

1. 概述

1.1. 项目特点

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

中国石油化工股份有限公司西北油田分公司塔河油田位于新疆塔里木盆地北部，是中国第一个古生界海相亿吨级大油田，也是塔里木盆地主要石油天然气资源蕴藏区之一，资源量约30亿吨。目前西北油田分公司油气勘查开采矿权范围为采矿区9处，探矿区17处，分别由采油一厂、采油二厂、采油三厂、采油四厂、雅克拉采气厂进行管理开发。其中，采油二厂所辖区块包含塔河6区、7区、10区北、12区等四个区块；采油三厂所辖区块包含塔河油田8区、10区南、11区、托甫台区、T759井区等五个区块。截至2025年，中国石油化工股份有限公司西北油田分公司实施探矿权23个，面积7.825万平方千米；采矿权12个，面积0.565万平方千米。

为进一步滚动开发上产，增大塔河油田整体开发效益；同时采油二厂所管辖的二号联轻烃站再生气加热炉老化，维修频繁，影响正常生产，丙烷缓冲罐缓冲容积不足，丙烷卸车流程不满足规范要求；故西北油田分公司计划在阿克苏地区实施“采油二厂2026年第三批产能建设项目”（以下简称“本项目”）。环评工作将重点关注开发过程中的生态保护、水资源合理利用及废气排放控制，确保油田开发与区域生态环境可持续协调发展。项目建设性质为改扩建，主要建设内容包括：1.主体工程：老井侧钻37口；配套200kW井口燃气加热炉2台、电磁加热器1台；新建TK604CH井至6-2计转站集输管线1.5km；新建TK608CH井至6-1计转站掺稀管线1.2km；二号联轻烃站新建再生气电加热器1座、新建丙烷卸车鹤管1座、丙烷缓冲罐1座，利旧丙烷卸车泵1台。2.公辅工程：给排水、供电、防腐、自控等。3.环保工程：废气、废水、噪声、固体废物治理等污染防治和环境风险防范及生态环境保护工程。本项目总投资约34092.41万元，其中环保投资584万元，占总投资的1.71%。经核查，本项目不涉及中央、自治区等环保督察整改任务；各项工程均不占生态保护红线，最近

距离约1.4km（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）。

1.2. 环境影响评价过程

本项目为陆地油气开采项目，所有工程均呈点线状分布在已开发油区范围内；根据新水水保〔2019〕4号，项目所在的阿克苏地区库车市属于水土流失重点治理区，涉及《建设项目环境影响评价分类管理名录》（2021年）第三条中的环境敏感区。本项目占用天然林，为《建设项目环境影响评价分类管理名录》（2021年）中第7项陆地石油开采中“涉及环境敏感区的（含内部集输管线建设）”，应编制环境影响报告书。

2026年7月28日，中国石油化工股份有限公司西北油田分公司（以下简称“建设单位”）委托新疆天合环境技术有限公司（以下简称“天合公司”）承担本项目的环评评价工作（见附件1）。

天合公司接受环评委托后，在建设单位的协助下，按照环境影响评价的相关技术导则及有关工作程序，组织专业人员，对项目区现场实地踏勘、开展现状调查工作、收集资料及其他支撑性文件资料，对建设项目进行工程分析，根据各环境要素的评价等级对各要素环境影响进行预测和评价，提出环境保护措施并进行经济技术论证。受天合公司委托，国检测试控股集团新疆有限公司于2026年8月对本项目评价区域环境要素现状进行了监测。

在以上基础上，天合公司编制完成了《采油二厂2026年第三批产能建设项目环境影响报告书》（以下简称“报告书”）。环境影响评价的工作程序见图1.2-1。

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

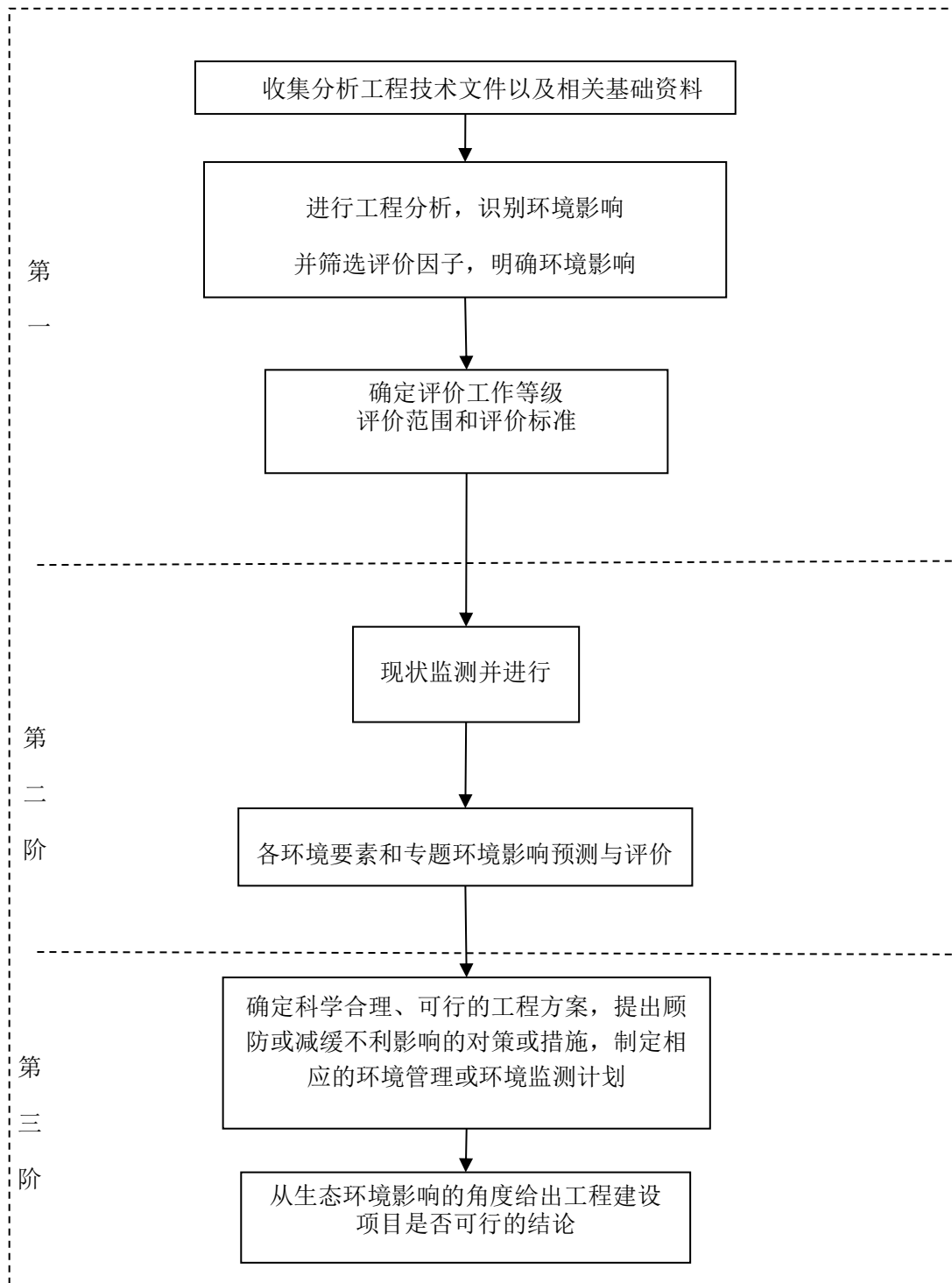


图1.2-1 评价工作程序图（HJ349-2023）

1.3. 分析判定相关情况

（1）产业政策符合性判定结论

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

（2）政策、法规符合性分析

本项目符合《石油天然气开采业污染防治技术政策》《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函〔2019〕910号）、《新疆维吾尔自治区重点行业生态环境准入条件（2024年）》（新环发〔2024〕93号）等相关政策、法律法规相关要求。

（3）规划符合性判定结论

本项目位于阿克苏地区库车市，属于中国石油化工股份有限公司西北油田分公司滚动开发项目，符合区域国土空间规划及生态环境保护规划等相关要求。

（4）选址合理性分析判定结论

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

（5）生态环境分区管控方案符合性判定结论

根据《关于印发阿克苏地区生态环境分区管控方案（2023年版）的通知》（阿地环字〔2024〕32号），本项目所在区域涉及“库车市一般管控单元”“新疆库车龟兹国家沙漠自然公园一般管控区”。项目运营期采出水依托已建联合站处理，不外排；项目能耗主要为井口加热炉燃烧用天然气及油气生产所需电能等，资源能源利用合理，项目实施后排放大气污染物不会造成区域环境空气质量等级降低。本项目对固废实行无害化处置，在正常工况下不会降低区域土壤环境质量，不会增加环境风险，不会威胁生态安全及生物安全；满足生态环境准入清单中空间布局约束、污染物排放管控、环境风险管控及资源利用效率的相关要求，因此，本项目建设符

合生态环境分区管控方案要求。

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

1.4. 关注的主要环境问题和环境影响

本项目重点关注施工过程中产生的生态环境问题以及生态恢复措施，施工过程中产生的扬尘、运输车辆尾气、焊接烟尘、试压废水、生活污水等污染问题；运营期井场燃气加热炉烟气、无组织挥发的非甲烷总烃、井下作业废水、采出水、含油污泥、落地油等对环境产生的影响。

本项目环境影响主要来源于钻井、井场、站场建设、集输管线建设等工艺过程，环境影响包括施工期、运营期、退役期污染物排放造成的环境污染和占地及施工造成的生态影响。根据资料收集和现场调查，本项目不涉及依法划定的自然保护区、饮用水源保护区、风景名胜区、森林公园，不在拟定的生态保护红线内，除油区工作人员外，项目区无人居住。重点保护目标是：评价范围内的生态保护红线、永久基本农田、水土流失重点治理区、公益林、荒漠动植物及其生境。

1.5. 环境影响评价主要结论

本项目属于《产业结构调整指导目录（2024年本）》中“鼓励类”项目，符合国家产业政策；符合《新疆维吾尔自治区重点行业生态环境准入条件（2024年）》（新环发〔2024〕93号）、《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》《石油天然气开采业污染防治技术政策》等法规和政策要求；符合区域国土空间规划及生态环境保护规划等相关要求；项目不涉及依法划定的自然保护区、饮用水源保护区、风景名胜区、森林公园等环境敏感区；项目符合生态环境分区管控方案要求；中国石油化工股份有限公司西北油田分公司按照《环境影响评价公众参与办法》，在本项目环评过程中开展了公众参与调查，至信息公告的截止日期没有收到相关反馈信息。

评价认为：本项目在施工期、运营期和退役期认真落实报告中的各项污染防治措施、生态保护措施及风险防范措施，各项污染物做到达标排放及无害化处置，其生态影响可有效降低，环境风险及生态安全影响可以接受，从生态环境保护角度看，本项目建设是可行的。

2. 总则

2.1. 评价目的与原则

2.1.1. 评价目的

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

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

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

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

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

2.1.2. 评价原则

(1) 依法评价

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

(2) 科学评价

规范环境影响评价方法，科学分析本项目建设对环境质量的影响。

(3) 突出重点

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

项目主要环境影响予以重点分析和评价。

2.2. 编制依据

2.2.1. 法律法规与条例

国家和地方性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	中华人民共和国生态环境法典	14届人大第4次会议	2026-08-15
2	中华人民共和国草原法（2021年修正）	13届人大第28次会议	2021-04-29
3	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
4	中华人民共和国节约能源法（2016年修正）	12届人大第21次会议	2016-07-02
5	中华人民共和国土地管理法（2019年修订）	13届人大第12次会议	2020-01-01
6	中华人民共和国防洪法（2016年修正）	12届人大第21次会议	2016-07-02
7	中华人民共和国野生动物保护法（2023年修正）	13届人大第38次会议	2023-05-01
8	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
9	中华人民共和国突发事件应对法（2024年修订）	14届人大第10次会议	2024-11-01
10	中华人民共和国防沙治沙法（2018年修正）	13届人大第6次会议	2018-10-26
11	中华人民共和国安全生产法（2021年修正）	13届人大第29次会议	2021-09-01
12	中华人民共和国矿产资源法（2024年修订）	14届人大第12次会议	2024-11-08
13	中华人民共和国能源法	14届人大第12次会议	2025-01-01
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年修正）	国务院令682号	2017-10-01
2	中华人民共和国野生植物保护条例（2017年修正）	国务院令687号	2017-10-07
3	危险化学品安全管理条例（2013年修正）	国务院令645号	2013-12-07
4	中华人民共和国土地管理法实施条例（2014年修正）	国务院令653号	2014-07-29
5	国务院关于印发水污染防治行动计划的通知	国发〔2015〕17号	2015-04-02
6	国务院关于印发空气质量持续改善行动计划的通知	国发〔2023〕24号	2023-12-17
7	国务院关于印发土壤污染防治行动计划的通知	国发〔2016〕31号	2016-05-28
8	中共中央 国务院关于全面加强生态环境保护坚决打好污染防治攻坚战的意见	中发〔2018〕17号	2018-06-16
9	中华人民共和国森林法实施条例	国务院令第278号	2018-03-19
10	地下水管理条例	国务院令748号	2021-12-01
11	生态保护补偿条例	国务院令779号	2024-06-01
12	排污许可管理条例	国务院令736号	2021-03-01
13	突发事件应急预案管理办法	国务院办公厅	2024-01-31

采油二厂2026年第三批产能建设项目环境影响报告书

序号	依据名称	会议、主席令、文号	实施时间
14	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	2023-01-30
15	国务院关于印发《固体废物综合治理行动计划》的通知	国发〔2025〕14号	2025-12-27
三	部门规章与部门发布的规范性文件		
1	建设项目环境影响评价分类管理名录（2021年版）	部令第16号	2020-11-30
2	环境影响评价公众参与办法	生态环境部令第4号	2019-01-01
3	关于印发《企业事业单位突发环境事件应急预案备案管理办法（试行）》的通知	环发〔2015〕4号	2015-01-08
4	国家危废名录（2025）	生态环境部令第36号 公布	2025-01-01
5	产业结构调整指导目录（2024年本）	国家发展和改革委员会令 第7号	2024-02-01
6	危险废物污染防治技术政策	环发〔2001〕199号	2001-12-17
7	关于进一步加强环境影响评价管理防范环境风险的通知	环发〔2012〕77号	2012-07-03
8	关于加强西部地区环境影响评价工作的通知	环发〔2011〕150号	2011-12-29
9	关于切实加强风险防范严格环境影响评价管理的通知	环发〔2012〕98号	2012-08-07
10	关于加强国家重点生态功能区环境保护和管理的意见	环发〔2013〕16号	2013-01-22
11	关于印发《建设项目环境影响评价政府信息公开指南（试行）》的通知	环办〔2013〕103号	2014-01-01
12	关于强化建设项目环境影响评价事中事后监管的实施意见	环环评〔2018〕11号	2018-01-25
13	关于印发地下水污染防治实施方案的通知	环土壤〔2019〕25号	2019-03-28
14	关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知	环办环评函〔2019〕910号	2019-12-13
15	关于进一步加强建设项目全过程环保管理的通知	中国石油天然气股份有限公司能评〔2020〕1号	2020-03-19
16	关于印发《生态保护红线划定指南》的通知	环办生态〔2017〕48号	2017-05-27
17	《开发建设项目水土流失防治标准》（GB 50434—2018）	住建部2018年第259号公告	2019-04-01
18	危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采	生态环境部公告2021年第74号	2021-12-22
19	危险废物转移管理办法	部令第23号	2022-01-01
20	危险废物产生单位管理计划制定指南	环境保护部公告〔2016〕7号	2016-01-26
21	危险废物排除管理清单（2021年版）	生态环境部公告〔2021〕66号	2021-12-03
22	关于发布《一般工业固体废物管理台账制定指南（试行）》的公告	生态环境部公告2021年第82号	2021-12-30
23	自然资源部关于规范临时用地管理的通知	自然资规〔2021〕2号	2021-11-04
24	国家重点保护野生植物名录（2021年）	国家林业和草原局 农业农村部公告（2021年第15号）	2021-09-07
25	国家重点保护野生动物名录（2021）	国家林业和草原局 农业农村部公告（2021年第3号）	2021-02-05
26	关于发布《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》的公告	生态环境部公告2021	2021-06-11

采油二厂2026年第三批产能建设项目环境影响报告书

序号	依据名称	会议、主席令、文号	实施时间
		年 第 24 号	
27	企业环境信息依法披露管理办法	部令第 24 号	2022-02-08
28	建设项目使用林地审核审批管理办法	国家林业和草原局令第 35 号	2015-05-01
29	关于发布《固体废物分类与代码目录》的公告	生态环境部	2024-01-22
30	自然资源部生态环境部国家林业和草原局关于加强生态保护红线管理的通知（试行）	自然资发〔2022〕142号	2022-08-16
四	地方性法规及通知		
1	新疆维吾尔自治区环境保护条例（2018 年修订）	13 届人大第 6 次会议	2018-09-21
2	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
3	新疆维吾尔自治区实施《中华人民共和国水法》办法	自治区十四届人大五次会议	2024-03-01
4	新疆维吾尔自治区实施《中华人民共和国土地管理法》办法	自治区第 13 届人大 34 次会议	2022-11-01
5	新疆国家重点保护野生植物名录	自治区林业和草原局	2022-03-09
6	新疆国家重点保护野生动物名录	/	2021-07-28
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	新疆维吾尔自治区危险废物污染环境防治办法	11 届人大第 9 次会议	2010-05-01
10	关于下发新疆加强危险废物和医疗废物监管工作实施方案的通知	新环防发〔2011〕330 号	2011-07-01
11	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
12	关于印发新疆维吾尔自治区水污染防治工作方案的通知	新政发〔2016〕21 号	2016-01-29
13	关于印发新疆维吾尔自治区土壤污染防治工作方案的通知	新政发〔2017〕25 号	2017-03-01
14	新疆维吾尔自治区重点行业生态环境准入条件（2024 年）	〔2024〕93 号	2024-06-09
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	新疆维吾尔自治区七大片区“三线一单”生态环境分区管控要求	新环环评发〔2021〕162 号	2021-07-26
22	关于印发《新疆维吾尔自治区生态环境分区管控动态更新成果》的通知	新环环评发〔2024〕157 号	2024-11-15
23	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
24	转发《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》	新环环评发〔2020〕142 号	2020-07-30
25	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

序号	依据名称	会议、主席令、文号	实施时间
26	自治区强化危险废物监管和利用处置能力改革工作方案	新政办发〔2021〕95号	2021-10-29
27	新疆维吾尔自治区实施《中华人民共和国防沙治沙法》办法（2024年修订）	自治区第14届人大16次会议	2025-01-01
28	新疆第六次沙化监测报告	新疆第六次荒漠化和沙化监测领导小组办公室、新疆维吾尔自治区林业规划院	2021-10
29	新疆维吾尔自治区建设项目使用林地审核审批管理办法	新林资字〔2015〕497号	2015-01-01
30	关于印发新疆自治区级水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果的通知	新水水保〔2019〕4号	2019-01-21

2.2.2. 环评有关技术规定

环评有关技术规定见表2.2-2。

表2.2-2 环评技术导则依据一览表

序号	依据名称	标准号	实施时间
1	建设项目环境影响评价技术导则 总纲	HJ2.1-2016	2017-01-01
2	环境影响评价技术导则 大气环境	HJ2.2-2018	2018-12-01
3	环境影响评价技术导则 地表水环境	HJ2.3-2018	2019-03-01
4	环境影响评价技术导则 声环境	HJ2.4-2021	2022-07-01
5	环境影响评价技术导则 生态影响	HJ19-2022	2022-07-01
6	环境影响评价技术导则 地下水环境	HJ610-2016	2016-01-07
7	建设项目环境风险评价技术导则	HJ169-2018	2019-03-01
8	环境影响评价技术导则 土壤影响（试行）	HJ964-2018	2019-07-01
9	水土保持综合治理技术规范	GB/T16453.1~6-2008	2009-02-01
10	开发建设项目水土保持技术规范	GB50433-2018	2019-09-03
11	危险化学品重大危险源辨识	GB18218-2018	2018-11-19
12	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
13	石油天然气工业健康、安全与环境管理体系	SY/T6276-2014	2015-03-01
14	石油化工企业环境保护设计规范	SH/T3024-2017	2018-01-01
15	石油天然气开采业污染防治技术政策	2012年第18号	2012-03-17
16	油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求	DB 65/T 3997-2017	2017-05-30
17	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
18	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
19	建设项目危险废物环境影响评价技术指南	2017年第43号	2017-10-01

序号	依据名称	标准号	实施时间
20	陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范	DZ/T 0317-2018	2018-10-01
21	矿山生态环境保护与恢复治理技术规范（试行）	HJ 651—2013	2013-07-23
22	废弃井及长停井处置指南	SY/T6646-2017	2018-03-01
23	废弃井封井回填技术指南（试行）	环办土壤函〔2020〕72号	2020-02-20
24	一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准	GB 18599-2020	2021-07-01
25	危险废物鉴别标准通则	GB 5085.7—2019	2021-01-01
26	排污单位自行监测技术指南 总则	HJ819-2017	2017-06-01
27	危险废物贮存污染控制标准	GB18597-2023	2023-07-01
28	排污单位自行监测技术指南 陆上石油天然气开采工业	HJ 1248—2022	2022-07-01
29	工业企业周边土壤和地下水监测技术指南（试行）	总站土字〔2024〕73	2024-07-30
30	石油天然气项目土地复垦与生态修复技术规范	GBT/43936-2024	2024-08-01

2.2.3. 其他

（1）采油二厂2026年第三批产能建设项目环境影响评价委托书，中国石油化工股份有限公司西北油田分公司）；

（2）采油二厂2026年第三批产能建设项目相关资料，中国石油化工股份有限公司西北油田分公司。

2.3. 环境影响因素识别和评价因子筛选

2.3.1. 环境影响因素识别

本项目主要包括钻井工程、地面工程，对环境的影响主要表现在施工期、运营期和退役期。施工期以井场、管线地面工程建设过程中造成的生态影响为主，运营期以油气开采和集输过程中产生的污染为主。

（1）施工期

施工期建设工程包括钻井、站场和集输管线建设，以生态影响为主。

①管线和道路敷设

管线建设将破坏沿线的植被，主要的环境影响是对生态环境和水土流失的影响，以及施工扬尘。

②井场、站场建设

本项目井场、站场配套建设的生产设施，主要环境影响是施工占地和对生态环境的扰动。

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

(2) 运营期

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

(3) 退役期

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

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

表2.3-1 影响因素识别

影响因素	施工期					运营期					退役期	
	占地	废气	废水	固体废物	噪声 振动	废气	废水	固体废物	噪声	风险 事故	废气	固体废物
		车辆 废气 施工 扬尘、 钻机和柴	生活 污水	*	施工 车辆	无组织 挥发烃 类、锅炉 烟气	井下作 业废 水、采 出水、 生活污 水	事故状态 落地油、 废润滑 油、废防 渗材料	井场抽 油机、 站场设 备	油气泄 漏起火 爆炸、 泄漏	构筑物 拆卸扬 尘	拆卸后 的建筑 垃圾
环境空气	○	+	○	+	○	++	○	+	○	+	+	+
地下水	○	○	+	+	○	○	++	+	○	+	○	○
声环境	○	○	○	○	+	○	○	○	++	○	○	○
土壤	++	+	+	+	○	+	+	+	○	++	+	+
植被	+	+	+	+	○	+	○	+	○	++	+	+
动物	+	+	○	+	+	++	○	+	○	+	+	+

*：弃土方、建筑垃圾、钻井泥浆和岩屑和废烧碱包装袋、废防渗材料、落地油

2.3.2. 评价因子

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

表2.3-2 评价因子一览表

环境要素 单项工程	时期	大气	地表水	地下水	土壤	生态	噪声
钻前工程	施工期	颗粒物	/	/	/	地表扰动面积及类型、生态系统完整性	/
钻井工程	施工期	SO ₂ 、NO _x 、NMHC	/	pH值、挥发酚、耗氧量、氨氮、硫化物、氯化物、石油类、总硬度、溶解性总固体、钡、汞、砷、六价铬等	pH值、石油类、石油烃（C ₆ ~C ₉ ）、石油烃（C ₁₀ ~C ₄₀ ）、汞、砷、六价铬、土壤盐分含量等	/	昼、夜间等效声级
储层改造工程	施工期	SO ₂ 、NO _x 、NMHC	/			/	
油气集输工程	施工期	颗粒物	/	耗氧量、氨氮、石油类等	/	地表扰动面积及类型、植被覆盖度、生物量损失、物种多样性、生态系统完整性等	/
	运营期	SO ₂ 、NO _x 、烟气黑度、NMHC、H ₂ S、颗粒物	/		石油烃（C ₁₀ ~C ₄₀ ）	土壤肥力或林地立地条件、生物多样性、生态系统完整性等	昼、夜间等效声级

2.4. 环境功能区划

2.4.1. 生态环境

根据《新疆生态功能区划》，本项目涉及塔里木盆地暖温荒漠及绿洲农业生态区、塔里木盆地西部/北部荒漠及绿洲农业生态亚区、塔里木河上中游乔灌草及胡杨林保护生态功能区（59）。根据新水水保〔2019〕4号文件，项目所在区域属于塔里木河流域水土流失重点治理区。

2.4.2. 水环境

本项目所在区域评价范围内无地表水体分布。

按照《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中的规定，项目所在区域地下水质量功能区划属Ⅲ类地下水，其中石油类参照执行《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）Ⅲ类标准限值。

2.4.3. 环境空气

根据《环境空气质量标准》（GB3095-2026）要求，项目所在区域属于二类功能区。

2.4.4. 声环境

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

2.5. 评价因子和评价标准

2.5.1. 环境质量评价因子及标准

根据项目所在区域的自然环境特点，采用以下评价因子及环境标准。

（1）环境空气

环境空气质量评价中TSP、SO₂、NO₂、PM_{2.5}、PM₁₀、CO、O₃六项指标执行《环境空气质量标准》（GB3095-2026）过渡阶段二级浓度限值。对于未作出规定的NMHC参照执行《大气污染物综合排放标准详解》2.0mg/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2.5-1。

表2.5-1 环境空气质量标准

序号	评价因子	二级标准限值（μg/m ³ ）			标准来源
		年平均	24小时平均	1小时平均	
1	总悬浮颗粒物（TSP）	200	300	/	《环境空气质量标准》（GB3095-2026）过渡阶段二级浓度限值
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} ）	30	60	/	
5	可吸入颗粒物（粒径小于等于10微米，PM ₁₀ ）	60	120	/	
6	一氧化碳（CO）	/	4000	10000	

序号	评价因子	二级标准限值 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)			标准来源
		年平均	24小时平均	1小时平均	
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_2S)	/	/	10	参考执行《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018)附录D中的1h平均浓度限值

(2) 水环境

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

表2.5-2 地下水质量标准值

序号	监测项目	标准值	序号	监测项目	标准值
1	色 (铂钴色度单位)	≤ 15	18	氨氮 (以N计) (mg/L)	≤ 0.50
2	嗅和味	无	19	硫化物 (mg/L)	≤ 0.02
3	浑浊度 (NTU)	≤ 3	20	钠 (mg/L)	≤ 200
4	肉眼可见物	无	21	总大肠菌群 (MPN/100mL或CFU/100mL)	≤ 3.0
5	pH (无量纲)	$5.5 \leq \text{pH} < 6.5$	22	菌落总数 (CFU/mL)	≤ 100
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 (CODMn法, 以 O_2 计) (mg/L)	≤ 3.0	34	石油类 (mg/L)	≤ 0.05

(3) 声环境

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

(A)，夜间50dB (A)。

(4) 土壤环境

根据《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018），油田内地面工程、井场等建设用地为第二类用地，结合项目所在区域环境特征，本项目占地范围内执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）表1第二类用地筛选值标准，见表2.5-3；占地范围外执行《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）表1筛选值标准，根据监测结果，在监测期间，本项目区域土壤pH在8.36~9.18，因此占地范围外土壤执行《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）表1中pH>7.5所列筛选值标准，见表2.5-3。石油烃执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）表2第二类用地筛选值标准。

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

序号	监测项目	单位	标准值	序号	监测项目	单位	标准值
1	pH	无量纲	-	25	1,2,3-三氯丙烷	mg/kg	0.5
2	砷	mg/kg	60	26	氯乙烯	mg/kg	0.43
3	镉	mg/kg	65	27	苯	mg/kg	4
4	铬（六价）	mg/kg	5.7	28	氯苯	mg/kg	270
5	铜	mg/kg	18000	29	1,2-二氯苯	mg/kg	560
6	铅	mg/kg	800	30	1,4-二氯苯	mg/kg	20
7	汞	mg/kg	38	31	乙苯	mg/kg	28
8	镍	mg/kg	900	32	苯乙烯	mg/kg	1290
9	四氯化碳	mg/kg	2.8	33	甲苯	mg/kg	1200
10	氯仿	mg/kg	0.9	34	间二甲苯+对二甲苯	mg/kg	570
11	氯甲烷	mg/kg	37	35	邻二甲苯	mg/kg	640
12	1,1-二氯乙烷	mg/kg	9	36	硝基苯	mg/kg	76
13	1,2-二氯乙烷	mg/kg	5	37	苯胺	mg/kg	260
14	1,1-二氯乙烯	mg/kg	66	38	2-氯酚	mg/kg	2256
15	顺 1,2-二氯乙烯	mg/kg	596	39	苯并（a）蒽	mg/kg	15

序号	监测项目	单位	标准值	序号	监测项目	单位	标准值
16	反-1,2-二氯乙烯	mg/kg	54	40	苯并(a)芘	mg/kg	1.5
17	二氯甲烷	mg/kg	616	41	苯并(b)荧蒽	mg/kg	15
18	1,2-二氯乙烷	mg/kg	5	42	苯并(k)荧蒽	mg/kg	151
19	1,1,1,2-四氯乙烷	mg/kg	10	43	蒽	mg/kg	1293
20	1,1,2,2-四氯乙烷	mg/kg	6.8	44	二苯并(a、h)蒽	mg/kg	1.5
21	四氯乙烯	mg/kg	53	45	茚并(1、2、3-cd)芘	mg/kg	15
22	1,1,1-三氯乙烷	mg/kg	840	46	萘	mg/kg	70
23	1,1,2-三氯乙烷	mg/kg	2.8	47	石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)	mg/kg	4500
24	三氯乙烯	mg/kg	2.8	/	/	/	/

表2.5-4 《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》表1风险筛选值

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

2.5.2. 污染物排放因子及标准

(1) 废气

本项目新增井场燃气加热炉执行《锅炉大气污染物排放标准》(GB13271-2014)表2新建锅炉大气污染物排放浓度限值；NMHC无组织排放执行《陆上石油天然气开采工业污染物排放标准》(GB39728-2020)企业边界污染物控制要求；H₂S无组织排放执行《恶臭污染物排放标准》(GB14554-93)中新建项目二级标准。具体标准限值要求见下表。

表2.5-5 大气污染物排放标准值

污染源	污染物	最高允许排放浓度 (mg/m ³)	标准来源
加热炉烟气	NO _x	200	《锅炉大气污染物排放标准》 (GB13271-2014)
	SO ₂	50	
	颗粒物	20	
油气生产设施无组织废气	NMHC	4.0	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》 (GB39728-2020)
	H ₂ S	0.06	《恶臭污染物排放标准》(GB 14554-93) 中新建项目二级标准

(2) 废水

施工期生活污水经撬装式一体化装置处理后水质达到《农村生活污水处理排放标准》(DB654275-2019) 表二对应标准后用于生活区、井场及通井路降尘, 其余部分用于生态林、荒漠灌溉。运营期工作人员由油田内部调剂, 不新增工作人员, 不新增生活污水。

表2.5-6 《农村生活污水处理排放标准》(DB 65 4275-2019) 表2农村生活污水处理设施出水用于生态恢复的污染物排放限值 (日均值)

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

按照《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》(环办环评函〔2019〕910号) 及《新疆维吾尔自治区重点行业生态环境准入条件(2024年)》规定, 在相关行业污染物控制标准发布前, 回注的开采废水应当经处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022) 中相关水质标准后回注地层, 同步采取切实可行措施防治污染, 标准值见下表:

表2.5-7 回注水水质主要控制指标 (SY/T5329-2022)

储层空气渗透率 (μm ²)	<0.01	(0.01,0.05)	(0.05,0.5)	(0.5,2.0)	≥2.0
水质标准分级	I	II	III	IV	V
悬浮固体含量mg/L	≤8.0	≤15.0	≤20.0	≤25.0	≤35.0

悬浮物颗粒直径中值	≤3.0	≤5.0	≤5.0	≤5.0	≤5.5
含油量mg/L	≤5.0	≤10.0	≤15.0	≤30.0	≤100.0
平均腐蚀率mm/a	≤0.076				

（3）噪声

施工期采用《建筑施工噪声排放标准》（GB12523-2025）（即昼间70dB（A），夜间55dB（A））；

运营期采用《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）、《建筑施工噪声排放标准》（GB12523-2025）中2类标准【昼间60dB（A），夜间50dB（A）】。

（4）固体废物

根据项目产生的各种固体废物的性质和去向，含油污泥满足《陆上石油天然气开采含油污泥资源化综合利用及污染控制技术要求》（SY/T7301-2016）相关要求及《关于含油污泥处置有关事宜的通知》（新环办发〔2018〕20号）要求、《危险废物环境管理指南陆上石油天然气开采》（生态环境部公告2021年第74号）要求；钻井固体废物执行《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T 3997-2017）要求中综合利用污染物限值要求，同时石油烃满足《土壤环境质量建设用土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中表2第二类用地风险筛选值。危险废物鉴别执行《危险废物鉴别标准》（GB5085.1~7），危险废物贮存执行《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023），危险废物的转移依照《危险废物转移管理办法》及《危险废物收集、贮存运输技术规范》（HJ2025-2012）进行监督和管理。一般工业固体废物贮存执行《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB 18599-2020）。

（5）重大危险源识别标准

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

2.6. 评价工作等级和评价范围

2.6.1. 生态环境评价等级和评价范围

（1）评价等级

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

表2.6-1 生态环境评价等级判定

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

由上表可见，本项目生态环境影响评价工作等级确定为二级。

（2）评价范围

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

2.6.2. 地下水评价等级和评价范围

（1）评价等级

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

非常规石油开采井场、站场等工程，按照I类建设项目开展地下水环境影响评价。常规天然气和页岩气、致密气等非常规天然气开采井场、站场（含净化厂）等工程，油类和废水等输送管道，按照II类建设项目开展地下水环境影响评价。因此，本项目采油井场、站场为“I类建设项目”、配套采油管线、掺稀管线为“II类建设项目”，详见表2.6-2。

表2.6-2 地下水环境影响评价行业分类表（HJ610-2016）

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

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

表2.6-3 地下水环境敏感程度分级

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

地下水环境影响评价工作等级划分见表2.6-4。

表2.6-4 地下水环境影响评价工作等级划分

序号	工程名称	项目类别	和周边水源地关系	环境敏感程度	评价等级
----	------	------	----------	--------	------

1	采油井场、站场	I	不涉及集中式及分散式饮用水水源地等	不敏感	二级
2	采油管线、掺稀管线	II	不涉及集中式及分散式饮用水水源地等	不敏感	三级

综上，本项目采油井场、站场地下水环境影响评价工作等级为“二级”、配套管线地下水环境影响评价工作等级为“三级”。

（2）评价范围

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016），本项目采用“查表法”对地下水评价范围进行划分。根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016），二级评价的调查评价范围在 $6\text{km}^2\sim 20\text{km}^2$ 之间，因此本项目根据地下水流向为西北向东南，选取项目区约 6km^2 作为地下水评价范围，具体为项目区下游2km、两侧1km、上游1km、集输管线两侧200m。评价范围见图2.6-1。

2.6.3. 地表水评价等级和评价范围

按照《环境影响评价技术导则 地表水环境》（HJ2.3-2018），项目属于水污染影响型建设项目。在油田正常开采及油气集输过程中，本项目产生的含油污水、井下作业废水不外排，不与周边地表水体发生水力联系，项目地表水环境影响评价等级为三级B。本次地表水环境影响评价重点论证项目废水综合利用不外排的可行性和可靠性，污（废）水处理设施的依托可行性。

2.6.4. 土壤环境评价等级和评价范围

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

（1）建设项目类别

本项目属于陆地石油开采项目，项目内容包含井场及油气集输管线建设。根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）和《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023）：“建设项目按照站场和内部集输管道分别判断行业分类。常规石油和页岩油、致密油等非常规石油开采井

场、站场等工程，按照I类建设项目开展土壤环境影响评价。常规天然气和页岩气、致密气等非常规天然气开采（含天然气净化厂）站场等工程，油类和废水等输送管道，按照II类建设项目开展土壤环境影响评价。因此，本项目属于“I类建设项目”。

（2）占地规模

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018），“建设项目占地规模分为大型（ $\geq 50\text{hm}^2$ ）、中型（ $5\sim 50\text{hm}^2$ ）和小型（ $\leq 5\text{hm}^2$ ）”。经核算，本项目永久占地 0hm^2 ，占地规模为“小型”。

（3）建设项目敏感程度

①污染影响型

本项目周边涉及牧草地、基本农田等土壤环境敏感目标，土壤环境敏感程度为“敏感”。

②生态影响型

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

（4）土壤环境影响评价工作等级判定

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018），本项目生态影响型、污染影响型土壤环境影响评价工作等级均为一级。

（5）土壤环境影响评价范围

根据导则要求，本项目土壤环境影响评价范围项目占地范围内全部以及占地范围外 5km 范围。

2.6.5. 环境空气评价等级和评价范围

（1）评价等级

本项目新增废气排放源主要为井场加热炉排放的废气，丙烷缓冲罐、丙烷卸车鹤管产生的无组织排放的非甲烷总烃以及井场无组织排放的非甲烷总烃、硫化氢。根据工程特点、污染特征及周围环境状况，采用《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）附录A推荐的估算模型AERSCREEN计算项目污染源的最大环境影响，选取 SO_2 、 NO_x 、 PM_{10} 、非甲烷总烃（NMHC）、硫化氢（ H_2S ）等为候选因

子核算，计算出其最大地面浓度占标率 P_i （第 i 个污染物，简称“最大浓度占标率”）及其地面浓度达标准值10%时所对应的最远距离 $D_{10\%}$ 。其中 P_i 定义为：

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

式中： P_i ——第 i 个污染物的最大地面空气质量浓度占标率，%；

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

ρ_{0i} ——第 i 个污染物的环境空气质量标准， $\mu\text{g}/\text{m}^3$ 。一般选用GB3095中1h平均质量浓度的二级浓度限值，如项目位于一类环境空气功能区，应选择相应的一级浓度限值；对该标准中未包含的污染物，使用5.2确定的各评价因子1h平均质量浓度限值。对仅有8h平均质量浓度限值、日平均质量浓度限值或年平均质量浓度限值的，可分别按2倍、3倍、6倍折算为1h平均质量浓度限值。

大气评价工作级别详见表2.6-5。

表2.6-5 评价工作等级

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

估算模式所用参数见表2.6-6。

表2.6-6 估算模型参数表

参数		取值
城市/农村选项	城市/农村	农村
	人口数（城市人口数）	--
最高环境温度/ $^{\circ}\text{C}$		41.2
最低环境温度/ $^{\circ}\text{C}$		-24.2
土地利用类型		林地、草地
区域湿度条件		干燥
是否考虑地形	考虑地形	是
	地形数据分辨率（m）	/
是否考虑海岸线熏烟	考虑海岸线熏烟	否

	海岸线距离/km	/
	海岸线方向/o	/

本次预测估算结果详见下表。

表2.6-7 估算模式计算结果表（有组织）

名 称	评价因子	C_i	评价标准	P_i	P_{max}	最大浓度出现距离
单 位	--	$\mu\text{g}/\text{m}^3$	$\mu\text{g}/\text{m}^3$	%	%	m
TH12226CH	PM ₁₀	0.497	360	0.14	4.98	84
	SO ₂	1.559	500	0.31		
	NO _x	12.443	250	4.98		
TH12311CH	PM ₁₀	0.497	360	0.14		84
	SO ₂	1.559	500	0.31		
	NO _x	12.443	250	4.98		

表2.6-8 估算模式计算结果表（无组织）

名 称	评价因子	C_i	评价标准	P_i	P_{max}	最大浓度出现距离
单 位	--	$\mu\text{g}/\text{m}^3$	$\mu\text{g}/\text{m}^3$	%	%	m
TH10323CH2	NMHC	12.738	2000	0.64	7.98	28
	H ₂ S	0.798	10	7.98		
TH12484CH	NMHC	12.738	2000	0.64		28
	H ₂ S	0.797	10	7.97		
TK684C	NMHC	12.738	2000	0.64		28
	H ₂ S	0.797	10	7.97		
TS2CH	NMHC	12.738	2000	0.64		28
	H ₂ S	0.797	10	7.97		
二号轻烃站	NMHC	47.452	2000	2.37		11
	H ₂ S	0	10	0		

经计算可知，本项目最大占标率为：7.98%，最大占标率 $1\% \leq P_{max} < 10\%$ ，根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）的要求，本次环评确定大气

影响评价的工作等级为二级。

(2) 评价范围

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

2.6.6. 声环境影响评价等级和评价范围

本项目噪声源主要包括施工期内钻井机械噪声、运营期井场机泵、加热炉噪声和井场井下作业噪声。

本项目所在功能区适用《声环境质量标准》(GB3096-2008)中的2类标准。依据《环境影响评价技术导则 声环境》(HJ2.4-2021)中的规定，本项目声环境影响评价工作等级定为二级。

根据《环境影响评价技术导则 声环境》(HJ2.4-2021)要求，“满足一级评价的要求，一般以建设项目边界向外200m作为评价范围；二、三级评价范围可根据建设项目所在区域和相邻区域的声环境功能区划及敏感目标等实际情况适当缩小”，根据项目特点，本次环评声环境影响评价范围为各井场边界外扩200m作为评价范围。

2.6.7. 环境风险评价等级和评价范围

根据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018)规定，本项目突发环境事件风险物质主要是原油、天然气、丙烷、H₂S。主要存在于密闭集输管线、丙烷缓冲罐内，主要风险单元为密闭集输管线。

根据“章节5.8”，确定本项目风险潜势为I，为简单分析，不设置评价范围。

2.6.8. 各环境要素评价等级及范围汇总

综上，各环境要素评价等级及范围汇总详见表2.6-9。

表2.6-9 各环境要素评价范围一览表

序号	环境要素	评价等级	评价范围
1	生态环境	二级	场界周围 50m 范围、集输管道等线性工程两侧外延 300m 为评价范围；同时线性工程穿越重点公益林时，以线路穿越段向两端外延 1km、线路中心线向两侧外延 1km
2	地下水	井场：二级 管线：三级	项目区下游 2km、两侧 1km、上游 1km、集输管线两侧 200m

3	地表水环境		三级 B	——
4	土壤环境	生态影响型	一级	项目占地范围内全部以及占地范围外 5km
		污染影响型	一级	
5	环境空气		二级	以各井场、站场为中心，边长 5km 的矩形区域
6	声环境		二级	各井场、站场边界外扩 200m
7	环境风险		简单分析	——

图2.6-1 评价范围图

2.7. 环境保护目标

2.7.1. 污染控制目标

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

2.7.2. 环境保护目标

2.7.2.1. 生态保护目标

根据《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022），生态保护目标主要为受影响的重要物种、生态敏感区以及其他需要保护的物种、种群、生物群落及生态空间等。结合现状调查，评价区域生态保护目标如下：

表2.7-1 生态保护目标一览表

环境要素	环境保护目标		相对位置/环保目标特征		环境保护要求
生态环境	重要物种		评价区域内保护动、植物及其生境等		对重要物种分布区优先采取避让措施，无法避让的，会同林草部门采取移栽、异地保护等减缓措施，尽量减少因施工对植被的破坏、严禁猎杀野生动物
	其他环境敏感区	天然林	评价范围内	荒漠灌木植被	避让林地茂密区，按有关规定进行征占和补偿；在施工区设置明显的作业区域标志，加强管理，把施工作业严格控制在作业区内
		公益林	评价范围内	国家及地方公益林，主要生态功能为防风固沙	严格控制占地，做到“占补平衡”，维持区域林地生态功能不因项目实施而降低
		水土流失重点治理区	项目所在区域	塔里木河流域水土流失重点治理区	依法落实水土流失防治责任，促进区域生态文明建设

图2.7-1 保护目标分布图

2.7.2.2. 地下水保护目标

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016），地下水环境保护目标为潜水含水层和可能受建设项目影响且具有饮用水开发利用价值的含水层，集中式饮用水水源和分散式饮用水水源地，以及《建设项目环境影响评价分类管理名录》中所界定的涉及地下水的环境敏感区。根据调查，评价区域不涉及水源地、饮用水井及名录中的地下水敏感区，本评价将评价范围内的区域潜水含水层作为地下水环境保护目标。地下水环境保护目标一览表见表2.7-2。

表2.7-2 地下水环境保护目标一览表

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

2.7.2.3. 土壤保护目标

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018），土壤环境敏感目标为可能受人为活动影响的、与土壤环境相关的敏感区域对象。结合现状调查，项目占地及外延5km范围保护项目区的土壤盐渍化程度不会加剧。土壤环境保护目标一览表见表2.7-3。

表2.7-3 土壤环境保护目标一览表

保护目标	方位及距离	功能要求
牧草地	TH676CH2、TH663CH2井占地范围内	不对区域盐碱化程度进一步加深；不对土壤环境功能产生明显不利影响
基本农田	TH10323CH井周围、TH10390井西侧300米	

2.7.2.4. 大气保护目标

根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018），环境空气保护目标定义为一类区的自然保护区、风景名胜区和需要特殊保护的区域，二类区中的居住区、文化区和农村地区中人群较集中的区域。经调查，本次评价将大气评价范围内的英达里亚村、草湖村、朗喀村作为环境空气保护目标。

表 2.7-4 环境空气保护目标一览表

保护目标	坐标		保护对象	保护内容	环境功能区	与工程位置关系	人口	户数
	X	Y						
草湖村	83.822°	41.252°	居住区	人群	二类区	TS2CH井东南侧1600m	640	210
朗喀村	83.803°	41.254°	居住区	人群	二类区	TS2CH井南侧110m	460	150
英达里亚村	83.603°	41.276°	居住区	人群	二类区	TH10323CH2井东侧1800m	200	62

2.7.2.5. 声环境保护目标

根据《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ2.4-2021），声环境保护目标为依法法律法规、标准政策等确定的需要保持安静的建筑物及建筑物集中区。经调查，本次评价将朗喀村作为声环境保护目标。

2.7.2.6. 风险保护目标

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

2.8. 评价内容和评价重点

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

- （1）工程分析；
- （2）生态环境影响评价；
- （3）土壤及地下水环境影响评价；
- （4）固体废物影响评价；
- （5）环境保护措施技术经济及可行性论证。

2.9. 评价方法

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

表2.9-1 评价内容一览表

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

3. 建设项目工程分析

3.1. 项目开发现状及环境影响回顾

3.1.1. 区块开发现状

(1) 塔河油田各区块主体工程建设情况

本项目位于采油二厂所辖既有油田开发区块，涉及的相关区块主要包括塔河 6 区、7 区、10 区、12 区等。上述区块已开展多年油气开发，形成了单井、阀组、计转站、联合站、集输管网、道路、供配电、通信、自控及环保设施组成的油田地面工程体系。

① 塔河油田 6 区

塔河油田 6 区位于库车市境内，区块内已形成油气井、计转站、联合站、集输管网、道路及配套公辅设施组成的油田地面工程体系。

② 塔河油田 7 区

塔河油田 7 区位于库车市境内，已开展奥陶系油藏开发建设，并配套建设了油井、计转站、输油管线、输气管线、供气管线、道路及相关环保工程。塔河油田 7 区开发建设工程开发面积 39.7km^2 ，共布设 41 口钻井，配套建设计量接转站、输油管线、输气管线、供气管线和道路等工程，工程于 2001 年建成试运行。工程施工期严格控制站场占地和施工作业带宽度，井场施工迹地、输油输气管道上方植被基本恢复。目前塔河油田 7 区已形成油井、计转站、输油输气管网、供气管网、道路及配套公辅工程为主体的地面开发体系，区块内采出液依托既有集输系统进入二号联合站等既有油田处理设施。

③ 塔河油田 10 区

塔河油田 10 区累计上报探明含油面积 349.98km^2 ，探明地质储量 $2.5 \times 10^8\text{t}$ ，动用储量 $1.8 \times 10^8\text{t}$ ，动用程度 71.7%，标定可采储量为 $2872 \times 10^4\text{t}$ ，标定采收率为 5.9%。塔河油田 10 区隶属采油二厂，目前共有油气水井 316 口（油气生产井 281 口、注水井 13 口、长停井 1 口、封井 14 口），年产原油 $104.05 \times 10^4\text{t}$ ，产气 $0.53 \times 10^8\text{m}^3$ ，产水 $66.18 \times 10^4\text{m}^3$ ，综合含水 54.5%，累计产油 $1848.9 \times 10^4\text{t}$ ，采出程度 7.32%。

④ 塔河油田 12 区

12 区隶属采油二厂，塔河油田 12 区奥陶系油藏探明面积 755.4km²，探明地质储量 41682×10⁴t，动用储量 25252×10⁴t，标定可采储量为 3975×10⁴t，标定采收率为 15.7%。塔河油田 12 区目前共有油气水井 505 口（油气生产井 457 口，注水井 27 口，长停井 10 口，封井 11 口），日产液能力 10319t，日产油能力 5924t，综合含水 35.35%，累计产油 2308.75×10⁴t，采出程度 9.14%。

塔河油田 12 区已经历先期配套、东区产能建设、整体开发、多期产能建设、老井侧钻和滚动开发等多个阶段，区块内已形成单井、阀组、计转站、联合站、集输管网、掺稀系统、燃料气系统、道路及配套公辅工程组成的地面工程体系。

(2)塔河油田公辅工程建设情况

①给排水

塔河油田区域各井场、站场多为无人值守井站场，以远程监控和巡检人员定期巡检为主，生产过程中不涉及生活用水。各采油厂厂部设置有基地，基地人员生活用水通过水井取水，生活污水排入基地生活污水处理装置处理，基地生活污水采用一体化污水处理装置处理。

塔河油田现有生产过程中废水主要为采出水和井下作业废水。采出水在各联合站分离出来后，通过采出水管线输送至区域回注水井回注地层，回注层位为油气开采层位；井下作业废水送至阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站处理。塔河油田西部既有项目资料显示，采出液依托塔河油田二号、三号、四号联合站进行脱水处理，油藏采出废水进入联合站污水处理系统处理，经处理达标后全部回注地下，不外排；井场为无人值守，通过远程监控、人员定期巡检进行管理，运营期不新增生活污水。

②供热

塔河油田内部分井场根据生产需要设置加热炉，各联合站设置相应供热设施，燃料主要由油田内部燃料气系统提供；采油厂生活基地根据供暖需要设置供热设施。

本项目拟建加热炉为单井集输系统配套设施，主要用于采出液加热、降黏和保障集输，不新增集中供热站和大型锅炉房。项目运营期加热炉燃用燃料气，运行过程中应加强燃烧系统维护和运行管理，确保燃料气稳定燃烧，减少颗粒物、SO₂、NO_x 等污染物排放。

③供电

塔河油田各区块范围内设置有 110kV 或 35kV 变电站，用于区域各联合站、站场及井场供电，区域已形成较完善的油田供配电网络。本项目施工临时用电和运营期新增设备用电均依托周边既有供电系统就近接入。

(3)塔河油田辅助工程建设情况

①集输管线及运输情况

与本项目相关的油气处理设施主要包括二号联合站、四号联合站及相应阀组、计转站和集输管网。周边区域井场就近进入附近联合站进行油气水分离及处理，分离后的油、气通过已建管道外输。处理达标后的采出水通过管道经区域回注井回注地层。

②内部道路建设情况

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

③储罐、运输及装载系统建设情况

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

3.1.2. “三同时”执行情况

根据近年来的环评及验收文件，经备案后的环评文件作为生态环境主管部门环境管理的依据，为油田日常环保监督管理和排污许可提供技术支撑。

塔河油田基本按照开发时序履行了环境影响评价和竣工环境保护验收等工作，与本项目相关的区块主要工程“三同时”执行情况见下表：

表 3.1-3 项目所在区块“三同时”手续情况一览表

序号	项目名称	环评文件			验收文件		
		审批单位	批准文号	批准时间	验收单位	验收文号	验收时间
塔河油田6区							
1	新疆塔里木盆地塔河油田六区开发建设工程	原自治区环境保护局	新环监函〔2002〕68 号	2002年4月	自主验收	--	2021年11月
2	塔河油田6、7区奥陶系油藏综合调整项目	原自治区环境保护局	新环评价函〔2011〕1235 号	2011年12月	原自治区环境保护局	新环函〔2015〕1412号	2015年12月
3	塔河油田6区集中掺稀工程	原新疆维吾尔自治区环境保护厅	新环评价函〔2011〕430 号	2011年 5月	原新疆维吾尔自治区环境保护厅	新环函〔2015〕913号	2015年 8月
4	塔河油田主体区奥陶系油藏2017年第一期产能建设项目	原新疆维吾尔自治区环境保护厅	新环函〔2017〕1974号	2017年12月	自主验收	--	2020年 1月
塔河油田7区							
1	新疆塔里木盆地塔河油田7区奥陶系油藏开发建设工程环境影响报告书	原新疆维吾尔自治区环境保护局	新环字〔2004〕383号	2004年12月	原国家环境保护总局	环验〔2007〕212号	2007年 10日
塔河油田10区							

采油二厂2026年第三批产能建设项目环境影响报告书

1	塔河油田 10区奥陶系油藏开发建设工程	原自治区环境保护局	新环自函〔2006〕134号	2006.4.4	原自治区环境保护局	新环评价函〔2010〕586号	2010.9
2	塔河油田 10区奥陶系油藏低品位储量第三期产能建设项目	原新疆维吾尔自治区环境保护厅	新环评价函〔2013〕491号	2013.6.14	原新疆维吾尔自治区环境保护厅	新环函〔2015〕1413号	2015.12.23
3	塔河油田 10区奥陶系油藏低品位储量第四期产能建设项目	原新疆维吾尔自治区环境保护厅	新环评价函〔2013〕490号	2013.6.14	自主验收	--	2021.11.16
4	塔河油田 10区奥陶系油藏低品位储量第五期产能建设项目	原新疆维吾尔自治区环境保护厅	新环函〔2014〕164号	2014.2	自主验收	--	2019.9
5	塔河油田 10区奥陶系油藏第六期产能建设项目	原新疆维吾尔自治区环境保护厅	新环函〔2015〕418号	2015.4.24	自主验收	--	2019.9.4
6	塔河油田2026年第一期产能建设项目环境影响报告书	新疆维吾尔自治区阿克苏地区生态环境局	阿地环审〔2026〕130号	2026年	--	--	建设中
塔河油田12区							
1	塔河油田 12区开发地面工程先期配套项目环境影响报告书	原新疆维吾尔自治区环境保护厅	新环监函〔2008〕80号	2008.3.7	原新疆维吾尔自治区环境保护厅	新环评价函〔2010〕587号	2010.9.21
2	塔河油田 12区奥陶系油藏总体开发项目	原新疆维吾尔自治区环境保护厅	新环评价函〔2010〕644号	2010年10月12日	原新疆维吾尔自治区环境保护厅	新环评价函〔2012〕855号	2012年 8月27日
3	塔河油田 12区奥陶系油藏第三期开发项目	原新疆维吾尔自治区环境保护厅	新环评价函〔2011〕619号	2011年7月14日	原新疆维吾尔自治区环境保护厅	新环函〔2015〕914号	2015年 8月12日
4	塔河油田 12区奥陶系油藏第四期开发项目环境影响报告书	原新疆维吾尔自治区环境保护厅	新环评价函〔2011〕1004号	2011 年	原新疆维吾尔自治区环境保护厅	新环函〔2017〕52号	2017年
5	塔河油田 12区奥陶系油藏第五期产能建设项目环境影响报告书	原新疆维吾尔自治区环境保护厅	新环评价函〔2013〕493号	2013年6月14日	自主验收	-	2021年 11月15日
6	塔河油田 12区奥陶系油藏第六期产能建设项目	原新疆维吾尔自治区环境保护厅	新环函〔2014〕165号	2014年2月13日	自主验收	西北油安〔2019〕348号	2019年9月4日
7	塔河油田奥陶系油藏第七期开发项目环境	原新疆维吾尔自治区	新环函〔2015〕196	2015 年	自主验收	西北油安〔2019〕	2019年

采油二厂2026年第三批产能建设项目环境影响报告书

	影响报告书	环境保护厅	号			343 号	
8	塔河油田 12区奥陶系油藏2015—2016年 产能建设项目环境影响报告书	原新疆维吾尔自治区 环境保护厅	新环函〔2017〕85 号	2017年	自主验收	油田环验〔2019〕2 号	2019年
9	塔河油田西部2026年产能建设项目环境影 响报告书	原新疆维吾尔自治区 环境保护厅	新环审〔2026〕26 号	2026年2月2 日	—	—	建设中
10	塔河油田2026年第一期产能建设项目环境 影响报告书	新疆维吾尔自治区阿 克苏地区生态环境局	阿地环审〔2026〕 130号	2026年	—	—	建设中

3.1.3. 环境影响回顾评价

3.1.3.1. 生态环境影响回顾评价

(1) 植被环境影响回顾分析

油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，其它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，塔河油田道路地面均进行了硬化处理，井场永久性占地范围内进行砾石铺垫处理，站场有护栏围护。油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，占用耕地按照《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。

a.井场临时占地的恢复情况

本次评价就井场占地类型、井场平整情况和井场附近植被状况进行了调查。

井场施工期临时占地均为油田开发规划用地，区域土壤类型有风沙土、草

甸土、盐土等，所占土地完钻后进行了迹地清理和平整。

b.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、施工人员对地表的踩踏、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。至各单井为独立的探临路，砂石路面，路面宽约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。

（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（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。

根据油田开发对野生动物的影响特征，对野生动物的分布情况进行了调查。结果表明在油田区域内植被状况恢复较好的地段，动物活动的痕迹较多，而在井场附近则很少有活动的迹象。在整个区域内的分布数量也较原始状态少。

主要原因：虽然油气田进入正常运营后人类密度及活动范围同开发期相比

有所减少。但是，由于油气田的油井较多，开发活动使得区域内自然植被的覆盖度降低，影响了爬行类及鼠类动物生存及栖息的基本环境条件。动物在没有植被的裸地得不到食物及水分，也就不会在此生存。

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

（3）生态保护措施回顾

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

据现场调查，井场严格控制占地，永久性占地范围内进行砾石铺垫处理。管线和道路施工作业期间严格控制车辆便道的线路和作业宽度及施工队伍的临时占地，临时占地以自然恢复为主，恢复缓慢，各项生态保护要求基本得到落实。

整体而言，油气开发活动中环评所提及的措施已基本落实，但由于区域整体气候干燥、降雨量较小，管道施工作业带形成的临时性作业带区域植被未恢复至周边地貌水平。整个区域，尤其是植被稀疏区域，由于管道敷设对整个区域的切割形成了廊道效应，影响了区域整体自然景观。

3.1.3.2. 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油污进入土壤。另外各类机械设备也可能出现跑、冒、漏油故障，对外环境造成油污染。这些污染主要呈点片状分布，在横向上以发生源为中心向四周扩散，距漏油点越远，土壤中含油量越少，从土壤环境污染现状调查可知，在纵向上石油的渗透力随土质有很大的差别，质地越粗，下渗力越强。进入土壤的油污一般富集在0~20cm的土层中，积存于表层会影响表层土壤通透性，影响土壤养分的释放，降低土壤动物及微生物的活性，使土壤的综合肥力下降，最终影响植物根系的呼吸作用和吸收作用。

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。

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

3.1.3.3. 水环境影响回顾

①采出水及井下作业废水处置情况回顾

塔河油田采出水经周边联合站污水处理系统处理，处理工艺采用“重力除

油+压力除油+电化学预氧化+混凝沉降+过滤”。在井下作业过程中，作业单位自带回收罐回收作业废水，运至塔河油田绿色环保站运至卸液接收池，分离后由泵提升进入沉淀池，进行药剂混合、沉降分离，上清液进入过滤器，进入净化水池后回注。结合区域例行监测数据，各联合站污水处理系统出水水质能够满足SY/T5329标准要求，根据井场注水需要回注地层；塔河油田绿色环保站处置后的废水满足SY/T5329标准要求后回注。根据西北油田分公司的规定，落地原油100%进行回收；目前生产过程中产生的含油污泥和罐底油泥均委托有处置资质的单位进行处理，未对水环境产生不利影响。

②地下水环境影响回顾

通过区块内历年监测结果，区域地下水环境质量呈波动趋势，无明显变化。其中石油类在历史监测数据中均未检出，满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中的III类标准要求。

通过区块内地下水监测井水质及废水的监测情况可看出，油田开发未对水环境及当地浅层及主要供水层的地下水环境产生明显不良影响。上述分析可知，塔河油田在实施油气开发的过程中基本落实了环评及验收中提出的地下水污染防治措施，采取的污水处理设施等各项环保设施基本起到了相应的污染防治效果，采取的水污染防治措施基本有效，未对区域地下水环境产生累积性影响。

3.1.3.4. 大气环境影响回顾评价

根据现场调查，塔河油田内现有的各井场采出原油集输基本实现了密闭集输工艺，选用先进的生产工艺及设备，在正常生产情况下尽可能地减少非甲烷总烃逸散排放。运营期站场、井场加热炉燃用处理后的返输天然气，从运行现状情况看，天然气气质稳定，各设备运行正常，排放废气中各项污染物浓度较低。结合区域例行监测数据，加热炉烟气排放满足GB13271中表2新建锅炉大气污染物排放浓度限值要求；各场站无组织排放的硫化氢满足GB14554中表1恶臭污染物厂界标准值新扩改建项目二级标准；无组织排放非甲烷总烃满足GB39728中边界污染物控制要求。

3.1.3.5. 固体废物影响回顾

塔河油田不同阶段固体废物主要为废钻井泥浆及岩屑、污泥、落地油、废防渗材料、废烧碱包装袋、生活垃圾等，目前塔河油田钻井均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）标准中相应指标要求，同时岩屑中的含油率可满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地土壤污染风险筛选值要求（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）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。

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。现状各阶段产生的固体废物基本得到妥善地处置，没有对周围环境产生重大不利影响。

3.1.3.6. 声环境影响回顾

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于可接受范围。

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。

3.1.3.7. 环境风险回顾

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

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

本次对油田环境风险防范措施进行了调查，具体如下：

(1) 钻井、井下作业事故风险预防措施

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

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

③按消防规定配备泡沫灭火器、干粉灭火器、消防铁锹和其他消防器材。

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

离，并设置安全警戒岗。

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

(2)油气集输事故风险预防措施

①严格按照管道施工、验收等规范进行设计、施工和验收。

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

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

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

⑤在集输系统运行期间，严格控制输送介质的性质，定期清管，排除管内的积水和污物，以减轻管道内腐蚀；定期对管线进行超声波检查，对壁厚低于规定要求的管段及时更换，消除爆管的隐患；定期对集输管线上的安全保护设施，如截断阀、安全阀、放空系统等进行检查，使管道在超压时能够得到安全处理，在管道破裂时能够及时截断上下游管段，以减少事故时油气的释放量，使危害影响范围减小到最低程度。

⑥定期对管线进行巡视，加强管线和警示标志的管理工作。

(3)站场事故风险预防措施

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

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

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

④站场设置自动化控制系统和紧急停车联锁系统，采用电脑自动监测和报警机制。

塔河油田各区由采油一厂、采油二厂、采油三厂、雅克拉采气厂管理。采

油一厂、采油二厂、采油三厂、雅克拉采气厂均编制完成并发布了突发环境事件应急预案，并在当地生态环境主管部门进行了备案。塔河油田各采油厂采取了有效的环境风险防范和应急措施，建立了应急管理体系，开展了应急培训和应急演练，具备处置突发环境事件的能力，应急物资储备充足，应急保障措施完善。

3.1.3.8. 与排污许可衔接情况

排污口规范化建设是建设项目竣工环境保护验收和排污许可管理的重要内容之一。根据评价调查及收集资料，采油二厂已按要求开展排污口规范化管理。固体废物、危险废物贮存场所均设置有标志牌，废气排放口、噪声监测点位标识及管理较规范，废气监测口设置、噪声监测点位标识等符合国家和自治区相关要求，并按要求开展了自行监测。

采油二厂按照《固定污染源排污许可分类管理名录（2019版）》规定的范围，已对加热炉等固定污染源纳入排污许可管理。根据《排污口规范化整治技术要求(试行)》(环监〔1996〕470号)、《〈环境保护图形标志〉实施细则》(环监〔1996〕463号)、《排污单位自行监测技术指南 总则》(HJ819-2017)、《排污单位自行监测技术指南 陆上石油天然气开采工业》(HJ1248-2022)，采油二厂进一步建立完善了自行监测制度及排污口规范化管理制度。采油二厂已申领排污许可证（登记编号：91650000742248144Q083U）。本项目位于采油二厂所辖塔河6区、7区、10区、12区等既有开发区块，项目建成后井场新增加热炉、二号联轻烃站新增再生气电加热器、丙烷缓冲罐、丙烷卸车鹤管等固定污染源应按排污许可管理要求纳入采油二厂排污许可及自行监测管理。

3.1.3.9. 环境管理回顾

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

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

污染防治和相关的风险防范对策进行评价。

根据区块后评价资料，项目所在的各采油厂按照《国家重点监控企业自行监测及信息公开办法（试行）》《排污单位自行监测技术指南 总则》（HJ819-2017）及自治区各年公布的重点排污单位名录制定了环境监测计划。近年来，中国石油化工股份有限公司西北油田分公司实验中心对辖区范围的工业废水、生活污水、生产废水、回注水、污油泥、泥浆不落地开展监督监测，锅炉、地下水和土壤外委协测。

3.1.3.10. 区域退役设施情况

区域退役设施采取措施如下：

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

2.对圆井或方井坑进行回填，设置地面封井标识；

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

4.清理临时用地范围内的废弃物、戈壁石、井场垫土层；

5.临时土地平整。对井场临时进行平整，达到起伏平缓，无陡坡，无深坑的效果。

3.1.4. 环境问题及“以新带老”改进意见

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部分井场遗留水泥块未清理。

整改方案：

目前存在的问题已纳入塔河油田2026年度整改计划中，已落实到具体的责任部

门，并明确了资金来源。建议整改方案如下：

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

②及时清理井场遗留建筑垃圾。

3.2. 现有工程

3.2.1. 二号联轻烃站

二号联轻烃站于2005年4月建成，主要对6/7/10/12区及二号/四号联合站伴生气进行处理，采用“增压+胺法脱硫+分子筛脱水+丙烷预冷+膨胀制冷+DHX轻烃回收”工艺。二号联轻烃站建站原料气设计规模15万方/天，再生气加热规模3万方/天，《二号联轻烃站系统优化工程》扩建后原料气设计处理规模为30万方/天，最大处理能力35万方/天。

流程描述：伴生气进入原料气分离器进行简单气液分离，分离后的原料气进入旋风分离器进行二次分离，分离后的伴生气分别进入压缩机，增压至2.5MPa后进入原料气冷却器冷却，之后进入MDEA脱硫、分子筛脱水、轻烃回收等后续处理单元。二号联轻烃站主体工艺流程示意图见图3.2-1。

图3.2-1 二号联轻烃站主体工艺流程示意图

3.2.1.1. 公用工程

(1) 供电

轻烃站已建变配电室2座。1座变配电室变压器容量为 $2 \times 800\text{kVA}$ ，I段母线运行负荷约300kW，II段母线运行负荷约400kW；1座变配电室变压器容量为 $2 \times 1000\text{kVA}$ ，I段母线运行负荷约450kW，II段母线运行负荷约400kW。两座变配电室均无扩建位置。站外已建10kV线路为10kV T2-01-5S和10kV二号联脱硫1#线。

(2) 供热

二号联轻烃站内生产用热采用再生气加热炉燃用清洁天然气供热，年运行时间为8000h，1座加热炉(0.6MW)燃料气年消耗量58.5万 m^3 。

(3) 给排水

①给水：现有工程用水主要包括生活用水及生产用水。

生产用水依托供水首站；生活用水由油田工程服务中心统一供应。站内工作人员共计50人，采取四班三运转制度，则生活用水量为3.8m³/d；生产用水包括配置药剂用水4m³/d、循环冷却水系统补水15m³/d。

②排水：现有工程废水主要为生活污水。生活污水主要为盥洗废水，产生量约3m³/d，依托采油二厂生活基地污水处理站处理。

3.2.1.2. 污染物达标情况

(1) 废气

二号联轻烃站废气主要为加热炉烟气、火炬燃烧废气及厂界无组织废气，加热炉使用经脱硫后的天然气供给燃烧，燃烧后产生的废气可满足《锅炉大气污染物排放标准》(GB13271-2014)中表2标准。目前二号联轻烃站锅炉烟气可达标排放。

二号联轻烃站厂界无组织废气非甲烷总烃排放浓度符合《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)中无组织排放监控浓度周界外最高点4.0mg/m³的限值要求，同时满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)中“5挥发性有机物排放控制要求”，硫化氢排放浓度符合《恶臭污染物排放标准》(GB14554-93)表1二级新改扩建标准限值要求。

根据2024年例行监测报告，监测结果统计见表3.2-7所示。

表3.2-7 现有工程废气污染源及其治理措施一览表

名称	污染源	污染物	排放浓度 (mg/m³)	主要处理措施	标准	达标情况
再生气加热炉	真空加热炉烟气	颗粒物 二氧化硫 氮氧化物 烟气黑度	13.8 未检出 108 <1级	使用净化后的天然气作为燃料	《锅炉大气污染物排放标准》(GB 13271-2014)表2新建燃气锅炉大气污染物排放浓度限值	达标
二号联轻烃站无组织废气	站场无组织废气	硫化氢 非甲烷总烃	未检出~ 0.008 0.56~1.20	做好密闭措施，定期对密封措施进行检查维护	《恶臭污染物排放标准》(GB14554-93)表1二级新改扩建标准限值要求 《陆上石油天然气开采工业大	达标

					气 污 染 物 排 放 标 准 》 (GB39728-2020)企业边界污染物 控制要求	
--	--	--	--	--	--	--

(2) 废水

根据现场调查，二号联轻烃站无生产废水产生；现场人员生活污水排入采油二厂生活基地污水处理站处理，达到《农村生活污水处理排放标准》(DB65 4275-2019)表2的B级标准后用于荒漠灌溉。

表3.2-8 现有工程运营期废水产生情况一览表

类 别	污染源名 称	产生量 (m ³ /d)	主要污染因子	污染物浓 度(mg/L)	治理措施	污染物处理后 浓度(mg/L)	排放去向
废 水	生活污水	3	SS	220	依托采油二厂生 活基地污水处理 站处理	20	用于周边 荒漠灌 溉，不外 排
			COD	400		60	
			BOD ₅	200		20	
			NH ₃ -N	25		15	

(3) 噪声

根据现场调查，现有工程站内设备全部选用低噪音设备，并设置隔声屏障，通过源头控制、基础减振、隔声、距离衰减等治理措施后，厂界噪声能够达到《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348—2008)中的2类区标准的要求。例行监测结果如下：

表3.2-9 厂界噪声监测结果一览表 单位：dB(A)

序号	站场	噪声贡献值/dB(A)		噪声标准/dB(A)		超标和达标情况	
		昼间	夜间	昼间	夜间	昼间	夜间
1	东场界	52	48	60	50	达标	达标
2	南场界	44	43	60	50	达标	达标
3	西场界	51	48	60	50	达标	达标
4	北场界	43	42	60	50	达标	达标

监测结果表明：厂界噪声排放满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》

(GB12348-2008)中的2类昼间和夜间标准。

(4) 固体废物

根据二号联轻烃站固体废物产生情况统计数据，现有工程固体废物产生及处置情况见表3.2-10。危险废物在收集、贮存、运送、处置过程中，严格执行《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》(生态环境部公告 2021年第74号)及《危险废物转移管理办法》(生态环境部令第23号)中相关要求。

表3.2-10 现有工程主要固体废物及治理措施一览表

序号	污染源名称	产生量 (t/a)	固废类别	处置措施	排放量 (t/a)
1	废润滑油	5	危险废物(HW08 900-214-08)	返回二号联合站原油处理系统处理	全部妥善 处置
2	废润滑油桶	2	危险废物(HW49 900-041-49)	在二号联合站危废暂存间暂存后， 定期由新疆环保集团昌吉环境发展 有限公司接收处置	
3	过滤分离器废 过滤介质	0.5	危险废物(HW49 900-041-49)		
4	废药剂包装	10	其他工业固体废物 (SW59)	定期由厂家回收	
5	生活垃圾	13.7	—	送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	

3.2.1.3. 现有工程“三同时”执行情况

二号联轻烃站现有工程手续履行情况见表3.2-11所示。

表3.2-11 现有工程基本情况一览表环评及验收情况一览表

序号	建设项目名称	环评文件			验收文件		
		审批单位	批准文号	批准时间	验收单位	验收文号	验收时间
1	塔河油田二号联轻	阿克苏地区生	阿地环审	2022年9	自主验收	--	2024年3

	烃站硫磺回收系统 隐患治理工程	态环境局	(2022) 484号	月2日			月
2	二号联轻烃站系统 优化工程	阿克苏地区生 态环境局	阿地环审 (2025) 18 号	2025年1 月27日	正在建设		
3	采油二厂伴生气处 理系统隐患治理工 程	阿克苏地区生 态环境局	阿地环审 (2026) 285号	2026年6 月2日	正在建设		

3.2.1.4. 现有工程环境问题及“以新带老”改进意见

综合前述调查情况，以上现有工程均不涉及中央及自治区环保督察整改事项。与本工程相关的现有工程环境问题为：二号联轻烃站目前已建600kW再生气加热炉1座，型式为管式加热炉，是通过火焰直接加热炉管中油气介质。加热炉建成投运近12年，随着加热炉老化，维修频繁，影响正常生产，炉管易结垢腐蚀且燃烧器与介质直接接触安全性较差。丙烷缓冲罐缓冲容积不足，已建丙烷缓冲罐容积为4.5m³，根据现场实际生产情况，丙烷罐车容积为20t/辆，已建缓冲罐容积不能满足单次卸车需求。丙烷卸车流程不满足规范要求，根据《油田油气集输设计规范》GB50350-2015 中第 7.4.1 节要求，天然气凝液及其产品的装卸鹤管，应选用液体装卸臂，汽车槽车装卸鹤管可选用配立柱的汽车槽车底部装卸臂。已建丙烷卸车采用软管卸车方式，不满足现行规范要求。

本次为解决上述问题，西北油田分公司采油二厂拟对二号联轻烃站进行改造。本工程不新增占地。现有环境问题将随着本工程的实施，得以解决。

3.2.2. 现有井场

本项目建设内容中需对37口老井进行侧钻，现有工程介绍中主要针对老井进行介绍。

表3.2-1 现有老井基本情况一览表

序号	井号	X	Y	原井深 (m)	所在区域	侧钻次数
1	TK627CH	4583926.7	15235110.97	5881.36	6区	3

2	TH12226CH	4597827.28	1520849.12	6514.80	12区	3
3	TK608CH	4584714	15238109	5850.98	6区	3
4	TH12311CH	4596899.75	15233779.26	6220.00	12区	3
5	TS2CH	4573768.89	15231307.1	6930.00	7区	3
6	TK713CH	4574959.28	15231201.29	5730.00	7区	3
7	TK6114CH	4580476.63	15234921.13	5608.58	6区	3
8	TK663CH2	4579233.18	15232119.76	5737.43	6区	2
9	TK764CH2	4577828.76	15240335.43	5666.00	7区	2
10	TH12111CH	4580763.01	15205552.01	5985.25	12区	3
11	TH121154CH2	4591821	15226398	6226.27	12区	2
12	TH12404CH2	4587917	15199296	6654.26	12区	2
13	TH12413CH	4586992.38	15203221.97	6488.00	12区	3
14	TH12488CH	4590454.63	15201406.09	6934.00	12区	3
15	TH12484CH	4592076	15203984	6786.00	12区	3
16	TH10120CH2	4585936	15231433	6094.65	10区	2
17	TK6126CH	4583419	15235167	5536.00	6区	3
18	TH121172CH	4597136	15226390	6517.48	12区	3
19	TK646CH2	4577598	15234195	6090.00	6区	2
20	TK649CH2	4579397	15234090	5830.50	6区	2
21	TH12126CH	4593409	15228793	5935.00	12区	3
22	TK604CH	4583031	15235099	5720.00	6区	3
23	TK676CH2	4582041	15231933	5902.46	6区	2
24	TK729CH	4575597	15232742	5702.00	7区	3
25	TH123146CH2	4589118	15217751	6870.00	12区	2
26	TH12354XCH	4588915	15209322	6472.00	12区	3
27	TH10390XCH	4578332	15215504	6328.00	10区	3
28	TH10337CH	4580095	15215979	6114.00	10区	3

29	TH12305CH	4582805	15210833	6281.00	12区	3
30	TH10323CH2	4576798	15213435	6325.00	10区	2
31	TH12472CH	4591061	15203438	6749.53	12区	3
32	TK6115CH	4580264	15235955	5796.52	6区	3
33	TH12261CH	4592117	15222528	6130.00	12区	3
34	TK684CH	4582752	15232595	5662.00	6区	3
35	TK625CH	4577531	15233390	5712.00	6区	3
36	TH12398CH	4584391	15212365	6470.00	12区	3
37	TH12172CH2	4581974	15223690	6035.00	12区	2

3.2.2.1. 现有工程污染物达标情况

(1) 代表性油井

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

根据《塔河油田12区奥陶系油藏第五期产能建设项目竣工环境保护验收调查报告》，TH12361井场（与本项目井场相同）加热炉烟气中颗粒物平均浓度为 $9.88\text{mg}/\text{m}^3$ ，二氧化硫未检出，氮氧化物平均浓度为 $55.67\text{mg}/\text{m}^3$ ，颗粒物、二氧化硫、氮氧化物均满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB 13271-2014）表2新建燃气锅炉大气污染物排放限值。

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

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

3.2.2.2. 现有工程环境问题及“以新带老”改进意见

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

3.3. 拟建工程

3.3.1. 项目基本情况

3.3.1.1. 项目名称和性质

项目名称：采油二厂2026年第三批产能建设项目项目性质：滚动开发（改、扩建）

3.3.1.2. 建设地点

本项目位于新疆维吾尔自治区阿克苏地区库车市。涉及油田区块为塔河油田6区、7区、10区、12区，隶属塔河油田采油二厂管辖，中心地理坐标为：。

3.3.1.3. 建设规模

本项目地跨阿克苏地区库车市，项目建设性质为改扩建。主要建设内容包括：
1.主体工程：老井侧钻37口；配套200kW井口燃气加热炉2台、电磁加热器1台；新建TK604CH井至6-2计转站集输管线1.5km；新建TK608CH井至6-1计转站掺稀管线1.2km；二号联轻烃站新建再生气电加热器1座、新建丙烷卸车鹤管1座、丙烷缓冲罐1座，利旧丙烷卸车泵1台。2.公辅工程：给排水、供电、防腐、自控等。3.环保工程：废气、废水、噪声、固体废物治理等污染防治和环境风险防范及生态环境保护工程。本项目总投资约34092.41万元，其中环保投资584万元，占总投资的1.71%。

3.3.1.4. 工程组成

本项目组成包括主体工程、公辅工程、环保工程、依托工程等；工程组成见下表：

表 3.3-1 工程组成一览表

项目	基本情况
项目名称	采油二厂 2026 年第三批产能建设项目
建设单位	中国石油化工股份有限公司西北油田分公司

项目	基本情况			
建设性质	改、扩建			
建设地点	阿克苏地区库车市			
产能规模	年产油 320×10^4 吨；年产气 1.4256×10^8 吨/年			
产 品	原油、伴生气			
建设周期	12 个月			
项目内容	类型	单位	总计	备注
主体工程	钻前工程	座	37	建设井场、设备基础施工、防渗等
	钻井工程	口	37	TK663CH2 、 TK764CH2 、 TH121154CH2 、 TH12404CH2 、 TH10120CH2 、 TK646CH2 、 TK649CH2 、 TK676CH2 、 TH123146CH2 、 TH10323CH2、TH12172CH2 等 11 口井侧钻两次；TK627CH、TH12226CH、TK608CH、TH12311CH、TS2CH、TK713CH、TK6114CH、TH12111CH、TH12413CH 、 TH12488CH 、 TH12484CH 、 TK6126CH、TH121172CH、TH12126CH、TK604CH、TK729CH 、 TH12354XCH 、 TH10390XCH 、 TH10337CH 、 TH12305CH 、 TH12472CH 、 TK6115CH、TH12261CH、TK684CH、TK625CH、TH12398CH 等 26 口井侧钻三次；
	储层改造工程	口	37	射孔采用管柱传输射孔工艺，储层改造采用酸化压裂工艺
	井下作业	口	37	不定期井下作业主要包括压裂、洗井、修井、侧钻等
	井场地面工程	座	3	TH12226CH 井场新建 200kw 加热炉 1 台；TH12311CH 井场新建 200kw 加热炉 1 台；TK663CH2 井场新建电磁加热器 1 台；其余井场利旧地面配套设施
	站场改造工程	座	1	二号联轻烃站新建再生气电加热器 1 座、新建丙烷卸车鹤管 1 座、丙烷缓冲罐 1 座，利旧丙烷卸车泵 1 台
	油气集输工程	km	2.7	单井集输管线：新建 TK604CH 井至 6-2 计转站集输管线 1.5km DN100 掺稀管线：新建 TK608CH 井至 6-1 计转站掺稀管线 1.2km DN50
公辅工程	供电工程	/	/	依托区块已建电力设施；在二号联轻烃站东北侧新建 $2 \times 800\text{kVA}$ 欧式箱变 1 座
	供水工程	/	/	依托塔河油田已建供水首站、供水末站、水源井、供水管线等供水设施，区内给水采用罐车就近从塔河供水首站或末站拉水，通过气压供水装置向站内各个用水点供水
	通信工程	/	/	依托区块已建通信设施
环保工程	废气	施工期：采取洒水抑尘，运输车辆采取减速慢行和苫盖措施，机械、车辆定期检修，燃烧合格油品，不超负荷运行；焊接作业时使用无		

项目	基本情况	
		毒低尘焊条； 运营期：加热炉使用净化后的天然气作燃料，采出液密闭输送； 退役期：采取洒水抑尘的措施
	废水	施工期：钻井废水由临时罐体收集，按泥浆体系不同分阶段优先用于配制相应体系泥浆，剩余的钻井废水集中拉运至阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站处理达标后回注；酸化压裂废水收集在酸液罐内，拉运至阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站处理；管线试压废水属于清净废水，试压完成后用于区域降尘；生活污水排入一体化污水处理装置，处理达标后用于荒漠灌溉； 运营期：运营期废水包括采出水、井下作业废水及井下作业工程生活污水，采出水随采出液密闭集输至周边联合站处理，达标后回注地层，井下作业废水送阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站处理；井下作业工程生活污水经井场撬装式污水处理站处理后达标后用于荒漠灌溉； 退役期：管道、设备清洗废水输送至周边联合站处理，达标后回注地层
	噪声	施工期：选用低噪声施工设备，合理安排作业时间； 运营期：选用低噪声设备、基础减振； 退役期：合理安排作业时间；
	固体废物	施工期：施工土方全部用于管沟和井场回填；废机油、废烧碱包装袋和废防渗材料均属危险废物，由井队联系有危险废物处置资质的单位回收处理；油基岩屑随油基泥浆一同进入油基泥浆不落地系统，分离后的液相回用于钻井液配制，分离后的固相使用专用罐收集后，拉运至阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站的含油污泥处理系统处置后，经检测满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）中综合利用污染物限值要求，同时石油烃满足《土壤环境质量建设用土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中表2第二类用地风险筛选值后，用于铺垫油区内的井场、道路等；施工废料应首先考虑回收利用，不可回收利用部分委托施工废料应首先考虑回收利用，不可回收利用部分由库车绿能环保科技有限公司清运处置；撬装式污水处理站产生的污泥经脱水装置脱水处理后，与生活垃圾一同由库车绿能环保科技有限公司拉运处置。 运营期：落地油收集后暂存于油田工程服务中心危废贮存池，由有危废处置资质单位接收处置；井下作业期间产生的废机油、废烧碱包装袋、废防渗材料、清罐底泥收集后由有危废处置资质单位接收处置； 退役期：退役期设备拆除过程中产生的落地油收集后暂存油田工程服务中心危废贮存池，由有危废处置资质单位接收处置；建筑垃圾委托库车经济技术开发区工业固体废物填埋场合规处置；废弃管线维持现状，管线内物质应清空干净，确保管线内无残留采出液，管线两端使用盲板封堵；
	环境风险	施工期：井场设置放喷池及火炬； 运营期：管线上方设置标识，定期对管线壁厚进行超声波检查，井场设置可燃气体报警仪、硫化氢检测仪及4合1监控报警装置
	生态	施工期：严格控制施工作业带宽度；填埋所需土方利用管沟挖方，做到土方平衡；临时堆土防尘网苫盖；设置限行彩条旗；

项目	基本情况	
		运营期：管道上方设置标志，定时巡查井场、管道； 退役期：地面设施拆除、做到“工完、料尽、场地清”，恢复原有地貌；按规范要求对废弃井采取固井、封井措施，落实生态恢复治理方案
依托工程	采出水	采出水随采出液密闭集输至周边联合站处理
	井下作业废水	阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站处理
	危险废物	落地油、废防渗材料、废机油、废烧碱包装袋、清罐底泥，由有危废处置资质单位接收处置

3.3.1.5. 项目投资

项目总投资 34092.41 万元。

3.3.1.6. 劳动组织及定员

本项目建设周期 12 个月。

本项目运营期不新增劳动定员，均依托现有采油厂工作人员，井场无人值守。

3.3.2. 油气资源概况

3.3.2.1. 区域构造特征

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

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

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

3.3.2.2. 油气藏特征

(1)原油性质

塔河油田原油密度介于 $0.8285 \sim 1.0575 \text{g/cm}^3$ ，平均 0.9465g/cm^3 ，属于中-重质原油；原油运动粘度介于 $7.8 \sim 29629 \text{mm}^2/\text{s}$ ，平均为 $1823 \text{mm}^2/\text{s}$ 。凝固点介于 $-35^\circ\text{C} \sim -1^\circ\text{C}$ ，平均在 -25.2°C ；平均含硫 2.78%，平均含蜡量为 5.16%；析蜡点为 22°C 左右；含盐量介于 $10.21 \text{mg/L} \sim 35437.08 \text{mg/L}$ ，平均 3691mg/L 。

(2)天然气性质

天然气甲烷含量为 $40.73\% \sim 91.49\%$ ，平均 73.96%，相对密度为 $0.6196 \sim 1.1220$ ，平均 0.8091，重烃 (C_2^+) 含量平均 17.98%， N_2 含量平均 5.07%， CO_2 含量平均 2.96%。天然气总体特征是甲烷含量较高、重烃含量较低，属于湿气。天然气中检测到的硫化氢平均为 634.54mg/m^3 。

(3)地层采出水物性

目前主体区平均地层水密度为 1.141g/cm^3 , pH 值为 6.3; 总矿化度为 218033mg/L , Cl 为 133522mg/L 。为 CaCl_2 型水, 属封闭环境下高矿化度地层水。

3.3.2.3. 主要技术经济指标

本项目主要技术经济指标见下表:

表 3.3-5 本项目主要技术经济指标一览表

序号	项目	单位	数量
1	开发指标	老井侧钻数量	口
4		原油总产量	10^4t/a
5		伴生气总产量	$10^8\text{m}^3/\text{a}$
6		集输管线	km
8		钻井总进尺	10^4m
9		储层改造工艺	/
10	能耗指标	年电耗量	10^4kWh/a
11		钻井耗水量	$\text{m}^3/100\text{m}$
12		运营期天然气消耗量	万 m^3/a
13	综合指标	总投资	万元
14		环保投资	万元
15		总用地面积	hm^2
16		永久占地面积	hm^2
17		临时用地面积	hm^2
18		劳动定员	人
19		工作制度	h

3.3.3. 主体工程

3.3.3.1. 钻前工程

钻前工程主要进行场地平整和进场道路修建等, 单井钻前工程施工周期约20d。钻前工程主要建设内容包括修建进场道路、钻井区域地表植被清理、场地平整以及配套的营地建设等, 营地一般建设在井场200m外, 主要分布在主干道周边, 营地建设主要为地表植被清理、场地平整、撬装房安装、撬装式污水处理站安装等内容, 具体建设内容及工程量如表3.3-6所示。

表 3.3-6 井场钻前工程主要内容和工程量一览表

新疆天合环境技术咨询有限公司	61
----------------	----

序号	名称	规格参数	单位	数量	备注
1	井场	120m×90m	hm ²	48.84	侧钻期井场临时占地面积为120m×90m，生活区占地面积40m×60m
2	钻井平台	--	套	37	新钻井
3	主放喷池	100m ³	座	37	测试放喷过程中放喷出来的污水进行集中存放；新建，“环保防渗膜+水泥压边”防渗，老井利旧
	副放喷池	100m ³	座	37	测试放喷中放喷出来的污水进行集中存放；新建，“环保防渗膜+水泥压边”防渗，老井利旧
4	岩屑池	400m ³	座	37	暂存岩屑
5	撬装式污水处理站	处理规模20m ³ /d	座	37	包括1套微生物处理系统，1座调节反应池、1套生物降解反应器、1套曝气系统、1套杀菌装置、1套脱色装置
	活动房	--	间	1554	人员居住；撬装装置，单座井场42间活动房

3.3.3.2. 钻采工程

(1) 钻井工程

本项目侧钻进尺85000m，采用裸眼完井方式完井。

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

侧钻期井场临时占地面积为120m×90m。临时用地内将修建2座放喷池（主、副两座放喷池均为200m³）；

每座井场（油/气井）设置钻井平台1套及临时生活区。侧钻井不新增永久占地，仅新增临时用地。钻井平面布置见图3.3.4-1。

图 3.3-2 钻井期井场平面布置示意图

(2) 井身结构

老井侧钻采用的井身结构包括“裸眼一开”“开窗一开”“开窗二开”。

(1)裸眼一开井身结构

(2)开窗一开井身结构

(3)开窗二开井身结构

图3.3-1 老井侧钻井身结构示意图

(3) 钻井液体系设计

老井侧钻均使用KCL聚磺混油体系钻井液。

(4) 固井方案

采用套管+筛管完井或裸眼完井。

(5) 钻机选型及钻井周期

钻井使用850XJ型钻机，同时钻井作业过程中配套齐全辅助设备、救生消防装备。

项目单座井场工程井队人数约60人，单座老井侧钻施工天数40d。

(6) 主要设备设施

钻井工程主要施工设备为机械钻机、运输车、装载机及配套设施，设备设施情况见下表：

表 3.3-9 单座井场施工所用机械一览表

设备或部件名称	规格型号	主参数	单位	数量/单座井场
机械钻机	850XJ钻机	—	—	1套
井架	JJ450/45-X	4500	kN	1套
底座	DZ450/10.5-X	4500	kN	1套
绞车	JC70LDB	1470	kW	1套
天车	TC450	4500	kN	1套
游车/大钩	YC450/DG450	4500	kN	1套
水龙头	SL450-5	4500	kN	1套
转盘	ZP375	5850	kN	1套
柴油发电机	—	800	kW	4台
泥浆泵	3NB-1600F	1600	HP	2台
循环罐	—	60	m ³	7个
振动筛	—	—	m ³ /h	2台
除气器	ZCQ220	240	m ³ /h	1台
钻井液清洁器	CS-250×3/CN100×16	250	m ³ /h	1台
离心机	GW458-842/GL255-1250	50	m ³ /h	1台

设备或部件名称	规格型号	主参数	单位	数量/单座井场
液气分离器	NQF1200/0.7	5000	m ³ /h	1台
钻台紧急滑道	—	—	—	按标准配套
环形防喷器	FH35-35	35	MPa	1
单闸板防喷器	FZ35-70	70	MPa	1
双闸板防喷器	2FZ35-70	70	MPa	2
压井管汇	YG78/103-70	70	MPa	1
节流管汇	JG78/103-70	70	MPa	1
运输车辆	—	—	辆	10
装载机	—	—	辆	2
采油树	—	—	—	1套
三相计量分离器	—	—	—	1套
凝析油储罐	—	50	m ³	4个
放空管	—	—	—	1个

(7) 原辅材料

钻井工程原辅材料消耗主要为钻井液调配、钻井、固井等工艺消耗的水、水泥及防塌润滑剂等，钻井期用电通过附近电网引入，柴油发电机作为备用电源。各材料均为袋装，由汽车拉运进场，堆存于场内原辅材料存放区内。

3.3.3.3. 储层改造工程

(1) 射孔工艺

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

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

(2) 储层改造工艺

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

(3) 压裂方案

选用3 1/2"油管进行施工，采用“一体化压裂液+胶凝酸+滑溜水”作为酸化压裂

施工液。

图 3.3-4 钻前工程、钻井工程及储层改造工程工艺流程及污染物排放示意图

3.3.3.4. 地面工程

根据开发方案，本项目油气集输系统采用三级布站方式，即：单井—计量阀组间/计转站-联合站。单井采出液就近进入已建计量阀组站，最终输往区内联合站进行处理。

(1) 井场工程

TH12226CH井场新建200kw加热炉1台；TH12311CH井场新建200kw加热炉1台；TK663CH2井场新建电磁加热器1台；其余33座井场利旧地面配套设施；各井场采出液通过加热炉加热后，通过新建集输管线或利旧原有集输管线经计转站最终输送至周边联合站处理。各井场装置均无人值守，定期巡检。

(2) 油气集输工程

新建TK604CH集输管线1.5km；新建6-1至608井掺稀管线1.2km，均采用埋地敷设方式。其他侧钻老井利旧原有集输管线。

3.3.3.5. 二号联轻烃站改造工程

二号联轻烃站已建分馏平台一层新建400kW再生气电加热器1座，丙烷制冷平台一层新建20m²丙烷缓冲罐1座、利旧丙烷卸车泵1台，新建丙烷卸车鹤管1座。

(1) 工艺流程

再生气加热流程：外输干气→冷吹气去分子筛干燥塔→新建400kW再生气电加热器→再生气去分子筛干燥塔。

丙烷卸车工艺流程：丙烷罐车来车→新建丙烷卸车鹤管→利旧丙烷卸车泵→丙烷缓冲罐→已建丙烷制冷装置。

(2) 主要设备选型

1) 再生气电加热器

额定热负荷：400kW

操作压力/设计压力：0.6MPa/1.0MPa

操作温度/设计温度：20~280℃/320℃

2) 丙烷卸车鹤管

操作压力/设计压力：1.5MPa/2.0MPa

操作温度/设计温度：5~50℃/70℃

数量：1座

3) 丙烷缓冲罐

外形尺寸：Φ2000mm×6000mm（筒体）

操作压力/设计压力：1.6MPa/2.0MPa

操作温度/设计温度：5~50℃/70℃

4) 丙烷卸车泵（利旧）

设计排量：3.72m³/h

扬程：102m

功率：6.8kW

（3）主要工作量

主要工程量见表3.3-10。

表3.3-10 工艺专业主要工程量表

序号	设备名称	单位	数量	备注
1	再生气电加热器 400kW Pd= 1.0MPa	座	1	新建
2	丙烷缓冲罐Φ2000mm×6000mm（筒体） Pd=2.0MPa	座	1	新建
3	丙烷卸车泵 Q=3.72m ³ /h H= 102m	台	1	利旧
4	丙烷卸车鹤管 Pd=2.0MPa	座	1	新建
5	抗高温钢法兰闸阀 GZ40Y-16C DN100 PN16	台	2	
6	钢法兰闸阀 DN80 PN25	台	2	
7	钢法兰闸阀 DN65 PN25	台	1	
8	钢法兰闸阀 DN50 PN25	台	9	
9	钢法兰闸阀 DN25 PN25	台	2	
10	无缝钢管Φ33.4×4.55 20 GB/T 9948-2025	m	30	
11	无缝钢管Φ60.3×3.91 20 GB/T 9948-2025	m	30	
12	无缝钢管Φ88.9×5.49 20 GB/T 9948-2025	m	30	
13	无缝钢管Φ168.3×7.11 20 GB/T 9948-2025	m	30	
14	无缝钢管Φ21.3×3.73 20+镀锌 GB/T 8163-2018	m	30	

（4）平面布置

二号联轻烃站站设有8座100m³液化气储罐、5座80m³和2座100m³稳定轻烃储罐，液化烃储存总容量为1360m³，为三级石油天然气站场。本项目新建1座再生气

电加热器位于已建分馏平台一层，新建1座丙烷缓冲罐及利旧1台丙烷缓冲罐位于已建丙烷制冷平台一层，平面布置满足《石油天然气工程设计防火规范》GB 50183-2004 中三级站场防火间距要求。

图3.3-5 二号联轻烃站平面布置图

3.3.3.6. 封井工程

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

3.3.4. 配套工程

3.3.4.1. 给排水工程

(1) 给水

采用罐车就近从各自区块水源井供水，通过气压供水装置向各个用水点供水。

(2) 排水

施工期产生的废水主要为钻井废水、储层改造的酸化、压裂返排液、管线试压废水和生活污水。钻井废水主要为设备冲洗废水和机械冷却水等，由罐车拉运至阿克苏塔河环保工程有限公司塔河油田绿色环保站处理；酸化压裂返排液收集在酸液罐内，优先在井场配置压裂液使用，剩余部分运至阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站处理；管线试压废水属于清净废水，试压完成后用于区域降尘；施工期每座井场单独建设1座撬装化污水处理站，采用“AO+MBR”工艺，生活污水经撬装式一体化装置处理后水质达到《农村生活污水处理排放标准》(DB654275-2019)表二的B级标准后用于生活区、井场及通井路降尘，其余部分用于生态林、荒漠灌

溉。

运营期废水包括采出水和井下作业废液，采出水随采出液经集输管线最终输送至周边联合站处理，达标后回注油层，井下作业废液送阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站处理；运营期工作人员由油田内部调剂，不新增工作人员，不新增生活污水。

3.3.4.2. 供配电工程

(1) 井场用电

塔河油田建有完善的电力系统，区域内10kV配电网较为完善，本项目生产用电依托已建电力系统，可以满足本项目供电需求。

(2) 二号联轻烃站

1) 站外电源：

在二号联轻烃站东北侧新建2×800kVA欧式箱变1座，箱变两回电源分别引自站外西北侧两回10kV线路。一回由10kV T2-01-5S-012#杆带电T接，新建架空线路8.5m，安装双杆隔离开关、断路器1套；一回由10kV二号联脱硫1#线-013#杆带电T接新建架空线路8.5m安装双杆隔离开关、断路器1套。电缆下杆至站内新建箱变变压器高压侧。

2) 站内配电：

①拆除站内东北侧《二号联轻烃站系统优化工程》建设的4.0m（长）×3.0m（宽）撬装低压配电室1座，原位置新建2×800kVA欧式箱变1座，拆除的撬装房放空气变频MCC柜利旧至新建箱变的预留位置，采用电缆接至箱变预留回路。

②在二号联轻烃站东北侧新建2×800kVA 欧式箱变1座，为新建的电加热器、卸车泵、电伴热等配电，同时考虑预留热煤油循环泵和热媒炉的用电负荷和控制柜的安装位置。

③新建的电伴热接线盒JXH01接入就近脱硫配电室改造备用回路或就近配电箱的备用回路。

④0.4kV侧采用单母线分段接线方式。

⑤0.4kV配电系统采用放射式的配电方式。

3.3.4.3. 自控工程

单井设置油压、套压、回压、油温、回温、套温，电参数、示功图检测、硫化氢气体检测、可燃气体检测，加热炉温度、压力、燃气流量监测，井口设置RTU，采集仪表信号并上传上级站场。

二号联轻烃站新增仪表信号、气体探测器信号上传至二号联轻烃站DCS系统，并对新增信号进行组态、调试。

3.3.4.4. 通信工程

依托现有设施，井口设置摄像头和远程喊话设备，视频、音频信号及RTU数据通过视频光端机，经光缆上传相应的站场。

3.3.4.5. 供热工程

拟建项目钻井期生活区供暖方式采取电采暖。

运营期塔河油田各区块采用井口加热集输工艺，加热对象为采出液，通过燃气真空加热炉加热后外输。加热炉使用的燃料气来源于联合站经过净化后的天然气。燃料气低位发热值约为33.812MJ/m³。

3.3.5. 硫平衡

根据资料，本项目伴生气中硫化氢含量约634.54mg/m³。本项目最高年伴生气产生量约1.4256×10⁸m³/a，据此核算出本项目伴生气中硫化氢最大量为90.48t/a。天然气中的硫一小部分在井口以无组织形式释放，剩余部分全部进入联合站处理。

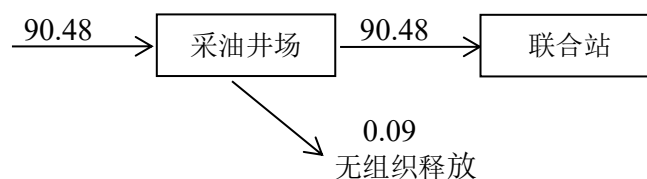


图 3.3-6 本项目硫平衡图 (t/a)

3.3.6. 依托工程

3.3.6.1. 塔河油田二号联合站

塔河油田二号联合站于2002年4月18日取得原新疆维吾尔自治区环境保护局批复(新环监函〔2002〕68号)，并于2021年11月进行了自主验收；2009年4月15日对

二号联合站进行扩建，取得原新疆维吾尔自治区环境保护局批复(新环监函〔2009〕151号)，并于2015年8月12日取得验收意见(新环函〔2015〕909号)。

(1)油处理系统

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

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

流程描述：各计转站进站原油加药后至进站换热器加热，含水原油(含水50%)从 55°C 升温至 $75\sim 80^\circ\text{C}$ 后进入油气进站分离器进行油、气分离，分离后油相进入沉降脱水罐，分别在一次沉降罐和二次沉降罐沉降脱水，脱水后原油经脱水泵提升、脱水换热器复热后进入负压稳定塔(-30kPa)，进行原油稳定和脱硫，稳定脱硫后的原油经提升泵增压进净化油储罐，静止沉降后放底水至合格原油(含水 $\leq 0.4\%$)，通过外输泵增压后外输至塔库首站。沉降出的污水自压进入污水处理系统。

(2)天然气处理系统

二号联轻烃站2005年建成投产。主要负责二号联来气、六七区来气及十二区伴生气主管网来气的处理，站站内按照功能共划分为六个单元:进站分离单元、增压脱水单元、湿法脱硫单元、制冷分馏单元、储运单元、硫磺回收单元，采用“压缩机增压+湿法脱硫+分子筛脱水+丙烷、膨胀机制冷+DHX分馏”等工艺将进站高含硫原料气进行增压、脱硫、脱水、制冷、分馏等处理，最终形成净化气、混合烃及稳定轻烃等产品。二号联轻烃厂设计处理规模 $15 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 。

(3)水处理系统

塔河油田二号联合站污水处理设施设计处理能力 $8000 \text{m}^3/\text{d}$ 。污水处理工艺采用斜管除油器加核桃壳过滤除油工艺，处理后的废水经过 500m^3 缓冲罐进入外输泵房，全部用于油井回注。

(4)依托可行性分析

拟建工程塔河油田6区、7区、10区等井场采出液最终输送至二号联合站进行处

理，分离出的天然气送二号联合站轻烃站进行处理。依托富余情况如表3.4-2所示。

表3.4-2 塔河油田二号联合站依托可行性分析一览表

分类	设计最大处理规模	现状处理规模	现状富余量	依托可行性
原油(万t/a)	390	350	40	可依托
天然气(万m ³ /d)	15	12	3	
采出水(m ³ /d)	8000	4884	3116	

综上可知，塔河油田二号联合站富余量可以满足项目6区、7区、10区等井场处理要求，依托可行。

3.3.6.2. 四号联合站

(1) 基本情况

塔河油田四号联合站于2012年11月16日取得原国家环境保护局批复（新环评价函〔2012〕1152号），于2015年11月3日取得原自治区环境保护厅竣工环境保护验收意见（新环函〔2015〕1183号）。四号联合站主要功能：负责四号联周围单井的计量及各计转站来液的加热、油气分离、原油脱水、原油稳定（脱硫）等、并配有大罐抽气、净化油储存及计量外输、伴生气外输、污水处理等功能的相关措施。

四号联合站设计原油处理规模 $260 \times 10^4 \text{t/a}$ ，混合液处理规模 $400 \times 10^4 \text{t/a}$ ，污水处理规模 $4000 \text{m}^3/\text{d}$ ，于2024年进行扩建，目前，原油总处理规模 $400 \times 10^4 \text{t/a}$ ，混合液总处理规模 $600 \times 10^4 \text{t/a}$ 。原油处理采用热化学大罐沉降脱水、负压稳定（脱硫）、原油储罐静止沉降放底水生产工艺生产合格原油，合格原油通过新建外输管道输送至装车末站外销。伴生气通过压缩机增压后外输至二号联轻烃站进行脱硫和轻烃回收。

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

天然气处理系统：四号联天然气处理及加工部分分为六部分，分别为：大罐抽气回收装置、原油负压稳定（脱硫）装置、伴生气及轻油外输装置、仪表风装置、火炬放空装置、混烃处理及销售。

塔河油田二号联合站和四号联合站相互联通，处理工况可根据区内采出液产生情况进行调配。四号联采出水处理系统于2013年投运。采用沉降处理工艺，工艺流程为油站来水→除油罐→缓冲罐→提升泵→外输缓冲罐→外输泵→12-12计转泵站

附近分水阀组。

(3)依托可行性分析

本项目12区等单井采出液最终输送至四号联合站进行处理，依托富余情况如表3.4-4所示。

表3.4-4 塔河油田四号联合站依托可行性分析一览表

分类	设计最大处理规模	现状处理规模	现状富余量	依托可行性
原油(万t/a)	260	230	30	可依托
采出水(m ³ /d)	4000	2700	1300	

综上可知，塔河油田四号联合站可以满足本项目12区等单井处理要求，依托可行。

3.3.6.3. 阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站及依托可行性分析

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

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

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

表 3.3-13 阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站处理类别、处置能力

运营单位	危险废物经	经营许可证有效	危险废物	危险废物经营代码
------	-------	---------	------	----------

	营代码	期限	经营类别	
阿克苏塔河环保工程有限公司	6529230040	2022年1月27日至 2027年1月26日	HW08	071-001-08、071-002-08、 072-001-08、251-001-08、 251-002-08、251-003-08、 251-004-08、251-005-08、 251-006-08、251-010-08、 251-011-08、900-210-08、 900-249-08

阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站处理资质及处置类别涵盖了本项目HW08危险废物的落地油、废防渗材料，处置能力能够满足项目要求，目前阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站已建设完成并投入运行，因此，本项目危险废物中落地油和废防渗材料收集后统一由阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站进行无害化处理可行。同时须注意阿克苏塔河环保工程有限公司危险废物经营许可证有效期限为2022年1月27日至2027年1月26日，本项目在委托处置前，关注其资质的有效性，否则须委托其他有资质的单位进行合规处置。

3.4. 工程分析

3.4.1. 主要生产工艺过程

3.4.1.1. 施工期

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

(1) 钻前工程

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

钻前工程主要废气为施工扬尘、施工机械尾气，通过洒水抑尘减少扬尘产生量。废水主要为生活污水，生活污水排入一体化污水处理装置，经处理达到《农村生活污水处理排放标准》(DB65 4275-2019)表2的B级标准后，用于荒漠灌溉。噪声为施工机械噪声，通过定期检修施工设备、合理布置作业任务，避免局部噪声过高。固体废物为井场、道路建设期间产生的土方、生活垃圾。土方用于场地平整和修建道路；在井场及施工营地设有垃圾桶，生活垃圾定期送至阿克苏塔河环保工程有限公

司绿色环保工作站处理。

（2）钻井工程

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

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

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

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

钻井作业施工过程中废水污染源主要为生活污水、钻井废水及酸化压裂废水，根据目前油气田钻井实际情况，钻井废水由临时罐体收集，按泥浆体系不同分阶段优先用于配制相应体系泥浆，剩余的钻井废水集中拉运至阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站处理达标后回注；酸化压裂作业结束后的酸化压裂废水收集在罐内，拉运至阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站处理；生活污水经井场撬装式污水处理站处理达标后，用于荒漠灌溉；噪声污染源主要为泥浆泵及钻机噪声，采取基础减振等降噪措施；固体废物主要为钻井岩屑、钻井泥浆、废机油、废防渗材料、废烧碱包装袋、撬装式污水处理站产生污泥及生活垃圾，钻井岩屑随泥浆一同进入泥浆不落地系统，在井口采用“振动筛+除砂器+处理器+离心分离机”工艺，分离后的液体回用于钻井液配备；废油基泥浆及岩屑收集后有危废处置资

质单位接收处置。废机油桶装密闭收集，废防渗材料、废烧碱包装袋折叠打包收集定期由钻井队委托有资质单位接收处置。撬装式污水处理站产生污泥收集、合规暂存，和生活垃圾一同清运至阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站处理。

（2）储层改造工程

储层改造工程主要包括射孔、酸化压裂以及后续的测试放喷等。

①射孔

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

②酸化压裂

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

③测试放喷

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

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

储层改造工程排污节点分析如下：储层改造工程主要废气为放喷天然气燃烧产

生的废气及施工机械尾气。生活污水经撬装式一体化装置处理后水质达到《农村生活污水处理排放标准》（DB654275-2019）表二的B级标准后用于生活区、井场及通井路降尘，其余部分用于生态林、荒漠灌溉。酸化压裂返排液收集在酸液罐内，优先在井场配置压裂液使用，剩余部分运至阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站处理。噪声为压裂车噪声及测试放喷高压气流噪声，通过定期检修施工设备、合理布置作业任务，避免局部噪声过高。固体废物为生活垃圾，定期送至阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站处理。

（4）地面工程建设

1）井场建设

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

地面工程废气污染源主要为施工车辆尾气和焊接废气，设备运输和装卸时产生的扬尘，通过洒水抑尘减少扬尘产生量，焊接作业时使用无毒低尘焊条；噪声污染源为施工机械产生的噪声，通过选取低噪声设备、加强设备维护保养降低噪声；固体废物主要为设备废弃包装、水泥基础和生活垃圾，设备废弃包装、水泥基础现场收集、合规暂存，委托库车经济技术开发区工业固体废物填埋场合规处置；生活垃圾收集后统一送至阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站处理。

2）管线建设

①施工放线

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

②管沟开挖

开挖管沟前，应根据管道施工用地宽度清理其中的杂物，平整沟、坎，以便施工机具通行，同时清除管线中心线两侧以及附近斜坡上危及管道安全的崩塌堆积物。施工前应按照设计图纸要求及各个区域的地质情况向施工人员做好管沟断面开挖

要求（开挖深度及边坡比）、堆土位置及技术要求等的交底工作。管沟开挖可采用机械开挖与人工开挖相结合的方式，有地下障碍物时，障碍物两侧5m范围内，应采用人工开挖。对于重要设施，开挖前应征得其管理方的同意，并应在其监督下开挖管沟。施工机械在纵坡上挖沟，必须根据坡度的大小、土壤的类别、性质及状态计算施工机械的稳定性，并采取相应的措施，确保安全操作。管沟沟底单管开挖宽度为0.8m，管沟边坡比为1:1.5。管沟成型后，应进行检查。

本项目管道工程一般区域管道施工作业带宽度控制在8m范围内。

③管线组装

集输管线采用柔性复合高压输送管，连接方式应符合《石油天然气工业用非金属复合管 第2部分：柔性复合高压输送管》（SY/T6662.2-2012）、《柔性复合管施工及验收规范》（Q/SY TZ 0407-2014）中的相关要求；燃料气管线采用无缝钢管，采用焊接方式连接，严格按照《油气田集输管道施工规范》（GB50819-2013）等相关要求执行。柔性复合高压输送管采用弹性敷设，燃料气管线采用弹性敷设、冷弯管、热煨弯头三种形式来满足管道变向安装要求。

④管道下沟

管段下沟前，需清除沟中的石块及塌方泥土、积水等，对管道进行外观检查并及时修补；管段下沟时，不允许任何导致管段产生弯折、永久性变形、破坏管材的现象出现；管段下沟后，在不受外力的条件下，应与沟底表面贴实且放到管沟中心位置。如出现管底局部悬空应用细土填塞，不得出现浅埋。管道施工示意图见图3.4-2。

图 3.4-2 管线施工工艺流程及产污环节示意图

图 3.4-3 管道施工作业带断面布置图

⑤吹扫与试压

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

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

试压过程中有泄漏时，不得带压修理。缺陷修补后应重新进行试压直至合格。

⑥穿越工程

光、电缆及其它管道穿越

一般情况下，管道与其他埋地构筑物交叉，原则上在其下方通过。

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

图 3.4-4 管线与已建管线穿越示意图

⑦管沟回填

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

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

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

3.4.1.2. 运营期

(1) 采油工程

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

根据油气藏目前生产情况、油藏原油性质和配产情况，选择采油方式为：初期自喷开采，当油层压力下降，油井停喷或需要提液时根据部署井采用有杆泵或电泵、注水采油等。

(2) 井下作业

井下作业是进行采油生产的重要手段之一。一般在采油井投产前及投产以后进行，一般包括酸化、压裂、下泵、试油、洗井、修井、除砂、清蜡等一系列工艺过程。酸化、压裂作业是用不同的化学和物理方法对低渗透的油层进行处理，进一步提高原油产量；洗井、修井、除砂和清蜡作业均是在采油井使用一段时间后，因腐蚀、结垢、机具磨损和损坏等而采取的工艺措施。

(3) 油气集输

本项目单井输油采用加热集输流程，油气处理依托已建联合站。单井采出液就近进入已建阀组，通过计量站最终输往联合站进行处理。运营期油田油气集输工艺流程示意图见下图：

3.4.1.3. 退役期

随着石油天然气开采的不断进行，其储量逐渐下降，最终井区将进入退役期。

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

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

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

3.4.2. 环境影响因素分析

本项目建设可分为施工期、运营期、退役期三个阶段。

施工期环境影响的特点是持续时间短，破坏性强，在本项目建设结束后，可在一定时期消失；但如果污染防治和生态保护措施不当，可能持续很长时间，并且不可逆转，例如对生态环境的破坏。生产运营期环境影响持续时间长，并随着产能规模的增加而加大，贯穿于整个运营期。退役期，如果封井和井场处置等措施得当，环境影响将很小；反之若出现封井不严，可能导致地下残余油水外溢等事故发生，产生局部环境污染。

本项目包括钻井、地面工程建设、采油（气）、油气集输等施工作业内容，基

本属于开发建设期和生产运营期的建设活动。其环境影响因素主要来源于油井及与其相关钻井、采油、采气、井下作业、油气储运等各工艺过程，影响结果包括非污染生态影响，以及排放的污染物质导致的环境污染，详见下图：

图 3.4-6 油田开发过程污染物排放流程

3.4.3. 施工期环境影响因素分析

施工期主要污染来自钻井工程、地面设施施工产生的燃料燃烧废气及汽车尾气排放、钻井岩屑、废弃钻井泥浆及钻井废水、钻井噪声、井队工作人员的生活污水和生活垃圾、设备渗油等，平整场地和堆放设备破坏地表等。

3.4.3.1. 生态影响因素

本项目生态影响因素主要体现在项目占地中。项目占用土地包括临时用地和永久占地，将暂时或永久改变土地原有使用功能。临时用地包括管沟施工便道的临时用地，施工结束后临时用地可恢复原有使用功能；永久占地主要为井场及道路的永久占地。

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

根据估算，本项目总占地约51hm²，其中永久占地0hm²、临时用地51hm²，占地类型有乔木林地、灌木林地、其他林地、牧草地等。详见下表：

表 3.4-1 占地面积统计表

序号	工程内容	占地面积 (hm ²)			说明
		永久占用	临时使用	合计	
1	井场	0	48.84	48.84	侧钻期井场临时占地面积为 120m×90m，生活区占地面积 40m×60m
2	集输管线	0	2.16	2.16	管沟长度 2.7km，作业带范围 8m。
合计		0	51	51	/

3.4.3.2. 施工期污染源分析

(1) 废气污染源

本项目在施工期对环境空气的影响包括施工扬尘、施工车辆尾气、焊接废气、

钻井工程废气和储层改造废气。

①施工扬尘

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

②施工车辆尾气

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

③焊接废气

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

④钻井工程废气

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

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

⑤储层改造废气

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

(2) 废水污染源

施工期废水主要为钻井废水、储层改造的酸化压裂返排液、管线试压废水和生

活污水。

① 钻井废水

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

根据塔河油田多年运行的数据可知，钻井期间产生设备冲洗和机械冷却水的最大量约为 $100\text{m}^3/\text{口}$ 。本项目钻井工程涉及37口，钻井期间共产生约 3700m^3 设备冲洗废水和机械冷却水。钻井废水集中收集后由罐车拉运至阿克苏塔河环保工程有限公司塔河油田绿色环保站处理。

② 储层改造的酸化、压裂返排液

钻井固定完毕后，需进行压裂完井，在储层改造过程中排出的压裂返排液中主要含有黄原胶、石油类及其他各种添加剂。根据区域现有井场历史钻井数据，压裂过程压裂返排液返排率为60%左右，项目钻井过程中单座井场压裂液量为 730m^3 ，则单座井场压裂返排液产生量为 438m^3 ，拟建工程施工期37口钻井压裂返排液产生量为 16206m^3 ，储层改造过程中产生的压裂返排液排入回收罐中，运至阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站处理，处理达标后回注。

③ 试压废水

管道工程分段试压以测试管道的强度和严密性，本项目管道采用无腐蚀性洁净水作为试压介质，管道试压废水中主要污染物为SS。管道试压分段进行，试压水排出后进入下一段管线循环使用，主要污染物为SS。试压废水按照每千米 2.5m^3 计算，本项目新建油气集输管线2.7km，试压废水量约为 6.75m^3 ，因单根管线长度较短，不考虑损耗量，主要污染物为SS。试压结束后可用作场地降尘用水。

④ 生活污水

本项目施工期单井施工人员约60人，侧钻施工期约40天，每人每天生活用水最高按100L计算，生活用水总量为 8880m^3 ，生活污水排放量按用水量的80%计算，则施工期生活污水总产生量为 7104m^3 。生活污水主要污染物为COD、 $\text{NH}_3\text{-N}$ 、SS等，其主要指标浓度COD为 350mg/L ， $\text{NH}_3\text{-N}$ 为 60mg/L 、SS为 240mg/L 。施工期生活污水经撬装式一体化装置处理后出水可达到COD 60mg/L 、 BOD_5 为 20mg/L 、 $\text{NH}_3\text{-N}$ 为 15mg/L 、SS为 20mg/L ，可满足《农村生活污水处理排放标准》

(DB654275-2019)表2的B级标准,用于生活区、井场及通井路降尘,其余部分用于生态林、荒漠灌溉。

(3) 固体废物污染源

①废机油

钻井施工过程中机械检修时会产生少量废机油,检修期间地面应铺设防渗膜,采用钢制铁桶收集后暂存于撬装式危废贮存点,防止废机油落地污染土壤和地下水。类比同类钻井工程,钻井期间产生的废机油量约为0.5t/井,本项目钻井37口,废机油产生量为18.5t,属于危险废物HW08(废物代码900-214-08),废机油采用桶装密闭收集,定期由钻井队联系有危险废物经营许可证的单位清运处置。

②废烧碱包装袋

钻井施工过程中配制钻井泥浆时会产生少量烧碱废包装袋。类比同类钻井工程,钻井期间产生的烧碱废包装袋约为0.05t/口,本项目钻井37口,烧碱废包装袋产生量为1.85t,属于危险废物HW49(废物代码:900-041-49),废烧碱包装袋折叠打包后,定期由钻井队联系有危险废物经营许可证的单位清运处置。

③废防渗材料

工程钻井期产生少量废防渗材料属于危险废物,类比同类钻井工程,钻井期间产生的废防渗材料约为0.2t/口,本项目钻井37口,废防渗材料产生量为7.4t,属于危险废物HW08(废物代码900-249-08),定期由钻井队联系有危险废物经营许可证的单位清运处置。

施工期危险废物产生、处置及防治措施情况一览表详见下表:

表 3.4-2 施工期危险废物产生、处置及防治措施情况一览表

序号	固废名称	产生环节	产生量	单位	固废属性	固废代码*	物理性状	环境危险特性	贮存方式	利用处置方式 排放去向
1	废机油	机械维修	18.5	t	危险废物	HW08 900-214-08	固体	T,I	撬装式危废暂	委托有资质单位进行处置
2	废烧碱包装袋	钻井液配置	1.85	t	危险废物	HW49 900-041-49	固体	T,I		

3	废防渗材料	修井	7.4	t	危险废物	HW08 900-249 -08	固体	T, I	存点	
---	-------	----	-----	---	------	------------------------	----	------	----	--

备注：*危废代码依据《国家危险废物名录（2025版）》

④钻井泥浆

钻井泥浆的排放量依井的深度而增加，其排放量计算采用《油田开发环境影响评价文集》中的经验公式：

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

式中：V——排到地面上的泥浆量（m³）；

D——井眼的平均直径（m），侧钻井取 0.15m；

h——井深（m）；

根据目前西北油田分公司钻井工程的要求，从地面一直到目的层全部使用油基泥浆，本项目老井侧钻 37 口，钻井总进尺为 85000m，原井深共计 227486.07m，共 312486.07m，根据上述计算结果，泥浆产生量总计 14089.14m³，全部为油基泥浆。

根据目前西北油田分公司钻井工程的要求，钻井采用泥浆不落地系统，分离后的液相为油基泥浆总量的 80%，可回用于钻井液配制，不外排。分离后的固相占油基泥浆总量的 20%，使用专用罐收集后，拉运至阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站的含油污泥处理系统处置。综上所述，本项目油基泥浆排放量为 2817.8m³。

⑤钻井岩屑

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

$$W = 1/4 \times \pi \times D^2 \times h \times 2.5$$

式中：W——钻井岩屑产生量（油基泥浆膨胀系数取 2.5），m³；

D——井眼的平均直径，侧钻井取 0.15m；

h——井深 m。

本项目老井侧钻 37 口，钻井总进尺为 85000m，根据上述计算结果，岩屑产生量总计 3753.28m³，全部为油基岩屑。

本项目钻井液采用磺化混油体系，根据目前西北油田分公司钻井工程的要求，油基岩屑随油基泥浆一同进入油基泥浆不落地系统，分离后的液相回用于钻井液配制，分离后的固相使用专用罐收集后，拉运至阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站的含油污泥处理系统处置后，经检测满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）中综合利用污染物限值要求，同时石油烃满足《土壤环境质量建设用土地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中表 2 第二类用地风险筛选值后，用于铺垫油区内的井场、道路等。综上所述，本项目油基岩屑排放量为 3753.28m³。

⑥施工废料

施工废料主要包括管材边角料、焊接作业中产生的废焊渣等。根据类比调查，施工废料的产生量约为0.2t/km，本项目新建管沟2.7km，施工废料产生量约为0.54t。施工废料应首先考虑回收利用，不可回收利用部分收集后定期由库车绿能环保科技有限公司清运、处置清运、处置。

⑦撬装式污水处理站产生污泥

撬装式污水处理站处置过程中产生的污泥经污泥脱水装置，脱到 60%含水率后，由库车绿能环保科技有限公司拉运处置。生活污水 SS 产生浓度为 240mg/L，经污水处理站处理后 SS 浓度为 20mg/L，钻井期间生活污水产生总量为 7104m³，则撬装式污水站污泥产生量为 1.57t，送至阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站处理。

⑧生活垃圾

本项目施工期单井施工人员约60人，老井侧钻施工期40天。平均每人每天产生生活垃圾0.5kg。整个施工过程生活垃圾产生量共计44.4t，现场集中收集至垃圾箱，定期送至阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站处理。

（4）施工噪声源强

项目施工期噪声主要包括钻井、土方施工等过程中各种施工机械设备噪声以及

物料运输车辆噪声。参照《环境噪声与振动控制工程技术导则》（HJ2034-2013）中表A.2和类比油田开发工程中井场、内部道路、管线铺设和钻井工程实际情况，项目施工期拟采用的各类施工设备产噪值见下表：

表 3.4-7 主要施工设备噪声源不同距离声压级单位：dB（A）

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

3.4.4. 运营期环境影响因素分析

3.4.4.1. 废水污染源

（1）采出水

塔河油田油藏采出水主要来源于油藏本身的底水、边水，随着开采年限的增加呈逐渐上升状态。采出液在已建联合站进行脱水处理。根据资料，区域井口采出液含水率约为37.8%。本项目建成后预计新增产能 $320 \times 10^4 \text{t/a}$ ，则运营期新增采出水约 $194 \times 10^4 \text{t/a}$ 。油藏采出水进入输送至周边联合站处理，经处理达标后全部回注油层，不外排。

（2）井下作业废水

井下作业主要包括油井维修、大修、酸化、压裂等，井下作业废水的主要来源为酸化压裂返排液、修井过程中产生的压井水和压井液、修井时的循环水及洗井时产生的洗井废水。

1) 洗井废水

根据《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》（公告2021年第24号）中与石油和天然气开采有关的服务活动产排污系数，计算井下作业废水的产生量。

表 3.4-8 与石油和天然气开采有关的服务活动产排污系数一览表

产品名称	原料名称	工艺名称	规模等级	污染物指标	单位	产污系数	末端治理技术名称	排污系数
------	------	------	------	-------	----	------	----------	------

井下作业	洗井液（水）	非低渗透油井洗井作业	所有规模	工业废水量	吨/井次-产品	76.04	无害化处置利用	0
	洗井液	修井作业	所有规模	废洗井液	吨/井	25.29	无害化处置利用	0

本项目油藏储层为非低渗透储层，根据上表，井下作业工业废水产生量共为101.33t/井次，井下作业每2年1次，本项目37口井下作业工程产生的井下作业废水量为1874.61t/a。井下作业废水自带回收罐回收，拉运至阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站进行处理达标回注。

2) 酸化压裂废液

根据区域现有井场历史钻井数据，压裂过程压裂返排液返排率为60%左右，项目钻井过程中单座井场压裂液量为730m³，则单座井场压裂返排液产生量为438m³。

本项目部署37口侧钻井，则运营期酸化压裂废液量为16206m³。酸化压裂返排液收集在酸液罐内，优先在井场配置压裂液使用，剩余部分运至阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站处理。

(3) 生活污水

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

3.4.4.2. 废气污染源

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

(1) 有组织废气

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

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

式中：A为燃气量，m³/h；

P为井场燃气加热炉功率，kW，本项目均为200kW加热炉；

ε 为井场燃气加热炉热转化效率，本项目取0.9；

Q_L 为燃气的低位热值，kJ/m³，根据燃气分析结果，取33812kJ/m³；

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

则本项目井场燃气加热炉燃气量情况见下表：

表 3.4-9 井场燃气加热炉耗气量及设置台数一览表

加热炉	年工作小时（h）	单台锅炉燃气量（m ³ /h）	单台锅炉燃气量（万m ³ /a）	本项目2台锅炉总燃气量（万m ³ /a）
200kW	7920	23.66	18.74	37.48

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

颗粒物的排放浓度取值：实际运行中烟尘产生量较少，颗粒物排放类比塔河油田同类型井场燃气加热炉监测数据《塔河油田 12 区奥陶系油藏 2021 年第一期侧钻项目竣工环境保护验收调查报告》（水清清〈监〉〔2023〕-YS-077 号）中 200kW 井场燃气加热炉烟气经 8m 烟囱高空排放的颗粒物监测浓度范围在 1.5mg/m³～5.9mg/m³。现有所类比加热炉均属塔河油田现役 200kW 井场燃气加热炉，使用燃料均为净化后的天然气，烟气通过 1 根不低于 8m 高烟囱外排，类比井场燃气加热炉符合《污染源源强核算技术指南 锅炉》（HJ 991-2018）中 3 条适用原则，即①燃料、辅料、副产物类型相同；②锅炉类型和规模等级相同；③污染控制措施相似，且污染物设计脱除效率不低于类比对象脱除效率。根据类比结果，最终颗粒物排放浓度取值 5.9mg/m³。

表 3.4-10 工业锅炉（热力生产和供应行业）产排污系数表—燃气工业锅炉

产品名称	原料名称	工艺名称	规模等级	污染物指标	单位	产污系数	末端治理技术	排污系数
蒸汽/热水/其他	天然气	燃烧室燃炉	所有规模	工业废气量	标立方米/万立方米—原料	107753	直排	107753

				二氧化 硫	千克/万立方 米—原料	0.02S①	直排	0.02S①
				氮氧化 物	千克/万立方 米—原料	15.87（低氮燃烧 —国内一般）	直排	15.87
						6.97（低氮燃烧 —国内领先）	直排	6.97
						3.03（低氮燃烧- 国际领先）②	直排	3.03

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

井场燃气加热炉烟气量见下表：

表 3.4-11 本项目烟气量一览表

用气单元	单台烟气量（万m ³ /a）	本项目总烟气量（万m ³ /a）
2台200kW井场加热炉	201.93	403.86

井场燃气加热炉污染物产生排放情况见下表：

表 3.4-12 本项目新建井场加热炉污染物排放情况

污染源	耗气量	烟气量	污染物排放情况								
200kW井 场加热 炉	万m ³ /a	万m ³ /a	SO ₂			NO _x			颗粒物		
			kg/h	t/a	mg/m ³	kg/h	t/a	mg/m ³	kg/h	t/a	mg/m ³
单台	18.74	201.93	0.0047	0.034	18.56	0.0375	0.27	147.28	0.0015	0.011	5.9
本项目2 台	37.48	403.86	-	0.075	-	-	0.595	-	-	0.024	-

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

根据项目所在地阿克苏生态环境局要求，燃气加热炉须根据《工业源挥发性有机物通用源项 产排污核算系数手册》中“附表 1.燃烧烟气锅炉挥发性有机物产污系数表”核算挥发性有机物，该手册中天然气加热炉挥发性有机物产污系数为 1.68 千克/万立方米—燃料，本项目运营期加热炉燃用 37.48×10⁴m³/a 燃产天然气产生的挥发性有机物约 0.063 t/a，据此根据烟气量核算燃气加热炉挥发性有机物浓度约为 15.591mg/m³。

本项目井场加热炉各配套建设1根烟囱，高度不低于8m、内径约0.3m、排气温约120℃，各污染因子排放浓度执行《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）中的表2新建锅炉大气污染物排放浓度限值（颗粒物：20mg/m³；SO₂:50mg/m³、NO_x：

200mg/m³) 要求。

(2) 无组织废气

在油气集输环节产生的挥发性有机物(VOCs)主要包括非甲烷总烃(烷烃等)、卤代烃、含氮有机化合物、含硫有机化合物等。对本项目而言, VOCs主要为非甲烷总烃。本项目的丙烷缓冲罐为压力储罐, 正常情况下储罐为密闭系统, 不存在大、小呼吸损耗和工作损失。项目运营过程中井场、轻烃站无组织废气主要污染物为从阀门等部分逸散的非甲烷总烃, 参照《排污许可证申请与核发技术规范 石化工业》(HJ853-2017)“5.2.3.1.2 设备与管线组件密封点泄漏挥发性有机物年许可排放量”中公式及取值参数对拟建项目无组织废气进行核算。

挥发性有机物流经的设备与管道组件密封点泄漏的挥发性有机物量按以下公式计算:

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

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

t_i ——密封点*i*的年运行时间, h/a;

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

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

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

n ——挥发性有机物流经的设备与管线组件密封点数。

设备与管线组件 $e_{\text{TOC}, i}$ 取值参数表见下表:

表 3.4-13 设备与管线组件 $e_{\text{TOC}, i}$ 取值参数表

类型	设备类型	排放速率 $e_{\text{TOC}, i}$ / (kg/h 排放源)
石油炼制工业	连接件	0.028
	开口阀或开口管线	0.03
	阀门	0.064
	压缩机、搅拌器、泄压设备	0.073
	泵	0.074

	法兰	0.085
	其他	0.073
石油化学行业	气体阀门	0.024
	开口阀或开口管线	0.03
	有机液体阀门	0.036
	法兰或连接件	0.044
	泵、压缩机、搅拌器、泄压设备	0.14
	其他	0.073

参照《石化行业VOCs污染源排查工作指南》，若未提供TOC中VOCs的质量分数，则取1进行核算，则本项目采出液中 $WF_{VOCs,i}$ 和 $WF_{TOC,i}$ 比值取1。根据设计单位提供的数据，项目涉及的阀门、法兰数量以及无组织废气核算见下表：

表 3.4-14 本项目井场无组织废气NMHC核算一览表

序号	设备名称		设备数量 (个/井)	排放系数 (kg/h)	年运行时间 (h)	年排放量 (t)		排放速率 (kg/h)
			n	$eroc.i$	t_i	$D_{设备}$	/	
1	单座采	阀门	21	0.064	8760	0.035	0.138	0.004
2	油井	法兰	46	0.085	8760	0.103		0.012
本项目 37 座采油井合计						5.106		/
3	二号联 轻烃站	法兰或连 接件	16	0.044	8760	0.019	0.022	0.0021
4		泵	1	0.14	8760	0.004		0.0004
本项目 二号联轻烃站合计						0.022		/
总计						5.128		/

因此，项目运营期无组织排放NMHC 5.128t/a。

(3) 硫化氢 (H₂S)

根据资料，本项目伴生气中硫化氢含量约634.54mg/m³。本项目最高年伴生气产生量约1.4256×10⁸m³/a，据此核算出本项目伴生气中硫化氢最大量为90.48t/a。根据油田现有资料及污染源调查数据分析，油气集输损失按照伴生气最大产能的0.1‰损失计算，则本项目硫化氢无组织挥发量为0.09t/a。

二号联轻烃站挥发性有机物排放量0.022t/a计算，则硫化氢排放量为0.00000001 t/a。

则本项目硫化氢无组织挥发总量为0.09t/a。

3.4.4.3. 固体废物污染源

(1) 危险废物

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

①落地油

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

本项目井下作业时带罐作业，防止产生落地油，井口排出物全部进罐，做到原油100%回收，类比区块内油井作业污泥产生量，约0.1t/井·次，作业频次一般2年，约合0.05t/a·井。本项目运营期37口井，预计落地油1.85t/a，落地油回收率为100%，落地油回收至密闭专用罐车后委托持有危险废物经营许可证的单位进行无害化处理。严格按照《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）、《危险废物收集贮存运输技术规范》（HJ2025-2012）和《危险废物转移管理办法》的相关要求收集、贮存、运输。

对于突发环境事件产生的落地油（如管线泄漏等），可根据《危险废物豁免管理清单》，按各采油厂突发环境事件应急预案进行运输、利用、处置，不按危险废物管理。

②废防渗材料

项目运营期油井作业时，作业场地下方铺设防渗材料，产生的落地油直接落在防渗材料上，目前油田使用的防渗材料均可重复利用，平均重复利用1~2年。单块防渗材料重约250kg（12m×12m），每口井作业用2块，约合0.25t/a·井。本项目部署37口井，预计废防渗材料约9.25t/a。

作业过程中产生的废防渗材料属于危险废物，危废代码为HW08中900-249-08其他生产、销售、使用过程中产生的废矿物油及沾染矿物油的废弃包装物。作业施

工结束后，废防渗材料折叠打包装袋收集后委托持有危险废物经营许可证的单位进行无害化处理，拉运过程中资质单位应使用专车、按照指定的拉运路线。

③废润滑油

本项目废润滑油主要是井下作业和采油过程中机械设备维修中产生的，每口井每次产生废润滑油约0.05t，本项目部署37口井，废润滑油产生量约1.85t/次，属于危险废物HW08（废物代码：900-214-08），可由联合站自行利用或委托持有危险废物经营许可证的单位接收处置。

④清罐废渣

本项目丙烷缓冲罐每6年清理一次，一次清出废渣约0.03t/次，折合0.005t/a。

项目产生的危险废物汇总表见下表：

表 3.4-16 危险废物汇总表

序号	危险废物名称	危险废物类别	危险废物代码	产生量(t/a)	产生工序	形态	主要成分	产废周期	危险特性	污染防治措施
1	落地油	HW08废矿物油与含矿物油废物	071-001-08	1.85	油井作业	液态	石油类	间歇	T,I	落地油回收至密闭专用罐车后委托持有危险废物经营许可证的单位进行无害化处理
2	废防渗材料		900-249-08	9.25	油井作业	固态	石油类	间歇	T,I	废防渗材料折叠打包装袋收集后委托持有危险废物经营许可证的单位进行无害化处理
3	废润滑油		900-214-08	1.85/次	井下作业和采油过程中机械设备维修	固态	石油类	间歇	T,I	可由联合站自行利用或委托持有危险废物经营许可证的单位接收处置
4	清罐废渣		071-001-08	0.03/次	设备维修	固态	油类	间歇	T,I	委托持有危险废物经营许可证的单位接收处置

综上，本项目运营期产生的危险废物主要有落地油、废防渗材料、废润滑油、清罐废渣等，其中落地油回收至密闭专用罐车后委托持有危险废物经营许可证的单位进行无害化处理；废防渗材料、清罐废渣委托持有危险废物经营许可证的单位进行无害化处理，废润滑油可由联合站自行利用或委托持有危险废物经营许可证的单位接收处置。

3.4.4.4. 运营期噪声源强

项目实施后，各噪声污染源治理措施情况见下表：

表 3.4-17 噪声源设备

序号	噪声源名称	数量/（台/套）	源强/dB（A）	降噪措施	降噪效果/dB（A）
1	采油树	37	80	基础减振	10
2	真空加热炉	2	90	基础减振	10
3	丙烷卸车泵	1	80-95	基础减振	10

拟建项目井场产噪设备主要为采油树、真空加热炉，噪声值为80-90dB（A）。二号联轻烃站新增产噪设备主要为丙烷卸车泵，噪声值为80-95dB（A）。采取基础减振降噪，控制噪声对周围环境的影响，降噪效果约10dB（A）。

3.4.4.5. 运营期三废排放状况汇总

本项目运营期三废排放状况见下表：

表 3.4-18 运营期污染物排放汇总

类别	工段	污染源	主要污 染物	产生量 (t/a)	排放量 (t/a)	排放去向
废气	油气集 输	加热炉 废气	NO _x	0.595	0.595	经不低于8m高的排气筒排放
			SO ₂	0.075	0.075	
			颗粒物	0.024	0.024	
			NMHC	0.063	0.063	
		无组织 排放废 气	NMHC	5.128	5.128	大气
			硫化氢	0.09	0.09	
废水	采出水		万m ³ /a	194	0	采出水进入联合站污水处理系统处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）标准后回注油层，不外排

类别	工段	污染源	主要污染物	产生量(t/a)	排放量(t/a)	排放去向
	井下作业废水	洗井	废水量	1874.61	0	拉运至阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站，处理后回注油层
		酸化压裂废液	废水量	16206	0	酸化压裂返排液收集在酸液罐内，优先在井场配置压裂液使用，剩余部分运至阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站处理
固体废物	井场作业	落地油	-	1.85	0	落地油回收至密闭专用罐车后委托持有危险废物经营许可证的单位进行无害化处理
	井场作业	废防渗材料	-	9.25	0	废防渗材料折叠打包装袋收集后委托持有危险废物经营许可证的单位进行无害化处理
	井下作业维修	废润滑油	-	1.85	0	可由联合站自行利用或委托持有危险废物经营许可证的单位接收处置
	清罐工序	清罐废渣	-	0.005	0	委托持有危险废物经营许可证的单位接收处置
噪声	采油树、加热炉、丙烷卸车泵	机械噪声	-	70-95dB(A)	厂界达标	选用低噪声设备，采取减振、隔声、消声等降噪措施

本项目“三本账”的排放情况见表3.4-19。

表3.4-19 本项目“三本账”的排放情况一览表 单位：t/a

类别	废气					废水	固废
	颗粒物	二氧化硫	氮氧化物	非甲烷总烃	硫化氢		
现有区块排放量	36.392	9.347	209.241	339.5	3.13	0	0
本项目排放量	0.024	0.075	0.595	5.191	0.09	0	0
以新带老削减量	0	0	0	0	0	0	0
本项目实施后排放量	36.416	9.422	209.836	344.691	3.22	0	0

3.4.5. 退役期环境影响因素分析

退役期主要是环境功能恢复时期，本节对退役期环境保护措施进行介绍。

3.4.5.1. 退役期环境空气影响因素分析

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

(2) 运输车辆使用符合国家标准的油品。

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

3.4.5.2. 退役期水环境影响因素分析

退役期埋地管线冲洗后两端封堵，不再挖出，水环境影响因素主要为埋地管线的冲洗废水。本项目新建管沟 2.7km，冲洗废水按照每千米 2.5m³ 核算，预计产生含油废水约 6.75m³，废水收集入罐后拉运至联合站污水处理系统进行处理，严禁外排。井口严格按照《废弃井封井回填技术指南（试行）》（环办土壤函〔2020〕72号）、《废弃井封井处置规范》（Q/SH0653-2015）要求进行施工作业，首先进行井场进行环境风险评估，根据评估等级分别采用不同的固井、封井方式，确保固井、封井措施的有效性，避免发生油水串层。

3.4.5.3. 退役期噪声污染源分析

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

表 3.4-20 主要施工设备噪声源不同距离声压级 单位：dB（A）

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

- (1) 选用低噪声机械和车辆。
- (2) 加强设备检查维修，保证其正常运行。
- (3) 加强运输车辆管理，合理规划运输路线，禁止运输车辆随意高声鸣笛。

3.4.5.4. 退役期固体废物污染源分析

(1) 地面设施拆除、井场清理等工作中会产生废弃建筑残渣，应集中清理收集后送至周边固废填埋场填埋处置。落地油回收至密闭专用罐车后委托持有危险废物经营许可证的单位进行无害化处理；管道中残余的液体先用氮气吹扫至站场后，再使用清水清洗管道内部，清洗废水最终进入联合站处理，清理干净的管线两端使用盲板封堵。根据类比调查，一般每公里管线产生的清管废渣量平均约为 1.15kg，

本项目管线长度 2.7km，则退役期清管废渣量约 0.003t。清管废渣中含有少量管道中的油，其危险废物类别为属于《国家危险废物名录（2025 年版）》HW08 类危险废物（废物代码：900-249-08），在清管端由撬装设施收集后，委托持有危险废物经营许可证的单位进行无害化处理。

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

3.4.5.5. 退役期生态环境影响因素分析及恢复措施

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

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

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

（3）在退役期施工过程中，严禁随意踩踏破坏植被；不得惊扰、伤害野生动物。加强对《中华人民共和国野生动物保护法》及《中华人民共和国野生植物保护条例》的普及、教育工作，强化保护野生动植物的观念，理解保护野生动植物的重要意义。

（4）各种机动车辆固定线路，禁止随意开路。

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

3.4.6. 非正常排放

本项目建设可能出现的事故主要有井喷、井漏、管线泄漏事故。

（1）井喷事故

井喷主要是在气田、油田井下作业过程中发生的事故。本项目在井下作业过程中由于地层压力不稳、封井不严或者井控设备失灵，均可能发生井喷事故。发生井喷事故时，伴生气、采出水、原油和钻井液一同冲出井口，很容易发生爆炸和火灾事故。

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

表 3.4-21 井场非正常排放情况一览表

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

(2) 井漏事故

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

(3) 管道泄漏

由于腐蚀、误操作等原因，单井采油管线发生破裂，采出液泄漏，造成环境污染土壤和地下水。单井采气管线发生破裂，天然气泄漏，天然气泄漏引发火灾事故时，不完全燃烧产物CO、SO₂、烟尘将会对周边环境造成一定不利影响，使一定范围内污染物浓度超标。

3.5. 相关法规、政策、规划符合性分析

3.5.1. 相关法规、政策符合性分析

(1) 与《产业结构调整指导目录（2024本）》符合性分析

石油天然气开发是当前国民经济的重要基础产业和支柱产业，根据《产业结构调整指导目录（2024本）》，将“石油、天然气勘探及开采”列入“鼓励类”项目。本项目位于国土资源部批准的新疆塔里木盆地塔河油田开采区域内，项目的建设符合国家的相关政策。

(2) 与《西部地区鼓励类产业目录》符合性分析

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

(3) 与《石油天然气开采业污染防治技术政策》的符合性分析

《石油天然气开采业污染防治技术政策》提出：到2015年末，行业新、改、扩建项目均采用清洁生产工艺和技术，工业废水回用率达到90%以上，工业固体废物资源化及无害化处理处置率达到100%；落地原油应及时回收，落地原油回收率应达到100%；油气田建设宜布置丛式井组，采用多分支井、水平井、小孔钻井、空气钻井等钻井技术，以减少废物产生和占地；在开发过程中，伴生气应回收利用，减少温室气体排放，不具备回收利用条件的，应充分燃烧，伴生气回收利用率应达到80%以上；站场放空天然气应充分燃烧。

本项目采出水由联合站污水处理系统统一处理调配；项目伴生气进行回收利用；井下作业时带罐作业，落地油100%回收至密闭专用罐车后委托持有危险废物经营许可证的单位进行无害化处理。项目建设符合《石油天然气开采业污染防治技术政策》要求。

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

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

法规	符合性分析	结论
（十四）推进矿山生态环境综合整治。根据安全生产、水土保持、生态环境等要求，新建矿山按照绿色矿山标准规划、设计、建设和运行管理，鼓励同步建设铁路专用线或采用其他清洁运输方式；推进生产矿山绿色矿山建设，依法关闭限期整改仍不达标矿山。沙化土地范围内矿产资源开发建设项目加强防沙治沙工作。	①本项目为西北油田分公司塔河油田滚动开发项目，主要包括钻井、油气集输工程以及配套的给排水、供配电、仪表自控、通信、防腐、土建等工程，油气水处理等均依托已建工程。矿区环境、资源开发方式、资源综合利用、节能减排、科技创新与信息化、企业管理与企业形象方面与现有工程一致。②本项目所在区域属于“有明显沙化趋势的土地”，评价提出了相应的防沙治沙措施。	符合

(5) 与《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》的符合性分析

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

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

本项目施工期产生的建筑垃圾集中收集后送至当地建筑垃圾填埋场处理。项目钻井岩屑采用不落地系统进行处理，处理后的岩屑必须满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）等国家及有关部门、地方相关标准和生态环境保护要求后，用于铺设通井路、铺垫井场基础材料。项目施工结束后拟对临时用地进行恢复治理，可减少扬尘影响。项目建设符合《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》要求。

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

表 3.5-2 本项目与《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函〔2019〕910号）、新环评价发〔2020〕142号的符合性分析

序号	政策文件要求	符合性分析	结论
1	各有关单位编制油气发展规划等综合规划或指导性专项规划，应当依法同步编制环境影响篇章或说明；编制油气开发相关专项规划，应当依法同步编制规划环境影响报告书，报送生态环境主管部门依法召集审查。规划环评结论和审查意见，应当作为规划审批决策和相关项目环评的重要依据，规划环评资料和成果可与项目环评共享，项目环评可结合实际简化。	中国石油化工股份有限公司西北油田分公司已开展《中国石油化工股份有限公司西北油田分公司“十四五”规划环境影响报告书》，目前已取得审查意见。本项目所在区块的开发已纳入中国石油化工股份有限公司西北油田分公司“十四五”规划中。	符合
2	陆地油气开采项目的建设单位应当对挥发性有机物液体储存和装载损失、废水液面逸散、设备与管线组件泄漏、非正常工况等挥发性有机物无组织排放源进行有效管控，通过采取设备密闭、废气有效收集及配套高效末端处理设施等措施，有效控制挥发性有机物和恶臭气体无组织排放。	西北油田分公司已经按规定在塔河油田油气开采，采用密闭集输工艺，采用技术质量可靠的设备、仪表控制、阀门等，烃类机泵采用无泄漏屏蔽泵。建议企业对整个装置的法兰、阀门、管线组件和其他连接件进行系统性排查，针对LDAR情况进行针对性地修复和更换，加强装置系统密封，最大限度减少装置无组织排放。	符合
3	井场加热炉等排放大气污染物的设备，应当优先使用清洁燃料，废气排放应当满足国家和地方大气污染物排放标准要求；	本项目井场加热炉使用处理后的返输干气，硫含量低，废气排放可以达到满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）中的表2新建锅炉大气污染物排放浓度限值要求。	符合

4	油气开采产生的废弃油基泥浆、含油钻屑及其他固体废物，应当遵循减量化、资源化、无害化原则，按照国家和地方有关固体废物的管理规定进行处置。鼓励企业自建含油污泥集中式处理和综合利用设施，提高废弃油基泥浆和含油钻屑及其处理产物的综合利用率。油气开采项目产生的危险废物，应当按照《建设项目危险废物环境影响评价指南》要求评价。	本项目产生的各项危险废物，按照《建设项目危险废物环境影响评价指南》评价，交由持有危险废物经营许可证单位处置。	符合
5	施工期应当尽量减少施工占地、缩短施工时间、选择合理施工方式、落实环境敏感区管控要求以及其他生态环境保护措施，降低生态环境影响。	本项目施工期采取了各项生态环境保护措施，降低生态环境影响。	符合
6	油气企业应当加强风险防控，按规定编制突发环境事件应急预案，报所在地生态环境主管部门备案。	西北油田分公司采油二厂制定有《中石化西北油田分公司采油二厂突发环境事件应急预案》并进行了备案（备案编号652923-2024-218-M），后续应根据本工程生产过程存在的风险事故类型，完善现有的突发环境事件应急预案。	符合
7	建设单位或生产经营单位按规定开展建设项目竣工环境保护验收，并录入全国建设项目竣工环境保护验收信息平台。	根据开发时序，西北油田分公司已经按规定在塔河油田开展建设项目竣工环境保护验收，并录入全国建设项目竣工环境保护验收信息平台。	符合

综上所述，本项目建设符合《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函〔2019〕910号）、新环评价发〔2020〕142号的文件要求。

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

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

加快节能改造工程项目实施，先后对油田内单井井口加热炉自控系统进行改造，

实现自动启停炉、温度自动控制，节约天然气1390万方，增效1422万元。

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

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

本项目为西北油田分公司塔河油田滚动开发项目，油气水处理等均依托已建工程。矿区环境、资源开发方式、资源综合利用、节能减排、科技创新与信息化、企业管理与企业形象方面与现有工程一致，故本项目仍符合《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》（DZ/T 0317-2018）中相关要求。

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

本项目与《国务院关于印发〈空气质量持续改善行动计划〉的通知》（国发〔2023〕24号）符合性分析见表3.5-3。

表 3.5-3 与国发〔2023〕24号文件的符合性分析

文件要求	本项目	符合性
重点区域有京津冀及周边地区、长三角地区、汾渭平原	本项目地处新疆阿克苏地区，所在区域不属于重点区域	符合
坚决遏制高耗能、高排放、低水平项目盲目上马；加快退出重点行业落后产能；全面开展传统产业集群升级改造；优化含VOCs原辅材料和产品结构；推动绿色环保产业健康发展	本项目为陆地石油开采项目，属于国家“鼓励类”项目，不在“三高”行业之列	符合
大力发展新能源和清洁能源；严格合理控制煤炭消费总量；积极开展燃煤锅炉关停整合；实施工业炉窑清洁能源替代；持续推进北方地区清洁取暖	本项目运营期井场加热炉为天然气，属于清洁能源	符合
强化VOCs全流程、全环节综合治理。鼓励储罐使用低泄漏的呼吸阀、紧急泄压阀，定期开展密封性检测。汽车罐车推广使用密封式快速接头。污水处理场所高浓度有机废气要单独收集处理；含VOCs有机废水储罐、装置区集水井（池）有机废气要密闭收集处理。重点区域石化、化工行业集中的城市和重点工业园区，2024年年底建立统一的泄漏检测与修复信息管理平台。企业开停工、检维修期间，及时收集处理退料、清洗、吹扫等作业产生的VOCs废气。企业不得将火炬燃烧装置作为日常废气处理设施	建设单位在运营期须加强VOCs泄漏检测，定期对油气生产设施开展密封性检测；	符合

文件要求	本项目	符合性
推进重点行业污染深度治理。高质量推进钢铁、水泥、焦化等重点行业及燃煤锅炉超低排放改造。到2025年，全国80%以上的钢铁产能完成超低排放改造任务；重点区域全部实现钢铁行业超低排放，基本完成燃煤锅炉超低排放改造；推进燃气锅炉低氮燃烧改造。	本项目运营期井场新增燃气加热炉采用低氮燃烧技术	符合
开展餐饮油烟、恶臭异味专项治理；稳步推进大气氨污染防治	不涉及	符合
完善区域大气污染防治协作机制。国家统筹推进京津冀及周边地区大气污染联防联控工作，继续发挥长三角地区协作机制、汾渭平原协作机制作用。国家加强对成渝地区、长江中游城市群、东北地区、天山北坡城市群等区域大气污染防治协作的指导，将粤港澳大湾区作为空气质量改善先行示范区。各省级政府加强本行政区域内联防联控。鼓励省际交界地区市县积极开展联防联控，推动联合交叉执法。对省界两侧20公里内的涉气重点行业新建项目，以及对下风向空气质量影响大的新建高架源项目，有关省份要开展环评一致性会商	本项目所在区域不属于“联防联控区”	符合

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

（9）与《关于规范临时用地管理的通知》（自然资规〔2021〕2号）符合性分析

表 3.5-4 与《关于规范临时用地管理的通知》符合性分析

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

（10）与《中华人民共和国防沙治沙法》符合性分析

表 3.5-6 本项目与《中华人民共和国防沙治沙法》符合性分析

法规	符合性分析	结论
第二十一条在沙化土地范围内从事开发建设活动的，必须事先就该项目可能对当地及相关地区生态产生的影响进行环境影响评价，依法提交环境影响报告；环境影响报告应当包括有关防沙治沙的内容。	根据新疆第六次沙化监测报告，本项目所在区域属于“有明显沙化趋势的土地”，环境影响报告包括有关防沙治沙的内容	符合

(11) 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

表 3.5-8 本项目与《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

文件要求		本项目	符合性
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。	项目符合《西北油田分公司“十四五”规划》及规划环评要求，项目为现有塔河油田改扩建项目；《西北油田分公司“十五五”规划》正在开展中	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。	项目符合产业政策、满足区域生态环境空气质量改善和污染物总量控制要求	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 and 自治区有关油气安全保障政策要求执行。	本项目不涉及	符合
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。	本项目施工期严格控制施工作业面积、缩短施工时间，提出水土保持、防风固沙、生态修复的要求，有效降低生态环境影响	符合

文件要求	本项目	符合性
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。	本项目采取密闭工艺,井场边界《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)要求;井场加热炉使用净化后的天然气作为燃料,加热炉烟气满足《锅炉大气污染物排放标准》(GB 13271-2014)表 2 新建锅炉大气污染物排放限值	符合
3.油气开发产生的伴生气应优先回收利用,减少温室气体排放,开发区块伴生气整体回收利用率应达到 80%以上;边远井,零散井等产生的伴生气不能回收或难以回收的,应经燃烧后放空。鼓励油气企业将碳捕集、利用与封存(CCUS)技术用于油气开采,提高采收率、减少温室气体排放。	本评价提出有具体降碳措施	符合
4.陆地油气开发项目产生的废水应经处理后优先回用,无法回用的应满足国家和地方相关污染物排放标准后排放,工业废水回用率应达到 90%以上。钻井及储层改造应采用环境友好的油田化学助剂、酸化液、压裂液、钻井液,配备完善的固控设备,钻井液循环率应达到 95%以上,压裂废液、酸化废液等井下作业废水应 100%返排入罐。	本项目钻井及储层改造应采用环境友好的油田化学助剂、酸化液、钻井液,配备完善的固控设备。运营期采出水随油气混合物输送联合站采出水处理单元处理达标后回注地层;井下作业废水收集后送阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站处理	符合
5.涉及废水回注的,应采取切实可行的地下水污染防治和监控措施,不得回注与油气开采无关的废水,严禁造成地下水污染;在相关行业污染控制标准发布前,回注水应满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329)和《气田水注入技术要求》(SY/T6596)等相关标准要求。对于页岩油、油注汽开采,鼓励废水处理回用于注汽锅炉。	本项目采出水随油气混合物输送联合站采出水处理单元处理,达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)标准后回注地层	—

文件要求		本项目	符合性
	6.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%。	本项目油基岩屑随油基泥浆一同进入油基泥浆不落地系统，分离后的液相回用于钻井液配制，分离后的固相使用专用罐收集后，拉运至阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站的含油污泥处理系统处置后，经检测满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）中综合利用污染物限值要求，同时石油烃满足《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中表2第二类用地风险筛选值后，用于铺垫油区内的井场、道路等；运营期制定危险废物管理计划，建立危险废物管理台账，产生的危险废物，桶装收集后依托区域具有危废处置资质的公司接收处置	符合
	7.噪声排放应达到《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348）要求。	本项目井场厂界噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中2类标准要求	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。	退役的废弃井（站）场、管道、道路等工程设施进行生态修复，生态修复前对废弃油井、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。生态修复满足《矿山生态环境保护与恢复治理技术规范（试行）》（HJ651-2013）、《废弃井封井回填技术指南（试行）》（环办土壤函〔2020〕72号）《废弃井及长停井处置指南》（SY/T6646-2017）、《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》（DZ/T0317-2018）等相关要求	符合

综上，本项目符合《新疆维吾尔自治区重点行业生态环境准入条件（2024年）》相关要求。

3.5.2. 相关规划符合性分析

3.5.2.1. 与《全国矿产资源规划》符合性分析

《全国矿产资源规划》第四章第二节指出，“强化东部老油区挖潜，加大中西部油气开发力度，加快海域石油增储上产，力争石油年产量保持在2亿吨左右。东部地区以松辽盆地、渤海湾盆地为重点，加强精细勘探开发，积极发展先进采油技术，增储挖潜，努力减缓老油田产量递减。西部以塔里木、鄂尔多斯、准噶尔等盆地为重点，探明优质资源储量，实现增储稳产、力争上产。做强渤海、拓展南海、加快东海、探索黄海及其他海域，加快海洋石油勘探开发，保持老油田持续稳产，加快新区产能建设，大力提升海域石油产量。”本项目属于塔里木区域的石油天然气开采项目，符合《全国矿产资源规划》要求。

3.5.2.2. 项目与《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十五个五年规划纲要》的符合性分析

根据《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十五个五年规划纲要》，明确新疆“五大战略定位”，提出打造全国能源资源战略保障基地核心任务，构建油气生产加工产业集群；同时坚守生态优先、绿色发展主线，统筹塔里木河流域综合治理、胡杨林保护、荒漠化防治、生物多样性保护，推动油气行业绿色勘查、集约开采，实现资源开发与生态保护协同共进。核心相关部署如下：

能源产业定位：加大塔里木、准噶尔盆地油气增储上产力度，做强油气生产加工产业集群，提升西气东输供气保障能力，夯实国家能源安全“压舱石”；推进油气行业绿色低碳转型，推广清洁开采、土地复垦、迹地生态修复技术，严控开发扰动范围，落实绿色矿山建设要求。

塔里木河流域生态治理：持续实施塔里木河胡杨林拯救行动，巩固环塔克拉玛干沙漠锁边“绿围脖”成果，强化防风固沙公益林管护，推进水土流失、土地沙化综合治理，落实山水林田湖草沙一体化保护修复新疆维吾尔自治区人民政府。

生物多样性保护：实施生物多样性保护重大工程，重点保护塔里木兔、鹅喉羚、塔里木马鹿等区域特有珍稀野生动物，保护胡杨、胀果甘草等原生保护植物，严格管控开发项目对野生动植物生境的扰动，健全工程生态避让、补偿、修复机制。

开发管控要求：沙区、荒漠油气项目坚持最小扰动原则，严控永久与临时占地面积，避让生态保护红线、永久基本农田；占用公益林严格执行占补平衡；施工、运营、退役全周期落实水土保持、防沙治沙、植被恢复措施，建立全流程生态监管体系。

区域高质量发展：依托塔河油田等成熟油气区块实施滚动开发，盘活现有油田配套道路、场站、管网资源，减少新增土地扰动；推动南疆油气产业稳产能、延链条，带动地方就业与经济发展，实现富民兴疆目标。

本项目属于油田存量区块滚动开发，新增油气产能可稳定区域油气供给，助力新疆夯实国家能源安全保障底座，支撑油气生产加工产业集群扩容提质，匹配“十五五”能源产业发展核心任务。本项目建设符合新疆“十五五”国民经济和社会发展规划纲要总体要求。

3.5.2.3. 与国土空间规划的符合性分析

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

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

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

（2）与《阿克苏地区国土空间总体规划（2021年—2035年）》符合性分析

规划聚焦社会稳定和长治久安总目标，以贯彻新发展理念、推动高质量发展为主题，强化粮食安全、生态安全和边境安全保障作用，加大生态修复以及生态治理力度，加快推进生态修复工程，恢复和保持地区生态环境，成为国家西部地区重要的生态屏障。统筹划定三条控制线，坚决落实最严格的耕地保护制度，严守耕地保护红线，将达到质量要求的优质耕地依法划入永久基本农田，实施特殊保护；对已经划定的永久基本农田全面梳理整改，有序推进永久基本农田划定成果核实确保永久基本农田数量不减少、质量不降低、生态有改善；以资源环境承载力为硬约束，结合“双评价”中生态保护极重要区评价，强调生态涵养，落实生态红线保护要求，切实做到应划尽划，应保尽保，实现一条生态保护红线管控重要生态空间；坚持节约优先、保护优先，严控增量、盘活存量，优化结构、提升效率，提高城镇建设用地集约化程度；在综合考虑城镇定位、发展方向和综合承载能力的基础上，科学研判城镇发展需求，优化城镇形态和布局，促进城镇有序、适度、紧凑发展，实现多中心、网络化、组团式、集约型的城乡国土空间格局。构建“两廊·八带·四区·多点”的区域生态保护格局；统筹构建生态安全格局，巩固生态治理成果，注重全域生态环境，逐步形成以自然保护区、自然公园为主的自然保护地体系；规划到2035年，实现地区生态环境质量总体改善，生态系统服务功能稳定提高，生态屏障安全格局巩固、深化。

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

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

（1）水土保持分区

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

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

库车市属于新疆七个三级区中的塔里木盆地北部农田防护水源涵养区。

（2）水土流失治理分区

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

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

根据新水〔2019〕4号文件，项目所在区域属于塔里木河流域重点治理区，详见下表：

表 3.5-11 自治区级水土流失重点预防区和重点治理区划分表

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

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

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

3.5.2.5. 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》及审查意见的符合性分析

表 3.5-12 与油田开发规划符合性分析一览表

文件要求	本项目	符合性
（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。	本项目距离最近的生态保护红线约1.4km，不在生态保护红线范围内；本项目符合新疆维吾尔自治区、阿克苏地区生态环境分区管控方案相关要求；本项目严格落实生态保护措施要求，与生态环境保护相协调，切实维护了区域生态系统的完整性和稳定性	符合
（二）合理确定开发方案，优化开发布局。根据区域主体功能定位，结合区域资源环境特征、生态保护红线等相关管控要求，依据生态影响评价结果，进一步优化石油天然气开采规模、开发布局和建设时序。总结石油天然气开发过程对生态环境影响和保护经验，及时进行优化调整	本项目位于重点油气开发区域的“塔河地区”，符合西北油田分公司整体开发方案布局，项目建设进一步优化了石油天然气开采规模、开发布局和建设时序，及时对生态环境保护措施进行了优化调整	符合
（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	本项目废气主要为加热炉烟气和井场无组织废气，加热炉内部采用低氮燃烧器，使用净化后的天然气作为燃料，井场采取密闭集输，定期巡检措施；废水主要为采出水及井下作业废水，采出水随采出液最终输送至周边联合站处理，达标后回注地层，井下作业废水采用专用废水回收罐收集，酸碱中和后运至阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站处理，废水均不向外环境排放；固体废物遵循减量化、资源化、无害化原则，合规处置	符合
（四）加强生态环境系统治理，维护生态安全。坚持节约优先、保护优先、自然恢复为主，统筹推进山水林田湖草沙一体化保护和系统治理，守住自然生态安全边界。严格控制油气田开发扰动范围，加大生态治理力度，结合油气开采绿色矿山建设等相关要求，落实各项生态环境保护措施，保障区域生态功能不退化。油气开发应同步制定并落实生态保护和修复方案，综合考虑防沙治沙等相关要求，因地制宜	本项目同步制定并落实生态保护和修复方案；综合考虑了防沙治沙等相关要求；本项目已提出一系列生态环境保护措施	符合

开展生态恢复治理工作		
(五) 加强油气开发事中事后环境管理。油气企业应切实落实生态环境保护主体责任, 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	本项目环境管理由西北油田分公司负责, 将日常环境管理工作纳入西北油田分公司现有 HSE 管理体系, 并长期开展跟踪监测, 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	符合

综上, 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”规划环境影响报告书》及审查意见的相关要求。

3.5.2.6. 与《关于加快解决当前挥发性有机物治理突出问题的通知》(环大气〔2021〕65号) 符合性分析

文件指出, 其他行业企业中载有气态、液态VOCs物料的设备与管线组件密封点大于等于2000个的, 应开展LDAR工作。要将VOCs收集管道、治理设施和与储罐连接的密封点纳入检测范围。按照相关技术规范要求, 开展泄漏检测、修复、质量控制、记录管理等工作。鼓励企业加严泄漏认定标准; 对在用泵、备用泵、调节阀、搅拌器、开口管线等密封点加强巡检; 在产生VOCs的生产环节优先采用密闭设备、在密闭空间中操作或采用全密闭集气罩收集方式, 并保持负压运行。

本项目所在的塔河油田已制定泄漏检测与修复(LDAR)计划, 定期进行检测、及时修复, 防止或减少跑、冒、滴、漏现象; 同时本项目采取密闭集输工艺, 符合《关于加快解决当前挥发性有机物治理突出问题的通知》(环大气〔2021〕65号) 的相关要求。

3.5.2.7. 与“碳达峰、碳中和”符合性分析

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

3.5.3. 生态环境分区管控相符性分析

本项目所在区域行政区划隶属于阿克苏地区，根据《关于印发阿克苏地区生态环境分区管控方案（2023年版）的通知》（阿地环字〔2024〕32号），本项目所在区域涉及库车市一般管控单元（ZH65290230001）、新疆库车龟兹国家沙漠自然公园一般管控区（ZH65290210006），相符性分析如下：

表 3.5-13 本项目与环境管控单元符合性分析一览表

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

防控	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		项目，符合阿克苏地区总体管控要求；运营期加强巡检，杜绝“跑、冒、滴、漏”等现象，防治土壤污染，落地油100%回收，委托具有危废处置资质的单位无害化处置。	
资源利用效率	1.执行阿克苏地区总体管控要求中关于资源利用效率的准入要求。 2.全面推进秸秆综合利用，鼓励秸秆资源化、饲料化、肥料化利用，推动秸秆还田与离田收集。 3.减少化肥农药使用量，增加有机肥使用量，逐步实现化肥农药使用量零增长。 4.推进矿井水综合利用，煤矿废水全部处理达标后用于补充矿区生产用水和生态用水，加强洗煤废水循环利用。 5.推广渠道防渗、管道输水、喷灌、微灌等节水灌溉技术，完善灌溉用水计量设施。推进规模化高效节水灌溉，推广农作物节水抗旱技术。建立灌区墒情测报网络，提高农业用水效率。		本项目为陆地石油开采项目，符合阿克苏地区总体管控要求；不涉及秸秆、农药、煤矿、灌溉等。项目运营期采出水、井下作业废水依托联合站处理达标后回注油层，酸化压裂返排液收集在酸液罐内，优先在井场配置压裂液使用，剩余部分运至阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站处理。	符合
单元编码	单元名称	单元属性	单元特征	环境要素属性
ZH652902 10006	新疆库车龟兹国家沙漠自然公园一般管控区	优先保护单元	优先保护单元	/
维度	管控要求		本项目	符合性
空间布局约束	1、除国家另有规定外，在国家沙漠公园范围内禁止下列行为： （一）开展房地产、高尔夫球场、大型楼堂馆所、工业开发、农业开发等建设项目。（二）直接排放或者堆放未经处理或者超标准的生活污水、废水、废渣、废物及其他污染物。（三）其他破坏或者有损荒漠生态系统功能的活动。 2、同时执行《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）》中关于生态保护红线的有关规定。		本项目生活污水、生产废水均不外排，固体废物遵循减量化、资源化、无害化原则，合规处置；项目距离红线最近距离 1.6km。	符合

综上所述，本项目建设符合区域生态分区管控要求。

图3.5-1生态保护红线图

图3.5-2 生态环境分区管控图

3.6. 选址、选线合理性分析

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

表 3.6-1 线性工程选址合理性分析

占地类型方面，本项目所在区域的土地利用类型有乔木林地、灌木林地、其他林地、牧草地等。评价区域土地利用类型本底值面积比例较大的为灌木林地、牧草地等；项目所占土地利用类型对乔木林地等植被生境较好的区域进行避让，利用草地等植被生境较差的区域进行了替代，项目在占地类型方面选址较为合理。

土壤扰动影响方面，为避让高植被覆盖区域，本项目管线未采用两点之间取直的布线方式，因此会在一定程度上增加对土壤的扰动范围，但由此避让了土壤质地较好的区域，减小了项目对土壤的扰动程度。总体上项目施工对土壤的扰动影响较为合理。经核算，管线在采取避让措施后，长度较原设计方案增加了约1km，多扰动了0.8hm²的低植被覆盖区域，主要为稀疏灌丛，减少了0.35hm²的胡杨疏林扰动。

保护植被分布方面，根据资料，评价区有胀果甘草、黑果枸杞、灰胡杨、膜果麻黄、大叶白麻、罗布麻等保护植物。现场调查，本项目占地区域未发现上述保护植物集中分布区，因此本项目在保护植被分布方面选址较为合理。

野生动物生境分布方面，根据现场调查，本项目所在区域野生动物生境分布在空间上较为均匀，无时空分布的分异性及地带性，受项目建设影响的主要为爬行类、鸟类，其活动范围大，生境可替代性强，因此本项目在野生动物生境分布方面选址较为合理。

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

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

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

3.7. 清洁生产分析

3.7.1. 清洁水平分析

3.7.1.1. 钻井工艺清洁生产工艺

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

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

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

②钻井过程中使用小循环，转换钻井泥浆及完井泥浆回收处理利用。

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

④开钻前对井场池体等做防渗漏处理。

⑤配备先进完善的固控设备，并保证其运转使用率，努力控制钻井液中无用固相含量为最低，保证其性能优良，从而大大减少了废弃泥浆产生量。

(3) 采用低固相优质钻井液，尽量减少泥浆浸泡油层时间，保护储层。

(4) 设置井控装置（防喷器等），防止井喷事故对环境造成污染影响。

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

(6) 钻井新鲜水使用量低于行业要求的清洁生产标准。

(7) 先进性分析

西北油田分公司在各个油气田区块内新建钻井，不断总结前期钻井经验，形成了针对不同油气层、不同地层地质条件下的成熟、可靠的钻井技术，从钻机选型、钻井液选取与配置、油气层储层保护措施和固井方案等方面，积累了丰富的工作经验，从油气田开发钻井阶段横向对比，钻井深、难度大，钻井设备和工艺技术水平处于国内领先水平，具有一定的先进性。

3.7.1.2. 运营期清洁生产工艺

(1) 集输及处理清洁生产工艺

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

②采用全自动控制系统对主要采油和集输工艺参数进行控制，能够提高管理水平，尽量简化工艺过程，减少操作人员，同时使集输系统的安全性、可靠性得到保证，实现集输生产过程少放空，减少天然气燃烧对环境的污染。

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

(2) 节能及其他清洁生产措施分析

①优化简化单井集输管网及原油运输路线，降低生产运行及车辆运输时间；

②管线均进行保温，减少热量损失；

③选用节能型电气设备。井场的动力、供电等设备根据设计所确定的用电负荷，在保证安全要求的前提下，选择节能型的设备，防止造成大量能耗，从而降低生产成本；

④采油区采用自动化管理，提高了管理水平。

(3) 建立有效的环境管理制度

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

度，大力弘扬保护环境的行为。

本次评价采用《石油和天然气开采行业清洁生产评价指标体系（试行）》，分别对钻井作业、采油采气作业等油气田开发阶段进行清洁生产指标分析，油气勘探开发企业清洁生产评价指标体系的各评价指标、评价基准值和权重值见表3.7-1~3。

（4）评价指标体系计算

①定量评价指标的考核评分计算

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

对指标数值越高（大）越符合清洁生产要求的指标，其计算公式为：

$$Si = Sxi / Soi$$

对指标数值越低（小）越符合清洁生产要求的指标，其计算公式为：

$$Si = Soi / Sxi$$

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

Sxi —第*i*项评价指标的实际值（考核年度实际达到值）；

Soi —第*i*项评价指标的评价基准值。

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

定量评价考核总分值的计算公式为：

$$PI = \sum_{i=1}^n Si \cdot Ki$$

式中： PI —定量评价考核总分值；

n —参与定量评价考核的二级指标项目总数；

S_i —第 i 项评价指标的单项评价指数；

K_i —第 i 项评价指标的权重值。

由于企业因自身统计原因所造成的缺项，该项考核分值为零。

②定性评价指标的考核评分计算

定性评价指标考核总分值的计算公式为：

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

式中：

$P2$ —定性评价二级指标考核总分值；

F_i —定性评价指标体系中第 i 项二级指标的得分值；

n —参与考核的定性评价二级指标的项目总数。

③综合评价指数考核评分计算

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

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

表3.7-1 钻井作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值

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

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

表 3.7-2 井下作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值

定量指标						本项目评价	
一级指标	权重值	二级指标	单位	权重分值	评价基准值	估算值	得分
（1）资源和能源消耗指标	30	作业液消耗	m³/井次	10	≤5	76.04	0
		新鲜水消耗	m³/井次	10	≤5	5	10
		单位能耗		10	行业基本水平	基本符合	10
（2）生产技术特征指标	20	压裂放喷返排入罐率	%	20	100	100%	20
（3）资源综合利用指标	20	落地原油回收利用率	%	10	100	100%	10
		生产过程排出物利用率	%	10	100	100%	10
（4）污染物产生指标	20	作业废液量	m³/井次	10	≤5	76.04	0
		石油类	mg/L	5	甲类区：≤10； 乙类区：≤50	50	0
		COD	mg/L	5	甲类区：≤100； 乙类区：≤150	≤150	5
		含油污泥	kg/井次	5	甲类区：≤50； 乙类区：≤70	<70	5
		一般固体废物 （生活垃圾）	kg/井次	5	符合环保要求	符合	5
定性指标							
一级指标	权重值	二级指标			指标分值	本项目评价	
（1）生产工艺及设备要求	40	防喷措施	具备		5	5	
		地面管线防刺防漏措施	按标准试压		5	5	
		防溢设备（防溢池设置）	具备		5	5	
		防渗范围	废水、使用液、原油等可能落地处		5	5	
		作业废液污染控制措施	集中回收处理		10	8	

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

表 3.7-3 采油采气作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值

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

		采油（气）方式	采油方式经过综合评价确定	10	油井自喷	10
		集输流程	全密闭流程	10	采用全密闭集输流程	10
(2) 环境管理体系建设及清洁生产审核	35	建立HSE管理体系并通过认证		10	已建立HSE管理体系并通过认证	10
		开展清洁生产审核并通过验收		20	已开展清洁生产审核并通过验收	20
		制定节能减排工作计划		5	已制定节能减排工作计划	5
(3) 贯彻执行环境保护政策法规的执行情况	20	建设项目环保“三同时”制度执行情况		5	落实环保“三同时”制度	5
		建设项目环境影响评价制度执行情况		5	落实建设项目环境影响评价制度	5
		老污染源限期治理项目完成情况		5	正在开展中	0
		污染物排放总量控制与减排指标完成情况		5	污染物排放量低于总量控制指标	5

综合评价指数计算公式为：

$$P=0.6P_1+0.4P_2$$

式中： P —清洁生产综合评价指数；

P_1 —定量评价指标考核总分值；

P_2 —定性评价指标考核总分值。

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

表3.7-4 石油和天然气开采行业不同等级清洁生产企业综合评价指数

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

由表 3.7-1、3.7-2、3.7-3 计算得出：

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

✧ 井下作业：定量指标 90 分，定性指标 95 分，综合评价 92 分。

✧ 采油采气作业：定量指标得分 90 分，定性指标得分 95 分，综合评价指数得分 92 分，属于清洁生产先进企业。

采油二厂定期对油田开展清洁生产审核工作并完成验收工作，油田清洁生产水平逐步提高，后续待本项目投入正常运营后，采油二厂将本项目建设内容纳入油田整体开展清洁生产审核及验收工作。

3.8. 污染物排放总量控制

3.8.1. 总量控制原则

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

3.8.2. 污染物总量控制因子

根据《“十五五”污染减排工作方案编制技术指南》，污染物排放总量控制因子如下：

主要大气污染物：全国层面对氮氧化物（NO_x）和挥发性有机物（VOCs）实施排放总量控制。

主要水污染物：全国层面对COD和总磷实施排放总量控制。

3.8.3. 项目需求指标

（1）施工期

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

（2）运营期

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

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

根据上文核算，本项目需求指标为：NO_x为0.595t/a、有组织VOCs为0.063t/a。

4. 环境现状调查与评价

4.1. 自然环境概况

4.1.1. 地理位置

塔河油田位于塔克拉玛干沙漠北缘。本项目行政区划属阿克苏地区库车市境内。

库车市地处东经82°35′~84°17′，北纬40°46′~42°35′之间，东与轮台县接壤，西与拜城县、新和县相邻，南与沙雅县、尉犁县毗邻，北隔天山山脉与和静县相望。县境南北最大长度193km，东西最大宽度164km，总面积为15379km²。

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

4.1.2. 地质构造

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

4.1.3. 地形地貌

本项目所在区域地形北高南低，自西北向东南倾斜，最高海拔为4550m，最低海拔922m。可概括划分为北部天山山地，冲积扇形砾石戈壁地和南部冲积平原。南部冲积平原，海拔在930~1225m之间，地形平坦。该区域为天山山前洪积倾斜戈壁平原与塔里木河北岸冲积平原之间的地带，自西向东依次为渭干河冲积洪积平原，库车河洪积平原和东部的洪积扇群带，地势较为平坦，为局部丘地和波状沙丘，海

拔900m~1000m。项目区位于冲积平原，地表沉积物以粉细砂为主，地势平坦，海拔在940m左右。

4.1.4. 水文与水文地质

4.1.4.1. 水文

区域地表水体主要有塔里木河等。塔里木河干流是典型的干旱区内陆河流，由叶尔羌河、和田河、阿克苏河三源流汇合而成，从肖夹克至台特马湖全长1321km，流域面积1.76万km²，属平原型河流，自西向东流动，塔里木河地处我国西北内陆的塔里木盆地，水质表现为矿化度高，水质偏碱性，含氟较高，河水化学类型为HCO₃·Cl-Ca·Mg·Na为主，矿化度枯水期最大。

4.1.4.2. 区域水文地质

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

4.1.5. 气候、气象

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

（1）日照与气温：每年日照时间2947h，日照百分率67%，7月份最长，日平均

9.1h, 12月份最短, 日平均6.1h。年平均气温11.4℃, 年极端最高气温41.5℃, 极端最低气温-27.4℃, 平均日较差11.9℃。

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

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

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

(5) 风速风向: 年平均大风日(瞬间风速 $\geq 17\text{m/s}$) 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。

4.2. 生态环境现状调查与评价

4.2.1. 调查方法及评价内容

(1) 调查范围

本项目地处塔里木盆地北部, 渭干河-库车河三角洲绿洲下缘。根据《环境影响评价技术导则 生态影响》(HJ19-2022)及《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》(HJ349-2023), 本项目以井场场界周围50m范围、集输管道等线性工程两侧外延300m为评价范围; 同时线性工程穿越重点公益林时, 以线路穿越段向两端外延1km、线路中心线向两侧外延1km为评价范围。

(2) 调查内容

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

B.调查生态敏感区的主要保护对象、功能区划、保护要求。

C.调查区域存在的主要生态问题。

(3) 调查方法

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

A.基础资料收集

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

B.现场勘查

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

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

1) 调查点位选取及植被调查现场校验

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

2) 陆生植被调查

本次调查主要按照HJ 1166、HJ 1167、HJ 1168、HJ 1170等要求,在对评价区陆

生生物资源历年资料检索分析的基础上，根据调查方案确定路线走向及考察时间，进行现场调查。实地调查采取现场调查与样方调查的方法，确定评价区的植物种类、植被类型及珍稀濒危植物的生存状况等。

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

3) 陆生动物调查

参照HJ 710.3、HJ 710.4、HJ 710.5、HJ 710.6等生态状况调查评估技术规范，本次陆生动物调查主要通过资料收集调查、野外踪迹进行调查及样线调查的方法，结合访问调查及现场调查确定种类及数量。基于动物的生物学和生态学特性，调查范围涵盖评价区域内的主要陆生动物种类，并适当扩展，确保涵盖评价区域内主要陆生动物种类。

收集整理工程涉及区域现有生物多样性资料，包括统计年鉴以及生态环境、水利、林草、住建、自然资源、农业农村等部门提供的相关资料。同时，在重点施工区域以及动植物生境较好的区域进行重点调查。

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

C.生态制图

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

D.生物量的测定与估算

重点测定评价范围内分布广泛的植被类型的生物量，灌木及草本采用收获法进

行生物量的测定。其余类型参考国内外有关生物生物量的相关资料，并根据当地的实际情况作适当调查，估算出评价范围植被类型的生物量。

4.2.2. 生态功能区划调查

本项目所在区域行政区划隶属于阿克苏地区库车市，根据《新疆生态功能区划》（2005版），本项目涉及塔里木盆地暖温荒漠及绿洲农业生态区、塔里木盆地西部/北部荒漠及绿洲农业生态亚区、渭干河三角洲绿洲农业盐渍化敏感生态功能区（55）以及塔里木河上中游乔灌木及胡杨林保护生态功能区（59）。塔里木河流域的乔灌木及胡杨林植被是保护绿洲生态环境的天然屏障，区域内的油气资源丰富，油田勘探开发工作已开展多年，隶属于中石化西北石油局采油二厂。项目区生态功能区的主要生态服务功能、生态敏感因子、主要生态环境问题和主要保护目标见表4.2-1。生态功能区划见下图：

表 4.2-1 项目区生态功能区划

生态 功能 分区 单元	生态区	塔里木盆地暖温荒漠及绿洲农业生态区（IV）	
	生态亚区	塔里木盆地西部、北部荒漠及绿洲农业生态亚区（IV1）	
	生态功能区	渭干河三角洲绿洲农业盐渍化敏感生态功能区（55）	塔里木河上中游乔灌木及胡杨林保护生态功能区（59）
主要生态服务功能	农产品生产、荒漠化控制、油气资源		沙漠化控制、土壤保持、生物多样性保护、农畜产品生产
主要生态环境问题	土壤盐渍化、洪水灾害、油气开发造成环境污染		河水水量减少、水质恶化、植被破坏、沙漠化扩大、土壤盐渍化、湿地减少、野生动物减少、毁林毁草开荒
生态敏感因子敏感程度	生物多样性及其生境中度敏感，土地沙漠化中度敏感、土壤盐渍化高度敏感		生物多样性及其生境高度敏感，土壤侵蚀、土地沙漠化中度敏感，土壤盐渍化轻度敏感
主要保护目标	保护农田、保护荒漠植被、保护水质、防止洪水危害		保证向下游泄水量、保护胡杨林、保护河岸和防洪堤、保护野生动物、保护湿地、保护甘草和罗布麻
主要保护措施	节水灌溉、开发地下水、完善水利设施、发展竖井排灌、防治油气污染、减少向塔河注入农田排水		退耕还林还草、控制农排水、生态移民、废弃部分平原水库、禁止采伐与砍伐放牧、禁止乱挖甘草和罗布麻
适宜发展方向	发展棉花产业、特色林果业和农区畜牧业，建设石油和天然气基地		加大保护力度，建设国家级塔河生态功能保护区和世界最大的胡杨林自然保护区

拟建工程属于陆地石油天然气开采项目，项目区不占用法定生态保护区、重

要生境以及其他具有重要生态功能、对保护生物多样性具有重要意义的区域等生态敏感区。拟建工程对生态环境的影响主要体现在施工期，具有临时性、短暂性特点。本项目建设过程中应减少水土流失、保护重点公益林；施工结束后，及时进行井场恢复和管沟回填，采取完善的防沙治沙和水土保持措施，不会对区域沙漠化、水土流失造成不可逆影响。

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

图 4.2-1 生态功能区划图

4.2.3. 生态系统调查与评价

本项目地处塔里木盆地北部，渭干河-库车河三角洲绿洲下缘，塔河油田内。该区域为干旱区三角洲绿洲与塔里木河北岸冲积平原之间的地带，地势较为平坦。评价区属暖温带大陆性干旱气候，该区域气候干燥，降水稀少。夏季炎热，冬季干冷，年温差和日温差大，风沙活动频繁。

本次采用野外调查与遥感技术相结合的手段，根据《全国生态状况调查评估技术规范 生态系统遥感解译与野外核查》（HJ1166-2021）的分类方法，对评价区生态系统进行分类。评价区内自然植被主要是多枝怪柳-盐穗木群系、多枝怪柳-疏叶骆驼刺群系。动物种群多为荒漠鸟类、爬行类和啮齿类动物。生态系统类型主要为灌丛生态系统、农田生态系统等。评价区生态系统较为脆弱、环境异质性较低，系统受扰动后自我恢复的能力差。因此在项目开发过程中的保护重点对象为荒漠植被。

地表基质是自然资源综合体在立体空间的基本纽带，涵盖了自然资源产生、发育、演化和利用的全过程，孕育和支撑了森林、草原、水等各类自然资源，按形态可将地表基质划分为岩石、砾质、土质、泥质4个一级分类。不同类型的地表基质通过复杂的自然作用过程，与水、空气、生物等有机组合，形成具有一定厚度的，能够支撑地球表层生态系统正常运转的自然层状体。根据现场调查，本项目所在区域地表基质主要为土质中的盐土，在与水、空气、生物等生态因素有机组合后形成了具有一定厚度的盐壳及生态结皮层，对区域荒漠生态系统具有重要意义。由于区域盐土广泛分布，在未受人为活动干扰的未利用地区盐壳均有分布；保护植物主要分布在重点公益林分布区。

4.2.4. 土地利用现状调查与评价

本次土地利用现状调查的主要技术方法采用遥感数据分析和解释，即以Landsat8 OLI卫星遥感影像为基础，采用图形叠加法对评价范围内的生态环境现状进行分析，并参照GB/T 21010确定评价范围内的土地利用类型，将成果绘制成土地利用现状图。同时选择有代表性的地物类型，建立遥感影像野外标志数据库，收集能反映区域土地利用特征的野外照片、录像资料，在实地踏勘和调查时进行野外核查，详见下表：

表 4.2-2 评价区域土地利用现状一览表

土地利用类型 GB/T 21010		评价区域	
		面积 (km ²)	百分比 (%)
01 耕地	0102 水浇地	0.6131	4.32
03 林地	0305 灌木林地	6.6184	46.68
	0307 其他林地	0.0585	0.41
04 草地	0401 天然牧草地	5.5040	38.82
	0404 其他草地	0.2376	1.68
06 工矿仓储用地	0602 采矿用地	0.6501	4.59
07 住宅用地	0702 农村宅基地	0.0188	0.13
10 交通运输用地	1006 农村道路	0.2213	1.56
11 水域及水利设施用地	1107 沟渠	0.0751	0.53
12 其他土地	1204 盐碱地	0.0828	0.58
	1205 沙地	0.0671	0.47
	1206 裸土地	0.0309	0.22
合计		14.1778	100

根据统计，评价区域总面积14.1778 km²，土地利用类型共涉及8个一级类、12个二级类，包括：耕地（水浇地）、林地（灌木林地、其他林地）、草地（天然牧草地、其他草地）、工矿仓储用地（采矿用地）、住宅用地（农村宅基地）、交通运输用地（农村道路）、水域及水利设施用地（沟渠）以及其他土地（盐碱地、沙地、裸土地）等。评价范围内土地利用以林地和草地占主导，其中：林地面积合计6.6769 km²，占评价区域总面积的47.09%，其中灌木林地6.6184 km²，占46.68%；其他林地0.0585km²，占0.41%；草地面积合计5.7416km²，占40.50%，其中天然牧草地5.5040km²，占38.82%；其他草地0.2376km²，占1.68%。林地与草地合计占评价区域总面积的87.59%，评价区域整体呈现以荒漠灌木林地与天然牧草地为主的生态景观特征。其余地类面积较小：耕地0.6131km²，全部为水浇地；工矿仓储用地0.6501km²，主要为采矿用地；交通运输用地0.2213km²，基本为农村道路；其他土地合计0.1808km²，其中盐碱地0.0828km²、沙地0.0671km²、裸土地0.0309km²；水域及水利设施用地0.0751km²，主要为沟渠；住宅用地0.0188km²，为农村宅基地等。

图 4.2-2 评价区域土地利用现状图

4.2.5. 植被现状调查与评价

(1) 区域植被区系

依据《新疆植被及其利用》中植物地理区划的划分标准，拟建项目所在的植被区划属新疆荒漠区。具体内容见下表：

表 4.2-3 评价区植被地理区划

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

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

(2) 评价区植被类型

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

表 4.2-4 评价区主要高等植物名录

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

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

图 4.2-3 评价区域植被类型图

(3) 植被分布现状调查

A. 布设原则

为了获取评价区植被类型及其生长状况信息（覆盖度、生物量、分布特征等），评价人员采取了遥感影像解译、实地踏勘、样方分析、查阅资料等多种方法，对评价区域内的不同群系进行样方调查。

B. 样方调查内容

本项目生态环境影响评价等级为二级，根据《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022），“陆生生态调查根据植物群落类型（宜以群系及以下分类单位为调查单元）设置调查样地，二级评价不少于3个”。样方调查选择区域有代表性植物群落，使调查结果能充分代表评价区内的植被现状。本项目评价区内自然植被主要是多枝怪柳-盐穗木群系、多枝怪柳-疏叶骆驼刺群系，因此本次评价共布设样方6个，现场调查植被样方内容如下：

①多枝怪柳-盐穗木群系样方调查：设置5m×5m的植被样方3个，记录该样方的坐标和周围地形，同时记录样方内的植物种名称、株数、平均高度、各物种盖度、生物量等信息。

②多枝怪柳-疏叶骆驼刺群系样方调查：布设5m×5m样方3处，记录该样方的坐标和周围地形，同时记录样方内的植物种名称、株数、平均高度、各物种盖度、生物量等信息。

C. 样方信息统计：调查过程中共做实测和记录样方6个，调查时间为2026年植被生长季。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多枝怪柳-盐穗木群系植被样方调查，调查地点：TH121172CH、TH123146CH2、TH10323CH2。土壤类型：漠境盐土、盐土等；样方大小：5m×5m；植被覆盖度：10%~20%；统计结果见下表：

表 1.1-5 多枝怪柳-盐穗木群系植被样方调查统计表

地点	植被生长状况			
	种类	高度（cm）	数量	盖度，%
样方1-1				
TH121172CH	多枝怪柳	85-120	2	10

	盐穗木	35-50	4	
	疏叶骆驼刺	50-60	1	
样方1-2				
TH123146CH2	多枝桤柳	85-135	3	15
	盐穗木	30-50	6	
样方1-3				
TH10323CH2	多枝桤柳	80-155	3	20
	盐穗木	20-30	7	
	芦苇	60-80	15	

②多枝桤柳-疏叶骆驼刺群系植被样方调查，调查地点：TH12484CH、TH12172CH2、TK649CH2。土壤类型：漠境盐土、盐土、草甸土等；样方大小：5m×5m；总盖度：15%~25%；统计结果见下表：

表 4.2-7 多枝桤柳-疏叶骆驼刺群系植被样方调查统计表

地点	植被生长状况			
	种类	高度（cm）	数量	盖度，%
样方2-1				
TH12484CH	多枝桤柳	50-110	3	15
	疏叶骆驼刺	45-65	12	
	花花柴	30-60	2	
样方2-2				
TH12172CH2	多枝桤柳	85-135	3	15
	疏叶骆驼刺	50-80	10	
样方2-3				
TK649CH2	多枝桤柳	85-165	5	25
	疏叶骆驼刺	50-65	8	
	芦苇	55-70	12	

4.2.6. 野生动物资源现状调查与评价

(1) 野生动物区划

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

(2) 野生动物栖息生境类型

拟建工程区域地处塔里木盆地，位于天山南麓、塔克拉玛干沙漠北部边缘，为塔里木河冲积平原，地势较为平坦。通过对项目区内动物的实地调查和有关资料的

查询，野生动物生存环境主要为灌丛区等1种类型，分布着以柽柳、盐穗木、疏叶骆驼刺、花花柴等为主的灌木、半灌木植被，为野生动物提供了栖息场所和隐蔽地。

在本项目评价区域生存的野生动物主要是一些荒漠动物，主要是鸟类、爬行类等。通过对区域动物的实地调查和有关调查资料的查询，项目区栖息分布着各种野生脊椎动物37种，爬行类4种，鸟类25种，哺乳类8种。各种野生脊椎动物分布状况见下表：

表 4.2-8 评价区主要脊椎动物名录及其种类和分布

种 名	拉丁名	居留特性	分布及频度		
			I	II	III
爬行类					
新疆鬣蜥	Agama stoliczkana			±	
南疆沙蜥	Phrynocephalus forsythi			±	±
密点麻蜥	Eremias multionllata			+	++
荒漠麻蜥	Eremias przewalskii			±	±
鸟类					
环颈雉	Phasianus colchicus	R		±	
银鸥	Larus argentatus	B			
红嘴鸥	Lraus ridibundus	B			
原鸥	Columba livia	R			+
欧斑鸠	Streptopelia turtur	B	+	+	
灰斑鸠	Streptopelia decaocto	R	+	+	
戴胜	Upup epops	R		±	
白翅啄木鸟	Dendrocopos leucopterus	B	±		
沙百灵	Calandrella rufescens	R		+	++
凤头百灵	Galerida cristata	R		+	++
云雀	Alauda arvensis	B		+	
红尾伯劳	Laniun cristatus	B	+	+	±
紫翅椋鸟	Sturnus vulgaris	S	++	++	+
喜鹊	Pica Pica	R	+	+	
白尾地鸦	Podoces hiddulphi	R			+
寒鸦	Corvus monedual	W	++	++	
小嘴乌鸦	Corvua corone	B	++	++	
沙 即鸟	Oenanthe isabellina	B		±	++
漠 即鸟	Oenanthe seserti	B		±	++
沙白喉莺	Sylvia minual	B	+	++	
树麻雀	Passer montanus	R	+	++	
巨嘴沙雀	Rhodopechys obsoleta	B	+		+
苍鹰	Accipiter gentilis	B	+		
红隼	Faloco tinnunculus	B	+		

漠雀	Rhodopechys githagineus	B	+		+
哺乳类					
塔里木兔	Lepus yarkandensis		+	++	+
三趾心颅跳鼠	Salpingotus kozlovi				+
长耳跳鼠	Euchoreutes naso				+
子午沙鼠	Euchoreutes naso				+
大耳虫胃	Hemiechinus auritus				±
沙狐	Vulpes corsac				±
鹅喉羚	Gazella subgutturosa		+		+
塔里木马鹿	Cervus yarkandensis Linnaeus		±		

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

(3) 项目区野生动物分布情况调查

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

野生动物调查主要采用样线法，样线法是指观测者在观测样地内沿着选定的一条线路记录一定空间范围内出现的物种相关信息的方法。按照评价区域每种生境类型分别设置3条样线的原则设置，每条样线800m左右，观测时行进速度1.5~3km/h。针对一些不容易捕捉的哺乳动物及爬行类动物，借助其遗留下的、易于鉴定的活动痕迹，推测动物的种类，估算其种类和数量。本次调查发现了一些野生动物的粪便、毛发等痕迹及多处动物巢穴。本次调查使用8倍双筒望远镜，观测到的主要为野生鸟类和爬行类。

本次野生动物调查在评价区域北部、中部、南部等地共设置了3条样线，哺乳类观测到鹅喉羚等1种，鸟类共观测到麻雀、云雀、喜鹊、灰斑鸠等4种，爬行动物密点麻蜥、荒漠麻蜥等2种。

4.2.7. 评价区域生态保护目标调查及评价

根据《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022），生态保护目标主要为受影响的重要物种、生态敏感区以及其他需要保护的物种、种群、生物群落及生态空间等。

4.2.7.1. 重要物种

(1) 重点保护野生植物

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

表 4.2-9 重点保护野生植物分布表

序号	物种名称（中文名/拉丁名）	保护级别	濒危级别	特有种（是/否）	极小种群野生植物（是/否）	分布区域	资料来源	工程占用情况（是/否）
1	胀果甘草 (<i>Glycyrrhiza inflata</i>)	国家二级	无危 LC	否	否	常生于河岸阶地、水边、农田边或荒地中。根据本次现状调查，主要分布在项目周边的荒漠生态系统中。	现场调查、文献记录、历史调查资料	否
2	黑果枸杞 (<i>Lycium ruthenicum</i>)	国家二级	无危 LC	否	否	主要分布在向阳的干涸河床地或坡地，砂质土壤或黄土上。本次现状调查未见。	现场调查、文献记录、历史调查资料	否
3	灰胡杨 (<i>Populus pruinosa</i>)	自治区Ⅱ级	无危	否	否	广泛生长在塔里木河流域的干旱的沙漠周边河流沿岸，耐干旱、耐盐碱、抗风沙。本次现状调查未见。	现场调查、文献记录、历史调查资料	否

项目区植被多为灌木和多年生草本植物，项目区灌木植物主要以利用4~6m的地下水为主，且分布范围广泛。多年生草本植物主要以利用2m左右的浅层地下水为主，此类植物都具有较强的耐盐碱可正常生长、繁殖，若地下水下降，则成片死亡。

（2）重点保护野生动物

根据《国家重点保护野生动物名录（2021年版）》《新疆国家重点保护野生动物名录》《新疆维吾尔自治区重点保护野生动物名录（修订）》新政发〔2022〕75号，经过咨询当地林业局野生动物保护科以及生态环境局等单位，该区域重点保护动物详见下表：

表 4.2-10 重要野生动物调查结果统计表

序号	物种名称（中文名/拉丁名）	保护级别	濒危级别	特有种（是/否）	分布区域	资料来源	项目占用情况（是/否）
1	鹅喉羚 (<i>Gazella subgutturosa</i>)	国家二级	近危 NT	否	新疆是鹅喉羚的主要分布区，鹅喉羚为典型的荒漠与半荒漠栖居者，在项目油田区和外输管道沿线无人活动区域均可见活动的踪迹，种群密度 0.51 ± 0.11 只/km ²	现场调查、文献记录、	偶见

序号	物种名称（中文名/拉丁名）	保护级别	濒危级别	特有种（是/否）	分布区域	资料来源	项目占用情况（是/否）
2	塔里木兔 (<i>Lepus yarkandensis</i>)	国家二级	近危 NT	是	分布在新疆南部塔里木盆地，栖息于盆地中各种不同的荒漠环境和绿洲	历史调查资料	偶见
3	塔里木马鹿 (<i>Cervus yarkandensis</i>)	国家一级	濒危 EN	是	在自然条件下，塔里木河沿岸绿色走廊中的原始胡杨林、次生胡杨林及灌木丛和草地，则是野生塔里木马鹿繁衍的主要栖息地		否
4	苍鹰 (<i>Accipiter gentilis</i>)	国家二级	近危 NT	否	通常栖息在山区植物稀疏的混合林、开垦耕地及旷野灌丛草地，属于小型猛禽		否
5	红隼 (<i>Falco tinnunculus</i>)	国家二级	无危 LC	否	通常栖息在山区植物稀疏的混合林、开垦耕地及旷野灌丛草地，属于小型猛禽		否
6	沙狐 (<i>Vulpes corsac</i>)	国家二级	无危 LC	否	主要栖息于干草原、荒漠和半荒漠地带，远离农田、森林和灌木丛，喜欢在草原和半沙漠中生活		否
7	云雀 (<i>Alauda arvensis</i>)	国家二级	无危 LC	否	栖息于非常开阔的草地环境，喜欢各种不同类型的天然草地，栖息地很少或没有木本植被，大多数繁殖种群处于具有适合它的特征的农业环境中，会明显避开森林，甚至森林的边缘、草丛类型的环境、树篱和灌木丛等过于丰富的地区		否
8	白尾地鸦 (<i>Podoces himalayana</i>)	国家二级	近危 NT	否	主要栖息于干旱平原和荒漠地区，尤以植被稀疏的沙质荒漠地区较常见		否

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

4.2.7.2. 生态保护红线

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

塔里木河流域土地沙化防控与生物多样性维护生态保护红线区主要分布在阿克苏地区的新和县、沙雅县和库车市和巴州的轮台县、尉犁县等。生物多样性维护

主要生态功能为重点维护生物种类的多样性、基因的多样性和生态系统的多样性及稳定性；主要保护要求为重要生态功能区域生态功能不降低、面积不减少、性质不改变；主要保护对象有鹅喉羚等珍稀野生动物，塔里木沙拐枣、梭梭、肉苁蓉等珍稀野生植物。土地沙化防控主要生态功能为防风固沙，主要保护要求为在风沙危害大的区域，转变传统畜牧业生产方式，实行禁牧休牧，推行舍饲圈养，以草定畜，严格控制载畜量。加大退牧还草、退耕还林和防沙治沙力度，恢复草地植被。

本项目TK713CH井西距生态保护红线约1.4km、TS2CH井西距生态保护红线约1.9km，为塔里木河流域土地沙化防控与生物多样性维护生态保护红线。项目均不占用生态保护红线，本项目与“生态保护红线”位置关系示意图3.5-1。

4.2.7.3. 重点公益林

根据调查，本项目所在区域天然林已纳入库车市、沙雅县重点公益林，植被以胡杨、柽柳为主。根据资料，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%。沙雅县生态公益林地面积294539.77hm²，占林地面积的94.80%。

从重点公益林林种结构分析，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%。就林种而言，水源涵养林是绿洲的生命线，阻挡了沙漠的北移，同时也维护着塔河流域的稳定。就地类分析，在重点公益林中，有林地占36.82%，疏林地占11.19%，灌木林地占49.72%，合计为97.73%。突出了保护现有的天然林及天然灌木林资源。天然荒漠林主要分布在塔里木河谷平原，是绿洲防风固沙、免受风沙侵害的天然生态屏障。从区域而言，防风固沙林分布在塔克拉玛干沙漠周边荒漠化严重区，水源涵养林位于天山南坡水土流失严重区。

评价区域内重点公益林类型均为防风固沙林，属于吐加依灌丛和稀疏灌丛，主要植物种类为柽柳，灌木层高度1m~2m，植被盖度为15%~25%，伴生有盐穗木、疏叶骆驼刺、花花柴等。本项目部署37口井、开挖管沟约2.7km。根据资料，评价区域分布有II、III级林地，不涉及I级林地。地类为灌木林地、宜林地等。本项目具体涉及公益林情况以林草部门核查为准，目前建设单位正在同步办理林草相关手续。

评价区域重点公益林的保护对象主要为区域防风固沙林及生物多样性保护林的生态系统，防治沙漠化，保护农田和居住区不受风沙侵袭，保护野生动植物及其生境，维护区域生物多样性；保护现状为自然生境为主，除评价区西部、南部农田开垦外，人类扰动强度较低；保护要求主要为按照《国家级公益林管理办法》第18、19条有关规定，办理建设项目使用林地手续，经审批同意使用的，实行“占补平衡”。线性工程施工穿越林地所造成的林业损失与管线选线密切相关。因此，要求管线在选线设计、施工作业时尽量避开灌木茂密区域，尽量避让公益林木，在条件允许时，减少砍伐林木的数量，最大程度地保护沿线的林业生态环境。

4.2.7.4. 永久基本农田

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

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

根据调查，本项目新增占地均不涉及永久基本农田。距离永久基本农田较近的

有TH12484CH、TH10323CH2、TK729CH等井，距离均在50m以上。

4.2.8. 水土流失现状调查与评价

（1）水土流失重点防治分区

根据新水水保〔2019〕4号文件，新疆共划分了2个自治区级重点预防区，4个自治区级重点治理区。其中，重点预防区面积19615.9km²，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、塔里木河流域水土流失重点治理区、伊犁河流域重点治理区。

本项目所在的库车市属于Ⅱ₃塔里木河流域水土流失重点治理区，均属自治区级水土流失重点防治分区。

（2）水土流失现状

根据《土壤侵蚀分类分级标准》（SL190-2007），项目所在区域主要位于“Ⅱ风力侵蚀类型区”中的“Ⅱ₁‘三北’戈壁沙漠及沙地风沙区”，主要为荒漠强烈风蚀区和塔里木绿洲轻度风蚀水蚀区。结合本项目区域地理位置、地形地貌、气候特征、土壤、植被及周围环境特点等具体情况进行分析，该区域水土流失类型以轻度风力、水力侵蚀和中度风力侵蚀为主。根据现场调查及土壤侵蚀背景值，确定本项目所在区域容许土壤流失量取值为2000t/km²·a。

（3）水土保持基础功能类型

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

（4）水土流失成因

本项目评价区域地处塔里木河中上游，属于典型的温带大陆性干旱气候。降雨稀少但集中，蒸发强烈。大风和沙尘暴天气是导致强烈风力侵蚀的自然动力。该区域靠近塔克拉玛干沙漠，地表覆盖着丰富的沙质沉积物，土壤结构松散，胶结性差，极易被风力吹扬，也为水力侵蚀提供了物质基础。作为绿洲外围的荒漠区，原生植

被以稀疏的荒漠灌草为主，生态系统脆弱，地表缺乏有效的植被保护层，抗风蚀和水蚀能力极弱。同时人为干扰，如过度放牧：对绿洲外围荒漠林草（如胡杨、红柳）的破坏，降低了地表覆盖，加剧了风蚀和水蚀。水资源利用不当：塔里木河中上游水资源的不合理分配可能影响下游生态，导致荒漠植被退化，间接加剧水土流失。

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

（5）发展趋势

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

4.2.9. 土地沙化现状调查与评价

本项目位于塔克拉玛干沙漠北缘，塔河以北。项目区为盐碱地，局地分布有固定、半固定沙地。塔克拉玛干沙漠是世界第二大流动性沙漠，面积361154km²，位于塔里木盆地的中心地带，属暖温带干旱、极干旱气候区。包括塔克拉玛干主体沙漠、罗布泊以西与塔里木河下游以东的库鲁克沙漠、且末河以南的雅克塔格沙漠以及喀什三角洲上的托克拉克沙漠和布古里沙漠等。塔克拉玛干沙漠中的流动沙地占我区沙漠流动沙地总面积的92.54%，是我国流沙分布最广的沙漠。该沙漠处于塔里木盆地中心，沙漠基底构造属塔里木地台区，是由前震旦系变质岩所组成。盆地为高山和高原所夹，除东面罗布泊为风口外，其余三面均为海拔4000m以上的高山环绕，盆地边缘山前环状分布着冲积、洪积倾斜平原，沙漠居于盆地中部。盆地汇集了天山南坡和昆仑山-喀喇昆仑山北坡所有水系，但只有部分较大的河流在汛期能流入沙漠。极端干旱的大陆性气候使得沙漠降水稀少，蒸发强烈，夏季酷热，冬季寒冷，春秋多风，日温差大，日照时间长。沙漠沙丘高大，形态类型多样。沙丘由外向内逐渐升高，边缘在25m以下，内部一般在50m-80m之间，少数高达200m-300m。沙丘类型有10多种，以复合型纵向沙垄和新月型沙丘链为主，还有鱼鳞状沙丘、穹

状沙丘、复合新月型沙丘等，且未至于田一线还分布有金字塔型沙丘。塔里木盆地的主风向，在克里雅河以东为东北风，以西为西北风，沙丘移动方向随风向而变化。沙漠中每年有沙尘暴30天以上，浮尘150天以上，沙漠边缘地区年降水量60~80mm，腹地降水量更低，降水少而蒸发强烈，植被覆盖率低，生态环境极为脆弱。

根据《新疆第六次沙化监测报告》，本项目所在区域属于“有明显沙化趋势的土地”，区域主要生态服务功能为“沙漠化控制、土壤保持、生物多样性保护、农畜产品生产”。沙化土地类型分布情况见下图：

图 4.2-4 本项目与第六次沙化分布区位置关系图

4.2.10. 评价区域生态保护目标调查及评价

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、预防区。项目区气候干热，降雨少，蒸发量大，植被覆盖度较低，由于植被被破坏，加剧了土壤侵蚀，水土流失是评价范围内的主要生态问题之一。

（2）土壤盐渍化问题

土壤盐渍化是指土壤底层或地下水的盐分随毛管水上升到地表，水分蒸发后，使盐分积累在表层土壤中的过程。主要发生在干旱、半干旱和半湿润地区。盐碱土的可溶性盐主要包括钠、钾、钙、镁等的硫酸盐、氯化物、碳酸盐和重碳酸盐。硫酸盐和氯化物一般为中性盐，碳酸盐和重碳酸盐为碱性盐。项目评价区位于干旱荒漠区，蒸发量远大于降水量，地下水径流缓慢，区域土壤普遍存在盐渍化问题。盐分在表层土壤富集，多数地块为轻度~中度盐渍化土，低洼地段积盐相对严重。区内植被以耐盐乔灌木植被为主，土壤生态承载力较弱，在工程施工及运营过程中，需严格做好防渗、水土保持措施，防止土壤盐渍化加剧。

4.2.11. 小结

本项目地处塔里木盆地北部，渭干河-库车河三角洲绿洲东南缘，塔里木河以北。项目主体工程分布在中石化塔河油田内，该区域为干旱区三角洲绿洲与塔里木河北岸冲积平原之间的地带，地势较为平坦。评价区涉及塔里木河上中游乔灌木及胡杨林保护生态功能区，区域内植被以盐生灌木植被为主，区域内除受油田开发影响外，其它人为干扰较小，基本保持原自然荒漠生态环境。评价范围内主要为灌丛生态系统、农田生态系统等。评价区土地利用类型主要有灌木林地、天然牧草地等，自然植被属稀疏灌木、半灌木荒漠区，植被组成较为简单，植被多为耐旱、耐盐碱型，主要为多枝柽柳-盐穗木群系、多枝柽柳-疏叶骆驼刺群系；现场调查中观测到鹅喉羚，以及麻雀、喜鹊、云雀、灰斑鸠等鸟类4种，密点麻蜥、荒漠麻蜥等爬行动物2种。生态保护目标主要为区域重要物种、生态保护红线、公益林、永久基本农田等。

评价区域生态系统稳定性维持在一定水平，生态系统具有一定的稳定性。

4.3. 地下水环境现状调查与评价

4.3.1. 监测点位布设

根据《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016），本次实测监测点位共5个。各监测点设置情况及基本信息见表4.3-1。监测布点图见图4.3-1。

表4.3-1 本项目地下水监测点统计一览表

序号	点位	埋深	监测层位	区域位置关系	监测时间
1	T1		潜水	项目区上游	2026年9月
2	2#		潜水	项目区侧向	
3	T20		潜水	项目区下游	
4	T3		潜水	项目区内	
5	TK6146井旁		潜水	项目区内	

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016），本次评价的监测项目包括：pH、K⁺、Na⁺、Ca²⁺、Mg²⁺、CO₃²⁻、HCO₃⁻、Cl⁻、SO₄²⁻、氨氮、硝酸盐、亚硝酸盐、挥发性酚类、氰化物、砷、汞、六价铬、总硬度、铅、氟、镉、铁、锰、溶解性总固体、高锰酸盐指数、总大肠菌群、细菌总数、石油类、硫化物等。

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

4.3.2. 地下水环境质量现状评价

（1）评价标准

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

（2）评价方法

评价方法采用标准指数法。

①对于评价标准为定值的水质因子，其标准指数计算公式：

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

式中： P_i ——第*i*个水质因子的标准指数，无量纲；

C_i ——第*i*个水质因子的监测浓度，mg/L；

C_{si} ——第*i*个水质因子的标准浓度，mg/L。

②对于评价标准为区间值的水质因子（如pH值），其标准指数计算公式：

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

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

式中： P_{pH} ——pH的标准指数，无量纲；

pH ——pH监测值；

pH_{sd} ——标准中pH的下限值；

pH_{su} ——标准中pH的上限值。

（3）评价结果

项目区地下水监测及评价结果详见表4.3-2。根据监测结果可知，各监测点的水质较差，总硬度、溶解性总固体、耗氧量、硫酸盐、氯化物、钠、铁、锰等出现不同程度的超标，超出《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）的Ⅲ类标准限值，除此之外的其他项目均符合《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中Ⅲ类标准限值的要求。超标原因与区域原生水文地质条件有关，另外，该区域气候干旱、地表蒸发强烈，由于各监测点潜水埋深不同，对应的蒸发强度不同，造成地下水中溶解性总固体、总硬度、硫酸盐和氯化物等因子呈梯度变化。参考相关文献资料，氯化物超标与区域岩石、土壤成分有关系；在干旱地区的潜水中，氯离子含量与矿化度成正比，项目区地处我国西北内陆的塔里木盆地，水质表现为矿化度高，水质偏碱性，同时库车市境内发育的地带性土壤为棕漠土等，不少地方由于缺少雨水冲刷，盐分板结在土壤表面上，形成严重的盐碱土，土壤含盐量很高。结合塔河油田区域历史监测数据，多出现铁、锰以及盐分超标的情况，与本次调查情况基本一致，超标原因主要是受干旱气候、蒸发浓缩作用、原生地质、水文地质环境等因素综合影响，由于区内地下水径流较缓慢，蒸发排泄强烈，各类离子容易富集，这也是干旱区浅

层地下水化学特征的共性表现。

表4.3-2 地下水质量现状监测及评价结果一览表

备注：检测结果小于方法检出限时，用“<”表示

4.3.3. 包气带污染现状调查

(1) 监测布点

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

工程可能造成地下水污染的主要工程为区块内已建井场、站场等，因此本次对TKK3-1-6阀组占地内及占地外200m处进行包气带分层取样调查；监测布点见下表。

表4.3-4 包气带现状监测点位置

调查点位	采样深度	备注
TH12226CH井场内	0~20cm	污染控制点
TH12226CH井场内	0~20cm	清洁对照点

(2) 监测因子、时间与频次

监测因子：石油类、pH。

监测时间：2026年9月，监测一天，采样一次。

(3) 监测结果

包气带监测结果见表4.3-5。

4.3-5 包气带现状监测结果一览表 单位：mg/L

监测点位	监测项目	监测值		对比结果
		占地范围内	占地范围外	
TH12226CH井场内	耗氧量			无明显差别
	氨氮			无明显差别
	石油类			无明显差别

从表4.3-5调查结果可知，评价区域内已建站场永久占地内外的油田特征污染物石油类监测数值相差不大，因此，评价区域内已建工程的包气带未受到油田开发的污染影响。

4.4. 地表水环境现状调查与评价

本项目与地表水体无水力联系，因此不对地表水现状开展评价。

4.5. 土壤环境现状调查与评价

4.5.1. 土壤及分布

根据遥感影像图、新疆维吾尔自治区土壤类型图、《新疆土壤》及现场踏勘结果，评价区土壤类型主要有3种，分别是风沙土、盐土、草甸土、漠境盐土，详见图4.5-1。土壤理化性质详见表4.5-1。

4.5.2. 土壤理化特性调查

工程兼顾生态影响与污染影响，根据项目工程分析情况，针对项目占地的土壤理化性质进行分析，主要包括土体结构、土壤结构、土壤质地、阳离子交换量、氧化还原电位、饱和导水率、土壤容重、孔隙度等。分析结果见下表：

表 4.2-1 土壤理化特性调查表

采样点位					
采样深度/层次					
现场记录	颜色				
	土壤结构				
	土壤质地				
	砂砾含量				
	其他异物				
实验测定	pH值（无量纲）				
	阳离子交换量 cmol ⁺ /kg				
	氧化还原电位（MV）				
	饱和导水率cm/s				
	土壤容重g/cm ³				
	孔隙度%				

图4. 5-1 评价区域土壤类型图

4.5.3. 土壤环境质量现状监测与评价

根据工程区域土壤类型的特点，以及土地利用方式，分为未利用地和农用地进行评价。本次评价土壤检测委托国检测试控股集团新疆有限公司对土壤环境质量现状进行了监测，采样时间为2026年9月。

(1) 监测布点

①区块占地范围内

根据导则，在工程占地范围内布设10个土壤检测点，其中5个表层样、5个柱状样。

②区块占地范围外

根据导则，在工程占地范围外1km-5km范围内布设6个表层样。

(2) 监测因子

土壤监测项目包括基本因子和特征因子。

①重金属和无机物：砷、镉、铬、六价铬、铜、铅、锌、汞、镍等9项；

②挥发性有机物：四氯化碳、氯仿、氯甲烷、1,1-二氯乙烷、1,2-二氯乙烷、1,1,1-三氯乙烷、顺-1,2-二氯乙烯、反-1,2-二氯乙烯、二氯甲烷、1,2-二氯丙烷、1,1,1,2-四氯乙烷、1,1,2,2-四氯乙烷、四氯乙烯、1,1,1-三氯乙烷、1,1,2-三氯乙烷、三氯乙烯、1,2,3-三氯丙烷、氯乙烯、苯、氯苯、1,2-二氯苯、1,4-二氯苯、乙苯、苯乙烯、甲苯、间二甲苯+对二甲苯、邻二甲苯等27项；

③半挥发性有机物：硝基苯、苯胺、2-氯酚、苯并[a]蒽、苯并[a]芘、苯并[b]荧蒽、苯并[k]荧蒽、蒽、二苯并[a, h]蒽、茚并[1,2,3-cd]芘、萘等11项。

④特征因子：pH值、石油烃、盐分含量。

本次土壤环境质量现状监测布置见下表：

表4.5-2 土壤监测点位信息

土 壤	占 地 范 围 内	T1	TH12226CH	灌木林地，漠境盐土	5	表 层 样	《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)中的45项+特征因子：pH+石油烃+土壤盐分含量
		T2	TH10120CH2	天然牧草地，风沙土			
		T3	TH12488CH	其他草地，盐土			
		T4	TS2CH	水浇地，草甸土			
		T5	TH12261CH	裸土地，漠境盐土			
	T6	TH12226CH	灌木林地，漠境盐土	5	柱	《土壤环境质量建设用地土	

		T7	TH12261CH	裸土地, 漠境盐土		状 样	壤污染风险管控标准(试行)》 特征因子: 石油烃
		T8	TH10120CH2	天然牧草地, 风沙土			
		T9	TH12488CH	其他草地, 盐土			
		T10	TS2CH	水浇地, 草甸土			
	占地 范围 外	T11	TH12226CH 井场东南侧 200米	其他草地, 漠境盐土	6	表 层 样	《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规定 的基本项目: pH+8项重金属 +土壤盐分含量+石油烃
		T12	TK604CH井 场东侧100米	灌木林地, 草甸土			
		T13	TH12311CH 井场西南侧 200米	灌木林地, 漠境盐土			
		T14	TH12488CH 井场南侧100 米	其他草地, 盐土			
		T15	TS2CH东南 侧100米	水浇地, 草甸土			
		T16	TK608CH井 场外	天然牧草地, 草甸土			PH、土壤盐分含量+石油烃

(3) 评价标准和评价方法

评价标准: 区块占地范围内及评价范围外非农用地执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险控制标准(试行)》(GB36600-2018)中表1、2第二类用地筛选值标准; 占地范围外农用地执行《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB15618-2018)中表1农用地风险筛选值标准。

评价方法: 采用与标准值比较法。

(4) 监测结果与评价

具体监测及评价结果见下表。

从评价结果可以看出: 拟建项目占地范围内各监测点各项指标均满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险控制标准(试行)》(GB36600-2018)中第二类用地筛选值标准; 拟建项目占地范围外监测点各项指标均满足《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农用地风险筛选值标准。

表4.5-4 占地范围内柱状样土壤环境质量评价

表4.5-3 占地范围内表层样土壤环境质量评价(1)

表4.5-5 占地范围内表层样土壤环境质量评价(2)

表4.5-6（1）占地范围外表层样土壤环境质量评价

表4.5-6（2）占地范围外表层样土壤环境质量评价

4.6. 环境空气质量现状调查与评价

4.6.1. 区域大气环境质量达标判定

本项目位于库车市。本次评价采用中国空气质量在线监测分析平台发布的2024年中阿克苏地区的监测数据，作为环境空气现状评价基本污染物SO₂、NO₂、CO、O₃、PM₁₀和PM_{2.5}的数据来源。空气质量达标区判定结果见表4.6-1。

表4.6-1 阿克苏地区基本污染物环境空气质量现状评价一览表

评价因子	年度评价指标	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	26.58	40	66.45	达标
CO	第95百分位数日平均	790	4000	19.75	达标
O ₃	第90百分位数日平均	100.08	160	62.55	达标
PM _{2.5}	年平均	62	35	137.14	超标
PM ₁₀	年平均	96	70	177.14	超标

由上表可知：2024年项目所在地阿克苏地区SO₂、NO₂年平均浓度及CO、O₃日平均浓度均满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）及修改单的二级标准要求；PM_{2.5}、PM₁₀年浓度超过《环境空气质量标准》（GB3095-2012）及修改单中二级标准限值要求，超标主要是由于当地气候条件干燥、自然扬尘较多。根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）区域达标判断标准，本项目所在区域环境空气质量属于不达标区。

4.6.2. 近五年区域环境质量调查

根据《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023），滚动开发区块建设项目还应收集近5年的区域环境质量资料。本次评价采用2020年—2024年的库车市气象局常规监测站点实时监测数据，作为项目环境空气现

状评价基本污染物 SO₂、NO₂、PM₁₀、PM_{2.5}、CO 和 O₃ 的数据来源，详见下表 4.6-2。

表4.6-2 近五年库车市环境空气质量现状变化 单位： μg/m³ （CO除外）

污染物	年度评价指标	现状浓度	标准值	占标率%	达标情况
2024年					
SO ₂	年平均	5μg/m ³	60μg/m ³	8.33%	达标
NO ₂	年平均	27μg/m ³	40μg/m ³	67.4%	达标
PM ₁₀	年平均	81μg/m ³	70μg/m ³	115.1%	超标
PM _{2.5}	年平均	35μg/m ³	35μg/m ³	100%	达标
CO	24小时平均第95百分位数	1600μg/m ³	4000μg/m ³	40.0%	达标
O ₃	日最大8小时滑动平均第90百分位数	132μg/m ³	160μg/m ³	82.5%	达标
2023年					
SO ₂	年平均	7μg/m ³	60μg/m ³	11.6%	达标
NO ₂	年平均	32μg/m ³	40μg/m ³	80.0%	达标
PM ₁₀	年平均	95μg/m ³	70μg/m ³	135.7%	超标
PM _{2.5}	年平均	37μg/m ³	35μg/m ³	105.7%	超标
CO	24小时平均第95百分位数	2200μg/m ³	4000μg/m ³	55.0%	达标
O ₃	日最大8小时滑动平均第90百分位数	130μg/m ³	160μg/m ³	81.2%	达标
2022年					
SO ₂	年平均	6μg/m ³	60μg/m ³	10	达标
NO ₂	年平均	24μg/m ³	40μg/m ³	60	达标
PM ₁₀	年平均	94μg/m ³	70μg/m ³	134.29	超标
PM _{2.5}	年平均	41μg/m ³	35μg/m ³	117.14	超标
CO	24小时平均第95百分位数	2000μg/m ³	4000μg/m ³	50	达标
O ₃	日最大8小时滑动平均第90百分位数	133μg/m ³	160μg/m ³	83.125	达标
2021年					
SO ₂	年平均	6μg/m ³	60μg/m ³	10	达标
NO ₂	年平均	29μg/m ³	40μg/m ³	72.5	达标
PM ₁₀	年平均	87μg/m ³	70μg/m ³	124.3	超标

PM _{2.5}	年平均	35μg/m ³	35μg/m ³	100	达标
CO	24小时平均第95百分位数	1700μg/m ³	4000μg/m ³	42.5	达标
O ₃	日最大8小时滑动平均第90百分位数	124μg/m ³	160μg/m ³	77.5	达标
2020年					
SO ₂	年平均	7μg/m ³	60μg/m ³	11.7	达标
NO ₂	年平均	28μg/m ³	40μg/m ³	70.0	达标
PM ₁₀	年平均	95μg/m ³	70μg/m ³	135.7	超标
PM _{2.5}	年平均	39μg/m ³	35μg/m ³	111.4	超标
CO	24小时平均第95百分位数	1500μg/m ³	4000μg/m ³	37.5	达标
O ₃	日最大8小时滑动平均第90百分位数	122μg/m ³	160μg/m ³	76.3	达标

根据上表结果，近5年来工程区域为环境空气质量不达标区，不达标因子为PM₁₀、PM_{2.5}，超标主要是由于当地气候条件干燥、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，短期内不会有明显改善。

根据《关于在南疆四地州深度贫困地区实施〈环境影响评价技术导则大气环境（HJ2.2-2018）〉差别化政策有关事宜的复函》（环办环评函〔2019〕590号）要求，对阿克苏地区实行环境影响评价差别化政策，可不进行颗粒物区域削减。本项目实施后建设单位应不断强化大气污染防治措施，改善区域环境空气质量。

4.6.3. 特征因子补充监测

（1）监测点位

根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）要求，结合项目所在区域地形特点以及当地气象特征，本次评价实测1个大气监测点，引用《二号联轻烃站系统优化工程环境影响报告书》中1个大气监测点。具体监测点位见下表：

表 4.2-1 补充监测点位基本信息

（2）监测项目及监测方法

监测项目：NMHC、H₂S。

监测方法：按国家《环境监测技术规范（大气部分）》的规定执行；分析方

法按《空气和废气监测分析方法》的有关规定和要求执行。监测时同步记录天气状况、环境气压、环境温度、风力、风速、风向等气象资料。具体分析方法及检出限见下表：

表 4.2-2 监测项目分析方法

监测项目	分析方法
H ₂ S	GB/T 14678-93空气质量 硫化氢、甲硫醇、甲硫醚和二甲二硫的测定 气相色谱法
NMHC	HJ 604-2017环境空气 总烃、甲烷和非甲烷总烃的测定 直接进样-气相色谱法

(3) 监测时间及频率

2026年4月27-5月4日连续七天监测，监测因子及频次详见下表。监测期间同步进行风向、风速、气温及气压等气象要素的观测。

表 4.2-3 监测因子及监测频次

监测因子	监测项目	执行标准	监测时间及频次
NMHC	小时均值	《大气污染物综合排放标准详解》	每天采样4次，采样时间为每天02、08、14、20时；注射器或气袋采样，采样体积一般不小于100ml
H ₂ S	小时均值	《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）附录D	每日采样4次，采样时间为每天02、08、14、20时，每小时采样时间不少于45min

(4) 评价方法

选用单项污染指数法进行评价，公式为：

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

式中：P_i——第i个污染物的最大占标百分比，%；

C_i——第i个污染物监测浓度，μg/m³；

C_{oi}——第i个污染物的环境空气质量浓度标准，μg/m³。

(5) 监测结果及评价统计

环境空气质量现状监测评价结果统计见下表：

表 4.2-4 大气环境质量现状监测结果

评价结果表明：监测点的NMHC满足《大气污染物综合排放标准详解》中2.0mg/m³的限值要求；H₂S满足《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）

附录D参考限值。

4.7. 声环境现状评价

本项目所在区域周围空旷，无声环境敏感目标，工程区域整体声环境质量良好。本次评价对工程区代表井场周围现状进行了噪声监测，同时引用《采油二厂伴生气处理系统隐患治理工程环境影响报告书》中对二号联轻烃站场界噪声的监测数据。监测结果见下表。

评价标准采用《声环境质量标准》（GB3096-2008）2类标准。

表 4.2-1 声环境监测结果 单位：dB（A）

从表4-6-1中可以看出，所有监测点位昼、夜连续等效声级均满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）中2类区标准限值，本项目拟建工程区周边的声环境质量较好。

5. 环境影响预测与评价

5.1. 生态环境影响分析

5.1.1. 施工期生态环境影响分析

5.1.1.1. 占地影响分析

本项目总占地51 hm²，均为临时用地。施工期间，临时用地不可避免地对原有地表造成破坏，使原有土壤-植被自然体系受到影响或瓦解，在扰动结束后，临时用地影响区的土壤-植被体系的恢复能力与程度取决于临时用地影响程度的大小及原先的生态背景状况。施工活动和工程占地在油区范围内并呈点线状分布，对土壤、植物、野生动物等各生态要素产生不同程度的影响，同时也对原有景观结构和生态系统产生一定程度影响。

由于临时用地的扰动、破坏，将增加土壤风蚀量，植被的防风固沙作用相对较弱。但地表保护层盐壳层具有很强的防风沙的生态功能，其作用不容忽视。这种盐壳的形成是由于长期的风蚀或土壤中的盐碱沉积作用，使地表原有的细砂及细粉物质被吹蚀，由于雨水的作用，使砾石与土层紧密地结合，形成了致密而稳定的保护结构，它保护着地下的粉细物质，对区域由于风蚀引起的水土流失起着很好的抑制作用。由于钻井机械、运输车辆及施工人员的活动，可使地表盐壳层受到破坏，这些保护层一旦被破坏，又得经过一年、两年甚至三到五年的吹蚀，使地表粉细物质全部被吹蚀后才能处于稳定状态。因而在近几年内，区域内的风蚀量会有所增加，影响空气环境质量。

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

5.1.1.2. 对植被的影响分析

（1）项目占地对植被影响

本项目总占地面积51hm²，均为临时用地，占地类型以灌木林地、天然牧草地为主，不占用永久基本农田。项目临时占地主要为侧钻期井场临时占地、集输管线作业带、临时生活区用地等，施工期间将铲除、碾压地表植被，扰动原有植被群落结构与生长环境。评价区内优势物种为多枝怪柳、疏叶骆驼刺、盐穗木等，均为耐

旱、耐盐碱的荒漠原生植被，也是区域防风固沙、维护生态系统稳定的核心植被类型。管线线性工程呈条带状穿越林地、草地，施工扰动呈线状分布，结合现场样方调查结果，区域植被整体盖度偏低、群落结构简单，自我恢复能力有限，施工期机械碾压、土方开挖、人员活动等行为，不仅会直接造成生物量损失，还会破坏地表结皮与土层结构，进一步抑制周边植被自然萌发。本项目占地涉及区域重点公益林（防风固沙林），施工过程中若管控不当，易造成公益林内林木、灌丛损毁，对区域防风固沙生态功能产生一定负面影响。

此外，项目区分布有胀果甘草等重要物种，占地及施工扰动会改变其生长立地条件，对保护植物正常生长存在潜在不利影响。临时占地在施工结束后，将通过场地平整、地貌恢复、植被补种等生态修复措施逐步恢复原有植被功能，植被影响具备可逆性。整体来看，项目占地不可避免对区域荒漠植被产生扰动与损毁，但通过严格控制施工作业带宽度、避让植被密集区、强化施工期管控、落实后期生态修复及林地补偿措施，可有效降低占地对植被群落、生态功能的不利影响。

（2）植被生物量损失

本项目总占地约51 hm²，均为临时用地。本项目井场、管沟等施工区域以多枝怪柳灌丛（含多枝怪柳-盐穗木群系、多枝怪柳-疏叶骆驼刺群系）为主。生物量损失按下式计算：

$$Y = \sum Si \times Wi$$

式中：Y——生物量损失，t；

Si ——占地面积，hm²；

Wi ——单位面积生物量，t/hm²。

表5.1-1 自然植被生物损失量估算一览表

群系类型	平均生物量(t/hm ²)	占地面积(hm ²)	生物损失量(t)
多枝怪柳灌丛 (含多枝怪柳-盐穗木群系、多枝怪柳-疏叶骆驼刺群系)	6.0 ^①	51	306
合计	/	51	306

注：①董道瑞. 塔里木河下游胡杨、怪柳群落地上生物量遥感估测[D]. 新疆农业大学, 2012.

根据计算，本项目将造成306t自然植被生物量损失。新增生物量损失均来自项目占地，项目建设位于现有油田开发区内，因此只要加强施工管理，做好施工结束后的迹地恢复工作，工程建设对植被的环境影响是可以接受的。

5.1.1.3. 对野生动物的影响分析

油田开发建设对野生动物生存环境、分布范围和种群数量的影响主要分为直接影响和间接影响两个方面。直接影响主要表现为建设工程占地，使野生动物的原始生存环境被破坏或改变；间接影响主要表现为由于植被的减少或污染破坏而引起野生动物食物来源减少。本项目所在区域重点保护野生动物有塔里木兔、苍鹰、鹅喉羚、白尾地鸦、塔里木马鹿、云雀、沙狐和红隼等，在现场调查期间，在项目占地区域未发现其踪迹，且由于评价区域不是动物的唯一栖息生境，故该建设项目对动物区域性生境不产生明显影响。

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

本项目管沟开挖（总长约2.7km）将形成线性的、地表植被和土壤结构被彻底清除的裸露地带，直接破坏并占压了该廊道内爬行动物（如密点麻蜥、荒漠麻蜥）、小型啮齿类及昆虫等的地表栖息地、洞穴和巢穴，可能导致其个体被直接掩埋或死亡。此外，施工活动（机械噪声、人员活动、夜间照明）形成的干扰带远大于开挖面本身。这会对塔里木兔、鹅喉羚等活动范围较大的哺乳动物，以及云雀、白尾地鸦等鸟类产生强烈的惊扰效应，迫使它们短期或永久性地逃离原有的活动、觅食或繁殖区域，导致项目沿线局部区域野生动物种群密度下降。对于爬行类及小型哺乳动物而言，宽阔、陡峭的管沟构成了一道物理屏障，阻隔其日常觅食等活动。

本项目施工周期较短，扰动均为临时影响，不存在永久占地造成的永久性生境灭失。施工结束后，随着施工机械撤离、人员活动消退，经迹地平整，周边未受破

坏的栖息生境可继续供野生动物利用，受惊扰的动物可以逐步回迁；同时爬行类、小型兽类具备较强的迁移能力，鸟类活动范围大，可规避局部施工扰动。若施工过程中落实管控措施，划定作业边界，严禁施工人员越界进入周边林地、灌丛，加强施工人员野生动物保护宣教，减少人为干扰，能够进一步降低施工对野生动物的不利影响。

5.1.1.4. 井场建设对生态环境的影响分析

本项目部署37口侧钻井，钻前工程将建设区域进行平整，地表植被被清除、压实，并用砾石铺垫，表层土壤原有的结构和质地发生改变。钻井期间，由于本项目所在区域的特殊性，井场建设破坏植被的总面积虽然不是很大，但形成植被破口的斑块数量多，如果不采取必要的措施，破口将扩大发展，导致水土流失加剧。

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

5.1.1.5. 管线建设对生态环境的影响分析

本项目开挖管沟2.7km，从管线途经区域两侧评价范围的现状调查结果来看，沿线主要为林地、草地等，植被多为耐旱型植被，沿线土壤侵蚀以轻度侵蚀为主。在管道敷设过程中，开挖和回填对土壤的影响主要为：破坏土壤原有结构，混合土壤层次、改变土壤质地；影响土壤养分；影响土壤紧实度；土壤污染；影响土壤物理性质。

在管线施工期间，管线两侧临时用地范围的土体将被扰动、植被遭到破坏，土壤侵蚀模数和侵蚀量增大。由于管道埋设复原后，绝大部分植被还可以恢复，因此

生物量的损失整体看是较小的，并可恢复。

5.1.1.6. 对重点公益林的生态影响分析

本项目施工过程中将临时占用国家二级公益林、地方公益林，全部为临时用地，扰动地类主要为公益林范围内的灌木林地、宜林地等。施工期管沟开挖、机械碾压、施工材料堆放、人员活动等会对作业带范围内公益林植被产生直接影响，作业带内多枝怪柳等公益林林木、林下草本植物会被铲除或碾压，造成公益林地上植被损毁；机械作业易损伤乔木根系，尤其是胡杨浅根系，若管控不当，会造成林木根系撕裂，引发林木长势衰退甚至死亡，同时施工扬尘沉降在林木叶片表面，会抑制林木光合作用，对公益林群落正常生长产生不利影响。施工扰动还会改变公益林局部表层土壤结构，造成土壤压实、表土剥离，破坏公益林植被赖以生存的土壤条件，增加水土流失、土地沙化风险。

本项目部署37口侧钻井、2.7km管线施工作业带控制宽度为8m。线性管线穿越公益林会对公益林生境造成线状切割，分割公益林内部局部生境，对公益林内栖息的小型兽类、爬行类、鸟类造成一定的阻隔与惊扰影响。本项目仅为临时占用公益林，若发生超范围施工、车辆随意驶出作业带碾压林地等违规行为，会额外扩大公益林的扰动面积，加重林木损毁与生境破碎化程度。

从影响时间来看，施工对公益林的扰动集中在施工建设周期内，属于短期扰动。建设单位须按照公益林管理办法办理相关用地手续后方可开工。本工程占用的公益林按照《国家级公益林管理办法》第18、19条有关规定，办理建设项目使用林地手续，经审批同意使用的，实行占补平衡。线性工程施工穿越林地所造成的林业损失与管线选线密切相关。因此，要求管线在选线设计、施工作业时尽量避开灌木茂密区域，尽量避让公益林木，在条件允许时，减少砍伐林木的数量，最大程度地保护沿线的林业生态环境。施工结束后，通过管沟回填、迹地平整、临时堆土清理等措施，可给公益林植被恢复创造基础条件。评价区地处南疆干旱荒漠区域，公益林以怪柳灌丛为主，降水稀少、蒸发强烈，公益林植被自然恢复速率缓慢。因此施工期必须严格限定作业边界，严禁越界扰动，做好胡杨等乔木植株的保护，落实表土收集保护，为后期公益林迹地植被恢复提供保障。

5.1.1.7. 对永久基本农田的影响分析

本项目各建设内容均不占用永久基本农田，管线及井场临近永久基本农田分布区域，施工对永久基本农田不存在直接占地损毁影响，潜在影响均为间接影响。施工期潜在间接影响主要来自管线临近农田段的施工活动，包括施工扬尘沉降、施工废水漫流、施工机械及运输车辆管控不当带来的扰动风险。施工扬尘若在风力作用下大量沉降至周边永久基本农田地表，会覆盖农作物叶片，影响作物光合作用，对农作物正常生长产生不利；若施工期试压废水、施工场地雨水管控不当，发生漫流外泄，携带泥沙进入永久基本农田，可能造成农田表层土壤板结、土壤理化性质发生改变；施工车辆、工程机械如果违规越界驶入永久基本农田范围，会直接碾压农田耕作层，造成土壤压实、犁底层破坏，损伤农作物。

本项目通过管线选线阶段避让永久基本农田，施工作业带全部布置于永久基本农田外部，只要落实施工期管控措施，上述间接影响可以得到有效规避。临近永久基本农田区段，施工中可采取洒水抑尘降低扬尘影响，设置简易截排水沟，防范施工废水、雨水漫溢流入农田；严格划定施工活动边界，设置警示标识与彩条旗，严禁施工机械、运输车辆进入永久基本农田范围。本工程施工周期较短，属于短期影响，在严格落实边界管控、扬尘及废水防控措施前提下，施工活动不会对周边永久基本农田土壤质量与农业生产功能造成明显不利影响。

5.1.1.8. 水土流失影响分析

根据新水水保〔2019〕4号文，本项目所在区域属于塔里木河流域水土流失重点治理区，水土流失类型以轻度风力侵蚀为主，局部伴有水力侵蚀。建设单位在项目建设和运行过程中要严格按照设计、环评以及水保要求做好水土流失防治措施。

项目区地面建设工程实施中，会使施工带范围内的土体结构遭到破坏，导致风沙作用加剧，因此大规模的石油勘探开发可能促使生态环境进一步恶化。地表扰动与植被破坏主要表现在井场建设、管线开挖（总长约2.7km）将直接剥离地表生态结皮层与植被覆盖层，破坏其防风固沙功能，使土壤暴露于强风环境下，显著增加风蚀量；临时堆土与裸露地表因素主要表现在管沟开挖产生的临时堆土若未及时苫盖或拦挡，在频繁大风天气下易形成扬尘，加剧水土流失；施工机械碾压影响主要表现在车辆与机械在荒漠地表行驶会压实土壤、破坏地表结皮，降低土壤渗透性，

加剧地表径流与侵蚀；区域微地形改变影响表现在管沟回填后若未能恢复原有地貌，可能形成局部洼地或隆起，改变地表径流路径，诱发水力侵蚀。

5.1.1.9. 对土地沙化的影响分析

（1）占用和影响的沙漠、戈壁、沙地等其他沙化土地的面积等情况

根据《新疆第六次沙化监测报告》，本项目所在区域属于“有明显沙化趋势的土地”，区域主要生态服务功能为“沙漠化控制、土壤保持、生物多样性保护、农畜产品生产”。此类土地处于生态退化临界状态，表层土壤结构不稳定，植被抗干扰能力弱。井场建设和管线施工会显著加速其沙化进程：地表植被清除和土壤扰动将直接破坏微弱的生态平衡，使土地失去抵御风蚀的能力；管沟开挖形成的松散沙土若不及时固覆，易成为风沙源；施工便道及车辆碾压会形成带状风蚀沟，进一步割裂生态系统。

（2）项目实施过程中的弃土、石、渣地等对当地土地沙化和沙尘天气的影响

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

（3）损坏的防沙治沙设施（包括生物、物理或化学固沙等措施）。

拟建工程占地范围不涉及已建设的防沙治沙设施。

（4）可能造成的土地沙化和沙尘等生态危害。

项目施工期主要为管沟开挖，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。

5.1.1.10. 对生态保护红线的影响分析

本项目不占用生态保护红线。项目建设对生态保护红线的影响表现为间接影响

和环境风险。施工期机械噪声、灯光及人员活动，可能惊扰红线内栖息的鹅喉羚、塔里木兔、白尾地鸦等野生动物，迫使其向红线更深处或他处迁移，短期内改变其活动规律，造成生境干扰；项目无组织排放（烃类）、扬尘及事故状态下污染物，可能在风力或极端水文条件下迁移至红线区，对怪柳等自然植物的生长环境及野生动物栖息生境造成潜在污染压力。鉴于项目侧钻井点状分布且规模有限，此影响范围极小。项目占地将破坏地表原有的生态结皮层和地表植被，这些是天然的风沙屏障。若施工期和运营期水土保持措施不到位，或生态恢复不力，可能导致项目区局部风蚀加剧，产生的沙尘可能飘入下风向的红线区，增加其“防风固沙”压力；本项目位于已开发多年的塔河油田内，属于滚动开发，其影响将与区域内既有油田设施的影响产生叠加和累积影响。

5.1.2. 运营期生态环境影响分析

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

5.1.2.1. 对野生动物的影响分析

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

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

5.1.2.2. 植被影响分析

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

5.1.2.3. 生态系统完整性影响评价

生态系统完整性是资源管理和环境保护中一个重要的概念。生态系统完整性是生态系统在特定地理区域的最优化状态，在这种状态下，生态系统具备区域自然生

境所应包含的全部本土生物多样性和生态学进程，其结构和功能没有受到人类活动胁迫的损害，本地物种处在能够持续繁衍的种群水平。它主要反映生态系统在外来干扰下维持自然状态、稳定性和自组织能力的程度。评价生态系统完整性对于保护敏感自然生态系统免受人类干扰的影响有着重要的意义。

在项目建设中，新设施的增加及井场地面平整、压实等作用，不但不会使区域内异质化程度降低，反而在一定程度上会增加区域的异质性。区域的异质性越大，抵抗外界干扰的能力就越大。因而油气田开发建设不会改变区域内生态系统的稳定性及完整性。

5.1.2.4. 景观完整性影响分析

评价区域的基质为荒漠生态景观。荒漠生态景观的异质化程度较低，生态体系的稳定性和必要的抵御干扰的柔韧性较低。本项目总占地约51 hm²，均为临时用地。荒漠区域被油气田设施等构筑物占用，由荒漠生态景观变为人工景观。也就是说，区域内作为基质组成部分的荒漠生态景观中，荒漠区面积有所减少。对于整个评价区域来讲，所占的比例不大，同时还增加了区域的异质性。

综上所述，本项目区域景观完整性受项目影响较小，通过严格控制作业范围、实施生态补偿与修复措施，可以最大限度地减少这种扰动，并促进系统逐步建立新的动态平衡。从区域景观尺度来看，在有效的环保措施保障下，项目不会从根本上改变景观生态的稳定性格局，生态系统维持其关键进程与功能完整性的能力将得以保持。

5.1.3. 退役期生态环境影响分析

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

退役期的环境影响以生态环境的恢复为主，同时封井和井场清理也会产生少量扬尘和建筑垃圾，会对周围的环境造成一定影响。油井停采后将进行一系列清理工作，包括地面设施拆除、地下截去至少1m的井筒并用水泥灌注封井、井场清理等。

在这期间,将会产生少量扬尘和固体废物。在闭井施工操作中应注意采取降尘措施,文明施工,防止水泥等的撒落与飘散,同时在清理井场时防止飞灰、扬尘的产生,尽可能降低对周边大气环境的影响。另外,井场清理等工作还会产生部分废弃管线(地面管线拆除,地下埋地管线清管封堵后不再挖出)、废弃建筑残渣等固体废物,对这些废弃管线、残渣等进行集中清理收集,管线外运经清洗后可回收再利用,废弃建筑残渣外运至指定处理场填埋处理。固体废物的妥善处理,可以有效控制对区域环境的影响。迹地经过清理后,根据周边区域的自然现状对其进行恢复,使井场恢复到相对自然的一种状态。油气田设施退役后,人员撤离,区域内没有人为扰动,井场范围内的自然植被会逐渐得以恢复,有助于区域生态环境的改善。

5.1.4. 生态影响评价自查表

本项目不同阶段对生态影响略有不同,施工期主要体现在地表扰动影响、植被覆盖度、生物损失量、生物多样性、生态系统完整性、生态保护红线、水土流失、防沙治沙等方面,其中对地表扰动、植被覆盖度、生物损失量、水土流失及防沙治沙的影响相对较大;运营期主要体现在生态系统完整性等方面,但影响相对较小。通过采取相应的生态保护与恢复措施后,本项目建设对生态影响可得到有效减缓,对生态影响不大;从生态影响的角度看,该项目是可行的。

本项目生态影响评价自查表见下表:

表 5.1-2 生态影响评价自查表

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

评价等级	一级 ☐ 二级 ☒ 三级 ☐ 生态影响简单分析 ☐	
评价范围	陆域面积: (14.1778) km ² ; 水域面积: () km ²	
生态现状调查与评价	调查方法	资料收集 ☒ ; 遥感调查 ☒ ; 调查样方、样线 ☒ ; 调查点位、断面 ☐ ; 专家和公众咨询法 ☐ ; 其他 ☒
	调查时间	春季 ☐ ; 夏季 ☒ ; 秋季 ☒ ; 冬季 ☐ 丰水期 ☐ ; 枯水期 ☐ ; 平水期 ☐
	所在区域的生态问题	水土流失 ☒ ; 沙漠化 ☒ ; 石漠化 ☐ ; 盐渍化 ☒ ; 生物入侵 ☐ ; 污染危害 ☐ ; 其他 ☒
	评价内容	植被/植物群落 ☒ ; 土地利用 ☒ ; 生态系统 ☒ ; 生物多样性 ☒ ; 重要物种 ☒ ; 生态敏感区 ☐ ; 其他 ☒
生态影响预测与评价	评价方法	定性 ☐ ; 定性和定量 ☒
	评价内容	植被/植物群落 ☒ ; 土地利用 ☒ ; 生态系统 ☒ ; 生物多样性 ☒ ; 重要物种 ☒ ; 生态敏感区 ☐ ; 生物入侵风险 ☐ ; 其他 ☒
生态保护对策措施	对策措施	避让 ☒ ; 减缓 ☐ ; 生态修复 ☒ ; 生态补偿 ☐ ; 科研 ☐ ; 其他 ☒
	生态监测计划	全生命周期 ☒ ; 长期跟踪 ☐ ; 常规 ☐ ; 无 ☐
	环境管理	环境监理 ☐ ; 环境影响后评价 ☐ ; 其他 ☒
评价结论	生态影响	可行 ☒ ; 不可行 ☐
注: “ ☐ ”为勾选项, 可√; “()”为内容填写项。		

5.2. 地下水环境影响分析

5.2.1. 评价区水文地质条件

5.2.1.1. 地下水赋存条件

本项目所在的塔河油田属塔里木河中下游冲积平原、渭干河与库车河冲洪积扇的扇缘地带, 第四系地层厚度大于 200m, 赋存第四系松散岩类孔隙水, 含水层岩性以细砂、粉细砂为主, 隔水层的岩性为粘土、亚粘土。含水层为潜水和承压水多层结构。

第四系松散岩类孔隙水广泛分布于区内。将钻孔的单井出水量, 统一换算为降深 5m、井径 12 吋 (Φ=325mm) 时的涌水量 (即换算涌水量), 然后进行富水性级别的划分。

表 5.2-1

含水层富水性级别划分

单位: m³/d

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

本项目所在区域潜水、承压水富水性均为水量中等。从地层岩性的角度分析，地层垂直向上分为四层（从上到下）：第一层为第四系粉砂和粉细砂。第二层为第四系粉砂、细砂和粉细砂。第三层为第四系粉砂与粘土互层，第四层为第三系的泥岩、砂岩互层。

区内潜水含水层岩性为上更新统和全新统冲洪积细砂、粉细砂。潜水含水层主要由塔河冲积形成，含水层的岩性颗粒较细，主要为细砂、粉细砂，渗透系数小于 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。

分布于该区的潜水，潜水位埋深从 2m 到 $>5\text{m}$ 不等，钻孔揭露的潜水含水层厚度 $<50\text{m}$ ，含水层岩性为第四系细砂、粉砂，潜水含水层的底板埋藏深度一般小于 60m ，局部地区在 100m 左右，潜水含水层的厚度在 40m 以内；换算涌水量为 $100\text{--}614\text{m}^3/\text{d}$ ，水量中等；渗透系数为 $0.89\text{--}2.59\text{m/d}$ ，影响半径为 $221.09\text{--}350.45\text{m}$ 。该区的承压水水头，为 $2.05\text{m}\sim 3.96\text{m}$ ，钻孔揭露的承压含水层厚度为 54.91m ，含水层岩性为第四系细砂、粉砂，隔水层岩性为粉质粘土、粉土，西北部承压水属于含水层顶板埋深 $<50\text{m}$ 区域，其余大面积区域属于含水层顶板埋深 $50\text{m}\sim 100\text{m}$ 区域；换算涌水量为 $233.0\text{--}801\text{m}^3/\text{d}$ ，水量中等；渗透系数为 $1.57\text{--}3.99\text{m/d}$ ，影响半径为 $192.37\text{--}325.97\text{m}$ 。

图5.2-1 评价区水文地质图

5.2.1.2. 地下水补给、径流与排泄

（1）潜水的补给、径流与排泄

①补给条件

区块内潜水的补给来源主要有西北部地下水的侧向流入补给和区域内地表水的入渗补给。由于气候异常干燥，降水量少而蒸发强烈，因此降水补给量可忽略不计。

地下水的侧向流入补给：区块属于渭干河、库车河冲洪积扇扇缘、塔里木河冲洪积平原的一部分，接受上游地下水的侧向流入补给，补给强度取决于潜水含水层的厚度、岩性、地下水的径流条件。

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

②径流条件

区内的潜水含水层岩性主要为粉砂，透水性很差，地层岩性变化较大，地形坡度平缓，造成潜水径流缓慢。地下水流向为西北向东南方向。根据《塔河油田水文地质普查报告》等历史水文地质勘察报告，区内地下水基本处于停滞状态，水力坡度很小，为0.2‰~0.8‰。

③排泄条件

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

（2）承压水的补给、径流及排泄

①补给条件

承压水的补给来源主要是西北方向地下水的侧向流入补给。

②径流条件

区块内的含水层岩性主要为粉砂，透水性很差，承压水径流比较缓慢。

③排泄条件

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

5.2.1.3. 地下水动态特征

评价区位于渭干河冲洪积细土平原上，是以双层及多层结构的潜水-承压水含水层为主的细土平原区。区内地下水位动态类型为渗入-蒸发型，动态曲线为多峰型。含水层岩性为细砂、粉砂、粉细砂，水动力条件较差。动态曲线呈现为多峰型：每年1月~2月地下水处于低水位期；3月份水位开始上升，至4月~5月达到最高值，之后水位开始回落；在8月份由于强烈的蒸发、蒸腾作用，水位略有上升，形成一小的峰值；9月份开始下降，受冬灌影响，于11月~12月形成另一峰值，一般在次年1月~2月达到最低水位。年内变幅2.44m~11.37m。

根据《塔河油田水文地质普查报告》，区内承压水水位随季节发生变化，低水

位期在冬季 12 月，高水位期在夏季 8 月份，最大水位变幅可达到 1m。

5.2.1.4. 地下水化学特征

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

(1) 潜水的水化学特征

根据《塔河油田水文地质普查报告》，从评价区的北部向中部、南部，潜水的矿化度和水化学类型也具有十分明显的水平分带规律性，表现为从北部到南部，潜水矿化度逐渐升高，地下水溶解性总固体含量较高，在 0.468~132.1g/L 之间。水化学类型也由 $\text{HCO}_3 \cdot \text{SO}_4 \cdot \text{Cl}-\text{Na} (\text{Ca} \cdot \text{Mg})$ 型渐变为 $\text{SO}_4 \cdot \text{Cl}-\text{Na} \cdot \text{Mg}$ 型和 $\text{Cl} \cdot \text{SO}_4-\text{Na} (\text{Mg} \cdot \text{Ca})$ 型水。

评价区内地下水主要接受地表水的渗漏补给、上游地下水的侧向径流补给；地下水从西北部向东南部径流；又通过潜水蒸发、植物蒸腾、人工开采等方式排泄，最终以地下径流的方式排泄至塔里木河中。这种补、径、排条件，决定了潜水的水化学作用同时具有离子交替吸附作用和蒸发浓缩作用，水化学类型复杂，主要以 $\text{SO}_4 \cdot \text{Cl}$ (或 $\text{SO}_4-\text{Na} \cdot \text{Mg}$ (或 $\text{Mg} \cdot \text{Na}$))、 $\text{Cl} \cdot \text{SO}_4-\text{Na}$ (或 $\text{Na} \cdot \text{Mg}$ 、 $\text{Na} \cdot \text{Mg} \cdot \text{Ca}$) 及 $\text{Cl}-\text{Na}$ (或 $\text{Na} \cdot \text{Mg}$) 型水为主。

(2) 承压水的水化学特征

从评价区的北部、中部向南部，承压水的水化学类型也具有十分明显的水平分带规律性，表现为从北部、中部到南部，水化学类型由 $\text{HCO}_3 \cdot \text{SO}_4 \cdot \text{Cl}-\text{Na} \cdot \text{Ca}$ 型渐变为 $\text{SO}_4 \cdot \text{Cl}-\text{Na} \cdot \text{Ca}$ 型和 $\text{Cl} \cdot \text{SO}_4-\text{Na} (\text{Mg} \cdot \text{Ca})$ 型水。承压水的矿化度也有逐渐升高的趋势，但在评价区的不同地段，其升高的幅度有所不同。

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

5.2.1.5. 地下水开发利用现状

区内地下水矿化度一般大于 5g/L，部分大于 10g/L，矿化度较高，地下水水质极差，均为不宜饮用的地下水。咸水作为区内地下水资源的背景资源，不宜大量开采，

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

5.2.1.6. 包气带特征及污染状况调查

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

根据本次评价中包气带污染现状调查的调查结果，评价区域内已建站场永久占地内外的油田特征污染物石油类监测数值相差不大，因此，评价区域内已建工程的包气带未受到油田开发的污染影响。

5.2.1.7. 区域地下水污染源调查

评价区除油田生产设施外，分布有少量农田，污染物排放方式以农药、化肥为主的面源污染为主，无其他工业企业污染源。根据区域地下水现状监测，各监测点中石油类满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）III类标准要求。

5.2.2. 施工期地下水环境影响分析

（1）施工期间废水对地下水影响分析

根据工程分析，施工期废水、生活污水不外排，对地下水环境影响很小。

（2）钻井过程对地下水影响分析

项目钻井过程中采用套管与土壤隔离，并在套管与地层之间注入水泥进行固井，水泥浆返至地面，封隔疏松地层和水层；本项目井身的一开套管的下入深度500m，采用水泥浆进行固井，水泥浆返至地面，可满足本项目的地下水保护需要，可有效地保护地下水环境不受污染。由于本项目油藏目的层与地下水处于不同层系，远远超出本区域地下水含水层深度，在施工过程中采用下套管注水泥固井、完井方式进行水泥固井，对含水层进行了固封处理，有效保护地下水层。项目在钻井过程中产

生的废水不与含水层发生水力联系，同时对产生的废水排放进行严格管理，施工期间钻井井场内进行分区防渗，可对土壤及包气带起到良好的防护。因此基本不会对所在区域水环境产生影响。

（3）管道施工对地下水影响分析

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

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

5.2.3. 运营期地下水环境影响分析

5.2.3.1. 正常状况下地下水环境影响分析

（1）废水

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

根据《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函〔2019〕910号），涉及废水回注的，应当论证回注的环境可行性，采取切实可行的地下水污染防治和监控措施，不得回注与油气开采无关的废水，严禁造成地下水污染。在相关行业污染控制标准发布前，回注的开采废水应当经处理并符合《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329）等相关标准要求后回注，同步采取切实可行措施防治污染。回注目的层应当为地质构造封闭地层，一般应当回注到现役油气藏或枯竭废弃油气藏。

联合站采出水经处理后可以满足《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329）标准要求，并全部回注地下，未回注与油气开采无关的废水，回注层为奥陶系鹰山组 and 一间房组，均为现役油气藏层。综上，按照油气藏形成和赋存的地质构造条件，油层与第四系含水层之间不存在水力联系。在正常的油田开发过程

中，回注到含油层的采出水不会对回注层之外的地下水含水层水质产生影响，在固井质量良好的情况下可以确保井壁不会发生侧漏，有效隔离含水层与井内回注水的交换，有效保护地下水层，可对回注水实现有效封堵，有效保护地下水层，满足《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函〔2019〕910号）的相关要求。

（2）落地油

本项目在修井及采油等过程中都可能产生落地油等固体废物。根据西北油田分公司的作业要求，各作业队伍在作业过程中尽可能避免落地油的产生，井下作业必须采用带罐进行，落地油一旦产生须及时、彻底进行回收，井口排出物全部进罐，故基本无落地油产生。在措施落实、管理到位的前提下，可最大限度减少落地油量，故落地油对开发区域地下水的影响很小。

（3）输送管线

本项目各类管线均是全封闭系统，集输管线采用柔性复合管及无缝钢管，采取严格的防腐防渗措施。本项目顶管埋深1.2m，管线埋设区域的地下水埋深大于2m，正常状况下，输送、储存的介质不会与管线穿越区域的地下水水体之间发生联系，不会对区域地下水环境产生污染影响。

5.2.3.2. 非正常状况下地下水环境影响分析

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

本项目开发对地下水产生污染的途径主要有两种方式，即渗透污染和穿透污染途径。

穿透污染：本项目共部署4座采油井场。在采油过程中，污染物沿着裂隙或孔隙直接到达含水层从而污染地下水的方式称为穿透污染（窜层）。以该种方式污染地下水的主要是固井效果差或套管破损、井壁侧漏等导致生产过程中发生套外返水，

采出液在水头压力差的作用下，可能直接进入含水层，发生油水窜层，并在含水层中扩散迁移，污染地下水。由废弃井、套管被腐蚀破坏而污染到地下水的现象，在前期不会发生，待油田开发到中后期时，废弃井、套管被腐蚀破坏，才可能会对地下水有影响：废弃井在长期闲置过程中，在地下各种复合作用下，固井水泥被腐蚀，套管被腐蚀穿孔，加上只封死井口，油气物质失去了释放通道，会通过径流进入潜水含水层，参与地下水循环。虽然此时油层几乎没有多少压力，原油不大可能进入到含水层污染地下水，但这一现象仍应引起重视。

渗透污染：地面及包气带污染物沿着松散的孔隙下渗至含水层致使地下水污染的方式称渗透污染。本项目可能产生的渗透污染主要是井喷、集输管线、储罐泄漏、落地油渗漏等，都是通过包气带渗透到潜水含水层而污染地下水的。包气带厚度愈薄，透水性愈好，就愈造成潜水污染，反之，包气带愈厚、透水性愈差，则其隔污能力就愈强，则潜水污染就愈轻。项目所在油田区域属于超稠油，在自然条件下基本无外泄井喷可能，根据与油田相关工作人员咨询，压力未控制合适的情况下，才有可能出现井喷情况，但发生概率微乎其微。管线与法兰连接处、管线泄漏事故、拉油井场泄漏事故等会导致浅部隐蔽性污染源的产生，泄漏的油品下渗而可能导致地下水污染风险的发生。发生泄漏的原因有如下几种：误操作、机械故障、外力作用和腐蚀等，这几种因素的产生都是人为的或人为操控程度很高，发生污染的危害程度也取决于操作人员的处置和控制。泄漏事故会导致浅部隐蔽性污染源的产生，泄漏的油品下渗而可能导致地下水污染风险的发生。通常泄漏事故对地下水环境的影响程度主要取决于原油的物理性质、泄漏方式、多孔介质特征及地下水位埋深等多种因素。由于管线泄漏事故为短期大量排放，污染物的泄漏以地表扩展为主，一般能及时发现，并可很快加以控制，石油烃等污染物在其中迁移的阻滞作用较强，迁移及衰减速度较慢，其影响范围不大，对地下水环境一般不易产生不利影响。

污染物进入地下后，污染物向地下水系统的迁移途径为：

入渗污染物→表土层→包气带→含水层→迁移

为了评价污染物入渗对评价区内地下水水质的影响，故本次地下水环境影响预测采用解析法，针对石油类污染物进入含水层后的运移进行重点预测、评价。

结合上述分析，本次评价对非正常状况下的预测情景设置及预测内容如下：

5.2.3.2.1情景1：钻井穿透污染影响分析（油水窜层）

①预测情景

本次地下水环境影响评价主要考虑最不利的极端情况下，油水窜层后对第四系含水层水质的影响，针对污染物进入第四系孔隙水含水层后的运移进行重点预测、评价，考虑采油时发生泄漏，污染物泄漏为连续排放，发生窜层后，若未及时发现，工程区内的污染物通过孔隙径流至下游第四系含水层的水质。因此污染物在含水层中的迁移，可将预测情形概化为一维连续泄漏点源的水动力弥散问题。

②预测方法

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

③预测范围及时间

本次影响预测范围与调查评价范围一致，预测层位为第四系含水层。

根据项目特点，预测时段选取污染发生后1d、100d、1000d、3650d。

④预测因子

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

⑤预测模型

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

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

2）污染物在地下水中的反应运移非常复杂，物理、化学、微生物等环境自净

作用往往会使污染浓度衰减。忽略这些环境自净因素可以模拟出污染的最大（或潜在）影响范围，符合保守性评价原则。

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

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

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

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

以上式中：x—距注入点的距离，m；

t—时间，d；

C(x, t)—t时刻x处的示踪剂浓度，g/l；

C₀—注入的示踪剂浓度，g/l；

u—水流速度，m/d；

n—有效孔隙度，无量纲；

D_L—纵向弥散系数，m²/d；

erfc()—余误差函数。

⑥预测参数

根据区域水文地质条件，评价区内第四系含水层岩性主要为砂。本次评价水文地质参数主要通过油田区域的勘察资料确定。模型中所需参数及来源见表5.2-2。

表5.2-2 水质预测模型所需参数一览表

⑥预测结果与分析

将以上确定的参数代入模型，便可以求出不同时段，在预测情景下，泄露了不同天数（100天、1000天、3650天）时，污染物在含水层不同位置的浓度分布情况。具体见表5.2-3、表5.2-4，图5.2-2。

表5.2-3 污染物在潜水含水层中的浓度迁移预测结果（情景1）

表5.2-4 预测结果统计表（情景1）

图5.2-2 情景1：发生持续泄漏后石油类污染物浓度迁移变化曲线图

根据以上预测结果，在本次设定的预测情形下：石油类浓度在预测1d、100d、1000d、3650d时地下水超标距离分别为2.1m、23m、88m、209m，影响距离分别为2.4m、26m、99m、229m，在各时段的预测影响范围内均无居民饮用水井等地下水环境敏感点。其中1d、100d的影响范围在井场范围内，不会影响范围到外环境，若发生事故后不采取措施，任由污染物在地下水中迁移，随着污染物运移时间的增长，污染范围也会呈增加趋势。为预防污染的发生和污染源的形成，表层套管严格封闭第四系含水层，定期维护，确保固井质量符合要求，废弃井应全部打水泥塞，并经严格的试压以防窜漏污染地下水，尽量避免窜层污染到泄漏点周边区域内的地下水。油井生产期间，采用实时监测、可视化与成像技术、示踪与声波监测等检测方法，可将套损发现时间缩短至数小时内，确保技术在套损发生后，及时发现并采取治理技术等环保措施的情况下，窜层对地下水的影响不会超出井场场界，属于可接受范围。

5.2.3.2.2情景2：渗透污染（集输管线泄漏事故）

①预测情景

本项目集输管线输送的物质主要为原油，非正常状况下，阀门、集输管线泄漏事故会导致浅部隐蔽性污染源的产生，泄漏的原油等下渗而可能导致地下水污染风险的发生。设备阀门、管线等发生泄漏的原因有如下几种：误操作、机械故障、外力作用和腐蚀，这几种因素的产生都是人为的或人为操控程度很高，发生污染的危害程度也取决于操作人员的处置和控制。

综合考虑生产装置设施情况以及所在区域水文地质条件，非正常状况泄漏点设定为：集输管线截面100%断裂泄漏，如不及时修复，原油可能下渗对地下水造成影响。本次评价对非正常状况下集输管线截面100%断裂泄漏情景运用解析模型进行模拟预测，以评价对地下水环境的影响。集输管线两端设有紧急切断阀，一旦检测到异常（如压力骤降、流量突变或泄漏报警），系统会自动触发阀门关闭，迅速切断气液流动，防止泄漏扩散，一般应急响应时间控制在10分钟以内，本次预测按照10分钟计算。

②预测方法

本次评价采用解析法对地下水环境影响进行预测。

③预测范围及时间

本次影响预测范围与调查评价范围一致，根据地表渗透污染特点，预测层位为第四系潜水含水层。

根据项目特点，预测时段选取污染发生后1d、10d、100d、1000d。

④预测因子

结合前文分析，集输管线泄漏，根据污染指数，选取泄漏后影响相对最大的特征污染物石油类作为代表性污染物进行预测。

⑤预测源强

拟建项目自动控制系统采用SCADA系统，系统采用全线调控中心控制级、井场控制级和就地控制级三级控制方式，并对沿线井场及监控阀室实施远距离的数据采集、监视控制、安全保护和统一调度管理。

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，一旦发生漏油事故，管内压力减小，各截断阀可以确保在10min内响应并关闭，管道断裂处油品继续泄漏，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。通常按美国矿业管理部（MMS）管道油品泄漏量估算导则（MMS2002-033）给出的估算模式计算原油的泄漏量，该模式由两部分组成，一部分是阀门关闭后至压力平衡前的泄漏量，另一部分是关闭阀门前的泄漏量，两项之和即为总泄漏量，计算式为：

$$V_{rel}=0.1781 \times V_{pipe} \times f_{rel} \times f_{GOR} + V_{pre-shut}$$

式中： V_{rel} —集输管线油品泄漏量，bbl（1桶=0.14吨）；

V_{pipe} —管段体积， ft^3 （ $1ft^3=0.0283m^3$ ），根据前文，根据前文，本次建设的集输管线全管径泄漏后影响最大，根据该管线设计参数，长度1.5km，直径100mm，管道体积为11.775 m^3 ；

f_{rel} —最大泄漏率，取0.2；

f_{GOR} —压力衰减系数，取0.2；

$V_{pre-shut}$ —截断阀关闭前泄漏量，bbl。

截断阀关闭前泄漏量：根据可研，输量按57.5t/d计算，管线发生泄漏时，

10min 内原油泄漏量为 0.415t。

计算可得阀门关闭后至压力平衡前的泄漏量为 0.399t。

则非正常状况下，总泄漏量为 0.814t。

包气带中的土壤颗粒可以通过吸附、分配、离子交换、生物作用等多种作用机制截留有机污染物。根据《采油废水中石油类污染物在土壤中的迁移规律研究》等，污水中的石油类很难在土壤剖面中随水下渗迁移，基本上被截留在 0~10cm 或 0~20cm 表层土壤中，其中表层 0~5cm 土壤截留了 90%以上的输入原油。本次考虑较不利情况，按照泄漏的污染物 10%（0.081t）通过地表连续入渗通过包气带土壤全部进入地下水含水层中，针对污染物进入含水层后的运移进行重点预测、评价。

⑥预测模型

非正常状况下，污染物运移通常可概化为两个相互衔接的过程：①污染物由地表垂直向下穿过包气带进入潜水含水层的过程；②石油类污染物进入潜水含水层后，随地下水流进行迁移的过程。污染物在潜水含水层中随着水流不断扩散，根据拟建项目非正常状况下污染源排放形式与排放规律，本次模型可概化为一维稳定流动二维水动力弥散问题的瞬时注入污染物—平面瞬时点源的预测模型，其主要假设条件为：

a.假定含水层等厚，均质，并在平面无限分布，含水层的厚度、宽度和长度比可忽略；

b.假定定量的定浓度的污水，在极短时间内注入整个含水层的厚度范围；

c.污水的注入对含水层内的天然流场不产生影响。

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

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

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 处的污染物浓度，mg/L；

M —含水层厚度，m；评价区域含水层厚度；

m_M —长度为 M 的线源瞬时注入污染物的质量，kg。

u —地下水流速度，m/d；

n —有效孔隙度，无量纲；

D_L —纵向弥散系数， m^2/d ；

D_T —横向 y 方向的弥散系数， m^2/d ；

π —圆周率。

表 5.2-5 水质预测模型所需参数一览表（情景 2）

⑤预测结果与分析

将以上确定的参数代入模型，便可以求出不同时段，石油类在预测情景下，不同天数（1d、10d、100d、1000d）时，污染物在含水层不同位置的浓度分布情况。具体见下表：

表 5.2-6 在非正常状况下石油类在潜水含水层中运移情况一览表（情景 2）

图5.2-3 情景2：1天石油类污染物运移分布图

图5.2-4 情景2：100天石油类污染物运移分布图

图5.2-5 情景2：1000天石油类污染物运移分布图

图5.2-6 情景2：3650天石油类污染物运移分布图

根据以上预测结果，在非正常状况下，污染物进入含水层后，在水动力弥散作用下，管线发生破裂后，瞬时注入的污染物将产生呈椭圆形的污染晕，污染晕中污染物的浓度由中心向四周逐渐降低。随着水动力弥散作用的进行，污染晕将不断沿水流方向运移，污染晕的范围也会发生变化：当泄漏发生后，若不采取地下水污染治理措施，在预测期间，随着泄漏后的时间的增加，影响范围呈增加趋势，污染物泄漏发生后1d、100d、1000d、3650d的污染物超标范围分别为13.47m²、928.34m²、6969.90m²、21527.30m²，影响范围分别为15.16m²、1073.42m²、8557.98m²、27209.10m²。污染物的迁移对地下水有一定影响，各时段的预测影响范围内均无居民饮用水井等地下水环境敏感点，随着影响范围的扩大，污染物浓度呈减小趋势。管线采用无缝钢管，发生泄漏后，建设单位立即采取切断措施并及时组织专门力量进行污染物的

清除工作，建设单位可在1天内清除地面及地下的污染物，尽量避免出现泄漏的污染物进入地下水并随地下水迁移，对外环境产生影响。建设单位和施工单位严格按照“源头控制、过程防控、跟踪监测、应急响应”相结合的原则，采取地下水污染防治措施的情况，非正常状况下，对地下水的影响属于可接受范围。

5.2.4. 退役期地下水环境影响分析

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

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

5.2.5. 小结

(1) 在正常状况下，本项目各阶段的废水均不外排，钻井采用了套管，采取固井措施，有效防止了钻井液漏失污染地下水，各类废水及固废均得到了妥善处置，本项目在设计、施工和运行时，严把质量验收关，杜绝因管道材质、制管、防腐涂层、焊接缺陷及运行失误而造成管线泄漏。在生产运行过程中，强化监控手段，定期检查检验，检漏控漏，尽量杜绝事故性排放源的存在，本项目对地下水环境的影响较小。

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

5.3. 地表水环境影响分析

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

5.3.1. 施工期地表水环境影响分析

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

（1）生活污水

施工期生活污水经撬装式一体化装置处理后水质达到《农村生活污水处理排放标准》（DB654275-2019）表二的B级标准后用于生活区、井场及通井路降尘，其余部分用于生态林、荒漠灌溉，对周边水环境的影响很小。

（2）钻井废水

本项目钻井施工过程中采用“钻井废弃物不落地达标处理技术”，钻井废水与钻井泥浆、岩屑一同进入不落地处理系统处理，处理后的液相尽量回用于配备钻井液，不能回用的废钻井液，采用罐车拉运至阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站处理达标后回注地下，不外排，对水环境影响很小。

（3）管线试压废水

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

（4）酸化压裂废水

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

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

5.3.2. 运营期地表水环境影响分析

根据工程分析，本项目运营期产生的废水主要有采出水、井下作业废水。

(1) 采出水

根据工程分析，本项目运营期采出水随油气混合物进入已建联合站污水处理系统处理，废水经处理后满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》

(SY/T5329-2022)标准中指标后回注地层，不外排。联合站现运行正常，富余能力可满足本项目采出水处理需求，依托处理设施可行。

(2) 井下作业废水

本项目井下作业废液采用专用废水回收罐收集，拉运至阿克苏塔河环保工程有限公司处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)中的有关标准后回注地层，不外排。

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

5.3.3. 退役期地表水环境影响分析

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

5.3.4. 地表水环境评价结论

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

5.3.5. 地表水环境影响评价自查表

项目地表水环境影响评价自查表见表5.3-1。

表5.3-1 地表水环境影响评价自查表

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

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

5.4. 土壤环境影响评价

5.4.1. 影响类型及途径

本工程所处区域属于盐化较严重的区域，土壤影响类型同时属于污染影响型和生态影响型。

本工程废水主要为生产废水、生活污水，不向外环境排放污水，不会造成废水地面漫流影响；非正常状况装置区管线、设备连接处出现泄漏，可能通过垂直入渗的形式对土壤造成影响。

本工程井场建设及管道敷设过程中，不会造成区域土壤盐化、酸化、碱化，但管沟开挖过程中会对区域局部土壤造成扰动，导致土壤中盐分含量与周边区域不一致，在后续的自然恢复过程中，扰动区域受雨水、风沙作用将逐步与周边区域土壤保持一致。同时，本工程装置区中废水盐分含量较高，当出现泄漏时，采出液中的盐分将进入表层土壤中，遗留在土壤中，造成区域土壤盐分含量升高。

影响类型见表5.4-1。

表 5.4-1 建设项目影响类型表

不同时段	污染影响型（井口、管线）				生态影响型（井口、管线）			
	大气沉降	地面漫流	垂直入渗	其他	盐化	碱化	酸化	其他
建设期	--	--	--	--	--	--	--	--
运营期	--	--	√	--	√	--	--	--
服务期满后	--	--	--	--	--	--	--	--

5.4.2. 施工期对土壤环境的影响

施工期土壤环境影响主要来自管线、井场建设等施工作业范围内的人为扰动、车辆行驶和机械施工、各种废弃物污染影响。

5.4.2.1 人为扰动对土壤的影响

油田开发过程中，不可避免地要对土壤进行人为扰动，主要是井场建设、管道

敷设和道路建设过程中，车辆行驶和机械施工碾压和踩踏破坏土壤结构。

在施工中，车辆行驶和机械作业时机械设备的碾压、施工人员的踩踏等都会对土壤的紧实度产生影响。机械碾压的结果使土壤紧实度增高，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）在地表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。井场和管道的施工场地等都存在这种影响。

5.4.2.2 地面工程施工对土壤环境的影响

本工程管线施工作业带的土壤均会受到扰动和破坏。在施工作业带的直接影响区域表现为施工活动中施工机械、车辆碾压、施工人员践踏等对土壤的扰动，改变土壤的紧密度和坚实度，可能造成土壤板结。由于植被被毁，土壤表面压实，土壤板结，通透性差，使土壤水量降低，同时加剧了土壤的蒸发作用，导致盐碱化加重。井场和管道的施工场地等都存在这种影响。

5.4.2.3 水土流失影响分析

本工程管线施工对当地水土流失影响的方式包括扰动、损坏、破坏原地貌、地表土壤结构及植被。工程施工及占地呈点线状分布，所造成的水土流失因管线所经过的区域不同而不同。建设期间，施工车辆对地表的大面积碾压，使所经过地段的植被和地表结构遭到不同程度的破坏，使风蚀荒漠化的过程加剧；地表保护层变得松散，增加风蚀量，下层的粉细物质暴露在地层表面，在风力的作用下，风蚀量会明显加大，这种影响在短时间内不会完全恢复。但随着时间的推移，风蚀量会随着地表新保护层的逐渐形成而减弱。

5.4.2.4 土壤污染影响分析

项目施工的废水包括生活污水、施工废水、施工垃圾及生活垃圾，污废水处理不当或不处理而随意漫流，废水中的污染物，如动植物油、石油类等污染物进入土壤中污染土壤环境；或施工垃圾堆放，如遇雨季，施工垃圾或生活垃圾中的污染物随雨水进入土壤污染土壤环境。环评要求施工单位对施工生活污水不外排，施工垃圾、生活垃圾收集后由库车绿能环保科技有限公司拉运处置。落实以上环保措施的情况下，本工程施工期间对井场、管道沿线周边的土壤影响很小。

5.4.3. 运营期对土壤环境的影响

根据建设项目自身性质及其对土壤环境影响的特点，需要对施工期土壤的影响进行定性分析、预测以及运营期项目对土壤环境可能造成的影响，并针对这种影响提出防治对策，从而达到预防与控制环境恶化，减轻不良环境影响的目的，为土壤环境保护提供科学依据。

5.4.3.1 正常工况下土壤环境影响分析

运营期正常工况下，本工程生产过程中各类物料配置过程中均为全密闭管路连接，不会出现溢出和泄漏情况，实现可视可控，且在管线上做好标识，不会对土壤环境产生影响。

5.4.3.2 非正常工况下土壤环境影响分析

（1）生态影响型

拟建项目自动控制系统采用 SCADA 系统，系统采用全线调控中心控制级、井场控制级和就地控制级三级控制方式，并对沿线井场及监控阀室实施远距离的数据采集、监视控制、安全保护和统一调度管理。

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，一旦发生漏油事故，管内压力减小，各截断阀可以确保在 10min 内响应并关闭，管道断裂处油品继续泄漏，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。通常按美国矿业管理部(MMS)管道油品泄漏量估算导则(MMS2002-033)给出的估算模式计算原油的泄漏量，该模式由两部分组成，一部分是阀门关闭后至压力平衡前的泄漏量，另一部分是关闭阀门前的泄漏量，两项之和即为总泄漏量，计算式为：

$$V_{rel}=0.1781 \times V_{pipe} \times f_{rel} \times f_{GOR} + V_{pre-shut}$$

式中： V_{rel} —集输管线油品泄漏量，bbl（1 桶=0.14 吨）；

V_{pipe} —管段体积， ft^3 （ $1ft^3=0.0283m^3$ ），根据前文本次建设的集输管线全管径泄漏后影响最大，根据该管线设计参数，本次 r 取 0.1m，长度取 1500m，管道体积为 $11.775m^3$ ；

f_{rel} —最大泄漏率，取 0.2；

f_{GOR} —压力衰减系数，取 0.2；

$V_{\text{pre-shut}}$ —截断阀关闭前泄漏量，bbl。

截断阀关闭前泄漏量：根据可研，单井原油量按 57.5t/d 计算，管线发生泄漏时，10min 内原油泄漏量为 0.415t。

计算可得阀门关闭后至压力平衡前的泄漏量为 0.399t。

则非正常状况下，总泄漏量为 0.814t (0.1m³)。

采出液中矿化度为 218033mg/L，则估算进入土壤中的盐分含量为
 $=0.814 \times 218033 = 177478.86\text{g}$ 。

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

(1) 单位质量土壤中某种物质的增量

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

式中： 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/m³；

A -预测评价范围，m²；

D -表层土壤深度，一般取 0.2m，可根据实际情况适当调整；

n -持续年份，a。

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 20m×20m 范围，表层土壤容重根据区域土壤理化特性调查取值为 3×10³kg/m³，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 17.1g/kg。预测年份为 0.027a(10 天)。

根据上述计算结果，在 10 天内，单位质量土壤中盐分含量的增量为 0.003g/kg，叠加现状值后的预测值为 17.103g/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。

(2) 污染影响型

1) 正常状况下对土壤环境的影响分析

本工程污染土壤的途径主要为油气输送及处理过程中发生跑冒滴漏，渗入土壤对土壤产生影响。本工程生产过程中均为全密闭管路连接，不会出现溢出和泄漏情况，实现可视可控，且在管线上做好标识，如若出现泄漏等事故情况，可及时发现，及时处理。

2) 非正常状况下对土壤环境的影响分析

拟建项目土壤环境影响类型为“污染影响型”，影响途径主要为运营期项目场地污染物以垂直入渗方式进入土壤环境，因此采用一维非饱和溶质运移模型进行土壤污染预测。

①一维非饱和溶质垂向运移控制方程：

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

式中：c--污染物介质中的浓度，mg/L；

D--弥散系数，m²/d；

q--渗透速度，m/d；

z--沿z轴的距离，m；

t--时间变量，d；

θ--土壤含水率，%。

②初始条件

$$c(z,t) = 0 \quad t = 0, L \leq z < 0$$

③边界条件

第一类Dirichelet边界条件：

i连续点源：

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

ii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:

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

模型边界条件的概化

①土壤类型概化

结合区域水文地质调查及本工程土壤现状调查结果,采油树管线连接和阀门处出现破损泄漏土壤概化为一层,埋深 150cm 土层。

水力模型残余含水率 θ_r 、饱和含水率 θ_s 、垂直饱和渗透系数 K_s 以及 α 、 n 、 L 等土壤参数参考模型数据。

预测模型参数取值见表 5.4-2。

表 5.4-2 垂直入渗预测模型参数一览表

根据工程分析,结合项目特点,本评价选取采油树管线连接和阀门处出现破损泄漏过程中,油品中的石油烃对土壤环境的影响。

表 5.4-3 土壤预测源强表

②边界条件

模型为一维垂向模型,上边界概化为稳定的污染物定水头补给边界,下边界为自由排泄边界。

③预测分析结果

非正常状况下管线破损泄漏,原油中的污染物石油烃持续渗入土壤并不断向下运移,预测时段T1~T5分别为1d、10d、30d、100d、365d,观测点N1~N5距底部深度分别为10cm、20cm、50cm、100cm、150cm,污染物浓度穿透曲线图和在不同水平年沿土壤迁移模拟结果见图5.4-1~图5.4-2。

图5.4-1 不同深度观测点石油类浓度穿透曲线图

图5.4-2 石油类在不同水平年沿土壤迁移情况图

由上述土壤预测结果可知，土壤深度在10cm的时候，污染物浓度最快达到峰值，在365d时污染物浓度出现最高值，土壤深度10cm的土层被污染的浓度还在增大，只要时间充裕就可达污染物最高浓度。而土层深度在150cm的土壤，在80天时才出现被污染的情况，随着污染天数的增加，在污染到365天时污染物浓度可达到22.01mg/kg。说明最表层土壤最快被污染物污染，浓度也最高。而深度达到150cm处的土壤80天内被污染的程度较低。污染物泄漏1d时，在最表层0cm的土壤被污染的程度最大，被污染的土壤深度达17cm。随着污染时间的持续增加，污染天数达到365d时，表层土壤的污染物将全部被污染，而被污染的土层深度也将随着时间的增加而增加，污染物最深可达150cm处的土层。

由以上分析可以看出，发生泄漏后，最先污染表层土壤，落地油积存于表层会影响表层土壤通透性，影响土壤养分的释放，降低土壤动物及微生物的活性，使土壤的综合肥力下降，最终影响植物根系的呼吸作用和吸收作用。时间越久，污染物向土壤下方运移越深，泄漏发生后短期内对表层土壤环境影响相对严重。在设定情景下在不同时刻、不同土壤深度的石油烃（C₁₀-C₄₀）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）中第二类用地风险筛选值（4500mg/kg）。综上所述，项目经垂直入渗途径影响土壤环境的深度较小，浓度很低。本工程进行防渗处理，同时生产过程中加强管理，规范生产操作。在采取有效的污染防治措施后，项目对土壤环境影响很小。

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

综上，本工程正常工况下无废水及固废等污染物外排，不会造成土壤环境污染。如果发生装置、管线泄漏等事故，泄漏的原油会对土壤环境产生一定的影响，泄漏的石油覆盖于地表可使土壤透气性下降、土壤理化性状发生变化。泄漏的油品如果进入土壤，从而使土壤质地、结构发生改变，影响土地功能，进而影响地表植被的生长。根据环境风险分析可知，本工程风险潜势很低，发生泄漏事故的可能性很小，在做好源头控制、过程防控等措施的前提下，可避免工程实施对土壤环境产生污染影响。

5.4.4. 退役期土壤环境影响分析

退役期拆除设备时所用的时间较少，生活污水、固体废物均妥善处理的情况下，对土壤环境影响很小。

5.4.5. 土壤环境影响自查表

土壤环境影响自查表详见表5.4-4。

表 5.4-4 土壤环境影响自查表

工作内容		采油二厂2026第三批产能建设项目				备注
影响识别	影响类型	污染影响型 ☐ ；生态影响型 ☐ ；两种兼有 ☒				
	土地利用类型	建设用地 ☒ ；农用地 ☐ ；未利用地 ☒				土地利用类型图
	占地规模	(永久占地面积0hm) hm ²				永久占地
	敏感目标信息	敏感目标(牧草地)、方位(内)、距离(/)				
	影响途径	大气沉降 ☐ ；地面漫流 ☐ ；垂直入渗 ☒ ；地下水位 ☐ ；其他(☐)				
	全部污染物	石油类、全盐量				
	特征因子	石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)、全盐量				
	所属土壤环境影响评价项目类别	I类 ☒ ； II类 ☒ ； III类 ☐ ； IV类 ☐				
	敏感程度	敏感 ☒ ；较敏感 ☐ ；不敏感 ☐				
	评价工作等级	一级 ☒ ；二级 ☐ ；三级 ☐				
现状调查内容	资料收集	a) ☒ ； b) ☒ ； c) ☒ ； d) ☐				
	理化特性					同附录 C
	现状监测点位		占地范围内	占地范围外	深度	
		表层样点数	6	6	20cm	
		柱状样点数	5	/	0~0.5m, 0.5~1.5m, 1.5~3m	
	现状监测因子	《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)基本项目45项和pH、土壤盐分、石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)；《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB15618-2018)基本项目8项和pH、石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)、土壤盐分				
现状评价	评价因子	石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)等				
	评价标准	GB 15618 ☒ ； GB 36600 ☒ ； 表D.1 ☐ ； 表D.2 ☐ ； 其他				
	现状评价结论	土壤中各项监测因子满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)第二类用地风险筛选值要求、《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB15618-2018)筛选值标准要求				
影响预测	预测因子	石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)、全盐量				
	预测方法	附录 E ☐ ；附录 F ☐ ；其他(☒)				
	预测分析内容	影响范围(☐)影响程度(☒)				
	预测结论	达标结论： a) ☐ ； b) ☐ ； c) ☒ 不达标结论： a) ☐ ； b) ☐				

采油二厂2026年第三批产能建设项目环境影响报告书

工作内容		采油二厂2026第三批产能建设项目			备注
防治措施	防控措施	土壤环境质量现状保障☑；源头控制☑；过程防控 ☑；其他（）			
	跟踪监测	监测点数	监测指标	监测频次	
		井场	石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）	1次/3年	
	信息公开指标	石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）、砷、六价铬、盐分含量、pH			
评价结论		项目区占地范围主要土壤类型是漠境盐土、盐土、风沙土、草甸土。油田开发对土壤影响，呈点块状（如井场等）和线状（如集输管线）分布，影响范围明确。本工程在施工期对土壤环境影响较大，运营期一般影响较小。			
注 1：“☐”为勾选项，可√；“（）”为内容填写项；“备注”为其他补充内容。注 2：需要分别开展土壤环境影响评价工作的，分别填写自查表。					

5.5. 大气环境影响分析

5.5.1. 施工期环境空气影响分析

5.5.1.1. 钻井废气影响分析

本项目钻井工程主要为37口侧钻井。钻（完）井工程基本作业程序包括确定井位、井场准备、钻井、完井和连接生产管线等步骤。

塔河油田已有电网覆盖，正常钻井作业时动力优先由区域现有供电系统提供，柴油发电机作为备用电源，因此正常情况下不会产生发电机燃油产生的废气。电网未覆盖的区域，钻机使用大功率柴油机带动，由于燃料燃烧将向大气中排放废气，其中主要的污染物为烃类、CO、NO_x、SO₂等。

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

5.5.1.2. 施工期扬尘影响分析

（1）运输车辆扬尘的影响分析

施工扬尘与车辆尾气主要集中在井场建设、道路施工、管沟开挖等环节，可能对大气环境造成短期影响。通过洒水抑尘、车辆苫盖、限速等措施，可有效降低影响。

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

（2）地面工程施工过程中扬尘的影响

施工扬尘污染主要来自：①管沟、地基、路基开挖、土地平整及地基、路基填筑等施工过程，遇大风天气，会造成粉尘、扬尘等大气污染；②水泥、砂石、混凝土等建筑材料的运输、装卸和仓储过程不可避免会产生一定的泄漏，产生扬尘污染；③灰土拌合、混凝土拌合加工都会产生扬尘和粉尘；④物料运输车辆在施工

场地运行过程中将产生大量尘土。

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

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

5.5.1.3. 焊接烟气、机械设备和车辆废气

在油气田钻井工程和地面工程施工中使用多种燃油机动设备和运输车辆，会产生机械设备和车辆内燃机燃料燃烧废气，其污染物主要有SO₂、NO_x、CmHn等；金属材质管线连接过程中会产生一定量的焊接烟气，污染物主要为颗粒物。施工机械和运输车辆运行时间和管线焊接时间一般都较短，从影响范围和程度来看，焊接烟气、机械设备和车辆废气对周围大气环境的影响是有限的，又因其排放量较小，其对评价区域空气环境产生的影响可为环境所接受。

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

5.5.1.4. 储层改造废气

储层改造过程中酸化压裂作业需使用酸化压裂液，会产生无组织HCl等。

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

5.5.1.5. 测试放喷废气

钻井结束时需进行油气测试，会产生测试放喷废气。

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

5.5.2. 运营期大气环境影响分析

5.5.2.1. 运营期大气环境影响预测

(1) 相关判定

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

（2）模型选用

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

（3）估算模型参数

估算模型参数选择见下表：

表5.5-1 估算模型参数表

参数		取值
城市/农村选项	城市/农村	农村
	人口数（城市人口数）	--
最高环境温度/°C		41.2
最低环境温度/°C		-24.2
土地利用类型		林地、草地
区域湿度条件		干燥
是否考虑地形	考虑地形	是
	地形数据分辨率（m）	/
是否考虑海岸线熏烟	考虑海岸线熏烟	否
	海岸线距离/km	/
	海岸线方向/o	/

本项目TH12226CH、TH12311CH井场加热炉型功率为200kW，燃料均为天然气处理站处理后的返输干气，运营期废气的污染物主要为井场加热炉的燃气废气、油气集输过程中的井场和站场挥发的无组织烃类和硫化氢，各井场和站场土地利用类型为灌木林地、草地。本次项目涉及6区、7区、10区、12区四个区块，无组织大气污染源选取各区块代表性井场和二号轻烃站进行预测分析。

有组织源强排放参数详见表5.5-2、无组织源强排放参数详见表5.5-3。

表5.5-2 运营期井场加热炉有组织大气污染物排放参数一览表

表5.5-3 运营期油气无组织挥发面源参数一览表

5.5.2.2. 运营期大气环境预测结果

（1）有组织废气预测及评价

项目区的单台井场加热炉烟气中的SO₂、NO_x和PM₁₀预测结果见下表5.5-4。

表5.5-4 本项目单台井场加热炉废气污染物的占标率和落地浓度一览表

预测结果表明，本项目拟建的井场加热炉有组织排放的颗粒物、NO_x、SO₂最大落地浓度出现在84m处，NO_x最大浓度占标率最高（4.98%），对大气环境影响较小。本项目井场加热炉燃烧废气中各污染物下风向地面浓度均低于《环境空气质量标准》（GB3095-2026）中过渡阶段二级标准限值，对周边环境的日均浓度贡献值低于标准限值的10%，影响可控。井场加热炉燃烧废气的各污染物对评价区域大气环境质量均不会产生明显影响。

（2）无组织废气预测及评价

本项目对油气集输过程中的井场无组织排放的非甲烷总烃、硫化氢预测结果见下表5.5-5。

表5.5-5 本项目油气无组织挥发废气污染物NMHC、H₂S的落地浓度一览表

根据表5.5-5预测结果可知：无组织废气污染源排放的NMHC最大落地浓度47.452μg/m³，占标率2.37%；硫化氢最大落地浓度7.98μg/m³，占标率79.8%。NMHC下风向最大地面浓度低于《大气污染物综合排放标准详解》2.0mg/m³的标准要求，硫化氢下风向最大地面浓度低于《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）附录D中的1h平均浓度限值10μg/m³的要求。通过加强设备密封性管理、定期检测维修、采用低泄漏设备等措施，可减少无组织排放。

5.5.2.3. 大气污染物核算

本项目运行期大气污染物排放量见表5.5-6。

表5.5-6 大气污染物排放量核算表

序号	产污环节	污染物	主要污染防治措施	国家或地方污染物排放标准		年排放量 (t/a)
				标准名称	浓度限值 (mg/m³)	
有组织排放						
1	加热炉	SO ₂	采用清洁燃料	《锅炉大气污染物排放标准》 (GB13271-2014)	50	0.075
		NO _x			200	0.595
		颗粒物			20	0.024
		NMHC		/	/	0.063
无组织排放						
2	井场、站场	NMHC	日常维护，做好密闭措施	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）	厂界外4.0mg/m³	5.128
3		H ₂ S		《恶臭污染物排放标准》	0.06	0.09

				(GB14554-93) 新建项目二级标准		
--	--	--	--	-----------------------	--	--

5.5.2.4. 大气环境影响评价自查表

大气环境影响评价自查表详见表5.5-7。

5.5.2.5. 大气环境影响评价小结

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

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

5.5.3. 退役期大气环境影响分析

油井退役后各种相关辅助工作均停止，采油（气）造成的环境空气污染源将消失，油井停止后将进行一系列清理工作，包括地面设施拆除、封井、井场清理等，将会产生少量扬尘。与当地自然条件导致的风沙相比较，清理过程中扬尘造成的环境影响是暂时的，且该区域内活动人群较少，主要为井场清理的油田工作人员。

表5.5-7 大气环境影响评价自查表

工作内容		自查项目						
评价等级与范围	评价等级	一级 ☐		二级 ☒		三级 ☐		
	评价范围	边长=50km ☐		边长5~50km ☐		边长=5km ☒		
评价因子	SO ₂ +NO _x 排放量	≥2000t/a ☐		500~2000t/a ☐		<500t/a ☒		
	评价因子	基本污染物（SO ₂ 、NO ₂ 、PM ₁₀ 、PM _{2.5} 、CO、O ₃ ） 其他污染物（NMHC、H ₂ S）				包括二次PM _{2.5} ☐ 不包括二次PM _{2.5} ☒		
评价标准	评价标准	国家标准 ☒		地方标准 ☐		附录D ☒	其他标准 ☐	
现状评价	环境功能区	一类区 ☐		二类区 ☒		一类区和二类区 ☐		
	评价基准年	（2024）年						
	环境空气质量现状调查数据来源	长期例行监测数据 ☐		主管部门发布的数据 ☒		现状补充监测 ☒		
	现状评价	达标区 ☐				不达标区 ☒		
污染源调查	调查内容	本项目正常排放源 ☒ 本项目非正常排放源 ☐ 现有污染源 ☐		拟替代的污染源 ☐		其他在建、拟建项目污染源 ☐		区域污染源 ☐
大气环境影响预测与评价	预测模型	AERMOD ☐	ADMS ☐	AUSTAL2000 ☐	EDMS/AEDT ☐	CALPUFF ☐	网格模型 ☐	其他 ☒
	预测范围	边长≥50km ☐		边长5~50km ☐		边长=5km ☒		
	预测因子	预测因子（）				包括二次PM _{2.5} ☐ 不包括二次PM _{2.5} ☐		
	正常排放短期浓度贡献值	C _{本项目} 最大占标率≤100% ☒				C _{本项目} 最大占标率>100% ☐		
	正常排放年均浓度贡献值	一类区	C _{本项目} 最大占标率≤10% ☐			C _{本项目} 最大占标率>10% ☐		
		二类区	C _{本项目} 最大占标率≤30% ☐			C _{本项目} 最大占标率>30% ☐		
	非正常排放1h浓度贡献值	非正常持续时长（）h		c _{非正常} 占标率≤100% ☐		c _{非正常} 占标率>100% ☐		

采油二厂2026年第三批产能建设项目环境影响报告书

	保证率日平均浓度和 年平均浓度叠加值	C _{叠加} 达标□			C _{叠加} 不达标□
	区域环境质量的整体 变化情况	k≤-20%□			k>-20%□
环境监 测计划	污染源监测	监测因子：（SO ₂ 、NO ₂ 、PM ₁₀ 、NMHC、H ₂ S）		有组织废气监测 ☒ 无组织废气监测 ☒	无监测□
	环境质量监测	监测因子：（ ）		监测点位数（ ）	无监测□
评价结 论	环境影响	可以接受 ☒ 不可以接受□			
	大气环境防护距离	距厂界最远（ ）m			
	污染源 年排放量	SO ₂ ：（0.075）t/a	NO _x ：（0.595） t/a	颗粒物 （0.024）t/a	有组织VOCs：（0.063）t/a 无组织VOCs：（5.128）t/a

5.6. 声环境影响分析与评价

5.6.1. 施工期声环境影响分析

5.6.1.1. 施工噪声贡献值

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

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

式中：LP（r）——预测点处声压级，dB（A）；

LP（r0）——参考位置r0处的声压级，dB（A）；

r——预测点距声源的距离，m；

r0——参考位置距声源的距离，m。

利用上述公式，预测计算拟建项目主要施工机械在不同距离处的贡献值，预测计算结果见表5.6-1。

表5.6-1 主要施工机械在不同距离处的噪声贡献值一览表

序号	机 械	不同距离处的噪声贡献值（dB（A））										施工阶段
		40m	60m	100m	200m	300m	400m	500m	700m	1000m	1600m	
1	挖掘机	72.0	68.4	64.0	58.0	54.5	52.0	50.0	—	—	—	土石方 管线施工
2	装载机	70.0	66.4	62.0	56.0	52.5	50.0	48.0	—	—	—	
3	运输车辆	72.0	68.4	64.0	58.0	54.5	52.0	50.0	—	—	—	物料运输
4	吊装机	66.0	62.4	58.0	52.0	48.5	46.0	44.0	—	—	—	设备安装
5	钻机	77.0	73.4	69.0	63.0	59.5	56.0	55.0	—	—	—	钻井
6	振动筛	72.0	68.4	64.0	58.0	54.5	52.0	50.0	—	—	—	
7	泥浆泵	77.0	73.4	69.0	63.0	59.5	56.0	55.0	—	—	—	
8	压裂车	102.0	98.4	94.0	88.0	84.5	82.0	80.0	77.1	74.0	70.0	储层改造

5.6.1.2. 影响分析

根据表5.6-1可知，各种施工机械噪声预测结果可以看出，在不采取减振降噪措施的情况下，土石方施工、管线施工和物料运输期间昼间距施工设备60m、夜间300m即可满足《建筑施工噪声排放标准》（GB12523-2025）场界噪声限值要求；设备安装施工期间昼间距施工机械40m、夜间200m即可满足《建筑施工噪声排放标准》（GB12523-2025）限值要求；钻井期间昼间距施工机械100m、夜间500m即可满足

《建筑施工噪声排放标准》（GB12523-2025）限值要求。压裂阶段距施工机械1600m才可满足《建筑施工噪声排放标准》（GB12523-2025）限值要求。本项目周边无村庄等声环境敏感目标，采用电驱压裂车替代柴油压裂车，采取设备定期保养维护、基础减振等措施可减少噪声对周边环境的影响。

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

5.6.2. 运营期声环境影响分析

拟建项目场外管线埋地敷设，埋深大于1.2m，油气集输不会对周围声环境产生影响；拟建项目产噪设备主要为井场采油树、真空加热炉和丙烷卸车泵，钻井井场布置基本一致，本次选择TH12226CH井场（配置真空加热炉）和二号联轻烃站进行预测。

5.6.2.1. 预测模式

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

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

式中： $L_p(r)$ —预测点处声压级，dB；

L_w —由点声源产生的声功率级（A计权或倍频带），dB；

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

A_{div} —几何发散引起的衰减，dB；

A_{atm} —大气吸收引起的衰减，dB；

A_{gr} —地面效应引起的衰减，dB；

A_{bar} —障碍物屏蔽引起的衰减, dB;

A_{misc} —其他多方面效应引起的衰减, dB。

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

式中: $L_p(r)$ —预测点处声压级, dB;

$L_p(r_0)$ —参考位置 r_0 处的声压级, dB;

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

A_{div} —几何发散引起的衰减, dB;

A_{atm} —大气吸收引起的衰减, dB;

A_{gr} —地面效应引起的衰减, dB;

A_{bar} —障碍物屏蔽引起的衰减, dB;

A_{misc} —其他多方面效应引起的衰减, dB。

b) 预测点的A声级 $L_A(r)$ 可按下式计算:

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

式中: $L_A(r)$ —距声源 r 处的A声级, dB (A);

$L_{pi}(r)$ —预测点 (r) 处, 第 i 倍频带声压级, dB;

ΔL_i —第 i 倍频带的A计权网络修正值, dB;

c) 在只考虑几何发散衰减时按下式计算:

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

式中: $L_A(r)$ —距声源 r 处的A声级, dB (A);

$L_A(r_0)$ —参考位置 r_0 处的A声级, dB (A);

A_{div} —几何发散引起的衰减, dB;

d) 工业企业噪声计算

设第 i 个室外声源在预测点产生的A声级为 L_{Ai} , 在 T 时间内该声源工作时间为 t_i ; 第 j 个等效室外声源在预测点产生的A声级为 L_{Aj} , 在 T 时间内该声源工作时间为 t_j , 则拟建项目声源对预测点产生的贡献值 (L_{eqg}) 为:

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

式中：\$L_{eqg}\$—建设项目声源在预测点产生的噪声贡献值，dB；

\$T\$—用于计算等效声级的时间，s；

\$N\$—室外声源个数；

\$t_i\$—在\$T\$时间内\$i\$声源工作时间，s；

\$M\$—等效室外声源个数；

\$t_j\$—在\$T\$时间内\$j\$声源工作时间，s。

e) 噪声预测值计算

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

式中：\$L_{eq}\$—预测点的噪声预测值，dB；

\$L_{eqg}\$—建设项目声源在预测点产生的噪声贡献值；

\$L_{eqb}\$—预测点的背景噪声值，dB。

f) 噪声监测点位

本评价预测噪声源对厂界四周噪声贡献值。

5.6.2.2. 噪声源参数的确定

参照《环境噪声与振动控制工程技术导则》(HJ 2034-2013) 中表A.2和类比油气田开发工程中实际情况，拟建项目噪声源参数见表5.6-2和表5.6-3。

表5.6-2 TH12226CH井场噪声源参数一览表（室外声源）

表5.6-3 二号联轻烃站噪声源参数一览表（室外声源）

5.6.2.3. 环境数据

噪声传播的环境参数见表 5.6-4。

表5.6-4环境数据

年平均风速	主导风向	年平均气温	年平均相对湿度
2.0m/s	东北风	11℃	51%

5.6.2.4. 预测结果及评价

按照噪声预测模式，结合噪声源到各预测点距离，通过计算，拟建项目各噪声

源对井场、站场四周场界的贡献值见表5.6-5和表5.6-6。

表5.6-5 井场噪声预测结果一览表 单位：dB（A）

表5.6-6 二号联轻烃站厂界噪声预测结果一览表 单位：dB(A)

由表5.6-5和表5.6-6可知，井场噪声源对场界的噪声预测值为33.8~48.1dB（A），二号联轻烃站噪声源对厂界的噪声预测值为27.7~37.1dB（A），满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中2类区昼间、夜间标准要求。

5.6.2.5. 声环境影响评价自查表

拟建项目声环境影响评价自查表见表5.6-7。

表5.6-7 声环境影响评价自查表

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

注：“□”为勾选项，可√；“（ ）”为内容填写项。

5.6.3. 退役期声环境影响分析

项目服务期满后退役，由于井架拆除过程中会产生一定的施工噪声，施工噪声主要可分为机械噪声、施工作业噪声和施工车辆噪声。机械噪声主要由施工机械所造成，如挖土机、升降机等，多为点声源；施工作业噪声主要指一些零星的敲打声、装卸车辆的撞击声、拆卸模板的撞击声等，多为瞬时噪声。施工噪声在空旷地带的传播距离较远，影响范围可达200m。本项目拟选场区较为空旷，项目施工对场区周围声环境质量影响不大。

5.6.4. 小结

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

5.7. 固体废物影响分析

5.7.1. 施工期固体废物影响

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

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

根据目前油田及安全环保对钻井工程的要求，油基岩屑随油基泥浆一同进入油基泥浆不落地系统，分离后的液相回用于钻井液配制，分离后的固相使用专用罐收集后，拉运至阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站的含油污泥处理系统处置后，经检测满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）中综合利用污染物限值要求，同时石油烃满足《土壤环境质量建设用土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中表2第二类用地风险筛选值后，用于铺垫油区内的井场、道路等。

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

施工期固体废物在处置和运行管理中严格落实《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）、《油气田含油污泥及钻井固体废物处理处置技术规范》（DB65/T3999-2017）、《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）、《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB 18599-2020）等的相关要求后，对环境所造成的影响可以接受。

5.7.2. 运营期固体废物影响

5.7.2.1. 危险废物产生种类及数量

本项目运营期产生的危险废物主要有落地油、废防渗材料、废润滑油、清罐废渣等，其中落地油和废防渗材料、清罐废渣委托持有危险废物经营许可证的单位进行无害化处理，废润滑油可由联合站自行利用或委托持有危险废物经营许可证的单位接收处置。

（1）落地油

本项目落地油主要来自突发环境事件和井下作业等。对于突发环境事件产生的落地油（如管线泄漏等），可根据《危险废物豁免管理清单》，按西北油田分公司采油二厂突发环境事件应急预案进行运输、利用、处置，不按危险废物管理。本项目井下作业时带罐作业，防止产生落地油，井口排出物全部进罐，做到原油100%回收。落地油回收至密闭专用罐车后委托持有危险废物经营许可证的单位进行无害

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

（2）废防渗材料

本项目运营期废防渗材料主要在修井作业过程中产生。修井作业时，作业场地下方铺设防渗材料，产生的落地油直接落在防渗材料上。废防渗材料属于危险废物，危废代码为HW08中900-249-08其他生产、销售、使用过程中产生的废矿物油及沾染矿物油的废弃包装物。作业施工结束后，由施工单位将废弃的含油防渗材料集中收集，委托具有危险废物运输及处理资质的单位拉运处理，拉运过程中资质单位应使用专车、按照指定的拉运路线。

（3）废润滑油

废润滑油主要是井下作业和采油过程中机械设备维修中产生，可由联合站自行利用或委托持有危险废物经营许可证的单位接收处置。

（4）清罐废渣

本项目丙烷缓冲罐每6年清理一次。清理出来的废渣委托持有危险废物经营许可证的单位接收处置。

5.7.2.2. 危险废物环境影响分析

（1）危废收集过程影响分析

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

（2）危废运输过程影响分析

①内部运输

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

生明显不利影响。万一发生散落或泄漏，应及时对散落物进行收集、清理，减轻污染影响。

②外部运输

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

（3）危险废物的处置

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

（4）危险废物贮存场所（设施）环境影响分析

本项目运营期产生的落地油回收至密闭专用罐车后委托持有危险废物经营许可证的单位进行无害化处理。目前协议单位为阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站。该项目于2015年7月13日取得原新疆维吾尔自治区环境保护厅批复（新环函〔2015〕811号），并于2016年12月27日取得竣工环保验收批复（新环函〔2016〕2005号）。危废贮存池地面进行防渗处理，防渗层为防渗混凝土+防渗膜，渗透系数 $\leq 1.0 \times 10^{-10} \text{cm/s}$ ，满足防渗要求；本项目运营期危险废物产生量约1.4t/a（落地油0.2t/a、废防渗材料1.0t/a、废润滑油0.2/次），危废贮存池含油污泥最大储存量2万 m^3 ，目前尚有较大暂存余量。因此，危废贮存池可容纳项目危险废物，暂存能力满足相关要求，依托可行。同时须注意阿克苏塔河环保工程有限公司危险废物经营许可证有效期限为2022年1月27日至2027年1月26日，本项目在委托处置前，关注其资质的有效性，否则须委托其他有资质的单位进行合规处置。

本项目井下作业期间，井场设置一座撬装式危废贮存点（30 m^2 ），危废贮存点的设置严格按照《危险废物贮存污染控制标准》（GB18957-2023）中有关规定进行防渗防腐处理，防渗层为2mm厚高密度聚乙烯，渗透系数 $\leq 10^{-10} \text{cm/s}$ 。井下作业期

间产生的废机油、废烧碱包装袋、废防渗材料集中收集后暂存于井下作业期间井场危废贮存点，由有危废处置资质单位接收处置，贮存设施可行。

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

综上，本项目产生的危险废物收集、转移、运输过程按照《危险废物收集 贮存 运输技术规范》(HJ2025-2012)和《危险废物转移管理办法》要求进行运输、处置，对环境的影响很小。

5.7.2.3. 一般工业固废

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

5.7.2.4. 生活垃圾

运营期工作人员由塔河油田内部调剂解决，故不新增生活垃圾。

5.7.3. 退役期固体废物影响分析

本项目退役期，井场拆除的井架、集输设施、井构筑物等为钢制材料，清洗油污后可回收利用。不能回收的废弃建筑残渣，应集中清理收集，收集后送至周边固废填埋场填埋处置。落地油收集后委托持有危险废物经营许可证的单位进行无害化处理；管道中残余的液体先用氮气吹扫至站场后，再使用清水清洗管道内部，清洗废水最终送至联合站处理，清理干净的管线两端使用盲板封堵。产生的清管废渣中含有少量管道中的油类物质，其危险废物类别为属于《国家危险废物名录（2025年版）》HW08 类危险废物（废物代码：900-249-08），在清管端由撬装设施收集后委托持有危险废物经营许可证的单位进行无害化处理。

5.7.4. 固废环境影响评价小结

本项目施工期、运营期和退役期产生的固体废物能够通过有效的途径得到较好地处置，对评价区环境影响较小。

5.8. 环境风险评价

5.8.1. 评价依据

(1) 风险调查

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018）附录 B，本工程涉及的主要环境风险物质为原油、天然气、硫化氢、丙烷，主要存在于新建的集输管线与丙烷缓冲罐内。本项目集输管线与丙烷缓冲罐均有控制（截断）阀，发生泄漏时，可通过控制（截断）阀进行紧急切断。故本工程危险物质最大存在量按照管线的最大在线量进行计算。

根据区域油气资源流体性质，考虑最不利因素，本工程所在区域原油密度取 0.9465g/cm^3 ，天然气相对密度取 1.122，硫化氢密度为 634.54mg/m^3 。

根据克拉伯龙方程，计算管道带压运行状态下的气体质量：

$$pV=nRT$$

p：气体压强，标况压强 0.101325Mpa ；

V：气体体积，管道体积；

n：气体的物质的量，单位 mol；

T：绝对温度， 293.15K ；

R：气体常数。

经计算，本项目危险物质数量及分布情况见表 5.8-1。

表 5.8-1 本项目危险物质分布情况一览表

时期	序号	危险单元	存储装置参数	危险物质名称	最大存在量 (t)
运营期	1	TK604CH 集输管线	1.5km DN100	原油	11.1450
				天然气	0.0802
				硫化氢	0.0000566
	2	6-1 井至 608 井掺稀管线	1.2km DN50	原油	2.2290
				天然气	0.016
				硫化氢	0.000113
	3	丙烷缓冲	$\Phi 2000\text{mm} \times 6000\text{mm}$ (筒)	丙烷	7.70

		罐、丙烷卸车鹤管	体) 1.6MPa		
--	--	----------	-----------	--	--

注：单井集输管线以同类型单根管线最长为典型代表。

(2) 环境风险潜势初判

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

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

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

$Q_1, Q_2, \dots, Q_n$ ——每种危险物质的临界量, t。

当 $Q < 1$ 时, 该项目环境风险潜势为 I。当 $Q \geq 1$ 时, 将 Q 值划分为: (1) $1 \leq Q < 10$; (2) $10 \leq Q < 100$; (3) $Q \geq 100$ 。

表5.8-2 本工程风险单元Q值一览表

序号	危险单元	危险物质名称	CAS 号	最大存在总量 q_n/t	临界量 Q_n/t	q/Q 值	Q 值划分
1	TK604CH集输管线	原油	64741-47-5	11.145038	2500	0.00446	$Q < 1$
		甲烷	74-82-8	0.0802	10	0.00802	
		硫化氢	7783-06-4	0.0000566	2.5	0.00002264	
		Q 值Σ				0.01250264	
2	6-1井至608井掺稀管线	原油	64741-47-5	2.229008	2500	0.00089	$Q < 1$
		甲烷	74-82-8	0.016	10	0.0016	
		硫化氢	7783-06-4	0.000113	2.5	0.0000452	
		Q 值Σ				0.0025352	
3	丙烷缓冲罐、丙烷卸车鹤管	丙烷	74-98-6	7.70	10	0.77	$Q < 1$
		Q 值Σ				0.77	

根据上表计算结果, 本工程 $Q < 1$, 判断项目风险潜势为 I。

(3) 评价等级

根据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ 169-2018) 相关要求, 风险潜势为 I 的建设项目可开展简单评价, 不定评价等级。因此, 本次评价仅对建设项目可能存在的环境风险进行简单分析, 不设置评价范围。

表5.8-3 环境风险评价等级划分

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

5.8.2. 环境敏感目标调查

根据章节2.5.7环境风险环境影响评价等级和评价范围，本项目风险潜势为 I，可开展简单评价，不设置评价范围，本次风险评价环境敏感目标与各要素环境保护目标一致，具体见表2.6-1。

5.8.3. 环境风险识别

5.8.3.1. 物质危险性识别

本项目涉及的主要风险物质为原油、天然气、H₂S存在于集输管线内，丙烷存在于丙烷缓冲罐、丙烷卸车鹤管。各风险物质危险特性见表5.8-4-表5.8-7。

①原油

原油理化性质及危险危害特性详见表5.8-4。

表5.8-4 原油理化性质、危险危害特性及防护措施表

化学品名称	化学品中文名称	原油
	化学品英文名称	Grudl oil
组成/组分信息	烷烃、环烷烃、芳香烃和烯烃等多种液态烃的混合物。主要成分是碳和氢两种元素，分别占83%~87%和11%~14%；还有少量的硫、氧、氮和微量的磷、砷、钾、钠、钙、镁、镍、铁、钒等元素。	
危险特性	危险性类别：第3.2类中闪点液体。侵入途径：吸入、食入、经皮吸收。健康危害：液体有强烈刺激性。食入可引起恶心、疼痛和呕吐，引起黏膜水肿和溃疡症状，包括口腔和咽喉灼烧感；较大的剂量可引起恶心、呕吐、麻醉、无力、头晕、呼吸表浅、腹痛、抽搐和意识丧失；可引起心律失常、室颤和心电图改变；可发生中枢神经系统抑制。眼睛接触本品可引起刺激，长期接触引起炎症。皮肤长期或持续接触液体可引起脱脂，伴随干燥、破裂、刺激和皮炎。蒸汽对上呼吸道有刺激性。高温时吸入伤害加重。吸入高浓度蒸气的急性影响是肺部刺激症状，包括咳嗽伴有恶心；中枢神经抑制表现为头痛、头晕、兴奋、视力模糊、反应迟钝、疲乏和共济失调。长时间暴露于高浓度蒸气中可导致麻醉、神志不清，甚至昏迷和死亡。吸入高浓度的油雾可引起油性肺炎。慢性影响：长时间接触可引起支气管炎和肺水肿。长期皮肤接触可造成皮肤干燥、皲裂和发红。影响神经系统、骨髓机能等。环境危害：造成大气，河流，湖泊，海洋，土壤等污染。燃爆危险：易燃。遇到高热，火星或火苗极易引起燃烧爆炸。	
急救措施	皮肤接触：立即脱去污染的衣着，用肥皂水和清水彻底冲洗皮肤。如有不适感，就医。眼睛接触：立即提起眼睑，用大量流动清水或生理盐水冲洗。如有不适感，就医。眼睛受伤后，应由专业人员取出隐形眼镜。吸入：迅速脱离现场至空气新鲜处。静卧、保暖。开始急救前，取出假牙等，防止阻塞气道。保持呼吸道通畅。如呼吸困难，给输氧。呼吸、心跳停止，立即进行心肺复	

	苏术。就医。 食入：饮水，禁止催吐。保持呼吸道通畅，防止吸入呕吐物。禁止给嗜睡症状或知觉降低即正在失去知觉的病人服用液体。如有不适感，就医。			
消防措施	危险特性：易燃，其蒸气与空气可形成爆炸性混合物，遇明火、高热极易燃烧爆炸。与氧化剂能发生强烈反应。流速过快，容易产生和积聚静电。其蒸气比空气重，沿地面扩散并易积存于低洼处，遇火源会着火回燃。 有害燃烧产物：一氧化碳、二氧化碳。 灭火方法：用泡沫、干粉、二氧化碳、砂土灭火。			
泄漏应急处理	消除所有点火源。根据液体流动和蒸气扩散的影响区域划定警戒区，无关人员从侧风、上风向撤离至安全区。建议应急处理人员戴正压自给式呼吸器，穿防静电服。作业时使用的所有设备应接地。禁止接触或跨越泄漏物。尽可能切断泄漏源。防止泄漏物进入水体、下水道、地下室或限制性空间。小量泄漏：用砂土或其他不燃材料吸收。使用洁净的无火花工具收集吸收材料。大量泄漏：构筑围堤或挖坑收容。用泡沫覆盖，减少蒸发。喷水雾能减少蒸发，但不能降低泄漏物在限制性空间内的易燃性。用防爆泵转移至槽车或专用收集器内。			
操作处置与储存	操作注意事项：密闭操作，注意通风。操作人员必须经过专门培训，严格遵守操作规程。建议操作人员佩戴过滤式防毒面具，穿防静电工作服。远离火种、热源。工作场所严禁吸烟。使用防爆型的通风系统和设备。防止蒸气泄漏到工作场所空气中。避免与氧化剂接触。灌装时应控制流速，且有接地装置，防止静电积聚。在清除液体和蒸气前不能进行焊接、切割等作业。搬运时要轻装轻卸，防止包装及容器损坏。配备相应品种和数量的消防器材和泄漏应急处理设备。倒空的容器可能残留有害物。 储存注意事项：储存于阴凉、通风的库房。远离火种、热源。库温不宜超过30℃，保持容器密封。应与氧化剂分开存放，切忌混储。采用防爆型照明、通风设备。禁止使用易产生火花的机械设备和工具。储区应备有泄漏应急处理设备和合适的收容材料。			
接触控制/个体防护	工程控制：工作现场严禁吸烟，避免长期反复接触，进入罐、限制性空间或其他区域作业，须有人监护。 呼吸系统防护：一般不需要特殊防护，高浓度接触时可佩戴过滤式防毒面具（半面罩）。 眼睛防护：一般不需要特殊防护，但建议在特殊情况下，戴化学安全防护眼镜。 身体防护：穿防静电工作服。【工程控制】：生产过程密闭，加强通风。提供安全淋浴和洗眼设备。 手防护：戴一般作业防护手套。 其他防护：工作现场禁止吸烟、进食和饮水。工作完毕，淋浴更衣。			
理化特性	外观与性状	黑色的可燃性黏稠液体	蒸气压	无资料
	沸点	自常温至500℃以上	闪点	-6-155℃
	熔点	-60℃	溶解性	不溶于水，溶于苯、乙醚、三氯甲烷、四氯化碳等有机溶剂
	密度	相对密度（水=1） 0.7365-1.0724 g/cm ³	稳定性	稳定
	爆炸极限	1.1%-8.7%（V%）	自燃温度	280℃-380℃
稳定性和反应活性	稳定性：稳定。 禁配物：氧化剂。 避免接触的条件：高热，火源和不相容物质。 聚合危害：不聚合。 分解产物：一氧化碳、二氧化碳、氮氧化物、硫氧化物等有毒烟雾。			

毒理学资料	有毒。原油中芳香烃以及杂原子化合物具有一定的毒性。 LD50: 4300mg/kg (大鼠经口) LC50: 无资料
生态学资料	生态毒理毒性: 原油中的芳香族化合物以及杂原子具有一定的毒性。 生物降解性: 自然界中的部分厌氧菌, 硫化菌以及部分绿色植物能将原油的大部分物质降解。 非生物降解性: 原油中的沥青质等高分子物质具有很难的生物降解性。 生物富集或生物积累性: 其他有害作用: 温室气体。应特别注意对地表水、土壤、大气和饮用水的污染。
废弃处置	性质: 危险废物。 处置方法: 若本产品成为废品, 必须由取得许可证的专业工厂进行处理。 废弃注意事项: 处置前应参阅国家和地方有关法规。本产品不可排放于下水道, 河流, 湖泊, 大海等。
运输信息	运输注意事项: 环境密封放置, 放置热源和日光暴晒, 与强氧化剂隔离。
法规信息	《危险化学品安全管理条例》中华人民共和国国务院令591号 (自2011年12月1日起施行), 中华人民共和国国务院令645号修订 (自2013年12月7日起施行)、《危险化学品目录 (2015版)》 (自2015年5月1日起施行)。
其他信息	表格内数据来源于本项目方案提供的物料特性数据、《危险化学品目录 (2015版)》和《危险化学品安全技术全书》。

②天然气

按照《石油天然气工程设计防火规范》(GB50183-2015)标准, 天然气属于甲B类火灾危险物质。具有易燃性、易爆性、低毒性。

易燃性: 天然气属于甲类火灾危险物质。天然气常常在作业场所或储存区弥散、扩散或在低洼处聚集, 在空气中只需较小的点燃能量就会燃烧, 因此具有较大的火灾危险性。

易爆性: 天然气与空气组成混合气体, 其浓度处于一定范围时, 遇火即发生爆炸。天然气(甲烷)的爆炸极限范围为5%~15%, 爆炸浓度极限范围愈宽, 爆炸下限浓度值越低, 物质爆炸危险性就越大。

毒性: 天然气为烃类混合物, 属低毒性物质, 但长期接触可导致神经衰弱综合征。

甲烷

天然气主要成分为甲烷, 甲烷属“单纯窒息性”气体, 高浓度时因缺氧窒息而引起中毒, 当空气中甲烷浓度达到10%时, 就使人感到氧气不足; 当空气中甲烷浓度达到25%~30%时, 可引起头痛、头晕、注意力不集中, 呼吸和心跳加速、精细动作障碍等; 当空气中甲烷浓度达30%以上时可能会因缺氧窒息、昏迷等。

其危险性和危害特性见表5.8-5。

表5.8-5 甲烷的危险性和危害特性

毒性及健康危害	接触限值	中国MAC	未制定标准	
		前苏联MAC	300mg/m ³	
	侵入途径	吸入		
	健康危害	当空气中甲烷浓度达25%～30%时，可引起头痛、头晕、乏力、注意力不集中、呼吸和心跳加速等当甲烷浓度更高时，可能使人出现窒息、昏迷等		
燃烧爆炸危险性	燃烧性	易燃	建筑火险等级	甲
	闪点(℃)	-188	爆炸下限（V%）	5
	自燃温度（℃）	538	爆炸上限（V%）	15
	危险特性	甲烷与空气混合能形成爆炸性混合物，当在爆炸极限范围内遇明火、高热时引起燃烧爆炸甲烷若遇高热，容器内压增大，有开裂和爆炸的危险甲烷与氟、氯等发生剧烈的化学反应		

③H₂S

硫化氢为无色、有臭鸡蛋气味的有毒气体，是强烈的神经性毒物，经人体黏膜吸收比皮肤吸收造成的中毒更为迅速。根据硫化氢的毒理学特性可知，硫化氢并不是所有浓度都是瞬间致人死亡，其每个浓度致死时间是不同的。

其危险性和危害特性见表5.8-6。

表5.8-6 硫化氢对人的生理影响及危害

标识	中文名称：硫化氢		英文名称：Hydrogen sulfide	
	危险性类别		易燃、有毒气体	
物化特性	沸点(℃)	-61.8	比重(水=1)	
	饱和蒸汽压(kPa)	无资料	熔点(℃)	-82.9
	蒸气密度(空气=1)	无资料	溶解性	易溶于水，易溶于醇类、石油溶剂和原油中
	外观与气味	无色气体。具有臭蛋气味		
火灾爆炸危险数据	闪点(℃)		爆炸极限	爆炸上限%(V/V)：46.0；爆炸下限%(V/V)：4.0
	灭火剂	抗溶性泡沫、干粉、二氧化碳、雾状水		
	灭火方法	尽可能将容器从火场移至空旷处。上风向喷水保持火场容器冷却，直至灭火结束。		
	危险特性	易燃，其蒸气与空气可形成爆炸性混合物，遇明火、高热或与氧化剂接触，有引起危险特性燃烧爆炸的危险。与浓硝酸、发烟硝酸发生剧烈反应，易爆炸。其蒸气比空气重，能在较低处扩散到相当远的地方，遇火源会着火回燃。		

反应 活性 数据	稳定性	不稳定	避免条件				
		稳定	√				
	聚合危险性	可能存在	避免条件				
		不存在	√				
	禁忌物	强氧化剂	燃烧（分解）产物		无资料		
健康 危害 数据	侵入途径	吸入	√	皮肤	√	口	√
	急性毒性	10	无资料	LC50	大鼠吸入	16000mg/m³，4小时	
急救 措施	吸入：如果吸入本品蒸气或燃烧物，迅速脱离现场至空气新鲜处。保持呼吸道通畅。如呼吸困难，给输氧。如呼吸停止，立即进行人工呼吸。就医。 食入：饮水，禁止催吐。如有不适感，就医。 眼睛接触：立即提起眼睑，用流动清水或生理盐水冲洗15分钟，立即就医。眼睛受伤后，应由专业人员取出隐形眼镜。 皮肤接触：立即脱去被污染的衣着，用肥皂水和清水彻底冲洗皮肤。就医。						
急性 中毒	职业接触：由于硫化氢可溶于水及油中，有时可随水或油流至远离发生源处，而引起意外中毒事故。硫化氢经黏膜吸收快，皮肤吸收甚少。误服含硫盐类与胃酸作用后产生硫化氢可经肠道吸收而引起中毒。 中毒后的临床表现：硫化氢是一种神经毒剂。亦为窒息性和刺激性气体。其毒作用的主要靶器是中枢神经系统和呼吸系统，亦可伴有心脏等多器官损害，对毒作用最敏感的组织是脑和黏膜接触部位。硫化氢的急性毒作用靶器官和中毒机制可因其不同的浓度和接触时间而异。浓度越高则中枢神经抑制作用越明显，浓度相对较低时黏膜刺激作用明显。人吸入70～150mg/m³ 1～2小时，出现呼吸道及眼刺激征状，吸2～5分钟后嗅觉疲劳，不再闻到臭气。吸入300mg/m³ 1小时，6～8分钟出现眼急性刺激征状，稍长时间接触引起肺水肿。吸入760mg/m³ 15～60分钟，发生肺水肿、支气管炎及肺炎，头痛、头昏、步态不稳、恶心、呕吐。吸入1000mg/m³数秒钟，很快出现急性中毒，呼吸加快后呼吸麻痹而死亡。急性硫化氢中毒一般发病迅速，出现以脑和（或）呼吸系统损害为主的中毒后的临床表现，亦可伴有心脏等器官功能障碍。中毒后的临床表现可因接触硫化氢的浓度等因素不同而有明显差异。						
泄漏 紧急 处理	撤离并进行隔离。根据扩散的影响区域划定警戒区，无关人员从侧风、上风向撤离至安全区。建议应急处理人员戴正压自给式呼吸器，穿防静电服。作业时使用的所有设备应接地。 禁止接触或跨越泄漏物。尽可能切断泄漏源。 防止泄漏物进入水体、下水道、地下室或密闭性空间。 小量泄漏：用砂土或其他不燃材料吸收。使用洁净的无火花工具收集吸收材料。 大量泄漏：构筑围堤或挖坑收容。用飞尘或石灰粉吸收大量液体。用泡沫覆盖，减少蒸发。喷水雾能减少蒸发，但不能降低泄漏物在受限制空间内的易燃性。用防爆泵转移至槽车或专用收集器内。						
/	工程控制	生产过程密闭，全面通风。提供安全淋浴和洗眼设备。					
	呼吸系统防护	空气中浓度超标时，佩戴过滤式防毒面具（半面罩）			身体防护	穿防静电工作服	
	手防护	戴橡胶耐油手套			眼防护	戴安全防护眼镜	
	其他	工作现场严禁吸烟。工作完毕，淋浴更衣。注意个人卫生。					

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

④丙烷

丙烷理化性质及危险危害特性详见表5.8-7。

表5.8-7 丙烷理化性质、危险危害特性及防护措施表

化学品名称	化学品中文名称	丙烷
	化学品英文名称	Propane
组成/组分信息	纯品。分子式：C ₃ H ₈ ；相对分子质量：44.10；CAS号：74-98-6；危险货物编号：21011；UN编号：1978；危险性类别：第2.1类易燃气体（包装标志：易燃气体，包装类别：II类）。	
危险特性	危险性类别：第2.1类易燃气体。侵入途径：吸入。健康危害：本品有单纯性窒息及麻醉作用。人短暂接触1%丙烷，不引起症状；10%以下浓度只引起轻度头晕；接触高浓度时可出现麻醉状态、意识丧失；极高浓度时可致窒息死亡。液态丙烷接触皮肤、眼睛可引起冻伤。环境危害：该物质对环境可能有危害，泄漏后进入大气、地表水、土壤及地下水可造成污染；气体比空气重，易在低洼处积聚。燃爆危险：极易燃，与空气混合能形成爆炸性混合物，遇明火、高热极易燃烧爆炸；气体比空气重，能在较低处扩散到相当远的地方，遇明火会引着回燃；若遇高热，容器内压增大，有开裂和爆炸的危险。	
急救措施	皮肤接触：若发生冻伤，将患部浸泡于38~42℃温水中复温，不要涂擦，不要使用热水或辐射热，用清洁、干燥的敷料包扎，就医治疗。眼睛接触：立即提起眼睑，用大量流动清水或生理盐水彻底冲洗至少15min，就医。吸入：迅速脱离现场至空气新鲜处，保持呼吸道通畅；如呼吸困难，给输氧；如呼吸、心跳停止，立即进行心肺复苏术，就医。食入：本品为气体，一般不会经口摄入；如误摄入液化气体造成口腔、食道冻伤，应漱口、保暖，禁止催吐，立即就医。	
消防措施	危险特性：极易燃，与空气混合能形成爆炸性混合物，遇热源和明火有燃烧爆炸的危险。与氧化剂接触会猛烈反应，与氟、氯等接触会发生剧烈的化学反应。气体比空气重，能在较低处扩散到相当远的地方，遇明火会引着回燃；遇高热，容器内压增大，有开裂和爆炸的危险。有害燃烧产物：一氧化碳、二氧化碳。灭火方法：切断气源；若不能切断气源，则不允许熄灭泄漏处的火焰。喷水冷却容器，尽可能将容器从火场移至空旷处；处在火场中的容器若已变色或从安全泄压装置中产生声音，必须马上撤离。灭火剂：雾状水、泡沫、二氧化碳、干粉。	
泄漏应急处理	消除所有点火源。根据气体的影响区域划定警戒区，无关人员从侧风、上风向撤离至安全区。建议应急处理人员戴正压自给式呼吸器，穿防静电服；作业时使用的所有设备应接地。禁止接触或跨越泄漏物，尽可能切断泄漏源。喷雾状水抑制蒸气或改变蒸气云流向，避免水流接触泄漏物；禁止用水直接冲击泄漏物或泄漏源。防止气体通过下水道、通风系统和密闭性空间扩散，防止进入水体、地下室等限制性空间。隔离泄漏区直至气体散尽；泄漏容器应妥善处理，修复、检验后再用。	
操作处置与储存	操作注意事项：密闭操作，全面通风。操作人员必须经过专门培训，严格遵守操作规程。建议操作人员佩戴过滤式防毒面具（半面罩），穿防静电工作服。远离火种、热源，工作场所严禁吸烟。使用防爆型的通风系统和设备，防止气体泄漏到工作场所空气中，避免与氧化剂、卤素接触。在传送过程中，钢瓶和容器必须接地和跨接，防止产生静电；搬运时轻装轻卸，防止钢瓶及附件破损。配备相应品种和数量的消防器材	

	及泄漏应急处理设备，并设置可燃气体检测报警装置。储存注意事项：储存于阴凉、通风的易燃气体专用库房；远离火种、热源，库温不宜超过30℃。应与氧化剂、卤素分开存放，切忌混储。采用防爆型照明、通风设施，禁止使用易产生火花的机械设备和工具。储区应备有泄漏应急处理设备。			
接触控制/个体防护	职业接触限值：中国MAC：未制定标准；前苏联MAC：300mg/m ³ ；TLVTN：ACGIH窒息性气体。工程控制：生产过程密闭，全面通风，提供良好的自然通风条件；设置固定式可燃气体检测报警仪和紧急切断装置。呼吸系统防护：一般不需要特殊防护，但建议在特殊情况下佩戴过滤式防毒面具（半面罩），高浓度环境中应佩戴正压自给式呼吸器。眼睛防护：一般不需要特殊防护，高浓度接触时可戴化学安全防护眼镜。身体防护：穿防静电工作服。手防护：戴一般作业防护手套（接触低温液体时应戴低温防护手套）。其他防护：工作现场严禁吸烟，避免高浓度吸入；进入罐、限制性空间或其他高浓度区作业，须有人监护。			
理化特性	外观与性状	无色气体，纯品无臭	蒸气压	53.32kPa（-55.6℃）；临界温度96.8℃、临界压力4.25MPa
	沸点	-42.1℃	闪点	-104℃
	熔点	-187.6℃	溶解性	微溶于水，溶于乙醇、乙醚
	密度	相对密度（水=1）0.58（-44.5℃）；相对蒸气密度（空气=1）1.56	稳定性	稳定
	爆炸极限	2.1%~9.5%(V%)	自燃温度	450℃（引燃温度）；燃烧热2217.8kJ/mol、最小点火能0.31mJ
稳定性和反应活性	稳定性：稳定。禁配物：强氧化剂、卤素（氟、氯等）。避免接触的条件：受热、明火、高热、静电放电。聚合危害：不聚合。分解产物：一氧化碳、二氧化碳。			
毒理学资料	急性毒性：属微毒类。LD50:5800mg/kg（大鼠经口）；LC50：无资料。亚急性和慢性毒性：无资料。刺激性、致敏性、致突变性、致畸性、致癌性：均无资料。健康危害主要表现为单纯性窒息和轻度麻醉作用，极高浓度可致窒息死亡。			
生态学资料	生态毒理毒性：无资料。生物降解性：无资料。非生物降解性：无资料。生物富集或生物积累性：无资料。其他有害作用：该物质对环境可能有危害，对鱼类和水体应给予特别注意；还应特别注意对地表水、土壤、大气和饮用水的污染。			
废弃处置	性质：危险废物。处置方法：处置前应参阅国家和地方有关法规，建议用焚烧法处置，焚烧炉排出气体应经洗涤或高空排放处理。废弃注意事项：严禁将残液排入下水道、河流、湖泊、海洋及密闭空间；空容器可能残留易燃气体，应交由有资质单位处理。			
运输信息	危险货物编号：21011；UN编号：1978；包装标志：易燃气体；包装类别：II类（O52）；包装方法：钢质气瓶。运输注意事项：本品铁路运输时限使用耐压液化气企业自备罐车装运，装运前需报有关部门批准。采用钢瓶运输时必须戴好钢瓶上的安全帽；钢瓶一般平放，瓶口朝同一方向，不可交叉；高度不得超过车辆防护栏板，并用三角木垫卡牢，防止滚动。运输车辆应配备相应品种和数量的消防器材，排气管必须配备阻火装置，禁止使用易产生火花的机械设备和工具装卸。严禁与氧化剂、卤素等混装混运。夏季应早晚运输，防止日光暴晒，中途停留时应远离火种、热源。公路运输应按规定路线行驶，勿在居民区和人口稠密区停留。			
法规信息	《危险化学品安全管理条例》（中华人民共和国国务院令591号，自2011年12月1日起施行；国务院令645号修订，自2013年12月7日起施行）、《危险化学品目录（2015			

	版)》(自2015年5月1日起施行)、《危险化学品安全技术全书》、《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018)、《工作场所有害因素职业接触限值 第1部分:化学有害因素》(GBZ 2.1)等。
其他信息	表格内数据来源于本项目方案提供的物料特性数据、《危险化学品目录(2015版)》和《危险化学品安全技术全书》。

5.8.3.2. 生产系统风险识别

(1) 井喷

井喷事故最根本的原因是井底压力不平衡,地层压力大于井底压力,导致井喷事故。发生井喷事故后,有可能进一步引发火灾爆炸事故,包括井喷时井口的铁件或井内钻具与井架碰撞起火,在井场进行带电作业或使用明火操作,井口装置设备失灵和处置不当造成压井破坏地层,引起四周冒气着火。

井喷会引发油气泄漏及火灾爆炸,对空气环境、水环境及生态环境造成危害,致使人员伤亡、财产损失。项目区块已开发多年,对区域的油气藏情况已基本掌握,井场设置了可燃气体检测报警仪,设置了工业电视监视系统,采取了合格防喷措施后,井喷的可能性很小,在上述安全措施的前提下,井场还设置了放空系统,在发生异常超压的情况下,超压气体可通过放散管通往焚烧池进行焚烧。采取上述措施后,可有效降低井场的事故风险。从最不利的角度,本次评价依然将其作为一种风险事故考虑。

(2) 井漏

固井套管下入深度不够或固井质量不好可能引起污染地下水事故,如油气上窜造成地下水污染等。

(3) 集输管线

本项目正常生产过程中,天然气是在密闭条件下输送,不具备发生火灾爆炸的条件,发生事故主要是由于管道存在设计缺陷、材料缺陷、施工质量缺陷、长期使用磨损、人员误操作、天然气破坏等原因造成易燃易爆介质泄漏,泄漏的易燃易爆介质遇火源(明火、静电火花、机械火花、电气火花、高温物体或雷电),有可能引发火灾事故;泄漏的易燃易爆气体或蒸气浓度达到爆炸浓度极限,遇火源,则可能发生爆炸、火灾事故。

(4) 丙烷缓冲罐及配套的丙烷卸车鹤管

丙烷缓冲罐及配套的丙烷卸车鹤管为密闭承压静置储存设施,丙烷在带压封闭

工况下稳定储存，无泄漏时不具备火灾爆炸条件。事故风险主要源于储罐破裂，阀门、法兰损坏，人员误操作等引发丙烷介质泄漏；泄漏的丙烷蒸气遇火源可引发火灾事故，与空气混合浓度达到爆炸极限时遇火源，可发生爆炸事故。

5.8.3.3. 环境风险类型及危害分析

通过分析本工程可能涉及的危险物质及危险场所及危险特性，本工程可能发生的环境风险主要包括井喷、井漏、集输管线发生油气泄漏以及油气泄漏后遇明火引发的火灾、爆炸次生污染物等，井喷、集输管线发生泄漏会对大气、土壤、地下水产生的直接影响以及遇明火后发生火灾、爆炸等引发的伴生/次生污染物排放，井漏会对地下水造成影响。具体危害和环境影响可见表 5.8-8。

表5.8-8 危险物质事故类型以及向环境转移的途径识别

功能单元	事故类型	事故原因	事故后果	环境影响途径
采油过程	井喷	油气开采过程中管线损坏、接箍未上紧、丝扣损坏、密封不良等可导致气体泄漏，导致井喷。	油气中的天然气泄漏后可能会引发中毒事故，泄漏的油品会污染土壤，进而渗流至地下水，如遇明火会发生火灾、爆炸事故，燃烧产生的次生CO引发周围人员CO中毒事件	大气、土壤、地下水
	井漏	长期开采，产层能量未及时补充，固井套管下入深度不够或固井质量不好。	可能引起污染地下水事故，如油气上窜造成地下水污染	地下水
集输	集输管线、燃料气管线泄漏	管道腐蚀，施工、操作不当或自然灾害等外力作用导致管线破裂，导致油品泄漏、火灾、爆炸事故	油气中的天然气泄漏后可能会引发中毒事故，泄漏的油品会污染土壤，进而渗流至地下水，如遇明火会发生火灾、爆炸事故，燃烧产生的次生CO引发周围人员CO中毒事件	大气、土壤、地下水
储	丙	储罐破裂，阀门、法兰	泄漏后遇到明火发生火灾	大

存	烷缓冲 罐及配 套的丙 烷卸车 鹤管泄 漏	损坏等发生泄漏		气、土 壤、地下 水
---	--------------------------------------	---------	--	------------------

5.8.4. 环境风险分析

5.8.4.1. 井喷事故影响分析

(1) 对大气环境及人群监控的影响

井喷时喷出大量天然气，可使短时间内使局部大气环境中的甲烷等轻烃含量激增，根据类比调查，井喷的影响范围可达到下风向 4-5km，地面总烃的最大浓度可达到 1300mg/Nm³，造成短期局部大气环境中污染物超标，但不会对整个评价区的大气环境质量造成长久的明显的恶化。甲烷对人基本无毒，且甲烷密度比空气轻，泄漏后会快速扩散，因此在设施发生大量泄漏时，主要产生的安全隐患是在空气中短时间内大量聚集，当达到爆炸极限时遇明火会发生爆炸的危险。发生火灾事故的主要原因是明火造成的，当天然气发生泄漏遇明火或空气中积聚到一定浓度后发生着火会放出一定的热量，根据《危险评价方法及其应用》点源模型分析可知，火焰辐射出的能量为燃烧热的一部分，热辐射强度与燃烧速率成正比，与接收距离的平方成反比，当火灾产生的热辐射强度足够大时，可使周围的物体燃烧或变形，更强烈的热辐射可能烧毁设备甚至造成人员伤亡等。

本项目在运营期应积极开展周边公众环境风险事故预防教育和应急知识培训，一旦发生泄漏以及火灾爆炸事故，及时疏散井场及周边人员，避免造成人员伤亡和财产损失。发生井喷事故后，应积极采取措施控制井喷，清理受污染的土壤并进行治理。若发生火灾事故，应立即阻断引火源，并组织灭火。因此，在落实风险防范措施、其发生事故的概率较低，当发生井喷事故时，积极采取应急措施，疏散周边人员，井喷事故对周围环境空气的影响是可以接受的。

(2) 对土壤、地下水的影响

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

（3）对植被的影响

井喷事故一旦发生，大量的油气喷出井口，散落于井场周围，大量油、水喷溅到植物上或散落到土壤中，就会影响植物的光合作用，并通过根系吸收，同时石油类将在植物体内富集，影响其品质，使其生产力下降，严重时会导致植物死亡。另外井喷时极易发生火灾，一旦发生火灾，一旦发生火灾应及时采取相应的措施，应立即阻断引火源，并组织灭火，减少对生态系统的影响。

5.8.4.2. 井漏事故影响分析

本工程井漏事故主要是对地下水的污染是采出液漏失于地下水含水层中，采出液中含石油类，会造成地下含水层水质污染。

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

5.8.4.3. 对大气环境的影响分析

本工程集输管线内主要为原油、天然气及硫化氢，在管道压力下，加压集输油气泄漏时，油气从裂口流出后，泄漏的原油会挥发非甲烷总烃对周边大气环境造成污染，油气中天然气气体扩散至环境空气中，甲烷的密度比空气的密度小得多，稀释扩散很快，随着距泄漏点距离的增加，甲烷浓度下降非常快，一个泄漏点泄漏的甲烷对环境、人和动物的影响是局部影响。本工程的丙烷缓冲罐及配套的丙烷卸车鹤管发生破损泄漏时，丙烷从泄漏口释放后迅速汽化扩散至环境空气中，丙烷的密度比空气的密度大，泄漏后易沿地面向低洼处、管沟及地面凹陷区域沉降积聚，稀释扩散速度较慢，随着距泄漏点距离的增加，丙烷浓度下降相对缓慢，在通风不畅的区域易长时间滞留，会对人及动物健康产生不利影响。本工程的油气发生泄漏遇明火燃烧，会发生火灾爆炸事故，燃烧产生的次生CO引发周围人员CO中毒事件。

本工程一旦发生泄漏事故，井场内设置有流量控制仪及压力变送器，当检测到压力降速率超过 $0.15\text{MPa}/\text{min}$ 时，由 SCADA 系统发出指令，远程自动关闭阀门。本项目如果仅仅是油气泄漏对大气环境影响较小，但如果出现不完全燃烧，则会产生一定量的二氧化碳，污染大气环境。

5.8.4.4. 对地下水的环境影响分析

本工程运营期在正常情况下对地下水无影响，只有在发生事故时才有可能影响到地下水。本工程环境风险最大可信事故为集输管线泄漏事故。集输管道发生事故时，漏油能否对地下水环境产生影响，取决于油在土壤中的迁移转化、地面污染程度以及泄漏点的地质构造。

根据《采油废水中石油类污染物在土壤中的迁移规律研究》（岳占林）文中结论：油田环境非敏感区风沙土尽管颗粒较粗、结构较松散、孔隙比较大，但对石油类物质的截留作用仍然是非常显著的。污水中的石油类很难在土壤剖面中随水下渗迁移，基本上被截留在 $0\sim 10\text{cm}$ 或 $0\sim 20\text{cm}$ 表层土壤中，其中表层 $0\sim 5\text{cm}$ 土壤截留了 90% 以上的输入原油。由此可以推断，油田环境非敏感区其他颗粒较细、质地比较黏重的土壤类型，如盐土、林灌草甸土、龟裂土等，对石油类的截留作用更大，在相同实验条件下，石油类污染物在这些土壤中则更不易下渗迁移，其下渗迁移范围也不超过 20cm ；对于颗粒较粗、结构较松散、空隙比较多的棕漠土，在消除土体裂隙和根孔影响的实验条件下，石油类下渗迁移的深度也不超过 30cm 。本工程评价区土壤类型主要为盐土、草甸土，因此区域土壤对石油类物质的截留作用是非常显著的，石油类很难在土壤剖面中随水下渗迁移，基本上被截留在 20cm 表层土壤中。

故在正常工况下，加大检修力度，发生泄漏事故及时找到泄漏点，及时维修，并将受污染的土壤全部集中收集，交由有资质的单位进行处理，污染物从源头和末端均得到控制，阻断了污染地下水的通道，污染物不会渗入地下污染地下水体。

在非正常状况下，建设单位应立即采取切断措施并及时组织专门力量进行污染物的清除工作，在最短的时间内清除地面及地下的石油类物质，因而，石油类污染物进入地下潜水的可能性较小。只要建设单位和施工单位严格按照拟定的环保措施进行，非正常状况下，对地下水的影响属于可接受范围。

5.8.4.5. 对土壤环境的影响分析

集输管线泄漏的原油覆盖于地表可使土壤透气性下降、土壤理化性状发生变化，使土壤肥力下降从而抑制植物的生长，并有可能危害人体健康。

管线泄漏对土壤环境的影响是比较显著的，泄漏的石油可使土壤透气性下降、土壤理化性状发生变化，影响到土地功能，进而影响荒漠植被的生长，并可影响局部的生态环境。

原油发生泄漏时，相当于向土壤中直接注入原油，泄漏的原油进入土壤中后，渗入土壤孔隙，则使土壤透气性和呼吸作用减弱，影响土壤中的微生物生存，造成土壤盐碱化，破坏土壤结构，增加土壤中石油类污染物，造成土地肥力下降，改变土壤的理化性质，影响土壤正常的结构和功能。

根据类比调查结果可知，原油泄漏事故发生后，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；黏重土壤多为耕作土，原油覆于地表会使土壤透气性下降，降低土壤肥力。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）。

运营期管线破裂，将能回收的原油回收，送联合站处理，不能回收的以及受污染的土壤集中收集后交由有相应处置资质的单位进行处理。发生事故后，及时采取相应的措施，不会对周围土壤环境产生明显影响。综上所述，本工程运营期发生事故后，及时采取相应的措施，不会对周围土壤环境产生明显影响。

5.8.4.6. 对植被的影响

管线泄漏对植被的影响主要为原油污染土壤造成的土壤理化性状变化间接影响植物生长，严重时会导致植物死亡；

另外，如果原油泄漏的同时发生火灾爆炸事故，导致植被燃烧，则对植被将产生灾害性影响。

A.接触毒性危害

接触毒性主要是低沸点烃类物质对植物细胞的类脂膜结构的溶解作用，每类化合物的毒性都随着分子极性的增大而增大，随着分子量的增大而减小。油品低沸点组分较易通过蒸发和淋滤从潮湿但排水良好土壤中的生物活性表层中清除掉，所以

这些组分的影响是短期的。油类物质中的低沸点成分对植物嫩芽和根系的脆弱部分有很大的接触毒性，但对乔木和灌木的木质部分影响很小。

B.间接有害影响

土壤中油类物质污染对植被的间接影响一般为植物根系中氧缺乏（因为烃被微生物降解时消耗了土壤中的氧）。这种缺氧条件可促使生物产生对植物有害的化合物，微生物还要与植物竞争无机养分。油品组分也会改变土壤的物理结构，降低其储存水分和空气的能力。所有这些不利影响既可以立即表现出来，也可在污染油被生物降解时表现出来。中等规模的油品类泄漏，其生物降解一旦结束，上述不利影响就会消失，这是因为土壤的有机质和结合氮都有所增加的缘故。

5.8.5. 环境风险防控措施

各种事故无论是人为因素引起的，还是自然因素所致，都可以采取必要的预防措施，以减少事故的发生或使事故造成的危害降低到最低限度。对于人为因素引起的事故可以通过提高人员技术素质、加强责任心以及采取技术手段和管理手段等方法来避免；而对于自然因素引起的事故则主要靠采取各种措施来预防。

对于重大或不可接受的风险（主要是物料严重泄漏、火灾爆炸造成重大人员伤亡等），制定应急响应方案，建立应急反应体系，当事故一旦发生时可迅速加以控制，使危害和损失降低到尽可能低的程度。定期按照应急预案内容进行应急演练，应急物资配备齐全，出现风险事故时能够及时应对。

5.8.5.1. 井喷事故风险防范措施

（1）严格按照设计规范安装防喷器和井控装置，以最大限度地降低井喷事故的发生。

（2）加强自动控制系统的管理和控制，严格控制井筒和地层的压力平衡。

（3）按规定进行井场设备维修、保养，及时更换易损及老化部件，防止油气泄漏事故的发生。

（4）井下作业之前，在井场周围划分高压区和低压区，高压泵、高压汇管、井口装置等高压设备均布置于高压区内，施工过程中，高压区无关人员全部撤离，并设置安全警戒岗。每一次井下作业施工前，必须对高压汇管进行试压，试压压力大于施工压力，施工后必须探伤，更换不符合要求的汇管。

5.8.5.2. 井漏事故风险防范措施

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

(2) 利用已有的或者新开发的水井，对各层地下水分别设置监测井位，定期对油田区域各地下水层监测井采样分析，一个季度采样一次，分析项目为 COD、石油类、挥发酚等石油特征指标，根据监测指标的变化趋势，对可能产生的隐蔽污染，做到及时发现，尽早处理。

(3) 及时展开隐蔽污染源调查，查明隐蔽污染源之所在，采取果断措施，截断隐蔽污染源的扩散途径。

(4) 在固井工艺上，为防止采出水从井管串入其它地层，对油气井采取防坍塌、防斜、防漏措施，固井完成后，对固井质量进行严格检测，满足固井相关标准、规范。

(5) 油气井通过水泥将套管与地层之间进行封闭，上有封隔器完全隔绝天然气开采过程中与非油气层和地下含水层的联系，阻止采出水对非油气层和地下含水层的污染；仅井体底部的钢质封闭管壁设置了有作为采出水进入钢管内的通道。

(6) 油管内外壁防腐处理，避免采出水和套管表面直接接触，防止腐蚀。

5.8.5.3. 井场风险防范措施

(1) 平面布局科学合理：平面布置中尽量将火灾危险性相近的设施集中布置，并保持规定的防火距离；将全场内的明火点控制到最小，并布置在油气生产区场地边缘部位；有油气散发的场所布置在有明火或散发火花地点的当地全年最小频率风向的上风侧。

(2) 井场设置明显的禁止烟火标志；井场钻井设备及电气设备、照明灯具符合防火防爆的安全要求；井场内所有设备、管线均应做好防雷、防静电接地；井场安装探照灯。

(3) 在井架上、井场路口处设置风向标，以便发生事故时人员能迅速向上风向疏散。

(4) 按消防规定配备泡沫灭火器、干粉灭火器、消防铁锹和其他消防器材，

并定期进行检查，保持完好可用。

(5) 在可能发生原油泄漏或油气积聚的场所应按照规定设置可燃气体浓度监测报警装置，以便及时发现事故隐患。

5.8.5.4. 管线事故风险预防措施

(1) 严格按照管道施工、验收等规范进行设计、施工和验收。集油管线敷设前，应加强对管材和焊接质量的检查。严禁使用不合格产品。对焊接质量严格检验，防止焊接缺陷造成泄漏事故的发生。

(2) 在管线的敷设线路上应设置永久性标志，包括里程桩、转角桩、交叉标志和警示牌等。

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

(4) 加强自动控制系统的管理和控制，严格控制压力平衡。

(5) 完善管线两端井场的环境保护工程，及时清除、处理各种污染物，保持安全设施的完好，杜绝火灾的发生。

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

(7) 定期对管线进行巡视，加强管线和警示标志的管理工作。

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

(9) 加强对集输管线沿线重点敏感地段的环保管理，定期进行环境监测。

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

5.8.5.5. 丙烷缓冲罐事故风险预防措施

(1) 缓冲罐设计措施

丙烷缓冲罐设计与制造应符合国家现行标准《压力容器》（GB/T 150-2024）的

有关规定。

丙烷缓冲罐附属设备的设置应符合下列规定：

- ①应设置液位计、压力表；
- ②缓冲罐应设置液位上、下限及压力上限报警与联锁保护，并接入远程监控系统；
- ③缓冲罐的液相连接管道上应设置紧急切断阀；
- ④缓冲罐应设置全启封闭式安全阀，安全阀泄放能力应满足超压工况要求，其设置应符合 GB/T 150-2024 的有关规定；
- ⑤安全阀与缓冲罐之间应设置切断阀，切断阀在正常操作时应处于铅封全开状态；
- ⑥与缓冲罐气相空间连接的管道上应设置人工放散阀。

（2）选址、总图布置防范措施

总图布置时，充分考虑具有火灾和爆炸危险性的建筑物的安全布局。满足防火、防爆规定，保证各建筑物间的足够距离和消防通道，实现生产运行、防火安全与工业卫生的协调。总平面布置应根据站内各生产系统及安全要求，按照功能合理分区。

道路应根据交通、消防、分区要求合理布置，设置消防通道，消防通道上不能堆放物品，以保证消防、急救车辆畅行无阻。

（3）防火防爆措施

本罐区所贮运物料均为易燃易爆危险品，其火灾危险性分别为甲类，工艺装置的设计严格按照相关规程进行。

在主要建筑物、构筑物按规定设置防雷设施，以防雷击；在储罐区配备各种移动式小型灭火设备；在储罐易泄漏的部位设置泄漏报警仪。

（4）卸车安全防范措施

连接槽车的液相管道上应设置切断阀和止回阀，气相管道上宜设置切断阀。

（5）自动控制系统及报警系统

为保证操作人员的安全和罐区的正常运行，设置报警和联锁系统。本工程配备仪表信号上传至二号联轻烃站 DCS 系统，实现数据的采集，监视，控制，报警等功能。在值班室设置气体报警控制器，用于监视新增装置区的气体泄漏，将浓度报

警信号传至 GDS 系统，并对新增信号进行组态、调试。

5.8.5.6. 硫化氢泄漏的监控与预防措施

(1) 硫化氢监测与安全防护

硫化氢监测与安全防护应按照《含硫油气田硫化氢监测与人身安全防护规程》（SY6277-2005）和《含硫化氢的油气生产和天然气处理装置作业的推荐做法》（SY/T6137-2005）要求进行。

①作业人员巡检时应携带硫化氢检测仪第 1 级预警阈值应设置为 $15\text{mg}/\text{m}^3$ （或 10ppm ），第 2 级报警阈值应设置为 $30\text{mg}/\text{m}^3$ （或 20ppm ），进入上述区域应注意是否有报警信号。

②作业人员在检修和抢险作业时应携带硫化氢检测仪和正压式空气呼吸器。

③当监测到空气中硫化氢的浓度达到 $15\text{mg}/\text{m}^3$ （或 10ppm ）时，作业人员应检查泄漏点，准备防护用具，迅速打开排风扇，实施应急程序。

④当监测到空气中硫化氢的浓度达到 $30\text{mg}/\text{m}^3$ （或 20ppm ）时，作业人员应该迅速打开排风扇，疏散人员。作业人员应戴上防护用具，进入紧急状态，立即实施应急方案。

⑤当监测到空气中硫化氢浓度达到 $150\text{mg}/\text{m}^3$ （或 100ppm ）时，应组织周边危险区域内的作业人员有秩序地迅速向上风向撤离到安全区域。

(2) 预防措施

在含硫化氢环境中的作业人员上岗前都应接受 H_2S 危害及人身防护措施的培训，经考核合格后方能持证上岗。

①为避免无风和微风情况下硫化氢的积聚，可以使用防爆通风设备将有毒气体吹往期望的方向。

②应特别注意低洼的工作区域，比如油气泄漏点，由于较重的硫化氢或二氧化硫在这些地点的沉积，可能会达到有害的浓度。

③当人员在达到硫化氢危险临界浓度[$150\text{mg}/\text{m}^3$ （ 100ppm ）]的大气环境中执行任务时，应有接受过救护技术培训的值班救护人员，同时应备有必要的救护设备，包括适用的呼吸器具。

5.8.5.7. 与交叉管线风险防范措施

与其他管道并行、交叉应符合相关规定的要求，并征得相关管理部门同意，采取一定的管道保护措施。与已建管道的并行间距一般不应小于 6m；对于受限制的地段，考虑保护措施及周边限制因素情况，并行间距可小于 6m，管道并行交叉段施工考虑如下工程措施：

（1）在并行已建管道敷设且利用已建管道伴行路时，本项目选择在伴行路另一侧，避免施工时占压已建管道；

（2）并行管段管道施工时，管沟开挖土石方堆放在已建管道侧，防止施工机具频繁碾压已建管道；

（3）与已建管线并行、交叉段施工前与管道管理单位充分沟通，并确定管道位置，除采取必要的支护、保护等安全措施外，应采用连续施工的作业方式尽快完成管道组焊，同时应及时回填，尽量减少原有管线的暴露时间以及对已建管线的影响；

（4）管道交叉位置的管沟，采用人工开挖，尽可能保护原有管线防腐层，交叉段管沟回填前对已建管道进行电火花检漏，如有破损修复后再进行回填管沟，确保已建管道的防腐层完成，保证管道本体的安全；

（5）交叉段管道尽量采用弹性敷设通过，管道交叉处设置交叉桩或警示牌，并标明管道埋设深度；

（6）管道并行、交叉处阴极保护设置，考虑管道间的相互影响，进行优化设计；

（7）并行已建管道段管道施工对已建管道防护设施破坏时，需根据现场地形地貌情况对已建管道和新建管道统一考虑防护措施，防护措施需征求已建管道管理单位意见并认可。

5.8.5.8. 森林火灾防范措施

对于森林防火要采取有效措施，针对工程沿线植物资源分布的特点，对不同的保护对象提出如下保护措施：

（1）尽量把能够移植的植物进行移栽。对于木本植物的较小（胸径 10cm 以下）植株进行移植。

（2）管线施工过程中，尽可能不破坏地形、地貌；施工完毕后，尽可能将施

工地带地形、地貌恢复至施工前的地形地貌。

(3) 加强施工人员的环保意识。在开挖过程中，不随意砍伐植物，如发现国家重点保护植物，要报告当地环保部门，立即组织挽救，应进行异地移栽保护。

(4) 加强环境管理。加大宣传力度，采取各种方式，如宣传栏、挂牌等，让施工人员了解植物的显著特征，识别分布在此地的国家重点保护植物。对已经发现的保护物种，环境监理的工作就显得十分重要，尤其是在施工期，工程单位与环保部门要合作，建立完善的管理体系，使之有法可依，执法有效，确保国家重点保护植物资源的安全。

(5) 发生火灾启动场站和集输管道专项应急预案时多伴生发生溢油、有毒有害气体扩散、水环境污染事件，在现场应急处置中应结合溢油、有毒有害气体扩散、水环境污染事件应急处置措施，减少对环境污染。

(6) 当发生突发环境事件时，质量健康安全环保部负责确定环境事件所需应急物资装备的种类、规格和数量，确定最小储备定额，生产运行部根据定额清单（管理区二级应急物资库：包含正压式呼吸器 10 套、毛毡 100 张、吸油棉 3 袋、围油绳 500 米等）落实环境事件应急物资储备。

(7) 强化野外火源管理，制定办法，严格要求，加强对工作人员管理，严禁携带火种进入公益林区、农田区域。

5.8.5.9. 重视和加强管理

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

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

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

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

(4) 本工程实施后，将本工程相关工程纳入各采油厂环境风险应急预案中。

(5) 需建立风险隐患排查台账，做到“月度自查、季度抽查”，对问题及时

整改。

5.8.5.10.应急联动

本项目位于阿克苏地区库车市，属于采油二厂的改扩建项目，建设单位应根据项目区域各油气管道规划建设情况，推动建立环境风险应急联防联控体系，应急预案应进行有效的衔接，应急资源共享，建议区域应急体系从以下几个方面开展。

(1) 本项目区规划建设油气管道相对集中，空间范围适宜构建专业联防联控体系，便于应急设施在短时间内到达事故现场，为事故应急节约宝贵时间。

(2) 整合现有应急资源，建立区域联动协调机制，加强与沿线相关油田公司、消防、公安、安全等部门的沟通和联系，加强交流与合作，不断提高应急队伍素质，也能为应急联防联控机制节约资源。

(3) 与当地政府形成应急预案的联络和联动，建立站场、相关油田公司、消防、公安、环保、卫生等部门联动机制，开展联合演练，提高装备水平。

(4) 本项目还应建立本单位与国家及地方相关机构用于应急响应的电话网络和传真网络，确保应急状态下信息传递畅通，在风险事故下，及时向当地政府应急办报告，请求企地联动，启动地方政府突发事件应急预案，请求地方关系协调、消防支援、交通管制、环境监测、人员疏散。应急电话网络和传真网络信息的更新要及时，并以附件的形式附在预案的后面，并保存在各级应急指挥系统内。

5.8.5.11.环境风险应急处置措施

井喷失控事故应急措施

(1) 伴有硫化氢、甲烷等有毒有害气体逸散时：

①应迅速封闭事故现场，抢救现场窒息人员，发出硫化氢、甲烷报警信号，进行交通管制，禁止外人进入现场，控制事态发展；

②监测有毒有害气体浓度，根据现场风向，协同当地政府疏散现场及周边无关人员；

③现场人员生命受到威胁、井口失控、撤离现场无望时，现场应急指挥应立即发出点火指令；

④条件允许时，迅速组织应急救援队伍抢装井口和实施压井作业。

(2) 引发火灾、爆炸时：

①现场发生火灾、爆炸，应立即切断火源，并组织灭火；

②条件允许时，迅速组织抢装井口和压井作业；

③井场四周设置围堤，防止喷出物污染环境；

④依据井喷事件程度确定警戒范围，撤离无关人员。

（3）遇险人员应急撤离条件：

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

②空气中硫化氢、甲烷浓度较高，且无法有效控制时；

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

④由于各种原因导致设施发生爆炸，危及整个设施和人民生命安全时。

泄漏的应急措施

（1）井场泄漏处置

1）伴有硫化氢、甲烷等有害气体逸散时：

①应迅速封闭事故现场，抢救现场窒息人员，发出硫化氢、甲烷报警信号，进行交通管制，禁止外人进入现场，控制事态发展；

②关断泄漏处两端阀门或关停设备，对泄漏处进行紧急堵漏处理；

③对泄漏的原油进行有效防护或转移至安全处，防止发生火灾、爆炸事故；

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

⑤现场密切监测泄漏物、泄漏点状况，当泄漏无法控制时，人员在切断泄漏点与生产系统等的连接后，根据风向标的指示，紧急撤离至安全区域；

⑥如果少量泄漏，采取用砂石填埋、泡沫覆盖的方式处理，杜绝泄漏物流入雨排管网；如果量大，则用工具进行收集；

⑦确定是否已有泄漏物质进入大气、附近水体、下水道等场所；

⑧事件发生后，应急监测小组对周围大气污染物浓度进行监测，及时、准确地确定超标的项目及超标量，立即向应急指挥中心汇报监测结果。

⑨监测有害气体浓度，根据现场风向，协调当地政府部门疏散现场及周边无关人员；

⑩现场人员生命受到威胁、撤离现场无望时，现场应急指挥应立即发出点火指令。

2) 引发火灾、爆炸时：

①现场发生火灾、爆炸，应立即切断火源，并组织灭火；

②确定警戒范围，撤离无关人员。

(2) 管道泄漏处置

1) 管道破裂泄漏时：

①如出现人员伤亡，在确保安全前提下先组织力量抢救受伤人员；

②切断管道泄漏源，封闭事件现场和危险区域，周边设置警示标识，同时组织人员切断周边着火源，防止事态扩大和引发次生事故；

③配合地方政府有关部门设置警戒线，划定安全区域，组织撤离、疏散周边居民、群众；

④组织输油管道泄漏的围控、处置；

⑤原油管道泄漏原油回收并妥善处理；

⑥对污染现场进行清理，并确保达到环境保护要求。

2) 管道泄漏引发火灾、爆炸时：

①立即切断泄漏源，封闭泄漏现场；

②组织专业医疗救护小组抢救现场受伤人员；

③组织现场消防力量进行灭火；

④组织力量对泄漏管道进行封堵、抢修；

⑤对污染物进行隔离，并组织清理；

⑥采取隔离、警戒和疏散措施，避免无关人员进入事发区域，并合理布置消防和救援力量；

⑦当重点要害部位存在有毒有害气体泄漏时，应进行有毒有害气体检测；

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

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

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

⑪灭火完毕后，立即清理火灾现场，组织力量对泄漏点封堵抢险。

（3）丙烷缓冲罐及配套的丙烷卸车鹤管泄漏处置

1) 泄漏应急处理程序

①最早发现者要立即报告，切断事故源，查清泄漏目标和部位；尽快向上级部门和相关单位请求援助。

②调查事故发生的原因，组织专业人员尽快抢修设备和人员医疗救助，控制事故，防止事故扩大。

③划定警戒区域，设置警告牌，禁止无关人员进入，对泄漏现场中毒人员进行抢救。

④根据事故的大小及发展方向，对污染物扩散情况进行实时的监测和评价，根据监测结果确定疏散距离，将该范围内的居民向上风向的安全地带疏散、密闭住所窗户等有效措施，并保持通信畅通以便于指挥。

⑤根据事故源的控制情况和环境空气质量状况，做好事故后的事故源处置工作和疏散人员的返回安置，恢复正常的生产和生活秩序。

⑥应急处理人员需穿戴相应的个体防护用品（自给式呼吸器、穿化学防护服务等）。

2) 事故处置方案

①发现起火，立即报火警“119”，并派人员到主要路口接车，通过消防灭火。根据不同的物质选择相应的灭火器材向起火点扑救，利用紧急通道疏散人员。

②切断火势蔓延的途径，冷却和疏散受火势威胁的密闭容器和可燃物，控制燃烧范围，并积极抢救受伤和被困人员。同时，关闭输送管道进、出阀门。

如发生爆炸，造成物料泄漏，应防止其进入排水管网，及时清除或隔离，防止其溢流到其它区域。

③当出现罐体受火烘烤发生变形异响、安全阀持续起跳有爆破风险，或泄漏量

持续扩大形成大范围蒸气云有爆炸风险等特别危险情况时，所有现场人员应按照统一的撤退信号和撤退方法，及时向上风向安全地带紧急撤退。

④通知环保、安全等相关部门人员，启动应急救护程序。

⑤组织救援小组，封锁现场，疏散人员。

⑥灭火工作结束后，对现场进行恢复清理，对环境可能受到污染范围内的空气、水样、土壤进行取样监测，判定污染影响程度和采取必要的处理。

⑦调查和鉴定事故原因，提出事故评估报告，修改事故防范措施和应急方案。

5.8.6. 风险应急预案

5.8.6.1. 环境风险应急预案

西北油田分公司采油二厂已编制环境风险应急预案并备案（备案编号652923-2024-218-M），设置了环境风险事故应急监测系统等，本工程建成后，应及时修订、更新现有应急预案。本工程建成后，应对油田现有应急预案进行修订、更新，将本工程纳入采油二厂现有突发环境事件应急预案中，并定期开展演练，发生事故立即启动。因此，在严格执行应急预案和应急处置的基础上，现有环境风险防范措施是有效的。

本评价建议将本次建设内容的突发环境事件应急预案纳入西北油田分公司采油二厂现有突发环境事件应急预案中，对现有突发环境事件应急预案进行必要的完善和补充。

5.8.6.2. 现有风险防范措施的有效性

（1）环境风险防控措施有效性

对照《中国石化突发环境事件风险评估指南》关于陆上油气田环境风险评估中环境风险防控措施的有效性评估依据，目前西北油田分公司已建立了完善的应急管理体系，配备有专业的应急管理队伍，同时配备有充足的应急物资。西北油田分公司已针对油田常见的生产设备泄漏、管线爆管泄漏等情景提出了相关防范措施，并制定了相应的应急预案。类比同类管道发生刺漏事故时，采取应急预案中相应应急措施可确保事故发生时，最大程度降低对周围环境空气、地下水、土壤的影响。同时为确保人员熟悉应急措施，定期对相关人员开展应急演练工作，针对演练过程中发现的问题及时修改现有应急预案的不足。现有风险防范措施可靠有效，可有效降

低事故状态下对环境空气、地下水的影响。

（2）建设项目环境风险防控要求落实

对照《中国石化突发环境事件风险评估指南》关于陆上油气田井场环境风险评估中建设项目环境风险防控要求落实评估依据，油气田井场均落实了建设项目环境影响评价及其批复提出的环境风险防控措施。

（3）环境风险源现场处置方案

对照《中国石化突发环境事件风险评估指南》关于陆上油气田井场环境风险评估中环境风险源现场处置方案评估依据，各采油厂编制了应急预案，按照要求开展了演练并记录，且按要求进行了备案。

5.8.7. 风险评价结论

本工程所涉及的危险物质包括原油、天然气（甲烷）、硫化氢、丙烷。可能发生的风险事故包括井喷、井漏发生泄漏、丙烷缓冲罐及配套的丙烷卸车鹤管泄漏、管线破损发生泄漏以及油气泄漏后遇明火引发的火灾、爆炸次生污染物等。井喷、管线发生油气泄漏、丙烷缓冲罐及配套的丙烷卸车鹤管泄漏会对大气、土壤、地下水产生的直接影响以及遇明火后发生火灾、爆炸等引发的伴生/次生污染物排放，井漏会对区域地下水产生影响。本工程所在区域地势平坦，扩散条件较好，发生事故后，及时采取相应的措施，不会对周围环境空气产生明显影响；当泄漏事故发生时，及时采取措施、彻底清除泄漏油品、被污染的土壤，污染物不会进入地下水中，对地下水水质没有不良影响。因此，发生事故后，在严格落实本工程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；采油二厂已制定了环境风险应急预案，发生事故时按照环境风险应急预案采取应急措施。

本工程环境风险简单分析内容见表 5.8-9。

表5.8-9 环境风险简单分析内容表

建设项目名称	采油二厂2026年第三批产能建设项目			
建设地点	新疆维吾尔自治区阿克苏地区库车市			
地理坐标	经度		纬度	
主要危险物质及分布	主要危险物质：原油、天然气（甲烷）、硫化氢、丙烷。			

环境影响途径及危害后果 (大气、地表水、地下水等)	可能发生的风险事故包括井喷、井漏发生泄漏、丙烷缓冲罐及配套的丙烷卸车鹤管泄漏、管线破损发生泄漏以及油气泄漏后遇明火引发的火灾、爆炸次生污染物等。井喷、管线发生油气泄漏、缓冲罐丙烷泄漏会对大气、土壤、地下水产生的直接影响以及遇明火后发生火灾、爆炸等引发的伴生/次生污染物排放，井漏会对区域地下水产生影响。
风险防范措施要求	制定安全生产方针、政策、计划和各种规范，完善安全管理制度和安全操作规程，建立健全环境管理体系和监测体系，完善各种规章制度标准； 定期对管线进行巡视，定期进行管道壁厚和防腐情况检测； 制定环境风险应急预案，定期演练。 设置可燃气体检测报警仪、硫化氢检测报警仪等防范设施。
结论：本工程所涉及的危险物质包括原油、天然气（甲烷）、硫化氢、丙烷。可能发生的风险事故包括井喷、井漏发生泄漏、丙烷缓冲罐及配套的丙烷卸车鹤管泄漏、管线破损发生泄漏以及油气泄漏后遇明火引发的火灾、爆炸次生污染物等。井喷、管线发生油气泄漏以及丙烷缓冲罐及配套的丙烷卸车鹤管泄漏会对大气、土壤、地下水产生的直接影响以及遇明火后发生火灾、爆炸等引发的伴生/次生污染物排放，井漏会对区域地下水产生影响。本工程所在区域地势平坦，扩散条件较好，发生事故后，及时采取相应的措施，不会对周围环境空气产生明显影响；当泄漏事故发生时，及时采取措施、彻底清除泄漏油品、被污染的土壤，污染物不会进入地下水中，对地下水水质没有不良影响。因此，发生事故后，在严格落实本工程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；采油二厂已制定了环境风险应急预案，发生事故时按照环境风险应急预案采取应急措施。	

6. 环境保护措施及可行性论证

6.1. 生态保护措施可行性论证

6.1.1. 施工期生态保护措施

6.1.1.1. 施工占地与作业范围管控措施

(1) 根据统计，本项目新增临时用地 51hm^2 ，不占用永久基本农田及生态保护红线。项目开工前，完成管线路由布线，划定重点公益林避让缓冲带，管线占地、林地占用补偿严格执行新疆及阿克苏地区油气项目征地、植被补偿相关管理要求，完成林地使用审批、生态补偿资金及林地补偿费足额缴纳后，取得相关主管部门许可方可开工建设。

(2) 优化管线走向，优先绕避密集柽柳灌丛集中分布区；严格控制管线施工作业宽度。管线中心线与生态保护红线、永久基本农田边界保持安全距离。

(3) 精准划定工程占地边界，采用围挡、警示旗形成管控范围，严格控制占地面积；占地范围外禁止机械、车辆驶入碾压，杜绝乱轧乱碾破坏地表生态结皮层，防止土体松动加剧风蚀沙化。

(4) 管线管沟施工顺应原始地形起伏布设，减少大规模挖填，维持区域原有微地形，降低土壤扰动强度；途经低洼盐渍化地段放缓开挖坡度，避免大面积裸露盐碱土。

(5) 管沟回填多余土方禁止集中堆弃，均匀分散摊铺于管线两侧，平整地表，消除洼地、土丘，与周边荒漠地表平滑过渡，杜绝局部汇水积盐、水力侵蚀通道。

(6) 按照施工期环保专项管控细则，严格落实环评及水保方案全部生态保护措施，设置防渗收集设施统一处置施工废水，固废、建筑垃圾分类收集外运合规处置，严禁就地堆放、漫排、填埋，避免污染土壤、损毁原生植被。若发生超范围植被损毁，须实施加倍生态修复与补偿。

(7) 施工全过程优先利用油田现有道路通行，禁止私自开辟穿越林地、草地的临时便道，最大限度缩减临时用地规模；施工机械、运输车辆仅在指定道路、作业带内行驶，不得随意取土、剥离地表盐壳。

(8) 依据现场植被、风沙、盐渍化现状完善水土保持方案，施工过程严格按

水土保持、防沙治沙规范作业，分层开挖分层回填、表土单独保护，从源头减少土壤与植被扰动，防控新增水土流失与土地沙化。

(9) 建立施工现场定期清理制度，管材、设备、废料分区规整堆放，施工分区完工即时清理建筑垃圾、废弃包装，全程做到“工完、料净、场地清”，无遗留杂物、弃土堆。

(10) 工程管线施工结束后，建设单位全面履行生态修复主体责任，第一时间对临时占地开展地貌平整、原生表土复原、砾石压盖固沙；分区域选用多枝怪柳、疏叶骆驼刺、盐穗木等本土物种开展人工辅助植被恢复，促进区域形成稳定荒漠植被群落，逐步恢复区域原生生态功能。

(11) 所有施工活动严格限定在划定作业范围内，沿线布设生态保护警示牌、公益林隔离网；合理管控施工机械作业时段，缩减夜间施工时长，采用低亮度定向照明、降噪设备，降低噪声、扬尘、强光对野生动植物的长期惊扰；管沟开挖后设置临时通行坡道，消除小型动物迁徙阻隔；开工前组织全员野生动植物保护普法培训，签订生态保护承诺书，严禁捕猎、惊扰保护动物、损毁植物巢穴。

6.1.1.2. 水土流失防治措施

本项目所在的库车市属于塔里木河流域水土流失重点治理区。项目施工期水土流失类型以风力侵蚀为主，局部伴随短时水力侵蚀，项目征占地、管线作业带、临时堆土区、施工便道全部划定为水土流失防治责任范围，建设单位为水土流失防治责任主体。

(1) 预防管控防护措施

①严格落实水土保持法定责任，全面贯彻“谁开发、谁保护，谁造成水土流失、谁投资治理，谁引发生态损害、谁依法赔偿”以及“工程建设与水土流失同步治理、生态保护同步实施”基本原则，所有扰动区域做到先防护、后施工，新增扰动同步配套水土保持措施。

②常态化开展水土保持法律法规宣传培训，开工前组织建设、施工全员专项交底，重点讲解塔里木荒漠区地表盐壳结皮层、原生灌草防风固沙核心作用，明确破坏地表植被、乱堆弃土、违规碾压土体的处罚要求，强化施工人员主动保土、固沙、护植被意识，同步普及区域荒漠化防控相关政策要求。

③压实参建各方主体责任，项目主管单位、建设单位等全过程监督施工单位落实环评、水土保持方案、施工图中水土保持专项条款，严格执行生态环境保护“三同时”制度，水土保持工程与主体工程同步设计、同步施工、同步投产验收。

（2）现场管理措施

①划定施工扰动边界，以彩条旗、临时围挡、警示标识清晰界定作业带、运输道路范围，严格管控运输车辆、重型机械行驶路线，严禁车辆超出划定范围随意行驶、碾压原生地表，杜绝破坏地表生态结皮层、植被层，从源头缩小土体扰动范围。

②分区规范布设临时堆土区、管材堆放区，集中统一管理砂石、建材、开挖土方，严禁施工材料、弃土随意沿管线、林地边缘散落堆放；堆土区选址远离重点公益林、永久基本农田、生态保护红线等，减少扬尘与土体侵蚀对敏感区域的影响。

③配备专职人员巡查作业区扰动范围、堆土防护、洒水抑尘、车辆管控落实情况，建立台账，发现超范围碾压、裸土无防护、违规取土等问题立即下发整改通知。

④严控施工便道规模，优先利用油田现有硬化道路，确需新建临时便道的，路面全覆盖砾石抑尘，便道两侧设置简易挡土埂，防止大风裹挟沙土向外扩散。

（3）分区工程防治措施

①管线管沟开挖、回填全过程执行分层开挖、分层单独堆存、分层复原工艺，表层含盐壳、植物根系的原生表土单独围挡存放，与深层盐碱土分区隔离；管沟回填完成后对场地精细整治，高差较大区域采用铲运机就地调配土方平衡，保证地表平整；回填后土体压实度过高区域使用松土器适度耙松，重塑原生土体结构，稳坡固表，消除沟槽、洼地等风蚀、水蚀突破口。

②管线挖填方坚持场内土方自平衡，优化开挖、回填时序，最大限度减少外运、外弃土方，避免大面积松散弃土堆形成风沙源；确有少量富余土方禁止集中堆置，均匀摊铺于管线两侧并平整压实，与周边荒漠地貌平滑衔接，杜绝局部汇水积盐、径流冲刷沟槽。

③管沟单侧临时堆土统一设置梯形堆土边坡，堆土顶面、边坡覆盖防尘网，堆土边缘修筑小型挡土埂，防止大风扬尘、雨水冲刷造成土体流失；管线开挖形成的裸露土坎同步平整压实，降低风蚀起沙条件。

④针对区域干旱少雨、蒸发强烈、大风频发特点，制定常态化洒水抑尘制度，

施工扰动裸露区域定期洒水保湿，风沙天气加密洒水作业，从源头抑制施工扬尘，减轻风力侵蚀带来的水土流失。施工废水、试压废水统一收集至防渗沉淀池，优先回用场地洒水抑尘，禁止无序漫流加剧土壤盐渍化与水力侵蚀。

⑤单段管线施工工序完工后，立即开展场地全面平整，清除建筑垃圾、废弃管材，表层覆土压实，降低地表粗糙度，形成稳定防风固沙保护层，大幅提升土壤抗风蚀能力，抑制土地沙化发展。

⑥临时堆土、施工材料堆放区外围设置防风抑尘围挡，大风天气减少土方开挖、转运作业，对已开挖未回填管沟临时覆盖防尘网，避免沟内沙土被风力吹扬。

（4）措施实施进度、验收与监测管理

实施进度管控：水土保持工程、临时防护措施与主体施工同步推进，土方开挖同步落实堆土苫盖、洒水抑尘；管沟回填同步开展地貌平整、砾石压盖；管线完工后按要求完成所有临时占地水土保持修复工程，不得滞后于主体工程竣工。

竣工验收核查：项目竣工环保验收阶段，将水土保持措施落实情况、扰动区植被恢复、砾石固沙工程、弃土处置作为核心核查内容，对照水土保持方案进行核验，防护措施未达标、迹地未完成修复的不予通过环保竣工验收。

6.1.1.3. 对评价区植被的生态保护措施

（1）生态避让

①合理选择管线走向，应避开植被茂盛的区段，尽量避免砍伐野生植物。

②评价区域分布有怪柳等植被，管线、井场建设选址尽量少占植被茂密的地块，同时严格控制占地面积。

③管线施工应严格限定施工范围，确定作业路线，不得随意改线。

（2）生态防护

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

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

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

有地表的平整度。

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

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

（3）生态恢复

①工程结束后，建设单位应承担恢复生态的责任；

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

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

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

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

6.1.1.4. 对野生动物生态保护措施

（1）项目施工前进一步完善区域野生动物保护，避绕鹅喉羚、塔里木兔活动廊道、鸟类繁殖巢、爬行类集中栖息沙丘，管线优先避让动物饮水、觅食区域；在施工中发现巢区、栖息区，设置施工缓冲禁扰带。

（2）所有进场施工人员开展《中华人民共和国野生动物保护法》专项培训，工区、管线沿线、临近生态保护红线处设置野生动物保护硬质警示牌，公益林段增设隔离防护网，严禁人员擅自深入荒漠原生栖息生境。

（3）优化施工时序，4-6月鸟类、野兔繁殖期缩减公益林高噪声开挖作业；晨昏动物觅食高峰降低机械轰鸣、车辆鸣笛；严控夜间施工，仅使用定向低亮度冷光源，杜绝强光漫射惊扰野生动物。

（4）管沟开挖形成的沟槽设置动物通行坡道，防止塔里木兔、沙蜥、啮齿类

坠落被困；停工沟槽覆盖防尘网，若发现受伤、被困保护动物立即上报林草部门专业救护，禁止私自捕捉、处置。

（5）划定机械、车辆行驶路线，严禁越界碾压柽柳、胡杨，不得损毁树洞、动物巢穴；工区生活垃圾、废弃管材、危险化学品密闭收集，全部外运处置，严禁就地丢弃、废液漫排，防止野生动物误食、中毒。公益林区严格管控野外火源，杜绝林木火灾破坏动物生境。

（6）设置专职人员巡护，制止捕猎、驱赶、惊扰野生动物等违规行为；合同明确生态处罚条款。

（7）管线临时用地修复选用柽柳、骆驼刺、盐穗木等本土物种，同步恢复野生动物食源与隐蔽栖息灌丛，足额列支野生动物保护专项经费，用于宣教、救护、生境修复。

6.1.1.5. 防沙治沙措施

按照《中华人民共和国防沙治沙法》（2018年11月14日修订）有关规定以及《关于加强沙区建设项目环境影响评价工作的通知》（新环环评发〔2020〕138号）文件，在沙化土地范围内从事开发建设活动的，必须事先就该项目可能对当地及相关地区生态产生的影响进行环境影响评价，依法提交生态环境影响报告，报告应当包括有关防沙治沙的内容。

本工程所在区域属于“有明显沙化趋势的土地”。根据《新疆维吾尔自治区实施〈中华人民共和国防沙治沙法〉办法》（2025年1月1日起实施）的要求，项目在防沙、治沙方面，要坚持“因地制宜、因害设防、保护优先、综合治理”的原则，坚持宜灌则灌、宜草则草，采取以林草植被建设为主的综合措施，加强地表覆盖，减少尘源。具体措施有：

一、防沙治沙内容及措施：

（1）采取的技术规范、标准

- ①《中华人民共和国防沙治沙法》（2018年11月14日修订）；
- ②《关于做好沙区开发建设项目环评中防沙治沙内容评价工作的意见》（林沙发〔2013〕136号）；
- ③《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)；

④《防沙治沙技术规范》(GB/T21141-2007)；

(2) 制定方案的原则与目标

制定方案的原则：①科学性、前瞻性与可行性相结合；②定性目标与定量指标相结合；③注重生态效益与关注民生、发展产业相结合；④节约用水和合理用水相结合；⑤坚持因地制宜的原则。

制定方案的目标：通过工程建设，维持现有区域植被覆盖度，避免“有明显沙化趋势的土地”向沙化土地过渡趋势，区域生态环境质量与功能不受项目建设而变化，林地、野生动植物生境等得到有效保护。

(3) 工程措施(物理、化学固沙及其他机械固沙措施)

本工程不涉及物理、化学固沙及其他机械固沙措施。

(4) 植物措施(在流动沙地、风蚀严重的风口、施工区域及村庄、道路、河流等区域采取的恢复林草植被的林网、林带和片林等防风固沙植被恢复措施)

①植被覆盖度较高的区域，施工结束后，及时采取撒播草籽等措施，恢复原地貌；

②施工过程中，对于管线工程，在植被覆盖度高的地段尽可能采取人工开挖，局部降低作业带宽度，减少对植被的破坏；

③植被覆盖度高的区域，采取分层开挖、分层回填措施，避免破坏区域土壤肥力；

④对施工迹地内裸露土地采取防沙治沙措施，对区域进行人工抚育植被，防止土地沙漠化。

(5) 其他措施(废弃弃土、石、渣及其他地面覆盖处理措施)

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和井场平整，严禁随意堆置。②管沟开挖土方堆存过程中使用防尘网，并定期洒水抑尘。③管道工程区管沟回填后需先进行严格的整治，对局部高差较大处，由铲运机铲运土方回填，开挖及回填时应保证地面相对平整，压实度较高的采用推土机的松土器进行耙松。精细平整过程中不仅要保证土体再塑，而且要稳坡固表。④设计选线过程中，尽量避开植被较丰富的区域。⑤管沟分层开挖、分层回填。

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。

项目需严格按照《中华人民共和国防沙治沙法》有关规定，落实防沙治沙措施，控制土地沙漠化的扩展，对于自然恢复条件不好且易发生沙化的地段，根据实际情况对地表进行人工固沙处理，最大限度减少对荒漠植物和野生动物生存环境的践踏破坏。

项目防沙治沙措施实施后，预计区域植被覆盖度能维持现状，避免区域土地沙化。

（6）各种措施总量和年度实施计划、完成期限等

工程措施、植被措施及其他措施，要求在井场建设完成投入运行之前完成，严禁防沙治沙措施未完成即投入运行。

二、方案实施保障措施

（1）组织领导措施

防沙治沙是维护生态安全，促进经济发展和人与自然和谐相处的重要举措。本工程防沙治沙工程中建设单位为第一责任人，各施工队作为措施落实方，属于主要责任人。建设单位应在各施工队施工过程中，提出具体的目标及要求，并落实到具体人员。

（2）技术保证措施

①邀请各级林草部门组织开展多层次、多形式的技术培训，加强参与防沙治沙工程的人员的培训工作，使其掌握防沙治沙工程建设、管理的基本技术要求，增强人员主动参与防沙治沙能力和积极性。

②塔里木盆地自然条件恶劣，水资源短缺，在项目建设的各个环节过程中，加强人员的节水意识，避免铺张浪费，提高水的重复利用性，管线试压废水综合利用，用于区域植被绿化。

（3）防沙治沙措施投资概算及资金筹措情况

本项目防沙治沙措施投资由建设单位自行筹措，用于管线施工土方回填、施工结束后植被恢复和撒播区域常见植物草籽等其他防沙治沙措施，已在总投资中考虑。

（4）生态、经济效益预测

本项目防沙治沙措施实施后，预计工程区域植被覆盖度能维持现状，避免区域土地沙化。

防沙治沙措施需要有从临时控制到长期稳定的递进式治理思路。在施工期及施工结束后在井场周边、管线沿线等关键风蚀地段做好防沙治沙措施，将治理阶段与责任主体（施工期建设单位、运营期油田管护队伍）相结合，并建议与当地治沙站协作，利用了现有管护力量和区域经验，确保了措施的可操作性和可持续性。

6.1.1.6. 公益林生态保护措施

（1）细化分区管控与生态功能补偿。根据《国家级公益林管理办法》及自治区林草部门的相关管理规定，建设项目使用公益林必须严格遵循“先批后用、占补平衡、同质等量提质”三重原则。针对工程区内以怪柳为主的防风固沙型国家公益林、地方公益林，建设单位须依法提交林地使用申请、缴纳森林植被恢复费，办理林地占用等审批手续，按照林可研中林地占补平衡实施方案，制定精细化施工管控方案。在生态功能极重要的公益林核心斑块，全面限制大型机械进场；管沟开挖优先采用人工、小型轻型设备；胡杨密集段作业带在设计基础上压缩宽度，全线采用彩旗、硬质临时围栏划定施工边界，安排专职人员巡查，严禁车辆、人员越界碾压、损毁林下盐壳结皮与原生草本层，最大限度保护林下生态基底。

（2）建立系统性的生态修复方案，占补平衡基数与指标核定以实测占用公益林小班矢量面积、林木蓄积、植被盖度为核算基数，区分乔木林地、灌木林地两类地类分开平衡，同步补偿同等生态功能、同等立地条件的防风固沙林地指标，杜绝“占灌木补荒滩、占胡杨补普通灌丛”低质置换。临时占用公益林地期满后及时完成地貌平整，管线临时占地内的管线安全范围内不得种植深根植被以免产生安全风险。补偿林地优先在库车市域内选址，补偿地块生态区位、土壤盐渍化程度、风沙立地条件与被占用公益林保持一致，全部划定为防风固沙公益林，不得选用商品林地、无植被戈壁裸地作为补充地块；补充地块权属清晰、无土地纠纷，同步录入自治区公益林动态监管台账，长期纳入公益林管护体系。

除占补平衡刚性要求外，建设单位需在林草主管部门指导下落实生态修复计划，对原地扰动斑块开展地貌平整、原生表土复原、乡土植被补播修复；修复优先选用

本土浅根物种，构建结构稳定的乔灌木复合群落，恢复区域防风固沙生态功能。

(3) 在公众监督与区域协同层面，建议将本工程公益林占用范围、占补平衡地块位置、补偿资金额度等核心内容进行公示，同步公布林草部门监督举报电话，保障周边群众知情权与监督权。同时，鼓励建设单位参照《新疆维吾尔自治区关于鼓励和支持社会资本参与生态保护修复的实施意见》（新政办发〔2022〕70号），协同推进区域防风固沙植被保护，实现企业生态履责与流域整体生态质量同步提升的双赢效果。

综上，本工程公益林生态影响减缓措施可行。

6.1.1.7. 生态保护红线生态保护措施

- (1) 严格控制施工作业带宽度，控制人为活动范围，减少对原地表的破坏；
- (2) 施工过程中产生的固体废物应妥善收集处置，严禁向生态保护红线内堆放任何物料、固体废物等；
- (3) 施工人员生活污水等禁止在生态保护红线范围内泼洒；
- (4) 施工机械和车辆充分利用区域现有道路，禁鸣低速行驶，禁止随意开辟道路，严禁破坏生态保护红线内土壤和植被。
- (5) 在生态保护红线交界处设置警示宣传标识，提醒施工人员禁止随意进入生态保护红线区，将施工活动严格限制在本工程开发范围内。
- (6) 加强对施工人员的管理和教育，在生态保护红线附近施工时严禁永久占地及临时用地占用生态保护红线范围。严禁施工人员乱砍滥伐，减少破坏该区域植被的面积和生物量。
- (7) 做好管线的选线工作，优化施工线路，避让生态保护红线，不得占用及穿越生态保护红线，项目建成后，及时恢复临时用地。

6.1.1.8. 永久基本农田生态保护措施

项目侧钻井临近永久基本农田，不占用。关于对永久基本农田的保护，首要原则是强化源头避让与规划符合性。开工前需将线性工程的最终选线与自然资源部门最新的永久基本农田数据库及国土空间规划“一张图”进行核对，确保项目红线范围与永久基本农田保护红线“零重叠”。任何临时用地，特别是管线施工的临时堆土场等，须严格禁止侵入永久基本农田范围，严禁在其中堆放固体废物、填埋垃圾

或进行其他破坏耕作层的活动。具体如下：

（1）管线选线对永久基本农田实施避让，优化路线选择，不得在基本农田区域新增永久设施。

（2）施工期间不得在永久基本农田范围内堆放固体废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发性事件，造成或者可能造成基本农田环境污染事故的，当事人必须立即采取措施处理，并向当地生态环境主管部门和农业主管部门报告。

（4）加强施工人员的教育工作，施工机械不得随意行驶，碾压永久基本农田。施工单位应做好施工机械的保养工作，防止污染永久基本农田。

（5）在保证施工安全的前提下，管沟开挖宽度及作业带宽度严格控制在设计范围内，避免因施工破坏土地可能带来的水土流失；施工现场集中堆放的土方必须覆盖，严禁裸露。

6.1.2. 运营期生态保护措施

（1）监督和管理措施

①针对本项目的建设，建设单位负责工程建设及运营期间对生态环境保护工作，落实本项目环保措施的实施并与各施工单位签订详细的环境保护协议，明确各方的责任以及奖惩规定。

②选择信誉良好、素质较高的施工队伍，保证工程建设的质量，避免因质量问题对环境带来不利影响；同时，通过培训和发放宣传手册强化施工人员的环境保护意识，明确施工人员的行为和奖惩制度。

③针对已经发生的破坏生态环境的问题必须认真、及时地解决，并对正在和即将建设的工程提出具体、可行的整改和防治措施。

④针对本项目所在区域遗留的生态环境问题需按要求整改完成，原井场遗留有弃渣没有及时的清运、老井临时用地内的水泥块未清理或综合利用等，需尽快组织工作人员按期将井场遗留固废清运或综合利用，并纳入本项目环保投资。

（2）运营期生态保护措施

①加强管理，确保各项环保措施落实。对施工迹地表面覆以砾石，以减少风蚀

量。

②在道路边、油田区，设置“保护生态环境、保护野生动植物”等警示牌，并从管理上对作业人员加强宣传教育，切实增强保护生态环境的意识。

③加强对管线、设备的管理和检查，及时发现问题，及时解决，防止泄漏事故的发生；对泄漏的落地油应及时清理，彻底回收，防止污染扩散蔓延。

④在管线上方设置各种标志，防止各类施工活动对管线的破坏。

⑤为保护管道不受深根系植被的破坏，在对集输管道的日常巡查中，应将管道上覆土壤中会对管道构成破坏的深根系植被及时清理，确保管道的安全运行。

⑥管道维修二次开挖回填时，应尽量按原有土壤层次进行回填。

⑦本项目在事故状态下对生态环境影响较大，因此必须对事故风险严加防范和控制。加强日常生产监督管理和安全运行检查工作，制定安全生产操作规程，加强职工安全意识教育和安全生产技术培训。一旦发现事故，及时采取相应补救措施，尽量减少影响和损失。

（3）生态修复方案

油田运营期开展生态修复目标为油田污染得到安全处置，生态环境质量有所改善；环境风险发生率得到有效控制，杜绝跑冒滴漏危害；油田区生态功能基本稳定；生物多样性呈上升趋势；公众生态环保意识得到提高。管线施工完毕后须进行地表恢复，以自然恢复为主。施工结束后对管线临时作业带以及其他受扰动临时区域开展系统地表恢复工作，消除施工扰动痕迹，恢复荒漠土壤结构与地表景观，降低风蚀沙化风险。对管线作业带内施工废料、管材残件、建筑垃圾全部清理外运，清除地表异物；对管沟回填区域开展土地平整，消除管沟沟槽、堆土坑洼等微地形，消减沟槽-堆土带来的风蚀地貌条件。结合荒漠区降水稀少、自然恢复慢的特点，对于临时占地内原有天然牧草地、灌木林地区域，保留区域自然种子库，依靠荒漠自然条件实现草本、灌木自然恢复，创造利于物种自然定居的立地条件。恢复完成后做好恢复效果巡检，使恢复后地表与周边戈壁荒漠景观风貌保持一致。

综上，本项目采取的生态环境保护措施可行。

6.1.3. 退役期生态环境保护措施

随着油井开采时间的延长，其储量将逐年降低，最终进入退役期。当开发接近

尾声时，各种机械设备将停止使用，站场和管线等设备设施陆续被拆卸、转移，原有的大气污染物、噪声及固体废物等对环境的影响将会逐渐减弱甚至消失。拆除地面设施、清理井场等，拆除的报废设备和建筑废料等由施工单位运至指定位置进行处理；及时清理作业现场，做到“工完、料尽、场地清”，恢复原有地貌；按规范要求对废弃井采取固井、封井措施。

井场经过清理后，永久性占地范围内的水泥平台或砂砾石铺垫应进行清理，然后根据周边区域的自然现状对其进行恢复，使井场恢复到相对自然的一种状态。

通过宣传教育的形式，使施工工作人员对在项目区生存的野生动物及植物有基本认识与了解。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。按照“边开发边治理”原则实施各项生态恢复措施。

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

6.2. 地下水环境保护措施可行性论证

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

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

6.2.1. 施工期地下水污染防治措施

6.2.1.1. 源头控制措施

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

(2) 污染物防控措施

①禁止沿途倾倒、排放废水。含有害物质的建筑材料如沥青、水泥等，并应设篷盖和围栏，防止雨水冲刷进入外环境。

②本项目采用泥浆不落地工艺，剩余的钻井废水随钻井固废一同处置，不外排。

③设计、施工时对泥浆储存、收集、处理、排放设备等应采用优质、稳定、成熟的产品，做好质量检查、验收工作，防止设备破损和“跑、冒、滴、漏”现象。

④管线采用无缝钢管，采取防腐+保温措施，具有较强的耐化学腐蚀性能、耐高温耐压性能好，粘结力强并具有良好的韧性等性质，有效地减少了管线腐蚀穿孔造成地下水污染的情况。

⑤定期对泥浆罐等隐蔽设施的渗漏性进行检查，观察是否有渗水、漏水现象，发现问题及时解决。

⑥对现有工程防渗设施进行排查，确保防渗措施有效。

(3) 其他

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

②施工期间，施工单位应严格执行《建设工程施工场地文明施工及环境管理暂行规定》，对污水、固废加强管理，做好转运台账，严禁污染环境。对拉运过程进行严格监督管理，运输过程中应尽量避开环境敏感区，运输车辆、装卸工具必须符合安全环保要求，装卸和运输废弃物过程中不得溢出和渗漏，严禁半途倾倒、排放或向第三方转移废弃物。禁止利用渗井、渗坑、裂隙以及私设暗管等逃避监管的方

式排放水污染物。

④选择有经验的单位进行施工，加强施工过程监理，确保施工质量。做好阀门和管线的安装、试运行工作，杜绝水的跑、冒、滴、漏。

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

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

综上所述，通过采取以上各种废水处理及防治措施，本项目施工期产生的各类废水均可以得到有效处置，施工期的废水污染防治措施合理可行。

6.2.1.2. 过程防控措施

(1) 防渗措施

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

为防止对地下水污染，针对井场施工期间工程特点，根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）和《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023），将钻井期井场进行分区防渗，其中钻井及储层改造工程基础区域、放喷池、危废贮存设施等划分为重点防渗区，油罐区为一般防渗区，采取相应的防渗措施可有效避免发生渗漏事故。分区防渗方案见表 6.2-1。

表 6.2-1 分区防渗方案

污染源名称	防治分区	防渗技术要求
钻井及储层改造工程基础区域、钻井液循环系统、清洁生产操作平台、放喷池等	重点防渗	等效黏土防渗层 $M_b \geq 6.0m$ ， $K \leq 1 \times 10^{-7}cm/s$
危废贮存设施等	重点防渗	按照《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023），防渗层为至少1m厚黏土层（渗透系数不大于 $10^{-7}cm/s$ ），或至少2mm厚高密度聚乙烯膜等人工防渗材料（渗透系数不大于

		10^{-10}cm/s), 或其他防渗性能等效的材料
柴油罐区(备用)、泥饼暂存池、泥浆泵区、危险化学品间	一般防渗	等效黏土防渗层 $M_b \geq 1.5\text{m}$, $K \leq 1 \times 10^{-7}\text{cm/s}$
其他区域	简单防渗	地面硬化处理

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

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

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

6.2.2. 运营期地下水污染防治措施

地下水环境保护措施与对策应符合《中华人民共和国生态环境法典》及地下水导则的相关规定, 按照“源头控制、分区防控、污染监控、应急响应”, 从污染物的产生、入渗、扩散、应急响应全方位进行控制。

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

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

6.2.2.1. 源头控制措施

选择先进、成熟、可靠的工艺技术, 对产生的废物进行合理的回用和治理, 尽可能从源头上减少污染物排放; 严格按照国家相关规范要求, 对井场、站场、管道的装置等采取相应措施, 以防止和降低污染物的跑、冒、滴、漏, 降低风险事故, 尽量减少地下水污染。

①采出水经联合站采出水处理系统处理, 满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022) 标准中指标后回注地层, 不外排。少量井下作业废水自带回收罐回收, 拉运至阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站进

行处理达标回注，不外排。

②定期对井场、管线的设备、阀门等进行检查，一旦发现异常，及时采取措施，防止原油“跑、冒、滴、漏”的发生。

③定期对站内管道进行检查，一旦发现异常，及时更换，尽量杜绝“跑、冒、滴、漏”的发生，并随时做好抢修准备，加强抢修队伍的训练和工作演练。

④生产井运行期间应参照《石油天然气工业套管和油管的维护与使用》（GB/T 17745-2011）要求进行井筒完整性管理，定期开展井筒完整性检查。定期对生产井的固井质量进行检查，若发现固井质量不合格，先查明固井质量不合格的原因，并及时采取一系列的修整措施，保证固井质量合格，防止发生油水窜层等事故；发现异常情况及时处理，防止污染地下水。

⑤修井作业时，要严格加强防污染措施。起油管前要打开泄油器，管内油水进入废液罐，蒸汽吹扫油管、油杆的油污、污水等全部回收至废液罐回收，严禁流入井场。

6.2.2.2. 分区防治措施

对井场可能泄漏污染物的污染区地面进行防渗处理，并及时将泄漏/渗漏的污染物收集起来进行处理，可有效防止洒落地面的污染物渗入地下。根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016），分区防控措施应满足以下要求：

①已颁布污染控制国家标准或防渗技术规范的行业，水平防渗技术要求按照相应标准或规范执行，如GB18597、GB18598、GB18599、GB/T50934等。

②未颁布相关标准的行业，根据预测结果和场地包气带特征及其防污性能，提出防渗技术要求或根据建设项目场地天然包气带防污性能、污染控制难易程度和污染物特性，提出防渗技术要求。

本项目不属于已颁布污染控制国家标准或防渗技术规范的行业，分区防控措施应根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ 610-2016）中污染控制难易程度分级参照表（表6.2-1）、天然包气带防污性能分级参照表（表6.2-2）、地下水污染防渗分区参照表（表6.2-3），提出防渗技术要求。

表6.2-1 污染控制难易程度分级参照表

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

易	对地下水环境有污染的物料或污染物泄漏后，可及时发现和处理
---	------------------------------

表6.2-2 天然包气带防污性能分级参照表

分级	包气带岩土防污性能
强	岩（土）层单层厚度 $Mb \geq 1.0m$ ，渗透系数 $K \leq 1 \times 10^{-6}cm/s$ ，且分布连续、稳定
中	岩（土）层单层厚度 $0.5m \leq Mb < 1.0m$ ，渗透系数 $K \leq 1 \times 10^{-6}cm/s$ ，且分布连续、稳定； 岩（土）层单层厚度 $Mb \geq 1.0m$ ，渗透系数 $1 \times 10^{-6}cm/s < K \leq 1 \times 10^{-4}cm/s$ ，且分布连续、稳定；
弱	岩（土）层不满足上述“强”和“中”条件

表6.2-3 地下水污染防治分区参照表

防渗分区	天然包气带防污性能	污染控制难易程度	污染物类型	防渗技术要求
重点防渗区	弱	难	重金属、持久性有机污染物	等效粘土防渗层Mb≥6.0m， K≤1×10 ⁻⁷ cm/s；或参照GB18598执行
	中-强	难		
	弱	易		
一般防渗区	弱	易-难	其他类型	等效粘土防渗层Mb≥1.5m， K≤1×10 ⁻⁷ cm/s
	中-强	难		
	中	易	重金属、持久性有机污染物	
	强	易		
简单防渗区	中-强	易	其他类型	一般地面硬化

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）中表6及前文分析，项目区内包气带防污性能为“弱”，生产过程中产生的污水中主要污染物为石油类及COD等，不属于重金属和持久性有机物类，为“其他类型”。故运营期将工程区域整体划分为一般防渗区和简单防渗区。具体划分方案如下表6.2-4，井场防渗分区图见图6.3-1。

表6.2-4 项目污染防渗区划分

类别	项目涉及区域	防渗要求
一般防渗区	井口、加热炉；轻烃站内新建缓冲罐基座	防渗性能不应低于1.5m厚渗透系数为 $1.0 \times 10^{-7}cm/s$ 的黏土层的防渗性能，施工过程中应有专人负责质量控制，并做好施工记录，同时施工期间应留存施工影像。
简单防渗区	电控信一体化撬	简单硬化

图6.2-1 井场防渗分区图

6.2.2.3. 管道刺漏防范措施

（1）各井场设置现场监测仪表，并由RTU箱中的控制系统实现井场内的生产运行管理和控制，并与所属的联合站SCADA管理系统通信，上传井场的重要生产运行数据，接收上位系统的控制指令，设置现场监控系统，随时通过监控系统观察井场内生产情况。

(2) 在管道上方设置标志，以防附近的各类施工活动对管道的破坏。减轻管道的内外腐蚀，定期检测管道的内外腐蚀情况，并配备适当的管道抢修、灭火及人员抢救设备。

(3) 定期对管线进行检查，对壁厚低于规定要求的管段应及时更换，消除爆管的隐患；按规定进行设备维修、保养，及时更换易损及老化部件，防止油气泄漏事故的发生，定期对管线进行巡视，应加强管线和警示标志的管理工作，提高巡线的有效性，发现对管道安全有影响的行为，应及时制止、采取相应措施并向上级报告。利用管道的压力、流量监控系统，发现异常立即排查，若出现问题，立即派人现场核查，如有突发事件启动应急预案。

(4) 一旦管道发生泄漏事故，井场内设置有流量控制仪及压力变送器，当检测到压力降速率超过设定值时，由SCADA系统发出指令，远程自动关闭阀门。

6.2.2.4. 地下水环境监测与管理

根据本项目特点建立和完善区域地下水环境监测制度和环境管理体系，制定完善的监测计划，环境监测工作可委托当地有资质的环境监测机构承担。根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）、《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023），结合工程区所在区域的水文地质条件和《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ 610-2016）中要求，二级评价的建设项目一般需在建设项目场地、上、下游各设置1个跟踪监测点，监测井位的设置可依托已有水井，根据区域水文地质条件，监测计划、孔深、监测井结构、监测层位、监测项目、监测频率等详见表6.2-5。

表6.2-5 区块地下水监测点布控一览表

孔号	区位	监测层位	功能	监测频率	主要监测项目
G1	项目区周边	孔隙潜水/单管单层	地下水环境影响跟踪监测井	每年采样2次。发生事故时加大取样频率。	石油类、石油烃（C ₆ ~C ₉ ）、石油烃（C ₁₀ ~C ₄₀ ）、砷、六价铬等。当监测指标出现异常时，可按照 HJ 164 的附录 F 中石油和天然气开采业特征项目开展监测。
G2	地下水上游				
G3	地下水下游				

另外，应对本项目各井井口压力、套管压力、环孔压力、流体的流量、水质等指标进行监测。

上述监测结果应按项目有关规定及时建立档案，并定期向二厂安全环保部门汇报，对于常规监测数据应该进行公开。如发现异常或发生事故，加密监测频次，改为每周监测一次，并分析污染原因，确定泄漏污染源，及时采取应急措施。

另外，井场设置现场监测仪表，并由RTU箱中的控制系统实现井场内的生产运行管理和控制，上传井场的重要生产运行数据，接收上位系统的控制指令，设置现场监控系统，随时通过监控系统观察井场内生产情况。

为保证地下水监测工作高效有序运行，必须明确职责、制定相关规定进行管理；具体管理措施和技术措施如下：

①管理措施

1) 预防地下水污染的管理工作是生态环境管理部门的职责之一，油田公司环境保护管理部门应指派专人负责预防地下水污染的管理工作；

2) 建设单位应委托具有监测资质的单位按时、按质、按量完成地下水监测工作，并按要求分析整理原始资料、编写监测报告；

3) 建立与工程区环境管理系统相联系的地下水监测信息管理系统；

4) 按突发事故的性质、类型、影响范围、后果严重性分等级制定相应的应急预案，在制定预案时要根据环境污染事故潜在威胁的情况，认真细致地考虑各项影响因素，并组织有关部门、人员进行适时演练、不断补充完善预案内容。

②技术措施

1) 定期对法兰、阀门、管道等进行检查。

2) 在日常例行监测中，一旦发现地下水水质监测数据异常，应尽快核查数据，确保数据的正确性，并将核查过的监测数据通告相关部门，由专人负责对数据进行分析、核实，并密切关注生产设施的运行情况。具体内容如下：了解全井场、站场生产是否出现异常情况，出现异常情况的装置、原因；加大监测密度，如监测频率由每年1次临时加密为每天一次或更多，连续多天，分析变化动向。

6.2.2.5. 地下水污染应急预案及处理

(1) 应急预案内容

建议在制定井场、站场安全管理体制的基础上，制定地下水污染事故应急措施，并与其他类型事故的应急预案相协调，并纳入三厂应急预案中。地下水应急预案的

具体内容如下：

- ①应急预案的日常协调和指挥机构；
- ②各部门在应急预案中的职责和分工；
- ③确定地下水环境保护目标和对目标采取的紧急处置措施，评估潜在污染可能性；
- ④特大事故应急救援组织状况、人员和装备情况，平常的训练和演习。

（2）污染事故处理

在发现异常或者事故状态下，建议采取如下污染治理措施。

①分析污染原因，确定泄漏污染源，按照应急预案中相关事故处理措施，及时采取应急措施。

②一旦发生地下水污染事故，应立即启动应急预案。

③查明并切断污染源。

④探明地下水污染深度、范围和污染程度。

⑤依据探明的地下水污染情况，合理布置浅井，并进行试抽工作。

⑥依据抽水设计方案进行施工，抽取被污染的地下水体，并依据各井孔出水情况进行调整。可采用阻断污染物向周边环境迁移扩散的技术，如泥浆墙、灌浆墙、土工膜阻断、板桩、原位土壤搅拌阻断、可渗透反应墙等，通过在污染源周围构筑低渗透屏障，来隔离污染物，同时操控地下水的流场。

⑦将抽取的地下水进行集中收集处理，并送实验室进行化验分析。

⑧当地下水中的特征污染物浓度满足地下水功能区划的标准后，逐步停止抽水，并进行土壤修复治理工作。

⑨对事故后果进行评估，并制定防止类似事件发生的措施。

综上，本项目采取的地下水污染防治措施可行。

6.2.3. 退役期水环境保护措施

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

油井报废或退役后，按照《废弃井封井回填技术指南（试行）》（环办土壤函〔2020〕72号）、《废弃井封井处置规范》（Q/SH0653-2015）对完成采油的废弃

井封堵，保证对各类废弃井采取的固井、封井措施有效可行，防止发生油水窜层，污染地下水环境。

6.3. 地表水环境保护措施可行性论证

6.3.1. 施工期废水污染防治措施可行性论证

施工期产生的废水主要是钻井废水、酸化压裂废水及生活污水。

（1）钻井废水

①钻井过程中设备清洗、冷却等需消耗大量清水，采取有效节水措施，不仅节约了水资源，同时也减少了钻井废水的产生量，减少了废水存储设施的负担和后续处理的负荷，符合清洁生产的要求。因此，要在源头上节水降污，使钻井废水予以减量。钻井液循环使用过程中应严格操作程序，提高泥浆循环利用率，减少钻井液的“跑、冒、滴、漏”，减少废钻井液产生量。

②钻井废水在井场固液分离，去向分两部分，溢流上清液排入井场泥浆罐中用于配制泥浆，循环使用，不外排。

（2）酸化压裂废水

本项目产生的酸化压裂返排液收集在酸液罐内，优先在井场配置压裂液使用，剩余部分运至阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站处理。对于本项目产生的危险废物由专用运输车辆进行运输、转移，并严格按照《危险废物转移联单管理办法》，实施危险废物转移联单管理制度。

（3）生活污水

生活污水经撬装式一体化装置处理后水质达到《农村生活污水处理排放标准》（DB654275-2019）表二的B级标准后用于生活区、井场及通井路降尘，其余部分用于生态林、荒漠灌溉。撬装式一体化装置一般采用A/O/A²O+MBR/生物接触氧化+沉淀消毒组合等工艺对常规生活污水进行处理，井场生活污水仅含洗漱、如厕废水等，污染物浓度平缓，无高浓度突发冲击，COD去除效率约85%、BOD₅去除效率约90%、悬浮物去除效率约95%、氨氮硝化去除75%~90%，末端配套二氧化氯/紫外消毒单元等可稳定控制粪大肠菌群，出水指标可达相关要求。类比油田同类项目，采用撬装AO+MBR处理生活污水，出水达标后用于荒漠植被灌溉，环评批复认可工艺可行性。

（4）管道试压废水

本项目试压废水约为 6.75m^3 。管道工程分段试压以测试管道的强度和严密性，本项目管道采用无腐蚀性洁净水作为试压介质，管道试压废水中主要污染物为SS。管道试压分段进行，试压水排出后进入下一段管线循环使用。试压废水可用作场地降尘用水。

综上所述，通过采取以上各种废水处理及防治措施，本项目施工期产生的各类废水均可以得到有效处置，施工期的废水污染防治措施合理可行。

6.3.2. 运营期废水污染防治措施可行性论证

本项目运营期的主要废水是采出水和井下作业废液。

（1）采出水处理

本项目建成投运后，单井采出水随油气混合物输送油藏采出废水进入联合站污水处理系统处理，经处理后达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）标准回注地层，可保持地层压力，使油藏有较强的驱动力，以提高油藏的开采速度和采收率。

塔河油田二号联合站、四号联合站的采出水处理装置运行稳定，可稳定达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）标准，联合站采出水处理规模富余量满足项目采出水量处理要求，采出水可实现全部回注油藏用于驱油，项目采出水处理依托联合站可行。

（2）井下作业废液处理

井下作业废液中主要含有酸、盐类和有机物，采用专用废水回收罐收集后运至阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站，处理后的井下作业废液均不外排。

阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站主要处理塔河油田废液、洗井废液、压裂酸化液，主要工艺流程为：接收、隔油、调节、加药、沉降、过滤，废液处理系统出水水质满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）后回注地层。阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站剩余处理废液装置处理能力可满足本项目需求。

对运营期废水拉运建立管理台账，台账记录内容包括污水拉运量、罐车车号、到站时间、离站时间、进出场站登记记录等，必须定点装卸车，按照规定路线限速

行驶，禁止沿途倾倒、泄放废水。

在采取以上措施，本项目运营期废水均经处理后，全部回注，不外排。废水污染防治措施合理可行。

6.4. 土壤环境保护措施可行性论证

6.4.1. 施工期土壤污染防治措施可行性论证

（1）应严格控制施工期临时用地面积，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撒，应集中收集并及时清运，防止污染物进入土壤环境造成污染。

6.4.2. 运营期土壤环境保护措施

（1）源头控制

定期检修维护井场、站场压力、流量传感器；定期派人检查井场、井口区，防止采出液泄漏；选用耐腐蚀性能好、抗老化性能、耐热性能好、抗冻性能好、耐磨性能好的管材作为集输管线，管线工程按照一定比例设置截断阀；通过加强管线内的压力、流量传感器检修维护，保障发生管线阀门连接处泄漏及时切断阀门，减少泄漏量；加强日常巡检监管工作，出现泄漏情况能及时发现；加强法兰、阀门连接处腐蚀情况记录管理，避免因老化、腐蚀导致泄漏情况发生。井下作业按照“带罐上岗”的作业模式，加强站场及管线巡检，避免因“跑、冒、滴、漏”或泄漏事故发生造成原油进入土壤，发生泄漏事故时应及时清理落地油，受污染的土壤应交由具有相应危险废物处置资质的单位负责接收、转运和处置，降低对土壤环境质量的影响程度。

（2）过程防控措施

巡检车辆严格按照油田巡检路线行驶，不得因乱碾乱压破坏土壤结构。严格执行分区防控措施要求。防渗措施的设计，使用年限不应低于本项目主体工程的设计使用年限。

（3）跟踪监测

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ 964-2018）土壤一级评价的跟踪监测要求，制定跟踪监测计划，在发生事故泄漏时对采油井的井口区可能影响区域跟踪监测，环评建议在井场占地范围内和占地范围外分别设1个表层样，在占地范围内设1个柱状样，监测因子为石油烃（C₆~C₉）、石油烃（C₁₀~C₄₀）、砷、六价铬。

综上所述，正常情况下，本项目的各项工程不会污染土壤环境，非正常情况下，采取有效措施后可减轻对土壤环境的影响。在做好源头控制、过程防控等措施的前提下，可避免工程实施对土壤环境产生污染影响。

综上，本项目采取的土壤污染防治措施可行。

6.4.3. 退役期固废及土壤污染防治措施

（1）地面设施拆除、井场清理等工作中会产生废弃管线、废弃建筑残渣，应集中清理收集。地面管线拆除，地下埋地管线清管封堵后不再挖出，地面管线拆除外运清洗后可回收利用，或生态环境部门指定建筑垃圾填埋场填埋处理，不得遗留在场内影响土壤环境质量。

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

（3）运输过程中运输车辆均加盖篷布，以防止行驶过程中固体废物的散落。

6.5. 大气污染防治措施可行性论证

6.5.1. 施工期大气污染防治措施可行性论证

6.5.1.1. 钻井过程大气污染防治措施可行性论证

（1）钻井期间优先使用网电，将柴油机作为备用。定期对柴油机、柴油发电机等设备进行维护，并且采用高品质的柴油、添加柴油助燃剂等措施，在很大程度上可以降低柴油燃烧污染物的排放，减轻对大气环境的影响，使其污染物达标排放。

（2）钻井中发现地层有可燃或有害气体，应立即采取有效措施防止井涌井喷，并把可能产生的气体引入燃烧装置烧掉。

(3) 钻井期间，硫化氢安全与防护工作必须严格按照相关标准、规范与规定执行。

(4) 井场内严禁燃烧可能产生浓重烟雾或刺鼻臭味的材料。

(5) 井场应采用密闭下料系统，防止粉尘污染井场环境。

(6) 针对油藏含硫化氢特征，钻井过程中目的层钻进安装剪切闸板，完井期间安装钻采一体化四通，以减少硫化氢的无组织挥发。

(7) 钻井过程中，加强深井钻具的管理，严格执行钻具检查和倒换使用制度，及时发现钻具事故隐患，避免发生因钻具不合格导致井喷事故，致使硫化氢泄漏。

6.5.1.2. 地面施工大气污染防治措施可行性论证

(1) 场地平整时，禁止利用挖掘机进行抛撒土石方作业，定期洒水，作业面要保持一定湿度。

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

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

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

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

(6) 管沟开挖不宜过深，及时开挖、回填，遇大风天气应停止土方作业。

(7) 加强对施工机械、车辆的维修保养，使用环保节能型柴油机，选用轻质柴油燃料，并加强管理维护，柴油机燃烧烟气排放满足《非道路移动机械用柴油机排气污染物排放限值及测量方法（中国第三、四阶段）》（GB20891-2014）修改单以及《非道路柴油移动机械污染物排放控制技术要求》（HJ1014-2020），禁止以柴油为燃料的施工机械超负荷工作，减少烟尘和尾气的排放。

(8) 加强施工场地环境管理，提倡文明施工，积极推进绿色施工，严防人为扬尘污染。

(9) 在集输管网投产前的项目初期，井场要进行测试放喷。为了点火安全和

控制热辐射范围，需修建地面放喷池，通过水平火炬进行测试放喷；在集输管网投产，测试放喷的天然气将通过管网收集，集输至井场后通过火炬点燃放空。

(10) 采用防喷器组（环形防喷器、双闸板防喷器、单闸板防喷器）等先进的井控装置，防止和控制井喷事故发生。

(11) 井场内严禁燃烧可能产生严重烟雾或刺鼻臭味的材料。

以上施工期大气污染防治措施，简单可行，具有可操作性，影响能够减缓到可以接受的程度，以上措施是可行的。

6.5.1.3. 焊接烟气、机械设备和车辆废气污染防治措施可行性论证

施工前期加强设备和运输车辆的检修和维护，保证设备正常稳定运行，燃用合格的燃料，设备和车辆不超负荷运行，焊接作业时使用无毒低尘焊条。

6.5.1.4. 储层改造废气污染防治措施可行性论证

使用储层改造过程中，要求全部采用密闭罐存放，产生的废酸化液及时委托有资质单位接收处置，减少在现场存储时间。同时控制酸化压裂作业时间，减少酸化液和废酸化返排液在井场的存留时间。

6.5.1.5. 测试放喷废气

钻井结束时需进行油气测试，会产生测试放喷废气。

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

6.5.2. 运营期废气污染防治措施可行性论证

本项目运营期的有组织废气排放源主要为加热炉排放的有组织烟气，无组织排放的污染物主要为井口、管线接口、阀门等处产生的无组织挥发烃类和硫化氢。

(1) 加热炉烟气中烟尘、NO_x、SO₂排放浓度满足《锅炉大气污染物排放标准》(GB13271-2014)中新建燃气锅炉大气污染物排放浓度限值要求，烟气最终通过8m高排气筒排放。

(2) 采用了技术质量可靠的设备、仪表控制、阀门等，烃类机泵采用无泄漏屏蔽泵。

(3) 在油气集输过程中，为减轻集输过程中烃类的损失，油田开发采用密闭

集输流程，NMHC无组织排放可以满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）无组织排放监控限值要求。一旦发生泄漏事故，紧急切断油、气源，实施关井，从而最大限度地减少油气集输过程中烃类及油的排放量。定期对油气集输管线进行巡检，以便及时发现问题，消除事故隐患，防止油气泄漏进入大气环境。

（4）在日常生产过程中，加强NMHC、H₂S无组织排放例行监测，对典型井场厂界NMHC、H₂S每年监测一次，确保NMHC满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）无组织排放监控限值要求、H₂S无组织排放执行《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）中新建项目二级标准。

（5）本项目新增加热炉需按照《固定污染源排污许可分类管理名录》及《排污许可证申请与核发技术规范 锅炉》（HJ953-2019）等相关要求，进行排污许可文件的申请，并进行例行监测等。

（6）进一步开展节能减排工作，加强质量控制和技术研发，降低抽油机井工作能耗，加强油气技术管道密闭性能，大力推广应用零散天然气回收和电力系统无功补偿级新能源利用等开采技术，开发清洁能源替代现有能源，从而减少温室气体排放。

（7）VOCs协同管控：运营期石油开采使用密闭集输工艺，井场加热炉使用天然气作为燃料，提高了VOCs治理的科学性、针对性和有效性，协同控制温室气体排放，贯彻落实相关政策和行动计划，减少VOCs排放。同时，相关单位建立碳排放监测预警机制，对碳排放增长较快的行业领域进行形势预警，并采取相应管理措施。将碳排放管控要求纳入碳达峰碳中和综合评价考核指标体系，完善建设单位节能降碳管理制度，发挥市场机制调控作用，推动建设单位落实节能降碳管理要求。通过上述措施，旨在减少VOCs排放，改善空气质量，推动经济与环境的协调发展。

综上，本项目采取的废气污染防治措施可行。

6.5.3. 退役期大气环境保护措施

（1）运输车辆使用符合国家标准的油品。

（2）在闭井施工操作中应做到文明施工，防止水泥等的洒落与飘散；尽量避开大风天气进行作业。

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

6.6. 声环境保护措施可行性论证

6.6.1. 施工期噪声污染防治措施

本项目施工期噪声源主要是各类施工机械和运输车辆。为最大限度避免和减轻施工及运输噪声对周围声环境的不利影响，本评价对施工期噪声控制提出以下要求和建议：

(1) 建设单位应要求施工单位使用低噪声、低振动的机械设备类型，并在施工中设专人对其进行保养维护，对设备使用人员进行培训，严格按操作规范使用各类机械；

(2) 施工单位可合理安排施工时间，避免长时间使用高噪声设备，使本项目在施工期造成的噪声污染降到最低；

(3) 运输车辆进出工地时应低速行驶，少鸣笛或不鸣笛。

6.6.2. 运营期噪声污染防治措施

(1) 对噪声源强度较大的设备进行减噪处理，根据各种设备类型所产生噪声的特性，采用不同的控制手段。

(2) 提高工艺过程自动化水平，尽量减少操作人员在噪声源的停留时间。设备采用巡检的方式，由操作人员定期对装置区进行检查，尽量减少人员与噪声的接触时间。

6.6.3. 退役期噪声污染防治措施

(1) 选用低噪声机械和车辆。

(2) 加强设备检查维修，保证其正常运行。

(3) 加强运输车辆管理，合理规划运输路线，禁止运输车辆随意高声鸣笛。

6.7. 固体废物污染防治措施可行性论证

6.7.1. 施工期固体废物污染防治措施可行性论证

6.7.1.1. 钻井废弃物处理措施

本项目钻井井场现场使用的泥浆、药剂均进行重金属检测，从源头控制污染物

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

6.7.1.2. 危险废物处理措施

钻井期间考虑到危险废物转运期间的时间间隔，钻井场地应设置撬装式危险废物临时贮存点，其位于井场西南角，见钻井平面布置示意图。撬装式危险废物临时贮存点面积约为 5m²，其建设严格按照《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）的相关要求建设。本项目钻井期间危废产生量较少，在撬装式危险废物临时贮存点暂存，定期由有危废处置资质的单位进行处置，可满足本项目钻井期间的危废的暂存要求。

废烧碱包装袋（危废类别：HW49、代码：900-041-49）折叠打包暂存在撬装式危废贮存点，定期由钻井队联系有危险废物经营许可证的单位清运处置；钻井施工过程中机械检修时产生的少量废机油（危废类别：HW08、代码：900-214-08）采用桶装密闭收集暂存在撬装式危废贮存点，定期由钻井队联系有危险废物经营许可证的单位清运处置；废防渗材料（危废类别：HW08、代码：900-249-08）折叠打包后暂存在撬装式危废贮存点，定期由钻井队联系有危险废物经营许可证的单位清运处置，严禁随意丢弃。钻井施工过程中检修时应在地面铺设防渗材料收集产生的含油废物，含油废物收集后应置于铁质油桶内且不得超过容器的 3/4。危险废物必须由具有资质的机构或生态环境主管部门指定单位接收，钻井队与之签订危废转移协议，并依照有关规定填写和保存废物转移联单。严禁有关人员私自转让、买卖。

6.7.1.3. 撬装式污水处理站产生污泥及生活垃圾处理措施

撬装式污水处理站污泥定期排入污泥池，通过泵打入小型叠螺式污泥脱水机，其脱水原理为污泥在浓缩部经过重力浓缩后，被运输到脱水部，在前进的过程中随着滤缝及螺距的逐渐变小，以及背压板的阻挡作用下，产生极大的内压，容积不断

缩小，达到充分脱水的目的。经叠螺式污泥脱水机脱水后可确保污泥含水率低于60%，满足垃圾填埋场进场污泥含水率要求。

生活垃圾现场集中收集，与经脱水装置脱水后的污泥一同由库车绿能环保科技有限公司拉运处置。

6.7.1.4. 施工废料处理措施

管道焊接、补口、吹扫时会产生焊渣、边角料等废料，属于一般工业固体废物，施工废料应首先考虑回收利用，不可回收利用部分收集后定期由库车绿能环保科技有限公司清运处置。

综上，本项目采取的固废污染防治措施可行。

6.7.2. 运营期固体废物污染防治措施可行性分析

6.7.2.1. 固体废物产生及处置情况

(1) 危险废物

根据《国家危险废物名录（2025年版）》（生态环境部令第36号），本项目运营期产生的危险废物主要有落地油、废防渗材料以及废润滑油。

本项目危险废物产生情况及危险特性见表6.7-2。

表6.7-2 危险废物汇总表

序号	危险废物名称	危险废物类别	危险废物代码	产生量(t/a)	产生工序	形态	主要成分	产废周期	危险特性	污染防治措施
1	落地油	HW08废矿物油与含矿物油废物	071-001-08	1.85	油井作业	液态	石油类	间歇	T,I	落地油回收至密闭专用罐车后委托持有危险废物经营许可证的单位进行无害化处理
2	废防渗材料		900-249-08	9.25	油井作业	固态	石油类	间歇	T,I	废防渗材料折叠打包装袋收集后委托持有危险废物经营许可证的单位进行无害化处理
3	废润滑油		900-214-08	1.85/次	井下作业和采	固态	石油类	间歇	T,I	可由联合站自行利用或

					油过程中机械 设备维修					委托持有危 险废物经营 许可证的单 位接收处置
4	清罐 废渣		071-001 -08	0.03/次	设备维 修	固态	油类	间歇	T,I	委托持有危 险废物经营 许可证的单 位接收处置

(2) 生活垃圾

本项目运营期不新增劳动定员，均依托现有工作人员，井场无人值守，故不新增生活垃圾。

(3) 侧钻泥浆岩屑

运营期侧钻泥浆和岩屑：侧钻采用油基泥浆，油基岩屑随油基泥浆一同进入油基泥浆不落地系统，分离后的液相回用于钻井液配制，分离后的固相使用专用罐收集后，拉运至阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站的含油污泥处理系统处置后，经检测满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》(DB65/T3997-2017)中综合利用污染物限值要求，同时石油烃满足《土壤环境质量建设用土壤污染风险管控标准（试行）》(GB36600-2018)中表2第二类用地风险筛选值后，用于铺垫油区内的井场、道路等；。

6.7.2.2. 危险废物处置措施可行性分析

根据《国家危险废物名录（2025年版）》，本项目运营期产生的危险废物主要有落地油、废防渗材料、废润滑油等，落地油和废防渗材料委托持有危险废物经营许可证的单位进行无害化处理；废润滑油可由联合站自行利用或委托持有危险废物经营许可证的单位接收处置。运营期间工作人员由塔河油田内部调剂解决，故不新增生活垃圾。

本项目井下作业时带罐作业，防止产生落地油，井口排出物全部进罐，做到原油100%回收。落地油不在施工井场储存，直接在作业施工现场由施工人员回收至罐车内，罐车采用密闭的专用罐车，委托持有危险废物经营许可证的单位进行无害化处理，严格按照《危险废物贮存污染控制标准》(GB18597-2023)、《危险废物收集贮存运输技术规范》(HJ2025-2012)和《危险废物转移管理办法》的相关要求收集、贮存、运输。废防渗材料和废润滑油主要在修井作业和机修维修过程中产生，

施工作业结束后，由施工单位将废弃的含油防渗布集中收集，委托持有危险废物经营许可证的单位接收处置，拉运过程中资质单位应使用专车、按照指定的拉运路线。

(1) 危险废物收集

采油二厂严格按照《危险废物收集贮存运输技术规范》（HJ2025-2012）、《危险废物环境管理指南陆上石油天然气开采》相关要求对含油废物进行收集和管理。危险废物桶装收集后有危废处置资质单位运输、处置。

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

a.危险废物标签规格颜色说明：规格：正方形，40×40cm；底色：醒目的橘黄色；字体：黑体字；字体颜色：黑色。b.危险废物类别：按危险废物种类选择。

c.材料应坚固、耐用、抗风化、抗淋蚀。d.装载液体、固体的危险废物的硬质桶内必须保留足够的空间，硬质桶顶部与液体表面之间保留100mm以上的空间。

(2) 危险废物贮存

本项目运营期产生的危险废物按照《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》（生态环境部公告2021年 第74号）、《危险废物管理计划和管理台账制定技术导则》（HJ1259-2022）中相关管理要求并根据《危险废物识别标志设置技术规范》（HJ1276-2022），落实危险废物识别标志制度，对危险废物的容器和包装物以及收集、运输危险废物的设施设置危险废物识别标志。填写危险废物的收集记录、转运记录表，并将记录表作为危险废物管理的重要档案妥善保存。及时在线填报危险废物管理计划、办理电子转移联单。落实环境保护标准制度，按照国家有关规定和环境保护标准要求贮存、利用、处置危险废物，不得将其擅自倾倒处置。危险废物收集和运输过程的污染控制执行《危险废物收集 贮存 运输技术规范》（HJ2025-2012）等有关规定。

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

危险废物标签规格颜色说明：规格：正方形，40×40cm；底色：醒目的橘黄色；字体：黑体字；字体颜色：黑色。

b.危险废物类别：按危险废物种类选择，危险废物类别如图6.7-3所示；

c.材料应坚固、耐用、抗风化、抗淋蚀。危险废物相关信息标签如图6.7-4所示；

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

图6.7-3 危险废物类别标识示意图

图6.7-4 危险废物相关信息标签

(3) 危险废物的转运要求

危险废物应按照国家有关规定向当地环境保护行政主管部门申报登记，接受当地环境保护行政主管部门监督管理。参照《危险废物管理计划和管理台账制定技术导则》（HJ 1259-2022）中附表A.7详细记录危险废物转移情况。同时，根据国务院令344号《危险化学品安全管理条例》《危险废物收集 贮存 运输技术规范》（HJ2025-2012）和《危险废物转移管理办法》的有关规定，在危险废物外运至处置单位时必须严格遵守以下要求：

①危险废物由专用运输车辆进行运输、转移，并严格按照《危险废物转移管理办法》填写、运行危险废物电子转移联单，实施危险废物转移全过程控制。

②废弃物处置单位的运输人员必须掌握危险化学品运输的安全知识，化学品的性质、危害特性、包装容器的使用特性和发生意外时的应急措施了解所运载的危险。运输车辆必须具有车辆危险货物运输许可证。驾驶人员必须由取得驾驶执照的熟练人员担任。

③处置单位在运输危险废物时必须配备押运人员，并随时处于押运人员的监管之下，不得超装、超载，严格按照所在城市规定的行车时间和行车路线行驶，不得进入危险化学品运输车辆禁止通行的区域。

④危险废物在运输途中若发生被盗、丢失、流散、泄漏等情况时，公司及押运人员必须立即向当地公安部门报告，并采取一切可能的警示措施。

⑤一旦发生废弃物泄漏事故，公司和废弃物处置单位都应积极协助有关部门采取必要的安全措施，减少事故损失，防止事故蔓延、扩大；针对事故对人体、动植物、土壤、水源、空气造成的现实危害和可能产生的危害，应迅速采取封闭、隔离、洗消等措施，并对事故造成的危害进行监测、处置，直至符合国家环境保护标准。

(4) 危废运输要求

本项目产生的危险废物委托有危险废物运输资质的单位采用专用运输车辆进

行运输，按要求填写危险废物的收集记录、转运记录表，并将记录表作为危险废物管理的重要档案妥善保存。并严格按照《危险废物转移管理办法》，实施危险废物转移联单管理制度。

（5）危废委托处置

本项目产生的危险废物应按照《危险废物环境管理指南陆上石油天然气开采》（生态环境部公告2021年第74号）中相关要求，落实危险废物经营许可证制度，禁止将危险废物提供或委托给无危险废物经营许可证的单位或者其他生产经营者从事收集、贮存、利用、处置活动。

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

采油二厂要结合自身的实际情况，与生产记录相衔接，建立危险废物台账，如实记载产生危险废物的种类、数量、流向、贮存、利用处置等信息。采用信息化手段建立危险废物台账，在台账工作的基础上如实向所在地县级以上人民政府环境保护主管部门申报危险废物的种类、产生量、流向、贮存、处置等有关资料。本项目运营期环境管理要求见表6.7-3。

表6.7-3 运营期固体废物环境管理重点要求

项目	防治措施/设施
固体废物暂存	依托已建危废贮存点，固废规范收集暂存，及时清运并做好台账管理。
固体废物运输、处置	委托有资质的单位运输、处置，危险废物运输过程符合《危险废物收集 贮存 运输技术规范》（HJ2025-2012）及《危险废物转移管理办法》的相关要求，防止有毒有害物质渗漏泄漏造成土壤和地下水污染。
环境应急设施	按照环境风险应急预案进行环境风险应急管理，配备环境风险应急物资，采取环境风险防范措施，加强突发环境事故应急系统维护、管理。
制定危险废物运行管理计划	产生危险废物的单位，应当按照《危险废物管理计划和管理台账制定技术导则》（HJ 1259—2022）中4.3 规定的分类管理要求，制定危险废物管理计划，内容应当包括减少危险废物产生量和降低危险废物危害性的措施以及危险废物贮存、利用、处置措施；建立危险废物管理台账，如实记录危险废物的种类、产生量、流向、贮存、利用、处置等有关信息；通过国家危险废物信息管理系统向所在地生态环境主管部门备案危险废物管理计划。
危险废物管理台账	根据《危险废物管理计划和管理台账制定技术导则》（HJ 1259-2022），建设单位应建立环境管理台账制度，落实环境管理台账记录的责任部门和责任人，明确工作职责，包括台账的记录、整理、维护和管理等。环境管理台账应包括基本信息、接收固体废物信息、生产设施运行管理信息、污染防治设施运行管理信息、

	监测记录信息及其他环境管理信息等。
危险废物申报	定期通过国家危险废物信息管理系统向所在地生态环境主管部门申报危险废物的种类、产生量、流向、贮存、利用、处置等有关资料。

6.7.3. 退役期固体废物污染防治措施可行性分析

(1) 地面设施拆除、井场清理等工作中会产生废弃管线、废弃建筑残渣，应集中清理收集。管线外运清洗后可回收利用，不可回收利用的一般工业固体废物拉运至当地建筑垃圾填埋场妥善处理，不得遗留在场地内影响土壤环境质量。落地油收集后委托持有危险废物经营许可证的单位进行无害化处理；管道中残余的液体先用氮气吹扫至站场后，再使用清水清洗管道内部，清洗废水最终进入联合站处理，清理干净的管线两端使用盲板封堵。产生的清管废渣中含有少量管道中的油类物质，其危险废物类别为属于《国家危险废物名录（2025年版）》HW08 类危险废物（废物代码：900-249-08），在清管端由撬装设施收集后委托持有危险废物经营许可证的单位进行无害化处理。

(2) 对完成采油（气）的废弃井应封堵，拆除井口装置，截去地下 1m 内管头，最后清理场地，清除各种固体废弃物，自然植被区域自然恢复。

(3) 运输过程中，运输车辆均加盖篷布，以防止行驶过程中固体废物的散落。

7. 碳排放影响评价

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

7.1. 温室气体排放分析

7.1.1. 碳排放影响因素分析

7.1.1.1. 碳排放源分析

根据《中国石油天然气生产企业 温室气体排放核算方法与报告指南（试行）》，石油天然气开采企业碳排放源主要包括：燃料燃烧CO₂排放、火炬燃烧排放、工艺放空排放、CH₄逃逸排放、CH₄回收利用量、CO₂回收利用量、净购入电力和热力隐含的CO₂排放。

（1）燃料燃烧CO₂排放

主要指石油天然气生产各个业务环节化石燃料用于动力或热力供应的燃烧过程产生的CO₂排放。

拟建工程井场真空加热炉使用天然气作为燃料，需核算该部分产生的CO₂排放量。

（2）火炬燃烧排放

出于安全等目的，石油天然气生产企业通常将各生产活动产生的可燃废气集中到一至数支火炬系统中进行排放前的燃烧处理。火炬燃烧除了排放CO₂外，还可能排放少量的CH₄，石油天然气生产的火炬系统需同时核算CO₂和CH₄排放。

拟建工程不涉及火炬燃烧排放。

（3）工艺放空排放

主要指石油天然气生产各业务环节通过工艺装置泄放口或安全阀门有意释放到大气中的CH₄或CO₂气体，如驱动气动装置运转的天然气排放、泄压排放、设备吹扫排放、工艺过程尾气排放、储罐溶解气排放等。石油天然气生产企业业务环节

较多且各具特色，其工艺放空排放应区分不同业务环节分开核算。

拟建工程主要为井场建设内容，不涉及计转站或联合站，不再核算该部分CH₄或CO₂气体排放量。

（4）CH₄逃逸排放

主要是指石油天然气生产各业务环节由于设备泄漏产生的无组织CH₄排放，如阀门、法兰、泵轮密封、压缩机密封、减压阀、取样接口、工艺排水、开口管路、套管、储罐泄漏及未被定义为工艺放空的其他压力设备泄漏；石油天然气生产企业业务环节较多且各具特色，其逃逸排放应区分不同业务环节分开核算。

拟建工程井场和站场法兰、阀门等处产生的无组织废气中涉及甲烷排放，需核算该部分气体排放量。

（5）CH₄回收利用量

主要指企业通过节能减排技术回收工艺放空废气流中携带的CH₄从而免于排放到大气中的那部分CH₄。CH₄回收利用量可从企业总排放量中予以扣除。

拟建工程未实施甲烷回收利用。

（6）CO₂回收利用量

主要指企业回收燃料燃烧或工艺放空过程产生的CO₂作为生产原料或外供产品从而免于排放到大气中的那部分CO₂。CO₂回收利用量可从企业总排放量中予以扣除。因缺乏适当的核算方法暂不考虑CO₂地质埋存或驱油的减排问题。

拟建工程实施后未回收燃料燃烧或工艺放空过程中产生的CO₂，因此该部分回收利用量均为0。

（7）净购入电力和热力隐含的CO₂排放量

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

拟建工程实施后，需消耗电量，不涉及蒸汽用量。

7.1.1.2. 二氧化碳产排节点

拟建工程生产工艺流程中涉及二氧化碳的产排节点表7.1-1所示。

表7.1-1 二氧化碳产排污节点汇总一览表

序号	类别	产污环节	碳排放因子	排放形式
----	----	------	-------	------

1	燃料燃烧CO ₂ 排放	井场真空加热炉使用天然气作为燃料燃烧	CO ₂	有组织
2	CH ₄ 逃逸排放	井场法兰、阀门等处逸散的废气	CH ₄	无组织
3	净购入电力隐含的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	采油二厂2026年第三批产能建设项目	包括油气勘探、油气开采、油气处理及油气储运各个业务环节的基本生产系统、辅助生产系统，以及直接为生产服务的附属生产系统。排放量核算内容包括： (1) 燃料燃烧CO ₂ 排放 (2) CH ₄ 逃逸排放 (3) 净购入电力隐含的CO ₂ 排放量

7.1.2.2. 碳排放量核算过程

拟建工程涉及燃料燃烧CO₂排放、火炬燃烧排放、CH₄逃逸排放、净购入电力隐含的CO₂排放量。具体核算过程如下：

(1) 燃料燃烧CO₂排放

① 计算公式

企业的化石燃料燃烧CO₂排放量基于企业边界内各个燃烧设施分品种的化石燃料燃烧量，乘以相应的燃料含碳量和碳氧化率，再逐层累加汇总得到。计算公式如下：

$$E_{\text{CO}_2\text{-燃烧}} = \sum_j \sum_i \left(AD_{i,j} \times CC_{i,j} \times OF_{i,j} \times \frac{44}{12} \right)$$

式中：E_{CO₂-燃烧}——企业的化石燃料燃烧CO₂排放量，单位为吨CO₂；

i——化石燃料的种类；

j——燃烧设施序号；

AD_{i,j}——燃烧设施*j*内燃烧的化石燃料品种*i*消费量，对固体或液体燃料以吨为单位，对其他气体燃料以气体燃料标准状况下的体积（万Nm³）为单位，非标准状况下的体积需转化成标况下进行计算；

CC_{ij} ——设施 j 内燃烧的化石燃料 i 的含碳量,对固体和液体燃料以吨碳/吨燃料为单位,对气体燃料以吨碳/万 Nm^3 为单位;

OF_{ij} ——燃烧的化石燃料 i 的碳氧化率,取值范围为0~1。天然气取值为0.99。

②活动水平数据

本项目燃料燃烧碳排放计算主要核算井口2台燃气真空加热炉,年运行时间7920h,根据核算年天然气消耗量为37.48万 m^3 。本项目实施后,燃料燃烧 CO_2 排放活动水平数据详见表7.1-3。

表7.1-3 燃料燃烧 CO_2 排放活动水平数据一览表

项目	排放环节	燃料种类	单位	活动数据
本项目	2台燃气真空加热炉燃烧	天然气燃料	万 Nm^3	37.48

③排放因子数据

本次评价燃料燃烧 CO_2 排放因子数据均参考《中国石油天然气生产企业温室气体排放核算方法与报告指南》附录二:表2.1常见化石燃料特性参数缺省值,具体详见表7.1-4。

表7.1-4 燃料燃烧 CO_2 排放因子数据一览表

燃料品种	低位发热量	热值单位	单位热值含碳量 (t 碳/GJ)	燃料碳氧化率
气体燃料 天然气	389.31	GJ/万 m^3	15.3×10^{-3}	99%

④计算结果

根据燃料燃烧 CO_2 排放计算公式,燃料燃烧 CO_2 排放量核算结果见表7.1-5。

表7.1-5 燃料燃烧 CO_2 排放量核算结果一览表

项目	排放环节	燃料种类	单位	CO_2 排放量/t CO_2
本项目	井场燃气加热炉	天然气	吨 CO_2	810.39

根据上表,本项目井场加热炉燃烧天然气产生的 $E_{\text{CO}_2_{\text{燃烧}}}$ 为810.39t CO_2 。

(2) CH_4 逃逸排放

本项目运营期无工艺放空装置,主要排放的温室气体为原油开采过程中井口装置和阀组逃逸排放的 CH_4 。《中国石油和天然气生产企业温室气体排放核算方法与报告指南(试行)》(发改办气候〔2014〕2920号)中“油气开采业务 CH_4 逃逸排放”计算公式进行计算:

$$E_{CH_4\text{-开采逃逸}} = \sum_j (Num_{oil,j} \times EF_{oil,j}) + \sum_j (Num_{gas,j} \times EF_{gas,j})$$

式中： $E_{CH_4\text{-开采逃逸}}$ ——原油开采或天然气开采中所有设施类型（包括原油开采的井口装置、单井储油装置、接转站、联合站及天然气开采中的井口装置、集气站、计量/配气站、储气站等）产生的 CH_4 逃逸排放，单位为吨 CH_4 ；

j ——不同的设施类型；

$Num_{oil,j}$ ——原油开采业务所涉及的泄漏设施类型数量，单位为个；

$EF_{oil,j}$ ——原油开采业务中涉及的每种设施类型 j 的 CH_4 逃逸排放因子，单位为吨 CH_4 /（年·个）；井口装置为0.23；

$Num_{gas,j}$ ——天然气开采业务所涉及的泄漏设施类型数量，单位为个； $EF_{gas,j}$ ——天然气开采业务中涉及的每种设施类型 j 的 CH_4 逃逸排放因子，单位为吨 CH_4 /（年·个）；井口装置为2.5。

本项目共有37个采油井场，根据上述公式计算可得本项目开采逃逸的 CH_4 为9.25t，折算成 CO_2 排放量为238.28t。

（3）净购入电力隐含的 CO_2 排放

①计算公式

a.净购入电力的 CO_2 排放计算

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

式中：

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

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

$EF_{\text{电力}}$ ——电力供应的 CO_2 排放因子，单位为吨 CO_2 /MWh。

b.净投入热力的 CO_2 排放计算

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

式中：

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

$AD_{\text{热力}}$ ——企业净投入的热力消费量，单位为GJ；

$EF_{\text{热力}}$ ——热力供应的 CO_2 排放因子，单位为吨 CO_2 /GJ。

②计算结果

拟建工程生产过程中不涉及使用蒸汽，项目使用的电力消耗量为 $481.05 \times 10^4 \text{ kWh/a}$ （约合4810.5MWh/a），电力排放因子按照西北地区电力排放因子0.6671吨 CO_2 /MWh。根据前述公式计算可知，核算净购入电力隐含的 CO_2 排放量为

3209.08tCO₂。

(4) 碳排放核算结果汇总

根据《中国石油天然气生产企业 温室气体排放核算方法与报告指南(试行)》，化工企业的CO₂排放总量计算公式为：

$$E_{GHG} = E_{CO_2-燃烧} + E_{GHG-火炬} + \sum_s (E_{GHG-工艺} + E_{GHG-逃逸})_s - R_{CH_4-回收} \\ \times GWP_{CH_4} - R_{CO_2-回收} + E_{CO_2-净电} + E_{CO_2-净热}$$

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；

$E_{CO_2-净热}$ —报告主体净购入热力隐含的CO₂排放量，单位为吨CO₂。

按照上述CO₂排放总量计算公式，则本项目实施后CO₂排放总量为4257.75t，详见下表：

表7.1-7 CO₂排放总量汇总一览表

序号	源类别	排放量（吨CO ₂ ）
1	燃料燃烧CO ₂ 排放	810.39
2	火炬燃烧排放	0
3	工艺放空排放	0
4	CH ₄ 逃逸排放	238.28
5	CH ₄ 回收利用量	0
6	CO ₂ 回收利用量	0
7	净购入电力隐含的CO ₂ 排放	3209.08
8	合计	4257.75

7.2. 减污降碳措施

拟建工程从工艺技术、节能设备和能源及碳排放管理等方面均采取了一系列减污降碳措施，具体如下：

7.2.1. 工艺技术减污降碳措施

拟建工程井场开采采用无人值守井场，减少人工干预和经常整定调节参数，实现全自动过程。定期组织人员对井场进行巡检，及时更换存在故障的阀门、法兰等部件，减少无组织泄漏量。同时加强工艺系统的优化管理，减少井场测试放喷作业时间。

7.2.2. 电气设施减污降碳措施

（1）根据项目用电性质、用电容量等选择合理的供电电压和供电方式，有效减少电能损耗。

（2）选用高功率因数电气设备。采用无功功率补偿，为减少线路损失，设计采用高低压同时补偿的方式，补偿后功率因数达0.95以上。低压设置自动无功补偿电容器装置，高压采用高压并联电容器进行功率因数补偿，补偿后使功率因数在装置负荷正常运行时提高，有效减少无功损耗，从而减少电能损耗，实现节能运行。

（3）选用节能型干式变压器，能效等级为1级，具有低损耗（空载和负载损耗相对较低）、维护方便等显著特点。

（4）各种电力设备均选用能效等级为1级的节能产品，与实际功率和负荷相适应，达到降低能耗，提高工作效率的作用。

7.2.3. 减污降碳管理措施

采油二厂建立有碳排放管理组织机构，对整个作业区能源及碳排放管理实行管理，并制定能源及碳排放管理制度，将碳排放管理工作作为重要事项纳入日常管理；能源及碳排放管理制度对各类能源的购入、贮存、使用、加工转换、输送分配以及最终使用等环节进行详细的规定，尽可能从管理上做到各类能源高效使用，同时对碳排放情况进行有效管理。

7.3. 温室气体排放评价结论

7.3.1. 碳排放评价结论

本项目实施后，CO₂总排放量为4213.72t。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) 加强管理，减少甲烷逸散损耗，定期开展能源及碳排放管理培训；
- (2) 开展源头控制，优先选择绿色节能工艺、产品和技术，降低燃料消费量。

8. 环境影响经济损益分析

8.1. 环境效益分析

施工期环境效益分析，油田开发建设对环境造成的直接影响主要表现在：

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

项目占地主要为井场、站场和管沟开挖临时用地等。

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

8.2. 社会效益分析

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

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

8.3. 综合效益分析

建设项目的环保投资除了从某种程度上反映工程对环境造成的经济损失和对环保重视的程度外，更重要的意义还在于该投资所产生的环境效益和经济效益，其主要方面包括：

(1) 在施工期同时采取防风固沙工程措施，有助于植被的生长和水土保持，对防沙治沙具有较好的生态效益，生态经济的无价性可以说明生态保护的一次性投资获得的环境经济效益是显而易见的。

(2) 大气污染防治和污水处理工程措施在减少环境污染方面具有一定的环境和经济效益，同时预防突发性污染事故的措施也具有更重要的环境经济意义。

本项目的环保措施投资实施后，其环境经济效益主要体现在以下两个方面：

(1) 减少工程对环境污染和破坏所造成的经济损失和降低环境污染风险的损失。根据该油田区地下水环境保护目标，特征污染物石油类等指标须保持现有水平，因此，一旦地下水受到污染，则用于废水处理设施的环保投资与因污染或破坏的环境资源损失所投入的治理费用是远远不能相比的。从这一点说明，该工程投入的环保投资在防范污染风险效益方面具有很大的意义。

(2) 工程区特别是地面开发工程周边分布有农田生态系统，附近区域的农田种植棉花等农作物除了其自身的经济价值外，它在生态系统中的生态作用是无法用货币价值评估的。所以，本项目实施生态保护措施可以减少植被资源破坏造成的经济损失，工程一次性投资所获得的环境效益是明显的。

8.4. 环境经济损益分析结论

本项目总投资为34092.41万元，其中环保投资584万元，占总投资的1.71%。估算见下表：

表8.4-1 本项目环保投资估算一览表

阶段	环境要素	项目名称	环保措施	治理效果	投资(万元)
施工期	生态环境	项目占地	① 完工后迹地清理并平整压实、临时用地释放后植被和土壤的恢复。 ② 避让植被分布茂密的区域，有条件的情况下移栽植物，确保成活。 ③ 办理征地补偿手续。 ④ 严格控制施工活动范围，严禁乱碾乱轧。 ⑤ 区域遗留的生态环境问题需按要求整改完成，如井场遗留弃渣及时清运；老井临时用地内的水泥块按期清理或综合利用。 ⑥ 防沙治沙与水土保持措施。	施工结束后场地平整、井场无固废遗留	20
	废气	场站和管线施工产生的施工扬尘	运输车辆应加盖篷布，临时土方覆盖，防尘布（或网），逸散性材料运输采用苫布遮盖	/	5
	固废	钻井泥浆	油基岩屑随油基泥浆一同进入油基泥浆不落地系统，分离后的液相回用于钻井液配制，分离后的固相使用专用罐收集后，拉运至阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站的含油污泥处理系统处置后，经检测满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》	《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）中综合利用污染物限值要求	360

采油二厂2026年第三批产能建设项目环境影响报告书

阶段	环境要素	项目名称	环保措施	治理效果	投资 (万元)
		岩屑	(DB65/T3997-2017)中综合利用污染物限值要求,同时石油烃满足《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)中表2第二类用地风险筛选值后,用于铺垫油区内的井场、道路等;		
		施工废料、生活污水污泥、生活垃圾	库车绿能环保科技有限公司	/	8
		废机油	委托有资质单位进行处置	合规妥善处置	10
		废防渗材料			
		烧碱废包装袋			
	风险防控	井控装置	井口防喷器	/	36
		井场	应急放喷池	/	18
运营期	废气	井场加热炉烟气	安装低氮燃烧器、燃用返输干气,烟气经烟囱排放	颗粒物≤20mg/m ³ SO ₂ ≤50mg/m ³ NO _x ≤200mg/m ³ 烟气黑度≤I级	12
		无组织排放	选择质量可靠的管线、阀门、泵,加强巡检和压力监测,减少跑冒滴漏	NMHC ≤4.0mg/m ³ ; H ₂ S≤0.06mg/m ³	4
	废水	采出水	联合站采出水系统处理	达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)标准后回注油层,不外排	16
		洗井废水	由罐车送至阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保站处理	废水不外排	20
		酸化压裂废液	酸化压裂返排液收集在酸液罐内,优先在井场配置压裂液使用,剩余部分运至阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站处理		
	地下水	井场、罐区	一般防渗区:井口用永久占地等效黏土防渗层Mb≥1.5m, K≤1×10 ⁻⁷ cm/s	渗透系数小于1×10 ⁻⁷ cm/s	10
	噪声	井场抽油机、加热炉、丙烷卸车泵	选择低噪声设备、加强设备维护,基础减振	场界: 昼间≤60dB(A) 夜间≤50dB(A)	5
	固废	废润滑油	可由联合站自行利用或委托持有危险废物经营许可证的单位接收处置	合规妥善处理	20
		废防渗材料	委托持有危险废物经营许可证的单位进行无害化处理		
		清罐底泥			
		落地油			
环境风险	环境风险防范措施	地上管道涂刷相应识别色、消防器材、警戒标语标牌、设置可燃气体检测报警	风险防范设施数量按照消防、安全	5	

采油二厂2026年第三批产能建设项目环境影响报告书

阶段	环境要素	项目名称	环保措施	治理效果	投资 (万元)
	管理		仪、硫化氢检测报警仪等防范设施	等相关要求设置	
		应急预案	根据管线泄漏应急处理经验，完善现有突发环境事件应急预案	修改完善，并定期演练	5
退役期	固体废物	井场及管线拆除废物	建筑垃圾清运至当地建筑垃圾填埋场、落地油收集后委托持有危险废物经营许可证的单位进行无害化处理；管道清洗废水送至联合站处理	合规妥善处理	10
	生态恢复	临时用地和永久占地	完工后迹地清理并平整压实、施工临时用地和原来井场的永久占地释放后植被和土壤的恢复	合规妥善处理	15
环境 监理		监督环保措施执行		/	5
合计					584

9. 环境管理与监测计划

9.1. 环境管理

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

9.1.1. 承包方的环境管理

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

图9.1-1 分承包方HSE管理程序方框图

（1）分承包方的选择

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

（2）对分承包方的环保要求

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

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

（3）对施工人员进行HSE培训

在施工作业之前必须对全体施工人员进行HSE培训。

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

环保能力的培训主要包括：保护动植物、保护地表原貌的方法；收集、处理固

体废物的方法；管理、存放及处理危险物品的方法等。

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

9.1.2. 钻井 HSE 管理体系

9.1.2.1. 组织机构与职责

（1）组织机构

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

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

③其他施工队伍也应设立HSE管理小组。

组织机构如图9.1-2所示。

图9.1-2 钻井HSE管理机构

（2）职责

①HSE管理委员会

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

——制定本单位HSE管理的方针、规定和实施方案。

——监督检查下级单位HSE管理的执行情况。

——组织对员工进行健康、安全与环境教育和培训。

——组织员工定期体检，并建立健康档案。

——定期组织召开HSE管理会议，审议工作报告，评估工作完成情况，表彰和

奖励有功人员，审查事故处理事宜。对员工定期体检，并建立档案。

②HSE管理小组

——贯彻执行管理委员会和作业者有关HSE管理的方针、规定和实施方案。

——定期召开会议，研究确定本队HSE的执行计划和措施。

——监督落实HSE计划和措施的执行情况。

——组织整改影响健康、安全与环境的隐患，批评、纠正违章行为。

——对员工进行HSE教育培训。

——负责事故调查、分析和统计上报工作。

③HSE兼职监督员和全体人员

——HSE兼职监督员和全体人员应清楚地认识HSE的重要性。

——执行HSE管理规程。

——严格执行岗位安全生产标准、规定和操作规程。

——精心维护保养本岗位的生产设备、工具及防护装置，保证性能良好、有效、安全可靠。

——积极参加队、班组开展的安全活动和培训教育，努力提高生产技能和安全防护能力。积极向领导提出搞好HSE工作的措施建议。

——有权拒绝一切违章指挥命令。发现HSE问题应积极排除，无法解决的，要立即报告领导予以处理。

9.1.2.2. 教育培训

钻井队进入工区前，应进行有关HSE方面的综合性培训教育，其内容包括：

(1) 国家、地方和本部门有关HSE方面的政策、法令和法规。

(2) 作业者的HSE方针、规定和要求。

(3) HSE管理委员会的规定和实施方案。

(4) HSE管理小组实施计划。

(5) 人员急救、自救和人身保护。

(6) 设备、工具和仪器操作使用。

(7) 水、电、信息设备、设施安全使用规定。

(8) 油料、化学药品及其它有害物质安全处理方法。

- (9) 井控知识。
- (10) 应急程序及演练。
- (11) HSE预防措施及记录和汇报程序。
- (12) 其他需要培训的内容。

9.1.2.3. HSE管理体系文件的控制

从下列几个方面对HSE管理体系文件进行管理：

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

9.1.2.4. 检查和审核

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

（1）健康、安全与环境程序审核。

（2）设备及设施技术检查、整改后的复查（包括第三方对关键设备、设施或部件的检查）。

（3）开工前健康、安全与环境全面检查和审核。

（4）项目执行中HSE情况检查和考核。

（5）项目完工后HSE执行情况检查和评估。

（6）持续改进

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

9.1.3. 管网、道路建设环境管理

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

——合理选线，划定并尽量缩小施工作业范围，严禁超界施工；

——管道开挖作业执行“分层开挖、分层堆放、分层回填”措施；

——运输车辆按固定线路行驶，尽可能不破坏原有地表植被和土层，严格禁止施工作业区域以外的其他活动；施工结束后，凡受到施工车辆、机械破坏的地方都要及时修整，使之尽快恢复原貌。

9.1.4. 油田生产 HSE 管理计划

9.1.4.1. 组织机构和职责

（1）组织机构

本项目建设项目的HSE管理机构应实行逐级负责制，受中国石油化工股份有限公司西北油田分公司HSE管理委员会（设在质量安全环保处）的直接领导，下设中国石油化工股份有限公司西北油田分公司承保开发公司HSE管理委员会、采油二厂HSE管理委员会，各设专职HSE管理员一名。

(2) 职责

①中国石油化工股份有限公司西北油田分公司HSE管理委员会

——贯彻并监督执行国家关于环境保护的方针、政策、法令。

——作为最高管理部门负责组织制定HSE方针、目标和管理实施细则。

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

——组织本单位HSE工作大检查，每季度至少一次。

——负责对方案和体系进行定期审核，并根据审核结果对方案进行修正和改进。

——组织开展本单位清洁文明生产活动。

——组织开展本单位环境宣传、教育工作。

——直接领导开发公司管理委员会。

②开发公司HSE管理职责

——负责组织职工完成HSE工作任务。

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

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

——组织整改影响健康、安全与环境的隐患，批评、纠正违章行为。

——开展清洁文明生产活动，组织推广和实施先进的污染治理技术。

③采油二厂HSE管理委员会职责

——负责运行期间HSE管理措施的制定、实施和检查。

——对运行期间出现的问题加以分析，监督生产现场对HSE管理措施的落实情况。

——协助上级主管部门宣传贯彻国家和地方政府有关环境保护方面的法律法规，地方政府关于自然保护区方面的法律、条例，环境保护方面的法律法规及中国石油化工股份有限公司西北油田分公司的HSE方针。

——配合上级主管部门组织全体员工进行环境保护知识的教育和培训。

④HSE兼职管理人员和全体人员

- HSE兼职管理人员和全体人员应清楚地意识到环境保护的重要性。
- 严格执行HSE管理规程和标准。
- 了解工程建设对环境的影响和可能发生的事故。
- 严格按规章制度操作，发现问题及时向上面汇报，并提出改进意见。

9.1.4.2. 教育培训

职工上岗以前，应进行有关HSE方面的综合性培训教育，其内容包括：

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

9.1.4.3. HSE管理体系文件的控制

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

9.1.4.4. 检查和审核

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

9.1.4.5. 持续改进

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

9.2. 企业环境信息披露

9.2.1. 公开内容

(1) 基础信息

企业名称：中国石油化工股份有限公司西北油田分公司

法人代表：王世洁

生产地址：新疆维吾尔自治区阿克苏地区库车市、沙雅县境内。

其他基础信息：组织机构代码、生产地址、联系方式以及生产经营和管理服务的主要内容、产品及规模等。

（2）排污信息

包括主要污染物及特征污染物的名称、排放方式、排放口数量和分布情况、排放浓度和总量、超标情况，以及执行的污染物排放标准、核定的排放总量。

（3）环境风险防范措施

本项目环境风险防范措施见中国石油化工股份有限公司西北油田分公司采油二厂现行突发环境风险应急预案。

（4）环境监测计划

本项目环境监测计划见表9.4-3。

9.2.2. 公开方式及时间要求

（1）公式方式

通过公司网站、信息公开平台或当地报刊等便于公众知晓的方式公开。

（2）公开时间要求

（3）环境信息有新生成或者发生变更情形的，应当自环境信息生成或者变更之日起三十日内予以公开。法律法规另有规定的，从其规定。

9.3. 污染物排放清单

本项目运营期污染物产生及排放情况详见表9.3-1。

表9.3-1 运营期污染物排放汇总

类别	工段	污染源	主要污 染物	产生量 (t/a)	排放量 (t/a)	排放去向
废气	油气集 输	加热炉 废气	NO _x	0.595	0.595	经不低于8m高的排气筒排放
			SO ₂	0.075	0.075	
			颗粒物	0.024	0.024	
			NMHC	0.063	0.063	
		无组织 排放废 气	NMHC	5.128	5.128	大气
			硫化氢	0.09	0.09	
废水	采出水		万m³/a	194	0	采出水进入联合站污水处理系统 处理达到《碎屑岩油藏注水水质

类别	工段	污染源	主要污染物	产生量(t/a)	排放量(t/a)	排放去向
						指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)标准后回注油层,不外排
	井下作业废水	洗井	废水量	1874.61	0	拉运至阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站,处理后回注油层
		酸化压裂废液	废水量	16206	0	酸化压裂返排液收集在酸液罐内,优先在井场配置压裂液使用,剩余部分运至阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站处理
固体废物	井场作业	落地油	-	1.85	0	落地油回收至密闭专用罐车后委托持有危险废物经营许可证的单位进行无害化处理
	井场作业	废防渗材料	-	9.25	0	废防渗材料折叠打包装袋收集后委托持有危险废物经营许可证的单位进行无害化处理
	井下作业维修	废润滑油	-	1.85	0	可由联合站自行利用或委托持有危险废物经营许可证的单位接收处置
	清罐工序	清罐废渣	-	0.005	0	委托持有危险废物经营许可证的单位接收处置
噪声	采油树、加热炉、丙烷卸车泵	机械噪声	-	70-95dB(A)	厂界达标	选用低噪声设备,采取减振、隔声、消声等降噪措施

9.4. 生态环境监测

9.4.1. 施工期环境监理计划

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

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

(1) 环境监理人员要求

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

②必须接受过HSE专门培训,有较长的从事环保工作经历。

③具有一定的油田开发和输油气管道建设的现场施工经验。

(2) 环境监理人员主要职责

- ①监督施工现场对“环境管理方案”的落实。
- ②及时向HSE部门负责人汇报环境管理现状，并根据发现的问题提出合理化建议。
- ③协助HSE部门负责人宣传贯彻国家和当地政府有关环境方面的法律和法规。
- ④对HSE工作的真实性、合法性、效益性进行审查，评价其责任，并提出改进意见。

(3) 环境监理范围

本项目管道工程环境监理的范围即为工程扰动的范围：一般区域管道施工作业带宽度控制在8m范围内、天然林区管道施工作业带宽度控制在6m范围内，严禁自行扩大施工用地范围。

表9.3-1 污染物排放清单

类别	工程组成	产污环节	环境保护措施及主要运行参数		污染物种类	排放情况		总量指标 (t/a)	执行标准 (mg/m³)		环境监测要求
			环境保护措施	主要运行参数		排放时段 h/a	排放浓度 (mg/m³)				
		无组织废气	管道密闭输送,加强阀门、机泵的检修与维护,从源头减少泄漏产生的无组织废气	—	非甲烷总烃	7200	/	5.128	厂界外;非甲烷总烃≤4.0		《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)中企业边界污染物控制限值
				—	硫化氢	7200	/	0.09	硫化氢≤0.06		《恶臭污染物排放标准》(GB14554-93)中改扩建项目二级标准
		有组织废气	经不低于 8m 高的排气筒排放	-	NO _x	7200	147.28	0.595	200		《锅炉大气污染物排放标准》(GB13271-2014)中新建燃气锅炉标准限值
					SO ₂	7200	18.56	0.075	50		
颗粒物	7200				5.9	0.024	20				
NMH C	7200				15.591	0.063	-		-		
温室气体	降低抽油机井工作能耗,加强油气集输管道密闭性能,开发清洁能源替代现有能源等,从而减少温室气体排放。	—	甲烷、二氧化碳	7200	/	1780	/		/		

类别	污染源	污染因子	处理措施			处理后浓度 (mg/L)	排放去向	总量控制 指标 (t/a)	执行标准 (mg/L)	环境监测要求
废水	采出水、井下作业废水	SS、COD、石油类、挥发酚	采出水依托联合站处理;井下作业废水采用罐车拉运至阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站处理。			—	不外排	—	—	《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)

类别	噪声源		污染因子	治理措施		处理效果	执行标准		环境监测要求	
----	-----	--	------	------	--	------	------	--	--------	--

采油二厂2026年第三批产能建设项目环境影响报告书

噪声	井下作业(修井、洗井等)	L _{eq}	选用低噪声设备,采取减振、隔声、消声等降噪措施	厂界达标	厂界昼间≤60dB(A); 夜间≤50dB(A)	《工业企业厂界环境噪声排放标准》 (GB12348-2008)中2类标准
	井口装置	L _{eq}				
	丙烷卸车泵	L _{eq}				
序号	污染源名称	固废类别	处理措施			
固废	废润滑油、清罐底泥	危险废物	可由联合站自行利用或委托持有危险废物经营许可证的单位接收处置			
	废防渗膜、落地油	/	井下作业时带罐作业,落地油100%回收,委托持有危险废物经营许可证的单位进行无害化处理			
	钻井泥浆和岩屑	/	油基岩屑随油基泥浆一同进入油基泥浆不落地系统,分离后的液相回用于钻井液配制,分离后的固相使用专用罐收集后,拉运至阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站的含油污泥处理系统处置后,经检测满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》(DB65/T3997-2017)中综合利用污染物限值要求,同时石油烃满足《土壤环境质量建设用地区域土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)中表2第二类用地风险筛选值后,用于铺垫油区内的井场、道路等;			
环境风险防范措施		严格按照风险预案中相关规定执行				

(4) 环境监理内容

① 施工期环境监理主要内容

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

② 试运行期环境监理主要内容

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

环境监理工作计划及重点见表9.4-1。

表9.4-1 环境监理工作计划

序号	场地	监 督 内 容	监理要求
1	钻井井场	①井位站场布置是否满足环评要求； ②各井场的环保设施，施工是否严格按设计方案执行，施工质量是否能达到要求； ③施工作业是否超越了限定范围； ④废水、废气、废渣等污染是否达标排放。	环评中环保措施落实到位
2	管沟开挖现场	① 集输线路是否满足环评要求； ② 是否执行了“分层开挖、分层堆放、分层回填”的操作制度； ③ 施工作业是否超越了作业带宽度； ④ 挖土方放置是否符合要求，回填后多余的土方处置是否合理； ⑤ 施工人员是否按操作规程及相关规定作业； ⑥ 施工完成后是否进行了清理、临时用地是否恢复原有面貌。	
3	其他	① 施工结束后是否及时清理现场、恢复地貌，是否及时采取生态恢复和水土保持措施； ② 施工季节是否合适； ③ 有无砍伐、破坏施工区以外的作物和植被，有无伤害野生动物等行为。	各项环保措施落实到位

9.4.2. 运营期环境监测计划

根据《排污单位自行监测技术指南 陆上石油天然气开采工业》（HJ1248-2022）、《危险废物管理计划和管理台账制定技术导则》（HJ1259-2022）等相关要求，项目在运行期间，需对生产过程中产生的“三废”和生态影响进行严格监管，定期进行监测，减少对周围环境影响。企业应根据《中华人民共和国环境保护法》及《企业事业单位环境信息公开办法》，定期公开企业环境管理信息，积极通过网站、信

息平台或当地报刊等便于公众知晓。将自行监测工作开展情况及监测结果向社会公众公开。本项目环境监测计划将作为所在油田区块现有例行监测计划的补充，见表9.4-3、9.4-4。

表9.4-3 运营期污染源环境监测计划

类型	监测地点	监测频率	监测时间	监测项目
有组织废气	代表井场 ^① 200kW加热炉排气筒	1次/年	竣工环保验收后开始	颗粒物、SO ₂ 、NO _x 、林格曼黑度
无组织废气	代表井场 ^② 中的设备与管线组件密封点、站场厂界	1次/半年		NMHC、H ₂ S

注：①有组织废气代表井场选取原则为本项目新增加热炉总数的10%比例抽测；

②无组织废气代表井场选取原则为临近环境空气保护目标的井场；

表9.4-4 环境质量监测计划

类型	监测地点	监测频率	监测时间	监测项目
环境空气	代表站场	1次/半年	竣工环保验收后开始	非甲烷总烃、硫化氢、二氧化硫、氮氧化物、颗粒物
地下水	项目区周边 ^① 、上游及下游，不少于3个点	每年采样2次。发生事故时加大取样频率		石油类、石油烃（C ₆ ~C ₉ ）、石油烃（C ₁₀ ~C ₄₀ ）、砷、六价铬等。当监测指标出现异常时，可按照HJ 164 的附录 F 中石油和天然气开采业特征项目开展监测
土壤	井场、站场内土壤、集输管线占地范围内柱状样和表层样各1个	1次/3年		石油类、石油烃（C ₆ ~C ₉ ）、石油烃（C ₁₀ ~C ₄₀ ）、砷、六价铬。当监测指标出现异常时，可按照GB36600的表1中的污染物项目开展监测
生态	代表井场及管线沿线及周边沙化土地、植被恢复情况	1次/5年		生态恢复情况、管线沿线植被覆盖率、植物多样性组成等措施落实情况

注：①地下水监测点选取原则为本项目所涉及的塔河油田11区、T759井区内的各采油厂已有地下水环境跟踪监控井；

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

9.5. 环保设施“三同时”验收

9.5.1. 环境工程设计

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

(2) 建立健全环境管理组织机构、各项环保规章制度，施工期实行环境监理。

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

9.5.2. 环境设施验收建议

(1) 验收范围

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

②环境影响报告书及批复文件和有关设计文件规定应采取的环保措施。

(2) 验收条件

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

(3) 建设项目环境保护“三同时”验收内容

根据建设单位项目“三同时”原则，在项目建设过程中，环境污染防治设施与主体工程同时设计、同时施工、同时投入使用，拟建项目建成运行时，应对环保设施进行验收。本项目“三同时”验收一览表见9.5-1。

表9.5-1 “三同时”竣工环保验收方案一览表（建议）

要素	工期	地点	“三同时”验收项目	工程量	效果
大气	运营期	井场	井场新建燃气加热炉排气筒高度不低于8m，设置规范采样平台及监测孔	2台	满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表2新建锅炉大气污染物排放浓度限值要求。
		井场、站场	NMHC、H ₂ S	/	无组织非甲烷总烃满足《陆上石油天然气开采工业污染物排放标准》（GB39728-2020）企业边界污染物控制要求，H ₂ S无组织排放执行《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）新建项目二级标准。
水	施工期	井场	采用西北油田分公司“钻井废弃物不落地达标处理技术”，酸化压裂返排液收集在酸液罐内，优先在井场配置压裂液使用，剩余部分运至阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站处理，试压废水循环使用，试压结束后就地泼洒抑尘	/	废水循环利用，不外排。
	运营期	/	采出水依托联合站处理装置处理，井下作业废水拉运至阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站，处理后回注油层	/	满足《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T 5329-2022）相关标准后，回注地层
固体废物	施工期	井场、站场	油基岩屑随油基泥浆一同进入油基泥浆不落地系统，分离后的液相回用于钻井液配制，分离后的固相使用专用罐收集后，拉运至阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站的含油污泥处理系统处置后，经检测满足《油气田钻井固体废	危废转运电子联单、生活垃圾处置合同	钻井废弃物满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）及《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地土壤污染风险筛选值要求综合利用，井场无固废遗留

要素	工期	地点	“三同时”验收项目	工程量	效果
			物综合利用污染控制要求》 (DB65/T3997-2017) 中综合利用污染物限值要求,同时石油烃满足《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》 (GB36600-2018)中表2第二类用地风险筛选值后,用于铺垫油区内的井场、道路等;废机油、废烧碱包装袋、废防渗材料等危险废物交由资质单位处置。施工废料、生活垃圾、生活污水污泥交库车绿能环保科技有限公司清运处置。管线施工土石方全部回填。		
	运营期	/	落地油、废防渗材料、清罐底泥委托持有危险废物经营许可证的单位进行无害化处理;废机油可自行利用或交由资质单位处置	危废转运电子联单	井场无固废遗留
防渗	/	将井口装置区、储罐区划分为一般防渗区	防渗层防渗性能不应低于1.5m厚渗透系数为 $1 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ 黏土层的防渗性能	渗透系数小于 $1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$	—
噪声	运营期	井场、站场	厂界噪声	配备防噪设施	满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)2类区标准
环境风险	运营期	井场站场管线	详细的井喷等事故应急预案;管道断裂、泄漏、水体污染风险事故的应急预案。	/	有效应对和排除各种突发事件的不利影响
生态	施工期	井场管线	临时用地的植被恢复、防沙治沙措施	-	植被恢复,恢复程度不低于开发前、土地沙化程度不因工程建设加剧。

要素	工期	地点	“三同时”验收项目	工程量	效果
		生物多样性	严禁滥捕和滥挖保护动物和植物行为		保护生境和生物多样性
环境监测与管理	施工期和运营期	井场 站场 管线 道路	按照监测计划,委托有监测资质的单位开展监测		污染源达标排放,环境保护目标处的环境质量达标

9.5.3. 环境管理机构设置

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

9.5.4. 环境管理主要任务

9.5.4.1. 施工期的环境管理任务

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

9.5.4.2. 运营期的环境管理任务

- (1) 本项目运行期的HSE管理体系纳入中石化西北油田分公司HSE系统统一管理。
- (2) 协助有关生态环境部门进行环境保护设施的竣工验收工作,贯彻执行国家、地方及上级部门有关环境保护方针、政策、法律法规。
- (3) 负责原油集输管线的日常环境保护管理工作及定期进行环保安全检查,如生态恢复、环境监测等。
- (4) 编制突发环境事件应急预案。
- (5) 组织开展环境保护宣传教育、技术和经验交流活动,推广先进技术和科研成果,对全体员工组织开展环境保护培训。
- (6) 强化基础工作,建立完整、规范、准确的环境基础资料,环境统计报表

和环境保护技术档案。

(7) 参加调查、分析、处理环境污染事故，并负责统计上报事故的基本情况
及处理结果，协同有关部门制定防治污染事故的措施，并监督实施。

9.5.5. 环境管理计划

为了最大限度地减轻施工期作业活动对沿线生态的不利影响，减少运营期事故的发生，确保管道安全运行，建立科学有效的环境管理体制，落实各项环保和安全措施显得尤为重要。根据QHSE管理体系及清洁生产的要求，结合区域环境特征，分施工期和运营期提出本项目的环境管理计划。各个阶段环境管理/监理的内容、实施部门及监督机构见表9.5-2。

表9.5-2 本项目环境管理和监督计划

阶段	影响因素			防治措施建议	实施机构	监督管理机构
施工期	生态保护	土地占用	永久占地	严格控制施工占地面积，严格控制井位外围作业范围，施工现场严格管理；井场地表进行砾石压盖，防止由于地表扰动造成的水土流失	施工单位、环境监理单位及建设单位	环境监理单位、建设单位、阿克苏地区生态环境局库车市分局
			临时用地	设计选线过程中，尽量避开植被较丰富的区域；在管线施工作业区两侧拉彩条旗以示明车辆行驶的边界，以避免增加对地表的扰动和破坏；工程结束后，建设单位应承担恢复生态的责任，及时对临时用地区域进行平整、恢复		
		动物		加强对施工人员的管理，强化保护野生动物的观念，禁止捕猎		
		植被		施工过程中严格规定车辆和各类工作人员的活动范围，使之限于在施工区范围内活动，严禁破坏占地范围外的植被		
		水土保持		①工程措施：井场采取砾石压盖，施工结束后进行场地平整。 ②临时措施：对临时堆土区采取防尘网苫盖的方式进行防护；在施工作业带两侧拉彩条旗以示明车辆行驶的边界；定时洒水，减少施工过程中因风蚀造成的水土流失，在风季施工期内，增加洒水防护措施		
		防沙治沙		主体工程与防沙治沙措施同时施工，并加强临时防护措施，做好防护措施等		
	污染防治	施工扬尘、测试放喷废气、焊接烟尘、车辆尾气		施工扬尘采取进出车辆减速慢行、物料苫盖的措施；测试放喷时间；焊接作业时使用无毒低尘焊条；储层改造过程中要求压裂液和返排液使用密闭罐		
		废水		钻井废水（不含钻井泥浆）用罐收集，拉运至阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站处理；酸化压裂返排液收集在酸液罐内，优先在井场配置压裂液使用，剩余部分运至阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站处理；生活污水经撬装式一体化装置处理		

运营期			后水质达到《农村生活污水处理排放标准》（DB654275-2019）表二的B级标准后用于生活区、井场及通井路降尘，其余部分用于生态林、荒漠灌溉；试压结束后，试压废水就地泼洒抑尘		
		固体废物	油基岩屑随油基泥浆一同进入油基泥浆不落地系统，分离后的液相回用于钻井液配制，分离后的固相使用专用罐收集后，拉运至阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站的含油污泥处理系统处置后，经检测满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）中综合利用污染物限值要求，同时石油烃满足《土壤环境质量建设用土地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中表2第二类用地风险筛选值后，用于铺垫油区内的井场、道路等；废机油、废烧碱包装袋、废防渗材料等危险废物交由资质单位处置。施工废料、生活垃圾、生活污水污泥交库车绿能环保科技有限公司清运处置。		
		噪声	选用低噪声的设备、保持设施良好的运行工况，选择合理的施工时间等		
	正常工况	废水	采出水随采出物经集输管线最终输送至联合站处理，满足标准后回注地层，井下作业废液送至阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站处理	建设单位	建设单位相关部门及阿克苏地区生态环境局库车市分局
		废气	加热炉使用净化后的天然气作为燃料；采出液采取密闭集输		
		固体废物	落地油、废防渗材料、清罐底泥收集后有危废处置资质单位接收处置；		
		噪声	选用低噪声设备、基础减振措施		
	生态保护	生态调查	受项目建设影响区域的植被覆盖率恢复情况，积极配合林草部门落实“占补平衡”，维持区域林地、草地的生态功能不降低		
		跟踪监测	针对已经发生的破坏生态环境的问题必须认真、及时地解决，并对正在和即将建设的工程提出具体、可行的整改和防治措施；针对本项目所在区域遗留的生态环境问题需按要求整改完成，原井场遗留有弃渣没有及时清运等，需尽快组织工作人员按期将井场遗留固废清运或综合利用		
		环保验收	项目建设必须严格执行配套的环境保护设施与主体工程同时设计、同时施工、同时投产使用的环境保护“三同时”制度。项目建成后，须按规定开展竣工环境保护验收，验收合格后，方可正式投入运行。如项目发生重大变动，环评文件须报有审批权的生态环境部门重新审批		
		环境管理	落实本项目环保措施的实施并与各施工单位签订详细的环境保护协议，明确各方的责任以及奖惩规定；选择信誉良好、素质较高的施工队伍，保证工程建设的质量，避免因质量问题对环境带来不利影响；同时，通过培训和发放宣传手册强化施工人员的环境保护意识，明确人员的行为和奖惩制度		
	环境风险		定期巡检，管线上方设置标识，定期对管线壁厚进行超声检查，井场设置可燃气体报警仪、硫化氢监测仪及4合1监控报警装置，防止设备及管道泄漏，定期进行事故情景演练，修订应急预案		

退 役 期	施工扬尘	施工现场洒水抑尘	施 工 单 位 及 建 设 单 位	
	固体废物	落地油收集后委托持有危险废物经营许可证的单位进行无害化处理，管道中残余的液体先用氮气吹扫至站场后，再使用清水清洗管道内部，清洗废水最终进入联合站处理，清理干净的管线两端使用盲板封堵，建筑垃圾收集后送周边工业固体废物填埋场填埋处置；产生的清管废渣中含有少量管道中的油类物质，其危险废物类别为属于《国家危险废物名录（2025年版）》HW08 类危险废物（废物代码：900-249-08），在清管端由撬装设施收集后，委托持有危险废物经营许可证的单位进行无害化处理		
	噪声	选用低噪声的设备、保持设施良好的运行工况，选择合理的施工时间等		
	生态恢复	闭井后要拆除井架、井台，并对井场土地进行平整，清除地面上残留的污染物		

10. 结论

10.1. 建设项目情况

本项目地跨阿克苏地区沙雅县、库车市，项目建设性质为改扩建。主要建设内容包括：1.主体工程：老井侧钻37口；配套200kW井口燃气加热炉2台、电磁加热器1台；新建TK604CH井至6-2计转站集输管线1.5km；新建TK608CH井至6-1计转站掺稀管线1.2km；二号联轻烃站新建再生气电加热器1座、新建丙烷卸车鹤管1座、丙烷缓冲罐1座，利旧丙烷卸车泵1台。2.公辅工程：给排水、供电、防腐、自控等。3.环保工程：废气、废水、噪声、固体废物治理等污染防治和环境风险防范及生态环境保护工程。本项目总投资约34092.41万元，其中环保投资584万元，占总投资的1.71%。项目不涉及中央、自治区等环保督察整改任务；各项工程均不占生态保护红线，最近距离约1.4km（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）。

10.2. 产业政策、选址、规划符合性

石油天然气开采业是当前国民经济的重要基础产业和支柱产业，属于《产业结构调整指导目录（2024本）》中国家鼓励发展的产业，项目建设符合《新疆维吾尔自治区重点行业生态环境准入条件（2024年）》（新环发〔2024〕93号）要求，符合国家和自治区的相关产业政策。

本项目符合《石油天然气开采业污染防治技术政策》《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函〔2019〕910号）《新疆维吾尔自治区重点行业生态环境准入条件（2024年）》（新环发〔2024〕93号）等相关政策、法律法规相关要求。本项目位于阿克苏地区库车市、沙雅县，属于中国石油化工股份有限公司西北油田分公司滚动开发项目，符合区域国土空间规划及生态环境保护规划等相关要求。

10.3. 环境质量现状

（1）生态环境质量现状

本项目地处塔里木盆地北部，渭干河-库车河三角洲绿洲东南缘，塔里木河以北。项目主体工程分布在中石化塔河油田内，该区域为干旱区三角洲绿洲与塔里木河北

岸冲积平原之间的地带，地势较为平坦。评价区涉及塔里木河上中游乔灌木及胡杨林保护生态功能区，区域内植被以盐生乔灌木植被为主，区域内除受油田开发影响外，其它人为干扰较小，基本保持原自然荒漠生态环境，主要有草地生态系统、灌丛生态系统、林地生态系统等。评价区土地利用类型主要有乔木林地、灌木林地、天然牧草地等，自然植被属稀疏灌木、半灌木荒漠区，植被组成较为简单，植被多为耐旱、耐盐碱型，主要为胡杨疏林、多枝怪柳灌丛、以及禾草、杂类草盐生草甸；现场调查中观测到麻雀、喜鹊、凤头百灵、灰斑鸠等鸟类4种，密点麻蜥、荒漠麻蜥等爬行动物2种。生态保护目标主要为区域重要物种、生态保护红线、公益林、永久基本农田等。评价区域生态系统稳定性维持在一定水平，生态系统具有一定的稳定性。

（2）水环境质量现状

地下水监测结果表明：各监测点的水质较差，总硬度、溶解性总固体、耗氧量、硫酸盐、氯化物、钠、铁、锰等出现不同程度的超标，超出《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）的Ⅲ类标准限值，除此之外的其他项目均符合《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中Ⅲ类标准限值的要求。超标原因与区域原生水文地质条件有关，另外，该区域气候干旱、地表蒸发强烈，由于各监测点潜水埋深不同，对应的蒸发强度不同，造成地下水中溶解性总固体、总硬度、硫酸盐和氯化物等因子呈梯度变化。参考相关文献资料，氯化物超标与区域岩石、土壤成分有关系；在干旱地区的潜水中，氯离子含量与矿化度成正比，项目区地处我国西北内陆的塔里木盆地，水质表现为矿化度高，水质偏碱性，同时库车市境内发育的地带性土壤为棕漠土等，不少地方由于缺少雨水冲刷，盐分板结在土壤表面上，形成严重的盐碱土，土壤含盐量很高。结合塔河油田区域历史监测数据，多出现铁、锰以及盐分超标的情况，与本次调查情况基本一致，超标原因主要是受干旱气候、蒸发浓缩作用、原生地质、水文地质环境等因素综合影响，由于区内地下水径流较缓慢，蒸发排泄强烈，各类离子容易富集，这也是干旱区浅层地下水化学特征的共性表现。

（3）土壤环境质量现状

拟建项目占地范围内各监测点各项指标均满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险控制标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地筛选值标准；拟建项

目占地范围外监测点各项指标均满足《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农用地风险筛选值标准。

（4）环境空气质量现状

本项目所在区域为不达标区，监测期间NMHC 1小时平均浓度未超过《大气污染物综合排放标准详解》中参考限值，H₂S 1小时平均浓度未超过《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ2.2-2018）附录D中的浓度限值。

（5）声环境质量现状

所在区域声环境背景满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）中2类标准，依托站场厂界满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中2类标准要求。

10.4. 主要环境影响

（1）生态环境影响分析

本项目不同阶段对生态影响略有不同，施工期主要体现在地表扰动影响、植被覆盖度、生物损失量、生物多样性、生态系统完整性、生态保护红线、水土流失、防沙治沙等方面，其中对地表扰动、植被覆盖度、生物损失量、水土流失及防沙治沙的影响相对较大；运营期主要体现在生态系统完整性等方面，但影响相对较小。通过采取相应的生态保护与恢复措施后，本项目建设对生态影响可得到有效减缓，对生态影响不大；从生态影响的角度看，该项目是可行的。

（2）水环境影响分析

在正常状况下，本项目各阶段的废水均不外排，钻井采用了套管，采取固井措施，有效防止了钻井液漏失污染地下水，各类废水及固废均得到了妥善处置，本项目在设计、施工和运行时，严把质量验收关，杜绝因管道材质、制管、防腐涂层、焊接缺陷及运行失误而造成管线泄漏。在生产运行过程中，强化监控手段，定期检查检验，检漏控漏，尽量杜绝事故性排放源的存在，本项目对地下水环境的影响较小。本次地下水评价，对项目运营期在非正常情况的情景进行了预测分析，结果显示：若发生非正常状况，污染物一旦发生泄漏，将会对项目附近区域地下水造成一定影响，本项目井场采取了必要的防渗措施，管线采用无缝钢管，发生泄漏后，建设单位及时启动应急预案，采取切断措施并及时组织专门力量进行污染物的清除工

作，建设单位可在1天内清除地面及地下的污染物，尽量避免出现泄漏的污染物进入地下水并随地下水迁移，使影响范围控制在项目征地范围内。建设单位和施工单位严格按照“源头控制、过程防控、跟踪监测、应急响应”相结合的原则，采取地下水污染防治措施的情况，非正常状况下，对地下水的影响属于可接受范围。

（3）土壤影响分析

施工期对土壤质量的影响主要为人为扰动、车辆行驶和机械施工、各种废弃物污染影响；运营期对土壤质量的影响主要分为污染影响和生态影响。本项目采用密闭集输的生产方式，正常工况下无废水及固废等污染物外排，不会造成土壤环境污染。运营期土壤环境影响主要来自非正常工况下管线破裂泄漏、井场套管破损泄漏等，油类物质下渗以垂直入渗方式进入土壤环境。根据预测，石油烃污染短期内主要限于地表，泄漏点周边区域土壤中盐分含量有所升高，增量较小，建设单位在发现泄漏点后及时按照要求将泄漏点周围区域土壤进行清理。根据环境风险分析可知，本项目风险潜势很低，发生泄漏事故的可能性很小，在做好源头控制、过程防控等措施的前提下，可以避免工程项目实施对土壤环境产生污染影响。

（4）大气环境影响分析

施工期废气源主要是钻井废气、施工扬尘、焊接烟气、机械设备和车辆废气、储层改造废气、测试放喷废气等，大气影响随工程的结束而逐渐消失。运营期大气影响主要为加热炉烟气和油气集输过程中的烃类和硫化氢挥发。根据预测结果，加热炉燃烧废气中各污染物下风向地面浓度均低于《环境空气质量标准》（GB3095-2012）及修改单二级标准限值；井场的非甲烷总烃满足《大气污染物综合排放标准详解》中 $2.0\text{mg}/\text{m}^3$ 的标准要求，硫化氢满足《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）附录D中的1h平均浓度限值 $10\mu\text{g}/\text{m}^3$ 的要求，项目正常排放的各污染物对评价区域大气环境质量均不会产生明显影响。

（5）声环境影响分析

施工期声环境影响主要为钻井施工过程中钻机和泥浆泵噪声、井下作业噪声、机动车辆噪声等，对环境的影响是短暂的；运营期声环境影响以井场的各类生产装置噪声为主，对环境的影响周期较长，贯穿于整个生产期。项目区声环境质量较好，本项目对声环境有一定影响，属于可接受范围。

（6）固体废物影响分析

施工期固体废物主要为废机油、废防渗材料、废烧碱包装袋、钻井废弃物、生活垃圾、施工废料等。废烧碱包装袋（危废类别：HW49、代码：900-041-49）折叠打包定期由钻井队联系有危险废物经营许可证的单位清运处置；钻井施工过程中机械检修时产生的少量废机油（危废类别：HW08、代码：900-214-08）采用桶装密闭收集定期由钻井队联系有危险废物经营许可证的单位清运处置；废防渗材料（危废类别：HW08、代码：900-249-08）折叠打包后定期由钻井队联系有危险废物经营许可证的单位清运处置。本项目钻井全部使用油基泥浆，油基岩屑随油基泥浆一同进入油基泥浆不落地系统，分离后的液相回用于钻井液配制，分离后的固相使用专用罐收集后，拉运至阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站的含油污泥处理系统处置后，经检测满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）中综合利用污染物限值要求，同时石油烃满足《土壤环境质量建设用土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中表2第二类用地风险筛选值后，用于铺垫油区内的井场、道路等；。施工废料和生活垃圾集中收集后定期由库车绿能环保科技有限公司清运、处置；

项目运营期产生落地油回收至密闭专用罐车后委托持有危险废物经营许可证的单位进行无害化处理；废防渗材料、清罐底泥委托持有危险废物经营许可证的单位进行无害化处理；废润滑油可由联合站自行利用或委托持有危险废物经营许可证的单位接收处置。固体废物在处置和运行管理中严格落实《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）、《油气田含油污泥及钻井固体废物处理处置技术规范》（DB65/T3999-2017）、《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）、《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB 18599-2020）等的相关要求，对环境所造成的影响可以接受。

（7）环境风险分析

本项目所涉及的危险物质包括原油、天然气（甲烷）及硫化氢，主要存在于密闭集输管线内。可能发生的风险事故包括井喷、井漏发生泄漏、管线破损发生泄漏以及油气泄漏后遇明火引发的火灾、爆炸次生污染物等。井喷、管线发生油气泄漏会对大气、土壤、地下水产生的直接影响以及遇明火后发生火灾、爆炸等引发的伴

生/次生污染物排放，井漏会对区域地下水产生影响。本项目所在区域地势平坦，扩散条件较好，发生事故后，及时采取相应的措施，不会对周围环境空气产生明显影响；当泄漏事故发生时，及时采取措施、彻底清除泄漏油品、被污染的土壤，污染物不会进入地下水中，对地下水水质没有不良影响。综上所述，本项目环境风险程度属于可以防控的。

10.5. 环境保护措施

（1）生态环境保护措施

施工期进一步优化井场和管线选址选线，严格控制占地面积；占地及补偿应按照地方有关工程征地及补偿要求进行，由相关部门许可后方可开工建设；施工期充分利用现有油田道路，尽可能减少道路临时用地，降低对地表和植被的破坏，施工机械不得在道路以外行驶和作业，保持地表不被扰动，不得随意取弃土；管线施工时应根据地形条件，尽量按地形走向、起伏施工，减少挖填作业量；采取必要的水保措施，防止土地进一步盐渍化。施工结束后，及时对临时用地区域进行平整、恢复原貌。运营期间，对于永久占地地面采取砾石覆盖措施，减少风蚀量；在管线上方设置标志，以防附近的各类施工活动对管线的破坏；定时巡查井场、管线等，及时清理落地原油；开展生态环境恢复治理工作；设置“保护生态环境、保护野生动植物”等警示牌。退役期，拆除地面设施、清理井场等，拆除的报废设备和建筑废料等由施工单位运至指定位置进行处理；及时清理作业现场，做到“工完、料净、场地清”，恢复原有地貌；按规范要求对废弃井采取固井、封井措施。

（2）水污染防治措施

施工期废水主要为钻井废水、储层改造的酸化、压裂返排液、管线试压废水和生活污水等。其中，钻井废水、储层改造的酸化/压裂返排液分别集中收集后由罐车拉运至阿克苏塔河环保工程有限公司塔河油田绿色环保站处理；试压废水可用作场地降尘用水；施工期生活污水经撬装式一体化装置处理后水质达到《农村生活污水处理排放标准》（DB654275-2019）表二的B级标准后用于生活区、井场及通井路降尘，其余部分用于生态林、荒漠灌溉。

运营期井下作业废水带罐作业，拉运至阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站，处理后回注油层。采出水依托塔河油田二号联合站、四号联合站污水处理

系统处理达标后，回注油层。

地下水环境保护按照“源头控制、分区防控、污染监控、应急响应”原则采取措施。

（3）土壤污染防治措施

加强管线内的压力、流量传感器检修维护，保障发生管线阀门连接处泄漏及时切断阀门，减少泄漏量；加强日常巡检监管工作，出现泄漏情况能及时发现；加强法兰、阀门连接处腐蚀情况记录管理，避免因老化、腐蚀导致泄漏情况发生。严格执行分区防控措施要求。制定跟踪监测计划，发生事故泄漏时对井口区及集输管线铺设范围可能影响区域进行跟踪监测。

（4）大气污染防治措施

本项目采用密闭集输流程，采用技术质量可靠的设备、阀门等；定期对油气生产设施、设备等进行定期的检查、检修，以防止跑、冒、滴、漏的发生。定期对油气集输管线进行巡检，以便及时发现问题，消除事故隐患，防止油气泄漏进入大气环境；选用高效燃气加热炉，建议采用低氮燃烧技术，可有效地控制大气污染物排放量。

（5）噪声防治措施

合理布局噪声源，采用基础减振、隔声等措施，并加强日常维护，减轻设备对外环境和岗位工人的噪声污染。

（6）固体废物防治措施

钻井产生的油基泥浆和岩屑由阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站处理。运营期本项目产生的固体废物有落地油、废防渗材料、废润滑油、清罐底泥属于危险废物，落地油回收至密闭专用罐车后委托持有危险废物经营许可证的单位进行无害化处理；废防渗材料、清罐底泥委托持有危险废物经营许可证的单位进行无害化处理；废润滑油可由联合站自行利用或委托持有危险废物经营许可证的单位接收处置。

退役期地面设施拆除、井场清理等工作中会产生废弃管线、废弃建筑残渣等优先考虑回收利用，不可回收利用的一般工业固体废物拉运至当地建筑垃圾填埋场妥善处理，不得遗留在场地内影响土壤环境质量。落地油收集后委托持有危险废物经

营许可证的单位进行无害化处理；管道中残余的液体先用氮气吹扫至站场后，再使用清水清洗管道内部，清洗废水最终进入联合站处理，清理干净的管线两端使用盲板封堵。产生的清管废渣中含有少量管道中的油类物质，其危险废物类别为属于《国家危险废物名录（2025年版）》HW08 类危险废物（废物代码：900-249-08），在清管端由撬装设施收集后，委托持有危险废物经营许可证的单位进行无害化处理。

（7）环境风险防范措施

做好原油、硫化氢、伴生气泄漏风险防范，制定切实可行、有效的应急预案，加之项目发生事故的概率较低，项目建设环境风险水平是可以接受的。

10.6. 项目需求指标

本项目需求指标为：NO_x为0.595t/a、有组织VOCs为0.063 t/a。本次评价仅提出的建议值，具体总量审核指标以生态环境主管部门的审核为准。

10.7. 公众意见采纳情况

建设单位根据《环境影响评价公众参与办法》的要求，采用网络公告、报纸刊登等形式开展公众参与调查，调查期间未收到公众对本项目的相关建议。

10.8. 环境影响经济损益分析

本项目具有良好的经济效益和社会效益。在建设过程中，由于地面设施建设、管线敷设等都需要占用一定量的土地，并因此带来一定的生态环境损失。因而在油田开发过程中，需要投入必要的资金用于污染防治和恢复地貌等，经估算本项目总投资为34092.41万元，其中环保投资584万元，占总投资的1.71%。实施相应的环保措施后，不但能够起到保护环境的效果，同时节约经济开支，为企业带来经济效益。

10.9. 环境管理与监测计划

中国石油化工股份有限公司西北油田分公司环境管理机构设置健全，同时拥有完善的管理体系和管理手段。本项目制定了施工期环境监理计划、运营期环境监测计划和环保设施竣工验收管理要求，针对工程的不同阶段提出了具体的环境管理要求。

10.10. 项目可行性结论

采油二厂2026年第三批产能建设项目属于国家产业政策“鼓励类”项目，项目实

施后可取得较大的经济效益和社会效益。项目在建设和运行中，会对周围的环境产生一定的影响，并在今后的建设和运营中存在一定的环境风险，但其影响和环境风险是可以接受的。建设单位须加强环境管理，认真落实报告中提出的各项污染防治措施、风险防范措施以及生态保护措施，可使本项目对环境造成的不利影响降低到最低，本项目建设在生态环境保护方面可行。