

目 录

1 概述	1
1.1 项目由来	1
1.2 环境影响评价工作过程	2
1.3 分析判定相关情况	2
1.4 关注的主要环境问题及环境影响	3
1.5 环境影响评价的主要结论	4
2 总则	5
2.1 编制依据	5
2.2 评价目的和评价原则	12
2.3 环境影响因素和评价因子	13
2.4 环境功能区划及评价标准	15
2.5 评价工作等级和评价范围	21
2.6 环境保护目标	27
2.7 评价内容和评价重点	28
2.8 评价时段和评价方法	29
3 建设项目工程概况和工程分析	30
3.1 区块开发现状及环境影响回顾	30
3.2 现有工程	49
3.3 拟建工程	51
3.4 工程分析	64
3.5 相关法律法规、规划符合性分析	78
3.6 选址选线合理性分析	116
4 环境现状调查与评价	118
4.1 自然环境概况	118
4.2 生态现状调查与评价	121
4.3 地下水环境现状调查与评价	140
4.4 地表水环境现状调查与评价	147
4.5 土壤环境现状调查与评价	147
4.6 大气环境现状调查与评价	160
4.7 声环境现状调查与评价	161
5 环境影响预测与评价	163

5.1 生态影响评价	163
5.2 地下水环境影响评价	170
5.3 地表水环境影响评价	190
5.4 土壤环境影响评价	192
5.5 大气环境影响评价	201
5.6 声环境影响评价	202
5.7 固体废物影响分析	208
5.8 环境风险评价	212
6 环境保护措施可行性论证	218
6.1 生态保护措施可行性论证	218
6.2 地下水环境保护措施可行性论证	226
6.3 地表水环境保护措施可行性论证	232
6.4 土壤污染防治措施	233
6.5 大气环境保护措施可行性论证	235
6.6 声环境保护措施可行性论证	237
6.7 固体废物处理措施可行性论证	237
7 温室气体排放影响评价	240
7.1 温室气体排放分析	240
7.2 减污降碳措施	244
7.3 温室气体排放评价结论及建议	245
8 环境影响经济损益分析	246
8.1 环境效益分析	246
8.2 社会效益分析	247
8.3 综合效益分析	248
8.4 环境经济损益分析结论	248
9 环境管理与监测计划	249
9.1 环境管理	249
9.2 企业环境信息披露	253
9.3 污染物排放清单	254
9.4 环境及污染源监测	255
9.5 环保设施“三同时”验收	256
10 结论	258

10.1 建设项目情况	258
10.2 产业政策、选址符合性	258
10.3 环境质量现状	259
10.4 污染物排放情况	260
10.5 主要环境影响	260
10.6 环境保护措施	262
10.7 公众意见采纳情况	263
10.8 环境影响经济损益分析	263
10.9 环境管理与监测计划	263
10.10 项目可行性结论	263

1 概述

1.1 项目由来

塔里木盆地是世界上最大的内陆盆地之一，总面积 $56 \times 10^4 \text{ km}^2$ ，石油资源储量约为 $107.6 \times 10^8 \text{ t}$ ，天然气资源储量约为 $8.39 \times 10^{12} \text{ m}^3$ 。中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司（简称“塔里木油田分公司”）油气产量当量已突破 3000 万吨，是中国特大型油田之一。

库车山前的博孜、大北、克拉、克深及迪那气田作为塔里木油田天然气勘探开发的主战场，是西气东输主力气源地，资源量 2 万亿方，2022 年产气 266 亿方。库车山前气田具有埋藏深度大，地层压力高，储层基质致密，裂缝发育，边底水活跃的特点。开发过程中面临见水提前、水侵加剧的难题，现水侵形势严峻，排水采气是山前气田稳产有效手段。根据预测，未来库车山前气田采出水量将大幅增加。同时，该区块注水井注入压力过高，就地可选回注井数量少，采出水量增多与回注能力不足成为主要矛盾，各区域已无法实现采出水就地回注，且由于采出水具有矿化度高、氯离子含量高等特点无法进行处理后外排，采出水出路亟待解决。

为了妥善处置库车山前气田开发过剩采出水，科学制定气田治水对策，塔里木油田分公司制定了《库车山前气田综合治水工程》方案，库车山前调水管线分为东线和西线两套主干调水管网，其中西线负责博孜、大北、克拉区块调水，东线负责迪那区块调水，形成“博孜→大北→克拉→轮西”及“迪那→轮西”管网跨区大联通，从而保障山前气田生产平稳运行。根据《库车山前气田综合治水工程》轮古 7、9 区块满足东线 $9000 \text{ m}^3/\text{d}$ 规模，注水能力达到 $6300 \text{ m}^3/\text{d}$ ，注水规模缺口为 $2700 \text{ m}^3/\text{d}$ 。因此，规划对轮古 7、9 区块注水系统进行扩建，提升区块注水能力，满足将迪那气田采出水调至轮古油田的注水要求，保障迪那气田持续稳产开发，助力塔里木油田持续上产。

为此塔里木油田分公司决定在轮古油田实施“轮古油田轮古 7、9 区块轮古 4C 井区回注系统扩建工程”（以下简称“本项目”），主要建设内容为：①新建注水井场 2 口（轮古 4C 井、轮古 702 井）；②扩建轮古 4C 井场注水泵站（新

增注水泵撬 2 座)；③新建注水管线 2.2km；④配套建设自控仪表、供电、通信、电气等辅助设施。拟建工程建成投产后，新增注水规模为 1400m³/d。

1.2 环境影响评价工作过程

拟建工程属于油气开采配套的注水项目，位于新疆巴州轮台县境内，根据《新疆维吾尔自治区水土保持规划（2018—2030 年）》和《关于印发新疆自治区级水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果的通知》（新水水保〔2019〕4 号），项目所在区域属于塔里木河流域水土流失重点治理区和塔里木河中上游水土流失重点预防区范围，且项目部分管线穿越国家二级公益林，属天然林。根据《中华人民共和国环境影响评价法》（2018 年 12 月 29 日修正）、《建设项目环境影响评价分类管理名录（2021 年版）》（部令第 16 号），拟建工程属于分类管理名录“五 石油和天然气开采业 07 7 陆地石油开采 0711”中的“涉及环境敏感区的（含内部集输管道建设）”，应编制环境影响报告书。

为此，塔里木油田分公司于 2026 年 6 月 5 日委托河北省众联能源环保科技有限公司开展本项目的环评工作。接受委托后，评价单位组织有关专业人员踏勘了项目现场，收集了区域自然环境概况、环境质量、污染源等资料，与建设单位和设计单位沟通了环境治理方案，随即开展环境影响报告书编制工作。

1.3 分析判定相关情况

（1）产业政策符合性判定

拟建工程属于油气开采配套的注水项目，结合《产业结构调整指导目录（2024 年本）》（国家发展改革委令 2023 年第 7 号），拟建工程属于第一类“鼓励类”第七条“石油天然气”第三款“油气伴生资源综合利用，油气田提高采收率技术开发利用”，为鼓励类产业，符合国家当前产业政策要求。

（2）规划符合性判定

拟建工程属于油气开采配套的注水项目，符合《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十五个五年规划纲要》《巴音郭楞蒙古自治州国民经济和社会发展第十五个五年规划纲要》《塔里木油田“十四五”发展规划》。拟建工程位于轮古油田内，除管线占用天然林外，不涉及生态保护红线、水源地、风景

名胜区等环境敏感区，不在划定的禁止开发区域范围内，符合《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》相关要求。

（3）生态环境分区管控符合性判定

拟建工程距生态保护红线（塔里木河流域土地沙化防控与生物多样性维护生态保护红线区）最近为 15.6km，不在生态保护红线内，不占用生态保护红线；拟建工程井下作业废水采用专用回收罐收集后运至富源 7 井废液处理站处理；本项目所在区域属于大气环境质量不达标区域，拟建工程已提出持续改善、防风固沙、生态恢复的要求；拟建工程在正常状况下不会造成土壤污染，不会增加土壤环境风险；水资源消耗、土地资源、能源消耗等均能够达到自治区下达的总量和强度控制目标；满足生态环境准入清单中空间布局约束、污染物排放管控、环境风险管控及资源利用效率的相关要求，符合新疆维吾尔自治区、巴音郭楞蒙古自治州生态环境分区管控方案要求。

（4）评价工作等级

根据环境影响评价技术导则规定并结合项目特点，经判定，本次环境影响评价工作大气环境评价工作等级为不开展评价；地表水环境影响评价工作等级为三级 B；声环境影响评价等级为二级；生态影响评价等级为二级；环境风险评价等级为简单分析；注水井场地下水环境影响评价工作等级为二级，注水管线地下水环境影响评价工作等级为三级；注水井场土壤环境污染影响型评价等级为二级，注水管线土壤环境污染影响型评价等级为三级；注水井场土壤环境生态影响型评价等级为一级，注水管线土壤环境生态影响型评价等级为二级。

1.4 关注的主要环境问题及环境影响

本评价重点关注项目的实施对土壤、生态的影响是否可行，对区域环境空气、地下水、声环境的环境影响是否可接受，环境风险是否可防控，环保措施是否可行。

（1）拟建工程运营期无废气产生，不会对周围大气环境产生影响。

（2）拟建工程废水主要为井下作业废水，井下作业废水采用专用回收罐收集后运至富源 7 井废液处理站处理，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）标准后回注地层。即拟建工程无废水排入地

表水体，对地表水环境影响可接受。

(3) 拟建工程采取严格的源头控制、过程防控措施，同时制定跟踪监测计划、建立跟踪监测制度，从土壤环境影响的角度分析，拟建工程可行，对地下水环境影响可以接受。

(4) 拟建工程选用低噪声设备，采取基础减振等措施，井场场界噪声值满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008) 2 类标准限值要求。

(5) 拟建工程营运期固体废物主要为废润滑油、废防渗材料、落地油、废油桶，均属于危险废物，废润滑油桶装收集后送轮一联合站原油处理系统进行回收处理，废防渗材料、落地油、废油桶收集后有危废处置资质单位接收处置。

(6) 拟建工程管线施工区域严格控制作业带范围，以减少对周边生态环境的破坏。拟建管线穿越天然林，施工过程中临时占地会对区域植被覆盖度造成一定的影响，依据国家和自治区有关规定缴纳相应的补偿费用，严格控制作业范围。施工完成后，对临时占地区域进行平整、恢复，植被可逐步自然恢复，从生态影响角度，项目建设可行。

(7) 拟建工程回注的介质为处理达标后的采出水，在采取相应的风险防控措施后，环境风险可防控。

1.5 环境影响评价的主要结论

综合分析，本工程属于现有轮古油田内的改扩建项目，符合国家及地方当前产业政策要求，选址和建设内容可满足国家和地方有关环境保护法律法规要求，满足新疆维吾尔自治区、巴州生态环境分区管控要求；项目通过采取完善的污染防治措施及生态恢复措施，污染物可达标排放，项目实施后环境影响可接受、环境风险可防控。根据塔里木油田分公司提供的《轮古油田轮古 7、9 区块轮古 4C 井区回注系统扩建工程公众参与说明书》，公示期间未收到反馈意见。为此，本评价从环保角度认为拟建工程建设可行。

本次评价工作得到了各级生态环境主管部门、塔里木油田分公司等诸多单位的大力支持和帮助，在此一并致谢！

2 总则

2.1 编制依据

2.1.1 环境保护法律

(1) 《中华人民共和国环境保护法》(2014 年 4 月 24 日修订, 2015 年 1 月 1 日施行);

(2) 《中华人民共和国环境影响评价法》(2003 年 9 月 1 日施行, 2018 年 12 月 29 日修正);

(3) 《中华人民共和国大气污染防治法》(2016 年 1 月 1 日施行, 2018 年 10 月 26 日修正);

(4) 《中华人民共和国水污染防治法》(2008 年 6 月 1 日施行, 2017 年 6 月 27 日修正);

(5) 《中华人民共和国噪声污染防治法》(2021 年 12 月 24 日发布, 2022 年 6 月 5 日施行);

(6) 《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》(2020 年 4 月 29 日修订, 2020 年 9 月 1 日施行);

(7) 《中华人民共和国水法》(2002 年 10 月 1 日施行, 2016 年 7 月 2 日修正);

(8) 《中华人民共和国土壤污染防治法》(2018 年 8 月 31 日审议通过, 2019 年 1 月 1 日施行);

(9) 《中华人民共和国防沙治沙法》(2002 年 1 月 1 日施行, 2018 年 10 月 26 日修正);

(10) 《中华人民共和国水土保持法》(2010 年 12 月 25 日修订, 2011 年 3 月 1 日施行);

(11) 《中华人民共和国石油天然气管道保护法》(2010 年 6 月 25 日发布, 2010 年 10 月 1 日施行);

(12) 《中华人民共和国清洁生产促进法》(2012 年 2 月 29 日发布);

(13) 《中华人民共和国矿产资源法(2024 年修订)》(2024 年 11 月 8

日修订，2025 年 7 月 1 日施行）；

（14）《中华人民共和国野生动物保护法》（2022 年 12 月 30 日修正，2023 年 5 月 1 日施行）；

（15）《中华人民共和国森林法》（2019 年 12 月 28 日修订，2020 年 7 月 1 日施行）；

（16）《中华人民共和国突发事件应对法》（2024 年 6 月 28 日修订，2024 年 11 月 1 日施行）；

（17）《中华人民共和国生态环境法典》（2026 年 3 月 12 日发布，2026 年 8 月 15 日施行）。

注：《中华人民共和国生态环境法典》2026 年 8 月 15 日实施起，《中华人民共和国环境保护法》《中华人民共和国环境影响评价法》《中华人民共和国大气污染防治法》《中华人民共和国水污染防治法》《中华人民共和国土壤污染防治法》《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》《中华人民共和国噪声污染防治法》《中华人民共和国清洁生产促进法》同时废止。

2.1.2 环境保护法规、规章

2.1.2.1 国家环境保护法规和规章

（1）《中共中央 国务院关于深入打好污染防治攻坚战的意见》（2021 年 11 月 2 日）；

（2）《中共中央办公厅 国务院办公厅关于印发在国土空间规划中统筹划定落实三条控制线的指导意见》（2019 年 7 月 24 日）；

（3）《国务院关于修改〈建设项目环境保护管理条例〉的决定》（国务院令 第 682 号，2017 年 7 月 16 日公布，2017 年 10 月 1 日实施）；

（4）《地下水管理条例》（国务院令 第 748 号，2021 年 10 月 21 日发布，2021 年 12 月 1 日施行）；

（5）《关于印发强化危险废物监管和利用处置能力改革实施方案的通知》（国务院办公厅〔2021〕47 号）；

（6）《国务院关于印发全国主体功能区规划的通知》（国发〔2010〕46 号，2010 年 12 月 21 日）；

（7）《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），2023 年 12 月 27 日发布，2024 年 2 月 1 日实施）；

（8）《建设项目危险废物环境影响评价指南》（原环境保护部公告 2017 年第 43 号，2017 年 8 月 29 日发布，2017 年 10 月 1 日施行）；

（9）《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）；

（10）《工矿用地土壤环境管理办法（试行）》（生态环境部令第 3 号，2017 年 5 月 3 日发布，2018 年 8 月 1 日施行）；

（11）《环境影响评价公众参与办法》（部令第 4 号，2018 年 7 月 16 日发布，2019 年 1 月 1 日施行）；

（12）《国家危险废物名录（2025 年版）》（部令第 36 号）；

（13）《建设项目环境影响评价分类管理名录》（2021 年版）（部令第 16 号，2020 年 11 月 30 日公布，2021 年 1 月 1 日施行）；

（14）《企业环境信息依法披露管理办法》（生态环境部令第 24 号，2021 年 12 月 11 日发布，2022 年 2 月 8 日施行）；

（15）《危险废物转移管理办法》（生态环境部令第 23 号，2021 年 11 月 30 日发布，2022 年 1 月 1 日施行）；

（16）《突发环境事件应急管理办法》（原环境保护部令第 34 号，2015 年 4 月 16 日发布，2015 年 6 月 5 日施行）；

（17）《危险废物排除管理清单（2021 年版）》（环境部公告 2021 年第 66 号）；

（18）《挥发性有机物（VOC_s）污染防治技术政策》（环境部公告 2013 年第 31 号，2013 年 5 月 24 日实施）；

（19）《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 年 2 月 1 日发布并施行）；

（20）《国家重点保护野生植物名录》（国家林业和草原局 农业农村部公告 2021 年第 15 号，2021 年 9 月 7 日发布并施行）；

（21）《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 年 10 月 26 日发布并实施）；

(22) 《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 年 1 月 8 日发布并施行);

(23) 《关于建设项目主要污染物排放总量指标审核及管理暂行办法的通知》(环发〔2014〕197 号, 2014 年 12 月 30 日发布并实施);

(24) 《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 年 8 月 8 日发布并实施);

(25) 《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 年 7 月 3 日发布并实施);

(26) 《关于印发〈建设项目环境影响评价区域限批管理办法(试行)〉的通知》(环发〔2015〕169 号, 2015 年 12 月 18 日发布并实施);

(27) 《关于印发〈2020 年挥发性有机物治理攻坚方案〉的通知》(环大气〔2020〕33 号);

(28) 《关于印发〈重点行业挥发性有机物综合治理方案〉的通知》(环大气〔2019〕53 号);

(29) 《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 年 8 月 4 日发布并实施);

(30) 《关于加强和规范声环境功能区划管理工作的通知》(环办大气函〔2017〕1709 号, 2017 年 11 月 10 日发布并实施);

(31) 《关于做好环境影响评价制度与排污许可制衔接相关工作的通知》(环办环评〔2017〕84 号, 2017 年 11 月 14 日发布并实施);

(32) 《关于落实大气污染防治行动计划严格环境影响评价准入的通知》(环办〔2014〕30 号, 2014 年 4 月 25 日发布并实施);

(33) 《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 年 12 月 13 日发布并实施);

(34) 《关于在南疆四地州深度贫困地区实施〈环境影响评价技术导则大气环境(HJ2.2-2018)〉差别化政策有关事宜的复函》(环办环评函〔2019〕590 号)

(35) 《关于规范临时用地管理的通知》(自然资规〔2021〕2 号);

(36) 《关于进一步优化环境影响评价工作的意见》(环办环评〔2023〕52 号)；

(37) 《国家级公益林管理办法》(林资发〔2017〕34 号)；

(38) 《新疆维吾尔自治区国家级公益林管护办法》(新林规〔2021〕3 号)；

(39) 《生态保护补偿条例》(2024 年 2 月 23 日国务院第 26 次常务会议通过，2024 年 6 月 1 日起施行)；

(40) 《排污许可管理条例》(2020 年 12 月 9 日国务院第 117 次常务会议通过，自 2021 年 3 月 1 日起施行)。

2.1.2.2 地方环境保护法规和规章

(1) 《新疆维吾尔自治区野生植物保护条例(2018 年修正)》(2018 年 9 月 21 日修正，2006 年 12 月 1 日施行)；

(2) 《新疆维吾尔自治区环境保护条例(2018 年修正)》(2018 年 9 月 21 日修正，2017 年 1 月 1 日施行)；

(4) 《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 年 4 月 17 日发布并实施)；

(5) 《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 年 1 月 29 日发布并实施)；

(6) 《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 年 3 月 1 日发布并实施)；

(7) 《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 年 10 月 1 日实施)；

(8) 《关于印发〈自治区建设项目主要污染物排放总量指标审核及管理暂行办法〉的通知》(新环发〔2016〕126 号，2016 年 8 月 24 日发布并实施)；

(9) 《转发〈关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价的通知〉的通知》(新环环评发〔2020〕142 号)；

(10) 《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)；

- (11) 《新疆维吾尔自治区生态环境功能区划》；
- (12) 《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》；
- (13) 《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 年 2 月 21 日发布并实施）；
- (14) 《新疆维吾尔自治区水土保持规划（2018—2030 年）》；
- (15) 《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）；
- (16) 《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》；
- (17) 《关于印发〈新疆国家重点保护野生植物名录〉的通知》（新林护字〔2022〕8 号）（2022 年 2 月 9 日）；
- (18)《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 年 9 月 18 日施行)；
- (19) 《关于印发〈新疆国家重点保护野生动物名录〉的通知》（自治区林业和草原局 自治区农业农村厅，2021 年 7 月 28 日）；
- (20) 《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）；
- (21) 《新疆维吾尔自治区重点行业生态环境准入条件（2024 年）》
- (22) 《关于印发巴音郭楞蒙古自治州水污染防治工作方案的通知》（巴政发〔2016〕52 号）；
- (23) 《关于印发自治州实施最严格水资源管理制度“三条红线”控制指标的通知》（巴政发〔2015〕172 号）；
- (24) 《关于印发〈自治州固体废物污染防治实施方案〉的通知》（巴政办发〔2018〕79 号）；
- (25)《关于印发巴音郭楞蒙古自治州土壤污染防治工作方案的通知》(巴政办发〔2017〕39 号)；
- (26) 《巴音郭楞蒙古自治州国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》；

- (27) 《巴音郭楞蒙古自治州生态环境保护“十四五”规划》；
- (28) 《巴音郭楞蒙古自治州“三线一单”生态环境分区管控方案》（巴政办发〔2021〕32 号）；
- (29) 《巴音郭楞蒙古自治州生态环境准入清单（2023 年）》；
- (30) 《新疆维吾尔自治区实施《中华人民共和国防沙治沙法》办法》（2025 年 1 月 1 日修订实施）。

2.1.3 环境保护技术规范

- (1) 《建设项目环境影响评价技术导则 总纲》（HJ2.1-2016）；
- (2) 《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）；
- (3) 《环境影响评价技术导则 地表水环境》（HJ2.3-2018）；
- (4) 《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）；
- (5) 《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ2.4-2021）；
- (6) 《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022）；
- (7) 《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）；
- (8) 《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）；
- (9) 《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）；
- (10) 《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》（DZ/T0317-2018）；
- (11) 《石油天然气开采业污染防治技术政策》（原环境保护部公告 2012 年第 18 号）；
- (12) 《石油和天然气开采行业清洁生产评价指标体系（试行）》；
- (13) 《危险废物收集贮存运输技术规范》（HJ2025-2012）；
- (14) 《工业企业土壤和地下水自行监测技术指南（试行）》（HJ1209-2021）；
- (15) 《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）；
- (16) 《排污许可证申请与核发技术规范 工业固体废物（试行）》（HJ1200-2021）；
- (17) 《废弃井封井回填技术指南（试行）》；

(18)《油气田开采废弃井永久性封井处置作业规程》(GB/T 43672-2024);

(19)《陆上油气田采出水地下注入环境保护技术规范》(SY/T 7784-2024);

(20)《石油天然气项目土地复垦与生态修复技术规范》(GB/T 43936-2024)。

2.1.4 相关文件及技术资料

(1)《轮古油田轮古 7、9 区块轮古 4C 井区回注系统扩建工程可行性研究报告》;

(2)《环境质量现状监测报告》;

(3)塔里木油田分公司提供的其他资料;

(4)环评委托书。

2.2 评价目的和评价原则

2.2.1 评价目的

(1)通过环境现状调查和监测,掌握项目所在地的自然环境及环境质量现状。

(2)针对拟建工程特点和污染特征,确定主要环境影响因素及其污染因子。

(3)预测拟建工程对当地环境可能造成影响的程度和范围,从而制定避免和减轻污染的对策和措施,并提出总量控制指标。

(4)分析拟建工程可能存在的环境风险,预测风险发生后可能影响的程度和范围,对项目环境风险进行评估,并提出相应的风险防范和应急措施。

(5)从技术、经济角度分析拟建工程采取污染治理措施的可行性,从环境保护的角度对拟建工程的建设是否可行给出明确的结论。

(6)为环境管理主管部门决策、设计部门优化设计、建设单位环境管理提供科学依据。

2.2.2 评价原则

(1)坚持环境影响评价为项目建设服务,为环境管理服务,为保护生态环境服务。

(2)严格执行国家、地方环境保护相关法律法规、规章,认真遵守标准、规划相关要求。

(3)全面贯彻环境影响评价导则、总纲,科学分析项目建设对环境质量的

影响。

(4) 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,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。

(5) 严格贯彻执行“达标排放”“总量控制”“以新带老”“排污许可”等环保法律法规。

(6) 推行“清洁生产”,从源头抓起,实行生产全过程控制,最大限度节约能源,降低物耗,减少污染物的产生和排放。

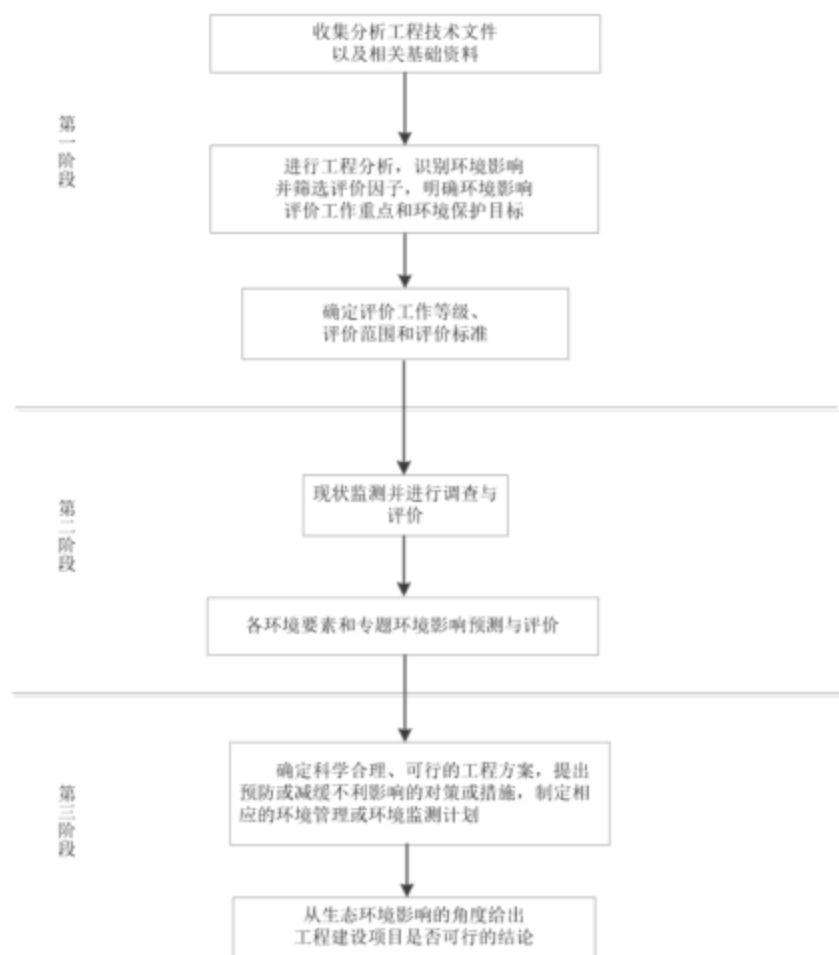


图 2.2-1 环境影响评价工作程序图

2.3 环境影响因素和评价因子

2.3.1 环境影响因素识别

根据拟建工程主要污染源污染因子及区域环境特征,对项目实施后的主要

环境影响因素进行识别，结果见表 2.3-1。

表 2.3-1 环境影响因素识别结果一览表

环境因素 \ 单项工程		施工期		运营期	退役期
		井场工程	注水管线敷设	采出水回注	封井、井场清理
自然环境	环境空气	-1D	-1D	—	-1D
	地表水	—	—	—	—
	地下水	-1D	-1D	-1C	—
	声环境	-1D	-1D	-1C	-1D
	土壤环境	—	-1D	-1C	-1D
生态环境	地表扰动	-1C	-1C	—	-1D
	土壤肥力	—	-1C	—	-1D
	植被覆盖度	—	-1C	—	—
	生物量损失	—	-1C	—	—
	生物多样性	—	-1D	—	—
	生态敏感区	—	-1C	—	—
	生态系统完整性	—	-1C	-1C	+1D

注：1、表中“+”表示正效益，“-”表示负效益；

2、表中数字表示影响的相对程度，“1”表示影响较小，“2”表示影响中等，“3”表示影响较大；

3、表中“D”表示短期影响，“C”表示长期影响。

由表 2.3-1 可知，拟建工程的建设对环境的影响是多方面的，存在短期或长期的负面影响。施工期主要表现在对自然环境要素中的环境空气、地下水环境、声环境、土壤环境、生态环境要素中的地表扰动、土壤肥力、植被覆盖度、生物量损失、生物多样性、生态敏感区、生态系统完整性等产生一定程度的负面影响；运营期对环境的影响是长期的，最主要的是对自然环境中的地下水环境、声环境、土壤环境、生态环境要素中的生态系统完整性等产生不同程度的负面影响；退役期对环境的影响体现在对环境空气、声环境、生态环境的短期影响。

2.3.2 评价因子

根据环境影响因素识别结果，结合区域环境质量现状和《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）附录 B，以及拟建工程特点和污染物排放特征，确定拟建工程评价因子见表 2.3-2。

表 2.3-2 拟建工程评价因子一览表

环境要素	回注水回注		
时期	施工期	运营期	退役期
大气	颗粒物	—	颗粒物
地表水	—	本项目不涉及跨越穿越地表水，故不设置评价因子	—
地下水	—	石油类、氯化物	—
土壤	—	石油烃 (C ₁₀ ~C ₄₀)、盐分含量	—
生态	地表扰动、土壤肥力、植被覆盖度、生物量损失、生物多样性、生态敏感区、生态系统完整性	生态系统完整性	地表扰动、土壤肥力、植被覆盖度、生物量损失、生物多样性、生态敏感区、生态系统完整性
噪声	昼间等效声级 (L _d)、夜间等效声级 (L _n)	昼间等效声级 (L _d)、夜间等效声级 (L _n)	昼间等效声级 (L _d)、夜间等效声级 (L _n)

2.4 环境功能区划及评价标准

2.4.1 环境功能区划

拟建工程位于轮古油田，属于油气勘探开发区域，区域环境空气质量功能属于《环境空气质量标准》(GB3095-2026)二类区；区域尚无地下水功能区划，根据《地下水质量标准》(GB/T14848-2017)地下水质量分类规定，区域地下水以工农业用水为主，属于《地下水质量标准》(GB/T14848-2017)Ⅲ类区；项目区域以油气开采为主要功能，声环境属于《声环境质量标准》(GB3096-2008)2类功能区。

2.4.2 环境质量标准

环境空气：PM₁₀、PM_{2.5}、SO₂、NO₂、CO、O₃执行《环境空气质量标准》(GB3095-2026)二级浓度限值。

地下水：项目所在区域地下水执行《地下水质量标准》(GB/T14848-2017)Ⅲ类标准，石油类参照执行《地表水环境质量标准》(GB 3838-2002)Ⅲ类标准。

声环境：执行《声环境质量标准》(GB 3096-2008)2类区标准。

土壤：占地范围内土壤执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB 36600-2018)中第二类用地土壤污染风险筛选值；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）》（GB 15618-2018）中农用地土壤污染风险筛选值，石油烃参照执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB 36600-2018）中第二类用地土壤污染风险筛选值；土壤盐化分级执行《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）附录 D 表 D.1 中干旱、半荒漠和荒漠地区土壤盐化分级标准；土壤酸化、碱化分级执行《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）附录 D 表 D.2 土壤酸化、碱化分级标准。

上述各标准的标准值见表 2.4-1 至表 2.4-4。

表 2.4-1 环境质量标准一览表

环境要素	项目	取值时间	二级标准	单位	标准来源
环境空气	PM ₁₀	年平均	60	μg/m ³	《环境空气质量标准》 (GB3095-2026) 过渡阶段 二级浓度限值
		24 小时平均	120		
	PM _{2.5}	年平均	30		
		24 小时平均	60		
	SO ₂	年平均	60		
		24 小时平均	150		
		1 小时平均	500		
	NO ₂	年平均	40		
		24 小时平均	80		
		1 小时平均	200		
	CO	24 小时平均	4	mg/m ³	
		1 小时平均	10		
O ₃	日最大 8 小时平均	160	μg/m ³		
	1 小时平均	200			

环境要素	项目	标准	单位	标准来源
地下水	色	≤15	铂钴色度单位	《地下水质量标准》（GB/T14848-2017） 表 1 感官性状及一般化学指标中Ⅲ类
	嗅和味	无	—	
	浑浊度	≤3	NTU	
	肉眼可见物	无	—	
	pH	6.5~8.5	—	

续表 2.4-1 环境质量标准一览表

环境要素	项目	标准	单位	标准来源
地下水	总硬度	≤450	mg/L	《地下水质量标准》（GB/T14848-2017） 表 1 感官性状及一般化学指标中Ⅲ类
	溶解性总固体	≤1000		
	硫酸盐	≤250		
	氯化物	≤250	mg/L	
	铁	≤0.3		
	锰	≤0.10		
	铜	≤1.00		
	锌	≤1.00		
	铝	≤0.20		
	挥发性酚类	≤0.002		
	阴离子表面活性剂	≤0.3		
	耗氧量	≤3.0		
	氨氮	≤0.50		
	硫化物	≤0.02		
	钠	≤200		
	总大肠菌群	≤3.0	CFU/100mL	《地下水质量标准》（GB/T14848-2017） 表 1 微生物指标中Ⅲ类
	菌落总数	≤100	CFU/mL	
	亚硝酸盐	≤1.00	mg/L	《地下水质量标准》（GB/T14848-2017） 表 1 毒理学指标中Ⅲ类
	硝酸盐	≤20.0		
	氰化物	≤0.05		
	氟化物	≤1.0		
	碘化物	≤0.08		
	汞	≤0.001		
	砷	≤0.01		
	硒	≤0.01		
	镉	≤0.005		
铬（六价）	≤0.05			
铅	≤0.01			
三氯甲烷	≤60	μg/L		
四氯化碳	≤2.0			
苯	≤10			
甲苯	≤700			

续表 2.4-1 环境质量标准一览表

环境要素	项目	标准	单位	标准来源
地下水	石油类	≤0.05		参照执行《地表水环境质量标准》 (GB3838-2002) III类标准
声环境	$L_{\text{Aeq,T}}$	昼间 60 夜间 50	dB(A)	《声环境质量标准》(GB3096-2008) 2类区标准

表 2.4-2 土壤污染风险筛选值一览表

序号	检测项目	风险筛选值	单位	标准
1	砷	60	mg/kg	《土壤环境质量 建设用地土壤污染 风险管控标准(试行)》 (GB36600-2018)表1、表2第二类 用地筛选值
2	镉	65		
3	六价铬	5.7		
4	铜	18000		
5	铅	800		
6	汞	38		
7	镍	900		
8	四氯化碳	2.8		
9	氯仿	0.9		
10	氯甲烷	37		
11	1,1-二氯乙烷	9		
12	1,2-二氯乙烷	5		
13	1,1-二氯乙烯	66		
14	顺1,2-二氯乙烯	596		
15	反1,2-二氯乙烯	54		
16	二氯甲烷	616		
17	1,2-二氯丙烷	5		
18	1,1,1,2-四氯乙烷	10		
19	1,1,2,2-四氯乙烷	6.8		
20	四氯乙烯	53		
21	1,1,1-三氯乙烷	840		
22	1,1,2-三氯乙烷	2.8		
23	三氯乙烯	2.8		
24	1,2,3-三氯丙烷	0.5		

续表 2.4-2 土壤污染风险筛选值一览表

序号	检测项目	风险筛选值	单位	标准
25	氯乙烯	0.43	mg/kg	《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》 (GB36600-2018) 表 1、表 2 第二类 用地筛选值
26	苯	4		
27	氯苯	270		
28	1,2-二氯苯	560		
29	1,4-二氯苯	20		
30	乙苯	28		
31	苯乙烯	1290		
32	甲苯	1200		
33	间/对二甲苯	570		
34	邻二甲苯	640		
35	硝基苯	76		
36	苯胺	260		
37	2-氯酚	2256		
38	苯并(a)蒽	15		
39	苯并(a)芘	1.5		
40	苯并(b)荧蒽	15		
41	苯并(k)荧蒽	151		
42	屈	1293		
43	二苯并(a,h)蒽	1.5		
44	茚并(1,2,3-cd)芘	15		
45	萘	70		
46	石油烃(C ₁₀ ~C ₄₀)	4500		
47	镉	0.6		《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB15618-2018) 中农用地土壤污染风险筛选值 (pH>7.5)
48	汞	3.4		
49	砷	25		
50	铅	170		
51	铬	250		
52	铜	100		
53	镍	190		
54	锌	300		

表 2.4-3 土壤盐化分级标准一览表

序号	分级	干旱、半荒漠和荒漠地区 土壤含盐量 (SSC)	单位	标准
1	未盐化	$SSC < 2$	g/kg	《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）附录 D 表 D.1 中干旱、半荒漠和荒漠地区土壤盐化分级标准
2	轻度盐化	$2 \leq SSC < 3$		
3	中度盐化	$3 \leq SSC < 5$		
4	重度盐化	$5 \leq SSC < 10$	g/kg	《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）附录 D 表 D.1 中干旱、半荒漠和荒漠地区土壤盐化分级标准
5	极重度盐化	$SSC \geq 10$		

注：根据区域自然背景状况适当调整。

表 2.4-4 土壤酸化、碱化分级标准一览表

序号	土壤 pH 值	土壤酸化、碱化强度	标准
1	$pH < 3.5$	极重度酸化	《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）附录 D 表 D.2：土壤酸化、碱化分级标准
2	$3.5 \leq pH < 4.0$	重度酸化	
3	$4.0 \leq pH < 4.5$	中度酸化	
4	$4.5 \leq pH < 5.5$	轻度酸化	
5	$5.5 \leq pH < 8.5$	无酸化或碱化	
6	$8.5 \leq pH < 9.0$	轻度碱化	
7	$9.0 \leq pH < 9.5$	中度碱化	
8	$9.5 \leq pH < 10$	重度碱化	
9	$pH \geq 10$	极重度碱化	

注：土壤酸化、碱化强度指受人为影响后呈现的土壤 pH 值，可根据区域自然背景状况适当调整。

2.4.3 污染物排放标准

废气：施工扬尘执行《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）表 2 无组织排放监控浓度限值；施工机械设备废气执行《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）中无组织排放监控浓度限值。

废水：井下作业废水采用专用回收罐收集后运至富源 7 井废液处理站处理，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）标准后回注地层。

噪声：施工噪声执行《建筑施工噪声排放标准》（GB12523-2025）中相应

限值。

固体废物：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》（GB18599-2020）；危险废物贮存执行《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）；危险废物转移执行《危险废物转移管理办法》。

表 2.4-5 污染物排放标准一览表

类别	污染源	项 目	排放限值	单位	标 准 来 源
废气	施工扬尘	颗粒物	1.0	mg/m ³	《大气污染物综合排放标准》 (GB16297-1996) 中无组织排放监控浓度 限值
	燃油机械 设备废气	颗粒物	1.0	mg/m ³	
		二氧化硫	0.40		
		氮氧化物	0.12		
废水	井下作业 废水	悬浮固体含量	35.0	mg/L	《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022) 中表 1V 级水质主 要控制指标(储层空气渗透率(μm ²)≥2.0)
		悬浮物颗粒直径 中值	5.5	μm	
		含油量	100.0	mg/L	
		平均腐蚀率	0.076	mm/a	
施工 噪声	L _{Aeq,T}	昼间	70	dB (A)	《建筑施工噪声排放标准》(GB12523-2025)
		夜间	55		

2.5 评价工作等级和评价范围

2.5.1 生态影响评价等级和评价范围

2.5.1.1 生态影响评价等级

根据《环境影响评价技术导则 生态影响》(HJ19-2022) 中 6.1 评价等级判定, 结合建设项目影响区域的生态敏感性和影响程度, 生态评价等级划分为一级、二级和三级。根据以下原则确定评价等级:

- (1) 拟建工程不涉及国家公园、自然保护区、世界自然遗产、重要生境。
- (2) 拟建工程不涉及自然公园、生态保护红线。
- (3) 拟建工程注水管线穿越公益林, 生态评价等级不低于二级。

(4) 根据《环境影响评价技术导则 地表水环境》(HJ2.3-2018), 本项目不属于水文要素影响型建设项目。

- (5) 拟建工程新增永久占地 0hm², 新增临时占地面积 1.56hm², 总面积 $\leq 20\text{km}^2$ 。

- (6) 拟建工程不涉及对保护生物多样性具有重要意义的区域。

综合以上分析，根据《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022）中划分依据，生态评价工作等级为二级。

2.5.1.2 生态影响评价范围

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），项目生态影响评价范围为各井场 50m 范围，管线中心线两侧 300m；管线穿越公益林段，以线路穿越段向两端外延 1km、线路中心线向两侧外延 1km。

2.5.2 地下水环境影响评价等级和评价范围

2.5.2.1 地下水环境影响评价等级

（1）建设项目地下水环境影响评价行业分类

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），拟建工程注水井场地下水环境影响评价项目类别为Ⅰ类，注水管线地下水环境影响评价项目类别为Ⅱ类。

（2）地下水环境敏感程度

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016），建设项目的地下水环境敏感程度分级原则见表 2.5-1。

表 2.5-1 地下水环境敏感程度分级表

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

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

拟建工程调查评价范围内不涉及集中式及分散式饮用水水源，不属于集中式饮用水水源准保护区和准保护区以外的补给径流区，不涉及国家或地方政府设定的与地下水环境相关的其他保护区及保护区以外的分布区，不涉及未划定准保护区的集中式饮用水水源及其保护区以外的补给径流区，项目区域地下水

环境敏感程度分级为“不敏感”。

(3) 评价工作等级判定

地下水评价工作等级划分依据见表 2.5-2。

表 2.5-2 地下水评价工作等级划分依据一览表

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

地下水评价工作等级见表 2.5-3。

表 2.5-3 地下水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
注水井场	I 类	不敏感	二
注水管线	II 类	不敏感	三

由上表可知，拟建工程注水井场建设内容地下水环境影响评价工作等级为二级；注水管线建设内容地下水环境影响评价工作等级为三级。

2.5.2.2 地下水环境影响评价范围

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016），项目地下水环境影响评价范围为注水井场地下水流向上游 1km，下游 3km，两侧外扩 1km 的 8km² 矩形区域，单井注水管线两侧 200m 的范围。

2.5.3 地表水环境影响评价等级和评价范围

2.5.3.1 地表水环境影响评价等级

根据《环境影响评价技术导则 地表水环境》（HJ2.3-2018）、《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），拟建工程废水主要为井下作业废水，井下作业废水收集后送富源 7 井废液处理站处理，满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）标准要求后回注地层。拟建工程属于废水处理后进行回注且无废水直接排入地表水体的建设项目。因此，拟建工程地表水环境影响评价工作等级为三级 B。

2.5.3.2 地表水环境影响评价范围

拟建工程重点分析依托富源 7 井废液处理站处理设施的环境可行性。

2.5.4 土壤环境影响评价等级和评价范围

2.5.4.1 土壤环境影响评价等级

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）和《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023）以及区域历史监测数据，项目所在区域土壤盐分含量 $\geq 4\text{g/kg}$ ，区域 pH 值满足 $5.5 < \text{pH} < 8.5$ ，属于 HJ964-2018 盐化地区。拟建工程类别同时按照生态影响型项目和污染影响型项目考虑，并根据不同项目类型类别分别判定评价等级。

（1）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》（HJ349-2023），拟建工程注水井场属于 I 类项目，注水管线属于 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），“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（ $\leq 5\text{hm}^2$ ）”。

拟建工程新建注水井场新增永久占地 0hm^2 ，占地规模为小型。

（3）建设项目敏感程度

①污染影响型

污染影响型建设项目敏感程度见表 2.5-4。

表 2.5-4 污染影响型建设项目敏感程度一览表

项目名称	和周边敏感目标关系	环境敏感程度
注水井场	周边 1km 范围内不涉及耕地、园地、牧草地、村庄等敏感点	不敏感
单井注水管线	周边 200m 范围内不涉及耕地等敏感	不敏感

②生态影响型

生态影响型建设项目敏感程度见表 2.5-5。

表 2.5-5 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
注水井场	>4	$5.5 < \text{pH} < 8.5$	敏感
注水管线	>4	$5.5 < \text{pH} < 8.5$	敏感

(4) 评价工作等级判定

① 污染影响型

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018），土壤环境污染影响型评价工作等级划分见表2.5-6。

表 2.5-6 评价工作等级分级表

敏感程度 \ 占地规模	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	—	—

土壤环境污染影响型评价工作等级见表 2.5-7。

表 2.5-7 土壤环境污染影响型建设项目敏感程度一览表

项目名称	项目类别	环境敏感程度	评价等级
注水井场	I 类	不敏感	二
注水管线	II 类	不敏感	三

由上表可知，拟建工程注水井场建设内容土壤环境污染影响型评价工作等级为二级，注水管线建设内容土壤环境污染影响型评价工作等级为三级。

② 生态影响型

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018），土壤环境生态影响型评价工作等级划分见表2.5-8。

表 2.5-8 评价工作等级分级表

敏感程度 \ 项目类别	I 类	II 类	III 类
敏感	一级	二级	三级
较敏感	二级	二级	三级
不敏感	二级	三级	—

土壤环境生态影响型评价工作等级见表 2.5-9。

表 2.5-9 土壤环境生态影响型评价工作等级一览表

项目名称	项目类别	土壤含盐量 (g/kg)	环境敏感程度	评价等级
注水井场	I 类	>4	敏感	一
注水管线	II 类	>4	敏感	二

由上表可知，拟建工程注水井场建设内容土壤环境生态影响型评价工作等级为一级；注水管线建设内容土壤环境生态影响型评价工作等级为二级。

2.5.4.2 土壤环境影响评价范围

(1) 污染影响型

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018），项目土壤环境污染影响型评价范围为注水井场外扩 0.2km，注水管线边界两侧向外延 0.2km 范围。

(2) 生态影响型

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018），项目土壤环境生态影响型评价范围为注水井场边界外扩 5km，注水管线边界两侧向外延 0.2km 范围。

2.5.5 大气环境影响评价等级和评价范围

拟建工程运营期无废气产生，因此不再进行大气环境评价等级判定及影响分析。

2.5.6 声环境影响评价等级和评价范围

2.5.6.1 声环境影响评价等级

(1) 声环境功能区类别

拟建工程位于轮古油田区域内，周边区域以油气开发为主，根据《声环境质量标准》（GB3096-2008），属于其规定的 2 类声环境功能区。

(2) 敏感目标噪声级增高量和受噪声影响人口数量

拟建工程井场周围 200m 范围内现状无声环境敏感目标。

(3) 评价工作等级判定

综合以上分析，按照《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ2.4-2021）中声环境影响评价等级划分原则，确定拟建工程声环境影响评价工作等级为二级。

2.5.6.2 声环境影响评价范围

根据《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ2.4-2021），项目声环境影响评价范围为轮古 4C 井场（含注水泵站）边界外扩 200m 范围。

2.5.7 环境风险评价等级和评价范围

拟建工程回注井场、管线中输送及回注均为处理达标后的采出水，不涉及《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018）规定的有毒有害和易燃易爆的危险物质，无重大环境风险源。但考虑到采出水含有少量的石油类和较高的盐分，若发生泄漏，存在对地下水和地表水污染的风险，因此，本次环境风险评价等级按简单分析考虑。不再设置环境风险评价范围。

2.6 环境保护目标

拟建工程运营期无废气产生及排放，不再设置大气环境保护目标。拟建工程周边无地表水体，且项目无废水外排，故不再设置地表水保护目标；将地下水评价范围内潜水含水层作为地下水保护目标；项目周边 200m 范围内无声环境敏感点，因此不再设置声环境保护目标；污染影响型土壤评价范围内无耕地、园地、牧草地、饮用水水源地或居民区、学校、医院、疗养院、养老院及其他敏感目标，故不设置土壤环境（污染型）保护目标；将注水井场周围 5km 范围及管线两侧 0.2km 范围的土壤作为土壤环境生态影响型保护目标；将生态影响评价范围内塔里木河流域水土流失重点治理区、塔里木河中上游水土流失重点预防区、国家二级公益林（天然林）、重要物种（灰胡杨等，塔里木兔、苍鹰、红隼、鹅喉羚等）作为生态保护目标；将区域潜水含水层作为地下水风险保护目标。

环境保护目标见表 2.6-1 至 2.6-4。

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
	方位	距离（m）				
评价范围内潜水含水层	—	—	—	—	—	《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类

表 2.6-2 土壤环境保护目标一览表

保护目标	方位及距离	功能要求
生态影响型		
评价范围内土壤	各注水井场外扩 5km，管线边界两侧向外延 0.2km 范围	不对区域盐碱化程度进一步加深

表 2.6-3 生态保护目标一览表

环境要素	保护目标	保护范围	距最近距离
生态影响	塔里木河流域水土流失重点治理区和塔里木河中上游水土流失重点预防区范围	各井场周围 50m 范围，管线中心线两侧 300m；管线穿越公益林段，以线路穿越段向两端外延 1km、线路中心线向两侧外延 1km	占用
	国家二级公益林（天然林）、地方公益林（天然林）		占用（管线穿越）
	重要物种（灰胡杨等，塔里木兔、苍鹰、红隼、鹅喉羚等）		评价范围内

表 2.6-4 环境风险保护目标一览表

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	影响范围内潜水含水层	G3	III类	D1	—
	地下水环境敏感程度 E 值					E2

2.7 评价内容和评价重点

2.7.1 评价内容

根据拟建工程特点及周围环境特征，将本次评价工作内容列于表 2.7-1。

表 2.7-1 评价内容一览表

序号	项目	内 容
1	概述	项目由来、环境影响评价工作过程、分析判定相关情况、关注的主要环境问题及环境影响、主要结论
2	总则	编制依据、评价目的和评价原则、环境影响因素和评价因子、环境功能区划及评价标准、评价工作等级和评价范围、环境保护目标、评价内容和评价重点、评价时段和评价方法
3	建设项目工程概况和工程分析	区块开发现状及环境影响回顾：轮古油田开发现状、“三同时”执行情况、环境影响回顾评价、区块污染物排放情况、存在环保问题及整改措施。 现有工程：现有工程概况、现有工程手续履行情况、现有工程污染物达标情况、现有工程周边生态恢复情况、现有工程环境问题及“以新带老”改进意见 拟建工程：基本概况、回注层地质概况、主要技术经济指标、工程组成、工艺流程及产排污节点、施工期污染源及其防治措施、运营期污染源及其防治措施、退役期污染源及其防治措施、非正常排放、清洁生产分析、三本账、污染物总量控制分析。 相关政策法规、规划符合性分析、选址合理性分析

续表 2.7-1 评价内容一览表

序号	项目	内 容
4	环境现状调查与评价	自然环境概况、生态现状调查与评价、地下水环境现状调查与评价、地表水环境现状调查与评价、土壤环境现状调查与评价、大气环境现状调查与评价、声环境现状调查与评价
5	环境影响预测与评价	生态影响评价、地下水环境影响评价、地表水环境影响评价、土壤环境影响评价、大气环境影响评价、声环境影响评价、固体废物影响分析、环境风险评价
6	环境保护措施可行性论证	针对拟建工程拟采取的污染防治、生态保护、环境风险防范等环境保护措施，分析论证其技术可行性、经济合理性、长期稳定运行和达标排放的可靠性、满足环境质量改善和排污许可要求的可行性、生态保护和恢复效果的可达性
7	温室气体排放影响评价	温室气体排放分析、减污降碳措施、温室气体排放评价结论
8	环境影响经济损益分析	从项目实施后的环境影响的正负两方面，以定性定量相结合的方式，对工程的环境影响后果进行经济损益核算，估算建设项目环境影响的经济价值
9	环境管理与监测计划	按项目建设阶段、生产运行阶段，提出具体环境管理要求；给出污染物排放清单，明确污染物排放的管理要求；提出应向社会公开的信息内容；提出建立日常环境管理制度、组织机构和环境管理台账等相关要求；提出环境监测计划
10	结论	对建设项目环境影响评价各章节结论进行概括总结和综合分析，结合环境质量目标要求，明确给出建设项目的环境影响可行性结论

2.7.2 评价重点

结合项目的排污特征及周围环境现状，确定拟建工程评价重点为工程分析、地下水影响评价、土壤环境影响评价、生态影响评价和环保措施可行性论证。

2.8 评价时段和评价方法

2.8.1 评价时段

拟建工程评价时段分为施工期、运营期、退役期三个时段。

2.8.2 评价方法

拟建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。本次评价采用了物料衡算法、实测法、类比法、产污系数法等。

3 建设项目工程概况和工程分析

拟建工程位于新疆巴州轮台县境内，塔里木油田分公司在轮古油田内实施“轮古油田轮古 7、9 区块轮古 4C 井区回注系统扩建工程”，主要建设内容包括：①新建注水井场 2 口（轮古 4C 井、轮古 702 井）；②扩建轮古 4C 井场注水泵站（新增注水泵撬 2 座）；③新建注水管线 2.2km；④配套建设自控仪表、供电、通信、电气等辅助设施。

为便于说明，本次评价对现有轮古油田轮古西区块开发现状进行回顾；将本项目涉及的现有井场作为现有工程进行介绍；将本次建设内容作为拟建工程进行分析；将拟建工程依托的富源 7 井废液处理站等作为依托工程进行分析。本次评价工程分析章节结构见表 3-1。

表 3-1 工程分析内容结构一览表

序号	工程组成	主要内容
1	区块开发现状及环境影响回顾	轮古油田轮古西区块开发现状、“三同时”执行情况、环境影响回顾评价、存在环保问题及整改措施
2	现有工程	现有工程概况、现有工程手续履行情况、现有工程污染物达标情况、现有工程污染物年排放量、现有工程环境问题及“以新带老”改进意见
3	拟建工程	基本概况、油气资源概况、主要技术经济指标、工程组成、工艺流程及产排污节点、施工期污染源及其防治措施、营运期污染源及其防治措施、退役期污染源及其防治措施、非正常排放、清洁生产分析、三本账、污染物总量控制分析
4	依托工程	介绍富源 7 井废液处理站、轮南七公里固废填埋场等基本情况及依托可行性分析

3.1 区块开发现状及环境影响回顾

3.1.1 轮古油田轮古西区块开发现状

（1）轮古西区块主体工程建设情况

轮古油气田隶属于中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司，具体日常运行管理由轮南采油气管理区负责，轮南采油气管理区是塔里木油田公司下属二级单位。轮古油气田分为轮古西片区、轮南片区、桑吉片区。

轮古西区块位于轮台县和库车市。油区范围东西长约 25km，南北长约 12km，面积约 305km²。轮古西片区于 2001 年投入试采，为一大型复杂碳酸盐岩稠油油田，包括轮古 15、轮古 7、轮古 9、轮古 2 井区等。轮古西区块

现有联合站 1 座（轮三联合站）、卸油站 1 座，计转站 1 座，集油站 1 座，计量间 4 座，油水井 106 口及附属设施（作业区公寓、固废填埋场、污水处理设施等），油田内部集输管网和道路等。截至 2025 年，轮古西区块年产油 3 万 t，产气 130 万 t。

（2）公用工程建设情况

①给排水

轮古西区块内各井场、站场为无人值守，以巡检人员为主，生产过程中不涉及用水，废水主要为采出水和井下作业废水，采出水在联合站处理后，通过采出水管线输送至区域回注水井回注地层，回注层位为油气开采层位；井下作业废水由专用罐收集后，定期拉运至富源 7 井废液处理站处理。生活污水由作业区公寓生活污水处理装置处置。

②供热

轮古油田轮古西区块内部分井场及站场设置有真空加热炉，所需燃料气管输来自联合站。

③供电

轮古西区块由国家电网供电，现有 35kV 变电站 2 座及配套的 35kV 架空线路，可为区域内规划的井场及站场供电。

（3）辅助工程建设情况

①集输管线及运输情况

轮三联合站周围单井集输至联合站，LG15-18 计转站周边单井进入计转站后管输至轮三联合站处理。LN11-H1 计量间、LG9-1 计量间、LG7 计量间、LG7-9C 计量间周围单井计量后进入 LG7 集油站后集输至轮三联合站，最终通过东轮管道外输至轮南。

②内部道路建设情况

目前轮古西区块主干道路 30km（沥青路面），通井路全部为砂石路面，路面修建均符合油田内部建设标准。

③储罐、运输及装载系统建设情况

轮古西区块各井场不涉及储罐，现有储罐主要存在于各计转站、联合站，

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

（4）环保工程

轮古现有环保设施比较齐全，依托的联合站配套有采出水处理系统，区域还建有轮南七公里固废填埋场、轮南七公里危废贮存间。运营期采出水处理、落地油及废防渗材料、废润滑油桶等危险废物处置均依托区域现有联合站配套设施和第三方有危废资质的单位处理。

（5）采出水转输系统现状

目前已形成“博孜→大北→克拉→轮西”及“迪那→轮西”管网跨区大联通。

“博孜→大北→克拉→轮西”输水管网其中博孜至大北输水管线 39km、大北至克拉输水管线 95.3km、克拉至东轮输水管线 129.04km、东轮至轮西输水管线 32.9km，实现博孜、大北、克拉气田采出水输至轮古油田。外输管线输水最大能力 $9000\text{m}^3/\text{d}$ ，目前实际输水 $4000\text{m}^3/\text{d}$ 。

“迪那→轮西”输水管网其中迪那至台 2 区块输水管线 25km，台 2 至轮西输水管线 39.3km，实现迪那气田采出水输至轮古油田。外输管线输水最大能力 $6500\text{m}^3/\text{d}$ ，目前实际输水 $6300\text{m}^3/\text{d}$ 。

图 3.1-1 库车山前气田采出水转输系统现状图

(6) 区域注水工程建设情况

目前轮古 15 区块注水井共计 12 口，注水能力由 6500m³/d，主要消纳博大、克拉、克深气田来水；轮古 7、9 区块注水井共计 6 口，注水能力由 4200m³/d，主要消纳迪那气田来水。

目前轮古西区块注水井输水支干线详见下表：

表 3.1-1 区块注水井输水支线统计表

注水泵前管线	材质及管径	设计压力 (MPa)	注水量 (m ³ /d)	备注 (现有/在建)
LG15-10 井注水管线	柔性复合管 DN119	16	280	现有
LG15-27 井注水管线	柔性复合管 DN125	6.4	450	现有
LG15-6 井注水管线	柔性复合管 DN119	16	560	现有
LG42 井注水管线	柔性复合管 DN119	6.4	600	现有
LG421 井注水管线	柔性复合管 DN119	16	800	现有
LG15-19C 井注水管线	柔性复合管 DN137	16	500	现有
LG902-6 井注水管线	柔性复合管 DN119	16	300	现有
LG15-23 井注水管线	柔性复合管 DN119	16	460	现有
LG15-40 井注水管线	柔性复合管 DN119	16	450	现有

3.1.2 轮古西区块“三同时”执行情况

目前轮古西区块已开展工程的环保手续履行情况、环境风险应急预案、排污许可等手续情况如下表 3.1-2 所示。

表 3.1-2 轮古西区块环保手续履行情况一览表

序号	建设项目名称	环评文件			验收文件		
		审批单位	批准文号	批准时间	验收单位	验收文件	验收时间
1	塔北油田开发工程	原国家环境保护局	环监(1992)435号	1992年12月12日	新疆维吾尔自治区生态环境厅	新环环评函(2021)227号	2021年3月15日
2	轮古 15 井开发建设项目	原国家环境保护总局	环审(2005)20号	2005年1月7日	原新疆维吾尔自治区环境保护局	新环监验(2007)32号	2007年10月16日
3	轮古西奥陶系油藏注水提采地面工程	新疆维吾尔自治区生态环境厅	新环审(2022)109号	2022年6月8日	2023年10月完成自主验收		
4	轮南油气开发部轮古西片区环境影响后评价报告书	新疆维吾尔自治区生态环境厅	新环环评函(2021)224号	2021年3月15日	—		

续表 3.1-2 轮古西区块环保手续履行情况一览表

序号	建设项目名称	环评文件			验收文件		
		审批单位	批准文号	批准时间	验收单位	验收文件	验收时间
5	环境风险应急预案	塔里木油田分公司轮南采油气管理区制定有《轮南采油气管理区突发环境事件应急预案（轮台县）》（备案编号 652822-2025-27-L）					
6	排污许可	轮一联合站固定污染源排污许可证（2019 年 12 月 7 日，登记编号：9165280071554911XG007Q）、轮南处理站固定污染源排污许可证（2019 年 12 月 9 日，登记编号：9165280071554911XG015V）、轮西采油作业区（巴州）（登记编号：9165280071554911XG002U）、轮南采油作业区（登记编号：9165280071554911XG083W）					

3.1.3 轮古油田轮古西区块环境影响回顾评价

根据现场踏勘情况及调查结果，结合竣工环保验收报告、例行监测报告、排污许可执行报告等资料，对轮古油田轮古西区块分别从生态影响、土壤环境影响、水环境影响、大气环境影响、固废环境影响、声环境影响、环境风险进行回顾性评价。

3.1.3.1 生态影响回顾

（1）占地影响回顾分析

轮古油田轮古西区块开发建设对生态的影响主要表现为占地影响，分为临时占地和永久占地。施工期临时占地造成了占地范围内植被破坏、土壤扰动及水土流失等影响，永久占地改变了土地利用类型，造成了生态景观破碎化等影响。轮古油田轮古西区块经过了多年的开发后，现在已占用了一定面积的土地，使永久占地范围内的荒漠植被受到一定程度的破坏。整个自然环境中的植被覆盖度减少，地表永久性构筑物增多。

油田内部永久占地范围的植被完全清除，主要为柽柳、芦苇、盐穗木等，塔里木油田分公司已严格按照有关规定办理建设用地审批手续，占用公益林地已按《国家级公益林管理办法》（林资发〔2017〕34 号）、《新疆维吾尔自治区建设项目使用林地审核审批管理办法（试行）》（新林资字〔2015〕497 号）等有关规定实行占用林地补偿制度，占用耕地已按《中华人民共和国土地管理法》相关规定实行占用耕地补偿制度。根据现场踏勘情况，现有井场及管线临时占用公益林区域植被正在逐步恢复当中，随着时间的推移，被破坏的植被将逐渐恢复到原有自然景观。现有井场及管线临时占地植被恢复情况见下图。

单井永久占地 $40 \times 60\text{m}$ ，临时占地 $140 \times 100\text{m}$ ，单井和站场永久占地范围内无植被，地表平整压实，铺垫砾石层。各类管线临时影响范围均在管道两侧各 8m 的范围之内。工程完工后覆土回填，除管廊上方回填土高于原地表，其余临时占用地方清理平整并恢复地表。道路临时影响范围均在道路中心线两侧各 5m 范围之内，工程完工后对公路两侧的施工迹地进行平整。

（2）植被环境影响回顾分析

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

油田进入正式生产运营期后，不会再对区域内的自然植被产生新的破坏影响，除了永久性建筑设施、面积较小的井场以及道路的路基和路面占地外，其他临时性占地区域将被自然植物逐步覆盖，随着时间的推移，被破坏的植被将逐渐恢复到原有自然景观。

①永久占地植被影响回顾

永久占地是指井场、站场等占地。根据现场调查情况，区域的道路地面均进行了硬化处理，井场永久性占地范围内进行砾石铺垫处理，站场（转油站等）有护栏围护。油田内部永久占地范围的植被完全清除，主要为怪柳、芦苇、盐穗木等，塔里木油田分公司已严格按照有关规定办理建设用地审批手续。

②临时占地植被影响回顾

临时占地主要是修建道路、敷设管线、井场施工时占用的土地。轮古油田位于迪那河和塔里木水系补给区之间的空白地带，极端的干旱和强烈蒸发，项目区怪柳、盐穗木等植被恢复缓慢，种子萌发和幼苗生长主要依赖雨水、洪水，因此植被的恢复需要时间长。群落稳定性差，施工期间对周围植被影响有限，并且随着施工结束影响也随之结束。

油田进入正式生产运营期后，地表土壤、植被也将不再受到扰动，不会再对区域内的自然植被产生新的破坏影响，正在逐步地自然恢复过程中。

（3）野生动物影响回顾分析

轮古油田轮古西区块内野生动物种类、数量均不丰富，主要为爬行类、小型鸟类等，油田开发建设施工期对动物的影响，主要是运输、施工噪声和人为活动，迫使动物离开场站和管道沿线区域，其适应性较强，比较容易在油田开发后找到替代生境；对区域野生动物的影响不属于永久性和伤害性影响，只是造成短时间的干扰，随着施工结束，对野生动物的干扰也随之消失。油田进入生产期，人为影响程度趋于平稳，部分对栖息地分割和人类活动影响相对不太敏感的种类，如爬行类、麻雀等，又可重新返回油田区影响较弱的地带生存。同时油田开发在施工过程中加强对施工人员活动区域的控制，减少对野生动物的干扰，未发生捕猎野生保护动物的现象。因此，油田开发活动对野生动物种群和数量影响较小。

（4）公益林影响回顾

油田开发建设施工过程扰动了地表，导致公益林破坏。严格按照《新疆维吾尔自治区建设项目使用林地审核审批管理办法（试行）》（新林资字〔2015〕497号）要求，井场及管道沿线两侧范围内的林地征用应按照地方有关工程征占地补偿标准进行；井场及管道施工穿越林地所造成的林业损失既是一次性的，又是永久性的，开挖管沟缩短施工作业范围，作业带宽度控制在 8m 范围内；管线及道路沿现有油田道路布置，减少破坏原公益林。

（5）水土流失重点治理区影响回顾

油田开发建设施工过程扰动了地表、破坏植被、增大地表裸露面积，使土壤变得疏松，破坏原有水土保持稳定状态，引起一定程度的水土流失。

根据调查，施工采取合理组织施工，避开雨季施工；合理安排了施工进度及施工时间，减少了施工期土壤流失量；井站场采取砾石压盖，砾石压盖能有效减少风力侵蚀，降低水土流失；开展了水土保持“三同时”工作，并严格按照水土保持方案开展了水土保持工作，有效减少水土流失。

（6）已采取的生态保护措施有效性评价

①井场和站场

井场施工期临时占地均为油田开发规划用地，所占土地完钻后进行了迹地清理和平整。钻井工程结束后，对井场永久占地范围内地表结合区块地表特点，铺设了水泥板，采取了必要的硬化措施，以减少侵蚀量。井场永久性占地面积约 $40\text{m} \times 60\text{m}$ ，施工完成后，地面均进行了砾石铺垫处理。

图 3.1-2 区域井站场周边恢复情况及占地现状

②管线和道路

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

施工结束后管沟回填，除管廊上方覆土高于地表外，管线两侧施工迹地基本恢复平整，临时占地区域内的原始植被已基本恢复，恢复较好，对周围植被和地表的影响不大。

项目区勘探开发时间长，依托设施完善，各单井为独立的探临路，砂石路面，路面宽约 4.5m。所有的施工车辆都是在已建道路上行驶，没有车辆乱碾乱轧的情况发生，没有随意开设便道，尽量减少和避免对项目区域地表的扰动和

破坏。施工结束后平整恢复迹地，路面表层铺垫有砾石层，道路两侧植被正在恢复。

图 3.1-3 现有道路和管线周边恢复情况

③按照职工培训计划，对员工进行了健康安全环保培训，加强了员工环保意识，项目实施过程中没有发生乱砍滥伐、捕猎野生动物的现象。

④水土流失防治措施：合理安排了施工进度及施工时间，减少了施工期土壤流失量；井场采取砾石压盖，砾石压盖能有效减少风力侵蚀，降低水土流失；开展了水土保持“三同时”工作，并严格按照水土保持方案开展了水土保持工作，有效减少水土流失。

⑤防沙治沙措施：施工过程中严格规定车辆和各类工作人员的活动范围，使之限于在施工区范围内活动，严禁破坏占地范围外的植被；施工过程中，不得随意碾压区域内其它固沙植被。

⑥油田开发建设施工过程扰动了地表，导致公益林破坏。严格按照《新疆维吾尔自治区建设项目使用林地审核审批管理办法（试行）》（新林资字〔2015〕497号）要求，井场及管道沿线两侧范围内的林地征用应按照地方有关工程征占地补偿标准进行；井场及管道施工穿越林地所造成的林业损失既是一次性的，又是永久性的，开挖管沟缩短施工作业范围，作业带宽度控制在 8m 范围内；管线及道路沿现有油田道路布置，减少破坏原公益林。在胡杨分布的地段，为了更好地保护胡杨，采取修建弯道进行绕避或控制管线的宽度和临时占地面积的方法，施工结束后平整恢复迹地，管线两侧植被正在恢复。

综上所述，根据现场调查，井场严格控制占地，在永久性占地范围内进行

砾石铺垫处理；管线和道路临时占地以自然恢复为主，恢复缓慢。综上所述，生态保护要求基本得到落实。

3.1.3.2 土壤环境影响回顾

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

此外，运营期过程中，来自井场、站场产生的污染物对土壤环境产生了一定的影响，如废水和固废进入土壤造成土壤的污染，但这些影响主要是发生在事故条件下，如井喷、单井管线爆管泄漏、污水管线泄漏致使污油进入土壤。另外各类机械设备也可能出现跑、冒、漏油故障，对外环境造成油污染。这些污染主要呈点片状分布，在横向上以发生源为中心向四周扩散，距漏油点越远，土壤中含油量越少，从土壤环境污染现状调查可知，在纵向上石油的渗透力随土质有很大的差别，质地越粗，下渗力越强。进入土壤的油污一般富集在 0~20cm 的土层中，积存于表层会影响表层土壤通透性，影响土壤养分的释放，降低土壤动物及微生物的活性，使土壤的综合肥力下降，最终影响植物根系的呼吸作用和吸收作用。

根据现场调查及收集相关资料，目前暂未出现土壤环境污染事故发生。轮南采油气管理区主要采取了以下措施防治土壤污染：

（1）“大气沉降”途径阻断措施

各井场油气集输基本全部实现了密闭集输工艺，选用先进的生产工艺及设备，在正常生产情况下尽可能地减少非甲烷总烃逸散排放。

（2）“地面漫流”途径阻断措施

①采出水经处理达标后，直接回注单井或者通过增压站回注到单井。

②重点罐区设置了围堰、地面硬化等措施。

(3) “垂直入渗”途径阻断措施

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

②对管线刺漏造成的土壤污染进行了及时清运，减少扩散范围，降低土壤污染风险。

③轮古油田轮古西区块产生的含油污泥、废矿物油等危险废物均第一时间转运至塔里木油田绿色环保站或有危废处置资质的单位接收并进行达标处理。含油污泥收集、贮存、运送、处置过程中，严格执行国家《危险废物转移管理办法》（生态环境部令 第 23 号）。通过采取上述措施，大大降低了含油污泥暂存对土壤的污染风险。

轮古油田轮古西区块主要土壤类型为漠境盐土、盐土、草甸土、风沙土等。以轮古油田轮古西区块历年的土壤监测数据及本次评价土壤环境质量监测结果为依据，轮古油田轮古西区块大区域土壤环境质量保持稳定，土壤中的石油烃和重金属的含量并未因油田的开发建设而明显增加。

3.1.3.3 水环境影响回顾

3.1.3.3.1 施工期水环境影响回顾

(1) 生活污水

根据油区钻井施工情况，钻井队伍一般设置临时生活营地，生活营地建有规范的生活污水池，生活污水池防渗采用环保防渗膜。同时施工分段分期进行，具有较大的分散性，局部排放量很小，定期拉运至油田生活污水处理装置处理或委托资质单位拉运至附近生活污水处理厂进行处理，不直接排入环境水体。

(2) 钻井废水

钻井废水是钻井液等物质被高倍稀释的产物，其组成性质及危害与钻井液类型、处理剂的组成有关，其中的污染物有悬浮物、石油类、COD 等。钻井施工过程中采用“钻井废弃物不落地处理技术”，钻井废水全部循环利用，用于配制泥浆，不外排。

综上，施工期间产生的各种废水基本得到了妥善处理，未排入地表水体，

对水环境的影响可接受。

3.1.3.3.2 运营期地下水环境影响回顾

油田采出水经采出水处理装置处理，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）标准要求后，根据井场注水需要回注地层；在井下作业过程中，作业单位自带回收罐回收作业废水，运至富源 7 井废液处理站处置，处置后的废水满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）标准要求后回注，未外排。油气开采过程中产生的落地原油，根据油田公司作业要求，必须采用带罐进行，井口排出物全部进罐，落地原油 100% 进行回收。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可接受。

同时本次评价搜集轮古油田轮古西区块历年的环评、后评价报告与区块内地下水例行监测数据中地下水环境质量现状监测数据进行比对，存在溶解性总固体、总硬度、氯化物、硫酸盐、锰、氟化物等有不同程度的超标，其余各项满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）Ⅲ类标准要求，超标的主要原因与当地水文地质条件有关；石油类均满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）Ⅲ类标准要求。

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

3.1.3.4 大气环境影响回顾

根据现场调查，轮古油田轮古西区块内现有的各井场采出原油集输基本实现了密闭集输工艺，选用先进的生产工艺及设备，在正常生产情况下尽可能地减少非甲烷总烃逸散排放。运营期站场加热炉燃用处理后的返输天然气，从运行现状情况看，天然气气质稳定，各设备运行正常，排放废气中各项污染物浓度较低。结合区域例行监测数据，加热炉烟气排放满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表 2 新建锅炉大气污染物排放浓度限值要求；各场站无组织排放的硫化氢满足《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）表 1 恶臭污

染物厂界标准值新扩改建项目二级标准；无组织排放非甲烷总烃满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中边界污染物控制要求。

表 3.1-3 轮古西区块站场有组织废气污染物达标情况一览表

名称	污染源	污染物	排放浓度 (mg/m ³)	主要处理 措施	标准	达标 情况
LG7 集油站 1#真空加 热炉	真空加 热炉烟 气	颗粒物 二氧化硫 氮氧化物 烟气黑度	2.1~3.4 11~13 117~135 <1级	使用净化 后的天然 气作为燃 料	《锅炉大气污染物排放标准》（GB 13271-2014）表 2 新建燃气锅炉大气 污染物排放浓度限值	达标

表 3.1-4 轮古西区块井场、站场厂界无组织废气达标情况一览表

名称	污染物	排放浓度 (mg/m ³)	主要处理 措施	标准	达标 情况
LG9-1 计 量站	站场无组 织废气	硫化氢 0.005~ 0.018	日常维护, 做好密闭 措施	《恶臭污染物排放标准》 （GB14554-93）表 1 标准限值要求	达标
		非甲烷总烃 0.16~0.24		《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	
LG15-9 井	井场无组 织废气	硫化氢 0.005~ 0.018	日常维护, 做好密闭 措施	《恶臭污染物排放标准》 （GB14554-93）表 1 标准限值要求	达标
		非甲烷总烃 0.28~0.40		《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	

本次回顾引用巴州例行监测点 2021 年~2025 年监测数据以及区域历史报告中开展的监测进行说明,轮古西区块废气污染物中涉及的因子主要为颗粒物、二氧化硫、氮氧化物、非甲烷总烃和硫化氢,本次基本 6 项因子仅分析 PM₁₀、PM_{2.5}、SO₂、NO₂四项因子。

表 3.1-5 区域 2021 年~2025 年环境空气质量变化情况一览表

地区	污染物	年评价指标	2021 年现状 浓度 (μg/m ³)	2022 年现状 浓度 (μg/m ³)	2023 年现 状浓度 (μg/m ³)	2024 年现状 浓度 (μg/m ³)	2025 年现状 浓度 (μg/m ³)	标准值 (μg/m ³)	达标 情况
巴州	PM ₁₀	年平均值	83	81	82	74	60	60	超标/ 达标
	PM _{2.5}	年平均值	27	27	26	26	21	30	达标
	SO ₂	年平均值	4	5	5	5	6	60	达标
	NO ₂	年平均值	25	20	14	23	21	40	达标

从表中可以看出,区域 2021 年至 2024 年 PM₁₀ 年平均值均处于超标状态,

2025 年 PM_{10} 年平均浓度刚好满足标准限值要求，主要原因是紧邻沙漠导致，并不是油气田开发过程造成； SO_2 、 NO_2 年平均浓度未发生较大变化，说明油气田开发过程中加热炉的使用未导致区域二氧化硫、氮氧化物产生较大影响。

由于非甲烷总烃、硫化氢不属于基本 6 项因子，所在区域非甲烷总烃、硫化氢监测结果主要来源于区域历史环境影响评价报告中所开展的监测，由于各监测点位的差异，无法进行有效的对比，主要以区域的监测结果进行说明，根据统计的结果，整个区域非甲烷总烃、硫化氢小时值均未超过标准要求，监测值均在小范围波动，未因油气田开发导致非甲烷总烃、硫化氢监测值大幅度变化。说明项目的建设和运行对区域环境空气质量影响不大。

综上所述，说明加热炉等有组织废气污染防治措施、各井场、站场无组织废气污染防治措施基本适用、有效，废气污染防治措施均基本按照环评及批复落实；区域环境空气质量保持稳定，环境空气中的非甲烷总烃和 H_2S 并未因油田的开发建设而明显增加。

3.1.3.5 固体废物影响回顾

油气开采对环境造成影响的主要固体废物包括一般工业固体废物、危险废物和生活垃圾三类。

危险废物主要包括管线刺漏含油污泥、联合站含油固体废物（污水处理装置油泥和罐底油泥）；一般工业固体废物包括钻井废弃泥浆及岩屑、建筑垃圾等；生活垃圾主要为作业区公寓产生的生活垃圾。

其中含油类危险废物收集后送有资质的单位进行处理，达到《关于含油污泥处置有关事宜的通知》（新环办发〔2018〕20 号）规定要求后，由油田公司统一用于油田作业区内铺设道路及井场；钻井废弃物中废弃膨润土泥浆及岩屑在井场泥浆池，经检测达标后用于油气田内部道路铺设、井场铺垫；钻井废弃物中废弃磺化泥浆及岩屑送有资质的单位处理，处理后的固体废物满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T 3997-2017）中控制指标要求，用于油气田内部道路铺设、井场铺垫；建筑垃圾等一般工业固废送附近固废填埋场工业固废池进行填埋；生活垃圾经收集后送附近固废填埋场生活垃圾填埋池进行填埋。

根据现场踏勘并结合调查结果，含油类危险废物在收集、贮存、运送、处置过程中，严格执行《危险废物转移管理办法》（生态环境部 部令第 23 号）相关要求，并于每月底将转移数量报送当地县级以上生态环境主管部门及油田公司安全环保处备案。

总体来说，项目区内已有工程生产活动和生活产生的固体废物基本得到妥善处置。

3.1.3.6 声环境影响回顾

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

轮古西区块内油气开发活动产生的噪声主要来自井场、站场的各类机泵。根据验收期间的监测数据可知，轮古油田内井场、站场等厂界噪声均满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类标准值。因此油田基本落实了噪声污染防治的相关措施，区块开发对周围环境的影响可行，在采取有效声污染防治措施后未导致所在区域声环境质量超出相应功能区要求。

表 3.1-6 轮古西区块井场、站场噪声达标情况一览表

位置	监测值 dB(A)		主要处理措施	标准	达标情况
LG7 集油站四周	昼间	43~44	基础减振	《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	达标
	夜间	38~40			达标
LG15-9 井场四周	昼间	48~49	基础减振	《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	达标
	夜间	37~38			达标

3.1.3.7 环境风险回顾

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

根据调查，轮古油田轮古西区块至今未发生过井喷事故及管道全管径断裂事故，因管道及设备腐蚀老化发生的刺漏事故，通过采取有效的环境风险防范和应急措施，使危害影响范围减小到最低程度，未对周边产生较大的影响。

本次对油田环境风险防范措施进行了调查，具体如下：

(1) 钻井、井下作业事故风险预防措施

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

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

③按消防规定配备泡沫灭火器、干粉灭火器、消防铁锹和其他消防器材。

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

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

(2) 油气集输事故风险预防措施

①严格按照管道施工、验收等规范进行设计、施工和验收。

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

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

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

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

低程度。

⑥定期对管线进行巡视，加强管线和警示标志的管理工作。

（3）站场事故风险预防措施

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

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

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

④站场设置自动化控制系统和紧急停车联锁系统，采用电脑自动检测和报警机制。

轮古油田轮古西区块范围隶属于塔里木油田分公司轮南采油气管理区管理，塔里木油田分公司轮南采油气管理区制定有《塔里木油田公司轮南采油气管理区突发环境事件应急预案（轮台县）》（备案编号 652822-2025-27-L）。突发环境事件应急预案适用范围包括：

（1）预案的适用范围是轮南采油气管理区管辖在内的所有油气设施。以下称为“油气生产区域”。

（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。

根据现场调查，轮南采油气管理区有健全的安全管理组织，制定了各项安全管理制度、安全生产岗位责任制和安全操作规程，执行情况较好；安全管理人员和操作工经培训持证上岗，员工的安全、技术素质能够适应安全生产的要

求；油气生产和储存设备、设施运转、维护基本正常。轮南采油气管理区针对实际生产情况制定了详细的风险事故应急预案，采取了有效的环境风险防范和应急措施，建立了应急管理体系，开展了应急培训和应急演练，具备处置突发环境事件的能力，应急物资储备充足，应急保障措施完善，且未发生过重大风险事故。综合评价认为轮南采油气管理区的风险事故管理和安全生产现状良好，现有的风险防范措施和事故应急预案能够满足油田生产的要求。

3.1.3.8 与排污许可衔接情况

排污口是否规范，是项目验收的前提条件之一。从评价调查及收集资料可以看出，轮南采油气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。轮南采油气管理区按照《固定污染源排污许可分类管理名录（2019 版）》规定的范围，已对加热炉等固定污染源办理了排污许可证。根据《排污口规范化整治技术要求（试行）》（环监〔1996〕470 号）、《〈环境保护图形标志〉实施细则》（环监〔1996〕463 号）、《排污单位自行监测技术指南 总则》（HJ819-2017）、《排污单位自行监测技术指南 陆上石油天然气开采工业》（HJ1248-2022），轮南采油气管理区建立并逐步完善自行监测制度及排污口规范化管理制度，并严格执行。

3.1.3.9 环境管理回顾

按照油田公司 QHSE 管理制度体系建设要求，已建立了轮南采油气管理区 QHSE 制度管理体系，并将各项环境管理制度作为 QHSE 制度管理体系重要建设内容，制定了建设项目“三同时”管理、污染防治设施运行管理、污染源监测管理、排污口标识标牌规范管理、危险废物全过程管理等环境管理制度，基本建立了源头预防、事中管理、事后考核的环境管理制度体系。

（1）环保设施运行记录

评价期调查发现，早期勘探开发阶段环保设施运行记录不规范、不完整，随着国家和自治区环境保护法律法规和政策的调整与规范，油田废气、废水、固体废物及危险废物污染防治设施运行记录现较为规范、完整。

（2）例行监测管理

近几年，塔里木油田实验检测研究院环境节能监测中心等按照各年度塔里木油田环境监测工作计划，对锅炉废气、无组织废气、噪声、生产废水、生活污水、土壤环境、地下水环境等开展了定期环境监测。

（3）档案管理

随着国家、自治区环境管理要求的提高，轮南采油气管理区围绕 QHSE 制度体系，逐步健全了环境保护法律法规汇编、建设项目环境管理、污染防治设施运行管理、固体废弃物处置利用管理、环境安全隐患治理与风险管控、环境管理依法合规情况检查与整改等环境管理档案。根据《环境保护档案管理规定 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》，轮南采油气管理区建立并完善环境管理文件和档案管理制度，明确责任部门、人员、流程、形式、权限及各类环境管理档案及保存要求等，确保企业环境管理规章制度和操作规程编制、使用、评审、修订符合有关要求。

3.1.3.10 退役设施情况

轮古油田部分区块涉及长停井，均为采油井，长停井部分已按照塔里木油田分公司有关封井要求进行封井，封井时采取了如下保护措施：

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

2、对圆井或方井坑进行回填，设置地面封井标识；

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

4、清理临时占地范围内的废弃物、戈壁石、井场垫土层；

5、临时土地平整。对井场临时进行平整，达到起伏平缓，无陡坡，无深坑的效果。

3.1.4 现有区块污染物排放量

根据统计资料，轮古油田轮古西区块现有污染物年排放情况见表3.1-7。

表 3.1-7 轮古油田轮古西区块现有污染物排放情况一览表 单位: t/a

类别	废气					废水	固废
	颗粒物	二氧化硫	氮氧化物	非甲烷总烃	硫化氢		
轮古西区块现有 污染物排放量	3.86	9.28	29.66	19.05	0.092	0	0

3.1.5 环境问题及“以新带老”改进意见

根据评价期间及现状调查结果以及现行法律法规文件要求, 区块内现有完钻井井场已进行了平整, 井口周边区域进行了硬化, 井区的巡检道路采用砂石路面, 井场规范。具体存在的问题如下:

现有环境管理体系不完善, 缺少温室气体排放及退役期环境管理内容。

整改方案:

后期补充完善温室气体排放及退役期环境管理内容, 将其纳入现有环境管理体系中。

3.2 现有工程

拟建工程涉及 2 口老井, 分别为轮古 4C 井、轮古 702 井, 及轮古 4C 注水泵站, 拟建工程将其作为现有工程进行介绍。

3.2.1 现有工程概况

(1) 基本情况

现有轮古 702 井为停产状态, 井场仅剩采油树 1 座, 无其他井场设备; 轮古 4C 井也为停产状态, 井场现有采油树 1 座。

轮古 4C 注水泵站位于轮古 4C 井场, 轮古 4C 注水泵站隶属于轮古 7、9 注水区块, 于 2025 年 9 月 25 日正式投入运行, 负责轮古 7-16、轮古 7-18、轮古 4-H1 三口注水井回注工作, 设计注水能力 2100m³/d。

表 3.2-1 现有老井基本情况一览表

序号	井场名称	坐标	开钻时间	完钻时间	井深	井场类型	井场现状	停井时间	停井后情况
1	轮古 702 井		2007/8/1	2007/9/30	5310	油井	停井	2014.5	井筒完整
2	轮古 4C 井		2008/7/15	2008/10/25	5483.12	油井	停井	2018.4	井筒完整

(2) 工艺流程

①井场

各井场停产前，井场油气通过已建集输管线（各集输管线均为埋地敷设）输送至临近计转站或阀组站，最终输送至区域联合站进行处理。

②轮古 4C 注水泵站

迪那区块气井采出水经处理站处理后，通过已建迪那输水管线输送至轮古 7、9 区块，由输水干线、支干线低压输送至轮古 4C 注水泵站进行增压，经注水泵增压至 25MPa 后，再经注水阀组计量分配后分输至轮古 7-16、轮古 7-18、轮古 4-H1 三口注水井回注地层。注水泵站设 1 座污水回收罐，用于收集注水泵泄漏废水和排污放空水，罐内废水通过污水提升回流泵提升至注水泵入口回收，污水提升回流泵与污水回收罐液位联锁，自动启停。

(3) 主要设备设施

现有 2 口老井现均为停产状态，各井场均分别仅剩采油树 1 座，无其他井场设备（原井场设备均已拆除）。轮古 4C 注水泵站主要设备设施见表 3.2-2。

表 3.2-2 拟建工程注水井场主要工程内容一览表

分类	序号	设备名称	型号	单位	数量	备注
轮古 4C 注水泵站	1	注水泵	5ZB44/25 Q=44m ³ /h	台	3	现有
	2	5 井式配水阀组	—	座	1	现有
	3	污水提升回流泵	LQDLF5-36 Q=5m ³ /h H=200m	台	2	现有
	4	污水回收罐	Φ=1.8m L=3.5m	座	1	现有

图 3.2-1 各老井现状

3.2.2 现有工程手续履行情况

现有工程环保手续履行情况见表 3.2-3 所示。

表 3.2-3 环评及验收情况一览表

序号	包含内容	建设项目名称	环评文件			验收文件		
			审批单位	批准文号	批准时间	验收单位	验收文号	验收时间
1	轮古 702 井、轮古 4C 井	塔北油田开发工程	原国家环境保护局	环监(1992)435号	1992年12月12日	2021年9月完成自主验收		
2	轮古 4C 注水泵站	轮古油田轮古 7、9 区块注水扩建工程	新疆维吾尔自治区生态环境厅	新环审(2025)130号	2025年5月26日	正在组织开展竣工环保验收		

3.2.4 现有工程污染物年排放量

根据现场调查和资料搜集情况，现有井场正常运行期间污染源排放见表 3.2-4。

表 3.2-4 现有工程污染物排放情况一览表 单位：t/a

类别	废气					废水	固废
	颗粒物	二氧化硫	氮氧化物	非甲烷总烃	H ₂ S		
现有工程排放量	0	0	0	0.18	0.003	0	0

3.2.5 现有工程环境问题及“以新带老”改进意见

根据现场踏勘结果，现有井场均处于停产状态，轮古 4C 注水泵站正常运行，无环境问题。

3.3 拟建工程

3.3.1 基本概况

拟建工程基本情况见表 3.3-1。

表 3.3-1 拟建工程基本情况一览表

项目	基本情况
项目名称	轮古油田轮古 7、9 区块轮古 4C 井区回注系统扩建工程
建设单位	中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司
建设地点	新疆巴州轮台县境内
建设性质	改扩建
建设周期	建设周期 2 个月
总投资	项目总投资 931.74 万元，其中环保投资 50 万元，占总投资的 5.4%
建设规模	拟建工程建成投产后，新增注水规模为 1400m ³ /d

续表 3.3-1

拟建工程基本情况一览表

项目			基本情况
工程内容	主体工程	井场工程	新建注水井场2口（轮古4C井、轮古702井）；扩建轮古4C井场注水泵站（新增注水泵撬2座）
	主体工程	管线工程	新建注水管线2.2km，设计压力25MPa，采用DN80柔性复合管
	公辅工程	供电工程	拟建工程依托区域现有电力设施
		给排水	施工期：施工期不设置施工营地，施工期间产生生活污水依托轮南采油气管理区公寓现有生活污水处理设施处理；管线试压废水泼洒抑尘； 运营期：井下作业废水采用专用回收罐收集后运至富源7井废液处理站处理； 退役期：无废水产生
		道路系统	依托区块现有道路
		防腐工程	1) 地上保温管道防腐层结构：高固体份环氧底漆（干膜厚度 $\geq 100\mu\text{m}$ ）+环氧云铁中间漆（干膜厚度 $\geq 100\mu\text{m}$ ）。 2) 地上不保温管道防腐层结构：环氧富锌底漆（干膜厚度 $\geq 80\mu\text{m}$ ）+环氧云铁中间漆（干膜厚度 $\geq 90\mu\text{m}$ ）+丙烯酸聚氨酯面漆（干膜厚度 $\geq 80\mu\text{m}$ ） 3) 埋地不保温碳钢管：无溶剂液体环氧涂料（干膜厚度 $\geq 600\mu\text{m}$ ）+聚丙烯冷缠带（总厚度 $\geq 1.1\text{mm}$ ） 4) 埋地不保温碳钢管：聚丙烯冷缠带（总厚度 $\geq 1.1\text{mm}$ ）
		自控工程	设置注水泵的井场（轮古4C），注水泵撬自带PLC控制柜，由PLC完成注水井场生产数据的采集，联锁控制、远程启停泵，储存、上传。实现各注水井场远程监控、无人值守、定期巡检的自控水平。在未设置注水泵的井场（轮古702）设置RTU，由RTU完成井场生产数据的采集、联锁控制、储存以及上传。在各注水井场分别设置红外一体化云台网络摄像机1台，用来监控井场场区围墙及工艺装置区
	环保工程	废气	施工期：施工扬尘采取洒水抑尘，焊接使用无毒低尘焊条，运输车辆采取减速慢行和苫盖措施，机械、车辆定期检修，燃用合格油品，不超负荷运行； 运营期：无废气产生； 退役期：采取洒水抑尘的措施。
		废水	施工期：管线试压废水属于清净废水，试压完成后用于区域降尘；施工期不设置施工营地，生活污水依托轮南采油气管理区公寓现有生活污水处理设施处理； 运营期：井下作业废水采用专用回收罐收集后运至富源7井废液处理站处理； 退役期：废弃管道和设备清洗废水依托周边联合站处理。
		噪声	施工期：选用低噪声施工设备，合理安排作业时间； 运营期：选用低噪声设备、基础减振； 退役期：合理安排作业时间。
		固体废物	施工期：施工土方全部用于管沟和井场回填；施工废料应首先考虑回收利用，不可回收利用部分依托轮南七公里固废填埋场合规处置；生活垃圾清运至轮南七公里固废填埋场填埋； 运营期：固体废物主要为废润滑油、废防渗材料、落地油、废油桶，属于危险废物，废润滑油桶装收集后送轮一联合站原油处理系统进行回收处理，废防渗材料、落地油、废油桶收集后由有危废处置资质单位接收处置； 退役期：退役期建筑垃圾集中收集后送轮南七公里固废填埋场填埋处置；落地油集中收集后由有危废处置资质的单位接收处置；废弃管线清洗干净后维持现状，避免因开挖管线对区域生态环境造成二次破坏，管线两端使用盲板封堵。

续表 3.3-1 拟建工程基本情况一览表

项目			基本情况
工程内容	环保工程	生态	施工期：施工严格控制施工作业带宽度；分层开挖，分层回填；填埋所需土方利用管沟挖方，做到土方平衡；临时堆土防尘网苫盖；设置限行彩条旗；洒水降尘； 运营期：定时巡查井场、站场、管道，设置“保护生态环境、保护野生动植物”等警示牌，并从管理上对作业人员加强宣传教育，切实增强保护生态的意识； 退役期：洒水降尘，地面设施拆除，并对井场土地进行平整，恢复原有地貌。
		环境风险	定期对井场设备、阀门壁厚等进行检查；管道上方设置标识，定期对管线进行巡检
劳动定员			各注水井场为无人值守站，不新增劳动定员
项目占地			项目新增永久占地 0hm ² ，临时占地 1.56hm ²
工作制度			年工作 365d，8760h

3.3.2 回注层地质概况

3.3.2.1 整体概况

轮南地区 3000m 以下碎屑岩从下到上主要发育三叠系、侏罗系、白垩系和古近系四套承压水层。自三叠系到古近系各层系平均地层厚度 150m 以上，主要砂体以细砂岩-粉砂岩为主。

表 3.3-2 轮南地区地层发育情况简表

界	系	符号	地层厚度 m	岩性描述
新生界	第四系	Q	204-378	上为浅灰色粉砂岩，下为灰色砾石层
	新近系	N ₁ K	1550-2460	由灰黄浅棕色泥岩、粉砂质泥岩与浅灰绿灰色粉砂岩、泥质粉砂岩组成
		N ₁ K	508-993	浅褐、灰褐、浅棕色泥岩、粉砂质泥岩与浅灰、浅棕色粉砂岩、泥质粉砂岩不等厚土层
		N ₁ J	333-576	由蓝灰、灰褐色、浅棕色泥岩、粉砂质泥岩与浅灰、浅棕色粉砂岩、泥质粉砂岩组成
	古近系	E	50-200	中上部为浅棕色泥岩与泥质粉砂岩互层，下部杂色块状小砾岩层，常见石膏斑点
中生界	白垩系	K	808-1238	为一套棕红色粉砂岩夹同色不等厚泥质粉砂岩、砂质泥岩及泥岩
	侏罗系	J	94-208	中上部为一套棕褐色泥岩夹棕红色粉砂岩，下部以灰色含砾砂岩为主，夹灰色泥岩及炭质页岩
	三叠系	T	260-701	中上部为深灰-灰色泥岩段于灰褐色砂岩，含砾砂岩组成的三个旋回，下部为灰色泥岩夹粉砂岩

3.3.2.2 构造特征

轮南地区位于塔里木盆地塔北隆起中部，形成于加里东期，定型于喜山期，

其间经历了晚海西、印支、燕山期多次构造运动，于喜山期基本定形。从轮南地区南北向地震剖面上看出，构造纵向上可划分为上、中、下三大构造层，每一构造层都具有不同的区域构造特征。以奥陶系潜山为代表的下古生界构造层，整体表现为北东走向的大型背斜。以石炭系为主体的中构造则表现为一个从南向北抬升的大型斜坡。而以中、新生界为主体的上构造层恰与中构造层的形态截然相反，表现为一个从北向南逐渐抬升的大型宽缓斜坡，局部发育张扭应力作用下形成的走滑雁列式断层。

在此大型斜坡背景上发育了轮南断垒带和桑塔木断垒带，南北两个断垒带之间为整体北倾的中部平台区，均发育局部构造圈闭。轮南断垒带三叠系、侏罗系和古近系见有油气，桑塔木垒带仅三叠系见有油气。

3.3.2.3 地层特征

根据 139 口已钻井资料统计，轮古西—中平台地区四套承压水层地层白垩系巴什基奇克-巴西改组地层厚度最大，其次为三叠系、古近系和侏罗系。

表 3.3-3 轮古西—中平台地区碎屑岩地层厚度统计表

地层					底界深度 (m)	地层厚度 (m)
界	系	统	组	符号		
新生界	第四系	全—更新统	—	Q	204—378	204—378
	新近系	更—上新统	库车组	N ₂ k	1815—2728	1550—2460
		中新统	康村组	N ₁₋₂ k	2437—3241	508—993
			吉迪克组	N ₁ j	2813—3746	333—576
新生界	古近系	中—渐新统	苏维依组	E ₂₋₃ s	3525~3637	40—130
		始—古新统	库姆格列木组	E ₁₋₂ km	2952—3921	41—103
中生界	白垩系	下统	巴什基奇克-巴西改组	K ₁ b-K ₁ bx	3656—4508	587—788
			舒善河组	K ₁ s	3929—4360	221—450
	侏罗系	下统	阳霞组	J ₁ y	4090—5092	94—208
	三叠系	上统	黄山街组	T ₃ h	5001~5048	97—203
		中统	克拉玛依组	T ₂₋₃ k	4197—5240	131—369
		下统	俄霍布拉克组	T ₁ e	4525—5263	6.5—94

轮南地区白垩系巴什基奇克-巴西改组地层和三叠系、古近系及侏罗系地

层总厚度合计约 1200~1720m，各地层厚度变化表现不一各有特色，其中白垩系巴什基奇克-巴西改组地层厚度介于 560~740m 之间，厚度平面图上表现为西薄东厚的特征。三叠系地层厚度介于 260~540m 之间，厚度变化表现为西北薄东南厚的特征。古近系地层厚度介于 100~240m 之间，厚度呈现出西厚东薄的特征，侏罗系地层厚度介于 70~200m 之间，在轮南和桑塔木两个坳带附近厚度较大。

3.3.2.4 沉积特征

轮南三叠系为一套辫状河三角洲平原-前缘沉积体系，以前缘水下分流河道沉积为主。其中 T_{m1} 油组是辫状河三角洲前缘主河道沉积，砂体呈北东南西向展布； T_{m2} 油组是辫状河三角洲前缘水下分流河道沉积，砂体呈北西南东向展布； T_{m3} 油组也是辫状河三角洲前缘水下分流河道沉积，砂体呈北东南西向展布。

三叠系各油组砂体平面展布范围广，连续沉积厚度大，砂体厚度约 120m，其中 T_{m1} 油组砂体厚度最大， T_{m3} 油组砂体厚度最小。

轮南侏罗系为正常三角洲前缘沉积，以水下分流河道沉积为主。同样侏罗系砂体平面广泛分布，砂地比 60%~80%，砂体厚度约 70m。

统计轮南地区白垩系地层总厚度 800~1240m，多层砂岩与泥岩互层，塔里木盆地白垩系砂地比等值线图中轮南地区砂地比 54%~70%，砂体厚度大分布稳定，折算白垩系砂体厚度约 620m。

轮南地区古近系为辫状河三角洲前缘沉积，主要为水下分流河道。地层平均厚度 160m，多层砂岩与泥岩互层，从塔里木盆地古近系砂地比等值线图中表明，轮南地区砂体厚度平面变化大，平均砂体厚度约 70m。

3.2.2.5 砂体发育情况

从 LG45-3~LG902-1~LG9-1~LG7-18~LG1 井连井古近系-三叠系砂层对比图可以看出，轮古西-中平台地区三叠系-古近系砂体非常发育，各层砂体横向分布连续，砂体厚度大，平均砂地比 0.3~0.7，白垩系砂体纵向厚度最大，其次为三叠系、古近系、侏罗系。

3.2.2.6 储层参数

从轮南及周缘已钻井碎屑岩各层系储层参数统计表分析表明，回注地层各层

系砂岩平均孔隙度 17.3%~22.1%，平均渗透率 170~367md，储层物性较好，主要以中孔、中渗储层为主。其中三叠系储层为岩屑砂岩和长石岩屑砂岩为主，侏罗系储层以长石岩屑砂岩、岩屑长石砂岩和岩屑石英砂岩为主，白垩系以岩屑长石细砂岩、粉砂岩为主，古近系以长石细砂岩为主。

表 3.3-4 轮南及周缘已钻井碎屑岩各层系储层参数统计表

层位	岩性	平均孔隙度 (%)	平均渗透率 (md)	平均地层厚度 (m)	砂体平均厚度 (m)	储层分类	地层压力 (MPa)	压力系数
E	粉砂质细砂岩	22.1	367	160	70	中孔-中渗储层	38.5	1.09
K	粉砂质细砂岩	20.1	220	1100	620	中孔-中渗储层	45.65	1.11
J	细砂岩-粉砂岩	17.3	170	135	70	中孔-中渗储层	49.65	1.087
T	细砂岩-粉砂岩	19.2	234	400	120	中孔-中渗储层	52.03	1.114

3.3.2.7 蓄水能力评价

利用 2022 年轮古新采集高密度三维地震资料，开展轮古西区块三叠系、侏罗系、白垩系和古近系顶、底反射层精细层位解释，得到轮古西区块三叠系、侏罗系、白垩系和古近系厚度图，在此基础上利用砂地比参数分别计算编制得到轮古西-轮古 7 区块古近系、白垩系、侏罗系和三叠系砂体厚度平面图。

平面上按矿权边界保守外推 5km，纵向上厚度加权积分分别求得白垩系砂体体积 381.3km³，三叠系砂体体积 73.8km³，古近系和侏罗系砂体体积均为 43.05km³，合计四层砂体总体积 541.2km³。

利用 Ha11 经验公式计算岩石孔隙压缩系数，估算轮南西部地区 4 个层系弹性蓄水能力 1.06×10⁸m³/MPa，按井控程度 50%，则弹性蓄水能力 5306×10⁴m³/MPa。

按该蓄水能力分析计算，注水接收能力达 14537m³/d，连续注水 10 年，地层压力仅升高 1MPa，蓄水潜力大。

3.3.2.8 回注水水质

拟建工程回注水水源主要为库车山前气田采出水，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)表 1 第Ⅲ类水质标准。采出水总矿化度一般在 133838mg/L~202500mg/L 之间；氯根含量 81706.4mg/L~122200mg/L；水型为 CaCl₂型，属于封闭性较好的气田水。

3.3.3 主要技术经济指标

拟建工程主要技术经济指标见表 3.3-5。

表 3.3-5 拟建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	新建注水井场	座	2
2		注水管线	km	4.52
3		新增注水规模	m ³ /d	1400
4		扩建后轮古 4C 注水泵站设计规模	m ³ /d	3500
5	能耗指标	年耗电量	10 ⁴ kWh/a	464
6	综合指标	总投资	万元	931.74
7		环保投资	万元	50
8		新增临时占地面积	hm ²	1.56
9		新增永久占地面积	hm ²	0
10		劳动定员	人	不新增
11		工作制度	h	8760

3.3.4 工程组成

拟建工程主要包括井场工程和管线工程等。项目总平面布置图见附图 2。

3.3.4.1 主体工程

3.3.4.1.1 井场工程

井场主要工程内容见表 3.3-6。

表 3.3-6 拟建工程注水井场主要工程内容一览表

分类	序号	设备名称	型号	单位	数量	备注
轮古 4C 井场(含注水泵站)	1	采油树	—	座	1	利旧现有,仅作为回注井口阀组使用
	2	注水泵	Q=45m ³ /h P=25MPa	台	2	新建
	3	安装配套注水设施	—	套	1	新建
轮古 702 井场	1	采油树	—	座	1	利旧现有,仅作为回注井口阀组使用
	2	安装配套注水设施	—	套	1	新建

图 3.3-1 轮古 4C 井场运营期平面布置示意图

图 3.3-2 轮古 702 井场运营期平面布置示意图

3.3.4.1.2 注水管线

拟建工程新建注水管线 2.2km，埋地敷设。具体管线部署情况见表 3.3-7。

表 3.3-7 注水管线部署一览表

序号	起点	终点	长度 (km)	管径和材质	设计压力 (MPa)	敷设方式
1	轮古 4C 井场	轮古 702 井场	2.2	DN80 柔性复合管	25	地埋敷设

3.3.4.2 公辅工程

(1) 供电工程

拟建工程依托区域现有电力设施，年电力消耗量为 464 万 kWh。

(2) 给排水

① 给水

项目管道试压介质采用中性洁净水，管线试压用水由罐车拉至现场，预计试压用水量约 11m³。

运营期各井场为无人值守井场，不新增劳动定员，不涉及新增用水。项目注水水源为迪那区块气田采出水，采出水经处理满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）后，通过现有输水管线将采出水输送至轮古西区块进行回注。

②排水

施工期废水主要为生活污水、管线试压废水。管线试压废水泼洒抑尘，生活污水依托轮南采油气管理区公寓现有生活污水处理装置处理。

运营期井下作业废水采用专用回收罐收集后运至富源 7 井废液处理站处理，无废水外排。

（3）道路

拟建工程不新增道路，全部依托区块现有道路。

（4）自控工程

设置注水泵的井场（轮古 4C 井场），注水泵橇自带 PLC 控制柜，由 PLC 完成注水井场生产数据的采集，联锁控制、远程启停泵，储存、上传。实现各注水井场远程监控、无人值守、定期巡检的自控水平。在未设置注水泵的井场（轮古 702 井场）设置 RTU，由 RTU 完成井场生产数据的采集、联锁控制、储存以及上传。在各注水井场分别设置红外一体化云台网络摄像机 1 台，用来监控井场场区围墙及工艺装置区。

（5）防腐工程

1) 地上保温管道防腐层结构：高固体份环氧底漆（干膜厚度 $\geq 100\mu\text{m}$ ）+环氧云铁中间漆（干膜厚度 $\geq 100\mu\text{m}$ ）。

2) 地上不保温管道防腐层结构：环氧富锌底漆（干膜厚度 $\geq 80\mu\text{m}$ ）+环氧云铁中间漆（干膜厚度 $\geq 90\mu\text{m}$ ）+丙烯酸聚氨酯面漆（干膜厚度 $\geq 80\mu\text{m}$ ）

3) 埋地不保温碳钢管：无溶剂液体环氧涂料（干膜厚度 $\geq 600\mu\text{m}$ ）+聚丙烯冷缠带（总厚度 $\geq 1.1\text{mm}$ ）

埋地不保温碳钢管：聚丙烯冷缠带（总厚度 $\geq 1.1\text{mm}$ ）

3.3.4.4 环保工程

（1）废气处理工程

施工期施工扬尘采取洒水抑尘，焊接使用无毒低尘焊条，运输车辆采取减速慢行和苫盖措施，机械、车辆定期检修，燃用合格油品，不超负荷运行；

运营期间无废气产生；

退役期采取洒水抑尘措施。

（2）废水处理工程

施工期管线试压废水循环使用后用于区域洒水抑尘。施工期生活污水依托轮南采油气管理区公寓现有生活污水处理装置处理。

运营期井下作业废水采用专用回收罐收集后运至富源 7 井废液处理站处理，无废水外排。

退役期无废水产生。

（3）噪声防治工程

施工期：选用低噪声施工设备，合理安排作业时间；

运营期：无噪声产生；

退役期：合理安排作业时间。

（4）固体废物收集及处理处置工程

施工期：施工土方全部用于管沟和井场回填；施工废料应首先考虑回收利用，不可回收利用部分委托轮南七公里固废填埋场合规处置；生活垃圾定期清运至轮南七公里固废填埋场填埋；

运营期：固体废物主要为废润滑油、废防渗材料、落地油、废油桶，属于危险废物，废润滑油桶装收集后送轮一联合站原油处理系统进行回收处理，废防渗材料、落地油、废油桶收集后由有危废处置资质单位接收处置。

退役期：退役期建筑垃圾集中收集后送轮南七公里固废填埋场填埋处置，落地油集中收集后由有危废处置资质的单位接收处置；废弃管线清洗干净后维持现状，避免因开挖管线对区域生态环境造成二次破坏，管线两端使用盲板封堵。

（5）生态影响减缓措施

施工期：施工严格控制施工作业带宽度；分层开挖，分层回填；填埋所需土方利用管沟挖方，做到土方平衡；临时堆土防尘网苫盖；设置限行彩条旗；

洒水降尘。

运营期：定时巡查井场、站场、管道，设置“保护生态环境、保护野生动植物”等警示牌，并从管理上对作业人员加强宣传教育，切实增强保护生态的意识；

退役期：洒水降尘，地面设施拆除，并对井场土地进行平整，恢复原有地貌。

（6）环境风险措施

运营期：定期对井场、站场设备、阀门壁厚等进行检查；管道上方设置标识，定期对管线进行巡检。

3.3.4.5 依托工程

3.3.4.5.1 富源7井废液处理站

（1）基本情况

富源 7 井废液处理站位于尉犁县，设施的中心坐标为北纬，东经。于 2025 年 4 月 30 日取得巴州生态环境局批复（巴环评价函〔2025〕82 号），于 2026 年 6 月完成竣工环保验收。

（2）钻试修废水处理工艺

富源 7 井废液处理站设计废液处理规模 $720\text{m}^3/\text{d}$ ，废液处理工艺简介如下：采取氧化破胶+混凝调质+气浮分离+多级过滤工艺对废水进行净化处理，即主要通过物理分离作用，将废水中的油类物质、悬浮物、SRB 菌等去除，从而达到水质净化的目的，处置后的废水可满足中国石油天然气股份有限公司企业标准《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）的指标要求，用于油田油层回注用水。

废水处理工艺主要包括氧化破胶+混凝调质+气浮分离+多级过滤等工序，具体流程见图 3.3-3。

图 3.3-3 废水处理工艺流程图

(3) 依托可行性

本项目南侧距离富源 7 井废液处理站 54.3km，井下作业废水采用专用废水回收罐收集后运至富源 7 井废液处理站处理。富源 7 井废液处理站运行负荷见表。

表 3.3-8 富源 7 井废液处理站依托可行性分析表 单位：m³/d

名称	设计规模	实际处理量	富余能力	本项目最大处理量	依托可行性
富源 7 井废液处理站	720	300	420	52.42	可依托

综上可知，富源 7 井废液处理站富余处理能力可以满足拟建工程处理要求，本项目井下作业废水依托富源 7 井废液处理站处理可行。

3.3.4.5.2 轮南七公里固废填埋场

(1) 基本情况

轮南七公里固废填埋场位于轮台县轮南镇，东距塔中沙漠公路约 750m。中心坐标为东经，北纬。固废填埋场始建于 2003 年，2018 年进行了改扩建，扩建垃圾填埋场总占地 257.4 亩。固废池 9 座，总容积 159000m³。其中包括建筑垃圾固废池 3 座，总容积 99000m³；工业固废池 2 座，总容积 20000m³；生活垃圾固废池 4 座，总容积 40000m³；预留生活垃圾固废池 4 座。

原固体废弃物填埋场于 2003 年 6 月取得巴州环保局批复《关于塔里木油田分公司固体废弃物处理场工程施工设计及其环境影响登记表的审批意见》（巴环治字（2003）13 号），并于 2003 年 11 月以《关于轮南油田固体废物处理场工程竣工环境保护验收的意见》通过该项目竣工环保验收。改扩建固废填埋场

于 2018 年 4 月 11 日取得新疆维吾尔自治区生态环境厅《关于塔里木油田分公司新建轮南区块垃圾填埋工程环境影响报告书》的批复，2020 年 6 月以《关于中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司新建轮南区块填埋场工程竣工环境保护验收现场核查意见》（巴环评价函〔2020〕217 号）通过该项目竣工环保验收。

（2）依托可行性

本项目东侧距轮南七公里固废填埋场 10.5km，填埋场设计日最大处理生活垃圾量为 5t，填埋场设计日最大处理工业固体废物量为 13t，本项目施工期生活垃圾产生量为 0.9t，施工废料产生量约为 0.15t，可以依托轮南固废垃圾填埋场处理。

3.4 工程分析

3.4.1 工艺流程及产排污节点

3.4.1.1 施工期

本工程施工期主要包括井场工程和管线工程内容。拟建工程为注水项目，不涉及钻井及储层改造作业。工艺流程及排污节点分述如下：

3.4.1.1.1 井场工程

轮古 4C 井场（含注水泵站）新增 2 台注水泵并安装配套注水设施，轮古 702 井场安装配套注水设施；在新增设备井场内设置施工车辆临时停放场地，将设备拉运至井场，进行安装调试。井场及注水泵站施工机械主要为运输车辆、吊装机、焊接机器等。

地面工程废气污染源主要为施工车辆尾气和焊接废气，设备运输和装卸时产生的扬尘，通过洒水抑尘减少扬尘产生量，焊接作业时使用无毒低尘焊条，燃用合格燃料等。废水污染源主要为施工人员产生的少量生活污水，生活污水依托轮南公寓现有生活污水处理装置处理。噪声污染源为施工机械和车辆产生的噪声，通过选取低噪声设备、加强设备维护保养降低噪声。固体废物主要为施工废料及施工人员产生的少量生活垃圾，施工废料应首先考虑回收利用，不可回收利用部分送至轮南七公里固废填埋场填埋处置，生活垃圾集中收集后送轮南七公里固废填埋场填埋处置。

3.4.1.1.2 管线工程

管线敷设主要施工内容包括施工准备、管沟开挖及下管、管道连接与试压、连头、配套设备安装、收尾工序等。施工方案见图 3.4-1。

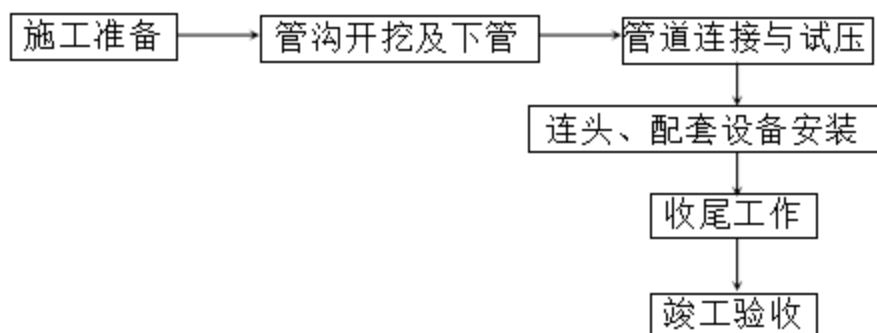


图 3.4-1 施工方案工艺流程图

① 施工准备

施工前需对场地进行平整，设置施工车辆临时停放场地。机车施工期间可依托已有道路进行作业，沿设计的管线走向设置宽度约 8m 的作业带（穿越公益林段设置作业带宽度约为 6m）并取管沟一侧作为挖方存放点，在合适地点设置车辆临时停放场地。

② 管沟开挖及下管

沿管线设计路线进行开挖管沟，并根据现场情况适当调整，保证新铺设管线与已建输送管线及天然气管线保持一定距离：距离地下现有原油天然气管线水平距离 $\geq 5\text{m}$ ，距离外输管线水平距离 $\geq 2\text{m}$ 。管线管沟底宽 0.8m，沟深 1.6m，管沟边坡比为 1:1，开挖过程中对管沟区挖方单侧堆放，以机械开挖为主，人工为辅。管沟开挖采用机械开挖与人工开挖相结合的方式，当管线穿越公益林区域时采用人工开挖方式，且在管线开挖过程中，采取分层开挖、分层堆放、分层回填，减少对地表植被、土壤的扰动范围。管道施工过程中穿越植被密集区等临时占地区域，占地前对表土层进行表土剥离、地表清理、表土回覆等措施对占用的林地等及时恢复、恢复原貌；开挖过程中要分层开挖，单侧分层堆放；施工结束后，分层循序回填压实，以减少临时占地影响，保护植被生长层。管线与电（光）缆交叉时，净距不小于 0.5m，并对电（光）缆采取角钢围裹的保护措施；与管线交叉时，两管线之间净距不小于 0.3m。开挖到设计深度位置，并对管沟底进行夯实、铺小颗

粒原土、下管。管线连接完毕后，将管线分段吊装至管沟内。管线下沟后，管道与沟底表面贴实且放置在管沟中心位置。拟建工程不涉及穿越工程。

③管道连接与试压

柔性复合管现场常采用扣压接头或螺纹连接，连接完成后进行吹扫，吹扫介质采用压缩空气，吹扫完成后进行注水试压。管线试压介质采用中性洁净水，管道试压分段进行，集输管线试压水由管内排出后进入下一段管线循环使用，试压完成后用于洒水抑尘。

④井场站场配套设备安装及连头

将配套设备和井场设备拉运至井场、阀组，并完成安装工作。管线施工完成后在井场、阀组将管线与配套阀门连接，并安装RTU室等辅助设施，管线与站内阀组连接。

⑤收尾工作

收尾工作包括管沟回填、场地平整和临时场地恢复。管线连接成功并检验合格后进行管沟回填。对管沟实施土方回填，回填时分二次回填，回填土应与管沟自然土相似，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，然后采用原土进行大回填，管顶距自然地坪不小于1.2m且管沟回填土高出自然地面300mm，沿管线铺设方向形成垄，作为管道上方土层沉降富余量，且可以作为巡视管线的地表标志，剩余土方用于场地平整和临时施工场地土地恢复。管沟回填后，在管线沿线设置管道标识、里程桩、转角桩、标志桩、警示牌和警示带等标识。

(6) 竣工验收

工程竣工后进行工程验收消缺，最后投入运行。

管线施工过程中废气污染源为施工扬尘、焊接废气、施工机械及运输车辆尾气，土方开挖和倾卸时产生的扬尘，通过控制倾卸高度减少扬尘产生量，焊接过程中使用合格无毒焊条，燃用合格燃料等；噪声污染源为施工机械产生的噪声，通过选取低噪声设备、加强设备维护保养降低噪声；废水污染源主要为试压废水，由管内排出后循环使用，试压结束后用于洒水抑尘。施工人员产生的少量生活污水，生活污水依托轮南公寓现有生活污水处理装置处理。固体废

物为管沟开挖产生的土方，施工结束后用于回填管沟及场地平整；生活垃圾送轮南七公里固废填埋场生活垃圾填埋池填埋处置，施工废料应首先考虑回收利用，不可回收利用部分送至轮南七公里固废填埋场填埋处置。

3.4.1.2 运营期

拟建工程工艺流程主要包括油气开采、集输、采出水处理及井下作业。

(1) 注水工程

拟建工程采用“低压输水+井场集中增压”工艺流程，水源全部来自采出水处理站。

迪那区块采出水经处理站处理后，通过已建输水管线输送至轮古 7、9 区块，由输水干线、支干线低压输送至轮古 4C 注水泵站进行增压，经注水泵增压至 25MPa 后，再经注水阀组计量分配后分输至各注水井回注地层。

(2) 井下作业

拟建工程注水井场井下作业主要为洗井、修井作业。洗井、修井作业均是在注水井使用一段时间后，因腐蚀、结垢、机具磨损和损坏等所采取的工艺措施。修井时一般需要将套管全部拔出，以便更换损坏的套管和机具；洗井采用活动洗井车密闭洗井。

工艺流程见图 3.4-2。

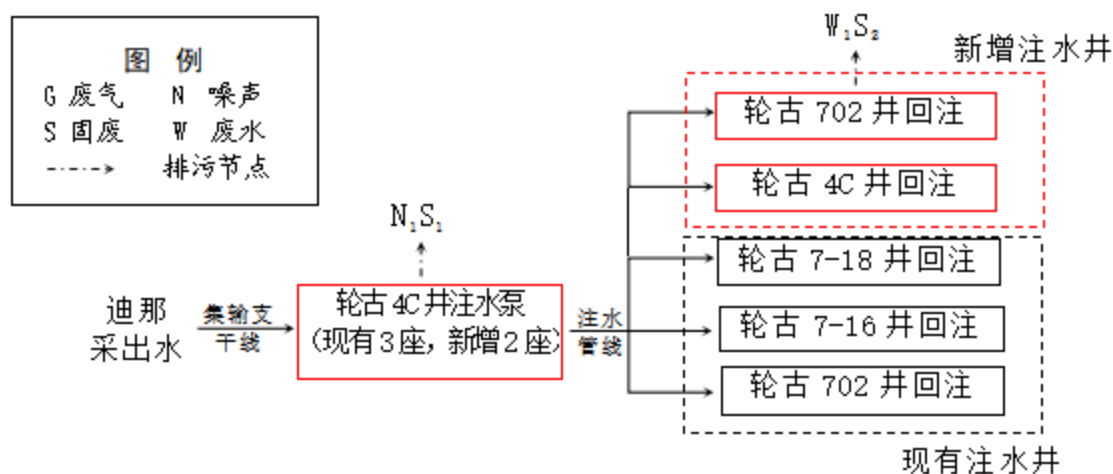


图 3.4-2 运营期工艺流程图

运营期废水污染源主要为井下作业废水 (W_1)，采取专用废水回收罐收集后，运至富源 7 井废液处理站处理。噪声污染源主要为泵 (N_1) 运行产生的噪

声,采取基础减振的降噪措施。固废污染源主要为泵类设备产生的废润滑油(S_1)、井下作业产生的废防渗材料(S_2)、落地油(S_3)、废油桶(S_4),均属于危险废物。废润滑油桶装收集后送轮一联合站原油处理系统进行回收处理,废防渗材料、落地油、废油桶收集后有危废处置资质单位接收处置。

表 3.4-1 拟建工程运营期污染源及治理措施一览表

类别	序号	污染源	主要污染物	产生特点	治理措施
废水	W_1	井下作业废水	pH、挥发酚、耗氧量、氨氮、硫化物、氯化物、石油类、溶解性总固体	间歇	送至富源 7 井废液处理站处理
噪声	N_1	注水泵	$L_{Aeq,T}$	连续	选用低产噪设备、基础减振
固废	S_1	废润滑油	含油废物	间歇	桶装收集后送轮一联合站原油处理系统进行回收处理
	S_2	废防渗材料	含油废物	间歇	委托有资质单位接收处置
	S_3	落地油	含油废物	间歇	委托有资质单位接收处置
	S_4	废油桶	含油废物	间歇	委托有资质单位接收处置

3.4.1.3 退役期

随着注水工程的结束,最终井区各注水井将停止注水,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,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。拆除的井场地面设施由施工单位运至指定地方存放,后期重复使用。

G、N、W、S、S

图例

河北鑫联能源环保科技有限公司
S 固废 W 废水
-----> 排污节点

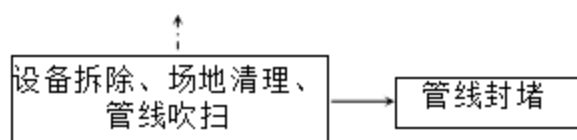


图 3.4-3 退役期工艺流程图

退役期废气污染源主要为施工扬尘 (G_1)，采取洒水抑尘的措施；噪声污染源主要为车辆噪声 (N_1)，要求合理安排作业时间，控制车辆速度等措施；废水主要为废弃管道和设备清洗废水 (W_1)，依托周边联合站进行处置；固体废物主要为建筑垃圾 (S_1)、落地油 (S_2)，建筑垃圾集中收集后送轮南七公里固废填埋场填埋处置，落地油收集后委托有资质单位接收处置；废弃管线清洗干净后维持现状，避免因开挖管线对区域生态环境造成二次破坏，管线两端使用盲板封堵。

3.4.2 施工期环境影响因素分析

拟建工程施工内容主要包括井场工程和管线工程等，施工过程中占用土地，对地表植被及土壤环境造成一定的扰动。同时施工期间将产生废气、废水、噪声、固废等，对区域大气环境、声环境、地下水环境等产生一定的影响。

3.4.2.1 生态影响因素

管线开挖过程中需要占用大量土地，占用过程中需要对区域植被进行清理，在这个过程中，对原有地表进行了扰动，造成了区域植被覆盖度的降低和造成生物量的损失；施工过程中由于车辆运输、机械设备噪声等，造成区域野生动物受到惊吓，导致区域生物多样性发生了微弱变化。施工过程中对地表的扰动，破坏了原有生态系统的平衡，对区域生态系统造成了一定的影响。

3.4.2.2 废气

拟建工程施工过程中废气包括施工扬尘、焊接废气和施工车辆尾气。

①施工扬尘

施工扬尘主要来自管沟开挖、场地平整、车辆运输过程中产生，管沟开挖周期较短，且采取洒水抑尘，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焊接烟气、机械设备和车辆废气

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、 SO_2 、 NO_2 、 C_2H_2 等；燃油机械设备废气执行《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）中无组织排放监控浓度限值；金属材质管线连接过程中会产生一定量的焊接烟气，污染物主要为金属氧化物。施工机械和运输车辆运行时间和管线焊接时间一般都较短，从影响范围和程度来看，施工机械废气对周围大气环境的影响是有限的。

3.4.2.3 废水

①管线试压废水

拟建工程集输管线试压介质采用中性洁净水，根据项目管线长度及直径，试压用水量约为 11m^3 ，管道试压废水中主要污染物为 SS，试压水由罐车收集后，进入下一段管线循环使用，试压结束后用于洒水抑尘。

②生活污水

拟建工程施工人员 30 人，施工期 60d，生活用水量按 $100\text{L}/\text{人} \cdot \text{d}$ 计算，排水量按用水量的 80% 计算，则拟建工程施工期间生活污水产生量约为 144m^3 。拟建工程不设施工营地，施工期间产生生活污水依托轮南采油气管理区公寓现有生活污水处理设施处理。

3.4.2.4 噪声

在不同的施工阶段将使用不同的施工机械，如运输车辆、挖掘机、推土机、吊装机、焊接机器等噪声，产噪声级在 $84 \sim 90\text{dB}(\text{A})$ 之间，对周围声环境产生一定的影响，工程采取选用低噪声施工设备，合理控制施工作业时间，控制施工噪声对周围的不利影响。

3.4.2.5 固体废物

拟建工程施工期产生的固体废物主要为施工过程中产生的施工土方施工废料、施工人员生活垃圾。

①土石方

井场工程区土石方工程量主要来自场地平整、设备基础等施工过程。土石方开挖量 8488m^3 ，土石方回填量 8508m^3 ，借方 20m^3 。根据主体设计，井场根据地形地貌及地面标高需进行不同程度的地面平整工作，地面平整工作的挖方量经统计为 40m^3 ，该部分挖方全部用于原地面的平整，无弃方产生；井场工程施

工完成后需对裸露地面进行砾石压盖措施的处理,根据主体工程设计,砾石压盖厚度约 10cm,合计需砾石 20m^3 ,所有砾石均外购自轮台县周边砂石料场。

结合所在地区最大冻土层深度确定管顶最小埋深为 1.20m,管沟深度按 1.6m 计,管沟底宽 0.8m,边坡比为 1:1,管沟每米挖方量约 3.84m^3 ,管道工程长 2.2km,合计挖方约 8448m^3 ,所有挖方后期全部回填,无弃方。

拟建工程土石方平衡见下表 3.4-2。

表 3.4-2 土方挖填方平衡表 单位: m^3

工程分区	挖方	填方	借方量		弃方量	
			数量	来源	数量	去向
管道工程	8448	8448	0	—	0	—
井场工程	40	60	20	轮台县周边砂石料厂	0	—
合计	8488	8508	20	—	—	—

②施工废料

施工废料主要包括设备废弃包装、管材边角料、焊接及吹扫废渣等。根据类比调查,拟建工程施工废料的产生量约为 0.15t,施工废料应首先考虑回收利用,不可回收利用部分送至轮南七公里固废填埋场填埋处置。

③生活垃圾

拟建工程施工人员 30 人,施工期 60d,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 0.9t。工程施工期不设施工营地,生活垃圾集中收集后运至轮南七公里固废填埋场填埋处置。

综上所述,拟建工程施工期各种污染物产生和排放情况见表 3.4-3。

表 3.4-3 拟建工程施工期各种污染物产生和排放情况一览表

项目	污染源	污染物	污染物排放速率/浓度	污染物产生量	主要处理措施	排放量	排放去向
废气	施工扬尘	粉尘	—	—	洒水抑尘	—	环境空气
	焊接废气、施工机械及运输车辆尾气	颗粒物、 SO_2 、 NO_x 、 C_xH_y	—	—	机械、车辆定期检修,状况良好,燃用合格油品,不超负荷运行;焊接作业时使用无毒低尘焊条	—	环境空气

续表 3.4-3 拟建工程施工期各种污染物产生和排放情况一览表

项目	污染源	污染物	污染物排放 速率/浓度	污染物产生 量	主要处理措施	排放量	排放 去向
废水	试压废水	SS	—	11m ³	循环使用，洒水抑尘	0	不外排
	生活污水	SS、BOD ₅ 、 COD、NH ₃ -N	—	144m ³	生活污水依托轮南采油气管理 区公寓现有生活污水处理装置 处理	0	不外排
固体废物	施工土方	—	—	—	全部用于管沟回填、场地平整	0	不外排
	施工废料	—	—	0.15t	施工废料应首先考虑回收利用， 不可回收利用部分送至轮南七 公里固废填埋场填埋处置	0	不外排
	生活垃圾	—	—	0.9t	生活垃圾集中收集后运至轮南 七公里固废填埋场填埋处置	0	不外排
噪声	吊装机	—	—	84dB (A)	合理安排施工时间，基础减振、 利用距离衰减	—	/
	铲车	—	—	80dB (A)		—	/
	运输车辆	—	—	90dB (A)		—	/

3.4.3 运营期环境影响因素分析

3.4.3.1 废气污染源及其治理措施

拟建工程运营期间无废气产生。

3.4.3.2 废水污染源及其治理措施

拟建工程运营期废水主要为井下作业废水。

井下作业主要包括洗井、修井等。本次主要分析洗井、修井等过程产生的废液。

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》（生态环境部 公告 2021 年 第 24 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，计算井下作业废水的产生量。

表 3.4-4 与石油和天然气开采专业及辅助性活动产排污系数一览表

污染物类别	原料名称	工艺名称	规模等级	污染物指标	单位	产污系数
废水	洗井液	修井	所有规模	废洗井液	吨/井	25.29
	洗井液	低渗透油井洗井作业	所有规模	废洗井液	吨/井	27.13

井下作业按每 2 年 1 次计算，拟建项目共部署 2 座注水井场，则每年井下作业废水产生量为 52.42t。井下作业废水采用专用回收罐收集后运至富源 7 井废液处理站处理。

表 3.4-5 拟建工程运营期废水产生情况一览表

类别	序号	污染源	产生量	排放量 (t/a)	主要污染物	产生特点	治理措施
废水	W ₁	井下作业废水	52.42t/a	0	pH、石油类、COD、SS、氨氮、溶解性总固体、挥发酚、硫化物、氯化物	间歇	采用专用废水回收罐收集，送至富源 7 井废液处理站处理

3.4.3.3 噪声污染源及其治理措施

拟建工程实施后，噪声污染源治理措施情况见表 3.4-6。

表 3.4-6 井场噪声污染源强一览表

序号	噪声源名称	数量/(台/套)	源强(dBA)	降噪措施	降噪效果(dBA)
1	注水泵	2	95	基础减振	10

拟建工程轮古 4C 井场（含注水泵站）新增噪声源主要为注水泵，噪声值为 95dB（A）。项目采取基础减振降噪，控制噪声对周围环境的影响，降噪效果约 10dB（A）。

3.4.3.4 固体废物及其治理措施

拟建工程运营期产生的固体废物主要为废润滑油、废防渗材料、落地油、废油桶。

（1）废润滑油

本项目注水泵等设施定期维护保养会产生一定量的废润滑油，按照单台注水泵产生量约 0.2t/a 计算，拟建工程新增注水泵 2 台，运行后废润滑油产生量约 0.4t/a，桶装收集后送轮一联合站原油处理系统进行回收处理。

（2）废防渗材料

工程运行期井场井下作业时，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，单块防渗布重约 250kg（12m×12m），每口井作业用 2 块，则本工程单座注水井场井下作业 1 次共产生废弃防渗布约 0.5t，井下作业频次为 1 次/2 年，则本工程 2 座井场产生废防渗材料约 0.5t/a，属于危险废物。作业施工结束后，收集后有危废处置资质单位接收处置。

（3）落地油

落地油主要为井下作业油品溅溢产生的落地油。类比同类型井场，单座井场落地油产生量约 0.1t/a，拟建工程 2 座井场运行后落地油总产生量约 0.2t/a，作业施工结束后，收集后有危废处置资质单位接收处置。

（4）废油桶

本项目注水泵等设施定期维护保养会产生一定量废油桶，根据油田提供的经验数据，本项目废油桶产生量约为 0.01t/a。

表 3.4-7 拟建工程主要固体废物及治理措施一览表

序号	污染源名称	产生量（t/a）	固废类别	处置措施	排放量（t/a）
1	废润滑油	0.4	危险废物（900-217-08）	桶装收集后送轮一联合站原油处理系统进行回收处理	全部妥善处置，不外排
2	废防渗材料	0.5	危险废物（900-249-08）	分类收集后，由有危废处置资质单位接收处置	
3	落地油	0.2	危险废物（071-001-08）		
4	废油桶	0.01	危险废物（900-249-08）		

3.4.3.5 运营期生态恢复措施

运营期生态恢复措施以保持和维持施工期结束时采取的措施为主，定时巡查井场、站场、管道，设置“保护生态环境、保护野生动植物”等警示牌，并从管理上对作业人员加强宣传教育，切实增强保护生态的意识；加强巡检，对于事故情况下造成的采出水外泄事故要及时控制扩散面积并回收受污染的土壤。

3.4.4 退役期环境影响因素分析

闭井主要是环境功能恢复时期，本节对退役期环境保护措施进行介绍。

3.4.6.1 退役期环境空气保护措施

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

(2) 运输车辆使用符合国家标准的油品。

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

3.4.6.2 退役期水污染防治措施

退役期废水主要为废弃管道和设备清洗废水，依托周边联合站进行处置。要求在闭井作业过程中，严格按照《废弃井封井回填技术指南（试行）》（环办土壤函〔2020〕72号）、《废弃井及长停井处置指南》（SY/T6646-2017）要求进行施工作业，首先对井场进行环境风险评估，根据评估等级分别采用不

同的固井、封井方式，确保固井、封井措施的有效性，避免发生油水窜层。

3.4.6.3 退役期噪声防治措施

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

3.4.6.4 退役期固体废物处置措施

(1) 地面设施拆除、井场清理等工作中会产生建筑垃圾，集中收集后送轮南七公里固废填埋场填埋处置；废弃管线清洗干净后维持现状，避免因开挖管线对区域生态环境造成二次破坏，管线两端使用盲板封堵。

(2) 对完成注水的废弃井应封堵，拆除井口装置，最后清理场地，清除各种固体废弃物，自然植被区域自然恢复。

(3) 设备拆除过程中产生的落地油，集中收集后委托有资质单位接收处置。

3.4.6.5 退役期生态恢复措施

注水井场使用一定年限后，最终进入退役期。后期按照要求对井口进行封堵，并对井场、站场生态恢复至原貌。采取的生态恢复措施如下：

(1) 施工期间，施工车辆临时停放尽可能利用现有空地，并严格控制施工作业带，严禁人为破坏作业带以外区域植被；各种机动车辆固定线路，禁止随意开路。

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

(3) 经治理井口、站场装置及相应设施应做到不漏油、不漏气、不漏电，井场无油污、无垃圾。

3.4.5 非正常排放

拟建工程主要内容为采出水回注，不涉及油气开采及处理工艺，运营期无非正常工况污染物排放情况。

3.4.6 清洁生产分析

3.4.6.1 清洁生产技术和措施分析

(1) 集输及处理清洁生产工艺

① 拟建工程实施后，经处理满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分

析方法》(SY/T5329-2022)标准后的回注水通过现有管线回注井场,全过程密闭集输,降低了损耗。

②采用全自动控制系统对回注水回注和外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。

③对施工中的运输车辆采取防渗漏、防溢流和防散落措施。

④优化布局,减少建设用地。为了尽量减少对当地地形地貌的破坏和扰动,充分利用已建道路解决道路交通问题。按工艺流程进行优化组合,布置紧凑。管线、水、电等沿地表自然走向敷设,最大限度地减少了对自然环境和景观的破坏,土方量也大大减少。

(2) 节能及其它清洁生产措施分析

①优化简化外输管网,降低生产运行时间;

②井场采用自动化管理,提高了管理水平。

(3) 建立有效的环境管理制度

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

本次评价采用《石油和天然气开采行业清洁生产评价指标体系(试行)》,分别对井下作业进行清洁生产指标分析,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 3.4-8。

表 3.4-8 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						拟建工程	
一级指标	权重值	二级指标	单位	权重分值	评价基准值	估算值	得分
(1) 资源和能源消耗指标	30	作业液消耗	m ³ /井次	10	≤5.0	≤5.0	10
		新鲜水消耗	m ³ /井次	10	≤5.0	≤5.0	10
		单位能耗	-	10	行业基本水平	符合	10

续表 3.4-8 井下作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值

轮古油田轮古 7、9 区块轮古 4C 井区回注系统扩建工程环境影响报告书

定量指标						拟建工程	
一级指标	权重值	二级指标	单位	权重分值	评价基准值	估算值	得分
(2) 生产技术特征指标	20	压裂放喷返排入罐率	%	20	100	100%	20
(3) 资源综合利用指标	20	落地原油回收利用率	%	10	100	100%	10
		生产过程排出物利用率	%	10	100	100%	10
(4) 污染物产生指标	30	作业废液量	kg/井次	10	≤3.0	≤3.0	10
		石油类	kg/井次	5	甲类区：≤10； 乙类区：≤50	≤50（乙类区）	5
		COD	kg/井次	5	甲类区：≤100； 乙类区：≤150	≤150（乙类区）	5
		含油污泥	kg/井次	5	甲类区：≤50； 乙类区：≤70	≤70（乙类区）	5
		一般固体废物（生活垃圾）	kg/井次	5	符合环保要求	符合	5
定性指标							
一级指标	权重值	二级指标		指标分值	拟建工程		
					措施	得分	
(1)生产工艺及设备要求	40	防喷措施	有效	5	采取有效的防喷措施	5	
		地面管线防刺防漏措施	按标准试压	5	地面管线按标准试压	5	
		防溢设备（防溢池设置）	具备	5	采取防溢设备	5	
		防渗范围	废水、使用液、原油等可能落地处	5	按要求进行分区防渗	5	
		作业废液污染控制措施	集中回收处理	10	集中回收处理	10	
		防止落地原油产生措施	具备原油回收设施	10	原油回收	10	
(2)环境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	已建立 QHSE 管理体系并通过认证	15	
		开展清洁生产审核		20	已开展	20	
		制定节能减排工作计划		5	已制定	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	

由表计算得出：拟建工程井下作业定量指标得分 100 分，定性指标得分 100 分，综合评价指数得分 100 分，达到 $P \geq 90$ ，属于清洁生产先进企业。

3.4.6.2 清洁生产结论

根据综合分析和类比已开发区块，拟建工程严格执行各类环境保护、节能降耗措施后，整体可达到清洁生产先进企业水平。

3.4.7 污染物排放“三本账”

拟建工程实施后轮古西区块“三本账”的情况见表 3.4-9。

表 3.4-9 拟建工程实施后轮古西区块“三本账”情况一览表 单位：t/a

类别	废气					废水	固废
	颗粒物	二氧化硫	氮氧化物	非甲烷总烃	硫化氢		
现有区块排放量	3.86	9.28	29.66	19.05	0.092	0	0
拟建工程新增排放量	0	0	0	0	0	0	0
以新带老削减量	0	0	0	0	0	0	0
拟建工程实施后排放量	3.86	9.28	29.66	19.05	0.092	0	0
拟建工程实施后增减量	0	0	0	0	0	0	0

3.4.8 污染物总量控制分析

3.4.8.1 总量控制因子

根据国家“十四五”总量控制水平以及地方生态环境主管部门对污染物排放总量控制的要求，考虑拟建工程的排污特点，污染物排放总量控制因子如下：

废气污染物：VOCs、NO_x。

废水污染物：COD、NH₃-N。

3.4.8.2 拟建工程污染物排放总量

拟建工程在正常运行期间，井下作业废水采用专用回收罐收集后运至富源 7 井废液处理站处理，无废水外排。因此建议不对废水污染物进行总量控制。

拟建工程运营期无废气排放，本次评价不再进行总量指标核算。

3.5 相关法律法规、规划符合性分析

3.5.1 产业政策符合性分析

拟建工程属于油气开采配套的注水项目，结合《产业结构调整指导目录（2024 年本）》（国家发展改革委令 2023 年第 7 号），拟建工程属于第一类“鼓励类”第七条“石油天然气”第一款“石油天然气开采”，为鼓励类产业，

符合国家当前产业政策要求。

3.5.2 相关法规、政策、规范、规划符合性分析

3.5.2.1 主体功能区划符合性分析

拟建工程位于轮古油田区域内，占地区域不涉及生态保护红线及水源地、风景名胜区等，根据《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》，拟建工程不在新疆维吾尔自治区主体功能区规划划定的禁止开发区。拟建工程主要进行注水井场、注水管线敷设，主要目的是满足轮古油田产能开发的需要，开发强度不会超过塔里木油田“十四五”发展规划目标；拟建工程在施工过程中严格控制施工占地，井场、站场建设和管道敷设完成后，采取措施及时恢复临时占地，尽可能减少对区域生态环境的影响；运营期采取完善相应的污染防治措施，污染物均可达标排放。

综上所述，拟建工程未处于主体功能区划中的禁止开发区，与区域主体功能区划目标相协调。

3.5.2.2 相关规划符合性分析

根据评价区块的地理位置，项目区位于新疆巴州轮台县境内，所在地涉及的相关地方规划包括：《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十五个五年规划纲要》《巴音郭楞蒙古自治州国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》《巴音郭楞蒙古自治州国民经济和社会发展第十五个五年规划和 2035 年远景目标纲要》《新疆生态环境保护“十四五”规划》《巴音郭楞蒙古自治州生态环境保护“十四五”规划》《塔里木油田“十四五”发展规划》等。

拟建工程与相关规划符合性分析结果参见表 3.5-1。拟建工程与塔里木油田“十四五”发展规划符合性分析见表 3.5-2。

表 3.5-1 相关规划符合性分析一览表

文件名称	文件要求	拟建工程	符合性
《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十五个五年规划纲要》	加快油气资源勘查开发和增储上产，加大深地和煤层气、页岩油(气)等非常规油气资源勘查开发力度，提高油气采收率	拟建工程属于油气开采配套的注水项目	符合

续表 3.5-1 相关规划符合性分析一览表

文件名称	文件要求	拟建工程	符合性
《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十五个五年规划纲要》	提升油气勘探力度。以塔里木、准噶尔大型盆地为重点，兼顾吐哈、三塘湖、焉耆、伊犁等中小盆地，以深层超深层、非常规为主攻方向，大力实施油气增储工程	拟建工程属于油气开采配套的注水项目	符合
	提高油气开发水平。深挖老区开采潜力，加快新区产能建设，持续推进塔里木盆地富满、博孜一大北、顺北和准噶尔盆地南缘、玛湖等大型油气田开发。	拟建工程属于油气开采配套的注水项目	符合
《巴音郭楞蒙古自治州国民经济和社会发展第十五个五年规划纲要》	加大油气勘探开发。以塔里木盆地、焉耆盆地为重点，以深层超深层、非常规为主攻方向，大力实施油气增储工程。引导社会资本参与油气、页岩气勘探开发，推动库尔勒、尉犁等区域油气空白区块挂牌出让，形成新的油气资源战略接续区。到 2030 年，力争全州油气产量当量达 3500 万吨以上。	拟建工程属于油气开采配套的注水项目	符合
《新疆生态环境保护“十四五”规划》	加强企业自行监测管理。全面履行排污单位自行监测及信息公开制度，加强帮扶指导和调度监督，督促取得排污许可证的排污单位按要求开展监测	报告中已提出环境监测计划，详见：“9.4.3 监测计划”	符合
	有序实施建设用地风险管控和治理修复。推动全疆重点行业企业用地土壤污染状况调查成果应用，提升土壤环境监管能力。严格落实建设用地土壤污染风险管控和修复名录制度。以用途变更为住宅、公共管理与公共服务用地的地块为重点，严格建设用地准入管理和风险管控。严控土壤重金属污染，加强油（气）田开发土壤污染防治，以历史遗留工业企业污染场地为重点，开展风险管控与修复工程。推广绿色修复理念，强化修复过程二次污染防治	拟建工程不属于涉重金属行业污染防治与工业废物处理处置，轮古油田已开展历史遗留油污泥清理工作，已完成受污染土壤进行清理	符合
	加强重点行业 VOCs 治理。实施 VOCs 排放总量控制，重点推进石油天然气开采、石化、化工、包装印刷、工业涂装、油品储运销等重点行业排放源以及机动车等移动源 VOCs 污染防治，加强重点行业、重点企业的精细化管理；全面推进使用低 VOCs 含量涂料、油墨、胶粘剂、清洗剂等；加强汽修行业 VOCs 综合治理，加大餐饮油烟污染治理力度，持续削减 VOCs 排放量	拟建工程运营期无废气产生	—
《新疆生态环境保护“十四五”规划》	强化危险废物全过程环境监管。建立健全各类危险废物重点监管单位清单，全面实行危险废物清单化管理。督促各类危险废物产生单位和经营单位依法申报危险废物产生处置情况，报备管理计划，做好信息公开工作，规范运行危险废物转移联单。	拟建工程产生的危险废物严格落实《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》（生态环境部公告 2021 年第 74 号）、《危险废物转移管理办法》（生态环境部令 第 23 号）中相关管理要求	符合

续表 3.5-1

相关规划符合性分析一览表

文件名称	文件要求	拟建工程	符合性
《巴音郭楞蒙古自治州生态环境保护“十四五”规划》	防范新增土壤污染。结合重点行业企业用地详查成果，完善土壤污染重点监管单位名录，在排污许可证中载明土壤和地下水污染防治要求。鼓励土壤污染重点监管单位实施防渗漏改造。定期对土壤污染重点监管单位和地下水重点污染源周边土壤、地下水开展监督性监测。督促企业定期开展土壤及地下水环境自行监测、污染隐患排查	报告中已提出环境监测计划，详见：“9.4.3 监测计划”	符合
	有序实施建设用地风险管控和治理修复。推动全州重点行业企业用地土壤污染状况调查成果应用，提升土壤环境监管能力。严格落实建设用地土壤污染风险管控和修复名录制度。以用途变更为住宅、公共管理与公共服务用地的污染地块为重点，严格建设用地准入管理和风险管控。严控土壤重金属污染，加强油（气）田开发土壤污染防治，以历史遗留工业企业污染场地为重点，开展治理与修复工程	本项目不属于涉重金属行业污染防治与工业废物处理处置，塔里木油田轮古油田已开展历史遗留油污泥清理工作，已完成受污染土壤进行清理	符合
	加强重点行业 VOCs 协同控制。深入实施《自治州重点行业挥发性有机物综合治理方案》，切实推进重点行业 VOCs 污染治理。重点推进石化、化工、包装印刷、工业涂装等重点行业以及机动车、油品储运销等交通源 VOCs 污染防治，加强芳香烃、烯烃、炔烃、醛类等活性强的 VOCs 排放控制，持续削减重点企业 VOCs 排放量。建立健全以改善环境空气质量为核心的 VOCs 污染防治管理体系，加强石化、煤化工、表面处理、印刷、油气储罐等重点排放行业的精细化管控，持续实施 LDAR 治理。强化新增污染物排放控制，推进 VOCs 与 NOx 等的协同减排，改善环境空气质量	本项目运营期无废气产生	—
	强化危险废物环境监管能力。建立完善危险废物环境重点监管单位清单，开展危险废物规范化环境管理排查整治，强化重点行业企业事中事后监管，严厉打击危险废物环境违法行为，强化部门之间联动	本项目产生的危险废物严格落实《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》（生态环境部公告 2021 年第 74 号）、《危险废物转移管理办法》（生态环境部令 第 23 号）中相关管理要求	符合
《新疆维吾尔自治区油气发展“十四五”规划》	加强油气产能建设。提高老油田采收率，加大塔里木盆地和老油区深层超深层、外围油气资源开发力度，减缓吐哈、准东、塔河等老油区产量递减。积极推动天山北坡万亿方大气区勘探开发，加快准噶尔盆地南缘、玛湖、吉木萨尔以及塔里木盆地顺北、库车博孜一大北、哈拉哈塘碳酸盐岩油藏等大型油气田建设，促进油气增储上产，实现资源良性接替。	拟建工程属于油气开采配套的注水项目，促进油气增储上产	符合

续表 3.5-1 相关规划符合性分析一览表

文件名称	文件要求	拟建工程	符合性
《巴音郭楞蒙古自治州国土空间总体规划（2021年-2035年）》	立足巴州资源禀赋和资源环境承载能力，落实国家和自治区发展重大战略，统筹划定永久基本农田、生态保护红线和城镇开发边界。 永久基本农田：确保永久基本农田总量不减少布局稳定，质量有提高。 生态保护红线：生态保护红线内的自然保护地核心保护区原则上禁止人为活动。 城镇开发边界：城镇开发边界内建设，实行“详细规划许可”的管制方式。	本项目占地范围内不涉及基本农田，未处于城镇开发边界，距离生态保护红线约 15.6km，不在生态保护红线范围内	符合
	构建“一核、三区、多集群”产业空间格局。 一核：将库尔勒打造为区域产业创新发展核心引擎和州级综合服务中心，形成带动区域发展的重要产业和功能枢纽。 三区：库尉轮产业功能区：建设国家油气生产加工和储备基地、纺织服装加工基地、南疆商贸物流枢纽和旅游集散基地。焉耆盆地产业功能区：建设“三红产业”（工业番茄、工业辣椒、酿酒葡萄）产业基地、钢铁和非金属矿产加工基地、全国知名生态旅游度假目的地新疆优质奶源基地。且若产业功能区：建设区域物流集散中心、氟硅新材料产业基地、特种旅游基地、特色林果基地、支撑环塔里木清洁能源保障区建设。 多集群：打造油气生产和化工、棉纺和化纤、绿色矿业、新能源四大产业集群和装备制造产业基地。	本项目位于库尉轮产业功能区，属于石油开采项目，符合区域发展规划要求	符合
《巴音郭楞蒙古自治州国土空间总体规划（2021年-2035年）》	构建六大矿产资源重点勘查开发区：落实细化国家、自治区矿产资源开发利用布局，以巴州优势矿产为重点，重点加强战略性矿产资源和自治区急需矿产资源的勘查开发，保障国家能源资源安全。“塔北—塔中—罗布泊油气及钾盐资源勘查开发区、东天山能源黑色有色金属勘查开发区、焉耆盆地油气及煤炭资源勘查开发区、阿尔金黑色有色稀有及非金属勘查开发区、西天山能源黑色贵金属勘查开发区、东昆仑（祁曼塔格）黑色有色及非金属勘查开发区”	本项目位于塔北—塔中—罗布泊油气及钾盐资源勘查开发区，属于石油开采辅助项目，符合区域发展规划要求	符合

表 3.5-2 塔里木油田分公司“十四五”规划符合性分析一览表

文件名称	文件要求	拟建工程	符合性
《塔里木油田“十四五”发展规划》	“十四五”期间持续上产，着力推进“库车山前天然气、塔北-塔中原油”两大根据地，实施老油气田综合治理、新油气田效益建产和油气田精益生产，努力实现原油产量稳中上升和天然气快速上产。	拟建工程位于轮古油田轮古西区块，位于《塔里木油田“十四五”发展规划》规划范围内；拟建工程为油气开采项目，可保证轮古油田油气产量稳中上升	符合
《塔里木油田“十四五”发展规划环境影响报告书》及审查意见	（一）严守生态保护红线，加强空间管控。坚持以习近平生态文明思想为指导，严守生态保护红线，严格维护区域主导生态功能，积极推动绿色发展，促进人与自然和谐共生。主动对接国土空间规划，进一步做好与“三区三线”生态环境分区管控方案、主体功能区划、生态功能区划等有关要求的有序衔接和细化分解，严格落实各项生态环境保护要求，协同推进石油天然气开发和生态环境保护相协调，切实维护区域生态系统的完整性和稳定性。加强规划区内环境敏感区和重要环境保护目标的生态环境保护工作，开展项目环评时应将油气开发对环境敏感区的影响作为重点评价内容，并采取合理、有效的保护措施，确保规划涉及的环境敏感区和重要环境保护目标不因油气开发而造成环境污染和生态破坏。	拟建工程不占用生态保护红线，符合生态环境分区管控方案、主体功能区划、生态功能区划等。报告中对项目区内的水土流失等影响作为重点评价内容，并提出了合理、有效的保护措施，确保环境保护目标不因油气开发而造成环境污染和生态破坏。	符合
	（二）合理确定开发方案，优化开发布局。根据区域主体功能定位，结合区域资源环境特征、生态保护红线等相关管控要求，依据生态环境影响评价结果，从穿越位置、穿越方式、施工场地设置、管线工艺设计、环境风险防范等方面对规划建设油气长输管道工程及油气田内部集输管道工程选址选线提出要求，进一步优化石油天然气开采规模、开发布局和建设时序，优先避让环境敏感区，远离沿线居民。总结石油天然气开发过程对生态环境影响和保护经验，及时进行优化调整。	拟建工程从施工场地设置、环境风险防范等方面进行了选址分析提出了减缓生态环境的影响措施。	符合

续表 3.5-2 塔里木油田分公司“十四五”规划符合性分析一览表

文件名称	文件要求	拟建工程	符合性
《塔里木油田“十四五”发展规划环境影响报告书》及审查意见	(三) 严格生态环境保护, 强化各类污染防治。针对规划实施可能出现的累积性、长期性生态环境问题, 采取积极有效的生态复垦和生态恢复措施, 确保实现《报告书》提出的各项生态恢复治理要求, 有效减缓规划区生态环境退化趋势。根据油气开采产业政策和生态环境保护政策要求, 严格落实资源环境指标要求, 进一步控制污染物排放以及能源消耗水平, 对油气开采产生的废弃油基泥浆、含油钻液及其他固体废物, 提出减量化的源头控制措施、资源化的利用路径、无害化的处理要求, 按照国家和地方有关固体废物的管理规定进行处置, 提高废弃油基泥浆和含油钻屑及其处理产物的综合利用率。根据油气开采产业政策和生态环境保护政策要求, 严格落实资源环境指标要求, 进一步控制污染物排放以及能源消耗水平。油气开采、输送、储存、净化等过程及非正常工况应加强挥发性有机物等污染物排放控制, 确保满足区域环境空气质量要求。加强开采废水污染控制, 涉及回注的应经处理满足《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》(SY/T5329) 等相关标准要求, 采取切实可行的地下水污染防治和监控措施, 防止造成地下水污染。油气开采过程中产生的固体废物应当遵循减量化、资源化、无害化原则, 合规处置。加强伴生气、落地油、采出水等回收利用, 提高综合利用水平。	拟建工程严格控制占地范围, 土地资源消耗符合要求。项目用水量较少, 对施工生活污水等进行综合利用, 节约了水资源。本工程运营期无废气产生; 拟建工程废水主要为井下作业废水, 井下作业废水采用专用回收罐收集后运至富源 7 井废液处理站处理, 废水均不向外环境排放; 固废主要为废防渗材料、落地油。废防渗材料、落地油收集后委托有危废处置资质的单位接收处置。项目井场采取分区防渗措施, 同时提出相关防沙治沙措施	符合
	(四) 加强生态环境系统治理, 维护生态安全。坚持节约优先、保护优先、自然恢复为主, 统筹推进山水林田湖草沙一体化保护和系统治理, 守住自然生态安全边界。严格控制油气田开发扰动范围, 加大生态治理力度, 结合油气开采绿色矿山建设等相关要求, 落实各项生态环境保护措施, 保障区域生态功能不退化, 油气开发应同步制定并落实生态保护和修复方案, 综合考虑防沙治沙等相关要求, 因地制宜开展生态恢复治理工作	拟建工程建设过程中开展防沙治沙工作, 并在施工结束后因地制宜开展生态恢复及治理, 保障区域生态功能不退化。	符合
	(五) 加强规划区现有环境问题治理。对照前期中央生态环境保护督察反馈问题整改要求, 继续做好规划区油气开发过程产生含油污泥等固体废物治理处置工作, 避免再次出现同类问题。严格落实《报告书》提出的现有环境问题整改要求, 加快治理恢复关停井场区域生态环境。积极通过开展清洁生产审核等方式提高油气开发清洁生产水平。按照国家、自治区关于建设绿色油气田的政策规定与标准规范要求, 加强规划区油气资源开发的环保技术工艺装备升级换代, 加大油气开发区域生态环境综合治理力度, 激发油气资源开发企业绿色发展的内生动力, 推动区域生态环境持续健康发展。	轮南采油气管区后续按照规划相关要求, 加快关停井场生态恢复, 积极开展清洁生产审核, 并响应国家、自治区相关要求, 推动区域生态环境健康发展。	符合

续表 3.5-2 塔里木油田分公司“十四五”规划符合性分析一览表

文件名称	文件要求	拟建工程	符合性
《塔里木油田“十四五”发展规划环境影响报告书》及审查意见	(六) 加强油气开发事中事后环境管理。油气企业应切实落实生态环境保护主体责任, 进一步健全生态环境管理和应急管理体系, 确保各项生态环境保护和应急防控措施落实到位。建立环境空气、水环境、土壤环境、生态等监测体系, 开展长期跟踪监测。根据监测结果, 及时优化开发方案, 并采取有效的生态环境保护措施。	轮南采油气管区定期开展后评价工作, 现已初步建立了环境空气、水环境、土壤环境等监测体系, 后续需进一步加强生态监测, 根据监测结果, 及时优化开发方案和环保措施。	符合
	(七) 建立畅通的公众参与平台, 及时解决公众提出的环境问题, 满足公众合理的环保诉求; 定期发布环境信息, 并主动接受社会监督。	企业按照环境影响评价公众参与办法等有关要求, 主动公开了油气开采项目环境信息。	符合
	(八) 规划所包含的建设项目应结合《报告书》提出的相关要求做好环境影响评价工作, 重点调查生态、地下水、土壤等环境敏感目标分布情况, 论证环境保护措施有效性; 在规划区域内新建、扩建、技术改造的建设项目, 区域环境现状调查、污染源现状调查等评价内容可以适当简化。	本次评价结合规划环境影响报告书开展了生态、地下水、土壤的调查, 论证了环保措施有效性, 对区域环境调查中污染源现状调查进行了适当简化。	符合

综上所述, 拟建工程符合《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展规划第十五个五年规划纲要》《巴音郭楞蒙古自治州国民经济和社会发展规划第十五个五年规划纲要》《新疆生态环境保护“十四五”规划》《巴音郭楞蒙古自治州生态环境保护“十四五”规划》《塔里木油田“十四五”发展规划》《巴音郭楞蒙古自治州国土空间总体规划(2021年-2035年)》等相关规划要求。

3.5.2.3 相关法规、政策文件符合性分析

拟建工程与相关法规、政策文件符合性分析见表 3.5-3。

表 3.5-3 相关文件符合性分析一览表

文件名称	文件要求	拟建工程	符合性
《转发〈关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价的通知〉的通知》(新环环评发〔2020〕142号)	加快推进油气发展(开发)相关规划编制, 并依法开展规划环境影响评价。对已批准的油气发展(开发)规划在实施范围、适用期限、规模、结构和布局等方面进行重大调整或修订的, 应当依法重新或补充进行环境影响评价。油气开发规划实施满5年的应当及时开展规划环境影响跟踪评价	塔里木油田分公司已完成《塔里木油田“十四五”发展规划》, 并取得新疆维吾尔自治区生态环境厅审查意见(新环审〔2022〕214号)	符合

续表 3.5-3

相关文件符合性分析一览表

文件名称	文件要求	拟建工程	符合性
《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)	项目环评应当深入评价项目建设、运营带来的环境影响和环境风险,提出有效的生态环境保护和环境风险防范措施。滚动开发区块产能建设项目环评文件中还应对现有工程环境影响进行回顾性评价,对存在的生态环境问题和环境风险隐患提出有效防治措施。依托其他防治设施的或者委托第三方处置的,应当论证其可行性和有效性	拟建工程已在报告中提出有效的生态环境保护和环境风险防范措施,并在报告中对现有区块开发情况及存在的问题进行了回顾性评价,同时针对废水、固废处置的依托进行了可行性论证	符合
	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。相关部门及油气企业应当加强采出水等污水回注的研究,重点关注回注井井位合理性、过程控制有效性、风险防控系统性等,提出从源头到末端的全过程生态环境保护及风险防控措施、监控要求。建设项目环评文件中应当包含钻井液、压裂液中重金属等有毒有害物质的相关信息,涉及商业秘密、技术秘密等情形的除外。	报告已论证回注环境的可行性,采取了可行的地下水污染防治和监控措施;拟建工程回注处理达标后的采出水,未回注与油气开采无关的废水,未造成地下水污染;回注水处理后符合《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)标准;回注目的层为地质构造封闭地层,回注油藏属于轮南区块现役油藏;建设单位已加强对采出水等污水回注的研究,重点论证了回注井井位的合理性、过程控制有效性、风险防控系统性等,提出了从源头到末端的全过程环境保护及风险防控措施、监测要求。	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。钻井和压裂设备应当优先使用网电、高标准清洁能源,减少废气排放。选用低噪声设备,避免噪声扰民。施工结束后,应当及时落实环评提出的生态保护措施	拟建工程报告中已提出施工过程中严格控制作业带,减少施工占地的措施,要求施工结束后及时进行恢复清理,落实报告中提出的生态保护措施,避免对区域生态环境造成影响	符合
	油气长输管道及油气田内部集输管道应当优先避让环境敏感区,并从穿越位置、穿越方式、施工场地设置、管线工艺设计、环境风险防范等方面进行深入论证。高度关注项目安全事故带来的环境风险,尽量远离沿线居民	拟建工程注水管线采取埋地敷设方式,敷设管线未穿越红线,不在生态保护红线范围内,在采取严格完善的环境风险防范措施和应急措施后,环境风险可防控	符合

续表 3.5-3 相关文件符合性分析一览表

文件名称	文件要求	拟建工程	符合性
《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)	油气企业应当加强风险防控, 按规定编制突发环境事件应急预案, 报所在地生态环境主管部门备案	塔里木油田分公司轮南采油气管理区制定有《塔里木油田公司轮南采油气管理区突发环境事件应急预案(轮台县)》(备 案 编 号 652822-2025-27-L), 后应 根据拟建工程生产过程中存在的风险事故类型, 完善现有的突发环境事件应急预案	符合
《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》 (DZ/T0317-2018)	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“边开采, 边治理, 边恢复”的原则	符合
	应遵循矿区油气资源赋存状况、生态环境特征等条件, 科学合理确定开发方案, 选择与油气藏类型相适应的先进开采技术和工艺, 推广使用成熟、先进的技术装备, 严禁使用国家明文规定的限制和淘汰的技术工艺及装备	拟建工程的实施有利于提高区块注水能力, 保障库车山前气田持续稳产开发, 项目所选用的注水工艺成熟、先进	符合
	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	项目井场永久占地和管线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》(新环环评发(2020) 138 号)	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》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	报告中已提出有效可行的防沙治沙措施, 具体见“6.1.1.10 章节”	符合
	对于位于沙化土地封禁保护区范围内或者超过生态环境承载能力或对沙区生态环境可能造成重大影响的建设项目, 不予批准其环评文件, 从源头预防环境污染和生态破坏	项目在采取有效的生态保护、避让、减缓等措施, 不会超过区域生态环境承载能力	符合

续表 3.5-3 相关文件符合性分析一览表

文件名称	文件要求	拟建工程	符合性
《石油天然气开采业污染防治技术政策》 (公告 2012 年 第 18 号)	要遏制重大、杜绝特别重大环境污染和生态破坏事故的发生。要逐步实现对行业排放的石油类污染物进行总量控制	拟建工程运营期废水主要为井下作业废水，井下作业废水采用专用回收罐收集后运至富源 7 井废液处理站处理，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)标准后回注地层；运营期产生的废防渗材料、落地油收集后，由有危废处置资质单位接收处置；同时采取切实可行的地下水污染防治和监控措施，防止造成地下水污染；无石油类污染物排放	符合
	油气田建设应总体规划，优化布局，整体开发，减少占地和油气损失，实现油气和废物的集中收集、处理处置。	拟建工程建设布局合理，已在设计阶段合理选址，合理利用区域现有道路，减少项目占地；运营期产生的废防渗材料、落地油收集后，由有危废处置资质单位接收处置	符合
	在油气集输过程中，应采用密闭流程，减少烃类气体排放	不涉及	符合
	在油气开发过程中，应采取措施减轻生态影响并及时用适地植物进行植被恢复	本评价已提出生态影响减缓措施	符合
《石油天然气开采业污染防治技术政策》 (公告 2012 年 第 18 号)	位于湿地自然保护区和鸟类迁徙通道上的油田、油井，若有较大的生态影响，应将电线、采油管线地下敷设。在油田作业区，应采取措施，保护零散自然湿地	拟建工程不占用湿地自然保护区和鸟类迁徙通道	符合
	在钻井和井下作业过程中，鼓励污油、污水进入生产流程循环利用，未进入生产流程的污油、污水应采用固液分离、废水处理一体化装置等处理后达标外排	拟建工程运营期井下作业废水采用专用回收罐收集后运至富源 7 井废液处理站处理，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)标准后回注地层	符合
《关于规范临时用地管理的通知》(自然资规〔2021〕2 号)	建设项目施工、地质勘查使用临时用地时应坚持“用多少、批多少、占多少、恢复多少”，尽量不占或者少占耕地	拟建工程临时用地严格落实“用多少、批多少、占多少、恢复多少”，尽量少占耕地	符合
	油气资源探采合一开发涉及的钻井及配套设施建设用地，可先以临时用地方式批准使用，勘探结束转入生产使用的，办理建设用地审批手续	严格按照有关规定办理建设用地审批手续	符合
《国家级公益林管理办法》 (林资发〔2017〕34 号)	一级国家级公益林原则上不得开展生产经营活动，严禁打枝、采脂、割漆、剥树皮、掘根等行为。国有一级国家级公益林，不得开展任何形式的生产经营活动。严格控制勘查、开采矿藏和工程建设使用国家级公益林地。确需使用的，严格按照《建设项目使用林地审核审批管理办法》有关规定办理使用林地手续	拟建工程不占用国家一级公益林，管线占用国家二级公益林(天然林)，后续将依法办理占用征收林地审核审批手续	符合

续表 3.5-3 相关文件符合性分析一览表

文件名称	文件要求	拟建工程	符合性
《新疆维吾尔自治区国家级公益林管护办法》（新林规〔2021〕3号）	第十三条任何单位和个人不得随意改变国家级公益林性质和用途，确需改变的，须按程序上报批准。 第十五条工程建设需要占用征收国家级公益林地的，应当依法办理占用征收林地审核审批手续。占用征收国家级公益林地的单位，必须按国家和自治区相关规定缴纳相关费用。森林植被恢复费用于国家级公益林森林植被恢复，确保国家级公益林面积不减少。	拟建工程不占用国家一级公益林，管线占用国家二级公益林（天然林），后续将依法办理占用征收林地审核审批手续	符合
新疆维吾尔自治区 2025 年空气质量持续改善行动实施方案	（一）坚决遏制高耗能、高排放、低水平项目盲目上马。新改扩建项目严格落实国家和自治区产业规划、产业政策、生态环境分区管控方案、规划环评、项目环评、节能审查、产能置换、重点污染物总量控制、污染物排放区域削减、碳排放达峰目标等相关要求，原则上采用清洁运输方式，达到能效标杆水平、环保绩效 A 级水平。涉及产能置换的项目，被置换产能及设备关停后，新建项目方可投产。	拟建工程不属于高耗能、高排放、低水平项目	符合
	（二）退出重点行业落后产能。严格执行《产业结构调整指导目录》，依法依规淘汰落后产能。联防联控区进一步提高落后产能能耗、环保、质量、安全、技术等要求，逐步退出限制类涉气行业工艺和装备。提升工业重点领域产能能效标杆水平，到 2025 年，重点行业能效标杆水平产能比例力争达到 30%，能效基准水平以下产能基本清零。联防联控区淘汰炭化室高度 4.3 米及以下焦炉。	拟建工程为石油开采，属于“石油天然气开采”项目，结合《产业结构调整指导目录（2024 年本）》（国家发展改革委令第 7 号），拟建工程属于第一类“鼓励类”第七条“石油天然气”第三款“油气勘探开发技术与应用”中油气田提高采收率技术，符合国家当前产业政策要求	符合
	（十七）强化挥发性有机物和氮氧化物综合治理。优化含 VOCs 原辅材料和产品结构，加快推进含 VOCs 原辅材料源头替代，推广使用低（无）VOCs 含量涂料，严格执行 VOCs 含量限值标准。实施石化、化工、工业涂装、包装印刷等重点行业及油品储运销（储罐）VOCs 深度治理。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，不得将火炬燃烧装置作为日常大气污染处理设施。联防联控区石化、化工行业集中的园区，建立统一的泄漏检测与修复信息管理平台。加大锅炉、炉窑及移动源氮氧化物减排力度，有序实施燃气锅炉低氮燃烧改造。加强氮肥、纯碱等行业大气氨排放治理，强化工业源烟气脱硫脱硝氨逃逸防控。	拟建工程不涉及	符合

续表 3.5-3 相关文件符合性分析一览表

文件名称	文件要求		拟建工程	符合性
《新疆维吾尔自治区重点行业生态环境准入条件（2024年）》	选址与空间布局	1. 石油、天然气开发项目的选址与布局应符合自治区或油气企业相关油气开发专项规划及规划环评要求，原则上应当以区块为单位开展环境影响评价工作。	项目符合《塔里木油田“十四五”发展规划》及规划环评要求，项目为现有轮古油田改扩建项目	符合
		2. 在符合产业政策、满足区域生态环境空气质量改善和污染物总量控制要求的前提下，经环境影响比选论证后，适宜在矿区开展的页岩油、页岩气开采、加工一体化项目可在矿区内就地选址。	项目符合产业政策、满足区域生态环境空气质量改善和污染物总量控制要求	符合
		3. 涉及自然保护地的石油天然气勘探、开发项目按照国家和自治区有关油气安全保障政策要求执行。	拟建工程不涉及	—
	污染防治与环境影响	1. 施工期应当尽量减少施工占地、严格控制施工作业面积、缩短施工时间、选择合理施工方式、落实环境敏感区管控要求以及其他生态环境保护措施，有效降低生态环境影响。	拟建工程施工期严格控制施工作业面积、缩短施工时间，提出水土保持、防风固沙、生态修复的要求，有效降低生态环境影响	符合
		2. 陆地油气开发项目应当对挥发性有机物液体储存和装载损失、废水集输和处理系统、设备与管线组件泄漏、非正常工况等挥发性有机物无组织排放源进行有效管控，通过采取设备密闭、废气有效收集及配套高效末端处理设施等措施，有效控制挥发性有机物和恶臭气体无组织排放，油气集输损耗率不得高于0.5%；工艺过程控制措施、废气收集处理措施以及站场边界非甲烷总烃排放浓度应满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728）要求。锅炉、加热炉、压缩机等装置应优先使用清洁燃料或能源，燃煤燃气锅炉、加热炉废气排放应达到《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271）要求，有地方标准的按地方标准执行。涉及高含硫天然气开采的，应当强化钻井、输送、净化等环节环境风险防范措施。高含硫气田回注采出水，应当采取有效措施减少废水处理站和回注井场硫化氢的无组织排放。高含硫天然气净化厂应采用先进高效的硫磺回收工艺，减少二氧化硫排放。	拟建工程运营期无废气产生；废水主要为井下作业废水，井下作业废水采用专用回收罐收集后运至富源7井废液处理站处理，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）标准后回注地层，废水均不向外环境排放；拟建工程为注水项目，不涉及油气集输，不涉及高含硫天然气开采	符合

续表 3.5-3 相关文件符合性分析一览表

文件名称	文件要求	拟建工程	符合性
《新疆维吾尔自治区重点行业生态环境准入条件（2024年）》	污染防治与环境影响 3. 油气开发产生的伴生气应优先回收利用,减少温室气体排放,开发区块伴生气整体回收利用率应达到 80%以上;边远井、零散井等产生的伴生气不能回收或难以回收的,应经燃烧后放空。鼓励油气企业将碳捕集、利用与封存 (CCUS) 技术用于油气开采,提高采收率、减少温室气体排放。	拟建工程提出了相关降碳措施,具体见“7.2 减污降碳措施”	符合
	4. 陆地油气开发项目产生的废水应经处理后优先回用,无法回用的应满足国家和地方相关污染物排放标准后排放,工业废水回用率应达到 90%以上。钻井及储层改造应采用环境友好的油田化学助剂、酸化液、压裂液、钻井液,配备完善的固控设备,钻井液循环率应达到 95%以上,压裂废液、酸化废液等井下作业废水应 100%返排入罐。	拟建工程为注水项目,不涉及钻井及储层改造作业。拟建工程运营期井下作业废水采用专用回收罐收集后运至富源 7 井废液处理站处理,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)标准后回注地层。	符合
	污染防治与环境影响 5. 涉及废水回注的,应采取切实可行的地下水污染防治和监控措施,不得回注与油气开采无关的废水,严禁造成地下水污染;在相关行业污染控制标准发布前,回注水应满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329)《气田水注入技术要求》(SY/T6596)等相关标准要求。对于页岩油、油注汽开采,鼓励废水处理回用于注汽锅炉。	拟建工程运营期井下作业废水采用专用回收罐收集后运至富源 7 井废液处理站处理,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)标准后回注地层。	符合
	6. 废弃钻井泥浆及岩屑应采取“泥浆不落地”工艺,勘探、开发过程产生的落地原油回收率应达到 100%。废弃水基钻井泥浆及岩屑经“泥浆不落地”设备处理后,固相优先综合利用,暂时不利用或者不能利用的,应按照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%。	拟建工程运营期产生的废防渗材料、落地油收集后,由有危废处置资质单位接收处置。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%。	符合

续表 3.5-3

相关文件符合性分析一览表

文件名称	文件要求	拟建工程	符合性
《新疆维吾尔自治区重点行业生态环境准入条件（2024 年）》	污染防治与环境影响 8.对拟退役的废弃井（站）场、管道、道路等工程设施应进行生态修复，生态修复前应对废弃油（气）井、管道进行封堵或设施拆除，确保无土壤及地下水环境污染遗留问题、废弃物得到妥善处置。生态修复应满足《矿山生态环境保护与恢复治理技术规范（试行）》（HJ651）、《废弃井封井回填技术指南（试行）》《废弃井及长停井处置指南》（SY/T6646）、《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》（DZ/T0317）等相关要求。	退役的废弃井场、管道、道路等工程设施进行生态修复，生态修复前对废弃油（气）井、管道进行封堵或设施拆除，确保无土壤及地下水环境污染遗留问题、废弃物得到妥善处置。生态修复满足《矿山生态环境保护与恢复治理技术规范（试行）》（HJ651-2013）、《废弃井封井回填技术指南（试行）》《废弃井及长停井处置指南》（SY/T6646-2017）、《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》（DZ/T0317-2018）等相关要求。	符合

综上所述，拟建工程符合《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函〔2019〕910号）、《新疆维吾尔自治区重点行业生态环境准入条件（2024 年）》等相关法规、政策文件要求。

3.5.3 生态环境分区管控符合性分析

2024 年 11 月，新疆维吾尔自治区生态环境厅发布了《关于印发〈新疆维吾尔自治区生态环境分区管控动态更新成果〉的通知》（新环环评发〔2024〕157 号）；2024 年 12 月，巴音郭楞蒙古自治州人民政府办公室发布了《关于印发巴音郭楞蒙古自治州“三线一单”生态环境分区管控动态更新成果（2023 年）的通知》（巴政办发〔2024〕32 号）。

拟建工程与上述文件中生态环境分区管控要求的符合性分析见表 3.5-4 至表 3.5-6，拟建工程与“生态保护红线”位置关系示意图见附图 5，拟建工程与环境管控单元位置关系见附图 3。

表 3.5-4 拟建工程与新疆维吾尔自治区总管控要求符合性分析一览表

名称	管控要求		拟建工程	符合性
新疆维吾尔自治区总管控要求	A1 空间布局约束	A1.1 禁止开发建设的活动	【A1.1-1】禁止新建、扩建《产业结构调整指导目录（2024 年本）》中淘汰类项目。禁止引入《市场准入负面清单（2022 年版）》禁止准入类事项。 拟建工程为油气开采辅助项目，属于“石油天然气开采”项目，属于《产业结构调整指导目录（2024 年本）》（国家发展改革委令 2023 年 第 7 号）中的鼓励类项目，符合国家当前产业政策要求；不属于《市场准入负面清单（2025 年版）》（发改体改规〔2025〕466 号）中禁止准入类项目	符合
			【A1.1-2】禁止建设不符合国家和自治区环境保护标准的项目。 拟建工程执行标准符合国家和自治区环境保护标准	符合
			【A1.1-3】禁止在饮用水水源保护区、风景名胜区、自然保护区的核心区和缓冲区、城镇居民区、文化教育科学研究区等人口集中区域以及法律、法规规定的其他禁止养殖区域建设畜禽养殖场、养殖小区。 拟建工程不涉及相关内容	—
			【A1.1-4】禁止在水源涵养区、地下水源、饮用水源、自然保护区、风景名胜区、森林公园、重要湿地及人群密集区等生态敏感区域内进行煤炭、石油、天然气开发。 拟建工程占地范围内不涉及水源涵养区、地下水源、饮用水源、自然保护区、风景名胜区、森林公园、重要湿地及人群密集区等生态敏感区域	符合
			【A1.1-5】禁止下列破坏湿地及其生态功能的行为： （一）开（围）垦、排干自然湿地，永久性截断自然湿地水源； （二）擅自填埋自然湿地，擅自采砂、采矿、取土； （三）排放不符合水污染物排放标准的工业废水、生活污水及其他污染湿地的废水、污水，倾倒、堆放、丢弃、遗撒固体废物； （四）过度放牧或者滥采野生植物，过度捕捞或者灭绝式捕捞，过度施肥、投药、投放饵料等污染湿地的种植养殖行为； （五）其他破坏湿地及其生态功能的行为。 拟建工程不涉及自然湿地	—
			【A1.1-6】禁止在自治区行政区域内引进能（水）耗不符合相关国家标准中准入值要求且污染物排放和环境风险防控不符合国家（地方）标准及有关产业准入条件的高污染（排放）、高能（水）耗、高环境风险的工业项目。 拟建工程不属于高污染（排放）、高能（水）耗、高环境风险的工业项目	符合

续表 3.5-4 拟建工程与新疆维吾尔自治区总体管控要求符合性分析一览表

名称	管控要求		拟建工程	符合性
新疆维吾尔自治区总体管控要求	A1 空间布局约束	A1.1 禁止开发建设的活动	【A1.1-7】①坚决遏制高耗能高排放低水平项目盲目发展。严把高耗能高排放低水平项目准入关口，严格落实污染物排放区域削减要求，对不符合规定的项目坚决停批停建。依法依规淘汰落后产能和化解过剩产能。 ②重点行业企业纳入重污染天气绩效分级，制定“一厂一策”应急减排清单，实现应纳尽纳；引导重点企业在秋冬季安排停产检修计划，减少冬季和采暖期排放。推进重点行业深度治理实施全工况脱硫脱硝提标改造，加大无组织排放治理力度，深度开展工业炉窑综合整治，全面提升电解铝、活性炭、硅冶炼、纯碱、电石、聚氯乙烯、石化等行业污染治理水平。	符合
			【A1.1-8】严格执行危险化学品“禁限控”目录，新建危险化学品生产项目必须进入一般或较低安全风险的化工园区（与其他行业生产装置配套建设的项目除外），引导其他石化化工项目在化工园区发展。	符合
			【A1.1-9】严禁新建自治区《禁止、控制和限制危险化学品目录》中淘汰类、禁止类危险化学品化工项目。严格执行生态保护红线、永久基本农田管控要求，禁止新（改、扩）建化工项目违规占用生态保护红线和永久基本农田。在塔里木河、伊犁河、额尔齐斯河干流及主要支流岸线1公里范围内，除提升安全、环保、节能、智能化、产品质量水平的技术改造项目外，严格禁止新建、扩建化工项目，不得布局新的化工园区（含化工集中区）。	符合
			【A1.1-10】推动涉重金属产业集中优化发展，禁止新建用汞的电石法（聚）氯乙烯生产工艺，新建、扩建的重有色金属冶炼、电镀、制革企业优先选择布设在依法合规设立并依法开展规划环境影响评价的产业园区。	—
			【A1.1-11】国务院有关部门和青藏高原县级以上地方人民政府应当建立健全青藏高原雪山冰川冻土保护制度，加强对雪山冰川冻土的监测预警和系统保护。青藏高原省级人民政府应当将大型冰帽冰川小规模冰川群等划入生态保护红线，对重要雪山冰川实施封禁保护采取有效措施，严格控制人为扰动。青藏高原省级人民政府应当划定冻土区保护范围，加强对多年冻土区和中深季节冻土区的保护，严格控制多年冻土区资源开发，严格审批多年冻土区城镇规划和交通、管线、输变电等重大工程项目。青藏高原省级人民政府应当开展雪山冰川冻土与周边生态系统的协同保护，维持有利于雪山冰川冻土保护的生态环境。	—
		A1.2 限制开发建设的活动	【A1.2-1】严格控制缺水地区、水污染严重区域和敏感区域高耗水高污染行业发展。	符合

续表 3.5-4 拟建工程与新疆维吾尔自治区总体管控要求符合性分析一览表

名称	管控要求	拟建工程	符合性
新疆维吾尔自治区总体管控要求	A1.2 限制开发建设的活动	【A1.2-2】建设项目用地原则上不得占用永久基本农田，确需占用永久基本农田的建设项目须符合《中华人民共和国基本农田保护条例》中相关要求，占用耕地、林地或草地的建设项目须按照国家、自治区相关补偿要求进行补偿。	—
		【A1.2-3】以用途变更为住宅、公共管理与公共服务用地的地块为重点，严格建设用地准入管理和风险管控，未依法完成土壤污染状况调查或风险评估的地块，不得开工建设与风险管控和修复无关的项目。	—
		【A1.2-4】严格控制建设项目占用湿地。因国家和自治区重点建设工程、基础设施建设，以及重点公益性项目建设，确需占用湿地的应当按照有关法律、法规规定的权限和程序办理批准手续。	符合
		【A1.2-5】严格管控自然保护地范围内非生态活动，稳妥推进核心区内居民、耕地有序退出，矿业权依法依规退出。	符合
	A1.3 不符合空间布局要求活动的退出要求	【A1.3-1】任何单位和个人不得在水源涵养区、饮用水水源保护区内和河流、湖泊、水库周围建设重化工、涉重金属等工业污染项目；对已建成的工业污染项目，当地人民政府应当组织限期搬迁。	符合
		【A1.3-2】对不符合国家产业政策、严重污染水环境的生产项目全部予以取缔。	符合
		【A1.3-3】根据《产业结构调整指导目录》《限期淘汰产生严重污染环境的工业固体废物的落后生产工艺设备名录》等要求，配合有关部门依法淘汰烧结-鼓风炉 5 炼铅工艺炼铅等涉重金属落后产能和化解过剩产能。严格执行生态环境保护等相关法规标准，推动经整改仍达不到要求的产能依法依规关闭退出。	—
		【A1.3-4】城市建成区、重点流域内已建成投产化工企业和危险化学品生产企业应加快退城入园，搬入化工园区前企业不应实施改扩建工程扩大生产规模。	—
	A1.4 其它布局要求	【A1.4-1】一切开发建设活动应符合国家、自治区主体功能区规划自治区和各地颁布实施的生态环境功能区划、国民经济发展规划、产业发展规划、国土空间规划等相关规划及重点生态功能区负面清单要求，符合区域或产业规划环评要求。	符合
		【A1.4-2】新建、扩建石化、化工、焦化、有色金属冶炼、平板玻璃项目应布设在依法合规设立并经规划环评的产业园区。	符合

续表 3.5-4 拟建工程与新疆维吾尔自治区总体管控要求符合性分析一览表

名称	管控要求			拟建工程	符合性
新疆维吾尔自治区总体管控要求	A1 污染物排放管控	A1.4 其它布局要求	【A1.4-3】危险化学品生产企业搬迁改造及新建化工项目必须进入国家及自治区各级人民政府正式批准设立,规划环评通过审查,规划通过审批且环保基础设施完善的工业园区,并符合国土空间规划产业发展规划和生态红线管控要求	拟建工程不属于危险化学品生产企业搬迁改造及新建化工项目	—
	A2 污染物排放管控	A2.1 污染物削减/替代要求	【A2.1-1】新、改、扩建重点行业建设项目应符合“三线一单”、产业政策、区域环评、规划环评和行业环境准入管控要求。重点区域的新、改、扩建重点行业建设项目应遵循重点重金属污染物排放“减量替代”原则。	拟建工程属于石油天然气开采项目,不属于重点行业建设项目	符合
			【A2.1-2】以石化、化工、涂装、医药、包装印刷、油品储运销等行业领域为重点,安全高效推进挥发性有机物综合治理,实施原辅材料和产品源头替代工程。	拟建工程实施后运营期不涉及废气排放	符合
			【A2.1-3】促进大气污染物与温室气体协同控制。实施污染物和温室气体协同控制,实现减污降碳协同效应。开展工业、农业温室气体和污染减排协同控制研究,减少温室气体和污染物排放。强化污水、垃圾等集中处置设施环境管理,协同控制氢氟碳化物、甲烷、氧化亚氮等温室气体。加强节约能源与大气污染防治协同有效衔接促进大气污染防治协同增效。	拟建工程提出了相关降碳措施,具体见“7.2 减污降碳措施”	—
			【A2.1-4】严控建材、铸造、冶炼等行业无组织排放,推进石化、化工、涂装、医药、包装印刷、油品储运销等行业项目挥发性有机物(VOCs)防治。严格有色金属冶炼、石油加工、化工、焦化等行业项目的土壤、地下水污染防治措施要求。推进工业园区和企业集群建设涉 VOCs “绿岛”项目,统筹规划建设一批集中涂装中心、活性炭集中处理中心、溶剂回收中心等,实现 VOCs 集中高效处理。	拟建工程实施后运营期不涉及废气排放	符合
		A2.2 污染控制措施要求	【A2.2-1】推动能源、钢铁、建材、有色、电力、化工等重点领域技术升级,控制工业过程温室气体排放,推动工业领域绿色低碳发展。积极鼓励发展二氧化碳捕集利用与封存等低碳技术。促进大气污染物与温室气体协同控制。实施污染物和温室气体协同控制,实现减污降碳协同效应。强化污水、垃圾等集中处置设施环境管理,协同控制氢氟碳化物、甲烷、氧化亚氮等温室气体。加强节约能源与大气污染防治协同有效衔接,促进大气污染防治协同增效。	拟建工程不属于能源、钢铁、建材、有色、电力、化工等重点领域	—

续表 3.5-4 拟建工程与新疆维吾尔自治区总体管控要求符合性分析一览表

名称	管控要求		拟建工程	符合性
新疆维吾尔自治区总体管控要求	A2 污染物排放管控	A2.2 污染控制措施要求	【A2.2-2】实施重点行业氮氧化物等污染物深度治理。钢铁、水泥、焦化行业超低排放改造。推进玻璃、陶瓷、铸造、铁合金、有色、煤化和石化等行业采取清洁生产、提标改造、深度治理等综合措施。加强自备燃煤机组污染治理设施运行管控，确保按照超低排放标准运行。针对铸造、铁合金、焦化、水泥、砖瓦、石灰耐火材料、金属冶炼以及煤化工、石油化工等行业，严格控制物料储存、输送及生产工艺过程无组织排放。重点涉气排放企业逐步取消烟气旁路，因安全生产无法取消的，安装在线监控系统。	—
			【A2.2-3】强化重点区域大气污染联防联控，合理确定产业布局，推动区域内统一产业准入和排放标准。实施水泥行业错峰生产，推进散煤整治、挥发性有机污染物综合治理、钢铁、水泥、焦化和燃煤工业锅炉行业超低排放改造、燃气锅炉低氮燃烧改造、工业园区内轨道运输（大宗货物“公转铁”）、柴油货车治理、锅炉炉窑综合治理等工程项目。全面推行绿色施工，持续推动城市建成区重污染企业搬迁或关闭退出。	—
			【A2.2-4】强化用水定额管理。推进地下水超采综合治理。开展河湖生态流量（水量）确定工作，强化生态用水保障。	符合
			【A2.2-5】持续推进伊犁河、额尔齐斯河、额敏河、玛纳斯河、乌伦古湖、博斯腾湖等流域生态治理，加强生态修复。推动重点行业重点企业绿色发展，严格落实水污染物排放标准。加强农副食品加工、化工、印染、棉浆粕、粘胶纤维等企业综合治理和清洁化改造。	—
			【A2.2-6】推进地表水与地下水协同防治。以傍河型地下水饮用水水源为重点，防范受污染河段侧渗和垂直补给对地下水污染。加强化学品生产企业、工业聚集区、矿山开采区等污染源的地表、地下协同防治与环境风险管控。加强工业污染防治。推动重点行业、重点企业绿色发展，严格落实水污染物排放标准和排污许可制度。加强农副食品加工、化工、印染、棉浆粕、粘胶纤维、制糖等企业综合治理和清洁化改造。支持企业积极实施节水技术改造，加强工业园区污水集中处理设施运行管理，加快再生水回用设施建设，提升园区水资源循环利用水平。	符合

续表 3.5-4 拟建工程与新疆维吾尔自治区总体管控要求符合性分析一览表

名称	管控要求		拟建工程	符合性
新疆维吾尔自治区总体管控要求	A2 污染物排放管控	【A2.2-7】强化重点区域地下水环境风险管控，对化学产品生产企业工业集聚区、尾矿库、矿山开采区、危险废物处置场、垃圾填埋场等地下水污染源及周边区域，逐步开展地下水环境状况调查评估加强风险管控。	拟建工程井下作业废水采用专用回收罐收集后运至富源 7 井废液处理站处理，废水均不向外环境排放；严格执行《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)“11.2.2 分区防控措施”相关要求，进行分区防渗，制定完善的地下水监测计划；切实保障地下水生态环境安全。	符合
		【A2.2-8】严控土壤重金属污染，加强油（气）田开发土壤污染防治，以历史遗留工业企业污染场地为重点，开展土壤污染风险管控与修复工程。	轮古油田已开展历史遗留污泥清理工作，已完成受污染土壤清理工作。	符合
		【A2.2-9】加强种植业污染防治。深入推进化肥农药减量增效，全面推广测土配方施肥，引导推动有机肥、绿肥替代化肥，集成推广化肥减量增效技术模式，加强农药包装废弃物管理。实施农膜回收行动，健全农田废旧地膜回收利用体系，提高废旧地膜回收率。推进农作物秸秆综合利用，不断完善秸秆收储运用体系，形成布局合理、多元利用的秸秆综合利用格局。	拟建工程不涉及相关内容。	—
	A3 环境风险防范	【A3.1-1】建立和完善重污染天气兵地联合应急预案、预报预警应急机制和会商联动机制。“乌—昌—石”区域内可能影响相邻行政区域大气环境的项目，兵地间、城市间必须相互征求意见。	拟建工程不涉及相关内容。	—
		【A3.1-2】对跨境河流、涉及县级及以上集中式饮用水水源地的河流、其他重要环境敏感目标的河流，建立健全流域上下游突发水污染事件联防联控机制，建立流域环境应急基础信息动态更新长效机制，绘制全流域“一河一策一图”。建立健全跨部门、跨区域的环境应急协调联动处置机制，强化流域上下游、兵地各部门协调，实施联合监测、联合执法、应急联动、信息共享，形成“政府引导、多元联动、社会参与、专业救援”的环境应急处置机制，持续开展应急综合演练，实现从被动应对到主动防控的重大转变。加强流域突发水环境事件应急能力建设，提升应急响应水平，加强监测预警拦污控污、信息通报、协同处置、基础保障等工作，防范重大生态环境风险，坚决守住生态环境安全底线。	拟建工程不涉及相关内容。	—
		【A3.1-3】强化重污染天气监测预报预警能力，建立和完善重污染天气兵地联合应急预案、预警应急机制和会商联动机制，加强轻、中度污染天气管控。	拟建工程不涉及相关内容。	—

续表 3.5-4 拟建工程与新疆维吾尔自治区总体管控要求符合性分析一览表

名称	管控要求		拟建工程	符合性	
新疆维吾尔自治区总体管控要求	A3 环境风险防控	A3.2 联防联控要求	【A3.2-1】提升饮用水安全保障水平。以县级以上集中式饮用水水源地为重点，推进饮用水水源保护区规范化建设，统筹推进备用水源或应急水源建设。单一水源供水的重点城市于 2025 年底前基本完成备用水源或应急水源建设，有条件的地区开展兵地互为备用水源建设。梯次推进农村集中式饮用水水源保护区划定，到 2025 年完成乡镇级集中式饮用水水源保护区划定与勘界立标。开展“千万人”农村饮用水水源保护区环境风险排查整治，加强农村水源水质监测，依法清理饮用水水源保护区内违法建筑和排污口，实施从水源到水龙头全过程监管。强化饮用水水源保护区环境应急管理，完善重大突发环境事件的物资和技术储备。针对汇水区、补给区存在兵地跨界的，建立统一的饮用水水源应急和执法机制，共享应急物资。	拟建工程不涉及相关内容	—
		【A3.2-2】依法推行农用地分类管理制度，强化受污染耕地安全利用和风险管控。因地制宜制定实施安全利用方案，鼓励采取种植结构调整等措施，确保受污染耕地全部实现安全利用。	拟建工程不涉及受污染耕地	—	
		【A3.2-3】加强新污染物多环境介质协同治理。排放重点管控新污染物的企事业单位应采取污染控制措施，达到相关污染物排放标准及环境质量目标要求；按照排污许可管理有关要求，依法申领排污许可证或填写排污登记表，并在其中载明执行的污染控制标准要求及采取的污染控制措施。排放重点管控新污染物的企事业单位和其他生产经营者应按照相关法律法规要求，对排放（污）口及其周边环境定期开展环境监测，评估环境风险，排查整治环境安全隐患，依法公开新污染物信息，采取措施防范环境风险。土壤污染重点监管单位应严格控制有毒有害物质排放，建立土壤污染隐患排查制度防止有毒有害物质渗漏、流失、扬散。	拟建工程不涉及相关内容	—	
		【A3.2-4】加强环境风险预警防控。加强涉危险废物企业、涉重金属企业、化工园区、集中式饮用水水源地及重点流域环境风险调查评估，实施分类分级风险管控，协同推进重点区域、流域生态环境污染综合防治、风险防控与生态修复。	拟建工程已提出一系列环境风险防范措施及应急要求，本次建设内容纳入轮南采油气管理区现有应急预案中，定期按照应急预案内容进行应急演练，逐步提高应急演练范围与级别，出现风险事故时能够及时应对	符合	

续表 3.5-4 拟建工程与新疆维吾尔自治区总体管控要求符合性分析一览表

名称	管控要求		拟建工程	符合性
新疆维吾尔自治区总体管控要求	A3 环境风险防控	A3.2 联防联控要求	【A3.2-5】强化生态环境应急管理。实施企业突发生态环境应急预案电子化备案，完成县级以上政府突发环境事件应急预案修编。完善区域和企业应急处置物资储备系统，结合新疆各地特征污染物的特性，加强应急物资储备及应急物资信息化建设，掌握社会应急物资储备动态信息，妥善应对各类突发生态环境事件。加强应急监测装备配置，定期开展应急演练，增强实战能力。	符合
			【A3.2-6】强化兵地联防联控联控，落实兵地统一规划、统一政策统一标准、统一要求、统一推进的防治管理措施，完善重大项目环境影响评价区域会商、重污染天气兵地联合应急联动机制。建立兵地生态环境联合执法和联合监测长效机制。	—
	A4 资源利用效率	A4.1 水资源	【A4.1-1】自治区用水总量 2025 年、2030 年控制在国家下达的指标内。	符合
			【A4.1-2】加大城镇污水再生利用工程建设力度，推进区域再生水循环利用，到 2025 年，城市生活污水再生利用率力争达到 60%。	—
			【A4.1-3】加强农村水利基础设施建设，推进农村供水保障工程，农村自来水普及率、集中供水率分别达到 99.3%、99.7%。	
			【A4.1-3】地下水资源利用实行总量控制和水位控制。取用地下水资源，应当按照国家和自治区有关规定申请取水许可。地下水利用应当以浅层地下水为主。	符合
		A4.2 土地资源	【A4.2-1】土地资源上线指标控制在最终批复的国土空间规划控制指标内。	符合
		A4.3 能源利用	【A4.3-1】单位地区生产总值二氧化碳排放降低水平完成国家下达指标。 【A4.3-2】到 2025 年，自治区万元国内生产总值能耗比 2020 年下降 14.5%。 【A4.3-3】到 2025 年，非化石能源占一次能源消费比重达 18%以上	符合
			【A4.3-4】鼓励使用清洁能源或电厂热力、工业余热等替代锅炉炉窑燃料用煤。	—

续表 3.5-4 拟建工程与新疆维吾尔自治区总体管控要求符合性分析一览表

名称	管控要求		拟建工程	符合性
新疆维吾尔自治区总体管控要求	A4.3 能源利用	【A4.3-5】以碳达峰碳中和工作为引领，着力提高能源资源利用效率。引导重点行业深入实施清洁生产改造，钢铁、建材、石油化工等重点行业以及其他行业重点用能单位持续开展节能降耗。	拟建工程核算了温室气体排放量，整体温室气体排放量相对较小	符合
		【A4.3-6】深入推进碳达峰碳中和行动。推动能源清洁低碳转型，加强能耗“双控”管理，优化能源消费结构。新增原料用能不纳入能源消费总量控制。持续推进散煤整治。	拟建工程核算了温室气体排放量，整体温室气体排放量相对较小	符合
	A4.4 禁燃区要求	【A4.4-1】在禁燃区内，禁止销售、燃用高污染燃料；禁止新建、扩建燃用高污染燃料的设施。已建成的，应当在规定期限内改用清洁能源。	拟建工程不涉及煤炭的消耗，不涉及燃用高污染燃料的设施	符合
	A4 资源利用效率	【A4.5-1】加强固体废物源头减量、资源化利用和无害化处置，最大限度减少填埋量。推进工业固体废物精细化、名录化环境管理，促进大宗工业固废综合利用、主要农业废弃物全量利用。加快构建废旧物资回收和循环利用体系，健全强制报废制度和废旧家电、消费电子等耐用消费品回收处理体系，推行生产企业“逆向回收”模式。以尾矿和共伴生矿、煤矸石、炉渣、粉煤灰、脱硫石膏、冶炼渣、建筑垃圾等为重点，持续推进固体废物综合利用和环境整治不断提高大宗固体废物资源化利用水平。推行生活垃圾分类，加快建设县（市）生活垃圾处理设施，到 2025 年，全疆城市生活垃圾无害化处理率达到 99%以上。	运营期产生的废防渗材料、落地油收集后，由有危废处置资质单位接收处置	符合
		【A4.5-2】推动工业固废按元素价值综合开发利用，加快推进尾矿（共伴生矿）、粉煤灰、煤矸石、冶炼渣、工业副产石膏、赤泥、化工废渣等工业固废在有价值组分提取、建材生产、市政设施建设、井下充填、生态修复、土壤治理等领域的规模化利用。着力提升工业固废在生产纤维材料、微晶玻璃、超细化填料、低碳水泥、固废基高性能混凝土、预制件、节能型建筑材料等领域的高值化利用水平。	拟建工程不涉及相关内容。	—
		【A4.5-3】结合工业领域减污降碳要求，加快探索钢铁、有色、化工、建材等重点行业工业固体废物减量化路径，全面推行清洁生产全面推进绿色矿山、“无废”矿区建设，推广尾矿等大宗工业固体废物环境友好型井下充填回填，减少尾矿库贮存量。推动大宗工业固体废物在提取有价值组分、生产建材、筑路、生态修复、土壤治理等领域的规模化利用。	拟建工程不涉及相关内容。	—
		【A4.5-4】发展生态种植、生态养殖，建立农业循环经济发展模式促进农业固体废物综合利用。鼓励和引导农民采用增施有机肥秸秆还田、种植绿肥等技术，持续减少化肥农药使用比例。加大畜禽粪污和秸秆资源化利用先进技术和新型市场模式的集成推广，推动形成长效运行机制。	拟建工程不涉及相关内容。	—
	A4.5 资源综合利用			

表 3.5-5 拟建工程与“七大片区总体管控”符合性分析

名称	管控要求	拟建工程	符合性
天山南坡片区总体管控要求	切实保护托木尔峰和天山南坡中段冰雪水源及生物多样性保护生态功能区内的托木尔峰自然景观、高山冰川、野生动物、森林和草原，合理利用天然草地，稳步推进草原减牧，加强保护区管理，维护自然景观和生物多样性	拟建工程不在托木尔峰和天山南坡中段冰雪水源及生物多样性保护生态功能区	符合
	重点做好塔里木盆地北缘荒漠化防治。加强荒漠植被及河岸荒漠林保护，规范油气勘探开发作业，建立油田和公路扰动区域工程与生物相结合的防风固沙体系，逐步形成生态屏障	拟建工程位于轮台县，属于油气开采辅助项目，施工过程中严格控制施工占地，管道敷设完成后，采取措施及时恢复临时占地，对施工作业带进行生态恢复，尽可能减少对区域生态环境的影响	符合
	推进塔里木河流域用水结构调整，维护塔里木河、博斯腾湖基本生态用水	拟建工程位于轮台县，远离塔里木河和博斯腾湖，不会对河流水质产生影响	符合
	加强塔里木河流域水环境风险管控。加大博斯腾湖污染源头达标排放治理和监督力度，实施博斯腾湖综合治理	拟建工程已提出一系列环境风险防范措施及应急要求	符合
	加强油（气）资源开发区土壤环境污染综合整治。强化涉重金属行业污染防控与工业废物处理处置	拟建工程运营期固体废物为废防渗材料、落地油，废防渗材料、落地油委托有危废处置资质单位接收处理；拟建工程不属于涉重金属行业污染防控与工业废物处理处置	符合

表 3.5-6 本项目与《巴音郭楞蒙古自治州生态环境准入清单（2023 年）》

符合性分析一览表

名称	文件要求	本项目	符合性
巴音郭楞蒙古自治州总体管控要求	1.1 禁止在人口集中地区和其他依法需要特殊保护的区域内焚烧沥青、油毡、橡胶、塑料、皮革、垃圾以及其他产生有毒有害烟尘和恶臭气体的物质	本项目不涉及	—
	1.2 禁止在居民住宅楼、未配套设立专用烟道的商住综合楼以及商住综合楼内与居住层相邻的商业楼层内新建、改建、扩建产生油烟、异味、废气的餐饮服务项目。任何单位和个人不得在当地人民政府禁止的区域内露天烧烤食品或者为露天烧烤食品提供场地	本项目不涉及	—
	1.3 县级及以上城市建成区原则上不再新建每小时 35 蒸吨以下的燃煤锅炉，其他地区原则上不再新建每小时 10 蒸吨及以下的燃煤锅炉	本项目不涉及新建锅炉	—
	1.4 禁止在自治州行政区域内引进能（水）耗不符合相关国家标准中准入值要求，且污染物排放和环境风险防控不符合国家（地方）标准及有关产业准入条件的高污染（排放）、高能（水）耗、高环境风险的工业项目	本项目属于油气开采辅助项目，耗水量较小，不属于高污染（排放）、高能（水）耗、高环境风险的工业项目	符合

续表 3.5-6 本项目与《巴音郭楞蒙古自治州生态环境准入清单（2023 年）》

符合性分析一览表

名称	文件要求	本项目	符合性
巴音郭楞蒙古自治州总体管控要求	1.5 禁止新建、改建、扩建严重污染大气环境的项目。工业和信息化主管部门应当会同发展和改革、生态环境等部门,根据巴州生态环境局提供的大气监测数据制定工业产业转型升级行动计划和严重污染大气项目退出计划,报本级人民政府批准后向社会公布。对城市建成区大气环境质量造成明显影响的项目,自治州、各县(市)人民政府规定期限内未达到治理要求的项目,应当停产、限期搬迁或者关闭	本项目属于油气开采辅助项目,不属于严重污染大气环境的项目	符合
	1.6 在饮用水水源保护区内,禁止设置排污口	本项目未处于饮用水水源保护区内	符合
	1.7 开都-孔雀河流域、塔里木河流域沿岸,要严格控制石油加工、化学原料和化学制品制造、医药制造、化学纤维制造、有色金属冶炼、纺织印染等项目环境风险,合理布局生产装置及危险化学品仓储等设施	本项目属于油气开采项目,不涉及	—
	1.8 禁止任何单位和个人在基本农田保护区内建窑、建房、建坟、挖砂、采石、采矿、取土、堆放固体废弃物或者进行其他破坏基本农田的活动	本项目未处于基本农田保护区	符合
	1.9 县级以上地方人民政府应当依法将符合条件的优先保护类耕地划为永久基本农田,实行严格保护。在永久基本农田集中区域,不得新建可能造成土壤污染的建设项目;已经建成的,应当限期关闭拆除	本项目未处于永久基本农田范围内	符合
	1.10 落实重度污染土地严格管控措施。加强对严格管控类耕地、园地、草地的用途管理,依法将其划定为农产品禁止生产区域,严禁种植食用农产品,不得列入国家中央财政投资农业高效节水项目建设;对威胁地下水、饮用水水源安全的,有关县市人民政府要制定环境风险管控方案,并落实有关措施。研究推进严格管控类耕地、园地、草地纳入新一轮退耕还林还草实施范围,制定实施重度污染耕地、园地、草地种植结构调整或退耕还林还草计划。推行耕地轮作休耕制度试点、草地轮牧休牧禁牧制度试点	本项目不涉及	—

续表 3.5-6 本项目与《巴音郭楞蒙古自治州生态环境准入清单（2023 年）》

符合性分析一览表

名称	文件要求	本项目	符合性
巴音郭楞蒙古自治州总体管控要求	1.11 强化空间布局管控。严格执行相关行业企业布局选址要求，禁止在居民区、学校、医疗和养老机构等周边新建土壤环境重点监管行业企业；结合推进新型城镇化、产业结构调整 and 化解过剩产能等，有序搬迁或依法关闭对土壤造成严重污染的现有企业。结合区域功能定位和土壤污染防治需要，科学布局生活垃圾处理、危险废物处置、废旧资源再生利用等设施和场所，合理确定畜禽养殖布局和规模	本项目不涉及	—
	1.12 【生态红线禁止类】生态保护红线内，自然保护区核心保护区原则上禁止人为活动，其他区域严格禁止开发性、生产性建设活动	本项目未处于生态保护红线范围内	符合
	1.13 【生态红线允许类】共 10 条	本项目未处于生态保护红线范围内	符合
	1.14 自治州、各县（市）人民政府不得批准在沙漠边缘地带和林地、草原开垦耕地；已经开垦并对生态产生不良影响的，应当有计划地组织退耕还林还草；对已退耕、闲置和未开垦的荒滩、荒地，采取引洪灌溉、生态输水、扎草方格等措施，促进生态自然修复。禁止在退耕还林还草实施范围内复耕和从事滥采、乱挖等破坏地表植被的行为	本项目未处于退耕还林还草范围	符合
	1.15 严格保护具有水源涵养功能的自然植被，禁止过度放牧、无序采矿、毁林开荒、开垦草原等行为	本项目选址区域不涉及具有水源涵养功能的自然植被，开采完成后采取自然恢复措施	符合
	1.16 限制陡坡垦殖和超载过牧；加强小流域综合治理，实行封山禁牧，恢复退化植被。加强对能源和矿产资源开发及建设项目的监管，加大矿山环境整治修复力度，最大限度地减少人为因素造成新的水土流失	本项目属于油气开采项目，已提出相关防止水土流失措施	符合
	1.17 对重要水源涵养区建立生态功能保护区，加强对水源涵养区的保护与管理，严格保护具有重要水源涵养功能的自然植被，限制或禁止各种损害生态系统水源涵养功能的经济社会活动和生产方式，如无序采矿、毁林开荒、湿地和草地开垦、过度放牧、道路建设等	本项目属于油气开采辅助项目，已提出相关防护措施	符合

续表 3.5-6 本项目与《巴音郭楞蒙古自治州生态环境准入清单（2023 年）》

符合性分析一览表

名称	文件要求	本项目	符合性
巴音郭楞蒙古自治州总体管控要求	1.18 主体功能区实行更加严格的产业准入标准。严格限制区内“两高一资”产业落地，禁止高水资源消耗产业在水源涵养生态功能区布局，限制土地资源高消耗产业在水土保持生态功能区发展，降低防风固沙生态功能区的农牧业开发强度，禁止生物多样性维护生态功能区的大规模水电开发和林纸一体化产业发展	本项目不属于“两高一资”项目	—
	1.19 自然保护区核心保护区：共 7 条	本项目未处于自然保护区范围内	—
	1.20 自然保护区一般控制区：共 9 条	本项目未处于自然保护区范围内	—
	1.21 生态保护红线外的生态空间，原则上按限制开发区域的要求进行管理。按照生态空间用途分区，依法制定区域准入条件，明确允许、限制、禁止的产业和项目类型清单，根据空间规划确定的开发强度，提出城乡建设、工农业生产、矿产开发、旅游康体等活动的规模、强度、布局 and 环境保护等方面的要求，由同级人民政府予以公示	本项目属于油气开采辅助项目，开采强度未超过区域规划规模	符合
	1.22 严格限制农业开发占用生态保护红线外的生态空间，符合条件的农业开发项目，须依法由县级以上地方人民政府统筹安排。生态保护红线外的耕地，除符合国家生态退耕条件，并纳入国家生态退耕总体安排，或因国家重大生态工程建设需要外，不得随意占用	本项目不涉及	—
	1.23 在不改变利用方式的前提下，依据资源环境承载能力，对依法保护的生态空间实行承载力控制，防止过度垦殖、放牧、采伐、取水、渔猎、旅游等对生态功能造成损害，确保自然生态系统的稳定	本项目不涉及	—
	1.24 禁止在自然保护区内进行砍伐、放牧、狩猎、捕捞、采药、开垦、烧荒、开矿、采石、挖沙等活动；但是，法律、行政法规另有规定的除外。禁止任何人进入自然保护区的核心区。禁止在自然保护区的缓冲区开展旅游和生产经营活动。严禁开设与自然保护区保护方向不一致的参观、旅游项目	本项目未处于自然保护区范围内	符合
	1.25 在风景名胜区内禁止进行下列活动：共 4 条	本项目未处于风景名胜区范围内	—

续表 3.5-6 本项目与《巴音郭楞蒙古自治州生态环境准入清单（2023 年）》

符合性分析一览表

名称	文件要求	本项目	符合性
巴音郭楞蒙古自治州总体管控要求	1.26 禁止违反风景名胜区规划，在风景名胜区内设立各类开发区和在核心景区内建设宾馆、招待所、培训中心、疗养院以及与风景名胜资源保护无关的其他建筑物；已经建设的，应当按照风景名胜区规划，逐步迁出	本项目未处于风景名胜区范围内	—
	1.27 除国家另有规定外，国家湿地公园内禁止下列行为：共 5 条	本项目未处于国家湿地公园范围内	—
	1.28 在国家级森林公园内禁止从事下列活动：共 6 条	本项目未处于国家级森林公园范围内	—
	1.29 除国家另有规定外，在国家沙漠公园范围内禁止下列行为：共 3 条	本项目未处于国家沙漠公园范围内	—
	1.30 在天山自然遗产地内，禁止实施下列行为：共 4 条	本项目未处于天山自然遗产地范围内	符合
	1.31 在天山自然遗产地禁建区内，除配置必要的研究监测和安全防护设施外，禁止进行任何建设活动。天山自然遗产地限建区内，可以建设与自然遗产保护有关的设施。天山自然遗产地展示区内，可以建设与游览观光、文体娱乐等活动有关的公共服务设施和管理设施。按照前款规定实施建设活动的，建设单位、施工单位应当制定生态保护方案，采取有效措施，保护好周围景物、水体、林草植被、野生动物资源和地形地貌，并经天山自然遗产管理机构审核同意后，依照有关法律、法规的规定办理审批手续；天山自然遗产地详细规划已经明确建设项目选址、布局与规模的，可以不再申请核发建设项目选址意见书。	本项目未处于天山自然遗产地范围内	符合
	1.32 【开都河流域空间布局约束】：共 7 条	拟建工程未处于开都河流域范围内	符合
	1.33（冰川保护）国务院有关部门和青藏高原县级以上地方人民政府应当建立健全青藏高原雪山冰川冻土保护制度，加强对雪山冰川冻土的监测预警和系统保护。青藏高原省级人民政府应当将大型冰帽冰川、小规模冰川群等划入生态保护红线，对重要雪山冰川实施封禁保护，采取有效措施，严格控制人为扰动。青藏高原省级人民政府应当划定冻土区保护范围，加强对多年冻土区和中深季节冻土区的保护，严格控制多年冻土区资源开发，严格审批多年冻土区城镇规划和交通、管线、输变电等重大工程项目。青藏高原省级人民政府应当开展雪山冰川冻土与周边生态系统的协同保护，维持有利于雪山冰川冻土保护的生态环境。	不涉及	符合
	1.34（国家级自然公园）：共 5 条	不涉及	符合

续表 3.5-6 本项目与《巴音郭楞蒙古自治州生态环境准入清单（2023 年）》

符合性分析一览表

名称	文件要求	本项目	符合性
巴音郭楞蒙古自治州总体管控要求	2.1 水源涵养和生物多样性维护型重点生态功能区水质达到地表水、地下水 I 类，空气质量达到一级	本项目不涉及	—
	2.2 燃煤电厂和其他燃煤单位应当采用清洁生产工艺，配套建设除尘、脱硫、脱硝等装置，或者采取技术改造等其他控制大气污染物排放的措施。国家鼓励燃煤单位采用先进的除尘、脱硫、脱硝、脱汞等大气污染物协同控制的技术和装置，减少大气污染物的排放	本项目不涉及	—
	2.3 钢铁、建材、有色金属、石油、化工等企业生产过程中排放粉尘、硫化物和氮氧化物的，应当采用清洁生产工艺，配套建设除尘、脱硫、脱硝等装置，或者采取技术改造等其他控制大气污染物排放的措施	本项目不涉及	—
	2.4 钢铁、建材、有色金属、石油、化工、制药、矿产开采等企业，应当加强精细化管理，采取集中收集处理等措施，严格控制粉尘和气态污染物的排放。工业生产企业应当采取密闭、围挡、遮盖、清扫、洒水等措施，减少内部物料的堆存、传输、装卸等环节产生的粉尘和气态污染物的排放	本项目不涉及	—
	2.5 库尔勒区域（库尔勒市、尉犁县、焉耆回族自治县、和静县、博湖县）的火电、钢铁、水泥、石化行业和燃煤锅炉新（改、扩）建项目应执行相应大气污染物特别排放限值标准	本项目不涉及	—
	2.6 根据水环境保护的需要，在饮用水水源保护区内，采取禁止或者限制使用含磷洗涤剂、化肥、农药以及限制种植养殖等措施	本项目不涉及	—
	2.7 饮用水源地准保护区内无新建、扩建制药、化工、造纸、制革、印染、染料、炼焦、炼硫、炼砷、炼油、电镀、农药等对水体污染严重的建设项目	本项目未处于饮用水水源地范围内	符合
	2.8 饮用水水源二级保护区内城镇生活垃圾全部集中收集并在保护区外进行无害化处置。准保护区内工业园区企业的第一类水污染物达到车间排放要求、常规污染物达到间接排放标准后，进入园区污水处理厂集中处理。不能满足水质要求的地表水饮用水水源，标准保护区或汇水区域采取水污染物容量总量控制措施，限期达标	本项目未处于饮用水水源地范围内	符合

续表 3.5-6 本项目与《巴音郭楞蒙古自治州生态环境准入清单（2023 年）》

符合性分析一览表

名称	文件要求	本项目	符合性
巴音郭楞蒙古自治州总体管控要求	2.9 所有排污单位必须依法实现全面达标排放。逐一排查工业企业排污情况，重点排污单位应按要求安装污染物在线监控设施，达标企业应采取措施确保稳定达标。实行“红黄牌”警示制度，对超标和超总量的企业予以“黄牌”警示，一律限制生产或停产整治；对整治仍不能达到要求且情节严重的企业予以“红牌”处罚，一律停业、关闭。定期公布环保“黄牌”“红牌”企业名单。定期抽查排污单位达标排放情况，结果向社会公布。加大综合惩处和处罚执行力度，建立环保领域非诉案件执行联动配合机制，对行政处罚、行政命令执行情况实施后督察	轮南采油气管理区已申领排污许可证	符合
	2.10 严格控制环境激素类化学品污染。完成环境激素类化学品生产使用情况调查，监控评估水源地、农产品种植区及水产品集中养殖区风险，实施环境激素类化学品淘汰、限制、替代等措施。严格控制持久性有机污染物排放，实施持久性有机污染物统计报表制度，对污染物和废弃物进行严格管理	本项目不涉及	—
	2.11 【开都河流域污染排放限制】：共 4 条	本项目未处于开都河流域	符合
	2.12 自治州、铁门关市、博斯腾湖周边各级人民政府、焉耆垦区团（镇）应当采取保护和治理措施，维护和改善博斯腾湖水环境，使汇入博斯腾湖的各河流水质达到《地表水环境质量标准》（GB3838—2002）II 类标准，博斯腾湖水水质达到《地表水环境质量标准》（GB3838—2002）III 类标准	本项目不涉及	—
	2.13 【博斯腾湖水污染防治要求】：共 7 条	本项目不涉及	—
	2.14 狠抓工业污染防治。对水环境影响较大的“低、小、散”落后企业、加工点、作坊的专项整治，严防小型造纸、印染、染料、炼焦、炼油、电镀、农药等严重污染水环境的生产项目死灰复燃	本项目不涉及	—
	2.15 推进污泥处理处置。建立污泥从产生、运输、储存、处置全过程监管体系。污水处理设施产生的污泥应进行稳定化、无害化和资源化处理处置，禁止处理处置不达标的污泥进入耕地，非法污泥堆放点一律予以取缔	本项目不涉及	—

续表 3.5-6 本项目与《巴音郭楞蒙古自治州生态环境准入清单（2023 年）》

符合性分析一览表

名称	文件要求	本项目	符合性
巴音郭楞蒙古自治州总体管控要求	2.16 推进农业农村污染防治。依法关闭或搬迁禁养区内的畜禽养殖场（小区）和养殖专业户。现有规模化畜禽养殖场（小区）要根据污染防治需要，配套建设粪便污水贮存、处理、利用设施，散养密集区要实行畜禽粪便污水分户收集、集中处理利用。新建、改建、扩建规模化畜禽养殖场（小区）要实施干湿分流、粪便污水资源化利用	本项目不涉及	—
	2.17 控制农业面源污染。塔里木河流域、开都河流域等敏感区域及大中型灌区，应建设生态沟渠、污水净化塘、地表径流集蓄池等设施，避免上灌下排造成污染物转移扩散，严禁农田排水直接进入河道污染河流水质	本项目不涉及	—
	2.18 加强灌溉水水质管理。开展灌溉水水质监测，灌溉用水应符合农田灌溉水水质标准，水质未达到农田灌溉水水质标准的，县级人民政府应当采取措施予以改善。对因长期使用污水灌溉导致土壤污染严重、威胁农产品质量安全的，要及时调整种植结构	本项目不涉及	—
	2.19 防控企业污染。结合自治区、自治州耕地保护相关规定以及生态红线、耕地红线等要求，加强项目的立项、环评审核审批和节能评估审查等源头控制措施，严格控制在优先保护类耕地、园地、草地集中区域新建有色金属冶炼、石油加工、化工、焦化、电镀、制革、造纸及纸制品、金属制品、金属冶炼及延压加工、煤炭开采、黑色金属和有色金属矿采选业、非金属矿物采选业、危废治理等土壤环境监管重点行业项目。根据土壤详查结果，现有优先保护类耕地、园地、草地集中区域的相关企业，要制定升级改造计划，采用新技术、新工艺，加快提标升级改造步伐	本项目属于油气开采辅助项目，未处于优先保护类耕地、园地、草地集中区域内	符合
	2.20 加强油（气）资源开发区土壤环境污染综合整治。以中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司桑吉作业区、轮南作业区、塔中作业区以及河南油田分公司新疆采油厂等油（气）资源开发区为重点，加强油（气）田废弃物的无害化处理和资源化利用，严防油（气）田勘探、开发、运行过程中以及事故排放产生的废弃物对土壤的污染。开展油（气）资源开发区历史遗留污染场地治理	轮南采油气管理区已进行土壤环境污染综合整治	符合

续表 3.5-6 本项目与《巴音郭楞蒙古自治州生态环境准入清单（2023 年）》

符合性分析一览表

名称	文件要求	本项目	符合性
巴音郭楞蒙古自治州总体管控要求	3.1 强化污染防治区域联防联控。坚持属地管理与区域协调联动共治相结合，强化主体责任，完善跨区域大气污染防治联防联控工作机制，强化兵地区域同防同治，完善兵地沟通协作、信息共享机制以及生态环境治理体系，积极推进兵地生态环境执法改革，使兵地联合执法、交叉执法成为常态。健全污染过程预警应急响应机制。各县市人民政府负责本行政区内的重污染天气应急响应工作，自治州重污染天气应急指挥部统筹指挥重污染应对工作，成员各司其职、密切配合。州生态环境局、气象局监测监控空气质量和气象条件变化，共享数据、科学预警、有效应对。强化部门间沟通协作，建立健全信息共享机制，充分发挥各部门专业优势，提高联防联控和快速反应能力	本项目不涉及	—
	3.2 提升空气质量预警预报能力。建立健全重污染天气会商制度，加强全州环境空气质量预警预报能力提升建设，逐步建立州、县市为骨干的空气环境质量预报预警体系，开展 7 天重污染天气监测预警、分析和研判，以及环境空气质量中长期趋势预测分析；完善重污染天气应急减排措施。完善或修订重污染天气应急预案，实施清单化管理	本项目不涉及	—
	3.3 人民政府应当制定重污染天气应急预案，报上一级生态环境主管部门备案，并向社会公布。重污染天气应急预案应当根据实际需要和情势变化适时修订。重点排污单位应当根据所在地重污染天气应急预案，编制本单位重污染天气应急响应方案。医疗、教育、交通、应急管理等重点部门按照部门分预案开展应急管理工作，对发生或者可能发生危害人体健康和安全的重污染天气，应当启动应急预案	本项目不涉及	—
	3.4 自治州、各县（市）人民政府应当根据重污染天气的预警等级，及时启动重污染天气应急预案，并采取与预警等级对应的响应措施，相关单位和个人应当配合	本项目不涉及	—

续表 3.5-6 本项目与《巴音郭楞蒙古自治州生态环境准入清单（2023 年）》

符合性分析一览表

名称	文件要求	本项目	符合性
巴音郭楞蒙古自治州总体管控要求	3.5 推进重点流域、饮用水源等环境敏感区域防控体系建设，落实环境风险防控措施，配备拦截、吸附等基本应急处置物资。落实饮用水源一级保护区周边人类活动频繁区域隔离墙、隔离网、视频监控等防范设施建设	本项目不涉及	—
	3.6 禁止从事下列危及城镇排水与污水处理设施安全的活动：共 6 条	本项目未处于饮用水水源保护区内	—
	3.7 健全保护区内危险化学品运输管理制度。保护区内有道路、桥梁穿越的，危险化学品运输采取限制运载重量和物资种类、限定行驶线路等管理措施，并完善应急处置设施。保护区内运输危险化学品车辆及其他穿越保护区的流动源，利用全球定位系统等设备实时监控	本项目不涉及	—
	3.8 严格环境风险控制。防范环境风险。定期评估沿河流湖库的工业企业、工业集聚区环境和健康风险，加强预案管理，落实防控措施，排除水污染隐患。评估现有化学物质环境和健康风险，根据国家公布的优先控制化学品名录，对高风险化学品生产、使用进行严格限制，并逐步淘汰替代	本工程已提出一系列环境风险防范措施及应急要求	—
	3.9（农田灌溉风险要求）农田灌溉用水应当符合相应的水质标准，防止污染土壤、地下水和农产品。禁止向农田灌溉渠道排放工业废水或者医疗污水。向农田灌溉渠道排放城镇污水以及未综合利用的畜禽养殖废水、农产品加工废水的，应当保证其下游最近的灌溉取水点的水质符合农田灌溉水质标准	本项目不涉及	—
	4.1 推进循环发展。加强工业水循环利用。推进矿井水综合利用，煤炭矿区的补充用水、周边地区生产和生态用水应优先使用矿井水，加强洗煤废水循环利用。鼓励钢铁、纺织印染、造纸、石油石化、化工、制革等高耗水企业废水深度处理回用	本项目不涉及	—
	4.2 促进再生水利用。制定促进再生水利用的政策，以城市及产业集聚区为重点，实施再生水利用工程，完善再生水利用设施，工业生产、城市绿化、道路清扫、车辆冲洗、建筑施工以及生态景观等用水，要优先使用再生水。推进高速公路服务区污水处理和利用。具备使用再生水条件但未充分利用的钢铁、火电、化工、制浆造纸、印染等项目，不得批准其新增取水许可。单体建筑面积超过 2 万平方米的新建公共建筑应安装建筑中水设施。积极推动其他新建住房安装建筑中水设施	本项目不涉及	—

续表 3.5-6 本项目与《巴音郭楞蒙古自治州生态环境准入清单（2023 年）》

符合性分析一览表

名称	文件要求	本项目	符合性
巴音郭楞蒙古自治州总体管控要求	4.3 依法制定和完善重点河流水资源调度方案。采取闸坝联合调度、生态补水等措施，合理安排闸坝下泄水量和泄流时段，维持河湖基本生态用水需求，重点保障枯水期生态基流。加快重大水资源配置工程建设，提高区域水资源调配能力，发挥好控制性水利工程在改善水质中的作用。制定应急调度预案和调度计划，适时开展抗旱应急、突发水污染应急调度。建立和完善防洪防灾体系。不符合河流最小生态流量要求的规划和建设项目要限制运行，对安全隐患重、生态影响大的建设项目要建立退出机制。	本项目不涉及	—
	4.4 严格控制开采深层承压水，地热水、矿泉水开发应严格实行取水许可和采矿许可。加强地下水超采区综合治理与修复，实行地下水开采量与水位双控制度，划定地下水禁采区、限采区。依法规范机井建设管理，完成已建机井的排查登记，未经批准的和公共供水管网覆盖范围内的自备水井，逐步予以关闭。	本项目不涉及	—
	4.5 编制重点超采区域地下水压采方案。在地下水超采区，禁止兴建地下水取水工程。加强水源置换，合理配置地表水和地下水开采量，减少地下水开采规模，逐步实现地下水采补平衡	本项目不涉及	—
	4.6 流域执行最严格的水资源管理制度，依法实行取水许可和有偿使用制度。在流域内从事生产、建设活动应当遵守生态环境保护规划，严格执行水资源用水总量控制、用水效率控制、水功能区限制纳污“三条红线”控制指标。流域内水资源开发利用应当兼顾上下游、左右岸和有关县、团镇之间的利益，发挥水资源的综合效益	本项目用水量较小，未超过水资源用水总量控制、用水效率控制、水功能区限制纳污“三条红线”控制指标	—
	4.7【开都河流域自然资源开发限制】：共 8 条	本项目不涉及	—
	4.8 开都河岸线保护区：共 2 条	本项目不涉及	—
	4.9 开都河岸线控制利用区：共 2 条	本项目不涉及	—
	4.10 开都河岸线保留区：共 2 条	本项目不涉及	—
	4.11 根据博斯腾湖水生态环境保护需要，确定博斯腾湖大湖区水体最低预警水位为 1045.50 米。在满足防洪要求确保安全的前提下，优化水资源配置与调度，维持合理水位。流域管理机构应当加强水位变化动态监测，按照法律法规规定，在人员流动相对密集的湖岸场所（大河口和扬水站区域）设立水位变化动态监测结果的显著标志标识，实时公开公示水位	本项目不涉及	—
	4.12【博斯腾湖水资源管理】共 4 条	本项目不涉及	—

续表 3.5-6 本项目与《巴音郭楞蒙古自治州生态环境准入清单（2023 年）》

符合性分析一览表

名称	文件要求	本项目	符合性
巴音郭楞蒙古自治州总体管控要求	4.13 将博斯腾湖大湖、小湖全部岸线划分为优先保护岸线：共 2 条	本项目不涉及	—
	4.14 抓好工业节水。依据国家鼓励淘汰的用水技术、工艺、产品和设备目录，加大工业节水先进技术的推广应用，加快落后技术、设备的淘汰退出。研究制定一批工业节水地方标准，推动重点行业开展企业用水定额对标工作。开展节水诊断、水平衡测试、用水效率评估，严格取水定额管理。以工业用水重复利用、热力和工艺系统节水、工业给水和废水处理等领域为重点，支持企业实施节水技术改造	拟建工程施工期中采取节水措施，用水量较小，管道试压废水进行综合利用，节约了水资源；运营期不新增用水	符合
	4.15 加强城镇节水。禁止生产、销售不符合节水标准的产品：公共建筑必须采用节水器具，限期淘汰公共建筑中不符合节水标准的水嘴、便器水箱等生活用水器具。鼓励居民家庭选用节水器具，推动旅馆饭店、学校等用水单位用水器具的更新改造。加快城镇老旧供水管网更新改造	本项目不涉及	—
	4.16 发展农业节水。推广渠道防渗、管道输水、喷灌、微灌等节水灌溉技术，完善灌溉用水计量设施。大力推进规模化高效节水灌溉，推广农作物节水抗旱技术。建立灌区测报网络，提高农业用水效率，降低农业用水比重	本项目不涉及	—
	4.17 加强河流湖库水量调度管理。依法制定和完善开都河、博斯腾湖、塔里木河水资源调度方案。采取闸坝联合调度、生态补水等措施，合理安排闸坝下泄水量和泄流时段，维持河湖基本生态用水需求，重点保障枯水期生态基流。加快重大水资源配置工程建设，提高区域水资源调配能力，发挥好控制性水利工程在改善水质中的作用。制定应急调度预案和调度计划，适时开展抗旱应急、突发水污染应急调度。建立和完善防洪防灾体系	本项目不涉及	—
	4.18 加强废弃农膜回收利用。严厉打击违法生产和销售农膜厚度小于 0.01 毫米、耐候期小于 180 天等不符合相关质量标准农膜的行为。鼓励生产企业进行科技创新，采用新技术、新材料生产可降解、无污染的农田地膜；鼓励销售企业和农田地膜使用者、农业生产经营组织销售和使用可降解、无污染的农田地膜，并逐步推广。建立农膜回收利用机制，建立健全废弃农膜回收贮运和综合利用网络	本项目不涉及	—
	4.19 国家加强对土壤资源的保护和合理利用。对开发建设过程中剥离的表土，应当单独收集和存放，符合条件的应当优先用于土地复垦、土壤改良、造地和绿化等。禁止将重金属或者其他有毒有害物质含量超标的工业固体废物、生活垃圾或者污染土壤用于土地复垦	本项目不涉及	—

续表 3.5-6 本项目与《巴音郭楞蒙古自治州生态环境准入清单（2023 年）》

符合性分析一览表

名称	文件要求		本项目	符合性
巴音郭楞蒙古自治州总体管控要求	资源利用效率	4.20 加强建设用地规划引领管控：严控城乡建设用地规模；优化建设用地结构布局。促进建设用地立体综合开发：鼓励建设用地立体开发；支持土地综合利用；推行多层标准化厂房建设。实施城镇存量土地盘活利用：推进城镇低效用地再开发；鼓励低效工业用地内涵挖潜。提高农村建设用地利用效率：严格农村用地标准控制；盘活存量集体建设用地	本项目不涉及	—

表 3.5-7 拟建工程与所在轮台县管控单元管控要求符合性分析一览表

名称	文件要求		拟建工程	符合性
ZH65282 230001 轮台县 一般管 控单元	空间 布局 约束	1. 建设项目用地原则上不得占用基本农田，确需占用基本农田的建设项目须符合《中华人民共和国基本农田保护条例》中的相关要求，占用耕地、林地或草地的建设项目须按照国家、自治区相关补偿要求进行补偿。	拟建工程不占用基本农田	符合
		2. 对违反资源环境法律法规、规划，污染环境、破坏生态、乱采滥挖的露天矿山，依法整治；对污染治理不规范的露天矿山，依法责令停产整治，对拒不停产或擅自恢复生产的依法强制关闭；对责任主体灭失的露天矿山，要加强修复绿化、减尘抑尘。	拟建工程不涉及相关内容	—
		3. 永久基本农田集中区域禁止规划新建可能造成土壤污染的建设项目。涉及有毒有害物质可能造成土壤污染的新（改、扩）建项目，提出并落实土壤和地下水污染防治要求。	拟建工程不占用基本农田	符合
		4. 严格执行畜禽养殖禁养区规定，根据区域用地和消纳水平，合理确定养殖规模。	拟建工程不属于养殖项目	符合
		5. 禁止向沙漠、滩涂、盐碱地、沼泽地等非法排污、倾倒有毒有害物质。	拟建工程不涉及相关内容	—
	污染 物排 放管 控	6. 禁止利用渗坑、裂隙、溶洞或者采用稀释等方法处置危险废物。	拟建工程运营期固体废物主要为废润滑油、废防渗材料、落地油、废油桶，属于危险废物，废润滑油桶装收集后送轮一联合站原油处理系统进行回收处理，废防渗材料、落地油、废油桶收集后由有危废处置资质单位接收处置	符合
		1. 强化畜禽粪污资源化利用，改善养殖场通风环境，提高畜禽粪污综合利用率，减少氨挥发排放。鼓励和支持散养密集区实行畜禽粪污分户收集、集中处理。 2. 严格控制林地、草地、园地农药使用量，禁止使用高毒、高残留农药。	拟建工程不属于养殖项目 拟建工程不涉及使用农药	符合 —

续表 3.5-7 拟建工程与所在轮台县管控单元管控要求符合性分析一览表

名称	文件要求	拟建工程	符合性
ZH65282 230001 轮台县 一般管 控单元	3. 加强种植业污染防治。深入推进化肥农药减量增效，全面推广测土配方施肥，引导推动有机肥、绿肥替代化肥，集成推广化肥减量增效技术模式，加强农药包装废弃物管理。实施农膜回收行动，健全农田废旧地膜回收利用体系，提高废旧地膜回收率。推进农作物秸秆综合利用，不断完善秸秆收储运用体系，形成布局合理、多元利用的秸秆综合利用格局。	拟建工程不涉及使用农药	符合
	4. 对化学品生产企业、工业集聚区、尾矿库、矿山开采区、危险废物处置场、垃圾填埋场等地下水污染源及周边区域，逐步开展地下水环境状况调查评估，加强风险管控。	拟建工程不涉及	符合
	5. 严控土壤重金属污染，加强油（气）田开发土壤污染防治，以历史遗留工业企业污染场地为重点，开展土壤污染风险管控与修复工程。	轮古油气田区块已开展历史遗留污油泥清理工作，已完成受污染土壤清理工作	符合
	6. 因地制宜推进农村厕所革命，分类分区推进农村生活污水治理，全面提升农村生活垃圾治理水平，建立健全农村人居环境长效管护机制。实施化肥农药减量增效行动和农膜回收、秸秆综合利用行动。加强种养结合，整县推进畜禽粪污资源化利用。	拟建工程不涉及相关内容	—
	1. 加强对矿山、油田等矿产资源开采影响区域内未利用地的环境监管，发现土壤污染问题的，要坚决查处，并及时督促有关单位采取有效防治措施消除或减轻污染。	轮古油气田区块已开展历史遗留污油泥清理工作，已完成受污染土壤清理工作	符合
	2. 对排查出的危库和病库以及风险评估有严重环境安全隐患的尾矿库，要求企业完善污染治理设施、进行治理和修复。全面整治历史遗留尾矿库，完善覆膜、压土、排洪、堤坝加固等隐患治理和闭库措施。	拟建工程不涉及相关内容	—
	3. 依法推行农用地分类管理制度，强化受污染耕地安全利用和风险管控。因地制宜制定实施安全利用方案，鼓励采取种植结构调整等措施，确保受污染耕地全部实现安全利用。	拟建工程不涉及相关内容	—
	1. 全面推进秸秆综合利用，鼓励秸秆资源化、饲料化、肥料化利用，推动秸秆还田与离田收集。	拟建工程不涉及相关内容	—
	2. 减少化肥农药使用量，增加有机肥使用量，实现化肥农药使用量负增长。	拟建工程不涉及相关内容	—
	3. 推广渠道防渗、管道输水、喷灌、微灌等节水灌溉技术，完善灌溉用水计量设施。推进规模化高效节水灌溉，推广农作物节水抗旱技术。建立灌区墒情测报网络，提高农业用水效率，降低农业用水比重。	拟建工程不涉及相关内容	—

拟建工程符合《关于印发〈新疆维吾尔自治区生态环境分区管控动态更新成果〉的通知》（新环环评发〔2024〕157号）中新疆维吾尔自治区总体管控要求、《巴音郭楞蒙古自治州生态环境准入清单（2023年）》中巴音郭楞蒙古自治州总体管控要求、所在轮台县管控单元要求。

3.6 选址选线合理性分析

（1）项目总体布局合理性分析

拟建工程开发区域位于轮古油田内，不涉及新申矿权范围。位于城市建成区以外，除位于塔里木河流域水土流失重点治理区和塔里木河中上游水土流失重点预防区以外，项目占地范围内无自然保护区、风景名胜区、水源保护区、文物保护单位等其他环境敏感区；从现状调查结果看，项目永久占地和临时占地的土地利用类型为其他草地、裸土地。建设过程中将严格执行各项水土保持措施，以减小因工程建设带来的不利影响，从而减少水土流失。

拟建工程管线避让城市规划区、自然保护区、风景名胜区、水源保护区、文物保护单位等环境敏感点，总体布局合理。本次评价要求油田开发要严格按照开发方案划定区域进行，认真落实环评提出的环境保护措施，项目与其他建构物的距离要严格满足相关设计技术规范要求。

（2）井场布置的合理性分析

本项目为现有井场的改扩建工程，占地位于现有井场内，现有井场选址合理性已经在原环评中进行了充分论证，结论可信；井场占地根据现场调查不涉及自然保护区、风景名胜区、水源保护区、文物保护单位、永久基本农田等敏感目标；根据《关于印发自治区级水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果的通知》（新水水保〔2019〕4号），项目位于塔里木河流域水土流失重点治理区，井场布置无法避让，通过采取严格的水土保持措施，可有效降低因项目引起的水土流失，维护项目区域的生态功能。

（3）管线选线可行性分析

①拟建工程管线敷设区域无城市规划区、自然保护区、风景名胜区、水源保护区、文物保护单位等环境敏感点；拟建工程管线不涉及生态保护红线；拟建工程部分管线涉及公益林（天然林），公益林类型为国家二级公益林（天然

林），主要为防风固沙林。可研设计阶段已尽量减少占用国家二级公益林（天然林），同时采用小型施工机具或必要时考虑采用人工开挖回填管沟等一系列手段，尽可能缩窄施工作业带，减少对国家二级公益林（天然林）的占用；建设单位施工前应根据《新疆维吾尔自治区建设项目使用林地审核审批管理办法（试行）》（新林资字〔2015〕497号）、《国家级公益林管理办法》（林资发〔2017〕34号）等有关规定，办理建设项目使用林地手续后方可开工建设。

②管线施工结束后，对临时占地及时恢复，减少占地影响。

③拟建工程充分利用区域现有道路。

综上所述，拟建工程合理优化管线选线方案，减少管线的长度。管道两侧10m范围内无居民等敏感目标，敷设区域无城市规划区、水源保护地、森林公园等敏感目标，管线占地类型主要为其他草地、裸土地，均为临时占地。从公益林保护类型和项目开发占地上来看，管线可研设计阶段已尽量减少占用国家二级公益林（天然林）。从环境保护角度看，管道选线可行。

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

轮台县地处天山南麓，塔里木盆地北缘，位于巴音郭楞蒙古自治州西部。县境位于东经 $83^{\circ}38' \sim 85^{\circ}25'$ 、北纬 $41^{\circ}05' \sim 42^{\circ}32'$ 之间，东西横距 110km，南北最大纵距 136km，全县总面积 14184km^2 。轮台县东与库尔勒市相连，南与尉犁县毗邻，西与库车市接壤，北与和静县交界。

拟建工程位于新疆巴音郭楞蒙古自治州轮台县境内，区域以油气开采为主，本项目东北距轮台县城 42km。拟建工程地理位置见附图 1。

4.1.2 地形地貌

轮台县处于塔北隆起轮南斜坡桑塔木潜山披覆背斜带上，地貌类型属于平原区，属冲积扇平原山前洪积细土平原和砾石戈壁地带。县域地貌分北部山区、中部平原区和南部塔里木河平原区，北部高，向东南倾斜。塔里木河由西向东横贯县境南部。

拟建工程位于塔里木河平原地带，地势较为平坦，地形地貌单一，平均海拔 $900\text{m} \sim 1000\text{m}$ 。

4.1.3 地质构造

本区奥陶系灰岩顶面以轮古西走滑断裂为界整体分为两部分，走滑断裂以西整体呈现一个西北倾向的宽缓斜坡，斜坡内部发育多个被大型沟谷所切割的形态各异的小型背斜。走滑断裂以东整体呈现大型东南倾的斜坡，以东西向逆冲走滑断裂为界，可划分为中部斜坡带、轮南断垒带、桑塔木断垒带及南部斜坡三部分。受构造活动及岩溶改造作用影响，潜山顶面发育一系列面积大小不一、形态不规则的断鼻或断背斜。

轮古西斜坡、中斜坡处于一级地貌单元，根据石炭系标志层厚度这一定量指标，结合古地理环境、古水动力分析，将研究区划分为 2 类一级地貌 6 类二级地貌，轮古西古潜山具有较典型的岩溶地貌特征，地形相对高差在 $200 \sim 600\text{m}$ 左右，奥陶系顶面形态起伏变化强烈，高差悬殊，侵蚀沟谷与古地貌高地交错。

对上述的二级地貌单元，结合古岩溶地貌的微地貌组合形态，又可分为若干种形态组合类型（即三级地貌单元），三级岩溶地貌类型的成因类型主要有两种：

①以溶蚀作用为主；②以溶蚀-侵蚀作用为主。

轮古地区古生界断裂发育复杂。海西早期，受北西～南东向强烈挤压应力的作用，背斜高部位发育北东～南西走向的轮西断裂。为一条由南东向北西逆冲推覆的基底逆断裂，呈北东走向，平面延伸距离超过 2km；断层断面南东倾，上陡下缓，该断层活动时间长，断开层位较多，向上断至三叠系、向下断至震旦系直至基底；断层最大断距 200m，是控制区域构造的主断裂。

海西晚期末，在区域上南北向挤压应力的作用下，轮南断垒带和桑塔木断垒带逐步抬升，在垒带南北两侧形成逆冲走滑断裂。印支期，在北东～南西向的剪切应力作用下，轮南断裂和桑塔木断裂继续活动，并形成了一系列共轭剪切走滑断裂。

由于受奥陶系碳酸盐岩的岩溶作用与喀斯特地貌形态的影响，井区内部小型断裂相对比较杂乱，且以逆断层为主，沿北东、北西、东西和南北方向均有发育。该类断层主要分布在奥陶系潜山地貌的沟梁交会处，特点是平面上延伸较短，纵向上断开的层位较少，仅限奥陶系内。

4.1.4 地表水

评价区域内的地表水系主要为塔里木河水系，塔里木河是我国最长的内陆河流，由叶尔羌河、和田河、阿克苏河三源流汇合而成，从肖夹克至台特玛湖全长 1321km，位于天山以南，由塔里木盆地周边的叶尔羌河、喀什噶尔河、阿克苏河和孔雀河以及包括渭干河在内的 144 条河流汇集而成，流域总面积 103 万 km^2 ，流域内 144 条大小河流的水资源总量为 429 亿 m^3 。水质的组成特点受地区自然条件的严格控制 and 近年来人为活动的影响，表现为矿化度高，水质偏碱性，含氟较高，矿化度枯水期最大。

本项目东南距塔里木河最近约 25.5km。

4.1.5 水文地质

（1）地下水类型及富水性

第四系松散地层是区域地下水赋存的主要介质。塔里木盆地第四系地层分

布广泛，对山前平原和沙漠腹地水资源的形成、运移、储存及水动力循环具有显著的影响作用。环盆地的冲洪积倾斜平原呈向心状倾斜，山前巨厚的第四系松散堆积物为地下水储存提供了良好空间，第四系组成岩性均为单一的卵砾石和砂砾石层，也使该区域成为单一结构的孔隙潜水分布区。由盆地南、北缘和西缘向盆地中心方向地势逐渐降低，第四系厚度逐渐变薄，至洪冲积倾斜平原下部溢出带部位，组成岩性由洪冲积平原区单一卵砾石、砂砾石层逐渐变为细土与砂砾石和砂层互层状，这里分布的地下水为多层结构的潜水和承压（自流）水。该区域地下潜水水位埋深一般为 10m 左右，东北部地区埋深小于 10m，最浅埋深 1.26m。

塔里木河以北区域的潜水含水层富水性可划分为潜水水量中等、承压水水量丰富，顶板埋深小于 50m。潜水含水层近似呈扇状较大面积分布在塔北评价区的东北角地段。该区潜水位埋深 3.47m~29.7m 左右，钻孔揭露的潜水含水层厚度 10.5m~48.9m，含水层岩性为第四系卵砾石、砂砾石、粉砂、粉细砂，换算涌水量为 $145.04\text{m}^3/\text{d} \sim 221.39\text{m}^3/\text{d}$ ，水量中等；渗透系数为 $1.02\text{m}/\text{d} \sim 3.88\text{m}/\text{d}$ 。

在塔里木河以北，从北部-中部的英达里亚、奥依库都克-南部的塔里木农场、塔里木一线，包气带岩性主要为粉土和细砂、粉砂，其结构总体来说比较松散，包气带厚度约 5.12m~6.0m 左右，粉土的垂向渗透系数为 $0.22\text{m}/\text{d} \sim 0.79\text{m}/\text{d}$ ，细砂、粉砂的垂向渗透系数为 $1.15\text{m}/\text{d} \sim 1.93\text{m}/\text{d}$ 。本项目评价区包气带岩性主要为粉土和粉砂，包气带厚度约为 5.5m。

（2）区域地下水补给、径流、排泄条件

塔里木盆地地下水受地表水补给作用极为强烈。在区域上，盆地北缘地下水接受开都-孔雀河、渭干河、阿克苏河及其他河流出口后的入渗补给、天山南麓山前地带暴雨洪流入渗补给、渠系引水入渗补给及山区地下水侧向径流补给等；在盆地西缘和南缘，地下水接受克孜河、盖孜河、叶尔羌河、喀拉喀什河、玉龙喀什河、于田河、克里雅河和车尔臣河等河流出口后入渗补给、昆仑山山前地带暴雨洪流入渗补给、渠系引水入渗补给及山前侧向地下水径流补给等。

塔里木盆地北缘地下水在松散卵砾石和砂砾石的空隙中大体由北向南径

流，至塔里木河以北的细土平原地下水浅埋带，一部分以垂直蒸发和植物蒸腾形式进行垂直排泄，另一部分则排入塔里木河或河床冲积层。在盆地西缘和南缘地下水在松散卵砾石和砂砾石的空隙中大体由南（或西南）向北（或东北）径流，至山前洪冲积倾斜平原前缘溢出带附近一部分以泉的形式排泄于地表，一部分通过蒸发和植物蒸腾形式进行排泄，在埋深小于 1m 地段，地表土层普遍积盐，形成厚达 10cm~20cm 的白色盐壳；还有一部分则以地下侧向径流的形式排泄于塔克拉玛干沙漠。区域地下水流向总体西北向东南。

（3）地下水的水化学特征

在塔里木河以北区域，潜水的水化学类型分为三种： $\text{SO}_4 \cdot \text{Cl}$ 型、 $\text{Cl} \cdot \text{SO}_4$ 型和 Cl 型。其中， $\text{SO}_4 \cdot \text{Cl}$ 型地下水主要呈片状小面积分布在区域西部，地下水的水化学类型为 $\text{SO}_4 \cdot \text{Cl}-\text{Na}(\text{Ca} \cdot \text{Mg})$ 型。 $\text{Cl} \cdot \text{SO}_4$ 型地下水广泛分布于区域内，地下水的水化学类型为 $\text{Cl} \cdot \text{SO}_4-\text{Na}(\text{Ca} \cdot \text{Mg})$ 型。 Cl 型地下水主要呈半椭圆状分布在区域东北部，地下水的水化学类型为 $\text{Cl}-\text{Na}$ 型。

4.1.5 气候气象

轮台县属于暖温带大陆性气候，气候干燥，降水稀少，夏季炎热，冬季干冷，春季升温快而不稳，多风沙浮尘天气，秋季降温迅速。年温差和日温差均较大，光照充足，热量丰富，蒸发强烈，无霜期较长，风沙活动频繁。轮台县主要气象数据见表 4.1-1。

表 4.1-1 轮台县多年主要气候要素一览表

序号	项目	统计结果	序号	项目	统计结果
1	年平均风速 m/s	2.7	6	年平均水气压 hPa	6.7
2	年平均相对湿度 %	48	7	年平均蒸发量 mm	2104.7
3	年平均气温 $^{\circ}\text{C}$	12.5	8	平均年降水量 mm	68.9
4	年极端最高/最低气温 $^{\circ}\text{C}$	42.1/-25.6	9	年最多/最少降水量 mm	119.5/34.5
5	年平均气压 hPa	904.2	10	年日照时数 h	2602

4.2 生态现状调查与评价

4.2.1 调查方法及评价内容

（1）调查范围及时间

评价单位于 2026 年 7 月对评价范围内生态现状进行了集中踏勘和野外调查，调查范围为各井场、站场周围 50m 范围，管线中心线两侧 300m；管线穿越公益林段，以线路穿越段向两端外延 1km、线路中心线向两侧外延 1km 范围。

（2）调查内容

调查内容包括评价区生态系统类型、土地利用类型、植被类型、野生动物等。

（3）调查方法

①基础资料收集

收集整理工程区现有相关资料，包括工程区周边县市的统计年鉴，以及林业、农业、国土资源等部门提供的相关资料和生态敏感区的规划报告。还参考了《新疆植物志》《新疆脊椎动物简志》《中国新疆野生动物》等著作及相关科研论文。

②土地利用现状调查

土地利用现状调查主要通过遥感解译分析与现场调查相结合的方法，本次遥感数据采用卫星遥感影像，分析方法为首先应用 ArcGIS 进行手工解译，然后进行现场校验。

③植被及植物资源调查

本次调查主要按照《生物多样性观测技术导则 陆生维管植物》（HJ710.1-2014）等的要求，主要采用了样方法确定评价区的植物种类、植被类型等。

④野生动物资源调查

按照《生物多样性观测技术导则 陆生哺乳动物》（HJ710.3-2014）、《生物多样性观测技术导则 鸟类》（HJ710.4-2014）、《生物多样性观测技术导则 爬行动物》（HJ710.5-2014）等确定的技术方法，对各类野生动物开展了调查，主要采取了访谈法及查询资料，评价人员主要走访了工程区附近的施工人员及林业部门工作人员，重点询问了附近野生动物的种类及分布情况。

4.2.2 生态功能区划调查

参照《新疆生态功能区划》（原新疆维吾尔自治区环境保护局 2003 年 9

月），拟建工程区域主要生态服务功能、生态敏感因子、主要生态问题和主要保护目标见表 4.2-1 和附图 4。

表 4.2-1 区域生态功能区划

生态功能分区单元			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	发展方向
生态区	生态亚区	生态功能区					
塔里木盆地暖温荒漠及绿洲农业生态区	塔里木盆地西部、北部荒漠及绿洲农业生态亚区	塔里木河上中游乔灌木及胡杨林保护生态功能区	沙漠化控制、土壤保持、生物多样性维护、农畜产品生产	河水水量减少、水质恶化、植被破坏、沙漠化扩大、土壤盐渍化、湿地减少、野生动物减少、毁林毁草开荒	生物多样性和生境高度敏感，土壤侵蚀中度敏感，土地沙漠化不敏感，土壤盐渍化轻度敏感	保证向下游泄水量、保护胡杨林、保护河岸和防洪堤、保护野生动物、保护湿地、保护甘草和罗布麻	加大保护力度，建设好国家级塔河生态功能保护区和世界最大的胡杨林自然保护区。在保护好生态环境的前提下，有规划地开发利用油气资源，对废弃物进行无害化处理，恢复被破坏的林草植被实施迹地恢复，加强防洪“导流”工程，实现油气开发与生态环境保护的双赢

由表 4.2-1 可知，项目位于“塔里木河上中游乔灌木及胡杨林保护生态功能区”，主要服务功能为“沙漠化控制、土壤保持、生物多样性维护、农畜产品生产”，主要保护目标是“保证向下游泄水量、保护胡杨林、保护河岸和防洪堤、保护野生动物、保护湿地、保护甘草和罗布麻”。

拟建工程属于石油开采辅助项目，项目永久占地不涉及胡杨林保护区，区域野生动物较少。项目主要是注水井场建设及管道敷设，对生态的影响主要体现在施工期，施工期具有临时性、短暂性特点，施工结束后，管沟回填，区域生态采取自然恢复措施及完善的防沙治沙及水土保持措施，不会对沙漠化扩大、土壤盐渍化造成影响。综上所述，项目的建设实施对区域生态影响是可接受的，符合区域生态服务功能定位。拟建工程废气达标排放、产生的废水、固废妥善处置，可确保油气开发与生态环境保护的双赢，与区域发展方向相协调。

4.2.3 生态系统调查与评价

4.2.5.3.1 生态系统类型

本次采用野外调查与遥感技术相结合的手段，根据《全国生态状况调查评估技术规范-生态系统遥感解译与野外核查》（HJ1166-2021）的分类方法，对评价区生态系统进行分类，项目评价范围生态系统包括荒漠生态系统、草地生态系统，荒漠生态系统为裸土地，草地生态系统为稀疏草地。

4.2.5.3.2 生态系统特征

(1) 荒漠生态系统

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

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

(2) 灌丛生态系统

灌丛生态系统是指由灌木和低矮的树木组成的生物群落，通常生长在干旱或半干旱地区。由于生长环境的限制，这些植物通常具有较长的根系和较小的叶片，以适应干燥和高温的气候条件。区域灌木主要为盐穗木，混生有多枝怪柳和刚毛怪柳，伴生有疏叶骆驼刺等，灌木层高度 1.5m~2.0m，植被盖度为 20%~35%。盐穗木、多枝怪柳和刚毛怪柳灌木林具有防风固沙的作用，同时也在土壤保持和水资源管理方面起着重要作用。

(3) 草地生态系统

草地生态系统由多年生耐旱、耐低温、以禾草占优势的植物群落的总称，是以多年生草本植物为主要生产者的陆地生态系统。草地生态系统具有防风、固沙、保土、调节气候、净化空气、涵养水源等生态功能。草地生态系统是自然生态系统的重要组成部分，对维系生态平衡、地区经济、人文历史具有重要地理价值。疏叶骆驼刺与耐盐禾草组成的群落主要分布在灌丛边缘的草甸盐土和盐化草甸土上，骆驼刺多与小獐茅、芦苇组成群落，植被覆盖度在 10%~20%。

4.2.4 土地利用现状调查与评价

根据遥感调查结果，采用图形叠加法对评价范围内的生态环境现状进行分

析，即将遥感影像与线路进行叠加，根据《土地利用现状分类》（GB/T21010-2017），以确定项目区内的土地利用类型，并统计各类土地利用类型的面积，将成果绘制成土地利用现状图。生态现状调查范围内土地利用类型为灌木林地、其他草地、裸土地。

表 4.2-2 评价区土地利用类型一览表

土地利用类型		面积 (hm ²)	比例/%
一级分类	二级分类		
林地	灌木林地	301.5	45
草地	其他草地	100.5	15
其他土地	裸土地	268.0	40
合计		670	100.00

由上表可知，评价范围内土地利用类型以灌木林地、其他草地、裸土地为主，其中灌木林地面积为 301.5hm²，占评价区总面积的 45%，植被以盐穗木群系为主，植被覆盖度约为 20%~35%；其他草地面积为 100.5hm²，占评价区总面积的 15%，植被以疏叶骆驼刺群系为主，植被覆盖度约为 10%~20%；裸土地面积为 268.0hm²，占评价区总面积的 40%，植被以疏叶骆驼刺群系为主，植被覆盖度约为 5%~10%。

4.2.5 植被现状调查与评价

4.2.5.1 区域自然植被类型

评价区在塔里木河流域的植被区划中属暖温带灌木，半灌木荒漠地带，塔里木盆地沙漠、稀疏灌木、半灌木荒漠区。该区域气候极端干旱，但热量丰富，又受塔里木河水的影响，非地带性的水热条件又丰富了一些植被类型。区域植被类型在中国植被区划中属塔里木荒漠省、塔克拉玛干亚省、塔里木河谷洲。

根据现场勘查和以往研究资料，评价区分布的植物种类包括柽柳科（多枝柽柳、刚毛柽柳等）、禾本科（芦苇等）、豆科（疏叶骆驼刺）、藜科（假木贼）等。评价区高等植被有 37 种，分属 12 科。区域主要的野生植物具体名录见表 4.2-3，区域植被类型图见附图 8。

表 4.2-3 项目周边区域野生植物名录

科	种名	拉丁名
杨柳科	灰胡杨	<i>Populus pruinosa Schrenk</i>
	线叶柳	<i>Salix wilhelmsiana</i>
藜科	沙拐枣	<i>Calligonum mongolicum</i>
	盐穗木	<i>Halostachys caspica</i>
藜科	盐节木	<i>Halocnemum shrobelaceum</i>
	盐生草	<i>Halogeton glomeratus</i>
	圆叶盐爪爪	<i>Kalidium schrenkianum</i>
	碱蓬	<i>Suaeda salsa</i>
	刺蓬	<i>Salsola pestifer</i>
	细叶虫实	<i>Corispermum heptapotamicum</i>
	星状刺果藜	<i>Bassia dasyphylla</i>
	假木贼	<i>Anabasis aphylla</i>
毛茛科	东方铁线莲	<i>Clematis orientalis</i>
豆科	铃铛刺	<i>Halimodendron halodendron</i>
	白花苦豆子	<i>Sophora alopecuroides</i>
	苦马豆	<i>Sphaerophysa salsula</i>
	疏叶骆驼刺	<i>Althagi sparsifolia</i>
蒺藜科	骆驼蓬	<i>Peganum harmala</i>
	西伯利亚白刺	<i>Nitraria sibirica</i>
怪柳科	多枝怪柳	<i>Tamarix ramosissima</i>
	刚毛怪柳	<i>Tamarix hispida</i>
	短穗怪柳	<i>Tamarix laxa Willd</i>
	多花怪柳	<i>Tamarix hohenackeri Bunge</i>
	长穗怪柳	<i>Tamarix elongata Ledeb</i>
夹竹桃科	茶叶花	<i>Trachomitum lancifolium</i>
牛皮科	牛皮消	<i>Cynanchum auriculatum</i>
旋花科	打碗花	<i>Calystegia hederacea</i>
菊科	分枝鸦葱	<i>Scorsonera divaricata</i>

续表 4.2-3 项目周边区域野生植物名录

科	种名	拉丁名
菊科	盐生鸦葱	<i>Scorzonera Salsula</i>
	新疆绢蒿	<i>Seriphidium kaschgaricum</i>
	小蓟	<i>Cirium setosum</i>
	花花柴	<i>Karelinia caspica</i>
禾本科	芦苇	<i>Phragmites australis</i>
	假苇拂子茅	<i>Calamagrostis pseudophramites</i>
	小獐茅	<i>Aeluropus pungens</i>
	拂子茅	<i>Calamagrostis epigeios</i>
	赖草	<i>Leymus secalinus</i>

4.2.5.2 野生植物重要物种

根据《新疆维吾尔自治区人民政府关于公布新疆维吾尔自治区重点保护野生植物名录的通知》（新政发〔2023〕63号）及《关于印发〈新疆国家重点保护野生植物名录〉的通知》（新林护字〔2022〕8号），区域内分布的灰胡杨为自治区Ⅱ级保护植物。

表 4.2-4 重点保护野生植物表

序号	物种名称 (中文名/ 拉丁名)	保护级 别	濒危 级别	特有种 (是/ 否)	极小种 群野生 植物(是/ 否)	分布区 域	资料来 源	工程占用 情况 (是/否)	图片
1	灰胡杨 (<i>Populus pruinosa Schrenk</i>)	自治区 Ⅱ级	无危	否	否	广泛生 长在塔 里木河 流域的 干旱的 沙漠周 边河流 沿岸	现场调 查、文 献记 录、历 史调查 资料	否(占地 范围不涉 及)	

灰胡杨，拉丁学名（*Populus pruinosa Schrenk*），杨柳科、杨属小乔木，灰胡杨高可达 20m，树冠开展；树皮淡灰黄色；萌条枝密被灰色短绒毛；小枝有灰色短绒毛。萌枝叶椭圆形，两面被灰绒毛；短枝叶肾脏形，全缘或先端具

疏齿牙，两面灰蓝色，密被短绒毛；叶柄微侧扁；灰胡杨广泛生长在塔里木河流域的干旱的沙漠周边河流沿岸，因此在生理和生态功能上具备了耐干旱、耐盐碱、抗风沙等优良特性。

4.2.5.3 评价区域植被类型

评价区自然植被主要以盐穗木群系、疏叶骆驼刺群系为主，群落特征如下：

（1）盐穗木群系

主要建群种为盐穗木，多与木本盐柴类植物形成群落，分布的土壤多是沙漠化的典型盐土。在这种强烈盐渍化的土壤生境上，植物群落发育受到显著抑制；其灌木层高 1.5m~2.0m。这一群落除建群种之外，还混生有多枝怪柳和刚毛怪柳。在灌木层下以多枝木本盐柴类植物的分布占优势，主要种类是盐穗木、白刺等，草本植物主要是盐生鸦葱、芦苇等。

（2）疏叶骆驼刺群系

疏叶骆驼刺群系是指以疏叶骆驼刺为优势种的植物群落，疏叶骆驼刺群系的植物种类相对较少，植株一般高度在 30~40cm 之间。除了疏叶骆驼刺之外，还可能混生有少量芦苇、花花柴、刚毛怪柳和西伯利亚白刺等一些其他的草本植物。这些植物通常具有耐旱、耐盐碱等适应荒漠环境的特征。它具有较强的适应性和抗逆性，能够在极端干旱、高温、低温和盐碱等恶劣环境下生长。

4.2.5.4 植被样方调查

自然植被实地调查中主要采用样地法和样方法。选择重点工程建设地点和有代表性植被类型作为调查样地，在样地中统计植物种类、群落结构等数据，详细记录样方中的植物种类、盖度、建群种等信息。本次评价范围主要涉及盐穗木群系、疏叶骆驼刺群系，共调查样方 6 个，现场调查植被样方见表 4.2-23。

植物样方调查要求：设 1m×1m 的草本（疏叶骆驼刺群系）植被样方 3 个，5m×5m 的灌丛（盐穗木）植被样方 3 个，记录该样方的 GPS 坐标和周围地形，同时记录样方内的植物种名称、株数、平均高度、各物种盖度、生物量等信息。植被覆盖度采用目测法和照相法相结合的方式观测。利用较高像素相机获取植被覆盖的数码照片，重复拍摄 2~3 次，最后分别计算每张相片植被覆盖度，取其平均值作为样方植被覆盖度。对于相机不易识别的区域，采用目测法观测植被覆盖度。

表 4.2-5 样方调查结果汇总表

样方号	地点	样地类型	样方大小	坐标	海拔 (m)	所属 区县	盖度 (%)			株高 (m)	群落照片
							乔木层	灌木层	草本层		
1#	轮古 4C 井场周边	怪柳	5m×5m		929	轮台县	0	20	0	1.5	
2#	轮古 4C 井场周边	怪柳	5m×5m		930	轮台县	0	25	0	1~2.0	
3#	注水管线周边	盐穗木	5m×5m		932	轮台县	0	14	0	0.1~0.5	
4#	轮古 702 井场周边	疏叶骆驼刺	1m×1m		935	轮台县	0	0	11	0.3	

续表 4.2-5 样方调查结果汇总表

样方号	地点	样地类型	样方大小	坐标	海拔 (m)	所属区县	盖度 (%)			株高 (m)	群落照片
							乔木层	灌木层	草本层		
5#	轮古 702 井场周边	花花柴	1m×1m		930	轮台县	0	0	7	0.3	
6#	注水管线周边	疏叶骆驼刺	1m×1m		932	轮台县	0	0	5	0.3	

4.2.6 野生动物现状调查与评价

4.2.6.1 区域野生动物调查

按中国动物地理区划，评价区域动物区系属古北界、蒙新区、西部荒漠亚区、塔里木盆地省、天山南麓平原州、塔里木河中游区。从有关资料调查中得知，区域评价范围内野生动物情况见表 4.2-6。

表 4.2-6 区域评价范围内野生动物种类及分布

序号	种名	拉丁学名	保护级别
爬行类			
1	密点麻蜥	<i>Eremias multionllata</i> Gunther	
2	荒漠麻蜥	<i>Eremias przewalskii</i> Strauch	
鸟类			
6	赤麻鸭	<i>Tadorna ferruginea</i> Pallas	
7	绿头鸭	<i>Anas platyrhynchos</i> Linnaeus	
8	鸢	<i>Milvus korschum</i>	

续表 4.2-6 区域评价范围内野生动物种类及分布

序号	种名	拉丁学名	保护级别
鸟类			
9	苍鹰	<i>Accipiter gentilis Linnaeus</i>	国家Ⅱ级
10	红隼	<i>Falco tinnunculus</i>	国家Ⅱ级
11	环颈雉	<i>Phasianus colchicus Linnaeus</i>	
12	银鸥	<i>Larus argentatus</i>	
13	红嘴鸥	<i>Larus ridibundus Linnaeus</i>	
14	原鸽	<i>Columba livia Gmelin</i>	
15	欧斑鸠	<i>Streptopelia turtur Linnaeus</i>	
16	灰斑鸠	<i>Streptopelia decaocto Frivaldszky</i>	
17	沙百灵	<i>Calandrella rugescens</i>	
18	凤头百灵	<i>Galerida cristata Linnaeus</i>	
19	紫翅椋鸟	<i>Sturnus vulgaris Linnaeus</i>	
20	喜鹊	<i>Pica pica Linnaeus</i>	
21	小嘴乌鸦	<i>Corvus corone Linnaeus</i>	
22	漠即鸟	<i>Oenanthe deserti Temminck</i>	
23	沙白喉莺	<i>Rhodopechys obsoleta Lichenstein</i>	
24	漠雀	<i>Rhodopechys Cabaris, Mus. Heis.</i>	
哺乳类			
25	塔里木兔	<i>Lepus yarkandensis</i>	国家Ⅱ级
26	三趾心颅跳鼠	<i>Salpingotus kozlovi</i>	
27	长耳跳兔	<i>Euchouetes naso Sclater</i>	
28	子午沙鼠	<i>Euchoreutes naso Pallas</i>	
29	大耳猬	<i>Hemiechinus auritus Gmelin</i>	
30	鹅喉羚	<i>Gazella subgutturosa</i>	国家Ⅱ级

4.2.6.2 野生动物实地样线调查

野生动物调查主要为样线调查,在工程区域内沿各类型植被设置调查样线,共设置 3 条样线,样线调查时记录所见到的动物种类和数量,野生动物调查样线见图 4.2-1。

样线调查要求:样线调查长度为 1km,根据设定好的路线,采用无人机航

拍方式进行样线调查,无人机飞行高度控制在 15m 左右,飞行速度控制在 2m/s,飞行过程中通过在线影像观测周边是否有野生动物出没,发现野生动物时,通过无人机及时抓拍并保留影像资料,单条样线飞行不少于 2 次,根据飞行结果记录所见到的动物种类和数量。

根据实地样线调查,仅发现蜥蜴、鸟类等动物,未见大型野生动物踪迹。

图 4.2-1 野生动物调查样线示意图

4.2.6.3 野生动物重要物种

(1) 种类组成

根据《国家重点保护野生动物名录》(国家林业和草原局 农业农村部公告 2021 年第 3 号)及《新疆国家重点保护野生动物名录(修订)》,该区域共有国家级重点保护动物 4 种,分别为塔里木兔、苍鹰、红隼、鹅喉羚。

表 4.2-7 重要野生动物调查结果统计表

序号	物种名称 (中文名/拉丁名)	保护 级别	濒危 级别	特有种 (是/否)	分布区域	资料 来源	工程占用情况(是 /否)
1	塔里木兔 (<i>Lepus yarkandensis</i>)	国家二 级	近危 NT	是	栖息于塔里木盆地中各种不同的荒漠环境和农田		附近偶尔可见
2	苍鹰 (<i>Accipiter gentilis</i>)	国家二 级	近危 NT	否	通常栖息在山区植物稀疏的混合林、开垦耕地及旷野灌丛草地,属于小型猛禽,在项目区农田绿洲区有分布。	现场调查、文献	拟建工程不占用,项目永久及临时占地不涉及该物种生境分布区域
3	红隼 (<i>Falco tinnunculus</i>)	国家二 级	无危 LC	否	通常栖息在山区植物稀疏的混合林、开垦耕地及旷野灌丛草地,属于小型猛禽,在项目区农田绿洲区有分布。	记录、历史调查资料	拟建工程不占用,项目永久及临时占地不涉及该物种生境分布区域
4	鹅喉羚 (<i>Gazella subgutturosa</i>)	国家二 级	濒危 EN	否	鹅喉羚为典型的荒漠与半荒漠栖居者,主要分布于塔里木河沿岸		区域偶尔可见

现场勘查时未见苍鹰、红隼等保护动物,由于项目区地处干旱荒漠区,动物生境较差,仅发现蜥蜴、鸟类等动物,未见大型野生动物踪迹。

(2) 生理生态特征

表 4.2-8 评价区域重点野生保护动物

序号	中文名	学名	保护 等级	照片
1	塔里木兔	<i>Lepus yarkandensis</i>	国家 II级	 生态学特征:塔里木兔的耳朵特别大,体形较小,体长 35~43 厘米,尾长 5~10 厘米,体重不到 2 千克。由于长期适应干旱自然环境,其形态高度特化;毛色浅淡,背部沙黄褐色,尾部无黑毛,整体毛色与栖息环境非常接近;听觉器官非常发达,耳长达 10 厘米,超过其他兔类。利用长耳壳可接收到较远距离的微弱音响,及时发现并逃脱天敌。 生存现状:分布在新疆南部塔里木盆地,栖息于盆地中各种不同的荒漠环境和绿洲,白天活动,晚间常在灌木丛下挖浅窟藏身。以灌木的树皮和细枝为食,也取食芦苇嫩茎。每年于 5 月和 8 月份繁殖两次,每窝产仔 2~5 只。

续表 4.2-8

评价区域重点野生动物

序号	中文名	学名	保护等级	照片
2	苍鹰	<i>Accipiter gentilis</i>	国家 II 级	
		生态学特征：苍鹰是中小型猛禽。体长可达 60 厘米，翼展约 1.3 米。头顶、枕和头侧黑褐色，枕部有白羽尖，眉纹白杂黑纹；背部棕黑色；胸以下密布灰褐和白相间横纹；尾灰褐，有 4 条宽阔黑色横斑，尾方形。飞行时，双翅宽阔，翅下白色，但密布黑褐色横带。		
		生存现状：肉食性，主要以森林鼠类、野兔和其他小型鸟类为食。栖息于不同海拔的针叶林、混交林和阔叶林等森林地带，也见于山地平原和丘陵地带的疏林和小块林内。视觉敏锐，善于飞翔。白天活动。性甚机警，亦善隐藏。通常单独活动，叫声尖锐洪亮。		
3	红隼	<i>Falco tinnunculus</i>	国家 II 级	
		生态学特征：红隼是隼科的小型猛禽之一。体重 173~335 克，体长 305~360 毫米。翅狭长而尖，尾亦较长，外形和同爪隼非常相似。雄鸟头蓝灰色，背和翅上覆羽砖红色，具三角形黑斑；腰、尾上覆羽和尾羽蓝灰色，尾具宽阔的黑色次端斑和白色端斑，眼下有一条垂直向下的黑色口角纹。下体颈、喉乳白色或棕白色，其余下体乳黄色或棕黄色，具黑褐色纵纹和斑点。雌鸟上体从头至尾棕红色，具黑褐色纵纹和横斑，下体乳黄色，除喉外均被黑褐色纵纹和斑点，具黑色眼下纵纹。脚、趾黄色，爪黑色。		
		生存现状：栖息于山地和旷野中，多单个或成对活动，飞行较高。以猎食时有翱翔习性而著名。吃大型昆虫、鸟和小哺乳动物，分布范围很广。		

续表 4.2-8

评价区域重点野生动物

序号	中文名	学名	保护等级	照片
4	鹅喉羚	<i>Gazella subgutturosa</i>	国家二级	
生态学特征：鹅喉羚属典型的荒漠、半荒漠区域生存的动物，体形似黄羊，因雄羚在发情期喉部肥大，状如鹅喉，故得名“鹅喉羚”。上体毛色沙黄或棕黄，吻鼻部由上唇到眼平线白色，有的个体略染棕黄色调，额部、眼间至角基及枕部均棕灰，其间杂以少许黑毛，耳外面沙黄，下唇及喉中线亦为白色，而与胸部、腹部及四肢内侧之白色相连。				
生存现状：鹅喉羚属于典型的荒漠和半荒漠地区的种类，栖息在海拔 300-6000 米之间的干燥荒凉的沙漠和半沙漠地区，依靠生长在荒漠上的怪柳、骆驼刺和极少量的水存活下来并繁衍着后代				

4.2.7 生态敏感区调查与评价

4.2.7.1 生态保护红线

塔里木河流域土地沙化防控与生物多样性维护生态保护红线区主要分布在阿克苏地区新和县、沙雅县、库车市及巴州轮台县、尉犁县。生物多样性维护主要生态功能为重点维护生物种类的多样性、基因的多样性和生态系统的多样性及稳定性；主要保护要求为重要生态功能区域生态功能不降低、面积不减少、性质不改变。

拟建工程距生态保护红线区（塔里木河流域土地沙化防控与生物多样性维护生态保护红线区）最近约 15.6km，不占用生态保护红线。

4.2.7.2 水土流失重点预防区和重点治理区

根据《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），新疆共划分了 2 个自治区级重点预防区，4 个自治区级重点治理区。其中，重点预防区面积 19615.9km²，包括天山山区重点预防区、塔里木河中上游重点预防区；重点治理区面积 283963km²，包括额尔齐斯河流域重点治理区、天山北坡诸小河流域重点治理区、塔里木河流域重点治理区、伊犁河流域重点治理区，项目位于塔里木河流域水土流失重点治理区和塔里木河中上游水土流失重点预防区。

根据《新疆维吾尔自治区水土保持规划（2018-2030 年）》，项目所在区域的水土保持基础功能类型是农田防护、防风固沙与防灾减灾，水土保持主导功能类型是防风固沙，为了实现水土保持主导功能，水土流失治理措施主要依靠荒漠化治理工程、石油天然气行业的水土保持综合治理工作。

4.2.7.3 重点公益林（天然林）

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

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

评价区域内重点公益林（属天然林）主要为防风固沙林，属于稀疏灌丛，主要植物种类为盐穗木，混生有多枝怪柳和刚毛怪柳等，灌木层高度 1.5m~2.0m，植被盖度为 20%~35%，伴生有疏叶骆驼刺等。

4.2.8 生物多样性评价

参考《区域生物多样性评价标准》（HJ623-2011），对评价区的生物多样性进行评价。

（1）评价指标及其内涵

根据《区域生物多样性评价标准》（HJ623-2011），生物多样性评价含有

6 个评价指标。

①野生维管植物丰富度：指评价区域内野生维管植物的物种数，主要为被子植物，用来表征野生植物的多样性。

②野生高等动物丰富度：指评价区内野生脊椎动物的物种数，包括鸟类、爬行类、两栖类以及哺乳类动物四类，用于表征野生动物的多样性。

③生态系统类型多样性：指评价区内自然或半自然的生态系统类型数。该指标中规定的生态系统类型是按照《全国生态状况调查评估技术规范-生态系统遥感解译与野外核查》（HJ 1166-2021）的分类方法确定，以二级分类进行划分。

④物种特有性：指评价区内属于中国特有分布的野生维管束植物和野生高等动物的相对数量，其中中国特有分布的植物是按照吴征镒教授《关于中国种子植物的分布区类型划分》中属于中国特有分布的植物物种，该指标用于表征物种的特殊价值。

物种特有性 = (评价区内中国特有的野生维管束植物物种数 / 3662 + 评价区内中国特有的野生高等动物物种数 / 635) / 2。

⑤外来物种入侵度：指评价区内外来入侵物种数在本地野生维管束植物和野生高等动物物种总数中所占的比例。该指标用于表征生态系统受外来物种的干扰程度。

外来物种入侵度 = 外来入侵物种 / (野生维管束植物物种数 + 野生高等动物物种数)，根据走访当地林草部门，轮古油田范围内目前暂无入侵物种的报道记录。

⑥受威胁物种丰富度：指被评价区内受威胁的野生维管束植物和野生高等动物的相对数量，受威胁物种指《中国生物多样性红色名录》中规定的极危(CR)、濒危(EN)、易绝(VU)和近危(NT)四类物种。

受威胁物种丰富度 = (受威胁的野生维管束植物物种数 / 3662 + 受威胁的野生高等动物物种数 / 635) / 2。

(2) 评价方法

①指标的归一化处理

归一化后的评价指标=归一化前的评价指标×归一化系数

归一化系数=100/A 最大值

其中，A 最大值：指被计算指标归一化处理前的最大值。

表 4.2-9 相关指标参考值及权重

指标	参考最大值	归一化系数	权重
野生维管束植物丰富度	3662	0.027	0.2
野生高等动物丰富度	635	0.157	0.2
生态系统类型多样性	124	0.806	0.2
物种特有性	0.3070	325.732	0.2
外来物种入侵度	0.1572	636.132	0.1
受威胁物种丰富度	0.1441	693.963	0.1

② 生物多样性指数的计算

生物多样性指数（BI）是指将上述六项指标，即野生维管植物丰富度、野生高等动物丰富度、生态系统类型多样性、物种特有性、外来物种入侵度和受威胁物种丰富度加权求和，用来表征被评价区域的生物多样性状况。

生物多样性指数（BI）=归一化后的野生维管束植物丰富度×0.20+归一化后的野生高等动物丰富度×0.20+归一化后的生态系统类型多样性×0.20+归一化后的物种特有性×0.20+（100-归一化后的外来物种入侵度）×0.10+归一化后的受威胁物种丰富度×0.10。

（3）评价结果

根据前面对评价区生态系统及野生动植物资源的调查结果，对上述 6 项生物多样性评价指标进行统计，详见下表。

表 4.2-10 各项评价指标值

指标	原始数值	归一化处理后数值	BI
野生维管束植物丰富度	37	1.00	13.79
野生高等动物丰富度	29	4.55	
生态系统类型多样性	4	3.22	
物种特有性	0.028	9.12	
外来物种入侵度	0	0.00	
受威胁物种丰富度	0.003	2.08	

根据生物多样性指数（BI）将生物多样性状况分为低、一般、中、高四个等级，见表 4.2-11。

表 4.2-11 各项评价指标值

生物多样性等级	BI	生物多样性状况
高	≥ 60	物种高度丰富，特有属、种多，生态系统丰富多样
中	30~60	物种较丰富，特有属、种较多，生态系统类型较多，局部地区生物多样性高度丰富
一般	20~30	物种较少，特有属、种不多，局部地区生物多样性较丰富，但生物多样性总体水平一般
低	≤ 20	物种贫乏，生态系统类型单一、脆弱，生物多样性低

参考上述标准，评价区整体生物多样性为低，物种相对贫乏，受区域较为严重的水土流失、土地沙漠化影响，区域生物多样性处于低水平。

4.2.9 主要生态问题调查

（1）区域沙化土地现状

根据《新疆第六次沙化监测报告》新疆具有明显沙化趋势的土地面积为 437.96 万公顷，占监测区总面积的 2.79%，其中喀什地区、阿克苏地区、巴音郭楞蒙古自治州具有明显沙化趋势的土地分布面积较大，其中巴音郭楞蒙古自治州有明显沙化趋势的土地的面积为 69.19 万公顷，占具有明显沙化趋势土地面积的 15.80%。经调查，拟建工程所在区域涉及沙化土地。

拟建工程所在地沙化土地类型属于半固定沙地，生态评价范围内沙化土地程度属于中度。根据现场调查结果，工程所在沙地地表覆盖植被主要为盐穗木和骆驼刺等，植被覆盖度约 5%~25%。地表结皮类型主要为盐碱结皮，盐碱结皮能够增加表层土壤的水分含量，增强地表的抗风蚀能力，从而有效降低地表风蚀量。

（2）水土流失现状

根据《新疆维吾尔自治区 2022 年水土流失动态监测年报》，2022 年轮台县轻度以上风力侵蚀和水力侵蚀总面积 4259.74km²，占全县土地总面积的 30.03%。其中水力侵蚀面积为 648.84km²，占土壤侵蚀总面积的 15.23%；风力侵蚀面积为 3610.9km²，占土壤侵蚀总面积的 84.77%。轮台县 2022 年水土流失面积比 2021 年减少了 3.13km²。项目区域水土流失类型以轻度风力侵蚀为主。

（3）区域生态面临的压力和存在的问题

项目评价区域降水量少，干旱和半干旱是生态环境的主要特征，生态环境较为脆弱。本次评价针对油气田的现场考察和资料分析，项目区目前主要的生态问题为土地沙漠化，沙漠化主要是指在干旱多风的沙质和沙壤质地表土壤条件下，由于地下水位较高，地表出现以风沙活动为主要标志的土地退化，从而引起沙质地表、沙丘等的活化，导致生物多样性减少、生物生产力下降、土地生产潜力衰退以及土地资源丧失，项目区沙漠化的形成主要是因风蚀所致。

4.3 地下水环境现状调查与评价

拟建工程地下水环境影响评价工作最高等级为二级。根据《环境影响评价技术导则·地下水环境》（HJ610-2016）及《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023）要求，需设置 5 个潜水监测点和 2 个承压水监测点。根据区域水文地质等资料判定该区域有承压水，但不具备饮用价值，故不再设置承压水监测点。根据区域水文地质资料，区域潜水流向为由西北向东南方向。本次评价引用《桑塔木油田三叠系油藏开发调整方案环境影响报告书》编制期间监测的 5 个地下水监测点，监测点与本项目在同一水文地质单元，整体布置符合《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）及《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023）要求。

4.3.1 地下水环境现状监测

（1）监测点位及因子

地下水具体监测点位及因子见表 4.3-1。

表 4.3-1 地下水监测点及监测因子一览表

序号	监测点名称	与本项目位置关系	坐标	监测对象	所处功能区	监测与调查项目	
						检测分析因子	监测因子
1	906H 井场下游 2#监测井	LG4C 井西北 9.57km(上游)		潜水	III类	K ⁺ 、Na ⁺ 、Ca ²⁺ 、Mg ²⁺ 、CO ₃ ²⁻ 、HCO ₃ ⁻ 、Cl ⁻ 、SO ₄ ²⁻ ，共计 8 项	pH、耗氧量(COD _{Mn} 法，以 O ₂ 计)、总硬度(以 CaCO ₃ 计)、溶解性总固体、硝酸盐(以 N 计)、亚硝酸盐(以 N 计)、氨氮(以 N 计)、挥发性酚类(以苯酚计)、氰化物、氯化物、硫酸盐、砷、汞、铬(六价)、铅、氟、镉、铁、锰、总大肠菌群、菌落总数、硫化物、石油类、镍、钡、阴离子表面活性剂
2	LG701-H2 井场下游 4#监测井	LG4C 井西北 3.48km(上游)					
3	LG3-H4 井场下游 5#监测井	LG4C 井西南 5.31km(侧游)					
4	LG2-2C 井场下游 8#监测井	LG4C 井东南 11.43km(下游)					
5	ST5-HC1 井场下游 9#监测井	LG4C 井东南 14.58km(下游)					

(2) 监测时间及频率

监测井监测时间为 2023 年 11 月，监测 1 天，采样 1 次。

(3) 监测及分析方法

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》(HJ164-2020)、《地下水质量标准》(GB/T14848-2017)、《环境水质监测质量保证手册》(第二版)等有关标准和规范执行，并给出各监测因子的分析方法及其检出浓度。

表 4.3-2 地下水各监测因子分析方法和检出限一览表 单位：mg/L (pH 除外)

序号	检测项目	检测方法	主要仪器型号、名称	检出限/最低检出浓度
1	pH 值	《水质 pH 值的测定 电极法》(HJ 1147-2020)	PHBJ-260 便携式 pH 计	—
2	总硬度	《生活饮用水标准检验方法 第 4 部分：感官性状和物理指标》(GB/T 5750.4-2023)	50 mL 滴定管	1.0 mg/L
3	溶解性总固体		BSA124S 电子天平	—
4	挥发性酚类	《水质 挥发酚的测定 4-氨基安替比林分光光度法》(HJ 503-2009)	T6 新世纪紫外可见分光光度计	0.0003 mg/L
5	高锰酸盐指数(以 O ₂ 计)	《生活饮用水标准检验方法 第 7 部分：有机物综合指标》(GB/T 5750.7-2023)	25 mL 滴定管	0.05 mg/L

续表 4.3-2 地下水各监测因子分析方法和检出限一览表 单位: mg/L (pH 除外)

序号	检测项目	检测方法	主要仪器型号、名称	检出限/最低检出浓度
6	氨氮	《水质 氨氮的测定 纳氏试剂分光光度法》(HJ 535-2009)	T6 新世纪 紫外可见分光光度计	0.025 mg/L
7	总大肠菌群	《生活饮用水标准检验方法 第 12 部分: 微生物指标》(GB/T 5750.12-2023) 5.2 滤膜法	BPH-9162 精密恒温培养箱	—
8	菌落总数	《生活饮用水标准检验方法 第 12 部分: 微生物指标》(GB/T 5750.12-2023) 4.1 平皿计数法	LRH-150 生化培养箱	—
9	亚硝酸盐(氮)	《水质 亚硝酸盐氮的测定 分光光度法》(GB 7493-87)	P4 型 紫外可见分光光度计	0.003 mg/L
10	硝酸盐(氮)	《水质 硝酸盐氮的测定 紫外分光光度法(试行)》(HJ/T 346-2007)	T6 新世纪 紫外可见分光光度计	0.08 mg/L
11	氰化物	《生活饮用水标准检验方法 第 5 部分: 无机非金属指标》(GB/T 5750.5-2023) 7.1 异烟酸-吡唑啉酮分光光度法		0.002 mg/L
12	氟化物	《水质 氟化物的测定 离子选择电极法》(GB 7484-87)	PHSJ-4F 实验室 pH 计	0.05 mg/L
13	汞	《水质 汞、砷、硒、铋和锑的测定 原子荧光法》(HJ 694-2014)	AFS-8520 原子荧光光度计	4×10^{-5} mg/L
14	砷			3×10^{-4} mg/L
15	镉	《生活饮用水标准检验方法 第 6 部分: 金属和类金属指标》(GB/T 5750.6-2023) 12.1 无火焰原子吸收分光光度法	GGX-830 原子吸收分光光度计	5×10^{-4} mg/L
16	六价铬	《水质 六价铬的测定 二苯碳酰二肼分光光度法》(GB 7467-87)	T6 新世纪 紫外可见分光光度计	0.004 mg/L
17	铅	《生活饮用水标准检验方法 第 6 部分: 金属和类金属指标》(GB/T 5750.6-2023) 14.1 无火焰原子吸收分光光度法	GGX-830 原子吸收分光光度计	2.5×10^{-3} mg/L
18	硫酸根(硫酸盐)	《水质 无机阴离子(F ⁻ 、Cl ⁻ 、NO ₃ ⁻ 、Br ⁻ 、NO ₂ ⁻ 、PO ₄ ³⁻ 、SO ₃ ²⁻ 、SO ₄ ²⁻)的测定 离子色谱法》(HJ 84-2016)	CIC-D100 离子色谱仪	0.018 mg/L
19	氯离子(氯化物)			0.007 mg/L
20	钾离子	《水质 可溶性阳离子(Li ⁺ 、Na ⁺ 、NH ₄ ⁺ 、K ⁺ 、Ca ²⁺ 、Mg ²⁺)的测定 离子色谱法》(HJ 812-2016)		0.02 mg/L
21	钠离子			0.02 mg/L
22	钙离子			0.03 mg/L
23	镁离子			0.02 mg/L
24	碳酸根	《地下水水质分析方法 第 49 部分: 碳酸根、重碳酸根和氢氧根离子的测定 滴定法》(DZ/T 0064.49-2021)	25 mL 滴定管	1 mg/L
25	碳酸氢根			
26	铁	《水质 铁、锰的测定 火焰原子吸收分光光度法》(GB 11911-89)	GGX-830 原子吸收分光光度计	0.03 mg/L
27	锰			0.01 mg/L

续表 4.3-2 地下水各监测因子分析方法和检出限一览表 单位:mg/L (pH 除外)

序号	检测项目	检测方法	主要仪器型号、名称	检出限/最低检出浓度
28	石油类	《水质 石油类的测定 紫外分光光度法 (试行)》(HJ 970-2018)	T6 新世纪 紫外可见分光光度计	0.01 mg/L
29	硫化物	《水质 硫化物的测定 亚甲基蓝分光光度法》(HJ 1226-2021)	P4 型 紫外可见分光光度计	0.003 mg/L

4.3.2 地下水环境现状评价

(1) 评价方法

①采用单因子标准指数法，其计算公式为：

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

式中： P_i ——第 i 个水质因子的标准指数，无量纲；

C_i ——第 i 个水质因子的监测浓度值，mg/L；

C_{oi} ——第 i 个水质因子的标准浓度值，mg/L。

②对于 pH 值，评价公式为：

$$P_{\text{pH}} = (7.0 - \text{pH}) / (7.0 - \text{pH}_{\text{std}}) \quad (\text{pH} \leq 7.0)$$

$$P_{\text{pH}} = (\text{pH} - 7.0) / (\text{pH}_{\text{std}} - 7.0) \quad (\text{pH} > 7.0)$$

式中： P_{pH} ——pH 的标准指数，量纲为 1；

pH——pH 监测值；

pH_{std} ——标准中下限值；

pH_{std} ——标准的上限值。

评价标准：各监测因子执行《地下水质量标准》(GB/T14848-2017) III 类标准；石油类参照执行《地表水环境质量标准》(GB3838-2002) III 类标准。

(2) 水质监测及评价结果

地下水质量现状监测与评价结果见表 4.3-3。

表 4.3-3 地下水质量现状监测及评价结果一览表 mg/L

序号	监测项目	单位	标准 限值	906H 井场下游 2# 监测井		LG701-H2 井场下 游 4#监测井		LG3-H4 井场下游 5#监测井		LG2-2C 井场下游 8#监测井		ST5-HC1 井场下游 9#监测井	
				监测值	标准 指数	监测值	标准 指数	监测值	标准 指数	监测值	标准 指数	监测值	标准 指数
1	pH 值	无量纲	6.5~ 8.5	6.5	1.000	8.4	0.933	7.6	0.400	8.3	0.867	8	0.667
2	总硬度	mg/L	≤450	8.06× 10 ³	17.911	996	2.213	8.99× 10 ³	19.978	3.25× 10 ³	7.222	4.20× 10 ³	9.333
3	溶解性总 固体	mg/L	≤1000	3.20× 10 ³	32.000	3.25× 10 ³	3.250	3.14× 10 ³	31.400	2.84× 10 ³	28.4	1.16× 10 ³	11.6
4	挥发酚	mg/L	≤0.002	0.0003L	/	0.0003L	/	0.0003L	/	0.0003L	/	0.0003L	/
5	耗氧量	mg/L	≤3	1.72	0.573	2.36	0.787	1.12	0.373	1.78	0.593	2.08	0.693
6	氨氮	mg/L	≤0.5	0.474	0.948	0.494	0.988	0.037	0.074	0.342	0.684	0.025L	/
7	总大肠菌 群	CFU/100mL	≤3	0	/	0	/	0	/	0	/	0	/
8	菌落总数	CFU/mL	≤100	61	0.61	38	0.38	44	0.44	50	0.5	44	0.44
9	亚硝酸盐 (氮)	mg/L	≤1	0.003L	/	0.003L	/	0.003L	/	0.003L	/	0.003L	/
10	硝酸盐 (氮)	mg/L	≤20	0.45	0.023	0.63	0.032	0.32	0.016	0.53	0.027	0.39	0.020
11	氰化物	mg/L	≤0.05	0.002L	/	0.002L	/	0.002L	/	0.002L	/	0.002L	/
12	氟化物	mg/L	≤1	1.62	1.620	1.32	1.320	2.33	2.330	1.32	1.32	1.22	1.22
13	汞	mg/L	≤0.001	4×10 ⁻³ L	/	4×10 ⁻³ L	/	4×10 ⁻³ L	/	4×10 ⁻³ L	/	4×10 ⁻³ L	/
14	砷	mg/L	≤0.01	3×10 ⁻³ L	/	3×10 ⁻³ L	/	3×10 ⁻³ L	/	3×10 ⁻³ L	/	6×10 ⁻⁴	0.06
15	镉	mg/L	≤0.005	5×10 ⁻³ L	/	5×10 ⁻³ L	/	5×10 ⁻³ L	/	5×10 ⁻³ L	/	5×10 ⁻³ L	/
16	六价铬	mg/L	≤0.05	0.004L	/	0.004L	/	0.004L	/	0.004L	/	0.004L	/
17	铅	mg/L	≤0.01	2.5×10 ⁻³ L	/	2.5×10 ⁻³ L	/	2.5×10 ⁻³ L	/	2.5×10 ⁻³ L	/	2.5×10 ⁻³ L	/
18	钠离子	mg/L	≤200	8.11× 10 ³	40.550	986	4.930	7.25× 10 ³	36.250	8.90× 10 ³	44.5	2.38× 10 ³	11.9
19	氯化物	mg/L	≤250	1.51× 10 ³	60.400	1.36× 10 ³	5.440	1.62× 10 ³	64.800	1.54× 10 ³	61.6	3.89× 10 ³	15.56
20	硫酸盐	mg/L	≤250	6.28× 10 ³	25.120	243	0.972	5.19× 10 ³	20.760	2.97× 10 ³	11.88	3.70× 10 ³	14.8
21	铁	mg/L	≤0.3	0.08	0.267	0.09	0.300	0.16	0.533	0.09	0.300	0.03L	/
22	锰	mg/L	≤0.1	0.01L	/	0.01L	/	0.01L	/	0.04	0.400	0.01L	/
23	石油类	mg/L	≤0.05	0.01L	/	0.01L	/	0.01L	/	0.01L	/	0.01L	/
24	硫化物	mg/L	≤0.02	0.003L	/	0.003L	/	0.003L	/	0.003L	/	0.003L	/
25	镍	mg/L	≤0.02	0.005L	/	0.005L	/	0.005L	/	0.005L	/	0.005L	/

续表 4.3-3 地下水质量现状监测及评价结果一览表 mg/L

序号	监测项目	单位	标准 限值	906H 井场下游 2# 监测井		LG701-H2 井场下 游 4#监测井		LG3-H4 井场下游 5#监测井		LG2-2C 井场下游 8#监测井		ST5-HC1 井场下游 9#监测井	
				监测值	标准 指数	监测值	标准 指数	监测值	标准 指数	监测值	标准 指数	监测值	标准 指数
26	钡	mg/L	≤0.7	0.0025L	/	0.0025L	/	0.0025L	/	0.0025L	/	0.0025L	/
27	阴离子表 面活性剂	mg/L	≤0.3	0.05L	/	0.05L	/	0.05L	/	0.05L	/	0.05L	/
28	井深 (m)			30		30		30		30		30	

注：L 为未检出。

由表 4.2-4 分析可知，监测点除总硬度、溶解性总固体、钠、硫酸盐、氯化物、氟化物存在一定程度超标外，其余监测因子均满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）Ⅲ类标准要求，石油类满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）Ⅲ类标准要求。超标原因与区域原生水文地质条件有关，另外，该区域气候干旱、地表蒸发强烈，由于各监测点潜水埋深不同，对应的蒸发强度不同，造成地下水中总硬度、溶解性总固体、钠、硫酸盐、氯化物、氟化物等因子呈梯度变化。

（3）地下水离子检测结果与评价

潜水地下水离子检测结果见表 4.3-4。

表 4.3-4 地下水检测分析因子分析结果一览表 单位：mg/L

项目		906H 井场下游 2# 井	LG701-H2 井场下 游 4#监测井	LG3-H4 井场下游 5#监测井	LG2-2C 井场下游 8#监测井	ST5-HC1 井场下游 9#监测井
监测值 (mg/L)	K ⁺	102	118	55.5	36.4	76.6
	Na ⁺	8110	986	7250	8900	2380
	Ca ²⁺	759	148	1170	294	944
	Mg ²⁺	1480	152	1450	598	443
	CO ₃ ²⁻	未检出	未检出	0	0	0
	HCO ₃ ⁻	191	732	234	255	231
	Cl ⁻	15100	1360	16200	15400	3890
	SO ₄ ²⁻	6280	243	5190	2970	3700
毫克当量 百分比 (%)	K ⁺ +Na ⁺	68.78	69.58	63.85	85.74	55.63
	Ca ²⁺	7.35	64.99	11.79	3.25	24.90
	Mg ²⁺	23.88	11.22	24.36	11.01	19.48

续表 4.3-4 地下水检测分析因子分析结果一览表 单位: mg/L

项目		906H井场下游2#监测井	LG701-H2井场下游4#监测井	LG3-H4井场下游5#监测井	LG2-2C井场下游8#监测井	ST5-HC1井场下游9#监测井
毫克当量百分比(%)	CO ₃ ²⁻	-	-	0.00	0.00	0.00
	HCO ₃ ⁻	0.56	21.67	0.68	0.84	1.99
	Cl ⁻	76.05	69.19	80.30	86.79	57.54
	SO ₄ ²⁻	23.39	9.14	19.03	12.38	40.47

根据地下水离子检测结果,评价区潜水地下水阴离子以 Cl⁻、SO₄²⁻为主,阳离子以 Na⁺为主,水化学类型主要以 Cl-SO₄-Na 型为主。

(4) 地下水质量现状监测结果统计分析

潜水监测井各监测因子最大值、最小值、均值、标准差、检出率和超标率见表 4.3-5。

表 4.3-5 地下水(潜水)监测井监测统计分析结果一览表 mg/LpH(无量纲)

序号	监测项目	单位	最大值	最小值	均值	标准差	检出率(%)	超标率(%)
1	pH 值	无量纲	8.4	6.5	7.76	0.689	100	0
2	总硬度	mg/L	8990	996	5099.2	2998.967	100	100
3	溶解性总固体	mg/L	32000	3250	21330	11720.051	100	100
4	挥发酚	mg/L	0.0003L	0.0003L	/	/	0	0
5	耗氧量	mg/L	2.36	1.12	1.812	0.415	100	0
6	氨氮	mg/L	0.494	0.037	0.33675	0.183	80	0
7	总大肠菌群	CFU/100mL	0	0	0	0	0	0
8	菌落总数	CFU/mL	61	38	47.4	7.787	100	0
9	亚硝酸盐(氮)	mg/L	0.003L	0.003L	/	/	0	0
10	硝酸盐(氮)	mg/L	0.63	0.32	0.464	0.108	100	0
11	氰化物	mg/L	0.002L	0.002L	/	/	0	0
12	氟化物	mg/L	2.33	1.22	1.562	0.407	100	100
13	汞	mg/L	4×10 ⁻⁵ L	4×10 ⁻⁵ L	/	/	0	0
14	砷	mg/L	0.0012	3×10 ⁻⁴ L	/	/	0	0
15	镉	mg/L	5×10 ⁻⁴ L	5×10 ⁻⁴ L	/	/	0	0
16	六价铬	mg/L	0.004L	0.004L	/	/	0	0

续表 4.3-5 地下水(潜水)监测井监测统计分析结果一览表 mg/LpH(无量纲)

序号	监测项目	单位	最大值	最小值	均值	标准差	检出率(%)	超标率(%)
17	铅	mg/L	2.5×10^{-3} L	2.5×10^{-3} L	/	/	0	0
18	钠离子	mg/L	8900	986	5525.2	3210.670	100	100
19	氯化物	mg/L	16200	1360	10390	6400.487	100	100
20	硫酸盐	mg/L	6280	243	3676.6	2066.761	100	80
21	铁	mg/L	0.16	0.08	0.105	0.032	80	0
22	锰	mg/L	0.04	0.04	0.04	0.000	20	0
23	石油类	mg/L	0.01L	0.01L	/	/	0	0
23	硫化物	mg/L	0.003L	0.003L	/	/	0	0
25	镍	mg/L	0.005L	0.005L	/	0	0	0
26	钡	mg/L	0.0025L	0.0025L	/	0	0	0
27	阴离子表面活性剂	mg/L	0.05L	0.05L	/	0	0	0

(5) 包气带质量现状监测

包气带质量现状监测结果见表 4.3-6。

表 4.3-6 包气带质量现状监测结果一览表

序号	监测点名称	采样位置	采样深度	采样重量	监测因子	监测值
1	LG4C井场	土壤裸露处	0.18m	>500g	石油类	未检出
		土壤裸露处	0.70m	>500g	石油类	未检出

4.4 地表水环境现状调查与评价

拟建工程废水不外排,不涉及穿(跨)越地表水水域功能Ⅲ类及以上水体,项目周边无地表水体,故不再开展地表水环境现状监测。

4.5 土壤环境现状调查与评价

4.5.1 土壤环境现状调查

(1) 调查范围

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境(试行)》(HJ964-2018),土壤生态影响型现状调查范围为注水井场边界外扩 5km,注水管线边界两侧向外延 0.2km 范围;土壤污染影响型现状调查范围为注水井场外扩 0.2km,注水管线

边界两侧向外延 0.2km 范围。

（2）敏感目标

拟建工程将各井场周围 5km 范围及管线两侧 0.2km 范围的土壤作为土壤环境生态影响型保护目标。

（3）土地利用类型调查

①土地利用现状

根据现场调查结果，井场、管道等占地现状为灌木林地、其他草地、裸土地。

②土地利用历史

根据调查，项目区域建设之前为灌木林地、其他草地、裸土地，局部区域已受油田开发的扰动和影响。

③土地利用规划

拟建工程占地范围暂无规划。

（3）土地利用类型调查

根据国家土壤信息服务平台发布的中国 1 公里发生分类土壤图(数据来源：二普调查，2016 年)，《中国土壤分类与代码》(GB/T17296-2009)中土壤分类，土壤评价范围内土壤类型为漠境盐土、盐土、草甸土、风沙土。区域土壤类型分布见附图 9。

4.5.2 土壤理化性质调查

土壤理化性质见表 4.5-1。

表 4.5-1 土壤理化性质调查结果一览表

点号		LG4C井场	时间	2026年6月27日
深度		0.5	1.5	3.0
现场记录	颜色	灰色	浅棕	暗棕
	结构	团粒	团粒	团粒
	质地	壤土	壤土	壤土
	砂砾含量	0	0	0
	其他异物	根系	根系	无
实验室测定	pH 值	8.53	8.55	8.54

续表 4.5-1 土壤理化性质调查结果一览表

实验室测定	阳离子交换量 cmol^+/kg	2.53	2.57	2.52
	氧化还原电位 mV	354	348	345
	饱和导水率 mm/h	2.06	2.12	2.16
	土壤容重 g/cm^3	1.32	1.42	1.37
	孔隙度%	46	46	46

表 4.5-2 区域土体结构剖面调查表

点位	土壤剖面照片	层次
LG4C 井场		壤土: 0~0.5m, 灰色, 松散~稍密, 主要由壤土组成
		壤土: 0.5~1.5m, 浅棕色, 稍密, 主要由壤土组成
		壤土: 1.5~3.0m, 暗棕色, 稍密, 主要由壤土组成

4.5.3 土壤环境现状监测

(1) 监测点位

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）和《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023），工程所在区域属于土壤盐化地区，拟建工程类别同时按照生态影响型项目和污染影响型项目考虑。根据项目位置和 HJ964-2018 布点要求，本评价在占地范围内设置 3 个柱状样和 5 个表层样，占地范围外设置 6 个表层样。土壤监测布点符合 HJ964-2018、HJ349-2023 中污染影响型和生态影响型项目布点要求。

(2) 监测项目

各监测点主要监测因子见表 4.5-3。

表 4.5-3 监测点位及监测因子一览表

分类	序号	采样区名称	采样层位		监测因子
占地范围内	1	LG4C 井场 Z1#	柱状样	0.2m	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、pH、石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)、全盐量
				1.0m	pH、全盐量、石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)
				2.0m	
	2	LG4C 井场 Z2#	柱状样	0.2m	pH、全盐量、石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)
				1.0m	
				2.0m	
	3	LG702井场 Z1#	柱状样	0.2m	pH、全盐量、石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)
				1.0m	
				2.0m	
	4	LG4C 井场 B1#	表层样	0.2m	pH、全盐量、石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)
占地范围外	5	LG4C 井场 B2#	表层样	0.2m	pH、全盐量、石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)
	6	LG4C 井场 B3#	表层样	0.2m	pH、全盐量、石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)
	7	LG702井场 B1#	表层样	0.2m	pH、全盐量、石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)
	8	LG702井场 B2#	表层样	0.2m	pH、全盐量、石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)
	9	LG4C井场东南 200m	表层样	0.2m	pH、镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌、全盐量、石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)
	10	LG4C井场北侧 950m	表层样	0.2m	pH、镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌、全盐量、石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)
	11	注水管线东 250m	表层样	0.2m	pH、镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌、全盐量、石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)
	12	LG702井场东南 200m	表层样	0.2m	pH、全盐量、石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)
	13	LG702井场北侧 200m	表层样	0.2m	pH、全盐量、石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)
	14	LG702井场西南 950m	表层样	0.2m	pH、全盐量、石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)

(3) 监测时间及频率

监测时间为 2026 年 6 月 27 日, 采样一次。

(4) 采样方法

柱状样采样点分别采集浅层样、中层样、深层样，各层土壤单独分析。表层样采集表层样。

(5) 监测及分析方法

土壤监测方法参照《土壤环境监测技术规范》(HJ 166-2026)、《建设用地土壤污染状况调查技术导则》(HJ25.1-2019)、《建设用地土壤污染风险管控和修复监测技术导则》(HJ25.2-2019)要求进行。分析方法参照《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)、《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB15618-2018)中有关要求进行分析。

检测分析及检出限见表 4.5-4。

表 4.5-4 土壤环境监测项目、分析及依据一览表

类别	检测项目	分析及依据	所用仪器	仪器编号	检出限
土壤	pH 值	土壤 pH 值的测定 电位法 HJ962-2018	PHS-3C 型酸度计	XSJS/YQ-13-1	/
	全盐量	森林土壤水溶性盐分分析 LY/T 1251-1999	FA2004N 型万分之一 电子天平	XSJS/YQ-118	/
	石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)	土壤和沉积物 石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)的 测定 气相色谱法 HJ1021-2019	GC-2014C 气相色谱 仪	XSJS/YQ-181	6mg/kg
	镍	土壤和沉积物 12 种金属元素的 测定 王水提取-电感耦合等离子体 质谱法 HJ 803-2016	aurora M90 电感 耦合等离子体质 谱仪	XSJS/YQ-174	2mg/kg
	铜	土壤和沉积物 12 种金属元素的 测定 王水提取-电感耦合等离子体 质谱法 HJ 803-2016	aurora M90 电感 耦合等离子体质 谱仪	XSJS/YQ-174	0.5mg/kg
	砷	土壤和沉积物 12 种金属元素的 测定 王水提取-电感耦合等离子体 质谱法 HJ 803-2016	aurora M90 电感 耦合等离子体质 谱仪	XSJS/YQ-174	0.6mg/kg
	镉	土壤和沉积物 12 种金属元素的 测定 王水提取-电感耦合等离子体 质谱法 HJ 803-2016	aurora M90 电感 耦合等离子体质 谱仪	XSJS/YQ-174	0.07mg/kg
	铅	土壤和沉积物 12 种金属元素的 测定 王水提取-电感耦合等离子体 质谱法 HJ 803-2016	aurora M90 电感 耦合等离子体质 谱仪	XSJS/YQ-174	2mg/kg
	铬	土壤和沉积物 铜、锌、铅、镍、铬 的测定 火焰原子吸收分光光度法 HJ 491-2019	石墨炉/火焰原子 吸收分光光度计 GGX-830	XSJS/YQ-04	4mg/kg

续表 4.5-4 土壤环境监测项目、分析及依据一览表

类别	检测项目	分析及依据	所用仪器	仪器编号	检出限
土壤	锌	土壤和沉积物 铜、锌、铅、镍、铬的测定 火焰原子吸收分光光度法 HJ 491-2019	石墨炉/火焰原子吸收分光光度计 GGX-830	XSJS/YQ-04	1mg/kg
	汞	土壤和沉积物 汞、砷、硒、铋、锑的测定 微波消解/原子荧光法 HJ 680-2013	AFS-9700 双道原子荧光光度计	XSJS/YQ-185	0.002mg/kg
	六价铬	土壤和沉积物 六价铬的测定 碱溶液提取-火焰原子吸收分光光度法 HJ1082-2019	石墨炉/火焰原子吸收分光光度计 GGX-830	XSJS/YQ-04	0.5mg/kg
	氯乙烯	土壤和沉积物 挥发性有机物的测定 吹扫捕集/气相色谱-质谱法 HJ 605-2011	气相色谱-质谱联用仪 GCMS-QP2010	XSJS/YQ-189	1.0 μ g/kg
	1,1-二氯乙烯	土壤和沉积物 挥发性有机物的测定 吹扫捕集/气相色谱-质谱法 HJ 605-2011	气相色谱-质谱联用仪 GCMS-QP2010	XSJS/YQ-189	1.0 μ g/kg
	二氯甲烷	土壤和沉积物 挥发性有机物的测定 吹扫捕集/气相色谱-质谱法 HJ 605-2011	气相色谱-质谱联用仪 GCMS-QP2010	XSJS/YQ-189	1.5 μ g/kg
	反-1,2-二氯乙烯	土壤和沉积物 挥发性有机物的测定 吹扫捕集/气相色谱-质谱法 HJ 605-2011	气相色谱-质谱联用仪 GCMS-QP2010	XSJS/YQ-189	1.4 μ g/kg
	1,1-二氯乙烷	土壤和沉积物 挥发性有机物的测定 吹扫捕集/气相色谱-质谱法 HJ 605-2011	气相色谱-质谱联用仪 GCMS-QP2010	XSJS/YQ-189	1.2 μ g/kg
	顺-1,2-二氯乙烯	土壤和沉积物 挥发性有机物的测定 吹扫捕集/气相色谱-质谱法 HJ 605-2011	气相色谱-质谱联用仪 GCMS-QP2010	XSJS/YQ-189	1.3 μ g/kg
	氯仿	土壤和沉积物 挥发性有机物的测定 吹扫捕集/气相色谱-质谱法 HJ 605-2011	气相色谱-质谱联用仪 GCMS-QP2010	XSJS/YQ-189	1.1 μ g/kg
	1,1,1-三氯乙烷	土壤和沉积物 挥发性有机物的测定 吹扫捕集/气相色谱-质谱法 HJ 605-2011	气相色谱-质谱联用仪 GCMS-QP2010	XSJS/YQ-189	1.3 μ g/kg
	四氯化碳	土壤和沉积物 挥发性有机物的测定 吹扫捕集/气相色谱-质谱法 HJ 605-2011	气相色谱-质谱联用仪 GCMS-QP2010	XSJS/YQ-189	1.3 μ g/kg
	1,2-二氯乙烷	土壤和沉积物 挥发性有机物的测定 吹扫捕集/气相色谱-质谱法 HJ 605-2011	气相色谱-质谱联用仪 GCMS-QP2010	XSJS/YQ-189	1.3 μ g/kg
	苯	土壤和沉积物 挥发性有机物的测定 吹扫捕集/气相色谱-质谱法 HJ 605-2011	气相色谱-质谱联用仪 GCMS-QP2010	XSJS/YQ-189	1.9 μ g/kg
	三氯乙烯	土壤和沉积物 挥发性有机物的测定 吹扫捕集/气相色谱-质谱法 HJ 605-2011	气相色谱-质谱联用仪 GCMS-QP2010	XSJS/YQ-189	1.2 μ g/kg

续表 4.5-4 土壤环境监测项目、分析及依据一览表

类别	检测项目	分析及依据	所用仪器	仪器编号	检出限
土壤	1,2-二氯丙烷	土壤和沉积物 挥发性有机物的测定 吹扫捕集/气相色谱-质谱法 HJ 605-2011	气相色谱-质谱联用仪 GCMS-QP2010	XSJS/YQ-189	1.1 μ g/kg
	甲苯	土壤和沉积物 挥发性有机物的测定 吹扫捕集/气相色谱-质谱法 HJ 605-2011	气相色谱-质谱联用仪 GCMS-QP2010	XSJS/YQ-189	1.3 μ g/kg
	1,1,2-三氯乙烷	土壤和沉积物 挥发性有机物的测定 吹扫捕集/气相色谱-质谱法 HJ 605-2011	气相色谱-质谱联用仪 GCMS-QP2010	XSJS/YQ-189	1.2 μ g/kg
	四氯乙烯	土壤和沉积物 挥发性有机物的测定 吹扫捕集/气相色谱-质谱法 HJ 605-2011	气相色谱-质谱联用仪 GCMS-QP2010	XSJS/YQ-189	1.4 μ g/kg
	氯苯	土壤和沉积物 挥发性有机物的测定 吹扫捕集/气相色谱-质谱法 HJ 605-2011	气相色谱-质谱联用仪 GCMS-QP2010	XSJS/YQ-189	1.2 μ g/kg
	1,1,1,2-四氯乙烷	土壤和沉积物 挥发性有机物的测定 吹扫捕集/气相色谱-质谱法 HJ 605-2011	气相色谱-质谱联用仪 GCMS-QP2010	XSJS/YQ-189	1.2 μ g/kg
	乙苯	土壤和沉积物 挥发性有机物的测定 吹扫捕集/气相色谱-质谱法 HJ 605-2011	气相色谱-质谱联用仪 GCMS-QP2010	XSJS/YQ-189	1.2 μ g/kg
	间、对-二甲苯	土壤和沉积物 挥发性有机物的测定 吹扫捕集/气相色谱-质谱法 HJ 605-2011	气相色谱-质谱联用仪 GCMS-QP2010	XSJS/YQ-189	1.2 μ g/kg
	邻-二甲苯	土壤和沉积物 挥发性有机物的测定 吹扫捕集/气相色谱-质谱法 HJ 605-2011	气相色谱-质谱联用仪 GCMS-QP2010	XSJS/YQ-189	1.2 μ g/kg
	苯乙烯	土壤和沉积物 挥发性有机物的测定 吹扫捕集/气相色谱-质谱法 HJ 605-2011	气相色谱-质谱联用仪 GCMS-QP2010	XSJS/YQ-189	1.1 μ g/kg
	1,1,2,2-四氯乙烷	土壤和沉积物 挥发性有机物的测定 吹扫捕集/气相色谱-质谱法 HJ 605-2011	气相色谱-质谱联用仪 GCMS-QP2010	XSJS/YQ-189	1.2 μ g/kg
	1,2,3-三氯丙烷	土壤和沉积物 挥发性有机物的测定 吹扫捕集/气相色谱-质谱法 HJ 605-2011	气相色谱-质谱联用仪 GCMS-QP2010	XSJS/YQ-189	1.2 μ g/kg
	1,4-二氯苯	土壤和沉积物 挥发性有机物的测定 吹扫捕集/气相色谱-质谱法 HJ 605-2011	气相色谱-质谱联用仪 GCMS-QP2010	XSJS/YQ-189	1.5 μ g/kg
	1,2-二氯苯	土壤和沉积物 挥发性有机物的测定 吹扫捕集/气相色谱-质谱法 HJ 605-2011	气相色谱-质谱联用仪 GCMS-QP2010	XSJS/YQ-189	1.5 μ g/kg
	氯甲烷	土壤和沉积物 挥发性有机物的测定 吹扫捕集/气相色谱-质谱法 HJ 605-2011	气相色谱-质谱联用仪 GCMS-QP2010	XSJS/YQ-189	1.0 μ g/kg

续表 4.5-4 土壤环境监测项目、分析及依据一览表

类别	检测项目	分析及依据	所用仪器	仪器编号	检出限
土壤	硝基苯	土壤和沉积物 半挥发性有机物的测定 气相色谱-质谱法 HJ 834-2017	气相色谱-质谱联用仪 QP-2010nc	XSJS/YQ-121	0.09mg/kg
	苯胺	土壤和沉积物 半挥发性有机物的测定 气相色谱-质谱法 HJ 834-2017	气相色谱-质谱联用仪 QP-2010nc	XSJS/YQ-121	3.78mg/kg
	2-氯苯酚	土壤和沉积物 半挥发性有机物的测定 气相色谱-质谱法 HJ 834-2017	气相色谱-质谱联用仪 QP-2010nc	XSJS/YQ-121	0.06mg/kg
	苯并[a]蒽	土壤和沉积物 半挥发性有机物的测定 气相色谱-质谱法 HJ 834-2017	气相色谱-质谱联用仪 QP-2010nc	XSJS/YQ-121	0.1mg/kg
	苯并[a]芘	土壤和沉积物 半挥发性有机物的测定 气相色谱-质谱法 HJ 834-2017	气相色谱-质谱联用仪 QP-2010nc	XSJS/YQ-121	0.1mg/kg
	苯并[b]荧蒽	土壤和沉积物 半挥发性有机物的测定 气相色谱-质谱法 HJ 834-2017	气相色谱-质谱联用仪 QP-2010nc	XSJS/YQ-121	0.2mg/kg
	苯并[k]荧蒽	土壤和沉积物 半挥发性有机物的测定 气相色谱-质谱法 HJ 834-2017	气相色谱-质谱联用仪 QP-2010nc	XSJS/YQ-121	0.1mg/kg
	蒽	土壤和沉积物 半挥发性有机物的测定 气相色谱-质谱法 HJ 834-2017	气相色谱-质谱联用仪 QP-2010nc	XSJS/YQ-121	0.1mg/kg
	二苯并[a,h]蒽	土壤和沉积物 半挥发性有机物的测定 气相色谱-质谱法 HJ 834-2017	气相色谱-质谱联用仪 QP-2010nc	XSJS/YQ-121	0.1mg/kg
	茚并[1,2,3-cd]芘	土壤和沉积物 半挥发性有机物的测定 气相色谱-质谱法 HJ 834-2017	气相色谱-质谱联用仪 QP-2010nc	XSJS/YQ-121	0.1mg/kg
	萘	土壤和沉积物 半挥发性有机物的测定 气相色谱-质谱法 HJ 834-2017	气相色谱-质谱联用仪 QP-2010nc	XSJS/YQ-121	0.09mg/kg

4.5.4 土壤环境现状评价

(1) 评价方法：采用标准指数法，其计算公式为：

$$P_i = C_i / S_i$$

式中： P_i —土壤中污染物 i 的单因子污染指数；

C_i —监测点位土壤中污染物 i 的实测浓度，单位与 S_i 一致；

S_i —污染物 i 的标准值或参考值。

(2) 评价标准

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）表 1 农用地土壤污染风险筛选值；占地范围内执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地风险筛选值标准；，石油烃参照执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地土壤污染风险筛选值。

(3) 土壤环境现状监测结果与评价

拟建工程土壤环境现状监测及评价结果见表 4.5-5 至表 4.5-7。

表 4.5-5 土壤环境现状监测及评价结果一览表 单位：mg/kg

监测因子			监测点	监测因子			监测点
			LG4C 井场 Z1#				LG4C 井场 Z1#
			0.3m				0.3m
pH	—	监测值	8.34	砷	筛选值 ≤60	监测值	1.6
		级别	无酸化或碱化			标准指数	0.027
镉	筛选值 ≤65	监测值	未检出	铬(六价)	筛选值 ≤5.7	监测值	未检出
		标准指数	—			标准指数	—
铜	筛选值 ≤18000	监测值	8.8	铅	筛选值 ≤800	监测值	6
		标准指数	0.0005			标准指数	0.008
汞	筛选值 ≤38	监测值	0.119	镍	筛选值 ≤900	监测值	46
		标准指数	0.003			标准指数	0.051
四氯化碳	筛选值 ≤2.8	监测值	未检出	氯仿	筛选值 ≤0.9	监测值	未检出
		标准指数	—			标准指数	—
氯甲烷	筛选值 ≤37	监测值	未检出	1,1-二氯乙烷	筛选值 ≤9	监测值	未检出
		标准指数	—			标准指数	—
1,2-二氯乙烷	筛选值 ≤5	监测值	未检出	1,1-二氯乙烯	筛选值 ≤66	监测值	未检出
		标准指数	—			标准指数	—
顺-1,2-二氯乙烯	筛选值 ≤596	监测值	未检出	反-1,2-二氯乙烯	筛选值 ≤54	监测值	未检出
		标准指数	—			标准指数	—
二氯甲烷	筛选值 ≤616	监测值	未检出	1,2-二氯丙烷	筛选值 ≤5	监测值	未检出
		标准指数	—			标准指数	—
1,1,1,2-四氯乙烷	筛选值 ≤10	监测值	未检出	1,1,2,2-四氯乙烷	筛选值 ≤6.8	监测值	未检出
		标准指数	—			标准指数	—

续表 4.5-5 土壤环境现状监测及评价结果一览表

单位:mg/kg

监测因子			监测点	LG4C 井场 Z1#	监测因子			监测点	LG4C 井场 Z1#
				0.3m					0.3m
四氯乙烯	筛选值 ≤53	监测值		未检出	1,1,1-三 氯乙烷	筛选值 ≤840	监测值		未检出
		标准指数		—			标准指数		—
1,1,2-三 氯乙烷	筛选值 ≤2.8	监测值		未检出	三氯乙烯	筛选值 ≤2.8	监测值		未检出
		标准指数		—			标准指数		—
1,2,3-三 氯丙烷	筛选值 ≤0.5	监测值		未检出	氯乙烯	筛选值 ≤0.43	监测值		未检出
		标准指数		—			标准指数		—
苯	筛选值 ≤4	监测值		未检出	氯苯	筛选值 ≤270	监测值		未检出
		标准指数		—			标准指数		—
1,2-二氯 苯	筛选值 ≤560	监测值		未检出	1,4-二氯 苯	筛选值 ≤20	监测值		未检出
		标准指数		—			标准指数		—
乙苯	筛选值 ≤28	监测值		未检出	苯乙烯	筛选值 ≤1290	监测值		未检出
		标准指数		—			标准指数		—
甲苯	筛选值 ≤1200	监测值		未检出	间二甲苯 +对二甲 苯	筛选值 ≤570	监测值		未检出
		标准指数		—			标准指数		—
邻二甲苯	筛选值 ≤640	监测值		未检出	硝基苯	筛选值 ≤76	监测值		未检出
		标准指数		—			标准指数		—
苯胺	筛选值 ≤260	监测值		未检出	2-氯酚	筛选值 ≤2256	监测值		未检出
		标准指数		—			标准指数		—
苯并(a) 蒽	筛选值 ≤15	监测值		未检出	苯并(a) 芘	筛选值 ≤1.5	监测值		未检出
		标准指数		—			标准指数		—
苯并(b) 荧蒽	筛选值 ≤15	监测值		未检出	苯并(k) 荧蒽	筛选值 ≤151	监测值		未检出
		标准指数		—			标准指数		—
蒽	筛选值 ≤1293	监测值		未检出	二苯并 (a,h)蒽	筛选值 ≤1.5	监测值		未检出
		标准指数		—			标准指数		—
茚并 (1,2,3- c,d)芘	筛选值 ≤15	监测值		未检出	萘	筛选值 ≤70	监测值		未检出
		标准指数		—			标准指数		—
石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)	筛选值 ≤4500	监测值		33	全盐量 (g/kg)	—	监测值		4.8
		标准指数		0.007			级别		中度盐化

表 4.5-6 占地范围内土壤环境现状监测及评价结果一览表 单位: mg/kg

检测项目		检测结果												
		LG4C 井场 Z1#		LG4C 井场 Z2#			LG702 井场 Z1#			LG4C 井场 B1#	LG4C 井场 B2#	LG4C 井场 B3#	LG702 井场 B1#	LG702 井场 B2#
采样深度		1.3m	1.7m	0.4m	1.4m	2.5m	0.4m	1.3m	1.8m	0.18m	0.17m	0.16m	0.17m	0.18m
pH	监测值	8.30	8.34	8.28	8.26	8.27	8.25	8.23	8.24	8.05	8.34	8.30	8.27	8.28
	级别	无酸化或碱化	无酸化或碱化	无酸化或碱化	无酸化或碱化	无酸化或碱化	无酸化或碱化	无酸化或碱化	无酸化或碱化	无酸化或碱化	无酸化或碱化	无酸化或碱化	无酸化或碱化	无酸化或碱化
石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)	监测值	15	24	18	12	25	20	30	34	17	24	25	33	28
	筛选值	4500	4500	4500	4500	4500	4500	4500	4500	4500	4500	4500	4500	4500
	标准指数	0.003	0.005	0.004	0.003	0.006	0.004	0.007	0.008	0.004	0.005	0.006	0.007	0.006
全盐量 (g/kg)	监测值	4.2	4.4	4	4.9	5	4	4.4	4.5	4.7	4.8	4.2	4.1	4.5
	级别	中度盐化	中度盐化	中度盐化	中度盐化	中度盐化	中度盐化	中度盐化	中度盐化	中度盐化	中度盐化	中度盐化	中度盐化	中度盐化

表 4.5-7 占地范围外土壤环境现状监测及评价结果一览表 单位: mg/kg (pH 值除外)

采样点	采样层位	监测结果	监测因子										石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)
			pH	砷	镉	铬	铜	铅	汞	镍	锌	全盐量 (g/kg)	
		筛选值	> 7.5	≤25	≤0.6	≤250	≤100	≤170	≤3.4	≤190	≤300	/	≤4500
LG4C 井场东南 200m	0.18m	监测值	7.99	1.3	未检出	46	9	6	0.101	47	66	4.1	19
		标准指数	无酸化或碱化	0.052	—	0.184	0.090	0.035	0.030	0.247	0.220	中度盐化	0.038
LG4C 井场北侧 950m	0.16m	监测值	8.02	0.6	未检出	52	8.8	6	0.109	46	71	4.2	24
		标准指数	无酸化或碱化	0.024	—	0.208	0.088	0.035	0.032	0.242	0.237	中度盐化	0.048
注水管线东 250m	0.17m	监测值	8.05	1.1	未检出	41	8.8	6	0.103	46	68	4.4	21
		标准指数	无酸化或碱化	0.044	—	0.164	0.088	0.035	0.030	0.242	0.227	中度盐化	0.042

续表 4.5-7 占地范围外土壤环境现状监测及评价结果一览表 单位: mg/kg (pH 值除外)

采样点	采样层位	监测结果	监测因子									
			pH	砷	镉	铬	铜	铅	汞	镍	锌	全盐量 (g/kg)
		筛选值	>7.5	≤25	≤0.6	≤250	≤100	≤170	≤3.4	≤190	≤300	/
LG702 井场 东南 200m	0.17m	监测值	8.08	/	/	/	/	/	/	/	4.6	22
		标准指数	无酸化或碱化	—	—	—	—	—	—	—	—	中度盐化
LG702 井场 北侧 200m	0.18m	监测值	8.10	/	/	/	/	/	/	/	4.7	16
		标准指数	无酸化或碱化	—	—	—	—	—	—	—	—	中度盐化
LG702 井场 西南 950m	0.16m	监测值	8.22	/	/	/	/	/	/	/	4.2	16
		标准指数	无酸化或碱化	—	—	—	—	—	—	—	—	中度盐化

由表 4.5-5、表 4.5-6 和 4.5-7 分析可知, 占地范围内各土壤监测点监测值均满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018) 中第二类用地筛选值限值, 同时占地范围内各监测点土壤属于中度盐化, 无酸化或碱化; 占地范围外土壤监测点监测值均满足《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB15618-2018) 表 1 农用地土壤污染风险筛选值, 石油烃满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018) 中第二类用地筛选值限值, 同时占地范围外各监测点土壤属于中度盐化, 无酸化或碱化。

(4) 土壤环境质量现状监测结果统计分析

本次各土壤监测点各监测因子最大值、最小值、均值、标准差、检出率和超标率见表 4.5-8。

表 4.5-8 土壤监测统计分析结果一览表

项目	样本数量	最大值	最小值	均值	标准差	检出率(%)	超标率(%)
砷	4	1.6	0.6	1.15	0.420	100	0
镉	4	未检出	未检出	未检出	—	0	0

续表 4.5-8 土壤监测统计分析结果一览表

项目	样本数量	最大值	最小值	均值	标准差	检出率(%)	超标率(%)
铬(六价)	1	未检出	未检出	未检出	—	0	0
铜	4	9	8.8	8.85	0.100	100	0
铅	4	6	6	6.00	0.000	100	0
汞	4	0.119	0.101	0.11	0.008	100	0
镍	4	47	46	46.25	0.500	100	0
铬	3	52	41	46.33	5.508	100	0
锌	3	71	66	68.33	2.517	100	0
四氯化碳	1	未检出	未检出	—	—	0	0
氯仿	1	未检出	未检出	—	—	0	0
氯甲烷	1	未检出	未检出	—	—	0	0
1,1-二氯乙烷	1	未检出	未检出	—	—	0	0
1,2-二氯乙烷	1	未检出	未检出	—	—	0	0
1,1-二氯乙烯	1	未检出	未检出	—	—	0	0
顺-1,2-二氯乙烯	1	未检出	未检出	—	—	0	0
反-1,2-二氯乙烯	1	未检出	未检出	—	—	0	0
二氯甲烷	1	未检出	未检出	—	—	0	0
1,2-二氯丙烷	1	未检出	未检出	—	—	0	0
1,1,1,2-四氯乙烷	1	未检出	未检出	—	—	0	0
1,1,2,2-四氯乙烷	1	未检出	未检出	—	—	0	0
四氯乙烯	1	未检出	未检出	—	—	0	0
1,1,1-三氯乙烷	1	未检出	未检出	—	—	0	0
1,1,2-三氯乙烷	1	未检出	未检出	—	—	0	0
三氯乙烯	1	未检出	未检出	—	—	0	0
1,2,3-三氯丙烷	1	未检出	未检出	—	—	0	0
氯乙烯	1	未检出	未检出	—	—	0	0
苯	1	未检出	未检出	—	—	0	0
氯苯	1	未检出	未检出	—	—	0	0
1,2-二氯苯	1	未检出	未检出	—	—	0	0
1,4-二氯苯	1	未检出	未检出	—	—	0	0
乙苯	1	未检出	未检出	—	—	0	0
苯乙烯	1	未检出	未检出	—	—	0	0

续表 4.5-8 土壤监测统计分析结果一览表

项目	样本数量	最大值	最小值	均值	标准差	检出率(%)	超标率(%)
甲苯	1	未检出	未检出	—	—	0	0
间二甲苯+对二甲苯	1	未检出	未检出	—	—	0	0
邻二甲苯	1	未检出	未检出	—	—	0	0
硝基苯	1	未检出	未检出	—	—	0	0
苯胺	1	未检出	未检出	—	—	0	0
2-氯酚	1	未检出	未检出	—	—	0	0
苯并(a)蒽	1	未检出	未检出	—	—	0	0
苯并(a)芘	1	未检出	未检出	—	—	0	0
苯并(b)荧蒽	1	未检出	未检出	—	—	0	0
苯并(k)荧蒽	1	未检出	未检出	—	—	0	0
蒽	1	未检出	未检出	—	—	0	0
二苯并(a,h)蒽	1	未检出	未检出	—	—	0	0
茚并(1,2,3-cd)芘	1	未检出	未检出	—	—	0	0
萘	1	未检出	未检出	—	—	0	0
pH	20	8.34	7.99	8.21	0.116	100	0
石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)	20	34	12	22.80	6.404	100	0
全盐量	20	5	4	4.44	0.308	100	—

4.6 大气环境现状调查与评价

本次评价收集了 2025 年 1 月 1 日至 2025 年 12 月 31 日期间巴音郭楞蒙古自治州例行监测点的监测数据作为基本污染物环境空气质量现状数据，并对各污染物的年评价指标进行评价，现状评价结果见表 4.6-1 所示。

表 4.6-1 区域环境空气质量现状评价一览表

地区	污染物	年评价指标	评价标准 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	现状浓度 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	占标率(%)	达标情况
巴音郭楞蒙古自治州	PM ₁₀	年平均质量浓度	60	60	100	达标
	PM _{2.5}	年平均质量浓度	30	21	70	达标
	SO ₂	年平均质量浓度	60	6	10	达标
	NO ₂	年平均质量浓度	40	21	52.5	达标
	CO	日均值第 95 百分位浓度	4000	800	20	达标
	O ₃	日最大 8 小时滑动平均第 90 百分位浓度	160	118	73.8	达标

由表 4.6-1 可知，项目所在区域巴音郭楞蒙古自治州基本污染物年均浓度值均满足《环境空气质量标准》（GB3095-2026）过渡阶段二级浓度限值要求，即项目所在区域为达标区。

4.7 声环境现状调查与评价

4.7.1 声环境现状监测

（1）监测点布设

为了说明场地声环境质量现状，本次在 LG15-25 井、LG9-1 井及 LG42 进行了场界噪声监测。具体布置情况见表 4.7-1。

表 4.7-1 噪声监测布置情况一览表

序号	监测点名称		监测点位（个）	监测因子
1	LG4C 井场	东场界	1	$L_{\text{Aeq,T}}$
2		南场界	1	
3		西场界	1	
4		北场界	1	
5	LG702 井场	东场界	1	$L_{\text{Aeq,T}}$
6		南场界	1	
7		西场界	1	
8		北场界	1	

（2）监测因子

等效连续 A 声级。

（3）监测时间及频率

2026 年 6 月 27 日，昼间、夜间各监测一次。昼间监测时段为 8:00~24:00，夜间监测时段为 24:00~次日 08:00，厂界噪声监测时间不少于 1 分钟。

（4）监测方法

按照《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB 12348-2008）中的规定进行。

4.3.2 声环境现状评价

（1）评价方法

采用等效声级与相应标准值比较的方法进行，项目现有井场执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类标准。

(2) 声环境现状监测及评价结果

噪声监测点声环境现状监测及评价结果见表 4.7-2。

表 4.7-2 声环境质量现状监测及评价结果一览表 单位: dB (A)

序号	监测点位置		昼间			夜间		
			监测值	标准值	评价结果	监测值	标准值	评价结果
1	LG4C 井场	东场界	55	60	达标	46	50	达标
2		南场界	58	60	达标	48	50	达标
3		西场界	55	60	达标	45	50	达标
4		北场界	55	60	达标	46	50	达标
5	LG702 井场	东场界	42	60	达标	38	50	达标
6		南场界	42	60	达标	38	50	达标
7		西场界	44	60	达标	38	50	达标
8		北场界	42	60	达标	38	50	达标

由上表可知, 各厂界噪声监测值昼间为 42~58dB (A), 夜间为 38~48dB (A), 满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB 12348-2008) 中 2 类标准。

5 环境影响预测与评价

5.1 生态影响评价

5.1.1 施工期生态影响分析

5.1.1.1 地表扰动影响分析

本项目建设内容均位于现有井场范围内不涉及新增永久占地，临时占地主要为管道作业带占地。

表 5.1-1 拟建工程占用土地情况表

序号	工 程 内 容	占地面积 (hm ²)		备注
		永久占地	临时占地	
1	管线工程	0	1.56	管线总长 2.2km，未穿越公益林段作业带宽度按 8m 计，穿越公益林段（长度约 1.0km）作业带宽度为 6m

拟建工程施工过程中对地表的扰动主要来源于以下方面：①土地平整；②管道管沟开挖及两侧临时堆土、车辆运输临时道路。上述施工过程中，管线施工过程中，对地表扰动面积最大，对地表的破坏程度较严重，施工过程中，管沟开挖将造成区域的土壤结构发生局部变化，同时管线沿线植被将全部损失。同时，在回填后，由于地表的扰动，导致土壤松紧程度发生变化，区域水土流失程度将有一定程度地加剧。

5.1.1.2 对土壤肥力的影响分析

拟建工程施工过程中对土壤肥力的影响主要来源于管线施工过程，项目管沟开挖深度为 1.6m，管沟底宽 0.8m，边坡比为 1:1，管沟每延米挖方量约 3.84m³，开挖过程中以机械开挖为主，若前期未对土壤构造进行调研分析，开挖过程中极易造成不同肥力的土壤混合堆放在一起，在回填过程中，管沟区域的土壤肥力发生变化，影响了管线沿线区域土壤肥力，对后续植被自然恢复造成了一定的影响。

5.1.1.3 对植被的影响分析

根据项目建设的特点，对植被环境影响主要体现在井场、管线施工对地表植被的扰动和破坏。在施工过程中，开挖管沟区将底土翻出，使土体结构几乎完全改变。管沟开挖区域内的植被全部被破坏，管道两侧的植被则受到不同程

度的破坏和影响。井场、管线施工过程中对区域原有占地内植被彻底破坏。

(1) 植被覆盖度的影响分析

拟建工程临时占地区域植被群系主要为盐穗木群系。群落中优势种为盐穗木，在评价区范围内多数呈单优群落出现，其生长的土壤为盐土。施工过程中，对地表的扰动可能会造成区域植被覆盖度有一定的降低，但井场及管线施工周期时间较短，随着施工活动的结束，区域植被经过一定时间自适应可得到一定程度的恢复。

(2) 生物量损失

本项目建设内容均位于现有井场范围内不涉及新增永久占地，临时占地主要为管道作业带占地，临时占地面积 1.56hm^2 ，拟建工程管线施工区域以其他草地、裸土地为主，临时用地都会导致生物量损失。生物量损失按下式计算：

$$Y = S_i \cdot W_i$$

式中，Y——生物量损失，t； S_i ——占地面积， hm^2 ； W_i ——单位面积生物量， t/hm^2 。

生物量损失见表 5.1-2。

表 5.1-2 项目建设各类型占地的生物量损失

类型	平均生物量 (t/hm^2)	面积 (hm^2)		生物量 (t)	
		永久占地	临时占地	永久植被损失	临时植被损失
灌木林地	3	0	0.702	0	2.11
其他草地	1.3	0	0.234	0	0.30
裸土地	0.3	0	0.624	0	0.19
合计	—	0	1.56	0	2.60

拟建工程的实施，将造成 2.60t 临时植被损失。

5.1.1.4 对野生动物的影响分析

项目施工过程对野生动物的影响主要来源于施工机械的噪声惊吓野生动物以及管沟开挖等临时占地破坏野生动物生境。

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，拟建工程井场、管线建设的各个过程，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他区域，而常见的伴人型野生动物种类有所增加。

同时，在管沟开挖过程中，由于未及时进行覆土回填，可能导致破坏野生脊椎动物活动轨迹，可能导致野生脊椎动物困入管沟内，破坏了其生存空间。后期管沟覆土回填后，由于管沟区域有隆起，对原有活动轨迹范围进行了切割，将影响区域野生脊椎动物的活动轨迹。

根据现场调研，由于轮古油田的长期开发，区域已无大型野生动物活动轨迹，井场及管线的施工可能对附近区域活动的一些小型爬行动物造成一定的影响。

5.1.1.5 对生态系统的影响分析

拟建工程对生态系统的影响主要是对土地的占用以及由此带来的土壤侵蚀等，本项目建设内容均位于现有井场范围内不涉及新增永久占地，临时占地主要为管道作业带占地，占地面积约 1.56hm^2 。由于管线呈点状、线状分布在开发区块内，相对于整体油区来说是非常小且分散的。施工活动、运输的噪声以及土地的占用会对植被生长地和动物栖息地造成直接破坏，使生态系统的生境特征发生变化，导致动植物生境破碎化，如项目建设区域动物活动的干扰等。由于工程建设一般局限于小范围的施工活动，工程施工会对它们产生影响，造成部分栖息地和活动范围的丧失，使其迁往他处，但评价区动物多为常见种类，在评价区及周边地区分布广泛，且一般具有趋避性，随着工程建设的结束，生态环境逐渐恢复，种群又会得以恢复。在施工结束后及时进行施工迹地恢复，采取严格生态恢复、水土保持、防沙治沙等措施，区域生态系统服务功能能够在较短的时间内得到有效地恢复。

从整个评价区来看，拟建工程不会减少生态系统的数量，不会改变评价区生态系统的完整性和稳定性。评价认为，采取必要的生态保护措施后，对评价区内的荒漠生态系统和生态系统服务功能的影响较小。

5.1.1.6 重点公益林（天然林）影响分析

拟建工程主要占用国家二级公益林（天然林），临时占地面积 0.6hm^2 。重点公益林（天然林）植被盖度约为 20%~35%，主要作用为防风固沙。林木种类主要为多枝柺柳和刚毛柺柳，工程对公益林的影响主要为施工期管线穿越施工对植被的临时破坏，扰动范围主要为作业带范围内。若施工过程中不控制作业带宽度，将导致受影响的公益林面积增加。若后期管沟恢复过程中，未对临时作业带附近植被进行恢复，将导致区域林地面积减少，周边区域水土流失严重，整个区域植被覆盖度逐步降低；现有井场占用林地已按照地方有关工程征地区补偿标准进行补偿，拟建工程在现有井场内改建，不新增占地，不占用公益林，不会对公益林造成影响；施工期应加强施工管理，科学合理施工，维护植物的生境条件，减少水土流失，杜绝对工程用地范围以外林地的不良影响。

因此拟建工程在设计选线过程中，尽量避开植被较丰富的区域，减少破坏荒漠植物，施工过程中严格规定各类工作人员的活动范围，使之限于在施工作业带范围内活动，最大限度减少对荒漠植物生存环境的践踏破坏。严禁在施工场地外砍伐植被，强化保护荒漠植物的观念，不得随意砍伐野生植物，不得将荒漠植物作为薪柴使用，施工结束后及时恢复占地范围内破坏的植被，在进行上述生态保护措施之后，拟建工程对公益林影响较小。

5.1.1.7 水土流失影响分析

拟建工程建设过程中人为活动造成水土流失的原因主要是破坏地面表层结构以及大风季节临时堆土对周边环境带来的影响，可能造成的水土流失危害主要有以下几个方面：

（1）扩大侵蚀面积，加剧水土流失。拟建工程地处内陆地区，风沙较大，空气干燥，加上地表植被覆盖度较低，项目建设过程中对原地貌的扰动大大降低了项目占地范围内的土壤抗侵蚀能力，若在施工过程中不加以治理和防护，遇大风天气易产生严重的水土流失现象。

（2）扰动土地面积、降低土壤抗侵蚀能力，工程建设由于车辆行驶，改变了扰动区域的原地貌、土壤结构和地面物质组成，降低了土壤抗侵蚀能力。

拟建工程所在区域属于塔里木河流域水土流失重点治理区和塔里木河中上

游水土流失重点预防区范围，区域地表植被覆盖度较低，生态环境质量较差，应加强水土保持综合治理工作，减少因拟建工程的建设而产生的水土流失。

5.1.1.8 防沙治沙分析

(1) 占用和影响的沙漠、戈壁、沙地等其他沙化土地的面积等情况。

本项目建设内容均位于现有井场范围内不涉及新增永久占地，临时占地主要为管道作业带占地，临时占地面积 1.56hm²。

(2) 项目实施过程中的弃土、石、渣地等对当地土地沙化和沙尘天气的影响。

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

(3) 损坏的防沙治沙设施（包括生物、物理或化学固沙等措施）。

拟建工程占地范围不涉及已建设的防沙治沙设施。

(4) 可能造成的土地沙化和沙尘等生态危害。

项目施工期主要包括管沟开挖等，管沟开挖施工过程中，对原有地表土壤造成扰动，造成地表原有结构的破坏，降低风沙区地表稳定性，在风蚀的作用下，有可能使流动风沙土移动速度增加，加快该区域沙漠化进程。上述施工作业过程中，对原地貌的扰动大大降低了项目占地范围内的土壤抗侵蚀能力，若未采取相应的防护措施，遇大风天气，极易加重区域沙尘天气。

5.1.2 运营期生态影响分析

项目运营期对生态环境的影响主要表现在对生态系统完整性的影响。

拟建工程开发区的基质主要是荒漠生态景观，荒漠生态景观稳定性较差，异质化程度低，生态体系的稳定性和必要的抵御干扰的柔韧性差。在油田开发如井场、管道等建设中，新设施的增加及永久性构筑物的作用，不但不会使区域内异质化程度降低，反而在一定程度上会增加区域的异质性。区域的异质性

越大，抵抗外界干扰的能力就越大。因而油田开发建设不会改变区域内景观生态的稳定性及完整性。但如现状所述，目前由于油田开发活动降低了区域生态系统的完整性和稳定性，只有很好地控制破坏影响范围，并做好生态恢复和后期管理，才能控制生态进一步恶化。

项目区生态完整性受拟建工程影响较小，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影响。

综上所述，运营期影响主要集中在井场内，运营期固体废物合理处置；同时加强日常巡检监管工作，出现泄漏情况能及时发现；加强法兰、阀门连接处腐蚀情况记录管理，避免因老化、腐蚀导致泄漏情况发生。因此从生态影响的角度，拟建工程建设可行。

5.1.3 退役期生态影响分析

随着油气田开发的不断进行，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，进驻其中的油气田开发工作人员将陆续撤离油田区域，由此带来的废水、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的恢复为主，井场经过清理后，随后根据周边区域的自然现状对其进行恢复，使井场恢复到相对自然的一种状态。油田设施退役后，人员撤离，区域内没有人为扰动，有助于区域生态的改善。

5.1.4 生态影响评价结论

拟建工程对生态环境的影响主要在施工期，主要为占地平整及临时施工等建设带来的生态环境影响。临时性工程占地仅在施工阶段对沿线土地利用产生短期影响，且在施工结束后能恢复原有的利用功能。总体而言，施工结束后，随着生态补偿或生态恢复措施的实施，临时施工占地影响将逐渐消失。

运营期影响主要集中在井场内，运营期废水合理处置，危险废物委托有资质单位接收处置；同时加强日常巡检监管工作，出现泄漏情况能及时发现。

退役期的环境影响以生态的恢复为主，井场经过清理后，随后根据周边区

域的自然现状对其进行恢复，使井场恢复到相对自然的一种状态。油田设施退役后，人员撤离，区域内没有人为扰动，有助于区域生态的改善。

综上，从生态影响的角度，拟建工程建设可行。

5.1.5 生态影响评价自查表

生态影响评价自查表见表 5.1-3。

表 5.1-3 生态影响评价自查表

工作内容		自查项目
生态影响识别	生态保护目标	重要物种 ☒ ；国家公园 ☐ ；自然保护区 ☐ ；自然公园 ☐ ；世界自然遗产 ☐ ；生态保护红线 ☐ ；重要生境 ☐ ；其他具有重要生态功能、对保护生物多样性具有重要意义的区域 ☐ ；其他 ☒
	影响方式	工程占用 ☒ ；施工活动干扰 ☒ ；改变环境条件 ☐ ；其他 ☒
	评价因子	物种 ☒ （ 生境 ☒ （地表扰动） 生物群落 ☐ （ 生态系统 ☒ （生态系统完整性、植被覆盖度、生物量损失） 生物多样性 ☒ （物种丰富度） 生态敏感区 ☒ （生态功能） 自然景观 ☐ （ 自然遗迹 ☐ （ 其他 ☐ （
评价等级		一级 ☐ 二级 ☒ 三级 ☐ 生态影响简单分析 ☐
评价范围		陆域面积：（6.7）km ² ；水域面积：（）km ²
生态现状调查与评价	调查方法	资料收集 ☒ ；遥感调查 ☒ ；调查样方、样线 ☒ ；调查点位、断面 ☐ ；专家和公众咨询 ☒ ；其他 ☒
	调查时间	春季 ☐ ；夏季 ☒ ；秋季 ☐ ；冬季 ☐ 丰水期 ☐ ；枯水期 ☐ ；平水期 ☐
	所在区域的生态问题	水土流失 ☒ ；沙漠化 ☒ ；石漠化 ☐ ；盐渍化 ☐ ；生物入侵 ☐ ；重要物种 ☐ ；生态敏感区 ☐ ；其他 ☐
	评价内容	植被/植物群落 ☒ ；土地利用 ☒ ；生态系统 ☒ ；生物多样性 ☒ ；重要物种 ☒ ；生态敏感区 ☒ ；其他 ☐
生态影响预测与评价	评价方法	定性 ☐ ；定性和定量 ☒
	评价内容	植被/植物群落 ☒ ；土地利用 ☒ ；生态系统 ☒ ；生物多样性 ☐ ；重要物种 ☒ ；生态敏感区 ☒ ；生物入侵风险 ☐ ；其他 ☐
生态保护对策措施	对策措施	避让 ☒ ；减缓 ☒ ；生态修复 ☐ ；生态补偿 ☒ ；科研 ☐ ；其他 ☐
	生态监测计划	全生命周期 ☐ ；长期跟踪 ☐ ；常规 ☒ ；无 ☐
	环境管理	环境监理 ☒ ；环境影响后评价 ☒ ；其他 ☐
评价结论	生态影响	可行 ☒ ；不可行 ☐

注：“☐”为勾选项，可√；“（）”为内容填写项。

5.2 地下水环境影响评价

本次评价区域内项目井场、站场、管线位于同一水文地质单元，水文地质条件一致，因此进行统一叙述，不再分述。

5.2.1 水文地质条件

(1) 地层岩性

项目区内出露的地层为第四系，第四系主要分布于山前洪冲积平原和塔里木河冲积平原，此外还分布于山间洼地、山前残留台地及隆起岗地之上。

由于全区整体地势的北高南低，使河流自北向南穿越天山后，把携带的碎屑物质堆积在山前倾斜平原，造成了这些堆积物在岩性、结构上明显的分带特征：自北向南颗粒由粗变细，结构由单一到复杂、由单层到多层，同时厚度受基底构造形态控制。

①下更新统（Q1）西域组：分布于北部山麓及秋里塔克背斜两翼，为洪积成因。岩层呈条带状东西延伸，与第三系上新统砾岩呈整合关系。主要岩性为深灰、灰黑色泥质胶结的砾岩，成分以变质岩、火山碎屑岩为主，不等粒结构，泥质胶结，用手可掰开。砾石多呈次圆状，分选性差，砾径一般 2cm~20cm。岩层厚度变化大，向南倾斜，倾角 $<10^{\circ}$ 。

②中更新统（Q2）乌苏群：分布于北部山麓谷口、山区河流高阶地及亚肯背斜岗地上，岩性一般为灰黄、灰褐色砾卵石夹砂透镜体，呈半胶结或微胶结，砾石成分由深色变质岩、火成岩碎屑及少量沉积岩碎屑组成，分选性极差，砾径一般 $<5\text{cm}$ ，在山前洼地中具有水平层理及交错层理。

③上更新统（Q3）新疆群：广泛分布于山前洪积扇及洪冲积平原上，近山颗粒粗，层次少，向南颗粒变细，层次增多；近山岩性以圆砾卵石为主，卵砾石成分主要为深色变质岩、火成岩碎屑，呈次圆状和次棱角状，粒径一般 2cm~30cm，分选性差。

④全新统（Q4）：广泛分布于山前倾斜平原表层。近山以松散的灰褐色卵砾石为主，形成砾质平原表层，即戈壁滩。314 国道以南，以棕色、灰白色、棕黄色粉细砂及粘性土为主，偶见薄层卵石层和圆砾层。

(2) 地质构造

项目区域位于塔里木块天山海西地槽库车边缘拗陷带。自上更新世初期以

来，库车山前地带下降幅度较大，形成了巨厚的洪积相砂砾石层。全新世开始以后，尽管地层内部处于上升阶段，但其上升的幅度表现为西强东弱，北强南弱的特征，在地形中反应为北高南低，西高东低。由北侧山区向南侧平原方向，第四纪松散堆积层在成因和岩性结构上，有明显的变化规律，变化类型依次为坡积、洪积、冲洪积、风积；岩性结构由粗变细，依次为砾石、卵石、砂砾、小砾、砂土层和土层。

（3）地貌特征

项目所在区地貌属山前洪积细土平原。土质主要为粉土和粉质粘土，有溶陷性，且多为盐渍土，主要为氯化物、硫酸盐，具有强腐蚀性。该地区松散层厚度一般 500m 左右，含水层岩性上粗下细，相对粗大，相变缓慢，单层厚度较大。

（4）地下水埋藏、分布特征

评价区主要地层为粉土、粉砂，第二层粉砂层为主要的含水层，评价区域水位埋深约 3.26m~12.62m，水位高程 917.60m~934.81m，水位高程 11.36m，最高点位于西北方向，最低点位于东侧，水流方向整体呈现西北往东南方向流，由于局部地势问题，水流方向局部与整体流向略有不同。

（5）含水层的分布及富水性

评价区地下水含水层主要有第四系潜水层和新第三系裂隙空隙承压含水层。

第四系潜水层颗粒细小，地下水径流缓慢，蒸发作用强，潜水运移过程中逐渐矿化，矿化度 1.73g/L~92.34g/L。该含水层薄，富水性弱，水质差，潜水水量不大。

新第三系裂隙空隙承压含水层岩性主要为新第三系上新统砂岩、粉砂岩、裂隙空隙较为发育，该含水北部轮台沉积中心第四系巨厚含水层侧向潜流补给；沿西北向东南方向，矿化度由小变大，F⁻含量则有减小趋势。该含水层水量中等-丰富，矿化度高，水质较差。

该区域地下潜水水位埋深一般为 10m 左右，东北部地区埋深小于 10m，最浅埋深 3.26m。

（6）水化学类型

评价区地下水矿化度整体偏高，为特硬水，局部地区为硬水。评价区地下

水阴离子以 Cl^- 、 SO_4^{2-} 为主，阳离子以 Na^+ 为主，水化学类型主要以 $\text{Cl} \cdot \text{SO}_4\text{-Na}$ 型和 $\text{SO}_4 \cdot \text{Cl-Na} \cdot \text{Ca}$ 型。

（7）补径排条件

评价区地下水补给以塔里木河水侧向渗透及洪水泛滥补给为主。地下潜水埋深在 3.26m~12.62m 之间。地下水水力坡度不大，为 0.2%~0.8%，地下水的径流方向与地层倾斜方向一致，由西北向东南缓慢径流。地下水的水平循环仅限于表层，30m~60m 以下地下水基本处于停滞状态，水质矿化度不断增高，形成咸水。表层潜水垂直循环比较强烈，洪水期塔里木河漫流，补给地下水，使水质变淡，水位上升。

（8）开发利用现状

评价区处在人烟稀少的荒漠地带，没有定居的牧民，也没有进行农业开发，地方部门对地下水基本上没有开采利用，仅在近期石油勘探开发开采少量地下水作为工业用水。

（9）包气带

根据《轮古油田地下水环境影响评价专题报告》，项目所在区域浅层地层属于山前洪冲积平原和塔里木河冲积平原，岩性为粉土、细砂等。项目所在区域钻孔柱状图见图 5.2-1。

项目所在区域包气带上部主要为粉土，底部存在一层稳定的粉质粘土层，包气带平均厚度约 7m，分布连续稳定且单层厚度大于 1.0m，根据包气带渗水试验结果，经计算渗透系数在 $0.57 \times 10^{-4} \text{cm/s} \sim 221.8 \times 10^{-4} \text{cm/s}$ ，平均值 $86.61 \times 10^{-4} \text{cm/s}$ ，包气带防护性能弱。

图 5.2-1 项目所在区域钻孔柱状图

(10) 水位调查

为了充分掌握项目建设区域地下水动态特征，结合项目区地面建设工程，在项目建设区域结合地下水环境质量现状监测，开展了详细的地下埋深现场调查。根据要求在区域内调查的油气田井场内水井以及地下水监测井实施水位观测记录，各位水井地下水水位观测结果见表 5.2-1。

表 5.2-1 水位调查结果一览表

序号	编号	X	Y	高程 (m)	水位 (m)	水位标高 (m)
1	LG09			934.70	7.64	927.06
2	LG12			928.90	9.40	919.50
3	LG13			928.50	8.80	919.70
4	LG17			929.30	10.10	919.20
5	LG18			929.50	10.60	918.90

续表 5.2-1 水位调查结果一览表

序号	编号	X	Y	高程 (m)	水位 (m)	水位标高 (m)
6	LG19			930.90	3.70	927.20
7	LG20			928.30	10.20	918.10
8	30			931.50	7.00	924.50
9	31			928.30	6.33	921.97
10	33			928.30	4.95	923.35
11	34			928.40	5.74	922.66
12	35			928.20	7.38	920.82
13	36			930.40	7.98	922.42
14	38			932.90	10.98	921.92
15	39			932.80	10.10	922.70

(11) 回注层和隔离层特征

从轮南及周缘已钻井碎屑岩各回注地层各层系砂岩平均孔隙度 17.3%~22.1%，平均渗透率 170md~367md，储层物性较好，主要以中孔、中渗储层为主。其中三叠系储层为岩屑砂岩和长石岩屑砂岩为主，侏罗系储层以长石岩屑砂岩、岩屑长石砂岩和岩屑石英砂岩为主，白垩系以岩屑长石细砂岩、粉砂岩为主，古近系以长石细砂岩为主。

项目区域白垩系巴什基奇克-巴西改组地层和三叠系、古近系及侏罗系地层总厚度合计约 1200m~1720m，各地层厚度变化表现不一各有特色，其中白垩系巴什基奇克-巴西改组地层厚度介于 560m~740m 之间，厚度表现为西薄东厚的特征。三叠系地层厚度介于 260m~540m 之间，厚度变化表现为西北薄东南厚的特征。古近系地层厚度介于 100m~240m 之间，厚度呈现出西厚东薄的特征，侏罗系地层厚度介于 70m~200m 之间，在轮南和桑塔木两个坳带附近厚度较大。

塔里木河冲积平原水文地质条件较简单，第四系松散层厚度较稳定，一般 300m 左右。中部山前倾斜平原，由洪冲积松散砂砾卵石组成了分布范围广、沉积厚度大（累计厚度超过 100m）且稳定的隔水层含水层组。

(12) 地质构造特征

项目区域位于塔里木盆地塔北隆起中部，形成于加里东期，定型于喜山期，

其间经历了晚海西、印支、燕山期多次构造运动，于喜山期基本定形。从轮南地区南北向地震剖面上看出，构造纵向上可划分为上、中、下三大构造层，每一构造层都具有不同的区域构造特征。以奥陶系潜山为代表的下古生界构造层，整体表现为北东走向的大型背斜。以石炭系为主体的中构造则表现为一个从南向北抬升的大型斜坡。而以中、新生界为主体的上构造层恰与中构造层的形态截然相反，表现为一个从北向南逐渐抬升的大型宽缓斜坡，局部发育张扭应力作用下形成的走滑雁列式断层。

在此大型斜坡背景上发育了轮南断垒带和桑塔木断垒带，南北两个断垒带之间为整体北倾的中部平台区，均发育局部构造圈闭。

（13）区域地下水污染源调查

评价区位于塔里木油田采矿权范围内，除油田生产设施外，无其他污染源。根据地下水监测结果，各监测点除总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物、氟化物存在一定程度超标外，其余因子均满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）Ⅲ类标准，各监测点中石油类满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）Ⅲ类标准要求。

5.2.2 回注井对地下水的影响

①回注层圈闭性

根据钻孔资料，第四系含水层下部为新近系地层，新近系底板埋深 2813~3746m，新近系以泥岩为主，具有很强的隔水性。选择古近系、白垩系、侏罗系和三叠系（油气层）作为回注层，该层砂层分布稳定，上覆盖层为新近系中新统巨厚泥岩，隔水性地层稳定，隔水性良好，起到良好的阻隔作用。通过以上对区域地层条件的分析，可知目的回注层在垂直上封闭性良好。根据现有井钻孔柱状图可知，本区饮用水层第四系含水层与回注层之间存在库车组、康村组、吉迪克组，总厚度约 2600~3500m，主要隔水层岩性为泥岩，隔水性能良好，回注水基本无法上窜至饮用水层，对地下水造成影响。因而，从回注层的圈闭性分析，在正常的油田开发过程中，回注水到油气层的采出水不会对潜水含水层产生影响。

②回注层可注性

轮南地区 3000m 以下碎屑岩从下到上主要发育三叠系、侏罗系、白垩系和

古近系四套承压水层。自三叠系到古近系各层系平均地层厚度 150m 以上，主要砂体以细砂岩—粉砂岩为主。从轮南及周缘已钻井碎屑岩各层系储层参数统计表分析表明，回注地层各层系砂岩平均孔隙度 17.3%~22.1%，平均渗透率 170~367md，储层物性较好，主要以中孔、中渗储层为主。按该蓄水能力分析计算，注水接收能力达 $14537\text{m}^3/\text{d}$ ，连续注水 10 年，地层压力仅升高 1MPa，蓄水潜力大。

拟建工程注水水源为经采出水处理装置处理达标后的回注水，注水水质指标满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022），回注层有足够的储集空间，能满足油气田生产期内的回注要求。

③注水井井筒完整性

拟建工程各注水井为生产井转变而来，在投入使用之前将对井筒完整性进行检查，同时在钻井初期，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；固井采用双凝水泥浆体系，井底构筑水泥塞，阻止注水向下部地层的渗入；注水井井身采用双层套管结构，套管材质选用碳钢材质，固井质量合格、井筒材质能够承受设计回注压力和防腐等；仅井体底部的钢质封闭管壁设置了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，还设置控制加压装置，防止了对地下潜水的污染。因此，回注地层的采出水，在正常状况下不可能跨越抗压强度较高的钢管与水泥阻挡层而涌入非注水层，可以认为不会对地下水潜水含水层产生影响。

5.2.3 施工期地下水环境影响分析

施工期废水主要包括管线试压废水和生活污水。项目管线试压废水属于洁净水，循环使用后用于洒水抑尘；施工期产生的生活污水依托轮南采油气管理区公寓生活污水处理设施处理，禁止运输途中随意倾倒。轮南采油气管理区公寓生活污水处理设备采用“化粪池+格栅+污水调节池+生物氧化池+二沉池+消毒”处理工艺，设计处理规模为 $72\text{m}^3/\text{d}$ ，富余能力为 $12\text{m}^3/\text{d}$ ，其富余处理能力可满足本项目生活污水（约 $2.4\text{m}^3/\text{d}$ ）处理需求。

拟建工程施工期间无废水直接外排，在严格执行环境保护措施的前提下，

项目施工期废水可避免对地下水环境产生不利影响。

5.2.4 运营期地下水环境影响评价

拟建工程注水井场地下水环境影响评价工作等级为二级；注水管线地下水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 地下水环境》（HJ610-2016）的相关要求，采用解析法分析预测工程建设对地下水环境的影响。

5.2.4.1 正常状况

（1）废水

拟建工程运营期井下作业废水采用专用回收罐收集后运至富源7井废液处理站处理，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）标准后回注地层。正常情况下不会对地下水产生污染影响。

（2）注水管线

拟建工程正常状况下，注水支干线、单井注水管线采用柔性复合高压输送管，均采取严格的防腐防渗措施，不会对区域地下水环境产生污染影响。

（3）注水井回注

拟建工程正常状况下，井场套管完好，采出水经井口回注地层，不会对地下水环境产生影响。

5.2.4.2 非正常状况

（1）注水井场套管破损泄漏对地下水环境的影响

井场正常运行过程中如套管发生破损泄漏，则会发生套外返水事故。项目注水井在长期使用中，在地下各种复合作用下，套管被腐蚀穿孔，固井水泥被腐蚀，回注过程中，可能会导致回注水顺着固井水泥裂缝进入潜水含水层，并在含水层中扩散迁移，污染地下水。套外返水发生概率极低，本次评价考虑最不利的极端情况下，套管发生破损泄漏后对潜水含水层水质产生影响，本次评价对非正常状况下套管发生破损泄漏情景运用解析模型进行模拟预测，以评价对地下水环境的影响。

1) 预测因子筛选

套管破损泄漏污染物主要为石油类、氯化物，本评价选取特征污染物石油

类、氯化物作为代表性污染物进行预测，石油类参照《地表水环境质量标准》(GB3838-2002)中的Ⅲ类标准，氯化物执行《地下水质量标准》(GB/T14848-2017)Ⅲ类标准。评价因子检出限及评价标准见表 5.2-2。

表 5.2-2 评价因子及评价标准一览表

评价因子	评价标准 (mg/L)	检出下限值 (mg/L)	现状监测值最大值 (mg/L)
石油类	0.05	0.01	未检出
氯化物	250	0.007	16200

2) 预测源强

单井回注水流量的最大值为 700m³/d，当套管破损发生泄漏时，会导致压力出现持续波动，结合现场实际操作经验数据，考虑回注水通过套筒处泄漏发现并采取措施 1h 后停止泄漏，则回注水泄漏量 29.2m³全部渗入潜水含水层。石油类浓度取 1.35mg/L（污水处理装置出口浓度），回注水中氯化物浓度取 122200mg/L（根据地层水特性确定），则最终进入地下水中的石油类源强为 0.04kg，氯化物源强为 3568.24kg。

3) 预测模型

非正常状况下，污染物运移通常可概化为两个相互衔接的过程：①污染物由地表垂直向下穿过包气带进入潜水含水层的过程；②污染物进入潜水含水层后，随地下水流进行迁移的过程。污染物在潜水含水层中随着水流不断扩散，根据拟建工程非正常状况下污染源排放形式与排放规律，本次模型可概化为一维稳定流动二维水动力弥散问题的瞬时注入污染物一平面瞬时点源的预测模型，其主要假设条件为：

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

b. 假定定量的定浓度的污水，在极短时间内注入整个含水层的厚度范围；

c. 污水的注入对含水层内的天然流场不产生影响。

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)，一维稳定流动二维水动力弥散问题的瞬时注入示踪剂一平面瞬时点源的预测模型为：

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

式中：

x, y —计算点处的位置坐标；

t —时间，d；

$C(x, y, t)$ — t 时刻点 x, y 处的污染物浓度，mg/L；

M —含水层厚度，m；评价区域潜水含水层平均厚度约 30m；

m_w —长度为 M 的线源瞬时注入污染物的质量，kg。本次线源瞬时注入的污染物质量石油类 0.03kg、氯化物 2466.3kg。

u —地下水流速度，m/d；潜水含水层岩性为细砂，渗透系数取 6.78m/d。水力坡度 I 为 1‰。因此地下水的渗透流速 $u = K \times I / n = 6.78 \text{m/d} \times 1‰ / 0.18 = 0.038 \text{m/d}$ ；

n —有效孔隙度，无量纲；含水层岩性主要为粉细砂，参照相关资料，其有效孔隙度 $n = 0.18$ ；

D_L —纵向弥散系数， m^2/d ；根据资料，纵向弥散度 $\alpha_L = 10\text{m}$ ，纵向弥散系数 $D_L = \alpha_L \times u = 0.38 \text{m}^2/\text{d}$ ；

D_T —横向 y 方向的弥散系数， m^2/d ；横向弥散系数 $D_T = 0.038 \text{m}^2/\text{d}$ ；

π —圆周率。

4) 预测内容

在非正常状况下，污染物进入含水层后，在水动力弥散作用下，瞬时注入的污染物将产生呈椭圆形的污染晕，污染晕中污染物的浓度由中心向四周逐渐降低。随着水动力弥散作用的进行，污染晕将不断沿水流方向运移，污染晕的范围也会发生变化。本次预测在研究污染晕运移时，选取石油类、氯化物的检出下限值等值线作为影响范围，石油类取《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中Ⅲ类标准值等值线作为超标范围，氯化物取《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）Ⅲ类标准值等值线作为超标范围，预测污染晕的运移距离和影响范围。

a. 石油类预测结果

石油类预测结果见表 5.2-2。

表 5.2-3 在非正常状况下石油类在潜水含水层中运移情况一览表

污染年限	影响范围 (m^2)	超标范围 (m^2)	背景浓度 (mg/L)	贡献浓度 (mg/L)	叠加浓度 (mg/L)	污染晕最大运 移距离 (m)	超标范围是否 出场界
100d	549	304	0.005	0.380	0.385	27.3	否
1000d	1981	—	0.005	0.038	0.043	82.8	否
7300d	—	—	0.005	—	—	—	—

注：区域地下水监测点石油类均未检出，背景浓度按检出限一半计。

绿色污染晕代表影响范围，红色污染晕代表超标范围，详见图 5.2-2。

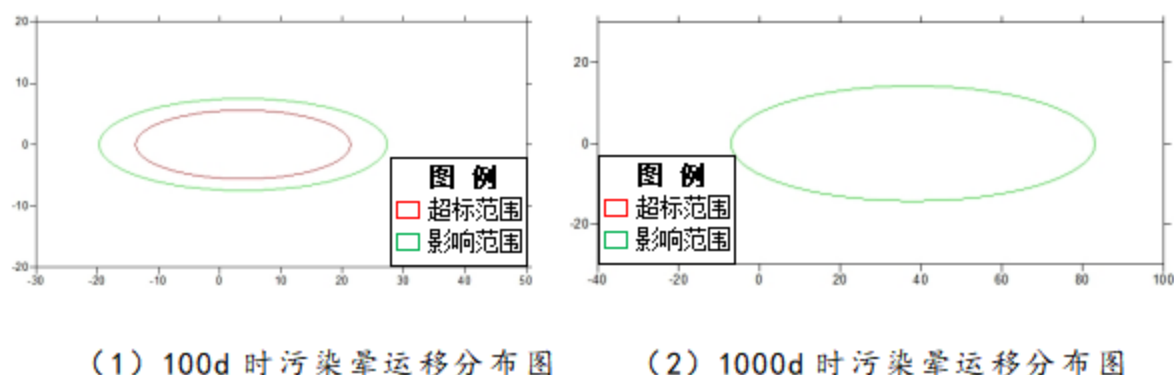


图 5.2-2 非正常状况下，石油类渗漏含水层影响范围图

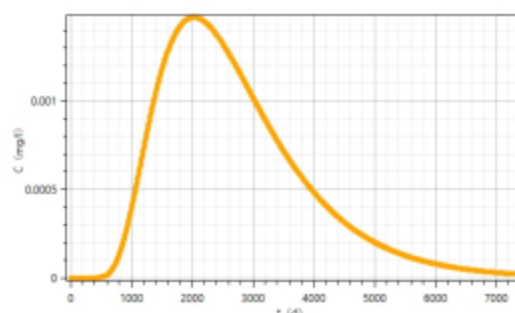


图5.2-3 非正常状况下，井场边界石油类浓度变化曲线图

综合以上分析可知，在非正常状况下，由预测结果可以看出，石油类污染物泄漏 100d 后污染晕影响范围为 549m^2 ，超标范围为 304m^2 ，污染晕沿地下水流向，由泄漏点向东北方向最大运移距离为 27.3m，污染晕中心最大贡献浓度为 0.380mg/L ，叠加背景值后的浓度为 0.385mg/L ；石油类污染物泄漏 1000d 后污染晕影响范围为 1981m^2 ，无超标范围，污染晕沿地下水流向，由泄漏点向东北方向最大运移距离为 82.8m，污染晕中心最大贡献浓度为 0.038mg/L ，叠加背景值后的浓度为 0.073mg/L ；石油类污染物泄漏 7300d 后污染晕影响范围消失。

b. 氯化物预测结果

由地下水环境现状监测结果可知，区域潜水中氯化物现状监测最大值为 20800mg/L，超过《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）Ⅲ类标准，超标原因与区域原生水文地质条件有关，本次氯化物预测不再考虑叠加现状监测值，只进行氯化物贡献浓度预测。

氯化物预测结果见表 5.2-4。

表 5.2-4 在非正常状况下氯化物在潜水含水层中运移情况一览表

污染年限	影响范围 (m ²)	超标范围 (m ²)	贡献浓度 (mg/L)	污染晕最大运移距离 (m)	超标范围是否出场界
100d	1848	288	1795.326	47.4	否
1000d	17125	—	179.580	162.0	—
7300d	89792	—	24.600	580.4	—

绿色污染晕代表影响范围，红色污染晕代表超标范围，详见图 5.2-4。

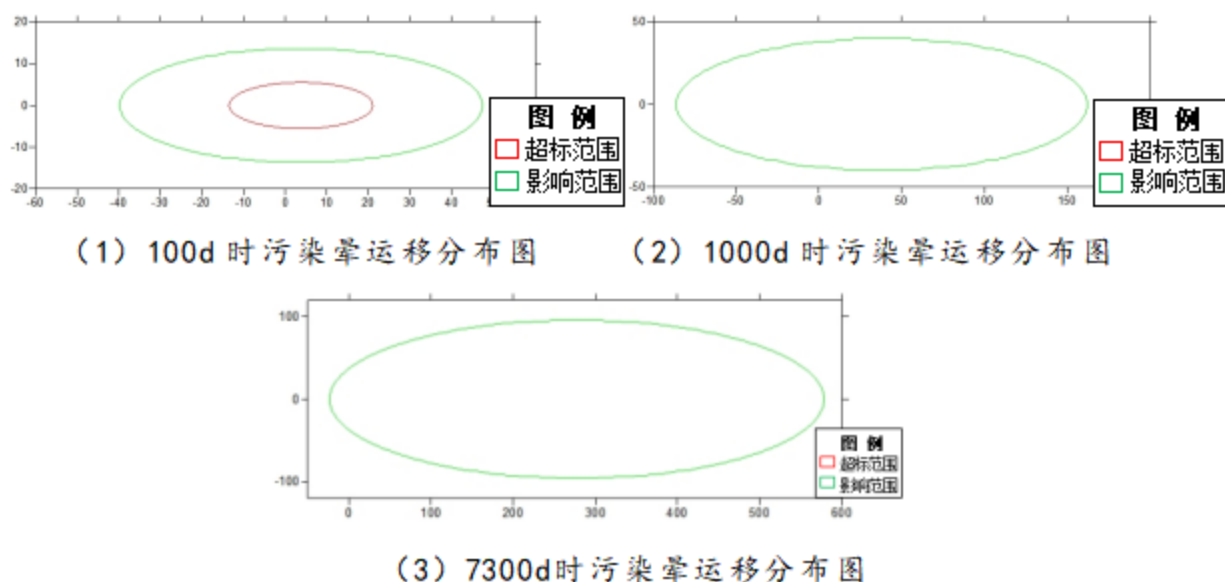


图 5.2-4 非正常状况下，氯化物渗漏含水层影响范围图

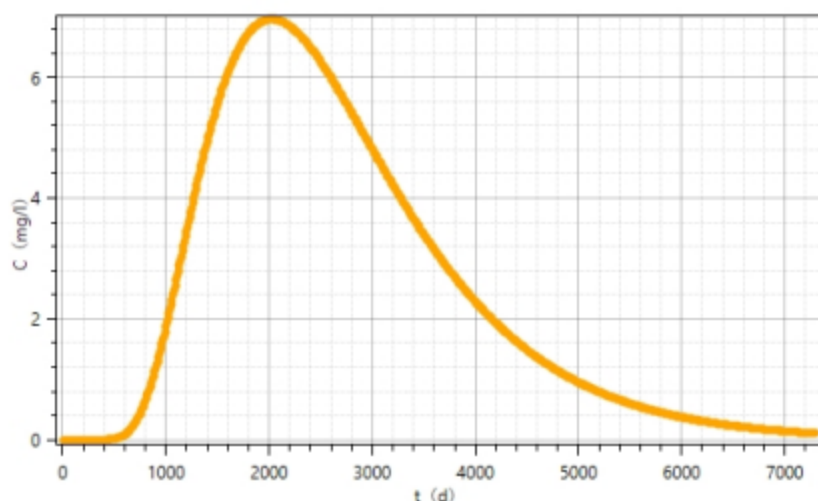


图5.2-5 非正常状况下，井场边界氯化物浓度变化曲线图

综合以上分析可知，在非正常状况下，由预测结果可以看出，氯化物污染物泄漏100d后污染晕影响范围为 1848m^2 ，超标范围为 288m^2 ，污染晕沿地下水流向，由泄漏点向东北方向最大运移距离为47.4m，污染晕中心最大贡献浓度为 1795.326mg/L ；氯化物污染物泄漏1000d后污染晕影响范围为 17125m^2 ，无超标范围，污染晕沿地下水流向，由泄漏点向东北方向最大运移距离为162.0m，污染晕中心最大贡献浓度为 179.580mg/L ；氯化物污染物泄漏7300d后污染晕影响范围为 89792m^2 ，无超标范围，污染晕沿地下水流向，由泄漏点向东北方向最大运移距离为580.4m，污染晕中心最大贡献浓度为 24.600mg/L 。

(2) 注水管线泄漏事故对地下水的影

注水管线对地下水的影响，一般泄漏于土体中的回注水可以同时向表面溢出和向地下渗透，并选择疏松位置运移。如果有足够多的回注水泄漏到疏松的土体中，就有可能下渗至潜水带。

通常管道泄漏产生的污染物以点源形式通过土壤表层下渗进入地下含水层。因而管道泄漏事故对地下水环境的影响程度主要取决于回注水的物理性质、泄漏量、泄漏方式、多孔介质特征及地下水位埋深等因素。

综合考虑生产装置设施情况以及所在区域水文地质条件，非正常状况泄漏点设定为：注水管线截面100%断裂泄漏，如不及时修复，回注水可能下渗对地下水造成影响。本次评价对非正常状况下注水管线截面100%断裂泄漏情景运用

解析模型进行模拟预测，以评价对地下水环境的影响。

①预测因子筛选

注水管道泄漏污染物主要为石油类、氯化物，本评价选取特征污染物石油类、氯化物作为代表性污染物进行预测，石油类参照《地表水环境质量标准》(GB3838-2002)中的Ⅲ类标准，氯化物执行《地下水质量标准》GB/T14848-2017)Ⅲ类标准。评价因子检出限及评价标准见表 5.2-5。

表 5.2-5 评价因子及评价标准一览表

评价因子	评价标准 (mg/L)	检出下限值 (mg/L)	现状监测值最大值 (mg/L)
石油类	0.05	0.01	未检出
氯化物	250	0.007	16200

②预测源强

单井回注水流量的最大值为 $700\text{m}^3/\text{d}$ ，根据设计资料并结合建设单位多年来同类管道的运营经验，一旦发生泄漏事故，管内压力减小，工作人员可以确保在 10min 内响应并关闭，管道断裂处油品继续泄漏，当与外界压力平衡时，泄漏终止。本次评价以泄漏事故发生至关闭阀门时间 10min 考虑。管线输送全管径泄漏时最大回注水泄漏量为 4.9m^3 ，石油类浓度取 1.35mg/L （污水处理装置出口浓度），回注水中氯化物浓度取 122200mg/L （根据地层水特性确定），则最终进入地下水中的石油类源强为 0.007kg ，氯化物源强为 598.78kg 。

③预测模型

非正常状况下，污染物运移通常可概化为两个相互衔接的过程：①污染物由地表垂直向下穿过包气带进入潜水含水层的过程；②污染物进入潜水含水层后，随地下水流进行迁移的过程。污染物在潜水含水层中随着水流不断扩散，根据拟建工程非正常状况下污染源排放形式与排放规律，本次模型可概化为一维稳态流动二维水动力弥散问题的瞬时注入污染物一平面瞬时点源的预测模型，其主要假设条件为：

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

b. 假定定量的定浓度的污水，在极短时间内注入整个含水层的厚度范围；

c. 污水的注入对含水层内的天然流场不产生影响。

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

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

式中：

x, y—计算点处的位置坐标；

t—时间，d；

C(x, y, t)—t时刻点x, y处的污染物浓度，mg/L；

M—含水层厚度，m；评价区域潜水含水层平均厚度约30m；

m_M —长度为M的线源瞬时注入污染物的质量，kg。本次线源瞬时注入的污染物质量石油类0.007kg、氯化物598.78kg；

u—地下水流速度，m/d；含水层岩性主要为细砂，渗透系数取6.78m/d。水力坡度I为1‰。因此地下水的渗透流速 $u = K \times I / n = 6.78\text{m/d} \times 1\% / 0.18 = 0.038\text{m/d}$ ；

n—有效孔隙度，无量纲；含水层岩性主要为细砂，参照相关资料，其有效孔隙度 $n = 0.18$ ；

D_L —纵向弥散系数， m^2/d ；根据资料，纵向弥散度 $\alpha_m = 10\text{m}$ ，纵向弥散系数 $D_L = \alpha_m \times u = 0.38\text{m}^2/\text{d}$ ；

D_T —横向y方向的弥散系数， m^2/d ；横向弥散系数 $D_T = 0.038\text{m}^2/\text{d}$ ；

π —圆周率。

④预测内容

在非正常状况下，污染物进入含水层后，在水动力弥散作用下，瞬时注入的污染物将产生呈椭圆形的污染晕，污染晕中污染物的浓度由中心向四周逐渐降低。随着水动力弥散作用的进行，污染晕将不断沿水流方向运移，污染晕的范围也会发生变化。本次预测在研究污染晕运移时，选取石油类、氯化物的检出下限值等值线作为影响范围，石油类取《地表水环境质量标准》(GB3838-2002)中Ⅲ类标准值等值线作为超标范围，氯化物取《地下水质量标准》

(GB/T14848-2017) III 类标准值等值线作为超标范围, 预测污染晕的运移距离和影响范围。

a. 石油类预测结果

石油类预测结果见表 5.2-6。

表 5.2-6 在非正常状况下石油类在潜水含水层中运移情况一览表

污染年限	影响范围 (m ²)	超标范围 (m ²)	背景浓度 (mg/L)	贡献浓度 (mg/L)	叠加浓度 (mg/L)	污染晕最大运 移距离 (m)	超标范围是否 出场界
100d	300	56	0.005	0.073	0.078	21.2	否
1000d	—	—	0.005	—	—	—	—
7300d	—	—	0.005	—	—	—	—

注: 区域地下水监测点石油类均未检出, 背景浓度按检出限一半计。

绿色污染晕代表影响范围, 红色污染晕代表超标范围, 详见图 5.2-6。

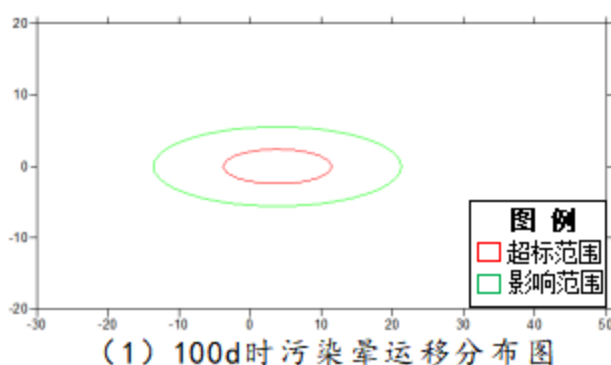


图5.2-6 非正常状况下, 石油类渗漏含水层影响范围图

综合以上分析可知, 在非正常状况下, 由预测结果可以看出, 石油类污染物泄漏100d后污染晕影响范围为300m², 超标范围为56m², 污染晕沿地下水流向, 由泄漏点向东北方向最大运移距离为21.2m, 污染晕中心最大贡献浓度为0.073mg/L, 叠加背景值后的浓度为0.078mg/L; 石油类污染物泄漏1000d后石油类污染晕影响范围消失。

b. 氯化物预测结果

由地下水环境现状监测结果可知, 区域潜水中氯化物现状监测最大值为9510mg/L, 超过《地下水质量标准》(GB/T14848-2017) III 类标准, 超标原因与区域原生水文地质条件有关, 本次氯化物预测不再考虑叠加现状监测值, 只进行氯化物贡献浓度预测。

氯化物预测结果见表 5.2-7。

表 5.2-7 非正常状况下氯化物在潜水含水层中运移情况一览表

污染年限	影响范围 (m^2)	超标范围 (m^2)	贡献浓度 (mg/L)	污染晕最大运移距离 (m)	超标范围是否出场界
100d	1617	39	330.107	44.3	否
1000d	15034	—	33.019	151.5	—
7300d	71243	—	4.523	547.8	—

绿色污染晕代表影响范围，红色污染晕代表超标范围，详见图 5.2-7。

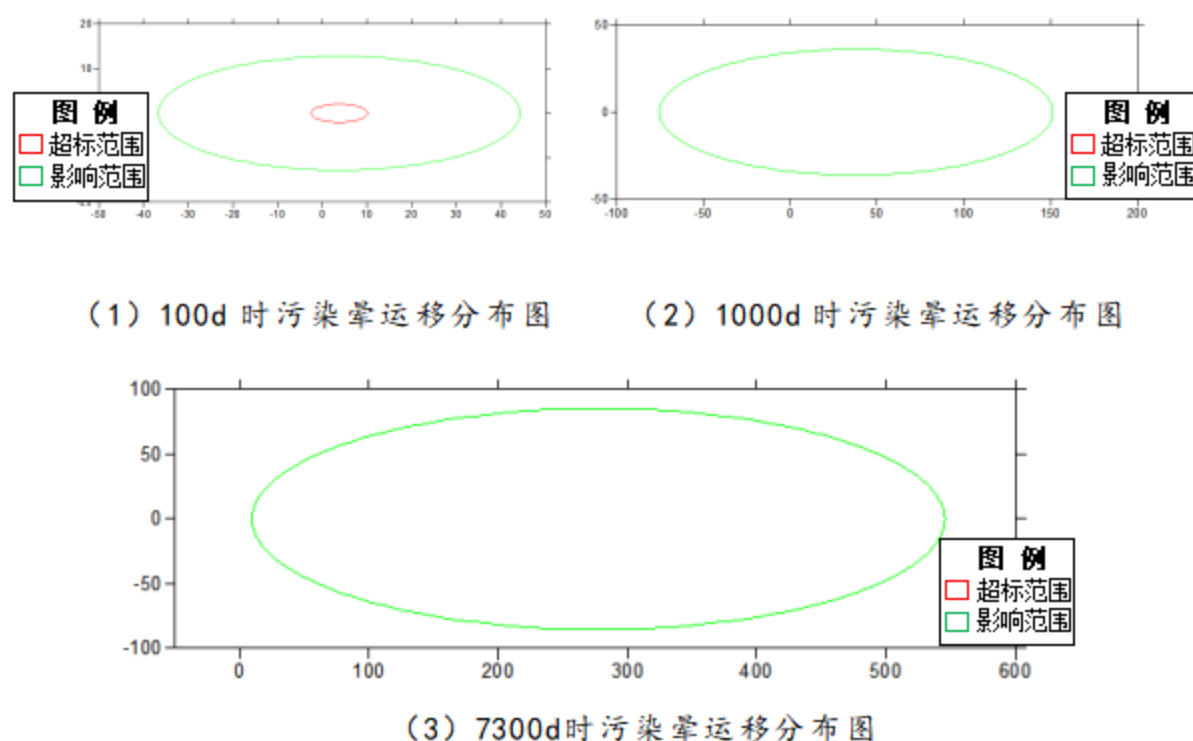


图 5.2-7 非正常状况下，氯化物渗漏含水层影响范围图

综合以上分析可知，在非正常状况下，由预测结果可以看出，氯化物污染物泄漏 100d 后污染晕影响范围为 $1617m^2$ ，超标范围为 $39m^2$ ，污染晕沿地下水流向，由泄漏点向东北方向最大运移距离为 44.3m，污染晕中心最大贡献浓度为 $330.107mg/L$ ；氯化物污染物泄漏 1000d 后污染晕影响范围为 $15034m^2$ ，无超标范围，污染晕沿地下水流向，由泄漏点向东北方向最大运移距离为 151.5m，污染晕中心最大贡献浓度为 $33.019mg/L$ ；氯化物污染物泄漏 7300d 后污染晕影

响范围为 71243m²，无超标范围，污染晕沿地下水流向，由泄漏点向东北方向最大运移距离为 547.8m，污染晕中心最大贡献浓度为 4.523mg/L。

5.2.4.3 地下水环境污染预测评价结论

正常状况下，拟建工程严格按照《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）的要求采取源头控制和分区防控措施。正常状况下在采取源头控制、分区防控措施后，结合地下水污染监控及应急措施，井场边界内各预测因子均能满足相应标准要求；非正常状况下，由地下水污染预测结果可知，各污染物污染晕超标范围均未运移出井场边界，地下水中各评价因子满足相应标准要求。

综上，依据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）10.4.1 内容，可得出，拟建工程各个不同阶段，地下水中各评价因子均能满足 GB/T14848 的要求。

5.2.4.4 地下水环境保护措施与对策

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》的相关规定，按照“源头控制、分区防控、污染监控、应急响应”，重点突出饮用水水质安全的原则确定。

（1）源头控制措施

①采取先进、成熟、可靠的工艺技术工艺，良好合格的防渗材料，尽可能从源头上减少污染物泄漏风险，同时，严格按照施工规范施工，保证施工质量；

②定期做好设备、阀门、管线等巡检，一旦发现异常，及时采取措施，设备定期检验、维护、保养，避免“跑、冒、滴、漏”现象的发生。

③注水井运行过程中，应持续对注水井口压力、套管压力、环空压力、回注流体的流量、水质等指标进行监测，注水水质满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）要求；

④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。回注井运行前，应进行井筒完整性测试；注水井应至少每 2 年进行 1 次井筒完整性检测，检测发现井筒完整性失效，应立即停止回注。

（2）分区防控措施

为防止污染地下水，针对工程工艺特点，严格执行《环境影响评价技术导

则《地下水环境》（HJ610-2016）“11.2.2 分区防控措施”和《石油化工工程防渗技术规范》（GB/T50934-2013）“4.0.4 石油化工储运工程区的典型污染防治分区”相关要求。本项目各分区防渗等级具体见表 5.2-8。

表 5.2-8 厂区各区域防控措施一览表

井场	防渗分区		防渗要求
轮古 4C 井场	一般防渗区	井口撬、注水泵、回收水罐	等效黏土防渗层 $Mb \geq 1.5m$, $K \leq 1.0 \times 10^{-7} cm/s$; 或参照 GB16889 执行
轮古 702 井场	一般防渗区	井口撬	

（3）地下水跟踪监控措施

根据拟建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）、《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）、《地下水环境监测技术规范》（HJ164-2020）的要求、地下水流向、项目的平面布置特征及地下水监测布点原则设置地下水跟踪监测计划，地下水监测计划见表 5.2-9。

表 5.2-9 地下水监测点布控一览表

名称	监测层位	功能	井孔结构	监测因子	监测频次
1#现有地下水井	潜水含水层	跟踪监测井	按《地下水环境监测技术规范》（HJ164-2020）执行	石油类、石油烃（ C_6-C_9 ）、石油烃（ $C_{10}-C_{40}$ ）、砷、汞、六价铬	每半年 1 次
2#现有地下水井					
3#现有地下水井					

（4）应急响应

应急预案在制定全作业区环保管理体制的基础上，制定专门的地下水污染事故的应急措施，并与其它应急预案相协调。地下水应急预案包括以下内容：

①地下水环境保护目标的确定，采取的紧急处置措施和潜在污染可能性评估；

②特大事故应急抢险组织状况和人员、装备情况，平常的训练和演习。

一旦发现地下水发生异常情况，必须按照应急预案马上采取紧急措施：

①当确定发生地下水异常情况时，按照制定的地下水应急预案，在第一时间

间内尽快上报主管领导，通知当地生态环境主管部门，密切关注地下水水质变化情况；

②组织专业队伍对事故现场进行调查、监测，查找环境事故发生地点、分析事故原因，切断污染源，阻隔地下水流，防止事故的扩散、蔓延及连锁反应，尽量缩小地下水污染事故对人和财产的影响；

③对事故后果进行评估，并制定防止类似事件发生的措施。

5.2.5 退役期地下水环境影响分析

退役期废弃管道和设备清洗废水依托周边联合站处理，要求在闭井作业过程中参照《废弃井及长停井处置指南》（SY/T6646-2017）、《永久性弃置井封井技术规范》（Q/SYTZ0495-2020）、《天然气井永久性封井技术规范》（Q/SY01028-2019）、《废弃井封井回填技术指南（试行）》（环办土壤函〔2020〕72号）、《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）以及《地下水管理条例》（中华人民共和国国务院令 第748号）等要求进行施工作业，首先进行井场进行环境风险评估，根据评估等级分别采用不同的固井、封井方式，确保固井、封井措施的有效性，避免发生油水窜层；在加强环境管理的情况下，不会对地下水环境造成污染影响。

5.2.6 地下水环境评价结论

（1）环境水文地质现状

评价区地下水含水层主要有第四系潜水层和新第三系裂隙空隙承压含水层，地下水矿化度整体偏高，为特硬水，局部地区为硬水，地下水补给以塔里木河水侧向渗透及洪水泛滥补给为主；项目所在区域包气带上部主要为粉土，底部存在一层稳定的粉质粘土层，包气带平均厚度约 7m，分布连续稳定且单层厚度大于 1.0m，根据包气带渗水试验结果，经计算渗透系数在 $0.57 \times 10^{-4} \text{cm/s} \sim 221.8 \times 10^{-4} \text{cm/s}$ ，平均值 $86.61 \times 10^{-4} \text{cm/s}$ ，包气带防护性能力弱。

监测期间区域地下水中石油类满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）Ⅲ类标准要求，其余监测因子除总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物、氟化物超标外，均满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）

III 类标准要求。

（2）地下水环境的影响

正常状况下，井场内生产设备、注水管线等装置完好无损且井场严格按照《石油化工工程防渗技术规范》（GB/T 50934）相关要求采取了防渗措施，可避免采出液泄漏而对地下水产生污染影响。

非正常状况下，注水干线或注水井套管破裂因老化或腐蚀导致采出水泄漏进入地下水后沿水流迁移，但影响范围较小，对周围地下水水质产生的污染影响可接受。依据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）10.4.1 内容，可以得出，拟建项目各个不同阶段，地下水中各评价因子均能满足 GB/T14848 的要求。

（3）地下水污染防治措施

拟建工程依据“源头控制、分区防控、污染监控、应急响应”原则，采取严格的地下水环境污染防治措施。①依据《石油化工工程防渗技术规范》（GB/T50934-2013）相关要求，采取相应的分区防渗措施，防渗的设计使用年限不应低于拟建工程主体工程的设计使用年限；②建立和完善拟建工程的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；③在制定全厂环保管理体系的基础上，制定专门的地下水污染事故的应急措施，并应与其它应急预案相协调。

（4）地下水环境影响评价结论

拟建工程采取了源头控制、分区防渗、监控措施和应急响应等防控措施，同时制定了合理的地下水污染监控计划。因此，在加强管理并严格落实地下水污染防治措施的前提下，从地下水环境影响的角度分析，拟建工程对地下水环境影响可接受。

5.3 地表水环境影响评价

5.3.1 施工期地表水环境影响分析

（1）废水产生量分析

①管线试压废水

拟建工程管道分段试压，一般采用无腐蚀性的清洁水，主要污染物为 SS，试

压水由管线排出后，进入下一段管线循环使用，试压结束后用于区域洒水抑尘。

②生活污水

施工期产生的生活污水依托轮南采油气管理区公寓现有生活污水处理设施处理，禁止运输途中随意倾倒。

轮南采油气管理区公寓生活污水处理设备采用“化粪池+格栅+污水调节池+生物氧化池+二沉池+消毒”处理工艺，设计处理规模为 $72\text{m}^3/\text{d}$ ，富余能力为 $12\text{m}^3/\text{d}$ ，其富余处理能力可满足本项目生活污水（约 $2.4\text{m}^3/\text{d}$ ）处理需求。本项目施工期生活污水依托轮南基地生活污水处理设施处理可行。

（2）地表水影响分析

管线试压废水、生活污水等均可得到有效的处置，不会形成地表径流或因雨水的冲刷而随地表径流漫流进地表水体，故施工过程中的各种污染物质不存在进入地表水体，对地表水环境影响可接受。

5.3.2 运营期地表水环境影响评价

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，判定拟建工程地表水环境评价等级为三级 B。

5.3.2.1 水污染控制和水环境影响减缓措施有效性评价

拟建工程运营期产生的废水主要有井下作业废水，井下作业废水采用专用回收罐收集后运至富源 7 井废液处理站处理，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）标准后回注地层。

拟建工程水污染控制和水环境影响减缓措施有效。

5.3.2.2 依托污水处理设施的环境可行性评价

拟建工程建成投运后，井下作业废水采用专用废水回收罐收集后运至富源 7 井废液处理站处理，满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）标准后回注地层。

表 5.3-1 富源 7 井废液处理站处理规模一览表

名称	设计规模	实际处理量	富余能力	本项目最大处理量	依托可行性
富源 7 井废液处理站	720	300	420	52.42	可依托

综上，拟建工程采出水不外排，故拟建工程实施对地表水环境可接受。

5.3.3 退役期地表水环境影响分析

退役期无废水产生及排放，且项目周边无地表水体，不会对地表水环境造成污染影响。

5.3.4 地表水环境评价结论

综上，拟建工程废水不外排，且项目周边无地表水体，故拟建工程实施对地表水环境可接受。

5.3.5 地表水环境影响评价自查表

表 5.3-2 地表水环境影响评价自查表

工作内容		自查项目	
影响识别	影响类型	水污染影响型 ☒ ；水文要素影响型 ☐	
	水环境保护目标	饮用水水源保护区 ☐ ；饮用水取水口 ☐ ；涉水的自然保护区 ☐ ；重要湿地 ☐ ；重点保护与珍稀水生生物的栖息地 ☐ ；重要水生生物的自然产卵场及索饵场、越冬场和洄游通道、天然渔场等渔业水体 ☐ ；涉水的风景名胜区 ☐ ；其他 ☐	
	影响途径	水污染影响型	水文要素影响型
	影响途径	直接排放 ☐ ；间接排放 ☐ ；其他 ☐	水温 ☐ ；径流 ☐ ；水域面积 ☐
	影响因子	持久性污染物 ☐ ；有毒有害污染物 ☐ ；非持久性污染物 ☐ ；pH值 ☐ ；热污染 ☐ ；富营养化 ☐ ；其他 ☐	水温 ☐ ；水位 ☐ ；水深 ☐ ；流速 ☐ ；流量 ☐ ；其他 ☐
评价等级		水污染影响型	水文要素影响型
		一级 ☐ ；二级 ☐ ；三级A ☐ ；三级B ☒	一级 ☐ ；二级 ☐ ；三级 ☐

5.4 土壤环境影响评价

5.4.1 施工期土壤环境影响分析

拟建工程施工期对土壤的影响主要是占压造成土壤压实和对土壤表层的剥离，由于挖方取土、填方堆放、土层扰乱以及对土壤性质的破坏。根据建设项目的工程内容，管线工程施工过程的土石方开挖、回填对土壤的影响最大。工程对土壤的影响，主要表现为对土壤性质方面。

施工期对土壤理化性质的影响主要是施工期的施工机械设备碾压等活动，可扰乱土壤表层、破坏土壤结构。由于表层的团粒结构是经过较长的历史时期形成的，一旦遭到破坏，短期内难以恢复，在生境恶劣的环境下尤其困难。因此，在整个施工区域内，该工程对土壤表层的影响较大。

5.4.2 运营期土壤环境影响评价

5.4.2.1 环境影响识别

(1) 项目类型

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），拟建工程新建注水井场属于Ⅰ类项目，注水管线属于Ⅱ类项目。

(2) 影响类型及途径

根据《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》（HJ 349-2023）以及区域历史监测数据，项目所在区域土壤盐分含量 $\geq 4\text{g/kg}$ ，区域 pH 值满足 $5.5 < \text{pH} < 8.5$ ，属于 HJ964-2018 盐化地区，土壤影响类型同时属于污染影响型和生态影响型。

运营期废水主要为井下作业废水，未向外环境排放污水，不会造成废水地面漫流影响；非正常状况管道连接处破裂，注水井场正常运行过程中如套管发生破损泄漏，可能通过垂直入渗的形式对土壤造成影响。同时，拟建工程管线中回注水盐分含量较高，当出现泄漏时，回注水中的盐分将进入表层土壤中，遗留在土壤中，造成区域土壤盐分含量升高。影响类型见表 5.4-1。

表 5.4-1 建设项目影响类型表

不同时段	污染影响型				生态影响型			
	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	—	—	—	—	—	—	—	—

(3) 影响源及影响因子

① 污染影响型

拟建工程注水管线输送介质为回注水，注水管线破裂时，回注水中的石油烃可能会下渗到土壤中，造成一定的影响；注水井场正常运行过程中如套管发生破损泄漏，回注水在水头压力差的作用下，可能会下渗到土壤中，造成一定的影响。因此本评价选取石油烃作为代表性污染物进行预测。拟建工程土壤环境影响源及

影响因子识别结果参见表 5.4-2。

表 5.4-2 土壤环境影响源及影响因子识别表

污染源	污染途径	特征因子	备注
注水井场套管破损泄漏	垂直入渗	石油烃	事故工况
注水管线破裂泄漏	垂直入渗	石油烃	事故工况

②生态影响型

考虑最不利情况，注水井场套管破损泄漏、注水管线破裂泄漏导致其中高含盐液体进入表层土壤中，造成土壤中盐分含量有一定程度的升高。本次评价选择盐分含量作为代表性因子进行预测。

表 5.4-3 土壤环境影响源及影响因子识别表

污染源	污染途径	特征因子	备注
注水井场套管破损泄漏	物质输入	盐分含量	事故工况
注水管线破裂泄漏	物质输入	盐分含量	事故工况

5.4.2.2 土壤环境影响预测与评价

5.4.2.2.1 污染影响型

(1) 预测情景

拟建工程实施后，由于严格按照要求采取防渗措施，在正常工况下不会发生回注水渗漏进入土壤。因此，垂直入渗造成土壤污染主要为非正常泄漏工况，根据企业的实际情况分析，结合前文“影响源及影响因子”。综合考虑拟建工程物料特性及土壤特征，本次评价重点针对管线破损泄漏及套管发生破损泄漏的石油烃对土壤垂直下渗的污染，作为预测情景。

(2) 预测模型

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）附录 E 中预测方法对拟建工程垂直入渗对区域土壤环境影响进行预测，预测公式如下：

①一维非饱和溶质垂向运移控制方程：

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

式中：c--污染物介质中的浓度，mg/L；

D --弥散系数, m^2/d ;

q --渗流速度, 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 Dirichlet 边界条件:

a. 连续点源:

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

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

b. 非连续点源:

第二类 Neumann 零梯度边界条件:

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

(3) 预测参数选取

根据现场土壤采样及水文地质调查结果, 预测模型参数取值见表 5.4-4。

表 5.4-4 垂直入渗预测模型参数一览表

土壤质地	厚度 (m)	渗透系数 (m/d)	孔隙度	土壤含水量 (%)	弥散系数 (m^2/d)	土壤容重 (kg/m^3)
壤土	3	7.48	0.42	1.2	1	1.45×10^3

(4) 预测源强

根据工程分析, 结合项目特点, 本评价重点针对管线破损泄漏及套管发生破损泄漏的石油烃对土壤垂直下渗的污染。

表 5.4-5 土壤预测源强表

渗漏点	污染物	浓度 mg/L	渗漏特征
注水井场套管破损泄漏	石油烃	1.35	瞬时
注水管线破裂泄漏	石油烃	1.35	瞬时

项目注水井场套管破损泄漏、注水管线破裂泄漏石油烃的初始浓度设定为 1.35mg/L，综上，考虑最不利情况，故本次选择污染影响较大的注水井场套管破损泄漏、注水管线破裂泄漏作为预测情景进行预测。

(5) 注水井场套管破损泄漏、注水管线破裂泄漏的石油烃预测结果

注水井场套管破损泄漏和注水管线泄漏，泄漏回注水中石油烃以点源形式垂直进入土壤环境。初始浓度设定为 1.35mg/L（类比采出水处理装置出口浓度），预测时间节点分别为，T1:1d，T2:3d，T3:10d，T4:20d。

石油烃沿土壤迁移模拟结果如图 5.4-1 所示。预测结果见表 5.4-6。

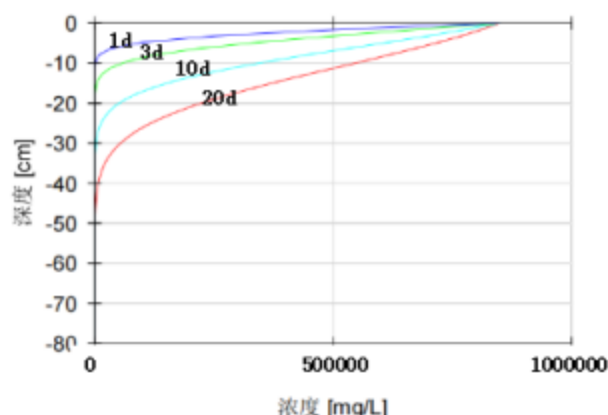


图 5.4-1 石油烃在不同水平年沿土壤垂向迁移情况

表 5.4-6 土壤预测情况表

序号	预测时间	污染深度
1	1d	10cm
2	3d	18cm
3	10d	32cm
4	20d	50cm

由图 5.4-1 土壤模拟结果可知，入渗 20 天后，污染深度为 50cm，整体渗漏速率较慢。

5.4.2.2.2 生态影响型

(1) 预测情景

拟建工程实施后，由于严格按照要求采取防渗措施，在正常工况下不会发生回注水渗漏进入土壤。事故工况，根据企业的实际情况分析，结合前文“影响源及影响因子”，综合考虑拟建工程物料特性及土壤特征，本次评价重点针对管线破损泄漏及套管发生破损泄漏的盐分含量对土壤的盐化影响，作为预测情景。

(2) 预测源强

①注水井场套管破损泄漏

泄漏量取单井回注水流量的最大值 $700\text{m}^3/\text{d}$ ，当套管破损发生泄漏时，会导致压力出现持续波动，结合现场实际操作经验数据，考虑回注水通过套筒处泄漏发现并采取措施 1h 后停止泄漏，则回注水泄漏量 29.2m^3 全部渗入潜水含水层。回注水中总矿化度为 $202500\text{mg}/\text{L}$ ，则估算进入土壤中的盐分含量为 $=29.2\text{m}^3 \times 202500\text{mg}/\text{L} = 5913\text{kg}$ 。

②注水管线破损泄漏

根据设计资料并结合建设单位多年来同类管道的运营经验，一旦发生泄漏事故，管内压力减小，工作人员可以确保在 10min 内响应并关闭，管道断裂处油品继续泄漏，当与外界压力平衡时，泄漏终止。本次评价以泄漏事故发生至关闭阀门时间 10min 考虑。管道泄漏时，选取最不利情形即管道截面 100%断裂进行评价。根据“5.2.4.2 地下水环境影响评价”中源强可知，注水管线输送全管径泄漏最大回注水泄漏量为 4.9m^3 ，回注水中总矿化度为 $202500\text{mg}/\text{L}$ ，则估算进入土壤中的盐分含量为 $=4.9\text{m}^3 \times 202500\text{mg}/\text{L} = 992.25\text{kg}$ 。

(3) 预测模型

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

(1) 单位质量土壤中某种物质的增量

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

式中： ΔS -单位质量表层土壤中某种物质的增量，g/kg；

I_s -预测评价范围内单位年份表层土壤中某种物质的输入量，g；

L_s -预测评价范围内单位年份表层土壤中某种物质经淋溶排出的量，g；

R_s -预测评价范围内单位年份表层土壤中某种物质经径流排出的量，g；

ρ_s -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。

(2) 单位质量土壤中某种物质的预测值

$$S=S_0+\Delta S$$

S -单位质量土壤中某种物质的预测值，g/kg；

S_0 -单位质量土壤中某种物质的现状值，g/kg。

(4) 预测结果

①注水井场套管破损泄漏盐化预测结果

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，预测评价范围为以井场泄漏点为中心 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 $1.42 \times 10^3 \text{kg/m}^3$ ，根据区域土壤盐分监测结果，单位质量土壤中盐分含量的现状最大值为 5g/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 1.35g/kg，叠加现状值后的预测值为 6.35g/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，增量相对较小；拟建工程建设 RTU 采集系统，发生泄漏会在短时间内发现，油田公司会按照要求将泄漏点周围区域土壤及时进行清理，因此，拟建工程实施后对周边土壤生态环境影响可接受。

②注水管线泄漏盐化预测结果

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，预测评价范围为以注水管线泄漏点为中心 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 $1.42 \times 10^3 \text{kg/m}^3$ ，根据区域土壤盐分

监测结果,单位质量土壤中盐分含量的现状最大值为 5g/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 0.25g/kg,叠加现状值后的预测值为 5.25g/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,增量相对较大;拟建工程要求建设单位对注水管线定期巡检,减少管线泄漏发生概率,同时拟建工程建设有 RTU 采集系统,发生泄漏会在短时间内发现,油田公司会按照要求将泄漏点周围区域土壤及时进行清理,因此,拟建工程实施后对周边土壤生态环境影响可接受。

5.4.3 退役期土壤环境影响分析

退役期对永久停用、拆除或弃置的设施,经土壤污染状况调查,确保无土壤环境污染遗留问题后,进行生态恢复工作,并依法进行分类管理。因此,退役期施工活动对土壤环境在可接受范围内。

5.4.4 土壤环境影响评价结论

拟建工程占地范围内土壤监测点各监测因子监测值均低于《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)中第二类用地土壤污染风险筛选值;占地范围外土壤监测点各监测因子监测值均低于《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 农用地土壤污染风险筛选值,石油烃低于《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)中第二类用地土壤污染风险筛选值。同时根据土壤垂直入渗预测结果可知石油烃在土壤中随时间不断向下迁移,石油烃主要积聚在土壤表层 50cm 以内,其污染也主要限于地表,土壤底部石油烃浓度未检出。回注水泄漏时,将导致泄漏点周边土壤盐分含量升高,增量较小。因此,拟建工程需采取土壤防治措施按照“源头控制、过程防控”相结合的原则,并定期开展土壤跟踪监测,在严格按照土壤污染防治措施后,从土壤环境影响的角度,拟建工程建设可行。

5.4.5 土壤环境影响自查表

表 5.4-7 土壤环境影响评价自查表

工作内容		完成情况				备注
影响识别	影响类型	污染影响型 ☐ ；生态影响型 ☐ ；两种兼有 ☒				
	土地利用类型	建设用地 ☒ ；农用地 ☐ ；未利用地 ☒				
	占地规模	小型				
	敏感目标信息	敏感目标（）、方位（）、距离（）				
	影响途径	大气沉降 ☐ ；地面漫流 ☐ ；垂直入渗 ☒ ；地下水位 ☐ ；其他（）				
	全部污染物	全盐量、石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）				
	特征因子	污染影响型		石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）		
		生态影响型		全盐量		
	所属土壤环境影响评价项目类别	注水井场		I类 ☒ ；II类 ☐ ；III类 ☐ ；IV类 ☐		
		注水管线		I类 ☐ ；II类 ☒ ；III类 ☐ ；IV类 ☐		
敏感程度	生态影响型		敏感 ☒ ；较敏感 ☐ ；不敏感 ☐			
	污染影响型		敏感 ☐ ；较敏感 ☐ ；不敏感 ☒			
评价工作等级		生态影响型	注水井场		一级 ☒ ；二级 ☐ ；三级 ☐	
			注水管线		一级 ☐ ；二级 ☒ ；三级 ☐	
		污染影响型	注水井场		一级 ☐ ；二级 ☒ ；三级 ☐	
			注水管线		一级 ☐ ；二级 ☐ ；三级 ☒	
现状调查内容	资料收集	a) ☒ ；b) ☒ ；c) ☒ ；d) ☒				
	理化特性	土壤结构、土壤容重、饱和导水率、孔隙度等				
	现状监测点位		占地范围内	占地范围外	深度	
		表层样点数	5	6	表层	
		柱状样点数	3	—	浅层、中层、深层	
现状评价	现状监测因子	占地范围内：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、pH、全盐量、石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ） 占地范围外：pH、镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌、全盐量、石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）				
	评价标准	GB15618 ☒ ；GB36600 ☒ ；表D.1 ☒ ；表D.2 ☒ ；其他（）				
	现状评价结论	各评价因子均满足相应标准要求				

续表 5.4-7 土壤环境影响评价自查表

工作内容		完成情况			备注
影响预测	预测因子	全盐量、石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)			
	预测方法	附录 E ☒ ; 附录 F ☐ ; 其他 (类比分析) ☐			
	预测分析内容	影响范围: 井场占地 影响程度: 较小			
	预测结论	达标结论: a) ☐ ; b) ☐ ; c) ☒ 不达标结论: a) ☐ ; b) ☐			
防治措施	防控措施	土壤环境质量现状保障 ☒ ; 源头控制 ☒ ; 过程防控 ☒ ; 其他 ()			
	跟踪监测	监测点数	监测指标	监测频次	
		1	石油类、石油烃 (C ₆ -C ₉)、石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀) 砷、六价铬、盐分含量、pH	每 3 年 1 次	
	信息公开指标	石油类、石油烃 (C ₆ -C ₉)、石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)、砷、六价铬、盐分含量、 pH			
评价结论		通过采取源头控制、过程防控、跟踪监测措施, 从土壤环境影响的角度, 拟建工程建设可行			

5.5 大气环境影响评价

5.5.1 施工期大气环境影响分析

(1) 施工扬尘

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。

(2) 焊接烟气、机械设备和车辆废气

在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、NO₂、C₂H₂ 等; 燃油机械设备废

气执行《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）中无组织排放监控浓度限值；金属材质管线连接过程中会产生一定量的焊接烟气，污染物主要为金属氧化物。施工机械和运输车辆运行时间和管线焊接时间一般都较短，从影响范围和程度来看，焊接烟气、机械设备和车辆废气对周围大气环境的影响是有限的，又因其排放量较小，其对评价区域空气环境产生的影响较小，可为环境所接受。

（3）环境影响分析

油气田开发阶段，呈现出分区域、分阶段实施的特点，施工期污染产生点分散在区块内，伴随着施工活动而产生和转移。经现场踏勘可知，拟建工程施工活动范围区域开阔，废气污染物气象扩散条件好。因此，施工扬尘、测试放喷废气、机械设备车辆尾气和焊接烟气对区域环境空气可接受，且这种影响是局部的，短期的，项目建设完成之后影响就会消失。

5.5.2 运营期大气环境影响评价

拟建工程运营期间无废气产生。

5.5.3 退役期大气环境影响分析

退役期的环境影响以生态的恢复为主，井场清理会产生少量扬尘，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，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。同时本项目施工活动范围区域开阔，废气污染物气象扩散条件好。因此，施工扬尘对区域环境空气可接受，且这种影响是局部的，短期的，项目退役完成之后影响就会消失。

5.6 声环境影响评价

5.6.1 施工期声环境影响分析

（1）井场施工噪声影响分析

①施工噪声源强

项目井场施工期噪声主要包括施工过程中各种机械和设备产生的噪声及物料运输车辆交通噪声。参照《环境噪声与振动控制工程技术导则》（HJ 2034-2013）中表 A.2 和类比油田开发工程中井场施工实际情况，项目夜间不进行井场施工，工程施工期井场拟采用的各类施工设备噪声参数见表 5.6-1。

表 5.6-1 施工期噪声源参数一览表（室外声源）

序号	声源名称	型号	空间相对位置/m			声压级/距离（dB（A）/m）	声源控制措施	运行时段
			X	Y	Z			
1	运输车辆	—	60	40	1.5	90/5	—	昼间/夜间
2	吊装机	—	60	40	1.5	84/5	—	昼间/夜间
3	铲车	—	50	20	1	80/5	—	昼间/夜间

②施工噪声贡献值

施工期噪声预测模式见运营期声环境影响评价章节中“5.2.4.1 预测模式”，结合噪声源到各预测点距离，通过计算，拟建工程施工期各噪声源对注水井场四周场界的贡献声级值见表 5.6-2。

表 5.6-2 施工期噪声预测结果一览表 单位：dB（A）

序号	位置		噪声贡献值/dB（A）		噪声标准/dB（A）		超标和达标情况	
			昼间	夜间	昼间	夜间	昼间	夜间
1	轮古4C井场	东场界	43	43	70	55	达标	达标
2		南场界	42	42	70	55	达标	达标
3		西场界	46	46	70	55	达标	达标
4		北场界	45	45	70	55	达标	达标

③影响分析

各种施工机械噪声预测结果可以看出，施工期站场噪声源对厂界的噪声贡献值为 42~46dB（A），均满足《建筑施工噪声排放标准》（GB12523-2025）场界噪声限值要求；项目周边无声环境保护目标，施工期间通过采取对设备定期保养维护、距离衰减等措施可减少噪声对周边环境的影响，随着施工结束，对周边声环境影响将逐渐消失。从声环境影响角度，项目可行。

（2）管线施工噪声影响分析

①施工噪声源强

项目管线施工期噪声主要包括土方施工、管沟开挖、管线铺设等过程中各种机械和设备产生的噪声。参照《环境噪声与振动控制工程技术导则》（HJ 2034-2013）中表 A.2 和类比油田同类油气集输工程中管线铺设实际情况，项目施工期拟采用的各类施工设备噪声参数见表 5.6-3。

表 5.6-3 施工期噪声源参数一览表（室外声源）

序号	声源名称	型号	空间相对位置/m			声压级/距离（dB（A）/m）	声源控制措施	运行时段
			X	Y	Z			
1	挖掘机	—	—	—	1.5	90/5	基础减振	昼夜
2	推土机	—	—	—	1.5	88/5	基础减振	昼夜
3	运输车辆	—	—	—	1.5	90/5	基础减振	昼夜
4	吊装机	—	—	—	1.5	84/5	基础减振	昼夜

②施工噪声贡献值

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

$$L_r = L_{r_0} - 20 \lg(r/r_0)$$

式中： L_r ——距声源 r 处的 A 声压级，dB（A）；

L_{r_0} ——距声源 r_0 处的 A 声压级，dB（A）；

r ——预测点与声源的距离，m；

r_0 ——监测设备噪声时的距离，m。

利用上述公式，预测计算项目主要施工机械在不同距离处的贡献值，预测计算结果见表 5.6-4。

表 5.6-4 主要施工机械在不同距离处的噪声贡献值

序号	机 械	不同距离处的噪声贡献值（dB（A））							施工阶段
		40m	60m	100m	200m	300m	400m	500m	
1	推土机	70.0	66.4	62.0	56.0	52.5	50.0	48.0	土石方
2	挖掘机	72.0	68.4	64.0	58.0	54.5	52.0	50.0	土石方
3	运输车辆	72.0	68.4	64.0	58.0	54.5	52.0	50.0	物料运输
4	吊装机	66.0	62.4	58.0	52.0	48.5	46.0	44.0	安装

③影响分析

根据表 5.6-4 可知，各种施工机械噪声预测结果可以看出，昼间距施工设备 60m，夜间 300m 即可满足《建筑施工噪声排放标准》（GB12523-2025）场界噪声限值要求。施工场地周边 300m 范围内无声环境敏感目标，施工期从声环境影响角度项目可行。

5.6.2 运营期声环境影响评价

5.6.2.1 预测模式

(1) 应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 $L_A(r)$ 可按下列式计算:

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

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 , 则本项目声源对预测点产生的贡献值 (L_{eqg}) 为:

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

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。

噪声预测值计算

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

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。

(5) 噪声预测点位

本评价预测工程噪声源对四周场界噪声贡献值, 并给出场界噪声最大值的位置。

5.6.2.2 噪声源参数的确定

本工程产噪设备主要为轮古 4C 井场 (含注水泵站) 新增注水泵。

表 5.6-5 本工程噪声源强调查清单（室外声源）

序号	声源名称		型号	数量	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	轮古 4C 井场(含注水泵站)	低压分离器	—	2	20	30	1	85	基础减振	昼夜
					20	34	1	85		

注：以井场西南角作为坐标原点。

5.6.2.3 预测结果及评价

按照噪声预测模式，结合噪声源到各预测点距离，通过计算，拟建工程站场噪声源对四周场界的贡献声级值见表 5.6-6。

表 5.6-6 大北 3 集气站、大北处理站噪声预测结果一览表

厂界		噪声现状贡献值 /dB(A)		拟建工程噪声贡献值 /dB(A)		叠加后贡献值 /dB(A)		噪声标准 /dB(A)		超标和达标情况	
		昼间	夜间	昼间	夜间	昼间	夜间	昼间	夜间	昼间	夜间
轮古 4C 井场(含注水泵站)	东场界	55	46	41.3	41.3	55.2	47.3	60	50	达标	达标
	南场界	58	48	41.5	41.5	58.1	48.9	60	50	达标	达标
	西场界	55	45	41.7	41.7	55.2	46.7	60	50	达标	达标
	北场界	55	46	39.2	39.2	55.1	46.8	60	50	达标	达标

由表 5.6-6 可知项目实施后，轮古 4C 井场（含注水泵站）新增产噪声源对场界昼间和夜间噪声贡献值叠加现状值后的预测值满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类标准要求。

5.6.3 退役期声环境影响分析

项目退役期噪声主要包括设备拆除等过程中各种机械和设备产生的噪声及物料运输车辆交通噪声，拟建工程周边无声环境保护目标，在设备拆除等过程中通过采取对设备定期保养维护、距离衰减等措施可减少噪声对周边环境的影响，随着设备拆除等施工结束，对周边声环境影响将逐渐消失。

5.6.4 声环境影响评价结论

施工期噪声源均为暂时性的，待施工结束后噪声影响也随之消失，并且项目评价范围内无声环境敏感目标，不会产生噪声扰民问题。运营期井场场界噪

声贡献值可满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类标准要求。退役期设备拆除等过程中通过采取对设备定期保养维护、距离衰减等措施可减少噪声对周边环境的影响，随着设备拆除等施工结束，对周边声环境影响将逐渐消失。

综上，拟建工程实施后从声环境影响角度，项目可行。

5.6.5 声环境影响评价自查表

表 5.6-7 声环境影响评价自查表

工作内容		自查项目						
评价等级与范围	评价等级	一级□二级☑三级□						
	评价范围	200m☑大于 200m□小于 200m□						
评价因子	评价因子	等效连续 A 声级☑最大 A 声级□ 计权等效连续感觉噪声级□						
评价标准	评价标准	国家标准☑地方标准□国外标准□						
现状评价	环境功能区	0 类区□	1 类区□	2 类区☑	3 类区□	4a 类区□	4b 类区□	
	评价年度	初期□		近期☑		中期□		远期□
	现状调查方法	现场实测法□现场实测加模型算法□收集资料☑						
	现状评价	达标百分比		100				
噪声源调查	噪声源调查方法	现场实测☑已有资料☑研究成果□						
声环境影响预测与评价	预测模型	导则推荐模型□其他□						
	预测范围	200m☑大于 200m□小于 200m□						
	预测因子	等效连续 A 声级☑最大 A 声级□ 计权等效连续感觉噪声级□						
	厂界噪声贡献值	达标☑不达标□						
	声环境保护目标处噪声值	达标□不达标□						
环境监测计划	排放监测	厂界监测□固定位置监测□自动监测□手动监测□ 无监测☑						
	声环境保护目标处噪声监测	监测因子：（）		监测点位数（）		无监测☑		
评价结论	环境影响	可行☑不可行□						
注：“□”为勾选项，可/；“（）”为内容填写项。								

注：“□”为勾选项，可√；“（）”为内容填写项。

5.7 固体废物影响分析

5.7.1 施工期固体废物影响分析

拟建工程主要为管线施工，施工期产生的固体废物主要为施工过程中产生的施工土方、施工废料、施工人员生活垃圾。

①施工土方

拟建工程共开挖土方 8488m³，回填土方 8508m³，借方量 20m³，外购自周边的砂石料厂，无弃方，开挖土方主要为管沟开挖产生土方及井场平整土方，回填土方主要为管沟回填及井场土地平整。

②施工废料

拟建工程施工废料产生量约为 0.15t，应首先考虑回收利用，不可回收利用部分送至轮南七公里固废填埋场填埋处置。

③生活垃圾

拟建工程整个施工过程生活垃圾产生量共计 0.9t。生活垃圾集中收集后运至轮南七公里固废填埋场填埋处置。

5.7.2 运营期固体废物影响分析

5.7.2.1 固体废物产生及处置情况

根据《国家危险废物名录（2025 年版）》（部令第 36 号）、《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）、《建设项目危险废物环境影响评价指南》（环境保护部公告 2017 第 43 号），拟建工程运营期产生危险废物为的废润滑油、废防渗材料、落地油、废油桶，废润滑油桶装收集后送轮一联合站原油处理系统进行回收处理；废防渗材料、落地油、废油桶收集后由有危废处置资质单位接收处置。

拟建工程危险废物类别、主要成分及污染防治措施见表 5.7-1。

表 5.7-1 危险废物产生、处置及防治措施情况一览表

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
废润滑油	HW08	900-217-08	0.4	设备维护	液态	废矿物油	油类物质	/	T, I	桶装收集后送轮一联合站原油处理系统进行回收处理
废防渗材料	HW08	900-249-08	0.5	场地清理环节	固态	废矿物油	油类物质	/	T, I	收集后，由有危废处置资质单位接收处置
落地油	HW08	071-001-08	0.2	井下作业	固态	油类物质、泥砂	油类物质	/	T, I	
废油桶	HW08	900-249-08	0.01	设备维护	固态	废矿物油	油类物质	/	T, I	

5.7.2.2 危险废物环境影响分析

(1) 危险废物收集

拟建工程运营期产生的废润滑油桶装收集后送轮一联合站原油处理系统进行回收处理，落地油、废防渗材料、废油桶分类收集后直接委托有资质单位接收处置，不暂存；拟建工程产生的危险废物按照《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》（生态环境部公告 2021 年 第 74 号）中相关管理要求，落实危险废物识别标志制度，对危险废物的容器和包装物以及收集、运输危险废物的设施设置危险废物识别标志。填写危险废物的收集记录、转运记录表，并将记录表作为危险废物管理的重要档案妥善保存。落实环境保护标准制度，按照国家有关规定和环境保护标准要求贮存、利用、处置危险废物，不得将其擅自倾倒处置。危险废物收集和运输过程的污染控制执行《危险废物收集 贮存 运输技术规范》（HJ2025-2012）等有关规定。

根据《危险废物识别标志设置技术规范》（HJ1276-2022），收集危险废物的硬质桶应按要求设置明显的标明危险废物相关信息的标签，标签信息应填写完整详实。具体要求如下：

a. 危险废物标签印刷的油墨应均匀，图案和文字应清晰、完整。危险废物标签的文字边缘宜加黑色边框，边框宽度不小于 1 mm，边框外宜留不小于 3 mm 的空白；危险废物标签所选用的材质宜具有一定的耐用性和防水性。

b. 危险废物类别：按危险废物种类选择，危险废物类别如图 5.7-1 所示；

危险特性	警示图形	图形颜色
腐蚀性		符号：黑色 底色：上白下黑
毒性		符号：黑色 底色：白色
易燃性		符号：黑色 底色：红色 (RGB: 255,0,0)
反应性		符号：黑色 底色：黄色 (RGB: 255,255,0)

图 5.7-1 危险废物类别标识示意图

c. 材料应坚固、耐用、抗风化、抗淋蚀。危险废物相关信息标签如图 5.7-2

所示。

危险废物	
废物名称:	危险性
废物类别:	
废物代码:	
废物形态:	
主要成分:	
有害成分:	
注意事项:	
数字识别码:	
产生/收集单位:	
联系人和联系方式:	
产生日期:	
废物重量:	
备注:	

图 5.7-2 危险废物相关信息标签

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

(2) 危险废物运输过程影响分析

拟建工程产生的危险废物应按照《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》（生态环境部公告 2021 年 第 74 号）、《危险废物转移管理办法》（生态环境部令 第 23 号）中相关要求，运输危险废物，应当采取防止污染环境的措施，并遵守国家有关危险货物运输管理的规定；按照危险废物污染防治和危险货物运输相关规定运输危险废物，记录运输轨迹，防范危险废物丢失、包装破损、泄漏或者发生突发环境事件。

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

(3) 危险废物委托处置环境影响分析

拟建工程产生的危险废物应按照《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》（生态环境部公告 2021 年 第 74 号）中相关要求，落实危险废物经

营许可证制度，禁止将危险废物提供或委托给无危险废物经营许可证的单位或者其他生产经营者从事收集、贮存、利用、处置活动。

（4）危险废物综合利用环境影响分析

拟建工程产生的危险废物应按照《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》（生态环境部公告 2021 年 第 74 号）中相关要求，落实环境保护标准制度，按照国家有关规定和环境保护标准要求贮存、利用、处置危险废物，不得将其擅自倾倒处置；禁止混合收集、贮存、运输、处置性质不相容或未经安全性处置的危险废物。

5.7.3 退役期固体废物影响分析

退役期建筑垃圾集中收集后送轮南七公里固废填埋场填埋处置；设备拆除过程中产生的落地油收集后委托有资质单位接收处置；废弃管线清洗干净后维持现状，避免因开挖管线对区域生态环境造成二次破坏，管线两端使用盲板封堵。固体废物的妥善处理，可以有效控制对区域环境的影响。

5.8 环境风险评价

环境风险评价是分析和预测建设项目对环境存在的潜在危险、有害因素，针对建设项目建设和运行期间可能发生的突发性事件或事故，引起有毒有害和易燃易爆等物质泄漏所造成的环境影响和损害程度，提出合理可行的防范、应急与减缓措施，以使建设项目事故风险可防控。

5.8.1 风险调查

（1）风险调查

拟建工程回注的介质为处理达标后的采出水，采出水中涉及少量石油类，考虑到管线若发生管线泄漏，井场套管发生泄漏，可能对区域地下水造成影响。

（2）环境敏感目标调查

拟建项目环境风险评价等级为简单分析，因此不再设置环境风险保护目标。

5.8.2 环境风险识别

（1）生产系统危险性识别

拟建工程回注介质为处理达标后的采出水，管线主要采用埋地敷设方式。运行过程中常见的事故包括：因腐蚀穿孔造成泄漏；人为破坏导致管道泄漏。

一旦发生泄漏，释放出的回注水进入地下水中，可能造成区域地下水污染情况；注水井井漏、串层释放出的回注水进入地下水中，可能造成区域地下水污染情况。

（2）可能影响环境的途径

根据工程分析，拟建工程回注水输送环节工艺条件较苛刻，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回注水泄漏，具体危害和环境影响可见表 5.8-1。

表 5.8-1 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
注水井场	套管泄漏	施工、操作不当或自然灾害等外力作用导致破裂，导致回注水泄漏事故	回注水泄漏后，进入地下水中，回注水中的石油类导致地下水受到污染	地下水
输送管线	输送管线泄漏	管道腐蚀，施工、操作不当或自然灾害等外力作用导致破裂，导致回注水泄漏事故	回注水泄漏后，进入地表水体或地下水体中，回注水中的石油类导致地下水受到污染	地下水

5.8.3 环境风险分析

（1）输送管线泄漏环境风险评价

拟建工程建成投产后，正常状态下无废水产生和排放；非正常状态下，注水管线中少量石油类在下渗过程中易受包气带的吸附作用影响，不易迁移至含水层，但在管道泄漏的情况下，石油类在下渗过程受包气带的吸附作用以后，也会不可避免地地下水水质产生一定的影响，但影响范围很小，本评价要求建设单位加强环境管理，定期对管线进行检查，避免因管材质量缺陷、管道腐蚀老化破损造成回注水泄漏。因此在事故下造成管道泄漏对区域地下水造成污染的环境风险可防控。

（2）管线泄漏对植被的影响分析

管线泄漏对植被的影响主要是泄漏回注水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。本工程区域内植被量很小，且发生事故后，及时采取相应的措施，将受污染植被及时清除，对区域植被产生的影响可接受。

（3）注水井井漏、串层环境风险评价

项目注水井在长期使用或闲置过程中，在地下各种复合作用下，固井水泥

被腐蚀，套管被腐蚀穿孔，回注过程中，会导致采出水顺着固井水泥裂缝进入潜水含水层；回注水中含有少量石油类，均会造成地下含水层水质污染。拟建工程采用双层套管，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，环境风险可防控。

5.8.4 环境风险防范措施及应急要求

各种事故都可以采取必要的预防措施，以减少事故的发生或使事故造成的危害降低到最低限度。结合拟建工程特点，采取以下风险防范措施。

（1）施工阶段的事故防范措施

- ①在施工过程中，加强监理，确保接口连接及涂层等施工质量。
- ②建立施工质量保证体系，提高施工检验人员水平，加强检验手段。
- ③制定严格的规章制度，发现缺陷及时正确修补并做好记录。
- ④从事管道连接以及无损检测的检测人员，必须按有关规定取得劳动行政部门颁发的特种作业人员资格证书，并要求持证上岗。管道连接好后必须进行水压试验，严格排除焊缝和母材的缺陷。

⑤严格挑选施工队伍，施工单位应具有丰富的管道施工经验，管道施工单位应持有劳动行政部门颁发的压力管道安装许可证，建立质量保证体系，确保管道施工质量。选择优秀的第三方（工程监理）对其施工质量进行强有力的监督，减少施工误操作。

（2）运行阶段的事故防范措施

①拟建工程依托现有 LG15-21 井场注水泵站，注水泵橇自带 PLC 控制柜，由 PLC 完成生产数据的采集，联锁控制、远程启停泵，储存、上传。实现远程监控、无人值守、定期巡检的自控水平。在注水井场设置 RTU，由 RTU 完成井场生产数据的采集、联锁控制、储存以及上传。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定期对管线进行超声波检查，对壁厚低于规定要求的管段及时更换，消除爆管和泄漏的隐患。

③定期检查管线上的阀门及其连接法兰的状况，防止泄漏发生。

④制定巡线制度，并设置专门巡线工，定时对管道进行巡视，加大巡线频率，提高巡线的有效性，发现对管线安全有影响的行为，应及时制止、采取相应措施并及时向上级汇报。

⑤利用管线的压力、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。

⑥在管线上方设置标志，以防附近的各类施工活动对管线的破坏。定期检查管线，并配备适当的管道抢修、灭火及人员抢救设备。

（3）管理措施

①在管道系统投产运行前，应制订正常、异常或紧急状态下的操作手册和维修手册，并对操作、维修人员进行培训，持证上岗。

②制订应急操作规程，在规程中说明发生管道事故时应采取的操作步骤。

③定期对管线进行巡视，加强管线和警戒标志的管理工作。

④增强职工安全意识，识别事故发生前异常状态，并采取相应措施。

⑤对重要的仪器设备有完善的检查项目和维护方法；按计划进行定期维护，有专门档案（包括维护记录档案），文件齐全。

（4）回注水泄漏事故防范措施

①阀门采用截断阀，并在管线沿线设置压力远传信号，压力信号与截断阀进行联锁，发生泄漏时远程关闭截断阀。

②定期组织人员巡检，检查压力远传信号、截断阀工作状态，定期对下游地下水井进行检测。

（5）注水井井漏、串层风险防范措施

①在注水井井口和井下安装高精度压力传感器，实时监测注水压力、地层压力变化情况；

②制定科学合理的修井周期，定期对注水井进行全面检测；

③根据油藏动态变化和注水井实际情况，及时调整注水方案；

④定期组织油田工作人员进行应急培训，使其熟悉注水井漏失、串层的应急处置流程和方法，掌握应急设备的操作技能。

5.8.5 环境风险应急处置措施

管道事故风险不可能绝对避免，在预防事故的同时，为可能发生的故事制

定应急措施，使事故造成的危害减至最小程度。

①按顺序关闭阀门

在管道发生断裂、泄漏事故时，按顺序关闭阀门。抢修队根据现场情况及时抢修，做好环境污染防范工作，把损失控制在最小范围内。

②回收泄漏回注水中的少量油品

首先限制地表污染的扩大。回注水受重力和地形的控制，会流向低洼地带，应尽量防止泄漏回注水移动。在可能的情况下应进行筑堤，汇集在低洼坑中的地表回注水中的少量油品，用车及时进行收集；将严重污染的土壤集中收集，由有危废处置资质的公司接收处置处理。

5.8.6 突发环境事件应急预案

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，应急物资储备齐全，出现风险事故时能够及时应对。塔里木油田分公司轮南采油气管理区制定有《塔里木油田公司轮南采油气管理区突发环境事件应急预案（轮台县）》（备案编号 652822-2025-27-L），本评价建议将本次建设内容纳入塔里木油田分公司轮南采油气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。

5.8.7 现有风险防范措施的有效性

拟建工程建设内容纳入轮南采油气管理区突发环境事件应急预案中。目前轮南采油气管理区已建立完善的应急管理体系，配备有专业的应急管理队伍，同时配备有充足的应急物资。轮南采油气管理区已针对气田常见的生产设备泄漏、管线爆管泄漏等情景提出了相关防范措施，并制定了相应的应急预案，可确保事故发生时，最大程度降低对周围环境空气、地下水、土壤的影响。同时为确保人员熟悉应急措施，定期对相关人员开展应急演练工作，针对演练过程中发现的问题及时修改现有应急预案的不足。现有风险防范措施可靠有效，可有效降低事故状态下对环境空气、地下水、土壤的影响。

5.8.8 环境风险分析结论

（1）项目危险因素

运营期危险因素为注水管线老化破损导致回注水泄漏,若进入地下水体中,可能造成地下水环境污染。

(2) 环境敏感性及事故环境影响

拟建工程区域以石油开发为主,拟建工程实施后的环境风险主要为回注水泄漏,回注水泄漏后,进入地下水体中,回注水中的石油类导致地下水受到污染。

(3) 环境风险防范措施和应急预案

本评价建议将本次建设内容纳入轮南采油气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。

(4) 环境风险评价结论与建议

根据建设项目环境风险可能影响的范围与程度,本次评价建议加强日常环境管理及认真落实环境风险防范措施和应急预案,可将环境风险概率降到最低。综上,拟建工程环境风险是可防控的。

表 5.8-2 建设项目环境风险简单分析内容表

建设项目名称	轮古油田轮古 7、9 区块轮古 4C 井区回注系统扩建工程			
建设地点	新疆巴州轮台县境内			
中心坐标	东经		北纬	
主要危险物质及分布	回注水主要存在于注水管线内			
环境影响途径及危害后果(大气、地表水、地下水等)	拟建工程回注水输送环节工艺条件较苛刻,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回注水泄漏,进入地下水体中,回注水中的石油类导致地下水受到污染			
风险防范措施要求	具体见“5.8.4 环境风险防范措施及应急要求”			

6 环境保护措施可行性论证

6.1 生态保护措施可行性论证

6.1.1 施工期生态保护措施

6.1.1.1 地表扰动生态减缓措施

(1)严格遵守国家和地方有关动植物保护和防止水土流失等环境保护法律法规，最大限度地减少占地产生的不利影响，减少对土壤的扰动、植被破坏，减少水土流失。

(2)严格按照有关规定办理建设用地审批手续，贯彻“优化设计、动态设计”的设计理念，避免大填大挖，减少后期次生灾害的发生，充分体现“最大限度地保护，最小程度的破坏，最大限度地恢复”的原则。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。

(3)设计选线过程中，尽量避开公益林（天然林）等植被较丰富的区域，全线避让保护植物，避免破坏荒漠植物，最大限度避免破坏野生动物的活动场所和生存环境。

(4)管道施工过程中穿越天然林区域、植被密集区等临时占地区域，严格控制作业范围。开挖过程中要分层开挖，单侧分层堆放；施工结束后，分层循序回填压实，以减少临时占地影响，保护植被生长层。

(5)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。施工期间，施工车辆临时停放尽可能利用现有空地，并严格控制施工作业带，采用拉设彩条方式限定运输车辆行驶范围，严禁人为破坏作业带以外区域植被；施工结束后进行场地恢复。

(6)工程结束后，建设单位应承担恢复生态的责任，及时对临时占地区域进行平整、恢复，减少水土流失。

类比现有轮南油气田采取的扰动区域生态环境保护措施，拟建工程采取的生态环境保护措施可行。

6.1.1.2 动植物影响减缓措施

①管线的选线阶段，应对拟敷设管线的地表情况进行现场调查，尽可能选

择植被稀疏或裸地进行工程建设，尽量避开植被茂密区域，减少因施工造成的植被破坏；严格界定施工活动范围，尽可能缩小施工作业带宽度，减少对地表的碾压。

②施工过程中严格规定车辆和各类工作人员的活动范围，使之限于在施工区范围内活动，最大限度减少对荒漠植物生存环境的破坏，最大限度避免破坏野生动物的活动场所和生存环境。

③严禁破坏占地范围外的植被，对因项目占地而造成的植被损失，应当按照正式征地文件，按规定进行经济补偿。

④严格控制和管理车辆及重型机械的运行范围，所有车辆采用“一”字型作业法，避免并行开辟新路，以减少对植被的破坏，尽量不侵扰野生动物的栖息地。

⑤确保各环保设施正常运行，含油废物回收、固体废物填埋，避免各种污染物污染对土壤环境的影响，并进一步影响到其上部生长的荒漠植被。

⑥强化风险意识，制定切实可行的风险防范与应急预案，最大限度降低风险概率，避免事故泄漏和火灾爆炸事故可能对植物和野生动物的影响。

⑦加强人员对重点保护野生植物的培训教育，发现重点保护野生植物时采取及时避让的措施，无法避让时采取在周边就地迁移保护的措施。

⑧管沟回填过程中应在管沟上方构筑条垄，严禁压实回填后的管沟，适当时候进行耙松，从而构建区域植被恢复的有利条件。

⑨建议施工单位在项目区张贴野生保护动植物宣传画及材料，禁止施工人员随意猎捕野生动物；在施工活动中发现国家重点保护动物活动踪迹要给予高度关注，保护其正常活动不受人为影响，一旦发现重点保护动物受伤或行为异常要及时向当地林业主管部门汇报，并采取及时有效的救助措施。管线管沟采取边开挖、边回填措施，在可能有野生动物活动的区域设置人员巡逻。

类比轮南油气田现有采取的生物多样性保护措施，拟建工程采取的生态环境保护措施可行。

6.1.1.3 维持土壤肥力措施

(1) 严格限定施工范围，严格控制管道施工带范围，严禁自行扩大施工

用地范围。管沟施工过程中实施“分层开挖、分层堆放、分层回填”的措施，堆放于管沟一侧的临时堆土区且用苫布覆盖，施工结束后先回填深层土，后回填表土层。施工结束后应及时对临时占地区域进行平整、恢复原貌。

(2) 占地前对表土层进行表土剥离，后期进行地表清理，采取表土回覆等措施。

(3) 工程结束后，建设单位应承担恢复生态的责任，及时对临时占地区域进行平整、恢复，使占地造成的影响逐步得以恢复。凡受到施工车辆、机械破坏的地方都要及时修整，恢复原貌。

类比轮南油气田现有采取的维持土壤肥力措施，拟建工程采取的生态环境保护措施可行。

6.1.1.4 维持区域生态系统稳定性措施

(1) 管道施工应严格限定作业范围，审慎确定作业线，不宜随意改线和重复施工，施工过程中严格规定车辆和各类工作人员的活动范围，使之限于在施工区范围内活动，最大限度减少对植物生存环境的破坏。

(2) 施工结束初期，对井场永久占地范围内的地表实施砾石覆盖等措施，以减少风蚀量。

(3) 工程施工结束后，应对施工临时占地内的土地进行平整，恢复原有地貌。在植被恢复用地上，进行人工播撒适量抗旱耐碱的植物种子。减少植被破坏，减缓水土流失，抵制沙漠化发展将起到一定的积极作用。

6.1.1.5 重点公益林生态保护措施

拟建工程占用的重点公益林类型均为灌木林地，主要植物种类为怪柳。项目需采取的保护措施包括：

(1) 《国家级公益林管理办法》（林资发〔2017〕34号）第十二条规定：“一级国家级公益林原则上不得开展生产经营活动，严禁打枝、采脂、割漆、剥树皮、掘根等行为。国有一级国家级公益林，不得开展任何形式的生产经营活动。”

(2) 根据《中华人民共和国森林法》《新疆维吾尔自治区平原天然林保护条例》《新疆维吾尔自治区建设项目使用林地审核审批管理办法（试行）》（新

林资字〔2015〕497 号)等有关规定,不得占用国家一级公益林,办理建设项目使用林地手续。施工完成后,管线沿线两侧实施恢复。

(3) 管线在选线设计、施工作业时尽量避开灌木茂密区域,减少砍伐林木的数量,最大程度地保护沿线的林业生态环境。项目预计占用 3.28hm^2 公益林,应在项目实施后,在周边区域按照破坏面积种植相应面积的灌木林从而达到占补平衡要求。

(4) 采用小型施工机具或必要时采用人工开挖回填管沟等一系列手段,考虑采取加大管道埋深,加厚管壁等措施防止公益林区管线风险事故的发生。

(5) 严格控制施工范围。教育施工人员保护植被,注意施工及生活用火安全,防止林草火灾的发生。

(6) 施工过程中,加强施工人员的管理,禁止施工人员对林木乱砍滥伐,严禁砍伐森林植被作燃料,尽量减少对作业区周围植被的影响。

(7) 管线尽量沿现有油田道路布置,减少破坏原生植被。公路沿线可设置一些警示牌,增强公众保护公益林的意识。

(8) 项目完工后,要对拟建工程占压林地面积进行调查,尽量恢复,优化原有的自然环境和绿地占有水平。

(9) 施工期应加强施工管理,科学合理施工,维护植物的生境条件,减少水土流失,杜绝对工程用地范围以外林地的不良影响。积极遵守有关生态公益林资源保护工程的村规民约、告示、管护目标、管护措施;积极配合护林员管护沿线森林资源;主动或配合做好森林“三防”工作;保护好野生动植物及其栖息环境;防止毁林采石、采砂、采土以及其他毁林行为的发生,杜绝非法征占用林地。

类比同类管道施工采取的重点公益林生态保护措施,拟建工程采取的重点公益林生态保护措施可行。

6.1.1.9 水土流失防治措施

(1) 场地平整:管道工程区需挖沟槽,施工后恢复,对管道工程区施工扰动区域采取场地平整措施,降低地面粗糙度,增加土壤抗蚀性。

(2) 防尘网苫盖:单独敷设管道管沟开挖一侧临时堆放开挖土方,拟建工

程对临时堆土布设一定的防尘网苫盖防护措施。

(3) 限行彩条旗：为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。

(4) 洒水降尘：施工扰动区易产生扬尘对周边环境产生影响，产生一定的水土流失。对本防治区进行定期洒水，减少施工过程中因风蚀造成的水土流失。

类比同类管道施工采取的水土流失减缓措施，拟建工程采取的水土流失减缓措施可行。

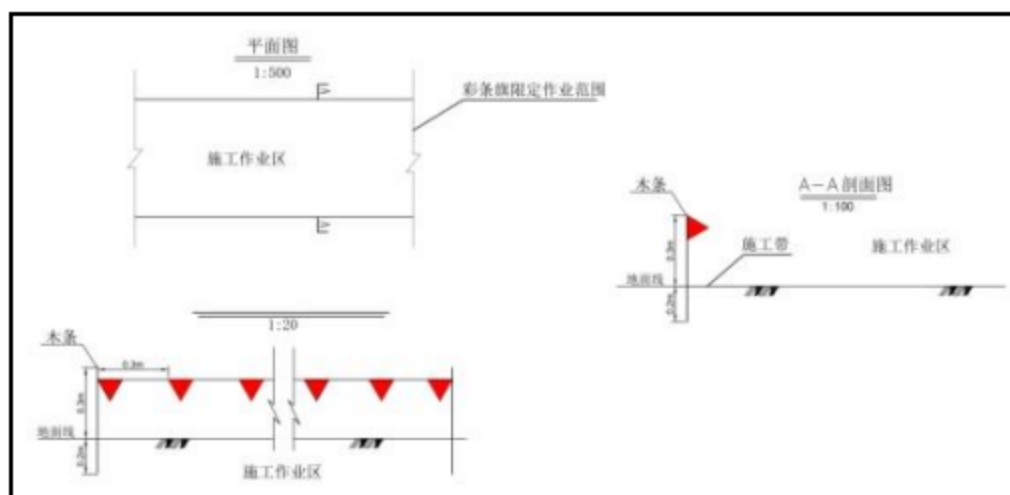


图 6.1-1 限行彩条旗典型措施设计图

6.1.1.10 防沙治沙措施

拟建工程位于沙地，按照《中华人民共和国防沙治沙法》（2018 年 11 月 14 日修订）有关规定以及《关于加强沙区建设项目环境影响评价工作的通知》（新环环评发〔2020〕138 号）文件，在沙化土地范围内从事开发建设活动的，必须事先就该项目可能对当地及相关地区生态产生的影响进行环境影响评价，依法提交环境影响报告；环境影响报告应当包括有关防沙治沙的内容。

根据《新疆维吾尔自治区实施〈中华人民共和国防沙治沙法〉办法》（2025 年 1 月 1 日实施）的要求，本次环评提出的防沙治沙方案具体内容如下。

(1) 防沙治沙采取的技术规范、标准

- ①《中华人民共和国防沙治沙法》（2018 年 10 月 26 日修订）；
- ②《关于加强沙区建设项目环境影响评价工作的通知》（新环环评发〔2020〕

138 号)；

③《防沙治沙技术规范》(GB/T21141-2007)；

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

⑤《沙化土地监测技术规程》(GB/T 24255-2009)。

(2) 制定方案的原则与目标

A. 制定方案的原则：

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

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

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

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

B. 制定方案的目标：

通过工程建设，沙化土地扩展趋势得到遏制。

(3) 工程措施(物理、化学固沙及其他机械固沙措施)

巩固防护体系，更新固沙措施，关键设施试用新型固沙措施。巩固治理成果，确保已固定的沙丘不再活化，植被群落趋于稳定，具备自然更新能力。形成可持续防护体系，使项目所在区域内主要设施(井场、站场、管线、道路)周边风沙危害降低 60%以上。

(4) 植物措施(在流动沙地、风蚀严重的风口、施工区域及村庄、道路、河流等区域采取的恢复林草植被的林网、林带和片林等防风固沙植被恢复措施)

①初步恢复植被，在适宜区域(如固定沙丘、土壤条件较好处)种植耐旱草籽。草种的选择根据当地自然条件来确定、可选择当地适生的耐旱耐碱植被，草籽类型为免灌草籽，依靠天然降水，播草籽可选择在春季进行；

②施工过程中，对于管道工程，尽可能在植被覆盖度高的地段采取人工开

挖，局部降低作业带宽度，减少对植被的破坏；

③培育群落稳定性，促进自然更新，引入深根性树种，建立本地种子采集区。

（5）其他措施（废弃弃土、石、渣及其他地面覆盖处理措施）

针对管沟开挖过程，提出如下措施：①施工土方全部用于管沟回填，严禁随意堆置。②遇到干燥、易起尘的土方工程作业时，应辅以洒水压尘，尽量缩短起尘操作时间，遇到四级及四级以上大风天气，应停止土方作业，同时作业处覆以防尘网。③在施工过程中，不得随意碾压区域内其他固沙植被。④管沟开挖过程中采取边开挖边回填措施，降低土壤裸露风化风险，严禁随意堆存。

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

（6）各种措施总量和年度实施计划、完成期限等

工程措施、植被措施及其他措施，要求在井场建设完成投入运行之前完成，严禁防沙治沙措施未完成即投入运行。

（7）方案实施保障措施

①组织领导措施

防沙治沙是维护生态安全，促进经济发展和人与自然和谐相处的重要举措。拟建工程防沙治沙工程中塔里木油田分公司为第一责任人，各施工队作为措施落实方，属于主要责任人。塔里木油田分公司应在各施工队施工过程中，提出具体的目标及要求，并落实到具体人员。

②技术保证措施

邀请各级林业部门组织开展多层次、多形式的技术培训，加强参与防沙治沙工程的人员的培训工作，使其掌握防沙治沙工程建设、管理的基本技术要求，增强人员主动参与防沙治沙能力和积极性；塔里木盆地自然条件恶劣，水资源短缺，在项目建设的各个环节过程中，加强人员的节水意识，避免铺张浪费，提高水的重复利用性。

③防沙治沙措施投资概算及资金筹措情况

拟建工程防沙治沙措施投资 18 万元，由塔里木油田分公司自行筹措，已在本工程总投资中考虑。

④生态、经济效益预测

拟建工程防沙治沙措施实施后，预计轮南油气田沙化土地扩展趋势得到一定的遏制。

6.1.2 运营期生态恢复措施

拟建工程实施后，运营期生态恢复措施以保持和维持施工期结束时采取的措施为主。在管线上方设置标志，以防附近的各类施工活动对管线的破坏。定期检查管线，如发生管线老化，接口断裂，及时更换管线。对于事故情况下造成的油气外泄事故一要做好防火，二要及时控制扩散面积并回收外泄油；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。

类比同类项目采取的生态恢复措施，拟建工程采取的生态恢复措施可行。

6.1.3 退役期生态恢复措施

油气田单井进入注水后期，最终井区进入退役期。后期按照要求对井口进行封堵，并对井场生态恢复至原貌。根据《废弃井封井回填技术指南（试行）》（环办土壤函〔2020〕72 号）、《废弃井及长停井处置指南》（SY/T6646-2017）、《矿山生态环境保护与恢复治理技术规范（试行）》（HJ651-2013）、《永久性弃置井封井技术规范》（Q/SYT0495-2020）、《油气田开发生产井报废管理规范》（Q/SY01036-2022）及《废弃井封井处置规范》（Q/SH0653-2015），项目针对退役期生态恢复提出如下措施：

（1）闭井后要拆除井架、井台等井场设备，并对井场占地进行平整，清除地面上残留的污染物如落地油等。经治理井口装置及相应设施应做到不漏油、不漏气、不漏电，井场无油污、无垃圾。

（2）退役期井场注水管线维持现状，避免因开挖管线对区域生态造成二次破坏。管线内物质应清空干净，并按要求进行吹扫，确保管线内无残留回注水，管线两端使用盲板封堵。

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

(4) 各种机动车辆固定线路, 禁止随意开路。

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

6.2 地下水环境保护措施可行性论证

6.2.1 施工期地下水环境保护措施

物料及废物不乱堆乱放, 严禁各种油料落地, 禁止焚烧废油品。擦洗设备和更换的废油料要集中到废油回收罐, 如果发生外溢和散落则必须及时清理。

6.2.2 运营期地下水环境保护措施

6.2.2.1 地下水环境保护措施与对策

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》的相关规定, 按照“源头控制、分区防控、污染监控、应急响应”, 重点突出饮用水水质安全的原则确定。

(1) 源头控制措施

①采取先进、成熟、可靠的工艺技术工艺, 良好合格的防渗材料, 尽可能从源头上减少污染物泄漏风险, 同时, 严格按照施工规范施工, 保证施工质量;

②定期做好井场设备、阀门、管线等巡检, 一旦发现异常, 及时采取措施, 避免“跑、冒、滴、漏”现象的发生;

③井下作业均带罐作业, 采用的专用收集罐集中收集作业废水, 妥善处置;

④注水井运行过程中, 应持续对注水井口压力、套管压力、环空压力、回注流体的流量、水质等指标进行监测, 注水水质满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022) 要求。

⑤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。回注井运行前, 应进行井筒完整性测试; 注水井应至少每年进行 1 次井筒完整性检测, 检测发现井筒完整性失效, 应立即停止回注。

(2) 分区防控措施

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)及《石油化工工程防渗技术规范》(GB/T50934-2013)的要求将项目场地包气带防污性能、污染控制难易程度和污染物特性划分为重点防渗区、一般防渗区和简单防渗区,污染控制难易程度分级参照表见表 6.2-1,天然包气带防污性能分级参照表见表 6.2-2,地下水污染防渗分区参照表见表 6.2-3。

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	包气带岩土渗透性能
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	等效黏土防渗层 Mb≥6.0m, K≤1×10 ⁻⁷ cm/s; 或参 照 GB18598 执行
	中—强	难		
	弱	易		
一般防渗区	弱	易—难	其他类型	等效黏土防渗层 Mb≥1.5m, K≤1×10 ⁻⁷ cm/s; 或参 照 GB16889 执行
	中—强	难		
	中	易	重金属、持久性 有机污染物	
	强	易		
简单防渗区	中—强	易	其他类型	一般地面硬化

根据上述划分原则,拟建工程各分区防渗等级具体见表 6.2-4。

表 6.2-4 厂区各区域防控措施一览表

井场、站场	防渗分区		划分依据		污染物类型	防渗技术要求
			天然包气带 防污性能	污染控制 难易程度		
轮古 4c 井场	一般 防渗区	井口撬、注水泵、 回收水罐	弱	易	其他类 型	等效黏土防渗层 $Mb \geq 1.5m$, $K \leq 1 \times 10^{-7} cm/s$, 或参考 GB16689 执行
轮古 702 井场	一般防渗区	井口撬	弱	易	其他类 型	

图 6.2-1 轮古 4c 井场运营期分区防渗图

图 6.2-2 轮古 702 井场运营期分区防渗图

（3）地下水环境监测与管理

为了及时准确地掌握轮古油田区域及下游地区地下水环境质量状况和地下水体中污染物的动态变化，轮古油田区域应建立地下水长期监控系统，包括科学、合理地设置地下水污染监控井，建立完善的监测制度，配备先进的检测仪器和设备，以便及时发现并及时控制。

①监测井布置

依据地下水监测原则，参照《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）、《地下水环境监测技术规范》（HJ164-2020）及《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）相关要求，结合区域水文地质特征，利用区域现有监测井，跟踪监测井可满足项目区域的地下水监控需求。

表 6.2-5 地下水监控井基本情况表

名称	相对位置	坐标	监测层位	功能	监测因子	监测频次
1#	LG4C 井西北 3.48km(上游)		潜水 含水层	跟踪 监测 井	石油类、石油烃 (C ₆ -C ₉)、石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)、砷、 汞、六价铬	每半年 1次
2#	LG4C 井东南 11.43km(下游)					
3#	LG4C 井东南 14.58km(下游)					

② 监测频率

i. 跟踪监测井采样频次每半年 1 次。

ii. 遇到特殊情况或发生污染事故，可能影响地下水水质时，应随时增加采样频次。

iii. 同时考虑随着时间的推移，区域地下水流向可能会发生变化，导致地下水水质监测井功能的改变，因此将水质监测井地下水水位标高的监测纳入监测计划中。

③ 上述监测结果应按有关规定及时建立档案并公开，满足法律中关于知情权的要求。如发现异常或发生事故，应加密监测频次，并分析污染原因，确定泄漏污染源，并及时采取相应的应急措施。

6.2.2.2 地下水污染应急措施

(1) 应急治理程序

针对应急工作需要，参照“场地环境保护标准体系”的相关技术导则，结合地下水污染治理的技术特点，制定地下水污染应急治理程序见图 6.2-3。



图 6.2-3 污染应急治理程序框图

（2）地下水污染治理技术

地下水污染治理技术归纳起来主要有：物理处理法、水动力控制法、抽出处理法、原位处理法等。依据区域水文地质条件，拟建工程可选用水动力控制法和抽出处理法。由于地下水污染治理具有很强的专业性，在发生地下水污染风险时，建议聘请专业地下水污染治理团队制定地下水污染治理方案，科学合理选择污染治理技术。

（3）治理措施

轮古油田区域内包气带天然防污性能弱，因此在非正常及风险状况下，可能造成污染物进入地下水中，针对上述情景，建议采取如下污染应急治理措施。

- ①一旦发生地下水污染事故，应立即启动应急预案；
- ②查明并切断污染源，在最短时间内清除地表污染物；
- ③加密地下水污染监控井的监测频率，并实时进行化验分析；
- ④一旦发现监控井地下水受到污染，立即启动抽水设施；
- ⑤探明地下水污染深度、范围和污染程度；

⑥依据地下水污染情况和污染场地的含水层埋藏分布特征，结合拟采用的地下水污染治理技术方法，制定地下水污染治理实施方案；

⑦依据实施方案进行施工，抽取被污染的地下水体，并依据各井孔出水情况进行调整；

- ⑧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；

⑨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，逐步停止井点抽水，并进行土壤修复治理工作。

类比现状轮南采油气管理区采取的地下水环境保护措施，拟建工程采取的地下水环境保护措施可行。

6.2.3 退役期地下水环境保护措施

退役期废弃管道和设备清洗废水依托周边联合站处理，要求在闭井作业过程中参照《废弃井及长停井处置指南》（SY/T6646-2017）、《永久性弃置井封井技术规范》（Q/SYTZ0495-2020）、《天然气井永久性封井技术规范》（Q/SY01028-2019）、《废弃井封井回填技术指南（试行）》（环办土壤函〔2020〕72号）、《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）以及《地下水管理条例》（中华人民共和国国务院令 第748号）等要求进行施工作业，首先井场进行环境风险评估，根据评估等级分别采用不同的固井、封井方式，确保固井、封井措施的有效性，避免发生油水窜层；在加强环境管理的情况下，不会对地下水环境造成污染影响。

6.3 地表水环境保护措施可行性论证

6.3.1 施工期地表水环境保护措施

（1）管道试压废水

输水管道试压介质采用中性洁净水，管道试压分段进行，输水管道试压水由

管内排出后进入下一段管道循环使用，试压结束后用于洒水降尘。

（2）施工期生活污水

施工期生活污水依托轮南采油气管理区公寓现有生活污水处理装置处理。轮南采油气管理区公寓生活污水处理设备采用“化粪池+格栅+污水调节池+生物氧化池+二沉池+消毒”处理工艺，设计处理规模为 $72\text{m}^3/\text{d}$ ，富余能力为 $12\text{m}^3/\text{d}$ ，其富余处理能力可满足本项目生活污水（约 $2.4\text{m}^3/\text{d}$ ）处理需求。本项目施工期生活污水依托轮南采油气管理区公寓现有生活污水处理装置处理可行。

综上，施工期采取的废水处置措施可行。

6.3.2 运营期地表水环境保护措施

项目运营期水环境污染源为井下作业废水。

井下作业废水采用专用回收罐收集后运至富源 7 井废液处理站处理，采取“氧化破胶+混凝+气浮分离+多级过滤”工艺，处理规模为 $237000\text{m}^3/\text{a}$ ，富余处理能力 $230000\text{m}^3/\text{a}$ ，拟建工程井下作业废水产生量为 $26.21\text{m}^3/\text{a}$ ，可满足拟建工程井下作业废水处理需求。

综上，运营期采取的废水处置措施可行。

6.3.3 退役期地表水环境保护措施

退役期废弃管道和设备清洗废水依托周边联合站处理，要求在闭井作业过程中参照《废弃井及长停井处置指南》（SY/T6646-2017）、《永久性弃置井封井技术规范》（Q/SYTZ0495-2020）、《天然气井永久性封井技术规范》（Q/SY01028-2019）、《废弃井封井回填技术指南（试行）》（环办土壤函〔2020〕72 号）、《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）以及《地下水管理条例》（中华人民共和国国务院令 第 748 号）等要求进行施工作业，首先进行井场进行环境风险评估，根据评估等级分别采用不同的固井、封井方式，确保固井、封井措施的有效性。

6.4 土壤污染防治措施

6.4.1 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。

(4) 项目区处于风蚀区，需要严格采取各项水土流失防治措施，施工完毕后通过对临时占地采取土地平整和防沙治沙措施，地表基本可免受水土流失。

综上，拟建工程施工期采取的土壤污染防治措施可行。

6.4.2 运营期土壤污染防治措施

(1) 源头控制

①定期检修维护井场压力、流量传感器，确保发生泄漏时能及时切断阀门，减少泄漏量；

②人员定期巡检，巡检时应对井口阀门处及管线沿线进行仔细检查，出现泄漏情况能及时发现；

③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；

④加强井场及管线巡检，避免因“跑、冒、滴、漏”或泄漏事故发生造成石油进入土壤，发生泄漏事故时应及时清理落地油，受污染的土壤应交由具有相应危险废物处置资质的单位负责接收、转运和处置，降低对土壤环境质量的影响程度。

(2) 过程防控措施

①巡检车辆按照指定路线行驶，严禁随意碾压破坏井场周边土壤结构；

②严格执行《石油化工工程防渗技术规范》(GB/T50934-2013)“4.0.4 石油化工储运工程区的典型污染防治分区”相关要求，将井口区、泵区划分为一般防渗区，其余区域划分为简单防渗区。防渗措施的设计，使用年限不应低于拟建工程主体工程的设计使用年限。

(3) 跟踪监测

为了掌握拟建工程土壤环境质量状况和土壤中污染物的动态变化，对拟建工程实施土壤跟踪监测。

根据项目特点及《排污单位自行监测技术指南 陆上石油天然气开采工业》（HJ 1248-2022）相关要求，制定监测计划，详情见表 6.4-1。

表 6.4-1 土壤跟踪监测点位布设情况一览表

序号	跟踪监测点位名称	采样层位	监测因子	执行标准	监测频率
1	建设项目区块 1 个代表性井场（如：轮古 4C 井场）	表层样	石油类、石油烃（C ₆ -C ₉ ）、石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）、砷、六价铬、盐分含量、pH	执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB 36600-2018）表 2 第二类用地筛选值	每 3 年 1 次

6.5 大气环境保护措施可行性论证

6.5.1 施工期大气环境保护措施

6.5.1.1 施工扬尘

为有效控制施工期间的扬尘影响，结合建设单位实际情况，本评价要求建设单位严格执行《关于印发〈新疆维吾尔自治区 2025 年空气质量持续改善行动实施方案〉的通知》（新政办发〔2024〕58 号）及《新疆维吾尔自治区重污染天气应急预案（修订版）》（新政办发〔2019〕96 号）相关文件要求，同时结合《建筑工程施工现场扬尘污染防治标准》（XJJ119-2020）等采取的抑尘措施，对项目施工提出以下扬尘控制要求，对项目施工提出以下扬尘控制要求。通过采取以下抑尘措施后，可较大限度地降低施工扬尘对周围环境的影响。

表 6.5-1 施工期扬尘污染防治措施一览表

序号	防治措施	具体要求	依据
1	施工现场公示牌	在施工现场出入口明显位置设置公示牌，公示施工现场负责人、环保监督员、防尘措施、扬尘监督管理部门、举报电话等信息	《建筑工程施工现场扬尘污染防治标准》
2	密闭苫盖措施	①建筑材料采用密闭存储、设置围挡、采用防尘布苫盖等措施； ②建筑垃圾采用覆盖防尘布、防尘网、定期喷洒抑尘剂、定期喷水压尘等措施； ③临时堆土采用防尘网苫盖等措施；	《建筑工程施工现场扬尘污染防治标准》
3	物料运输车辆密闭措施	①进出工地的物料、渣土、垃圾运输车辆，应尽可能采用密闭车斗，并保证物料不遗撒外漏。若无密闭车斗，物料、垃圾、渣土的装载高度不得超过车辆槽帮上沿，车斗应用苫布遮盖严实； ②装卸和运输渣土、砂石、建筑垃圾等易产生扬尘污染物料的，应当采取完全密闭措施	《建筑工程施工现场扬尘污染防治标准》

续表 6.5-1 施工期扬尘污染防治措施一览表

序号	防治措施	具体要求	依据
4	洒水抑尘措施	遇到干燥、易起尘的土方工程作业时，应辅以洒水压尘，尽量缩短起尘操作时间，遇到四级及四级以上大风天气，应停止土方作业，同时作业处覆以防尘网 施工现场必须建立洒水清扫抑尘制度，配备洒水设备。非冰冻期每天洒水不少于 2 次，并有专人负责。重污染天气时相应增加洒水频次	《建筑工程施 工现场扬尘污 染防治标准》 《建筑工程施 工现场扬尘污 染防治标准》
5	重污染天气应急预案	III 级（黄色）预警：生态环境部门加大对燃煤锅炉、工业企业、施工场地、机动车排放等重点大气污染源的执法检查频次；禁止建筑垃圾、渣土、砂石等散装物料运输车辆上路 II 级（橙色）预警：生态环境部门加大对燃煤锅炉、工业企业、施工场地、机动车排放等重点大气污染源的执法检查频次；禁止建筑垃圾、渣土、砂石等散装物料运输车辆上路 I 级（红色）预警：生态环境部门加大对燃煤锅炉、工业企业、施工场地、机动车排放等重点大气污染源的执法检查频次；禁止建筑垃圾、渣土、砂石等散装物料运输车辆上路	《新疆维吾尔自治区重污染天气应急预案（修订版）》（新环办发〔2019〕96 号）

（1）井场场地平整时，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）在管线作业带内施工作业，施工现场定时洒水抑尘、控制运输车辆行驶速度、控制车辆装载量并采取密闭或者遮盖措施、避免大风天作业等；

（3）加强施工管理，尽可能缩短施工周期。

（4）施工结束后尽快对施工场地进行恢复平整，减少风蚀量。

以上扬尘防治措施，简单可行，具有可操作性，施工扬尘影响能够减缓到可以接受的程度，以上抑尘措施是可行的。

6.5.1.2 焊接烟气、机械设备和车辆废气

施工前期加强设备和运输车辆的检修和维护，保证设备正常稳定运行，燃用合格的燃料，设备和车辆不超负荷运行，焊接作业时使用无毒低尘焊条，从而从源头减少设备和车辆废气及焊接烟气对环境的影响，措施是可行的。

6.5.2 运营期大气环境保护措施

拟建工程运营期无废气排放，无需采取大气污染治理措施。

6.5.3 退役期大气环境保护措施

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

6.6 声环境保护措施可行性论证

6.6.1 施工期声环境保护措施

在井场高噪声污染源主要是焊机、运输车辆等产生的噪声。主要减噪措施包括：

(1) 建设单位应要求施工单位使用低噪声的机械设备，并在施工中设专人对其进行保养维护，对设备使用人员进行培训，严格按操作规范使用各类机械。

(2) 应合理安排施工作业，避免高噪设备集中施工造成局部噪声过高。

(3) 运输车辆进出工地、路过村庄时应低速行驶，少鸣笛或不鸣笛。

类比轮古油田现有噪声防治措施，拟建工程采取的噪声防治措施可行。

6.6.2 运营期声环境保护措施

(1) 提高工艺过程的自动化水平，尽量减少操作人员在噪声源的停留时间。

(2) 对注水泵等设备采取基础减振措施。

根据噪声预测结果，轮古 4C 井场场界噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008) 2 类标准要求，因此本项目采取的噪声污染防治措施可行。

6.6.3 退役期声环境保护措施

退役期噪声主要为车辆噪声等，合理控制车速，施工运输车辆在驶经声敏感点时应低速行驶，少鸣笛或不鸣笛，加强车辆维护，合理安排运输路线，来减轻噪声对周围声环境的影响。

6.7 固体废物处理措施可行性论证

6.7.1 施工期固体废物污染防治措施

① 拟建工程施工过程中产生的土方全部用于管沟回填，土方管沟回填土高出自然地面，沿管线铺设方向形成垄，作为管道上方土层沉降富余量，且可以作为巡视管线的地表标志；

② 施工废料应首先考虑回收利用，不可回收利用部分送至轮南七公里固废填埋场填埋处置；

③ 施工现场不设置施工营地，生活垃圾集中收集后运至轮南七公里固废填

埋场填埋处置。

经类比同类调查，采取以上固体废物处理措施后，可避免对周围环境产生明显影响，措施可行。

6.7.2 运营期固体废物污染防治措施

6.7.2.1 固体废物产生及处置情况

根据《国家危险废物名录（2025 年版）》（部令第 36 号）、《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）、《建设项目危险废物环境影响评价指南》（环境保护部公告 2017 第 43 号），拟建工程运营期产生危险废物为的废润滑油、废防渗材料、落地油、废油桶，废润滑油桶装收集后送轮一联合站原油处理系统进行回收处理；废防渗材料、落地油、废油桶收集后由有危废处置资质单位接收处置。拟建工程危险废物产生情况及危险特性见表 6.4-1。

表 6.7-1 拟建工程危险废物产生、处置及防治措施情况一览表

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
废润滑油	HW08	900-217-08	0.4	设备维护	液态	废矿物油	油类物质	/	T, I	桶装收集后送轮一联合站原油处理系统进行回收处理
废防渗材料	HW08	900-249-08	0.5	修井场地清理环节	固态	废矿物油	油类物质	/	T, I	收集后，由有危废处置资质单位接收处置
落地油	HW08	071-001-08	0.2	井下作业	固态	油类物质、泥砂	油类物质	/	T, I	
废油桶	HW08	900-249-08	0.01	设备维护	固态	废矿物油	油类物质	/	T, I	

6.4.2.2 危险废物处置措施可行性分析

(1) 危险废物贮存及运输

拟建工程运营期产生的废润滑油桶装收集后送轮一联合站原油处理系统进行回收处理，落地油、废防渗材料、废润滑油分类收集后直接委托有资质单位接收处置，不暂存。拟建工程产生的危险废物应按照国家《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》（生态环境部公告 2021 年第 74 号）中相关要求，运输危险废物，应当采取防止污染环境的措施，并遵守国家有关危险货物运输管理

的规定。

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

（2）危险废物处置单位

拟建工程产生的危险废物应按照《危险废物环境管理指南陆上石油天然气开采》（生态环境部公告 2021 年第 74 号）中相关要求，落实危险废物经营许可证制度，禁止将危险废物提供或委托给无危险废物经营许可证的单位或者其他生产经营者从事收集、贮存、利用、处置活动。

（3）危险废物利用单位

拟建工程产生的危险废物应按照《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》（生态环境部公告 2021 年 第 74 号）中相关要求，落实环境保护标准制度，按照国家有关规定和环境保护标准要求贮存、利用、处置危险废物，不得将其擅自倾倒处置；禁止混合收集、贮存、运输、处置性质不相容或未经安全性处置的危险废物。

6.7.3 退役期固体废物污染防治措施

拟建工程退役期固体废物主要为建筑垃圾、落地油等固体废物，建筑垃圾集中收集后送轮南七公里固废填埋场填埋处置，落地油集中收集后有危废处置资质的单位接收处置；废弃管线清洗干净后维持现状，避免因开挖管线对区域生态环境造成二次破坏，管线两端使用盲板封堵。

类比轮古油田现有退役井采取的固体废物处置措施，拟建工程退役期采取的固体废物处置措施可行。

7 温室气体排放影响评价

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温室气体排放量及温室气体排放强度，提出碳减排建议，并分析减污降碳措施可行性及温室气体排放水平。

7.1 温室气体排放分析

7.1.1 温室气体排放影响因素分析

7.1.1.1 温室气体排放源分析

根据《中国石油天然气生产企业 温室气体排放核算方法与报告指南（试行）》，石油天然气开采企业温室气体排放源主要包括：燃料燃烧 CO_2 排放、火炬燃烧排放、工艺放空排放、 CH_4 逃逸排放、 CH_4 回收利用量、 CO_2 回收利用量、净购入电力和热力隐含的 CO_2 排放。

（1）燃料燃烧 CO_2 排放

主要指石油天然气生产各个业务环节化石燃料用于动力或热力供应的燃烧过程产生的 CO_2 排放。

拟建工程实施后不涉及化石燃料燃烧，不再核算该部分产生的 CO_2 排放量。

（2）火炬燃烧排放

出于安全等目的，石油天然气生产企业通常将各生产活动产生的可燃废气集中到一至数只火炬系统中进行排放前的燃烧处理。火炬燃烧除了 CO_2 排放外，还可能产生少量的 CH_4 排放，石油天然气生产的火炬系统需同时核算 CO_2 和 CH_4 排放。

拟建工程不涉及火炬，不再核算该部分产生的 CO_2 和 CH_4 排放量。

（3）工艺放空排放

主要指石油天然气生产各业务环节通过工艺装置泄放口或安全阀门有意释放大气中的 CH_4 或 CO_2 气体，如驱动气动装置运转的天然气排放、泄压排放、

设备吹扫排放、工艺过程尾气排放、储罐溶解气排放等。石油天然气生产企业业务环节较多且各具特色，其工艺放空排放应区分不同业务环节分开核算。

拟建工程主要为注水井场及注水管线建设内容，不再核算该部分 CH_4 或 CO_2 气体排放量。

(4) CH_4 逃逸排放

主要是指石油天然气生产各业务环节由于设备泄漏产生的无组织 CH_4 排放，如阀门、法兰、泵轮密封、压缩机密封、减压阀、取样接口、工艺排水、开口管路、套管、储罐泄漏及未被定义为工艺放空的其他压力设备泄漏；石油天然气生产企业业务环节较多且各具特色，其逃逸排放应区分不同业务环节分开核算。

拟建工程主要为注水井场及注水管线建设内容，不再核算该部分 CH_4 或 CO_2 气体排放量。

(5) CH_4 回收利用量

主要指企业通过节能减排技术回收工艺放空废气流中携带的 CH_4 从而免于排放到大气中的那部分 CH_4 。 CH_4 回收利用量可从企业总排放量中予以扣除。

拟建工程未实施甲烷回收利用。

(6) CO_2 回收利用量

主要指企业回收燃料燃烧或工艺放空过程产生的 CO_2 作为生产原料或外供产品从而免于排放到大气中的那部分 CO_2 。 CO_2 回收利用量可从企业总排放量中予以扣除。因缺乏适当的核算方法暂不考虑 CO_2 地质封存或驱油的减排问题。

拟建工程实施后不涉及 CO_2 的回收利用，因此该部分回收利用量均为 0。

(7) 净购入电力和热力隐含的 CO_2 排放量

该部分排放实际上发生在生产这些电力或热力的企业，但由报告主体的消费活动引起，依照约定也计入报告主体名下。

拟建工程实施后，需消耗电量，不涉及蒸汽用量。

7.1.1.2 二氧化碳产排节点

拟建工程生产工艺流程中涉及二氧化碳的产排节点表 7.1-1 所示。

表 7.1-1 二氧化碳产排污节点汇总一览表

序号	类别	产污环节	温室气体排放因子	排放形式
1	净购入电力和热力隐含的 CO ₂ 排放量	电力隐含排放	CO ₂	—

7.1.2 温室气体排放量核算

7.1.2.1 温室气体排放核算边界

拟建工程温室气体排放核算边界及核算内容见表 7.1-2 所示。

表 7.1-2 核算边界及核算内容一览表

序号	核算主体/核算边界	温室气体排放核算内容
1	轮古油田轮古 7、9 区块轮古 4C 井区回注系统扩建工程	包括油气勘探、油气开采、油气处理及油气储运各个业务环节的基本生产系统、辅助生产系统，以及直接为生产服务的附属生产系统。排放量核算内容包括： (1) 净购入电力和热力隐含的 CO ₂ 排放量

7.1.2.2 温室气体排放量核算过程

拟建工程涉及净购入电力和热力隐含的 CO₂ 排放量。具体核算过程如下：

(1) 净购入电力和热力隐含的 CO₂ 排放

① 计算公式

a. 净购入电力的 CO₂ 排放计算公式

$$E_{CO_2-净电} = AD_{电力} \times EF_{电力}$$

式中：

$E_{CO_2-净电}$ 为报告主体净购入电力隐含的 CO₂ 排放量，单位为吨 CO₂；

$AD_{电力}$ 为企业净购入的电力消费量，单位为兆瓦时 (MWh)；

$EF_{电力}$ 为电力供应的 CO₂ 排放因子，单位为吨 CO₂/MWh。

b. 净购入热力的 CO₂ 排放计算公式

$$E_{CO_2-净热} = AD_{热力} \times EF_{热力}$$

式中：

$E_{CO_2-净热}$ 为报告主体净购入热力隐含的 CO₂ 排放量，单位为吨 CO₂；

$AD_{热力}$ 为企业净购入的热力消费量，单位为 GJ；

EF 热力为热力供应的 CO₂排放因子，单位为吨 CO₂/GJ。

②计算结果

拟建工程生产过程中不涉及使用蒸汽，不涉及发电内容，使用的电力消耗量为 4640MWh，电力排放因子根据《关于发布 2024 年电力碳足迹因子数据的公告》（生态环境部 国家统计局 国家能源局 公告 2025 年第 19 号）中全国电力平均二氧化碳排放因子为 0.5777 吨 CO₂/MWh。根据前述公式计算可知，核算净购入电力和热力隐含的 CO₂排放量为 2680.528t。

（2）温室气体排放核算结果汇总

根据《中国石油天然气生产企业 温室气体排放核算方法与报告指南（试行）》，化工企业的 CO₂排放总量计算公式为：

$$E_{GHG} = E_{CO_2\text{燃烧}} + E_{GHG\text{火炬}} + \sum_s (E_{GHG\text{工艺}} + E_{GHG\text{逃逸}})_s - R_{CH_4\text{回收}} \\ \times GWP_{CH_4} - R_{CO_2\text{回收}} + E_{CO_2\text{净电}} + E_{CO_2\text{净热}}$$

式中，E_{GHG}-温室气体排放总量，单位为吨 CO₂；

E_{CO₂-燃烧}-核算边界内由于化石燃料燃烧活动产生的 CO₂排放量，单位为吨 CO₂；

E_{GHG-火炬}-企业因火炬燃烧导致的温室气体排放，单位为吨 CO₂当量；

E_{GHG-工艺}-企业各业务类型的工艺放空排放，单位为吨 CO₂当量；

E_{GHG-逃逸}-企业各业务类型的设备逃逸排放，单位为吨 CO₂当量；

S-企业涉及的业务类型，包括油气勘探、油气开采、油气处理、油气储运业务；

R_{CH₄-回收}-企业的 CH₄回收利用量，单位为吨 CH₄；

GWP_{CH₄}-CH₄相比 CO₂的全球变暖潜势值。取值 21；

R_{CO₂-回收}-企业的 CO₂回收利用量，单位为吨 CO₂。

E_{CO₂-净电}-报告主体净购入电力隐含的 CO₂排放量，单位为吨 CO₂；

E_{CO₂-净热}为报告主体净购入热力隐含的 CO₂排放量，单位为吨 CO₂。

按照上述 CO₂排放总量计算公式，则拟建工程实施后 CO₂排放总量见表 7-1-3 所示。

表 7.1-3 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	/
拟建工程	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	2680.528	100
	合计	2680.528	100

由上表 7.1~3 分析可知, 拟建工程 CO₂ 总排放量为 2680.528 吨。

7.2 减污降碳措施

拟建工程从工艺技术、节能设备和能源及温室气体排放管理等方面均采取了一系列减污降碳措施, 同时结合《甲烷排放控制行动方案》(环气候〔2023〕67 号) 中相关建议要求, 提出如下措施。

7.2.1 工艺技术减污降碳措施

拟建工程井场采用无人值守井场, 减少人工干预和经常整定调节参数, 实现全自动过程。

7.2.2 电气设施减污降碳措施

拟建工程在电气设备设施上采用多种节能措施, 从而间接减少了电力隐含的 CO₂ 排放量。具体措施主要有:

(1) 根据项目用电性质、用电容量等选择合理的供电电压和供电方式, 有效减少电能损耗。

(2) 选用高功率因数电气设备。采用无功功率补偿, 为减少线路损失, 设计采用高低压同时补偿的方式, 补偿后功率因数达 0.95 以上。低压设置自动无功补偿电容器装置, 高压采用高压并联电容器进行功率因数补偿, 补偿后使功率因数在装置负荷正常运行时提高, 有效减少无功损耗, 从而减少电能损耗, 实现节能运行。

(3) 选用节能型干式变压器, 能效等级为 1 级, 具有低损耗 (空载和负载

损耗相对较低）、维护方便等显著特点。

（4）各种电力设备均选用能效等级为 1 级的节能产品，实际功率和负荷相适应，达到降低能耗，提高工作效率的作用。

7.2.3 减污降碳管理措施

轮南采油气管理区建立有温室气体排放管理组织机构，对整个作业区能源及温室气体排放管理实行管理，并制定能源及温室气体排放管理制度，将温室气体排放管理工作作为重要事项纳入日常管理；能源及温室气体排放管理制度对各类能源的购入、贮存、使用、加工转换、输送分配以及最终使用等环节进行详细的规定，尽可能从管理上做到对各类能源高效使用，同时对温室气体排放情况进行有效管理。

7.3 温室气体排放评价结论及建议

7.3.1 温室气体排放评价结论

拟建工程实施后，CO₂总排放量为 2680.528 吨。在工艺技术、节能设备和能源及温室气体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温室气体排放，对比同类企业温室气体排放水平，拟建工程吨产品 CO₂排放强度相对较低。

7.3.2 温室气体排放建议

（1）加强企业能源管理，并定期开展能源及温室气体排放管理培训，提升管理水平；

（2）积极开展源头控制，优先选择绿色节能工艺、产品和技术，降低化石燃料消费量；

（3）积极开展碳捕获、利用与封存（CCUS）技术，进一步挖掘和提升减污降碳潜力。

8 环境影响经济损益分析

项目的开发建设，除对国民经济的发展起着促进作用外，同时也在一定程度上影响着项目地区环境的变化。进行环境影响经济损益分析的目的在于分析建设项目的社会、经济和环境损益，评价建设项目环境保护投资的合理性以及环境保护投资的效益，促进项目建设的社会、经济和环境效益的协调统一和可持续发展。

8.1 环境效益分析

拟建工程在设计中充分考虑了环境保护的要求，严格执行各项环境保护标准。同时还针对在生产运行过程中产生的“三废”，从实际出发采取多种相应的治理措施。由此看来，拟建工程采取的环保措施保护了环境，但未产生明显的经济效益。

8.1.1 环保措施的环境效益

(1) 废气

拟建工程运营期无废气排放。

(2) 废水

拟建工程运营期废水为井下作业废水，井下作业废水采用专用回收罐收集后运至富源 7 井废液处理站处理。

(3) 固体废弃物

拟建工程运营期固体废物主要为废防渗材料、落地油，废防渗材料、落地油收集后直接委托有危废处置资质的单位接收处置。

(4) 噪声

拟建工程运营期无噪声产生。

(5) 生态保护措施

在施工期间，采取严格控制地表扰动范围，严格控制施工作业带，采用拉设彩条方式限定运输车辆行驶范围；管沟开挖采取“分层开挖、分层堆放、分层回填”措施。

拟建工程各项环保措施通过充分有效地实施，可以使污染物的排放在生产

过程中得到有效地控制。拟建工程选用先进、成熟、可靠、具有节能和环保效果的技术，使各种污染物在排放前得以尽可能大地削减。在生产过程中充分、有效地利用了资源，减少各种资源的损失，大大降低其对周围环境的影响。

8.1.2 环境损失分析

拟建工程在建设过程中，由于敷设管道等都需要占用一定量的土地，并因此带来一定的环境损失。环境损失包括直接损失和间接损失，直接损失指由于项目建设对土壤及其生境破坏所造成的环境经济损失，即土地资源破坏的经济损失。间接损失指由土地资源损失而引起的生态问题，如生物多样性及地表植物初级生产力下降等造成的环境经济损失。

施工期结束后，临时占地将被恢复，临时占地对土地资源和生态环境的破坏程度较小，时间较短。只有在停止开发后，永久占地才有可能被恢复，永久占地对土地资源和生态环境的破坏严重，时间长。

根据生态影响评价分析，项目占地类型主要为灌木林地、其他草地、裸土地，植被覆盖度较低。拟建项目在开发建设过程中，不可避免地会产生一些污染物，这些污染物都会对气田周围的环境造成一定的影响，如果处理不当或者管理措施不到位，就可能会危害油田开发区域内的环境。

项目的开发建设中土地的占用产生一定程度的生态负效应。在数年内辅之以有效的防护措施和生态修复措施，这种影响将会被局限在较小的范围内，不会呈现放大的效应。

8.1.3 环保措施的经济效益

拟建工程通过采用多种环保措施，具有重要的环境效益，但整体对经济效益影响较小。

8.2 社会效益分析

拟建工程的实施可以支持国家的经济建设，缓解当前天然气供应紧张、与时俱进的形势，同时，油气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。拟建工程的实施还补充和加快了油田基础设施的建设。

因此拟建工程具有良好的社会效益。

8.3 综合效益分析

本项目通过一定的环保投资，采取技术上可行、经济上合理的环保措施，对其生产过程中产生的“三废”进行了综合治理或妥善处置，这些措施的实施既取得了一定的经济效益，又减少了项目对环境造成的污染，达到了削减污染物排放和保护环境的目，其环境保护效果显著。

8.4 环境经济损益分析结论

拟建工程经分析具有良好的经济效益、社会效益和环境措施效益。

在建设过程中，由于敷设管线需要临时占用一定的土地，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，实施相应的环保措施后，可以起到保护环境的效果。

9 环境管理与监测计划

9.1 环境管理

管理是对人类生产、生活和社会活动实行控制性的影响，使外界事物按照人们的决策和计划方向进行和发展。随着我国环保法规的完善及严格执法，环境污染问题将极大地影响着企业的生存与发展。因此，环境管理应作为企业管理工作中的重要组成部分，企业应积极并主动地预防和治理，增强全体职工的环境意识，避免因管理不善而造成的环境污染风险。

9.1.1 管理机构及职责

9.1.1.1 环境管理机构

拟建工程日常环境管理工作纳入轮南采油气管理区现有 QHSE 管理体系。塔里木油田分公司建立了三级环境保护管理机构，形成了管理网络，油田分公司 QHSE 管理委员会及其办公室为一级管理职能机构，各单位 QHSE 管理委员会及其办公室为二级管理职能机构，基层单位 QHSE 管理小组及办公室为三级管理机构。油田所属各单位及一切进入塔里木油田公司市场作业与服务的单位，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。企业各单位及下属各基层单位的行政正职分别是本企业、单位、基层单位环境保护第一负责人，负责建立其 QHSE 管理委员会及办公室，领导环境保护工作。

9.1.1.2 环境管理制度

按照油田公司 QHSE 管理制度体系建设要求，建立了轮古油田 QHSE 制度管理体系，并将各项环境管理制度作为 QHSE 制度管理体系重要建设内容，制定了建设项目“三同时”管理、污染防治设施运行管理、污染源监测管理、排污口标识标牌规范管理、危险废物全过程管理等环境管理制度，基本建立了源头预防、事中管理、事后考核的环境管理制度体系。

9.1.1.3 环境管理职责

轮南采油气管理区 QHSE 管理委员会办公室（质量健康安全环保部）是环境保护的归口管理部门，主要职责是：

(1) 贯彻落实国家、地方、集团公司、油田公司环境保护相关法律法规、制度、标准和规划，制修订环境保护规章制度；

(2) 分解落实油田公司下达的环境保护目标和指标，监督各单位环境保护目标和指标完成情况并进行考核；

(3) 监督、检查采油气管理区生产运行、建设项目施工、试修井作业过程中环保管理情况；

(4) 组织环保隐患排查与治理，组织制定突发环境事件应急预案，参与环境事件应急演练、应急处置、事件调查；

(5) 组织开展环境风险评估、环境隐患排查与治理；

(6) 组织开展排污许可办理、污染源普查、环境信息统计工作；

(7) 组织开展建设项目环境影响评价、竣工环境保护验收。

9.1.2 施工期的环境管理任务

(1) 建立和实施施工作业队伍的 QHSE 管理体系。

(2) 工程建设单位应将项目建设计划表呈报环境管理部门，以便对工程建设全过程进行环境保护措施和环境保护工程的监督和检查。

(3) 实施施工作业环境监理制度，以确保施工作业对生态造成的破坏降到最低限度。

(4) 工程建设结束后，会同当地环保主管部门共同参与检查验收。

9.1.3 运营期的环境管理任务

(1) 拟建工程运行期的 QHSE 管理体系纳入轮南采油气管理区 QHSE 系统统一管理。

(2) 协助进行环境保护设施的竣工验收工作，贯彻执行国家、地方及上级部门有关环境保护方针、政策、法律法规。

(3) 负责集输管线的日常环境保护管理工作及定期进行环保安全检查，如生态恢复、环境监测等。

(4) 编制各种突发事故的应急计划。

(5) 组织开展环境保护宣传教育、技术和经验交流活动，推广先进技术和科研成果，对全体员工组织开展环境保护培训。

(6) 强化基础工作，建立完整、规范、准确的环境基础资料，环境统计报表和环境保护技术档案。

(7) 参加调查、分析、处理环境污染事故，并负责统计上报事故的基本情况 & 处理结果，协同有关部门制定防治污染事故的措施，并监督实施。

9.1.4 退役期的环境管理任务

根据油田开发规律，一般生产设施设备在投产运行一定周期后，不可避免地面面临停产、设备报废等过程，为了解决开发后期可能引发的环境问题，必须对报废设施采取安全、环境友好的处置方式。对于报废管线应及时回收，并采取措 施不得造成管线内含油物质的外溢污染。永久建筑在开发结束停用后进行拆除，设备收回，恢复原地貌。

9.1.5 环境管理计划

为了最大限度地减轻施工期作业活动对沿线生态环境的不利影响，减少运营期事故的发生，确保管道安全运行，建立科学有效的环境管理体制，落实各项环保和安 全措施显得尤为重要。根据 QHSE 管理体系及清洁生产的要求，结合区域环境特征，分施工期和运营期提出拟建工程的环境管理计划。各个阶段环境管理/监理的内容、实施部门及监督机构见表 9.1-1。

表 9.1-1 拟建工程环境管理和监督计划

阶段	影响因素		防治措施建议	实施机构	监督管理机构
施工期	生态保护	水土保持	①工程措施：施工结束后进行场地平整。 ②临时措施：对临时堆土区采取防尘网苫盖的方式进行防护；在施工作业带两侧拉彩条旗以 示明车辆行驶的边界；定时洒水，减少施工过程中因风蚀造成的水土流失，在风季施工期内，增加洒水防护措施	施工单位、环境监理单位及建设单位	环境监理单位、建设单位相关部门及当地生态环境主管部门
		防沙治沙	主体工程与防沙治沙措施同时施工，并加强临时防护措施，做好防护措施等		
	污染防治	施工扬尘、焊接烟尘、车辆尾气	施工扬尘采取进出车辆减速慢行、物料苫盖的措施；焊接作业时使用无毒低尘焊条		
		废水	试压结束后，试压废水就地泼洒抑尘		
		固体废物	施工土方全部用于管沟回填；施工废料应首先考虑回收利用，不可回收利用部分委托固废填埋场合规处置；生活垃圾一同送至固废场处置		

续表 9.1-1 拟建工程环境管理和监督计划

阶段	影响因素		防治措施建议	实施机构	监督管理机构
施工期	污染防治	噪声	选用低噪声的设备、保持设施良好的运行工况，选择合理的施工时间等	施工单位、环境监理单位及建设单位	环境监理单位、建设单位相关部门及当地生态环境主管部门
运营期	正常工况	废水	井下作业废水采用废水回收罐收集后运至富源 7 井废液处理站处理	建设单位	建设单位相关部门及当地生态环境主管部门
		废气	运营期间无废气产生		
		固体废物	废防渗材料、落地油收集后委托有危废处置资质的单位接收处置		
	事故风险		定期巡检，防止设备及管道泄漏，定期进行事故情景演练，修订应急预案		当地生态环境主管部门
退役期	施工扬尘		施工现场洒水抑尘	施工单位及建设单位	建设单位相关部门及当地生态环境主管部门
	固体废物		建筑垃圾集中收集后送轮南七公里固废填埋场填埋处置；设备拆除过程中产生的落地油收集后委托有资质单位接收处置；废弃管线清洗干净后维持现状，避免因开挖管线对区域生态环境造成二次破坏，管线两端使用盲板封堵。		
	噪声		选用低噪声的设备、保持设施良好的运行工况，选择合理的施工时间等		
	生态恢复		闭井后要拆除井架、井台，并对井场土地进行平整，清除地面上残留的污染物		

9.1.6 环境监理

拟建工程施工期对周边环境造成一定影响，在施工阶段应积极开展环境监理工作。建设单位应在项目实施之前与监理单位签订合同，并要求监理单位按照合同文件要求在施工期介入环境监理。可采取巡视、旁站等环境监理方式对施工期污染防治措施、项目建设内容、配套环保设施、生态保护措施、环境管理制度、环境敏感目标等与环评及批复文件的符合性进行监理。

9.1.7 环境影响后评价

根据《中华人民共和国环境影响评价法》（中华人民共和国主席令第九号）、《建设项目环境影响后评价管理办法（试行）》（环境保护部 部令第 37 号）、《关于进一步加强和规范油气田开发项目环境保护管理工作的通知》（新环发〔2018〕133 号）、《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）、《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）要求，油气田开发业主单位对区域内通过环境影响评价审批并通过环境保护设施竣工验收且稳定运行满 5 年的建设项目，须组织开展环境影响后评价工作。

拟建工程实施后，区域井场、管线等工程内容发生变化，应在 5 年内以区块为单位开展环境影响后评价工作，对项目实际产生的环境影响以及污染防治、生态保护和风险防范措施的有效性进行跟踪监测和验证评价，对存在问题提出补救方案或者改进措施，不断完善和提高建设项目环境影响评价的有效性，切实落实各项环境保护措施接受生态环境部门的监督检查。

9.1.8 排污许可

根据《排污许可证申请与核发技术规范 总则》（HJ942-2018）、《排污许可证申请与核发技术规范 工业固体废物（试行）》（HJ1200-2021）、《排污许可证申请与核发技术规范 工业噪声》（HJ1301-2023）、《排污单位自行监测技术指南 总则》（HJ819-2017）及《关于进一步做好环境影响评价与排污许可衔接工作的通知》（环办环评〔2017〕84号），拟建工程应纳入塔里木油田分公司轮南采油气管理区排污许可管理，同时轮南采油气管理区应进一步完善排污许可变更、自行监测制度及排污口规范化管理制度等。

9.2 企业环境信息披露

9.2.1 披露内容

（1）基础信息

企业名称：中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司

法人代表：王林生

生产地址：新疆巴州轮台县境内

主要产品及规模：①新建注水井场 2 口（轮古 4C 井、轮古 702 井）；②扩建轮古 4C 井场注水泵站（新增注水泵撬 2 座）；③新建注水管线 2.2km；④配套建设自控仪表、供电、通信、电气等辅助设施。拟建工程建成投产后，新增注水规模为 1400m³/d。

（2）排污信息

拟建工程拟采取的环境保护措施、排放的污染物种类、排放浓度见表

3.4-1~表 3.4-7。

拟建工程污染物排放标准见表 2.4-5。

拟建工程污染物排放量情况见表 3.4-9。

拟建工程污染物总量控制指标情况见“3.4.8 污染物总量控制分析”章节。

(3) 环境风险防范措施

拟建工程环境风险防范措施见塔里木油田分公司轮南采油气管理区现行突发环境风险应急预案。

(4) 环境监测计划

拟建工程环境监测计划见表 9.4-1。

9.2.2 披露方式及时间要求

披露方式：通过公司网站、信息公开平台或当地报刊等便于公众知晓的方式公开。

披露时间要求：企业可以根据实际情况对已披露的环境信息进行变更；进行变更的，应当以临时环境信息依法披露报告的形式变更，并说明变更事项和理由；企业应当于每年 3 月 15 日前披露上一年度 1 月 1 日至 12 月 31 日的环境信息；轮南采油气管理区在企业名单公布前存在《企业环境信息依法披露管理办法》（生态环境部 部令 第 24 号）第十七条规定的环境信息的，应当于企业名单公布后十个工作日内以临时环境信息依法披露报告的形式披露本年度企业名单公布前的相关信息。

9.3 污染物排放清单

表 9.3-1 拟建工程污染物排放清单一览表

类别	污染源	污染因子	治理措施	处理效果	执行标准		
噪声	注水泵	$L_{Aeq,T}$	基础减振	降噪 15dB (A)	厂界昼间 ≤ 60 dB (A)；夜间 ≤ 50 dB (A)		
类别	污染源	污染因子	处理措施	处理后浓度 (mg/L)	排放去向	总量控制指标 (t/a)	执行标准 (mg/L)
废水	井下作业废水	pH、SS、挥发酚、COD、氨氮、硫化物、氯化物、石油类、溶解性总固体	井下作业废水采用专用废水回收罐收集，运至富源 7 井废液处理站处理	—	—	—	—

续表 9.3-1 拟建工程污染物排放清单一览表

类别	污染源名称	固废类别	处理措施	处理效果
固废	废润滑油	含油物质（危险废物 HW08）	桶装收集后送轮一联合站原油处理系统进行回收处理	全部妥善处置
	废防渗材料	含油物质（危险废物 HW08）	收集后委托有危废处置资质的单位接收处置	
	落地油	含油物质（危险废物 HW08）		
	废润滑油	含油物质（危险废物 HW08）		
环境风险防范措施		严格按照风险预案中相关规定执行，具体见“5.8.4 环境风险防范措施及应急要求”		

9.4 环境及污染源监测

9.4.1 监测目的

环境监测是企业环境管理体系的重要组成部分，也是环境管理规范化的主要手段，通过对企业主要污染物进行分析、资料整理、编制报表、建立技术文件档案，可以为上级生态环境主管部门和地方生态环境主管部门进行环境规划、管理和执法提供依据。环境监测是环境保护的基础，是进行污染源治理及环保设施管理的依据，因而企业应定期对环保设施及废水、噪声等污染源情况进行监测、对固体废物处置按照法规文件规范进行记录。

通过对拟建工程运行中环保设施进行监控，掌握废气、废水、噪声等污染源排放是否符合国家或地方排放标准的要求，做到达标排放，同时对噪声防治设施进行监督检查，保证正常运行。

9.4.2 环境监测机构及设备配置

环境监测是环境保护的基础，是进行污染治理和监督管理的依据。拟建工程的环境监测工作由塔里木油田分公司的实验检测研究院承担，亦可以委托当地有资质的环境监测机构。

9.4.3 监测计划

根据拟建工程生产特征和污染物的排放特征，依据《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）、《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）、《恶臭污染物排放标准》（GB 14554-93）、《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）、《环

境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）、《地下水环境监测技术规范》（HJ164-2020）、《排污单位自行监测技术指南 总则》（HJ819-2017）等标准规范及地方生态环境主管部门的要求，结合轮南采油气管理区现有监测计划，制定拟建工程的监测计划。拟建工程投入运行后，各污染源监测因子、监测频率情况见表 9.4-1。

表 9.4-1 拟建工程监测计划一览表

监测类别	监测项目	监测点位置	监测频率
地下水	潜水含水层	石油类、石油烃(C ₆ -C ₉)、石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)、砷、汞、六价铬	建设项目区块现有 3 口地下水井，详见表 6.2-5
土壤	土壤环境质量	石油类、石油烃(C ₆ -C ₉)、石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)、砷、六价铬、盐分含量、pH	建设项目区块 1 座代表性井场，详见表 6.4-1
生态	生态恢复情况（管线沿线植被覆盖率、植物多样性组成、公益林等）	建设项目区块井场周围、管线沿线公益林	每年一次

注：当地下水监测指标出现异常时，可按照 HJ164 的附录 F 中石油和天然气开采业特征项目开展监测；当土壤监测指标出现异常时，可按照 GB36600 的表 1 中的污染物项目开展监测。

9.5 环保设施“三同时”验收

拟建工程投产后环保设施“三同时”验收一览表见表 9.5-1。

表 9.5-1 环保设施“三同时”验收一览表

类别	序号	污染源	环保措施	治理效果	投资(万元)	验收标准
施工期						
废气	1	施工扬尘	洒水抑尘、车辆减速慢行、物料苫盖	—	5	落实环保措施
	2	焊接烟气、施工机械及运输车辆尾气	机械、车辆定期检修，状况良好，燃用合格油品，不超负荷运行；焊接作业时使用无毒低尘焊条	—	—	
废水	1	管道试压废水	循环使用，试压结束后用于洒水抑尘	不外排	—	不外排
	2	施工期生活污水	施工期生活污水依托轮南公寓污水处理设施处理	不外排	2	不外排
噪声	1	吊机、装载机、焊接机、运输车辆等	选用低噪声设备、合理安排施工作业时间	—	—	《建筑施工噪声排放标准》（GB12523-2025）
固废	1	施工废料	施工结束后由施工队清送至轮南七公里固废填埋场填埋处置	妥善处置	1	妥善处置
	2	生活垃圾	生活垃圾集中收集后由施工队定期拉运至轮南七公里固废填埋场生活垃圾填埋池填埋处置	妥善处置	2	妥善处置

续表 9.5-1 环保设施“三同时”验收一览表

类别	序号	污染源	环保措施	治理效果	投资(万元)	验收标准
施工期						
生态		生态恢复	严格控制作业区域,工程结束后,对占地区域进行恢复。 管道埋埋所需土方利用管沟挖方,做到土方平衡,减少弃土	临时占地恢复到之前状态	6	恢复原有地貌
		水土保持	防尘网苫盖、限行彩条旗、洒水降尘	防止水土流失	3	落实水土保持措施
		防沙治沙	防沙治沙	防止土地沙化	3	落实防沙治沙措施
环境监理		开展施工期环境监理		—	5	—
类别	序号	污染源	环保措施	治理效果	投资(万元)	验收标准
运营期						
废水	1	井下作业废水	采用专用回收罐收集后运至富源 7 井废液处理站处理	不外排	—	—
固废	1	废润滑油	桶装收集后送轮一联合站原油处理系统进行回收处理	妥善处置	5	—
	2	废防渗材料	收集后委托有危废处置资质的单位接收处置			
	3	落地油				
	4	废油桶				
防渗	1	分区防渗	具体见“分区防渗要求一览表”		1	—
其他	1	土壤、地下水等跟踪监测	按照监测计划,委托有资质单位开展监测	污染源达标排放	5	—
	2	风险防范措施	设置警戒标语和标牌;定期对井场、站场设备、阀门壁厚等进行检查;管道上方设置标识,定期对管线进行巡检	—	5	—
退役期						
废气	1	施工扬尘	洒水抑尘	—	—	—
噪声	1	车辆	合理安排作业时间	—	—	—
固废	1	建筑垃圾	集中收集后送轮南七公里固废填埋场填埋处置	妥善处置	—	—
	2	落地油	收集后由有危废处置资质的单位接收处置	妥善处置	4	—
生态	1	生态恢复	地面设施拆除、水泥条清理,恢复原有自然状况	恢复原貌	3	—
合计				—	50	—

10 结论

10.1 建设项目情况

项目名称：轮古油田轮古 7、9 区块轮古 4C 井区回注系统扩建工程

建设单位：中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司

建设内容：①新建注水井场 2 口（轮古 4C 井、轮古 702 井）；②扩建轮古 4C 井场注水泵站（新增注水泵撬 2 座）；③新建注水管线 2.2km；④配套建设自控仪表、供电、通信、电气等辅助设施。

建设规模：拟建工程建成投产后，新增注水规模为 $1400\text{m}^3/\text{d}$ 。

项目投资和环保投资：项目总投资 931.74 万元，其中环保投资 50 万元，占总投资的 5.4%。

劳动定员及工作制度：各注水井场为无人值守站，不新增劳动定员。

10.2 产业政策、选址符合性

10.2.1 项目选址

拟建工程位于新疆巴州轮台县境内，区域以油气开采为主。拟建工程井场及管线区域周边及邻近区域无居民区、村庄等人群较集中的区域，不涉及自然保护区、风景名胜区、水源保护区、文物保护单位等敏感目标，工程选址符合相关要求，工程选址合理。

10.2.2 产业政策符合性

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）》（国家发展改革委令第 7 号）相关内容，“石油天然气开采”属于“鼓励类”项目。因此，拟建工程的建设符合国家产业政策要求。

拟建工程属于塔里木油田分公司石油开发项目，符合《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十五个五年规划纲要》《塔里木油田分公司“十四五”发展规划》等。拟建工程位于轮古油田内，项目不涉及生态保护红线、水源地、自然保护区及风景名胜区等环境敏感区，拟建工程不在新疆维吾尔自治区主体功能区规划划定的禁止开发区，符合《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》相

关要求。

10.2.3 生态环境分区管控符合性判定

拟建工程距生态保护红线最近为 15.6km，不在生态保护红线内；拟建工程无废气产生；运营期井下作业废水采用专用回收罐收集后运至富源 7 井废液处理站处理，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）标准后回注地层；拟建工程已提出持续改善、防风固沙、生态修复的要求，项目实施后不断强化大气污染源防治措施，改善区域环境空气质量；工程在正常状况下不会造成土壤污染，不会增加土壤环境风险；水资源消耗、土地资源、能源消耗等均能够达到自治区下达的总量和强度控制目标；满足生态环境准入清单中空间布局约束、污染物排放管控、环境风险管控及资源利用效率的相关要求，符合新疆维吾尔自治区、巴州生态环境分区管控方案要求。

10.3 环境质量现状

10.3.1 环境质量现状评价

项目所在区域巴音郭楞蒙古自治州基本污染物年均浓度值均满足《环境空气质量标准》（GB3095-2026）过渡阶段二级浓度限值要求，即项目所在区域为达标区。

地下水环境质量现状监测表明：监测期间区域潜水监测点除总硬度、溶解性总固体、钠、硫酸盐、氯化物、氟化物存在一定程度超标外，其余因子均满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）Ⅲ类标准，各潜水监测点中石油类满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）Ⅲ类标准要求。

声环境质量现状监测结果表明：井场厂界噪声监测值满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类标准。

土壤环境质量现状监测表明：占地范围内各土壤监测点监测值均满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB 36600-2018）中第二类用地筛选值限值，同时占地范围内各监测点土壤属于中度盐化~重度盐化，无酸化碱化；占地范围外土壤监测点监测值均满足《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）表 1 农用地土壤污染风

险筛选值，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）》（GB 36600-2018）中第二类用地筛选值限值，同时占地范围外监测点土壤属于中度盐化，无酸化碱化。

10.3.2 环境保护目标

拟建工程运营期无废气产生及排放，不再设置大气环境保护目标。拟建工程周边无地表水体，且项目无废水外排，故不再设置地表水保护目标；将地下水评价范围内潜水含水层作为地下水保护目标；项目周边 200m 范围内无声环境敏感点，因此不再设置声环境保护目标；污染影响型土壤评价范围内无耕地、园地、牧草地、饮用水水源地或居民区、学校、医院、疗养院、养老院及其他敏感目标，故不设置土壤环境（污染型）保护目标；将注水井场周围 5km 范围及管线两侧 0.2km 范围的土壤作为土壤环境生态影响型保护目标；将生态影响评价范围内塔里木河流域水土流失重点治理区、塔里木河中上游水土流失重点预防区、国家二级公益林（天然林）、重要物种（灰胡杨等，塔里木兔、苍鹰、红隼、鹅喉羚等）作为生态保护目标；将区域潜水含水层作为地下水风险保护目标。

10.4 污染物排放情况

拟建工程废水经处理达标后回注地层；固体废物按照减量化、资源化、无害化的方式处理后避免对周边环境造成不良影响；对生产中产噪设备加强治理后。拟建工程各主要污染物具体排放见下表 10.4-1。

表 10.4-1 拟建工程污染物年排放量一览表 单位：t/a

类别	废气					废水	固废
	颗粒物	二氧化硫	氮氧化物	非甲烷总烃	硫化氢		
拟建工程排放量	0	0	0	0	0	0	0

10.5 主要环境影响

10.5.1 生态影响

拟建工程不同阶段对生态影响略有不同，施工期主要体现在地表扰动、土壤肥力、植被覆盖度、生物损失量、生物多样性、生态系统完整性、生态敏感区、水土流失、防沙治沙等方面，其中对地表扰动、植被覆盖度、生物损失量、

水土流失及防沙治沙的影响相对较大；运营期主要体现在生态系统完整性等方面，但影响相对较小。通过采取相应的生态保护与恢复措施后，拟建工程建设对生态影响可得到有效减缓，对生态影响不大；从生态影响的角度看，该项目是可行的。

10.5.2 地下水环境影响

拟建工程采取了源头控制、分区防渗、监控措施和应急响应等防控措施，同时制定了合理的地下水污染监控计划。因此，在加强管理并严格落实地下水污染防治措施的前提下，从地下水环境影响的角度分析，拟建工程对地下水环境影响可接受。

10.5.3 地表水环境影响

拟建工程运营期废水为井下作业废水，井下作业废水采用专用回收罐收集后运至富源 7 井废液处理站处理。拟建工程废水不外排，实施后对地表水环境可接受。

10.5.4 土壤影响

拟建工程占地范围内土壤监测点各监测因子监测值均低于《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地土壤污染风险筛选值；占地范围外土壤监测点各监测因子监测值均低于《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 农用地土壤污染风险筛选值，石油烃低于《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地土壤污染风险筛选值。同时根据土壤垂直入渗预测结果可知石油烃在土壤中随时间不断向下迁移，石油烃主要积聚在土壤表层 50cm 以内，其污染也主要限于地表，土壤底部石油烃浓度未检出。回注水泄漏时，将导致泄漏点周边土壤盐分含量升高。因此，拟建工程需采取土壤防治措施按照“源头控制、过程防控”相结合的原则，并定期开展土壤跟踪监测，在严格按照土壤污染防治措施后，从土壤环境影响的角度，拟建工程建设可行。

10.5.5 大气环境影响

拟建工程位于环境质量不达标区。拟建工程实施后运营期无废气产生，不会对周边环境空气产生影响。

10.5.6 声环境影响

本施工期噪声源均为暂时性的，通过采取对设备定期保养维护、距离衰减等措施可减少噪声对周边环境的影响，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。运营期站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类标准要求。退役期设备拆除等过程中噪声源均为暂时性的，随着设备拆除等施工结束，对周边声环境影响将逐渐消失。从声环境影响角度，项目可行。

10.5.7 固体废物环境影响

拟建工程运营期固体废物主要为运营期产生的废防渗材料、落地油收集后，由有危废处置资质单位接收处置。固体废物全部妥善处置，可避免对环境产生不利影响。

10.5.8 环境风险

塔里木油田分公司轮南采油气管理区制定了应急预案，拟建工程实施后，负责实施的轮南采油气管理区将结合项目新增建设内容适时修订现行环境风险应急预案。项目在制定严格的事故风险防范措施及应急计划后，可将事故发生概率减少到最低，减少事故造成的损失，在可接受范围之内。在采取严格完善的环境风险防范措施和应急措施前提下，环境风险可防控。

10.6 环境保护措施

10.6.1 废气污染源及治理措施

拟建工程运营期无废气排放，无需采取大气污染治理措施。

10.6.2 废水污染源及治理措施

拟建工程运营期废水为井下作业废水，井下作业废水采用专用回收罐收集后运至富源 7 井废液处理站处理。

10.6.3 噪声污染源及治理措施

拟建工程周围地形空旷，产生的噪声在采取有效的基础减振措施后，再通过距离衰减，控制噪声对周围环境的影响。

10.6.4 固体废物及处理措施

拟建工程运营期产生的固体废物主要为废润滑油、废防渗材料、落地油、

废油桶，属于危险废物。废润滑油桶装收集后送轮一联合站原油处理系统进行回收处理，废防渗材料、落地油、废油桶收集后有危废处置资质单位接收处置。

10.7 公众意见采纳情况

环评期间，建设单位根据《环境影响评价公众参与办法》（部令第4号）的有关要求，中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司通过网络公示、报纸公示征求公众意见。根据塔里木油田分公司提供的《轮古油田轮古 7、9 区块轮古 4C 井区回注系统扩建工程公众参与说明书》，拟建工程公示期间未收到公众反馈意见。

10.8 环境影响经济损益分析

拟建工程经分析具有良好的环境效益和社会效益。在建设过程中，由于项目建设需要占用一定的土地，并因此带来一定的环境损失。因而在石油开采过程中，需要投入必要的资金用于污染防治和恢复地貌等，实施相应的环保措施后，可以起到保护环境的效果。

10.9 环境管理与监测计划

中国石油天然气股份有限公司塔里木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。拟建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

拟建工程的建设符合国家相关产业政策和自治区及巴州生态环境分区管控方案要求，符合《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十五个五年规划纲要》《塔里木油田分公司“十四五”发展规划》等。项目建成后在落实各项污染防治措施及确保达标的情况下，项目建设对区域环境影响可接受；采取严格的生态恢复、水土保持、防沙治沙措施后，项目建设对区域生态影响可行；采取严格完善的环境风险防范措施和应急措施前提下，环境风险可防控。从环境保护角度出发，项目可行。