

鄯善采油管理区石钱区块探评井转 采地面配套项目环境影响报告书

(送审稿)

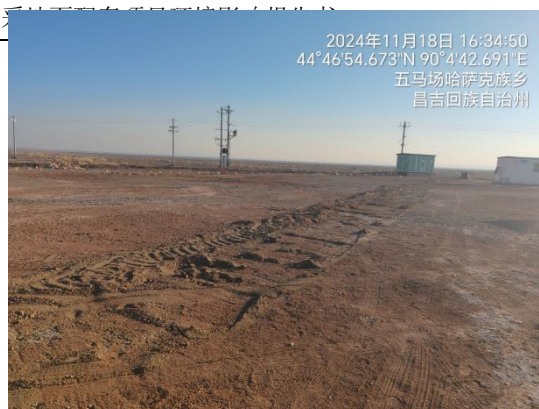
中国石油天然气股份有限公司吐哈油田分公司

鄯善采油管理区

2024 年 12 月



石钱 3 井场



石钱 5 井场



石钱 201H 井场



石钱 302H 井场



石钱 303 井场

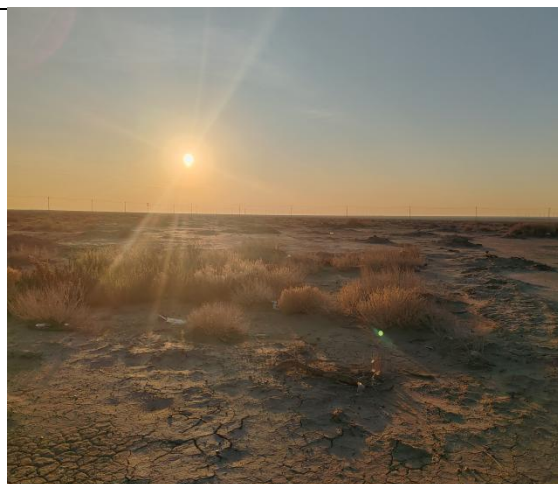


通井道路

现 场 掠 影



区域生态现状



区域生态现状



区域植被（合头草）



区域植被（梭梭）



管线沿线现状



管线沿线现状

目 录

1.概述	1
1.1 建设项目特点	1
1.2 环境影响评价的工作过程	1
1.3 分析判定相关情况	4
1.4 关注的主要环境问题和环境影响	5
1.5 环境影响评价的主要结论	5
2.总则	7
2.1 评价目的与原则	7
2.2 编制依据	8
2.3 环境影响因素识别和评价因子筛选	12
2.4 环境功能区划	16
2.5 评价等级和评价范围	20
2.6 污染控制目标与环境保护目标	31
2.7 评价时段和评价重点	34
2.8 评价方法	34
3.建设项目工程分析	35
3.1 项目开发现状及环境影响回顾	35
3.2 工程概况	错误！未定义书签。
3.3 工程分析	61
3.4 清洁生产水平分析	76
3.5 污染物排放总量控制	81
3.6 相关法规、政策符合性分析	82
3.7 相关规划符合性分析	120
3.8 选址、选线合理性分析	93
3.9“三线一单”符合性分析	93
4 环境现状调查与评价	103

4.1 自然环境概况	103
4.2 生态环境现状调查与评价	107
4.3 环境空气质量现状调查与评价	115
4.4 声环境现状	118
4.5 水环境现状调查与评价	119
4.6 土壤环境现状调查与评价	124
5.环境影响预测与评价	131
5.1 生态环境影响分析	131
5.2 大气环境影响分析	146
5.3 声环境影响分析与评价	154
5.4 地表水环境影响分析	159
5.5 地下水环境影响分析	160
5.6 固体废物影响分析	171
5.7 土壤环境影响分析	177
6.环境保护措施及其可行性论证	185
6.1 施工期环境保护措施	185
6.2 运营期环境保护措施	195
6.3 退役期环境保护措施	206
6.4 环境影响经济损益分析	210
7.环境风险评价	214
7.1 评价依据	214
7.2 环境敏感目标概况	215
7.3 环境风险识别	215
7.4 环境风险分析	错误！未定义书签。
7.5 环境风险管理措施与对策建议	错误！未定义书签。
7.6 风险评价结论	错误！未定义书签。
8.碳排放影响评价	233
8.1 碳排放分析	233
8.2 减污降碳措施	240

8.3 碳排放评价结论及建议	241
9.环境管理与监测计划	242
9.1 环境管理机构	242
9.2 施工期环境管理及监测	243
9.3 运营期环境管理及监测	247
9.4 污染物排放清单	251
10.结论	253
10.1 项目概况	253
10.2 产业政策及规划符合性	253
10.3 污染物排放情况	256
10.4 环境质量现状	254
10.5 环境影响预测与分析	256
10.6 主要环境保护措施	259
10.7 公众意见采纳情况	262
10.8 环境影响经济损益分析	262
10.9 环境管理与监测计划	262
10.10 总体评价结论	263

1.概述

1.1 建设项目特点

石钱区块位于准噶尔盆地东部隆起石钱滩凹陷，石钱滩凹陷西接黄草湖凸起东接黑山凸起，北抵克拉美丽山，南与沙奇凸起相邻，与石树沟凹陷和黄草湖凸起一起统称为大井地区。大井地区自 1984 年开始进行石油钻探工作，石钱滩凹陷的大 5 井在完钻 16 年后井口见到天然气 2000m³，2020 年部署的石钱 1 井钻至石炭系石钱滩组 3889 米砂砾岩段见到良好显示，石钱 1 井的成功钻探，证实了克拉美丽山前东段，发育洼陷区石钱滩组近源砂砾岩气藏的成藏模式。

为了进一步提高石钱区块气田生产能力，中国石油天然气股份有限公司吐哈油田分公司鄯善采油管理区实施“鄯善采油管理区石钱区块探评井转采地面配套项目”，部署 5 口生产井，新建单井采气管线 3 条共计 4.225km，配套建设给排水、供电、消防等公辅工程。

本项目建设性质为新建，属于新区块开发。工程建设对于满足油气田开发需要、保障油气田的可持续发展，提高油气田整体效益具有十分重要的意义。

1.2 环境影响评价的工作过程

石钱区块位于新疆维吾尔自治区昌吉州奇台县五马场哈萨克族乡境内，该区块为天然气开采新区块，其地面工程（采气井、单井采气管线）不涉及名录中针对该类项目所列的敏感区，根据《建设项目环境影响评价分类管理名录》（2021 年版），属于分类管理名录中“五、石油和天然气开采业，08 陆地天然气开采 0721”中的“新区块开发”，应编制环境影响报告书。

根据《中华人民共和国环境影响评价法》和《国务院关于修改〈建设项目环境保护管理条例〉的决定》中有关规定，2024 年 10 月，中国石油天然气股份有限公司吐哈油田分公司鄯善采油管理区委托新疆天合环境技术有限公司（以下简称“天合公司”）编制《中国石油天然气股份有限公司吐哈油田分公司鄯善采油管理区环境影响报告书》。

天合公司接受委托后，即进行了现场踏勘和资料收集，结合有关资料和当地环境特征，按国家、自治区环境保护政策以及环评技术导则、规范的要求，

开展本项目的环境影响评价工作。对本项目进行初步的工程分析，同时开展初步的环境状况调查，识别本项目的环境影响因素，筛选主要的环境影响评价因子，明确评价重点和环境保护目标，确定环境影响评价工作等级、评价范围、评价标准，最后制订工作方案。2024年11月委托新疆齐新环境服务有限公司对本项目区域大气、土壤、地下水、声环境质量现状进行了监测。在进一步工程分析，环境现状调查、监测并开展环境质量现状评价的基础上进行环境影响预测及评价，提出减少环境污染和生态影响的环境管理措施和工程措施。从环境保护的角度确定项目建设的可行性，给出评价结论和提出进一步减缓环境影响的措施，并最终完成环境影响报告书编制。

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

环境影响评价工作一般分为三个阶段，即调查分析和工作方案制定阶段、分析论证和预测评价阶段、环境影响报告书编制阶段，环境影响评价工作程序见图 1.2-1。

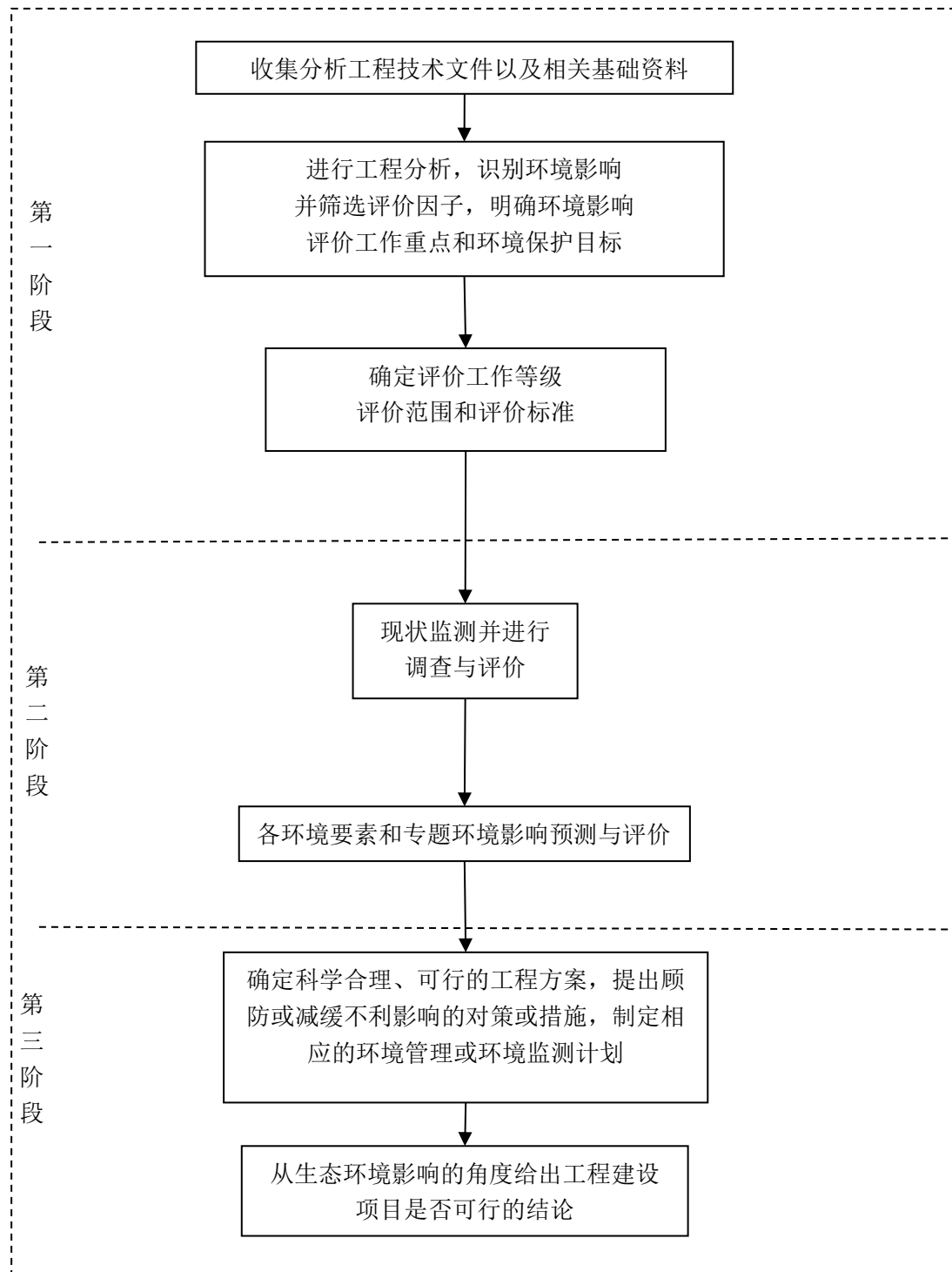


图 1.2-1 评价工作程序图（HJ349-2023）

1.3 分析判定相关情况

（1）产业政策符合分析

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

（2）政策、法规符合性分析

本工程属于吐哈油田分公司天然气开采项目，选址选线不涉及依法划定的国家公园、自然保护区、世界自然遗产、重要生境、自然公园、生态保护红线等生态保护区。运营期工艺流程全密闭，废气、废水、固废处置措施得当。符合《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》《石油天然气开采业污染防治技术政策》《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函〔2019〕910 号）等相关政策、法律法规相关要求。

（3）规划符合性分析

本工程属于吐哈油田分公司天然气开采项目，符合《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》《昌吉回族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》《新疆生态环境保护“十四五”规划》《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》《昌吉回族自治州生态环境保护“十四五”规划》相关要求。

（4）选址合理性分析判定结论

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

（5）“三线一单”符合性判定

本工程位于昌吉回族自治州奇台县五马场哈萨克族乡，根据《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）和《昌吉回族自治州“三线一单”生态环境分区管控方案及生态环境准入清单》（[昌州政办发〔2021〕41 号](#)），本工程石钱 201H 井所在区域属于奇

台县准东煤矿大井矿区重点管控单元（环境管控单元编码为 ZH65232520019），石钱 302H 井、石钱 5 井、石钱 3 井、石钱 303 井及集输管线所在区域属于奇台县大井露天矿区（东）重点管控单元（环境管控单元编码为 ZH65232520016）。本工程在实施过程中较好地落实了相关法律法规提出的要求和措施，不在划定的生态保护红线内。本工程符合《新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案》《新疆维吾尔自治区七大片区“三线一单”生态环境分区管控要求》和《昌吉回族自治州“三线一单”生态环境分区管控方案》的相关要求。

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

1.4 关注的主要环境问题和环境影响

本项目重点关注施工过程中产生的生态环境问题以及生态恢复措施，施工过程中产生的扬尘、运输车辆尾气、焊接烟尘、试压废水、生活污水等污染问题；运行期井场无组织挥发的非甲烷总烃、作业废水、洗井废水、采出水等对环境产生的影响。

本项目环境影响主要来源于井场地面工程、集输管线建设等地面工艺过程，环境影响包括施工期、运营期、退役期污染物排放造成的环境污染和占地及施工造成的生态影响。根据资料收集和现场调查，本项目不涉及依法划定的自然保护区、饮用水源保护区、风景名胜区、森林公园，不在拟定的生态保护红线内。

1.5 环境影响评价的主要结论

本项目属于《产业结构调整指导目录（2024 年本）》中“鼓励类”项目，符合国家产业政策；符合《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》《石油天然气开采业污染防治技术政策》等法规和政策要求；符合《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》《新疆生态环境保护“十四五”规划》《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》等要求；项目不涉及依法划定的自然保护区、饮用水源保护区、风景名胜区、森林公园等环境敏感区；项目符合“三

线一单”要求；中国石油天然气股份有限公司吐哈油田分公司鄯善采油管理区按照《环境影响评价公众参与办法》，在本项目环评过程中开展了公众参与调查，至信息公告的截止日期没有收到相关反馈信息。

评价认为：只要在建设和运营过程中认真落实各项污染防治措施、生态修复措施、风险防范措施及应急措施，各项污染物均能够做到达标排放，其生态破坏可有效降低，环境风险可以接受，从环境保护角度看，本项目选址合理，建设从生态环境影响的角度是可行的。

2.总则

2.1 评价目的与原则

2.1.1 评价目的

(1) 通过实地调查与现状监测，了解项目区的自然环境、社会环境和经济状况、自然资源及土地利用情况，掌握工程所在区域的环境质量和生态现状。

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

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

(4) 评价本项目对国家产业政策、区域总体发展规划、城市功能区划、环境保护规划、清洁生产、达标排放和污染物总量控制的符合性；

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

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

2.1.2 评价原则

(1) 依法评价

贯彻执行国家及地方有关环境保护相关法律法规、标准、政策和规划等，优化项目建设，服务环境管理。

(2) 科学评价

通过各要素环境影响预测，科学分析项目建设对区域环境质量的影响。

(3) 突出重点

根据本项目工程内容及其特点，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。

2.2 编制依据

2.2.1 法律法规与条例

环评有关法律法规见表 2.2-1。

表 2.2-1 国家和地方法律法规一览表

序号	依据名称	会议、主席令、文号	实施时间
一	环境保护相关法律		
1	中华人民共和国环境保护法（2014 年修正）	12 届人大第 8 次会议	2015-01-01
2	中华人民共和国环境影响评价法（2018 年修正）	13 届人大第 7 次会议	2018-12-29
3	中华人民共和国大气污染防治法（2018 年修正）	13 届人大第 6 次会议	2018-10-26
4	中华人民共和国水污染防治法（2017 年修正）	12 届人大第 28 次会议	2017-06-27
5	中华人民共和国噪声污染防治法（2021 年修正）	13 届人大第 33 次会议	2022-06-05
6	中华人民共和国固体废物污染环境防治法（2020 年修订）	13 届人大第 17 次会议	2020-09-01
7	中华人民共和国水法（2016 年修正）	12 届人大第 21 次会议	2016-07-02
8	中华人民共和国水土保持法（2010 年修订）	11 届人大第 18 次会议	2011-03-01
9	中华人民共和国清洁生产促进法（2012 年修正）	11 届人大第 25 次会议	2012-07-01
10	中华人民共和国节约能源法（2016 年修正）	12 届人大第 21 次会议	2016-07-02
11	中华人民共和国土地管理法（2019 年修订）	13 届人大第 12 次会议	2019-08-26
12	中华人民共和国防洪法（2016 年修正）	12 届人大第 21 次会议	2016-07-02
13	中华人民共和国草原法（2021 年修正）	13 届人大第 28 次会议	2021-04-29
14	中华人民共和国野生动物保护法（2023 年修正）	13 届人大第 38 次会议	2023-05-01
15	中华人民共和国石油天然气管道保护法	11 届人大 15 次会议	2010-10-01
16	中华人民共和国突发事件应对法	10 届人大第 29 次会议	2007-11-01
17	中华人民共和国防沙治沙法（2018 年修正）	13 届人大第 6 次会议	2018-10-26
18	中华人民共和国土壤污染防治法	15 届人大第 5 次会议	2019-01-01
19	中华人民共和国矿产资源法（2009 年修正）	主席令 2009 年第 18 号	2009-08-27
20	中华人民共和国安全生产法（2021 年修正）	13 届人大第 29 次会议	2021-09-01
二	行政法规与国务院发布的规范性文件		
1	建设项目环境保护管理条例（2017 年修正）	国务院令 682 号	2017-10-01
2	中华人民共和国野生植物保护条例（2017 年修正）	国务院令 687 号	2017-10-07
3	危险化学品安全管理条例（2013 年修正）	国务院令 645 号	2013-12-07
4	中华人民共和国土地管理法实施条例（2021 年修正）	国务院令 743 号	2021-09-01
5	国务院关于印发水污染防治行动计划的通知	国发〔2015〕17 号	2015-04-02
6	国务院关于印发空气质量持续改善行动计划的通知	国发〔2023〕24 号	2023-12-07
7	国务院关于印发土壤污染防治行动计划的通知	国发〔2016〕31 号	2016-05-28
8	中共中央国务院关于全面加强生态环境保护坚决	中发〔2018〕17 号	2018-06-16

序号	依据名称	会议、主席令、文号	实施时间
	打好污染防治攻坚战的意见		
9	中华人民共和国森林法实施条例	国务院令 第 278 号	2018-03-19
10	地下水管理条例	国务院令 748 号	2021-12-01
11	中共中央国务院关于深入打好污染防治攻坚战的意见	国务院〔2021〕32 号	2021-11-02
12	排污许可管理条例	国务院令 736 号	2021-03-01
13	中华人民共和国陆生野生动物保护实施条例（2016 年修正）	国务院令 666 号	2016-02-06
14	突发事件应急预案管理办法	国办发〔2024〕5 号	2024-01-31
15	中共中央办公厅国务院办公厅关于加强生态环境分区管控的意见	--	2024-03-06
16	国家级公益林管理办法	林资发〔2017〕34 号	2017-05-08
17	关于以改善环境质量为核心加强环境影响评价管理的通知	环环评〔2016〕150 号	2016-10-27
三	部门规章与部门发布的规范性文件		
1	建设项目环境影响评价分类管理名录（2021 年版）	生态环境部令 第 16 号	2021-01-01
2	环境影响评价公众参与办法	生态环境部令 第 4 号	2019-01-01
3	关于印发《企业事业单位突发环境事件应急预案备案管理办法（试行）》的通知	环发〔2015〕4 号	2015-01-08
4	国家危险废物名录（2021 年版）	生态环境部令 第 15 号	2020-11-25
5	产业结构调整指导目录（2024 年本）	国家发展和改革委员会令 第 7 号	2024-02-01
6	关于进一步加强环境影响评价管理防范环境风险的通知	环发〔2012〕77 号	2012-07-03
7	关于加强西部地区环境影响评价工作的通知	环发〔2011〕150 号	2011-12-29
8	关于切实加强风险防范严格环境影响评价管理的通知	环发〔2012〕98 号	2012-08-07
9	关于加强国家重点生态功能区环境保护和管理的意见	环发〔2013〕16 号	2013-01-22
10	关于强化建设项目环境影响评价事中事后监管的实施意见	环环评〔2018〕11 号	2018-01-25
11	关于印发地下水污染防治实施方案的通知	环土壤〔2019〕25 号	2019-03-28
12	关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知	环办环评函〔2019〕910 号	2019-12-13
13	关于印发《生态保护红线划定指南》的通知	环办生态〔2017〕48 号	2017-05-27
14	石油天然气开采业污染防治技术政策	环保部公告 2012 年第 18 号	2012-03-17
15	关于做好沙区开发建设项目环评中防沙治沙内容评价工作的意见	林沙发〔2013〕136 号	2013-09-01
16	危险废物转移管理办法	生态环境部 公安部 交通运输部 23 号令	2021-11-30

序号	依据名称	会议、主席令、文号	实施时间
17	建设项目危险废物环境影响评价技术指南	生态环境部公告 2017 年第 43 号	2017-10-01
18	危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采	生态环境部公告 2021 年第 74 号	2021-12-21
19	危险废物排除管理清单（2021 年版）	生态环境部公告 2021 年第 66 号	2021-12-03
20	危险废物环境管理指南陆上石油天然气开采	生态环境部公告 2021 年第 74 号	2021-12-21
21	挥发性有机物（VOCs）污染防治技术政策	生态环境部公告 2013 年第 31 号	2013-05-24
22	关于加快解决当前挥发性有机物治理突出问题的通知	环大气〔2021〕65 号	2021-08-04
23	石油和天然气开采行业清洁生产评价体系指标（试行）	国家发改委公告 2009 年第 3 号	2009-02-19
24	关于印发《“十四五”噪声污染防治行动计划》的通知	环大气〔2023〕1 号	2023-01-03
四 地方性法规及通知			
1	新疆维吾尔自治区环境保护条例（2018 年修正）	13 届人大第 6 次会议	2018-09-21
2	《自然资源部 生态环境部 国家林业和草原局关于加强生态保护红线管理的通知（试行）》	自然资发〔2022〕142 号	2022-08-16
3	新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例（2018 年修正）	13 届人大第 6 次会议	2018-09-21
4	《新疆维吾尔自治区人民政府关于公布新疆维吾尔自治区重点保护野生植物名录的通知》	新政发〔2023〕63 号	2023-12-29
5	新疆维吾尔自治区水环境功能区划	新政函〔2002〕194 号	2002-12
6	新疆生态功能区划	新政函〔2005〕96 号	2005-07-14
7	关于印发新疆维吾尔自治区大气污染防治行动计划实施方案的通知	新政发〔2014〕35 号	2014-04-17
8	关于印发新疆维吾尔自治区水污染防治工作方案的通知	新政发〔2016〕21 号	2016-01-29
9	关于印发新疆维吾尔自治区土壤污染防治工作方案的通知	新政发〔2017〕25 号	2017-03-01
10	新疆维吾尔自治区重点行业环境准入条件（修正）	新环发〔2017〕1 号	2017-01-01
11	新疆维吾尔自治区大气污染防治条例	13 届人大第 7 次会议	2019-01-01
12	转发《关于强化建设项目环境影响评价事中事后监管的实施意见》	新环办发〔2018〕80 号	2018-03-27
13	关于进一步加强和规范油气田开发项目环境保护管理工作的通知	新环发〔2018〕133 号	2018-09-06
14	关于含油污泥处置有关事宜的通知	新环办发〔2018〕20 号	2018-12-20
15	新疆生态环境保护“十四五”规划	/	2021-12-24
16	自治区党委、自治区人民政府印发《关于全面加强生态环境保护坚决打好污染防治攻坚战实施方案	新党发〔2018〕23 号	2018-09-04

序号	依据名称	会议、主席令、文号	实施时间
	案》		
17	关于加强建设项目环境影响后评价管理的通知	新环环评发〔2020〕162号	2020-09-01
18	关于印发《新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案》的通知	新政发〔2021〕18号	2021-02-22
19	关于印发《新疆维吾尔自治区七大片区“三线一单”生态环境分区管控要求》（2021年版）的通知	新环环评发〔2021〕162号	2021-07-26
20	关于《昌吉回族自治州“三线一单”生态环境分区管控方案及生态环境准入清单》的公告	昌州政办发〔2021〕41号	2021-06-30
21	转发《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价的通知》的通知	新环环评发〔2020〕142号	2020-7-30
22	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	13届人大第4次会议	2021-02-05
23	新疆维吾尔自治区主体功能区规划	自治区发展和改革委员会	2012-12-27
24	昌吉回族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	-	2021-02-27
25	关于加强沙区建设项目环境影响评价工作的通知	新环环评发〔2020〕138号	2020-09-04
26	新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划（2021-2025年）	新疆维吾尔自治区人民政府	2022-08-28
27	昌吉回族自治州生态环境保护与建设“十四五”规划	-	-
28	《新疆维吾尔自治区人民政府关于进一步加强卡拉麦里山有蹄类野生动物自然保护区管理工作的决定》	新政发〔2016〕31号	2016-02-17
29	《新疆维吾尔自治区卡拉麦里山有蹄类野生动物自然保护区管理条例》	新疆维吾尔自治区第十三届人民代表大会常务委员会公告（第20号）	2018-12-29

2.2.2 环评有关技术规定

环评有关技术规定见表 2.2-2。

表 2.2-2 环评技术导则标准依据一览表

序号	依据名称	标准号	实施时间
1	建设项目环境影响评价技术导则 总纲	HJ2.1-2016	2017-1-1
2	环境影响评价技术导则 大气环境	HJ2.2-2018	2018-12-01
3	环境影响评价技术导则 地表水环境	HJ2.3-2018	2019-03-01
4	环境影响评价技术导则 声环境	HJ2.4-2021	2022-07-01
5	环境影响评价技术导则 生态影响	HJ19-2022	2022-07-01
6	环境影响评价技术导则 地下水环境	HJ610-2016	2016-01-07
7	环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开	HJ349-2023	2024-01-01

	发建设项目		
8	建设项目环境风险评价技术导则	HJ169-2018	2019-03-01
9	环境影响评价技术导则 土壤影响（试行）	HJ964-2018	2019-07-01
10	水土保持综合治理技术规范	GB/T16453.1~6-2008	2009-02-01
11	开发建设项目水土保持技术规范	GB50433-2008	2008-07-01
12	危险化学品重大危险源辨识	GB18218-2018	2018-11-19
13	危险废物收集 贮存 运输技术规范	HJ2025-2012	2013-03-01
14	石油天然气工业健康、安全与环境管理体系	SY/T6276-2014	2015-03-01
15	石油化工企业环境保护设计规范	SH/T3024-2017	2018-01-01
16	油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求	DB65/T3997-2017	2017-05-30
17	陆上石油天然气开采含油污泥资源化综合利用及污染控制技术要求	SY/T7301-2016	2017-05-01
18	油气田含油污泥及钻井固体废物处理处置技术规范	DB65/T3999-2017	2017-05-30
19	陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范	DZ/T0317-2018	2018-10-01
20	《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》	SY/T5329-2022	2022-11-04
21	《危险废物贮存污染控制标准》	GB18597-2023	2023-02-03
22	一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准	GB18599-2020	2021-07-01
23	陆上石油天然气生产环境保护推荐做法	SY/T6628-2005	2005-11-01
24	污染源源强核算技术指南准则	HJ884-2018	2018-03-17
25	关于《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》	生态环境部公告 2021 年第 24 号	2021-06-21
26	排污单位自行监测技术指南 陆上石油天然气开采工业	HJ1248-2022	2022-07-01

2.2.3 相关文件和技术资料

（1）委托书，中国石油天然气股份有限公司吐哈油田分公司鄯善采油管理区，2024.10；

（2）鄯善采油管理区石钱区块探评井转采地面配套项目实施方案相关资料，中国石油天然气股份有限公司吐哈油田分公司鄯善采油管理区，2024.9；

（3）工程其他相关资料。

2.3 环境影响因素识别和评价因子筛选

2.3.1 环境影响因素识别

本项目主要包括地面工程、天然气开采、集输等内容，对环境的影响主要表现在施工期、运营期和退役期。施工期以井场地面、管线等工程建设过程中

造成的生态影响为主，运营期以油气开采和集输过程中产生的污染为主，环境影响因素识别详见表 2.3-1。

表 2.3-1 影响因素识别

影响 因素	施工期					运营期					退役期			
	生态 影响	废气	废水	固体 废物	噪声	废气	废水	固体废物	噪声	环境风险	废气	固体废物	生态 影响	噪声
环境 因素	油气集 输地表 扰动、动 植物、生 物量损 失等	施工扬 尘、施工 机械和 车辆尾 气	试压废水、 生活污水；	建筑 垃圾、 生活 垃圾、 工程 弃土	施工机械 和车辆噪 声	无组织废 气（挥发 性有机物 等）	采出水、井下作 业废液等	清管废渣、废 防渗膜等	设备 噪声	管线泄漏、井 喷	工程车 辆、设备 拆除施 工扬尘	拆卸后的建 筑垃圾、废 弃管线	土地 复垦	施工 机械 和车 辆噪 声
地表水	○	○	+	+	○	○	+	○	○	+	○	○	○	○
地下水	○	○	+	+	○	○	++	++	○	+	○	+	+	○
大气环境	○	+	○	+	○	++	○	+	○	+	+	+	○	○
声环境	○	○	○	○	+	○	○	○	++	+	○	○	○	+
土壤环境	++	+	+	+	○	+	+	+	○	++	+	+	+	○
陆生动物	++	+	○	+	+	++	○	+	+	+	+	+	+	+
水栖动物	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○
陆生植被	++	+	+	+	○	+	○	+	○	++	+	+	+	○
水生植被														
水土流失	++	+	+	+	○	+	○	+	○	++	+	+	+	○
生态敏感 区	++	+	+	+	○	+	○	+	○	++	+	+	+	○

注：○：无影响；+：短期不利影响；++：长期不利影响。

2.3.2 评价因子

根据项目环境影响要素识别、环境影响因子表征和环境影响程度，筛选的生态影响评价因子筛选表见表 2.3-2，其他要素评价因子见表 2.3-3。

表 2.3-2 生态影响评价因子筛选表（附录 A 表 A.1）

受影响对象	评价因子	工程内容及影响方式	影响性质	影响程度
物种	分布范围、种群数量、种群结构、行为等	项目施工期对生态环境的影响主要表现为工程占地及其对景观、生境、植被、土壤等的影响，即打破了地表的原有平衡状态；	短期、可逆	弱
生境	生境面积、质量、连通性等		短期、可逆	弱
生物群落	物种组成、群落结构等		短期、可逆	弱
生态系统	植被覆盖度、生产力、生物量、生态系统功能等		短期、可逆	弱
生物多样性	物种丰富度、均匀度、优势度等		短期、可逆	弱
生态敏感区	主要保护对象、生态功能等		短期、可逆	弱
自然景观	景观多样性、完整性等	多样性趋势	短期、可逆	弱
自然遗迹	遗迹多样性、完整性等	/	/	/

表 2.3-3 其他环境影响因子筛选表

环境要素	现状评价因子	影响评价因子
土壤	基本因子：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 特征因子：石油烃（C ₁₀ ~C ₄₀ ）	石油烃
地下水	水位埋深、pH 值、石油类、氨氮、硝酸盐氮、亚硝酸盐氮、挥发酚、氰化物、砷、汞、六价铬、总硬度、铅、镉、铁、	石油类

环境要素	现状评价因子	影响评价因子
	锰、溶解性总固体、耗氧量、硫酸盐、氟化物、氯化物、总大肠菌群、细菌总数、 K^+ 、 Na^+ 、 Ca^{2+} 、 Mg^{2+} 、 CO_3^{2-} 、 HCO_3^-	
地表水	-	水污染控制和水环境影响减缓措施有效性、依托污水处理设施的环境可行性
环境空气	SO_2 、 NO_2 、 PM_{10} 、 $PM_{2.5}$ 、 CO 、 O_3 、 CO_2 、NMHC、 H_2S	NMHC
噪声	昼、夜等效连续 A 声级 Leq (dB (A))	昼、夜等效连续 A 声级 Leq (dB (A))
废水	-	试压废水、采出水、井下作业废液等
固体废物	-	废防渗材料、清管废渣等
环境风险	-	天然气（甲烷）等

2.4 环境功能区划

2.4.1 环境功能区划

2.4.1.1 环境空气

项目位于新疆维吾尔自治区昌吉州奇台县五马场哈萨克族乡境内，按《环境空气质量标准》（GB3095-2012）及其修改单的规定，该区域的环境空气质量功能区划属二类功能区。

2.4.1.2 水环境

本项目评价范围不涉及地表水环境。

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

2.4.1.3 声环境

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

2.4.1.4 生态环境

根据《新疆生态功能区划》（2005版），项目区域属于准噶尔盆地东部灌木荒漠野生动物保护生态亚区（II₄），将军戈壁硅化木及卡拉麦里有蹄类动物

保护生态功能区（24），主要生态服务功能分别为“生物多样性和景观多样性维护、煤炭资源产”。

根据新水水保〔2019〕4号文，工程所在区域不属于新疆维吾尔自治区级水土流失重点预防区和重点治理区。

2.4.1.5 土壤环境

本项目占地范围内外均执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）表1第二类用地筛选值标准。

2.4.2 环境质量标准

2.4.2.1 环境空气

（1）环境空气

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

表 2.4-1 环境空气质量标准

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

2.4.2.2 水环境

工程区地下水水质评价执行《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中 III 类水质标准，其中石油类参照执行《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中的 III 类标准；具体标准值见表 2.4-2。

表 2.4-2 地下水质量标准值 单位：mg/L，pH 除外

序号	项目	标准限值	序号	项目	标准限值
1	pH（无量纲）	6.5~8.5	17	硝酸盐（以 N 计）	≤20
2	总硬度（以 CaCO ₃ 计）	≤450	18	氟化物	≤1.0
3	溶解性总固体	≤1000	19	汞	≤0.001
4	硫酸盐	≤250	20	砷	≤0.01
5	氯化物	≤250	21	镉	≤0.005
6	铁	≤0.3	22	六价铬	≤0.05
7	锰	≤0.10	23	铅	≤0.01
8	挥发酚（以苯酚计）	≤0.002	24	钾	/
9	耗氧量（CODMn 法，以 O ₂ 计）	≤3.0	25	钙	/
10	氨氮（以 N 计）	≤0.50	26	镁	/
11	硫化物	≤0.2	27	铜	≤1.00
12	钠	≤200	28	锌	≤1.00
13	总大肠菌群（CFU/100mL）	≤3.0	29	镍	≤0.02
14	细菌总数（CFU/mL）	≤100	30	碳酸盐	/
15	氰化物	≤0.05	31	重碳酸盐	/
16	亚硝酸盐氮（以 N 计）	≤1.0	32	石油类	≤0.05

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

2.4.2.3 声环境

项目区声环境执行《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类标准，即昼间 60dB（A），夜间 50dB（A）。

2.4.2.4 土壤环境

项目占地范围内、外土壤环境质量执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地风险筛选值，见表 2.4-3。

表 2.4-3 建设用地土壤污染风险筛选值 单位（mg/kg，pH 除外）

序号	监测项目	标准值	序号	监测项目	标准值
1	pH	-	25	1,2,3-三氯丙烷	0.5
2	砷	60	26	氯乙烯	0.43
3	镉	65	27	苯	4

序号	监测项目	标准值	序号	监测项目	标准值
4	铬（六价）	5.7	28	氯苯	270
5	铜	18000	29	1,2-二氯苯	560
6	铅	800	30	1,4-二氯苯	20
7	汞	38	31	乙苯	28
8	镍	900	32	苯乙烯	1290
9	四氯化碳	2.8	33	甲苯	1200
10	氯仿	0.9	34	间二甲苯+对二甲苯	570
11	氯甲烷	37	35	邻二甲苯	640
12	1,1-二氯乙烷	9	36	硝基苯	76
13	1,2-二氯乙烷	5	37	苯胺	260
14	1,1-二氯乙烯	66	38	2-氯酚	2256
15	顺 1,2-二氯乙烯	596	39	苯并（a）蒽	15
16	反-1,2-二氯乙烯	54	40	苯并（a）芘	1.5
17	二氯甲烷	616	41	苯并（b）荧蒽	15
18	1,2-二氯乙烷	5	42	苯并（k）荧蒽	151
19	1,1,1,2-四氯乙烷	10	43	蒽	1293
20	1,1,2,2-四氯乙烷	6.8	44	二苯并（a、h）蒽	1.5
21	四氯乙烯	53	45	茚并（1、2、3-cd）芘	15
22	1,1,1-三氯乙烷	840	46	萘	70
23	1,1,2-三氯乙烷	2.8	47	石油烃	4500
24	三氯乙烯	2.8			

2.4.3 污染物排放标准

2.4.3.1 废气

天然气开采过程中井场无组织挥发产生的 NMHC 排放参照执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中企业边界污染物控制要求，H₂S 执行《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）中新建项目二级标准。具体标准限值要求见表 2.4-4。

表 2.4-4 大气污染物排放标准值

污染物	项目	最高允许排放浓度（mg/m ³ ）	标准来源
NMHC	企业边界污染物控制浓度	4.0	GB39728-2020
H ₂ S	厂界标准	0.06	GB14554-93

2.4.3.2 废水

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

(SY/T5329-2022)等相关标准要求回注,同步采取切实可行措施防治污染。

运行期本项目产生的采出水依托吉 28 区块原油脱水站合站污水处理系统处理达标后回注油层,不向外环境排放,回注水执行《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)标准,标准值见表 2.4-5。

表 2.4-5 《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)

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

2.4.3.3 噪声

施工期执行《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2011)。

运行期执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)中 2 类标准,噪声限值见表 2.4-6。

表 2.4-6 环境噪声排放标准

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

2.4.3.4 固体废物

根据本项目产生的各种固体废物的性质和去向,生活垃圾执行《生活垃圾填埋污染控制标准》(GB16889-2008);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)。危险废物鉴别执行《危险废物鉴别标准》(GB5085.1~7),危险废物的转移依照《危险废物转移管理办法》及《危险废物收集、贮存运输技术规范》(HJ2025-2012)进行监督和管理。

2.5 评价等级和评价范围

2.5.1 环境空气评价等级和评价范围

(1) 评价等级

本项目废气排放源主要为油气生产集输过程无组织烃类气体挥发，污染物主要为非甲烷总烃（NMHC）。

根据工程特点、污染特征及周围环境状况，采用《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）中规定的方法，选取非甲烷总烃（NMHC）为污染因子核算，计算出其最大地面浓度占标率 P_i 及其地面浓度达标准值 10% 时所对应的最远距离 $D_{10\%}$ 。其中 P_i 定义为：

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

式中： P_i ——第 i 个污染物的最大地面浓度占标率，%；

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

C_{oi} ——环境空气质量标准， $\mu\text{g}/\text{m}^3$ 。

注： C_{oi} 一般选用 GB3095-2012 中 1 小时平均取样时间的二级标准的浓度限值，如项目位于一类环境空气功能区，应选择相应的一级浓度限值；对仅有 8h 平均质量浓度限值、日平均质量浓度限值或年均质量浓度限值的，分别可按 2 倍、3 倍、6 倍折算为 1h 平均质量浓度限值。

大气评价工作级别详见表 2.5-1。

表 2.5-1 评价工作等级

评价工作等级	评价工作分级判据
一级评价	$P_{\max} \geq 100\%$
二级评价	$1\% \leq P_{\max} < 10\%$
三级评价	$P_{\max} < 1\%$

估算模型选取参数，见表 2.5-2。评价等级估算使用的地形数据采用数据源采用 [csi.cgiar.org](http://srtm.csi.cgiar.org) 提供的 srtm 免费数据，数据分辨率为 90m。数据从以下两个链接下载获取并生成本项目 DEM 文件。

http://srtm.csi.cgiar.org/SRT-ZIP/SRTM_v41/SRTM_Data_ArcASCII/srtm_54_04.zip

http://srtm.csi.cgiar.org/SRT-ZIP/SRTM_v41/SRTM_Data_ArcASCII/srtm_55_04.zip

http://srtm.csi.cgiar.org/SRT-ZIP/SRTM_v41/SRTM_Data_ArcASCII/srtm_54_03.zip

http://srtm.csi.cgiar.org/SRT-ZIP/SRTM_v41/SRTM_Data_ArcASCII/srtm_55_

03.zip

估算模式所用参数见表 2.5-2、2.5-3。

表 2.5-2 估算模型参数表

参数		取值
城市农村/选项	城市/农村	农村
	人口数（城市人口数）	/
最高环境温度		43.0° C
最低环境温度		-42.6° C
土地利用类型		沙漠化荒地
区域湿度条件		干燥
是否考虑地形	考虑地形	是
	地形数据分辨率（m）	90
是否考虑海岸线熏烟	考虑海岸线熏烟	否
	海岸线距离/km	/
	海岸线方向/o	/

表 2.5-3 估算模式中无组织废气排放参数一览表

序号	污染源名称	面源中心坐标（m）		面源海拔高度（m）	面源长度（m）	面源宽度（m）	与正北向夹角（°）	面源有效排放高度（m）	污染物排放速率（kg/h）
		X	Y						非甲烷总烃
1	石钱3	4368	1968	502	40	40	0	6	0.0019
2	石钱5	1925	1438	511	115	90	0	6	0.0026
3	石钱201H	-4942	-1307	511	115	90	0	6	0.0026
4	石钱302H	3811	2038	502	149	141	0	6	0.0026
5	石钱303	4967	1352	501	40	40	0	6	0.0024

估算结果详见表 2.5-4。

表 2.5-4 P_{max} 及 $D_{10\%}$ 预测及计算结果一览表

序号	污染源名称	评价因子	评价标准（ $\mu\text{g}/\text{m}^3$ ）	浓度（ $\mu\text{g}/\text{m}^3$ ）	P_{max} （%）	$D_{10\%}$ （m）
1	石钱3	非甲烷总烃	2000	2.5137	0.13	0
2	石钱5	非甲烷总烃	2000	1.9184	0.10	0
3	石钱201H	非甲烷总烃	2000	1.9184	0.10	0
4	石钱302H	非甲烷总烃	2000	1.4726	0.07	0
5	石钱303	非甲烷总烃	2000	3.1750	0.16	0
各源最大值				3.1750	0.16	0

计算结果表明，本项目对周边大气环境的影响主要来自天然气开采过程中排放的无组织排放的非甲烷总烃，其最大地面浓度预测浓度 $3.1750\mu\text{g}/\text{m}^3$ ，最大占标率 0.16%，其最远距离 $D_{10\%}=0\text{m}$ ，最大占标率在 $P_{max}<1\%$ ，根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）中大气环境评价工作分级判据判别，确定本次环评大气影响评价的工作等级为三级。

（2）大气环境影响评价范围

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

2.5.2 生态环境评价等级和评价范围

（1）评价等级

根据《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022）的生态评价等级判定条件，判定过程详见表 2.5-5。根据判定可知，因此本项目生态环境影响评价工作等级确定为三级。

表 2.5-5 生态评价等级判定过程

序号	生态评价等级判定要求	本项目情况	生态影响评价等级
a	涉及国家公园、自然保护区、世界自然遗产、重要生境时，评价等级为一级；	不涉及	/
b	涉及自然公园时，评价等级为二级；	不涉及	/
c	涉及生态保护红线时，评价等级不低于二级；	不涉及	/
d	根据 HJ2.3 判断属于水文要素影响型且地表水评价等级不低于二级的建设项目，生态影响评价等级不低于二级；	不涉及	/
e	根据 HJ610、HJ964 判断地下水水位或土壤影响范围内分布有天然林、公益林、湿地等生态保护目标的建设项目，生态影响评价等级不低于二级；	不涉及	/
f	当工程占地规模大于 20km ² 时（包括永久和临时占用陆域和水域），评价等级不低于二级；改扩建项目的占地范围以新增占地（包括陆域和水域）确定；	本项目占地规模小于 20km ²	/
g	除本条 a~f 以外的情况，评价等级为三级；	/	/
h	当评价等级判定同时符合上述多种情况时，应采用其中最高的评价等级	已采用	三级

（2）评价范围

根据《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022）及《陆地石油天然气开发建设项目环境影响评价技术导则》（HJ349-2023），本项目所在区域不涉及生态敏感区，考虑油气田整体开发对生态环境的影响，确定生态环境评价范围为各井场边界向外扩展 50m 范围，管线两侧 300m 带状区域的范围。生态评价范围见图 2.5-1。

2.5.3 地下水环境评价等级和评价范围

（1）建设项目类别

本项目属于天然气开采项目，按照《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）中附录 A 判断，属于 II 类项目。

（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）中的地下水环境敏感程度分级表（表 2.5-6）和《建设项目环境影响评价分类管理名录》，项目区无集中式饮用水水源准保护区及补给径流区，无分散式饮用水水源地，无特殊地下水资源保护区，地下水环境敏感特征为“不敏感”。

表 2.5-6 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。
不敏感	上述地区之外的其他地区。

（3）工作等级划分

依据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016），本项目属于 II 类建设项目，地下水环境敏感程度为不敏感，依据表 2.5-7，评价等级为三级。

表 2.5-7 评价区地下水环境影响评价工作等级划分

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

（4）评价范围

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016），地下水现状评价范围可采用公式计算法、查表法、自定义法等确定。

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016），计算公式如下：

$$L=\alpha \times K \times I \times T / n e$$

式中：L—下游迁移距离，m；

α —变化系数， $\alpha \geq 1$ ，一般取 2；

K —渗透系数，m/d；根据区内含水层的主要为粗砂，渗透系数取导则中表 B.1 中的经验值 25m/d；

I —水力坡度，根据区域水文地质资料，区域水力坡度为 1.9‰； T —质点迁移天数，取值 5000d；

ne —有效孔隙度，无量纲；根据依据《水文地质手册》（中国地质调查局）中及区内已有勘察资料，卵砾石含水层密实程度为中密，可取孔隙度为 0.4，而根据以往生产中经验，有效孔隙度一般比孔隙度小 10%~20%，因此本次取有效孔隙度 $ne=0.4 \times 0.8=0.32$ ；

经计算， L 为 1484m。

根据公式法计算结果，以地下水流向为长轴，场界上游 1484m、下游 2968m，水流垂直方向分别外扩 1484m 作为评价范围；管线两侧各向外延伸 200m 作为评价范围。评价范围见图 2.5-1。

2.5.4 地表水环境评价等级和评价范围

按照《环境影响评价技术导则 地表水环境》（HJ2.3-2018），本项目属于水污染影响型建设项目，项目所在区域无地表水体。在项目正常运营开采及油气集输过程中，本项目产生的采出水、井下作业废液不外排，与地表水无水力联系，项目地表水环境影响评价等级为三级 B。

本项目运营阶段正常情况无废水排放，按照导则要求，本次地表水环境影响评价重点论证水污染控制和水环境影响减缓措施有效性，以及依托污水处理设施的环境可行性。

2.5.5 声环境评价等级和评价范围

本项目涉及的噪声源可分为连续稳定噪声源和流动噪声源。噪声源主要包括施工期内机械噪声、生产运行期井场机泵噪声和井场井下作业噪声。

本项目所在功能区适用于《声环境质量标准》（GB3096-2008）中规定的 2 类标准，噪声源周边 200m 范围内无声环境保护目标。依据《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ2.4-2021）中的规定，本项目声环境影响评价工作等级定为二级。

根据《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ2.4-2021）要求，“满足一级评价的要求，一般以建设项目边界向外 200m 作为评价范围；二、三级评价范围可根据建设项目所在区域和相邻区域的声环境功能区划及敏感目标等实际情况适当缩小”，根据项目特点，本次环评声环境评价范围为各井场边界外扩 200m 作为评价范围。评价范围见图 2.5-1。

2.5.6 环境风险评价等级和评价范围

（1）评价等级

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018），环境风险评价工作等级划分为一级、二级、三级。根据建设项目涉及的物质及工艺系统危险性和所在地的环境敏感性确定环境风险潜势，评价工作等级确定见表 2.5-8。

表 2.5-8 环境风险评价工作等级划分

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

按照表 2.5-8 确定评价工作等级，风险潜势为IV及以上，进行一级评价；风险潜势为III，进行二级评价；风险潜势为II，进行三级评价；风险潜势为 I，可开展简单分析。

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）附录 B，本项目涉及的风险物质为天然气（甲烷），分别属于《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）附录 B 中的油类物质（矿物油类，如石油、汽油、柴油等，生物柴油等），临界量 2500t；天然气（甲烷）临界量 10t。根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018），危险单元的定义为由一个或多个风险源构成的具有相对独立功能的单元，事故状况下应可实现与其他功能单元的分割。则本项目运营期风险单元为新建的集输管线。

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

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

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）中的判定方法，当存在多种危险物质时，按照下式计算物质总量与其临界量比值（Q）：

式中： $q_1, q_2, \dots, q_n$ ——每种危险物质的最大存在总量，t；

$Q_1, Q_2, \dots, Q_n$ ——每种危险物质的临界量，t；

当 $Q < 1$ 时，该项目环境风险潜势为 I；

当 $Q \geq 1$ 时，将 Q 值划分为：（1） $1 \leq Q < 10$ ；（2） $10 \leq Q < 100$ ；（3） $Q \geq 100$ 。

本项目新建高压输送单井管线 4.225km（DN80 柔性复合高压输送管）。各站场和开发井均有控制（截断）阀，发生泄漏时，可通过控制（截断）阀进行紧急切断。天然气平均密度 0.82kg/m^3 。

根据克拉伯龙方程，计算管道带压运行状态下的气体质量：

$$pV=nRT$$

p ：气体压强，标况压强 0.101325MPa ，管线压力 3.15MPa ；

V ：气体体积，管道体积；

n ：气体的物质的量，单位 mol；

T ：绝对温度， 293.15K ；

R ：气体常数。

各管线天然气（甲烷）最大在线量计算见表 2.5-9。

表 2.5-9 本项目运营期危险物质最大在线量核算表

序号	管道名称	起点	终点	长度 (km)	管径 (mm)	压力 (MPa)	天然气最大 在线量 (t)
1	石钱 5 井至石钱 302H 单井管线	石钱 5 井	石钱 302H	2.575	80	3.15/3.0	0.0138
2	石钱 303 至石钱 3 单井管线	石钱 303	石钱 3	1.0	80	1.23/1.21	0.0053
3	石钱 3 至石钱 302H 集输管线	石钱 3	石钱 302H	0.650	80	1.21/1.20	0.0032
合计							0.0223

本项目危险物质辨识结果详见表 2.5-10。

表 2.5-10 本项目危险物质 Q 值一览表

序号	物质名称	临界量 (t)	最大储存量 (t)	Q
1	天然气	10	0.0223	0.00223

根据上表计算结果，本项目 $Q=0.00223$ ， $Q < 1$ 。判断项目风险潜势为 I。根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）相关要求，本次评价仅对项目可能存在的环境风险进行简单分析。

（2）环境风险影响评价范围

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）相关要求，简单分析不设置环境风险评价范围。

2.5.7 土壤环境评价等级和评价范围

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），土壤盐化、酸化和碱化地区，建设项目应按照土壤污染影响型和生态影响型，按相应等级分别开展评价工作。

（1）建设项目类别

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）及《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023），本项目井场建设属于II类项目，天然气管线为IV类建设项目，无需开展土壤环境影响评价。

（2）影响类型

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大于 4g/kg，属于 HJ964-2018 附录 D.1 中“中度盐化及以上地区”，即项目所在区域属于土壤盐化地区，本项目类别同时按照生态影响型项目和污染影响型项目考虑，并根据不同项目类型类别分别判定评价等级。

（3）占地规模

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）中“建设项目占地规模分为大型（ $\geq 50\text{hm}^2$ ）、中型（ $5\sim 50\text{hm}^2$ ）和小型（ $\leq 5\text{hm}^2$ ）”，本项目永久占地 4.515 hm^2 ，占地规模为小型。

（4）建设项目敏感程度

1) 污染影响型

本项目井场占地范围内不涉及耕地、园地、牧草地、村庄等，土壤环境敏感程度为“不敏感”。

2) 生态影响型

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

(5) 评价工作等级判定

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018），生态影响型和污染影响型土壤环境影响评价工作等级划分见表 2.5-11、表 2.5-12。

表 2.5-11 生态影响型土壤环境评价工作等级划分依据一览表

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

表 2.5-12 污染影响型土壤污染类项目评价工作等级划分表

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

本项目土壤项目类别为II类，生态影响型环境敏感程度为敏感；项目占地规模为小型、污染影响型环境敏感程度为不敏感。

综上，生态影响型土壤环境影响评价工作等级为二级，污染影响型土壤环境影响评价工作等级为三级。

根据导则要求，土壤环境污染影响型评价范围为占地范围内全部以及占地范围外 0.05km 范围，土壤环境生态影响型评价范围为占地范围内全部以及占地范围外 2km 范围。评价范围见图 2.5-1。

图 2.5-1 评价范围图

2.6 污染控制目标与环境保护目标

2.6.1 污染控制目标

根据开发建设和运营中对环境可能造成的污染与生态破坏，确定污染控制目标如下：

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

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

2.6.2 环境保护目标

2.6.2.1 区域环境保护目标

本项目周边区域环境保护目标包括卡拉麦里山有蹄类野生动物自然保护区、新疆奇台硅化木-恐龙国家地质公园，本项目区域边界距离卡拉麦里山有蹄类野生动物自然保护区（简称“卡拉麦里自然保护区”）实验区约 5km、缓冲区约 29km、核心区约 40km，不在本项目环境影响评价范围内，本项目区域环境保护目标见图 2.6-1。

2.6.2.2 评价范围环境保护目标

项目位于昌吉州奇台县五马场哈萨克族乡境内，根据现场调查，项目评价范围内无自然保护区、风景名胜区、世界文化和自然遗产地、海洋特别保护区、饮用水源保护区，无基本草原、地质公园、重要湿地、天然林，重点保护野生动物栖息地，重点保护野生植物生长繁殖地。生态环境保护目标为保护区域野生动植物不被破坏，各环境要素及环境保护目标相关保护级别见表 2.6-1 及图 2.6-1。

表 2.6-1 环境保护目标一览表

保护要素	环境保护目标	与项目区的位置关系	各要素保护级别及要求
环境空气	评价范围内的环境空气质量	/	GB3095-2012 二级
土壤环境	评价范围内土壤	/	GB36600-2018 二类用地筛选值

地下水环境	评价范围内的潜层地下水	/	GB/T14848-2017III 类
声环境	评价范围内的声环境	/	GB3096-2008 2 类
生态环境	野生动植物	项目区内	保护野生动植物生境不被破坏

图 2.6-1 环境保护目标分布图

2.7 评价时段和评价重点

评价时段包括施工期、运行期、退役期三个时段。

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

- (1) 工程分析
- (2) 生态环境影响评价及水土保持
- (3) 土壤环境影响评价
- (4) 地下水影响评价
- (5) 环境风险影响评价及风险管理
- (6) 环境保护措施技术经济及可行性论证

2.8 评价方法

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

表 2.8-1 评价方法一览表

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

3.建设项目工程分析

3.1 区块勘探开发历程

3.1.1 勘探开发历程

石钱区块位于准噶尔盆地东部隆起石钱滩凹陷，石钱滩凹陷西接黄草湖凸起东接黑山凸起，北抵克拉美丽山，南与沙奇凸起相邻，与石树沟凹陷和黄草湖凸起一起统称为大井地区。

大井地区自 1984 年开始进行石油钻探工作，石钱滩凹陷的大 5 井在完钻 16 年后井口见到天然气 2000m^3 ，大 9 井、大井 1 在石炭系巴塔玛依内山组见气测异常。结合地质露头 and 地震剖面分析认为，石炭系巴塔玛依内山组烃源岩有机质丰度总体较高，已进入成熟-高熟的湿气阶段，属好一较好烃源岩且分布范围广，推测源岩较厚，具较大的勘探潜力。

2020 年部署的石钱 1 井钻至石炭系石钱滩组 3889 米砂砾岩段见到良好显示。4 月 10 日采用 MFE 测试仪，对 3889-3914 米气层段中途测试，6mm 油嘴产气产量 $63000\text{m}^3/\text{d}$ ，试采 3mm 油嘴稳定气产量 $15000\text{m}^3/\text{d}$ ，含少量凝析油。石钱 1 井的成功钻探，证实了克拉美丽山前东段，发育洼陷区石钱滩组近源砂砾岩气藏的成藏模式。同年向西探索石钱滩组气藏含气范围部署石钱 2 井，P1jg 与 C2sh 均见良好显示，解释气层、差气层 56 米，首次在 P1jg 获日产 4800 方的工业气流，证实凹陷周缘金沟组具备成藏条件。2022 年为落实石钱滩凹陷北物源沉积体系成藏条件，部署实施石钱 3 井，成功钻遇 C2sh 东部缓坡扇体。通过对两个试油层进行分压合采，无阻流量 30 分钟计量，获日产 10 万 m^3 的高产气流，证实凹陷内发育多类型天然气藏，是下步重点集中勘探有利方向。围绕凹陷多口井已见气，证实源岩可靠，展现了石钱滩凹陷石炭系二叠系巨大的勘探潜力。

综合已钻井录测井资料、地震资料，初步落实石钱滩凹陷 C2sh 源岩成熟度高，生烃潜力大。根据已钻井和露头指示石钱滩组为海相沉积环境，近源扇砂砾岩储层较发育，具备规模成藏的地质条件。通过井震结合，开展了近源扇三角洲砂体的精细描述，基本摸清了有利砂体的展布范围，明确环古海槽呈环状

分布格局。石钱滩组储层岩性以砂砾岩为主，孔隙度为 2.1-7.56%，渗透率普遍小于 0.1mD，岩心观察局部有裂缝发育，源储紧密配置，具备发育近源砂砾岩地层-岩性气藏的成藏条件。

3.1.2 区块开发环境影响回顾评价

3.1.2.1 环保手续执行情况

截止 2024 年 11 月，石钱区块主要为勘探钻探工程，本工程涉及 5 口评价井，其勘探钻试工程环评及验收情况如下表所示：

表 3.1-1 本工程相关工程环评及验收情况

序号	本项目工程	所属项目	环评批复文号及时间	验收情况	井现状
1	石钱 302H 井	石钱 302 平台石钱 302H 井等 5 口井钻井工程	昌州环评〔2023〕159 号，2023 年 8 月 24 日	还未验收	正在试气
2	石钱 303 井	石钱 301、303 平台等 10 口井钻井工程	昌州环评〔2023〕183 号，2023 年 9 月 25 日	还未验收	正在试气
3	石钱 201H 井、石钱 3 井	石钱 101H 井、石钱 201H 井、石钱 3 井钻试工程	昌州环评〔2022〕63 号，2022 年 4 月 22 日	还未验收	正在试气
4	石钱 5 井	石钱 5、石钱 6、石钱 7 井钻试工程	昌州环评〔2023〕158 号，2023 年 8 月 24 日	还未验收	正在试气

3.1.2.2 环境影响回顾评价

石钱区块部分评价井/预探井部分建设完成，部分尚未开工建设，钻试过程中严格按照环评报告和批复中的要求执行，已完钻井的环境影响回顾如下：

（1）大气环境影响回顾评价

施工期废气主要为柴油机、柴油发电机燃料燃烧废气、施工扬尘、伴生气放空废气。燃料燃烧废气、施工扬尘随施工结束后消散；试气期间分离出的天然气经过管线引至放散管燃烧后排放，随工程的结束而消失。钻井及试采期废气属于阶段性的短暂排放，该井区地域空旷，扩散能力较好，对环境质量影响较小，对周围大气环境影响较小。

（2）水环境影响回顾评价

根据本次调查情况，石钱区块已有钻井工程废水包括钻井废水、压裂返排液及生活污水。钻井废水连同钻井泥浆、钻井岩屑进入不落地系统进行固液分

离，分离后的液体回用于钻井液配备，不外排；压裂返排液采用专用废液收集罐收集后拉运至吉 28 区块原油脱水站处理；生活污水排入生活污水池（采用环保防渗膜防渗）暂存，由罐车定期拉运至奇台县城污水处理厂处理。运营期各种生产废水和生活污水均得到有效的处理，可有效防范对地下水的影响。

根据总体开发方案，气田采用全密闭工艺流程，整个开采过程中具有严格的技术规程和防范措施，故在正常生产情况下，试气、洗井、采气、油气处理和集输等对地下水环境不会产生不利影响。在实施油气开发的过程中区域基本落实了环评中提出的水污染防治措施，采取的污水处理设施等各项环保设施基本起到了相应的污染防治效果，采取的水污染防治措施基本有效。

（3）固体废物环境影响回顾评价

勘探期产生的固体废物主要为钻井岩屑、废弃钻井泥浆及生活垃圾。

钻井岩屑、泥浆：经调查，项目采用的钻井液为“坂土钻井液+GRD 聚合物钻井液体系”，为水基钻井液，未使用油基钻井液。

项目钻井期采用“钻井泥浆不落地技术”，进入钻井废弃物不落地系统中处理实现固液分离，分离后的液相回用于钻井液配备，分离后的固相临时贮存在井场内的岩屑堆存场地，经检测满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）后用于铺筑井场、道路等。

施工生活垃圾：井场营地生活垃圾集中收集至垃圾箱中，拉运至奇台县生活垃圾填埋场处置。井区现状无固体废物产生或遗留。

（4）声环境影响回顾评价

施工期噪声污染源主要是钻井用钻机、泥浆泵噪声以及机动车辆噪声等。钻井期间，对高噪音设备设置隔声垫和消声器，有效的降低了噪声对环境的影响，井场周围 200m 范围内无声环境敏感点。因此施工期声环境影响保护措施有效。

（5）生态环境影响回顾评价

钻井工程结束后，井场内钻井设施及生活区进行拆除清理，并进行平整恢复，目前逐步自然恢复。

施工时施工单位在占地范围内施工，减少对地表植被的破坏，施工结束后，及时对现场回填平整，清除残留的废弃物。

（6）土壤环境影响回顾评价

勘探井建设对土壤环境的影响为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。

3.1.3 现存主要问题及整改措施建议

3.1.3.1 现存主要问题

根据现场调查结果可知：井场已平整，碎石铺垫，井场钻屑储集防渗池上部已经覆土，井场及钻屑储集防渗池上部没有污油出现，油区道路总体规范，无有车辆乱碾乱轧的痕迹。但井场道路目前仍属于砂石简易便道，无路基，仅在表面覆盖戈壁砾石，路况较差，车辆碾压和行驶产生的扬尘对区域空气环境、地表植被影响较大。

3.1.3.2 整改建议措施

针对区域遗留的环境问题，在本次开发调整建设过程中，建议重点采取以下措施：本项目建设中应严格规定施工车辆、施工机械及施工人员的活动范围，不得乱碾乱轧，随意开设便道，减少对油田区域地表的扰动和破坏，施工结束后，要及时平整施工场地，清理施工废弃物，以便临时占地自然复。

3.2 建设项目概况

3.2.1 项目基本情况

3.2.1.1 项目名称和性质

项目名称：鄯善采油管理区石钱区块探评井转采地面配套项目

项目性质：新建

3.2.1.2 建设地点

本工程位于准噶尔盆地东部隆起石钱滩凹陷石钱区块，行政隶属于昌吉州奇台县五马场哈萨克族乡，位于奇台县东北方，距离奇台县县城约 86km。距吉 28 块约 90km，距石树区 1 块约 40km。项目中心地理坐标为：工程地理位置图

见图 3.2-1。工程整体布局图，见图 3.2-2。

新疆维吾尔自治区奇台县地图标准画法示意图

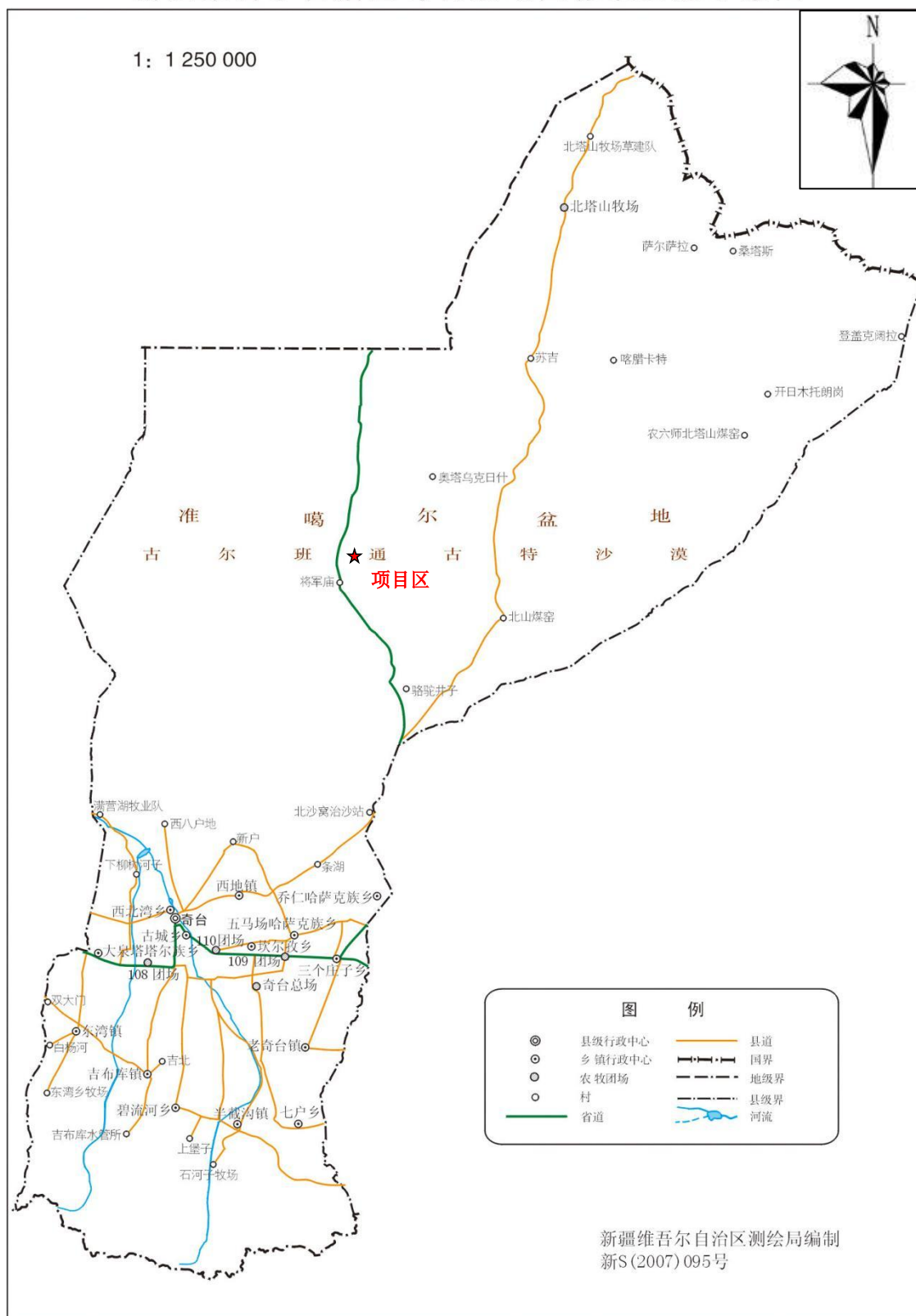


图 3.2-1 工程地理位置图

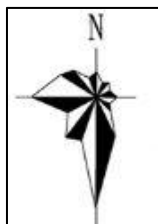


图 3.2-2 工程整体布局图

3.2.1.3 建设内容及规模

根据项目开发方案，本工程主要建设内容及规模为：

- (1) 安装采气井口 5 座，其中 PN15MPa 采气井口 3 座、PN6.4MPa 采气井口 1 座、PN25MPa 采气井口 1 座；
- (2) 新建 DN80 柔性复合高压输送单井管线 4.225km，埋地敷设，保温采用 40mm 复合硅酸盐保温层，胶粘带防护层做防护；
- (3) 新建 5 座 DN150/H15m 高压放空管，配套 5 个 DN100/PN1.6MPa 管道阻火器。
- (4) 配套建设自控、通信、管道防腐、电气、消防等辅助设施。

3.2.1.4 工程组成

本工程组成包括集输工程、储运工程、外输工程以及配套的放空、供配电、自控、通信、结构、消防、防腐等工程。项目工程组成见表 3.2-1。

表 3.2-1 项目组成一览表

项目			基 本 情 况
项目名称			鄯善采油管理区石钱区块探评井转采地面配套项目
建设单位			中国石油天然气股份有限公司吐哈油田分公司鄯善采油管理区
建设地点			新疆维吾尔自治区昌吉州奇台县五马场哈萨克族乡境内
总投资			项目总投资 713 万元，其中环保投资 143 万元，占总投资的 17.8%。
建设周期			建设周期 70d
建设规模			年产气规模 $0.18 \times 10^8 \text{m}^3/\text{a}$
工程 内 容	主体 工程	地面 井场 建设	新建标准化采气井场 5 座，配套建设自控、通信、电气、消防、结构、防腐、暖通、安防等辅助设施
		管线 敷设 工程	新建高压输送单井管线 4.225km，其中： 石钱 5 井至石钱 302H 单井管线，管径 DN80，设计压力 6.0MPa，总长约 2575m； 石钱 303 至石钱 3 单井管线，管径 DN80，设计压力 2.5MPa，总长约 1000m； 石钱 3 至石钱 302H，管径 DN80，设计压力 2.5MPa，总长约 650m；
	公辅 工程	供电	各采气井场 10kV 电源由就近 10kV 架空线引接。
		给排水	管线试压废水泼洒抑尘，生活污水集中收集后定期拉运至奇台县生活污水处理装置处理；运营期采出水、井下作业废水依托吉 28 区块原油脱水站处理达标后回注油层，不外排；
		供热 系统	施工期生活区采取电采暖，设备伴热方式为电伴热。
		道路 工程	充分利用已建道路，无新建道路

项目		基本情况
环 保 工程	防腐工程	井场内地面敷设管线外包 0.5mm 镀锌铁皮或铝板保护层； 单井采气管线埋地不保温管线采用 3PE 加强级防腐。 单井采气管线埋地保温管线采用胶粘带防护层做防护。
	自控工程	石钱 5、石钱 201H、石钱 302H 井选用 PLC 控制柜（8AI/4AO/4DI/4DO）； 石钱 303、石钱 3 井采用 RTU（8AI/4AO/4DI/4DO），完成采气井口压力检测、控制及紧急关断。
	废气	施工期： 施工扬尘采取洒水抑尘措施，焊接使用无毒低尘焊条，运输车辆定期检修，燃用合格油品； 运营期： 采用密闭集输工艺，最大限度的减少了油气的无组织挥发； 退役期： 废气主要为施工扬尘，采取洒水抑尘的措施；
	废水	施工期： 管线试压废水属于清净废水，试压完成后用于区域降尘；生活污水依托奇台县生活污水处理装置处理； 运营期： 运营期废水包括采出水和井下作业废液，依托吉 28 区块原油脱水站处理达标后回注油层，不外排； 退役期： 无废水产生。
	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，切合实际地提高工艺过程自动化水平； 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，不可回收利用部分委托周边工业固废填埋场合规处置； 运营期： 清管废渣、井下作业固废、废防渗材料等属于危险废物，由有危废处置资质单位接收处置； 退役期： 废弃建筑残渣收集后当地工业固废填埋场处置。
	环境风险	施工期： 井场设置放空火炬； 运营期： 管线上方设置标识，定期对管线壁厚进行超声波检查，井场设置可燃气体报警仪、硫化氢检测仪及 4 合 1 监控报警装置
	生态	施工期： 严格控制施工作业带宽度；填埋所需土方利用管沟挖方，做到土方平衡，减少弃土；临时堆土防尘网苫盖；设置限行彩条旗等；施工场地平整恢复 运营期： 管线上方设置标志，定时巡查井场、管线 退役期： 洒水降尘，地面设施拆除，恢复原有自然状况
	依托工程	吉 28 区块原油脱水站处理规模为 1200 ⁴ m ³ /a，服务范围主要为吉 28 原油脱水站三相分离产生的采出水以及吉 28 区块开发过程中产生的压裂返排液，剩余处理能力约 220m ³ /d。本项目 5 口井井下作业废水新增量为 190m ³ /a（0.52m ³ /d），采出水新增量为 153.6m ³ /d，吉 28 区块原油脱水站可以满足本项目需求，可作为本项目依托站场。
	奇台县污水处理厂	奇台县污水处理厂设计处理规模 25000m ³ /d，实际处理能力与设计一致，本项目施工期生活污水量 89.6m ³ ，奇台县污水处理厂可以满足本项目施工期生活污水处理需求。
	奇台	奇台县生活垃圾填埋场设计库容 180.54 万 m ³ ，实际有效库容与设计一致，

项目			基 本 情 况
	县生活垃圾填埋场		目前剩余库容 35 万 m ³ ，本项目施工期生活垃圾产生量 0.7t，奇台县生活垃圾填埋场可以满足本项目施工期生活垃圾需求

3.2.1.5 产能及产品方案

(1) 产能方案

方案设计总井数 5 口，包括石钱 3、石钱 303、石钱 5、石钱 201H、石钱 302H，目前日产量 $4.3 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，最高日产量 $5.56 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ($0.18 \times 10^8 \text{m}^3/\text{a}$)。

表 3.2-2 开发指标预测表

开发指标	单位	2024	2025	2026	2027	2028
新建产能	$10^4 \text{m}^3/\text{a}$	1800	1440	1152	922	737

(2) 产品方案

本工程产品为压缩天然气，通过压缩天然气罐车装车外售。

3.2.1.6 工程投资

本工程总投资为 801.27 万元，其中环保投资 143 万元，占总投资 17.8%。

3.2.1.6 劳动组织及定员

本项目年运行时间 8760h，运营期井场采用无人值守、定期巡检相结合，不新增劳动定员。

3.2.2 气藏资源情况

3.2.2.1 地层特征

依据已钻井探井资料，结合地震解释成果：石钱滩凹陷石钱区块发育地层自上而下依次为第四系（Q）；中侏罗统西山窑组（J2x）；下侏罗统八道湾组（J1b）；三叠系中-上统小泉沟群（T2-3xq）、下统韭菜园子组（T1j）；二叠系上统梧桐沟组（P3wt）、中统平地泉组（P2p）、将军庙组（P2j）、下统金沟组（P1jg）；石炭系上统石钱滩组（C2sh）和巴塔玛依内山组（C2b）。

本区块自上而下地层特征为：

中侏罗统西山窑组（J2x）：顶部主要为灰色粉砂质泥岩与泥质粉砂岩不等厚互层，底部主要为灰绿色细砂岩与粉砂质泥岩不等厚互层，局部含有棕色细

砂岩和棕红色泥岩及煤层。

下侏罗统八道湾组（J1b）：上部为厚层灰色、深灰色砂质泥岩、泥岩夹薄煤线或煤层，中下部为一巨厚层细砂岩，底部为灰色砂质泥岩与灰色砂岩互层。

三叠系中-上统小泉沟群（T2-3xq）：灰色泥质粉砂岩与灰色泥岩、粉砂质泥岩不等厚互层。

下统韭菜园子组（T1j）：上部为棕红色泥岩与棕色泥质粉砂岩不等厚互层，中上部为紫红色含砾泥岩与棕色细砂岩、砂砾岩不等厚互层；中下部为紫红色泥岩与紫红色泥质粉砂岩不等厚互层，下部主要为紫红色泥岩、粉砂质泥岩与棕色粉砂质泥岩不等厚互层，局部夹有灰色细砂岩。

二叠系上统梧桐沟组（P3wt）：为灰色泥岩、粉砂质泥岩与灰色泥质粉砂岩不等厚互层。

中统平地泉组（P2p）：上部灰色质泥岩，中下部主要为黑灰色炭质泥岩与灰色泥质粉砂岩互层。

将军庙组（P2j）：中上部以中厚层棕色、褐色泥岩、砂质泥岩为主，下部以中厚层褐色灰色粉砂岩、细砂岩、砾岩夹棕褐色、灰色泥质粉砂岩、泥岩。

下统金沟组（P1jg）：上部为褐色、灰褐色、灰色、深灰色泥岩、粉砂质泥岩与灰色、褐灰色泥质粉砂岩、粉砂岩不等厚互层，局部夹灰色细砂岩；中下部以厚层褐灰色细砂岩、杂色凝灰质砂砾岩、砂砾岩为主夹薄层褐灰色泥质粉砂岩。

石炭系上统石钱滩组（C2sh）：上部为褐色、褐灰色泥岩、含砾泥岩，灰色含砾泥岩、粉砂质泥岩，深灰色粉砂质泥岩，灰黑色泥岩夹薄层褐灰色泥质粉砂岩、砂砾岩，灰色泥质砂岩、泥质粉砂岩、砂砾岩，灰褐色泥质粉砂岩、含砾泥质砂岩；下部主要为灰色砂砾岩、含砾泥质砂岩、泥质粉砂岩、含砾砂岩、砂砾岩，褐灰色砂砾岩、泥质砂砾岩、凝灰质砂砾岩夹深灰色泥岩、粉砂质泥岩。

3.2.2.2 构造特征

石钱区位于准噶尔盆地东部隆起石钱滩凹陷，石钱滩凹陷西接黄草湖凸起东接黑山凸起，北抵克拉美丽山，南与沙奇凸起相邻，与石树沟凹陷和黄草湖凸起一起统称为大井地区。

大井地区基底由前寒武纪结晶基底及早古生代褶皱变质增生基底双重基底组成。早石炭世发育为岛弧环境，野马泉岛弧、乌伦古岛弧向陆梁岛弧、奇台岛弧俯冲，其间发育弧后盆地，大井地区由多个次级弧间、弧后盆地组成。

石炭纪晚期—二叠纪早期：石钱滩凹陷呈现南北两个沉积中心，南部沉积中心呈现东西两个次级沉积中心。在石钱滩凹陷沉积了石炭系巴塔玛依内山组（C2b）、石钱滩组（C2sh）和二叠系金沟组（P1jg）。石炭纪晚期，南部凹陷被抬起，南北沉积中心逐渐合并为一个沉积中心。在二叠系将军庙组（P2j）沉积之前，石钱滩凹陷西高东低。

二叠纪中晚期：受南北向挤压，克拉美丽山前形成山前前陆盆地，在前陆盆地凹陷处沉积较厚二叠系地层。该时期红山背斜开始隆升，沉积中心逐渐北移，黄草湖低凸起开始发育。二叠系将军庙组（P2j）和平地泉组（P2p）在北部沉积中心沉积厚度最大。

印支—燕山早中期：以平稳沉降为主。黄草湖低凸起基本消失，沉积了比较稳定的三叠—侏罗系。在这个时期，受印支—燕山构造运动影响，断裂活动比较强烈，发育了控制构造带及局部构造的主要断层。

晚燕山—早喜马拉雅期：基底整体抬升较高，在此基础上，早期断层进一步活动，特别是大井地区周边断层抬升强烈，石钱滩断裂和石树沟断裂反转，造成石炭系大面积出露地表；红山背斜褶皱回返，形成现今“两凹夹一隆”格局。

大井地区断裂比较发育，主要发育近北东向和北西西向断裂，北东向断裂主要为晚燕山期开始发育，喜山期活动强烈；北西西向断裂多形成于晚海西期，燕山期进一步活动，石树沟断裂和大井断裂等边界断层直至喜山期仍强烈活动。

3.2.2.3 油气物性

石钱气藏属致密凝析气藏，生产过程中气水同出。石钱5井含少量凝析油，未达到计量标准。天然气中甲烷平均含量为82.95%，乙烷含量为6.26%，平均密度0.82g/cm³，C3-C4组分约占3.63%，气体相对较贫。石钱区块天然气物性见表3.2-3。

表 3.2-3 石钱区块天然气物性表

井名	密度	甲烷	乙烷	丙烷	异丁烷	正丁烷	异戊烷	正戊烷	己烷	c7+	二氧化碳	氮气
	(g/cm ³)	(mol%)	(mol%)	(mol%)	(mol%)	(mol%)	(mol%)	(mol%)	(mol%)	(mol%)	(mol%)	(mol%)
石钱 3	0.80	86.48	5.18	1.65	0.28	0.36	0.06	0.03	0.01		0.34	5.61
石钱 303	0.82	84.64	4.38	1.45	0.3	0.42	0.07	0.04	0.01		0.76	7.93
石钱 5	0.79	85.29	8.18	3.01	0.56	0.63	0.15	0.08	0.08	0.12	0.03	1.87
石钱 201H	0.87	73.07	8.16	4.6	1.35	1.45	0.4	0.34	0.03		1	9.6
石钱 302H	0.82	84.9	5.55	1.86	0.32	0.39	0.08	0.05	0.01		0.36	6.48
平均	0.82	82.95	6.26	2.478	0.538	0.616	0.146	0.096	0.126	0.12	0.3	6.386

3.2.3 主体工程

3.2.3.1 井场地面建设工程

本工程新建 5 座采气井场，其中 PN15MPa 采气井口 3 座、PN6.4MPa 采气井口 1 座、PN25MPa 采气井口 1 座（“十”型结构采气树），目前 5 口井均已完钻，每座单井配置 1 套独立的井口安全控制系统。

各井场主要工程内容见表 3.2-4。

表 3.2-4 本项目各井场主要工程内容一览表

序号	设备名称	规格	单位	数量
一	石钱 201H 井			
1	污水罐	6.0m×2.8m	具	3
2	一级分离撬	7.7m×2.3m	座	1
3	二级分离撬	5.2m×2.1m	座	1
4	前置吸附干燥撬	4.3m×2.7m	座	1
5	撬装井口回收装置	7m×3.4m×3m	座	1
6	后置干燥撬+加气机	3.9m×2.4m	座	1
7	控制间	6.3m×2.5m	座	1
8	天然气发电机组撬	10.1m×3.1m	座	1
9	箱变	4.7m×2.3m	具	1
10	大门	宽 6m	樘	
11	石钱 201 采气井口		座	1
12	值班室	3.0m×6.0m	座	1
13	放空场区	7.0m×7.0m	座	1
14	小门	宽 1.5m	樘	1
15	1.5m 高围栏		m	47.5
二	石钱 5 井			
1	撬装式井口气回收处理装置	10m×3m×3m	座	1
2	分离器撬	5.4m×2.3m	座	1
3	石钱 5 采气井口		座	1
4	污水罐	11.0m×2.9m	座	3
5	箱变	4.0m×3.7m	台	1
6	大门	宽 6m	樘	1
7	1.5m 高围栏		m	47.5
8	小门	宽 1.5m	樘	1
9	放空场区	7.0m×7.0m	座	1
10	值班室	3.0m×6.0m	座	1
三	石钱 302H 井			

1	中压排液采气装置撬	6.3m×2.6m×3.4m	座	1
2	低压分离器撬	5.8m×2.3m	座	1
3	石钱 302H 采气井口		座	1
4	污水罐	6.1m×2.9m	具	2
5	箱变	5.5m×3.3m	座	1
6	高压分离器撬	5.7m×2.3m	座	1
7	撬装井口回收装置	10m×3m×3m	座	1
8	值班室	6m×3m×3m	座	1
9	大门	宽 6m	樘	1
10	放空场区	7.0m×7.0m	座	1
11	1.5m 高围栏		m	47.5
12	小门	宽 1.5m	樘	1
四	石钱 303 井			
1	采气井口装置		座	1
2	放空管	DN150, 高 15m	具	1
3	1.5m 高围栏		m	47.5
4	放空场区	7.0m×7.0m	座	1
5	小门	宽 1.5m	樘	1
五	石钱 3 井			
1	采气井口装置		座	1
2	放空管	DN150, 高 15m	具	1
3	1.5m 高围栏		m	47.5
4	放空场区	7.0m×7.0m	座	1
5	小门	宽 1.5m	樘	1

石钱 201H 井场平面布置图, 见图 3.2-3; 石钱 5 井场平面布置图, 见图 3.2-4;
石钱 30H 井场平面布置图, 见图 3.2-5; 石钱 303 井场平面布置图, 见图 3.2-6;
石钱 3 井场平面布置图, 见图 3.2-7。

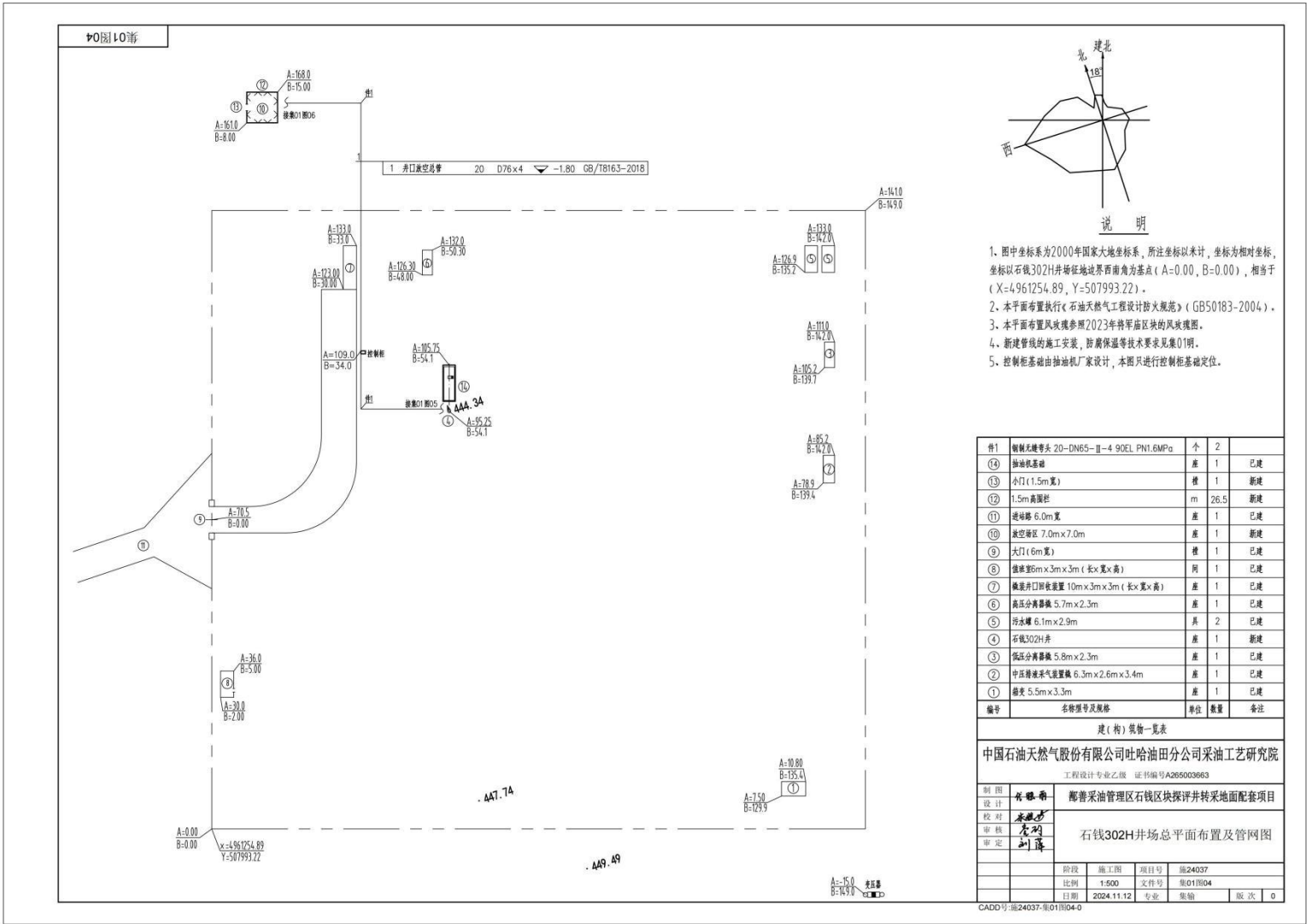


图 3.2-5 石钱 302H 井场平面布置图

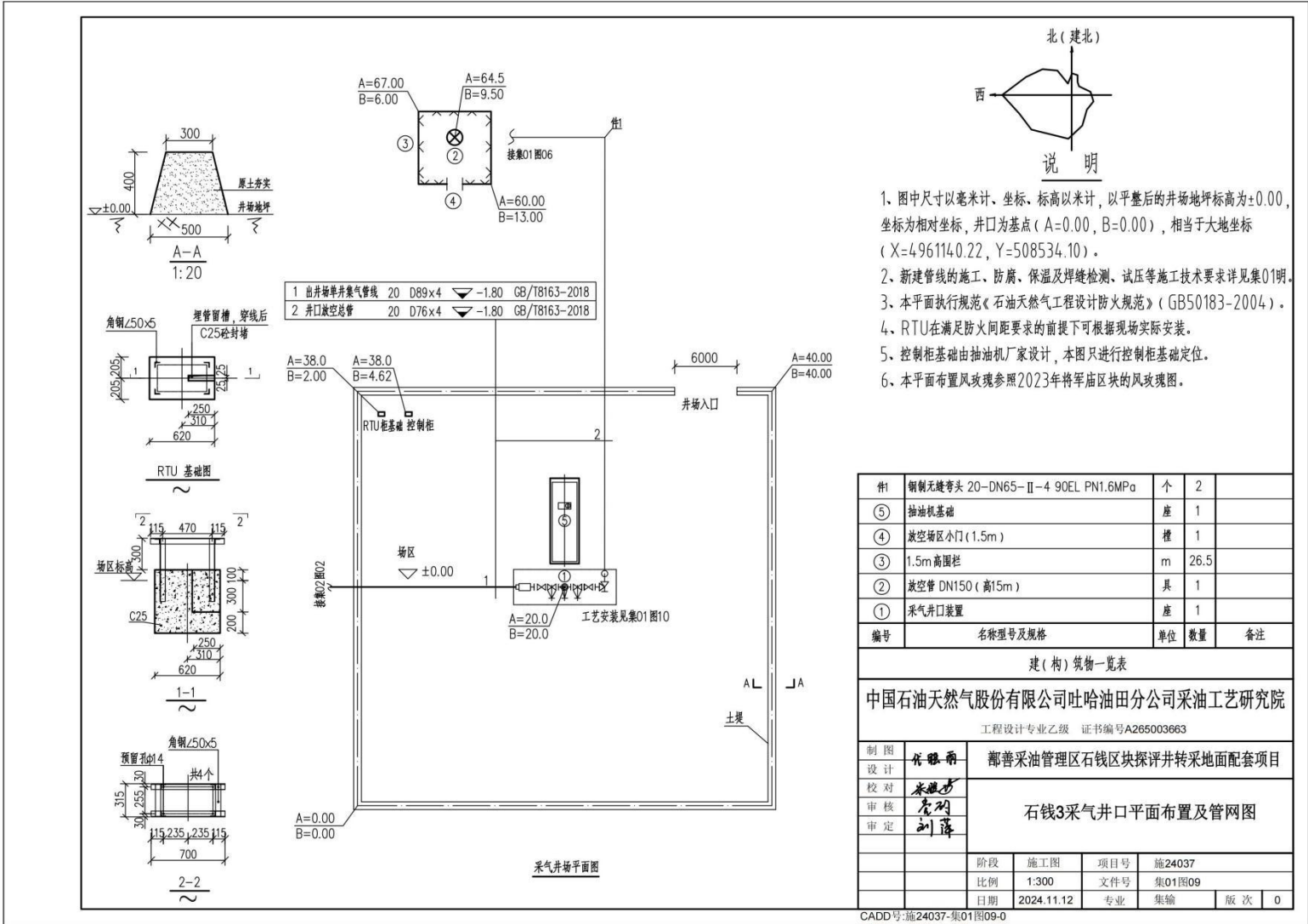


图 3.2-7 石钱 3 井场平面布置图

3.2.3.2 集输管线工程

本工程新建 DN80 柔性复合高压输送单井管线 4.225km，其中：

石钱 5 井至石钱 302H 单井管线，设计压力 6.0MPa，采用柔性复合高压输送管 RF-Q- II -DN80-16MPa PN16MPa（40mm 复合硅酸盐保温层，采用胶粘带防护层做防护），总长约 2575m；

新建石钱 303 至石钱 3 单井管线，设计压力 2.5MPa，采用柔性复合高压输送管 RF-Q- II -DN80-6.4MPa PN6.4MPa（40mm 复合硅酸盐保温层，采用胶粘带防护层做防护），总长约 1000m；

新建石钱 3 至石钱 302H 集输管线，设计压力 2.5MPa，采用柔性复合高压输送管 RF-Q- II -DN80-6.4MPa PN6.4MPa（埋地不保温），总长约 650m。

本工程采气管线统计表见表 3.2-5，集输总体布局见图 3.2-8。

表 3.2-5 本项目管线敷设情况一览表

始末点站	管线	管长 (m)	输气量 m ³ /d	起点 压力 (MPa)	起点 温度 (°C)	末点 压力 (MPa)	末点 温度 (°C)	气体流 速 m/s	设计 压力 (MPa)
石钱 5 至石钱 302H	DN80	2575	5.31×10 ⁴	3.15	35	3.0	18	3.13	6.0
石钱 303 至石钱 3	DN80	1000	1.45×10 ⁴	1.23	25	1.21	20	3.4	2.5
石钱 3 至石钱 302H	DN80	650	1.65×10 ⁴	1.21	20	1.2	14.7	3.9	2.5

图 3.2-8 新建单井管线平面走向图

3.2.5 公辅工程

3.2.5.1 放空单元

石钱 302H 井、石钱 303 井、石钱 3 井、石钱 201H 井及石钱 303 井的井场均设置地面火炬 1 套，地面火炬直径 0.15m，高度 15m，同时配套 5 个 DN100/PN1.6MPa 管道阻火器。

3.2.5.2 供配电工程

各采气井场 10kV 电源由就近 10kV 架空线引接。

石钱 302、石钱 303、石钱 3 等 3 座采气井场附近设 80kVA 杆上变压器台 1 座，采用 S20-M.RL-80/10 10/0.4kV，80kVA，Dyn11 型电力变压器 1 台，杆上动力配电箱 1 台（内含计量装置和无功补偿装置）。

石钱 5、石钱 201H 等 2 座采气井场附近设 80kVA 杆上变压器台 1 座，采用 S20-M.RL-80/10 10/0.4kV，80kVA，Dyn11 型电力变压器 1 台，杆上动力配电箱 1 台（内含计量装置和无功补偿装置）。

井场内各设置 1 间设备间，1 面防爆配电箱，电源引自杆上动力配电箱。

3.2.5.3 仪表及自动控制

石钱 5、石钱 201H、石钱 302H 井选用 PLC 控制柜（8AI/4AO/4DI/4DO，石钱 303、石钱 3 井采用 RTU（8AI/4AO/4DI/4DO），完成采气井口压力检测、控制及紧急关断。

3.2.5.4 通信

石钱区块地处偏远，周边无油田自建通信系统可依托。

本工程在石钱 201H 井、石钱 5 井、石钱 302H 井、石钱 3 井、石钱 303 井设置视频监控及通信系统，满足对井场的视频监控及数据传输。所有数据需接入吐哈油田的生产网，实现统一管理、调控。

3.2.5.5 道路

本次拟转产的评价井均已建通井道路与周边公路、乡村道路相通，无需新建道路。

3.2.5.6 防腐与保温

（1）新建井场内地面敷设管线均电伴热，包 40mm 复合硅酸盐管壳保温，外包 0.5mm 镀锌铁皮。

（2）新建单井采气管线埋地不保温管线外防腐均采用 3PE 加强级防腐。

（3）新建单井采气管线埋地保温管线，包 40mm 复合硅酸盐保温层，采用胶粘带防护层做防护

3.2.5.7 消防

本工程 5 口采气井场场区共配置 10 具 MF/ABC8 型磷酸铵盐干粉灭火器。

3.2.5.8 给排水

采气井场为无人值守，无生产及生活给水。

油田运营期生产井的采出水随油气混合物输送至吉 28 区块原油脱水站合

站处理，处理后作为注水水源加以利用；不定期井下作业废液采用专用废水回收罐收集后运至吉 28 区块原油脱水站处理。

3.2.5 依托工程

本项目井下作业废液、采出水处理均依托吉 28 区块原油脱水站污水处理处理系统处理，施工废料和生活垃圾均依托奇台县生活垃圾填埋场处置，清管废渣等危险废物，由区域具有危废处置资质的公司处置。

3.2.5.1 吉 28 区块原油脱水站

(1) 吉 28 区块原油脱水站环保手续

2021 年 9 月 13，中国石油天然气股份有限公司吐哈油田分公司取得《吉 28 区块原油脱水站建设工程环境影响报告表》批复（师环审〔2021〕31 号），该环评审批在吉 28 井区建设 1 座原油脱水站。2024 年 6 月 28 日，吐哈油田分公司取得《吉 28 区块原油脱水站污水处理系统建设项目环境影响报告表》批复（师环审〔2024〕48 号），该环评审批对吉 28 区块原油脱水站进行扩建，该站安装撬装式压裂返排液处理装置，处理规模为 1200m³/d。

(2) 吉 28 区块原油脱水站概况

吉 28 区块原油脱水站位于本项目西南侧，距本项目最远距离 93km，主要包括预处理加药系统、混凝搅拌池、固液分离系统、气浮除油系统、过滤系统、污泥脱水系统处，理工艺为加药调节混凝—高效絮凝沉淀—溶气气浮—多级过滤—精细过滤工艺。

处理工艺：采出水经过原油脱水站进行处理，从三相分离器出口输送至储水罐，通过污水泵将污水输送至污水缓冲罐；压裂返排液经运输至场内储存于污水罐中，本项目从缓冲罐取水进行处理，处理合格后暂存于清水罐，后运输至指定注水站回注。

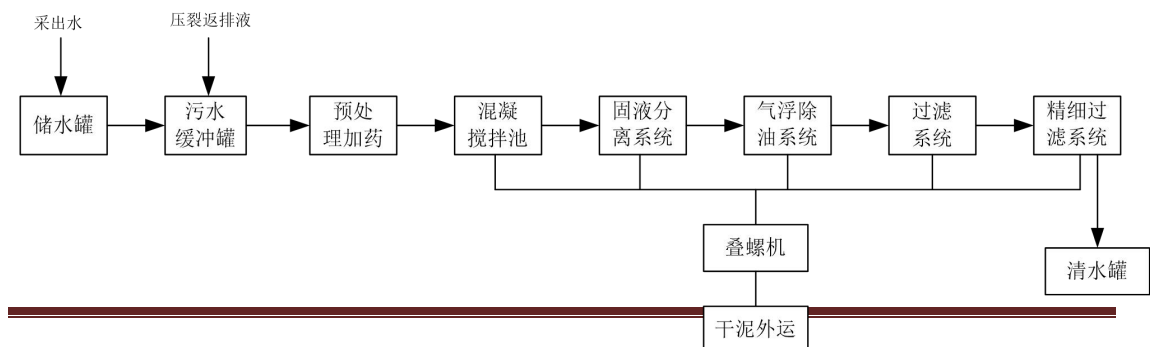


图 3.2-9 污水处理工艺流程图

(3) 依托可行性

吉 28 区块原油脱水站环保手续齐全，距离本项目 93km，目前还未正式投入运行。服务范围主要为吉 28 原油脱水站三相分离产生的采出水以及吉 28 区块开发过程中产生的压裂返排液，根据《吉 28 区块原油脱水站建设工程环境影响报告表》、《吉 28 区块原油脱水站建设工程竣工环境保护验收监测报告表》和《吉 28 块芦草沟组页岩油开发先导试验方案环境影响报告书》，吉 28 区块采出液产生量为 1100~1300m³/d，含水率为 60%左右；压裂返排液产生量最大为 200m³/d，吉 28 区块原油脱水站 1200m³/d，尚有剩余处理能力约 220m³/d。本项目 5 口井井下作业废水新增量为 190m³/a（0.52m³/d），采出水新增量为 153.6m³/d，吉 28 区块原油脱水站可以满足本项目需求。

3.2.5.2 奇台县污水处理厂

奇台县生活污水处理厂位于奇台县西北 13.8km 处，距离本项目 87km，地理坐标：。奇台县城污水处理厂于 2016 年 8 月开始进行提标改造，提标改造后污水处理厂处理规模 25000m³/d，处理工艺采用“格栅+氧化沟+MBR 膜池”，污泥处理工艺采用叠螺式压榨脱水+低温干化，消毒工艺采用臭氧消毒，出水达到《城镇污水处理厂污染物排放标准》（GB18918-2002）一级 A 标准。

奇台县城污水处理厂提标改造工程于 2016 年 11 月 23 日取得原昌吉回族自治州环境保护局环评批复，批复文号：昌州环评〔2016〕61 号。提标改造工程于 2016 年 12 月投运，于 2018 年 8 月完成自主验收。

奇台县城污水处理厂环保手续齐全，距离本项目最远距离 87km，本项目施工期生活污水量 89.6m³，占污水处理厂日处理量的 0.4%，占比极小，奇台县污水处理厂可以满足本项目施工期生活污水处理需求。

3.2.5.3 奇台县生活垃圾填埋场

奇台县生活垃圾填埋场位于奇台县北侧，距城区直线距离 15 千米，中心地理坐标为：。主要由主体工程、辅助工程及公用工程组成。垃圾填埋场有效库容 180.54 万 m³，填埋高度 7.5m，设计使用年限 13 年。

奇台县生活垃圾填埋场已于 2017 年 3 月 2 日取得原昌吉回族自治州环境保护局环评批复，批复文号：昌州环评〔2016〕13 号。目前已完成自主验收。

奇台县生活垃圾填埋场环保手续齐全，距离本项目最远距离 86km，于 2021 年 3 月投运，投运时间较短，目前剩余库容 35 万 m³，本项目施工期生活垃圾产生量 0.7t，占填埋场填埋量比例极小，奇台县生活垃圾填埋场可以满足本项目施工期生活垃圾填埋需求。

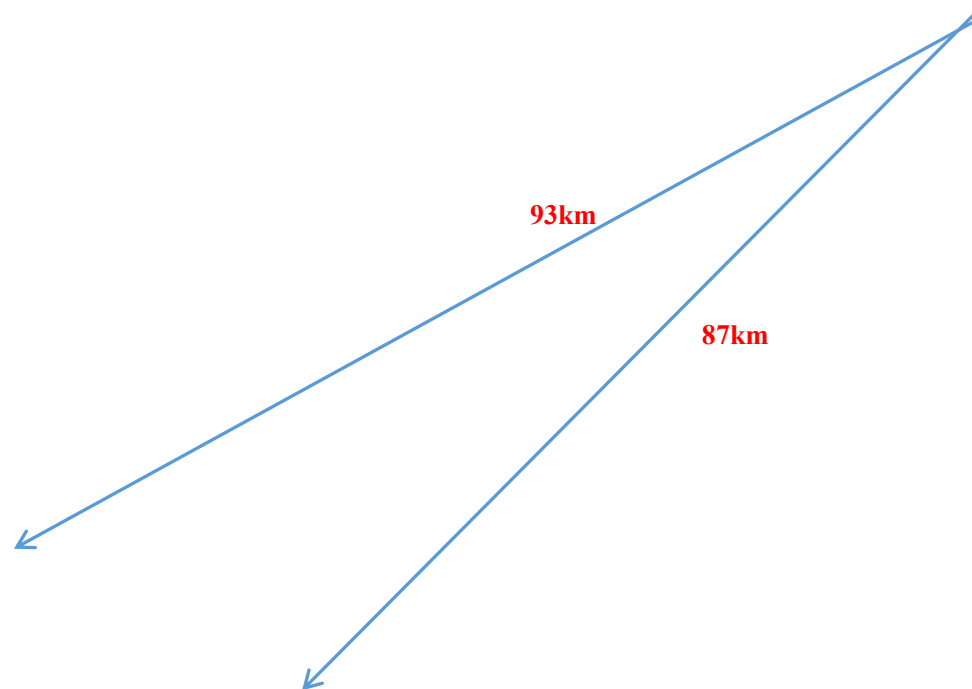


图 3.2-10 本项目与依托工程位置关系图

3.3 工程分析

3.3.1 工艺流程及产排污节点

3.3.1.1 施工期

1、井场地面建设工程

新建井场施工期内容主要为设备安装及管线连接。新增设备为成品外购，用施工车辆运至指定井场位置即可。首先对占地进行场地平整，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。地面工程施工结束后，对施工场地临时占地进行平整恢复，清除井场临时占地内水泥基础等各类池体防渗层并进行平整。

地面工程废气污染源主要为施工车辆尾气和焊接废气，设备运输和装卸时产生的扬尘，通过洒水抑尘减少扬尘产生量，焊接作业时使用无毒低尘焊条；噪声污染源为施工机械产生的噪声，通过选取低噪声设备、加强设备维护保养降低噪声；固体废物主要为设备废弃包装、水泥基础和生活垃圾，设备废弃包装、水泥基础现场收集、合规暂存，施工废料依托奇台县固废填埋场处置。

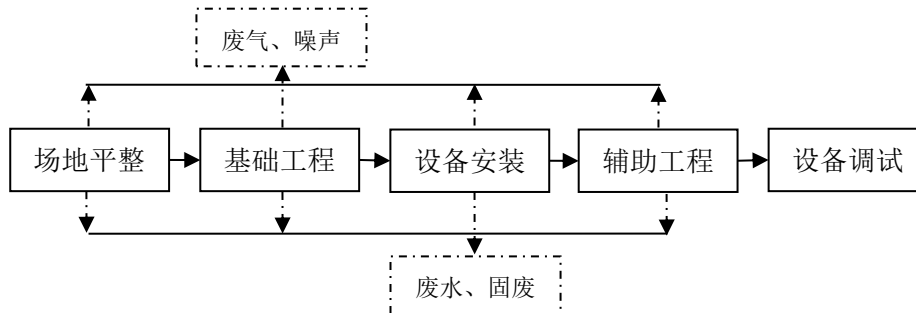


图 3.3-1 井场地面施工工艺流程图

2、管线敷设工程

管线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 3.3-2。

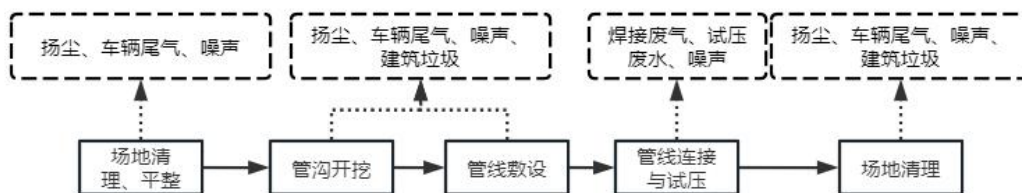


图 3.3-2 施工阶段工艺流程图

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。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，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。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。

项目施工要控制施工作业带宽度，单井输气管线施工作业带宽度为 8m，管线埋深为 2.5m。

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

管道施工示意图见图 3.3-3。

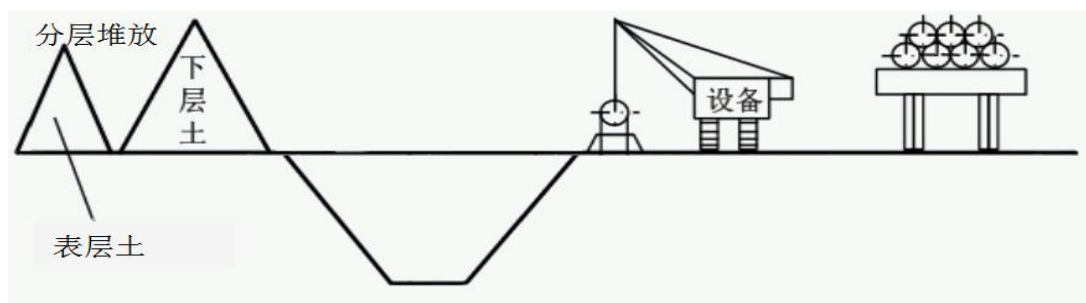


图 3.3-3 一般地段管道施工方式断面示意图

③管道连接与试压

本项目集气管线采用 DN80 柔性复合高压输送管。管道进行焊接、补口、补伤、接口防腐等，进行注水试压。管道在试压前应进行吹扫，当吹扫出的气体无铁锈、尘土、焊渣、水等脏物时为合格，吹扫气体在管道内流速应大于 20m/s。

管线试压介质采用中性洁净水，管道试压分段进行，集输管线试压水由排出后进入下一段管线循环使用，试压结束后用于管线施工区域洒水降尘。

④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，作为管道上方土层自然沉降富余量，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。第一次回填采用人工回填，第二次回填可采用机械回填，机械回填时，严禁施工机械碾压管道。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。

3.3.1.2 运营期

(1) 集输工艺

本项目采用密闭集输工艺，分别在石钱 201H、石钱 302H 井场配置一套立式气液分离撬。

石钱 201H 井：采气工艺为自喷采气，井口采出液不加热、不节流。井口来气 ($2.38 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$, 15MPa)，经井场气液分离器分离，分离后的天然气进入干燥装置进行干燥，干燥后进入压缩机然后通过天然气压缩罐车装车外售。

石钱 302H 井：采气工艺为机抽排液采气，井口采出液不加热、不节流。井口来气 ($1.22 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$, 15MPa)，经井场气液分离器分离，分离后的天然气进入干燥装置进行干燥，干燥后进入压缩机然后通过天然气压缩罐车装车外售。

石钱 5 井：采气工艺为自喷采气，井口采出液不加热、不节流。井口来气 ($5.31 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$, 25MPa)，经地面安全阀组后，经过单井采气管线输送至石钱 302H 井进行处理；

石钱 3 井：采气工艺为机抽排液采气，井口采出液不加热、不节流。井口来气 ($0.2 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$, 6.4MPa)，经地面安全阀组后，经过单井采气管线输送至石钱 302H 井进行处理；

石钱 303 井：采气工艺为机抽排液采气，井口采出液不加热、不节流。井口来气 ($1.45 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$, 15MPa)，经地面安全阀组后，经过单井采气管线输送至石钱 3 井，同石钱 3 井采出气一同输送至石钱 302H 井进行处理。

具体生产工艺如下图所示：

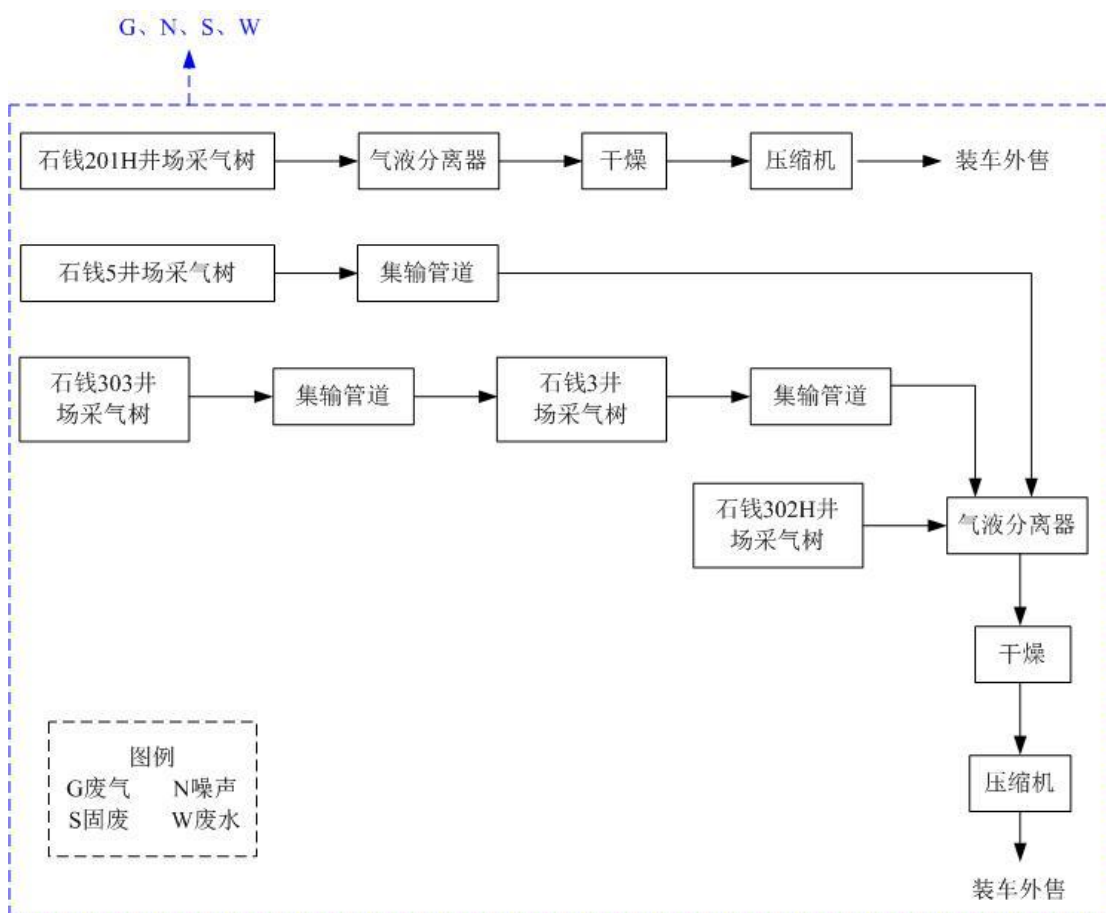


图 3.3-4 油气开采及集输工艺流程图

(2) 不定期井下作业

运营期将视实际运营情况进行不定期井下作业，主要包括压裂、洗井、修井、清蜡、除砂、侧钻等。压裂、侧钻工艺过程与施工期相同。洗井、修井、清蜡和除砂作业均是在采气井使用一段时间后，因腐蚀、结垢、机具磨损和损坏等所采取的工艺措施。修井时一般需要将油管全部拔出，以便更换损坏的油管和机具；洗井采用活动洗井车密闭洗井。

3.3.1.3 退役期工艺流程

退役期的施工内容主要为气井停采后进行一系列的清理工作，包括地面设施的拆除、封井、井场清理等，施工过程中将产生少量扬尘、废弃管线、建筑垃圾等固体废物。

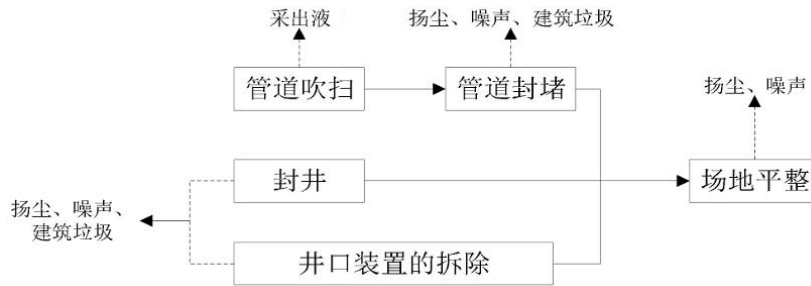


图 3.3-5 退役期工艺及产污节点示意图

3.3.2 环境影响因素分析

本工程气田开发建设可分为施工期、生产运营期和退役期三个阶段。

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

环境影响因素主要来源于井场建设、管线敷设、采气、井下作业等各工艺过程，影响结果包括非污染生态影响，以及排放的污染物质导致的环境污染。

项目建设污染源构成见表 3.3-1。

表 3.3-1 本项目产污情况汇总一览表

阶段	环境要素	产污环节	污染物名称	污染因子
施工期	废气	场地平整、土方开挖回填等	施工扬尘	TSP
		施工机械及施工车辆	施工机械及施工车辆	SO ₂ 、NO _x
	废水	管道试压	管道试压废水	悬浮物
		生活营地	生活污水	COD、氨氮、悬浮物
	噪声	施工机械及施工车辆	噪声	噪声
	固体废物	生活营地	生活垃圾	生活垃圾
运营期	废气	油气集输	NMHC	NMHC
	废水	井下作业	压裂返排液	石油类
			废洗井液	石油类
			酸化返排液	PH、石油类
	噪声	井下作业、车辆巡检	噪声	等效连续 A 声级
	固体废物	清管废渣	清管废渣	石油类

退役期	废气	井场设备拆除及清理	施工扬尘	TSP
	噪声	施工机械和车辆	噪声	等效连续 A 声级
	固体废物	基础拆除、废弃管线	建筑垃圾	建筑垃圾

3.3.3 施工期生态影响及污染源分析

工程施工内容主要包括井场建设、管沟开挖、设备安装、覆土回填等，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，对区域环境产生一定的影响。

3.3.3.1 生态影响因素

生态影响主要表现在：井场、管线建设阶段，如：占用土地、施工对地表植被的影响、土壤扰动等。

井场占地主要包括永久占地和临时占地，永久占地主要为井场永久占地，将不可避免改变区域用地性质；临时占地主要包括管线临时占地，随着管线和井场施工的结束，临时占地可恢复原有使用功能。本项目要求管沟开挖时采取严格控制作业带宽度的措施。

井场、管线施工过程中，不可避免地对地表植被造成破坏，造成土壤扰动，容易导致水土流失。本项目要求施工作业时避开植被茂密区。

根据估算，本项目总占地面积 15.165hm²，其中永久占地 4.515hm²，临时占地 10.65hm²，工程占地类型为裸土地，详见表 3.3-2。

表 3.3-2 占地面积统计表

序号	建设项目	面积 (hm ²)		备注	占地类型
		永久占地	临时占地		
1	井场工程	4.49	6.74	新建 5 座井场，钻井井场规格 120m×90m，生产井场规格：石钱 5 井和石钱 201H 井：115m×90m；石钱 302H 井：149m×141m；石钱 303 井和石钱 3 井：115m×90m	裸土地
2	放空厂区	0.025	0.05	新建 5 座放空厂区，规格为 7.0m×7.0m	裸土地
3	集输管道	0	3.38	单井集输管道 DN80 4.225km，埋地敷设，施工带宽 8m	裸土地
4	生活区	0	0.48	设置 2 处生活区（1 处位于石钱 201H 井处，1 处位于石钱 3 井处），每个临时生活区占地面积 2400m ²	裸土地

合计	4.515	10.65	合计总占地 15.165hm ²	——
----	-------	-------	-----------------------------	----

本项目无借方、弃方，开挖土方主要为管沟开挖产生土方，回填土方主要为管沟回填。本项目不设置取土场。

3.3.3.2 施工期污染源分析

(1) 废气

本项目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

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

②施工机械及施工车辆尾气

本项目的作业机械废气主要为施工机械（装载机、载重车、挖掘机等燃油机械）和运输车辆的燃油废气，其主要污染物为 TSP、NO₂、SO₂、CO 和烃类等，为无组织排放源。由于施工机械多为大型机械，单车排放系数较大，但施工机械数量少且较分散，主要对作业点周围和运输路线两侧局部范围内产生一定影响，排放量不大，其污染程度也相对较轻，因施工区废气扩散条件良好，且随着施工活动结束而消失，从影响范围和程度来看，施工机械及运输车辆为对周围大气环境的影响是有限的。

③焊接烟尘

金属材质管线连接过程中会产生一定量的焊接烟气，污染物主要为颗粒物。项目管线均为分段焊接，焊接工程较为分散、施工地点多处于空旷地带，加之两段管道直接焊接工程量较小，产生的焊接烟尘不会对周边环境产生影响。

(2) 施工废水

本项目施工期产生的废水主要包括管道试压废水和施工人员生活污水。

①生活污水

本项目设置施工营地 2 处（1 处位于石钱 201H 井处，另 1 处位于石钱 3 井处），施工人员共计 20 人，生活用水量 80L/人·d 计算，按照周期 70 天计算，排水量按用水量的 80%计算，则地面工程生活污水量约为 89.6m³。生活污水中主要污染物为 COD、BOD₅、NH₃-N、SS 等；类比区域内油气田现状，生活污

水中主要污染物浓度 COD 为 400mg/L、BOD₅ 为 200mg/L、NH₃-N 为 25mg/L、SS 为 220mg/L。生活污水集中收集后定期拉运至奇台县污水处理厂处理。

②管线试压废水

本项目新建管道试压采用洁净水，管道试压废水中主要污染物为 SS。试压结束后，产生的试压废水按照每千米 2.5m³ 计算，本项目管线总长度为 4.225km，试压废水约为 10.56m³，可用作场地降尘用水。

(3) 施工噪声

在不同的施工阶段将使用不同的施工机械，如挖掘机、钻机、吊机噪声等，产噪声级 80~95dB（A）之间，对周围声环境产生一定的影响，工程选用低噪声施工设备，合理控制施工作业时间，控制施工噪声对周围的不利影响。

施工期主要噪声源及其源强，见表 3.3-3。

表 3.3-3 施工期主要噪声源及源强

序号	项目	设备名称	声压级（dB（A））
1	井场建设、管道敷设	挖掘机	92
2		推土机	95
3		吊管机	80
4		大型运输车	92
5		切割机	95

(4) 固体废物

本项目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、施工废料和施工人员生活垃圾等。

①土石方

本项目部署井场 5 座，工程永久占地面积为 4.515hm²，场平高度约为 1m，开挖量为 4.515 万 m³，全部用于回填，场地平整；

新建集输管线 4.225km，开挖深度 2.5m、开挖宽度 8m，挖方量 8.45 万 m³，开挖回填管沟多余的土方沿管线铺设方向形成垄，作为管道上方土层自然沉降富裕量，剩余土方用于场地平整和临时施工场地恢复，施工期无废弃土方量。

本项目土石方平衡见下表 3.3-4。

表 3.3-4 土方挖填方平衡表 单位：万 m³

序号	工程分区	开挖	回填	调入		调出		外借		弃方量	
				数量	来源	数量	去向	数量	来源	数量	去向

①	表土剥离	4.515	0	0	4.515	4.515	②	0	/	0	/
②	井场工程	0	4.515	4.515	①	0		0	/	0	/
③	管道工程	8.45	8.45	0	0	0		0	/	0	/
	合计	12.965	12.965	4.515		4.515		0	/	0	/

②施工废料

施工废料主要包括管材边角料、焊接作业中产生的废焊渣等。根据类比调查，施工废料的产生量约为 0.2t/km，本工程新建管线 4.225km，本工程施工废料产生量约为 0.85t。施工废料应首先考虑回收利用，不可回收利用部分拉运至当地建筑垃圾填埋场填埋处置。

③生活垃圾

本项目施工天数 70d，施工人员按 20 人计算，平均每人每天产生生活垃圾约 0.5kg。则 5 口井施工期生活垃圾产生总量为 0.7t，现场集中收集，依托奇台县生活垃圾填埋场处置。

④机械设备废油和含油废弃物

施工期间使用的机械设备运行过程中需进行维护、保养、维修等工作，以使其能正常运转，此过程中将产生少量的废油，如废液压油、废润滑油、废机油、含油废弃物等，类比同类工程，施工期产生的机械设备废油量约为 0.5t/a。按照《国家危险废物名录》，废油划分为废矿物油与含矿物油废物类，其危险废物编号为 HW08，施工期废机油采用桶装密闭收集，定期由施工队联系有危险废物处置资质的单位回收处理。

综上所述，本项目施工期各种污染物产生和排放情况见表 3.3-5。

表 3.3-5 本项目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 ₂ 、C _m H _n	—	机械、车辆定期检修，状况良好，燃烧合格油品，不超负荷运行；焊接作业时使用无毒低尘焊条	—	环境空气
废水	生活污水	COD BOD ₅ NH ₃ -N SS	89.6m ³	生活污水集中收集后定期拉运至奇台县污水处理装置处理	0	不外排
					0	
					0	

项目	污染源	污染物	污染物产生量	主要处理措施	排放量	排放去向
固体废物					0	
					0	
	试压废水	SS	10.56m ³	循环使用，洒水抑尘	0	不外排
	土石方	—	0	施工期做到土石方平衡，借方主要来源于区域已完钻井场经“钻井废弃物不落地达标处理技术”处理达标后还原土和周边砂石料场	0	平衡
	施工废料	—	0.85t	收集后送至周边固体填埋场填埋处置	0	不外排
噪声	生活垃圾	—	0.7t	现场集中收集，依托奇台县生活垃圾填埋场处置	0	不外排
	废油、含油废弃物	—	0.7t	委托有危废处置资质的单位处置。	0	不外排
	推土机	—	95dB (A)	合理安排施工时间，基础减振、利用距离衰减	85dB (A)	声环境
	吊管机	—	80dB (A)		70dB (A)	
	挖掘机	—	92dB (A)		82dB (A)	
	切割机	—	95dB (A)		85dB (A)	
	大型运输车	—	92dB (A)		82dB (A)	

3.3.4 运营期污染源分析

运营期环境影响因素主要体现在天然气集输及处理过程中产生的无组织排放的挥发性有机物；废水主要为井下作业废水；噪声源主要为井下作业噪声和罐车的交通噪声；固体废物主要为生活垃圾、废润滑油、废防渗膜及井下作业固废。

3.3.4.1 废气

本项目新建 5 口井，大气污染源主要为井场无组织挥发废气，主要污染物为非甲烷总烃、硫化氢。本项目装置均采用国内甚至国际先进的设备和材料，充分保证管线、接头及阀门的密封性，且项目采用密闭集输工艺，源强核算过程如下：

(1) 无组织非甲烷总烃核算

在油气集输环节产生的挥发性有机物（VOCs）主要包括非甲烷总烃（烷烃等）、卤代烃，含氮有机化合物，含硫有机化合物等，对本项目而言，VOCs 主要为非甲烷总烃。本项目运营过程中井场无组织废气主要污染物为从阀门等

部分逸散无组织非甲烷总烃，参照《排污许可证申请与核发技术规范 石化工业》（HJ853-2017）要求对本项目无组织废气进行核算。

挥发性有机物流经的设备与管线组件密封点泄漏的挥发性有机物量按以下公式计算。

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

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

t_i ——密封点 i 的年运行时间，h/a；

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

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

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

n ——挥发性有机物流经的设备与管线组件密封点数。

表 3.3-6 设备与管线组件 $e_{\text{TOC},i}$ 取值参数表

类型	设备类型	排放速率 $e_{\text{TOC},i}$ / (kg/h 排放源)
石油化学工业	气体阀门	0.024
	开口阀或开口管线	0.030
	有机液体阀门	0.036
	法兰或连接件	0.044
	泵、压缩机、搅拌器、泄压设备	0.140
	其他	0.073

参照《石化行业 VOCs 污染源排查工作指南》，若未提供 TOC 中 VOCs 的质量分数，则保守取 1 进行核算，则本项目采出液中 $WF_{\text{VOCs},i}$ 和 $WF_{\text{TOC},i}$ 比值取 1；根据设计单位提供的数据，项目井场涉及阀门、法兰数量如表 3.3-7 所示。

表 3.3-7 本项目设备与管件泄漏无组织废气非甲烷总烃核算一览表

序号	设备名称		n (个)	$e_{\text{TOC},i}$ (kg/h)	t_i (h/a)	$E_{\text{单座井场}}$ (t/a)	排放速率 (kg/h)
1	石钱 5	有机液体阀门	14	0.036	8760	0.0132	0.0015

2	井	法兰	8	0.044	8760	0.0093	0.0011
3	石钱	有机液体阀门	14	0.036	8760	0.0132	0.0015
4	302H 井	法兰	8	0.044	8760	0.0093	0.0011
5	石钱	有机液体阀门	14	0.036	8760	0.0132	0.0015
6	201H 井	法兰	8	0.044	8760	0.0093	0.0011
7	石钱 303	有机液体阀门	15	0.036	8760	0.0142	0.0016
8	井	法兰	6	0.044	8760	0.0069	0.0008
9	石钱 3	有机液体阀门	10	0.036	8760	0.0095	0.0011
10	井	法兰	6	0.044	8760	0.0069	0.0008
合计						0.105	0.0121

经过核算，则本项目新建 5 座井场无组织排放非甲烷总烃合计为 0.105t/a。

(2) 无组织硫化氢核算

根据建设单位提供天然气成分分析表，本项目开采的天然气不含硫化氢。

3.3.4.2 废水

(1) 采出水

采出水主要来源于油藏本身的底水、边水，且随着开采年限的增加呈逐渐增加上升状态。根据开发方案预测，区块开发前期采出水水量较小，随着开采年限的增长采出水量逐渐增加。根据项目实施方案开发指标预测表，5 口井全部投产后，开采年产水量最大约 $5.61 \times 10^4 \text{t/a}$ ，项目核算采出水量按最大产生量考虑。采出水中主要污染物为 pH、挥发酚、耗氧量、氨氮、硫化物、氯化物、石油类、溶解性总固体等，不涉及重金属物质。采出水集中收集后由罐车拉运至吉 28 区块原油脱水站处理，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）标准后回注油层，不外排。

(2) 井下作业废液

井下作业主要包括洗井、清蜡、清砂、修井、侧钻、酸化、压裂等，其中侧钻过程所产生的废水与钻井工程相类似，清蜡、清砂均属于洗井范畴，本次主要分析洗井、修井、侧钻、酸化、压裂等过程产生的废液。

根据《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》（公告 2021 年第 24 号）中与石油和天然气开采有关的服务活动产排污系数（见表 3.3-8），计算井下作业废水的产生量。

表 3.3-8 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

产品名称	原料名称	工艺名称	规模等级	污染物指标	单位	产污系数	末端治理技术名称	排污系数
井下作业	洗井液（水）	非低渗透油井洗井作业	所有规模	工业废水量	吨/井次-产品	76.0	回收回注	0
				化学需氧量	克/井次-产品	104525	回收回注	0
				石油类	克/井次-产品	17645	回收回注	0
		工业废水量		吨/井次-产品	27.13	回收回注	0	
		化学需氧量		克/井次-产品	34679	回收回注	0	
		石油类		克/井次-产品	6122	回收回注	0	

结合工程实际特点，经与建设单位核实，本项目均属于低渗透井，参照非低渗透油井系数，井下作业每 2 年 1 次。采用表 3.3-8 低渗透油井洗井作业产污系数计算运营期井下作业废水及废水中各污染物的产生量，计算结果详见表 3.3-9。

表 3.3-9 井下作业废水产生量一览表

污染物指标	产污系数	产生量（t/a）
工业废水量	76.0t/井	190
化学需氧量	104525g/井	0.26
石油类	17645g/井	0.044

井下作业废液自带回收罐回收作业废水，拉运至吉 28 区块原油脱水站处理。

3.3.4.3 噪声

噪声主要包括井下作业噪声及巡检车辆噪声等，噪声排放情况见表 3.3-10。

表 3.3-10 噪声污染源及其治理措施一览表

序号	噪声源名称		源强（dB（A））	排放规律	噪声特性
1	采气井场	采气树	85	间歇	机械
2	巡检车辆	交通噪声	60~90	间歇	机械

3.3.4.4 固体废物

运营期固废主要为井下作业固废、清管废渣、废防渗膜、废润滑油等。

（1）清管废渣

管线作业清管每年 1 次，清管废渣主要为硫化铁和机械杂质，根据类比调查，一般清管废渣产生量为 1.15kg/km，本项目新建集输管线总长为 4.225km，经核算，每次废渣产生量约 4.86kg/a。清管废渣的主要成分为石油类、SS 和氧

化铁等。清管时在收球装置的四周铺设土工布，严格按危险废物相关技术要求和管理规定进行收集与贮存，交由有资质单位进行处置。

(2) 井下作业固废

井下作业固废的产生是临时性的，不定期产生的，主要通过酸化、压裂、洗井等工序，产生一定的酸化液、压裂液和洗井液。参考《排放源统计调查产污核算方法和系数手册》（生态环境部公告 2021 年第 24 号）中 1120 石油和天然气开采专业及辅助性活动行业系数表中井下作业各类固废产排污系数见表 3.3-11。

表 3.3-11 石油和天然气开采专业及辅助性活动行业系数表

产品名称	原料名称	工艺名称	规模等级	污染物指标	产污系数	产生量 (t/a)	末端治理技术名称	排放量 t/a
井下作业	压裂液	气井加砂压裂	所有规模	废压裂液（压裂返排液）	263.98m ³ /井	659.95	无害化处理/处置/利用	0
	酸化液	气井酸化压裂		废酸化液（酸化返排液）	82.3m ³ /井	205.75	无害化处理/处置/利用	0
	洗井液	修井		废洗井液	25.29t/井	63.23	无害化处理/处置/利用	0

根据表 3.3-11 计算，本项目 5 口井，井下作业每 2 年 1 次，故本项目井下作业压裂液产生量为 659.95t/a、酸化液产生量为 205.75t/a、洗井液产生量为 63.23t/a，井下作业固废采用专用回收罐进行回收，拉运至吉 28 区块原油脱水站处理。

(3) 废防渗材料

项目运营期井下作业时，气井作业场地下方铺设防渗布，产生的落地油直接落在防渗布上，目前油气田使用的防渗布均可重复利用，平均重复利用 1-2 年。单块防渗布重约 250kg（12m×12m），每口井作业用 2 块，则本工程 5 口井作业 1 次共产生废弃防渗布约 2.5t，井下作业频次为 2 年/次，则工程产生废弃防渗材料最大量约 1.25t/a。

作业过程中产生的含油废防渗膜属于危险废物，为 HW08 类危险废物（废物代码 900-249-08 其他生产、销售、使用过程中产生的废矿物油及沾染矿物油的废弃包装物）。作业施工结束后，由施工单位将废弃的含油防渗布集中收集后可委托持有危险废物经营许可证的单位进行处理。

(4) 废润滑油

运营期井架及井下作业时各类机械设备需要定期保养和维护，会产生一定量的废润滑油，根据建设单位提供数据，单井井场产生的废润滑油量约 0.05t/a，本项目 5 口采气井废润滑油产生量为 0.25t/a。废润滑油属于《国家危险废物名录》（2021 版）HW08 废矿物油和含矿物油废物，危废代码为 900-214-08，集中收集后可委托持有危险废物经营许可证的单位进行无害化处理。

本工程危险废物产生情况及危险特性见表 3.3-12。

表 3.3-12 本项目固体废物产生及处置情况一览表

序号	固废名称	废物类别	废物代码	产生量	形态	危废特性	处置方式
1	清管废渣	HW08	071-001-08	0.00486t/a	固态	T, I	委托持有危险废物经营许可证的单位进行无害化处理
2	废润滑油	HW08	900-214-08	0.25t/a	固态	T, I	
3	废防渗膜	HW08	900-249-08	1.25t/a	固态	T, I	

3.3.4.5 运营期污染物排放量汇总

本项目污染物排放情况见表 3.3-13。

表 3.3-13 运营期污染物产生及排放一览表

类别	污染源	污染物名称	产生量	排放量	拟处理措施及排放去向
废气	无组织排放	非甲烷总烃	0.105t/a	0.105t/a	选用质量可靠的设备、仪表、阀门等；定期对井场的设备、阀门等检查。排放至大气环境
废水	井下作业废水	井下作业废水	190t/a	0	采用专用回收罐进行回收，拉运至吉 28 区块原油脱水站
	采出水	采出水	56100m ³ /a	0	采出水集中收集后由罐车拉运至吉 28 区块原油脱水站处理系统处理
	生活污水	COD、BOD ₅ 、NH ₃ -N	0	0	不新增劳动定员，由现有工作人员负责运营管理，运营期无生活污水产生
噪声	井场机泵及巡检车辆	机械噪声	60~120dB(A)	厂界达标	采取基础减震等消声降噪措施
固体废物	管线清管	清管废渣	0.00486t/a	0	集中收集后交由有相应危废处理资质的单位回收处置
	设备养护	废润滑油	0.25t/a	0	
	采气井场	废防渗膜	1.5t/a	0	
	井下作业固废	压裂液	659.95t/a	0	井下作业固废采用专用回收罐进行回收，拉运至吉 28 区块原油脱水站
		酸化液	205.75t/a	0	
		洗井液	63.23t/a	0	

3.3.5 退役期环境影响因素

退役期，对完成采气的废弃井进行封堵内外井眼，拆除井口装置，清理场地工作，基本无废水产生，仅在土壤回填过程中有部分扬尘产生，噪声主要源自井场设备拆卸等。

井场拆除的井架、集输设施、井构筑物等为钢制材料，可回收利用。

通过采取以上措施，可使退役期环境影响降到最低。

3.3.6 事故状态环境影响因素分析

本项目开发建设可能出现的事故主要有井喷、井漏、管线泄漏事故。

（1）井喷事故

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

（2）井漏事故

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

（3）管道泄漏

由于腐蚀、误操作等原因，单井采气管线发生破裂导致油品泄漏，造成环境污染。

（4）非正常工况污染物核算

非正常工况主要为设备检维修及井喷等。根据设计方案可知，事故状态下放喷量约为 $2.6 \times 10^4 \text{m}^3/\text{h}$ ，单次放空最大时长为6h，直径为200mm。参照《污染源强核算技术指南石油炼制工业》（HJ982-2018）中火炬焚烧排放废气产污系数法进行核算：

$$D_{\text{火炬}} = \begin{cases} 2 \times \sum_{i=1}^n (S_i \times Q_i \times t_i) & (\text{二氧化硫}) \\ \sum_{i=1}^n (\alpha \times Q_i \times t_i) & (\text{氮氧化物}) \end{cases}$$

式中：D—核算时段内火炬排放废气中某种污染物产生量，kg；

n—火炬个数，量纲一的量；

S_i—核算时段内火炬气中的硫含量，kg/m³；

Q_i—核算时段内火炬气流量，m³/h；

t_i—火炬年运行时间，h；

α—排放系数，kg/m³，氮氧化物取 0.054。

本项目天然气中不含硫，非正常工况放喷燃烧废气中氮氧化物排放量约 1404kg/h，单次放空最大排放量为 8.42t。

表 3.3-14 井喷事故状态下氮氧化物排放量核算表

序号	污染源	事故排放原因	污染物	非正常排放量(t)	非正常排放速率(kg/h)	单次持续时间(h)	应对措施
1	采气井	设备检修及井喷	氮氧化物	8.42	1404	6	通过放喷管点燃放空

3.4 清洁生产水平分析

所谓清洁生产是指不断采取改进设计、使用清洁的能源和原料、采用先进的工艺技术与设备、改善管理、综合利用等措施，从源头削减污染，提高资源利用效率，减少或者避免生产、服务和产品使用过程中污染物的产生和排放，以减轻或者消除对人类健康和环境的危害。

清洁生产是一种新的、创造性的思维方式，它以节能、降耗、减污、增效为目标，以技术和管理为手段，通过对生产全过程的排污审核、筛选并实施污染防治措施，以消除和减少工业生产对人类健康与生态环境的影响，达到防治污染、提高经济效益的双重目的。

本工程为气田开发建设项目，生产过程主要包括采气、油气集输及辅助生产等。针对项目特点，本次评价对污染防治措施先进性及集输工艺先进性进行清洁生产分析。

3.4.1 清洁水平分析

(1) 指标分析

石油天然气开采业建设项目清洁生产分析指标主要包括生产工艺与装备要求、资源能源利用指标、污染物产生指标、废物回收利用指标和环境管理要求等。根据国家发展改革委、工业和信息化部2009年联合发布的《石油天然气开采行业清洁生产评价指标体系》（试行）对本项目的清洁生产水平进行评价。本项目钻井、井下作业、采气和集输处理作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值见表3.4-1至表3.4-2。

表 3.4-1 井下作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值

定量指标						本项目	
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	评分
(1) 资源和能源消耗指标	30	作业液消耗	m³/井次	10	≤5.0	0	10
		新鲜水消耗	m³/井次	10	≤5.0	0	10
		单位能耗	-	10	行业基本水平	基本水平	10
(2) 生产技术特征指标	20	压裂放喷返排入罐率	%	20	100	100	20
(3) 资源综合利用指标	20	落地原油回收利用率	%	10	100	100	10
		生产过程中排出物利用率	%	10	100	100	10
(4) 污染物产生指标	30	作业废液量	m³/井次	10	≤3.0	76	0
		石油类	mg/L	5	甲类区：≤10；乙类区：≤50	0	5
		COD	mg/L	5	甲类区：≤100；乙类区：≤150	0	5
		含油污泥	kg/井次	5	甲类区：≤50；乙类区：≤70	0	5
		一般固体废物（生活垃圾）	kg/井次	5	符合环保要求	0	5
定性指标							
一级指标	指标分值	二级指标			指标分值	本项目评分	
(1) 生产工艺及设备要求	40	防喷措施		具备		5	5
		地面管线防刺防漏措施		按标准试压		5	5
		防溢设备（防溢池设置）		具备		5	5
		防渗范围		废水、使用液、原油等可能落地处		5	5
		作业废液污染控制措施		集中回收处理		10	10
		防止落地原油产生措施		具备原油回收设施		10	10
(2) 管理体系建设及清洁生产审核	40	建立 HSE 管理体系并通过验证				15	15
		开展清洁生产审核				20	20
		制定节能减排工作计划				5	5
(3) 贯彻执行环境保护法规的符合性	20	满足其他法律法规要求				20	20

表 3.4-2 采气定量和定性评价指标项目、权重及基准值

定量指标							本项目		
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	评分	
(1) 资源和能源消耗指标	30	综合能耗		kg 标煤/t 采出液	30	稀油：≤65 稠油：≤160 天然气：≤50	12.65	30	
(2) 资源综合利用指标	30	余热利用率		%	10	≥60	0	0	
		油井伴生气回收利用率		%	10	≥80	100	10	
		含油污泥资源化利用率		%	10	≥90	100	10	
(3) 污染物产生指标	40	石油类		%	5	≤10	0	5	
		COD		%	5	甲类区：≤100；乙类区：≤150	0	5	
		落地原油回收利用率		%	10	100	100	10	
		采油废水回用率		%	10	≥60	100	10	
		油井伴生气外排率		%	10	≤20	0	10	
定性指标									
一级指标	指标分值	二级指标					指标分值	本项目评分	
(1) 生产工艺及设备要求	45	井筒质量				井筒设施完好		5	5
		采气	采气过程醇回收设施			10	/	10	10
			天然气净化设施先进、净化效率高			20		20	20
		集输流程				全密闭流程		10	10
(2) 管理体系建设及清洁生产审核	35	建立 HSE 管理体系并通过验证					10	10	
		开展清洁生产审核					20	20	
		制定节能减排工作计划					5	5	
(3) 环保政策法规执行情况	20	建设项目“三同时”执行情况					5	5	
		建设项目环境影响评价制度执行情况					5	5	
		污染物排放总量控制与减排措施情况					5	5	
		老污染源限期治理项目完成情况					5	5	

(2)综合评价指数考核评分计算 综合评价指数考核总分值的计算公式为:

$$P=0.6P_1+0.4P_2$$

式中: P-清洁生产综合评价指数

P₁-定量评价考核总分值;

P₂-定性评价二级指标考核总分值

根据目前我国石油和天然气开采行业的实际情况, 不同等级的清洁生产企业的综合评价指标表 3.4-3。

表 3. 4-3 石油和天然气开采行业不同等级清洁生产企业综合评价指数

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

由表 3.4-1 至表 3.4-3 计算可得:

井下作业: 定量指标 90 分, 定性指标 100 分, 综合评价 94 分。

采气和集输: 定量指标 90 分, 定性指标 100 分, 综合评价 94 分。

3.4.2 清洁生产水平结论

根据综合评价指数得分判定, 本工程清洁生产企业等级为: 清洁生产先进企业。本工程采用的清洁生产技术遵循“减量化、再利用、资源化”的原则。开发各阶段、各作业环境均采取了避免和减缓不利环境影响的措施, 高效利用并节约使用各类能源、资源(水、土地等); 使用油气开发效率高的先进工艺技术与设备; 制定了合理有效的废物管理方案, 采用源削减技术, 减少了施工废物、废水、废气等污染物的产生量, 实现了废物的循环利用与资源化利用。

3.5 污染物排放总量控制

3.5.1 总量控制原则

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

3.5.2 污染物总量控制因子

根据国家“十四五”污染物排放总量控制要求，污染物排放总量控制因子如下：

废气污染物：NO_x、VOCs。

废水污染物：COD、NH₃-N。

（1）废气污染物

本工程油气集输和处理采用密闭集输工艺，主要废气污染物为油气处理和集输过程中无组织烃类气体的挥发。

（2）废水污染物：

正常运营期间，采出水和井下作业废水依托吉 28 区块原油脱水站污水处理系统处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）中的有关标准后回注油层，不外排。

由上可知，本工程总量控制因子：VOCs。

3.5.3 总量控制建议指标

根据《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020），挥发性有机物（VOCs）是参与大气光化学反应的有机化合物，或者根据有关规定确定的有机化合物。本标准采用非甲烷总烃作为 VOCs 排放控制项目。项目无组织 VOCs 排放量为 0.105t/a。

油气开采过程中井场无组织挥发产生的非甲烷总烃排放参照执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中企业边界污染物控制要求 4.0mg/m³。

本次评价提出的为建议值，供生态环境主管部门对本工程实施环境管理以及下达污染物排放总量控制指标时参考。

3.6 相关法规、政策符合性分析

3.6.1 与国家产业政策符合性分析

石油天然气开采业是当前国民经济的重要基础产业和支柱产业，根据《产业结构调整指导目录（2024 年本）》， “石油、天然气勘探及开采”属于“鼓

励类”项目，本项目建设符合国家产业政策。本项目的实施，对于保障国家能源安全，促进国民经济健康快速发展具有极其重要的战略意义。

3.6.2 与《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》的符合性分析

表 3.6-1 项目与《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》相符性分析

序号	《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》中相关规定	项目采取的相关措施	符合性分析
1	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。	项目区无水源涵养区、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。	符合
2	开发单位应当对污染物排放及对周围环境的影响进行环境监测，接受环境保护主管部门的指导，并向社会公布监测情况	针对本项目运营期排放的废气、噪声以及大气、土壤环境提出了运营期监测计划，建设单位应接受自治区生态环境厅、昌吉回族自治州生态环境局及奇台县分局的监督与管理，并按照《企业事业单位环境信息公开办法》（原环保部第31号）等规定，公开运营期监测情况。	符合
3	石油开发单位应当建设清洁井场，做到场地平整、清洁卫生，在井场内实施无污染作业，并根据需要在井场四周设置符合规定的挡水墙、雨水出口和防洪渠道。散落油和油水混合液等含油污染物应当回收处理，不得掩埋。	本报告提出，井场施工结束后，均应对施工场地进行清理平整，由于项目所在区域的蒸发量大于降水量，不需要在井场四周设置符合规定的挡水墙、雨水出口和防洪渠道。	符合
4	石油、天然气开发单位应当定期对油气输送管线和油气储存设施进行巡查、检测、防护，防止油气管线或者油气储存设施断裂、穿孔，发生渗透、溢流、泄漏，造成环境污染。	本报告提出运营期要定期对井场各设备设施及管线进行检查检修；选用质量可靠的设备、仪表、阀门等；定期对站场和管线的设备、阀门等进行检查、检修，以防止“跑、冒、漏”现象的发生。	符合
5	煤炭、石油、天然气开发单位应当加强危险废物的管理。危险废物的收集、贮存、运输、处置，必须符合国家 and 自治区有关规定；不具备处置、利用条件的，应当送交有资质的单位处置。	本工程运营期含废机油、清管废渣等危险废物委托有危废处置资质的单位进行处置。危险废物的贮存执行《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023），运输过程中应执行《危险废物收集贮存运输技术规范》（HJ2025-2012）和《危险废物转移管理办法》要求中有关运输的规定，加强危废废物的	符合

		全过程管理。	
6	煤炭、石油、天然气开发单位实施下列活动的，应当恢复地表形态和植被： （一）建设工程临时占地破坏腐殖质层、剥离土石；（二）震裂、压占等造成土地破坏的；（三）占用土地作为临时道路的；（四）油气井、站、中转站、联合站等地面装置设施关闭或者废弃的。	本项目在施工结束后，要求对施工期临时占地进行清理平整，做到“工完、料尽、场地清”，对扰动区域的自然植被进行逐步恢复；退役期要求清理地面设施，对永久占地进行恢复平整。	符合
7	煤炭、石油、天然气开发单位应当制定突发环境事件应急预案，报环境保护主管部门和有关部门备案。发生突发环境事件的，应当立即启动应急预案，采取应急措施，防止环境污染事故发生。	项目投产后，由吐哈油田分公司鄯善采油管理区负责运营管理，将本项目及时纳入管理区突发环境事件应急预案。	符合

由表 3.6-1 可知，项目建设符合《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》的相关规定。

3.6.3 与《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》的符合性分析

表 3.6-2 本项目与《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》的相符性分析

序号	《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》	项目采取的相关措施	符合性分析
1	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
2	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。	本项目开发方案设计考虑了油气资源赋存状况、生态环境特征等条件，所选用的技术和工艺均成熟、先进。	符合
3	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。	项目管线、电力线路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
4	对伴生有 H ₂ S 气体的油气藏，H ₂ S 气体含量未达到工业综合利用要求的，应采取有效处置方案，未制定 H ₂ S 气体处置方案的油气藏不得开发。	本工程天然气中不含 H ₂ S。	符合

3.6.4 与《石油天然气开采业污染防治技术政策》的符合性分析

表 3.6-3 本项目与《石油天然气开采业污染防治技术政策》的相符性分析

序号	《石油天然气开采业污染防治技术政策》中相关规定	项目采取的相关措施	符合性分析
1	到2015年末，行业新、改、扩建项目均采用清洁生产工艺和技术，工业废水回用率达到90%以上，工业固体废物资源化及无害化处理处置率达到100%。	本项目采用油气密闭集输工艺，属于清洁生产工艺及技术，运营期废水依托吉 28 区块原油脱水站污水处理系统处理达标后回注油层，不外排；运营期危废均委托具有危废处置资质的单位进行无害化处置。	符合
2	在勘探开发过程中，应防止产生落地原油。其中井下作业过程中应配备泄油器、刮油器等。落地原油应及时回收，落地原油回收率应达到100%。	落地原油回收率应达到100%。	符合
3	在井下作业过程中，酸化液和压裂液宜集中配制，酸化残液、压裂残液和返排液应回收利用或进行无害化处置，压裂放喷返排入罐率应达到100%。酸化、压裂作业和试油（气）过程应采取防喷、地面管线防刺、防漏、防溢等措施。	落地油、废防渗材料等由区域具有危废处置资质的公司接收处置。	符合
4	在开发过程中，适宜注水开采的油气田，应将采出水处理满足标准后回注；对于稠油注汽开采，鼓励采出水处理后回用于注汽锅炉。	本项目采出水依托吉 28 区块原油脱水站污水处理系统处理达标后回注油层。	符合
5	在油气集输过程中，应采用密闭流程，减少烃类气体排放。新建 3000m ³ 及以上原油储罐应采用浮顶型式，新、改、扩建油气储罐应安装泄漏报警系统。	本项目采用密闭集输流程，烃类气体排放相对较少，不涉及原油储罐建设。	符合
6	（一）油气田企业应制定环境保护管理规定，建立并运行健康、安全与环境管理体系。（二）加强油气田建设、勘探开发过程的环境监督管理。油气田建设过程应开展工程环境监理。（三）在开发过程中，企业应加强油气井套管的检测和维护，防止油气泄漏污染地下水。（四）油气田企业应建立环境保护人员培训制度，环境监测人员、统计人员、污染治理设施操作人员应经培训合格后上岗。（五）油气田企业应对勘探开发过程进行环境风险因素识别，制定突发环境事件应急预案并定期进行演练。应开展特征污染物监测工作，采取环境风险防范和应急措施，防止发生由突发性油气泄漏产生的环境事故。	本项目所在的采油气管理区 HSE 管理机构实行了逐级负责制，受中国石油天然气股份有限公司吐哈油田分公司 HSE 委员会的直接领导和监督，项目的环保管理机构中国石油天然气股份有限公司吐哈油田分公司设安全环保部，并设专人负责项目开发建设期的环境保护工作。	符合

由表 3.6-3 可知，项目建设符合《石油天然气开采业污染防治技术政策》的相关规定。

3.6.5 与《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》的符合性分析

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

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

本工程施工土方全部用于回填管沟及场地平整；施工废料首先考虑回收利用，不可回收利用部分拉运至附近建筑垃圾填埋场填埋处置。项目施工过程中采取“下垫上盖”措施，结束后拟对临时占地进行恢复治理，可减少扬尘影响。项目建设符合《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》要求。

3.6.6 与《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》

（环办环评函〔2019〕910 号）符合性分析

表 3.6-4 与“环办环评函〔2019〕910 号”符合性

序号	〔2019〕910 号要求	项目情况	符合性分析
1	油气开采项目（含新开发和滚动开发项目）原则上应当以区块为单位开展环评（以下简称区块环评），一般包括区块内拟建的新井、加密井、调整井、站场、设备、管线和电缆及其更换工程、弃置工程及配套工程等。 未确定产能建设规模的陆地油气开采新区块，建设勘探井应当依法编制环境影响报告表。海洋油气勘探工程应当填报环境影响登记表并进行备案。 确定产能建设规模后，原则上不得以勘探名义继续开展单井环评。勘探井转为生产井的，可以纳入区块环评。 2021 年 1 月 1 日起，原则上不以单井形式开展环评。过渡期，项目建设单位可以根据实际情况，报批区块环评或单井环评。	本项目以石钱区块为单位开展环评，在报告中对工程施工期、运营期环境影响和环境风险进行了分析，并提出有效的环境保护措施、污染防治措施和环境风险防范措施，并分析了依托工程可行性和有效性；同时对现有工程也进行了回顾性评价，对相关生态环境问题提出有效防治措施。	符合
2	涉及向地表水体排放污染物的陆地油气开采项目，应当符合国家和地方污染物排放标准，满足重点污染物排放总量控制要求。	本项目废水均不外排，与地表水无水力联系。	符合

3	油气开采产生的废弃油基泥浆、含油钻屑及其他固体废物，应当遵循减量化、资源化、无害化原则，按照国家和地方有关固体废物的管理规定进行处置。提高废弃油基泥浆和含油钻屑及其处理产物的综合利用率。油气开采项目产生的危险废物，应当按照《建设项目危险废物环境影响评价指南》（2017年10月1日）要求评价。	井场设置不落地设备，用于分离钻井液和钻井岩屑，处理后进岩屑专用方罐，由岩屑处置单位拉运至岩屑处置公司进行处理。项目运营过程中事故状态下含油污泥交由有相应危险废物处置资质的单位回收、处置，不会对区域环境造成不利影响。	符合
4	施工期应当尽量减少施工占地、缩短施工时间、选择合理施工方式、落实环境敏感区管控要求以及其他生态环境保护措施，降低生态环境影响。钻井和压裂设备应当优先使用网电、高标准清洁燃油，减少废气排放。选用低噪声设备，避免噪声扰民。施工结束后，应当及时落实环评提出的生态保护措施。	项目的建设符合相关规划及区域“三线一单”要求，选址选线合理；施工期严格按照即定方案施工，合理制定施工方案，加强施工管理，严禁施工人员和机械在施工范围外作业；电源自周边已建电网接入，钻井设备及各类机械均使用符合国家标准的油品；优先选用低噪声设备，高噪声设备采取基础减震措施，项目周边无声环境敏感目标，不会造成扰民现象；施工结束后应及时对项目区进行平整、清理，恢复临时占地。	符合
5	涉及高含硫天然气开采的，应当强化钻井、输送、净化等环节环境风险防范措施。含硫油田回注采出水，应当采取有效措施减少废水处理站和回注井场 H ₂ S 的无组织排放。高含硫天然气净化厂应当采用先进高效硫磺回收工艺，减少 SO ₂ 排放。井场水套加热炉、锅炉、压缩机等排放大气污染物的设备，应当优先使用清洁燃料，废气排放应当满足国家和地方大气污染物排放标准要求。	根据本区块天然气物性可知，天然气中不含硫化氢。本工程天然气经井场企业分离器分离后进入天然气压缩罐车装车外运。井场不涉及加热炉、锅炉等。	
6	涉及自然保护区和生态保护红线的，应当说明工程实施的合法合规性和对自然生态系统、主要保护对象等的实际影响，接受生态环境主管部门依法监管。	本项目不涉及自然保护区和生态保护红线。	符合
7	油气企业应按照企事业单位环境信息公开办法、环境影响评价公众参与办法等有关要求，主动公开油气开采项目环境信息，保障公众的知情权、参与权、表达权和监督权。各级生态环境主管部门应当按要求做好环评审批、监督执法等有关工作的信息公开。	建设单位已按照企事业单位环境信息公开办法、环境影响评价公众参与办法等有关要求，主动接受各级生态环境主管部门的监督检查。	符合

由上表可知，项目建设符合《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函〔2019〕910号）的相关规定。

3.6.7 与《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（新环环评发〔2020〕142号）符合性分析

通知提出：油气开采项目（含新开发和滚动开发项目）原则上应当以区块

为单位开展环评（以下简称区块环评）。未确定产能建设规模的陆地油气开采新区块，建设勘探井应当依法编制环境影响报告表。确定产能建设规模后，原则上不得以勘探名义继续开展单井环评。勘探井转为生产井的，可以纳入区块环评。

2021年1月1日起，原则上不以单井形式开展环评。过渡期间，项目建设单位可以根据实际情况，报批区块环评或单井环评。

本项目以石钱区块为单位开展环评，在报告中对工程施工期、运营期环境影响和环境风险进行了分析，并提出有效的环境保护措施、污染防治措施和环境风险防范措施，并分析了依托工程可行性和有效性。

综上，项目建设符合《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（新环环评发〔2020〕142号）的相关规定。

3.6.8 与《关于加快解决当前挥发性有机物治理突出问题的通知》符合性分析

表 3.6-5 与《关于加快解决当前挥发性有机物治理突出问题的通知》符合性

序号	要求	项目情况	符合性
1	产生 VOCs 的生产环节优先采用密闭设备、在密闭空间中操作或采用全密闭集气罩收集方式，并保持负压运行。	本工程属于天然气开采项目，集输环节均为密闭流程，可有效减少 VOCs 排放。	符合
2	重点排查汽油（包括含醇汽油、航空汽油）、航空煤油、原油、石脑油及苯、甲苯、二甲苯等装卸的物料类型、装载量、油气回收量，装载方式、密封型式、压紧方式及治理设施建设情况、工艺类型和运行情况，建立装卸、排查清单；检查检测罐车人孔盖、油气回收耦合阀，底部装载有机废气回收快速接头、顶部浸没式装载密封罩、油气回收管线法兰等密封点泄漏情况，及治理设施排放浓度、排放速率和去除效率。	本工程属于天然气开采项目，集输环节均为密闭流程，可有效减少 VOCs 排放。本工程选用质量可靠的设备、仪表、阀门等；定期对井场的设备、阀门等检查、检修，以防止跑、冒、漏现象的发生；在日常生产过程中，加强非甲烷总烃无组织排放例行监测。本次评价提出切实可行的废气污染防治措施。	符合

由上表可知，项目建设符合《关于加快解决当前挥发性有机物治理突出问

题的通知》的相关规定。

3.7 相关规划符合性分析

3.7.1 与《全国矿产资源规划》符合性分析

《全国矿产资源规划》（2021-2025 年）第四章第二节指出，“强化东部老油区挖潜，加大中西部油气开发力度，加快海域石油增储上产，力争石油年产量保持在 2 亿吨左右。东部地区以松辽盆地、渤海湾盆地为重点，加强精细勘探开发，积极发展先进采油技术，增储挖潜，努力减缓老油田产量递减。西部以塔里木、鄂尔多斯、准噶尔等盆地为重点，探明优质资源储量，实现增储稳产、力争上产。做强渤海、拓展南海、加快东海、探索黄海及其他海域，加快海洋石油勘探开发，保持老油田持续稳产，加快新区产能建设，大力提升海域石油产量。”

本项目属于准噶尔盆地的石油天然气开采项目，符合《全国矿产资源规划》要求。

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

《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》提出，坚持把发展经济着力点放在实体经济上，深化工业供给侧结构性改革，推动工业强基增效和转型升级，全面提升新型工业化发展水平。建设国家大型油气生产加工和储备基地。加大准噶尔、吐哈、塔里木三大盆地油气勘探开发力度，提高新疆在油气资源开发利用转化过程中的参与度。加快中石油玛湖、吉木萨尔、准噶尔盆地南缘以及中石化顺北等大型油气田建设，促进油气增储上产。加强成品油储备，提升油气供应保障能力。

本项目位于准噶尔盆地油气基地，符合《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》的要求。

3.7.3 与《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》符合性分析

《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》以《全国主体功能区规划》为依据，

结合新疆实际编制的第一个国土空间开发规划，是战略性、基础性、约束性的规划。该规划将新疆国土空间分为重点开发区域、限制开发区域和禁止开发区域三类主体功能区，按层级分为国家和省级两个层面。重点开发区域是指有一定经济基础，资源环境承载能力较强，发展潜力较大，集聚人口和经济条件较好，从而应该重点进行工业化城镇化开发的城市化地区，主要包括天山南北坡城市或城区以及县市城关镇或重要工业园区，共涉及 59 个县市。限制开发区域是指关系国家农产品供给安全和生态安全，不应该或不适宜进行大规模、高强度工业化城镇化开发的农产品主产区和重点生态功能区。其中农产品主产区分布在天山南北坡 23 个县市，重点生态功能区涉及 53 个县市。禁止开发区域是指依法设立的各级各类自然文化资源保护区域，以及其他禁止进行工业化城镇化开发、需要特殊保护的重点生态功能区，国家和自治区层面禁止开发区域共 107 处。

本工程所在昌吉回族自治州奇台县属于天山北坡经济带国家级重点开发区域。区域功能定位是：我国面向中亚、西亚地区对外开放的陆路交通枢纽和重要门户，全国重要的能源基地，我国进口资源的国际大通道，西北地区重要的国际商贸中心、物流中心和对外合作加工基地，石油天然气化工、煤电、煤化工、机电工业及纺织工业基地。本工程属于油气资源开发，属于该区域定位，符合《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》的功能定位。

3.7.4 与《新疆生态环境保护“十四五”规划》符合性分析

本项目运营期采取的各项环保措施与《新疆生态环境保护“十四五”规划》中要求的相符性分析详见表 3.7-1。

表 3.7-1 与《新疆生态环境保护“十四五”规划》符合性分析

序号	规划要求	本项目	符合性
1	加强重点行业 VOCs 治理。实施 VOCs 排放总量控制，重点推进石油天然气开采、石化、化工、包装印刷、工业涂装、油品储运销等重点行业排放源以及机动车等移动源 VOCs 污染防治，加强重点行业、重点企业的精细化管控；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	本项目无组织废气排放涉及 VOCs 排放,报告中已针对无组织排放提出相应措施	符合

2	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控。	本项目在正常状况下不会造成土壤环境质量超标,不会增加土壤环境风险;本项目运营后采取源头控制、过程防控措施;土壤满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)中第二类用地土壤污染风险筛选值,石油烃类执行表2 第二类用地筛选值。	符合
3	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。	本项目产生的危险废物严格执行《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》(生态环境部公告 2021 年 第 74 号)、《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
4	实施最严格的生态保护制度。坚决遏制“两高”项目盲目发展,严格执行能源、矿产资源开发自治区人民政府“一支笔”审批制度、环境保护“一票否决”制度,落实“三线一单”生态环境分区管控要求,守住生态保护红线、环境质量底线和资源利用上线,实施生态环境准入清单管控。	本项目位于昌吉回族自治州奇台县,为天然气开发项目,不属于“两高”项目及“落后”项目,符合昌吉州“三线一单”生态环境分区管控要求。	符合

3.7.5 《新疆维吾尔自治区环境保护条例》

本工程位于昌吉回族自治州奇台县境内,不涉及依法划定的自然保护区、饮用水源保护区、风景名胜区、森林公园及其他需要特别保护的环境敏感区,距离生态保护红线较远。本工程符合国土空间规划的气田开发建设工程;开发过程中的生产废水进行综合利用,节约了水资源;天然气集输和处理过程不消耗燃料。

本工程占地类型为裸土地,土地资源消耗符合要求。因此,本工程符合《新疆维吾尔自治区环境保护条例》的要求。

3.7.6 与《昌吉回族自治州生态环境保护“十四五”规划》符合性分析

项目建设符合《昌吉回族自治州生态环境保护与建设“十四五”规划》中的相关要求,具体分析见表 3.7-2。

表 3.7-2 与《昌吉回族自治州生态环境保护与建设“十四五”规划》符合性

序号	规划要求	本项目	符合性
1	加快发展现代煤化工、新材料、有色金属、煤炭、煤电、矿产开采及加工等优势产业，培育壮大先进装备制造、页岩油气加工、节能环保、新型建材、新能源等新兴产业和生产性服务业。	本工程为陆地天然气开采项目，产品主要为天然气。	符合
2	推进石化、化工、工业涂装、家具制造、塑料、橡胶、包装印刷、汽修等重点行业领域 VOCs 整治，加强 VOCs 源头、过程、末端全流程控制，重点加强对光化学反应活性强的 VOCs 物质控制，开展企业深度治理和精细化管控。	本工程油气集输和处理系统为密闭工艺，减少了无组织非甲烷总烃的排放。	符合
3	健全政府、企业和跨区域流域等突发环境事件应急预案体系，加强应急演练。	本项目拟设置应急监测设备，并定期进行应急演练工作。并将项目实施区域纳入《中国石油吐哈油田公司环境污染突发事件专项应急预案》	符合

3.7.8 与《关于规范临时用地管理的通知》（自然资规〔2021〕2 号）

符合性分析

项目建设符合与《关于规范临时用地管理的通知》符合性具体分析见表 3.7-3。

表 3.7-3 与《关于规范临时用地管理的通知》符合性分析

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

3.8 选址、选线合理性分析

本工程组成包括新建井场 5 座，新建单井管道共计 4.225km 以及配套的供电、自控、通信等工程。工程井场和管道沿线内不涉及依法划定的自然保护区、饮用水源保护区、风景名胜区、森林公园及其他需要特别保护的环境敏感区。

(1) 井场选址分析

本工程 5 座井场占地土地类型主要为裸土地。由于资源开发工程具有特定地域的特殊性，本工程不包含钻井工程，在原有钻井基础上进行井场建设，因此本工程选址具有唯一性。建设单位施工前已根据相关要求，办理了临时占地手续，项目选址合理。

(2) 管线选线合理性分析

新建单井集输管道共计 4.225km，占地类型为裸土地。本次环评提出合理优化油气集输管线选线，避免选在植被茂密区域，减少对原生地表植被的破坏。严格界定施工活动范围，尽可能缩小施工作业带宽度。本工程不存在环境制约地域和因素，项目选址选线基本合理。

综上，项目对周边产生的环境影响在可接受范围内，项目选址、选线合理。

3.9 “三线一单”符合性分析

“三线一单”，是指生态保护红线、环境质量底线、资源利用上线和生态环境准入清单，是推进生态环境保护精细化管理、强化国土空间环境管控、推进绿色发展高质量发展的一项重要工作。

(1) 生态保护红线

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

本工程位于昌吉回族自治州奇台县石钱区块内，不在生态保护红线范围内，位置关系见图 3.9-1。

（2）环境质量底线

本次评价现状调查结果显示，项目区评价区域内非甲烷总烃满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中的二级标准；项目所在区域地下水监测点各监测因子均能够满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类标准的要求，石油类满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）III类标准；项目区声环境质量良好，满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）2类区标准；根据监测结果可知，项目区土壤环境质量满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地风险筛选值标准。

工程运营期产生的废气和噪声污染物均能达标排放，采取相应措施后经预测能够满足相关标准要求；污水采取了严格的治理和处置措施，全部综合利用，不外排；固废按照相关环保要求妥善处置，不会对项目区环境质量底线产生冲击，因此，本工程的建设符合环境质量底线要求。

（3）资源利用上线

本工程开发过程中的生产废水进行综合利用，节约了水资源，油气集输采用常温密闭集输工艺，不消耗燃料；能源利用均在区域供气、供电负荷范围内，消耗未超出区域负荷上限。本工程占地类型为裸土地，土地资源消耗符合要求。总之，本工程开发符合资源利用上线要求。

（4）生态环境准入清单

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

本工程位于昌吉回族自治州奇台县，根据《新疆维吾尔自治区七大片区“三线一单”生态环境分区管控要求》属于乌昌石片区，与其符合性分析见表 3.9-1。

根据《新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案》（新政发〔2021〕18号）和《昌吉州回族自治州“三线一单”生态环境分区管控方案》（[昌州政办发〔2021〕41号](#)）。本工程石钱 201H 井所在区域属于奇台县准东煤矿大井矿区重点管控单元（环境管控单元编码为 ZH65232520019），石钱 302H 井、石钱 5 井、石钱 3 井、石钱 303 井及集输管线所在区域属于奇台县大井露

天矿区（东）重点管控单元（环境管控单元编码为 ZH65232520016）。与新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案见符合性分析见表 3.9-2；与《昌吉回族自治州“三线一单”生态环境分区管控方案》符合性分析见表 3.9-3；本工程与生态保护红线位置关系图见图 3.9-1。

表 3.9-1 与《新疆维吾尔自治区七大片区“三线一单”生态环境分区管控要求》符合性分析一览表

名称	管控要求	本项目	符合性
乌 昌 石 片 区 总 体 管 控 要 求	乌昌石片区包括乌鲁木齐市、昌吉回族自治州和沙湾市。除国家规划项目外，乌鲁木齐市七区一区、昌吉市、阜康市、玛纳斯县、呼图壁县、沙湾市建成区及周边敏感区域内不再布局建设煤化工、电解铝、燃煤纯发电机组、金属硅、碳化硅、聚氯乙烯（电石法）、焦炭（含半焦）等新增产能项目。具备风光电清洁供暖建设条件的区域原则上不新批热电联产项目。坚持属地负责与区域大气污染联防联控相结合，以明显降低细颗粒物浓度为重点，协同推进“乌-昌-石”同防同治区域大气环境治理。强化与生产建设兵团第六师、第八师、第十一师、第十二师的同防同治，所有新建、改建、扩建工业项目执行最严格的大气污染物排放标准，强化氮氧化物深度治理，确保区域环境空气质量持续改善。	本工程位于昌吉回族自治州奇台县。本工程大气污染物主要为无组织非甲烷总烃的排放。	符合
	强化挥发性有机物污染防治措施。推广使用低挥发性有机物原辅料，推动有条件的园区（工业集聚区）建设集中喷涂工程中心，配备高效治污设施，替代企业独立喷涂工序。	本工程属于天然气开采项目。油气集输采用密闭集输，有效减少有机废物的排放。	符合
	强化企业清洁生产改造，推进节水型企业、节水型工业园区建设，提高资源集约节约利用水平。积极推进地下水超采治理，逐步压减地下水超采量，实现地下水采补平衡。	本工程运营期采出水等处理后回注，不外排。不涉及地下水开采。	符合
	强化油(气)资源开发区土壤环境污染综合整治。加强涉重金属行业污染防控与工业废物处理处置。	本项目已提出土壤污染防治措施，本项目不涉及涉重金属行业污染防控，产生的油泥等危险废物委托具有危废处置资质的单位进行无害化处置。	符合
	煤炭、石油、天然气开发单位应当制定生态保护和恢复治理方案，并予以实施。生态保护和恢复治理方案内容应当向社会公布，接受社会监督。	钻井等施工完成后，井场、管线等临时用地进行恢复，建设单位编制土地复垦方案。服役期满后进行封井，并对井场等进行恢复。	符合

表 3.9-2 本项目与《新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案》符合性分析

名称	文件要求	符合性分析	结论
生态保护红线	生态保护红线是生态空间范围内具有特殊重要生态功能必须实行强制性严格保护的区域。相关环	不在划定的生态保护红线内，不在自然保护区核心区、风景名胜区、饮用水源保护区、基	符合

名称	文件要求	符合性分析	结论
	评应将生态空间管控作为重要内容，区域涉及生态保护红线的，在环评结论和审查意见中应落实生态保护红线的管理要求，提出相应对策措施。除受自然条件限制、确实无法避让的铁路、公路、航道、防洪、管道、干渠、通讯、输变电等重要基础设施项目外，在生态保护红线范围内，严控各类开发建设活动，依法不予审批新建工业项目和矿产开发项目的环评文件。	本草原以及文物保护单位等环境敏感目标。综上，本工程符合生态保护红线要求。项目与生态保护红线位置关系图见图3.9-2。	
环境质量底线	环境质量底线是国家和地方设置的大气、水和土壤环境质量目标，也是改善环境质量的基准线。有关环评应落实区域环境质量目标管理要求，提出区域或者行业污染物排放总量管控建议以及优化区域或行业发展布局、结构和规模的对策措施。项目环评应对照区域环境质量目标，深入分析预测项目建设对环境的影响，强化污染防治措施和污染物排放控制要求。	本项目为天然气开采项目，产生的废水均不外排，不会突破水环境质量底线；施工期产生的施工废料首先考虑回收利用，不可回收利用部分拉运至当地指定建筑垃圾填埋场填埋处置；施工过程中产生的噪声采取有效的污染防治措施，能够达标排放，不会突破声环境质量底线。所在区域属于大气环境质量达标区域，油气采取密闭集输工艺，本工程已提出持续改善、防风固沙、生态修复的要求，项目实施后建设单位应不断强化大气污染源防治措施，改善区域环境空气质量。符合环境质量底线要求。	符合
资源利用上线	资源是环境的载体，资源利用上线是各地区能源、水、土地等资源消耗不得突破的“天花板”。相关环评应依据有关资源利用上线，对规划实施以及规划内项目的资源开发利用，区分不同行业，从能源资源开发等量或减量替代、开采方式和规模控制、利用效率和保护措施等方面提出建议，为规划编制和审批决策提供重要依据。	本项目占地类型主要为裸土地等，项目的建设占用土地资源相对区域资源利用较少，土地资源消耗符合要求。项目运营期油气处理和采出水依托吉28区块原油脱水站处理，耗水环节仅为不定期井下作业用水，用水量较少，施工废水、试压废水等进行综合利用，节约了水资源；各项资源量在区域的可承受范围内，不逾越资源利用上线，符合资源利用上线要求。	符合
生态环境准入清单	自治区共划定1323个环境管控单元，分为优先保护单元、重点管控单元和一般管控单元三类，实施分类管控。其中一般管控单元159个，主要包括优先保护单元和重点管控单元之外的其它区域。一般管控单元主要落实生态环境保护基本要求，推动区域环境质量持续改善。	本项目为天然气开采项目，属于《产业结构调整指导目录（2024年本）》中“鼓励类”，符合国家相关产业政策。本项目涉及准东煤矿大井矿区（ZH65232520019）重点管控单元和大井露天矿区（东）重点管控单元（ZH65232520016），见图3.9-2。各类污染物均满足国家及地方排放标准要求，落实生态环境保护基本要求，严守生态环境质量底线，不会降低区域生态功能。	符合

表 3.9-3 本项目与环境管控单元符合性分析一览表（1）

单元编码	单元名称	单元属性	单元特征	环境要素属性
------	------	------	------	--------

ZH65232520019	准东煤矿大井矿区	重点管控单元	国家规划煤炭矿区	建设用地污染风险重点管控区
维度	管控要求		本项目	符合性
空间布局约束	1、矿产资源勘查开发活动应符合国土空间规划要求，不得影响区域主导生态功能。 2、矿产资源勘查开发活动应符合矿产资源规划相关要求。 3、禁止新建煤层含硫量大于 3%的煤矿。 4、坚持安全、环保、效率并重，禁止新建非机械化开采的煤矿；原则上禁止建设改扩建后产能低于 120 万吨/年的煤矿；禁止核准新建生产能力低于 120 万吨/年的矿井。		本项目属于准噶尔盆地的石油天然气开采项目，符合《全国矿产资源规划》要求。	符合
污染物排放管控	1、煤炭企业污染物排放应满足《煤炭工业污染物排放标准》（GB20426-2006）。 2、新（改、扩）建项目应执行最严格的大气污染物排放标准。 3、煤矸石无害化处置率达到 100%。露天矿的剥离物集中排入排土场，处置率达 100%。煤矸石堆场的建设及运营应符合《一般工业固体废物贮存、处置场污染控制标准》（GB18599）的有关要求。煤矸石为Ⅱ类一般工业固废的，其堆场采取防渗技术措施。生活垃圾实现 100%无害化处置。 4、采矿产生的固体废物，应在专用场所堆放，并采取措施防止二次污染；禁止向河流、湖泊、水库等水体及行洪渠道排放固体废物。		本项目为石油天然气开采项目，不属于煤炭开采业，不涉及煤矸石等污染物，符合本单元管控要求。	符合
环境风险防控	1、坚持分级负责、属地为主、部门协同的环境应急责任原则，健全防范化解突发生态环境事件风险和应急准备责任体系，严格落实企业主体责任。 2、对矿山开采区及周边区域，逐步开展地下水环境状况调查评估，加强风险管控。		本项目每座采气井场厂区配置 2 具 MF/ABC8 型磷酸铵盐干粉灭火器，定期进行应急演练工作。并将项目实施区域纳入《中国石油吐哈油田公司环境污染突发事件专项应急预案》	符合
资源利用效率	1、优化采煤、洗选技术和工艺，加强综合利用，减少煤矸石、煤泥等固体废弃物的排放。		本项目为石油天然气开采项目，且运营期仅消耗电能，资源消耗水平	符合

单元编码	单元名称	单元属性	单元特征	环境要素属性
ZH65232520019	准东煤矿大井矿区	重点管控单元	国家规划煤炭矿区	建设用地污染风险重点管控区
维度	管控要求		本项目	符合性
	2、加大对煤矸石、矿井水等开采废弃物的治理力度，推广应用矿井水净化处理和综合循环利用技术，逐步实现废弃物零排放、零污染。 3、煤矿生产、生活用水应优先使用矿井水，条件具备的地区应主要采用矿井水作为第一水源。积极探索矿井水排放量较大的矿区矿井水产业化发展模式，推动矿井水产业化进程。 4、矿（坑）井涌水在矿区充分自用前提下，余水可作为生态等用水，其水质应达到相应标准要求。 5、加强煤矿瓦斯抽采利用，减少温室气体排放。矿井抽排的高浓度瓦斯（甲烷体积分数 $\geq 30\%$ ）应进行综合利用；鼓励利用低浓度瓦斯发电。		较低。	

表 3.9-3 本项目与环境管控单元符合性分析一览表（1）

单元编码	单元名称	单元属性	单元特征	环境要素属性
ZH65232520016	大井露天矿区（东）	重点管控单元	露天矿区	大气环境高排放重点管控区
维度	管控要求		本项目	符合性
空间布局约束	1、矿产资源勘查开发活动应符合国土空间规划要求，不得影响区域主导生态功能。 2、矿产资源勘查开发活动应符合矿产资源规划相关要求。 3、禁止新建煤层含硫量大于 3%的煤矿。 4、坚持安全、环保、效率并重，禁止新建非机械化开采的煤矿；原则上禁止建设改扩建后产能低于 120 万吨/年的煤矿；禁止核准新建生产能力低于 120 万吨/年的矿井。		本项目属于准噶尔盆地的石油天然气开采项目，符合《全国矿产资源规划》要求。	符合
污染物排放管控	1、煤炭企业污染物排放应满足《煤炭工业污染物排放标准》（GB20426-2006）。		本项目为石油天然气开采项目，不属于煤炭开采业，不涉及煤矸石等	符合

单元编码	单元名称	单元属性	单元特征	环境要素属性
ZH65232520016	大井露天矿区（东）	重点管控单元	露天矿区	大气环境高排放重点管控区
维度	管控要求		本项目	符合性
	2、新（改、扩）建项目应执行最严格的大气污染物排放标准。 3、煤矸石无害化处置率达到 100%。露天矿的剥离物集中排入排土场，处置率达 100%。煤矸石堆场的建设及运营应符合《一般工业固体废弃物贮存、处置场污染控制标准》（GB18599）的有关要求。煤矸石为Ⅱ类一般工业固废的，其堆场采取防渗技术措施。生活垃圾实现 100%无害化处置。 4、采矿产生的固体废物，应在专用场所堆放，并采取措施防止二次污染；禁止向河流、湖泊、水库等水体及行洪渠道排放固体废物。		污染物，符合本单元管控要求。	
环境风险防控	1、坚持分级负责、属地为主、部门协同的环境应急责任原则，健全防范化解突发生态环境事件风险和应急准备责任体系，严格落实企业主体责任。 2、对矿山开采区及周边区域，逐步开展地下水环境状况调查评估，加强风险管控。		本项目每座采气井场厂区配置 2 具 MF/ABC8 型磷酸铵盐干粉灭火器，定期进行应急演练工作。并将项目实施区域纳入《中国石油吐哈油田公司环境污染突发事件专项应急预案》	符合
资源利用效率	1、优化采煤、洗选技术和工艺，加强综合利用，减少煤矸石、煤泥等固体废弃物的排放。 2、加大对煤矸石、矿井水等开采废弃物的治理力度，推广应用矿井水净化处理和综合循环利用技术，逐步实现废弃物零排放、零污染 3、煤矿生产、生活用水应优先使用矿井水，条件具备的地区应主要采用矿井水作为第一水源。积极探索矿井水排放量较大的矿区矿井水产业化发展模式，推动矿井水产业化进程。 4、矿（坑）井涌水在矿区充分自用前提下，余水可作为生态等用水，其水质应达到相应标准要求。		本项目为石油天然气开采项目，且运营期仅消耗电能，资源消耗水平较低。	符合

图 3.9-1 生态保护红线图

图 3.9-2 环境管控单元图

图 3.9-3 本项目与昌吉回族自治州“三线一单”环境管控单元位置关系图

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

石钱区块位于昌吉州奇台县五马场哈萨克族乡，位于奇台县东北方，距离奇台县县城约 86km。奇台县临近吉木萨尔县，相距约 50km，西距离乌鲁木齐约 195km，距离鄯善火车站镇约 250km。距吉 28 块约 90km，距石树区 1 块约 40km。地理位置图见图 3.2-1。

4.1.2 地形、地貌

昌吉回族自治州位于亚欧大陆腹地，地处天山北麓，准噶尔盆地东南缘，全州地貌类型从南至北分别由山区、平原和沙漠组成，南部是富庶的天山山地，中部为广袤的冲积平原，北部为浩瀚的沙漠盆地，自然地势南高北低、东高西低，自南向北倾斜。南部山区地形复杂，构造活动强烈，岩性岩相变化大。此区域为横亘南部的天山的北坡，习惯称之为“天山北坡”，整个地势呈南高北低阶梯之势。

准东地区地处天山纬向构造体系凸弧形构造带的东翼，南部中低山区属天山地槽区北天山褶皱带，总地势南高北低。北有卡拉麦里山，南部靠近天山山脉，中部地势由东南向西北倾斜，东西高差较大。东部、西部和南部均为沙漠区。

项目区地处天山纬向构造体系凸弧形构造带的东翼，南部中低山区属天山地槽区北天山褶皱带，总地势南高北低。北有卡拉麦里山，南部靠近天山山脉，中部地势由东南向西北倾斜，东西高差较大。东部、西部和南部均为沙漠区。

规划区地貌上属卡拉麦里山南坡前山丘陵地冲洪积平原，主要为荒漠戈壁地貌类型。地势由东南向西北倾斜，地形平坦宽阔，地质构造条件较好，自然坡度约为 3—8‰。规划区域北部为卡拉麦里山低山丘陵区，东部、西部和南部均为沙漠区。

4.1.3 气象和气候

本项目所项目区属大陆干旱荒漠气候，具有冬季寒冷、夏季炎热、昼夜温差大的特点，南部山区气候特征明显，北部沙漠性气候特征显著。

所在地具体气象要素见表 4.1-1。

表 4.1-1 主要气象要素表

序号	项 目	统计结果	序号	项 目	统计结果
1	年平均气温	4.7℃	6	年最大冻土深度	141cm
2	年极端最高气温	43℃	7	年平均相对湿度	46%
3	年极端最低气温	-42.6℃	8	年平均大气压	903.95 hPa
4	年主导风向	SSE	9	多年平均风速	41m/s
5	年平均降水量	176mm			

4.1.4 水文概况

4.1.4.1地表水

奇台县县域内主要有大小河流 9 条，均发源于博格达山脉，以积雪融水、降水及沿程地下水补给为主。自东向西依次为开垦河、新户河、中葛根河、宽沟河、碧流河、吉布库河、达坂河、根葛尔河和白杨河。其中开垦河集水面积为 371km²，年径流量占全县年径流的 1/3，是全县最大的河，多年平均年径流量为 1.59 亿 m³。

4.1.4.2地下水

项目区属卡拉麦里平原区地下水子系统，该区上部为第四纪孔隙潜水，下部为第三系裂隙孔隙层间水，上部潜水的北部地下水由北向东西南流向，南部的地下水由东南向北西流向，总流向为北西向，以人工开采和蒸发的方式进行排泄。埋深在 200m 以内的局部地区有极稀少的浅层地下水分布，但其硫酸盐含量极高，不宜开发利用。埋深在 200m 以下的第三纪地层中局部地区有少量的裂隙承压水，其量小质差，不宜大量开采和直接利用。

4.1.5 地震

根据《中国地震烈度区划图》（50 年超越概率 10%），项目区的地震烈度为 VI 度。

4.1.6 环境敏感区基本情况

新疆卡拉麦里山有蹄类野生动物自然保护区位于项目区西北部 5km 处，新疆奇台硅化木-恐龙国家地质公园位于项目区北部，最近距离约 2km。

（1）新疆卡拉麦里山有蹄类野生动物自然保护区

新疆卡拉麦里山有蹄类野生动物自然保护区是 1982 年 4 月经新疆维吾尔自治区人民政府新政发〔1982〕93 号文《对自治区林业厅、昌吉自治州〈关于建立新疆卡拉麦里山有蹄类野生动物自然保护区的报告〉的批复》批准成立的新疆准噶尔盆地干旱荒漠区唯一的一个野生动物保护区，是自治区级别的保护区。

卡拉麦里山有蹄类野生动物自然保护区地处准噶尔盆地东北缘，乌伦古河凹地以南与东准噶尔褶皱带之交界地段，沙丘和沙垅较发育，地貌为广阔的戈壁及冲洪积平台。地势总体南高北低、东高西低，海拔 967m~1136m，地势平坦，地形简单。区域南部是由古生代泥盆系、石炭系变质岩、岩浆岩及火山碎屑沉积岩形成的低山，区内外无地表径流，只有高差很小的洪流冲沟。

保护区位于温带荒漠区-西部荒漠亚区-温带半灌木、矮乔木荒漠地带-准噶尔盆地梭梭、半灌木荒漠区-古尔班通古特沙漠白梭梭、梭梭、中亚蒿（苦艾蒿）荒漠小区。区域内植物多沙生、旱生类型，以白梭梭、梭梭、中亚蒿、地白蒿、多枝怪柳、白杆沙拐枣、羽状三芒草等为主，覆盖度在 15%~20%之间。怪柳、梭梭多分布于丘顶，形成密丛，起到很大的固沙作用；丘坡则为梭梭群落，其中羽状三芒草的茎叶细密成丛，细长的根茎深入沙层，是固沙的先锋植物；多种沙拐枣如准噶尔沙拐枣、泡果沙拐枣、透明沙拐枣等也是沙区常见的植物。

根据《新疆卡拉麦里山有蹄类自然保护区年综合考察报告》（新疆维吾尔自治区林业规划设计院，2013）野生动物调查资料，保护区内共有野生动物 277 种，其中哺乳动物 7 目 14 科 38 种；鸟类 17 目 46 科 224 种；爬行类 1 目 5 科 14 种；两栖类 1 目 1 科 1 种。其中国家一级重点保护野生动物 2 种（蒙古野驴和普氏野马），二级重点保护野生动物 1 种（鹅喉羚），自治区级保护动物 2 种（兽类赤狐和沙狐）；鸟类 6 目 14 科 40 种，其中国家一级重点保护鸟类 2 种，自治区级保护动物 1 种；爬行类 1 目 6 科 11 种，其中自治区级保护动物 2 种。

卡拉麦里山自然保护区共记录有鸟类 224 种，隶属于 17 目 46 科，以雀形目鸟类最多，占卡拉麦里山自然保护区鸟类种数的 50%以上。保护区记录的鸟类中，国家Ⅰ级保护鸟类 10 种，国家Ⅱ级保护鸟类 34 种；列入自治区重点保护野生动物名录Ⅰ级的有 6 种，Ⅱ级的有 5 种。

保护区共有爬行动物 14 种，列入自治区保护动物有 2 种。由于保护区地处准噶尔盆地荒漠区，两栖动物相对稀少，区系简单。在保护区只有 1 目 1 科 1 种，为无尾目、蟾蜍科的绿蟾蜍。

卡拉麦里山有蹄类野生动物自然保护区是以保护普氏野马、蒙古野驴、鹅喉羚等多种珍贵、濒危有蹄类野生动物及其栖息地为主的野生动物类型自然保护区。

为了协调自然保护区与资源开发的矛盾，以切实保证生态保护与经济建设之间协调，经过相关部门的论证分析后，新疆维吾尔自治区人民政府分别于 2005 年（新政办函〔2005〕167 号）、2007 年（新政函〔2007〕44 号）、2008 年（新政函〔2008〕49 号）、2009 年（新政函〔2009〕143 号）、2011 年（新政函〔2011〕21 号）和 2015 年批复，对卡拉麦里自然保护区面积予以调整。2015 年，新疆维吾尔自治区人民政府以新政函〔2015〕222 号文《撤销关于同意调整卡拉麦里山有蹄类野生动物自然保护区功能区面积批复的通知》，撤销第六次（2015 年调减）调整区域。至此，卡拉麦里山有蹄类野生动物自然保护区面积为 14856.48km²，其中核心区 5361.23km²，缓冲区 3716.96km²，实验区 5778.29km²。

（2）奇台硅化木-恐龙国家地质公园

新疆奇台硅化木-恐龙国家地质公园于 2004 年 1 月由国土资源部正式批准建立。该公园位于古丝绸之路新北道上的奇台县境内（东经 89°40′~90°37′，北纬 44°25′~44°58′），西南距乌鲁木齐市 350km，总面积 89.55km²（原面积 258km²，228 线以西 168.45km²划入卡山自然保护区），是以古生物化石类、地貌类地质遗迹为主的国家级地质公园。内含硅化木景区、恐龙沟景区、魔鬼城雅丹景区和石钱滩景区，是以典型、稀有、珍贵的硅化木群、恐龙化石为主体的国家地质公园。

保护区域内重要地质特征、地质遗迹，保护对象是硅化木、恐龙化石、雅丹地貌，保护主要古遗址、古地貌等人文景观，硅化木-恐龙国家地质公园景区

内还是极其重要的荒漠物种保存地和生态功能区，植被以白梭梭、沙拐枣、红柳等灌木以及猪毛菜、碱蓬等草本植物为主，野生动物以有蹄类最为重要。

4.2 生态环境现状调查与评价

4.2.1 土地利用现状调查

本次土地利用现状调查的主要技术方法采用遥感数据分析和解释，即以高分辨率遥感影像为基础，采用图形叠加法对评价范围内的生态环境现状进行分析，并参照《土地利用现状分类》（GB/T21010-2017），以确定评价范围内的土地利用类型，将成果绘制成土地利用现状图。同时选择有代表性的地物类型，建立遥感影像野外标志数据库，收集能反映区域土地利用特征的野外照片、录像资料，在实地踏勘和调查时进行野外核查。土地利用分布见图 4.2-1。

图 4.2-1 土地利用分布图

评价区土地利用类型主要为裸地。

4.2.2 植被环境现状调查及评价

(1) 区域自然植被区系类型

本区地处温带荒漠地带，受温带大陆性季风气候影响以及人为因素的影响，区域生态环境十分恶劣，气候干旱，风沙较大。评价区植被主要以荒漠植被为主，植物组成简单，类型单调，分布稀疏，这里的建群植物主要是超旱生、旱生的小半灌木以及旱生的一年生草本，多年生草本和中生短命植物的荒漠植物组成。评价区没有分布国家重点保护野生植物。评价区内主要植物种详见表 4.2-1。项目区及评价范围内植被盖度小于 5%的面积均较大，植被分布图见图 4.2-2。

图 4.2-2 植被类型分布图

表 4.2-1 评价区主要高等植物名录

序号	中文名	拉丁学名	频度
一	藜科	<i>Chenopodiaceae</i>	
1	盐节木	<i>Halocnerrumstrobilaceum</i>	+
2	野滨藜	<i>A.fera</i>	+
3	木地肤	<i>Kochiascoparia</i>	++
4	木碱蓬	<i>S.dendroides</i>	+
5	猪毛菜	<i>Salsoladschungarica</i>	+
6	长叶盐蓬	<i>H.longifolia</i>	+
7	粗糙叉毛蓬	<i>P.squarrosa</i>	+
8	角果藜	<i>Chenopodiaceae</i>	++
9	假木贼	<i>Anabasisbrevifolia</i>	++
10	梭梭	<i>Haloxylonammmodendron</i>	++
11	红柳	<i>TamarixramosissimaLcdcb</i>	++
二	十字花科	<i>Cruciferae</i>	
12	盐芥	<i>Thellungiellasalsuginea</i>	+
三	豆科	<i>Leguminosae</i>	
13	托克逊黄耆	<i>A.toksunensis</i>	+
14	骆驼刺	<i>Alhagipseudalhagi</i>	++
四	蒺藜科	<i>Zygophyllaceae</i>	
15	白刺	<i>N.tangutorum</i>	++
16	大叶驼蹄瓣	<i>Zygophyllummacropodum</i>	+
五	景天科	<i>Crassulaceae</i>	
17	瓦松	<i>Orostachysfimbriatus</i>	+
六	车前科	<i>Plantaginaceae</i>	
18	条叶车前	<i>P.LessingiiFisch.et</i>	++

九	菊科	<i>Compositae</i>	
19	蒙古鸭葱	<i>Scorzoneramongolica</i>	++
十	豆科	<i>Leguminosae</i>	
20	疏叶骆驼刺	<i>AlhagisparsifoliaShap</i>	+
十一	蒺藜科	<i>Zygophyllaceae</i>	+
21	小果白刺	<i>Nitrariasibirica</i>	+
备注：表中“+”表示偶见种；“++”表示常见种；“+++”表示优势种			

(2) 评价区植被类型

根据《新疆植被及其利用》、《新疆维吾尔自治区草地类型图》和《新疆维吾尔自治区草地利用现状图》等，结合现场实地调查，项目区范围及评价区植被类型均有两种类型，分别是梭梭、假木贼。

梭梭群落为亚洲荒漠区中分布最广泛的荒漠植被。在评价区沙丘和丘间沙地上与白梭梭混交组合成沙漠丛林，在极端干旱的砾石戈壁构成大面积较稀疏低矮而贫乏的戈壁荒漠植物群落。由于受人为活动的影响，评价区场前区域植被覆盖度较低，一般不足 10%。梭梭株高一般 1~2.5m，为灌木林或灌木疏林。建群种为梭梭，伴生植物主要有琵琶柴、猪毛菜、沙蒿、地白蒿、叉毛蓬、角果藜等。梭梭株高一般 1~2.5m，覆盖度 10~20%，为灌木林或灌木疏林。本区分布最广泛的梭梭沙漠和梭梭砾漠两种类型，覆盖度 10%以下，高度 0.6~1.5m，群落结构十分简单，植物种类仅 3-5 种，材重 0.5~1t/hm²。

4.2.3 野生动物现状调查

本评价区动物在区系地理上属于古北界—中亚亚界—蒙新区—西部荒漠亚区—准噶尔盆地小区。

表 4.2-2 动物地理区划

区系划分 项目区	古北界			
	华北区	蒙新区		
	黄土高原亚区	准噶尔亚区	西部半荒漠、荒漠亚区	
	阴山南麓高平原省	准噶尔盆地省	西部鄂尔多斯荒漠草原省	阿拉善荒漠省
奇台县		●		

此区域受长期采煤活动的影响，加之天然植被稀疏，种类单一，高度低，盖度小，野生动物缺乏赖以生存的隐蔽环境及充足的食源，因而野生动物的种类单一，数量少，区内没有大型野生动物，仅有耐旱荒漠种的小型动物，充分

体现了本区动物区系的特征是以中亚型荒漠成分为主。详见表 4.2-3。

表 4.2-3 评价区主要野生动物名录

序号	中文名	拉丁名	纲	科	属
1	快步沙蜥	Eremiasvelox	爬行纲	鬣蜥科	沙蜥属
2	奇台沙蜥	Phrynocephalusgrumgrizimailoi	爬行纲	鬣蜥科	沙蜥属
3	二斑百灵	Melanocoryphabimaculata	鸟纲	百灵科	百灵属
4	小沙百灵	Calandrellarufescens	鸟纲	百灵科	百灵属
5	子午沙鼠	Merionesmeridianus	哺乳纲	沙鼠科	沙鼠属
6	五趾跳鼠	Allactagasibirica	哺乳纲	跳鼠科	跳鼠属
7	褐家鼠	Norvegicus	哺乳纲	鼠科	家鼠属

本次评价野生动物采用实地调查为主资料检索为辅的调查方式，调查内容包括动物的种类和分布特点，国家级和省级重点保护野生动物、以及特有或主要分布于项目区周边的野生动物种类、数量、分布和生境特点。

实地调查采用样线法，设置野生动物调查样线 3 条，长度为 3 千米。调查时记录路线两侧 50 米内所见到的兽类个体和数量，对兽类活动的痕迹如粪便、足迹、卧迹、食迹、咬痕等进行观测记录，为弥补有的兽类夜间活动不便观测的不足，主要采取文献检索和走访调查的方式收集资料；鸟类主要采用样线统计法进行调查。

本次评价野生动物采用实地调查为主资料检索为辅的调查方式，调查内容包括动物的种类和分布特点，国家级和省级重点保护野生动物、以及特有或主要分布于项目区周边的野生动物种类、数量、分布和生境特点。

野外调查发现某种野生动物实体或活动痕迹的，认为该物种在调查样区内有分布。样线上进行的速度根据调查工具确定，步行速度为每小时 1-2 千米。发现动物实体或其痕迹时，记录动物名称、数量、痕迹种类、痕迹数量等。

动物样线调查结果详见表 4.2-4。

表 4.2-4 野生动物调查样线一览表

编号	位置	生境类型	调查结果
①	石钱 201	戈壁荒漠	子午沙鼠（实物）、快步沙蜥（实物）
②	石钱 5	戈壁荒漠	五趾跳鼠（实物）、奇台沙蜥（实物）
③	石钱 303	戈壁荒漠	子午沙鼠（实物）、快步沙蜥（实物）

总之，评价区生物种类单一，数量也不多，无国家及自治区保护物种分布。虽然本区内的野生动物种类数量不多，但也是本区生态系统重要的组成，对维护本区内的生态平衡起着重要的作用。

区内由于降雨稀少，植被覆盖度极低，自然环境比较恶劣，食源较差，隐

蔽性也较差，野生动物的种类稀少，其优势种类主要为爬行类，还有少量哺乳类和鸟类分布。矿区评价范围内没有自然保护区，也没有需要特殊保护的野生动物分布区。

根据卡拉麦里山保护区管理站工作人员多年的考察资料和高行宜等专家对卡山保护区内分布的有蹄类野生动物的研究课题为参考资料，依据现场调查和收集的文献资料，保护区的动物资源主要为兽类、鸟类，属典型的荒漠动物类型，共有 4 纲 24 目 58 科 288 种，其中哺乳纲 7 目 15 科 220 种、两栖纲 1 目 1 科 3 种、爬行纲 1 目 4 科 12 种。保护区内还分布着几十种我国乃至世界范围内珍惜濒危的五种；其中被列入《国际贸易公约的濒危野生动物名录》CTTES 中，附录 I 7 种、附录 II 29 种、附录 III 4 种；被列入国家重点保护野生动物名录中，I 级 12 种，II 36 种。国家一、二级保护动物野驴、普氏野马、盘羊、鹅喉羚（俗称黄羊）等有蹄类动物。

4.2.4 土壤侵蚀现状

评价区位于卡拉麦里山南麓残丘剥蚀平原，区内地表土壤质地颗粒粗，土层植被盖度极低，加上气候干旱，常年多风，发生水土流失的类型主要以风蚀为主。根据实地调查、遥感影像的解译分析以及《土壤侵蚀分类分级标准》（SL190-2007）中的土壤侵蚀强度分级，具体标准见表 4.2-5。

表 4.2-5 风力侵蚀的强度分级

级别	床面形态（地表形态）	植被覆盖度（%） （非流沙面积）	风蚀厚度 （mm/a）	侵蚀模数 [t/（km ² ·a）]
微度	固定沙丘，沙地和滩地	>70	<2	<200
轻度	固定沙丘，半固定沙丘，沙地	70-50	2-10	200-2500
中度	半固定沙丘，沙地	50-30	10-25	2500-5000
强烈	半固定沙丘，流动沙丘，沙地	30-10	25-50	5000-8000
极强烈	流动沙丘，沙地	<10	20-100	8000-15000
剧烈	大片流动沙丘	<10	>100	>15000

4.2.6 生态功能区划调查

本项目位于昌吉州奇台县，根据现场调查和资料搜集，项目所在区域不涉及法定生态保护区、重要生境以及其他具有重要生态功能、对保护生物多样性

性具有重要意义的区域等生态敏感区。

根据《新疆生态功能区划》，本项目主要生态服务功能、生态敏感因子、主要生态问题和主要保护目标见表 4.2-6 和图 4.2-3。

表 4.2-6 项目区生态功能区划表

生态功能分区单元	生态区	准格尔盆地温性荒漠与绿洲农业生态区（Ⅱ）
	生态亚区	准噶尔盆地东部灌木荒漠野生动物保护生态亚区（Ⅱ4）
	生态功能区	将军戈壁硅化木及卡拉麦里有蹄类动物保护生态功能区（24）
主要生态服务功能	生物多样性和景观多样性维护、煤炭资源	
主要生态环境问题	硅化木风化与偷盗破坏、野生动物生境破碎化、风蚀危害、煤炭自燃及开发造成生态破坏与环境污染	
生态敏感因子敏感程度	生物多样性及其生境高度敏感，土壤侵蚀极度敏感，土地沙漠化、土壤盐渍化高度敏感	
主要保护目标	保护硅化木林、保护野生动物、保护魔鬼城自然景观、保护煤炭资源、保护砾幕	
主要保护措施	减少人类干扰、加强保护区管理、煤炭灭火、规范开采	
适宜发展方向	加强保护区管理，促进自然遗产与生物多样性的保护	

由表可知，项目所在区域属于准格尔盆地温性荒漠与绿洲农业生态区、准噶尔盆地东部灌木荒漠野生动物保护生态亚区，将军戈壁硅化木及卡拉麦里有蹄类动物保护生态功能区。主要生态服务功能分别为“生物多样性和景观多样性维护、煤炭资源”。本项目管线占地均为临时占地，施工具有临时性、短暂性特点，周围无水源补给区，通过控制占地范围和严格施工期环境管理、做好生态保护工作，在项目建设的过程中大力保护地表植被，减少水土流失，工程结束后及时对占地进行恢复，不会对占地区域土壤、动植物产生明显影响，符合区域生态服务功能定位。

4.2.7 生态系统调查与评价

评价范围属于自然生态系统（荒漠生态系统）类型，其结构简单。

4.2.7.1 自然生态系统（荒漠生态系统）

荒漠生态系统是新疆面积最大的生态系统类型，分布非常广泛。

评价区域属于新疆北部地区准格尔盆地荒漠生态系统。系统由乔木、灌木、半灌木、小半灌木多枝木本盐柴类植物、杜加依灌丛、禾草及杂类草盐生草甸构成初级生产力，分布 3 个天然植被类型，16 个植物群系，45 种以上天然植物。土壤主要为典型盐土和盐化草甸土，属于典型的盐生荒漠。

区域内荒漠土地面积广阔，野生动物栖息地生境单一，以荒漠野生动物类群构成系统的次级和顶级生物主体。野生动物种类的组成特点是，主要分布耐旱和适应缺水环境的爬行类、啮齿类和鸟类，大型哺乳类的种类和数量较少。

4.2.8 区域环境敏感目标调查及评价

环境敏感区包括需要特殊保护地区、生态敏感与脆弱区和社会关注区。根据调研，本项目周边无环境敏感目标。

4.2.9 主要生态问题调查

根据《全国生态状况调查评估技术规范-生态问题评估》（HJ1174-2021）导则，生态问题评估内容包括：水土流失、土地沙化、石漠化、草地退化和湿地退化六个方面，本次评价根据现场调查和评估，主要涉及的生态问题为草地退化、水土流失等方面。

具体评价项目区生态系统变化可采用景观生态的评价方法：

①模地未发生变化

模地是景观的背景地域，是重要的景观元素类型，在很大程度上决定着景观的性质，对景观的动态起着主导作用。而模地是否是对生态环境质量有较强的调控能力的地物类型构成，是判断一个区域的景观质量好坏的关键因素。对模地质量的判定有三个标准，即相对面积要大，连通度要高，具有动态控制功能。

本项目所在区域的模地依旧是荒漠景观，荒漠景观主要包括吐加依林、荒漠草地和荒漠灌丛。根据项目实施后土地利用变化分析，项目区工业用地有所增加，但依旧以荒漠景观为主。

②人类干扰加强

景观本身是生物多样性的的重要组成部分，也是生物多样性得以存在的场所，

适度增加景观的多样性是维持较高生物多样和保持生态系统稳定性的重要途径。

本项目运营后工矿用地面积增加，但不会对项目区生物多样性产生影响，总体来说，区块的模地依旧是荒漠景观，本项目所在区域基本保持原有的荒漠生态系统，部分地区受人类活动的影响。

4.2.10 小结

本项目位于项目所在区域属于准格尔盆地温性荒漠与绿洲农业生态区、准噶尔盆地东部灌木荒漠野生动物保护生态亚区，将军戈壁硅化木及卡拉麦里有蹄类动物保护生态功能区。评价区域内不涉及国家公园、自然保护区、自然公园等自然保护地、世界自然遗产、生态保护红线等法定生态保护区域，也没有重要物种的天然集中分布区、栖息地等重要生境以及其他具有重要生态功能、对保护生物多样性具有重要意义的区域。评价区域中部以自然状态为主，土地利用类型主要为裸土地。自然植被区系类型属暖温带灌木、半灌木荒漠地带，植被类型主要为假木贼、梭梭。评价范围属于自然生态系统（荒漠生态系统），其结构简单，项目区生态系统稳定性维持在一定水平，生态系统具有一定的稳定性。

4.3 环境空气质量现状调查与评价

4.3.1 基本污染物环境质量现状数据

本项目地处昌吉回族自治州奇台县，根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）对环境质量现状数据的要求，本次评价引用生态环境部环境工程评估中心公布的全国环境空气质量达标区判定。空气质量达标区判定结果见表 4.3-1。

表 4.3-1 2022 年昌吉州环境空气质量达标判定结果

污染物	年评价指标	二级标准 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	现状浓度 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	二类区达标 情况
PM ₁₀	年平均质量浓度	70	94	超标
PM _{2.5}	年平均质量浓度	35	41	超标
SO ₂	年平均质量浓度	60	6	达标
NO ₂	年平均质量浓度	40	24	达标
CO	日均值第 95 百分位浓度	4000	2000	达标
O ₃	日最大 8 小时滑动平均第 90 百分位浓度	160	133	达标

项目所在区域 SO₂、NO₂ 及 CO、O₃ 日平均浓度均满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）的二级标准要求；PM₁₀ 年平均浓度、PM_{2.5} 年平均浓度超过《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中二级标准限值要求，超标主要是由于当地气候条件干燥、自然扬尘较多。故昌吉州为环境空气质量不达标区。

4.3.2 其他污染物环境质量现状数据

（1）监测点基本信息

按照《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018），结合项目所在区域地形特点以及当地气象特征，本次评价在项目区中部布置 2 个监测点位对区域环境空气质量现状进行补充监测，监测因子为非甲烷总烃、硫化氢。监测点位基本信息见表 4.3-2，具体监测点位置见图 4.3-1。

表 4.3-2 监测点位基本信息一览表

监测点名称	地理坐标	监测因子	监测时段
石钱 201H 井附近		NMHC、H ₂ S	2024 年 12 月 14 日～ 12 月 20 日
石钱 302H 井附近		NMHC、H ₂ S	2023 年 12 月 14 日～ 12 月 20 日

(2) 监测时间及频率

实测时间为 2024 年 12 月 14 日~12 月 20 日,监测 7 天;监测 7 天;NMHC、H₂S 的 1 小时平均浓度,每天检测 4 次,具体时间: 4:00、10:00、16:00、22:00。

(3) 评价标准

非甲烷总烃参考《大气污染物综合排放标准详解》中浓度限值 2.0mg/m³, H₂S 参照《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018)附录 D 中的 1h 平均浓度限值 10μg/m³。

(4) 评价方法

采用质量浓度占标率法, 计算公式为:

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

式中: P_i——第 i 个污染物的最大占标百分比, %;

C_i——第 i 个污染物监测浓度, μg/m³;

C_{oi}——第 i 个污染物的环境空气质量浓度标准, μg/m³。

(5) 监测结果统计

非甲烷总烃监测结果见表 4.3-3。

表 4.3-3 H₂S、NMHC 监测评价结果监测结果表

监测点位	污染物	平均时间	评价标准 (μg/m ³)	浓度范围 (μg/m ³)	最大浓度占标率 (%)	超标率 (%)	达标情况
石钱 201H 井附近	NMHC	1h 平均	2000	330-560	28.00%	0%	达标
	H ₂ S	1h 平均	10	<5	<50%	0%	达标
石钱 302H 井附近	NMHC	1h 平均	2000	350~550	27.5%	0%	达标
	H ₂ S	1h 平均	10	<5	<50%	0%	达标

从表 4.3-3 可以看出, 项目所在区域 NMHC 满足《大气污染物综合排放标准详解》中浓度限值 (2.0mg/m³) 要求; H₂S 满足《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018)附录 D 中的 1h 平均浓度限值 (10μg/m³) 要求。项目区大气环境现状质量较好。

图 4.3-1 大气监测点

图 4.3-2 土壤环境监测点

图 4.3-3 噪声监测点

4.4 声环境现状

声环境现状委托新疆齐新环境服务有限公司进行现场监测。

(1) 监测点位

在石钱 201H 井、石钱 302H 井四周各设 1 个监测点。

(2) 监测项目：连续等效 A 声级 Leq〔dB（A）〕。

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

(4) 监测时间：本次现状监测时间为 2024.01.25-01.26。

(5) 评价标准

项目区域执行《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类区标准〔昼间 60 dB（A）、夜间 50 dB（A）〕。

(6) 评价方法

采用对标法对声环境质量现状进行评价，即用现状监测结果与标准值进行对比。

(7) 监测及评价结果

声环境现状监测及评价结果见表 4.4-1。

表 4.4-1 声环境现状监测及评价结果表

监测点位		等 效 声 级 dB（A）		达标情况
		昼间	夜间	
石钱 201H 东厂界	N:44°45'26.08" E:89°59'34.61"	55	47	达标
石钱 201H 南厂界	N:44°45'24.54" E:89°59'31.90"	56	46	达标
石钱 201H 西厂界	N:44°45'26.86" E:89°59'30.37"	55	47	达标
石钱 201H 北厂界	N:44°45'28.37" E:89°59'33.48"	55	46	达标
石钱 302H 东厂界	N:44°47'14.51" E:90°06'09.63"	56	46	达标
石钱 302H 南厂界	N:44°47'12.33" E:90°06'07.50"	55	45	达标
石钱 302H 西厂界	N:44°47'14.53" E:90°06'04.89"	54	45	达标
石钱 302H 北厂界	N:44°47'15.96" E:90°06'07.45"	55	46	达标

从上表可以看出，昼间噪声值在 54-56dB（A）之间，夜间噪声值在 45-47dB（A）之间，满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类标准要求。项目区声环境质量现状较好。

4.5 水环境现状调查与评价

4.5.1 地表水环境现状调查

本项目周边无地表水，因此不对地表水现状开展评价。

4.5.2 地下水环境现状调查

4.5.2.1 调查方法

本次地下水环境质量现状调查采用现场实测法。

4.5.2.2 监测点位布设

本次评价引用《新疆准东西黑山矿区中联润世露天煤矿 1200 万 t/a 改扩建项目环境影响报告书》中的地下水数据，取样时间为 2022 年 12 月 27 日。

地下水监测点情况表 4.5-1，监测点位置见图 4.3-1。

表 4.5-1 引用地下水监测点情况统计表

序号	点位	状态	区域位置关系
1	钻孔 1 号水井	无色、无味、不 浑浊、无沉淀物	项目区南侧35公里
2	钻孔 2 号水井		项目区南侧36公里

4.5.2.3 监测频率

监测 1 天，每个点位采样 1 次。

4.5.2.4 监测项目及分析方法

（1）监测项目

监测项目为八大离子 K^+ 、 Na^+ 、 Ca^{2+} 、 Mg^{2+} 、 CO_3^{2-} 、 HCO_3^- 、 Cl^- 、 SO_4^{2-} ，pH、氨氮、硝酸盐、亚硝酸盐、挥发性酚类、氰化物、硫化物、砷、汞、铬（六价）、总硬度、铅、氟化物、镉、铁、锰、铜、锌、溶解性总固体、耗氧量（CODMn 法）、总大肠菌群、菌落总数等。

（2）分析方法

采样按照《环境影响评价技术导则·地下水环境》（HJ610-2016）执行，监测分

析方法按照《地下水环境监测技术规范》（HJ/T164-2020）、《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）有关标准和规范执行。

分析方法、各因子检出限等详细情况见表 4.5-2。

表 4.5-2 地下水环境监测因子和检测因子分析方法一览表

序号	检测项目	检测方法	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）	——
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）	1.0 mg/L
3	溶解性 总固体		——
4	挥发酚	《水质 挥发酚的测定 4-氨基安替比林分光光度法》 （HJ 503-2009）	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）	0.05 mg/L
6	氨氮	《水质 氨氮的测定 纳氏试剂分光光度法》（HJ 535-2009）	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	——
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 平均计数法	——
9	亚硝酸盐（氮）	《水质 亚硝酸盐氮的测定 分光光度法》（GB 7493-87）	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）	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-吡啶啉酮分光光度法	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）	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）	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	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）	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	2.5×10 ⁻³ mg/L

序号	检测项目	检测方法	检出限/ 最低检出浓度
18	钡	《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) 19.1 无火焰原子吸收分光光度法	1.0×10^{-2} mg/L
19	硫酸根 (硫酸盐)	《水质 无机阴离子(F ⁻ 、Cl ⁻ 、NO ₂ ⁻ 、Br ⁻ 、NO ₃ ⁻ 、PO ₄ ³⁻ 、SO ₃ ²⁻ 、SO ₄ ²⁻)的测定 离子色谱法》(HJ 84-2016)	0.018 mg/L
20	氯离子 (氯化物)		0.007 mg/L
21	钾离子		0.02 mg/L
22	钠离子		0.02 mg/L
23	钙离子	《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)	0.03 mg/L
24	镁离子		0.02 mg/L
25	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)	1 mg/L
26	碳酸氢根		
27	铁	《水质 铁、锰的测定 火焰原子吸收分光光度法》 (GB 11911-89)	0.03 mg/L
28	锰		0.01 mg/L

4.5.3 地下水环境质量现状评价

4.5.3.1 评价标准与评价方法

(1) 评价标准

地下水评价标准执行《地下水质量标准》(GB/T14848-2017) III类标准。

(2) 评价方法

①对于评价标准为定值的水质因子，其标准指数计算公式：

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

式中： P_i ——第*i*个水质因子的标准指数，无量纲；

C_i ——第*i*个水质因子的监测浓度，mg/L；

C_{si} ——第*i*个水质因子的标准浓度，mg/L。

②对于评价标准为区间值的水质因子（如pH值），其标准指数计算公式：

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

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

式中： P_{pH} —pH的标准指数，无量纲；

pH—pH监测值；

pH_{sd} —标准中 pH 的下限值；

pH_{su} —标准中 pH 的上限值。

4.5.3.2 监测及评价结果

本次环评地下水监测及结果见表 4.5-3、4.5-4

由表 4.5-3 分析可知，2 个钻孔所有监测项目中除溶解性总固体、总硬度、硫酸盐、氯化物有不同程度的超标外，其余各项指标均符合《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中的Ⅲ类标准要求。超标原因主要是地下水补给、径流与排泄条件不利于地下水富集且浅部蒸发作用强烈，在地层岩性及水文地质条件综合作用下，导致局部区域地下水环境本底值较高。

表 4.5-3 地下水监测与评价结果一览表

序号	检测项目	单位	标准限值（Ⅲ类）	钻孔 1 号水井		钻孔 2 号水井	
				监测值	P_i	监测值	P_i
1	pH 值	无量纲	6.5~8.5	7.1	0.07	7.2	0.13
2	氨氮	mg/L	0.5	0.086	0.172	0.100	0.2
3	亚硝酸盐氮	mg/L	1	0.023	0.023	0.023	0.023
4	硝酸盐氮	mg/L	20	0.07	0.0035	0.07	0.0035
5	氰化物	mg/L	0.05	0.005	0.1	0.004	0.08
6	挥发酚	mg/L	0.002	<0.0003	/	<0.0003	/
7	汞	mg/L	0.001	<0.00004	/	<0.00004	/
8	砷	mg/L	0.01	<0.0006	/	<0.0006	/
9	铬（六价）	mg/L	0.05	<0.04	/	<0.04	/
10	总硬度	mg/L	450	494	1.09	477	1.06
11	铅	mg/L	0.01	<0.0025	/	<0.0025	/
12	氟化物	mg/L	1	0.72	0.72	0.67	0.67
13	镉	mg/L	0.005	<0.00025	/	<0.00025	/
14	铁	mg/L	0.3	<0.03	/	<0.03	/
15	锰	mg/L	0.1	<0.01	/	<0.01	/
16	溶解性总固体	mg/L	1000	2479	2.479	2247	2.247
17	耗氧量	mg/L	3	3.4	1.13	3.3	1.1
18	硫酸根（硫酸盐）	mg/L	250	301	1.2	287	1.148

19	氯离子 (氯化物)	mg/L	250	285	1.14	270	1.08
20	总大肠菌群	CFU/100mL	3	<2	/	<2	/
21	细菌总数	CFU/mL	100	22	0.22	39	0.39
22	硫化物	mg/L	0.2	<0.003	/	<0.003	/
23	钾离子	mg/L	/	1.78	/	2.00	/
24	钠离子 (钠)	mg/L	200	280	1.4	281	1.4
25	钙离子	mg/L	/	276	/	222	/
26	镁离子	mg/L	/	97	/	98.8	/
27	碳酸根	mg/L	/	39.9	/	32.8	/
28	碳酸氢根	mg/L	/	260	/	298	/

表 5.3-5

八大离子分析结果表

单位: mg/L

样品编号	阳离子 (mg/L)				阳离子电荷 总数 mmol/L	阴离子 (mg/L)				阴离子电荷 总数 mmol/L
	K ⁺	Na ⁺	Ca ²⁺	Mg ²⁺		SO ₄ ²⁻	Cl ⁻	HCO ₃ ³⁻	CO ₃ ²⁻	
钻孔 1 号水井	1.8	280	276.0	97.0	33.97	301	285	260	39.9	19.90
钻孔 2 号水井	2.0	281	222.0	98.8	31.47	287	270	298	32.8	19.57

4.6 土壤环境现状调查与评价

4.6.1 土壤类型及分布调查

根据遥感影像图、土壤类型图、《新疆土壤》及现场踏勘结果，本项目区内土壤类型为盐土、草甸土、潮土、风沙土、林灌草甸土、龟裂土。土壤类型图见图 4.6-1。

4.6.2 土壤理化性质调查

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

表 4.6-1 土壤理化特性调查表

采样点位		石钱 201H 井 场内	石钱 302H 井 场内	石钱 5 井场内	石钱 201H 井 场南侧	石钱 302H 井 场南侧	石钱 5 至石钱 302H 管 线南侧	石钱 302H 至 石钱 3 管线北 侧
坐标								
采样深度/层次		0-0.2m	0-0.2m	0-0.2m	0-0.2m	0-0.2m	0-0.2m	0-0.2m
现场 记录	颜色	深棕	深棕	棕	红棕	深棕	红棕	深棕
	土壤结构	碎屑	碎屑	碎屑	碎屑	碎屑	碎屑	碎屑
	土壤质地	砂土	砂土	砂土	砂土	砂土	砂土	砂土
	砂砾含量	10%	10%	10%	15%	10%	10%	15%
	其他异物	无	无	无	无	无	无	无
实验 室测 定	pH 值（无量纲）	7.69	8.13	7.80	7.56	7.34	7.49	7.62
	阳离子交换量 cmol ⁺ /kg	2.0	1.7	2.1	1.6	1.8	2.0	1.9
	氧化还原电位（MV）	323	305	309	317	311	302	315
	渗滤率 K ₁₀ （mm/min）	0.714	0.702	0.706	0.722	0.706	0.719	0.714
	土壤容重 g/cm ³	1.39	1.40	1.40	1.40	1.40	1.40	1.41
	孔隙度%	43.5	43.9	40.0	43.8	42.7	40.1	43.9

4.6.3 土壤环境质量现状调查及评价

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018），本项目土壤评价工作等级划为生态影响型二级，污染影响型三级。结合工程所在区域土壤类型的特点，以及土地利用方式，分为占地范围内和占地范围外进行评价。

（1）监测布点

①占地范围内

布设 3 个表层样，具体点位为石钱 201H 井场内、石钱 302H 井场内、石钱 5 井场内。

②占地范围外

布设表层样 4 个，具体点位分别为：

石钱 201H 井场南侧、石钱 302H 井场南侧、石钱 5 至石钱 302H 管线南侧、石钱 302H 至石钱 3 管线北侧。

（2）监测项目

①占地范围内

石钱 201H 井场内监测点测砷、镉、铬（六价）、铜、铅、汞、镍、四氯化碳、氯仿、氯甲烷、1,1-二氯乙烷，1,2-二氯乙烷，1,1-二氯乙烯，顺-1,2-二氯乙烯，反-1,2-二氯乙烯，二氯甲烷，1,2-二氯丙烷，1,1,1,2-四氯乙烷，1,1,2,2-四氯乙烷，四氯乙烯，1,1,1-三氯乙烷，1,1,2-三氯乙烷，三氯乙烯，1,2,3-三氯丙烷，氯乙烯，苯，氯苯，1,2-二氯苯，1,4-二氯苯，乙苯，苯乙烯，甲苯，间二甲苯+对二甲苯，邻二甲苯，硝基苯，苯胺，2-氯酚，苯并（a）蒽，苯并（a）芘，苯并（b）荧蒽，苯并（k）荧蒽，蒽，二苯并（a,h）蒽，茚并（1,2,3-cd）芘、萘、石油烃、全盐量等共计 46 项因子；

其他监测点测 pH、GB36600-2018 中砷、镉、铬（六价）、铜、铅、汞、镍、石油烃（C10-C40）、全盐量。

②占地范围外

监测项目：pH、GB36600-2018 中砷、镉、铬（六价）、铜、铅、汞、镍、石油烃（C10-C40）、全盐量。

（3）监测单位

本次评价土壤检测委托新疆齐新环境服务有限公司对土壤环境质量现状进行了监测，监测时间为 2024 年 12 月。

（4）评价标准

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

（5）评价方法

对污染物的评价，采用标准指数法。

（6）监测及评价结果

具体监测及评价结果见表4.6-2~4.6-3。

表 4.6-2 占地范围内土壤表层样 46 项监测结果

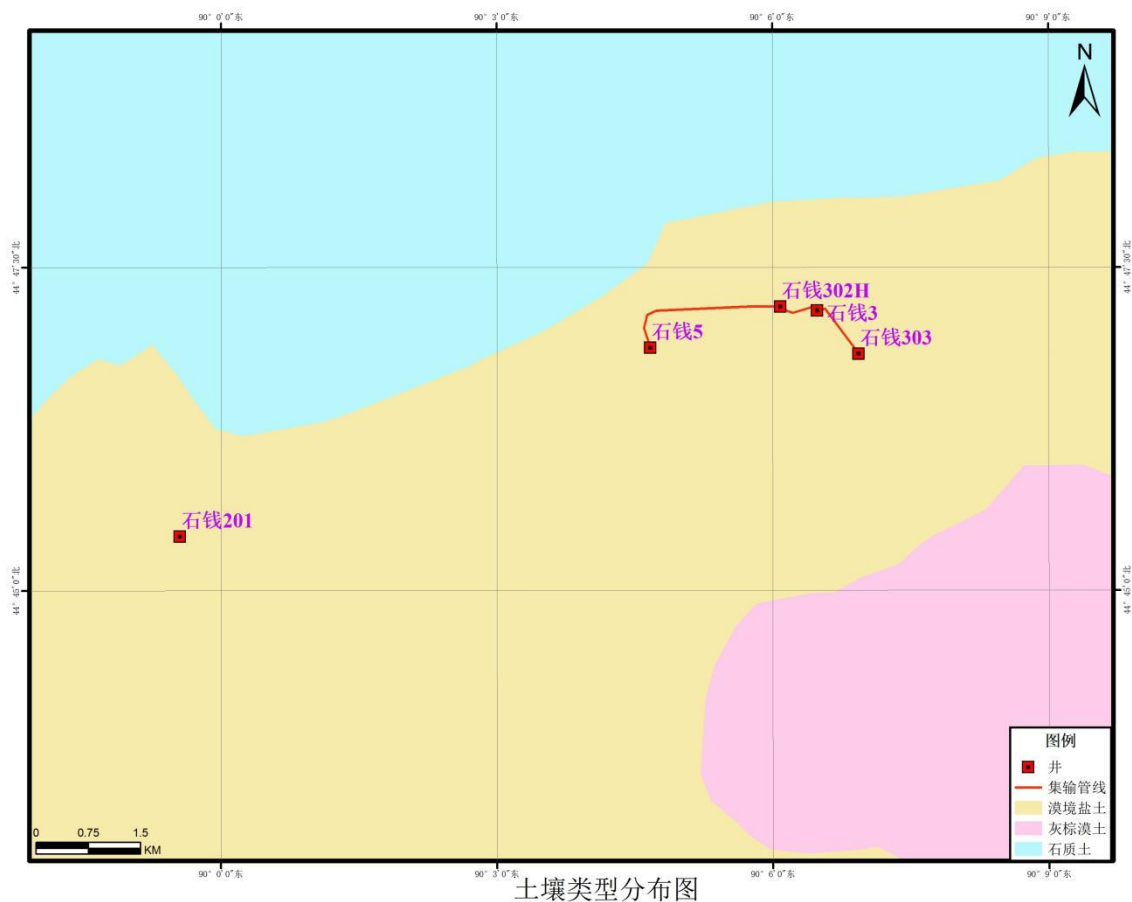
监测点位				石钱 201H 井场内	
采样深度				0-20cm	
序号	检测项目	单位	标准	监测数据	Pi
1	总砷	mg/kg	60	6.96	0.116
2	镉	mg/kg	65	0.14	0.002
3	六价铬	mg/kg	5.7	<0.5	/
4	铜	mg/kg	18000	12	0.0006
5	铅	mg/kg	800	5.4	0.0067
6	总汞	mg/kg	38	0.094	0.0024
7	镍	mg/kg	900	12	0.013
8	四氯化碳	mg/kg	2.8	<2.1	/
9	氯仿	mg/kg	0.9	<1.5	/
10	氯甲烷	mg/kg	37	<3	/
11	氯乙烯	mg/kg	0.43	<1.5	/
12	1, 1-二氯乙烯	mg/kg	66	<0.8	/
13	二氯甲烷	mg/kg	616	<2.6	/
14	反-1,2-二氯乙烯	mg/kg	54	<0.9	/
15	1,1-二氯乙烷	mg/kg	9	<1.6	/
16	顺-1,2-二氯乙烯	mg/kg	596	<0.9	/
17	1,1,1-三氯乙烷	mg/kg	840	<1.1	/
18	苯	mg/kg	4	<1.6	/
19	1,2-二氯乙烷	mg/kg	5	<1.3	/
20	三氯乙烯	mg/kg	2.8	<0.9	/
21	甲苯	mg/kg	1200	<2.0	/
22	1,2-二氯丙烷	mg/kg	5	<1.9	/
23	四氯乙烯	mg/kg	53	<0.8	/

24	1,1,2-三氯乙烷	mg/kg	2.8	<1.4	/
25	氯苯	mg/kg	270	<1.1	/
26	1,1,1,2-四氯乙烷	mg/kg	10	<1.0	/
27	乙苯	mg/kg	28	<1.2	/
28	间, 对二甲苯	mg/kg	570	<3.6	/
29	邻二甲苯	mg/kg	640	<1.3	/
30	苯乙烯	mg/kg	11290	<1.6	/
31	1,1,2,2-四氯乙烷	mg/kg	6.8	<1.0	/
32	1,2,3-三氯丙烷	mg/kg	0.5	<1.0	/
33	1,4-二氯苯	mg/kg	20	<1.2	/
34	1,2-二氯苯	mg/kg	560	<1.0	/
35	苯胺	mg/kg	260	<0.08	/
36	2-氯酚	mg/kg	2256	<0.06	/
37	硝基苯	mg/kg	76	<0.09	/
38	萘	mg/kg	70	<0.09	/
39	苯并[a]蒽	mg/kg	15	<0.1	/
40	蒎	mg/kg	1293	<0.1	/
41	苯并[b]荧蒽	mg/kg	15	<0.2	/
42	苯并[k]荧蒽	mg/kg	151	<0.1	/
43	苯并[a]芘	mg/kg	1.5	<0.1	/
44	茚并[1、2、3-cd]芘	mg/kg	15	<0.1	/
45	二苯并[a, h]蒽	mg/kg	1.5	<0.1	/
46	石油烃	mg/kg	4500	36	0.008
47	全盐量	g/kg	-	8.1	-
48	pH	无量纲		7.69	/

表 4.6-4 土壤环境质量评价结果

监测点位				石钱 302H 井场内		石钱 5 井场内		石钱 201H 井场南侧		石钱 302H 井场南侧		石钱 5 至石钱 302H 管线南侧		石钱 302H 至石钱 3 管线北侧	
				占地范围内				占地范围外							
采样深度				0-20cm		0-20cm		0-20cm		0-20cm		0-20cm		0-20cm	
序号	项目	单位	筛选值	监测数据	<i>P_i</i>	监测数据	<i>P_i</i>	监测数据	<i>P_i</i>	监测数据	<i>P_i</i>	监测数据	<i>P_i</i>	监测数据	<i>P_i</i>
1	pH	无量纲		8.13	-	7.80	-	7.56	-	7.34	-	7.49	-	7.62	-
2	石油烃	mg/kg	4500	29	0.0064	19	0.0042	25	0.0055	31	0.0068	26	0.0057	21	0.0046
3	全盐量	mg/kg	/	6.6	-	5.6	-	7.3	-	5.1	-	4.1	-	5.5	-
4	镉	mg/kg	65	0.12	0.0018	0.13	0.002	0.10	0.0015	0.10	0.0015	0.11	0.0016	0.12	0.0018
5	汞	mg/kg	38	0.069	0.0018	0.102	0.00268	0.095	0.0025	0.176	0.0046	0.090	0.0023	0.164	0.0043
6	砷	mg/kg	60	9.51	0.158	9.36	0.156	7.94	0.132	8.44	0.141	8.53	0.142	8.20	0.136
7	铅	mg/kg	800	7.8	0.00975	10.4	0.013	12.4	0.0156	11.0	0.137	9.1	0.011	8.7	0.011
8	六价铬	mg/kg	5.7	<0.5	/	<0.5	-	<0.5	-	<0.5	-	<0.5	-	<0.5	-
9	铜	mg/kg	18000	20	0.001	21	0.0011	18	0.001	18	0.001	21	0.0011	20	0.001
10	镍	mg/kg	900	26	0.028	36	0.04	28	0.031	23	0.025	26	0.028	21	0.023

从评价结果可以看出,项目区占地范围内土壤的挥发性有机物和半挥发性有机物均未检出,重金属元素含量相对较低,占地范围内土壤各监测因子满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)中表1 第二类用地筛选值标准要求。



5.环境影响预测与评价

5.1 生态环境影响分析

5.1.1 生态环境影响特征

从本项目工程特点和所处区域的环境特征出发分析项目建设过程中和项目建成运营中对生态环境影响的特点。

(1) 油田开发建设项目对生态环境影响具有区域性环境影响特征。

(2) 在项目开发范围内各具体环境影响组分呈点块状（如井场、阀组站等）和线状（如集输管线等）分布，在对生态各具体要素（如土壤、植被、野生动物等）产生影响的同时，也对区内原有景观结构和生态体系完整性产生一定影响。

(3) 影响方式主要发生在施工期，施工结束后可逐步恢复。

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

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

表 5.1-1 油田开发建设对生态环境的影响

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

5.1.2 生态环境影响

5.1.2.1 占地影响分析

本项目总占地面积 15.165hm²，其中永久占地 4.515hm²，临时占地 10.65hm²，占地类型主要为裸土地。拟建工程布局无环境限制因素，布局合理。工程新增占地占评价区总面积的比例较低，对当地的土地利用影响较小。施工结束后，永久占地被永久性构筑物代替，这部分占地的土壤类型、土地利用类型和植被类型将发生彻底的改变，永久占地使原先土壤—植被复合体构成的自然地表被

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

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

5.1.2.2 水土流失影响分析

项目区地面建设工程实施中，会使施工带范围内的土体结构遭到破坏，其范围内的植被也会受到严重破坏甚至被彻底清除，导致风沙作用加剧，因此大规模的油气勘探开发可能促使生态环境进一步恶化。其影响主要表现在以下施工期和运营期两个方面。

（1）土壤粗粒化

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

（2）土壤贫瘠及含盐量变化

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

（3）对油区公路、管线、井场的危害

评价区内春季为多风季节，尤其是春季大风频繁，而此时降水稀少，因而干旱沙质地表的沙层易被风力吹扬，风沙活动可以风蚀公路。在敷设管线下管回填时，回填土高于原地表，由于土质疏松，易被春秋季节的大风扬起的沙尘，从而造成水土流失。

5.1.2.3 项目实施对周边沙化土地的影响

本项目钻前工程中将拟建井场区域进行“三通一平”，管沟开挖作业时产生的土石方将全部用于回填，无弃方。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、废渣遇大风天气易产生严重的扬尘，形成沙尘天气。

项目施工期井场工程、线性工程建设可能破坏地表保护层，土壤表层受干扰强烈，降低风沙区地表稳定性，在风蚀的作用下，地表保护层的生态功能短时间内缺失，加快该区域荒漠化进程。各种车辆（尤其是重型卡车）在荒漠上行驶将使经过的土壤变紧实，严重的经过多次碾压后植物很难再生长，甚至退化为沙地。

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

5.1.2.4 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，其管道两侧的植被则受到不同程度的破坏和影响。井场施工过程中对区域原有占地内植被彻底破坏。

由影响因素分析和油田建设的特点决定了在诸多对自然植被的影响因素中，施工期的建设占地等行为最严重，对地表扰动和工程施工占地对影响区段植被的一次性破坏较大。在井场和道路一定的情况下，临时占地对生态的影响程度对影响后的植被恢复能力有直接关系。

（1）扬尘对植被的影响

项目开发建设中的扬尘是对植被生长产生影响的因素之一，扬尘产生的颗粒物在植物地上器官（叶、茎、花和果实）沉降将对植物产生直接影响。沉降物在植物表面的扬尘以干粉尘、泥膜等形式累积，植物表面上的沉降物覆盖层阻塞气孔，导致气体交换减少，叶片温度升高，光合作用下降，叶片黄化干缩，植物的干物质生产受到影响。一般情况下，大范围内很低浓度的颗粒物慢性沉降不至于对自然生态系统产生不利影响，只有当颗粒物的沉降速率很高时才会造成生态问题。但对植物的伤害程度还取决于周围的环境及地形。

结合项目区域具体情况分析：该区域多风、少雨、干旱、地形开阔的自然条件使得大气中扬尘易扩散，加之工程施工阶段污染源分散，因此在正常情况下扬尘浓度低，工期短，对植被影响不大。

（2）施工废物对植被的影响

井场施工过程中产生的建筑垃圾，不及时清理，会压覆生长的植被；在管道工程中，管道防腐是不可缺少的一个重要工序，是防止事故发生的主要保护措施；在施工现场对管线进行防腐处理，不可避免地要有一些防腐材料散落在环境中，对土壤和植被产生一定的影响。其附着在植物体上会阻碍植物叶片呼吸及光合作用；施工废弃物、塑料袋、矿泉水瓶等生活垃圾的胡乱丢弃会造成白色污染而影响土壤，在大风季节塑料袋被吹挂在植物体上，这样不仅影响景观，亦影响植物的生长。但这种影响是有可能杜绝的，在施工中只要加强环保宣传，就会使这种影响降到最低程度甚至没有。

（3）施工期人为活动对植被的影响

人为活动对植被的影响主要表现为施工人员和作业机械对草本植物的践踏、碾压和灌木植物的砍伐等。从干旱荒漠生态系统的脆弱性角度考虑，原始环境中人类活动的介入，荒漠区单位面积上人口活动密度的增大，将导致荒漠区开发范围（施工范围）内及边缘区域地表土壤被践踏和自然植被覆盖度减少，初级生产力水平下降，使该区域的局部地带荒漠化的可能性增大，形成次生性沙漠化土地。其造成荒漠化的可能有以下几种途径。

①由于开发及施工过程中人类践踏形成的小面积局部地段的次生裸地，从而增加产生沙化的可能性；其多集中在临时性占地外围 50m 范围内，这种影响一般为短期性影响，且强度不大，施工结束，这一影响也逐渐消除。

②施工作业中大型机械大面积碾压和翻动地表土壤，造成地表原有结构的破坏，改变了十分脆弱的原有自然生态型，造成施工区外缘区域沙漠化。其影响范围同工程临时占地面积相同，这一破坏需经较长时段才能完全恢复。

(5) 生物损失量

本项目总占地面积 15.165hm²，其中永久占地 4.515hm²，临时占地 10.65hm²。本项目井场、阀组站、管线等施工区域以裸土地为主。永久占地和临时用地都会导致生物量损失。生物量损失按下式计算：

$$Y=Si \times Wi$$

式中：Y——生物量损失，t；

Si——占地面积，hm²；

Wi——单位面积生物量，t/hm²。

表 5.1-2 项目生物损失量估算一览表

类型	平均生物量 (t/hm ²)	占地面积 (hm ²)	生物损失量 (t)
建设用地	0.5	15.165	7.58
合计		15.165	7.58
注：表中自然植被生物量参照刘书田等. 基于 Sentinel-2 的绿洲-荒漠过渡带植被地上生物量估算[J]. 干旱区资源与环境, 2024, 38 (04) :162-170. 中绿洲-荒漠过渡带植被地上生物量确定			

评价区农用地主要为裸土地，植被类型主要为梭梭。根据当地平均生物量计算，本项目将造成 7.58t 植被损失。新增植被损失主要来自临时占地，项目建设位于现有油田开发区内，因此只要加强施工管理，做好施工结束后的迹地恢复工作，工程建设对植被的环境影响是可以接受的。

5.1.2.5 对野生动物的影响分析

本项目施工对野生动物的生存环境、分布范围和种群数量的影响主要分为直接影响和间接影响两个方面。直接影响主要表现为建设项目的占地，使野生动物的原始生存环境被破坏或改变；间接影响主要表现为由于植被的减少或污染破坏而引起野生动物食物来源的减少。

(1) 施工期对野生动物的影响

井场建设、钻井过程中，由于机械设备的轰鸣惊扰，人群活动的增加，鸟类和哺乳类动物将远离施工现场，使区域内单位面积上的动物种群数量下降，但此类影响对爬行类和小型啮齿类动物的干扰不大。一些伴人型鸟类如麻雀、

乌鸦等，一般在离作业区 30m 以外活动，待无噪声干扰时较常见于人类生活区附近。因此，随着钻井、试油各个过程的变化，该区域内野生动物的种类和数量将发生一定的变化，原有的戈壁荒漠型鸟类和哺乳类将逐渐避开人类活动的干扰迁至其它区域，而常见的伴人型野生动物种类有所增加。施工完成后，施工人员撤离作业区域，区域内的人为活动逐步减少，野生动物将逐步回归原有生境。

区域内各种野生动物经过长期的适应已形成较稳定的取食、饮水、栖息活动范围和分布，施工占地将使原有野生动物的分布、栖息活动范围受到压缩。人为活动的干扰使得区域上空活动的鸟类相对于未干扰时有所减少，而使得局部地段二、三级营养结构中的爬行类（啮齿类）和昆虫类数量有所增加或活动频度增大。这些占地影响对地面活动的野生动物种类产生隔离作用，使原分布区内的种类向外扩散，而钻井作业结束后，随着人类活动和占地的减少，原有生境将逐步恢复，野生动物对新环境适应后其活动和分布范围亦将恢复。

5.1.2.6 对自然生态系统（荒漠生态系统）的影响分析

本项目对生态系统的影响主要是对地表植被的破坏、土地的占用等，本项目永久占地主要为井场占地，临时占地主要为管道施工作业带占地。由于新建井场及集输管线呈点状、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农田生态系统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的恢复。

从整个评价区来看，本项目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。

5.1.3 对卡拉麦里自然保护区影响分析

5.1.3.1 卡山保护区特点及生态敏感性分析

(1) 卡山保护区特点

卡拉麦里山有蹄类野生动物自然保护区具有典型的荒漠地区特点，生态系统相对脆弱。近年来，由于受人类活动影响，加速了荒漠地区的自然环境恶化，沙生植被受到损伤或破坏，物种资源大量减少。卡山保护区分布着种类繁多的荒漠植物，是一个重要物种基因库，这些荒漠植物对于科学研究培育新型荒漠植物品种，防沙、治沙都具有重要生态学意义。此外，卡山保护区古生物化石资源（恐龙化石）和奇特的地质地貌（魔鬼城、五彩城）对于研究古代地质变迁具有重要的考古意义。

自然性是度量保护区遭受人为干扰程度的指标，自然性越高，表示所遭受人为干扰程度越小，保护价值越大。目前，卡山保护区除西南部石油开采、采矿活动，大部分地区无人活动，仍然保持着原始的荒漠植被景观，因此，卡山保护区荒漠濒危物种保护就越发显现其重要性。

(2) 卡山保护区生态敏感性分析

卡山保护区是典型的中亚荒漠代表地带，这里植被垂直分布带结构不完整，荒漠植被比较脆弱。荒漠植被是本区的顶级植物群，适应本地区的气候、土壤环境，并且为野生动物提供生境条件。荒漠植被的生态位很脆弱，一旦破坏很难恢复，荒漠植被的破坏将显现土地荒漠化趋势。

5.1.4 水土流失影响分析

项目建设必然会占用大量土地，破坏地表，土方的开挖堆填改变了原地貌。工程建设中开挖土方临时堆放，如果水土保持措施布设不及时、相关管理措施不完善会导致严重的水土流失和飞灰扬尘。本项目在施工过程中要避免大风天气施工，并对临时堆土采取覆盖拦挡措施，主要施工现场均应设有合理布置拦挡设施，加强施工组织减小由于施工不当引起的人为水土流失。本次改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皮以及大风季节临时堆土对周边环境带来的影响，可能造成水土流失危害主要有以下几个方面：

扩大侵蚀面积，加剧水土流失本项目地处平原地区，植被状况差，空气干燥，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。

破坏生态环境，对周边地区造成影响，本项目沿线虽几乎无植被覆盖，但施工期对地表结皮破坏，有可能加剧项目区内的风灾天气，增加空气中粉尘含量，严重时会造成沙尘暴，造成一定的生态环境破坏，施工车辆的反复碾压会使道路周边长期处于扬尘状况下，给施工人员健康造成危害。

扰动土地面积、降低土壤抗侵蚀能力，改变土壤结构和地面物质组成，地表组成物质中细粒含量减少，粗粒含量增加，土壤机械组成粗化，降低了土壤抗侵蚀能力。

5.1.5 防沙治沙评价

5.1.5.1 项目背景说明

(1) 项目名称（主体工程、附属工程）、性质、规模、总投资等要素

项目名称：鄯善采油管理区石钱区块探评井转采地面配套项目

项目性质：新建区块。

本项目主要建设内容为：①安装采气井口 5 座，其中 PN15MPa 采气井口 3 座、PN6.4MPa 采气井口 1 座、PN25MPa 采气井口 1 座；②新建 DN80 柔性复合高压输送单井管线 4.225km，埋地敷设，保温采用 40mm 复合硅酸盐保温层，胶粘带防护层做防护；③新建 5 座 DN150/H15m 高压放空管，配套 5 个 DN100/PN1.6MPa 管道阻火器。

(2) 项目区地理位置、范围和面积

本项目位于奇台县境内，项目总占地面积 15.165hm²，其中永久占地 4.515hm²，临时占地 10.65hm²。

(3) 项目区地形、地质地貌、植被、水文等基本情况

本项目位于奇台县境内，项目区地形、地质地貌、植被、水文等基本情况详见自然环境概况章节。

(4) 项目区沙化土地现状及防沙治沙工作情况

根据《新疆维吾尔自治区第六次沙化土地监测报告》（2021 年 12 月），

古尔班通古特沙漠面积 57473km²，占全疆沙漠的 13.04%；是我国第二大沙漠，也是我国最大的固定、半固定沙漠。主要由五片沙漠组成，奇台以东为霍景涅里辛沙漠，中部为德佐索腾艾里松沙漠，分布在三个泉干谷以南，西部是索布古尔布格莱沙漠，北部是阔布什和阿克库姆沙漠。

沙漠中的沙化土地面积 521.58 万公顷，其中：流动沙地 11.53 万公顷，半固定沙地 107.34 万公顷，固定沙地 396.65 万公顷，沙化耕地 6.06 万公顷。

本项目位于古尔班通古特沙漠东部，区域沙地基本属于固定沙地。

5.1.5.2 项目实施过程中对周边沙化土地的影响

（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

本项目位于昌吉州奇台县，项目总占地面积 15.165hm²，其中永久占地 4.515hm²，临时占地 10.65hm²。占地类型主要为裸土地。

（2）弃土、石、渣地等对当地土地沙化和沙尘天气的影响

项目区永久占地为 15.165hm²，场地进行平整，做到土石方平衡。施工土方在管线施工结束后回填在管堤上，井场施工过程产生的土方回填至挖方处或回填至周边低洼场地，并实施压实平整水土保持措施。

本项目井场平整、管沟开挖作业中产生的土石方全部用于回填管沟和铺垫井场。

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，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、废渣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）。

本项目对周边防风固沙植被等采取了避让措施。

（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钻井及地面工程，地面工程包括管线敷设、井场建设、阀组站建设以及相关配套设施建设。钻井工程建设中，对场地进行平整，新增设施对原有地表土壤造成的扰动较小。管沟开挖过程中，若未采取分层开挖、分层回填措施，可能导致土壤的蓄水保肥能力降低，影响区域植被生长，造成土壤逐渐沙化。此外，在施工过程中，各种车辆（尤其是重型卡车）在荒漠上

行驶将使经过的土壤变紧实，严重的经过多次碾压后植物很难再生长，甚至退化为沙地。

上述施工作业过程中，对原地貌的扰动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。

5.1.5.3 防沙治沙内容及措施

（1）采取的技术规范、标准

①《中华人民共和国防沙治沙法》（2018年11月14日修订）；

②《关于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）；

（2）制定方案的原则与目标

制定方案的原则：①科学性、前瞻性与可行性相结合；②定性目标与定量指标相结合；③注重生态效益与关注民生、发展产业相结合；④节约用水和合理用水相结合；⑤坚持因地制宜的原则。

制定方案的目标：通过工程建设，维持现有区域植被覆盖度，沙化土地扩展趋势得到遏制，区域生态环境显著改善，生态环境得到有效保护。

（3）工程措施（物理、化学固沙及其他机械固沙措施）

针对部分管线分布在风沙土分布区，施工结束后采取播撒本土原生植被草籽等方式进行防沙治沙，防止土地沙漠化。

（4）植物措施（在沙地、风蚀严重的风口、施工区域等区域采取的恢复林草植被的林网、林带和片林等防风固沙植被恢复措施）

①植被覆盖度高的区域，施工结束后，及时采取撒播草籽等措施，恢复原地貌；

②施工过程中，对于管线工程，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；

（5）其他措施（废弃弃土、石、渣及其他地面覆盖处理措施）

针对井场施工过程，提出如下措施：①井场平整后，采取砾石压盖；②井场位置应根据场地周边植被分布情况，在满足设计要求的前提下进行适当的调整，以减少占地。

针对管沟开挖过程，提出如下措施：①施工土方全部用于管沟回填和井场平整，严禁随意堆置。②管沟开挖土方堆存过程中使用防尘网，并定期洒水抑尘。③管道项目区管沟回填后需先进行严格的整治，对局部高差较大处，由铲运机铲运土方回填，开挖及回填时应保证地面相对平整，压实度较高的采用推土机的松土器进行耙松。精细平整过程中不仅要保证土体再塑，而且要稳坡固表。④设计选线过程中，尽量避开植被较丰富的区域。

针对施工机械及运输车辆，提出如下措施：施工期间应划定施工活动范围，严格控制和管理运输车辆及重型机械的运行线路和范围，不得离开运输道路及随意行驶，由专人负责，以防破坏土壤和植被，加剧土地荒漠化。

（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。

5.1.5.4 方案实施保障措施

（1）组织领导措施

防沙治沙是维护生态安全，促进经济发展和人与自然和谐相处的重要举措。本项目防沙治沙工程中吐哈油田分公司为第一责任人，施工队作为措施落实方，属于主要责任人。吐哈油田分公司应在施工队施工过程中，提出具体的目标及要求，并落实到具体人员。

（2）技术保证措施

①邀请各级林草部门组织开展多层次、多形式的技术培训，加强参与防沙治沙工程的人员的培训工作，使其掌握防沙治沙工程建设、管理的基本技术要求，增强人员主动参与防沙治沙能力和积极性。

②区域自然条件恶劣，水资源短缺，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）防沙治沙措施资金筹措情况

本项目防沙治沙措施投资由吐哈油田分公司自行筹措。

（4）生态、经济效益预测

本项目防沙治沙措施实施后，预计石钱区块植被覆盖度能维持现状，沙化土地扩展趋势得到一定的遏制，区域生态环境有所改善，生态环境得到有效保

护。

5.1.6 退役期生态环境影响分析

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

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

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

井场经过清理后，永久性占地范围内的水泥平台或砂砾石铺垫被清理，随后根据周边区域的自然现状对其进行恢复，使井场恢复到相对自然的一种状态。油田设施退役后，人员撤离，区域内没有人为扰动，井场范围内的自然植被会逐渐得以恢复，有助于区域生态环境的改善。

5.1.7 区域生态系统稳定性及完整性影响分析

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

本项目开发区的基质主要是荒漠生态景观，荒漠生态景观稳定性较差，异

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

油田开发加大了评价区人为干扰的力度，同时也加剧局部区域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。

在干旱荒漠大背景下，项目建设对区域内生态体系稳定性影响的主要途径是地表扰动，项目所在区域属于荒漠生态系统，生态环境质量的控制性组分是低覆盖度草地，生态环境极其脆弱，如果生态破坏程度过大或者得不到及时修复，就有可能导致区域生态环境的进一步衰退。

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

表 5.1-3 生态环境质量综合判别

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

5.1.8 景观的影响分析

评价区域的基质为荒漠生态景观。

本项目开发过程中总占地面积 15.165hm²，其中永久占地 4.515hm²，临时占地 10.65hm²。荒漠区域被油田设施等永久性地构筑物占用，由荒漠生态景观变为人工景观。也就是说，区域内作为基质组成部分的荒漠生态景观中，荒漠

区面积有所减少。对于整个评价区域来讲，所占的比例不大，同时还增加了区域的异质性。生态环境中的异质性越大，抵抗外界干扰的能力就越大。

地面基础设施建设完成后，井场、道路及各类集输管道处于正常运营状况，不再进一步对环境产生明显的干扰和影响；在各站场周围进行绿化，种植绿色植物，增加了区域内的植被类型及植被覆盖度。因而油田开发建设不会改变区域内景观生态系统的稳定性及完整性。

5.1.9 对生物多样性的影响

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

表 5.1-6 生物多样性指标影响分析

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

5.1.10 小结

本项目对生态环境的影响主要在施工期。主要为本项目井场、站场以及线路工程等的建设带来的生态环境影响。本项目永久占地约 15.165hm²，永久性工程占地对沿线地区的土地利用影响较小。临时占地 10.65hm²，本项目临时性工程占地仅在施工阶段对管道沿线土地利用产生短期影响，且大部分用地在施工结束后能恢复原有的利用功能。总体而言，施工结束后，随着生态补偿或生态

恢复措施的实施，临时性工程用地扰动区内的原有植被可逐渐恢复，临时性工程占地影响将逐渐减小或消失。

本项目位于奇台县，项目评价范围和占地范围内均不涉及自然保护区、世界自然遗产地、生态保护红线、重要生境等生态导则中所列的生态敏感区。由于本区域的野生动物种类少，少有大型野生动物在本区域出现，项目对野生动物的影响较小。综上所述，本项目建设在采取严格的环境保护措施后，生态环境影响可接受。

表 5.1-7 生态影响评价自查表

工作内容		自查项目
生态影响识别	生态保护目标	重要物种□；国家公园□；自然保护区□；自然公园□；世界自然遗产□；生态保护红线□；重要生境□；其他具有重要生态功能、对保护生物多样性具有重要意义的区域□；其他☑
	影响方式	工程占用☑；施工活动干扰☑；改变环境条件□；其他☑
	评价因子	物种☑（分布范围、种群梳理、种群结构、行为等） 生境☑（生境面积、质量、连通性） 生物群落☑（物种组成、群落结构等） 生态系统☑（植被覆盖度、生物量、生态系统功能） 生物多样性☑（物种丰富度、优势度等） 生态敏感区□（ 自然景观☑（景观多样性、完整性） 自然遗迹□（ 其他☑（水土流失、土壤盐渍化等）
	评价等级	一级□ 二级□ 三级☑ 生态影响简单分析□
评价范围		陆域面积：（0.15）km ² ；水域面积：（ ）km ²
生态现状调查与评价	调查方法	资料收集☑；遥感调查☑；调查样方、样线□；调查点位、断面□；专家和公众咨询法□；其他☑
	调查时间	春季□；夏季□；秋季□；冬季☑ 丰水期□；枯水期□；平水期□
	所在区域的生态问题	水土流失☑；沙漠化☑；石漠化□；盐渍化□；生物入侵□；重要物种□；生态敏感区□；其他☑
生态现状调查与评价	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 大气环境影响分析

5.2.1 施工期大气影响分析

本项目施工期产生的废气主要为汽车尾气排放、施工扬尘及施工焊接废气。

（1）施工机械及运输车辆尾气影响分析

施工机械及运输车辆所排放的废气主要污染物为 NO_x 、 CO 、 SO_2 、 THC 等。在空间上和时间上具有较集中的特点，在局部的范围内污染物的浓度较高。本项目所在区域扩散条件良好，施工机械及运输车辆产生的尾气很快被空气稀释，且大气污染物随钻井工程的结束而消失，井场进入采油阶段，区域空气环境质量将会有所改善。

（2）运输车辆扬尘影响分析

施工期运输车辆产生扬尘，采用洒水降尘，在施工场地实施每天洒水抑尘作业 4~5 次，其扬尘造成的污染距离可缩小到 20~50m 范围，由此车辆产生的扬尘对周围环境影响较小。从影响时间、范围和程度来看，施工车辆废气对周围大气环境质量影响是有限的。

在气田区块开发前期，由于主要进行地面建筑、道路等施工，区块内大量出入中型车辆，因此区块内道路主要为砂石路，车辆行驶的扬尘污染较重，要求适当洒水降尘，减轻污染。合理规划、选择最短的运输路线，利用气田现有公路网络，禁止随意开辟道路，运输车辆应以中、低速行驶，减少车辆行驶动力起尘。随气田开发进入产液期，区块道路路面硬化，这部分扬尘影响大大减轻。

（3）地面工程施工过程中扬尘影响分析

施工扬尘污染主要来自：①管沟、地基开挖、土地平整等施工过程，遇大风天气，会造成粉尘、扬尘等大气污染；②水泥、砂石、混凝土等建筑材料的运输、装卸和仓储过程不可避免会产生一定的泄漏，产生扬尘污染；③灰土拌和、混凝土拌和加工都会产生扬尘和粉尘；④物料运输车辆在施工场地运行过程中将产生大量尘土。

施工期扬尘最大产生时间将出现在土方开挖阶段，由于该阶段裸露浮土较

多，产尘量较大。由于本项目的土方运输量较大，比较容易造成物料沿路撒落后风吹起尘，同时随着大型车辆的行驶和碾压，在工程区内和道路上较易带起扬尘，污染环境。因此必须做到施工现场及场外道路泥土及时清理，减少二次扬尘。

工程施工在混合土工序阶段，灰土拌和、混凝土拌和是扬尘的主要来源。必须采取封闭作业或洒水措施，控制扬尘量。

(4) 施工焊接废气影响分析

本项目管线施工分段进行，管道连接过程产生的焊接废气的排放具有排放量小且较分散等特点，对环境影响较小。

综上所述，施工期产生的污染是暂时性的，对环境的影响随着施工期的结束而消失，项目周边无集中固定人群居住，从影响时间、范围和程度来看，施工期废气对周围大气环境质量影响较小。

5.2.2 运营期环境影响评价

5.2.2.1 常规气象资料分析

项目所在区属中温带大陆性半荒漠干旱性气候，根据奇台县气象站 2004～2023 年 20 年气象统计结果，当地多年平均气温 5.5℃，极端最高气温为 41.6℃，极端最低气温为-39.6℃，年均相对湿度为 56.94%，年均降水量为 106mm。多年出现频率最高的风向为 SSE，出现频率为 23.10%。近 20 年气候气象参数统计结果见表 5.2-1。

表 5.2-1 近 20 年年气候气象参数统计结果

序号	项目	累年统计值	极值/出现时间
1	年平均风速	2.22m/s	
2	极大风速	21.48m/s	31.7m/s/2001.5.12
3	多年平均静风出现频率	2.50%	
4	多年平均气温	5.55℃	
5	多年平均最低气温	-42.6℃	-42.6/2010.1.21
6	多年平均最高气温	43.0℃	43.0/2006.7.31
7	多年平均相对湿度	56.94%	
8	多年平均降水量	106mm	
9	多年平均最大日降水量	21.98mm	58.40mm/2007.7.17
10	多年平均气压	881.87hpa	
11	多年平均水汽压	6.08hpa	
12	多年平均大风日数	5.20 日	
13	多年平均雷暴日数	6.84 日	
14	多年平均沙尘暴日数	1.15 日	

15	多年平均冰雹日数	0.05 日	
----	----------	--------	--

奇台县气象站 2001~2020 年 20 年平均风频分布情况见表 5.2-2 及图 5.2-1。

表 5.2-2 近 20 年风向频率分布情况

风向	N	NNE	NE	ENE	E	ESE	SE	SSE	S
风频	1.83	1.75	2.50	3.27	2.90	2.04	4.56	23.10	11.08
风向	SSW	SW	WSW	W	WNW	NW	NNW	C	/
风频	5.66	4.98	6.60	11.04	8.06	5.24	2.26	2.60	/

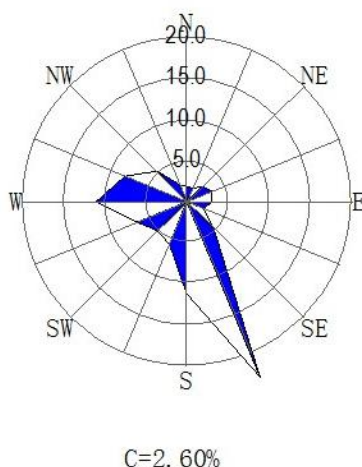


图 5.2-1 近 20 年平均风频玫瑰图

5.2.2.2 无组织排放烃类大气影响估算

(1) 预测因子及标准

根据本项目污染源、项目区域环境的特点，结合环境影响因素分析结果，确定本次评价的大气环境影响预测因子为无组织排放的非甲烷总烃。

(2) 评价标准

非甲烷总烃参考《大气污染物综合排放标准详解》，以 $2.0\text{mg}/\text{m}^3$ 作为环境质量标准限值。

(3) 预测模式

根据《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018)的相关规定，本次环境影响预测采用 AERSCREEN 估算模式。估算模式 AERSCREEN 是一个单源高斯烟羽模式，可计算点源、火炬源、面源和体源的最大地面浓度，以及下洗和岸边熏烟等特殊条件下最大地面落地浓度。估算模式中嵌入了多种预测的气象组合条件，包括一些最不利的气象条件，在某个地区有可能发生，也有可能没有此种不利气象条件。所以经估算模式计算出的是某一污染源对环境空气重量的最大影响程度和影响范围的保守计算结果。

估算模型参数见表 5.2-3。

表 5.2-3 估算模型参数表

参数		取值
城市农村/选项	城市/农村	农村
	人口数（城市人口数）	/
最高环境温度		43.0°C
最低环境温度		-42.6°C
土地利用类型		沙漠化荒地
区域湿度条件		干燥
是否考虑地形	考虑地形	是
	地形数据分辨率（m）	90
是否考虑海岸线熏烟	考虑海岸线熏烟	否
	海岸线距离/km	/
	海岸线方向/o	/

（4）污染源参数

本项目运营期产生的无组织废气主要为 5 座井场采气开采和集油外输过程中无组织挥发的烃类。部署的 5 座井场分别为石钱 3、石钱 5、石钱 201H、石钱 302H、石钱 303 等 5 口采气井。

废气排放量进行无组织估算预测，预测因子为非甲烷总烃，无组织废气源强详见表 5.2-4。

表 5.2-4 估算模式中无组织废气排放参数一览表

序号	污染源名称	面源中心坐标（m）		面源海拔高度（m）	面源长度（m）	面源宽度（m）	与正北向夹角（°）	面源有效排放高度（m）	污染物排放速率（kg/h）
		X	Y						非甲烷总烃
1	石钱 3			502	40	40	0	6	0.0019
2	石钱 5			511	115	90	0	6	0.0026
3	石钱 201H			511	115	90	0	6	0.0026
4	石钱 302H			502	149	141	0	6	0.0026
5	石钱 303			501	40	40	0	6	0.0024

（5）废气估算及评价

本项目大气环境影响评价等级为三级。根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）的相关规定：“三级评价项目不进行进一步预测”。故本次只对采用 AERSCREEN 模式预测的结果进行评价，不进行进一步预测。本次选取占标率最大的石钱 303 无组织排放非甲烷总烃估算结果见表 5.2-5。

表 5.2-5 石钱 303 无组织挥发废气污染物的估算模式落地浓度和占标率一览表

下风向距离（m）	非甲烷总烃	
	预测质量浓度（ $\mu\text{g}/\text{m}^3$ ）	占标率（%）

10	2.3135	0.12
29	3.1750	0.16
50	2.7696	0.14
100	2.6148	0.13
150	2.2429	0.11
200	1.9089	0.1
250	1.7327	0.09
300	1.5741	0.08
350	1.4334	0.07
400	1.3114	0.07
450	1.2091	0.06
500	1.1192	0.06
550	1.0393	0.05
600	0.9689	0.05
650	0.9102	0.05
700	0.8570	0.04
750	0.8088	0.04
800	0.7650	0.04
850	0.7252	0.04
900	0.6889	0.03
925	0.6720	0.03
950	0.6557	0.03
1000	0.6307	0.03
1100	0.5950	0.03
1200	0.5575	0.03
1300	0.5238	0.03
1400	0.4934	0.02
1500	0.4663	0.02
1600	0.4423	0.02
1700	0.4210	0.02
1800	0.4017	0.02
1900	0.3845	0.02
2000	0.3686	0.02
2100	0.3543	0.02
2200	0.3409	0.02
2300	0.3289	0.02
2400	0.3176	0.02
2500	0.3072	0.02
下风向最大质量浓度及占标率（%）		0.16
D10%最远距离（m）		0

根据表 5.2-5 可知,无组织废气中非甲烷总烃最大落地浓度为 3.1750 $\mu\text{g}/\text{m}^3$ 、占标率为 0.16%, 最大浓度出现距离为石钱 303 井场下风向 29m 处, D_{10%}均未

出现。

5.2.2.3 大气环境保护距离

根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）“8.8.5 大气环境保护距离确定”相关要求，需要采用进一步预测模式计算大气环境保护距离，本项目大气环境影响评价等级为二级，不再计算大气环境保护距离。

5.2.2.4 大气环境影响小结

烃类无组织是影响采出液田区域环境空气的主要污染源之一，本项目采出液开采、集输采用密闭流程，井口密封并设紧急切断阀，可有效减少烃类气体的排放量。根据现状监测结果，区域环境空气中非甲烷总烃满足标准限值要求。根据预测结果可知，无组织排放的非甲烷总烃满足《大气污染物综合排放标准详解》 $2.0\text{mg}/\text{m}^3$ 限值的要求。无组织源对区域环境空气的影响主要集中在污染源下风向 29 围内，项目区周边 5.0km 范围内无敏感点，因此本项目正常运行期间无组织排放的非甲烷总烃和硫化氢对周围环境空气影响较小。

5.2.2.5 大气污染物排放量核算

本项目运营期大气污染物排放量，见表 5.2-6。

表 5.2-6 本项目大气污染物排放量核算表

污染源	污染物项目	主要污染防治措施	国家或地方污染物排放标准		核算年排放量 (t/a)
			标准名称	浓度限值 (mg/m^3)	
井场	非甲烷总烃	日常维护，做好密闭措施	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中企业边界污染物控制要求	厂界无组织挥发产生的非甲烷总烃 1h 平均浓度限值 $4\text{mg}/\text{m}^3$	0.105

5.2.2.6 建设项目大气环境影响评价自查表

表 5.2-7 建设项目大气环境影响评价自查表

工作内容		自查项目							
评价等级 与范围	评价等级	一级 ☐		二级 ☒			三级 ☐		
	评价范围	边长=50km ☐		边长 5~50km ☐			边长=5km ☒		
评价因子	SO ₂ +NO _x 排放量	≥2000t/a ☐		500~2000t/a ☐			<500t/a ☒		
	评价因子	基本污染物 (SO ₂ 、NO ₂ 、PM ₁₀ 、PM _{2.5} 、CO、O ₃) 其他污染物 (非甲烷总烃)				包括二次 PM _{2.5} ☐ 不包括二次 PM _{2.5} ☐			
评价标准	评价标准	国家标准 ☒		地方标准 ☐		附录 D ☐		其他标准 ☒	
现状评价	环境功能区	一类区 ☐			二类区 ☒			一类区和二类区 ☐	
	评价基准年	(2023) 年							
	环境空气质量现状调查数据来源	长期例行监测数据 ☐			主管部门发布的数据 ☒			现状补充监测 ☒	
	现状评价	达标区 ☐					不达标区 ☒		
污染源调查	调查内容	本项目正常排放源 ☒ 本项目非正常排放源 ☒ 现有污染源 ☐		拟替代的污染源 ☐		其他在建、拟建项目污染源 ☐		区域污染源 ☐	
大气环境 影响预测 与评价	预测模型	AERMOD ☐	ADMS ☐	AUSTAL2000 ☐	EDMS/AEDT ☐	CALPUFF ☐	网格模型 ☐	其他 ☒	
	预测范围	边长 ≥ 50km ☐			边长 5~50km ☐			边长=5km ☐	
	预测因子	预测因子 (非甲烷总烃)					包括二次 PM _{2.5} ☐ 不包括二次 PM _{2.5} ☐		
	正常排放 短期浓度贡献值	C 本项目最大占标率 ≤ 100% ☐					C 本项目最大占标率 > 100% ☐		
	正常排放 年均浓度贡献值	一类区	C 本项目最大占标率 ≤ 10% ☐				C 本项目最大占标率 > 10% ☐		
		二类区	C 本项目最大占标率 ≤ 30% ☐				C 本项目最大占标率 > 30% ☐		
	非正常排放 1h 浓度贡献值	非正常持续时长 (1) h	C 非正常占标率 ≤ 100% ☐				C 非正常占标率 > 100% ☐		
保证率日平均浓度和 年平均浓度叠加值	C 叠加达标 ☐				C 叠加不达标 ☐				

	区域环境质量的整体变化情况	k≤-20%□		k>-20%□	
环境监测计划	污染源监测	监测因子：（非甲烷总烃）		有组织废气监测□ 无组织废气监测☑	无监测□
	环境质量监测	监测因子：（非甲烷总烃）		监测点位数（ 2 ）	无监测□
评价结论	环境影响	可以接受 ☑ 不可以接受 □			
	大气环境保护距离	距（ ）厂界最远（ ）m			
	污染源年排放量	SO2：（ ）t/a	NOx：（ ）t/a	颗粒物：（ ）t/a	非甲烷总烃：（0.105）t/a
注：“□”为勾选项，填“√”；“（ ）”为内容填写项					

5.2.2.7 退役期大气环境影响分析

气井退役后各种相关辅助工作均停止，采气造成的环境空气污染源将消失，气井停止后将进行一系列清理工作，包括地面设施拆除、封井、井场清理等，将会产生少量扬尘。与当地自然条件导致的风沙相比较，清理过程中扬尘造成的环境影响是暂时的，且该区域内活动人群较少，主要为井场清理的气田工作人员。

5.3 声环境影响分析与评价

5.3.1 施工期声环境影响分析

本工程地面工程在建设施工过程中，由于运输、平整场地、管沟开挖及回填、建筑物修建等要使用各种车辆和机械，其产生的噪声对施工区周围的环境将产生一定的影响。参照《环境噪声与振动控制工程技术导则》（HJ2034-2013）中表 A.2，并类比油气田开发工程中内部道路和管线铺设实际情况，本工程各类建筑施工机械产噪值及噪声监测点与设备距离见表 5.3-1。

表 5.3-1 主要施工机械在不同距离处的噪声估算值

机械名称	离施工点不同距离的噪声值（dB(A)）				
	10m	50m	100m	150m	200m
挖掘机	78	64	58	54	52
推土机	80	66	60	56	54
电焊机	67	53	47	43	41
轮式装载机	85	70	64	60	58
吊管机	75	61	55	51	49

通过类比分析可知，本工程在运输、平整场地、管沟开挖及回填、建筑物修建等过程中，昼间施工场 50m 以外均不超过《建筑施工场界环境噪声排放标准》（昼间 75dB（A）），而夜间往往在 200m 以外都会超标（夜间 55dB（A））。施工期的这些噪声源均为暂时性的，项目施工区 200m 范围内无声环境敏感点，由于地面工程在局部地段的施工周期一般为 2~3 个星期，其周边噪声影响时间相对来说较短，因此施工期噪声对周围环境造成的影响属可接受程度。

5.3.2 运营期声环境影响分析

5.3.2.1 噪声源强

本项目集输管线均埋设在地下，油气集输不会对周围声环境产生影响，拟建工程产噪设备主要为采气树以及井场内的加热撬。项目噪声源及噪声值情况见表 5.3-2。

表 5.3-2 项目噪声源及噪声值情况一览表

序号	声源名称		空间相对位置			声源源强	声源控制措施	运行时段
			X	Y	Z	声功率级/dB (A)		
1	石钱 5 井	采气树	52	49	5	55		
		箱变	100	14	2	55	基础减振，柜体遮挡	昼间、夜间
		分离撬	51	79	2	70	基础减振	昼间、夜间
2	石钱 201H 井	采气树	51	54	5	55	基础减振	昼间、夜间
		箱变	80	7	2	55	基础减振，柜体遮挡	昼间、夜间
		天然气发电机组撬	20	103	2	70	基础减振，柜体遮挡	昼间、夜间
		后置干燥撬	21	92	1.5	70	基础减振，柜体遮挡	昼间、夜间
		前置吸附干燥撬	14	75	1.5	70	基础减振，柜体遮挡	昼间、夜间
		二级分离器撬	13	66	1.5	70	基础减振，柜体遮挡	昼间、夜间
		一级分离器撬	10	55	1.5	70	基础减振，柜体遮挡	昼间、夜间
3	石钱 302H 井	采气树	55	95	5	55	基础减振	昼间、夜间
		箱变	130	9	2	55	基础减振，柜体遮挡	昼间、夜间
		高压分离器撬	49	130	1.5	70	基础减振，柜体遮挡	昼间、夜间
		低压分离器撬	140	108	1.5	70	基础减振，柜体遮挡	昼间、夜间
		中压排液采气装置撬	140	84	2.0	70	基础减振，柜体遮挡	昼间、夜间
4	石钱 303 井、石钱 3 井井场	采气树	20	20	5	55	基础减振	昼间、夜间

5.3.2.2 预测因子、方位

(1) 预测因子：等效 A 声级

(2) 预测方位：厂界外 1m

5.3.2.3 预测模式

(1) 单个室外点声源在预测点产生的声级计算基本公式

已知声源的倍频带声功率级(从 63Hz 到 8000Hz 标称频带中心频率的 8 个倍频带)，预测点位置的倍频带声压级 $L_p(r)$ 可按式计算：

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

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。

(2) 计算总声压级

① 计算本工程各室外噪声源和各含噪声源厂房对各预测点噪声贡献值

设第 i 个室外声源在预测点产生的 A 声级为 L_{Ai} ，在 T 时间内该声源工作时间为 t_i ；第 j 个等效室外声源在预测点产生的 A 声级为 L_{Aj} ，在 T 时间内该声源工作时间为 t_j ，则本工程声源对预测点产生的贡献值(L_{eqg})为：

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

② 预测点的噪声预测值

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

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

L_{eqb} —预测点的背景值，dB(A)。

(3) 噪声预测点位

本工程噪声源对场界四周噪声贡献值。

5.3.2.4 预测结果及评价

厂界噪声预测结果见表 5.3-3。

表 5.3-3 噪声预测结果 单位：dB(A)

序号	井场	预测点名称	采气井场周界贡献值
1	石钱 5 井井场	东厂界	28.1
		南厂界	15.8
		西厂界	16.8
		北厂界	31.8
2	石钱 201H 井	东厂界	18.2
		南厂界	18.0
		西厂界	31.0
		北厂界	26.9
3	石钱 302H 井	东厂界	24.8
		南厂界	9.2
		西厂界	11.6
		北厂界	21.9
4	石钱 303 井、石钱 3 井井场	东厂界	14.9
		南厂界	14.9
		西厂界	14.9
		北厂界	14.9

根据预测结果，各井场噪声源对场界的噪声贡献值均满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类标准要求。综上，本工程实施后不会对周边声环境产生明显影响。

5.3.2.5 井下作业噪声环境影响分析

井下作业过程中最强的噪声源为压裂车噪声，最高可达 120dB(A)，导致作业现场周围噪声超出《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）标准要求，但是由于本项目气井分布在空旷地带，加上井下作业周期较短，声源

具有不固定性和不稳定性，在施工时，对高噪声设备设置临时屏蔽设施，则其对周围环境的影响是可以接受的。

5.3.2.6 退役期声环境影响分析

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

5.3.2.7 声环境影响评价自查表

声环境影响评价自查表见表 5.3-4。

表 5.3-4 声环境影响评价自查表

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

5.3.2.8 声环境影响评价小结

综上所述，项目区 200m 范围内没有声环境敏感点。施工期噪声会对局部环境和施工人员造成影响，待施工结束后这种影响也随之消失。运营期新建井场和试采点噪声源对场界的噪声贡献值均可满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类区标准要求。退役期噪声主要源自井场设备拆卸，也不会产生噪声扰民问题。

5.3.3 退役期声环境影响分析

本项目退役期噪声主要源自井场设备拆卸，由于油区内声环境影响评价范围内没有居民点，因此，不会产生噪声扰民问题。

5.3.4 声环境影响评价小结

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

5.4 地表水环境影响分析

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

5.4.1 施工期地表水环境影响分析

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

（1）生活污水

根据工程分析，本项目施工期生活污水产生总量约为89.6m³。由生活污水收集罐收集，定期拉运至奇台县污水处理厂处理。

（2）钻井废水

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

（3）酸化压裂返排液

根据工程分析，本项目储层改造过程中产生的废压裂返排液约为928.93m³，全部排入专用回收罐中，拉运至吉28区块原油脱水站处理。

（4）管道试压废水

本项目管道分段试压，一般采用无腐蚀性的清洁水。试压水由管道排出由罐收集后，进入下一段管道循环使用，试压结束沉淀后用于施工区域洒水降尘，不外排。

综上，本项目施工期间废水全部妥善处理，不外排，项目施工期废水不会对周围水环境产生明显影响。

5.4.2 运营期地表水环境影响分析

根据工程分析，本工程运营期产生的废水主要有采出水、井下作业废水。

(1) 采出水

根据工程分析，本项目后期开采年产水量最大约 $5.61 \times 10^4 \text{t/a}$ ，采出水随油气混合物进入吉 28 区块原油脱水站污水处理系统处理，吉 28 区块原油脱水站合站采用“气浮除油+过滤”处理工艺，废水经处理后满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）标准中指标后回注地层，不外排。吉 28 区块原油脱水站富余能力可满足本项目采出水处理需求，依托处理设施可行。

(2) 井下作业废水

本项目井下作业废液采用专用废水回收罐收集，酸碱中和后拉运至吉 28 区块原油脱水站处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）中的有关标准后回注油层，不外排。

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

5.4.3 退役期地表水环境影响分析

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

5.5 地下水环境影响分析

5.5.1 评价区水文地质条件

奇台诸小河流域跨越两个不同的大地构造单元，即山区和平原区。地下水自山区、平原、戈壁、细土平原至沙漠区，由补给、径流、排泄构成了一个完整的水文地质单元。

①山区地下水的赋存及分布特征

奇台诸小河流域内南部天山山脉沿分水岭一带现状冰川活动频繁，据新疆科学院天山冰川资料普查报告记载，南部山区海拔 3500m 高程以上共有大小冰川五十五条，由于气候严寒、冻胀强烈，加速了裂隙发育的程度，形成了种种以冻胀裂隙为主的冻结含水层。奇台诸小河流域内冻结层含水层厚度西部大于东部，其地下水量西部比东部丰富，其特征有明显的季节性，每年 10-5 月冻结，6-9 月开化。

奇台诸小河流域中山区裂隙发育，地形受大气降水与冰川消融的影响显著，形成了数条大小不等的深沟河谷，这里降水丰富，下垫面（主要是植被）发育良好，有利于降水的截留与渗透。根据有关地质部门调查，该区有两条断裂通过山区，使岩石破碎，裂隙纵横交错，丰富的降水储存于其间，地下水沿裂隙以泉的形式排入河谷。

奇台诸小河流域低山丘陵区降水稀少，蒸发强烈，地下水补给贫乏，有泉水出露也多为季节泉水，如与木垒县分界的七户乡西沟泉水、碧流河乡的西泉沟泉水、东湾乡的烧房沟泉水都属于此类。

②平原区地下水的赋存及分布特征

奇台诸小河流域山区河流发育，山前倾斜平原第四系沉积很厚，中上部含水层颗粒粗大，为潜水主要含水层；中下部冲洪积平原则构成多层结构的潜水和承压水含水层。无论是山前倾斜平原还是溢出带以北的细土平原，地下水都有广泛分布。

1) 松散堆积层孔隙潜水

奇台平原区由南向北，由山前倾斜平原到北部冲积平原，潜水含水层的厚度由厚变薄，含水层颗粒由粗变细，潜水埋深由大到小，在乌奇公路沿线以南的山前倾斜平原区仅分布有潜水，含水层厚达 300 多米，含水层岩性以卵砾石为主，单位涌水量 10~20L/S·m 以上，潜水埋深 20~80m 以上；乌奇公路以北沿泉水溢出带至沙漠边缘的冲积平原区，地层上部为潜水，下部为承压水。潜水含水层岩性为砾石、砂、亚砂及亚粘土，含水层厚度 50~100m，潜水埋深 1-20m，南部埋

深大，北部埋深小，单位涌水量 3.6~9L/S·m。

2) 松散堆积层孔隙承压水

根据新疆第二水文地质大队钻孔资料，奇台地区承压水分布界线在东湾镇康家庄、达板河大队下部、至旱沟至岌岌湖检查站一线为承压水分布南界，沿北线至沙漠地带承压水分布广泛。

a.承压水顶板埋藏深度

据有关资料反映，奇台城镇附近至沙漠一带，宽 25km 的范围内，第一承压水顶板埋深达 100-200m，第二承压水顶板埋深 200-300m。县城以东草原站一带，第一承压水顶板埋深仅 50-100m，第二承压水顶板埋深 90-220m。平原区承压水顶板高程具有由东南向西北方向渐低的趋势。

b.承压含水层厚度

奇台县城至三屯一线，第一承压含水层厚度由南向北递减，县城为 28.35m，二屯为 13.3m，三屯为 4.83m；由东向西，第一承压含水层厚度由 9.06m 向 35.96m、13.3m、6.52m 递减；第二承压含水层厚度由 7.58m 向 14.37m、29.31m 递减，其中小屯九队附近没有第二承压含水层。桥子十三队所处位置承压含水层有三组，第一顶板与第三项板厚度较大，第二顶板较薄。

规划所在区域水文地质剖面图和综合水文图详见图 5.5-1 和图 5.5-2。

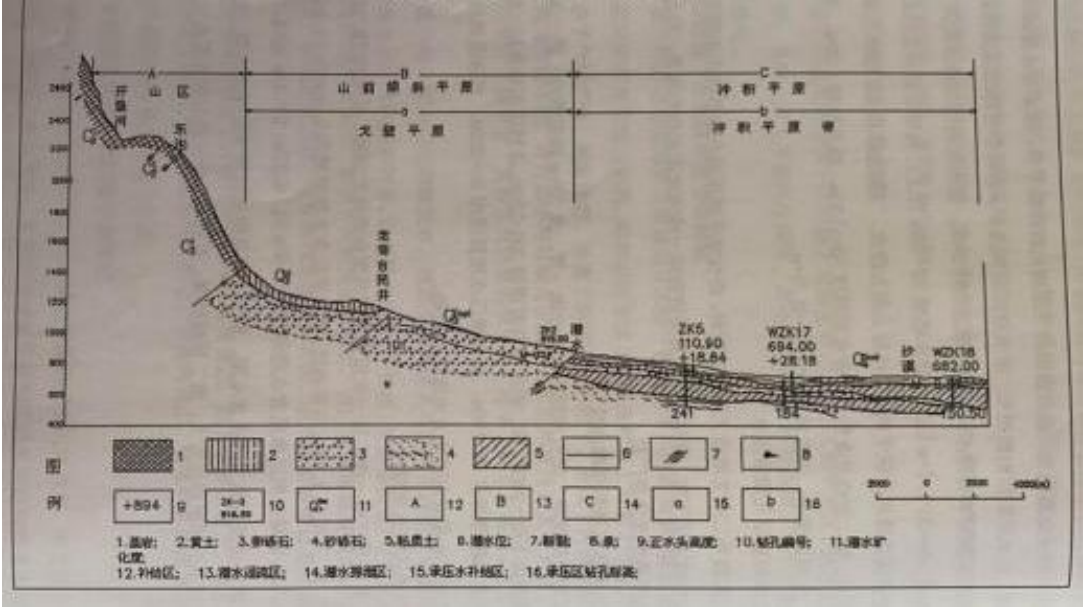


图 5.5-1 奇台县山前平原水文地质剖面图

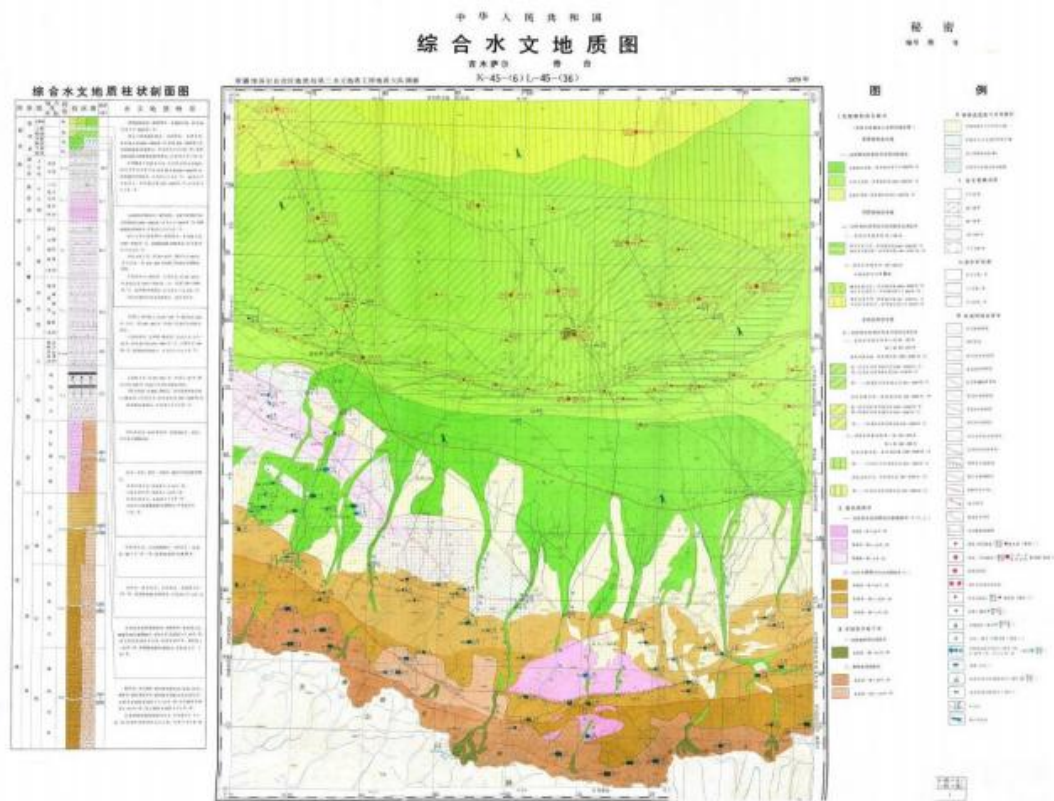


图 5.5-2 奇台县综合水文地质图

根据地下水的赋存条件、水理性质和水力特征，评价区内仅存在一种类型的地下水：第四系松散岩类孔隙水。本项目位于塔里木河以北渭干河冲洪积细土平原上，是以双层及多层结构的潜水-承压水含水层为主的细土平原区，含水层岩性以细砂、粉砂和粉细砂为主。

根据《哈拉哈塘新区地下水环境调查服务项目地下水环境影响评价报告》（新疆地质工程勘察院），在 282m 的钻探深度内，评价区在南北方向上，分布有 1 层潜水和 4 层承压水含水层。其中，潜水含水层的厚度约 27.5-40.0m 不等，含水层岩性为细砂。潜水下部的 4 层承压含水层，在空间分布上基本保持连续性，而厚度分布变化较大，不稳定，结构也较为复杂。这 4 层承压含水层的厚度和岩性各不相同，自上而下含水层的厚度依次约 15.88-40.8m、23.40-75.52m、18.90-40.03m、20.36-73.40m，含水层岩性依次为粉砂、粉砂、细砂、粉砂。上部潜水和下部第一层承压含水层及下部承压含水层之间的隔水层共有 4 层，均为粉质粘土，相对隔水。含水层的岩性、结构、厚度在空间分布上基本保持连续性、稳定性，变化不大。

5.5.1.1 地下水补给、径流、排泄特征性

(1) 地下水的补给

地下水的补给区主要来自基岩山区，其补给主要靠大气降水和冰川融雪水。地下水通过裂隙、孔隙顺地形在水平与垂直方向上运动，经反复交替转化，一部分汇成溪流注入河网，部分沿裂隙向深部运动，以潜流形式直接补给山前平原地下水。奇台诸小河流域自西向东有九条山水河流，地表径流在引入田间过程中有相当部分水渗漏于山前戈壁砾石带，补给山前潜水和深层承压水。

(2) 地下水径流

径流区为山前倾斜平原。该区冲洪积松散层厚度大、粒径粗、坡度大、孔隙大、径流条件好，潜水埋深大。南起山前，北止县城以南，西到东湾大泉、墙户，东到土园仓一带，渗透系数35~150m/d。地下水由该区向北流向下游细土平原及沙漠区补给潜水含水层和承压水含水层。

(3) 地下水的排泄

地下水的排泄形式主要以溢出带泉水排泄、平原区打井取水竖直排泄（包括承压水），地下水浅埋区潜水蒸发及侧向排泄。近几年由于大量开采地下水，潜水位下降，溢出带泉水减少很快，据统计，全县平原区六条泉水河流现已干涸，平原区泉水已消失。由此可见，该区地下水的排泄主要转移到人工开采方面，其次为潜水蒸发排泄和侧向排泄。

5.5.1.3 地下水水化学特征及水质评价

(1) 地下水化学特征

工作区内地下水水化学特征具有明显的水平和垂直分带规律。地下水中各种化学元素的形成、运移和富集主要与地层岩性、地貌和地下水的补给、径流、排泄条件有关。工作区南部为低山丘陵出露的地层为休夕系和第三系，岩石中富含氯化物、硫化物。地下水循环交替迟缓，使地下水水质恶化，水中 SO_4^{2-} 含量达 701.2mg/L，矿化度 1.2g/L，地下水类型为 $\text{SO}_4\text{—Ca·Mg}$ 型水。

工作区的广大荒漠地区，由于含水层颗粒细，地下水径流缓慢，水位埋藏浅，蒸发作用十分强烈在蒸发浓缩作用下，潜水矿化度高达 75.3g/L，地下水水化学类型为 $\text{SO}_4\text{·Cl—Na·Cl·SO}_4\text{—Ca·Mg}$ 型水。而该区顶板埋深 30-50m 承压水，与上部潜水构成上咸下淡的水化学特征，承压水水化学类型 $\text{HCO}_3\text{·SO}_4\text{—Na·Ca}$ 、

HCO₃·SO₄—Na·Ca·Mg 型水，矿化度 0.19--0.7g/L。该区水质具有明显的水平分带规律，即由南向北承压水矿化度有增高的趋势，垂直方向上，埋藏深其水质越好。

②水质评价

项目位于奇台诸小河流域地下水下游地区，60-80m 以下的承压水或自流水各项指标满足国家生活饮用水卫生标准，适宜人，畜饮用以及工业农业用水。所在区域地下水亦属于松散岩类孔隙潜水，含水层岩性为中粗砂，富有地下水，单位涌水量约为 900m³/d·m，埋深约为 9.5m。地下水呈东南向由西北向径流，补给来源主要为侧向径流补给，排泄方式以侧向流出和蒸发蒸腾为主，水位变幅在 0.5~1.0m。

5.5.2 施工期地下水环境影响分析

(1) 施工期间废水对地下水影响分析

根据工程分析，施工期废水、生活污水不外排，对地下水环境影响很小。

(2) 管道施工对地下水影响分析

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

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

5.5.3 运营期地下水环境影响分析

5.5.3.1 正常状况下地下水环境影响分析

(1) 废水

根据工程分析，本项目产生的各类废水不外排，正常情况下不会对地下水产生污染影响。另外，本项目采出水及井下作业废液经处理达标后回注油层，综合回注井地质和结构资料，回注层与工程所在区域内第四系含水层无水力联系，在正常情况下不会对其产生影响；回注井在钻井过程中进行了固井，在固

井质量良好的情况下可以确保井壁不会发生侧漏，有效隔离含水层与井内回注水的交换，有效保护地下水层，可对回注水实现有效封堵。一般不会对区内地下水环境产生影响。

（2）油泥（砂）

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

（3）输送管线

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

综上，正常情况下，本项目的实施对地下水的影响较小。

5.5.3.2 非正常状况下地下水环境影响分析

运营期非正常工况下，废水污染源主要为油水窜层、集输管线的采出液和井下作业废液的泄漏，污染物主要为石油类。

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

油田开发对地下水污染的途径主要有两种方式，即渗透污染和穿透污染途径。

渗透污染：是导致地下水污染的普遍和主要方式。采出水的跑、冒、滴、漏和落地油、套管内上返的采出水等，都是通过包气带渗透到潜水含水层而污

染地下水的。包气带厚度愈薄，透水性愈好，就愈造成潜水污染，反之，包气带愈厚、透水性愈差，则其隔污能力就愈强，则潜水污染就愈轻。

穿透污染：以该种方式污染地下水的主要是采油过程中套外返水。采油过程中一旦出现套外返水事故，采出水在水头压力差的作用下，可能直接进入含水层，并在含水层中扩散迁移，污染地下水。

(1) 油水窜层对地下水的污染影响

油水窜层一般是由于表层套管和油层套管的固井失误导致油气窜层使地下水受污染。井孔坍塌、埋钻、卡钻处理失效导致油气窜层，对第四系含水层厚度判定不定，误为第三系套管隔离失效；对事故废弃井和终采后的弃井封井失当和未进行封井等等，以及其他不可预见事故的发生，都可能造成上部潜水水质劣变乃至严重污染。

根据区域水文地质条件，本项目潜水位埋藏深度较浅。工程区的潜水水质均较差，受强烈蒸发蒸腾作用，地下水矿化度较高，地下水为咸水。钻井过程中采取固井措施，可确保井壁不会发生侧漏，可有效隔离潜水层和承压水层与开采层的交换，有效保护地下水层。

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

①预测情景

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

②预测方法

本次主要关注对工程区第四系含水层的影响，故本报告采用解析法对下游第四系含水层的影响进行预测。

③预测因子

本次选取特征因子石油类进行预测。

④预测模型

根据项目特点，本次预测的对象为潜水含水层。根据前文分析，含水层是一个地下水流连续、渗透能力各向异性明显的含水统一体。根据评价区水文地质情况和地下水评价预测模型的适用条件；将水文地质条件概化为：含水层之间无水力联系，调查评价范围内各含水层厚度均一，含水层水平均匀展布。

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

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

以上式中：x—距注入点的距离，m；

t—时间，d；

C（x，t）—t 时刻 x 处的示踪剂浓度，g/l；

C0——注入的示踪剂浓度，g/l；

u-水流速度，m/d；

n—有效孔隙度，无量纲；

DL—纵向弥散系数，m²/d；

erfc（ ）—余误差函数。

⑤预测源强

本次评价考虑工程最不利情况，采用解析模型预测污染物在含水层中扩散并进行影响评价。根据油田实际操作经验，考虑非正常状况下，井场管线连接和阀门处出现破损泄漏发生 1 小时发现并关闭阀门，本项目为采气井，单井最大采出水产生量约为 30.74t/d，参考《采油废水治理技术规范》(HJ 2041-2014)，石油类浓度范围在 20mg/L~200mg/L，考虑到采出水原油含量较低，本次评价为求得事故状态下对地下水的最大影响，石油类浓度取 100mg/L，则石油类泄漏源强为 3.07kg。

⑥预测结果与分析

将以上确定的参数代入模型，便可以求出不同时段，在预测情景下，泄漏了不同天数（100 天、1000 天、3650 天）时，污染物在含水层不同位置的浓度分布情况。具体见表 5.5-1。

表 5.5-1 污染物在潜水含水层中的浓度迁移预测结果

100d		1000d		3650d	
距离（m）	浓度 c（mg/L）	距离（m）	浓度 c（mg/L）	距离（m）	浓度 c（mg/L）
0	18.000	0	18.000	0	18.000
5	7.430	10	14.100	20	16.500
10	1.440	20	8.680	40	12.900
17	0.035	30	4.010	60	7.920
19	0.009	40	1.340	80	3.560
25	0.000	50	0.321	100	1.130
30	0.000	61	0.044	120	0.247
35	0.000	68	0.010	137	0.050
40	0.000	80	0.001	152	0.010
45	0.000	90	0.000	180	0.000
50	0.000	100	0.000	200	0.000

根据以上预测结果，在本次设定的预测情形下：预测期间，随着时间、距离增加，污染范围也呈增加趋势。石油类浓度在预测 100d、1000d、3650d 时地下水超标距离分别为 17m、61m、137m，影响距离分别为 19m、68m、152m，影响范围内无居民饮用水井等敏感点，但非正常工况时下渗废水对该地区地下水存在潜在影响。

由废弃的油井、套管被腐蚀破坏而污染到地下水的现象，在前期不会发生，待油田开发到中后期时，废弃的油井、套管被腐蚀破坏，才可能会对地下水有影响：废弃油井在长期闲置过程中，在地下各种复合作用下，固井水泥被腐蚀，套管被腐蚀穿孔，加上只封死井口，油气物质失去了释放通道，会通过越流管道进入潜水含水层，参与地下水循环。虽然此时油层几乎没有多少压力，原油不大可能进入到含水层污染地下水，但这一现象仍应引起重视，因此，为预防污染的发生和污染源的形，表层套管严格封闭第四系含水层，定期维护，固井质量应符合要求，废弃井应全部打水泥塞，并经严格的试压以防窜漏污染地

下水，套损发生后及时采取治理技术，尽量避免窜层污染到泄漏点周边区域内的地下水。

（2）泄漏事故对地下水的污染影响

集输管线泄漏事故会导致浅部隐蔽性污染源的产生，泄漏的油品下渗而可能导致地下水污染风险的发生。管线发生泄漏的原因有如下几种：误操作、机械故障、外力作用和腐蚀，这几种因素的产生都是人为的或人为操控程度很高，发生污染的危害程度也取决于操作人员的处置和控制。贮污设施的泄漏是由基座渗漏引起的，污染危害取决于防污工程质量，因此这类污染发生的可控性很高，故一般发生在局部，应以预防为主。

通常集输管线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含油污水的物理性质、泄漏量、泄漏方式、多孔介质特征及地下水位埋深等因素。污染物进入地下后，污染物向地下水系统的迁移途径为：

入渗污染物→表土层→包气带→含水层→迁移

a.地表污染物在包气带土壤中的下渗

由于各种土壤的不同土层对石油类均有吸附能力，石油类污染物主要集中在表层，随着时间的推移，包气带土壤对石油类物质的吸附将趋向饱和，吸附能力将逐渐降低。一般来讲，土壤表层 0~20cm 的滞留石油类物质的含量至少是下层（1m 以下）石油类物质含量的 35 倍；且石油类多在地表 1m 以内积聚，1m 以下土壤中含油量甚少。由于管线泄漏事故为短期大量排放，污染物的泄漏以地表扩展为主，一般能及时发现，并可很快加以控制，石油烃多属疏水性有机污染物，难溶于水而容易被土壤有机质吸附，当土壤中有机质含量较高时，石油烃等污染物在其中迁移的阻滞作用较强，迁移及衰减速度较慢，其影响范围不大，对地下水环境不易产生不利影响。且输油管线一旦发生泄漏，建设单位及当地环境保护部门会组织专门力量进行污染物的清除工作，将在最短的时间内清除地面及地下的石油类物质，因而，石油类污染物进入地下潜水的可能性较小。

在非正常状况下，由于项目区地下水循环条件差，径流、排泄基本处于停滞状态，因此，泄漏对地下水环境产生的影响非常有限，但仍存在潜在影响，

故井场、集输管道等必须采取必要的防渗、防渗措施，在非正常状况下，建设单位应立即采取切断措施并及时组织专门力量进行污染物的清除工作，在最短的时间内清除地面及地下的石油类物质，并加强巡检，防止其泄漏进而污染到周边区域内的地下水。只要建设单位和施工单位严格按照拟定的环保措施进行，非正常状况下，对地下水的影响属可接受范围。

综上，本项目需采取地下水污染防治措施按照“源头控制、过程防控、跟踪监测、应急响应”相结合的原则，并定期开展地下水跟踪监测，在严格按照地下水污染防治措施后，本项目对区域地下水环境影响可接受。

5.5.4 退役期地下水环境影响分析

本项目退役期无废水外排，加强环境管理，一般不会对造成周边地下水环境污染。

5.5.5 小结

正常状况下本项目施工过程中产生的各类废水及固废均得到了妥善处置，在严格按照环评要求的执行的前提下基本不会对地下水环境产生影响。

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

5.6 固体废物影响分析

5.6.1 施工期固体废物影响

本次气田建设在施工期产生的固体废物主要包括施工土方、施工废料以及施工人员产生的生活垃圾。

开挖回填管沟多余的土方沿管线铺设方向形成垄，作为管道上方土层自然沉降富裕量。

施工废料主要包括管材边角料、焊接作业中产生的废焊渣等。根据类比调查，施工废料的产生量约为 0.2t/km，本项目拟建各类集输管线 4.225km，则施工废料产生量约为 0.85t。施工废料应首先考虑回收利用，不可回收利用部分拉运至克拉苏油田钻试修废弃物环保处理站进行处置。

施工期间施工人员生活垃圾总产生量为 0.7t，生活垃圾集中收集后运至奇台县生活垃圾填埋场处置。

施工期间使用的机械设备运行过程中需进行维护、保养、维修等工作，以使其能正常运转，此过程中将产生少量的废油，如废液压油、废润滑油、废机油、含油废弃物等，类比同类工程，施工期产生的机械设备废油量约为 0.5t/a。

5.6.2 运营期固体废物影响

5.6.2.1 运营期固体废物产生种类及去向

运营期固废主要为清管废渣、井下作业固废、废防渗材料、废润滑油、生活垃圾等。

(1) 清管废渣

管线作业清管每年 1 次，清管废渣主要为硫化铁和机械杂质，根据类比调查，一般清管废渣产生量为 1.15kg/km，本项目新建集输管线总长为 4.225km，经核算，每次废渣产生量约 4.86kg/a。清管废渣的主要成分为石油类、SS 和氧化铁等。清管时在收球装置的四周铺设土工布，严格按危险废物相关技术要求和管理规定进行收集与贮存，交由有危险废物处置资质单位进行处置。

(2) 井下作业固废

井下作业固废的产生是临时性的，不定期产生的，主要通过酸化、压裂、洗井等工序，产生一定的酸化液、压裂液和洗井液。参考《排放源统计调查产污核算方法和系数手册》（生态环境部公告 2021 年第 24 号）中 1120 石油和天然气开采专业及辅助性活动行业系数表中井下作业各类固废产排污系数见表 5.6-1。

表 5.6-1 石油和天然气开采专业及辅助性活动行业系数表

产品名称	原料名称	工艺名称	规模等级	污染物指标	产污系数	产生量 (t/a)	末端治理技术名称	排放量 t/a
井下	压裂液	气井加砂压裂	所有	废压裂液(压裂返排液)	263.98m ³ /井	659.95	无害化处理/处置/利	0

作 业			规 模				用	
	酸化 液	气井酸 化压裂		废酸化液（酸 化返排液）	82.3m ³ /井	205.75t/a	无害化处 理/处置/利 用	0
	洗井 液	修井		废洗井液	25.29t/井	63.23t/a	无害化处 理/处置/利 用	0

根据表 5.6-1 计算，本项目 5 口井，井下作业每 2 年 1 次，故本项目井下作业压裂液产生量为 659.95t/a、酸化液产生量为 205.75t/a、洗井液产生量为 63.23t/a，井下作业固废采用专用回收罐进行回收，拉运至吉 28 区块原油脱水站处理。

（3）废防渗材料

项目运营期井下作业时，气井作业场地下方铺设防渗布，产生的落地油直接落在防渗布上，目前油气田使用的防渗布均可重复利用，平均重复利用 1-2 年。单块防渗布重约 250kg（12m×12m），每口井作业用 2 块，则本工程 5 口井作业 1 次共产生废弃防渗布约 2.5t，井下作业频次为 2 年/次，则工程产生废弃防渗材料最大量约 1.25t/a。

作业过程中产生的含油废防渗膜属于危险废物，为 HW08 类危险废物（废物代码 900-249-08 其他生产、销售、使用过程中产生的废矿物油及沾染矿物油的废弃包装物）。作业施工结束后，由施工单位将废弃的含油防渗布集中收集后可委托持有危险废物经营许可证的单位进行无害化处理，拉运过程中资质单位应使用专车、按照指定的拉运路线。

（4）废润滑油

运营期井架及井下作业时各类机械设备需要定期保养和维护，会产生一定量的废润滑油，根据建设单位提供数据，单井井场产生的废润滑油量约 0.05t/a，本项目 5 口采气井废润滑油产生量为 0.25t/a。废润滑油属于《国家危险废物名录》（2025 版）HW08 废矿物油和含矿物油废物，危废代码为 900-214-08，集中收集后可委托持有危险废物经营许可证的单位进行无害化处理，拉运过程中资质单位应使用专车、按照指定的拉运路线。

本工程危险废物产生情况、危险特性及污染防治措施见表 5.6-2。

表 5.6-2 固体废物产生、处置及防治措施情况一览表

序	危 险	废 物	废 物 代 码	产 生 量	产 生 工 序 及 装	形 态	主 要	有	产	危	污 染 防
---	--------	--------	------------------	-------------	----------------------------	--------	--------	---	---	---	-------------

号	废物名称	类别			置		成分	害成分	废周期	废特性	治措施
1	清管废渣	HW08	071-001-08	0.00486 t/a	未经分离的天然气集输与处理环节	固态	油类物质、铁锈	油类物质	间歇	T, I	委托持有危险废物经营许可证的单位进行无害化处理
2	废润滑油	HW08	900-214-08	0.25t/a	天然气的井下作业、采气环节和集输与处理环节	固态、半固体	油类物质	油类物质	间歇	T, I	委托持有危险废物经营许可证的单位进行无害化处理
3	废防渗材料	HW08	900-249-08	1.25t/a	场地清理环节	固体	石油类	石油类	间歇	T, I	委托持有危险废物经营许可证的单位进行无害化处理

5.6.2.2 危险废物环境影响分析

(1) 危险废物收集及运输

本项目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）中相关管理要求并根据《危险废物识别标志设置技术规范》（HJ1276-2022），落实危险废物识别标志制度，对危险废物的容器和包装物以及收集、运输危险废物的设施设置危险废物识别标志。填写危险废物的收集记录、转运记录表，并将记录表作为危险废物管理的重要档案妥善保存。落实环境保护标准制度，按照国家有关规定和环境保护标准要求贮存、利用、处置危险废物，不得将其擅自倾倒处置。危险废物收集和运输过程的污染控制执行《危险废物收集 贮存 运输技术规范》（HJ2025-2012）等有关规定。

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

危险废物标签规格颜色说明：规格：正方形，40×40cm；底色：醒目的橘黄色；字体：黑体字；字体颜色：黑色。

- b. 危险废物类别：按危险废物种类选择，危险废物类别如图 5.2-6 所示；
- c. 材料应坚固、耐用、抗风化、抗淋蚀。危险废物相关信息标签如图 5.2-7 所示。
- d. 装载液体、固体的危险废物的硬质桶内必须留足够的空间，硬质桶顶部与液体表面之间保留 100mm 以上的空间；

序号	危险特性	警示图形	图形颜色
1	腐蚀性		符号：黑色 底色：上白下黑
2	毒性		符号：黑色 底色：白色
3	易燃性		符号：黑色 底色：红色 (RGB: 255,0,0)
4	反应性		符号：黑色 底色：黄色 (RGB: 255,255,0)

图 5.6-1 危险废物类别标识示意图

危险废物

废物名称：

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 5.6-2 危险废物相关信息标签

（2）危险废物运输过程影响分析

本项目产生的危险废物应按照《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》（生态环境部公告 2021 年 第 74 号）中相关要求，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。

本项目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

本项目产生的危险废物应按照《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》（生态环境部公告 2021 年 第 74 号）中相关要求，落实危险废物经营许可证制度，禁止将危险废物提供或委托给无危险废物经营许可证的单位或者其他生产经营者从事收集、贮存、利用、处置活动。

5.6.3 退役期固体废物影响分析

固废污染源主要为废弃管线、废弃建筑残渣等，均属于一般工业固体废物，废弃管线、废弃建筑残渣等收集后送奇台县固废填埋场妥善处理。

5.6.4 固废环境影响评价小结

本项目施工废料首先考虑回收利用，不可回收利用部分拉运至奇台县固废填埋场处置。

运营期固废主要为清管废渣、井下作业固废、废防渗材料、废润滑油、生活垃圾等。井下作业固废采用专用回收罐进行回收，拉运至吉 28 区块原油脱水站处理。清管废渣、废防渗材料、废润滑油，委托有资质的单位进行处置。

本项目对施工期和运营期产生的各种固体废物均采取了妥善的处理、处置措施，只要严格管理，不会对环境产生较大影响。

5.7 土壤环境影响分析

5.7.1 施工期土壤环境影响分析

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

(1) 地面工程施工对土壤环境的影响

油田开发过程中，不可避免地要对土壤进行人为扰动，主要是井场及站场建设、管道敷设和道路建设过程中，车辆行驶和机械施工碾压和踩踏破坏土壤结构。

本项目管道工程一般区域管道施工作业带宽度控制在 8m 范围内；施工带内的土壤均会受到严重扰动和破坏。在施工作业带以外的直接影响区域表现为施工活动中施工机械、车辆碾压、施工人员践踏等对土壤的扰动，改变土壤的紧密度和坚实度，可能造成土壤板结。由于植被被毁，土壤表面压实，土壤板结，通透性差，使土壤水量降低，同时加剧了土壤的蒸发作用，导致盐碱化加重。井场和管道的施工场地、临时施工营地等都存在这种影响。

(2) 水土流失影响分析

油田工程建设对当地水土流失影响的方式包括扰动、损坏、破坏原地貌、地表土壤结构及植被。项目施工及占地呈点线状分布，所造成的水土流失因管线所经过的区域不同而不同。建设期间，施工车辆对地表的大面积碾压，使所经过地段的植被和地表结构遭到不同程度的破坏，使风蚀荒漠化的过程加剧；在地面构筑物建设中，最直接而且易引起水土流失的是施工过程中使影响范围内的地表保护层变得松散，增加风蚀量。本项目建设内容主要为钻井工程、站场改扩建、管线道路等工程的建设等。临时占地范围内的土壤地表表层遭到破坏，下层的粉细物质暴露在地层表面，在风力的作用下，风蚀量会明显加大，这种影响在短时间内不会完全恢复。但随着时间的推移，风蚀量会随着地表新保护层的逐渐形成而减弱。永久占地范围内的地表彻底改变，地表经过砾石铺垫或者其它硬化措施，风蚀量很少，不易发生水土流失。

5.7.2 运营期土壤环境影响分析

5.7.2.1 土壤环境影响识别

(1) 项目类型

本项目部署 5 座采气井场，配套建设 4.225km 集输管线，区域整体以采气为主，土壤项目类别按照采气进行考虑。根据导则附表 A.1，本项目井场建设属于 II 类项目，单井集输管线建设属于 IV 类项目。

(2) 影响类型及途径

拟建工程土壤影响类型同时属于污染影响型和生态影响型。

本项目废水主要为采出水和井下作业废水，未向外环境排放污水，不会造成废水地面漫流影响；非正常状况井场管线连接处出现泄漏，可能通过垂直入渗的形式对土壤造成影响。

本项目井场建设及管道敷设过程中，不会造成区域土壤盐化、酸化、碱化，但管沟开挖过程中会对区域局部土壤造成扰动，导致土壤中盐分含量与周边区域不一致，在后续的自然恢复过程中，扰动区域受雨水、风沙作用将逐步与周边区域土壤保持一致。同时，本项目集输管线中采出液盐分含量较高，当出现泄漏时，采出液中的盐分将进入表层土壤中，遗留在土壤中，造成区域土壤盐分含量升高。

影响类型见表 5.7-1。

表 5.7-1 建设项目土壤环境影响类型与影响途径表

不同时段	污染影响型				生态影响型			
	大气沉降	地面漫流	垂直入渗	其他	盐化	碱化	酸化	其他
施工期	-	-	√	-	-	-	-	√
运营期	-	√	√	-	√	-	-	-
退役期	-	-	-	-	-	-	-	-

(3) 影响源及影响因子

1) 污染影响型

本项目输送介质为采出液，管线连接处破裂时，采出液中的石油烃可能会下渗到土壤中，造成一定的影响。因此本评价选取石油烃作为代表性污染物进行预测。本项目土壤环境影响源及影响因子识别结果参见表 5.7-2。

表 5.7-2 污染影响型建设项目土壤环境影响源及影响因子识别表

污染源	工艺流程	污染途径	特征因子	备注
井场管线连接处	密闭集输	垂直入渗	石油类	事故工况

2) 生态影响型

考虑最不利情况，单井集输管道破裂导致其中高含盐液体进入表层土壤中，造成土壤中盐分含量有一定程度的升高。本次评价选择盐分含量作为代表性因子

进行预测，见表 5.7-3。

表 5.7-3 生态影响型建设项目土壤环境影响源及影响因子识别表

污染源	工艺流程	污染途径	特征因子	备注
单井集输管道	密闭集输	漫流	盐分含量	事故工况

5.7.2.2 现状调查与评价

(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），土壤污染影响型现状调查范围为各井场边界外 50m 及管线边界两侧外扩 2000m 范围；土壤生态影响型现状调查范围为各井场边界外 50m 及管线边界两侧外扩 2000m 范围。

(2) 敏感目标

拟建工程所在区域土壤盐分含量较高，将井场外延 50m 范围及管线两侧 2000m 范围的土壤作为土壤环境（生态影响型）保护目标。

(3) 土壤类型

根据现场调查结果，井场管道等占地现状为裸土地，主要土壤类型为漠境盐土。

5.7.2.3 土壤环境影响评价

(1) 污染影响型

本项目实施后，由于严格按照要求采取防渗措施，在正常工况下不会发生油品渗漏进入土壤。因此，垂直入渗造成土壤污染主要为非正常泄漏工况，根据企业的实际情况分析，如果是采油树管线连接和阀门处出现破损泄漏，即使有油品泄漏，建设单位必须及时采取措施，不可能任由油品漫流渗漏，任其渗入土壤。因此，只在地表积油底部非可视部位发生小面积渗漏时，才可能有少量物料通过漏点，逐渐渗入进入土壤。

综合考虑本项目物料特性及土壤特征，本次评价为事故状况下，采油树管线连接和阀门处出现破损泄漏的石油烃对土壤垂直下渗的污染。

1) 垂直入渗土壤预测模型

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境(试行)》(HJ964-2018)附录 E 中预测方法对本项目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，m²/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：

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

2) 预测参数选取

根据现场土壤采样及水文地质调查结果，对 HA16-H22 井场进行预测，预测模型参数取值见表 5.7-4。

表 5.7-4 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)
盐土	1.5	0.71	0.45	2.1	1	1.5×10 ³

根据工程分析，结合项目特点，本评价选取集输管线连接和阀门处出现破损泄漏过程中，油品中的石油烃对土壤环境的影响。

表 5.7-5 土壤预测源强表

渗漏点	污染物	浓度 mg/L	渗漏特征
泄漏油品	石油烃	10000	瞬时

3) 土壤污染预测结果

①石油烃预测结果

采油树管线连接和阀门处出现破损泄漏, 泄漏油品中石油烃以点源形式垂直进入土壤环境。初始浓度设定为 10000mg/L(考虑泄漏初期采出液中含水率较高), 预测时间节点分别为, T1: 1d, T2: 3d, T3: 10d, T4: 20d。

石油烃沿土壤迁移预测结果见表 5.7-6。

表 5.7-6 土壤预测情况表

序号	预测时间/d	污染深度/cm
1	1	10
2	3	18
3	10	28
4	20	45

由土壤模拟结果可知, 入渗 20 天后, 污染深度为 45cm, 整体渗漏速率较慢。根据调查可知, 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。落地油一般富集在 0-20cm 的土层中, 石油烃在土表的蒸发量与时间呈负指数相关。落地油积存于表层会影响表层土壤通透性, 影响土壤养分的释放, 降低土壤动物及微生物的活性, 使土壤的综合肥力下降, 最终影响植物根系的呼吸作用和吸收作用。

(2) 生态影响型

考虑事故状态下, 单井集输管道破裂后, 采出液进入表层土壤中, 单井集输管道在井场设置有压力和远传信号, 当发生管道破裂时, 可远程关闭井场, 并在 1h 内排查到泄漏点并进行紧急封堵。初步估算, 发生泄漏到封堵, 预计从单井集输管道中泄漏的采出液量为 5m³。采出液中的氯根在 178950mg/L, 则估算进入土壤中的盐分含量为 $=5 \times 178950 \times 58.5 \div 35.5 = 1474447\text{g}$ 。

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

1) 单位质量土壤中某种物质的增量

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

式中: ΔS -单位质量表层土壤中某种物质的增量, g/kg;

I_s -预测评价范围内单位年份表层土壤中某种物质的输入量, g;

L_s -预测评价范围内单位年份表层土壤中某种物质经淋溶排出的量, g;

R_s -预测评价范围内单位年份表层土壤中某种物质经径流排出的量, g;

ρ_b -表层土壤容重, kg/m³;

A -预测评价范围, m²;

D -表层土壤深度, 一般取 0.2m, 可根据实际情况适当调整;

n -持续年份, a。

2) 单位质量土壤中某种物质的预测值

$$S=S_b+\Delta S$$

S -单位质量土壤中某种物质的预测值, g/kg;

S_b -单位质量土壤中某种物质的现状值, g/kg。

项目所处区域气候干燥, 年降雨量较小, 项目考虑最不利情况, L_s 和 R_s 取值均为 0, 预测评价范围为以泄漏点为中心 20m×20m 范围, 表层土壤容重根据区域土壤理化特性调查取值为 $1.4\times 10^3\text{kg/m}^3$, 根据区域土壤盐分监测结果, 单位质量土壤中盐分含量的现状值为 60.4g/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 0.4g/kg, 叠加现状值后的预测值为 60.8g/kg。

从预测结果可知, 发生泄漏后, 导致泄漏点周边区域土壤中盐分含量有所升高, 但在发生泄漏后, 油田公司会按照要求将泄漏点周围区域土壤进行清理, 且随着雨水淋溶, 区域土壤中增加的盐分含量将逐渐降低直至恢复至平均水平。

运营期须定期检查管道的破损或破裂情况, 若发现有破损或破裂部位须及时进行修补。故在项目运行期间, 需加强管理和监督检查, 杜绝非正常情况的发生, 避免污染物进入土壤及地下水含水层中。在工程做好防渗、定期监测、严格执行本次环评提出的污染防治措施的前提下本项目对土壤环境影响可接受。

综上, 本项目采用密闭集输的生产方式, 正常工况下无废水及固废等污染物外排, 不会造成土壤环境污染。如果发生井喷及管线泄漏等事故, 泄漏的原油会对土壤环境产生一定的影响, 泄漏的石油覆盖于地表可使土壤透气性下降、土壤理化性状发生变化。泄漏的油品如果进入土壤, 从而使土壤质地、结构发生改变, 影响到土地功能, 进而影响地表植被的生长。根据环境风险分析可知, 本项目风险潜势很低, 发生泄漏事故的可能性很小, 在做好源头控制、过程防控等措施的前提下, 可避免工程项目实施对土壤环境产生污染影响。

本项目土壤环境影响评价自查表, 见表 5.7-7。

表 5.7-7 土壤环境影响评价自查表

工作内容		完成情况				备注
影 影 响 识 别	影响类型	污染影响型 ☐ ；生态影响型 ☐ ；两种兼有 ☒				
	土地利用类型	建设用地 ☒ ；农用地 ☐ ；未利用地 ☒				土地利用类型图
	占地规模	(0.04515) km ²				永久占地, 中型
	敏感目标信息	敏感目标(耕地、园地、牧草地、村庄)、方位(项目区及评价区域内)、距离(项目区及评价区域)				
	影响途径	大气沉降 ☐ ；地面漫流 ☒ ；垂直入渗 ☐ ；地下水位 ☐ ；其他(生态影响)				
	全部污染物	盐分、pH、石油烃(C10-C40)				
	特征因子	盐分、pH、石油烃(C10-C40)				
	所属土壤环境影响评价项目类别	I类 ☐ ；II类 ☒ ；III类 ☐ ；IV类 ☐				本项目井场、阀组站
		I类 ☐ ；II类 ☐ ；III类 ☐ ；IV类 ☒				集输管线
	敏感程度	敏感 ☐ ；较敏感 ☐ ；不敏感 ☒				污染影响型
敏感 ☐ ；较敏感 ☐ ；不敏感 ☒				生态影响型		
评价工作等级		一级 ☐ ；二级 ☐ ；三级 ☒				污染影响型
		一级 ☐ ；二级 ☒ ；三级 ☐				生态影响型
现 现 状 调 查 内 容	资料收集	a) ☒ ；b) ☒ ；c) ☒ ；d) ☒				
	理化特性	——				
	现状监测点位		占地范围内	占地范围外	深度	点位布置图
		表层样点数	3	4	20cm	
现状监测因子	《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)中基本项目 45 项和石油烃；《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB15618-2018)中基本项目 8 项和 pH、石油烃、含盐量					
现 现 状 评 价	评价因子	pH、石油烃、含盐量				
	评价标准	GB15618 ☐ ；GB36600 ☒ ；表 D.1 ☐ ；表 D.2 ☐ ；其他()				
	现状评价结论	占地范围内各项监测因子满足《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)中表 1 第二类用地筛选值标准要求。 占地范围外满足《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB15618-2018)中“表.1 农用地土壤污染风险筛选值(基本项目)”的 pH>7.5 所列标准；土壤中石油烃含量较低，满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)第二类用地风险筛选值要求。				
影 影 响	预测因子	石油烃(C10-C40)、盐分含量				
	预测方法	附录 E ☒ ；附录 F ☐ ；其他()				

工作内容		完成情况			备注
预测	预测分析内容	影响范围（井场、阀组站周围） 影响程度（较小）			污染影响型
		影响范围（单井集输管线泄漏点） 影响程度（盐碱化程度加剧）			生态影响型
	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	代表性井场
		3	石油烃	1 次/3 年	
	信息公开指标	石油烃、盐分含量、pH			
	评价结论	通过采取源头控制、过程防控措施，从土壤环境影响的角度，本项目建设可行			

6.环境保护措施及其可行性论证

本项目实施过程中，会对评价区内的生态环境、水环境、环境空气、土壤环境等造成不同程度的影响。本章分别对工程在施工期、运营期和退役期拟采取的措施及各专题评价提出的措施进行分析和论证。

6.1 施工期环境保护措施

6.1.1 生态保护措施

6.1.1.1 井场工程生态环境保护措施

(1) 对井场永久性占地合理规划，严格控制临时占地面积，尽量避让植被较多的区域，严格按照有关规定办理建设用地审批手续；对永久性占地进行地面硬化，以减少风蚀量。

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

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

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

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

6.1.1.2 管线工程生态保护措施

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

(2) 合理调整管线走向，管线施工作业宽度应控制在 8m 以内，注意避让地表植被。

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

(4) 管线施工时应根据地形条件, 尽量按地形走向、起伏施工, 减少挖填作业量。

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

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

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

(8) 加强野生动物保护, 对施工人员进行宣传教育, 禁止捕杀野生动物。

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

(10) 及时清理施工现场, 做到“工完、料净、场地清”。

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

6.1.1.3 对评价区植被的生态保护措施

(1) 生态避让

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

2) 井场建设选址尽量少占植被茂密的地块, 若无法进行避让, 需对保护植物进行移植保护。同时, 严格控制占地面积, 以减少占地和保护野生植物。

3) 管线施工应严格限定施工范围, 确定作业路线, 不得随意改线。

(2) 生态防护

1) 管线施工范围应严格限制在 8m 范围内。施工机械和车辆应严格按照规定在设计场地及便道上作业和行驶, 防止扩大对土壤和植被的破坏范围。在保证顺利施工的前提下, 应尽可能缩小施工作业宽度, 以减少临时占地影响, 将施工期对环境不利影响降到最低限度。

2) 在施工便道设置“保护生态环境、保护野生动植物”等警示牌, 并从管

理上对施工作业人员加强宣传教育，切实提高保护生态环境的意识。

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

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

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

6) 尽量减少对动植物的伤害和生境占用。工程建设区域如发现重点保护野生植物、特有植物、古树名木等，需进行就地或迁地保护，并加强观测，具备移栽条件、长势较好的尽量全部移栽。

(3) 生态恢复

1) 工程结束后，建设单位应承担恢复生态的责任；

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

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

4) 项目用地扰动区域须保护区域生态系统，并根据扰动区域土质情况因地制宜进行修复，减小项目实施对区域生态环境功能的不利影响。

6.1.1.4 对野生动物的生态保护措施

(1) 由于本项目距离卡拉麦里自然保护区实验区较近，在冬季食物相对匮乏及春夏季觅食的时候，活动能力较强的蒙古野驴和额喉羚可能在项目区周边活动，施工营地应设置在远离卡拉麦里自然保护区一侧。

(2) 建设单位在施工场所醒目处设置“自然保护区，注意保护”等告示牌，提醒施工人员依法保护野生动物，严格规定工作人员的活动范围，使之限于在施工作业带范围内活动。

(3) 施工过程中若发现受伤、病残饥饿、受困、迷途珍稀野生动物及野生

动物的幼崽和繁殖场所的应及时采取保护，并联系当地的相关主管部门，不得随意惊吓、追赶、捕猎、宰杀野生动物。确保设施正常运行，避免噪声惊扰野生动物。

(4) 工程建设过程中应防止施工噪声、灯光等对动物造成不利影响，高噪声及强光区域应做降噪遮光等防护措施。

6.1.1.5 自然景观保护措施

本工程区域以戈壁荒漠生态景观为主。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。气田开发建设后，其原始的荒漠背景变成了以荒漠、油田道路、采气树共同存在的自然与人工相互共存的景观格局。

从整体上看，荒漠拼块虽然出现破碎化的倾向，但总体上连通程度仍然维持了较好的状态，仍是区域的景观模地。但如果任凭气田建筑和道路的景观发展，不进行生态治理和保护，也将会使生态环境的演变发生逆转，破坏原有生态环境的稳定性。因此，在项目建设的过程中，必须采取相应的景观保护措施，以保证减缓和避免生态环境恶化的趋势。

(1) 对现有的自然资源，包括植被，直至现有的地形、地貌等都要尽可能的加以保护。

(2) 在管线的选线、敷设过程中，合理的规划布局，根据地形条件，尽量按地形走向、起伏施工。对敷设在较平坦地段的管道，应在地貌恢复后使管沟与附近地表自然过渡，减缓对原始自然景观的破坏。

(3) 严格遵守各项规程、规范、施工时限和范围，施工结束后立即对地表等环境景观进行恢复，并实施防风固沙工程和绿化措施，使油田开发与周围景观环境协调发展。

6.1.1.6 水土流失防治措施

根据水土保持防治分区，在现场调查基础上，针对本工程施工建设活动引发水土流失的特点和造成危害程度，采取有效的防治措施，合理安排施工进度，按照与主体工程相衔接的原则，对不同区域新增水土流失部位进行对位治理，通过分析评价主体工程已经实施的措施、存在问题等，优化并补充完善工程防治措施、临时防护措施，形成一个综合防治措施体系。

（1）工程防治措施

1）井场工程区

井场工程区施工活动主要表现在由于场地平整及堆垫，扰动原地貌，增加了施工区的水土流失强度。主体设计已有砾石压盖措施；方案补充场地平整、彩条旗拦挡和洒水降尘等措施。

2）管道工程区

管道工程区主要是管沟开挖及管道施工对地面的破坏，主体设计未采取防护措施，方案补充场地平整、彩条旗拦挡、防尘网苫盖和洒水降尘措施。

（2）水土保持管理措施

对工程措施的管理要纳入生产管理计划之中，专业人员负责施工设计和技术指导，在责任范围内建立相应的管理措施。根据《中华人民共和国水土保持法》，在山区、丘陵区、风沙区以及水土保持规划确定的容易发生水土流失的其他区域开办可能造成水土流失的生产建设项目，生产建设单位应当编制水土保持方案，报县级以上人民政府水行政主管部门审批，并按照经批准的水土保持方案，采取水土流失预防和治理措施。没有能力编制水土保持方案的，应当委托具备相应技术条件的机构编制。

1）项目选线和拟采用的技术标准，应该充分考虑水土流失因素，尽量避开植被茂盛地段，施工期间严格划定施工活动范围，严格控制和管理运输车辆及重型机械的运行范围，不另辟施工便道，不得离开运输道路及随意驾驶。由专人监督负责，以防破坏土壤和植被。

2）施工时，在有植被分布地段，要特别注意保护原始地表与天然植被，应划定施工活动范围，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”字型作业方法，走统一车辙，避免加行开辟新路，以减少风沙活动。

3）避免在大风、雨天施工。施工结束后，要做好施工迹地的恢复工作。井场建设应尽量利用挖方料，做到土石方平衡。

4）严禁在大风、大雨天气下施工，特别是深挖和回填等作业。

5）加强施工期管理，加速建设进度，减少施工期水土流失的产生；同时在施工期间，应提前制定严密的交通管理措施。

6）加强水土保持管理，对施工人员进行培训和教育，自觉保持水土，保护

植被。严禁施工材料乱堆乱放，不随意乱采乱挖沿线植被。

7) 对施工迹地恢复平整，以减少区域水土流失量的增加。

6.1.1.7 防沙治沙措施

根据《中华人民共和国防沙治沙法》和《加强沙区建设项目环境影响评价工作的通知》（新环环评发〔2020〕138号）的要求，本工程环评针对土地沙化现状、分析了项目实施对周边沙化土地的影响，本工程在建设过程中执行以下防沙治沙措施：

（1）严格控制施工活动范围，严禁乱碾乱轧，避免对项目占地范围外的区域造成扰动。严格遵守油田环境保护规章制度，严格划定车辆行驶路线及临时道路开拓路线，运输车辆及勘探车辆在规定路线范围内行驶，禁止乱碾乱轧；严格规定各类工作人员的活动范围，使之限于在各工区范围内活动。

（2）井场永久占地范围采用戈壁土+砾石压实铺垫；管线临时占地应在满足施工要求的前提下进行适当的调整，以减少占地。

（3）优化施工组织，缩短施工时间，管线施工作业时应分段作业，避免在大风天气作业，以免造成土壤风蚀影响。

（4）管线施工时应根据地形条件，尽量按地形走向、起伏施工，减少挖填作业量。

（5）粉状材料及临时土方等在井场堆放应采取覆盖防尘布，逸散性材料运输采用苫布遮盖，减少施工扬尘产生量和起沙量。

（6）施工结束后对场地进行清理、平整并压实，场站实施场地硬化，避免水土流失影响

6.1.1.8 对卡拉麦里山有蹄类野生动物自然保护区保护措施

根据《新疆维吾尔自治区卡拉麦里山有蹄类野生动物自然保护区管理条例》第二十一条卡山自然保护区外围 5km 范围为外围保护地带。本项目位于外围保护地带外，但十分接近保护地带，本环评要求井场采用护栏加以防护，外围地带设置警告标识，禁止施工人员进入保护区，避免野生动物陷入危机或者生命受到威胁。

6.1.1.9 其他生态保护措施要求

(1) 在工程施工过程中和施工结束后, 及时对施工场地进行平整, 以便自然植被后期自然恢复。

(2) 加强施工期环境监理, 委托专职人员承担生态监理。采用巡检监理的方式。监理的重点时段是管线施工期。监理的重点内容是: 野生动物保护, 以及材料堆放、施工方式等环境保护内容。生态监理要求应落实在管线和站场工程项目承包招标书中。

综上所述, 本工程在施工期采取的生态环境影响减缓措施可行。

6.1.1.10 生态保护工程的技术和经济可行性

本工程施工期要严格遵守国家和地方有关野生动物保护、水土保持法等法律法规。主要采取以下生态保护措施, 这些措施对于减少地表破坏, 减缓水土流失, 抑制荒漠化发展起到了一定的积极作用。

——对气田的永久性占地合理规划, 严格控制占地面积。

——按设计标准规定, 严格控制施工作业带(开挖)面积, 气田内管线敷设施工宽度控制在设计标准范围内, 并尽量沿道路纵向平行布置。以减少地表破坏, 减少土方的暴露面积。

——施工作业尽量利用原有公路, 沿已有车辙行驶。杜绝车辆乱碾乱轧的情况发生。不随意开设便道。

——施工机械在不得在规定范围以外的行驶和作业, 保持地表不被扰动。

——施工作业结束后, 应考虑防风固沙。

——在道路边、气田区, 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, 切实提高保护作业区生态环境的意识。

管道施工通常只有几个月, 施工结束后受损植被可逐渐恢复, 采取一些人工恢复措施后, 受损生物量基本可以全部恢复。评价范围内, 野生植物和野生动物大多是新疆地区的常见种, 工程对野生植物和野生动物影响较小。在采取以上措施后, 类比本区域已开发工程所采取的环保措施可知, 项目的生态保护措施是可行的。

6.1.2 大气污染防治措施

施工期废气主要为井场、管线施工过程中产生的扬尘及施工车辆尾气、焊接烟气等，均为无组织排放，随施工结束而消失。提出以下污染防治措施：

6.1.2.1 地面施工大气污染防治措施

（1）场地平整时，禁止利用挖掘机进行抛洒土石方作业，定期洒水，作业面要保持一定湿度。

（2）避免在大风季节施工，尽可能缩短施工时间，提高施工效率，减少裸地暴露时间。

（3）施工单位必须加强施工区的规划管理。挖方堆放应定点定位，并采取防尘、抑尘措施（洒水、遮盖等措施）。

（4）合理规划、选择最短的运输路线，充分利用油气田现有公路网络，禁止随意开辟道路，运输车辆应以中、低速行驶，减少车辆行驶动力起尘。

（5）合理规划临时占地，控制临时占地范围，对工作区域外的场地严禁机械及车辆进入、占用，避免破坏植被和造成土地松动。

（6）管沟开挖深度不宜过深，及时开挖，及时回填，遇大风天气应停止土方作业。

（7）加强施工场地环境管理，提倡文明施工，积极推进绿色施工，严防人为扬尘污染。

6.1.2.2 焊接烟气、机械设备和车辆废气污染防治措施

（1）加强对施工机械、车辆的维修保养，使用环保节能型柴油机。

（2）选用轻质柴油燃料，并加强管理维护，柴油机燃烧烟气排放满足《非道路移动机械用柴油机排气污染物排放限值及测量方法（中国第三、四阶段）》（GB20891-2014）修改单以及《非道路柴油移动机械污染物排放控制技术要求》（HJ1014-2020），禁止以柴油为燃料的施工机械超负荷工作，减少烟尘和尾气的排放。

（3）焊接作业时使用无毒低尘焊条。

以上环境空气防治措施，简单可行，具有可操作性，施工扬尘、车辆废气及焊接烟气影响能够减缓到可以接受的程度，以上抑尘措施是可行的。

6.1.3 噪声防治措施

本工程施工期噪声源主要是各类施工机械和运输车辆。为最大限度避免和减轻施工及运输噪声对周围声环境的不利影响，本评价对施工期噪声控制提出以下要求和建议：

（1）施工单位可合理安排施工时间，避免长时间使用高噪声设备，使本工程在施工期造成的噪声污染降到最低。

（2）施工设备选型时，在满足施工需要的前提下，尽可能选取噪声低、振动小、能耗小的先进设备。

（3）加强施工机械的维护保养，避免由于设备性能差而使机械噪声增大的现象发生。

（4）运输车辆进出工地时应低速行驶，少鸣笛或不鸣笛。

项目区 200m 范围内没有声环境敏感点，采取的噪声污染防治措施是可行的。

6.1.4 废水污染防治措施

施工期产生的废水主要是管线试压废水及生活污水。

（1）试压废水

本项目管道试压以测试管道的强度和密闭性，试压介质为清洁水，管道试压用水重复利用。管道试压过程会产生一定量的试压废水，清管试压废水主要污染物为悬浮物。试压水由管道排出由罐收集后，进入下一段管道循环使用，试压结束沉淀后用于施工区域洒水降尘，不外排。因此，本项目管道试压废水可得到妥善处置，不外排，污染防治措施可行。

（2）生活污水

生活污水集中收集后定期拉运至奇台县污水处理厂处理，禁止运输途中随意倾倒，确保废水不外排，确保水污染控制和水环境影响减缓措施有效。

（3）其他保护措施

①施工期间，施工单位应严格执行《建设工程施工场地文明施工及环境管理暂行规定》，对污水加强管理，严禁乱排污染环境，施工机械检修期间，地面应铺设塑料布，及时回收废机油，防止废油落地，污染土壤和地下水；

②施工场地应设置临时沉砂池，混凝土搅拌机等冲洗废水经沉淀后回用到施工作业中，不外排。禁止沿途倾倒、排放废水。

③严格按照《油气输送管道穿越工程设计规范》（GB50423-2013）设计及施工，合理安排管道施工时序和施工工艺的情况。管道应埋设于最大冻土深度以下且应有足够的埋设深度。集输管线敷设前，加强对管材和焊接质量的检查，防止因管材质量及焊接缺陷造成泄漏事故的发生。选择有经验的单位进行施工，加强施工过程监理，确保施工质量。

④油气井的设计、建造应按照 SY/T6596 的要求保证其完整性。

综上所述，通过采取以上各种废水处理及防治措施，本项目施工期产生的各类废水均可以得到有效处置，施工期的废水污染防治措施合理可行。

6.1.5 固体废物污染防治措施

施工期产生的固体废物主要为施工过程中产生钻施工废料和施工人员生活垃圾等。

施工废料应首先考虑回收利用，不可回收利用部分拉运至当地建筑垃圾填埋场填埋处置；

生活垃圾，现场集中收集，依托奇台县生活垃圾填埋场处置；

机械设备废油和含油废弃物委托有危废处置资质单位接收处置。

综上，本项目施工期固废污染防治措施可行。

6.1.6 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）工程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进行平整。

本项目施工期土壤污染防治措施可行。

6.2 运营期环境保护措施

6.2.1 生态环境保护措施

(1) 监督和管理措施

①针对本项目的建设，吐哈油田分公司安全环保部负责工程建设及运营期间对生态环境的保护工作，落实本项目环保措施的实施并与各施工单位签订详细的环境保护协议，明确各方的责任以及奖惩规定。

②选择信誉良好、素质较高的施工队伍，保证工程建设的质量，避免因质量问题对环境带来不利影响；同时，通过培训和发放宣传手册强化施工人员的环境保护意识，明确施工人员的行为和奖惩制度。

③针对已经发生的破坏生态环境的问题必须认真、及时的解决，并对正在和即将建设的工程提出具体、可行的整改和防治措施。

(2) 运营期生态保护措施

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，同时需处理施工期遗留问题。

①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。

②定时巡查井场及管线等，及时清理含油污泥。

③及时做好井场清理平整工作，填平、覆土、压实。

④井场、管线施工完毕，进行施工迹地的恢复和平整，井场周围及管道两侧砾石覆盖等生态恢复措施。

⑤管沟回填应按层回填，以利于施工带土壤和植被的尽早恢复。回填后应予以平整、压实，以免发生水土流失。对高出地面部分作出水土保持要求，要求高出地面部分回填土按梯形堆放于管线上部，堆放后人工进行修整、拍实。项目区低洼地段，降雨季节施工的应先建好防洪、导流和泄洪设施后开工，以防洪水冲毁工程、机械，造成不必要的损失。

通过采取以上措施，本项目井场永久占地面积可得到有效控制，临时占地可得到及时恢复。

6.2.2 废气污染防治措施

本项目运营期的废气排放源主要为集输过程中无组织废气排放和温室气体。无组织排放的污染物主要为站场、井口、管线接口、阀门等处产生的无组织挥发烃类；温室气体的污染物主要为井场、站场开采过程中产生的甲烷逃逸。针对以上污染源，气田采取以下大气污染治理措施：

（1）采用技术质量可靠的设备、仪表控制、阀门等，烃类机泵采用无泄漏屏蔽泵。

（2）项目投入运营后，需严格按照《挥发性有机物（VOCs）污染防治技术政策》要求，持续加强物料储存、转移、输送过程中 VOCs 排放、泄漏、收集处理等控制措施。在采出液集输过程中，为减轻集输过程中烃类的损失，气田开发采用密闭集输流程，非甲烷总烃无组织排放可以满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中企业边界污染物控制要求。一旦发生泄漏事故，紧急切断油、气源，实施关井，从而最大限度地减少采出液集输过程中烃类及油的排放量。定期对采出液集输管线进行巡检，以便及时发现问题，消除事故隐患，防止采出液泄漏进入大气环境。

（3）VOCs 污染控制措施：①选用质量可靠的设备、仪表、阀门等；定期对井场的设备、阀门等检查、检修，以防止跑、冒、漏现象的发生；②加强对密闭管线及密封点的巡检，一旦发生泄漏立即切断控制阀，并尽快内完成修复；加强气井生产管理，减少烃类的跑、冒、滴、漏，做好气井的压力监测，并准备应急措施。

（4）在日常生产过程中，加强非甲烷总烃无组织排放例行监测，对典型站场厂界非甲烷总烃每年监测一次，确保非甲烷总烃满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中企业边界污染物控制要求。

（5）定期对采出液集输管线进行巡检，以便及时发现问题，消除事故隐患，防止采出液泄漏进入大气环境。

（6）温室气体管控

①进一步开展节能减排工作，加强质量控制和技术研发，加强采出液技术管道密闭性能；

②大力推广应用零散天然气回收和电力系统无功补偿级新能源利用等开采技术，开发清洁能源替代现有能源；

③选用质量可靠的设备、仪表、阀门等；

④加强对密闭管线及密封点的巡检，一旦发生泄漏立即切断控制阀，并尽快内完成修复；

⑤加强气井生产管理，减少温室气体的跑、冒，做好气井的压力监测，并准备应急措施，从而减少温室气体排放。

综上，本项目采取的废气污染防治措施可行。

6.2.3 噪声污染防治措施

(1)加强设备维护，定期对设备设施进行检查及保养，确保设备正常运转，减少非正常噪声。

(2)对采油树设备采取基础减振措施。

运营期井场场界噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2类标准。因此，所采取的工程措施基本可行。

本项目运营期噪声污染防治措施针对性强，可确保厂界噪声达标。

6.2.4 废水污染防治措施

本项目运营期的主要废水是采出水和井下作业废液。

(1)采出水处理

本项目建成投运后，单井采出水随油气混合物输送至吉 28 区块原油脱水站合站处理，处理后达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》

（SY/T5329-2022）标准回注地层，可保持油层压力，使油藏有较强的驱动力，以提高油藏的开采速度和采收率。

表 6.2-1 采出水处理规模一览表

分类	设计最大处理规模	现状处理量	负荷率	富余处理能力	本项目需处理量	依托可行性
吉 28 区块原油脱水站合站采出水处理站	3000m³/d	1246m³/d	41.5%	1754m³/d	47m³/d	可依托

吉 28 区块原油脱水站合站满足本项目采出水处理需求，采出水可实现全部回注油藏用于驱油，依托处理设施可行。

（2）井下作业废液处理

井下作业废液中主要含有酸、盐类和有机物，采用专用废水回收罐收集后运至吉 28 区块原油脱水站，处理后的井下作业废液均不外排。

此外，对运营期废水拉运建立管理台账，台账记录内容包括污水拉运量、罐车车号、到站时间、离站时间、进出场站登记记录等，必须定点装卸车，按照规定路线限速行驶，禁止沿途倾倒、泄放废水。在采取以上措施，本项目运营期废水均经处理后，全部回注，不外排。废水污染防治措施合理可行。

6.2.5 地下水污染防治措施

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

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

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

6.2.5.1 源头控制措施

选择先进、成熟、可靠的工艺技术，对产生的废物进行合理的回用和治理，尽可能从源头上减少污染物排放；严格按照国家相关规范要求，对井场、站场、管道的装置等采取相应措施，以防止和降低污染物的跑、冒、滴、漏，降低风险事故，尽量减少地下水污染。

(1) 采出水依托吉 28 区块原油脱水站合站采出水处理系统处理，经处理后满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）标准中指标后回注于现役油藏，不外排。

(2) 定期对井场、阀组的设备、阀门等进行检查，一旦发现异常，及时采取措施，防止原油“跑、冒、滴、漏”的发生。

(3) 采用高质量的集输管道，防止油水泄漏；管线埋设严格遵守相关规定，埋至冻土层以下，并对管线进行防腐保温等保护措施；定期对输油管道进行检查，一旦发现异常，及时更换，尽量杜绝“跑、冒、滴、漏”的发生，并随时做好抢修准备，加强抢修队伍的训练和工作演练。

(4) 油气井运行期间应参照《石油天然气工业套管和油管的维护与使用》（GB/T 17745-2011）要求进行井筒完整性管理，定期开展井筒完整性检查。定期对采油井的固井质量进行检查，若发现固井质量不合格，先查明固井质量不合格的原因，并及时采取一系列的修整措施，保证固井质量合格，防止发生油水窜层等事故；发现异常情况及时处理，防止污染地下水。

(5) 修井作业时，要严格加强防污染措施。起油管前要打开泄油器，管内油水进入废液罐，蒸汽吹扫油管、油杆的油污、污水等全部回收至废液罐回收，严禁流入井场。

(6) 项目转为注水开发后，在回注井运行过程中，应持续对回注井口压力、套管压力、环空压力、回注流体的流量、水质等指标进行监测，定期开展套管腐蚀和水泥环状况检测，检测周期不超过 3 年。回注井运行前及运行期间，应定期进行井筒完整性测试，若检测发现井筒完整性失效，应立即停止回注。

6.2.5.2 分区防治措施

对井场、站场可能泄漏污染物的污染区地面进行防渗处理，并及时将泄漏/渗漏的污染物收集起来进行处理，可有效防止洒落地面的污染物渗入地下。根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016），分区防控措施应满足以下要求：

(1) 已颁布污染控制国家标准或防渗技术规范的行业，水平防渗技术要求按照相应标准或规范执行，如 GB16889、GB18597、GB18598、GB18599、GB/T50934 等。

(2) 未颁布相关标准的行业, 根据预测结果和场地包气带特征及其防污性能, 提出防渗技术要求或根据建设项目场地天然包气带防污性能、污染控制难易程度和污染物特性, 提出防渗技术要求。

本工程不属于已颁布污染控制国家标准或防渗技术规范的行业, 分区防控措施应根据《环境影响评价技术导则-地下水环境》(HJ 610-2016) 中污染控制难易程度分级参照表(表 6.2-2)、天然包气带防污性能分级参照表(表 6.2-3)、地下水污染防渗分区参照表(表 6.2-4), 提出防渗技术要求。

表 6.2-3 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 6.2-4 天然包气带防污性能分级参照表

分级	包气带岩土防污性能
强	岩(土)层单层厚度 $Mb \geq 1.0m$, 渗透系数 $K \leq 1 \times 10^{-6}cm/s$, 且分布连续、稳定
中	岩(土)层单层厚度 $0.5m \leq Mb < 1.0m$, 渗透系数 $K \leq 1 \times 10^{-6}cm/s$, 且分布连续、稳定; 岩(土)层单层厚度 $Mb \geq 1.0m$, 渗透系数 $1 \times 10^{-6}cm/s < K \leq 1 \times 10^{-4}cm/s$, 且分布连续、稳定;
弱	岩(土)层不满足上述“强”和“中”条件

表 6.2-5 地下水污染防渗分区参照表

防渗分区	天然包气带 防污性能	污染控制难 易程度	污染物类型	防渗技术要求
重点防渗区	弱	难	重金属、持久性 有机污染物	等效粘土防渗层 Mb≥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	其它类型	等效粘土防渗层 Mb≥1.5m， K≤1×10 ⁻⁷ cm/s ， 或 参 照 GB16889 执行
	中-强	难	重金属、持久性 有机污染物	
	中	易		
	强	易		
简单防渗区	中-强	易	其它类型	一般地面硬化

根据《环境影响评价技术导则-地下水环境》(HJ610-2016) 中表 6 及前文分析, 项目区内包气带防污性能为“弱”, 生产过程中产生的污水中主要污染物为石油类及 COD 等, 不属于重金属和持久性有机物类, 为“其他类型”。故运营期将工程区域整体划分为一般防渗区。具体划分方案如下:

表 6.2-6 项目污染防渗区分

类别	项目涉及区域		防渗要求
一般防	运	井场、站场设施永久	防渗性能不应低于 1.5m 厚渗透系数为 $1.0 \times 10^{-7}cm/s$ 的黏

渗区	营 期	占地	土层的防渗性能，施工过程中应有专人负责质量控制，并做好施工记录，同时施工期应留存施工影像。
----	--------	----	---

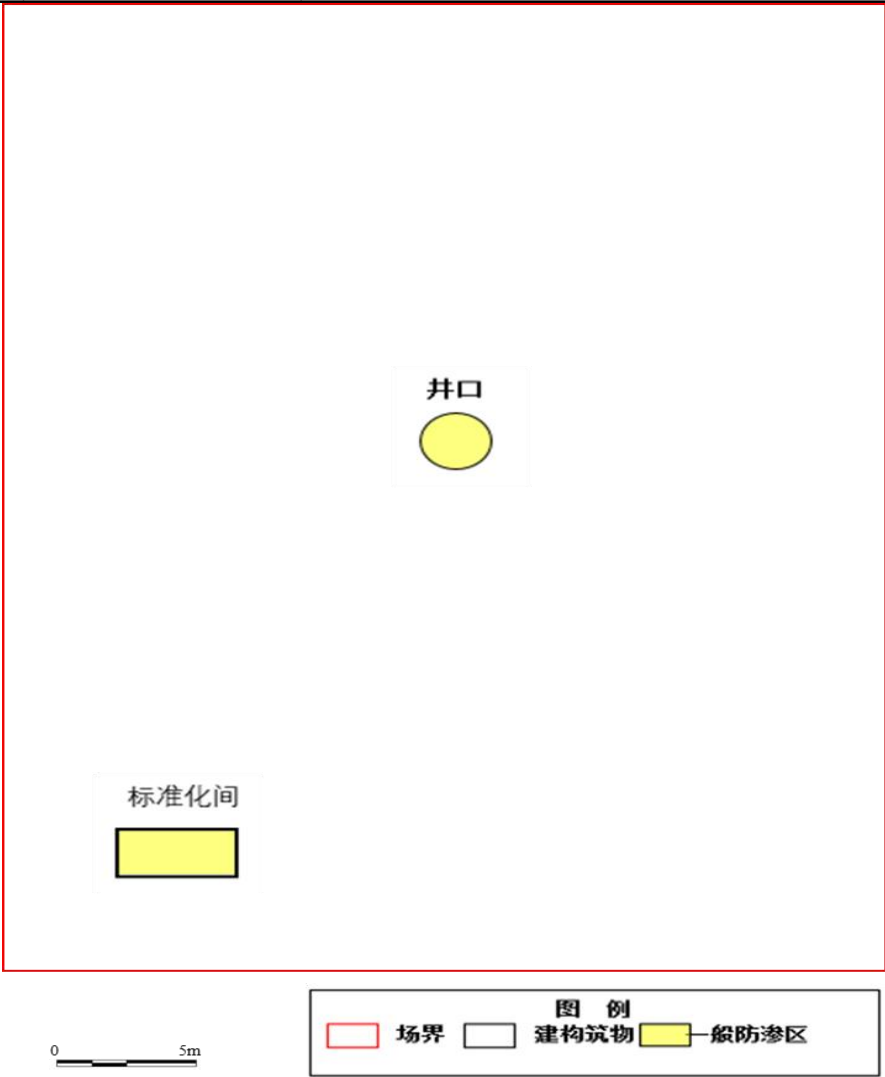


图 6.3-1 井场防渗分区图

6.2.5.3 管道刺漏防范措施

- （1）各新建井场设置现场检测仪表，并由 RTU 箱中的控制系统实现井场内的生产运行管理和控制，并与所属的联合站 SCADA 管理系统通信，上传井、站场的重要生产运行数据，接收上位系统的控制指令，设置现场监控系统，随时通过监控系统观察井场内生产情况。
- （2）在管道上方设置标志，以防附近的各类施工活动对管道的破坏。减轻管道的内外腐蚀，定期检测管道的内外腐蚀情况，并配备适当的管道抢修、灭火及人员抢救设备。

(3) 定期对管线进行检查，对壁厚低于规定要求的管段应及时更换，消除爆管的隐患；按规定进行设备维修、保养，及时更换易损及老化部件，防止油气泄漏事故的发生，定期对管线进行巡视，应加强管线和警示标志的管理工作，提高巡线的有效性，发现对管道安全有影响的行为，应及时制止、采取相应措施并向上级报告。利用管道的压力、流量监控系统，发现异常立即排查，若是出现问题，立即派人现场核查，如有突发事件启动应急预案。

(4) 一旦管道发生泄漏事故，井场内设置有流量控制仪及压力变送器，当检测到压力降速率超过设定值时，由 SCADA 系统发出指令，远程自动关闭阀门。

6.2.5.4 地下水环境监测与管理

根据本工程特点建立和完善区域地下水环境监测制度和环境管理体系，制定完善的监测计划，环境监测工作可委托当地有资质的环境监测机构承担。根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）、《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023），结合工程区所在区域的水文地质条件和《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ 610-2016）中要求，二级评价的建设项目一般需在建设项目场地、上、下游各设置 1 个跟踪监测点，监测井位的设置可依托已有水井，根据区域水文地质条件，监测计划、孔深、监测井结构、监测层位、监测项目、监测频率等详见表 6.2-7。

表 6.2-7 地下水监测点布控一览表

孔号	区位	监测层位	功能	监测频率	主要监测项目
G1	项目区周边	孔隙潜水/单管单层	地下水环境影响跟踪监测井	每年采样 1 次。发生事故时加大取样频率。	耗氧量、氨氮、挥发性酚类、硫化物、氯化物、硫酸盐、氟化物、石油类等。
G2	地下水上游				
G3	地下水下游				

另外，应对本项目各井井口压力、套管压力、环空压力、流体的流量、水质等指标进行监测。

上述监测结果应按项目有关规定及时建立档案，并定期向东河采油气管理区安全环保部门汇报，对于常规监测数据应该进行公开。如发现异常或发生事故，加密监测频次，改为每周监测一次，并分析污染原因，确定泄漏污染源，及时采取应急措施。

另外，井场设置现场检测仪表，并由 RTU 箱中的控制系统实现井场内的生产运行管理和控制，上传井场的重要生产运行数据，接收上位系统的控制指令，设置现场监控系统，随时通过监控系统观察井场内生产情况。

为保证地下水监测工作巧效有序运行，须明确职责、制定相关规定进行管理；具体管理措施和技术措施如下：

（1）管理措施

①预防地下水污染的管理工作是生态环境管理部门的职责之一，油田公司环境保护管理部门应指派专人负责预防地下水污染的管理工作；

②建设单位应委托具有监测资质的单位按时、按质、按量完成地下水监测工作，并按要求分析整理原始资料、编写监测报告；

③建立与工程区环境管理系统相联系的地下水监测信息管理系统；

④按突发事件的性质、类型、影响范围、后果严重性分等级制订相应的应急预案，在制定预案时要根据环境污染事故潜在威胁的情况，认真细致地考虑各项影响因素，并组织有关部门、人员进行适时演练、不断补充完善预案内容。

（2）技术措施

①定期对法兰、阀门、管道等进行检查。

②在日常例行监测中，一旦发现地下水水质监测数据异常，应尽快核查数据，确保数据的正确性，并将核查过的监测数据通告相关部门，由专人负责对数据进行分析、核实，并密切关注生产设施的运行情况。具体内容如下：了解全井场、站场生产是否出现异常情况，出现异常情况的装置、原因；加大监测密度，如监测频率由每年 1 次临时加密为每天一次或更多，连续多天，分析变化动向。

6.2.5.5 地下水污染应急预案及处理

（1）应急预案内容

在制定井场、站场安全管理体制的基础上，制订专门的地下水污染事故应急措施，并应与其它类型事故的应急预案相协调，并纳入到鄯善采油管理区应急预案中。地下水应急预案的具体内容如下：

①应急预案的日常协调和指挥机构；

②各部门在应急预案中的职责和分工；

③确定地下水环境保护目标和对目标采取的紧急处置措施，评估潜在污染可能性；

④特大事故应急救援组织状况、人员和装备情况，平常的训练和演习。

（2）污染事故处理

在发现异常或者事故状态下，建议采取如下污染治理措施。

①如发现异常或发生事故，加密监测频次，改为每周监测一次，并分析污染原因，确定泄漏污染源，及时采取应急措施。

②一旦发生地下水污染事故，应立即启动应急预案。

③查明并切断污染源。

④探明地下水污染深度、范围和污染程度。

⑤依据探明的地下水污染情况，合理布置浅井，并进行试抽工作。

⑥依据抽水设计方案进行施工，抽取被污染的地下水体，并依据各井孔出水情况进行调整。可采用阻断污染物向周边环境迁移扩散的技术，如泥浆墙、灌浆墙、土工膜阻断、板桩、原位土壤搅拌阻断、可渗透反应墙等，通过在污染源周围构筑低渗透屏障，来隔离污染物，同时操控地下水的流场。

⑦将抽取的地下水进行集中收集处理，并送实验室进行化验分析。

⑧当地下水中的特征污染物浓度满足地下水功能区划的标准后，逐步停止抽水，并进行土壤修复治理工作。

⑨对事故后果进行评估，并制定防止类似事件发生的措施。

综上，本项目采取的地下水污染防治措施可行。

6.2.6 固体废物污染防治措施

（1）危险废物污染防治措施

本项目运营期固体废物主要为清管废渣、废润滑油、废防渗材料，根据《国家危险废物名录（2021年版）》（部令第15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），以上废物均属危险废物，委托有危废处置资质单位接收处置。

（2）危险废物处置措施可行性分析

1）危险废物贮存及运输

本项目产生的危险废物应按照《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气

开采》（生态环境部公告 2021 年 第 74 号）中相关要求，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。

本项目产生的危险废物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）及《危险废物转移管理办法》规定中的相关要求。

2) 危险废物委托处置环境影响分析

本项目产生的危险废物应按照《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》（生态环境部公告 2021 年 第 74 号）中相关要求，落实危险废物经营许可证制度，禁止将危险废物提供或委托给无危险废物经营许可证的单位或者其他生产经营者从事收集、贮存、利用、处置活动。

6.2.7 土壤污染防治措施

（1）源头控制

通过加强管线内的压力、流量传感器检修维护，保障发生管线阀门连接处泄漏及时切断阀门，减少泄漏量；加强日常巡检监管工作，出现泄漏情况能及时发现；加强法兰、阀门连接处腐蚀情况记录管理，避免因老化、腐蚀导致泄漏情况发生。井下作业按照“带罐上岗”的作业模式，加强站场及管线巡检，避免因“跑、冒、滴、漏”或泄漏事故发生造成原油进入土壤，发生泄漏事故时应及时清理落地油，受污染的土壤应交由具有相应危险废物处置资质的单位负责接收、转运和处置，降低对土壤环境质量的影响程度。

（2）过程防控措施

巡检车辆严格按照油田巡检路线行驶，不得因乱碾乱压破坏土壤结构。严格执行地下水章节分区防控措施要求。防渗措施的设计，使用年限不应低于本项目主体工程的设计使用年限。

（3）跟踪监测

根据《环境影响评价技术导则土壤环境（试行）》（HJ964-2018）土壤一级评价的跟踪监测要求，制定跟踪监测计划，本项目应 3 年监测 1 次，根据工程特点及土壤环境敏感目标情况，监测点位应布设在管线铺设范围可能影响区

域，在占地范围内和占地范围外分别设 1 个表层样，在占地范围内设 1 个柱状样，监测因子为石油烃。当发生事故泄漏时应加强监测点位和监测频次。

综上所述，正常情况下，本项目不会污染土壤环境，非正常情况下，采取有效措施后可减轻对土壤环境的影响。在做好源头控制、过程防控等措施的前提下，可避免工程实施对土壤环境产生污染影响。

6.3 退役期环境保护措施

6.3.1 大气环境保护措施

- (1) 运输车辆使用符合国家标准的油品。
- (2) 在闭井施工操作中应做到文明施工，防止水泥等的洒落与飘散；尽量避开大风天气进行作业。
- (3) 退役期封井施工过程中，应加强施工质量管理，避免出现封井不严等非正常工况的烃类泄漏。

在采取以上措施后，类比本区域已开发工程所采取的环保措施可知，工程退役期的大气环境保护措施是可行的。

6.3.2 水环境保护措施

对废弃井应封堵，拆除井口装置，截去地下 1m 内管头，保证对各类废弃井采取的固井、封井措施有效可行，防止发生油水窜层，污染地下水资源。根据《废弃井封井回填技术指南（试行）》要求，应对矿井进行环境风险等级评估后，按照风险等级采取不同的保护措施。

- (1) 矿井环境风险等级评估
- 矿井作为潜在污染源和污染通道，可参考下表 6.3-1 开展环境风险等级评估。

表 6.3-1 废弃矿井环境风险等级评估

井筒状况环境状况	井筒无明显破损	井筒破损
未污染，距离敏感受体大于地下水 1000 天流程或 1km	无风险	中风险
未污染，距离敏感受体小于等于地下水 1000 天流程或 1km	低风险	高风险
矿井造成地下水污染	-	高风险

项目区 1km 范围内无密集人群、水源井，属于无敏感受体，如井筒无明显破损，环境风险等级为“无风险”；如井筒发生破损，环境风险等级为“中风险”。

（2）废弃矿井分级处理要求

①低风险废弃矿井可采用井盖封堵或密闭填充

井盖封堵应按井筒边缘外扩 1.0m 作为封闭井筒井盖范围，井筒井壁拆除深度不得小于 1.2m。采用钢筋混凝土结构，浇筑混凝土厚度不得小于 1m，将井筒封闭。盖板上如需回填土，应待混凝土养护达到设计强度后再回填，回填土应分层夯实，压实系数不小于 0.94。井盖应设置导气孔，导气孔高出地表 0.5m，露出地面部分应设成倒 U 型。

密闭填充应设置两道密闭墙，密闭墙之间用黄泥、粘土或混凝土等材料填充。内密闭墙自井口以下垂深大于 20m 处砌筑混凝土墙，强度满足承重要求，外密闭墙在井口处砌筑厚度不小于 1m 的混凝土墙。两道密闭墙之间应埋设导气管，导气管前端伸出内密闭墙 0.5m，末端高出地表 0.5m，露出地面部分应设成倒 U 型。

②中风险废弃矿井应针对渗漏点采用分段回填

分段回填方式指针对井筒渗漏点进行回填后再进行井盖封堵，分段回填应根据井筒地质剖面，按照“下托上固”的思路，在井壁合适位置构筑钢筋混凝土栓塞，在栓塞之上针对渗漏点进行止水封堵，止水后压实封闭。

6.3.3 噪声污染防治措施

（1）选用低噪声机械和车辆。

（2）加强设备检查维修，保证其正常运行。

（3）加强运输车辆管理，合理规划运输路线，禁止运输车辆随意高声鸣笛。

6.3.4 固废及土壤污染防治措施

（1）地面设施拆除、井场清理等工作中会产生废弃管线、废弃建筑残渣，应集中清理收集。管线外运清洗后可回收利用，废弃建筑残渣外运至环保部门指定建筑垃圾填埋场填埋处理，不得遗留在场地内影响土壤环境质量。

（2）《参照废弃井封井回填技术指南（试行）》（环办土壤函〔2020〕72号）对完成采油的废弃井封堵，拆除井口装置，最后清理场地，清除各种固体废弃物，自然植被区域自然恢复。

（3）运输过程中，运输车辆均加盖篷布，以防止行驶过程中固体废物的散

落。

6.3.5 生态恢复措施

随着气井开采时间的延长，其储量将逐年降低，最终进入退役期。当开发接近尾声时，各种机械设备将停止使用，井场和管线等设备设施陆续被拆卸、转移，原有的大气污染物、噪声及固体废物等对环境的影响将会逐渐减弱甚至消失。

(1) 严格按照《废弃井封井回填技术指南（试行）》相关要求，拆除地面设施、清理井场等，拆除的报废设备和建筑废料等由建设单位进行回收处置。

(2) 对完成采油的废弃井应封堵内井眼，拆除井口装置，截去地下 1m 内管头，清理场地，清除填埋各种固体废物，恢复原有地貌。

(3) 保证对各类废弃井采取的固井、封井措施有效可行，防止其发生油水层窜层，产生二次污染。

(4) 井场经过清理后，永久性占地范围内的水泥平台或砂砾石铺垫应进行清理，然后根据周边区域的自然现状对其进行恢复，使井场恢复到相对自然的一种状态。

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

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

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

6.3.6 生态恢复治理方案

(1) 生态环境保护与恢复治理的一般要求

根据《矿山生态环境保护与恢复治理技术规范（试行）》（HJ651-2013）的相关要求，本项目生态环境保护与恢复治理方案需遵循以下要求：

采取有效预防和保护措施，避免或减轻矿产资源开发活动造成的生态破坏和环境污染。坚持“预防为主、防治结合、过程控制”的原则，将生态环境保护与恢复治理贯穿开采的全过程。

根据《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》（DZ/T 317-2018）中生态恢复要求，本项目生态环境保护与恢复治理方案需遵循以下要求：

①贯彻“边开采，边治理，边恢复”的原则，及时治理恢复生态环境。

②遵循矿区油气资源赋存状况、生态环境特征等条件，科学合理地确定开发方案，选择与油气藏类型相适应的先进开采技术和工艺，推广使用成熟、先进的技术装备，严禁使用国家明文规定的限制和淘汰的技术工艺及装备。

③土地利用需符合用地指标政策。合理确定场址、管网、路网建设占地规模。

（2）井场生态恢复治理

①井场生态恢复治理范围

本项目新建井场的临时占地施工范围需进行生态环境恢复治理。

②生态环境恢复治理措施

施工结束初期，对井场永久占地范围内的地表进行戈壁土+砾石覆盖，以减少风蚀量。

项目施工结束后，应对井场临时占地内的土地进行平整，恢复原有地貌。充分利用前期已收集的弃土覆盖于井场临时占地表层，覆盖厚度根据植被类型和场地用途确定。

（3）管线生态恢复

①管线生态恢复治理范围

本项目新建管线总长 4.225km，管线施工扰动范围内需进行生态环境恢复治理。

②生态环境恢复治理措施

单井采气管道施工作业带宽度控制在 8m 范围内，施工过程中保护土壤成分和结构，在管线敷设过程中，覆土压实，管沟回填后多余土方应作为管廊覆

土，不得随意丢弃。

(4) 植被恢复措施及恢复要求

工程施工结束后，按照林草部门要求进行恢复，井场临时占地恢复后的植被覆盖率不应低于区域范围内同类型土地植被覆盖率，植被类型应与原有类型相似，并与周边自然景观协调，不得使用外来有害物种进行井场、站场植被恢复。

6.4 环境影响经济损益分析

6.4.1 社会效益和经济效益

6.4.1.1 社会效益

本项目的建设投产，对本地区的经济和社会发展都具有非常重要的意义，主要体现在以下几个方面。

(1) 大力开发油气资源是贯彻和落实西部大开发战略的重要举措，是把西部地区资源优势转变为经济优势的有力保证，作为主力油源准噶尔盆地蕴藏了丰富的油气资源，油气资源的开发，将把新疆丰富的地下资源变为实实在在的经济收益。同时，资源的开发建设伴随着基础设施的完善，这给新疆经济带来了良好的发展机遇。

(2) 为加快新疆经济发展，保持新疆政治和社会稳定具有重大的战略意义。油气的开发建设对拉动新疆的经济发展将起到重要作用，另外，油气资源开发还可带动当地原油副产品加工利用和相关产业的发展，推动地方发展。总之，本项目在促进新疆经济发展，保持边疆民族团结和社会稳定等方面，具有特别重要的意义。

6.4.1.2 经济效益

项目总投资 801.27 万元，经过建设项目可行性研究报告分析，其在经济上可行。

6.4.2 环境经济损益分析

6.4.2.1 环境损失分析

油气开发建设对环境造成的损失主要表现在：

- (1) 工程占地造成的环境损失；
- (2) 突发事故状态污染物对土壤、植被的污染造成的环境损失；
- (3) 其他环境损失。

本项目永久占地主要为井场。项目永久占地的损失量分为经济损失和生态效益损失两部分，经济损失即为项目土地征购费及复垦费。生态效益损失难以确定，工程施工与占地对植被、土壤、生态环境都会造成不利影响。

本项目对区域的主要影响是生态影响，包括植被破坏后由于地表裸露导致水土流失和土壤环境质量下降。但在加强施工管理和采取生态恢复等措施后，施工影响是可以接受的。

本项目建设期短，不涉及当地居民搬迁，无弃土工程，而且建设期的各种污染物排放均属于短期污染，会随着施工的结束而消失。因此，在正常情况下，基本上不会对周围环境产生影响，但在事故状态下，将对人类生存环境产生影响。如由于自然因素及人为因素的影响，引起管道泄漏事故，将对周围环境造成较为严重的影响。由于事故程度不同，对环境造成的损失也不同，损失量的估算只能在事故发生后通过各项补偿费用来体现。

6.4.2.2 环保投资估算

项目总投资 801.27 万元，环保投资 143 万元，占总投资的 17.8%。具体环保投资估算见表 6.4-1。

表 6.4-1 环保投资估算

阶段	环境要素	项目名称	环保措施	工程量	投资 (万元)
施工期	生态环境	工程占地	对占地造成的生态破坏进行经济补偿，完工后迹地清理并平整压实、临时占地恢复	15.165h m ²	60
	废气	井场、管线等施工产生的施工扬尘	运输车辆应加盖篷布，临时土方覆盖，防尘布（或网），逸散性材料运输采用苫布遮盖；管线分段施工，缩短施工时间；施工结束后尽快对施工场地进行恢复平整。	/	5
		施工机械尾气	使用达标油品，加强设备维护	/	5
	废水	生活污水	施工期生活污水排入井场的排入防渗池，定期清运至奇台县生活污水处理厂处理	5 座防渗池	3
	固体废	建筑垃圾	送至当地建筑垃圾填埋场	/	6

	物	生活垃圾	集中收集后送至奇台县生活垃圾填埋场处置	/	2
运营期	废气	无组织挥发烃类	选用技术质量可靠的设备、仪表控制、阀门	/	5
	废水	压裂返排液、酸化返排液及废洗井液	采用专用回收罐进行回收，拉运至吉 28 区块原油脱水站处理	/	10
		采出水	采出水集中收集后由罐车拉运至吉 28 区块原油脱水站处理，处理达标后回注地层	/	10
	噪声	井场噪声	采用低噪声设备	/	5
	固体废物	清管废渣	集中收集后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	/	3
		井下作业固废	井下作业固废采用专用回收罐进行回收，拉运至吉 28 区块原油脱水站	/	5.0
		废防渗膜	废防渗膜	/	0.5
退役期	固体废物	管线拆除的建筑垃圾	截去地下 1m 内管头；井口封堵，建筑垃圾清运至当地建筑垃圾填埋场	/	8
	废气	地面构筑物、管线拆除产生的施工扬尘	洒水降尘	/	0.5
	生态恢复	临时占地和永久占地	完工后迹地清理并平整压实、施工临时占地和原来井场的永久占地释放后植被和土壤的恢复	/	5
	环境管理	环境监理	严格监督各项环保措施落实情况，确保各项污染防治措施有效实施	/	10
合计					143

6.4.2.3 环保措施效益分析

本项目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。如将采出水通过吉 28 区块原油脱水站合站的污水处理系统处理，处理达标后回注油层，节约了使用新鲜水的资金。

(1) 废气

油气集输及处理采用全密闭流程，井口密封并设紧急截断阀，有效减少烃类气体的挥发量，减少对大气的污染。

(2) 废水

井下作业废液集中收集进入吉 28 区块原油脱水站处理达到《碎屑岩油藏注

水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)中的有关标准后回注油层；采出废水依托吉 28 区块原油脱水站合站污水处理系统处理达标后回注。由工程分析可知，本项目每年最多可产生采出水约 $1.54 \times 10^4 \text{t/a}$ ，全部处理后回用，相当于节省了同样数量的清水，不但节省了水资源，保护了环境，还可以产生可观的经济效益。

(3) 固体废物

项目产生的清管废渣等危废委托具有危废处置资质的公司进行处置，减少了对环境的影响。

(4) 噪声

通过采取选用低噪声设备、隔音、减振等措施，减低了噪声污染。

(5) 生态保护措施

在施工期间，采取严格控制地表扰动范围，严格控制乙方单位在施工作业中的占地；施工结束后清理井场废弃物，平整场地。

本项目各项环保措施通过充分有效的实施，可以使污染物的排放在生产过程中得到有效的控制。

本项目选用先进、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的削减。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，大大减低其对周围环境的影响。

6.4.3 环境经济损益分析结论

本项目经分析具有良好的经济效益和社会效益。

在建设过程中，由于项目在建设过程中都需要占用一定量的土地，并因此带来一定的环境损失。因而在油田开发过程中，需要投入必要的资金用于污染防治和恢复地貌等，经估算该项目环境保护投资约 143 万元，环境保护投资占总投资的 17.8%。实施相应的环保措施后，不但能够起到保护环境的效果，同时节约经济开支，为企业带来双赢。

7.环境风险评价

7.1 风险调查

项目施工期和运营期涉及的主要危险物质为天然气,涉及的风险主要为运行过程中集输管线破损造成的天然气的泄漏。

7.1 环境风险潜势初判

根据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018)附录 B,本项目涉及的风险物质为天然气(甲烷),分别属于《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018)附录 B 中的油类物质(矿物油类,如石油、汽油、柴油等,生物柴油等),临界量 2500t;天然气(甲烷)临界量 10t。根据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018),危险单元的定义为由一个或多个风险源构成的具有相对独立功能的单元,事故状况下应可实现与其他功能单元的分割。则本项目运营期风险单元为新建的集输管线。

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

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

式中: $q_1, q_2, \dots, q_n$ ——每种危险物质的最大存在总量, t;

$Q_1, Q_2, \dots, Q_n$ ——每种危险物质的临界量, t。当 $Q < 1$ 时,该项目环境风险潜势为 I。当 $Q \geq 1$ 时,将 Q 值划分为:(1) $1 \leq Q < 10$; (2) $10 \leq Q < 100$; (3) $Q \geq 100$ 。

本项目新建高压输送单井管线 4.225km (DN80 柔性复合高压输送管)。各站场和开发井均有控制(截断)阀,发生泄漏时,可通过控制(截断)阀进行紧急切断。天然气平均密度 0.82kg/m^3 。

根据克拉伯龙方程,计算管道带压运行状态下的气体质量:

$$pV=nRT$$

p: 气体压强,标况压强 0.101325MPa , 管线压力 3.15MPa ;

V: 气体体积,管道体积;

n: 气体的物质的量, 单位 mol;

T: 绝对温度, 293.15K;

R: 气体常数。

各管线天然气(甲烷)最大在线量计算见表 7.2-1。

表 7.2-1 本项目运营期危险物质最大在线量核算表

序号	管道名称	起点	终点	长度 (km)	管径 (mm)	压力 (MPa)	天然气最大 在线量 (t)
1	石钱 5 井至石钱 302H单井管线	石钱 5 井	石钱 302H	2.575	80	3.15/3.0	0.0138
2	石钱 303 至石钱 3 单井管线	石钱 303	石钱 3	1.0	80	1.23/1.21	0.0053
3	石钱 3 至石钱 302H 集输管线	石钱 3	石钱 302H	0.650	80	1.21/1.20	0.0032
合计							0.0223

本项目危险物质辨识结果详见表 7.2-2。

表 7.2-2 本项目危险物质 Q 值一览表

序号	物质名称	临界量 (t)	最大储存量 (t)	Q
1	天然气	10	0.0223	0.00223

根据上表计算结果, 本项目 $Q=0.00223$, $Q<1$ 。判断项目风险潜势为I。根据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018)相关要求, 本次评价仅对项目可能存在的环境风险进行简单分析。

7.3 环境敏感目标概况

本项目位于新疆维吾尔自治区昌吉州奇台县五马场哈萨克族乡境内, 位于奇台县东北方, 距离奇台县县城约 86km, 距吉 28 块约 90km, 距石树区 1 块约 40km。现场踏勘结果表明, 本项目不涉及自然保护区、水源保护区、文物保护单位等其它特殊敏感目标。据现场调查, 本项目评价范围内主要环境保护敏感目标见表 2.6-1。

7.4 环境风险识别

7.4.1 危险物质风险识别

按照《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018)附录 B、《危险化

学品重大危险源辨识》（GB18218-2018）、《职业性接触毒物危害程度分级》（GBZ/T230-2010）中涉及的有毒有害、易燃易爆物质进行危险性识别。对于中度危害以上的危险性物质应予以识别，按照物质危险性，结合受影响的环境因素，筛选本项目涉及的主要风险物质为天然气（甲烷），存在于集输管线管线内。风险物质危险特性和分布见表 7.4-1。

表 7.4-1 风险物质危险特性和分布一览表

序号	危险物质名称	危险特性	分布
1	天然气	易燃气体	集输管线

天然气中甲烷、乙烷属单纯窒息性气体，对人体基本无毒。其它组分如丙烷、异丁烷、正丁烷、异戊烷、正戊烷等都为微毒或低毒物质。天然气除气态烃外，还有少量二氧化碳、氮气等非烃气体。天然气理化性质、危险危害特性及防护措施，见表 7.4-2。

表 7.4-2 天然气理化性质、危险危害特性及防护措施表

化学品名称	化学品中文名称	天然气		
	化学品英文名称	Naturalgasdehydration		
成分/组成信息	主要有害成分	甲烷		
	分子式	CH ₄	分子量	16.05
危险特性	危险性类别：第 2.1 类易燃气体。 侵入途径：吸入。 健康危害：空气中甲烷浓度过高，能使人窒息。当空气中甲烷达 25%~30%时，可引起头痛、头晕、乏力、注意力不集中、呼吸和心跳加速、共济失调。若不及时脱离，可致窒息死亡。皮肤接触液化气体可致冻伤。 环境危害：对环境有害。 燃爆危险：易燃，与空气混合能形成爆炸性混合物。			
急救措施	皮肤接触：如果发生冻伤，将患部浸泡于保持在 38~42℃的温水中复温。不要涂擦。不要使用热水或辐射热。使用清洁、干燥的敷料包扎。如有不适感，就医。 吸入：迅速脱离现场至空气新鲜处。保持呼吸道通畅。如呼吸困难，给输氧。呼吸、心跳停止，立即进行心肺复苏术。就医。			
消防措施	危险特性：易燃，与空气混合能形成爆炸性混合物，遇热源和明火有燃烧爆炸的危险。与五氧化溴、氯气、次氯酸、三氟化氮、液氧、二氟化氧及其它强氧化剂接触发生剧烈反应。有害燃烧产物：一氧化碳。 灭火方法：用雾状水、泡沫、二氧化碳、干粉灭火。切断气源。若不能切断气源，则不允许熄灭泄漏处的火焰。消防人员必须佩戴空气呼吸器、穿全身防火防毒服，在上风向灭火。尽可能将容器从火场移至空旷处。喷水保持火场容器冷却，直至灭火结束。			
泄漏应急处理	消除所有点火源。根据气体扩散的影响区域划定警戒区，无关人员从侧风、上风向撤离至安全区。建议应急处理人员戴正压自给式呼吸器，穿防静电服。作			

	业时使用的所有设备应接地。禁止接触或跨越泄漏物。尽可能切断泄漏源。若可能翻转容器，使之逸出气体而非液体。喷雾状水抑制蒸气或改变蒸气云流向，避免水流接触泄漏物。禁止用水直接冲击泄漏物或泄漏源。防止气体通过下水道、通风系统和限制性空间扩散。隔离泄漏区直至气体散尽。			
操作处置与储存	操作注意事项：密闭操作，全面通风。操作人员必须经过专门培训，严格遵守操作规程。远离火种、热源，工作场所严禁吸烟。使用防爆型的通风系统和设备。防止气体泄漏到工作场所空气中。避免与氧化剂接触。在传送过程中，钢瓶和容器必须接地和跨接，防止产生静电。搬运时轻装轻卸，防止钢瓶及附件破损。配备相应品种和数量的消防器材及泄漏应急处理设备。 储存注意事项：钢瓶装本品储存于阴凉、通风的易燃气体专用库房。远离火种、热源。库温不宜超过 30℃。应与氧化剂等分开存放，切忌混储。采用防爆型照明、通风设施。禁止使用易产生火花的机械设备和工具。储区应备有泄漏应急处理设备。			
接触控制/个体防护	工程控制：生产过程密闭，全面通风。 工程控制：生产过程密闭，全面通风。 呼吸系统防护：一般不需要特殊防护，但建议特殊情况下，佩戴过滤式防毒面具（半面罩）。 眼睛防护：一般不需要特殊防护，高浓度接触时可戴安全防护眼镜。 身体防护：穿防静电工作服。 手防护：戴一般作业防护手套。 其他防护：工作现场严禁吸烟。避免长期反复接触。进入限制性空间或其它高浓度区作业，须有人监护。			
理化特性	外观与性状	无色无味气体	饱和蒸汽压	53.32kPa/-168.8℃
	沸点	-161.4℃	闪点	-218℃
	熔点	-182.6℃	溶解性	微溶于水，溶于乙醇、乙醚、苯、甲苯等。
	密度	相对密度（水=1）：0.42（-164℃）；相对蒸汽密度（空气=1）：0.6	稳定性	稳定
	爆炸极限	5~15%（V%）	引燃温度	537℃
稳定性和反应活性	稳定性：稳定；禁配物：强氧化剂、强酸、强碱、卤素；避免接触的条件：高热，火源和不相容物质；聚合危害：不发生；分解产物：一氧化碳、二氧化碳。			
毒理学资料	LD50：50%（小鼠吸入，2h）；LC50：无资料。			
生态学资料	其它有害作用：温室气体。应特别注意对地表水、土壤、大气和饮用水的污染。			
废弃处置	废弃物性质：危险废物。 废弃处置方法：建议用焚烧法处置。 废弃注意事项：处置前应参阅国家和地方有关法规。把倒空的容器归还厂商或在规定场所掩埋。			
运输信息	运输注意事项：采用钢瓶运输时必须戴好钢瓶上的安全帽。钢瓶一般平放，并应将瓶口朝同一方向，不可交叉；高度不得超过车辆的防护栏板，并用三角木垫卡牢，防止滚动。运输时运输车辆应配备相应品种和数量的消防器材。装运			

	该物品的车辆排气管必须配备阻火装置，禁止使用易产生火花的机械设备和工具装卸。严禁与氧化剂等混装混运。夏季应早晚运输，防止日光暴晒。中途停留时应远离火种、热源。公路运输时要按规定路线行驶，勿在居民区和人口稠密区停留。铁路运输时要禁止溜放。
--	--

7.4.2 井场危险性识别

(1) 井喷事故风险

井喷为井场常见事故。如果井底压力小于地层压力，地层流体将进入井筒并推动钻井液外溢，即发生溢流。此时，如果对地下气压力平衡控制不当，不能及时控制溢流，会造成气、水或其他混合物迅速喷到地面，即发生井喷。井喷会引发天然气泄漏及火灾爆炸，对空气环境、水环境及生态环境造成危害，致使人员伤亡、财产损失。石钱区块 2020 年部署的石钱 1 井钻至石炭系石钱滩组 3889 米砂砾岩段见到良好显示，至今对区域的天然气藏情况已基本了解，井喷的可能性很小，但也不并非绝对不可能，从最不利的角度，本次评价依然将其作为一种风险事故考虑。

(2) 井漏事故风险

固井套管下入深度不够或固井质量不好可能引发污染地下水事故，如天然气上窜造成地下水污染等。

7.4.3 集输管道危险性识别

管道输送是一种安全可行的输送方式，但存在于环境中的管道会受到各种环境因素的作用，同时管道本身的设计、管材制造、施工、操作运行和管理等各环节都可能存在着缺陷和失误，所有这些因素都可能导致事故的发生。发生的事故主要为管线破裂造成的天然气泄漏，天然气泄漏后，遇火源会发生火灾、爆炸事故，直接污染周围土壤，还可能对区域地下水造成污染。

7.4.4 环境风险类型识别

通过分析中本项目可能涉及的危险物质及危险场所及危险特性，本项目可能发生的环境风险主要包括运营期管线发生破损造成天然气泄漏，会污染土壤和大气，泄漏采出液有可能通过包气带渗漏进入地下含水层，污染地下水，泄漏的天然气若遇明火，发生火灾、爆炸，污染大气环境。

7.5 环境风险分析

7.5.1 井喷事故影响分析

天然气主要成分是甲烷，其温室效应约为二氧化碳的 25 倍。井喷时大量甲烷排放到大气中，会加剧全球气候变暖。而且，未完全燃烧的烃类物质也会排放到空气中，增加大气中挥发性有机化合物（VOCs）的含量，在光照条件下，VOCs 会与氮氧化物发生光化学反应，生成臭氧等二次污染物，造成光化学烟雾污染，影响空气质量，危害人体健康和生态环境。

井喷时强大的冲击力会破坏土壤的团聚体结构，使土壤变得紧实，通气性和透水性变差。同时，采出液携带的物质可能填充土壤孔隙，改变土壤质地，影响植物根系的生长和发育。此外，污染物还可能通过土壤渗透，污染地下水，使地下水的水质变差。

7.5.2 对大气环境的故影响分析

天然气发生泄漏事故后，进入环境中，释放出的烃类气体会对周围环境空气产生影响，若遇明火，可发生火灾、爆炸，火灾、爆炸产生的伴生/次生污染物可能对环境空气产生一定的影响。由于项目区地域空旷，无敏感点分布，大气扩散条件较好，发生事故后，及时采取相应的措施，不会对周围环境空气产生明显影响。

7.5.3 对地下水环境的故影响分析

集输管道敷设在地表以下，运营期在正常情况下对地下水无影响，只有在发生事故时才可能影响到地下水。集输管道发生事故时，采出液能否对地下水环境产生影响，取决于油在土壤中的迁移转化、地面污染程度以及泄漏点的地质构造。

发生泄漏事故后，若及时维修处理，即使有少量的污染物泄漏，也很难通过防渗层渗入包气带。故在正常工况下，加强检修力度，发生泄漏事故及时找到泄漏点，及时维修，并将受污染的土壤全部集中收集，交由有危险废物处置资质的单位进行处理，污染物从源头和末端均得到控制，阻断了污染地下水的通道，污染物不会渗入地下污染地下水体。

根据前文“5.4.2.2 非正常状况下地下水环境影响分析”中的预测结果，在本

次设定的预测情形下：预测期间，随着时间、距离增加，污染范围也呈增加趋势。石油类浓度在预测 100d、1000d、3650d 时地下水超标距离分别为 17m、61m、137m，影响距离分别为 19m、68m、152m，同时影响范围内无居民饮用水井等敏感点，说明本项目在发现泄漏状况时下渗的油品短时间内会对该地区地下水产生影响。故管道必须采取必要的防腐措施，并加强巡检，防止其泄漏进而污染到周边区域内的地下水。

在非正常状况下，建设单位应立即采取切断措施并及时组织专门力量进行污染物的清除工作，在最短的时间内清除地面及地下的烃类物质，因而，烃类物质污染物进入地下潜水的可能性较小。只要建设单位和施工单位严格按照拟定的环保措施进行，非正常状况下，对地下水的影响属可接受范围。

7.5.4 对土壤环境的故影响分析

采出液泄漏对土壤环境的影响是比较显著的，泄漏的采出液可使土壤透气性下降、土壤理化性状发生变化。泄漏的采出液如果进入土壤，从而使土壤质地、结构发生改变，影响到土地功能，进而影响荒漠植被的生长，并可影响局部的生态环境。

采出液发生泄漏时，相当于向土壤中直接注入采出液，泄漏的采出液进入土壤中后，渗入土壤孔隙，则使土壤透气性和呼吸作用减弱，影响土壤中的微生物生存，造成土壤盐碱化，破坏土壤结构，增加土壤中烃类污染物，造成土地肥力下降，改变土壤的理化性质，影响土壤正常的结构和功能。

运营期管线破裂，将能回收的采出液回收，送石钱 302H 井进行处理系统处理，不能回收的以及受污染的土壤集中收集后交由有相应处置资质的单位进行处理。

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

7.6 环境风险管理措施与对策建议

各种事故无论是人为因素引起的，还是自然因素所致，都可以采取必要的预防措施，以减少事故的发生或使事故造成的危害降低到最低限度。对于人为因素引起的事故可以通过提高人员技术素质、加强责任心以及采取技术手段和管理手

段等方法来避免；而对于自然因素引起的事故则主要靠采取各种措施来预防。

7.6.1 集输事故风险预防措施

（1）施工阶段的事故防范措施

①管道敷设前，应加强对管材质量的检查，严禁使用不合格产品。在施工过程中加强监理，确保施工质量。

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按施工验收规范进行水压及密闭试验，排除更多的存在于焊缝和母材的缺陷。

④选择有丰富经验的单位进行施工，并对其施工质量进行监理。

（2）运行阶段的事故防范措施

①井场设置现场检测仪表，并由 RTU 箱中的控制系统实现井场内的生产运行管理和控制，并与所属的石钱 302H 井管理系统通信，上传井场的重要生产运行数据，接收上位系统的控制指令，设置现场监控系统，随时通过监控系统观察井场内生产情况。

②在集输系统运营期间，严格控制输送采出液的性质，定期清管，排除管内的积水和污物，以减轻管道内腐蚀；定期对管线进行超声波检查，对壁厚低于规定要求的管段应及时更换，消除爆管的隐患；定期对集输管线上的安全保护设施，如截断阀、安全阀、放空系统等进行检查，使管道在超压时能够得到安全处理，在管道破裂时能够及时截断上下游管段，以减少事故时采出液的释放量，使危害影响范围减小到最低程度。

③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，如有突发事情启动应急预案。

④加强对集输管线沿线重点敏感地段的环保管理，定期进行环境监测。

⑤建立腐蚀监测系统，随时监测介质的腐蚀状况，了解和掌握区域系统的腐蚀原因，有针对性地制定、调整和优化腐蚀控制措施。

⑥在集输管线的敷设线路上应设置永久性标志，包括里程桩、转角桩、交叉标志和警示牌等，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，应制订出供正常、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规定抢修进度，限制事故的影响，说明与人员有关的安全问题。

④定期对管线进行巡视，加强管线和警戒标志的管理工作。

⑤提高职工安全意识，识别事故发生前异常状态，并采取相应措施。

⑥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）采出液泄漏事故防范措施

①加强《中华人民共和国石油天然气管道保护法》的宣传力度，普及采出液管道输送知识，发现问题及时报告。

②按规定进行设备维修保养，及时更换易损及老化部件，防止泄漏事故的发生。

③完善站场的环境保护工程，及时清除、处理各种污染物。

④按规定配置齐全各类消防设施，并定期进行检查，保持完好可用。

⑤操作中必须使用防爆工具，严禁用铁器敲打管线、阀门、设备。

⑥制定事故应急预案，配备适当的抢修、灭火及人员抢救设备。

7.6.2 天然气运输风险防范措施

本项目天然气压缩罐车拉运的方式，车辆运输过程中须采取以下措施：

（1）罐车必须符合《压力容器安全技术监察规程》的安全管理规定，企业对压力容器管理执行国家有关压力容器的规定。

（2）运输车辆应当安装、悬挂符合《道路运输危险货物车辆标志》（GB 13392）要求的警示标志，随车携带防护用品、应急救援器材和危险货物道路运输安全卡，严格遵守道路交通安全法律法规规定，保障道路运输安全。运输车辆还应当安装、粘贴符合《道路运输爆炸品和剧毒化学品车辆安全技术条件》（GB 20300）要求的安全标示牌。

（3）车辆必须是专用车或经有关部门批准使用符合安全规定的运载工具，并符合相关要求。

（4）认真执行罐车巡检、回检以及维护、修理管理办法，保持罐车完整性。

(5) 配备具有危险货物运输资质和经验的驾驶员和押运员，严格执行特车公司反“违章指挥、违章操作、违反劳动纪律的行为”管理规定，并使用 GPS 监控车辆动态。

(6) 车辆安全状况和安全性能合格；车辆排气管应安装隔热和熄灭火星装置，并配装符合规定的导静电橡胶拖地带装置，罐内应预留容积不得少于罐体总容量 5% 的膨胀余量。

(7) 行车途中勤检查，随车按相关规定配备消防器材；运输过程中如发生事故时，应立即报告，并应看护好车辆，共同配合采取一切可能的警示、救援措施。

(8) 运输车辆应当按照公安机关批准的路线、时间行驶，在高速公路上行驶速度不得高于限速标志、标线标明的速度。

(9) 杜绝天然气罐车储气泄露。对在天然气罐车装卸压缩天然气操作中发生的跑、冒、滴、漏，应及时清除处理。天然气罐车卸油放于指定的地点妥善处理。

7.6.3 管线安全运行措施

为了尽量避免管线破裂事故的发生，减轻管线破裂、泄漏事故对环境的影响，应采取以下安全环保措施：

(1) 管线敷设过程中应严格按设计要求进行，确保埋设深度、防腐和保温质量，防止腐蚀管道。管线敷设线路上方设置永久性标志，提醒人们在管线两侧活动，保护管线的安全。

(2) 为了减轻管线的内外腐蚀，每年定期用超声波检测仪，测量 1-2 次管线内外防腐情况，若管壁厚度减薄，应及时更换管段。

(3) 为保护管道不受深根系植被破坏，在管道上部土壤中可复耕一般农作物及种植浅根系植被。在对集输管道的日常巡线检查过程中，应将管道上覆土壤中会对管道构成破坏的深根系植被进行及时清理，以确保管道的安全运行。

(4) 机械失效及施工缺陷是导致事故的重要原因之一。根据我国的经验，管道焊接是最关键的工艺，焊接工应接受专门培训，持证上岗。

(5) 加强日常生产监督管理和安全运行检查工作，对各种设备、管线、油罐、阀门定期进行检查，防止跑、冒、滴、漏，及时巡查管线，消除事故隐患。

(6) 加强职工安全意识教育和安全生产技术培训,制定安全生产操作规程。

(7) 集输管线敷设前,应加强对管材和焊接质量的检查,严禁使用不合格产品。对焊接质量严格检验,防止焊接缺陷造成泄漏事故的发生;按规定进行管道的定期检验、保养,及时更换易损及老化部件,防止采出液泄漏事故的发生。

① 管道敷设做好安全防范及防腐措施。新建管线跨越道路、沟渠等应根据《采出液和天然气输送管道穿跨越工程设计规范》要求进行;

② 每年定期用超声波检测仪,测量 1~2 次管线腐蚀情况,发现如管壁厚度减小,应及时更换管段,以减小管线的盐碱腐蚀造成事故的概率。当有风险事故发生时,立即启动应急预案,使事故带来的损失降低到最小。

(8) 为了便于管线的安全运营,根据《管道干线标记设置技术规定》(SY/T6064-2011)的规定,沿线应设置以下标志桩:里程桩:管线每公里设置 1 个,每段从 0+000m 开始,一般与阴极保护测试桩合用。

转角桩:在管线水平方向改变位置,应设置转角桩,转角桩上要标明管线里程、转角角度等。

交叉桩:凡是与地下管道、电(光)缆交叉的位置,应设置交叉桩。交叉桩上应注明线路里程、交叉物名称、与交叉物的关系等。

结构桩:当管道外防腐层或管壁发生距离变化时,在变化位置处设置结构桩,桩上要标明线路里程及变化前后的结构属性等。

设施桩:当管道上有特殊设施时应设置设施桩,桩上要标明管线里程、设施的名称及规格。

(9) 加强自动控制系统的管理和控制,严格控制压力平衡。在集输系统运营期间,严格控制输送采出液的性质;定期对管线进行超声波检查,对壁厚低于规定要求的管段应及时更换,消除爆管的隐患;定期对输送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,以减少事故时采出液的释放量,使危害影响范围减小到最低程度。

输送管道建成投产后,重点应在以下几个方面加强管理:

(1) 加强通信系统、自控系统的维护管理,定期对各类仪表、设备进行监测和检验,确保正常操作和事故状态下及时动作,以防止事故的进一步扩大。确保阴极保护系统的正常运行,对管道腐蚀状况要进行监测,发现问题及时采取措

施。

(2) 加强对管道穿跨越段保护设施的维护管理和沿线的巡查，以及强化管道安全保护的宣传教育，提高沿线人民群众公共安全意识，最大限度地减少自然灾害和人为因素对管道的破坏。确保阴极保护系统的正常运行，对管道腐蚀状况要进行监测，发现问题及时采取措施。

(3) 工程建成后运营期间，随着时间的推移，管道周围的地形地貌及地质环境有可能发生改变，从而出现意外情况。因此建议对地质灾害发育地段，加强巡视检测及定期检查，发现隐患及时上报有关部门，以便采取有效措施。

(4) 根据管道沿线地质、地理、地貌、水文、气象环境条件，因地制宜地制定自然灾害防护措施。

(5) 在输送管道运行过程中，有可能出现人为的或自然灾害造成的突发性事故，必须及时对管道进行抢修；为保证输气管道安全，对管道必须进行有计划的维修。为了保障人民生命和财产的安全，必须建立完善的管道维修及抢修体系，设立专业化管理的维修及抢修队伍，配备齐全的维抢修设备、机具，确保事故状态下能及时到位，并在最短时间内完成管道的维抢修作业。

(6) 从工程筹建起就要建立技术档案，包括各种技术报表、安全操作规程、安全规章制度、电气设施检测数据等，为安全生产管理提供依据。

(7) 重要危险点的仪表（流量、压力等）应有备用件，当工艺流程或仪表设备有变动时，应及时换发新操作规程或修改仪表设备档案。

(8) 通过清管排除管内污物，达到防止内腐蚀的目的。根据管道运行状况合理制定清管周期并及时组织管道的清管，特别是投产初期更应引起注意。

(9) 定期对管道进行内、外检测和评估，掌握管道强度和完整性等数据，建立检测档案，从而可有计划地进行管道维修，减少穿孔泄漏事故；加强管道腐蚀控制，尽快推行并实施管道完整性管理。

(10) 加大管道周围安全隐患的治理力度，遏制违章建筑及占压；对于管道上方及附近的开荒行为加强监督，防止破坏管道；严禁挖沙取土。

(11) 治理输送管道的安全隐患，必须依靠管道沿线各级地方政府及有关单位，建议管理单位与地方政府及有关部门及时进行沟通联系和密切协作，建立不同形式的联防网络，进行联合治理，加大管道周围安全隐患的治理力度，有效遏制违章建筑及占压。按《中华人民共和国石油天然气管道保护法》的要求，禁止

管道两侧 5m 范围新建居民住宅；50m 范围内禁止爆破、开山和修筑大型建筑物、构筑物工程；在管道中心线两侧各 50m 至 500m 范围内进行爆破的，应当事先征得管道企业同意，在采取安全保护措施后方可进行；加强天然气管道安全宣传工作，减少第三方破坏活动的发生。

(12) 管理单位应加强重点地段管道的维护管理力度，建立完善的巡线制度，固定专门的巡线人员，配备专用的巡线车辆及器材，提高重点地段管线的巡线频率，坚持徒步巡线，保证不间断地对管道进行巡查，及时发现并处理现场所存在的隐患和问题，减小事故发生的机率；缩短重点地段管线的内、外检测周期，根据管道的内外腐蚀、埋深、损伤变形等的检测结果，及时采取相应的整改措施；增大沿线标志桩或警示牌的设置密度，以标示管道的准确走向，减少违章建筑和危及管道安全事故的发生；针对重点地段管线的特点，编制可能发生事故的专项应急救援预案，加强事故应急救援预案的演习和实施，减少事故造成的损失。

7.6.4 站场事故风险防范措施

(1) 平面布局科学合理：平面布置中尽量将火灾危险性相近的设施集中布置，并保持规定的防火距离；将全场内的明火点控制到最少，并布置在采出液生产区场地边缘部位；有采出液散发的场所布置在有明火或散发火花地点的当地全年最小频率风向的上风侧。

(2) 在建、构筑物区域内设置接地装置，必要时可加装消雷器。工艺设备、塔、架等设置防静电接地装置；变压器等采用避雷器作为防雷保护。

(3) 按规定配置齐全各类消防设施，并定期进行检查，保持完好可用。

(4) 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应采用防爆型；根据各建筑物的不同防爆等级采取相应的防爆措施。

(5) 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。

7.6.5 井喷事故的风险防范措施

本项目必须要高度重视安全生产，要积极采取预防井喷发生的措施：

(1) 在井场醒目处悬挂一份井场周边环境的地图和表格，列示离开井场不同距离范围内的公路等其他公共设施。

(2) 建立一份紧急电话联系表，其中应包括井场负责人、技术人员或安全管理人员以及上级主管部分应急指挥人和当地管理部门协调人、医院、消防、环境部门的联系电话。

(3) 制定一份详实的可操作的应急预案，包括医疗保健措施、个人保护设备、人员培训要求、监测、警报与人员撤离等一系列工作详细地列出具体要求，以此保证井场作业人员的生命安全，确定井场工作人员的撤离范围。

(4) 在发生井喷后，可通过火炬对天然气进行燃烧。

(5) 发生事故时，要求井场排放清水及处理水全部进入现场事故池，不得随意外排，并立即启动重大环境事件环境应急监测预案。

(6) 在人员不受有害气体危害影响的前提下，组织人员对井喷喷出的采出液进行封堵，可截留至现场事故池内，防止其流入井场周边环境敏感区，尽可能减少其危害和影响，在事件处理过程中，应及时将采出液全部清运至哈一联进行处理。

(7) 由于井喷和处理井喷的过程中（井喷、压井及恢复正常钻井）产生的污水量较多，为确保事故池能储存所产生的污水，应及时对事故池储存的污水进行处理。若废水产生量较大，又无法对污水进行及时处理，可能造成污水池装满而外溢污染环境时，应及时启动备用事故池，防止污染物的扩散。

(8) 事件处理过程中必须持续执行重大环境事件环境应急监测预案，重点对井场周边办公区内的空气中的 H_2S 、 SO_2 、 CO_2 及甲烷浓度进行监控，如果已达到空气质量标准，则可上报相关决策部门下达返回指令，对周边地下水水质进行监测。

(9) 清理井场的各种环境污染物，按分级堆放处理原则进行处置、恢复正常的废水处理工作。

(10) 完成环境应急监测工作报告，对相关环境污染情况尽心评估。

(11) 在相关部分的指导下，对相关环境污染损失情况进行赔偿。

(12) 对井喷的环境污染防治工作进行总结。

(13) 日常工作中严格遵守钻井的安全规定，在井口安装有效的井控装置，杜绝井喷的发生；随时观察、定期记录，及时发现溢流、泄漏，并根据多年井喷事故井控装置失灵经验总结，井控作业中的一些错误做法，应尽量避免，杜绝井喷的发生；井场设置明显的禁止烟火标志；井场设备及电器设备、照明灯具符合

防火防爆的安全要求，安装探照灯，以备井喷时钻台照明；按消防规定配备泡沫灭火器、干粉灭火器、消防铁锹和其它消防器材；制订应急操作规程，在规程中说明发生井喷时应采取的操作步骤；井场设置事故池，按照最大可能性设计，降低环境风险。

井喷及井喷失控事故一旦发生，采出液井的井喷及失控，不仅将会造成巨大的经济损失，而且将会造成较严重的环境污染和危害及一定的社会负面影响。如何尽可能减轻井喷及井喷失控事故所带来的环境污染和危害，认真贯彻集团公司《石油与天然气钻井井控规定》是十分重要的，特别应按要求执行在发生井喷事故后的抢险方案制订及实施，要把环境保护同时考虑，同时实施，防止出现次生环境事故。

7.6.6 土壤风险风险防范措施

如果发生集输管道的采出液渗漏，建设单位应立即采取切断措施并及时组织专门力量进行污染物的清除工作，在最短的时间内清除地面及地下的烃类物质，委托具有相应 HW08 危废处理资质单位对污染土壤进行转运处置，因而，烃类污染物进入土壤和地下潜水的可能性较小。

具体步骤为：

（1）按顺序停泵或关井

在管道发生断裂、漏气事故时，按顺序停泵或关井。抢修队根据现场情况及时抢修，做好安全防范工作，把损失控制在最小范围内。

（2）回收泄漏采出液

首先限制地表污染的扩大。采出液受重力和地形的控制，会流向低洼地带，应尽量防止泄漏采出液移动。在可能的情况下应进行筑堤，汇集在低洼坑中的地表油，用车及时进行收集，将严重污染的土壤集中处理，交由有资质单位进行处置。

（3）挖坑应急

因地制宜地采取有效措施清除土壤油浸润体中的残液，减轻土壤污染。

①撇液：在漏液点附近挖坑进行撇液。

②沟截液：根据采出液以漏液点为点源向下游迁移扩散为主的特点，在漏液点下游的 10m~30m 处，根据漏液量的大小挖 2~3m 深的两条水平截液沟，一撇

二排，以加速土壤油浸润体中残液的外泄，减小事故影响范围。

按照《突发环境事件应急监测技术规范》（HJ589-2021）及突发环境事件应急预案开展应急监测。

7.6.7 植被风险防范措施

本项目区位于准噶尔盆地东部，如果发生集输管道的采出液渗漏，建设单位应立即采取切断措施并及时组织专门力量进行污染物的清除工作，在最短的时间内清除地面、地下以及粘附于植物体烃类物质，委托具有相应危废处理资质单位对污染土壤和植被进行转运处置。

集输管线敷设前，应加强对管材和焊接质量的检查，严禁使用不合格产品。对焊接质量严格检验，防止焊接缺陷造成泄漏事故的发生；按规定进行管道的定期检验、保养，及时更换易损及老化部件，防止采出液泄漏事故的发生。

运营期加强日常生产监督管理和安全运行检查工作，对各种设备、管线、气罐、阀门定期进行检查，防止跑、冒、滴、漏，及时巡查管线，消除事故隐患。管道及公路沿线可设置一些警示牌，提高公众保护植被的意识。

7.6.8 危险废物运输风险防范措施

危险废物运输的事故隐患主要是从泄漏开始的。因此，行车途中要勤于检查。当行驶一定时间后要查看一下车箱底部四周有无泄漏液体，若有液体泄漏，应查找泄漏点，采取相应的应急措施，防止液体继续泄漏，将受到污染的土壤要全部回收，送至具备相应危废处理资质的单位进行无害化处理。

危险废物运输过程中主要风险防范措施如下：

- （1）运输时应当采取密闭、遮盖措施防止渗漏。
- （2）对运输危险废物的设施和设备应当加强管理和维护，保证其正常运行和使用。
- （3）不能混合运输性质不相容而又未经安全性处置的危险废物。
- （4）转移危险废物时，必须按照规定填危险废物转移电子联单，并向危险废物移出地和接受地的县级以上地方人民政府环境保护行政主管部门报告。
- （5）禁止将危险废物与旅客在同一运输工具上载运；
- （6）运输危险废物的设施和设备在转作他用时，必须经过消除污染的处理，

方可使用。

(7) 运输危险废物的人员，应当接受专业培训；经考核合格后，方可从事运输危险废物的工作。

(8) 运输危险废物的单位应当制定在发生意外事故时采取的应急措施和防范措施。

(9) 运输时，发生突发性事故必须立即采取措施消除或者减轻对环境的污染危害，及时通报给附近的单位和居民，并向事故发生地县级以上人民政府环境保护行政主管部门和有关部门报告，接受调查处理。

7.6.9 重视和加强管理

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

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

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

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

(4) 本项目实施后，将本项目相关工程纳入英买采采出液管理区环境风险应急预案中。

7.6.10 环境风险应急预案

鄯善采油管理区石钱区块管理区制定有《鄯善采油管理区石钱区块突发环境事件应急预案》，并取得了奇台县环境保护局备案文件（备案编号：652925-2020-005），定期按照应急预案内容进行应急演练，应急物资配备齐全，出现风险事故时能够及时应对。本评价建议将本次建设内容突发环境事件应急预案纳入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。待本项目实施后，需将本项目相关内容更新至突发环境事件应急预案中。

7.6.11 现有环境风险防范措施的有效性分析

鄯善采油管理区石钱区采用的环境风险防范措施较为齐全，制定有突发环境事件应急预案及其配套文件并在主管部门进行了备案，配备有应急物资，定期开展应急演练，与当地政府建立了应急联动机制，因此，在严格执行应急预案和应急处置的基础上，现有环境风险防范措施是有效的。

7.7 风险评价结论

本项目所涉及的危险物质主要为天然气，可能发生的风险事故包括：站场事故、管线泄漏事故。采出液发生泄漏时，对土壤、植被、地下水会产生一定的影响，发生事故后，在严格落实本项目提出的风险防范措施的前提下，不会对周围环境产生明显影响；当泄漏事故发生时，及时、彻底清除泄漏采出液、被污染的土壤，污染物不会进入地下水中，对地下水水质没有不良影响。做好事故风险防范措施，将事故发生概率减少到最低。综上所述，本项目环境风险程度属于可以防控的。

7.8 风险自查表

本项目环境风险简单分析内容表，见表 7.8-1。

表 7.8-1 环境风险简单分析内容表

建设项目名称	鄯善采油管理区石钱区块探评井转采地面配套项目			
建设地点	位于准噶尔盆地东部隆起石钱滩凹陷石钱区块，行政隶属于昌吉州奇台县五马场哈萨克族乡，位于奇台县东北方，距离奇台县县城约 86km，距吉 28 块约 90km，距石树区 1 块约 40km。			
地理坐标	经度		纬度	
主要危险物质及分布	主要危险物质：天然气；分布：站场、集输管线			
环境影响途径及危害后果（大气、地表水、地下水等）	本项目可能发生的环境风险主要包括：井喷、采出液泄漏、火灾、爆炸等引发的伴生/次生污染物排放。 运营期管线发生破损造成采出液泄漏，以及井喷均会污染土壤和大气，泄漏的采出液有可能通过包气带渗漏进入地下含水层，污染地下水；泄漏的采出液若遇明火，发生火灾、爆炸，污染大气环境。			
风险防范措施要求	（1）生产中采取有效预防措施，严格遵守井下作业的安全规定，在井口安装防喷器和控制装置，杜绝井喷的发生； （2）制定安全生产方针、政策、计划和各种规范，完善安全管理制度和安全操作规程，建立健全环境管理体系和监测体系，完善各种规章制度标准； （3）定期对管线进行巡视，定期进行管道壁厚和防腐情况检测；			

	(4) 制定环境风险应急预案，定期演练。
--	----------------------

8.碳排放影响评价

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

8.1 碳排放分析

8.1.1 碳排放影响因素分析

8.1.1.1 碳排放源分析

根据《中国石油天然气生产企业 温室气体排放核算方法与报告指南（试行）》，石油天然气开采企业碳排放源主要包括：燃料燃烧 CO₂ 排放、火炬燃烧排放、工艺放空排放、CH₄ 逃逸排放、CH₄ 回收利用量、CO₂ 回收利用量、净购入电力和热力隐含的 CO₂ 排放。

（1）燃料燃烧 CO₂ 排放

主要指石油天然气生产各个业务环节化石燃料用于动力或热力供应的燃烧过程产生的 CO₂ 排放。

拟建工程井场不设置加热炉，不涉及燃料燃烧 CO₂ 排放。

（2）火炬燃烧排放

出于安全等目的，石油天然气生产企业通常将各生产活动产生的可燃废气集中到一至数只火炬系统中进行排放前的燃烧处理。火炬燃烧除了 CO₂ 排放外，还可能产生少量的 CH₄ 排放，石油天然气生产的火炬系统需同时核算 CO₂ 和 CH₄ 排放。

拟建工程井场测试放喷过程中产生的天然气通过井场临时火炬点燃，需核算该部分产生的 CO₂ 和 CH₄ 排放量。

（3）工艺放空排放

主要指石油天然气生产各业务环节通过工艺装置泄放口或安全阀门有意释放大气中的 CH₄ 或 CO₂ 气体，如驱动气动装置运转的天然气排放、泄压

排放、设备吹扫排放、工艺过程尾气排放、储罐溶解气排放等。石油天然气生产企业业务环节较多且各具特色，其工艺放空排放应区分不同业务环节分开核算。

拟建工程主要为井场建设内容，不涉及转油站或联合站，不再核算该部分 CH_4 或 CO_2 气体排放量。

（4） CH_4 逃逸排放

主要是指石油天然气生产各业务环节由于设备泄漏产生的无组织 CH_4 排放，如阀门、法兰、泵轮密封、压缩机密封、减压阀、取样接口、工艺排水、开口管路、套管、储罐泄漏及未被定义为工艺放空的其他压力设备泄漏；石油天然气生产企业业务环节较多且各具特色，其逃逸排放应区分不同业务环节分开核算。

拟建项目井场的法兰、阀门等处产生的无组织废气中涉及甲烷排放，需核算该部分气体排放量。

（5） CH_4 回收利用量

主要指企业通过节能减排技术回收工艺放空废气流中携带的 CH_4 从而免于排放到大气中的那部分 CH_4 。 CH_4 回收利用量可从企业总排放量中予以扣除。

拟建项目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。

拟建项目实施后未回收燃料燃烧或工艺放空过程中产生的 CO_2 ，因此该部分回收利用量均为 0。

（7）净购入电力和热力隐含的 CO_2 排放量

该部分排放实际上发生在生产这些电力或热力的企业，但由报告主体的消费活动引起，依照约定也计入报告主体名下。

拟建工程实施后，需消耗电量，不涉及蒸汽用量。

8.1.1.2 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 8.1-1 所示。

表 8.1-1 二氧化碳产排污节点汇总一览表

序号	类别	产污环节	碳排放因子	排放形式
1	火炬燃烧排放	各井场测试放喷期间火炬燃烧	CO ₂ 和 CH ₄	有组织
2	CH ₄ 逃逸排放	井场法兰、阀门等处逸散的废气	CH ₄	无组织
3	净购入电力和热力隐含的 CO ₂ 排放量	电力隐含排放	CO ₂	--

8.1.2 碳排放量核算

8.1.2.1 碳排放核算边界

拟建工程碳排放核算边界及核算内容见表 8.1-2 所示。

表 8.1-2 核算边界及核算内容一览表

序号	核算主体/核算边界	碳排放核算内容
1	鄯善采油管理区石钱区块探评井转采地面配套项目	包括油气勘探、油气开采、油气处理及油气储运各个业务环节的基本生产系统、辅助生产系统，以及直接为生产服务的附属生产系统。排放量核算内容包括： (1) 火炬燃烧排放 (2) CH ₄ 逃逸排放 (3) 净购入电力和热力隐含的 CO ₂ 排放量

8.1.2.2 碳排放量核算过程

拟建项目涉及火炬燃烧排放、CH₄ 逃逸排放、净购入电力和热力隐含的 CO₂ 排放量。具体核算过程如下：

(1) 火炬燃烧排放

石油天然气生产企业火炬燃烧可分为正常工况下的火炬气燃烧及由于事故导致的火炬气燃烧两种，本项目主要核算正常工况下的火炬气燃烧（主要为井场测试放喷阶段的火炬燃烧碳排放量）。另外，考虑到石油天然气生产企业火炬气 CH₄ 含量较高且火炬气燃烧不充分，因此石油天然气生产企业的火炬燃烧排放同时考虑 CO₂ 及 CH₄ 排放。

① 计算公式

a. 火炬燃烧排放计算公式：

$$E_{GHG_火炬} = E_{CO_2_正常火炬} + E_{CO_2_事故火炬} + (E_{CH_4_正常火炬} + E_{CH_4_事故火炬}) \times GWP_{CH_4}$$

式中：，

$E_{GHG-火炬}$ -火炬燃烧产生的 CO_2 排放量，单位为吨 CO_2 ；

$E_{CO_2-正常火炬}$ -正常工况下火炬系统产生的 CO_2 排放，单位为吨 CO_2 ；

$E_{CO_2-事故火炬}$ -由于事故火炬产生的 CO_2 排放，单位为吨 CO_2 ；

$E_{CH_4-正常火炬}$ -正常工况下火炬系统产生的 CH_4 排放，单位为吨 CH_4 ；

$E_{CH_4-事故火炬}$ -事故火炬产生的 CH_4 排放，单位为吨 CH_4 ；

GWP_{CH_4} - CH_4 相比 CO_2 的全球变暖潜势值。根据 IPCC 第二次评估报告，100 年时间尺度内 1 吨 CH_4 相当于 21 吨 CO_2 的增温能力，因此 GWP_{CH_4} 等于 21。

b.正常工况下火炬气体温室气体排放公式如下：

$$E_{CO_2-正常火炬} = \sum_i \left[Q_{正常火炬} \times \left(CC_{非CO_2} \times OF \times \frac{44}{12} + V_{CO_2} \times 19.7 \right) \right]_i$$

$$E_{CH_4-正常火炬} = \sum_i \left[Q_{正常火炬} \times V_{CH_4} \times (1 - OF) \times 7.17 \right]_i$$

式中：

i -火炬系统序号；

Q 正常火炬-正常生产状态下第 i 号火炬系统的火炬气流量，单位为万 Nm^3 ；

$CC_{非CO_2}$ -火炬气中除 CO_2 外其他含碳化合物的总含碳量，单位为吨碳/万 Nm^3 ；

OF -第 i 号火炬系统的碳氧化率，如无实测数据可采用缺省值 0.98；

V_{CO_2} -火炬气中 CO_2 的体积浓度，取值范围为 0~1；

V_{CH_4} -为火炬气中 CH_4 的体积浓度；

$$E_{CO_2-事故火炬} = \sum_j GF_{事故,j} \times T_{事故,j} \times \left(CC_{(非CO_2)_j} \times OF \times \frac{44}{12} + V_{(CO_2)_j} \times 19.7 \right) \quad c.$$

事故工况下火炬气体温室气体排放公式如下：

$$E_{CH_4-事故火炬} = \sum_j \left[GF_{事故,j} \times T_{事故,j} \times V_{CH_4} \times (1 - OF) \times 7.17 \right]_j$$

上式中：

J -事故次数；

GF 事故,j-报告期内第 j 次事故状态时的火炬气流速度, 单位为万 Nm³/小时;

T 事故,j-报告期内第 j 次事故的持续时间, 单位为小时;

CC (非 CO₂) j-第 j 次事故火炬气中除 CO₂ 外其他含碳化合物的总含碳量, 单位为吨碳/万 Nm³;

OF-火炬燃烧的碳氧化率, 如无实测数据可采用缺省值 0.98;

V (CO₂) j-第 j 次事故火炬气中 CO₂ 的体积浓度;

VCH₄-事故火炬气中 CH₄ 的体积浓度;

②活动水平数据

本工程实施后, 事故状态下, 火炬燃烧 CO₂、CH₄ 排放活动水平数据详见表 8.1-3。

表 8.1-3 火炬燃烧排放活动水平数据一览表

项目	排放环节	燃料种类	单位	活动数据
本工程	火炬	天然气燃料	万 Nm ³	75

③排放因子数据

本工程火炬燃烧 CO₂ 排放因子见下表。

表 8.1-4 事故火炬燃烧 CO₂ 排放因子数据一览表

燃料品种		CC _{非CO2}	单位	OF (碳氧化率)
气体燃料	天然气	5.867	吨碳/万 Nm ³	0.98

④计算结果

根据燃料燃烧 CO₂ 排放计算公式, 燃料燃烧 CO₂ 排放量核算结果见表 8.1-5。

表 8.1-5 事故火炬燃烧 CO₂ 排放量核算结果一览表

项目	排放环节	CC _{非CO2}	单位	OF (碳氧化率)
本工程	火炬燃烧	天然气	吨 CO ₂	887.75
			吨 CH ₄	0.31

(2) CH₄ 逃逸排放

本项目运营期排放的温室气体主要为天然气开采过程中井口装置逃逸排放的 CH₄。《中国石油和天然气生产企业温室气体排放核算方法与报告指南 (试行)》(发改办气候〔2014〕2920 号)中“油气开采业务 CH₄ 逃逸排放”计算公式进行计算:

$$E_{CH_4\text{-开采逃逸}} = \sum_j (Num_{oil,j} \times EF_{oil,j}) + \sum_j (Num_{gas,j} \times EF_{gas,j})$$

式中： $E_{CH_4\text{-开采逃逸}}$ ——原油开采或天然气开采中所有设施类型（包括原油开采的井口装置、单井储油装置、接转站、联合站及天然气开采中的井口装置、集气站、计量/配气站、储气站等）产生的 CH_4 逃逸排放，单位为吨 CH_4 ；

j ——不同的设施类型；

$Num_{oil,j}$ ——原油开采业务所涉及的泄漏设施类型数量，单位为个；

$EF_{oil,j}$ ——原油开采业务中涉及到的每种设施类型 j 的 CH_4 逃逸排放因子，单位为吨 $CH_4/（年 \cdot 个）$ ；井口装置为 0.23，阀组站为 0.18；

$Num_{gas,j}$ ——天然气开采业务所涉及的泄漏设施类型数量，单位为个；

$EF_{gas,j}$ ——天然气开采业务中涉及到的每种设施类型 j 的 CH_4 逃逸排放因子，单位为吨 $CH_4/（年 \cdot 个）$ ；井口装置为 2.5。

本项目工程开采逃逸的 CH_4 为：

$$E_{CH_4\text{-开采逃逸}} = Num_{oil, \text{气井井口}} \times EF_{oil, \text{气井井口}} = 103 \times 0.2.5tCH_4 = 257.5tCH_4$$

根据上述公式计算可得本工程开采逃逸的 CH_4 为 257.5t，折算成 CO_2 排放量为 708.13t。

（3）净购入电力和热力隐含的 CO_2 排放

①计算公式

a.净购入电力的 CO_2 排放计算公式

$$E_{CO_2\text{-净电}} = AD_{\text{电力}} \times EF_{\text{电力}}$$

式中：

$E_{CO_2\text{-净电}}$ 为报告主体净购入电力隐含的 CO_2 排放量，单位为吨 CO_2 ；

$AD_{\text{电力}}$ 为企业净购入的电力消费量，单位为兆瓦时（MWh）；

$EF_{\text{电力}}$ 为电力供应的 CO_2 排放因子，单位为吨 CO_2/MWh 。

b.净购入热力的 CO_2 排放计算公式

$$E_{CO_2\text{-净热}} = AD_{\text{热力}} \times EF_{\text{热力}}$$

式中：

$E_{CO_2\text{-净热}}$ 为报告主体净购入热力隐含的 CO_2 排放量，单位为吨 CO_2 ；

AD 热力为企业净购入的热力消费量，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，使用的电力消耗量约 830MWh，电力排放因子按照西北地区电力排放因子 0.6671 吨 CO₂/MWh。根据前述公式计算可知，核算净购入电力和热力隐含的 CO₂ 排放量为 553.69t。

（4）碳排放核算结果汇总

根据《中国石油天然气生产企业温室气体排放核算方法与报告指南（试行）》，化工企业的 CO₂ 排放总量计算公式为：

$$E_{GHG} = E_{CO_2\text{-燃烧}} + E_{GHG\text{-火炬}} + \sum_s (E_{GHG\text{-工艺}} + E_{GHG\text{-逃逸}})_s - R_{CH_4\text{-回收}} \\ \times GWP_{CH_4} - R_{CO_2\text{-回收}} + E_{CO_2\text{-净电}} + E_{CO_2\text{-净热}}$$

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，则拟建项目实施后 CO₂ 排放总量见表 8.1-6 所示。

表 8.1-6 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	火炬燃烧排放	3.04	0.36
	工艺放空排放	0	0
	CH ₄ 逃逸排放	708.13	24.03
	CH ₄ 回收利用量	0	0
	CO ₂ 回收利用量	0	0
	净购入电力、热力隐含的 CO ₂ 排放	553.69	75.61
	合计	838.18	100

由上表 8.1-6 分析可知，拟建项目 CO₂ 总排放量为 838.18 吨。

8.2 减污降碳措施

拟建工程从工艺技术、节能设备和能源及碳排放管理等方面均采取了一系列减污降碳措施，具体如下。

8.2.1 工艺技术减污降碳措施

拟建工程井场开采采用无人值守井场，减少人工干预和经常整定调节参数，实现全自动过程。定期组织人员对井场进行巡检，及时更换存在故障的阀门、法兰等部件，减少无组织泄漏量。同时加强工艺系统的优化管理，减少井场测试放喷作业时间。

8.2.2 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。

8.2.3 减污降碳管理措施

项目所在的鄯善采油管理区建立有碳排放管理组织机构，对整个作业区能源及碳排放管理实行管理，并制定能源及碳排放管理制度，将碳排放管理工作作为重要事项纳入日常管理；能源及碳排放管理制度对各类能源的购入、贮存、使用、加工转换、输送分配以及最终使用等环节进行详细地规定，尽可能从管理上做到对各类能源高效使用，同时对碳排放情况进行有效管理。

8.3 碳排放评价结论及建议

8.3.1 碳排放评价结论

本项目实施后，CO₂总排放量为 838.18 吨。在工艺技术、节能设备和能源及碳排放管理等方面均采取了较完善的减污降碳措施，有利于减少二氧化碳排放，对比同类企业碳排放水平，本项目吨产品 CO₂ 排放强度相对较低。

8.3.2 碳排放建议

(1) 加强企业能源管理，减少甲烷逸散损耗，定期开展能源及碳排放管理培训，提升管理水平；

(2) 积极开展源头控制，优先选择绿色节能工艺、产品和技术，降低化石燃料消费量；

(3) 积极开展碳捕获、利用与封存（CCUS）技术，进一步挖掘和提升减污降碳潜力；

9.环境管理与监测计划

9.1 环境管理机构

9.1.1 决策机构

本项目的 HSE 管理机构应实行逐级负责制，受中国石油天然气股份有限公司吐哈油田分公司 HSE 委员会的直接领导和监督，项目的环保管理机构中国石油天然气股份有限公司吐哈油田分公司设安全环保部，并设专人负责工程开发建设期的环境保护工作。

中国石油天然气股份有限公司吐哈油田分公司负责该项目的组织，协调工作，并协调勘探部门的分工协作工作，包括生态环境建设和保护的宏观管理和决策。

9.1.2 实施与管理机构

中国石油天然气股份有限公司吐哈油田分公司安全环保部负责全公司环境保护的监督管理，负责制定相关环境保护规划、制度，下发环境保护相关文件，执行上级集团及公司环境保护重大决策，落实政府环境保护管理部门相关要求。中石油集团下发 HSE 考核体系及指标，对公司及各二级单位进行 HSE 考核。

目前，中国石油天然气股份有限公司吐哈油田分公司项目管理流程为：项目建设立项从二级单位发起，依次报地面建设处、投资发展部，上报总部审批后实施；安全环保项目由安全环保部审查后，报投资发展部，上报总部审批；项目经总部批准后，下发投资发展部，依次下发地面建设处建设，竣工后，由鄯善采油管理区负责运行。

地面工程项目由地面建设处外委设计院设计、勘探研究院负责油藏、地质等方面的研究、设计，工程技术研究院负责钻井方案的设计。相关设计包含环境保护工程的设计。

项目建设由地面建设处组织实施，负责组织开展环评，项目竣工后，由公司安全环保部负责组织环境保护验收。

验收合格后，由鄯善采油管理区负责运行，同时负责运行过程的环境保护管理。

中国石油天然气股份有限公司吐哈油田分公司对油田“三废”的防治，以属地管理为主，各二级单位产生的生产废水、生活污水均由二级单位自行处置，固废及公共设施“三废”的处理处置交由公司二级单位处理处置，自建或委托第三方建设运行固废环保处置设施，二级单位负责对第三方的环境保护监督管理，主要以合同形式约定相关环保责任，公司对油田服务中心下达环境保护考核指标，油田服务中心负责落实、分解管辖区内的相关考核指标。

各作业区为吐哈油田分公司下属二级单位，均设QHSE管理科，负责落实集团及分公司环境保护管理要求及规定，本项目建成运营后由吐哈油田分公司鄯善采油管理区负责生产运行管理。

9.1.3 监督机构

新疆维吾尔自治区生态环境厅是新疆维吾尔自治区负责环境管理的最高行政职能机构，负责检查该项目环境影响评价的执行情况，审查该项目的环境影响评价报告书，指导昌吉回族自治州生态环境局、昌吉回族自治州生态环境局奇台县分局，昌吉回族自治州生态环境局奇台县分局对该项目在建设期与运营期的日常环境管理工作。

昌吉回族自治州生态环境局、昌吉回族自治州生态环境局奇台县分局是具体负责环境管理的职能机构，受自治区生态环境厅业务指导，监督辖区内油田开发单位执行环境监控计划及有关环境管理的法律法规和环境标准。

9.2 施工期环境管理及监测

9.2.1 承包方的环境管理

本项目开发在对施工承包方管理上应按照HSE（健康、安全、环保）管理程序进行管理，具体见图9.2-1。

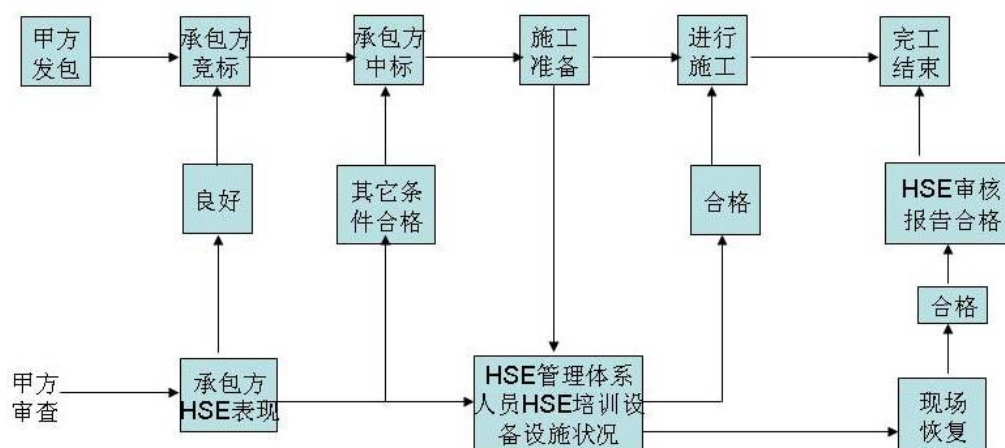


图 9.2-1 分包方 HSE 管理程序方框图

(1) 分包方的选择

施工期对环境的破坏程度与施工承包方的素质和管理水平有很大关系。在承包方的选择上，除实力、人员素质和装备技术等方面外，还要考虑施工承包方的 HSE 表现，应优先那些 HSE 管理水平高、业绩好的单位。

(2) 对分包方的环保要求

在承包合同中应明确规定有关环境保护条款，如对承包工程的主要环境保护目标，应采取的水、气、声、生态保护措施等，将环保工作的执行情况作为工程验收的标准之一。承包方应按照公司 HSE 体系要求，建立相应的 HSE 管理机构。

承包方在施工之前，应按照其承包工程的环保要求，编制详细的“环境管理方案”，并连同施工计划一起呈报公司的 HSE 管理部门以及相关的地方生态环境管理部门，批准后方可开工。

(3) 对施工人员进行 HSE 培训

在施工作业之前必须对全体施工人员进行 HSE 培训。

环保知识和意识的培训主要包括：了解国家和地方有关环境方面的法律、法规和标准；了解承包工程的主要环境保护目标和要求；认识遵守有关环境管理规定的重要性，以及违反规定带来的后果等。

环保能力的培训主要包括：保护动植物、保护地表原貌的方法；收集、处理固体废物的方法；管理、存放及处理危险物品的方法等。

(4) 根据施工中各工种的作业特点和各施工区段的敏感目标, 分别提出不同的环境保护要求, 制订发生环境事故的应急计划和措施。

9.2.2 地面工程建设环境管理

在合理选择施工队伍的基础上, 加强对井场、阀组站、管道施工的环境管理工作, 监督管道沿线各项环保措施的落实情况。

——合理选线, 划定并尽量缩小施工作业范围, 严禁超界施工;

——保护项目区域农业生态系统与荒漠生态系统完整性和稳定性, 保护土壤环境质量, 做好植被恢复与水土保持工作, 防止土壤沙化;

——运输车辆按固定线路行驶, 尽可能不破坏原有地表植被和土层, 严格禁止施工作业区域以外的其他活动; 施工结束后, 凡受到施工车辆、机械破坏的地方都要及时修整, 使之尽快恢复原貌。

9.2.3 施工期环境监理

为减轻国家重点工程对环境的影响, 将环境管理制度从事后管理转变为全过程管理, 建议本项目充分借鉴同类相关项目工程环境监理经验, 实行工程环境监理。

由建设单位聘请相关环境监理机构对施工单位、承包商、供应商和中国石油吐哈油田分公司环保法律、法规、制度、标准、规范的情况依法进行监督检查, 特别是加强施工现场的环境监理检查工作, 目的是协助建设单位落实施工期间的各项环境保护要求和施工合同中的环保规定, 确保本项目的建设符合有关环保法律法规的要求。

(1) 环境监理人员要求

①环境监理人员必须具备环保专业知识, 精通国家环境法律、法规和政策, 了解当地生态环境管理部门的要求和环境标准。

②必须接受过 HSE 专门培训, 有较长的从事环保工作经历。

③具有一定的油田开发和输油气管道建设的现场施工经验。

(2) 环境监理人员主要职责

①监督施工现场对“环境管理方案”的落实。

②及时向 HSE 部门负责人汇报环境管理现状, 并根据发现的问题提出合理

化建议。

③协助 HSE 部门负责人宣传贯彻国家和当地政府有关环境方面的法律和法规。

④对 HSE 工作的真实性、合法性、效益性进行审查，评价其责任，并提出改进意见。

（3）环境监理范围

①管道工程

本项目管道工程环境监理的范围即为工程扰动的范围：管线作业带宽度 6-8m。

②井场

井场环境监理的范围即为工程扰动的范围。

（4）环境监理内容

①施工期环境监理主要内容

针对施工期污水的环境保护处理措施，汽车尾气、施工扬尘的大气环境影响控制措施，运输车辆的声环境控制措施，施工土方量等固体废物主要处置措施，进行环境监理，必要时采取旁站的形式完成监理工作。另外，还应对管道等施工期的生态保护措施、防沙治沙措施、恢复方案进行监理。

②试运行期环境监理主要内容

按照竣工环境保护验收有关要求逐项核查环保措施、设施落实情况、效果，重点关注生态保护措施及作业带地貌恢复的情况。

环境监理工作计划及重点见表 9.2-1。

表 9.2-1 现场环境监理工作计划

序号	场地	监 督 内 容	监理要求
1	井场	①井位布设是否满足环评要求； ②井场的环保设施，施工是否严格按设计方案执行，施工质量是否能达到要求； ③施工作业是否超越了限定范围； ④废水、废气、废渣等污染是否达标排放。	环评中环保措施落实到位
2	管沟开挖现场	①集输线路是否满足环评要求； ②施工作业是否超越了作业带宽度； ③挖土方放置是符合要求，回填后多余的土方处置是否合理； ④施工人员是否按操作规程及相关规定作业； ⑤施工完成后是否进行了清理。	

3	其它	①施工结束后是否及时清理现场、恢复地貌，是否及时采取生态恢复、防沙治沙、水土保持措施； ②施工季节是否合适； ③有无砍伐、破坏施工区以外的作物和植被，有无伤害野生动物等行为。	各项环保措施落实到位
---	----	---	------------

9.3 运营期环境管理及监测

9.3.1 运营期环境管理

建设项目运营环境监督管理计划见表 9.3-1。

表 9.3-1 项目运营环境监督管理计划

序号	监督管理项目	监督检查具体内容	实施单位	监督单位
1	环境计划管理	环境管理计划的实施情况，包括井区环境整治、排污口规范化整治、环保治理方案的落实情况等	鄯善采油管理区	昌吉回族自治州生态环境局、昌吉回族自治州生态环境局奇台县分局
2	污染源管理	①环保设施的运行情况，防止闲置和不正常运行； ②各废气排放源的排放情况，掌握排污动态，防止直接排放 ③各废水排污口的排放情况，防止废水漫流或超标排放 ④检查固废的堆放、运输、处置措施的执行情况，防止造成环境污染 ⑤检查噪声排放源治理措施的消声、隔声效果，防止超标排放	鄯善采油管理区	昌吉回族自治州生态环境局、昌吉回族自治州生态环境局奇台县分局
3	环境监测管理	①组织废气污染源、空气环境质量监测，防止废气、粉尘影响 ②组织废水污染源、地下水环境监测，防止水环境污染 ③组织噪声源、厂界环境噪声监测，防止扰民影响 ④组织危险废物监测	鄯善采油管理区	昌吉回族自治州生态环境局、昌吉回族自治州生态环境局奇台县分局
4	生态环境管理	定期检查受影响范围内生态系统的动态变化情况	鄯善采油管理区	昌吉回族自治州生态环境局、昌吉回族自治州生态环境局奇台县分局

（1）日常环境管理

——做好环境监测，掌握污染现状

定时定点做好环境监测，以便及时掌握环境状况的第一手资料，促进环境管理的深入和污染治理的落实，消除发生污染事故的隐患。

在生产过程中，采出水依托吉 28 区块原油脱水站合站污水处理系统处理，处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）中的有关标准后回注油层。

废气污染源的控制是重点加强油气集输过程中无组织排放源的管理，以加强管理作为控制手段，减轻环境污染，达到污染物排放控制和环境保护目标。

——加强环保设备的管理

建立环保设备台账，制定主要环保设备的操作规程及安排专门操作人员，建立重点处理设备的“环保运行记录”等。

——落实管理制度

除加强环保设备的基础管理外，尚需狠抓制度的落实，制定环保经济责任制考核制度，以提高各部门对环境保护的责任感。

本项目运行期的 HSE 管理体系纳入吐哈油田分公司鄯善采油管理区 HSE 系统统一管理，应根据项目实施情况，及时完成应急预案的修编和排污许可的变更工作。

日常工作的管理与调配，应明确机构，有专人负责与协调。要求做好废弃物的处理、场地的清理等每日例行的环保工作。

（2）重大环境污染事故的预防与管理

——对事故隐患进行监护

对污染事故隐患进行监护，掌握事故隐患的发展状态，积极采取有效措施，防止事故发生。对各类重大事故隐患，应本着治理与监护运行的原则进行处理。在目前技术、财力等方面能够解决的，要通过技术改造或治理，尽快消除事故隐患，防止事故发生；对目前消除事故隐患有困难的，应从管理和技术两方面对其采取严格的现场监护措施，在管理上要加强制度的落实，严格执行操作规程，加强巡回检查和制定事故预案。

——强化专业人员培训和建立安全信息数据库

有计划、分期分批对环保人员进行培训，聘请专家讲课，收看国内外事故录像和资料，吸收这些事件中预防措施和救援方案的制定经验，学习借鉴此类事故发生后的救助方案。平时要经常进行人员训练和实践演习，锻炼指挥队伍，以提高他们对事故的防范和处理能力。建立安全信息数据库或信息软件，使安全工程技术人员及时查询所需的安全信息数据，用于日常管理和事故处置工作。

——加强风险管理

由于本项目在运行过程中，不确定潜在事故因素多且无法预测，因此有必要制定相应的风险对策，不断改进识别到的不利影响因素，从而将工程运营期各类风险水平控制在合理的、可接收的范围内，以达到减少事故发生、经济合理地保证安全运行管理技术的目的。

——加强监测

应加强对区域地下水、土壤、大气环境（非甲烷总烃、硫化氢）等的监测，对环境污染隐患做到及早发现、及时处理，制定事故状态下环境风险应急预案和应急处理措施，强化环境风险防范和应急处理能力，严防污染事故发生，不定期开展环境突发事件应急演练。

9.3.2 运营期环境监测计划

根据《排污单位自行监测技术指南 陆上石油天然气开采工业》（HJ 1248-2022），本项目运营期环境监测计划见表9.3-2。

表 9.3-2 运营期环境监测计划

编号	环境要素	地点	监测项目	监测频次
1	无组织废气	井场	泄露检测值	半年
2	场界噪声	井场厂界	昼、夜间等效连续 A 声级	季度
3	环境空气	井场下风向	NMHC、H ₂ S	半年
4	地下水	G1、G2、G3	耗氧量、氨氮、挥发性酚类、硫化物、氯化物、硫酸盐、氟化物、石油类等	年
5	土壤	井场内	石油烃	年

9.3.3 “三同时” 验收

（1）环境工程设计

①必须按照环评文件及批复要求，落实项目环境工程设计，确保“三废”稳定达标排放；按要求制定环境风险事故应急预案。

②建立健全环境管理组织机构、各项环保规章制度。

③项目污染防治设施必须与主体工程“三同时”。

（2）环境设施验收建议

①验收范围

与项目有关的各项环保设施，包括为防治污染和保护环境所配套建成的治理工程、设备和装置，以及各项生态保护设施等；环评文件及批复文件和有关设计文件规定应采取的环保措施。

②验收条件

根据《建设项目环境保护管理条例》（国务院令 682 号）中有关规定，编制环境影响报告书、环境影响报告表的建设项目竣工后，吐哈油田分公司应当按照国务院生态环境主管部门规定的标准和程序，对配套建设的环境保护设施进行验收，编制验收报告。吐哈油田分公司在环境保护设施验收过程中，应当如实查验、监测、记载建设项目环境保护设施的建设和调试情况，不得弄虚作假。

吐哈油田分公司对项目进行自主验收，吐哈油田分公司或者其委托的第三方技术机构应当依照国家有关法律法规及相关技术规范等要求，编制竣工环境保护验收报告，验收报告编制完成后，吐哈油田分公司应组织成立验收工作组。除按照国家规定需要保密的情形外，吐哈油田分公司应当依法向社会公开验收报告。编制环境影响报告书、环境影响报告表的建设项目，其配套建设的环境保护设施经验收合格，方可投入生产或者使用；未经验收或者验收不合格的，不得投入生产或者使用。

③建设项目环境保护“三同时”验收内容

根据建设项目“三同时”原则，在项目建设过程中，环境污染防治设施与主体工程同时设计、同时施工、同时投入使用，本项目建成运行时，应对环保设施进行验收，验收清单见表 9.3-3。

表 9.3-3 “三同时” 验收一览表

	污染源	产生位置	验收清单	验收标准
项目	NMHC	井场	采用技术质量可靠的设备、仪表控制、阀门等，烃类机泵采用无泄漏屏蔽泵、定期的检查、检修	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准（GB39728-2020）》中非甲烷总烃无组织排放监控浓度限值（4.0mg/m ³ ）

项目	污染源	产生位置	验收清单	验收标准
	H ₂ S			《恶臭污染物排放标准》 (GB14554-93)中新建项目二级标准 (0.06mg/m ³)要求
废水	采出水	井场	依托吉28区块原油脱水站合站采出水处理系统处理达标后回注油层	《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)
	井下作业废液	井场	集中收集进入吉28区块原油脱水站处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)中的有关标准后回注油层。	《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)
噪声	油气生产设施	井场、阀组站	选择低噪声设备、加强设备维护,基础减振	《工业企业厂界环境噪声排放标准》 (GB12348-2008)中2类区标准
固废	清管废渣等危废	井场、管线	委托有资质的单位无害化处置	《危险废物贮存污染控制标准》 (GB18597-2023)
土壤	采出水、井下作业废液、油泥砂等	井场、阀组站	做到工完、料尽、场地清,做好防渗措施、及时清理落地油	确保评价范围内土壤质量达到《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)第二类用地土壤筛选值要求
生态恢复	项目占地	井场、管线	临时占地植被恢复	《建设项目竣工环境保护验收技术规范 石油天然气开采》 (HJ612-2011)
环境管理	纳入鄯善采油管理区现有的环境管理规章制度、环境风险事故应急预案			

9.4 污染物排放清单

按照《建设项目环境影响评价技术导则 总纲》(HJ2.1-2016)和《排污许可管理条例》要求,结合工程分析及环境治理措施,对本项目污染物排放源及排放量进行梳理,形成污染源排放清单,见表 9.4-1。

表 9.4-1 污染源排放清单

污染物类型	工程组成	产污环节	污染物类型	排放形式	拟采取的环境保护措施	排放浓度 (mg/m ³)	排放量 (t/a)	总量指标 (t/a)	排放标准		执行标准	环境风险防范措施
									浓度 (mg/m ³)	速率 (kg/h)		
大气污染物	生产废气	集输无组织废气	VOCs	无组织	密闭集输	--	0.105	-	4.0	--	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）	设置安全警示标志、安全距离
水污染物	生产废水	采出水	COD	-	采出水经处理达标后回注地层，不外排	0	0	0	--	--	《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）	做好固井、井控，以防污染地下水
			SS			0	0	0	--	--		
			石油类			0	0	0	--	--		
			挥发酚			0	0	0	--	--		
		井下作业废液	COD		集中收集进入吉28区块原油脱水站处理，处理后回注地层，不外排	0	0	0	--	--		
			挥发酚			0	0	0	--	--		
			SS			0	0	0	--	--		
			石油类			0	0	0	--	--		
			COD			0	0	0	--	--		
固体废物	生产固废	清管废渣	HW08 类危险废物	委托有危险废物处置资质的单位进行处理		0	0	0	--	--	《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）	
		废润滑油	HW08 类危险废物			0	0	0	--	--		
		废防渗膜	HW08 类危险废物			0	0	0	--	--		

10.结论

10.1 项目概况

本项目位于新疆维吾尔自治区昌吉州奇台县五马场哈萨克族乡境内，距离奇台县县城约 86km。距吉 28 块约 90km，距石树区 1 块约 40km。项目中心地理坐标为：本项目新建采气井场 5 座（石钱 3 井、石钱 303 井、石钱 5 井、石钱 201H 井、石钱 302H 井）；新建集气管线 4.225km，配套建设电气、自控、通信、防腐、消防等工程。

本项目总投资为 801.27 万元，其中环保投资 143 万元，占总投资 17.8%。

10.2 产业政策及规划符合性

（1）产业政策符合分析

本项目属于油气开采项目，根据《产业结构调整指导目录（2024 年本）》，属于“鼓励类”第七项“石油、天然气”中第 1 条“常规石油、天然气勘探与开采”项目，本项目的建设符合国家产业政策。

（2）政策、法规符合性分析

本项目属于吐哈油田分公司天然气开采项目，符合《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》《石油天然气开采业污染防治技术政策》《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函〔2019〕910 号）等相关政策、法律法规相关要求。

（3）规划符合性分析

本工程属于吐哈油田分公司天然气开采项目，符合《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》《昌吉回族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》《新疆生态环境保护“十四五”规划》《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》《昌吉回族自治州生态环境保护“十四五”规划》相关要求。

（4）选址合理性分析判定结论

本项目为新区块开发项目，符合《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环

境保护条例》《石油天然气开采业污染防治技术政策》中的相关要求，根据现场调查，本项目不涉及水源涵养区、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内等重点保护区域内；符合地区经济发展规划、环保规划。本项目土地利用类型为裸土地。项目区周边5km范围内无常年地表水体分布，无长期居住人群。

本项目在选址、选线过程中注意避让项目区植被，尽量减少对植被的生态扰动；本项目运营期废气主要为天然气集输及处理过程中产生一定量的非甲烷总烃以及温室气体排放，产生的废气为持续的长期影响，但废气污染物均可以得到较好扩散，对大气污染物浓度贡献值小，且项目区地域空旷，项目实施后不会对周围环境产生明显影响；废水实现零排放，固体废物能够实现妥善处置，综上所述，本项目建成后所在区域的环境功能不会发生改变，对环境的影响属可接受的范围，项目的选址从环保角度认为可行。

（5）“三线一单”符合性判定

本工程位于昌吉回族自治州奇台县石钱区块内，不在拟定的生态红线范围内；项目区环境质量可以达到功能区要求，水耗、电耗较小，不在国家重点生态功能区县（市）产业准入负面清单之列。

根据《新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案》（新政发〔2021〕18号）和《昌吉回族自治州“三线一单”生态环境分区管控方案及生态环境准入清单》（昌州政办发〔2021〕41号），本工程石钱201H井所在区域属于奇台县准东煤矿大井矿区重点管控单元（环境管控单元编码为ZH65232520019），石钱302H井、石钱5井、石钱3井、石钱303井及集输管线所在区域属于奇台县大井露天矿区（东）重点管控单元（环境管控单元编码为ZH65232520016）。工程可以满足昌吉州奇台县生态环境准入重点管控单元的空间布局约束、污染物排放管控、环境风险防控和资源利用效率的要求，符合“三线一单”要求。

10.3 环境质量现状

（1）环境空气质量现状

项目所在区域为环境空气质量不达标区。根据项目区域近五年（2018年-2022年）气象局常规监测站点逐时监测数据，SO₂、NO₂、CO、O₃均值可以满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中二级浓度限值及其修改单中二级标准；PM₁₀、

PM_{2.5} 均值超过《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中二级浓度限值及其修改单中二级标准。10月-12月、翌年1月-3月各项因子均呈现明显的上升趋势，主要由于冬季供暖开始，城区燃煤锅炉污染物排放量加大，各项污染因子监测数据呈现明显上升趋势。

特征因子补充监测结果表明，评价范围内监测点非甲烷总烃1小时平均浓度未超过《大气污染物综合排放标准详解》中参考限值，H₂S 1小时平均浓度未超过《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）附录D中的浓度限值。

（2）水环境质量现状

评价区内地下水主要化学类型均为SO₄•Ca-Na型水等，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，其余监测因子除总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物、锰外均满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类标准类标准。超标与区域水文地质条件有关，反应的是干旱区浅层地下水的共性。

（3）声环境质量现状

声环境质量监测结果表明，各监测点位噪声值均未超出标准值，声环境现状满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）中2类标准要求。

（4）土壤环境质量现状

土壤环境质量监测结果表明，土壤各监测点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）第二类建设用地筛选值及《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）相关标准。

（5）生态环境质量现状

本项目位于塔里木盆地北缘、塔河以北，项目所在区域属于渭干河三角洲绿洲农业盐渍化敏感生态功能区、塔里木河上中游乔灌草及胡杨林保护生态功能区。评价区域内不涉及国家公园、自然保护区、自然公园等自然保护地、世界自然遗产、生态保护红线等法定生态保护区域，也没有重要物种的天然集中分布区、栖息地等重要生境以及其他具有重要生态功能、对保护生物多样性具有重要意义的区域。评价区域中部以自然状态为主，南部和北部为农田绿洲-荒漠交错带，土地利用类型主要有水浇地、果园、乔木林地、灌木林地、其他林地、天然牧草地、人工牧草地、其他草地、城镇村及工矿用地、沟渠、盐碱地、沙地等，自然植被

区系类型属暖温带灌木、半灌木荒漠地带，塔里木盆地沙漠、稀疏灌木、半灌木荒漠区；动物区系属于古北界、蒙新区、西部荒漠亚区、塔里木盆地省、天山南麓平原洲、塔里木河中上游区；评价范围属于自然生态系统（荒漠+农田间草地）和人工生态系统（农田+乡村）的复合生态类型，其结构简单，农田和荒漠相嵌分布，项目区生态系统稳定性维持在一定水平，生态系统具有一定的稳定性。

10.4 污染物排放情况

本项目运营期污染物产生及排放情况详见表 10.4-1。

表 10.4-1 运营期污染物排放汇总

类别	污染源	污染物名称	产生量	排放量	拟处理措施及排放去向
废气	无组织排放	非甲烷总烃	0.105t/a	0.105t/a	选用质量可靠的设备、仪表、阀门等；定期对井场的设备、阀门等检查。排放至大气环境
废水	井下作业废水	井下作业废水	190t/a	0	采用专用回收罐进行回收，拉运至吉 28 区块原油脱水站
	采出水	采出水	56100m³/a	0	采出水集中收集后由罐车拉运至吉 28 区块原油脱水站处理系统处理
	生活污水	COD、BOD5、NH3-N	0	0	不新增劳动定员，由现有工作人员负责运营管理，运营期无生活污水产生
噪声	井场机泵及巡检车辆	机械噪声	60~120dB(A)	厂界达标	采取基础减震等消声降噪措施
固体废物	管线清管	清管废渣	0.00486t/a	0	集中收集后交由有相应危废处理资质的单位回收处置
	设备养护	废润滑油	0.25t/a	0	
	采气井场	废防渗膜	1.5t/a	0	
	井下作业固废	压裂液	659.95t/a	0	井下作业固废采用专用回收罐进行回收，拉运至吉 28 区块原油脱水站
		酸化液	205.75t/a	0	
		洗井液	63.23t/a	0	

10.5 环境影响预测与分析

10.5.1 生态环境影响分析

本项目总占地面积 15.165hm²，其中永久占地 4.515hm²，临时占地 10.65hm²，主要为裸土地。由于工程造成的生物量损失较小，不会造成区域的生物多样性下

降。

因此，总体上看本项目建设对生态环境影响可以接受。

10.5.2 大气环境影响分析

本项目施工期产生的废气主要为施工扬尘、汽车尾气排放。施工期污染属于阶段性局部污染，随着工程结束，其影响也相应消失。

运行期项目对大气环境影响主要为天然气集输及处理过程中产生一定量的非甲烷总烃以及温室气体排放。

本项目油气开采、集输、处理采用密闭流程，井口密封并设紧急切断阀，可有效减少烃类气体的排放量。根据预测结果可知，井场无组织排放非甲烷总烃下风向最大落地浓度均远低于《大气污染物综合排放标准详解》 $2000\mu\text{g}/\text{m}^3$ 的标准。

项目区周边 5.0km 范围内无敏感点，因此本项目正常运行期间无组织排放的非甲烷总烃对周围环境空气影响较小。

综上所述，项目在施工期和运行期对大气环境的影响在影响时间和影响范围上各不相同，施工期是暂时性小范围影响，随施工的结束而消失，运行时期为持续的长期影响，但各废气污染物均可以得到较好扩散，对大气污染物浓度贡献值小，且项目区地域空旷，并不会使区域环境空气质量发生显著改变，项目的建设对区域大气环境的影响可以保持在环境可接受的范围之内。

10.5.3 声环境影响分析

通过类比分析可知，本项目施工期昼间施工场 50m 以外均不超过《建筑施工场界环境噪声排放标准》(昼间 $75\text{dB}(\text{A})$)，而在夜间则会超标(夜间 $55\text{dB}(\text{A})$)。项目区 200m 范围内无居民，并且施工期噪声源均为暂时性的，只在短时期对局部环境和施工人员造成影响，待施工结束后这种影响也随之消失。施工期噪声对周围环境造成的影响属可接受范围。

本项目运营期间的噪声源主要为井场设备的运转噪声，噪声预测结果可知显示：在采取了环评提出的降噪措施后，项目运营期厂界昼、夜间噪声预测值均可满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)中 2 类区标准，不会使项目区声环境质量明显降低。不会对周围声环境产生影响。

10.5.4 水环境影响分析

本项目施工期生活营地设置防渗生活污水池，定期拉运至奇台县污水处理厂处理；新建管道试压采用洁净水，管道试压废水中主要污染物为 SS，试压废水可用作场地降尘用水。

运营期正常状况下，各井场内采气树、集输管线、污水罐等装置完好无损且井场严格按照相关要求采取了防渗措施，可避免污染物泄露而对地下水产生污染影响。在非正常状况下，泄露对地下水环境产生的影响非常有限，但仍存在一定影响，故井场必须采取必要的防渗措施，在非正常状况下，建设单位应立即采取切断措施并及时组织专门力量进行污染物的清除工作，在最短的时间内清除地面及地下的污染物，并加强巡检，防止其泄漏进而污染到周边区域内的地下水。只要建设单位和施工单位严格按照拟定的环保措施进行，非正常状况下，对地下水的影响属可接受范围。

本项目需采取地下水污染防治措施按照“源头控制、过程防控、跟踪监测、应急响应”相结合的原则，并定期开展地下水跟踪监测，在严格按照地下水污染防治措施后，本项目对区域地下水环境影响可接受。

10.5.5 固体废物影响分析

本项目施工期固体废物主要为施工废料、生活垃圾等。施工废料首先考虑回收利用，不可回收利用的拉运至环卫部门指定建筑垃圾填埋场处置；临时施工营地生活垃圾集中收集后运至环卫部门指定生活垃圾填埋场处置；施工土方在管线施工结束后回填在管堤上，井场施工过程产生的土方回填至挖方处或回填至周边低洼场地，并实施压实平整，无废弃土方及借方。

本项目运营期产生的固体废物主要为：井下作业废液、清管废渣、废防渗材料、废润滑油。

井下作业废液采用专用罐收集后，由第三方作业单位委托具有相关处置资质单位处置；清管废渣、废润滑油、废防渗材料集中收集后，交由相应的危废处置资质单位处置。

本项目对建设期和运营期产生的各种固体废物均采取了妥善的处理、处置措施，只要严格管理，不会对环境产生较大影响。

10.5.6 土壤环境影响分析

本项目为干气藏，不含凝析油，运营期采用密闭集输工艺，正常工况下无废水及固废等污染物外排，不会造成土壤环境污染。

10.5.6 环境风险分析

本项目所涉及的危险物质主要为天然气，可能发生的风险事故包括：运行过程中站场及集输管线事故造成的天然气的泄漏，会污染土壤和大气，泄漏的天然气若遇明火，发生火灾、爆炸等事故，污染大气环境。

区域气藏为干气藏，不含凝析油，事故状态下主要对大气环境造成影响较大，对土壤和地下水产生的影响较小。

发生事故后，在严格落实本项目提出的风险防范措施的前提下，不会对周围环境产生明显影响。运行过程中做好事故风险防范措施，将事故发生概率减少到最低。

10.6 主要环境保护措施

本项目的主要环境保护措施如下：

（1）生态保护措施

①优化项目选线，减少占地，严格按照有关规定办理建设用地审批手续。

②严格界定施工活动范围，尽可能缩小施工作业带宽度，单井管线施工临时占地作业宽度 8m，减少对地表的碾压。

③施工期充分利用现有油田道路，尽可能减少道路临时占地，降低对地表和植被的破坏，施工机械不得在道路以外行驶和作业，保持地表不被扰动，不得随意取弃土。

④挖掘管沟时，将表层土与底层土分开堆放，复土回填要保持土壤的基本层次，管沟回填时要分层回填在表面，以恢复原来的土层；回填后多余的土方不随便丢弃，弃土用于平整井场，防止水土流失。对破坏和占用的植被及时恢复。

⑤施工在开挖地表、平整土地时，临时堆土必须进行拦挡，施工完毕，应尽快整理施工现场。对井场地表进行砾石压盖。

⑥加强野生动物保护，对施工人员进行宣传教育，禁止捕杀野生动物。

⑦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，切实提高保护生态环境的意识。

⑧及时清理施工现场，做到“工完、料净、场地清”。

（2）大气环境保护措施

①施工单位必须加强施工区的规划管理。挖方堆放应定点定位，并采取防尘、抑尘措施（洒水、遮盖等措施）。

②避免在大风季节施工，尽可能缩短施工时间，提高施工效率，减少裸地暴露时间。

③合理规划、选择最短的运输路线，利用油气田现有公路网络，禁止随意开辟道路，运输车辆应以中、低速行驶，减少车辆行驶动力起尘。

④采用密闭集输流程，非甲烷总烃无组织排放达到《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中无组织排放监控浓度限值。一旦发生泄漏事故，紧急切断气源，实施关井，从而最大限度地减少油气集输过程中烃类的排放量。定期对油气集输管线进行巡检，以便及时发现问题，消除事故隐患，防止油气泄漏进入大气环境。

（3）水环境保护措施

①施工生活污水由生活污水收集罐收集，定期拉运至奇台县生活污水处理装置处理。

②管线试压废水属于清净废水，试压完成后用于场地降尘用水，不外排。

③采出水依托吉 28 区块原油脱水站合站污水处理系统处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）中的有关标准后回注油层。

④井下作业废液采用专用废液收集罐收集后拉运至吉 28 区块原油脱水站处理，均达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）标准中指标后，回注油层。

（4）固体废物污染防治措施

运营期固体废物主要为废润滑油、清管废渣、废防渗材料以及井下作业废液，井下作业废液采用专用罐收集后，由第三方作业单位委托具有相关处置资质单位处置；废润滑油、清管废渣、废防渗材料严格按危险废物相关技术要求和管

定进行收集与贮存，委托具有危废处置资质的公司接收处置。

（5）噪声污染防治措施

①施工单位可合理安排施工时间，避免长时间使用高噪声设备，使本项目在施工期造成的噪声污染降到最低。

②施工设备选型时，在满足施工需要的前提下，尽可能选取噪声低、振动小、能耗小的先进设备。

③加强施工机械的维护保养，避免由于设备性能差而使机械噪声增大的现象发生。

④对声源强度较大的设备进行减噪处理，根据各种设备类型所产生噪声的特性，采用不同的控制手段。

（6）土壤污染防治措施

①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。

②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。

（7）环境风险防范措施

①在油气可能泄漏和积聚的场所设置可燃气体浓度检测报警装置。

②井场严格按防火规范进行平面布置，电气设备及仪表按防爆等级不同选用不同的设备。所有设备、管线均应做防雷、防静电接地。

③严格按照管道施工、验收等规范进行设计、施工和验收。集输管线敷设前，应加强对管材和焊接质量的检查，严禁使用不合格产品。对焊接质量严格检验，防止焊接缺陷造成泄漏事故的发生。

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

响范围减小到最低程度。

⑥在集输管线的敷设线路上应设置里程桩、转角桩、交叉标志和警示牌等。

10.7 公众意见采纳情况

本工程公众参与由建设单位吐哈油田分公司负责实施，首次环境影响评价公众参与相关信息通过新疆维吾尔自治区生态环境保护产业协会网站（网址：www.xjhbcy.cn/articles/show/14376）公开，时间为2024年11月22日。

征求意见稿公示日期为2024年12月3日（新疆维吾尔自治区生态环境保护产业协会网站，网址为（<http://www.xjhbcy.cn/blog/article/13537>）；报纸第一次公告日期为2024年6月7日（新疆法制报），报纸第二次公告日期为2024年6月11日（新疆法制报）。

2024年6月21日，在新疆维吾尔自治区生态环境保护产业协会网站（<http://www.xjhbcy.cn/blog/article/13633>）公示了拟报批的环境影响报告书全文和公众参与说明。

至信息公告的截止日期没有收到相关反馈信息。

10.8 环境影响经济损益分析

本项目实施后所带来的经济效益、社会效益和环境效益，比本项目施工过程中造成的直接环境、经济损失要大得多。因此，本项目实施后所产生的经济效益、社会效益和环境效益是显著的。

10.9 环境管理与监测计划

针对本项目建设过程中产生的负面环境影响所提出的防治或减缓措施，在该项目的设计、施工和运营中逐步得到落实，从而使得环境建设和管道建设符合国家同步设计、同步实施和同步投产使用的“三同时”制度要求。为环境保护措施得以有计划的落实和地方生态环境管理部门对其进行监督提供依据。通过环境管理计划的实施，将本项目对沿线环境带来的不利影响减缓到相应法规和标准限值要求之内，使项目建设的经济效益和环境效益得以协调、持续和稳定发展。

10.10 总体评价结论

本项目为石油天然气开采项目，属于《产业结构调整指导目录（2024 年本）》中鼓励类项目，符合国家产业政策；符合《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》《石油天然气开采也污染防治技术政策等》等法规和政策要求；符合《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》《新疆生态环境保护“十四五”规划》《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》等要求。

项目区不涉及依法划定的自然保护区、饮用水源保护区、风景名胜区、森林公园等环境敏感区；项目符合“三线一单”要求，选址选线合理。

只要在建设和运营过程中认真落实各项污染防治措施、生态修复措施、风险防范措施及应急措施，各项污染物均能够做到达标排放，其生态破坏可降至最低，环境风险可以接受，从环境保护角度看，本项目建设是可行的。