

鲁克沁油田超深稠油压舱石工程 2025 年实施方案建设项目环境影响报告书

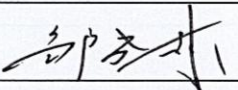
(送审稿)

中国石油天然气股份有限公司吐哈油田分公司

2024年12月



编制单位和编制人员情况表

项目编号	6q6775		
建设项目名称	鲁克沁油田超深稠油压舱石工程2025年实施方案		
建设项目类别	05--007陆地石油开采		
环境影响评价文件类型	报告书		
一、建设单位情况			
单位名称（盖章）	中国石油天然气股份有限公司吐哈油田分公司鲁克沁采油管理区		
统一社会信用代码	916501007189019083		
法定代表人（签章）	邹成林		
主要负责人（签字）	邹成林		
直接负责的主管人员（签字）	顾煜祖		
二、编制单位情况			
单位名称（盖章）	新疆天谷环境技术咨询有限公司		
统一社会信用代码	91650100813334175L		
三、编制人员情况			
1. 编制主持人			
姓名	职业资格证书管理号	信用编号	签字
陈飞	2017035650350000003508650048	BH002355	
2. 主要编制人员			
姓名	主要编写内容	信用编号	签字
陈晓洁	土壤环境影响分析和保护措施、碳排放影响评价、环境管理与监测计划	BH000735	
陈飞	环境现状调查与评价、生态环境影响分析和保护措施	BH002355	
王娜	概述、总则、建设项目工程分析、结论与建议	BH060749	
李文兵	大气环境影响分析和保护措施、固体废物影响分析和保护措施、环境风险评价	BH000733	

尹继娟	水环境影响分析和保护措施、声环境 影响分析和保护措施	BH000721	尹继娟
-----	-------------------------------	----------	-----

目录

1.概述	1
1.1 建设项目特点	1
1.2 环境影响评价的工作过程	3
1.3 分析判定相关情况	5
1.4 关注的主要环境问题和环境影响	6
1.5 环境影响评价的主要结论	8
2.总则	9
2.1 评价目的与原则	9
2.2 编制依据	10
2.3 环境影响因素识别和评价因子筛选	15
2.4 环境功能区划及评价标准	18
2.5 评价等级和评价范围	23
2.6 污染控制目标与环境保护目标	32
2.7 评价方法	38
3.建设项目工程分析	39
3.1 项目开发现状及环境影响回顾	39
3.2 工程概况	51
3.3 工程分析	95
3.4 清洁生产分析	123
3.5 污染物排放总量控制	134
3.6 与相关法律法规、规划符合性分析	135
3.7 选址、选线合理性分析	143
3.8“三线一单”符合性分析	144
4.环境现状调查与评价	149
4.1 自然环境概况	149
4.2 生态现状调查与评价	153
4.3 环境空气质量现状调查与评价	167
4.4 声环境现状调查与评价	169
4.5 水环境现状调查与评价	171
4.6 土壤境现状调查与评价	178
5.环境影响预测与评价	194
5.1 生态环境影响分析	194
5.2 大气环境影响分析	202
5.3 声环境影响分析与评价	208

5.4 水环境影响分析	215
5.5 土壤环境影响分析	231
5.6 固体废物影响分析	241
6 环境保护措施及其可行性论证	246
6.1 施工期环境保护措施	246
6.2 运营期环境保护措施	255
6.3 退役期环境保护措施	266
6.4 环境影响经济损益分析	267
7 环境风险评价	270
7.1 评价依据	270
7.2 环境敏感目标概况	271
7.3 环境风险识别	271
7.4 环境风险分析	275
7.5 环境风险管理措施与对策建议	278
7.6 风险评价结论	287
8.碳排放影响评价	289
8.1 碳排放分析	289
8.2 碳减排措施	293
8.3 碳排放评价结论及建议	294
9.环境管理与监测计划	296
9.1 环境管理机构	296
9.2 施工期环境管理及监测	297
9.3 运营期环境管理及监测	303
9.4 污染物排放清单	308
10.结论与建议	309
10.1 项目概况	309
10.2 产业政策符合性	309
10.3 规划符合性	309
10.4 环境质量现状	310
10.5 环境影响预测与分析	311
10.6 环境保护措施	313
10.7 公众参与	315
10.8 环境影响经济损益分析	315
10.9 环境管理与监测计划	315
10.10 项目可行性结论	315

1.概述

1.1 建设项目特点

鲁克沁稠油油田地处新疆维吾尔自治区吐鲁番市鄯善县鲁克沁乡，属于中国石油吐哈油田分公司鲁克沁采油管理区管辖，油区内地势平坦，道路纵横，水、电、交通运输便利，具有良好的地面开发条件。

鲁克沁油田超深稠油压舱石工程 2025 年实施方案（以下简称“本工程”）位于吐鲁番市鄯善县境内，地处鲁克沁油田玉东 204 区块，因玉东 204 区块产能建设规模相对较大，工作量相对集中，且玉东 204 区块底水不发育，油层相对较厚，有利于作为单一区块开展压舱石工程，是压舱石工程首选区块。

本工程部署井 45 口，其中新钻采油井 31 口，新钻注水井 14 口。采用二开井身结构，钻井总进尺 144000m。新建采油井场 30 座，注水井场 15 座；新建单井集油及掺稀管线各 26km，新建单井注水管线 9.8km，注水支线 0.2km；扩建 7 号阀组及 4 号阀组，在阀组间内分别新建 1 具 D800×H1600 计量分离器橇，1 具 D1200×H2400 气液分离器橇，配套工艺管线等；在玉东 204 注入站外东北侧及中区 4 号阀组间外南侧分别新建 1 座配液配气阀组间。新增产能 4.4×10⁴t/a，同时建设电力、给排水、消防、通信、自控、防腐、供热等配套工程。本工程为油气开采项目，所有工程均呈点线状分布在已开发油区范围内，油气外输及处理均依托已有地面设施，项目建设性质为老区块改扩建，本工程在吐哈油田中的位置见图 1.1-1。

1.2 环境影响评价的工作过程

本工程为石油开采项目，地处鄯善县境内，本工程评价范围涉及永久基本农田，为《建设项目环境影响评价分类管理名录》（2021 年）中第 7 项“陆地石油开采 0711”中的“涉及环境敏感区的（含内部集输管线建设）”，应编制环境影响报告书。根据《关于印发《新疆维吾尔自治区建设项目环境影响评价文件分级审批目录（2023 年本）》的通知》（新环环评发〔2023〕91 号），第 7 项“陆地石油开采 0711”中的“涉及环境敏感区的（含内部集输管线建设）”，报新疆维吾尔自治区生态环境厅审批。

根据《中华人民共和国环境影响评价法》和《建设项目环境保护管理条例》中有关规定，2024 年 10 月，中国石油吐哈油田分公司鲁克沁采油管理区委托新疆天合环境技术咨询有限公司（以下简称“天合公司”）编制《鲁克沁油田超深稠油压舱石工程 2025 年实施方案建设项目环境影响报告书》（见附件）。

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，对工程区现场实地踏勘、开展现状调查工作、收集资料及其他支撑性文件资料，对建设项目进行工程分析，根据各环境要素的评价等级对各要素环境影响进行预测和评价，提出环境保护措施并进行经济技术论证。

受天合公司委托，新疆齐新环境服务有限公司对本工程评价区域大气、土壤、地下水、声环境质量现状进行了监测，在以上基础上，天合公司编制完成了《鲁克沁油田超深稠油压舱石工程 2025 年实施方案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。

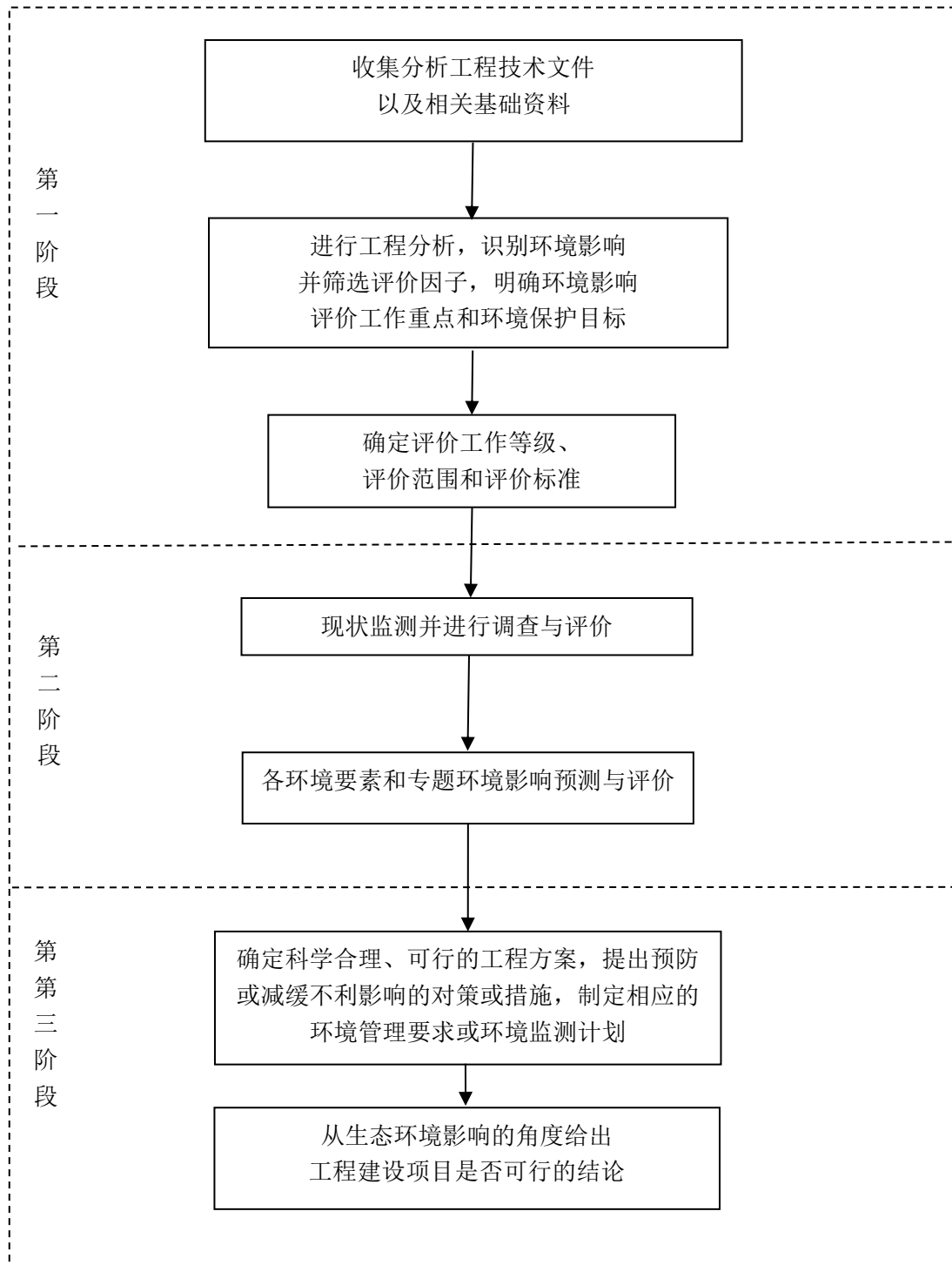


图 1.2-1 环境影响评价工作程序图

1.3 分析判定相关情况

(1) 产业政策符合性判定结论

根据《产业结构调整指导目录（2024 年本）》，本工程属于“第一类 鼓励类”中“七、石油天然气”中“1.常规石油、天然气勘探与开采”，本工程的建设符合国家产业政策。

(2) 政策、法规符合性分析

本工程属于中国石油吐哈油田分公司石油天然气开发项目，工程占地范围内不涉及依法划定的国家公园、自然保护区、世界自然遗产、自然公园、生态保护红线等生态敏感区。符合《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》、《石油天然气开采业污染防治技术政策》、《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》、《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函〔2019〕910 号）、《新疆维吾尔自治区重点行业生态环境准入条件（2024 年）》（新环环评发〔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

本工程属于中国石油吐哈油田分公司滚动开发项目，符合《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》和《新疆生态环境保护“十四五”规划》的相关要求。

本工程位于吐哈油田分鲁克沁采油管理区矿权范围内，不属于主体功能区规划中确定的国家和自治区层面的禁止开发区域，所进行的石油天然气勘探活动符合“全国重要的能源基地”定位。因此本工程的建设符合《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》和《新疆生态功能区划》等规划相关要求。

本工程属于油气开采项目，符合《鄯善县国土空间规划》（2021-2035 年）征求意见稿的要求。

(4) 选址合理性分析判定结论

本工程为吐哈油田滚动开发项目，符合《石油天然气开采业污染防治技术政策》、《新疆煤炭石油天然气开发环境保护条例》、《挥发性有机物 VOCs 污染防治技术政策》中的相关要求，根据现场调查，本工程不涉及依法划定的国家公园、自然保护区、世界自然遗产、自然公园、生态保护红线等生态敏感区；评价区域涉及到永久基本农田，但项目建设不占用农田，符合新疆及吐鲁

番市经济发展规划、环保规划。

本工程土地利用类型主要为采矿用地和裸土地等，评价区域涉及永久基本农田，但不占用农田。工程区周边 5km 范围内无地表水分布，无长期居住人群。本工程在管线就近接入阀组或已建管线，注意避让有植被区域，尽量减少对植被的生态扰动；本工程运营期废气主要为油气开采过程中排放的无组织挥发烃类，对大气污染物浓度贡献值小，且工程区地域空旷，项目实施后不会对周围环境产生明显影响；废水不外排，固体废物能够实现妥善处置，综上所述，本工程建成后所在区域的环境功能不会发生改变，无重大环境制约因素，对环境的影响属可接受的范围，项目的选址从环保角度认为可行。

(5) 三线一单符合性判定结论

根据《新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案》（新政发〔2021〕18号）、《吐鲁番市“三线一单”生态环境分区管控方案方案》（吐政办〔2021〕24号）及 2023 年动态更新成果，本工程位于鄯善县地下水开采重点管控单元（环境管控单元编码：ZH65042120007），不涉及生态保护红线。本工程建设满足区域生态环境准入清单要求和一般管控单元的空间布局约束、污染物排放管控、环境风险防控和资源利用效率的要求，符合“三线一单”要求。

根据《关于印发新疆维吾尔自治区 28 个国家重点生态功能区县（市）产业准入负面清单（试行）的通知》（新发改规划〔2017〕89号）和《关于印发新疆维吾尔自治区 17 个新增纳入国家重点生态功能区县（市）产业准入负面清单（试行）的通知》（新发改规划〔2017〕1796号）文规定，本工程不在国家重点生态功能区县（市）产业准入负面清单之列，符合“三线一单”要求。

本工程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、环保规划及矿产资源开发相关规划，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

本工程为油气开采项目，环境影响主要来源于施工期的井场建设等过程，运营期的采油、井下作业等各工艺过程。环境影响包括施工期和运营期污染物排放造成的环境污染和占地及施工造成的生态影响。根据现状调查，本工程不涉及自然保护区、风景名胜区、水源保护区等敏感区，主要环境敏感保护目标

为评价范围内基本农田。重点关注施工过程的各项污染物产生以及可能发生的风险对区域环境产生的影响、施工过程中产生的生态环境问题以及生态恢复措施；施工过程中产生的扬尘、施工机械及运输车辆产生的燃油废气、生活污水、施工废料、生活垃圾、废油和含油废弃物等；运营期集输过程无组织排放烃类、硫化氢污染物、井下作业废水、采出水、落地油、清管废渣、废润滑油、废防渗材料、废压裂液、废酸化液、废洗井液等对环境产生的影响。

(1) 环境空气

本工程施工期对空气环境的影响主要是施工活动产生的扬尘、施工机械及运输车辆产生的燃油废气对环境空气产生的短期影响；运营期对空气环境的影响主要为集输过程无组织挥发烃类排放至大气环境，对其产生的影响。

(2) 水环境

本工程评价区内无地表水体。施工期钻井过程中产生的钻井废水与钻井泥浆、岩屑一同进入不落地系统进行分离处理，分离后的液相回用于钻井液配制，不外排；生活污水排入防渗收集池，定期拉运至鲁克沁生活基地污水处理站处理；酸化压裂废水在酸化压裂作业结束后返排的压裂废水收集在酸液罐内，收集至玉东废液池后，经鲁中联合站污水处理系统处理达标后回注，不外排。

本工程运营期在正常情况下，井下作业废水收集至玉东废液池后，经鲁中联合站污水处理系统处理达标后回注，不外排；油水分离产生的含油污水等废水均依托鲁中联合站和玉北脱水站处理采出水处理系统处理达标后回注，不外排。可能对水产生影响的主要为管线泄漏或井喷等事故状况下，含油污水进入水环境对其产生污染影响。

(3) 声环境

本工程施工期对声环境的影响主要为施工机械、车辆运行产生的噪声对周围声环境产生的影响，运营期对声环境的影响主要为井场生产设备运行产生的噪声对周围声环境产生的影响。

(4) 土壤环境

投产前地面工程建设、管道建设时对土壤环境的扰动影响。项目施工期和运营期产生的落地油、含油污水等污染物在风险事故状况下可能对土壤环境造成污染影响。

(5) 生态环境

本工程井场施工、管道铺设发生的永久和临时占地，以及因机械设备、车辆的碾压、人员的践踏等活动将会对地表植被造成一定程度的破坏。临时占地暂时改变了土地利用形式，使区域的生产能力受到暂时性影响。

(6) 固体废物

本工程施工期产生的固体废物（钻井泥浆、钻井岩屑、生活垃圾、施工废料、废烧碱包装袋、废机油、废防渗材料）及运营期产生的固体废弃物（含油污泥、落地原油、清管废渣、废润滑油、废防渗材料）对环境的影响。

(7) 环境风险

本工程的主要环境风险是原油泄漏对区域内的大气环境、地下水环境、土壤环境、生态环境具有潜在危害性。

1.5 环境影响评价的主要结论

本工程属于《产业结构调整指导目录（2024 年本）》，“七、石油天然气”中的“1.常规石油、天然气勘探与开采”属鼓励类项目，项目建设符合国家产业政策；符合《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》、《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》、《石油天然气开采业污染防治技术政策》等法规和政策要求；符合《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》、《新疆生态环境保护“十四五”规划》、《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》等要求；项目不涉及国家公园、自然保护区、风景名胜区等环境敏感区域，项目评价范围涉及永久基本农田，但不占用，施工过程需严格控制施工作业带范围，严格按照报告中提出的措施施工；项目符合“三线一单”要求；建设单位按照《环境影响评价公众参与办法》，在本工程环评过程中开展了公众参与调查，至信息公告的截止日期没有收到相关反馈信息。

本工程符合国家产业政策和新疆经济发展规划，符合新疆及吐鲁番市“三线一单”要求，公众认同性较好。只要在建设和运营过程中认真落实各项污染防治措施、生态修复措施、风险防范措施及应急措施，各项污染物均能够做到达标排放，其生态破坏可降至最低，环境风险可以接受，从环境保护角度看，本工程选址合理，建设是可行的。

2.总则

2.1 评价目的与原则

2.1.1 评价目的

(1) 通过实地调查与现状监测，了解工程区的自然环境、自然资源及土地利用情况，掌握油田所在区域的环境质量和生态环境现状。

(2) 通过工程分析，明确本工程施工期、运营期和退役期主要污染源、污染物种类、排放强度，分析环境污染的影响特征，预测和评价本工程施工期、运营期及退役期对环境的影响程度，并提出采取的污染防治和生态保护措施。

(3) 对油田开发过程中拟采取的环境保护措施进行论证，提出油田开发建设施工期、运营期和退役期污染防治措施及生态保护措施对策及建议。

(4) 评价本工程对国家产业政策、区域总体发展规划、环境保护规划、清洁生产、达标排放和污染物排放总量控制的符合性。

(5) 分析本工程可能存在的事故隐患，预测风险事故可能产生的环境影响程度，提出环境风险防范措施。

通过上述评价，论证工程在环境方面的可行性，给出环境影响评价结论，为本工程的设计、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

突出环境影响评价的源头预防作用，坚持保护和改善环境质量。

(1) 依法评价

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

(2) 科学评价

规范环境影响评价方法，科学分析项目建设对环境质量的影响。

(3) 突出重点

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

2.2 编制依据

2.2.1 法律法规与条例

国家和地方法律法规一览表见表 2.2-1。

表 2.2-1 国家和地方法律法规一览表

序号	依据名称	会议、主席令、文号	实施时间
一	环境保护相关法律		
1	中华人民共和国环境保护法（2014 年修订）	12 届人大第 8 次会议	2015-01-01
2	中华人民共和国环境影响评价法（2018 年修正）	13 届人大第 7 次会议	2018-12-29
3	中华人民共和国大气污染防治法（2018 年修正）	13 届人大第 6 次会议	2018-10-26
4	中华人民共和国水污染防治法（2017 年修正）	12 届人大第 28 次会议	2017-06-27
5	中华人民共和国噪声污染防治法（2021 年修正）	13 届人大第 32 次会议	2022-06-05
6	中华人民共和国固体废物污染环境防治法（2020 年修订）	13 届人大第 17 次会议	2020-09-01
7	中华人民共和国水法（2016 年修正）	12 届人大第 21 次会议	2016-07-02
8	中华人民共和国水土保持法（2010 年修订）	11 届人大第 18 次会议	2011-03-01
9	中华人民共和国清洁生产促进法（2012 年修正）	11 届人大第 25 次会议	2012-07-01
10	中华人民共和国节约能源法（2016 年修正）	12 届人大第 21 次会议	2016-07-02
11	中华人民共和国土地管理法（2019 年修订）	13 届人大第 12 次会议	2020-01-01
12	中华人民共和国防洪法（2016 年修正）	12 届人大第 21 次会议	2016-07-02
13	中华人民共和国草原法（2021 年修正）	13 届人大第 28 次会议	2021-04-29
14	中华人民共和国野生动物保护法（2023 年修正）	13 届人大第 38 次会议	2023-05-01
15	中华人民共和国石油天然气管道保护法	11 届人大 15 次会议	2010-10-01
16	中华人民共和国突发事件应对法（2024 年修订）	14 届人大第 10 次会议	2024-06-28
17	中华人民共和国防沙治沙法（2018 年修正）	13 届人大第 6 次会议	2018-10-26
18	中华人民共和国土壤污染防治法	15 届人大第 5 次会议	2019-01-01
19	中华人民共和国安全生产法（2021 年修正）	13 届人大第 29 次会议	2021-09-01
20	中华人民共和国矿产资源法（2024 年修正）	14 届人大第 12 次会议	2025-07-01
二	行政法规与国务院发布的规范性文件		
1	建设项目环境保护管理条例（2017 年修正）	国务院令 682 号	2017-10-01
2	中华人民共和国野生植物保护条例（2017 年修正）	国务院令 687 号	2017-10-07
3	危险化学品安全管理条例（2013 年修正）	国务院令 645 号	2013-12-07
4	中华人民共和国土地管理法实施条例（2021 年修订）	国务院令 743 号	2021-09-01
5	国务院关于加强环境保护重点工作的意见	国发〔2012〕35 号	2011-10-17
6	国务院关于印发大气污染防治行动计划的通知	国发〔2013〕37 号	2013-09-10

鲁克沁油田超深稠油压舱石工程 2025 年实施方案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
7	国务院关于印发水污染防治行动计划的通知	国发〔2015〕17号	2015-04-02
8	国务院关于印发土壤污染防治行动计划的通知	国发〔2016〕31号	2016-05-28
9	国务院关于印发《空气质量持续改善行动计划》的通知	国发〔2023〕24号	2023-12-07
10	突发事件应急预案管理办法	国办发〔2024〕5号	2024-01-31
11	中共中央国务院关于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
12	中华人民共和国陆生野生动物保护实施条例（2016年修正）	国务院令 第666号	2016-02-06
13	排污许可管理条例	国务院令 第736号	2021-03-01
14	中华人民共和国土地管理法实施条例（2021年修订）	国务院令 第743号	2021-09-01
15	生态保护补偿条例	国务院令 第779号	2024-04-06
16	中共中央国务院关于深入打好污染防治攻坚战的意见	国务院〔2021〕32号	2021-11-02
17	地下水管理条例	国务院令 第748号	2021-12-01
18	中共中央办公厅国务院办公厅关于加强生态环境分区管控的意见	新华社北京3月17日电	2024-03-06
19	国务院关于印发《2024-2025年节能降碳行动方案》的通知	国发〔2024〕12号	2024-05-23
三 部门规章与部门发布的规范性文件			
1	环境影响评价公众参与办法	生态环境部令 第4号	2019-01-01
2	国家危险废物名录（2021年版）	生态环境部令 第15号	2020-11-25
3	建设项目环境影响评价分类管理名录（2021年版）	生态环境部令 第16号	2021-01-01
4	产业结构调整指导目录（2024年本）	国家发展和改革委员会令 第7号	2024-02-01
5	关于进一步加强环境影响评价管理防范环境风险的通知	环发〔2012〕77号	2012-07-03
6	关于加强西部地区环境影响评价工作的通知	环发〔2011〕150号	2011-12-29
7	关于切实加强风险防范严格环境影响评价管理的通知	环发〔2012〕98号	2012-08-07
8	关于加强国家重点生态功能区环境保护和管理的意见	环发〔2013〕16号	2013-01-22
9	关于印发《企业事业单位突发环境事件应急预案备案管理办法（试行）》的通知	环发〔2015〕4号	2015-01-08
10	关于以改善环境质量为核心加强环境影响评价管理的通知	环环评〔2016〕150号	2016-10-27
11	关于强化建设项目环境影响评价事中事后监管的实施意见	环环评〔2018〕11号	2018-01-25
12	关于印发地下水污染防治实施方案的通知	环土壤〔2019〕25号	2019-03-28
13	关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知	环办环评函〔2019〕910号	2019-12-13
14	关于印发<生态保护红线划定指南>的通知	环办生态〔2017〕48号	2017-05-27
15	石油天然气开采业污染防治技术政策	环保部公告 2012年第18号	2012-03-17
16	关于做好沙区开发建设项目环评中防沙治沙内容评价工作的意见	林沙发〔2013〕136号	2013-09-01

鲁克沁油田超深稠油压舱石工程 2025 年实施方案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
17	危险废物转移管理办法	生态环境部 公安部 交通运输部 23 号令	2021-11-30
18	建设项目危险废物环境影响评价技术指南	生态环境部公告 2017 年 第 43 号	2017-10-01
19	固体废物分类与代码目录	生态环境部公告 2024 年 第 4 号	2024-01-19
20	危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采	生态环境部公告 2021 年 第 74 号	2021-12-21
21	危险废物排除管理清单（2021 年版）	生态环境部公告 2021 年 第 66 号	2021-12-03
22	挥发性有机物（VOCs）污染防治技术政策	生态环境部公告 2013 年 第 31 号	2013-05-24
23	关于加快解决当前挥发性有机物治理突出问题的通知	环大气（2021）65 号	2021-08-04
24	石油和天然气开采行业清洁生产评价体系指标（试行）	国家发改委公告 2009 年 第 3 号	2009-02-19
25	国家重点保护野生植物名录（2021 年）	国家林业和草原局 农业农村部公告 2021 年 第 15 号	2021-09-07
26	国家重点保护野生动物名录	国家林业和草原局 农业农村部公告 2021 年 第 3 号	2021-02-05
27	关于印发《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
28	关于发布《建设项目竣工环境保护验收暂行办法》的公告	国环规环评（2017）4 号	2017-11-20
29	突发事件应急预案管理办法	国办发（2024）5 号	2024-01-31
30	关于规范临时用地管理的通知	自然资规（2021）2 号	2021-11-04
31	关于印发《“十四五”噪声污染防治行动计划》的通知	环大气（2023）1 号	2023-01-03
32	关于印发《生态环境分区管控管理暂行规定》的通知	环环评（2024）41 号	2024-07-06
四 地方法规及通知			
1	新疆维吾尔自治区环境保护条例（2018 年修正）	自治区 13 届人大第 6 次会议	2018-09-21
2	新疆维吾尔自治区野生植物保护条例（2018 年修正）	自治区 13 届人大第 6 次会议	2018-09-21
3	新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例（2018 年修正）	自治区 13 届人大第 6 次会议	2018-09-21
4	新疆维吾尔自治区大气污染防治条例	自治区 13 届人大第 7 次会议	2019-01-01
5	新疆维吾尔自治区地下水资源管理条例（2017 年修订）	自治区 12 届人大第 29 次会议	2017-07-01
6	关于发布《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》的公告	生态环境部公告 2021 年 第 24 号	2021-06-11

鲁克沁油田超深稠油压舱石工程 2025 年实施方案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
7	新疆国家重点保护野生植物名录	新林护字（2022）8号	2022-03-09
8	新疆国家重点保护野生动物名录	自治区林业和草原局与 农业农村厅 2021 年修 订	2021-07-28
9	新疆维吾尔自治区重点保护野生动物名录（修订）	新政发（2022）75号	2022-09-18
10	新疆维吾尔自治区重点保护植物名录（2023 修订）	新政发（2023）63号	2023-12-29
11	新疆生态功能区划	新政函（2005）96号	2005-07-14
12	关于印发新疆维吾尔自治区大气污染防治行动计划实施方案的通知	新政发（2014）35号	2014-04-17
13	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
14	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
15	转发《关于强化建设项目环境影响评价事中事后监管的实施意见》	新环办发（2018）80号	2018-03-27
16	关于进一步加强和规范油气田开发项目环境保护管理工作的通知	新环发（2018）133号	2018-09-06
17	关于含油污泥处置有关事宜的通知	新环办发（2018）20号	2018-12-20
18	自治区党委、自治区人民政府印发《关于全面加强生态环境保护坚决打好污染防治攻坚战实施方案》的通知	新党发（2018）23号	2018-09-04
19	关于印发《新疆维吾尔自治区重点行业生态环境准入条件（2024年）》的通知	新环环评发（2024）93号	2024-06-13
20	转发《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》的通知	新环评价发（2020）142号	2020-07-29
21	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
22	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
23	新疆维吾尔自治区实施<中华人民共和国水土保持法>办法	2013年7月31日修订	2013-10-01
24	新疆维吾尔自治区主体功能区规划	自治区发展和改革委员会	2012-10
25	关于印发《新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案》的通知	新政发（2021）18号	2021-02-21
26	关于印发《新疆维吾尔自治区七大片区“三线一单”生态环境分区管控要求》（2021年版）的通知	新环环评发（2021）162号	2021-07-26
27	关于印发《吐鲁番市“三线一单”生态环境分区管控方案》的通知	吐政办（2021）24号	2021-07-10
28	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
29	关于加强和改进永久基本农田保护工作的通知	自然资规（2019）1号	2019-01-03

2.2.2 环评有关技术规定

环评有关技术规定见表 2.2-2。

表 2.2-2 环评技术导则规范依据一览表

序号	依据名称	标准号	实施时间
1	建设项目环境影响评价技术导则 总纲	HJ2.1-2016	2017-01-01
2	环境影响评价技术导则 大气环境	HJ2.2-2018	2018-12-01
3	环境影响评价技术导则 地表水环境	HJ2.3-2018	2019-03-01
4	环境影响评价技术导则 声环境	HJ2.4-2021	2022-07-01
5	环境影响评价技术导则 生态影响	HJ19-2022	2022-07-01
6	环境影响评价技术导则 地下水环境	HJ610-2016	2016-01-07
7	环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目	HJ349-2023	2024-01-01
8	建设项目环境风险评价技术导则	HJ169-2018	2019-03-01
9	环境影响评价技术导则 土壤影响（试行）	HJ964-2018	2019-07-01
10	水土保持综合治理技术规范	GB/T16453.1~6-2008	2009-02-01
11	开发建设项目水土保持技术规范	GB50433-2008	2008-07-01
12	危险化学品重大危险源辨识	GB18218-2018	2018-11-19
13	危险废物收集 贮存 运输技术规范	HJ 2025-2012	2013-03-01
14	石油天然气工业健康、安全与环境管理体系	SY/T6276-2014	2015-03-01
15	石油化工企业环境保护设计规范	SH/T3024-2017	2018-01-01
16	危险废物贮存污染控制标准	GB18597-2023	2023-02-03
17	油气田含油污泥综合利用污染控制要求	DB 65/T 3998-2017	2017-05-30
18	碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法	SY/T5329-2022	2022-11-04
19	陆上石油天然气开采含油污泥资源化综合利用及污染控制技术要求	SY/T301-2016	2017-05-01
20	陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范	DZ/T0317-2018	2018-10-01
21	油田注水工程设计规范	GB50391-2014	2015-05-01
22	石油天然气工业套管和油管的维护和使用	GB/T 17745-2011	2011-10-01
23	石油化工工程防渗技术规范	GB/T 50934	2014-06-01
24	油田注水工程施工技术规范	SY/T 4122-2020	2021-02-01
25	陆上石油天然气生产环境保护推荐作法	SY/T6628-2005	2005-11-01
26	废弃井及长停井处置指南	SY/T6646-2017	2018-03-01
27	生物多样性观测技术导则	HJ710.1~13-2014	2015-01-01
28	污染源源强核算技术指南 准则	HJ884-2018	2018-03-17
29	排污单位自行监测技术指南 陆上石油天然气开采工业	HJ1248-2022	2022-07-01

2.2.3 相关文件和技术资料

(1)鲁克沁油田超深稠油压舱石工程 2025 年实施方案建设项目环境影响评价委托书，中国石油天然气股份有限公司吐哈油田分公司鲁克沁采油管理区；

(2) 鲁克沁深层稠油压舱石工程 2025 年开发实施方案，中国石油天然气股份有限公司吐哈油田分公司鲁克沁采油管理区。

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

本工程主要包括钻井、井场地面工程、原油开采、集输工程等作业内容，对环境的影响主要表现在施工期和运营期。施工期以钻井、井场地面过程、集输管线等工程建设过程中造成的生态影响为主，运营期以原油开采、集输过程中产生的污染为主。环境影响因素识别详见表 2.3-1。

表 2.3-1 影响因素识别

影响 因素	施工期					运营期					退役期		生态影响
	生态影响	废气	废水	固体废物	噪声	废气	废水	固体废物	噪声	环境风险	废气	固体废物	
环境 因素	钻前工程和管线工程地表扰动、植被破坏等	施工机械和车辆施工扬尘、发电机柴油燃烧非甲烷总烃等废气	钻井废水、试压废水、压裂返排液、酸化废液等废水、生活污水；	钻井岩屑泥浆、施工废料、生活垃圾、废机油、工程弃土	施工机械和车辆噪声	无组织废气（挥发性有机物等）	采出水、井下作业废液、生活污水等污（废）水	油泥砂、清管废渣、井下作业固废、废防渗膜、生活垃圾等	井场设备和井下作业噪声	石油危险物质泄漏，以及火灾、爆炸、井喷等事故引发的伴生/次生污染物	构筑物拆卸扬尘	地面设施拆除、井场清理等环节产生的废弃管道和设备、建筑垃圾等	土地复垦
地表水	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○
地下水	○	○	+	+	○	○	++	++	○	+	○	+	+
大气环境	○	+	○	+	○	++	○	+	○	+	+	+	○
声环境	○	○	○	○	+	○	○	○	++	+	○	○	○
土壤环境	++	+	+	+	○	+	+	+	○	++	+	+	+
陆生动物	++	+	○	+	+	++	○	+	+	+	+	+	+
水栖动物													
陆生植被	++	+	+	+	○	+	○	+	○	++	+	+	+
水生植被													
水土流失	++	+	+	+	○	+	○	+	○	++	+	+	+
生态敏感区													

注：○：无影响；+：短期不利影响；++：长期不利影响。

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

	时期	大气	地表水	地下水	土壤	生态	噪声
钻前工程	施工期	颗粒物	/	耗氧量、氨氮、石油类等	/	地表扰动面积及类型、生态系统完整性	/
钻井工程	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（L _d 、L _n ）
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 、NMHC	/		/	土壤肥力或林地立地条件、生物多样性、生态系统完整性等	昼、夜间等效声级（L _d 、L _n ）
油气处理工程	施工期	/	/	/	/	/	/
	运营期	/	/	/	/	/	/

2.4 环境功能区划及评价标准

2.4.1 环境功能区划

2.4.1.1 环境空气

本工程所在地位于新疆维吾尔自治区吐鲁番市鄯善县境内，位于鲁克沁油田内，属于油气勘探开发区域，按照《环境空气质量标准》（GB3095-2012）及其修改单的规定，该区域的环境空气质量功能区划属于二类功能区。

2.4.1.2 水环境

项目所在区域内无地表水体。

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

2.4.1.3 声环境

本工程开发建设的噪声影响仅在施工期较大，进入生产期后，整个开发建设区噪声源相对较少，主要集中在井场、阀组间，且噪声影响范围内无固定人群居住，根据《声环境质量标准》（GB3096-2008）的有关要求，执行 2 类声环境功能区要求。

2.4.1.4 生态环境

根据《新疆生态功能区划》（2005 版），工程区属于本工程评价区属于吐鲁番盆地绿洲特色农业与旅游生态功能区。

2.4.2 环境质量标准

2.4.2.1 环境空气

大气常规污染物（SO₂、NO₂、PM_{2.5}、PM₁₀、CO、O₃）执行《环境空气质量标准》（GB3095-2012）的二级标准，对于其中未作出规定的非甲烷总烃执行《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）详解中确定的浓度限值 2.0mg/m³，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。其主要评价指标见

表 2.4-1。

表 2.4-1 环境空气质量标准

序号	评价因子	标准限值 $\mu\text{g}/\text{m}^3$			标准来源
		年平均	日平均	1 小时平均	
1	TSP	200	300		《环境空气质量标准》（GB3095-2012） 二级标准
2	SO ₂	60	150	500	
3	NO ₂	40	80	200	
4	PM _{2.5}	35	75	/	
5	PM ₁₀	70	150	/	
6	CO	/	4000	10000	
7	O ₃	/	160	200	
8	非甲烷总烃	/	/	2000	参考《大气污染物综合排放标准详解》
9	H ₂ S	/	/	10	参考执行《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 中的 1h 平均浓度限值

2.4.2.2 水环境

本工程评价范围内无天然地表水体。

本工程位于新疆维吾尔自治区吐鲁番市鄯善县境内。根据《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中地下水分类标准，该区域地下水划分为III类功能区。

本工程石油类参照《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类标准具体标准值见表 2.4-2。

表 2.4-2 地下水质量标准值 单位：mg/L, pH 等除外

序号	项目	标准限值	序号	项目	标准限值
1	pH（无量纲）	6.5~8.5	20	总大肠菌群（MPN/100mL）	≤3.0
2	色（度）	≤15	21	细菌总数（CFU/mL）	≤100
3	嗅和味	无	22	氰化物	≤0.05
4	肉眼可见物	无	23	亚硝酸盐氮	≤1.0
5	总硬度	≤450	24	硝酸盐（以氮计）	≤20
6	溶解性总固体	≤1000	25	氟化物	≤1.0
7	硫酸盐	≤250	26	碘化物	≤0.08
8	氯化物	≤250	27	汞	≤0.001
9	铁	≤0.3	28	砷	≤0.01
10	锰	≤0.10	29	硒	≤0.01
11	铜	≤1.00	30	镉	≤0.005
12	锌	≤1.00	31	六价铬	≤0.05

13	铝	≤0.20	32	铅	≤0.01
14	挥发酚	≤0.002	33	三氯甲烷	≤0.06
15	阴离子表面活性剂	≤0.3	34	四氯化碳	≤0.002
16	耗氧量	≤3.0	35	苯	≤0.01
17	氨氮	≤0.50	36	甲苯	≤0.7
18	硫化物	≤0.02	37	石油类	≤0.05
19	钠	≤200			

2.4.2.3 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 60 dB(A)，夜间 50dB(A)。

2.4.2.4 土壤环境

工程区内土壤环境质量执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地风险筛选值，见表 2.4-3。占地范围外土壤参照执行《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）表 1 筛选值标准，见表 2.4-4。

表 2.4-3 《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	砷	mg/kg	60	24	1,2,3-三氯丙烷	mg/kg	0.5
2	镉	mg/kg	65	25	氯乙烯	mg/kg	0.43
3	铬（六价）	mg/kg	5.7	26	苯	mg/kg	4
4	铜	mg/kg	18000	27	氯苯	mg/kg	270
5	铅	mg/kg	800	28	1,2-二氯苯	mg/kg	560
6	汞	mg/kg	38	29	1,4-二氯苯	mg/kg	20
7	镍	mg/kg	900	30	乙苯	mg/kg	28
8	四氯化碳	mg/kg	2.8	31	苯乙烯	mg/kg	1290
9	氯仿	mg/kg	0.9	32	甲苯	mg/kg	1200
10	氯甲烷	mg/kg	37	33	间二甲苯+对二甲苯	mg/kg	570
11	1,1-二氯乙烷	mg/kg	9	34	邻二甲苯	mg/kg	640
12	1,2-二氯乙烷	mg/kg	5	35	硝基苯	mg/kg	76
13	1,1-二氯乙烯	mg/kg	66	36	苯胺	mg/kg	260
14	顺 1,2-二氯乙烯	mg/kg	596	37	2-氯酚	mg/kg	2256
15	反-1,2-二氯乙烯	mg/kg	54	38	苯并（a）蒽	mg/kg	15
16	二氯甲烷	mg/kg	616	39	苯并（a）芘	mg/kg	1.5
17	1,2-二氯乙烷	mg/kg	5	40	苯并（b）荧蒽	mg/kg	15
18	1,1,1,2-四氯乙烷	mg/kg	10	41	苯并（k）荧蒽	mg/kg	151
19	1,1,2,2-四氯乙烷	mg/kg	6.8	42	蒽	mg/kg	1293

20	四氯乙烯	mg/kg	53	43	二苯并 (a、h) 蒽	mg/kg	1.5
21	1,1,1-三氯乙烷	mg/kg	840	44	茚并 (1、2、3-cd) 芘	mg/kg	15
22	1,1,2-三氯乙烷	mg/kg	2.8	45	萘	mg/kg	70
23	三氯乙烯	mg/kg	2.8	46	石油烃	mg/kg	4500

表 2.4-4 《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	项目	单位	风险筛选值 (pH>7.5)
1	砷	mg/kg	25
2	镉	mg/kg	0.6
3	铜	mg/kg	100
4	铅	mg/kg	170
5	汞	mg/kg	3.4
6	镍	mg/kg	190
7	铬	mg/kg	250
8	锌	mg/kg	300

2.4.3 污染物排放标准

2.4.3.1 废气

本工程施工期及退役期无组织排放扬尘执行《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996) 中的新污染源无组织排放监控浓度限值。

原油开采过程中井场边界无组织非甲烷总烃排放执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020) 中企业边界污染物控制要求。具体标准限值要求见表 2.4-5。

表 2.4-5 大气污染物排放标准

污染物	浓度限值 (mg/m ³)	标准来源
颗粒物	1.0	《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996)
NMHC (厂界外)	4.0	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)

2.4.3.2 废水

按照《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》(环办环评函〔2019〕910号) 规定: 在相关行业污染物标准发布前, 回注的开采废水应当经处理并符合《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》等相关标准要求回注, 同步采取切实可行措施防治污染。

项目运营期产生的采出水依托玉北脱水站和路中联合站处理达标后回注地层, 不向外环境排放。根据《中国石油吐哈油田分公司鲁克沁采油管理区环境

影响后评价报告书》（新环环评函〔2024〕42号）回注水执行《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）中储层空气渗透率 $>0.05\text{-}\leq 0.5\mu\text{m}^2$ 的标准，标准值详见表 2.4-6。

表 2.4-6 《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）

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

2.4.3.3 噪声

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

表 2.4-7 环境噪声排放标准

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

2.4.3.4 固体废物

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）要求及《关于含油污泥处置有关事宜的通知》（新环办发〔2018〕20号）要求；钻井固体废物执行《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T 3997-2017）要求。一般工业固体废物贮存执行《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB 18599-2020）；危险废物鉴别执行《危险废物鉴别标准》（GB5085.1-2007），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》、《危险废物收集贮存运输技术规范》（HJ2025-2012）进行监督和管理，同步执行《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）要求。生活垃圾执行《生活垃圾填埋污染控制标准》（GB16889-2024）。

2.5 评价等级和评价范围

2.5.1 环境空气评价等级和评价范围

2.5.1.1 评价等级

本工程运营期废气排放物主要为井场无组织排放非甲烷总烃。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，选取非甲烷总烃 (NMHC) 为评价因子核算，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 2.5-1。

表 2.5-1 评价工作等级

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

估算模式所用参数见表 2.5-2。

表 2.5-2 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/ $^{\circ}\text{C}$		42

最低环境温度/°C		-30.9
土地利用类型		沙漠化荒地
区域湿度条件		干燥
是否考虑地形	考虑地形	<input checked="" type="checkbox"/> 是 <input type="checkbox"/> 否
	地形数据分辨率 (m)	90
是否考虑海岸线熏烟	考虑海岸线熏烟	<input type="checkbox"/> 是 <input checked="" type="checkbox"/> 否
	岸线距离/km	/
	岸线方向/°	/

表 2.5-3 主要废气污染源源强一览表

污染源名称	面源起点坐标/m		海拔高度 (m)	矩形面源		与正北向夹角 /°	面源有效排放高度(m)	年排放小时数 (h)	排放工况	污染物排放速率 (t/a)
	x	y		长度 (m)	宽度 (m)					NMHC
玉东 401-5001 井无组织	89.73565032	42.82533835	10	30	40	0	6	8760	正常排放	0.067
玉东平 3c 井无组织	89.74160268	42.80545358	-10	30	40	0	6	8760	正常排放	0.067
7 号掺稀阀组间	89.73406485	42.82248075	3	41	16	0	6	8760	正常排放	0.059
4 号掺稀阀组间	89.74975795	42.81617113	6	41	16	0	6	8760	正常排放	0.059
4 号掺稀阀组间外	89.74933146	42.81464459	4	41	16	0	6	8760	正常排放	0.059
玉东 204 注入站外	89.74149860	42.81925752	3	41	16	0	6	8760	正常排放	0.059

估算结果详见表 2.5-4。

表 2.5-4 Pmax 及 D10%预测及计算结果一览表

序号	污染源名称	评价因子	C _i (μg/m ³)	评价标准 (μg/m ³)	P _{max} (%)	最大浓度出现距离 (m)	D10% (m)
1	玉东 401-5001 井无组织	非甲烷总烃	3.4268	2000	0.17	25	/
2	玉东平 3c 井无组织	非甲烷总烃	3.4268	2000	0.17	25	/

3	7号掺稀 阀组间	非甲烷 总烃	4.4096	2000	0.22	25	/
4	4号掺稀 阀组间	非甲烷 总烃	4.4096	2000	0.22	25	/
5	4号掺稀 阀组间外	非甲烷 总烃	4.4096	2000	0.22	25	/
6	玉东204 注入站外	非甲烷 总烃	4.4096	2000	0.22	25	/

2.5.1.2 评价范围

根据上述计算结果，本工程无组织废气污染物 $P_{max}=0.022\% < 1\%$ ，根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）中评价工作分级判据，本工程大气环境影响评价工作等级为三级。

根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）的规定，三级评价项目不需设置大气环境影响评价范围。

2.5.2 地表水环境评价等级和评价范围

2.5.2.1 评价等级

按照《环境影响评价技术导则 地表水环境》（HJ2.3-2018），项目属于水污染影响型建设项目。工程区内无地表水体，在油田正常开采程中，本工程产生的含油污水、井下作业废水不外排，不与周边地表水体发生水力联系，项目地表水环境影响评价等级为三级 B。

2.5.2.2 评价范围

项目运营阶段正常情况无废水排放，本次地表水环境影响评价重点论证项目废水综合利用不外排的可行性和可靠性。

2.5.3 地下水环境评价等级和评价范围

2.5.3.1 评价等级

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）中附录 A 地下水环境影响评价行业分类表（表 2.5-5），本工程属石油、天然气开采项目，为 I 类项目，单井采油管线、集油干支线为 II 类建设项目，评价范围内不存在集中式饮用水水源和分散式饮用水水源地，且工程区不位于集中式饮用水水源

的补给径流区，区域地下水划分为不敏感，依据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）中的地下水环境敏感程度分级表及建设项目评价工作等级分级表（表 2.5-6、表 2.5-7），确定本工程采油井、回注井、阀组间地下水评价等级为二级，单井采油管线地下水评价等级为三级。

表 2.5-5 地下水环境影响评价行业分类表

环评类别	行业类别	报告书	报告表	地下水环境影响评价项目类别	
				报告书	报告表
F	石油、天然气				
	37、石油开采	全部	/	I 类	

表 2.5-6 地下水环境敏感程度分级

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

表 2.5-7 地下水环境影响评价工作等级划分

项目类别	I 类项目	II 类项目	III 类项目
敏感	一	一	二
较敏感	一	二	三
不敏感	二	三	三

2.5.3.2 评价范围

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016），采用查表法确定地下水评价范围。各井场、阀组间地下水流向上游 1km，下游 2km，两侧外扩 1km 的矩形区域，管线边界两侧向外延伸 200m 范围。评价范围见图 2.5-1。

2.5.4 声环境影响评价等级和评价范围

2.5.4.1 评价等级

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

定为二级。

2.5.4.1 评价范围

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，一般以建设工程边界向外 200m 作为评价范围；二、三级评价范围可根据建设工程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”，根据工程特点，本次环评声环境评价范围为井场、阀组间向外扩 200m 作为评价范围。评价范围见图 2.5-1。

2.5.5 生态环境评价等级和评价范围

2.5.5.1 评价等级

根据《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022）的生态评价等级判定条件，判定过程详见表 2.5-8。根据判定可知，因此本工程生态环境影响评价工作等级确定为三级。

表 2.5-8 生态评价等级判定过程

序号	生态评价等级判定要求	本工程情况	生态影响评价等级
a	涉及国家公园、自然保护区、世界自然遗产、重要生境时，评价等级为一级；	不涉及	/
b	涉及自然公园时，评价等级为二级；	不涉及	/
c	涉及生态保护红线时，评价等级不低于二级；	不涉及	/
d	根据 HJ2.3 判断属于水文要素影响型且地表水评价等级不低于二级的建设项目，生态影响评价等级不低于二级；	不涉及	/
e	根据 HJ610、HJ964 判断地下水水位或土壤影响范围内分布有天然林、公益林、湿地等生态保护目标的建设项目，生态影响评价等级不低于二级；	不涉及	/
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；	本工程占地面积为 0.0556km ² < 20km ²	/
g	除本条 a~f 以外的情况，评价等级为三级；	/	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	/	三级

2.5.4.2 评价范围

油田开发工程具有分布面积广的特点，且基本呈点状分布，故其对环境的影响仅限于井场范围内。根据《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022），考虑油气田整体开发对生态环境的影响，确定生态环境评价范围为井场边界向

外扩展 50m 范围，管线两侧 300m 带状区域的范围。生态评价范围见图 2.5-1。

2.5.6 土壤环境评价等级和评价范围

2.5.6.1 评价等级

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境(试行)》(HJ964-2018)和《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》(HJ349-2023)以及区域监测数据，土壤pH值在 $5.5 \leq \text{pH} < 8.5$ 范围内，为无酸化或碱化土壤； $5 \leq$ 土壤盐含量 < 10 ，属于HJ964-2018 附录D.1 中重度盐化地区。拟建工程类别同时按照生态影响型项目和污染影响型项目考虑，分别判定评价等级。

①建设项目类别

根据《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》(HJ 349-2023)，拟建工程采油井场属于 I 类项目，油类和废水等输送管线属于 II 类项目。

②占地规模

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境(试行)》(HJ964-2018)中“建设项目占地规模分为大型 ($\geq 50\text{hm}^2$)、中型 ($5 \sim 50\text{hm}^2$) 和小型 ($\leq 5\text{hm}^2$)”，本工程永久占地面积约 5.5612hm^2 ，占地规模为中型。

③建设项目敏感程度

——污染影响型

本工程井场及管线周边范围内涉及耕地（基本农田）因此，环境敏感程度为“敏感”。

——生态影响型

根据监测数据工程区土壤含盐量大于 4g/kg ，生生态影响型土壤敏感程度为“敏感”，详见表 2.5-9。

表 2.5-9 生态影响型建设项目敏感程度一览表

项目名称	土壤含盐量(g/kg)	土壤 pH 值	环境敏感程度
采油井场	$5 \leq$ 土壤盐含量 < 10	$7 < \text{pH} < 8.5$	敏感
配气配液阀组间	$5 \leq$ 土壤盐含量 < 10	$7 < \text{pH} < 8.5$	敏感
管线	$5 \leq$ 土壤盐含量 < 10	$7 < \text{pH} < 8.5$	敏感

④评价工作等级判定

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境(试行)》(HJ964-2018)，生态影响

型和污染影响型土壤环境影响评价工作等级划分见表 2.5-10 和表 2.5-11。

表 2.5-10 生态影响型土壤环境评价工作等级划分依据一览表

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

表 2.5-11 污染影响型土壤环境评价工作等级划分依据一览表

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

土壤环境污染、生态影响评价工作等级见表 2.5-12-2.5-13

表 2.5-12 土壤环境污染影响评价工作等级一览表

项目名称	项目类别	环境敏感程度	评价等级
采油井场、注水井场	I 类	不敏感	二
配气配液阀组间	I 类	不敏感	二
管线	II 类	不敏感	三

表 2.5-13 土壤环境生态影响评价工作等级一览表

项目名称	项目类别	环境敏感程度	评价等级
采油井场、注水井场	I 类	敏感	一
配气配液阀组间	I 类	敏感	一
管线	II 类	敏感	二

2.5.6.2 评价范围

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018），并结合本工程特点，考虑油田整体开发对区域的影响，确定土壤评价范围见表 2.5-14。

表 2.5-14 土壤评价范围一览表

序号	建设内容	生态影响型评价等级	调查评价范围	污染影响型评价等级	调查评价范围
1	井口、阀组区	一级	占地范围外扩 5km	一级	占地范围外扩 1km
2	管线	二级	管线两侧延伸 200m 范围	二级	管线两侧延伸 200m 范围

2.5.7 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》（HJ 169-2018）附录 B，本工程涉及的风险物质主要为原油，鲁克沁油田原油基本不含伴生气。主要风险单元为密闭集输单元。

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：q₁, q₂, ..., q_n——每种危险物质的最大存在总量，t；

Q₁, Q₂, ..., Q_n——每种危险物质的临界量，t。当 Q<1 时，该项目环境风险潜势为 I。当 Q≥1 时，将 Q 值划分为：（1）1≤Q<10；（2）10≤Q<100；（3）Q≥100。

本工程新建单井集油管线及掺稀管线共 52km，其中单井集油管线 26km，规格 DN50，掺稀管线 26km，规格 DN40，埋地敷设。原油密度以 0.9629g/cm³ 计算，稀油密度以 0.8108g/cm³ 计算。

本工程 Q 值的确定见下表。

表 2.5-15 本工程风险单元 Q 值一览表

序号	风险源	危险物质名称	CAS 号	最大存在总量 qn/t	临界量 Qn/t	该种危险物质 Q 值
1	集油管线	原油	—	49.13	2500	0.0204
2	掺稀管线	原油	—	26.48	2500	0.0105
Q 值Σ						0.4839

根据上表计算结果，本工程 Q=0.4839，Q<1，判断项目风险潜势为 I，根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018）相关要求，本次评价仅对项目可能存在的环境风险进行简单分析。不设置环境风险评价范围。

2.6 污染控制目标与环境保护目标

2.6.1 污染控制目标

根据开发建设和运营期间对环境可能造成的污染与生态破坏，确定污染控制目标如下：

(1) 控制建设项目在施工期的各种施工活动，严格控制施工作业带宽度，尽量减少对地表的扰动，做好植被恢复与水土保持工作，防止土壤沙化。

(2) 保证项目建成后，废气达标排放、废水达标回注，场界噪声达标，固废得到合理利用及无害化处置。

(3) 进一步控制各种污染物排放量，在总体上符合区域环境污染物质量控制目标以及清洁生产的要求。

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

2.6.2 环境保护目标

现场踏勘结果表明，工程区评价范围无自然保护区、森林公园、风景名胜区、水源保护区、地质公园等敏感区，除油区工作人员外没有固定集中的人群居住区，本项目 5km 范围内无坎儿井，距离最近坎儿井约 5.5km，本工程与坎儿井位置关系图详见图 2.6-1；距离新疆火焰山-葡萄沟风景名胜区约 9.6km，本工程与新疆火焰山-葡萄沟风景名胜区位置关系图详见图 2.6-2；本工程西北约 549m 处有永久基本农田，是本项目重点保护目标，本工程与永久基本农田位置关系图详见图 2.6-3。本工程评价范围内主要环境保护敏感目标见表 2.6-1~2.6-5。

表 2.6-1 地下水环境保护目标一览表

名称	与项目位置关系		供水人口(人)	井深(m)	备注	功能要求	备注
	方位	距离(m)					
区域潜水含水层及可能影响的有供水价值的承压水	--	--	--	--	--	《地下水质量标准》(GB/T14848-2017)III类	有效防范对地下水的影

表 2.6-2 大气环境环境保护目标一览表

保护目标	方位及距离	功能要求	备注
评价区大气	/	《环境空气质量标准》	不因本工程建设降低

	(GB3095-2012) 中二级标准	区域环境空气质量
--	---------------------	----------

表 2.6-3 土壤环境保护目标一览表

保护目标	方位及距离		功能要求	备注
基本农田	玉东 4-8001	西南 549m	土壤满足《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）表 1 筛选值标准，石油烃参考《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地风险筛选值	尽量减少对农作物的影响
	玉东 204-1311	西南 677m		
	玉东新 2-64C	西南 645m		
	玉东平 3C	西南 829m		
	玉东平 14	西南 590m		
	玉东 4-8102	西南 900m		
	玉东 204-1341	西南 980m		
	玉东 204-1421	西南 938m		
	玉东 204-2611	西南 924m		
	玉东 4-1511	西南 964m		
	玉东 204-2421	西南 1.01km		
	玉东 204-2061	西南 1.04km		
	玉东 204-1351	西南 1.05km		
	玉东 204-1251	西南 1.05km		
	玉东 204-1031	西南 1.06km		
	玉东 204-2041	西南 1.06km		
	玉东 4-8102	西南 902m		
	玉东 4-1701	西南 911m		
	玉东 401-1063	西南 918m		
	玉东 4-8101	西南 966m		
	玉东 4-4001	西南 972m		
	玉东 4-1201	西南 973m		
	玉东 401-5001	西南 1.29km		
	玉东 401-1062	西南 1.19km		
	玉东 204-2051	西南 1.22km		
	玉东 204-1231	西南 1.17km		
	玉东 204-1241	西南 1.17km		
	玉东 204-1011	西南 1.17km		
	玉东 204-1242	西南 1.18km		
	玉东 204-1071	西南 1.23km		
	玉东 204-1161	西南 1.23km		
	玉东 204-1151	西南 1.55km		
玉东 204-1261	西南 1.56km			
玉东 204-1021	西南 1.51km			
玉东 204-1041	西南 1.57km			
玉东 204-1271	西南 1.55km			
玉东 204-9001	西南 1.32km			
玉东 204-1371	西南 1.33km			

	玉东 204-1451	西南 1.34km		
	玉东 204-6001	西南 1.49km		
	玉东 204-1381	西南 1.59km		
	玉东 204-5001	西南 1.69km		
	玉东 204-4201	西南 1.92km		
	玉东 204-1281	西南 1.93km		
	中区 7 号掺稀阀组间	西南 642m		
	玉东 204 注入站外阀组间	西南 984m		
	中区 4 号掺稀阀组间外阀组间	西南 1.31km		
	中区 4 号掺稀阀组间	西南 1.41km		

表 2.6-4 生态保护目标一览表

环境要素	保护目标	评价范围	相对本工程位置	功能要求	保护目标特征
生态	区域野生动、植物		--	--	尽量减少因施工对植被的破坏、严禁猎杀野生动物

表 2.6-5 环境风险保护目标一览表

类别	环境敏感特征					
环境空气	井场周边 3km 范围内					
	序号	敏感目标名称	相对方位	距离/km	属性	人口数
	1	区域大气环境	—	—	—	—
大气环境敏感程度 E 值						E3
地表水	序号	接纳水体名称	水域环境功能	24h 内流经范围	与排放点距离	
	1	--	--	--	--	
	地表水环境敏感程度 E 值					--
地下水	序号	环境敏感区名称	环境敏感特征	水质目标	包气带防污性能	与厂界距离/m
	1	调查评价范围内潜水含水层	G3	III类	D1	--
	地下水环境敏感程度 E 值					E2

2.7 评价方法

本工程环境影响评价采用定量评价与定性评价相结合的方法，以量化评价为主。采用环境影响评价技术导则规定的评价方法予以分析。本次评价采用了类比法、产污系数法、排污系数法、数学模式法等。本次环境评价使用的评价方法见表 2.7-1。

表 2.7-1 评价方法一览表

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

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 区块勘探开发历程

鲁克沁油田在 2006 年以前原称吐玉克油田，2006 年更名为鲁克沁油田，鲁克沁油田于 1997 年投入试采，2000 年 8 月优选储层物性好、单井产能高的鲁 2 块投入开发，衰竭开发两年半后于 2003 年 6 月在鲁 3-7 井开展了常规注冷水试验，在试验成功的基础上，于 2005 年 10 月该块全面投入注水开发。在鲁 2 块注水开发试验成功基础上，玉东 2008 年整体投入注水开发。

2012 年 12 月，玉北 1 号构造上钻探的玉北 1 井在二叠系梧桐沟组（P2w）见到良好的油气显示，自此发现二叠系梧桐沟组油藏。2013 年完钻的开发井玉北 1-2 和玉北 1-1 井分别获得了 32.27t 和 27.36t 的高产稠油，北一区玉北 1 块进入了快速建产阶段。玉北区块获得突破后，加强了对中西区二叠系的地质认识，先后对玉 1-18 和玉东 401-2-8 井二叠系梧桐沟组进行试采，均获得了较高的产量，日产油分别为 12.93t 和 20.80t。

为了进一步扩展勘探，2013 年向北部署了玉北 6 井，9 月底完钻，10 月试油获日产 9.12m³ 的稠油，之后又先后部署了玉北 601、玉北 101 和玉北 602 等评价井，其中玉北 602 井试油获 43.3m³ 的稠油，玉北 101 井试油日产 18.1m³ 稠油，基本落实了玉北 6 块的含油面积，在此基础上编制了玉北 6 块产能建设方案，玉北 6 块成为了油田的重点产能建设区块。

在北一区发现二叠系梧桐沟组油藏的启示下，东一区也开始了二叠系油藏的探索。2013 年 4 月 24 日完钻预探井英 15 井，2013 年 5 月对 P2w3563~3573m 压裂试油获得 10.58m³/d 的工业油流，2013 年 6 月英 11 井对 P2w3578~3589m 井段重新进行试油求产获得 4.8m³/d 的工业油流，后来又相继钻探了英 1102、英 15-2、英 1103 三口井在 P2wIII 油层组均获得工业油流，其中英 1102 井对 3588~3602.4m 井段进行压裂试油获得 20.34m³/d 的工业油流，之后编制了东一区开发

方案，东一区的产能建设也拉开了序幕。

鲁克沁油田属非常规稠油油藏，已落实三级石油地质储量 2.41 亿吨，探明 1.46 亿吨，可采 2420 万吨。动用地质储量 1.25 亿吨，动用率 85.6%。

3.1.2 区块开发现状

3.1.2.1 鲁克沁采油管理区开发现状

鲁克沁采油管理区现有站场 43 座，其中一类站场 2 座（鲁中联合站和玉北脱水站）；二类站场 6 座（红连站、集中站、东一区拉油站、玉北 6 拉油站、玉北 6 注油注水站和玉西接转站）；三类站场 35 座（11 座配水间、23 座标准化阀组、16#分输阀室）。管理区未单独设置注水站，4 座注水站设置在 2 个一类站场和 2 个二类站场中。目前共有采油井 504 口，注水井 238 口，标准化计量阀组 23 座，各类生产运行场站 43 座，其中混油储罐 16 具，罐容 44800m³；稀油储罐 8 具，罐容 22400m³。压缩机、分离器、热化学脱水器、注水泵等主要设备 118 台套。

鲁克沁采油管理区现有采油井 571 口，注水井 238 口，标准化计量阀组 23 座，各类生产运行场站 43 座，其中混油储罐 16 具，罐容 44800m³；稀油储罐 8 具，罐容 22400m³。压缩机、分离器、热化学脱水器、注水泵等主要设备 118 台套。

本工程依托鲁中联合站原油处理能力 100×10⁴t/a，污水处理能力 4000m³/d；玉北脱水站设计稠油处理能力 50×10⁴t/a，采出水处理能力 3000m³/d。鲁克沁油田开发现状图见图 3.1-1。

3.1.2.2 玉东 204 区块开发现状

鲁克沁油田玉东 204 区块建有 1 座集中处理站和中区 3 个计量阀组（中区 4 号掺稀计量阀组、中区 7 号阀组、中区 8 号阀组）。

（1）集输系统现状

混油集输系统：建有集中处理站->鲁中联合站集输管线 1 根，8 号阀组->7 号阀组->玉北脱水站集输管线 1 根，7 号阀组->鲁中联合站集输管线 1 根。

掺稀系统：鲁中联合站->4 号阀组掺稀管线 1 根，4 号阀组->7 号阀组->8 号阀组掺稀管线 1 根。

（2）玉东 204 区块注水系统现状

玉东 204 区块建有两座配水间，分别为中区 4 号配水间、中区 7 号配水间，建有 1 条注水干管与 2 座配水间连接，分别为鲁中联合站-玉北脱水站间建有 2 条调水管线，可以实现处理后的采出水互调。鲁中联合站->中区 4 号配水间的注水干管线；中区 4 号配水间-中区 7 号配水间的注水管线；

玉东 204 区块开发现状图见图 3.1-2。玉东 204 区块掺稀计量阀组基本情况一览表如 3.1-1 所示。

表 3.1-1 玉东 204 区块掺稀计量阀组基本情况一览表

序号	掺稀计量阀组	阀组接头数量(个)	目前接入井数	剩余空头数(个)
1	中区 4 号掺稀计量阀组	60	53	7
2	中区 7 号阀组	42	28	14
3	中区 8 号阀组	22	21	1

表 3.1-2 玉东 204 区块配水间基本情况一览表

配水间	注水量 (m ³ /d)	注水井数 (口)	注入压力 (MPa)
4 号配水间	1680	22	27
7 号配水间	460	17	24

3.1.3 区块现状开发环境影响回顾分析

3.1.3.1 现有工程环保手续

(1) 环境影响评价及验收

玉东 204 区块现有环评手续和验收情况见表 3.1-3。

表 3.1-3 现有项目环保手续履行情况统计表

序号	项目名称	环评批复文号	竣工环保验收批复文号	备注
1	鲁克沁油田中区联合站建设项目	吐地环监管(2008)报告表006号	吐地环监管验(2009)报告表007号	包括鲁中联合站
2	鲁克沁深层稠油 50 万吨产能建设项目	新环函(2015)828号	2017 年自主验收	包括鲁中联合站
3	鲁克沁油田中区联合站污水处理装置扩建项目	新环评价函(2013)141号	新环函(2015)276号	包括鲁中联合站
4	玉北区块二叠系产能建设项目	新环函(2015)698号	2017 年自主验收	玉北脱水站
5	鲁克沁玉东新建废渣场工程	吐地环发(2014)171号	吐市环验函(2016)31号	玉东废渣场

3.1.3.2 生态环境影响回顾评价

区块开发建设对生态环境的主要影响为土地的永久/临时征用以及原有植被的破坏。从土壤环境质量现状来看，后评价布设的土壤监测点各项污染因子均满足《土壤环境质量建设用土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中筛选值第二类用地标准；区块位于鄯善县土地利用类型以戈壁为主，鲁克沁油

田总体上评价区保持原有戈壁景观。

根据《中国石油吐哈油田分公司鲁克沁采油管理区环境影响后评价报告书》（新环环评函〔2024〕42号）结论及现场调查，对工程占地进行了合理规划，施工过程中没有随意扩大占用，并在作业区布设彩带，减少了对地表扰动。永久占地范围内地表平整，并敷设戈壁土或砂砾石压实，工程完工后及时对各种施工迹地基本得到了平整、清理，迹地内植被处于自然恢复状态中；采取了一定的植被保护措施和水土保持措施。管道工程结束后，管沟均进行了回填，地表形态得到恢复；穿越的灌溉渠也针对开挖段进行了恢复加固，修建了护坡，减少了水土流失。在施工及试运营期间，没有发生捕杀野生动物的现象。

3.1.3.3 水环境影响回顾评价

施工期主要废水来源于钻井过程中产生的钻井废水、管道试压废水及少量生活污水。通过现场调查，钻井废水排入各井场的防渗泥浆池自然蒸发，钻井结束后对泥浆池进行干化填埋、平整处理；各场站生活污水经处理后排入附近的干化池，自然蒸发处理；管道清管、试压水经沉淀池处理后，用于洒水降尘；施工期生活污水、钻井废水、管道试压废水均妥善处理未对水体及周边环境造成明显影响。

油田开发过程中废水主要为采出水、生活污水、井下作业废水等。采出水及井下作业废水进入污水处理系统处理，经处理后的水质达到《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）中主要指标后经管线回注地层，不外排进入环境，未对水体及周边环境造成明显影响。

根据 2024 年 1 月鲁克沁采油管理区对回注水的例行监测数据，详见表 3.1-4。

表 3.1-4 注水泵入口水质监测数据一览表

监测点位	悬浮固体含量 (mg/L)	悬浮物颗粒直径中值 (μm)	含油量(mg/L)	平均腐蚀率 (mm/a)
鲁中联合站注水泵入口	8.33	1.21	13.9	0.198
玉北脱水站注水泵入口	1.7	1.24	2.71	0.232

由表 3.1-3 可知：鲁中联合站和玉北脱水站注水泵入口水质满足满足《碎屑

岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）中相应标准。

3.1.3.4 大气环境影响回顾评价

油田开发建设项目总体开发过程中，施工期对大气的影晌为短时、间断性的，伴随着施工期结束而消失。运营期的大气污染源主要为加热炉产生的废气和油气集输、处理及储存过程中烃类的无组织挥发。

鲁克沁油田现有的各井场原油集输基本全部实现了密闭集输工艺，采用技术质量可靠的设备、仪表控制、阀门等，在正常生产情况下尽可能地减少非甲烷总烃逸散排放。运营期锅炉、加热炉等使用天然气或电，燃气锅炉或加热炉采用低氮燃烧器，设备运行正常，排放废气中各项污染物浓度较低，各污染源所产生的污染到达其他污染源附近时基本已完全扩散，区域内的现有开发活动对大气环境质量没有造成较大影响，其影响属于可接受范围。

根据鲁中联合站加热炉例行监测结果显示，加热炉监测值满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表 1 在用锅炉大气污染物排放浓度限值，详见表 3.1-5。

表 3.1-5 声环境现状监测统计结果一览表

序号	监测位置	监测因子	监测日期	浓度范围 mg/m ³	标准值 mg/m ³	达标情况
1	真空相变加热炉	颗粒物	2024.1.24	4.5	30	达标
		SO ₂	2024.1.24	<6	100	达标
		NO _x	2024.1.24	92	400	达标

3.1.3.5 声环境影响回顾评价

油田钻井过程中所产生的噪声会对周围一定区域内造成影响，但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，随着钻井作业的结合而结束。

油田开发活动产生的噪声主要来自井口和集油处理站的加热炉、各类机泵等。根据鲁克沁油田噪声例行监测结果显示，各监测点监测值均满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类标准限值，详见表 3.1-6。

表 3.1-6 声环境现状监测统计结果一览表

序号	监测点位	监测日期	实测值	标准值	达标情况
----	------	------	-----	-----	------

1	鲁中联合站	南 1	2024.7.6	49.3	60	达标
		南 2	2024.7.6	49.8		达标
		东 1	2024.7.6	43.6		达标
		东 2	2024.7.6	40.1		达标
		北 1	2024.7.6	44.2		达标
		北 2	2024.7.6	41.0		达标
		西 1	2024.7.6	51.6		达标
		西 2	2024.7.6	47.7		达标
2	玉北脱水站	南 1	2024.7.6	52.2		达标
		南 2	2024.7.6	52.6		达标
		东 1	2024.7.6	54.3		达标
		东 2	2024.7.6	53.0		达标
		北 1	2024.7.6	50.4		达标
		北 2	2024.7.6	50.8		达标
		西 1	2024.7.6	49.8		达标
		西 2	2024.7.6	49.3		达标

3.1.3.6 固体废物环境影响回顾评价

鲁克沁钻井期产生的固体废物主要是钻井泥浆、岩屑和生活垃圾，钻井泥浆、岩屑等废弃物采用不落地装置处理，分离出的固相用于非环境敏感区油田各种内部道路铺设、井场铺垫或运至工玉东废渣场处理；含油泥砂在玉东废渣场暂存，由 10 万吨/年吐哈油田撬装化设施处置含油污泥项目处理；生活垃圾统一收集，定期清运至鲁克沁镇生活垃圾填埋场填埋。

运营期产生的固体废物主要为含油污泥和生活垃圾，含油污泥在玉东废渣场暂存，由 10 万吨/年吐哈油田撬装化设施处置含油污泥项目处理；生活垃圾统一收集，定期清运至鲁克沁镇生活垃圾填埋场填埋。

3.1.3.7 与排污许可衔接情况

从评价调查及收集资料可以看出，采油管理区基本能做到排污口规范化。固体废物、危险废物贮存场所均设置有标志牌，废气排放口、噪声排放口规范化管理较规范，废气监测口的设置、噪声排放口标志牌设置符合国家和自治区的相关要求进行规范管理，并自行开展了相关监测。

鲁克沁采油管理区东区采油中心、西区采油中心均为排污许可登记管理，目前已经取得登记管理手续 3 个，分别为：鲁中联合站（916501007189019083009

U)、鲁中输油站(916501007189019083006U)、玉北脱水站(916501007189019083004Q)。

随着国家、自治区环境管理要求的提高,鲁克沁采油管理区各采油管理区围绕 HSE 制度体系,逐步健全了环境保护法律法规汇编、建设项目环境管理、污染防治设施运行管理、固体废弃物处置利用管理、环境安全隐患治理与风险管控、环境管理依法合规情况检查与整改等环境管理档案。

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

3.1.3.8 环境管理回顾

鲁克沁采油管理区建立三级环境保护管理机构,形成了环境管理网络。鲁克沁采油管理区环境保护管理委员会及其办公室为一级管理职能机构,基层单位环境保护管理领导小组及其办公室为二级管理职能机构,班组为三级管理职能机构。采油区所属各单位及所有进入鲁克沁采油管理区的承包商必须建立健全环境保护管理职能机构,设置专(兼)职环保工作人员,有效开展工作。生产安全中心,负责采油管理区所属甲乙双方各单位生产、生活过程中的污染源、排放口、油田环境质量及其它环境管理项目的监督管理工作,为采油管理区有效的开展环保工作提供了依据。

鲁克沁采油管理区对环境保护工作实行分级管理,采油管理区环境保护管理委员会对采油管理区环境保护工作实行全面管理。采油管理区生产安全中心负责政策解释,统一协调与外部单位关系;各基层单位负责执行采油管理区的各项环保规章制度,具体负责管理本单位环境保护工作。采油管理区及所属单位的行政正职分别是本单位环境保护第一责任人,负责建立其环境保护管理委员会,领导环境保护工作。

3.1.4 现有区块污染物排放量

根据《中国石油天然气股份有限公司吐哈油田分公司鲁克沁采油管理区环境影响后评价报告书》（新环环评函〔2024〕42号）数据，鲁克沁采油管理区污染物排放情况见表 3.1-7。

表 3.1-7 主要污染物排放情况

项目	工程	污染源	污染物	产生量 (t/a)	排放量 (t/a)	主要处理措施及排放去向
废气	有组织	采暖锅炉、加热炉	SO ₂	0.08	0.08	大气
			NO _x	11.41	11.41	
	无组织废气	油气集输及处理过程的烃类挥发	非甲烷总烃	667.64	667.64	大气
废水	油井井场	井下废水	水量	10×10 ⁴	0	作业单位自带回收罐回收作业废水，运至污水处理系统处理。
	油井井场	采出水	水量	153×10 ⁴	0	采出水进入鲁中联合站污水处理系统、玉北脱水站污水处理系统处理，经处理达标后回注地层
固体废物	站场	含油污泥	/	2800	0	玉东废渣场暂存，委托有资质的第三方单位处理
噪声	井场	井口装置	/	60-80 (dB)		声环境
		井下作业（压裂、修井等）	/	80-120 (dB)		
	阀组	各类机泵	/	90-110 (dB)		

3.1.5 存在环保问题及“以新带老”措施

3.1.5.1 现存主要问题

根据现场调查结果可知：区块内现有已完钻井场及其他附属设施严格按照环评批复进行了占地和平面布置，未发生违规占地行为。

现有井场已进行平整，由砾石铺垫，井场及周边均没有污油出现。已完钻井的水基岩屑已按照环评要求清理处置，现场踏勘时岩屑已全部清运完毕，井场未见遗留。

3.2 工程概况

3.2.1 工程基本情况

3.2.1.1 工程名称和性质

工程名称：鲁克沁油田超深稠油压舱石工程 2025 年实施方案

建设性质：改扩建

3.2.1.2 建设地点

鲁克沁稠油油田地处新疆维吾尔自治区鄯善县鲁克沁镇境内，油田北隔火焰山山脉与 G30 高速公路相距 12km，西距吐鲁番约 70km，东距鄯善油田约 80km。工程区中心地理坐标为：北纬 42°48'41"，东经 89°44'25"。地理位置图见图 3.2-1。

3.2.1.3 建设规模

本工程部署井 45 口，其中新钻采油井 31 口，新钻注水井 14 口。采用二开井身结构，钻井总进尺 144000m。新建采油井场 31 座，注水井场 14 座；新建单井集油及掺稀管线各 26km，新建单井注水管线 9.8km，注水支线 0.2km；扩建 7 号阀组及 4 号阀组，在阀组间内分别新建 1 具 D800×H1600 计量分离器橇，1 具 D1200×H2400 气液分离器橇，配套工艺管线等；在玉东 204 注入站外东北侧及中区 4 号阀组间外南侧分别新建 1 座配液配气阀组间（预留配气阀组位置）。设计单井产能 5t/d，新增产能 4.4×10^4 t/a，配套建设电气、自控、通信、防腐、消防等工程。

3.2.1.4 工程组成

本工程包括钻井工程、站场工程、集输工程及其他配套工程，工程组成详见表 3.2-1。

3.2.1.5 工程投资

工程预算总投资 32743 万元。

3.2.1.6 劳动组织及定员

本工程属于吐哈油田分公司鲁克沁采油管理区，新井布置后，原有的组织机构不变，不再增加劳动定员。

表 3.2-1 工程组成一览表

项目	基本情况			备注	
项目名称	鲁克沁油田超深稠油压舱石工程 2025 年实施方案				
建设单位	中国石油天然气股份有限公司吐哈油田分公司鲁克沁采油管理区				
建设地点	新疆维吾尔自治区吐鲁番市鄯善县境内				
建设性质	改扩建				
总投资	本工程总投资为 32743 万元，其中环保投资 369 万元，占总投资 1.13%				
占地面积	本工程占地面积为 78.7712hm ² ，其中永久占地面积为 5.5612hm ² ，临时占地面积 73.21hm ² 。				
建设内容	主体工程	钻井工程	钻前工程	钻井前准备工作，包括进场井场平整、设备基础修建等。	新建
			采油井	新钻 31 口采油井，二开井身结构，井深 3200m，采用 ZJ40 及以上钻机。设计单井产能 5t/d。	新建
			注水井	新钻 14 口注水井，二开井身结构，井深 3200m，采用 ZJ40 及以上钻机。单井注水量为 30m ³ /d。	新建
			钻井液体系	本工程钻井过程中，一开使用膨润土钻井液，二开后使用聚合物/GRD 复合盐钻井液。膨润土钻井液成分为坂土、Na ₂ CO ₃ 等，聚合物钻井液成分为坂土、CMC、Na ₂ CO ₃ 、NaOH、OCX、白沥青等。	新建
			储层改造	采用油管传输射孔，油管+套内封隔器分层压裂工艺。	
			井场	新建标准化采油井场 31 座，标准化注水井场 14 座。	新建
		地面工程		扩建中区 7 号掺稀阀组间：新建 1 具 D800×H1600 计量分离器橇、1 具 D1200×H2400 气液分离器橇及配套工艺管线； 扩建中区 4 号掺稀阀组间：新建 1 具 D800×H1600 计量分离器橇、1 具 D1200×H2400 气液分离器橇及配套工艺管线； 在玉东 204 注入站外东北侧新建 1 座配液配气阀组间（41m×16m）； 在中区 4 号阀组间外南侧新建 1 座配液配气阀组间（41m×16m）。	新建
			集输	输油管线	新建集油管线 26km（DN50/16MPa），黏结型高压柔性复合管，采用不加热集输；

	工程	掺稀 管线	新建掺稀管线 26km (DN40/16MPa)，黏结型 高压柔性复合管，采用不加热集输；	新建
		注水 管线	新建单井注水管线 9.8km (42MPa D60× 10mm)，Q345C 无缝钢管； 新建注水支管 0.2km (35MPa D114×16mm)， Q345C 无缝钢管。	新建
公辅 工程	道路		依托现有道路	利旧
	供配电		玉东 204 区块电源引接自玉东变电站和油区已 建 10kV 供电线路，采油井、注水井近从已建 井场配电箱引接。	依托
	供水		各井场用水量小，依托鲁中联合站和 110kV 供 电供水站。	依托
	暖通		井场内管线采用电伴热，掺稀计量阀组间和配 气配液阀组间采用防爆型对流式电暖气。	新增
	通信		单井采油井场设置视频监控系统，2 座新建配 气配液阀组间新增周界入侵报警系统，数据通 过新铺光缆上传至鲁克沁采油管理区。	新增
	防腐		埋地保温管道防腐保温采用高固体分环氧涂 料+硬质聚氨酯泡沫塑料管壳保温层+玻璃钢 防护层。	
	消防		井场配置推车式、手提式磷酸铵盐干粉灭火器 和二氧化碳灭火器，就近依托吐吐哈油田应急 抢险中心吐鲁番消防应急抢险大队鲁克沁小 队。	依托
环保 工程	废气		施工期：废气包括施工扬尘和施工机械、运输 车辆尾气等；施工扬尘采取进出车辆采取减速 慢行、物料苫盖集输管线分段开挖，管线两侧 表土防尘布遮盖，施工机械、运输车辆使用国 家合格燃料等措施。 运营期：油气采用全密闭集输，对各站场的设 备、阀门等进行定期的检查、检修。在有油气 可能散发、泄漏的场所均设置可燃气体监测报 警器及压力检测器，及时发现有害气体泄漏情 况，便于及时处理。	
	废水		施工期：钻井废水与钻井泥浆和岩屑一同由泥 浆不落地装置处理；压裂返排液排入回收罐 中，运至玉北脱水站、鲁中联合站污水处理系 统处理达标后回注；生活污水排入防渗收集 池，定期清运至鲁克沁生活基地污水处理设施 处理；试压废水用于施工作业带洒水降尘。 运营期：井下作业废水由作业单位自带回收罐	

			收集，收集至玉东废液池后经鲁中联合站污水处理系统处理达标后回注，不外排。 采出水依托依托鲁中联合站污水处理系统处理，经处理达标后回注油层。	
		噪声	施工期：选用低噪声设备，安装基础减振垫； 运营期：井场抽油机泵、阀组间机泵选用低噪声设备并采取基础减震措施。	
		固废	施工期 本工程钻井废弃物（废弃泥浆、钻井岩屑）经不落地装置固液分离后，液相循环使用，用于钻井液的配制，固相经检测满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）后用于铺垫井场、铺路或填埋洼地，若分离后的固相经检测不满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T 3997-2017）中综合利用污染物限值要求，由钻井队委托第三方岩屑处置公司处理；产生的废机油经专用罐集中收集后交由有危废处置资质的单位；废烧碱包装袋折叠打包后，定期拉运至玉东废渣场处理；废弃防渗膜交由有危废处置资质的单位。 运营期：含油污泥拉运至新建玉东废渣场暂存，委托持有危险废物经营许可证的单位处理，落地原油 100%回收，集中收集后拉运至玉东废渣场暂存，委托具有危废资质单位处置；清管废渣、废防渗材料运至玉东废渣场临时贮存，最终委托持有危险废物经营许可证的单位接收处置，废润滑油油田内部综合利用；	
		环境风险	施工期：每个井场设置 1 座放喷池。 运营期：管线上方设置标识，定期巡检，对管线壁厚进行超声波检查，井场设置可燃气体报警仪和硫化氢检测仪。纳入鲁克沁油田环境风险应急预案。	
	依托工程	玉东废渣场	存储钻井期废弃泥浆及油泥（砂），总占地面积为 25000m ² ，设计使用寿命 10 年，设计容积为 10000m ³ ，目前实际使用容积为 1500m ³ ，本工程玉北 16 井产生的废渣清运至玉东废渣场。	依托
		玉北脱水站	玉北脱水站于 2013 年 7 月开工建设，2014 年 7 月建成。设计年处理液量 160×10 ⁴ m ³ ，处理混合油 50×10 ⁴ t，供稀油能力 80×10 ⁴ m ³ ，日注水能力 2500m ³ 。	依托

		<p>鲁中联合站 鲁</p>	<p>鲁中联合站为二级石油天然气站场，建于 2008 年 4 月，2009 年 5 月竣工投产。2013 年、2015 年进行了扩建，联合站目前建有 9 座沉降罐（6 座 2000m³、3 座 5000m³），其中 1 座 5000m³、3 座 2000m³ 作为接收玉北脱水站来油使用。目前进站液量 4143m³/d、油量 4062m³/d（其中玉北脱水站 1503m³/d），进站气量 2×10⁴m³/d，掺稀量 1254m³/d。</p>	<p>依托</p>
		<p>鄯善县生活 垃圾填埋场</p>	<p>鄯善县生活垃圾填埋场位于鄯善县城西 7km、312 国道以南 500m 处。生活垃圾填埋场于 2013 年 5 月建成，设计容量 51 万 m³，已填容量 25 万 m³，富余容量为 26 万 m³。</p>	<p>依托</p>

3.2.2 油气资源概况

3.2.2.1 区域地质构造

鲁克沁稠油油田位于吐哈盆地台南凹陷北部的鲁克沁构造带上。鲁克沁构造带横向上分为西、中、东、北四个区，北区和东区的主力油藏是二叠系梧桐沟组，中、西区的主力油藏是三叠系克拉玛依组。鲁克沁油田各区块构造带位置见图 3.2-2。

吐哈盆地鲁克沁构造带三叠系克拉玛依组自西向东逐步抬升，发育南北向和北西向两组断裂，将构造带分割成多个断块圈闭，各个断块自西向东油水界面逐渐抬升，断裂是控制油藏的关键因素。

鲁克沁油田地层从第四系到石炭系皆有发育，局部缺失上三叠统、下侏罗统三工河和八道湾组等地层，含油储层主要位于三叠系中统克拉玛依组和二叠系上统梧桐沟组。

本工程所在玉东 204 块构造形态总体表现为自西向东逐渐倾伏的鼻状隆起，埋深 2300-3700m。构造带主体部位断裂发育，主要发育 NW 和近 NE 向两组断裂，NW 走向的断裂夹持控制了构造带的走向，NE 走向断层将构造带切割分块。自东南往西北砂体形态表现为典型三角洲前积结构，物源来自东南方向。

3.2.2.2 区域储层特征

鲁克沁油田克拉玛依组 II 油组为浅水三角洲沉积环境，有利砂体叠置主要是河口坝和分流河道的叠置关系，根据相变和砂体接触关系可分为 12 种砂体叠置模式，识别标志为砂体旋回变化特征。

玉东 204 块三叠系克拉玛依组岩石类型包括钙质砂岩、砂砾岩、含砾砂岩、细砂岩、粉砂岩、泥岩等多种类型。整体上看，地层由老到新，岩石粒度逐渐变细。玉东 204 块 II 油组储层岩性整体以细砂岩为主。

玉东 204 块克拉玛依组油藏储层孔隙类型主要为粒间孔，玉东 204 三叠系分区储层均质性普遍较强，纵向上受岩性控制，为反韵律储层，渗透率级差，属于严重非均质性储层。

3.2.2.3 原油性质

鲁克沁稠油是国内规模开发的最深稠油油藏，油藏埋深在 2300~4300m，含油面积 45.73km²，截止 2023 年 12 月底，探明储量 1.4658 亿吨，其中三叠系 10991 万吨，二叠系 3667 万吨。鲁克沁三叠系地面脱气原油按照流体分类标准，鲁克沁三叠系油藏具有埋藏深、高密度、高粘度、高凝固点、高非烃含量和中等含蜡量的“四高一中”的特点，属典型的芳香型稠油。

本工程位于鲁克沁油田玉东 204 区块，玉东 204 块油层厚度 71m，原油密度 0.9629g/cm³、黏度(50℃)11852mPa.s、黏度(地下)286mPa.s、凝固点 33℃、含蜡量 5.5%、沥青质 15%、非烃 17.4%。

表 3.2-2 鲁克沁三叠系稠油原油物性表

区块	密度(20℃) g/cm ³	黏度(50℃) mPa.s	黏度(地 下)mPa.s	凝固点 ℃	含蜡量 %	沥青质 %	非烃 %
玉东	0.9629	11852	286	33	5.5	15.4	17.4

表 3.2-3 鲁克沁稀油物性表

密度(20℃) g/cm ³	黏度(30℃) mPa.s	凝固点 ℃	水含量	原油族组分				初馏 点℃
				饱和烃	芳香 烃	胶质	沥青 质	
0.8108	3.177	<-20	0.025	68.55	12.57	3.65	1.13	60

表 3.2-4 鲁克沁混油物性表

密度(20℃) g/cm ³	黏度(30℃) mPa.s	凝固点 ℃	水含量	原油族组分				初馏 点℃
				饱和烃 %	芳香烃 %	胶质 %	沥青质 %	
0.8675	25.96	<-20	0.2	59.6	13.69	12.37	5.42	61

3.2.2.4 伴生气物性

根据《2023 年 VOC 治理天然气组分分析数据》，鲁克沁油田采出气不含硫化氢。鲁克沁油田采出气组分结果见表 3.2-5。

表 3.2-5 鲁克沁油田采出气组分表

组分	摩尔分数 (%)
甲烷	56.6
乙烷	5.18
丙烷	1.8
异丁烷	0.68
正丁烷	1.2

异戊烷	0.52
正戊烷	0.5
己烷和更重组分	0.28
氧气	0.39
氮气	30.33
氢气	0.02
氦气	0.04
一氧化碳	0
二氧化碳	2.46

3.2.2.5 地层水性质

鲁克沁三叠系地层水水型为 CaCl₂ 型，矿化度高，为 16336~198732mg/L，自西向东变大，主要分布在 40000~100000mg/L。

3.2.3 总体开发方案

3.2.3.1 总平面布置

本工程部署井 45 口，其中新钻采油井 31 口，新钻注水井 14 口。新建单井集油及掺稀管线各 26km，新建单井注水管线 9.8km，注水支线 0.2km；扩建 7 号阀组及 4 号阀组，在玉东 204 注入站外东北侧及中区 4 号阀组间外南侧分别新建 1 座配液配气阀组间。同时建设电力、给排水、消防、通信、自控、防腐、供热等配套工程。新增原油产量 4.4×10⁴t/a，年注水量约 5.04×10⁴m³/a。

本工程新钻采油井 31 口，将 X058 县道北侧 8 口油井接入中区 7 号掺稀计量阀组，利用已建集输干线集输至玉北脱水站；将 X058 县道南侧 21 口油井接入中区 4 号掺稀计量阀组，2 口井进中区 3 号阀组，利用已建集输管线集输至鲁中联合站；本工程新钻 14 口注水井，按照就近进站原则，8 口注水井接自玉东 204 注入站外新建配气配液阀组，5 口注水井接自中区 4 号掺稀计量阀组外新建配气配液阀组，1 口注水井接自鲁中联合站 1#配水间。本项目 45 口井进站情况一览表见表 3.2-6。鲁克沁油田总体布局图见图 3.2-3。

表 3.2-6 本工程进站情况一览表

序号	井名称	井类型	接入/自阀组	备注
1	玉东 401-5001	采油井	中区 7 号阀组	利用已建集输干线集输至玉北脱水站
2	玉东 204-2501	采油井		
3	玉东 401-1062	采油井		

4	玉东 4-1701	采油井		
5	玉东 401-1063	采油井		
6	玉东 4-1201	采油井		
7	玉东 4-4001	采油井		
8	玉东 4-8102	采油井		
9	玉东 204-2061	采油井	中区 4 号阀组	利用已建集输管线集输至鲁中联合站
10	玉东 204-1351	采油井		
11	玉东 204-1031	采油井		
12	玉东 204-1071	采油井		
13	玉东 204-1261	采油井		
14	玉东 204-1311	采油井		
15	玉东 204-2421	采油井		
16	玉东 204-2611	采油井		
17	玉东 204-1341	采油井		
18	玉东 204-1021	采油井		
19	玉东 204-1241	采油井		
20	玉东 204-1011	采油井		
21	玉东 204-1151	采油井		
22	玉东 204-1271	采油井		
23	玉东 204-1371	采油井		
24	玉东 204-1451	采油井		
25	玉东 204-5001	采油井		
26	玉东 204-6001	采油井		
27	玉东 204-1381	采油井		
28	玉东 204-1281	采油井		
29	玉东 4-8001	采油井		
30	玉东平 3C	采油井	中区 3 号阀组	利用已建集输管线集输至鲁中联合站
31	玉东平 14	采油井		
32	玉东 204-1251	注水井	中区 4 号掺稀计量阀组外 新建配气配液阀组	
33	玉东 204-1421	注水井		
34	玉东 204-1041	注水井		
35	玉东 204-9001	注水井		
36	玉东 204-4201	注水井		
37	玉东 204-1161	注水井	玉东 204 外新建配气配液 阀组	
38	玉东 204-1301	注水井		
39	玉东 204-1242	注水井		
40	玉东 204-1231	注水井		
41	玉东 204-2051	注水井		
42	玉东 4-1511	注水井		
43	玉东 4-8101	注水井		
44	玉东 204-2041	注水井		

3.2.3.2 开发指标预测

根据开发部署，2025 年玉东 204 块新钻井 45 口，采油井 31 口，注水井 14 口，新增产能 $4.4 \times 10^4 \text{t/a}$ 。本工程新增产能 15 年预测见表 3.2-7。

表 3.2-7 本工程新增产能 15 年预测表

时间年	油井数口	水井数口	年产液 $\times 10^4 \text{t/a}$	年产油 $\times 10^4 \text{t/a}$	含水 %
2025	31	14	11.1	2.4	78.6
2026	31	14	13.1	3.1	76.1
2027	31	14	14.1	3.6	74.8
2028	31	14	13.4	3.6	73.5
2029	31	14	12.6	3.6	71.8
2030	31	14	12.5	3.6	71.5
2031	31	14	11.9	3.4	71.0
2032	31	14	12.0	3.3	72.8
2033	31	14	12.2	3.1	74.6
2034	31	14	12.3	2.9	76.3
2035	31	14	12.7	2.8	77.8
2036	31	14	12.7	2.9	77.2
2037	31	14	12.4	2.8	77.4
2038	31	14	12.4	2.7	78.2
2039	31	14	12.4	2.5	79.4

3.2.3.3 主要技术经济指标

本工程主要技术经济指标见表 3.2-8。

表 3.2-8 本工程主要技术经济指标一览表

序号	项目	单位	数量	
1	开发指标	新钻采油井数量	口	31
2		新钻注水井数量	口	14

3		原油总产量	10 ⁴ t/d	4.4
4		集输管线/掺稀管线	km	52
5		注水管线	km	10
6		新井总钻尺深度	m	144000
7		储层改造工艺	/	酸化压裂
8	能耗指标	年电耗量	10 ⁴ kWh/a	804.7
9	综合指标	总投资	万元	32743
10		环保投资	万元	369
11		永久占地面积	hm ²	5.5612
12		临时占地面积	hm ²	73.21
13		劳动定员	人	无人值守
14		工作制度	h	8760

3.2.4 主体工程

主体工程包括钻前工程、钻井工程、储层改造工程和地面工程。

3.2.4.1 钻前工程

钻前工程主要进行井场平整，设备基础、放喷池、井场道路等的建设，活动房搭建等。

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周边 0.5km 至 1km 处，主要分布在主干道周边，营地建设主要为地表植被清理、场地平整、撬装房安装等内容，具体建设内容及工程量见表 3.2-9。

表 3.2-9 本工程钻前工程主要工程量一览表

序号	名称	规格参数	单位	数量	备注
1	井场面积	长×宽 (90m×100m)	hm ²	40.5	本工程计划部署 45 口井，钻井期单个井场规格 0.9hm ² (100m×90m)
2	钻井平台	-	套	45	新建
3	主放喷池	100m ³	座	29	测试放喷过程中放喷出来的污水进行集中存放；新建，“环保防渗膜+水泥压边”防渗
	副放喷池	100m ³	座	29	测试放喷中放喷出来的污水进行集中存放；新建，“环保防渗膜+水泥压边”防渗
4	活动房	--	座	270	人员居住；撬装装置，单座井场 6 座活动房

3.2.4.2 钻采工程

本工程新钻 31 口采油井，14 口回注井，总进尺 144000m，套管射孔工艺完井，设计井深 3200m，新增产能 4.4×10^4 t/a。

单座井场钻井工程主要内容和工程量见表 3.2-10。

表 3.2-10 单座井场钻井工程主要内容和工程量一览表

序号	名称	规格参数	单位	数量	备注
钻前工程					
1	井场道路	-	km	-	依托利旧老井井场道路
2	井场面积	长×宽（90m×100m）	m ²	9000	新建
3	钻井平台	-	套	1	新建
	岩屑堆场	800m ²	个	1	暂存膨润土泥浆钻井岩屑；环保防渗膜+水泥压边
	放喷池	100m ³	个	1	环保防渗膜+混凝土
4	生活污水池	100m ³	个	1	新建，生活污水池，采用“环保防渗膜+水泥”防渗
	活动房	-	座	1	人员居住；撬装装置
钻井工程					
钻井设备安装	钻井成套设备搬运、安装、调试				
钻井作业	采用常规旋转钻井工艺，钻井进入目的层后完钻				
录井、测井	记录钻井过程中的所有地质参数；并对岩层孔度等进行测量				
完井	进行完井作业后，拆除井场设备，安装采油树，其余设备将拆除搬迁，并进行测试放喷；若该井不产油气或所产气量无工业开采价值，则进行水泥塞封井				
钻后工程					
完井	钻井设备拆卸、搬运				
井场平整恢复	井场平整、恢复，做到工完、料净、场地清				
测试放喷					
设备安装	设备搬运、安装采油树、安全阀、计量管汇、压井管汇、地面加热器、三相或两相分离器、计量罐、储液（油）罐、油气水进出口管线、放喷管线等设备				
测试放喷	项目放喷目为证实可能油气层的储性				

(1) 钻井工程

本工程计划部署 45 口井，采油井 31 口，注水井 14 口，总进尺 144000m。

钻井期间单个井场总占地面积为 9200m²，其中井场临时 9000 m²（100m×90 m），1 座放喷池 100 m²（因加密开发，如进场距离较近可共用一个）。钻井期井场设置钻井平台 1 套，钻井废弃物不落地处理系统 1 套等。钻井期平面布置见图

3.2-4。井位坐标及参数见表 3.2-11。

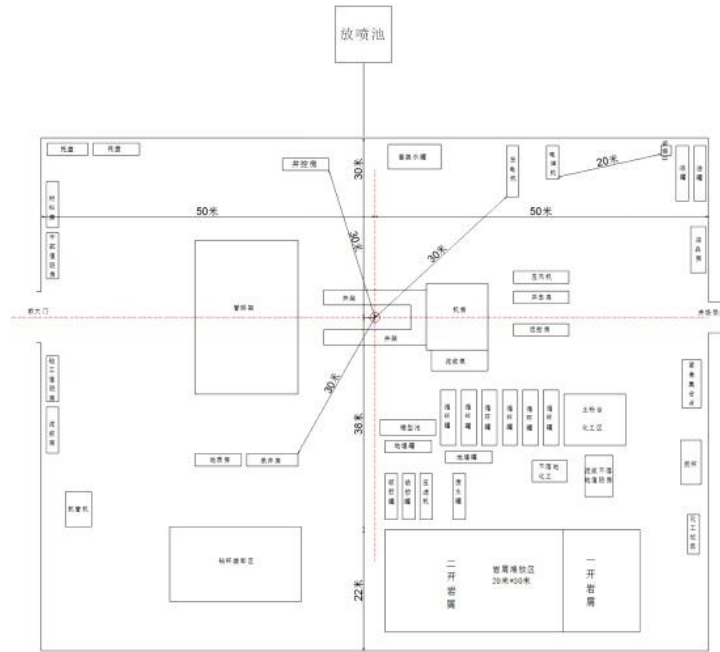


图 3.2-4 单井钻井井场平面布置示意图

表 3.2-11 本工程新钻井坐标

序号	井名	类型	坐标		井深
1	玉东 204-1251	水井	4741996.845	30478994	3200
2	玉东 204-1421	水井	4742126.138	30478804.78	3200
3	玉东 204-1041	水井	4742127.968	30479522.59	3200
4	玉东 204-9001	水井	4741759.634	30479356.74	3200
5	玉东 204-4201	水井	4741964.407	30479922.09	3200
6	玉东 204-1161	水井	4742429.802	30478953.21	3200
7	玉东 204-1301	水井	4742433.198	30478945.71	3200
8	玉东 204-1242	水井	4742430.997	30478878.33	3200
9	玉东 204-1231	水井	4742452.799	30478848.78	3200
10	玉东 204-2051	水井	4743121.571	30478605.26	3200
11	玉东 4-1511	水井	4742863.302	30478473.39	3200
12	玉东 4-8101	水井	4743134.181	30478229.6	3200
13	玉东 204-2041	水井	4742906.964	30478562.33	3200
14	玉东新 2-64	水井	4740577.07	30479509.85	3200
15	玉东 401-5001	采油井	4743327.265	30478485.19	3200
16	玉东 204-2501	采油井	4743115.112	30478609.52	3200
17	玉东 401-1062	采油井	4743172.824	30478519.05	3200
18	玉东 4-1701	采油井	4743127.105	30478139.96	3200
19	玉东 401-1063	采油井	4743133.755	30478143.84	3200
20	玉东 4-1201	采油井	4743127.766	30478244.13	3200

21	玉东 4-4001	采油井	4743131.072	30478236.86	3200
22	玉东 4-8102	采油井	4743120.408	30478136.15	3200
23	玉东 204-2061	采油井	4742005.382	30478980.4	3200
24	玉东 204-1351	采油井	4742001.137	30478987.23	3200
25	玉东 204-1031	采油井	4741992.545	30479000.75	3200
26	玉东 204-1071	采油井	4742436.309	30478938.41	3200
27	玉东 204-1261	采油井	4742120.475	30479519.55	3200
28	玉东 204-1311	采油井	4742602.828	30478278.61	3200
29	玉东 204-2421	采油井	4742551.733	30478653.04	3200
30	玉东平 3C	采油井	4741082.201	30478945.18	3200
31	玉东平 14	采油井	4740835.972	30478640.44	3200
32	玉东 204-2611	采油井	4742733.743	30478503.82	3200
33	玉东 204-1341	采油井	4742378.211	30478642.6	3200
34	玉东 204-1021	采油井	4742244.144	30479414.69	3200
35	玉东 204-1241	采油井	4742436.064	30478863.24	3200
36	玉东 204-1011	采油井	4742433.445	30478870.76	3200
37	玉东 204-1151	采油井	4742293.296	30479430.88	3200
38	玉东 204-1271	采油井	4742113.189	30479516.6	3200
39	玉东 204-1371	采油井	4741761.246	30479364.59	3200
40	玉东 204-1451	采油井	4741762.685	30479372.41	3200
41	玉东 204-5001	采油井	4741747.417	30479736.59	3200
42	玉东 204-6001	采油井	4741778.994	30479517.06	3200
43	玉东 204-1381	采油井	4741844.493	30479619.66	3200
44	玉东 204-1281	采油井	4741961.75	30479931.57	3200
45	玉东 4-8001	采油井	4742494.152	30478182.72	3200

(2) 井身结构

本工程新钻采油井采用二开井身结构，采油井井身结构见图 3.2-5，注水井井身结构见图 3.2-6。

①采油井

用 $\Phi 375\text{mm}$ 钻头一开，钻至井深 350m 下入 $\Phi 273\text{mm}$ 表层套管，水泥返至地面。 $\Phi 241\text{mm}$ 钻头二开，钻至 3200m 下入 $\Phi 177.8\text{mm}$ 油层套管。井身结构设计数据见表 3.2-12。

表 3.2-12 井身结构设计数据表

开钻次序	井深 (m)	钻头尺寸 (mm)	套管尺寸 (mm)	套管下入深度 (m)	环空水泥浆返至井深 (m)
一开	0~350	375	273	350	地面
二开	350~3200	241	177.8	3200	地面

本工程新钻采油井采用二开井身结构，井身结构见图 3.2-5。

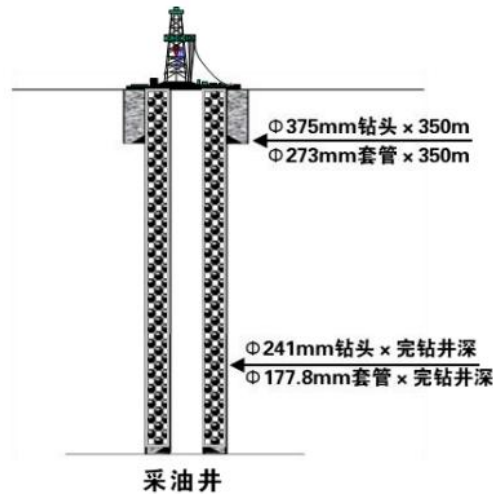


图 3.2-5 采油井井身结构图

②注水井

用 $\Phi 311\text{mm}$ 钻头一开，钻至井深 350m，下入 $\Phi 244.5\text{mm}$ 表层套管，水泥返至地面。 $\Phi 216\text{mm}$ 钻头二开，钻至 3200m，下入 $\Phi 139.7\text{mm}$ 油层套管，采用低密高强+防腐复合水泥浆体系固井完井，水泥返至地面。井身结构设计数据见表 3.2-13。

表 3.2-13 井身结构设计数据表

开钻次序	井深 (m)	钻头尺寸 (mm)	套管尺寸 (mm)	套管下入深度 (m)	环空水泥浆返至井深 (m)
一开	0~350	311.1	244.5	350	地面
二开	350~3200	215.9	139.7	1600	地面

本工程新钻回注井采用二开井身结构，井身结构见图 3.2-6。

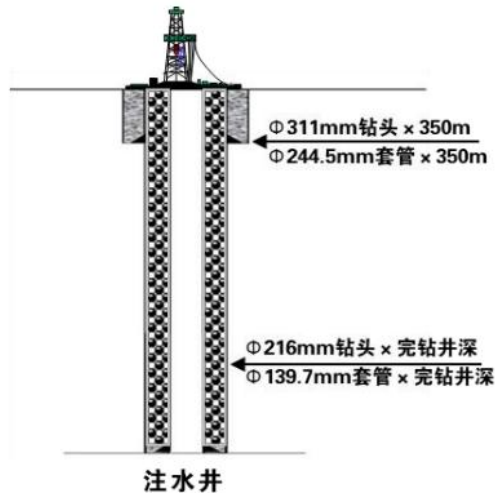


图 3.2-6 注水井井身结构图

(3) 钻井液体系

本工程新钻井采用水基钻井液体系。一开使用膨润土钻井液，密度1.05-1.10 g/cm³；二开后使用聚合物+复合盐钻井液，密度1.10-1.25g/cm³。各井段钻井液性能指标见表3.3-14。

表 3.3-14 钻井液性能指标表

开钻次序	井段 (m)	密度 (g/cm ³)	钻井液类型	配方
一开	0-350	1.05-1.10	膨润土	清水+8~12% 坂土+ 0.3%Na ₂ CO ₃
二开	350-2000	1.08-1.10	聚合物	部分坂土浆 +0.5-0.4%YFKN/ZNP+0.5-1.5%NaHPAN+ 0.5-0.2%CMC+0.2%Na ₂ CO ₃ +0.5%NaOH+ 3-5%QCX+0.5%DF-1+1.5%白沥青
	2000-3200	1.10-1.25	聚合物/GRD 聚合物	井浆 +0.1-0.2%Na ₂ CO ₃ +0.1-0.2%NaOH+0.5-1% ZNP-1+0.5-1%CMC-HV+1-2%DRGJ-1/XZ -GBJ+0.5-1%NaHPAN+0.2-0.3%XC-HV+ 1-3%TC-6+1-3%QCX+重晶石粉

(4) 钻井设备

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，单井钻井设备见表 3.3-15。

表 3.3-15 单井钻井主要设备

序号	名称	型号	规格	单位	数量	备注
1	钻机	ZJ-40	2250KN	套	1	
2	井架	JJ-225	2250KN	套	1	净空高度： \geq 4.6m
3	提升系统	绞车	JC-40	735kW	套	1
4		天车	TC-225	2250KN	套	1

5		游动滑车	YC-225	2250KN	套	1		
6		大钩	YG-225	2250KN	套	1		
7		水龙头	SL-225	35MPa	套	1		
8	转盘		ZP-275	4500kN	套	1		
9	循环系统	钻井泵#1	F-1600	969kW	台	1		
		钻井泵#2	F-1600	969kW	台	1		
		钻井泵#3	/					
		钻井液罐	≥200m ³		台	1	含储备罐	
10	动力系统	柴油机	PZ12V190B	900kW	台	3		
11	发电机组	发电机	柴油发电机	400kW	台	1		
12	钻机控制系统	自动压风机	2V6.5/12	55kW	套	1		
		自动压风机	LS12-50HH	55kW	套	1		
		刹车系统	液压盘刹+电磁刹车		套	1		
13	固控装置	振动筛	ZS594	140m ³ /h	台	2		
		除砂器	WS703	55kW	台	1		
		除泥器	ZJ703	55kW	台	1		
		中速离心机						
		高速离心机	LW453	55kW	台	1	3000r/min	
14	加重装置	加重漏斗	SB8	55kW	台	1		
		电动加重泵	JQB6	55kW	台	1		
15	净化罐		40m ³		个	6		
16	套装水罐		60m ³		个	1		
17	油水罐		40m ³		个	2		
18	钻井液不落地设备				套	1		

(5) 固井设计

表层固井采用内插管法常规水泥浆固井技术；油层段固井水泥浆选用低密高强+防腐复合水泥浆体系，水泥返至地面。

油层套管选用 N80+P110 复合套管串。采油井选用常规碳钢套管柱、气密封扣+长圆扣；注水井优选常规碳钢+13Cr 组合套管柱、全井段采用气密封扣。

(6) 钻井周期

单井钻井周期为 15d，完井周期为 20d。

(7) 钻后工程

钻后工程包括完井和井场平整恢复，主要工程内容见表 3.2-16。

表 3.2-16 钻后工程主要内容

项目组成	工程内容
完井	钻井工程达到设计要求后完钻，完钻后进行钻井设备的拆卸、搬运。
污染治理	清理钻井现场，将垃圾、废油、废料清理干净。按照固体废物“减量化、资源化、无害化”处置原则落实各类固体废物收集、综合利用和处置措施。

井场平整恢复	井场平整、恢复，做到工完、料净、场地清。
--------	----------------------

钻后工程所用机械与设备见表 3.2-17。

表 3.2-17 钻后工程所用机械与设备一览表

序号	机械与设备名称	单位	数量
1	推土机	辆	2
2	运输车辆	辆	10

(6) 完井方式

鲁克沁超深稠油储层胶结较疏松，且有分层作业需求，套管射孔完井适合井壁不稳定、实施分层处理的储层，且技术配套成熟，在吐哈油田应用广泛，本工程注入井、采油井采用套管射孔工艺完井。

射孔液推荐采用含 2%BCS-851 的活性。

采油井采用外径 $\phi 177.8\text{mm}$ 、壁厚 10.36mm、钢级 N80 和 P110 的组合套管，配套 70MPa 标准套管头；注水井采用外径 $\phi 139.7\text{mm}$ 、壁厚 9.17、钢级 N80 和 P110 的组合套管，配套 70MPa 标准气密封防腐套管头（CC 级）。

(7) 油气测试工程

油气测试就是利用专用的设备和方法对初步确定的可能含油（气）层位进行直接的测试，并取得目的层的产能、压力、温度、油气水性质以及地质资料。

油气测试工程主要工程内容见表表 3.2-18。

表 3.2-18 油气测试工程主要内容

项目组成	工程内容
油气测试	主要测试目的层油气产能情况。测试结果表明该井有工业开采的价值，则安装采油树，进行后续的油气开采，其余设备将拆除搬迁；若该井不产石油或所产气量无工业开采价值，则封井。

3.3.4.3 储层改造工程

(1) 射孔工艺

鲁克沁压舱石工程方案采油井、注水井均采用油管传输射孔方式。

射孔参数推荐：枪型：102 或 127 型；弹型：127 射孔弹，孔密：16 孔/m、相位角 120° 、螺旋布孔。

(2) 储层改造工艺

结合鲁克沁油田已实施的钻井作业储层改造工艺，本工程各钻井采用高效交联压裂液工艺。

(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，由于涉及商业机密，本次酸化压裂液未给出具体配比，井场酸化施工泵注工序、钻井改造液体系配方和压裂施工所用机械见表 3.3-19~21。

表 3.3-19 井场酸化施工泵注程序

阶段	序号	工序	液量	排量	累计液量	预计泵压	备注
			m ³	m ³ /min	m ³	MPa	
试解堵	1	正挤滑溜水	30	0-2.0	30	≥42	将压井液挤入地层
	2	正挤胶凝酸	50	3.0-4.0	80	≥48	控制排量注酸
	3	正挤滑溜水	40	≥2.0	120	≥44	将酸液顶入地层，顶替结束后停泵观察 30min
①若停泵压降小，解堵不明显则执行第 4-7 步； ②若停泵压降大，解堵明显沟通则结束施工。							
小型酸压	4	正挤一体化压裂液	200	4.0-5.0	320	≥72	控制排量泵注，若出现较大压降则停止泵注压裂液并切换酸液
	5	正挤胶凝酸	220	≥5.5	540	≥68	刻蚀深部裂缝通道
顶替	6	正挤滑溜水	60	≥4.0	600		将酸液顶入地层
测压降	7	停泵测压降 30min					

表 3.3-20 钻井改造液体系配方

液体类型	配方
高效交联压裂液	0.3%HPG（昆山一级）+0.3%粘稳剂+0.3%助排剂+PH 调节剂+杀菌剂+交联剂+破胶剂

(4) 压裂设备配置

压裂施工设备分为地面动力机械设备和井下工具，主要机械设备见表 3.3-21。

表 3.3-21 单座井场压裂施工所用机械一览表

设备或部件名称	参数	数量	备注
地面动力机械设备			
2000 型主压车	—	8 辆	向井内注入高压的压裂液
供液车	—	1 辆	压裂液和返排液罐均位于车上
管汇车	—	1 辆	由高压三通、四通、单流阀、控制阀等部件组成

仪表车	—	1 辆	计量仪表
压裂液在线混配车	—	1 辆	在线混配压裂液
井下工具			
喷砂器		2 套	向地层喷砂液，同时形成节流压差
封隔器	—	2 套	分隔井的压裂层段
水力锚		2 套	固定井下管柱

3.2.4.4 采油工程

工程新建采油井口 31 座，采用 KY21/65 型采油井口，采用空心杆泵上掺稀油举升方式，井口按照《石油天然气工业 钻井和采油设备 井口装置和采油树》（GB/T 22513）标准井口进行设计，油井举升工艺满足控套防气采油需要。

(1) 井口装置：采用 KY21/65 型采油井口；

(2) 举升工艺：采用空心杆泵上掺稀油举升方式，选择 $\Phi 89\text{mm}$ 、壁厚 $\Phi 6.45\text{mm}$ 油管， $\Phi 38\text{mm}$ 、 44mm 抽油泵；掺稀比 1.1，掺稀点位置 2000-2200m；

(3) 采油井防腐：油井采用“缓蚀剂+碳钢防腐技术路线”，抽油泵和抽油杆等关键工具采用防腐材质，配套井口加药工艺和腐蚀监测工艺；

(4) 储层保护：采用低成本聚合物/GRD 聚合物钻井液体系，优化防漏堵漏、井壁稳定及油藏保护措施，满足安全钻井施工要求。

3.2.4.5 注水工程

工程新建注水井口 14 座，采用“集中配注”方式，分别在玉东 204 注入站及 4 号阀组间外新建配液配气阀组间各 1 座，阀组间设置高压流量自控仪实现恒流配水。新建阀组间-单井注水管线、已建注水干管-阀组间的注水支管。井场采用成熟配套的 KZ50/65 型注水井口，在注水井口安装高压流量自控仪，注水井按照就近引接原则，接入新建配液配气阀组间。

(1) 注水管网

新建单井注水管线 9.8km，设计压力为 42MPa，管径规格为 $D60 \times 10\text{mm}$ ，管道采用 Q345C 无缝钢管；新建注水支管 0.2km，注水支管设计压力为 35MPa，管径规格为 $D114 \times 16\text{mm}$ ，管道采用 Q345C 无缝钢管；管线埋地敷设，管底埋深-2.0m，注水管道外防腐采用采用高固体分环氧涂料+硬质聚氨酯泡沫塑料管壳保温层+玻璃钢防护层，不做内防腐。穿越管道沿线沥青路、水泥路，采用顶管方式进行穿越方式施工，当管线与其它各种地下管道交叉时，本工程管线从已建管线下方通过。注水管线线路走向详见图 3.2-7。注水管线主要工程量详见表 3.2-22。

国石油天然气股份有限公司吐哈油田分公司鲁克沁采油管理区环境影响后评价报告书》（新环环评函〔2024〕42号）调查，鲁中联合站和玉北脱水站注水泵入口水质满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）中相应标准。

（4）区域水平衡

鲁中联合站及玉北脱水站注水水源为采出水及清水。根据产能预测，鲁中联合站及玉北脱水站有效注水水量大于采出水量，总体注水处于缺水状态，缺少水量可由 110kV 供电供水站补给。水量平衡分析如表 3.2-23。

表 3.2-23 鲁中及玉北脱水站采出水与注水水量平衡表 (m³/d)

年份 水量	鲁中联合站				玉北脱水站			清水总需 求量
	稀油产水量	采出水	有效注水量	清水补充量	采出水量	注水量	清水补充量	
2025	1906	156	2988	925	1156	1569	413	1338
2026	1906	136	3040	998	1062	1426	364	1362
2027	1895	125	3038	1018	1069	1445	376	1394
2028	1885	158	3064	1021	1095	1515	420	1441
2029	1808	266	3127	1053	1079	1475	396	1449
2030	1786	341	3187	1060	1068	1449	381	1441
2031	1736	431	3245	1077	1059	1423	364	1441
2032	1635	516	3243	1093	1049	1398	349	1442
2033	1644	418	3133	1070	1037	1369	332	1402
2034	1502	428	2944	1013	1105	1462	357	1370
2035	1459	437	2868	972	1094	1460	366	1338
2036	1496	387	2826	943	995	1365	370	1313
2037	1468	401	2772	903	857	1219	361	1264
2038	1441	415	2722	866	748	1100	352	1218

3.2.4.6 站场工程

根据开发方案，本工程共部署 45 口井，采油井场 31 座，注水井场 14 座；扩建中区 7 号掺稀阀组间、中区 4 号掺稀阀组间；新建 2 座配液配气阀组间。

（1）井场

1) 采油井

本工程新建采油井场 31 座，单井井场永久面积为 1200 m²（30m×40m），井场内选用新型节能型 18 型抽油机（功率 55KW）、RTU 控制柜等设施。油气通过集输管线输送至各阀组间，最终均通过管网输送至鲁中联合站、玉北脱水站处理。

1	1 个角式止回阀 H83H, DN40, 42MPa;	个	14
2	1 个平衡式节流阀 L86Y, YDN40, 42MPa;	个	14
3	1 个高压闸阀 Z43Y, DN40, 42MPa;	个	14
4	1 个高压密封截止阀 GMJ11FDN1542MPa;	个	14
5	10m 无缝钢管 D48×9, Q345C (3PE), GB/T6479-2013	个	14

(2) 阀组间

1) 扩建中区 7 号掺稀阀组间

本工程在中区 7 号掺稀阀组间内新建 1 具 D800×H1600 计量分离器橇、1 具 D1200×H2400 气液分离器橇及配套工艺管线。本工程利用站内空地，不新增占地。

目前中区 7 号掺稀计量阀组已建有 1 具 D800×H1600 计量分离器橇、1 具 D1200×H2400 气液分离器橇，中区 8 号掺稀计量阀组采出液进入 7 号掺稀计量阀组进行计量及气液分离。本工程实施后中区 7 号掺稀计量阀组所辖油井数为 57 口，其中本项目新井 8 口。阀组间平面布置图见图 3.2-12。中区 7 号掺稀阀组接入情况统计表见表 3.2-25。

表 3.2-25 中区 7 号掺稀阀组接入情况统计表

阀组名	阀组接头数 (个)	目前接入井数 (口)	剩余空头数 (个)	接入新井数 (口)	新增 6 头标准掺稀计量阀组数 (套)
中区 7 号掺稀计量阀组	42	28	13	8	/

项目建成后中区 7 号掺稀计量阀组流程示意图详见图 3.2-9。

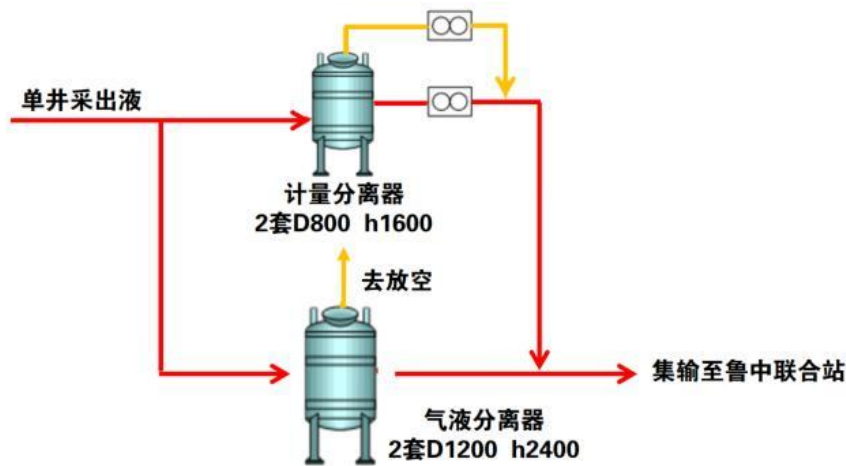


图 3.2-9 中区 7 号掺稀计量阀组流程示意图

阀组间平面布置图详见图 3.2-10。

3.2.4.7 油气集输工程

(1) 集输工艺

本工程所在区块原油为稠油，原油密度大，粘度高，结合已有生产井情况考虑，全部采用掺稀集输流程，配套建设集输管线、掺稀管线、注水管线等设施。

本工程各单井采油采用常温密闭集输工艺、一级半布站，采油井进入掺稀计量站进行轮井计量，经轮井计量后集输至鲁中联合站（0.65MPa）或玉北脱水站（0.35MPa）；集输干线及掺稀干线利旧。

本工程新钻 31 口采油井，将 X058 县道北侧 8 口油井接入中区 7 号掺稀计量阀组，利用已建集输干线集输至玉北脱水站；将 X058 县道南侧 21 口油井接入中区 4 号掺稀计量阀组，利用已建集输管线集输至鲁中联合站；1 口井进中区 3 号阀组。

掺稀系统由鲁中联合站 2 座 5000m³ 稀油储罐，然后经过鲁中联合站内 2 套低压稀油增压泵增压至 1.5MPa，进加热炉加热至 40~55℃，分别经过玉北脱水站和鲁中联合站高压掺稀泵增压至 10MPa，输至站外各掺稀计量阀组，通过高压自控流量仪进行流量调配后注入单井。

(2) 主要工程量

本工程新建管线共计 62km，其中集油管线 26km，设计压力 2.5MPa，集油管线管径采用 D50，管材选用 RF-Y-II-DN50-16MPa 黏结型高压柔性复合管；掺稀管线 26km，设计压力 10MPa，掺稀管线管径采用 D40，管材选用 RF-Y-II-DN40-16MPa 黏结型高压柔性复合管；管线埋地敷设，管底埋深-2.0m，穿越管道沿线沥青路、水泥路，采用顶管方式进行穿越方式施工，当管线与其它各种地下管道交叉时，本工程管线从已建管线下方通过。集输管线主要工程量一览表见 3.2-27。集油/掺稀线路走向详见图 3.2-15。

表 3.2-27 集输管线主要工程量一览表

序号	设备名称	单位	数量	备注
1	RF-Y-II-DN40-16MPa 黏结型高压柔性复合管	km	26	掺稀管线
2	RF-Y-II-DN50-16MPa 黏结型高压柔性复合管	km	26	集油管线
3	钢塑转换接头 DN40/OD48, 16MPa	个	62	
4	钢塑转换接头 DN50/OD60, 16MPa	个	62	
5	钢筋混凝土套管 DRCPIIIII2000×2000	m	20	
6	钢筋混凝土套管 DRCPIIIII1200×2000	m	20	
7	D457×7.1L245M 螺旋缝埋弧焊钢管	m	200	
8	标志桩	个	200	
9	警示牌	个	4	金属材料

外排。

3.2.5.3 供配电

玉东 204 区块电源引接自玉东变电站和油区已建 10kV 供电线路，采油井、注水井近从已建井场配电箱引接。

3.2.5.4 自控

本工程采用三级控制方式，即调度控制中心级、站场控制级和就地控制级。仪表自控主要包括：现场检测仪表、过程控制系统、气体检测系统、第三方设备子系统等，以及仪表和控制系统的电缆敷设、供电、防雷、接地等辅助系统设计。

(1) 采油井/注水井

采油单井设置油压、套压、电参数、载荷、冲程、远程启停、抽油机状态、油温、泵电流、泵状态、硫化氢气体检测、可燃气体检测等监测，注水单井设置套压、注入流量等监测，井口控制柜内设置 RTU，将井场的生产数据送至鲁克沁采油管理区的 A11 系统内。

(2) 阀组间

①**配气配液阀组间**：在工艺装置区外的非防爆区的控制柜内安装 RTU，采集现场仪表过程生产数据，同时将过程生产数据传输至鲁克沁采油管理区的 A11 系统内，完成对阀组数据的采集。

②**掺稀计量阀组间**：中区 4 号掺稀计量阀组间和中区 7 号掺稀计量阀组间新增计量分离器橇及气液分离器橇为成橇设备自带控制系统，信号通过 RS485 上传至已建 RTU 控制系统。

3.2.5.5 通信

(1) 工业电视监控系统

本工程在 31 座单井井场、2 座掺稀计量阀组间以及 2 座配气配液阀组间新建工业电视监控系统，井场视频仪表数据汇聚至 4#阀组与 7#阀组，传输至鲁中联合站进行统一监控与管理。鲁中联合站新增后端监控设备用于视频数据存储与监控。

(2) 周界入侵报警系统

在 2 座新建配气配液阀组间新增周界入侵报警系统，鲁中联合站新增周界后端监控设备。

(3) 传输方式

本工程视频监控数据、仪表数据通过新铺设光缆接入已建 OTN 系统上传至鲁中联合站再依托 SDH 传输系统上传至鲁克沁采油管理区,哈密、鄯善调控中心。

3.2.5.6 暖通

井场内管线采用电伴热,掺稀计量阀组间和配气配液阀组间采用防爆型对流式电暖气,温度分级可调,防爆等级 ExdIICT4 级。暖通设备一览表详见表 3.2-28。

表 3.2-28 暖通设备一览表

序号	设备	规格及参数	单位	数量	备注
1	防爆轴流风机 BT35-11NO. 5 型	风量:6889m ³ /h 全 压:117Pa 转速:1450r/min 叶片角度:25° 功率:0.370kW 电 压:380V 带防爆金属活动百叶窗	台	5	掺稀阀组间 1 台,配气配液 阀组间(2座) 4台
2	对流式电暖器	功率:2200W,电压:220V 带 温控开关,温度分三级可调	台	28	掺稀阀组间 8 台,配气配液 阀组间(2座) 20台

3.2.5.7 防腐保温

埋地保温管道防腐保温采用高固体分环氧涂料(干膜厚度 300 μ m)+硬质聚氨酯泡沫塑料管壳保温层(厚 50mm)+玻璃钢防护层(厚 3.0mm,九油六布)。

3.2.5.8 消防

新建井场配置推车式、手提式磷酸铵盐干粉灭火器和二氧化碳灭火器,就近依托吐鲁番油田应急抢险中心吐鲁番消防应急抢险大队鲁克沁小队,距离鲁中联合站 2km,距玉北脱水站约 4km;到达最远点玉北六拉油站约 27km,时间不超过 30min,可作为鲁克沁产能区域的消防协作力量。

3.2.6 依托工程

3.2.6.1 鲁中联合站

(1) 基本情况

鲁中联合站位于吐鲁番市鄯善县鲁克沁乡,为二级石油天然气站场,建于 2008 年 4 月,2009 年 5 月竣工投产。2013 年、2015 年进行了扩建。鲁中联合站主要设置有原油储罐区(2 个)、原油泵房、原油脱水区、原油装卸区、辅助生产区。鲁中联合站平面布置情况见图 3.2-17。鲁中联合站工艺流程图见图 3.2-18。

鲁中联合站采出水处理系统：采用“沉降+气浮+生化+两级过滤”工艺，总处理能力为 4000m³/d，目前实际处理量约 2250m³/d，负荷率为 56.3%。处理后的采出水全有效回注。

采出水处理系统工艺流程如下：

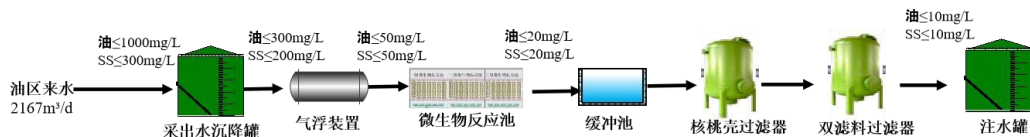


图 3.2-19 鲁中联合站采出水处理工艺流程图

采出水处理系统设备一览表如下：

表 3.2-29 鲁中联合站采出水处理系统设备一览表

序号	设备名称	规格尺寸	单位	数量	备注
1	采出水接收罐	700m ³	座	3	
2	密闭氮气气浮装置	单台处理能力 100m ³ /h	台	2	
3	隔油池	200m ³	座	1	
4	调节池	900m ³	座	1	
5	污油池	100m ³	座	2	
6	一级生物处理池	300m ³	座	4	
7	二级生物处理池	300m ³	座	4	
8	斜板沉淀池	240m ³	座	4	
9	缓冲池	100m ³	座	2	
10	污水池	100m ³	座	1	
11	加药装置	q _v =12L/h, h=100m, P=0.55kW	套	5	
12	核桃壳过滤器	总处理能力 200m ³ /h Φ2.4m 过滤罐 3 个	套	1	强制滤速 10m/h
13	双滤料过滤器	总处理能力 200m ³ /h Φ2.6m 过滤罐 3 个	套	1	强制滤速 10m/h

鲁中联合站注水系统：采用高低压分注、清污混注工艺，鲁中联合站集中增压、站外阀组配水、注水管线枝状连接的形式。总设计注水能力 3400m³/d（其中 25MPa 设计注水能力为 700m³/d，35MPa 设计注水能力为 2700m³/d），目前注水量为 2000m³/d，负荷率为 58.8%。注入水源多为处理后的采出水，缺水时用供水站清水补充。多余的采出水可通过调水管线输送至玉北脱水站回注到地层。

鲁中联合站注水系统设备一览表如下：

表 3.2-30 鲁中联合站注水系统设备一览表

序号	设备名称	规格尺寸	单位	数量	参数	备注
1	注水缓冲罐	500m ³	座	2		
2	注水泵	5ZB-12/36	台	4	q _v =11.8m ³ /h, p=36MPa, P=160kW	
3	注水泵	5ZB-12/42	台	3	q _v =20.2m ³ /h, p=25MPa, P=185kW	
4	注水泵	5ZB-12/42	台	11	q _v =13.9m ³ /h, p=35MPa, P=185kW	

5	喂水泵	MIY100-65-200	台	2	$q_v=100\text{m}^3/\text{h}$, $H=54\text{m}$, $P=30\text{kW}$	
6	喂水泵	DFCZ50-200B	台	2	$q_v=50\text{m}^3/\text{h}$, $H=50\text{m}$, $P=15\text{kW}$	
7	清水喂水泵	ISW80-200	台	2	$q_v=50\text{m}^3/\text{h}$, $H=50\text{m}$, $P=15\text{kW}$	

原油处理系统：采用“三相分离器+热化学脱水器+大罐沉降”三段脱水工艺。分离出的油进入混油罐外输至鄯善油库，分离出的水进入水处理区，分离出的气部分用于微燃机发电、部分通过火炬燃烧放空。联合站目前建有 9 座沉降罐（6 座 000m³、座 5000m³），其中 1 座 5000m³作为接收玉北脱水站来油使用，3 座 2000m³作为接收玉北脱水站来油使用。目前进站液量 4143m³/d、油量 4062m³/d（其中玉北脱水站 1503m³/d），进站气量 2×10⁴m³/d，掺稀量 1254m³/d。鲁中联合站原油处理系统流程示意图如下。

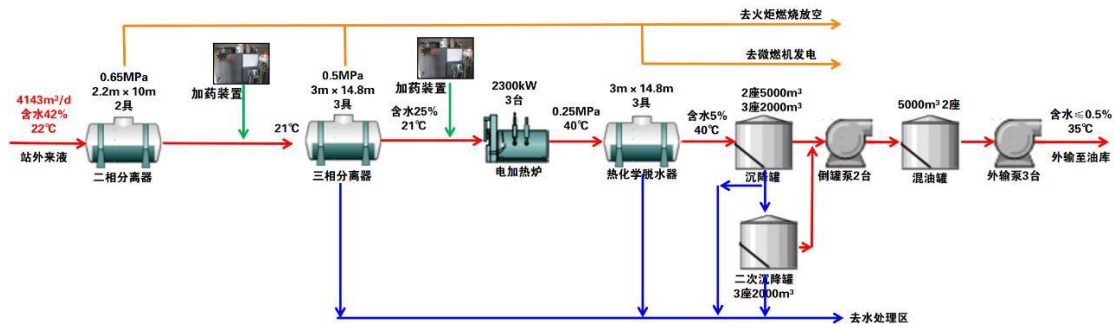


图 3.2-20 鲁中联合站原油处理系统流程示意图

鲁中联合站原油处理系统主要设备一览表如下：

表 3.2-31 鲁中联合站原油处理系统设备一览表

序号	设备名称	规格尺寸	单位	数量	备注
混油处理系统					
1	二相分离器	D2200×10000	具	2	
2	三相分离器	D3000×14800	具	3	
3	混油电加热炉	2300kW	台	3	开 1 备 2
4	热化学脱水器	D3000×14800	具	3	
5	进站加药装置	200L/h, 1MPa	套	1	2 台加药泵, 开 1 备 1
6	二段加药装置	200L/h, 1MPa	套	1	2 台加药泵, 开 1 备 1
7	沉降罐	2000m ³	座	3	
8	二次沉降罐	2000m ³	座	3	
9	沉降罐	5000m ³	座	3	其中 1 座接收玉北脱水站来油
10	混油罐	5000m ³	座	2	
11	混油外输泵	$q_v=180\text{m}^3/\text{h}$, $h=850\text{m}$	台	3	开 1 备 2
掺稀系统					
1	稀油罐	5000m ³	座	2	
2	稀油电加热炉	2300kW	台	1	
3	中区稀油增压泵	$q_v=80\text{m}^3/\text{h}$, $h=150\text{m}$	台	4	开 2 备 2
4	高压掺稀泵	$q_v=15\text{m}^3/\text{h}$, $h=10\text{MPa}$	台	6	开 3 备 3
5	高压掺稀泵	$q_v=35\text{m}^3/\text{h}$, $h=10\text{MPa}$	台	3	开 2 备 1

6	西区稀油增压泵	$q_v=46\text{m}^3/\text{h}$, $h=200\text{m}$	台	3	开 1 备 2, 外输至玉北脱水站
---	---------	---	---	---	-------------------

(2) 环评手续

鲁中联合站于 2008 年 4 月取得原吐鲁番环境保护局批复（吐地环监管〔2008〕报告表 006 号），2009 年 9 月 17 日完成原吐鲁番环境保护局竣工验收（吐地环监管验〔2009〕报告表 007 号）。分别于 2013 年、2015 年、2018 年进行了扩建。扩建项目分别为《鲁克沁油田中区联合站污水处理装置扩建项目》（环评批复：新环评价函〔2013〕141 号，验收：新环函〔2015〕276 号）；《鲁克沁采油厂污泥处理完善工程》（环评批复：吐地环监管〔2013〕29 号，验收：吐地环发〔2013〕234 号）、《鲁克沁油田中区联合站污水处理装置扩建项目》（环评批复：新环评价函〔2013〕141 号，验收：新环函〔2015〕276 号）、《鲁克沁深层稠油 50 万吨产能建设项目（环评批复：新环函〔2015〕828 号，验收：2017 年自主验收）》、《鲁克沁采油管理区鲁克沁油田污水处理扩建工程》（环评批复：新环函〔2018〕941 号，验收：2020 年自主验收）。

(3) 依托可行性分析

本工程共计 31 口采油井，新增产能 $4.4 \times 10^4 \text{t/a}$ ，本工程 23 口油井集输至鲁中联合站，预计 $3.2 \times 10^4 \text{t/a}$ （合 $125.2 \text{m}^3/\text{d}$ ）原油， $328.5 \text{m}^3/\text{d}$ 采出水依托鲁中联合站处理。本工程共计 14 口回注井回注水量约 $305.75 \text{m}^3/\text{d}$ ，就近依托鲁中联合站和玉北脱水站处理后采出水。

依托可行性分析见下表。

表 3.2-32 鲁中联合站依托可行性分析 m^3/d

废水	设计规模	实际处理量	富余量	本工程新增处理规模	可行性分析结论
采出水	4000 m^3/d	2250 m^3/d	1750 m^3/d	328.5	依托可行
井下作业废水				10.62	依托可行
原油处理	7200 m^3/d	4143 m^3/d	3057 m^3/d	90.66	依托可行
注水量	3400 m^3/d	2000 m^3/d	1400 m^3/d	305.75	依托可行

3.2.6.2 玉北脱水站

(1) 基本情况

玉北脱水站属于采油二工区，位于鲁克沁采油管理区西区，距鲁克沁采油管理区办公点约 3.5km。该站于 2013 年 7 月开工建设，2014 年 7 月建成。设计年处理液量 $160 \times 10^4 \text{m}^3$ ，处理混合油 $50 \times 10^4 \text{t}$ ，供稀油能力 $80 \times 10^4 \text{m}^3$ ，日注水能力 2500m^3 。

该站具有 42MPa 高压注水、原油集输、稀油增压加热及配套的消防和暖通功能。建有 8 台注水泵、2 座 5000m³ 拱顶工艺罐、1 座 500m³ 注水罐、2 座 100m³ 污水罐、2 座 1000m³ 消防水罐、4 台原油热化学脱水器、3 台混油加热炉、3 台稀油加热炉、4 台稀油增压泵。玉北脱水站生产工艺流程图见图 3.2-21。

玉北脱水站采出水处理系统采用“沉降+气浮+生化+两级过滤”工艺，总处理能力为 3000m³/d，目前实际处理量约 1850m³/d，负荷率为 62%。处理后的采出水全部用于有效注水。

玉北脱水站采出水处理系统设备一览表如下：

表 3.2-33 玉北脱水站采出水处理系统设备一览表

序号	设备名称	规格尺寸	单位	数量	备注
1	采出水接收罐（除油罐）	1000m ³	座	2	
2	隔油池	260m ³	座	1	
3	调节池	750m ³	座	1	
4	污油池	130m ³	座	1	
5	旋流气浮浮机	Q=200m ³ /h	套	1	
6	生化反应池	1500m ³	座	1	
7	斜板沉淀池	300m ³	座	2	
8	核桃壳过滤器	Φ2.8m 过滤罐 3 个	套	1	
9	改性纤维球过滤器	φ2.4m 滤罐 3 座	套	1	强制滤速 5m/h
10	撬装加药装置	q _v =12L/h, h=100m, P=0.55kW	套	6	强制滤速 6m/h
11	一级提升泵(自吸离心泵)	q _v =180m ³ /h, h=14m, P=15kW	台	2	开 1 备 1
12	污油回收泵(自吸离心泵)	q _v =25m ³ /h, h=60m, P=15kW	台	2	开 1 备 1
13	过滤提升泵(自吸离心泵)	q _v =160m ³ /h, h=55m, P=45kW	台	2	开 1 备 1
14	污泥泵(自吸离心泵)	q _v =45m ³ /h, h=100m, P=30kW	台	2	开 1 备 1
15	罗茨鼓风机	FTB-200E 75kW	台	3	开 2 备 1 自带软启动控制柜

玉北脱水站注水系统采用高低压分注、清污混注工艺，站内集中增压、站外阀组配水、注水管线枝状连接的形式。总设计注水能力 4100m³/d（其中 35MPa 设计注水能力为 2200m³/d，25MPa 设计注水能力为 1900m³/d），目前注水量为 2100m³/d，负荷率为 51.2%。注入水源多为处理后的采出水，缺水时用供水站清水补充。多余的采出水可通过调水管线输送至鲁中联合站回注到地层。

玉北脱水站注水系统设备一览表如下：

表 3.2-34 玉北脱水站注水系统设备一览表

序号	设备名称	规格尺寸	单位	数量	参数	备注
1	清水缓冲罐	500m ³	座	1		
2	采出水缓冲罐	500m ³	座	2		
3	注水泵	5ZB-12/42	台	3	q _v =13.9m ³ /h, p=35MPa, P=185kW	开 3 备 2
4	注水泵	5S100A-13.9/35	台	2	q _v =13.9m ³ /h, p=35MPa, P=185kW	
5	注水泵	5W127-24/35	台	5	q _v =24m ³ /h, p=35MPa, P=280kW	开 2 备 3
6	注水泵	5ZB-20/43 II	台	8	q _v =19.4m ³ /h, p=42MPa,	开 3 备 5

					P=315kW	
7	清水喂水泵	IH100-65-200	台	2	$q_v=100\text{m}^3/\text{h}$, H=50m, P=30kW	开 1 备 1
8	采出水喂水泵		台	2	$q_v=150\text{m}^3/\text{h}$, H=30m, P=22kW	开 1 备 1

根据产能预测，玉北脱水站 2024 年注水量最大为 1724m³/d，清水补充量最大为 469m³/d（2024 年）。

原油处理系统：脱水站采用“三相分离器+热化学脱水器+大罐沉降”三段脱水工艺。分离出的油外输至鲁中联合站，分离出的水进入水处理区，分离出的气通过火炬燃烧放空。

设计年处理液量 160×10⁴m³，处理混合油 50×10⁴t，供稀油能力 80×10⁴m³，日注水能力 2500m³。目前进站液量 3093m³/d、油量 1503m³/d、气量 2×10⁴m³/d、掺稀量 549m³/d。玉北脱水站原油处理系统流程示意图如下。

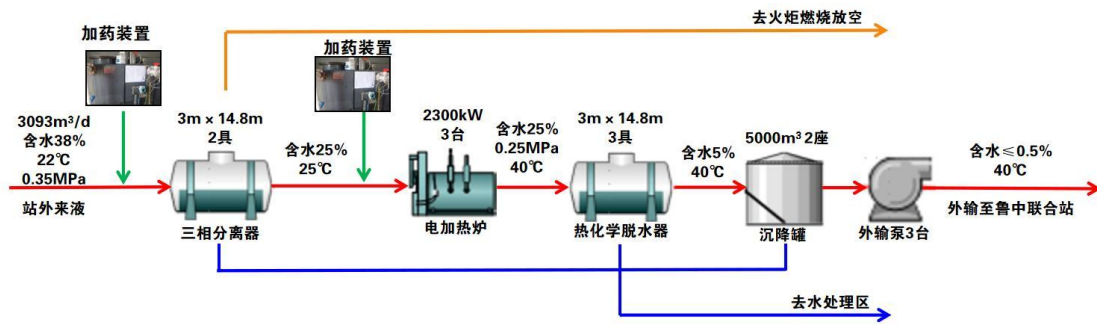


图 3.2-22 玉北脱水站原油处理系统流程示意图

玉北脱水站原油处理系统主要设备一览表如下：

表 3.2-35 玉北脱水站原油处理系统设备一览表

序号	设备名称	规格尺寸	单位	数量	备注
混油处理系统					
1	三相分离器	D3000×14800	具	2	
2	混油电加热炉	3000kW	台	2	开 1 备 1
3	热化学脱水器	D3000×14800	具	3	
4	进站加药装置	80L/h, 1MPa	套	1	2 台加药泵, 开 1 备 1
5	二段加药装置	80L/h, 1MPa	套	1	2 台加药泵, 开 1 备 1
6	沉降罐	5000m ³	座	2	
7	外输泵	$q_v=130\text{m}^3/\text{h}$, h=150m	台	3	开 1 备 2
掺稀系统					
1	稀油电加热炉	700kW	台	2	开 1 备 1
2	高压掺稀泵	$q_v=35\text{m}^3/\text{h}$, h=10MPa	台	4	开 1 备 3

(2) 环评手续

玉北脱水站于 2015 年 6 月 23 日取得原新疆维吾尔自治区环境保护厅批复(新环函〔2015〕698 号)。2017 年 10 月 14 日通过企业自主验收。

(3) 依托可行性分析

本工程共计 31 口采油井，新增产能 $4.4 \times 10^4 \text{t/a}$ ，累计采出水最大为 $442.8 \text{m}^3/\text{d}$ ，本项目 8 口油井集输至玉北脱水站，预计 $1.2 \times 10^4 \text{t/a}$ （合 32.87t/d ）原油， $114.26 \text{m}^3/\text{d}$ 采出水依托玉北脱水站处理。本工程共计 31 口回注井回注水量约 $305.75 \text{m}^3/\text{d}$ ，就近依托鲁中联合站和玉北脱水站处理后采出水。依托可行性分析见下表。

表 3.2-36 玉北脱水站依托可行性分析 m^3/d

废水	设计规模	实际处理量	富余量	本工程新增处理规模	可行性分析结论
采出水	3000	1850	1150	114.26	依托可行
原油处理	4800	3600	1200	34.54	依托可行

3.2.6.3 鄯善县生活垃圾填埋场

鄯善县生活垃圾填埋场位于鄯善县城西 7km、312 国道以南 500m 处。工程分两期，一期生活垃圾填埋场于 2013 年完工，设计容量 51.3 万 m^3 ，设计日处理垃圾 100 吨，处理工艺为卫生填埋。二期总占地面积 16 万 m^2 ，总库容 82.13 万 m^3 ，填埋区主要由垃圾坝、防渗工程、填埋气体导排系统、渗滤液收集导排系统、地下水监控系统等组成。预计日处理垃圾 180 吨，二期于 2023 年建成，目前尚有较大余量，本工程施工期产生的生活垃圾量较少，鄯善县生活垃圾填埋场可以接纳。工程区距离鄯善县生活垃圾填埋场约 33km，要求生活垃圾采用专业清污车全密闭运输，避免运输过程对环境造成影响。

3.2.6.4 玉东废渣场

吐哈油田分公司鲁克沁采油厂新建废渣场工程，于 2014 年 9 月 26 日取得原吐鲁番市环保局批复（吐地环发〔2014〕171 号）。2016 年 8 月 16 取得原吐鲁番市环保局环保验收批复（吐市环验函〔2016〕31 号）。

鲁克沁采油管理区现有废渣场 2 座，目前，一期建设的 30000m^3 和 45000m^3 废渣场池已基本满场，2014 年 4 月投入使用 60000m^3 废渣场，目前尚有较大容积。2015 年在废渣场西南角设置危险废物临时贮存场所，容积约 20000m^3 ，可以满足本工程处理需求。

3.3 工程分析

3.3.1 主要生产工艺过程

油气开发是一项包含多种工艺技术的系统工程，包括勘探、钻井、测井、井下作业、采油（气）、原油集输和供水、供电、道路、通讯等配套工程。

3.3.3.1 施工期

(1) 钻井

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

其工艺包括钻井、固井（下套管、注水泥）和完井等过程。钻井前要进行钻前准备工作，完井后要清理井场。钻前准备：包括平整井场和井场道路、构筑钻井设备地基、布置钻井设备等。井场主要钻井设备有：钻机（包括井架、天车、泥浆泵）及泥浆固相控制系统、水罐，柴油机（备用）、发电机。井场配有控制室（车）和宿营房车。井场边缘靠近泥浆循环系统处设置岩屑堆放区（钻井期间存放钻井岩屑、废泥浆和废水）。在钻井时，泥浆自井口径钻杆、钻头至井底，携带井底的岩屑上返地面，经泥浆固相控制系统除去岩屑后循环使用（参见图 3.3-1）。

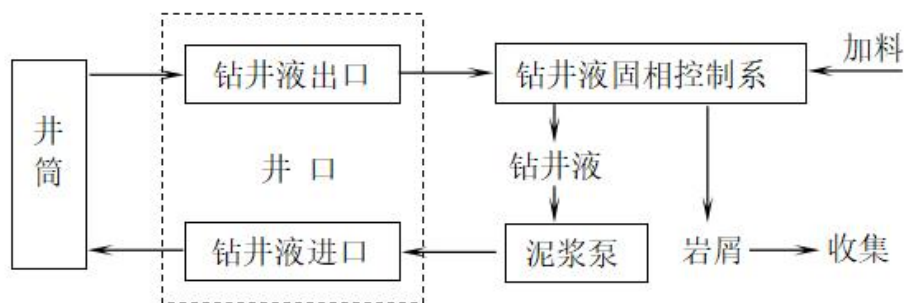


图 3.3-1 钻井液循环示意图

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

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

除地面以下 1m 内的套管头。

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

本工程计划部署 45 口井，其中新钻油井 31 口、新钻回注井 14 口。本次新钻油井进尺 3200m，总进尺 1.44×10^5 m。

（2）测井

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

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

（3）地面工程建设

本工程地面工程主要包括阀组间建设、井场及管线连接，管线敷设等。

1) 井场建设

本工程计划部署 45 口井，其中新钻采油井 31 口、新钻回注井 14 口。井场设备安装首先需对占地进行场地平整，设置施工车辆临时停放场地，将采油设备或阀组拉运至井场或阀组间，进行安装调试。地面工程施工结束后，对施工场地临时占地进行平整恢复，清除井场临时占地内水泥基础、各类池体防渗层并进行平整。

2) 管线建设

管线施工工艺流程详见图 3.3-2。

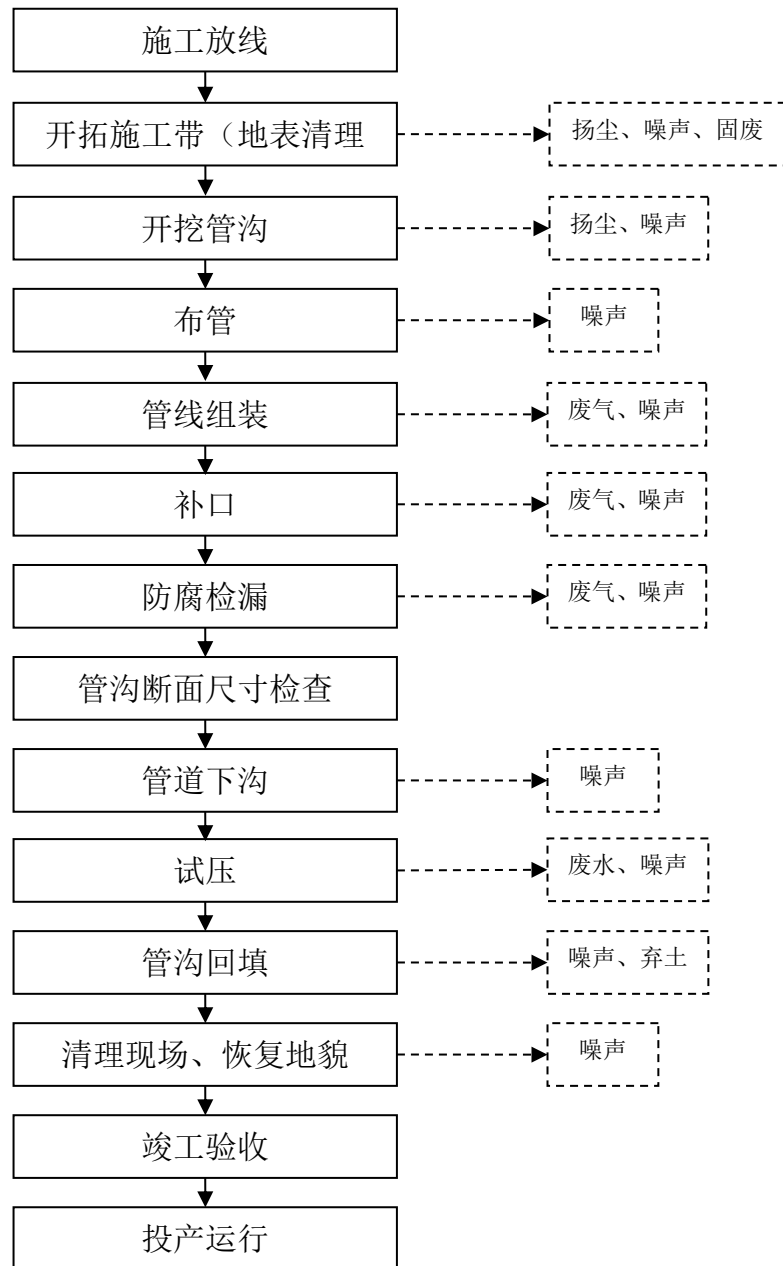


图 3.3-2 管线施工工艺流程及产污环节示意图

管线施工工艺流程简介：

①施工放线

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

②管沟开挖

开挖管沟前，应根据管道施工用地宽度清理其中的杂物，平整沟、坎，以便施工机具通行，同时清除管线中心线两侧以及附近斜坡上危及管道安全的崩塌堆

积物。施工前应按照设计图纸要求及各个区域的地质情况向施工人员作好管沟断面开挖要求（开挖深度及边坡比）、堆土位置及技术要求等的交底工作。管沟开挖可采用机械开挖与人工开挖相结合的方式，有地下障碍物时，障碍物两侧 5m 范围内，应采用人工开挖。对于重要设施，开挖前应征得其管理方的同意，并应在其监督下开挖管沟。施工机械在纵坡上挖沟，必须根据坡度的大小、土壤的类别、性质及状态计算施工机械的稳定性，并采取相应的措施，确保安全操作。本工程单管敷设管沟底宽为 0.5m，集油/掺稀管道同沟敷设时，管道间距不小于 100mm，与注水管道同沟敷设时，管道间距不小于 400mm，管沟边坡比为 1:0.75。管沟成型后，应进行检查。

本工程管道工程一般区域管道施工作业带宽度控制在 10m 范围内，每增加一根同沟敷设管道，施工作业带增加该单管道外径的 5 倍与管道间距之和，集输管道与掺稀管道同沟敷设，作业带宽度约为 10.35m，管线埋深为 1.5m。

③管线组装

集输管线、掺稀管道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/T6662.2-2020）、《柔性复合管施工及验收规范》（Q/SY TZ 0407-2014）中的相关要求；注水管线采用 Q345C 钢无缝钢管，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，注水管线采用弹性敷设、冷弯弯管、热煨弯头三种型式来满足管道变向安装要求。

④管道下沟

管段下沟前，需清除沟中的石块及塌方泥土、积水等，对管道进行外观检查并及时修补；管段下沟时，不允许任何导致管段产生弯折、永久性变形、破坏管材的现象出现；管段下沟后，在不受外力的条件下，应与沟底表面贴实且放到管沟中心位置。如出现管底局部悬空应用细土填塞，不得出现浅埋。管道施工示意图见图 3.3-3。

式进行穿越，套管顶距路面不小于 1.2m，套管顶距公路边沟底面不小于 1m，套管伸出公路边沟外不小于 2m。套管规格为 DRCP III 1200×2000 GB/T 11836。

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项上部，当回填至管项以上 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。

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

（4）储层改造工程

储层改造工程主要包括射孔、压裂以及后续测试放喷等。

1) 射孔

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

2) 压裂

鲁克沁油田区域酸化压裂作业时，使用的高效交联压裂液由工程院提供配置提供，压裂液、滑溜水由施工单位在现场自行配制。胶凝酸以及压裂液和滑溜水

配置所需的原料通过车辆运输至井场，通过压裂液在线混配车将酸液、压裂液、滑溜水按一定比例混合后，通过管汇车输送至压裂车进行加压，向地层注入高于地层破裂压力的酸化压裂液，随即在井底附近产生高压，当压力超过井壁附近地应力和岩石抗张强度后，在地层中形成裂缝。停泵后，压裂返排液自喷返排至地面专用废液收集罐中，运至玉北脱水站、鲁中联合站污水处理系统处理。

3) 测试放喷

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

测试放喷阶段主要污染物为三相（或两相）分离器产生气体（或天然气）在放喷池放空。产生的液体（或原油）由液体罐收集后，原油送玉北脱水站或鲁克沁联合站。依据具体情况设定放喷时间，一般为 1~2d。

储层改造工程主要废气为酸化压裂废气、放喷天然气燃烧产生的废气及施工机械尾气。废水主要为生活污水及压裂返排液，生活污水排入防渗收集池，定期拉运至鲁克沁生活基地污水处理站处理。压裂返排液采用专用废液收集罐收集，运至玉北脱水站、鲁中联合站污水处理系统处理达标后回注。噪声为压裂车噪声及测试放喷高压气流噪声，通过定期检修施工设备、合理布置作业任务，避免局部噪声过高。

3.3.1.2 运营期

(1) 采油

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

根据油气藏目前生产情况、油藏原油性质和配产情况，本工程选择自喷采油法，初期自喷开采，当油层压力下降，油井停喷或需要提液时根据部署井不同掺稀比采用有杆泵或电泵、注水、注气采油等。

(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

本工程新建集油管线长度 26km，掺稀管线 26km，集油管线与掺稀管线同沟敷设，油气混输至计量阀组间，最终输至鲁中联合站、玉北脱水站处理。

本工程单井输油采用常温集输流程，油气处理依托已建玉北脱水站、鲁中联合站。单井采出液就近进入已建阀组间，将 X058 县道北侧 8 口油井接入中区 7 号掺稀计量阀组，利用已建集输干线集输至玉北脱水站进行处理；将 X058 县道南侧 21 口油井接入中区 4 号掺稀计量阀组，2 口井进中区 3 号阀组，利用已建集输管线集输至鲁中联合站进行处理。

掺稀系统：鲁中联合站高压稀油首先通过管线输送至 4 号阀组，再通过管线输送至 7 号阀组及 8 号阀组掺稀。

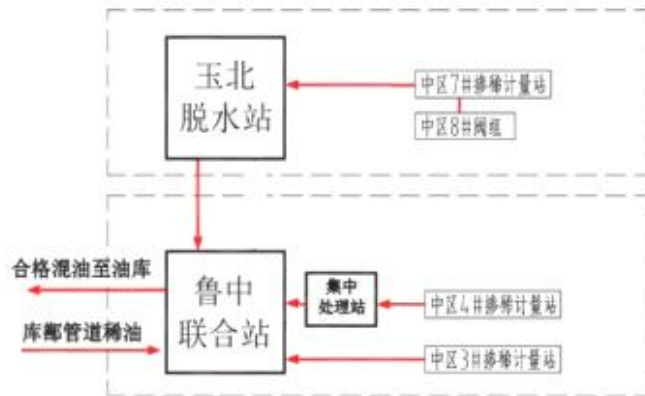


图 3.3-5 油气集输流向图

本工程运营期工艺流程图详见图 3.3-6。

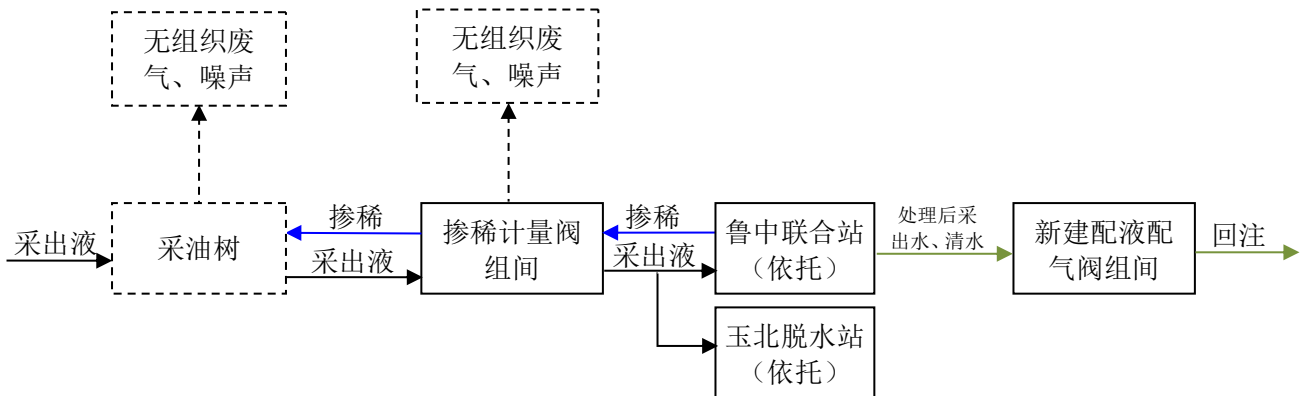


图 3.3-6 运营期工艺流程示意图

3.3.1.3 退役期

随着石油天然气开采的不断进行，其储量逐渐下降，最终井区将进入退役期。

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

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

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

3.3.1.4 环境影响因素分析

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

本工程包括钻井、地面工程建设、采油、油气集输等施工作业内容，基本属于开发施工期和生产运营期的建设活动。其环境影响因素主要来源于油井及与其

相关钻井、采油、井下作业等各工艺过程，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，详见表 3.4-2 和图 3.3-7。

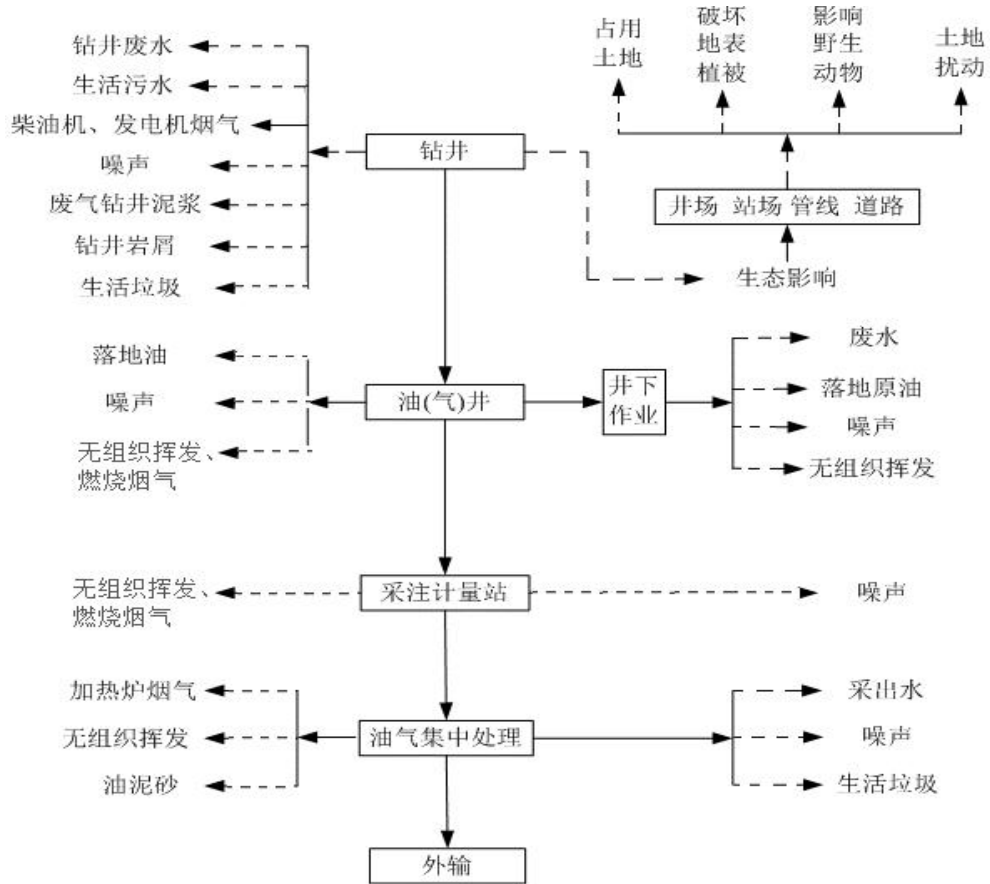


图3.3-7 油田开发过程污染物排放流程

表 3.3-1 环境影响因素识别表

序号	单项工程	时期	主要影响因素	主要环境影响因子	分析结果
1	钻前工程	施工期	大气	颗粒物	-
			地表水	BOD ₅ 、COD、悬浮物、氨氮等	-
			地下水	耗氧量、氨氮、石油类等	-
			土壤	/	-
			生态	地表扰动面积及类型、生态系统完整性	-
			噪声	/	-
2	钻井工程	施工期	大气	SO ₂ 、NO _x 、非甲烷总烃	-
			地表水	pH 值、悬浮物、COD、BOD ₅ 、氨氮、总磷、石油类、挥发酚、硫化物、阴离子表面活性剂、汞、总铬、六价铬、镉、砷、镍、铅	-
			地下水	pH 值、挥发酚、耗氧量、氨氮、硫化物、氯化物、石油类、总硬度、溶解性总固体、钡、汞、砷、六价铬等	-
			土壤	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	-
			生态	/	-
			噪声	昼间等效声级（L _d ）、夜间等效声级（L _n ）	-
3	储层改造工程	施工期	大气	SO ₂ 、NO _x 、非甲烷总烃	-
			地表水	pH 值、悬浮物、COD、BOD ₅ 、氨氮、总磷、石油类、挥发酚、硫化物、阴离子表面活性剂、汞、总铬、六价铬、镉、砷、镍、铅	-
			地下水	pH 值、挥发酚、耗氧量、氨氮、硫化物、氯化物、石油类、总硬度、溶解性总固体、钡、汞、砷、六价铬等	-
			土壤	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	-
			生态	/	-
			噪声	昼间等效声级（L _d ）、夜间等效声级（L _n ）	-
4	油气集输工程	施工期	大气	颗粒物	-
			地表水	BOD ₅ 、COD、悬浮物、氨氮等	-
			地下水	耗氧量、氨氮、石油类等	-

鲁克沁油田超深稠油压舱石工程 2025 年实施方案建设项目环境影响报告书

			土壤	/	-
			生态	地表扰动面积及类型、植被覆盖度、生物量损失、物种多样性、生物生态系统完整性	-
			噪声	/	-
		运营期	大气	SO ₂ 、NO _x 、硫化氢、非甲烷总烃	-
			地表水	pH 值、悬浮物、COD、BOD ₅ 、氨氮、总磷、石油类、挥发酚、硫化物、阴离子表面活性剂、汞、总铬、六价铬、镉、砷、镍、铅	-
			地下水	耗氧量、氨氮、石油类等	-
			土壤	/	-
			生态	土壤肥力或林地立地条件、生物多样性、生态系统完整性等	-
			噪声	昼间等效声级 (L _d)、夜间等效声级 (L _n)	-

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

3.3.2 施工期环境影响因素分析

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

3.3.2.1 生态影响因素

生态影响主要体现在钻井、井场建设、管线建设、阀组间建设阶段，如占用土地、施工对地表植被的影响、土壤扰动等。

本工程充分依托现有道路，管线工程分段施工，施工材料即用即拉，不设施工便道、材料堆场及施工营地等临时工程。

根据估算，本工程占地面积为 78.7712hm²，其中永久占地面积为 5.5612hm²，临时占地面积 73.21hm²，详见表 3.3-2。工程占地类型主要为采矿用地和裸土地。

表 3.3-2 占地面积统计表

序号	工程内容		面积 (hm ²)			备注
			永久占地	临时占地	总占地	
1	新建井场 (45 口)		5.4	36	41.4	单井施工总占地面积 10800m ² (100m×90m)，2 座放喷池各 100 m ² ，井场永久占地 1200m ² (30m×40m)，占地类型为采 矿用地和裸土地等。
2	施工区生活营地		0	0.3	0.3	施工区生活营地 1 处 50m×60m
2	管线		0.03	36.91	36.94	作业带范围 10m； 输油管线、掺稀管线同沟敷设， 作业带宽度为 10.35m，长度 26km； 三桩永久占地 300 m ² ，占地类 型为采矿用地和裸土地等。
3	阀 组 间	玉东 204 注入站 外	0.0656	0	0.0656	新建罩棚面积约为 656m ² (16m×41m)
		中区 4 号掺稀计 量阀组间站外	0.0656	0	0.0656	新建罩棚面积约为 656m ² (16m×41m)
合计			5.5612	73.21	78.7712	

3.3.2.2 施工期污染源分析

(1) 废气污染源

本工程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。本工程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。

6) 储层改造废气

储层改造过程废气主要来源于压裂液现场暂存过程、压裂液注入过程以及压

裂返排液暂存过程中产生的废气，主要成分为 HCl 等，采取压裂液和压裂返排液密闭罐存放措施，有效降低酸性废气排放。

(2) 废水污染源

施工期产生的废水主要为钻井废水、酸化压裂返排液、管线试压废水和生活污水。

1) 钻井废水

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

钻井期间产生的废水主要为钻井废水，包括：

A、机械冷却废水：包括钻井泵拉杆冲洗水、水刹车排出水等；

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

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

D、其他废水：包括固井等作业产生的废水、井口返排水等。

钻井废水是钻井液等物质被水高倍稀释的产物，其组成、性质及危害与钻井液类型、处理剂的组成有关，主要污染物有悬浮物、石油类、COD 等。废水中的 pH 值高，多在 8.5~9.0 之间；悬浮物含量多在 2000~2500mg/L 之间，COD 多在 3000~4000mg/L 之间，石油类多在 60~70mg/L 之间。

本工程计划部署 45 口井，其中采油井 31 口，回注井 14 口，进尺 3200m。本工程总进尺 1.44×10^5 m。根据《工业源产排污核算方法和系数手册(2021 年版)》中石油和天然气开采专业及辅助性活动行业系数手册，普通油井（2.5-3.5km 进尺）产污系数 19.5t/100m 进行估算。本工程钻井废水产生量为 2.81 万 m³。钻井废水与钻井泥浆、岩屑一同进入不落地系统进行分离处理，分离后的液相拉运至其他新钻井回用于钻井液配制，不外排。

2) 酸化压裂返排液

钻井固定完毕后，需进行压裂完井，在储层改造过程中排出的压裂返排液中主要含有黄原胶、石油类及其他各种添加剂。根据《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》（环保部公告 2021 年第 16 号）

中与石油和天然气开采专业及辅助性活动行业系数手册中产排污系数，计算压裂液及酸化液的产生量分别为 119.94m³/井次、26.56m³/井次。根据区域现有井场历史钻井数据，酸化压裂过程酸化压裂返排液返排率为 60%左右，本工程共新钻井共计 45 口（采油井 31 口，注水井 14 口），项目酸化压裂返排液产生量为 3954.96m³，储层改造过程中产生的压裂返排液排入回收罐中，收集至玉东干化池后，经鲁中联合站污水处理系统处理达标后回注，不外排。

3) 生活污水

施工期常驻井场人员按 50 人，本工程新井钻井周期 20d/井，合计施工周期 900d。每人每天生活用水最高按 100L 计算，生活用水总量为 4500m³，生活污水排放量按用水量的 80%计，则钻井期内生活污水总产生量总计为 3600m³，生活污水主要污染物为 COD、NH₃-N、SS 等，其主要指标浓度 COD 为 350mg/L，NH₃-N 为 60mg/L、SS 为 240mg/L。每个井场均设置防渗收集池，生活污水排入防渗收集池，定期拉运至鲁克沁生活基地污水处理站处理。待施工结束后防渗收集池覆土填埋，防渗膜由井队回收利用。

4) 试压废水

本工程新建单井集油管线 26km（DN50）、掺稀管线 26km（DN40）、单井注水管道 9.8km（D60×10mm）、注水干线 0.2km（D114×16mm），管道试压用水量一般为充满整个管道容积的 1.2 倍，则本工程管道试压用水量约 501.51m³，试压废水是用水量的 90%，试压废水产生量 451.37m³，废水中主要污染物为悬浮物，悬浮物浓度值在 40~60mg/L 左右，用于施工场地洒水降尘。

(3) 固体废物污染源

1) 钻井泥浆

钻井废弃泥浆是钻井过程中无法利用或钻井完井后弃置泥浆池内的泥浆，钻井废弃泥浆的性质由使用的钻井泥浆决定，其产生量随钻井的深度而增加，其产生量可按以下经验公式计算：

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

式中：V——排到地面上的泥浆量（m³）；

D——井眼的平均直径；

h——井深。

本工程钻井过程中新井一开和二开均采用水基泥浆，由以上经验公式计算可得，本工程产生的废弃泥浆量约 15618.01m³。

2) 钻井岩屑

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

$$W = \frac{1}{4} \times \pi \times D^2 \times h \times 2.2$$

式中：W——钻井岩屑产生量（膨胀系数取 2.2），m³；

D——井眼的平均直径，取 0.25m；

h——井深 m。

利用上述公式计算出钻井期内产生的岩屑量为 14942.44m³。

本工程钻井工程包含新钻井 45 口，根据上述计算结果，钻井泥浆及岩屑产生量估算结果见下表 3.3-3。

表 3.3-3 本工程钻井泥浆及岩屑产生量估算表

类型	结构	D 井眼直径 (m)	h 深度 (m)	废弃泥浆产生量 (m ³)	废弃钻井岩屑产生量 (m ³)
单井 (采油)	一开	0.375	350	111.92	85.00
	二开	0.241	350-3200	247.57	285.87
单井 (采油) 合计				359.49	370.87
31 口采油井合计				11144.17	11497.05
单井 (回注)	一开	0.3111	350	105.90	58.50
	二开	0.2159	350-3200	234.74	229.43
单井 (回注) 合计				340.64	287.93
14 口回注井合计				4768.93	4030.97
45 口钻井合计				15913.10	15528.02

钻井期钻井岩屑随泥浆一同进入泥浆不落地系统，采用泥浆不落地技术在井场进行固液分离，分离后的液体回用于钻井液配备，分离后的固相经检测满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T 3997-2017）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、道路或坑洼地等综合利用措施；若分离后的固相经检测不满足《油

气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》(DB65/T 3997-2017)中综合利用污染物限值要求,有钻井队委托第三方岩屑处置公司处理。

3) 生活垃圾

根据开发初步方案及前述分析,本工程合计施工周期 900d。单井施工人数约 50 人,平均每人每天产生生活垃圾 0.5kg。整个施工过程生活垃圾产生量共计 22.5t,生活垃圾集中收集后近拉运至鄯善县生活垃圾填埋场填埋处理。

4) 施工废料

施工废料主要包括管材边角料、焊接作业中产生的废焊渣等。根据类比调查,施工废料的产生量约为 0.2t/km,本工程新建各类集输管线 62km,施工废料产生量约为 12.4t。施工废料应首先考虑回收利用,不可回收利用部分收集后拉运至玉东废渣场处理。

5) 废机油

钻井施工过程中机械检修时会产生少量废机油,检修期间地面应铺设防渗膜,采用钢制铁桶收集后暂存于撬装式危废暂存间中,防止废机油落地污染土壤和地下水。钻井期间产生的废机油量约为 0.1t/口,本工程部署新钻井 45 口,废机油量产生量为 4.5t,废机油进入油田原油生产处理系统综合利用。

6) 废烧碱包装袋

钻井施工过程中配制钻井泥浆时会产生少量烧碱废包装袋属于一般工业固体废物,钻井期间产生的烧碱废包装袋约为 0.05t/口,本工程新部署新钻井 45 口,烧碱废包装袋产生量为 2.25t,废烧碱包装袋折叠打包后,定期拉运至玉东废渣场处理。

7) 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,钻井期间产生的废防渗材料约为 0.2t/口,本工程部署新钻井 45 口,废防渗材料产生量为 9t,含油废弃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,定期由钻井队联系有危险废物经营许可证的单位清运处置。

8) 土石方平衡

本工程挖方量 11.573 万 m³,填方量 12.763 万 m³,借方量 1.19 万 m³,无弃

方。开挖土方主要为管沟开挖产生土方，回填土方主要为管沟回填。新建井场工程区需进行压盖，借方主要来源于区域已完钻井场经“钻井废弃物不落地达标处理技术”处理达标后还原土，还原土满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T 3997-2017）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，进行综合利用。本工程土石方平衡表见下表 3.3-4。

表 3.3-4 土方挖填方平衡表 单位：万 m³

工程分区	挖方	填方	借方		弃方量	
			数量	来源	数量	去向
井场工程	0.45	1.62	1.17	外购土方	0	-
管道工程	11.115	11.115	0	-	0	-
配气配液阀组间	0.008	0.028	0.02	外购土方	0	-
合计	11.573	12.763	1.19	-	0	-

(4) 施工噪声源强

施工过程中的噪声源主要是发电机、钻机、各类泵及管线焊接的噪声。噪声排放情况见表 3.3-5。

表 3.4-5 主要施工设备噪声源不同距离声压级 单位：dB（A）

序号	设备名称	噪声值/距离 (dB (A) /m)	序号	设备名称	噪声值/距离 (dB (A) /m)
1	装载机	88/5	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	柴油发电机	95/5
5	吊装机	84/5	10	管道焊接	80/5

(5) 施工期污染物排放汇总表

施工期污染物排放汇总见表 3.4-6。

表 3.4-6 施工期污染物排放汇总

项目	工程	污染源	主要污染物及排放量		排放去向
			NO ₂	阶段性排放	
大气 污 染 物	井场及 阀组建 设	车辆尾气	SO ₂	阶段性排放	大气
			烃类	阶段性排放	
			粉尘	少量	
井场及 管线	施工扬尘	粉尘	少量	无组织排放，洒水降尘	

	测试放喷	放喷废气	SO ₂ 、NO ₂ 、H ₂ S、C _m H _n	少量	放喷期间分离出的天然气经管线引至放空火炬点燃
水污染物	井场	钻井废水	SS、COD、石油类、挥发酚、硫化物	2.81 万 m ³	钻井废水与钻井泥浆、岩屑一同进入不落地系统进行分离处理，分离后的液相拉运至其他新钻井回用于钻井液配制，不外排。
		酸化压裂返排液	COD、挥发酚、硫化物	3954.96m ³	酸化压裂作业结束后压裂返排液排入回收罐中，收集至玉东废液池后，经鲁中联合站污水处理系统处理达标后回注，不外排。
		生活污水	COD、NH ₃ -N、SS	3600m ³	生活污水排入防渗收集池，定期拉运至鲁克沁生活基地污水处理站处理。
		管道试压废水	SS	451.37m ³	管道试压分段进行，试压水排出后进入下一段管线循环使用，试压结束后用于场地降尘用水。
固体废物	井场	钻井岩屑	岩屑	15528.02m ³	井期钻井岩屑随泥浆一同进入泥浆不落地系统，采用泥浆不落地技术在井场进行固液分离，分离后的液体回用于钻井液配备，分离后的固相经检测满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T 3997-2017）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、道路或坑洼地等；若分离后的固相经检测不满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T 3997-2017）中综合利用污染物限值要求，委托第三方岩屑处置公司处理。
		钻井废弃泥浆	钻井废弃泥浆	15913.10m ³	
		生活垃圾	/	22.5t	集中收集后近拉运至鄯善县生活垃圾填埋场填埋处理。
		施工废料	/	12.4t	施工废料应首先考虑回收利用，不可回收利用部分收集后拉运至玉东废渣场处理。
		废机油	/	4.5t	废机油进入油田原油生产处理系

					统综合利用。
		废烧碱包装袋	/	2.25t	折叠打包后，定期拉运至玉东废渣场处理。
		废防渗材料	/	9t	定期由钻井队联系有危险废物经营许可证的单位清运处置。
噪声	井场	钻机	/	95	声环境
		泥浆泵	/	95	

3.3.3 运营期环境影响因素分析

3.3.3.1 废水污染源

(1) 采出水

油田开发过程中的采出水是伴随着原油从地层开采出来的，主要来源于油藏本身的底水、边水和注汽凝结水。本工程不设油水分离设施，经阀组进行气液分离后的采出液（油、水），输至玉北脱水站、鲁中联合站原油处理系统处理。根据方案预测，本工程运营期累计采出水最大为 442.8m³/d（16.2×10⁴m³/a）。玉北脱水站、鲁中联合站采出水处理系统处理后达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）标准中有关指标后回注油层，不外排。

(2) 生活污水

井场无人值守，通过远程监控、人员定期巡检进行管理。运营期工作人员由内部调剂解决，故不新增生活污水。

(3) 井下作业废水

本工程运营期注水井井场不产生废水。井下作业废水的产生是临时性的，井下作业废水的主要来源为修井过程产生的压井水和压井液、修井时的循环水、洗井时产生的洗井废水。

洗井废水：洗井废水主要在油井洗井工段产生。根据《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》（2021.6.11）“1120 石油和天然气开采专业及辅助性活动行业系数手册”（续表 1），详见表 3.3-7。

表 3.3-7 与石油和天然气开采有关的服务活动产排污系数一览表

产品名称	原料名称	工艺名称	规模等级	污染物指标	单位	产污系数	末端治理技术名称	排污系数
井下作业	洗井液（水）	非低渗透油井洗井作	所有规模	工业废水量	吨/井次-产品	76.04	物理+回注 ^①	0
				化学需氧量	克/井次-产品	104525.3	物理+回注 ^①	0
				石油类	克/井次-产品	17645	物理+回注 ^①	0

	业	所有规模	工业废水量	吨/井次-产品	27.13	物理+回注 ^①	0
			化学需氧量	克/井次-产品	34679.3	物理+回注 ^①	0
			石油类	克/井次-产品	6122.1	物理+回注 ^①	0

注：①洗井废水全部回注油层，故排污系数为 0。

本项目均为非低渗透油井，洗井作业每 2 年 1 次，则洗井作业废水中各污染物产生情况详见表 3.3-8。

表 3.3-8 洗井作业废水产生及排放情况一览表

序号	污染物指标	产生量 (t/次)	排放量	主要处理措施及排放去向
1	废水量	1178.62	0	井下作业废水自带回收罐收集至玉东废液池后，经鲁中联合站污水处理系统处理，处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)中的有关标准后回注油层
2	COD	0.16	0	
3	石油类	0.27	0	

压裂废水、修井废水：油井维修、大修、压裂等工段会产生酸化液及压裂返排液。根据《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》中“1120 石油和天然气开采专业及辅助性活动行业系数手册”产污系数，详见表 3.3-9。废水核算详见表 3.3-10。

表 3.3-9 石油和天然气开采有关的服务活动产排污系数表

产品名称	原料名称	工艺名称	污染物指标项	产物系数	末端治理技术	排放量
井下作业	压裂液	非低渗透油井加砂压裂	废压裂液（压裂返排液）	119.94m ³ /井	无害化处理/处置/利用	0
	酸化液	非低渗透油井酸化压裂	废酸化液（酸化返排液）	26.56m ³ /井	无害化处理/处置/利用	0
	洗井液	修井	废洗井液	25.29t/井	无害化处理/处置/利用	0

表 3.3-10 井下作业废液产生量一览表

产污工段	名称	工艺名称	污染物指标项	产污系数	平均周期	井口数量 (个)	产生量
井下作业	压裂液	非低渗透油井加砂压裂	废压裂液（压裂返排液）	119.94m ³ /井	每 2 年 1 次	31 口油井	1859.07m ³ /a
	酸化液	非低渗透油井酸化压裂	废酸化液（酸化返排液）	26.56m ³ /井		31 口油井	411.68m ³ /a

注：运营期注水井不进行压裂等井下作业。

井下作业废水自带回收罐收集至玉东废液池后，经鲁中联合站污水处理系统处理，处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)中的有关标准后回注油层。

3.3.3.2 废气污染源

本工程大气污染物的主要来源是站场、井口、管线接口、阀门等处产生的无组织挥发烃类。

(1) 无组织废气

1) 非甲烷总烃 (NMHC)

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

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

公式如下:

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

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

t_i ——密封点 i 的年运行时间, h/a;

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

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

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

n ——挥发性有机物流经的设备与管线组件密封点数。

表 3.3-10 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)
石油化学工业	气体阀门	0.024
	开口阀或开口管线	0.03
	有机液体阀门	0.036

	法兰或连接件	0.044
	泵、压缩机、搅拌器、泄压设备	0.14
	其他	0.073

参照《石化行业 VOCs 污染源排查工作指南》，若未提供 TOC 中 VOCs 的质量分数，则取 1 进行核算，则本工程采出液中 $WF_{VOCs, i}$ 和 $WF_{TOC, i}$ 比值取 1，根据设计单位提供的数据，项目单座井场和单座计转站阀组涉及的液体阀门、法兰数量如表 3.3-11 所示。

表 3.3-11 本工程单个井场无组织废气核算一览表

设备类型		密封点数量 (个)	排放系数 (kg/h)	污染物排放速率 (kg/h)	年运行时间 (h/a)	污染物排放量 (t/a)
单井井场	有机液体阀门	20	0.036	0.0022	8760	0.019
	法兰或连接件	42	0.044	0.0055		0.049
单井井场						0.067
31 口采油井						2.092
阀组间	有机液体阀门	18	0.036	0.0019	8760	0.017
	法兰或连接件	20	0.044	0.0048		0.042
4 个阀组间						0.235
总计						2.327

经核算，本工程单座井场新增烃类挥发总量为 0.067t/a，则本工程新增非甲烷总烃无组织排放量为 2.327t/a。

2) 硫化氢 (H₂S)

根据《2023 年 VOC 治理天然气组分分析数据》，鲁克沁油田采出气不含硫化氢。

(2) 非正常工况排放

本工程油气集输过程中，若井口压力过高，此时利用防喷器迅速封闭井口，打开放喷管线阀门泄压，采出液通过放喷管线直接进入放喷池，事故放喷一般时间较短。本次评价将井口压力异常情况作为非正常排放考虑，本工程放喷非正常工况下污染物源强情况见表 3.4-12。

表 3.4-12 非正常工况下污染物排放一览表

序号	项目	年排放小时数/h	排放工况	评价因子	排放速率/(kg/h)
1	放喷池	0.17	非正常	H ₂ S	0.001
				非甲烷总烃	0.1

3.3.3.3 固体废物污染源

(1) 含油污泥

本工程采出液通过管线密闭集输至鲁克沁联合站和玉北脱水站原油处理系统进行处理，采出液经油水分离后产生含油污水由鲁克沁联合站和玉北脱水站污水处理系统进行处理，污水处理过程中会产生一定量的含油污泥。此外，鲁克沁联合站和玉北脱水站站内检修清罐、污水处理隔油等工艺会产生含油污泥。根据《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》（2021.6.11）“07 石油和天然气开采业行业系数手册”续表 35 中产污系数核算含油污泥产生量详见表 3.3-13。

表 3.3-13 石油和天然气开采行业专业及辅助性活动行业系数表

产品名称	原料名称	工艺名称	规模等级	污染物类别	单位	产污系数	末端治理技术名称	排污系数
稠油	稠油	检修清罐、污水隔油等	所有规模	含油污泥	吨-万吨产品	200.62	无害化处理/处置/利用	0

本工程 31 口采油井全部投产后最大产油量 $4.4 \times 10^4 \text{t/a}$ ，计算含油污泥最大产生量为 882.73t/a。鲁克沁联合站和玉北脱水站产生的含油污泥属于危险废物，集中收集至玉东废渣场暂存间，定期委托持有危险废物经营许可证的单位接收处置。

(2) 落地原油

主要来自试油等作业及突发环境事件，属于《国家危险废物名录》（2021 本）HW08 类危险废物（废物代码：071-001-08）。

本工程井下作业时带罐作业，防止产生落地油，井口排出物全部进罐，做到原油 100%回收，按单井落地油产生量约 50kg/井·次，作业频次一般 2 年一次。本工程运行后共 31 口井，产生落地油量为 0.775t/a。落地油不在施工井场储存，直接在作业施工现场由施工人员回收至罐车内，运至玉东废渣场临时贮存，最终委托持有危险废物经营许可证的单位接收处置。

(3) 清管废渣

集输管线每 2-4 年清管 1 次，根据类比调查，一般每公里管线产生的清管废渣量平均约为 1.15kg，本工程新建集油及掺稀管线总长度为 52km，废渣量约 59.8kg/次（0.030t/a）。清管废渣中含有少量管道中的油，其危险废物类别为属

于《国家危险废物名录》(2021 本)HW08 类危险废物(废物代码:900-249-08), 间歇产生, 暂存至玉东废渣场暂存, 最终委托持有危险废物经营许可证的单位接收处置。

(4) 废防渗材料

项目运营期油井作业时, 作业场地下方铺设防渗布, 产生的落地油直接落在防渗布上, 目前油田使用的防渗布均可重复利用, 平均重复利用 1-2 年。单块防渗布重约 250kg (12m×12m), 每口井作业用 2 块, 则本工程 45 口井产生废弃防渗布最大量约 11.25t/a。

作业过程中产生的含油废弃防渗布属于危险废物, 危废代码为 HW08 中 900-249-08 其他生产、销售、使用过程中产生的废矿物油及沾染矿物油的废弃包装物。作业施工结束后, 由施工单位将废弃的含油防渗布集中收集, 不在井场贮存, 委托持有危险废物经营许可证的单位接收处置, 拉运过程中资质单位应使用专车、按照指定的拉运路线。

(5) 废润滑油

运营期井架及井下作业时各类机械设备需要定期保养和维护, 会产生一定量的废润滑油, 类比同类井场废润滑油的产生量可知, 单井井场产生的废润滑油量为 0.05t/a, 本工程 31 口采油井废润滑油的产生量约为 1.55t/a。废润滑油间歇产生, 产生量小, 成分为矿物油与原油成分相似, 可进入鲁克沁联合站原油处理系统综合利用。

本工程运营期危险废物严格按照《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。根据《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》, 本工程运营期危险废物产排污统计表详见表 3.3-14。

表 3.3-14 运营期危险废物产生、处置及防治措施情况一览表

序号	危险废物名称	废物类别	废物代码	产生量 (t/a)	产生工序及装置	形态	主要成分	有害成分	产废周期	危废特性	污染防治措施
1	含油污泥	HW08 废矿物油与含矿物	071-001-08	882.73	石油开采和联合站贮存产生的油泥和油脚	固态	石油类、泥沙	石油类	每年一次	毒性 T 易燃性 I	委托持有危险废物经营许可证的单位进行资源化达标处理

			900-210-08		采出水处理浮油、浮渣、污泥	半固态	石油类、泥沙	石油类	每天	毒性 T 易燃性 I	
2	落地原油		071-001-08	0.775	采油、井下作业环节及管线事故破损产生	固态	油类物质	油类物质	事故状态下	毒性 T 易燃性 I	运至玉东废渣场临时贮存，最终委托持有危险废物经营许可证的单位进行资源化达标处理
3	清管废渣		071-001-08	0.030	定期清管	固态	油类物质、铁锈	油类物质	2-4a/次	毒性 T 易燃性 I	运至玉东废渣场临时贮存，委托持有危险废物经营许可证的单位进行资源化达标处理
4	废防渗材料		900-249-08	11.25	井场	固体	石油类	石油类	间歇	毒性 T 易燃性 I	委托持有危险废物经营许可证的单位接收处置。
5	废润滑油		900-214-08	1.55	采油设备、井下作业设备维护产生废润滑油	半固态	石油类	石油类	间歇	毒性 T 易燃性 I	进入鲁克沁联合站原油处理系统处置

(6) 生活垃圾

运营期工作人员由鲁克沁采油管理区内部调剂解决，故不新增生活垃圾。

3.3.3.4 噪声源

本工程实施后，各噪声污染源治理措施情况见表 3.4-15。

表 3.4-15 噪声源设备

类别	位置	噪声源	源强 dB (A)	噪声特性	排放规律	运行时段	降噪措施	降噪效果 dB (A)
正常	单井井场	抽油机	75~80	机械	连续	全天	基础减振	10

工况		注水井口（计量、注水管件）	75~80	机械	连续	全天	基础减振	10
	交通噪声	巡检车辆、运输罐车	60~90	机械	间歇	昼间	禁止鸣笛	10
	阀组间	分离器橇	85~90	机械	连续	全天	基础减振	10
非正常工况	单井井场	井下作业（压裂、修井等）	80~95	机械		全天	选用低噪设备、基础减振	10

3.3.3.5 运营期污染源汇总

本工程运营期污染物产排情况汇总见表 3.3-16。

表 3.3-16 运营期污染物排放汇总

工段	污染源	主要污染物		产生量	排放量	排放去向
废气	无组织排放	非甲烷总烃		2.327t/a	2.327t/a	大气
废水	采出水	采出水量		16.2×10 ⁴ t/a	0	进入鲁克沁联合站和玉北脱水站采出水处理系统处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)标准后回注油层。
	井下作业废水	洗井废水	产生量	1178.62t/a	0	井下作业废水自带回收罐收集至玉东废液池后，经鲁中联合站污水处理系统处理，处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)中的有关标准后回注油层。
			COD	0.16t/a	0	
			石油类	0.27t/a	0	
		废压裂返排液	石油类	1859.07m ³ /a	0	
		废酸化返排液	石油类	411.68m ³ /a	0	
利旧注入井注水前洗井	石油类	383.85t/a	0			
固体废物	含油污泥	石油类		882.73t/a	0	运至玉东废渣场暂存间，定期委托持有危险废物经营许可证的单位接收处置。
	落地原油	石油类		0.775t/a	0	本工程井下作业时带罐作业，落地油 100%回

					收，运至玉东废渣场临时贮存，最终委托持有危险废物经营许可证的单位接收处置
	清管废渣	石油类	0.030t/a	0	运至玉东废渣场临时贮存，最终委托持有危险废物经营许可证的单位接收处置
	废防渗材料	石油类	1.45t/a	0	
	废润滑油	石油类	1.45t/a	0	进入鲁克沁联合站原油处理系统综合利用

3.3.4 污染物排放“三本账”

本工程建成后运营期污染物排放变化情况见表 3.3-17。

表 3.3-17 主要污染物排放变化情况表

类别	单位	现有工程排放量	本工程排放量	“以新带老”消减量	本工程实施后排放量	增减量
一、废气						
SO ₂	t/a	0.08	0	0	0.08	0
NO _x	t/a	11.41	0	0	11.41	0
非甲烷总烃	t/a	667.64	2.327	0	669.967	+2.327
二、废水						
采出水	×10 ⁴ t/a	153	16.2	0	169.2	+16.2
井下作业废液	×10 ⁴ t	100	0.345	0	100.345	+0.345
三、固废						
含油污泥	t/a	2800	882.73	0	3682.73	+882.73
废防渗材料	t/a	0	11.25	0	11.25	+11.25
清管废渣	t/a	0	0.030	0	0.030	+0.030
落地原油	t/a	0	0.775	0	0.775	+0.775
废润滑油	t/a	0	1.55	0	1.45	+1.55

3.4 清洁生产分析

3.4.1 钻井过程的清洁生产工艺

(1) 采取小井眼钻井工艺技术，减少固体废物的排放。

(2) 在钻井、注水、防砂等钻采工艺中，采取防渗漏措施（下入表层套管），防止钻井化学药剂对地下水的污染。

(3) 钻井过程中，采用钻井泥浆循环系统、泥浆泵冷却水循环系统、废油回收专用罐、钻井污水循环回收罐等环保设施，最大限度减少污染物排放量。

(4) 钻井泥浆循环利用率（重复利用）达到 90%以上，最大限度地减少废泥浆的产生量和污染物的排放量。

具体规定如下：

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

②钻井过程中使用小循环，转换钻井泥浆及完井泥浆回收处理利用；井队充分回收利用污水，泥浆泵、水刹车的冷却水循环使用，冲洗钻台等污水经防渗污水池（防渗材料：采用土工膜）沉淀处理后，打入污水循环回收罐循环使用。

③完井后的泥浆药品等泥浆材料全部回收，废机油、洗件油及其他油品全部交有资质单位处理，恢复地貌，做到“工完、料尽、场地清”。

④配备先进完善的固控设备，并保证其运转使用率，努力控制钻井液中无用固相含量为最低，保证其性能优良，从而大大减少废弃泥浆产生量。

(5) 采用低固相优质钻井液，尽量减少泥浆浸泡油层时间，保护储层。

(6) 设置井控装置（防喷器等），并采取了防止井喷和井漏的技术措施，以及防止井喷事故对环境造成污染影响。

(7) 钻井废水、废钻井泥浆等钻井废物排放均控制在井场范围内，并采取了防渗措施，以避免对土壤和地下水环境造成污染影响。

(8) 完钻后剩余的泥浆统一回收后供新钻井使用，钻井岩屑采用不落地系统进行处理，处理后的岩屑满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T 3997-2017）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，用于铺设通井路、铺垫井场等。

3.4.2 油气集输及处理清洁生产工艺

(1) 采用自动系统对主要采油和集输工艺参数进行控制，能够提高管理水平，尽量简化工艺过程，减少操作人员，同时使集输系统的安全性、可靠性得到保证。

(2) 系统采用气液混输工艺，简化流程，方便操作。

(3) 油气集输

依托已建鲁中联合站、玉北脱水站。采出液串接进入计转站后转输进入各联合站处理。

(4) 优化布局，减少建设用地

对井场及站场按工艺流程进行优化组合，布置紧凑。油区油、水、电、道路等工程沿地表自然走向敷设，尽量同沟敷设，减少占用土壤面积，最大限度地减少对自然环境和景观的破坏。

3.4.3 井下作业清洁生产工艺

(1) 在井场加强油井井口的密闭，减少井口烃类的无组织挥发。

(2) 原油生产过程中起下油管时，安装自封式封井器，避免原油、污水喷出；另外，对运输车辆采取防渗漏、溢流和散落的措施。

(3) 在井下作业过程中，对产生的废液拟采用循环作业罐（车）收集，运至鲁中联合站处理。

3.4.4 节能及其它清洁生产措施分析

(1) 采用高压管道，可减少管网的维修，延长管道使用寿命。

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

(3) 油区采用自动化管理，实现无人值守，提高了管理水平。

3.4.5 建立有效的环境管理制度

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

本工程建设主要采取的环境管理措施如下：

(1) 落实环保目标责任制，坚持环保指标考核，推行清洁生产。

(2) 在钻井生产过程中，防止泥浆、污水外溢，发生外溢时及时清理，并

恢复原貌。泥浆药品按照标准化管理规定妥善存放，如在装卸过程中发生散落要及时清理回收。

(3) 井下作业系统积极推行“铺膜”等无污染作业法；在采油过程中加强管理，对输油管线及井口设施定期检查，维修，减少或杜绝生产过程中的“跑、冒、滴、漏”现象发生。

3.4.6 清洁水平分析

《石油和天然气开采行业清洁生产评价指标体系》（试行）中规定的清洁生产评价指标体系由相互联系、相对独立、互相补充的系列清洁生产评价指标所组成的，是用于评价清洁生产绩效的指标集合。根据清洁生产的原则要求和指标的可度量性，评价指标体系分为定量评价和定性要求两大部分。

定量指标和定性指标又分为一级指标和二级指标。一级指标为普遍性、概括性的指标；二级指标为反映油气勘探开发企业清洁生产各方面具有代表性的、易于评价考核的指标。定量评价的二级指标从其数值情况来看，可分为两类情况：一类是该指标的数值越低（小）越符合清洁生产要求（如常用纤维原料消耗量、取水量、综合能耗、污染物产生量等指标）；另一类是该指标的数值越高（大）越符合清洁生产要求（如水的循环利用率、回收率、固体废物综合利用率等指标）。因此，对二级指标的考核评分，根据其类别采用不同的计算模式。在行业评价指标项目、权重及基准值中未出现的指标，按照最高值进行确定，即清洁生产具有较高水平。

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 3.4-1～表 3.4-3。

(2) 评价指标体系计算

① 定量评价指标的考核评分计算

定量评价考核总分值的计算公式为：

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

式中：

P1——定量评价考核总分值；

n——参与定量评价考核的二级指标项目总数；

S_i ——第 i 项评价指标的单项评价指数；

K_i ——第 i 项评价指标的权重值。

②定性评价指标的考核评分计算

定性评价指标考核总分值的计算公式为：

$$P_2 = \sum_{i=1}^n F_i$$

式中：

P_2 ——定性评价二级指标考核总分值；

F_i ——定性评价指标体系中第 i 项二级指标的得分值；

N ——参与考核的定性评价二级指标的项目总数。

③综合评价指数考核评分计算

综合评价指数计算公式为：

$$P = 0.6P_1 + 0.4P_2$$

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。

表 3.4-1 钻井作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值

定量指标							
一级指标	权重值	二级指标	单位	权重分值	评价基准值	本工程指标	得分
(1)资源和能源消耗指标	30	占地面积	hm ²	15	符合行业标准要求	5.56	15
		新鲜水消耗	t/100m 标准进尺	15	≤25	≤30	5
(2)生产技术特征指标	5	固井质量合格率	%	5	≥95	100%	5
(3)资源综合利用指标	30	钻井液循环率	井深 2000m 以下; 井深 2000-3000m; 井深 3000 以上;	10	≥40%; ≥50%; ≥60%;	钻井液循环率 95%	10
		柴油机效率	%	10	≥80%	100%	10
		污油回收率	%	10	≥90%	100%	10
(4)污染物指标	35	钻井废水产生量	t/100m 标准进尺	10	甲类区: ≤30; 乙类区: ≤35	19.5	10
		废弃钻井液产生量	m ³ /100m 标准进尺	10	≤10	0	10
		石油类	mg/L	5	≤10	项目废水不外排	5
		COD	mg/L	5	甲类区: ≤100; 乙类区: ≤150	项目废水不外排	5
		柴油机烟气排放浓度	-	5	符合排放标准要求	符合《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	5
定性指标							
一级指标	权重值	二级指标	指标分值		本工程指标	得分	

鲁克沁油田超深稠油压舱石工程 2025 年实施方案建设项目环境影响报告书

(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	本工程钻井液为水基泥浆	10
		柴油消耗	具有节油措施	5	具有节油措施	5
(2)生产技术特征指标	30	钻井设备	国内领先	5	国内领先	5
		压力平衡技术	具备欠平衡技术	5	具备欠平衡技术	5
		钻井液收集设施	配有收集设施,且使钻井液不落地	5	井下作业时带罐作业	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	配备振动筛、除气器、除泥器、除砂器、离心机等固控设备	5
		井控措施	具备	5	具备	5
		有无防噪措施	有	5	有	5
(3)管理体系建设及清洁生产审核	35	建立 HSE 管理体系		10	鲁克沁采油管理区建立有 HSE 管理体系	10
		开展清洁生产审核,并通过验收		20	所属油田作业区已完成清洁生产审核	20
		制定节能减排工作计划		5	制定有节能减排工作计划	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	采用泥浆不落地工艺,完井后剩余钻井液回收入罐,用于后续钻井配液配置等环节使用。	10
		污染物排放总量控制与减排措施情况		5	污染和排放满足总量控制和减排要求	5
		满足其他法律法规要求		5	满足	5

表 3.4-2 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						本工程	
一级指标	权重值	二级指标	单位	权重分值	评价基准值	本工程指标	得分
(1) 资源和能源消耗指标	30	作业液消耗	m ³ /井次	10	≤5	0	10
		新鲜水消耗	m ³ /井次	10	≤5	0	10
		单位能耗		10	行业基本水平	基本符合	10
(2) 生产技术特征指标	20	压裂放喷返排入罐率	%	20	100	100%	20
(3) 资源综合利用指标	20	落地原油回收利用率	%	10	100	100%	10
		生产过程排出物利用率	%	10	100	98%	8
(4) 污染物产生指标	20	作业废液量	m ³ /井次	10	≤5	76.04	0
		石油类	mg/L	5	甲类区：≤10； 乙类区：≤50	项目废水不外排	5
		COD	mg/L	5	甲类区：≤100； 乙类区：≤150	项目废水不外排	5
		含油污泥	kg/井次	5	甲类区：≤50； 乙类区：≤70	0	5
		一般固体废物 (生活垃圾)	kg/井次	5		500	5
定性指标							
一级指标	权重值	二级指标		指标分值	本工程指标		得分
(1) 生产工艺	40	防喷措施	具备	5	具备		5

及设备要求		地面管线防刺防漏措施	按标准试压	5	按标准试压	5
		防溢设备（防溢池设置）	具备	5	具备	5
		防渗范围	废水、使用液、原油等可能落地处	5	废水、使用液、原油等可能落地处	5
		作业废液污染控制措施	集中回收处理	10	井下作业时带罐作业	8
		防止落地原油产生措施	具备原油回收设施	10	井下作业时带罐作业，落地油回收至罐车内，运至玉东废渣场临时贮存，最终委托持有危险废物经营许可证的单位接收处置	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	鲁克沁采油管理区建立了 HSE 管理体系并通过认证	15
		开展清洁生产审核		20	所属油田作业区已完成清洁生产审核	20
		制定节能减排工作计划		5	制定有节能减排工作计划	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	满足其他法律法规要求	20

表 3.4-5 采油作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值

定量指标							
一级指标	权重值	二级指标	单位	权重值	评价基准值	清洁生产审核	
						实际值	得分
(1) 资源和能源消耗指标	30	综合能耗	kg 标煤/t 采出液	30	稠油：≤160	0.5	30
(2) 资源综合利用指标	30	余热余能利用率	%	10	≥60	0	0
		油井伴生气回收利用率	%	10	≥80	100	10

		含油污泥资源化利用率	%	10	≥90	100	10		
(3) 污染物产生指标	40	石油类	mg/L	5	≤10	60	5		
		COD	mg/L	5	乙类区: ≤150	5000	5		
		落地原油回收率	%	7.5	100	100	7.5		
		采油废水回用率	%	7.5	≥60	90	7.5		
		油井伴生气外排率	%	7.5	≤20	0	7.5		
		采油废水有效利用率	%	7.5	≥80	80	7.5		
定性指标									
一级指标	指标 分值	二级指标				指标 分值	本工程		
							本工程指标	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	采气过程醇回收设施	10	采 油	套管气回收装置	10	有套管气回收装置	10
			天然气净化设施先进、净化效率高	20		防止落地原油产生措施	10	井下作业时带罐作业	10
		采油方式			采油方式经过综合评价确定		10	注水采油	10
		集输流程			全密闭流程,并具有轻烃回收装置		10	全密闭流程,未设置轻烃回收装置	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	建立了 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	所属油田作业区已完成清洁生产审核	20	
		制定节能减排工作计划				5	制定有节能减排工作计划	5	
(3) 贯彻执行环境保护政	20	建设项目环保“三同时”制度执行情况				5	按要求执行	5	

策法规的执行情况	建设项目环境影响评价制度执行情况	5	按要求执行	5
	老污染源限期治理项目完成情况	5	已完成	5
	污染物排放总量控制与减排指标完成情况	5	污染和排放满足总量控制和减排要求	5

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

表 3.5-5 石油和天然气开采行业不同等级清洁生产企业综合评价指数

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

由表 3.4-1~3.4-4 计算得出：本工程综合评价指数得分 92 分，介于 $75 \leq P < 90$ 之间，属于清洁生产企业。

本工程符合国家清洁生产指标，其各项工艺技术较先进，总体水平能够达到国内清洁生产先进水平。

通过以上分析可以看出，本工程无论是在生产工艺、设备的先进性、合理性，还是在原材料及能量的利用以及生产管理和员工的素质提高等各方面均考虑了清洁生产的要求，将清洁生产的技术运用到了开发生产的全过程中。特别是本工程注重源头控制污染物的产生量和废物的重复利用，充分利用了能源和资源，尽量减少或消除了污染物的产生，并使废物在生产过程中转化为可用资源，最大限度的降低了工程对环境造成的污染。清洁生产总体能够达到国内清洁生产先进水平。

3.5 污染物排放总量控制

3.5.1 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。

3.5.2 污染物总量控制因子

根据国家“十四五”污染物排放总量控制要求，污染物排放总量控制因子如下：

废气污染物：NO_x、VOCs。

废水污染物：COD、NH₃-N。

(1) 废气污染物

①总量控制指标：无。

②建议考核指标：非甲烷总烃。

(2) 废水污染物：循环利用不外排。

3.5.3 总量控制建议指标

(1) 施工期

由于施工期的地面工程集中于较短时间内，地面工程期间排放的污染物将随地面工程的结束而消亡，故不考虑对施工期间产生的污染物进行总量控制。

(2) 运营期

根据工程分析可知，本工程运营期废气污染物主要为非甲烷总烃，均为无组织排放，无组织非甲烷总烃核算量为 2.327t/a，不纳入总量控制指标内。

3.6 与相关法律法规、规划符合性分析

3.6.1 与国家产业政策符合性分析

本工程位于国土资源部批准的新疆吐哈盆地鲁克沁油田开采区域内，有助于推进鲁克沁油田的油气开发，加大吐哈盆地油气开发力度。石油天然气开发是当前国民经济的重要基础产业和支柱产业，根据《产业结构调整指导目录（2024 年本）》，将“石油天然气开采”列入“鼓励类”项目。本工程位于国土资源部批准的新疆吐哈盆地鲁克沁油田开采区域内（开采证号 0200000720401），项目的建设符合国家的相关政策。因此，本工程的建设符合国家的相关政策。

3.6.2 与相关政策、法规符合性分析

本工程属于吐哈油田分公司石油天然气开发项目，相关的政策、法规有：《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》《石油天然气开采业污染防治技术政策》《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函〔2019〕910 号）等，符合性见表 3.7-1。由表 3.7-1 分析可知，工程建设符合上述油气开采政策法规的相关规定。

表 3.7-1 与相关的政策、法规符合性分析

文件名称	文件要求	实际建设情况	符合性
《石油天然气开采业污染防治技术政策》	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%；	本工程采出水由鲁中联合站和玉北脱水站污水处理系统统一处理调配；井下作业时带罐作业，落地油 100%回收，回收至密闭的专用罐车内，运	符合

鲁克沁油田超深稠油压舱石工程 2025 年实施方案建设项目环境影响报告书

策》	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。	至玉东废渣场临时贮存，最终委托持有危险废物经营许可证的单位接收处置。	
《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》	禁止在水源涵养区、地下水源、饮用水源、自然保护区、风景名胜、森林公园、重要湿地及人群密集区等生态敏感区域内进行煤炭、石油、天然气开发。	本工程不涉及水源涵养区、地下水源、饮用水源、自然保护区、风景名胜、森林公园、重要湿地及人群密集区等生态敏感区域。项目占地性质为裸土地和采矿用地。	符合
	煤炭、石油、天然气开发项目实行环境监理，其大气、水体、固体废物等污染防治设施与主体工程同时设计、同时施工、同时投产使用。	本工程设计阶段已经对大气、水体、固体废物等污染防治进行了设计，环评要求项目大气、水体、固体废物等污染防治设施与主体工程同时设计、同时施工、同时投产使用。	符合
《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》	第三十七条规定：各级人民政府应当加强对建筑施工、矿产资源开采、物料运输的扬尘和沙尘污染的治理，保持道路清洁、控制料堆和渣土堆放，科学合理扩大绿地、水面、湿地、地面铺装和防风固沙绿化面积，防治扬尘污染。	本工程结束后拟对临时占地进行恢复治理，可减少扬尘影响。	符合
	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。	本工程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/T 3997-2017）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，用于铺设通井路、铺垫井场基础材料。	符合
《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价的通知》（环办环评函〔2019〕910 号）	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；	本工程采出水由鲁中联合站和玉北脱水站处理达标后回注地层，采用密闭集输等措施控制无组织排放，采油厂针对油田在施工期和运营期可能发生的各种环境风险事故，制定了详细的风险事故应急预案，当事件一旦发生时可迅速加以控制，使危害和损失降低到尽可能低的程度。	符合
	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。		
	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。	本工程运营期采出废水、井下作业废水和伴生气脱水产生的含油污水经鲁中联合站和玉北脱水站污水处理系统处理达标后用于回注油藏，依托可行性详见 3.2.6 小节。本工程采取	符合

鲁克沁油田超深稠油压舱石工程 2025 年实施方案建设项目环境影响报告书

		了地下水污染防治和监控措施,防止造成地下水污染,详见报告地下水环保措施章节。	
	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。	本工程采用水基钻井液,不涉及油基泥浆、含油钻屑;运营期含油污泥委托有资质的单位进行处置。	符合
	陆地油气开采项目的建设单位应当对挥发性有机物液体储存和装载损失、废水液面逸散、设备与管线组件泄漏、非正常工况等挥发性有机物无组织排放源进行有效管控,通过采取设备密闭、废气有效收集及配套高效末端处理设施等措施,有效控制挥发性有机物和恶臭气体无组织排放;涉及高含硫天然气开采的,应当强化钻井、输送、净化等环节环境风险防范措施。含硫油气田回注采出水,应当采取有效措施减少废水处理站和回注井场硫化氢的无组织排放。井场加热炉等排放大气污染物的设备,应当优先使用清洁燃料,废气排放应当满足国家和地方大气污染物排放标准要求;	本工程采用密闭集输工艺,有效控制挥发性有机物的无组织排放。本工程伴生气不含硫化氢。回注井场管线采用电伴热,不涉及加热炉、锅炉。	符合
	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。	施工期严格控制占地面积,施工单位在占地范围内施工,严格控制和管理运输车辆及重型机械施工作业范围。具体详见环境保护措施章节。	符合
	油气企业应当切实落实生态环境保护主体责任,进一步健全生态环境保护管理体系和制度,充分发挥企业内部生态环境保护部门作用,健全健康、安全与环境(HSE)管理体系,加强督促检查,推动所属油气田落实规划、建设、运营、退役等环节生态环境保护措施。	建设单位设置生产安全中心,建有HSE管理体系,监督落实建设、运营及退役期各项生态环境保护措施。	符合
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(新环评价发2020)142号)	油气开采项目(含新开发和滚动开发项目)原则上应当以区块为单位开展环评(以下简称区块环评)。未确定产能建设规模的陆地油气开采新区块,建设勘探井应当依法编制环境影响报告表。确定产能建设规模后,原则上不得以勘探名义继续开展单井环评。勘探井转为生产井的,可以纳入区块环评。2021年1月1日起,原则上不以单井形式开展环评。过渡期间,项目建设单位可以根据实际情况,报批区块环评或单井环评。	本工程以区块为单位开展环评,在报告中对项目施工期、运营期环境影响和环境风险进行了分析,并提出有效的环境保护措施、污染防治措施和环境风险防范措施,并分析了依托工程可行性和有效性;同时对现有项目也进行了回顾性评价,对相关生态环境问题提出有效防治措施。	符合
《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》	因矿制宜选择开采工艺和装备,符合清洁生产要求。应贯彻“边开采,边治理,边恢复”的原则,及时治理恢复矿区地质环境,复垦矿区压占和损毁土地。	项目提出施工期结束后,恢复井场周边及管线临时占地。	符合
	应遵循矿区油气资源赋存状况、生态环	本工程开发方案设计考虑了吐哈油	符合

鲁克沁油田超深稠油压舱石工程 2025 年实施方案建设项目环境影响报告书

(DZ/T03 17-2018)	境特征等条件,科学合理地确定开发方案,选择与油气藏类型相适应的先进开采技术和工艺,推广使用成熟、先进的技术装备,严禁使用国家明文规定的限制和淘汰的技术工艺及装备。	田油气资源赋存状况、生态环境特征等条件,所选用的技术和工艺均成熟、先进。	
	集约节约利用土地资源,土地利用符合用地指标政策。合理确定站址、场址、管网、路网建设占地规模	项目井场、管线永久占地和临时占地规模均从土地资源节约方面考虑,尽可能缩小占地面积和作业带宽度。	符合
《关于加强沙区建设项目环境影响评价工作的通知》	对于受理的涉及沙区的建设项目环评文件,严格按照《环境影响评价技术导则 生态影响》(HJ19-2011)要求,强化建设项目的环境可行性、环境影响分析预测评估的可靠性和防沙治沙生态环境保护措施的可行性、有效性评估。	本工程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;本工程已提出一系列生态环境保护措施。	符合
《关于规范临时用地管理的通知》(自然资规〔2021〕2号)	县(市)自然资源主管部门负责临时用地审批,其中涉及占用耕地和永久基本农田的,由市级或者市级以上自然资源主管部门负责审批。不得下放临时用地审批权或者委托相关部门行使审批权。城镇开发边界内使用临时用地的,可以一并申请临时建设用地规划许可和临时用地审批,具备条件的还可以同时申请临时建设工程规划许可,一并出具相关批准文件。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;不转入生产的,油气企业应当完成土地复垦,按期归还。	本工程施工过程中严格控制施工占地,井场建设和管线敷设完成后,采取措施及时恢复临时占地,尽可能减少对区域生态环境的影响。	符合
《关于加强历史遗留废弃磺化泥浆规范化环境管理的通知》(新环固体函〔2022〕675号)	历史遗留废弃磺化泥浆可由具备相应能力的危险废物集中处置设施,或专业废弃磺化泥浆集中处置设施进行规范化处置;历史遗留磺化泥浆采取填埋方式进行处置的,需开展危险废物鉴别,根据鉴别结论按照《危险废物填埋污染控制标准》(GB18598-2019)或《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》(GB 18599-2020)要求开展填埋处置;综合利用历史遗留废弃磺化泥浆的,应满足《固体废物再生利用污染防治技术导则》(HJ1091-2020)等相关要求。	本工程新建及现有井场均不涉及历史遗留废弃磺化泥浆;本工程钻井工程产生的泥浆均为水基泥浆。	符合
	历史遗留废弃磺化泥浆经鉴别属于危险废物的,应严格按照危险废物全过程管理。新产生的废弃磺化泥浆按照项目现有环评文件和批复要求进行管理,无相关要求的参照第一条执行。国家有新规定新要求时按照新规定新要求执行。		符合
《关于建设项目主要污染物	严格落实污染物排放总量控制制度,把主要污染物排放总量指标作为建设项目环境影响评价审批的前置条件。排放	本工程运营期废气污染物主要为非甲烷总烃,均为无组织排放,不纳入总量控制指标内。	符合

鲁克沁油田超深稠油压舱石工程 2025 年实施方案建设项目环境影响报告书

排放总量指标审核及管理暂行办法的通知》	主要污染物的建设项目，在环境影响评价文件（以下简称环评文件）审批前，须取得主要污染物排放总量指标。		
《新疆维吾尔自治区环境保护条例》	建设单位对水利、交通、电力、化工、冶金、轻工、核与辐射和矿产资源开发等施工周期长、生态环境影响大的建设项目，以及环境影响评价批复文件要求开展环境监理的建设项目，应当自行或者委托具备相应技术条件的机构依法实施环境监理。	本工程为油气开发项目，为了全面控制和减缓项目造成的环境影响，在建设过程中应在实施工程监理的同时开展环境监理。	符合
《新疆维吾尔自治区重点行业生态环境准入条件（2024年）》（新环环评发〔2024〕93号）	石油、天然气开发项目的选址与布局应符合自治区或油气企业相关油气开发专项规划及规划环评要求，原则上应当以区块为单位开展环境影响评价工作。	本工程以区块为单位开展环评，在报告中对项目施工期、运营期环境影响和环境风险进行了分析，并提出有效的环境保护措施、污染防治措施和环境风险防范措施，并分析了依托工程可行性和有效性；同时对现有项目也进行了回顾性评价，对相关生态环境问题提出有效防治措施。	符合
	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、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。	本工程井场永久占地以及临时占地规模均尽可能缩小占地面积和作业带宽度，最大程度减少生态损失。	符合
	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。	本工程非甲烷总烃无组织排放执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）企业边界污染物控制要求。	符合
	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。	本工程采出水依托鲁中联合站、玉北脱水站采出水处理系统处理后达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）标准中Ⅲ类标准后回注油层，不外排。井下作业废水自带回收罐回收作业废水，收集至玉东废液池后，经鲁中联合站污水处理系统处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）中的有关标准后回注油层。	符合
	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）。		
废弃钻井泥浆及岩屑应采取“泥浆不落地”工艺，勘探、开发过程产生的落地原油回收率应达到 100%。废弃水基钻井泥浆及岩屑经“泥浆不落地”设备处理后，固相优先综合利用，暂时不利用	钻井采用泥浆不落地系统，钻井期钻井岩屑随泥浆一同进入泥浆不落地系统，采用泥浆不落地技术在井场进行固液分离，分离后的液体回用于钻井液配备，分离后的固相经检测满足	符合	

	<p>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%。</p>	<p>《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T 3997-2017）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。若分离后的固相经检测不满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T 3997-2017）中综合利用污染物限值要求，委托第三方岩屑处置公司处理。</p>	
	<p>噪声排放应达到《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348）要求。</p>	<p>本工程执行《声环境质量标准》（GB3096-2008）2 类标准。</p>	符合
《空气质量持续改善行动计划》	<p>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大气污染处理设施。</p>	<p>本工程采用密闭集输工艺。</p>	符合
《关于加强和改进永久基本农田保护工作的通知》（自然资规〔2019〕1 号）	<p>建设项目施工和地质勘查需要临时用地、选址确实难以避让永久基本农田的，在不修建永久性建（构）筑物、经复垦能恢复原种植条件的前提下，土地使用者按法定程序申请临时用地并编制土地复垦方案，经县级自然资源主管部门批准可临时占用，并在市级自然资源主管部门备案，一般不超过两年，同时，通过耕地耕作层土壤剥离再利用等工程技术措施，减少对耕作层的破坏。</p>	<p>本工程不占用基本农田，土壤评价范围涉及基本农田，已提出相应保护措施，严格控制施工期临时占地面积，减少土石方量、减少水土流失、减轻对地表植被的破坏，禁止永久建（构）筑物选址占用基本农田，不损坏农田水利设施等。</p>	符合
《基本农田保护条例》（国务院令 257 号）（2011 年修订版）	<p>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收土地的，必须经国务院批准。</p>	<p>本工程不占用基本农田，土壤评价范围涉及基本农田，已提出相应保护措施，严格控制施工期临时占地面积，减少土石方量、减少水土流失、减轻对地表植被的破坏，禁止永久建（构）筑物选址占用基本农田，不损坏农田水利设施等。</p>	符合

3.6.3 与相关规划符合性分析

根据评价区块的地理位置，工程区位于吐鲁番市和鄯善县，所在地涉及的相

关地方规划包括：《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》《新疆生态功能区划》《新疆生态环境保护十四五规划》等。本工程与上述相关规划的协调性分析结果参见表 3.7-2。由表 3.7-2 分析可知，工程建设符合上述规划。

表 3.7-2 本工程与相关规划的协调性分析

规划名称	规划要求	本工程	协调性
《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》	建设国家大型油气生产加工和储备基地。加大准噶尔、吐哈、塔里木三大盆地油气勘探开发力度，提高新疆在油气资源开发利用转化过程中的参与度。	本工程属于吐哈盆地能源资源勘查开发区。	符合
《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》	《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》以《全国主体功能区规划》为依据，结合新疆实际编制的第一个国土空间开发规划，是战略性、基础性、约束性的规划。该规划将新疆国土空间分为重点开发区域、限制开发区域和禁止开发区域三类主体功能区，按层级分为国家和省级两个层面。重点开发区域是指有一定经济基础，资源环境承载能力较强，发展潜力较大，集聚人口和经济条件较好，从而应该重点进行工业化城镇化开发的城市化地区，主要包括天山南北坡城市或城区以及县镇或重要工业园区，共涉及 59 个县市。限制开发区域是指关系国家农产品供给安全和生态安全，不应该或不适宜进行大规模、高强度工业化城镇化开发的农产品主产区和重点生态功能区。其中农产品主产区分布在天山南北坡 23 个县市，重点生态功能区涉及 53 个县市。禁止开发区域是指依法设立的各级各类自然文化资源保护区域，以及其他禁止进行工业化城镇化开发、需要特殊保护的重点生态功能区，国家和自治区层面禁止开发区域共 107 处。	本工程行政区隶属新疆维吾尔自治区吐鲁番市管辖，项目所在区域属于天山北坡地区，属于重点开发区域，工程区所在的吐鲁番市鄯善县位于吐哈盆地油气构造的中心地区，油气开发已形成一定规模且开发前景良好。	符合
《新疆生态环境保护“十四五”规划》	“坚决遏制“两高”项目盲目发展，严格执行能源、矿产资源开发自治区人民政府“一支笔”审批制度、环境保护“一票否决”制度，落实“三线一单”生态环境分区管控要求，守住生态保护红线、环境质量底线和资源利用上线，实施生态环境准入清单管控。”	本工程位于新疆维吾尔自治区吐鲁番市鄯善县，不属于“两高”项目以及不符合产业准入标准和政策的落后项目，符合吐鲁番市生态环境分区管控要求。	符合

<p>《吐鲁番市国民经济和社会发展规划第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》</p>	<p>稳定发展石油天然气化工产业。大力支持吐哈油田石油、天然气资源勘探开发，积极开发石油天然气化工新材料，推动石化产业向精细化工发展。推动地方企业参与石化下游产业链延伸和拓展，扩大“疆油疆炼”规模，增加油气资源就地加工能力，不断提高原油就地加工总量。支持做好美汇特等企业油气原料供应协调保障，大幅提升企业产能。继续推进吐哈油田属地注册和混合所有制经济发展，加强油地融合发展。</p>	<p>本工程位于吐哈油田鲁克沁采油管理区，是吐哈油田石油天然气勘探开发的主力区块之一，大部分位于新疆维吾尔自治区吐鲁番市鄯善县境内。</p>	<p>符合</p>
<p>《鄯善县国民经济和社会发展规划第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》</p>	<p>立足全国区域经济发展整体格局，牢牢把握新一轮西部大开发、“丝绸之路经济带”核心区建设、“三基地一通道”建设等国家重大战略机遇，依托能源资源禀赋，发挥比较优势，找准产业定位，推进产业基础高级化、产业链现代化、价值链高端化，不断提高经济发展的质量效益和核心竞争力。主动融入以国内循环为主，国际国内相互促进的双循环新格局，推进优势资源及新旧动能转换，做大做强特色优势产业，改造提升传统产业，培育发展战略新兴产业，全力打造“硅基新材料产业基地、煤电油气风光储一体化新型综合能源基地”两大基地，建成石油化工、煤炭煤化工、硅基新材料三大百亿产业集群，构建“4+3+2”产业体系（重点发展硅基新材料、石材及新型建材、钢铁及装备制造、石油化工等四大产业，重点培育煤炭煤化工、新能源、物流三大产业，品牌提升旅游康养、农林畜产品加工两大产业）。</p>	<p>本工程属于吐哈油田石油开采项目，是重点培养的三大百亿产业集群之一。</p>	<p>符合</p>
<p>《鄯善县国土空间规划（2021-2035 年）》</p>	<p>培育新动能，打造资源型城市可持续发展样板的产业体系。构建“4+3+2”产业体系，实现产业基础高级化、产业链现代化、价值链高端化；重点发展硅基新材料（煤电硅材、碳化硅）、石材及新型建材（石材建材产业、镁基蓄热材料研发）、钢铁及装备制造（冶炼、铸造生产装置技术水平）和石油化工（石油天然气化工产业），重点培育煤炭煤化工（矿产开发、煤化工产业）、新能源（油气风光储综合能源、电解水制氢）和农林畜农产品加工（新特农产品加工和研发、精深加工），旅游康养（生态健康、中医药养生、沙疗康养）和葡萄酒产业（葡萄酒知名品牌，酒庄产业群）的品牌提升。</p>	<p>本工程属于石油开采项目，工程区所在的吐鲁番市鄯善县位于吐哈盆地油气构造的中心地区，油气开发已形成一定规模且开发前景良好。</p>	<p>符合</p>

根据表 3.6-2 的分析，本工程与新疆的相关规划协调一致。

3.7 选址、选线合理性分析

本工程组成包括新钻井 45 口（采油井 31 口，注水井 14 口），新建采油井场 31 座，注水井场 14 座；新建单井集油及掺稀管线各 26km，新建单井注水管线 9.8km，注水支线 0.2km；扩建 7 号阀组及 4 号阀组，新建 2 座配液配气阀组间，以及配套的供配电、自控、通信等工程。根据现场调查和资料搜集，工程区内不涉及依法划定的自然保护区、饮用水源保护区、风景名胜区、森林公园等自然保护地，不涉及生态保护红线。

3.7.1 井场选址分析

本工程新钻井 45 口井，井场占地类型主要为采矿用地和裸土地。项目周围地表无植被或植被较少，油区开发多年，基本无野生脊椎动物和大型哺乳动物分布极，仅偶见啮齿动物及鸟类活动的痕迹，野生动物较少，施工建设对动植物的影响较小。本工程位于油田已开发区块，钻井为加密开发，井场分布在玉东 204 区块范围内，临近现有井场，便于统一管理，采油井井口处均为空地，周边 200m 内无铁路、高速公路、学校、医院等人口密集性、高危性场所，选址符合《钻井工程及井场布置技术要求》（SY/T5466-2013）的相关要求。

本工程土壤评价范围涉及到永久基本农田，但工程建设不占用基本农田，距离农田最近的井与基本农田相距约 549m，与基本农田位置关系图详见图 2.6-3。

工程区周围无自然保护区、风景名胜区、居民区、医院、学校等环境保护目标，不涉及生态保护红线，环境敏感程度较低，无重大环境制约因素。

3.7.2 管线选线合理性分析

本工程新建管线共计 62km，其中单井集油及掺稀管线各 26km，新建单井注水管线 9.8km，注水支线 0.2km。管线在设计选线时走向力求顺直、平缓，并尽量减少与天然、人工障碍物交叉；选择有利地形，确保管线长期、安全、可靠运行。本工程单井的集油管线、掺稀管线、注水管线就近引接至阀组，故无比选方案。

工程区周围无自然保护区、风景名胜区、居民区、医院、学校等环境保护目标，不涉及生态保护红线，环境敏感程度较低，无重大环境制约因素。

综上所述，拟建项目选址、选线充分考虑了工程对周边区域环境的影响，选

址、选线合理可行。

3.8“三线一单”符合性分析

3.8.1 生态保护红线

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

根据《新疆维吾尔自治区生态保护红线划定方案》，本工程各类工程均不在生态保护红线内。本工程距离最近的生态保护红线是“吐哈盆地防风固沙生态保护红线区”，距离本工程约 9.7km。

3.8.2 环境质量底线

本次评价现状调查结果显示，工程所在区域的环境空气为不达标区，超标因子主要为 PM_{2.5}、PM₁₀，超标原因为当地气候条件干燥、自然扬尘导致；项目所在区域地下水水质天然背景值较高，监测点溶解性总固体、总硬度、硫酸盐、氯化物均有不同程度超标，其余监测点各监测因子均能够满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类标准的要求；项目区声环境质量良好，满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）2类区标准；根据监测结果可知，项目区土壤环境质量满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)中表 1 第二类用地筛选值，石油烃类执行表 2 第二类用地筛选值。

本次评价调查显示，油田开发产生的污染物主要包括非甲烷总烃、生产废水、固体废物、噪声，针对各类污染物已采取了相应的治理和处置措施，污染物能达标排放，在采取相应措施后各类污染物排放均能够满足相关标准要求，符合环境质量底线的要求，不会对环境质量底线产生冲击。

3.8.3 资源利用上线

油田开发过程中的生产废水进行综合利用，节约了水资源。用电接自区域附近电网，油气集输常温集输，不耗消燃料；能源利用均在区域供气、供电负荷范

围内，消耗未超出区域负荷上限。本工程用地性质主要是采矿用地和裸土地，土地资源消耗符合要求。各项资源量在区域的可承受范围内，不逾越资源利用上线。总之，本工程开发符合资源利用上线要求。

3.8.4 生态环境准入清单

石油天然气开发是当前国民经济的重要基础产业和支柱产业，根据《产业结构调整指导目录（2024 年本）》，将“常规石油、天然气勘探与开采”列入“鼓励类”项目。可知，石油天然气开发属于国家重点鼓励发展的产业，本工程的建设符合国家的相关政策。

根据《关于印发新疆维吾尔自治区 28 个国家重点生态功能区县（市）产业准入负面清单（试行）的通知》（新发改规划〔2017〕89 号）和《关于印发新疆维吾尔自治区 17 个新增纳入国家重点生态功能区县（市）产业准入负面清单（试行）的通知》（新发改规划〔2017〕1796 号）文规定，本工程不属于通知中禁止准入类和限制准入类。

根据《吐鲁番市“三线一单”生态环境分区管控方案方案》（吐政办〔2021〕24 号）及 2023 年动态更新成果，本工程位于鄯善县地下水开采重点管控单元 ZH65042120007），通过下表与该单元的管控要求对应分析可知，本工程建设符合鄯善县地下水开采重点管控单元的管控要求。

表 3.8-1 生态环境分区管控方案符合性分析

环境管控单元编码	ZH65042120007		
环境管控单元名称	鄯善县地下水开采重点管控单元		
环境管控单元类别	重点管控单元		
	管控要求	本工程	符合性
空间布局约束	<p>在地下水超采区，除必要的人饮工程外，禁止兴建地下水取水工程，禁止建设水源热泵工程项目。在地下水超采区上游补给区域，不得新建地下水取水工程。</p> <p>2.对国有开发土地灌溉用水井，自取得取水许可之日起仅可更新一次，并严格控制井深；对已经更新仍不能满足供水需要的，实行自然退地。</p> <p>3. 应在原有地下水取水许可的基础上进行水量置换，不得增加地下水取水许可总水量。更新、置换井原井必须封填。</p> <p>4.除国务院批准的具有选址不可避让性的国家能源、交通、水利、军事设施等重点建设项目外，禁止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，禁止占用基本农</p>	<p>本工程不涉及地下水取水；不属于禁止准入类项目；项目不占用基本农田，仅评价范围涉及基本农田，已经针对农田基础了保护措施，施工过程中严格控制施工占地，尽可能减少对区域生态环境</p>	符合

鲁克沁油田超深稠油压舱石工程 2025 年实施方案建设项目环境影响报告书

环境管控单元编码	ZH65042120007		
环境管控单元名称	鄯善县地下水开采重点管控单元		
环境管控单元类别	重点管控单元		
	管控要求	本工程	符合性
	田发展林果业和挖塘养鱼。	的影响	
污染物排放管控	1.禁止私设暗管或者利用渗井、渗坑和裂隙排放、倾倒含有毒污染物的废水、含病原体的污水和其他废弃物。 2.禁止利用无防渗漏措施的沟渠、坑塘等输送或者存贮含有毒污染物的废水、含病原体的污水和其他废弃物。禁止将含有汞、镉、砷、铬、铅、氰化物、黄磷等可溶性剧毒废渣及难降解有机物或者含油废弃物直接埋入地下。人工回灌补给地下水，不得恶化地下水水质。	本工程运营期产生的废水依托鲁中联合站、玉北脱水处理达标后回注地层，不外排；不会对地下水水质造成影响。	符合
环境风险防控	1.落实吐鲁番市关于地下水用水总量控制方案，开源与节流并重，实行计划用水、节约用水；开采与补给平衡，防止水源的枯竭和地下水资源的污染。 2.稳妥处置突发地下水环境污染事件，制定和完善水污染事故处置应急预案，强化危险源、敏感点的监测、分析、预测、预警。	本工程不涉及地下水开采，在油田开发过程中的生产废水进行综合利用，节约了水资源。	符合
资源利用	1.至 2025 年，大型超采区变为中型超采区，且地下水位下降速率要控制在 0.5 米/年以内。至 2030 年，全部超采区地下水位基本稳定（下降速率为-0.1~0.1 米/年）或呈上升趋势，全部达到采补平衡。 2.除满足战备、旱灾、火灾、地震等应急需要外，年度地下水资源开采总量不得超出批准的地下水开采总量控制指标。地下水水位不得低于规划水位控制指标。	本工程不涉及地下水开采。	符合

表 3.8-2 与《新疆维吾尔自治区七大片区“三线一单”生态环境分区管控要求》符合性分析

名称	管控要求	本工程	符合性
新疆吐哈片区（七大片区）	强化吐哈盆地文物古迹、坎儿井、基本农田、荒漠植被、砾幕、城镇人居环境保护。落实最严格的水资源管理制度，提高水资源集约节约高效利用水平。积极推进吐鲁番鄯善超采区、托克逊超采区和哈密超采区的地下水超采治理，逐步压减超采量，实现地下水采补平衡。	本工程不涉及地下水开采，在油田开发过程中的生产废水进行综合利用，节约了水资源。	符合
	强化油(气)资源开发区土壤环境污染综合整治。加强涉重金属行业污染防控与工业废物处理处置。	本工程废物均得到了妥善处理，不会对开发区土壤造成影响。	符合
	煤炭、石油、天然气开发单位应当制定生态保护和恢复治理方案，并予以实施。生态保护和恢复治理方案内容应当向社会公布，接受社会监督。	吐哈油田开展了《吐哈油田鲁克沁采油管理区土壤污染源头管控项目》	符合

综上所述，根据《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》、《吐鲁番市“三线一单”生态环境分区管控方案方案》（吐政办〔2021〕2

4 号) 及 2023 年动态更新成果, 本工程位于鄯善县地下水开采重点管控单元 ZH65042120007), 不涉及生态保护红线。本工程建设满足区域生态环境准入清单要求和一般管控单元的空间布局约束、污染物排放管控、环境风险防控和资源利用效率的要求, 符合“三线一单”要求。

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

新疆维吾尔自治区吐鲁番市鄯善县位于天山东部南麓的吐鲁番盆地东侧，北与木垒县、奇台县为邻，东经七克台镇连接哈密市七角井乡，西部吐峪沟苏巴什村与吐鲁番市胜金乡接壤，南部经南湖戈壁至觉罗塔格与若羌县、尉犁县为界。鲁克沁油田位于新疆维吾尔自治区鄯善县境内，北隔火焰山山脉与 G30 高速公路相距 12km；西距吐鲁番约 70km，东距鄯善油田约 80km。

鲁克沁采油管理区场地中心地理坐标：北纬 42°48'41"、东经 89°44'25"。项目地理位置见图 3.2-1。

4.1.2 地形、地貌

鄯善县地形地貌特点鲜明，三面环山，一面临近世界海平面最低点的艾丁湖，全境地势东北高，西南低，形成坡度缓平的倾斜面。北部因为搭界于天山，山高坡陡，南部为大漠戈壁和丘陵带，相对平缓。全境地势高山区最高峰为 4110.7m，最低处在吐鲁番市艾丁湖东部，低于海平面 153m。地势地形构造为：火焰山占总面积的 7.30%，南戈壁和觉罗塔格山占总面积的 64.4%，沙山沙漠占 10.7%，火焰山以北至天山的戈壁带总面积的 9.4%，平原绿洲只占 2.3%，另有 5.7%是盐碱地。工程位于火焰山山脉南侧吐鲁番盆地北缘，海拔高度在 0 米左右。

4.1.3 气象和气候

鄯善县地处亚洲腹部。由于远离海洋，群山环绕，地貌复杂，形成了独特的气候。属温带大陆性气候，夏季炎热，冬季寒冷，昼夜温差大，日照充足，年均气温 11.8℃。夏热冬冷，春旱干燥，日照充足，昼夜温差大，无霜期长（192~224 天）。常年风速 1.5m/s，3-8 月为大风季节，春季多持续性大风，夏季多阵性大风。主导风向为东风，次主导风向为东北风。根据气象部门多年统计资料，鄯善县基本气象资料见表 4.1-1。

表 4.1-1 鄯善县主要气象资料统计

气象要素	单位	观测结果	气象要素	单位	观测结果
年平均气温	°C	11.8	年降水量	mm	26.8
年平均最高气温	°C	37.4	年平均蒸发量	mm	2515.0
年平均最低气温	°C	-15.5	年平均日照时数	h	3060.2
极端最高气温	°C	46.5	年平均气压	hPa	970.4
极端最低气温	°C	-28.7	年平均风速	m/s	1.5
年主导风向	-	E	年均相对湿度	%	43
平均大风日数	d	6.3	平均沙尘暴日数	d	4.9
最大积雪深度	cm	12	最多沙尘暴日数	d	32

4.1.4 水文概况

4.1.4.1 地表水

鄯善县地表水资源量 2.588 亿 m^3 ，地表水可利用量 2.3055 亿 m^3 。地表水系主要有发源于天山山脉的二塘沟河、柯可亚河和坎儿其河，补给水源为冰雪融水、山区降水和部分泉水。三条河流流域总面积 1787 km^2 ，其中二塘沟河流域 532 km^2 ，柯可亚河流域 707 km^2 ，坎儿其河流域 548 km^2 。河流自北向南流入平原区，由于柯可亚河和坎儿其河上游建库截流，在洪水期有部分洪水从河床通过，其它地表水多通过渠道引水引入灌区，河道无常年地表径流。

二塘沟河河长 44.6 km ，年径流量 0.889 亿 m^3 ，多年平均引水量 0.68 亿 m^3 ，多年平均配水量 0.47 亿 m^3 。下游引水干渠 36.5 km ，设计流量 15 m^3/s ，目前允许最大过流量为 12 m^3/s ，主要担负着下游连木沁镇西半部和火焰山以南吐峪沟乡、鲁克沁镇、达浪坎乡、迪坎乡共计 6.7 万亩土地的灌溉引水任务。

柯可亚河河长 44.6 km ，多年平均径流量 1.16 亿 m^3 ，现出山口已建水库一座，即柯可亚水库，库容 1000 万 m^3 ，出山口后经引水干渠引入七克台镇东部下游地区。

坎儿其流域年径流量 0.289 亿 m^3 。多年平均引水量 0.1 亿 m^3 ，多年平均配水量 0.089 亿 m^3 ，水利用率 89%。建有一座中型水库，设计库容 1180 万 m^3 ，设计灌溉面积 2.45 万亩，下游有 28.3 km 设计流量 3.0 m^3/s 的引水干渠，目前最大允许过流量 2.5 m^3/s ，流域主要担负着下游鄯善县段铁路沿线用水和鄯善火车站镇用水、石油供水以及七克台镇东半部 2 万亩耕地的灌溉任务。该流域的年径流量仅有 0.289 亿 m^3 ，潜力不是很大，在枯水期，为保证铁路用水，有时不得不从柯柯亚水库调水。

工程所在区域气候干燥，雨量稀少，地面水资源极度缺乏。工程东距二塘沟 7.5km，工程区无坎儿井分布。

4.1.4.2 地下水

鄯善盆地是东天山一个封闭型的山间盆地，其北面的天山山地山前出现褶皱带，由中生界陆相沉积杂岩层组成，大多数以背斜构造形式出现，盆地中部的褶皱带由一系列北西—南东走向的背斜构造组成。在褶皱带和天山山脉，北坡褶皱带之间是一个大斜坡，其上沉积了巨厚的第四系松散沉积层。地震烈度 7 度。评价区域属洪冲积平原，周围地形平坦开阔，地势北高南低。地层主要是由第四纪冲洪积物即碎石土组成，地下水资源较为丰富。

盆地地下水埋藏与地形的高程分布基本一致，自北向南地下水的埋深由大到小，在 600m 高程线上地下水埋深为 100m 左右，向南 2-4km 为 50m 埋深等水位线，312 国道沿线，地下水埋深为 20m 左右，靠近火焰山地下水埋深逐渐升高，在县城以南东巴扎乡一带，有泉水出露，溢出地表。

鄯善县地下水资源量 $2.1553 \times 10^8 \text{m}^3$ ，地下水可开采量 $2.0176 \times 10^8 \text{m}^3$ ，重复利用量为 $1.33 \times 10^8 \text{m}^3$ ，泉水年径流量 $0.144 \times 10^8 \text{m}^3$ ，坎儿井年径流量 $0.271 \times 10^8 \text{m}^3$ ，机电井合理开采量 $1.6422 \times 10^8 \text{m}^3$ ，机电井实际开采量 $3.2553 \times 10^8 \text{m}^3$ ，地下水超采量 $1.6131 \times 10^8 \text{m}^3$ 。

工程位于吐鲁番南盆地的火焰山北麓，地形上由北向南倾斜，地层为透水不含水岩组。

南盆地内的地下水属松散岩类孔隙水。其中，在火焰山山前的胜金口—吐峪沟口—连木沁沟口一带，地下水为单一潜水，潜水埋藏深度大于 50m；由山前向西南直至买增坎儿井南部一带，地下水由单一潜水渐渐过渡为潜水-承压水、承压水（包括承压自流水），潜水埋藏深度由山前的大于 50m 向南渐变为 10~50m 和小于 10m。从山前向西南到买增坎儿井南部一带，潜水的富水性由丰富（单井涌水量 $>1000 \text{m}^3/\text{d}$ ）渐变为中等（单井涌水量 $100 \sim 1000 \text{m}^3/\text{d}$ ），承压水的富水性为中等（单井涌水量 $100 \sim 1000 \text{m}^3/\text{d}$ ）。其中火焰山山前的木头沟（胜金口）以南至三堡以北之间的地区，连木沁沟口以南至鲁克沁之间的地区，鲁克沁以东至库木塔格沙漠之间的地区，含水层岩性主要为砂砾石，水位埋深大于 50m，潜水水量丰富，单井涌水量 $1000 \sim 2000 \text{m}^3/\text{d}$ 。在连木沁沟口以东地段、吐峪沟乡

及其附近一带，含水层岩性主要为中砂、细砂，水位埋深多大于 50m，局部地段为 10~50m，潜水水量中等，单井出水量 100~1000m³/d。

吐鲁番市的坎儿井历史悠久，与万里长城、京杭大运河、都江堰并称为中国古代四大工程。它是干旱地区的先民根据自然条件和水文地质特点创造的地下水水利设施，它利用地面坡度引取地下潜水来提供农田灌溉和居民用水。坎儿井由竖井、暗渠、明渠和涝坝（蓄水池）四部分组成。竖井是开凿暗渠时供定位、进入、出土和通风之用；暗渠，也称集水廊道或输水廊道，首部集水段，在潜水位下挖，引取地下水潜流；明渠与一般渠道基本相同，横断面多为梯形，坡度小，流速慢；涝坝，又称蓄水池，用以调节灌溉水量，缩短灌溉时间，减少输水损失。竖井是为了通风和挖掘、修理坎儿井时提土之用的。竖井的深度和井与井之间的距离，一般都是愈向上游竖井愈深，间距愈长，约有 30 至 70m，愈往下游竖井愈浅，间距也愈短，约有 10 到 20m。竖井最深的在 90 m 以上。一般坎儿井长度 3-8km，最长的达 20km 以上，年灌溉 300 亩，最好的年灌溉可达 500 亩。暗渠的出水口和地面的明渠联接，可以把几十米深处的地下水引到地面上来。坎儿井之所以能在吐鲁番大量修建，是与这里的地理条件分不开的。首先，吐鲁番盆地北部的博格达山和西部的克拉乌成山，为坎儿井提供了大量的水源，每当夏季来临，就有大量的融雪和雨水流向盆地，当水流出山口后，很快渗入戈壁地下变为潜流。积聚日久，使戈壁下面含水层加厚，水储量大，是挖掘坎儿井有了可能。其次，吐鲁番盆地与北部雪山有巨大的落差，这就可以沿地势引水，使得北部水源可以按地势向盆地汇聚，确定了水的流向，通过挖掘疏导，自流向盆地。第三个条件是吐鲁番大漠底下深处的土层，是由砂砾石、粘土或钙质胶结，质地坚实，因此坎儿井挖好后不易坍塌。吐鲁番干旱酷热，水分蒸发量大，大风季时尘沙漫天，成为主要自然灾害，而坎儿井是由地下暗渠输水，影响非常小，水分蒸发量小，流量稳定，可以常年自流灌溉。所以，坎儿井非常适合当地的自然条件。项目工程周围无坎儿井分布，项目区坎儿井主要分布在吐峪沟乡和鲁克沁镇周围，距离项目区超过 5 公里。

4.1.5 土壤与植被

工程区土壤类型为棕漠土。评价区域内植被种类稀少，绝大多数区域为荒漠植被，盖度极低，相当面积区域寸草不生，人工植被依赖灌溉生存。山前倾斜平

原大多为砾石戈壁，荒漠植被主要分布在迪坎乡、达浪坎乡、吐峪沟乡、鲁克沁镇及北部山区前沿冲积扇。各冲沟内植被主要为芨芨草、疏叶骆驼刺、芦苇等。裸露戈壁植被主要为零星假木贼、猪毛菜和琵琶柴等。

工程所在区域由于气候极为严酷，年降水量只有 20~70mm，因此其植被类型主要为亚洲中部的典型荒漠。本工程区域地表水系不发育，自然植被极其稀疏。根据现场调查和查阅相关资料，评价范围内植物以疏叶骆驼刺为主，本次调查未发现在评价范围内有国家及自治区野生保护植物。

4.1.6 野生动物

在荒漠区，因干旱和食物短缺，加之植被稀少，无栖息及躲藏之地，野生动物分布数量较少，尤其是大型野生脊椎动物和大型哺乳动物分布极少，在该区域野外考察中仅见啮齿动物及鸟类活动的痕迹。区域内的主要动物为啮齿动物（荒漠麻蜥、快步麻蜥、沙鼠等）及鸟类（角百灵、凤头百灵、红尾伯劳等）。

4.2 生态现状调查与评价

4.2.1 生态功能区划

根据《新疆生态功能区划》，工程区属于天山山地温性草原、森林生态区，北天山南坡吐鲁番—哈密盆地戈壁荒漠、绿洲农业生态亚区，吐鲁番盆地绿洲特色农业与旅游生态功能区。具体见表 4.2-1。

表 4.2-1 工程所在区域新疆生态功能区划

生态功能分区单元			隶属 行政区	主要生态 服务功能	主要生态 环境问题	主要生态敏 感因子、敏感 程度	主要保护 目标
生态区	生态亚区	生态功能 区					
天山山地 温性草 原、森林 生态区	北天山南坡 吐鲁番—哈 密盆地戈壁 荒漠、绿洲农 业生态亚区	吐鲁番盆 地绿洲特 色农业与 旅游生态 功能区	吐鲁番 市、鄯 善县、 托克逊 县	特色农产 品生产、旅 游	水资源短缺、 地下水超采、 风沙灾害严 重、干热风多	土壤侵蚀极 度敏感，土地 沙漠化轻度 敏感，土壤盐 渍化局部地 段高度敏感	保护文物 古迹、保护 坎儿井、保 护农田、保 护荒漠植 被和砾幕

吐鲁番盆地属大陆性极端干旱气候，6-8 月的最高气温常在 40℃ 以上，地表最高温度可达 70-80℃，大风集中在 4-7 月份，是新疆著名的风区，降水稀少，只有 50mm 左右，气候极端干旱水源不足，除小面积的人工绿洲外，均为广阔的砾漠、土漠、石漠裸土地。吐鲁番盆地绿洲特色农业与旅游生态功能区地势低洼，

平均海拔不到百米，气候炎热干燥，降水量仅为 4-26mm，蒸发量却高达 2879-3821mm，平均气温 14℃，极端最高温达 48.9℃， $\geq 10^{\circ}\text{C}$ 年积温 4500-5400℃，年日照 3000-3220 小时，无霜期 268-304 天，是新疆热量最丰富的地区。本区春季多大风，全年 ≥ 8 级大风日数 31-72 天，夏季多干热风，可达 40 天。由于炎热和风大，故素有“火洲”和“风库”之称，风沙危害较严重。区域水资源十分缺乏，水资源总量（地表水+地下水）为 $9.5 \times 10^8 \text{m}^3$ ，历史上主要靠坎儿井方式开发利用地下水。区内草场缺乏，森林植被少，但农业历史悠久，园艺业发达。

本项目属于陆地石油天然气开采，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。本工程距离新疆火焰山-葡萄沟风景名胜区最近距离 9.6km，距离新疆库木塔格沙漠国家级风景名胜区最近距离 9.3km，距离生态保护红线（吐哈盆地防风固沙生态保护红线区）最近距离 9.7km。

4.2.2 土地利用现状调查及评价

根据遥感调查结果，采用图形叠加法对评价范围内的生态环境现状进行分析，即将遥感影像与线路进行叠加，根据《土地利用现状分类》(GB/T21010-2017)，以确定工程区内的土地利用类型，将成果绘制成土地利用现状图。工程所在区域生态现状调查范围土地利用现状见图 4.2-2。由工程区土地利用现状可知，生态现状调查范围内土地利用类型主要为采矿用地和裸土地。

4.2.3 植被类型及分布

根据《新疆植被及其利用》（中国科学研新疆综合考察队和中国科学院植物研究所主编，1978 年，科学出版社）植被区域划分结果，拟建项目所在区域为新疆荒漠区—东疆—南疆荒漠亚区—东准葛尔-东疆荒漠省—东疆荒漠亚省—吐鲁番州。该区域由于气候极为严酷，年降水量只有 20-70mm，因此其植被类型主要为亚洲中部的典型荒漠。干旱缺水是限制植被生存和发展最主要的生态因素，本工程区域地表水系不发育，自然植被极其稀疏。

根据现场调查和查阅相关资料，评价范围内植物以疏叶骆驼刺（*Alhagi sparsifolia*）、怪柳（*Tamarix ramosissima*）为主，本次调查未发现在评价范围内有珍稀保护植物，工程破坏和影响的均为当地的广布种。根据工程区植被调查结果并参照有关资料，整理出工程区主要植物名录，见表 4.2-2 和图 4.2-4。

表 4.2-2 工程区域主要自然植被名录

科	物种	拉丁名	优势种
白刺科	西伯利亚白刺	<i>Nitraria sibirica</i>	
	白刺	<i>Nitrariatangutorum</i>	
怪柳科	怪柳	<i>Tamarix chinensis</i>	√
豆科	草木犀	<i>Melilotus officinalis</i>	
	大豆	<i>Glycine max</i>	
	苦豆子	<i>Sophora alopecuroides</i>	
	骆驼刺	<i>Alhagisparsifolia</i>	√
禾本科	冰草	<i>Agropyron cristatum</i>	
	芦苇	<i>Phragmites australis</i>	√
	獐毛	<i>Aeluropus sinensis</i>	
	醉马草	<i>Achnatheruminebrians</i>	
蒺藜科	蒺藜	<i>Tribulusterrestris</i>	
菊科	花花柴	<i>Kareliniacaspia</i>	√
	漠蒿	<i>Artemisia desertorum</i>	
	沙蒿	<i>Artemisia desertorum</i>	√
	中亚紫菀木	<i>Asterothamnus centrali-asiaticus</i>	
藜科	蒿叶猪毛菜	<i>Salsola abrotanoides</i>	
	合头草	<i>Sympegma regelii</i>	√
	碱地肤	<i>Kochiascoparia var. sieversiana</i>	
	沙蓬	<i>Agriophyllumsquarrosum</i>	
	盐生草	<i>Halogeton glomeratus</i>	
	珍珠猪毛菜	<i>Salsola passerina</i>	
蓼科	沙拐枣	<i>Calligonum mongolicum</i>	
	西伯利亚蓼	<i>Polygonum sibiricum</i>	

萝藦科	戟叶鹅绒藤	<i>Cynanchum acutum subsp. Sibiricum</i>	
麻黄科	膜果麻黄	<i>Ephedra przewalskii</i>	√
苋科	绳虫实	<i>Corispermum declinatum</i>	
	糖甜菜	<i>Beta vulgaris</i>	
	猪毛菜	<i>Salsola collina</i>	√

注：√为优势种或建群种

工程区南部分布有农田。工程区农田主要沿吐峪沟分布，区域农耕历史悠久，由于光热条件好，是驰名中外的优质瓜果产区，近年设施农业在吐鲁番地区得到大力推广，蔬菜种植面积逐年扩大，但由于水资源严重短缺，农业发展受到严重制约，发展潜力不足。区域农作物主要有葡萄、棉花、哈密瓜蔬菜等，区域农田现状见表 4.2-3。

		灰斑鸠	<i>Streptopelia decaocto</i>		-
鹃形目	杜鹃科	大杜鹃	<i>Cuculus canorus</i>		-
犀鸟目	戴胜科	戴胜	<i>Upupaepops</i>		+
雀形目	伯劳科	荒漠伯劳	<i>Lanius isabellinus</i>		
		灰伯劳	<i>Laniusexcubitor</i>		
	鸦科	喜鹊	<i>Pica pica</i>		+
	百灵科	凤头百灵	<i>Galerida cristata</i>	+	+
		角百灵	<i>Eremophila alpestris</i>		
		小沙百灵	<i>Calandrella rufescens</i>		
	燕科	崖沙燕	<i>Riparia riparia</i>		
		家燕	<i>Hirundo rustica</i>		+
		沙鸻	<i>Oenanthe isabellina</i>		
		白顶鸻	<i>Oenanthe pleschanka</i>		
	雀科	黑顶麻雀	<i>Passer amodendri</i>		
		麻雀	<i>Passer montanus</i>		+
	鹁鸽科	白鹁鸽	<i>Motacilla alba</i>		
	燕雀科	蒙古沙雀	<i>Bucanetes mongolicus</i>		
金翅雀		<i>Chloris sinica</i>			
哺乳类 MAMMALIA					
兔形目	兔科	草兔	<i>Lepus capensis</i>		-
食虫目	刺猬科	大耳猬	<i>Hemiechinus auritus</i>		+
啮齿目	跳鼠科	三趾跳鼠	<i>Dious sagitta</i>	-	
		五趾跳鼠	<i>Allactaga sibirica</i>		
		长耳跳鼠	<i>Euchoreutes naso</i>		
	鼠科	子午沙鼠	<i>Meriones meridianus</i>	-	
		小家鼠	<i>Mus musculus</i>		+

注：“+” 常见种，“-” 偶见种

4.2.5 生态敏感区调查

4.2.5.1 生态保护红线

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

本工程西北距离生态保护红线区(吐哈盆地防风固沙生态保护红线区)约 10km，不在红线内。工程区生态保护红线分布见图 4.2-5。

4.2.5.4 基本农田

本工程所在区域农田属于基本农田和一般农田，主要种植作物为葡萄、棉花。本工程占地不涉及基本农田。具体位置关系见图 4.2-6。

4.2.6 沙化及水土流失现状调查

4.2.6.1 区域水土流失现状

根据《全国水土保持规划（2015—2030 年）》、《新疆维吾尔自治区水土保持规划（2018-2030）年》），鄯善县不属于水土流失重点预防区和重点治理区，根据全国水土保持区划图项目区所在鄯善县属于 II 北方风沙区（天山北坡国家级水土流失重点预防区）-II-3 北疆山地盆地区-II-3-4wf 吐哈盆地生态维护防沙区。

吐哈盆地生态维护防沙区，主要分布于吐鲁番盆地、哈密盆地、巴里坤-伊吾谷地的广大地区，大部分分布在海拔 500~5000m 的地区，该地区地域辽阔，物产丰富，植被以大面积的荒漠植被为主，风沙危害频繁，水土保持基础功能为生态维护和防风固沙、吐哈盆地生态维护防沙区该地区主要为吐鲁番盆地、哈密盆地、巴里坤-伊吾谷地的广大地区，多分布在洪积扇缘及山间盆地，区内气候干旱炎热，多风少雨，年平均温度 7.8℃，多年平均降水量 84.2mm，平均蒸发量 2770mm，年平均大风日数 32.7，年均沙暴发生日数高达 20.9 天；植被稀少，覆盖度较低；土壤主要有棕钙土、棕漠土、灰棕漠土、栗钙土等，土壤贫瘠，质地较粗，含盐量高。水土流失以风蚀为主，兼有水力侵蚀。

本区是我国重要的石化工业基地，水资源相对缺乏，该区风力强劲，风沙危害严重，在人类活动影响下，地表稳定状态易被破坏，极易产生风蚀沙尘。由于区域山地及山麓地带遇阵发型降雨或暴雨易遭受山洪危害，尤其在夏季高温条件下，积雪融化产生山洪泥石流，对山前区域威胁极大。

本区水土保持应以天然植被保护、绿洲农田防护为重点，加强天然荒漠植被的保护，维护绿洲系统的稳定；加强绿洲边缘防风固沙林和农田防护林建设，减轻风沙危害；发展节水灌溉，构建生态节水型小流域；加强山洪泥石流沟道治理，维护农牧团场生产安全；加强生产建设项目监督管理工作，减少人为干扰。

鄯善县土壤侵蚀类型主要有四种，分别是风力侵蚀、水力侵蚀、风力-水力交错侵蚀以及冻融重力侵蚀等。项目区土壤侵蚀以风力侵蚀为主。土壤侵蚀模数为 2500t/（km²·a）。

4.2.6.2 土地沙化现状

根据《新疆第六次沙化监测报告》，全疆沙化监测区内沙化土地面积 7468.21 万公顷，占新疆国土面积的 44.85%，占监测区总面积 47.60%；具有明显沙化趋势的土地面积 437.96 万公顷，占新疆国土面积的 2.63%，占监测区总面积 2.79%；其他土地面积 7782.95 万公顷，占新疆国土面积的 46.75%，占监测区总面积 49.61%。

工程区域地表为戈壁。项目区域土壤类型为棕漠土，地表有砾幕，在地表未扰动的情况下，抗风蚀能力较强，属于轻度荒漠化区域。项目区距离库木塔格沙漠约 10km，项目区多有大风和沙尘暴天气，是新疆风多、风大、风蚀最严重地区，全年沙尘暴日数在 20 天以上，风蚀强烈，区域占用土地均为裸地，零星分布植被。

4.2.7 主要生态问题调查

项目评价区域降水量少，植被覆盖率低，干旱是生态环境的主要特征，生态环境较为脆弱。本次评价针对区域的现场考察和资料分析，工程区目前主要的生态问题包括以下方面：

从该区域整体情况来看，生态环境属生态脆弱区。由于本区地处干旱荒漠区大背景下，植被单一，在现有水资源条件下，荒漠环境对人为地表和植被破坏等外界干扰敏感，并易于演变为生物多样性减少、生产能力降低荒漠化区域。

4.2.8 小结

根据现场调查及资料收集，本工程生态评价区域内无自然保护区、自然公园、生态保护红线等生态敏感区。整个评价区域以荒漠生态系统为主，区域水系不发育，地表仅发育零星植被，主要植被类型为花花柴、骆驼刺，植被盖度低于 5%。评价区野生动物种类及分布均很少，生态环境现状总体较差，环境的功能具有一定的稳定性，有一定的承受干扰的能力及生态完整性。

4.3 环境空气质量现状调查与评价

4.3.1 区域大气环境质量达标判定

本工程地处吐鲁番市和鄯善县，根据《环境影响评价技术导则 大气环境》

(HJ.2.2-2018) 对环境质量现状数据的要求, 空气质量现状主要指标包括: 细颗粒物 (PM_{2.5})、二氧化硫 (SO₂)、二氧化氮 (NO₂)、可吸入颗粒物 (PM₁₀)、一氧化碳 (CO)、臭氧 (O₃)。

本次评价采用采用环境空气质量模型技术支持服务系统 (<http://data.lem.org.cn/eamds/apply/tostepone.html>) 提供的统计数据, 作为环境空气质量现状评价基本污染物 SO₂、NO₂、CO、O₃、PM₁₀ 和 PM_{2.5} 的数据来源。空气质量达标区判定结果见表 4.3-1。

表 4.3-1 吐鲁番市基本污染物环境空气质量现状评价一览表

评价因子	年评价指标	现状浓度	标准限值	占标率%	达标情况
		μg/m ³	μg/m ³		
SO ₂	年平均	6	60	10.00	达标
NO ₂	年平均	18	40	45.00	达标
CO	第 95 百分位数日平均	1000	4000	25.00	达标
O ₃	第 90 百分位数日平均	130	160	81.00	达标
PM _{2.5}	年平均	37	35	105.71	超标
PM ₁₀	年平均	102	70	145.71	超标

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

4.3.2 特征因子补充监测

(1) 调查方法

大气环境现状调查采用搜集资料法和现场监测法。

(2) 监测点位

结合项目所在区域地形特点以及当地气象特征, 本次环评在工程区下风向 1 km 处布置 1 个监测点位对区域环境空气质量现状进行补充监测 (位于工程区下风向), 监测因子为非甲烷总烃、硫化氢。监测单位为新疆齐新环境服务有限公司。监测点位基本信息见表 4.3-2。监测点位见图 4.6-1。

表 4.3-2 监测点位基本信息 单位: mg/m³

序号	监测点位名称	地理坐标	与本工程位置关系	监测因子	监测时间	监测单位

1	集中处理站 (实测数据)	E89°44'52.109" N42°49'00.887"	工程区下风 向	非甲烷 总烃、 H ₂ S	2024.11.03-11 .10	新疆齐新环境 服务有限公司
---	-----------------	----------------------------------	------------	--------------------------------	----------------------	------------------

(3) 监测因子

监测项目：硫化氢、非甲烷总烃。

(4) 评价标准

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

(5) 评价方法

采用质量浓度占标率法，计算公式为：

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

式中：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。

(6) 评价结果

监测及评价结果见表 4.3-3。

表 4.3-3 非甲烷总烃、H₂S 监测评价结果表：mg/m³

监测点	污染物	非甲烷总烃	硫化氢
集中处理站 (下风向)	浓度范围 (mg/m ³)	0.41-0.68	<0.005
	评价标准 (mg/m ³)	2.0	0.01
	最大占标率 (%)	0.34	-
	超标率 (%)	0	0
	达标情况	达标	达标

从上表可以看出，本工程区域特征污染物 H₂S 未检出；非甲烷总烃小时平均值满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）确定一次浓度限值 2.0mg/m³要求。

4.4 声环境现状调查与评价

4.4.1 声环境现状监测

本工程周边没有声环境敏感目标。声环境现状调查采用现场监测法。

(1) 监测布点

本次环评委托新疆齐新环境服务有限公司进行现场监测，分别在中区 7 号掺稀计量阀组间、玉东 401-1062 老井四周及玉东 401-1061 采油井、玉东 2-1801 回注井各设 1 个监测点，共设 10 个监测点。监测点位信息见表 4.4-1、监测点位见图 4.6-1。

(2) 监测因子

等效连续 A 声级。

(3) 监测时间

本次现状监测时间为 2024 年 11 月。

(4) 监测方法

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

表 4.4-1 监测点位信息一览表

序号	监测点位名称	监测因子	监测时间	监测单位
1	中区 7 号掺稀计量阀组间四周厂界	等效连续 A 声级 (Leq)	2024 年 11 月	新疆齐新环境服务有限公司
2	玉东 401-1062 老井四周厂界			
3	玉东 401-1061 采油井 (背景噪声)			
4	玉东 2-1801 回注井 (背景噪声)			

4.4.2 评价标准

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

4.4.3 监测及评价结果

声环境现状监测及评价结果见表 4.4-2

表 4.4-2 声环境现状监测及评价结果

序号	监测点位			监测日期	昼间			夜间		
					实测值	标准值	达标情况	实测值	标准值	达标情况
1	中区 7 号掺稀计量阀组间	北	第一天	2024.	53	60	达标	43	50	达标
			第二天	11.2-	53		达标	42		达标
		西	第一天	11.4	53		达标	42		达标

			第二天	53		达标	43		达标
		南	第一天	53		达标	43		达标
			第二天	52		达标	42		达标
		东	第一天	52		达标	42		达标
			第二天	52		达标	42		达标
2	玉东 401-1062 老井	北	第一天	51	60	达标	48	50	达标
			第二天	54		达标	47		达标
		西	第一天	53		达标	46		达标
			第二天	52		达标	48		达标
		南	第一天	52		达标	47		达标
			第二天	53		达标	48		达标
		东	第一天	52		达标	48		达标
			第二天	52		达标	47		达标
3	玉东 401-1061 采油井	背景	第一天	51	60	达标	48	50	达标
			第二天	51		达标	49		达标
4	玉东 2-1801 回 注井	背景	第一天	52	60	达标	48	50	达标
			第二天	49		达标	47		达标

从表 4.5-2 可以看出，昼间噪声值在 49~54dB (A) 之间，夜间噪声值在 42~49dB (A) 之间，井场满足《声环境质量标准》(GB3096-2008) 中 2 类标准要求。

4.5 水环境现状调查与评价

4.5.1 地表水环境现状调查与分析

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

4.5.2 地下水环境现状调查与分析

(1) 调查方法

地下水环境现状调查采用搜集资料法。

(2) 监测点位

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)，本次评价监测点位共有 5 个，具体监测点位见图 4.6-1。

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016) 中地下水监测点布置要求：“二级评价项目潜水含水层的水质监测点应不少于 5 个，可能受建

设项目影响且具有饮用水开发利用价值的含水层 2~4 个。原则上建设项目场地上游和两侧的地下水水质监测点均不得少于 1 个，建设项目场地及其下游影响区的地下水水质监测点不得少于 2 个”。本工程地下水环境影响评价等级为二级，监测点数量为 5，上游布设 1 个，下游布设 4 个。因此，地下水监测点满足数量和分布要求。

综上，本工程地下水监测点布设合理，可满足监测要求。各监测点设置情况及基本信息见表 4.5-1。

表 4.5-1 地下水监测点设置情况一览表

序号	点位	坐标	监测层位	与本工程位置关系	水位埋深 m	井深 m	监测时间	监测单位
1	1#水井	E: 89°45'13.978" N: 42°48'17.491"	承压水	北侧 350m	66	100	2024.11.02	新疆齐新环境服务有限公司
2	2#砂坎村机井	E: 89°43'54.570" N: 42°46'50.530"	潜水	西南侧 3km, 下游	32	50		
3	3#赛尔克甫村地下井	E: 89°50'15.562" N: 42°48'43.046"	潜水	东北侧 6km, 上游	38	50		
4	4#鲁克沁镇地下水井	E: 89°45'20.690" N: 42°44'56.200"	潜水	东南侧 3km, 下游	26	30		
5	5#吐峪沟乡水井	E: 89°41'17.460" N: 42°50'43.260"	潜水	西北侧 4.4km, 上游	21	30		

(3) 监测项目

①监测项目

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016），本次评价的监测项目包括：pH、水位埋深、井深、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。特征因子：挥发性酚类、石油类。

②分析方法

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

(4) 评价标准

石油类参照《地表水环境质量标准》（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。

（5）评价方法

评价方法采用标准指数法。

①对于评价标准为定值的水质因子，其标准指数计算公式：

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

式中：Pi——第 i 个水质因子的标准指数，无量纲；

Ci——第 i 个水质因子的监测浓度，mg/L；

Csi——第 i 个水质因子的标准浓度，mg/L。

②对于评价标准为区间值的水质因子（如 pH 值），其标准指数计算公式：

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

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

式中：P_{pH}—pH 的标准指数，无量纲；

pH—pH 监测值；

pH_{sd}—标准中 pH 的下限值；

pH_{su}—标准中 pH 的上限值。

（6）评价结果

工程区地下水监测及评价结果详见表 4.5-2、表 4.5-3。从表 4.5-2、4.5-3 可以看出，根据监测结果可知，5#监测点的水质较差，总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物等出现不同程度的超标，1#监测点总硬度、氯化物等出现不同程度的超标，超出《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）的III类标准限值，除此之外的其他项目均符合《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中III类标准限值的要求。超标原因主要是受干旱气候、蒸发浓缩作用、原生地质、水文地质环境等因素综合影响，由于区内地下水径流非常缓慢，各类离子容易富集。

根据地下水离子检测结果，评价区地下水阴离子以 Cl⁻、HCO₃⁻ 为主，阳离子以 Ca⁺、Na 为主，水化学类型主要以 HCO₃-Ca、Cl-Ca 型为主。

表 4.5-2 地下水水质现状监测及评价结果

序号	检测项目	单位	监测及评价结果										标准限值 (III 类)
			1#水井		2#砂坎村机井		3#赛尔克甫村地下井		4#鲁克沁镇地下水井		5#吐峪沟乡水井		
			监测值	标准指数	监测值	标准指数	监测值	标准指数	监测值	Pi	监测值	Pi	
1	pH 值	无量纲	7.1	0.07	7.3	0.20	7.2	0.13	7.4	0.27	7.3	0.20	6.5~8.5
2	氨氮	mg/L	<0.025	-	<0.025	-	<0.025	-	<0.025	-	<0.025	-	0.5
3	亚硝酸盐氮	mg/L	<0.001	-	<0.001	-	<0.001	-	<0.001	-	0.033	0.03	1
4	硝酸盐氮	mg/L	1.8	0.09	1.3	0.07	1.1	0.06	1.0	0.05	2.0	0.10	20
5	氰化物	mg/L	<0.001	-	<0.001	-	<0.001	-	<0.001	-	<0.001	-	0.05
6	挥发酚	mg/L	<0.0003	-	<0.0003	-	<0.0003	-	<0.0003	-	<0.0003	-	0.002
7	汞	mg/L	<0.00004	-	<0.00004	-	<0.00004	-	<0.00004	-	<0.00004	-	0.001
8	砷	mg/L	<0.0003	-	<0.0003	-	<0.0003	-	<0.0003	-	<0.0003	-	0.01
9	铬 (六价)	mg/L	<0.004	-	<0.004	-	<0.004	-	<0.004	-	<0.004	-	0.05
10	总硬度	mg/L	1.10×10 ³	2.44	240	0.53	131	0.29	140	0.31	1.20×10 ³	2.67	450
11	铅	mg/L	<0.0025	-	<0.0025	-	<0.0025	-	<0.0025	-	<0.0025	-	0.01
12	氟化物	mg/L	0.32	0.32	0.34	0.34	0.40	0.40	0.30	0.30	0.43	0.43	1.0
13	镉	MPN/L	<0.004	-	<0.004	-	<0.004	-	<0.004	-	<0.004	-	0.005
14	铁	CFU/ml	0.0179	0.06	0.0230	0.08	0.0075	0.03	0.0115	0.04	0.238	0.79	0.3
15	锰	mg/L	<0.0005	-	<0.0005	-	<0.0005	-	<0.0005	-	0.0095	0.10	0.1
16	溶解性总固体	mg/L	1.57×10 ³	0.157	302	0.30	342	0.34	162	0.16	1.43×10 ³	1.43	1000
17	耗氧量	mg/L	1.44	0.48	0.99	0.33	0.98	0.33	1.11	0.37	1.49	0.50	3.0
18	硫酸根 (硫酸盐)	mg/L	186	0.74	109	0.44	90.9	0.36	46.7	0.19	295	1.18	250

鲁克沁油田超深稠油压舱石工程 2025 年实施方案建设项目环境影响报告书

19	氯离子（氯化物）	mg/L	642	2.57	24.7	0.10	64.3	0.26	10.1	0.04	530	2.12	250
20	总大肠菌群	CFU/ 10 0mL	<2	-	<2	-	<2	-	<2	-	<2	-	3.0
21	细菌总数	CFU/mL	60	0.60	70	0.70	70	0.70	80	0.80	60	0.60	100
22	硫化物	mg/L	<0.003	-	<0.003	-	<0.003	-	<0.003	-	<0.003	-	0.02
23	石油类	mg/L	<0.01	-	<0.01	-	<0.01	-	<0.01	-	<0.01	-	0.05

表 4.5-3 地下水检测分析因子分析结果一览表

项目		1#水井	2#砂坎村机井	3#赛尔克甫村地下井	4#鲁克沁镇地下水井	5#吐峪沟乡水井
监测值（mg/L）	K ⁺	4.76	1.14	2.32	1.15	5.50
	Na ⁺	181	17.7	89.1	12.4	154
	Ca ²⁺	310	69.0	43.2	46.1	294
	Mg ²⁺	61.2	18.9	7.97	7.01	64.0
	CO ₃ ²⁻	10	7	<5	9	<5
	HCO ₃ ³⁻	71	96	128	87	113
	Cl ⁻	642	24.7	64.3	10.1	530
毫克当量浓度（meq/l）	SO ₄ ²⁻	186	109	90.9	46.7	295
	K ⁺	0.122	0.029	0.059	0.029	0.141
	Na ⁺	7.870	0.770	3.874	0.539	6.696
	Ca ²⁺	15.500	3.450	2.160	2.305	14.700

鲁克沁油田超深稠油压舱石工程 2025 年实施方案建设项目环境影响报告书

	Mg ²⁺	5.100	1.575	0.664	0.584	5.333
	CO ₃ ²⁻	0.333	0.233	0	0.300	0
	HCO ₃ ³⁻	1.164	1.574	2.098	1.426	1.852
	Cl ⁻	18.085	0.696	1.811	0.285	14.930
	SO ₄ ²⁻	3.875	2.271	1.894	0.973	6.146
相对误差		0.10	0.10	0.08	0.07	0.08
水化学类型		Cl-Ca	HCO ₃ -Ca	HCO ₃ 、Cl-Na	HCO ₃ -Ca	Cl-Ca

4.5.2 包气带监测

(1) 监测布点

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

根据现场调查，本工程可能造成地下水污染的主要工程为区块内已建井场和已建场站，因此本次调查选取已建中区 7 号掺稀计量阀组间占地内及同种类型占地外 200m 处进行包气带分层取样调查；监测布点见表 4.5-4。

表 4.5-4 包气带现状监测点位置

调查点位	采样深度	备注
中区 7 号掺稀计量阀组间占地范围内	0~0.2m	污染控制点
中区 7 号掺稀计量阀组间占地范围外	0~0.2m	清洁对照点

(2) 监测因子、时间与频次

监测因子：石油类。

监测时间：2024 年 11 月，监测一天，采样一次。

(3) 监测分析方法

监测项目分析方法具体见表 4.5-5。

表 4.5-5 包气带监测项目分析方法一览表

序号	分析项目	监测方法	方法来源及标准号	检出限
1	石油烃	《土壤和沉积物石油烃(C10-C40)的测定 气相色谱法》	HJ 1021-2019	6mg/kg

(4) 监测结果

包气带监测结果见表 4.5-6。

表 4.5-6 包气带现状监测结果一览表 单位：mg/L, pH 无量纲

监测点位		层位	监测项目	监测值 (mg/kg)	标准限值 (mg/kg)	达标情况
中区 7 号掺稀计量阀组间占地范围内	占地范围内 (表层样)	0-0.2m	石油烃	0.90	4500	达标
中区 7 号掺稀计量阀组间占地范围外	占地范围外 (表层样)	0-0.2m		0.88	4500	达标

从表 4.4-8 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

染物石油类含量较低，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。

4.6 土壤境现状调查与评价

4.6.1 土壤类型及分布

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，工程评价区内分布的土壤类型主要为棕漠土。工程区土壤类型分部见图 4.6-1。

棕漠土是在广大洪冲积扇上发育的一类土壤，本区域分布的棕漠土多为砾质棕漠土，这种土壤是由该地区特殊的荒漠气候特点下形成的土壤，它的成土母质为洪积冲积物，发育的表土层厚度很小。由于强烈的风蚀作用地表通常是覆盖着砾幕，表层有发育不大明显的孔状荒漠结皮，土层薄，大多数土壤由结皮以下开始有大量的石膏积聚，下部为沙砾层，地下水位很深，植被稀疏，以麻黄、琵琶柴为主，植物种类简单，覆盖度极低，一般小于 5%，甚至为裸土地。其土壤剖面特征如下：

0~3cm 棕色，砂壤夹碎石，地表有砾幕，孔状结皮，干，稍松，有大量中细孔，全层多角砾，无植物根系。

3~12cm 棕色，砂壤夹碎石，块状，干，紧，有中量细孔，多石膏结晶，无植物根系。

12~41cm 灰棕色，砂砾层夹砂壤，假块状，干，紧，有少量细孔，无植物根系。

41~120cm 灰棕色，砂砾层，干，紧，有少量中细孔，无植物根系。

4.6.2 土壤理化特性调查

根据项目工程分析情况，针对项目占地的土壤理化性质进行分析，主要包括土体结构、土壤结构、土壤质地、阳离子交换量、氧化还原电位、饱和导水率、土壤容重、孔隙度等。取样点位为项目本工程附近土壤表层样（0-0.2m）。分析结果如表 4.6-1 所示。

表 4.6-1 土壤理化性质表

点号		玉东 204-106 老井
经纬度		N:42°49'14.72" E:89°44'36.12"
层次		表层
现场记录	颜色	棕
	结构	块状
	质地	砂土
	砂砾含量	41%
	其他异物	无
	阳离子交换量	1.6
	氧化还原电位	372
	饱和导水率	0.714
	土壤容重	1.41

点号	玉东 204-106 老井
孔隙度	47.6

4.6.3 土壤环境质量现状调查

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），本工程按照污染影响型，土壤环境污染影响型评价工作为一级；按照生态影响型，土壤环境生态影响型评价工作等级为为一级。

根据项目位置和 HJ964-2018 布点要求，同时兼顾生态型及污染型，并考虑新建站场及老建站场，本次评价监测点位站内 5 个柱状样，5 个表层样，站外 6 个表层样，本次监测采用实测和引用数据相结合的方式，土壤监测布点符合《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）、《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023）中污染影响型和生态影响型项目布点要求。本工程引用监测点监测时间均在近三年之内，符合监测点引用时间要求。具体位置见监测布点图。

（1）监测布点及监测项目

根据工程区域土壤类型的特点，以及土地利用方式，分为建设用地和农用地进行评价。本次评价土壤检测委托新疆齐新环境服务有限公司对土壤环境质量现状进行了监测，监测时间为 2024 年 11 月。监测点位见表 4.6-2 及图 4.2-1。

表 4.6-2 监测点位基本信息 单位：mg/m³

监测项目	监测点位	经纬度	采样测层位	监测因子	监测时间
土壤 占地 范围 内	1#：玉东 401-7001 注水井	E89°44'25.458" N42°49'32.607"	0~0.5m	《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018） 第二类用地的 45 项基本因子+特征因子：石油烃+土壤盐分含量	2024 年 10 月
			0.5~1.5m		
			1.5~3m		
	柱状样：0~0.5m	pH、石油烃+土壤盐分含量			
0.5~1.5m	2024 年 10 月				
1.5~3m					
2#：玉东 401-1061 采油井	E89°44'18.132" N42°49'36.007"	0.5~1.5m	pH+石油烃+土壤盐分含量		

占地范围外 50m 范围	3#: 中区 7 号掺稀计量阀组间	E89°44'01.106" N42°49'20.959"	柱状样: 0~0.5m 0.5~1.5m 1.5~3m		
	4#: 中区 4 号掺稀计量阀组间站外配气配液阀组间	E89°44'56.701" N42°48'52.522"	柱状样: 0~0.5m 0.5~1.5m 1.5~3m		
	5#: 玉东 204-106(老井转回注)	E89°44'36.121" N42°49'14.728"	柱状样: 0~0.5m 0.5~1.5m 1.5~3m		
	6#: 玉东 2-1801 回注井	E89°45'55.918" N42°48'33.112"	表层样: 0~0.2m		
	7#: 玉东 401-106 井(老井转回注)	E89°44'20.213" N42°49'32.569"	表层样: 0~0.2m		
	8#鲁克沁联合站污水区	E89°45'42.9010" N42°48'16.1524	表层样: 0~0.2m	pH+石油烃	引用《中国石油吐哈油田分公司鲁克沁采油管理区环境影响后评价》2023年2月
	9#鲁克沁联合站油罐区	E89°45'36.8070" N42°48'19.5274"	表层样: 0~0.2m		
	10#玉东集输拉油站	E89°45'12.4270" N42°49'04.8798"	表层样: 0~0.2m		
	11#: 中区 8 号掺稀计量阀组外 50m	E89°44'11.515" N42°49'23.409"	表层样: 0~0.2m	《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB15618-2018)中表 1 规定的基本工程: pH+8 项重金属+土壤盐分含量, 石油烃	2024 年 10 月
	12#: 玉东 401-1062 井(老井转回注)井场外 50m	E89°44'16.533" N42°49'33.104"	表层样: 0~0.2m	pH+石油烃+土壤盐分含量	2024 年 10 月
	13#: 玉东平 3C 井场外 50m	E89°44'29.778" N42°48'19.705"	表层样: 0~0.2m		
	14#: 玉东 204-5001 井场外 50m	E89°45'19.339" N42°48'47.740"	表层样: 0~0.2m	pH+8 项重金属	引用 2024 年 8 月鲁中联合站及废渣场站外例行监测点
	15#: 鲁中联合站站外	E89°45'20.6819" N42°48'19.8705"	表层样: 0~0.2m		
	16#: 玉东渣场站外	E89°44'53.0547" N42°49'20.0396"	表层样: 0~0.2m		

①建设用地(占地范围内)

监测布点：在 1#玉东 401-7001 注水井、2#玉东 401-1061 采油井、3#：中区 7 号掺稀计量阀组间、4#：中区 4 号掺稀计量阀组间站外配气配液阀组间及 5#：玉东 204-106（老井转回注）设置五个柱状样。在 6#：玉东 2-1801 回注井及 7#：玉东 401-106 井（老井转回注）设置两个表层样。引用 3 个点，为《中国石油吐哈油田分公司鲁克沁采油管理区环境影响后评价》2023 年 2 月监测的鲁克沁联合站污水区、鲁克沁联合站油罐区及玉东集输拉油站两个表层样。

检测项目：pH、土壤盐分含量、砷、镉、铬（六价）、铜、铅、汞、镍、四氯化碳、氯仿、氯甲烷、1,1-二氯乙烷，1,2-二氯乙烷，1,1-二氯乙烯，顺-1,2-二氯乙烯，反-1,2-二氯乙烯，二氯甲烷，1,2-二氯丙烷，1,1,1,2-四氯乙烷，1,1,2,2-四氯乙烷，四氯乙烯，1,1,1-三氯乙烷，1,1,2-三氯乙烷，三氯乙烯，1,2,3-三氯丙烷，氯乙烯，苯，氯苯，1,2-二氯苯，1,4-二氯苯，乙苯，苯乙烯，甲苯，间二甲苯+对二甲苯，邻二甲苯，硝基苯，苯胺，2-氯酚，苯并（a）蒽，苯并（a）芘，苯并（b）荧蒽，苯并（k）荧蒽，蒽，二苯并（a,h）蒽，茚并（1,2,3-cd）芘、萘、石油烃等共计 48 项因子。其余监测点测 pH、土壤盐分含量、特征因子石油烃。

②农用地（占地范围外）

监测布点：在 8#：中区 8 号掺稀计量阀组外 50m、9#：玉东 401-1062 井（老井转回注）井场外 50m、10#：玉东平 3C 井场外 50m 及 11#：玉东 204-5001 井场外 50m 布设 4 个表层样。引用 2 个监测点：2024 年 8 月鲁中联合站及废渣场地站外例行监测点。

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

（2）监测单位及监测时间

本次实测监测单位：新疆齐新环境服务有限公司，监测时间 2024 年 11 月。

（3）评价标准

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

占地范围外执行《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》

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

4.6.4 土壤环境质量现状评价

(1) 评价方法

对污染物的评价, 采用标准指数法。

(2) 监测及评价结果

本次土壤环境质量评价结果见表 4.6-3~4.6-7。

监测结果与评价: 从评价结果可以看出, 区内土壤中重金属元素含量相对较低, 小于《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准 (试行)》(GB15618-2018) 中“表.1 农用地土壤污染风险筛选值 (基本工程)”的 $pH > 7.5$ 所列标准; 土壤中石油烃含量较低, 满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准 (试行)》(GB36600-2018) 第二类用地风险筛选值要求。

表 4.6-3 建设用地土壤环境质量评价 (占地范围内的柱状样) 单位: mg/kg

1#: 玉东 401-7001 注水井										
检测项目	筛选值 (第二类用地)	T1-1-1			T1-1-2			T1-1-3		
		0~0.5m			0.5~1.5m			1.5~3.0m		
		监测数据	Pi	达标情况	监测数据	Pi	达标情况	监测数据	Pi	达标情况
pH (无量纲)	-	7.51	0.34	达标	7.88	0.59	达标	7.64	0.43	达标
石油烃	4500	63	0.01	达标	76	0.02	达标	58	0.01	达标
含盐量 (g/kg)	-	7.1	-	-	5.8	-	-	7.4	-	-
2#: 玉东 401-1061 采油井										
检测项目	筛选值 (第二类用地)	T2-1-1			T2-1-2			T2-1-3		
		0~0.5m			0.5~1.5m			1.5~3.0m		
		监测数据	Pi	达标情况	监测数据	Pi	达标情况	监测数据	Pi	达标情况
pH (无量纲)	-	7.56	0.37	达标	7.69	0.46	达标	7.66	0.44	达标
石油烃	4500	48	0.01	达标	47	0.01	达标	49	0.01	达标
含盐量 (g/kg)	-	7.8	-	-	8.1	-	-	6.8	-	-

3#: 中区 7 号掺稀计量阀组间										
检测项目	筛选值 (第二类用地)	T3-1-1			T3-1-2			T3-1-3		
		0~0.5m			0.5~1.5m			1.5~3.0m		
		监测数据	Pi	达标情况	监测数据	Pi	达标情况	监测数据	Pi	达标情况
pH (无量纲)	-	7.39	0.26	达标	7.34	0.23	达标	7.41	0.27	达标
石油烃	4500	61	0.01	达标	52	0.01	达标	55	0.01	达标
含盐量 (g/kg)	-	7.9	-	-	8.8	-	-	8.7	-	-
4#: 中区 4 号掺稀计量阀组间站外配气配液阀组间站										
检测项目	筛选值 (第二类用地)	T4-1-1			T4-1-2			T4-1-3		
		0~0.5m			0.5~1.5m			1.5~3.0m		
		监测数据	Pi	达标情况	监测数据	Pi	达标情况	监测数据	Pi	达标情况
pH (无量纲)	-	7.28	0.19	达标	7.36	0.24	达标	7.41	0.27	达标
石油烃	4500	46	0.01	达标	59	0.01	达标	46	0.01	达标
含盐量 (g/kg)	-	9.0	-	-	8.2	-	-	6.3	-	-
5#: 玉东 204-106 (老井转回注)										
检测项目	筛选值 (第二类用地)	T5-1-1			T5-1-2			T5-1-3		
		0~0.5m			0.5~1.5m			1.5~3.0m		
		监测数据	Pi	达标情况	监测数据	Pi	达标情况	监测数据	Pi	达标情况
pH (无量纲)	-	7.88	0.59	达标	7.86	0.57		7.73	0.49	达标
石油烃	4500	73	0.02	达标	72	0.02		79	0.02	达标
含盐量 (g/kg)	-	9.1	-	-	9.6	-	-	8.4	-	-

表 4.6-4 建设用地土壤环境质量评价 (占地范围内的柱状样) 单位: mg/kg

监测点位				1#: 玉东 401-7001 注水井		
采样深度				0~0.5m		
序号	检测项目	单位	筛选值 (第二类用地)	监测数据	Pi	达标情况
1	pH	-	-	7.51	0.34	达标
2	石油烃	mg/kg	4500	63	0.01	达标
3	总砷	mg/kg	60	10.0	0.17	达标
4	镉	mg/kg	65	0.17	0.00	达标
5	六价铬	mg/kg	5.7	-	-	达标

6	铜	mg/kg	18000	24	0.00	达标
7	铅	mg/kg	800	10.2	0.01	达标
8	总汞	mg/kg	38	0.04	0.00	达标
9	镍	mg/kg	900	25	0.03	达标
10	四氯化碳	mg/kg	2.8	-	-	达标
11	氯仿	mg/kg	0.9	-	-	达标
12	氯甲烷	mg/kg	37	-	-	达标
13	1, 1-二氯乙烷	mg/kg	9	-	-	达标
14	1, 2-二氯乙烷	mg/kg	5	-	-	达标
15	1, 1-二氯乙烯	mg/kg	66	-	-	达标
16	顺式-1, 2-二氯乙烯	mg/kg	596	-	-	达标
17	反式-1, 2-二氯乙烯	mg/kg	54	-	-	达标
18	二氯甲烷	mg/kg	616	-	-	达标
19	1, 2-二氯丙烷	mg/kg	5	-	-	达标
20	1, 1, 1, 2-四氯乙烷	mg/kg	10	-	-	达标
21	1, 1, 2, 2-四氯乙烷	mg/kg	6.8	-	-	达标
22	四氯乙烯	mg/kg	53	-	-	达标
23	1, 1, 1-三氯乙烷	mg/kg	840	-	-	达标
24	1, 1, 2-三氯乙烷	mg/kg	2.8	-	-	达标
25	三氯乙烯	mg/kg	2.8	-	-	达标
26	1, 2, 3-三氯丙烷	mg/kg	0.5	-	-	达标
27	氯乙烯	mg/kg	0.43	-	-	达标
28	苯	mg/kg	4	-	-	达标
29	氯苯	mg/kg	270	-	-	达标
30	1, 2-二氯苯	mg/kg	560	-	-	达标
31	1, 4-二氯苯	mg/kg	20	-	-	达标
32	乙苯	mg/kg	28	-	-	达标
33	苯乙烯	mg/kg	1290	-	-	达标
34	甲苯	mg/kg	1200	-	-	达标
35	间/对二甲苯	mg/kg	570	-	-	达标
36	邻二甲苯	mg/kg	640	-	-	达标
37	硝基苯	mg/kg	76	-	-	达标
38	苯胺	mg/kg	260	-	-	达标
39	2-氯苯酚	mg/kg	2256	-	-	达标
40	苯并(a)蒽	mg/kg	15	-	-	达标
41	苯并(a)芘	mg/kg	1.5	-	-	达标
42	苯并(b)荧蒽	mg/kg	15	-	-	达标
43	苯并(k)荧蒽	mg/kg	151	-	-	达标
44	蒽	mg/kg	1293	-	-	达标

45	二苯并 (a, h) 蒽	mg/kg	1.5	-	-	达标
46	茚并 (1, 2, 3-cd) 芘	mg/kg	15	-	-	达标
47	萘	mg/kg	70	-	-	达标
48	土壤盐分含量	g/kg	-	7.1	-	-

表 4.6-5 占地范围内的表层样土壤监测结果统计表 (单位: 石油烃 mg/kg)

检测项目	筛选值 (第二类 用地)	6#: 玉东 2-1801 回注井			7#: 玉东 401-1062 井		
		T6-1-1			T7-1-1		
		0-20cm			0-20cm		
		监测数 据	Pi	达标情 况	监测数 据	Pi	达标情 况
pH (无量纲)	-	7.87	0.58	达标	7.82	0.55	达标
石油烃	4500	56	0.01	达标	64.00	0.01	达标
含盐量(g/kg)	-	6.8	-	-	10.8	-	-

表 4.6-5 (1) 占地范围内的表层样土壤监测结果统计表 (单位: 石油烃 mg/kg)

序号	检验项目	单位	鲁克沁联合 站污水区	鲁克沁联合 站油罐区	玉东集输拉 油站	标准值	达标情况
1	砷	mg/kg	13.1	6.49	15.1	60	达标
2	镉	mg/kg	0.11	0.1	0.1	65	达标
3	六价铬	mg/kg	<0.5	<0.5	<0.5	5.7	达标
4	铜	mg/kg	31	29	30	18000	达标
5	铅	mg/kg	16.2	<6.2	75.5	800	达标
6	汞	mg/kg	0.005	0.007	0.008	38	达标
7	镍	mg/kg	26	25	27	900	达标
8	四氯化碳	mg/kg	ND	ND	ND	2.8	达标
9	氯仿	mg/kg	ND	ND	ND	0.9	达标
10	氯甲烷	mg/kg	ND	ND	ND	37	达标
11	1, 1-二氯乙烷	mg/kg	ND	ND	ND	9	达标
12	1, 2-二氯乙烷	mg/kg	ND	ND	ND	5	达标
13	1, 1-二氯乙烯	mg/kg	ND	ND	ND	66	达标
14	顺 1, 2-二氯乙烯	mg/kg	ND	ND	ND	596	达标
15	反 1, 2-二氯乙烯	mg/kg	ND	ND	ND	54	达标
16	二氯甲烷	mg/kg	ND	ND	ND	616	达标
17	1, 2-二氯丙烷	mg/kg	ND	ND	ND	5	达标
18	1, 1, 1, 2-四氯乙烷	mg/kg	ND	ND	ND	10	达标
19	1, 1, 2, 2-四氯乙烷	mg/kg	ND	ND	ND	6.8	达标
20	四氯乙烯	mg/kg	ND	ND	ND	53	达标
21	1, 1, 1-三氯乙烷	mg/kg	ND	ND	ND	840	达标
22	1, 1, 2-三氯乙烷	mg/kg	ND	ND	ND	2.8	达标
23	三氯乙烯	mg/kg	ND	ND	ND	2.8	达标
24	1, 2, 3-三氯丙烷	mg/kg	ND	ND	ND	0.5	达标
25	氯乙烯	mg/kg	ND	ND	ND	0.43	达标
26	苯	mg/kg	ND	ND	ND	4	达标
27	氯苯	mg/kg	ND	ND	ND	270	达标
28	1, 2-二氯苯	mg/kg	ND	ND	ND	560	达标
29	1, 4-二氯苯	mg/kg	ND	ND	ND	20	达标
30	乙苯	mg/kg	ND	ND	ND	28	达标
31	苯乙烯	mg/kg	ND	ND	ND	1290	达标
32	甲苯	mg/kg	ND	ND	ND	1200	达标
33	间二甲苯+对二甲	mg/kg	ND	ND	ND	570	达标

	苯						
34	邻二甲苯	mg/kg	ND	ND	ND	640	达标
35	萘	mg/kg	ND	ND	ND	76	达标
36	苯胺	mg/kg	ND	ND	ND	260	达标
37	硝基苯	mg/kg	ND	ND	ND	2256	达标
38	苯并[b]蒽	mg/kg	ND	ND	ND	15	达标
39	蒎	mg/kg	ND	ND	ND	1.5	达标
40	苯并[b]荧蒽	mg/kg	ND	ND	ND	15	达标
41	苯并[k]荧蒽	mg/kg	ND	ND	ND	151	达标
42	苯并[a]芘	mg/kg	ND	ND	ND	1293	达标
43	茚并[1, 2, 3-cd]芘	mg/kg	ND	ND	ND	1.5	达标
44	二苯并[a, h]蒽	mg/kg	ND	ND	ND	15	达标
45	2-氯酚	mg/kg	ND	ND	ND	70	达标
46	pH	/	8.5	8.6	8.6	/	/
47	石油烃(C10C40)	mg/kg	29	44	11	4500	达标

表 4.6-5 (2) 占地范围内的表层样土壤监测结果统计表 (单位: 石油烃 mg/kg)

检测项目	筛选值(第 二类用地)	6#: 玉东 2-1801 回注井			7#: 玉东 401-1062 井		
		0-20cm			0-20cm		
		监测数 据	Pi	达标情 况	监测数 据	Pi	达标情 况
pH (无量纲)	-	7.87	0.58	达标	7.82	0.55	达标
石油烃	4500	56	0.01	达标	64.00	0.01	达标
含盐量(g/kg)	-	6.8	-	-	10.8	-	-

表 4.6-6 土壤监测结果一览表 (占地外表层样) 单位: mg/kg (pH 无量纲)

监测点位				中区 8 号掺稀计量阀 组外 50m			鲁中联合站站外			玉东废渣场站外		
采样深度				0-20cm			0-20cm			0-20cm		
序号	检测 项目	单位	筛选 值(pH >7.5)	监测 数据	Pi	达标 情况	监测 数据	Pi	达标 情况	监测 数据	Pi	达标 情况
1	pH 值	无量 纲	-	7.71	0.47	达标	7.21	0.29	达标	7.45	0.33	达标
2	砷	mg/kg	25	9.38	0.38	达标	2.18	0.09	达标	1.83	0.07	达标
3	镉	mg/kg	0.6	0.14	0.23	达标	0.13 5	0.23	达标	0.138	0.23	达标
4	铬	mg/kg	250	66	0.26	达标	<5	0.02	达标	<5	0.02	达标
5	铜	mg/kg	100	21	0.21	达标	15	0.15	达标	16	0.16	达标
6	铅	mg/kg	170	10.5	0.06	达标	16	0.09	达标	16	0.09	达标
7	汞	mg/kg	3.4	0.042	0.01	达标	0.25	0.07	达标	0.377	0.11	达标
8	镍	mg/kg	190	21	0.11	达标	30	0.16	达标	31	0.16	达标
9	锌	mg/kg	300	56	0.19	达标	35	0.12	达标	38	0.13	达标

10	石油烃	mg/kg	4500	50	0.01	达标	31.8	0.007	达标	13.5	0.003	达标
11	盐分含量	g/kg	-	6.5	-	-	-	-	-	-	-	-

表 4.6-7 农用地土壤环境质量评价（单位：石油烃 mg/kg）

检测项目	筛选值 (第二类用地)	玉东 401-1062 井（老井转回注）井场外 50m			玉东平 3C 井场外 50m			玉东 204-5001 井场外 50m		
		T9-1-1			T10-1-1			T11-1-1		
		0-20cm			0-20cm			0-20cm		
		监测数据	Pi	达标情况	监测数据	Pi	达标情况	监测数据	Pi	达标情况
pH（无量纲）	-	7.59			7.67			7.84		
石油烃	4500	53			52			63		
含盐量（g/kg）	-	4.8			9.7			7.4		

4.6.5 土壤酸化和盐化现状

对照《环境影响评价技术导则土壤环境》（试行）（HJ964-2018）附录 D，土壤盐化分级标准见表 4.6-8，土壤酸化、碱化分级标准见表 4.6-9。项目属于干旱、半荒漠和荒漠地区，项目所在区域土壤盐化、酸化碱化现状见表 4.6-10。

表 4.6-8 土壤盐化分级标准

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

表 4.6-9 土壤酸化、碱化分级标准

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

表 4.6-10 土壤盐化、酸化现状

检测项目	pH	含盐量 (SSC) /(g/kg)	盐化程度	碱化程度	
玉东 401-7001 注水井	表层 0-0.2m	7.51	7.1	重度盐化	无酸化或碱化
玉东 2-1801 回注井	表层 0-0.2m	7.87	6.8	重度盐化	无酸化或碱化
玉东 401-1062 井	表层 0-0.2m	7.82	10.8	极度盐化	无酸化或碱化
玉东 204-106 老井	表层 0-0.2m	7.88	9.1	重度盐化	无酸化或碱化
中区 4 号掺稀计量阀 组间外配气配液阀组	表层 0-0.2m	7.28	9.0	重度盐化	无酸化或碱化
中区 7 号掺稀计量阀 组间	表层 0-0.2m	7.39	7.9	重度盐化	无酸化或碱化

根据上表可知，工程区土壤碱化程度为无酸化或碱化，盐化程度包含重度盐化区和极度盐化区。

5.环境影响预测与评价

5.1 生态环境影响分析

5.1.1 生态环境影响特征

从本工程特点和所处区域的环境特征出发分析，项目建设过程中和项目建成运营中对生态环境影响有以下特点：

(1) 油田开发建设工程对生态环境影响具有区域性环境影响特征。

(2) 在工程开发范围内各具体环境影响组份呈点块状（如井场、站场等）和线状（如供水、集输管线和连接各站场的道路等）分布，在对生态各具体要素（如土壤、植被、野生动物等）产生影响的同时，也对区内原有景观结构和生态体系完整性产生一定影响。

(3) 影响方式主要发生在施工期，施工结束后可逐步恢复。

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

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

表 5.1-1 油田开发建设对生态环境的影响

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

5.1.2 生态环境影响

5.1.2.1 占地影响分析

针对本次工程内容的占地情况，分别从永久占地和临时占地两方面进行核算，见表 3.3-2。经核算，本工程占地面积为 78.7712hm²，其中永久占地面积为 5.5612hm²，临时占地面积 73.21hm²。施工结束后，永久占地被永久性构筑物代替，这部分占地的土壤类型、土地利用类型和植被类型将发生彻底的改变，永久占地使原先土壤—植被复合体构成的自然地表被各类人工构造物长期取代；临时

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

由于临时占地的扰动、破坏，将增加土壤风蚀量，油田所在区域为稀疏植被区，植被的防风固沙作用相对较弱。但地表保护层砾幕层具有很强的防风沙的生态功能，其作用不容忽视。这种砾幕的形成是由于长期的风蚀作用，使地表原有的细砂及细粉物质被吹蚀，由于雨水的作用，使砾石与土层紧密地结合，形成了致密而稳定的保护结构，它保护着地下的粉细物质，对区域由于风蚀引起的水土流失起着很好的抑制作用。由于勘探、钻井机械、运输车辆及施工人员的活动，可使地表砾幕层受到破坏，这些保护层一旦被破坏，又得经过一年、二年甚至三到五年的吹蚀，使地表粉细物质全部被吹蚀后才能处于稳定状态。因而在近几年内，区域内的风蚀量会有所增加，影响空气环境质量。当油田转入正常运营期后，人群的活动范围缩小，受到破坏的临时占地逐渐得到恢复，项目占地影响也会逐步减弱。

5.1.2.2 对植被的影响分析

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

鲁克沁油田经过了多年的勘探开发后，现已具备了一定的规模，占用了一定面积的土地，使其上的荒漠植被消失，整个自然环境中的植被覆盖度减少，地表永久性构筑物增多。具体的影响方式及影响程度表现在以下几个方面：

(1) 占地影响

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

在站场和管线一定的情况下，临时占地对生态的影响程度对影响后的植被恢复能力有直接关系。本工程占地面积为 78.7712hm²，地表植被基本被毁。在投入

运营后，其中有 5.5612hm² 的地表被永久占用，地表被各种构筑物或砾石覆盖。临时占地 73.21hm² 土地重新回到原来的自然状态，但地表植被及地表结构却发生了大的变化：地表保护层被破坏，稳定性下降，防止水土流失的能力也随之下降，并且地表植被不复存在。

(2) 生物量损失

各项工程的永久性占地面积为 5.5612hm²，临时占地面积 73.21hm²，永久占地和临时用地都会导致生物量损失。本工程占地类型为裸土地为主。参照《中国区域植被地上与地下生物量模拟》（生态学报，26（12）：4153-4163），结合区域相关资料，裸土地植被生物量参照 0.75t/hm²，永久占地和临时用地都会导致生物量损失。生物量损失按下式计算：

$$Y = \sum Si \cdot Wi$$

式中，Y——永久性生物量损失，吨；Si——占地面积，公顷；Wi——单位面积生物量，吨/公顷。

本工程永久占地 5.5612hm²，将造成 4.17t 永久植被损失，临时占地将造成 54.91t 临时植被损失。加强施工管理，认真做好施工结束后的迹地恢复工作，工程建设对植被的环境影响是可以接受的。

(3) 管线修建对植被的影响

工程新建单井集油及掺稀管线各 26km，新建单井注水管线 9.8km，注水支线 0.2km；管道建设中管沟部分的植被将被彻底清除，管线施工完成后，由于很少再次进行干扰，其地表进行平整后，草本植物会逐渐恢复。

(4) 石油类污染对植被的影响

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

根据对以往油气田资料的分析及实地勘察，石油类在土壤中 0~20cm 土层中残留量最大，污染源对植被影响范围在 50m 左右，50m 以外植物体内石油类含量接近背景值，植被生长良好。该区植物极为稀少，所以地表石油类污染不会使植被受到明显伤害。

(5) 人类活动对植被的影响

油田开发建设过程中大量人员、机械进入荒漠区，使荒漠环境中人类活动频率大幅度增加。对植被的影响主要表现在人类和机械对植物的践踏、碾压和砍伐，使原生植被生境发生较大变化。荒漠区单位面积上人口密度的增加将导致工程开发范围内及边缘区域地表土壤被践踏、自然植被减少，使规划区域内局部地带荒漠化的可能性增加，从而形成次生荒漠化。但评价区植被密度极低，植被覆盖度很小，因此，人类活动对该区域天然植被产生的不良影响非常有限。

(6) 事故排放对植被的影响

油田开发建设中对生态环境造成严重破坏的主要事故类型为原油和回注水泄漏，其产生的污染物排放均会对评价范围内的植被造成不同程度的影响，影响程度与发生事故时泄漏的油量及是否发生火灾有很大关系。植被体上附着的油质越多，植物死亡率就越高，而且草本植被比乔、灌木更敏感，更易受到致命的影响。如果发生火灾，则植被的地上部分会完全被毁，但如果土壤环境未被破坏，第二年植被将会重新生长。

交通事故通常发生在道路两旁，发生的概率及影响范围均极小，仅对路边很小范围的植被产生严重污染。相对于整个开发区域而言，事故均发生于一个较小的范围内，且可通过对原油和回注水的及时清理而减轻其影响，不会对整个区域植被产生明显不利影响。

5.1.2.3 对野生动物的影响分析

油田开发建设对野生动物生存环境、分布范围和种群数量的影响主要分为直接影响和间接影响两个方面。直接影响主要表现为建设工程占地，使野生动物的原始生存环境被破坏或改变；间接影响主要表现为由于植被的减少或污染破坏而引起野生动物食物来源减少。本项目所在区域自然环境恶劣，野生动物分布极少，且由于评价区域不是动物的唯一栖息地，故该建设项目对动物区域性生境不产生明显影响。

在施工生产过程中，由于油田机械设备的轰鸣声惊扰，大多数野生脊椎动物种类将避行远离，使区域内单位面积上的动物种群数量下降，但此类影响对爬行类和小型啮齿类动物的干扰不大。一些伴人型鸟类如麻雀、乌鸦、喜鹊等，一般在离作业区 50m 以远处活动，待无噪声干扰时较常见于人类生活区附近。因此，随着本项目钻井、站场建设的各个过程，区域内野生动物的种类和数量发生一定

的变化,原有的荒漠型鸟类和大型哺乳类将逐渐避开人类活动的干扰迁至其它区域,而常见的伴人型野生动物种类有所增加。

鲁克沁油田已开发多年,因而大型的野生脊椎动物早已离开此地,因而此次油田开发所影响的只是一些爬行类和鸟类。

5.1.2.4 对水土流失的影响分析

根据《全国水土保持规划(2015—2030年)》、《新疆维吾尔自治区水土保持规划(2018-2030)年》,鄯善县不属于水土流失重点预防区和重点治理区,工程建设工程实施中,会使施工区范围内的土体结构遭到破坏,其范围内的植被也会受到严重破坏甚至被彻底清除,导致盐渍化、荒漠化作用加剧,可能促使生态环境进一步恶化。其影响主要表现在以下施工期。

(1) 土壤粗粒化

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

(2) 土壤贫瘠及含盐量变化

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

5.1.2.5 对土地沙化的影响分析

施工过程中将不同程度扰动原地貌,造成地表植被破坏和损失,改变土地结构,使土壤侵蚀降低,为风力侵蚀提供丰富的沙源,加剧局部土地荒漠化发展。

随着工程建成、地表整理、弃渣清除、迹地恢复后，影响会逐步减轻。

工程施工作业时会产生土石方，产生的土石方全部用于回填及场地平整，无弃方。工程建设过程中对原地貌的扰动将降低项目占地范围内的土壤抗侵蚀能力，造成土地沙化；此外，由于工程所在区域地势平坦，空气干燥，加上地表植被覆盖度低，风蚀作用强烈，若工程土石方堆存过程中未采取防尘网苫盖、洒水抑尘等措施，地表沙化的土壤及废土、废渣遇大风天气易产生严重的扬尘，形成沙尘天气。

工程施工期地面设施建设可能破坏地表保护层，土壤表层受干扰强烈，将降低风沙土分布区地表稳定性，在风蚀的作用下，有可能使风沙土随风运移，导致区域发生沙化。同时，各种车辆（尤其是重型卡车）在工程区无道路区域行驶将使经过的原始土壤变紧实，重复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工程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。

5.1.3 运营期生态环境影响分析

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

5.1.3.1 对野生动物的影响分析

运营期车辆运输和机械噪声相对施工期有所减小，人为活动相对施工也有所减少，通过加强管理禁止油气田职工对野生动物的猎杀，本项目运营期的噪声和人为活动对野生动物的影响也相对减小。运营期道路行车主要是油气田巡线的自备车辆，车流量很小，夜间无车行驶，一般情况下，野生动物会自行规避或适应，不会对野生动物产生明显影响。

5.1.3.2 植被影响分析

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

5.1.3.3 区域生态系统稳定性及完整性影响分析

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

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

5.1.3.4 景观完整性影响分析

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

本工程占地面积为 78.7712hm²，其中永久占地面积为 5.5612hm²，临时占地面积 73.21hm²。荒漠区域被油田设施等永久性构筑物占用，由荒漠生态景观变为人工景观。也就是说，区域内作为基质组成部分的荒漠生态景观中，荒漠区面积有所减少。对于整个评价区域来讲，所占的比例不大，同时还增加了区域的异质性。

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

5.1.4 退役期生态环境影响分析

随着油田开采的不断进行，其储量逐渐下降，最终井区将进入退役期。当油田开发接近尾声时，各种机械设备将停止使用，进驻其中的油田开发工作人员将

陆续撤离油田区域，由此带来的大气污染物、生产废水、噪声及固体废物等对环境的影响将会消失。

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

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

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

5.1.5 小结

本工程建设区域没有生态敏感区，项目对生态环境的影响主要来自施工期占地的影响，工程永久占地面积为5.5612hm²，临时占地面积73.21hm²，占地基本为裸土地和采矿用地，油田开发的大部分区域地表植被稀疏，由工程造成的生物量损失较小，不会造成区域的生物多样性下降。

由于本区域的野生动物种类少，且经过现有油田设施多年运营后，已经少有大型野生动物在本区域出现，项目对野生动物的影响较小。

因此总体上看本工程建设对生态环境影响较小。

表 5.1-3 生态影响评价自查表

工作内容		自查项目
生态影响识别	生态保护目标	重要物种 <input type="checkbox"/> ；国家公园 <input type="checkbox"/> ；自然保护区 <input type="checkbox"/> ；自然公园 <input type="checkbox"/> ；世界自然遗产 <input type="checkbox"/> ；生态保护红线 <input type="checkbox"/> ；重要生境 <input type="checkbox"/> ；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 <input type="checkbox"/> ；其他 <input checked="" type="checkbox"/>
	影响方式	工程占用 <input checked="" type="checkbox"/> ；施工活动干扰 <input checked="" type="checkbox"/> ；改变环境条件 <input type="checkbox"/> ；其他 <input checked="" type="checkbox"/>
	评价因子	物种 <input checked="" type="checkbox"/> （分布范围、种群梳理、种群结构、行为等） 生境 <input checked="" type="checkbox"/> （生境面积、质量、连通性） 生物群落 <input checked="" type="checkbox"/> （物种组成、群落结构等） 生态系统 <input checked="" type="checkbox"/> （植被覆盖度、生物量、生态系统功能）

		生物多样性 <input checked="" type="checkbox"/> (物种丰富度、优势度等) 生态敏感区 <input type="checkbox"/> () 自然景观 <input checked="" type="checkbox"/> (景观多样性、完整性) 自然遗迹 <input type="checkbox"/> () 其他 <input checked="" type="checkbox"/> (水土流失、土壤盐渍化等)
	评价等级	一级 <input type="checkbox"/> 二级 <input type="checkbox"/> 三级 <input checked="" type="checkbox"/> 生态影响简单分析 <input type="checkbox"/>
	评价范围	陆域面积: (5.5612)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 <input checked="" type="checkbox"/> ; 遥感调查 <input checked="" type="checkbox"/> ; 调查样方、样线 <input type="checkbox"/> ; 调查点位、断面 <input type="checkbox"/> ; 专家和公众咨询法 <input type="checkbox"/> ; 其他 <input type="checkbox"/>
	调查时间	春季 <input type="checkbox"/> ; 夏季 <input checked="" type="checkbox"/> ; 秋季 <input type="checkbox"/> ; 冬季 <input type="checkbox"/> 丰水期 <input type="checkbox"/> ; 枯水期 <input type="checkbox"/> ; 平水期 <input type="checkbox"/>
	所在区域的生态问题	水土流失 <input checked="" type="checkbox"/> ; 沙漠化 <input type="checkbox"/> ; 石漠化 <input type="checkbox"/> ; 盐渍化 <input checked="" type="checkbox"/> ; 生物入侵 <input type="checkbox"/> ; 重要物种 <input type="checkbox"/> ; 生态敏感区 <input type="checkbox"/> ; 其他 <input checked="" type="checkbox"/>
生态现状调查与评价	评价内容	植被/植物群落 <input checked="" type="checkbox"/> ; 土地利用 <input checked="" type="checkbox"/> ; 生态系统 <input checked="" type="checkbox"/> ; 生物多样性 <input checked="" type="checkbox"/> ; 重要物种 <input type="checkbox"/> ; 生态敏感区 <input type="checkbox"/> ; 其他 <input checked="" type="checkbox"/>
生态影响预测与评价	评价方法	定性 <input checked="" type="checkbox"/> ; 定性和定量 <input type="checkbox"/>
	评价内容	植被/植物群落 <input checked="" type="checkbox"/> ; 土地利用 <input checked="" type="checkbox"/> ; 生态系统 <input checked="" type="checkbox"/> ; 生物多样性 <input checked="" type="checkbox"/> ; 重要物种 <input type="checkbox"/> ; 生态敏感区 <input type="checkbox"/> ; 生物入侵风险 <input type="checkbox"/> ; 其他 <input checked="" type="checkbox"/>
生态保护对策措施	对策措施	避让 <input type="checkbox"/> ; 减缓 <input checked="" type="checkbox"/> ; 生态修复 <input type="checkbox"/> ; 生态补偿 <input type="checkbox"/> ; 科研 <input type="checkbox"/> ; 其他 <input checked="" type="checkbox"/>
	生态监测计划	全生命周期 <input type="checkbox"/> ; 长期跟踪 <input type="checkbox"/> ; 常规 <input checked="" type="checkbox"/> ; 无 <input type="checkbox"/>
	环境管理	环境监理 <input checked="" type="checkbox"/> ; 环境影响后评价 <input checked="" type="checkbox"/> ; 其他 <input checked="" type="checkbox"/>
评价结论	生态影响	可行 <input checked="" type="checkbox"/> ; 不可行 <input type="checkbox"/>
注: “ <input type="checkbox"/> ”为勾选项, 可√; “()”为内容填写项。		

5.2 大气环境影响分析

5.2.1 施工期环境空气影响分析

本工程在施工期对环境空气的影响包括施工扬尘、施工车辆尾气、焊接废气、钻井工程废气和储层改造废气。

5.2.1.1 施工扬尘的影响分析

在油田钻井工程和地面工程施工过程中, 不可避免地要占用土地、进行土方施工、物料运输、场地建设、管沟开挖和管线铺设, 该过程中将产生一定的施工扬尘。主要来自施工和运输产生的粉尘、车辆运输二次扬尘以及地面物料堆放时的遇风扬尘, 施工扬尘的产生及影响程度跟施工季节、施工管理和风力等气候因素有一定关系, 如遇干旱大风天气扬尘影响则较为严重。

施工期的扬尘产生量与施工现场条件、管理水平、机械化程度以及气象条件等诸多因素有关，难以进行量化，类比调查结果表明，施工扬尘以土壤颗粒为主。施工期对环境造成不利影响的污染因素持续时间短，对环境的影响较小。施工期只要严格按施工规范文明施工，采取有效的防尘措施，可将施工期污染影响减到最小，施工期结束后，所有施工影响即可消除。

5.2.1.2 施工车辆尾气的影响分析

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

5.2.1.3 焊接废气的影响分析

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

5.2.1.4 钻井工程的影响分析

钻井结束时需进行油气测试，会产生测试放喷废气。本工程测试放喷期间分离出的气体燃烧放空。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，会产生一定量的废气。由于测试放喷时间较短，项目周围地形开阔，附近没有居民区等敏感目标，因此产生的废气对大气环境影响较小。

5.2.1.5 储层改造废气的影响分析

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

5.2.2 运营期环境影响分析

5.2.2.1 无组织排放烃类大气影响估算

(1) 污染源参数

生产运营期的大气污染源主要是采油井、油气集输过程和阀组间的烃类挥发的影响。以玉东 401-5001、玉东平 3C、7 号掺稀阀组间、4 号掺稀阀组间、4 号掺稀阀组间外、玉东 204 注入站外为代表，进行大气污染物最大落地浓度估算。

(2) 预测模式

本工程大气环境影响评价等级为三级，根据《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ2.2-2018）的相关规定：“三级评价项目不进行进一步预测与评价”。故本次只对采用 AERSCREEN 模式预测的结果进行评价，不进行进一步预测。

(3) 预测因子和预测源强

在石油开采、集输过程中有挥发性有机物无组织排放，故将非甲烷总烃作为预测因子。

根据工程分析，单井非甲烷总烃排放量 0.068t/a（0.009kg/h），阀组间非甲烷总烃排放量为 0.236t/a（0.26kg/h）。本工程主要污染源调查参数见表 5.2-1。

表 5.2-1 本工程运营期无组织排放污染源参数调查清单

污染源名称	面源起点坐标/m		海拔高度(m)	矩形面源		与正北向夹角/°	面源有效排放高度(m)	年排放小时数(h)	排放工况	污染物排放速率(t/a)
	x	y		长度(m)	宽度(m)					NMHC
玉东 401-5001 井无组织	89.73565032	42.82533835	10	30	40	0	6	8760	正常排放	0.068
玉东平 3c 井无组织	89.74160268	42.80545358	-10	30	40	0	6	8760		0.068
7 号掺稀 阀组间	89.73406485	42.82248075	3	41	16	0	6	8760		0.04
4 号掺稀 阀组间	89.74975795	42.81617113	6	41	16	0	6	8760		0.04
4 号掺稀 阀组间外	89.74933146	42.81464459	4	41	16	0	6	8760		0.04
玉东 204	89.74149860	42.81925752	3	41	16	0	6	8760		0.04

注入站外									
------	--	--	--	--	--	--	--	--	--

(4) 估算模型参数

本工程估算模型参数见表 5.2-2。

表 5.2-2 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 (城市选项时)	/
最高环境温度/°C		42
最低环境温度/°C		-30.9
最小风速		0.5m/s
测风高度		10m
土地利用类型		沙漠化荒漠
区域湿度条件		干
是否考虑地形	考虑地形	<input checked="" type="checkbox"/> 是 <input type="checkbox"/> 否
	地形数据分辨率/m	90
是否考虑岸线熏烟	考虑岸线熏烟	<input type="checkbox"/> 是 <input checked="" type="checkbox"/> 否
	岸线距离/km	/
	岸线方向/°	/

注：地形数据来自美国地质调查局 USGS，采用 SRTM (Shuttle Radar Topography Mission) 90m 分辨率地形数据。

(5) 预计评价结果

本工程油气集输无组织排放非甲烷总烃估算结果见表 5.2-3。

表 5.2-3 估算模式计算结果表

序号	污染源名称	评价因子	C _i (μg/m ³)	评价标准 (μg/m ³)	P _{max} (%)	最大浓度出现距离 (m)	D10% (m)
1	玉东 401-5 001 井无组织	非甲烷总烃	3.4268	2000	0.17	25	/
2	玉东平 3c 井无组织	非甲烷总烃	3.4268	2000	0.17	25	/
3	7 号掺稀阀组间	非甲烷总烃	4.4096	2000	0.22	25	/
4	4 号掺稀阀组间	非甲烷总烃	4.4096	2000	0.22	25	/
5	4 号掺稀阀组间外	非甲烷总烃	4.4096	2000	0.22	25	/
6	玉东 204 注入站外	非甲烷总烃	4.4096	2000	0.22	25	/

由上表可知，本工程无组织排放的非甲烷总烃下风向最大落地浓度 4.4096μg/m³，最大浓度出现的距离为下风向 25m，对周围环境空气的贡献值较小，占标率为 0.022%。非甲烷总烃满足《大气污染物综合排放标准详解》2.0mg/m³ 的标准要求，井区内非甲烷总烃可以实现达标排放。另外，由于工程区域扩散条件良

好，因此，油田开发后对大气环境质量影响很小。

(6) 大气污染物核算

大气污染物排放量核算表见表 5.2-4。

表 5.2-4 大气污染物无组织排放量核算表

序号	产污环节	污染物	主要污染防治措施	国家或地方污染物排放标准		年排放量/(t/a)
				标准名称	浓度限值/(mg/m ³)	
1	井场集输、阀组站	非甲烷总烃	采用密闭混合输送工艺	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020) 中企业边界污染物控制要求	4.0	2.132

5.2.2.3 非正常排放大气影响估算

(1) 污染源强

本工程油气集输过程中，若井口压力过高，此时利用防喷器迅速封闭井口，打开放喷管线阀门泄压，采出液通过放喷管线直接进入放喷池，事故放喷一般时间较短。本次评价将玉东 401-5001 井口压力异常情况作为非正常排放考虑，本工程放喷非正常工况下污染物源强情况见表 5.2-5。

表 5.2-5 非正常工况下污染物排放一览表

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

(2) 影响分析

非正常工况条件下外排废气持续时间较短，采用估算模式计算最大占标率，计算结果见表 5.2-6。

表 5.2-6 非正常排放 P_{max} 及 D10%预测及计算结果一览表 单位：μg/m³

序号	污染源名称	评价因子	C _{max} (μg/m ³)	P _{max} (%)	最大浓度出现距离	D10% (m)
1	放喷口	非甲烷总烃	369.3100	18.4655	46	200.0

由表 5.2-6 计算结果表明，非正常工况条件下，非甲烷总烃最大落地浓度为 369.31μg/m³，占标率为 18.4655%；硫化氢最大落地浓度为 3.6931μg/m³，占标率 36.9310%。由以上分析可知，本工程非正常排放对环境空气影响较大，建议

做好定期巡检工作，确保井场远传数据系统处于正常工作状态，减少非正常排放的发生。

5.2.3 退役期大气环境影响分析

退役后各种相关辅助工作均停止，包括地面设施拆除、清理等，将会产生少量扬尘。与当地自然条件导致的风沙相比较，清理过程中扬尘造成的环境影响是暂时的，且该区域内活动人群较少，主要为油田工作人员。

5.2.4 大气环境影响评价自查表

项目大气环境影响评价自查表见表 5.2-7。

表 5.2-7 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 <input type="checkbox"/>		二级 <input type="checkbox"/>		三级 <input checked="" type="checkbox"/>		
	评价范围	边长=50km <input type="checkbox"/>		边长 5~50km <input type="checkbox"/>		边长=5km <input type="checkbox"/>		
评价因子	SO ₂ +NO _x 排放量	≥2000t/a <input type="checkbox"/>		500~2000t/a <input type="checkbox"/>		<500t/a <input type="checkbox"/>		
	评价因子	基本污染物（ <input type="checkbox"/> ） 其他污染物（非甲烷总烃） <input type="checkbox"/>				包括二次 PM _{2.5} <input type="checkbox"/> 不包括二次 PM _{2.5} <input checked="" type="checkbox"/>		
评价标准	评价标准	国家标准 <input checked="" type="checkbox"/>		地方标准 <input type="checkbox"/>	附录 D <input type="checkbox"/>		其他标准 <input type="checkbox"/>	
	环境功能区	一类区 <input type="checkbox"/>		二类区 <input checked="" type="checkbox"/>		一类区和二类区 <input type="checkbox"/>		
现状评价	评价基准年	(2023) 年						
	环境空气质量现状调查数据来源	长期例行监测数据 <input type="checkbox"/>		主管部门发布的数据 <input checked="" type="checkbox"/>		现状补充监测 <input checked="" type="checkbox"/>		
	现状评价	达标区 <input type="checkbox"/>				不达标区 <input checked="" type="checkbox"/>		
污染源调查	调查内容	本工程正常排放源 <input checked="" type="checkbox"/> 本工程非正常排放源 <input type="checkbox"/> 现有污染源 <input checked="" type="checkbox"/>		拟替代的污染源 <input type="checkbox"/>	其他在建、拟建项目污染源 <input type="checkbox"/>		区域污染源 <input type="checkbox"/>	
	预测模型	AERM OD <input type="checkbox"/>	ADMS <input type="checkbox"/>	AUSTAL2000 <input type="checkbox"/>	EDMS/AEDT <input type="checkbox"/>	CALPU FF <input type="checkbox"/>	网格模型 <input type="checkbox"/>	其他 <input checked="" type="checkbox"/>
大气环境影响预测与评价	预测范围	边长≥50km <input type="checkbox"/>		边长 5~50km <input type="checkbox"/>		边长=5km <input checked="" type="checkbox"/>		
	预测因子	预测因子（非甲烷总烃） <input type="checkbox"/>				包括二次 PM _{2.5} <input type="checkbox"/> 不包括二次 PM _{2.5} <input checked="" type="checkbox"/>		
	正常排放短期浓度贡献值	C 本工程最大占标率≤100% <input checked="" type="checkbox"/>				C 本工程最大占标率 >100% <input type="checkbox"/>		
	正常排放年均浓度贡献值	一类区		C 本工程最大占标率 ≤10% <input type="checkbox"/>		C 本工程最大占标率 >10% <input type="checkbox"/>		
		二类区		C 本工程最大占标率 ≤30% <input type="checkbox"/>		C 本工程最大占标率 >30% <input type="checkbox"/>		
非正常排放	非正常持续时		c 非正常占标率≤100% <input type="checkbox"/>		c 非正常占标率 > <input type="checkbox"/>			

	1h 浓度贡献值	长 () h		100%□
	保证率日平均浓度和年平均浓度叠加值	C 叠加达标□		C 叠加不达标□
	区域环境质量的整体变化情况	k≤-20%□		k>-20%□
环境监测计划	污染源监测	监测因子：（非甲烷总烃）	有组织废气监测□ 无组织废气监测 <input checked="" type="checkbox"/>	无监测□
	环境质量监测	监测因子：（非甲烷总烃）	监测点位数（1）	无监测□
评价结论	环境影响	可以接受 <input checked="" type="checkbox"/> 不可以接受□		
	大气环境保护距离	距 () 厂界最远 (0) m		
	污染源年排放量	SO ₂ : (0) t/a	NO _x : (0) t/a	颗粒物: () t/a VOCs: (2.132) t/a
注：“□”为勾选项，填“√”；“（ ）”为内容填写项				

5.2.5 小结

本工程主要建设内容为钻井、井场建设、集输管线铺设、站场建设，运营过程中产生的无组织非甲烷总烃，对评价区域大气环境质量均不会产生明显影响。

5.3 声环境影响分析与评价

5.3.1 施工期声环境影响分析

5.3.1.1 钻井过程声环境影响分析

(1) 噪声源分析

施工期的噪声主要为钻机、泥浆泵、施工机械和运输车辆发出的噪声，声压级一般在 90~105dB (A)。

(2) 敏感点分析

根据现场调查评价范围内没有自然保护区、风景旅游区、文物古迹等特殊敏感目标，工程区周围 200m 范围内没有医院、学校、机关、科研单位、住宅等声环境敏感点。

(3) 声影响分析

工程区 200m 内无居民，钻井工程噪声不影响当地居民正常生活，施工期的这些噪声源均为暂时性的，只在短时期对局部环境和施工人员造成影响，待施工结束后这种影响也随之消失。施工期噪声对周围环境造成的影响属可接受范围。

5.3.1.2 地面工程声环境影响分析

本工程地面工程在建设施工过程中，由于运输、平整场地、管沟开挖及回填、建筑物修建等要使用各种车辆和机械，其产生的噪声对施工区周围的环境将产生一定的影响。

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

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

式中： $L_P(r)$ ——预测点处声压级，dB(A)；

$L_P(r_0)$ ——参考位置 r_0 处的声压级，dB(A)；

r ——预测点距声源的距离，m；

r_0 ——参考位置距声源的距离，m。

利用上述公式，预测计算本工程主要施工机械在不同距离处的贡献值，预测计算结果见表 5.3-1。

表 5.3-1 主要施工机械在不同距离处的噪声贡献值一览表

序号	机 械	不同距离处的噪声贡献值 (dB (A))										施 工 阶 段
		40m	60m	100m	200m	300m	400m	500m	700m	900m	1200m	
1	挖掘机	72.0	68.4	64.0	58.0	54.5	52.0	50.0	—	—	—	土石方 道路施工 管线施工
2	装载机	70.0	66.4	62.0	56.0	52.5	50.0	48.0	—	—	—	
3	压路机	72.0	68.4	64.0	58.0	54.5	52.0	50.0	—	—	—	
4	运输车辆	72.0	68.4	64.0	58.0	54.5	52.0	50.0	—	—	—	物料运输
5	吊装机	66.0	62.4	58.0	52.0	48.5	46.0	44.0	—	—	—	设备安装
6	钻机	77.0	73.4	69.0	63.0	59.5	56.0	55.0	52.1	49.9	47.4	钻井
7	振动筛	72.0	68.4	64.0	58.0	54.5	52.0	50.0	47.1	44.9	42.4	
8	泥浆泵	77.0	73.4	69.0	63.0	59.5	56.0	55.0	52.1	49.9	47.4	

通过类比分析可知，各种施工机械噪声预测结果可以看出，各种施工机械噪声预测结果可以看出，在不采取减振降噪措施的情况下，土石方施工、道路工程和管线施工期间昼间距施工设备 60m、夜间 300m 即可满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）场界噪声限值要求；设备安装施工期间昼间距施工机械 40m、夜间 200m 即可满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）场界噪声限值要求；钻井期间昼间距施工机械 100m、夜间 500m 即可满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）场界噪声限值

要求。

5.3.1.3 井下作业噪声环境影响分析

井下作业过程中最强的噪声源为压裂车噪声，最高可达 120dB (A)，导致作业现场周围噪声超出《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2011)标准要求，但是由于油井分布在空旷地带，加上井下作业周期较短，声源具有不固定性和不稳定性，在施工时，对高噪声设备设置临时屏蔽设施，则其对周围环境的影响是可以接受的。

5.3.2 运营期声环境影响分析

运营期本工程管线均埋设在地下，油气集输不会对周围声环境产生影响。本工程井场产噪设备主要为采油树设备。

5.3.2.1 预测模式

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

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

式中： $L_p(r)$ —预测点处声压级，dB；

L_w —由点声源产生的声功率级（A 计权或倍频带），dB；

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

A_{div} —几何发散引起的衰减，dB；

A_{atm} —大气吸收引起的衰减，dB；

A_{gr} —地面效应引起的衰减，dB；

A_{bar} —障碍物屏蔽引起的衰减，dB；

A_{misc} —其他多方面效应引起的衰减，dB。

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

式中： $L_p(r)$ —预测点处声压级，dB；

$L_p(r_0)$ —参考位置 r_0 处的声压级，dB；

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

A_{div} —几何发散引起的衰减, dB;

A_{atm} —大气吸收引起的衰减, dB;

A_{gr} —地面效应引起的衰减, dB;

A_{bar} —障碍物屏蔽引起的衰减, dB;

A_{misc} —其他多方面效应引起的衰减, dB。

(2) 预测点的 A 声级 $L_A(r)$ 可按下式计算:

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

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;

(3) 在只考虑几何发散衰减时按下式计算:

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

式中: $L_A(r)$ —距声源 r 处的 A 声级, dB (A);

$L_A(r_0)$ —参考位置 r_0 处的 A 声级, dB (A);

A_{div} —几何发散引起的衰减, dB;

(4) 工业企业噪声计算

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

(5) 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。

(6) 噪声预测点位

本评价预测噪声源对场界四周噪声贡献值。

5.3.2.2 噪声源参数的确定

本工程各井场噪声源类似, 井场面积及平面布置基本相同, 噪声源噪声参数见表 5.3-2。

表 5.3-2 井场噪声源参数一览表

序号	声源名称	型号	空间相对位置/m			声源源强(声功率级) (dB(A))	声源控制措施	运行时段
			X	Y	Z			
1	采油树	--	20	30	3	85	基础减振	昼夜
1	分离器	--	20	5	3	80	基础减振	昼夜

5.3.2.3 预测结果及评价

按照噪声预测模式, 结合噪声源到各预测点距离, 通过计算, 本工程各噪声源对井场四周场界的贡献声级值见表 5.3-3。噪声等值线图见图 5.3-1。

表 5.3-3 井场噪声预测结果一览表 单位: dB(A)

场地	场界	贡献值	标准值		结论
			昼间	夜间	
井场噪声	东场界	46.3	昼间	60	达标
			夜间	50	达标
	南场界	49.3	昼间	60	达标
			夜间	50	达标
	西场界	45.7	昼间	60	达标
			夜间	50	达标
	北场界	49.1	昼间	60	达标
			夜间	50	达标
阀组间	东场界	42.8	昼间	60	达标
			夜间	50	达标
	南场界	49.6	昼间	60	达标
			夜间	50	达标
	西场界	41.5	昼间	60	达标

满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类区昼间、夜间标准要求。

综上，本工程实施后不会对周边声环境产生明显影响。

5.3.3 退役期声环境影响分析

油气井进入退役期时，噪声源主要源自井场设备拆卸，由于区内声环境影响评价范围内没有居民点，因此，不会产生噪声扰民问题。

5.3.4 声环境影响评价自查表

本工程声环境影响评价自查表见表 5.3-4。

表 5.3-4 声环境影响评价自查表

工作内容		自查项目						
评价等级与范围	评价等级	一级 <input type="checkbox"/>		二级 <input checked="" type="checkbox"/>		三级 <input type="checkbox"/>		
	评价范围	200m <input checked="" type="checkbox"/>		大于 200m <input type="checkbox"/>		小于 200m <input type="checkbox"/>		
评价因子	评价因子	等效连续 A 声级 <input checked="" type="checkbox"/> 最大 A 声级 <input type="checkbox"/> 计权等效连续感觉噪声级 <input type="checkbox"/>						
评价标准	评价标准	国家标准 <input checked="" type="checkbox"/>		地方标准 <input type="checkbox"/>		国外标准 <input type="checkbox"/>		
现状评价	环境功能区	0 类区 <input type="checkbox"/>	1 类区 <input type="checkbox"/>	2 类区 <input checked="" type="checkbox"/>	3 类区 <input type="checkbox"/>	4a 类区 <input type="checkbox"/>	4b 类区 <input type="checkbox"/>	
	评价年度	初期 <input type="checkbox"/>		近期 <input checked="" type="checkbox"/>		中期 <input type="checkbox"/>		远期 <input type="checkbox"/>
	现状调查方法	现场实测法 <input checked="" type="checkbox"/> 现场实测加模型计算法 <input type="checkbox"/> 收集资料 <input type="checkbox"/>						
	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 <input type="checkbox"/>		已有资料 <input checked="" type="checkbox"/>		研究成果 <input type="checkbox"/>		
声环境影响预测与评价	预测模型	导则推荐模型 <input checked="" type="checkbox"/>				其他 <input type="checkbox"/>		
	预测范围	200m <input checked="" type="checkbox"/>		大于 200m <input type="checkbox"/>		小于 200m <input type="checkbox"/>		
	预测因子	等效连续 A 声级 <input checked="" type="checkbox"/> 最大 A 声级 <input type="checkbox"/> 计权等效连续感觉噪声级 <input type="checkbox"/>						
	厂界噪声贡献值	达标 <input checked="" type="checkbox"/>			不达标 <input type="checkbox"/>			
	声环境保护目标处噪声值	达标 <input type="checkbox"/>			不达标 <input type="checkbox"/>			
环境监测计划	排放监测	厂界监测 <input checked="" type="checkbox"/> 固定位置监测 <input type="checkbox"/> 自动监测 <input type="checkbox"/> 手动监测 <input type="checkbox"/> 无监测 <input type="checkbox"/>						
	声环境保护目标处噪声监测	监测因子：（ ）			监测点位数（ ）		无监测 <input checked="" type="checkbox"/>	
评价结论	环境影响	可行 <input checked="" type="checkbox"/> 不可行 <input type="checkbox"/>						

注：“”为勾选项，可√；“（ ）”为内容填写项。

5.3.5 声环境影响评价小结

综上所述，本工程开发建设区域声环境质量现状较好。施工期噪声源均为暂时性的，待施工结束后噪声影响也随之消失，并且项目评价范围内无声环境敏感目标，不会产生噪声扰民问题。运营期，采油井场噪声贡献值可满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类区标准要求。

5.4 水环境影响分析

5.4.1 地表水环境影响分析

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，判定本工程地表水环境评价等级为三级 B。重点论证项目废水综合利用不外排的可行性和可靠性。

5.4.1.1 施工期地表水环境影响分析

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

（1）生活污水

根据工程分析，本工程施工期生活污水产生总量约为 3000m³。施工期生活污水排入防渗收集池，定期拉运至鲁克沁生活基地污水处理站处，不外排，施工期生活污水对水环境影响较小。

（2）钻井废水

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

（3）酸化压裂返排液

根据工程分析，本工程储层改造过程中产生的废压裂返排液约为 3954.96m³，全部排入专用回收罐中，收集至玉东废液池后，经鲁中联合站污水处理系统处理达标后回注，对水环境影响较小。

（4）管道试压废水

本工程管道分段试压，一般采用无腐蚀性的清洁水，根据工程分析，试压废水量 451.37m³。试压废水由管道排出由罐收集后，进入下一段管道循环使用，试压结束沉淀后用于施工区域洒水降尘，不外排。

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

5.4.1.2 运营期地表水环境影响分析

根据工程分析，本工程运营期产生的废水主要有采出水、井下作业废水。

(1) 采出水

根据工程分析，本工程运营期年产水量约 3.498×10⁴t/a，采出水随油气混合物进入玉北脱水站、鲁中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，富余能力可满足本工程采出水处理需求，依托处理设施可行。

(2) 井下作业废水

本工程井下作业废液采用专用废水回收罐收集，拉运至鲁中联合站处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）中的有关标准后回注油层，不外排。

采取上述水污染控制措施后，本工程采出水及井下作业废水不会对周边水环境产生影响。水污染控制和水环境影响减缓措施有效，对水环境的影响较小。

5.4.1.3 退役期地表水环境影响分析

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

表 5.4-1 地表水环境影响评价自查表

工作内容		自查项目
影响识别	影响类型	水污染影响型 <input checked="" type="checkbox"/> ；水文要素影响型 <input type="checkbox"/>
	水环境保护目标	饮用水水源保护区 <input type="checkbox"/> ；饮用水取水口 <input type="checkbox"/> ；涉水的自然保护区 <input type="checkbox"/> ；重要湿地 <input type="checkbox"/> ；重点保护珍稀水生生物的栖息地 <input type="checkbox"/> ；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 <input type="checkbox"/> ；涉水的风景名胜区 <input type="checkbox"/> ；其他 ()

影响途径	水污染影响型	水污染影响型
	直接排放 <input type="checkbox"/> ；间接排放 <input checked="" type="checkbox"/> ；其他 <input type="checkbox"/>	水温 <input type="checkbox"/> ；径流 <input type="checkbox"/> ；水域面积 <input type="checkbox"/>
影响因子	持久性污染物 <input type="checkbox"/> ；有毒有害污染物 <input type="checkbox"/> ；非持久性污染物 <input type="checkbox"/> ；pH 值 <input type="checkbox"/> ；热污染 <input type="checkbox"/> ；富营养化 <input type="checkbox"/> ；其他 <input checked="" type="checkbox"/>	水温 <input type="checkbox"/> ；水位（水深） <input type="checkbox"/> ；流速 <input type="checkbox"/> ；流量 <input type="checkbox"/> ；其他 <input type="checkbox"/>
评价等级	水污染影响型	水文要素影响型
	一级 <input type="checkbox"/> ；二级 <input type="checkbox"/> ；三级 A <input type="checkbox"/> ；三级 B <input checked="" type="checkbox"/>	一级 <input type="checkbox"/> ；二级 <input type="checkbox"/> ；三级 <input type="checkbox"/>

5.4.2 地下水环境影响分析

5.4.2.1 水文地质条件

5.4.2.1.1 区域水文地质条件

地形地貌是水资源的重要控制因素之一，它不仅控制区域水文网的形成和分布，地表水，地下水的径流条件和储存环境而且对水资源的质量，土壤盐碱化，沙漠化等起重要的控制作用。吐鲁番盆地由侏罗系火山碎屑岩和华力西期花岗岩组成盆地基底，其上部为第三系碎屑岩地层，表层均覆盖第四系河湖相沉积物。大部分地带有第四系孔隙潜水，在整个盆地内（除基底隆起带外）分布有中生界侏罗系和第三系砂岩碎屑岩类裂隙孔水裂隙水。北部博格达山一带为基岩裂隙水。

（1）第四系孔隙潜水

分布在鄯善县一七克台以北，为水量丰富区，单井涌水量大于 1000 吨/日，靠近鄯善县地区单井涌水量为 100—1000 吨/日，矿化度小于 1g/l，多属 $\text{HCO}_3 \cdot \text{Cl} \cdot \text{SO}_4 - \text{Ca} \cdot \text{Na}$ 型水，岩性主要是卵砾石、砂砾石和亚砂土。在倾斜平原前缘，火焰山以北一带，第四纪堆积物由单一的卵砾石变为多层砂砾石与粘质土互层及砂与粘质土互层的结构，出现双层结构的含水层。在火焰山一带，由于库木塔格沙漠下伏第三系和中生界岩层隆起阻挡，地下水位升高，潜水以泉沟和沼泽的形式向南排泄，从北向南，含水层岩性粒度由粗变细，渗透系数由强变弱。

分布在七克台以南地带，由于火焰山阻水及中新生代隆起构造作用，对该区地下水补给有一定影响，但因沟谷发育，相对有补给来源，含水层岩性多为砂砾石、含土砂砾石，大部分地段为中等富水区，单井涌水量 100—1000 吨/日，部分地段为贫水区，单井涌水量 10—100 吨/日。

（2）碎屑岩类裂隙孔隙水

新、老第三系及中生界地层，在博格达山南麓，火焰山一带均有出露，不少

地区被第四系沉积物覆盖。由于构造尤其是新构造运动的影响，隆起、褶皱的不利地质构造条件，不利于地下水形成的补给条件，以及岩层富含石膏、可溶盐类，则成为该区裂隙孔隙水水量贫乏，单井涌水量一般小于 10 吨/日，矿化度大于 3 g/l。

(3) 基岩裂隙水

主要分布在博格达山南坡，多为晚古生界火山碎屑岩与火山岩以及不发育的碳酸盐岩类物质交互成层，构成综合岩体，该区单井涌水量小于 10 吨/日，矿化度大于 10g/l，为 Cl·SO₄—Na 型水。

5.4.2.1.2 评价区水文地质条件

(1) 地下水类型、含水层及赋水特征

工程区位于吐鲁番南盆地北部的火焰山山前倾斜平原区，地形上北高南低，地层岩性主要为第四系的卵砾石、砂砾石层，厚度大于 100m。在工程区西北侧靠近吐峪沟至连木沁一带以及鲁克沁东北部地下水类型主要为第四系松散岩类孔隙水，为单一的潜水，含水层岩性主要为中砂、细砂。

在工程区西北侧靠近吐峪沟一带水位埋深多大于 50m，局部地段为 10~50 m，潜水水量中等，单井出水量 100~1000m³/d；在工程区东侧、连木沁一带，潜水水位埋深为 10~50m，局部大于 50m。在工程区西南侧、鲁克沁镇以西、以南地带，地层岩性由卵砾石、砂砾石地层向西南逐渐过渡为砂砾石、细砂、粉砂，粉质粘土。地下水由单一潜水渐渐过渡为潜水—承压水、承压水。含水层岩性以砾砂、粉砂主。潜水水位埋深为 10~50m 和小于 10m。在鲁克沁镇以西、以南，潜水含水层的单井出水量 >1000m³/d，水量丰富；承压含水层的单井出水量为 100~1000m³/d，水量中等。在吐峪沟乡下游西南地区买增坎儿等地段，潜水和承压含水层的单井出水量为 100~1000m³/d，水量中等。具体见评价区水文地质图。

根据工程区东南侧水文地质钻井 T16 井抽水试验资料(井深 100.66m、井径 146mm)，该井取深层承压水，含水层岩性为砂砾石、粉砂，承压水水头埋深 18 m，地下水降深 3.57m，单井涌水量达 795m³/d。

(2) 地下水补给、径流、排泄条件

工程区地下水主要接受吐峪沟河和连木沁河水的渗漏以及沟谷河床的潜流侧向补给。地下水的径流方向总体上是由东北向西南方向，最终径流至盆地中心的艾丁湖区。工程区地层岩性以第四系冲洪积的卵砾石、砂砾石为主，地层岩性

颗粒较粗，地下水的水力坡度较大，地下水的径流条件较好。地下水从东北向西南方向进行侧向径流排泄，同时下游绿洲带的农民通过人工开采地下水进行灌溉也是其地下水排泄方式。

（3）地下水水化学特征

工程区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份的控制。从工程区的东北部到西南部，承压水的矿化度和水化学类型具有明显的水平分带规律，表现为从东北部到西南部，矿化度由低逐渐升高，水化学类型也由东北部的 $\text{HCO}_3\cdot\text{SO}_4\text{-Na}\cdot\text{Ca}$ 型到西南部变为 $\text{SO}_4\cdot\text{Cl-Na}$ （Ca）型水。

在工程区北部两侧吐峪沟沟口以南的部分地区和连木沁沟口以南的绿洲区，地下水的水化学类型为 $\text{HCO}_3\cdot\text{SO}_4\text{-Na}\cdot\text{Ca}$ 型，地下水的矿化度小于 1g/l ，为 $0.23\sim 0.24\text{g/l}$ ；在工程区内以及吐峪沟以南至鲁克沁以北之间的地区，地下水水化学类型是 $\text{Cl}\cdot\text{SO}_4\text{-Na}\cdot\text{Ca}$ 型，地下水的溶解性总固体监测值达到 $1.5\sim 1.9\text{g/l}$ ；在工程区西南侧买增坎儿以南，地下水的水化学类型为 $\text{SO}_4\cdot\text{Cl-Na}$ （Ca）型，地下水的矿化度为 $6.08\sim 34.96\text{g/l}$ 。

（4）地下水动态特征

根据《新疆吐鲁番盆地地下水资源综合评价报告》（新疆地矿局第一水文队 1990 年编制，比例尺 1：20 万），在工程区南部鲁克沁绿洲带，地下水动态呈开采型。地下水动态的年内变化过程与河川径流量的年内变化过程（丰水期出现在 5~9 月）大致相反，关系不密切，地下水动态主要受人工开采影响，表现为典型的开采型动态。该地区每年四月份开始农田春灌，地下水位开始下降，随着夏季大量抽水灌溉，地下水位随开采量的增大而不断下降，8~9 月份开采强度最大，表现为 8-9 月份地下水位最低。9 月份以后，灌溉用水量少，随着开采强度的降低，地下水位开始回升，到第二年的 1~3 月份，地下水位达到最高。

5.4.2.2 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；本工程井身的表层套管的下入深度 350m，采用水泥浆进行固井，水泥浆返至地面，可满足本工程的地下水保护需要，可有效地保护地下水环境不受污染。本工程使用水基钻井液，钻井过程中，严格要求套管下入深度等措施，可以有效控制钻井液在地层中的漏失，减轻对地下水环境的影响。由于本工程油藏目的层与地下水处于不同层系，远远超出本区域第四系地下水含水层深度，在施工过程中采用下套管注水泥固井、完井方式进行水泥固井，对含水层进行了固封处理，有效保护地下水层。项目在钻井过程中产生的废水不与含水层发生水力联系，同时对产生的废水排放进行严格管理，施工期间钻井井场内进行分区防渗，可对土壤及包气带起到良好的防护。因此基本不会对所在区域水环境产生影响。

(3) 管道施工对地下水影响分析

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

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

5.4.2.3 运营期地下水环境影响分析

5.4.2.3.1 正常状况下地下水环境影响分析

(1) 废水

根据工程分析，本工程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，本工程采出水及井下作业废液经玉北脱水站、鲁中联合站污

水处理站处理达标后回注油层。污水回注地层与地下水处于不同层系，远远超出本区域地下水含水层的深度，且本油田在钻井过程中均进行水泥固井，对潜水所在的第四系地层进行了固封处理，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。另外回注的水达到了回注水水质要求，因此污染地下水的可能性较小。

注水井回注于油藏层，回注地层深度在 3000m 以下。而工程区所在区域第四系含水层底板埋藏深度绝大多数地区在 500m 以内。故回注层深度远远深于区内主要淡水含水层，与区内淡水含水层不在一个层位，回注地层与区域地下水处于不同层系，远远超出本区域地下水含水层的深度。区内回注井井型一般采用直井，多为二开井身结构，回注井在钻井过程中对潜水及具有开采利用价值的第四系地层进行了水泥固井，注水井均通过水泥将套管与地层之间进行封闭，上有封隔器完全隔绝采出水回注过程中与非注水层和地下含水层的联系，阻止回注水对非注水层和地下含水层的污染；井底构筑水泥塞，阻止注水向下部地层的渗入；仅井体底部的钢质封闭管壁设置射孔段作为回注水排出钢管之外的通道；地面部分，井口高出地面，设置控制加压装置，防止对地下水的污染。因此，回注地层的采出水，在正常状况下无法跨越抗压强度较高的钢管与水泥阻挡层而涌入非注水层。水泥返至地面，基本可以确保井壁不会发生侧漏，有效隔离含水层与井内回注水的交换，固井质量合格的情况下，可有效保护地下水层。

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

根据后评价期间的监测结果，玉北脱水站、鲁中联合站的采出水经处理后均可以满足《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

即注水层，与第四系含水层之间不存在水力联系。因而，从注水层位及回注层地质构造分析，在正常的油田开发过程中，回注到含油层的采出水不会对回注层之外的地下水含水层水质产生影响，在固井质量良好的情况下可以确保井壁不会发生侧漏，有效隔离含水层与井内回注水的交换，有效保护地下水层，可对回注水实现有效封堵，有效保护地下水层，满足《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函〔2019〕910号）的相关要求。

（2）油泥（砂）

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

（3）输送管线

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

（4）采油井场

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

综上，正常情况下，本工程的实施对地下水的影响较小。

5.4.2.3.2 非正常状况下地下水环境影响分析

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

油田开发对地下水产生污染的途径主要有两种方式，即渗透污染和穿透污染途径。

(1) 情景 1：穿透污染（油水窜层）

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

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

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

①预测情景

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

②预测方法

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

③预测因子

油井套管发生泄漏，采出液中污染物主要有石油类等污染物。根据《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）中情景设置预测因子相关要求，对

每一类别中的各项因子采取标准指数法进行排序，分别取标准指数较大的因子作为预测因子。根据采出液污染物特征，本次选取石油类作为预测特征因子。

④预测模型

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

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

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

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

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

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

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

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；

C_0 —注入的示踪剂浓度，g/l；

u —水流速度，m/d；

n —有效孔隙度，无量纲；

D_L —纵向弥散系数， m^2/d ；

$erfc$ () 一余误差函数。

⑤预测参数

根据区域水文地质条件，评价区内第四系含水层岩性主要为细砂。本次评价水文地质参数主要通过油田区域的勘察资料及经验值等综合确定。模型中所需参数及来源见表 5.4-2。

表 5.4-2 水质预测模型所需参数一览表

序号	参数符号	参数名称	参数数值	数值来源
1	u	水流速度	0.39m/d	地下水的平均实际流速 $u= KI /n$ ，评价区内含水层主要岩性为中砂、细砂，根据导则中附录 B，细砂渗透系数为 5~10m/d，中砂为 10~25m/d，本次评价取 25m/d。根据历史水文地质勘察报告，本次预测取水力坡度取为 5‰。
2	D_L	纵向弥散系数	3.9m ² /d	$D_L=aL_u$ ， aL 为纵向弥散度。参考前人的研究成果，弥散度应介于 1~10 之间，按照最不利的评价原则，本次模拟取弥散度参数值取 10。
3	n	有效孔隙度	32%	依据《水文地质手册》（第二版）中表 2-3-2 及区内已有勘察资料，孔隙度取 0.4，而根据以往生产经验，有效孔隙度一般比孔隙度小 10%~20%，因此本次取有效孔隙度 $n=0.4 \times 0.8=0.32$ 。
4	t	时间	计算发生渗漏后 100d、1000d、1825d 后各预测点的浓度	
5	C_0	污染物浓度	参照美国石油协会石油烃标准化工作组 TPHCWG（1997）中关于石油类污染物的溶解度等相关文献，取 18 mg/L 为石油类可溶态污染物的最高浓度值，作为本次预测的源强。石油类参照《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中 III 类，将石油类污染物浓度标准定为 0.05mg/L。检出限为 0.01mg/L。	

⑥预测结果与分析

将以上确定的参数代入模型，便可以求出不同时段，在预测情景下，泄露了不同天数（100 天、1000 天、1825 天）时，污染物在含水层不同位置的浓度分布情况。具体见表 5.4-3、表 5.4-4，图 5.4-2。

表 5.4-3 污染物在潜水含水层中的浓度迁移预测结果（情景 1）

污染物	100d		1000d		1825d	
	距离 (m)	浓度 c (mg/l)	距离 (m)	浓度 c (mg/l)	距离 (m)	浓度 c (mg/l)
石油类	0	18.000	0	18.000	0	18.000
	20	15.800	80	18.000	150	18.000
	40	11.000	160	18.000	300	18.000
	60	5.500	240	17.400	450	17.700
	80	1.830	320	14.900	600	14.900
	100	0.389	400	8.190	750	6.740
	121	0.046	480	2.770	900	1.030
	134	0.010	560	0.488	1043	0.050

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

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

污染物进入地下后，污染物向地下水系统的迁移途径为：

入渗污染物→表土层→包气带→含水层→迁移

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

①预测情景

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

②预测方法

本次评价采用解析法对地下水环境影响进行预测。

③预测模型

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

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

以上式中：x—距注入点的距离，m；

t—时间，d；

C(x, t) —t 时刻 x 处的示踪剂浓度，g/l；

C₀—注入的示踪剂浓度，g/l；

u—水流速度，m/d；

n—有效孔隙度，无量纲；

D_L—纵向弥散系数，m²/d；

erfc () —余误差函数。

④预测参数及因子

本次评价水文地质参数主要通过收集项目所在区域的成果资料及经验参数来确定。石油类因子是油田开采污染检测项的特征污染物。因此，本次影响预测以石油类进行预测。具体见表 5.4-3。

⑤预测结果与分析

将以上确定的参数代入模型，便可以求出不同时段，石油类在预测情景下，不同天数（100 天、1000 天、1825 天）时，污染物在含水层不同位置的浓度分布情况。具体见表 5.4-5、表 5.4-6，图 5.4-3。

表 5.4-5 石油类污染物在潜水含水层中的浓度迁移预测结果（情景 2）

100d		1000d		1825d	
距离 (m)	浓度 c (mg/L)	距离 (m)	浓度 c (mg/L)	距离 (m)	浓度 c (mg/L)
0	0.019	0	0.000	0	0.000
20	0.061	60	0.000	100	0.000
40	0.102	120	0.000	200	0.000
60	0.096	180	0.001	300	0.000
80	0.05	240	0.006	400	0.001
100	0.016	300	0.017	500	0.004
107	0.01	360	0.029	600	0.014
120	0.003	420	0.031	700	0.023
140	0.000	480	0.021	877	0.010
160	0.000	533	0.010	900	0.008
180	0.000	600	0.002	1000	0.002

表 5.4-6 预测结果统计表（情景 2）

预测因子	预测时间	超标距离 (m)	影响距离 (m)	影响范围内居民 饮用水井
石油类	100d	80	107	无
	1000d	0	533	无
	1825d	0	877	无

5.4.2.4 退役期地下水环境影响分析

本工程退役期，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。

5.4.3 小结

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

(2) 本次地下水评价，设置了项目非正常情况情景进行预测分析，结果显示：若发生非正常状况，污染物一旦发生泄漏，将会对项目附近区域地下水造成一定影响，发生事故后建设单位及时启动应急预案，切断废水下渗污染源，采取补救措施，可将地下水环境影响降到最低，对地下水环境产生的影响较小。本工程需采取地下水污染防治措施按照“源头控制、分区防渗、跟踪监测、应急响应”相结合的原则，并定期开展地下水跟踪监测，在严格按照地下水污染防治措施后，本工程对区域地下水环境影响可接受。

5.5 土壤环境影响分析

5.5.1 影响类型及途径

本工程所处区域土壤为碱性土壤，属于盐化较严重的区域，拟建工程装置区土壤影响类型同时属于污染影响型和生态影响型，管线为污染影响型。

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。

本工程站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 5.5-1。

表 5.5-1 建设项目影响类型表

不同时段	污染影响型（井口、阀组、管线）				生态影响型（井口、阀组、管线）			
	大气沉降	地面漫流	垂直入渗	其它	盐化	碱化	酸化	其它
建设期	--	--	--	--	--	--	--	--
运营期	--	--	√	--	√	--	--	--
服务期满后	--	--	--	--	--	--	--	--

5.5.2 施工期对土壤环境的影响

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

（1）钻井作业对土壤环境的影响

本工程开发建设期施工占地，将对地表土壤产生破坏性影响，如钻井井场、站场等占地，以及堆积、挖掘、辗压、践踏等均改变原有的土壤结构。油田开发期间，占地都将改变原有土壤的理化性质和土壤结构，使原有土壤结构和性状难以恢复。但是施工期对土壤的影响程度轻，影响特征是部分可逆，影响时间为短期。

①钻井作业对土壤环境的影响

本工程新钻井 45 口（采油井 31 口，注水井 14 口），钻井作业钻井泥浆、岩屑等废弃物采用不落地装置处理，分离出的固相用于非环境敏感区油田各种内部道路铺设、井场铺垫或运至玉东废渣场处理，对土壤的环境影响轻微。

②固体废物对土壤的影响

本次新井钻井施工作业采用“钻井废弃物不落地达标处理技术”，钻井过程中的钻井液采用不落地技术处理，分离出的液相继续回用于钻井，待钻井工程结束后由供应商回收或带至下一个钻井井场继续使用，无废水及废弃钻井液外排；钻井岩屑采用不落地系统进行处理，处理后的岩屑必须满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）等国家及有关部门、地方相关标准和生态环境保护要求的后，用于非环境敏感区油田各种内部道路铺设、井场铺垫或运至工玉东废渣场处理。

(2) 地面工程施工对土壤环境的影响

油田开发过程中，不可避免地要对土壤进行人为扰动，主要是井场建设、管道敷设和道路建设过程中，车辆行驶和机械施工碾压和踩踏破坏土壤结构。

本工程管线施工作业带宽 10m 内的土壤均会受到严重扰动和破坏。在施工作业带以外的直接影响区域表现为施工活动中施工机械、车辆碾压、施工人员践踏等对土壤的扰动，改变土壤的紧密度和坚实度，可能造成土壤板结。由于植被被毁，土壤表面压实，土壤板结，通透性差，使土壤水量降低，同时加剧了土壤的蒸发作用，导致盐碱化加重。井场和管道的施工场地、临时施工营地等都存在这种影响。

(3) 水土流失影响分析

油田工程建设对当地水土流失影响的方式包括扰动、损坏、破坏原地貌、地表土壤结构及植被。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；在地面构筑物建设中，最直接而且易引起水土流失的是施工过程中使影响范围内的地表保护层变得松散，增加风蚀量。本工程建设内容主要为钻井工程、站场建设、道路等工程的建设等。临时占地范围内的土壤地表表层遭到破坏，下层的粉细物质暴露在地层表面，在风力的作用下，风蚀量会明显加大，这种影响在短时间内不会完全恢复。但随着时间的推移，风蚀量会随着地表新保护层的逐渐形成而减弱。永久占地范围内的地表彻底改变，地表经过砾石铺垫或者其它硬化措施，风蚀量很少，不易发生水土流失。

5.5.3 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。

5.5.3.1 正常工况下土壤环境影响分析

本工程污染土壤的途径主要为采出液输送及处理过程中发生跑冒滴漏，渗入土壤对土壤产生影响。

本工程生产过程中液体物料配置过程中均为全密闭管路连接，不会出现溢出和泄露情况，实现可视可控，且在管线上做好标识，如若出现泄露等事故情况，可及时发现，及时处理。

5.5.3.2 非正常工况下土壤环境影响分析

(1) 生态影响型

考虑事故状态下，井口与单井集输管道连接处破裂后，原油进入表层土壤中，单井集输管道在井场设置有压力和远传信号，当发生管道破裂时，可远程关闭井场，并在 1h 内排查到泄漏点并进行紧急封堵。初步估算，发生泄漏到封堵，预计从单井集输管道中泄漏的量为 3.67m³。原油中的氯根在 143000mg/L，则估算进入土壤中的盐分含量为 $3.67 \times 143000 \times 58.5 \div 35.5 = 864828\text{g}$ 。

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：△S-单位质量表层土壤中某种物质的增量，g/kg；

I_s-预测评价范围内单位年份表层土壤中某种物质的输入量，g；

L_s-预测评价范围内单位年份表层土壤中某种物质经淋溶排出的量，g；

R_s-预测评价范围内单位年份表层土壤中某种物质经径流排出的量，g；

ρ_b-表层土壤容重，kg/m³；

A-预测评价范围，m²；

D-表层土壤深度，一般取 0.2m，可根据实际情况适当调整；

n-持续年份，a。

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 $1.41 \times 103 \text{kg/m}^3$ ，根据区域土壤盐分监测结果，单位质量土壤中盐分含量的现状值为 256.9g/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 0.21g/kg ，叠加现状值后的预测值为 257.11g/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，鲁克沁采油管理区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，不会出现溢出和泄露情况，实现可视可控，且在管线上做好标识，如若出现泄露等事故情况，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

拟建项目影响途径主要为营运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， m^2/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,将预测阀组底部以下土壤概化为一层,埋深 500cm 砂土层。

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。

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。

预测分析结果

非正常状况下阀组破损泄漏,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 $T_0 \sim T_5$ 分别为 1d、10d、30d、60d、100d,观测点 $N_1 \sim N_3$ 距储罐底深度分别为 10cm、20cm、50cm,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 5.5-1~图 5.5-2。

表层 0cm 的土壤被污染的程度最大，被污染的土壤深度达 32cm。随着污染时间的持续增加，污染天数达到 100d 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 50cm 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业和吸收作用。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。本工程阀组区进行防渗处理，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。

运行期须定期检查管道的破损或破裂情况，若发现有破损或破裂部位须及时进行修补。故在项目运行期间，需加强管理和监督检查，杜绝非正常情况的发生，避免污染物进入土壤及地下水含水层中。在工程做好防渗、定期监测、严格执行本次环评提出的污染防治措施的前提下本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，影响到土地功能，进而影响地表植被的生长。根据环境风险分析可知，本工程风险潜势很低，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。

5.5.4 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、固体废物均妥善处置的情况下，对土壤环境影响很小。

5.5.5 土壤环境影响自查表

土壤环境影响自查表详见表 5.5-2。

表 5.4-2 土壤环境影响自查表

	工作内容	鲁克沁油田超深稠油压舱石工程 2025 年实施方案			备注	
影响识别	影响类型	污染影响型 <input type="checkbox"/> ；生态影响型 <input type="checkbox"/> ；两种兼有 <input checked="" type="checkbox"/>				
	土地利用类型	建设用地 <input checked="" type="checkbox"/> ；农用地 <input checked="" type="checkbox"/> ；未利用地 <input type="checkbox"/>			土地利用类型图	
	占地规模	(5.5612) hm ²			永久占地	
	敏感目标信息	敏感目标（耕地）、方位（内）、距离（/）				
	影响途径	大气沉降 <input type="checkbox"/> ；地面漫流 <input checked="" type="checkbox"/> ；垂入渗 <input checked="" type="checkbox"/> ；地下水位 <input type="checkbox"/> ；其他（）				
	全部污染物	石油类				
	特征因子	石油烃				
	所属土壤环境影响评价项目类别	I 类 <input checked="" type="checkbox"/> ； II 类 <input checked="" type="checkbox"/> ； III 类 <input checked="" type="checkbox"/> ； IV 类 <input type="checkbox"/>				
敏感程度	敏感 <input checked="" type="checkbox"/> ；较敏感 <input type="checkbox"/> ；不敏感 <input type="checkbox"/>					
评价工作等级	一级 <input type="checkbox"/> ；二级 <input checked="" type="checkbox"/> ；三级 <input checked="" type="checkbox"/>					
现状调查内容	资料收集	a) <input checked="" type="checkbox"/> ； b) <input checked="" type="checkbox"/> ； c) <input checked="" type="checkbox"/> ； d) <input type="checkbox"/>				
	理化特性				同附录 C	
	现状监测点位		占地范围内	占地范围外	深度	点位布置图
		表层样点数	3	4	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) 基本工程 45 项和 pH、土壤盐分、石油烃；《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB15618-2018) 基本工程 8 项和 pH、石油烃、土壤盐分					
现状评价	评价因子	石油烃等				
	评价标准	GB 15618 <input checked="" type="checkbox"/> ； GB 36600 <input checked="" type="checkbox"/> ；表 D.1 <input type="checkbox"/> ；表 D.2 <input type="checkbox"/> ；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、盐分含量				
	预测方法	附录 E <input type="checkbox"/> ；附录 F <input type="checkbox"/> ；其他(<input checked="" type="checkbox"/>)				
	预测分析内容	影响范围（）影响程度(<input checked="" type="checkbox"/>)				
	预测结论	达标结论： a) <input type="checkbox"/> ； b) <input type="checkbox"/> ； c) <input checked="" type="checkbox"/> 不达标结论： a) <input type="checkbox"/> ； b) <input type="checkbox"/>				
防治措施	防控措施	土壤环境质量现状保障 <input checked="" type="checkbox"/> ；源头控制 <input checked="" type="checkbox"/> ；过程防控 <input checked="" type="checkbox"/> ；其他（）				
	跟踪监测	监测点数	监测指标	监测频次		
		阀组、井场	石油烃	1 次/3 年		
	信息公开指标					

评价结论	工程区占地范围主要土壤类型是棕漠土。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，运行期一般影响较小。	
注 1：“□”为勾选项，可√；“（）”为内容填写项；“备注”为其他补充内容。注 2：需要分别开展土壤环境影响评级工作的，分别填写自查表。		

5.6 固体废物影响分析

5.6.1 施工期固体废物影响

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

(1) 钻井泥浆和岩屑

钻井期钻井岩屑随泥浆一同进入泥浆不落地系统，采用泥浆不落地技术在井场进行固液分离，分离后的液体回用于钻井液配备，分离后的固相经检测满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T 3997-2017）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；若分离后的固相经检测不满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T 3997-2017）中综合利用污染物限值要求，委托第三方岩屑处置公司处理。

(2) 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，本工程新建各类集输管线 62km，施工废料产生量约为 12.4t。施工废料应首先考虑回收利用，不可回收利用部分收集后拉运至玉东废渣场处理

(3) 废机油（HW08 900-214-08）

钻井施工过程中机械检修时会产生少量废机油，检修期间地面应铺设防渗膜，采用钢制铁桶收集后暂存于撬装式危废暂存间中，防止废机油落地污染土壤和地下水。类比同类钻井工程，钻井期间产生的废机油量约为 0.1t/口，本工程部署新钻井 45 口，废机油量产生量为 4.5t，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。

(4) 废烧碱包装袋

钻井施工过程中配制钻井泥浆时会产生少量烧碱废包装袋属于一般工业固体废物。类比同类钻井工程，钻井期间产生的烧碱废包装袋约为 0.05t/口，本工程新部署新钻井 45 口，烧碱废包装袋产生量为 2.25t，废烧碱包装袋折叠打包后，定期交由玉东废渣场处理。

(5) 废防渗材料 (HW08 900-249-08)

工程钻井期产生少量废防渗材料属于危险废物, 钻井期间产生的废防渗材料约为 0.2t/口, 本工程部署新钻井 45 口, 废防渗材料产生量为 9t, 定期由钻井队联系有危险废物经营许可证的单位清运处置。

(7) 生活垃圾

根据开发初步方案及前述分析, 本工程合计施工周期 900d。单井施工人数约 50 人, 平均每人每天产生生活垃圾 0.5kg。整个施工过程生活垃圾产生量共计 22.5t, 生活垃圾集中收集后近拉运至鄯善县生活垃圾填埋场填埋处理。

(8) 土石方平衡

本工程挖方量 11.573 万 m³, 填方量 12.763 万 m³, 借方量 1.19 万 m³, 无弃方。开挖土方主要为管沟开挖产生土方, 回填土方主要为管沟回填。新建井场工程区需进行压盖, 借方主要来源于区域已完钻井场经“钻井废弃物不落地达标处理技术”处理达标后还原土, 还原土满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》(DB65/T 3997-2017) 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, 进行综合利用。施工土方在管线施工结束后回填在管堤上, 并实施压实平整水土保持措施, 对环境所造成的影响可以接受。

5.5.2 运营期固体废物影响

5.5.2.1 危险废物产生种类及数量

本工程运营期产生的危险废物主要有含油污泥、落地油、清管废渣、废防渗材料等。

(1) 含油污泥

本工程 31 口采油井全部投产后最大产油量 4.4×10⁴t/a, 计算含油污泥最大产生量为 882.73t/a。鲁克沁联合站和玉北脱水站产生的含油污泥属于危险废物, 集中收集至玉东废渣场暂存间, 定期委托持有危险废物经营许可证的单位接收处置。

(2) 落地油

落地油主要来自井下作业等。本工程井下作业时带罐作业, 防止产生落地油, 井口排出物全部进罐, 做到原油 100%回收, 类比区块内油井作业污泥产生量,

约 50kg/井·次，作业频次一般 2 年。落地油回收率为 100%，本工程共 31 口采油井，产生落地油量为 0.75t/a。落地油不在施工井场储存，直接在作业施工现场由施工人员回收至罐车内，罐车采用密闭的专用罐车，委托持有危险废物经营许可证的单位接收处置。

(3) 清管废渣

清管废渣中含有少量管道中的油，属于《国家危险废物名录》（2021 本）HW08 类危险废物（废物代码：900-249-08），间歇产生，废渣量约 0.030t/a，暂存至玉东废渣场暂存，最终委托持有危险废物经营许可证的单位接收处置。

(4) 废防渗材料

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布，产生的落地油直接落在防渗布上，根据工程分析，本工程产生废弃防渗布最大量约 3.5t/a。含油废弃防渗布属于危险废物，危废代码为 HW08 中 900-249-08 其他生产、销售、使用过程中产生的废矿物油及沾染矿物油的废弃包装物。作业施工结束后，由施工单位将废弃的含油防渗布集中收集，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。

(5) 废润滑油

运营期井架及井下作业时各类机械设备需要定期保养和维护，会产生一定量的废润滑油，类比同类井场废润滑油的产生量可知，单井井场产生的废润滑油量为 0.05t/a，本工程 29 口采油井废润滑油的产生量约为 1.45t/a。废润滑油属于《国家危险废物名录》（2021 版）HW08 废矿物油和含矿物油废物，属于间歇产生，产生量小，成分为矿物油与原油成分相似，进入鲁克沁联合站原油处理系统处置。

本工程运营期危险废物严格按照《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。根据《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》，本工程危险废物类别、主要成分及污染防治措施见表 5.5-1。

表 5.5-1 运营期危险废物产生、处置及防治措施情况一览表

序号	危险废物名称	废物类别	废物代码	产生量 (t)	产生工序及装置	形态	主要成分	有害成分	产废周期	危废特性	污染防治措施

		a)									
1	含油污泥	HW08 废矿物油与含矿物油废物	071-001-0108	882.8	石油开采和联合站贮存产生的油泥和油脚	固态	石油类、泥沙	石油类	每年一次	毒性 T 易燃性 I	委托持有危险废物经营许可证的单位进行资源化达标处理
			900-210-008	73	采出水处理浮油、浮渣、污泥	半固态	石油类、泥沙	石油类	每天	毒性 T 易燃性 I	
2	落地原油	HW08 废矿物油与含矿物油废物	071-001-0108	0.75	采油、井下作业环节及管线事故破损产生	固态	油类物质	油类物质	事故状态下	毒性 T 易燃性 I	运至玉东废渣场临时贮存，最终委托持有危险废物经营许可证的单位进行资源化达标处理
3	清管废渣		071-001-0108	0.030	定期清管	固态	油类物质、铁锈	油类物质	2-4a/次	毒性 T 易燃性 I	运至玉东废渣场临时贮存，委托持有危险废物经营许可证的单位进行资源化达标处理
4	废防渗材料		900-249-008	11.25	井场	固体	石油类	石油类	间歇	毒性 T 易燃性 I	委托持有危险废物经营许可证的单位接收处置。
5	废润滑油		900-214-008	1.45	采油设备、井下作业设备维护产生废润滑油	半固态	石油类	石油类	间歇	毒性 T 易燃性 I	进入鲁克沁联合站原油处理系统处置

5.5.2.2 危险废物环境影响分析

(1) 危废收集过程影响分析

本工程产生的危废按照《危险废物收集 贮存 运输技术规范》（HJ2025-2012）相关要求收集、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

本工程产生的危险废物委托有危险废物运输资质的单位进行运输，运输过程中全部采用密闭容器收集储存，转运结束后及时对转运路线进行检查和清理，确保无危险废物散落或泄漏在转运路线上，危险废物运输过程符合《危

险废物收集 贮存 运输技术规范》（HJ2025-2012）中的相关要求。

综上，本工程产生的危险废物收集、转移、运输过程中按照《危险废物收集 贮存 运输技术规范》（HJ2025-2012）和《危险废物转移管理办法》要求进行运输、处置，对环境的影响很小。

5.5.2.3 生活垃圾

运营期工作人员由鲁克沁采油管理区内部调剂解决，故不新增生活垃圾。

5.5.3 退役期固体废物影响

本工程服务期满后，井场拆除的井架、集输设施、井构筑物等为钢制材料，清洗油污后可回收利用。不可回收利用的一般工业固体废物拉运至玉东废渣场处理，含油固废等危险废物委托有资质的单位妥善处置。

5.5.4 固体废物影响评价小结

本工程施工期、运营期和退役期产生的固体废物能够通过有效的途径得到较好的处置，对评价区环境影响较小。

6 环境保护措施及其可行性论证

6.1 施工期环境保护措施

6.1.1 施工期生态环境保护措施

根据区域后评价、相关工程环保验收以及现场踏勘，本项目周边同区域同类型开发项目，采取的生态环境影响减缓措施主要有：划定了钻井施工队和管线开挖施工作业范围，严格控制施工车辆的运行线路；钻井施工结束后，施工单位对井场进行了清理平整；管线作业也及时对管线进行土方回填和平整。总体而言，原始植被覆盖度较高区域植被恢复较快，井场周边 5-10m 外植被基本恢复，植被覆盖度低的区域地表土壤结皮层极易被破坏，经扰动后植被不易恢复。现场除管廊上方覆土高于地表外，管线两侧施工迹地基本恢复平整，临时占地区域内的原始植被已基本恢复，植被恢复程度和距管廊的距离成反比。在堆土比较松散，植被盖度较低的、地形起伏稍大点的管廊外侧 3-8m 范围内植被尚未恢复。

区块勘探开发时间长，依托设施完善，至各单井为独立的探临路，砂石路面，路面宽约 4.5m。施工车辆基本是在已建道路上行驶，没有随意碾压的情况发生，尽量减少和避免了对区内地表的扰动和破坏。本项目道路施工对路基两侧沿线的植被影响范围一般在 5m~10m。

根据本项目对生态环境可能产生的不利影响，评价提出如下防范措施：

6.1.1.1 井场

(1) 井场区域主要占地类型为裸土地，施工过程中须严格控制井场占地面积，使单井临时占地面积不大于 $100 \times 90\text{m}^2$ ，运营期占地不大于 $30 \times 40\text{m}^2$ ，减少扰动面积，减少对荒漠植被影响。

(2) 钻井过程中严格执行钻井生产环境保护管理规定，岩屑、废弃泥浆处置应符合《油气田含油污泥及钻井固体废物处理处置控制技术规范》

(DB65/T3999-2017) 要求。污油、药品回收利用，防止污水、污油、泥浆、药品的随意乱丢乱放。

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

(4) 尽量减少因施工对植被的破坏，禁止采伐项目占地外荒漠植物。施工中大量建筑材料的调运及人员的流动，会增加作业区内的拥挤度，施工区设置明显的作业区域标志，加强管理，把施工作业严格控制在作业区内。本环评要求，井场在施工过程中，减少对荒漠植被的碾压破坏，要严格控制扰动面积，施工过程中严格按照施工场地界线范围内施工，并安排专人监察。

(5) 施工在开挖地表、平整土地时，临时堆土必须进行拦挡，施工完毕，应尽快整理施工现场。

(6) 对井场地表进行砾石压盖，防止由于地表扰动造成的水土流失。

6.1.1.2 管线

(1) 项目设计时优先采取避让措施，尽量减少天然荒漠植被的占用和扰动。

(2) 施工过程中，加强施工人员的管理，严格限制施工活动范围，做好施工活动外生态环境的防护工作，禁止施工人员对野生植被滥砍滥伐，严格限制人员的活动范围，破坏沿线的生态环境。

(3) 确保施工人员和车辆在规定范围内作业，严禁砍伐荒漠植被作燃料；尽量减少对作业区周围植被的影响；

(4) 采用小型施工机具或必要时考虑采用人工开挖回填管沟等一系列手段，将减小施工作业带宽度。考虑采取加大管道埋深，加厚管壁等措施。

(5) 管线施工影响呈线状，施工过程中须根据地形条件，尽量按地形走向、起伏施工，减少挖填作业量。

(6) 管线采用埋地敷设，埋设深度为管顶 1.5m。管线就近进入计量阀组间。

(7) 项目管道工程施工作业带宽度不得超过 8m。

(8) 施工结束后，应恢复地貌原状。施工时对管沟开挖的土壤做分层堆放，分层回填压实，以保护植被生长层，降低对土壤养分的影响，尽快使土壤恢复生产力，同时减少水土流失。

(9) 对管沟回填后多余的土严禁大量集中弃置，应均匀分散在管线中心两侧，并使管沟与周围自然地表形成平滑过渡，不得形成汇水环境，防止水土流失。管线所经地段的原始地表存在局部凹地时，若有积水的可能，需采用管沟多余土或借土填高以防地表水汇集。对敷设在较平坦地段的管道，应在地貌恢复后使管沟与附近地表自然过渡，回填土与周围地表坡向保持一致，严禁在管沟两侧有集

水环境存在。

6.1.1.3 水土流失保护措施

(1) 工程措施

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

(2) 场地平整

井场场地平整：施工场地施工结束后需要进行场地平整，对局部高差较大处，由铲运机铲运土方回填，开挖及回填时应保证地面相对平整，压实度较高的采用推土机的松土器进行耙松。精细平整过程中不仅要保证土体再塑，而且要稳坡固表，防治水土流失。

(3) 限行彩条旗

严格控制和管理施工期间车辆行驶的范围，减轻对周边区域的扰动，在施工作业区两侧拉彩条旗以示明车辆行驶的边界，以避免增加对地表的扰动和破坏。

类比同类油田施工采取的水土流失减缓措施，本工程采取的水土流失减缓措施可行。

6.1.1.4 防沙治沙措施

(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，沙化土地扩展趋势得到遏制，区域生态环境显著改善，农田得到有效保护。

(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) 其他措施（废弃弃土、石、渣及其他地面覆盖处理措施）

①施工土方全部用于管沟回填平整，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，不得离开运输道路及随意行驶，由专人负责，以防破坏土壤和植被，加剧土地荒漠化。

本工程需严格按照《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，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。

本工程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。

(5) 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，要求在工程建设完成投入运行之前完成，严禁防沙治沙措施未完成即投入运行。

类比同类项目施工采取的防沙治沙措施，本工程采取的防沙治沙措施可行。

6.1.2 施工期大气污染防治措施

6.1.2.1 施工扬尘

(1) 场地平整时，禁止利用挖掘机进行抛洒土石方作业，定期洒水，作业面要保持一定湿度。

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

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

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

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

(6) 管沟开挖深度不宜过深，及时开挖，及时回填，遇大风天气应停止土方作业。

(7) 加强对施工机械、车辆的维修保养。

(8) 加强施工场地环境管理，提倡文明施工，积极推进绿色施工，严防人为扬尘污染。

6.1.2.2 施工车辆尾气

施工前期加强运输车辆的检修和维护，保证车辆不超负荷运行，从而从源头减少车辆废气对环境的影响。

6.1.2.3 焊接废气

施工前期加强设备的检修和维护，保证设备正常稳定运行，燃用合格的燃料，设备，焊接作业时使用无毒低尘焊条，从而从源头减少设备及焊接废气对环境的影响。

6.1.2.4 储层改造废气

使用酸化液过程中，要求全部采用密闭罐存放，产生的废酸化液及时委托持有危险废物经营许可证的单位接收处置，减少在现场存储时间。

6.1.2.5 钻井工程废气

(1) 采用防喷器组（环形防喷器、双闸板防喷器、单闸板防喷器）等先进的井控装置，防止和控制井喷事故发生。

(2) 钻井中发现地层有可燃或有害气体，应立即采取有效措施防止井涌井喷，并把可能产生的气体引入燃烧装置烧掉。

(3) 钻井期间，硫化氢安全与防护工作必须严格按照相关标准、规范与规定执行。

(4) 井场内严禁燃烧可能产生严重烟雾或刺鼻臭味的材料。

(5) 井场应采用密闭下料系统，防止粉尘污染井场环境。

(6) 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。

综上所述，采取的大气污染防治措施是可行的。

6.1.3 施工期噪声污染防治措施

施工期主要噪声为施工机械设备运转噪声和大量的施工车辆行驶产生的交通噪声。

(1) 钻井期做好泥浆泵、发电机等高噪声设备的基础减振和设置隔声罩减少噪声传播，合理安排施工时间，高噪声施工设备减少夜间使用或禁止使用；在不能对声源采取有效措施情况下，对可能受噪声影响的油田工作人员发放噪声个人防护器材，消除噪声污染影响。

(2) 施工设备选型时，在满足施工需要的前提下，尽可能选取噪声低、振动小、能耗小的先进设备。

(3) 加强施工机械的维护保养，避免由于设备性能差而使机械噪声增大的现象发生。

(4) 需要测试放喷的井场，采用修建地面放喷池，周边用砂土作堆，堆高超过 2m，尽量缩短放喷时间。

(5) 做好机械设备组织，尽量避免高噪声设备同时操作。

综上所述，采取的噪声防治措施是可行的。

6.1.4 施工期废水污染防治措施

施工期产生的废水主要是钻井废水、废酸化压裂液、管线试压废水及生活污水。

(1) 钻井废水

① 钻井过程采用无毒无害的水基钻井液。

② 钻井废水在井场固液分离，去向分两部分，溢流上清液排入井场泥浆罐中用于配制泥浆，循环使用，不外排。

③ 钻井液循环使用过程中应严格操作程序，提高泥浆循环利用率，减少钻井液的“跑、冒、滴、漏”，减少废钻井液产生量。

(2) 废酸化压裂液

压裂优先选用无毒、低毒的环境友好型压裂液。压裂液配置应防止洒漏，剩余压裂液应回收利用，不得随意排放；压裂车出口与井口采用高压密闭连接，施工中做到密闭作业，密闭施工。

压裂返排液应优先在井场内进行循环利用，井下作业结束后，无法利用的废压裂返排液安排罐车收集至玉东废液池后，经鲁中联合站污水处理系统处理达标后回注，不外排。

(3) 试压废水

本工程管道试压以测试管道的强度和密闭性，试压介质为清洁水，管道试压用水重复利用。管道试压过程会产生一定量的试压废水，清管试压废水主要污染物为悬浮物。试压水由管道排出由罐收集后，进入下一段管道循环使用，由于项目管道较为分散，局部废水产生较少，水质相对简单，试压结束沉淀后用于施工区域洒水降尘，不外排。本工程管道试压废水可得到妥善处置，不外排，污染防治措施可行。

(4) 生活污水

本工程生活污水产生量为 3000m³。每个井场均设置防渗收集池，生活污水排入防渗收集池，定期拉运至鲁克沁生活基地污水处理站处理，不外排，确保水污染控制和水环境影响减缓措施有效，上述措施可行。

(5) 地下水污染防治措施

为防止对地下水污染，针对井场施工期间工程特点，参照《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023），将钻井期井场进行分区防渗，其中钻井工程基础区域、放喷池、油罐区、危险废物临时贮存间等划分为重点污染防治区，泥饼暂存池、泥浆泵区为一般防渗区，采取相应的防渗措施，其余区域划分为简单防渗区，可有效避免发生渗漏事故。分区防渗方案见表 6.1-1。

表 6.1-1 分区防渗方案

污染源名称	防治分区	防渗技术要求
钻井工程基础区域、放喷池、油罐区、危险废物暂存间、泥浆随钻不落地处理系统	重点防渗	等效黏土防渗层 Mb ≥ 6.0m, K ≤ 1 × 10 ⁻⁷ cm/s
泥饼暂存池、泥浆泵区、发电机、材料间、厕所	一般防渗	等效黏土防渗层 Mb ≥ 1.5m, K ≤ 1 × 10 ⁻⁷ cm/s
井场其他区域	简单防渗	地面硬化处置

废水，废弃泥浆、岩屑等按照规范统一集中处理。保证固井质量，确保安全封闭此深度内的潜水层和承压水层。

综上所述，通过采取以上各种废水处理及防治措施，本工程施工期产生的各类废水均可以得到有效处置，施工期的废水污染防治措施合理可行。

6.1.5 施工期土壤污染防治措施

(1) 应严格控制施工期临时占地面积，按设计及规划的施工范围进行施工作业，减少土壤扰动。

(2) 施工机械及运输车辆应按规定的道路行驶，减少对土壤的碾压，减少碾压造成的土壤紧实度增加及养分流失。

(3) 施工产生的建筑垃圾不得随意抛洒，应集中收集并及时清运，防止污染物进入土壤环境造成污染。采取的土壤污染防治措施可行。

6.1.6 施工期固废污染防治措施

(1) 根据《危险废物排除管理清单（2021 年版）》（公告 2021 年第 66 号），废弃水基钻井液及岩屑（不包括废弃聚磺体系泥浆及岩屑）不属于危险废物。本工程钻井泥浆回收入罐，用于后续钻井配液等环节使用。

(2) 施工期钻井岩屑采用“泥浆不落地技术”，所有与地面接触的罐体和岩屑堆放场地均铺设防渗膜。钻井采用“绿色修井技术和配套设备”，以原油不出井筒为目标，达到“三不沾油”，即井场不沾油、设备不沾油、操作工人身上不沾油。钻井岩屑经检测符合《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T 3997-2017）中综合利用污染物限值，用于铺垫井场等综合利用，检测不合格岩屑委托第三方岩屑公司处置。

(3) 管线敷设完工后，土方回填至管沟，将剩余的土方量回填在管廊上，并压实平整。道路工程产生的弃土用于油田区域平整井场。

(4) 施工期生活垃圾收集后运至鄯善县生活垃圾填埋场填埋处理。

(5) 完井后，井场废物全部进行清理、回收处理，做的“工完、料尽、场地清”。

(6) 施工期产生的施工废料首先考虑回收利用，不可回收利用部分收集后运至玉东废渣场处理。

(7) 钻井井场设危险废物暂存间，废机油、废弃防渗膜、废烧碱包装袋暂

存于危险废物暂存间，定期由施工单位委托具有相应危废转运、处置资质的单位处置。危险废物收集过程，应依据《危险废物收集贮存运输技术规范》（HJ 2025-2012）的要求进行管理；转移过程应按《危险废物转移管理办法》（部令第 23 号）执行。

6.2 运营期环境保护措施

6.2.1 运营期生态恢复措施

（1）监督和管理措施

①针对本项目的建设，鲁克沁油田安全环保部负责工程建设及运营期间对生态环境的保护工作，落实本项目环保措施的实施并与各施工单位签订详细的环境保护协议，明确各方的责任以及奖惩规定。

②选择信誉良好、素质较高的施工队伍，保证工程建设的质量，避免因质量问题对环境带来不利影响；同时，通过培训和发放宣传手册强化施工人员的环境保护意识，明确施工人员的行为和奖惩制度。

③针对已经发生的破坏生态环境的问题必须认真、及时地解决，并对正在和即将建设的工程提出具体、可行的整改和防治措施。

④针对本项目所在区域遗留的生态环境问题需按要求整改完成，原井场遗留有弃渣没有及时清运等，需尽快组织工作人员按期将井场遗留固废清运或综合利用，并纳入本项目环保投资。

（2）运营期生态保护措施

①加强管理，确保各项环保措施落实。对施工迹地表面覆以砾石，以减少风蚀量。

②在道路边、油田区，设置“保护生态环境、保护野生动植物”等警示牌，并从管理上对作业人员加强宣传教育，切实增强保护生态环境的意识。

③加强对管线、设备的管理和检查，及时发现问题，及时解决，防止泄漏事故的发生；对泄漏的落地油应及时清理，彻底回收，防止污染扩大蔓延。

④在管线上方设置各种标志，防止各类施工活动对管线的破坏。

⑤为保护管道不受深根系植被的破坏，在对集输管道的日常巡查中，应将管道上覆土壤中会对管道构成破坏的深根系植被及时清理，确保管道的安全运行。

⑥管道维修二次开挖回填时，应尽量按原有土壤层次进行回填。

⑦本项目事故状态下对生态环境影响较大，因此必须对事故风险严加防范和控制。加强日常生产监督管理和安全运行检查工作，制定安全生产操作规程，加强职工安全意识教育和安全生产技术培训。一旦发现事故，及时采取相应补救措施，尽量减少影响和损失。

(3) 生态修复方案

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

项目管线施工完毕后须进行植被恢复，植被恢复以自然恢复为主。根据实地调查，管线施工完毕后的3-5年内90%的区域自然植被可恢复至施工前状态。

综上，本项目采取的生态环境保护措施可行。

6.2.2 运营期大气污染控制措施

(1) 采用技术质量可靠的设备、仪表控制、阀门等，烃类机泵采用无泄漏屏蔽泵。

(2) 定期对集输管线进行巡检，以便及时发现问题，防止原油、伴生气泄漏进入环境中污染大气、土壤、地下水等。

(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，井场、阀组站非甲烷总烃无组织排放达到《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中企业边界污染物控制要求和《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB37822-2019）中厂区内非甲烷总烃排放限值要求。一旦发生泄漏事故，紧急切断油、气源，实施关井，从而最大限度地减少油气集输过程中废气污染物的排放量。

(4) 加强油井生产管理，减少烃类的跑、冒、滴、漏，做好油井的压力监测，并准备应急措施。

(5) 在油气集输过程中，为减轻烃类的排放，油田开发及阀组站内均采用密闭集输流程，一旦发生泄漏事故，紧急切断油、气源，实施关井。

(6) 对各井场的设备、阀门等进行定期的检查、检修，以减少跑、冒、滴、漏的发生。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。

(7) 设备维检修操作、发生超压泄放时等事故工况下的安全放空。

6.2.3 运营期噪声防治措施

- (1) 选用低噪声设备，高噪声设备采取隔声、减振措施。
- (2) 对噪声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，定期给机泵等设备加润滑油和减振垫，对各种机械设备定期保养。
- (3) 实行工人巡检制，减少操作工人该岗位停留时间，做好个人防护工作。
- (4) 定时保养设备，避免设备转动部件在无润滑条件下运转。

6.2.4 地下水污染防治措施

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

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

为有效保护拟建工程区的地下水环境，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。

6.2.4.1 源头控制措施

选择先进、成熟、可靠的工艺技术，对产生的废物进行合理的回用和治理，尽可能从源头上减少污染物排放；严格按照国家相关规范要求，对井场、站场、管道的装置等采取相应措施，以防止和降低污染物的跑、冒、滴、漏，降低风险事故，尽量减少地下水污染。

①采出水依托吐哈油田已建联合站采出水处理系统处理，经处理后满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）标准中指标后回注于现役油藏，不外排。

②定期对井场、站场的设备、阀门等进行检查，一旦发现异常，及时采取措

施，防止原油“跑、冒、滴、漏”的发生。

③采用高质量的集输管道，防止油水泄漏；管线埋设严格遵守相关规定，埋至冻土层以下，并对管线进行防腐保温等保护措施；定期对输油管道进行检查，一旦发现异常，及时更换，尽量杜绝“跑、冒、滴、漏”的发生，并随时做好抢修准备，加强抢修队伍的训练和工作演练。

④油井运行期间应参照《石油天然气工业套管和油管的维护与使用》（GB/T 17745-2011）要求进行井筒完整性管理，定期开展井筒完整性检查。定期对采油井的固井质量进行检查，若发现固井质量不合格，先查明固井质量不合格的原因，并及时采取一系列的修整措施，保证固井质量合格，防止发生油水窜层等事故；发现异常情况及时处理，防止污染地下水。

⑤修井作业时，要严格加强防污染措施。起油管前要打开泄油器，管内油水进入废液罐，蒸汽吹扫油管、油杆的污油、污水等全部回收至废液罐回收，严禁流入井场。

⑥注水期间，应持续对回注井口压力、套管压力、环空压力、回注流体的流量、水质等指标进行监测，定期开展套管腐蚀和水泥环状况检测，检测周期不超过 3 年。初次启用回注井运行前，应进行井筒完整性测试。本次部署回注井单井注水量为 30m³/d，应根据《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ 349-2023）中回注水量小于 300m³/d 的注水井相关要求，至少每 2 年进行 1 次井筒完整性检测，确保井筒质量满足《固井质量评价方法》（SY/T 6592-2016）等标准要求，固井质量完好，不窜层。若检测发现井筒完整性失效，应立即停止回注。

6.2.4.2 分区防治措施

对井场、站场可能泄漏污染物的污染区地面进行防渗处理，并及时将泄漏/渗漏的污染物收集起来进行处理，可有效防止洒落地面的污染物渗入地下。根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016），分区防控措施应满足以下要求：

①已颁布污染控制国家标准或防渗技术规范的行业，水平防渗技术要求按照相应标准或规范执行，如 GB16889、GB18597、GB18598、GB18599、GB/T50934 等。

②未颁布相关标准的行业，根据预测结果和场地包气带特征及其防污性能，提出防渗技术要求或根据建设项目场地天然包气带防污性能、污染控制难易程度和污染物特性，提出防渗技术要求。

本工程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 地下水污染防渗分区参照表

防渗分区	天然包气带防污性能	污染控制难易程度	污染物类型	防渗技术要求
重点防渗区	弱	难	重金属、持久性有机污染物	等效粘土防渗层 $Mb \geq 6.0m$ ， $K \leq 1 \times 10^{-7}cm/s$ ；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 $Mb \geq 1.5m$ ， $K \leq 1 \times 10^{-7}cm/s$ ，或参照 GB16889 执行
	中-强	难		
	中	易	重金属、持久性有机污染物	
	强	易		
简单防渗区	中-强	易	其他类型	一般地面硬化

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）中表 6 及前文分析，工程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 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、阀组基座	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，同时施工期应留存施工影像。
简单防渗区	电控信一体化撬	简单硬化

6.2.4.3 管道刺漏防范措施

(1) 各新建井场设置现场检测仪表，并由 RTU 箱中的控制系统实现井场内的生产运行管理和控制，并与所属的联合站 SCADA 管理系统通信，上传井场的重要生产运行数据，接收上位系统的控制指令，设置现场监控系统，随时通过监控系统观察井场内生产情况。

(2) 在管道上方设置标志，以防附近的各类施工活动对管道的破坏。减轻管道的内外腐蚀，定期检测管道的内外腐蚀情况，并配备适当的管道抢修、灭火及人员抢救设备。

(3) 定期对管线进行检查，对壁厚低于规定要求的管段应及时更换，消除爆管的隐患；按规定进行设备维修、保养，及时更换易损及老化部件，防止油气泄漏事故的发生，定期对管线进行巡视，应加强管线和警示标志的管理工作，提高巡线的有效性，发现对管道安全有影响的行为，应及时制止、采取相应措施并向上级报告。利用管道的压力、流量监控系统，发现异常立即排查，若出现问题，立即派人现场核查，如有突发事件启动应急预案。

(4) 一旦管道发生泄漏事故，井场内设置有流量控制仪及压力变送器，当检测到压力降速率超过设定值时，由 SCADA 系统发出指令，远程自动关闭阀门。

6.2.4.4 地下水环境监测与管理

根据本工程特点建立和完善区域地下水环境监测制度和环境管理体系，制定完善的监测计划，环境监测工作可委托当地有资质的环境监测机构承担。根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)、《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》(HJ349-2023)，结合工程区所在区域的水文地质条件和《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ 610-2016)中要求，二级评价的建设项目一般需在建设项目场地、上、下游各设置 1 个跟踪监测点，监测井位的设置可依托已有水井，根据区域水文地质条件，监测计划、孔深、监测井结构、监测层位、监测项目、监测频率等详见表 6.2-5。

表 6.2-5 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	工程区周边	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 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
G2	地下水上游				
G3	地下水下游				

					开采业特征项目开展监测。
--	--	--	--	--	--------------

另外，应对本工程各井井口压力、套管压力、环空压力、流体的流量、水质等指标进行监测。

上述监测结果应按项目有关规定及时建立档案，并定期向采油厂安全环保部门汇报，对于常规监测数据应该进行公开。如发现异常或发生事故，加密监测频次，改为每周监测一次，并分析污染原因，确定泄漏污染源，及时采取应急措施。

另外，井场设置现场检测仪表，并由 RTU 箱中的控制系统实现井场内的生产运行管理和控制，上传井场的重要生产运行数据，接收上位系统的控制指令，设置现场监控系统，随时通过监控系统观察井场内生产情况。

为保证地下水监测工作高效有序运行，须明确职责、制定相关规定进行管理；具体管理措施和技术措施如下：

①管理措施

1) 预防地下水污染的管理工作是生态环境管理部门的职责之一，油田公司环境保护管理部门应指派专人负责预防地下水污染的管理工作；

2) 建设单位应委托具有监测资质的单位按时、按质、按量完成地下水监测工作，并按要求分析整理原始资料、编写监测报告；

3) 建立与工程区环境管理系统相联系的地下水监测信息管理系统；

4) 按突发事故的性质、类型、影响范围、后果严重性分等级制订相应的应急预案，在制定预案时要根据环境污染事故潜在威胁的情况，认真细致地考虑各项影响因素，并组织有关部门、人员进行适时演练、不断补充完善预案内容。

②技术措施

1) 定期对法兰、阀门、管道等进行检查。

2) 在日常例行监测中，一旦发现地下水水质监测数据异常，应尽快核查数据，确保数据的正确性，并将核查过的监测数据通告相关部门，由专人负责对数据进行分析、核实，并密切关注生产设施的运行情况。具体内容如下：了解全井场、站场生产是否出现异常情况，出现异常情况的装置、原因；加大监测密度，如监测频率由每年 1 次临时加密为每天一次或更多，连续多天，分析变化动向。

6.2.4.5 地下水污染应急预案及处理

(1) 应急预案内容

建议在制定井场、站场安全管理体制的基础上，制订地下水污染事故应急措

施，并与其他类型事故的应急预案相协调，并纳入采油厂应急预案中。地下水应急预案的具体内容如下：

- ①应急预案的日常协调和指挥机构；
- ②各部门在应急预案中的职责和分工；
- ③确定地下水环境保护目标和对目标采取的紧急处置措施，评估潜在污染可能性；
- ④特大事故应急救援组织状况、人员和装备情况，平常的训练和演习。

(2) 污染事故处理

在发现异常或者事故状态下，建议采取如下污染治理措施。

①分析污染原因，确定泄漏污染源，按照应急预案中相关事故处理措施，及时采取应急措施。

②一旦发生地下水污染事故，应立即启动应急预案。

③查明并切断污染源。

④探明地下水污染深度、范围和污染程度。

⑤依据探明的地下水污染情况，合理布置浅井，并进行试抽工作。

⑥依据抽水设计方案进行施工，抽取被污染的地下水体，并依据各井孔出水情况进行调整。可采用阻断污染物向周边环境迁移扩散的技术，如泥浆墙、灌浆墙、土工膜阻断、板桩、原位土壤搅拌阻断、可渗透反应墙等，通过在污染源周围构筑低渗透屏障，来隔离污染物，同时操控地下水的流场。

⑦将抽取的地下水进行集中收集处理，并送实验室进行化验分析。

⑧当地下水中的特征污染物浓度满足地下水功能区划的标准后，逐步停止抽水，并进行土壤修复治理工作。

⑨对事故后果进行评估，并制定防止类似事件发生的措施。

综上，本工程采取的地下水污染防治措施可行。

6.2.5 运营期土壤环境保护措施

6.2.5.1 源头控制

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。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。

6.2.5.2 过程防控措施

巡检车辆严格按照油田巡检路线行驶，不得因乱碾乱压破坏土壤结构。严格执行地下水章节分区防控措施要求。防渗措施的设计，使用年限不应低于本工程主体工程的设计使用年限。

6.2.5.3 跟踪监测

根据《环境影响评价技术导则土壤环境(试行)》(HJ964-2018)土壤一级评价的跟踪监测要求，制定跟踪监测计划，本工程必要时开展跟踪监测工作，根据工程特点及土壤环境敏感目标情况。当发生事故泄露时应加强监测点位和监测频次。

综上所述，正常情况下，本工程不会污染土壤环境，非正常情况下，按照环境风险章节具体内容采取措施，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。

6.2.6 运营期固废污染防治措施

6.2.6.1 落地原油污染防治措施

(1) 加强监督力度，最大限度控制落地油产生。井下作业时严格执行“铺设作业，带罐上岗”的作业模式，必须带罐（车）操作，且在作业井场地面铺设防渗膜，使落地油 100%回收，回收至罐车内，运至玉东废渣场临时贮存，最终委托持有危险废物经营许可证的单位接收处置。

(2) 地面工程完成后，落地油基本不再产生，甚至为零。应按照清洁生产的原则，实施源头控制，对井口泄漏油、井下作业时产生的油及时回收，使之“不落地”。

(3) 在钻井过程中及完成井后，严格执行井控技术规定和井口装置试压要求，落实好防喷、防漏技术措施。

(4) 加强管理，对井口装置、集油管线等易发生泄漏的部位进行巡回检查，

减少或杜绝气井跑、冒、滴、漏，以及油品泄漏事件的发生。

6.2.6.2 含油污泥污染防治措施

(1) 含油污泥储存、运输要求

鲁克沁联合站和玉北脱水站污水处理、站内检修清罐等工艺会产生含油污泥。含油污泥属于危险废物，编号为 HW08。含油污泥拉运至玉东废渣场暂存间，定期由有危废处置资质的单位处置。

① 危险废物运输要求

运输过程中应执行《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》（部令第 23 号）要求中有关运输的规定，含油污泥处置单位采用专用车辆到指定地点收集运输含油污泥，运输过程中不准设置中转储存点，严禁偷排、洒落、泄漏和随意倾倒等。产生单位向处置单位转移含油污泥时，交接数量必须与环保局批准的转移量相符。

② 危险废物贮存要求

危险废物贮存设施应配备通讯设备、照明设施和消防设施，应按危险废物的种类和特性进行分区贮存，贮存区应配置有气体报警、火灾报警和导出静电的接地装置，其贮存期限应符合《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》。

含油污泥贮存设施必须满足具备防渗、防外溢、防泄露等基本要求，暂存场所必须满足《危险废物贮存污染控制标准》（GB 18597-2023），并按照《环境保护图形标志—固体废物贮存（处置）场》《危险废物标志牌式样》设置明显标志。

(2) 管理要求

根据《危险废物环境管理指南陆上石油天然气开采》（2021 年 12 月 22 日）相关要求如下：

① 落实污染防治责任制度，建立健全工业危险废物产生、收集、贮存、运输、利用、处置全过程的污染防治责任制度。

② 落实危险废物识别标志制度，按照《环境保护图形标志固体废物贮存（处置）场》（GB 15562.2-1995）等有关规定，对危险废物的容器和包装物以及收集、贮存、运输、利用、处置危险废物的设施、场所设置危险废物识别标志。

③ 落实危险废物管理计划制度，按照《危险废物产生单位管理计划制定指南》

等有关要求制定危险废物管理计划，并报所在地生态环境主管部门备案。

④落实危险废物管理台账及申报制度，建立危险废物管理台账，如实记录有关信息，并通过国家危险废物信息管理系统向所在地生态环境主管部门申报危险废物的种类、产生量、流向、贮存、处置等有关资料。

⑤落实《危险废物转移管理办法》，转移危险废物的，应当按照《危险废物转移管理办法》（部令第 23 号）的有关规定运行危险废物。运输危险废物，应当采取防止污染环境的措施，并遵守国家有关危险货物运输管理的规定。

⑥危险废物收集、贮存应当按照其特性分类进行；禁止将危险废物混入非危险废物中贮存。危险废物收集、贮存和运输过程的污染控制执行《危险废物贮存污染控制标准》（GB 18597-2023）《危险废物收集贮存运输技术规范》（HJ 2025-2012）等有关规定。

⑦暂存含油污泥必须采取符合国家环境保护标准的防护措施，并不得超过一年；确需延长期限的，必须报原审批环境保护行政主管部门批准。

⑧与危险废物处置单位要签订经济合同，内容要符合《废矿物油回收利用污染控制技术规范》（HJ607-2011）要求。合同条款中应明确危险废物去向，不准随意抛弃、堆放。

⑨含油污泥产生和处置单位应制定相关应急预案，报当地环保部门和公司安全环保处备案。

危险废物收集、贮存应当按照其特性分类进行；禁止将危险废物混入非危险废物中贮存。危险废物收集、贮存和运输过程的污染控制执行《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）等有关规定。

a.落实环境影响评价制度及环境保护三同时制度，需要配套建设的危险废物贮存、利用和处置设施应当与主体工程同时设计、同时施工、同时投入使用。

b.落实环境应急预案制度，参考《危险废物经营单位编制应急预案指南》有关规定制定意外事故的防范措施和环境应急预案，并向所在地生态环境主管部门和其他负有固体废物污染防治监督管理职责的部门备案。

c.建设单位应加强危险废物规范化环境管理，按照《危险废物规范化环境管理评估指标》有关要求，提升危险废物规范化环境管理水平。

d.对于列入《国家危险废物名录》附录《危险废物豁免管理清单》中的废弃

的含油抹布和劳保用品等危险废物，当满足《危险废物豁免管理清单》中列出的豁免条件时，在所列的豁免环节可不按危险废物管理。

6.2.6.3 清管废渣污染防治措施

本工程运营期产生清管废渣委托持有危险废物经营许可证的单位处置。

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》（部令第 23 号），通过国家危险废物信息管理系统（以下简称信息系统）填写、运行危险废物电子转移联单，并依照国家有关规定公开危险废物转移相关污染防治信息。

6.2.6.4 废防渗材料

作业过程中产生的含油废弃防渗布属于危险废物，危废代码为 HW08 中 900-249-08 其他生产、销售、使用过程中产生的废矿物油及沾染矿物油的废弃包装物。作业施工结束后，由施工单位将废弃的含油防渗布集中收集，不在井场贮存，委托持有危险废物经营许可证的单位接收处置，拉运过程中资质单位应使用专车、按照指定的拉运路线。

6.2.6.5 废润滑油

废润滑油单独装桶收集后直接进入鲁克沁联合站原油处理系统处置，不暂存。

6.3 退役期环境保护措施

6.3.1 退役期生态恢复措施

油气田进入开采后期，油气储量逐渐下降，最终进入退役期。项目针对退役期生态恢复提出如下措施：

(1) 退役期管线维持现状，避免因开挖管线对区域生态环境造成二次破坏。管线内物质应清空干净，并按要求进行吹扫，确保管线内无残留采出液，管线两端使用盲板封堵。

(2) 各种机动车辆固定线路，禁止随意开路。

6.3.2 退役期大气污染控制措施

油田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，将会引起扬尘。在闭井施工过程中应注意采取洒水降尘措施，文明施工，防止水泥等的洒落与飘散。

6.3.3 退役期噪声环境保护措施

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

6.3.4 退役期水环境保护措施

《参照废弃井封井回填技术指南（试行）》（环办土壤函〔2020〕72号）对废弃井封堵，保证对各类废弃井采取的固井、封井措施有效可行，防止发生油水窜层，污染地下水资源。

6.3.5 退役期土壤环境保护措施

《参照废弃井封井回填技术指南（试行）》（环办土壤函〔2020〕72号）对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，不得遗留在场地内影响土壤环境质量。运输过程中运输车辆均加盖篷布，以防止行驶过程中固体废物的散落，影响到土壤环境。

6.3.6 退役期固废污染防治措施

井场清理等工作还会产生部分废弃管线、废弃建筑残渣等固体废物，对这些废弃管线、残渣等进行集中清理收集，管线外运经清洗后可回收再利用，废弃建筑残渣外运至指定处理场填埋处理。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。

6.4 环境影响经济损益分析

一个项目的开发建设，除对国民经济的发展起着促进作用外，同时也在一定程度上影响着项目拟建地区环境的变化。社会影响、经济影响、环境影响是一个系统的三要素，最终以提高人类的生活质量为目的。它们之间既互相促进，又互相制约，必须通过全面规划、综合平衡、正确地把全局利益和局部利益、长远利益和近期利益结合起来，对环境保护和经济发展进行协调，实现社会效益、经济效益、环境效益的三统一。

本工程总投资约 32743 万元。项目税后主要财务指标达到石油行业基准收益要求，由此可见，本工程可取得较好的经济效益。

6.4.1 环保投资分析

本工程总投资为 32743 万元，其中环保投资 369 万元，占总投资 1.13%。估算见表表 6.4-1。

表 6.4-1 环保投资估算

类别	污染源		环保措施	治理效果	投资 (万元)
废气	施工扬尘		临时抑尘覆盖物（草包、帆布等）、洒水（防尘、洒水等）	/	5
	无组织排放		装置做好日常维护，做好密闭措施	非甲烷总烃 ≤4.0mg/m ³	2
噪声	设备 噪声	采油树	选择低噪声设备、加强设备维护，基础减振	场界： 昼间≤65dB（A） 夜间≤55dB（A）	3
固体废物	地面工程施工		施工期固废清运处置	妥善处理	2
	钻井废弃物		回收罐、泥浆不落地系统	妥善处理	215
	含油污泥、落地油、废防渗材料、废润滑油、清管废渣等危险废物		定期委托持有危险废物经营许可证的单位接收处置。	妥善处理	65
	生活垃圾		集中收集后近拉运至鄯善县生活垃圾填埋场填埋处理	妥善处理	2
	施工土方		表土分层堆放，分类回填，严禁大量集中弃置	妥善处理	5
生态	临时占地		施工结束后进行场地平整；控制施工作业带宽度；水土保持措施、绿化及植被恢复等	施工结束后场地平整	24
废水处理	施工废水、生活污水		每个井场均设置防渗收集池，生活污水排入防渗收集池，定期拉运至鲁克沁生活基地污水处理站处理；试压废水用于洒水降尘；	施工废水、生活污水不外排	6
	井下作业废液		井下作业废液采用专用罐收集至玉东废液池后，经鲁中联合站污水处理系统处理，处理达标后回注油层	废水不外排	3
地下水、土壤	一般 防渗 区	本工程 扩建阀 组处	等效黏土防渗层 Mb≥1.5m， K≤1.0×10 ⁻⁷ cm/s；或参照 GB18598 执行	渗透系数小于 1.0×10 ⁻⁷ cm/s	5

类别	污染源		环保措施	治理效果	投资 (万元)
	简单 防渗 区	井场永 久占地	实施地面硬化	地面硬化	
	管道防腐		管道外防腐保温采用高固体分环氧涂料+硬质聚氨酯泡沫塑料+聚乙烯层	防腐性能良好	8
环境 风险 管理	环境风险防范措施		地上管道涂刷相应识别色、消防器材、警戒标语标牌、设置可燃气体检测报警仪、硫化氢检测报警仪等防范设施	风险防范设施数量按照消防、安全等相关要求设置	2
	应急预案		根据管线泄漏应急处理经验，完善现有突发环境事件应急预案	修改完善，并定期演练	3
环境管理		环境影响评价、环境保护竣工验收、运营期环境监测			12
		环保培训，演练			7
环保投资合计					369

6.4.2 环境效益、社会效益分析

6.4.2.1 环境效益分析

施工期环境效益分析，油田开发建设对环境造成的直接影响主要表现在：

- (1) 项目占地造成的环境损失；
- (2) 突发事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建设和集输管道占地、井场道路占地等。

本工程建设对工程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，将对工程区生态环境和地下水环境产生影响。由于事故程度不同，对环境造成的损失也不同，损失量的估算只能在事故发生后通过各项补偿费用来体现。

6.4.2.2 社会效益分析

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

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

7 环境风险评价

7.1 评价依据

7.1.1 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，本工程涉及的风险物质为原油，鲁克沁油田原油基本不含伴生气。存在于密闭集输管线内。本工程新建单井集油管线及掺稀管线共 52km，其中单井集油管线 26km，规格 DN50，掺稀管线 26km，规格 DN40，埋地敷设。原油密度以 0.9629g/cm^3 计算，稀油密度以 0.8108g/cm^3 计算。

开发井均有控制（截断）阀，发生泄漏时，可通过控制（截断）阀进行紧急切断。本工程涉及的风险单元 Q 值见表 7.1-1。

表 7.1-1 本工程危险物质风险单元 Q 值一览表

序号	风险源	危险物质名称	CAS 号	最大存在总量 qn/t	临界量 Qn/t	该种危险物质 Q 值
1	集油管线	原油	—	49.13	2500	0.0204
2	掺稀管线	原油	—	26.48	2500	0.0105
Q 值Σ						0.4839

根据上表计算结果，本工程 $Q=0.4839$ ， $Q<1$ ，判断项目风险潜势为 I，根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018）相关要求，本次评价仅对项目可能存在的环境风险进行简单分析。

7.1.2 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 7.1-2 环境风险评价等级划分

环境风险潜势	IV、IV+	III	II	I
评价工作等级	一	二	三	简单分析 a

a 是相对于详细评价工作内容而言，在描述危险物质、环境影响途径、环境危害后果、风险防范措施等方面给出定性的说明。见附录 A。

7.2 环境敏感目标概况

据现场调查，本工程环境敏感目标见表 2.6-1~2.6-5。

7.3 环境风险识别

7.3.1 危险物质风险识别

本工程涉及的主要风险物质为原油，存在于集油管线及掺稀管线内。风险物质危险特性见表 7.3-1。

表 7.3-1 风险物质危险特性和分布一览表

序号	危险物质名称	危险特性	分布
1	原油	可燃液体	集油管线、掺稀管线

(1) 原油

原油理化性质及危险危害特性详见表 7.3-2。

表 7.3-2 原油理化性质、危险危害特性及防护措施表

化学品名称	化学品中文名称	原油
	化学品英文名称	Grudl oil
组成/组分信息	烷烃、环烷烃、芳香烃和烯烃等多种液态烃的混合物。主要成分是碳和氢两种元素，分别占 83~87%和 11~14%；还有少量的硫、氧、氮和微量的磷、砷、钾、钠、钙、镁、镍、铁、钒等元素。	
危险特性	危险性类别：第 3.2 类中闪点液体。侵入途径：吸入、食入、经皮吸收。健康危害：液体有强烈刺激性。食入可引起恶心、疼痛和呕吐，引起黏膜水肿和溃疡症状，包括口腔和咽喉灼烧感；较大的剂量可引起恶心、呕吐、麻醉、无力、头晕、呼吸表浅、腹痛、抽搐和意识丧失；可引起心律失常、室颤和心电图改变；可发生中枢神经系统抑制。眼睛接触本品可引起刺激，长期接触引起炎症。皮肤长期或持续接触液体可引起脱脂，伴随干燥、破裂、刺激和皮炎。蒸气对上呼吸道有刺激性。高温时吸入伤害加重。吸入高浓度蒸气的急性影响是肺部刺激症状，包括咳嗽伴有恶心；中枢神经抑制表现为头痛、头晕、兴奋、视力模糊、反应迟钝、疲乏和共济失调。长时间暴露于高浓度蒸气中可导致麻醉、神志不清，甚至昏迷和死亡。吸入高浓度的油雾可引起油性肺炎。慢性影响：长时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。	

	<p>眼睛受伤后，应由专业人员取出隐形眼镜。</p> <p>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。</p> <p>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。</p>			
消防措施	<p>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。</p> <p>有害燃烧产物：一氧化碳、二氧化碳。</p> <p>灭火方法：用泡沫、干粉、二氧化碳、砂土灭火。</p>			
泄漏应急处理	<p>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。少量泄漏：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。</p>			
操作处置与储存	<p>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质。</p> <p>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。</p>			
接触控制/个体防护	<p>工程控制：工作现场严禁吸烟，避免长期反复接触，进入罐、限制性空间或其他区作业，须有人监护；生产过程密闭，加强通风；提供安全淋浴和洗眼设备。</p> <p>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）。</p> <p>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。</p> <p>身体防护：穿防静电工作服。</p> <p>手防护：戴一般作业防护手套。</p> <p>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。</p>			
理化特性	外观与性状	黑色的可燃性黏稠液体	蒸气压	无资料
	沸点	自常温至 500℃以上	闪点	-6~155℃
	熔点	-60℃	溶解性	不溶于水，溶于苯、乙醚、三氯甲烷、四氯化碳等有机溶剂

	密度	相对密度（水=1） 0.7365-1.0724g/cm ³	稳定性	稳定
	爆炸极限	1.1%~8.7%（V%）	自燃温度	280°C~380°C
稳定性和反应活性	稳定性：稳定。 禁配物：氧化剂。 避免接触的条件：高热，火源和不相容物质。 聚合危害：不聚合。 分解产物：一氧化碳、二氧化碳、氮氧化物、硫氧化物等有毒烟雾。			
毒理学资料	有毒。原油中芳香烃以及杂原子化合物具有一定的毒性。 LD50：>4300mg/kg（大鼠经口） LC50：无资料			
生态学资料	生态毒理毒性：原油中的芳香族化合物以及杂原子具有一定的毒性。 生物降解性：自然界中的部分厌氧菌，硫化菌以及部分绿色植物能将原油的大部分物质降解。 非生物降解性：原油中的沥青质等高分子物质具有很难得生物降解性。 生物富集或生物积累性：/。 其它有害作用：温室气体。应特别注意对地表水、土壤、大气和饮用水的污染。			
废弃处置	废弃物性质：危险废物。 废弃处置方法：若本产品成为废品，必须由取得许可证的专业工厂进行处理。 废弃注意事项：处置前应参阅国家和地方有关法规。本产品不可排放与下水道，河流，湖泊，大海等。			
运输信息	运输注意事项：环境密封放置，放置热源和日光暴晒，与强氧化剂隔离。			
法规信息	《危险化学品安全管理条例》中华人民共和国国务院令第 591 号（自 2011 年 12 月 1 日起施行），中华人民共和国国务院令第 645 号修订（自 2013 年 12 月 7 日起施行）、《危险化学品目录（2015 版）》（自 2015 年 5 月 1 日起施行）。			
其他信息	表格内数据来源于本工程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）工艺过程危险因素识别

根据工程分析，本工程开发建设过程中采油、油气集输等环节均接触到易燃、易爆的危险性物质，而且生产工艺条件较苛刻，多为高压操作，因此事故风险较大，可能造成环境危害的风险事故主要包括火灾、爆炸、油品泄漏等，具体危害和环境影响可见表 7.3-3。

表 7.3-3 油田生产事故风险类型、来源及危害识别一览表

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

		灾、爆炸、油品泄漏事故	类物质渗流至地下水；天然气泄漏后，进入大气引发中毒事故。	
--	--	-------------	------------------------------	--

7.3.2 井场危险性识别

(1) 井喷事故风险

井喷为井场常见事故。钻井过程中遇到地下油、水层时，油或水窜进井内的钻井液里，加快了钻井液流动和循环的速度。如果井底压力小于地层压力，地层流体将进入井筒并推动钻井液外溢，即发生溢流。此时，如果对地下油、气压力平衡控制不当，不能及时控制溢流，会造成油、水或其他混合物迅速喷到地面，即发生井喷。井喷会引发油气泄漏及火灾爆炸，对空气环境、水环境及生态环境造成危害，致使人员伤亡、财产损失。本工程主要为稠油开发，稠油粘性大，需要掺稀、注水或注汽开发等，井喷的可能性很小，但也不并非绝对不可能，从最不利的角度，本次评价依然将其作为一种风险事故考虑。

(2) 井漏事故风险

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

7.3.3 管道危险性识别

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

7.3.4 站场危险性识别

阀组站运行过程中环节均涉及具有易燃、易爆等危险特性的物质，由于站内工艺管线及设备均带压运行，因此存在一定的事故风险，可能造成环境危害的风险事故主要包括原油以及火灾、爆炸引起的伴生/次生污染物排放等。站场危险性识别见表 7.3-4。

表 7.3-4 站场事故风险类型、原因及后果

功能单元	事故类型	事故原因	事故后果	环境影响途径
------	------	------	------	--------

工艺设备、管线	设备及工艺管线泄漏	管道腐蚀、施工或操作不当等外力作用导致管线破裂、设备泄漏	天然气（含 H ₂ S）和挥发的非甲烷总烃进入大气环境，引发周围人员中毒事件，还会导致大气中非甲烷总烃浓度升高；油类物质泄漏渗流至土壤、地下水，从而产生影响。	大气、土壤、地下水/地表水
	火灾、爆炸	原油挥发出的非甲烷总烃、天然气能与空气形成爆炸性混合物，若遇明火、高热有燃烧爆炸危险，原油、天然气不完全燃烧会产生 CO 等污染物	发生火灾爆炸事故后，产生的 CO 使得空气中 CO 浓度升高，引发周围人员中毒事件	大气

7.3.5 风险类型识别

通过分析中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、油气泄漏、火灾、爆炸等引发的伴生/次生污染物排放。

运营期管线发生破损造成原油泄漏，会污染土壤和大气，泄漏原油有可能通过包气带渗漏进入地下含水层，污染地下水；泄漏的油气，引发周围人员中毒事件，若遇明火，发生火灾、爆炸，污染大气环境。

7.4 环境风险分析

7.4.1 井喷事故影响分析

在钻井和井下作业时都有可能发生井喷，井喷时的油气流可高达数十米，喷出气体可达几万到几十万立方米，原油可达数百至上千吨，极易发生火灾，造成灾难性的后果。井喷时最容易受到污染的是大气环境、土壤以及生态环境。

(1) 对大气环境及人群监控的影响

井喷时喷出大量气体，可使短时间内使局部大气环境中的轻烃含量激增，根据类比调查，井喷的影响范围可达到下风向 4-5km，地面总烃的最大浓度可达到 1300mg/Nm³，短时间内严重破坏了局部地区空气质量。由于井喷具有突发性、意外性和短暂性的特点，井喷会造成短期局部大气环境中污染物超标，不会对整个评价区的大气环境质量造成长久的明显的恶化。本工程距离由于工程区人烟稀少，区域地势平坦，扩散条件较好，所以井喷对人员的伤害有限。

(2) 对土壤、地下水的影响

井喷事故一旦发生，大量的油气喷出井口，散落于井场周围，造成大面积的土壤污染，井喷时大量泄漏的原油覆盖在地表层可使土壤透气性下降，抑制土壤中酶的活性，土壤理化形质发生变化。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，大量原油泄漏可对井场周边的土壤、植被等产生影响。大量油、水喷溅到植物上或散落到土壤中，就会影响植物的光合作用，并通过根系吸收，同时石油类将在植物体内富集，影响其品质，使其生产力下降，严重时会导致植物死亡。另外井喷时极易发生火灾，一旦发生火灾，一旦发生火灾应及时采取相应的措施，应立即阻断引火源，并组织灭火，减少对林地等生态系统的影响。

7.4.2 井漏事故影响分析

井漏事故主要为钻井过程中钻井液漏失和运营期油水窜层。

井漏事故对地下水的污染是钻井液或者采出液漏失于地下水含水层中，由于钻井液中含 Ca^{2+} 、 Na^{+} 等离子，且 pH、盐分都很多，采出液中含石油类，均会造成地下含水层水质污染。

本工程采用多层套管，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。

7.4.3 对大气环境的影响分析

在管道压力下，加压集输油品泄漏时，油品从裂口流出后遇明火燃烧，发生火灾爆炸事故，燃烧产生的次生 CO 引发周围人员 CO 中毒事件。一旦管道发生泄漏事故，井场内设置有流量控制仪及压力变送器，当检测到压力降速率超 0.15MPa/min 时，由 SCADA 系统发出指令，远程自动关闭阀门。由于井场及管道位于裸土地，对大气环境影响较小，但如果出现不完全燃烧，则会产生一定量的二氧化碳，污染大气环境。

7.4.4 对地下水的环境影响分析

本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输油管线泄漏事故。输油管道发生事故时，漏油能否对地下水环境产生影响，取决于油在土壤中的迁移转化、地面污染程度以及泄漏点的地质构造。

发生泄漏事故后，若及时维修处理，即使有少量的污染物泄漏，也很难通过防渗层渗入包气带。故在正常工况下，加强检修力度，发生泄漏事故及时找到泄漏点，及时维修，并将受污染的土壤全部集中收集，交由有资质的单位进行处理，污染物从源头和末端均得到控制，阻断了污染地下水的通道，污染物不会渗入地下污染地下水体。

当泄漏事故不可控时，泄漏的油品经土层渗漏，通过包气带进入含水层。根据《采油废水中石油类污染物在土壤中的迁移规律研究》（岳占林文）中结论：土壤尽管颗粒较粗、结构较松散、孔隙比较大，但对石油类物质的截留作用是非常显著的，石油类很难在土壤剖面中随水下渗迁移，基本上被截留在 0cm~10cm 或 0cm~20cm 表层土壤中，其中表层 0cm~5cm 土壤截留了 90%以上的泄漏原油。因此，即使发生输油管线泄漏事故，做到及时发现、及时处理，彻底清除泄漏油品、被污染的土壤，不会对地下水体环境质量产生大的影响。

7.4.5 对土壤环境的影响分析

原油泄漏对土壤环境的影响是比较显著的，泄漏的原油可使土壤透气性下降、土壤理化性状发生变化。泄漏的油品如果进入土壤，从而使土壤质地、结构发生改变，影响到土地功能，进而影响荒漠植被的生长，并可影响局部的生态环境。

原油发生泄漏时，相当于向土壤中直接注入原油，泄漏的原油进入土壤中后，渗入土壤孔隙，则使土壤透气性和呼吸作用减弱，影响土壤中的微生物生存，造成土壤盐碱化，破坏土壤结构，增加土壤中石油类污染物，造成土地肥力下降，改变土壤的理化性质，影响土壤正常的结构和功能。

运营期管线破裂，将能回收的原油回收，送至玉北脱水站、鲁中联合站原油处理系统处理，不能回收的以及受污染的土壤集中收集后交由有相应处置资质的单位进行处理。

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

7.4.6 对植被的影响

油品泄漏对植被的影响主要分为三种途径，一是泄漏石油直接粘附于植物体阻断植物的光合作用，使植物枯萎、死亡；二是原油污染土壤造成的土壤理化性状变化间接影响植物生长，严重时会导致植物死亡；三是泄漏的原油中的轻组分挥发，在对空气环境产生影响的同时，也对周围植物产生影响；三是油品遇明火，发生火灾、爆炸对植被的影响，本工程分布有农田，应注意防火，一旦发生火灾应及时采取相应的措施，应立即阻断引火源，并组织灭火。

7.5 环境风险管理措施与对策建议

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。鲁克沁采油管理区于 2023 年 7 月 18 日取得《中国石油天然气股份有限公司吐哈油田分公司鲁克沁采油管理区突发环境事件应急预案》的备案证明，备案编号为 6504-2023-042-L。突发环境事件应急预案适用范围包括：

（1）适用范围是吐哈油田分公司鲁克沁采油管理区管辖的在内的所有油气设施。

（2）在油气生产区内发生人为或不可抗力造成的废气、废水、固废（包括危险废物）、危险化学品、有毒化学品等环境污染破坏事件。

（3）油气生产区在生产、经营、贮存、运输、使用和处置过程中因有毒有害化学品的泄漏、扩散所造成的突发性环境污染事件。

（4）易燃易爆化学品外泄造成爆炸而产生的突发性环境污染事件。

（5）油气生产区生产过程中因生产装置、污染防治措施、设备等因素发生意外事故造成的突发性环境污染事故。

（6）因遭受自然灾害而造成的可能危及人体健康的环境污染事件。

本评价建议将本次建设内容纳入吐哈油田分公司鲁克沁采油管理区现有突发环境事件应急预案中，对现有突发环境事件应急预案进行必要的完善和补充。

7.5.1 钻井、井下作业事故风险预防措施

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

(2) 抓好井场建设，根据气候特点，做好井场的防护规划，钻井泥浆、岩屑一同进入不落地处理系统处理，处理后的液相全部回用于配备钻井液，不外排。待钻井工程结束后由供应商回收或带至下一个钻井井场继续使用。处理后的岩屑满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》(DB65/T 3997-2017)中综合利用污染物限值要求，同时石油烃满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)中表 2 第二类用地风险筛选值后，方可综合利用。

(3) 使用的泥浆参数必须符合钻井地质技术的规定要求。

(4) 在钻开油气层前必须加重泥浆的密度，使泥浆的液柱压力大于地层压力约 3MPa~5MPa，井场的重泥浆储备量必须为井筒容积的 1.5~2 倍，并且还储备足够量的泥浆加重剂。

(5) 井控操作实行持证上岗，各岗位的钻井人员有明确的分工，并且应经过井控专业培训。在油气层中钻进，每班进行一次防喷操作演习。

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

(7) 井下作业之前，在井场周围划分高压区和低压区，高压泵、高压汇管、井口装置等高压设备均布置于高压区内，施工过程中，高压区无关人员全部撤离，并设置安全警戒岗。

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

(9) 钻井井位的确定尽可能避开冲蚀沟、河床等洪水危险性大的区域。

7.5.2 井喷事故的风险防范措施

本工程主要为稠油开发，稠油粘性大，需要掺稀开发，虽然井喷的可能性很小，但也不并非绝对不可能，因此必须要高度重视安全生产，要积极采取预防井喷发生的措施：

(1) 钻井应作好地质、钻井工程设计中和空气中硫化氢含量的监测，及时得到井喷的预警信息，采取必要手段预防井喷，只要安全钻井才是最好的井喷预防措施。

(2) 在井场醒目处悬挂一份井场周边环境的地图和表格，列示离开井场不同距离范围内的居民点及办公点的地址和联系方式以及公路等其他公共设施。

(3) 建立一份紧急电话联系表，其中应包括钻井队负责人、技术人员或安全管理人员以及上级主管部分应急指挥人和当地管理部门协调人、医院、消防、环境部门的联系电话。

(4) 制定一份详实的可操作的应急预案，包括医疗保健措施、个人防护设备、人员培训要求、监测、警报与人员撤离等一系列工作详细地列出具体要求，以此保证井场作业人员的生命安全。

(5) 发生事故时，要求井场排放清水及处理水全部进入现场事故池，不得随意外排，并立即启动重大环境事件环境应急监测预案，以指导对井场周边人员的撤离工作。

(6) 由于井喷和处理井喷的过程中（井喷、压井及恢复正常钻井）产生的污水量较多，为确保事故池能储存所产生的污水，应及时对事故池储存的污水进行处理。若废水产生量较大，又无法对污水进行及时处理，可能造成污水池装满而外溢污染环境时，应及时启动备用事故池，防止污染物的扩散。

(7) 事件处理过程中须执行重大环境事件应急监测预案，重点对井场周边居民区或办公区内的空气中的 SO_2 、 CO_2 及甲烷等浓度进行监控，如果已达到空气质量标准，则可上报相关决策部门下达返回指令。

(8) 清理井场的各种环境污染物，按分级堆放处理原则进行处置、恢复正常的废水处理工作。

(9) 完成环境应急监测工作报告，对相关环境污染情况尽心评估。

(10) 在相关部分的指导下，对相关环境污染损失情况进行赔偿。

(11) 对井喷的环境污染防治工作进行总结。

(12) 日常工作中严格遵守钻井的安全规定，在井口安装有效的井控装置，杜绝井喷的发生；随时观察、定期记录，及时发现溢流、井漏，并根据多年井喷事故井控装置失灵经验总结，井控作业中的一些错误做法，应尽量避免，杜绝井喷的发生；井场设置明显的禁止烟火标志；井场设备及电器设备、照明灯具符合

防火防爆的安全要求，安装探照灯，以备井喷时钻台照明；按消防规定配备泡沫灭火器、干粉灭火器、消防铁锹和其它消防器材；制订应急操作规程，在规程中说明发生井喷事故时应采取的操作步骤；井场设置事故池，按照最大可能性设计，降低环境风险。

井喷及井喷失控事故一旦发生，不仅将会造成巨大的经济损失，而且将会造成较严重的环境污染和危害及一定的社会负面影响。须认真贯彻集团公司《石油与天然气钻井井控规定》是十分重要的，特别应按要求执行在发生井喷事故后的抢险方案制订及实施，要把环境保护同时考虑，同时实施，防止出现次生环境事故。

7.5.3 窜层污染事故的防范措施

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

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

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

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

(4) 加强自动控制系统的管理和控制，严格控制压力平衡。

(5) 完善各站场的环境保护工程，及时清除、处理各种污染物，保持安全设施的完好，杜绝火灾的发生。

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

害影响范围减小到最低程度。

(7) 定期对管线进行巡视，加强管线和警戒标志的管理工作。

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

(9) 加强对集输管线沿线重点敏感地段的环保管理，定期进行环境监测。

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

7.5.5 危险废物运输风险防范措施

本工程危险废物交由第三方持有危险废物经营许可证的单位进行运输和处置。

危险废物运输的事故隐患主要是从泄漏开始的。因此，行车途中要勤于检查。当行驶一定时间后要查看一下车箱底部四周有无泄漏液体，若有液体泄漏，应查找泄漏点，采取相应的应急措施，防止液体继续泄漏，将受到污染的土壤要全部回收，送至具备相应危废处理资质的单位进行无害化处理。

危险废物运输过程中主要风险防范措施如下：

(1) 运输时应当采取密闭、遮盖措施防止渗漏。

(2) 对运输危险废物的设施和设备应当加强管理和维护，保证其正常运行和使用。

(3) 不能混合运输性质不相容而又未经安全性处置的危险废物。

(4) 转移危险废物时，必须按照规定填危险废物转移联单，并向危险废物移出地和接受地的县级以上地方人民政府环境保护行政主管部门报告。

(5) 禁止将危险废物与旅客在同一运输工具上载运；

(6) 运输危险废物的设施和设备在转作他用时，必须经过消除污染的处理，方可使用。

(7) 运输危险废物的人员，应当接受专业培训；经考核合格后，方可从事运输危险废物的工作。

(8) 运输危险废物的单位应当制定在发生意外事故时采取的应急措施和防范措施。

(9) 运输时，发生突发性事故必须立即采取措施消除或者减轻对环境的污染危害，及时通报给附近的单位和居民，并向事故发生地县级以上人民政府环境

保护行政主管部门和有关部门报告，接受调查处理。

7.5.6 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，使制度落实到实处，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吐哈油田分公司鲁克沁采油管理区环境风险应急预案。

7.5.7 现有环境风险防范措施的有效性分析及环境风险应急预案

本工程由吐哈油田分公司鲁克沁采油管理区管理。鲁克沁采油管理区于 2023 年 7 月 18 日取得《中国石油天然气股份有限公司吐哈油田分公司鲁克沁采油管理区突发环境事件应急预案》的备案证明，备案编号为 6504-2023-042-L。采鲁克沁采油管理区配备有应急物资，定期开展应急演练，因此，在严格执行应急预案和应急处置的基础上，现有环境风险防范措施是有效的。

本评价建议将本次建设内容突发环境事件应急预案纳入鲁克沁采油管理区现有突发环境事件应急预案中，对现有突发环境事件应急预案进行必要的完善和补充。

7.5.8 环境风险应急处置措施

7.5.8.1 井喷失控事故应急措施

(1) 伴有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，发出甲烷报警信号，进行交通管制，禁止外人进入现场，控制事态发展；

②监测有毒有害气体浓度，根据现场风向，协同当地政府疏散现场及周边无关人员；

③现场人员生命受到威胁、井口失控、撤离现场无望时，现场应急指挥应立即发出点火指令；

④条件允许时，迅速组织应急救援队伍抢装井口和实施压井作业。

(2) 引发火灾、爆炸时：

①现场发生火灾、爆炸，应立即阻断引火源，并组织灭火；

②条件允许时，迅速组织抢装井口和压井作业；

③井场四周设置围堤，防止喷出物污染环境；

④依据井喷事件程度确定警戒范围，撤离无关人员。

(3) 遇险人员应急撤离条件：

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

②空气中甲烷浓度较高，且无法有效控制时；

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

④由于各种原因导致设施发生爆炸，危及整个设施和人员生命安全时。

7.5.8.2 泄漏的应急措施

(1) 井场泄漏处置

A.伴有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，发出甲烷报警信号，进行交通管制，禁止外人进入现场，控制事态发展；

②监测有害气体浓度，根据现场风向，协调当地政府部门疏散现场及周边无关人员；

③现场人员生命受到威胁、撤离现场无望时，现场应急指挥应立即发出点火指令。

B.引发火灾、爆炸时：

①现场发生火灾、爆炸，应立即阻断引火源，并组织灭火；

②确定警戒范围，撤离无关人员。

(2) 站场泄漏处置

A.站场设备泄漏：

①若站场设备出现泄漏，确定泄漏源的位置；

②关断泄漏处两端阀门或关停设备，对泄漏处进行紧急堵漏处理；

③对于泄漏的原油进行有效防护或转移到安全处，防止发生火灾、爆炸事故；

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

⑤现场密切监测泄漏物、泄漏点状况，当泄漏无法控制时，人员在切断泄漏点与生产系统等的连接后，根据风向标的指示，紧急撤离至安全区域；

⑥如果少量泄漏，采取用沙石填埋、泡沫覆盖的方式处理，杜绝泄漏物流入雨排管网；如果量大，则用工具进行收集；

⑦确定是否已有泄漏物质进入大气、附近水体、下水道等场所；

⑧事件发生后，应急监测小组对周围大气污染物浓度进行监测，及时、准确地确定超标的项目及超标量，立即向应急指挥中心汇报监测结果。

B.伴有甲烷等有毒有害气体逸散时：

①应迅速封闭事故现场，抢救现场窒息人员，发出硫化氢、甲烷报警信号，进行交通管制，禁止外人进入现场，控制事态发展；

②监测有害气体浓度，根据现场风向，协同当地政府部门疏散现场及周边无关人员；

③现场人员生命受到威胁、撤离现场无望时，现场应急指挥应立即发出点火指令。

C.引发火灾、爆炸时：

①现场发生火灾、爆炸，应立即阻断引火源，并组织灭火；

②确定警戒范围，撤离无关人员。

(3) 管道泄漏处置

A.输油管道破裂泄漏时：

①如出现人员伤亡，在确保安全前提下先组织力量抢救受伤人员；

②切断管道泄漏源，封闭事件现场和危险区域，周边设置警示标识，同时组织人员切断周边着火源，防止事态扩大和引发次生事故；

③配合地方政府有关部门设置警戒线，划定安全区域，组织撤离、疏散周边居民、群众；

④组织输油管道泄漏的围控、处置；

⑤原油管道泄漏原油回收并妥善处理；

⑥对污染现场进行清理，并确保达到环境保护要求。

B.输气管道破裂泄漏时：

①应迅速停运泄漏管道，必要时实行紧急放空。同时，封闭事故现场，发出天然气泄漏报警；

②组织专业医疗救护小组抢救现场中毒人员和受伤人员；

③监测有害气体浓度，根据现场风向，加强现场人员的个人防护，疏散现场及周边无关人员和公众；

④条件允许时，迅速组织力量对泄漏管道进行封堵、抢修作业；

⑤放空的天然气应通过放空火炬点燃烧掉，当火炬高度小于 1m 时应立即关闭放空阀门。

C.油气管道泄漏引发火灾、爆炸时：

①立即切断泄漏源，封闭泄漏现场；

②组织专业医疗救护小组抢救现场受伤人员；

③组织现场消防力量进行灭火；

④组织力量对泄漏管道进行封堵、抢修；

⑤对污染物进行隔离，并组织清理；

⑥采取隔离、警戒和疏散措施，避免无关人员进入事发区域，并合理布置消防和救援力量；

⑦当重点要害部位存在有毒有害气体泄漏时，应进行有毒有害气体监测；

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

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

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

⑪灭火完毕后，立即清理火灾现场，组织力量对泄漏点封堵抢险。

7.5.8.3 火灾应急处置措施

(1) 立即阻断火源，并组织灭火；

(2) 确定警戒范围，撤离无关人员。

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

(4) 灭火完毕后，立即清理火灾现场。

7.5.8.4 危险废物泄漏造成的环境突发事件应急处置

本工程涉及的危险废物主要为油泥砂、落地油、清管废渣、废防渗材料等，委托有危废处置资质单位进行及时清运，泄漏事故率较低。井场、站场人员对危险废物存放点进行巡查，每班 1~2 次，当发现危险废物泄漏时应通知站场负责人，按以下方法进行处置：

(1) 消除火源；

(2) 根据液体流动和蒸气扩散的影响区域划定警戒区，无关人员从侧风、上风向撤离至安全区；

(3) 应急处理人员戴好防护口罩；

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

小量泄漏：用砂土或其它无火花工具收集吸收材料。

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

7.6 风险评价结论

本工程所涉及的主要危险物质包括原油，分布于集油和稀油以管线内，可能发生的风险事故包括井喷、井漏、油气管线泄漏。井喷、集油和稀油管线泄漏会对大气、土壤、地下水产生的直接影响以及火灾、爆炸等引发的伴生/次生污染物排放；原油泄漏对土壤造成影响。本工程在钻井和井下作业时应落实各项井场制度，降低井喷井漏发生概率，项目所在区域人烟稀少，地域空旷，大气扩散条件较好，发生事故后，及时采取相应的措施，不会对周围环境空气产生明显影响；当泄漏事故发生时，及时采取措施、彻底清除泄漏油品、被污染的土壤，污染物不会进入地下水中，对地下水水质没有不良影响。因此，发生事故后，在严格落实本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；鲁克沁采油管理区已制定了环境风险应急预案，发生事故时按照环境风险应急预案采取

措施。

本工程环境风险简单分析内容表见表 7.6-1。

表 7.6-1 环境风险简单分析内容表

建设项目名称	鲁克沁油田超深稠油压舱石工程 2025 年实施方案建设项目			
建设地点	鄯善县鲁克沁镇境内			
地理坐标	经度	89°44'52.109"E	纬度	42°49'00.886"N
主要危险物质及分布	主要危险物质：原油，分布于可能发集油和掺稀管线内。			
环境影响途径及危害后果（大气、地表水、地下水等）	可能发生的风险事故包括井喷、井漏、油气管线泄漏。集油和掺稀管线泄漏会对大气、土壤、地下水产生的直接影响以及火灾、爆炸等引发的伴生/次生污染物排放。			
风险防范措施要求	<p>生产中采取有效预防措施，严格遵守井下作业的安全规定，在井口安装防喷器和控制装置，杜绝井喷的发生；</p> <p>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；</p> <p>定期对管线进行巡视，定期进行管道壁厚和防腐情况检测；</p> <p>制定环境风险应急预案，定期演练。</p> <p>设置可燃气体检测报警仪、检测报警仪等防范设施。详见 7.5 节</p>			
<p>结论：本工程所涉及的危险物质包括原油，分布于集油和掺稀管线内，可能发生的风险事故包括井喷、井漏、油气管线泄漏。井喷、集油和掺稀管线泄漏会对大气、土壤、地下水产生的直接影响以及火灾、爆炸等引发的伴生/次生污染物排放；原油泄漏对土壤造成影响。本工程在钻井和井下作业时应落实各项井场制度，降低井喷井漏发生概率，项目所在区域区域人烟稀少，地域空旷，大气扩散条件较好，发生事故后，及时采取相应的措施，不会对周围环境空气产生明显影响；当泄漏事故发生时，及时采取措施、彻底清除泄漏油品、被污染的土壤，污染物不会进入地下水中，对地下水水质没有不良影响。因此，发生事故后，在严格落实本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；鲁克沁采油管理区已制定了风险应急预案，将事故发生概率减少到最低，减小事故造成的损失，在可接受范围之内。</p>				

8.碳排放影响评价

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

8.1 碳排放分析

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。

拟建工程注水井场采用电伴热，不涉及燃料燃烧 CO₂ 排放。

（2）火炬燃烧排放

出于安全等目的，石油天然气生产企业通常将各生产活动产生的可燃废气集中到一至数只火炬系统中进行排放前的燃烧处理。火炬燃烧除了 CO₂ 排放外，还可能产生少量的 CH₄ 排放，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装置，不再核算该部分 CH₄ 或 CO₂ 气体排放量。

（3）工艺放空排放

主要指石油天然气生产各业务环节通过工艺装置泄放口或安全阀门有意释放大气中的 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逃逸排放产生的 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。

8.1.1 碳排放核算边界

拟建工程碳排放核算边界及核算内容见表 8.1-1 所示。

表 8.1-1 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	鲁克沁油田超深稠油压舱石工程 2025 年实施方案	包括基本生产系统、辅助生产系统，以及直接为生产服务的附属生产系统。排放量核算内容包括： (1) CH ₄ 逃逸排放 (2) 净购入电力和热力隐含的 CO ₂ 排放量

8.1.2 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》本工程

碳排放源如下：

(1) CH₄ 逃逸排放

主要是指石油天然气生产各业务环节由于设备泄漏产生的无组织 CH₄ 排放，本工程运营期无燃料燃烧和工艺放空装置，主要排放的温室气体为开采过程中井口装置逃逸排放的 CH₄。

(2) 净购入电力和热力隐含的 CO₂ 排放

该部分排放实际上发生在生产这些电力或热力的企业，但由报告主体的消费活动引起，依照约定也计入报告主体名下。本工程年使用电量为 8.76 万 kW·h/a。项目主要用电负荷为电伴热装置。

8.1.3 碳排放量核算

(1) CH₄ 逃逸排放

本工程主要排放的温室气体为开采过程中逃逸排放的 CH₄。《中国石油和天然气生产企业温室气体排放核算方法与报告指南（试行）》（发改办气候〔2014〕2920 号）中“油气开采业务 CH₄ 逃逸排放”计算公式进行计算：

$$E_{CH_4\text{-开采逃逸}} = \sum_j (Num_{oil,j} \times EF_{oil,j}) + \sum_j (Num_{gas,j} \times EF_{gas,j})$$

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 CH₄ 逃逸排放，单位为吨 CH₄；

j ——不同的设施类型；

$Num_{oil,j}$ ——原油开采业务所涉及的泄漏设施类型数量，单位为个；

$EF_{oil,j}$ ——原油开采业务中涉及到的每种设施类型 j 的 CH₄ 逃逸排放因子，单位为吨 CH₄/（年·个）。

$Num_{gas,j}$ ——天然气开采业务所涉及的泄漏设施类型数量，单位为个；

$EF_{gas,j}$ ——天然气开采业务所涉及到的每种设施类型 j 的 CH₄ 逃逸排放因子，单位为吨 CH₄/（年·个）。

本工程开采逃逸的 CH₄ 为：0.92t。

(2) 净购入的电力和热力消费引起的 CO₂ 排放

① 计算公式

主要为净购入电力，计算公式：

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

式中： $E_{CO_2-净电}$ ——企业净购入的电力消费引起的 CO_2 排放，吨 CO_2 ；

$AD_{电力}$ ——企业净购入的电力消费量，MWh；

$EF_{电力}$ ——电力供应的 CO_2 排放因子，吨 CO_2/MWh 。

②活动水平数据

拟建工程实施后，净购入的电力和热力消费引起的 CO_2 排放活动水平数据详见表 8.1-2。

表 8.1-2 净购入的电力和热力 CO_2 排放活动水平数据一览表

项目	类别	名称	单位	活动数据
本工程	电力	电力消耗量	MWh	182.89
		自发电量	MWh	0
		净购入电力	MWh	182.89

③排放因子数据

净购入的电力和热力消费的 CO_2 排放因子数据根据《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》选取饱和蒸汽的热焓，项目采用国家最新发布值，取值来源于《关于做好 2023-2025 年发电行业企业温室气体排放报告管理有关工作的通知》中，明确了 2022 年度全国电网平均排放因子为 $0.5703tCO_2/MWh$ 。

④计算结果

根据净购入的电力和热力消费的 CO_2 排放计算公式，拟建工程实施后，净购入的电力和热力消费引起的 CO_2 排放量核算结果详见表 8.1-3。

表 8.1-3 净购入的电力和热力消费的 CO_2 排放量核算结果一览表

项目	类别	单位	CO_2 排放量 t
本工程	净购入电力	吨 CO_2	99.92

(3) 碳排放核算结果汇总

根据《中国石油天然气生产企业 温室气体排放核算方法与报告指南（试行）》，化工企业的 CO_2 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，EGHG-温室气体排放总量，单位为吨 CO₂；

ECO₂-燃烧-核算边界内由于化石燃料燃烧活动产生的 CO₂ 排放量，单位为吨 CO₂；

EGHG-火炬-企业因火炬燃烧导致的温室气体排放，单位为吨 CO₂ 当量；

EGHG-工艺-企业各业务类型的工艺放空排放，单位为吨 CO₂ 当量；

EGHG-逃逸-企业各业务类型的设备逃逸排放，单位为吨 CO₂ 当量；

S-企业涉及的业务类型，包括油气勘探、油气开采、油气处理、油气储运业务；

RCH₄-回收-企业的 CH₄ 回收利用量，单位为吨 CH₄；

GWPC_{H4}-CH₄ 相比 CO₂ 的全球变暖潜势值。取值 21；

RCO₂-回收-企业的 CO₂ 回收利用量，单位为吨 CO₂。

ECO₂-净电-报告主体净购入电力隐含的 CO₂ 排放量，单位为吨 CO₂；

ECO₂-净热为报告主体净购入热力隐含的 CO₂ 排放量，单位为吨 CO₂。

按照上述 CO₂ 排放总量计算公式，则拟建工程实施后 CO₂ 排放总量见表 8.1-4 所示。

表 8.1-4 CO₂ 排放总量汇总一览表

项目	源类别	排放量 (吨 CO ₂)	占比(%)
拟建工程	燃料燃烧 CO ₂ 排放	0	/
	火炬燃烧排放	0	/
	工艺放空排放	0	/
	CH ₄ 逃逸排放	0.92	1
	CH ₄ 回收利用量	0	/
	CO ₂ 回收利用量	0	/
	净购入电力、热力隐含的 CO ₂ 排放	99.92	99
	合计	100.84	100

由上表 8.1-4 分析可知，拟建工程 CO₂ 总排放量为 100.84 吨。

8.2 碳减排措施

拟建工程从工艺技术、节能设备和能源及碳排放管理等方面均采取了一系列减污降碳措施，具体如下。

8.2.1 工艺技术减污降碳措施分析

拟建工程井场开采采用无人值守井场，减少人工干预和经常整定调节参数，实现全自动过程。定期组织人员对井场进行巡检，及时更换存在故障的阀门、法兰等部件，减少无组织泄漏量。同时加强工艺系统的优化管理，减少井场测试放喷作业时间。

8.2.2 电气设施减污降碳措施

本工程在电气设备设施上采用了多种节能措施，从而间接减少了电力隐含的 CO₂ 排放量。具体措施主要有：

(1) 根据项目用电性质、用电容量等选择合理的供电电压和供电方式，有效减少电能损耗。

(2) 选用高功率因数电气设备。采用无功功率补偿，为减少线路损失，设计采用高低压同时补偿的方式，补偿后功率因数达 0.95 以上。低压设置自动无功补偿电容器装置，高压采用高压并联电容器进行功率因数补偿，补偿后使功率因数在装置负荷正常运行时提高，有效减少无功损耗，从而减少电能损耗，实现节能运行。

(3) 各种电力设备均选用能效等级为 1 级的节能产品，实际功率和负荷相适应，达到降低能耗，提高工作效率的作用。

8.2.4 碳排放控制管理

管理区建立有碳排放管理组织机构，对整个作业区能源及碳排放管理实行管理，并制定能源及碳排放管理制度，将碳排放管理工作作为重要事项纳入日常管理；能源及碳排放管理制度对各类能源的购入、贮存、使用、加工转换、输送分配以及最终使用等环节进行详细地规定，尽可能从管理上做到对各类能源高效使用，同时对碳排放情况进行有效管理。

8.3 碳排放评价结论及建议

8.3.1 碳排放评价结论

本工程实施后，CO₂ 总排放量为 100.84 吨。在工艺技术、节能设备和能源及碳排放管理等方面均采取了较完善的减污降碳措施，有利于减少二氧化碳排放，对比同类企业碳排放水平，本工程吨产品 CO₂ 排放强度相对较低。

8.3.2 碳排放评价建议

(1) 在生产过程中加强企业能源管理，定期开展能源及碳排放管理培训，提升管理水平；

(2) 再生产过程中积极探索新工艺、新方法。

9.环境管理与监测计划

9.1 环境管理机构

9.1.1 环境管理制度

开展企业环境管理的目的是在项目施工阶段和运营阶段履行监督与管理职责，确保项目在各阶段执行并遵守有关环保法规，协助地方环保管理部门做好监督监测工作，了解项目明显与潜在的环境影响，制定针对性的监督管理计划与措施。环境管理包括机构设置及职责、管理制度、管理计划、环保责任制等内容。

鲁克沁采油管理区对环境保护工作实行分级管理，采油管理区环境保护管理委员会对采油管理区环境保护工作实行全面管理。采油管理区生产安全中心负责政策解释，统一协调与外部单位关系；各基层单位负责执行采油管理区的各项环保规章制度，具体负责管理本单位环境保护工作。采油管理区及所属单位的行政正职分别是本单位环境保护第一责任人，负责建立其环境保护管理委员会，领导环境保护工作。

9.1.1.1 机构设置

鲁克沁采油管理区建立三级环境保护管理机构，形成了环境管理网络。鲁克沁采油管理区环境保护管理委员会及其办公室为一级管理职能机构，基层单位环境保护管理领导小组及其办公室为二级管理职能机构，班组为三级管理职能机构。采油区所属各单位及所有进入鲁克沁采油管理区的承包商必须建立健全环境保护管理职能机构，设置专（兼）职环保工作人员，有效开展工作。生产安全中心，负责采油管理区所属甲乙双方各单位生产、生活过程中的污染源、排放口、油田环境质量及其它环境管理项目的监督管理工作，为采油管理区有效的开展环保工作提供了依据。

9.1.1.2 机构职责

主要职责是在本单位组织实施 HSE 管理体系程序文件相关规定，编写相关作业指导书，保障 HSE 管理体系在本单位的有效运行。本工程在开发期与运营期对环境造成一定的影响，特别是开发期对周边的生态环境影响较大。为了最大

限度地减轻开发期作业活动对沿线生态环境的不利影响，最大限度地减轻项目建设对沿线地区环境的影响，建设单位除自身实施 HSE 管理外，还应完善环境监理制度。

9.1.2 监督机构

新疆维吾尔自治区生态环境厅是新疆维吾尔自治区负责环境管理的最高行政职能机构，负责检查该项目环境影响评价的执行情况，审查该项目的的环境影响报告书，指导吐鲁番地区生态环境局、吐鲁番地区生态环境局鄯善县分局对该项目在建设期与运营期的日常环境管理工作。

吐鲁番地区生态环境局、吐鲁番地区生态环境局鄯善县是具体负责环境管理的职能机构，受自治区生态环境厅业务指导，监督辖区内油田开发单位执行环境监控计划及有关环境管理的法律法规和环境标准。

9.2 施工期环境管理及监测

9.2.1 承包方的环境管理

本工程开发在对施工承包方管理上应按照 HSE（健康、安全、环保）管理程序进行管理，具体见图 9.2-1。

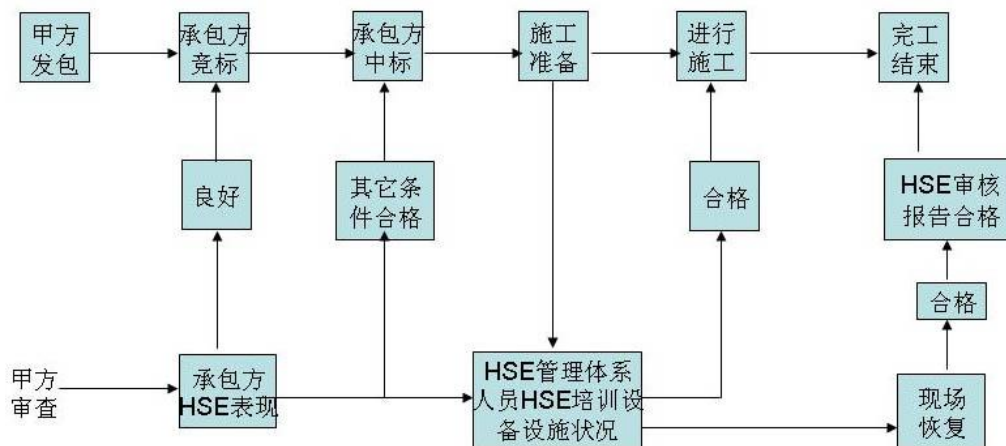


图 9.2-1 分承包方 HSE 管理程序方框图

(1) 分承包方的选择

施工期对环境的破坏程度与施工承包方的素质和管理水平有很大关系。在承包方的选择上，除实力、人员素质和装备技术等方面外，还要考虑施工承包方的

HSE 表现，应优先那些 HSE 管理水平高、业绩好的单位。

(2) 对分承包方的环保要求

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

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

9.2.2 钻井 HSE 管理体系

9.2.2.1 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，由中国石油天然气股份有限公司吐哈分公司 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 9.2-2 所示。

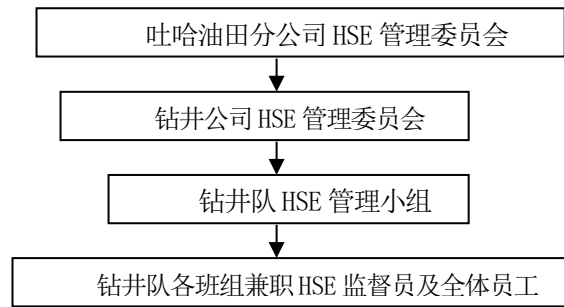


图 9.2-2 钻井 HSE 管理机构

(2) 职责

①HSE 管理委员会

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

——制定本单位 HSE 管理的方针、规定和实施方案。

——监督检查下级单位 HSE 管理的执行情况。

——组织对员工进行健康、安全与环境教育和培训。

——组织对员工定期体检，并建立健康档案。

——定期组织召开 HSE 管理会议，审议工作报告，评估工作完成情况，表彰和奖励有功人员，审查事故处理事宜。对员工定期体检，并建立健档案。

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。

9.2.2.2 教育培训

钻井队进入工区前，应进行有关 HSE 方面的综合性培训教育，其内容包括：

- (1) 国家、地方和本部门有关 HSE 方面的政策、法令和法规。
- (2) 作业者的 HSE 方针、规定和要求。
- (3) HSE 管理委员会的规定和实施方案。
- (4) HSE 管理小组实施计划。
- (5) 人员急救、自救和人身保护。
- (6) 设备、工具和仪器操作使用。
- (7) 水、电、信设备、设施安全使用规定。
- (8) 油料、化学药品及其它有害物质安全处理方法。
- (9) 井控知识。
- (10) 应急程序及演练。
- (11) HSE 预防措施及记录和汇报程序。
- (12) 其它需要培训的内容。

9.2.2.3 HSE 管理体系文件的控制

从下列几个方面对 HSE 管理体系文件进行管理：

- (1) 所有文件都必须报 HSE 管理委员会审批。
- (2) 经批准的文件及时下发给各有关单位，要求他们按照文件执行。
- (3) 所有文件都要有专人管理，有一定的存放位置，并能迅速查找。
- (4) 根据当地政府和上级主管单位的要求及时修改有关文件，确保现存文件的适宜性。
- (5) 凡对管理体系的有效运行具有关键作用的岗位，都能得到有关文件的现行版本；
- (6) 文件失效后，应及时从所有曾经发放的部门和使用场所收回，避免继续使用，如失效的文件不能及时销毁的，应根据其性质规定必要的留存期限并予以执行；

(7) 所有文件都应字迹清楚，注明日期，标识明确，妥善保管；

(8) 所有批准的与 HSE 有关的事务，都应作详细的记录，具体如下：

①现场考察报告；

②政府有关部门颁布的与环境有关的可适用的法律、法规、标准、准则和条款，以及上级主管部门的有关规定；

③HSE 方针；

④环境危害及有关影响；

⑤会议、培训、检查记录；

⑥发现问题的纠正和预防措施；

⑦事故报告；

⑧环境审核结果。

9.2.2.4 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。

9.2.3 地面工程建设环境管理

在合理选择施工队伍的基础上，加强对井场、阀组站、管道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；

——保护工程区域农业生态系统与荒漠生态系统完整性和稳定性，保护土壤环境质量，做好植被恢复与水土保持工作，防止土壤沙化；

——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。

9.2.4 施工期环境监理

为减轻工程对环境的影响，将环境管理制度从事后管理转变为全过程管理，建议本工程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。

由建设单位聘请相关环境监理机构对施工单位、承包商、供应商和吐哈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，确保本工程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，了解当地生态环境管理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

①管道工程

本工程管道工程环境监理的范围即为工程扰动的范围：管线作业带宽度 6-8m。

②井场

井场环境监理的范围即为工程扰动的范围。

(4) 环境监理内容

①施工期环境监理主要内容

针对施工期污水的环境保护处理措施，汽车尾气、施工扬尘的大气环境影响控制措施，运输车辆的声环境控制措施，施工土方量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，还应对管道等施工期的生态保护措施、防沙治沙措施、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 9.2-1。

表 9.2-1 拟建工程环境管理和监督计划

序号	场地	监 督 内 容	监 理 要 求
1	新建井场	①井位站场布置是否满足环评要求； ②各井场的环保设施，施工是否严格按设计方案执行，施工质量是否能达到要求； ③施工作业是否超越了限定范围； ④废水、废气、废渣等污染是否达标排放。	环评中环保措施落实到位
2	管沟开挖现场	① 集输线路是否满足环评要求； ② 是否执行了“分层开挖、分层堆放、分层回填”的操作制度； ③ 施工作业是否超越了作业带宽度； ④ 挖土方放置是符合要求，回填后多余的土方处置是否合理； ⑤ 施工人员是否按操作规程及相关规定作业； ⑥ 施工完成后是否进行了清理、临时占地是否恢复原有面貌。	
3	其它	① 施工结束后是否及时清理现场、恢复地貌，是否及时采取生态恢复和水土保持措施； ② 施工季节是否合适； ③ 有无砍伐、破坏施工区以外的作物和植被，有无伤害野生动物等行为。	各项环保措施落实到位

9.3 运营期环境管理及监测

建设项目运营环境监督管理计划见表 9.3-1。

表 9.3-1 项目运营环境监督管理计划

序号	监督管理项目	监督检查具体内容	实施单位	监督单位
1	环境计划管理	环境管理计划的实施情况，包括井区环境整治、排污口规范化整治、环保治理方案的落实情况等	鲁克沁采油管理区	吐鲁番地区生态环境局、吐鲁番地区生态环境局鄯善县分局
2	污染源管理	①环保设施的运行情况，防止闲置和正常运行； ②各废气排放源的排放情况，掌握排污动态，防止直接排放 ③各废水排污口的排放情况，防止废水漫流或超标排放 ④检查固废的堆放、运输、处置措施的执行情况，防止造成环境污染 ⑤检查噪声排放源治理措施的消声、隔声效果，防止超标排放	鲁克沁采油管理区	吐鲁番地区生态环境局、吐鲁番地区生态环境局鄯善县分局
3	环境监测管理	①组织废气污染源、空气环境质量监测，防止废气、粉尘影响 ②组织废水污染源、地下水环境监测，防止水环境污染 ③组织噪声源、厂界环境噪声监测，防止扰民影响 ④组织危险废物监测	鲁克沁采油管理区	吐鲁番地区生态环境局、吐鲁番地区生态环境局鄯善县分局
4	生态环境管理	定期检查受影响范围内生态系统的动态变化情况	鲁克沁采油管理区	吐鲁番地区生态环境局、吐鲁番地区生态环境局鄯善县分局

(1) 日常环境管理

——做好环境监测，掌握污染现状

定时定点做好环境监测，以便及时掌握环境状况的第一手资料，促进环境管理的深入和污染治理的落实，消除发生污染事故的隐患。

在生产过程中，采出水进入联合站污水处理系统，处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）中的有关标准后回注油层。

废气污染源的控制是重点加强油气集输过程中无组织排放源的管理，以加强管理作为控制手段，减轻环境污染，达到污染物排放控制和环境保护目标。

——加强环保设备的管理

建立环保设备台账，制定主要环保设备的操作规程及安排专门操作人员，建立重点处理设备的“环保运行记录”等。

——落实管理制度

除加强环保设备的基础管理外，尚需狠抓制度的落实，制定环保经济责任制考核制度，以提高各部门对环境保护的责任感。

本工程运行期的 HSE 管理体系纳入吐哈油田公司鲁克沁采油管理区 HSE 系统统一管理，应根据项目实施情况，及时完成应急预案的修编和排污许可的变更工作。

日常工作的管理与调配，应明确机构，有专人负责与协调。要求做好废弃物的处理、场地的清理等每日例行的环保工作。

(2) 重大环境污染事故的预防与管理

——对事故隐患进行监护

对污染事故隐患进行监护，掌握事故隐患的发展状态，积极采取有效措施，防止事故发生。对各类重大事故隐患，应本着治理与监护运行的原则进行处理。在目前技术、财力等方面能够解决的，要通过技术改造或治理，尽快消除事故隐患，防止事故发生；对目前消除事故隐患有困难的，应从管理和技术两方面对其采取严格的现场监护措施，在管理上要加强制度的落实，严格执行操作规程，加强巡回检查和制定事故预案。

——强化专业人员培训和建立安全信息数据库

有计划、分期分批对环保人员进行培训，聘请专家讲课，收看国内外事故录像和资料，吸收这些事件中预防措施和救援方案的制定经验，学习借鉴此类事故发生后的救助方案。平时要经常进行人员训练和实践演习，锻炼指挥队伍，以提高他们对事故的防范和处理能力。建立安全信息数据库或信息软件，使安全工程技术人员及时查询所需的安全信息数据，用于日常管理和事故处置工作。

——加强风险管理

由于本工程在运行过程中，不确定潜在事故因素多且无法预测，因此有必要制定相应的风险对策，不断改进识别到的不利影响因素，从而将工程运营期各类风险水平控制在合理的、可接收的范围内，以达到减少事故发生、经济合理地保证安全运行管理技术的目的。

——加强监测

应加强对区域地下水、土壤、大气环境等的监测，对环境污染隐患做到及早发现、及时处理，制定事故状态下环境风险应急预案和应急处理措施，强化环境

风险防范和应急处理能力，严防污染事故发生，不定期开展环境突发事件应急演练。

9.3.1 运营期环境监测计划

本工程运营期环境监测应根据项目开发运行实际情况确定监测项目、频率，并委托具有计量认证资质和环境监测资质的监测单位监测。环境监测计划见表 9.3-2。

表 9.3-2 运营期环境监测计划

编号	环境要素	地点	监测项目	监测频次
1	废气	井场无组织废气	非甲烷总烃、硫化氢	1 次/年
2	地下水	利用油田区域内现有地下水观测井	石油类	2 次/年
3	土壤	井场、集输管线、阀组等区域	石油烃	3 年 1 次
4	生态环境	工程区及管线周围	检查管道沿线生态恢复	每年 1 次

9.3.2“三同时”验收

(1) 环境工程设计

①必须按照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。

③项目污染防治设施必须与主体工程“三同时”。

(2) 环境设施验收建议

①验收范围

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、设备和装置，以及各项生态保护设施等；环评文件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《建设项目环境保护管理条例》（国务院令 682 号）中有关规定，编制环境影响报告书、环境影响报告表的建设项目竣工后，吐哈油田分公司应当按照国务院生态环境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。吐哈油田分公司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。

吐哈油田分公司对项目进行自主验收，吐哈油田分公司或者其委托的第三方技术机构应当依照国家有关法律法规及相关技术规范等要求，编制竣工环境保护验收报告，验收报告编制完成后，吐哈油田分公司应组织成立验收工作组。除按照国家规定需要保密的情形外，吐哈油田分公司应当依法向社会公开验收报告。编制环境影响报告书（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

根据建设项目“三同时”原则，在项目建设过程中，环境污染防治设施与主体工程同时设计、同时施工、同时投入使用，本工程建成运行时，应对环保设施进行验收，验收清单见表 9.3-3。

表 9.3-3 三同时验收一览表

项目	污染源	产生位置	验收清单		验收标准
			治理要求	数量	
项目	非甲烷总烃	管线设备接口、阀门等	采用技术质量可靠的设备、仪表控制、阀门等，定期的检查、检修，密闭加强管道、阀门的检修和维护。		《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中非甲烷总烃无组织排放监控浓度限值（4.0mg/m ³ ）
废水	采出水	井场	依托玉北脱水站和路中联合站采出水处理系统处理		处理达标后回注油层，不外排
	井下作业废液	井场	井下作业废水由作业单位自带回收罐收集，收集至玉东废液池后经鲁中联合站污水处理系统处理		处理达标后回注油层，不外排
噪声	井口、井下作业	井场	基础减振，加强设备维护，基础减振		《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类区标准
固废	落地油、清管废渣等危废	井场、管线	委托有资质的单位无害化处置		《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）
土壤	采出水、井下作业废液、油泥砂	井场、管线	井场、站场内		确保评价范围内土壤质量达到《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地土壤筛选值要求
生态恢复	项目占地	井场、管线	临时占地植被恢复		《建设项目竣工环境保护验收技术规范 石油天然气开采》（HJ612-2011）

项目	污染源	产生位置	验收清单	验收标准
环境管理	纳入鲁克沁采油管理区现有的环境管理规章制度、环境风险事故应急预案			

9.4 污染物排放清单

按照《建设项目环境影响评价技术导则 总纲》（HJ2.1-2016）和《排污许可管理条例》要求，结合工程分析及环境治理措施，对本工程污染源排放源及排放量进行梳理，形成污染源排放清单，见表 9.4-1。

表 9.4-1 污染源排放清单

污染物类型	工程组成	产污环节	污染物类型	排放形式	拟采取的环境保护措施	排放浓度 (mg/m³)	排放量 (t/a)	总量指标 (t/a)	排放标准		执行标准	环境风险防范措施
									浓度 (mg/m³)	速率 (kg/h)		
大气污染物	生产废气	集输无组织废气	VOCs	无组织	密闭集输	--	0.149	-	4.0	--	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）	设置安全警示标志、安全距离
水污染物	生产水	采出水	COD	-	采出水经处理达标后回注地层，不外排	0	0	0	--	--	《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）	做好固井、井控，以防污染地下水
			SS			0	0	0	--	--		
			石油类			0	0	0	--	--		
			挥发酚			0	0	0	--	--		
	生产废水	井下作业废液	COD			0	0	0	--	--		
			挥发酚			0	0	0	--	--		
			SS			0	0	0	--	--		
			石油类			0	0	0	--	--		
			COD	0	0	0	--	--				
固体废物	生产固废	清管废渣、落地油等	HW08 类危险废物	委托有资质的单位进行处理	0	0	0	--	--	《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）		

10.结论与建议

10.1 项目概况

本工程位于新疆维吾尔自治区鄯善县鲁克沁镇境内，油田北隔火焰山山脉与 G30 高速公路相距 12km，西距吐鲁番约 70km，东距鄯善油田约 80km，隶属于中国石油吐哈油田分公司鲁克沁采油管理区管辖。本工程中心地理坐标为北纬 42°48'41"、东经 89°44'25"。

本工程部署井 45 口，其中新钻采油井 31 口，新钻注水井 14 口。采用二开井身结构，钻井总进尺 144000m。新建采油井场 30 座，注水井场 15 座；新建单井集油及掺稀管线各 26km，新建单井注水管线 9.8km，注水支线 0.2km；扩建 7 号阀组及 4 号阀组，在阀组间内分别新建 1 具 D800×H1600 计量分离器橇，1 具 D1200×H2400 气液分离器橇，配套工艺管线等；在玉东 204 注入站外东北侧及中区 4 号阀组间外南侧分别新建 1 座配液配气阀组间（预留配气阀组位置）。新增产能 4.4×10⁴t/a，同时建设电力、给排水、消防、通信、自控、防腐、供热等配套工程。油气外输及处理均依托已有地面设施。

10.2 产业政策符合性

石油天然气开采业是当前国民经济的重要基础产业和支柱产业，根据《产业结构调整指导目录（2024 年本）》，本工程属于“第一类 鼓励类”中“七、石油天然气”中“1.常规石油、天然气勘探与开采”，本工程的建设符合国家产业政策。

10.3 规划符合性

本工程属于中国石油吐哈油田分公司鲁克沁采油管理区滚动开发项目，符合《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》、《新疆生态环境保护“十四五”规划》的相关要求。

本工程位于鲁克沁油田矿权范围内，不属于主体功能区规划中确定的国家和自治区层面的禁止开发区域，所进行的石油天然气勘探活动符合“全国重要的能源基地”定位。因此本工程的建设符合《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》和《新疆生态功能区划》等规划相关要求。

10.4 环境质量现状

(1) 生态环境质量现状

本工程地处天山东部南麓的吐鲁番盆地东侧，根据工程分析，本工程总占地约 78.7712hm²，其中永久占地 5.5612hm²、临时占地 73.21hm²。土壤类型为棕漠土。评价区域内植被种类稀少，绝大多数区域为荒漠植被，盖度极低，相当面积区域寸草不生，各冲沟内植被主要为芨芨草、疏叶骆驼刺、芦苇等，裸露戈壁植被主要为零星假木贼、猪毛菜和琵琶柴等。野生动物种类及分布均很少，多为啮齿动物。评价区域以荒漠生态系统为主。评价区生态环境现状总体较差，环境的功能具有一定的稳定性，有一定的承受干扰的能力及生态完整性。

(2) 环境空气质量现状

本工程所在区域为环境空气质量不达标区，监测期间非甲烷总烃 1 小时平均浓度未超过《大气污染物综合排放标准详解》（GB16297-1996）中参考限值，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。

(3) 水环境质量现状

区域地下水总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物、钠、氟化物、钙、锰等出现不同程度的超标，超出《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）的Ⅲ类标准限值，除此之外的其他项目均符合《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中Ⅲ类标准限值的要求。超标原因主要是受干旱气候、蒸发浓缩作用、原生地质、水文地质环境等因素综合影响，由于区内地下水径流非常缓慢，各类离子容易富集。

(4) 声环境质量现状

项目所在区域声环境质量均满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类标准要求。

(5) 土壤环境质量现状

土壤环境质量监测结果表明，本工程占地范围内各监测点位的所有监测因子的污染指数均小于 1，满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准》（试行）第二类用地筛选值标准；工程区占地范围外各监测点小于《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）中“表.1 农用地土壤污染风险筛选值（基本工程）”的 pH>7.5 所列标准；土壤中石油烃含量较低，

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

10.5 环境影响预测与分析

（1）生态环境影响分析

本工程生态评价区域内无自然保护区、自然公园、生态保护红线等生态敏感区。项目对生态环境的影响主要来自施工期占地的影响，本工程总占地约 78.7712hm²，其中永久占地 5.5612hm²、临时占地 73.21hm²，占地基本为裸土地和采矿用地，油田开发的大部分区域地表植被稀疏，由工程造成的生物量损失较小，不会造成区域的生物多样性下降；本区域的野生动物种类少，且经过现有油田设施多年运营后，已经少有大型野生动物在本区域出现，项目对野生动物的影响较小；因此总体上看本工程建设对生态环境影响较小。

（2）大气环境影响分析

根据工程分析，本工程施工期产生的废气主要是施工扬尘、施工车辆尾气、焊接废气、钻井工程废气和储层改造废气。施工期污染属于阶段性局部污染，随着工程结束，其影响也相应消失。

运营期，在正常工况下大气污染物的主要来源是采油井、油气集输过程和阀组间的类挥发无组织排放烃类污染物，对评价区域大气环境质量均不会产生明显影响。

（3）声环境影响分析

施工期声环境影响主要为钻井施工过程中钻机、泥浆泵、施工机械、建设施工过程车辆、井下作业噪声等，对环境的影响是短暂的，待施工结束后噪声影响也随之消失。

运营期声环境影响主要以井场的各类采油树等噪声为主，对环境的影响周期较长，贯穿于整个生产期。工程区声环境质量较好，本工程对声环境有一定影响，属于可接受范围。

（4）水环境影响分析

施工期产生的钻井废水与钻井泥浆、岩屑一同进入不落地系统进行分离处理，分离后的液相拉运至其他新钻井回用于钻井液配制，不外排，正常情况下，不会对地下水环境产生影响；酸化压裂返排液排入回收罐中，收集至玉东废液池后，经鲁中联合站处理，处理达标后回注；生活污水排入防渗收集池，定期

拉运至鲁克沁生活基地污水处理站处理,不外排地表水环境;管道试压分段进行,试压水排出后进入下一段管线循环使用,试压废水可用作场地降尘用水。

运营期的采出水依托玉北脱水站、鲁中联合站采出水处理系统处理后达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)标准中有关指标后回注油层,剩余处理能力可满足本工程需求。不新增生活污水。井下作业废水采用专用废水回收罐收集,收集至玉东废液池后,经鲁中联合站污水处理系统处理。

(5) 土壤环境影响分析

本工程施工期对土壤质量的影响主要为人为扰动、车辆行驶和机械施工、各种废弃物污染影响。施工期对土壤的影响程度轻,影响特征是部分可逆,影响时间为短期。

本工程运营期对土壤质量的影响主要为油气输送及处理过程中发生跑冒滴漏,渗入土壤对土壤产生影响。

正常状况下,本工程生产过程中液体物料配置过程中均为全密闭管路连接,不会出现溢出和泄漏情况,实现可视可控,且在管线上做好标识,如若出现泄漏等事故情况,可及时发现,及时处理。非正常状况下,管线阀门连接处发生泄漏,泄漏采出液渗入土壤中,对土壤造成污染,在采取有效的污染防治措施后,项目对土壤环境影响很小。

(6) 固体废物影响分析

施工期固体废物主要为钻井泥浆、钻井岩屑、施工废料、废机油、废烧碱包装袋、废防渗材料以及施工人员生活垃圾等。本工程钻井泥浆回收入罐,用于后续钻井配液等环节使用。钻井岩屑采用泥浆不落地技术,满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》(DB65/T 3997-2017)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、道路或坑洼地等综合利用,检测不合格岩屑委托第三方岩屑公司处置。废机油采用桶装密闭收集,定期由钻井队联系有危险废物经营许可证的单位清运处置。施工废料应首先考虑回收利用,不可回收利用部分收集后拉运至玉东废渣场处理。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。废烧碱包装袋定期拉运至玉东废渣场处理。生活垃圾收集后运至鄯善县生活垃圾填埋场填埋处

理。

本工程运营期固体废物主要为含油污泥、落地油、清管废渣、废润滑油和废防渗材料。落地油井下作业时带罐作业，落地油 100%回收，回收至密闭的专用罐车内，运至玉东废渣场临时贮存，最终委托持有危险废物经营许可证的单位接收处置。清管废渣、废防渗材料集中收集，委托持有危险废物经营许可证的单位接收处置。废润滑油进入鲁克沁联合站原油处理系统综合利用。

本工程产生的危险废物收集、转移、运输过程中按照《危险废物收集 贮存 运输技术规范》（HJ2025-2012）和《危险废物转移管理办法》要求进行运输、处置，对环境的影响很小。

（7）环境风险分析

本工程所涉及的危险物质包括原油，可能发生的风险事故包括井喷、井漏、油气管线泄漏。原油发生泄漏时，对土壤、植被、水体等会产生一定的影响，发生事故后，在严格落实本工程提出的风险防范措施的前提下，可将事故发生概率减少到最低，本工程环境风险程度属于可以防控的。

10.6 环境保护措施

本工程的主要环境保护措施如下：

（1）生态保护措施

严格控制施工作业范围，做好施工期生态防护措施；加强野生动物保护，对施工人员进行野生动物保护法的宣传教育，严禁施工人员惊扰、猎杀野生动物；加强施工期环境管理，做好施工组织安排工作，严禁砍伐、破坏施工区以外的作物和树木，严禁捕杀野生动物；工中要作到分段施工，随挖、随运、随铺、随压，不留疏松地面，提高施工效率，尽可能缩短施工工期；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，在施工作业区两侧拉彩条旗以示明车辆行驶的边界，以避免增加对地表的扰动和破坏。施工结束后，应及时进行场地的整治、覆土，先剥离的表层土还应回填、覆盖在表层。植被恢复所选用的树种尽量使用乡土物种，不得引进外来有害物种。

（2）大气环境保护措施

场地平整时，禁止利用挖掘机进行抛洒土石方作业，定期洒水，作业面要保持一定湿度；避免在大风季节施工，加强对施工机械、车辆的维修保养；本工

程集输采用密闭流程，采用技术质量可靠的设备、阀门等；定期对井场的设备、阀门等进行定期的检查、检修，以减少跑、冒、滴、漏的发生。定期对油气集输管线进行巡检，以便及时发现问题，消除事故隐患，防止油气泄漏进入大气环境。

（3）噪声污染防治措施

合理安排施工时间，避免长时间使用高噪声设备。在满足施工需要的前提下，尽可能选取噪声低、振动小、能耗小的先进设备。加强施工机械的维护保养，避免由于设备性能差而使机械噪声增大的现象发生。

（4）水环境保护措施

①废水防治措施

井下作业废水带罐作业，收集至玉东废液池后，经鲁中联合站污水处理系统处理达标后回注，不外排。采出水依托已建鲁中联合站、玉北脱水站采出水处理系统处理达标后，回注油层。

②地下水环境保护按照“源头控制、分区防控、污染监控、应急响应”原则采取措施。

（5）土壤污染防治措施

应严格控制施工期临时占地面积，按设计及规划的施工范围进行施工作业，减少土壤扰动。施工机械及运输车辆应按规定的道路行驶，减少对土壤的碾压，减少碾压造成的土壤紧实度增加及养分流失。施工产生的建筑垃圾不得随意抛洒，应集中收集并及时清运，防止污染物进入土壤环境造成污染。定期检修维护井场压力、流量传感器；定期派人检查井场、井口区、阀组站，防止采出液泄漏；选用耐腐蚀性能好、抗老化性能、耐热性能好、抗冻性能好、耐磨性能好的管材作为集输管线。巡检车辆严格按照油田巡检路线行驶，不得因乱碾乱压破坏土壤结构。严格执行地下水章节分区防控措施要求。

（6）固体废物污染防治措施

本工程钻井泥浆结束后回收，由罐车拉走用于下一口钻井使用。钻井岩屑采用泥浆不落地技术，满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T 3997-2017）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运至玉东废渣场处理。废机油采用桶装密闭收集，定期

由钻井队联系有危险废物经营许可证的单位清运处置。废防渗材料、废烧碱包装袋定期由钻井队联系有危险废物经营许可证的单位清运处置。生活垃圾收集后运至鄯善县生活垃圾填埋场填埋处理。落地油井下作业时带罐作业，落地油 100% 回收，回收至密闭的专用罐车内，定期由有资质单位回收处置。清管废渣、废防渗材料集中收集，委托持有危险废物经营许可证的单位接收处置。

(7) 环境风险防范措施

做好原油泄漏风险防范，制定切实可行、有效的应急预案，加之项目发生事故的概率较低，项目建设环境风险水平是可接受的。

10.7 公众参与

建设单位根据《环境影响评价公众参与办法》的要求，采用网络公告、报纸刊登等形式开展公众参与调查，调查期间未收到公众对本工程的相关建议。

10.8 环境影响经济损益分析

本工程具有良好的经济效益和社会效益。

在建设过程中，由于地面设施建设、管线敷设等都需要占用一定量的土地，并因此带来一定的环境损失。因而在油田开发过程中，需要投入必要的资金用于污染防治和恢复地貌等，经估算项目总投资 32743 万元，其中保护投资约 369 万元，环境保护投资占总投资的 1.13%。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

中国石油吐哈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。本工程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

鲁克沁油田超深稠油压舱石工程 2025 年实施方案属于国家产业政策鼓励类项目，项目实施后可取得较大的经济效益和社会效益。尽管在工程建设和运行中，会对周围的环境产生一定的不利影响，并在今后的建设和运行中存在一定的环境风险，但其影响和环境风险是可以接受的。只要建设单位加强环境管理，认真落实本环评报告中提出的各项污染防治措施、风险防范措施以及生态环境保护和

恢复措施，可使本工程对环境造成的不利影响降低到最低限度。

因此，报告书认为，本工程建设在环境保护方面可行。