新疆科林思德新能源有限责任公司

阜康区块煤层气开发项目（二期）

环境影响报告书

（征求意见稿）

建设单位：新疆科林思德新能源有限责任公司

环评单位：新疆格润特环保科技有限责任公司

编制日期：二零二五年五月

目 录

1 概述 1

1.1 项目背景 1

1.2 环境影响评价的工作过程 2

1.3 关注的主要环境问题及环境影响 3

1.4 分析判定相关情况 3

1.5 环境影响评价的主要结论 5

2 总则 6

2.1 编制依据 6

2.2 评价目的与原则 11

2.3 评价时段 12

2.4 环境影响因素识别与评价因子确定 12

2.5 环境功能区划与评价标准 13

2.6 评价等级与评价范围 18

2.7 环境保护目标 24

2.8 评价内容和评价重点 24

2.9 相关规划及政策符合性分析 25

3 建设项目工程分析 42

3.1 建设项目情况 42

3.2 气田勘探开发概况 43

3.3 建设内容 43

3.4 污染源源强核算 81

3.5 总量控制指标 99

3.6 清洁生产分析 99

4 环境质量现状调查与评价 105

4.1 自然环境现状调查与评价 105

4.2 环境保护目标调查..... 109
4.3 环境质量现状调查与评价..... 109
5 环境影响预测与评价..... 129
5.1 施工期环境影响预测与评价..... 129
5.2 运营期环境影响预测与评价..... 134
5.3 退役期影响分析..... 149
5.4 环境风险分析..... 150
6 环境保护措施及其可行性论证..... 156
6.1 施工期环境保护措施及其可行性论证..... 156
6.2 运营期环境保护措施..... 162
6.3 温室气体管控措施..... 169
6.4 环境风险事故防范措施..... 169
6.5 退役期环境保护措施..... 176
6.6 环保投资分析..... 178
7 环境管理与监测计划..... 180
7.1 环境管理机构..... 180
7.2 生产区环境管理..... 180
7.3 污染物排放的管理要求..... 183
7.4 企业环境信息公开..... 183
7.5 环境监测与监控..... 186
8 环境影响经济损益分析..... 191
8.1 环境社会效益分析..... 191
8.2 环境经济损益分析结论..... 192
9 环境影响评价结论..... 193
9.1 建设项目概况..... 193

9.2 环境质量现状..... 193
9.3 主要环境影响及环保措施..... 194
9.4 经济损益性分析结论..... 200
9.5 环境管理与监测计划结论..... 200
9.6 公众参与..... 200
9.7 总结论..... 200

1 概述

1.1 项目背景

2021 年 10 月，国务院印发《2030 年前碳达峰行动方案》，其中提到加快推进页岩气、煤层气、致密油（气）等非常规油气资源规模化开发。2021 年 11 月，《关于推进中央企业高质量发展做好碳达峰碳中和工作的指导意见》指出：为实现碳达峰、碳中和，中央企业要提升油气田清洁高效开采能力，加快页岩气、煤层气、致密油气等非常规油气资源规模化开发。

按照自治区党委决策部署，自治区财政厅会同自治区发展改革委研究制定了《天然气煤层气勘探开发激励政策》，拟于 2023-2025 年期间，设立专项资金对天然气、煤层气（页岩气、致密气）增产气量进行差异化奖励，对增产天然气按照每 1 立方米 0.1 元给予奖补，增产煤层气（页岩气、致密气）产量按每 1 立方米 0.2 元给予奖补。同时昌吉州紧盯空气质量持续向好发展，制定空气质量强化管控十四策，严格落实“乌-昌-石”区域同防同治工作要求，进一步改善区域环境空气质量，探索完成燃气发电的可行性研究并探索燃煤电厂煤改天然气项目建设。

为推进自治区及昌吉州煤层气开发快速发展，新疆科林思德新能源有限责任公司在阜康矿区进行新疆科林思德新能源有限责任公司阜康区块煤层气开发项目。该项目总投资 469921.34 万元，建设期为 2024 年至 2030 年，主要建设内容为新建采气场 105 座、采气井 469 口，并配套建设集输管网及配套辅助设施。项目于 2024 年 4 月 15 日取得国家能源局出具的《新疆科林思德新能源有限责任公司阜康区块煤层气开发项目》备案确认单(项目代码:2404-000000-60-01-163516)，该项目开发周期长，建设内容繁多，施工难度大，故新疆科林思德新能源有限责任公司决定需按年度分期分阶段实施，进行滚动式开发。

2024 年 5 月，该项目计划启动一期工程筹备与建设工作，工作内容主要涵盖阜康矿区煤层气勘探工作以及煤层气开发利用工作。其中勘探工作内容为阜康矿区内部署 15 口探井，进一步掌握该矿区煤层气相关数据信息，为今后开采作业提供基础支持；开发利用工作内容为对阜康矿区一、二、四、九区块进行煤层气开发，主要建设 30 座井场、布设 151 口钻井、集气增压站 2 座，天然气处理站 1 座，同时

配套建设集气输气管线等，一期工程建成投产后，煤层气总产能 2.0656 亿方/年。

目前，一期勘探工作已编制完成了《新疆科林思德新能源有限责任公司阜康区块煤层气开发项目一期(15 口探井)环境影响报告表》并于 2024 年 9 月 29 日取得了昌吉回族自治州生态环境局出具的《关于新疆科林思德新能源有限责任公司阜康区块煤层气开发项目一期(15 口探井)环境影响报告表的批复》（昌州环评〔2024〕263 号）；一期开发利用项目已编制完成了《新疆科林思德新能源有限责任公司阜康区块煤层气开发项目（一期工程）环境影响报告书》并于 2025 年 3 月 21 日取得了新疆维吾尔自治区生态环境厅出具的《关于新疆科林思德新能源有限责任公司阜康区块煤层气开发项目(一期工程)环境影响报告书的批复》（新环审〔2025〕62 号）。目前上述工程均在施工建设中，尚未完全建成运行。

新疆科林思德新能源有限责任公司考虑到国家能源局针对阜康区块煤层气开发项目建设周期的要求，结合阜康市区及周边市场调研结果，决定于 2025 年启动二期工程建设内容，二期工程预计总投资 146359.7 万元，新增产能 1.76 亿方/年，新钻井 140 口、新建井场 43 座（含加密布井井场）、一区块新建一座 15 万方/天增压脱碳脱水站、四区块新建一座 30 万方/天脱碳脱水站，同时配套建设集气输气管线等。本期工程的建设将在有利资源区通过快速建新井投产的方式迅速取得新增产量，弥补产量、销售缺口，掌握市场主动权，同时通过充分利用前期已经建成的集气管网，降低单位成本，实现盈利。

1.2 环境影响评价的工作过程

本项目设计新增年开采煤层气 1.76 亿方/年，同时根据《新疆维吾尔自治区昌吉回族自治州水土保持规划(2021-2030 年)》，本项目位于水土流失重点治理区，对照《建设项目环境影响评价分类管理名录(2021 年版)》，本项目属于五、石油和天然气开采业-8 陆地天然气开采中的年生产能力 1 亿立方米及以上的煤层气开采且涉及环境敏感区的，需编制环境影响报告书。为此，新疆科林思德新能源有限责任公司 2025 年 3 月委托新疆格润特环保科技有限责任公司开展新疆科林思德新能源有限责任公司阜康区块煤层气开发项目（二期）的环境影响评价工作。

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）的要求，本项目环境影响评价工作一般分为三个阶段，第一阶段包括资料收集、工

程分析和影响识别等工作，第二阶段包括生态环境现状监测、现状调查与评价、环境影响预测与评价等工作，第三阶段包括提出预防或减缓不利影响的环境保护措施、制定环境监测计划、从生态环境影响的角度给出工程建设项目是否可行的结论等工作。

故编制单位接受委托后，即进行了现场踏勘和资料收集，并根据相关环境保护政策以及环境影响评价技术导则、规范的要求，开展本项目的环境影响报告编制工作。对本项目进行初步工程分析，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，确定环境影响评价的范围、评价工作等级和评价标准，最后制定工作方案；在准备阶段的基础上，做进一步的工程分析，进行充分的环境现状调查、监测并开展环境质量现状评价，之后根据污染源强和环境现状资料进行各环境因素及各专题环境影响预测与评价；最终汇总、分析论证和预测评价阶段工作所得的各种资料、数据，根据项目的环境影响、法律法规和标准等的要求以及公众的意愿，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建议。

具体本项目评价工作程序见下图 1.2-1。

1.3 关注的主要环境问题及环境影响

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

关注的主要环境问题有：施工期产生的废气、废水、噪声、固体废物以及工程占地带来的生态影响；运营期无组织挥发性有机物、导热油炉燃烧烟气、噪声、废水、废滤料、废机油和废活性炭等环境影响及事故状态对环境的影响分析。

1.4 分析判定相关情况

1.4.1 产业政策相符性分析

本项目为煤层气开发建设，属于《产业结构调整指导目录（2024 年）》鼓励类中的“三、煤炭——4. 煤炭清洁高效开发利用技术：煤炭共伴生资源加工与综合利用，煤制油气技术开发及应用，煤层气勘探、开发、利用和煤矿瓦斯抽采、利用，煤田地质及地球物理勘探，煤电一体化建设，煤炭清洁高效利用技术，煤炭清洁高效洗选和洁净型煤技术开发与应用，提高资源回收率的采煤方法、工艺开发与应用，实施安全、高效、绿色、智能开采的大型煤矿项目（井工煤矿设计生产能力≥120万吨/年、露天煤矿设计生产能力≥400 万吨/年），矿井水资源保护与利用，产能储备煤矿建设”，符合国家产业政策。

1.4.2 选址选线合理性分析

新建采气井场、站场、单井采气管线、道路和输电线路选址选线过程中植被比较稀疏，评价范围内无国家和地方保护植物，根据管径大小确定施工作业带宽度，严格控制占地，评价范围内野生动物较少，对周围生态环境影响较小；无组织废气和噪声均可实现达标排放，废水和固体废物均可得到妥善处置；项目区周围无自然保护区、风景名胜区、居民区、医院、学校等环境保护目标，不涉及生态保护红线。综上所述，项目选址选线合理。

1.4.3 相关规划及政策符合性分析

项目建设符合《产业结构调整指导目录（2024年）》《产业转移指导目录(2018年本)》《西部地区鼓励类产业目录(2025 年本)》《市场准入负面清单（2025年版）》《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》《阜康市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》《新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划（2021-2025年）》《新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划（2021-2025年）环境影响报告书》《新疆维吾尔自治区煤炭工业发展“十四五”规划》《新疆维吾尔自治区昌吉回族自治州矿产资源总体规划(2021-2025年)》《新疆维吾尔自治区阜康市矿产资源规划（2021-2025）》《煤层气产业政策》《2030年前碳达峰行动方案》《国务院办公厅关于进一步加快煤层气(煤矿瓦斯)抽采利用的意见》《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》《阜康市国土空间总体规划(2021—2035年)》

《空气质量持续改善行动计划》《甲烷排放控制行动方案》《新疆生态环境保护“十四五”规划》《昌吉回族自治州生态环境保护与建设“十四五”规划》《新疆维吾尔自治区重点行业生态环境准入条件(2024年)》《关于进一步加强乌鲁木齐、昌吉、石河子、五家渠区域大气环境同防同治的意见》《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》《新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控2023年度动态更新成果》等中的相关要求。

1.5 环境影响评价的主要结论

项目符合国家相关规划、环保政策及“三线一单”的要求，项目选址选线合理。运营期废气、噪声能实现达标排放，废水和固体废物均可实现妥善处置，建成后区域环境质量仍可以满足相应功能区要求；开发活动对生态环境的影响较小，不会对区域生态系统或生物多样性产生较大影响；运行过程中存在一定的环境风险，但采取相应的环境风险防范措施后，其影响是可防可控的；项目进行了一次网上公示，公示期间未收到公众反馈意见。从生态环境保护角度论证建设可行。

2 总则

2.1 编制依据

2.1.1 国家环保法律

（1）《中华人民共和国环境保护法》，2015 年 01 月 01 日；

（2）《中华人民共和国环境影响评价法》，2018 年 12 月 29 日；

（3）《中华人民共和国大气污染防治法》，2018 年 10 月 26 日；

（4）《中华人民共和国水污染防治法》，2018 年 01 月 01 日；

（5）《中华人民共和国土壤污染防治法》，2019 年 01 月 01 日；

（6）《中华人民共和国噪声污染防治法》，2022 年 06 月 05 日；

（7）《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》，2020 年 09 月 01 日；

（8）《中华人民共和国环境保护税法》，2018 年 01 月 01 日；

（9）《中华人民共和国野生动物保护法》（2022 年修正），2023 年 05 月 01 日；

（10）《中华人民共和国防沙治沙法》，2018 年 10 月 26 日；

（11）《中华人民共和国水土保持法》（2010 年修订），2011 年 03 月 01 日；

（12）《中华人民共和国清洁生产促进法（2012 年修订）》，2012 年 07 月 01 日。

2.1.2 环境保护规章

（1）《建设项目环境保护管理条例》，国务院令第 682 号，2017 年 10 月 01 日；

（2）《排污许可管理办法（试行）》，生态环境部部令第 32 号，2024 年 4 月 1 日；

（3）《建设项目环境影响评价分类管理名录（2021 年版）》，生态环境部令第 16 号，2021 年 01 月 01 日；

（4）《环境影响评价公众参与办法》，生态环境部令第 4 号，2019 年 01 月 01 日；

（5）《国家危险废物名录（2025 年版）》，生态环境部、国家发展和改革委员会、公安部、交通运输部、国家卫生健康委员会令第 36 号公布，2025 年 01 月 01 日；

（6）《产业结构调整指导目录（2024 年本）》，中华人民共和国国家发展和改革委员会令第 7 号，2024 年 02 月 01 日；

（7）《石油天然气开采业污染防治技术政策》，2012 年第 18 号，2012 年 03 月 07 日；

（8）《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》，2018 年 10 月 01 日；

（9）《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》，环办环评函〔2019〕910 号，2019 年 12 月 13 日；

（10）《国家重点保护野生植物名录》，国家林业和草原局 农村农业部公告 2021 年第 15 号，2021 年 09 月 07 日；

（11）《国家重点保护野生动物名录》，国家林业和草原局 农村农业部公告 2021 年第 3 号，2021 年 02 月 01 日；

（12）《中华人民共和国野生植物保护条例》，国务院令第 204 号，2017 年 10 月 07 日；

（13）《排污许可管理条例》，国务院令第 736 号，2021 年 03 月 01 日；

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

（15）《建设项目危险废物环境影响评价指南》（原环境保护部公告 2017 第 43 号），2017 年 10 月 01 日；

（16）《关于以改善环境质量为核心加强环境影响评价管理的通知》（环环评〔2016〕150 号），2016 年 10 月 26 日；

（17）《危险废物转移管理办法》（生态环境部、公安部、交通运输部 部令第 23 号），2021 年 11 月 30 日；

（18）《关于印发<企业环境信息依法披露格式准则>的通知》（环办综合〔2021〕32 号），2021 年 12 月 31 日；

（19）《企业环境信息依法披露管理办法》（生态环境部 部令第 24 号），2021 年 12 月 21 日；

（20）《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 年 01 月 03 日；

（21）《地下水管理条例》（国务院令第748号），2021年10月21日；

（22）《甲烷排放控制行动方案》（环气候〔2023〕67号），2023年11月07日；

（23）《煤层气产业政策》，2013年03月；

（24）《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年11月30日；

（25）《国务院办公厅关于进一步加快煤层气(煤矿瓦斯)抽采利用的意见》(国办发〔2013〕93号),2013年9月14日；

2.1.3 地方有关环保法规

（1）《新疆维吾尔自治区环境保护条例》（修订），2018年9月21日；

（2）《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》，2019年01月01日；

（3）《新疆生态环境保护“十四五”规划》，2021年12月24日；

（4）《关于印发<新疆维吾尔自治区重点行业生态环境准入条件（2024年）>的通知》（新环环评发〔2024〕93号），2024年6月；

（5）《新疆生态功能区划》，2005年07月14日；

（6）《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年07月30日；

（7）《新疆维吾尔自治区水土保持规划（2018-2030年）》，2018年08月；

（8）《新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案》，2021 年 2 月22日；

（9）《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和2035年远景目标纲要》，2021年02月05日；

（10）《新疆国家重点保护野生动物名录》，(新林护字〔2022〕8 号)，2021 年07月28日；

（11）《昌吉回族自治州生态环境保护与建设“十四五”规划》（2021年11月）；

（12）《新疆维吾尔自治区昌吉回族自治州水土保持规划（2021-2030 年）》，2021年07月；

（13）《关于印发自治区级水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果的

通知》（新水〔2019〕4 号）；

（14）《新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划（2021-2025 年）》，2022 年 08 月；

（15）《新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划（2021-2025 年）环境影响报告书》，2022 年 05 月；

（16）《新疆维吾尔自治区重点保护野生动物名录》（新政发〔2022〕75 号），2022 年 09 月 18 日；

（17）《新疆维吾尔自治区重点保护野生植物名录》，2024 年 01 月 18 日；

（18）《新疆国家重点保护野生植物名录》，2022 年 03 月 28 日；

（19）《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》；

（20）《新疆维吾尔自治区昌吉回族自治州矿产资源总体规划（2021—2025 年）》；

（21）《阜康市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》；

（22）《新疆维吾尔自治区天山天池风景名胜区总体规划（2022～2035 年）》（草案公示稿）；

（23）《关于新疆天池博格达峰自治区级自然保护区面积范围及功能分区的公告》（阜政发〔2019〕46）；

（24）《昌吉回族自治州区域空间生态环境评价暨“三线一单”生态环境准入清单动态更新成果》，2023 年 11 月；

（25）《昌吉回族自治州“三线一单”生态环境分区管控成果动态更新情况说明》，2023 年 11 月。

2.1.4 相关导则及指南

（1）《建设项目环境影响评价技术导则 总纲》（HJ2.1-2016），2017 年 01 月 01 日；

（2）《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018），2018 年 12 月 01 日；

（3）《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ2.4-2021），2022 年 07 月 01 日；

（4）《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018），2019 年 07

月 01 日；

（5）《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022），2022 年 07 月 01 日；

（6）《环境影响评价技术导则 地表水环境》（HJ2.3-2018），2019 年 03 月 01 日；

（7）《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016），2016 年 01 月 07 日；

（8）《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018），2019 年 03 月 01 日；

（9）《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023），2024 年 01 月 01 日；

（10）《危险废物管理计划和管理台账制定技术导则》（HJ1259-2022）,2022 年 10 月 01 日；

（11）《排污单位自行监测技术指南 总则》（HJ819-2017），2017 年 06 月 01 日；

（12）《污染源源强核算技术指南 石油炼制工业》（HJ982-2018），2019 年 01 月 01 日；

（13）《石油和天然气开采行业清洁生产评价指标体系（试行)》，2009 年 02 月；

（14）《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》，2021 年 12 月 21 日；

（15）《排污单位自行监测技术指南 陆上石油天然气开采业》（HJ1248-2022），2022 年 07 月 01 日。

（16）《危险废物收集 贮存 运输技术规范》（HJ2025-2012)，2013 年 03 月 01 日；

（17）《非常规油气开采污染控制技术规范》（SY/T7482-2020）,2021 年 02 月 01 日。

2.1.5 相关文件和技术资料

（1）《新疆阜康市阜康矿区一号～七号、九号区块煤层气开发项目可行性研究报告》，2024 年 11 月；

（2）《新疆阜康市阜康矿区一号~七号、九号区块煤层气开发项目（二期、三期）地面工程方案》，2025 年 4 月；

（3）《新疆科林思德新能源有限责任公司阜康区块煤层气开发项目（二期）环评委托书》，2024 年 12 月；

（3）《新疆科林思德新能源有限责任公司阜康区块煤层气开发项目（二期）环境质量现状检验检测报告》，2025 年 3 月。

2.2 评价目的与原则

2.2.1 评价目的

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

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

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

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

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

2.2.2 评价原则

突出环境影响评价的源头预防作用，坚持保护和改善环境质量。

（1）依法评价

贯彻执行国家和地方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

采用规范的环境影响评价方法，科学分析项目建设对环境质量的影响。

（3）突出重点

根据建设项目的工程内容及其特点，明确与环境要素间的作用效应关系，充分

利用符合时效的数据资料及成果，对主要环境影响予以重点分析和评价。

2.3 评价时段

根据项目特点，确定评价时段为施工期、运营期和退役期，其中以施工期和运营期为主。

2.4 环境影响因素识别与评价因子确定

环境影响因素包括：施工期——对环境的影响主要为施工扬尘、柴油机、柴油发电机组燃烧烟气、井场柴油储罐无组织废气、施工机械及车辆尾气、管道试压废水、混凝土养护废水、生活污水、压裂返排液、噪声、钻井岩屑、废机油、建筑垃圾、生活垃圾及工程占地对生态环境的影响；

运营期——对环境的影响主要为无组织挥发性有机物、导热油炉燃烧烟气、井下作业废液、生活污水、废滤料、废机油、废油桶和生活垃圾等，各要素的影响程度见表 2.4-1。

表 2.4-1　环境影响因素识别一览表

时段	影响因素		环境要素					
			环境空气	地下水	声环境	土壤环境	植被	动物
施工期	生态	占地	0	0	0	++	+	+
	废气	施工扬尘、柴油机、柴油发电机组燃烧烟气、井场柴油储罐无组织废气、施工机械及车辆尾气	+	0	0	0	+	+
	废水	管道试压废水、混凝土养护废水、压裂返排液和生活污水	0	0	0	0	0	0
	固废	钻井岩屑、废机油、建筑垃圾和生活垃圾	0	0	0	+	+	+
	噪声	施工车辆、施工设备	0	0	+	0	0	+
运营期	废气	无组织挥发烃类、导热油炉燃烧烟气	++	0	0	0	+	+
	废水	井下作业废液 和生活污水	0	++	0	+	+	+
	固废	废滤料、废机油、废活性炭和生活垃圾	0	+	0	++	+	+

时段	影响因素		环境要素					
			环境空气	地下水	声环境	土壤环境	植被	动物
	噪声	站内各类机泵及井下作业过程中的机泵	0	0	+	0	0	0
	风险事故	管线、设备泄漏	+	+	0	+	+	+
退役期	废气	施工扬尘、汽车尾气	+	0	0	+	+	+
	噪声	施工车辆及机械	0	0	+	0	0	+
	固废	拆卸后的建筑垃圾、废弃管线	0	0	0	+	+	+

注：0：无影响；+：短期不利影响；++：长期不利影响。

根据环境影响因素和特征污染因子识别结果，结合本区环境质量状况，筛选本次评价因子，详见表 2.4-2。

表 2.4-2　环境影响评价因子筛选一览表

环境要素	类别	评价因子
地下水	现状评价	K^+、Na^+、Ca^{2+}、Mg^{2+}、CO_3^{2-}、HCO_3^-、Cl^-、TO_4^{2-}的浓度，pH、氨氮、硝酸盐氮、亚硝酸盐氮、挥发性酚类、氰化物、砷、汞、铬(六价)、总硬度、铅、氟化物、镉、铁、锰、溶解性总固体、耗氧量、硫酸盐、氯化物、石油类、总大肠菌群、菌落总数、钠、钡、硫化物
	影响分析	石油类
环境空气	现状评价	$PM_{2.5}$、PM_{10}、SO_2、NO_2、CO、O_3、NMHC、H_2S
	影响分析	NMHC、温室气体（CO_2和甲烷）
声环境	现状评价	等效连续 A 声级
	影响评价	等效连续 A 声级
土壤环境	现状评价	《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 中 45 项基本因子、表 2 中石油烃、pH、土壤盐分含量和《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》(GB15618—2018)表 1
	影响评价	石油烃、土壤盐分含量
生态环境	现状评价	调查土地利用类型、植被类型、野生动物组成及分布特征；生态系统的类型、面积及空间分布、水土流失、土地沙化现状
	影响评价	地表扰动面积及类型、生物量损失、物种多样性、生态系统完整性、植被覆盖度
环境风险	影响分析	对运营期可能发生的事故进行分析

2.5 环境功能区划与评价标准

2.5.1 环境功能区划

环境功能区划情况详见表 2.5-1。

表 2.5-1　区域环境功能区划一览表

环境要素	环境功能区划	划分依据
环境空气	《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二类功能区	项目区不属于自然保护区、风景名胜区和其他需要特殊保护的区域
地下水环境	《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类区	主要用于工业用水
声环境	《声环境质量标准》（GB3096-2008）2 类功能区	位于 2 类功能区
土壤环境	《土壤环境质量　建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地筛选值	占地属于第二类建设项目用地
	《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》(GB15618—2018)表 1	评价范围内存在牧草地
生态环境	II 准噶尔盆地温性荒漠与绿洲农业生态区—II 5 准噶尔盆地南部荒漠绿洲农业生态亚区——28．阜康—木垒绿洲农业、荒漠草地保护生态功能区	

2.5.2 评价标准

（1）环境质量标准

①环境空气

SO_2、NO_2、PM_{10}、$PM_{2.5}$、CO、O_3 六项基本项目执行《环境空气质量标准》（GB3095-2012）及修改单中的二级浓度限值；非甲烷总烃参照《〈大气污染物综合排放标准〉详解》中推荐值 2.0mg/m^3 执行，H_2S 执行《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 中推荐值，各标准取值见表 2.5-2。

表 2.5-2　环境空气质量标准一览表

序号	污染物名称	取值时间	浓度限值	单位	标准来源
1	SO_2	年平均	60	μg/m^3	GB3095-2012 及修改单（二级）
		24 小时平均	150		
		1 小时平均	500		
2	NO_2	年平均	40		
		24 小时平均	80		
		1 小时平均	200		
3	PM_{10}	年平均	70		
		24 小时平均	150		
4	$PM_{2.5}$	年平均	35		
		24 小时平均	75		
5	O_3	日最大 8 小时平均	160		
		1 小时平均	200		
6	CO	24 小时平均	4	mg/m^3	
		1 小时平均	10		
7	NMHC	一次浓度限值	2.0	mg/m^3	《大气污染物综合排放标

序号	污染物名称	取值时间	浓度限值	单位	标准来源
					准》详解
8	H_2S	1 小时平均	10	μg/m³	HJ2.2-2018 附录 D 中的 1h 平均浓度限值

②地下水

地下水环境质量执行《地下水质量标准》（GB/T14843-2017)Ⅲ类标准，石油类参照《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）Ⅲ类标准，具体标准值见表 2.5-3。

表 2.5-3　地下水质量标准值　　[单位 mg/L，pH 无量纲]

序号	监测因子	标准值（Ⅲ类）	序号	监测因子	标准值（Ⅲ类）
1	pH 值	6.5≤pH≤8.5	13	六价铬	≤0.05
2	总硬度	≤450	14	砷	≤0.01
3	溶解性总固体	≤1000	15	镉	≤0.005
4	耗氧量	≤3.0	16	石油类	≤0.05
5	氨氮	≤0.50	17	铁	≤0.3
6	硝酸盐	≤20.0	18	锰	≤1.5
7	亚硝酸盐	≤1.00	19	铅	≤0.01
8	氯化物	≤250	20	汞	≤0.001
9	硫酸盐	≤250	21	总大肠菌群	≤3.0
10	氟化物	≤1.0	22	菌落总数	≤100
11	氰化物	≤0.05	23	钠	≤200
12	挥发酚	≤0.002	24	硫化物	≤0.02

③声环境

声环境质量执行《声环境质量标准》（GB3096-2008）2 类区限值，详见表 2.5-4。

表 2.5-4　声环境质量评价标准一览表

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

④土壤环境

占地范围内全部监测因子及占地范围外的六价铬、石油烃均执行《土壤环境质量　建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地筛选值，占地范围外各监测点的重金属执行《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》(GB15618—2018)表 1 限值要求。标准限值见表 2.5-5 和表 2.5-6。

表 2.5-5　土壤环境质量评价标准　　[单位：mg/kg，pH 无量纲]

序号	污染物项目	第二类用地筛选值（mg/kg）	序号	污染物项目	第二类用地筛选值（mg/kg）
基本项目（重金属和无机物）					
1	砷	60	5	铅	800
2	镉	65	6	汞	38
3	铬（六价）	5.7	7	镍	900
4	铜	18000	/	/	/
基本项目（挥发性有机物）					
8	四氯化碳	2.8	22	1,1,2-三氯乙烷	2.8
9	氯仿	0.9	23	三氯乙烯	2.8
10	氯甲烷	37	24	1,2,3-三氯丙烷	0.5
11	1,1-二氯乙烷	9	25	氯乙烯	0.43
12	1,2-二氯乙烷	5	26	苯	4
13	1,1-二氯乙烯	66	27	氯苯	270
14	顺-1,2-二氯乙烯	596	28	1,2-二氯苯	560
15	反-1,2-二氯乙烯	54	29	1,4-二氯苯	20
16	二氯甲烷	616	30	乙苯	28
17	1,2-二氯丙烷	5	31	苯乙烯	1290
18	1,1,1,2-四氯乙烷	10	32	甲苯	1200
19	1,1,2,2-四氯乙烷	6.8	33	间二甲苯+对二甲苯	570
20	四氯乙烯	53	34	邻二甲苯	640
21	1,1,1-三氯乙烷	840	/	/	/
基本项目（半挥发性有机物）					
35	硝基苯	76	41	苯并〔k〕荧蒽	151
36	苯胺	260	42	䓛	1293
37	2-氯酚	2256	43	二苯并〔a，h〕蒽	1.5
38	苯并〔a〕蒽	15	44	茚并〔1,2,3-cd〕芘	15
39	苯并〔a〕芘	1.5	45	萘	70
40	苯并〔b〕荧蒽	15	/	/	/
其他项目					
46	石油烃(C_{10}～C_{40})	4500	/	/	/

表 2.5-6　农用地土壤污染风险筛选值

序号	项目	单位	标准限值（mg/kg）pH＞7.5
1	pH	无量纲	/
2	砷	mg/kg	25
3	镉	mg/kg	0.6
4	铜	mg/kg	100
5	铅	mg/kg	170
6	汞	mg/kg	3.4

7	镍	mg/kg	190
8	铬	mg/kg	200
9	锌	mg/kg	300

（2）污染物排放标准

①废气

煤层气排放执行《煤层气（煤矿瓦斯）排放标准》（GB21522-2024）中表 1 煤层气（煤矿瓦斯）排放控制要求——煤层气地面开发系统排放限值；燃气导热油炉燃烧烟气中颗粒物、二氧化硫排放执行《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）中表 3 大气污染物特别排放限值，氮氧化物执行《关于开展自治区 2022 年度夏秋季大气污 染防治“冬病夏治”工作的通知》（新环大气函〔2022〕483 号）中 50mg/m^3 的限值，非甲烷总烃参照执行《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）中表 2 要求；无组织非甲烷总烃浓度执行《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996)表 2 中排放限值周界外浓度最高点不超过 4mg/m³。具体限值见表 2.5-7。

表 2.5-7　大气污染物排放限值一览表

污染源	污染物	排放标准			标准来源
		排放浓度（mg/m³）	排放速率（kg/h）		
			排气筒（m）	二级	
煤层气地面开发系统	煤层气	禁止排放			《煤层气（煤矿瓦斯）排放标准》（GB21522-2024）中表1
燃气式导热油炉有组织排放	颗粒物	20	/	/	《锅炉大气污染物排放标准》（GB 13271-2014）中表 3 、《关于开展自治区2022 年度夏秋季大气污染防治“冬病夏治 ”工作的通知》（新环大气函〔2022〕483 号）
	二氧化硫	50	/	/	
	氮氧化物	50	/	/	
	烟气黑度（林格曼黑度，级）	≤1			
无组织排放（周界外浓度最高点）	NMHC	4.0	/	/	《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）中表2

②噪声

施工场界环境噪声执行《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）相关标准；运营期各站场厂界噪声执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类限值，具体见表 2.5-8。

表 2.5-8　噪声排放标准一览表

执行地点	昼间[dB（A）]	夜间[dB（A）]	标准来源
建筑施工场界	70	55	GB12523-2011

各站场边界	60	50	GB12348-2008 2 类

（3）污染物控制标准

危险废物收集、贮存和运输过程的污染控制执行《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）、《危险废物收集贮存运输技术规范》（HJ2025-2012）中的相关要求，一般工业固体废物执行《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标 准》（GB18599-2020）。

2.6 评价等级与评价范围

2.6.1 评价等级

（1）环境空气评价等级

根据工程特点和污染特征，本次评价选取颗粒物、二氧化硫、氮氧化物和 NMHC 为预测因子，采用《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）中推荐的 AERSCREEN 估算模式来计算污染物的最大地面空气质量浓度占标率（P_i），P_i定义如下：

$$p_i = \frac{c_i}{c_{0i}} \times 100\%$$

其中：P_i——第 i 种污染物的最大地面空气质量浓度占标率，%；

C_i——采用估算模型计算出的第 i 个污染物的最大 1h 地面空气质量浓度，μg/m^3；

C_{0i}——第 i 个污染物的环境空气质量浓度标准，μg/m^3。

源强参数见 5.2.1 章节，预测结果见表 2.6-1。

表 2.6-1 大气污染物最大落地浓度及占标率估算结果一览表

污染源	污染因子	最大落地浓度（μg/m^3）	最大浓度占标率（%）	最大落地浓度对应距离（m）
	NMHC			
	NMHC			
	NMHC			
	NMHC			
	NMHC			
	NMHC			
	NMHC			

	二氧化硫			
	氮氧化物			
	颗粒物			
	二氧化硫			
	氮氧化物			
	颗粒物			

由表 2.6-1 可知：各污染物最大落地浓度占标率最高为　　%，根据《环境影响评价技术导则　大气环境》（HJ2.2-2018）分级判据（表 2.6-2），评价等级判定为二级。

表 2.6-2　评价工作等级判定依据表

评价工作等级	评价工作分级判据
一级	P_{max}≥10%
二级	1%≤P_{max}＜10%
三级	P_{max}＜1%

（2）地表水评价等级

本项目周边无地表水，且与地表水无水力联系，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）规定：“废水处理后进行回注且无废水直接排入地表水体的建设项目，评价等级按照三级 B 开展评价”，本项目地表水环境影响评价等级为三级 B。

（3）地下水评价等级

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）中的评价工作等级划分，建设项目的地下水环境敏感程度可分为敏感、较敏感，不敏感三级，分级原则见表 2.6-3，评价工作等级分级表见表 2.6-4。

表 2.6-3　地下水环境敏感程度分级表

敏感程度	地下水环境敏感特征
敏感	集中式饮用水水源（包括已建成的在用、备用、应急水源，在建和规划的饮用水水源）准保护区；除集中式饮用水水源以外的国家或地方政府设定的与地下水环境相关的其它保护区，如热水、矿泉水、温泉等特殊地下水资源保护区。
较敏感	集中式饮用水源（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水式饮用水水源，其它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它未列入上述敏感分级的环境敏感区[a]。
不敏感	上述地区之外的其它地区
注：a“环境敏感区”是指《建设项目环境影响分类管理名录》中所界定的涉及地下水的环境	

敏感区

表 2.6-4　建设项目评价工作等级分级表

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	一	二
较敏感	一	二	三
不敏感	二	三	三

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

本项目属于陆地天然气开采行业，根据《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023）规定本项目为Ⅱ类建设项目，根据表 2.6-4 判定本项目地下水评价等级为三级。

（4）声环境评价等级

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

（5）生态环境评价等级

《环境影响评价技术导则　生态影响》（HJ19-2022）依据建设项目影响区域的生态敏感性和影响程度，评价等级划分为一级、二级和三级，具体判定情况见表 2.6-5。

表 2.6-5　生态环境影响评级等级判定一览表

判定原则	判定结果
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	占地范围内不涉及
b）涉及自然公园时，评价等级为二级	占地范围内不涉及
c）涉及生态保护红线时，评价等级不低于二级	占地范围内不涉及
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	不属于水文要素影响型建设项目
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	占地范围内不涉及天然林、公益林和湿地
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	占地面积小于 20km^2

判定原则	判定结果
的占地范围以新增占地（包括陆域和水域）确定	
g）除本条 a）、b）、c）、d）、e）、f）以外的情况，评价等级为三级	属于《环境影响评价技术导则 生态影响》(HJ19-2022)6.1.2 评价等级确定原则 a）、b）、c）、d）、e）、f）以外的情况，评价等级为三级
h）当评价等级判定同时符合上述多种情况时，应采用其中最高的评价等级	仅符合上述 g 条，评价等级为三级
建设项目涉及经论证对保护生物多样性具有重要意义的区域时，可适当上调评价等级。	占地范围内不涉及对保护生物多样性具有重要意义的区域，无需上调评价等级

由表 2.6-5 可知，生态影响评价等级为三级。

（6）土壤环境评价等级

项目所在区域为盐化地区，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）中规定，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土壤污染影响型

土壤污染影响型项目根据评价类别、占地规模与敏感程度划分评价等级，见表 2.6-6。

表 2.6-6　污染影响型评价工作等级划分表

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

※占地规模

永久占地面积约　　hm^2，占地规模为中型。

※土壤环境敏感程度

建设项目所在地周边的环境影响敏感程度分为敏感、较敏感、不敏感，判别依据详见表 2.6-7。

表 2.6-7　污染影响型敏感程度分级表

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

不敏感	其他情况

项目评价范围内无耕地、园地、饮用水源地、居民区、学校等环境敏感目标，评价范围内存在天然牧草地，环境敏感程度为敏感。

本项目属于陆地天然气开采行业，根据《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023）规定井场、站场为Ⅱ类建设项目，采气管线属于Ⅳ类项目,根据表 2.6-7 可知，井场、站场土壤污染影响型评价等级为二级,采气管线可不开展土壤环境影响评价。

②生态影响型

土壤生态影响型项目根据建设项目类别、生态影响型敏感程度分级结果划分评价工作等级，生态影响型敏感程度分级见表 2.6-8，评价工作等级划分表见表 2.6-9。

表 2.6-8　生态影响型敏感程度分级表

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

[a]是指采用 E601 观测的多年平均水面蒸发量与降水量的比值，即蒸降比值。

表 2.6-9　生态影响型评价工作等级划分表

项目类别 / 评价工作等级 / 敏感程度	Ⅰ类	Ⅱ类	Ⅲ类
敏感	一级	二级	三级
较敏感	二级	二级	三级
不敏感	二级	三级	/

项目区土壤盐分含量＞4g/kg，生态影响型敏感程度为敏感；本项目属于陆地天然气开采行业，根据《环境影响评价技术导则　陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023）规定井场、站场为Ⅱ类建设项目，采气管线属于Ⅳ类项目,根据表 2.6-9 可知，井场、站场土壤污染影响型评价等级为二级,采气管线可不开展土壤环

境影响评价。

（7）环境风险评价等级

依据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJT169-2018），环境风险评价工作级别按表 2.6-10 进行划分。

表 2.6-10　环境风险评价工作级别划分表

环境风险潜势	Ⅳ、Ⅳ+	Ⅲ	Ⅱ	Ⅰ
评价工作等级	一	二	三	简单分析[a]

[a]是相对于详细评价工作内容而言，在描述危险物质、环境影响途径、环境危害后果、风险防范措施等方面给出定性说明。

施工期涉及的风险物质为柴油，运营期涉及的风险物质为煤层气。施工期风险单元为施工井场，运营期风险单元为采气管线、站场内的各类设备，且为相互独立的风险单元，本次评价按照对环境最不利条件进行考虑，本次选取最长采气管线来计算采气管线危险物质最大存在量，则危险物质与临界量的比值（Q 值）计算结果详见表 2.6-11。

表 2.6-11　各风险单元 Q 值一览表

风险单元			规格	风险物质在线量（t）		风险物质临界量（t）	Q 值
施工期	钻井井场	柴油储罐	20t	柴油	20	2500	0.008
运营期	管线						
	一区增压脱碳脱水站						
	四区增压脱碳脱水站						
	四区集气增压站						
合计							

根据上表计算结果可知，Q 值最大为　　，小于 1，判断风险潜势为Ⅰ。根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）相关要求，根据表 2.6-10 判定

本次风险评价仅进行简单分析。

2.6.2 评价范围

根据各环境要素导则要求，结合周边环境，确定本项目各环境要素的评价范围见表 2.6-12 和图 2.6-1、图 2.6-2、图 2.6-3。

表 2.6-12　各环境要素评价范围一览表

环境要素		范围
大　气		以采气井场、站场为中心，边长为 5km 矩形形成的包络线。
地 下 水		以地下水流向为长轴，站场和井场中心上游 1km、下游 2km，水流垂直方向分别外扩 0.5km
声 环 境		项目占地范围内及厂界向外延伸 200m 范围。
土壤环境	污染影响型	项目占地范围内及厂界向外延伸 200m。
	生态影响型	项目占地范围内及厂界向外延伸 2km。
生态环境		站场和井场厂界周围 50m 范围内，采气管线两侧外延 300m。
环境风险		不设评价范围

2.7 环境保护目标

根据现场调查，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、海洋特别保护区、饮用水水源保护区，无基本草原、自然公园、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。各环境要素保护级别见表 2.7-1 和图 2.7-1。

表 2.7-1　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	评价范围内的土壤	/	GB36600-2018 第二类用地筛选值标准和 GB15618—2018 表 1
地下水环境	评价范围内的潜层地下水	/	GB/T14848-2017 III类
声环境	评价范围内的声环境	/	GB3096-2008 2 类
生态环境	评价范围内的野生动植物	项目区及评价范围内	保护野生动植物生境不被破坏

2.8 评价内容和评价重点

2.8.1 评价内容

根据《建设项目环境影响评价技术导则 总纲》（HJ2.1-2016）要求，结合项目特点、周围区域环境现状、环境功能区划确定本次评价内容包括建设项目工程分析、环境现状调查与评价、环境影响预测与评价、环境保护措施及其可行性论证、环境影响经济损益分析、环境管理与监测计划、环境影响评价结论，具体见表 2.8-1。

表 2.8-1 评价内容一览表

序号	评价专题	评价内容
1	工程分析	项目基本情况、主体工程、公辅工程、环保工程、依托工程，根据污染物产生环节、方式及治理措施，核算污染物产生和排放强度，给出污染因子及其产生和排放的方式及数量等。
2	环境现状调查与评价	自然环境、环境保护目标调查、环境质量现状调查（包括环境空气、地下水、声环境、土壤环境和生态环境）。
3	环境影响预测与评价	分为施工期、运营期和退役期。对施工期和退役期扬尘、废水、噪声、固废、生态环境和土壤环境等进行分析。运营期对废气、废水、噪声、固体废物、土壤进行了影响预测和分析，并开展了环境风险评价。
4	环保措施及其可行性论证	针对废气、废水、噪声、固体废物、土壤污染防治措施、生态环境保护措施和环境风险防范措施进行论证。
5	环境影响经济损益分析	从社会效益、经济效益和环境效益等方面叙述。
6	环境管理与环境监测计划	根据国家环境管理与监测要求，给出环境管理制度和日常监测计划，给出污染物排放清单、制定环保三同时验收一览表。
7	结论	根据上述各章节的相关分析结果，从环保角度给出建设可行性结论。

2.8.2 评价重点

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

（1）建设项目工程分析；

（2）大气、地下水、土壤、生态环境影响评价及环境风险分析；

（3）环境保护措施及其可行性论证。

2.9 相关规划及政策符合性分析

2.9.1 相关规划符合性分析

（1）区域发展规划符合性分析

《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》中指出：“加大准噶尔、吐哈、塔里木三大盆地油气勘探开发力度，提高新

疆在油气资源开发利用转化过程中的参与度。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”。本项目位于准噶尔盆地，属于陆地天然气开采行业，符合规划及纲要中的相关要求。

《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》指出，依托吉木萨尔县水溪沟、呼图壁县、阜康市煤层气资源，强化勘查、开采、储运、利用 4 个环节，推动煤层气勘探与开发、瓦斯发电、煤层气压缩 CNG、煤层气液化 LNG 等形成上下游完整的产业链，增加清洁能源供应，优化洁净能源供给结构，缓解区域天然气供需矛盾。

本项目行政隶属于新疆维吾尔自治区昌吉回族自治州阜康市，本项目属于煤层气开发项目，符合规划及纲要中的相关要求。

（2）主体功能区规划相符性分析

项目所在地阜康市位于《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》国家级重点开发区——天山北坡地区，其功能定位是：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。项目属于陆地石油开采业，其建设符合规划要求。

（3）与《新疆生态环境保护“十四五”规划》的符合性分析

项目建设符合《新疆生态环境保护“十四五”规划》中的相关要求，详见表2.9-1。

表 2.9-1　项目与《新疆生态环境保护“十四五”规划》的相符性分析

序号	规划中相关要求	本项目拟采取措施	符合性分析
1	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。		符合
2	积极引导重点产废企业自建危险废物利用设施，支持大型企业集团内部共享危险废物利用处置设施，推进工业废盐、废催化剂、煤焦油、电解铝大修渣等利用处置设施建设，适度发展水泥窑协同处置危险废物，引导推		符合

	进有害废物处理处置能力建设，引导推进含油污泥处置、废矿物油回收利用能力过剩问题化解和布局优化。坚持兵地统筹、区域协同规划和建设危险废物利用处置设施，实现疆内危险废物处置能力与产废情况总体匹配。深入推进油气田开采历史遗留含油污泥、磺化泥浆、黄金选矿行业氰化尾渣、铜冶炼行业砷渣以及石棉矿选矿废渣等调查和污染治理		
3	强化危险废物全过程环境监管。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。		符合
4	支持企业实施智能化改造升级，推动石油开采、石油化工、煤化工、有色金属、钢铁、焦化、建材、农副产品加工等传统产业的重点企业改进工艺、节能降耗、提质增效，促进传统产业绿色化、智能化、高端化发展。		符合
5	加强应急监测装备配置，定期开展应急演练，增强实战能力。		符合

（4）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 2.9-2。

表 2.9-2　项目与《昌吉回族自治州生态环境保护与建设“十四五”规划》的相符性分析

序号	规划中相关要求	拟采取措施	符合性分析
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。		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。		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。		符合

（5）与《新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划（2021-2025 年）》及规划环评符合性分析

《新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划（2021-2025 年）》取得中华人民共和国自然资源部批复（自然资函〔2022〕1092 号），《新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划（2021-2025 年）环境影响报告书》取得了中华人民共和国生态环境部的审查意

见（环审〔2022〕124 号）。

《新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划（2021-2025 年）》将石油天然气列为安全战略资源，项目位于规划中提出的环准噶尔能源矿产勘查开发区，该开发区指出：“加快玛湖、吉木萨尔、准噶尔盆地南缘等大型油气田建设，促进增储上产，支撑克拉玛依、吉木萨尔油气能源资源基地建设”。项目实施后能更好的给区域天然气资源安全使用提供保障，有利于支撑准噶尔盆地油气能源资源基地建设，符合规划要求；并按照《新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划（2021-2025 年）环境影响报告书》要求对施工期和运营期的废气、废水、噪声、固体废物采取相应的治理措施，对实施过程中产生的生态影响采取有效的减缓措施，符合《新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划（2021-2025 年）环境影响报告书》及审查意见的要求。

（6）与《昌吉回族自治州矿产资源总体规划（2021-2025 年）》的符合性分析

《昌吉回族自治州矿产资源总体规划（2021-2025 年）》取得新疆维吾尔自治区自然资源厅批复，审批文号（新自然资函[2022]467 号）（见附件），该规划明确指出：鼓励勘查开采的矿种：石油、天然气、煤层气、页岩气、煤、地热、金、铜、饰面用花岗岩、石灰岩、天然石英砂、石墨等矿产和自治区紧缺及市场需求量较大的矿产。昌吉州煤层气资源十分丰富，主要集中于富康矿区、呼图壁白杨河矿区、吉木萨尔县水溪沟矿区等。经评审备案的煤层气地质储量为：阜康市 $93.34\times10^{8}m^{3}$，吉木萨尔县水溪沟 $9.7\times10^{8}m^{3}$，合计 $10.3.04\times10^{8}m^{3}$，规划年生产规模 $2.2\times10^{8}m^{3}$，完全可满足长期开发需求。

本项目属于煤层气开发项目，项目实施后新建煤层气产能规模为 $1.76\times10^{8}m^{3}/a$，可以有效构建清洁低碳、安全高效的能源体系，项目的开发建设符合该矿产资源总体规划。

2.9.2 环保政策符合性分析

（1）与《石油天然气开采业污染防治技术政策》的符合性分析

本项目采取的各项环保措施符合《石油天然气开采业污染防治技术政策》中相关要求，详见表 2.9-3。

表 2.9-3　项目与《石油天然气开采业污染防治技术政策》的相符性分析

序号	《政策》中相关规定	本项目采取的相关措施	相符性分析
1	在勘探开发过程中，应防止产生落地原油。其中井下作业过程中应配备泄油器、刮油器等。落地原油应及时回收，落地原油回收率应达到 100%		符合
2	在开发过程中，适宜注水开采的油气田，应将采出水处理满足标准后回注		符合
3	在开发过程中，伴生气应回收利用，减少温室气体排放，不具备回收利用条件的，应充分燃烧，伴生气回收利用率应达到 80%以上；站场放空天然气应充分燃烧。燃烧放空设施应避开鸟类迁徙通道		符合
4	在钻井和井下作业过程中，鼓励污油、污水进入生产流程循环利用，未进入生产流程的污油、污水应采用固液分离、废水处理一体化装置等处理后达标外排		符合
5	应回收落地原油，以及原油处理、废水处理产生的油泥（砂）等中的油类物质，含油污泥资源化利用率应达到 90%以上，残余固体废物应按照《国家危险废物名录》和危险废物鉴别标准识别		符合
6	1）油气田企业应制定环境保护管理规定，建立并运行健康、安全与环境管理体系；2）加强油气田建设、勘探开发过程的环境监督管理。油气田建设过程应开展工程环境监理；3）在开发过程中，企业应加强油气井套管的检测和维护，防止油气泄漏污染地下水；4）建立环境保护人员培训制度；5）油气田企业应对勘探开发过程进行环境风险因素识别，制定突发环境事件应急预案并定期进行演练。开展特征污染物监测工作，采取环境风险防范和应急措施，防止发生由突发性油气泄漏产生的环境事故		符合

（3）与《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》的相符性分析

本项目的建设符合《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》中的相关要求，具体见表 2.9-5。

表 2.9-5　与《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》的符合性分析

序号	《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》中相关规定	本项目采取的相关措施	相符性分析
1	油气企业在编制内部相关油气开发专项规划时，鼓励同步编制规划环境影响报告书，重点就规划实施的累积性、长期性环境影响进行分析，提出预防和减轻不良环境影响的对策措施，自行组织专家论证，相关成果向省级生态环境主管部门通报		符合
2	油气开采项目（含新开发和滚动开发项目）原则上应以区块为单位开展环评，一般包括区块内拟建的新井、加密井、调整井、站场、设备、管道和电缆及其更换工程、弃置工程及配套工程等。项目环评应深入评价项目建设、运营带来的环境影响和环境风险，提出有效的生态环境保护和环境风险防范措施。滚动开发区块产能建设项目，还应对现有工程环境影响进行回顾性评价，对相关生态环境问题提出有效防治措施。依托其他防治设施的或者委托第三方处置的，应在环评中论证其可行性和有效性。		符合
3	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。涉及废水回注的，应当论证回注的环境可行性，采取切实可行的地下水污染防治和监控措施，不得回注与油气开采无关的废水，严禁造成地下水污染。在相关行业污染控制标准发布前，回注的开采废水应当经处理并符合《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329）等相关标准要求后回注，同步采取切实可行措施防治污染。回注目的层应当为地质构造封闭地层，一般应当回注到现役油气藏或枯竭废弃油气藏。相关部门及油气企业应当加强采出水等污水回注的研究，重点关注回注井井位合理性、过程控制有效性、风险防控系统性等，提出从源头到末端的全过程生态环境保护及风险防控措施、监控要求。建设项目环评文件中应当包含钻井液、压裂液中重金属等有毒有害物质的相关信息，涉及商业秘密、技术秘密等情形的除外		符合
4	油气开采产生的废弃油基泥浆、含油钻屑及其他固体废物，应遵循减量化、资源化、无害化原则，按照国家和地方有关固体废物的管理规定进行处置。鼓励企业自建含油污泥集中式综合处理和利用设施，提高废弃油基泥浆和含油钻屑及其处理产物的综合利用率。油气开采项目产生的危险废物，应按照《建设项目危险废物环境影响评价指南》要求评价。相关部门及油气企业应加强固体废物处置的研究，重点关注固体废物产生类型、主要污染因子及		符合

序号	《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》中相关规定	本项目采取的相关措施	相符性分析
	潜在环境影响，分别提出减量化源头控制措施、资源化利用路径、无害化处理要求，促进固体废物合理利用和妥善处置		
5	陆地油气开采项目的建设单位应当对挥发性有机物液体储存和装载损失、废水液面逸散、设备与管线组件泄漏、非正常工况等挥发性有机物无组织排放源进行有效管控，通过采取设备密闭、废气有效收集及配套高效末端处理设施等措施，有效控制挥发性有机物和恶臭气体无组织排放。涉及高含硫天然气开采的，应当强化钻井、输送、净化等环节环境风险防范措施。含硫气田回注采出水，应当采取有效措施减少废水处理站和回注井场硫化氢的无组织排放。高含硫天然气净化厂应当采用先进高效硫磺回收工艺，减少二氧化硫排放。井场加热炉、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		符合
6	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		符合
7	油气企业应当加强风险防控，按规定编制突发环境事件应急预案，报所在地生态环境主管部门备案		符合

（4）与《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》符合性分析

项目建设符合《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》要求，具体见表 2.9-6。

表 2.9-6　项目与《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》符合性分析

序号	条例规定	拟采取的相关措施	符合性分析
1	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。		符合
2	及时对施工现场进行清理和平整，不得从高处向下倾倒或者抛洒各类物料和建筑垃圾。		符合

（5）与《非常规油气开采污染控制技术规范》符合性分析

项目建设符合《非常规油气开采污染控制技术规范》中的相关要求，具体分析

见表 2.9-7。

表 2.9-7　项目与《非常规油气开采污染控制技术规范》符合性分析

序号	政策规定		拟采取的相关措施	符合性分析
1	一般要求	非常规油气开采过程中应执行建设项目环保“三同时”制度，落实环境影响评价文件及批复提出的环保措施和要求。项目完工后，应按照 HJ612 的规定，及时做好竣工环境保护验收。		符合
2		井场、站场、管线选址应避开生态保护红线规定的禁止开发区域、需要特殊保护区域及饮用水水源保护区等环境敏感点。确需在生态保护红线的非禁止开发区及饮用水水源保护区准保护区开发建设的，在环境影响评价文件中应对其选址、建设方案、污染防治措施、生态保护措施及风险防范措施等做充分论证，并采取有效的保护措施，降低工程对环境敏感点的不利影响。		符合
3		非常规油气田建设应优化布局和工艺，减少占地、水资源消耗和油气损失，实现油气和废物集中收集、处理处置。开采过程中应使用清洁的能源和原料，采用先进的工艺技术与设备，从源头削减污染，实现废弃物的减量化、资源化和无害化处理，减轻或者消除废弃物对环境的影响。		符合
4		非常规油气开采作业过程中产生的钻井废水、采出水应优先循环利用。在不影响钻井液、压裂液性能指标的情况下，钻井液和压裂液的配置应优先使用回用水。无法回用的钻井废水和采出水经处理达到 SY/T5329、SY/T6596 的要求后，宜采用注入方式处置；如无适宜注人条件，应自行处理或拉运至满足环保要求的污水处理厂处理达标后，在合法的排放口排放。钻井废水、采出水的存储、处理、运输过程应做好防漏措施。建设单位应建立废水注人和拉运的记录台账、拉运交接台账、转运联单等过程记录应准确齐全。		符合

序号	政策规定		拟采取的相关措施	符合性分析
5		非常规油气开采作业过程中产生的一般工业固体废物的现场管理应符合GB18599的要求，含油废物的现场管理应符合GB18597及HJ2025的要求，分类收集存储，明确标识。除水基钻井岩屑和废弃水基钻井液外的一般工业固体废物，应送至当地生态保护部门批准的一般固废填埋场处理和处置。含油废物、废油应优先场内循环利用，无法回用的部分委托具有处理资质的单位到现场清运处理，临时贮存时间不应超过12个月。建设单位应建立固体废物管理制度，工业固体废物按规定向地方环境保护部门申报。固体废物拉运交接台账、转移联单等记录应齐全准确，对转移过程进行监控，转移出省、自治区和直辖市的应按要求向转出地环保行政主管部门提出申请，未得到申请许可不应转移。		符合
6		非常规油气开采作业过程中应减少甲烷、VOCs 等有机气体的无组织排放。试油、试气放喷释放的油气宜优先经分离处理后进入生产流程或采取回收利用措施;不具备进入生产流程和回收利用条件时，放喷作业释放的油气应采取火炬燃烧等控制措施有效减少逸散；运行期中，应定期对井场地面生产设备、设施和管线进行维护保养，并对动静密封点进行泄漏检测。		符合
7		非常规油气开采作业过程中所使用的发电机应采用清洁燃油，柴油发电机的尾气排放应满足GB20891的排放要求		符合
8		施工和生产期因场地清理、土方挖掘、材料运输等工序产生的扬尘应采取裸露地覆盖、物料覆盖、洒水降尘、地面硬化等防扬尘措施;大风天气情况时，禁止进行土方工程施工，并做好苫盖工作。		符合
9		非常规油气开采作业过程中产生的生活污水应进行收集和处理，无法回用的生活污水按当地政府要求处理排放;生活垃圾应由作业单位送至当地垃圾		符合

序号	政策规定		拟采取的相关措施	符合性分析
		处理场，或委托地方环卫机构清运处理。		
10		非常规油气开采建设项目应根据 HJ169 的要求开展环境风险评价，已建成投产或处于试生产阶段可能发生突发环境事件的生产装置应按照 HJ941 的要求开展突发环境事件风险评估，并根据评估结果建立环境风险防范体系，制订突发环境事件应急预案和防控措施。		符合
11		非常规油气开采应采取措施减少占地面积，减轻开发作业对地表生态环境的扰动，宜优先考虑采取丛式井、多分支井等定向钻井方式。		符合
12		非常规油气开采施工过程中，应做好施工作业区域表层土壤的保护措施。表层土壤应单独存放，施工工程完成后宜按序回填覆盖，并及时开展土地整理及复垦工作或进行植被恢复，恢复场地排水系统。		符合
13		在非常规油气开发施工作业区域外，不应有其他破坏影响周边植被、物种的施工活动。		符合
14	钻前工程	井场的布置应符合 SY/T5466 的规定。		符合
15		钻前工程设计应根据当地气候条件进行雨污分流系统设计，集污区应采取防渗措施，排污沟的横截面积应根据当地雨季最大排量设计。年降雨量大于 500mm 的地区应在循环罐区、主要设备区、材料房等区域设置雨棚，雨棚边缘应超出下方围堰不小于 0.5m,雨棚的导流槽设计应将雨水导人场外自然水系。井场废油暂存区、钻井液材料临时储存区应设置雨棚或其他防雨措施。		符合
16		井场防渗区城应实现分级管控，分为重点防渗区域和一般防渗区域。钻机基础区域、钻井液循环系统、清洁生产操作平台、放喷池、废油暂存区、集液池、储存池、柴油罐区、油基岩屑收集贮存区、柴油发电机房等涉及含油材料或废物流转的区域为重点防渗区;除重点防渗区域外的井场作业区为一般防渗区。		符合

序号	政策规定		拟采取的相关措施	符合性分析
17		重点防渗区地面按GB18597的要求，应铺设150mm混凝土或2mm厚高密度聚乙烯膜、渗透系数不大于 10^{-10}cm/s，或采取铺设渗透系数不大于10-10cm/s、至少 2mm 厚的其他人工材料的防渗措施，膜类材料重叠区域应采取热熔或熔焊技术，重叠压覆距离不小于150mm,确保叠合良好；应修筑高于井场平面 20cm 的围堰与其他区域隔离，区域内场地平整，满足防腐蚀、防流失、防扬撒的要求;含油废物暂存区应满足防渗、防风、防雨、防晒的要求，周围醒目处应设置危险废物贮存标识标牌;用以存放装载液体、半固体危险废物容器的区域，容器下方地面应硬化平整并采取防渗措施，设计堵截泄漏的围堰。		符合
18		一般防渗区应按GB18599的要求，地面采取相当于1.5m厚黏土层，渗透系数不大于 10^{-7}cm/s 的防渗措施。		符合
19		井场污水(废液)池、岩屑池、水基钻井液池(罐)等设施应具备防雨、防渗功能，池(罐)内壁采取渗透系数不大于 10^{-7}cm/s 的防渗措施，防渗设计宜参照GB18599的要求;用于储存含油废水、油基钻井液、采出水的排污池需具备防雨、防渗、防腐功能，有VOCs气体逸散的要满足GB37822相关要求，池底和池壁铺设2mm厚高密度聚乙烯膜，渗透系数不大于 10^{-10}cm/s 或采取铺设至少2mm厚、渗透系数不大于 10^{-10}cm/s 的其他人工材料的防渗措施。		符合
20		井场污水池、岩屑池、钻井液池(罐)、废液处理池等构筑物(设施)的有效容积应根据生产工艺、降水量及未预见污水量确定容积系数，容积系数应不小于1.2。		符合
21	钻井作业	井场钻杆架、管排架等重点防渗区应增加铺设2mm高密度聚乙烯土工膜，所选土工膜符合GB/T17643的要求，或采取可达到相同效果的防渗措施，防止油污洒落地面。		符合
22		根据钻井各段遇到的地质条件、分层		符合

序号	政策规定		拟采取的相关措施	符合性分析
		漏失情况及含水层分布，表层钻井宜采取气体钻井、清水钻井等技术，表层以下钻井宜采用环境友好型的钻井液体系。根据不同地质和工程情况，及时采取随钻堵漏、桥塞堵漏等防漏措施，降低钻井液漏失量，避免钻井液进人地层。		
23		固井质量应符合 SY/T6592 的要求，技术套管固井水泥应返高至地面，以防止钻井及开采活动连通浅层水及其他地层。井口与河流、沟谷水平距离小于 1000m 的井，表层套管的下深应低于河床、沟谷底部不少于 300m;井口与河流、沟谷水平距离大于 1000m 的井，表层套管的下深应低于河床、沟谷底部不少于 100m。		符合
24		钻井现场应实施钻井液无害化收集处理，建立钻井液收集、处理和回收循环系统;采用油基钻井液体系的应遵循“不落地”原则。		符合
25		水基钻井液应优先回收再利用。无法回用的废弃钻井液应分离固相，分离固相的回收、储存、运输、处置过程应符合 GB18599 的要求。分离后固相宜采用资源化处理技术，用于铺路基土、免烧砖、烧结砖、免烧砌块及水泥辅料等，产品浸出液控制指标应满足 GB8978 中相关要求。		符合
26		油基钻井岩屑宜采用物理固液分离技术，按照 HJ607 的要求，对分离出的液相予以回用。分离出的固相和无法回用的液相宜采用萃取、热脱附等方式深度处理，回收的废矿物油应满足配制油基钻井液的技术要求。经深度处理后的岩屑宜采用水泥窑炉等协同处置资源化处理技术，达到 SY/T7301、GB30760 中要求的，可用于铺设通井路、铺垫井场等基础材料或免烧砖、烧结砖、混凝土掺和料资源化利用。油基钻井废物的转运、装卸过程中应避免洒落，产生的含油废物应妥善收集，并按规定处理处置。		符合
27	压裂	压裂用水及配液应遵照节约用水的原则，在满足当地取水需求的前提下，		符合

序号	政策规定		拟采取的相关措施	符合性分析
	作业	先期制订优化供水方案，获得当地监管部门]的取水许可。		
28		压裂配液应优先使用回用水，回用水储存应采用经过防渗处理的蓄水池或专用储罐。压裂作业单位应对压裂配液的用水量进行计量。		
29		压裂作业宜昼间作业，并按 GB12523 的要求，采取措施降低噪声对周边环境敏感点的影响。		符合
30		如非常规油气开采企业使用的压裂液的化学品成分中含有列人《危险化学品名录》的物质，在不涉及商业秘密的前提下，应通过环境影响评价文件等指定渠道向社会公开。		符合
31	地面集输工程建设	非常规油气开发场站及集输工程建设应按照 GB50350、GB50349 和 NB/T14006、SY/T7343、SY/T6420、NB/T10029 中对非常规油气集输工艺的要求，采用密闭流程。		符合
32		放线过程中使用的材料应禁止随意丢弃、抛洒，场地清理应限制在作业带范围内。		符合
33		土石方作业时应落实水土保持措施，作业带穿过沟渠、河流时应安放涵管导流或采取其他方式保证排水通畅。		符合
34		施工便道应进行夯实处理，进出施工现场车辆的主干道应定期洒水清扫，减少施工车辆引起的地面扬尘。		符合
35	油气生产作业	非常规油气生产过程中经分离后的采出水，应进人采出水专用储存池或专用储罐。		符合
36		采出水注入应以不对具备供水意义的含水层产生影响为原则，从选址、选层、注人井设计、处理工艺、注入工艺、运行监管、环境影响等方面进行论证，注人层应在具有供水意义的含水层之下，至少存在一个隔离层，容积能够满足注液要求，并且在波及区内隔离层没有开放断层和断裂面，经评审批复后方可实施。		符合
37		生产期工艺站场厂界环境噪声排放应符合 GB12348 的要求。		
38	闭井	非常规油气生产设施报废或退役后，应按照 SY/T6628 和《废弃井封井回填		

序号	政策规定		拟采取的相关措施	符合性分析
	恢复	技术指南(试行)》的相关要求执行		
39		非常规油气开采井闭井报废结束后，应对受干扰的周围区域地面进行清理，恢复到与周边区域相同或者相似的植被，或符合土地使用者的要求。		符合
40	专项技术要求-煤层气开采	煤层气(煤矿瓦斯)排放严格执行GB21522的规定。		符合
41		在工程设计和日常运行管理中，应加强煤层气井采出水的防腐、除垢措施，输水管道宜选用HDPE或相似指标特性的给水管，在局部高压部位可采用钢骨架HDPE给水管，符合GB/T13663的规定;无压时宜选用HDPE排水管，应符合CJ/T250的规定。		符合
42		煤层气开采采出水处理产生的污泥应按GB18599的规定进行处理。可采用板框压滤、离心脱水或自然干化等方式，最终处置方式可采用填埋和综合利用等。		符合

（7）与《煤层气产业政策》符合性分析

项目建设符合《煤层气产业政策》中的相关要求，具体分析见表2.9-8。

表2.9-8 项目与《煤层气产业政策》符合性分析一览表

序号	政策规定		拟采取的相关措施	符合性分析
1	产业布局	加大新疆、辽宁、黑龙江、河南、四川、贵州、云南、甘肃等地区煤层气资源勘探力度，建设规模化开发示范工程。		符合
2	勘探开发生产	煤层气勘探开发应遵循整体部署、分期实施、滚动开发的原则，注重提高区块开发总体效率，努力降低建设运营成本，提高项目经济效益。煤层气勘探开发项目原则上按照评价选区、重点勘探、先导试验、探明储量、编制开发方案、产能建设、生产运营等程序进行。		符合
3		煤层气总体开发方案应进行多方案经济技术比选，合理确定煤层气产能规模、建设工期和项目总投资，优化井型井网部署、钻井与完井工艺、排采集输技术，因地制宜采用直井、丛式井或水平井。根据产能建设实际情况，对钻井、完井、增产改造、排采等工艺技术进行动态调整。		符合

序号	政策规定		拟采取的相关措施	符合性分析
4		统筹规划建设煤层气田集输管网，合理确定集气站、增压站位置和数量，优先采用低压集输工艺流程。		符合
5	安全节能环保	煤层气建设项目应依法开展环境影响评价,项目选址应避开自然保护区、饮用水水源地等生态敏感区域。严格执行煤层气排放标准，禁止煤层气直接排放。煤层气生产过程中产生的废气、废水等做到达标排放,妥善处置固体废物，避免对地下水造成污染。		符合

（8）与《关于进一步加快煤层气抽采利用的意见》符合性分析

项目建设符合《关于进一步加快煤层气抽采利用的意见》中的相关要求，具体分析见表 2.9-10。

表 2.9-10　项目与《关于进一步加快煤层气抽采利用的意见》符合性分析一览表

序号	意见规定	拟采取的相关措施	符合性分析
1	加强煤层气矿业权管理。建立煤层气、煤炭协调开发机制，统筹煤层气、煤炭资源勘查开采布局和时序，合理确定煤层气勘查开采区块。		符合
2	建立勘查开发约束机制。新设煤层气或煤炭探矿权，必须符合矿产资源、煤层气开发利用等规划，并对煤层气、煤炭资源进行综合勘查、评价和储量评审备案。		符合
3	统筹规划建设煤层气规模化开发区块输气管网等基础设施，支持大型煤矿区瓦斯输配系统区域联网，推进中小煤矿联合建设瓦斯集输管网。		符合
4	煤层气开发、输送、利用等建设项目根据投资主体、投资来源和建设规模实行审批、核准或备案制，并在政府核准的投资项目目录等文件中予以明确。研究完善煤层气勘探开发利用管理制度，推动煤层气产业规范有序发展。		符合

2.9.3 “三线一单”符合性分析

（1）生态保护红线

项目区位于荒漠区，周围无世界文化和自然遗产地、自然保护区、国家公园、

风景名胜区、饮用水水源保护区等；根据《昌吉回族自治州区域空间生态环境评价暨“三线一单”生态环境准入清单动态更新成果》可知，项目区位于阜康市一般管控单元（ZH65230230001），不涉及生态保护红线。

（2）环境质量底线

废气主要为无组织挥发烃类、导热油炉燃烧烟气，采气井场、增压脱碳脱水站和集气增压站厂界可满足《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996)表 2 无组织排放控制要求，锅炉燃烧烟气中二氧化硫和颗粒物满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表 2 限值要求，氮氧化物满足《关于开展自治区 2022 年度夏秋季大气污染防治“冬病夏治”工作的通知》中 50mg/m³ 的限值要求；采出水、装置排污水用于压裂液配制，生活污水送至生活污水处理系统处理；噪声源主要为各类机泵、压缩机等，采取相应措施后站场边界昼夜噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中的 2 类区标准要求；固体废物主要为防渗暂存池底泥、废滤芯、废分子筛、废导热油、废机油、废油桶和生活垃圾。防渗暂存池底泥、废滤芯、废分子筛属于一般工业固体废物，防渗暂存池底泥清掏后拉运至一般工业固体废物填埋场处置。废滤芯、废分子筛更换后由厂家回收处置，废导热油、废机油和废油桶属于《国家危险废物名录（2025 年版）》HW08 废矿物油和含矿物与废物，临时暂存在站内危险废物临时暂存库内，最终交由有相应危险废物处理资质的单位回收处置。生活垃圾集中收集后交由环卫部门统一处置。

综上所述，废气、噪声均可实现达标排放，废水和固体废物均得到妥善处置，符合环境质量底线的要求。

（3）资源利用上线

运营期消耗仅消耗电能、新鲜水，用量相对较少，不会突破区域总量控制指标，符合资源上限要求。

（4）生态环境准入清单

根据《昌吉回族自治州区域空间生态环境评价暨“三线一单”生态环境准入清单动态更新成果》可知，项目区位于阜康市一般管控单元（ZH65230230001），其建设符合一般管控单元管控要求，具体见表 2.9-11 和图 2.9-1。

表2.9-11 与《昌吉回族自治州区域空间生态环境评价暨“三线一单”生态环境准入清单动态更新成果》符合性分析表

管控单元名称及编码	“三线一单”要求		拟采取的相关措施	符合性分析
一般管控单元（ZH6523023000 1）	空间布局约束	1、执行自治区总体准入要求中关于一般环境管控单元的准入要求（表 2-4 A7.1）。		符合
	污染物排放管控	1、执行自治区总体准入要求中关于一般环境管控单元的准入要求（表 2-4 A7.2）。		符合
	环境风险防控	1、执行自治区总体准入要求中关于一般环境管控单元的准入要求（表 2-4 A7.3）。		符合
	资源利用效率	1、执行自治区总体准入要求中关于一般环境管控单元的准入要求（表 2-4 A7.4）。		符合

3 建设项目工程分析

3.1 建设项目情况

（1）项目名称

新疆科林思德新能源有限责任公司阜康区块煤层气开发项目（二期）。

（2）建设单位

新疆科林思德新能源有限责任公司。

（3）建设性质

新建

（4）建设地点

项目位于新疆维吾尔自治区昌吉回族自治州阜康市境内，区域位置见图 3.2-1。

（5）建设内容

本次拟在阜康矿区新钻 140 口井，设计钻井进尺约为 25.2×10^4m，新建 49 座采气井场、集气增压站 1 座、增压脱碳脱水站 2 座、单井采气管线和集气管线 87.47km；配套建设供配电、仪表自动化、道路、消防、给排水等公辅工程。

（6）产能规模

本项目新增产气量为 1.76×$10^4$$m^3$/a，产能预测见表 3.2-1。

表 3.2-1　产能预测一览表

区块	井别	初期单井配产（m^3/d）	稳产期单井年气量（$10^4$$m^3$）	废弃年限（a）	初期递减率（%）	期末递减率（%）	累积产量（$10^4$$m^3$）
一、四号区块	定向井						
	水平井						
三号区块	定向井						
	水平井						
五-七号区块	定向井						
	水平井						
九号区块	定向井						
	水平井						

（7）产品方案

拟部署井的产品主要为煤层气，煤层气产量为 1.76×$10^8$$m^3$/a。

（8）建设周期

直井钻井周期 13 天、二开水平井单井钻井周期 20 天，三开水平井钻井周期 25 天，施工人员均为 35 人，钻井期设生活营地；地面工程建设周期为　　个月，施工人数　　人。

（9）劳动定员和工作制度

项目设　　名工作人员，年运行时间 300 天（7200h）。

（10）总投资和环保投资

总投资　　万元，环保投资约　　万元，占总投资的　　%。

3.2 气田勘探开发概况

涉及商业秘密，不宜公开

3.3 建设内容

本次拟在阜康矿区新钻 140 口井，设计钻井进尺为 25.2×10^4m，新建 49 座采气井场、集气增压站 1 座、增压脱碳脱水站 2 座、单井采气管线和集气管线 87.47km；配套建设供配电、仪表自动化、道路、消防、给排水等公辅工程。建设内容包括主体工程、储运工程、公辅工程、依托工程和环保工程五个部分。具体介绍如下：

3.3.1 主体工程

（1）钻前工程

钻前工程包括井场平整、铺垫、钻机基础、探临道路等建设，以及设备进场；本次共新建 49 座采气井场的钻前工程。施工期每座井场设 1 座生活营地，共设 49 座生活营地。

（2）钻井工程

①井号及井位坐标

本次新钻 140 口井，其中探井 57 口、生产井 83 口，每个区块钻井数量、井深见表 3.3-1 和表 3.3-2，每口井井号、井位坐标、井深及完钻层位见表 3.3-3。

表 3.3-1　阜康矿区各区块探井部署统计表

矿区	区块	区块面积（km^2）	预计井深(m)	探井井数（口）	压裂层数（层/段）
阜康矿区	1 号区	30.47	3000	8	24
	3 号区	7.01	3000	5	15
	4 号区	29.66	2850	25	75
	5-7 号区	40.20	2000	11	22
	9 号区	31.57	2000	8	16
合计				57	152

表 3.3-2　阜康矿区各区块开发井井位部署统计表

矿区	区块	区块面积（km^2）	定向井（口）	水平井（口）	预计平均井深(m)	压裂层数
阜康矿区	1 号区	30.47	1	9	3000	63
	3 号区	7.01	1	10	2800	66
	4 号区	29.60	5	28	2300	198
	5-7 号区	40.20	2	17	1800	109
	9 号区	31.57	1	9	1850	40
合计			10	73		476

表 3.3-3　部署井井号、井位坐标、钻井进尺等参数一览表

序号	井号	井口坐标		经纬度坐标		井深（m）	完钻层位
		X	Y	E	N		
1							
2							
3							
4							
5							
6							
7							
8							
9							
10							
11							
12							
13							
14							
15							
16							
17							
18							
19							

20							
21							
22							
23							
24							
25							
26							
27							
28							
29							
30							
31							
32							
33							
34							
35							
36							
37							
38							
39							
40							
41							
42							
43							
44							
45							
46							
47							
48							
49							
50							
51							
52							
53							
54							
55							
56							
57							
58							
59							
60							
61							

62							
63							
64							
65							
66							
67							
68							
69							
70							
71							
72							
73							
74							
75							
76							
77							
78							
79							
80							
81							
82							
83							
84							
85							
86							
87							
88							
89							
90							
91							
92							
93							
94							
95							
96							
97							
98							
99							
100							
101							
102							
103							

104							
105							
106							
107							
108							
109							
110							
111							
112							
113							
114							
115							
116							
117							
118							
119							
120							
121							
122							
123							
124							
125							
126							
127							
128							
129							
130							
131							
132							
133							
134							
135							
136							
137							
138							
139							
140							

②井身结构

新钻井井型主要为直井、定向井和水平井，井身结构设计见表 3.3-4 和图 3.3-1。

表 3.2-7　井身结构设计说明

井型	开钻次数	钻头尺寸（mm）	套管尺寸（mm）	设计说明
直井	一开	Φ444.5mm	Φ339.7mm	采用Φ444.5mm钻头钻至井深　m，下入339.7mm表层套管，封隔地表松散易塌地层，为井口控制和后续安全钻井创造条件。
	二开	Φ311.2mm	Φ244.5mm	采用Φ311.2mm钻头钻至　m，下入244.5mm技术套管，采用内管注水泥固井工艺固井，固井水泥浆返至井深1835m。
	三开	Φ215.9mm	Φ139.7mm	采用Φ215.9mm钻头钻至设计完钻井深，下入139.7mm复合套管，采用内管注水泥固井工艺固井，固井水泥返至井深1950m。
井型	开钻次数	钻头尺寸（mm）	套管尺寸（mm）	设计说明
定向井	一开	Φ311.2mm	Φ244.5mm	采用Φ444.5mm钻头钻至井深　m，下入339.7mm表层套管，封隔地表松散易塌地层，为井口控制和后续安全钻井创造条件。
	二开	Φ215.9mm	Φ139.7mm	采用Φ311.2mm 钻头钻至完钻井深，下入 244.5mm 技术套管，采用内管注水泥固井工艺固井，固井水泥浆返至井深 1835m。
L 型水平井	一开	Φ311.2mm	Φ244.5mm	采用Φ444.5mm钻头钻至井深　m，下入339.7mm表层套管，封隔地表松散易塌地层，为井口控制和后续安全钻井创造条件。
	二开	Φ215.9mm	Φ139.7mm	采用Φ311.2mm 钻头钻至完钻井深，下入 244.5mm 技术套管，采用内管注水泥固井工艺固井，固井水泥浆返至井深 1835m。
L 型水平井	一开	Φ374.06mm	Φ273.05mm	采用Φ444.5mm钻头钻至井深60m，下入339.7mm表层套管，封隔地表松散易塌地层，为井口控制和后续安全钻井创造条件。
	二开	Φ241.3mm	Φ193.7mm	采用Φ311.2mm 钻头钻至 1537m，下入 244.5mm 技术套管，采用内管注水泥固井工艺固井，固井水泥浆返至井深 1835m。
	三开	Φ171.4mm	Φ139.7mm	采用Φ215.9mm钻头钻至设计完钻井深，下入139.7mm复合套管，采用内管注水泥固井工艺固井，固井水泥返至井深1950m。

③钻井设备

钻井设备主要包括钻井、井架、钻井液罐、不落地系统、柴油储罐等，具体见表 3.3-5 和表 3.3-6。

表 3.3-5　从式井主要设备一览表

序号	名　称	型　号	数　量	新度系数
1	钻机	石油-3000	1 台	0.7
2	泥浆泵	1000hp	2 台	0.7
3	柴油机	6135	2 台	0.7
		12V190	2 台	0.7
4	发电机	STC-75	2 台	0.7
5	测斜仪	单点式	1 套	0.7
6	井架	JJ80/27-A	1 套	0.7

序号	名　称	型 号	数 量	新度系数
7	游车大钩	YD-80	1 套	0.7
8	天车	TC-80	1 套	0.7
9	水龙头	CH-125	1 只	0.7
10	钻杆	Φ114.3mm	1000m	0.7
11	取心钻具	Φ178	2 套	0.7
12	工具房	15m3	1 栋	0.7
13	钻杆	Φ127mm	900m	0.7
14	钻铤	Φ159mm	150m	0.7
15	取心镗孔钻铤	Φ178mm	30m	0.7
16	螺杆	1.25 度	10m	0.7
17	无磁钻铤	Φ159	10m	0.7
11	取心钻具	Φ178	2 套	0.7
12	工具房	15m3	1 栋	0.7
13	钻杆	Φ127mm	900m	0.7
14	钻铤	Φ159mm	150m	0.7
15	取心镗孔钻铤	Φ178mm	30m	0.7
16	螺杆	1.25 度	10m	0.7
17	无磁钻铤	Φ159	10m	0.7

表 3.3-6　L 型井钻机及主要设备

序号	名　　称		型 号	载荷（KN）	功率(KW)	备　注
一	钻　　机		ZJ-30	2000		
二	井　　架		SJJ170-38	2000		
三	提升系统	钻台底座	SDZ180	1800		
		绞车	JC750	392		
		天车	TSC-180	1800		
		游车大钩	YG180	2250		
		水龙头	SL225	2250		
四	转　　盘		ZP-275	275		
五	循环系统配置	钻井泵	SL3NB-1300		1300	2 台
		钻井液罐	10000*2900*1850			总容量：94.8m^3
		搅拌器	NJW-7.5/175			7 个
六	钻机动力系统	柴油机 1#	G12V190PZL1		1000	
		柴油机 2#	G12V190PZL1		1000	
七	发电机组	1#康明斯发电机	C550D5		440	1 台
		2#康明斯发电机	DY440C		440	1 台
八	钻机控制系统	1#电动压风机	VFY-3.0/1.0			6.5m^3/min
		2#电动压风机	VFY-3.0/1.0			6.5m^3/min
		储气罐	1.5/1.0			1MPa
		主车动力	C-15		470	
		主车动力	C-15		470	
九	固控系统	振动筛	645*585*42	60		L/S

序号	名　　称		型 号	载荷（KN）	功率(KW)	备　注
		振动筛	645*585*42			
		真空除气器	ZCQ1/4	60		m^3/h
		除沙除泥清洁器	CSCN254*2/125*8			MPa
		离心机	LW450-842N	240		rpm
		离心机	LW450-1000-N3	200		rpm
十	仪器仪表	钻井参数仪	多参数仪			1 套
		测斜仪	自浮单点			1 套
十一	H2S 监测	便携式			≥1 套	≥1 套
十二	液压大钳	ZQ203-100			1 台	1 台
十四	钻井液不落地设备					1 套

④钻井液体系

本次钻井采用非磺化水基钻井液，一开采用坂土-CMC 钻井液体系（主要成分坂土、CMC 和 Na_2CO_3 和重晶石）；二开采用钾盐聚合物钻井液体系，三开采用清水/低固相聚合物钻井液体系，不涉及磺化类，二开和三开钻井液体系主要成分为坂土、Na_2CO_3、NaOH、降滤失剂 HJ-3、CMC-HV、护壁封堵剂、润滑剂、封堵剂 WC-1、堵漏剂等。单井钻井液用量为　　m^3,140 口井合计用量为　　m^3。

（3）储层改造

储层改造是为了提高油气井产量而对储层采取的一系列工程技术措施的总称；勘探井转产项目已进行过储层改造，本次不需要进行储层改造，新钻四口井储层改造主要包括射孔、压裂，射孔采用连续油管底带射孔枪、电缆带压射孔+套管桥塞分层压裂，单井压裂液用量为　　m^3，140 口井合计用量　　m^3。射孔、压裂的主要设备见表 3.3-7。

表 3.3-7　射孔、压裂工艺主要设备一览表

阶段	设备名称	主要型号	数量（台/座）
储层改造	压裂车	2500 型	20
	混砂车	/	2
	仪表车	/	1
	砂罐车	/	4
	连续输砂撬	/	1
	柔性储水罐	$200m^3$	8
	地面储水池	$800m^3$	1
射孔	射孔车	/	1
	射孔工具车	/	1
	BOP 井口防喷器	105MPa	1
	防喷管	105MPa	1

（4）集输工程

①采气井场

新建 49 座采气井场，每个区块井场型式及数量见表 3.3-8。每座井场内设有采气计量装置、排采池、凝液缸、输水泵、管线及放散火炬等，每种单座井场型式主要设备见表 3.3-9，每种型式井场主要建构筑物见表 3.3-10。井场平面布置见图 3.3-2。

表　每个区块井场型式及数量一览表

区块	井场型式	单位	数量
一区	平台井场，其中包括：	座	8
	1 井式井场	座	3
	2 井式井场	座	1
	3 井式井场	座	2
	4 井式井场	座	2
三区	平台井场，其中包括：	座	6
	3 井式井场	座	1
	5 井式井场	座	4
	7 井式井场	座	1
四区	平台井场，其中包括：	座	18
	2 井式井场	座	6
	3 井式井场	座	4
	4 井式井场	座	4
	5 井式井场	座	2
	6 井式井场	座	2
五区、六区	平台井场	座	2
	2 井式井场	座	2
七区	平台井场，其中包括：	座	5
	1 井式井场	座	2
	5 井式井场	座	3
九区	平台井场	座	4
	1 井式井场	座	3
	5 井式井场	座	1

表 3.3-9　平台井场工艺部分工程量

序号	工程量（以下为单座井场）	数量	单位
1井式井场			
一	设备		

	采气计量橇	1	座
	排采池60m^3	2	座
	放散火炬　DN80 H=10m	1	座
	凝液缸	1	座
二	井场内管线		
	D76×5/20G	20	m
	D114×5/20#	30	m
	D60×4/20#	30	m
三	阀门		
	钢制截止阀 J41H-16C DN100　1.6MPa	10	套
	高密封取样截止阀 GMQJ11F/H-16 DN15 PN16	2	套
	钢塑转换接头　D114×5/20-dn90 SDR11 PE100	1	个
2井式井场			
一	设备		
	采气计量橇	2	座
	排采池60m^3	2	座
	放散火炬　DN80 H=10m	1	座
	凝液缸	1	座
二	井场内管线		
	D76×5/20G	60	m
	D114×5/20#	50	m
	D60×4/20#	30	m
三	阀门		
	钢制截止阀 J41H-16C DN100　1.6MPa	20	套
	高密封取样截止阀 GMQJ11F/H-16 DN15 PN16	2	套
	钢塑转换接头　D114×5/20-dn90 SDR11 PE100	1	个
3井式井场			
一	设备		
	采气计量橇	3	座
	排采池60m^3	2	座
	放散火炬　DN80 H=10m	1	座
	凝液缸	1	座
二	井场内管线		

	D76×5/20G	60	m
	D114×5/20#	40	m
	D60×4/20#	40	m
三	阀门		
	钢制截止阀 J41H-16C DN100 1.6MPa	30	套
	高密封取样截止阀 GMQJ11F/H-16 DN15 PN16	4	套
	钢塑转换接头 D114×5/20-dn90 SDR11 PE100	1	个
	4井式井场		
一	设备		
	采气计量橇	4	座
	排采池60m^3	2	座
	放散火炬 DN80 H=10m	1	座
	凝液缸	1	座
二	井场内管线		
	D76×5/20G（埋地）	80	m
	D114×5/20#	70	m
	D60×4/20#	60	m
三	阀门		
	钢制截止阀 J41H-16C DN100 1.6MPa	40	套
	高密封取样截止阀 GMQJ11F/H-16 DN15 PN16	1	套
	钢塑转换接头 D114×5/20-dn90 SDR11 PE100	1	个
	5井式井场		
一	设备		
	采气计量橇	5	座
	排采池60m^3	2	座
	放散火炬 DN80 H=10m	1	座
	凝液缸	1	座
	井场内管线		
二	D76×5/20G	120	m
	D114×5/20#	110	m
	D60×4/20#	60	m
	阀门		
三	钢制截止阀 J41H-16C DN200 1.6MPa	50	套

	高密封取样截止阀 GMQJ11F/H-16 DN15 PN16	1	套
	钢塑转换接头 D114×5/20-dn90 SDR11 PE100	1	个
6井式井场			
一	设备		
	采气计量橇	6	座
	排采池60m^3	4	座
	放散火炬 DN80 H=10m	1	座
	凝液缸	1	座
二	井场内管线		
	D76×5/20G	140	m
	D114×5/20#	130	m
	D60×4/20#	100	m
三	阀门		
	钢制截止阀 J41H-16C DN100 1.6MPa	60	套
	高密封取样截止阀 GMQJ11F/H-16 DN15 PN16	2	套
	钢塑转换接头 D114×5/20-dn90 SDR11 PE100		
7井式井场			
一	设备		
	采气计量橇	7	座
	排采池60m^3	4	座
	放散火炬 DN80 H=10m	1	座
	凝液缸	1	座
二	井场内管线		
	D76×5/20G	200	m
	D114×5/20#	170	m
	D60×4/20#	130	m
三	阀门		
	钢制截止阀 J41H-16C DN100 1.6MPa	70	套
	高密封取样截止阀 GMQJ11F/H-16 DN15 PN16	2	套
	钢塑转换接头 D114×5/20-dn110 SDR11 PE100	1	个

表 3.3-10　采气井场构筑物一览表

序号	构筑物名称	结构型式或材料	平面尺寸（长 x 宽）	高度或深度	数量	构筑物工程量	备注
1 井式采气井场							
1	井场围栏	钢丝网防翻越围栏	28m×44m	2.2m	150.6m		围栏柱采用螺栓与基础连接
2	井场大门	钢丝网防翻越围栏门	宽度 4.2m	2.2m	1 座		
3	放空区小门	钢丝网围栏门	宽度 1.2m	2.2m	1 座		
4	井场地坪	1）地表面铺 50mm 级的级配碎石（10~20mm 粒径）至场地设计标高 2）底层采用 100mm 厚戈壁土碾压密实，压实系数≥0.94	28m×44m		1232m^2		
5	排采池	“防渗膜＋防晒膜”形式的排采池	L=10m B=6m	2.0m	2 座		
6	抽油机基础	填土地基	L=5.9m B=2.4m	0.5m	1 座		
7	采气计量橇基础	填土地基	L=5.0m B=2.0m	0.5m	1 座		
8	固定墩	钢筋混凝土块式基础	1m×1m	1.1m	1 座	钢筋混凝土 1.10m³	
9	放空火炬基础	钢筋混凝土独立基础	1.2m×1.2m	1.6m	1 座	钢筋混凝土 1.8m³	含 3 座拉线地锚
10	单管支墩	混凝土块式基础	0.4m×0.4m	0.7m	10 座	混凝土 4m³	
11	双管支墩	混凝土块式基础	0.8m×0.4m	0.7m	10 座	混凝土 6m³	
12	视频监控立杆基础	钢筋混凝土独立基础	1.2m×1.1m	1.6m	1 座	钢筋混凝土 1.7m³	
13	采出水外输泵橇基础	钢筋混凝土独立基础	3m×2m	1.5m	1 座	钢筋混凝土 9.0m³	
14	钢过桥 1	钢结构 Q235-B	0.9m×0.8m	0.7m	1 座	0.5T	
15	钢过桥 2	钢结构 Q235-B	1.6m×0.8m	0.7m	1 座	0.7T	
16	阀井	混凝土池体	2.4m×1.9m	0.95m	1 座	混凝土 3m³	
2 井式井场构筑物及设备基础							
1	井场围栏	钢丝网防翻越围栏	35m×44m	2.2m	164.4m		围栏柱采用螺栓与基

序号	构筑物名称	结构型式或材料	平面尺寸（长 x 宽）	高度或深度	数量	构筑物工程量	备注
1 井式采气井场							
							础连接
2	井场大门	钢丝网防翻越围栏门	宽度 4.2m	2.2m	1 座		
3	放空区小门	钢丝网围栏门	宽度 1.2m	2.2m	1 座		
4	井场地坪	1）地表面铺 50mm 级的级配碎石（10~20mm 粒径）至场地设计标高 2）底层采用 100mm 厚戈壁土碾压密实，压实系数≥0.94	35m×44m		1540m^2		
5	排采池	“防渗膜＋防晒膜”形式的排采池	L=10m B=6m	2.0m	2 座		
6	抽油机基础	填土地基	L=5.9m B=2.4m	0.5m	2 座		
7	采气计量橇基础	填土地基	L=5.0m B=2.0m	0.5m	2 座		
8	固定墩	钢筋混凝土块式基础	1m×1m	1.1m	1 座	钢筋混凝土 1.10m^3	
9	放空火炬基础	钢筋混凝土独立基础	1.2m×1.2m	1.6m	1 座	钢筋混凝土 1.8m^3	含 3 座拉线地锚
10	单管支墩	混凝土块式基础	0.4m×0.4m	0.7m	10 座	混凝土 4m^3	
11	双管支墩	混凝土块式基础	0.8m×0.4m	0.7m	10 座	混凝土 6m^3	
12	视频监控立杆基础	钢筋混凝土独立基础	1.2m×1.1m	1.6m	1 座	钢筋混凝土 1.7m^3	
13	采出水外输泵橇基础	钢筋混凝土独立基础	3m×2m	1.5m	1 座	钢筋混凝土 9.0m^3	
14	钢过桥 1	钢结构 Q235-B	0.9m×0.8m	0.7m	1 座	0.5T	
15	钢过桥 2	钢结构 Q235-B	1.6m×0.8m	0.7m	1 座	0.7T	
16	阀井	混凝土池体	2.4m×1.9m	0.95m	1 座	混凝土 3m^3	
3 井式井场构筑物及设备基础							
1	井场围栏	钢丝网防翻越围栏	42m×44m	2.2m	178.4m		围栏柱采用螺栓与基础连接
2	井场大门	钢丝网防翻越围栏门	宽度 4.2m	2.2m	1 座		
3	放空区小门	钢丝网围栏门	宽度 1.2m	2.2m	1 座		

序号	构筑物名称	结构型式或材料	平面尺寸（长 x 宽）	高度或深度	数量	构筑物工程量	备注
1 井式采气井场							
4	井场地坪	1）地表面铺 50mm 级的级配碎石（10~20mm 粒径）至场地设计标高 2）底层采用 100mm 厚戈壁土碾压密实，压实系数≥0.94	42m×44m		1848m^2		
5	排采池	“防渗膜＋防晒膜”形式的排采池	L=10m B=6m	2.0m	2 座		
6	抽油机基础	填土地基	L=5.9m B=2.4m	0.5m	3 座		
7	采气计量橇基础	填土地基	L=5.0m B=2.0m	0.5m	3 座		见
8	固定墩	钢筋混凝土块式基础	1m×1m	1.1m	1 座	钢筋混凝土 1.10m^3	
9	放空火炬基础	钢筋混凝土独立基础	1.2m×1.2m	1.6m	1 座	钢筋混凝土 1.8m^3	含 3 座拉线地锚
10	单管支墩	混凝土块式基础	0.4m×0.4m	0.7m	10 座	混凝土 4m^3	
11	双管支墩	混凝土块式基础	0.8m×0.4m	0.7m	10 座	混凝土 6m^3	
12	视频监控立杆基础	钢筋混凝土独立基础	1.2m×1.1m	1.6m	1 座	钢筋混凝土 1.7m^3	
13	采出水外输泵橇基础	钢筋混凝土独立基础	3m×2m	1.5m	1 座	钢筋混凝土 9.0m^3	
14	钢过桥 1	钢结构 Q235-B	0.9m×0.8m	0.7m	1 座	0.5T	
15	钢过桥 2	钢结构 Q235-B	1.6m×0.8m	0.7m	1 座	0.7T	
16	阀井	混凝土池体	2.4m×1.9m	0.95m	1 座	混凝土 3m^3	
4 井式井场构筑物及设备基础							
1	井场围栏	钢丝网防翻越围栏	49m×44m	2.2m	192.4m		围栏柱采用螺栓与基础连接
2	井场大门	钢丝网防翻越围栏门	宽度 4.2m	2.2m	1 座		
3	放空区小门	钢丝网围栏门	宽度 1.2m	2.2m	1 座		
4	井场地坪	1）地表面铺 50mm 级的级配碎石（10~20mm 粒径）至场地设计标高 2）底层采用 100mm 厚戈壁土碾压密实，压实系数	49m×44m		2156m^2		

序号	构筑物名称	结构型式或材料	平面尺寸（长 x 宽）	高度或深度	数量	构筑物工程量	备注
1 井式采气井场							
		≥0.94					
5	排采池	“防渗膜＋防晒膜”形式的排采池	L=10m B=6m	2.0m	2 座		
6	抽油机基础	填土地基	L=5.9m B=2.4m	0.5m	4 座		
7	采气计量橇基础	填土地基	L=5.0m B=2.0m	0.5m	4 座		
8	固定墩	钢筋混凝土块式基础	1m×1m	1.1m	1 座	钢筋混凝土 1.10m³	
9	放空火炬基础	钢筋混凝土独立基础	1.2m×1.2m	1.6m	1 座	钢筋混凝土 1.8m³	含 3 座拉线地锚
10	单管支墩	混凝土块式基础	0.4m×0.4m	0.7m	10 座	混凝土 4m³	
11	双管支墩	混凝土块式基础	0.8m×0.4m	0.7m	15 座	混凝土 6m³	
12	视频监控立杆基础	钢筋混凝土独立基础	1.2m×1.1m	1.6m	1 座	钢筋混凝土 1.7m³	
13	采出水外输泵橇基础	钢筋混凝土独立基础	3m×2m	1.5m	2 座	钢筋混凝土 9.0m³	
14	钢过桥 1	钢结构 Q235-B	0.9m×0.8m	0.7m	1 座	0.5T	
15	钢过桥 2	钢结构 Q235-B	1.6m×0.8m	0.7m	1 座	0.7T	
16	阀井	混凝土池体	2.4m×1.9m	0.95m	1 座	混凝土 3m³	
5 井式井场构筑物及设备基础							
1	井场围栏	钢丝网防翻越围栏	56m×44m	2.2m	206.4m		围栏柱采用螺栓与基础连接
2	井场大门	钢丝网防翻越围栏门	宽度 4.2m	2.2m	1 座		
3	放空区小门	钢丝网围栏门	宽度 1.2m	2.2m	1 座		
4	井场地坪	1）地表面铺 50mm 级的级配碎石（10~20mm 粒径）至场地设计标高 2）底层采用 100mm 厚戈壁土碾压密实，压实系数≥0.94	56m×44m		2464m²		
5	排采池	“防渗膜＋防晒膜”形式的排采池	L=10m B=6m	1.6m	2 座		
6	抽油机基础	填土地基	L=5.9m	0.5m	5 座		

序号	构筑物名称	结构型式或材料	平面尺寸（长 x 宽）	高度或深度	数量	构筑物工程量	备注
1 井式采气井场							
			B=2.4m				
7	采气计量橇基础	填土地基	L=5.0m B=2.0m	0.5m	5 座		
8	固定墩	钢筋混凝土块式基础	1m×1m	1.1m	1 座	钢筋混凝土 1.10m³	
9	放空火炬基础	钢筋混凝土独立基础	1.2m×1.2m	1.6m	1 座	钢筋混凝土 1.8m³	含 3 座拉线地锚
10	单管支墩	混凝土块式基础	0.4m×0.4m	0.7m	15 座	混凝土 6m³	
11	双管支墩	混凝土块式基础	0.8m×0.4m	0.7m	20 座	混凝土 12m³	
12	视频监控立杆基础	钢筋混凝土独立基础	1.2m×1.1m	1.6m	1 座	钢筋混凝土 1.7m³	
13	采出水外输泵橇基础	钢筋混凝土独立基础	3m×2m	1.5m	1 座	钢筋混凝土 9.0m³	
14	钢过桥 1	钢结构 Q235-B	0.9m×0.8m	0.7m	1 座	0.5T	
15	钢过桥 2	钢结构 Q235-B	1.6m×0.8m	0.7m	1 座	0.7T	
16	阀井	混凝土池体	2.4m×1.9m	0.95m	1 座	混凝土 3m³	
6 井式井场构筑物及设备基础							
1	井场围栏	钢丝网防翻越围栏	63m×44m	2.2m	220.4m		围栏柱采用螺栓与基础连接
2	井场大门	钢丝网防翻越围栏门	宽度 4.2m	2.2m	1 座		
3	放空区小门	钢丝网围栏门	宽度 1.2m	2.2m	1 座		
4	井场地坪	1）地表面铺 50mm 级的级配碎石（10~20mm 粒径）至场地设计标高 2）底层采用 100mm 厚戈壁土碾压密实，压实系数≥0.94	63m×44m		2772m²		
5	排采池	“防渗膜＋防晒膜”形式的排采池	L=10m B=6m	1.6m	4 座		
6	抽油机基础	填土地基	L=5.9m B=2.4m	0.5m	6 座		
7	采气计量橇基础	填土地基	L=5.0m B=2.0m	0.5m	6 座		
8	固定墩	钢筋混凝土块式基础	1m×1m	1.1m	1 座	钢筋混凝	

序号	构筑物名称	结构型式或材料	平面尺寸（长 x 宽）	高度或深度	数量	构筑物工程量	备注
1 井式采气井场							
						土 1.10m³	
9	放空火炬基础	钢筋混凝土独立基础	1.2m×1.2m	1.6m	1 座	钢筋混凝土 1.8m³	含 3 座拉线地锚
10	单管支墩	混凝土块式基础	0.4m×0.4m	0.7m	15 座	混凝土 6m³	
11	双管支墩	混凝土块式基础	0.8m×0.4m	0.7m	20 座	混凝土 12m³	
12	视频监控立杆基础	钢筋混凝土独立基础	1.2m×1.1m	1.6m	1 座	钢筋混凝土 1.7m³	
13	采出水外输泵橇基础	钢筋混凝土独立基础	3m×2m	1.5m	1 座	钢筋混凝土 9.0m³	
14	钢过桥 1	钢结构 Q235-B	0.9m×0.8m	0.7m	1 座	0.5T	
15	钢过桥 2	钢结构 Q235-B	1.6m×0.8m	0.7m	1 座	0.7T	
16	阀井	混凝土池体	2.4m×1.9m	0.95m	1 座	混凝土 3m³	
7 井式井场构筑物及设备基础							
1	井场围栏	钢丝网防翻越围栏	70m×44m	2.2m	234m		围栏柱采用螺栓与基础连接
2	井场大门	钢丝网防翻越围栏门	宽度4.2m	2.2m	1座		
3	放空区小门	钢丝网围栏门	宽度1.2m	2.2m	1座		
4	井场地坪	1）地表面铺50mm级的级配碎石（20~30mm粒径）至场地设计标高 2）底层采用100mm厚戈壁土碾压密实，压实系数≥0.94	70m×44m		3080m²		
5	排采池	“防渗膜＋防晒膜”形式的排采池	L=10m B=6m	1.6m	4座		
6	抽油机基础	填土地基	L=5.9m B=2.4m	0.5m	7座		
7	采气计量橇基础	填土地基	L=5.0m B=2.0m	0.5m	7座		
8	固定墩	钢筋混凝土块式基础	1m×1m	1.1m	1座	钢筋混凝土 1.10m³	
9	放空火炬基础	钢筋混凝土独立基础	1.2m×1.2m	1.6m	1座	钢筋混凝土 1.8m³	含3座拉线地锚

序号	构筑物名称	结构型式或材料	平面尺寸（长 x 宽）	高度或深度	数量	构筑物工程量	备注
1 井式采气井场							
10	单管支墩	混凝土块式基础	0.4m×0.4m	0.7m	15座	混凝土 6m³	
11	双管支墩	混凝土块式基础	0.8m×0.4m	0.7m	20座	混凝土 12m³	
12	视频监控立杆基础	钢筋混凝土独立基础	1.2m×1.1m	1.6m	1座	钢筋混凝土 1.7m³	
13	阀井	混凝土池体	2.4m×1.9m	0.95m	1座	混凝土 3m³	
14	钢过桥 1	钢结构 Q235-B	0.9m×0.8m	0.7m	1 座	0.5T	
15	钢过桥 2	钢结构 Q235-B	1.6m×0.8m	0.7m	1 座	0.7T	

②集输管线

本次采用辐射状管网集气，本次新建各类集输线路 87.47km，详见表 3.3-11，管线走向见图 3.3-3。

表 3.3-11　每个区块新建管线情况一览表

区块	装置名称	单位	数量	区块	装置名称	单位	数量
一区	集输线路	km	22.59	三区	集输线路	km	8.2
	0.4MPa DN200 SDR11	km	3.49		0.4MPa DN110 SDR11	km	0.78
	0.4MPa DN315 SDR11	km	3.23		0.4MPa DN160 SDR11	km	3.15
	0.4MPa DN355 SDR11	km	4.88		0.4MPa DN200 SDR11	km	1.28
	0.4MPa DN90 SDR11	km	4.9		0.4MPa DN315 SDR11	km	1.78
	无缝钢管 DN200 L245N	km	6.09		0.4MPa DN90 SDR11	km	1.21
	阀井	座	6		阀井	座	4
	凝液缸	座	10		凝液缸	座	4
四区	集输线路	km	24.89	五区、六区	集输线路	km	5.98
	0.4MPa DN110 SDR11	km	3.58		0.4MPa DN110 SDR11	km	1.31
	0.4MPa DN160 SDR11	km	4.95		0.4MPa DN160 SDR11	km	1.27
	0.4MPa DN200 SDR11	km	4.58		0.4MPa DN250 SDR11	km	1.6
	0.4MPa DN250 SDR11	km	2.34		0.4MPa DN90 SDR11	km	1.8
	0.4MPa DN315 SDR11	km	4.91		阀井	座	4
	0.4MPa DN355 SDR11	km	0.89		凝液缸	座	2
	0.4MPa DN90 SDR11	km	0.79				
	柔性复合管 DN200 4MPa	km	2.85				

区块	装置名称	单位	数量	区块	装置名称	单位	数量
	Ⅰ型						
	联络线						
	柔性复合管 DN200 4MPa Ⅰ型	km	0.4				
	阀井	座	4				
	凝液缸	座	14				
七区	集输线路	km	19.36	九区	集输线路	km	6.45
	0.4MPa DN110 SDR11	km	2.94		0.4MPa DN90 SDR11	km	6.45
	0.4MPa DN160 SDR11	km	0.72		凝液缸	座	2
	0.4MPa DN200 SDR11	km	1.71				
	0.4MPa DN315 SDR11	km	2.64				
	0.4MPa DN90 SDR11	km	2.68				
	柔性复合管 DN200 4MPa Ⅰ	km	8.67				
	阀井	座	4				
	凝液缸	座	8				

（5）增压脱碳脱水站和集气增压站

在一区新建一座增压脱碳脱水站，设计处理规模为 $15\times10^4m^3/d$；在四区新建 1 座增压脱碳脱水站（2 号脱碳脱水站），设计处理规模为 $30\times10^4m^3/d$。主要设备见表 3.3-12，平面布置见图 3.3-4。站内主要建构物见表 3.3-13。

表 3.3-12　主要工程量

序号	工程量	数量	单位	备注
一区增压脱碳脱水站				
一	设备			
1	进站阀组橇	1	座	设计规模：$20\times10^4m^3/d$
2	生产分离器橇	1	座	设计规模：$20\times10^4m^3/d$
3	粉尘过滤器橇	2	座	设计规模：$20\times10^4m^3/d$，一用一备
4	螺杆压缩机橇（含水冷器）	2	座	设计规模：$10\times10^4m^3/d$
5	分子筛脱水橇	1	座	设计规模：$20\times10^4m^3/d$
6	脱二氧化碳橇	1	座	设计规模：$20\times10^4m^3/d$

7	双温位导热油橇	1	座	
8	脱盐水模块	1	座	
9	仪表风制氮橇	1	座	
10	风冷螺杆水冷机组橇	1	座	
11	DN300×25m 火炬	1	座	
12	DN150×15m 放散管	1	座	
13	卧式污水罐橇10m^3 Q245R	1	座	
14	生活橇	2	座	
15	厨房橇	1	座	
16	危废库房	1	座	
17	综合工具间	1	座	
二	综合管网	1	套	
四区2号增压脱碳脱水站和集气增压站				
一	设备			
1	进站阀组橇	1	座	设计规模：30×10^4m^3/d
2	生产分离器橇	1	座	设计规模：30×10^4m^3/d
3	粉尘过滤器橇	2	座	设计规模：20×10^4m^3/d，一用一备
4	螺杆压缩机橇	2	座	设计规模：10×10^4m^3/d
5	分子筛脱水橇	1	座	设计规模：30×10^4m^3/d
6	脱二氧化碳橇	1	座	设计规模：30×10^4m^3/d
7	双温位导热油橇	1	座	
8	脱盐水模块	1	座	
9	仪表风制氮橇	1	座	
10	风冷螺杆水冷机组橇	1	座	
11	DN300×25m火炬	1	座	
12	DN150×15m放散管	1	座	
13	卧式污水罐橇10m^3 Q245R	1	座	
14	危废库房	1	座	
二	站内管线	1	套	

表 3.3-13　主要建构物一览表

序号	构筑物名称	结构型式或材料	平面尺寸（长 x 宽）	高度或深度	数量
一区增压脱碳脱水站					
1	生产区围栏	钢丝网防翻越围栏	100m×80m	2.2m	351m
2	生产区大门	钢丝网防翻越围栏门	宽度 4.2m	2.2m	2 座
3	生产区逃生小门	钢丝网围栏门	宽度 1.0m	2.2m	1 座
4	生产区地坪	1）地表面铺 50mm 级的级配碎石(20~30mm 粒径）至场地设计标高 2）底层采用 100mm 厚戈壁土碾压密实，压实系数≥0.94	100m×80m		8000m^2
5	管墩	混凝土块式基础	3.0m×0.4m	0.7m	50 座
6	固定墩	钢筋混凝土块式基础	1.4m×1.4m	1.4m	1 座
7	放空火炬基础	钢筋混凝土独立基础	1.2m×1.2m	1.8m	1 座
8	放散管基础	钢筋混凝土独立基础	1.2m×1.2m	1.6m	1 座
9	埋地污水罐池	钢筋混凝土池体	5.5m×3.8m	3.0m	1 座
10	生活区围栏	钢丝网防翻越围栏	53m×27m	2.2m	156m
11	生活区大门	钢丝网防翻越围栏门	宽度 4.2m	2.2m	1 座
12	生活区停车坪	1）地表面铺 100mm 的级配碎石(10~20mm 粒径）至场地设计标高 2）底层采用 300mm 厚戈壁土碾压密实，压实系数≥0.94	24m×7m		168m^2
13	生活区地坪	1）地表面铺 50mm 级的级配碎石(20~30mm 粒径）至场地设计标高 2）底层采用 100mm 厚戈壁土碾压密实，压实系数≥0.94	53m×27m		1431m^2
14	进站阀组橇基础	钢筋混凝土条形基础	3.8m×0.3m	0.7m	1 座
15	生产分离器橇基础	钢筋混凝土条形基础	3.8m×0.3m	0.7m	1 座
16	粉尘分离橇基础	钢筋混凝土条形基础	4.1m×0.3m	0.7m	2 座
17	螺杆压缩机橇基础	钢筋混凝土块式基础	8.2m×3.5m	1.9m	2 座
18	风冷螺杆冷水机组橇基础	钢筋混凝土条形基础	3.4m×0.3m	0.7m	1 座
19	分子筛脱水橇基础	钢筋混凝土块式基础	10.0m×6.4m	整体 1.0m 局部 1.7m	1 座
20	脱二氧化碳基础	钢筋混凝土块式基础	22.2m×15.4m	整体 1.0m 局部 1.8m	1 座
21	螺杆压缩机变频室基础	填土地基	L=6.0m B=3.0m	0.5m	1 座

序号	构筑物名称	结构型式或材料	平面尺寸（长 x 宽）	高度或深度	数量
一区增压脱碳脱水站					
22	低压配电室基础	填土地基	L=6.0m B=3.0m	0.5m	1 座
23	仪表风橇基础	钢筋混凝土条形基础	3.6m×0.3m	0.7m	1座
24	脱盐水橇基础	钢筋混凝土条形基础	3.6m×0.3m	0.7m	1座
25	导热油橇基础	钢筋混凝土块式基础	17.9m×8.9m	1.0m	1 座
26	生活橇基础	混凝土条形基础	4.2m×0.4m 10m×0.4m	1.0m	5 座 2 座
27	厨房橇基础	混凝土条形基础	4.2m×0.4m 10m×0.4m	1.0m	5 座 2 座
28	箱式泵房橇基础	混凝土条形基础	4.2m×0.4m 10m×0.4m	1.0m	5 座 2 座
29	综合工具间基础	混凝土条形基础	4.2m×0.4m 10m×0.4m	1.0m	5 座 2 座
30	仪控室机柜间基础	混凝土条形基础	4.2m×0.4m 10m×0.4m	1.0m	5 座 2 座
31	计量橇基础	混凝土条形基础	3.6m×0.3m	0.7m	1座
四区增压脱碳脱水站					
1	围栏	钢丝网防翻越围栏	80m×80m	2.2m	314.8m
2	大门	钢丝网防翻越围栏门	宽度 4.2m	2.2m	1 座
3	逃生小门	钢丝网围栏门	宽度 1.0m	2.2m	1 座
4	碎石地坪	1）地表面铺 50mm 级的级配碎石(20~30mm 粒径）至场地设计标高 2）底层采用 100mm 厚戈壁土碾压密实，压实系数≥0.94	80m×80m		6400m^2
5	管墩	混凝土块式基础	3.0m×0.4m	0.7m	50 座
6	固定墩	钢筋混凝土块式基础	1.4m×1.4m	1.4m	1 座
7	放空火炬基础	钢筋混凝土独立基础	1.2m×1.2m	1.8m	1 座
8	放散管基础	钢筋混凝土独立基础	1.2m×1.2m	1.6m	1 座
9	埋地污水罐池	钢筋混凝土池体	5.5m×3.8m	3.0m	1 座
10	停车坪	1）地表面铺 100mm 的级配碎石(10~20mm 粒径）至场地设计标高 2）底层采用 300mm 厚戈壁土碾压密实，压实系数≥0.94	24m×7m		168m^2
11	进站阀组橇基础	钢筋混凝土条形基础	3.8m×0.3m	0.7m	1 座
12	生产分离器橇基础	钢筋混凝土条形基础	3.8m×0.3m	0.7m	1 座
13	风冷螺杆冷水机组橇基础	钢筋混凝土条形基础	3.4m×0.3m	0.7m	1 座
14	分子筛脱水橇基础	钢筋混凝土块式基础	10.0m×6.4m	整体 1.0m	1 座

序号	构筑物名称	结构型式或材料	平面尺寸（长 x 宽）	高度或深度	数量
一区增压脱碳脱水站					
				局部 1.7m	
15	脱二氧化碳基础	钢筋混凝土块式基础	22.2m×15.4m	整体 1.0m 局部 1.8m	1 座
16	低压配电室基础	填土地基	L=6.0m B=3.0m	0.5m	1 座
17	导热油橇基础	钢筋混凝土块式基础	17.9m×8.9m	1.0m	1 座
18	箱式泵房橇基础	混凝土条形基础	4.2m×0.4m 10m×0.4m	1.0m	5 座 2 座
19	综合工具间基础	混凝土条形基础	4.2m×0.4m 10m×0.4m	1.0m	5 座 2 座
20	仪控室机柜间基础	混凝土条形基础	4.2m×0.4m 10m×0.4m	1.0m	5 座 2 座
21	计量橇基础	混凝土条形基础	3.6m×0.3m	0.7m	1座
22	仪表风橇基础	钢筋混凝土条形基础	3.6m×0.3m	0.7m	1座
23	脱盐水橇基础	钢筋混凝土条形基础	3.6m×0.3m	0.7m	1座
24	压缩机橇基础	钢筋混凝土块式基础	7.8m×3.1m	1.9m	2座
25	粉尘过滤器橇基础	钢筋混凝土条形基础	3.8m×0.3m	0.7m	2座

（6）集气增压站

在四区新建 1 座集气增压站，设计处理规模为 $20\times10^4m^3/d$，主要设备见表 3.3-14，平面布置见图 3.3-5。

表 3.3-14　四区集气增压站主要工程量

序号	工程量	数量	单位	备注
一	设备			
1	进站阀组橇	1	座	设计规模：$20\times10^4m^3/d$
2	生产分离器橇	1	座	设计规模：$20\times10^4m^3/d$
3	粉尘过滤器橇	2	座	设计规模：$20\times10^4m^3/d$，一用一备
4	螺杆压缩机橇	1	座	设计规模：$20\times10^4m^3/d$
5	仪表风制氮橇	1	座	
6	DN150×20m火炬	1	座	

7	DN150×15m放散管	1	座	
8	卧式污水罐橇10m^3 Q245R	1	座	
二	管线			

3.3.2 公辅工程

（1）供配电

新建脱碳脱水站站为二级负荷、平台井场为三级负荷，通信仪表负荷为重要负荷，采用 UPS 供电，站区用电设备电压等级为 10/0.38/0.22kV（AC），年有功耗电量为 6079.05×10^4kW▪h。

在单井式平台，户外各设 1 台 S-100kVA/10kV-NX2 和 1 座开关站，开关站内设 1 面进线柜、1 面补偿柜、2 面出线柜，预留有 2 面柜位；在 2 井式平台井，户外各设 1 台 S-160kVA/10kV-NX2 和 1 座开关站，开关站内设 1 面进线柜、1 面补偿柜、2 面出线柜，预留有 2 面柜位；在 3 井式平台井，户外各设 1 台 S-250kVA/10kV-NX2 和 1 座开关站，开关站内设 1 面进线柜、1 面补偿柜、2 面出线柜，预留有 3 面柜位；在 4 井式平台井，户外各设 1 台 S-315kVA/10kV-NX2 和 1 座开关站，开关站内设 1 面进线柜、1 面补偿柜、3 面出线柜，预留有 4 面柜位；在 5 井式平台井，户外各设 1 台 S-400kVA/10kV-NX2 和 1 座开关站，开关站内设 1 面进线柜、1 面补偿柜、3 面出线柜，预留有 5 面柜位；在 6 井式平台井，户外各设 1 台 S-400kVA/10kV-NX2 和 1 座开关站，开关站内设 1 面进线柜、2 面补偿柜、3 面出线柜，预留有 6 面柜位；在 7 井式平台井，户外各设 1 台 S-500kVA/10kV-NX2 和 1 座开关站，开关站内设 1 面进线柜、2 面补偿柜、3 面出线柜，预留有 7 面柜位。

一区集气区供电电源依托 110kV 玉盏变电站，新建 1 路 10kV 供电线路，长度为 15km，导线采用 JL/G1A-240/40；一区增压脱碳脱水站供电电源依托 110kV 玉盏变电站，新建 1 路 10kV 架空线路，作为脱水脱碳站专线供电，另一路集气区新建线路可兼做脱碳脱水站备用电源，导线采用 JL/G1A-240/40，线路长度约 15km，电源终端杆设户外真空断路器、避雷器组，采用 ZA-YJV22-8.7/15kV 3×95 电缆直埋地敷设至站内预装式变电站。站内新建 2×1250kVA 预装式变电站一座，设高压配电室 1 间，内设 8 面高压开关柜（2 进 2PT1 分段 1 隔离 4 出），站内预留 10kV 螺杆压缩机厂家自带变频

装置安装位置，变压器室 2 间，内设 1250kVA 10/0.4kV 油浸式变压器，低压配电室 1 间，内设 10 面低压开关柜（2 进 2 补偿 1 母联 5 出线），另设 40Ah 直流电源 1 套，站用配电监控系统 1 套。

三区集气区依托科林思德三区原有梁德专线 T 接，对其进行包装增容，在井口设置杆架式变电站，可满足井场供电需要。

四区集气区依托一期电力线 T 接和引接，对其进行包装增容，在井口设置杆架式变电站，可满足井场供电需要；2 号增压脱碳脱水站电源依托 35kV 科林思德瓦斯电厂引接 10KV 线路，瓦斯电厂内扩建 10kV 出线柜 1 面，站外新建 10kV 架空线路 1 路，导线采用 JL/G1A-240/40，单回线路长度约 1km，电源终端杆设户外真空断路器、避雷器组，采用 ZA-YJV22-8.7/15kV 3×95 电缆直埋地敷设至站内预装式变电站。

备用电源依托拟建 2 号集气增压站工作电源 T 接，导线采用 JL/G1A-240/40，单回线路长度约 1km，电源终端杆设户外真空断路器、避雷器组，采用 ZA-YJV22-8.7/15kV 3×95 电缆直埋地敷设至站内预装式变电站。站内新建 2×1600kVA 预装式变电站一座，设高压配电室 1 间，内设 8 面高压开关柜（2 进 2PT1 分段 1 隔离 4 出），变压器室 2 间，内设 1600kVA 10/0.4kV 油浸式变压器，低压配电室 1 间，内设 10 面低压开关柜，另设 40Ah 直流电源 1 套，站用配电监控系统 1 套。

四区 2 号集气增压站工作电源依托 35kV 科林思德瓦斯电厂引接 10KV 线路，瓦斯电厂内扩建 10kV 出线柜 1 面，站外新建 10kV 架空线路 1 路，导线采用 JL/G1A-240/40，单回线路长度约 5km，电源终端杆设户外真空断路器、避雷器组，采用 ZA-YJV22-8.7/15kV 3×95 电缆直埋地敷设至站内预装式变电站。备用电源依托科林思德瓦斯电厂已建 10KV 线路科四线，站外新建 10kV 架空线路 1 路，导线采用 JL/G1A-240/40，单回线路长度约 0.5km，电源终端杆设户外真空断路器、避雷器组，采用 ZA-YJV22-8.7/15kV 3×95 电缆直埋地敷设至站内预装式变电站。站内新建 2×1250kVA 预装式变电站一座，设高压配电室 1 间，内设 8 面高压开关柜（2 进 2PT1 分段 1 隔离 4 出），变压器室 2 间，内设 1250kVA 10/0.4kV 油浸式变压器，低压配电室 1 间，内设 10 面低压开关柜（2 进 2 补偿 1 母联 5 出线），另设 40Ah 直流电源 1 套，站用配电监控系统 1 套。

五区、六区集气区供电电源依托就近依托国网公网线路 T 接（10kV 沁佳线），

在井口设置杆架式变电站，可满足井场供电需要。

七区电源依托八区一期已建电力线路引接，在井口设置杆架式变电站，可满足井场供电需要；

九区电源依托从八区已引至九区的10kV架空线路，就近T接，此外为增强该区域供电可靠性，拟从35KV大黄山煤矿变电站，新建10KV线路在末端与八区引来的10kV线路进行联络，导线采用JL/G1A-240/40，在井口设置杆架式变电站，可满足井场供电需要。

（2）仪表自动化

采气井场设置RTU，每口单井1座排采橇，排采橇自带现场仪表及RTU，本工程井口RTU采用排采橇自带RTU，完成整个井场数据采集、处理及控制等功能。

在每座脱碳脱水站及集气增压站新建基本过程控制系统（BPCS）1 套，完成站场的生产过程数据实时采集、显示、报警、联锁控制、报表打印、历史数据存储、分析等功能；新建 BPCS 系统采用 PLC 控制系统，由过程控制单元、操作员人机界面、数据通信接口设备等构成，配套软件 1 套（包括监控软件、组态软件等）。过程控制单元主要由处理器（CPU）、I/O 卡件、网络通信系统、电源、安装附件等构成。

在每座脱碳脱水站及集气增压站新建可燃气体检测报警控制系统（GDS）1 套，完成对站场工艺区域可能存在的可燃气体泄漏的检测及报警。GDS 系统包括现场可燃气体探测器、声光报警器及气体报警控制器等。当现场探测器检测到气体泄漏时，GDS系统产生报警，同时启动相关现场声光报警器提醒操作人员。

（3）通信

工程分别采用二层网管型工业以太网交换机组建井场、脱碳脱水站再上传阜康增压脱水站自控数据及视频数据传输的两张光纤以太网，并与输气管线同沟敷设12芯铠装埋地光缆；在站内仪控室新建火灾报警控制器，在仪控室、配电室等处新建光电感烟探测器、手动报警按钮及声光讯响器，在工艺区新建隔爆型手动报警按钮及隔爆型声光讯响器。

（4）防腐

①直管防腐层

本项目线路埋地管道外防腐层推荐采用性价比好的 3PE 外防腐层。管道外壁推荐采用挤压聚乙烯三层结构加强级外防腐层。具体结构：环氧粉末层≥120μm-胶粘剂层≥170μm-聚乙烯层，防腐层厚度≥2.7mm。焊缝部位防腐层的厚度不小于管体防腐层厚度的 80%。防腐层补口采用带环氧底漆的聚乙烯热收缩带进行补口。

②弯管防腐层

冷弯弯管可用带 3PE 防腐层的成品直管防腐管经冷弯机弯制而成，即冷弯管防腐层仍采用 3PE 防腐层。热煨弯管外防腐层推荐采用“无溶剂环氧涂料+聚乙烯热收缩带”方案。无溶剂环氧涂料涂敷三道，防腐层干膜厚度≥400μm。无溶剂环氧涂料质量检验合格后外缠聚乙烯热收缩带。聚乙烯热收缩带缠绕结构为“配套底漆+聚乙烯热收缩带”，搭接宽度为 50%～55%，胶粘带厚度≥1.1mm。整体防腐层应在工厂内完成预制，避免热煨弯管外防腐层在运输及施工过程中受到损伤。

③站场管道

介质温度在 0℃~80℃的地面保温管道外壁：无溶剂环氧涂料，涂敷二道，防腐层干膜厚度≥300μm。介质温度在 200℃~400℃的管道外壁：有机硅耐高温涂料，二道底漆-三道面漆，防腐层干膜厚度≥150μm。井场内管道钢接头防腐

防腐层采用弹性聚氨酯+玻璃布结构：弹性聚氨酯一道底漆-二道面漆-一道玻璃布-两道面漆-一道玻璃布-两道面漆，防腐层干膜厚度≥600μm

④表面处理及灰尘度

钢管道表面均采用喷砂处理，除锈等级应达到 GB/T 8923.1-2011 中的 Sa2.5 级，钢接头表面采用机械除锈，除锈等级应达到 GB/T 8923.1-2011 中的 St3 级。

⑤线路管道阴极保护

新建线路采用牺牲阳极法进行保护，采用镁合金牺牲阳极。全线埋设镁合金牺牲阳极组共 7 组，每组 4 支，共 28 支，阳极单支重 14.5kg，带填包料。

（5）给排水

施工期用水主要为管道试压废水、混凝土养护用水、生活污水，运营期用水主要为井场井下作业用水，由罐车从附近村庄拉运至项目区。

施工期废水主要为管道试压废水、混凝土养护用水、生活污水，管道试压废水主要用于项目区洒水抑尘，混凝土养护用水主要靠自然蒸发，生活污水排至防渗收

集池中，拉运至生活污水处理系统处理。运营期废水主要为采出水、装置排污水和生活污水。

本次在一区新建排水支线长度 3.50km，管径 DN100，新建排水干线长度 15.0km，管径 DN150。三区新建排水支线长度 2.40km，管径 DN100，新建排水干线长度 8.6km，管径 DN150。新建至四区蓄水池输水管线 6.00km，管径 DN150。四区新建排水支线长度 6.16km，管径 DN100，新建排水干线长度 18.63km，管径 DN150。五区新建排水支线长度 0.2km，管径 DN100，新建排水干线长度 3.0km，管径 DN150。七区新建排水支线长度 4.8km，管径 DN100，新建排水干线长度 9.2km，管径 DN150。九区新建排水支线长度 16.0km，管径 DN100。新建排水支线输送能力为 25m^3/h、排水干线 50~66m^3/h、转水管线 50~66m^3/h，新建管线均采用 PN2.5MPa 柔性复合管。具体工作量建表 3.3-15。

表 3.3-15　给排水工程主要工程量一览表

序号	名称	型号（结构）	单位	数量
(一)	一区			
1	液下多级离心泵（耐腐蚀）	Q=25m^3/h，H=50m，N=11kW	台	8
		Q=25^3/h，H=125m，N=30kW	台	4
		Q=66^3/h，H=125m，N=45kW	台	2
2	无缝钢管	D114×4	m	1000
3	无缝钢管	D168×5	m	200
4	柔性复合管	DN150　PN2.5MPa	m	15000
5	柔性复合管	DN100　PN2.5MPa	m	3500
6	闸阀 Z43wF-25C	DN100　1.6MPa	个	22
7	缓闭式止回阀	DN100　1.6MPa		22
8	闸阀 Z43wF-25C	DN150　2.5MPa	个	10
9	复合式排气阀	DN50　2.5MPa	个	3
10	阀池	2.0m×2.0m×2.3m(H)	座	16
11	排气阀井	2.0m×2.0m×1.5m(H)	个	3
12	玻璃钢水池	60m^3	座	5
二	输水管线穿跨越			
	碎石路穿越	钢套管 D325×8	处	20
	冲沟穿越	钢套管 D325×8	处	20
(二)	三区			
1	液下多级离心泵（耐腐蚀）	Q=25m^3/h，H=50m，N=11kW	台	6
		Q=25^3/h，H=125m，N=30kW	台	6
		Q=50^3/h，H=125m，N=45kW	台	2
2	无缝钢管	D114×4	m	600
3	无缝钢管	D168×5	m	7000

序号	名称	型号（结构）	单位	数量
4	柔性复合管	DN150　PN2.5MPa	m	8580
5	柔性复合管	DN100　PN2.5MPa	m	2380
6	闸阀 Z43wF-25C	DN100　1.6MPa	个	14
7	缓闭式止回阀	DN100　1.6MPa		14
8	闸阀 Z43wF-25C	DN150　2.5MPa	个	8
9	复合式排气阀	DN50　2.5MPa	个	3
10	阀池	2.0m×2.0m×2.3m(H)	座	8
11	排气阀井	2.0m×2.0m×1.5m(H)	个	3
二	输水管线穿跨越			
	碎石路穿越	钢套管 D325×8	处	20
	冲沟穿越	钢套管 D325×8	处	20
	河流穿越	钢套管 D325×8	处	1
(三)	四区			
1	液下多级离心泵（耐腐蚀）	Q=25m^3/h，H=50m，N=11kW	台	36
		Q=25^3/h，H=125m，N=30kW	台	10
		Q=50^3/h，H=125m，N=45kW	台	2
2	无缝钢管	D114×4	m	400
3	无缝钢管	D168×5	m	200
4	柔性复合管	DN150　PN2.5MPa	m	18630
5	柔性复合管	DN100　PN2.5MPa	m	6160
6	闸阀 Z43wF-25C	DN100　1.6MPa	个	56
7	缓闭式止回阀	DN100　1.6MPa		56
8	闸阀 Z43wF-25C	DN150　2.5MPa	个	10
9	复合式排气阀	DN50　2.5MPa	个	5
10	阀池	2.0m×2.0m×2.3m(H)	座	10
11	排气阀井	2.0m×2.0m×1.5m(H)	个	5
二	输水管线穿跨越			
	碎石路穿越	钢套管 D325×8	处	20
	冲沟穿越	钢套管 D325×8	处	20
(四)	五区			
1	液下多级离心泵（耐腐蚀）	Q=25m^3/h，H=50m，N=11kW	台	4
2	无缝钢管	D114×4	m	20
3	无缝钢管	D168×5	m	20
4	柔性复合管	DN150　PN2.5MPa	m	3000
5	柔性复合管	DN100　PN2.5MPa	m	200
6	闸阀 Z43wF-25C	DN100　1.6MPa	个	4
7	缓闭式止回阀	DN100　1.6MPa		4
8	闸阀 Z43wF-25C	DN150　2.5MPa	个	4
9	复合式排气阀	DN50　2.5MPa	个	4
10	阀池	2.0m×2.0m×2.3m(H)	座	4
11	排气阀井	2.0m×2.0m×1.5m(H)	个	4
二	输水管线穿跨越			

序号	名称	型号（结构）	单位	数量
	碎石路穿越	钢套管 D325×8	处	5
	冲沟穿越	钢套管 D325×8	处	5
(六)	七区			
1	液下多级离心泵（耐腐蚀）	Q=25m^3/h，H=50m，N=11kW	台	6
		Q=25^3/h，H=125m，N=30kW	台	2
		Q=50^3/h，H=125m，N=45kW	台	4
2	无缝钢管	D114×4	m	200
3	无缝钢管	D168×5	m	2200
4	柔性复合管	DN150 PN2.5MPa	m	9200
5	柔性复合管	DN100 PN2.5MPa	m	4800
6	闸阀 Z43wF-25C	DN100 1.6MPa	个	28
7	缓闭式止回阀	DN100 1.6MPa		28
8	闸阀 Z43wF-25C	DN150 2.5MPa	个	8
9	复合式排气阀	DN50 2.5MPa	个	3
10	阀池	2.0m×2.0m×2.3m(H)	座	8
11	排气阀井	2.0m×2.0m×1.5m(H)	个	3
二	输水管线穿跨越			
	碎石路穿越	钢套管 D325×8	处	20
	冲沟穿越	钢套管 D325×8	处	20
(七)	九区			
1	液下多级离心泵（耐腐蚀）	Q=25m^3/h，H=50m，N=11kW	台	4
		Q=25m^3/h，H=125m，N=30kW	台	4
2	无缝钢管	D114×4	m	200
3	无缝钢管	D168×5	m	200
4	柔性复合管	DN150 PN2.5MPa	m	/
5	柔性复合管	DN100 PN2.5MPa	m	16000
6	闸阀 Z43wF-25C	DN100 1.6MPa	个	8
7	缓闭式止回阀	DN100 1.6MPa		8
8	闸阀 Z43wF-25C	DN150 2.5MPa	个	4
9	复合式排气阀	DN50 2.5MPa	个	3
10	阀池	2.0m×2.0m×2.3m(H)	座	4
11	排气阀井	2.0m×2.0m×1.5m(H)	个	3
二	输水管线穿跨越			
	碎石路穿越	钢套管 D325×8	处	10
	冲沟穿越	钢套管 D325×8	处	10

（6）消防

井场、增压脱碳脱水站和集气增压站均配备一定数量的灭火器，各区灭火器配置情况见表 3.3-16。

表 3.3-16　消防主要工程量表

井场	名称及规格	单位	数量	备注
一区：以下为单座井场				
脱水脱碳站（1 座）	手提式磷酸铵盐干粉灭火器 MF/ABC8	具	20	配灭火器箱
	推车式灭火器 MFT/ABC35	辆	4	
1 井式井场（7 座）	手提式磷酸铵盐干粉灭火器 MF/ABC8	具	4	配灭火器箱
4 井式井场（2 座）	手提式磷酸铵盐干粉灭火器 MF/ABC8	具	10	配灭火器箱
5 井式井场（1 座）	手提式磷酸铵盐干粉灭火器 MF/ABC8	具	12	配灭火器箱
生活区	手提式磷酸铵盐干粉灭火器 MF/ABC8	具	10	配灭火器箱
三区：以下为单座井场				
1 井式井场（5 座）	手提式磷酸铵盐干粉灭火器 MF/ABC8	具	4	配灭火器箱
7 井式井场（1 座）	手提式磷酸铵盐干粉灭火器 MF/ABC8	具	16	配灭火器箱
四区：以下为单座井场				
脱水脱碳站（1 座）	手提式磷酸铵盐干粉灭火器 MF/ABC8	具	20	配灭火器箱
	推车式灭火器 MFT/ABC35	辆	4	
1 井式井场（11 座）	手提式磷酸铵盐干粉灭火器 MF/ABC8	具	4	配灭火器箱
2 井式井场（1 座）	手提式磷酸铵盐干粉灭火器 MF/ABC8	具	4	配灭火器箱
3 井式井场（5 座）	手提式磷酸铵盐干粉灭火器 MF/ABC8	具	8	配灭火器箱
5 井式井场（1 座）	手提式磷酸铵盐干粉灭火器 MF/ABC8	具	12	配灭火器箱
7 井式井场（9 座）	手提式磷酸铵盐干粉灭火器 MF/ABC8	具	16	配灭火器箱
集气增压站（1 座）	手提式磷酸铵盐干粉灭火器 MF/ABC8	具	20	配灭火器箱
	推车式灭火器 MFT/ABC35	辆	4	
五区：以下为单座井场				
1 井式井场（1 座）	手提式磷酸铵盐干粉灭火器 MF/ABC8	具	2	配灭火器箱
六区：以下为单座井场				
1 井式井场（1 座）	手提式磷酸铵盐干粉灭火器 MF/ABC8	具	2	配灭火器箱
七区：以下为单座井场				
1 井式井场（3 座）	手提式磷酸铵盐干粉灭火器 MF/ABC8	具	4	配灭火器箱
4 井式井场（2 座）	手提式磷酸铵盐干粉灭火器 MF/ABC8	具	10	配灭火器箱
九区：以下为单座井场				
1 井式井场（1 座）	手提式磷酸铵盐干粉灭火器 MF/ABC8	具	4	配灭火器箱
3 井式井场（1 座）	手提式磷酸铵盐干粉灭火器 MF/ABC8	具	8	配灭火器箱
4 井式井场（2 座）	手提式磷酸铵盐干粉灭火器 MF/ABC8	具	10	配灭火器箱
5 井式井场（2 座）	手提式磷酸铵盐干粉灭火器 MF/ABC8	具	12	配灭火器箱

（7）道路

本次新建钻井道路 32.007km，各区道路建设情况见表 3.3-17。路基宽 6.5m，行车道路面宽 6.0m，两侧各设 0.25m 砂砾土加固土路肩，路面采用砂砾土粒料结构，双向路拱，路面和土路肩路拱横坡 3%，填方路基边坡坡率视沿线土质类别取

1:1~1:1.5、挖方路基边坡 1:0.5~1:1.0，路基压实度≥93%，路面压实度≥95%；路面结构为：25cm 厚砂砾土（或碎石土）+土路基。路基横断面见图 3.3-6 和图 3.3-7。

表 3.3-17　钻前道路工程量一览表

序号	井号	钻井平台尺寸（m）	钻前道路起、终点		路线长（m）
			起点	终点	
一区					
1	FK3	120×80	FK3 井场	已有矿区道路	387
2	FK7	120×80	FK7 井场	FK4 井场	1100
3	FK8	120×80	FK8 井场	已有矿区道路	195
4	FK902	120×80	FK902 井场	已有矿区道路	1260
5	FK14	120×80	FK14 井场	Y133 县道	1900
6	FK15	120×80	FK15 井场	已有矿区道路	640
7	FK41	120×80	FK41 井场	已有矿区道路	1500
8	FK42	120×80	FK42 井场	已有矿区道路	1450
合计					8432
三区					
1	CS29	120×80	CS29 井场	已有矿区道路	1090
2	CS32	120×80	/	/	/
3	CS34	120×80	CS34 井场	已建矿区道路	80
4	CS35	120×80	拟建 CS35 井场	已建 CS29 钻前路	500
5	CS39	120×80	CS39 井场	已建矿区道路	80
6	CS303	120×80	CS303 井场	已有矿区道路	1370
合计					3120
四区					
1	CMG3	120×80	CMG3 井场	已建煤矿道路	360
2	CMG4	120×80	CMG4 井场	已建煤矿道路	1980
3	CMG5	120×80	CMG5 井场	已建煤矿道路	950
4	CMG7	120×80	CMG7 井场	CMG10 井场	1440
5	CMG8	120×80	CMG8 井场	已建煤矿道路	78
6	CMG9	120×80	CMG9 井场	已建煤矿道路	580
7	五参 1-1	120×80	五参 1-1 井场	已建煤矿道路	130
8	五参-3	120×80	五参-3 井场	已建煤矿道路	62
9	五参-5	120×80	五参-5 井场	牧区已建道路	1060
10	五参-7	120×80	五参-7 井场	已建道路	1640
11	五参-13	120×80	五参-13 井场	已建道路	160
12	五参-14	105×80	五参-14 井场	已建五参 1 井道路	550

13	五参-15	105×80	\	\	\
14	五参-16	120×80	五参-16 井场	已建煤矿道路	810
15	五参-17	120×80	五参-17 井场	五参-13 井场	1180
16	五参-19	120×80	五参-19 井场	已建道路	350
17	五宫 18	120×80	五宫 18 井场	已建道路	310
18	五宫 17	120×80	五宫 17 井场	已建道路	510
合计					12150
五区、六区					
1	黄草沟参 2	120×80	黄草沟参 2 井场	已有矿区道路	250
2		120×80	黄草沟 4 井场	已有矿区道路	1390
合计					1640
七区					
1	FK51	120×80	FK51 井场	已有矿区道路	1165
2	FK50	120×80	FK50 井场	已有矿区道路	2480
3	FK52	120×80	FK52 井场	已有矿区道路	685
4	FK58	120×80	FK58 井场	已有矿区道路	1335
5	FK75	120×80	FK75 井场	已建 FK57 井场	1600
合计					4330
九区					
1	FK38	120×80	FK38 井场	已有矿区道路	520
2	FK29	120×80	FK29 井场	已有矿区道路	105
3	FK39	120×80	FK39 井场	已有矿区道路	1210
4	FK3101	120×80	FK3101 井场	已有矿区道路	500
合计					2335

3.3.3 工程组成

工程组成汇总见表 3.3-18。

表 3.3-18　工程组成一览表

类别	具体内容	
主体工程	钻前工程	
	钻井工程	
	储层改造	
	采气井场	
	集输管线	
	增压脱碳脱水站	
	集气增压站	
公用	供配电	

类别	具体内容	
工程	仪表自动化	
	消防	
	给排水	
	防腐保温	
	道路	
环保工程	废气	
	生活污水	
	噪声	
	地下水	
	固体废物	
	环境风险	
依托工程	煤层气	
	放空火炬	
	废导热油、废机油和废机油桶	
	生活污水	
	生活垃圾	

3.3.4 主要技术经济指标

本项目主要技术经济指标见表 3.3-19。

表 3.3-19　主要技术经济指标一览表

类别	数量	类别	数量
设计动用资源储量	$1.76\times10^{8}m^{3}/a$	临时占地面积	m^{2}
设计井数	140	永久占地面积	m^{2}
不同规模站场数	3 座（2 座增压脱碳脱水站和 1 座集气增压站）	电能消耗量	$\times10^{4}kW\cdot h/a$
劳动定员		总投资	万元
工作制度	年运行 300 天	环保投资	万元

3.3.5 主要原辅材料消耗

施工期主要原辅材料及能源消耗为钻井液、压裂液、柴油和新鲜水，消耗量分别为　m^{3}、　m^{3}、　t、　m^{3}。钻井液、压裂液、柴油和新鲜水均采用罐车拉运至井场。

3.3.6 工艺流程及环境影响因素分析

（1）施工期施工工艺及环境影响因素分析

①钻前工程

钻前工程主要包括井场平整、钻机基础、生活营地建设及进场道路建设等，产生的环境影响主要为施工扬尘、施工机械及车辆尾气、噪声、建筑垃圾以及对周围环境产生的生态影响等。

②钻井工艺流程及产污环节

钻井是采用旋转的钻头给所钻的地层一定的压力，使钻头的牙齿嵌入地层，然后旋转钻头，利用旋转钻头的扭矩来切削地层，并用循环的钻井液将钻屑带出井眼，以保证持续钻进。钻井工程作业流程见图 3.3-8。

废气主要为柴油机、发电机燃烧烟气、施工扬尘和施工机械、车辆尾气；废水主要为生活污水；噪声源主要为施工机械、车辆；固体废物主要为钻井岩屑和生活垃圾。

③管线、站场及公辅工程施工工艺

施工期主要包括站场建构筑物建设、管线建设及公辅工程建设，其施工工艺及产污节点见图 3.3-9。

④储层改造工艺

本次仅对新钻的 140 口井进行储层改造，储层改造主要包括射孔和压裂，射孔采用连续油管底带射孔枪、电缆带压射孔+套管桥塞分层压裂。具体如下：首段采用连续油管底带射孔枪至射孔位置，校深确定射孔位置无误后，井口打压至设定引爆值引爆射孔枪射孔，提出射孔枪；压裂车组起泵对第一段进行套管注入压裂；压裂后射孔车用电缆携带下入桥塞及射孔枪，先通过自身重力下至水平段以上位置，压裂车组起泵泵送射孔枪及可溶桥塞工具串至预定位置，校深后井口用电子雷管点火启动桥塞坐封装置，坐封桥塞后上提至第二段第一簇射孔位置，校深后点火完成第一簇射孔，再上提至第二簇位置，校深点火完成射孔，由此往复完成第二段射孔，射孔后提出工具串，压裂车组起泵对第二段进行套管注入压裂，由此往复完成全部压裂施工。

储层改造工序无废气、固体废物产生，废水主要为压裂返排液，噪声源主要为各类机泵。

（2）运营期工艺流程及环境影响因素分析

①煤层气集输工艺

一区：井口采出物通过单井采气管线管输至一区新建增压脱碳脱水站进行净化处理后，再通过一条新建的外输管线管输至鑫泰燃气管线 7 号预留阀池。

三区：井口采出物通过单井采气管线管输至三区已建集气增压站，增压后通过集输总管线管输至阜康四区已建科林思德 CNG 母站进行处理。

四区：已建四区 1 号集气增压站附近单井采出物通过单井采气管线管输至已建 1 号集气增压站处理，其他单井采出物接入新建集气增压站，再通过集输总管线接入新建四区 2 号脱碳脱水站，已建四区 1 号脱碳脱水站和新建四区 2 号脱碳脱水站新建联络线进行处理量调配。

五区、六区：井口采出物通过单井采气管线管输至四区已建 1 号集气增压站进行增压后再管输至四区已建 1 号脱碳脱水站进行处理。

七区：井口采出物通过单井采气管线管输至八区脱碳脱水站进行处理。

九区：井口采出物通过单井采气管线管输至九区已建集气增压站增压后，再管输至阜康增压脱碳脱水站进行进一步处理。

②运营期增压脱碳脱水站工艺流程

一区和四区增压脱碳脱水站均采用化学吸收法进行 CO_2 脱除，采用分子筛吸附法进行脱水处理。

※脱碳原理

脱碳工艺系统大致可以分为 5 个部分：吸收装置、解吸装置（再生装置）、能量交换装置（如贫富液换热器、贫胺液冷却器、吸收塔顶冷却器和再生塔顶冷却器）、系统动力装置（如贫胺液循环泵、酸水回流泵等）以及系统辅助装置（如预处理装置、补液装置和过滤装置）。本工程吸收和解吸装置采用填料塔。原料气从吸收塔下部进入，在塔内与由塔顶喷出的吸收剂溶液逆相接触。原料气中的 CO2 与吸收剂发生化学反应而形成弱联结化合物，脱除了 CO_2 的湿净化气从吸收塔上部被排出吸收塔。而吸收了 CO_2 的吸收剂（富 CO_2 吸收液简称富液）依次经过闪蒸罐及过滤器后进入贫富液换热器，在贫富液热交换器中与贫液 CO_2 吸收液（简称贫液）进行热交换后，被送入再生塔中解吸再生。富液中结合的 CO_2 经加热被释放。再生塔

底的贫液在贫液泵作用下，经过贫富液换热器换热、贫胺液冷却器冷却到所需的温度，从吸收塔顶喷入，进行下一次的吸收。

※脱水原理

装置采用两塔流程，分子筛脱水塔 1 个操作周期内吸附 8h，再生 4.5h，冷却 3h，运行期间保持一塔吸附、一塔再生/冷却。

以下以脱水塔 A 吸附，脱水塔 B 再生/冷却进行叙述。

湿天然气脱水吸附：原料气过滤分离器除去气体中夹带的少量固体颗粒及液态介质后，自上而下进入脱水塔，脱水后的干气经干气粉尘过滤器滤除干气粉尘后进入脱烃装置。

脱水塔再生/冷却：再生气取自脱水后的干气，并采用与原料气吸附脱水相反的介质流动方向，自下而上通过刚完成吸附过程的分子筛脱水塔。从干气粉尘过滤器出口管线取一部分干气作为再生气并通过再生气压缩机增压，增压后的再生气经再生气换热器与富再生气换热后进入再生气加热器，用电加热至约 240℃后进入分子筛脱水塔，以再生分子筛床层。分子筛吸附的水被高温再生气加热脱附，与再生气一起进入再生气换热器与贫再生气换热后，依次进入再生气冷却器和再生气后冷却器。冷却后的富再生气经再生气分离器分离出液态水后，返回至脱硫装置入口管线上。

脱水塔再生完成后，再生气加热器停止加热。未经加热的同一股气流作为冷却气，冷却气自下而上通过刚完成再生过程的分子筛脱水塔 B，以冷却该塔。冷却床层出口温度为 50℃时视为冷吹完成。冷吹气依次进入再生气换热器、再生气冷却器降温至 45℃，经再生气分离器分液后返回至脱硫装置入口管线。当再生气压缩机故障停用时，再生气通过调节后至螺杆压缩机口。

※一区增压脱碳脱水站工艺流程

自集输系统进入站场的煤层气（0.05~0.2MPag，0~20℃）经分离器分离出游离水及杂质后，进入过滤器橇过滤出煤层气中未分离出的细小煤粉，进入螺杆压缩机进行增压，增压后压力为1.6~1.7MPag、温度为30~55℃的煤层气，进入脱二氧化碳橇，将 CO_2 脱至 3%以下，脱碳后的煤层气进入分子筛橇进行深度脱水，达到天然气二类气要求，脱水后计量外输。

※四区增压脱碳脱水站工艺流程

自集气增压站来煤层气（1.4~1.5MPag，0~20℃）经分离器分离出游离水及杂质后，进入脱二氧化碳橇，将 CO_2 脱至 3%以下，脱碳后的煤层气进入分子筛橇进行深度脱水，达到天然气二类气要求，脱水后去下游 CNG 站处理。

废气主要为无组织非甲烷总烃、导热油炉燃烧烟气，废水主要为采出水、装置排污水，固体废物主要为废分子筛、过滤器收集粉尘、废导热油和设备检维修时产生的废机油、废油桶。

③四区集气增压站工艺流程

自集输系统进入站场的煤层气（0.05~0.2MPag，0~20℃）经分离器分离出游离水及杂质后，进入过滤器橇过滤出煤层气中未分离出的细小煤粉，进入螺杆压缩机进行增压外输至脱碳脱水站处理，增压后压力为 1.6~1.7MPag、温度为 30~55℃。

（3）退役期工艺流程及环境影响分析

随着煤层气的不断开采，其储量逐渐下降，最终进入退役期，退役期主要包括采气井封井、井场设施拆除及清理，管线及公用工程等设施的拆除等活动，工艺及产污节点分析见图 3.3-10。

退役期污染物主要为施工扬尘、施工机械及车辆尾气、管线吹扫废水、噪声和建筑垃圾，以及施工过程中对生态环境产生的影响。

3.4 污染源源强核算

3.4.1 施工期污染源源强核算

（1）废气

废气主要为柴油机、发电机组燃烧烟气、施工扬尘、施工机械及车辆尾气和管线焊接废气。

①柴油机、发电机组燃烧烟气

钻井期单井井场动力系统共设 3 台柴油机和 2 台柴油发电机，为钻机及井场提供动力、电力和照明，柴油机、发电机工作时消耗的燃料主要为柴油。根据设计资料，单井钻井期柴油消耗量为　　t，140 口井柴油消耗总量为　　t。柴油燃烧烟气

中各污染物的产生量参考国家环境工程评估中心编制的《社会区域类环境影响评价》一书中提供的柴油燃烧产污系数进行核算（SO_2 2.24kg/t，NO_x 2.92kg/t，总烃 2.13kg/t），则污染物排放总量为：SO_2 t、NO_x t、总烃 t。

②施工扬尘

扬尘主要来自于施工场地的清理、平整，施工建筑材料、设备及管线的装卸、运输、堆放以及施工车辆运输，污染物主要为 TSP。

③施工机械及施工车辆尾气

施工期各类机械及运输车辆较多，车辆排放的尾气会对大气环境造成一定污染。

④管线焊接废气

无缝钢管管道组对连接过程中将产生一定量的焊接烟尘，对周围大气环境产生一定的影响。但由于施工期短暂，区域大气环境扩散条件好，管线焊接废气对环境空气质量影响不大。

（2）废水

钻井时井场设钻井液不落地系统，分离后的液体回用于钻井液配备，不外排。废水主要为储层改造产生的废压裂液、管道试压废水、混凝土养护废水和生活污水。

①废压裂液

储层改造过程中会产生一定的废压裂液，产生量约为 m^3，废压裂液排至收集罐中，集中收集后暂存在返排液暂存池中，回用于压裂液的配制，不外排。

②管道试压废水和混凝土养护废水

本次采用清水试压，试压完毕后产生少量的试压废水，主要污染物为悬浮物，浓度在 40～60mg/L，产生的废水用于施工区域内的洒水降尘。

场站内各基础建设会产生一定的混凝土养护废水，污染物主要为悬浮物，主要靠自然蒸发处理。

③生活污水

钻井工程井场设生活营地，单井钻井周期为 天，钻井人数为 35 人，根据《新疆维吾尔自治区生活用水定额》按每人每天用水量 20L 计算，则单井生活用水 m^3，140 口井用水共 m^3。排水系数取 0.8，则生活污水产生量约 m^3。生活污水水质与一般城市生活污水相类似，主要的污染物为化学需氧量 350mg/L、悬浮物

200mg/L、氨氮 30mg/L。钻井期生活污水暂存在生活营地内设置的临时防渗池内，施工结束后由吸污车吸走，清运至生活污水处理系统处理。

（3）噪声

噪声源主要为施工机械及施工车辆噪声，噪声级在 60dB（A）～105dB（A）之间。各噪声源噪声排放情况见表 3.4-1。

表 3.4-1　施工期噪声排放情况一览表

噪声源名称	噪声源位置	声功率级[dB（A）]	排放规律	噪声特性	降噪措施
柴油发电机	钻井井场	80～90	间歇	机械	设备选型上要求采用低噪声的设备，施工设备要经常检查维修，对噪声较大的设备采取基础减震措施
钻机		100～105		机械	
钻井液循环泵		95～100		机械	
施工机械		85～100		机械	
施工车辆	交通噪声	60～90	间歇	机械	加强保养维修

（4）固体废物

施工过程中产生的土石方全部回填，无弃方产生，固体废物主要为钻井岩屑、生活垃圾、建筑垃圾、废机油、废机油桶和废防渗材料。

①钻井岩屑

钻井过程中，岩石经钻头和钻井液的研磨而破碎成岩屑，随钻井液排出井口，进入钻井液不落地系统进行处理，分离出的液相回用于钻井液配置，钻井结束后由钻井队带至下一个井场继续使用，不外排。分离出固相即为钻井岩屑，钻井岩屑中会夹带少量的钻井液，本项目中的钻井岩屑中包括破碎的岩屑及未脱除的钻井液，进井场岩屑储罐，交由岩屑处置单位处理。岩屑产生量与井身结构有关，可按下式计算：

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

式中：W——产生的岩屑量，m^3；

D——井眼平均井径，m；

h——裸眼长度，m；

d——岩屑膨胀系数，取 d=2.2。

钻井岩屑计算公式中的膨胀系数已考虑了未完全脱除的钻井液，根据上述公式及井身结构计算出单井岩屑产生量为　　m^3，则 140 口井合计产生量为　　m^3。根据

《固体废物分类与代码目录》要求，钻井岩屑废物代码为 072-001-S12。

②生活垃圾

单井钻井周期为　天、钻井人数为 35 人，按平均每人每天产生生活垃圾 0.5kg 计算，则单井井场生活垃圾产生量为　　t，则 140 口井生活垃圾产生量为　　t，集中收集后统一交由环卫部门同意处置。

③建筑垃圾

建筑垃圾主要为废边角料、废包装物等，产生量较少，集中收集后送至当地建筑垃圾填埋场。

④废机油和废油桶

钻井井场中的发电机、钻机和钻井液循环泵及其他动力设备，需要定期保养维护，保养维修过程中会产生一定量的废机油，参照使用相同动力设备的井在钻井过程中产生废机油、废机油桶的数量可知，单井井场钻井期产生的废机油为　　t，废机油桶为　　t，则 140 口井废机油产生量　　t、废机油桶产生量为　　t/a。废机油和废机油桶均属于《国家危险废物名录（2025 年版》）HW08 废矿物油与含矿物油类危险废物，废机油废物代码为 900-214-08，危险特性为 T，I，废机油桶废物代码为 900-249-08（危险特性为 T，I）。废机油和废机油油桶均临时贮存在井场内的危险废物临时贮存点，集中收集后交由有相应危险废物处置资质的单位进行回收处置。

⑤废防渗材料

场地清理时拆除的未破损且未沾油的防渗材料由施工单位集中回收利用，沾油废防渗材料属于危险废物（HW08 类危险废物，废物代码：900-249-08），危险特性为毒性和易燃性，临时贮存在井场内的危险废物临时贮存点，最终交由具有相关危险废物处置资质的单位接收、转运以及处置。参照新疆油田其他使用相同动力设备的井在钻井过程中产生废机油的数量可知，单井井场钻井期产生的废防渗材料为 t，则 140 口井废机油产生量　　t。

（5）生态影响分析

①工程占地

项目总占地面积　　m^2，其中永久占地　　m^2，临时占地　　m^2，详见表 3.4-2。

表 3.4-2　占地概况一览表

序号	建设内容		永久征地（m^2）	临时占地（m^2）	合计（m^2）	占地类型	备注
1	井场	1井式井场					
		2井式井场					
		3井式井场					
		4井式井场					
		5井式井场					
		6井式井场					
		7井式井场					
	一区增压脱碳脱水站						
	四区增压脱碳脱水站						
2	生活营地						
3	各类集输管线						
3	道路						
4	输电线路						
5	合计						/

※土石方平衡

土石方主要产生于采气井场、生活营地、单井采气管线和注醇管线建设过程中，土石方全部回填，无弃方产生，土石方平衡见表 3.4-3。

表 3.4-3　项目土石方平衡表

名称		挖方量（m^3）	填方量（m^3）	弃方量（m^3）	借方量（m^3）	备注
采气井场	表层土剥离 0.2m，铺垫厚度 0.3m					
生活营地						
道路	表层土剥离 0.2m，长度为 1.55km，宽度为 4.5m，铺垫厚度 0.25m					
各类集输管线	长度为 12.5km，埋深-1.8m，边坡比为 1：0.33					
道路						
合计						

3.4.2 运营期污染源源强核算

（1）废气

废气主要为煤层气集输处理过程中阀门、法兰等部位产生的无组织挥发性有机物、导热油炉燃烧烟气。

①无组织挥发性有机物

无组织挥发性有机物目前无相应的源强核算技术指南，本次参考《污染源源强核算技术指南 石油炼制工业》(HJ982-2018)中设备动静密封点泄漏平均排放系数法进行核算，计算公式具体如下：

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

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

α—设备与管线组件密封点的泄漏比例，本次取 0.003；

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

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

$e_{TOC,i}$一密封点 i 的总有机碳（TOC)排放速率（泄漏浓度大于 10000umol/mol)，kg/h；

n—挥发性有机物流经的设备与管线组件密封点数。

t_i—核算时段内密封点 i 的运行时间，h,本次取 7200h。

根据上述公式计算煤层气集输处理过程中的无组织挥发性废气产生量见表 3.4-4。

表 3.4-4　排放系数、设备类型数量及污染物排放量

设备类型			排放速率（kg/h/排放源）	设备数量（个/台）	污染物排放量（t/a）
井场	1 井式单井	阀门			
		法兰			
		连接件			
		小计			
	座井场合计				
井场	2 井式单井	阀门			
		法兰			
		连接件			
		小计			

	座井场合计				
井场	3 井式单井	阀门			
		法兰			
		连接件			
		小计			
	座井场合计				
井场	4 井式单井	阀门			
		法兰			
		连接件			
		小计			
	座井场合计				
井场	5 井式单井	阀门			
		法兰			
		连接件			
		小计			
	座井场合计				
井场	6 井式单井	阀门			
		法兰			
		连接件			
		小计			
	座井场合计				
井场	7 井式单井	阀门			
		法兰			
		连接件			
		小计			
	座井场合计				
一区增压脱碳脱水站		阀门			
		法兰			
		连接件			
		小计			
四区增压脱碳脱水站		阀门			
		法兰			
		连接件			
		小计			
四区集气增压站		阀门			
		法兰			
		连接件			
		小计			
合计					

②导热油炉燃烧烟气

导热油炉采用处理后的煤层气（即天然气），导热油炉燃烧过程中会产生一定的燃烧烟气，污染物主要为二氧化硫、氮氧化物和颗粒物。每座增压脱碳脱水站设置导热油炉的功率、数量、耗气量及年运行时间见表 3.4-5。

表 3.4-5　导热油炉功率、单台耗气量、数量及年运行时间一览表

位置	功率（kW）	数量（台）	耗气量（m^3/h）	运行时间（h）	单台耗气量（$\times10^4m^3/a$）	合计耗气量（$\times10^4m^3/a$）
一区脱碳脱水站						
四区脱碳脱水站						

导热油炉烟气主要污染物为颗粒物、二氧化硫、氮氧化物，烟气量及氮氧化物产生量按照《污染源源强核算技术指南　锅炉》中产污系数法（基准烟气量为 10.6Nm^3/m^3、NO_X 9.36kg/万 m^3天然气）进行核算，天然气中不含硫，SO_2以最低检出限 2mg/m^3计，导热油炉颗粒物产生量类比功率类似的导热油炉实测数据（　mg/m^3）进行核算，加热炉工作原理相似、燃料类型相同、功率相近，污染控制措施相似，具有可比性。计算结果见表 3.4-6。

表 3.4-6　单台加热炉烟气排放情况一览表

位置	功率（kW）	烟气量（$\times10^4m^3/a$）	污染物排放情况					
			NO_x		SO_2		PM_{10}	
			t/a	mg/m^3	t/a	mg/m^3	t/a	mg/m^3
一区脱碳脱水站								
四区脱碳脱水站								
GB13271-2014 标准限值和《关于开展自治区 2022 年度夏秋季大气污 染防治“冬病夏治”工作的通知》			/	50	/	50	/	20

由表 30 可知，导热油炉燃烧烟气中二氧化硫、颗粒物排放浓度能够达到《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表 2 限值要求，氮氧化物排放浓度满足《关于开展自治区 2022 年度夏秋季大气污染防治“冬病夏治”工作的通知》中的限值要求。每座导热油炉燃烧烟气通过一根 8m 高排气筒排放。

③温室气体排放量核算

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 CO_2 排放、火炬燃烧排放、工艺放空排放、CH_4 逃逸排放、CH_4 回收利用量、CO_2 回收利用量、净购入电力和热力隐含的 CO_2 排放，公式如下：

$$E_{GHG} = E_{CO_2_燃烧} + E_{GHG_火炬} + \sum_{S}\left(E_{GHG_工艺} + E_{GHG_逃逸}\right)_S - R_{CH_4_回收} \times GWP_{CH_4} - R_{CO_2_回收} + E_{CO_2_净电} + E_{CO_2_净热}$$

就本工程而言，涉及温室气体排放的环节为煤层气开采过程中 CH_4 排放、天然气处理过程中 CH_4 逃逸排放、火炬燃烧放空（事故火炬）、燃料燃烧过程中的 CO_2 排放和净购入电力隐含的 CO_2 排放。

※煤层气开采过程中 CH_4 逃逸排放量

煤层气开采过程中 CH_4 逃逸排放量按照下式计算：

$$E_{CH_4_开采逃逸} = \sum_{j}\left(Num_{oil,j} \times EF_{oil,j}\right) + \sum_{j}\left(Num_{gas,j} \times EF_{gas,j}\right)$$

式中：$E_{CH4-开采逃逸}$ 为原油开采或天然气开采中所有设施类型产生的 CH_4 逃逸排放，单位为吨 CH_4；

j 为不同的设施类型；

$Num_{oil,j}$ 为原油开采业务所涉及的泄漏设施类型数量，单位为个；

$EF_{oil,j}$ 为原油开采业务中涉及的每种设施类型 j 的 CH_4 逃逸排放因子，单位为吨 CH_4/(年·个)；

$Num_{gas,j}$ 为天然气开采业务所涉及的泄漏设施类型数量，单位为个；

$EF_{gas,j}$ 为天然气开采业务中涉及的每种设施类型 j 的 CH_4 逃逸排放因子，单位为吨 CH_4/(年·个)。

本项目为煤层气开采，亦属于天然气开采，不涉及原油开采，涉及 CH_4 排放的设施主要为井口装置和集气站，相关参数取值及计算结果见表 3.4-7。

表 3.4-7　煤层气开采过程甲烷逃逸排放排放量计算参数及结果一览表

场所	逃逸设施	设施逃逸	井场个数	甲烷排放量（t/a）
140 口采气井	井口装置	2.5 吨/年·个		
3 座集气站	集气站	27.9 吨/年·个		

根据表中参数，结合公式计算可知，CH_4逃逸排放量为　　t。

※煤层气处理过程中的CH_4逃逸排放

煤层气处理过程中的CH_4排放量按照下式计算：

$$E_{CH_4_气处理逃逸}=Q_{gas}\times EF_{CH_4_气处理逃逸}$$

式中：$E_{CH_4_气处理逃逸}$为天然气处理过程CH_4逃逸排放，单位为吨CH_4；

Q_{gas}为天然气的处理量，单位为亿m^3，本次取　　$\times10^8m^3/a$；

$EF_{CH_4_气处理逃逸}$为单位天然气处理量的CH_4逃逸排放因子，单位为吨CH_4/亿m^3天然气，本次取　　吨/亿m^3。

根据上述公式计算出煤层气处理过程中CH_4排放量为　　t。

※事故火炬燃烧放空

事故火炬燃烧放空过程中CO_2和CH_4的排放量公式如下：

$$E_{CO_2_事故火炬}=\sum_j GF_{事故,j}\times T_{事故,j}\times\left(CC_{(非CO_2)_j}\times OF\times\frac{44}{12}+V_{(CO_2)_j}\times 19.7\right)$$

$$E_{CH_4_事故火炬}=\sum_j\left[GF_{事故,j}\times T_{事故,j}\times V_{CH_4}\times(1-OF)\times 7.17\right]_j$$

式中：$E_{CO_2_事故火炬}$为由于事故火炬产生的CO_2排放，单位为吨CO_2；

$E_{CH_4_事故火炬}$为事故火炬产生的CH_4排放，单位为吨CH_4。

j为事故次数；

$GF_{事故,j}$为报告期内第j次事故状态时的火炬气流速度，单位为万m^3/小时，本次取　　m^3/h；

$T_{事故,j}$为报告期内第j次事故的持续时间，单位为小时；本次取6小时；

$CC_{(非CO_2)_j}$为第j次事故火炬气中除CO_2外其他含碳化合物的总含碳量，单位为吨碳/万m^3，计算公式如下：

$$CC_{非CO_2}=\sum_n\left(\frac{12\times V_n\times CN_n\times 10}{22.3}\right)$$

V_n为火炬气中除CO_2外的第n种含碳化合物（包括一氧化碳）的体积浓度，取值范围0～1，如某含碳化合物的体积浓度为90%，则V_n取0.9；计算出$CC_{(非CO_2)}$为9.26；

CN_n为火炬气中第n种含碳化合物（包括一氧化碳）化学分子式中的碳原

子数目。

OF为火炬燃烧的碳氧化率，如无实测数据可采用缺省值0.98；

$V_{(CO_2)j}$为第 j 次事故火炬气中 CO_2 的体积浓度，本次取　　%；

V_{CH_4} 为事故火炬气中 CH_4 的体积浓度，本次取　　%。

根据上述公式计算出 CH_4 和 CO_2 排放量分别为　　t、　　t。

※燃料燃烧过程中 CO_2 排放量

燃料燃烧 CO_2 排放量主要基于分品种的燃料燃烧量、单位燃料的含碳量和碳氧化率计算得到，公式如下：

$$E_{CO_2_燃烧} = \sum_i \left(AD_i \times CC_i \times OF_i \times \frac{44}{12} \right)$$

式中：$E_{CO2-燃烧}$为分企业边界的化石燃料燃烧 CO_2 排放量，单位为吨；

i 为化石燃料的种类；

AD_i 为化石燃料品种 i 明确用作燃料燃烧的消费量，对固体或液体燃料以吨为单位，对气体燃料以万 Nm^3 为单位；天然气消耗量为　　$\times 10^4 m^3/a$。

CC_i 为化石燃料 i 的含碳量，对固体和液体燃料以吨碳/吨燃料为单位，对气体燃料以吨碳/万 Nm^3 为单位；$CCi=NCV_i \times EF_i$（NCV_i 为化石燃料品种 i 的低位发热量，对固体和液体燃料以 GJ/吨为单位，对气体燃料以 GJ/万 Nm^3 为单位；EF_i 为燃料品种 i 的单位热值含碳量，单位为吨碳/GJ），本次取　　吨碳/万 Nm^3。

OF_i 为化石燃料 i 的碳氧化率，单位为%，本次取 99%。

根据上述公式计算出燃料燃烧过程中 CO_2 排放量 E_{CO2}=　　t/a。

※净购入电力隐含的 CO_2 排放量

购入电力生产的二氧化碳排放量按如下公式计算：

$$E_{CO_2_净电} = AD_{电力} \times EF_{电力}$$

式中：$E_{CO2-净电}$为报告主体净购入电力隐含的 CO_2 排放量，单位为吨 CO_2；

$AD_{电力}$为企业净购入的电力消费量，单位为兆瓦时（MWh）；

$EF_{电力}$为电力供应的 CO_2 排放因子，单位为吨 CO_2/MWh。

本工程电力消耗约　　MW·h，据此计算购入电力所产生的二氧化碳，详见表3.4-8。

表3.4-8　年净购入电力所产生的二氧化碳排放情况

净购入电量（MW·h）	排放因子（tCO_2/MW·h）	排放量（tCO_2）
	0.8922	
备注：排放因子来源于生态环境部2020年12年29日发布的《2019年度减排项目中国区域电网基准线排放因子》中规定的西北电网的排放因子		

根据上述计算可知，本项目CH_4排放量为 t/a，CO_2排放量为　　t/a。

④大气污染物排放汇总

项目实施后大气有组织、无组织排放情况分别见表3.4-9和表3.4-10。

表3.4-9　大气污染物有组织排放量核算表

序号	排放口编号	污染物		核算排放浓度（mg/m^3）	核算排放速率（kg/h）	核算年排放量（t/a）
一般排放口						
1	DA001	导热油炉燃烧烟气	NO_x			
			SO_2			
			颗粒物			
2	DA002	导热油炉燃烧烟气	NO_x			
			SO_2			
			颗粒物			
主要排放口合计		NO_x				
		SO_2				
		颗粒物				

表3.4-10　大气污染物无组织排放量核算表

序号	排放口编号	产污环节	污染物	主要污染防治措施	国家污染物排放标准		年排放量（t/a）
					标准名称	浓度限值（mg/m^3）	
1	M1		NMHC	选用质量可靠的设备、仪表、阀门等；定期对设备、阀门等检查	GB39728-2020	4	t/a
2							
3							
4							
5							
6							
7							
8							
9							

10							

表 3.4-11　各污染物排放量一览表

序号	污染物名称	污染物排放量（t/a）
1	NMHC	
2	SO_2	
3	NO_x	
4	颗粒物	

（2）废水

废水主要为采出水、装置排污水、井下作业废液（酸化返排液、压裂返排液和废洗井液）和生活污水。

①采出水

根据产能预测表可知采出水产生量约为　　×10^4m^3/a，污染物主要为悬浮物，产生浓度约为　mg/L，产生量为　t/a，采出水排入防渗排采池中暂存，最终回用于压裂液配制。

②装置排污水

一区增压脱碳脱水站、四区增压脱碳脱水站和四区集气站内装置产生的装置排污水量为　m^3/a，污染物主要为悬浮物，产生浓度约为　mg/L，产生量为　t/a，装置排污水排入站内密闭卧式钢制污水罐暂存，最终回用于压裂液配制。

③井下作业废液

井下作业进行压裂工序时，会产生一定的压裂返排液和酸化返排液，修井时会产生一定的废洗井液，井下作业废液主要包括压裂返排液、酸化返排液和废洗井液。其产生量无相应的源强核算指南，本次评价采用《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》中的《工业源产排污核算方法和系数手册》-1120 石油和天然气开采专业及辅助性活动行业系数手册中的产排污系数进行核算，产污系数及产生量见表3.4-12。

表 3.4-12　压裂返排液、酸化返排液及废洗井液产生量一览表

污染物名称		产污系数	产生量
非低渗透油	压裂返排液	263.98m^3/井·次	

井	酸化返排液	82.3m³/井·次	
	废洗井液	25.29t/井	

压裂返排液、酸化返排液及废洗井液收集至专用储罐中，最终用于压裂液的配制。

④生活污水

项目新增　　名劳动定员，根据《新疆维吾尔自治区生活用水定额》按每人每天用水量 20L 计算，则生活用水量　　m³/a，排水系数取 0.8，则生活污水产生量约 m³/a。生活污水水质与一般城市生活污水相类似，主要的污染物为化学需氧量 350mg/L、悬浮物 200mg/L、氨氮 30mg/L。生活污水排至站外化粪池内，施工结束后由吸污车吸走，清运至就近生活污水处理厂处理。

（3）噪声

噪声源主要为井场、增压脱碳脱水站内的机泵、风机、压缩机等，井场井下作业时的各类机泵及巡检车辆等，噪声排放情况见表 3.4-13 和表 3.4-14。

表 3.3-9　噪声排放情况一览表

类别	名称	空间相对位置（m）			源强dB（A）	数量（座/台）	声源控制措施	运行时段
		X	Y	Z				
1井式井场							采用低噪声设备、基础减振	昼夜连续运行
2井式井场								
3井式井场								
4井式井场								
5井式井场								
6井式井场								
7井式井场								
一区增压脱碳脱水站								

四区增压脱碳脱水站								
四区集气增压站								

表 3.4-14　采气井场噪声源强清单

序号	噪声源名称		声功率级[dB（A）]	声源控制措施	排放规律	噪声特性
1	井场	井下作业	85～90	选用低噪声设备、基础减振	间歇	机械
2	罐车	交通噪声	60～90	禁止随意鸣笛	间歇	机械

（4）固体废物

固体废物主要为防渗暂存池底泥、废滤芯、废分子筛、废导热油、废机油、废油桶和生活垃圾。

①防渗暂存池底泥

井场分离出采出水排入 50㎡防渗暂存池暂存，回用于压裂液配置，防渗暂存池内的污泥产生量主要来源于采出水中可沉淀的无机盐类，尤其是钙、镁等形成的碳酸盐或硫酸盐沉淀，以水质中总硬度浓度 140.25mg/L 的 70%沉降为污泥估算，污泥产生量为　　t/a。该污泥组分较为简单，主要为无机沉淀物，根据《固体废物分类与代码目录》，防渗暂存池底泥属于 SW07 污泥一一非特定行业（900-099-S07），清掏后拉运至一般工业固体废物填埋场处置。

②废滤芯

本项目四区集气增压站过滤分离器滤芯主要材质为不锈钢+复合纤维，3 年更换 1 次，1 次更换 5 根，单根重量约 4kg，更换量约　　t/3a。四区集气增压站废分离器滤芯产生量为　t/3a；废滤芯属于《国家危险废物名录（2025 年版）》HW49 其他废物（废物代码为 900-041-49），集中收集后临时贮存在站内的危险废物暂存库内，最终交由有相应危险废物处理资质的单位回收处置。

③废分子筛

一区增压脱碳脱水站和四区增压脱碳脱水站天然气脱水装置中填装3A分子筛，主要成分为碱金属硅铝酸盐，首次填装量为　　t，1次更换量约　　t/a。废分子筛为一般工业固体废物，属于《固体废物分类与代码目录》中的SW59其他工业固体废物，废物代码为900-005-S59，更换后交由生产厂家回收处置。|

④废导热油

一区增压脱碳脱水站和四区增压脱碳脱水站中的导热油炉装置内存量 LQB-300导热油85m²，成分为多环芳烃类化合物，密度按　　t/m²（20℃），导热油装置内存量　　t。导热油每2年更换1次，废导热油产生量为　　t/2a。废导热油属于《国家危险废物名录（2025 年版）》HW08 废矿物油和含矿物与废物（废物代码为 900-249-08），临时暂存在站内危险废物临时暂存库内，最终交由有相应危险废物处理资质的单位回收处置。

⑤废机油

站场内设备维修时会产生废机油，产生量分别为　　t/a，废机油属于《国家危险废物名录（2025 年版）》HW08 废矿物油和含矿物油废物（废物代码为 900-214-08，危险特性为 T、I），临时贮存在站内的危险废物临时暂存库内，最终交由有相应危险废物处理资质的单位处理。

⑥废油桶

根据导热油和机油使用情况及油桶重量可知，废油桶产生量为　　t/a。废油桶《国家危险废物名录（2025 年版）》HW08 废矿物油和含矿物油废物，废物代码为900-249-08（危险特性为 T，I）。废机油油桶均临时贮存在站内的危险废物临时暂存库内，最终交由有相应危险废物处理资质的单位处理。

各类危险废物汇总情况见表3.4-15。

表3.4-15　危险废物汇总情况一览表

序号	危险废物名称	危险废物类别	危险废物代码	产生量	产生工序及装置	形态	主要成分	有害成分	产废周期	危险特性	污染防治措施
1											集中收集后交由有相
2											

3											应危险废物处理资质的单位处理

（5）生态影响

运营期不新增占地，站场、各类集输管线、输电线路临时占地植被进行自然恢复，人类活动及巡检车辆可能对项目区及周边野生动物产生一定的影响。

（6）污染物排放量汇总

运营期污染物排放情况见表 3.4-16。

表 3.4-16　运营期污染物产生及排放一览表

类别	污染源		污染物名称	污染因子	产生量	排放量	处理措施及排放去向
废气	采气井场	气体集输过程中的阀门、法兰等	无组织挥发性有机物	非甲烷总烃			
	一区增压脱碳脱水站	导热油炉	导热油炉燃烧烟气	二氧化硫			
				氮氧化物			
				颗粒物			
	四区增压脱碳脱水站	导热油炉	导热油炉燃烧烟气	二氧化硫			
				氮氧化物			
				颗粒物			
废水	分离器		采出水				
	各装置		装置排污水				
	井下作业		井下作业废液				
	工作人员		生活污水				
噪声	各类机泵、风机、压缩及及巡检车辆		噪声	连续等效 A 声级			
固体废物	防渗暂存池底泥						
	废滤芯						
	废分子筛						
	废导热油						
	废机油						
	废油桶						
	生活垃圾						

3.4.3 退役期污染源分析

退役期拆除的设备和管线回收利用，施工过程中会产生少量的扬尘、废弃管线、清扫废水、建筑垃圾等。

3.4.4 事故状态环境影响分析

本项目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。本项目在钻井和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，煤层气、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。事故状态下煤层气通过放喷管线引至放喷池中燃烧放空。

（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）非正常工况污染物核算

非正常工况主要为采气井场设备检维修，检维修时产生的煤层气送至放喷池燃烧放空。根据设计方案可知，事故状态下放喷量约为　　m^3/h，单次放空最大时长为6h，直径为 100mm。参照《污染源源强核算技术指南　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：

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

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/m^3；

Q_i—核算时段内火炬气流量，m^3/h；

t_i—火炬年运行时间，h；

α—排放系数，kg/m^3，氮氧化物取 0.054。

本项目煤层气中不含硫，非正常工况放喷燃烧废气中氮氧化物排放量约　　kg/h，

单次放空最大排放量为　　t。

表 3.4-17　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	设备检维修及井喷	氮氧化物	0.405	67.5	6	通过放喷管点燃放空

3.5 总量控制指标

根据《“十四五”污染减排综合工作方案编制技术指南》，大气污染物减排因子为NO_x、VOCs，水污染物减排因子为COD和氨氮。本项目产生的生产废水用于压裂液配制，不外排；本项目无有组织非甲烷总烃排放量，有组织氮氧化物排放量为　t/a，建议建设单位按照此量进行申请总量控制指标。

3.6 清洁生产分析

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。

3.6.1 采气井场清洁生产水平技术指标对比分析

（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 3.6-1 至表 3.6-3。

表 3.6-1　钻井作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值

定量指标						本项目	
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	占地面积	m^2	15	符合行业标准要求		
		新鲜水消耗	t/100m 标准进尺	15	≤25		
（2）生产技术特征指标	5	固井质量合格率	%	5	≥95%		
（3）资源综合利用指标	30	钻井液循环率	井深：2000m 以下；2000m～3000m；3000m 以上	10	≥40%；≥50%；≥60%		
		柴油机效率	%	10	≥80		
		污油回收率	%	10	≥90		
（4）污染物产生指标	35	钻井废水	t/100m 标准进尺	10	甲类区：≤30；乙类区：≤35		
		废弃钻井液	m^3/100m 标准进尺	10	≤10		
		采油机烟气	-	5	符合排放标准要求		
		石油类	mg/L	5	≤10		
		COD	mgL	5	甲类区：≤100；乙类区：≤150		

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）原辅材料	15	钻井液毒性	可生物降解或无毒钻井液	10	
		柴油消耗	具有节油措施	5	
（2）生产工艺及设备要求	30	钻井设备	国内领先	5	
		压力平衡技术	具备欠平衡技术	5	
		钻井液收集设施	配有收集设施，且使钻井液不落地	5	
		固井设备	配备振动筛、除气器、除泥器、除砂器、离心机等固控设备	5	
		井控措施	具备	5	
		有无防噪措施	有	5	
（3）管理体系建设及清洁生产审核	35	建立 HSE 管理体系并通过认证		10	
		开展清洁生产审核，并通过验收		20	
		制定节能减排工作计划		5	
（4）贯彻执行环境保护法规的符合性	20	废弃钻井液处置措施满足法规要求		10	
		污染物排放总量控制与减排措施情况		5	
		满足其他法律法规要求		5	

表 3.6-2　井下作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值

定量指标						本项目	
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	m^3/井次	10	≤5.0	0	
		新鲜水消耗	m^3/井次	10	≤5.0	＜5	
		单位能耗	-	10	行业基本水平	基本水平	
（2）生产技术特征指标	20	压裂放喷返排入罐率	%	20	100	100	
（3）资源综合利用指标	20	落地原油回收利用率	%	10	100	100	
		生产过程中排出物利用率	%	10	100	100	
（4）污染物产生指标	30	作业废液量	m^3/井次	10	≤3.0	0	
		石油类	mg/L	5	甲类区：≤10；乙类区：≤50	＜50	
		COD	mg/L	5	甲类区：≤100；乙类区：≤150	＜150	
		含油污泥	kg/井次	5	甲类区：≤50；乙类区：≤70	0	
		一般固体废物（生活垃圾）	kg/井次	5	符合环保要求	0	

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	
		地面管线防刺防漏措施	按标准试压	5	
		防溢设备（防溢池设置）	具备	5	
		防渗范围	废水、使用液、原油等可能落地处	5	
		作业废液污染控制措施	集中回收处理	10	
		防止落地原油产生措施	具备原油回收设施	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	
		开展清洁生产审核		20	
		制定节能减排工作计划		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	

表 3.6-3　采气和集输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	9.17	
（2）资源综合利用指标	30	余热利用率	%	10	≥60	100	
		油井伴生气回收利用率	%	10	≥80	100	
		含油污泥资源化利用率	%	10	≥90	100	
（3）污染物产生指标	40	石油类	%	5	≤10	＞10	
		COD	%	5	甲类区：≤100；乙类区：≤150	＞150	
		落地原油回收利用率	%	10	100	100	
		采油废水回用率	%	10	≥60	100	
		油井伴生气外排率	%	10	≤20	0	

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	
		采气	采气过程醇回收设施	10	/	10	
			天然气净化设施先进、净化效率高	20	/	20	
		集输流程			全密闭流程	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	
		开展清洁生产审核				20	
		制定节能减排工作计划				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	
		建设项目环境影响评价制度执行情况				5	
		污染物排放总量控制与减排措施情况				5	
		老污染源限期治理项目完成情况				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

P_1—定量评价考核总分值；

P_2—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 3.6-4。

表 3.6-4　石油和天然气开采行业不同等级清洁生产企业综合评价指数

清洁生产企业等级	清洁生产综合评价指数
清洁生产先进企业	P≥90
清洁生产企业	75≤P＜90

由表 3.6-1 至表 3.6-3 计算可得：

——钻井作业：定量指标 100 分，定性指标 100 分，综合评价 100 分。

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

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

3.6.2 本项目清洁生产水平分析

根据综合评价指数得分判定，本项目清洁生产企业等级为清洁生产先进企业。

本项目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）；使用气田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，减少了钻井、气井开采过程中固体废物、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。

4 环境质量现状调查与评价

4.1 自然环境现状调查与评价

4.1.1 地理位置

本项目行政隶属于新疆维吾尔自治区昌吉回族自治州阜康市，该市地处天山东段博格达峰北麓，准噶尔盆地东南缘，市域东临吉木萨尔县，西接米东区，南以天山分水岭与乌鲁木齐县相邻，北入古尔班通古特沙漠与阿勒泰地区富蕴县接壤。市域东西相距76km，南北延绵198km，地理坐标为东经87°46′～88°44′，北纬43°45′～45°30′，行政区总面积11726km^2。地理位置见图4.1-1。

4.1.2 地形地貌

阜康市区域地势南高北低，总的趋势是由东南向西北倾斜，海拔高程 5445m 至450m，根据地形、植被、气候等因素，大致分为南部山区、中部平原区和北部沙漠三个大地貌单元，构成典型的干旱半干旱的自然景观。

南部山区：南部山区海拔 5445～800m，位于天山山脉东段北坡，山峰连绵，沟壑纵横。地貌带南北向排列，东西向延展。风景秀丽，负有盛名的天池，即坐落在南部山区博格达峰北侧这一带山谷之中。

中部平原区：中部平原区海拔 450～700m，平均坡度为 2.5%，由山前各河系冲积和洪积而成。东西狭长，且西窄东宽，地形由东南向西北倾斜，地势较平坦，水源丰富，土层深厚，是阜康市粮油产区及城区所在地。

北部沙漠区：北部沙漠区从海拔 450m 自南向北延伸到海拔 800m 左右，约占阜康市总面积的 53%，为古尔班通古特沙漠的一部分，区内沙丘起伏连绵，其高度一般为5～25m左右，为固定或半固定沙丘。

项目所在区域地表均为沙漠地貌，即半固定沙丘和沙梁，地貌类型单一，地形起伏不平，地面海拔 660m～720m，平均海拔 695m。沙梁高度一般为 15m～30m，宽度一般为20m～100m。

4.1.3 水文地质

项目地处准噶尔盆地东部的古尔班通古特沙漠，开发区域内地表水资源匮乏，无天然地表水体。

水磨河井区位于低山丘陵带水磨河以东区域，地势大致为南高北低，西高东低，海拔高程在+926m-+1148m 之间，相对高差约 222m。坡度约 5.7%。区内河流多发于南北向沟谷。

本区属大陆性干旱~半干早气候，年平均降水量 530mm，年最大降水量 798.5mm，最小 294mm，年平均蒸发量达 1427.3mm。潮湿系数：0.12。降水量小而蒸发量大，5~6 月份为雨季，6 月份雨量最多，多为暴雨形成山洪；区内地表水系较发育，水磨河干流及其支流“泉泉沟”自西南至东北流经井区西南部外围，水磨河年平均径流量 1921×10^4m/a，补给区内地下水。井区内水磨河详查区 63 线发育由泉的点排泄 2 处（泉 1、泉 2，其为“泉泉沟”的主要补给源之一），流量 6.28L/s，中等富水性；井区地下水流向基本与地形一致。

博格达山山岳冰川及北坡的冰雪融水，构成区内外地表水的主要补充来源，也构成本区地下水的间接补给来源。由于本区农灌期历时长，河水大部入渠灌田，而耗于蒸发，植物叶面蒸腾。因本区地形坡度较大，雨洪水多急速流过，因此大降水本区含煤岩系补给有限。

本区含煤岩系地下水总体表现为由西南向东北径流，含煤岩系地下水的排泄方式主要为矿井，煤矿采掘中的人工抽排，总体地下水补径排条件尚可。

（1）含（隔）水层简述

①划分依据及其说明

详查区地层由松散岩类和沉积碎屑岩类组成，主要以岩性特征及富水性作为划分含（隔）水层/段的依据。

侏罗系碎屑岩的各类岩石，以粗细相间多韵律结构为特点，其单层厚度沿走向方向变化较大，可由几厘米变化到数十米，尤其以砂岩最为明显。因此，含（隔）水层/段的划分只能以较大的岩性段来划分。另外，通过钻孔简易水文地质观测，并根据生产井的调查及咨访资料，将粗砂岩、砂砾岩类岩石划分为含水层，这类岩石孔隙大，裂隙发育，不易闭合，且透水性、含水性都较好；而将泥岩等细颗粒岩石划分为相对隔水层。

②含（隔）水层/段的划分

参考井区内《新疆阜康市阜康矿区水磨河煤矿东详查报告》，将井区内共划分了 8 个含（隔）水层。

③含（隔）水层/段的特征

第四系松散岩类含（隔）水岩层，划分为第四系松散岩类孔隙含水层（H1），第四系孔隙透水不含水层（HT）。

（5）地下水补给、径流、排泄条件

通过对区域水文地质条件和井区水文地质条件的研究，井区地下水的补、径、排条件可按照含水层特征划分为三类。

①第四系潜水或包气带水

分布于水磨河河床及区内季节性洪水冲沟中，主要分布为 H1 含水层中；区域大气降水和冰雪消融水是其重要补给源，对其直接补给：在接受补给的过程中，一部分耗于强烈的蒸发，一部分以地表水的形式，如水磨河和季节性水流，在向下游径流宜泄的过程中，沿地表岩层孔隙、裂隙下渗，间接或直接在有限的基岩出露区补给侏罗系煤系地层地下水。水磨河径流区沿途居民生活及农灌取水亦是其排泄方式之一。其补、径、排条件及水质俱佳。

②侏罗系碎屑岩类承压裂隙水

分布于侏罗系煤系地层中，主要为 H2、H3、H4 含水层中；大气降水和冰雪融水在有限的基岩露头区直接对其补给，地表水直接通过地表岩层孔隙、裂隙垂直下渗或侧向顺层对其补给，地表水主要为水磨河及区内冲沟季节性水流。侏罗系碎屑岩类承压裂隙水在由南向北运移的过程中补给煤系地层含水层，局部地段以泉水的方式泄于地表：同井区南部内及周边矿井人工抽排水亦是其排泄方式之一。其补、径、排条件局部地段较佳，如水磨河沿岸地带。

（6)水文地质类型评述

井区大面积第四系覆盖。煤矿床位于当地侵蚀基准面以下，井区西部的水磨河是矿区煤系地下水的主要补给源。

区内断层及褶皱较发育，且 F 逆断层切割含煤地层：含煤岩系含水空间较发育，裂隙贯通性能一般，各含水层单位涌水量均小于 0.1L/s.m，弱富水性。区内地形起伏较大，高差约 222m，自然排水条件较好。各煤层顶板导水裂隙带最大发育高度为 7.82-54.72m，矿井开采后，岩体裂隙发育程度加剧，矿床充水量将随之增

加。综前所述，井区煤矿床是以裂隙为主的矿床，雨水以大气降水和河水补给为主要的充水水源，补给条件一般，含水层组富水性弱，单位涌水量在 0.1L/s•m 以下，单泉流量 628L/s，中等富水性。各含水层水力联系一般，断层导水性弱，老窑积水长期存在。因此，综合考虑含水层含水空间，补给性能，及其与煤矿床充水的关系，井区水文地质环境类型为裂隙类中等型。

4.1.4 气候气象

项目所在区属温带大陆性干旱气候，冬季寒冷、夏季炎热，春秋季气候变化剧烈，降水量少，蒸发量大，空气干燥，光照充足，热量适中，昼夜温差大。春夏多风，常年主导风向为西北风。主要气候参数见表 4.1-1。

表 4.1-1　项目所在区域常规气象资料统计

项目名称		单位	数值
气　温	最冷月平均气温	℃	-23.8
	最热月平均气温	℃	31.7
	极端最高气温	℃	36.9
	极端最低气温	℃	-32.3
	年平均气温	℃	6.4
降水量	一日最大值	mm	15.3
	一小时最大值	mm	9.0
	年降水天数平均值/极值	d/a	67d/ \
风　速	冬季平均风速	m/s	2.0
	夏季平均风速	m/s	2.9
	年平均风速	m/s	2.6
	年最大风速	m/s	21.0
	年主导风向	\	N；NE
相对湿度	冬季相对湿度	\	85%
	夏季相对湿度	\	44%
大气压力	冬季	kPa	94.92
	夏季	kPa	93.23
最大积雪厚度厚度		mm	240
最大冻土深度平均值/极值		cm	175/183.25
地下土壤温度	-0.8m 处历年平均值	℃	10.8
	-1.6m 处历年平均值	℃	11.0
雷暴日数		d/a	1
沙暴日数		d/a	5

年蒸发量	mm	2244.0
地震烈度	度	Ⅵ

4.2 环境保护目标调查

评价范围内无自然保护区、风景名胜区、饮用水水源保护、自然公园等环境敏感区、居民区、医院、学校等环境敏感目标。

4.3 环境质量现状调查与评价

本次采用实测和引用资料相结合的方法调查区域环境质量现状。

4.3.1 大气环境质量现状调查与评价

（1）区域大气环境质量达标判定

评价范围内无环境空气质量监测网数据或公开发布的环境空气质量现状数据。本次评价选择距离项目区较近、气候、地形条件相似的阜康市环境空气质量达标区判定结论及数据。

本次评价收集了国控点阜康市环境监测站 2022 年 SO_2、NO_2、PM_{10}、$PM_{2.5}$、CO、O_3 六项基本污染物的全年监测数据，详见表 4.3-1。

表 4.3-1　大气质量及评价结果一览表

监测因子	年评价指标	现状浓度（μg/m³）	标准值（μg/m³）	占标率（%）	达标情况
SO_2	年平均浓度	9	60	15	达标
	日平均第98百分位数	16	150	10.7	达标
NO_2	年平均值	26	40	65	达标
	日平均第98百分位数	70	80	87.5	达标
PM_{10}	年平均值	82	70	117.1	超标
	日平均第95百分位数	250	150	166.7	超标
$PM_{2.5}$	年平均值	50	35	142.9	超标
	日平均第95百分位数	185	75	246.7	超标
CO	24小时平均第95百分位数	1.9（mg/m³）	4（mg/m³）	47.5	达标
O_3	最大8小时平均第90百分位数	122	160	76.3	达标

由表 4.3-1 可知，项目所在地阜康市环境空气质量基本污染物中除了 $PM_{2.5}$、PM_{10} 超标外，其余监测因子均满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中的二级标准限值要求，属于环境空气质量不达标区。超标原因主要与当地风沙季有一定的原因。

（2）特征污染因子环境质量现状评价

①监测因子及监测点位

根据《环境影响评价技术导则　陆上石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023）中相关规定要保留区域硫化氢本底值，本次对硫化氢进行环境质量现状调查。根据方案可知，煤层气中未检出硫化氢，但为保留本底值，本次评价对非甲烷总烃、硫化氢进行实测。

监测点位：本次在项目区下风向布设监测点，共布设 4 个大气监测点，监测点坐标见表 4.3-2。

表 4.3-2　大气监测点坐标一览表

序号	监测点描述	井位坐标	
		N	E
G1			
G2			
G3			
G4			

②监测频次

非甲烷总烃和硫化氢均连续监测 7 天，其中非甲烷总烃每天测 4 次，每次取 4 次样；硫化氢每天测 4 次。

③监测时间及监测单位

监测时间：　　。

监测单位：　　。

④评价标准

NMHC 参照执行《〈大气污染物综合排放标准〉详解》中的推荐值 2.0mg/m^3 执行，H_2S 执行《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 中推荐值。

⑤评价方法

采用最大占标率法来评价大气污染物在评价区域内的环境质量现状，计算公式如下：

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

P_i—第 i 种污染物的最大地面质量浓度占标率，%；

C_i—污染物 i 的实测浓度，μg/m^3；

C_{oi}—污染物 i 的环境空气标准浓度， μg/m³。

⑥评价结果

监测数据及评价结果详见表 4.3-3。

表 4.3-3　大气环境质量现状监测及评价结果一览表

监测点位	监测因子	评价指标	标准值（μg/m³）	现状浓度（μg/m³）	最大占标率（%）	达标情况
G1	NMHC	一次值	2000		43	达标
	H_2S	一次值	10	1.0L	/	达标
G2	NMHC	一次值	2000	460～800	40	达标
	H_2S	一次值	10	1.0L	/	达标
G3	NMHC	一次值	2000	520～810	40.5	达标
	H_2S	一次值	10	1.0L	/	达标
G4	NMHC	一次值	2000	270～660	33	达标
	H_2S	一次值	10	1.0L	/	达标

由表 4.3-3 可知，NMHC 监测浓度满足《<大气污染物综合排放标准>详解》中推荐值 2.0mg/m³ 要求，H_2S 监测浓度满足《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 中推荐值要求。

4.3.2 水环境质量现状调查与评价

本项目地表水评价等级为三级B，根据《环境影响评价技术导则 地表水环境》（HJ2.3-2018）中的相关要求，不需对地表水环境质量现状调查，本次仅对地下水环境质量现状进行调查和评价。

（1）监测点位和监测因子

本次采用现场实测的方法来说明区域地下水环境质量现状，项目区周边地下水监测井较少，本次选取距离项目最近的 6 口井进行水质和水位监测，监测点位坐标见表 4.3-4 和图 4.3-2。

表 4.3-4　地下水监测坐标一览表

监测点	水源井名称	坐标		与项目区位置关系	井深	层位	功能
		N	E				
D1							
D2							
D3							
D4							
D5							

D6							

（2）监测因子

D1-D3 监测因子为：K^+、Na^+、Ca^{2+}、Mg^{2+}、CO_3^{2-}、HCO_3^-、Cl^-、SO_4^{2-}的浓度，pH、氨氮、硝酸盐氮、亚硝酸盐氮、挥发性酚类、氰化物、砷、汞、铬(六价)、总硬度、铅、氟化物、镉、铁、锰、溶解性总固体、耗氧量、硫酸盐、氯化物、石油类、总大肠菌群、细菌总数、钠、硫化物、钡，水位、水温。

D4-D6 监测因子为：

（3）监测时间及监测单位

采样时间：　　。

监测单位：　　。

（4）评价标准

执行《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）Ⅲ类标准，石油类参照《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中的Ⅲ类标准。

（5）评价方法

采用单项标准指数法对地下水进行评价。

$$P_i=C_i/C_{si}$$

式中：P_i——水质单项标准指数；

$C_{i,j}$——水质评价因子 i 在第 j 取样点的浓度，mg/L；

C_{si} ——i 因子的评价标准，mg/L；

pH 的单项标准指数表达式为：

$pH_j \leqslant 7.0$ 时；　$S_{pH,j}=\dfrac{7.0-pH_j}{7.0-pH_{sd}}$

$pH_j > 7.0$ 时；　$S_{pH,j}=\dfrac{pH_j-7.0}{pH_{su}-7.0}$

式中：$S_{pH,j}$—pH 标准指数；

pH_j —j 点实测 pH 值；

pH_{sd}—标准中的 pH 值的下限值；

pH_{SU}—标准中的 pH 值的上限值。

（6）评价结果

监测及评价结果见表 4.3-5。

由表 4.3-5 可知，石油类满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中的Ⅲ类标准要求，其余监测因子中除了溶解性总固体、氟化物、氯化物、硫酸盐、总硬度超标外，其余各监测因子均满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）Ⅲ类标准，超标原因是天然背景值偏高。

表 4.3-5　地下水现状监测数据一览表　　（单位：mg/L，pH 无量纲）

序号	监测项目	标准值	D1			D2			D3		
			监测值	标准指数	达标情况	监测值	标准指数	达标情况	监测值	标准指数	达标情况
1	pH 值	6.5-8.5									
2	水温/℃	/									
3	溶解性总固体	≤1000									
4	耗氧量	≤3									
5	氨氮	≤0.5									
6	氟化物	≤1									
7	氯化物	≤250									
8	硝酸盐	≤20									
9	硫酸盐	≤250									
10	亚硝酸盐氮	≤1									
11	挥发酚类	≤0.002									
12	六价铬	≤0.05									
13	氰化物	≤0.05									
14	总大肠菌群（MPN/L）	≤3.0									
15	总硬度	≤450									
16	铁	≤0.3									
17	锰	≤0.1									
18	K^+	/									
19	Ca^{2+}	/									
20	Na^+	/									
21	Mg^{2+}	/									
22	钡	≤0.7									

23	汞	≤0.001									
24	砷	≤0.01									
25	CO_3^{2-}	/									
26	HCO_3^-	/									
27	石油类	≤0.05									
28	细菌总数（CFU/mL）	≤100									
29	硫化物	≤0.002									
30	铅	≤0.01									
31	镉	≤0.005									
32	水位	/									

4.3.3 声环境质量现状调查与评价

（1）监测点位

在新建站场处厂界四周各布设 1 个监测点，选取代表性的井场布设 7 监测点，共布设 19 个监测点，坐标见表 4.3-7 和图 4.3-3。

表 4.3-7　噪声监测点坐标一览表

序号	监测点描述		坐标	
			N	E
Z1	一区增压脱碳脱水站	西北厂界		
Z2		东北厂界		
Z3		东南厂界		
Z4		西南厂界		
Z5	四区增压脱碳脱水站	东厂界		
Z6		南厂界		
Z7		西厂界		
Z8		北厂界		
Z9	四区集气增压站	东厂界		
Z10		南厂界		
Z11		西厂界		
Z12		北厂界		
Z13				
Z14				
Z15				
Z16				
Z17				
Z18				
Z19				

（2）监测单位及监测时间

监测时间：　　。

监测单位：　　。

（3）评价标准

执行《声环境质量标准》（GB3096-2008）2 类区标准限值。

（4）评价方法

监测值与标准值直接比对，说明噪声源及是否超标。

（5）评价结果

声环境现状监测结果见表 4.3-8。

表 4.3-8　声环境现状监测结果　　[单位：dB（A）]

监测点	监测点描述		昼间			夜间		
			监测值	标准值	达标情况	监测值	标准值	达标情况
Z1		西北厂界		60	达标		50	达标
Z2		东北厂界		60	达标		50	达标
Z3		东南厂界		60	达标		50	达标
Z4		西南厂界		60	达标		50	达标
Z5		东厂界		60	达标		50	达标
Z6		南厂界		60	达标		50	达标
Z7		西厂界		60	达标		50	达标
Z8		北厂界		60	达标		50	达标
Z9		东厂界		60	达标		50	达标
Z10		南厂界		60	达标		50	达标
Z11		西厂界		60	达标		50	达标
Z12		北厂界		60	达标		50	达标
Z13				60	达标		50	达标
Z14				60	达标		50	达标
Z15				60	达标		50	达标
Z16				60	达标		50	达标
Z17				60	达标		50	达标
Z18				60	达标		50	达标
Z19				60	达标		50	达标

由表 4.3-8 可知，各监测点昼、夜噪声值均满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）2 类标准要求。

4.3.4 土壤环境质量现状调查与评价

根据国家土壤信息服务平台数据，项目区土壤类型为棕钙土和栗钙土，土壤类型见图 4.3-4。

（2）土壤环境质量现状调查及评价

①监测点位

根据《环境影响评价技术导则　土壤环境（试行）》（HJ964-02018）和《环境影响评价技术导则　陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023）判定，本项目土壤污染影响为二级评价，土壤生态影响型为二级评价，并结合污染影响二级评价和生态影响型二级评价的监测布点要求以及井场和站场的分布情况，本次共布设 10 个表

层样，监测点坐标见表 4.3-9 和图 4.3-5。

表 4.3-9　实测土壤监测点位

编号			坐标		性质	采样要求
			N	E		
占地范围内	T1				柱状样	0～0.5m，0.5～1.5m、1.5～3m 分别取样
	T2					
	T3					
	T4				表层样	0～0.2m 处取样
	T5					
	T5					
占地范围外	T7				表层样	0～0.2m 处取样
	T8					
	T9					
	T10					

②监测因子

T4 和 T6 监测因子为：pH、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、䓛、二苯并〔a，h〕蒽、茚并〔1，2，3-cd〕芘、萘、石油烃、土壤盐分含量。

T7-T10 监测因子为：pH、镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌、石油烃、六价铬和土壤盐分含量。

其余监测因子：pH、砷、镉、六价铬、铜、铅、汞、镍、石油烃和土壤盐分含量。

理化性质调查：T3 理化性质调查包括土壤颜色、土壤结构、土壤质地、砂砾含量、阳离子交换量、氧化还原电位、饱和导水率、土壤容重、孔隙度。

③监测单位及监测时间

采样时间：　　。

监测单位：　　。

④评价标准

占地范围内土壤各监测因子和占地范围外石油烃和六价铬执行《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地筛选值要求，占地范围外其余监测因子执行《土壤环境质量　农用地土壤污染等闲管控标准（试行）》（GB15618-2018）。

⑤评价方法

采用单因子标准指数法，计算公式为：

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

式中：$S_{i,j}$—单项土壤参数 i 在 j 点的标准指数；

$C_{i,j}$—土壤参数 i 在 j 点的监测浓度，mg/L；

C_{si}—土壤参数 i 的土壤环境质量标准，mg/L。

⑥评价结果

土壤监测及评价结果见表 4.3-10、表 4.3-11，土壤理化性质见表 4.3-12。

表 4.3-10　挥发性、半挥发性监测因子监测结果及评价结果一览表

序号	名称	标准限值	监测值单位	监测值	标准指数	达标情况
1	四氯化碳	2.8	μg/kg	1.3L	/	达标
2	氯仿	0.9	μg/kg	1.1L	/	达标
3	氯甲烷	37	μg/kg	1.0L		达标
4	1,1-二氯乙烷	9	μg/kg	1.2L	/	达标
5	1,2-二氯乙烷	5	μg/kg	1.3L	/	达标
6	1,1-二氯乙烯	66	μg/kg	1.0L	/	达标
7	顺-1,2-二氯乙烯	596	μg/kg	1.3L	/	达标
8	反-1,2-二氯乙烯	54	μg/kg	1.4L	/	达标
9	二氯甲烷	616	μg/kg	1.5L	/	达标
10	1,2-二氯丙烷	5	μg/kg	1.1L	/	达标
11	1,1,1,2-四氯乙烷	10	μg/kg	1.2L	/	达标
12	1,1,2,2-四氯乙烷	6.8	μg/kg	1.2L	/	达标
13	四氯乙烯	53	μg/kg	1.4L	/	达标
14	1,1,1-三氯乙烷	840	μg/kg	1.3L	/	达标
15	1,1,2-三氯乙烷	2.8	μg/kg	1.2L	/	达标

序号	名称	标准限值	监测值单位	监测值	标准指数	达标情况
16	三氯乙烯	2.8	μg/kg	1.2L	/	达标
17	1,2,3-三氯丙烷	0.5	μg/kg	1.2L	/	达标
18	氯乙烯	0.43	μg/kg	1.0L	/	达标
19	苯	4	μg/kg	1.9L	/	达标
20	氯苯	270	μg/kg	1.2L	/	达标
21	1,2-二氯苯	560	μg/kg	1.5L	/	达标
22	1,4 二氯苯	20	μg/kg	1.5L	/	达标
23	乙苯	28	μg/kg	1.2L	/	达标
24	苯乙烯	1290	μg/kg	1.1L	/	达标
25	甲苯	1200	μg/kg	1.3L	/	达标
26	间二甲苯+对二甲苯	570	μg/kg	1.2L	/	达标
27	邻二甲苯	640	μg/kg	1.2L	/	达标
28	硝基苯	76	mg/kg	0.09L	/	达标
29	苯胺	260	mg/kg	0.01L	/	达标
30	2-氯酚	2256	mg/kg	0.04L	/	达标
31	苯并[a]蒽	15	μg/kg	0.1L	/	达标
32	苯并[a]芘	1.5	μg/kg	0.1L	/	达标
33	苯并[b]荧蒽	15	μg/kg	0.2L	/	达标
34	苯并[k]荧蒽	151	μg/kg	0.1L	/	达标
35	䓛	1293	μg/kg	0.1L	/	达标
36	二苯并[a,h]蒽	1.5	μg/kg	0.1L	/	达标
37	茚并[1,2,3-cd]芘	15	μg/kg	0.1L	/	达标
38	萘	70	μg/kg	0.09L	/	达标

表 4.3-11　其他监测点监测结果及评价结果一览表

序号	名称	标准限值（mg/kg）	监测值单位	0m～0.5m			0.5m～1.5m			1.5m～3m		
				监测值	标准指数	达标情况	监测值	标准指数	达标情况	监测值	标准指数	达标情况
T1												
1	汞	38	mg/kg									
2	砷	60	mg/kg									
3	铅	800	mg/kg									
4	镉	65	mg/kg									
5	六价铬	5.7	mg/kg									
6	铜	18000	mg/kg									
7	镍	900	mg/kg									
8	pH	/	/									
9	石油烃	4500	mg/kg									
10	土壤盐分含量	/	g/kg									
T2												
1	汞	38	mg/kg									
2	砷	60	mg/kg									
3	铅	800	mg/kg									
4	镉	65	mg/kg									
5	六价铬	5.7	mg/kg									
6	铜	18000	mg/kg									
7	镍	900	mg/kg									
8	pH	/	/									
9	石油烃	4500	mg/kg									

10	土壤盐分含量	/	g/kg									
T3												
1	汞	38	mg/kg									
2	砷	60	mg/kg									
3	铅	800	mg/kg									
4	镉	65	mg/kg									
5	六价铬	5.7	mg/kg									
6	铜	18000	mg/kg									
7	镍	900	mg/kg									
8	pH	/	/									
9	石油烃	4500	mg/kg									
10	土壤盐分含量	/	g/kg									
/	/	/	/	T4(0m～0.2m)			T5(0m～0.2m)			T6(0m～0.2m)		
1	pH	/	/									
2	汞	38	mg/kg									
3	砷	60	mg/kg									
4	铅	800	mg/kg									
5	镉	65	mg/kg									
6	六价铬	5.7	mg/kg									
7	铜	18000	mg/kg									
8	镍	900	mg/kg									
9	石油烃	4500	mg/kg									
10	土壤盐分含量	/	g/kg									
/	/	/	/	T7(0m～0.2m)			T8(0m～0.2m)			T9(0m～0.2m)		

1	pH	/	/									
2	汞	38	mg/kg									
3	砷	60	mg/kg									
4	铅	800	mg/kg									
5	镉	65	mg/kg									
6	六价铬	5.7	mg/kg									
7	铜	18000	mg/kg									
8	镍	900	mg/kg									
9	石油烃	4500	mg/kg									
10	土壤盐分含量	/	g/kg									
/	/	/	/	T10(0m～0.2m)								
1	pH	/	/									
2	汞	38	mg/kg									
3	砷	60	mg/kg									
4	铅	800	mg/kg									
5	镉	65	mg/kg									
6	六价铬	5.7	mg/kg									
7	铜	18000	mg/kg									
8	镍	900	mg/kg									
9	石油烃	4500	mg/kg									
10	土壤盐分含量	/	g/kg									

表 4.3-12　土壤理化性质一览表

点号		T1		
层次		0～0.5m	0.5～1.5m	1.5～3m
现场记录	颜色			
	结构			
	质地			
	砂砾含量（%）			
	其他异物			
实验室测点	pH 值			
	阳离子交换量（cmol/kg）			
	氧化还原电位（mV）			
	饱和导水率（mm/min）			
	土壤容重（g/cm^3）			
	孔隙度（%）			

由表 4.3-10、表 4.3-11 可知：占地范围内土壤各监测因子和占地范围外石油烃和六价铬监测浓度均满足《土壤环境质量　建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地筛选值要求，占地范围外其余监测因子监测浓度满足《土壤环境质量 农用地土壤污染等闲管控标准（试行）》（GB15618-2018）。

4.3.5 生态环境现状调查与评价

（1）生态功能区划

根据《新疆生态功能区划简表》，项目所属生态功能区的主要生态服务功能、主要生态环境问题、主要保护目标和主要发展方向等内容见表 4.3-13 和图 4.3-5。

表 4.3-13　区域生态功能区划

生态功能分区单元	生态区	Ⅱ 准噶尔盆地温性荒漠与绿洲农业生态区
	生态亚区	Ⅱ5 准噶尔盆地南部荒漠绿洲农业生态亚区
	生态功能区	28. 阜康—木垒绿洲农业、荒漠草地保护生态功能区
主要生态服务功能		农牧业产品生产、人居环境、荒漠化控制
主要生态环境问题		地下水超采、荒漠植被退化、沙漠化威胁、局部土壤盐渍化、河流萎缩、滥开荒地
主要生态敏感因子、敏感程度		生物多样性及其生境中度敏感，土壤侵蚀轻度敏感，土地沙漠化中度敏感，土壤盐渍化轻度敏感
主要保护目标		保护基本农田、保护荒漠植被、保护土壤环境质量
主要保护措施		节水灌溉、草场休牧、对坡耕地和沙化土地实施退耕还林（草），在水源无保障、植被稀少、生态脆弱地带禁止开荒、加强农田投入品的

	使用管理
主要发展方向	农牧结合，发展优质、高效特色农业和畜牧业

（2）土地利用现状与评价

参照全国土地利用现状调查技术规程、全国土地利用现状分类系统，通过现场踏勘及收集资料绘制土地利用类型示意图，项目区土地利用类型为天然牧草地、其他草地、采矿用地、公路用地、河流水面、农村道路、工业用地等。详见图 4.3-6。

（3）植物现状调查与评价

根据《新疆植被及其利用》，本项目植被类型属于新疆荒漠区（亚非荒漠区的一部分）————北疆荒漠亚区————天山北坡山地森林草原省————a 阿拉套-博格多山地森林-草原亚省————19.博格多州。

博格多州包括西起沙湾、东达木垒之间的天山北坡。山体一般较西部诸山宽厚，冰积雪较丰富，复因截获较多的西北来的湿气流，因此山地气候比上一州要湿润些。山地植被以中生的森林与草甸群落为主。较之伊犁山地植被它虽有某些退化和草原化加强的现象，但其植被垂直带结构仍具有中亚山地植被类型的特征。

在冰川与裸岩带以下分布着离山座垫植被带。以四蕊梅（Sibbaldia eirandra）、丛生囊种草（Thylacaspermam caespitosum）、二花委陵菜（Potentilla biflora）等为主的座垫植被在原始的高山骼质土上稀疏分布。在 3900 米的雪线以上的高山乱石堆与冰硕物上，还能见到一些稀疏的高山植物，如雪莲（Sausurea involucrata）、虎耳草（Saxifragahircwlus、S.macrocalyx）、兔耳草（Lagotis glauca）等。在得到冰雪融水浸润的平缓冰硕物石质坡上，有时还能见到片段色彩绚丽的、花坛状的高山五花草甸群落，由虎耳草（Saxifraga）、珠芽蓼（Polyganum viviparum）、黄花野罂粟（Popaver croceum)、白叶马先蒿（Pedicwlaris chelianthifolia)、天山龙胆（Gentianatianschanica）、柔假龙胆（Gentianellaenella）、冷报春（Primula algida）、白氏假报春（Cormsa brotheri)）、高山荨荪（Draboalpine》等低矮而花色艳丽的草类构成。

高山带在海拔 2700一3100 米的细质土坡上，以线叶蒿草（Cobreia capilliformis)的群系占优势。在较湿润的平缓坡地或谷地则有苔草-杂类草的高山草甸，以狭果苔草（Carex stenocarpa）、珠芽蓼、高山火绒草（Leonfopodium alpinum）、棘豆

(Oryropi)等为主。

亚高山带由于处在中山带向高山带过渡的地位，而不甚显著。其典型植物群落为亚高山草原化草甸或草甸草原和圆柏灌丛。亚高山草甸在本州山地由于气候大陆性较强而不甚发育，仅在较湿润的山地分布于海拔2400—2700米之间的细质土缓坡或宽谷底部，与森林上部的林分相交错，主要由偏生斗蓬草（Alchemillacyrzopleura）、兰花老鹳草（Geranium pseudosibiricum》、山糙苏（Phlomis oreophila）等构成。大部分地区的亚高山草甸都发生草原化，或为草甸草原所代替，群落中除上述草甸草类外，尚有帕米尔满草（Cobreia pamiroalaica）、高山早熟禾（Poa alpind)、垂穗披硷草（Clinelymus natans）、高山狐茅（Feszuca upina）、林地勿忘我草（Myosotissylvatica）、伏地龙胆（Gentiana decumbens）、新疆龙胆（G.urkestanoram）、柔假龙胆（Gentianella tenella）、毛假龙胆（G.barbata）、边獐芽菜（Swertia marginasa)等加入。在石质化的阳坡上，则有垫状阿尔泰方枝柏（Sabina pseudosabind）分布在亚高山草原中。

森林与草甸植被占据着海拔 1500（1600）-2800 米的中山带。雪岭云杉的纯林掩盖着中山带整片的阴坡，在其分布带上限（海拔2700—2800米）的骼质或石质土上成为公园式的疏林，与高山芜原、亚高山草甸和圆柏灌丛相交错。在中山带海拔2200 米以下，在破坏了的疏林中才混有较多的天山桦（Betule tianschanica）和崖柳（Salxxerophila），博格多山北坡尚有欧洲山杨（Fopulus vemula）加入；它们也常构成暂时更替云杉林的次生林。

山地中部（海拔1900—2300米）是雪岭云杉生长发育与更新最适宜的地段。在这里它常形成较茂密的林分，有草类云杉林、藓类云杉林、草类-藓类云杉林等群落类型。

在海拔1800米以下的林带内，云杉林常成小块状分布于阴坡，与山地草甸草原和草原群落相交错，成为山地森林草原景观。林内常有草甸草原的草类渗入，林下灌木也加多。森林土壤为山地灰褐色森林土。中山带以下的土壤中，碳酸盐常呈饱和状态；在上部林带，则多被淋溶。中山带的森林采伐或火烧迹地上，常演变为次生的高草草甸，由拂子茅（Calamagrostisepigeios)、无芒雀麦（Bromus inermis）、天山异燕爱（Helictotrichon tianschanicum)、猫尾草（Phlcum phleoides）等组成，成小

片地分布于平缓的阴坡。在海拔 1200 一 2100 米的山地河谷内，分布着密叶杨的稀疏河谷林，或与云杉相混交。博格多山下部河谷中，还有白榆的疏林。草原分布在海拔 1200—1500（1600）米的前山带，土壤为发育在黄土基质上的栗钙土。在森林分布带的下部则为草甸草原群落，由针茅（Stipa capillaia）、穰孤茅(Festuca rulcatas.1.）等草原禾草与苏母尾（(Iris ruhenica)等中生杂草类构成。向下为山地真草原，除针茅与狐茅外，尚有落草（Koeleria gracilis）、扁穗冰草（Agropyrum cristaum）等加入。草原的石质坡常出现多量灌木：兔耳条（Spiraeahypericifolia)、榆子（Cotoncaster）、培氏蓄薇（Rosa beggeriama）等，有时还有沙地柏（Sabina vwlgaris）。草原带通过下部狭窄的、在草原禾草中有喀什蒿（Artemisia kaschgarica）、木地肤（Kochia prostrata）、优若藜（Earotia ceraoides)等加入的荒漠草原亚带，过渡到前山蒿类荒漠带。本项目位于海拔 1200—1500（1600）米的前山带，土壤为发育在黄土基质上的栗钙土。

（4）野生动物现状调查与评价

本项目所在阜康矿区地处新疆博格达山北麓，根据《中国动物地理区划》（张荣祖、郑作新，1959），将项目所在区域归属于古北界一中亚亚界一蒙新区一天山亚区一天山山地省的博格达山。

阜康矿区天然植被稀疏，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。多数需要保护的野生动物因人为活动频繁也远离矿区，主要栖息和繁殖区域在矿区以南部的自然保护区内，评价区内主要野生动物资源为小型动物。

4.3.6 区域沙化土地现状

根据《新疆第六次沙化监测报告》（2021 年）可知，项目所在区域为非沙化基地，详见图 4.3-8。土地沙化形成的自然因素主要为气候干旱、降水稀少是土地沙化的主要自然因素，多风的动力条件是沙化土地发生发展的主要自然营力，丰富的沙物质是发生土地沙化的物质基础。人口快速增长，盲目开垦土地，过度放牧，过度樵采和不合理的水资源利用等是土地沙化的人为因素。本项目所在区域的土地沙化形成的主要原因多为自然因素。

4.3.7 水土流失现状

根据《新疆维吾尔自治区昌吉回族自治州水土保持规划（2021-2030 年）》规定，项目区属于水土流失重点预防和重点治理区。

项目区水土流失类型以风力侵蚀为主，侵蚀强度主要以轻度为主。风力侵蚀是最主要和典型的侵蚀类型，遍布全州，主要分布在山麓、盆地及河流中下游平原地带，特别是沙漠周边及局部中小型沙漠附近危害十分严重，不仅造成风沙堆积、沙埋农田、土地沙化、土地生产力下降等，而且产生大范围的沙尘暴灾害和大气污染，影响人体健康，并对交通、通讯和水利设施造成危害。

5 环境影响预测与评价

5.1 施工期环境影响预测与评价

5.1.1 施工期大气环境影响分析

废气主要为施工扬尘、柴油机及发电机燃烧烟气、施工机械及施工车辆尾气、焊接烟尘。

（1）施工扬尘

各设备建设、井场平整、管沟开挖、回填等施工过程中都会产生扬尘，同时运输车辆行驶以及所用材料的装卸、运输及堆放等均会产生扬尘，对周围环境空气产生一定的影响，污染物主要为 TSP。项目区远离人群居住区，周围空旷,扩散条件良好，类比同类工程，本项目施工过程中产生的扬尘不会对环境空气产生明显影响。

（2）柴油机及发电机燃烧烟气

钻井过程中柴油机、柴油发电机组均使用符合国家标准的燃料，钻井周期短暂、周边无居民区、地域空旷，大气扩散条件良好，随着钻井工程的结束而停止排放，不会对周围环境产生明显影响。

（3）施工机械及施工车辆尾气

施工运输车辆燃料燃烧产生的汽车尾气会对环境空气造成影响，各施工机械及车辆均采用合格油品，对周围大气环境影响较小。

（4）焊接烟尘

管道组对连接过程中将有一定量的焊接烟尘产生，主要污染物为 CO、CO_2、NO_X、CH_4，该废气排放量很少，施工场地位于开阔通风状况良好的户外，焊接烟尘易于扩散，对周围大气环境影响很小。

5.1.2 施工期水环境影响分析

（1）废水对周围水环境影响分析

废水主要为管道试压废水、混凝土养护废水和生活污水。管道试压采用清水，废水中污染物主要为悬浮物，试压结束后用于项目区的洒水抑尘；混凝土养护废水

主要靠自然蒸发处理；储层改造产生的废压裂液最终用于压裂液配制；生活污水排至生活污水防渗收集池中，施工结束后拉运至生活污水处理系统处理。项目产生的各类废水均得到妥善处置，不会对周围水环境产生不利影响。

（2）钻井作业对地下水含水层影响分析

钻井作业正常工况下不会对地下水造成影响，钻井对水环境的影响主要表现为钻井过程中可能发生因固井不严而导致的油水窜层、钻井液进入含水层等事故。钻井过程中采用套管与土壤隔离，并在套管与地层之间注入水泥进行固井，水泥浆返至地面，封隔疏松地层和水层；表层套管的下土深度可满足地下水保护需要，可有效的保护地下水环境不受污染。井场排放的岩屑均进罐，由岩屑处置单位拉走处置，不会对地下水造成影响；井场柴油机、发电机房、材料堆场、柴油罐、岩屑储罐等关键部位均采用防渗膜防渗，正常情况下，项目对水环境影响不大。

（3）管线施工对地下水环境影响分析

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

5.1.3 施工期声环境影响分析

噪声源主要为钻机、发电机等施工机械及施工车辆，源强一般为 60～105dB（A）。根据现场调查，声环境评价范围内没有固定居住人群等声敏感目标，不会造成扰民现象，施工期的噪声仅对施工人员产生影响。通过类比调查可知，施工期场界外 200m 处可达到《建筑施工场界噪声排放标准》（GB12523-2011）中限值要求。

5.1.4 施工期固体废物环境影响分析

施工过程中的挖方全部回填，无弃方产生，固体废物主要为钻井岩屑、生活垃圾、建筑垃圾、废机油、废油桶和沾油废防渗材料。

（1）钻井岩屑

新钻 140 口井均采用水基非磺化钻井液，钻井时井筒产生的钻井岩屑经不落地系统处理后，分离出的液相回用于钻井液配置，钻井结束后由钻井队回收继续使用，不外排，固相即为钻井岩屑，排至岩屑收集罐，交由岩屑处置公司处置。

（2）废机油和废油桶

施工期产生的废机油和废机油桶均属于《国家危险废物名录》（2021 年版）HW08 废矿物油与含矿物油类危险废物，临时贮存在井场内的危险废物临时贮存点，集中收集后交由有相应危险废物处置资质的单位进行回收处置。

（3）沾油废防渗材料

沾油废防渗材料属于《国家危险废物名录》（2021 年版）HW08 废矿物油与含矿物油类危险废物，废物代码：900-249-08），危险特性为毒性和易燃性，临时贮存在井场内的危险废物临时贮存点，集中收集后交由具有相关危险废物处置资质的单位接收、转运以及处置。

（4）生活垃圾

生活垃圾集中收集后，交由环卫部门统一处理，禁止随意抛洒。

（5）建筑垃圾

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

综上所述，产生的各类固体废物均按相应类类别进行了收集，且均得到了妥善处置，正常情况下不会对周围环境产生不利影响。

5.1.5 施工期土壤环境影响分析

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

（1）人为扰动对土壤的影响分析

项目实施过程中不可避免地会对土壤造成扰动，主要是站场各设备建设、井场平整、管道敷设等工程建设过程中对土壤的开挖，以及车辆行驶、机械施工碾压和踩踏破坏土壤结构。

在施工中，设备碾压、人员踩踏等都会对土壤的紧实度产生影响，而开挖作业

则会改变土壤层次。机械碾压和人员踩踏致使土壤紧实度增高，地表水入渗减少，土壤团粒结构遭到破坏，土壤养分流失，不利于植物生长。各种车辆（尤其是重型卡车）反复碾压后的土壤，植物很难再生长。管道的开挖和回填过程中势必会对土壤原有层次产生扰动和破坏，若不同质地、不同层次的土壤混合，将直接影响植物的生长。

（2）废弃物排放对土壤环境的影响分析

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

5.1.6 施工期生态环境影响分析

（1）对土地利用类型的影响分析

施工结束后，永久占地被永久性构筑物代替，井场占地范围内的土地利用类型由沙地变为了工矿用地，巡检道路占地范围内的土地利用类型由沙地变为了交通用地，项目永久占地面积相对较小，不会使区域土地利用类型发生明显改变。各类集输管线占地均为临时占地，施工结束后对临时占地进行恢复平整，植被主要靠自然恢复，不改变占地范围内的土地利用类型。

（2）对植被的影响分析

站场、井场、道路、各类管线等占地以及施工人员活动会对植被造成一定的影响。施工阶段对占地范围内的植物进行了清理，站场、井场、道路等永久占地范围内对植物造成了永久的破坏；各类集输管线等临时占地范围内地表结构、土壤理化性质发生了变化，随着地表结构及土壤理化性质的恢复，地表植被在一定时期内得到初步恢复，由施工人员踩踏及机械碾压的植被在一定时间内得到恢复，故项目实施后不会使区域植被覆盖度发生明显变化；临时占地范围内的植被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，植被类型应于原有类型相似，并与周边自然景观协调，不得使用外来有害物种进行占地范围内的植被恢复，故项目实施不会使区域植被类型发生明显变化。

（3）对野生动物影响分析

站场、井场、道路、管线和输电线路施工对野生动物生存环境、分布范围和种

群数量的影响主要分为直接影响和间接影响两个方面。直接影响主要表现为项目占地使野生动物的原始生存环境被破坏或改变；间接影响主要表现为由于植被的减少或污染破坏而引起野生动物食物来源减少。工程施工过程中，由于机械设备的轰鸣惊扰、人群活动的增加，使区域内单位面积上的动物种群数量下降。但此类影响对爬行类和小型啮齿动物的干扰不大，它们能很快适应当地的环境，并重建新栖息地。

（4）对生态系统结构、功能的影响

钻井工程、站场、采气井场、管线、道路等建设活动对原有生态系统结构的完整性有一定的影响，会降低生态系统的生产力，导致生态系统部分物质循环受阻，能量流动终断，因此将对区域内生物的栖息环境产生不良影响。同时区域系统自我调节能力减弱，受扰动后恢复能力降低，生态稳定性降低，生物种群、数量将受到一定程度的影响。但项目占地面积小，对生态系统结构和功能的影响较小，评价范围内生态完整性受本项目的影响亦较小。煤层气的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。区域地表植被稀疏，由工程造成的生物量损失较小，不会造成区域的生物多样性下降，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、结构与功能不会发生明显变化，项目实施造成的不利影响均在可接受的范围内。

（5）对区域景观影响分析

景观是指地表空间相对稳定的景物或景象，是一个空间高度异质性的区域，由相互作用的景观元素或生态系统，按一定的空间组合规律及相似的形式重复出现而形成。各类集输管线均为临时占地，施工结束后自然恢复，不会改变区域景观；站场、井场、道路等永久占地，被永久性构筑物代替，可能对周围景观产生的一定的影响。

5.1.7 水土流失影响分析

对水土流失影响的方式包括地表扰动、植被损坏、管沟开挖及破坏原地貌、地表土壤结构。施工时场地平整、土方堆放、机械作业人员活动等都会加剧水土流失。站场、井场、道路等永久占地范围内进行砾石铺垫或地面硬化处理，不会加剧区域

水土流失。各类管线施工时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，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。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。管沟开挖土方在管道一侧临时堆放。施工期内，管沟边堆起一道临时土垄，在大风状态下易发生风力侵蚀，即使在堆土回填后风蚀量会有所减少，但地表仍为疏松地带，需要一个较长的恢复阶段。

5.1.8 土地沙化环境影响分析

站场、井场、道路、各类管线等地面工程施工过程中将会破坏占地范围内的土壤表层稳定砾幕和地表荒漠植被，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。项目所在区域具有多风、降水量偏低等气候特征，地表稳定结皮被破坏后，在大风天气条件下，项目施工会使占地范围内的土地就地起沙，局部形成沙化土地。

但是由于项目占地范围较小，施工结束后对永久占地进行地面硬化，以减少风蚀量，对临时占地范围内场地进行平整和清理，尽量利用施工时产生的表层弃土对临时占地进行覆盖，采用自然恢复的方式对区域植被进行恢复，采取以上措施后，本项目对区域土地沙化影响不大。

5.2 运营期环境影响预测与评价

5.2.1 运营期大气环境影响预测与评价

（1）相关判定

本项目大气环境影响评价等级为二级，根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）的相关规定，本次采用 AERSCREEN 模式预测的结果进行评价，不进行进一步预测。

（2）模型选用

采用《环境影响评价技术导则　大气环境》（HJ2.2-2018）中推荐的估算模型

AERSCREEN 进行估算。

（3）估算模型使用数据来源

①地形数据

估算模型使用的原始地形数据为美国 NASA 和 NIMA 联合测量并公布的全球 90m×90m 地形数据，自 CSI 的 SRTM 网站获取（http：//srtm.csi.cgiar.org），符合导则要求。

②地表参数

大气评价范围内通用地表类型为沙漠化荒地，通用地表湿度为干燥气候，该类型土地的经验参数，见表 5.2-1。

表 5.2-1　地表特征参数一览表

扇区	时段	正午反照率	BOWEN	粗糙度
0～360	全年			

③气象数据

以下资料为项目区近 20 年气象数据统计分析，具体详见表 5.2-2。

表 5.2-2　气象数据一览表

统计时间	最低温度	最高温度	最小风速	测风高度
20 年	- ℃	℃	0.5m/s	10

（4）估算模型参数

估算模型参数选择见表 5.2-3。

表 5.2-3　估算模型参数选择一览表

参数		取值
城市/农村选项	城市/农村	农村
	人口数（城市选项时）	/
最高环境温度/℃		℃
最低环境温度/℃		℃
土地利用类型		荒漠
区域湿度条件		干燥气候
是否考虑地形	考虑地形	☑ 是 □否
	地形数据分辨率/m	90
是否考虑岸线熏烟	考虑岸线熏烟	□是 ☑否
	岸线距离/km	/
	岸线方向/°	/

（5）污染源参数

根据 3.3 污染源源强核算章节可知，无组织非甲烷总烃排放情况见表 5.2-4 和表 5.2-5。

表 5.2-4　点源污染源参数一览表

名称	排气筒底部海拔高度（m）	排气筒高度（m）	排气筒出口内径（m）	烟气流速（m/s）	烟气温度（℃）	年排放小时数（h）	排放工况	污染物排放速率（kg/h）		
								SO_2	NO_x	PM_{10}
导热油炉烟气										
导热油炉烟气										

表 5.2-5　面源污染源参数一览表

站场	海拔高度（m）	面源长度（m）	面源宽度（m）	有效排放高度（m）	年排放小时数（h）	排放工况	NMHC 排放速率	
							t/a	kg/h
1 井式井场						正常工况		
2 井式井场								
3 井式井场								
4 井式井场								
5 井式井场								
6 井式井场								
7 井式井场								
一区增压脱碳脱水站								
四区增压脱碳脱水站								
四区集气增压站								

（6）预测结果

同井式采气井场占地面积相同，非甲烷总烃排放量相同，本次预测只选取其中一座进行预测，预测结果详见表 5.2-6 和表 5.2-7。

表 5.2-6　非甲烷总烃预测结果一览表

1 井式井场			2 井式井场			3 井式井场		
离源距	浓度	占标	离源距离	浓度	占标率	离源	浓度	占标

离（m）	（ug/m³）	率（%）	（m）	（ug/m³）	（%）	距离（m）	（ug/m³）	率（%）

四区集气增压站								
离源距离（m）	浓度（ug/m^3）	占标率（%）						

表 5.2-7　导热油炉燃烧烟气中主要污染源估算模型计算结果一览表

一区增压脱碳脱水站导热油炉

下风向距离（m）	二氧化硫		氮氧化物		颗粒物	
	预测质量浓度（μg/m³）	占标率（%）	预测质量浓度（μg/m³）	占标率（%）	预测质量浓度（μg/m³）	占标率（%）
10						
65						
100						
200						
300						
400						
500						
600						
700						
800						
900						
1000						
1100						
1200						
1300						
1400						
1500						
1600						
1700						
1800						
1900						
2000						
2100						
2200						
2300						
2400						
2500						
D10%最远距离						
最大占标率（%）						

四区增压脱碳脱水站导热油炉

下风向距离（m）	二氧化硫		氮氧化物		颗粒物	
	预测质量浓	占标率	预测质量浓	占标率（%）	预测质量浓度	占标率

	度（μg/m³）	（%）	度（μg/m³）		（μg/m³）	（%）
10						
65						
100						
200						
300						
400						
500						
600						
700						
800						
900						
1000						
1100						
1200						
1300						
1400						
1500						
1600						
1700						
1800						
1900						
2000						
2100						
2200						
2300						
2400						
2500						
D10%最远距离						
最大占标率（%）						

由预测结果可知：各短期浓度贡献值小，不会使区域环境空气质量发生明显改变；采气井场、增压脱碳脱水站和集气增压站厂界可满足《大 气污染物综合排放标准》(GB16297-1996)表 2 无组织排放控制要求，锅炉燃烧烟气中二氧化硫和颗粒物满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表 2 限值要求，氮氧化物满足《关于开展自治区 2022 年度夏秋季大气污染防治“冬病夏治”工作的通知》中 50mg/m³ 的限值要求；项目区地域空旷，无集中固定人群居住，项目运营期对区域

大气环境的影响可以保持在环境可接受的范围之内。

（7）温室气体环境影响分析

项目实施后加强巡检、检维修，减少逸散 CH_4 排放，采用节能设备，温室气体甲烷和二氧化碳排放量相对较小，区域空旷，扩散条件较好，不会对周围大气环境产生明显影响。

大气环境影响评价自查表见附件 6。

5.2.2 运营期水环境影响分析

（1）正常工况下对地下水环境影响分析

采出水、装置排污水和井下作业废液（压裂返排液、酸化返排液和废洗井液）最终均用于压裂液配制，不外排，生活污水就近送至生活污水处理系统处理；项目各类废水均得到妥善处置，正常情况下不会对地下水产生不利影响。

本项目各标准化井场采出水采用 50m 防渗排采池暂存（单井场设置 1 座）收集：集气增压站卧式过滤分离器分离水采用 1 座 20 ㎡密闭卧式钢制污水罐收集暂存，正常工况下，防渗排采池、密闭卧式钢制污水罐不会有废水泄漏至地下水的情景发生，井场采出水不会对地下水水质产生影响。按照《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）中“9.42 已依据 GB16889、GB185p7、GB18598、GB18599、GB/T50934 设计地下水污染防渗措施的建设项目，可不进行正常状况情景下的预测”。正常工况下本项目对场地包气带及地下水造成污染的可能性很小。因此，本次评价仅对非正常状况情景下进行预测。

（3）非正常工况下对地下水的影响

《环境影响评价技术导则　地下水环境》（HJ610-2016）中 9.7 预测方法中规定：“三级评价可采用解析法或类比分析法”。本项目地下水评价等级为三级评价，本次评价采用解析法对地下水环境影响分析。

※地下水污染途径分析

非正常工况下，防渗排采池、站场内密闭卧式钢制污水罐、集输管线破裂导致污水泄漏，泄漏的污水可能通过包气带土层渗漏进入地下含水层，对地下水造成污染影响。

※预测情景设定

本次设定为防渗排采池、站场内密闭卧式钢制污水罐、集输管线泄漏对地下水产生的影响进行分析预测。

※泄漏量预测

按最不利情况考虑假设条件，假设钢制污水罐在距离底部0.5m处发生0.01m孔径破裂，集输管线发生全管径泄漏，泄漏速度Q_L用伯努利方程计算：

$$Q_L = C_d A\rho\sqrt{\frac{2(P-P_0)}{\rho}+2gh}$$

式中：

Q_L——液体泄漏速度，kg/s；

C_d——液体泄漏系数，取0.65；

A——裂口面积，m^2；

ρ——泄漏液体密度；

P——容器内介质压力，Pa；

P_0——环境压力，Pa；

g——重力加速度，9.8m/s^2；

h——裂口之上液位高度，m。

经计算，在设定事故条件下泄漏速率见表5.2-8。

表5.2-8　设定事故条件下泄漏速率计算结果

泄漏	泄漏口面积(m^2)	泄漏口之上液位高度(m)	底部压力（MPa）	环境压力（MPa）	液体密度(kg/m^3)	泄漏速度(kg/s)
钢制污水罐						
集输管线						

由表5.2-8可知，钢制污水罐的泄漏速率为　　kg/s，集输管线的泄漏速率为kg/s。假定发现泄漏后10min处理完毕，切断事故阀门，则钢制污水罐的泄漏量为t，集输管线的泄漏量为　t。

※影响预测

预测因子为氨氮、氯化物和硫酸盐，根据《环境影响评价技术导则　地下水环境》（HJ610-2016），采用解析法进行预测，预测模型选择导则推荐的地下水溶质运

移解析法中的一维稳定流动二维弥散点源模型进行预测。

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

式中：

x、y—计算点处的位置坐标；

t—时间(d)；

C(x,y,t)—t 时刻点 x,y 处的示踪剂浓度(g/L)；

M—含水层厚度(m)；

m_M—瞬时注入的质量(kg)；

U—水流速度(m/d)；

n_e—孔隙度，无量纲；

D_L—纵向弥散系数(m^2/d)；

D_t—横向 y 方向的弥散系数(m^2/d)；

Π—圆周率；

模型中所需参数及来源见表 5.2-9。

表 5.2-9　模型所需参数一览表

序号	参数符号	参数名称	参考数值
1	m_M	瞬时注入的质量	
2	t	时间	
3	M	含水层厚度	
4	u	水流速度	
5	D_L	纵向弥散系数	
6	D_T	横向 y 方向的弥散系数	
7	n_e	有效孔隙度	

当防渗排采池、站场内密闭卧式钢制污水罐、集输管线发生泄漏时，氨氮、氯化物和硫酸盐物质经过 100d 和 1000d 后在地下水中的扩散结果见表 5.2-10。

表 5.2-10　地下水影响预测结果一览表

泄漏点名称	污染物	预测时间 d	最大浓度（mg/L）	下游最大浓度对应距离（m）	下游达标浓度（mg/L）	下游达标浓度对应距离（m）	III类标准（mg/L）

从预测结果可知：随着时间的增加，污染范围有所增加，防渗排采池发生泄漏后 100d 和 1000d 下游石油类达标时对应的距离分别为　　m 和　　m；站场内密闭卧式钢制污水罐发生泄漏后 100d 和 1000d 下游石油类达标时对应的距离分别为　m 和 m；集输管线发生泄漏后 100d 和 1000d 下游石油类达标时对应的距离分别为　　m 和 m。

综上通过以上分析可得出，在污染物短时泄漏的工况下，地下水的污染范围较小，由于本项目下游无敏感保护目标，只要及时做好防渗工作，可有效预防地下水污染，同时按计划进行地下水监测，事故发生时，针对周边小范围内含水层污染及时采取措施清除，不会造成大范围的地下水环境污染事件。

5.2.3 运营期声环境影响分析

（1）预测模式

本项目各产噪设备均位于室外，本次只考虑传播距离引起的衰减，鉴于声源到厂界预测点的传播距离远大于声源长度，各噪声源均按点源计。计算模式采用《环境影响评价技术导则—声环境》（HJ2.4-2021）中所推荐的预测模式，计算式如下：

$$L_A（r）=L_A（r_0）-20\lg（r/r_0）$$

式中：L_A（r）—距声源 r 处的 A 声级；

L_A（r_0）—参考位置 r_0 处的 A 声级；

r—预测点距声源距离，m；

r_0—参考位置距离声源距离，m。

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

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

式中：

T——计算等效声级的时间；

N——为室外声源个数；

M——为等效室外声源个数。

（2）噪声源源强及分布

噪声源强主要为各类机泵，主要分布在一区增压脱碳脱水站、四区增压脱碳脱水站、四区集气增压站和采气井场内，噪声源强在 85～90dB（A）之间，噪声源强见表 3.3-16。设备选用低噪设备，并采取基础减震等措施，衰减量按 25dB（A）。

（3）预测结果

同一井式的采气井场占地面积、机泵数量及源强相同，本次选取其中一座进行预测。根据以上公式，预测运营期厂界四周噪声贡献值，详见表 5.2-11。

表 5.2-11　厂界噪声贡献值预测结果　［单位：dB（A）］

位置		昼间			夜间		
		贡献值	标准值	达标情况	预测值	标准值	达标情况
1 井式采气井场	北厂界		60	达标		50	达标
	东厂界		60	达标		50	达标
	南厂界		60	达标		50	达标
	西厂界		60	达标		50	达标
2 井式采气井场	北厂界		60	达标		50	达标
	东厂界		60	达标		50	达标
	南厂界		60	达标		50	达标
	西厂界		60	达标		50	达标
3 井式采气井场	北厂界		60	达标		50	达标
	东厂界		60	达标		50	达标
	南厂界		60	达标		50	达标
	西厂界		60	达标		50	达标
4 井式采气井场	北厂界		60	达标		50	达标
	东厂界		60	达标		50	达标
	南厂界		60	达标		50	达标
	西厂界		60	达标		50	达标
5 井式采气井场	北厂界		60	达标		50	达标
	东厂界		60	达标		50	达标
	南厂界		60	达标		50	达标
	西厂界		60	达标		50	达标

6 井式采气井场	北厂界		60	达标		50	达标
	东厂界		60	达标		50	达标
	南厂界		60	达标		50	达标
	西厂界		60	达标		50	达标
7 井式采气井场	北厂界		60	达标		50	达标
	东厂界		60	达标		50	达标
	南厂界		60	达标		50	达标
	西厂界		60	达标		50	达标
一区增压脱碳脱水站	北厂界		60	达标		50	达标
	东厂界		60	达标		50	达标
	南厂界		60	达标		50	达标
	西厂界		60	达标		50	达标
四区增压脱碳脱水站	北厂界		60	达标		50	达标
	东厂界		60	达标		50	达标
	南厂界		60	达标		50	达标
	西厂界		60	达标		50	达标
四区集气增压站	北厂界		60	达标		50	达标
	东厂界		60	达标		50	达标
	南厂界		60	达标		50	达标
	西厂界		60	达标		50	达标

由预测结果可知：一区增压脱碳脱水站、四区增压脱碳脱水站、四区集气增压站和各井式采气井场厂界四周噪声值均满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类标准限值要求。声环境评价范围内无声环境敏感点，不会出现扰民现象，不会对周围声环境产生明显的影响。

5.2.4 运营期固体废物环境影响分析

固体废物主要为防渗暂存池底泥、废滤芯、废分子筛、废导热油、废机油、废油桶和生活垃圾。

防渗暂存池底泥、废滤芯、废分子筛属于一般工业固体废物，防渗暂存池底泥清掏后拉运至一般工业固体废物填埋场处置。废滤芯、废分子筛更换后由厂家回收处置，废导热油、废机油和废油桶属于《国家危险废物名录（2025 年版）》HW08 废矿物油和含矿物与废物，临时暂存在站内危险废物临时暂存库内，最终交由有相应危险废物处理资质的单位回收处置。生活垃圾集中收集后交由环卫部门统一处置。综上所述，固体废物均得到妥善处理，不会对周围环境造成不利影响。

5.2.5 运营期土壤环境影响分析

（1）污染影响型

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ 964-2018），事故状态下对土壤环境的影响主要为污染影响型，对土壤环境的影响主要为设备、管线发生泄漏，垂直入渗对土壤的影响，运营期土壤环境影响源及影响因子识别详见表 5.2-12。

表 5.2-12 运营期土壤环境影响源及影响因子识别表

污染源	工艺流程/节点	污染途径	全部污染物指标	特征因子
设备和管线	设备和管线	垂直入渗		

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-02018）8.7.3 污染影响型——评价工作等级为三级的建设项目，预测方法可采用定性描述或类比分析法进行预测。本次评价采用定性分析预测项目实施对土壤环境的影响。

正常工况下无废水及固体废物等污染物外排，不会造成土壤环境污染。本项目主要为煤层气，事故状态下单井采气管线发生破损不会对土壤环境产生影响；设备和管线发生泄漏，对土壤环境产生一定的影响。

（2）生态影响型

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。事故状态下设备及管线破裂后，泄漏的采出水进入土壤中，设备设有压力和远传信号，当发生管道破裂时，可在 2 分钟内切断最近阀门，并在 2h 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，预计从设备中泄漏的采出水量为 m^3，则采出液中氯根为 mg/L 则估算进入土壤中的盐分含量为 g。

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

①单位质量土壤中某种物质的增量

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

式中：△S-单位质量表层土壤中某种物质的增量，g/kg；

I_s-预测评价范围内单位年份表层土壤中某种物质的输入量，g；

L_s-预测评价范围内单位年份表层土壤中某种物质经淋溶排出的量，g；

R_s-预测评价范围内单位年份表层土壤中某种物质经径流排出的量，g；

ρ_b-表层土壤容重，kg/m^3；

A-预测评价范围，m^2；

D-表层土壤深度，一般取 0.2m，可根据实际情况适当调整；

n-持续年份，a。

②单位质量土壤中某种物质的预测值

$$S=S_b+\triangle S$$

式中：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，Ls 和 Rs 取值均为 0，预测评价范围为以泄漏点为中心 100m×100m 范围，表层土壤容重根据区域土壤理化特性调查取值为　　×10^3kg/m^3，根据项目区土壤盐分监测结果，单位质量土壤中某种物质的现状值为　　g/kg。预测年份为 1a(365 天)。

根据上述计算结果，在 1 年内，单位质量土壤中盐分含量的增量为　g/kg，现状监测值为　　g/kg，叠加现状值后的预测值为　　g/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，建设单位应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。

5.2.6 运营期生态环境影响分析

运营期不新增占地，临时占地正在进行自然恢复。随着施工人员撤离作业区域，人类活动和占地都将减少，野生动物对新环境适应后的活动和分布范围将恢复。运营期正常的巡检等活动也会对野生动物的生存及栖息造成影响，建设单位应加强对环境保护的宣传工作，员工的环保意识，特别是对野生动物的保护意识不断加强，对野生动物不会产生太大影响。

5.3 退役期影响分析

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

退役期的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。在此过程中，将会产生少量扬尘、部分废弃管线和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，废弃建筑残渣运至当地建筑垃圾填埋场处理。固体废物的妥善处理，可以有效控制对区域环境的影响。

退役期各采气井均使用水泥灌注进行封井，将井筒与地下水含水层彻底隔离，有效避免了污染物进入地下水含水层造成水质污染，退役期对地下水环境没有不良影响。

井场经过清理后，永久性占地范围内的水泥平台被清理，人员撤离，区域内没有了人为的扰动，站场及其他占地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。

为减少管线开挖造成的二次生态破坏，退役期内各类管线将管线清扫确保管线内无残留采出物，管线两端使用盲板封堵，清扫过程中会产生的少量的废水，集中收集后就近送至污水处理厂进行处理，处理达标后回注地层，不外排，不会对周围环境产生不利影响。

5.4 环境风险分析

5.4.1 评价依据

施工期涉及的风险物质为柴油，运营期涉及的风险物质为煤层气、废机油。施工期风险单元为施工井场，运营期风险单元为各类管线、一区增压脱碳脱水站、四区增压脱碳脱水站和四区集气增压站，且为相互独立的风险单元，本次评价按照对环境最不利条件进行考虑，本次选取最长采气管线来计算采气管线危险物质最大存在量，则危险物质与临界量的比值（Q 值）计算结果详见表 5.4-1。

表 5.4-1　各风险单元 Q 值一览表

风险单元			规格	风险物质在线量（t）		风险物质临界量（t）	Q 值
施工期	钻井井场	柴油储罐	20t	柴油	20	2500	0.008
运营期	管线						
	一区增压脱碳						

	脱水站						
	四区增压脱碳脱水站						
	四区集气增压站						
合计							

根据上表计算结果可知，Q 值最大为　　，小于 1，判断风险潜势为Ⅰ。根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）相关要求，根据表 2.6-10 判定本次风险评价仅进行简单分析。

5.4.2 环境敏感目标

简单分析不设评价范围，项目区周围无环境风险敏感目标。

5.4.3 环境风险识别

（1）物质危险性识别

施工期风险物质为柴油，运营期危险物质主要为煤层气和废机油，煤层气主要成分为甲烷。各危险物质主要物化、毒理性质、危险等级划分见表 5.4-2。

表 5.4-2　各危险物质理化性质及危险级别分类情况

序号	名称	组分	毒性	燃烧爆炸特性参数	危险级别
1	柴油	复杂烃类(碳原子数约 10～22)混合物	柴油的毒性类似于煤油，但由于添加剂(如硫化酯类)的影响，毒性可能比煤油略大。主要有麻醉和刺激作用。柴油的雾滴吸入后可致吸入性肺炎。皮肤接触柴油可致接触性皮炎。多见于两手、腕部与前臂。	热值为 3.3×10^7J/L 沸点范围有 180～370℃和 350～410℃ 两类闪点：38℃	属于高闪点液体
2	废机油	由各种烃类和非烃类化合物所组成的复杂混合物	本身无明显毒性。遇热分解出有毒的烟雾，吸入大量可引起危害：有刺激和麻痹作用，吸入急性中毒者有上呼吸道刺激症状。流泪，随之出现头晕、头痛、恶心、运动失调及酒醉样症状	热值：41870KJ/kg 火焰温度：1100℃ 沸点：300～325℃ 闪点：23.5℃，爆炸极限 1.1～6.4%（v） 自然燃点 380～530℃	属于高闪点液体
3	煤层气	主要成分包括	煤层气中含有的甲烷，是一种无毒	热值：50009KJ/kg	属于 5.1

		甲烷、乙烷等	气体，当空气中大量弥漫这种气体时它会造成人因氧气不足而呼吸困难，进而失去知觉、昏迷甚至残废	爆炸极限 5%～14%（v）自然燃点 482℃～632℃	类中易燃气体

（2）生产设施危险性识别

①站场危险性识别

井场主要发生的风险事故为井喷、井漏及钻井期柴油储罐泄漏。井喷主要是在井下作业中发生的事故。本项目中，在钻井和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，煤层气和地层水一同冲出井口，很容易发生爆炸和火灾事故。井漏主要由于生产井固井质量不好，井下作业是可能引发油水窜层，污染地下水。钻井期柴油储罐因质量、操作运行和管理等环节存在缺陷和失误，可能会发生泄漏，对周围地下水、土壤、大气等环境造成污染。

一区增压脱碳脱水站、四区增压脱碳脱水站和四区集气增压站内的设备因设备本身设计、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。发生的事故主要为设备破裂造成的煤层气泄漏，对周围环境造成直接污染，而且泄漏的煤层气遇到明火还可能发生火灾、爆炸事故。

②管线危险性识别

各类集输管线因管线本身的设计、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煤层气、采出水泄漏，对周围大气环境造成污染影响。

（3）风险类型识别

环境风险类型主要为柴油、煤层气泄漏，发生火灾、爆炸等引发的伴生/次生污染物排放。

（4）危险物质向环境转移的可能途径和影响方式

施工期柴油储罐发生泄漏，泄漏的柴油对大气、土壤和地下水环境产生一定的影响；运营期管线、站内设备发生破损造成煤层气、采出水泄漏，污染大气环境和土壤环境，泄漏的采出水可能通过包气带渗漏进入地下含水层，污染地下水；泄漏的煤层气若遇明火，发生火灾、爆炸，污染大气环境。

5.4.4 环境风险分析

（1）钻井期环境风险分析

钻井期环境风险主要为井喷和柴油储罐泄漏。

①井喷事故影响分析

井喷事故一旦发生，大量的煤层气喷出井口，泄漏的煤层气可能造成局部地区浓度过高，极易造成小范围的缺氧，可引起头痛、头晕等症状，若遇明火，可发生火灾、爆炸，其伴生/次生污染物可能对环境空气产生一定的影响；由于项目区人烟稀少，所以井喷对人员的伤害有限，对项目区及周边大气环境产生影响。

②柴油储罐泄漏环境影响分析

钻井过程中会在井场布置柴油储罐，一旦储罐发生泄漏，会对周围环境空气、水体、土壤和植被会造成一定的不利影响。

★对大气环境影响分析

柴油储罐泄漏后，柴油进入环境空气，其中的非甲烷总烃可能会对周围环境空气产生影响，若遇明火，可发生火灾、爆炸，火灾、爆炸产生的伴生/次生污染物可能对环境空气产生一定的影响。由于项目区周围无环境敏感目标，且地域空旷，扩散条件较好，发生事故后，及时采取相应的措施，不会对周围环境空气产生明显影响。

★对土壤环境影响分析

泄漏的柴油可使土壤透气性下降、土壤理化性状发生变化。泄漏的油品如果进入土壤，从而使土壤质地、结构发生改变，影响到土地功能。

柴油储罐发生泄漏时，相当于向土壤中直接注入柴油，泄漏的柴油进入土壤中后，渗入土壤孔隙，则使土壤透气性和呼吸作用减弱，影响土壤中的微生物生存，造成土壤盐碱化，破坏土壤结构，增加土壤中石油类污染物，造成土地肥力下降，改变土壤的理化性质，影响土壤正常的结构和功能。

柴油储罐铺设防渗膜，储罐发生泄漏后，及时清理，不能回收的柴油以及受污染的土壤应集中收集后交由有相应处理资质的单位进行回收处置。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。

★对植被影响分析

柴油泄漏对植被的影响主要分为三种途径，一是泄漏物直接粘附于植物体阻断植物的光合作用，使植物枯萎、死亡；二是柴油污染土壤造成的土壤理性化性状变化间接影响植物生长，严重时会导致植物死亡；三是泄漏的柴油中的轻组份挥发，在对空气环境产生影响的同时，也对周围植物产生影响。发生事故后，及时采取相应的措施，不会对周围植被产生明显影响。

★对地下水环境影响分析

柴油储罐泄漏的油品下渗而可能导致地下水污染风险的发生。发生泄漏事故后，及时维修处理，即使有少量的污染物泄漏，也很难通过防渗层渗入包气带。储罐底部铺设防渗膜，采取钢制储罐，发生泄漏的概率极小，同时一旦发生泄漏会在较短时间内发现并采取的堵漏措施，出现长期连续性泄漏的可能性很低，发生渗漏污染地下水的风险事故概率较低。

（2）运营期环境风险分析

煤层气发生泄漏后，可能对周围土壤环境、大气环境、地下水环境产生一定的影响，具体影响分析如下：

（1）对土壤的影响分析

各类集气、采气管线、设备破裂造成煤层气、采出水泄漏，煤层气不会对土壤环境产生影响，泄漏的采出水可能对土壤环境产生一定的影响；根据非正常工况下土壤环境影响分析结果可知，站内设备、管线发生事故后及时采取措施并将受污染的土壤清理，不会对土壤环境产生明显不利影响。

②对植被的影响

各类集气、采气管线、设备破裂造成煤层气、采出水泄漏，泄漏的煤层气不会对植被产生影响，泄漏的采出水可能对区域植被产生一定的影响，发生事故后，及时采取相应的措施，不会对周围植被产生明显影响。

③对地下水环境的影响

各类集气、采气管线、设备破裂造成煤层气、采出水泄漏，泄漏的煤层气不会对地下水环境产生影响，泄漏的采出水可能会对地下水环境产生影响。发生泄漏事故后，及时发现、及时维修处理，即使有少量的污染物泄漏，也很难通过防渗层渗入包气带。故在正常工况下，加强检修力度，发生泄漏事故及时找到泄漏点，及时

维修，并将受污染的土壤全部回收，污染物从源头和末端均得到控制，没有污染地下水的通道，污染物不会渗入地下污染地下水体，不会对地下水体环境质量产生大的影响。

④对大气环境的影响分析

管线为埋地敷设，管线发生泄漏后，煤层气很难透过土壤扩散到大气环境中，泄漏物对大气环境影响较小；站内设备发生泄漏事故后，煤层气进入环境空气，其中的NMHC可能会对周围环境空气产生影响，若遇明火，可发生火灾、爆炸，火灾、爆炸产生的伴生/次生污染物可能对环境空气产生一定的影响。由于项目区周围无环境敏感目标，且地域空旷，扩散条件较好，发生事故后，及时采取相应的措施，不会对周围环境空气产生明显影响。

6 环境保护措施及其可行性论证

6.1 施工期环境保护措施及其可行性论证

6.1.1 施工期大气污染防治措施

（1）合理规划运输道路线路，尽量利用油田现有的公路网，施工车辆严格按照规定线路行驶，严禁乱碾乱压。严禁在大风天气进行土方作业。

（2）粉状材料及临时土方等在施工区堆放应采取覆盖防尘布，逸散性材料运输采用苫布遮盖。

（3）优化施工组织，道路和管线分段施工，缩短施工时间。

（4）施工结束后尽快对施工场地进行整理和平整，减少风蚀量。

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

（6）运输车辆及施工机械采用符合国家标准的油品，定期对施工机械及运输车辆保养维护。

（7）使用高质量柴油机、柴油发电机和符合国家标准的柴油，并定期对设备进行保养维护。

（8）焊接作业时使用无毒低尘焊条。

6.1.2 施工期废水污染防治措施

（1）管道试压采用清水试压，管道试压废水产生量较小，主要污染物为悬浮物，试压结束后，用于项目区洒水抑尘。

（2）混凝土养护废水主要靠自然蒸发处理。

（3）废压裂液经处理后用于压裂液的配制。

（4）生活污水排至生活污水防渗收集池内，施工结束后清运至生活污水处理系统处理。

6.1.3 施工期噪声污染防治措施

（1）在设备选型上要求采用低噪声的设备，施工设备要经常检查维修，对噪

声较大的设备采取基础减震措施。

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

6.1.4 施工期固体废物防治措施

（1）钻井岩屑采用不落地系统处理，分离出的液相回用于钻井液配置，钻井结束后由钻井队带至下一个钻井井场继续使用，不外排；分离出的固相即为水基岩屑，在岩屑储罐内贮存，交由岩屑处置单位处理。

（2）废机油、废油桶和沾油废防渗材料

施工期产生的废机油、废油桶和沾油废防渗材料属于《国家危险废物名录》（2021 年版）HW08 废矿物油与含矿物油类危险废物，贮存在井场内的危险废物临时贮存点，集中收集后交由有相应危险废物处置资质的单位进行回收处置。

（3）生活垃圾

生活垃圾集中收集后交由环卫部门统一处理，禁止随意抛洒。

（4）建筑垃圾

施工过程中使用材料产生的废边角料等尽量由施工单位统一回收利用，废包装物、废砖块等无法再利用的集中堆放，定期送至当地建筑垃圾填埋场填埋处理。施工单位应严格按照《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》的要求对建筑垃圾进行妥善处置，具体措施如下：

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

②及时清运工程施工过程中产生的建筑垃圾等固体废物，并按照当地环境卫生主管部门的规定进行利用或者处置。施工建筑垃圾中的一部分如建筑废模块、建筑材料下角料、废管材、断残钢筋头等可以回收利用的优先回收利用；另一部分无法回收利用的，施工单位集中收集后送至当地建筑垃圾填埋场处理。

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

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

（7）在每座井场内新建1座危险废物临时贮存点，其选址符合《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）的选址要求，建设过程中应严格按照《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）中的相关要求建设，具体要求如下：

①贮存设施应根据危险废物的形态、物理化学性质、包装形式和污染物迁移途径，采取必要的防风、防晒、防雨、防漏、防渗、防腐以及其他环境污染防治措施，不应露天堆放危险废物。

②贮存设施应根据危险废物的类别、数量、形态、物理化学性质和污染防治等要求设置必要的贮存分区，避免不相容的危险废物接触、混合。

③贮存设施或贮存分区内地面、墙面裙脚、堵截泄漏的围堰、接触危险废物的隔板和墙体等应采用坚固的材料建造，表面无裂缝。

④贮存设施地面与裙脚应采取表面防渗措施；表面防渗材料应与所接触的物料或污染物相容，可采用抗渗混凝土、高密度聚乙烯膜、钠基膨润土防水毯或其他防渗性能等效的材料。贮存的危险废物直接接触地面的，还应进行基础防渗，防渗层为至少 1m 厚黏土层（渗透系数不大于 10^{-7}cm/s），或至少 2mm 厚高密度聚乙烯膜等人工防渗材料（渗透系数不大于 10^{-10}cm/s），或其他防渗性能等效的材料。

⑤同一贮存设施采用相同的防渗、防腐工艺（包括防渗、防腐结构或材料），防渗、防腐材料应覆盖所有可能与废物及其渗滤液、渗漏液等接触的构筑物表面；贮存设施应采取技术和管理措施防止无关人员进入。

⑥容器和包装物污染控制要求

废机油采用桶装，容器材质、内衬应与盛装的危险废物相容；容器满足相应的防渗、防漏、防腐和强度等要求；容器内部应留有适当的空间，以适应因温度变化等可能引发的收缩和膨胀，防止其导致容器渗漏或永久变形；容器外表面应保持清洁。

⑦贮存过程污染控制要求

废机油、废机油桶和沾油废防渗材料分类堆放贮存，废机油装入桶内贮存，桶顶部带盖。

⑧运行环境管理要求

危险废物存入贮存设施前应对危险废物类别和特性与危险废物标签等危险废物识别标志的一致性进行核验，不一致的或类别、特性不明的不应存入；应定期检查危险废物的贮存状况，及时清理贮存设施地面，更换破损泄漏的危险废物贮存容器，保证堆存危险废物的防雨、防风、防扬尘等设施功能完好；贮存设施所有者或运营者应建立贮存设施环境管理制度、管理人员岗位职责制度、设施运行操作制度、人员岗位培训制度等。

（8）危险废物环境管理要求

沾油的废防渗材料、废机油和废机油桶按照《危险废物环境管理指南　陆上石油天然气开采》中的危险废物环境管理要求进行管理，具体如下：

①落实污染环境防治责任制度，建立健全工业危险废物产生、收集、贮存、运输、利用、处置全过程的污染环境防治责任制度。

②落实危险废物识别标志制度，按照《环境保护图形标志 固体废物贮存（处置）场》（GB15562.2）、《危险废物识别标志设置技术规范》（HJ1276-2022）等有关规定，对危险废物的容器和收集场所设置危险废物识别标志。

③落实危险废物管理计划制度，按照《危险废物管理计划和管理台账制定技术导则》（HJ1259-2022）等有关要求制定危险废物管理计划，并报所在地生态环境主管部门备案。

④落实危险废物管理台账及申报制度，建立危险废物管理台账，如实记录有关信息，并通过国家危险废物信息管理系统向所在地生态环境主管部门申报危险废物的种类、产生量、流向、贮存、处置等有关资料。

⑤落实危险废物转移联单制度，转移危险废物的，应当按照《危险废物转移管理办法》的有关规定填写、运行危险废物转移联单。

⑥危险废物收集按照其特性分类进行，禁止将危险废物混入非危险废物混入非危险废物中收集，危险废物收集过程中的污染控制执行《危险废物收集 贮存 运输技术规范》（HJ2025-2012）中的相关规定。

⑦建设单位不得将危险废物擅自倾倒处置；禁止混合收集性质不相容或未经安全性处置的危险废物。

6.1.5 施工期土壤污染防治措施

（1）严格控制施工期占地面积，按设计及规划的施工范围进行施工作业，减少土壤扰动。

（2）施工机械及运输车辆应按规定的道路行驶，减少对土壤的碾压，减少碾压造成的土壤紧实度增加及养分流失。

（3）施工产生的建筑垃圾不得随意抛洒，应集中收集并及时清运，防止污染物进入土壤环境造成污染。

6.1.6 施工期生态环境保护措施

（1）避让措施：新建采气井场、单井采气管线、集气管线和道路选址选线过程中植被比较稀疏，根据管径大小确定施工作业带宽度，严格控制占地；施工过程中尽量避免破坏野生植物，最大限度避免破坏野生动物的活动场所和生存环境。

（2）保护措施：施工过程中严格规定车辆和各类工作人员的活动范围，使之限于在施工区范围内活动，不随意踩踏砍伐野生植被，尽量不侵扰野生动物的栖息地。施工单位应根据确定的施工用地范围，将施工便道、材料堆场、机械堆场、施工作业带等施工用地用彩条旗方式进行圈定，施工过程中严格按照圈定范围进行作业，不得超出圈定范围。

（3）管沟应分层开挖、分层堆放、分层回填，特别是表层土壤分层堆放，以保护植被生长层，降低对土壤养分的影响，尽快使土壤恢复生产力，同时减少水土流失；土石方不得随意堆放，应集中堆置与管沟一侧，且不影响施工安全的距离内，施工完毕后全部用于回填并分层压实。严格控制管线施工作业带宽度，应在 12m 范围内。

（4）恢复措施：施工结束后，及时对施工场地进行平整，以便后期植被自然恢复；对永久占地进行砾石铺垫等地面硬化处理，以减少风蚀量；尽量利用施工时产生的表层土对临时占地进行覆盖，覆盖厚度根据植被恢复类型和场地用途决定；采用自然恢复的方式对区域植被进行恢复，施工为分段施工，建议“边施工、边修复”。恢复后的植被覆盖率不应低于区域范围内同类型土地植被覆盖率，植被类型应于原有类型相似，并与周边自然景观协调，不得使用外来有害物种进行占地范围

内的植被恢复。

（6）补偿措施：建设单位应按照《中华人民共和国土地管理法》《新疆维吾尔自治区实施〈中华人民共和国土地管理法〉办法》相关规定，依法办理占地手续，足额缴纳生态补偿费。因项目占地造成的植被损失应按规定进行经济补偿，专款用于植被恢复。本工程经济补偿费用由建设单位按规定向林业主管部门缴纳，具体补种及植被恢复由林业主管部门负责实施。

（7）环境管理措施

①确保各环保设施正常运行，避免各种污染物对土壤环境的影响，并进一步影响其上部生长的荒漠植被；避免强噪声环境的出现，避免对野生动物的惊扰。

②加强对施工人员和职工的教育，强化保护野生动植物的观念，严禁捕杀任何野生动物。

③加强施工期环境监理，监理的重点内容：站场建设、管线等工程施工情况、施工结束后的植被恢复，野生动物保护，以及材料堆放、施工方式等环境保护内容。

6.1.7 水土流失防治措施

（1）严格控制各项工程作业面积，严禁毁坏占地范围外的自然植被。

（2）新建采气井场采用砾石铺垫，单井采气管线、集气管线管沟开挖时产生的临时土方临时堆放管沟旁，采用防尘布（或网）进行苫盖。

（3）严格控制和管理运输车辆的运行范围，不得离开运输道路及随意驾驶。由专人监督负责，以防破坏土壤和植被。

（4）建设单位自行或委托有资质的单位编制水土保持方案，并报相关部门审批；并根据相关技术规范进行水土保持监测，并将监测情况定期上报当地水行政主管部门。

（5）管沟开挖土方全部回填，管沟回填应分层回填，以利施工带土壤和植被的尽早恢复。回填后应予以平整、压实，以免发生水土流失。

（6）工程主管部门积极主动，加强水土保护管理，对工作人员进行培训和教育，自觉保持水土，保护植被，不随意乱采乱挖沿线植被。

（7）施工区域设置水土保持宣传警示牌，切实提高保护生态环境的意识。

（8）优化施工组织，避免大风、雨天气下施工，特别是转输管线管沟开挖和回填作业；合理安排施工进度与时序，缩小裸露面积和减少裸露时间，减少施工过程中因降水和风等水土流失影响因素可能产生的水土流失。

6.1.8 防沙治沙措施

建设单位应严格按照《中华人民共和国防沙治沙法》《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）中有关规定，执行以下防沙治沙防治措施：

（1）大力宣传《中华人民共和国防沙治沙法》，使施工人员知法、懂法、守法，自觉保护林草植被，自觉履行防治义务。禁止在沙化土地上砍挖灌木、药材及其他固沙植物。

（2）施工结束后对占地进行平整，清运现场遗留的污染物，按照正式征地文件的规定对占地进行经济补偿。

（3）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。

（4）对采气井场进行砾石铺垫、地面硬化等措施铺垫。

（5）加强对野生植物的保护、运营期管理，严禁随意开设巡检道路，防止因人为扰动而加剧项目区沙化程度。

（6）优化施工组织，避免在大风天气进行土方作业。缩短施工时间，管线施工作业时应分段作业，开挖的土方应分层开挖、分层堆放、分层回填，挖方全部回填，管廊上方土方平整压实，防止沙丘活化，减少水土流失。

（7）管线施工作业结束后，对现场进行回填平整，并尽可能覆土压实，以防水土流失。

6.2 运营期环境保护措施

6.2.1 运营期大气污染防治措施

根据《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB37822-2019）中的相关要求，针对废气提出如下防治措施：

（1）井口采出物通过单井采气管线、集气管线密闭管输至集气站，再经集输干支线管输至增压脱碳脱水站处理，这个汇集、处理及输送的全过程均采用密闭工艺流程。

（2）选用质量可靠的设备、仪表、阀门等；定期对采气井场、一区增压脱碳脱水站、四区增压脱碳脱水站和四区集气增压站内的各设备、阀门等检查、检修，以防止跑、冒、漏、漏现象的发生。

（3）事故状态下，井场的煤层气排至放喷池燃烧放空，一区增压脱碳脱水站、四区增压脱碳脱水站和四区集气增压站送至火炬系统燃烧放空。

（4）对一区增压脱碳脱水站、四区增压脱碳脱水站和四区集气增压站内的设备与管线组件泄漏检测，具体监测要求如下：

①泄漏检测：对设备与管线组件的密封点每周进行目视观察，检查其密封处是否出现可见泄漏现象；泵、压缩机、阀门等至少每 6 个月检测一次；法兰及其他连接件至少每 12 个月检测一次。

②泄漏源修复：当检测到泄漏时，对泄漏源应予以标识并及时修复，发现泄漏之日起 5 天内应进行首次修复，除以下规定外，应在发现泄漏之日起 15 天内完成修复；符合下列条件之一的设备与管线组件可延迟修复，企业应将延迟修复方案报生态环境主要部门备案，并于下次停车（工）检修期间完成修复：装置停车（工）条件下才能修复；立即修复存在安全风险；其他特殊情况。

③记录要求：泄漏检测应建立台账，记录检测时间、检测仪器读数、修复时间、采取的修复措施、修复后检测仪器读数等。台账保存期限不少于 3 年。

（5）采气井场内的煤层气禁止直接排放，事故状态下，井口煤层气通过放喷管输送至放喷池处，进行燃烧放空。

（7）导热油炉采用低氮燃烧器、清洁燃料天然气，加强导热油炉的维修保养。导热油炉采用低氮燃烧器属于《排污许可证申请与核发技术规范　锅炉》（HJ953-2018）中的污染防治可行技术，采取的污染防治措施可行。

在采取上述措施后，井场煤层气禁止排放；采气井场、增压脱碳脱水站和集气增压站厂界可满足《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996)表 2 无组织排放控

制要求，锅炉燃烧烟气中二氧化硫和颗粒物满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表2限值要求，氮氧化物满足《关于开展自治区2022年度夏秋季大气污染防治“冬病夏治”工作的通知》中50mg/m³的限值要求。

6.2.2 运营期废水污染防治措施

（1）废水处理方案

采出水、装置排污水和井下作业废液（压裂返排液、酸化返排液和废洗井液）最终均用于压裂液配制，不外排，生活污水就近送至生活污水处理系统处理。

（2）地下水污染防治措施

①采取源头控制措施，使用先进、成熟、可靠的工艺技术，采用高质量的管线和设备，尽可能从源头上减少污染物泄漏风险；同时，严格按照施工规范施工，保证施工质量。

②定期做好井场、一区增压脱碳脱水站、四区增压脱碳脱水站和四区集气增压站内设备、阀门、管线等巡检，一旦发现异常，及时采取措施，防止“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。

③分区防渗

项目主要污染物为石油类，根据《环境影响评价技术导则-地下水环境》（HJ610-2016）中表5污染控制难易程度分级参照表、表6天然包气带防污性能分级参照表、表7地下水污染防渗分区参照表，将危险废物暂存库划为重点防渗区，采气井场、站场划为一般防渗区，重点防渗区防渗性能不应低于6m厚渗透系数为1.0×10^{-7}cm/s的黏土层的防渗性能，一般防渗区防渗性能不应低于1.5m厚渗透系数为1.0×10^{-7}cm/s的黏土层的防渗性能。

④污染监控

按照《环境影响评价技术导则 地下水》（HJ610-2016）中的相关规定并结合工程实际情况，建设单位在项目区下游设1口地下水跟踪监测井，监测因子主要为pH、石油类等。

⑤应急响应

针对应急工作需要，参照相关技术导则，结合地下水污染治理的技术特点，成

立应急指挥中心，负责编制应急方案，组建应急队伍，组织实施演习，协调各级、各专业应急力量支援行动。

6.2.3 运营期噪声污染防治措施

（1）尽量选用低噪声设备，对噪声强度较大的设备进行基础减振等减噪处理。

（2）定期给机泵等设备加润滑油和减振垫，对各种机械设备定期保养。

（3）合理布局使各产噪设备尽可能位于站场中心。

（4）加强噪声防范，做好个人防护工作。

经以上措施，采气井场、一区增压脱碳脱水站、四区增压脱碳脱水站和四区集气增压站厂界能够满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类声功能区环境噪声限值要求。

6.2.4 运营期固体废物污染防治措施

（1）固体废物主要为防渗暂存池底泥、废滤芯、废分子筛、废导热油、废机油、废油桶和生活垃圾。防渗暂存池底泥、废滤芯、废分子筛属于一般工业固体废物，防渗暂存池底泥清掏后拉运至一般工业固体废物填埋场处置。废滤芯、废分子筛更换后由厂家回收处置，废导热油、废机油和废油桶属于《国家危险废物名录（2025 年版）》HW08 废矿物油和含矿物与废物，临时暂存在站内危险废物临时暂存库内，最终交由有相应危险废物处理资质的单位回收处置。生活垃圾集中收集后交由环卫部门统一处置。

（2）废导热油、废机油和废油桶的收集、贮存、运输须符合《危险废物收集贮存 运输 技术规范》（HJ2025-2012）和《危险废物转移管理办法》（生态环境部、公安部、交通运输部令第 23 号）要求，相关资料存档备查。具体如下：

①危废收集过程污染防治措施

在危险废物收集过程中应采取以下防治措施：

※危险废物的收集应根据危险废物产生的工艺特征、排放周期、危险废物特性、废物管理计划等因素制定收集计划。收集计划应包括收集任务概述、收集目标及原则、危险废物特性评估、危险废物收集量估算、收集作业范围和方法、收集设备与

包装容器、安全生产与个人防护、工程防护与事故应急、进度安排与组织管理等。

※危险废物的收集应制定详细的操作规程，内容至少应包括适用范围、操作程序和方法、专用设备和工具、转移和交接、安全保障和应急防护等。

※危险废物收集和转运作业人员应根据工作需要配备必要的个人防护装备，如手套、防护镜、防护服、防毒面具或口罩等。

※在危险废物的收集和转运过程中，应采取相应的安全防护和污染防治措施，包括防爆、防火、防中毒、防感染、防泄露、防飞扬、防雨或其它防止污染环境的措施。

※危险废物收集时应根据危险废物的种类、数量、危险特性、物理形态、运输要求等因素确定包装形式，具体包装应符合如下要求：各类危险废物使用符合标准的容器盛装，装载危险废物的容器及材质要满足相应的强度要求，容器必须完好无损，材质和衬里要与危险废物相容（不相互反应）；性质类似的废物可收集到同一容器中，性质不相容的危险废物不应混合包装；危险废物包装应能有效隔断危险废物迁移扩散途径，并达到防渗、防漏要求；容器上必须粘贴符合标准的标签，标签信息填写完整翔实；盛装危废后的废包装桶及时转运至处置场所进行处置；盛装过危险废物的包装袋或包装容器破损后应按危险废物进行管理和处置；在危险废物的收集和转运过程中，应采取相应的安全防护和污染防治措施，包括防爆、防火、防中毒、防感染、防泄漏、防飞扬、防雨等其他防治污染环境的措施。

②危险废物的收集作业应满足如下要求：设置作业界限标志和警示牌；收集时应配备必要的收集工具和包装物，以及必要的应急监测设备及应急装备；收集时应填写记录表，并将记录表作为危险废物管理的重要档案妥善保存；收集结束后应清理和恢复收集作业区与，确保作业区域环境整洁安全；收集过危险废物的容器、设备、场所及其他物品转作它用时，应消除污染，确保使用安全。

③危险废物贮存污染防治措施

废导热油、废机油和废油桶临时贮存在站内危险废物临暂存库内，该危险废物暂存裤满足《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）中的相关要求，危险废物暂存库运营管理要求：危险废物存入危险废物暂存场前应对危险废物类别和特性与危险废物标签等危险废物识别标志的一致性进行核验，不一致的或类别、特性

不明的不应存入；应定期检查危险废物暂存场状况，及时清理暂存场地面，更换破损泄漏的危险废物贮存容器和包装物，保证堆存危险废物的防雨、防风、防扬尘等设施功能完好；作业设备及车辆等结束作业离开危险废物暂存场时，应对其残留的危险废物进行清理，清理的废物或清洗废水应收集处理；贮存设施运行期间，应按国家有关标准和规定建立危险废物管理台账并保存。

④危险废物的运输

危险废物运输应由持有危险废物经营许可证的单位按照其许可证的经营范围组织实施，承担危险废物运输的单位应获得交通运输部门门颁发的危险货物运输资质；危险废物公路运输应按照《道路危险货物运输管理规定》(交通部令[2005 年]第 9 号)、JT617 以及 JT618 执行；运输单位承运危险废物时，应在危险废物包装上按照 GB18597 附录 A 设置标志；危险废物公路运输时，运输车辆应按 GB13392 设置车辆标志；危险废物运输时的中转、装卸过程应遵守如下技术要求：卸载区的工作人员应熟悉废物的危险特性，并配备适当的个人防护装备，装卸剧毒废物应配备特殊的防护装备；卸载区应配备必要的消防设备和设施，并设置明显的指示标志；危险废物装卸区应设置隔离设施，液态废物卸载区应设置收集槽和缓冲罐。

（3）按照《环境保护图形标志固体废物贮存（处置）场》（GB15562.2）等有关规定，对危险废物的容器和包装物设置危险废物识别标志。

（4）建设单位应建立完善的危险废物管理计划、污染环境防治责任制度和危险废物产生、收集、贮存、处置等全过程的污染环境防治责任制度，并定期向生态环境主管部门上报备案。

（5）建设单位应根据《危险废物产生单位管理计划制定指南》有关要求制定包含本项目的危险废物管理计划；根据《危险废物管理计划和管理台账制定技术导则》（HJ1259-2022）建立危险废物管理台账，危险废物产生环节，按照每个容器、包装物如实记录产生批次编码、产生时间、危险废物名称、危险废物类别、危险废物代码、产生量、计量单位、容器/包装编码、容器/包装类型、容器/包装数量、产生危险服务设施编码等；危险废物入库环节，应记录入库批次编码、入库时间、容器/包装编码、容器/包装类型、容器/包装数量、危险废物名称、危险废物类别、危险废物代码、入库量、计量单位、贮存设施编码、贮存设施类型、运送部门经办

人、贮存部门经办人、产生批次编码等。危险废物出库环节，应记录出库批次编码、出库时间、容器/包装编码、容器/包装类型、容器/包装数量、危险废物名称、危险废物类别、危险废物代码、出库量、计量单位、贮存设施编码、贮存设施类型、出库部门经办人、运送部门经办人、入库批次编码、去向等。危险废物委外处置环节，应记录委外处置批次编码、出厂时间、容器/包装编码、容器/包装类型、容器/包装数量、危险废物名称、危险废物类别、危险废物代码、委外利用/处置量、计量单位、处置方式、接收单位类型、利用/处置单位名称、许可证编码/出口核准通知单编号、产生批次编码/出库批次编码等。记录保存时间原则上应存档5年以上。并通过国家危险废物信息管理系统向所在地生态环境主管部门申报危险废物的种类、产生量、流向、贮存、处置等有关资料。

（6）建设单位应建立危险废物转移联单制度，转移危险废物的，应当按照《危险废物转移管理办法》的有关规定填写、运行危险废物转移联单。

（8）建设单位应按照国家有关规定和环境保护标准要求贮存、利用、处置危险废物，不得将其擅自倾倒处置；禁止混合收集、贮存、运输、处置性质不相容或未经安全性处置的危险废物；危险废物收集、贮存应当按照其特性分类进行，禁止将危险废物混入非危险废物中贮存。

以上措施符合固体废物处置“减量化、资源化、无害化”原则。

6.2.5 运营期土壤污染防治措施

（1）源头控制

采出水、装置排污水和井下作业废液（压裂返排液、酸化返排液和废洗井液）最终均用于压裂液配制，不外排，生活污水就近送至生活污水处理系统处理；防渗暂存池底泥清掏后拉运至一般工业固体废物填埋场处置，废滤芯、废分子筛更换后由厂家回收处置，废导热油、废机油和废油桶临时暂存在站内危险废物临时暂存库内，最终交由有相应危险废物处理资质的单位回收处置。生活垃圾集中收集后交由环卫部门统一处置。产生的各类废物均可得到妥善处置，从源头减少了污染物的产生。选用耐腐蚀性能、抗老化性能、耐热性能、抗冻性能及耐磨性能好的设备作防止设备腐蚀穿孔，降低新增环境风险事故的发生概率；加强对站场和井场的巡检及

检维修。

（2）防渗措施

防渗措施见“6.2.2 运营期废水污染防治措施”章节。

6.2.6 运营期生态环境保护措施

（1）定期对井场、站内的各设备及单井采气管线、集输管线进行巡检，严防跑、冒、滴、漏。

（2）加强环境保护宣传工作，提高环保意识，特别是对野生动物和自然植被的保护。严禁在场地外砍伐植被。

（3）提高驾驶人员技术素质、加强责任心，贯彻安全驾驶机动车辆的行为规定，严格遵守交通法规，杜绝疲劳驾车等行为，减少对道路两侧植被的破坏。

（4）严禁捕杀任何野生动物。

6.3 温室气体管控措施

（1）煤层气采用密闭集输工艺，减少了温室气体甲烷的产生；在工艺流程设计中尽量利用井口压力能，合理确定压力级制

（2）井口设置紧急切断阀，减少天然气在事故状态下的损失；制定合理的检修方案和检修时间，尽可能减少天然气的放空损失。

（3）选择操作灵活、密封性能好的阀门产品，减少煤层气的泄漏；合理选择节能型电气设备，使功率损耗最小。

6.4 环境风险事故防范措施

6.4.1 施工期环境风险防范措施

（1）管理措施

建设单位以及施工钻井队结合行业作业规范，设置有专职安全环保管理人员，把安全、环境管理纳入生产管理的各个环节，为防止事故的发生能起到非常积极的作用。现场作业严格按照《健康、安全与环境管理体系 第 1 部分：规范》（Q/SY 1002.1-2013）；《健康、安全与环境管理体系 第 2 部分：实施指南》（Q/SY 1002.2-

2014）;《健康、安全与环境管理体系 第 3 部分：审核指南》（Q/SY 1002.3-2015）;《石油天然气钻井作业健康、安全与环境管理导则》（Q/SY 08053-2017）的要求执行。

建设单位依托项目管理部门负责指导本项目的环境保护和安全工作，建立事故应急领导小组，设置抢险组、消防组、救护组、警戒组和环境保护组，负责整个工程的环境风险管理，建立与地方政府的环境风险应急联动机制。本项目按照二级井控要求落实好环境风险防范、应急措施以及管理措施。

（2）井喷失控风险防范措施

※钻井工程中确保钻井液密度及其它性能符合设计要求，并按设计要求储备压井液、加重剂、堵漏材料和其它处理剂，储备加重钻井液定期循环处理，防止沉淀；准备一根防喷单根或防喷立柱（上端接旋塞），防喷单根(防喷立柱)在提下钻铤前，应置于坡道或便于快速取用的位置；各岗位必须按分工规定，对井控装置进行维护、保养、检查，保证井控装置及工具灵活好用，始终处于待命状态；落实溢流监测岗位、关井操作岗和钻井队干部 24h 值班制度；严格执行钻开气层前的申报、审批制度以及程序。

※钻进气层后：落实专人坐岗观察井口和循环池液面变化，发现溢流立即关井，加强溢流预兆显示的观察，及时发现溢流。坐岗人员发现溢流、井漏及气体显示等异常情况，应立即报告司钻；钻开气层后，每次起下钻（活动时间间隔超过 5d）对闸板防喷器及手动锁紧装置开关活动一次，定期对井控装置进行试压；起钻杆时每 3～5 柱向环空灌满钻井液，起钻铤要连续灌浆，作好记录、校对，若灌入钻井液量大于或小于灌入量，均应停止起钻作业，进行观察。如有溢流，应及时关井。如有井漏，应及时采取相应措施。起完钻要及时下钻，检修设备时应保持井内有一定数量的钻具，并安排专人观察出口罐钻井液返出情况。严禁在空井情况下检修设备；钻开气层后，所有车辆应停放在距井口 30m 以外，必须进入距井口 30m 以内的车辆，应安装阻火器，车头朝外停放。

※井喷事件发生时，通过放喷管线将井喷液体排放至应急放喷池内，待事故结束后，对应急放喷池内物体进行清理。

※溢流处理和压井措施：最大允许关井套压不得超过井口装置额定工作压力、

套管抗内压强度的 80%和薄弱地层破裂压力所允许关井套压三者中的最小值。在允许关井套压内严禁放喷。在等候加重材料或加重过程中，视情况间隔一段时间向井内灌注加重钻井液，同时用节流管汇控制回压，保持井底压力要略大于地层压力，排放井口附近含气钻井液。若等候时间长，应及时实施司钻法第一时间排除溢流，防止井口压力过高。空井溢流关井后，根据溢流的严重程度，可采用强行下钻分段压井法、置换法、压回法等方法进行处置。

※测井、固井、完井等作业时，要严格执行安全操作规程和井控措施，避免发生井下复杂情况和井喷失控事故。

（3）柴油罐环境风险防范措施

柴油储罐底部铺设防渗膜；罐区周边设置警示标识，严禁烟火和不相关人员靠近；日常加强油罐的管理及安全检查，防止发生泄漏等安全事故。

（4）环境风险应急预案

钻井施工队应制定《井喷及井喷失控应急预案》，主要包括针对井喷失控的应急监测、抢险、救援、疏散及消除、减缓、控制技术方法和设施等相关内容。应急演练应定期开展，通过演练掌握应急人员在应急抢险中对预案的熟悉程度和能力，同时加强抢险应急设备的维护保养，检查是否备足所需应急材料。

6.4.2 井下作业事故风险预防措施

（1）设计、生产中采取有效预防措施，严格遵守井下作业的安全规定，在井口安装防喷器和控制装置。

（2）井场设置明显的禁止烟火标志。

（3）在井架上、井场路口等处设置风向标，以便发生事故时人员能迅速向上风向疏散。

（4）按消防规定配备泡沫灭火器、干粉灭火器、消防铁锹和其它消防器材。

6.4.3 站场环境风险事故防范措施

（1）采气井场、一区增压脱碳脱水站、四区增压脱碳脱水站和四区集气增压站内的设备采用质量合格的产品，定期进行巡检、维修及保养，定期对一区增压脱

碳脱水站、四区增压脱碳脱水站和四区集气增压站内的动静密封点进行泄漏检测。

（2）对操作、维修人员进行培训，持证上岗。制订应急操作规程，在规程中说明发生管道事故时应采取的操作步骤。规定抢修进度，限制事故的影响，说明与人员有关的安全问题。运营期对管线进行巡视，加强管线和警戒标志的管理工作。提高职工安全意识，识别事故发生前异常状态，并采取相应措施。

（3）井口设有紧急切断阀，井场设有放喷池，事故状态下可采取紧急切断、将煤层气排至放喷池燃烧放空。

（4）加强管线接口的检查工作，防止腐蚀穿孔。定期进行壁厚检测，腐蚀余量低于规定的允许值时，要及时进行检修和更换。

（5）配备一定的消防设施，定期进行消防培训与实战演练，要求岗位工作人员具有较强的消防安全意识，加强巡检，确保无异常情况出现。

6.4.4 集输事故风险防范措施

（1）定期对单井采气管线、集输管线进行巡检，严格按照管道施工、验收等规范进行设计、施工和验收。管线敷设前，应加强对管材和焊接质量的检查，严禁使用不合格产品。对焊接质量严格检验，防止焊接缺陷造成泄漏事故的发生。

（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。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。

（3）加强自动控制系统的管理和控制，严格控制压力平衡。定期对管线进行超声波检查，对壁厚低于规定要求的管段应及时更换，消除爆管的隐患；定期对单井采气管线和注醇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，以减少事故时煤层气的释放量，使危害影响范围减小到最低程度。

（4）严禁在管线两侧各 5m 范围内修筑工程，在管线上方及近旁严禁动土开挖和修建超过管道负荷的建筑物。

6.4.5 环境风险应急预案

建设单位应编制突发环境事件应急预案，并按照《企业事业单位突发环境事件

应急预案备案管理办法（试行）》中的规定上报相关行政主管部门备案。预案应包括但不限于以下基本内容：

①总则

※简述应急预案编制目的；

※简述应急预案编制所依据的法律、法规和规章，以及有关行业管理规定、技术规范和标准等；

※说明应急预案适用的范围，以及突发环境事件的类型、级别；

※说明应急预案体系的构成情况；

※说明公司应急工作的原则。

②基本情况

阐述项目基本概况、环境风险源基本情况、周边环境状况及环境保护目标调查结果。

③环境风险源与环境风险评价

阐述本项目的环境风险源识别及环境风险评价结果，以及可能发生事件的后果和波及范围。

④组织机构及职责

※组织体系

公司应成立应急救援指挥部，根据项目实际运行情况设置分级应急救援的组织机构，尽可能以组织结构图的形式将构成单位或人员表示出来。

※指挥机构组成及职责

明确由公司主要负责人担任指挥部总指挥和副总指挥，环保、安全、设备等部门组成指挥部成员单位；车间应急救援指挥机构由车间负责人、工艺技术人员和环境、安全与健康人员组成；生产工段应急救援指挥机构由工段负责人、工艺技术人员和环境、安全与健康人员组成。

应急救援指挥机构根据事件类型和应急工作需要，可以设置相应的应急救援工作小组，并明确各小组的工作职责。

在明确企业应急救援指挥机构职责的基础上，应进一步明确总指挥、副总指挥及各成员单位的具体职责。

⑤预防与预警

※环境风险源监控

明确对环境风险源监测监控的方式、方法，以及采取的预防措施。说明生产工艺的自动监测、报警、紧急切断及紧急停车系统，可燃气体、有毒气体的监测报警系统，消防及火灾报警系统等。

※预警行动

明确事件预警的条件、方式、方法。

※报警、通讯联络方式

应包括以下内容：24 小时有效的报警装置；24 小时有效的内部、外部通讯联络手段；运输危险化学品、危险废物的驾驶员、押运员报警及与本单位、生产厂家、托运方联系的方式。

⑥信息报告与通报

明确信息报告时限和发布的程序、内容和方式，应包括内部报告、信息上报、信息通报。事件信息报告至少应包括事件发生的时间、地点、类型和排放污染物的种类、数量、直接经济损失、已采取的应急措施，已污染的范围，潜在的危害程度，转化方式及趋向，可能受影响区域及采取的措施建议等。

以表格形式列出上述被报告人及相关部门、单位的联系方式。

⑦应急响应与措施

※分级响应机制

针对突发环境事件严重性、紧急程度、危害程度、影响范围、公司控制事态的能力以及需要调动的应急资源，将本项目突发环境事件分为不同的等级。根据事件等级分别制定不同级别的应急预案，上一级预案的编制应以下一级预案为基础，超出公司应急处置能力时，应及时请求上一级应急救援指挥机构启动上一级应急预案。并且按照分级响应的原则，明确应急响应级别，确定不同级别的现场负责人，指挥调度应急救援工作和开展事件应急响应。

※应急措施

根据污染物的性质，事件类型、可控性、严重程度和影响范围，确定突发环境事件现场应急措施。

※应急监测

发生突发环境事件时，环境应急监测小组或单位所依托的环境应急监测部门应迅速组织监测人员赶赴事件现场，根据实际情况，迅速确定监测方案，及时开展应急监测工作，在尽可能短的时间内，用小型、便携仪器对污染物种类、浓度、污染范围及可能的危害做出判断，以便对事件及时、正确进行处理。

公司应根据事件发生时可能产生的污染物种类和性质，配置（或依托其他单位配置）必要的监测设备、器材和环境监测人员。

※应急终止

明确应急终止的条件以及应急终止后的行动。

⑧后期处置

※善后处置

受灾人员的安置及损失赔偿。组织专家对突发环境事件中长期环境影响进行评估，提出生态补偿和对遭受污染的生态环境进行恢复的建议。

※保险

明确公司办理的相关责任险或其他险种，对公司环境应急人员办理意外伤害保险。

⑨应急培训和演练

※培训

依据对公司员工、外部公众情况的分析结果，应明确应急救援人员的专业培训内容和方法；应急指挥人员、监测人员、运输司机等特别培训的内容和方法；员工环境应急基本知识培训的内容和方法；外部公众环境应急基本知识宣传的内容和方法；应急培训内容、方式、记录、考核表。

※演练

明确公司根据突发环境事件应急预案进行演练的内容、范围和频次等内容。

⑩奖惩

明确突发环境事件应急救援工作中奖励和处罚的条件和内容。

⑪保障措施

※经费及其他保障：明确应急专项经费（如培训、演练经费）来源、使用范围、

数量和监督管理措施，保障应急状态时单位应急经费的及时到位。

※应急物资装备保障：明确应急救援需要使用的应急物资和装备的类型、数量、性能、存放位置、管理责任人及其联系方式等内容。

※应急队伍保障：明确各类应急队伍的组成，包括专业应急队伍、兼职应急队伍及志愿者等社会团体的组织与保障方案。

※通信与信息保障：明确与应急工作相关联的单位或人员通信联系方式，并提供备用方案。建立信息通信系统及维护方案，确保应急期间信息通畅。

根据公司应急工作需求而确定的其他相关保障措施（如：交通运输保障、治安保障、技术保障、医疗保障、后勤保障等）。

⑫预案的实施和生效时间

明确预案实施和生效的具体时间；预案更新的发布与通知。

6.5 退役期环境保护措施

6.5.1 退役期大气环境保护措施

（1）运输车辆使用符合国家标准的油品。

（2）在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。

6.5.2 退役期水环境保护措施

对完成采气的废弃井应封堵，拆除井口装置，截去地下 1m 内管头，废弃井应根据《废弃井封井回填技术指南（试行）》中的相关要求进行封井回填；单井采气管线和集气管线清扫确保管线内无残留采出物，管线两端使用盲板封堵，清扫过程中会产生的少量的废水，集中收集后就近送至污水处理厂进行处理。

6.5.3 退役期噪声污染防治措施

（1）选用低噪声机械和车辆。

（2）加强设备检查维修，保证其正常运行。

（3）加强运输车辆管理，合理规划运输路线，禁止运输车辆随意高声鸣笛。

6.5.4 退役期固废及土壤污染防治措施

（1）地面设施拆除、清理等工作中会产生废弃管线、废弃建筑残渣，应集中清理收集。管线外运清洗后可回收利用，废弃建筑残渣外运至当地建筑垃圾填埋场，不得遗留在场地内影响土壤环境质量。

（2）运输过程中，运输车辆均加盖篷布，以防止行驶过程中固体废物的散落。

（3）对完成采气的废弃井应封堵，拆除井口装置，截去地下 1m 内管头，最后清理场地，清除各种固体废弃物，植被靠自然恢复。

6.5.5 退役期生态环境保护措施

①退役期井筒按照《废弃井封井回填技术指南（试行）》中相关要求封堵；

②管线内物质应清空干净，并按要求进行吹扫，确保管线内无残留采出气，管线两端使用盲板封堵；

③及时清理作业现场，做到“工完、料尽、场地清”，恢复原有地貌。

④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。

⑤对永久性占地范围内的水泥平台或砂砾石铺垫应进行清理，确保无环境遗留问题后根据周边区域的自然现状对其进行恢复，使站场恢复到相对自然的一种状态。

6.5.6 生态恢复治理方案

（1）生态环境保护与恢复治理的一般要求

根据《矿山生态环境保护与恢复治理技术规范（试行）》（HJ651-2013）、《废弃井封井回填技术指南》（试行）的相关要求，制定生态环境保护与恢复治理方案时需遵循以下要求：

①禁止在依法划定的饮用水水源保护区内进行开采。

②采取有效预防和保护措施，避免或减轻矿产资源开发活动造成的生态破坏和环境污染。

③坚持“预防为主、防治结合、过程控制”的原则，将生态环境保护与恢复治理贯穿开采的全过程。

④贯彻“边开采，边治理，边恢复”的原则，及时治理恢复生态环境。

⑤遵循矿区油气资源赋存状况、生态环境特征等条件，科学合理地确定开发方案，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。

（2）站场生态恢复治理

拆除采气井场、一区增压脱碳脱水站、四区增压脱碳脱水站和四区集气增压站内的各项生产设施，清除地面硬化、砾石铺垫，释放永久占地。最后进行场地清理，清除各种固体废物，并对占地进行平整，避免影响植被自然恢复。

（3）管线生态恢复

单井采气管线和集气管线维持现状，避免因开挖管线对区域生态环境造成二次破坏。管线内物质应清空干净，并按要求进行吹扫，确保管线内无残留采出物，管线两端使用盲板封堵。

（4）植被恢复措施及恢复要求

工程施工结束后，应对临时占地内的土地进行平整，做到“工完、料净、场地清”。经治理后应做到不漏油、不漏气、不漏电，无油污、无垃圾。各种机动车辆固定线路，禁止随意开路。

采用自然恢复的方式对区域植被进行恢复，设置专项资金用于区域生态恢复，恢复后的植被覆盖率不应低于区域范围内同类型土地植被覆盖率，植被类型应于原有类型相似，并与周边自然景观协调，不得使用外来有害物种进行占地范围内的植被恢复。

6.6 环保投资分析

项目总投资　　万元，环保投资约　　万元，占总投资的　　%，见表 6.7-1。

表 6.7-1　环境保护投资估算一览表

阶段	环境要素	类别	环保措施	投资（万元）
施工期	生态环境	临时占地	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、临时占地释放后植被和土壤的恢复	
	废气	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	

		柴油机、发电机、施工机械和施工车辆尾气	使用达标油品，加强设备维护	
	噪声	噪声	采用低噪声设备、基础减震，加强维修	
	固体废物	钻井岩屑	不落地系统处理后，采用方罐临时贮存，最终交由岩屑处置单位处理	
		废机油、废机油桶和沾油废防渗材料	设1座危险废物贮存点，集中收集后交由有相应危险废物处理资质的单位回收处置	
		生活垃圾	集中收集后交由环卫部门统一处理	
		建筑垃圾	送至当地建筑垃圾填埋场	
运营期	废气	无组织挥发烃类	煤层气集输采用管线密闭集输工艺，选用技术质量可靠的设备、仪表控制、阀门，加强巡检；导热油炉采用低氮燃烧器	
	废水	采出水、装置排污水	每座井场设1座50m^{3}防渗暂存池，采出水送至防渗暂存池中暂存。站场内设1座密闭卧式钢制污水罐，采出水、装置排污水排至密闭卧式钢制污水罐暂存，最终均用于压裂液配制，不外排	
		生活污水	生活污水就近送至生活污水处理系统处理	
	噪声	站场噪声	采用低噪声设备、基础减震	
	固体废物	废导热油、废机油、废机油桶	集中收集后交由有相应危险废物处理资质的单位回收处置	
退役期	固体废物	站场及管线拆除的建筑垃圾	建筑垃圾清运至当地建筑垃圾填埋场	
	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、施工临时占地和永久占地释放后植被和土壤的恢复	
环境管理		环境监理	防渗措施落实情况；草方格铺设情况；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	
		环境监测	一区增压脱碳脱水站、四区增压脱碳脱水站和四区集气增压站内的动静密封点泄漏监测、生态环境、土壤和地下水跟踪监测	
地下水保护措施		采气井场及放喷池、一区增压脱碳脱水站、四区增压脱碳脱水站和四区集气增压站内的防渗措施		
合计		/		

7 环境管理与监测计划

7.1 环境管理机构

本项目工程的环境管理由新疆科林思德新能源有限责任公司环境管理机构进行统一管理，并确定分管领导。在管理机构中要有一名主要负责人抓环保工作，组织开展日常环境管理和检查工作，并保持同本部门和上级生态环境主管部门的联系，及时汇报情况，对出现的环境问题做出及时反应和反馈。

工程从建设期开始，应设 1 名环保人员，专职负责建设期环保工作。工程建成运行后，管理机构应确定 4 名环保管理人员，负责环境管理工作。

7.2 生产区环境管理

7.2.1 施工期环境管理

建设单位在施工期应加强对施工单位环境保护工作的监督与管理，施工单位应遵守相关环境保护法律法规，并严格落实本报告以及环评批复中提出的施工期环境保护要求；建立环境保护档案，对施工期采取的环境保护工作进行记录，保留施工前后施工区域的影像资料，便于建设单位进行监督检查。施工期相关的施工期环境保护行动计划见表 7.2-1。

表 7.2-1　施工期环境保护行动计划

序号	影响因素	环保措施	实施单位	监督单位
1	生态环境	施工过程中严格控制占地面积，规定施工活动范围，减少临时占地和对地表的扰动。施工结束后，施工单位应负责及时清理现场，使之尽快自然恢复，将施工期对生态环境影响降到最低。严禁施工人员踩踏植被和猎捕野生动物。	施工单位	新疆维吾尔自治区生态环境厅、昌吉回族自治州生态环境局、昌吉回族自治州生态环境局阜康市分局
2	水环境	管线试压废水用于施工洒水抑尘，混凝土养护废水主要靠自然蒸发处理，生活污水就近送至生活污水处理厂处理。		
3	土壤环境	按规定的施工范围进行作业，可有效减少土壤扰动，施工产生的建筑垃圾及时清运，可避免污染物进入土壤环境造成污染。		
4	声环境	选用低噪声设备，并注意设备的正确使用和经常性维护，保持较低噪声水平。运输车辆限速、尽量减少鸣笛。		
5	大气环境	逸散性材料运输、装卸和堆放过程中采取加盖苫布等抑尘措施，严禁散落和尘土飞扬。施工期各机械设备应使用符合国家标准的油品，加强设备的维护，减少大气污染物的排放量		
6	水土	严格按规划的施工范围进行施工作业，不得随意开辟施工便		

序号	影响因素	环保措施	实施单位	监督单位
	流失	道。施工后期，及时做好施工迹地的清理工作。做好施工后期的迹地恢复工作，包括土地平整，创造局部小环境以利于植被的恢复等，防止水土流失		
7	固体废物	钻井岩屑采用不落地系统处理，分离出的液相回用于钻井液配置，钻井结束后由钻井队带至下一个钻井井场继续使用，不外排；分离出的固相即为水基岩屑，在岩屑储罐内贮存，交由岩屑处置单位处理。废机油、废油桶和沾油废防渗材料交由有相应危险废物处理资质的单位回收处置，生活垃圾集中收集后由环卫部门统一处置，建筑垃圾集中收集后送至当地建筑垃圾填埋场处理		

7.2.2 运营期环境管理

（1）建立和实施运营期的健康、安全与环境（HSE）管理体系。

（2）贯彻执行国家、地方及上级部门有关环境保护方针、政策、法律及法规。

（3）加强环保管理人员的培训、教育，学习先进的环保管理理念，提高管理人员的技术水平与业务能力，定期对运营期环境保护工作进行总结和分析，根据环保水平的发展进步持续改进、强化运营期的环境保护与管理要求。

（4）组织开展环境保护宣传教育、技术和经验交流活动，推广先进技术和科研成果；参加调查、分析、处理环境污染事故，并负责统计上报事故的基本情况及处理结果，协同有关部门制定防治污染事故措施，并监督实施。

（5）项目运行后 3 至 5 年内，须组织开展环境影响后评价工作，对实际产生的环境影响以及污染防治、生态保护和风险防范措施的有效性进行跟踪监测和验证评价，对存在问题提出补救方案或者改进措施，不断完善和提高建设项目环境影响评价的有效性，切实落实各项环境保护措施。

（6）运营期各环境要素的污染防治措施见表 7.2-2。

表 7.2-2　运营期环境保护行动计划

序号	影响因素	环保措施	实施单位	监督单位
1	大气环境	煤层气采用密闭集输工艺，选用质量可靠的设备、仪表、阀门等；定期对站场内各设备、阀门等检查、检修；导热油炉采用清洁燃料天然气，并安装低氮燃烧器	新疆科林思德新能源有限责	新疆维吾尔自治区生态环境厅、昌吉回族自治州生态环境局、昌吉回
2	水环境	每座井场设 1 座 50m^3 防渗暂存池，采出水送至防渗暂存池中暂存。站场内设 1 座密闭卧式钢制污水罐，采		

序号	影响因素	环保措施	实施单位	监督单位
		出水、装置排污水排至密闭卧式钢制污水罐暂存，最终均用于压裂液配制，不外排。	任公司	族自治州生态环境局阜康市分局
3	声环境	定期对设备进行检修和维护，使其处于运行良好的状态。对站场厂界噪声进行定期监测		
4	固体废物处置	防渗暂存池底泥清掏后拉运至一般工业固体废物填埋场处置，废滤芯、废分子筛更换后由厂家回收处置，废导热油、废机油和废油桶临时暂存在站内危险废物临时暂存库内，最终交由有相应危险废物处理资质的单位回收处置。生活垃圾集中收集后交由环卫部门统一处置。		
5	生态环境	继续做好施工地的地表恢复工作，培训巡检人员相关环境保护知识，更好的保护沿线植被；对管道设施定期巡查，及时维修保养		
6	风险防范措施	制定事故应急预案，对重大隐患和重大事故能够快速做出反应并及时处理		
7	环境管理	建立环境管理体系和事故应急体系，实施环境监测计划		

7.2.3 排污许可管理

《固定污染源排污许可分类管理名录》（2019 年版）第六条规定：“属于本名录第 1 至 107 类行业的排污单位，按照本名录第 109 至 112 类规定的锅炉、工业炉窑、表面处理、水处理等通用工序实施重点管理或者简化管理的，只需对其涉及的通用工序申请取得排污许可证，不需要对其他生产设施和相应的排放口等申请取得排污许可证”。本项目涉及通用工序——导热油炉，根据《固定污染源排污许可分类管理名录（2019 年版）》规定，应实行登记管理。工程建成后建设单位应当在全国排污许可证管理信息平台填报排污登记表，登记基本信息、污染物排放去向、执行的污染物排放标准以及采取的污染防治措施等信息。

7.2.4 退役期环境管理

退役期环境管理的主要内容见表 7.2-3。

表 7.2-3　退役期的环境保护行动计划

序号	影响因素	环保措施	实施单位	监督单位
1	生态环境	做好退役期的地表恢复工作，拆卸、迁移设备，恢复地貌	新疆科林思德新能源有限责任公司	新疆维吾尔自治区生态环境厅、昌吉回族自治州生态环
2	声环境	退役期间加强施工设备维护保养，合理安排施工时间		

序号	影响因素	环保措施	实施单位	监督单位
3	大气环境	在对原有的设备拆卸、转移过程中会产生一定的扬尘，闭井工作避开大风等恶劣天气，避免对周围空气造成影响		境局、昌吉回族自治州生态环境局阜康市分局
4	水环境	废弃井应封堵，拆除井口装置，截去地下1m内管头		
5	固体废物	固体废弃物分类收集，及时清运		

7.3 污染物排放的管理要求

污染物排放清单及管理要求见表7.3-1、表7.3-2和表7.3-3。

7.4 企业环境信息公开

新疆科林思德新能源有限责任公司应根据《企业环境信息依法披露管理办法》（生态环境部 部令第24号）、《企业环境信息依法披露格式准则》（环办综合〔2021〕32号）规定，并结合新疆维吾尔自治区的相关要求，可通过政府网站、报刊、广播、电视等便于公众知晓的方式公布。公司应公开以下内容：

（1）企业基本信息，包括中文名称、法定代表人、注册地址、生产地址、行业类别、企业联系人及联系方式、企业性质、以及属于重点排污单位、实施强制性清洁生产审核的企业等情况，还包括主要产品与服务、生产工艺的名称，以及生产工艺属于国家、地方等公布的鼓励类、限制类或淘汰类目录（名录）的情况；

（2）环境管理信息，主要为有效期内或正在申请核发或变更的全部生态环境行政许可（包括但不限于排污许可、建设项目环境影响评价等）的相关信息；还包括环境保护税缴纳信息、依法投保环境污染责任保险信息、环保信用评价等级等情况；

（3）污染物产生、治理与排放信息，包括主要污染防治设施的名称、对应的产污环节、处理的污染物、对应排污口的名称、编号、年度非正常运行的设施名称、排放的污染物、次数、日期及时长、主要原因；污染防治设施由第三方负责运行维护的应当提供运维方信息。

（4）企业应当就排污许可、建设项目环境影响评价等生态环境行政许可新获得、变更、撤销等情况，披露变更事项、批复机关、批复文件文号、批复时间、批

表 7.3-1 有组织废气污染物排放清单

位置	排气筒编号	污染物名称	污染因子	废气量 m^3/a	产生情况			治理设施	排放情况			执行标准	排放源参数			运行时间
					mg/m^3	kg/h	t/a		mg/m^3	kg/h	t/a	浓度 mg/m^3	高度 m	直径 m	温度℃	h/a
一区增压脱碳脱水站	DA001	导热油炉燃烧烟气	二氧化硫					安装低氮燃烧器、清洁燃料天然气，加强设备的检维修								
			氮氧化物													
			颗粒物													
四区增压脱碳脱水站	DA002	导热油炉燃烧烟气	二氧化硫													
			氮氧化物													
			颗粒物													

表 7.3-2 无组织废气污染物排放清单

序号	污染源	污染物	产生量（t/a）	治理措施	实际排放量（t/a）	厂界浓度（mg/m^3）
1	一区采气井场	NMHC		选用质量可靠的设备、仪表、阀门等；定期对设备、阀门等检查		
2	三区采气井场	NMHC				
3	四区采气井场	NMHC				
4	五区、六区采气井场	NMHC				
5	七区采气井场	NMHC				
6	九区采气井场	NMHC				
7	一区增压脱碳脱水站	NMHC				
8	四区增压脱碳脱水站	NMHC				
9	四区集气增压站					

表 7.3-3　噪声、废水及固废等污染物排放清单

类别		环保措施	运行参数	污染物种类	排放标准
噪声	设备噪声	选用低噪声设备+加防振垫+基础减震等	85～98dB（A）	噪声	昼 60dB（A)、夜 50dB（A)
废水					
固体废物	防渗暂存池底泥	清掏后拉运至一般工业固体废物填埋场处置			
	废滤芯	更换后由厂家回收处置			
	废分子筛				
	废导热油	临时暂存在站内危险废物临时暂存库内，最终交由有相应危险废物处理资质的单位回收处置			
	废机油				
	废油桶				
	生活垃圾	集中收集后交由环卫部门统一处置			

复原文内容等信息；

（5）突发环境事件应急预案；

（6）其他应当公开的环境信息。

7.5 环境监测与监控

7.5.1 施工期开展环境工程现场监理建议

为减轻对环境的影响，将环境管理制度从事后管理转变为全过程管理，建议实施环境监理。

由于建设单位聘请相关环境监理机构对施工单位、承包商、供应商和中国石油新疆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，确保项目建设符合有关相关要求。因此建议建设单位外聘环保专业人员，对各作业阶段进行环境监理工作。

（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，精通国家环境保护相关法律、法规、标准和政策，了解当地生态环境行政主管部门的环保要求。

②必须接受过 HSE 专门培训，有较长的从事环保工作经历。

③具有一定的气田开发和输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协助 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、法规和政策。

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。

环境监理工作计划及重点见表 7.5-1。

表 7.5-1　现场环境监理工作计划

序号	场地	监督内容	监理要求
1	各站场建设现场	1）施工作业是否超越了限定范围，施工结束后，施工现场是否进行了及时清理； 2）废气、噪声是否达标排放，废水、固体废物是否妥善处理； 3）防渗措施是否满足要求	环评中环保措施落实到位
2	管线敷设建设现场	1）管线选线是否满足环评要求。 2）管线施工作业是否超越了施工宽度； 3）施工人员是否按操作规程及相关规定作业； 4）施工完成后是否进行了清理、临时占地是否恢复植被。	
3	其它	1）施工结束后是否及时清理现场、恢复地貌，是否及时采取了生态恢复和水土保持措施； 2）有无砍伐、破坏施工区以外的植被，有无伤害野生动物等行为。	

7.5.2 运营期环境监测计划

根据《排污单位自行监测技术指南　总则》(HJ819-2017)《排污单位自行监测技术指南　陆上石油天然气开采工业》(HJ1248-2022)相关要求，具体监测计划见表 7.5-2 和表 7.5-3。

表 7.5-2　自行监测计划一览表

监测对象	类别	监测点	监测因子	监测频率	执行标准
废气	有组织废气	导热油炉排气筒	二氧化硫、颗粒物和林格曼黑度	1 次/年	《锅炉大气污染物排放标准》(GB13271-2014)中表 3
			氮氧化物	1 次/年	《关于开展自治区 2022 年度夏秋季大气污染防治“冬病夏治”工作的通知》
	无组织废气	一区增压脱碳脱水站、四区增压脱碳脱水站和四区集气增压站厂界	非甲烷总烃	1 次/季度	**《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996)表 2**
噪声	厂界噪声	一区增压脱碳脱水站、四区增压脱碳脱水站和四区集气增压站厂界	等效连续 A 声级	1 次/季	《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类
地下水	地下水井监测	项目区下游设 1 个地下水监测点	pH、总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物、铁、铜、锌、铝、挥发性酚类、阴	1 次/年	石油类参照《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）Ⅲ类标准，其余执行《地下水质量标

			离子表面活性剂、耗氧量、氨氮、硫化物等。		准》（GB/T14843-2017）Ⅲ类标准
土壤	土壤监测	一区增压脱碳脱水站、四区增压脱碳脱水站和四区集气增压站等容易产生的污染的区域	砷、六价铬、石油烃（C_{10}～C_{40}）	1 次/5 年	《土壤环境质量　建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地筛选值

表 7.5-3　生态环境和泄漏检测监测计划一览表

监测对象	类别	监测点	监测因子	监测频率
生态环境	污染源	管线临时占地范围内	植被覆盖率、植物多样性组成	1 次/3 年
	环境质量	管线临时占地范围外 300m 范围内	植被覆盖率、植物多样性组成	1 次/3 年
设备与管线组件密封点	泵、压缩机、阀门等设备		泄漏检测值	1 次/半年
	法兰及其他连接件		泄漏检测值	1 次/1 年

7.5.3 环境设施验收建议

（1）验收范围

①与项目有关的各项环保设施，包括为防治污染和保护环境所配套建成的治理工程、设备、装置和监测手段，以及各项生态保护设施等。

②环境影响报告书及批复文件和有关设计文件规定应采取的环保措施。

（2）验收内容

按照《建设项目竣工环境保护验收技术规范　石油天然气开采》中有关规定开展验收，根据建设进度分期开展自主环保竣工验收并应当依法向社会公开验收报告。环保验收建议清单见表 7.5-4。

表 7.5-4　工程“三同时”竣工验收调查建议清单

污染源		污染因子	位置	防治措施	治理要求	验收标准
废气	无组织挥发性废气	NMHC	采气井场	煤层气采用密闭集输工艺，选用质量可靠的设备、仪表、阀门等；定期对站场内各设备、阀门等	达标排放	《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996) 表 2
	导热炉燃烧烟气	二氧化硫、氮氧化物和颗粒物	一区增压脱碳脱水站、四区增压脱碳脱水站	采用清洁燃料天然气和安装低氮燃烧器	达标排放	二氧化硫和颗粒物执行《锅炉大气污染物排放标准》(GB13271-2014)中表 3，氮氧化物执行《关于开展自治区 2022 年度夏秋季大气污染防治“冬病夏治”工作的通知》
废水	采出水、装置排污水	石油类、悬浮物	采气井场、一区增压脱碳脱水站、四区增压脱碳脱水站	每座井场设 1 座 50m^{3}防渗暂存池，采出水送至防渗暂存池中暂存。站场内设 1 座密闭卧式钢制污水罐，采出水、装置排污水排至密闭卧式钢制污水罐暂存，最终均用于压裂液配制，不外排	无乱排现场	满足压裂液配制用水
	生活污水	悬浮物、COD 和氨氮	一区增压脱碳脱水站、四区增压脱碳脱水站和四区集气增压站	就近送至生活污水处理系统处理	达标排放	/
噪声	各类机泵	噪声	采气井场、一区增压脱碳脱水站、四区增压脱碳脱水站和四区集气增压站厂界	隔声、基础减振，采用低噪声设备	厂界噪声达标排放	《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类
固体废物	废导热油、废机油、废机油桶	废导热油、废机油、废机油桶	一区增压脱碳脱水站、四区增压脱碳脱水站	集中收集后交由有相应危险废物处理资质的单位进行回收处置		签订处置协议，落实危险废物转移联单

	废滤芯、废分子筛	废滤芯、废分子筛	一区增压脱碳脱水站、四区增压脱碳脱水站	由厂家回收处置	现场无固体废物遗留
	防渗暂存池底泥	防渗暂存池底泥	采气井场	清掏后拉运至一般工业固体废物填埋场处置	现场无固体废物遗留
生态环境	工程占地	植被破坏土壤压覆地表扰动水土流失	采气井场、单井采气管线、集气管线、道路、输电线路和电杆	严格控制占地范围，井场砾石铺垫或地面硬化	砾石铺垫或地面硬化
				管线管沟开挖时产生的土方，采用防尘布（或网）进行苫盖。	临时土方苫盖情况
				施工结束后对场地进行清理、平整	管线沿线平整情况
				按正式征地文件进行经济补偿	是否按征地文件进行经济补偿
				临时占地范围的植被主要依靠自然恢复	管线等临时占地范围内及周边自然植被恢复情况
防渗措施	井场、一区增压脱碳脱水站、四区增压脱碳脱水站和四区集气增压站的防渗措施				
环境管理	环境管理制度是否建立并完善，环保机构及人员是否设置到位；施工期是否有环境监理报告或施工环保检查记录，是否保留必要的影像资料				

8 环境影响经济损益分析

8.1 环境社会效益分析

8.1.1 环境效益分析

项目开发建设对环境造成的损失主要表现在：工程占地造成的环境损失，突发事故污染造成的环境损失和其它环境损失。

占地主要为采气井场、一区增压脱碳脱水站、四区增压脱碳脱水站、四区集气增压站、单井采气管线、集气管线、道路等工程占地，对生态环境的影响包括破坏原有地表构造，使地表裸露，加剧水土流失。但在加强施工管理和采取生态恢复措施后，对生态环境的影响是可以接受的。

本项目施工期较短，施工“三废”和噪声影响较小；在初期的3～5年内，植被破坏后不易恢复，当临时性占地的植被得到初步恢复后，这种损失将会逐渐减少；施工期的各种污染物排放均属于短期污染，会随着施工期的结束而消失，不会对周边环境产生影响。

运营期废气、噪声均可实现达标排放，废水及固体废物均可实现妥善处置，正常情况下不会对周围环境产生明显影响。但在事故状态下，由于自然因素及人为因素的影响，引起设备和管线泄漏事故，将对周围环境造成一定的影响。由于事故程度不同，对环境造成的损失也不同，损失量的估算只能在事故发生后通过各种补偿费用来体现。

本项目建成投产后，对该地区的资源开发、经济结构的优化及其它相关产业的带动发展都具有非常重要的意义。

8.1.2 社会效益分析

本项目开发的社会效益主要体现在项目开发对当地工业和经济的发展以及人民生活水平的提高具有明显的促进作用，能够带动一批相关工业、第三产业的发展，给当地经济发展注入新的活力。气田开发是支持当地经济发展的一项重大举措，对于提供就业机会，增加部分人员收入，提高当地的 GDP，提高当地税收有着积极的

作用。

8.2 环境经济损益分析结论

综上所述，在建设过程中，由于工程占地会带来一定的环境损失。因而在气田开发过程中，需要投入必要的资金用于污染防治和生态恢复等，实施相应的环保措施后，不但能够起到保护环境的效果，同时节约经济开支，为企业带来双赢。

9 环境影响评价结论

9.1 建设项目概况

本次拟在阜康矿区新钻 140 口井，设计钻井进尺为 25.2×10^4m，新建 49 座采气井场、集气增压站 1 座、增压脱碳脱水站 2 座、单井采气管线和集气管线 87.47km；配套建设供配电、仪表自动化、道路、消防、给排水等公辅工程。

9.2 环境质量现状

（1）环境空气

项目所在地阜康市环境空气质量基本污染物中除了 $PM_{2.5}$、PM_{10}超标外，其余监测因子均满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中的二级标准限值要求，属于环境空气质量不达标区，超标原因主要与当地风沙季有一定的原因；NMHC 满足《<大气污染物综合排放标准>详解》中推荐值 2.0mg/m^3要求，H_2S 监测浓度满足《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 中推荐值要求。

（2）地下水

地下水各监测因子中石油类满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中的Ⅲ类标准要求，其余监测因子中除了 W1 监测点的氯化物超标外，其余各监测因子均满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）Ⅲ类标准，超标原因是天然背景值偏高。

（3）声环境

各噪声监测点位均满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）2 类声功能区标准限值。

（4）土壤

占地范围内土壤各监测因子和占地范围外石油烃和六价铬监测浓度均满足《土壤环境质量　建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地筛选值要求，占地范围外其余监测因子监测浓度满足《土壤环境质量 农用地土壤污染等闲管控标准（试行）》（GB15618-2018）。

9.3 主要环境影响及环保措施

9.3.1 主要环境影响

（1）生态环境

对生态环境的影响主要表现在工程占地，施工活动和工程占地对植物、野生动物、生态系统功能和结构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。项目开发的大部分区域地表植被稀疏，由工程造成的生物量损失较小，不会造成区域的生物多样性下降。由于本区域的野生动物种类少，项目建设对野生动物的影响较小。因此总体上对生态环境影响较小。

（2）大气环境

施工期废气主要为扬尘、柴油机和发电机燃烧烟气、施工机械及车辆尾气等，施工期短暂，施工期的废气污染随施工的结束而消失。运营期废气主要为无组织挥发烃类、导热油炉燃烧烟气，采气井场、增压脱碳脱水站和集气增压站厂界可满足《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996)表 2 无组织排放控制要求，锅炉燃烧烟气中二氧化硫和颗粒物满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表 2 限值要求，氮氧化物满足《关于开展自治区 2022 年度夏秋季大气污染防治“冬病夏治”工作的通知》中 50mg/m³ 的限值要求；项目区地域空旷，各污染物预测贡献值较低，运营期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。

（3）水环境

施工期废水主要为管道试压废水、混凝土养护废水、废压裂液和生活污水。管道试压采用清水试压，管道试压废水产生量较小，主要污染物为悬浮物，试压结束后，用于项目区洒水抑尘，混凝土养护废水主要靠自然蒸发处理；废压裂液循环利用，不外排；生活污水排至生活污水防渗收集池内，施工结束后清运至生活污水处理系统处理；运营期每座井场设 1 座 50m^3 防渗暂存池，采出水送至防渗暂存池中暂存。站场内设 1 座密闭卧式钢制污水罐，采出水、装置排污水排至密闭卧式钢制污水罐暂存，最终均用于压裂液配制，不外排；生活污水就近送至生活水处理厂处理。各类废水均得到妥善处置，正常情况下不会对周围水环境产生明显影响。

事故状态下对地下水的污染主要为防渗暂存池、钢制污水罐和集气管线泄漏，

泄漏是以点源形式污染地下水，其污染迁移途径为地表以下的包气带和含水层。事故发生后，及时采取相应的措施，不会对地下水环境产生明显影响。

（4）噪声

施工期噪声源主要为施工机械和施工车辆，施工短暂，只对局部环境造成影响，待施工结束后这种影响也随之消失，施工期噪声仅对施工人员产生影响；运营期噪声主要为机泵、压缩机等，井场井下作业时的各类机泵及巡检车辆等，源强 80～95dB（A），根据预测一区增压脱碳脱水站、四区增压脱碳脱水站、四区集气增压站和各井式采气井场厂界四周噪声值均满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类标准限值要求。评价范围内无声环境敏感目标，不会出现扰民影响，对声环境质量影响不大。

（5）固体废物

施工期固体废物主要为钻井岩屑、废机油、废油桶、沾油废防渗材料、生活垃圾和建筑垃圾，钻井岩屑采用不落地系统处理，分离出的液相回用于钻井液配置，钻井结束后由钻井队带至下一个钻井井场继续使用，不外排；分离出的固相即为水基岩屑，在岩屑储罐内贮存，交由岩屑处置单位处理。废机油、废机油桶和沾油废防渗材料属于《国家危险废物名录（2025 年版）》HW08 废矿物油与含矿物油类危险废物，贮存在井场内的危险废物临时贮存点，集中收集后交由有相应危险废物处置资质的单位进行回收处置。生活垃圾集中收集后由环卫部门统一处置。施工过程中使用材料产生的废边角料等尽量由施工单位统一回收利用，废包装物、废砖块等无法再利用的集中堆放，定期送至当地建筑垃圾填埋场填埋处理。运营期固体废物主要为防渗暂存池底泥、废滤芯、废分子筛、废导热油、废机油、废油桶和生活垃圾。防渗暂存池底泥、废滤芯、废分子筛属于一般工业固体废物，防渗暂存池底泥清掏后拉运至一般工业固体废物填埋场处置。废滤芯、废分子筛更换后由厂家回收处置，废导热油、废机油和废油桶属于《国家危险废物名录（2025 年版）》HW08 废矿物油和含矿物与废物，临时暂存在站内危险废物临时暂存库内，最终交由有相应危险废物处理资质的单位回收处置。生活垃圾集中收集后交由环卫部门统一处置。固体废物得到妥善处置，不会对区域环境造成不利影响。

（6）土壤环境

施工期按规定的施工范围进行作业，可有效减少土壤扰动，建筑垃圾及时清运，可避免污染物进入土壤环境造成污染。运营期加强废水和固体废物管理，新建采气井场进行砾石铺垫，加强一区增压脱碳脱水站、四区增压脱碳脱水站、四区集气增压站的巡检，避免因“跑、冒、滴、漏”或泄漏事故发生造成采出水进入土壤，发生泄漏事故时应及时清理，可降低对土壤环境质量的影响程度。

（7）环境风险

施工期涉及的风险物质为柴油，运营期涉及的风险物质为煤层气和废机油，风险潜势为Ⅰ，可能发生的风险事故类型主要为柴油、煤层气、废机油泄漏，发生火灾、爆炸等引发的伴生/次生污染物排放。施工期柴油储罐发生泄漏，泄漏的柴油对大气、土壤和地下水环境产生一定的影响；运营期管线、站内设备发生破损造成煤层气、采出水泄漏，污染大气环境和土壤环境，泄漏的采出水可能通过包气带渗漏进入地下含水层，污染地下水；泄漏的煤层气若遇明火，发生火灾、爆炸，污染大气环境。发生事故后，在严格落实本报告提出的风险防范措施的前提下，不会对周围环境产生明显影响。

9.3.2 环境保护措施

（1）生态环境

单井采气管线、集气管线、道路选线过程中和井场选址时在满足设计需求的前提下，尽量避开植被密集区域；施工过程中尽量避免破坏野生植物，最大限度避免破坏野生动物的活动场所和生存环境。施工过程中严格规定车辆和各类工作人员的活动范围，使之限于在施工区范围内活动，不随意踩踏砍伐野生植被，尽量不侵扰野生动物的栖息地。管沟应分层开挖、分层堆放、分层回填，特别是表层土壤分层堆放，以保护植被生长层，降低对土壤养分的影响，尽快使土壤恢复生产力，同时减少水土流失；土石方不得随意堆放，应集中堆置与管沟一侧，且不影响施工安全的距离内，施工完毕后全部用于回填并分层压实。施工结束后，及时对施工场地进行平整，以便后期植被自然恢复；对永久占地进行砾石铺垫等地面硬化处理，以减少风蚀量。建设单位应按照《中华人民共和国土地管理法》《新疆维吾尔自治区实施〈中华人民共和国土地管理法〉办法》相关规定，依法办理占地手续，足额缴纳

经济补偿费。加强施工期环境监理。

（2）大气环境

施工期合理规划运输道路线路，尽量利用油田现有的公路网，施工车辆严格按照规定线路行驶，严禁乱碾乱压。严禁在大风天气进行土方作业。粉状材料及临时土方等在施工区堆放应采取覆盖防尘布，逸散性材料运输采用苫布遮盖。优化施工组织，道路和管线分段施工，缩短施工时间。施工结束后尽快对施工场地进行整理和平整，减少风蚀量。加强对施工人员的环保教育，提高全体施工人员的环保意识，坚持文明施工、科学施工，减少施工期的大气污染。运输车辆及施工机械采用符合国家标准的油品，定期对施工机械及运输车辆保养维护。使用高质量柴油机、柴油发电机和符合国家标准的柴油，并定期对设备进行保养维护。

运营期井口采出物通过单井采气管线管输至增压集气站，再经管线管输至增压脱碳脱水站，这个汇集、处理及输送的全过程均采用密闭工艺流程。选用质量可靠的设备、仪表、阀门等；定期对采气井场、一区增压脱碳脱水站、四区增压脱碳脱水站和四区集气增压站内的各设备、阀门等检查、检修，以防止跑、冒、漏、漏现象的发生。事故状态下，井场的煤层气排至放喷池燃烧放空，一区增压脱碳脱水站、四区增压脱碳脱水站和四区集气增压站送至火炬系统燃烧放空。对一区增压脱碳脱水站、四区增压脱碳脱水站和四区集气增压站内的设备与管线组件泄漏检测；采气井场内的煤层气禁止直接排放，事故状态下，井口煤层气通过放喷管输送至放喷池处，进行燃烧放空。导热油炉采用低氮燃烧器、清洁燃料天然气，加强导热油炉的维修保养。

（3）水环境

施工期管道试压采用清水试压，管道试压废水产生量较小，主要污染物为悬浮物，试压结束后，用于项目区洒水抑尘，混凝土养护废水主要靠自然蒸发处理；废压裂液循环利用，不外排；生活污水排至生活污水防渗收集池内，施工结束后清运至生活污水处理系统处理；运营期每座井场设 1 座 50m^3 防渗暂存池，采出水送至防渗暂存池中暂存。站场内设 1 座密闭卧式钢制污水罐，采出水、装置排污水排至密闭卧式钢制污水罐暂存，最终均用于压裂液配制，不外排；生活污水就近送至生活

水处理厂处理；各类废水均得到妥善处置，正常情况下不会对周围水环境产生明显影响。

（4）噪声

施工期设备选型上采用低噪声的设备，施工设备要经常检查维修，对噪声较大的设备采取基础减震措施；加强施工场地管理，合理疏导进入施工区的车辆，禁止运输车辆随意鸣笛。

运营期尽量选用低噪声设备，对噪声强度较大的设备进行减噪处理；定期给机泵等设备加润滑油和减振垫，对各种机械设备定期保养；加强噪声防范，做好个人防护工作。

（5）固体废物

施工期固体废物主要为钻井岩屑、废机油、废油桶、沾油废防渗材料、生活垃圾和建筑垃圾，钻井岩屑采用不落地系统处理，分离出的液相回用于钻井液配置，钻井结束后由钻井队带至下一个钻井井场继续使用，不外排；分离出的固相即为水基岩屑，在岩屑储罐内贮存，交由岩屑处置单位处理。废机油、废机油桶和沾油废防渗材料属于《国家危险废物名录（2025 年版）》HW08 废矿物油与含矿物油类危险废物，贮存在井场内的危险废物临时贮存点，集中收集后交由有相应危险废物处置资质的单位进行回收处置。生活垃圾集中收集后由环卫部门统一处置。施工过程中使用材料产生的废边角料等尽量由施工单位统一回收利用，废包装物、废砖块等无法再利用的集中堆放，定期送至当地建筑垃圾填埋场填埋处理。运营期固体废物主要为防渗暂存池底泥、废滤芯、废分子筛、废导热油、废机油、废油桶和生活垃圾。防渗暂存池底泥、废滤芯、废分子筛属于一般工业固体废物，防渗暂存池底泥清掏后拉运至一般工业固体废物填埋场处置。废滤芯、废分子筛更换后由厂家回收处置，废导热油、废机油和废油桶属于《国家危险废物名录（2025 年版）》HW08 废矿物油和含矿物与废物，临时暂存在站内危险废物临时暂存库内，最终交由有相应危险废物处理资质的单位回收处置。生活垃圾集中收集后交由环卫部门统一处置。

（6）土壤环境

施工期应严格控制施工期临时占地面积，按设计及规划的施工范围进行施工作业，减少土壤扰动；施工机械及运输车辆应按规定的道路行驶，减少对土壤的碾压，

减少碾压造成的土壤紧实度增加及养分流失；施工产生的建筑垃圾不得随意抛洒，应集中收集并及时清运，防止污染物进入土壤环境造成污染。

运营期采出水、装置排污水和井下作业废液（压裂返排液、酸化返排液和废洗井液）最终均用于压裂液配制，不外排，生活污水就近送至生活污水处理系统处理；防渗暂存池底泥清掏后拉运至一般工业固体废物填埋场处置，废滤芯、废分子筛更换后由厂家回收处置，废导热油、废机油和废油桶临时暂存在站内危险废物临时暂存库内，最终交由有相应危险废物处理资质的单位回收处置。生活垃圾集中收集后交由环卫部门统一处置。产生的各类废物均可得到妥善处置，从源头减少了污染物的产生。选用耐腐蚀性能、抗老化性能、耐热性能、抗冻性能及耐磨性能好的设备作防止设备腐蚀穿孔，降低新增环境风险事故的发生概率；加强对站场和井场的巡检及检维修。

（7）环境风险

井喷事件发生时，通过放喷管线将井喷液体排放至应急放喷池内，待事故结束后，对应急放喷池内物体进行清理。柴油储罐底部铺设防渗膜；罐区周边设置警示标识，严禁烟火和不相关人员靠近；日常加强油罐的管理及安全检查，防止发生泄漏等安全事故。钻井施工队应制定《井喷及井喷失控应急预案》。设计、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；井场设置明显的禁止烟火标志；在井架上、井场路口等处设置风向标，以便发生事故时人员能迅速向上风向疏散；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。站场设备采用质量合格的产品，定期进行巡检、维修及保养；运营期对管线进行巡视，加强管线和警戒标志的管理工作；井口设有紧急切断阀，井场设有放喷池，事故状态下可采取紧急切断、将煤层气排至放喷池燃烧放空；加强管线接口的检查工作，防止腐蚀穿孔。定期进行壁厚检测；配备一定的消防设施，定期进行消防培训与实战演练，要求岗位工作人员具有较强的消防安全意识，加强巡检，确保无异常情况出现。定期对单井采气管线和注醇管线进行巡检，严格按照管道施工、验收等规范进行设计、施工和验收。管线敷设前，应加强对管材和焊接质量的检查；加强自动控制系统的管理和控制，严格控制压力平衡。定期对管线进行超声波检查，对壁厚低于规定要求的管段应及时更换，消除爆管的隐患；定期对

单井采气管线和注醇管线上的安全保护设施，如截断阀、安全阀、放空系统等进行检查；严禁在管线两侧各5m范围内修筑工程，在管线上方及近旁严禁动土开挖和修建超过管道负荷的建筑物，建设单位应编制突发环境事件应急预案并备案。

9.4 经济损益性分析结论

本项目在建设过程中，由于采气井场、管线、道路、输电线路等都占用一定量的土地，因此带来一定的环境损失。因而在油田开发过程中，需要投入必要的资金用于污染防治和生态恢复等，实施相应的环保措施后，不但能够起到保护环境的效果，同时节约经济开支，为企业带来双赢。

9.5 环境管理与监测计划结论

本次评价根据工程的特点，提出了相关的环境管理要求和监测计划，要求建设单位务必按照环评要求落实各项措施。

9.6 公众参与

建设单位根据《环境影响评价公众参与办法》的要求，项目进行了一次网上公示，公示期间未收到公众反馈意见。

9.7 总结论

项目符合国家相关规划、环保政策及“三线一单”的要求，选址选线合理。运营期废气能实现“达标排放”，工业废水零排放，固体废物实现“无害化”处置；建成后区域环境质量仍可以满足相应功能区要求；开发活动对生态环境的影响较小，不会对区域生态系统或生物多样性产生较大影响；项目在运行过程中存在一定的环境风险，但采取相应的环境风险防范措施后，其影响是可防可控的；项目进行了一次网上公示，公示期间未收到公众反馈意见。从环境保护角度论证建设可行。