气质量要求。加强开采废水污染控制，涉及回注的应经处理满足《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329）等相关标准要求，采取切实可行的地下水污染防治和监控措施，防止造成地下水污染。油气开采过程中产生的固体废物，应当遵循减量化、资源化、无害化原则，合规处置。加强伴生气、落地油、采出水等回收利用，提高综合利用水平。	采取的生态恢复措施符合规划环评报告书的要求，建筑垃圾收集后送至当地建筑垃圾填埋场处理；废机油及事故状态下的含油污泥均委托有资质的单位处置，产生的各类固体废物均得到合规处置；选用质量可靠的设备、仪表、阀门等；定期对站场的设备、阀门等检查、检修；井口采出物汇集、输送及处理的全过程均采用密闭工艺流程；采取了相应的防渗措施	符合
4	（四）加强生态环境系统治理，维护生态安全。坚持节约优先、保护优先、自然恢复为主，统筹推进山水林田湖草沙一体化保护和系统治理，守住自然生态安全边界。严格控制油气田开发扰动范围，加大生态治理力度，结合油气开采绿色矿山建设等相关要求，落实各项生态环境保护措施，保障区域生	报告中提出了相应的生态环境保护措施，并制定了生态恢复治理方案	符合

序号	规划环评审查意见	拟采取的相关措施	相符性分析
	态功能不退化。油气开发应同步制定并落实生态保护和修复方案，综合考虑防沙治沙等相关要求，因地制宜开展生态恢复治理工作。		
5	加强油气开发事中事后环境管理。油气企业应切实落实生态环境保护主体责任，进一步健全生态环境管理和应急管理体系，确保各项生态环境保护和应急防控措施落实到位。建立环境空气、水环境、土壤环境、生态等监测体系，开展长期跟踪监测。根据监测结果，及时优化开发方案，并采取有效的生态环境保护措施。	报告中提出了运营期监测计划和应急管理的要求	符合
6	规划审批机关在审批《中国石油化工股份有限公司西北油田分公司“十四五”规划》时，应充分考虑《报告书》结论以及审查意见，逐条说明规划环评优化调整建议的采纳情况。规划所包含的建设项目应结合《报告书》提出的相关要求做好环境影响评价工作，重点调查生态、地下水、土壤等环境敏感目标分布情况，论证环境保护措施有效性；与有关规划的符合性及环境协调性分析、区域生态环境概况等方面内容可以适当简化。	报告中调查了敏感目标并论证环境保护措施有效性；分析了与有关规划的符合性及环境协调性。	符合

3.8.2 环保政策符合性分析

(1) 与《石油天然气开采业污染防治技术政策》的符合性分析

本项目建设符合《石油天然气开采业污染防治技术政策》中的相关规定，相符性分析详见表 3.8-4。

表 3.8-4 本项目与《石油天然气开采业污染防治技术政策》的相符性分析

序号	《政策》中相关规定	本项目采取的相关措施	相符性分析
1	在勘探开发过程中，应防止产生落地原油。其中井下作业过程中应配备泄油器、刮油器等。落地原油应及时回收，落地原油回收率应达到 100%	防止产生落地原油。产生的落地原油后，及时回收，100%回收，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	符合
2	在开发过程中，适宜注水开采的油气田，应将采出水处理满足标准后回注	运营期无废水产生	符合
3	在油气集输过程中，应采用密闭流程，减少烃类气体排放。新、改、扩建油气田油气集输损耗率不高于 0.5%	采用密闭集输工艺流程工艺	符合
4	在钻井和井下作业过程中，鼓励污油、污水进入生产流程循环利用，未进入生产流程的污油、污水应采用固液分离、废水处理一体化装置等处理后达标外排	运营期无废水产生	符合

5	应回收落地原油，以及原油处理、废水处理产生的油泥（砂）等中的油类物质，含油污泥资源化利用率应达到 90%以上，残余固体废物应按照《国家危险废物名录》和危险废物鉴别标准识别	落地油 100%回收；事故状态下产生的含油污泥交由有相应处置资质的单位进行回收、处置	符合
6	1) 油气田企业应制定环境保护管理规定，建立并运行健康、安全与环境管理体系；2) 加强油气田建设、勘探开发过程的环境监督管理。油气田建设过程应开展工程环境监理；3) 在开发过程中，企业应加强油气井套管的检测和维护，防止油气泄漏污染地下水；4) 建立环境保护人员培训制度；5) 油气田企业应对勘探开发过程进行环境风险因素识别，制定突发环境事件应急预案并定期进行演练。开展特征污染物监测工作，采取环境风险防范和应急措施，防止发生由突发性油气泄漏产生的环境事故	本项目建设实施过程中，将依托中国石油化工股份有限公司西北油田分公司在环境管理上建立的健康、安全与环境管理体系（HSE 管理体系），建成后由中国石油化工股份有限公司西北油田分公司采油一厂统一管理，应将实施区域纳入中国石油化工股份有限公司西北油田分公司突发环境污染事件应急预案，从而对环境风险进行有效防治。同时运营期间需对生产过程产生的“三废”进行严格管理，定期对“三废”进行监测	符合

(2) 与《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》要求的相符性分析

本项目采取的各项环保措施符合《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》中相关要求，相符性分析详见表 3.8-5。

表 3.8-5 本项目与《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》的相符性分析

序号	《规范》中相关规定	本项目采取的相关措施	相符性分析
1	资源开发应与环境保护、资源保护、城乡建设相协调，最大限度减少对自然环境的扰动和破坏，选择资源节约型、环境友好型开发方式；因矿制宜选择开采工艺和装备，符合清洁生产要求；应贯彻“边开采、边治理、边恢复”的原则，及时治理恢复矿区地质环境，复垦矿区压占和损毁土地；应遵循矿区油气资源赋存状况、生态环境特征等条件，科学合理确定开发方案，选择与油气藏类型相适应的先进开采技术和工艺，推广使用成熟、先进的技术装备，严禁使用国家明文规定的限制和淘汰的技术工艺及装备；集约节约利用土地资源，土地利用符合用地指标政策。合理确定站址、场址、管网、路网建设占地规模	建设符合相关规划，符合区域“三线一单”中相关管控要求；报告提出，要按照规定对占地进行补偿，施工结束后临时占地要及时恢复，退役期要及时释放永久占地	符合
2	应实施绿色钻井技术体系，科学选择钻井方式、环境友好型钻井液及井控措施，配备完善的固控系统，及时妥善处置钻井泥浆	无钻井工程	符合
3	油气开发全过程应采取措施防止地下水污染，建立动态监测评估、处理及报告机制	运营期设水质监测井，落实地下水监测计划	符合

4	防止油气生产、储存、转运过程中发生渗漏、泄漏，防止对矿区生态环境造成污染和破坏；应制定突发环境事件应急预案，配备相应的应急物资	建成后归属中国石油化工股份有限公司西北油田分公司采油一厂管辖，中国石油化工股份有限公司西北油田分公司采油一厂具备完善的应急管理体系，应对应急预案进行修编，将本项目实施范围纳入其应急预案	符合
5	按照减量化、资源化、再利用的原则，综合开发利用油气藏伴生资源，综合利用固体废弃物、废水等，发展循环经济；气田伴生资源综合利用：与甲烷气伴生的凝析油综合利用率不低于 90%；油气生产过程中产生的废液、废气、固体废物应建档分类管理，并清洁化、无害化处置，处置率应达到 100%；油气生产过程中的采出水应清洁处理后循环利用；不能循环利用的，应达标排放、回注或采取其他有效利用方式；油气开采过程中产生的落地原油，应及时全部回收	事故状态下的含油污泥按事发地的县级以上人民政府确定的处置方案进行运输、利用或处置，利用或处置过程不按危险废物管理。	符合
6	建设数字化油气田，实现企业生产、经营、管理的信息化；结合生产实际分级建立监控平台，达到油气生产、计量、集输与处理等主要环节自动化、数字化远程监控管理；建立场站区监控系统，实时采集流量、压力、液位、可燃气体浓度等信息，录入生产运行中人工化验或记录数据，进行系统化实时监控管理；利用人工智能、网络信息等技术，实现对油气田矿区经营、生产决策、环境监测治理、设备控制和安全生产的信息化管理	中国石油化工股份有限公司西北油田分公司建有完备的自动化管控系统，本次新增设备搭配自动化设备，实现全过程自动化管理	符合

(3) 与《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》的相符性分析

本项目的建设与《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》的相关要求相符，相关符合性分析见表 3.8-6。

表 3.8-6 与《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》的符合性分析

序号	《通知》中相关规定	本项目采取的相关措施	相符性分析
1	编制油气开发相关专项规划，应该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，应当作为规划生态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编制了《西北油田分公司“十四五”发展规划》和《西北油田分公司“十四五”发展规划环境影响报告书》	符合
2	油气开采项目（含新开发和滚动开发项	在报告中对施工期、运营期环境影响	符合

	目)原则上应以区块为单位开展环评,一般包括区块内拟建的新井、加密井、调整井、站场、设备、管道和电缆及其更换工程、弃置工程及配套工程等。项目环评应深入评价项目建设、运营带来的环境影响和环境风险,提出有效的生态环境保护和环境风险防范措施。滚动开发区块产能建设项目,还应对现有工程环境影响进行回顾性评价,对相关生态环境问题提出有效防治措施。依托其他防治设施的或者委托第三方处置的,应在环评中论证其可行性和有效性。	和环境风险进行了分析,并提出有效的环境保护措施、污染防治措施和环境风险防范措施,并分析了依托工程可行性和有效性;同时对现有工程也进行了回顾性评价,对相关生态环境问题提出有效防治措施	
3	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综合处理和利用设施,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,应按照《建设项目危险废物环境影响评价指南》要求评价。相关部门及油气企业应加强固体废物处置的研究,重点关注固体废物产生类型、主要污染因子及潜在环境影响,分别提出减量化源头控制措施、资源化利用路径、无害化处理要求,促进固体废物合理利用和妥善处置。	废机油交由有相应危废处理资质的单位进行回收处置	符合
4	施工期应当尽量减少施工占地、缩短施工时间、选择合理施工方式落实环境敏感区管控要求以及其他生态环境保护措施,降低生态环境影响。钻井和压裂设备应当优先使用网电、高标准清洁燃油,减少废气排放。选用低噪声设备,避免噪声扰民。施工结束后,应当及时落实环评提出的生态保护措施	建设符合相关规划及区域“三线一单”要求,选址选线合理;施工期严格按照既定方案施工,合理制定施工方案,加强施工管理,严禁施工人员和机械在施工范围外作业;电源自周边已建电网接入,各类机械均使用符合国家标准的油品;优先选用低噪声设备,高噪声设备采取基础减振措施,项目周边无声环境敏感目标,不会造成扰民现象;施工结束后应及时对施工场地进行平整、清理,恢复临时占地	符合
5	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	建成后归属中国石油化工股份有限公司西北油田分公司采油一厂管辖,中国石油化工股份有限公司西北油田分公司采油一厂具备完善的应急管理体系,应对其应急预案进行修编,将其纳入其应急预案	符合
6	(一)油气田开发建设项目的建设运营单位(即项目业主单位)为油气田勘探开发活动环保责任单位,对在其作业区域内生产运营活动负有监督和管理责任。业主	运行期由中国石油化工股份有限公司西北油田分公司采油一厂运营管理。西北油田分公司采油一厂已经建立了环境保护指标体系,推行环境保护目	符合

	<p>单位责任人为该油气田开发区域内环保第一责任人，要切实履行好监督管理的责任。</p>	<p>标责任制，明确了各单位企业行政一把手为本单位环保第一责任人，并规定了应负的法律责任和行政责任。中国石油化工股份有限公司西北油田分公司采油一厂单位行政一把手是该单位的环保第一责任人，本次环评要求中国石油化工股份有限公司西北油田分公司采油一厂行政一把手应按照《西北油田分公司环境保护管理规定》及其他规定在本项目生产运营过程中负起相应法律责任和行政责任</p>
--	--	--

(4) 与《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》的符合性分析

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

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

本项目施工期不可回收利用的废料拉运至建筑垃圾填埋场处理。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。

第三十条规定：石油、化工等含挥发性有机物原料的生产会产生含挥发性有机物废气的生产和服务活动，应当按照国家规定在密闭空间或者设备中进行，并安装、使用污染防治设施；无法密闭的，应当采取措施减少废气排放。

本项目废气污染源为新增三相分离器挥发的无组织烃类气体。

针对以上污染源，油田采取了以下大气污染治理措施：

①采用了技术质量可靠的设备、仪表控制、阀门等。

②结合《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)要求，本项目对无组织废气非甲烷总烃监测和管控提出如下要求：

1) 监测要求，西北油田分公司应建立监测制度，制定监测方案，对污染物排放状况及其对周边环境质量的影响开展自行监测，保存原始监测记录，并公布监测结果；对于设备与管线组件泄漏，监测采样和测定方法按 HJ733 的规定执行。

2) 管控要求，西北油田分公司应定期对设备与管线组件的密封点进行 VOCs 泄漏检测，对设备与管线组件的密封点每周进行目视观察，检查其密封处是否出

现可见泄漏现象。阀门至少每 6 个月检测一次，法兰至少每 12 个月检测一次。当检测到泄漏时，对泄漏源应予以标识并及时修复。泄漏检测应建立台账，记录检测时间、检测仪器读数、修复时间、采取的修复措施、修复后检测仪器读数等，台账保存期限不少于 5 年。

(5) 与《挥发性有机物 (VOCs) 污染防治技术政策》的符合性分析

本项目与《挥发性有机物 (VOCs) 污染防治技术政策》分析，见表 3.8-8。

表 3.8-8 《挥发性有机物 (VOCs) 污染防治技术政策》符合性分析

序号	规范条件中要求	项目情况	相符性
1	<p>源头和过程控制</p> <p>(六) 在石油炼制与石油化工行业，鼓励采用先进的清洁生产技术，提高原油的转化和利用效率。对于设备与管线组件、工艺排气、废气燃烧塔（火炬）、废水处理等过程产生的含 VOCs 废气污染防治技术措施包括：</p> <p>1.对泵、压缩机、阀门、法兰等易发生泄漏的设备与管线组件，制定泄漏检测与修复 (LDAR) 计划，定期检测、及时修复，防止或减少跑、冒、滴、漏现象。</p>	<p>本项目油气输送过程全密闭，运营期采用技术质量可靠的设备、仪表控制、阀门等定期的检查、检修。</p>	符合

(6) 与《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）符合性分析

项目对照《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）的符合性见表 3.8-9。

表 3.8-9 与《关于加强沙区建设项目环境影响评价工作的通知》符合性分析

文件名称	相关要求	拟建项目情况	符合性
《关于加强沙区建设项目环境影响评价工作的通知》	对于受理的涉及沙区的建设项目环评文件，严格按照《环境影响评价技术导则生态影响》（HJ19-2022）要求，强化建设项目的环境可行性、环境影响分析预测评估的可靠性和防沙治沙生态环境保护措施的可行性、有效性评估。	本项目地处塔克拉玛干沙漠边缘，本次环评分析了项目实施过程中对周边沙化土地的影响，并提出了有效可行的防沙治沙措施。	符合

(7) 《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

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，可以以建设用地方式或者临时占用未利用地方式使用土地；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。

项目施工过程中严格控制施工占地，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。

(8) 与《新疆维吾尔自治区重点行业生态环境准入条件（2024 年）》符合性分析

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

表 3.8-10 与《新疆维吾尔自治区重点行业生态环境准入条件（2024 年）》的相符性分析

规划中相关要求		拟采取措施	符合性
生态环境准入总体要求	1.建设单位应依法依规组织编制环境影响评价文件，并报具有审批权限的生态环境部门审批。	本项目为石油和天然气开采业，陆地天然气开采的涉及环境敏感区的（含内部集输管线建设），属于报告书项目	符合
	2.建设项目应符合国家、自治区相关法律法规规章、产业政策要求，采用的工艺、技术和设备应符合《产业结构调整指导目录》《产业转移指导目录》《鼓励外商投资产业目录》《西部地区鼓励类产业目录》等相关要求，不得采用国家和自治区限制、淘汰或禁止使用的工艺、技术和设备。在环评审批中，严格落实国家及自治区有关行业产能替代、压减等措施。	本项目属于国家鼓励类的产业政策。	符合
	3.一切开发建设活动应符合国家、自治区主体功能区规划、自治区和各地颁布实施的国民经济发展规划、生态功能区划、国土空间规划、产业发展规划等相关规划及生态环境分区管控要求，符合区域（流域）或产业规划环评及审查意见要求。	本项目符合主体功能区划、生态功能区划、国土空间规划	符合
	4.禁止在自然保护区、世界自然遗产地、风景名胜区、自然公园（森林公园、地质公园、湿地公园、沙漠公园等）、重要湿地、饮用水水源保护区等依法划定禁止开发建设的环境敏感区及其他法律法规规章禁止的区域进行污染环境的任何开发活动。禁止在青藏高原水土流失严重、生态脆弱的区域开展可能造成水土流失的生产建设活动。确因国家发展战略和国计民生需要建设的，应当经科学论证，并依法办理审批手续，严格控制扰动范围。涉及生态保护红线的其他要求，按照《自然资源部生态环境部国家林业和草原局关于加强生态保护红线管理的通知（试行）》（自然资发〔2022〕142 号）执行，生态保护红线管控要求调整、更新的，从其规定。	本项目不位于自然保护区、世界自然遗产地、风景名胜区、自然公园（森林公园、地质公园、湿地公园、沙漠公园等）、重要湿地、饮用水水源保护区。	符合

	<p>5.矿产资源开发按照国家及自治区绿色矿山建设规范进行建设，遵循“谁开发、谁保护，谁破坏、谁恢复，谁受益、谁补偿，谁污染、谁付费”的原则，制定矿山生态环境保护与恢复治理方案并严格组织实施。违反国家规定造成生态环境损害的，依法依规开展生态环境损害赔偿工作，依法追究生态环境损害赔偿责任。</p>	<p>本环评已要求了施工期和退役期的生态环境恢复措施</p>	<p>符合</p>
	<p>6.建设项目用地原则上不得占用基本农田，确需占用的，应符合《中华人民共和国基本农田保护条例》相关要求；占用耕地、林地或草地的建设项目应符合国家、自治区有关规定。</p>	<p>本项目不占用基本农田、耕地，施工占用林地满足相关林地手续</p>	<p>符合</p>
	<p>7.新建、扩建工业项目原则上应布置于依法合规设立、环境保护基础设施完善的产业园区、工业聚集区或规划矿区，并符合相关规划、规划环评及其审查意见要求；法律法规规章和政策另有规定的，从其规定。选址和厂区布置不合理的现有污染企业应根据相关要求，通过“搬迁、转产、停产”等方式限期整改，退城进园。</p>	<p>本项目符合《中国石油化工股份有限公司西北油田分公司“十四五”规划》中要求</p>	<p>符合</p>
	<p>8.按照国家和自治区排污许可规定，按期持证排污、按证排污，不得无证排污。新增主要污染物排放总量的建设项目必须落实主要污染物排放总量指标来源和控制要求。石化、煤化工、燃煤发电（含热电）、钢铁、有色金属冶炼等新增主要污染物排放量的建设项目所在区域、流域控制单元环境质量未达到国家或者地方环境质量标准的，建设项目应提出有效的区域削减方案，对主要污染物实行区域倍量削减，确保项目投产后区域环境质量有改善。所在区域、流域控制单元环境质量达到国家或者地方环境质量标准的，原则上建设项目主要污染物实行区域等量削减，确保项目投产后区域环境质量不恶化。区域削减方案应符合建设项目环境影响评价管理要求，同时符合国家和地方主要污染物排放总量控制要求。涉重金属的新建、改扩建项目其重金属污染物遵循“等量替代”或“减量替代”原则。</p>	<p>本项目主要污染物为三相分离器无组织挥发性有机物、硫化氢</p>	<p>符合</p>
	<p>9.煤电、石化、化工、钢铁、有色金属冶炼、建材等六个行业建设项目应将碳排放影响评价纳入环境影响评价体系，统筹开展污染物和碳排放的源项识别、源强核算、减污降碳措施可行性论证及方案比选，提出协同控制最优方案。</p>	<p>本项目已将碳排放影响评价纳入报告</p>	<p>符合</p>
	<p>10.存在地下水和土壤污染途径的建设项目应采取分区防渗措施，防止地下水和土壤污染。存在环境风险的建设项目，提出有效的环境风险防范措施及环境风险应急预案编制原则和要求，纳入区域环境风险应急联动机制。各类开发区、工业园区和工业聚集区应编制环境风险应急预案，并具备环境风险应急处置能力。未通过认定或不属于一般或较低安全风险的化工园区，不得新建、改扩建危险化学品生产项目（安全、环保、节能和智能化改造和与其他行业生产装置配套建设项目，太阳能、风能等可再生能源电解水制氢项目除外），引导其他石化化工项目在化工园区发展。地方政府要依法依规妥善做好未通过认定化工园区的整改或关闭，以及园区内企业的监管及处置工作。涉及《重点管控新污染物清单》《优先控制化学品名录》所列新污染物（化学物质）生产、加工使用、进出口的建设项目，应当按照国</p>	<p>本工程评价了项目施工期和运营期带来的环境影响和环境风险，提出了有效的生态环境保护和环境风险防范措施；对依托的固废处理设施等均论证了依托可行性和有效性，项目依托处置可行。</p>	<p>符合</p>

	<p>家有关规定采取禁止、限制、限排等环境风险管控措施，对于二噁英、六氯丁二烯、二氯甲烷、三氯甲烷、抗生素等已纳入排放标准的新污染物（化学物质）应进行充分论证和评价，并提出可靠的污染防治措施，确保排放满足相关标准要求，环境影响可接受。</p>		
	<p>11.企业排污车间或工段与环境敏感区距离应满足国家、地方规定或环境影响评价文件提出的大气环境防护距离要求，环境防护距离范围内不应有居民区、学校、医院等环境敏感目标。</p>	<p>本项目评价范围内无居民区、学校、医院等敏感目标</p>	<p>符合</p>
	<p>12.根据《固体废物鉴别标准 通则》（GB34330）《建设项目危险废物环境影响评价指南》，对建设项目产生的所有副产物，应依据产生来源、利用和处置过程鉴别该副产物是否属于固体废物，作为固体废物管理的副产物应按照《国家危险废物名录》《危险废物鉴别标准 通则》（GB5085.7）等进行危险废物属性判定或鉴别。环评阶段不具备开展危险特性鉴别条件的可能含有危险特性的固体废物，应明确疑似危险废物的名称、种类、可能的有害成分，并明确暂按危险废物从严管理，并要求在该类固体废物产生后开展危险特性鉴别。建设单位应持续提高资源产出率，大宗工业固体废物综合利用率应达到国家及自治区有关要求。</p>	<p>本项目危险废物交由有相应危险废物处理资质的单位处理。</p>	<p>符合</p>
	<p>13.磷酸盐采选和直接以磷酸盐矿为原料的加工项目，煤炭开采、选矿项目，锆及氧化锆、铌/钽、锡、铝、铅/锌、铜、钒、钼、镍、锆、钛、金等采、选、冶建设项目应符合《关于发布〈矿产资源开发利用辐射环境监督管理名录〉的公告》和《伴生放射性矿产资源开发利用企业环境辐射监测及信息公开管理办法（试行）》要求。</p>	<p>本项目不涉及</p>	<p>/</p>
	<p>14.建设项目清洁生产水平应达到国家清洁生产标准的国际先进、国内领先水平或满足清洁生产评价指标体系中的清洁生产企业要求。无国家清洁生产标准和清洁生产评价指标体系的建设项目，其生产工艺与装备要求、资源能源利用指标、污染物产生指标、废物回收利用指标、环境管理要求等各项指标水平应达到国内同行业现有企业先进水平。</p>	<p>报告已分析本项目清洁生产水平为先进</p>	<p>符合</p>
	<p>15.鼓励合理利用资源、能源。尽可能采用清洁能源，生产过程中产生的余热、余气、余压应合理利用。采用天然气作原料的应符合天然气利用政策，高污染燃料的使用应符合本通则及其他相关政策要求。按照“清污分流、一水多用、循环使用”的原则，加强节水和统筹用水的管理。鼓励矿井水、中水利用，严格限制使用地下水，最大限度提高水的复用率，减少外排量或实现零排放。</p>	<p>本项目试压水循环使用。</p>	<p>符合</p>
	<p>16.改建、扩建项目，应对现有工程的环境保护措施及效果进行全面梳理评估，针对项目原有环境污染和生态破坏提出有效防治措施并纳入竣工环保验收。</p>	<p>本项目为改扩建项目，已描述现有区块的环境影响</p>	<p>符合</p>
	<p>17.落实国家及自治区深入打好污染防治攻坚战和各环境要素污染防治行动计划要求。</p>	<p>本项目已落实国家及自治区污染防治要求</p>	<p>符合</p>
	<p>18.享有国家及自治区特殊差别化政策的地区及建设项目按照差别化政策执行。</p>	<p>本项目位于南疆四地州，属于大气环</p>	<p>符合</p>

		境差异化政策地区	
陆地石油天然气开发行业生态环境准入要求	（一）适用范围 适用于自治区行政区域内新、改、扩建陆地石油天然气开发项目相关环境管理活动。包括石油、天然气、页岩油、页岩气的勘探、开采、油气集输与处理等作业或过程。	本项目为石油天然气的开采的辅助项目	符合
	（二）选址与空间布局 1.石油、天然气开发项目的选址与布局应符合自治区或油气企业相关油气开发专项规划及规划环评要求，原则上应当以区块为单位开展环境影响评价工作。	本项目为区块为单位开展的工程。	符合
	2.在符合产业政策、满足区域生态环境空气质量改善和污染物总量控制要求的前提下，经环境影响比选论证后，适宜在矿区开展的页岩油、页岩气开采、加工一体化项目可在矿区内就地选址。	本项目位于库车市和轮台县，已进行环境影响比选	符合
	3.涉及自然保护地的石油天然气勘探、开发项目按照国家和自治区有关油气安全保障政策要求执行。	本项目不涉及自然保护地	/
	（三）污染防治与环境影响 1.施工期应当尽量减少施工占地、严格控制施工作业面积、缩短施工时间、选择合理施工方式、落实环境敏感区管控要求以及其他生态环境保护措施，有效降低生态环境影响。	施工期严格按照既定方案施工，合理制定施工方案，加强施工管理，严禁施工人员和机械在施工范围外作业	符合
	2.陆地油气开发项目应当对挥发性有机物液体储存和装载损失、废水集输和处理系统、设备与管线组件泄漏、非正常工况等挥发性有机物无组织排放源进行有效管控，通过采取设备密闭、废气有效收集及配套高效末端处理设施等措施，有效控制挥发性有机物和恶臭气体无组织排放，油气集输损耗率不得高于 0.5%；工艺过程控制措施、废气收集处理措施以及站场边界非甲烷总烃排放浓度应满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728）要求。锅炉、加热炉、压缩机等装置应优先使用清洁燃料或能源，燃煤燃气锅炉、加热炉废气排放应达到《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271）要求，有地方标准的按地方标准执行。涉及高含硫天然气开采的，应当强化钻井、输送、净化等环节环境风险防范措施。高含硫气田回注采出水，应当采取有效措施减少废水处理站和回注井场硫化氢的无组织排放。高含硫天然气净化厂应采用先进高效的硫磺回收工艺，减少二氧化硫排放。	本项目采取设备密闭、有效控制挥发性有机物和恶臭气体无组织排放；报告已要求相应环境风险措施。	符合
	3.油气开发产生的伴生气应优先回收利用，减少温室气体排放，开发区块伴生气整体回收利用率应达到 80%以上；边远井、零散井等产生的伴生气不能回收或难以回收的，应经燃烧后放空。鼓励油气企业将碳捕集、利用与封存（CCUS）技术用于油气开采，提高采收率、减少温室气体排放。	新建三相分离器为密闭设备	符合
	4.陆地油气开发项目产生的废水应经处理后优先回用，无法回用的应满足国家和地方相关污染物排放标准后排放，工业废水回用率应达到 90%以上。钻井及储层改造应采用环境友好的油田化学助剂、酸化液、压裂液、钻井液，配备完善的固控设备，钻井液循环率应达到 95%以上，压裂废液、酸化废液等井下作业废水应 100%返	本项目不涉及。	符合

排入罐。		
5.涉及废水回注的，应采取切实可行的地下水污染防治和监控措施，不得回注与油气开采无关的废水，严禁造成地下水污染；在相关行业污染控制标准发布前，回注水应满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329）《气田水注入技术要求》（SY/T6596）等相关标准要求。对于页岩油、稠油注汽开采，鼓励废水处理回用于注汽锅炉。	本项目不涉及	/
6.废弃钻井泥浆及岩屑应采取“泥浆不落地”工艺，勘探、开发过程产生的落地原油回收率应达到 100%。废弃水基钻井泥浆及岩屑经“泥浆不落地”设备处理后，固相优先综合利用，暂时不利用或者不能利用的，应按照《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB18599）处置；废弃油基钻井泥浆及岩屑、落地油、清罐底泥、含油污泥、含油清管废渣、油气处理厂过滤吸附介质、废脱汞剂等危险废物，应按照国家有关规定制定危险废物管理计划，建立危险废物管理台账，依法依规自行处置或委托有相应资质的单位无害化处置。固体废物无害化处置率应达到 100%。	运营期落地油、废机油等危险废物集中收集后最终交由有相应危险废物处理资质的单位进行处置。	符合
7.噪声排放应达到《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348）要求。	项目选用低噪声设备，通过合理布局、加强管理，项目噪声满足要求	符合
8.对拟退役的废弃井（站）场、管道、道路等工程设施应进行生态修复，生态修复前应对废弃油（气）井、管道进行封堵或设施拆除，确保无土壤及地下水环境污染遗留问题、废弃物得到妥善处置。生态修复应满足《矿山生态环境保护与恢复治理技术规范（试行）》（HJ651）、《废弃井封井回填技术指南（试行）》《废弃井及长停井处置指南》（SY/T6646）、《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》（DZ/T0317）等相关要求。	经调查，西北油田分公司对退役的废弃井已进行生态修复，满足相应要求。	符合

(9) 与《空气质量持续改善行动计划》符合性分析

本项目与 2023 年 11 月 30 日国务院关于印发《空气质量持续改善行动计划》的通知（国发〔2023〕24 号）符合性分析见下表。

表 3.8-11 与《空气质量持续改善行动计划》符合性分析

规划名称	规划中相关要求	本项目拟采取措施	符合性
2023 年 11 月 30 日国务院关于印发《空气质量持续改善行动计划》的通知（国发〔2023〕24 号）	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	本项目为石油天然气开采项目，三相分离器全密闭，运营期采用技术质量可靠的设备、仪表控制、阀门等定期地检查、检修。本项目符合《空气质量持续改善行动计划》中的相关要求。	符合

	炬燃烧装置作为日常大气污染处理设施。		
--	--------------------	--	--

(10) 与公益林相关法律法规符合性分析

本项目与公益林等相关法律法规符合性分析见下表 3.8-12。

表 3.8-12 本项目与公益林等相关法律法规符合性分析

法规内容	本项目情况	符合性分析
<p>《国家级公益林管理办法》林资发〔2013〕71 号 第十一条规定：“禁止在国家级公益林地开垦、采石、采砂、取土，严格控制勘查、开采矿藏和工程建设征收、征用、占用国家级公益林地。除国务院有关部门和省级人民政府批准的基础设施建设项目外，不得征收、征用、占用一级国家级公益林地。经批准征收、征用、占用的国家级公益林地，由国家林业局进行审核汇总并相应核减国家级公益林总量，财政部根据国家林业局审核结果相应核减下一年度中央财政森林生态效益补偿基金”。</p>	<p>约 7.9km 管线位于地方公益林。林地类型为荒漠灌木林，属于天然林，主要作用为防风固沙。施工结束后通过植树种草等措施及时恢复临时占地，建设单位正在林业部门办理相关林业手续。</p>	<p>符合</p>
<p>《建设项目使用林地审核审批管理办法》林资规〔2021〕5 号 建设项目应当不占或者少占林地，必须使用林地的，应当符合林地保护利用规划，合理和节约集约利用林地。 （二）建设项目使用林地，用地单位或者个人应当一次性申请办理使用林地审核手续，不得化整为零，随意分期、分段或拆分项目进行申请，有关人民政府林业和草原主管部门也不得随意分期、分段或分次进行审核。国家和省级重点的公路、铁路和大型水利工程，可以根据建设项目可行性研究报告、初步设计批复确定的分期、分段实施安排，分期、分段申请办理使用林地审核手续。 （三）各级人民政府林业和草原主管部门要严格执行建设项目占用林地定额管理规定，不得超过下达各省的年度占用林地定额审核同意建设项目使用林地。 （四）建设项目使用林地需要采伐林木的，应当按照《森林法》《森林法实施条例》《野生植物保护条例》等有关规定办理。</p>		
<p>《新疆维吾尔自治区国家级公益林管护办法》新林规〔2021〕3 号参照《国家级公益林管理办法》林资发〔2013〕71 号内容执行</p>		

3.8.3 与“三线一单”符合性分析

根据《关于以改善环境质量为核心加强环境影响评价管理的通知》（环环评〔2016〕150 号），要求以生态保护红线、环境质量底线、资源利用上线和环境准入负面清单（简称“三线一单”）为手段，强化空间、总量和准入环境管理。本工程与“三线一单”相关要求的符合性分析如下。

(1) 生态保护红线

根据《新疆维吾尔自治区生态保护红线划定方案》，项目所在区域的红线区为土地沙化生态保护红线区，本项目不涉及生态保护红线，项目与生态红线位置

关系见附图 17。且评价范围内无地下水源、饮用水源、自然保护区、森林公园、重要湿地等敏感区。项目符合生态保护红线要求。

（2）环境质量底线

项目运营期排放废气主要为无组织挥发废气，站场边界无组织非甲烷总烃满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728—2020）中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）中的表 1 二级改扩建限值要求。运营期噪声源主要为场站机泵及巡检车辆噪声，采取相应措施后站场厂界噪声可满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中的 2 类区标准要求；固体废物主要为废机油，集中收集后交由有相应危险废物处理资质的单位进行回收处置。

综上所述，本项目产生的废气、噪声均可实现达标排放，固体废物均得到妥善处置，不会突破区域环境质量底线。

（3）资源利用上线

项目为石油天然气开采辅助工程，用水量较小，不属于高耗水项目，主要为施工期试压水，不会对区域水资源造成较大影响；永久占地面积较小，管线埋地敷设，敷设完成后回填管沟，对土地资源占用较少。综上所述，本项目不会突破当地资源利用上限。

（4）生态环境准入清单。

①与《新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案》符合性分析

2021 年 2 月，新疆维吾尔自治区人民政府发布了《新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案》（新政发〔2021〕18 号），并于 2023 年做了更新调整，对照调整后的管控方案与本项目符合性分析见下表。

表 3.8-13 本项目与新疆维吾尔自治区“三线一单”符合性分析一览表

文件名称	要求	本项目采取的相关措施	符合性	
《关于印发〈新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案〉的通知》（新政发〔2021〕18号）	生态保护红线	按照“生态功能不降低、面积不减少、性质不改变”的基本要求，对划定的生态保护红线实施严格管控，保障和维护国家生态安全的底线和生命线	本项目不在生态保护红线范围内	符合
	环境质量底线	全区水环境质量持续改善，受污染地表水体得到优先治理，饮用水安全保障水平持续提升，地下水超采得到严格控制，地下水水质保持稳定；全区环境空气质量有所提升，重污染天数持续减少，已达标城市环境空气质量保持稳定，未达标城市环境空气质量持续改善，沙尘影响严重地区做好防风固沙、生态环境保护修复等工作；全区土壤环境质量保持稳定，污染地块安全利用水平稳中有升，土壤环境风险得到进一步管控	本项目管道试压废水用于施工现场洒水降尘，混凝土养护废水自然蒸发，废水均不向外环境排放；本项目所在区域属于大气环境质量不达标区域。本项目在正常状况下不会造成土壤环境质量超标，不会增加土壤环境风险	符合
	资源利用上线	强化节约集约利用，持续提升资源能源利用效率，水资源、土地资源、能源消耗等达到国家、自治区下达的总量和强度控制目标。加快区域低碳发展，积极推动乌鲁木齐市、昌吉市、伊宁市、和田市等 4 个国家级低碳试点城市发挥低碳试点示范和引领作用。	本项目管道试压废水用于施工现场洒水降尘，混凝土养护废水自然蒸发，废水均不向外环境排放；本项目所在区域属于大气环境质量不达标区域，本项目新增三相分离器采取密闭集输工艺，加强设备管理，加强阀门的检修与维护，能源利用均在区域负荷范围内，消耗未超出区域负荷上限；占地面积较小，对土地资源占用较少，土地资源消耗符合要求；本项目开发符合资源利用上线要求	符合
	环境管控单元	自治区划定环境管控单元，分为优先保护单元、重点管控单元和一般管控单元三类，实施分类管控。优先保护单元主要包括生态保护红线区和生态保护红线区以外的饮用水水源保护区、水源涵养区、防风固沙区、土地沙化防控区、水土流失防控区等一般生态空间管控区。生态保护红线区执行生态保护红线管理办法的有关要求；一般生态空间管控区应以生态环境保护优先为原则，开发建设活动应严格执行相关法律法规要求，严守生态环境质量底线，确保生态功能不降低。重点。管控单元主要包括城镇建成区、工业园区和开发强度大、污染物排放强度高的工业聚集区等。重点管控单元要着力优化空间布局，不断提升资源利用效率，有针对性地加强污染物排放管控和环境风险管控，解决生态环境质量不达标、生态环境风险高等问题。一般管控单元	本项目属于一般管控单元，项目建设过程中以生态环境保护优先为原则，开发建设过程中严格执行相关法律法规要求，严守生态环境质量底线，生态功能不会降低。本项目实施后通过采取完善的污染治理措施，可确保污染得到有效的控制，对站址周围大气环境、地表水环境、地下水环境、声环境、土壤环境影响可接受	符合

文件名称	要求		本项目采取的相关措施	符合性
	主要包括优先保护单元和重点管控单元之外的其他区域。一般管控单元主要落实生态环境保护基本要求，推动区域环境质量持续改善			
自治区总体管控要求更新说明	A1 空间布局约束	A1.1 禁止开发建设的活动 (A1.1-1) 禁止新建、扩建《产业结构调整指导目录(2024年本)》中淘汰类项目。禁止引入《市场准入负面清单(2022年版)》禁止准入类事项。 (A1.1-2) 禁止建设不符合国家和自治区环境保护标准的项目。 (A1.1-3) 禁止在饮用水水源保护区、风景名胜区、自然保护区的核心区和缓冲区、城镇居民区、文化教育科学研究区等人口集中区域以及法律法规规定的其他禁止养殖区域建设畜禽养殖场、养殖小区。 (A1.1-4) 禁止在水源涵养区、地下水源、饮用水源、自然保护区、风景名胜区、森林公园、重要湿地及人群密集区等生态敏感区域内进行煤炭、石油、天然气开发。 (A1.1-5) 禁止下列破坏湿地及其生态功能的行为：(一)开(围)垦、排干自然湿地，永久性截断自然湿地水源；(二)擅自填埋自然湿地，擅自采砂、采矿、取土；(三)排放不符合水污染物排放标准的工业废水、生活污水及其他污染湿地的废水、污水，倾倒、堆放、丢弃、遗撒固体废物；(四)过度放牧或者滥采野生植物，过度捕捞或者灭绝式捕捞，过度施肥、投药、投放饵料等污染湿地的种植养殖行为；(五)其他破坏湿地及其生态功能的行为。 (A1.1-6) 禁止在自治区行政区域内引进能(水)耗不符合相关国家标准中准入值要求且污染物排放和环境风险防控不符合国家(地方)标准及有关产业准入条件的高污染(排放)、高能(水)耗、高环境风险的工业项目。 (A1.1-7) ①坚决遏制高耗能高排放低水平项目盲目发展。严把高耗能高排放低水平项目准入关口，严格落实污染物排放区域削减要求，对不符合规定的项目坚决停批停建。依法依规淘汰落后产能和化解过剩产能。②重点行业企业纳入重污染天气绩效分级，制定“一厂一策”应急减排清单，实现应纳尽纳；引导重点企业在秋冬季安排停产检修计划，减少冬季和采暖期排放。推进重点行业深度治理，实施全工况脱硫脱硝提标改造，加大无组织排放治理力度，深入开展工业炉窑综合整治，全面提升电解铝、活性炭、硅冶炼、纯碱、电石、聚氯乙烯、石化等行业污染治理水平。 (A1.1-8) 严格执行危险化学品“禁限控”目录，新建危险化学品生产项目必	本项目为石油天然气开采项目，属于“常规石油、天然气勘探与开采”项目，属于《产业结构调整指导目录(2024年本)》中的鼓励类项目，符合国家当前产业政策要求；不属于《市场准入负面清单(2022年版)》(发改体改规[2022]397号)中禁止准入类项目；不属于“三高”项目；项目所在区域不属于国家和自治区大气污染联防联控区域；本项目不存在水源涵养区、地下水源、饮用水源、自然保护区、风景名胜区、森林公园、重要湿地及人群密集区等生态敏感区内	符合

文件名称	要求	本项目采取的相关措施	符合性
	<p>须进入一般或较低安全风险的化工园区（与其他行业生产装置配套建设的项目除外），引导其他石化化工项目在化工园区发展。</p> <p>（A1.1-9）严禁新建自治区《禁止、控制和限制危险化学品目录》中淘汰类、禁止类危险化学品化工项目。严格执行生态保护红线、永久基本农田管控要求，禁止新（改、扩）建化工项目违规占用生态保护红线和永久基本农田。在塔里木河、伊犁河、额尔齐斯河干流及主要支流岸线 1 公里范围内，除提升安全、环保、节能、智能化、产品质量水平的技术改造项目外，严格禁止新建、扩建化工项目，不得布局新的化工园区（含化工集中区）。</p> <p>（A1.1-10）推动涉重金属产业集中优化发展，禁止新建用汞的电石法（聚）氯乙烯生产工艺，新建、扩建的重有色金属冶炼、电镀、制革企业优先选择布设在依法合规设立并依法开展规划环境影响评价的产业园区。</p> <p>（A1.1-11）国务院有关部门和青藏高原县级以上地方人民政府应当建立健全青藏高原雪山冰川冻土保护制度，加强对雪山冰川冻土的监测预警和系统保护。青藏高原省级人民政府应当将大型冰帽冰川、小规模冰川群等划入生态保护红线，对重要雪山冰川实施封禁保护，采取有效措施，严格控制人为扰动。青藏高原省级人民政府应当划定冻土区保护范围，加强对多年冻土区和中深季节冻土区的保护，严格控制多年冻土区资源开发，严格审批多年冻土区城镇规划和交通、管线、输变电等重大工程项目。青藏高原省级人民政府应当开展雪山冰川冻土与周边生态系统的协同保护，维持有利于雪山冰川冻土保护的生态环境。</p>		
	<p>A1.2 限制开发建设的活动</p> <p>（A1.2-1）严格控制缺水地区、水污染严重区域和敏感区域高耗水、高污染行业发展。（A1.2-2）建设项目用地原则上不得占用永久基本农田，确需占用永久基本农田的建设项目须符合《中华人民共和国基本农田保护条例》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。</p> <p>（A1.2-3）以用途变更为住宅、公共管理与公共服务用地的地块为重点，严格建设用地准入管理和风险管控，未依法完成土壤污染状况调查或风险评估的地块，不得开工建设与风险管控和修复无关的项目。</p> <p>（A1.2-4）严格控制建设项目占用湿地。因国家和自治区重点建设工程、基础设施建设，以及重点公益性项目建设，确需占用湿地的，应当按照有关法</p>	<p>本项目不占用永久基本农田；不占用湿地；不涉及自然保护地</p>	/

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

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

文件名称	要求		本项目采取的相关措施	符合性
		<p>造、燃气锅炉低氮燃烧改造、工业园区内轨道运输（大宗货物“公转铁”）、柴油货车治理、锅炉炉窑综合治理等工程项目。全面推行绿色施工，持续推动城市建成区重污染企业搬迁或关闭退出。</p> <p>〔A2.2-4〕强化用水定额管理。推进地下水超采综合治理。开展河湖生态流量（水量）确定工作，强化生态用水保障。</p> <p>〔A2.2-5〕持续推进伊犁河、额尔齐斯河、额敏河、玛纳斯河、乌伦古湖、博斯腾湖等流域生态治理，加强生态修复。推动重点行业、重点企业绿色发展，严格落实水污染物排放标准。加强农副食品加工、化工、印染、棉浆粕、粘胶纤维等企业综合治理和清洁化改造。</p> <p>〔A2.2-6〕推进地表水与地下水协同防治。以傍河型地下水饮用水水源为重点，防范受污染河段侧渗和垂直补给对地下水污染。加强化学品生产企业、工业聚集区、矿山开采区等污染源的地表、地下协同防治与环境风险管控。加强工业污染防治。推动重点行业、重点企业绿色发展，严格落实水污染物排放标准和排污许可制度。加强农副食品加工、化工、印染、棉浆粕、粘胶纤维、制糖等企业综合治理和清洁化改造。支持企业积极实施节水技术改造，加强工业园区污水集中处理设施运行管理，加快再生水回用设施建设，提升园区水资源循环利用水平。</p> <p>〔A2.2-7〕强化重点区域地下水环境风险管控，对化学品生产企业、工业集聚区、尾矿库、矿山开采区、危险废物处置场、垃圾填埋场等地下水污染源及周边区域，逐步开展地下水环境状况调查评估，加强风险管控。</p> <p>〔A2.2-8〕严控土壤重金属污染，加强油（气）田开发土壤污染防治，以历史遗留工业企业污染场地为重点，开展土壤污染风险管控与修复工程。</p> <p>〔A2.2-9〕加强种植业污染防治。深入推进化肥农药减量增效，全面推广测土配方施肥，引导推动有机肥、绿肥替代化肥，集成推广化肥减量增效技术模式，加强农药包装废弃物管理。实施农膜回收行动，健全农田废旧地膜回收利用体系，提高废旧地膜回收率。推进农作物秸秆综合利用，不断完善秸秆收储运用体系，形成布局合理、多元利用的秸秆综合利用格局。</p>		
	A3 环境 风险	A3.1 人 居环境 要求 〔A3.1-1〕建立和完善重污染天气兵地联合应急预案、预报预警应急机制和会商联动机制。“乌—昌—石”区域内可能影响相邻行政区域大气环境的项目，兵地间、城市间必须相互征求意见。	本项目所在区域属于 PM _{2.5} 、PM ₁₀ 年平均浓度不达标城市，根据《关于在南疆四地州深度贫困地区实施〈环境	符合

文件名称	要求	本项目采取的相关措施	符合性
	<p>管控</p> <p>(A3.1-2) 对跨国境河流、涉及县级及以上集中式饮用水水源地的河流、其他重要环境敏感目标的河流，建立健全流域上下游突发水污染事件联防联控机制，建立流域环境应急基础信息动态更新长效机制，绘制全流域“一河一策一图”。建立健全跨部门、跨区域的环境应急协调联动处置机制，强化流域上下游、兵地各部门协调，实施联合监测、联合执法、应急联动、信息共享，形成“政府引导、多元联动、社会参与、专业救援”的环境应急处置机制，持续开展应急综合演练，实现从被动应对到主动防控的重大转变。加强流域突发水环境事件应急能力建设，提升应急响应水平，加强监测预警、拦污控污、信息通报、协同处置、基础保障等工作，防范重大生态环境风险，坚决守住生态环境安全底线。(A3.1-3) 强化重污染天气监测预报预警能力，建立和完善重污染天气兵地联合应急预案、预警应急机制和会商联动机制，加强轻、中度污染天气管控。</p>	<p>影响评价技术导则大气环境（HJ2.2-2018）》差别化政策有关事宜的复函》的要求，对阿克苏地区、巴音郭楞蒙古自治州实行环境影响评价差别化政策，本项目不涉及县级及以上集中式饮用水水源地的河流、其他重要环境敏感目标的河流</p>	
	<p>A3.2 联防联控要求</p> <p>(A3.2-1) 提升饮用水安全保障水平。以县级及以上集中式饮用水水源地为重点，推进饮用水水源保护区规范化建设，统筹推进备用水源或应急水源建设。单一水源供水的重点城市于 2025 年底前基本完成备用水源或应急水源建设，有条件的地区开展兵地互为备用水源建设。梯次推进农村集中式饮用水水源保护区划定，到 2025 年，完成乡镇级集中式饮用水水源保护区划定与勘界立标。开展“千吨万人”农村饮用水水源保护区环境风险排查整治，加强农村水源水质监测，依法清理饮用水水源保护区内违法建筑和排污口，实施从水源到水龙头全过程监管。强化饮用水水源保护区环境应急管理，完善重大突发环境事件的物资和技术储备。针对汇水区、补给区存在兵地跨界的，建立统一的饮用水水源应急和执法机制，共享应急物资。</p> <p>(A3.2-2) 依法推行农用地分类管理制度，强化受污染耕地安全利用和风险管控。因地制宜制定实施安全利用方案，鼓励采取种植结构调整等措施，确保受污染耕地全部实现安全利用。</p> <p>(A3.2-3) 加强新污染物多环境介质协同治理。排放重点管控新污染物的企事业单位应采取污染控制措施，达到相关污染物排放标准及环境质量目标要求；按照排污许可管理有关要求，依法申领排污许可证或填写排污登记表，并在其中载明执行的污染控制标准要求及采取的污染控制措施。排放重点管控新污染物的企事业单位和其他生产经营者应按照相关法律法规要求，对排</p>	<p>项目所在区域不属于国家和自治区大气污染联防联控区域；</p>	/

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

文件名称	要求		本项目采取的相关措施	符合性
	A4.3 能源利用	<p>(A4.3-1) 单位地区生产总值二氧化碳排放降低水平完成国家下达指标。</p> <p>(A4.3-2) 到 2025 年，自治区万元国内生产总值能耗比 2020 年下降 14.5%。</p> <p>(A4.3-3) 到 2025 年，非化石能源占一次能源消费比重达 18%以上。</p> <p>(A4.3-4) 鼓励使用清洁能源或电厂热力、工业余热等替代锅炉、炉窑燃料用煤。</p> <p>(A4.3-5) 以碳达峰碳中和工作为引领，着力提高能源资源利用效率。引导重点行业深入实施清洁生产改造，钢铁、建材、石油化工等重点行业以及其他行业重点用能单位持续开展节能降耗。</p> <p>(A4.3-6) 深入推进碳达峰碳中和行动。推动能源清洁低碳转型，加强能耗“双控”管理，优化能源消费结构。新增原料用能不纳入能源消费总量控制。持续推进散煤整治。</p>	<p>本项目加热炉为清洁能源。</p>	<p>符合</p>
	A4.4 禁燃区要求	<p>(A4.4-1) 在禁燃区内，禁止销售、燃用高污染燃料；禁止新建、扩建燃用高污染燃料的设施。已建成的，应当在规定期限内改用清洁能源。</p>	<p>本项目不属于禁燃区，不新增加热设备</p>	<p>符合</p>
	A4.5 资源综合利用	<p>(A4.5-1) 加强固体废物源头减量、资源化利用和无害化处置，最大限度减少填埋量。推进工业固体废物精细化、名录化环境管理，促进大宗工业固废综合利用、主要农业废弃物全量利用。加快构建废旧物资回收和循环利用体系，健全强制报废制度和废旧家电、消费电子等耐用消费品回收处理体系，推行生产企业“逆向回收”等模式。以尾矿和共伴生矿、煤矸石、炉渣、粉煤灰、脱硫石膏、冶炼渣、建筑垃圾等为重点，持续推进固体废物综合利用和环境整治，不断提高大宗固体废物资源化利用水平。推行生活垃圾分类，加快建设县（市）生活垃圾处理设施，到 2025 年，全疆城市生活垃圾无害化处理率达到 99%以上。(A4.5-2) 推动工业固废按元素价值综合开发利用，加快推进尾矿（共伴生矿）、粉煤灰、煤矸石、冶炼渣、工业副产石膏、赤泥、化工废渣等工业固废在有色组分提取、建材生产、市政设施建设、井下充填、生态修复、土壤治理等领域的规模化利用。着力提升工业固废在生产纤维材料、微晶玻璃、超细化填料、低碳水泥、固废基高性能混凝土、预制件、节能型建筑材料等领域的高值化利用水平。</p> <p>(A4.5-3) 结合工业领域减污降碳要求，加快探索钢铁、有色、化工、建材等重点行业工业固体废物减量化路径，全面推行清洁生产。全面推进绿色矿</p>	<p>运营期危险废物集中收集后最终交由有相应危险废物处理资质的单位进行回收处置。</p>	<p>符合</p>

文件名称	要求		本项目采取的相关措施	符合性
		<p>山、“无废”矿区建设，推广尾矿等大宗工业固体废物环境友好型井下充填回填，减少尾矿库贮存量。推动大宗工业固体废物在提取有价值组分、生产建材、筑路、生态修复、土壤治理等领域的规模化利用。</p> <p>〔A4.5-4〕发展生态种植、生态养殖，建立农业循环经济发展模式，促进农业固体废物综合利用。鼓励和引导农民采用增施有机肥秸秆还田、种植绿肥等技术，持续减少化肥农药使用比例。加大畜禽粪污和秸秆资源化利用先进技术和新型市场模式的集成推广，推动形成长效运行机制。</p>		
天山南坡片区 总体管控要求	空间布局约束	<p>切实保护托木尔峰和天山南坡中段冰雪水源及生物多样性保护生态功能区内的托木尔峰自然景观、高山冰川、野生动物、森林和草原，合理利用天然草地，稳步推进草原减牧，加强保护区管理，维护自然景观和生物多样性。重点做好塔里木盆地北缘荒漠化防治。加强荒漠植被及河岸荒漠林保护，规范油气勘探开发作业，建立油田和公路扰动区域工程与生物相结合的防风固沙体系，逐步形成生态屏障。</p>	<p>项目位于新疆维吾尔自治区阿克苏地区库车市和巴音郭楞蒙古自治州轮台县，该区域不涉及托木尔峰等冰雪水源。环评要求工程在施工期、运营期及退役期对生态保护及恢复措施。</p>	符合
	污染物排放管控	<p>加大博斯腾湖污染源头达标排放治理和监督力度，实施博斯腾湖综合治理。加强油（气）资源开发区土壤环境污染综合整治。强化涉重金属行业污染防控与工业废物处理处置。</p>	<p>项目采取了完善的生态措施，减轻生态影响并及时地用适地植物进行植被恢复。</p>	符合
	环境风险防控	<p>加强塔里木河流域水环境风险管控。</p>	<p>试压废水用于场地洒水抑尘，混凝土养护废水自然蒸发。</p>	符合
	资源开发效率要求	<p>推进塔里木河流域用水结构调整，维护塔里木河、博斯腾湖基本生态用水。</p>	<p>本项目不涉及博斯腾湖，本项目附近无地表水体。</p>	符合

②与《关于印发阿克苏地区“三线一单”生态环境分区管控方案的通知》符合性分析

阿克苏地区共划分 99 个环境管控单元，分为优先保护单元、重点管控单元、一般管控单元三类，实施分类管控。以环境管控单元为基础，从空间布局约束、污染物排放管控、环境风险防控和资源利用效率四个方面严格生态环境准入。阿克苏地区总体管控要求对接自治区总体管控要求和自治区七大片区中“天山南坡片区”管控要求，重点突出塔里木盆地北缘荒漠化防治、保障生态用水。本项目与“三线一单”符合性分析见表 3.8-14、与阿克苏地区总体管控要求符合性分析见表 3.8-15，与所在管控单元管控要求符合性分析见表 3.8-16。

③与《关于印发巴音郭楞蒙古自治州“三线一单”生态环境分区管控方案的通知》符合性分析

本项目与“三线一单”符合性分析见表 3.8-17、与阿克苏地区总体管控要求符合性分析见表 3.8-18，与所在管控单元管控要求符合性分析见表 3.8-19。

表 3.8-14 拟建工程与《阿克苏地区“三线一单”生态环境分区管控方案》符合性分析一览表

名称	文件要求		拟建工程	符合性
《阿克苏地区“三线一单”生态环境分区管控方案》	生态保护红线	按照“生态功能不降低、面积不减少、性质不改变”的基本要求，对划定的生态保护红线实施严格管控，保障和维护地区生态安全的底线和生命线	敷设管线未穿越红线，不在生态保护红线范围内	符合
	环境质量底线	水环境质量持续改善，河流水质优良断面比例保持稳定，饮用水安全保障水平提升，地下水水质保持良好；环境空气质量有所提升，重污染天数持续减少，持续做好防风固沙、生态环境保护修复等工作；土壤环境质量保持稳定，土壤环境风险得到进一步管控	项目运营期无废水产生；项目所在区域属于大气环境质量不达标区域，油气采取密闭集输工艺，项目已提出持续改善、防风固沙、生态修复的要求，项目实施后建设单位应不断强化大气污染源防治措施，改善区域环境空气质量。项目在正常状况下不会造成土壤环境质量超标，不会增加土壤环境风险	符合
	资源利用上线	推进低碳发展，强化节约集约利用，持续提升资源能源利用效率，水资源、土地资源、能源消耗等达到自治区下达的总量和强度控制目标	拟建工程运营期无废水产生；拟建工程能源利用均在区域供电负荷范围内，消耗未超出区域负荷上限；拟建工程开发符合资源利用上线要求	符合
	环境管控单元	阿克苏地区共划分99个环境管控单元，分为优先保护单元、重点管控单元、一般管控单元三类，实施分类管控。一般管控单元主要落实生态环境保护及其它相关法律、法规要求，推动地区环境质量持续改善	拟建工程属于一般管控单元，项目建设过程中以生态环境保护优先为原则，开发建设过程中严格执行相关法律法规要求，严守生态环境质量底线，生态功能不会降低。拟建工程实施后通过采取完善的污染治理措施，可确保污染得到有效的控制，对站址周围大气环境、地表水环境、地下水环境影响可接受，从声环境、土壤环境影响角度项目可行	符合

表 3.8-15 拟建工程与阿克苏地区总体管控要求符合性分析一览表

名称	文件要求		拟建工程	符合性
阿克苏地区总体管控要求	空间布局约束	1.1禁止新建、改(扩)建《产业结构调整指导目录(2019年本)(2021年修改)》中淘汰类项目。禁止引入《市场准入负面清单(2022年版)》禁止准入类事项。	拟建工程为石油开采项目，属于《产业结构调整指导目录(2024年本)》(国家发展改革委令2023年第7号)中的鼓励类项目，符合国家当前产业政策要求；不属于《市场准入负面清单(2022年版)》(发改体改规〔2022〕397号)中禁止准入类项目	符合

	1.2国家重点生态功能区内禁止新建、改扩建产业准入负面清单中禁止类项目。	拟建工程为石油开采项目，属于《产业结构调整指导目录(2024年本)》(国家发展改革委令2023年第7号)中的鼓励类项目，符合国家当前产业政策要求；不属于《市场准入负面清单(2022年版)》(发改体改规〔2022〕397号)中禁止准入类项目	符合
	1.3禁止建设不符合国家和自治区环境保护标准的项目。	拟建工程符合国家和自治区环境保护标准	符合
	1.4禁止新建、改建、扩建列入淘汰类目录的高污染工业项目。禁止使用列入淘汰类目录的工艺、设备、产品。	拟建工程不属于列入淘汰类目录的高污染工业项目	符合
	1.5禁止在饮用水水源保护区、风景名胜区、自然保护区的核心区和缓冲区、城镇居民区、文化教育科学研究区等人口集中区域以及法律、法规规定的其他禁止养殖区域建设畜禽养殖场、养殖小区。	拟建工程不涉及	-
	1.6禁止在水源涵养区、地下水源、饮用水源、自然保护区、风景名胜区、森林公园、重要湿地及人群密集区等生态敏感区域内进行煤炭、石油、天然气开发。	拟建工程占地范围内不涉及水源涵养区、地下水源、饮用水源、自然保护区、风景名胜区、森林公园、重要湿地及人群密集区等生态敏感区域	符合
	1.7禁止向沙漠、滩涂、盐碱地、沼泽地等非法排污、倾倒有毒有害物质。	拟建工程不涉及	-
	1.8禁止利用渗坑、裂隙、溶洞或者采用稀释等方法处置危险废物。	拟建工程不涉及	-
	1.9禁止在地区范围内引进能(水)耗不符合相关国家标准中准入值要求且污染物排放和环境风险防控不符合国家(地方)标准及有关产业准入条件的高污染(排放)、高能(水)耗、高环境风险的工业项目。	拟建工程不属于高污染(排放)、高能(水)耗、高环境风险的工业项目	符合
	1.10坚决遏制高耗能高排放低水平项目盲目发展。严把高耗能高排放低水平项目准入关口，严格落实污染物排放区域削减要求，对不符合规定的项目坚决停批停建。依法依规淘汰落后产能和化解过剩产能。	拟建工程不属于高耗能高排放低水平项目	符合

	<p>1.11引导化工项目进区入园，促进高水平集聚发展。推动化工园区规范化发展，依法依规利用综合标准倒逼园区防范化解安全环境风险，加快园区污染防治等基础设施建设，加强园区污水管网排查整治，提升本质安全和清洁生产水平。引导园区内企业循环生产、产业耦合发展，鼓励化工园区错位、差异化发展，与冶金、建材、纺织、电子等行业协同布局。鼓励化工园区建设科技创新及科研成果孵化平台、智能化管理系统。严格执行危险化学品“禁限控”目录，新建危险化学品生产项目必须进入一般或较低安全风险的化工园区(与其他行业生产装置配套建设的项目除外)，引导其他石化化工项目在化工园区发展。</p>	<p>拟建工程不属于化工项目</p>	<p>符合</p>
	<p>1.12严禁新建自治区《禁止、控制和限制危险化学品目录》中淘汰类、禁止类危险化学品化工项目。坚决遏制“两高”项目盲目发展，石化、现代煤化工项目应纳入国家产业规划。严格执行生态保护红线、永久基本农田管控要求，禁止新(改、扩)建化工项目违规占用生态保护红线和永久基本农田。</p>	<p>拟建工程不属于化工项目，注水管线避让基本农田，距最近基本农田300m，不占用基本农田</p>	<p>符合</p>
	<p>1.13推动涉重金属产业集中优化发展，禁止新建用汞的电石法(聚)氯乙烯生产工艺，新建、扩建的重有色金属冶炼、电镀、制革企业优先选择布设在依法合规设立并依法开展规划环境影响评价的产业园区。</p>	<p>拟建工程不涉及</p>	<p>-</p>
	<p>1.14永久基本农田集中区域禁止规划新建可能造成土壤污染的建设项目。涉及有毒有害物质可能造成土壤污染的新(改、扩)建项目，提出并落实土壤和地下水污染防治要求。</p>	<p>拟建工程属于石油天然气开采项目，占地不涉及永久基本农田</p>	<p>符合</p>
	<p>1.15河湖岸线生态红线保护区实施最严格的保护政策，严禁一切与保护无关的开发活动，滨岸带缓冲区以维系地表径流污染拦截功能为重点，严格岸线用途管制，严控畜禽养殖业。严格控制石油加工、化学原料和化学制品制造、医药制造、化学纤维制造、有色金属冶炼、纺织印染、尾矿库等项目环境风险。制定河湖岸线开发利用负面清单，禁止不符合水体功能定位的涉水开发活动。强化河湖岸线建设项目管理，严禁以各种名义侵占河道、围垦湖泊。</p>	<p>敷设管线未穿越红线，不在生态保护红线范围内</p>	<p>符合</p>
	<p>1.16原则上禁止曾用于生产、使用、贮存、回收、处置有毒有害物质的工矿用地复垦为种植食用农产品的耕地。</p>	<p>拟建工程不涉及</p>	<p>-</p>
	<p>1.17对自然保护区、森林公园、湿地公园、沙漠公园、饮用水源地等特殊类土壤应严格保护，严格执行保护区管理规定，禁止各类开发建设活动污染保护区土壤。</p>	<p>拟建工程不涉及</p>	<p>-</p>

	1.18严禁在天然水体进行网箱养殖和将规模化畜禽养殖场产生的污水和粪便排入河道。加强对畜禽养殖及屠宰企业污染物排放的监管，在水源地保护区内不允许进行畜禽养殖。	拟建工程不涉及	-
	1.19严禁以风雨廊桥等名义在河湖管理范围内开发建设房屋；严禁城市建设和发展占用河道滩地；严禁在河湖管理范围内建设光伏电站、风力发电等项目；严禁以各种名义在河湖管理范围内新开发耕地；严禁在有生活、生产功能河湖管理范围内钻探、开发石油天然气等具有水源污染风险的项目；严禁在河湖管理范围内未批建设生产围堤和开发耕地；严禁在河湖保护范围内建设规模畜牧养殖或有水源污染风险的项目。	拟建工程不涉及在有生活、生产功能河湖管理范围内钻探、开发石油天然气	-
	1.20在地区范围内严格控制引进高排放、高污染、高耗能项目。严格控制缺水地区、水污染严重区域和敏感区域高耗水、高污染行业发展。	拟建工程不属于高排放、高污染、高耗能项目	符合
	1.21限制新建、改(扩)建《产业结构调整指导目录(2019年本)(2021年修改)》中限制类项目。国家重点生态功能区内限制新建、改(扩)建产业准入负面清单中限制类项目。	拟建工程为石油开采项目，属于《产业结构调整指导目录(2024年本)》(国家发展和改革委员会令2023年第7号)中鼓励类项目	符合
	1.22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《中华人民共和国基本农田保护条例》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。	拟建工程属于石油天然气开采项目，不占用永久基本农田	符合
	1.23以用途变更为住宅、公共管理与公共服务用地的地块为重点，严格建设用地准入管理和风险管控，未依法完成土壤污染状况调查或风险评估的地块，不得开工建设与风险管控和修复无关的项目。	拟建工程不涉及	-
	1.24严格控制建设项目占用湿地。因国家和自治区重点建设工程、基础设施建设，以及重点公益性项目建设，确需占用湿地的，应当按照有关法律、法规规定的权限和程序办理批准手续。	拟建工程不涉及占用湿地	符合
	1.25严格管控自然保护地范围内非生态活动，稳妥推进核心区内居民、耕地有序退出，矿权依法依规退出。	拟建工程不涉及	-
	1.26任何单位和个人不得在水源涵养区、饮用水水源保护区内和河流、湖泊、水库周围建设重化工、涉重金属等工业污染项目；对已建成的工业污染项目，当地人民政府应当组织限期搬迁。	拟建工程不属于重化工、涉重金属等工业污染项目	符合

		1.27加大落后产能和不达标工业炉窑淘汰力度。分行业清理《产业结构调整指导目录》淘汰类工业炉窑。对热效率低下、敞开未封闭，装备简易落后、自动化程度低，无组织排放突出，以及无治理设施或治理施工工艺落后等严重污染环境的工业炉窑，依法责令停业关闭。	拟建工程不涉及工业炉窑	-
		1.28对不符合国家产业政策、严重污染水环境的生产项目全部予以取缔。	拟建工程不属于严重污染水环境的生产项目	符合
		1.29城市建成区、重点流域内已建成投产化工企业和危险化学品生产企业应加快退城入园，搬入化工园区前企业不应实施改扩建工程扩大生产规模。	拟建工程不涉及	-
		1.30各类开发和建设活动应当符合环境保护规划和生态功能区划的要求，严格遵守生态保护红线的规定。	敷设管线未穿越红线，不在生态保护红线范围内	符合
		1.31一切开发建设活动应符合国家、自治区主体功能区规划、自治区和各地颁布实施的生态环境功能区划、国民经济发展规划、产业发展规划、城乡总体规划、土地利用规划等相关规划及重点生态功能区负面清单要求，符合区域或产业规划环评要求。	拟建工程与区域主体功能区划目标相协调，符合西北油田“十四五”规划及规划环评	符合
		1.32危险化学品生产企业搬迁改造及新建化工项目必须进入国家及自治区各级人民政府正式批准设立，规划环评通过审查，规划通过审批且环保基础设施完善的工业园区，并符合国土空间规划、产业发展规划和生态红线管控要求。	拟建工程不属于危险化学品生产企业和化工项目	符合
		1.33新建、扩建石化、化工、焦化、有色金属冶炼、平板玻璃项目应布设在依法合规设立并经规划环评的产业园区。各级生态环境部门和行政审批部门要严格把关，对于不符合相关法律法规的，依法不予审批。	拟建工程不属于石化、化工、焦化、有色金属冶炼、平板玻璃项目	符合
阿克苏地区总体管控要求	污染物排放管控	2.1新、改、扩建重点行业建设项目应符合“三线一单”、产业政策、区域环评、规划环评和行业环境准入管控要求，应遵循重点重金属污染物排放“等量替代”原则。	拟建工程符合“三线一单”、产业政策、规划环评和行业环境准入管控要求	符合
		2.2积极遏制臭氧浓度增长趋势，推进挥发性有机物和氮氧化物协同减排。以石化、化工、涂装、医药、包装印刷、油品储运销等行业领域为重点，安全高效推进挥发性有机物综合治理，实施原辅材料和产品源头替代工程。	拟建工程实施后油气采取密闭集输工艺，生产设施密闭，加强设备管理，减少VOCs排放对大气环境的影响	符合
		2.3促进大气污染物与温室气体协同控制。实施污染物和温室气体协同控制，实现减污降碳协同效应。开展工业、农业温室气体和污染减排协同控制研究，减少温室气体和污染物排放。强化污水、垃圾等集中处置设施环境管理，协同控制氢氟碳化物、甲烷、氧化亚氮等温室气体。加强节约能源与大气污染防治协同有效衔接，促进大气污染防治协同增效。	拟建工程提出了相关降碳措施，具体见“7.2减污降碳措施”	符合

	2.4以能源、工业、交通、建筑等领域和钢铁、建材、有色、化工、电力、煤炭等行业为重点，积极开展碳达峰行动。强化减污降碳协同管控和环境准入。探索实施二氧化碳排放强度和总量双控，推动重点行业企业开展碳排放强度对标活动。	拟建工程提出了相关降碳措施，具体见“7.2减污降碳措施”	符合
	2.5完成自治区下达的“十四五”重点工程污染物减排指标，制定年度减排计划。	拟建工程不属于重点工程	-
	2.6推动能源、钢铁、建材、有色、电力、化工等重点领域技术升级，控制工业过程温室气体排放，推动工业领域绿色低碳发展。积极鼓励发展二氧化碳捕集利用与封存等低碳技术。 促进大气污染物与温室气体协同控制。实施污染物和温室气体协同控制，实现减污降碳协同效应。强化污水、垃圾等集中处置设施环境管理，协同控制氢氟碳化物、甲烷、氧化亚氮等温室气体。加强节约能源与大气污染防治协同有效衔接，促进大气污染防治协同增效。	拟建工程不属于能源、钢铁、建材、有色、电力、化工等重点领域	符合
	2.7实施重点行业氮氧化物等污染物深度治理。持续推进钢铁、水泥、焦化行业超低排放改造。推进玻璃、陶瓷、铸造、铁合金、有色、煤化和石化等行业采取清洁生产、提标改造、深度治理等综合措施。加强自备燃煤机组污染治理设施运行管控，确保按照超低排放标准运行。针对铸造、铁合金、焦化、水泥、砖瓦、石灰、耐火材料、金属冶炼以及煤化工、石油化工等行业，严格控制物料储存、输送及生产工艺过程无组织排放。重点涉气排放企业逐步取消烟气旁路，因安全生产无法取消的，安装在线监控系统。	拟建工程不涉及	-
	2.8新、改、扩建加热炉、热处理炉、干燥炉、融化炉，采用清洁低碳能源，不得使用煤炭等高污染燃料，全面淘汰间歇式固定煤气发生炉。	拟建工程不涉及	-
	2.9深入实施清洁柴油车(机)行动，基本淘汰国三及以下排放标准机动车，加快淘汰报废老旧柴油公务用车，全面实施国六排放标准。积极推广新能源汽车，提高城市公交领域新能源车辆占比。因地制宜持续提升新增及更新公务用车新能源汽车配备比例。大力推广“公转铁”运输组织模式，力争长距离公路货物运输量占比逐年递减，铁路发送量占比持续增加。推进重点工业企业和工业园区的原辅材料及产品由公路运输向铁路运输转移，降低大宗货物公路运输比重，减少重型柴油车使用强度。持续强化货运车辆燃油消耗量限值标准管理。积极推广新能源汽车，加快充电桩建设，建设高速公路沿线、物流集散地充电桩，鼓励开展充电桩进小区相关工作。	拟建工程不涉及	-

	<p>2.10提升城市精细化管理水平，强化施工、道路、堆场、裸露地面等扬尘管控，加强城市保洁和清扫。加大餐饮油烟污染、恶臭异味治理力度。强化秸秆综合利用和禁烧管控。</p>	<p>拟建工程不涉及</p>	<p>-</p>
	<p>2.11严守水资源开发利用控制、用水效率控制和水功能区限制纳污“三条红线”，严格实行区域用水总量和强度控制，强化用水定额管理。推进地下水超采综合治理。开展河湖生态流量(水量)确定工作，强化生态用水保障。</p>	<p>拟建工程采取节水措施，管线试压废水属于清净废水，试压完成后用于区域降尘。运营期无用水工序</p>	<p>符合</p>
	<p>2.12全面落实河(湖)长制，实施水陆统筹的水污染减排机制，严格执行污染物排放总量控制，整体推进水功能区水质稳中向好。巩固提升城市黑臭水体治理成效，推动实现长治久清。</p>	<p>拟建工程不涉及</p>	<p>-</p>
	<p>2.13推进地表水与地下水协同防治。以傍河型地下水饮用水水源为重点，防范受污染河段侧渗和垂直补给对地下水污染。加强化学品生产企业、工业聚集区、矿山开采区等污染源的地表、地下协同防治与环境风险管控。加强工业污染防治。推动重点行业、重点企业绿色发展，严格落实水污染物排放标准和排污许可制度。加强农副食品加工、化工、印染、棉浆粕、粘胶纤维、制糖等企业综合治疗和清洁化改造。支持企业积极实施节水技术改造，加强工业园区污水集中处理设施运行管理，加快再生水回用设施建设，提升园区水资源循环利用水平。</p>	<p>拟建工程严格执行《环境影响评价技术导则地下水环境》(HJ610-2016)“11.2.2分区防控措施”和《石油化工工程防渗技术规范》(GB/T50934-2013)“4.0.4石油化工储运工程区的典型污染防治分区”相关要求，对三相分离器进行分区防渗，地下水污染风险得到有效防范</p>	<p>符合</p>
	<p>2.14强化重点区域地下水环境风险管控，对化学品生产企业、工业集聚区、尾矿库、矿山开采区、危险废物处置场、垃圾填埋场等地下水污染源及周边区域，逐步开展地下水环境状况调查评估，加强风险管控。</p>	<p>拟建工程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</p>	<p>符合</p>
	<p>2.15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。</p>	<p>拟建工程制定土壤污染防治措施，切实保障土壤环境安全</p>	<p>符合</p>
	<p>2.16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。</p>	<p>拟建工程不涉及</p>	<p>-</p>

	<p>2.17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。</p>	拟建工程不涉及	-
	<p>2.18聚焦秋冬季细颗粒物污染，加大产业结构调整 and 污染治理力度，强化联防联控联治。进一步深化工业污染源深度治理，钢铁、有色金属、化工等行业执行重污染天气应急减排措施。持续开展防风固沙生态修复工程，加强沙尘天气颗粒物防控。建立和完善重污染天气兵地联合应急预案、预警应急机制和会商联动机制，实施重污染天气重点行业绩效分级和应急减排差异化控制。</p>	拟建工程不涉及	-
	<p>2.19建立健全自然保护地生态环境监管制度。组织开展自然保护地人类活动遥感监测疑似问题实地核查，实现自然保护地类型全覆盖。加强自然保护地管理，严控自然保护地内各类开发建设活动。</p>	拟建工程不涉及	-
	<p>2.20实施塔里木河重要源流区(阿克苏河流域)山水林田湖草沙一体化保护和修复工程。推行草原森林河流湖泊休养生息，对生态严重退化地区实行封禁保护。巩固提升退耕还林还草成果，推进草原禁牧和草畜平衡制度落实。健全耕地休耕轮作制度，推进荒漠化和水土流失综合治理。根据区域水资源条件科学开展国土绿化行动，全面保护修复天然林，深入实施以农田防护林为主的防护林体系修复建设工程。加强湿地保护和修复，推进重点湿地综合治理，强化湿地用途管制和利用监管。</p>	拟建工程不涉及	-
	<p>2.21全面提升城镇污水处理能力。所有县级以上城市及重点独立建制镇均应建成污水处理设施，对现有城镇污水处理设施因地制宜进行提标改造。加强污水处理设施运行管理及配套管网建设，进一步提高县城、城市污水处理率，提升污泥处理处置水平。建立污泥生产、运输、处置全过程监管体系，实现污泥稳定化、无害化和资源化处理处置。加强城镇污水处理及再生利用设施建设。</p>	拟建工程不涉及	-
	<p>2.22提升生活垃圾处理处置水平。规范化建设生活垃圾卫生填埋场，发展垃圾生物堆肥、焚烧发电和卫生填埋相组合的综合处置，减少原生垃圾直接填埋量。推行生活垃圾分类收集和回收体系，加强对垃圾填埋场封场后的环境管理。开展餐厨垃圾资源化利用与无害化处理试点以及生活垃圾分类示范试点。</p>	拟建工程不涉及	-

		2.23加强矿山地质环境保护与恢复治理力度。建立健全矿山生态环境保护修复监管信息系统，完善矿山地质环境动态监测体系建设。加强对矿山企业依法履行矿山地质环境保护与土地复垦义务的监督管理。	项目生态修复满足《矿山生态环境保护与恢复治理技术规范(试行)》(HJ651)、《废弃井封井回填技术指南(试行)》《废弃井及长停井处置指南》(SY/T6646)、《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》(DZ/T0317)等相关要求	符合
阿克苏地区总体管控要求	环境风险防控	3.1对涉及县级及以上集中式饮用水水源地的河流、其他重要环境敏感目标的河流，建立健全流域上下游突发水污染事件联防联控机制，建立流域环境应急基础信息动态更新长效机制，绘制全流域“一河一策一图”。建立健全跨部门、跨区域的环境应急协调联动处置机制，强化流域上下游、兵地各部门协调，实施联合监测、联合执法、应急联动、信息共享，形成“政府引导、多元联动、社会参与、专业救援”的环境应急处置机制，持续开展应急综合演练，实现从被动应对到主动防控的重大转变。加强流域突发水环境事件应急能力建设，提升应急响应水平，加强监测预警、拦污控污、信息通报、协同处置、基础保障等工作，防范重大生态环境风险，坚决守住生态环境安全底线。	拟建工程不涉及	-
		3.2强化重污染天气监测预报预警能力，建立和完善重污染天气兵地联合应急预案、预警应急机制和会商联动机制，加强轻、中度污染天气管控。	拟建工程不涉及相关内容	--
		3.3严格危险化学品废弃处置。对城镇人口密集区现有不符合安全和卫生防护距离要求的危险化学品生产企业，进行定量风险评估，就地改造达标、搬迁进入规范化工园区或关闭退出。	拟建工程不涉及相关内容	--

		<p>3.4提升饮用水安全保障水平。以县级及以上集中式饮用水水源地为重点，推进饮用水水源保护区规范化建设，统筹推进备用水源或应急水源建设。单一水源供水的重点城市于2025年底前基本完成备用水源或应急水源建设，有条件的地区开展兵地互为备用水源建设。梯次推进农村集中式饮用水水源保护区划定，到2025年，完成乡镇级集中式饮用水水源保护区划定与勘界立标。开展“千吨万人”农村饮用水水源保护区环境风险排查整治，加强农村水源水质监测，依法清理饮用水水源保护区内违法建筑和排污口，实施从水源到水龙头全过程监管。强化饮用水水源保护区环境应急管理，完善重大突发环境事件的物资和技术储备。针对汇水区、补给区存在兵地跨界的，建立统一的饮用水水源应急和执法机制，共享应急物资。</p>	<p>拟建工程不涉及相关内容</p>	<p>--</p>
		<p>3.5有序实施建设用地风险管控和治理修复。推动重点行业企业用地土壤污染状况调查成果应用，提升土壤环境监管能力。严格落实建设用地土壤污染风险管控和修复名录制度。以用途变更为住宅、公共管理与公共服务用地的地块为重点，严格建设用地准入管理和风险管控。</p>	<p>拟建工程不涉及涉重金属行业污染防控与工业废物处理处置，拟建工程制定土壤污染防治措施，切实保障土壤环境安全</p>	<p>符合</p>
		<p>3.6在高敏感性县。市配备专职环境应急管理人员，配备必要的物资装备。完善多层次环境应急专家管理体系，建立对口帮扶模式和远程非现场会商调度机制，指导地方提升应急能力、规范应急准备与响应、分类分级开展基层环境应急人员轮训。加强各地应急监测装备配置，定期开展应急监测演练，增强应急实战能力。</p>	<p>拟建工程已提出一系列环境风险防范措施及应急要求，详见“5.2.8.4环境风险防范措施及应急要求”章节</p>	<p>符合</p>
		<p>3.7依法推行农用地分类管理制度，强化受污染耕地安全利用和风险管控。因地制宜制定实施安全利用方案，鼓励采取种植结构调整等措施，确保受污染耕地全部实现安全利用。</p>	<p>拟建工程不涉及受污染耕地</p>	<p>—</p>
		<p>3.8开展新污染物筛查、评估与环境监测。按照国家部署，推进重点行业重点化学物质生产使用信息调查和环境危害评估，识别有毒有害化学物质。以内分泌干扰物、抗生素、全氟化合物等有毒有害化学物质为调查对象，实施有毒有害化学物质环境调查监测，持续开展环境风险评估。加强新污染物环境风险管控。健全有毒有害化学物质环境风险管理体系。强化新化学物质环境管理登记，加强事中事后监管，督促企业落实环境风险管控措施。严格执行产品质量标准中有毒有害化学物质的含量限值。对使用有毒有害化学物质或在生产过程中排放新污染物的企业，全面实施强制性清洁生产审核。加强石化化工、涂料、纺织印染、橡胶、农药、医药等行业新污染物环境风险管控。</p>	<p>拟建工程不涉及</p>	<p>-</p>

		3.9加强环境风险预警防控。加强涉危险废物企业、涉重金属企业、化工园区、集中式饮用水水源地及重点流域环境风险调查评估，实施分类分级风险管控，协同推进重点区域、流域生态环境污染综合防治、风险防控与生态修复，形成一批生态环境综合整治和风险防控示范工程，在环境高风险领域建立环境污染强制责任保险制度。推动重要水源地水质在线生物预警系统建设。	拟建工程已提出一系列环境风险防范措施及应急要求，本次建设内容纳入采油一厂现有应急预案中，定期按照应急预案内容进行应急演练，逐步提高应急演练范围与级别，出现风险事故时能够及时应对	符合
		3.10强化生态环境应急管理。实施企业突发生态环境应急预案电子化备案，完成县级以上政府突发环境事件应急预案修编。完善区域和企业应急处置物资储备系统，结合新疆各地特征污染物的特性，加强应急物资储备及应急物资信息化建设，掌握社会应急物资储备动态信息，妥善应对各类突发生态环境事件。加强应急监测装备配置，定期开展应急演练，增强实战能力。	本项目已提出一系列环境风险防范措施及应急要求，本次建设内容纳入采油一厂现有应急预案中，定期按照应急预案内容进行应急演练，逐步提高应急演练范围与级别，出现风险事故时能够及时应对	符合
		3.11存在环境风险的建设项目，提出有效的环境风险防范措施及环境风险应急预案编制原则和要求，纳入区域环境风险应急联动机制。	本项目已提出一系列环境风险防范措施及应急要求，本次建设内容纳入采油一厂现有应急预案中，定期按照应急预案内容进行应急演练，逐步提高应急演练范围与级别，出现风险事故时能够及时应对	符合
	资源利用效率	4.1地区用水总量控制在自治区下达的指标范围内。	拟建工程施工期中采取节水措施，用水量较小；运营期不新增用水，不会超过用水总量控制指标	符合
		4.2地下水资源利用实行总量控制和水位控制。取用地下水资源，应当按照国家和自治区有关规定申请取水许可。地下水利用应当以浅层地下水为主。	拟建工程施工期中采取节水措施，用水量较小；运营期不新增用水，不会超过用水总量控制指标	符合
4.3土地资源利用上线指标执行批复后的《阿克苏地区国土空间规划(2021-2035年)》。		拟建工程无永久占地面积，管线埋地敷设，敷设完成后回填管沟，对土地资源占用较少，土地资源消耗符合要求	符合	
4.4到2025年，单位地区生产总值二氧化碳排放较2020年下降12%，单位地区生产总值能耗强度较2020年下降14.5%，非化石能源消费比重增长至18%以上。		拟建工程核算了温室气体排放量，整体温室气体排放量相对较小	符合	
4.5高污染燃料禁燃区内禁止销售、燃用高污染燃料；禁止新建、扩建燃用高污染燃料的项目和设施，已建成的应逐步或依法限期改用天然气、电或其他清洁能源。		拟建工程不涉及	-	

表 3.8-16 所在管控单元管控要求符合性分析一览表

“三线一单”要求		本项目采取的相关措施	符合性	
库车市生态环境 准入清单——一 般管控单元 ZH65290230001	空间 布局 约束	1、执行阿克苏地区总体管控要求中空间布局约束的要求。 2、任何单位和个人不得擅自占用基本农田。禁止在基本农田内从事非农业生产的活动。除法律规定的重点建设项目选址确实无法避让外，其他任何建设不得占用。 3、对违反资源环境法律法规、规划，污染环境、破坏生态、乱采滥挖的露天矿山，依法整治；对污染治理不规范的露天矿山，依法责令停产整治，对拒不停产或擅自恢复生产的依法强制关闭；对责任主体灭失的露天矿山，要加强修复绿化、减尘抑尘。 4、严格控制在优先保护类耕地集中区域新建土壤环境监管重点行业项目。	本项目临时占地和新增永久占地均不涉及基本农田及耕地。	符合
	污染 物排 放管 控	1、执行阿克苏地区总体管控要求中关于污染物排放管控的准入要求。 2、强化畜禽养殖粪污资源化利用，提高畜禽粪污综合利用率，减少恶臭气体挥发排放。 3、严格控制林地、草地、园地农药使用量，禁止使用高毒、高残留农药。 4、加强农村生活垃圾的清运、收集、处置。严禁将城镇生活垃圾、污泥、工业废物直接用作肥料。 5、鼓励和支持散养密集区实行畜禽粪污分户收集、集中处理。	本项目不涉及农业、畜禽养殖业； 运营期废气、噪声均达标排放； 固废均得到妥善处理，无废水产生。	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。	运营期产生固废均得到妥善处理，管线集输过程均密闭，管线监控过程中发现跑冒滴漏，立即通知采油一厂组织修复并对跑冒滴漏处的污染土壤进行清理修复。不会造成土壤环境质量超标，不会增加土壤环境风险。	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。	本项目为油气开采服务，不涉及农业、畜禽养殖。	符合

		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。	
--	--	--	--

表 3.8-17 本项目与《巴音郭楞蒙古自治州“三线一单”生态环境分区管控方案》符合性分析一览表

名称	文件要求	本项目	符合性	
《巴音郭楞蒙古自治州“三线一单”生态环境分区管控方案》	生态保护红线	按照“生态功能不降低、面积不减少、性质不改变”的基本要求，对划定的生态保护红线实施严格管控，保障和维护地区生态安全的底线和生命线。	敷设管线未穿越红线，不在生态保护红线范围内，本项目与“生态保护红线”位置关系示意图见附图17	符合
	环境质量底线	全州水环境质量持续改善，开都河、塔里木河、迪那河、车尔臣河、黄水沟 5 条河流 13 个监测断面稳定达到Ⅱ类水(塔里木河氟化物不参与考核，其他指标均为Ⅱ类)，孔雀河 4 个监测断面达到Ⅱ类水，博斯腾湖 17 个重点点位中 1、7、14 监测点均值Ⅲ类，其余监测点均值Ⅳ类；受污染地表水体得到有效治理，饮用水安全保障水平持续提升，地下水超采得到严格控制，地下水水质保持稳定。全州环境空气质量有所提升，SO ₂ 、NO ₂ 浓度长期维持在较低水平，达到环境空气质量一级标准；逐步减少颗粒物排放，PM ₁₀ 、PM _{2.5} 平均浓度分别低于 81μg/m ³ 、31.5μg/m ³ (库尔勒市，扣除沙尘天气影响)，空气优良天数比例大于 75.2%(库尔勒市)，重污染天数持续减少，沙尘影响严重地区做好防风固沙、生态环境保护修复等工作；全州土壤环境质量保持稳定，受污染耕地安全利用率达到 98% 以上，污染地块安全利用率不低于 93%，土壤环境风险得到进一步管控	本项目运营期无废水产生；本项目所在区域属于大气环境质量不达标区域，本项目油气采取密闭集输工艺，加强设备管理，加强阀门的检修与维护，本项目已提出持续改善、防风固沙、生态修复的要求，项目实施后建设单位应不断强化大气污染源防治措施，改善区域环境空气质量。本项目在正常状况下不会造成土壤环境质量超标，不会增加土壤环境风险	符合
	资源利用上线	推进低碳发展，强化节约集约利用，持续提升资源能源利用效率，水资源、土地资源、能源消耗等达到自治区下达的总量和强度控制目标。	本项目开发过程中采取节水措施；能源利用均在区域供电负荷范围内，消耗未超出区域负荷上限；占地面积较小，对土地资源占用较少，土地资源消耗符合要求；本项目开发符合资源利用上线要求	符合
	环境管控单元	巴州共划分 125 个环境管控单元，分为优先保护单元、重点管控单元、一般管控单元三类，实施分类管控。一般管控单元 9 个，主要指优先保护单元和重点管控单元之外的其他区域。一般管控单元以沙漠、荒漠、戈壁、一般农业生产等为主的管控单元，主要落实生态环境保护基本要	本项目属于 ZH65282230001 轮台县一般管控单元，项目建设过程中以生态环境保护优先为原则，开发建设过程中严格执行相关法律、法规要求，严守生态环境质量底线，生态功能不会降低。本项目实施	符合

	求，推动区域环境质量持续改善	后通过采取完善的污染治理措施，可确保污染得到有效的控制，对站址周围大气环境、地表水环境、地下水环境、声环境、土壤环境影响可接受	
--	----------------	---	--

表 3.8-18 本项目与巴音郭楞蒙古自治州总体管控要求符合性分析一览表

名称	文件要求	本项目	符合性
巴音郭楞蒙古自治州总体管控要求	空间布局约束		
	1.1 禁止在人口集中地区和其他依法需要特殊保护的区域内焚烧沥青、油毡、橡胶、塑料、皮革、垃圾以及其他产生有毒有害烟尘和恶臭气体的物质	本项目不涉及	—
	1.2 禁止在居民住宅楼、未配套设立专用烟道的商住综合楼以及商住综合楼内与居住层相邻的商业楼层内新建、改建、扩建产生油烟、异味、废气的餐饮服务项目。任何单位和个人不得在当地人民政府禁止的区域内露天烧烤食品或者为露天烧烤食品提供场地	本项目不涉及	—
	1.3 县级及以上城市建成区原则上不再新建每小时 35 蒸吨以下的燃煤锅炉，其他地区原则上不再新建每小时 10 蒸吨及以下的燃煤锅炉	本项目不新建锅炉	--
	1.4 禁止在自治州行政区域内引进能(水)耗不符合相关国家标准中准入值要求，且污染物排放和环境风险防控不符合国家(地方)标准及有关产业准入条件的高污染(排放)、高能(水)耗、高环境风险的工业项目	本项目属于油气开采项目，耗水量较小，不属于高污染(排放)、高能(水)耗、高环境风险的工业项目	符合
	1.5 禁止新建、改建、扩建严重污染大气环境的项目。工业和信息化主管部门应当会同发展和改革、生态环境等部门，根据巴州生态环境局提供的大气监测数据制定工业产业转型升级行动计划和严重污染大气项目退出计划，报本级人民政府批准后向社会公布。对城市建成区大气环境质量造成明显影响的项目，自治州、各县(市)人民政府规定期限内未达到治理要求的项目，应当停产、限期搬迁或者关闭	本项目属于油气开采服务，不属于严重污染大气环境的项目	符合
	1.6 在饮用水水源保护区内，禁止设置排污口	本项目未处于饮用水水源保护区内	符合
	1.7 开都-孔雀河流域、塔里木河流域沿岸，要严格控制石油加工、化学原料和化学制品制造、医药制造、化学纤维制造、有色金属冶炼、纺织印染等项目环境风险，合理布局生产装置及危险化学品仓储等设施	本项目属于油气开采服务，不涉及	—
1.8 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	本项目未处于基本农田保护区	符合	

	1.9 县级以上地方人民政府应当依法将符合条件的优先保护类耕地划为永久基本农田，实行严格保护。在永久基本农田集中区域，不得新建可能造成土壤污染的建设项目；已经建成的，应当限期关闭拆除	本项目未处于永久基本农田范围内	符合
	1.10 落实重度污染土地严格管控措施。加强对严格管控类耕地、园地、草地的用途管理，依法将其划定为农产品禁止生产区域，严禁种植食用农产品，不得列入国家中央财政投资农业高效节水项目建设；对威胁地下水、饮用水水源安全的，有关县市人民政府要制定环境风险管控方案，并落实有关措施。研究推进严格管控类耕地、园地、草地纳入新一轮退耕还林还草实施范围，制定实施重度污染耕地、园地、草地种植结构调整或退耕还林还草计划。推行耕地轮作休耕制度试点、草地轮牧休牧禁牧制度试点	本项目不涉及	—
	1.11 强化空间布局管控。严格执行相关行业企业布局选址要求，禁止在居民区、学校、医疗和养老机构等周边新建土壤环境重点监管行业企业；结合推进新型城镇化、产业结构调整和化解过剩产能等，有序搬迁或依法关闭对土壤造成严重污染的现有企业。结合区域功能定位和土壤污染防治需要，科学布局生活垃圾处理、危险废物处置、废旧资源再生利用等设施 and 场所，合理确定畜禽养殖布局和规模	本项目不涉及	—
	1.12 【生态红线禁止类】生态保护红线内，自然保护地核心保护区原则上禁止人为活动，其他区域严格禁止开发性、生产性建设活动	本项目未处于生态保护红线范围内	符合
	1.13 【生态红线允许类】共6条	本项目未处于生态保护红线范围内	符合
	1.14 自治州、各县(市)人民政府不得批准在沙漠边缘地带和林地、草原开垦耕地；已经开垦并对生态产生不良影响的，应当有计划地组织退耕还林还草；对已退耕、闲置和未开垦的荒滩、荒地，采取引洪灌溉、生态输水、扎草方格等措施，促进生态自然修复。禁止在退耕还林还草实施范围内复耕和从事滥采、乱挖等破坏地表植被的行为	本项目未处于退耕还林还草范围	符合
	1.15 严格保护具有水源涵养功能的自然植被，禁止过度放牧、无序采矿、毁林开荒、开垦草原等行为	本项目选址区域不涉及具有水源涵养功能的自然植被，开采完成后采取自然恢复措施	符合
	1.16 限制陡坡垦殖和超载过牧；加强小流域综合治理，实行封山禁牧，恢复退化植被。加强对能源和矿产资源开发及建设项目的监管，加大矿山环境整治修复力度，最大限度地减少人为因素造成新的水土流失	本项目属于油气开采项目，已提出相关防止水土流失措施	符合
	1.17 对重要水源涵养区建立生态功能保护区，加强对水源涵养区的保护与管理，严格保护具有重要水源涵养功能的自然植被，限制或禁止各种损害生态系统水源涵养功能的经济社会活动和生产方式，如无序	本项目属于油气开采项目，已提出相关防护措施	符合

	采矿、毁林开荒、湿地和草地开垦、过度放牧、道路建设等		
	1.18 主体功能区实行更加严格的产业准入标准。严格限制区内“两高一资”产业落地，禁止高水资源消耗产业在水源涵养生态功能区布局，限制土地资源高消耗产业在水土保持生态功能区发展，降低防风固沙生态功能区的农牧业开发强度，禁止生物多样性维护生态功能区的大规模水电开发和林纸一体化产业发展	本项目不属于“两高一资”项目	—
	1.19 自然保护区核心保护区：共7条	本项目未处于自然保护区范围内	符合
	1.20 自然保护区一般控制区：共9条	本项目未处于自然保护区范围内	符合
	1.21 生态保护红线外的生态空间，原则上按限制开发区域的要求进行管理。按照生态空间用途分区，依法制定区域准入条件，明确允许、限制、禁止的产业和项目类型清单，根据空间规划确定的开发强度，提出城乡建设、工农业生产、矿产开发、旅游康体等活动的规模、强度、布局 and 环境保护等方面的要求，由同级人民政府予以公示	本项目属于油气开采项目，开采强度未超过区域规划规模	符合
	1.22 严格限制农业开发占用生态保护红线外的生态空间，符合条件的农业开发项目，须依法由市县及以上地方人民政府统筹安排。生态保护红线外的耕地，除符合国家生态退耕条件，并纳入国家生态退耕总体安排，或因国家重大生态工程建设需要外，不得随意转用	本项目不涉及	—
	1.23 在不改变利用方式的前提下，依据资源环境承载能力，对依法保护的生态空间实行承载力控制，防止过度垦殖、放牧、采伐、取水、渔猎、旅游等对生态功能造成损害，确保自然生态系统的稳定	本项目不涉及	—
	1.24 禁止在自然保护区内进行砍伐、放牧、狩猎、捕捞、采药、开垦、烧荒、开矿、采石、挖沙等活动；但是，法律、行政法规另有规定的除外。禁止任何人进入自然保护区的核心区。禁止在自然保护区的缓冲区开展旅游和生产经营活动。严禁开设与自然保护区保护方向不一致的参观、旅游项目	本项目未处于自然保护区范围内	符合
	1.25 在风景名胜区内禁止进行下列活动：共4条	本项目未处于风景名胜区范围内	符合
	1.26 禁止违反风景名胜区规划，在风景名胜区内设立各类开发区和在核心景区内建设宾馆、招待所、培训中心、疗养院以及与风景名胜资源保护无关的其他建筑物；已经建设的，应当按照风景名胜区规划，逐步迁出	本项目未处于风景名胜区范围内	符合
	1.27 除国家另有规定外，国家湿地公园内禁止下列行为：共9条	本项目未处于国家湿地公园范围内	符合
	1.28 在国家级森林公园内禁止从事下列活动：共9条	本项目未处于国家级森林	符合

			公园范围内	
		1.29 除国家另有规定外，在国家沙漠公园范围内禁止下列行为：共3条	本项目未处于国家沙漠公园范围内	符合
		1.30 在天山自然遗产地内，禁止实施下列行为：共4条	本项目未处于天山自然遗产地范围内	符合
		1.31 在天山自然遗产地禁建区内，除配置必要的研究监测和安全防护设施外，禁止进行任何建设活动。天山自然遗产地限建区内，可以建设与自然遗产保护有关的设施。天山自然遗产地展示区内，可以建设与游览观光、文体娱乐等活动有关的公共服务设施和管理设施。按照前款规定实施建设活动的，建设单位、施工单位应当制定生态保护方案，采取有效措施，保护好周围景物、水体、林草植被、野生动物资源和地形地貌，并经天山自然遗产管理机构审核同意后，依照有关法律、法规的规定办理审批手续；天山自然遗产地详细规划已经明确建设项目选址、布局与规模的，可以不再申请核发建设项目选址意见书。	本项目未处于天山自然遗产地范围内	符合
		1.32 【开都河流域空间布局约束】：共7条	本项目未处于开都河流域	符合
		2.1 水源涵养和生物多样性维护型重点生态功能区水质达到地表水、地下水Ⅰ类，空气质量达到一级	本项目不涉及	—
污染物排放管控		2.2 燃煤电厂和其他燃煤单位应当采用清洁生产工艺，配套建设除尘、脱硫、脱硝等装置，或者采取技术改造等其他控制大气污染物排放的措施。国家鼓励燃煤单位采用先进的除尘、脱硫、脱硝、脱汞等大气污染物协同控制的技术和装置，减少大气污染物的排放	本项目不涉及	—
		2.3 钢铁、建材、有色金属、石油、化工等企业生产过程中排放粉尘、硫化物和氮氧化物的，应当采用清洁生产工艺，配套建设除尘、脱硫、脱硝等装置，或者采取技术改造等其他控制大气污染物排放的措施	本项目不涉及	—
		2.4 钢铁、建材、有色金属、石油、化工、制药、矿产开采等企业，应当加强精细化管理，采取集中收集处理等措施，严格控制粉尘和气态污染物的排放。工业生产企业应当采取密闭、围挡、遮盖、清扫、洒水等措施，减少内部物料的堆存、传输、装卸等环节产生的粉尘和气态污染物的排放	本项目不涉及	—
		2.5 库尔勒区域(以库尔勒市人民广场为中心，半径50公里范围，主要包括库尔勒市、第二师铁门关市(28团、29团)、库尔勒经济技术开发区、第二师铁门关经济工业园、焉耆河北生态产业园、库尔勒上库综合产业园区(不含石油石化产业园)和尉犁县部分区域。)禁止新(改、扩)建未落实SO ₂ 、NO _x 等主要大气污染物总量指标减量替代的项目。上述区域所有新(改、扩)建项目应执行相应大气污染物特别排放限值标准	本项目未处于库尔勒区域、库尔勒经济技术开发区、第二师铁门关经济工业园、焉耆河北生态产业园、库尔勒上库综合产业园区范围内	—

	2.6 根据水环境保护的需要,在饮用水水源保护区内,采取禁止或者限制使用含磷洗涤剂、化肥、农药以及限制种植养殖等措施	本项目不涉及	—
	2.7 饮用水源地准保护区内无新建、扩建制药、化工、造纸、制革、印染、染料、炼焦、炼硫、炼砷、炼油、电镀、农药等对水体污染严重的建设项目	本项目未处于饮用水水源地范围内	符合
	2.8 饮用水水源二级保护区内城镇生活垃圾全部集中收集并在保护区外进行无害化处置。准保护区内工业园区企业的第一类水污染物达到车间排放要求、常规污染物达到间接排放标准后,进入园区污水处理厂集中处理。不能满足水质要求的地表水饮用水水源,准保护区或汇水区域采取水污染物容量总量控制措施,限期达标	本项目未处于饮用水水源地范围内	符合
	2.9 所有排污单位必须依法实现全面达标排放。逐一排查工业企业排污情况,重点排污单位应按要求安装污染物在线监控设施,达标企业应采取措施确保稳定达标。实行“红黄牌”警示制度,对超标和超总量的企业予以“黄牌”警示,一律限制生产或停产整治;对整治仍不能达到要求且情节严重的企业予以“红牌”处罚,一律停业、关闭。定期公布环保“黄牌”“红牌”企业名单。定期抽查排污单位达标排放情况,结果向社会公布。加大综合惩处和处罚执行力度,建立环保领域非诉案件执行联动配合机制,对行政处罚、行政命令执行情况实施后督察	采油一厂已申领排污许可证	符合
	2.10 严格控制环境激素类化学品污染。完成环境激素类化学品生产使用情况调查,监控评估水源地、农产品种植区及水产品集中养殖区风险,实施环境激素类化学品淘汰、限制、替代等措施。严格控制持久性有机污染物排放,实施持久性有机污染物统计报表制度,对污染物和废弃物进行严格管理	本项目不涉及	—
	2.11 【开都河流域污染排放限制】:共4条	本项目未处于开都河流域	符合
	2.12 自治州、铁门关市、博斯腾湖周边各级人民政府、焉耆垦区团(镇)应当采取保护和治理措施,维护和改善博斯腾湖水环境,使汇入博斯腾湖的各河流水质达到《地表水环境质量标准》(GB3838—2002)II类标准,博斯腾湖水质达到《地表水环境质量标准》(GB3838—2002)III类标准	本项目不涉及	—
	2.13 【博斯腾湖水污染防治要求】:共7条	本项目不涉及	—
	2.14 狠抓工业污染防治。对水环境影响较大的“低、小、散”落后企业、加工点、作坊的专项整治,严防小型造纸、印染、染料、炼焦、炼油、电镀、农药等严重污染水环境的生产项目死灰复燃	本项目不涉及	—
	2.15 推进污泥处理处置。建立污泥从产生、运输、储存、处置全过程监管体系。污水处理设施产生的污泥应进行稳定化、无害化和资源化处理处置,禁止处理处置不达标的污泥进入耕地,非法污泥堆放点一律予以取缔	本项目不涉及	—
	2.16 推进农业农村污染防治。依法关闭或搬迁禁养区内的畜禽养殖场(小区)和养殖专业户。现有规模化畜	本项目不涉及	—

		禽养殖场(小区)要根据污染防治需要, 配套建设粪便污水贮存、处理、利用设施, 散养密集区要实行畜禽粪便污水分户收集、集中处理利用。新建、改建、扩建规模化畜禽养殖场(小区)要实施干湿分流、粪便污水资源化利用		
		2.17 控制农业面源污染。塔里木河流域、开都河流域等敏感区域及大中型灌区, 应建设生态沟渠、污水净化塘、地表径流集蓄池等设施, 避免上灌下排造成污染物转移扩散, 严禁农田排水直接进入河道污染河流水质	本项目不涉及	—
		2.18 加强灌溉水水质管理。开展灌溉水水质监测, 灌溉用水应符合农田灌溉水水质标准, 水质未达到农田灌溉水水质标准的, 县级人民政府应当采取措施予以改善。对因长期使用污水灌溉导致土壤污染严重、威胁农产品质量安全的, 要及时调整种植结构	本项目不涉及	—
		2.19 防控企业污染。结合自治区、自治州耕地保护相关规定以及生态红线、耕地红线等要求, 加强项目的立项、环评审核审批和节能评估审查等源头控制措施, 严格控制在优先保护类耕地、园地、草地集中区域新建有色金属冶炼、石油加工、化工、焦化、电镀、制革、造纸及纸制品、金属制品、金属冶炼及延压加工、煤炭开采、黑色金属和有色金属矿采选业、非金属矿物采选业、危废治理等土壤环境监管重点行业项目。根据土壤详查结果, 现有优先保护类耕地、园地、草地集中区域的相关企业, 要制定升级改造计划, 采用新技术、新工艺, 加快提标升级改造步伐	本项目属于油气开采服务, 未处于优先保护类耕地、园地、草地集中区域内	符合
		2.20 加强油(气)资源开发区土壤环境污染综合整治。以中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司桑吉作业区、轮南作业区、塔中作业区以及河南油田分公司新疆采油厂等油(气)资源开发区为重点, 加强油(气)田废弃物的无害化处理和资源化利用, 严防油(气)田勘探、开发、运行过程中以及事故排放产生的废弃物对土壤的污染。开展油(气)资源开发区历史遗留污染场地治理	采油一厂已进行土壤环境污染综合整治	符合
巴音郭楞 蒙古自治 州总体管 控要求	环境风 险防控	3.1 加强重污染天气应急联动。完善自治区重污染天气预警分级标准, 统一同一区域内应急预案标准。当预测到区域将出现大范围重污染天气时, 统一发布区域预警信息, 各县市按级别启动应急响应, 落实应急措施, 实施区域应急联动	本项目不涉及	--
		3.2 完善重污染天气应急减排措施。各地进一步完善或制、修订重污染天气应急预案。提高应急预案中污染物减排比例, 黄色、橙色、红色级别减排比例原则上分别不低于 10%、20%、30%。细化应急减排措施, 落实到企业各工艺环节, 实施“一厂一策”清单化管理。制定应急运输响应方案, 在黄色及以上重污染天气预警期间, 对钢铁、建材、焦化、有色、化工、矿山等涉及大宗物料运输的重点用车企业, 实施应急运输响应	本项目不涉及	--
		3.3 人民政府应当制定重污染天气应急预案, 报上一级生态环境主管部门备案, 并向社会公布。重污染天	本项目不涉及	--

	气应急预案应当根据实际需要和情势变化适时修订。重点排污单位应当根据所在地重污染天气应急预案，编制本单位重污染天气应急响应方案。医疗、教育、交通、应急管理等重点部门按照部门分预案开展应急管理工作，对发生或者可能发生危害人体健康和安全的重污染天气，应当启动应急预案		
	3.4 自治州、各县(市)人民政府应当根据重污染天气的预警等级，及时启动重污染天气应急预案，并采取与预警等级对应的响应措施，相关单位和个人应当配合	本项目不涉及	--
	3.5 推进重点流域、饮用水源等环境敏感区域防控体系建设，落实环境风险防控措施，配备拦截、吸附等基本应急处置物资。落实饮用水源一级保护区周边人类活动频繁区域隔离墙、隔离网、视频监控等防范设施建设	本项目不涉及	--
	3.6 对饮用水水源保护区内排放重金属等有毒有害污染物的企业，优先取缔关闭；对饮用水水源保护区受重金属污染的土壤，修复处理以确保饮用水水源环境安全；对天然背景值超标、水厂无法处理的重金属等污染的水源，需尽快更换	本项目未处于饮用水水源保护区内	--
	4.2 提高能源利用效率。继续实施能源消耗总量和强度双控行动。大力开发、推广节能高效技术和产品，实现重点用能行业、设备节能标准全覆盖	本项目能源消耗较小，设备设施均属于节能高效设备	符合
	4.3 推进循环发展。加强工业水循环利用。推进矿井水综合利用，煤炭矿区的补充用水、周边地区生产和生态用水应优先使用矿井水，加强洗煤废水循环利用。鼓励钢铁、纺织印染、造纸、石油石化、化工、制革等高耗水企业废水深度处理回用	本项目不涉及	--
	4.4 促进再生水利用。制定促进再生水利用的政策，以城市及产业集聚区为重点，实施再生水利用工程，完善再生水利用设施，工业生产、城市绿化、道路清扫、车辆冲洗、建筑施工以及生态景观等用水，要优先使用再生水。推进高速公路服务区污水处理和利用。具备使用再生水条件但未充分利用的钢铁、火电、化工、制浆造纸、印染等项目，不得批准其新增取水许可。单体建筑面积超过2万平方米的新建公共建筑应安装建筑中水设施。积极推动其他新建住房安装建筑中水设施	本项目不涉及	--
	4.5 依法制定和完善重点河流水资源调度方案。采取闸坝联合调度、生态补水等措施，合理安排闸坝下泄水量和泄流时段，维持河湖基本生态用水需求，重点保障枯水期生态基流。加快重大水资源配置工程建设，提高区域水资源调配能力，发挥好控制性水利工程在改善水质中的作用。制定应急调度预案和调度计划，适时开展抗旱应急、突发水污染应急调度。建立和完善防洪防灾体系。不符合河流最小生态流量要求的规划和建设项目要限制运行，对安全隐患重、生态影响大的建设项目要建立退出机制	本项目不涉及	--
	4.6 严格控制开采深层承压水，地热水、矿泉水开发应严格实行取水许可和采矿许可。加强地下水超采区	本项目不涉及矿产资源开	--

		综合治理与修复，实行地下水开采量与水位双控制度，划定地下水禁采区、限采区。依法规范机井建设管理，完成已建机井的排查登记，未经批准的和公共供水管网覆盖范围内的自备水井，逐步予以关闭	采回采、选矿回收及综合利用	
巴音郭楞 蒙古自治 州总体管 控要求	资源利 用效率	4.7 编制重点超采区域地下水压采方案。在地下水超采区，禁止兴建地下水取水工程。加强水源置换，合理配置地表水和地下水开采量，减少地下水开采规模，逐步实现地下水采补平衡	本项目不涉及	--
		4.8 流域执行最严格的水资源管理制度，依法实行取水许可和有偿使用制度。在流域内从事生产、建设活动应当遵守生态环境保护规划，严格执行水资源用水总量控制、用水效率控制、水功能区限制纳污“三条红线”控制指标。流域内水资源开发利用应当兼顾上下游、左右岸和有关县、团镇之间的利益，发挥水源的综合效益	本项目用水量较小，未超过水资源用水总量控制、用水效率控制、水功能区限制纳污“三条红线”控制指标	符合
		4.9【开都河流域自然资源开发限制】：共8条	本项目不属于开都河流域	--
		4.10 开都河岸线保护区：共2条	本项目不属于开都河流域	--
		4.11 开都河岸线控制利用区：共2条	本项目不属于开都河流域	--
		4.12 开都河岸线保留区：共2条	本项目不属于开都河流域	--
		4.13 根据博斯腾湖水生态环境保护需要，确定博斯腾湖大湖区水体最低预警水位为1045.50米。在满足防洪要求确保安全的前提下，优化水资源配置与调度，维持合理水位。流域管理机构应当加强水位变化动态监测，按照法律法规规定，在人员流动相对密集的湖岸场所(大河口和扬水站区域)设立水位变化动态监测结果的显著标志标识，实时公开公示水位	本项目不属于博斯腾湖区域	--
		4.14【博斯腾湖水资源管理】共4条	本项目不属于博斯腾湖区域	--
		4.15 将博斯腾湖大湖、小湖全部岸线划分为优先保护岸线：共2条	本项目不属于博斯腾湖区域	--
		4.16 抓好工业节水。依据国家鼓励和淘汰的用水技术、工艺、产品和设备目录，加大工业节水先进技术的推广应用，加快落后技术、设备的淘汰退出。研究制定一批工业节水地方标准，推动重点行业开展企业用水定额对标工作。开展节水诊断、水平衡测试、用水效率评估，严格取用水定额管理。以工业用水重复利用、热力和工艺系统节水、工业给水和废水处理等领域为重点，支持企业实施节水技术改造	本工程用水主要为施工期用水，用水量较小，施工期管道试压废水进行综合利用，节约了水资源，对区域水资源消耗较小	--
4.17 加强城镇节水。禁止生产、销售不符合节水标准的产品：公共建筑必须采用节水器具，限期淘汰公共建筑中不符合节水标准的水嘴、便器水箱等生活用水器具。鼓励居民家庭选用节水器具，推动旅馆饭	本项目不涉及	--		

		店、学校等用水单位用水器具的更新改造。加快城镇老旧供水管网更新改造		
		4.18 发展农业节水。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。大力推进规模化高效节水灌溉，推广农作物节水抗旱技术。建立灌区测报网络，提高农业用水效率，降低农业用水比重	本项目不涉及	--
		4.19 加强河流湖库水量调度管理。依法制定和完善开都河、博斯腾湖、塔里木河水资源调度方案。采取闸坝联合调度、生态补水等措施，合理安排闸坝下泄水量和泄流时段，维持河湖基本生态用水需求，重点保障枯水期生态基流。加快重大水资源配置工程建设，提高区域水资源调配能力，发挥好控制性水利工程在改善水质中的作用。制定应急调度预案和调度计划，适时开展抗旱应急、突发水污染应急调度。建立和完善防洪防灾体系	本项目不涉及	--
		4.20 加强废弃农膜回收利用。严厉打击违法生产和销售农膜厚度小于 0.01 毫米、耐候期小于 180 天等不符合相关质量标准农膜的行为。鼓励生产企业进行科技创新，采用新技术、新材料生产可降解、无污染的农田地膜；鼓励销售企业和农田地膜使用者、农业生产经营组织销售和使用可降解、无污染的农田地膜，并逐步推广。建立农膜回收利用机制，建立健全废弃农膜回收贮运和综合利用网络	本项目不涉及	--
		4.21 国家加强对土壤资源的保护和合理利用。对开发建设过程中剥离的表土，应当单独收集和存放，符合条件的应当优先用于土地复垦、土壤改良、造地和绿化等。禁止将重金属或者其他有毒有害物质含量超标的工业固体废物、生活垃圾或者污染土壤用于土地复垦	本项目不涉及	--
		4.22 加强建设用地规划引领管控：严控城乡建设用地规模；优化建设用地结构布局。促进建设用地立体综合开发：鼓励建设用地立体开发；支持土地综合开发利用；推行多层标准化厂房建设。实施城镇存量土地盘活利用：推进城镇低效用地再开发；鼓励低效工业用地内涵挖潜。提高农村建设用地利用效率：严格农村用地标准控制；盘活存量集体建设用地	本项目不涉及	--

表 3.8-19 本项目与所在管控单元符合性分析一览表

名称	文件要求		本项目	符合性
ZH65282230001 轮台县一般管控单元	空间布局约束	1.执行自治区七大片区天山南坡管控要求和巴州总体管控要求中关于一般管控单元的空间布局约束准入要求	本项目满足自治区七大片区天山南坡管控要求和巴州总体管控要求中关于一般管控单元的空间布局约束准入要求	符合

	<p>污染物排放管 控</p>	<p>1.执行自治区七大片区天山南坡管控要求和巴州总体管控要求中关于一般管控单元的污染物排放管控要求</p>	<p>本项目满足自治区七大片区天山南坡管控要求和巴州总体管控要求中关于一般管控单元的污染物排放管控要求</p>	<p>符合</p>
	<p>环境风险防 控</p>	<p>1.执行自治区七大片区天山南坡管控要求和巴州总体管控要求中关于一般管控单元的环境风险防控要求</p>	<p>本项目满足自治区七大片区天山南坡管控要求和巴州总体管控要求中关于一般管控单元的环境风险防控要求</p>	<p>符合</p>
	<p>资源利用效 率</p>	<p>1.执行自治区七大片区天山南坡管控要求和巴州总体管控要求中关于一般管控单元的资源利用效率要求</p>	<p>本项目满足自治区七大片区天山南坡管控要求和巴州总体管控要求中关于一般管控单元的资源利用效率要求</p>	<p>符合</p>

4 环境质量现状调查与评价

4.1 自然环境现状调查与评价

4.1.1 地理位置

库车市位于天山中段南部，塔里木盆地北缘，地处东经 $82^{\circ} 35' \sim 84^{\circ} 17'$ ，北纬 $40^{\circ} 46' \sim 42^{\circ} 35'$ 之间，东与轮台县接壤，西与拜城县、新和县相邻，南与沙雅县、尉犁县毗邻，北隔天山山脉与和静县相望。县境南北最大长度 193km，东西最大宽度 164km，总面积为 15379km²。

轮台县地处天山南麓，塔里木盆地北缘，位于巴音郭楞蒙古自治州西部。县境位于东经 $83^{\circ} 38' \sim 85^{\circ} 25'$ 、北纬 $41^{\circ} 05' \sim 42^{\circ} 32'$ 之间，东西横距 110km，南北最大纵距 136km，全县总面积 14184km²。轮台县东与库尔勒市相连，南与尉犁县毗邻，西与库车市接壤，北与和静县交界。

塔河油田采油一厂一区至五区块位于新疆阿克苏库车市和巴音郭楞蒙古自治州轮台县境内，北距轮台县约 60km，呈东西向展布，由塔河一区、塔河二区、塔河三区、塔河四区、塔河五区及周围试采区块组成。一区至五区块南北宽约 35km，东西长约 26km，本次一区至五区块面积约 378.3km²，区块地理坐标为东经 $83^{\circ} 54' 47.0'' \sim 84^{\circ} 12' 46.0''$ ，北纬 $41^{\circ} 23' 04.3'' \sim 41^{\circ} 17' 42.8''$ 。区域内有沙漠公路，油田内修建有完备的矿区公路网与上述干线相连，交通便利。地理位置见附图 7。

4.1.2

4.1.3 气候气象

项目位于新疆阿克苏库车市和巴音郭楞蒙古自治州轮台县境内。

(1) 库车市

库车市地处暖温带，油田所处地区气候干燥，降水稀少，夏季炎热，冬季干冷，年温差和日温差均较大，属暖温带大陆性干旱气候。库车市平原区域南北地形地貌不同，地势高差较大，形成了明显的区域性气候差异。其基本特征是：北部山区气候湿润，气温凉爽，光照充足，降水量大，蒸发量小。南部平原气候干

燥，气温炎热，光照充足，热量丰富，降水稀少，蒸发强烈，风沙活动频繁。根据库车市气象站近 30 年（1971—2000 年）的气候资料统计，结果见表 4.1-1。

表 4.1-1 库车市气候资料统计

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

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

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

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

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

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

14%，SW（西南风）和NNW（北北西风）各为9%，E（东风）为7%，年平均风速为2.0m/s。

（2）轮台县

轮台县属于暖温带大陆性气候，气候干燥，降水稀少，夏季炎热，冬季干冷，春季升温快而不稳，多风沙浮尘天气，秋季降温迅速。年温差和日温差均较大，光照充足，热量丰富，蒸发强烈，无霜期较长，风沙活动频繁。

轮台县主要气象数据见表4.1-2。

表4.1-2 轮台县主要气候要素一览表

序号	项目	统计结果	序号	项目	统计结果
1	年平均气温	11.9℃	7	年平均蒸发量	2104.7mm
2	年极端最高气温	42.1℃	8	年最大冻土深度	80cm
3	年极端最低气温	-25.6℃	9	年最多风向及频率	NE/14.9%
4	年均日照时数	2602h	10	年平均相对湿度	48%
5	日最大降水量	45.7mm	11	多年平均风速	1.6m/s
6	年平均降水量	68.9mm	--	--	--

4.1.4 地形地貌

（1）库车市

库车市在大地构造上处于天山地槽褶皱带与塔里木台地两大构造单元的接触部位，沿东西走向，在乌(乌鲁木齐)喀(什)公路(314道)以北30km范围内分布新构造运动第三系地层，却勒塔克背斜(低山)和亚肯背斜以北为第四纪沉积洼地，东路以南上部地层为第四纪地质结构的冲积、洪积和风积层，均为巨厚的松散堆积物。库车河冲洪积扇中下部，其北侧即为沿山前砾质平原隆起，东西向分布的亚肯背斜西部倾斜末端。库车市北部的天山山脉，东西走向，海拔1400m~4550m，后山呈高山地貌，海拔4000m以上为积雪带，为库车平原提供着水源；前山区海拔在1400m~2500m之间，为风化作用强烈的低山带；低山带前局部有剥蚀残丘，海拔高程在1300m左右；低山带以南为山前洪积扇带和平原带。

（2）轮台县

轮台县处于塔北隆起轮南斜坡桑塔木潜山披覆背斜带上，地貌类型属于平原区，属冲积扇平原山前洪积细土平原和砾石戈壁地带。县域地貌分北部山区、中

部平原区和南部塔里木河平原区，北部高，向东南倾斜。塔里木河由西向东横贯县境南部。

本项目位于塔里木河冲积平原地带，地势平坦，海拔 930~932m，地形简单，地貌单一。

4.1.5 工程地质概况

塔里木盆地是天山和昆仑山两个强烈褶皱带之间的大型地块凹陷，盆地中央分布有第三纪背斜褶隆起带（即中央隆起带），并将盆地分割成构造形式上接近对称的大型单向断褶盆地，但并未完全封闭，两个大型单向断褶盆地构成了统一的塔里木盆地。塔河油田地处于塔里木盆地北缘，构造上处于塔北断裂隆起带和塔中凹陷带的边缘交汇地带，构造条件较为复杂，塔北隆起带呈 NNE 向延伸约 300km，南北宽 8~40km，面积约 6000km²，断裂和局部构造较为发育。

项目区由于地处塔北隆起带上，第四纪沉积物厚度较薄，第四纪沙土层厚约 50 多米较为疏松，下部有巨厚的第三纪泥岩粉砂岩和细砂岩。依据该区工程勘察报告场区以粉砂、粉土为主，结构松软。塔河油田位于南天山地震带东段，地震基本烈度为 6 度，地基承载力标准为 110kPa。

4.1.6 水文概况

（1）地表水

塔里木河干流是典型的干旱区内陆河，自身不产流，水资源全部来自其源流补给，为纯耗散性内陆河。塔里木河是新疆境内最长的河流，也是全国最长的内陆河。塔里木河流经塔里木盆地北部的阿克苏市、沙雅县、轮台县和尉犁县，止于若羌县。塔里木河干流从肖夹克至台特马湖全长 1321km，流域面积 1.76 万 km²，其中阿拉尔至英巴扎为上游段，河长 495km；英巴扎至卡拉为中游段，河长 398km，卡拉至台特玛湖为下游段，河长 428km。根据塔里木河流域管理局提供的资料，近期塔里木河干流平均水资源量为 45.11×10⁸m³。塔里木河干流枯水期为 3-6 月，丰水期为 7-9 月，平水期为 10 月至次年 2 月。

塔里木河是我国最长的内陆河，从 1976 年起孔雀河通过泵站从博斯腾湖扬水经库塔干渠向塔里木河下游灌区输水，形成现在塔里木河流域“四源一干”的格局。由于人类活动和气候变化原因，加之水资源的无效开发和低效利用，自上世纪 50

年代以来，源流向干流输送的水量逐年减少，致使塔河下游近 400km 河道断流，地下水位下降，地下水矿化度持续上升，尾间台特玛湖干涸，大片胡杨林死亡，218 国道多处路段经常被流沙掩埋，“绿色走廊”岌岌可危，极度恶化的生态环境成为制约流域经济社会发展的主要因素。从 2000 年起，经过塔里木河向下游 20 次生态输水，累计输送生态水量 81.6k 万 km^3 ，结束了塔里木河干流下游河道连续断流 30 年的历史，让尾间台特玛湖形成了 500 余 km^2 的湖面和滨湖湿地，下游植被恢复和改善面积达 2285 km^3 。本工程周边 3km 范围内无河流分布。

(2) 水文地质

①地下水赋存条件

一至五区属塔里木河中下游冲积平原、渭干河与库车河冲洪积扇的扇缘地带，第四系地层厚度大于 200m，赋存第四系松散岩类孔隙水，含水层为潜水和承压水多层结构。本次评价主要引用《塔河油田水文地质普查报告》(2004 年)，对区内水文地质条件进行概述。区域内含水层岩性以细砂、粉细砂为主，隔水层的岩性为粘土、亚粘土。

1) 潜水含水层

区内潜水含水层岩性为上更新统和全新统冲积细砂、粉细砂。根据区域水文地质调查中的地下水位埋深资料，区内潜水埋深主要受补给源和地形控制，区内北部的潜水水位埋深在 4~12m 之间，南部地区的潜水埋深在 1~4m 之间。根据区内物探、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 左右。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 10m/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。

2) 承压水含水层

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

物探解译出来的含水层地下水溶解性总固体含量分为两层(从上到下)：

第四系含水层：第一层为咸水含水层(潜水含水层)。第二层为淡水含水层(承压水含水层)由地层的第二层和第三层组成。

第三系含水层：第三层为裂隙孔隙水含水层(水质不明)。

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

②地下水补给、径流与排泄

1)潜水的补给、径流与排泄

补给条件：区块内潜水的补给来源主要有西北部地下水的侧向流入补给和区内地表的入渗补给。地下水的侧向流入补给：区块属于渭干河、库车河冲洪积扇缘的一部分，接受渭干河、库车河冲洪积扇中上游地区地下水的侧向流入补给，补给强度取决于潜水含水层的厚度、岩性、地下水的径流条件。地表水的入渗补给：夏季洪水和冬季的冬闲水流入本区，积存在地表低洼处通过包气带向下渗漏补给潜水，对于不同地段，包气带的岩性和地层结构不同地表水对潜水的补给强度不同。

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。

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排放泄方式排出区外。

2)承压水的补给、径流及排泄

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。

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。

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。

③地下水动态特征

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。

④地下水化学特征

根据《塔河油田水文地质普查报告》，采集了 35 组潜水水化学分析样品，由于区块内无大的地表河流，地下水(潜水)主要接受上游地下水的侧向补给及暂时性

洪流的入渗补给，水流滞缓，蒸发浓缩作用强烈，水化学类型复杂，主要以 $\text{SO}_4\text{-Cl}$ (或 SO_4)- $\text{Na}\cdot\text{Mg}$ (或 $\text{Mg}\cdot\text{Na}$)、 $\text{ClSO}_4\text{-Na}$ (或 $\text{Na}\cdot\text{Mg}$ 、 $\text{Na}\cdot\text{Mg}\cdot\text{Ca}$)及 Cl-Na (或 $\text{Na}\cdot\text{Mg}$)型水为主。地下水溶解性总固体含量较高，在 0.468-132.1g 之间。

⑤地下水开发利用现状

根据《塔河油田水文地质普查报告》，区块内具有供水意义的地下水位第四系松散岩类孔隙水。区内潜水的矿化度一般大于 5g，部分大于 10g/L，矿化度较高，地下水水质极差，均为不宜饮用的地下水；承压水水质良好，适合于生活饮用。

一至五区区域范围内，油田区工业用水及生活用水取自深层承压水，井深约 200m，为当地生活饮用水的主要供水层和保护对象。

4.2 环境敏感区调查

(1) 生态保护红线

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

拟建工程南距生态保护红线(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)最近为3.5km，不在生态保护红线内。拟建工程与“生态保护红线”位置关系示意图见图17。

(2) 塔里木河流域水土流失重点治理区

①水土流失重点防治分区

水土流失重点预防区指水土流失潜在危险较大的区域，水土流失重点治理区指水土流失严重的区域。根据《新疆维吾尔自治区水土保持规划(2018-2030年)》和《

关于印发新疆维吾尔自治区级水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果的通知》(新水水保〔2019〕4号),项目所在区域(轮台县)位于塔里木河流域水土流失重点治理区和预防区,项目所在区域(库车市)位于塔里木河流域水土流失重点治理区。

②水土流失现状

根据《新疆维吾尔自治区2022年度水土流失动态监测年报》,2022年库车市轻度以上风力侵蚀和水力侵蚀总面积3634.3km²,占全市土地总面积的25.01%。其中水力侵蚀面积为738.6km²,占土壤侵蚀总面积的20.32%;风力侵蚀面积为2895.7km²,占土壤侵蚀总面积的79.68%。库车市2022年水土流失面积比2021年减少了8.67km²。2022年轮台县轻度以上风力侵蚀和水力侵蚀总面积4259.74km²,占全县土地总面积的30.3%。其中水力侵蚀面积为648.84km²,占土壤侵蚀总面积的15.23%;风力侵蚀面积为3610.9km²,占土壤侵蚀总面积的84.77%。轮台县2022年水土流失面积比2021年减少了3.13km²。

③水土保持基础功能类型

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

④水土流失预防范围

所在区域水土流失预防范围为:塔里木盆地北部山区天然林区、天然草场,国家及自治区确定的自然资源开发区域,天山南坡行业带,天然胡杨林区,绿洲外围的天然荒漠林草区,区域内国家及自治区级的自然保护区、风景名胜区、森林公园、地质公园、重要野生植物资源原生境保护区等。

⑤水土流失预防对象

所在区域水土流失预防对象为:天然林草、植被覆盖率较高的人工林、草原、草地。主要河流的两岸河谷林草以及湖泊和水库周边植物保护带。植被或地貌人为破坏后,难以恢复和治理的地带。水土流失严重、生态脆弱的区域可能造成水土流失的生产建设活动。重要的水土流失综合防治成果。重要野生植物资源原生境保护区。

⑥水土流失预防措施

所在区域水土流失预防对象为：在塔里木河等主要河流产流、汇流区域加强对河谷林草的保护，对退化草场进行生态恢复，合理利用草场资源，发展人工饲草料基地的建设，实施以电代柴工程，保护河谷林草。

⑦水土流失治理范围与对象

所在区域水土流失治理范围与对象为：国家级及自治区级水土流失重点治理区；绿洲外围风沙防治区；河流沿岸水蚀区、湖泊周边区；水土流失严重并具有土壤保持、拦沙减沙、蓄水保水、防灾减灾等水土保持功能的区域；城镇周边水土流失频发、水土流失危害严重的小流域；生产建设项目，尤其是资源开发、农林开发、城镇建设、工业园建设；其他水土流失较为严重，对当地或者下游经济社会发展产生严重影响的区域。

⑧水土流失治理措施

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

(3) 塔里木胡杨林风景名胜区

2004年，由自治区人民政府以《关于公布第三批自治区级风景名胜区名单的通知》(新政发〔2004〕13文件)批复为自治区级风景名胜区，面积约100km²。塔里木胡杨林自治区级风景名胜区以原始胡杨森林为核心，并融合胡杨林、河流、沙漠、湖泊等自然生态景观，是集生态保育、观光游览、科学考察、探奇探险于一体的自治区级风景名胜区。根据《自然资源部国家林业和草原局关于做好自然保护区范围及功能分区优化调整前期有关工作的函》(自然资函〔2020〕71号)要求，2020年11月，新疆维吾尔自治区林业勘察设计院编制《塔里木胡杨林风景名胜区总体规划》(2020-2035)，东经84°12′08.29″~84°26′27.74″，北纬41°11′58.81″~41°19′01.44″，面积11566.93hm²。一级保护区为特殊保存区(核心景区)，面积2758.91hm²，占总面积的23.85%。二级保护区包括风景恢复区和风景游览区，面积7756.90hm²，占总面积的67.06%，三级保护区包括发展控制区和旅游服务区，面积1051.12hm²，占总面积的9.09%。

本项目东南距塔里木胡杨林风景名胜区 4.9km，不在风景名胜区内，本项目与塔里木胡杨林风景名胜区位置关系图见附图 17。

(4) 新疆库车龟兹国家沙漠公园基本概况

新疆龟兹国家沙漠公园位于新疆维吾尔自治区阿克苏地区库车市境内，东与轮台县毗邻，西与塔里木乡为界，西北为库车市城区。沙公园规划总面积 20047 公顷，东西长约 37 千米，南北宽约 10 千米，距库车市城区 100 公里。地理位置东经 83°23'40"~83°56'24.7"，北纬 41°11'28"~41°20'14.7"。2016 年，由原国家林业局以《国家林业局关于同意山西偏关林湖等 33 个国家沙漠(石漠)公园的通知》(林沙发(2015)153 号)批准新疆库车龟兹国家沙漠公园成为沙公园试点。

根据《新疆龟兹国家沙漠公园总体规划(2014-2020 年)》新疆龟兹国家沙漠公园地处塔克拉玛干沙漠北缘，沙漠面积占规划总面积的 63.35%，有明显沙化趋势的土地面积占总的 26.78%，非沙化土地只占总面积的 9.87%。由此可见，保护沙漠生态安全非常重要，防沙治沙，保护和恢复沙漠植被，是龟兹国家沙漠公园最主要的任务。把龟兹国家沙漠公园建成生态保育型国家沙漠公园根据龟兹国家沙漠公园的性质，综合考虑沙漠公园的现状，依据分区原则，按区位、资源特色、旅游主题等进行分区管理。将公园划分为四个功能区：沙地保育区、宣教展示区、沙漠体验区、管理服务区。

本项目东南距新疆库车龟兹国家沙漠公园 13km，不在新疆库车龟兹国家沙漠公园内，本项目与新疆库车龟兹国家沙漠公园位置关系图见附图 17。

(5) 重点公益林

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

①库车市重点公益林

根据《新疆维吾尔自治区库车市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。

②轮台县重点公益林

根据《新疆维吾尔自治区轮台县森林资源二类补充调查报告》国家级公益林(地)按保护等级划分，一级保护面积41591.49hm²，占国家级公益林(地)面积的21.06%；二级保护面积155866.42hm²，占国家级公益林(地)面积的78.94%。地方公益林(地)按林地使用权划分，均为国有，其面积为24765.42hm²。

评价区域内重点公益林(属天然林)主要是为防风固沙林，主要植物种类为怪柳和胡杨。拟建项目与重点公益林位置关系图见附图2。

(6) 永久基本农田调查

永久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。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。

区域永久基本农田为轮台县永久基本农田，形状和内部结构比较规则，主要种植棉花、小麦等。另外还有人工防护林，主要树种有杨树、榆树等，起着防风降尘、保护农田和人群的作用。

拟建工程注水管线避让永久基本农田，注水管线距永久基本农田最近距离为300m，不占用永久基本农田。

4.3 环境质量现状调查与评价

4.3.1 大气环境质量现状调查与评价

(1) 区域大气环境质量达标判定

①阿克苏地区库车市

根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（H.J.2.2-2018）对环境质量现状数据的要求，本次评价引用中国空气质量在线监测分析平台中阿克苏地区 2023 年的数据，作为环境空气现状评价基本污染物 SO₂、NO₂、CO、O₃、PM₁₀ 和 PM_{2.5} 的数据来源。区域环境空气质量现状评价表详见表 4.3-1。

表 4.3-1 区域空气质量现状评价结果一览表

评价因子	年评价指标	现状浓度	标准限值	占标率%	达标情况
		μg/m ³	μg/m ³		
SO ₂	年平均	7	60	11.67	达标
NO ₂	年平均	32	40	80	达标
CO	第 95 百分位数日平均	2200	4000	55	达标
O ₃	第 90 百分位数日平均	130	160	81.25	达标
PM _{2.5}	年平均	37	35	105.71	超标
PM ₁₀	年平均	95	70	135.71	超标

注：监测数值中 PM_{2.5}、PM₁₀、SO₂、NO₂ 这四项为浓度均值，CO 为 24 小时平均浓度第 95 百分位数，O₃ 为日最大 8 小时平均浓度第 90 百分位数；二级标准值中 PM_{2.5}、PM₁₀、SO₂、NO₂ 这四项为年均值，CO 为 24 小时平均值，O₃ 为日最大 8 小时平均值。

由上表可知：项目所在区域 PM₁₀、PM_{2.5} 年平均质量浓度超过《环境空气质量标准》（GB3095—2012）及修改单（部公告 2018 年第 29 号）中二级标准要求，即项目所在区域阿克苏地区库车市为不达标区。

②巴音郭楞蒙古自治州轮台县

根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（H.J.2.2-2018）对环境质量现状数据的要求，本次评价引用中国空气质量在线监测分析平台中巴音郭楞蒙古自治州 2023 年的数据，作为环境空气现状评价基本污染物 SO₂、NO₂、CO、O₃、PM₁₀ 和 PM_{2.5} 的数据来源。区域环境空气质量现状评价表详见表 4.3-2。

表 4.3-2 区域空气质量现状评价结果一览表

评价因子	年评价指标	现状浓度	标准限值	占标率%	达标情况
		μg/m ³	μg/m ³		
SO ₂	年平均	5	60	8.33	达标

NO ₂	年平均	14	40	35	达标
CO	第 95 百分位数日平均	1100	4000	27.5	达标
O ₃	第 90 百分位数日平均	130	160	81.25	达标
PM _{2.5}	年平均	26	35	74.29	达标
PM ₁₀	年平均	82	70	117.14	超标

注：监测数值中 PM_{2.5}、PM₁₀、SO₂、NO₂ 这四项为浓度均值，CO 为 24 小时平均浓度第 95 百分位数，O₃ 为日最大 8 小时平均浓度第 90 百分位数；二级标准值中 PM_{2.5}、PM₁₀、SO₂、NO₂ 这四项为年均值，CO 为 24 小时平均值，O₃ 为日最大 8 小时平均值。

由上表可知：项目所在区域 PM₁₀ 年平均质量浓度超过《环境空气质量标准》（GB3095—2012）及修改单（部公告 2018 年第 29 号）中二级标准要求，即项目所在区域巴音郭楞蒙古自治州轮台县为不达标区。

（2）特征污染物环境质量现状评价

①数据来源及监测因子

项目特征因子为 NMHC、H₂S，引用《塔河油田 TK334 井区古近系油藏 2024 年第一期产能建设项目(TKE3-1X 井、TKE3-2X 井钻井及集输工程)环境影响报告书》中的监测数据进行评价，监测时间为 2023 年 10 月 24 日~2023 年 10 月 30 日。监测点位编号 TKE3-1X 井西南侧 0.8km 处(E:84°2'47.48"；N:41°18'44.76") 位于项目区内，位置及时间满足《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）中的相关要求，监测期至今无新污染源出现，数据具有代表性，监测点位见附图 8。

②评价标准

NMHC 参照《〈大气污染物综合排放标准〉详解》中推荐值 2.0mg/m³ 执行，H₂S 执行《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 中推荐值。

③评价方法

采用最大占标率评价法评价大气污染物在评价区域内的环境质量现状，计算公式如下：

$$P_i = \frac{C_i}{C_{0i}} \times 100\%$$

式中：P_i—第 i 种污染物的最大地面质量浓度占标率，%；

C_i—某种污染物的实际监测浓度，μg/m³；

C_{0i}—某种污染物的环境空气标准浓度，μg/m³。

④评价结果

监测及评价结果见表 4.3-3。监测结果表明，项目区 NMHC 满足《〈大气污染

物综合排放标准》详解》中推荐值，H₂S 监测浓度满足《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 中推荐值要求。

表 4.3-3 大气监测值及评价结果一览表

点位编号	监测因子	浓度范围 (μg/m ³)	标准值 (μg/m ³)	最大值占标率 (%)	超标率 (%)

(3) 区域内大气环境质量现状变化趋势

①阿克苏地区

根据中华人民共和国生态环境部环境工程评估中心发布的“环境空气质量模型技术支持服务系统”2019~2023 年相关数据，2019、2020、2022、2023 年阿克苏地区六项基本污染物中 SO₂、NO₂、CO、O₃ 的现状浓度均符合《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准，PM_{2.5}、PM₁₀ 的现状浓度超标；2021 年阿克苏地区六项基本污染物中 SO₂、NO₂、PM_{2.5}、CO、O₃ 的现状浓度均符合《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准，PM₁₀ 的现状浓度超标。详见表 4.3-4。

表 4.3-4 阿克苏地区近五年环境空气质量现状变化 单位：μg/m³（标注除外）

由上表可知，二氧化硫、PM₁₀ 指标年均值呈逐年下降或稳定状态。其主要原

因在于阿克苏地区近年来严格限制高耗能、高污染项目的准入门槛、加快淘汰落后产能，积极推进工业企业、建筑、交通运输行业以及农业和农村的节能减排工作。2019年、2020年、2021年一氧化碳逐年下降，2022年一氧化碳上升36%。其主要原因可能与汽车尾气排放量增加有关。PM_{2.5}、PM₁₀的现状浓度超标原因主要是当地气候条件干燥、自然扬尘较多。阿克苏地区通过落实大气污染防治行动计划，采取综合措施，可降低工业粉尘排放，但自然原因引起的扬尘污染受气候干燥、降水少的现实情况限制，短期内不会有明显改善。

②巴音郭楞蒙古自治州

根据中华人民共和国生态环境部环境工程评估中心发布的“环境空气质量模型技术支持服务系统”2019~2023年相关数据，2019、2020、2022、2023年巴音郭楞蒙古自治州六项基本污染物中SO₂、NO₂、CO、O₃的现状浓度均符合《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准，PM_{2.5}、PM₁₀的现状浓度超标；2022、2023年巴音郭楞蒙古自治州六项基本污染物中SO₂、NO₂、PM_{2.5}、CO、O₃的现状浓度均符合《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准，PM₁₀的现状浓度超标。详见表4.3-5。

表 4.3-5 巴音郭楞蒙古自治州近五年环境空气质量现状变化 单位：μg/m³（标注除外）

由上表可知，二氧化硫、PM_{2.5}、PM₁₀指标年均值呈逐年下降或稳定状态。其

主要原因在于巴音郭楞蒙古自治州近年来严格限制高耗能、高污染项目的准入门槛、加快淘汰落后产能，积极推进工业企业、建筑、交通运输行业以及农业和农村的节能减排工作。2019年、2020年、2021年、2022年一氧化碳逐年下降，2023年一氧化碳上升，其主要原因可能与汽车尾气排放量增加有关。PM_{2.5}、PM₁₀的现状浓度超标原因主要是当地气候条件干燥、自然扬尘较多。巴音郭楞蒙古自治州通过落实大气污染防治行动计划，采取综合措施，可降低工业粉尘排放，但自然原因引起的扬尘污染受气候干燥、降水少的现实情况限制，短期内不会有明显改善。

4.3.2 地下水环境质量现状调查与评价

(1) 数据来源

采用资料收集法，本次收集了区域已有监测数据对地下水环境质量现状进行评价，项目选取距离项目较近的5口地下水监测井，5口地下水监测井与项目区处于同一水文地质单元，地下水流场特征基本相同，项目区周边不存在地下水环境保护目标，且引用监测数据的时间和监测因子能满足项目需求；引用监测数据和补充监测数据可以说明项目区地下水质量现状。引用数据基本情况见表4.3-6，监测布点见附图8。

表 4.3-6 地下水环境质量现状监测数据点位

(2) 监测因子

pH、色度、浑浊度、肉眼可见物、臭和味、钠、铅、镉、铁、锰、汞、砷、氨氮、高锰酸盐指数、铬（六价）、挥发性酚类、氰化物、氯化物、硫酸盐、总硬度、硝酸盐、亚硝酸盐、溶解性总固体、氟化物、阴离子表面活性剂、总大肠杆菌、硫

化物、石油类、 K^+ 、 Na^+ 、 Ca^{2+} 、 Mg^{2+} 、 CO_3^{2-} 、 HCO_3^- 、 Cl^- 、 SO_4^{2-} 。

(3) 评价标准

执行《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）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。

(4) 评价方法

采用单因子标准指数法，模式如下：

$$S_{ij} = \frac{C_i}{C_{oi}}$$

式中：

S_{ij} —单因子标准指数；

C_i —i类监测物现状监测浓度，mg/L；

C_{oi} —i类监测物浓度标准，mg/L。

pH的标准指数为：

$$S_{pH,j} = \frac{pH_j - 7.0}{pH_{su} - 7.0} \quad pH_j > 7.0$$

$$S_{pH,j} = \frac{7.0 - pH_j}{7.0 - pH_{sd}} \quad pH_j \leq 7.0$$

式中：

$S_{pH,j}$ —pH值的标准指数；

pH_j —pH的实测值；

pH_{sd} —评价标准中pH的下限值；

pH_{su} —评价标准中pH的上限值。

(5) 评价结果

监测及评价结果见表4.3-7。监测结果表明，地下水井中除W1、W2、W3浑浊度，W2、W3、W4、W5井硫酸盐，W1、W2、W3、W4、W5井钠、锰、氯化物、溶解性总固体、总硬度，W3、W4、W5井铁，W3、W5氨氮超标外，其余因子均能满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类标准要求，石油类监测浓度满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中III类标准要求。超标原因由原生地质造成。氨氮超标原因可能是地下水被生活污水污染。

(6) 包气带岩性、结构、厚度、分布及垂向渗透系数

包气带质量现状监测引用《塔河油田TK1115注水干线隐患治理工程环境影响

报告书》中的监测数据，监测点位位于项目区，监测结果见表 4.3-8。

表 4.3-8 包气带质量现状监测结果一览表

序号	监测点名称	采样位置	采样深度	采样重量	监测因子	监测值
1	4-1计转站	土壤裸露处	0.2m	>500g	石油类	未检出

根据监测结果，石油类监测浓度满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中Ⅲ类标准要求，表明项目区包气带未受到现有工程油气开采活动的污染。

4.3.3 声环境质量现状调查与评价

(1) 监测点位

本次评价采用实测法，对区块代表区域进行声环境监测，共布设 10 个噪声监测点，详见表 4.3-9，附图 9。

表 4.3-9 噪声监测点坐标一览表

(2) 监测单位及监测时间

监测时间：2025 年 1 月 17 日~1 月 18 日。

监测单位：巴州康安职业环境检测评价有限公司。

(3) 评价标准

执行《声环境质量标准》（GB3096-2008）2 类区标准。

(4) 评价方法

监测值与标准值直接比对，说明噪声来源及是否超标。

(5) 评价结果

声环境现状监测结果见表 4.3-10。

表 4.3-10 声环境现状监测结果 （单位：dB（A））

由表 4.3-10 可知，各噪声监测点位均满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）2 类区标准限值要求。

4.3.4 土壤环境质量现状评价

根据国家土壤信息服务平台数据，项目区土壤类型包括盐土、草甸土、风沙土，土壤类型见附图 13。本次评价采用实测法和资料收集相结合的方法来说明区域土壤环境质量现状，的方法对项目区土壤质量现状进行评价。S1~S12 为实测，S13、S14 为引用点位，引用点位位于本项目土壤评价范围内，且监测期至今无新污染源出现，数据具有代表性。

（1）监测点位

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-02018）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）判定，本项目土壤污染影响为一级评价，土壤生态影响为一级评价。具体如下：

污染影响型评价等级判定：本项目污染影响型土壤环境评价工作等级为二级，应布设 6 个监测点（占地范围内 3 个柱状样，1 个表层样；占地范围外 2 个表层样）。

生态影响型评价等级判定：根据项目区周边土壤盐分实测数据，土壤含盐量 $>4\text{g/kg}$ ，敏感程度为敏感，土壤生态影响评价等级为一级，应布设 11 个监测点（占地范围内 5 个表层样；占地范围外 6 个表层样）。

综合考虑，本次共布设 14 个监测点，（占地范围内 3 个柱状样，5 个表层样，占地范围外 6 个表层样），土壤监测点位布设见附图 9 和表 4.3-11。

表 4.3-11 土壤监测点位坐标

S9、S10、S11、S12、S13、S14 占地范围外监测点监测因子为：pH、镉、镍、铬、铜、铅、汞、砷、锌、石油烃、土壤含盐量，共计 11 项。

(3) 监测时间及监测单位

S1~S12 监测时间为 2025 年 1 月 20 日，监测单位为巴州康安职业环境检测评价有限公司。S13 监测时间为 2023 年 10 月 24 日。S14 监测时间为 2024 年 9 月 26 日。

(4) 评价方法及标准

占地范围内执行《土壤环境质量建设用地区域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。

占地范围外执行《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）中“表.1 农用地土壤污染风险筛选值（基本项目）”的 pH>7.5 所列标准；石油烃参考《土壤环境质量建设用地区域土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地风险筛选值。

对污染物的评价，采用单因子标准指数法。计算公式为：

$$S_{i,j} = C_{i,j} / C_{si}$$

式中： $S_{i,j}$ — 单项土壤参数 i 在 j 点的标准指数；

$C_{i,j}$ — 土壤参数 i 在 j 点的监测浓度，mg/L；

C_{si} — 土壤参数 i 的土壤环境质量标准，mg/L。

(5) 评价结果

监测及评价结果见表 4.3-12 至表 4.3-16。从评价结果可以看出，项目区占地范围内土壤各监测因子浓度均满足《土壤环境质量建设用地区域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。占地范围外的土壤中重金属元素含量相对较低，小于《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）中“表.1 农用地土壤污染风险筛选值（基本项目）”的 pH>7.5 所列标准；土壤中石油烃含量较低，满足《土壤环境质量建设用地区域土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地风险筛选值要求。

表 4.3-12 S4 点壤监测结果一览表（基本项目）

--	--	--	--	--	--	--

--	--	--	--	--	--	--

表 4.3-15 土壤监测结果一览表（特征因子）

表 4.3-16 土壤监测结果一览表（特征因子）

IV 塔里木盆地暖温荒漠及绿洲农业生态区	IV ₁ 塔里木盆地西部、北部荒漠及绿洲农业生态亚区	59.塔里木河上中游乔灌草及胡杨林保护生态功能区	沙漠化控制、土壤保持、生物多样性维护、农畜产品生产	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	生物多样性和生境高度敏感，土壤侵蚀中度敏感，土地沙漠化不敏感，土壤盐渍化轻度敏感	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	加大保护力度，建设好国家级塔河生态功能保护区和世界最大的胡杨林自然保护区。在保护好生态环境的前提下，有规划地开发利用油气资源，对废弃物进行无害化处理，恢复被破坏的林草植被实施迹地恢复，加强防洪“导流”工程，实现油气开发与生态环境保护的双赢
----------------------	---------------------------------------	--------------------------	---------------------------	---	--	--	---

4.4.2 调查方法及评价内容

本项目所在区域行政隶属于新疆维吾尔自治区阿克苏地区库车市和巴音郭楞蒙古自治州轮台县。地处天山南麓塔里木盆地北缘。

(1) 调查范围

根据《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022），评价范围为站场占地范围外 50m，管线评价范围为穿越敏感区管线：以线路穿越段向两端外延 1km、线路中心线向两侧外延 1km；其他管线中心向两侧外延 300m。

(2) 调查内容

①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。

②调查生态敏感区的主要保护对象、功能区划、保护要求。

③调查区域存在的主要生态问题。

(3) 调查方法

本项目站场周边和管道沿线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，利用遥感（RS）、全球定位系统（GPS）、地理信息系统（GIS）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。

①基础资料收集

收集区域非生物因子特征（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、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。

②现场勘查

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

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

1) 调查点位选取及植被调查现场校译

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

2) 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。

收集整理项目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) 动物调查

搜集参照《生物多样性观测技术导则 陆生哺乳动物》（HJ710.3-2014）、《生

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

收集整理项目涉及区域现有生物多样性资料，包括统计年鉴以及生态环境、水利、林草、住建、自然资源、农业农村等部门提供的相关资料。同时，在重点施工区域（如施工作业带、穿越工程等）、敏感区穿越段以及特殊区域（如植被好的路段）实行重点调查。

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。

③生态制图

采用 GPS、RS 和 GIS 相结合的空间信息技术，进行地面类型的数字化判读，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。植被类型不同，色彩和色调发生相应变化，因此可区分出植被亚型以上的植被类型。此外，植被类型的确定需结合不同植被类型分布的生态学特征，不单纯依靠色彩进行划分，对监督分类产生的植被初图，结合地面的 GPS 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。

4.4.3 土地利用现状与评价

根据遥感调查结果，采用图形叠加法对评价范围内的生态环境现状进行分析，即将遥感影像与线路进行叠加，并参照《土地利用现状分类》（GB/T21010-2007），以确定区块内的土地利用类型，并统计各类土地利用类型的面积，将成果绘制成土地利用现状图，详见附图 12。本项目土地利用类型包括：天然牧草地、其他草地、沙地、工矿用地、其他林地及灌木林地。

4.4.4 土壤类型

根据国家土壤信息服务平台发布的中国 1 公里发生分类土壤图(数据来源:二普调查,2016年),《中国土壤分类与代码》(GB/T17296-2009)中土壤分类及现场踏勘结果,项目评价区土壤类型主要为风沙土、草甸土、漠境盐土等。项目区土壤类型见附图 13。

①风沙土

风沙土主要处于温带半干旱、干旱、极端干旱的草原、荒漠草原及荒漠地带。气温变化大,年温差和日温差悬殊,常年多风,风期长,风力大,是风沙土形成的基本动力。风沙土是在风沙性母质上发育起来的,质地较粗,物理性粘粒很少,因风蚀风积交替作用,使土壤发育处于不断的复幼状况下,植被稀疏,生物作用微弱,使有机物质积累很少,成土过程十分微弱,只在土壤表层 0.5cm~1cm 有微弱的分化,有机质含量明显高于下层。风沙土可分为流动风沙土、半固定风沙土和固定风沙土三个亚类。

②草甸土

草甸土的分布与生物气候、水文地质、地貌部位、河系以及中小地形的关系很大,主要分布于河流的河滩低阶地、冲积平原、洪积扇和湖滨地带。草甸土是有地下水直接参与,在其上发育草甸植被并产生了一定的生物积累过程的半水成土壤,主要母质为河流冲积物,也有少量洪积物和湖积物。草甸土主要由腐殖质层和氧化-还原层组成,腐殖质层位于剖面的表层,厚度在 10~40cm 之间,氧化-还原层位于剖面心土层及以下的部位,土壤潮湿,根系显著减少,土壤的颜色也随着剖面的深度加深而变浅,草甸土有机质含量在 20g/kg 左右。

③漠境盐土

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,积盐过程不受现在地下水的影响。其特点是盐分在剖面不同深度累积,因而和盐土、滨海盐土有明显差别。漠境盐土主要分布于荒漠地区洪积扇前沿及河流泛滥平原。

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。

4.4.5 植被现状调查与评价

塔河油田主体区在塔里木河流域的植被区划中属暖温带灌木、半灌木荒漠地带，塔里木盆地沙漠、稀疏灌木、半灌木荒漠区。该区域气候极端干旱，但热量丰富，又受塔里木河水的影响，非地带性的水热条件又丰富了一些植被类型。

该区域的植被类型在中国植被区划中属塔里木荒漠省、塔克拉玛干荒漠亚省、塔里木河谷州。

该区域的植被除人工植被外，基本均属于荒漠类型的灌木。评价区高等植被有20多种，分属12科。区域主要植被名录见表4.4-2和附图14。

表 4.4-2 区域内主要高等植物及分布一览表

科	种名	拉丁名	地方保护级别	国家保护级别
麻黄科	膜果麻黄	<i>Ephedra przewalskii</i> Stapf		
杨柳科	胡杨	<i>Populus euphratica</i>		
	灰胡杨	<i>Populus pruinosa</i> Schrenk	自治区Ⅱ级	
	线叶柳	<i>Salix wilhelmsiana</i>		
蓼科	沙拐枣	<i>Caligonum mongolicum</i>		
	盐穗木	<i>Halostachys caspica</i>		
藜科	盐节木	<i>Halocnemum shrobelaceum</i>		
	盐生草	<i>Halogeton glomeratus</i>		
	圆叶盐爪爪	<i>Kalidium schrenkianum</i>		
	碱蓬	<i>Suaeda salsa</i>		
	刺蓬	<i>Salsola pestifer</i>		
	细叶虫实	<i>Corispermum heptapotamicum</i>		
	星状刺果藜	<i>Bassia dasycarpa</i>		
	假木贼	<i>Anabasis sibirica</i>		
毛茛科	东方铁线莲	<i>Clematis orientalis</i>		
豆科	铃铛刺	<i>Halimolobos laetiflora</i>		
	白花苦豆子	<i>Sophora alopecuroides</i>		
	苦马豆	<i>Sphaerophysa salsula</i>		
	胀果甘草	<i>Glycyrrhiza inflata</i> Batal	自治区Ⅰ级	国家二级
	疏叶骆驼刺	<i>Alhagi sparsifolia</i>		
蒺藜科	骆驼蓬	<i>Peganum harmala</i>		
	西伯利亚白刺	<i>Nitraria sibirica</i>		
怪柳科	多枝怪柳	<i>Tamarix ramosissima</i>		
	刚毛怪柳	<i>Tamarix hispida</i>		
	短穗怪柳	<i>Tamarix laxa</i> Wild		
	多花怪柳	<i>Tamarix hohenackeri</i> Bunge		
	长穗怪柳	<i>Tamarix longata</i> Ledeb		
夹竹桃科	大叶白麻	<i>Poa cynosuroides</i>	自治区Ⅰ级	
	罗布麻	<i>Apocynum venetum</i> L.		
	茶叶花	<i>Trachomitum lancifolium</i>		
牛皮科	牛皮消	<i>Cynanchum auriculatum</i>		

旋花科	打碗花	<i>Calystegia hederacea</i>		
茄科	黑果枸杞	<i>Lycium ruthenicum</i>		国家二级
列当科	肉苁蓉	<i>Cistanchedeserticola</i>	自治区I级	国家二级
菊科	分枝鸦葱	<i>Scorzonera divaricata</i>		
	盐生鸦葱	<i>Scorzonera Salsula</i>		
	新疆绢蒿	<i>Seriphidium kaschgaricum</i>		
	小薊	<i>Cirium setosum</i>		
	花花柴	<i>Karelinia caspica</i>		
禾本科	芦苇	<i>Phragmites australis</i>		
	假苇拂子茅	<i>Calamagrostis pseudophramites</i>		
	拂子茅	<i>Calamagrostis epigeios</i>		
	小獐茅	<i>Aeluropus pungens</i>		
	赖草	<i>Leymus secalinus</i>		

根据《新疆维吾尔自治区重点保护野生植物名录》及《国家重点保护野生植物名录》(国家林业和草原局农业农村部公告 2021 年第 15 号), 胀果甘草、黑果枸杞、肉苁蓉为国家二级保护植物, 灰胡杨为自治区II级保护植物、肉苁蓉、大叶白麻为自治区I级保护植物。

表 4.2-3 重点保护野生植物表

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	灰胡杨 (<i>Populus pruinosa</i>)	自治区I级	无危 LC	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	现场调查、文献记录、历史调查资料	否
2	黑果枸杞 (<i>Lycium ruthenicum</i>)	国家二级	无危 LC	否	否	常生于盐碱土荒地、沙地或路旁		否
3	肉苁蓉 (<i>Cistanchedeserticola</i>)	自治区I级, 国家二级	濒危 EN	否	否	喜生于轻度盐渍化的松软沙地上		否
4	大叶白麻 (<i>Poacynum hendersonii</i>)	自治区I级	无危 LC	否	否	主要生在盐碱荒地和沙漠边缘及河流两岸、冲积平原、河泊周围及戈壁荒滩上		否
5	胀果甘草 (<i>Glycyrrhiza inflata</i>)	自治区I级, 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		否

(2) 植被分布特征

本项目所在区域的自然植被主要为柽柳科和疏叶骆驼刺; 2 个群系, 即多枝柽柳群落和疏叶骆驼刺。

①多枝柽柳

该群系分布于塔里木盆地河漫滩, 是向盐化草甸过渡的类型。群落中优势种为

多枝怪柳，在评价区范围内多数呈单优群落出现，灌木层高度 2-3m，群落中偶有零星胡杨出现。灌木层下草本很少，只有在水分条件较好的部分地段，灌木层下的草本较丰富，主要有花花柴（*Karelinia caspica*）、疏叶骆驼刺（*Alhagi sparsifolia*）、盐爪爪（*Kalidium foliatum*）、碱蓬（*Suaeda glauca (Bunge) Bunge*）等。在盐渍化较强的地段，灌木和草本层有稀疏的多浆半灌木层片，主要为盐穗木。

②疏叶骆驼刺

该群系分布于塔里木盆地河漫滩，是向盐化草甸过渡的类型。群落中优势种为疏叶骆驼刺。一般在 3 月下旬萌发，5~7 月开花，8~10 月结果；果实成熟后自行脱落。冬季植株仍保持黄绿色。疏叶骆驼刺有较发达的根部，地上部很小。一般和多枝怪柳共生。在盐渍化较强的地段，灌木和草本层有稀疏的多浆半灌木层片，主要为盐穗木。植被类型示意图见附图 14。

（3）样方调查概况

A. 布设原则

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

评价人员于 2025 年 1 月 17 日对评价区进行了现场踏勘，根据《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19—2022）要求，选取的典型生境为荒漠灌木。

B. 样方调查内容

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

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

草本植物样方调查：布设 1m×1m 样方 3 处，记录该样方的 GPS 坐标和周围地形，同时记录样方内的植物种名称、株数、平均高、各物种盖度、生物量等信息。

C. 样方信息统计

调查过程共做实测和记录样方 6 个，主要样方情况见表 4.4-4、4.4-5。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植被类型 1，调查地点：管线周边、站场周边；

样方大小：5m×5m；总盖度：10%~20%；统计结果见表 4.4-4。

表 4.4-4 灌丛植被类型样方调查统计表

②植被类型 2，调查地点：管线周边、站场周边；

样方大小：1m×1m；总盖度：10%~15%；统计结果见表 4.4-5。

表 4.4-5 草甸植被类型样方调查统计表

(6) 植被覆盖度调查

根据遥感资料及现场调查，评价区域主要有戈壁、草甸、灌丛等类型，其中草甸、灌丛相间分布，呈带状分布，调查区域内植被覆盖度 5%~20%。植被盖度分布图见附图 15。

4.4.6 野生动物现状

(1) 野生动物类型

按中国动物地理区划，评价区域动物区系属古北界、蒙新区、西部荒漠亚区、塔里木盆地省、天山南麓平原州、塔里木河中游区。

(2) 野生动物种类及分布

通过对区域动物的实地调查和有关调查资料的查询，本工程区栖息分布着各种野生脊椎动物 17 种，其中两栖类 1 种，爬行类 3 种，鸟类 10 种，哺乳类 3 种。野生动物种类详见表 4.4-6。

表 4.4-6 项目区及周围主要脊椎动物的种类

序号	种名	拉丁学名	留居特性	分布及频度			
				I	II	III	IV
	两栖类						++
1	绿蟾蜍	<i>Bufo viridis</i>					
	爬行类						
2	南疆沙蜥	<i>Phrynocephalus forsythi</i>		±	±		
3	密点麻蜥	<i>Eremisa multiocellata</i>		+	++		

4	荒漠麻蜥	<i>Eremias przewalskii</i>			±	±	
鸟类							
5	雉鸡	<i>Phasianus colchicus</i>	R	+	+	+	
6	原鸽	<i>Columba livia</i>	B	±	±	±	
7	灰斑鸠	<i>Streptopelia decaocto</i>	R	+	+	+	
8	角百灵	<i>Eremophila alpestris</i>	R		±		
9	蒙古沙雀	<i>Rhodopechys mongolica</i>	B				++
10	紫翅椋鸟	<i>Sturnus vulgaris</i>	B				++
11	寒鸦	<i>Corvus monedula</i>	R			+	
12	小嘴乌鸦	<i>Corvus corone</i>	B	+	+		
13	黑顶麻雀	<i>Passer ammodendri</i>	R	+	+		
14	棕尾伯劳	<i>Lanius isabellinus</i>	R		+	++	
哺乳类							
15	塔里木兔	<i>Lepus yarkandensis</i>	—	+	++	+	
16	三趾心颅跳鼠	<i>Salpingotus kozlovi</i>	—			+	
17	子午沙鼠	<i>Meriones meridianus</i>	—			+	

注：（1）R—留鸟； B—繁殖鸟； W—冬候鸟； S—夏候鸟；（2）±：偶见种； +：常见种； ++：多见种；（3）I胡杨林区； II柽柳灌丛区； III半灌木荒漠区； IV塔里木河水域区；其中以鸟类为主，占有所有动物的 63.16%。据统计，该区域有国家二级重点保护动物 1 种，即塔里木兔；雉鸡为自治区级二级重点保护动物；塔里木兔为我国特有种。

本项目位于油田开发区域，因石油开发建设活动早已开展，人类活动频繁，使得对人类活动敏感的野生动物早已离去，已难以再见到大中型野生动物，偶尔可见到塔里木兔的踪迹。

（3）野生动物调查方法

现状调查应遵循整体与重点相结合的原则，整体上兼顾项目所涉及的各个陆生动物生境，突出重点区域和关键时段的调查，并通过实地踏勘，核实收集资料的准确性，以获取实际资料和数据。本次陆生脊椎动物调查采用样线调查法、历史现场调查、资料收集法和历史现场调查法开展。

①样线调查法

为固定宽样线法，即沿预先布设的样线开展调查，记录沿线观察到或听到的动物种类及其个体数量，同时填写起止时间、起止点经纬度等信息。在项目区域设置若干条样线，样线应覆盖样地内所有生境类型，每条样线长度在 1~2km 左右。样线法调查使用单双筒望远镜观察，调查分组进行，每组 2~3 人。在晴朗、风力不大的天气条件下，沿样线步行匀速前进。步行速度一般为 2~3km/h。记录观测者的

前方及两侧所见动物数量（应包括样线预定宽度以外的实体或活动痕迹），记录动物与观测者的垂直距离，或测量动物活动痕迹与样线的垂直距离。避免重复记录或漏记。对观测过程中遇到的哺乳动物拍照记录，以便于物种鉴定。调查记录动物实体、尸体（包括死亡后留下的遗体和骸骨）、取食痕迹、粪便、足迹、毛发、卧迹等。记录发现点的位置、坡度、坡向、生境类型、数量等。灌丛样线单侧宽度约为50~100m；草地样线单侧宽度约为100~500m。

②资料收集法

收集现有的可以反映陆生脊椎动物现状及其栖息地背景的资料，分为现状资料和历史资料，包括相关文字、图件和影像等。如收集到该影响评价区以往的基础资料、当地林业和草原局提供的资料等。同时，使用非诱导性语言对样线护林员、当地居民等人员进行访问调查，访问时先请受访者简要介绍相应动物的形态特征、叫声特点和分布区域生境特征等，初步判断其所说信息正确与否，然后采取图片展示，图片指认的方式进一步确定其介绍的动物种类、分布及多度状况等。访问调查数据仅用于补充物种名录，不进行定量统计分析。

③实地走访调查

对当地林草管理部门、乡镇政府及评价区周围居民和工作人员进行了走访调查，对评价区内的野生动物资源动态、保护管理政策方法、动物识别和保护意识有了初步了解，尤其是对可能的重点保护动物情况进行了排查。

（2）生境类型

根据《生物多样性观测技术导则》（环境保护部公告2014年第74号）发布的一系列野生动物相关技术导则，参考拟建道路、管线沿线土地利用和植被类型，将拟建道路、管线沿线的野生动物生境划分为以下类型：

①灌丛

该生境类型在本项目评价区内分布面积比例较小，灌丛以保护植物为主，植被分布稀疏，野生动物种类稀少，主要以爬行动物和鸟类为主。

②草地

本项目评价区内的草地生境面积较小，分布的野生动物主要为鸟类；以及爬行动物。

（3）调查时间和范围

于2025年1月17日进行了现场调查记录，沿线布设了3条样线，尽可能设置

在拟建管线附近的区域。

(4) 调查结果

样线记录表见表 4.4-7。

表 4.4-7 野生动物样线调查表

由于项目区地处干旱荒漠区，动物生境较差，因油气开发建设活动早已开展，人类活动频繁，已难见大中型的野生动物。本次现场调查为冬季，未在现场发现野生动物痕迹。

4.4.7 区域沙化土地现状

项目位于塔克拉玛干沙漠北源，根据《新疆第六次沙化监测报告》，项目区属于非沙化土地，具体位置见附图 18。

4.4.8 水土流失现状

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

项目所在区域属于塔里木河流域水土流失重点治理区范围。

所在区域属于塔里木盆地北部农田防护水源涵养区，区域的水土保持基础功能类型是水源涵养、农田防护、防风固沙与防灾减灾，水土保持主导功能类型是农田防护、水源涵养，为了实现水土保持主导功能，预防措施体系主要为“三河”中塔里木河源流阿克苏河中高山区的水源涵养区天然林草进行封禁保护，塔里木河干流段加强对绿洲外围荒漠林草的封育保护等。水土流失治理措施主要依靠荒漠化治理工程、城郊清洁型小流域建设以及库-拜地区煤炭行业、石油天然气行业的水土保持综合治理工作。

根据“全国水土保持规划国家级水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果（办水保〔2013〕188号）”及（新水办水保〔2019〕4号），项目建设所在区域被划分为自治区级塔里木河流域重点治理区，因此该工程水土保持方案水土流失防治执行建设类一级标准。

4.4.9 生态系统结构和特征

塔河油田位于天山南麓，塔克拉玛干沙漠北部边缘，该区域为天山山前洪积倾斜戈壁平原与塔里木河北岸冲积平原之间的地带，地势较为平坦，为局部丘地和波状沙丘，海拔高度900~1000m。

项目区属暖温带大陆性干旱气候，该区域气候干燥，降水稀少。夏季炎热；冬季干冷；春季升温快而不稳，多风沙浮尘天气；秋季降温迅速。年温差和日温较大。光照充足，热量丰富，蒸发强烈，无霜期较长，风沙活动频繁。全年盛行东北风，其次为北风，年均风速 2.57m/s，风沙、沙尘暴天气较多，平均为 13 天/年。

拟建工程分布跨度较大，所在区域涉及荒漠生态系统、森林生态系统、灌丛生态系统、农田生态系统和草地生态系统。

(1) 荒漠生态系统

环境水分稀少是荒漠生态系统的最基本环境特征。在气候上，该区域处于干旱和极干旱地区，且降水随着季节不同分配不均匀，主要集中在冬季(非植物生长季)。由于降水稀少和蒸散十分强烈，少量天然降水远不能满足中生植物生长发育所需要的水分，只有耐干旱和耐盐碱的荒漠植物才能得以生存，由此形成内陆干旱荒漠生态景观。受自然条件的制约，评价区植被总体表现为低矮而稀疏，且分布不均匀。由低矮、稀疏植被所形成的生物保护层不健全且功能微弱，使地表物质易受侵蚀和搬运，所形成的强大有害物质流(风沙)，威胁人类生存环境，同时对农林牧业生产潜在的灾害性影响。

荒漠生态系统的植被稀少，物种贫乏，异质性较差，系统平衡关系的相关性极容易受到破坏，且破坏后很难恢复，这就是干旱地区生态环境的脆弱性。无植被或少植被覆盖的地表，易受到侵蚀、沙化，或成为沙尘暴的发源地。

(2) 森林生态系统

森林生态系统是以乔木为主体的生物群落及其非生物环境综合组成的生态系统。是生物与环境、生物与生物之间进行物质交换、能量流动的自然生态科

学。区域乔木主要以胡杨为主，胡杨林具有防风固沙的作用，能够对绿洲的气候进行调节，形成肥沃的土壤，同时也是荒漠地区农牧业发展的天然屏障。

(3) 灌丛生态系统

灌丛生态系统是指由灌木和低矮的树本组成的生物群落，通常生长在干旱或半干旱地区。由于生长环境的限制，这些植物通常具有较长的根系和较小的叶片，以适应干燥和高温的气候条件。区域灌木主要以多枝怪柳和刚毛怪柳为主，多枝怪柳和刚毛怪柳灌木林具有防风固沙的作用，同时也在土壤保持和水资源管理方面起着

重要作用。

(4) 草地生态系统

草地生态系统是多年生耐旱、耐低温、以禾草占优势的植物群落总称，是以多年生草本植物为主要生产者的陆地生态系统。草地生态系统具有防风、固沙、保土、调节气候、净化空气、涵养水源等生态功能。草地生态系统是自然生态系统的重要组成部分，对维系生态平衡、地区经济、人文历史具有重要地理价值。区域草地生态系统主要植被以骆驼刺为主。

(5) 农田生态系统

农田生态系统的植被主要是人工栽培的各种农作物。另外还有人工防护林，主要树种有杨树、榆树等，起着防风降尘、保护农田和人群的作用。

4.4.9 主要生态问题调查

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

(1) 水土流失问题

本项目位于塔里木河流域水土流失重点治理区。项目区气候干热，降雨少，蒸发量大，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) 土地盐渍化和沙漠化问题

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。

4.4.10 既有工程实际生态影响及采取的生态保护措施

(1) 既有工程实际生态影响

本项目为改扩建项目，既有工程对生态的影响主要表现在占地对土壤结构破坏、植被损失、对景观格局的影响以及各种机械产生的噪声和人员活动对野生动物的影响。

既有工程对土壤的影响主要是工程建设时对土壤的扰动、流失，对植被的影响主要表现为工程建设过程中，占地范围内的植被灭失，以及永久占地范围内植被生产力的减小。对景观生态格局的影响主要表现在油田道路、管线及各类场站的建设，对生态景观的切割，增大了区域景观生态格局的破碎化程度。对野生动物的影响主要为占地范围内植被的灭失和减少对野生动物生境和食源的影响。既有工程已开发区域内植被状况恢复较好的地段，动物活动的痕迹较多，而在井场和站场附近则很少有活动的迹象，这主要是由于现有工程各类生产井数量多，开发活动使得区域内自然植被的覆盖度降低，影响了爬行类及鼠类动物生存及栖息的基本环境条件。

(2) 既有工程采取的生态保护措施

①合理规划井场，严格控制占地，选址避让植被生长良好区域，避让垦荒耕地和胡杨林。

②钻井工程结束后，对临时占地范围内及周边的土地进行了清理、土地平整恢复原貌。对井场永久占地范围内地表结合区块地表特点，铺设了砂石、采取了必要的硬化措施，以减少侵蚀量。

③施工完成后，永久占地地面均进行了砾石铺垫处理。

(3) 既有工程实际采取的生态保护措施有效性评价

根据现场踏勘可知，既有工程已建井场永久性占地范围内进行了砾石铺垫，站场地面进行了水泥或砾石铺垫等硬化，有效的防止了因既有工程临时占地引起的水土流失和土地沙化。临时占地内的野生植被在自然缓慢恢复。既有工程不存在生态环境问题。

5 环境影响预测与评价

5.1 施工期环境影响预测与评价

5.1.1 施工期大气环境影响分析

废气主要为施工扬尘、施工机械及施工车辆尾气、焊接烟尘和管道吹扫废气。

(1) 施工扬尘

施工过程中扬尘主要来源于土方开挖、堆放、清运、换填和场地清理过程中产生的粉尘；建筑材料、换填土、建筑垃圾在装卸、运输、堆放过程中因风力作用产生的扬尘污染；运输车辆往来时造成的地面扬尘。施工期所产生的各类扬尘属于瞬时源，产生的高度都较低，粉尘颗粒比较大，污染扩散的距离较近，会对环境空气造成一定的影响。

(2) 施工燃油机械排放废气和汽车尾气

施工期使用的各类施工机械和运输车辆等会产生燃料燃烧废气。施工期废气排放时段较为集中，属于阶段性排放源，随着施工的开始而开始排放，随着施工的结束而停止排放。各类施工机械设备均使用符合国家标准的燃料，由于区域地域空旷，扩散条件良好，对周围大气环境影响较小。

(3) 焊接烟尘、热熔废气

管道组对连接过程中将有一定量的焊接烟尘、热熔废气产生，主要污染物为CO、CO₂、NO_x、CH₄，该废气排放量很少，施工场地位于开阔通风状况良好的户外，焊接烟尘易于扩散，对周围大气环境影响很小。

④管道吹扫废气

管道连接完成后清水试压前，采用压缩空气进行吹扫，将管道焊接过程中的焊渣以及施工中管道中存在的其它异物进行吹扫，将产生吹扫废气，主要污染物为TSP，由于施工区域地域空旷，易于大气污染物的扩散，管道吹扫废气对周围大气环境的影响不大。

5.1.2 施工期水环境影响分析

(1) 管道试压废水及混凝土养护废水

管道试压采用清水，产生的废水中污染物主要为悬浮物，用于项目区的洒水抑尘，混凝土养护废水自然蒸发，对项目区地下水环境基本无影响。

(2) 管线施工对地下水的影响

拟建集输管线采用埋地敷设，在施工过程中的辅料、废料等在降水的淋滤作用下产生的浸出液，可能进入地下含水层，将对地下水造成不同程度的影响，其影响程度决定于下渗量及其饱和地带的厚度、岩性和对污染物的阻滞、吸附分解等自然净化能力。由于管线施工期短，发生降水淋滤的可能性很小，且管道沿线表层土壤有一定的自然净化能力，管线施工对地下水的影响很小。因此，正常的管线埋设不会对地下水造成不利影响。

(3) 管线施工对冲沟的影响

管道通过冲沟时，对于深而窄的冲沟，采用跨越通过；对于冲沟浅而宽，沉积物较稳定的地段，采用穿越通过，穿越时，均做水工保护，根据不同情况分别设置护岸、护底、截水墙、截水沟等工程设施。施工期选在冲沟枯水期，施工过程中严禁将建筑垃圾、土石方抛至冲沟，正常情况下管道穿越不会对冲沟产生影响。根据《中华人民共和国河道管理条例》（国务院令第689号修订）第十一条：修建开发水利、防治水害、整治河道的各类工程和跨河、穿河、穿堤、临河的桥梁、码头、道路、渡口、管道、缆线等建筑物及设施，建设单位必须按照河道管理权限，将工程建设方案报送河道主管机关审查同意。未经河道主管机关审查同意的，建设单位不得开工建设。项目穿越冲沟前需征得水行政主管部门的意见。

5.1.3 施工期声环境影响分析

(1) 施工噪声源强

本项目施工期噪声主要包括站场扩建区和管道铺设等过程中各种机械和设备产生的噪声，物料运输车辆交通噪声。参照《环境噪声与振动控制工程技术导则》（HJ2034-2013）中表A.2和类比油气田开发工程中内部道路和管线铺设实际情况，本项目各类建筑施工机械产噪值及噪声监测点与设备距离见表5.1-1。

表 5.1-1 施工机械产噪一览表

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	93/5	5	夯土机	95/5
2	推土机	88/5	6	吊机	85/5

3	挖掘机	90/5	7	发电机	95/5
4	运输车辆	90/5	--	--	--

(2) 施工噪声贡献值

本次评价采用点源衰减模式，预测计算声源至受声点的几何发散衰减，计算中不考虑声屏障、空气吸收等衰减。预测公式如下：

$$L_A(r) = L_A(r_0) - 20 \lg(r/r_0)$$

式中： $L_A(r)$ —距声源 r 处的 A 声级；

$L_A(r_0)$ —参考位置 r_0 处的 A 声级；

r —预测点距声源距离，m；

r_0 —参考位置距声源距离，m。

利用上述公式，预测计算拟建工程主要施工机械在不同距离处的贡献值，预测计算结果见表 5.1-2。

表 5.1-2 主要施工机械在不同距离处的噪声贡献值

序号	机械	不同距离处的噪声贡献值 (dB(A))						
		40m	60m	100m	200m	300m	400m	500m
1	装载机	74.9	71.4	67.0	61.0	57.4	54.9	53.0
2	推土机	67.9	64.4	60.0	54.0	50.4	47.9	46.0
3	挖掘机	65.9	62.4	58.0	52.0	48.4	45.9	44.0
4	运输车辆	67.9	64.4	60.0	54.0	50.4	47.9	46.0
5	夯土机	76.9	73.4	69.0	63.0	59.4	56.9	55.0
6	吊机	76.9	73.4	69.0	63.0	59.4	56.9	55.0
7	发电机	76.9	73.4	69.0	63.0	59.4	56.9	55.0

(3) 影响分析

根据《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)) 的限值要求；从各种施工机械噪声预测结果可以看出，昼间距施工设备 100m，夜间 500m 外即可满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2011) 场界噪声限值要求。

根据现场调查，项目周边 500m 范围内无声环境敏感目标，施工噪声不会对周围声环境产生明显影响。

5.1.4 施工期固体废物环境影响分析

管沟施工过程中的挖方全部回填，无弃方。固体废物主要为焊接及吹扫废渣和工程建设过程中产生的建筑垃圾。

(1) 建筑垃圾

施工过程中使用材料产生的废边角料、焊条的废包装盒、废弃保温材料等尽量由施工单位统一回收利用，废包装物、废砖块等无法再利用的集中堆放，定期送至当地建筑垃圾填埋场填埋处理。

(2) 焊接及吹扫废渣

拟建工程焊接及吹扫废渣产生量约为 0.5t，拉运至当地工业固体废物填埋场填埋处置。

5.1.5 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) 人为扰动对土壤的影响

项目实施过程中不可避免地会对土壤造成扰动，主要是管道敷设对土壤的开挖，以及车辆行驶、机械施工碾压和踩踏破坏土壤结构。

在施工中，设备碾压、人员踩踏等都会对土壤的紧实度产生影响，而开挖作业则会改变土壤层次。机械碾压和人员踩踏致使土壤紧实度增高，地表水入渗减少，土壤团粒结构遭到破坏，土壤养分流失，不利于植物生长。各种车辆（尤其是重型卡车）反复碾压后的土壤，植物很难再生长。站场和管道的施工场地、临时施工营地等都存在这种影响；土壤在形成过程中具有一定的分层特性，一般来说表层为腐殖质层，中层为淋溶积淀层，底层为成土母质层。腐殖质层是植物根系分布密集区，是土壤肥力、水分集中分布区。管道的开挖和回填过程中势必会对土壤原有层次产生扰动和破坏，若不同质地、不同层次的土壤混合，将直接影响植物的生长。

(2) 施工期污染影响分析

施工期各种原辅料堆放，如各类施工设备、原辅料堆放及各类施工废弃物暂存等，若遇防渗措施破损或大雨淋滤等情况，导致物料泄漏、废弃物渗滤液直接进入土壤，对土壤造成污染影响。

5.1.6 施工期生态环境影响分析

施工期生态影响主要表现为占地影响，临时占地主要为管线施工临时占用，永久占地主要为站场改造占地。项目不新增永久占地。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。

（1）对植物影响分析

①工程占地对植物的影响分析

各项施工作业对植被的主要影响是土地的占用和施工阶段清场过程中对地表植被的清理和碾压。场站施工过程中有一部分地表土地被各种构筑物或砾石覆盖。临时占地范围内地表植被及地表结构却发生了较大的变化，地表保护层被破坏后，稳定性下降，防止水土流失的能力也随之下降。在工程结束后，土地将不再受人为扰动，植被逐步自然恢复，重新回到原来的自然状态。占地范围内分布有膜果麻黄、胀果甘草、罗布麻等自治区I级保护植物，植被盖度较低，本项目占地面积较小，施工过程中避让保护植物，减少保护植物的损失。

②施工人员活动对植物的影响分析

管线施工过程中大量人员、机械进入项目区，使项目区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踩踏和碾压，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。

（2）对动物影响分析

工程施工和运营对陆栖动物的影响具体表现为破坏植被导致动物栖息地受到损害，管线施工可能阻断动物活动路线，以及施工与运营噪声、废气对动物的不良影响等方面。

施工期对野生动物的影响分为直接影响和间接影响两个方面，主要表现在对生存环境、分布范围和种群数量的影响。直接影响主要表现为建设项目占地，使野生动物的原始生存环境被破坏或改变；间接影响主要表现为由于植被的减少或污染破坏而引起野生动物食物来源减少。工程等施工过程中，由于机械设备的轰鸣惊扰、

人群活动的增加，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动物的干扰不大，它们能很快适应当地的环境，并重建新栖息地。

(3) 对土壤肥力的影响分析

拟建工程施工过程中对土壤肥力的影响主要来源于管线施工过程中，项目管沟开挖中极易造成不同肥力的土壤混合堆放在一起，在回填过程中，管沟区域的土壤肥力发生变化，影响了管线沿线区域土壤肥力，对后续植被自然恢复造成了一定的影响。

(4) 对景观及生态系统结构、功能影响分析

①景观影响分析

景观是指地表空间相对稳定的景物或景象，是一个空间高度异质性的区域，由相互作用的景观元素或生态系统，按一定的空间组合规律及相似的形式重复出现而形成。

油田开发区属于景观生态等级自然体系和人工体系的复合体，它是由荒漠生态系统、森林生态系统、灌丛生态系统、农田生态系统和草地生态系统等景观相间组成。本项目占地面积不大，实施后可以与现有的区域景观相协调。

②对生态系统结构、功能的影响

管线工程、场站工程等建设活动对原有生态系统结构的完整性有一定的影响，会降低生态系统的生产力，导致生态系统部分物质循环受阻，能量流动中断，因此将对区域内生物的栖息环境产生不良影响。同时项目区内系统自我调节能力减弱，受扰动后恢复能力降低，生态稳定性降低，生物种群、数量将受到一定程度的影响，但项目占地面积小，对生态系统结构和功能的影响较小，对评价范围内生态系统完整性影响亦较小，生态系统完整性变化主要受区域自然环境变化影响。项目建设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。项目占地类型为天然牧草地、其他草地、沙地、工矿用地、其他林地及灌木林地，地表植被稀疏，由工程造成的生物量损失较小，不会造成区域的生物多样性下降，加上占地面积有限，区域生态系统仍保持开放、物质循环和能量流动。因此对于评价区生态系统的完整性影响较小，其生态稳定性及其结构与功能也不会受到明显影响，项目实施造成的不利影响均在可接受的范围内。

③生态系统稳定性、完整性分析

项目区内的生态系统以荒漠生态系统为主，生态系统较为简单，由于区域地表

较干燥，导致自然植被盖度较低，在 5%~20%左右，植物种类少。从现场调查来看，目前项目所在区域内的人为干扰较小，基本保持自然荒漠生态环境，生态完整性较好。本项目建设施工过程中，由于机械设备的轰鸣惊扰，人群活动的增加，施工迹地植被将消失而形成裸地，会造成一定生态系统的破坏，但施工区域与周围植被没有明显的隔离，临时占地一般在 3~5 年或更长时间内将向原生植被群落演替。本项目开发建设过程中，临时占地和永久占地的影响范围相对较小，并且施工结束后，随着开发建设进入正常生产阶段，施工人员撤离作业区域，人类活动和占地都将减少，则建设项目对该区域生态系统稳定性及完整性的影响不大。

(5) 对灌丛、草地生态系统的影响分析

评价区域内的灌丛、草地生态系统呈相间分布。生态系统内优势种为多枝怪柳，灌木层下草本较少，只有在水分条件较好的部分地段，灌木层下的草本较丰富，主要有花花柴、疏叶骆驼刺等，项目实施后会对区域植被覆盖度产生一定的影响，施工期结束后可逐步恢复。

(6) 对公益林的影响分析

本项目 7.9km 管线分布在公益林区内，无法避让公益林。

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，按照本环评推荐的比选方案进行管线走向设计，尽量避让公益林木，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。

5.1.7 水土流失影响分析

项目建设对水土流失影响的方式包括地表扰动、植被损坏、管沟开挖及破坏原地貌、地表土壤结构。工程占地呈点、线状分布，建设期间，开挖管沟、土方堆放、机械作业人员活动等都会加剧项目区水土流失程度。

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。

(1) 土壤粗粒化

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

(2) 土壤贫瘠及含盐量变化

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

(3) 管道建设的危害

拟建工程对水土流失的影响主要发生在施工期，主要表现在：

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

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

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

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

本项目施工期主要为站场清表和管沟开挖。管沟开挖过程中，若未采取分层开

挖、分层回填措施，可能导致土壤的蓄水保肥能力降低，影响区域植被生长，造成土壤逐渐沙化。此外，在施工过程中，各种车辆（尤其是重型卡车）在荒漠上行驶将使经过的土壤变紧实，严重的经过多次碾压后植物很难再生长，甚至退化为沙地。

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

通过对施工过程中临时土方采用防尘布（或网）苫盖，管沟开挖土方全部回填等减少风蚀的水土保持工程措施，以及加强施工过程中水土保持管理，严格控制各项工程作业面积和管理运输车辆的运行范围，同时要求建设单位自行或委托有资质的单位编制水土保持方案，并报相关部门审批；并根据相关技术规范进行水土保持监测，并将监测情况定期上报当地水行政主管部门。采取上述措施后，可将本项目对水土流失的影响降至最低，加上项目占地呈点、线状分布，占地面积不大，本项目实施不会明显加剧区域水土流失程度。

5.1.8 区域生态系统稳定性及完整性影响分析

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

本项目开发区的基质主要是荒漠生态景观，荒漠生态景观稳定性较差，异质化程度低，生态体系的稳定性和必要的抵御干扰的柔韧性差。在油田开发如站场、管线等建设中，新设施的增加及永久性构筑物的作用，不但不会使区域内异质化程度降低，反而在一定程度上会增加区域的异质性。区域的异质性越大，抵抗外界干扰的能力就越大。因而油田开发建设不会改变区域内景观生态的稳定性及完整性。

油田开发加大了评价区人为干扰的力度，同时也加剧局部区域有自然荒漠生态系统向人工生态系统演替的趋势；但是由于本项目占地面积较小，区域生态系统仍保持开放、物质循环和能量流动。因此对于评价区生态系统的完整性影响较小，其生态稳定性及其结构与功能也不会受到明显影响。

根据项目区动物、植物影响分析，本项目的建设对区域陆生动植物的种群数量、

物种丰富度、分布情况、群落结构不会产生较大影响；不会产生明显的生境分割、阻隔、破碎化，且在评价区周边分布有适宜野生动植物生存的替代生境，对生境的影响较小；通过植被恢复，将大大弥补生态功能损失，对区域生态系统结构和功能不会造成明显影响。综合上述对物种、生境及生态系统的影响程度，可判定本项目建设对区域生物多样性的影响较低。

在区域生态环境综合评价中，采用生态环境质量综合判别对生态环境质量进行判断。根据表 5.1-3 可知，本项目影响后的生态系统的状况符合等级Ⅲ的指标特征，因此判断该生态系统处于一般状态。

表 5.1-3 生态环境质量综合判别

等级	表征状态	指标特征
I	理想状态	生态环境基本未受到干扰破坏，生态系统结构完整，功能较强，系统恢复再生能力强，生态问题不显著，生态灾害少
II	良好状态	生态环境较少受到破坏，生态系统结构尚完整，功能尚好，一般干扰下可恢复，生态问题不显著，灾害不大
III	一般状态	生态环境受到一定的破坏，生态系统结构有变化，但尚可维持基本功能，受干扰后易恶化，生态问题显现，生态灾害时有发生
IV	较差状态	生态环境受到较大破坏，生态系统结构变化较大，功能不全，受外界干扰后恢复困难，生态问题较大，生态灾害较多
V	恶劣状态	生态环境受到很大破坏，生态系统结构残缺不全，功能低下，退行性退化，恢复与重建很困难，生态问题很大，并经常演变成生态灾害

5.1.9 景观的影响分析

本项目均为临时占地，占地类型主要为天然牧草地、其他草地、沙地、工矿用地、其他林地及灌木林地等，由于占地会对原有的景观进行分隔，造成景观生态系统在空间上的非连续性，使区域原有的自然荒漠景观演化为工业景观，对原有的景观产生一定的影响。

5.1.10 对生态敏感区影响分析

(1) 对永久基本农田的影响分析

拟建工程注水管线避让永久基本农田，距永久基本农田最近距离为 300m；拟建工程不占用永久基本农田，管线在选址选线设计、施工作业时避让永久基本农田；在永久基本农田附近区域避免机械开挖，尽可能采取人工开挖，同时加强施工人员的教育工作，施工机械不得随意行驶，碾压永久基本农田。

拟建工程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。因此，拟建工程的实施不会对区域基本农田产生明显影响。

(2) 重点公益林影响分析

拟建工程主要占用国家二级公益林(天然林)和地方公益林(天然林)，均为临时占地，无效注水管网改造 TK443 至 TK473 管段位于国家二级公益林及地方公益林，线路全长 3.6km；TK255 至一号联管段约 3.6km 位于地方公益林，S72-9 至 3-4 管段约 700m 位于地方公益林。重点公益林类型均为灌木林地，植被盖度约为 10%~20%，主要作用为防风固沙。拟建工程占用林地主要为灌木林地，林木种类为怪柳，工程对公益林的影响主要为施工期管线施工临时占地对灌木丛的永久破坏。若施工过程中不控制作业带宽度，将导致受影响的公益林面积增加。若后期管沟恢复过程中，未对临时作业带附近植被进行恢复，将导致区域林地面积减少，周边区域水土流失严重，整个区域植被覆盖度逐步降低。

5.1.11 对生物多样性的影响分析

项目对生物多样性的影响难以定量化分析，下面针对生物多样性的 6 个指标进行定性分析。分析可知，本项目对评价区野生植物丰富度、野生动物丰富度、生态系统类型多样性、物种特有性、受威胁物种的丰富度、外来物种入侵度影响均不大，因此对评价区生物多样性影响较小。详见下表 5.1-4。

表 5.1-4 生物多样性指标影响分析

指标	影响程度
野生植物丰富度	项目不会导致项目区植物种类减少，影响不大。
野生动物丰富度	施工期，施工噪声和人员活动会降低项目区附近野生动物数量和种类，因此会导致野生动物丰富度降低。
生态系统类型多样性	与评价区相比，项目占地面积不大，不会导致生态系统类型多样性降低。
物种特有性	项目位于油田开发区域，因石油开发建设活动早已开展，人类活动频繁，项目区内对人类活动敏感的野生动物较少，调查期间未见到大中型野生动物，偶尔可见到塔里木兔的踪迹，项目对野生动植物影响不大，因此项目对物种特有性影响很小。
受威胁物种的丰富度	本项目不会导致评价区某个动植物物种数量大幅降低进而变成受威胁的物种，因此对受威胁物种的丰富度影响不大
外来物种入侵度	本项目只要生态恢复时，只要不使用外来物种，就不会涉及外来物种入侵问题，因此对外来物种入侵度影响很小。

5.2 运营期环境影响预测与评价

5.2.1 运营期大气环境影响预测与评价

(1) 相关判定

本项目大气环境影响评价等级为三级，根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）的相关规定：“三级评价项目不进行进一步预测”。

(2) 正常工况

根据估算模式计算结果，项目正常运行时，无组织排放的非甲烷总烃、硫化氢下风向最大地面浓度占标率均小于1%，厂界浓度可满足《大气污染物综合排放标准》（GB 16297-1996）中无组织排放监控浓度限值，不会对周围大气产生明显影响。

(3) 非正常工况

非正常工况下设备关闭，无废气产生。

5.2.2 运营期水环境影响分析

(1) 正常工况下对地下水环境影响分析

运营期正常工况下无废水产生，不会对地下水产生不利影响。

(2) 事故状态下对地下水的影响

①地下水污染途径分析

非正常工况下，注水管线发生破裂导致净化水泄漏，净化水中的石油类有可能通过包气带土层渗漏进入地下含水层，对地下水造成污染影响。

②预测情景设定

按照最不利条件考虑，注水管线发生全管径泄漏，假定发现泄漏后10min处理完毕，切断事故阀门，净化水泄漏量为10m³，处理后的净化水执行的标准为《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T 5329-2022）相关要求（悬浮物≤15mg/L，含油≤10mg/L），则净化水中石油类最大含量为10mg/L，则泄漏的石油类的最大含量约为0.1kg。

③影响预测

预测因子选取油田特征污染物石油类，根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016），采用解析法进行预测，预测模型选择导则推荐的地下水溶

质运移解析法中的一维稳定流动二维弥散点源模型进行预测。

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

式中：

x、y—计算点处的位置坐标；

t—时间(d)；

C(x, y, t)—t时刻点 x, y 处的示踪剂浓度(g/L)；

M—含水层厚度(m)；

mM—瞬时注入的质量(kg)；

U—水流速度(m/d)；

n_e—孔隙度，无量纲；

D_L—纵向弥散系数(m²/d)；

D_T—横向 y 方向的弥散系数(m²/d)；

Π—圆周率；

模型中所需参数及来源见表 5.2-1。

表 5.2-1 模型所需参数一览表

序号	参数符号	参数名称	参考数值
1	m _M	瞬时注入的质量	0.1kg
2	t	时间	100d、500d、1000d
3	M	含水层厚度	40m
4	u	水流速度	0.032m/d
5	D _L	纵向弥散系数	0.32m ² /d
6	D _T	横向 y 方向的弥散系数	0.032m ² /d
7	n _e	有效孔隙度	0.25

当发生泄漏时，石油类物质经过 100d、500d 和 1000d 后在地下水中的扩散结果见表 5.2-2。

表 5.2-2 地下水影响预测结果一览表

从预测结果可知：随着时间的增加，污染范围有所增加，管线发生泄漏后 100d、500d 和 1000d 的污染物最大浓度对应运移距离分别为 3m、15m 和 25m。项目区土壤在消除土体裂隙和根孔影响的试验条件下，石油类下渗下移的深度不会超过 20cm，项目区地下水埋深约在 4~12m，泄漏的净化水中的石油类进入地下水的概率很小，并定期对设备进行检修，将事故发生的概率降至最低，发生泄漏后做到及时发现、及时处理，彻底清除被污染的土壤。因此，发生泄漏后采取相应的措施后不会对地下水环境产生大的影响。

5.2.3 运营期声环境影响分析

(1) 噪声预测模型

噪声源主要为站场改造新增机泵，只考虑传播距离引起的衰减，鉴于声源到厂界预测点的传播距离远大于声源长度，各噪声源均按点源计。计算模式采用《环境影响评价技术导则—声环境》（HJ2.4-2021）中所推荐的预测模式，计算方式如下：

$$L_A(r) = L_A(r_0) - 20 \lg(r/r_0)$$

式中： $L_A(r)$ —距声源 r 处的 A 声级；

$L_A(r_0)$ —参考位置 r_0 处的 A 声级；

r —预测点距声源距离，m；

r_0 —参考位置距离声源距离，m。

设第 i 个室外声源在预测点产生的 A 声级为 $L_{Ain, i}$ ，在 T 时间内该声源工作时间为 $t_{in, i}$ ；第 j 个等效室外声源在预测点产生的 A 声级为 $L_{Aout, j}$ ，在 T 时间内该声源工作时间为 $t_{out, j}$ ，则预测点的总等效声级按照下列公式进行计算：

$$L_{eqg} = 10 \lg \left(\frac{1}{T} \left[\sum_{i=1}^N t_{in, i} 10^{0.1L_{Ain, i}} + \sum_{j=1}^M t_{out, j} 10^{0.1L_{Aout, j}} \right] \right)$$

式中：

T——计算等效声级的时间；

N——为室外声源个数；

M——为等效室外声源个数。

预测点的预测等效声级 (L_{eq}) 计算公式：

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

式中： L_{eqg} ——建设项目声源在预测点的等效声级贡献值，dB(A)；

L_{eqb} ——预测点的背景值，dB(A)。

(2) 噪声源源强及分布

噪声源主要为站场新增设备本次评价以一号联为例，对运营期站场厂界噪声进行预测。室外噪声源强在 85~100dB (A) 之间，设备选用低噪设备，并采取基础减振等措施，衰减量按 20dB (A) 计，其运行噪声不高于 65dB (A) ~80dB (A)。噪声源强见表 5.2-3。

表 5.2-3 主要噪声源强

噪声源名称	噪声源位置	声功率级 (dB (A))	排放规律	噪声特性	降噪措施	运行时段
站场	各类机泵	85~100	连续	机械	机泵等设备加润滑油和减振垫	运营期
	三相分离器	85~100	连续	机械	机泵等设备加润滑油和减振垫	
巡检车辆	交通噪声	60~90	间歇	机械	加强保养维修	

(3) 预测结果

根据以上公式，预测项目建成后站场厂界四周噪声贡献值，详见表 5.2-4。

表 5.2-4 厂界噪声贡献值预测结果 (单位: dB (A))

厂界位置	噪声源名称	声功率级 (dB (A))	排放规律	噪声特性	降噪措施	运行时段

由预测结果可知，本项目站场厂界四周噪声值均满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008) 2类标准限值要求，且周边无声环境敏感点，因此工程实施后不会对周围声环境产生明显影响。

5.2.4 运营期固体废物环境影响分析

运营期固体废物主要为检修过程中产生的废机油。

废机油属于 HW08 类危险废物 (废物代码: 900-249-08)，集中收集后交由具有相应危废处置资质的单位接收、转运和处置。固体废物得到妥善处置，不会对项

目区环境造成不利影响。事故状态产生的含油污泥属于 HW08 类危险废物（废物代码：071-001-08），收集后有危废处置资质单位接收处置。

（1）危险废物贮存

拟建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。

收集危险废物的硬质桶应按要求设置明显的标明危险废物相关信息的标签，标签信息应填写完整详实。具体要求如下：

①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。

②危险废物类别：按危险废物种类选择。

③材料应坚固、耐用、抗风化、抗淋蚀。

④装载液体、固体的危险废物的硬质桶内必须留足够的空间，硬质桶顶部与液体表面之间保留 100mm 以上的空间。

（2）危险废物运输过程影响分析

拟建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，运输危险废物，应当采取防止污染环境的措施，并遵守国家有关危险货物运输管理的规定；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。

拟建工程产生的危险废物运输过程由危废处置单位委托有资质单位进行运输，运输过程中全部采用密闭容器收集储存，转运结束后及时对转运路线进行检查和清理，确保无危险废物散落或泄漏在转运路线上，危险废物运输过程符合《危险废物收集贮存运输技术规范》（HJ2025-2012）中的相关要求。

(3) 危险废物委托处置环境影响分析

拟建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。

拟建工程含油污泥全部委托塔河油田绿色环保站进行处置,塔河油田绿色环保站处理资质及处置类别涵盖了拟建工程 HW08 危险废物,处置能力能够满足项目要求,目前塔河油田绿色环保站已建设完成并投入运行,设计处置含油污泥 6 万 m^3/a ,富余处理能力 2.1 万 m^3/a 。因此,拟建工程危险废物全部委托塔河油田绿色环保站接收处置可行。

5.2.5 运营期土壤环境影响分析

(1) 正常工况下对土壤环境影响分析

固体废物均得到妥善处置,无废水及固体废物排至外环境,不会造成土壤环境污染。

(2) 事故状态下对土壤环境影响分析

拟建工程所处区域土壤属于盐化较严重和轻度碱化的区域,拟建工程土壤影响类型同时属于污染影响型和生态影响型。

拟建工程运营期间无废水产生,不会造成废水地面漫流影响;非正常状况管道连接处破裂,站场设备破损泄漏可能通过垂直入渗的形式对土壤造成影响。同时,拟建工程地层水、回注水盐分含量较高、属于弱酸性水,当出现泄漏时,地层水、回注水中的盐分及酸性成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、pH 呈酸性变化,拟建工程所在区域属于轻度碱化地区,不会造成区域土壤进一步碱化。

①影响因子识别

1) 污染影响型

拟建工程三相分离器破损泄漏时,三相分离器中的油类物质可能会下渗到土壤中,造成一定的影响;注水管线输送介质为回注水,注水管线破裂时,回注水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。对土壤环境影响源及影响因子识别详见表 5.2-5。

表 5.2-5 运营期土壤环境影响源及影响因子识别表

污染源	工艺流程/节点	污染途径	全部污染物指标	特征因子
集输管线	管道破损发生泄漏	垂直入渗	石油烃	石油烃
设备	设备发生泄漏	垂直入渗	石油烃	石油烃

发生泄漏事件后，泄漏的采出液/净化水通过垂直入渗的方式进入管线、设备下方及周边土壤，使受浸染的土壤理化性状发生变化，对影响范围内的土壤造成严重的污染。

2) 生态影响型

考虑最不利情况，三相分离器破损泄漏、注水管线破裂泄漏导致其中高含盐液体渗入包气带中，泄漏物质在包气带中淤积最终污染下层土壤中，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。

对土壤环境影响源及影响因子识别详见表 5.2-6。

表 5.2-6 运营期土壤环境影响源及影响因子识别表

污染源	工艺流程/节点	污染途径	全部污染物指标	特征因子
集输管线	管道破损发生泄漏	垂直入渗	含盐量	含盐量
设备	设备发生泄漏	垂直入渗	含盐量	含盐量

②影响预测

1) 污染影响型

预测范围：预测范围即为评价范围：站场边界外 200m 及管线边界两侧外扩 200m 范围。

预测评价时段：预测时段为运行期。

预测情景：在事故状况下，项目采出液直接通过已经泄漏的管线垂直入渗进入土壤而污染周边土壤环境。

预测因子与评价因子：选取石油烃为预测因子。

预测评价标准：土壤预测评价标准采用《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准》（GB36600-2018）表 2 中的第二类用地土壤污染风险筛选值作为评价标准，即 4500mg/kg。

数学模型：假设事故状态下污染物完全下渗至土壤，土壤特殊的多孔状结构也会对污染物起到较好的截留、吸附作用。

根据《环境影响评价技术导则土壤环境（试行）》（HJ964-2018）附录 E 中一

维非饱和溶质运移模型预测方法对项目垂直入渗对区域土壤环境影响进行预测。其模型参数利用软件自带的砂土的参数，保守期间本次不考虑分子扩散和吸附作用，溶质运移的上边界条件设置为浓度通量边界条件，下边界设置为零浓度梯度边界。

一维非饱和溶质垂向运移控制方程：

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

式中： c ——污染物介质中的浓度， mg/L ；

D ——弥散系数， 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， $\%$ 。

初始条件

第一类 Dirichlet 边界条件：

※连续点源

$$c(z, t) = c_0 \quad t > 0, z = 0$$

※非连续点源：

$$c(z, t) = \begin{cases} c_0 & 0 < t \leq t_0 \\ 0 & t > t_0 \end{cases}$$

第二类 Neumann 零梯度边界条件：

$$-\theta D \frac{\partial c}{\partial z} = 0 \quad t > 0, z = L$$

模型预测

A.模型设定

项目区土壤为漠境盐土，预测深度设为 2m ，模型上边界设置为大气边界（可积水），下边界设置为自由排水边界，取地表为零基准面，坐标轴方向与主渗透系数方向一致，坐标轴向上为证，则渗流区域可表示为 $-200\text{cm} \leq z \leq 0$ ，模拟时间为 100d 。

B.模型参数设置

水力模型采用 van Genuchten-MuaLem 公式处理土壤的水力特性，其模型参数利用软件自带的砂土的参数，保守期间本次不考虑分子扩散和吸附作用，溶质运移

的上边界条件设置为浓度通量边界条件，下边界设置为零浓度梯度边界。

C.空间离散

本次模拟研究为更准确的分析污染物在土壤中的迁移，将模型剖面分成 201 个节点。

D.预测源强

根据工程分析，结合项目特点，本评价重点针对三相分离器破损泄漏及注水管线破损泄漏的石油烃对土壤垂直下渗的污染。

表 5.2-7 土壤预测源强表

渗漏点	污染物	浓度 mg/L	渗漏特征
三相分离器破损泄漏	石油烃	900000	瞬时
注水管线破裂泄漏	石油烃	10	瞬时

E.模拟结果

本次对事故状态下，泄漏后 T0=0d、T1=10d、T2=20d、T3=50d 和 T4=100d 后石油类泄漏深度进行预测。预测结果见表 5.2-8。

表 5.2-8 土壤预测情况表

从表 5.2-8 可以看出，随着时间的推移，石油烃逐渐向土壤垂向深度迁移，石油烃主要积聚在土壤表层 40cm 以内，其污染也主要限于地表，事故状态下工程对区域土壤环境的影响在可接受范围内。

2) 生态影响型

A.预测情景

拟建工程实施后，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。事故工况，根据企业的实际情况分析，结合前文“影响源及影响因素”，综合考虑拟建工程物料特性及土壤特征，本次评价重点针对三相分离器破损泄漏及注水管线破损泄漏的盐分含量对土壤的盐化影响，作为预测情景。

B.预测源强

a.三相分离器破损泄漏考虑事故状态下，三相分离器破裂后地层水进入表层土壤中，当三相分离器破裂时，可在 10min 内堵漏。初步估算，发生泄漏到封堵，预

计从三相分离器中泄漏的采出液量为 1.4m^3 ，地层水中总矿化度为 218033mg/L ，则估算进入土壤中的盐分含量为 $=1.4 \times 218033 = 305246.2\text{g}$ 。

b.注水管线破损泄漏

根据设计资料并结合建设单位多年来同类管道的运营经验，一旦发生漏水事故，管内压力减小，各截断阀可以确保在 10min 内响应并关闭，管道断裂处回注水继续泄漏，当与外界压力平衡时，泄漏终止。本次评价以泄漏事故发生至关闭阀门时间 10min 考虑。管道泄漏时，选取最不利情形即管道截面 100% 断裂进行评价。注水管线输送全管径泄漏最大泄漏量为 60m^3 ，回注水中总矿化度为 218033mg/L ，则估算进入土壤中的盐分含量为 $=60 \times 218033 = 13081980\text{g}$ 。

本次预测采用 HJ964-2018 附录 E.1.3 中预测方法，预测公式如下：

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： ΔS -单位质量表层土壤中某种物质的增量， g/kg ；

I_s -预测评价范围内单位年份表层土壤中某种物质的输入量， g ；

L_s -预测评价范围内单位年份表层土壤中某种物质经淋溶排出的量， g ；

R_s -预测评价范围内单位年份表层土壤中某种物质经径流排出的量， g ；

ρ_b -表层土壤容重， kg/m^3 ；

A -预测评价范围， m^2 ；

D -表层土壤深度，一般取 0.2m ，可根据实际情况适当调整；

n -持续年份， a 。

单位质量土壤中某种物质的预测值

$$S = S_b + \Delta S$$

S -单位质量土壤中某种物质的预测值， g/kg ；

S_b -单位质量土壤中某种物质的现状值， g/kg 。

项目所处区域气候干燥，年降雨量较小，项目考虑最不利情况， L_s 和 R_s 取值均为 0 ，预测评价范围为以泄漏点为中心 $20\text{m} \times 20\text{m}$ 范围，表层土壤容重根据区域土壤理化特性调查取值为 $1.45 \times 10^3 \text{kg/m}^3$ ，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 8.7g/kg 。预测年份为 0.027a （ 10 天）。

三相分离器破损泄漏盐化预测结果：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 0.032g/kg，叠加现状值后的预测值为 8.732g/kg。

注水管线泄漏盐化预测结果：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 2.215g/kg，叠加现状值后的预测值为 8.915g/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。

综上，运营期加强环境管理，可以通过设备、管线压力的变化，实时监控，若发现压力数据异常变化，快速降低，则发生了管线泄漏事故，快速找到泄漏点，及时采取相应治理措施，设备泄漏的上层能收集的原油回收送至塔河油田一号联合站处理，无法收集的原油和受浸染的土壤等含油污泥交由具有相应危险废物处置资质的单位进行回收、处置，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，且发生事故后及时采取相应的治理措施，将受污染的土壤及时收集、处理，不会对土壤环境产生明显影响。因此，项目建设对土壤环境的影响是可以接受的。

5.2.6 运营期生态环境影响分析

运营期不新增占地，临时占地随着施工作业结束将逐步自然恢复。施工人员撤离作业区域，人类活动和占地都将减少，野生动物对新环境适应后，活动和分布范围将恢复。运营期正常的巡检等活动会对野生动物的生存及其生境造成一定的影响，中国石油化工股份有限公司西北油田分公司通过加强对环境保护的宣传工作，增强员工的环保意识，特别强调对野生动物、受保护的野生植物的保护，可将野生动物的影响降至最低。

5.3 退役期影响分析

退役期内，各种机械设备停用，工作人员陆续撤离，废气、废水、噪声及固体废物等对环境的影响将会逐步消失。

退役期管线维持现状，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，确保管线内无残留净化水，管线两端使用盲板封堵。管线停止运行后巡检车辆噪声对环境的影响将会逐步消失。

退役期的吹扫封堵过程中会产生吹扫废气和施工扬尘，吹扫封堵工作结束后人员撤离，区域内没有了人为的扰动，吹扫封堵工作扰动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。

5.4 环境风险分析

5.4.1 评价依据

本项目涉及的风险物质为原油和天然气。风险单元为一号联新增三相分离器，本次评价按照对环境最不利条件进行考虑，本次选取三相分离器来计算危险物质最大存在量，据此计算该风险单元危险物质与临界量的比值（Q值），计算结果详见表 5.4-1。

表 5.4-1 各风险单元 Q 值一览表

序号	风险单元	危险物质	最大存在量 t	临界量	Q 值
1	三相分离器	原油	1.56	2500	0.000624
		天然气	0.03	5	0.006

根据上表计算结果可知， $Q < 1$ ，判断风险潜势为I，根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）相关要求，本次评价仅进行简单分析。

5.4.2 环境敏感目标

简单分析不设评价范围，无环境敏感目标。

5.4.3 环境风险识别

（1）物质危险性识别

运营期危险物质主要为原油、天然气，其主要物化、毒理性质、危险等级划分见表 5.4-2。

表 5.4-2 原油、天然气的理化性质及危险级别分类情况

序号	名称	组分	毒性	燃烧爆炸特性参数	危险级别
1	原油	由各种烃类和非烃类化合物所组成的复杂混合物	本身无明显毒性。遇热分解出有毒的烟雾，吸入大量可引起危害；有刺激和麻痹作用，吸入急性中毒者有上呼吸道刺激症状。流泪，随之出现头晕、头痛、恶心、运动失调及酒精样症状	热值：41870kJ/kg 火焰温度：1100℃ 沸点：300~325℃ 闪点：23.5℃ 爆炸极限 1.1%~6.4%（V）自然燃点 380~530℃	属于高闪点液体

2	天然气	多种可燃性气体的总称，主要成分包括甲烷、乙烷等	天然气中含有的甲烷，是一种无毒气体，当空气中大量弥漫这种气体时它会造成人因氧气不足而呼吸困难，进而失去知觉、昏迷甚至残废	热值：50009kJ/kg 爆炸极限 5%~14% (V)；自然燃点 482~632℃	属于 5.1 类中易燃气体，在危险货物品名表中编号 21007
---	-----	-------------------------	--	---	---------------------------------

(2) 生产设施危险性识别

① 管线危险性识别

管道输送是一种安全可行的输送方式，但存在于环境中的管道会受到各种环境因素的作用，同时管道本身的设计、管材制造、施工、操作运行和管理等各环节都可能存在着缺陷和失误，所有这些因素都可能导致事故的发生。发生的事故主要为管线破裂造成的净化水泄漏，对周围环境造成直接污染。

② 站场危险性识别

站场新增设备因本身设计、施工、操作运行和管理等各环节都可能存在着缺陷和失误，所有这些因素都可能导致事故的发生。发生的事故主要为设备破裂造成的采出物泄漏，对周围环境造成直接污染，而且泄漏的天然气遇到明火还可能发生火灾、爆炸事故。

(3) 风险类型识别

环境风险类型主要为原油、天然气泄漏，火灾、爆炸等引发的伴生/次生污染物排放。

(4) 危险物质向环境转移的可能途径和影响方式

运营期管线、站场设备发生破损造成原油和天然气发生泄漏，污染土壤和大气，泄漏原油可能通过包气带渗漏进入地下含水层，污染地下水；泄漏的油气若遇明火，发生火灾、爆炸，污染大气环境。

5.4.4 环境风险分析

(1) 泄漏事故环境影响分析

① 对大气环境影响分析

管线均为埋地敷设，泄漏事故对大气环境的影响较小；站内设备发生泄漏事故后，油气进入环境空气，其中的 NMHC 可能会对周围环境空气产生影响，若遇明火，可发生火灾、爆炸，火灾、爆炸产生的伴生/次生污染物可能对环境空气产生一定的影响。站下风向无环境保护目标，且地域空旷，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。

②对土壤环境影响分析

设备发生泄漏后及时将泄漏的物料进行清理，不会对土壤环境产生不利影响；根据类比调查结果可知，油品泄漏事故发生后，在非渗透性的基岩及黏重土壤上污染（扩展）面积较大，而疏松土质上影响的扩展范围较小，在泄漏事故发生的最初，原油在土壤中下渗至一定深度，随泄漏历时的延长，下渗深度增加不大（落地原油一般在土壤表层 20cm 以上深度内积聚）。

③对植被的影响

站内地面进行了硬化，植被比较稀少，事故状态下不会对植被产生明显影响；发生事故后，及时采取相应的措施，不会对周围植被产生明显影响。

④对地下水环境的影响

泄漏液体基本在地表，加上表层土壤的拦截作用，几乎不会对地下水环境产生影响。

管线泄漏的净化水下渗而可能导致地下水污染风险的发生。发生泄漏事故后，及时维修处理，即使有少量的污染物泄漏，也很难通过防渗层渗入包气带。故在正常工况下，加强检修力度，发生泄漏事故及时找到泄漏点，及时维修，并将受污染的土壤全部回收，交由有相应处置资质的单位进行回收处置。污染物从源头和末端均得到控制，没有污染地下水的通道，污染物不会渗入地下污染地下水体。

6 环境保护措施论证分析

6.1 施工期环境保护措施

6.1.1 施工期大气环境保护措施

(1) 使用高质量燃油机械、设备和符合国家标准的油品，并定期对机械、设备进行保养维护。

(2) 优化施工组织，管线分段施工，缩短施工时间，合理安排施工计划。

(3) 合理规划运输道路线路，施工车辆严格按照规定线路行驶，严禁乱碾乱压；严禁车辆在行驶中沿途振漏建筑材料及建筑垃圾；装卸过程应文明作业，防止扬尘飞扬。

(4) 粉状材料、临时土方和施工垃圾等在施工场地堆放应覆盖防尘布（或网），逸散性材料运输采用苫布遮盖。

(5) 严格控制施工作业面积，施工区域定期洒水抑尘，避免在大风天气作业。

(6) 施工结束后及时对施工场地进行整理和平整。

(7) 加强对施工人员的环保教育，提高全体施工人员的环保意识，坚持文明施工、科学施工，减少施工期的大气污染。

6.1.2 施工期废水污染防治措施

管道试压采用清水试压，应尽可能重复利用，试压结束后，就地洒水抑尘；混凝土养护废水产生量少，自然蒸发即可。

本项目与冲沟无水力联系，产生的污染物均得到妥善处置，在正常生产状况下不会对冲沟产生不利影响。为防止项目运行使地表水体受到破坏，本次环评要求采取以下措施：

(1) 施工期选在冲沟枯水期，施工过程中严禁将建筑垃圾、土石方抛至冲沟；

(2) 禁止洗刷车辆和其他物品的污水流入冲沟；

(3) 项目产生的污染物应妥善处置，施工结束后现场禁止遗弃废弃物。

(4) 管道通过冲沟时，对于深而窄的冲沟，采用跨越通过；对于冲沟浅而宽，沉积物较稳定的地段，采用穿越通过，穿越时，均做水工保护，根据不同情况分别

设置护岸、护底、截水墙、截水沟等工程设施。

(5) 穿越冲沟的管线在渠道两侧设置安全阀。

综上，施工期产生的管道试压废水和混凝土养护废水均可得到妥善处理，不会对项目区水环境产生影响。

6.1.3 施工期噪声污染防治措施

(1) 在设备选型上要求采用低噪声的设备，施工设备要经常检查维修，对噪声较大的设备采取基础减振措施。

(2) 加强施工场地管理，合理疏导进入施工区的车辆，禁止运输车辆随意高声鸣笛。

6.1.4 施工期固体废物防治措施

(1) 施工单位应严格按照《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》的要求对建筑垃圾进行妥善处置，具体措施如下：

①编制建筑垃圾处理方案，采取污染防治措施，并报相关人民政府环境卫生主管部门备案。

②及时清运工程施工过程中产生的建筑垃圾等固体废物，并按照当地环境卫生主管部门的规定进行利用或者处置。施工建筑垃圾中的一部分如建筑废模块、建筑材料下脚料、废管材、断残钢筋头等可以回收利用的优先回收利用；另一部分无法回收利用的，施工单位办理建筑垃圾清运手续，并严格按照划定的运输路线清运当地建筑垃圾填埋场进行填埋处理。

③不得擅自倾倒、抛撒或者堆放工程施工过程中产生的建筑垃圾，做到及时处置，避免占用土地对周边景观造成不良影响。

(2) 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。

(3) 施工结束后，施工场地废物全部进行清理，对可回收物优先回收处理，做到“工完、料尽、场地清”。

(4) 焊接及吹扫废渣处置措施：焊接及吹扫废渣收集后送至当地工业固体废物填埋场填埋处置。

(5) 固废管理制度

项目产生的固体废物按照《一般工业固体废物管理台账制定指南（试行）》和

《危险废物管理计划和管理台账制定技术导则》中要求进行管理台账的制定。

(6) 危险废物环境管理要求

施工期间应按照《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》中的相关要求
进行环境管理：

①落实污染环境防治责任制度。

②落实危险废物识别标志制度，按照《环境保护图形标志 固体废物贮存（处置）
场》（GB 15562.2）等有关规定，对危险废物的容器和收集、贮存、危险废物的场
所设置危险废物识别标志。

③按照《危险废物产生单位管理计划和管理台账制定技术导则》（HJ 1259—
2022）等有关要求落实危险废物管理计划制度，制定危险废物管理计划，并报所在
地生态环境主管部门备案。并落实危险废物管理台账及申报制度，建立危险废物管
理台账，如实记录有关信息，并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、处置等有关资料。

④落实危险废物转移联单制度，转移危险废物的，应当按照《危险废物转移管
理办法》的有关规定填写、运行危险废物转移联单。

⑤按照《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）要求贮存。

综上所述，本项目施工期产生的固体废物均可得到妥善处置，对生态环境造成
的影响较小。

6.1.5 施工期土壤污染防治措施

(1) 应严格控制施工期临时占地面积，按设计及规划的施工范围进行施工作
业，减少土壤扰动。

(2) 施工机械及运输车辆应按规定的道路行驶，减少对土壤的碾压，减少碾
压造成的土壤紧实度增加及养分流失。

(3) 施工产生的建筑垃圾不得随意抛洒，应集中收集并及时清运，防止污染
物进入土壤环境造成污染。

6.1.6 施工期生态环境保护措施

(1) 管线及道路施工期生态保护措施

①避让

设计选线过程中，尽量避开植被密集的区域，尽可能避免破坏自然植物。施工过程中避让保护植物（膜果麻黄、胀果甘草、罗布麻），若无法进行避让，需对保护植物进行移植保护。

②减缓

1) 施工时严格按照既定方案施工，严格控制管线施工作业带宽度，以减少工程占地；管线不得超过 8m。严禁毁坏占地范围外的自然植被。

2) 加强施工期管理，对施工人员宣讲生态环境保护相关保护措施，施工期禁止掩埋废弃污染物，应派专人监管。

3) 管沟应分层开挖、分层堆放、分层回填，特别是表层土壤分层堆放，以保护植被生长层，降低对土壤养分的影响，尽快使土壤恢复生产力，同时减少水土流失；土石方不得随意堆放，应集中堆置于管沟一侧，且不影响施工安全的距离内，施工完毕后全部用于回填并分层压实。并管线上方设置管线走向标志。

4) 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) 管线施工过程中要做到分段施工、随挖、随运、随铺、随压，不留疏松地面，提高施工效率，尽可能缩短施工工期，减少裸地和土方的暴露面积。

6) 管线施工中尽可能利用就近油田现有道路，减少对地表和植被的破坏。

③修复

施工结束后，及时对施工场地进行平整，适当构筑条垄，以便后期野生植被的自然恢复。

④恢复措施

施工结束后，尽量利用施工时产生的表层土对临时占地进行覆盖，覆盖厚度根据植被恢复类型和场地用途决定；采用自然恢复的方式对区域植被进行恢复，临时占地内植被在未来 3~5 年时间内通过自然降水及温度等因素得以恢复；恢复后的植被覆盖率不应低于区域范围内同类型土地植被覆盖率。

⑤补偿措施

施工结束后，及时对施工场地进行平整，以便后期野生植被的自然恢复，临时占地内植被在未来 3~5 年时间内通过自然降水及温度等因素得以恢复；恢复后的植被覆盖率不应低于区域范围内同类型土地植被覆盖率。建设单位作为责任主体，应按照《中华人民共和国土地管理法》《新疆维吾尔自治区实施〈中华人民共和国土地管理法〉办法》相关规定，依法办理占地手续，足额缴纳生态补偿费。因项目

占地造成的植被损失应按规定进行经济补偿，专款用于植被恢复。本工程经济补偿费用由建设单位按规定向林业主管部门缴纳，具体补种及植被恢复由林业主管部门负责实施。

（2）施工管理措施

①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，不随意踩踏砍伐野生植被，不得毁坏占地范围外的植被，尽量不侵扰野生动物的栖息地。施工车辆和运输车辆应结合保护植物分布情况，在限定的路线范围内行驶，禁止乱碾乱轧。

②确保各环保设施正常运行，避免各种污染物对土壤环境的影响，并进一步影响其上部生长的植被；避免强噪声环境的出现，避免对野生动物的惊扰。

③加强对施工人员和职工的教育，强化保护野生动植物的观念，严禁捕杀任何野生动物。

④加强施工期环境监理，监理对象为管线工程的施工、施工结束后的植被恢复，野生动物保护，以及施工过程中的环境管理等内容。

⑤在施工便道设置“保护生态环境、保护野生动植物”等警示牌，并从管理上对施工作业人员加强宣传教育，切实提高保护生态环境的意识。车辆行驶过程中不得鸣笛惊吓野生动物。

（4）生态影响的治理

①针对管线工程生态治理措施

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

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

②针对野生动植物的生态治理措施

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

6.1.7 重点公益林生态保护措施

项目占用部分重点公益林，需采取以下措施保证区域公益林生态系统现有的服务功能。

(1) 公益林保护要求

根据《国家级公益林管理办法》第十八条：“进行勘查、开采矿藏和各项建设工程，应当不占或少占林地；必须占用或征用林地的，经县级以上人民政府林业主管部门审核同意后，依照有关土地管理的法律、行政法规办理建设用地审批手续，并由用地单位依照国务院有关规定缴纳森林植被恢复费。森林植被恢复费专款专用，由林业主管部门依照有关规定统一安排植树造林，恢复森林植被，植树造林面积不得少于因占用、征用林地而减少的森林植被面积。上级林业主管部门应当定期督促、检查下级林业主管部门组织植树造林、恢复森林植被的情况。”

(2) 公益林保护措施

①管道施工穿越林地所造成的林业损失与管线选线密切相关。因此，要求管线在选线、设计、施工作业时尽量避开灌木茂密区域，在条件允许时，减少砍伐林木的数量，最大程度地保护沿线的林业生态环境。

②管线工程充分考虑避让公益林，在进行项目建设前应根据技术经济因素，并从保护公益林的角度出发，调整地面设施布置方案，将建设对公益林造成的损失降低到最小。

③根据以上法律法规以及工程实际情况，项目占地涉及重点公益林。根据新疆维吾尔自治区人民政府令第228号《关于将20项自治区级林业和草原权责事项委托地级林业和草原主管部门实施的决定》，建设项目需征占用重点公益林的，应依法向公益林主管部门办理审批手续后实施。

④开挖管沟缩短施工作业范围，将作业带宽度控制在8m范围内，最大限度减少对公益林破坏，减少植被损失。

⑤对于受项目影响造成的林木损失，应根据《中华人民共和国森林法》《财政部、国家林业局关于印发〈森林植被恢复费征收使用管理暂行办法〉的通知》（财综〔2002〕73号）及新疆维吾尔自治区林业厅《关于公布自治区林业厅行政许可涉及收费项目的通知》（新林策字〔2014〕649号）等规定收取林地补偿费、安置补助费、林木补偿费。

⑥后续项目建设中需采取有效措施，加强施工管理，严禁超范围使用林地，杜绝非法采伐、破坏植被等行为，严防森林火灾。由林业主管部门根据“占一补一，占补平衡”的原则，依照有关规定统一安排植树造林，恢复森林植被，植树造林面积不得少于因占用、征用林地而减少的森林植被面积。确保项目区林地的数量和质量不因矿区开发而减少，最大程度的减少对区域生态环境的影响。

⑦应委托有资质的单位编制占用林地的可行性研究报告，根据《新疆维吾尔自治区建设项目使用林地审核审批管理办法（试行）》（新林资字〔2015〕497号）及阿行署办〔2008〕27号文件<印发《阿克苏地区境内石油天然气勘探开发建设管理办法（暂行）》的通知>、阿地油区委〔2009〕3号文件等有关规定，办理建设项目使用林地手续，经审批同意使用的，实行占补平衡。

⑧严格控制施工范围，并通过施工管理尽量减少施工作业带在公益林段的宽度。教育施工人员保护植被，注意施工及生活用火安全，防止林草火灾的发生。

⑨严禁砍伐施工区外围的植被等被作燃料，尽量减少对作业区周围植被的影响。

⑩项目完工后，要对本项目占压林地面积进行调查，尽量恢复，优化原有的自然环境和绿地占有水平。

⑪运营期主要是对施工期砍伐的公益林进行异地恢复，对移植的林木进行管护，提高所移植的成活率，公路沿线可设置一些警示牌，提高公众保护公益林的意识。

在严格执行上述公益林保护措施后，区域重点公益林能维持其原有的生态系统现有的服务功能，措施可行。

6.1.8 永久基本农田生态保护措施

（1）管线等临时工程选线对永久基本农田实施避让，优化路线选择，不得占用基本农田区域；在永久基本农田附近区域避免机械开挖，尽可能采取人工开挖，减少施工作业带范围。

（2）施工期间不得在永久基本农田范围内堆放固体废弃物或者进行其他破坏基本农田的活动。

（3）因发生事故或者其他突然性事件，造成或者可能造成基本农田环境污染事故的，当事人必须立即采取措施处理，并向当地生态环境主管部门和农业主管部门报告。

（4）加强施工人员的教育工作，施工机械不得随意行驶，碾压永久基本农田。

施工单位应做好施工机械的保养工作，防止污染永久基本农田。

6.1.9 水土保持措施

- (1) 严格控制各项工程作业面积，严禁毁坏占地范围外的自然植被。
- (2) 对施工过程中产生的临时土方采用防尘布（或网）进行苫盖。
- (3) 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。
- (4) 严格控制和管理运输车辆的运行范围，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。
- (5) 管沟开挖土方全部回填，避免弃方产生。管沟回填应分层回填，以利施工带土壤和植被的尽早恢复。回填后应予以平整、压实，以免发生水土流失。经过的斜坡、土坎等地段，工程设计中应修筑护坡堡坎的方式来防止水土流失。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。
- (6) 对管线边侧进行平整压实处理。
- (7) 工程主管部门积极主动，加强水土保持管理，加强水土保持法制宣传和水土保持执法管理，将其纳入依法办事的轨道上来，并对施工人员进行培训和教育，自觉保持水土，保护植被，宣传保护生态环境和防治荒漠化的重要性。
- (8) 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。
- (9) 建设单位自行或委托有资质的单位编制水土保持方案，并报相关部门审批；根据相关技术规范进行水土保持监测，并将监测情况定期上报当地水行政主管部门。

6.1.10 防沙治沙内容及措施

- (1) 工程施工结束后，应对施工临时占地内的土地进行平整，恢复原有地貌。进行人工播撒适量抗旱耐碱的植物种子。减少植被破坏，减缓水土流失，抵制沙漠化发展将起到一定的积极作用。
- (2) 施工过程中严格规定车辆和各类工作人员的活动范围，使之限于在施工区范围内活动，严禁破坏占地范围外的植被。

(3) 针对管沟开挖过程，提出如下措施：

①施工土方全部用于管沟回填，严禁随意堆置。

②遇到干燥、易起尘的土方工程作业时，应辅以洒水压尘，尽量缩短起尘操作时间，遇到四级及四级以上大风天气，应停止土方作业，同时作业处覆以防尘网。

③在施工过程中，不得随意碾压区域内其他固沙植被。

④管沟开挖过程中采取边开挖边回填措施，降低土壤裸露风化风险，严禁随意堆放。

(4) 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。

(5) 相关防沙治沙措施要求在建设完成投入运行之前完成，严禁防沙治沙措施未完成即投入运行。

6.2 运营期环境保护措施

6.2.1 运营期大气环境保护措施

根据《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728—2020）和《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB37822-2019）中的相关要求，针对废气提出如下防治措施：

(1) 选用质量可靠的设备、仪表、阀门等；定期对设备、阀门等检查、检修，以防止跑、冒、漏现象的发生。

(2) 加强生产管理，减少烃类的跑、冒、滴、漏，做好设备的压力监测，并准备应急措施。

(3) 应加强对密闭管线及密封点的巡检，一旦发生泄漏事故立即切断控制阀，切断油、气源，最大限度地减少油气集输过程中烃类的排放量。设备或管线组件发生了泄漏，应开展修复工作，并在5日内完成修复。

在采取上述措施后，站场边界NMHC的浓度满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728—2020）中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）中的表1二级改扩建限值要求。

6.2.2 运营期噪声污染防治措施

- (1) 尽量选用低噪声设备，对噪声强度较大的设备进行减噪处理。
- (2) 定期给机泵等设备加润滑油和减振垫，对各种机械设备定期保养。
- (3) 加强噪声防范，做好个人防护工作。

经以上措施，各场站厂界能够满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2类声功能区环境噪声限值要求。

6.2.3 运营期固体废物污染防治措施

废机油及事故状态产生的含油污泥其收集、贮存、运输须符合《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》（生态环境部、公安部、交通运输部令 第23号）要求，相关资料存档备查。具体如下：

(1) 危废收集过程污染防治措施

在危险废物收集过程中应采取以下防治措施：

①危险废物的收集应根据危险废物产生的工艺特征、排放周期、危险废物特性、废物管理计划等因素制定收集计划。收集计划应包括收集任务概述、收集目标及原则、危险废物特性评估、危险废物收集量估算、收集作业范围和方法、收集设备与包装容器、安全生产与个人防护、工程防护与事故应急、进度安排与组织管理等。

②危险废物的收集应制定详细的操作规程，内容至少应包括适用范围、操作程序和方法、专用设备和工具、转移和交接、安全保障和应急防护等。

③危险废物收集和转运作业人员应根据工作需要配备必要的个人防护装备，如手套、防护镜、防护服、防毒面具或口罩等。

④在危险废物的收集和转运过程中，应采取相应的安全防护和污染防治措施，包括防爆、防火、防中毒、防感染、防泄漏、防飞扬、防雨或其他防止污染环境的措施。

⑤危险废物收集时应根据危险废物的种类、数量、危险特性、物理形态、运输要求等因素确定包装形式，具体包装应符合如下要求：各类危险废物使用符合标准的容器盛装，装载危险废物的容器及材质要满足相应的强度要求，容器必须完好无损，材质和衬里要与危险废物相容（不相互反应）；性质类似的废物可收集到同一

容器中，性质不相容的危险废物不应混合包装；危险废物包装应能有效隔断危险废物迁移扩散途径，并达到防渗、防漏要求；容器上必须粘贴符合标准的标签，标签信息填写完整详实；盛装危废后的废包装桶及时转运至处置场所进行处置；盛装过危险废物的包装袋或包装容器破损后应按危险废物进行管理和处置；在危险废物的收集和转运过程中，应采取相应的安全防护和污染防治措施，包括防爆、防火、防中毒、防感染、防泄漏、防飞扬、防雨等其他防治污染环境的措施。

(2) 危险废物的收集作业应满足如下要求：设置作业界限标志和警示牌；收集时应配备必要的收集工具和包装物，以及必要的应急监测设备及应急装备；收集时应填写记录表，并将记录表作为危险废物管理的重要档案妥善保存；收集结束后应清理和恢复收集作业区与，确保作业区域环境整洁安全；收集过危险废物的容器、设备、场所及其他物品转作它用时，应消除污染，确保使用安全。

(3) 危险废物贮存污染防治措施

本项目产生的废机油临时暂存在中国石油化工股份有限公司西北油田分公司危险废物临时储存场，该危险废物暂存场满足《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）中的相关要求，危险废物暂存场运营管理要求：危险废物存入危险废物暂存场前应对危险废物类别和特性与危险废物标签等危险废物识别标志的一致性进行核验，不一致的或类别、特性不明的不应存入；按照《危险废物识别标志设置技术规范》（HJ 1276—2022）设置固废、危废标志、及时在线填报危险废物管理计划、办理电子转移联单。应定期检查危险废物暂存场状况，及时清理暂存场地面，更换破损泄漏的危险废物贮存容器和包装物，保证堆存危险废物的防雨、防风、防扬尘等设施功能完好；作业设备及车辆等结束作业离开危险废物暂存场时，应对其残留的危险废物进行清理，清理的废物或清洗废水应收集处理；贮存设施运行期间，应按国家有关标准和规定建立危险废物管理台账并保存。

(4) 危险废物的运输

危险废物运输应由持有危险废物经营许可证的单位按照其许可证的经营范围组织实施，承担危险废物运输的单位应获得交通运输部门颁发的危险货物运输资质；危险废物公路运输应按照《道路危险货物运输管理规定》（交通部令〔2005年〕第9号）、JT617以及JT618执行；运输单位承运危险废物时，应在危险废物包装上按照GB18597附录A设置标志；危险废物公路运输时，运输车辆应按GB13392设置车辆标志；危险废物运输时的中转、装卸过程应遵守如下技术要求：卸载区的工作

人员应熟悉废物的危险特性，并配备适当的个人防护装备，装卸剧毒废物应配备特殊的防护装备；卸载区应配备必要的消防设备和设施，并设置明显的指示标志；危险废物装卸区应设置隔离设施，液态废物卸载区应设置收集槽和缓冲罐。

(5) 按照《环境保护图形标志固体废物贮存（处置）场》（GB15562.2）等有关规定，对危险废物的容器和包装物设置危险废物识别标志。

(6) 西北油田分公司已按照年度建立了完善的危险废物管理计划，并定期向生态环境主管部门上报备案，项目建成后总体按照即定计划进行危险废物管理。

(7) 西北油田分公司已建立了污染环境防治责任制度，建立了危险废物产生、收集、贮存、处置等全过程的污染环境防治责任制度；

(8) 运营单位应根据《危险废物产生单位管理计划制定指南》有关要求制定包含本项目的危险废物管理计划；根据《危险废物管理计划和管理台账制定技术导则》（HJ1259-2022）建立危险废物管理台账，危险废物产生环节，按照每个容器、包装物如实记录产生批次编码、产生时间、危险废物名称、危险废物类别、危险废物代码、产生量、计量单位、容器/包装编码、容器/包装类型、容器/包装数量、产生危险服务设施编码等；危险废物入库环节，应记录入库批次编码、入库时间、容器/包装编码、容器/包装类型、容器/包装数量、危险废物名称、危险废物类别、危险废物代码、入库量、计量单位、贮存设施编码、贮存设施类型、运送部门经办人、贮存部门经办人、产生批次编码等。危险废物出库环节，应记录出库批次编码、出库时间、容器/包装编码、容器/包装类型、容器/包装数量、危险废物名称、危险废物类别、危险废物代码、出库量、计量单位、贮存设施编码、贮存设施类型、出库部门经办人、运送部门经办人、入库批次编码、去向等。危险废物委外处置环节，应记录委外处置批次编码、出厂时间、容器/包装编码、容器/包装类型、容器/包装数量、危险废物名称、危险废物类别、危险废物代码、委外利用/处置量、计量单位、处置方式、接收单位类型、利用/处置单位名称、许可证编码/出口核准通知单编号、产生批次编码/出库批次编码等。记录保存时间原则上应存档5年以上。并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、处置等有关资料。

(9) 运营单位应建立危险废物转移联单制度，转移危险废物的，应当按照《危险废物转移管理办法》的有关规定填写、运行危险废物转移联单。

(10) 运营单位应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；禁止混合收集、贮存、运输、处置性质不相容或未经安全性处置的危险废物；危险废物收集、贮存应当按照其特性分类进行，禁止将危险废物混入非危险废物中贮存。

以上措施符合固体废物处置“减量化、资源化、无害化”原则。不会对周围环境产生不利影响。

6.2.4 运营期水环境保护措施

（1）站场地下水保护措施

①定期对站场的设备、阀门进行检查，一旦发现异常，及时采取措施，防止原油“跑、冒、滴、漏”的发生。

②采用高质量的输送管道，防止油水泄漏；管线埋设严格遵守相关规定，埋至冻土层以下，并对管线进行防腐保温等保护措施；定期对管道进行检查，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。

（2）管道刺漏防范措施

①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，防止泄漏事故的发生。

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。

（3）地下水污染防治措施

地下水污染防治按照“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、应急响应全方位进行控制。

①源头控制措施

严格按照国家相关规范要求，对管道、设备采取相应措施，以防止和降低污染物的跑、冒、滴、漏，降低风险事故，以尽量减少由于埋地管道泄漏而可能造成的地下水污染。

②分区防渗措施

对站场进行防渗处理，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。

项目主要污染物为石油类，根据《环境影响评价技术导则-地下水环境》（HJ610-2016）中表5污染控制难易程度分级参照表、表6天然包气带防污性能分级参照表、表7地下水污染防渗分区参照表，三相分离器处划为重点防渗区。其余区域为一般防渗区，重点防渗区防渗性能不应低于6m厚渗透系数为 $1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ 的黏土层的防渗性能，一般防渗区防渗性能不应低于1.5m厚渗透系数为 $1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ 的黏土层的防渗性能。日常防渗措施为永久占地基层为0.5m厚夯实粘土+砂砾层。

③污染监控

按照《环境影响评价技术导则 地下水》（HJ610-2016）中的相关规定，地下水监测点数量应不少于3个。结合工程实际情况，建设单位可利用油田已有水源井作为地下水监测井。

④应急响应

针对应急工作需要，参照相关技术导则，结合地下水污染治理的技术特点，成立应急指挥中心，负责编制应急方案，组建应急队伍，组织实施演习，协调各级、各专业应急力量支援行动。

6.2.5 运营期土壤环境保护措施

加强管线巡检，避免因“跑、冒、滴、漏”或泄漏事故发生造成净化水进入土壤。

当发生管线泄漏后，快速做出响应，关闭集输管线物料来源，挖出管线破点，采用管卡对管线破点进行修复。设备泄露时，上层能收集的原油回收送至塔河油田一号联合站处理，挖出的含油污泥全部清理，交由具有相应危废处置资质的单位负责接收、转运和处置。应急处理完后，用外购砂土回填管沟。

在继续落实现有应急管理要求，运营单位及时响应，采取应急处置措施封堵泄

漏点，并将泄漏油污和含油污泥全部清理的情况下，不会对项目区土壤环境产生不良影响。

6.2.6 运营期生态环境保护措施

(1) 管线上方设标识桩、警示桩，防止其他工程施工活动对管线造成破坏；定期检查管线，如发生管线老化、接口断裂，及时更换管线。

(2) 定期检查管线，如发生管线老化、接口断裂，及时更换管线。

(3) 定时巡查站场设备设施等，防止“跑冒滴漏”，降低土壤污染。

(4) 加强环境保护宣传工作，增强环保意识，特别是对野生动物和自然植被的保护。严禁在场地外砍伐植被。

(5) 提高驾驶人员技术素质、加强责任心，贯彻安全驾驶机动车辆的行为规定，严格遵守交通法规，杜绝疲劳驾车等行为，减少对道路两侧植被的破坏。

(6) 加强对道路沿线生态环境的管理、保护、巡护工作。禁止道路维修和检查人员对动物栖息地产生新的破坏，实施维护工作时应尽力避免影响野生动物正常的活动。

(7) 强化项目沿线的固体废弃物污染治理的监督工作，除向司乘人员加强宣传教育工作外，项目沿线的固体废弃物定期进行清理。强化道路沿线固体废弃物污染治理的监督工作，严禁过往车辆乱扔方便袋、饮料罐等固体垃圾。运输含尘物料的汽车要求加盖篷布。

(8) 加强环境保护宣传工作，提高环保意识，特别是对野生动物和自然植被的保护，通过宣传和严格的检查管理措施，达到保护生态环境的目的。

(9) 严禁捕杀任何野生动物，在项目区设置宣传牌，通过宣传和严格的检查管理措施，达到保护生态环境的目的。

6.3 退役期环境保护措施

6.3.1 退役期大气环境保护措施

退役期管线氮气吹扫封堵过程中使用的施工机械及运输车辆均使用符合国家标准的油品。

6.3.2 退役期水环境保护措施

退役期管线内残留的净化水由罐车拉运至塔河油田一号联合站采出水处理系统处理达标后回注地层，不外排。

6.3.3 退役期噪声污染防治措施

- (1) 选用低噪声机械和车辆。
- (2) 加强设备检查维修，保证其正常运行。
- (3) 加强运输车辆管理，合理规划运输路线，禁止运输车辆随意高声鸣笛。

6.3.4 退役期固废及土壤污染防治措施

退役期工程施工单位应编制建筑垃圾处理方案，并报地方人民政府环境卫生主管部门备案。工程施工单位应及时清运工程施工过程中产生的建筑垃圾，清运至当地建筑垃圾填埋场进行填埋处理。地面设施拆除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。

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。

对进入退役期的设施进行土壤隐患排查，如发现污染场地，还应进行土壤污染修复。

6.3.5 退役期生态环境保护措施

退役期注水管线用氮气吹扫后封堵，不进行拆除，避免因开挖管线对区域生态环境造成二次破坏。

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

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

通过采取以上生态保护措施，对于减少植被破坏、减缓水土流失、抵制荒漠化

发展起到了一定的积极作用，可有效保护脆弱的荒漠生态环境。

6.3.6 生态恢复治理方案

(1) 生态环境保护与恢复治理的一般要求

根据《矿山生态环境保护与恢复治理技术规范（试行）》（HJ651-2013）、《废弃井回填技术指南》（试行）的相关要求，本项目生态环境保护与恢复治理方案需遵循以下要求：

①禁止在依法划定的饮用水水源保护区内进行开采。

②采取有效预防和保护措施，避免或减轻矿产资源开发活动造成的生态破坏和环境污染。

③坚持“预防为主、防治结合、过程控制”的原则，将生态环境保护与恢复治理贯穿开采的全过程。

④贯彻“边开采，边治理，边恢复”的原则，及时治理恢复生态环境。

⑤遵循矿区油气资源赋存状况、生态环境特征等条件，科学合理确定开发方案，选择与油气藏类型相适应的先进开采技术和工艺，推广使用成熟、先进的技术装备，严禁使用国家明文规定的限制和淘汰的技术工艺及装备。

(2) 管线生态恢复

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物，管线两端使用盲板封堵。

(3) 植被恢复措施及恢复要求

工程施工结束后，应对临时占地内的土地进行平整，做到“工完、料净、场地清”。

6.4 环境风险防范措施及应急要求

6.4.1 管线泄漏事故风险防范措施

(1) 建立施工质量保证体系，提高施工检验人员水平，加强检验手段。选择有丰富经验的单位进行施工，并对其施工质量进行监理。

(2) 严格按照管道施工、验收等规范进行设计、施工和验收。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。

(3) 定期对管线进行巡检，在管线的敷设线路上应设置永久性标志，包括里程桩、转角桩等。

(4) 加强自动控制系统的管理和控制，严格控制压力平衡。定期对管线进行超声波检查，对壁厚低于规定要求的管段应及时更换，消除爆管的隐患；定期对管线上安全保护设施，如截断阀、安全阀等进行检查，使管道在超压时能够得到安全处理。

(5) 严禁在管线两侧各 5m 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。

(6) 管理措施

对操作、维修人员进行培训，持证上岗。制订应急操作规程，在规程中说明发生管道事故时应采取的操作步骤。规定抢修进度，限制事故的影响，说明与人员有关的安全问题。运营期对管线进行巡视，加强管线和警戒标志的管理工作。增强职工安全意识，识别事故发生前异常状态，并采取相应措施。

(7) 管线穿越段管线外侧设套管保护，管材选用具有足够的强度和塑性、韧性、耐受介质腐蚀的材料。

6.4.2 站场环境风险防范措施

(1) 站场各设备采用质量合格的产品，定期进行巡检、维修及保养。

(2) 对操作、维修人员进行培训，持证上岗。制订应急操作规程，在规程中说明发生管道事故时应采取的操作步骤。规定抢修进度，限制事故的影响，说明与人员有关的安全问题。运营期对管线进行巡视，加强管线和警戒标志的管理工作。提高职工安全意识，识别事故发生前异常状态，并采取相应措施。

(3) 设置可燃气体报警装置。

(4) 加强管线接口的检查工作，防止腐蚀穿孔。定期进行壁厚检测，腐蚀余量低于规定的允许值时，要及时进行检修和更换。

(5) 配备一定的消防设施，定期进行消防培训与实战演练，要求岗位工作人员具有较强的消防安全意识，加强巡检，确保无异常情况出现。

6.4.3 环境风险应急处置要求

(1) 应急处置要求

发生事故时，如设备、管线泄漏等事故时，应立即查询泄漏源，及时关闭截断阀，清除受污染的土壤；若发生不可控风险事故，应立即启动《中国石油化工股份有限公司西北油田分公司环境突发事件专项应急预案》，由应急领导小组对事故进行处理。

(2) 应急预案

本项目投产后归属中国石油化工股份有限公司西北油田分公司管理，将其纳入中国石油化工股份有限公司西北油田分公司现有应急预案—《中国石油化工股份有限公司西北油田分公司突发环境污染事件应急预案》，从而对环境风险进行有效防治。中国石油化工股份有限公司西北油田分公司应及时对《中国石油化工股份有限公司西北油田分公司突发环境污染事件应急预案》进行修订。

本项目环境风险简单分析内容详见表 6.4-1。

表 6.4-1 环境风险简单分析一览表

建设项目名称	采油一厂采出水处理系统优化及碳酸盐注水管网完善工程
建设地点	新疆维吾尔自治区阿克苏地区库车市和巴音郭楞蒙古自治州轮台县境内
地理坐标	
主要危险物质及分布	运营期危险物质主要为原油、天然气。主要分布在一号联新增三相分离器
环境影响途径及危害后果	运营期管线发生破损净化水泄漏，及设备破裂，导致原油、天然气泄漏，污染土壤和大气，泄漏原油有可能通过包气带渗漏进入地下含水层，污染地下水；泄漏的油气若遇明火，发生火灾、爆炸，污染大气环境；事故发生概率较低，发生事故时及时采取相应的应急措施，不会对周围环境产生明显影响
环境风险防范措施要求	(1) 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；定期对单井采油管线和集油干线进行巡检，对管线上的安全保护设施，如截断阀、安全阀、放空系统等进行检查；严禁在管线两侧各 5m 范围内修筑工程。 (2) 定期对站内的设备进行巡检，发生破损及时进行维修；定期进行维修保养，配备一定的消防设施。

6.5 环保投资分析

项目总投资 4057.49 万元，环保投资约 180 万元，占总投资的 4.44%，环保投资估算见表 6.5-1。

表 6.5-1 环境保护投资估算一览表

阶	环境要素	名称	环保措施	投资
---	------	----	------	----

段				(万元)
施工期	生态环境	临时占地	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	25
		临时占地	防沙治沙措施：按照正式征地文件的规定对占地进行经济补偿	50
	废气	站场和管线等施工产生的施工扬尘	运输车辆应加盖篷布，临时土方覆盖，防尘布（或网），逸散性材料运输采用苫布遮盖。	10
		施工机械尾气	使用达标油品，加强设备维护	5
	固体废物	建筑垃圾	送至当地建筑垃圾填埋场	5
运营期	废气	无组织废气	选用技术质量可靠的设备、仪表控制、阀门	10
	噪声	设备噪声	采用低噪声设备	5
	固体废物	废机油	集中收集后交由有相应危险废物处置资质的单位回收处置	5
退役期	固体废物	建筑垃圾	建筑垃圾按照环境卫生主管部门的规定进行利用或者处置	5
	生态恢复	临时占地和永久占地	完工后迹地清理并平整压实、施工临时占地和原来站场的永久占地释放后植被和土壤的恢复	10
环境管理	环境管理	环境监理	严格监督各项环保措施落实情况，确保各项污染防治措施有效实施	20
环境监测	环境监测	环境监测	按照监测计划开展环境监测	20
风险防范措施			严禁在管线两侧各 5m 范围内修筑工程；站场设火灾自动报警系统、可燃气体探测器、有毒气体探测器等	10
合计				180

7 碳排放影响评价

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

7.1 碳排放分析

7.1.1 碳排放影响因素分析

7.1.1.1 碳排放源分析

根据《中国石油天然气生产企业 温室气体排放核算方法与报告指南（试行）》，石油天然气开采企业碳排放源主要包括：燃料燃烧 CO₂ 排放、火炬燃烧排放、工艺放空排放、CH₄ 逃逸排放、CH₄ 回收利用率、CO₂ 回收利用率、净购入电力和热力隐含的 CO₂ 排放。本项目涉及 CH₄ 逃逸排放、净购入电力和热力隐含的 CO₂ 排放。

（1）CH₄ 逃逸排放

主要是指石油天然气生产各业务环节由于设备泄漏产生的无组织 CH₄ 排放，如阀门、法兰、泵轮密封、压缩机密封、减压阀、取样接口、工艺排水、开口管路、套管、储罐泄漏及未被定义为工艺放空的其他压力设备泄漏；石油天然气生产企业业务环节较多且各具特色，其逃逸排放应区分不同业务环节分开核算。

拟建工程三相分离器法兰、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。

（2）净购入电力和热力隐含的 CO₂ 排放量

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

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	CH ₄ 逃逸排放	法兰、阀门等处逸散的废气	CH ₄	无组织
2	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	采油一厂采出水处理系统优化及碳酸盐注水管网完善工程	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) CH ₄ 逃逸排放 (2) 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 CH₄ 逃逸排放、净购入电力和热力隐含的 CO₂ 排放量。具体核算过程如下：

(1) CH₄ 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设备运行逃逸排放的 CH₄。《中国石油和天然气生产企业温室气体排放核算方法与报告指南（试行）》（发改办气候〔2014〕2920 号）中“油气开采业务 CH₄ 逃逸排放”计算公式进行计算：

$$E_{CH_4\text{-气输逃逸}} = \sum_j (Num_j \times EF_j)$$

式中： $E_{CH_4\text{-气输逃逸}}$ ——为天然气输送过程中产生的 CH₄ 逃逸排放，单位为吨 CH₄；

Num_j ——为天然气输送过程中产生逃逸排放的设施（包括天然气输 j 送环节中的压气站/增压站、计量站/分输站、管线逆止阀等）的数量，单位为个；

EF_j ——每个设施类型 j 的 CH₄ 逃逸排放因子，单位为吨 CH₄/（年·个）。

拟建工程为天然气开采，相关参数取值见下表。

表 7.1-3 甲烷逃逸排放活动相关参数一览表

系统	设施逃逸	数量	计算结果 (t CH ₄)
三相分离器	0.18 吨/年·个	1 个	0.18

根据表中参数，结合公式计算可知，甲烷逃逸排放 0.18 吨，折算成 CO₂ 排放量

为 3.78 吨。

(2) 净购入电力和热力隐含的 CO₂ 排放

① 计算公式

a. 净购入电力的 CO₂ 排放计算公式

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

式中：

$E_{CO_2-净电}$ 为报告主体净购入电力隐含的 CO₂ 排放量，单位为吨 CO₂；

$AD_{电力}$ 为企业净购入的电力消费量，单位为兆瓦时（MWh）；

$EF_{电力}$ 为电力供应的 CO₂ 排放因子，单位为吨 CO₂/MWh。

b. 净购入热力的 CO₂ 排放计算公式

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

式中：

$E_{CO_2-净热}$ 为报告主体净购入热力隐含的 CO₂ 排放量，单位为吨 CO₂；

$AD_{热力}$ 为企业净购入的热力消费量，单位为 GJ；

$EF_{热力}$ 为热力供应的 CO₂ 排放因子，单位为吨 CO₂/GJ。

② 计算结果

拟建工程生产过程中不涉及使用蒸汽，不涉及发电内容，使用的电力消耗量为：138.11MWh，电力排放因子按照西北地区电力排放因子 0.6671 吨 CO₂/MWh。根据前述公式计算可知，核算净购入电力和热力隐含的 CO₂ 排放量为 92.13t。

(3) 碳排放核算结果汇总

根据《中国石油天然气生产企业 温室气体排放核算方法与报告指南（试行）》，化工企业的 CO₂ 排放总量计算公式为：

$$E_{GHG} = E_{CO_2-燃烧} + E_{GHG-火炬} + \sum_s (E_{GHG-工艺} + E_{GHG-逃逸})_s - R_{CH_4-回收} \\ \times GWP_{CH_4} - R_{CO_2-回收} + E_{CO_2-净电} + E_{CO_2-净热}$$

式中：

E_{GHG} -温室气体排放总量，单位为吨 CO₂；

$E_{CO_2-燃烧}$ -核算边界内由于化石燃料燃烧活动产生的 CO₂ 排放量，单位为吨 CO₂；

$E_{GHG-火炬}$ -企业因火炬燃烧导致的温室气体排放，单位为吨 CO₂ 当量；

E_{GHG} -工艺-企业各业务类型的工艺放空排放，单位为吨 CO₂ 当量；

E_{GHG} -逃逸-企业各业务类型的设备逃逸排放，单位为吨 CO₂ 当量；

S-企业涉及的业务类型，包括油气勘探、油气开采、油气处理、油气储运业务；

R_{CH_4} -回收-企业的 CH₄ 回收利用量，单位为吨 CH₄；

GWP_{CH_4} -CH₄ 相比 CO₂ 的全球变暖潜势值。取值 21；

R_{CO_2} -回收-企业的 CO₂ 回收利用量，单位为吨 CO₂。

E_{CO_2} -净电-报告主体净购入电力隐含的 CO₂ 排放量，单位为吨 CO₂；

E_{CO_2} -净热为报告主体净购入热力隐含的 CO₂ 排放量，单位为吨 CO₂。

按照上述 CO₂ 排放总量计算公式，则拟建工程实施后 CO₂ 排放总量见表 7.1-4 所示。

表 7.1-4 CO₂ 排放总量汇总一览表

项目	源类别	排放量 (吨 CO ₂)	占比 (%)
拟建工程	燃料燃烧 CO ₂ 排放	0	/
	火炬燃烧排放	0	/
	工艺放空排放	0	/
	CH ₄ 逃逸排放	0.18	0.2
	CH ₄ 回收利用量	0	/
	CO ₂ 回收利用量	0	/
	净购入电力、热力隐含的 CO ₂ 排放	92.13	99.8
	合计	92.31	100

由上表 7.1-4 分析可知，拟建工程 CO₂ 总排放量为 92.31t。

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

定期组织人员对设备进行巡检，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。

7.2.2 电气设施减污降碳措施

拟建工程在电气设备设施上采用多种节能措施，从而间接减少了电力隐含的CO₂排放量。具体措施主要有：

(1) 根据项目用电性质、用电容量等选择合理的供电电压和供电方式，有效减少电能损耗。

(2) 选用高功率因数电气设备。采用无功功率补偿，为减少线路损失，设计采用高低压同时补偿的方式，补偿后功率因数达0.95以上。低压设置自动无功补偿电容器装置，高压采用高压并联电容器进行功率因数补偿，补偿后使功率因数在装置负荷正常运行时提高，有效减少无功损耗，从而减少电能损耗，实现节能运行。

(3) 选用节能型干式变压器，能效等级为1级，具有低损耗（空载和负载损耗相对较低）、维护方便等显著特点。

(4) 各种电力设备均选用能效等级为1级的节能产品，实际功率和负荷相适应，达到降低能耗，提高工作效率的作用。

7.2.3 减污降碳管理措施

采油一厂建立有温室气体排放管理组织机构，对整个作业区能源及温室气体排放管理实行管理，并制定能源及温室气体排放管理制度，将温室气体排放管理工作作为重要事项纳入日常管理；能源及温室气体排放管理制度对各类能源的购入、贮存、使用、加工转换、输送分配以及最终使用等环节进行详细地规定，尽可能从管理上做到对各类能源高效使用，同时对温室气体排放情况进行有效管理。

后续加快建立甲烷排放核算、报告制度，逐步完善各采油厂甲烷排放量核算，实现甲烷排放常态化核算，实施掌握甲烷气体排放量。

7.2.4 管控措施

(1) 二氧化碳排放管控措施

本项目采用先进的生产技术和设备，未采用国家明令禁止或淘汰的落后工艺、设备。

①电力减排：各种生产装置设备均采用效率高、低损耗、节能产品，能有效提

高能源利用率，减少二氧化碳排放强度。

②降低项目配电变压器的损耗，降低配电网的损耗，选用高效节能泵、加热炉等重点用电设备的效率，减少用电量等。

③加强管网中的阀门、阀及管线部位保温层的检查，出现破损及时维修。

④应积极对职工进行宣传。在生产装置区、办公区域等位置设置节能、低碳宣传材料，提高单位职工的节能意识。

⑤照明选用节能型灯具，提高照明系统的功率因数，合理设置分组开关，室外照明采用光控。

(2) 甲烷排放管控措施

①加强企业能源管理，减少甲烷逸散损耗，定期进行 LDAR 检测，并定期开展能源及碳排放管理培训，提升管理水平；

②积极开展源头控制，优先选择绿色节能工艺、产品和技术，降低化石燃料消费量；

③积极开展碳捕获、利用与封存（CCUS）技术，进一步挖掘和提升减污降碳潜力。

7.3 碳排放评价结论及建议

7.3.1 碳排放评价结论

本项目实施后，CO₂总排放量为 92.31t。在工艺技术、节能设备和能源及碳排放管理等方面均采取了较完善的减污降碳措施，有利于减少二氧化碳排放，对比同类企业碳排放水平，本项目吨产品 CO₂ 排放强度相对较低。

7.3.2 碳排放建议

(1) 加强企业能源管理，减少甲烷逸散损耗，定期开展能源及碳排放管理培训，提升管理水平；

(2) 积极开展源头控制，优先选择绿色节能工艺、产品和技术，降低化石燃料消费量；

(3) 积极开展碳捕获、利用与封存（CCUS）技术，进一步挖掘和提升减污降碳潜力。

8 环境管理与监测计划

管理是对人类生产、生活和社会活动实行控制性地影响，使外界事物按照人们的决策和计划方向进行和发展。随着我国环保法规的完善及严格执法，环境污染问题将极大地影响着企业的生存与发展。因此，环境管理应作为企业管理工作中的重要组成部分，企业应积极并主动地预防和治理，增强全体职工的环境意识，避免因管理不善而造成的环境污染风险。

8.1 环境管理机构

8.1.1 决策机构

本项目的 HSE 管理机构应实行逐级负责制，受中国石油化工股份有限公司 HSE 委员会的直接领导和监督，项目的环保管理机构中国石油化工股份有限公司西北油田分公司设安全环保质量部，并设专人负责工程开发建设期的环境保护工作。

中国石油化工股份有限公司西北油田分公司负责该项目的组织，协调工作，与自治区有关地方政府协商提供必要支持，并协调地面工程的分工协作工作，包括生态环境建设和保护的宏观管理和决策。

8.1.2 实施与管理机构

中国石油化工股份有限公司西北油田分公司安全环保质量部负责全公司环境保护的监督管理，负责制定相关环境保护规划、制度，下发环境保护相关文件，执行上级集团及公司环境保护重大决策，落实政府环境保护管理部门相关要求。中石化集团下发 HSE 考核体系及指标，对公司及各二级单位进行 HSE 考核。

目前，中国石油化工股份有限公司西北油田分公司项目管理流程为：项目建设立项从二级单位发起，依次报地面建设处（油气勘探管理部、油气开发管理部）、投资发展部，上报总部审批后实施；安全环保项目由安全环保质量部审查后，报投资发展部，上报总部审批；项目经总部批准后，下发投资发展部，依次下发地面建设处建设，竣工后，由采油厂负责运行。

地面工程项目由地面建设处外委设计院设计、勘探研究院负责油藏、地质等方面的研究、设计。相关设计包含环境保护工程的设计。

项目建设由地面建设处组织实施，负责组织开展环评，项目竣工后，由公司安全环保质量部负责组织环境保护验收。

验收合格后，由采油厂负责运行，同时负责运行过程的环境保护管理。

中国石油化工股份有限公司西北油田分公司对油田“三废”的防治，以属地管理为主，各采油厂产生的生产废水、生活污水均由采油厂自行处置，固废（含油污泥、废弃泥浆）及公共设施“三废”的处理处置交由公司二级单位油田服务中心处理处置，油田服务中心自建或委托第三方建设运行固废环保处置设施，油田服务中心负责对第三方的环境保护监督管理，主要以合同形式约定相关环保责任，公司对油田服务中心下达环境保护考核指标，油田服务中心负责落实、分解管辖区内的相关考核指标。

各采油厂为中国石油化工股份有限公司西北油田分公司下属二级单位，均设QHSE管理科，负责落实集团及分公司环境保护管理要求及规定。

8.1.3 监督机构

新疆维吾尔自治区生态环境厅是新疆维吾尔自治区负责环境管理的最高行政职能机构，负责检查该项目环境影响评价的执行情况，审批该项目的环评执行标准，审查该项目的环境影响评价报告书，指导阿克苏地区生态环境局、阿克苏地区生态环境局库车市分局、巴音郭楞蒙古自治州生态环境局、巴音郭楞蒙古自治州生态环境局轮台县分局对该项目在建设期与运营期的日常环境管理工作。

阿克苏地区生态环境局、阿克苏地区生态环境局库车市分局、巴音郭楞蒙古自治州生态环境局、巴音郭楞蒙古自治州生态环境局轮台县分局是具体负责环境管理的职能机构，受自治区生态环境厅业务指导，监督辖区内油田开发单位执行环境监控计划及有关环境管理的法律法规和环境标准。

8.1.4 环境管理职责

西北油田分公司采油一厂QHSE管理委员会办公室(质量安全环保科)是环境保护的归口管理部门，主要职责是：

(1) 贯彻落实国家、地方、集团公司、油田公司环境保护相关法律法规、制度、标准和规划，制订和修订环境保护规章制度；

(2) 分解落实油田公司下达的环境保护目标和指标，监督各单位环境保护目

标和指标完成情况并进行考核；

(3) 监督、检查开发部生产运行、建设项目施工、试修井作业过程中环保管理情况；

(4) 组织环保隐患排查与治理，组织制定突发环境事件应急预案，参与环境事件应急演练、应急处置、事件调查；

(5) 组织开展环境风险评估、环境隐患排查与治理；

(6) 组织开展排污许可办理、污染源普查、环境信息统计工作；

(7) 组织开展建设项目环境影响评价、竣工环境保护验收；

(8) 配合政府部门和上级生态环境主管部门检查。

8.2 生产区环境管理

8.2.1 日常环境管理

(1) 搞好环境监测，掌握污染现状

定时定点监测站场环境，以便及时掌握环境状况的第一手资料，促进环境管理的深入和污染治理的落实，消除发生污染事故的隐患。

废气污染源的控制是重点加油气集输过程中无组织排放源的管理，以加强管理作为控制手段，减轻对周围环境产生的污染，达到污染物排放总量控制的环境保护目标。

(2) 加强环保设备的管理

建立环保设备台账，制定主要环保设备和场所的操作规程及安排专门操作人员进行管理，建立重点处理设备的“环保运行记录”等。

(3) 落实管理制度

除了加强环保设备的基础管理外，尚需狠抓制度的落实，制定环保经济责任考核制度，以提高各部门对环境保护的责任感。

日常工作的管理与调配，应明确机构，有专人负责与协调。要求做好废弃物的处理、场地的清理等每日例行的环保工作。

8.2.2 环境污染事故的预防与管理

(1) 对事故隐患进行监护

对污染事故隐患进行监护，掌握事故隐患的发展状态，积极采取有效措施，防止事故发生。对各类重大事故隐患，应本着治理与监护运行的原则进行处理。在目前技术、经济等方面能够解决的，要通过技术改造或治理，尽快消除事故隐患，防止事故发生；对目前消除事故隐患有困难的，应从管理和技术两方面对其采取严格的现场监护措施，在管理上要强制制度的落实，严格执行操作规程，加强巡回检查和制定事故应急预案。

(2) 强化专业人员培训和建立安全信息数据库

有计划、分期分批对环保人员进行培训，聘请专家讲课，收看国内外事故录像和资料，吸收这些事件中预防措施和救援方案的制定经验，学习借鉴此类事故发生后的救助方案。平时要经常进行人员训练和实践演习，锻炼队伍，以提高他们对事故的防范和处理能力。建立安全信息数据库或信息软件，使安全工程技术人员及时查询所需的安全信息数据，用于日常管理和事故处置工作。

(3) 加强风险管理

由于本项目不确定潜在事故因素无法预测，因此有必要制定相应的风险对策，不断改进识别不利影响因素，从而将运营期各类风险水平控制在合理的、可接受的范围内，以达到减少事故发生、经济合理地保证安全运行管理技术的目的。

8.2.3 HSE 管理工作内容

应结合本项目施工期和运营期工艺流程、污染和风险源项、危害和影响程度识别和评价的结果，侧重在以下方面开展工作：工艺流程分析、污染生态危害和影响分析、泄漏事故危害和风险影响分析、建立预防危害的防范措施、制定环境保护措施以及建立准许作业手册和应急预案。

8.2.4 施工期环境管理

建设单位在施工期应加强对施工单位环境保护工作的监督与管理，施工单位应遵守相关环境保护法律法规，并严格落实本报告以及环评批复中提出的施工期环境保护要求；建立环境保护档案，对施工期采取的环境保护工作进行记录，保留施工前后施工区域的影像资料，便于建设单位进行监督检查。施工期相关的施工期环境保护行动计划见表 8.2-1。

表 8.2-1 施工期环境保护行动计划

序号	影响因素	环保措施	实施单位	实施时间	监督单位
1	生态环境	施工过程中严格控制占地面积，规定施工活动范围，减少临时占地和对地表的扰动。施工结束后，施工单位应负责及时清理现场，使之尽快自然恢复，将施工期对生态环境影响降到最低。严禁施工人员踩踏植被和猎捕野生动物，禁止侵扰野生动物栖息地。施工产生的土方，应合理规划，合理利用。对于开挖管线产生的土方，全部回填。	工程承包商	施工期	环境监理公司及所在行政区环境保护行政主管部门
2	水环境	管线试压废水用于施工洒水抑尘，混凝土养护废水自然蒸发。			
3	土壤环境	按规定的施工范围进行作业，可有效减少土壤扰动，施工产生的建筑垃圾及时清运，可避免污染物进入土壤环境造成污染			
4	声环境	在管线敷设施工过程中，选用效率高、噪声低的设备，并注意设备的正确使用和经常性维护，保持较低噪声水平。运输车辆限速、尽量减少鸣笛			
5	大气环境	使用符合国家标准的柴油，并定期对设备进行保养维护；合理规划运输道路线路，尽量利用油田现有的公路网，施工车辆严格按照规定线路行驶，严禁乱碾乱压。材料及临时土方等堆放应采取覆盖防尘布，逸散性材料运输采用苫布遮盖；优化施工组织，管线分段施工，缩短施工时间；施工结束后尽快对施工场地进行整理和平整，减少风蚀量			
6	水土流失、土地沙化	合理安排时间，挖、填方尽量避开大风天气，堆放土方时，尽量减小土方坡度。管沟开挖、填方作业时应尽量做到互补平衡，避免土方堆积。严格按规划的施工范围进行施工作业，不得随意开辟施工便道。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，防止水土流失及土地沙化			
7	固体废物	焊接及吹扫废渣拉运至当地工业固体废物填埋场填埋处置。工程施工单位应编制建筑垃圾处理方案，并报地方人民政府环境卫生主管部门备案。工程施工单位应及时清运工程施工过程中产生的建筑垃圾，将其清运至当地建筑垃圾填埋场进行填埋处理			

8.2.5 运营期环境管理

- (1) 建立和实施井区运营期的健康、安全与环境（HSE）管理体系。
- (2) 贯彻执行国家、地方及上级部门有关环境保护方针、政策、法律及法规。
- (3) 加强环保管理人员的培训、教育，学习先进的环保管理理念，提高管理人员的技术水平与业务能力，定期对运营期环境保护工作进行总结和分析，根据环保水平的发展进步持续改进、强化运营期的环境保护与管理要求。
- (4) 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；参加调查、分析、处理环境污染事故，并负责统计上报事故的基本情况 & 处理结果，协同有关部门制定防治污染事故措施，并监督实施。

为确保项目环保实施的落实，最大限度地减轻生产开发对环境的影响，运营期管理的主要内容见表 8.2-2。

表 8.2-2 运营期环境保护行动计划

序号	影响因素	环保措施	实施单位	实施时间	监督单位
1	生态环境	继续做好施工地的地表恢复工作，利用冬季融雪和夏季降雨使地貌慢慢得以自然恢复。培训巡检人员相关环境保护知识，更好的保护沿线植被	中国石油化工股份有限公司西北油田分公司采油一厂	运营期	阿克苏地区生态环境局、阿克苏地区生态环境局库车市分局、巴音郭楞蒙古自治州生态环境局、巴音郭楞蒙古自治州生态环境局轮台县分局
2	大气环境	加强对各场站的设备和管线的巡检，定期对设备及管线组件的密封点进行泄漏检测			
3	声环境	定期对设备进行检修和维护，使其处于运行良好的状态。对场站的厂界噪声进行定期监测			
4	环境管理	建立环境管理体系和事故应急体系，实施环境监测计划。			
5	风险防范措施	制定事故应急预案，对重大隐患和重大事故能够快速做出反应并及时处理			
6	固体废物处置	废机油以及事故状态产生的含油污泥交由具有相应危废处置资质的单位进行接收、处置和转运			

8.2.6 退役期环境管理

退役期主要内容见表 8.2-3。

表 8.2-3 退役期的环境保护行动计划

序号	影响因素	环保措施	实施单位	实施时间	监督单位	资金保证
1	生态环境	做好退役期的地表恢复工作，拆卸、迁移站场设备，恢复地貌	中国石油化工股份有限公司西北油田分公司采油一厂	退役期	阿克苏地区生态环境局、阿克苏地区生态环境局库车市分局、巴音郭楞蒙古自治州生态环境局、巴音郭楞蒙古自治州生	纳入退役期管理费用
2	声环境	退役期间加强施工设备维护保养，合理安排施工时间				
3	大气环境	在对原有的设备拆卸、转移过程中会产生一定的扬尘，故需采取洒水降尘措施，同时闭井工作避开大风等恶劣天气，避免对周围空气造成影响				
4	水环境	管线拆除排出的废液，由罐车拉运至塔河油田一号联合站，不排入周围环境，避免对周围环境造成的影响				
5	固体废物处置	固体废弃物分类收集，及时清运				

序号	影响因素	环保措施	实施单位	实施时间	监督单位	资金保证
					态环境局 轮台县分局	

8.2.7 事故风险的预防与管理

(1) 对风险事故隐患进行监护

对事故隐患进行监护，掌握事故隐患的发展状态，积极采取有效的措施，防止事故的发生。根据国内外油气田开发过程中相关设施操作事故统计和分析，工程运行风险主要来自第三方破坏、管道腐蚀和失误操作。对以上已确认的重大事故隐患，应本着治理与监护运行的原则进行处理。在目前技术、经济等方面能够解决的，要通过技术改造或治理，尽快消除事故隐患，防止事故发生；对目前消除事故隐患有困难的，应从管理和技术两方面对其采取严格的现场监管措施，在管理上要强制制度的落实，严格执行操作规程，加强巡回检查。

(2) 制定事故应急预案建立应急系统

强化专业人员培训，聘请专家讲课，收看国内外事故录像资料，吸收这些事件中预防措施和救援方案的经验，学习借鉴此类事故发生后的救助方案。在日常生活中要经常进行人员训练和实践演习，锻炼指挥队伍，以提高他们对事故的防范和处理能力。

建立安全信息数据库或信息软件，使安全工程技术人员能及时查询到所需的安全信息数据，用于日常管理和事故处置工作。

8.3 企业环境信息公开

中国石油化工股份有限公司西北油田分公司采油一厂参照《企业环境信息依法披露管理办法》（部令第24号）等规定，并结合地方生态环境主管部门要求，依法披露企业环境信息。企业应公开以下内容：

- (1) 企业基本信息，包括企业生产和生态环境保护等方面的基础信息；
- (2) 企业环境管理信息，包括生态环境行政许可、环境保护税、环境污染责任保险、环保信用评价等方面的信息；
- (3) 污染物产生、治理与排放信息，包括污染防治设施，污染物排放，有毒

有害物质排放，工业固体废物和危险废物产生、贮存、流向、利用、处置，自行监测等方面的信息；

(4) 生态环境应急信息，包括突发环境事件应急预案、重污染天气应急响应等方面的信息；

(5) 生态环境违法信息；

(6) 本年度临时环境信息依法披露情况；

(7) 法律法规规定的其他环境信息。

8.4 运营期环境保护监测计划

根据拟建工程生产特征和污染物的排放特征，依据《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)、《恶臭污染物排放标准》(GB14554-93)、《环境影响评价技术导则地下水环境》(HJ610-2016)、《环境影响评价技术导则土壤环境(试行)》(HJ964-2018)、《环境影响评价技术导则生态影响》(HJ19-2022)、《排污单位自行监测技术指南总则》(HJ819-2017)、《排污单位自行监测技术指南陆上石油天然气开采工业》(HJ1248-2022)等标准规范及地方生态环境主管部门的要求，制定拟建工程的监测计划。环境监测计划见表 8.4-2、表 8.4-3、表 8.4-4、表 8.4-5。

表 8.4-2 运营期污染源监测计划

监测类别	监测因子	监测点位置	监测频率	执行标准/监测方法	监测时间
无组织废气	NMHC、H ₂ S	项目所在区域常年主导风向向下风向	1次/季	GB39728—2020、GB14554-93	竣工验收后

表 8.4-3 运营期地下水环境质量监测计划

序号	孔号	坐标	区位	井深 m	水位 m	监测层位	监测频率	主要监测项目
1	W1		项目区	30	3.98	潜水层	1次/半年。发生事故时加大取样频率。	石油类、石油烃(C ₆ ~C ₉)、石油烃(C ₁₀ ~C ₄₀)、汞、砷、六价铬
2	W2		项目区	29	4.56			
3	W4		下游	33	5.43			

注：当地下水监测指标出现异常时，可按照 HJ164 的附录 F 中石油和天然气开采业特征项目开展监测。

表 8.4-4 运营期土壤环境质量监测计划

监测类别	监测因子	监测点位置	监测频率	执行标准/监测方法	监测时间
土壤环境	石油烃 (C ₆ -C ₉)、石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)、砷、六价铬、盐分含量、pH	管线沿线	1次/年	GB36600-2018 第二类用地筛选值	竣工验收后

表 8.4-5 运营期生态环境监测计划

类型	监测地点	监测频率	监测时间	监测项目	监测方式
生态	站场、管道沿线公益林分布段	1次/年	运营初期夏季 6月-7月	检查站场周围、管道沿线公益林的植被恢复情况：桉柳生长状况、区系组成及特点，主要植被类型及分布；其他植物种类及其所占比例、面积、物候期、株高、优势度、频度、覆盖度、天然更新状况等。	样方调查和遥感监测相结合

8.5 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) 验收内容

按照《建设项目竣工环境保护验收技术规范 石油天然气开采》中有关规定开展验收。环保验收建议清单见表 8.5-1。

表 8.5-1 “三同时”竣工验收调查建议清单

治理项目	污染源	污染因子	位置	防治措施	治理要求	验收标准
废气	无组织废气	NMHC、H ₂ S	站场	对设备进行定期检修和工艺运行管理	保持正常运行，减少无组织排放	NMHC:GB39728-2020; H ₂ S:GB14554-93
噪声	各类机泵	等效连续 A 声级	各站场	隔声、基础减震，采用低噪声设备	厂界噪声达标排放	GB12348-2008 2类
固废	事故状态下产生的含油污泥、废机油	HW08 类	站场	交由具有相应危废处置资质的单位进行接收、转运和处置		签订危险废物处置协议，落实危险废物转移联单制度

生态环境	工程占地	植被破坏 土壤压覆 地表扰动 水土流失	各站场、管线 沿线	严格控制占地范围，对临时占地进行平整恢复；道路和管线临时占用灌木林地，表土保留，完工后复垦；严禁滥捕和滥挖保护动物和植物行为	公益林保护措施落实情况；其他生态保护措施落实情况；防沙治沙措施、水土保持措施落实情况；管线沿线植被恢复情况
环境风险防范措施	严禁在管线两侧各 5m 范围内修筑工程；站场设火灾自动报警系统、可燃气体探测器、有毒气体探测器等				计量混输泵站火灾自动报警系统、可燃气体探测器、有毒气体探测器等设置情况
环境管理			环境管理制度是否建立并完善，环保机构及人员是否设置到位；施工期是否有环境监理报告或施工环保检查记录，是否保留必要的影像资料		

8.6 环境影响后评价

根据《中华人民共和国环境影响评价法》《建设项目环境影响后评价管理办法（试行）》《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函〔2019〕910号）《关于加强建设项目环境影响后评价管理的通知》（新环环评发〔2020〕162号）《关于进一步加强和规范油气田开发项目环境保护管理工作的通知》（新环发〔2018〕133号）要求，项目正式投产或运营后，每3~5年开展一次环境影响后评价，依法报批生态环境主管部门备案。石油天然气开发建设项目可按照开发区整体开展环境影响后评价工作。因此，项目正式投产或运营后，可纳入塔河油田一区至五区整体开展环境影响后评价工作。

9 环境影响经济损益分析

9.1 环境效益分析

项目开发建设对环境造成的损失主要表现在工程占地造成的环境损失；突发事故污染造成的环境损失和其他环境损失。

工程占地主要为管线占地，对生态环境的影响包括破坏原有地表构造，使地表裸露，加剧水土流失。但在加强施工管理和采取生态恢复措施后，对生态环境的影响是可以接受的。

本项目施工期较短，施工“三废”和噪声影响较小；临时性占地的植被得到初步恢复后，生物损失将会逐渐减少；施工期的各种污染物排放均属于短期污染，会随着施工期的结束而消失，不会对周边环境产生影响。

运营期废气、噪声均可实现达标排放，固体废物可实现妥善处置，无废水产生，正常情况下不会对周围环境产生明显影响。但在事故状态下，由于自然因素及人为因素的影响，引起管道泄漏、设备破裂泄漏事故，将对周围环境造成一定的影响。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种补偿费用来体现。

本项目建成投产后，对该地区的资源开发、经济结构的优化及其他相关产业的带动发展都具有非常重要的意义。

9.2 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以及人民生活水平的提高具有明显的促进作用，能够带动一批相关工业、第三产业的发展，给当地经济发展注入新的活力。本项目开发是支持地区经济发展的一项重大举措，对于提供就业机会，增加部分人员收入，提高当地的 GDP，提高当地税收有着积极的作用。

9.3 环境经济损益分析结论

综上所述，在建设过程中，由于管线敷设需要占用一定量的土地，因此带来一定的环境损失。因而在油田开发过程中，需要投入必要的资金用于污染防治和生态

恢复等，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，为企业带来双赢。

10 结论与建议

10.1 建设项目概况

本次拟在一号联扩建三相分离器 2 座，将 1 座万方罐改为应急水罐。将 TK308 方向输水干线、西区输水干线在 TK308、408 注水站处连通，新建阀池 2 座。在 TK308、一号联注水站各新增离心泵 3 台，共 6 台；将 TK312 降级为阀组站，TK408 仅作为高压注水站降量运行，盘活 11 台高压注水泵替代长期注水井外包注水。新建至计转站输水管线 6 条，共 7km；建设 TK308 至 TK312 高压管线 1 条，长度 2km，建设 TK312 至 TK308 低压管线 1 条，长度 2km；站场新建分水阀组并进行一管双用改造；3-1、4-3 各新增离心泵 2 台，共 4 台；4-1 更换离心泵 1 台。新建无效注水井临时管线 6 条，共 18.96km。配套电气、仪控、结构等系统工程。项目总投资 4057.49 万元，环保投资约 180 万元，占总投资的 4.44%。

10.2 环境质量现状结论

(1) 环境空气

根据中华人民共和国生态环境部环境工程评估中心发布的“环境空气质量模型技术支持服务系统”2019~2023 年相关数据，新疆维吾尔自治区阿克苏地区库车市和巴音郭楞蒙古自治州轮台县均属于环境空气质量不达标区；根据监测，项目区 NMHC 满足《〈大气污染物综合排放标准〉详解》中推荐值 $2.0\text{mg}/\text{m}^3$ 要求， H_2S 监测浓度满足《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 中推荐值要求。

(2) 地下水

监测结果表明，地下水井中除 W1、W2、W3 浑浊度，W2、W3、W4、W5 井硫酸盐，W1、W2、W3、W4、W5 井钠、锰、氯化物、溶解性总固体、总硬度，W3、W4、W5 井铁，W3、W5 氨氮超标外，其余因子均能满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III 类标准要求，石油类监测浓度满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中 III 类标准要求。超标原因为由原生地质造成。氨氮超标原因可能是地下水被生活污水污染。

（3）声环境

各噪声监测点位均满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）2类声功能区标准限值，项目所在区域背景声环境质量现状较好。

（4）土壤

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

10.3 主要环境影响

（1）生态环境

生态环境的影响主要表现在工程占地，施工活动和工程占地在项目区范围内呈点、线状分布，对土壤、野生植物和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。由于项目区大部分区域地表植被稀疏，由工程造成的生物量损失较小，不会造成区域的生物多样性下降。由于本区域的野生动物种类少，对野生动物的影响较小。综上所述，项目建设对生态环境影响较小。

（2）大气环境

施工期废气主要为施工扬尘、施工机械及施工车辆尾气、焊接烟尘、热熔废气和管道吹扫废气，施工期短暂，施工期的废气污染随施工的结束而消失；运营期废气主要为油气集输过程中阀门、法兰等部位产生的无组织废气一号联厂界非甲烷总烃排放浓度可满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728—2020）中企业边界污染物控制要求，硫化氢排放浓度满足《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）中的表1二级改扩建限值要求，项目区所处地域空旷，无组织废气可以得到较好扩散。项目实施后不会对周围环境产生明显影响。

（3）水环境

施工期废水主要为管道试压废水、混凝土养护废水，管道试压废水产生量较小，主要污染物为SS，管道试压废水应尽可能重复利用，试压结束后，洒水抑尘；混凝土养护废水自然蒸发。运营期无废水产生。

事故状态下对地下水的污染主要为管道泄漏、设备泄漏。事故发生后，及时采取相应的措施，不会对地下水环境产生明显影响。

（4）噪声

施工期的噪声源主要为施工机械和施工车辆，施工短暂，只对局部环境造成影响，待施工结束后这种影响也随之消失，施工期噪声仅对施工人员产生影响；运营期噪声主要为站场各类机泵产生的噪声及巡检车辆等，源强75~100dB（A），站场边界昼夜噪声均能满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中的2类区标准（昼间60dB（A），夜间50dB（A））。评价范围内无声环境敏感目标，不会出现扰民影响，对声环境质量影响不大。

（5）固体废物

施工期固体废物主要为焊接及吹扫废渣和建筑垃圾，焊接及吹扫废渣拉运至当地工业固体废物填埋场填埋处置。建筑垃圾集中收集后送至当地建筑垃圾填埋场进行填埋处理。运营期废机油和事故状态下含油污泥集中收集后交由有相应危废处置资质的单位负责转运、接收、无害化处理。本项目产生的固体废物均得以妥善处理，不会对区域环境造成不利影响。

（6）土壤环境

施工期按规定的施工范围进行作业，可有效减少土壤扰动，建筑垃圾及时清运，可避免污染物进入土壤环境造成污染。运营期巡检车辆按油田巡检道路行驶，加强管线巡检，设备发生泄漏事故时应及时清理落地油，受浸染的土壤交由具备相应危废处理资质的单位进行回收处置，可降低对土壤环境质量的影响程度。

（7）环境风险

本项目涉及的危险物质为原油和天然气，风险潜势为I，可能发生的风险事故类型主要包括站内设备发生泄漏和注水管线泄漏。泄漏物对土壤、植被、地下水会产生一定的影响，发生事故后，在严格落实本报告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；项目区包气带对石油类污染物的截留能力较强，泄漏事故发生时，及时、彻底清除被污染的土壤，污染物不会进入地下水中，对地下水水质没有不良影响。做好事故风险防范措施，将事故发生概率减少到最低。综上所述

述，本项目环境风险程度属于可以防控的。

10.4 环境保护措施

(1) 生态环境

对油田区域内的临时占地和永久占地合理规划，严格控制临时占地面积；设计选线选址过程中，尽量避开植被密集的区域；管线敷设时，严格控制施工作业带宽度，各类管线宽度不得超过最小施工作业带宽度，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，不随意踩踏砍伐野生植被，尽量不侵扰野生动物的栖息地；施工结束后，及时对施工场地进行平整，以便后期自然恢复，并按相关规定对植被损失进行生态经济补偿；加强施工期环境监理。

(2) 大气环境

施工期定期对施工设备进行保养维护；合理规划运输道路线路，尽量利用油田现有的公路网，施工车辆严格按照规定线路行驶，严禁乱碾乱压。严禁在大风天气进行土方作业；逸散性材料运输采用苫布遮盖；优化施工组织，管线分段施工，缩短施工时间；施工结束后尽快对施工场地进行整理和平整，减少风蚀量。

运营期选用质量可靠的设备、仪表、阀门等；定期对设备、阀门等检查、检修；井口采出物输送采用密闭工艺流程，定期对管线进行巡检；加强对密闭管线及密封点的巡检，一旦发生泄漏事故立即切断控制阀，切断油、气源、水源。

(3) 水环境

施工期废水主要为管道试压废水和混凝土养护废水，管道试压废水产生量较小，主要污染物为SS，试压结束后，管道试压废水洒水抑尘，混凝土养护废水自然蒸发处理。

运营期无废水产生。

(4) 噪声

施工期设备选型上采用低噪声的设备，施工设备要经常检查维修，对噪声较大的设备采取基础减振措施；加强施工场地管理，合理疏导进入施工区的车辆，禁止运输车辆随意鸣笛。

运营期尽量选用低噪声设备，对噪声强度较大的设备进行减噪处理；定期给机泵等设备加润滑油和减振垫，对各种机械设备定期保养；加强噪声防范，做好个人

防护工作。

(5) 固体废物

施工期固体废物主要为建筑垃圾、焊接及吹扫废渣，建筑垃圾集中收集后送至当地建筑垃圾填埋场进行填埋处理，焊接及吹扫废渣拉运至当地工业固体废物填埋场填埋处置。

运营期废机油以及事故状态下产生的含油污泥集中收集后交由有相应危废处置资质的单位负责转运、接收、无害化处置。

(6) 土壤环境

施工期应严格控制施工期临时占地面积，按设计及规划的施工范围进行施工作业，减少土壤扰动；施工机械及运输车辆应按规定的道路行驶，减少对土壤的碾压，减少碾压造成的土壤紧实度增加及养分流失；施工产生的建筑垃圾不得随意抛洒，应集中收集并及时清运，防止污染物进入土壤环境造成污染。

废机油集中收集后交由有相应危险废物处理资质的单位回收处置。

(7) 环境风险

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；定期对管线进行巡检；严禁在管线两侧各 5m 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；纳入中国石油化工股份有限公司西北油田分公司突发环境应急预案。

10.5 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，已进行了 3 次网上公示、1 次张贴公告、2 次报纸公示，公示期间未收到反馈。

10.6 经济损益性分析

本项目在建设过程中，需要占用一定量的土地，因此带来一定的环境损失。因而在油田开发过程中，需要投入必要的资金用于污染防治和生态恢复等，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，为企业带来双赢。

10.7 环境管理与监测计划

本次评价根据工程的特点，提出了相关的环境管理要求和监测计划，要求建设单位务必按照环评要求落实各项措施。

10.8 总结论

项目符合国家相关规划、环保政策及“三线一单”的要求，选址选线合理。运营期废气能实现“达标排放”，工业废水不外排，固体废物实现“无害化”处置；建成后区域环境质量仍可以满足相应功能区要求；开发活动对生态环境的影响较小，不会对区域生态系统或生物多样性产生较大影响；项目在运行过程中存在一定的环境风险，但采取相应的环境风险防范措施后，其影响是可防可控的。从环境保护角度论证建设可行。

