新疆亚新油气有限责任公司阜康市白杨河区域煤矿瓦斯治理三期项目

环境影响报告书

建设单位：新疆亚新油气有限责任公司

编制单位：新疆辰光启航环保技术有限公司

2026年4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 ..... - 3 -
1.3 分析判定相关情况 ..... - 4 -
1.4 关注的主要环境问题及环境影响 ..... - 57 -
1.5 环境影响报告书主要结论 ..... - 57 -
2 总则 ..... - 59 -
2.1 评价目的与评价原则 ..... - 59 -
2.2 编制依据 ..... - 59 -
2.3 环境影响因素识别与评价因子确定 ..... - 65 -
2.4 环境功能区划与评价标准 ..... - 70 -
2.5 评价等级 ..... - 78 -
2.6 评价范围 ..... - 90 -
2.7 环境敏感点及环境保护目标 ..... - 93 -
3 项目概况及工程分析 ..... - 95 -
3.1 项目工作区范围内区域勘探开发概况 ..... - 95 -
3.2 建设项目概况 ..... - 142 -
3.3 工程分析 ..... - 165 -
3.4 环境影响因素分析 ..... - 225 -
3.5 污染物总量控制 ..... - 259 -
3.6 清洁生产 ..... - 259 -
4 环境现状调查与评价 ..... - 275 -
4.1 自然环境概况 ..... - 275 -
4.2 环境质量现状调查与评价 ..... - 291 -
5 环境影响预测与评价 ..... - 330 -
5.1 施工期环境影响预测与评价 ..... - 330 -

5.2 运营期环境影响分析 - 352 -
5.3 环境风险评价 - 392 -
5.4 退役期环境影响分析 - 423 -
5.5 水土保持影响 - 424 -
5.6 碳排放环境影响分析 - 424 -
6 环境保护措施及其可行性论证 - 439 -
6.1 施工期环境保护措施可行性分析 - 439 -
6.2 运营期环境保护措施及可行性分析 - 453 -
6.3 服务期满后环境保护措施 - 471 -
7 环境影响经济损益分析 - 477 -
7.1 经济效益 - 477 -
7.2 社会效益分析 - 477 -
7.3 环境损益分析 - 478 -
8 环境管理与监测计划 - 483 -
8.1 环境管理 - 483 -
8.2 环境监理 - 500 -
8.3 环境监测计划 - 503 -
8.4 竣工验收管理 - 508 -
9 环境影响评价结论 - 513 -
9.1 项目概况 - 513 -
9.2 产业政策符合性 - 513 -
9.3 环境现状 - 514 -
9.4 主要环境影响及环保措施 - 515 -
9.5 公众参与 - 518 -
9.6 总体结论 - 518 -
9.7 建议 - 518 -

1 概述

1.1 项目背景

为推动煤层气产业高质量发展，国家及新疆维吾尔自治区出台多项支持政策：2018 年 9 月，国务院发布《关于促进天然气协调稳定发展的若干意见》，提出研究将中央财政对非常规天然气补贴政策延续至“十四五”时期；根据中国煤层气开发利用战略研究，2030 年我国煤层气产量有望达到 900 亿方，当前产量与远期目标差距明显，产业发展空间广阔、开发利用前景良好，我国煤层气产业正步入提速发展新时期。

结合区域发展规划，《新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划（2021—2025 年）》及自治区发展改革委相关方案明确，“十四五”重点加快推进国家级“新疆准噶尔盆地南缘煤层气产业化基地”建设；自治区财政厅于 2023 年出台《自治区天然气（煤层气）勘探开发激励政策》，通过及时拨付专项经费、出台勘查开采支持政策、争取中央资金支持、参与资本金投入等多项措施，全方位助力煤层气产业发展。

新疆亚新油气有限责任公司（原名：新疆科林思德新能源有限责任公司，2025 年 5 月 30 日变更为新疆亚新油气有限责任公司，见附件 3 准予变更通知书）于 2009 年 7 月经自治区人民政府批准成立（新政办函〔2009〕176 号），注册资本 5.38 亿元，总资产 21.77 亿元，是新疆地区从事煤矿瓦斯科研、勘探、开发与利用时间最长的专业瓦斯勘探开发企业，同时获评国家高新技术企业、自治区“创新型企业”和“专精特新企业”，具备雄厚的技术实力和产业基础。

阜康市白杨河矿区作为新疆煤层气勘探开发的首个“主战场”，资源条件优越、地质勘查程度高、煤层气产业基础较好，其中八区瓦斯勘查开发面积达 63.0km^2（水平投影面积）。其中垂深 1200m 浅探明地质储量为 43.39×10^{8}m^3，技术可采储量 21.70×10^{8}m^3（备案）；探明区垂深 1200-1500m 的三个煤层预测储量为 12.45×10^{8}m^3。垂深 1500m 外的未探明区预测储量为 380.3×10^{8}m^3。具备新疆煤层气优先开发的资源条件；且该区域煤层气资源成藏条件好、地质构造相对简单，资源丰度和勘探程

度均较高，为产能建设提供了可靠的资源储量支撑。

为积极响应国家及自治区煤层气产业发展规划与能源结构优化部署，加快推进阜康市白杨河矿区煤层气勘探开发与煤矿瓦斯综合治理，新疆亚新油气有限责任公司已先后组织实施矿区瓦斯治理一、二期项目。

2024 年，企业投资 47500 万元建设新疆科林思德新能源有限责任公司阜康市白杨河区域煤矿瓦斯治理一期项目，2024 年 9 月 27 日取得昌吉州生态环境局环评批复（昌州环评〔2024〕259 号），2024 年 10 月一期项目陆续进入建设期，井场及集气增压站于 2024 年 11 月至 2025 年 12 月陆续完成投入试运行。2026 年 2 月启动竣工环境环保验收工作，委托新疆维吾尔自治区环境工程评估中心承担一期项目现场调查及调查报告编制工作，目前项目尚处于验收调查阶段。

2025 年，企业再次投资 122763 万元建设阜康市白杨河区域煤矿瓦斯治理二期项目，于 2025 年 8 月 29 日取得自治区生态环境厅环评批复（新环审〔2025〕199 号），井场、井口及集气管线等于 2025 年 9 月至 2025 年 12 月陆续完成投入试运行。2026 年 2 月启动竣工环境环保验收工作，委托新疆维吾尔自治区环境工程评估中心承担二期项目一阶段现场调查及调查报告编制工作，现阶段二期一阶段工程为已建成试运行、待验收工程；三期依据的 FK61、FK66、KF70、KF71 四座井场为在建工程，土建及配套设施尚未完工、未投运、未验收。

本次三期项目为区块接续加密开发工程，工作区完全嵌套、依托一、二期已建及在建工程范围布设，与一、二期工程地理位置紧密衔接、开发区域统一，属于白杨河八区块整体瓦斯治理工程的重要组成部分。本项目主要依托二期在建四座加密井场布设井位，采用同井场分期滚动开发模式，依托前期已成型的区块开发格局、集输路由及配套基础设施开展建设。本项目已于 2026 年 4 月 28 日取得阜康市发改委投资项目备案证（备案证号：2604-652302-04-03-223058）。

一、二、三期项目整体同属于白杨河八区块开发范围。本项目的建设实施，可接续完善白杨河矿区煤矿瓦斯综合治理体系，助推区域煤层气产业化、规模化、集约化发展，助力新疆煤层气产业高质量发展；同时，开发产出的煤层气可优先保障阜康市用气需求，并辐射供给乌鲁木齐等周边城市，有效缓解北疆地区冬季天然气

供应紧张压力，兼具能源保障、矿山安全治理、节能减排及民生保供多重效益，项目建设十分必要且迫切。

本项目建设可加快新疆煤层气产业发展步伐，推动区域煤层气产业高质量发展；所产煤层气可满足阜康市自用并外供乌鲁木齐等周边城市，缓解冬季气源紧张压力，项目建设十分必要。

1.2 环境影响评价的工作过程

（1）前期准备、调研和工作方案阶段

新疆亚新油气有限责任公司委托新疆辰光启航环保技术有限公司承担“新疆亚新油气有限责任公司阜康市白杨河区域煤矿瓦斯治理三期项目”的环境影响报告书编制工作。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评技术导则、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。

（2）分析论证和预测评价阶段

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。

（3）环境影响评价文件编制阶段

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，完成环境影响报告书编制，并提交生态环境主管部门和专家审查。

本次评价工作得到了各级生态环境主管部门的大力支持和帮助，在此一并致谢！

环境影响评价工作程序见图 1.2-1。

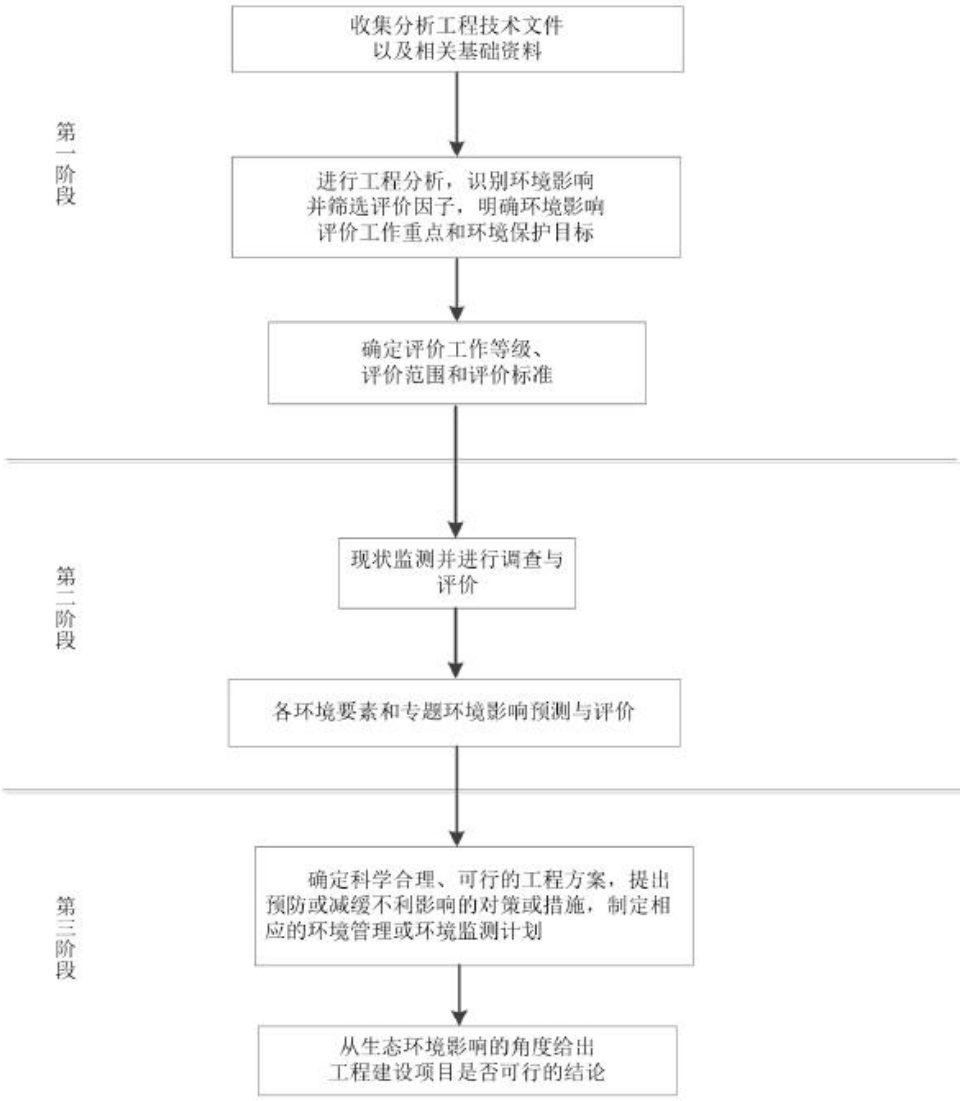


图 1.2-1 环境影响评价工作程序图

1.3 分析判定相关情况

1.3.1 产业政策的符合性

1.3.1.1 与《产业结构调整指导目录（2024 年本）》符合性分析

根据《产业结构调整指导目录（2024 年本）》，本项目属于煤矿瓦斯治理及利用项目，对应鼓励类“三、煤炭”中第 4 条“煤层气勘探、开发、利用和煤矿瓦斯抽采、利用”，项目建设符合国家产业政策要求。

本项目已于 2026 年 4 月 28 日取得阜康市发改委投资项目备案证（备案证号：2604-652302-04-03-223058）。

1.3.1.2 与《产业转移指导目录（2018 年本）》符合性分析

对照《产业转移指导目录（2018 年本）》相关规定，其中“西部地区-新疆维吾尔自治区-优先承接发展的产业-化工”类别下明确列出：“3.煤层气开发利用、煤制高端精细化工产品、低阶煤提质及副产物综合利用（承接地包括乌鲁木齐市、哈密市、伊犁州、昌吉州、吐鲁番市、塔城地区、阿克苏地区）”。

本项目位于新疆维吾尔自治区昌吉回族自治州阜康市阜康矿区，属于上述条款明确的承接地范围；项目类型为煤矿瓦斯（煤层气）抽采开发利用项目，与目录中“煤层气开发利用”要求高度契合。综上，本项目的所在区域、行业类别均属于新疆维吾尔自治区优先承接发展的产业范畴，符合《产业转移指导目录（2018 年本）》中的相关要求，契合国家及区域产业转移引导方向。

1.3.1.3 与《煤层气产业政策》符合性分析

国家能源局于 2013 年 3 月发布《煤层气产业政策》（国家能源局公告 2013 年第 2 号），该政策旨在科学高效开发利用煤层气资源，加快培育和发展煤层气产业，对保障煤矿安全生产、优化能源结构、保护生态环境具有重要意义，其中第三章“产业布局”第八条明确规定：“加快沁水盆地和鄂尔多斯盆地东缘等煤层气产业化基地建设，大幅度提高煤层气产量。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。在河北、内蒙古、吉林、安徽、江西、湖南等地区开展勘探开发试验。”该条款明确将新疆列为重点加大煤层气资源勘探力度、建设规模化开发示范工程的区域，为新疆煤层气产业发展提供了明确政策导向。

本项目选址于新疆维吾尔自治区昌吉回族自治州阜康市阜康矿区，而阜康市所在的昌吉州是新疆煤层气勘探开发的重点区域，目前已在准南阜康市一带成功出让多个煤层气探矿权，推动煤层气与煤炭协同开发，具备良好的产业发展基础。本项目类型为煤矿瓦斯（煤层气）抽采开发项目，核心是对煤层气资源进行规模化开发利用，完全契合《煤层气产业政策》中“加大新疆地区煤层气资源勘探力度，建设规模化开发示范工程”的相关要求，符合国家煤层气产业布局导向和发展规划。综上，本项目符合《煤层气产业政策》中的相关规定。

1.3.1.4 建设项目环境影响评价分类

根据《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”，评价类别见表 1.3-1。

表 1.3-1《建设项目环境影响评价分类管理名录（2021 年版）》中对应类别一览表

环评类别 项目类别		报告书	报告表	登记表	本栏目环境敏感区含义
8	陆地天然气开采	新区块开发；年生产能力 1 亿 m^3 及以上的煤层气开采；涉及环境敏感区的（含内部集输管线建设）	其他	/	第三条（一）中的全部区域；第三条（二）中的除（一）外的生态保护红线管控范围，永久基本农田、基本草原、森林公园、地质公园、重要湿地、天然林，重点保护野生动物栖息地，重点保护野生植物生长繁殖地，重要水生生物的自然产卵场、索饵场、越冬场和洄游通道，天然渔场，水土流失重点预防区和重点治理区、沙化土地封禁保护区；第三条（三）中的全部区域
本项目情况		年生产能力 1 亿 m^3 及以上的煤层气开采且涉及环境敏感区的	不属于		天山北坡国家级水土流失重点预防区、自治区级II2 天山北坡诸小河流域重点治理区

本项目位于昌吉回族自治州阜康市矿区白杨河区块，该区块曾有煤层气开发相关工程基础：2015 年，阜康市通源新能源科技开发有限责任公司在该区块开展白杨河矿区煤层气开发利用先导性示范工程，建设单位于当年委托新疆煤炭设计研究院有限责任公司编制完成《阜康市通源新能源科技开发有限责任公司白杨河矿区煤层气开发利用先导性示范工程环境影响报告书》，并于 2016 年 5 月 31 日取得原新疆维吾尔自治区环境保护厅（现新疆维吾尔自治区生态环境厅）出具的批复文件（新环函〔2016〕646 号）。该先导性示范工程于 2016 年启动建设开采，截至目前所有开采井已全部停产，且其工作区范围与本项目部分工作区范围存在重叠。

本项目建设井场 16 座，其中新建 12 座，利旧二期已建井场 4 座；新建 75 口井，包括直井、定向井 19 口（含地下注热瓦斯开发井 4 口：FQ1-X1～FQ1-X4）、水平井 56 口（含配套采气井 FQ1-H1），4 口注热井不参与产气，产气井合计 71 口，其中直井、定向井 15 口、水平井 56 口；配套建设集输管线总长 8.15km，其中

新建约 4.15km，依托二期已建管线 4.0km，所有建设内容均位于白杨河八区块内，据此判定，本项目拟建设区块不属于新区块开发。

根据本项目设计规划，项目设计年开采煤层气（瓦斯气）1.0 亿 m^3，达到年生产能力 11.0 亿 m^3 及以上标准。同时，本项目位于昌吉回族自治州阜康市白杨河矿区，依据《全国水土保持规划国家级水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果》（水利部〔2013〕188 号文）、《关于印发新疆自治区级水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果的通知》（新水水保〔2019〕4 号）及《新疆维吾尔自治区昌吉回族自治州水土保持规划（2021-2030 年）》相关规定，项目区属于天山北坡国家级水土流失重点预防区、自治区级Ⅱ2 天山北坡诸小河流域重点治理区，属于《建设项目环境影响评价分类管理名录（2021 年版）》中明确的环境敏感区范畴，即本项目所在地涉及环境敏感区。

综上分析，本项目虽不属于新区块开发，但结合《建设项目环境影响评价分类管理名录（2021 年版）》中“年生产能力 1 亿 m^3 及以上的煤层气开采、涉及环境敏感区的煤层气开采需编制环境影响报告书”的相关要求，本项目生产能力达到 1 亿 m^3 及以上且涉及环境敏感区，综合判定，本项目需编制环境影响报告书。

1.3.2 相关政策符合性分析

1.3.2.1 与《2024-2025 年节能降碳行动方案》符合性分析

国务院于 2024 年 5 月 29 日发布《国务院关于印发〈2024-2025 年节能降碳行动方案〉的通知》（国发〔2024〕12 号），该方案是积极稳妥推进碳达峰碳中和、促进经济社会发展全面绿色转型的重要举措，旨在加大节能降碳工作推进力度，完成“十四五”节能降碳约束性指标。其中，方案二、重点任务—（一）化石能源消费减量替代行动中明确提出：“2.优化油气消费结构。合理调控石油消费，推广先进生物液体燃料、可持续航空燃料。加快页岩油（气）、煤层气、致密油（气）等非常规油气资源规模化开发。有序引导天然气消费，优先保障居民生活和北方地区清洁取暖。除石化企业现有自备机组外，不得采用高硫石油焦作为燃料。”

本项目为煤矿瓦斯治理项目，核心业务是煤矿瓦斯（煤层气）的抽采开发利用，本质上属于《2024—2025 年节能降碳行动方案》中明确鼓励的“煤层气规模化开发”

范畴，与方案中优化油气消费结构、加快非常规油气资源开发的要求高度契合，能够助力化石能源消费减量替代，推动节能降碳目标实现。综上，本项目符合《2024—2025 年节能降碳行动方案》（国发〔2024〕12 号）中的相关要求。

1.3.2.2 与《2030 年前碳达峰行动方案》符合性分析

根据《2030 年前碳达峰行动方案》中（一）能源绿色低碳转型行动、5．合理调控油气消费：“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。”本项目为煤矿瓦斯抽采项目，建成投产后开采煤层气 1.0 亿 m^3/年，推动区域煤层气资源的开发利用，符合《2030 年前碳达峰行动方案》中相关内容。

1.3.2.3 与《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）符合性分析

“根据《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）中四、加强煤层气开发利用管理：

（十）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。对煤炭规划 5 年内开始建井开采的区域，按照煤层气开发服务于煤炭开发的原则，采取合作或调整煤层气矿业权范围等方式，优先保证煤炭资源开发需要，并有效开发利用煤层气资源；对煤炭规划 5 年后开始建井开采的区域，应坚持“先采气、后采煤”，做好采气采煤施工衔接。增设一批煤层气矿业权，通过招投标等竞争方式，优先配置给有开发实力的煤层气和煤炭企业。

（十一）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。研究提高煤层气最低勘查投入标准，限期提交资源储量报告。对长期勘查投入不足、勘查结束不及时开发的企业，核减其矿业权面积；对具备开发条件的区块，限期完成产能建设；对不按合同实施勘查开发的对外合作项目，依法终止合同。

（十二）鼓励规模化开发利用。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。鼓励民间资本参与煤层气勘探开发、储配及输气管道建设。鼓励金融机

构积极做好煤层气（煤矿瓦斯）开发利用项目的金融支持服务工作。

（十三）规范煤层气投资项目管理。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。”

本项目属于白杨河区块煤矿瓦斯治理项目，现有煤矿已停产，并签订协议，项目配套建设煤层气开采标准化井场及输气管线、道路、供电管线等基础设施，开采后的煤层气通过集输管线输送至下游已建的集气增压站（一期工程）、阜康市增压脱水站进一步处理，末端输送至晋源接收站外售，符合《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）中相关内容。

1.3.2.4 与《空气质量持续改善行动计划》符合性分析

国务院印发《空气质量持续改善行动计划》（国发〔2023〕24 号），该计划是持续深入打好蓝天保卫战、推动空气质量持续改善的重要指导性文件，旨在强化多污染物减排、切实降低排放强度，推动经济社会发展全面绿色转型。其中，计划第六章“强化多污染物减排，切实降低排放强度”中第（二十一）条明确要求：“强化非甲烷总烃全流程、全环节综合治理。鼓励储罐使用低泄漏的呼吸阀、紧急泄压阀，定期开展密封性检测。汽车罐车推广使用密封式快速接头。污水处理场所高浓度有机废气要单独收集处理；含非甲烷总烃有机废水储罐、装置区集水井（池）有机废气要密闭收集处理。重点区域石化、化工行业集中的城市和重点工业园区，2024 年年底前建立统一的泄漏检测与修复信息管理平台。企业开停工、检维修期间，及时收集处理退料、清洗、吹扫等作业产生的非甲烷总烃废气。企业不得将火炬燃烧装置作为日常大气污染治理设施。”

本项目为煤矿瓦斯治理项目，属于煤层气开发利用范畴，运营期大气污染物主要为集气管道无组织排放的非甲烷总烃，与计划中需强化治理的非甲烷总烃排放管控要求高度相关。为严格落实该计划中非甲烷总烃全流程、全环节综合治理要求，本项目对煤层气采用管道密闭输送工艺，选用优质输送管道及附属设施，从源头减少非甲烷总烃泄漏风险；同时明确要求运营单位定期对井场及相关设施开展密封性

检测，定期巡查输配管线，及时排查并整改泄漏隐患，有效减少非甲烷总烃无组织排放量，确保排放符合相关标准要求，切实落实非甲烷总烃综合治理措施。

此外，本项目无储罐、汽车罐车、污水处理场所及石化化工相关生产环节，不涉及开停工、检维修期间退料、清洗、吹扫等作业产生的非甲烷总烃废气，亦未将火炬燃烧装置作为日常大气污染治理设施，不违反计划中相关禁止性及限制性要求。综上所述，本项目的建设及运营严格契合《空气质量持续改善行动计划》（国发〔2023〕24 号）中关于非甲烷总烃综合治理的相关要求，符合空气质量持续改善的总体导向。

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

根据《新疆维吾尔自治区 2025 年空气质量持续改善行动实施方案》（新政办发〔2024〕58 号）相关规定，本项目与（新政办发〔2024〕58 号）中相关内容要求进行对比分析，见下表。

表 1.3-2 与《新疆维吾尔自治区 2025 年空气质量持续改善行动实施方案》相关要求的符合性

《新疆维吾尔自治区 2025 年空气质量持续改善行动实施方案》（新政办发〔2024〕58 号）	本项目情况	结论
（十七）强化挥发性有机物和氮氧化物综合治理。优化含 VOCs 原辅材料和产品结构，加快推进含 VOCs 原辅材料源头替代，推广使用低（无）VOCs 含量涂料，严格执行 VOCs 含量限值标准。实施石化、化工、工业涂装、包装印刷等重点行业及油品储运销（储罐）VOCs 深度治理。企业开停工、检维修期间，及时收集处理退料、清洗、吹扫等作业产生的 VOCs 废气，不得将火炬燃烧装置作为日常大气污染处理设施。联防联控区石化、化工行业集中的园区，建立统一的泄漏检测与修复信息管理平台。加大锅炉、炉窑及移动源氮氧化物减排力度，有序实施燃气锅炉低氮燃烧改造。加强氮肥、纯碱等行业大气氨排放治理，强化工业源烟气脱硫脱硝氨逃逸防控。	本项目为煤矿瓦斯治理项目，属于煤层气开发利用范畴，运营期大气污染物主要为集气管道无组织排放的非甲烷总烃。为严格落实该计划中非甲烷总烃全流程、全环节综合治理要求，本项目对煤层气采用管道密闭输送工艺，选用优质输送管道及附属设施，从源头减少非甲烷总烃泄漏风险；同时明确要求运营单位定期对井场及相关设施开展密封性检测，定期巡查输配管线，及时排查并整改泄漏隐患，有效减少非甲烷总烃无组织排放量，确保排放符合相关标准要求，切实落实非甲烷总烃综合治理措施。	符合

综上所述，本项目建设总体符合关于印发《新疆维吾尔自治区 2025 年空气质量持续改善行动实施方案》的通知（新政办发〔2024〕58 号）中相关要求。

1.3.2.6 与《煤层气（煤矿瓦斯）利用导则》（GB/T28754-2012）（国办发〔2013〕93 号）符合性分析

为规范煤层气（煤矿瓦斯）开发利用行为，落实资源综合利用与环境保护要求，本项目对照《煤层气（煤矿瓦斯）利用导则》（GB/T28754-2012）（国办发〔2013〕93 号）相关规定，从资源利用与产品等级、环境保护措施两大方面，开展符合性分析如下：

（1）资源利用与产品等级符合性

①甲烷浓度与产品等级

根据《煤层气（煤矿瓦斯）利用导则》（GB/T28754-2012）（国办发〔2013〕93 号）表 1 中的定义，结合本项目煤层气组分检测及设计参数，确定本项目煤层气产品等级为二级，甲烷含量范围符合导则规定的 50%-90%；同时，导则明确二级产品推荐利用率要求为≥60%，为本项目资源利用设定了明确标准。

②商业化利用模式

本项目开采的煤层气，经集气增压站收集增压后，输送至下游阜康增压脱水站进行深度处理，处理达标后对外销售，属于市场化能源利用模式，契合导则中煤层气商业化利用的导向要求。尽管项目具体利用率数据未直接披露，但结合项目设计年开采量 1.0 亿 m^3 的规模以及下游接收站的外售能力进行合理推断，其利用率可达到导则规定的二级产品≥60%的要求，符合导则中资源综合利用的核心原则。

（2）环境保护措施符合性

①废水处理与回用

本项目施工期及运营期产生的废水主要包括钻井废水、压裂返排液、采出水等，针对各类废水，项目采用“循环利用+拉运至污水处理厂处理”的组合模式，实现废水资源化利用与达标排放。其中，压裂返排液优先回用于下一井次压裂液配置，最大限度提高水资源利用率；剩余无法循环利用的废水，统一拉运至阜东污水处理厂处理，达标后排放。虽然《煤层气（煤矿瓦斯）利用导则》未强制规定废水回用率，但本项目通过废水循环利用减少外排量，从源头降低环境污染，完全符合导则中“减少环境污染”的基本原则。同时，项目已明确，若未来地方环保标准提高废水回用

率要求，将进一步优化废水处理工艺，确保持续符合相关要求。

②废气排放控制

为严格控制废气排放，本项目煤层气集输全过程采用密闭工艺，有效减少非甲烷总烃无组织泄漏；同时，定期对井场设备、阀门等关键设施进行检修维护，及时排查泄漏隐患，并对测试放喷产生的废气采取火炬燃烧处理，确保废气得到有效管控。经核算，本项目非甲烷总烃排放浓度满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）限值要求（≤4mg/m³），与《煤层气（煤矿瓦斯）利用导则》中“减少无组织排放、规范废气处理”的要求高度一致。

③生态保护与修复

本项目高度重视生态环境保护与修复工作，严格落实导则中“边开采、边治理”的生态保护原则：施工期通过砾石铺垫、临时植被防护等措施，减少施工活动引发的风蚀现象，降低对周边生态环境的扰动；运营期对井场永久占地采用砾石覆盖，抑制扬尘产生，保护地表植被；退役期将全面开展封井作业，对井场及周边场地进行生态恢复，恢复区域生态功能。上述生态保护与修复措施，不仅符合《煤层气（煤矿瓦斯）利用导则》相关要求，同时与《新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划（2021-2025 年）》中“推进准南煤田煤层气产业化基地建设、强化生态保护与修复”的要求有效衔接，实现资源开发与生态保护协同推进。

综上，本项目在资源利用与产品等级、环境保护措施等方面，均严格遵循《煤层气（煤矿瓦斯）利用导则》（GB/T28754-2012）（国办发〔2013〕93 号）相关规定，符合导则的各项要求。

1.3.2.7 与《甲烷排放控制行动方案》符合性分析

生态环境部等 11 部门联合印发《甲烷排放控制行动方案》（环气候〔2023〕67 号），该方案是我国开展甲烷排放管理控制的顶层设计文件，旨在强化甲烷排放全流程管控，推动甲烷资源化利用，兼具减缓全球温升的气候效益、能源资源化利用的经济效益，对积极应对气候变化、推进减污降碳协同增效具有重要指导意义。其中，方案（二）“推进能源领域甲烷排放控制”部分，针对甲烷综合利用、泄漏检测与修复、常规火炬管控提出明确要求，具体条款如下：“4.强化甲烷综合利用。促进油气田放

空甲烷排放管控，鼓励企业因地制宜开展伴生气与放空气回收利用，不能回收或难以回收的，应经燃烧后放空。鼓励引导煤炭企业加大煤矿瓦斯抽采利用。到2025年，煤矿瓦斯年利用量达到60亿m^3；到2030年，油田伴生气集气率达到国际先进水平。5.推广应用泄漏检测与修复技术。探索逐步完善油气领域泄漏检测与修复技术规范体系，推动全产业链泄漏检测与修复常态化应用。加强管线先进维检修技术、设备的研究与应用，有效提升甲烷泄漏控制能力。6.推动逐步减少油气系统常规火炬。优化油气田地面工程建设与管理，减少火炬系统天然气燃烧量。科学规划设计新建油气作业项目，在确保生产安全的基础上，努力逐步减少常规火炬燃放。”

本项目为煤矿瓦斯抽采开发利用项目，核心业务围绕煤矿瓦斯（甲烷）的抽采、输送及利用展开，各项建设及运营措施均严格契合上述方案要求，具体符合性分析如下：一是响应“强化甲烷综合利用”要求，本项目建成投产后，可新增煤矿瓦斯年利用量1.0亿m^3，有效提升区域煤矿瓦斯利用水平，助力实现方案提出的“到2025年煤矿瓦斯年利用量达到60亿m^3”的目标，推动甲烷资源化利用，减少甲烷直接排放带来的环境影响，同时发挥能源资源化利用的经济效益，符合方案鼓励煤炭企业加大煤矿瓦斯抽采利用的导向。二是落实“推广应用泄漏检测与修复技术”要求，本项目煤层气（瓦斯气）输送采用管道密闭输送工艺，从源头减少甲烷泄漏风险；同时明确要求运营单位定期对井场设备、管线接口等关键部位开展密封性检测，常态化巡查输配管线，及时排查并整改泄漏隐患，有效提升甲烷泄漏控制能力，契合方案中“推动全产业链泄漏检测与修复常态化应用、加强管线维检修”的相关要求。三是契合“推动逐步减少油气系统常规火炬”要求，本项目在生产过程中不设置常规火炬，严格遵循方案“科学规划设计新建油气相关作业项目、逐步减少常规火炬燃放”的要求，从工程设计层面避免常规火炬燃烧带来的甲烷排放，进一步强化甲烷排放管控，与方案中“减少火炬系统天然气燃烧量”的核心要求高度一致，同时也符合甲烷排放控制的安全环保导向，避免常规火炬燃放带来的各类环境影响。

综上所述，本项目在甲烷综合利用、泄漏控制、常规火炬管控等方面，均严格落实《甲烷排放控制行动方案》（环气候〔2023〕67号）的相关要求，契合方案推进能源领域甲烷排放控制的总体导向，符合国家甲烷排放管控及减污降碳协同增效的发

展要求。

1.3.2.8 与《关于加快解决当前挥发性有机物治理突出问题的通知》的符合性分析

生态环境部发布《关于加快解决当前挥发性有机物治理突出问题的通知》（环大气〔2021〕65 号），该通知旨在聚焦挥发性有机物（VOCs）治理突出问题，强化重点行业、关键环节管控，切实提升挥发性有机物治理效能，推动大气环境质量持续改善。其中，通知第二条明确要求：“针对当前的突出问题开展排查整治。各地要以石油炼制、石油化工、合成树脂等石化行业，有机化工、煤化工、焦化（含兰炭）、制药、农药、涂料、油墨、胶粘剂等化工行业，涉及工业涂装的汽车、家具、零部件、钢结构、彩涂板等行业，包装印刷行业以及油品储运销为重点，并结合本地特色产业，组织企业针对挥发性有机液体储罐、装卸、敞开液面、泄漏检测与修复（LDAR）、废气收集、废气旁路、治理设施、加油站、非正常工况、产品非甲烷总烃含量等 10 个关键环节，认真对照大气污染防治法、排污许可证、相关排放标准和产品非甲烷总烃含量限值标准等开展排查整治。”

本项目为煤矿瓦斯治理项目，属于煤层气开发利用范畴，运营期产生的挥发性有机物主要为集气管道无组织排放的非甲烷总烃，虽未被列入通知明确的重点行业，但项目严格按照通知中挥发性有机物治理的核心要求，针对性落实管控措施，确保符合相关规定。为有效控制非甲烷总烃无组织排放，本项目对煤层气采用管道密闭输送工艺，从源头规避挥发性有机物泄漏风险；同时明确要求运营单位严格落实通知中“泄漏检测与修复”相关管控要求，定期对井场设备、管线接口等关键部位开展密封性检测，常态化巡查输配管线，及时排查并整改泄漏隐患，最大限度减少非甲烷总烃无组织排放，确保排放符合《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）相关限值要求。

此外，本项目无挥发性有机液体储罐、装卸作业、敞开液面、废气旁路、加油站等通知明确的 10 个关键环节相关设施及作业，不涉及非正常工况下挥发性有机物无序排放，也不产生相关产品非甲烷总烃含量超标问题，不违反通知中相关排查整治要求。综上所述，本项目严格落实《关于加快解决当前挥发性有机物治理突出问题的通知》（环大气〔2021〕65 号）中挥发性有机物治理的核心管控要求，符合该通知相

关规定。

1.3.2.9 与《非常规油气开采污染控制技术规范》（SY/T7482-2020）符合性分析

本项目与《非常规油气开采污染控制技术规范》（SY/T7482-2020）中相关要求符合性分析见表 1.3-3。

表 1.3-3 与《非常规油气开采污染控制技术规范》（SY/T7482-2020）符合性分析一览表

《非常规油气开采污染控制技术规范》（SY/T7482-2020）		本项目情况	符合性
4 一般技术要求	4.1.1 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。	报告中已提出本项目环保“三同时”制度，并提出项目建设完工后，需进行竣工环境保护验收工作。	符合
	4.1.2 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。	本项目建设内容均不在生态保护红线范围内。	符合
	4.1.3 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，实现油气和废物的集中收集、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，减轻或消除废弃物对环境的影响。	本项目已优化项目占地、水资源消耗；开采煤层气（瓦斯气）均采用密闭管道输送；生产过程中产生的废物均采取有效措施收集处置，开采过程中主要使用电能；煤层气（瓦斯气）开采采用先进的工艺技术与设备，满足固体废物减量化、资源化和无害化的处理要求。	符合
	4.1.4 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；如无适宜注入条件，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、运输过程中应做好防漏措施。建设单位应建立废水注入和拉运的记录台账、拉运交接台账、转运联单等过程记录应准确齐全。	本项目煤层气（瓦斯气）开采作业过程中产生的钻井废水循环使用于钻井液和压裂液配制，钻井施工结束后钻井废水拉运至阜康市东部城区污水处理厂处理；采出水暂存于标准化井场防渗排采池暂存，拉运至阜康市东部城区污水处理厂处理，废水储存、运输过程均采取防漏措施，报告中已要求建设单位建立废水注入和拉运的记录台账、拉运交接台账、转运联单。	符合

《非常规油气开采污染控制技术规范》（SY/T7482-2020）		本项目情况	符合性
	4.1.5 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。含油废液、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、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。	要求本项目一般工业固体废物的现场管理符合《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB18599-2020），无法利用的送固体废物填埋场填埋处理；水基钻井岩屑、泥浆符合《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997—2017）中相关要求后综合利用；危险废物按照《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）临时贮存，定期交由有危险废物处理资质单位处理；报告中已要求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生态环境部门申报。	符合
	4.1.6 非常规油气开采作业过程中应减少甲烷、非甲烷总烃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。	本项目煤层气（瓦斯气）开采过程中试气放喷释放的煤层气通过火炬燃烧后排放，非正常工况下事故、检修过程中标准化井场通过放散管燃烧；已提出运营期对标准化井场、集气管线进行维护保养，并对动静密封点进行泄漏检测。	符合
	4.1.7 非常规油气开采过程中的钻井作业、压裂作业、试采及油气生产作业应采取措施削减噪声对环境的影响。削减噪声的措施包括但不限于：合理安排施工时间，具备电网接入条件应优先采取电网代燃油措施开展钻井和压裂施 T 活动等；对无法避开居民点等环境敏感点的施工作业，应采取降噪设施、临时疏散、补偿或置换等措施。	本项目煤层气（瓦斯气）施工期均提出噪声削减及控制措施，项目声环境评价范围内无居民点等敏感点。	符合
	4.1.8 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。	本项目施工过程中使用发电机采用合格柴油。	符合
	4.1.9 非常规油气开采作业中所需的化学品应分类态诸，危险化学品应存贮于专用仓库，专用仓库应符合 GB15603 的要求，化学品的存放和使用地点应做防面、防渗、防腐处理，设置明显标识。化学品使用单位应建立危险化学品出入库核查、登记等管理制度。废/的危险化学品及其包装袋、承装容器的管理应符合 GB18597 和	本项目危险化学品暂存于符合《危险化学品仓库储存 通则》（GB15603-2022）的专用仓库；危险废物贮存满足《危险废物收集贮存运输技术规范》（HJ2025-2012）《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023），后委托有危	符合

《非常规油气开采污染控制技术规范》（SY/T7482-2020）		本项目情况	符合性
	HJ-2025 的要求，分类收集储存，明确标识，应委托危险废物经营资质的企业处理处置或由其供应商或生产者回收。	险废物经营资质的企业处理处置。	
	4.1.10 施工和生产期间因场地清理、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。	本项目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
	4.1.11 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处理场，或委托地方环卫机构清运处理。	本项目煤矿瓦斯治理（煤层气开采）作业过程中生活污水经环保厕所收集后拉运至阜康市东部城区污水处理厂处理；生活垃圾定点收集后统一交由环卫部门清运至阜康市生活垃圾填埋场。	符合
	4.1.12 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。	本项目已按照《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）开展环境风险评价，要求建设单位按照《企业突发环境事件风险分级方法》（HJ 941-2018）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
	4.1.13 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。	本项目采用丛式井、多分支井等定向钻井方式。	符合
	4.1.14 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。	本项目施工作业区域表层土壤单独存放，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。	符合
	4.1.15 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。	本项目周边无其他施工活动。	符合
4.2 钻前工程作业	4.2.1 井场的布置应符合 SY/T5466 的规定。	本项目井场布置符合《钻前工程及井场布置技术要求》（SY/T 5466-2013）中相关要求。	符合
	4.2.2 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	本项目所在区域多年平均降水量 196mm，小于 500mm，集污区采取防渗措施	符合

《非常规油气开采污染控制技术规范》（SY/T7482-2020）		本项目情况	符合性
	不小于 0.5m，雨棚的导流槽设计应将雨水导入场外自然水系。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。		
	4.2.3 井场防渗区域应实现分级管控，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。	本项目钻机基础区域、钻井液循环系统、清洁生产操作平台、危险废物贮存点、危险废物贮存库、柴油发电机房为重点防渗区，其他区域为一般防渗区。	符合
	4.2.4 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^{-1}cm/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。	本项目重点防渗区按照《危险废物贮存污染控制标准》（GB 18597-2023）要求。	符合
	4.2.5 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。	一般防渗区满足《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB 18599-2020），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
	4.2.6 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、采出水的排污池须具备防雨、防渗、防腐功能，有非甲烷总烃气体逸散的要满足 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^{-1}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。	本项目钻井废水收集罐、压裂返排液防渗收集池、泥浆岩屑防渗暂存池、采出水防渗排采池具备防雨、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《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB 18599-2020）的要求，无组织逸散气体满足《大气污染物综合排放标准》（GB 16297-1996）表 2 标准限值。	符合
	4.2.7 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。	本项目各池体有效容积满足污水量的容纳。	符合

《非常规油气开采污染控制技术规范》（SY/T7482-2020）		本项目情况	符合性
4.3 钻井作业	4.3.1 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。	已要求井场钻杆架、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《土工合成材料聚乙烯土工膜》（GB/T17643-2011）的要求	符合
	4.3.2 根据钻井各段遇到的地质条件、分层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，避免钻井液进入地层。	本项目钻井采用环境友好型的钻井液体系；已提出采取随钻堵漏、桥塞堵漏等防漏措施，降低钻井液漏失量，避免钻井液进入地层。	符合
	4.3.3 固井质量应符合 SY/T6592 的要求，技术套管固井水泥应抬高至地面，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。	本项目固井质量符合《固井质量评价方法》（SY/T6592-2016）的要求，技术套管固井水泥应抬高至地面，以防止钻井及开采活动连通浅层水及其他地层。	符合
	4.3.4 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。	本项目水基钻井液收集后循环使用。	符合
	4.3.5 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。	本项目水基钻井液循环使用，钻井泥浆、岩屑经标准化井场固液分离设备处理后，分离出的液相进入液相收集罐，用于钻井液配制；分离出岩屑暂存于防渗暂存池，通过固化处理后经检测满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T 3997-2017）中污染物限值要求后用于井场铺垫、矿区内部道路铺设。	符合
	4.3.6 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、混凝土掺合料资源化利用。	本项目不涉及油基钻井液。	符合
	4.3.7 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，	本项目不涉及油基钻井液。	符合

《非常规油气开采污染控制技术规范》（SY/T7482-2020）		本项目情况	符合性
	并按规定处理处置。		
4.4 压裂作业	4.4.1 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，先期制订优化供水方案，获得当地监管部门的取水许可。	本项目压裂用水及配液应遵照节约用水的原则，已签订供水协议。	符合
	4.4.2 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。	本项目用水及配液优先使用分离后压裂返排液，回用水储存采用经过防渗处理的蓄水池或专用储罐，并要求建设单位对用水计量	符合
	4.4.3 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。	本项目压裂作业采取有效措施降低噪声声源，排放满足《建筑施工噪声排放标准》（GB12523-2025）。	符合
	4.4.4 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入《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。	本报告中已列出压裂液组分。	符合
4.5 试采返排	4.5.1 试采过程宜采用密闭流程，应对试采测试流程进行试压，确保不发生泄漏。	本项目试采过程采用密闭流程，并对试采测试流程进行试压，确保不发生泄漏。	符合
	4.5.2 排液、排砂管线应连接规范、固定牢固，管线 出口应修建或配套污染物收集设施，收集设施应具备防渗、防雨等功能。	报告中已提出上述要求。	符合
	4.5.3 试采过程宜配置高效液分离设备，液气分离器 分离出的可燃气体应进入集输流程，或采取现场回收装置进行回收。	已要求试采过程配置高效液气分离设备，液气分离器分离出的可燃气体进入集输流程。	符合
	4.5.4 试采作业应选择有利于气体扩散的气系条件，测试放喷宜配置低噪声燃烧装置，不能回收的可燃气体及时点火，充分燃烧。	本项目试放喷配置低噪声燃烧装置。	符合
	4.5.5 经分离器分离的采出水应进入采出水专用储罐，采用预处理措施以满足回用技术指标，必要时加入专用杀菌剂。	本项目无集气增压站，无分离废水产生及排放。	符合
	4.5.6 试采作业产生的其他排出物及采出水处理产生的污泥应进入收集设施。	本项目试采作业产生排出物、采出水送阜康市东部城区污水处理厂处理。	符合
4.6 地面集输工程建设	4.6.1 非常规油气开发场站及集输工程建设应按照 GB50350、GB50349 和 NB/T14006SY/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。	本项目标准化井场、集输工程建设应按照《油田油气集输设计规范》（GB50350-2015）、《气田集输设计规范》（GB50349-2015）和《煤层气集输设计规范》（NB/T10029-2016）中对非常规油气集输工艺的要求，采用密闭流程。	符合

《非常规油气开采污染控制技术规范》（SY/T7482-2020）		本项目情况	符合性
	4.6.2 放线过程中使用的材料应禁止随意丢弃、抛撒，场地清理应限制在作业带范围内。	已要求放线过程中使用的材料应禁止随意丢弃、抛撒，场地清理应限制在作业带范围内。	符合
	4.6.3 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。	本项目土石方作业采取水土保持措施，作业带穿越沟渠安放涵管导流。	符合
	4.6.4 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。	本项目施工便道进行夯实处理，进出施工现场车辆的主干道定期洒水清扫。	符合
	4.6.5 管道焊接、喷砂等表面处理作业宜在具有降尘防尘措施的集中预制工厂完成，优先选用室内预制；室外预制时，地面宜采用混凝土硬化处理，现场不得积水，不得在砂土地上直接进行预制工作。现场防腐补口作业时，应采取粉尘防治设施。	本项目要求管道焊接、喷砂等表面处理作业宜在具有降尘防尘措施的集中预制工厂完成，优先选用室内预制；室外预制时，地面宜采用混凝土硬化处理，现场不得积水，不得在砂土地上直接进行预制工作。现场防腐补口作业时，采取粉尘防治设施。	符合
	4.6.6 定向钻穿越施工现场的污染防治要求应参照 4.3.5 和钻前施工的一般防渗区要求执行。	本项目定向钻穿越施工现场的污染防治要求按照 4.3.5 和钻前施工的一般防渗区要求执行。	符合
	4.6.7 钢结构等喷涂作业剩余油漆等材料应妥善保存，避免渗漏；高处涂刷作业时，应采取措施防止液体滴落。	本项目已要求钢结构等喷涂作业剩余油漆等材料应妥善保存，避免渗漏；高处涂刷作业时，采取措施防止液体滴落。	符合
	4.6.8 现场进行γ、X 射线检测时，应按规定划定控制区，设置警告标志。现场设置临时贮存库的，应按要求办理环保手续，设置标识和警示说明，放射源出库、入库应实行登记管理。	本项目现场如进行γ、X 射线检测时，应按规定划定控制区，设置警告标志，现场不设置放射源临时贮存库。	符合
4.7 油气生产作业	4.7.1 非常规油气生产过程中经分离后的采出水，应进入采出水专用储存池或专用储罐。	本项目采出水通过标准化井场设防渗排采池暂存，拉运至施工井场回用于钻井、压裂用水，气田后期无法回用时，拉运至阜康市东部城区污水处理厂处理。	符合
	4.7.2 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、注入井设计、处理工艺、注入工艺、运行监管、环境影响等方面进行论证，注入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。	本项目要求采出水注入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、注入井设计、处理工艺、注入工艺、运行监管、环境影响等方面进行论证，注入层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
	4.7.3 注入井的设计、建造、改造应按照	本项目钻井为生产井。	符合

《非常规油气开采污染控制技术规范》（SY/T7482-2020）		本项目情况	符合性
	SY/T6596 的要求保证注入井的完整性，注入井的表层套管深度应在最低淡水层以下，技术套管或注入管应达到目的层，避免施工和注入液体进入其他地层。		
	4.7.4 注入井完井之后，在注入工程开始前应完成对注入井的测井和井完整性测试，并开展试注工作。	本项目钻井为生产井。	符合
	4.7.5 注入井运行期间应进行井完整性管理，定期开展井完整性检查，并根据注入井所在地的水文地质条件布置监测点或监测井，监测井宜选用企业水源井、周边农用井或新建监测井，定期开展地下水水质检测工作。	本项目钻井为生产井，定期开展井完整性检查	符合
	4.7.6 生产期工艺站场厂界环境噪声排放应符合 GB12348 的要求。	本项目运营期厂界噪声排放执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）3 类区标准。	符合
4.8 闭井恢复	4.8.1 非常规油气生产设施报废或退役后，应按照 SY/T6628 和《废弃井封井回填技术指南（试行）》的相关要求执行。	本项目要求生产设施报废或退役后，按照《陆上石油天然气生产环境保护推荐作法》（SY/T6628-2005）、《废弃井封井回填技术指南（试行）》的相关要求执行。	符合
	4.8.2 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。	本项目要求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。	符合
5.3 煤层气开采	5.3.1 煤层气（煤矿瓦斯）排放严格执行 GB21522 的规定。	本项目煤层气（煤矿瓦斯）排放执行《煤层气（煤矿瓦斯）排放标准》（GB21522-2024）。	符合
	5.3.2 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。	本项目选用输水管道符合《建筑排水用高密度聚乙烯（HDPE）管材及管件》（CJ/T 250-2018）。	符合
	5.3.3 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。	本项目采出水暂存于标准化井场防渗排采池，拉运至阜康市东部城区污水处理厂处理。	符合
6 污染物监测要求	6.1 非常规油气开采全流程中，各作业单位应按照有关规定，建立检测监测制度，定期对排污状况自行监测，并保存原始数据记录。开采前期作业单位不具备自行物测条件的，应委托第三方资质单位处置或监	本项目已要求建设单位建立检测监测制度，定期对排污状况自行监测，并保存原始数据记录。	符合

《非常规油气开采污染控制技术规范》（SY/T7482-2020）		本项目情况	符合性
	测方式，并保留监测报告和记录。		
	6.2 企业应按照环境监测管理规定和技术规范的要求，设计、建设、维护永久性采样口、采样测试平台和排污口标志。	本项目已要求建设单位按照环境监测管理规定和技术规范的要求，设计、建设、维护永久性采样口、采样测试平台和排污口标志。	符合
	6.3 非常规油气开采过程中排放的水污染物监测按照 HJ/T91、HJ493、HJ494、HJ495 和 HJ/T373 的规定执行，水污染物中石油类指标的浓度测定按 HJ673 的要求执行。	本项目开采过程中排放的水污染物监测按照《污水监测技术规范》（HJ91.1-2019）、《水质样品的保存和管理技术规定》（HJ493-2009）、《水质采样技术指导》（HJ494-2009）、《水质采样方案设计技术规定》（HJ495-2009）和《固定污染源监测质量保证与质量控制技术规范（试行）》（HJ/T373-2007）的规定执行，水污染物中石油类指标的浓度测定按《水质石油类的测定荧光光度法》（DB65/T4369-2021）的要求执行。	符合
	6.4 非常规油气开采过程中，排气筒中大气污染物的监测按 GB/T16157、HJ/T373、HJ/T397 或 HJ 75-2017、HJ 76-2017 的规定执行；大气污染物无组织排放的监测按 HJ/T55 的规定执行。	本项目正常工况下无有组织废气排放，非正常工况下事故气体燃烧火炬燃烧大气污染物监测按照《固定污染源排气中颗粒物测定与气态污染物采样方法》（GB/T16157-1996）、《固定污染源监测质量保证与质量控制技术规范（试行）》（HJ/T373-2007）、《固定源废气监测技术规范》（HJ/T397-2007）、《固定污染源烟气（SO_2、NOx、颗粒物）排放连续监测技术规范》（HJ75-2017）、《固定污染源烟气（SO_2、NOx、颗粒物）排放连续监测系统技术要求及检测方法》（HJ76-2017）的规定；大气污染物无组织排放的监测按《大气污染物无组织排放监测技术导则》（HJ/T55-2000）的规定执行。	符合
	6.5 非常规油气开采过程中，对钻井作业、地面建设期噪声的监测按照 GB12523 的规定执行，生产期噪声的监测按照 GBJ122 的规定执行。	本项目施工期噪声监测按照《建筑施工噪声排放标准》（GB12523-2025）的规定执行；运营期噪声监测按照《工业企	符合

《非常规油气开采污染控制技术规范》（SY/T7482-2020）		本项目情况	符合性
		业噪声测量规范》（GBJ122-1988）的规定执行。	
	6.6 非常规油气开采过程中，对土壤的监测按照 HJ/T 166 的规定执行。	本项目土壤环境监测按照《土壤环境监测技术规范》（HJ 166-2026）的规定执行。	符合
	6.7 非常规油气开采过程中，对地下水环境的监测按照 HJ 164 的规定执行。	本项目对地下水环境的监测按照《地下水环境监测技术规范》（HJ164-2020）的规定执行。	符合

综上分析，本项目符合《非常规油气开采污染控制技术规范》（SY/T 7482-2020）中相关要求。

1.3.2.10 与《煤层气废弃井处置指南》（GB/T 41025-2021）符合性分析

本项目与《煤层气废弃井处置指南》（GB/T 41025-2021）符合性分析见 1.3-4。

表 1.3-4 与《煤层气废弃井处置指南》（GB/T41025-2021）符合性分析一览表

《煤层气废弃井处置指南》（GB/T 41025-2021）		本项目情况	符合性
4.总体原则	4.1 对煤层气废弃井进行合理处置，防止因处置不合理导致的安全隐患及环境污染。	本报告中已提出对煤层气废弃井进行合理处置措施，防止造成安全隐患及环境污染。	符合
	4.2 隔离煤层气井目的层与含水层、地表水的水力联系，防止因不同层位地层流体相互窜通导致的水资源污染。	煤层气井目的层与含水层、地表水的水力联系。	符合
	4.3 在煤矿矿权范围内的煤层气废弃井处置宜保障煤矿安全开采，杜绝因地层流体通过井筒进入煤层导致的煤矿安全事故	本项目井位位于现有停产煤矿矿区范围内，要求建设单位对煤层气废弃井按照相应规范进行处置，杜绝因地层流体通过井筒进入煤层导致的煤矿安全事故。	符合
	4.4 对煤层气废弃井处置后不再规划建设的井场进行地貌恢复，满足复垦复绿要求。	本项目要求退役期对标准化井场进行地貌恢复，进行复垦复绿。	符合
5 煤层气废弃井封堵作业	5.1 设计：煤层气废弃井封堵处置前宜编制工程设计报告，所需数据及设计样式见附录 A。	本报告已要求建设单位在煤层气废弃井封堵处置前应按照《煤层气废弃井处置指南》（GB/T41025-2021）中要求编制《煤层气废弃井封堵处置工程设计报告》。	符合
	5.2 场地：作业场地宜满足封堵处置作业要求	报告中已提出作业场地宜满足封堵处置作业要求。	符合
	5.3 井筒 5.3.1 煤层气废弃井处置作业前井口压力为 0MPa。 5.3.2 下桥塞前进行通井、刮削作业。 5.3.3 井筒准备作业程序和质量控制，按 SY/T5587.5 的规定执行。	报告中已提出煤层气废弃井处置作业前井口压力为 0MPa；下桥塞前进行通井、刮削作业；井筒准备作业程序和质量控制按照《常规修井作业规程第 5 部分：井下作业井筒准备》（SY/T 5587.5-2018）的规定执行。	符合
	5.4 封堵材料 5.4.1 水泥选用	报告中已要求煤层气废弃井封按照《常规修井作业规程第 14 部分：注塞、钻塞》	符合

	选用G级以上水泥，封井用水泥的配制，按SY/T5587.14的规定执行。	（SY/T 5587.14-2013）进行，堵水泥选用G级以上水泥；封堵方式宜采用泵注法。	
	5.6 封堵作业 5.6.1 套管完好的煤层气废弃井 5.6.1.1 起出生产管柱和排采设备，并做好记录。 5.6.1.2 下入油管探砂面并记录深度。记录入井管柱的数量、规格和长度。 5.6.1.3 采用泵注法，下油管至砂面处向井筒内泵入水泥浆，注水泥至井口，候凝时间不少于48h。 5.6.1.4 当井深超过1200m时，宜采用分段替注水泥法，第一段封堵完毕，重复5.6.1.1～5.6.1.3操作步骤，直至完成全井段封堵作业。 5.6.2 套管变形的煤层气废弃井 5.6.2.1 起出生产管柱和排采设备，详细记录无法打捞的井下遗落物信息。 5.6.2.2 下入油管探遇阻深度。记录入井管柱的数	本项目已要求建设单位煤层气废弃井封堵作业按照上述要求进行。	符合

综上分析，本项目符合《煤层气废弃井处置指南》（GB/T 41025-2021）中相关内容。

1.3.2.11 与《关于加强煤矿瓦斯治理及推动煤炭煤层气综合利用工作的通知》（新工信运行〔2023〕6号）符合性分析

通知要求：各地要按照2023年9月8日关于推进自治区煤层气勘探开发工作专题会议精神和自治区领导批示要求，支持新疆亚新煤层气投资开发（集团）有限责任公司（以下简称亚新煤层气集团）在已设煤炭矿业权区域内开展瓦斯抽采治理，推动煤层气综合开发利用，科学规划新疆煤矿瓦斯产业发展，加快推进煤矿瓦斯规模化开发利用。

一、有序推进煤矿瓦斯治理。各地（州、市）工业和信息化局要会同发改、自然资源等部门编制区域内煤矿瓦斯治理整体方案，亚新煤层气集团具体主导实施煤矿瓦斯治理工作，共同防范煤矿瓦斯事故，有序推进煤矿瓦斯综合利用。

二、强化部门协同联动。各地（州、市）工业和信息化局要积极作为，会同发改部门主动协调煤矿企业支持亚新煤层气集团加快立项手续办理，完成煤矿瓦斯治理和煤层气产量任务。与自然资源、生态环境、水利、林草等部门实施监管，强化共同监督，确保项目顺利推进，推动煤矿瓦斯产业规范有序发展。要统筹煤矿瓦斯

治理项目区域资源整合、下游管道销售一体化、规模化建设，支持亚新煤层气集团在伊犁、昌吉、库拜等地区建设煤矿瓦斯规模化开发利用项目。鼓励金融机构积极做好煤矿瓦斯开发利用项目的金融支持服务工作。

三、坚持依法依规操作。各地（州、市）工业和信息化局要加强监督指导，加快推进亚新煤层气集团在伊犁、昌吉、库拜等地区的煤矿瓦斯治理工作，瓦斯治理要落实先抽后采要求，充分利用煤矿瓦斯资源，煤矿瓦斯开发利用具备地面开发条件的，要编制煤矿瓦斯抽采开发利用方案，并优先选择地面抽采进行治理，制定详细方案报备相关部门；监督指导亚新煤层气集团针对煤矿地质情况进行研究分析，制定具体实施方案，报相关部门审核后开展治理工作。监督指导亚新煤层气集团遵守相关法律法规开展瓦斯治理工作，严禁向空气中排放瓦斯。

五、借鉴治理先进经验。阿克苏地区拜城县与亚新煤层气集团合资合作，依法依规开展煤矿瓦斯治理，煤矿瓦斯就地销售，降低了煤矿瓦斯浓度，实现了安全生产和煤矿瓦斯资源的综合利用，保障了清洁能源供给。相关部门要充分借鉴阿克苏地区煤矿瓦斯治理经验，加大与亚新煤层气集团合作力度，收集的煤矿瓦斯应当优先供应当地居民及工业用户，实现资源惠民利民。

本项目建设方为新疆亚新煤层气投资开发（集团）有限责任公司下属子公司，本项目为煤层气开发利用项目，通过对煤层气开采开发，建成投产后开采煤层气 1.0 亿 m^3/年，符合通知的要求。

1.3.2.12 与天山天池风景名胜区位置关系

根据《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）》中规划范围及面积：风景区总面积为 548km^2，地理坐标为东经 88°00'45" ～ 88°2541"，北纬 43°44'56" ～ 44°04'44"；其中核心景区面积 311.37km^2，占总面积的 56.82%。

对照景区规划范围及城市发展协调规划图，本项目选址不在天山天池风景名胜区规划范围之内，位于景区边界东北侧约 18km。天山天池风景名胜区功能分区及与本项目位置关系详见附图 1-附图 2。

1.3.2.13 与原新疆天池博格达峰自治区级自然保护区位置关系

依据阜政发〔2019〕46《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》：原新疆天池博格达峰自治区级自然保护区位于昌吉回族自治州阜康市境内，地理坐标：东经 88°00′～88°20′，北纬 43°45′～43°59′；保护区总面积 38069hm²，其中核心区 18146hm²（占 47.7%）、缓冲区 7162hm²（占 18.8%）、实验区 12761hm²（占 33.5%）。

本项目选址不涉及原新疆天池博格达峰自治区级自然保护区范围，位于其原保护区边界东北侧约 16km。原保护区功能分区及与本项目位置关系详见附图 3、附图 4。

1.3.2.14 与《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）符合性分析

《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）指出：按照《中华人民共和国防沙治沙法》要求，加强涉及沙区的建设项目环评文件受理审查，对于没有防沙治沙内容的建设项目环评文件不予受理；对于受理的涉及沙区的建设项目环评文件，严格按照《环境影响评价技术导则生态影响》（HJ 19-2022）要求，强化建设项目的环境可行性、环境影响分析预测评估的可靠性和防沙治沙生态环境保护措施的可行性、有效性评估；对于位于沙化土地封禁保护区范围内或者超过生态环境承载能力或对沙区生态环境可能造成重大影响的建设项目，不予批准其环评文件，从源头预防环境污染和生态破坏。

根据《新疆第六次沙化监测报告》可知，项目所在区域为非沙化土地，详见附图 25，且不在国家沙化土地封禁保护区名单。但由于项目施工过程的扰动、损坏、开挖、破坏原地貌、地表土壤结构及植被后，在风力侵蚀作用造成的水土流失。所在区域为风区，属于风蚀较为严重地区，因此具有沙化趋势。本环评已提出施工期生态环境保护及防沙治沙措施，因此本项目符合《关于加强沙区建设项目环境影响评价工作的通知》（新环环评发〔2020〕138 号）中要求。

1.3.2.15 与《新疆维吾尔自治区重点行业生态环境准入条件（2024 年）》符合性分析

本项目对照《新疆维吾尔自治区重点行业生态环境准入条件（2024 年）》中相关内容符合性分析见 1.3-5。

表 1.3-5 与《新疆维吾尔自治区重点行业生态环境准入条件（2024 年）》符合性分析一览表

《新疆维吾尔自治区重点行业生态环境准入条件（2024 年）》		本项目情况	符合性
一、通则	建设单位应依法依规组织编制环境影响评价文件，并报具有审批权限的生态环境部门审批。	本项目正在开展环境影响报告书编制工作	符合
	2.建设项目应符合国家、自治区相关法律法规、产业政策要求，采用的工艺、技术和设备应符合《产业结构调整指导目录》《产业转移指导目录》《鼓励外商投资产业目录》《西部地区鼓励类产业目录》等相关要求，不得采用国家和自治区淘汰或禁止使用的工艺、技术和设备。在环评审批中，严格落实国家及自治区有关行业产能替代、压减等措施。	本项目符合国家、自治区相关法律法规、产业政策要求，采用的工艺、技术和设备符合《产业结构调整指导目录（2024 年本）》《产业转移指导目录（2018 年本）》《市场准入负面清单（2022 年版）》，未采用国家和自治区淘汰或禁止使用的工艺、技术和设备。	符合
	3.一切开发建设活动应符合国家、自治区主体功能区规划、自治区和各地颁布实施的国民经济发展规划、生态功能区划、国土空间规划、产业发展规划等相关规划及生态环境分区管控要求，符合区域（流域）或产业规划环评及审查意见要求。	本项目的建设符合新疆维吾尔自治区主体功能区划，符合项目所在区域的生态环境功能区划和生态红线规划、国民经济发展规划、生态功能区划、国土空间规划、产业发展规划等相关规划及生态环境分区管控要求。	符合
	4.禁止在自然保护区、世界自然遗产地、风景名胜区、自然公园（森林公园、地质公园、湿地公园、沙漠公园等）、重要湿地、饮用水水源保护区等依法划定禁止开发建设的环境敏感区及其他法律法规禁止的区域进行污染环境的任何开发活动。禁止在青藏高原水土流失严重、生态脆弱的区域开展可能造成水土流失的生产建设活动。确因国家发展战略和国计民生需要建设的，应当经科学论证，并依法办理审批手续，严格控制扰动范围。涉及生态保护红线的其他要求，按照《自然资源部生态环境部国家林业和草原局关于加强生态保护红线管理的通知（试行）》（自然资发〔2022〕142 号）执行，生态保护红线管控要求调整、更新的，从其规定。	本项目选址位于阜康矿区内白杨河区块，不在自然保护区、世界自然遗产地、风景名胜区、自然公园（森林公园、地质公园、湿地公园、沙漠公园等）、重要湿地、饮用水水源保护区等依法划定禁止开发建设的环境敏感区及其他法律法规禁止的区域，不涉及生态红线的占用。	符合
	5.矿产资源开发按照国家及自治区绿色矿山建设规范进行建设，遵循“谁开发、谁	本项目已提出需编制矿山生态环境保护与恢复治理方案。	符合

《新疆维吾尔自治区重点行业生态环境准入条件（2024 年）》		本项目情况	符合性
	保护，谁破坏、谁恢复，谁受益、谁补偿，谁污染、谁付费”的原则，制定矿山生态环境保护与恢复治理方案并严格组织实施。违反国家规定造成生态环境损害的，依法依规开展生态环境损害赔偿工作，依法追究生态环境损害赔偿责任。		
	6.建设项目用地原则上不得占用基本农田，确需占用的，应符合《基本农田保护条例》相关要求；占用耕地、林地或草地的建设项目应符合国家、自治区有关规定。	本项目不占用基本农田。	符合
	7.新建、扩建工业项目原则上应布置于依法合规设立、环境保护基础设施完善的产业园区、工业聚集区或规划矿区，并符合相关规划、规划环评及其审查意见要求； 法律法规和政策另有规定的，从其规定。选址和厂区布置不合理的现有污染企业应根据相关要求，通过“搬迁、转产、停产”等方式限期整改，退城进园。	本项目为新建项目，建设布置位于阜康煤矿区。	符合
	8.按照国家和自治区排污许可制度规定，按期持证排污、按证排污，不得无证排污。新增污染物排放总量的建设项目必须落实污染物排放总量指标来源和控制要求。石化、煤化工、燃煤发电（含热电）、钢铁、有色金属冶炼、制浆造纸行业新增主要污染物排放量的建设项目所在区域、流域控制单元环境质量未达到国家或者地方环境质量标准的，建设项目应提出有效的区域削减方案，主要污染物实行区域倍量削减，确保项目投产后区域环境质量有改善。所在区域、流域控制单元环境质量达到国家或者地方环境质量标准的，原则上建设项目主要污染物实行区域等量削减，确保项目投产后区域环境质量不恶化。区域削减方案应符合建设项目环境影响评价管理要求，同时符合国家和地方主要污染物排放总量控制要求。涉重金属的新建、改扩建项目其重金属污染物遵循“等量替代”原则。	本报告需申请排污许可证，本项目无有组织废气排放，废水排入集中式污水处理厂，因此，本项目无需申请总量控制。	符合
	9.煤电、石化、化工、钢铁、有色金属冶炼、建材等六个行业建设项目应将碳排放影响评价纳入环境影响评价体系，统筹开展污染物和碳排放的源项识别、源强核算、减污降碳措施可行性论证及方案比选，提出协同控制最优方案。	本项目为煤矿瓦斯治理项目，属于煤层气开发行业，不属于上述六个行业内。	符合
	10.存在地下水和土壤污染途径的建设项目应采取分区防渗措施，防止地下水和土壤	本报告中提出分区防渗措施，提出有效的环境风险防范措施，并要求	符合

《新疆维吾尔自治区重点行业生态环境准入条件（2024 年）》		本项目情况	符合性
	污染。存在环境风险的建设项目，提出有效的环境风险防范措施及环境风险应急预案编制原则和要求，纳入区域环境风险应急联动机制。各类开发区、工业园区和工业聚集区应编制环境风险应急预案，并具备环境风险应急处置能力。未通过认定或不属于一般或较低安全风险的化工园区，不得新建、改扩建危险化学品生产项目（安全、环保、节能和智能化改造和与其他行业生产装置配套建设项目，太阳能、风能等可再生能源电解水制氢项目，发改委除外），引导其他石化化工项目在化工园区发展。地方政府要依法依规妥善做好未通过认定化工园区的整改或关闭，以及园区内企业的监管及处置工作。对列入《重点管控新污染物清单》的新污染物应当按照国家有关规定采取禁止、限制、限排等环境风险管控措施。	编制环境风险应急预案。	
	11.企业排污车间或工段与环境敏感区距离应满足国家、地方规定或环境影响评价文件提出的大气环境防护距离要求，环境防护距离范围内不应有居民区、学校、医院等环境敏感目标。	本项目选址距离东侧白杨河 1.2km，距离西侧甘子河 6.2km，项目周边 2.5km 评价范围内无居民区、学校、医院等环境敏感目标。	符合
	12.根据《固体废物鉴别标准通则》（GB34330）《建设项目危险废物环境影响评价指南》，对建设项目产生的所有副产物，应依据产生来源、利用和处置过程鉴别该副产物是否属于固体废物，作为固体废物管理的副产物应按照《国家危险废物名录》《危险废物鉴别标准通则》（GB5085.7）等进行危险废物属性判定或鉴别。环评阶段不具备开展危险特性鉴别条件的可能含有危险特性的固体废物，应明确疑似危险废物的名称、种类、可能的有害成分，并明确暂按危险废物从严管理，并要求在该类固体废物产生后开展危险特性鉴别。建设单位应持续提高资源产出率，大宗工业固体废物综合利用率应达到国家及自治区有关要求。	本报告中已明确固体废物产生来源、利用和处置过程，并判定是否属于危险废物。	符合
	13.项目不涉及上述项目。磷酸盐采选和直接以磷酸盐矿为原料的加工项目，煤炭开采、选矿项目，锆及氧化锆、铌/钽、锡、铝、铅/锌、铜、钒、钼、镍、锗、钛、金等采、选、冶建设项目应符合《关于发布<矿产资源开发利用辐射环境监督管理名录>的公告》和《伴生放射性矿产资源开发利用企业环境辐射监测及信息公开管理办	本项目不涉及上述项目。	符合

《新疆维吾尔自治区重点行业生态环境准入条件（2024年）》			本项目情况	符合性
	法（试行）》要求。			
	14.建设项目清洁生产水平应达到国家清洁生产标准的国际先进、国内领先水平或满足清洁生产评价指标体系中的清洁生产企业要求。无国家清洁生产标准和清洁生产评价指标体系的建设项目，其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、环境管理要求等各项指标水平应达到国内同行业现有企业先进水平。		本项目清洁生产满足《石油天然气开采业清洁生产评价指标体系（试行）》中清洁生产企业要求。	符合
	15.鼓励合理利用资源、能源。尽可能采用清洁能源，生产过程中产生的余热、余气、余压应合理利用。采用天然气作原料的应符合天然气利用政策，高污染燃料的使用应符合本通则及其他相关政策要求。按照“清污分流、一水多用、循环使用”的原则，加强节水和统筹用水的管理。鼓励矿井水、中水利用，严格限制使用地下水，最大限度提高水的复用率，减少外排量或实现零排放。		本项目施工期钻井废水采取“清污分流、一水多用、循环使用”的原则，新鲜水取用不使用地下水。	符合
	16.改建、扩建项目，应对现有工程的环境保护措施及效果进行全面梳理评估，针对项目原有环境污染和生态破坏提出有效防治措施并纳入竣工环保验收。		本项目为新建项目，不涉及。	/
	17.落实国家及自治区深入打好污染防治攻坚战和各环境要素污染防治行动计划要求。		本项目已提出相应防治措施，满足自治区深入打好污染防治攻坚战和各环境要素污染防治行动计划要求。	符合
	18.享有国家及自治区特殊差别化政策的地区按照差别化政策执行。		本项目不涉及上述区域。	符合
十一、陆地石油天然气开发行业	（二）选址与空间布局	1.石油、天然气开发项目的选址与布局应符合自治区或油气企业相关油气开发专项规划及规划环评要求，原则上应当以区块为单位开展环境影响评价工作。	本项目符合《新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划（2021-2025年）》《新疆维吾尔自治区阜康市矿产资源总体规划（2021-2025年）》和《新疆维吾尔自治区石油天然气发展“十四五”规划》中相关要求，本项目以白杨河区块（八区）为单位开展环境影响评价工作。	符合
		2.在符合产业政策、满足区域生态环境空气质量改善和污染物总量控制要求的前提下，经环境影响比选论证后，适宜在矿区开展页岩油、页岩气开采、加工一体化项目可在矿区内就地选址。	本项目符合产业政策、满足区域生态环境空气质量改善和污染物总量控制要求。	符合
		3.涉及自然保护地的石油天然气勘探、开发项目按照国家和自治区有	本项目选址不涉及自然保护地。	符合

《新疆维吾尔自治区重点行业生态环境准入条件（2024年）》			本项目情况	符合性
		关油气安全保障政策要求执行。		
	（三）污染防治与环境影响	1.施工期应当尽量减少施工占地、严格控制施工作业面积、缩短施工时间、选择合理施工方式、落实环境敏感区管控要求以及其他生态环境保护措施，有效降低生态环境影响。	本报告中已提出施工期占地、施工作业面积、施工时间等相关要求，提出施工期生态环境保护措施。	符合
		2.陆地油气开发项目应当对挥发性有机物液体储存和装载损失、废水集输和处理系统、设备与管线组件泄漏、非正常工况等挥发性有机物无组织排放源进行有效管控，通过采取设备密闭、废气有效收集及配套高效末端处理设施等措施，有效控制挥发性有机物和恶臭气体无组织排放，油气集输损耗率不得高于0.5%；工艺过程控制措施、废气收集处理措施以及站场边界非甲烷总烃排放浓度应满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728）要求。锅炉、加热炉、压缩机等装置应优先使用清洁燃料或能源，燃煤燃气锅炉、加热炉废气排放应达到《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271）要求，有地方标准的按地方标准执行。涉及高含硫天然气开采的，应当强化钻井、输送、净化等环节环境风险防范措施。高含硫气田回注采出水，应当采取有效措施减少废水处理站和回注井场硫化氢的无组织排放。高含硫天然气净化厂应采用先进高效的硫磺回收工艺，减少二氧化硫排放。	本项目运营期标准化井场边界非甲烷总烃排放浓度应满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）要求，已采取无组织挥发性有机物控制措施，本项目煤层气开采不涉及高含硫天然气开采。	符合
		3.油气开发产生的伴生气应优先回收利用，减少温室气体排放，开发区块伴生气整体回收利用率应达到80%以上；边远井、零散井等产生的伴生气不能回收或难以回收的，应经燃烧后放空；不能燃烧直接放空的，应报生态环境主管部门备案。鼓励油气企业将碳捕集、利用与封存（CCUS）技术用于油气开采，提高采收率、减少温室气体排放。	本项目为煤层气开发利用，不涉及上述内容。	/
		4.陆地油气开发项目产生的废水应经处理后优先回用，无法回用的应满足国家和地方相关污染物排放标准后排放，工业废水回用率应达到	本项目施工期钻井废水经固液分离后循环使用；完井后拉运至下一井场钻井使用；施工末期不能循环使用时拉运至阜康市东部城区污	符合

《新疆维吾尔自治区重点行业生态环境准入条件（2024 年）》			本项目情况	符合性
		90%以上。钻井及储层改造应采用环境友好的油田化学助剂、酸化液、压裂液、钻井液，配备完善的固控设备，钻井液循环率应达到 95%以上，压裂废液、酸化废液等井下作业废水应 100%返排入罐。	水处理厂处理。压裂返排液循环使用于压裂液配置，施工末期不能循环使用时拉运至阜康市东部城区污水处理厂处理。生活污水：配备移动式环保厕所收集生活污水，定期由吸污车拉运至污水处理厂处置运营期井场采出水排入标准化井场内的防渗排采池暂存，定期拉运至阜康市东部城区污水处理厂处理。本项目采用环境友好压裂液、钻井液，钻井液循环率应达到95%以上，压裂废液 100%返排入罐。	
		5.涉及废水回注的，应采取切实可行的地下水污染防治和监控措施，不得回注与油气开采无关的废水，严禁造成地下水污染；在相关行业污染控制标准发布前，回注水应满足《碎屑岩油藏注水水质水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329）和《气田水注入技术要求》（SY/T6596）等相关标准要求。对于页岩油、稠油注汽开采，鼓励废水处理后回用于注汽锅炉。	本项目不涉及。	/
		6.废弃钻井泥浆及岩屑应采取“泥浆不落地”工艺，勘探、开发过程产生的落地原油回收率应达到 100%。废弃水基钻井泥浆及岩屑经“泥浆不落地”设备处理后，固相优先综合利用，暂时不利用或者不能利用的，应按照《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB18599）处置；废弃油基钻井泥浆及岩屑、落地油、清罐底泥、含油污泥、含油清管废渣、油气处理厂过滤吸附介质、废脱汞剂等危险废物，应按照国家有关规定制定危险废物管理计划，建立危险废物管理台账，依法依规自行处置或委托有相应资质的单位无害化处置。固体废物无害化处置率应达到 100%。	本项目采用水基钻井液，钻井泥浆及岩屑经标准化井场固液分离设备处理后，分离出的液相进入液相收集罐，用于钻井液配制；分离出岩屑暂存于防渗暂存池，通过固化处理后经检测满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）中污染物限值要求后用于井场铺垫、矿区内部道路铺设。	符合
		7.噪声排放应达到《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348）要求。	本项目施工期噪声排放执行《建筑施工噪声排放标准》（GB 12523-2025）相应标准；运营期厂界噪声排放执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB 12348-2008）3 类区标准。	符合

《新疆维吾尔自治区重点行业生态环境准入条件（2024 年）》			本项目情况	符合性
		8. 对拟退役的废弃井（站）场、管道、道路等工程设施应进行生态修复，生态修复前应对废弃油（气）井、管道进行封堵或设施拆除，确保无土壤及地下水环境污染遗留问题、废弃物均得到妥善处置。生态修复应满足《矿山生态环境保护与恢复治理技术规范》（HJ 651）、《废弃井封井回填技术指南（试行）》《废弃井及长停井处置指南》（SY/T 6646）、《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》（DZ/T 0317）等相关要求。	本项目已提出退役期标准化井场、管道、道路等工程应进行生态修复，生态修复前应对废弃油（气）井、管道进行封堵或设施拆除，确保无土壤及地下水环境污染遗留问题、废弃物均得到妥善处置。生态修复应满足《矿山生态环境保护与恢复治理技术规范（试行）》（HJ 651-2013）、《废弃井封井回填技术指南（试行）》《废弃井及长停井处置指南》（SY/T 6646）、《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》（DZ/T 0317）等相关要求。	符合

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

1.3.2.16 与《中华人民共和国草原法》的符合性分析

项目建设符合《中华人民共和国草原法》要求，具体见表 1.3-6。

表 1.3-6 项目与《中华人民共和国草原法》符合性分析

序号	《中华人民共和国草原法》	本项目情况	符合性分析
1	第三十八条 进行矿藏开采和工程建设，应当不占或者少占草原；确需征收、征用或者使用草原的，必须经省级以上人民政府草原行政主管部门审核同意后，依照有关土地管理的法律、行政法规办理建设用地审批手续。	本项目为煤矿配套瓦斯治理（煤层气开采）项目，符合国家产业政策。项目选址依托现有采矿权井田范围，遵循 “生态优先、最小扰动、避让敏感、集约利用” 原则，从井场点位、集输管线走向、施工布局开展多方案选址比选，结合现场踏勘、生态本底调查、敏感区排查、线路优化布设站场管线，最大限度避让生态保护红线、基本草原及连片天然草场，尽最大可能做到能避尽避、少占草原，符合《中华人民共和国草原法》“不占或少占草原” 法定原则。 项目确无法避让部分草原分为永久占地、临时占地两类：永久占用草原严格遵照《草原征占用审核审批管理规范》（林草规〔2020〕2 号）、《新疆维吾尔自治区实施〈中华人民共和国草原法〉办法》第三十三条规定，项目报批阶段同步向自治区林草主管部门提交草原使用审核申请，取得草原准予使用批复后再办理建设用地手续；临时占用草原按新疆分级审批规定，开工前依规向对应层级林草主管部门办理临时草原占用审批手续，全流程审批流程符合法定要求阿合奇县人民政府。	符合

序号	《中华人民共和国草原法》	本项目情况	符合性分析
2	第三十九条 因建设征收、征用集体所有的草原的，应当依照《中华人民共和国土地管理法》的规定给予补偿；因建设使用国家所有的草原的，应当依照国务院有关规定对草原承包经营者给予补偿。 因建设征收、征用或者使用草原的，应当交纳草原植被恢复费。草原植被恢复费专款专用，由草原行政主管部门按照规定用于恢复草原植被，任何单位和个人不得截留、挪用。草原植被恢复费的征收、使用和管理办法，由国务院价格主管部门和国务院财政部门会同国务院草原行政主管部门制定。	补偿落实：本项目永久、临时占地若涉及承包草原的，建设单位提前对接村集体及草原承包户，依法分别签订永久、临时草原占用补偿协议，补偿费用涵盖草场年产值损失、牧民生产影响补偿等相关费用，补偿资金足额列入项目总投资；涉及国有未承包草原的，与草原权属主管单位签订用地协议，明晰用地权责，规避用地权属纠纷。缴费承诺：永久征占用草原按照新疆现行收费核算标准足额测算草原植被恢复费，相关费用纳入工程总投资，在草原征占用审核批复前足额上缴财政；该费用由林草主管部门统筹专项用于项目区内原地植被修复及区域异地草原治理、退化草场补植等工作，专款专用，符合《中华人民共和国草原法》及地方配套法规相关管控要求。	符合
3	第四十条 需要临时占用草原的，应当经县级以上地方人民政府草原行政主管部门审核同意。 临时占用草原的期限不得超过两年，并不得在临时占用的草原上修建永久性建筑物、构筑物；占用期满，用地单位必须恢复草原植被并及时退还。	项目临时占地不建设永久建构筑物，临建设施采用可拆卸板房，完工全部拆除；临时占用草原严格控制在2年法定期限内。按新疆法规分级办理临时草原审批、预缴植被恢复保证金，占用牧民草场签订补偿协议并落实补偿；占用到期前完成覆土种草恢复植被，验收达标交还草场。	符合
4	第五十条在草原上从事采土、采砂、采石等作业活动，应当报县级人民政府草原行政主管部门批准；开采矿产资源的，并应当依法办理有关手续。 经批准在草原上从事本条第一款所列活动的，应当在规定的时间、区域内，按照准许的采挖方式作业，并采取保护草原植被的措施。 在他人使用的草原上从事本条第一款所列活动的，还应当事先征得草原使用者的同意。	本项目井场、集输管线开挖及场地平整等涉及草原扰动的施工活动，严格在项目规划用地界线范围内作业，严禁超红线开挖、车辆随意碾压周边天然草场；施工前布设硬质围挡明确施工边界，临时通行路段铺设钢板，最大限度减轻原生草原植被碾压损毁；项目用土优先利用项目自身开挖弃土及矿区存量土石方，不在项目占地外草原区域就地大规模取土。项目涉及牧民承包草场的，施工前征得草场使用权人书面同意；施工期采取分段开挖、分段防护、分段覆土的作业方式，同步开展草原表土剥离、集中堆存苫盖保护；临时占地内仅布设可拆装临建设施，不建设永久建构筑物，施工完毕后及时拆除临时工程、平整场地、回覆表土并补播乡土牧草，完成草原植被恢复。	符合

1.3.2.17 与《新疆维吾尔自治区实施〈中华人民共和国草原法〉办法》的符合性分析

项目建设符合《新疆维吾尔自治区实施〈中华人民共和国草原法〉办法》要求，具体见表1.3-7。

表1.3-7 项目与《新疆维吾尔自治区实施〈中华人民共和国草原法〉办法》符合性分析

序号	《新疆维吾尔自治区实施〈中华人民共和国草原法〉办法》	本项目情况	符合性分析

序号	《新疆维吾尔自治区实施〈中华人民共和国草原法〉办法》	本项目情况	符合性分析
1	第三十三条 采矿、勘探或者修路、铺设管线等工程建设，应当不占或者少占草原；确需征收、征用或者使用草原的，应当经自治区人民政府草原行政主管部门审核同意。办理审核手续，应当提供下列材料： （一）项目批准文件； （二）草原权属证明材料； （三）环境影响评价文件； （四）补偿安置协议。	①项目选址经现场踏勘优化线路，最大限度避让连片优质草原、禁牧草场，压缩井场及管线占地面积，落实少占草原法定原则； ②本项目已取得立项批复，目前处于环境影响评价文件编制阶段，项目建设符合国家产业政策及草原管控相关规定。报批所需立项、环评两项资料已阶段性落实，后续审批阶段完成草原权属核查、签订补偿安置协议，补齐申请表、勘测定界等配套资料，全部要件满足法定审批要求。	符合
2	第三十四条 临时占用草原三十公顷以下的，由县（市）草原行政主管部门审核同意；三十公顷以上七十公顷以下的，由州、市（地）草原行政主管部门审核同意；七十公顷以上的，由自治区草原行政主管部门审核同意。 临时占用草原的期限不得超过两年，并不得在临时占用的草原上修建永久性建筑物、构筑物；占用期满，用地单位应当恢复草原植被并及时退还。	①项目临时占地严格按占地规模对应层级办理草原临时占用审批手续，开工前完成审批； ②临建设施全部采用可拆装活动板房，临时占地范围内不修建任何永久建构筑物； ③临时占用周期控制在 2 年法定上限以内；占用期限届满前完成场地平整、覆土、补播本土牧草，植被验收合格后移交草场权属方，满足到期复垦退还法定要求。	符合
3	第三十五条 因建设征收、征用或者使用草原的，应当按照国家和自治区有关规定给予草原使用单位、集体经济组织或者承包经营者补偿，并妥善安置草原承包经营者生产、生活，补偿费用包括生产经营性补偿和生活安置性补偿。 临时占用草原的，应当按照合同的约定支付补偿费用。	①永久、临时占用牧民承包草原，建设单位提前对接村委会、草场承包户，分别签订永久、临时草原占用补偿协议，补偿费用包含草场产值损失、牧民生产扰动安置费，补偿资金足额列入项目总投资； ②占用国有未确权草原，与属地林草/草原权属管理单位签订用地协议，厘清权责、消除权属纠纷，依法落实全部补偿义务。	符合
4	第三十六条 因建设征收、征用或者使用草原的，应当依法交纳草原植被恢复费。草原植被恢复费纳入财政预算管理，专款专用。 临时占用草原的，应当预先交纳草原植被恢复保证金。临时占用期届满，恢复草原植被的，退还草原植被恢复保证金；未恢复草原植被的，保证金抵作草原植被恢复费。 植被恢复保证金的管理办法由自治区草原行政主管部门会同有关部门参照草原植被恢复费的管理办法确定。	①永久征占草原按照新疆现行收费标准足额测算植被恢复费，费用纳入工程总投资，在草原征占用批复前足额上缴财政，由林草部门统筹用于原地修复、异地草原补植； ②临时占用草原开工前按规定预缴草原植被恢复保证金，保证金用于约束后期植被恢复，完全契合法规收费管理要求。	符合

1.3.2.18 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 1.3-8。

表 1.3-8 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。	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。	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。	施工结束后，对施工现场进行清理和平整；建筑垃圾集中收集后送至当地建筑垃圾填埋场处理，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。	符合

1.3.3 与相关规划的符合性分析

1.3.3.1 与《中华人民共和国国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》符合性分析

《中华人民共和国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》是我国“十四五”时期及中长期经济社会发展的纲领性文件，其中第三节“构建现代能源体系”明确提出：“有序放开油气勘探开发市场准入，加快深海、深层和非常规油气资源利用，推动油气增储上产。”该要求旨在优化能源结构，提升能源供给保障能力，推动非常规油气资源规模化开发，助力能源产业高质量发展。

本项目为煤矿瓦斯抽采开发利用项目，核心是对非常规煤层气资源进行勘探开发与利用，属于纲要中明确鼓励加快利用的非常规油气资源范畴。项目建成投产后，设计年开采煤层气 1.0 亿 m^3，能够有效推动区域非常规煤层气资源的开发利用，提升区域油气资源供给能力，助力实现“推动油气增储上产”的目标，与纲要中构建现代能源体系、加快非常规油气资源利用的核心要求高度契合。

综上所述，本项目的建设及运营严格遵循《中华人民共和国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》相关部署，符合纲要中关于构建现代能源体系、加快非常规油气资源利用的相关要求。

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

2021年2月5日，新疆维吾尔自治区第十三届人民代表大会第四次会议审议通过《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》。纲要第七章“加快矿产资源勘查开发”明确提出，按照“深化北疆东疆，加快南疆勘查”总体思路，开展重点成矿区带地质调查与矿产勘查，统筹矿产资源开发利用与战略储备，践行绿色发展理念，推进绿色矿山建设，保障矿产资源可持续开发利用。同时明确要求，加强准南、库拜、三塘湖等区域煤田煤层气勘查，推进煤层气产业化开发；持续加强塔里木盆地、准噶尔盆地及周边中小盆地煤层气资源勘查力度，稳步推动非常规油气资源合理开发。

本项目为煤矿瓦斯抽采开发利用项目，选址位于准南煤田阜康矿区白杨河区块，处于自治区重点规划的煤层气勘查开发核心区域。项目建成投产后，可实现年开采煤层气1.0亿m^3，有效盘活准南区域煤层气资源储量，加快区域煤层气产业化开发进程，提升本地清洁能源供给能力，契合纲要中加强准南煤田煤层气勘查、推进煤层气规模化产业化发展的规划导向，符合自治区“十四五”时期矿产资源开发及非常规能源发展相关要求。

1.3.3.3 与《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》符合性分析

2021年1月13日，昌吉回族自治州第十五届人民代表大会第五次会议审议通过《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》。纲要第二章构建现代产业体系中，明确提出推进油气资源开发利用，加快培育发展煤层气产业。依托吉木萨尔县水溪沟、呼图壁县、阜康市煤层气资源优势，统筹强化勘查、开采、储运、利用全链条发展，推动煤层气勘探开发、瓦斯综合利用、煤层气CNG、LNG深加工等产业协同发展，构建上下游完整产业链，持续增加清洁能源供给，优化区域洁净能源结构，有效缓解天然气供需紧张矛盾。

本项目属于煤矿瓦斯抽采开发利用项目，选址坐落于准南煤田阜康矿区白杨河区块，为昌吉州重点规划的煤层气富集开发区域。项目建成运营后，年可开采煤层气1.0

亿 m^3，能够高效盘活阜康市本地煤层气资源，稳步推进区域煤层气规模化、产业化开发，完善地方非常规天然气供给体系，完全契合《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》相关发展要求。

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

本项目与《新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划（2021-2025 年）》中相关内容符合性分析见表 1.3-9。

表 1.3-9 与《新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划（2021-2025 年）》符合性分析一览表

《新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划（2021—2025 年）》		本项目情况	符合性
四、总体布局	（一）勘查开发保护区域布局 ——环准噶尔能源矿产勘查开发区。重点加强准噶尔南缘、准东冲断带等地区石油、天然气勘查，提供 3-5 个油气远景区，圈定 8-10 个油气区块；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。开展准噶尔南缘页岩气、油砂、油页岩等非常规能源勘查，加强非常规能源开发利用，提供勘查开发区 3-4 处。有序开发准东、准南等地区煤炭、煤层气资源，延伸煤炭产业链，推进煤电、煤化工一体化等综合资源开发，新增煤层气资源量 100 亿 m^3，形成煤层气勘查开发区 3-5 处，助力天山北坡城市群经济高质量发展。 （二）重要矿种勘查开发方向 ——重点勘查开采矿种：石油、天然气、页岩气、煤层气、煤、地热等能源矿产，铁、铬、锰、铜、镍、钴、铅锌、金、锂、铍、钒、钛等金属矿产，以及钾盐、萤石、硅质原料等非金属矿产。	本项目选址位于昌吉回族自治州阜康市阜康矿区。属于“两环”中环准噶尔能源矿产勘查开发区，本项目为煤矿瓦斯抽采项目，建成投产后开采煤层气 1.0 亿 m^3/年，选址位于准南煤田阜康矿区白杨河区块，项目建设投产后推动准南区域煤层气资源的开发利用。本项目建设后煤矿瓦斯进行综合利用，符合上述要求。	符合
六、矿产资源开发利用与保护	（一）开发利用与保护方向 加快推进非常规与清洁能源开发利用。积极推进煤层气、页岩气、地热（干热岩）等非常规与清洁能源勘查开发，提高清洁能源利用占比，初步形成非常规能源与常规能源协调发展的格局，推动碳达峰、碳中和目标的实现。加大准噶尔盆地南缘阜康—米东煤层气产业化基地、塔里木盆地北缘库拜煤田煤层气产业化基地建设支持力度。推进温泉—乌苏一带和塔什库尔干一带地热资源开发利用示范区建设，促进地热能资源优势转化，服务于当地经济社会发展。	本项目为阜康矿区煤矿瓦斯（煤层气）抽采项目，项目的建设可推进区域煤层气产业化基地的建设。	符合

综上分析，本项目的建设符合《新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划（2021-2025

年）》中相关内容。

1.3.3.5 与《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）》符合性分析

本项目与《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）》中相关内容符合性分析见表1.3-10。

表1.3-10 与《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）》符合性分析一览表

《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）》		本项目情况	符合性
第四章矿产勘查开发与保护布局	第一节矿产资源勘查开发调控方向 1.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。	本项目选址位于昌吉回族自治州阜康市阜康矿区。本项目为煤矿瓦斯抽采项目，建成投产后开采煤层气1.0亿m^3/年，选址位于准南煤田阜康矿区白杨河区块，项目建设投产后推动准南区域煤层气资源的开发利用。本项目建设后煤矿瓦斯进行综合利用，符合上述要求。	符合
	第二节勘查开发与保护布局 一、勘查开发与保护区域布局方向、措施 依据昌吉州域矿产资源分布特点、勘查开发利用现状和资源环境承载能力，衔接《自治区矿产资源总体规划（2021-2025年）》和《昌吉州“十四五”国民经济和社会发展规划纲要》，在国土空间规划三条控制线管控下，以战略性矿产资源及州优势矿产为重点，统筹全州矿产资源勘查开发与保护布局。以油气、煤、地热、硅质原料、饰面石材等矿产资源勘查开发为主，重点加强准噶尔南缘、准东冲断带等地区石油、天然气、页岩气等非常规能源勘查，有序开发准东、准南等地区煤炭、煤层气资源，延伸煤炭产业链，推进煤电、煤化工一体化等综合资源开发，助力天山北坡城市群经济高质量发展。		
第七章重点项目及矿产资源市场化改革	一、油气资源重点项目 4.准东、准南等地区煤炭、煤层气资源开发：延伸煤炭产业链，推进煤电、煤化工一体化等综合资源开发，形成煤层气勘查开发基地3～5处。 四、矿产开发重点项目 1.准噶尔南缘煤层气重点开采项目（自治区）；		

综上分析，本项目的建设符合《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）》中相关内容。

1.3.3.6 与《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》符合性分析

根据《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》中第二章推进工业强基增效和转型升级、第二节壮大战略性新兴产业：

“新能源。强化煤层气开发、优质战略资源开发及再生清洁能源开发。推进晋源能源有限公司天然气液化应急储调峰等项目建设，加快企业清洁能源替代。加快推动抽水蓄能电站、光伏热电项目建成投产，降低电网成本，提高电网的可靠性。推动中亚环地新能源极热环境实验室建设，推动新能源研发。”

本项目为煤矿瓦斯抽采项目，建成投产后开采煤层气 1.0 亿 m^3/年，选址位于准南煤田阜康矿区白杨河区块，项目建设投产后推动准南区域煤层气资源的开发利用，符合《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》中相关内容。

1.3.3.7 与《昌吉州矿产资源总体规划环境影响报告书（2021-2025 年）》符合性分析

根据《昌吉州矿产资源总体规划环境影响报告书（2021-2025 年）》中环境保护准入条件要求，本项目与其符合性分析见表 1.3-11。

表 1.3-11 与《昌吉州矿产资源总体规划环境影响报告书（2021-2025 年）》符合性分析一览表

项目	序号	《昌吉州矿产资源总体规划环境影响报告书（2021-2025 年）》		本项目情况	符合性
企业布局	1	国家、新疆维吾尔自治区的矿产资源规划中划定的禁止勘查开采地区禁止勘探和开采；限制开采区内必须满足相应规划的准入条件；		本项目不在矿产资源规划中划定的禁止开采地区、限制开采区。	符合
企业规模	2	探矿与开采和从尾矿及废石中回收黄金；限制日处理岩金矿石 100 吨以下的采选项目，年处理砂金矿砂 30 万 m^3 以下的砂金开采项目以及在林区、基本农田、河道中开采砂金项目； 最低开采规模和最低服务年限符合国家、新疆维吾尔自治区以及各地区、县、市的矿产资源规划中的规定；		本项目为煤矿瓦斯治理（煤层气开采）项目，最低开采规模和最低服务年限符合国家、新疆维吾尔自治区以及昌吉回族自治州阜康市的矿产资源规划中的规定	符合
资源节约	3	矿井水回用率	≥80%	本项目钻井废水回用率≥80%	符合
	4	采选综合利用率	提高	煤矿瓦斯（煤层气）利用率 100%	符合
	5	共伴生矿产资源利用率		本项目不涉及煤矿开采	符合
生态保护	6	矿山地质环境治理恢复率	全面治理	报告中已提出退役期全面治理措施	符合
	7	矿山土地复垦率	全面复垦	报告中已要求矿山土地全面复垦	符合
污染	8	大气污染物排放达标率	100%	本项目大气污染物均 100%达标排放	符合
	9	废水达标排放率	100%	本项目废水 100%达标排放	符合

项目	序号	《昌吉州矿产资源总体规划环境影响报告书（2021-2025 年）》		本项目情况	符合性
控制	10	工业固体废物综合利用率	≥75%	本项目工业固体废物综合利用率可≥75%	符合
	11	一般工业固废处置率	100%	本项目一般工业固废处置率 100%	符合
	12	危险废物处置率	100%	本项目危险废物处置率 100%	符合
环境管理	13	重点矿企环境风险三级防控体系建立	建立	本项目已要求建立环境风险三级防控体系	符合
	14	建设项目环评和“三同时”制度执行率	100%	本项目正在编制环境影响报告书，并提出环境保护“三同时”竣工验收制度	符合
	15	总量控制	满足总量控制要求	本项目满足污染物排放总量控制要求	符合
	16	重点企业矿山治理恢复保证金制度执行率	100%	矿山治理恢复保证金制度执行率 100%	符合

综上分析，本项目符合《昌吉州矿产资源总体规划环境影响报告书（2021-2025 年）》中环境保护准入条件。

1.3.3.8 与《新疆阜康矿区总体规划》及规划环评符合性分析

2014 年 12 月 4 日，中国国际工程咨询公司组织专家在北京对《新疆阜康矿区总体规划》开展最终评估。新疆煤炭设计研究院有限责任公司根据此次评估意见，对规划报告进行修改完善，最终形成《新疆阜康矿区总体规划（2014 版）》（简称“阜康矿区规划”）。2015 年 5 月，相关单位初步完成《新疆阜康矿区总体规划环境影响报告书》编制；同年，因努尔·白克力发表“积极推进能源领域供给侧结构性改革”讲话，煤炭行业政策发生大幅调整，该规划环评报告编制工作暂停。2017 年 3 月，阜康市政府要求尽快启动该规划环评报告的修改与编制工作；2023 年 8 月，北京中矿博能生态环境计划研究院有限公司完成报告修改完善并上报，目前该环评报告正处于审批阶段，暂未取得规划环评批复。

根据《新疆阜康矿区总体规划》及对应规划环评要求，明确提出“考虑煤层气（煤矿瓦斯）综合利用，其利用方式主要分为 4 类，即用作工业及民用燃料、替代天然气、用作化工原料、瓦斯发电”。本项目为煤层气开发利用项目，通过对煤层气进行开采开发，建成投产后年开采煤层气 1.0 亿 m^3，成品煤层气可广泛应用于工业及民用燃料、天然气替代、化工原料等领域，完全符合《新疆阜康矿区总体规划》及规划环评中关于煤层气综合利用的相关要求。

1.3.3.9 与《新疆维吾尔自治区阜康市矿产资源总体规划（2021-2025 年）》及环境影响报告书符合性分析

本项目与《新疆维吾尔自治区阜康市矿产资源总体规划（2021-2025 年）》中相关内容符合性分析见表 1.3-12。

表 1.3-12 与《新疆维吾尔自治区阜康市矿产资源总体规划（2021-2025 年）》符合性分析一览表

规划中		本项目情况	符合性
三、矿产资源勘查开发与保护布局	（二）矿产资源产业重点发展区域 2.矿产资源开发及相关产业发展重点区域 按照市规划的“一核两带三区”的产业发展空间格局，统筹推进阜东阜康产业园、阜西阜康高新技术产业开发区产业发展。依托准东大型煤炭一体化基地建设，稳妥推进煤制油气战略基地建设。加快推进非常规与清洁能源的开发利用。加大准噶尔盆地南缘阜康—米东煤层气产业化基地建设支持力度。	本项目选址位于昌吉回族自治州阜康市阜康矿区。本项目为煤矿瓦斯抽采项目，建成投产后开采煤层气 1.0 亿 m^3/年，选址位于准南煤田阜康矿区白杨河区块，项目建设投产后推动准噶尔盆地南缘阜康—米东煤层气产业化基地建设。本项目建设后煤矿瓦斯进行综合利用，符合上述要求。	符合

综上分析，本项目的建设符合《新疆维吾尔自治区阜康市矿产资源总体规划（2021—2025 年）》及环境影响报告书中相关内容。

1.3.3.10 与《新疆维吾尔自治区石油天然气发展“十四五”规划》符合性分析

《新疆维吾尔自治区石油天然气发展“十四五”规划》明确了“十四五”时期新疆石油天然气产业发展的总体方向和主要任务，其中规划主要任务中“（3）加快推进非常规油气资源效益开发”部分明确提出：“加强塔里木、准噶尔盆地及周边中小盆地页岩油（气）勘查，推进油砂、油页岩资源调查评价，加快吉木萨尔国家级陆相页岩油示范区建设。加强准南、塔里木盆地北缘、三塘湖盆地煤层气勘探及准东、伊犁、吐哈区域深部煤层气（煤系气）勘查，加快新疆维吾尔自治区准噶尔盆地南缘煤层气产业化基地建设，推进煤层气产业化开发。做好煤制油气战略基地规划布局和管控，稳妥推进准东、哈密煤制油气战略基地建设，建立产能和技术储备。”

本项目为煤矿瓦斯抽采开发利用项目，核心属于煤层气产业化开发范畴，选址位于昌吉回族自治州阜康市阜康矿区白杨河区块。阜康矿区地处准噶尔盆地南缘，是准南煤田的重要组成部分，也是新疆准噶尔盆地南缘煤层气产业化基地建

设的核心区域之一，已建成白杨河煤层气开发先导试验区，具备良好的煤层气开发基础。项目建成投产后，年开采煤层气 1.0 亿 m^3，能够有效推进准南区域煤层气资源勘探开发，助力加快新疆维吾尔自治区准噶尔盆地南缘煤层气产业化基地建设，切实落实规划中“推进煤层气产业化开发”的核心要求。综上，本项目原则上符合《新疆维吾尔自治区石油天然气发展“十四五”规划》中规划主要任务相关要求。

1.3.3.11 与《“十四五”工业绿色发展规划》的符合性分析

工业和信息化部印发《“十四五”工业绿色发展规划》（工信部规〔2021〕178号），该规划是推动工业领域绿色低碳转型、提升资源利用效率的重要指导性文件，其中明确提出相关核心要求：“（四）促进资源利用循环化转型。坚持总量控制、科学配置、全面节约、循环利用原则，强化资源在生产过程的高效利用，削减工业固废、废水产生量，加强工业资源综合利用，促进生产与生活系统绿色循环链接，大幅提高资源利用效率。”同时，规划对水资源节约利用作出具体部署：“推进水资源节约利用。按照以水定产的原则，加强对高耗水行业的定额管理，开展水效对标达标。”“推动企业建立完善节水管理制度，建立智慧用水管理平台，实现水资源高效利用。”

本项目严格落实上述规划要求，在水资源循环利用、固体废物综合处置等方面采取针对性措施，实现资源高效利用与污染物规范管控，具体落实情况如下：

在水资源节约与循环利用方面，本项目针对不同类型废水实施分类处置、循环利用，切实践行规划中水资源高效利用要求：钻井废水经固液分离后优先循环使用，完井后拉运至下一井场继续用于钻井作业；施工末期无法循环利用的废水，统一拉运至阜康市东部城区污水处理厂规范处理。压裂返排液依托区域返排液防渗收集池集中收集，优先回用于下一井次压裂液配置，施工末期无法循环利用的，送入阜康市东部城区污水处理厂处理达标后外排。采出水通过各标准化井场内设置的防渗排采池暂存，再统一拉运至阜康市东部城区污水处理厂处理，确保水资源最大化利用，减少废水外排量，契合规划中“水资源节约利用”“资源循环利用”的核心导向。

在固体废物综合利用与处置方面，本项目严格按照规划“加强工业资源综合利

用”的要求，对各类固体废物实施分类管控、规范处置：一般工业固体废物现场管理严格符合《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB18599-2020），无法利用的固体废物统一送至固体废物填埋场规范填埋处理。钻井岩屑、泥浆经标准化井场固液分离设备（通过振动筛、除砂器、除泥器、离心机四级固液分离）处理后，分离出的液相进入液相收集罐，用于钻井液配制；分离出岩屑暂存于防渗暂存池，通过固化处理后经检测满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）中污染物限值要求后用于井场铺垫、矿区内部道路铺设，实现固体废物资源化利用。危险废物则按照《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）要求临时贮存，定期交由具备危险废物处理资质的单位规范处置，确保固体废物处置符合环保要求，减少环境污染。

综上所述，本项目在水资源循环利用、固体废物综合处置等方面，严格落实《“十四五”工业绿色发展规划》（工信部规〔2021〕178 号）中关于资源利用循环化转型、水资源节约利用、工业资源综合利用的相关要求，符合规划总体导向。

综上所述，本项目符合《“十四五”工业绿色发展规划》中相关要求。

1.3.3.12 与《新疆生态功能区划》符合性分析

根据《新疆生态功能区划（2005 年）》相关划定，本项目所在区域隶属于准噶尔盆地温性荒漠与绿洲农业生态区，具体为该生态区下的准噶尔盆地南部荒漠绿洲农业生态亚区，对应阜康—木垒绿洲农业、荒漠草地保护生态功能区。

该生态功能区的核心管控要求以生态保护为主，重点防范区域土地进一步沙化，遏制沙尘暴等生态问题发生，保障区域生态系统稳定。本项目在施工期、运营期均针对性采取了完善的生态防护措施，通过科学管控有效防范土地沙化，严格契合《新疆生态功能区划》（2005 年）中对该区域的生态保护要求，实现项目建设与生态保护协同推进。见附图 5。

1.3.3.13 与《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》符合性分析

本项目选址位于昌吉回族自治州阜康市阜康矿区，根据《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》相关划定，阜康市隶属于新疆重点开发区域，且处于国家级重点开发区域——天山北坡地区范围内。天山北坡地区作为新疆高质量发展的核心区域之一，重

点培育特色优势产业、推进资源高效开发利用，而本项目作为煤层气开发利用项目，契合该区域重点开发、资源优化利用的发展导向，其建设符合《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》的相关要求，与区域主体功能定位高度契合。见附图 6。

1.3.3.14 与《新疆维吾尔自治区昌吉回族自治州水土保持规划（2021-2030 年）》符合性分析

《新疆维吾尔自治区昌吉回族自治州水土保持规划（2021-2030 年）》（以下简称《规划》）是昌吉州“十四五”至“十五五”期间水土保持工作的指导性文件，其中明确规定：“（一）水土流失治理目标——1、近期目标：2021 年到 2025 年，规划新增水土流失治理面积 512km²，新增减少土壤流失量 285 万 t，水土流失面积和侵蚀强度有所下降，人为水土流失得到有效控制；林草植被得到有效保护与恢复，林草覆盖面积有所增加，重点区域水土流失得到有效治理，人为水土流失得以有效控制。”该目标核心是强化重点区域水土流失治理，严控人为水土流失，推动林草植被恢复，保障区域生态系统稳定。

本项目选址位于昌吉回族自治州，处于水土流失重点治理区范围内，契合《规划》中重点区域水土流失治理的管控要求。针对区域水土流失特点，本项目环评报告中已针对性提出完善的水土流失防治措施，全面落实《规划》中“有效控制人为水土流失、治理重点区域水土流失”的核心要求。同时，本项目作为煤层气开发项目，严格参照《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）及《石油天然气项目土地复垦与生态修复技术规范》（GB/T43936-2024）相关要求，按照施工期、运营期、退役期三个阶段，系统提出了生态环境保护措施及生态修复措施，通过施工期扬尘管控、砾石铺垫，运营期植被防护，退役期土地复垦、植被恢复等举措，有效保护和恢复区域林草植被，减少项目建设对地表的扰动，降低水土流失风险，助力实现《规划》中“林草植被得到有效保护与恢复、减少土壤流失量”的近期目标。

综上，本项目严格落实《新疆维吾尔自治区昌吉回族自治州水土保持规划（2021—2030 年）》中水土流失治理目标及相关管控要求，各项防治措施与生态修复措施符合规划导向，与区域水土保持工作部署高度契合，符合该《规划》相关要求。

1.3.3.15 与《新疆生态环境保护“十四五”规划》的符合性分析

新疆维吾尔自治区党委、自治区人民政府联合印发《新疆生态环境保护“十四五”规划》，该规划是“十四五”时期新疆推进生态环境保护、推动绿色发展的核心指导性文件，其中明确提出：“大力发展清洁能源。进一步壮大清洁能源产业，着力转变能源生产和消费模式，推动化石能源转型升级。”该要求旨在优化能源结构，减少化石能源粗放利用带来的环境影响，通过壮大清洁能源产业，助力区域生态环境保护与绿色低碳发展。

本项目为煤矿瓦斯抽采开发利用项目，煤层气作为清洁低碳能源，其开发利用可有效替代传统高污染化石能源，减少污染物排放，契合清洁能源发展导向。项目建成投产后，设计年开采煤层气 1.0 亿 m^3，能够有效增加区域清洁能源产能，进一步充实区域清洁能源供给，助力壮大新疆清洁能源产业规模，推动能源生产和消费模式向绿色低碳转型，切实落实《新疆生态环境保护“十四五”规划》中“大力发展清洁能源、壮大清洁能源产业”的相关要求。

综上，本项目的建设及运营与《新疆生态环境保护“十四五”规划》的总体导向高度契合，符合规划中关于大力发展清洁能源、壮大清洁能源产业的相关要求。

1.3.3.16 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

根据昌吉回族自治州政府网公示的《昌吉回族自治州生态环境保护与建设“十四五”规划》，其第三章“重点任务”中第三部分“强化大气联防联治，着力实施空气质量提升行动”明确提出：“3.加大散煤替代力度。强化高污染燃料禁燃区监督管理，加强‘乌-昌-石’区域 4 县市禁燃区监督管理工作。积极推进城市建成区、工业园区热电联供，加快推进集中供热、‘煤改电’工程建设。加快城乡接合部、农村民用和农业生产散烧煤的清洁能源替代，积极争取中央财政关于北方地区冬季清洁取暖项目资金支持。优化天然气使用方向，新增天然气优先保障城镇居民和‘乌-昌-石’区域内 4 县市、2 园区散煤替代。积极开发煤层气（煤矿瓦斯）综合利用，实施生物天然气工程。”

本项目为煤矿瓦斯抽采项目，核心聚焦于煤层气（煤矿瓦斯）的开发与利用，与规划中“积极开发煤层气（煤矿瓦斯）综合利用”的要求高度契合。项目建成投

产后，年开采煤层气 1.0 亿 m^3，能够有效增加区域清洁能源产能，进一步推动煤层气（煤矿瓦斯）产业规模化发展，助力区域散煤替代和清洁能源推广，切实落实规划中关于加大散煤替代、开发清洁能源的相关部署。

综上，本项目的建设及运营，符合《昌吉回族自治州生态环境保护与建设“十四五”规划》中关于积极开发煤层气（煤矿瓦斯）综合利用、壮大清洁能源产能、推进散煤替代的相关要求，与规划总体导向保持一致。

1.3.3.17 《阜康市国土空间总体规划（2021—2035 年）》符合性分析

《阜康市国土空间总体规划（2021—2035 年）》明确规定：全面实施水土流失预防保护，明确生产建设活动的限禁条件，加强水土流失综合治理并划定重点治理区域；开展矿山生态保护与恢复治理，避免地面沉陷和地表扰动，对采矿活动造成的破坏采取有效措施综合治理，采用安全无害充填材料和工艺控制地表沉陷；统筹矿产资源勘查开发与保护布局，明确开发矿种，推进绿色矿山建设，开展矿山生态修复。

本项目位于水土流失重点治理区，报告中已明确提出相应的水土流失防治措施；同时，本项目为煤层气开发项目，已按施工期、运营期、退役期三个阶段，制定了完善的生态环境保护措施及生态修复措施，完全符合该规划要求。

1.3.4 生态环境分区管控符合性分析

为贯彻落实《中共中央 国务院关于全面加强生态环境保护坚决打好污染防治攻坚战的意见》和《新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案动态更新成功》要求，按照自治区人民政府统一部署，昌吉回族自治州组织编制了“生态保护红线、环境质量底线、资源利用上线和生态环境准入清单”（以下简称“三线一单”）。

1.3.4.1 与生态红线区域保护规划的相符性

生态红线管控坚持生态功能不降低、面积不减少、性质不改变基本原则，严格落实生态空间优化保护及生态保护红线刚性管控要求，保障区域生态功能稳定、生物多样性稳步提升，健全完善生态空间保护体系。

本项目选址地处阜康矿区境内，项目建设及生产占地均不涉及生态保护红线范围。见附图 7 和附图 8。项目钻井施工采用双层套管固井工艺，有效保障井体密闭性，杜绝

煤层气与地下水发生串层污染;运营期井场产生采出水统一存入标准化井场 120㎥ 防渗排采池内集中暂存，经收集后密闭拉运至阜康市东部城区污水处理厂规范处置。项目同步布设地下水跟踪监测井开展常态化监测，定期对防渗收集设施开展检修维护，可有效防范地下水污染风险，项目实施不会改变区域原有生态结构与生态功能，符合生态保护红线管控相关规划要求。

1.3.4.2 与环境质量底线相符性分析

区域环境质量底线管控明确要求：持续提升区域大气环境质量，稳步减少重污染天气，巩固达标区域空气质量，推动未达标区域空气质量持续改善；保障区域河流、湖库及集中式饮用水水源地水质稳定向好，严守地下水水质考核目标，严控地下水污染与超采问题；保持区域土壤环境质量总体稳定，提升污染地块安全利用效能，全面筑牢土壤环境风险防控体系。

（1）环境空气

阜康市辖区内 SO_2、NO_2、CO、O_3 等大气污染物全年达标，PM_{10}、$PM_{2.5}$ 年均浓度存在超标现象，超标原因主要受区域风沙气候影响，项目所在区域属于大气环境非达标区。

本项目施工及运营期产生的无组织废气污染物排放浓度均满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）相关限值要求，经环境影响预测分析，项目各类大气污染物新增排放影响有限，不会突破区域大气环境质量底线。

（2）地表水环境

项目区域周边白杨河、甘河子沟现状水质分别符合《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）Ⅱ类、Ⅲ类水质标准。本项目生产生活各类废水均实现全收集、全回用或合规拉运处置，正常工况下无废水外排，项目场地与周边自然地表水体无水力连通关系，不会对区域地表水环境造成不利影响，可严守地表水环境质量底线。

（3）地下水环境

现状监测结果表明，项目周边地下水各项水质指标均满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）Ⅲ类标准要求。项目全场实施分区防渗工程，同时配套地下水跟踪监测、井身密闭固井等防控措施，在正常生产运营过程中可有效阻断污染物下

渗途径，基本不会扰动区域地下水原有水质状况，符合地下水环境质量底线管控要求。

（4）土壤环境

项目区域现状土壤监测因子均符合《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中风险筛选值要求。项目严格落实分区防渗、物料密闭存放、废水规范管控等环保措施，可有效阻断土壤污染途径，项目实施后区域土壤环境质量可维持现状水平，不会突破土壤环境质量底线。

（5）声环境

项目选址区域现状声环境质量满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）3 类区标准。项目运营期主要噪声源自各类生产设备运转噪声，通过选用低噪声设备、优化设备布局、定期设备维保、合理管控作业时段等降噪措施，可有效控制噪声影响范围与强度，不会突破区域声环境质量底线。

（6）小结

综上，在全面落实本报告提出的各项生态环境保护及污染防治措施前提下，项目施工建设与生产运营阶段对区域大气、地表水、地下水、土壤及声环境影响均处于可控范围，能够维持区域现有环境质量整体稳定，项目建设与区域环境质量底线管控要求相符。

1.3.4.3 与资源利用上线的相符性

资源利用上线管控要求坚持节约集约利用原则，持续提升区域资源与能源利用效率，严控水资源、土地资源、能源消费总量及消耗强度，确保各项指标达标自治区、自治州下达的管控目标，同步推进区域低碳绿色发展，充分发挥低碳试点示范引领作用。

本项目建设及运营期间主要消耗水资源与电力资源，冬季办公生活区采暖全部采用清洁电能采暖，项目生产所需热源依托电加热蒸汽发生器供给，全程不使用燃煤、燃油等高污染化石能源。项目用水、用电均按行业规范及区域能耗管控标准合理配置，资源能源消耗规模与强度均在可控范围之内，资源利用方式集约环保，各项消耗指标满足区域总量与强度管控要求，项目实施不会突破当地资源利用上线约

束。

1.3.4.4 与生态环境管控单元及生态环境准入清单的符合性

根据《昌吉回族自治州“三线一单”生态环境分区管控方案及生态环境准入清单（动态更新成果）》，昌吉回族自治州共划定193个环境管控单元，分为优先保护单元、重点管控单元和一般管控单元三类优先保护单元主要包括生态保护红线区和生态保护红线区以外的饮用水水源保护区、水源涵养区、防风固沙区、水土保持区、生物多样性维护区、土地沙化防控区、水土流失防控区等一般生态空间管控区。

重点管控单元主要包括城镇建成区、工业园区和工业聚集区等。

一般管控单元主要包括优先保护单元和重点管控单元之外的其他区域。

根据《昌吉回族自治州“三线一单”生态环境分区管控方案及生态环境准入清单》中划分，本项目属于重点管控单元。本项目井场及线路位于准南煤矿阜康矿区（环境管控单元编码：ZH65230220004），见附图9和附图10，本项目与《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》中准南煤矿阜康矿区管控要求符合性分析见表1.3-13。

表 1.3-13 本项目与《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》管控要求符合性分析一览表

环境管控单元编码	环境管控单元名称	环境管控单元类别	管控要求		本项目情况	是否符合
ZH65230220004	准南煤矿阜康矿区	重点管控单元	空间布局约束	1、一切开发建设活动应符合国家、自治区主体功能区规划、自治区和各地颁布实施的生态环境功能区划、国民经济发展规划、产业发展规划、国土空间规划等相关规划及重点生态功能区负面清单要求，符合区域或产业规划环评要求。 2、禁止新建煤层含硫量大于 3%的煤矿。 3、除国家规定新增原料用能不纳入能源消费总量控制的项目和列入国家规划的项目外，“乌—昌—石”等重点区域不再新建、扩建使用煤炭项目。	1、本项目选址位于阜康市，隶属于新疆重点开发区域天山北坡经济带范围内，建设内容与《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》管控导向相符；对照《新疆生态功能区划》，项目地处准噶尔盆地温性荒漠与绿洲农业生态区。本项目属于煤矿瓦斯抽采及煤层气资源开发利用项目，为非常规天然气清洁能源开发类项目，设计年产煤层气 1.0 亿立方米，可有效盘活区域煤层气资源、优化能源结构，项目建设符合地方国民经济发展规划与清洁能源产业发展导向。 2、本项目不属于煤矿开采项目，仅开展井下瓦斯抽采、储层增效及煤层气收集利用作业，不涉及煤炭开采、掘进、采煤等工序，该项管控条款对本项目无约束性。3、本项目生产热源采用电加热蒸汽发生器，生活区冬季采暖采用清洁电能供暖，项目全流程生产运营均不购置、不使用煤炭作为燃料及能源，未新增煤炭消费，完全契合乌-昌-石区域能源消费管控政策要求。	符合
			污染物排放管控	1、新建矿区和新建矿山必须符合《新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划（2025-2030 年）》的相关要求，最小开采规模和最低服务年限应符合规划要求，新建矿山应 100%达到绿色矿山建设要求。 2、工业废水禁止排入 II 类以上地表水体及有集中式饮用水源功能的III类地表水体。生活污水处理达标后应优先安排综合利用。 3、所有矿山企业均应对照《矿山生态环境保护	1、本项目为煤矿瓦斯抽采及煤层气开发项目，不属于新建矿区、新建煤炭开采矿山范畴，上述新建矿山管控条款不适用于本项目。 2、本项目施工期及运营期各类生产、生活废水均实现分类收集、回用或密闭拉运合规处置，无废水外排至周边地表水体，严格契合地表水体保护管控要求。 3、本次环评已明确提出，项目需参照该规范相关要求编制生态环境保护与恢复治理方案，同步落实各项生态保护、植被恢复及水土保持措施。	符合

环境管控单元编码	环境管控单元名称	环境管控单元类别	管控要求		本项目情况	是否符合
				与恢复治理技术规范（试行）》（HJ651-2013）中各项要求，编制实施矿山生态环境保护与恢复治理方案。 4、煤矸石无害化处置率达到100%。露天矿的剥离物集中排入排土场，处置率达100%。煤矸石堆场的建设及运营应符合《一般工业固体废弃物贮存、处置场污染控制标准》（GB18599）的有关要求。煤矸石为Ⅱ类一般工业固废的，其堆场采取防渗技术措施。生活垃圾实现100%无害化处置。 5、采矿产生的固体废物，应在专用场所堆放，并采取措施防止二次污染；禁止向河流、湖泊、水库等水体及行洪渠道排放岩土、含油垃圾、泥浆、煤渣、煤矸石和其他固体废物。 6、“乌-昌-石”区域内，已实施超低排放的涉气排污单位，其实施超低排放改造的污染因子执行超低排放限值，其他污染因子执行特别排放限值和特别控制要求。	4、本项目仅开展瓦斯抽采与储层改造作业，不涉及煤炭开采工序，无煤矸石、露天剥离物等固废产生，相关管控要求对本项目无约束性。 5、本项目施工及运营期间产生的一般工业固体废物、生活垃圾、少量危险废物实行分类收集、分区暂存、依规处置，全程落实防扬散、防流失、防渗漏措施，杜绝固体废物乱堆乱排行为。 6、本项目废气以煤层气无组织逸散为主，项目煤层气排放严格执行《煤层气（煤矿瓦斯）排放标准》（GB21522-2024）地面开发系统排放管控要求，无组织废气中非甲烷总烃等污染物执行《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）相应限值，废气排放管控符合区域大气污染防治相关规定。	
			环境风险管控	坚持分级负责、属地为主、部门协同的环境应急责任原则，以尾矿库为重点，健全防范化解突发生态环境事件风险和应急准备责任体系，严格落实企业主体责任。	本项目建设运营期间存在瓦斯泄漏、废水渗漏等环境风险隐患，建设单位须严格落实企业主体责任，按规范编制完善环境风险应急预案，根据项目实际运营情况及时修订更新预案内容；同时常态化组织开展应急培训与实战应急演练，配齐应急物资与应急处置设备，全面提升突发环境事件预警、处置及应急救援能力，切实筑牢项目环境安全防线，符合区域环境应急管理相关要求。	符合

环境管控单元编码	环境管控单元名称	环境管控单元类别	管控要求		本项目情况	是否符合
			资源利用效率	加大对煤矸石、矿井水等开采废弃物的治理力度，推广应用矿井水净化处理和综合循环利用技术，逐步实现废弃物零排放、零污染。	本项目属于煤矿瓦斯抽采及煤层气开发利用项目，设计年产煤层气 1.0 亿立方米，项目实施可有效盘活井下清洁能源资源，大幅提升区域煤层气资源综合利用率与能源利用效率。项目运营过程不涉及煤炭开采作业，无煤矸石等矿山大宗固废产生；施工及运营产生的各类废水均实行收集预处理、内部循环回用为主、合规转运处置为辅的模式，契合废弃物资源化利用与清洁生产发展导向。	符合

1.3.4.5 “三区三线”符合性分析

“三区三线”是指城镇空间、农业空间、生态空间三种类型空间所对应的区域，以及分别对应划定的城镇开发边界、永久基本农田保护红线、生态保护红线三条控制线，以下从三条控制线的具体要求展开分析：

（1）与生态保护红线的符合性

①项目区位及生态敏感区避让情况

本项目选址位于阜康矿区白杨河区块，依据阜康市国土空间总体规划，市域南部天山片区包含天山天池世界自然遗产地、特纳格尔国家湿地公园等区域均划入生态保护红线范围，市域整体形成“一心两带、三区七廊”生态保护格局，白杨河生态走廊为区域重要生态廊道。

本项目所有井场、管线及配套设施均主动避让天山天池风景名胜区、原新疆天池博格达峰自治区级自然保护区、天山水源涵养与生物多样性维护类生态保护红线等各类生态敏感目标，项目占地及建设范围不触及、不占用生态保护红线，项目实施不会破坏区域原有生态结构，不削弱区域生态服务功能。

②生态环境分区管控符合性

对照《昌吉回族自治州“三线一单”生态环境分区管控方案及生态环境准入清单》，本项目所属管控单元为重点管控单元，项目位于准南煤矿阜康矿区范围内，环境管控单元编码为 ZH65230220004。项目建设内容、开发方式、污染防治措施均严格匹配准南煤矿阜康矿区生态环境分区管控细则及准入要求，符合区域生态环境管控规定。

（2）与永久基本农田保护红线的符合性

①永久基本农田布局及项目用地关系

阜康市永久基本农田整体呈现“一带多片”布局形态，主要沿省道 S303、东滋公路沿线集中分布，核心集中在九运街镇、滋泥泉子镇等农业主产区。本项目为煤矿瓦斯抽采及煤层气开发项目，场址全部布局于阜康矿区规划工矿产业用地范围内，属于准南煤田配套能源开发区域，用地属性为工矿用地，项目建设不占用、不穿越永久基本农田。

②用地审批合规性

项目严格遵照《中华人民共和国土地管理法》及地方国土空间规划实施建设，井场、场站等永久用地依法依规办理用地相关手续，施工便道、临时作业场地等临时用地优先利用现有空地、矿区既有道路，最大限度减少新增占地，全面落实永久基本农田严格保护管控要求。

（3）与城镇开发边界的符合性

①区位与城镇开发边界位置关系

阜康市城镇开发边界主要囊括中心城区、准东生活配套区及天山天池旅游度假区，划定总面积 49.4km^2。本项目地处阜康矿区白杨河区块，选址位于城镇开发边界以外的能源工业集聚区域，契合区域“工业向园区集中、产业集聚发展”国土空间布局原则。

②产业规划与空间布局衔接

本项目符合《新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划（2021—2025 年）》中推进准南煤田煤层气产业化基地建设的发展导向，同时纳入昌吉州“十四五”能源发展重点建设内容，属于地方重点扶持的清洁能源开发项目。根据《阜康市国土空间总体规划》，项目所在阜康矿区为区域能源产业集聚发展片区，项目在严格严守生态保护红线、永久基本农田、城镇开发边界三条控制线，落实区域生态环境分区管控要求的前提下，依法合规开展煤层气勘探开发、瓦斯综合治理利用等产业活动，与城镇空间发展规划、产业空间布局规划高度契合。

综上，本项目选址布局、用地类型、产业业态均严格遵守“三区三线”空间管控各项约束要求，不突破三条控制线管控边界，空间布局合理，符合区域国土空间开发保护总体格局。

1.3.5 选址合理性分析

本项目为煤矿配套瓦斯治理（煤层气抽采）工程，全部建设内容均布设于项目八区井田范围内，井位布设受目标煤层埋深、瓦斯储层分布、井下采掘接续规划等地质条件刚性制约，井田以外无满足瓦斯抽采工艺条件的备选建设场地，因此不开展井田范围外选址多方案比选。

项目选址严格遵循“生态优先、最小扰动、避让敏感、集约利用”原则，依托详细现场踏勘、全域生态本底调查、生态敏感目标逐一排查，结合矿区既有工业场地分布、地形条件对单井点位、管线路由、临时施工线路进行精细化优化调整，优先利用矿区原有硬化空地、闲置工业用地布设设施，最大限度避让基本草原及生态红线，最大限度减少草原占地，选址合理，生态扰动可控。

1.4 关注的主要环境问题及环境影响

本次环境影响评价工作重点围绕项目运营期废气、废水、噪声、固体废物各类污染物治理措施可行性及环境影响程度开展分析论证，结合项目建设特点，梳理本次评价重点关注的主要环境问题如下：

（1）从生态环境保护视角，系统分析本项目选址、井场布局、管线走向的环境合理性，核实项目与区域生态保护红线、永久基本农田、城镇开发边界及各类环境敏感目标的位置关系，论证选址布局合规性；

（2）分析项目施工期场地平整、钻井施工、管线敷设等建设活动造成的植被破坏、水土流失、土地扰动等生态影响，提出施工期生态保护与临时生态恢复措施；

（3）核算项目施工期及运营期各类污染物产生源强，核查废气、废水、噪声、固体废物污染防治措施的实用性与有效性，判定各类污染物能否稳定实现达标排放，定量与定性结合分析项目实施后对区域大气、地表水、地下水、土壤、声环境等环境要素的影响范围与影响程度。

1.5 环境影响报告书主要结论

本项目建设符合国家及地方相关产业政策、国土空间规划、“三线一单”管控要求与区域生态环境保护各项规划。项目实施可有效盘活区域煤层气清洁能源资源，助力区域能源结构优化调整，兼具良好社会效益与经济效益。

项目施工期及运营期拟配套实施的废气、废水、噪声、固体废物污染防治措施、生态保护修复措施及环境风险防控措施，技术成熟可靠、经济合理可行，可保障各类污染物稳定达标排放。经环境影响预测分析，项目建设运营对区域大气、地表水、地下水、土壤、声环境及生态环境造成的影响程度较轻，各类环境影响均处于可接受水平。

本次公众参与调查结果显示，受访公众均无反对本项目建设意见；项目存在的环境风险隐患可通过完善应急预案、配齐应急物资、常态化开展应急演练等方式有效防控，整体环境风险处于可控范围，项目选址布局具备环境合理性。

综上，在严格落实本报告书提出的各项生态环境保护措施、污染治理措施及环境风险防控措施前提下，从生态环境保护角度综合论证，本项目建设具备环境可行性。

2 总则

2.1 评价目的与评价原则

2.1.1 评价目的

明确钻井建设及运营过程中对周边生态环境、水环境、大气环境、声环境的影响范围及程度，识别潜在环境风险，提出针对性的污染防治、生态保护及风险防控措施，论证项目建设的环境可行性；明确项目环保设施建设要求，为项目施工、运营期间的环境管理提供技术支撑，确保各类污染物稳定达标排放，最大限度减轻项目对周边环境的不利影响，保障区域生态环境安全。

2.1.2 评价原则

（1）依法评价原则

环境影响评价过程中应贯彻执行国家和地方环境保护相关的法律法规、标准、政策，分析建设项目与环境保护政策、资源能源利用政策、国家产业政策和技术政策等有关政策及相关规划的相符性，并关注国家和新疆维吾尔自治区、昌吉地区、阜康县在法律法规、标准、政策、规划及相关主体功能区划等方面的新动向。

（2）科学评价原则

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）突出重点原则

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

2.2 编制依据

2.2.1 环境保护法律

（1）《中华人民共和国环境保护法》（2015 年 1 月 1 日）；

（2）《中华人民共和国环境影响评价法》（2018 年 12 月 29 日）；

（3）《中华人民共和国噪声污染防治法》（2022 年 6 月 5 日）；

（4）《中华人民共和国大气污染防治法》（2018 年 10 月 26 日）；

（5）《中华人民共和国水污染防治法》（2018 年 1 月 1 日）；

（6）《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》（2020 年 9 月 1 日）；

（7）《中华人民共和国土壤污染防治法》（2019 年 1 月 1 日）；

（8）《中华人民共和国循环经济促进法》（2018 年 10 月 26 日修正）；

（9）《中华人民共和国突发事件应对法》（2024 年 11 月 1 日）；

（10）《中华人民共和国清洁生产促进法》（2012 年 7 月 1 日）；

（11）《中华人民共和国石油天然气管道保护法》（2010 年 10 月 1 日）；

（12）《中华人民共和国水土保持法》（2011 年 3 月 1 日）；

（13）《中华人民共和国水法》（2016 年 7 月 2 日）；

（14）《中华人民共和国城乡规划法》（2019 年 4 月 23 日）；

（15）《中华人民共和国野生动物保护法》（2022 年 12 月修订）；

（16）《中华人民共和国农业法》（2013 年 1 月 1 日）；

（17）《中华人民共和国土地管理法》（2020 年 1 月 1 日）；

（18）《中华人民共和国湿地保护法》（2022 年 6 月 1 日）；

（19）《中华人民共和国森林法》（2019 年 12 月 28 日修订）；

（20）《中华人民共和国草原法》（2021 年 4 月 29 日修正）；

（21）《中华人民共和国防沙治沙法》（2018 年 10 月 26 日）。

2.2.2 行政法规与相关规范性文件

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

（2）《产业结构调整指导目录（2024 年本）》，2023 年 12 月 1 日第 6 次委务会议审议通过，自 2024 年 2 月 1 日起施行；

（3）《中华人民共和国陆生野生动物保护实施条例》（修订），2016 年 6 月 2 日修订；

（4）《建设项目环境影响评价分类管理名录》（部令第 16 号），2021 年 1 月 1 日起施行；

（5）关于印发《突发环境事件应急预案管理暂行办法》的通知，环发〔2010〕113 号，2010 年 9 月 28 日；

（6）《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；

（7）《国务院办公厅关于印发控制污染物排放许可制实施方案的通知》，国办发〔2016〕81 号，2016 年 11 月 10 日；

（8）《环境影响评价公众参与办法》（生态环境部令第 4 号），2019 年 1 月 1 日；

（9）《国家危险废物名录（2025 年版）》，2025 年 1 月 1 日；

（10）《中华人民共和国森林法实施条例》（2018 年 3 月 19 日）；

（11）《基本农田保护条例》（2011 年 1 月 8 日）；

（12）《中华人民共和国野生植物保护条例》（2017 年 10 月 7 日）；

（13）《建设项目环境保护管理条例》（2017 年 10 月 1 日）

（14）《排污许可管理条例》，2021 年 1 月 24 日；

（15）《企业事业单位环境信息公开办法》（环境保护部令第 31 号），2015 年 1 月 1 日；

（16）《石油天然气管道保护条例》（2001 年 8 月 2 日）；

（22）《中共中央 国务院关于全面加强生态环境保护坚决打好污染防治攻坚战的意见》，2018 年 6 月 16 日；

（23）《危险化学品安全管理条例》（国务院令第 645 号，2013 年 12 月 7 日施行）；

（24）《地下水环境监测技术规范》（HJ164-2020），2021 年 3 月 1 日起实施；

（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；

（26）《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》，生态环境部办公厅，环办环评函〔2019〕910 号，2019 年 12 月 13 日；

（27）国务院关于印发《2030 年前碳达峰行动方案》的通知，（国发〔2021〕23 号），2021 年 10 月 24 日；

（28）《排污许可管理办法》，部令第 32 号，2024 年 4 月 1 日发布，2024 年 7 月 1 日起施行；

（29）《固体废物分类与代码目录》，生态环境部，公告 2024 年第 4 号；

（30）《2024—2025 年节能降碳行动方案》，国务院关于印发《2024—2025 年节能降碳行动方案》的通知（国发〔2024〕12 号）；

（31）“国务院关于印发《空气质量持续改善行动计划》的通知”（国发〔2023〕24 号）；

（32）“生态环境部等 11 部门关于印发《甲烷排放控制行动方案》的通知”（环气候〔2023〕67 号）

（33）《非常规油气开采污染控制技术规范》（SY/T 7482-2020），国家能源局，2021-02-01 实施；

（34）《油田油气集输设计规范》（GB 50350-2015）；

（35）《气田集输设计规范》（GB5 0349-2015）；

（36）《煤层气集输设计规范》（NB/T 10029-2016）；

（37）《陆上石油天然气生产环境保护推荐作法》（SY/T 6628-2005）；

（38）《废弃井封井回填技术指南（试行）》，《废弃井封井回填技术指南（试行）》，环办土壤函〔2020〕72 号；

（39）《煤层气废弃井处置指南》（GB/T 41025-2021）；

（40）《常规修井作业规程第 5 部分：井下作业井筒准备》（SY/T 5587.5-2018）；

（41）《国家重点保护野生动物名录》（国家林业和草原局农业农村部公告（2021 年第 3 号）；

（42）《危险废物排除管理清单（2026 年版）》（生态环境部公告 2026 年第 62 号）。

2.2.3 自治区相关法规、政策及规范性文件

（1）《新疆维吾尔自治区环境保护条例》（2018 年修订 13 届人大第 6 次会议）；

（2）《新疆维吾尔自治区自然资源厅、生态环境厅、林业和草原局关于加强自治区生态保护红线管理的通知（试行）》（新自然资发〔2024〕56 号）；

（3）“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；

（4）《关于印发新疆自治区级水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果的通知》（新水水保〔2019〕4 号）；

（5）《新疆水环境功能区划》，新疆维吾尔自治区环保局（现生态环境厅），2002 年 11 月；

（6）新疆维吾尔自治区林业和草原局关于印发《新疆国家重点保护野生植物名录》的通知（新林护字〔2022〕8 号）；

（7）《新疆国家重点保护野生动物名录》，2021 年 7 月 28 日。

（8）《新疆生态功能区划》，自治区人民政府，2005 年 8 月；

（9）《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》；

（10）《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》，新疆维吾尔自治区第十三届人民代表大会常务委员会公告（第 15 号），2019 年 1 月 1 日；

（11）《新疆生态环境保护“十四五”规划》（自治区党委、自治区人民政府，2021 年 12 月 24 日）；

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

（13）《新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划（2021—2025 年）》；

（14）《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》；

（15）《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）》；

（16）《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》；

（17）《新疆维吾尔自治区阜康市矿产资源总体规划（2021—2025 年）》；

（18）《新疆维吾尔自治区石油天然气发展“十四五”规划》；

（19）《昌吉回族自治州生态环境保护与建设“十四五”规划》；

（20）《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）；

（21）《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）；

（22）《新疆维吾尔自治区生态环境分区管控动态更新成果》（新环环评发〔2024〕157 号）；

（23）《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）》；

（24）《阜康市声环境功能区划分技术报告（修编稿）》；

（25）《阜康市建筑工程施工现场扬尘污染防治工作实施细则》（阜住建发〔2020〕21 号）；；

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

（27）《新疆维吾尔自治区实施〈中华人民共和国水土保持法〉办法》（2013 年 7 月 31 日修正，2013 年 10 月 1 日起施行）；

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

2.2.4 技术依据

（1）《建设项目环境影响评价技术导则 总纲》（HJ 2.1-2016）；

（2）《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ 2.2-2018）；

（3）《环境影响评价技术导则 地表水环境》（HJ 2.3-2018）；

（4）《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ 610-2016）；

（5）《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ 2.4-2021）；

（6）《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ 19-2022）；

（7）《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ 964-2018）；

（8）《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018）；

（9）《污染源源强核算技术指南 准则》（HJ 884-2018）；

（10）《排污单位自行监测技术指南 总则》（HJ 819-2017）；

（11）《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ/T

349-2023）；

（12）《石油天然气开采业固体废物污染控制技术规范（试行）》（HJ 1461-2026）；

（13）《煤层气井排采水处理设计规范》（GB/T 46426-2025）；

（14）《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）；

（15）《输气管道工程设计规范》（GB50251-2015）；

（16）《企业突发环境事件风险分级方法》（HJ941-2018）；

（17）《危险废物收集贮存运输技术规范》（HJ2025-2012）；

（18）《建设项目危险废物环境影响评价指南》；

（19）《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB 18599-2020）；

（20）《输气管道工程设计规范》（GB 50251-2015）；

（21）《废弃井封井回填技术指南（试行）》；

（22）《废弃井及长停井处置指南》（SY/T 6646-2017）；

（23）《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》（DZ/T 0317-2018）；

（24）《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T 3997—2017）。

2.2.5 项目参考资料

（1）《阜康市白杨河区域煤矿瓦斯治理三期项目可行性研究报告》；

（2）《阜康市白杨河区域煤矿瓦斯治理项目（三期地面工程方案）》；

（3）《新疆阜康市白杨河区域煤矿瓦斯治理三期项目环境影响评价委托书》；

（4）《新疆阜康市白杨河区域煤矿瓦斯治理三期项目备案证》；

（5）项目建设单位提供的其他有关资料。

2.3 环境影响因素识别与评价因子确定

2.3.1 环境影响因素识别

在了解和分析建设项目所在区域发展规划、环境保护规划、环境功能区划及环境现状的基础上，项目建设对环境的影响，根据其特征可分为施工期影响、生产运营期影响两部分。施工期主要是钻井工程、压裂工程、地面工程施工建设，对环境

要素的影响主要是废气（车辆运输废气、施工扬尘等），噪声（施工作业噪声）、废水（施工人员生活废水、施工废水、钻井废水、压裂返排液等）和固体废物（钻井泥浆、岩屑、建筑垃圾等），施工期将对周围环境产生一定的影响，通过相关措施的控制及管理，其影响是暂时的、可恢复。

生产运营期主要包括装置运行期间产生的废气、废水、噪声、固体废物等对区域内各环境要素（环境空气、地表水、地下水、声环境等）产生不同程度的影响，以及风险事故状态下的环境影响，而且影响贯穿于整个生产期。

根据工程污染源与环境影响因素的初步分析与识别，结合建设项目生产工艺特点、评价区环境特点、相关的环评技术规范要求等，对建设项目环境影响评价因子进行矩阵筛选，分析和列出本项目的直接和间接行为，以及可能受上述行为影响的环境要素及相关参数。

表 2.3-1 建设项目影响环境要素程度识别表

环境资源		自然环境							生态环境						社会环境							生活质量					
影响程度 工程阶段		水土流失	地下水质	地表水文	地表水质	环境空气	声环境	土壤	农田植物	森林植被	野生动物	水生动物	濒危动物	渔业养殖	土地利用	工业发展	农业发展	供水	交通	燃料结构	节约能源	美学旅游	健康安全	社会经济	娱乐	文物古迹	生活水平
施工期	场地清理	-1				-1	-1	-1							-1												
	地面挖掘					-1	-1	-1											-1								
	运输					-1	-1									+1			-1					+1			
	安装设施					-1	-1	-1								+1								+1			
	材料堆存																					-1	-1				
	钻井工程					-1	-1									+1											
运营期	废水排放	-1														+1											
	废气排放					-1																-1	-1				
	噪声						-1																-1				
	固废排放	-1	-1																								
	产品															+2			-1	+3	+1			+2			+2
	就业															+1								+1			+1

注：3—重大影响；2—中等影响；1—轻微影响；“+”—表示有利影响；π-γ_o表示不利影响

表 2.3-2 建设项目影响环境要素性质识别表

环境资源 \ 影响性质		不利影响						有利影响			
		短期	长期	可逆	不可逆	局部	广泛	短期	长期	广泛	局部
自然资源	水土流失	√			√	√					
	地下水质		√	√		√					
	地表水文										
	地表水质					√					
	环境空气		√	√		√					
	声环境		√	√		√					
	土壤	√		√		√					
生物资源	森林植被										
	野生动物	√									
	水生动物										
	濒危动物										
	渔业养殖										
社会环境	土地利用	√		√		√			√	√	
	工业发展								√	√	
	农业发展										
	供水										
	交通		√	√		√					
	燃料结构								√	√	
	节约能源								√	√	
生活质量	美学旅游		√			√					
	健康安全		√	√		√					
	社会经济								√	√	
	娱乐										
	文物古迹										
	生活水平								√	√	

2.3.2 评价因子确定

2.3.2.1 评价因子确定的原则

根据本项目开发建设的性质、工程特点、阶段和所在区域的环境特征，识别项目建设方案实施可能对评价区域自然环境、生态环境等产生影响的因素确定影响因子。

2.3.2.2 评价因子

根据本项目的建设特点、环境影响的主要特征，结合区域环境功能要求、环境保护目标、评价标准和环境制约因素，确定环境影响因子识别见表 2.3-3。

表 2.3-3 本项目环境影响评价因子识别表

序号	环境要素	评价专题	评价因子
1	环境空气	现状评价	PM_{10}、PM_{10}、SO_2、NO_2、TSP、CO、O_3、非甲烷总烃、TSP
		预测、分析评价	非甲烷总烃、颗粒物、甲烷、SO_2、NO_x、CO
		总量控制	/
2	地表水环境	现状评价	水温、pH 值、溶解氧、高锰酸盐指数、CODcr、BOD_5、氨氮、总磷、总氮、铜、锌、氟化物、硒、砷、汞、镉、六价铬、铅、氰化物、挥发酚、石油类、阴离子表面活性剂、硫化物、粪大肠菌群、硫酸盐、氯化物、硝酸盐、铁、锰
		预测评价	/
3	地下水环境	现状评价	色度、pH 值、总硬度、耗氧量、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物、氰化物、铅、铁、锰、铜、锌、挥发性酚类（以苯酚计）、氨氮、硫化物、总大肠菌群、硝酸盐、亚硝酸盐、氟化物、汞、砷、镉、铬（六价）、锑、总大肠菌群、细菌总数、阴离子表面活性剂、石油类以及 K^+、Na^+、Ca^{2+}、Mg^{2+}、CO_3^{2-}、HCO_3^-、Cl^-、SO_4^{2-}
		预测评价	钠、氨氮、硫酸盐、氯化物
4	声环境	现状评价	连续等效 A 声级
		预测评价	连续等效 A 声级
5	固体废物影响	现状评价	/
		预测评价	固体废物处理或处置率、处理或处置方式
6	生态环境影响	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、生物量
		分析评价	地表扰动面积及类型、植被覆盖度、生物量损失、物种多样性、生态系统完整性等
7	土壤环境	现状评价	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、反-1，2-二氯乙烯、顺-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、苯丙[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、钡、

			锰、锌、锑、钴、石油烃、水溶性盐
		分析评价	溶解性总固体代表盐分
8	环境风险	泄漏	煤层气（瓦斯）泄漏

2.4 环境功能区划与评价标准

2.4.1 环境功能区划

2.4.1.1 生态功能区划

根据《新疆生态功能区划》，本项目位于准噶尔盆地温性荒漠与绿洲农业生态区。

表 2.4-1 本项目生态功能区划

生态功能分区单元			所属区域	主要生态服务功能	主要生态环境问题	主要生态敏感因子、敏感程度	主要保护目标
生态区	生态亚区	生态功能区					
II准噶尔盆地温性荒漠与绿洲农业生态区	II5 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	阜康市、吉木萨尔县、奇台县、木垒哈萨克自治县	农牧业产品生产、人居环境、荒漠化控制	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	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	保护基本农田、保护荒漠植被、保护土壤环境质量

2.4.1.2 环境空气功能区划

本项目所在区域属环境空气功能划二类功能区，环境空气质量执行《环境空气质量标准》（GB3095-2026）。

2.4.1.3 地表水环境功能区划

根据《新疆水环境功能区划》相关划定，本项目所在区域东侧的白杨河为Ⅱ类水体，依据相关规定，执行《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中的Ⅱ类水质标准，Ⅱ类水体主要适用于集中式生活饮用水地表水源地一级保护区、珍稀水生生物栖息地等场景，需严格保障水质达标以满足生态及饮用相关需求。

区域内的甘河子沟，其主导功能为农业灌溉、工业用水及人畜供水，结合该河流功能定位，确定其目标水质为Ⅲ类，执行《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中的Ⅲ类水质标准，Ⅲ类水体可满足集中式生活饮用水地表水源地二级保护区、渔业水域及农业灌溉、工业用水等功能需求，符合甘河子沟的实际用途。

2.4.1.4 地下水环境功能区划

根据《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）相关规定，本项目区域地下水

质量执行《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中的III类标准。III类地下水主要适用于集中式生活饮用水水源地二级保护区、工农业用水和一般景观用水，能够满足项目区域各类用水及生态保护对地下水质量的基本要求。

2.4.1.5 声环境功能区划

根据《声环境质量标准》（GB3096-2008）及《阜康市声环境功能区划分技术报告（修编稿）》等相关规定，本项目选址未纳入阜康市已明确的声环境功能区划范围。

按照《声环境功能区划分技术规范》（GB/T15190-2014）相关要求，本项目选址位于阜康矿区，区域主导功能为工矿工业生产及矿产开发，无集中居住、文教办公等敏感功能属性。结合区域用地规划及开发现状，判定项目所在区域属于《声环境质量标准》（GB3096-2008）划定的 3 类声环境功能区，执行 3 类声环境质量标准限值要求。

2.4.2 环境质量标准

2.4.2.1 环境空气质量标准

本项目位于二类环境空气功能区，各类大气污染物执行标准明确如下：SO_2、NO_2、PM_{10}、$PM_{2.5}$、CO、O_3等基本污染物，自本项目运营起至 2030 年 12 月 31 日，执行《环境空气质量标准》（GB3095-2026）（生态环境部公告〔2026〕13 号）表 1 中环境空气污染物基本项目浓度限值的过渡阶段二级浓度限值，自 2031 年 1 月 1 日起，执行该标准表 1 规定的环境空气污染物基本项目浓度限值；TSP 执行《环境空气质量标准》（GB3095-2026）表 2 环境空气污染物其他项目浓度限值；非甲烷总烃执行《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）相关限值要求，具体取值参照该标准详解，具体见表 2.4-2 和表2.4-3。

表 2.4-2 环境空气污染物基本项目浓度限值（单位：μg/m³）

序号	污染物项目	平均时间	过渡阶段浓度限值		浓度限值	
			一级	二级	一级	二级
1	二氧化硫（SO_2）	年平均	20	60	20	20
		日平均	50	150	50	50
		1 小时平均	150	500	150	150
2	二氧化氮（NO_2）	年平均	40	40	30	30
		日平均	80	80	50	50

		1 小时平均	200	200	200	200
3	一氧化碳（CO）	日平均	4	4	4	4
		1 小时平均	10	10	10	10
4	臭氧（O_3）	日最大 8 小时平均	100	160	100	160
		1 小时平均	160	200	160	200
5	颗粒物（PM_{10}）	年平均	40	60	20	20
		日平均	50	120	50	100
6	颗粒物（$PM_{2.5}$）	年平均	15	30	10	25
		日平均	35	60	25	50

表 2.4-3 其他项目浓度限值

序号	污染物项目	平均时间	标准限值	单位	标准来源
1	TSP	年平均	200	μg/m³	《环境空气质量标准》（GB3095-2026）表 2
		日平均	300	μg/m³	
2	非甲烷总烃	1 小时平均	2	mg/m³	《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）详解

2.4.2.2 地表水环境质量标准

项目所在区域东侧白杨河为Ⅱ类水体，执行《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）Ⅱ类标准；甘河子沟执行《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）Ⅲ类标准，地表水环境质量标准值见表 2.4-4。

表 2.4-4《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）标准值

序号	项目	单位	标准值（Ⅱ）	标准值（Ⅲ）
1	水温	℃	人为造成的环境水温变化应限制在：周平均最大温升≤1；周平均最大温降≤2	
2	pH 值		6~9	
3	溶解氧	mg/L	5	3
4	高锰酸盐指数	mg/L	4	6
5	COD	mg/L	15	20
6	BOD5	mg/L	3	4
7	氨氮	mg/L	0.5	1.0
8	总磷	mg/L	0.1（湖、库 0.025）	0.2（湖、库 0.05）
9	总氮	mg/L	0.5	1.0
10	铜	mg/L	1	1
11	锌	mg/L	1	1
12	氟化物	mg/L	1	1
13	硒	mg/L	0.01	0.01
14	砷	mg/L	0.05	0.05
15	汞	mg/L	0.00005	0.0001
16	镉	mg/L	0.005	0.005
17	六价铬	mg/L	0.05	0.05

序号	项目	单位	标准值（Ⅱ）	标准值（Ⅲ）
18	铅	mg/L	0.01	0.05
19	氰化物	mg/L	0.05	0.2
20	挥发酚	mg/L	0.002	0.005
21	石油类	mg/L	0.05	0.05
22	阴离子表面活性剂	mg/L	0.2	0.2
23	硫化物	mg/L	0.1	0.2
24	粪大肠菌群	（个／L）	2000	10000
25	硫酸盐	mg/L	250	
26	氯化物	mg/L	250	
27	硝酸盐	mg/L	10	
28	铁	mg/L	0.3	
29	锰	mg/L	0.1	

2.4.2.3 地下水环境质量标准

本项目所在区域内地下水环境执行《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中III类标准，地下水标准值见表 2.4-5。

表 2.4-5 地下水质量标准一览表（摘录）

序号	指标	单位	标准值	序号	指标	单位	标准值
1	pH	无量纲	6.5~8.5	15	氟化物	mg/L	1
2	色度	度	15	16	硫酸盐	mg/L	250
3	总硬度	mg/L	450	17	硫化物	mg/L	0.02
4	溶解性总固体	mg/L	1000	18	阴离子表面活性剂	mg/L	0.3
5	耗氧量	mg/L	3	19	汞	μg/L	1
6	氯化物	mg/L	250	20	砷	μg/L	10
7	细菌总数	CFU/mL	100	21	锑	μg/L	5
8	总大肠菌群	MPN/100mL	3	22	铜	mg/L	1
9	氨氮	mg/L	0.5	23	锌	mg/L	1
10	硝酸盐氮	mg/L	20	24	铅	μg/L	10
11	亚硝酸盐氮	mg/L	1	25	镉	μg/L	5
12	挥发酚	mg/L	0.002	26	铁	mg/L	0.3
13	氰化物	mg/L	0.05	27	锰	mg/L	0.1
14	六价铬	mg/L	0.05	28	钠	mg/L	200

2.4.2.4 声环境质量标准

根据本项目所在区域特征，声环境质量评价标准执行《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 3 类标准，声环境质量标准值见表 2.4-6。

表 2.4-6 声环境质量标准限值一览表（摘录）

采用级别	单位	标准值		标准来源
		昼间	夜间	
3 类功能区	dB（A）	65	55	《声环境质量标准》（GB3096-2008）

2.4.2.5 土壤质量标准

根据现场勘查，本项目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；土壤盐化、酸化、碱化分级标准执行《环境影响评价技术导则土壤环境（试行）》（HJ964-2018）附录 D 中相关要求，具体限值见表 2.4-7～2.4-10。

表 2.4-7 建设用地土壤环境质量标准（摘录）

序号	污染物项目	单位	CAS 编号	标准值（第二类用地筛选值）
重金属和无机物				
1	砷	mg/kg	7440-38-2	60
2	镉	mg/kg	7440-43-9	65
3	铬（六价）	mg/kg	18540-29-9	5.7
4	铜	mg/kg	7440-50-8	18000
5	铅	mg/kg	7439-92-1	800
6	汞	mg/kg	7439-97-6	38
7	镍	mg/kg	7440-02-0	900
挥发性有机物				
8	四氯化碳	mg/kg	56-23-5	2.8
9	氯仿	mg/kg	67-66-3	0.9
10	氯甲烷	mg/kg	74-87-3	37
11	1，1-二氯乙烷	mg/kg	75-34-3	9
12	1，2-二氯乙烷	mg/kg	107-06-2	5
13	1，1-二氯乙烯	mg/kg	75-35-4	66
14	顺-1，2-二氯乙烯	mg/kg	156-59-2	596
15	反-1，2-二氯乙烯	mg/kg	156-60-5	54
16	二氯甲烷	mg/kg	75-09-2	616
17	1，2-二氯丙烷	mg/kg	78-87-5	5
18	1，1，1，2-四氯乙烷	mg/kg	630-20-6	10
19	1，1，2，2-四氯乙烷	mg/kg	79-34-5	6.8
20	四氯乙烯	mg/kg	127-18-4	53
21	1，1，1-三氯乙烷	mg/kg	71-55-6	840
22	1，1，2-三氯乙烷	mg/kg	79-00-5	2.8
23	三氯乙烯	mg/kg	79-01-6	2.8
24	1，2，3-三氯丙烷	mg/kg	96-18-4	0.5
25	氯乙烯	mg/kg	75-01-4	0.43
26	苯	mg/kg	71-43-2	4
27	氯苯	mg/kg	108-90-7	270
28	1，2-二氯苯	mg/kg	95-50-1	560
29	1，4-二氯苯	mg/kg	106-46-7	20
30	乙苯	mg/kg	100-41-4	28

序号	污染物项目	单位	CAS 编号	标准值（第二类用地筛选值）
31	苯乙烯	mg/kg	100-42-5	1290
32	甲苯	mg/kg	108-88-3	1200
33	间二甲苯+对二甲苯	mg/kg	108-38-3，106-42-3	570
34	邻二甲苯	mg/kg	95-47-6	640
半挥发性有机物				
35	硝基苯	mg/kg	98-95-3	76
36	苯胺	mg/kg	62-53-3	260
37	2-氯酚	mg/kg	95-57-8	2256
38	苯并[a]蒽	mg/kg	56-55-3	15
39	苯并[a]芘	mg/kg	50-32-8	1.5
40	苯并[b]荧蒽	mg/kg	205-99-2	15
41	苯并[k]荧蒽	mg/kg	207-08-9	151
42	䓛	mg/kg	218-01-9	1293
43	二苯并[a，h]蒽	mg/kg	53-70-3	1.5
44	茚并[1，2，3-cd]芘	mg/kg	193-39-5	15
45	萘	mg/kg	91-20-3	70
46	石油烃	mg/kg	-	4500
47	钒	mg/kg	7440-62-2	752
48	钡	mg/kg	/	/
49	锰	mg/kg	/	/
50	锌	mg/kg	/	/
51	锑	mg/kg	7740-36-0	180
52	钴	mg/kg	7440-48-7	70

表 2.4-8 评价区内农用地土壤污染风险筛选值（基本项目）（mg/kg）

项目	pH 要求	Cd	Hg	As	Pb	Cr	Cu	Ni	Zn
其他	PH≤5.5	0.3	1.3	40	70	150	50	60	200
	5.5＜PH≤6.5	0.3	1.8	40	90	150	50	70	200
	6.5＜PH≤7.5	0.3	2.4	30	120	200	100	100	250
	PH＞7.5	0.6	3.4	25	170	200	100	190	300

表 2.4-9 土壤盐化分级标准

分级	土壤含盐量（SSC）/（gkg）	
	滨海、半湿润和半干旱地区	干旱、半荒漠和荒漠地区
未盐化	SSC<1	SSC<2
轻度盐化	1≤SSC<2	2≤SSC<3
中度盐化	2≤SSC<4	3≤SSC<5
重度盐化	4≤SSC<6	5≤SSC<10
极重度盐化	SSC≥6	SSC≥10
注：根据区域自然背景状况适当调整。		

表 2.4-10 土壤酸化、碱化分级标准

土壤 pH 值	土壤酸化、碱化强度
pH<3.5	极重度酸化
3.5≤pH<4.0	重度酸化

土壤 pH 值	土壤酸化、碱化强度
4.0≤pH<4.5	中度酸化
4.5≤pH<5.5	轻度酸化
5.5≤pH<8.5	无酸化或碱化
8.5≤pH<9.0	轻度碱化
9.0≤pH<9.5	中度碱化
9.5≤pH<10.0	重度碱化
pH≥10.0	极重度碱化
注：土壤酸化、碱化强度指受人为影响后呈现的土壤 pH 值，可根据区域自然背景状况适当调整。	

2.4.3 污染物排放标准

2.4.3.1 大气污染物排放标准

（1）施工期

根据项目特点，本项目施工期标准化井场测试放喷燃烧烟气执行《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）表 2 新污染源大气污染物排放限值；施工期柴油发电机排气烟度执行《非道路移动柴油机械排气烟度限值及测量方法》（GB36886-2018）中的标准，其余污染物执行《非道路移动机械用柴油机排气污染物排放限值及测量方法（中国第三、四阶段）》（GB20891-2014）中第四阶段排放限值要求。施工期扬尘治理措施符合《阜康市建筑工程施工现场扬尘污染防治工作实施细则》（阜住建发〔2020〕21 号），施工现场 PM_{10} 低于 100mg/m³。

（2）运营期

本项目运营期煤层气排放执行《煤层气（煤矿瓦斯）排放标准》（GB21522-2024）中表 1 煤层气地面开发系统排放限值；无组织甲烷总烃浓度执行《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。

本项目大气污染物排放限值详见表 2.4-11。

表 2.4-11 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
无组织排放（周界外浓度最高点）	颗粒物	1.0	/	/	《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）中表 2
	非甲烷总烃	4.0	/	/	
	颗粒物	1.0	/	/	
	二氧化硫	0.4	/	/	
	氮氧化物	0.12	/	/	

2.4.3.2 水污染物排放标准

（1）施工期

本项目钻井压裂期间产生的压裂返排液经压裂液处理系统处理后可用于回配压裂液。压裂液在 2～3 个月的时间内逐渐排出，初期排出的压裂返排液浓度较高，溶解性总固体含量约 10000mg/L，后期随着地层水及采出水逐渐混入，压裂返排液浓度逐渐降低，水质成分接近煤层中的地下水，由于压裂液中只添加了 1%的 KCl，无毒性，且水中主要污染物为盐类，目前项目所在区域（八区）已设置 6 个 1500m^3、6 个 1000m^3、8 个 500m^3 镀锌板防渗收集池，均具有防渗功能，本项目压裂返排液不新建防渗收集池，依托现有镀锌板防渗收集池，收集的压裂返排液回用于下一井配置压裂液使用，施工末期，压裂返排液不能循环利用时，送入阜康市东部城区污水处理厂处理达标后外排。

（2）运营期

运营期采出水经各标准化井场内设置的防渗排采池收集暂存，送阜康市东部城区污水处理厂处理。

阜康市东部城区污水处理厂接纳水质需满足《污水综合排放标准》（GB8978-1996）中的三级标准，本项目进入污水处理厂水质需满足《污水综合排放标准》（GB8978-1996）中的三级标准。

2.4.3.3 噪声排放标准

本项目施工期噪声排放执行《建筑施工噪声排放标准》（GB12523-2025）相应标准；运营期厂界噪声排放执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）3 类标准，见表 2.4-12。

表 2.4-12 环境噪声排放限值一览表

执行时段	昼间	夜间	单位	标准来源
施工期	70	55	dB（A）	《建筑施工噪声排放标准》（GB12523-2025）
运营期	65	55	dB（A）	《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）3 类标准

2.4.4 控制标准

本项目产生的一般工业固体废物贮存执行《一般工业固体废物贮存和填埋污染控

制标准》（GB18599-2020）；危险废物临时贮存应执行《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）；钻井泥浆、岩屑执行《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）。

2.5 评价等级

2.5.1 大气环境评价工作等级

根据建设项目特点、污染物排放特征、项目所在地区的地形特点和环境功能区划，按照《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ 2.2-2018）中评价等级的判定方法，选择建设项目排放的主要污染物，采用导则推荐模型中的 AERSCREEN 模型计算建设项目污染源的最大环境影响，然后按评价工作分级方法确定本次大气环境评价等级。

2.5.1.1 P_{max} 及 $D_{10\%}$的确定

按照《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ 2.2-2018）的要求，选择估算模式对大气环境影响评价工作进行分级。计算每一种污染物的最大地面浓度占标率 P_i 及第 i 个污染物的地面浓度达标准限值 10%时所对应的最远距离 $D_{10\%}$。其中 P_i 定义为：

$$P_i=\frac{C_i}{C}\times 100\%$$

式中：P_i—第 i 个污染物的最大地面空气质量浓度占标率，%；

C_i—采用估算模式计算出的第 i 个污染物的最大 1h 地面空气质量浓度，μg/m³；

C_{0i}—第 i 个污染物的环境空气质量浓度标准，μg/m³。

大气评价工作等级按表 2.5-1 的分级判据进行划分。

表 2.5-1 评价工作等级（摘录）

评价工作等级	评价工作分级判据
一级评价	Pmax≥10%
二级评价	1%≤Pmax<10%
三级评价	Pmax<1%

2.5.1.2 其他规定

评价等级的判定还应遵守以下规定：

①同一项目有多个污染源（两个及以上，下同）时，则按各污染源分别确定评价

等级，并取评价等级最高者作为项目的评价等级。

②对电力、钢铁、水泥、石化、化工、平板玻璃、有色等高耗能行业的多源项目或以使用高污染燃料为主的多源项目，并且编制环境影响报告书的项目评价等级提高一级。

③对等级公路、铁路项目，分别按项目沿线主要集中式排放源（如服务区、车站大气污染源）排放的污染物计算其评价等级。

④对新建包含 1km 及以上隧道工程的城市快速路、主干路等城市道路项目，按项目隧道主要通风竖井及隧道出口排放的污染物计算其评价等级。

⑤对新建、迁建及飞行区扩建的枢纽及干线机场项目，应考虑机场飞机起降及相关辅助设施排放源对周边城市的环境影响，评价等级取一级。

2.5.1.3 估算模型参数

根据工程特点、污染物排放特征、项目所在地区的地形特点和环境功能区划，按照《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ 2.2-2018）中评价等级的判定方法，选择工程排放的主要污染物，采用导则推荐模型中的 AERSCREEN 模型计算工程污染源的最大环境影响，然后按评价工作分级方法确定本次大气环境评价等级。估算模型参数见表 2.5-2。

表 2.5-2 估算模型参数表

参数		取值
城市/农村选项	城市/农村	农村
	人口数（城市选项时）	/
最高环境温度/℃		41.5
最低环境温度/℃		-37
土地利用类型		草地
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/°	/

2.5.1.4 污染源参数

本项目废气污染源参数见表 2.5-3。

表 2.5-3 无组织废气（面源）污染源参数一览表

编号	名称	面源长度/m	面源宽度/m	与正北向夹角（°）	面源有效排放高度/m	年排放小时数 h	排放工况	污染物排放速率 kg/h
								非甲烷总烃
1	FK61 井场无组织	51	46	0	2	7920	连续	0.0001
2	FK6301 井场无组织	76	46	0	2	7920	连续	0.0001
3	FK6501 井场无组织	76	46	0	2	7920	连续	0.0001
4	FK6502 井场无组织	45	46	0	2	7920	连续	0.00004
5	FK6503 井场无组织	56	46	0	2	7920	连续	0.00006
6	FK66 井场无组织	60	30	0	2	7920	连续	0.00005
7	FK6801 井场无组织	71	46	0	2	7920	连续	0.00009
8	FK6802 井场无组织	56	46	0	2	7920	连续	0.00006
9	FK68 井场无组织	46	30	0	2	7920	连续	0.00002
10	FK70 井场无组织	56	46	0	2	7920	连续	0.0001
11	FK71 井场无组织	56	46	0	2	7920	连续	0.00005
12	FK72 井场无组织	46	40	0	2	7920	连续	0.00002
13	FK8301 井场无组织	46	40	0	2	7920	连续	0.00003
14	FK6201 井场无组织	71	46	0	2	7920	连续	0.00005
15	FQ1-H1 井场无组织	100	96	0	2	7920	连续	0.00001

2.5.1.5 判定结果

建设项目大气评价工作等级判定结果见表 2.5-4。

表 2.5-4 大气评价工作等级判定结果一览表

污染源名称		评价因子	评价标准（μg/m³）	离源距离（m）	C_{max}（μg/m³）	P_{max}（%）	$D_{10\%}$（m）
无组织	FK61	NMHC	2000	39	0.0386	0.0019	/
	FK6301	NMHC	2000	81	0.0351	0.0018	/
	FK6501	NMHC	2000	81	0.0351	0.0018	/
	FK6502	NMHC	2000	39	0.0162	0.0008	/
	FK6503	NMHC	2000	44	0.0217	0.0011	/
	FK66	NMHC	2000	43	0.0223	0.0011	/
	FK6801	NMHC	2000	80	0.0318	0.0016	/
	FK6802	NMHC	2000	44	0.0217	0.0011	/
	FK68	NMHC	2000	35	0.0095	0.0005	/
	FK70	NMHC	2000	44	0.0362	0.0018	/
	FK71	NMHC	2000	44	0.0181	0.0009	/
	FK72	NMHC	2000	35	0.0085	0.0004	/
	FK8301	NMHC	2000	35	0.0128	0.0006	/
	FK6201	NMHC	2000	80	0.0177	0.0009	/
	FQ1-H1	NMHC	2000	105	0.0025	0.0001	/

根据预测结果，本项目无组织废气中各类大气污染物最大落地浓度均小于相应标准限值，项目最大落地浓度为无组织废气 FK61 井场无组织非甲烷总烃，在下风向

39m 处最大落地浓度为 0.0000386mg/m³；最大占标率为 0.0019%。

根据上述计算结果，本项目废气污染物 P_{max}＜1%，根据《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ2.2-2018）中评价工作分级判据，本项目大气环境影响评价工作等级为三级评价。

2.5.2 地表水环境评价工作等级

根据《环境影响评价技术导则地表水环境》（HJ 2.3-2018）的相关规定，地表水环境影响评价工作等级分级判据依据影响类型、排放方式、排放量或影响情况、受纳水体，水污染型建设项目评价等级判定详见表 2.5-5。

表 2.5-5 水污染型建设项目评价等级判定一览表（摘录）

评价等级	判定依据	
	排放方式	废水排放量 Q/（m³/d）；水污染物当量数 W/（无量纲）
一级	直接排放	Q≥20000 或 W≥60000
评价等级	判定依据	
	排放方式	废水排放量 Q/（m³/d）；水污染物当量数 W/（无量纲）
二级	直接排放	其他
三级 A	直接排放	Q＜200 且 W＜6000
三级 B	间接排放	--

注 1：水污染当量数等于该污染物的年排放量除以该污染物当量值（见附录 A），计算排放污染物的污染物当量数，应区分第一类污染物和其他类水污染物，统计第一类污染物当量数总和，然后与其他类污染物按照污染物当量数从大到小排序，取最大当量数作为建设项目评价等级确定的依据。

注 2：废水排放量按行业排放标准中规定的废水种类统计，没有相关排放标准要求的通过工程分析合理确定，应统计含热量大的冷却水排放量，可不统计间接冷却水、循环水以及其他含污染物极少达到清净下水的排放量。

注 3：厂区堆存堆积物（露天堆放的原料、燃料、废渣等以及垃圾堆放场）、降尘污染的，应将初期雨污水纳入废水排放量，相应的主要污染物纳入水污染当量计算。

注 4：建设项目直接排放第一类污染物的，其评价等级为一级；建设项目直接排放的污染物为受纳水体超标因子的，评价等级不低于二级。

注 5：直接排放受纳水体影响范围涉及饮用水水源保护区、饮用水取水口、重点保护与珍稀水生生物的栖息地、重要水生生物的自然产卵场等保护目标时，评价等级不低于二级。

注 6：建设项目向河流、湖泊排放温排水引起受纳水体水温变化超过水环境质量标准要求，且评价范围有水温敏感目标时，评价等级为一级。

注 7：建设项目利用海水作为调节温度介质，排水量≥500 万 m³；评价等级为一级；排水量＜500 万 m³，评价等级为二级。

注 8：仅涉及清净下水排放的，如其排放水质满足受纳水体水环境质量标准要求的，评价等级为三级 A。

注 9：依托现有排放口，且对外环境未新增排放污染物的直接排放建设项目，评价等级参照间接排放，定为三级 B。

注 10：建设项目生产工艺中有废水产生，但作为回水利用，不排放到外环境的，按

三级 B 评价。

本项目产生的废水不排入地表水体，与地表水体无直接联系，判定地表水环境评价等级为三级 B。

根据导则要求，三级 B 可不开展区域污染源调查，主要调查依托污水处理设施的日处理能力、处理工艺、设计进水水质、处理后的废水稳定达标情况。

2.5.3 地下水环境评价工作等级

2.5.3.1 划分依据

（1）建设项目地下水环境影响评价行业分类

根据《环境影响评价技术导则陆地石油天然气开发建设项目》（HJ 349-2023），本项目站场建设内容属于“常规天然气和页岩气、致密气等非常规天然气开采井场、站场（含净化厂）等工程，按照Ⅱ类建设项目开展地下水环境影响评价。天然气管道按照Ⅳ类建设项目开展地下水环境影响评价”。

（2）地下水环境敏感程度

根据《环境影响评价技术导则·地下水环境》（HJ 610-2016），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 2.5-6。

表 2.5-6 地下水环境敏感程度分级一览表（摘录）

敏感程度	地下水环境敏感特征
敏感	集中式饮用水水源（包括已建成的在用、备用、应急水源，在建和规划的饮用水水源）准保护区；除集中式饮用水水源以外的国家或地方政府设定的与地下水环境相关的其他保护区，如热水、矿泉水、温泉等特殊地下水资源保护区。
较敏感	集中式饮用水水源（包括已建成的在用、备用、应急水源，在建和规划的饮用水水源）准保护区以外的补给径流区；未划定准保护区的集中式饮用水水源，其保护区以外的补给径流区；分散式饮用水水源地；特殊地下水资源（如矿泉水、温泉等）保护区以外的分布区等其他未列入上述敏感分级的环境敏感区。
不敏感	上述地区之外的其他地区。
注：“环境敏感区”是指《建设项目环境影响评价分类管理名录》中所界定的涉及地下水的环境敏感区。	

本项目占地范围内无集中式饮用水水源地准保护区，亦无国家或地方政府设定的与地下水环境相关的其他保护区等，亦不属于集中式饮用水源准保护区及未划定准保护区以外的补给径流区和特殊地下水资源保护区以外的分布区，同时周边区域无分散式饮用水水源地。因此，本项目地下水环境敏感程度分级为“不敏感”。

2.5.3.2 等级判定

根据《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ 610-2016），本项目站场建设类别为II类项目，天然气管线建设类别为III类建设项目，环境敏感程度为不敏感，地下水环境影响评价工作等级为三级。

地下水评价工作等级划分依据见表 2.5-7。

表 2.5-7 地下水评价工作等级分级表（摘录）

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

2.5.4 声环境评价工作等级

根据《声环境质量标准》（GB 3096-2008）、《环境影响评价技术导则声环境》（HJ 2.4-2021）中相关规定，声环境评价等级的划分依据包括建设项目所在区域的声环境功能区类别，项目建设前后所在区域的声环境质量变化程度，建设项目受影响人口数量多少。具体声环境评价工作等级分级见表 2.5-8。

表 2.5-8 声环境评价工作等级一览表

评价等级	分级判据
一级	评价范围内有适用于《声环境质量标准》（GB3096-2008）规定的 0 类声环境功能区域，以及对噪声有特别限制要求的保护区等敏感目标，或建设项目建设前后评价范围内敏感目标噪声级增高量达 5dB（A）以上（不含 5dB（A）），或受影响人口数量显著增多
二级	建设项目所处的声环境功能区为《声环境质量标准》（GB3096-2008）规定的 1 类、2 类地区，或建设项目建设前后评价范围内敏感目标噪声级增高量达 3dB（A）-5dB（A）（含 5dB（A）），或受噪声影响人口数量增加较多
三级	建设项目所处的声环境功能区为《声环境质量标准》（GB3096-2008）规定的 3 类、4 类地区，或建设项目建设前后评价范围内敏感目标噪声级增高量在 3dB（A）以下（3dB（A）），且受影响人口数量人口变化不大

本项目位于阜康矿区，属于《声环境质量标准》（GB3096-2008）规定的 3 类声环境功能区，项目站场周围 200m 范围内无声环境敏感目标，综合以上分析，按照《环境影响评价技术导则声环境》（HJ 2.4-2021）中声环境影响评价等级划分原则，确定本项目声环境影响评价工作等级为三级。

2.5.5 土壤环境评价工作等级

2.5.5.1 项目类别判定

根据《环境影响评价技术导则土壤环境（试行）》（HJ 964-2018）附录 A，本项目属于采矿业、煤层气开采（含净化、液化），为Ⅱ类项目，本项目按照Ⅱ类项目开展土壤环境影响评价工作。

项目类别判定详见表 2.5-9。

表 2.5-9 土壤环境影响评价项目类别（节选）

行业类别	项目类别			
	Ⅰ类	Ⅱ类	Ⅲ类	Ⅳ类
采矿业	金属矿、石油、页岩油开采	化学矿采选；石棉矿采选；煤矿采选、天然气开采、页岩气开采、砂岩气开采、煤层气开采（含净化、液化）	其他	

2.5.5.2 评价工作等级划分

参照《环境影响评价技术导则陆地石油天然气开发建设项目》（HJ 349-2023）：依据 HJ 964 的规定，土壤盐化、酸化和碱化地区，建设项目应按照土壤污染影响型和生态影响型，按相应等级分别开展评价工作；非土壤盐化、酸化和碱化地区，按照土壤污染影响型，按相应等级开展评价工作。

根据土壤现状监测，项目所在区域土壤含盐量 0.96～2.09g/kg、土壤 pH7.41～8.21，项目所在地属于干旱、半荒漠和荒漠地区，对照《环境影响评价技术导则土壤环境（试行）》（HJ964-2018）附录 D 土壤盐化、酸化、碱化分级标准（见表 2.5-10 和表 2.5-11）判定，本项目所在区域为中度盐化、无酸化或碱化。

表 2.5-10 土壤盐化分级标准

分级	土壤含盐量（SSC）/（gkg）	
	滨海、半湿润和半干旱地区	干旱、半荒漠和荒漠地区
未盐化	SSC<1	SSC<2
轻度盐化	1≤SSC<2	2≤SSC<3
中度盐化	2≤SSC<4	3≤SSC<5
重度盐化	4≤SSC<6	5≤SSC<10
极重度盐化	SSC≥6	SSC≥10
注：根据区域自然背景状况适当调整。		

表 2.5-11 土壤酸化、碱化分级标准

土壤 pH 值	土壤酸化、碱化强度
pH<3.5	极重度酸化

土壤 pH 值	土壤酸化、碱化强度
3.5≤pH<4.0	重度酸化
4.0≤pH<4.5	中度酸化
4.5≤pH<5.5	轻度酸化
5.5≤pH<8.5	无酸化或碱化
8.5≤pH<9.0	轻度碱化
9.0≤pH<9.5	中度碱化
9.5≤pH<10.0	重度碱化
pH≥10.0	极重度碱化
注：土壤酸化、碱化强度指受人为影响后呈现的土壤 pH 值，可根据区域自然背景状况适当调整。	

2.5.5.3 生态影响型评价等级

表 2.5-12 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<1.8m，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≤4 土壤含盐量区域	4.5<pH≤5.5	8.5≤PH＜9.0
不敏感	其他	5.5＜pH＜8.5	

根据收集到的项目区气象数据、地下水环境质量监测数据和土壤环境质量现状监测结果，项目区多年平均蒸发量为 2592mm，多年平均降水量 196mm，干燥度（蒸降比值）约为 13.22；项目所在地属于半干旱地区，项目所在区域地下水埋深 200m 以下；土壤含盐量 0.96～2.09g/kg；土壤 pH 在 7.41～8.21，项目所在区域为轻度盐化。

生态影响型敏感程度为“较敏感”。

表 2.5-13 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	II	III
敏感	一级	二级	三级
较敏感	二级	二级	三级
不敏感	二级	三级	-
注：“－”表示可不开展土壤环境影响评价工作			

根据表 2.5-13，本项目为Ⅱ类项目，敏感程度为敏感，因此土壤生态影响型评价等级为二级。

2.5.5.4 污染影响型评价等级

①占地面积判定

本项目永久占地面积约 8.9916hm^2，按照导则中“6.2.2.1”中占地规模划分，本项目永久占地规模为中型。

②污染影响型敏感程度判定

表 2.5-14 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

根据现场调查及结合卫星影像资料，本项目拟建区域及周边 200m 范围内存在牧草地，按照表 2.5-14 分级，本项目土壤环境污染影响型敏感程度为敏感。

③污染影响型判定

表 2.5-15 污染影响型评价工作等级划分表

敏感程度	I类项目			II类项目			III类项目		
	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	—	—
注：“—”表示可不开展土壤环境影响评价									

综上，本项目按照Ⅱ类项目，属于中型占地规模，污染影响型敏感程度为敏感，根据表 2.5-15 划分，本项目土壤环境污染影响型评价工作等级为二级。

2.5.6 生态环境评价等级

依据《环境影响评价技术导则生态影响》（HJ 19-2022）中评价工作分级要求，将生态影响评价工作等级划分为一级、二级和三级。划分依据如下：

6.1.2 按以下原则确定评价等级：a）涉及国家公园、自然保护区、世界自然遗产、重要生境时，评价等级为一级；b）涉及自然公园时，评价等级为二级；c）涉及生态保护红线时，评价等级不低于二级；d）根据 HJ 2.3 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；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；f）当工程占地规模大于 20km^2 时（包括永久和临时占用陆域和水域），评价等级不低于二级；改扩建项目的占地范围。

以新增占地（包括陆域和水域）确定；g）除本条 a）、b）、c）、d）、e）、f）以外的情况，评价等级为三级；h）当评价等级判定同时符合上述多种情况时，应采用其中最高的评价等级。

6.1.3 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。

6.1.4 建设项目同时涉及陆生、水生生态影响时，可针对陆生生态、水生生态分别判定评价等级。

6.1.5 在矿山开采可能导致矿区土地利用类型明显改变，或拦河闸坝建设可能明显改变水文情势等情况下，评价等级应上调一级。

6.1.6 线性工程可分段确定评价等级。线性工程地下穿越或地表跨越生态敏感区，在生态敏感区范围内无永久、临时占地时，评价等级可下调一级。

6.1.7 涉海工程评价等级判定参照 GB/T19485。

6.1.8 符合生态环境分区管控要求且位于原厂界（或永久用地）范围内的污染影响类改扩建项目，位于已批准规划环评的产业园区内且符合规划环评要求、不涉及生态敏感区的污染影响类建设项目，可不确定评价等级，直接进行生态影响简单分析。

本项目与上述条件分析情况见表 2.5-16。

表 2.5-16 生态影响评价工作等级原则分析一览表

序号	内容		本项目情况
6.1.2	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；	本项目不涉及
	b	涉及自然公园时，评价等级为二级；	本项目不涉及
	c	涉及生态保护红线时，评价等级不低于二级	本项目不涉及
	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；	本项目不涉及

序号	内容		本项目情况
	e	根据 HJ 610、HJ 964 判断地下水水位或土壤影响范围内分布有天然林、公益林、湿地等生态保护目标的建设项目，生态影响评价等级不低于二级；	本项目地下水水位或土壤影响范围内无天然林、公益林、湿地等生态保护目标
	f	当工程占地规模大于 20km²时（包括永久和临时占用陆域和水域），评价等级不低于二级；改扩建项目的占地范围以新增占地（包括陆域和水域）确定；	本项目为新建项目，永久占地+临时占地面积 0.24083km²，小于 20km²
	g	除本条 a）、b）、c）、d）、e）、f）以外的情况，评价等级为三级；	本项目属于 a）、b）、c）、d）、e）、f）以外的情况
6.1.3	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。		本项目不涉及
6.1.4	建设项目同时涉及陆生、水生生态影响时，可针对陆生生态、水生生态分别判定评价等级。		本项目涉及陆生生态，不涉及水生生态影响
6.1.5	在矿山开采可能导致矿区土地利用类型明显改变，或拦河闸坝建设可能明显改变水文情势等情况下，评价等级应上调一级。		本项目为煤矿瓦斯治理，不涉及煤炭开采，不会导致矿区土地利用类型明显改变，不涉及改变水文情势等情况
6.1.6	线性工程可分段确定评价等级。线性工程地下穿越或地表跨越生态敏感区，在生态敏感区范围内无永久、临时占地时，评价等级可下调一级。		本项目管线工程不涉及跨越生态敏感区
6.1.7	涉海工程评价等级判定参照 GB/T 19485。		本项目不涉及
6.1.8	符合生态环境分区管控要求且位于原厂界（或永久用地）范围内的污染影响类改扩建项目，位于已批准规划环评的产业园区内且符合规划环评要求、不涉及生态敏感区的污染影响类建设项目，可不确定评价等级，直接进行生态影响简单分析。		本项目为新建项目，位于阜康矿区，不在已批准规划环评的产业园区内

综上分析，本项目生态影响评价工作等级为三级。

2.5.7 环境风险评价工作等级

2.5.7.1 环境风险潜势划分

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018），建设项目环境风险潜势划分为Ⅰ、Ⅱ、Ⅲ、Ⅳ/Ⅳ⁺级。

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018）及项目涉及的物质和工艺系统的危险性及其所在地的环境敏感程度，结合事故情形下环境影响途径，对建设项目潜在环境危害程度进行概化分析，按照表 2.5-17 确定环境风险潜势。

表 2.5-17 建设项目环境风险潜势划分

环境敏感程度（E）	危险物质及工艺系统危险性（P）			
	极高危害（P1）	高度危害（P2）	中度危害（P3）	轻度危害（P4）
环境高度敏感区（E1）	IV+	IV	III	III
环境中度敏感区（E2）	IV	III	III	II

环境低度敏感区（E3）	III	III	II	I
注：IV^+为极高环境风险。				

2.5.7.2 P 的分级确定

（1）危险物质数量与临界量比值（Q）

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018），从项目主要原材料、燃料以及生产过程中排放的“三废”污染物等涉及的危险物质分布情况对环境风险进行预判，分析情况见表 2.5-18。

表 2.5-18 环境风险预判表

序号	单元名称	主要危险物质
1	施工期柴油储罐	柴油
2	运营期标准化井场、集输管线	甲烷、乙烷、丙烷、正丁烷、异丁烷
3	固体废物	废机油

计算所涉及的每种危险物质在厂界内的最大存在总量与其在附录 B 中对应临界量的比值 Q，计算公式如下：

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

式中：q_1、q_2、…q_n---一每种危险物质的最大存在量，t；

Q_1、Q_2、…Q_n---一每种危险物质相对应的临界量，t。

计算出 Q 值后，当 Q＜1 时，该项目环境风险潜势为Ⅰ。

当 Q≥1 时，将 Q 值划分为：（1）1≤Q＜10；（2）10≤Q＜100；（3）Q≥100

危险化学品的危害特性主要包括火灾爆炸危险性、人体健康危险性以及反应危险性。本项目涉及的主要危险化学品包括：柴油、甲烷、废机油，对比《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018）附录 B 中，主要危险物质临界量见表 2.5-19。

表 2.5-19 本项目危险物质临界量

序号	危险物质名称	CAS 号	最大存在总量 qn/t	临界值 Qn/t	该种危险物质 Q 值
1	柴油	/	416	2500	0.1664
2	甲烷	74-82-8	0.09414	10	0.009414
3	乙烷	74-84-0	0.00187	10	0.000187
4	丙烷	74-98-6	0.00014	10	0.000014
5	正丁烷	106-97-8	0.00001	10	0.000001
6	异丁烷	75-28-5	0.00009	10	0.000009
7	废机油	/	1.5	2500	0.0006
Q 值合计					0.176625

经计算得出 Q：0.176625≤1，该项目环境风险潜势为Ⅰ。

2.5.6.2 环境风险评价等级

依据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018）的有关规定，根据建设项目涉及的物质及工艺系统危险性（P）和所在地的环境敏感性（E）确定本项目的环境风险潜势为Ⅰ。

依据环境风险潜势划分环境风险评价工作等级，本项目环境风险评价工作等级为简单分析。

表 2.5-20 风险评价工作级别划分一览表

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的说明。				

2.6 评价范围

2.6.1 大气环境评价范围

本项目大气环境影响评价工作等级为三级，三级评价项目不需设置大气环境影响评价范围。

2.6.2 地表水环境评价范围

本项目地表水评价等级确定为三级 B，不设置地表水环境影响评价范围。

2.6.3 地下水环境评价范围

根据《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016），评价范围首先以“公式计算法”进行初步判定。

$L=\alpha\times K\times I\times T/ne$

式中：L—下游迁移距离，m；

α—变化系数，α≥1，一般取 2，本次取 2；

K—渗透系数，m/d，常见渗透系数表见 HJ 610-2016 附录 B 表 B.1，根据《新疆阜康煤矿白杨河矿区详查勘探最终报告》及资料，本区域潜水含水层渗透系数为 0.00032－0.001m/d，取值 0.001m/d。

I—水力坡度，无量纲，根据调查，评价区域水力坡度取 1.9‰；T—质点迁移天

数，取值不小于 5000d；

ne—有效孔隙度，无量纲，评价区地下水含水层岩性以细砂为主，根据《水文地质手册》，可取孔隙度为 0.35。

经计算，下游迁移距离为 0.054m，公式法计算值较小，本次采用查表法，下游迁移距离取值 2km。导则要求场地两侧不小于 L/2，则两侧距离项目区为 1km，上游 1km。

参照《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）中评价范围要求：“井场、站场等工程调查和评价范围应包括与建设项目相关的地下水保护目标，结合水文地质条件情况，依据 HJ610 的规定，采用公式计算法、查表法或自定义法等确定。油类和废水等输送管道以工程边界两侧各向外延伸 200m 作为调查评价范围，管道穿越饮用水水源准保护区时，调查范围应至少包含水源保护区。回注井调查评价范围应根据回注层位所在区域地层构造发育情况确定，包括回注空间及回注水可能影响的范围。”

本项目各标准化井场地下水评价范围为下游取值 2km，上游及两侧为 1km，绘制外切矩形，地下水环境评价范围为约 50km^2 的矩形区域；集气管线评价范围为以管线边界两侧各向外延伸 200m。见附图 11。

2.6.4 声环境评价范围

根据《环境影响评价技术导则声环境》（HJ 2.4-2021）：“满足一级评价的要求，一般以建设项目边界向外 200m 为评价范围，二级、三级评价范围可根据建设项目所在区域和相邻区域的声环境功能区类别及敏感目标等实际情况适当缩小。”

本项目声环境评价等级为三级，应以边界向外 200m 为评价范围，由于本项目评价范围内无任何声环境敏感目标，可缩减评价范围，考虑本项目各标准化井场较为分散，因此声环境评价范围选择以标准化井场边界外 1m 为声环境评价范围，见附图 11。

2.6.5 土壤环境评价范围

根据《环境影响评价技术导则土壤环境（试行）》（HJ964-2018）现状调查范围表，生态影响型二级评价的评价范围为占地范围内全部及占地范围外 2km 范围内，污染影响型二级评价的评价范围为占地范围内全部及占地范围外 0.2km 范围内。

因此，本项目以各标准化井场边界外扩 2km、0.2km，连接包络线绘制本项目土壤环境生态影响型范围、土壤环境污染影响型范围。见附图 11。

2.6.6 环境风险评价范围

（1）大气环境风险为简单分析，可不设置评价范围。

（2）由于本项目污水不排入周边水体，因此不进行地表水环境的风险评价。

（3）地下水环境风险评价范围与地下水评价范围相同。

2.6.7 生态环境评价范围

本项目生态环境评价等级为三级，根据《环境影响评价技术导则生态影响》（HJ 19-2022）、《环境影响评价技术导则陆地石油天然气开发建设项目》（HJ 349-2023）中要求：“井场、站场（含净化厂）等工程以场界周围 50m 范围、集输管道等线性工程两侧外延 300m 为评价范围。通过大气、地表水、噪声等环境要素间接影响生态保护目标的项目，其评价范围应涵盖污染物排放产生的间接生态影响区域。”

本项目以新建标准化井场场界外扩 50m 范围内、新建集输管线中心线两侧外延 300m 范围为生态环境评价范围。

2.6.8 评价工作等级范围汇总

建设项目各环境要素评价工作等级及评价范围汇总见表 2.6-1。评价范围图见附图 11。

表 2.6-1 评价等级及评价范围划分一览表

评价内容		评价工作等级	评价范围
大气环境		三级	三级评价项目不需设置大气环境影响评价范围
地表水环境		三级 B	不设置评价范围
地下水环境		三级	标准化井场下游取值 2km，上游及两侧为 1km，绘制包络线，地下水环境评价范围为约 50km^2 的矩形区域。
		/	集气管线以工程边界两侧各向外延伸 200m。
声环境		三级	因此声环境评价范围选择以标准化井场边界外 1m 为声环境评价范围。
土壤环境		二级	生态影响型：各标准化井场边界外扩 2km；管线边界两侧向外延伸 0.2km 范围
			污染影响型：各标准化井场边界外扩 0.2km；管线边界两侧向外延伸 0.2km 范围
环境风险	大气环境风险	简单分析	不设置
	地下水环境风险	简单分析	地下水环境风险评价范围与地下水评价范围相同。

生态环境	三级	新建标准化井场场界外扩 50m 范围内、新建集输管线中心线两侧外延 300m 范围为生态环境评价范围

2.7 环境敏感点及环境保护目标

根据《建设项目环境影响评价分类管理名录》中“环境敏感区”的规定（自然保护区、风景名胜区、世界文化和自然遗产地、饮用水水源保护区；基本农田保护区、基本草原、森林公园、地质公园、重要湿地、天然林、珍稀濒危野生动植物天然集中分布区、重要水生生物的自然产卵场、索饵场、越冬场和洄游通道、天然渔场、资源性缺水地区、水土流失重点防治区、沙化土地封禁保护区、封闭及半封闭海域、富营养化水域；以居住、医疗卫生、文化教育、科研、行政办公等为主要功能的区域，文物保护单位，具有特殊历史、文化、科学、民族意义的保护地。

本项目位于天山北坡国家级水土流失重点预防区，该区域属于国家级水土流失重点防治区；本项目不在天山天池风景名胜区规划范围内，位于景区边界东北侧约 18km，距离本项目评价范围边界约 13km；不在原新疆天池博格达峰自治区级自然保护区范围内，处于保护区边界东北侧约 16km，距项目评价范围边界约 11.8km。项目选址紧邻天山水源涵养与生物多样性维护生态保护红线区，位于红线区边界约 2.5km。本项目位于白杨河西侧约 1.2km，甘河子东侧约 6.2km。

根据环境空气、声环境、水环境和环境风险影响评价范围的现状调查，项目评价范围内无自然保护区、风景旅游区等特殊环境敏感区。根据工程性质及周围环境特征，项目环境敏感点以及环境保护目标见表 2.7-1 和表 2.7-2，与白扬河和甘河子沟位置关系见附图 12。

表 2.7-1 环境敏感点以及环境保护目标一览表

类别	保护目标名称	相对方位	距离/km	属性	人口数	保护要求
环境空气	/	/	/	/	/	《环境空气质量标准》（GB3095-2026）
地表水环境	白杨河	E	1.2	Ⅱ类	/	《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）Ⅱ类标准
	甘河子	W	6.2	III类	/	《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）III类标准
地下水环境	区域地下水水质不受项目建设影响			III类	/	《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类标准
声环境	区域声环境			3 类	/	《声环境质量标准》（GB3096-2008）3 类标准

类别	保护目标名称	相对方位	距离/km	属性	人口数	保护要求
土壤环境	区域土壤环境			天然牧草地	/	《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、《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
生态环境	水土流失	项目区及评价范围内		天山北坡国家级水土流失重点预防区	/	保护项目区域生态系统完整性和稳定性，保护土壤环境质量，做好植被恢复与水土保持工作，使项目区现有生态环境不因本项目的建设受到破坏
	评价范围内的野生动植物			天然牧草地、野生动植物	/	减少占地面积，及时恢复植被，降低对野生动物生境的影响，加强施工生态环境保护措施。
天山水源涵养与生物多样性维护生态保护红线区		N	2.5	生态保护红线	/	保证生态功能的系统性和完整性，确保生态功能不降低、面积不减少、性质不改变

表2.7-2环境敏感（风险保护）目标一览表

类别	环境敏感特征					
环境空气	站场周边 5km 内					
	序号	敏感目标名称	相对方位	距离/m	属性	人口数
	1	大气环境	--	--	--	--
站场周边 500m 范围内人口数小计						--
站场周边 5km 范围内人口数小计						--
集输管线周边 200m 内						--
大气环境敏感程度 E 值						E3
地表水	序号	受纳水体名称	水域环境功能	24h 内流经范围		与排放点距离
	1	--	--	--		--
	地表水环境敏感程度 E 值					--
地下水	序号	环境敏感区名称	环境敏感特征	水质目标	包气带防污性能	与厂界距离/m
	1	评价范围内潜水含水层	G3	III类	D1	--
	地下水环境敏感程度 E 值					E2

3 项目概况及工程分析

3.1 项目工作区范围内区域勘探开发概况

3.1.1 工作区范围内煤矿勘探开发概况

本项目工作区范围内主要涉及优派能源（新疆）矿业有限公司泉水沟煤矿、优派能源（新疆）矿业有限公司石庄沟煤矿、新疆阜金矿业有限公司沙沟井田。

3.1.1.1 工作区范围内煤矿勘探概况

本项目工作区内的煤炭勘查工作始于20世纪50年代，区内地质资料丰富，目前整体煤田地质勘查程度已达到勘探程度，根据《新疆准南煤田阜康市白杨河西矿区Ⅰ勘查区（泉水沟煤矿）勘探报告》和《新疆准南煤田阜康市白杨河西矿区Ⅱ勘查区（石庄沟煤矿）勘探报告》《新疆准南煤田阜康市砂沟井田勘探报告》3个煤炭勘查成果。现将涉及工作区的历年煤炭勘查成果按时间顺序分述如下：

（1）1956年，新疆地质局煤田普查队（七四四队）对天山北麓山前坳陷中侏罗系含煤地层进行了普查工作（1:20万），同时对阜康地区进行1:50000煤田普查工作，较系统地了解了八道湾组的含煤情况，初步探明了煤层层数、厚度及煤质特征。

（2）新疆地质局昌吉地质大队在1959年－1962年在白杨河矿区进行了详查工作，工作范围为东起黄山街以东2km，西至白杨河的含煤地层。主要工作量有：1:5000地质测量31km^2，1:1万水文地质测量31km^2，钻探10015.73m，另外还进行了槽探及浅井的施工，于1962年2月提交了《新疆阜康煤矿白杨河矿区详查勘探最终报告》。

报告充分利用了前人的工作成果，基本查明了矿区的地质构造、地层、煤层、煤质及水文地质条件。

（3）新疆煤田地质局水文队于1989年提交了《新疆准南煤田四工河～梧桐沟航空地质测量总结》，该总结基本查明了四工河～梧桐沟的地质构造、地层、煤层、煤质及水文地质条件。

（4）2004年6月至2005年3月，新疆地质矿产局第九地质大队在示范区西部的阜康市东砂沟煤矿划定的矿界范围内，通过剖面测量、地质填图、钻探、地球物理测井、抽水实验、小窑调查、采样化验等综合地质手段进行了地质勘查，提交了

《新疆阜康市东砂沟煤矿详查地质报告》。主要完成工作量 1:10000 地质水文地质填图 7.71km^2、小窑调查 47 个，勘探线剖面测量 16568.152m，钻孔 10 个进尺 5683.55m，地球物理测井 5454m，槽探 2509m，抽水试验 3 孔 3 次，采集各类样品 253 件（组）。

该报告基本查明了矿区构造形态、地层及厚度，基本查明了含煤地层的构造形态，煤层在走向、倾向上变化及产状。基本查清了可采煤层的层数、层位、厚度、结构。基本查明了可采煤层的煤质特征及其变化情况，评价了煤的工业用途。基本查明了各含（隔）水层的岩性、厚度、埋藏条件及其特征，评价了矿井涌水因素，对可供利用的地表水体作出了评价。对煤层顶、底板的工程地质、水文地质、瓦斯、煤尘、煤的自燃等方面做了了解和评价。

（5）2005 年 4 月至 9 月，新疆煤田地质局 156 队在示范区以东的大黄山煤矿七号矿井划定的矿界范围内，对现有生产井和废井进行了调查，结合生产矿井开采开拓资料，通过剖面测量、地质填图、钻探、地球物理测井、抽水实验、采样化验等综合地质手段进行地质勘查，提交了《新疆阜康市大黄山煤矿七号井勘探报告》。主要完成工作量有 1:2000 地形测量（补测）1.25km^2、1:2000 地质水文地质填图 2.3238km^2、小窑调查 2 个，勘探线剖面测量 5 条 4420.63m，钻孔 5 个 2997.28m，地球物理测井 2966.05m，抽水试验一孔二次，采集各类样品 154 件（组）。该报告对矿区的地层、构造、煤层、煤质及水文地质进行了有效控制。查明了矿区构造形态、地层及厚度，查明了可采煤层的层数、层位、厚度、结构，控制了煤层在平面上的分布及可采范围。查明了可采煤层的煤质特征及其变化情况，确定了煤层的工艺性能。评价了煤的工业用途。对煤层顶、底板的工程地质、水文地质、瓦斯、煤尘、煤的自燃等方面做了详细的了解和评价。获得探明的经济基础储量（111b）、控制的经济基础储量（122b）和推断的内蕴经济资源量（333）9061.19 万吨。其中探明的经济基础储量（111b）2648.05 万吨，控制的经济基础储量（122b）2688.83 万吨，推断的内蕴经济资源量（333）3724.31 万吨（111b）储量占（111b）+（122b）+（333）资源的 29.2%，（111b）+（122b）储量占（111b）+（122b）+（333）储量/资源量的 58.9%。

（6）2004-2005 年，新疆地矿局第九地质大队在示范区西部的沙沟井田进行了详查地质工作，提交了《新疆阜康市西砂沟煤矿详查地质报告》和《新疆阜康市东砂沟煤矿详查地质报告》。通过综合地形地质测量、机械岩芯钻探、地球物理测井，基本查明了煤矿区构造位置与区内主控构造形态，确定了构造复杂程度类别；基本查明了井田范围内的可采煤层层数、层位、厚度及结构变化，确定了可采煤层的连续性，评价了煤层稳定程度型别，煤层对比较可靠；通过采样测试初步查明了主要可采煤层的煤质特征与其工艺性质，对其变化规律进行了初步了解，确定了煤类，大致了解了区内煤类变化情况和分布范围，评价了煤的工业利用方向；通过专门的抽水试验，初步查明了井田水文地质条件，划分了含水层段，并对直接充水含水层的水文地质特性进行了了解，了解了火烧区的含水性，分析了充水因素，初步预算了未来矿井涌水量；基本查明了井田主要可采煤层的顶底板岩石物理力学性质，并对其稳固进行了评价；评价了瓦斯、煤尘爆炸性、煤的自燃倾向等开采技术条件；对区内以后开采可能引起的环境地质问题进行了一般性评述。

（7）2006 年 8 月，新疆煤田地质局一五六勘探队提交了《新疆准南煤田阜康市白杨河西矿区Ⅰ勘查区（泉水沟煤矿）勘探报告》和《新疆准南煤田阜康市白杨河西矿区Ⅱ勘查区（石庄沟煤矿）勘探报告》。

其中，《新疆准南煤田阜康市白杨河西矿区Ⅰ勘查区（泉水沟煤矿）勘探报告》在国土资源部以国土资储备字〔2007〕041 号文备案。主要完成工作量为 1：5000 水文、地质综合填图 4.78km^2、磁法勘探 2.85km^2、勘探线剖面测量 6672.03m，槽探 452m^3，钻孔 9203.07m，地球物理测井 8669.45m，抽水试验一孔二次，采集各类样品 288 件（组）。共获得探明的内蕴经济资源量（331）、控制的内蕴经济资源量（332）和推断的内蕴经济资源量（333）15924.50 万吨，其中探明的内蕴经济资源量（331）：2749.42 万吨，控制的内蕴经济资源量（332）5658.90 万吨，推断的内蕴经济资源量（333）7516.18 万吨。

《新疆准南煤田阜康市白杨河西矿区Ⅱ勘查区（石庄沟煤矿）勘探报告》在国土资源部以国土资储备字〔2007〕33 号文备案，主要完成工作量为 1：5000 水文、地质综合填图 4.218km^2、勘探线剖面测量 9175.2m，槽探 452m^3，钻孔 11361.65m，

地球物理测井 10880.85m，抽水试验四孔七次，采集各类样品 359 件（组）。共获得探明的内蕴经济资源量（331）、控制的内蕴经济资源量（332）和推断的内蕴经济资源量（333）16240.06 万吨，其中探明的内蕴经济的资源量（331）：3574.20 万吨，控制的内蕴经济的资源量（332）5414.80 万吨，推断的内蕴经济的资源量（333）7251.06 万吨。

两个勘探报告对矿区的地层、构造、煤层、煤质及水文地质进行了有效控制；详细查明了矿区构造形态、地层及厚度，查明了含煤地层的构造形态，煤层在走向、倾向上变化及产状；详细查明了各含（隔）水层的岩性、厚度、埋藏条件及其特征，尤其是基本查明了烧变岩裂隙含水层的厚度、富水性、埋藏条件及其特征，对煤层顶、底板的工程地质、水文地质、瓦斯、煤尘、煤的自燃等方面做了详细的了解和评价。

（8）2007 年 3 月，新疆阜金矿业有限公司提交了《新疆准南煤田阜康市砂沟井田勘探报告》，在自治区国土资源厅以新国土资储备字〔2007〕B06 号文备案。主要完成工作量为 1：5000 水文、地质综合填图 15.43km2、磁法勘探 5.0km^2、勘探线剖面测量 10540m，机械固体钻孔 18227.32m，水文扩孔 1982.04m，地球物理测井 18054m，三维地震 3.42km^2，抽水试验 3 孔三层，采集各类样品 771 件（组）。详细查明了井田的构造形态，含煤地层的分布和煤层在走向、倾向上变化及产状；查明了各煤层的可采范围，估算其资源量；详细查明了井田水文地质条件和工程地质条件；详细查明了可采煤层的煤质特征、煤岩类型、风氧化带界线，评价了煤的工业利用方向、水质及岩石力学性质。共获得煤炭 331+332+333 资源量 40509 万吨，预测资源量 3347961 万吨，其中 331 资源量 12477 万吨，332 资源量 15723 万吨。

（9）2008 年 5 月，新疆煤田地质局一五六勘探队提交了《新疆准南煤田阜康市白杨河西矿区地质勘查总结报告》。整个白杨河西矿区范围内共获得探明的内蕴经济资源量（331）、控制的内蕴经济资源量（332）和推断的内蕴经济资源（333）37169.69 万吨，其中气煤 24357.67 万吨，1/3 焦煤 7027.72 万吨，长焰煤 1496.00 万吨，无烟煤 1473.72 万吨，瘦煤 1366.37 万吨，弱粘煤 1220.30 万吨，贫煤 227.90 万吨。另获

预测内蕴资源量（334）13044.40 万吨，其中气煤为 9012.33 万吨，1/3 焦煤 3951.53 万吨。

以往煤田地质勘查工作查明了示范区内地层、构造、煤层、煤岩煤质、水文地质、煤层顶底板工程地质特征等。区内煤层呈向南倾的单斜构造，煤层倾角 45-53°，煤层发育，自上而下 5m 以上的主力厚煤层有 39#、41#、42#、44#，煤类主要为中低变质的气煤和 1/3 焦煤。以往煤田勘查工作取得的成果和认识为本次示范工程的开展提供了详实的地质依据，为煤层气探明储量的提交打下了良好的地质基础。

3.1.1.2 工作区范围内煤矿开发概况

（1）优派能源（新疆）矿业有限公司泉水沟煤矿开采情况

由于资金链断链，优派能源（新疆）矿业有限公司泉水沟煤矿已停产。

（2）优派能源（新疆）矿业有限公司石庄沟煤矿开采情况

优派能源（新疆）矿业有限公司泉水沟煤矿设计生产能力 0.9Mt/a，于 2009 年建井，目前停工。矿井设计：采用主、副斜井开拓方式。主、副斜井井口布置于井田北部边界以外西北部的平坦开阔地带。立风井布置于井田中部 142-2 钻孔附近。矿井计划开采 39 号煤层，开采水平为+400 水平标高以上。

优派能源（新疆）矿业有限公司石庄沟煤矿采矿权于 2023 年到期，该煤矿已停产。

（3）新疆阜金矿业有限公司沙沟井田开采情况

新疆阜金矿业有限公司沙沟井田：未建井，勘探报告先期开采地段东以 5 勘探线为界，西至井田西边界，北自最底部煤层露头，南至 A5 煤层底板与 400m 标高水平交线在地表的投影线，面积 3.89km^2。

新疆阜金矿业有限公司沙沟井田采矿权到期，该煤矿已停产。

3.1.2 工作区范围内煤层气勘查工作概况

本项目工作区范围内煤层气地质调查工作情况见表 3.1-1。

表 3.1-1 工作范围内煤层气调查情况一览表

序号	时间	勘查单位	工作内容

序号	时间	勘查单位	工作内容
1	2005 年	新疆煤田地质局一五六煤田地质勘探队	施工阜参 1 井对八道湾组 41#、42#、44#煤层进行了等温吸附实验、含气量测试和注入/压降试井等工作。
2	2008 年	新疆煤田地质局一五六煤田地质勘探队	在白杨河矿区施工了一口生产试验井-阜试 1 井，并进行了储层改造
3	2009 年	新疆煤田地质局煤层气研发中心与中联煤层气有限责任公司	开展了《新疆准南煤田煤层气选区评价》工作，在阜康白杨河矿区施工了阜试 2 井
4	2012 年	新疆煤田地质局一五六煤田地质勘探队	《砂沟煤矿煤层气勘查报告》，在阜康白杨河矿区施工阜试 3 井、阜试 4 井、阜试 5 井三口生产试验井
5	2012 年	四川省煤田地质工程勘察设计研究院	《砂沟煤矿煤层气勘查报告》，施工Ⅰ-参 1、J2-参 2、Ⅳ-参 3、J4-参 4 共 4 口煤层气参数井。
6	2014 年 2 月-2015 年 10 月	新疆煤田地质局一五六煤田地质勘探队	《新疆阜康市白杨河矿区煤层气开发利用先导性示范工程》
7	2016 年	新疆维吾尔自治区煤田地质局一五六煤田地质勘探队	排采试验井 15 口，完成压裂储层改造 20 层及相关配套集气管线

（1）2005 年，新疆煤田地质局一五六煤田地质勘探队在阜康市白杨河进行煤田地质勘查中施工了一口煤层气参数井—阜参 1 井，对八道湾组 41#、42#、44#煤层进行了等温吸附实验、含气量测试和注入/压降试井等工作。含气量测定结果显示矿区煤层含气量较高，41#煤层含气量最高达 13.55m^3/t，平均 9.83m^3/t，42#煤层含气量最高达 15.65m^3/t，平均 13.26m^3/t；44#煤层含气量最高达 15.73m^3/t，平均为 13.48m^3/t。试井资料显示煤层渗透性好，其中 42#煤层、41#煤层渗透率分别为 7.3mD、1.45mD。

（2）2008 年 8 月新疆煤田地质局一五六煤田地质勘探队在白杨河矿区施工了一口生产试验井-阜试 1 井，并进行了储层改造，11 月开始排采，12 月 15 日点火成功，该井是新疆境内中低煤阶煤点火成功的第一口井，在新疆煤层气勘探上具有里程碑的意义，同时获取了排采的相关参数，为以后生产试验井的施工、储层改造和排采积累了经验。

（3）2009 年，新疆煤田地质局煤层气研发中心与中联煤层气有限责任公司合作开展了《新疆准南煤田煤层气选区评价》工作，系统地分析了整个准南煤田煤层气赋存的地质、构造，水文等条件，研究了渗透率、储层压力、含气量等煤层气开采

参数，计算了准南煤田2000m以浅的煤层气资源量，并在阜康白杨河矿区施工了阜试2井。

（4）2012年，新疆煤田地质局一五六煤田地质勘探队在阜康白杨河矿区又相继以280×250m井距施工了阜试3井、阜试4井、阜试5井三口生产试验井，与阜试1井、阜试2井一起形成新疆第一个煤层气生产试验小井网。基本查明了主要煤层的渗透率、储层压力等煤储层物性特征和规律；对42#煤层进行了水力加砂压裂的储层改造，获取了5口井的压裂参数，提高了煤储层的渗透率，获得了较好的压裂效果；对42号煤层进行了排水采气工作，初步确定了42#煤层的煤层气排采工作制度。2013年1月4日该井组开始产气，5口井均获得煤层气工业气流，单井日产量最高达到2522m^3，井组最大日产量达到7000m^3，平均单井产气量最高达1372.8m^3/d，显示出该区较好的产气潜力。

（5）2012年8月，四川省煤田地质工程勘察设计研究院提交了新疆阜金矿业有限公司砂沟煤矿地质补充勘探项目——《砂沟煤矿煤层气勘查报告》。施工四口煤层气参数井，分别为Ⅰ-参1、J2-参2、Ⅳ-参3、J4-参4井。利用采样测试、试井获取了煤层含气性及煤储层物性等参数，分析了影响煤层气（瓦斯）赋存的诸多控气因素，预测了煤层气（瓦斯）分布特征，并运用体积法计算了主要目标煤层的煤层气资源量，采用“模糊综合评判法”对主要目标煤层进行了煤层气资源潜力评价，编制了砂沟井田煤层瓦斯地质图。

（6）2014年2月-2015年10月，新疆煤田地质局一五六煤田地质勘探队实施完成自治区地质勘查基金项目《新疆阜康市白杨河矿区煤层气开发利用先导性示范工程》，项目完成工作量：1:2000剖面测量14.35km；参数井及生产井钻探工作量50口井（48399.83m）；U型试验井一组；煤层气综合测井50口井；常规测井50口井；固井测井50口井；试井10层；射孔147层（段）；压裂147层（段）；修井50（不包括2口U型井）口井；气测录井365天（9井），样品采集测试1442件；排采自动化建设52口井；地面工程处理能力10×10^{4}m^3/d的CNG集气站1座及21座标准化井场、集输管线16.15km。

（7）2016 年，新疆维吾尔自治区煤田地质局一五六煤田地质勘探队在《新疆阜康市白杨河矿区煤层气开发利用先导性示范工程》基础上，在原示范区西部自筹资金，完成排采试验井 15 口，完成压裂储层改造 20 层及相关配套集气管线，获得良好产气效果。

工作区内示范工程及一五六队自筹资金所有排采试验井排采期产气量约 6.5 万 m^3/d，单井日产气量最高 $8000m^3$。

3.1.3 工作区域内前期试采情况

3.1.3.1 前期压裂情况

2012 年对 42#煤开展了 5 口井的探索性实验：FS-1 井、FS-2 井、FS-3 井、FS-4 井、FS-5 井。其中仅 FS-1 井和 FS-3 井完成了设计加砂量；FS-2 和 FS-4 井表现为滤失大，裂缝复杂，易砂堵；FS-5 井施工压力异常高，未加砂，见表 3.1-2。压裂总体反映为：施工难度大，加砂困难，仅 5 层完成了设计加砂量，施工一次成功率仅为 62.5%。

表 3.1-2 阜康白杨河区块 2012 年对 42#煤压裂的施工参数统计表

井名	射孔井段	施工液量（m^3）	加砂量（m^3）	平均砂比（%）	排量（m^3/min）	施工压力（MPa）	备注
FS-1	662.0--672.0	924.8	45	2.5	10	18-7	成功
FS-2	780.0--788.0	695.5	14	5	10	26-29	失败
FS-3	666.0--676.0	831	30	10.1	10	22-13	成功
FS-4	713.0--723.0	1073.4	16	4.2	10.2	12-47	失败
FS-5	872.0--882.0	927.1	/	/	8.2	23-45	失败

2013 年又对 FS-4 井和 FS-5 井的 41#煤、39#煤开展勘探实验：FS-4 井的 41#煤和 39#煤、FS-5 井的 41#煤，施工情况显示 41#煤和 39#煤的施工难度较 42#煤低，表现为施工压力较为平稳，均完成了设计加砂量。

表 3.1-3 阜康白杨河区块 2013 年对 41#煤和 39#煤压裂的施工参数统计表

井名	压裂层位	射孔井段	施工液量（m^3）	加砂量（m^3）	排量（m^3/min）	施工压力（MPa）	备注
FS-4	41#	649.0-661.0	1076.4	50	10	21-24	成功
FS-5	41#	812.0-824.0	1165.7	50	10	21-36	成功
FS-4	39#	600.0-616.0	1056.3	50	10	25-28	成功

3.1.3.2 压裂施工曲线分析

（1）区域 42#煤层压裂施工曲线分析

42#煤共压裂 5 层，其中仅 FS-1 和 FS-3 井完成了设计加砂，从压裂曲线的形态来看：FS-1 井出现两次压力突降，裂缝可能沟通了顶板砂岩，裂缝形态为垂直缝；FS-3 井施工压力逐渐下降，可能是缝高失控或裂缝沟通了低压层，裂缝形态为水平缝。

剩余 3 口井中：FS-2 井和 FS-4 井表现为加砂过程中液体滤失大、支撑剂运移困难，其中 FS-2 井的裂缝形态为水平缝，FS-4 井的裂缝形态为水平缝；FS-5 井因压力过高未加砂，裂缝形态为水平缝。

（2）区域 41#煤层压裂施工曲线分析

41#煤共压裂 2 层，施工难度较 42#煤低，从施工曲线来看：FS-4 井和 FS-5 井压裂施工过程中均出现压力突降的情况，施工压力相对平稳，推测裂缝可能沟通顶板砂岩层，形成的裂缝形态均为水平缝。

（3）区域 39#煤层压裂施工曲线分析

对 FS-4 井的 39#煤进行了压裂，该层压裂施工曲线的形态与 41#和 42#有所区别，表现为施工压力平稳，裂缝延伸较好，裂缝形态为水平缝。

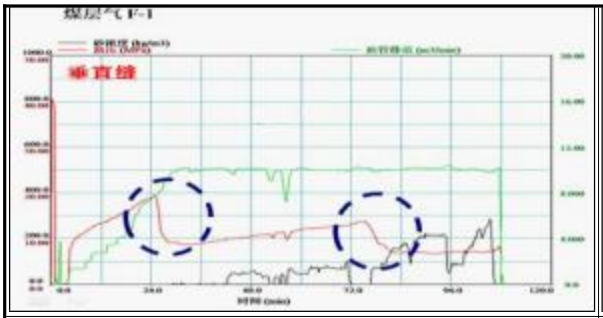


图 3.1-1FS-1 井 42#煤层压裂施工曲线

图 3.1-2FS-3 井 42#煤层压裂施工曲线

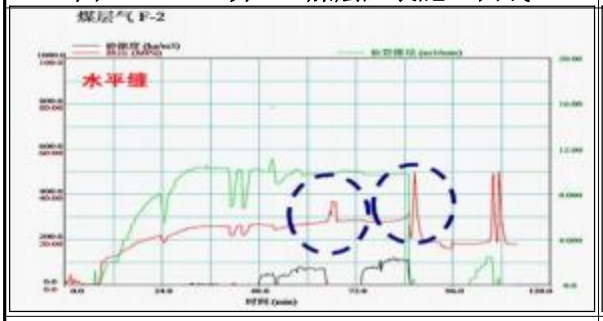


图 3.1-3FS-2 井 42#煤层压裂施工曲线

图 3.1-4FS-4 井 42#煤层压裂施工曲线

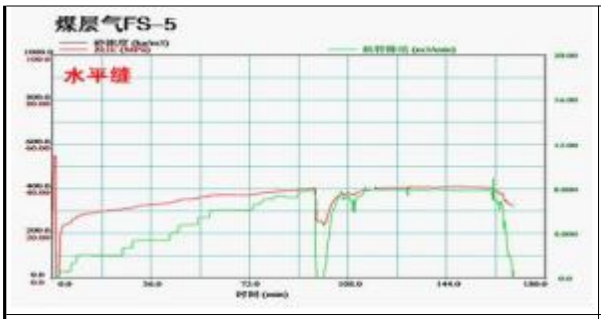


图 3.1-5FS-5 井 42#煤层压裂施工曲线

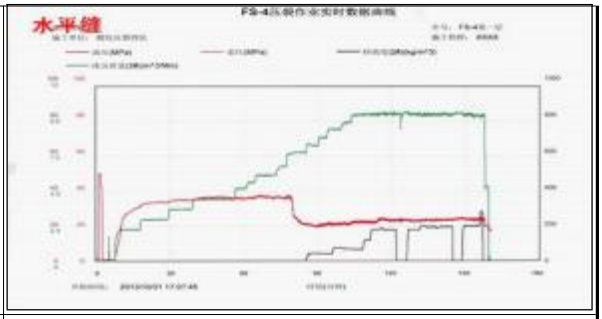


图 3.1-6FS-4 井 41#煤层压裂施工曲线

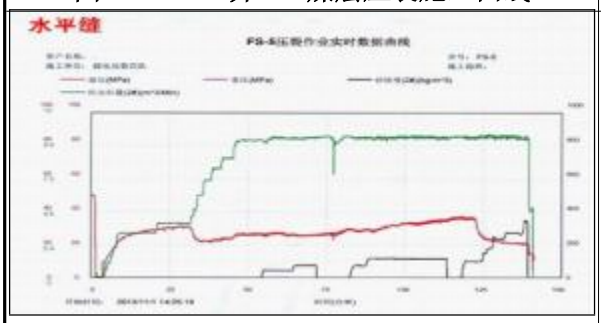


图 3.1-7FS-5 井 41#煤层压裂施工曲线

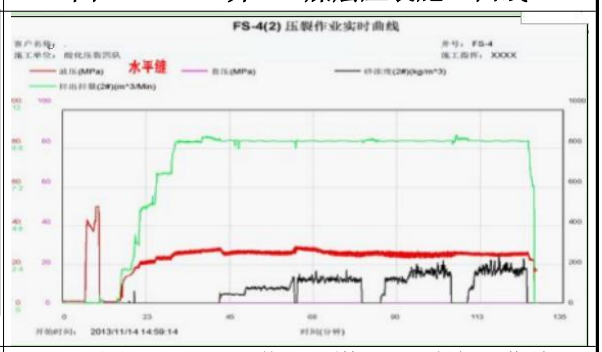


图 3.1-8FS-4 井 39#煤层压裂施工曲线

3.1.3.3 压裂数据反演

利用前期压裂井 42#煤层的压裂施工数据对裂缝进行反演模拟，通过反演获取裂缝长度、支撑裂缝长度、裂缝高度等相关参数，从模拟结果来看：压裂形成的人工裂缝半长 74.4-119m，平均 98.7m，但支撑裂缝长度均较短 27.0-68.9m，平均 49.5m。

表 3.1-4FS-1 井 42#煤层压裂施工反演解释成果表

井号	最高施工压力/MPa	裂缝半长/m	支撑裂缝半长/m	裂缝高度/m
FS-1	19.5	92.1	68.9	27.2
FS-2	36.6	74.4	27.0	2.88
FS-3	20.9	105.7	57.5	2.42
FS-4	45.2	119	44.5	14.3

3.1.3.4 排采情况

（1）排采试验

5 口井在对 42#煤压裂后，进行了排采实验，这 5 口井在单独对 42#煤排采时均见气，投产至见气时间 34～73 天，日最高产气 842～2522m^3；FS-4 井和 FS-5 井于 2013 年底又开启了新的生产层位，之后又继续对其进行排采，这 2 口井排采均见套压，日产气量 400～800m^3。

5 口井均反应为排采后快速见气，达到产气高峰后产量迅速递减，产气量降至

91～421m³，井底压力 0.06～2.86MPa。

表 3.1-5 前期压裂五口井的排采情况

序号	井号	生产层位	日产水 m³	日产气 m³	套压 MPa	井底流压 MPa	最高产气 m³	地层压力 MPa	见气天数 d	解吸压力 MPa
1	FS-1	42#	0.76	91	0.58	1.26	842	6.15	49	2.93
2	FS-2	42#	1.73	310	0.22	1.08	2522	6.88	38	3.93
3	FS-3	42#	0.76	421	0.06	0.06	2114	5.59	34	2.39
4	FS-4	42#+41#+39#	11.13	0	0.04	2.86	1073	6.99	40	2.13
5	FS-5	42#+41#	4.25	155	3.35	4.53	1032	8.55	73	2.74

阜康矿区小井网试采井组的试采效果好，具有如下特点：

①见气早，产量上升快。开始产气需要的时间短，平均见气时间 46.8 天；产气量上升快，表明气体容易解吸。

②井组整体显示了一定的产气能力，但都存在产量稳不住的问题。5 口小井网试采井排采 120 天后全部产气，单井最高日产气达 2522m³，5 口井单井平均日产气最高达 1372.8m³，显示了一定的产气能力，但是几乎都存在产气量迅速衰减的问题，稳产时间最长的 FS-3 井产气量 2000m³/d 以上仅维持了 54 天。

③地层能量高。5 口试采井开机时井底压力高，平均为 6.832MPa；见气时井底压力也较高，平均为 2.824MPa，表明地层能量供给充足，具有较好的产气潜力。

④储层渗透性好，产水量适中。单井最大产水量 6.86-17.1m³/d，单井平均日产水量，3.07-6.85m³/d，产水量适中。排水是降低储层压力和含水饱和度、提高气相渗透率，疏通渗流通道的必要过程。水量适中利于排水降压，储层压力更容易降低，利于气体的解吸和产出。

（2）试采井的排采情况分析

FS-1 井于 2012 年 11 月 1 日开始排采，前期单采 42#煤层，后重新改造 41#煤层，起抽时动液面 35m，井底压力为 6.15MPa，排采 49 天后见气，见气时井底压力为 2.93MPa，历史最高产气量 842m³/d。初期降液快，见气后产水下降较快，排采过程中没有控制产气速度，加上压降漏斗扩展较慢，近井地带解吸后因泄压半径有限，地层供气不足，导致产气量下降。

FS-2 井于 2012 年 11 月 1 日开始排采，单采 42#煤层，起抽时动液面 78m，井底压力为 6.88MPa，排采 38 天后见气，见气时井底压力为 3.93MPa，最高产气量

2522m³/d。也是见气后产水下降较快，排采过程中没有控制产气速度，压降漏斗扩展较慢，地层供气不足，导致产气量下降。

FS-3 井于 2012 年 11 月 1 日开始排采，单采 42#煤层，起抽时动液面 96m，井底压力为 5.59MPa，排采 34 天后见气，见气时井底压力为 2.39MPa，最高产气量 2114m³/d。也是由于压降范围较小，地层供气不足，导致产气量下降，但该井前期在产气速度方面控制相对较好，所以稳产时间最长。

FS-4 井于 2012 年 11 月 1 日开始排采，前期单采 42#煤层，后重新改造 41#煤层，起抽时动液面在井口，井底压力为 6.99MPa，排采 40 天后见气，见气时井底压力为 2.13MPa，最高产气量 1073m3/d。见气后产水量急剧迅速下降，产气时放产速度过快，产水量继续下降，泄压半径扩展缓慢，导致供气不足，产气量下降。重新改造后改变了排采方法，注意控制产气速度，保持稳定排采，目前产气量稳定在 600m³/d 以上已经有 1 年多。

FS-5 井于 2012 年 11 月 1 日开始排采，前期单采 42#煤层，后重新改造 39#和 41#煤层，起抽时动液面在井口，井底压力为 8.55MPa，排采 73 天后见气，见气时井底压力为 2.74MPa 前期最高产气量 1032m³/d，因排采控制不当，产量达到高峰后迅速下降。改造后最高达到 1243m³/d，后期排采产气量稳定在 700m³/d 以上已超过 1 年。该井情况与 FS-4 井相似。

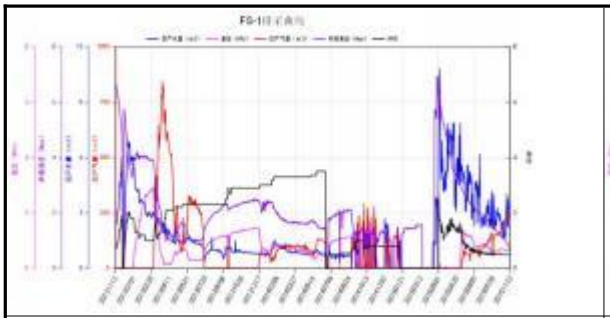


图 3.1-9FS-1 井排采曲线

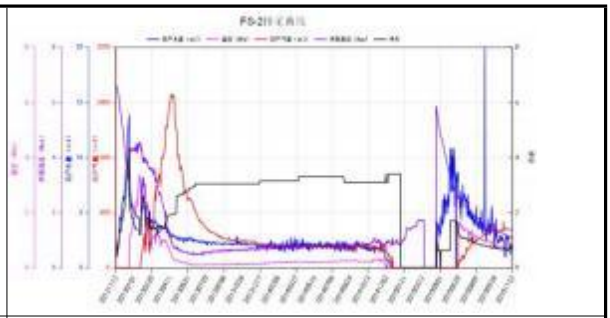
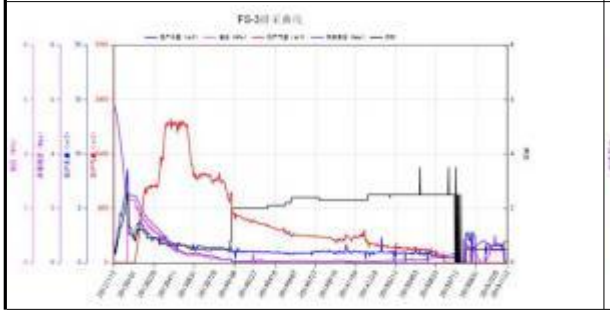


图 3.1-10FS-2 井排采曲线



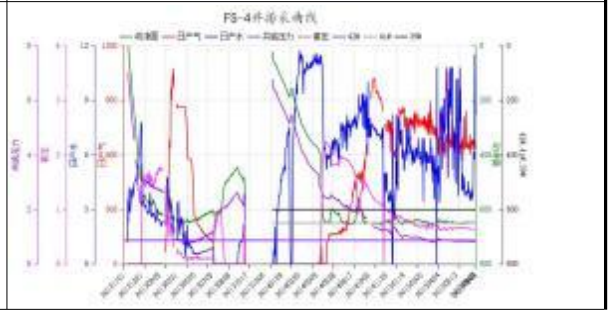


图 3.1-11FS-3 井排采曲线	图 3.1-12FS-4 井排采曲线

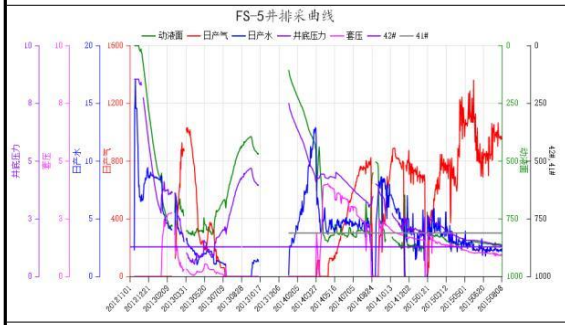



图 3.1-13FS-5 井排采曲线	

3.1.4 白杨河矿区煤层气开发利用先导性示范工程概况

阜康市通源新能源科技开发有限责任公司于2015年进行白杨河矿区煤层气开发利用先导性示范工程，委托新疆煤炭设计研究院有限责任公司编制《阜康市通源新能源科技开发有限责任公司白杨河矿区煤层气开发利用先导性示范工程环境影响报告书》，于2016年5月31日取得原新疆维吾尔自治区环境保护厅（现新疆维吾尔自治区生态环境厅）《关于阜康市通源新能源科技开发有限责任公司白杨河矿区煤层气开发利用先导性示范工程环境影响报告书的批复》（新环函〔2016〕646号）。

阜康市通源新能源先导性示范工程为本区域早期煤层气试验开发项目，于2016年建设开采，由于技术瓶颈未突破、同时缺少政策及资金支持，截至目前开采井已全部停产且未进行竣工环保验收。新疆亚新油气有限责任公司（原新疆科林思德新能源有限责任公司）已先后落地实施白杨河区域煤矿瓦斯治理一期、二期项目，持续开展区域规范化瓦斯治理工作，积累了成熟的区块开发及环保治理经验。本项目为白杨河区域煤矿瓦斯治理三期项目，与一、二期项目同属一体化统筹开发体系，建设区块与前述通源新能源先导性示范工程重叠、治理对象一致。本项目在一、二期项目成熟运营基础上，结合区域前期试验开发经验及遗留工况，进一步开展规模化、系统化煤矿瓦斯综合治理；本项目及亚新油气一、二期项目均与通源新能源先导性示范工程无权属、工艺及建设主体承接关系。

3.1.4.1 先导性示范工程项目基本情况

建设项目名称：阜康市通源新能源科技开发有限责任公司白杨河矿区煤层气开发利用先导性示范工程

建设单位：阜康市通源新能源科技开发有限责任公司

项目性质：新建

总投资：9140.61 万元

职工人数：26 人

占地面积（永久占地+临时占地）：23225m^2

工作时数：年工作天数为 330 天，24 小时制，3 班制。

产能规划：0.5 亿 m^3/a

3.1.4.2 先导性示范工程项目组成

先导性示范工程项目组成见表 3.1-6。

表 3.1-6 先导性示范工程项目组成一览表

工程类别		建设内容
主体工程	采气井	单直井 6 口、丛式井 74 口，试验 U 型井 1 组
	井场	单井式井场 6 座，2 井式井场 5 座，3 井式井场 6 座，4 井式井场 6 座，6 井式井场 4 座，共计 27 座井场
环保工程	采气废水	在井场设置采气水收集池，收集采气分离出的水，夏季蒸发消失，冬季运往中央处理站的污水处理装置
	危险废物	脱水系统废分子筛、废油、废润滑油在场地内设置暂存场所，并定期委托有资质单位处理。
	处理站污泥	采气水处理污泥收集后集中填埋处理
	噪声	选用低噪设备，设备基础减振，管件采用柔性接头

3.1.4.3 先导性示范工程建设现状

阜康市通源新能源先导性示范工程为本区域早期煤层气试验开发项目，于 2016 年建设开采，由于技术瓶颈未突破、同时缺少政策及资金支持，截至目前开采井已全部停产且未进行竣工环保验收。

3.1.4.4 环境影响回顾

《阜康市通源新能源科技开发有限责任公司白杨河矿区煤层气开发利用先导性示范工程》（以下简称“先导性示范工程”）已全部停产，现暂未进行项目竣工环保验收。先导性示范工程环境影响回顾分析及评价根据项目建设进度、环保工程实际情况并结合先导性示范工程环评报告及批复进行分析。

（1）废气环境影响分析及保护措施

为了防止煤层气的排放，先导性示范工程运营期已通过采取密闭输送、设置各类监控系统、并对少量放空的煤层气采用火炬系统焚烧处理进行防治。

（2）废水环境影响分析及保护措施

先导性示范工程运营期废（污）水主要为煤层气采出水，煤层气采出水经防渗排采池暂存后定期拉运处置。

（3）噪声环境影响分析及保护措施

先导性示范工程运营期噪声主要来自井场，通过选用低噪声设备，并井下作业（压裂、修井等）间接性作业期间，应设置临时屏蔽设施；设备与管道之间的连接采用柔性连接，以减少噪声和振动的传递。

（4）固废环境影响分析及保护措施

先导性示范工程营运期产生的固体废物主要是采出水处理污泥，此类废物属于一般工业固废，分类收集、贮存后集中填埋处理，不会对区域环境产生不利影响。

（5）地下水环境影响分析及保护措施

先导性示范工程对地下水的影响主要包括：施工期钻井过程中对周围地下水水质造成污染、运营期采气排水改变局部地下水流场以及项目生产废水污水渗漏对地下水的影响。项目产生的废水等经采用防渗措施后，对地下水影响较小。

（6）生态环境影响分析及保护措施

①先导性示范工程人员巡线过程中产生的生活垃圾及时清运。

②运行期间对各种设备及输气管道的安全做好定期检查，输气管道沿线设置了足够的自动阀门，减少事故泄漏时煤层气的排放量。

③巡线过程中车辆按选定的道路走“一”字型作业法，走同一车辙，避免加开新路，车辆活动范围为 5m 宽，尽可能减少地表的破坏。

④制定严格纪律，禁止工作人员在项目区域内进行狩猎、采药、挖掘及破坏水源等活动。

（6）环境风险可控

先导性示范工程营运过程中最大可信事故为：①煤层气放散；②煤层气管道泄漏引起火灾爆炸事故。项目在设计、施工、验收、日常运行管理等各个环节严格执行相关要求和规范，并将制定严格的管理制度和标准化的操作程序和规程，环境风险水平控制在可接受水平上。企业在制定严格的风险防范措施和应急预案并落实的

前提下，完全可以控制风险事故的发生，项目建设从环境风险角度是可行的。

3.1.4.5 先导性示范工程存在的主要环境问题及“以新带老”分析

先导性示范工程于2016年建设开采，由于技术瓶颈未突破、同时缺少政策及资金支持，截至目前开采井已全部停产且未进行竣工环保验收。该项目施工建设及运行时已按环评要求执行，项目停产后项目场地已恢复平整且无遗留环境问题。

3.1.5 阜康市白杨河区域煤矿瓦斯治理一期项目概况

新疆科林思德新能源有限责任公司于2024年进行新疆科林思德新能源有限责任公司阜康市白杨河区域煤矿瓦斯治理一期项目，委托乌鲁木齐恒达蓝天环保科技有限公司编制《新疆科林思德新能源有限责任公司阜康市白杨河区域煤矿瓦斯治理一期环境影响报告书》，于2024年9月27日取得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市白杨河区域煤矿瓦斯治理一期建设项目环境影响报告书的批复》（昌州环评〔2024〕259号）。2024年10月一期项目陆续进入建设期，井场及集气增压站于2024年11月至2025年12月陆续完成投入试运行。2026年2月启动竣工环境环保验收工作，委托新疆维吾尔自治区环境工程评估中心承担一期项目现场调查及调查报告编制工作，目前项目尚处于验收调查阶段。

3.1.5.1 一期工程项目基本情况

建设项目名称：新疆科林思德新能源有限责任公司阜康市白杨河区域煤矿瓦斯治理一期建设项目；

建设单位：新疆科林思德新能源有限责任公司；

项目性质：新建；

总投资：一期项目设计总投资47500万元，其中环境保护投资2350万元，占总投资的4.95%。实际投资45000万元，其中环保投资2163万元，占总投资的4.8%。

工作制度：年连续运行330d，年运行小时数7920h；

劳动定员：无人值守，定期巡检；

产能规模：设计0.76亿m^3/a，实际0.702091亿m^3/a。

3.1.5.2 一期工程建设内容及项目组成

建设内容：根据设计一期项目新建 30 座标准化井场、80 口钻井、集气干线 3.5km，集气支线 16.3km，集气增压站 1 座。实际建设中已完成 21 座标准化井场、79 口钻井、集气干线 3.1km，集气支线 16.9km，集气增压站 1 座。实际建设过程中，根据区域地质情况优化了井场布设，进行了井场的合并建设，项目涉及的井场及集气增压站于 2024 年 11 月至 2025 年 12 月陆续完成投入试运行。

2026 年 2 月启动竣工环境环保验收工作，委托新疆维吾尔自治区环境工程评估中心承担一期项目现场调查及调查报告编制工作，目前项目尚处于验收调查阶段。

一期项目主要建设内容包括主体工程、辅助工程、公用工程、环保工程、储运工程及依托工程等。项目对比原环评主要建设内容见表 3.1-7。

表 3.1-7 一期项目主要建设内容一览表

工程分类					一期项目环评设计建设内容	一期项目实际建设内容	建设内容变化情况
主体工程	钻前工程				依托现有施工营地 1 座，占地面积约 6900m²；材料堆场 2 处。	依托现有的施工营地进行施工，材料堆场 2 处	无
	钻井工程	钻井数量及井型			建设水平井（L 型井）68 口；直井（定向井）12 口；共计 80 口。	建设水平井（L 型井）65 口；直井（定向井）14 口；共计 79 口。	钻井数量减少 1 口
		井深			钻井深度 1209m～2287m	钻井深度 1006m～2673.0m	根据实际情况，钻井深度有调整
		井身结构			二开井。钻头程序：Φ311.1mm×一开井深+Φ2159mm×二开井深。	二开井。钻头程序：Φ311.1mm×一开井深+Φ2159mm×二开井深。	无
		钻井液体系			密度 105～110g/cm³，主要成分：6%～8%坂土+0.2%～04%Na_2CO_3 +0.2%～0.4%CMC+重晶石	密度 105～110g/cm³，主要成分：6%～8%坂土+0.2%～04%Na_2CO_3 +0.2%～0.4%CMC+重晶石	无
		标准化井场			建设标准化井场 30 座。井场内有井口区、采出水防渗排采池、放空区（1 根管径 DN80、高 10m 事故气体燃烧火炬））、修井区及低压配电站。	实际建设了 21 个井场，其中新增 1 个井场 18-2 为新增加的井场，在原设计的 21 号井场附近，新增井场但未新增环境敏感区。井场内有井口区、采出水防渗排采池、放空区（1 根管径 DN80、高 10m 事故气体燃烧火炬））、修井区及低压配电站。	井场数量减少
		钻井周期			单井钻井周期为 30d。	单井钻井周期为 30 天-60d。	实际施工时间有变动
	储层改造工程	储层改造工艺			水压裂工艺	水压裂工艺	无
		射孔工艺			电缆输送射孔工艺或泵送桥塞射孔联作工艺。	电缆输送射孔工艺或泵送桥塞射孔联作工艺。	无
		压裂方案	压裂煤层		压裂煤层 39-1、39-2、41、42；单井压裂周期 10d。	压裂煤层 39-1、39-2、41、42；单井压裂周期 10d。	无
			压裂液		1%的 KCl，含石英砂量约 12.5%。	1%的 KCl，含石英砂量约 12.5%。	无
			压裂设备		泵车：排量 5-12m³/min（45MPa）；混砂车供液能力达到 20m³/min；砂罐 100m³；储水罐 2600m³。	泵车：排量 5-12m³/min（45MPa）；混砂车供液能力达到 20m³/min；砂罐 100m³；储水罐 2600m³。	无

工程分类			一期项目环评设计建设内容	一期项目实际建设内容	建设内容变化情况
	集输工程	集气干线	长度约 3.5km，采用柔性复合输气管；管径 250mm，设计压力：≤13MPa；设计温度：40℃。	长度 3.1km，采用柔性复合输气管；管径 50mm，设计压力：≤13MPa；设计温度：40℃。	集气干线长度减少 0.4km
		集气管道	东线 7.5km；中线 1.5km；西线 7.3km，运行压力为 0.05MPag~0.15MPag，运行温度为 5℃~20℃，推荐采用 PE100，SDR11 的 PE 管。	东线 7.5km；中线 1.5km；西线 7.9km，运行压力为 0.05MPag~0.15MPag，运行温度为℃~20℃，采用 PE100，SDR11 的 PE 管。	长度增加 0.6km
		集气增压站	1 座增压集气站，设计出站流量 37.7×$10^4m^3/d$；运行流量 23.03×$10^4m^3/d$；设计压力：1.3~2.5MPa.g； 主要设备：1 套进站阀组橇、1 套气液分离器橇、1 套过滤分离器橇（2 台过滤分离器）、4 套螺杆压缩机、1 套仪表风橇； 1 根管径 DN100、高 10m 事故气体燃烧火炬。	建设 1 座增压集气站，出站流量 40×$10^4m^3/d$；验收期间运行流量 22×$10^4m^3/d$；设计压力：1.3~2.5MPa.g； 主要设备：1 套进站阀组橇、1 套气液分离器橇、1 套过滤分离器橇（2 台过滤分离器）、4 套螺杆压缩机、1 套仪表风橇； 1 根管径 DN100、高 10m 事故气体燃烧火炬。	无
辅助工程	道路		依托现有临时道路改造，长度 16.3km，井场道路宽度为 4.0m，采用砂石路面；集气站道路采用水泥混凝土路面。	依托现有临时道路改造，长度 16.9km，井场道路宽度为 4.0m，采用砂石路面；集气站道路采用水泥混凝土路面。	长度增加 0.6km
	生活办公区		无人值守，定期巡检，不设置生活办公区。	井场及增压集气站无人值守，定期巡检，不设置生活办公区。	无
公用工程	供水		生产用水、生活用水及其他用水水源由新疆昌源水务集团阜康供水有限责任公司提供。	用水由新疆昌源水务集团阜康供水有限责任公司提供。	无
	排水		标准化井场采出水排入标准化井场内 1 座 50m^3 防渗排采池暂存，定期拉运至阜康市东部城区污水处理厂处理；集气增压站卧式过滤分离器分离废水 1 座 20m^3 密闭卧式钢制污水罐暂存，定期拉运至阜康市东部城区污水处理厂处理。	标准化井场采出水排入标准化井场内 1 座 360.65m^3 防渗排采池暂存，定期转运至就近的集中储水池暂存综合利用，集气增压站卧式过滤分离器分离废水 1 座 20m^3 密闭卧式钢制污水罐暂存，定期拉运至阜康市东部城区污水处理厂处理。	排采水综合利用
	供电		依托阜康工业园区石庄 110kv 变电站，集气站由 10kV 中心配电室供电。	依托阜康工业园区石庄 110kv 变电站，集气站由 10kV 中心配电室供电。每个井场配一台干式变压器	无

工程分类		一期项目环评设计建设内容	一期项目实际建设内容	建设内容变化情况
	供热	项目区内不设置居住生活区，集气管道采用电伴热，集气站采用分体式空调采暖、制冷。	项目区内不设置居住生活区，集气管道采用电伴热，集气站采用分体式空调采暖、制冷。	无
环保工程	废气	①正常工况下为无组织烃类气体排放。 ②非正常工况下标准化井场事故、检修时通过 1 根管径 DN80、高 10m 事故气体燃烧火炬燃烧排放煤层气；集气增压站事故、检修时通过 1 根管径 DN100、高 10m 事故气体燃烧火炬燃烧排放煤层气。	①正常工况下为无组织烃类气体排放。 ②非正常工况下标准化井场事故、检修时通过 1 根管径 DN80、高 10m 事故气体燃烧火炬燃烧排放煤层气；集气增压站事故、检修时通过 1 根管径 DN100、高 10m 事故气体燃烧火炬燃烧排放煤层气。	无
	废水	①钻井废水：经固液分离后循环使用；完井后拉运至下一井场钻井使用；施工末期不能循环使用时拉运至阜康市东部城区污水处理厂处理。 ②压裂返排液：压裂现场配置 2000m^3 返排液防渗收集池，收集的压裂返排液回用于下一井配置压裂液使用，施工末期，压裂返排液不能循环利用时，送入阜康市东部城区污水处理厂处理达标后外排。 ③生活污水：配备移动式环保厕所收集生活污水，定期由吸污车拉运至污水处理厂处置。	①钻井废水：经固液分离后循环使用；完井后拉运至下一井场钻井使用。 ②压裂返排液：压裂现场配置返排液防渗收集池，收集的压裂返排液回用于下一井配置压裂液使用。 ③生活污水：配备移动式环保厕所收集生活污水，定期由吸污车拉运至污水处理厂处置。	无
		④采出水：通过各标准化井场内设置 1 座 50m^3 防渗排采池暂存，拉运至阜康市东部城区污水处理厂处理； ⑤集气增压站分离水：通过集气增压站内 1 座 20m^3 密闭卧式钢制污水罐暂存，定期拉运至阜康市东部城区污水处理厂处理。	④采出水：标准化井场内设置有 1~2 个防渗排采池暂存，容积 65.89~450.6m^3，定期转运至就近的排采池暂存综合利用。 ⑤集气增压站分离水：设有 1 座 20m^3 密闭卧式钢制污水罐暂存，定期拉运至就近的排采池暂存综合利用。	措施变化，采出水综合利用
	噪声	选用低噪声设备；压缩机、提升泵等设备置于厂房内，设备基础减震；空冷器安装消声器和消声导风筒；事故气体燃烧火炬安装消声装置。	选用低噪声设备；压缩机、提升泵等设备置于厂房内，设备基础减震；空冷器安装消声器和消声导风筒；事故气体燃烧火炬安装消声装置。	无
	固体	①土石方：作业区域内平整使用； ②建筑垃圾：部分回收利用，剩余废料运至阜康市建筑垃圾填埋场	①土石方：作业区域内平整使用； ②建筑垃圾：部分回收利用，剩余废料运至阜康市	措施优化，钻井泥浆、岩屑综合

工程分类		一期项目环评设计建设内容	一期项目实际建设内容	建设内容变化情况
	废物	处置。 ③钻井泥浆、岩屑：经标准化井场不落地系统采用振动筛、除砂器、除泥器、离心机四级实现固液分离，分离出的液相进入废水收集罐，用于钻井液配制；分离出岩屑暂存于防渗暂存池，采用加石灰法固化后经检测满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）中污染物限值要求后用于井场铺垫、矿区内部道路铺设。 ④废振动筛：由施工单位更换收集，交由废旧物资回收单位回收处置。 ⑤废防渗膜：拆除后由施工单位收集，交由废旧物资回收单位回收处置，如防渗膜沾染油污，则按照危险废物管理，交由有危险废物处理资质单位处理。 ⑥废矿物油及含油废物：各标准化井场施工场地设置临时贮存点，废矿物油密闭收集，交由有危险废物处理资质单位处置。	建筑垃圾填埋场处置。 ③钻井泥浆、岩屑：钻井泥浆优先循环利用，岩屑经固液分离设施分离后采用加石灰法固化后经检测满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）中污染物限值要求后用于井场铺垫、矿区内部道路铺设，以及矿坑回填。 ④废振动筛：由施工单位更换收集，交由废旧物资回收单位回收处置。 ⑤废防渗膜：拆除后由施工单位收集，交由废旧物资回收单位回收处置，如防渗膜沾染油污，则按照危险废物管理，交由有危险废物处理资质单位处理。 ⑥废矿物油及含油废物：各标准化井场施工场地设置临时贮存点，废矿物油密闭收集，交由有危险废物处理资质单位处置。	利用，剩余部分满足要求后用于井场铺垫、矿区内部道路铺设，以及矿坑回填。
		⑦采气井设备、集气增压站产生废机油、废机油桶、集气增压站过滤分离器废滤芯通过密闭收集，分类、分区暂存于危险废物贮存库，定期委托有资质单位处置	集气增压站内设有危险废物贮存库，对各井场及集气站产生的废机油、废机油桶等进行暂存，并定期委托资质单位处置。	无
	生态	井场围栏内碎石硬化，围栏外采用种植树木+播撒草籽生态恢复方式；集气增压站内进行地面硬化，非硬化区域进行绿化、集气管线原位恢复；道路两侧种植行道树或播撒草籽绿化，路面压实或采取其他硬化方式	标准化井场围栏内地面进行了碎石硬化，集气站内地面进行了硬化处理，井场周围已开展了人工植被恢复工作，周围生态环境逐步恢复。	生态环境逐步恢复中
依托工程	阜康增压脱水站	接收上游八区集气增压站（本项目集气增压站）和九区集气增压站来气，上游来气经分离、过滤、增压后输送至脱水脱碳装置，脱水脱碳后经贸易计量后输送至晋源接收站。阜康增压脱水站设置进站阀组橇 1 套、卧式气液分离器橇 1 套、过滤分离器橇 1 套（过滤器 2 台，1 用 1 备）、往复式压缩机 4 套、计量阀组橇 1 套。 进站原料气条件：设计流量 55.35×104m³/d；设计压力：1.0/2.5MPa.g；温度：10～15℃；	阜康增压脱水站已建成，属于《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》评价范围，已取得新疆维吾尔自治区生态环境厅环评批复（新环审〔2025〕62号），已开展竣工环境保护验收工作。	无

工程分类		一期项目环评设计建设内容	一期项目实际建设内容	建设内容变化情况
		出站原料气条件：流量：55.35×104m³/d；设计压力：2.5/4.0MPa.g；温度：20～40℃。		

3.1.5.3 一期项目占地情况

一期项目井场设计永久占地面积 48380m^2，实际占地面积 45023m^2，占地类型均为天然牧草地。集气站设计永久占地面积 7661m^2，实际占地面积 4120m^2，占地类型均为天然牧草地。集气支线设计占地面积 159118m^2，实际占地面积 118300m^2，为临时用地，占地类型包括天然牧草地、采矿用地、公路用地、河流水面和工业用地，集气支线实际建设位置与设计建设位置基本一致。集气干线设计占地面积 37786m^2，实际占地面积 21700m^2，为临时用地，占地类型包括天然牧草地、采矿用地、其他草地、河流水面、农村道路，道路设计占地面积 205853m^2，其中永久占地面积 69306m^2，临时用地面积 136547m^2，实际建设过程中，占地面积 202800m^2，其中永久占地面积 65889m^2，临时用地面积 135200m^2，占地类型为天然牧草地、采矿用地。

根据现场核查及验收调查资料，一期项目至验收调查阶段，实际建设用地 390232m^2，其中永久用地 115032m^2，主要为井场用地，集气站用地及部分道路用地，临时用地 275200m^2，包括集气管线用地、道路用地等。一期项目占地不涉及基本农田，工程建设实际占地面积、占地类型情况见下表。

表 3.1-8 一期项目实际工程占地面积及占地类型

序号	指标名称	单位	设计指标	实际用地	用地变化	占地类型
1	井场	m^2	48380	45023	-3357	永久占地（天然牧草地）
2	集气站	m^2	7661	4120	-3541	永久占地（天然牧草地）
3	集气支线	m^2	159118	118300	-40818	临时占地（天然牧草地、采矿用地、公路用地、河流水面和工业用地）
4	集气干线	m^2	37886	21700	-16186	临时占地（天然牧草地、采矿用地、其他草地、河流水面、农村道路）
5	道路	m^2	136547	135200	-1347	临时用地（天然牧草地、采矿用地、其他草地、河流水面、农村道路）
		m^2	69306	65889	-3417	永久占地（天然牧草地、采矿用地、其他草地、河流水面、农村道路））
合计		m^2	458898	390232	-68666	

（1）临时占地

一期项目环评阶段临时用地面积约 333551m^2，实际临时占地面积约 275200m^2，较环评时期减少 58351m^2。临时占地主要包括管线、道路施工、施工便道等，占地类

型主要为占地类型均包括天然牧草地、采矿用地、其他草地、河流水面、农村道路等，其中天然牧草地的占比较大，项目施工过程中井场数量减少，且在通过缩小临时占地面积，缩小管线开挖占地宽度，道路的施工面积等减少了施工过程中临时用地的面积，进而减少了植被的破坏，至验收调查期间施工区域的临时用地区域，正在逐步恢复原有生态环境。

（2）永久占地

永久占地主要是井场、集气站、集气站道路等，一期项目环评阶段永久占地面积为 125347m^2，实际占地面积为 115032m^2，占地面积减少 10315m^2，主要是由于标准化井场的数量减少，集气站永久占地面积有减少等，井场内部采用了砾石铺设，集气站地面铺设透水砖，以减少水土流失。

3.1.5.4 一期建设项目环境影响回顾

《新疆科林思德新能源有限责任公司阜康市白杨河区域煤矿瓦斯治理一期建设项目》（以下简称“一期项目”）于 2026 年 2 月启动竣工环境环保验收工作，委托新疆维吾尔自治区环境工程评估中心承担一期项目现场调查及调查报告编制工作，目前项目尚处于验收调查阶段。

根据项目建设进度、环保工程实际情况并结合一期项目环评报告及批复、验收进行回顾分析。

（1）废气环境影响分析及保护措施

①施工期

根据环评文件及批复文件可知，施工期废气主要为施工扬尘、钻井柴油机废气、井场测试放喷燃烧废气和施工车辆尾气。

A.施工扬尘

施工扬尘污染主要发生在管沟、基坑开挖及基础处理、材料运输和土方回填以及开辟施工场地、建筑材料的堆放和搬运、建筑垃圾的清运及车辆运输道路扬尘。

根据收集的资料建设单位在施工过程中，建筑材料定点堆放，运输沙土、水泥、土方的车辆采取加盖篷布等防尘措施，防止物料沿途抛撒导致二次扬尘；临时弃土堆放场所苫盖篷布，定期洒水抑尘等措施。

B.钻井柴油机废气

钻井施工机械废气一般影响范围仅局限于钻井架周围较小范围内，根据收集的资料建设单位采用高效节能环保型柴油机以及含硫量低优质的柴油，并定期对柴油发电机进行维护，减少污染物的排放。同时，钻井作业的柴油机为流动废气污染源，非同时同地进行，随着钻井工程的结束，柴油机废气的污染逐步消失。

C.井场测试放喷燃烧废气

一期项目施工期井场测试时产生的放空气引至放散系统，燃烧后排放，钻井中出现可燃气产出时，立即采取井喷措施，并把产生的致密气引入放散系统燃烧后排放。

D.汽车尾气

一期项目施工期运输建筑材料及机械设备的车辆较多，多为大动力柴油发动机。施工汽车尾气影响范围主要在道路沿线两侧 50m 范围。根据调查，施工单位在施工过程中按照施工合同要求选用符合国家要求的施工机械，施工过程中对施工机械及运输车辆进行维护和保养。

②运营期

一期项目运营期废气主要来自井场、集气站等集输过程产生的烃类气体，根据废气的产生源，主要采用的措施如下：

（1）井场采出的致密气通过密闭管道输送至集气站，采用可靠性高的设备、密封性能好的阀门。

（2）各井场气井井口、集输管线及致密气处理等环节加强密闭性，尽可能减少跑冒滴漏。

集气站、各井场检修或事故放空时排放的烃类气体引至放散处置。一期项目评价范围内均无学校、医院、居民点等环境敏感目标。

（2）废水环境影响分析及保护措施

①施工期

根据调查，一期项目施工期废水主要为钻井废水、压裂废水、管道试压废水和生活污水。

A.钻井废水

钻井废水经井场经固液分离后用于配置钻井泥浆，剩余部分拉运至下一井场循环利用，不外排。

B.压裂废水

井场压裂废水收集至就近的返排液防渗收集池，收集的压裂返排液回用于下一井配置压裂液使用，施工期间无废水外排。

C.生活污水

一期项目钻井、地面工程施工阶段配套建设施工营地，营地内布设移动式环保厕所对生活污水进行收集。收集的污水定期由吸污车拉运至污水处理厂处置。

②运营期

运营期一期项目井场运行产生的采出水由标准化井场设置防渗排采池暂存，收集后定期拉运至阜康市东部城区污水处理厂处理；集气站分离水通过 1 座 20m^3 密闭卧式钢制污水罐暂存，定期拉运至阜康市东部城区污水处理厂处理。运营期废水与区域地表水环境无水力联系，不会对地表水环境造成影响。

（3）地下水、土壤环境影响及措施落实情况

①施工期

根据现场调查，建设单位在施工期基本落实了环评及批复要求的地下水污染防治与保护措施，主要有：

A.钻井作业中，选用优质膨润土钻井液，在钻至目的煤层时改用清水钻进至终井，大大减轻钻井液漏失对地下含水层的污染影响。

B.钻井过程中选用环境友好的压裂液，且压裂液集中配置，按需配送。

C.钻井废水排入泥浆池经处理后循环利用，不外排，泥浆池等区域采取了防渗措施，避免污水渗漏对地下水环境的污染。

D.钻井过程中产生的废弃泥浆、岩屑一同存放在井场防渗泥浆池内，钻井结束后送至克拉玛依市地质工程有限责任公司、新疆瑞发环保科技有限公司处置。

E.在固井、下套管时严格按照操作规范进行作业，以防因固井质量问题或套管破裂、报废等原因使泥浆废水窜入含水层而污染地下水；气井采取套管防护、水泥

浆固井封堵，确保钻井过程不会影响到含水层。

F.井场施工期柴油储罐、压裂返排液软体罐、泥浆池等均进行防渗，底部铺设有 HDPE 防渗膜。

G.井场施工期间施工机械区域铺设防渗布，避免施工过程中跑冒滴漏等现场的发生污染土壤及地下水环境。

②运营期

根据调查：一期项目运营期地下水污染防治措施主要包括：

A.分区防渗：井场、集气站进行分区防渗，其中井场的排采水池采用防渗膜（600g/m² 长丝无纺土工布+2mmHDPE 膜+600g/m² 长丝无纺土工布）进行防渗；集气站危险废物贮存库采用人工防渗措施，采用 2mm 厚聚氯乙烯，集气站废水收集设施采用钢制罐体。

B.跟踪监测：建设单位目前已向属地水利部门申请设置地下水监测井，验收期间，地下水监测井建设方案已确定，拟实施中，实施后定期对地下水进行监测，并对数据进行汇总分析。

C.加强管理：定期巡检污染区，及时处理发现泄漏源及泄漏物；建立地下水污染应急处理方案，发现污染问题后能得到有效处理。

（4）噪声环境影响分析及保护措施

①施工期

根据调查，施工期噪声源主要包括施工期使用的钻机、柴油发电机、泥浆泵、挖掘机、推土机等，建设单位在施工期采取了以下噪声防治措施：

A.选用了低噪声机械设备或自带隔声、消声的设备，降低设备声级；同时做好施工机械的维护和保养，有效降低机械设备运转的噪声源强；

B.合理安排施工作业时间，合理安排强噪声施工机械的工作频次，合理调配车辆来往行车密度，尽量避开附近村民休息时间，定期对运输车辆进行维修和养护；

井场各种管材轻拿轻放，减少撞击性噪声。做好劳动保护工作，为强噪声源周围的施工机械操作人员配备耳塞或耳罩等必要的劳动防护用品。

②运营期

各井场及集气站噪声源采用的措施如下：

A.合理布置噪声源，噪声较大的压缩机位于设施内进行隔声。

B.泵类等选用低噪声设备，并采取了基础减振等措施。

C.设备与管道直接的连接采用柔性连接。运营期对设备采取基础减振措施，选用低噪声设备。

（5）固体废物环境影响分析及保护措施

①施工期

A.钻井岩屑、钻井泥浆

根据调查，建设期每个井场均配套有防渗泥浆池，钻井泥浆岩屑经压滤后，经监测符合要求后，定期委托陕西百华盛建设工程有限公司阜康分公司拉运，送新疆瑞发环保科技有限公司处置，验收期间根据资料查询，新疆瑞发环保科技有限公司已取得排污许可证。

B.废机油、废防渗材料

根据调查，施工期建设单位在每个井场设置一个临时危废暂存间，废机油和废防渗材料暂存于临时危废暂存间内，定期交由新疆鼎瑞环保科技有限公司处置。

C.土石方

根据调查，一期项目施工期站场、管线产生的多余土石方首先在占地范围内回填，剩余部分用于集气站道路、井场道路、施工便道的回填土方，施工期内土石方平衡，无弃土。

D.生活垃圾

根据调查，一期项目施工期各井场设生活垃圾收集桶，施工人员生活垃圾袋装集中统一收集，送当地环卫部门集中清运处置。

②运营期

一期项目运营期产生的固体废物主要有废润滑油、废油桶、集气增压站过滤分离器橇更换废滤芯等。验收调查期间，项目固体废物产生量及处置情况见下表。

表 3.1-9　一期项目固体废物产生及处置情况一览表

名称	环评报告	验收期间调查

	产生量	处置措施	产生量（t/a）	处置措施
废机油	2.3t	井场收集后，在集气站危险废物贮存库统一存放，委托资质单位处置。	0.83	井场收集后，在集气站危险废物贮存库统一存放，委托资质单位处置。
废油桶	0.26t			
废滤芯	0.02t/3a		未产生	

一期项目危险废物主要来自设备的检修期间，项目在集气站设置有 1 座危废暂存间，用于储存废机油、废油桶、废滤芯，已签订危险废物处置协议，已建立危险废物管理台账。

图 3.1-14　集气站危险废物贮存库

（6）生态环境影响分析及保护措施。

①井场：一期项目实际建设的 21 座标准化井场，井场周边设置钢围栏，地面采用原土夯实，井场围墙外采取自然恢复及人工绿化方式进行生态恢复。

②集气站：一期项目建设 1 座集气站，集气站内进行了硬化，站内外边坡设置有护坡，站外采取自然恢复及人工恢复方式进行生态恢复，人工播撒当地优势植被。

③集气管线：一期项目集气管线占地以天然牧草地为主，施工过程中按照要求对表层的砾石及土壤进行了单独的存放，施工结束后回填施工区域，并对表面进行压实后使其自然恢复，根据现场调查，集气管线施工区域的地面正在自然恢复中，施工造成的生态影响正在逐步消退。

④道路：一期项目井场进场道路采用路面压实，集气站进场道路采用砾石铺设路面，集气站进场道路两侧修建有排水沟。

⑤其他措施：

A.制定了井场、管线等日常巡线巡检制度，禁止在集输管线沿线附近取土，以避免造成集输管线破坏。

B.开展了宣传教育，强化员工环境保护意识，加强了对井场及集气站的植被等恢复情况的跟踪，管理。

3.1.5.5 现有一期工程存在的主要环境问题及“以新带老”分析

2024 年 10 月一期项目陆续进入建设期，井场及集气增压站于 2024 年 11 月至 2025 年 12 月陆续完成投入试运行。2026 年 2 月启动竣工环境环保验收工作，委托新疆维吾尔自治区环境工程评估中心承担一期项目现场调查及调查报告编制工作，目前项目尚处于验收调查阶段。

一期项目施工中已严格落实《新疆科林思德新能源有限责任公司阜康市白杨河区域煤矿瓦斯治理一期环境影响报告书》及其批复中的要求。施工建设中已按照环评及批复要求采取了控制施工区域，避让植被较多的区域，对井场永久性占地进行砾石铺垫，施工土方全部用于管沟回填和场地、道路平整，未随意堆放，施工过程中进行了定期洒水抑尘。

因此，一期工程不存在与三期项目（本项目）有关的原有污染及主要环境问题。

3.1.6 阜康市白杨河区域煤矿瓦斯治理二期项目概况

2025 年 7 月，新疆科林思德新能源有限责任公司委托新疆天辰环境技术有限公司编制完成《阜康市白杨河区域煤矿瓦斯治理二期环境影响报告书》，2025 年 8 月 27 日新疆维吾尔自治区生态环境厅以新环审〔2025〕199 号予以批复。二期项目于 2025 年 9 月至 2025 年 12 月陆续完成投入试运行，2026 年 2 月启动竣工环境环保验收工作，委托新疆维吾尔自治区环境工程评估中心承担二期项目一阶段现场调查及调查报告编制工作，目前项目尚处于验收调查阶段。

3.1.6.1 二期项目基本情况

项目名称：新疆阜康市白杨河区域煤矿瓦斯治理二期项目；

建设单位：新疆科林思德新能源有限责任公司；

建设性质：新建；

项目投资：二期项目总投资 122763 万元，其中环境保护投资 2260 万元，占总

投资的 1.84%；截止验收二期项目一阶段井场及集气管线总投资 46500 万元，其中环境保护投资 1739 万元，占总投资的 3.7%。

工作制度：二期项目年连续运行 330d，年运行小时数 7920h；

劳动定员：无人值守，定期巡检；

产能规模：设计 1.43 亿 m^3/a，截至目前二期项目一阶段产能 0.02139 亿 m^3/a。

3.1.6.2 二期项目建设内容及项目组成

建设内容：根据设计二期项目共涉及 16 座井场，其中利用一期的 6 座井场（同 1 个工作范围），新建 10 座标准化井场，共设置 81 口钻井、集气管线 25km。二期项目属于滚动开发建设，目前项目一阶段已建成标准化井场 7 座、钻井 31 口、集气管线 12.1km，上述建构筑物于 2025 年 9 月至 2025 年 12 月陆续投入试运行。

2026 年 2 月启动竣工环境环保验收工作，委托新疆维吾尔自治区环境工程评估中心承担二期项目一阶段现场调查及调查报告编制工作，目前项目尚处于验收调查阶段。

二期项目主要建设内容包括主体工程、辅助工程、公用工程、环保工程、储运工程及依托工程等。项目对比原环评主要建设内容见表 3.1-10。

表 3.1-10 二期项目主要建设内容一览表

工程分类			二期项目环评设计建设内容		二期项目一阶段实际建设内容	备注
主体工程	钻前工程		1 个井场布置 1 座施工营地，均位于井场永久占地范围内；依托的 6 座井场依托其施工营地；新建的 10 座井场各新建 1 座施工营地。		依托区域已布置的施工营地，二期项目一阶段已建设 7 座井场	二期项目属于滚动开发建设，目前项目一阶段井场数量 7 座。本项目三期依托二期 FK61、FK66、KF70、KF71 四座在建井场，井场尚未完成竣工环保验收
	钻井工程	钻井数量及井型	建设水平井 50 口、定向井 20 口、直井 11 口；共计 81 口。		一阶段已建设水平井 15 口、定向井 16 口，共计 31 口。	二期项目属于滚动开发建设，目前项目一阶段钻井 31 口座
		井深	钻井深度 1300m～3150m		钻井深度 1067m～2937m	实际情况调整
		井身结构	二开井。钻头程序：Φ311.1mm×一开井深+Φ215.9mm×二开井深。		均为二开井	一致
		钻井液体系	密度 1.05～1.10g/cm^3，主要成分：6%～8%坂土＋0.2%～0.4%Na2CO3+0.2%～0.4%CMC+重晶石		密度 1.05～1.10g/cm^3，主要成分：6%～8%坂土＋0.2%～0.4%Na2CO3+0.2%～0.4%CMC+重晶石	一致
		标准化井场	新建标准化井场 10 座。井场内有井口区、采出水防渗排采池、放空区（1 根管径 DN80、高 10m 事故气体燃烧火炬）、修井区及低压配电站。		一阶段已建设标准化井场 7 座。井场内有井口区、采出水防渗排采池、放空区（1 根管径 DN80、高 10m 事故气体燃烧火炬）、修井区及低压配电站。	二期项目属于滚动开发建设，目前项目一阶段井场数量 7 座
		钻井周期	单井钻井周期为 30 天。		单井钻井周期为 30 天~50 天。	实际情况调整
	储层改造工程	储层改造工艺	水压裂工艺		水压裂工艺	一致
		射孔工艺	电缆输送射孔工艺或泵送桥塞射孔联作工艺。		电缆输送射孔工艺或泵送桥塞射孔联作工艺。	一致
		压裂方案	压裂煤层	压裂煤层 39-1、39-2、41、42；单井压裂周期 10 天。	压裂煤层 39-1、39-2、41、42；单井压裂周期 10 天左右。	一致

工程分类			二期项目环评设计建设内容		二期项目一阶段实际建设内容	备注
			压裂液	主要成分：1%的 KCl,含石英砂量约 12.5%。	1%的 KCl,含石英砂量约 12.5%。	一致
			压裂设备	泵车：排量 5-12m³/min(45MPa)；混砂车供液能力达到 20m³/min；砂罐 100m³；储水罐 2600m³。	泵车：排量 5-12m³/min(45MPa)	一致
	集输工程	集气管线	长度约 25km，采用柔性复合输气管；管径 150mm、250mm，设计压力为 0.4MPa，设计温度为 20℃。		长度约 12.1km，采用柔性复合输气管；管径 150mm、250mm，设计压力为 0.4MPa，设计温度为 20℃。	二期项目属于滚动开发建设，目前项目一阶段集气管线长度 12.1km
辅助工程	道路		依托部分现有道路，同时新建 8 段钻前道路，长 8500m，路基宽约 6.72m，采用砂石路面。		依托部分现有道路，新增道路 5.3km 路基宽约 4m，采用砂石路面，	二期项目属于滚动开发建设，目前项目一阶段新增道路 5.3km
	生活办公区		无人值守，定期巡检，不设置生活办公区。		无人值守，定期巡检，不设置生活办公区。	一致
公用工程	供水		生产用水、生活用水及其他用水水源由新疆昌源水务集团阜康供水有限责任公司提供。		生产用水、生活用水及其他用水水源由新疆昌源水务集团阜康供水有限责任公司提供。	一致
	排水		标准化井场采出水排入标准化井场内防渗排采池（1 井式井场设置 1 座 60m³ 排采池、2～5 井式井场设置 2 座 60m³ 排采池、6～8 井场设置 4 座 60m³ 排采池）暂存，定期拉运至阜康市东部城区污水处理厂处理；		标准化井场采出水排入标准化井场内防渗排采池排采池容积 81.26m³~360m³	根据实际情况调整
	供电		本项目井场供电电源依托高远 110kV 变电站，高远 110kV 站内有 110/35kV 两台，一台容量为 63MVA，另一台容量为 50MVA，可满足本项目用电需求。新建 10kv 架空线路 10km，共计设置 200 根杆塔。		井场供电电源依托高远 110kV 变电站，高 110kV 站内有 110/35kV 两台，每个井场配件一台干式变压器	根据实际情况调整
	供热		本项目井场采用无人值守，定期巡检的方式，自动化运行。项目区内不设置居住生活区，集气管道采用电伴热。		本项目井场采用无人值守，定期巡检的方式，自动化运行。项目区内不设置居住生活区，集气管道采用电伴热。	一致
环保	废气		①正常工况下为无组织烃类气体排放。 ②非正常工况下标准化井场事故、检修时通过 1 根管径 DN80、高 10m 事故气体燃烧火炬燃烧排放煤层气。		①正常工况下为无组织烃类气体排放。 ②非正常工况下标准化井场事故、检修时通过 1 根管径 DN80、高 10m 事故气体燃	无

工程分类			二期项目环评设计建设内容	二期项目一阶段实际建设内容	备注
工程				烧火炬燃烧排放煤层气。	
	废水	施工期	①钻井废水：经固液分离后循环使用；完井后拉运至下一井场钻井使用；施工末期不能循环使用时拉运至阜康市东部城区污水处理厂处理。 ②压裂返排液：依托区域返排液防渗收集池，收集的压裂返排液回用于下一井配置压裂液使用，施工末期，压裂返排液不能循环利用时，送入阜康市东部城区污水处理厂处理达标后外排。 ③生活污水：配备移动式环保厕所收集生活污水，定期由吸污车拉运至污水处理厂处置。	①钻井废水：经固液分离后循环使用；完井后拉运至下一井场钻井使用。 ②压裂返排液：压裂现场配置返排液防渗收集池，收集的压裂返排液回用于下一井配置压裂液使用。 ③生活污水：配备移动式环保厕所收集生活污水，定期由吸污车拉运至污水处理厂处置。	无
		运营期	通过各标准化井场内设置防渗排采池（1 井式井场设置 1 座 60m^3 排采池、2～5 井式井场设置 2 座 60m^3 排采池、6～8 井场设置 4 座 60m^3 排采池）暂存，拉运至阜康市东部城区污水处理厂处理，定期拉运至阜康市东部城区污水处理厂处理。	采出水：标准化井场内设置有 1 个防渗排采池暂存，容积 81.26m^3~360m^3，定期转运至就近的排采水暂存综合利用。	措施变化，采出水综合利用
	噪声		选用低噪声设备；压缩机、提升泵等设备置于厂房内，设备基础减震；空冷器安装消声器和消声导风筒；事故气体燃烧火炬安装消声装置	选用低噪声设备；压缩机、提升泵等设备置于厂房内，设备基础减震；空冷器安装消声器和消声导风筒；事故气体燃烧火炬安装消声装置。	无
	固体废物	施工期	①土石方：作业区域内平整使用； ②建筑垃圾：部分回收利用，剩余废料运至阜康市建筑垃圾填埋场处置。 ③钻井泥浆、岩屑：经标准化井场不落地系统采用振动筛、除砂器、除泥器、离心机四级实现固液分离，分离出的液相进入废水收集罐，用于钻井液配制；分离出岩屑暂存于防渗暂存池，采用加石灰法固化后经检测满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》(DB65/T3997-2017)中污染物限值要求后用于井场铺垫、矿区内部道路铺设。 ④废振动筛：由施工单位更换收集，交由废旧物资回收单位	①土石方：作业区域内平整使用； ②建筑垃圾：部分回收利用，剩余废料运至阜康市建筑垃圾填埋场处置。 ③钻井泥浆、岩屑：钻井泥浆优先循环利用，岩屑经固液分离设施分离后采用加石灰法固化后经检测满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》(DB65/T3997-2017)中污染物限值要求后用于井场铺垫、矿区内部道路铺设，以及矿坑回填。	措施优化，钻井泥浆、岩屑综合利用，剩余部分满足要求后用于井场铺垫、矿区内部道路铺设，以及矿坑回填。

工程分类			二期项目环评设计建设内容	二期项目一阶段实际建设内容	备注
			回收处置。 ⑤废防渗膜：拆除后由施工单位收集，交由废旧物资回收单位回收处置，如防渗膜沾染油污，则按照危险废物管理，交由有危险废物处理资质单位处理。 ⑥废矿物油及含油废物：各标准化井场施工场地设置临时贮存点（可移动撬装危废贮存点），废矿物油密闭收集，交由有危险废物处理资质单位处置。	④废振动筛：由施工单位更换收集，交由废旧物资回收单位回收处置。 ⑤废防渗膜：拆除后由施工单位收集，交由废旧物资回收单位回收处置，如防渗膜沾染油污，则按照危险废物管理，交由有危险废物处理资质单位处理。 ⑥废矿物油及含油废物：各标准化井场施工场地设置临时贮存点，废矿物油密闭收集，交由有危险废物处理资质单位处置。	
		运营期	采气井设备产生废机油、废机油桶通过密闭收集并暂存于八区一号集气增压站已建成的危废暂存间暂存后一起委托有资质单位处置。	各井场及集气站产生的废机油、废机油桶等依托集气增压站内设有危险废物贮存库	/
	生态		井场围栏内碎石硬化，围栏外采用种植树木+播撒草籽生态恢复方式；道路两侧种植行道树或播撒草籽绿化，路面压实或采取其他硬化方式。	标准化井场围栏内地面进行了碎石硬化，集气站内地面进行了硬化处理，井场周围已开展了人工植被恢复工作，周围生态环境逐步恢复	/
依托工程	八区一号集气增压站		八区一号集气增压站目前设计规模 $48\times10^4m^3/d$，最大弹性操作能力 $60\times10^4m^3/d$，目前该集气增压站接入气量偏少，预测气量与实际气量相差较大，剩余规模二期（预计最大产气量 $34.85m^3/d$）可接入。	已建设，已开展竣工环境保护验收工作	/
	阜康增压脱水站		阜康一号增压脱碳脱水站设计规模 $48\times10^4m^3/d$，最大处理能力 $60\times10^4m^3/d$，年运行时间 8000h。阜康一号增压脱碳脱水站进站压力为 1.0MPag，出站压力为 2.5MPag。阜康一号增压脱碳脱水站一期现接收产能约 5 万方/天，剩余规模二期（预计最大产气量 $34.85m^3/d$）可接入。	阜康增压脱水站已建成，属于阜康区块煤层气开发项目（一期工程），已开展竣工环境保护验收工作	/
	晋源接收站		晋源接收站主要从中石油管网彩乌线下载天然气，天然气在厂内的主要功能为充装、LNG 液化和管输下游用户端。站内目前未设置脱水、脱碳等处理设备，仅接收处理后的净化天然气。目前 D813 管线设计压力为 2.5MPa，目前运行压力	已建设，已完成验收	晋源接收站纳入《关于对阜康市产业园燃气管网项目环境影响报告表的批复》范围

工程分类		二期项目环评设计建设内容	二期项目一阶段实际建设内容	备注
		1.9~2.0MPa，运行气量在 24 万～34×$10^4$$m^3$/d，下游客户主要是液化工厂和 CNG 子母站。D377 管线运行压力 0.85MPa，运行气量在 45 万～62×$10^4$$m^3$/d，下游客户主要是工业用户和民用客户。		（阜环函〔2017〕107 号），2018 年 3 月 24 日通过竣工环境保护验收

3.1.6.3 二期项目占地情况

根据现场核查及验收调查资料，二期项目至验收调查阶段，二期项目一阶段实际建设用地 16hm^2，包括井场用地、集气管线用地、道路用地等。二期项目一阶段占地不涉及基本农田，工程建设实际占地面积、占地类型情况见下表。

表 3.1-11 二期项目一阶段实际工程占地面积及占地类型

序号	指标名称	单位	二期设计指标 hm^2	二期项目一阶段实际用地 hm^2	用地变化 hm^2	占地类型
1	井场	m^2	9.6	3.03	-6.57	永久占地（天然牧草地、采矿用地）
2	集气管线	m^2	23.1745	4.85	-18.3245	临时占地（天然牧草地、采矿用地）
3	供电设施	m^2	8.044	6	-2.044	临时占地（天然牧草地、采矿用地）
4	道路	m^2	5.7119	2.12	-3.5919	临时用地（天然牧草地、采矿用地、其他草地）
合计		m^2	46.5304	16		

（1）临时占地

临时用地环评阶段临时用地面积约 36.9304hm^2，占地类型为以天然牧草地为主，还包括采矿用地、其他草地、采矿用地等。二期一阶段实际临时占地面积约 12.97m^2，较环评时期减少 23.9604m^2。临时占地主要包括管线、道路施工、施工开挖土方堆场、管道安装场所、堆管场、施工便道等，占地类型主要为占地类型均包括天然牧草地、其他草地、采矿用地等，其中天然牧草地的占比较大，因二期一阶段只涉及 7 座井场，因此占地面积均小于环评期间的设计占地面积，施工区域的临时用地区域，正在逐步恢复原有生态环境。

（2）永久占地

永久占地主要是井场、管线三桩及警示牌占地等，二期项目环评阶段永久占地面积为 9.6hm^2。根据调查，二期一阶段实际占地面积为 3.03m^2，占地面积减少 6.57m^2，主要是由于标准化井场的数量减少。二期一阶段井场内部地面生产区域采用砾石敷设，以减少水土流失，占用天然牧草地按照要求进行了补偿。

3.1.6.4 二期项目环境影响回顾

《新疆科林思德新能源有限责任公司阜康市白杨河区域煤矿瓦斯治理二期建设项目》（以下简称“二期项目”）于 2026 年 2 月启动竣工环境环保验收工作，委托

新疆维吾尔自治区环境工程评估中心承担二期项目一阶段现场调查及调查报告编制工作，目前项目尚处于验收调查阶段。

根据项目建设进度、环保工程实际情况并结合二期项目一阶段环评报告及批复、验收进行回顾分析。

（1）废气环境影响分析及保护措施

①施工期

根据环评文件及批复文件可知，施工期废气主要为施工扬尘、钻井柴油机废气、井场测试放喷燃烧废气和施工车辆尾气。

A.施工扬尘

施工扬尘污染主要发生在管沟、基坑开挖及基础处理、材料运输和土方回填以及开辟施工场地、建筑材料的堆放和搬运、建筑垃圾的清运及车辆运输道路扬尘。

根据收集的资料建设单位在施工过程中，建筑材料定点堆放，运输沙土、水泥、土方的车辆采取加盖篷布等防尘措施，防止物料沿途抛撒导致二次扬尘；临时弃土堆放场所苫盖篷布，定期洒水抑尘等措施。

B.钻井柴油机废气

钻井施工机械废气一般影响范围仅局限于钻井架周围较小范围内，根据收集的资料建设单位采用高效节能环保型柴油机以及含硫量低优质的柴油，并定期对柴油发电机进行维护，减少污染物的排放。同时，钻井作业的柴油机为流动废气污染源，非同时同地进行，随着钻井工程的结束，柴油机废气的污染逐步消失。

C.井场测试放喷燃烧废气

二期项目一阶段施工期井场测试时产生的放空气引至放散系统，燃烧后排放，钻井中出现可燃气产出时，立即采取井喷措施，并把产生的致密气引入放散系统燃烧后排放。

D.汽车尾气

二期项目一阶段施工期运输建筑材料及机械设备的车辆较多，多为大动力柴油发动机。施工汽车尾气影响范围主要在道路沿线两侧 50m 范围。根据调查，施工单位在施工过程中按照施工合同要求选用符合国家要求的施工机械，施工过程中对施

工机械及运输车辆进行维护和保养。

②运营期

二期项目一阶段运营期废气主要来自井场、集气站等集输过程产生的烃类气体，根据废气的产生源，主要采用的措施如下：

（1）井场采出的致密气通过密闭管道输送至集气站，采用可靠性高的设备、密封性能好的阀门。

（2）各井场气井井口、集输管线及致密气处理等环节加强密闭性，尽可能减少跑冒滴漏。

集气站、各井场检修或事故放空时排放的烃类气体引至放散处置。二期项目一阶段评价范围内均无学校、医院、居民点等环境敏感目标。

（2）废水环境影响分析及保护措施

①施工期

根据调查，二期项目一阶段施工期废水主要为钻井废水、压裂废水、管道试压废水和生活污水。

A.钻井废水

钻井废水经井场经固液分离后用于配置钻井泥浆，剩余部分拉运至下一井场循环利用，不外排。

B.压裂废水

井场压裂废水收集至就近的返排液防渗收集池，收集的压裂返排液回用于下一井配置压裂液使用，施工期间无废水外排。

C.生活污水

二期项目一阶段钻井、地面工程施工阶段配套建设施工营地，营地内布设移动式环保厕所对生活污水进行收集。收集的污水定期由吸污车拉运至污水处理厂处置。

②运营期

运营期二期项目一阶段正常运营期间，井场采用无人值守，因此无生活污水产生。生产废水污染源主要为井场产生的排采废水。

根据调查，二期项目一阶段实际建设的 7 个标准化井场生产过程中均产生排采

水，各井场排采水量有所不同，各标准化井场内均设置防渗排采池暂存，根据各井场的排采水收集情况，由排采水转运车倒运至就近的储水池进行暂存后用于其他井场的压裂工段用水。

根据现场调查，各井场的排采水实现有效收集，井场内未发生排采水散排现象。

（3）地下水、土壤环境影响及措施落实情况

①施工期

根据现场调查，建设单位在施工期基本落实了环评及批复要求的地下水污染防治与保护措施，主要有：

A.钻井作业中，选用优质膨润土钻井液，在钻至目的煤层时改用清水钻进至终井，大大减轻钻井液漏失对地下含水层的污染影响。

B.钻井过程中选用环境友好的压裂液，且压裂液集中配置，按需配送。

C.钻井废水排入泥浆池经处理后循环利用，不外排，泥浆池等区域采取了防渗措施，避免污水渗漏对地下水环境的污染。

D.钻井过程中产生的废弃泥浆、岩屑一同存放在井场防渗泥浆池内，钻井结束后送至克拉玛依市地质工程有限责任公司、新疆瑞发环保科技有限公司处置。

E.在固井、下套管时严格按照操作规范进行作业，以防因固井质量问题或套管破裂、报废等原因使泥浆废水窜入含水层而污染地下水；气井采取套管防护、水泥浆固井封堵，确保钻井过程不会影响到含水层。

F.井场施工期柴油储罐、压裂返排液软体罐、泥浆池等均进行防渗，底部铺设有 HDPE 防渗膜。

G.井场施工期间施工机械区域铺设防渗布，避免施工过程中跑冒滴漏等现场的发生污染土壤及地下水环境。

②运营期

根据调查：二期项目一阶段运营期地下水污染防治措施主要包括：

A.分区防渗：井场、集气站进行分区防渗，其中井场的排采水池采用防渗膜（600g/m² 长丝无纺土工布+2mmHDPE 膜+600g/m² 长丝无纺土工布）进行防渗；集气站危险废物贮存库采用人工防渗措施，采用 2mm 厚聚氯乙烯，集气站废水收集设

施采用钢制罐体。

B.跟踪监测：建设单位目前已向属地水利部门申请设置地下水监测井，验收期间，地下水监测井建设方案已确定，拟实施中，实施后定期对地下水进行监测，并对数据进行汇总分析。

C.加强管理：定期巡检污染区，及时处理发现泄漏源及泄漏物；建立地下水污染应急处理方案，发现污染问题后能得到有效处理。

（4）噪声环境影响分析及保护措施

①施工期

根据调查，施工期噪声源主要包括施工期使用的钻机、柴油发电机、泥浆泵、挖掘机、推土机等，建设单位在施工期采取了以下噪声防治措施：

A.选用了低噪声机械设备或自带隔声、消声的设备，降低设备声级；同时做好施工机械的维护和保养，有效降低机械设备运转的噪声源强；

B.合理安排施工作业时间，合理安排强噪声施工机械的工作频次，合理调配车辆来往行车密度，尽量避开附近村民休息时间，定期对运输车辆进行维修和养护；

井场各种管材轻拿轻放，减少撞击性噪声。做好劳动保护工作，为强噪声源周围的施工机械操作人员配备耳塞或耳罩等必要的劳动防护用品。

②运营期

各井场及集气站噪声源采用的措施如下：

A.合理布置噪声源，噪声较大的压缩机位于设施内进行隔声。

B.泵类等选用低噪声设备，并采取了基础减振等措施。

C.设备与管道直接的连接采用柔性连接。运营期对设备采取基础减振措施，选用低噪声设备。

（5）固体废物环境影响分析及保护措施

①施工期

A.钻井岩屑、钻井泥浆

根据调查，建设期每个井场均配套有防渗泥浆池，钻井泥浆岩屑经压滤后，经监测符合要求后，定期委托陕西百华盛建设工程有限公司阜康分公司拉运，送新疆

瑞发环保科技有限公司处置，验收期间根据资料查询，新疆瑞发环保科技有限公司已取得排污许可证。

B.废机油、废防渗材料

根据调查，施工期建设单位在每个井场设置一个临时危废暂存间，废机油和废防渗材料暂存于临时危废暂存间内，定期交由新疆鼎瑞环保科技有限公司处置。

C.土石方

根据调查，二期项目一阶段施工期站场、管线产生的多余土石方首先在占地范围内回填，剩余部分用于集气站道路、井场道路、施工便道的回填土方，施工期内土石方平衡，无弃土。

D.生活垃圾

根据调查，二期项目一阶段施工期各井场设生活垃圾收集桶，施工人员生活垃圾袋装集中统一收集，送当地环卫部门集中清运处置。

②运营期

二期项目一阶段运营期产生的固体废物主要有废润滑油、废油桶、集气增压站过滤分离器橇更换废滤芯等。验收调查期间，项目固体废物产生量及处置情况见下表。

表 3.1-12　二期项目一阶段固体废物产生及处置情况一览表

名称	环评报告		验收期间调查	
	产生量	处置措施	产生量（t/a）	处置措施
废机油	2.3t	井场收集后，在集气站危险废物贮存库统一存放，委托资质单位处置。	0.77	井场收集后，在集气站危险废物贮存库统一存放，委托资质单位处置。
废油桶	0.26t			

二期项目一阶段危险废物主要来自设备的检修期间，依托一期建设的集气站内 1 座危废贮存库，用于储存废机油、废油桶，已签订危险废物处置协议，已建立危险废物管理台账。

图 3.1-15　集气站危险废物暂贮存库

（6）生态环境影响分析及保护措施。

①井场：一期项目实际建设的 21 座标准化井场，井场周边设置钢围栏，地面采用原土夯实，井场围墙外采取自然恢复及人工绿化方式进行生态恢复。

②集气站：一期项目建设 1 座集气站，集气站内进行了硬化，站内外边坡设置有护坡，站外采取自然恢复及人工恢复方式进行生态恢复，人工播撒当地优势植被。

③集气管线：一期项目集气管线占地以天然牧草地为主，施工过程中按照要求对表层的砾石及土壤进行了单独的存放，施工结束后回填施工区域，并对表面进行压实后使其自然恢复，根据现场调查，集气管线施工区域的地面正在自然恢复中，施工造成的生态影响正在逐步消退。

④道路：一期项目井场进场道路采用路面压实，集气站进场道路采用砾石铺设路面，集气站进场道路两侧修建有排水沟。

⑤其他措施：

A.制定了井场、管线等日常巡线巡检制度，禁止在集输管线沿线附近取土，以避免造成集输管线破坏。

B.开展了宣传教育，强化员工环境保护意识，加强了对井场及集气站的植被等恢复情况的跟踪，管理。

3.1.6.5 现有二期项目存在的主要环境问题及“以新带老”分析

依据二期可研及环评设计内容：二期项目规划合计 16 座井场，其中依托一期既

有井场 6 座、新建标准化井场 10 座，配套钻井 81 口、集气管线总长 25km；项目采用区块滚动分期开发模式。现阶段二期一阶段实际建成标准化井场 7 座、钻井 31 口、集气管线 12.1km，相关井场、井口及集气管线自 2025 年 9 月—12 月分批投入试运行；2026 年 2 月建设单位启动竣工环保验收工作，委托新疆维吾尔自治区环境工程评估中心开展现场踏勘及验收调查报告编制，项目目前处于验收调查阶段，尚未完成竣工环保验收手续。

二期一阶段建设及试运行期间，总体遵照二期环评文件及批复要求落实各项环保措施：优化施工布局、严控扰动范围，尽量避开植被发育优良地段；井场永久占地采用砾石铺垫硬化；施工开挖土石方全部回用至管沟回填、场区及进场道路平整，无外排弃土随意堆存；施工期采取定时洒水抑尘等扬尘防控措施。结合现场踏勘、验收现场核查情况，已投运区块无历史遗留废水、废气、固废重大污染遗留问题。

本项目三期加密井依托二期在建 FK61、FK66、KF70、KF71 四座井场布设，上述井场属于二期剩余在建井场，土建及配套环保设施尚未完工、未投运。结合二期在建工程现状梳理零星环境短板，落实以新带老要求如下：

在建井场生态管控：FK61、FK66、KF70、KF71 井场施工期临时占地边坡、管线施工迹地暂未完成临时植被恢复，依托三期加密井施工同步完善临时占地平整、播撒原生草籽生态修复；

环保设施配套完善：督促二期加快四座依托井场污水暂存池、导流设施施工进度，在三期投产前完成设施建设及验收；

环境管理补全：完善二期在建井场施工环保台账、固废转运台账，同步规范场内分区围挡、无组织逸散管控，相关整改内容纳入二期竣工环保验收核查内容。

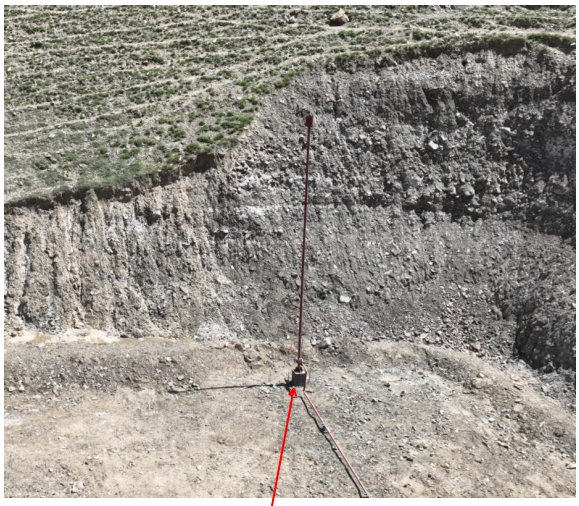
3.1.7 现有项目应急预案

2026 年 4 月，新疆亚新油气有限责任公司对《新疆亚新油气有限责任公司突发环境事件应急预案》进行了修编，目前已提交主管部门进行备案。

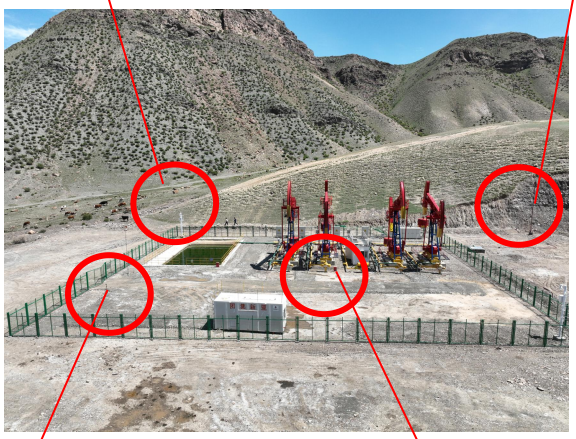
原应急预案于 2023 年 9 月 28 日在昌吉州生态环境局阜康市分局进行了备案。备案号为：652302-2023-077-L，突发环境事件应急预案备案表详见附件 7。

根据现场调查，各井场均设置有消防灭火器等应急设施。

井场监控装置



井场的放散装置



井场内应急设施

静电消除设施

消防设施

图 3.1-16 风险防范措施

3.1.8 现有项目排污登记

新疆亚新油气有限责任公司于2026年3月9日取得固定污染源排污登记回执，登记编号：91652302552427731F002X，见附件8。

3.1.9 本项目与现有项目的衔接

本项目与现有一期、二期项目衔接紧密、统筹衔接性强，具体衔接关系主要体现在选址布局、基础设施、技术工艺、运营管理、生态治理及资源利用等多个方面，详细内容如下：

（1）选址布局衔接：本项目（三期项目）与现有一期、二期项目同属同一作业区域，项目选址、建设范围整体统一，区域开发布局连贯规整，实现了区块资源的集中开发与统筹治理。

（2）基础设施衔接：项目充分依托现有工程配套设施，一期已建成的集气增压站，以及一期、二期配套建设的电力线路、场内道路等公用工程设施，均可在三期项目运营过程中复用，有效减少重复建设，节约工程投资，降低施工建设对区域生态环境的扰动。

（3）技术工艺衔接：本项目延续一期、二期成熟的垂直井瓦斯抽采技术工艺，同时结合区域地质条件及开采需求，探索应用水平井抽采技术完成工艺升级，在保障开采技术稳定可靠的基础上，提升瓦斯抽采效率，实现技术迭代优化。

（4）运营管理衔接：三期项目与一、二期项目执行统一的审批管理标准、环保管控要求及公众参与机制，沿用成熟的项目运营、安全管理、环境管理制度，实现区域项目规范化、一体化管控。

（5）生态治理衔接：区域生态保护工作实行分阶段、持续性治理模式，在一、二期植被恢复基础上，三期项目持续推进区域植被补植恢复工作，同步强化生态环境动态监测，系统性提升区域生态修复成效。

（6）资源利用衔接：本项目接入区域现有瓦斯利用并网设施，依托前期建成的资源化利用配套体系，实现抽采瓦斯的统一收集、集中利用，最大化提升资源利用率。

综上，本项目依托现有工程基础、技术体系、管理模式开展建设，同时结合行

业政策及现场实际情况，动态优化项目设计方案，建立多部门协同协调机制，有效规避项目建设衔接风险。通过新旧项目的统筹衔接、优势互补，可有效实现区域瓦斯治理规模化、高效化、资源化发展目标。

3.2 建设项目概况

3.2.1 项目基本情况

项目名称：新疆亚新油气有限责任公司阜康市白杨河区域煤矿瓦斯治理三期项目；

建设单位：新疆亚新油气有限责任公司；

建设地点：本项目位于昌吉回族自治州阜康市阜康矿区白杨河区域（甘河子镇南 2.9km）。项目区中心地理坐标为东经 88°26′45.643″，北纬 44°2′25.3883″。

建设性质：改扩建；

项目投资：本项目总投资 73872 万元，其中环保投资 1735 万元，占总投资的 2.35%；

占地面积：本项目新增占地面积约 24.083hm^2，其中永久占地面积约 8.9916hm^2；临时占地 15.0914hm^2；

工作制度：本项目年连续运行 330d，实行三班运转，每班工作 8h，年运行小时数 7920h。

劳动定员：无人值守，远程操作，定期巡检的工作制度。

建设周期：本项目为滚动开发，建设周期为 1 年。

3.2.2 建设内容和规模

建设内容及规模：新建及利用现有井场共计 16 座，其中新建 12 座，依托二期已建井场 4 座；规划钻井 75 口，包含 4 口地下注热瓦斯开发井（FQ1-X1～FQ1-X4），配套布设采气井 FQ1-H1，用于收集注热促解吸后的煤层气，其余井均为常规煤层气开发井。新建及利旧集输管线总长 8.15km，其中新建管线约 4.15km，依托二期已建管线 4.0km，管线运行压力≤0.4MPa。项目同步配套建设消防、排水、安防等辅助设施，建成后形成煤层气产能 1 亿 m^3/年。

3.2.3 项目组成

本项目组成包括主体工程、辅助工程、公用工程、环保工程及依托工程等多个方面，见表 3.2-1。

表 3.2-1 本项目组成一览表

工程分类			建设内容		备注
主体工程	钻前工程		1 个井场配套布置 1 座施工营地，本次新建 12 座井场，各新建 1 座施工营地；利旧井场依托现有设施，不再新建营地。		本项目三期依托二期 FK61、FK66、KF70、KF71 四座在建井场，井场尚未完成竣工环保验收。
	钻井工程	钻井数量及井型	新建 75 口井，其中直井、定向井 19 口（含地下注热瓦斯开发井 4 口：FQ1-X1～FQ1-X4）、水平井 56 口（含配套采气井 FQ1-H1）。4 口注热井不参与产气；产气井共 71 口，其中直井、定向井 15 口、水平井 56 口		新建
		井深	本次开发工程布置的钻井深度 1800-3500m		
		井身结构	二直井、定向井二开，钻头程序：Φ311.15mm×一开井深+Φ215.9mm×二开井深。 水平井二开：钻头程序：Φ311.15mm×一开井深+Φ215.9mm×二开井深 水平井三开：钻头程序：Φ374.6mm×一开井深+Φ241.30mm×二开井深+Φ171.40mm×三开井深		
		钻井液体系	直井、定向井钻井液	一开钻井液体系：膨润土钻井液体系配方：水+坂土；密度：1.05-1.10g/cm^3；粘度：40-100s	
				二开钻井液体系：聚合物钻井液体系配方：坂土+纯碱+烧碱+包被剂（抑制剂）+降滤失剂 HJ-3+CMC-HV+护壁封堵剂+润滑剂+封堵剂 WC-1+堵漏剂；密度：1.05-1.25g/cm3；粘度：40-60s。在普通地层用泥浆钻进、煤层段采用低固相聚合物钻井液钻进。性能指标：粘度 40-60s，密度≤1.25g/cm^3，失水量≤5ml，泥饼≤1mm。	
			水平井钻井液	一开钻井液体系：膨润土钻井液体系配方：水+坂土；密度：1.05-1.15g/cm^3；粘度：40-100s	
				二开（直井段、造斜段）钻井液体系：聚合物钻井液体系配方：坂土+纯碱+烧碱+包被剂（抑制剂）+降滤失剂 HJ-3+CMC-HV+护壁封堵剂+润滑剂+封堵剂 WC-1+堵漏剂；密度：1.05-1.25g/cm^3；粘度：40-60s；失水量≤5ml；泥饼≤1mm	
				二开（水平段）钻井液体系：低伤害钻井液体系配方：1%膨润土+0.8%KYZ+2.2%SS-3；密度：1.05-1.20g/cm^3；粘度：40-60s；失水量≤5ml；泥饼≤1mm。	
		标准化井场	建设井场 16 座，其中新建 12 座，利旧二期已建井场 4 座（FK61、FK66、FK70、FK71）。井场配套设施包括：井口区（含计量阀组撬、抽采设备预留空间等）、采出水防渗排采池、排采控制柜、放空区、回车场、风向标等。		

工程分类			建设内容		备注
		钻井周期	水平井平均井深 2500m，单井钻井周期约 25～30 天； 直井平均井深 2100m，单井钻井周期约 15～20 天； 4 口地下注热瓦斯开发井钻井周期参照直井，约 15～20 天。		
	储层改造工程	储层改造工艺	本项目 75 口井中，71 口产气井均采用水力压裂储层改造工艺；4 口注热井（FQ1-X1～X4）不射孔、不压裂、不产气，仅向煤层注入热流体，提高煤层温度、促进瓦斯解吸；配套采气井 FQ1-H1 为水平产气井，实施射孔与水力压裂，采用排水降压工艺，收集并采出注热后解吸的煤层气。		新建
		射孔工艺	水平井采用电缆输送射孔工艺；直井采用油管输送射孔工艺。4 口地下注热瓦斯开发井不实施水力压裂，无需射孔作业，仅下入注热管柱开展井下注热，通过热力作用改善储层温度条件，提高瓦斯解吸效率。		
		压裂方案	压裂煤层	直井针对 39#、41#、42#、44#煤层采用合层压裂工艺，共划分 4 个压裂层段开展施工；结合直井储层地质及施工条件，单井压裂作业周期约 3～4d，包含施工准备、分段压裂及压裂后返排前期准备等全部工序。 水平井针对 39#、41#、42#、44#煤层采用单煤层多层段密切割压裂工艺，单井压裂作业周期约 5～7d，涵盖施工准备、分段压裂施工及压裂后返排前期准备等工序；具体作业时长可根据储层实际渗透率、地层破裂压力等参数动态优化调整。	
			压裂液	主要成分：1%的 KCl，含石英砂量约 12.5%。	
			压裂设备	压裂车、混砂车、砂罐车、储液池（1 个 3000m^3）、储液罐（3 个 50m^3）等	
		井下蒸汽注热方案	通过井下管柱向煤层注入高温蒸汽，由电加热蒸汽发生器制备高温蒸汽，以热力型储层改造方式提升储层温度、降低煤层瓦斯吸附能力、诱发煤岩体热应力并促进煤层微裂隙发育，从而强化瓦斯解吸运移能力，提升瓦斯抽采效率。		
	集输工程	集气管线	新建及利旧集输管线总长 8.15km，其中新建管线约 4.15km，依托二期已建管线 4.0km。		新建
辅助工程	道路		依托部分现有道路。本项目新建 7 段钻前道路，长 6.3km，路基宽约 6.75m。		依托及新建
	生活办公区		无人值守，定期巡检，不设置生活办公区。		/
公用工程	供水		生产用水、生活用水及其他用水水源由新疆昌源水务集团阜康供水有限责任公司提供。		依托
	排水		采出水及作业产生的废洗井液通过各标准化井场内设置防渗排采池（井场新建 18 座 120m^3 排采池）暂存，拉运至阜康市东部城区污水处理厂处理		新建
	供电		八区集气增压站由阜康一号增压脱碳脱水站 35kV 变电站引接 2 回 10kV 架空电力线路供电，导线规格为 JL/G1A-185/25，两回 10kV 架空电力线路总长度约 10km。2 回 10kV 架空线路在并行最远端处设置联络开关，实现环线运行。本项目井口 RTU 采用井场排采橇自带 RTU		依托及新建

工程分类		建设内容		备注
	供热	本项目井场采用无人值守，定期巡检的方式，自动化运行。项目区内不设置居住生活区，集气管道采用电伴热。5 口地下注热瓦斯开发井采用电加热蒸汽发生器制备高温蒸汽		新建
环保工程	废气	正常工况下为无组织烃类气体排放。非正常工况下标准化井场事故、检修时通过 1 根管径 DN80、高 10m 事故气体燃烧火炬燃烧排放煤层气。		新建
	废水	施工期	钻井废水：经井场临时防渗收集池收集、固液分离预处理后，优先循环回用于本井场钻井作业；单井完井后水质尚可的钻井废水拉运至下一井场继续回用。施工后期水质劣化、悬浮物及矿化度超标无法继续循环利用时，密闭拉运至阜康市合规污水处理设施妥善处置，全过程就地防渗收集、无就地外排。 裂返排液：项目所在八区现有防渗镀锌板蓄水池共 20 座，其中 1500m^3 水池 6 座、1000m^3 水池 6 座、500m^3 水池 8 座，全部具备完善防渗能力。本项目不再新建压裂返排液防渗收集设施，直接依托现有蓄水池暂存收集压裂返排液。收集后的压裂返排液优先回用，用于后续井场压裂液配制；施工后期无法继续循环回用的废液，统一输送至阜康市东部城区污水处理厂处置，经处理达标后排放，废液暂存及转运过程与区域周边地表水体无水力连通。 生活污水：井场施工期布设移动式环保厕所集中收集生活污水，产生的生活污水由吸污车定期密闭拉运至阜康市污水处理厂统一处置，井场无生活污水外排。
		运营期	采出水及作业产生的废洗井液通过各标准化井场内设置防渗排采池（井场新建 18 座 120m^3 排采池）暂存，拉运至阜康市东部城区污水处理厂处理
	噪声	选用低噪声设备；压缩机、提升泵等设备置于厂房内，设备基础减震；空冷器安装消声器和消声导风筒；事故气体燃烧火炬安装消声装置		
	固体废物	施工期	土石方：作业区域内平整使用； 建筑垃圾：部分回收利用，剩余废料建议定期由有资质专业的建筑垃圾清运单位按照当地有关要求进行清运。 钻井泥浆、岩屑：经标准化井场固液分离设备处理后，分离出的液相进入液相收集罐，用于钻井液配制；分离出岩屑暂存于防渗暂存池，通过固化处理后经检测满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）中污染物限值要求后用于井场铺垫、矿区内部道路铺设。 废振动筛：由施工单位更换收集，交由废旧物资回收单位回收处置。 废防渗膜：拆除后由施工单位收集，交由废旧物资回收单位回收处置，如防渗膜沾染油污，则按照危险废物管理，交由有危险废物处理资质单位处理。 废矿物油及含油废物：各标准化井场施工场地设置临时贮存点，严格按照《危险废物贮存污染控制标准》（GB 18597-2023）要求建设与管理，贮存点实时贮存量不超过 3t，落实防渗、防风、防

工程分类		建设内容		备注
			雨、防晒、防流失、防扬散等措施，危废密闭盛装、严禁散堆。废矿物油及含油废物密闭收集，交由有相应危险废物类别经营许可证的单位处置。 生活垃圾：定点收集后统一交由环卫部门清运至阜康市生活垃圾填埋场。	
		运营期	废矿物油及含油废物：本项目不新建危废贮存库，井场设置符合《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）要求的危废贮存点，划定固定边界并实施隔离，落实防风、防雨、防晒、防流失、防扬散措施;危废装入专用密闭容器存放，禁止散堆，场地设置防渗防漏设施(渗透系数≤10^{-10}cm/s)，配套规范标识及管理台账。贮存点实时贮存量不超过 3 吨，做到及时清运。危废由具备道路危险货物运输资质的单位采用密闭车辆转运，全程执行危险废物电子转移联单制度，送至阜康市白杨河区域煤矿瓦斯治理一期工程已建成、验收中的 15m^2 危废贮存库（按 GB 18597-2023 建设，本项目投产前完成验收），库内实行分类、分区密闭暂存，暂存期限不超过 1 年；最终委托有相应危险废物类别经营许可证的单位处置。危险废物收集、贮存、运输全过程严格按照《危险废物贮存污染控制标准》(GB18597-2023)《危险废物收集贮存运输技术规范》(HJ2025-2012)管控，危险废物转移严格遵照《危险废物转移联单管理办法》执行。	
		退役期	废弃管道、建筑垃圾：废弃管线维持现状，避免因开挖管线对区域生态环境造成二次破坏，管线内物质应清空干净，并按要求进行吹扫，管线两端使用盲板封堵；建筑垃圾清运至当地建筑垃圾填埋场进行填埋处理。	
依托工程	八区一号集气增压站	八区一号集气增压站设计规模为 48×10^4m^3/d，最大处理能力可达 60×10^4m^3/d		
	阜康一号增压脱碳脱水站	阜康一号增压脱碳脱水站设计规模为 48×10^4m^3/d，最大处理能力可达 60×10^4m^3/d		
	晋源接收站	主要从中石油管网彩乌线下载天然气，天然气在厂内的主要功能为充装、LNG 液化和管输下游用户端。站内目前未设置脱水、脱碳等处理设备，仅接收处理后的净化天然气。目前 D813 管线设计压力为 2.5MPa，目前运行压力超过 1.9～2.0MPa，远期可能提高至 2.3MPa。D377 管线运行压力 0.82MPa，运行气量为 2×10^8m^3/年（60.4×10^4m^3/d）		
	污水处理厂	本项目外送废水依托阜康市东部城区污水处理厂处理，污水处理采用“预处理+生化处理+高级氧化处理+深度处理”工艺，设计处理规模为 2 万 m³/d，现有规模为 10000m³/d，实际处理废水量 1000m³/d，剩余容量 9000m³/d，出水水质满足《城镇污水处理厂污染物排放标准》（GB18918-2002）中的一级 A 标准。		
	危废贮存库	本项目不新建危废贮存库，井场设置符合《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）要求的危废贮存点，划定固定边界并实施隔离，落实防风、防雨、防晒、防流失、防扬散措施;危废装入专用密闭容器存放，禁止散堆，场地设置防渗防漏设施(渗透系数≤10^{-10}cm/s)，配套规范标识及管理台账。贮存点实时贮存量不超过 3 吨，做到及时清运。危废由具备道路危险货物运输资质的单位采用密闭车辆转运，全程执行危险废物电子转移联单制度，送至阜康市白杨河区域煤矿瓦斯治理一期工程已建成、验收中的 15m^2 危废贮存库（按 GB 18597-2023 建设，本项目投产前完成验收），库内实行分		

工程分类		建设内容	备注
		类、分区密闭暂存，暂存期限不超过 1 年；最终委托有相应危险废物类别经营许可证的单位处置。危险废物收集、贮存、运输全过程严格按照《危险废物贮存污染控制标准》(GB18597-2023)《危险废物收集贮存运输技术规范》(HJ2025-2012)管控，危险废物转移严格遵照《危险废物转移联单管理办法》执行。	
	二期 FK61、FK66、KF70、KF71 井场	本项目三期为区块滚动开发加密井，4 口井依托二期在建 FK61、FK66、KF70、KF71 四座丛式井场场内空地布设，属于同井场分期分步建设内容；二期井场地面土建、污水暂存等公用环保设施现阶段同步在建、尚未竣工环保验收。 施工阶段：三期加密井钻井、压裂施工配套自建钻井废水不落地系统、临时防渗池、临时危废贮存点，施工期污染物自行处置，施工建设不依赖二期在建环保设施，可与二期井场土建交叉并行施工。 生产运营阶段：待二期井场全部建成、环保设施完工并通过竣工环保验收后，三期加密井采出水、伴生气统一接入二期井场配套环保设施集中处置；二期井场未完成环保验收前，三期加密井不得转入正式投产。	

3.2.4 产品方案及流向

3.2.4.1 产品方案

本项目产品方案见表 3.2-2。

表 3.2-2 本项目产品方案一览表

产品名称	设计能力	年运行时数
煤层气	1.0 亿 m^3/a	330d

3.2.4.2 产品流向

本项目井场开采的煤层气通过集输管道接入晋源能源首站，可以调配至 CNG 母站，经槽车拉运外销，也可以通过晋源外输管道销往下游沿线居民。

3.2.5 建设地点

3.2.5.1 八区工作区及周边煤炭矿权概况

本项目位于准南煤田阜康矿区白杨河八区块，八区工作区行政区划隶属于新疆昌吉州阜康市，地跨阜康市三工河乡、上户沟乡、甘河子镇管辖范围。区块地理位置明确，位于阜康市城关镇东南方向约 11km、甘河子镇以南约 4km，地处白杨河西岸，西距阜康市区约 40km、距乌鲁木齐市约 100km。工区交通条件便利，北距京新高速 G7 约 9km、距国道 G335 高等级公路约 5km，区域乡镇及煤矿区间均配套简易公路、沙土路连通，可满足项目建设及运维交通需求。区块四至边界清晰，东邻阜康市大黄山煤矿七号井，西以沙沟煤矿勘探西边界为界，整体东西长约 14.47km，南北宽约 5.87km，总工作面积约 63km^2。本项目为煤矿瓦斯治理及煤层气开发工程，属于煤炭资源采动区、遗留区瓦斯综合治理配套项目，工作区整体纳入阜康白杨河煤炭矿权管控范围，与区域煤炭采矿权范围高度叠合，无矿权冲突、无跨界布设情况，八区工作区范围与煤炭矿权范围叠合关系详见附图 15《八区工作区范围与煤炭矿权范围叠合图》。

（1）区域周边煤炭矿山概况

项目所在阜康白杨河八区块隶属于准南煤田重点开采区块，区域煤炭资源赋存稳定、煤层厚度大、瓦斯含量偏高，为区域重点瓦斯治理与煤层气开发核心区域。八区工作区范围内现存 2 个煤炭采矿权、1 个煤炭探矿权，周边煤层矿业权属清晰、

界定明确。其中采矿权分别为阜康市石庄沟煤矿、泉水沟煤矿，矿业权人均为优派能源（新疆）矿业有限公司；煤炭探矿权为阜康市沙沟井田，探矿权人为阜金矿业有限公司。建设单位已与上述全部煤炭矿业权人签订相关协作协议，矿权协作及项目建设合规合法。区块周边主要毗邻阜康市大黄山煤矿七号井等煤炭矿山，区域原有煤炭开采活动形成大量采空区、煤层裂隙，赋存瓦斯储量大、富集条件好，存在一定瓦斯逸散及安全隐患，为本项目地面瓦斯抽采治理、煤层气资源化开发利用提供了良好资源基础与实施必要性。现阶段区域内原有煤矿已逐步停产关停，无在建、在产采掘活动，区域整体以瓦斯综合治理、煤层气清洁能源开发、矿山生态修复为主要发展方向。工作区范围与煤炭矿权对应分布情况详见表 3.2-3，八区工作区拐点坐标详见表 3.2-4，矿权叠合布局详见附图 15。

表 3.2-3 工作区煤炭矿权统计表

序号	矿权名称	证号	面积（km^2）	矿业权人	备注
1	新疆准南煤田阜康市沙沟井田	T65120090401029143	15.46	新疆阜金矿业有限公司	探矿权
2	优派能源（新疆）矿业有限公司阜康市石庄沟煤矿	C650000201011112010540 8	7.16	优派能源（新疆）矿业有限公司	采矿权
3	优派能源（新疆）矿业有限公司阜康市泉水沟煤矿	C650000201011112010540 7	6.62	优派能源（新疆）矿业有限公司	采矿权

（2）白杨河八区工作区整体概况

白杨河八区为阜康白杨河矿区专属煤矿瓦斯综合治理、煤层气开发专项区块，区块边界清晰、面积固定、资源范围明确，整体遵循“统一规划、分期滚动、集约开发”原则，分一期、二期、三期接续分步实施，各期工程同属八区整体开发体系，区位衔接紧密、工程内容互补、配套系统统一，不存在区块交叉重叠、重复建设、范围割裂等问题。

八区工作区整体地形平缓、以荒漠丘间地貌为主，植被覆盖率低，无基本农田、自然保护区、饮用水源保护区等生态敏感目标，开发建设条件良好。区块主要针对原有煤炭采空区及未采煤层开展瓦斯抽采治理，通过地面钻井压裂、排水采气、集

中集输处理的工艺，实现煤矿瓦斯灾害治理、煤层气清洁能源利用、区域生态环境改善的多重目标。

（3）本项目与一、二期工程位置及范围关系

一期、二期、三期工程全域位于白杨河八区矿权及工作区范围内，属于同一区块接续开发工程。其中一期工程为区块基础性示范开发工程，二期为规模化扩容开发工程，三期为区块精细化加密完善工程。本项目三期工程全部依托二期在建 FK61、FK66、KF70、KF71 井场空地布设加密井位，工作区完全嵌套于一、二期已划定八区工作范围之内，与前期工程地理位置紧密衔接、管网路由统一、配套设施共享，属于八区整体瓦斯治理工程的收尾完善部分，不新增区块范围、不突破原有矿权及工作区边界。

3.2.5.2 建设井场及钻井

（1）井场建设

阜康市白杨河区域煤矿瓦斯治理三期项目建设井场 16 座（其中新建 12 座，利用二期 4 座，分别为 FK61、FK66、FK70、FK71）。

（2）钻井

本项目规划钻井 75 口，包括直井、定向井 19 口（含地下注热瓦斯开发井 4 口：FQ1-X1～FQ1-X4）、水平井 56 口（含配套采气井 FQ1-H1），4 口注热井不参与产气，产气井合计 71 口，其中直井、定向井 15 口、水平井 56 口，目的层位为 39#、41#、42#、44#煤。

井场及钻井建设情况见表 3.2-5。

表 3.2-4 井位坐标信息一览表

序号	平台	经度坐标	纬度坐标	井号	稳产期日平均产气量（m^3/d）	井型	平均井深/m	钻探进尺（m）	井身结构
1	FK61（利用二期）	88° 24′ 55.902″	44° 2′ 28.348″	FK61-4L	5890	水平井	2500	40000/37500	二开结构
2				FK61-2X	2665	直井、定向井	2100	29400/52500	二开结构
3				FK61-1X	2665	直井、定向井	2100	29400/52500	二开结构
4				FK61-3X	2665	直井、定向井	2100	29400/52500	二开结构
5				FK61-2L	5890	水平井	2500	40000/37500	二开结构
6	FK6301（新建）	88° 25′ 45.322″	44° 2′ 15.157″	FK6301	2665	直井、定向井	2100	29400/52500	二开结构
7				FK6301-1X	2665	直井、定向井	2100	29400/52500	二开结构
8				FK6301-2X	2665	直井、定向井	2100	29400/52500	二开结构
9				FK6301-1L	5890	水平井	2500	40000/37500	二开结构
10				FK6301-2L	5890	水平井	2500	40000/37500	二开结构
11				FK6301-3L	5890	水平井	2500	40000/37500	二开结构
12				FK6301-4L	5890	水平井	2500	40000/37500	二开结构
13				FK6301-5L	5890	水平井	2500	40000/37500	二开结构
14				FK6301-6L	5890	水平井	2500	40000/37500	二开结构
15				FK6301-10L	5890	水平井	2500	40000/37500	二开结构
16	FK6501（新建）	88° 26′ 36.69240″	44° 2′ 36.51338″	FK6501-1X	2665	直井、定向井	2100	29400/52500	二开结构
17				FK6501-1L	5890	水平井	2500	40000/37500	二开结构
18				FK6501-2L	5890	水平井	2500	40000/37500	二开结构
19				FK6501-3L	5890	水平井	2500	40000/37500	二开结构
20				FK6501-4L	5890	水平井	2500	40000/37500	二开结构
21				FK6501-5L	5890	水平井	2500	40000/37500	二开结构
22				FK6501-6L	5890	水平井	2500	40000/37500	二开结构
23				FK6501-8L	5890	水平井	2500	40000/37500	二开结构
24				FK6501-10L	5890	水平井	2500	40000/37500	二开结构
25				FK6501-13L	5890	水平井	2500	40000/37500	二开结构
26	FK6502（新建）	88° 26′ 46.87109″	44° 2′ 58.33469″	FK6502-1L	5890	水平井	2500	40000/37500	二开结构
27				FK6502-2L	5890	水平井	2500	40000/37500	二开结构
28				FK6502-3L	5890	水平井	2500	40000/37500	二开结构

序号	平台	经度坐标	纬度坐标	井号	稳产期日平均产气量（m^3/d）	井型	平均井深/m	钻探进尺（m）	井身结构
29				FK6502-6L	5890	水平井	2500	40000/37500	二开结构
30	FK6503（新建）	88° 26′ 44.372″	44° 2′ 27.438″	FK6503-1X	2665	直井、定向井	2100	29400/52500	二开结构
31				FK6503-5L	5890	水平井	2500	40000/37500	二开结构
32				FK6503-7L	5890	水平井	2500	40000/37500	二开结构
33				FK6503-8L	5890	水平井	2500	40000/37500	二开结构
34				FK6503-9L	5890	水平井	2500	40000/37500	二开结构
35				FK6503-11L	5890	水平井	2500	40000/37500	二开结构
36	FK66（利用二期）	88° 26′ 55.512″	44° 1′ 58.3362″	FK66-8X	2665	直井、定向井	2100	29400/52500	二开结构
37	FK6801（新建）	88° 27′ 55.639″	44° 2′ 48.767″	FK6801	5890	水平井	2500	40000/37500	二开结构
38				FK6801-1X	2665	直井、定向井	2100	29400/52500	二开结构
39				FK6801-1L	5890	水平井	2500	40000/37500	二开结构
40				FK6801-2L	5890	水平井	2500	40000/37500	二开结构
41				FK6801-3L	5890	水平井	2500	40000/37500	二开结构
42				FK6801-5L	5890	水平井	2500	40000/37500	二开结构
43				FK6801-6L	5890	水平井	2500	40000/37500	二开结构
44				FK6801-7L	5890	水平井	2500	40000/37500	二开结构
45				FK6801-8L	5890	水平井	2500	40000/37500	二开结构
46	FK6802（新建）	88° 27′ 22.856″	44° 2′ 45.022″	FK6802-1L	5890	水平井	2500	40000/37500	二开结构
47				FK6802-2L	5890	水平井	2500	40000/37500	二开结构
48				FK6802-3L	5890	水平井	2500	40000/37500	二开结构
49				FK6802-5L	5890	水平井	2500	40000/37500	二开结构
50				FK6802-6L	5890	水平井	2500	40000/37500	二开结构
51				FK6802-7L	5890	水平井	2500	40000/37500	二开结构
52	FK68（新建）	88° 28′ 19.931″	44° 2′ 36.0321″	FK68-7L	5890	水平井	2500	40000/37500	二开结构
53				FK68-4L	5890	水平井	2500	40000/37500	二开结构
54	FK70（利用二期）	88° 29′ 5.726″	44° 2′ 16.221″	FK70-1X	2665	直井、定向井	2100	29400/52500	二开结构
55				FK70-2X	2665	直井、定向井	2100	29400/52500	二开结构
56				FK70-1L	5890	水平井	2500	40000/37500	二开结构

序号	平台	经度坐标	纬度坐标	井号	稳产期日平均产气量（m^3/d）	井型	平均井深/m	钻探进尺（m）	井身结构
57				FK70-3L	5890	水平井	2500	40000/37500	二开结构
58				FK70-5L	5890	水平井	2500	40000/37500	二开结构
59				FK70-8L	5890	水平井	2500	40000/37500	二开结构
60	FK71（利用二期）	88° 29′ 34.267″	44° 2′ 4.430″	FK71-3X	2665	直井、定向井	2100	29400/52500	二开结构
61	FK72（新建）	88° 30′ 8.599″	44° 1′ 43.816″	FK72-2X	2665	直井、定向井	2100	29400/52500	二开结构
62				FK72-1X	2665	直井、定向井	2100	29400/52500	二开结构
63	FK8301（新建）	88° 25′ 23.501″	44° 3′ 0.418″	FK8301-1L	5890	水平井	2500	40000/37500	二开结构
64				FK8301-2L	5890	水平井	2500	40000/37500	二开结构
65				FK8301-3L	5890	水平井	2500	40000/37500	二开结构
66	FK6201（新建）	88° 25′ 5.640″	44° 2′ 37.940″	FK6201-1L	5890	水平井	2500	40000/37500	二开结构
67				FK6201-2L	5890	水平井	2500	40000/37500	二开结构
68				FK6201-3L	5890	水平井	2500	40000/37500	二开结构
69				FK6201-5L	5890	水平井	2500	40000/37500	二开结构
70				FK6201-6L	5890	水平井	2500	40000/37500	二开结构
71	FQ1-H1（新建）	88° 30′ 29.488″	44° 2′ 30.6498″	FQ1-H1	5890	水平井	2500	40000/37500	二开结构
72	FQ1-X1	88° 30′ 14.077″	44° 2′ 33.468″	FQ1-X1	2665	直井、定向井	2100	29400/52500	二开结构
73	～	88° 30′ 14.524″	44° 2′ 33.398″	FQ1-X2	2665	直井、定向井	2100	29400/52500	二开结构
74	FQ1-X4	88° 30′ 16.267″	44° 2′ 33.051″	FQ1-X3	2665	直井、定向井	2100	29400/52500	二开结构
75	（新建）	88° 30′ 16.669″	44° 2′ 32.948″	FQ1-X4	2665	直井、定向井	2100	29400/52500	二开结构

3.2.6 产能预测

3.2.6.1 单井产能预测

根据设计预测成果：结合阜康矿区瓦斯井试采、八区周边区块瓦斯开发成果，并参考国内同类区块开发经验，综合确定本区块新井单井稳产期日产气量。

三期项目新建 75 口井，其中直井、定向井 19 口（含地下注热瓦斯开发井 4 口：FQ1-X1～FQ1-X4）、水平井 56 口（含配套采气井 FQ1-H1）。4 口注热井不参与产气；产气井共 71 口，其中直井、定向井 15 口、水平井 56 口。

直井、定向井稳产期日产气量 1900～2800m^3/d，按 2600m^3/d 取值；水平井稳产期日产气量 5000～6000m^3/d，按 5890m^3/d 取值。类比矿区现有生产井规律，区块气井达产期 3 年、稳产期 2 年、递减期 9 年。

3.2.6.2 气田新建产能预测

通过数值模拟对气田产能进行预测，三期项目新部署的 75 口井最大产能预计 1.0 亿方/年。常规瓦斯井中的直井、定向井稳产气量按 2600m^3/d 计算、水平井单井稳产期产量按 5890m^3/d 计算，年正常生产按 330d 计算，15 口直井、定向井 14 年累计产气约 12202.25×10^4m^3（表 3.2-6），56 口水平井 14 年累计产气约 800206.18×10^4m^3（表 3.2-7），三期项目新建 75 口井（产气 71 口）14 年累计产气约 81.57 亿方。

表 3.2-5 三期项目新建直井、定向井产量预测表（15 口产气井）

时间（年）	生产井数（口）	产气量（m^3/d）	单井年产气量（m^3）	定向井产气量（×10^4m^3）	累计单井年产气量（×10^4m^3）	定向井累计产气量（×10^4m^3）
2026	15	1160	382800	574.2	38.28	574.20
2027	15	1560	514800	772.2	89.76	1346.40
2028	15	2160	712800	1069.2	161.04	2415.60
2029	15	2665	879450	1319.175	248.985	3734.78
2030	15	2665	879450	1319.175	336.93	5053.95
2031	15	2366	780780	1171.17	415.008	6225.12
2032	15	2130	702900	1054.35	485.298	7279.47
2033	15	1885	622050	933.075	547.503	8212.55
2034	15	1700	561000	841.5	603.603	9054.05
2035	15	1540	508200	762.3	654.423	9816.35
2036	15	1380	455400	683.1	699.963	10499.45
2037	15	1250	412500	618.75	741.213	11118.20
2038	15	1150	379500	569.25	779.163	11687.45

时间（年）	生产井数（口）	产气量（m^3/d）	单井年产气量（m^3）	定向井产气量（$\times10^4m^3$）	累计单井年产气量（$\times10^4m^3$）	定向井累计产气量（$\times10^4m^3$）
2039	15	1040	343200	514.8	813.483	12202.25

表 3.2-6 三期项目新建水平井产量预测表（56 口井）

时间（年）	产气量（m^3/d）	单井年产气量（m^3）	水平井产气量（$\times10^4m^3$）	累计单井年产气量（$\times10^4m^3$）	水平井累计产气量（$\times10^4m^3$）
2026	2050	676500	3788.4	67.65	3788.40
2027	3155	1041150	5830.44	171.77	13407.24
2028	4460	1471800	8242.08	318.95	31268.16
2029	5890	1943700	10884.72	513.32	60013.80
2030	5890	1943700	10884.72	707.69	99644.16
2031	5313	1753290	9818.424	883.01	149092.94
2032	4760	1570800	8796.48	1040.09	207338.21
2033	4260	1405800	7872.48	1180.67	273455.95
2034	3860	1273800	7133.28	1308.05	346706.98
2035	3550	1171500	6560.4	1425.20	426518.40
2036	3250	1072500	6006	1532.45	512335.82
2037	2950	973500	5451.6	1629.80	603604.85
2038	2640	871200	4878.72	1716.92	699752.59
2039	2330	768900	4305.84	1793.81	800206.18

阜康市白杨河区域煤矿瓦斯治理三期项目 75 口钻井投产后，预计最大产能为 1.0 $\times10^8m^3$/年。

3.2.7 煤层气组分及理化性质

本项目开采煤层气为区块原生瓦斯气体，根据 2023 年新疆维吾尔自治区产品质量监督检验研究院对本区域煤层气取样检测结果（附件 9），结合《天然气物性参数规范》及项目煤层气实际特征，分别对煤层气组分、物理化学危险性质进行说明。

3.2.7.1 煤层气组分

区域煤层气主要成分为甲烷，含少量乙烷、丙烷、丁烷、氧气、氮气等组分，不含高浓度有毒有害气体，硫化氢含量极低，气体组分清洁，具体检测数据见下表。

表 3.2-7 区域煤层气组分表

序号	检验项目	单位	检验结果	检验方法
1	甲烷	%（mol/mol）	93.29	GB/T13610-2020
2	乙烷	%（mol/mol）	0.90	

序号	检验项目	单位	检验结果	检验方法
3	丙烷	%（mol/mol）	0.05	
4	正丁烷	%（mol/mol）	0.003	
5	2-甲基丙烷	%（mol/mol）	0.03	
6	正戊烷	%（mol/mol）	≤0.00004	
7	异戊烷	%（mol/mol）	≤0.00004	
8	新戊烷	%（mol/mol）	<0.00004	
9	氢气	%（mol/mol）	<0.00003	
10	氦气	%（mol/mol）	≤0.00005	
11	氧气	%（mol/mol）	0.46	
12	氮气	%（mol/mol）	1.45	
13	硫化氢	%（mol/mol）	<0.001	

3.2.7.2 煤层气理化性质

结合项目煤层气组分特征及《危险化学品安全技术全书》《天然气技术规范》，总结本项目煤层气综合理化、危险特性如下表所示。

综上，本项目煤层气属于低毒、洁净、高热值可燃清洁能源，无高毒组分、无腐蚀性组分，整体环境风险可控，符合区域清洁能源开发利用要求。

表 3.2-8 区域煤层气理化性一览表

序号	项目	性质参数
1	外观与性状	无色、无臭、无味可燃气体
2	主要成分	甲烷（93.29%），少量乙烷、氮气、氧气等
3	相对密度（空气=1）	约 0.55，比空气轻，易向上扩散聚集
4	闪点	-188℃
5	引燃温度	537℃
6	爆炸极限（V/V）	5%～15%
7	溶解性	微溶于水，可溶于乙醇、乙醚
8	危险特性	可燃易爆，泄漏后易形成爆炸性混合气体；无毒、无腐蚀性，微量硫化氢无腐蚀风险
9	燃烧产物	完全燃烧生成二氧化碳和水，无有毒废气
10	毒性	基本无毒，单纯窒息性气体

3.2.8 总平面布置

本项目新建及利用现有井场共计 16 座，其中新建 12 座，依托二期已建井场 4 座；

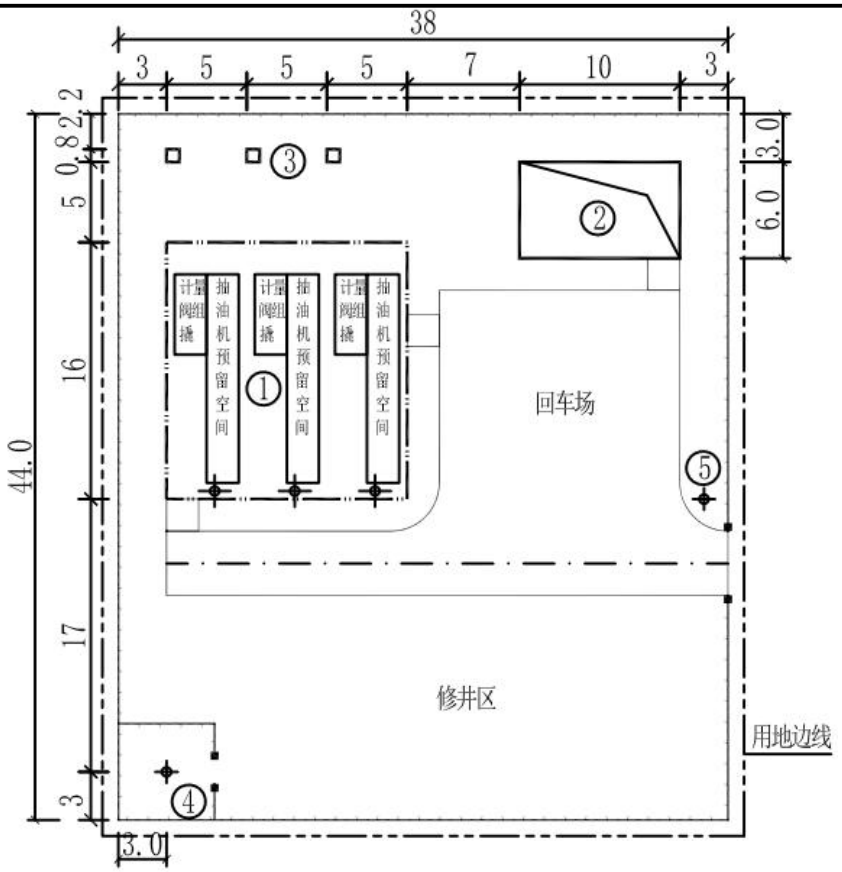
规划钻井 75 口，包含 4 口地下注热瓦斯开发井（FQ1-X1～FQ1-X4），配套布设采气井 FQ1-H1，用于收集注热促解吸后的煤层气，其余井均为常规煤层气开发井。新建及利旧集输管线总长 8.15km，其中新建管线约 4.15km，依托二期已建管线 4.0km。

本项目位于阜康矿区白杨河区块,通过采气管线将各个井组串接最终汇集至八区一号集气增压站，在集气站增压后通过八区集气干线输往晋源一号增压脱碳脱水站。

3.2.8.1 标准化井场平面布置

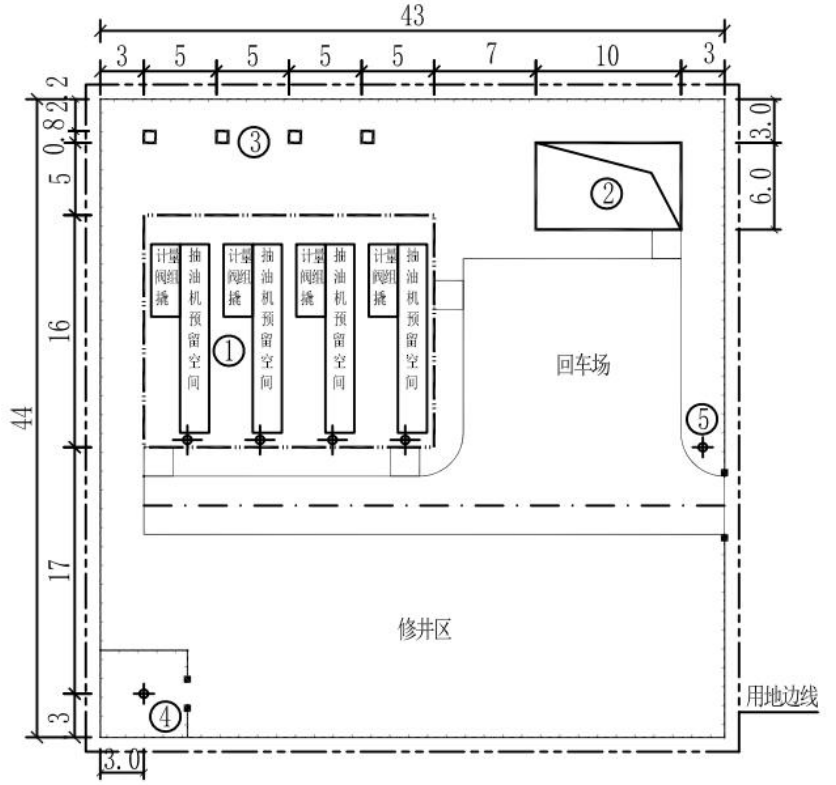
本项目 16 座采气井场（新建 12 座井场，利用二期已建 4 座井场），规划钻井 75 口,包含 4 口地下注热瓦斯开发井(FQ1-X1～FQ1-X4),配套布设采气井 FQ1-H1，用于收集注热促解吸后的煤层气，其余井均为常规煤层气开发井。井场内有井口区、低压配电站、污水池、放空区及修井区，配套电力、自动控制、通信、建筑、结构、总图、防腐、给排水及消防、暖通、机械等辅助公用工程。

本项目各井场位置关系见附图 16，各井场平面布置示意情况见图 3.2-1～图 3.2-6。



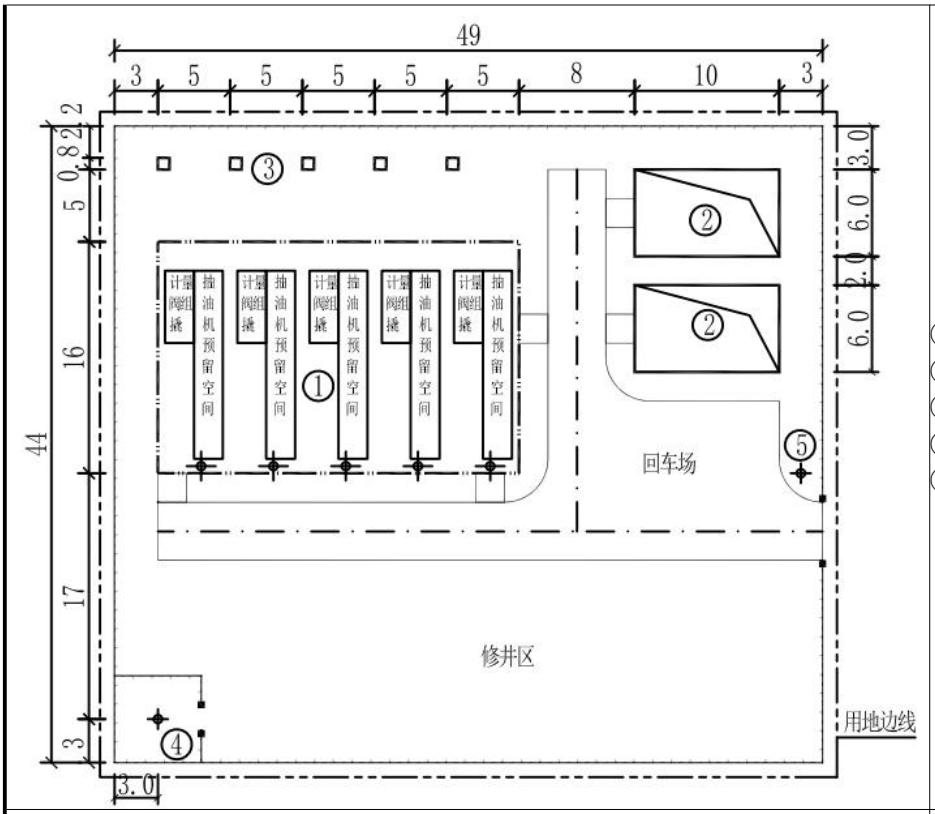
①井口区 240m²
②排采池 120m³1 座
③排采用控制柜 3 座
④放空区 1 座
⑤风向标

图 3.2-1 三井丛式井场总平面布置图



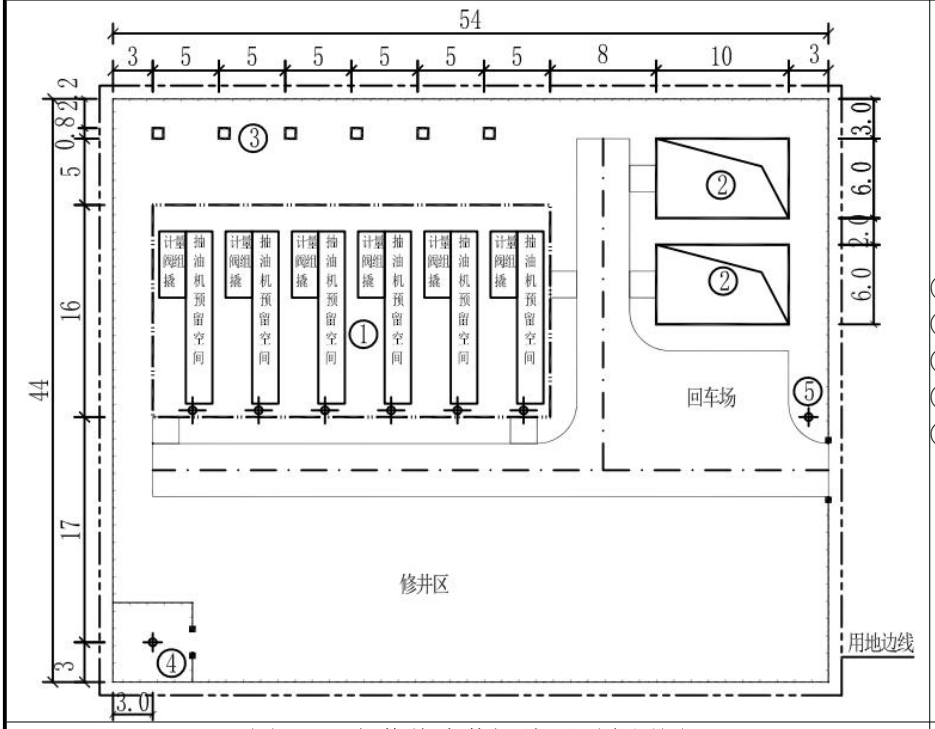
①井口区 320m²
②排采池 120m³1 座
③排采用控制柜 4 座
④放空区 1 座
⑤风向标

图 3.2-2 四井丛式井场总平面布置图



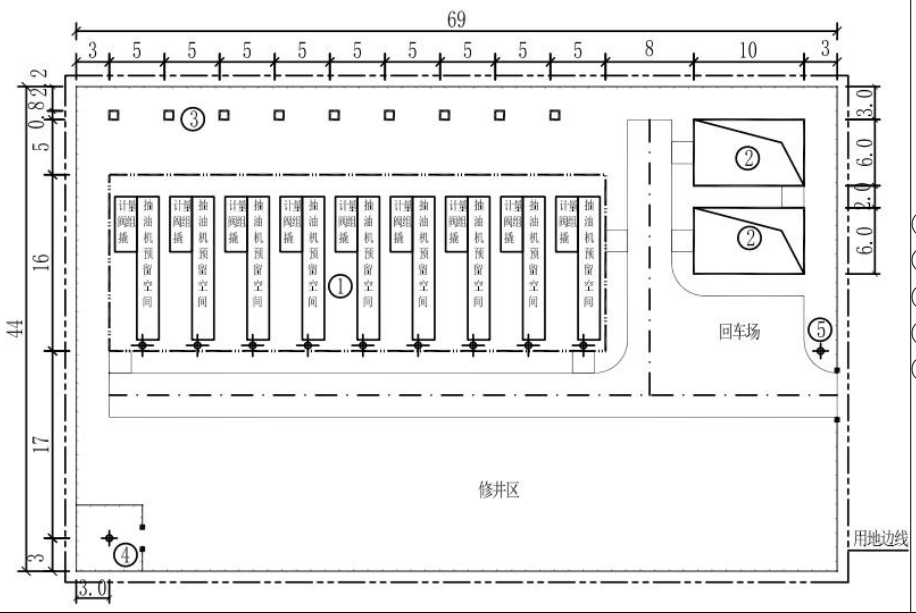
①井口区 320m²
②排采池 2×120m³
③排采用控制柜 5 座
④放空区 1 座
⑤风向标

图 3.2-3 五井丛式井场总平面布置图



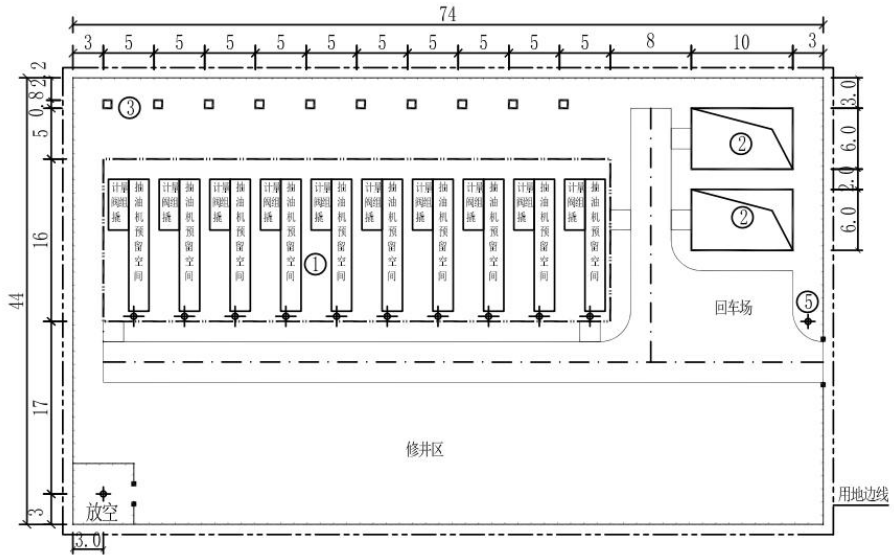
①井口区 480m²
②排采池 2×120m³
③排采用控制柜 6 座
④放空区 1 座
⑤风向标

图 3.2-4 六井丛式井场总平面布置图



①井口区 720m²
②排采池 2×120m³
③排采用控制柜 9 座
④放空区 1 座
⑤风向标

图 3.2-5 九井丛式井场总平面布置图



①井口区 800m²
②排采池 2×120m³
③排采用控制柜 10 座
④放空区 1 座
⑤风向标

图 3.2-6 十井丛式井场总平面布置图

3.2.8.2 钻井部署

本项目新建及利用现有井场共计 16 座，其中新建 12 座，依托一、二期已建井场 4 座；规划钻井 75 口，包括直井、定向井 19 口（含地下注热瓦斯开发井 4 口：FQ1-X1～FQ1-X4）、水平井 56 口（含配套采气井 FQ1-H1），4 口注热井不参与产气，产气井合计 71 口，其中直井、定向井 15 口、水平井 56 口。新建及利旧集输管线总长 8.15km，其中新建管线约 4.15km，依托二期已建管线 4.0km。开发层系以 42#煤为主。开发井网以矩形井网和不规则井网相结合的方式布井，井型以水平井、直井、定向井为主，不同主力煤层水平井开发层间距大于 50m，同一套煤层不同埋深水平井开发，间距不小于 250m。水平井沿垂直裂隙方位布置，井网方位近东西向为主。由于本次开发以深部煤层为主，以往深部瓦斯地质资料较少，故实际布井数量、井型、井位根据最新实钻资料动态调整，以实现经济效益最大化的目标。

3.2.8.3 集气管线布置

根据八区的具体井位的部署、八区集气增压站、阜康增压脱水站的具体位置，结合煤层气井口压力低的特点，该工程选用井间串接的管网走向方式，形成枝状管网，根据整个井位部署具体位置，通过采气管线将各个井组串接最终汇集至北侧的八区 1 号集气增压站，在集气站增压后通过八区集气干线继续往北输往阜康 1 号增压脱水站。本工程八区采用枝状管网分为东、西、南三线进入八区集气增压站。本项目新建及利旧集输管线总长 8.15km，其中新建管线约 4.15km，依托二期已建管线 4.0km。具体见表 3.2-9。

根据三期工程井场布置，八区各井产能接入到八区一号集气增压站增压至 1.3MPa 后输往阜康一号增压脱碳脱水站，在阜康一号增压脱碳脱水站增压至 2.8MPa 进行脱碳、脱水处理，达到二类产品气标准，通过联络线接入到晋源接收站进行调配。

表 3.2-9 本项目采气集输管线情况一览表

干线名称	管线名称	建设性质	起点	终点	气量 万 m^3/d	管径 mm	长度 km	起点压力 MPa	末点压力 MPa	流速 m/s
八区西	FK61 井采气管线	新建	FK61 井	FK62 井支线插入	17995	dn250	0.7	0.119	0.118	3.13~3.18

干线名称	管线名称	建设性质	起点	终点	气量 万 m^3/d	管径 mm	长度 km	起点压力 MPa	末点压力 MPa	流速 m/s
支干线（4 处井台）				点						
	FK6201 井采气管线	新建	FK6201 井	FK62 井支线插入点	17995	dn250	0.1	0.119	0.118	3.13~3.18
	FK8301 井采气管线	新建	FK8301 井	2 井支线插入点	15000	dn250	0.2	0.088	0.088	1.95~1.98
	FK6502 井采气管线	新建	FK6502 井	7 井支线插入点	20000	dn250	0.3	0.0612	0.0611	3.03~3.07
八区东支干线（5 处井台）	FK70 井采气管线	利用二期	FK70 井	东支干线插入点	25330	dn250	1.8	0.168	0.167	3.69~3.75
	FK71 井采气管线	利用二期	FK71 井	FK72 井支线插入点	7995	dn200	0.2	0.167	0.167	1.82~1.85
	FK72 井采气管线	利用二期	FK72 井	FK71 井支线插入点	7995	dn200	1.1	0.167	0.167	1.82~1.85
	FQ1-X1~X4 井采气管线	新建	FQ1-X1~X4 井	东支干线插入点	20000	dn250	0.3	0.162	0.162	1.66~1.68
	FQ1-H1 井采气管线	新建	FQ1-H1 井	东支干线插入点	3000	dn160	0.3	0.161	0.161	1.11~1.12
八区南支干线（8 处井台）	FK6301 井采气管线	新建	FK6301 井	FK801 井插入点	42995	dn355	0.1	0.168	0.167	3.07~3.09
	FK6501 井采气管线	新建	FK6501 井	南支干线插入点	47665	dn355	0.1	0.167	0.167	3.42~3.46
	FK66 井采气管线	利用二期	FK66 井	FK79 井插入点	2665	dn160	0.9	0.162	0.162	1.22~1.23
	FK6503 井采气管线	新建	FK6503 井	FK79 井插入点	27665	dn160	0.1	0.161	0.161	9.71~9.83
	FK68 井采气管线	新建	FK68 井	FK6801 井插入点	30000	dn160	0.94	0.161	0.161	9.07~9.40
	FK6801 井采气管线	新建	FK6801 井	FK68 井支线插入点	40330	dn160	1	0.161	0.161	5.10~5.19
	FK6802 井采气管线	新建	FK6802 井	FK68 井支线插入点	30000	dn160	0.1	0.161	0.161	10.34~10.46
合计		新建					4.15			
		利用二期					4.0			
		总计					8.15			

本次项目集气管线布置图见附图 17。

3.2.9 项目占地情况

根据建设单位提供资料，本项目新增占地面积约 24.083hm^2，其中永久占地面积约 8.9916hm^2；临时占地 15.0914hm^2，均为天然牧草地。本项目新增用地分区组成表见表 3.2-9，本项目新增用地类型见表 3.2-10。

表 3.2-10 本项目新增用地分区组成表

项目各用地分区	备注
井场工程区	新建 12 座井场，新增总占地面积约为 12.85hm^2，其中永久占地 4.7386hm^2，临时占地 8.1114hm^2。
施工营地	新设 12 座营地，占地面积 1.8hm^2，均为临时占地。
集输管线区	新建管线 4.15km，参照煤层气管道施工规范，施工扰动带宽度按 8m 计，管线临时占地面积约 3.32hm^2，均为临时占地。
供电线路区	八区集气增压站由阜康一号增压脱碳脱水站 35kV 变电站引接 2 回 10kV 架空电力线路供电，导线规格为 JL/G1A-185/25，两回 10kV 架空电力线路总长度约 3.1km。2 回 10kV 架空线路在并行最远端处设置联络开关，实现环线运行。参照 10kV 架空线路施工规范，施工扰动带宽度按 6m 核算，该供电线路总临时占地面积约 18600m^2（1.86hm^2），无永久占地，联络开关占地面积可忽略不计。
道路工程区	本项目新建 7 段钻前道路，长 6.3km，路基宽约 6.75m，道路总占地面积约 4.253hm^2，均为永久占地。

表 3.2-11 各工程用地情况一览表

项目		永久占地面积（hm^2）	临时占地面积（hm^2）	合计（hm^2）	备注	土地利用类型
井场	FK6301	0.3266	0.6334	0.96	井场尺寸 120m×80m	天然牧草地
	FK6501	0.3266	0.6334	0.96	井场尺寸 120m×80m	天然牧草地
	FK6502	0.2070	0.7530	0.96	井场尺寸 120m×80m	天然牧草地
	FK6503	0.2576	0.7024	0.96	井场尺寸 120m×80m	天然牧草地
	FK6801	0.3266	0.6334	0.96	井场尺寸 120m×80m	天然牧草地
	FK6802	0.2576	0.7024	0.96	井场尺寸 120m×80m	天然牧草地
	FK68	0.1840	0.7760	0.96	井场尺寸 120m×80m	天然牧草地
	FK8301	0.1840	0.7760	0.96	井场尺寸 120m×80m	天然牧草地
	FK6201	0.2346	0.7254	0.96	井场尺寸 120m×80m	天然牧草地
	FK72	0.1840	0.7760	0.96	井场尺寸 120m×80m	天然牧草地
	FQ1-X1~FQ1-X4	1.16	0.5000	1.66	/	天然牧草地
	FQ1-H1	1.09	0.5000	1.59	/	天然牧草地
	小计	4.7386	8.1114	12.85		/
施工营地	12 座	0	1.8000	1.8000	单座尺寸为 30m×50m	天然牧草地
集输管线区	4.15km	0	3.32	3.32	施工扰动带宽度 8m	天然牧草地
供电线路区	3.1km	0	1.86	1.86	施工扰动带宽度 6m	天然牧草地
道路工程区	6.3km	4.253	0	4.253	路基宽 6.75m	天然牧草地
合计		8.9916	15.0914	24.083	/	/

3.2.10 工作区范围内煤层气储量

根据设计单位提供资料：阜康矿区白杨河区块勘察矿权区面积约 63.0km^2（水平投影面积）。其中垂深 1200m 浅探明地质储量为 43.39×10^{8}m^3，技术可采储量 21.70×10^{8}m^3（备案）；探明区垂深 1200-1500m 预测储量为 12.45×10^{8}m^3。垂深 1500m 外的未探明区预测储量为 380.3×10^{8}m^3。

3.2.10.1 探明地质储量

（1）垂深 1200m 浅探明地质储量

根据设计单位提供资料，工作区内含气量下限深度至垂深 1200m 的三个煤层探明储量情况见表 3.2-12。

表 3.2-12 垂深 1200m 浅探明地质储量计算参数及结果一览表

井区	层位	煤层	深度单元	含气面积（km^2）	煤炭资源量（10^{4}t）	含气量（m^3/t）	采收率（%）	地质储量（10^{8}m^3）	技术可采储量（10^{8}m^3）
阜康八区块	J$_1$b	39-1#	风化带-500m	0.22	71.15	6.57	50	0.04	0.02
	J$_1$b	39-1#	500-1000m	2.8	806.45	13.58	50	1.09	0.55
	J$_1$b	39-1#	1000-1200m	1.31	408.00	19.16	50	0.78	0.39
	J$_1$b	39-2#	风化带-500m	0.87	855.89	6.19	50	0.52	0.26
	J$_1$b	39-2#	500-1000m	6.52	6943.42	11.25	50	7.82	3.91
	J$_1$b	39-2#	1000-1200m	2.59	2492.00	15.87	50	3.96	1.98
	J$_1$b	41#	风化带-500m	0.42	456.69	5.22	50	0.24	0.12
	J$_1$b	41#	500-1000m	5.96	5794.85	11.08	50	6.42	3.21
	J$_1$b	41#	1000-1200m	2.65	2540.00	17.45	50	4.42	2.21
	J$_1$b	42#	风化带-500m	0.00003	46.19	5	50	0.02	0.01
	J$_1$b	42#	500-1000m	4.36	11487.12	8.16	50	9.38	4.69
	J$_1$b	42#	1000-1200m	3.78	5759.00	15.1	50	8.70	4.35
合计	J$_1$b				37660.76		50	43.39	21.70

（1）39-1#煤探明地质储量 1.91×10^{8}m^3，可采储量 0.96×10^{8}m^3。39-2#煤探明地质储量 12.30×10^{8}m^3，可采储量 6.15×10^{8}m^3。

（2）41 号煤探明地质储量 11.08×10^{8}m^3，可采储量 5.54×10^{8}m^3。

（3）42 号煤探明地质储量 18.10×10^{8}m^3，可采储量 9.05×10^{8}m^3。

统计上述计算结果，工作区垂深 1200m 浅探明地质储量范围内，探明地质储量

为 43.39×10^8m^3，技术可采储量 21.70×10^8m^3。

3.2.10.2 预测地质储量

（1）探明地质储量范围内垂深 1200-1500m 预测地质储量

根据设计单位提供资料：垂深 1200-1500m 的煤层探明储量情况见表 3.2-13：

表 3.2-13 垂深 1200-1500m 探明地质储量计算参数及结果一览表

井区	层位	煤层	深度单元	含气面积（km^2）	煤炭资源量（10^4t）	含气量（m^3/t）	地质储量（10^8m^3）
阜康八区块	J1*b*	39-1#	1200m-矿区南界	0.38	156	20.76	0.32
		39-2#	1200m-矿区南界	1.16	1289	19.56	2.52
		41#	1200m-矿区南界	3.24	1160	21.32	2.47
		42#	1200m-矿区南界	4.06	4132	17.28	7.14
合计	J1*b*				6737		12.45

39-1#煤预测储量 0.32×10^8m^3。39-2#煤预测储量 2.52×10^8m^3；41#煤预测储量 2.47×10^8m^3；42#煤预测储量 7.14×10^8m^3。

预测垂深 1200-1500m 探明地质预测储量为 12.45×10^8m^3。

（2）工作区垂深 1500m 外未探明区预测地质储量

根据设计单位估算，对垂深 1500-3100m 三个煤层预测地质储量结果见表 3.2-14。

表 3.2-14 垂深 1500m-3100m 预测储量计算参数及结果一览表

井区	层位	煤层	深度单元	含气面积（km^2）	含气量（m^3/t）	地质储量（10^8m^3）
阜康八区块	J1*b*	39#	1500m-矿区南界	42.34	12.1	84.3
		41#	1500m-矿区南界	42.34	12.3	53.3
		42#	1500m-矿区南界	42.34	14.7	164.7
		44#	1500m-矿区南界	42.34	8.77	78.0
合计	J1*b*					380.3

计算表明：阜康八区块 39#煤预测地质储量 84.3×10^8m^3，41#煤预测地质储量 53.3×10^8m^3，42#煤预测地质储量 164.7×10^8m^3，44#煤预测地质储量 78.0×10^8m^3。

白杨河矿区未探明区预测地质储量范围内，预测地质储量为 380.3×10^8m^3。本区仍有较大范围瓦斯地质储量未探明。

3.3 工程分析

3.3.1 开发利用方案

3.3.1.1 开发规模

（1）产能规划

本区采用直井、定向井开发多煤层，井网间距 250m×250m；水平井开发单煤层，井距 250～300m；根据地质条件及井网优化，规划部署 75 口井。

（2）钻井规划

共设 16 座井场，实施钻井 75 口，开发方式包括水平井、定向井及直井。

（3）储层改造规划

本项目属于非常规油气开采，执行《非常规油气开采污染控制技术规范》（SY/T7482-2020）。项目共钻井 75 口，包含地下注热瓦斯开发井 4 口（FQ1-X1～FQ1-X4）、常规采气井 71 口（含配套采气井 FQ1-H1）；所有井均采用大规模体积压裂工艺开展储层改造，合计压裂 241 层段。压裂施工参数：液量 1500～2000m³、砂量 200～300m³、施工排量 12～20m³/min。

（4）排采规划

按照“压裂一个平台、投产一个平台”的原则，实现施工与排采无缝衔接，保障开发连续性。三期项目共 75 口井，其中地下注热瓦斯开发井 4 口（FQ1-X1～FQ1-X4），不配套安装常规排采设备，仅用于煤层注热增采；对应配套常规采气井 1 口（FQ1-H1），配套安装排采设备，实施排水降压排采；其余 70 口常规采气井均配套安装排采设备，开展排水降压排采。

（5）地面工程规划

本项目地面工程包含井场与集输管线工程，共建设 16 座井场，敷设集输管线 8.14km，并配套建设消防、排水、安防等设施。

3.3.1.2 开发层系

由于阜康矿区内发育最好的 39#、41#、42#、44#煤层在发育展布、稳定性、构造特征、物性特征等条件基本一致，采用一套开发井网进行开发即可。

3.3.1.3 开发方式

煤层气开发方式主要有两种：煤矿井下瓦斯抽放和煤层气地面钻井开采。煤矿瓦斯抽放是指煤矿区煤层气资源的开采，借助煤炭开采工作面和巷道，通过煤矿井下抽放、煤矿采动区抽采、废弃矿井抽采等方法开采煤层气资源的一种煤层气开发方式；煤层气地面钻井开采是指煤矿区之外的煤层气富集区，通过施工直井或水平

井、定向井等，经过储层改造后实施排采-降压-采气，开采煤层气资源。

本工作区煤层发育稳定、埋深适中、含气量高、储层渗透性良好，地质条件适宜采用地面钻井方式开发，前期现场试验也已验证该开发方式的可行性。

煤层气开采机理与常规气藏存在差异，气体需经历解吸、扩散、渗流过程，储层压力下降后，煤层气方可从煤储层中析出并流向井筒。煤体裂隙、割理为气体主要运移通道，且通常被水体充填，因此必须通过排水降低储层压力，才能实现产气。本项目整体采用排水降压开发模式，其中 4 口地下注热瓦斯开发井（FQ1-X1～FQ1-X4）采用地下注热工艺，配套电加热蒸汽发生器供给热流体，仅用于煤层加温促解吸，不实施排水采气作业；FQ1-H1 为该组注热井配套采气井，因地层赋存水体，仍采用排水降压工艺完成煤层气采出。

3.3.2 钻完井工程和工艺方案

3.3.2.1 钻井工作量规划

结合区域瓦斯地质条件、产能建设规模、开发方式及开发指标，制定本次钻井规划。本项目采用直井、定向井控层录取参数，水平井主力开发的建设模式；新建及利用现有井场共计 16 座，其中新建 12 座，利旧二期井场 4 座（FK61、FK66、FK70、FK71）。规划钻井 75 口，包括直井、定向井 19 口（含地下注热瓦斯开发井 4 口：FQ1-X1～FQ1-X4）、水平井 56 口（含配套采气井 FQ1-H1），4 口注热井不参与产气，产气井合计 71 口，其中直井、定向井 15 口、水平井 56 口。

3.3.2.2 井网方式

本项目采用直井、定向井+水平井组设计，不同主力煤层水平井开发层间距大于 50m，同一套煤层不同埋深水平井开发，间距不小于 250m。按照“骨架井控层、水平井提产、立体部署、井网一次成型”开发理念，针对 39#、41#、42#、44#煤层，采用“立体设计、整体动用”方式部署，提高储量动用率（图 3.3-1）。

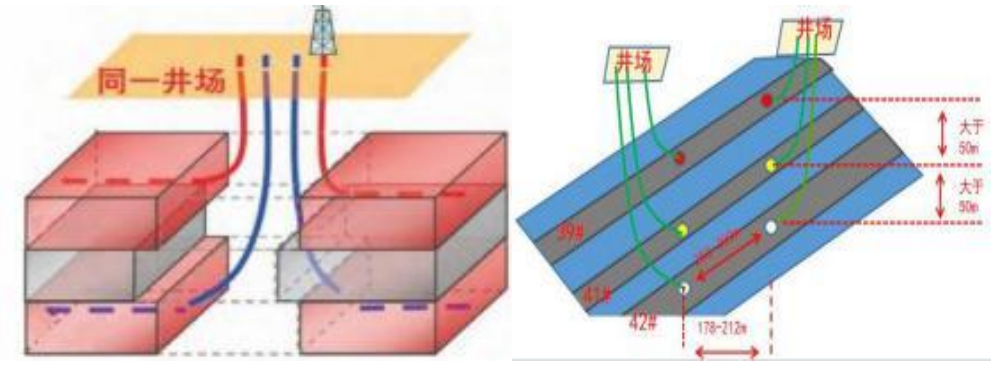


图 3.3-1 井网布置示意图

3.3.2.3 井网密度与井距

为避免压裂过程中，两口井的裂缝直接沟通，直井、定向井对多煤层进行开发，采用 250×250m 井网。水平井对单煤层进行开发，采用 250-300m 间距。

3.3.2.4 井网方位

阜康矿区构造背景为山前推覆挤压形成的断裂褶皱带，地层应力场以近南北向挤压应力为主，主要裂隙近南北向，本次井网方位近东西向为主，与东西向最少 5 度夹角，利于水平井施工。

3.3.2.5 井身结构

（1）直井、定向井身结构

直井、定向井身结构如表 3.3-1、图 3.3-2、图 3.3-3。

表 3.3-1 直井、定向井身结构设计表

开次	钻头尺寸（mm）	井段（m）	套管尺寸（mm）	套管钢级	备注
一开	311.15	见地质设计	244.48	J55	水泥浆返至地面
二开	215.9		139.7	P110	水泥浆返至设计井深

一开：采用Φ311.15mm 钻头钻穿基岩不小于 20m 后完钻，具体完钻深度根据基岩出露情况而定。套管下深：下入Φ244.48mmJ55 钢级表层套管（至少下入整根完整套管，严禁切割套管），套管口袋小于 0.5m，一开挖坑，保证Φ244.48mm 套管头低于井口 70cm。封固地表疏松层、砾石层，水泥浆返至地面，如未返至井口需补灌水泥浆至地面。

二开：采用Φ215.9mm 钻头钻至设计井深，起钻后下入 P110 级Φ139.7mm 生产套管至井底 1-2m，固井水泥返至设计井深，为后续储层改造工程做准备。生产

套管钢级按完钻井深确定，井深超过 2000m 的井选择 P110 级加厚套管，井深小于 2000m 井选择 P110 级常规套管。

（2）水平井井身结构

根据该区块往年瓦斯勘探开发经验，地质构造清楚、煤层控制程度高的区域，水平井井身结构为二开结构；地质构造复杂、煤层控制程度低的区域，水平井井身结构为三开结构，降低工程施工风险。

水平井二开井身结构如表 3.3-2、图 3.3-4；水平井三开井身结构如表 3.3-3、图 3.3-5。

①水平井二开结构

表 3.3-2 水平井二开井身结构设计表

开次	钻头尺寸（mm）	井段（m）	套管尺寸（mm）	套管钢级	套管下深（m）	备注
一开	311.15	见地质设计	244.48	J55	见地质设计	水泥浆返至地面
二开	215.9		139.7	P110		水泥浆返至设计井深

一开：采用Φ311.15mm 钻头钻穿基岩不小于 20m 后完钻，具体完钻深度根据基岩出露情况而定。套管下深：下入Φ244.48mmJ55 钢级表层套管（至少下入整根完整套管，严禁切割套管），套管口袋小于 0.5m，一开挖坑，保证Φ244.48mm 套管头低于井口 70cm。封固地表疏松层、砾石层，水泥浆返至地面，如未返至井口需补灌水泥浆至地面。

二开：采用Φ215.9mm 钻头钻至设计井深，起钻后下入 P110 级Φ139.7mm 生产套管至井底 3-5m，固井水泥返至设计井深，为后续储层改造工程做准备。

②水平井三开结构

表 3.3-3 水平井三开井身结构设计表

开次	钻头尺寸（mm）	井段（m）	套管尺寸（mm）	套管钢级	套管下深（m）	备注
一开	374.6	见地质设计	273.05	J55	见地质设计	水泥浆返至地面
二开	241.3		193.7	N80		水泥浆返至表层套管顶部
三开	171.4		139.7	P110		水泥浆返至设计井深

一开：采用Φ374.6mm 钻头钻穿基岩不小于 30m 后完钻，具体完钻深度根据基岩出露情况而定。套管下深：下入Φ273.05mm 表层套管（至少下入整根完整套管，严禁切割套管），套管口袋小于 0.5m，一开挖坑，保证Φ273.05mm 套管头低于井

口 70cm。封固地表疏松层、砾石层，水泥浆返至地面，如未返至井口需补灌水泥浆至地面。

二开：采用Φ241.30mm 钻头钻至煤层中 5-10m，起钻后下入 N80 钢级Φ193.70mm 技术套管至煤层中 5-10m 处，技术套管高于表层套管 0.30m，固井水泥返至表层套管顶部。

三开：采用Φ171.40mm 钻头沿煤层钻至设计井深，进入目标煤层后沿煤层钻进，达到靶点范围。下入 P110 钢级Φ139.7mm 生产套管，固井水泥返至设计井深，为后续储层改造工程做准备。

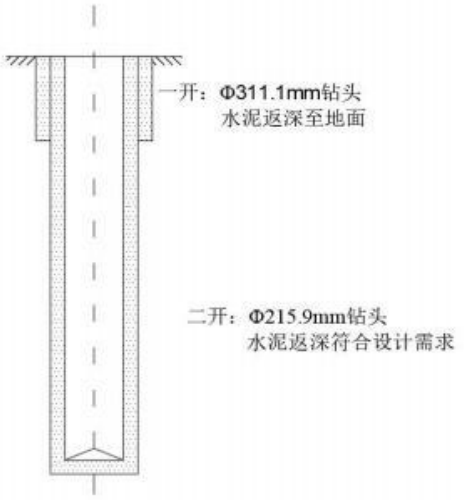


图 3.3-2 直井井身结构示意图

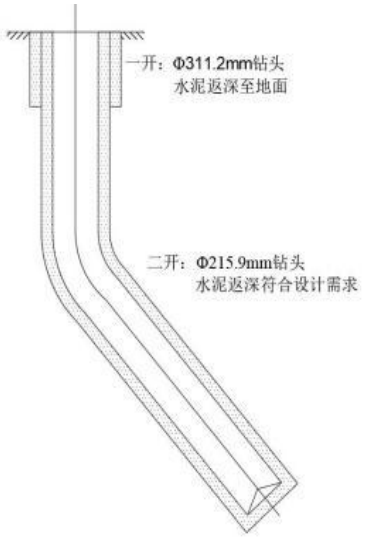


图 3.3-3 定向井井身结构示意图

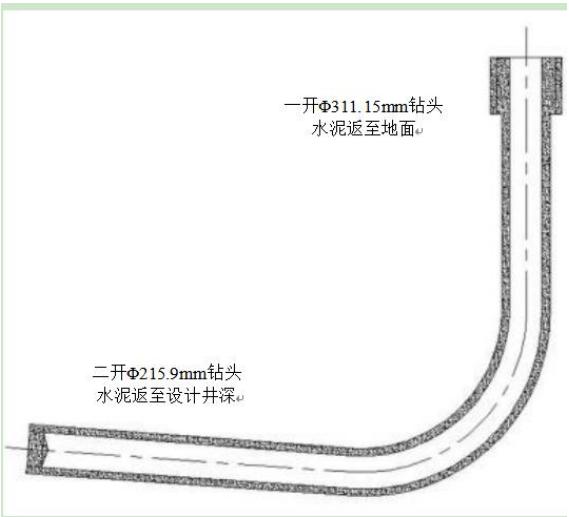


图 3.3-4 水平井二开井身结构示意图

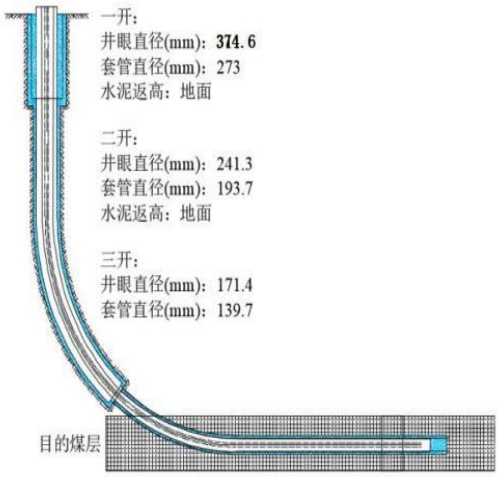


图 3.3-5 水平井三开井身结构示意图

3.3.2.6 井身质量要求

（1）直井井身质量要求

直井井身质量要求见表 3.3-4。

表 3.3-4 直井井身质量要求表

井段（m）	井斜（度）	水平位移（m）	全角变化率（度/25m）	井径扩大率（%）	井斜测量间距要求
0-500	<1.5	≤10	≤1	≤20	25m
500-1000	<2.5	≤20	≤1	≤20	25m
1000-1500	<3	≤20	≤1.3	≤20	25m
备注	一开钻井过程中必须按全井要求测井，以防表层井斜超标，全井段测斜至少每 30m 一次，且现场必须有定向技术人员方可进行施工，井身质量以完井电测连斜数据为依据；如果井斜角偏大，应加密测量间距；煤层段的井径扩大率≤25%。				

（2）定向井井身质量要求

定向井井身质量要求见表 3.3-5。

表 3.3-5 定向井井身质量要求表

评级指标		评级级别			
		优良	合格	基本合格	不合格
直井段	最大井斜角/ °	≤1.5	≤2.0	≤2.5	达不到基本合格
造斜段	全角变化率 °/25m	≤设计全角变化率+1.0	≤设计全角变化率+1.2	≤设计全角变化率+1.4	
稳斜段	最大井斜角 °	≤设计最大井斜角+1.5	≤设计最大井斜角+2.0	≤设计最大井斜角+2.5	
	全角变化率 °/25m	≤1.0	≤1.1	≤1.2	
中靶半径/m		中靶半径≤5	5＜中靶半径≤10	10＜中靶半径≤15	
井径扩大率/%	全井	＜10	＜15	＜20	
	煤层段	＜25	＜30	＜40	
注 1：最大井斜角计算 40 至井底。 注 2：表内全角变化率计算方法为以电测 25m 每点乘以 1.2 换算为 30m 每点。 注 3：全角变化率为连续三个测点的计算值不超过设计全角变化率加表内值。					

（3）水平井井身质量要求

①一开井身质量要求

最大井斜不超过 1°，井底水平位移不超过 0.5m。套管下至井底，水泥浆返至地面。

②二开井身质量要求

A. 二开直井段井身要求

直井段井身质量要求：井径规则、井眼扩大率不超过 10%。每 30-50m 单点测量一次，最大井斜不超过 2.5°，造斜点水平位移不超过 30m。

B. 二开造斜段井身要求

造斜段和稳斜段井身质量要求：井径规则，井眼扩大率不超过 10%。每 10m 测斜一次，防碰井段加密测斜，严格控制狗腿度，最大不允许超过 3°/30m。井斜应控制在 65°-75°之间，在预计见目的层垂深 10m 左右，开始人为降低井斜，尽快揭穿目的层。

着陆点井斜控制要求：偏离设计不超过+0.5°；入窗靶点 A 靶窗尺寸：高度≤±2m，宽度≤±5m（表 3.3-6）。

着陆点偏差范围和靶区限定值，执行《定向井井身轨迹质量》（SY/T5955-2004）标准（表 3.3-7）。

表 3.3-6 着陆点偏差范围控制

井深（m）	0＜L≤1000	1000＜L≤1500
范围半径（m）	20	30

表 3.3-7 靶区限定值

水平段长度（m）	L≤500	500＜L≤1000	L＞1000
横向偏移（m）	10	15	20

终靶点 B 靶窗尺寸：高度≤±2m，宽度≤±5m，水平段沿着着陆点和终点坐标的直线，保持水平方向打直，避免井眼垂直方向出现起伏变化，控制狗腿度小于或等于 6.50/30m，轨迹符合率不低于 95%。若钻井过程中垂直方向偏离设计轨迹较大，则视为报废井段，需填井重钻。完钻井深依据地质设计要求执行。水平井段完钻原则：钻至 B 靶点后完钻。

（4）水平井钻遇率技术要求

钻遇率的计算要综合考虑钻时、岩屑、气测值、伽玛值、电信号等参数，合理计算，单独总结。煤层垂直厚度≥4m，全井煤层钻遇率不得低于 95%；

1.5m<煤层垂直厚度<4m，全井煤层钻遇率不得低于 90%；0.8m<煤层垂直厚度≤1.5m，全井煤层钻遇率不得低于 85%（表 3.3-8）。

表 3.3-8 钻遇要求统计表

区块	煤层厚度（H）	钻遇率标准	备注
八号区块	H≥4m	钻遇率≥95%	
	1.5m<H<4m	钻遇率≥90%	

	0.8m<H≤1.5m	钻遇率≥85%	

3.3.2.7 钻井主要设备及钻具组合

本区钻井设计井深为1800-3500m，根据不同井深选择ZJ-30、ZJ-40、ZJ50钻机，主要为ZJ-30、ZJ-40钻机。

（1）钻井主要设备

①丛式井钻井主要设备

本项目丛式井钻井主要设备见表3.3-9。

表3.3-9 丛式井钻井主要设备一览表（单井）

序号	名称	型号	数量	新度系数
1	钻机	石油-2000	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
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	15m^3	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

②L型井钻井主要设备

本项目L型井钻井主要设备见表3.3-10。

表3.3-10L型井主要设备一览表（单井）

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	JC/T750-2014	392		
		天车	TSC-180	1800		
		游车大钩	YG180	2250		
		水龙头	SL/T225-1998	2250		

序号	名称		型号	载荷（kN）	功率（kW）	备注
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：94.8m³
		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			6.5m³/min

③定向井钻井主要设备

本项目定型井钻井主要设备见表 3.3-11。

表 3.3-11 定向井主要设备一览表（单井）

名称	规格	数量	参数
单弯螺杆钻具	Φ197mm	2 根	1.25°
单弯螺杆钻具	Φ172mm	4 根	1.25°和 1.5°各 2 根
随钻测量仪	Φ48mm	1 套	无线
方位伽马仪器串	Φ48mm	1 套	灵敏可靠
单点测斜仪	Φ48mm	1 套	/
定向接头	Φ165mm	1 个	1m
无磁钻铤	Φ165mm	1 根	≥9m

（2）钻具组合设计

针对不同井型造斜难度不同的情况，设计不同的钻具组合见表 3.3-12、表 3.3-13。

表 3.3-12 直井、定向井钻具组合设计

开钻程序	钻具组合	
一开	Φ311.1mm 钻头+Φ165mm 无磁钻铤+Φ165mm 钻铤+Φ127mm 钻杆+Φ133 方钻杆	
二开	直井段	Φ215.9mm 钻头+Φ172mm×1.25°单弯螺杆钻具+Φ165 定向接头+Φ165mm 无磁钻铤×1 根+Φ127mm 加重钻杆+Φ127mm 钻杆+133mm 方钻杆
	造斜段	Φ215.9mm 钻头+Φ172mm*1.25°单弯螺杆钻具+Φ165 定向接头+Φ165mm 无磁钻铤×1 根+Φ127mm 钻杆+Φ133 方钻杆
	稳斜段	Φ215.9mm 钻头+Φ172mm×1.25°单弯螺杆钻具+Φ165 短钻铤+Φ165 扶正器+Φ165 定向接头+Φ165mm 无磁钻铤×1 根+Φ127mm 钻杆+Φ133mm 方钻杆

表 3.3-13 水平井钻具组合设计

开钻程序	钻具组合	
一开	Φ311.15mm 钻头+Φ197mm×1.25°单弯螺杆钻具+Φ165 定向接头+Φ165mm 无磁钻铤×1 根+Φ159mm 钻铤+Φ127mm 钻杆+133mm 方钻杆	
二开	直井段	Φ215.9mm 钻头+Φ172mm×1.25°单弯螺杆钻具+Φ165 定向接头+Φ165mm 无磁钻铤×1 根+Φ127mm 加重钻杆+Φ127mm 钻杆+133mm 方钻杆
	造斜段和水	Φ215.9mm 钻头+Φ172mm×1.5°单弯螺杆钻具+Φ165 定向接+Φ165mm

	平	

3.3.2.8 钻井技术指标及质量要求

（1）直井井身质量要求

直井井身质量要求见表 3.3-14。

表 3.3-14 直井井身质量要求表

井段（m）	井斜（度）	水平位移（m）	全角变化率（度/25m）	井径扩大率（%）	井斜测量间距要求
0-500	<1.5	≤10	≤1	≤20	25m
500-1000	<2.5	≤20	≤1	≤20	25m
1000-1500	<3	≤20	≤1.3	≤20	25m
备注	一开钻井过程中必须按全井要求测井，以防表层井斜超标，全井段测斜至少每 30m 一次， 且现场必须有定向技术人员方可进行施工，井身质量以完井电测连斜数据为依据；如果井斜角偏大，应加密测量间距；煤层段的井径扩大率≤25%。				

（2）定向井井身质量要求

定向井井身质量要求见表 3.3-15。

表 3.3-15 定向井井身质量要求表

评级指标		评级级别			
		优良	合格	基本合格	不合格
直井段	最大井斜角/ °	≤1.5	≤2.0	≤2.5	达不到基本合格
造斜段	全角变化率 °/25m	≤设计全角变化率+1.0	≤设计全角变化率+1.2	≤设计全角变化率+1.4	
稳斜段	最大井斜角 °	≤设计最大井斜角+1.5	≤设计最大井斜角+2.0	≤设计最大井斜角+2.5	
	全角变化率 °/25m	≤1.0	≤1.1	≤1.2	
中靶半径/m		中靶半径≤5	5＜中靶半径≤10	10＜中靶半径≤15	
井径扩大率/%	全井	<10	＜15	＜20	
	煤层段	<25	＜30	＜40	
注 1：最大井斜角计算 40 至井底。 注 2：表内全角变化率计算方法为以电测 25m 每点乘以 1.2 换算为 30m 每点。 注 3：全角变化率为连续三个测点的计算值不超过设计全角变化率加表内值。					

（3）L 型水平井井身质量要求

L 型水平井井身质量要求见表 3.3-16。

表 3.3-16L 型水平井井身质量要求表

直井段				定向段、水平段	
全角变化率（°/25m）	井斜角（°）	水平位移（m）	井径扩大率（%）	水平段长（m）	全角变化率（°/25m）

直井段				定向段、水平段	
全角变化率（°/25m）	井斜角（°）	水平位移（m）	井径扩大率（%）	水平段长（m）	全角变化率（°/25m）
≤1.4	≤2	≤17	≤25%	≥设计要求	连续三点不超过 10°/25m

（4）固井质量要求

固井质量按中国石油天然气股份有限公司 2004 年颁发的《固井技术规定》（2004.32 号）中的有关要求执行。丛式井固井质量和固井水泥浆质量标准见表 3.3-17。

表 3.3-17 丛式井固井质量要求表

开钻次数	钻头尺寸（mm）	井段（m）	套管尺寸（mm）	套管下深（m）	水泥封固井段	人工井底深度	固井质量要求
一开	Φ311.1	/	Φ244.5×8.94（J55 短圆扣）	/	地面	/	套管内保留水泥塞不少于 10m
二开	Φ215.9	/	Φ139.7×7.72/9.17（P110 长圆扣）	/	地面	/	返高、胶结、试压合格
备注	1、Φ244.5 表层套管固井候凝 24 小时后二开钻进。Φ139.7mm 生产套管固井候凝 48h 后测声、放、磁检测固井质量； 2、合格后要求试压 20MPa，稳压后 30min 压降不大于 0.5MPa 为合格； 3、煤层段上下段 50m 封固良好，其余井段封固合格； 4、严格控制水泥返高，将误差控制在 20m 之内； 5、使用 G 级油井水泥固井，水泥性能执行国家标准 GB/T10238-2015。						

表 3.3-18 固井水泥浆质量要求表

套管程序	表层套管	生产套管	
配方	G 级（HSR）+1.5%GQD-1	地面～煤层顶 100m：G 级高抗水泥+15%漂珠+10%微硅+1.5%降失水剂 JS-2+1.0%分散剂 GF-1+1.5%缓凝剂 HN-1+3.0%膨胀剂 HLP-1+3.0%早强剂 ES-1+0.05%消泡剂 G603	煤层顶 100m～井底：G 级高抗水泥+1.5%降失水剂 JS-2+1.0%分散剂 GF-1+1.5%缓凝剂 HN-1+3.0%膨胀剂 HLP-1+3.0%早强剂 ES-1+0.05%消泡剂 G603
试验条件	API 规范		
密度（g/cm³）	≥1.85	1.4-1.5	≥1.85
稠化时间（min）	施工时间+90min	施工时间+90min	
API 滤失量（ml）	＜150	＜150	＜50
自由水（ml/250ml）	0	0	0
抗压强度（MPa/24h）	＞14	> 3.5	＞14

3.3.2.9 钻井液方案设计

（1）直井、定向井钻井液方案设计

①一开钻井液体系

膨润土钻井液体系配方：水+坂土

密度：1.05-1.10g/cm^3

粘度：40-100s

②二开钻井液体系

聚合物钻井液体系配方：坂土+纯碱+烧碱+包被剂（抑制剂）+降滤失剂HJ-3+CMC-HV+护壁封堵剂+润滑剂+封堵剂 WC-1+堵漏剂

密度：1.05-1.25g/cm^3；

粘度：40-60s。

在普通地层用泥浆钻进、煤层段采用低固相聚合物钻井液钻进。

性能指标：粘度 40-60s，密度≤1.25g/cm3，失水量≤5ml，泥饼≤1mm。

（2）水平井钻井液方案设计

①一开钻井液体系

膨润土钻井液体系配方：水+坂土；

密度：1.05-1.15g/cm^3；

粘度：40-100s。

②二开（直井段、造斜段）钻井液体系

聚合物钻井液体系配方：坂土+纯碱+烧碱+包被剂（抑制剂）+降滤失剂HJ-3+CMC-HV+护壁封堵剂+润滑剂+封堵剂 WC-1+堵漏剂

密度：1.05-1.25g/cm^3；

粘度：40-60s；

失水量≤5ml；

泥饼≤1mm。

③二开（水平段）钻井液体系

低伤害钻井液体系配方：1%膨润土+0.8%KYZ+2.2%SS-3

密度：1.05-1.20g/cm^3；

粘度：40-60s；

失水量≤5ml；

泥饼≤1mm。

①钻井液设计

本项目一开、二开钻井液设计参数见表 3.3-19、表 3.3-20、表 3.3-21。

表 3.3-19 一开钻井液设计参数一览表

开钻次序	井段 m	常规性能									流变参数				固相含量%	膨润土含量%
		密度 g/cm³	漏斗黏度 s	API 滤失量 ml	泥饼厚度 mm	pH 值	含砂量%	HTHP 滤失量 ml	泥饼 mm	摩阻系数	静切力 Pa 初切	静切力 Pa 终切	塑性粘度 mPa.s	动切力 Pa		
开	0～1.00	1.05～1.10	60～100			8～10										
类型		配方			处理方法与维护											
坂土-CMC 钻井液体系		6%～8%坂土+0.2%～0.4%Na_2CO_3+0.2%～0.4%CMC+重晶石			1）按设计要求配制坂土浆，预水化 24h，加入 CMC（中）充分溶解、搅拌均匀，粘度达到 80s 以上开钻。 正常钻进中钻井液的维护以水化好的坂土浆和 CMC（中）胶液为主，并以细水长流的方式加入。 钻完表层进尺后，合理调整钻井液性能，适当增加粘度，提高悬浮性，以利于表层套管安全、顺利下入。 保证固控设备运转良好，合理使用好固控设备。										

表 3.3-20 二开钻井液设计参数一览表（1）

开钻次序	井段 m	常规性能									流变参数				固相含量%	膨润土含量%
		密度 g/cm³	漏斗黏度 s	API 滤失量 ml	泥饼厚度 Mm	pH 值	含砂量%	HTHP 滤失量 ml	泥饼 mm	摩阻系数	静切力 Pa 初切	静切力 Pa 终切	塑性黏度 mPa.s	动切力 Pa		
二开	100～1500	1.10~1.30	50~70	≤5-≤4	≤0.5	8~10	≤0.5		0.5	≤0.15	1~5	2~7	15 30	5~12	/	3~5
类型		配方			处理方法与维护											
聚合物钻井完井液体系		4%坂土+0.2%Na_2CO_3+0.3%NaOH+0.5%~0.6%PMHA-2+0.5%~0.7%SP-8+0.5%复配铵盐+1%～%HY-2+3%阳离子乳化沥青+1%-2%液体润滑剂+0.5%-1%固体润滑剂+2%随钻堵漏剂+2%超细碳酸钙+1%WC-1+0.2%增粘剂+重晶石			开动固控设备清除二开钻井液中的无用固相，按设计配方加入各种处理剂，调整性能至要求范围后二开。起步失水控制在 5ml 以内。 根据地质设计，结合邻井钻井液密度使用情况，本井段钻井液密度设计为 1.10～1.30g/cm³。现场施工中应根据实际情况合理调整钻井液密度，以预防渗漏并有利于保护油气层。当发现实际与设计不相符合时，按设计变更程序，经批准后实施。若遇紧急情况（溢流、井涌或井喷），钻井队可先处理，再及时上报。 加强钻井液的包被抑制和封堵作用，提高钻井液的抑制和防塌能力，做好井壁稳定工作。 根据井下情况和钻井液性能，将所需加入的处理剂按比例配成胶液以细水长流的方式补充维护钻井液，避免钻井液性能波动过大。										

表 3.3-21 二开钻井液设计参数一览表（2）

开钻次序	井段 m	常规性能									流变参数				固相含量%	膨润土含量%
		密度 g/cm³	漏斗黏度 s	API 滤失量 ml	泥饼厚度 mm	pH 值	含砂量%	HTHP 滤失量 ml	泥饼 mm	摩阻系数	静切力 Pa 初切	静切力 Pa 终切	塑性黏度 mPa.s	动切力 Pa		
二开	300~1500	1.10~1.30	40~70	≤5-≤4	≤0.5	8~10	≤0.5		0.5	≤0.15	1~5	2~7	15~30	5~12	/	3~5

类型	配方	处理方法与维护
聚合物钻井完井液体系	4%坂土+0.2%Na2CO3+0.3%NaOH+0.5%～0.6%PMHA-2+0.5%～0.7%SP-8+0.5%复配铵盐+1%～2%HY-2+3%阳离子乳化沥青+1%-2%液体润滑剂+0.5%-1%固体润滑剂+2%随钻堵漏剂+2%超细碳酸钙+1%WC-1+0.2%增粘剂+重晶石	以 PMHA-2 加强包被抑制；以 SP-8、复配铵盐、HY-2 降低滤失量、调整流变性；以阳离子乳化沥青和超细碳酸钙改善滤饼质量，强化封堵；以液体润滑剂提升润滑性。 进入目的层前 50m，保证阳离子乳化沥青、超细碳酸钙含量分别达到 3%、2%，控制钻井液 API 滤失量不大于 4ml。 保证固控设备运转良好，钻进中要求振动筛（筛布使用 150 目以上）开动率 100%，除砂器、除泥器运转时率 80%以上，离心机有效开动率应满足钻井液相关的性能要求，以“净化”保“优化”。 井场按设计储备足够的堵漏材料、加重料，并根据钻井实际情况制定合理详细的防漏、防喷措施。

（2）钻井液使用量

本项目钻井液使用预估量见表 3.3-22。

表 3.3-22 本项目预估钻井液使用情况一览表

开钻次序	一开	二开	
钻头尺寸 mm	311	215.9	
井段 m	～100	～3150	
井筒容积 m³	10	120	
钻井液用量 m³	60	180	
材料名称	用量 t		合计 t
坂土	6.7	4.0	10.7
CMC（中）	0.3		0.3
纯碱	0.3	0.3	0.6
NaOH		0.6	0.6
PMHA-2		1.2	1.2
SP-8		2.0	2.0
复配铵盐		0.8	0.8
HY-2		4.0	4.0
CMC-HV		0.3	0.3
阳离子乳化沥青		5	5
液体润滑剂		4	4
随钻堵漏剂		3.0	3.0
固体润滑剂（石墨）		0.5	0.5

开钻次序	一开	二开	
超细碳酸钙		5	5
WC-1		2	2
重晶石	5	35	40
备用材料名称	用量 t		合计 t
重晶石			20.0
堵漏剂			10.0
可选材料	SP-8：CMC-LV、HJ-3、PAC、REDU1； PMHA-2：FA-367、JB66。 CMC-HV： XC		
合计			
钻井数量（口）	75		
单井一开+二开钻井液使用量（m^3）	240		
本项目钻井液使用量（m^3）	18000		

3.3.2.10 井控技术要求

（1）钻井四通两侧各装两个平板阀，紧靠四通的平板阀应处于常开状态，靠外的平板阀应接出井架底座以外。防喷管线总长度超过 7m 时，中间应加以固定。若冬季施工，防喷管线和放喷管线及节流、压井管汇需采取相应的防堵、防冻措施，保证闸阀灵活可靠、管线畅通；节流管汇、压井管汇，防喷管线的法兰与管体之间连接不允许现场焊接。

（2）放喷管线布局要考虑当地风向、居民区、水源、道路及各种设施的影响；放喷管线至少应有两条，接出井口 75m 以远，放喷口前方 50m 以内不得有各种设施；放喷管线每隔 10-15m、转弯处及管线端口，要用水泥基墩、地脚螺栓及压板固定，压板下面垫胶皮；放喷管线端口使用双卡固定。冬季施工时，放喷管线的安装要有 2-5°的坡度。

（3）远程控制台安装在面对井架大门左侧、距井口不少于 25m 的专用活动房内，并在周围留有宽度不少于 2m 的人行通道，周围 10m 内不得堆放易燃、易爆、腐蚀物品；远控台的液控管线与节流压井管汇及防喷管线距离大于 1m；液控管线不允许埋在地下，车辆跨越处应装过桥盖板采取保护措施，不得挤压，不允许在液控管线上堆放杂物或在其上进行割焊等其他作业。

（4）其他具体安装要求严格执行《中石油瓦斯有限责任公司煤系地层天然气钻井井控管理办法》。

（5）主要井控装置选择和试压要求，如表 3.3-23。

表 3.3-23 井控装置井口试压表

序号	井控装置名称	型号	试压要求				
			介质	压力（MPa	时间（min）	允许压降（MPa）	密封部位
1	环形防喷器	FH35-35	防冻液	24.5	10	≤0.7	无渗漏
2	双闸板防喷器	2FZ35-35	防冻液	35	10	≤0.7	无渗漏
3	四通	35MPa	防冻液	35	10	≤0.7	无渗漏
4	节流管汇	JG-35	防冻液	35	10	≤0.7	无渗漏
5	压井管汇	YG-35	防冻液	35	10	≤0.7	无渗漏
6	防喷管线	/	防冻液	35	10	≤0.7	无渗漏
7	控制装置管汇	FKQ6406	液压油	21	10	密封部件无渗漏为合格	

套管头及其配件的技术规范满足 API 标准及作业方特殊要求，井口、井控装置的整体耐压和防腐性能不差于套管头。

3.3.2.11 固井设计

（5）固井质量要求

固井质量标准执行《固井质量评价方法》（SY/T6592-2016）、《固井作业规程第 2 部分：特殊固井》（SYT5374.2-2006）及相关规定，见表 3.3-24、表 3.3-25。

表 3.3-24 固井质量要求

开钻次数	水泥返高	水泥浆密度	水泥胶结	试压
一开	地面	符合钻井工程设计	合格	不试压
二开	符合钻井工程设计	符合钻井工程设计	合格	合格（20MPa）

表 3.3-25 固井水泥胶结质量

等级	优良	合格	基本合格	不合格
第一界面	声幅值≤10%	10%≤声幅值≤20%	20%≤声幅值≤30%	声幅值＞30%
第二界面	地层波强，清晰	地层波较强，清晰	地层波较弱，可辨认	地层薄弱，难辨认

3.3.2.12 完井方式

（1）套管头选择

本次开发工程布置的钻井深度 1800-3500m，考虑后期压裂及瓦斯井维护，完井方式采用芯轴式套管头（图 3.3-6）。芯轴式套管头具有以下优点：

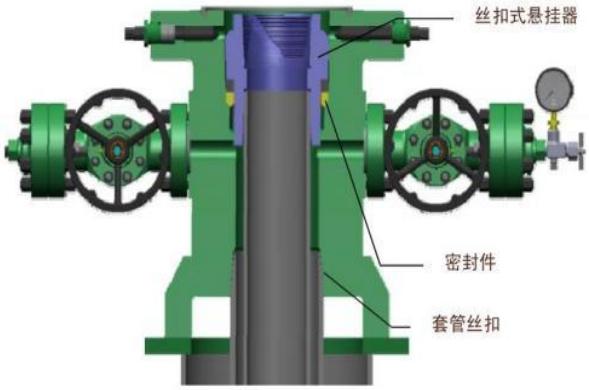


图 3.3-6 芯轴式套管头结构示意图

①芯轴式套管头的设计通常较为简洁，芯轴式套管头采用螺纹连接，这使得安装过程更加便捷，操作也更为安全，不需焊接，适应性强：在安装芯轴式套管头时，不需要进行焊接作业，因此安装过程不受气候条件的限制，具有较好的环境适应性。

②芯轴式套管头的设计允许其与多种井口装置配合使用，包括不同的防喷器和采油树，提供了良好的兼容性，尤其是在不打开防喷器的情况下即可完成套管的悬挂，大大提高了工作效率。

③芯轴式套管头在压裂施工时不承压，压裂井口与生产套管直井相连，压裂施工压力不受套管头承压限制。结构简单：结构相对简单，安装方便。

④通过优化设计和材料选择，芯轴式套管头能够降低磨损，提高设备的使用寿命。

⑤芯轴式套管头采用橡胶与金属复合的密封结构，增强了密封性能，确保了井口装置的密封可靠性。

（2）套管头安装

①下第二层套管前，先退出顶丝，用专用工具取出防磨保护套。

②从已安装的套管头上法兰处拆除连接螺栓，上提防喷器组、钻井四通和占位承压件等，上提距离约 500mm～710mm 并固定，打开套管头下部本体旁通阀。

③适当上提套管，将卡瓦式套管悬挂器扣合在上提露出的入井套管上，拧紧悬挂器密封压板上的压板螺钉，缓慢下放套管，使卡瓦式套管悬挂器坐入套管头下部本体内，检查并顶紧顶丝。

④距套管头下部本体上法兰平面预留一定高度将套管割断取出，按套管头使用说明书规定的切割高度再次切割平整，并将套管端口内外圆倒钝。

⑤吊开防喷器组、钻井四通和占位承压件等。

⑥将上一层套管头本体缓慢套入已切割倒圆的套管，与表层套管头连接。安装套管头上部本体时应注意保护已切割倒圆的套管上部密封部位，以免损坏上密封。按对角方向上平、拧紧连接套管头上、下部本体的法兰螺栓。

⑦用注塑泵对套管头各副密封处注密封脂，按使用说明书要求对各连接处、密封处试压，检查套管悬挂器密封性能。注脂压力和试验压力应为套管抗外挤强度的80%与套管头相应额定工作压力两者的最小值，稳压 10min，压降应不大于 0.7MPa。

⑧在套管头上部本体上安装上四通、防喷器等井口装置，其通径应大于该套管头本体将坐人悬挂器的最大外径。

⑨按钻井设计要求对井口装置试压，稳压 10min，压降不应超过 0.7MPa。

⑩用专用工具将防磨套坐入套管头上部本体，并顶紧顶丝。

3.3.3 压裂工程方案

煤层气定向井、水平井的增产措施目前主要依靠压裂，不压裂的井几乎没有产量。一套完整的压裂方案主要包含压裂液的选择、压裂管柱的选择、泵注程序的选择、支撑剂及其浓度分布的选择、排量大小及变化的选择、特殊工具及工艺的选择等等。压裂方案的制定需要依据所针对的具体区块的气藏特征，煤层及其顶、底板的地质认识，勘探开发生产认识及压裂技术的发展。

3.3.3.1 射孔方案

射孔作为压裂储层改造的必备前置工序，其射孔方式与压裂工艺的匹配度，对井筒与储层的初次连通起决定性作用，更是压裂施工顺利开展、确保施工成功的必要保障。

（1）射孔方式

直井、定向井首层采用常规电缆传输射孔，水平井首层采用油管传输射孔；其他层段采用泵送桥塞-射孔联作密切割工艺（图 3.3-7）。

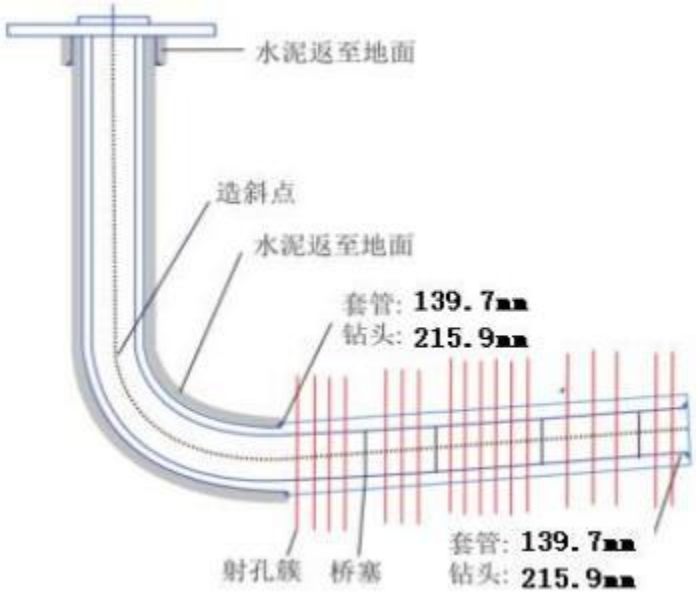


图 3.3-7 水平井射孔桥塞联作密切割示意图

（2）射孔层组合优化

射孔选层主要是利用单井的测井曲线对各层段煤岩的物性进行评价，优选物性好、煤岩结构完整的层段进行射孔来进行优选射孔层段。

直井、定向井以煤层为主，兼顾煤层顶底板含气性较好的煤系暗色致密砂岩、碳质泥岩和暗色泥岩。

水平井根据录井和测井资料，优选甜点区，优化压裂各层段射孔位置。

（3）射孔施工原则

根据钻遇储层地质条件和储层特征，确定如下射孔原则：

①避开套管接箍

射孔施工前，先对全井进行自然伽马（GR）和磁定位（CCL）测井，与完井测井曲线、固井质量曲线、套管数据表等资料进行复核，确定套管接箍位置与射孔层段位置，所有资料符合后进行射孔校深；在射孔段的选择时避开接箍位置

②射孔厚度考虑加砂强度和压裂改造规模。

③射孔密度考虑不同地层限流因素，限流段孔密度不低于 12 弹/m。

④所选井段、射孔参数利于压裂改造，所选弹型能够穿透固井水泥环，保证煤层与井眼连通。

（4）射孔器材

①射孔枪型弹型

直井、定向井射孔枪型选用 102 枪，水平井枪型选用 89 枪。射孔弹选用弹型：102 弹或 89 弹，射孔弹选用深穿透等孔径射孔弹；孔密：12-16 孔/m，相位：90 度或 60 度螺旋布孔。

②桥塞

阜康矿区地温梯度较低，因此桥塞要适应本区地温特征，48h 后桥塞配套溶解球可全部溶解，142h 后桥塞本体溶解。

（5）射孔质量要求

射孔施工严格执行以下标准，但不限于以下标准：

《油气井射孔起爆装置通用技术条件及检测方法》SY/T6791-2010；

《电缆测井与射孔带压作业技术规范》SY/T6751-2016；

《水平井射孔作业技术规范》SY/T6253-2016；

《常规射孔作业技术规范》SY/T5325-2021。

3.3.3.2 压裂方案设计

通过阜康矿区瓦斯井压裂施工实践表明，水力压裂工艺适用于煤系气地层的改造，但也存在施工压力高、砂比低、滤失量大等问题；根据储层不同特征，选择活性水、清洁压裂液、复合压裂液体系，支撑剂选择 70-140 目、40-70 目、30-50 目、20-40 目石英砂，射孔采用电缆吊射、油管传输射孔和射孔桥塞联作工艺。

（1）压裂工作量规划

单个井场钻井工作全部完成后，随即开展储层改造施工。本次储层改造采用大规模体积压裂工艺，由于地下注热瓦斯开发井不需要压裂，因此，三期项目 75 口井合计压裂 241 层段。采用大规模体积压裂为主，即液量 1500-2000m^3，砂量 200-300m^3，施工排量 12-20m^3/min。

（2）注入方式

压裂施工采用光套管注入方式压裂。

（3）分层封隔方式

压裂分层采用可溶性桥塞封隔。

（4）压裂规模

直井、定向井各层段的压裂规模基本相近；大倾角水平井考虑其深部储层原始渗透率低于浅部储层，因此，总体上深部压裂规模要大于浅部。

压裂规模采用动态控制，单层（段）加砂总量200-300m^3、泵注总液量1500-2000m^3，压裂加砂强度4-8m^3/m，平均砂比8.0%以上，平均施工排量12.0-20.0m^3/min。

（5）压裂液体系

根据本区以往压裂施工经验和本次开发压裂工程实际情况，压裂采用活性水+滑溜水体系，以活性水为主体，在施工压力异常、加砂困难时在线加入，配置成变黏滑溜水体系，降低施工压力，提高液体携砂能力。

根据压裂目的层段温压特征、储层岩性特征及邻井试采结果等，结合施工要求，参照《水基压裂液性能评价方法》（SY/T5107-2016）、《瓦斯藏用水基压裂液性能评价方法》（NB/T10034-2016）的要求，压裂液添加KCL、高效助排剂、减阻剂、破胶剂，以满足压裂施工需要。

KCL是重要的粘土稳定剂，合适浓度的KCL可以提供充足的阳离子来进行离子交换，压缩粘土表面的扩散双电层，从而防止粘土膨胀、分散和运移。KCL浓度根据GR值选择，当煤层的自然伽马值≤20API，使用0.5%KCL；当20API＜当煤层的自然伽马值≤40API，使用1%KCL；40API＜煤层的自然伽马值≤80API，使用1.5%KCL。

高效助排剂在瓦斯井压裂过程中起到至关重要的作用，它们主要用于改善瓦斯储层的渗透性，提高压裂液的返排效率，从而提升瓦斯的产量。助排剂可以降低煤层岩石与压裂液之间的表面张力，这有助于压裂液更好地进入煤层的微裂缝中。通过改变煤层岩石的润湿性，助排剂可以减少压裂液在储层中的吸附，从而降低毛细力，减少压裂液的滞留，减少压裂过程中对储层的伤害，保护储层的原始渗透性。水锁效应是瓦斯开采中常见的问题，助排剂可以减少水分子在煤层孔隙中的吸附，降低水锁效应，提高气体的流动性。通过减少压裂液在储层中的滞

留和提高气体的流动性，优化压裂液的返排过程，减少返排时间，提高返排效率，从而可以显著提高瓦斯的产量和加快瓦斯的开采速度。助排剂使用浓度为0.2%。减阻剂可有效减少压裂液的摩阻，降低压裂施工压力，提高砂比和压裂液效率，用于提高裂缝的形成和扩展效率，减阻剂使用浓度0.1-0.2%。

破胶剂能够迅速分解压裂液中的聚合物，降低压裂液黏度，加速压裂液的返排，减少压裂液在储层中的滞留，降低对储层的伤害；高适应的破胶剂可以减少沉淀生成的，增高储层渗透性。

根据试验结果，结合压裂施工工艺，建议压裂液主体配方如下。现场根据压裂液性能要求，实施调整。

活性水压裂液配方：清水+0.5-1.5%氯化钾+0.2%高效助排剂

滑溜水配方：清水+0.5-1.5%氯化钾+0.2%高效助排剂+0.1-0.2%降阻剂+0.05-0.1%破胶剂（表3.3-26）。

表3.3-26 固滑溜水压裂体系技术指标（参考）

项目		指标				
		一级滑溜水	二级滑溜水	三级滑溜水	中粘压裂液	高粘压裂液
表观黏度，MPa·s		5≤μ<10	10≤μ<15	15≤μ<20	20≤μ<30	50≤μ
降阻率，%		≥70	≥70	≥70	≥65	≥60
增粘速率，%		≥80				
液相乳化性		与水完全互溶，无乳化、无分层				
破胶液性能	破胶时间，h	≤10			≤6	
	破胶液运动黏度，mm^2/s	≤5（20℃）			≤5（40℃）	
	CST	<1.5				
	吸附率，%	≤10				
	残渣，mg/L	≤100				
	与地层流体配伍性	无沉淀、无絮凝				

（6）支撑剂

前置液采用70-140目石英砂段塞降低滤失，携砂液前期采用70-140目石英砂，用于支撑次裂缝；携砂液中期采用40-70目的石英砂，主要用于支撑水力主裂缝，携砂液后期采用20-40目的石英砂主要提高近井裂缝的导流能力（表3.3-27、表3.3-28）。

表3.3-27 支撑剂类型及参数

支撑剂类型	规格（目）/粒径（mm）	闭合压力MPa	破碎室受力kN	破碎率%
石英细砂	40-70/0.212-0.425	35	71	≤8.0
石英中砂	30-50/0.300-0.600	35	71	≤10.0
石英中砂	20-40/0.425-0.825	28	57	≤14.0

表 3.3-28 压裂用支撑剂性能参数指标

产品类型		石英砂	石英砂	石英砂	石英砂	石英砂
产品规格		检验方法	70/140 目	40/70 目	30/50 目	20/40 目
技术指标	破碎率 28MPa	SY/T5108	≤8.0	≤8.0	≤10.0	≤14.0
	圆度	SY/T5108	≥0.6	≥0.6	≥0.6	≥0.6
	球度	SY/T5108	≥0.6	≥0.6	≥0.6	≥0.6
	体积密度/g/cm^3	SY/T5108	/	/	/	/
	视密度/g/cm^3	SY/T5108	/	/	/	/
	酸溶解度%	SY/T5108	≤7.0	≤7.0	≤7.0	≤7.0
	浊度 FUT	SY/T5108	≤150	≤150	≤150	≤150

（7）压裂目标层段

阜康八区块的压裂目标层为 39#、41#、42#、44#煤层，直井、定向井采用合层压裂方式，分 4 个层段进行压裂施工，水平井以单煤层多层段方式进行压裂施工，对 39#、41#、42#、44#煤层水平段进行多段组合密切割体积压裂。

（8）压裂设备

按照 20.0m^3/min、施工压力 70MPa 准备压裂车组，需要 22.6×20×70=31640hhp，需要 16 台 2000 型以上压裂车，为确保施工，多备 2 台压裂车，共需 12-20 台 2250 型压裂车，100 桶混砂车 1-2 台，仪表车 1 台，其中压裂设备保证在施工压力下连续施工 8.0hr 以上，同时配套高压管汇、低压管汇、压裂井口、液罐、砂罐及其它配套辅助设备。能够保证在施工压力下连续施工 8.0hr 以上，设备准备详见表 3.3-29。

表 3.3-29 压裂设备准备表

序号	名称	规格类型	单位	数量	备注
1	压裂车	2250 型	台	12-20	
2	混砂车	100 桶	台	1-2	
3	连续混配车	12m^3	台	1	
4	仪表车	网络控制	台	1	
5	砂罐车	18m^3	个	4	
6	压裂井口	KQ130-105	套	1	主通径 130mm 并配套 4 通道以上
7	高压管汇	105MPa	套	1	
8	节流放喷管汇	35MPa	套	1	配套 1、2、4、6、8、10mm 油嘴各 2 个以上
9	储液池	3000m^3	个	1	
10	储液罐	50m^3	个	2	
11	修井机	50 吨	台	1	
12	发电机组		套	1	满足施工需要
13	防爆风扇	半径 0.5m 以上	台	2	
14	投球器		套	2	用于投球暂堵使用
15	吊车	50 吨以上	台	2	

3.3.4 排采工艺设计

根据钻井方案以及不同的井型，排采井采用抽油机管式泵、射流泵、电潜螺杆泵、顶驱螺杆泵等多种排采设备，同时使用瓦斯井远程自动化智能排采管控系统，进行连续排采监控，地面建设标准化井场。

3.3.4.1 排水采气机理

由于煤层气主要依靠地层压力以吸附状态赋存于煤层中，而地层压力的主体就是地层静水压力，因此只有通过排水使地层压力降低才能使煤层气从煤基质颗粒的内表面上解吸和释放出来。这种关于煤层气赋存和产出规律的认识突破，为日后发展大规模煤层气地面开发奠定了理论和技术基础。

3.3.4.2 井口选择

该区目标煤层埋深 1800～3500m，综合考虑工况安全余量、设备长期运行可靠性及井下压力计安装需求，本项目选用公称压力 21MPa 采气井口。

3.3.4.3 排采设备

（1）抽油机+管式泵

①抽油机型号

根据井深确定抽油机型，井深1500-2000m采用8型游梁式抽油机，2000-2500m，采用10型游梁式抽油机，2500-3500m采用游梁式12型抽油机，见表3.3-30。

表3.3-30抽油机主要参数

抽油机型号	CYJ8-3.0-37	CYJ10-3.3-53	CYJ12-4.8-73
最大负荷（KN）	80	100	120
最大光杆冲程（m）	3.0	3.3	4.8
冲次（s.p.m）	12	8	8
减速器最大扭矩（kN·m）	37	53	73

②抽油泵型号

由于本示范区产水差异较大，各井产水量从小于1m³/d到344m³/d（图3.3-8），抽油泵根据地层产水量匹配，选用自洁式φ44管式抽油泵、自洁式φ57管式抽油泵、自洁式φ70管式抽油泵。该型排采泵效较稳定，排采效果较好。自洁式泵能够对沉积在抽油泵底部的细小颗粒、煤粉进行冲刷，以起到清洁泵筒、固定凡尔总成等的作

用，并在游动阀总成上加装强制关闭装置，适用于一定斜度的瓦斯井（图3.3-9、表3.3-31）。

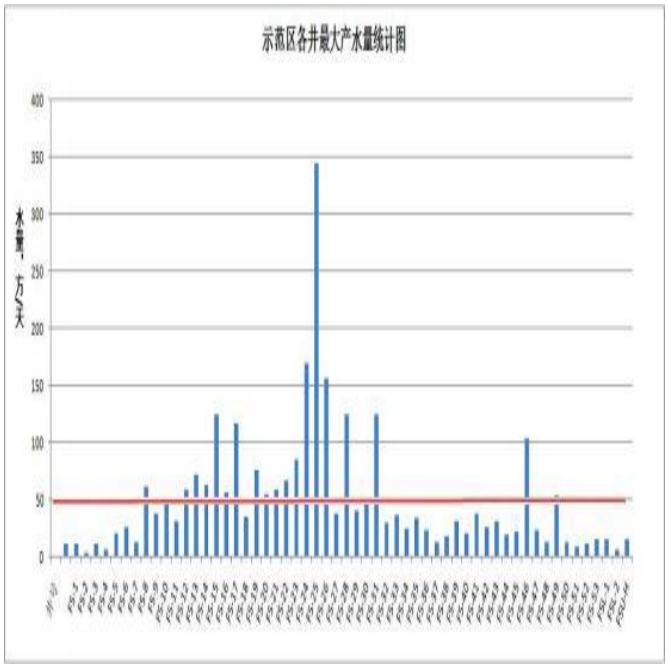


图3.3-8以往瓦斯井最大产水量统计图

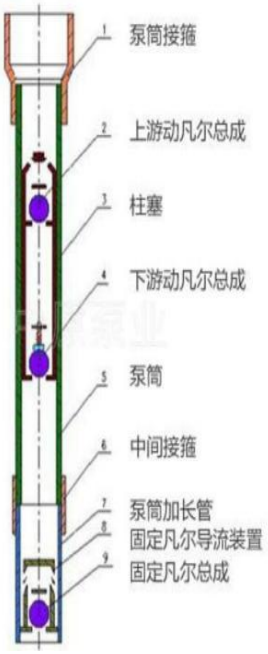


图3.3-9自洁式管式泵结构图

表3.3-31自洁式管式泵技术参数

泵型	Φ32	Φ38	Φ44	Φ57	Φ70
泵径，mm	Φ31.8	Φ38.1	Φ44.5	Φ57.2	Φ69.9
连接抽油杆螺纹	3/4″	3/4″	3/4″	3/4″	7/8″
两端连接油管	23/8″ 27/8″	23/8″ 27/8″	27/8″	27/8″	31/2″
最大冲程，mm	2500-3700	2500-3700	2500-3700	2500-3700	2500-3700
柱塞长度，mm	1200	1200	1200	1200	1200
泵筒长度，mm	3300-4500	3300-4500	3300-4500	3300-4500	3300-4500
加长管长度，mm	650	650	650	650	650
最大外径，mm	Φ88.9	Φ88.9	Φ88.9	Φ88.9	Φ107

③油管及抽油杆组合

A. 管柱组合

常规井选用N80Φ73mm平式油管；如果CO_2含量高、排采水矿化度高、狗腿度大的井，选择N80Φ73mm平式内衬油管，内衬油管具有较好的抗腐蚀、抗磨性。油管自下而上组合分别为：

丝堵+Φ73mm沉砂管+Φ73mm筛管+Φ73mm油管+Φ57mm管式泵（斜井自洁式）+Φ73mm压力计托筒+Φ73mm油管+变扣短节+油管悬挂器。

B. 抽油杆组合

抽油杆采用两级或三级组合方式，选用φ25mm、φ22mm、φ19mmH级抽油杆，狗腿度较大处外加滑轮式扶正器，其他处抽油杆安装浇注式扶正器。

抽油杆自下而上组合：Φ19mm柱塞+变径接头+Φ19mm抽油杆（含油杆扶正器）+变径接头+Φ22mm抽油杆（含油杆扶正器）+变径接头+Φ25mm抽油杆（含油杆扶正器）+Φ28mm光杆。

（2）射流泵

①射流泵排采工艺

射流泵的井口装置主要由法兰、管线、闸门等部件构成，与常规瓦斯生产井口相比增加了一个油管小四通（图3.3-10）。

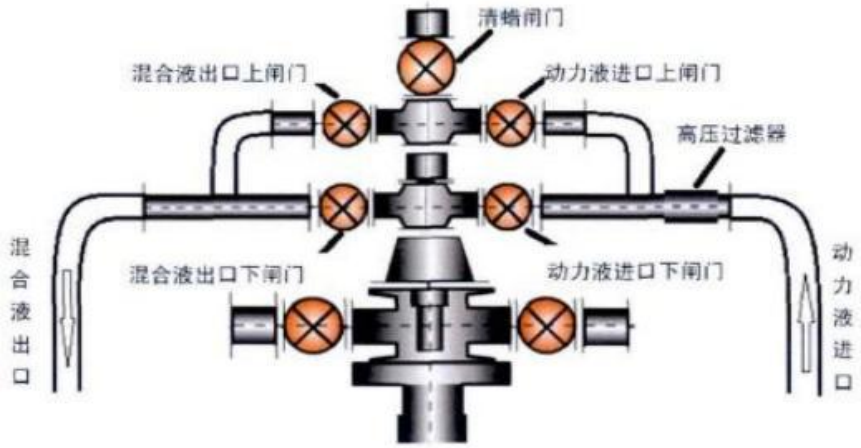


图3.3-10同心管井口装置示意图

射流泵的井下生产管柱结构为（自上而下）：

（1）油管悬挂器；

（2）φ48.3mm，壁厚4.00mm的内管与φ73mm、壁厚5.5mm的外管组成的同心管；

（3）φ110mm的工作简（用于承载射流泵泵芯）；

（4）φ48.3mm的筛管（用于阻止大颗粒的砂粒进入泵筒卡泵）；

（5）φ48.3mm，壁厚4.00mm尾管、丝堵等。

正常生产时为防止气锁影响泵效，一般将泵下至煤层以下10-20m，也可根据实际情况将泵下至煤层上部。

②射流泵排水采气地面工艺

射流泵的排采地面工艺流程：动力液由高压泵自动力管线中注入井内，通过射流泵时利用负压卷吸原理将地层流体吸入泵内，动力液与底层流体混合形成混合

液，之后混合液被排出井筒并沿着混合液管线进入液固分离罐，混合液中的固相颗粒经过沉降分离沉分离罐中，液固分离后的液体一部分进入动力液管线作为动力液进行参与生产，另一部分进入井场上的排污池；随着上述流程的不断开展，瓦斯开始解吸，解吸出的瓦斯自油套环空产出（图3.3-11）。

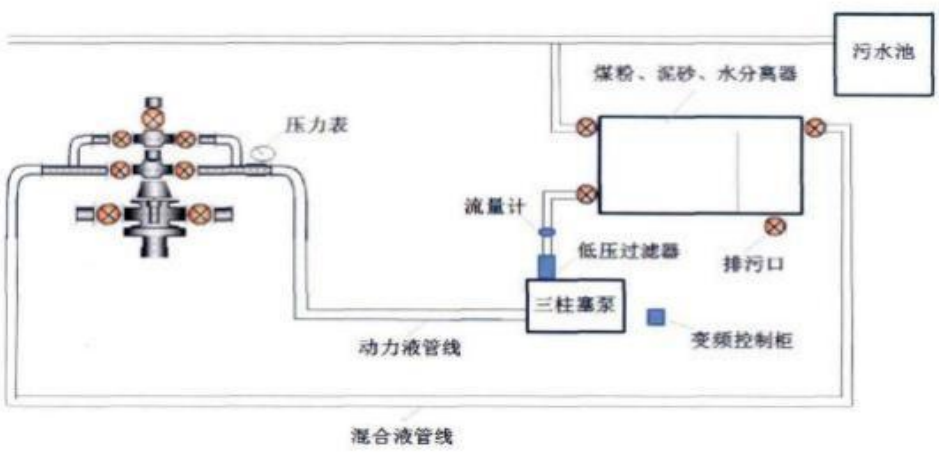


图3.3-11射流泵单井生产流程示意图

③射流泵地面设备

地面设备主要为高压柱塞泵、动力液储层罐、分离罐、流量自动控制装置等装置，见表3.3-32）。高压柱塞泵选择三柱塞泵，用一备一，额定压力、额定排量大于设计最大参数20%左右，配套三相变频电机，采用强制润滑的动力端结构，采用不锈钢泵头和整体式板阀结构液力端。

表3.3-32单井地面设备及器材一览表

序号	名称	规格型号	单位	数量	备注
1	高压柱塞泵	3ZS127-13.5/20	台	2	排量13.5m³/h，压力20MPa
2	变频器	SBBPK-3/90	台	1	具有压力闭环系统
3	低压过滤器	滤网40目	套	2	耐压2.5MPa
4	泥砂、水分离罐	20m³	台	1	长宽高4mx2.4mx2.3m
5	计量罐	1m³	台	1	
6	流量自动控制装置	0.6-6m³/h，1.5级	台	1	
7	低压电磁流量装置	0-10m³/h，1.5级	台	1	
8	高压闸板阀	25MPa，通径65	套	2	
9	高压闸板阀	25MPa，通径80	套	2	
10	低压闸板阀	1.6MPa，通径65	套	5	
11	低压闸板阀	1.6MPa，通径80	套	6	

序号	名称	规格型号	单位	数量	备注
注	具体柱塞泵型、变频器等装置参数根据各井井况调整。				

根据地面泵的电机功率选择变频器，且变频器具有压力闭环系统，过载、欠载、短路、断路自动保护停机等功能。

根据瓦斯井混合液总量、煤粉含量、煤粉和水的分离速度等参数，确定分离罐容积。

地面流程包括高压管线、低压管线、高压阀门、低压阀门、取样阀门、放空阀门、压力表阀门、25MPa远传压力表、变径焊接头、焊接弯头、卡箍头及卡箍总成、法兰盘、垫片及螺栓等材料。

④射流泵井下管柱组合

根据下泵深度、管柱连接和现场生产的要求对井下工具进行配套，井下管柱为双层油管，外层油管为φ73mm，中心管直径为φ48.3mm；泵下深根据目的层井深确定，射流泵型号为：SPB2.5×1.5-（S），射流泵所用喷嘴直径为2.8-3.5mm；喉管直径5.5-7.5mm（表3.333、图3.3-12）。

井下管柱组合：

外管φ73mm平式N80油管×泵深+φ73mm压力计托筒×1m+射流泵筒+φ73mm绕丝筛管×2.6m（缝宽1.8mm）内管Φ48.3mm平式N80油管×泵深+尾管Φ48.3mm平式N80油管×1根+丝堵。

表3.3-33单井井下工具明细

序号	名称	规格	单位	数量	备注
1	油管	N80、φ73m	m	2000	
2	油管短节	N80、φ73m	m/套	2m×2；1m×2；0.5m×2	
3	油管	N80、φ48.3mm	m	2100	
4	油管短节	N80、φ48.3mm	m/套	5m×1；2m×2；1m×2；0.5m×2	
5	宽缝隙绕丝筛管	21/2in	m/根	2.6	
6	喷射泵筒	SPB2.5×1.5-（S）	套	1	
8	喷嘴	2.8-3.5mm	套	2	
9	喉管	5.5-7.5mm	套	2	
10	尾管	N80、φ48.3mm	m/根	4.0	
11	丝堵	N80、φ48.3mm	个	1	

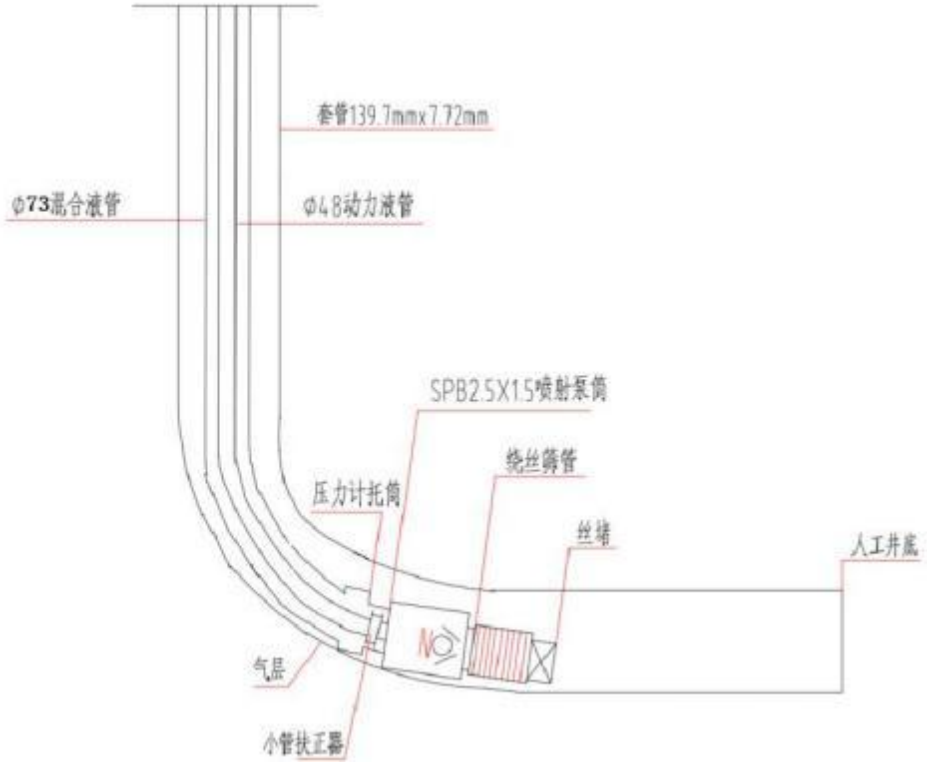


图3.3-12射流泵井下管柱示意图

3.3.4.4 排采动态监测

动态监测的目的主要是为了进一步认识煤层，科学合理地进行瓦斯开采提供理论依据。随着排采进行，储层孔渗特性、压力、产水量、产气量都会发生变化，掌握这些参数的变化规律对制定合理的瓦斯开发方案具有重要意义。

瓦斯动态监测的主要内容有井底流压、产气量、产水量、井口套压、温度、液位等生产参数，以及排采电机电流、扭矩等设备运行参数。

（1）流压监测

井底流压是瓦斯排采的关键参数，随生产管柱下入井底压力计，通过井底压力计对井底流压进行采集和监测。

（2）套压监测

井口安装机械式套压压力表或流程上安装电子式套压压力表对套压数据进行采集和监测。

（3）流量监测

根据瓦斯井产气规律，安装满足流量范围的气体流量计和液体流量计，对产气产水量进行连续监测，未安装液体流量计的井可采用人工量取的方式进行监测。

（4）排采设备运行情况监测

排采设备运行情况监测主要是设备运行关键参数的监测，如冲次、电流、扭矩、功图等，旨在掌握地面及井下设备运行情况，并分析泵的运行工况。

（5）其他参数监测

排采生产过程中除了采集和监测压力、产量及设备运行参数外，还必须对金属碎屑、煤粉含量等参数进行监测，为井下设备运行情况及储层情况提供分析依据。

通过监测的参数，掌握瓦斯井的生产动态及其设备工况，了解排采过程中气、水流体的流动规律，依据井的实际生产情况进行分析和预测，以便及时把握生产动态指导之后的生产。

为实现瓦斯井的信息化、自动化、精细化管理，提高管理效率及设备利用效率以及实现实时管控，保证瓦斯排采的连续性和稳定性以增加单井产量，建议使用瓦斯井远程自动化智能排采管控系统。

3.3.4.5 排采工作制度

根据以往排采经验和本区实际情况，主要分为5个排采阶段，即排水降压阶段、憋套压阶段、控压提产阶段、稳产阶段和产量衰减阶段，分述如下。

（1）排水降压阶段

根据排采过程中地层供液能力变化，把这一阶段可分为3个过程。

①第一过程：供液能力与液面降幅呈线性关系，排采工作制度不断调整过程。排采初期，由于水力压裂液的影响，加之地层水的补给，近井地带供水极为充足，降压半径扩展极为有限，可以近似地认为压差全部集中在近井区域，排采产水量与液面降幅呈线性关系。

为了防止动液面下降过快造成煤层附近井筒地带压差过大，导致近井地带煤储层的渗透率遭到破坏，此时需要根据开发煤层层数，确定每层最大的产水上限。根据该区渗透性和排采经验相结合的方式，确定该区域每层产水上限为30m^3/d。

当产水量达到产水上限时，调整工作制度稳定井底流压，直到消除压裂液和储层产水的叠加影响，产水量逐步降低至正常水平为止，建议排采强度如表3.3-34所示。

表3.3-34排水降压阶段不同液柱高度对应排采强度表

距顶部煤层液柱高/m	流压降速/（MPa/d）
≥800	0.04~0.06
800~600	0.03~0.05
600~400	0.02~0.04
400~200	0.01~0.03
≤200	0.005~0.02
注：未见套井排水降压阶段制度执行说明：日产水量<5m^{3}制度执行低值；日产水量5-15m^3，制度执行中值；日产水量>15m^3，制度执行高值。	

②第二过程：供液能力与液面降幅线性关系破坏，排采工作制度不断调整过程。该阶段是继第一阶段稳定流压，产水量逐步降低至正常水平之后，逐步降低井底流压，随着排采进行，压力在煤层和围岩中都发生着传递，围岩中的水对煤层的补给量进一步增加。此阶段的显著特点是产水量的增加速度低于流压的降幅，排采产水量与流压降幅线性关系被逐步破坏，煤层的供液量逐渐趋于平稳。这一过程中，为了防止煤层局部地带压降过大导致渗透率降低过多，需要不断调整排采工作制度适应地层供液能力的变化。

③第三过程：供液能力趋于平稳，主要排采煤层及围岩含水层中水的过程煤储层及围岩中压力传递一段距离后，压力传递的速度变慢，单位时间内煤储层及围岩供液能力逐渐趋于平稳，排采工作制度处于相对稳定状态。

瓦斯井通过水压和气压两套压力系统的传递来实现产气。煤储层中的水能否发生流动及流动的距离很大程度上决定了气体产出的路径及产出量。若储层中的水不能发生流动，其气体发生解吸产出的量将非常少。瓦斯井排采产气的特点决定了水压传递的距离要大于气压传递的距离。水和气体本身属性的差异，尤其是动力黏度系数的差异，决定了产气前若水的传递距离较近，产气后气体与水共用裂隙通道，必然阻碍水的流动，离井筒较远的水运移难度进一步加大。最大限度地延长产气前

水传递的距离，最大限度地增加产气前的累计产水量，是该区域后期产气效果的重要保障之一。

（2）憋套压阶段

憋套压阶段通过控制井底流压来控制煤层的产气速度，实现煤层中远端水向近井筒地带流动，同时让围岩中的水继续产出，控制产气量，尽量让煤层中的水压向更远处传播。由于阜康示范区中、低阶煤的吸附特性导致储层达到解吸压力后，气体会快速解吸导致套压急剧升高。

因此该阶段的排采是观察产水量的变化情况，若见套后排采井产水明显降低，说明近井地带煤层的解吸阻碍了水的渗流通道，此时可以恢复并稳定流压，保证产水量的稳定。若见套后排采井产水未明显降低，说明近井地带煤层的解吸对水的渗流通道影响较小，此时可以降低排采强度（一般降至0.005～0.020MPa/d），保证最大的产水量。憋套压阶段的时间长短和地层水的补给量关系很大，如果煤储层的水不能有效排出就结束憋套压阶段，后期不能形成很好的产量。

此阶段的重点是控制排采强度，防止煤层大量出砂、出粉造成储层裂隙堵塞和井内大量出砂、出粉，见套后排采强度建议值如表3.3-35。

表3.3-35憋套压阶段不同液柱高度对应排采强度

井底流压/MPa	见套后流压降幅/（MPa/d）
0-2	0.005±0.005
≥2	0.010±0.010
注：未见套井排水降压阶段制度执行说明：日产水量<5m^3，制度执行低值；日产水量5～15m^3，制度执行中值；日产水量>15m^3，制度执行高值。	

（3）控压提产阶段

进入控压提产阶段后，围岩含水层中的水对煤层的补给量已经相对较少，此时的排采工作制度重心转移到以稳定和提高产气量为主，以继续产水为辅。结合中、高渗块状储层特征，示范区该区域提产以一次性连续提产为主，提产过程中产水量会随着气量的上升而逐步下降，产水量下降至接近与地层供液平衡为提产结束点。

（4）稳定产气阶段

进入稳定产气阶段，储层能基本实现产气的自我调节，此阶段地层供液能力进一步减少。此时排水工作已不是工作的重点，若井口套压能保持一个定值来维持产量，则继续保持现有的排采工作制度。当井口套压值不能维持产气量时，通过缓慢降低井口套压实现稳产。当井口套压降低到一定值，动液面到煤层段以下，煤层完全漏出，再降低井口套压也无法维持产气量稳定时，即进入了产气量衰减阶段。

（6）产量衰减阶段

进入产气量衰减阶段，维持液面为最低，保证套压稳定。如果产水量较小，可采用间歇式排采方式。

3.3.5 地面工程

3.3.5.1 地面工程规模

（1)阜康市白杨河区域煤矿瓦斯治理三期项目新建及利用现有井场共计16座，其中新建12座，依托一、二期已建井场4座；规划钻井75口，包括直井、定向井19口（含地下注热瓦斯开发井4口：FQ1-X1～FQ1-X4）、水平井56口（含配套采气井FQ1-H1），4口注热井不参与产气，产气井合计71口，其中直井、定向井15口、水平井56口。

（2）新建及利旧集输管线总长8.14km，其中新建管线约4.14km，依托二期已建管线4.0km。

（3）配套电力、自动控制、通信、建筑、结构、总图、防腐、给排水及消防、暖通、机械等辅助公用工程。

3.3.5.2 地面工程界面

地面集输工程与排采工程以井口采气树二级闸门出口法兰为界，闸门后第一片法兰由排采工程提供，采气树的油嘴套、翼安全阀、抽油机、射流泵及相关配套设施设备等不在地面工程界面内。

3.3.5.3 标准化井场

（1）采气井场数量及位置

本项目建设井场16座（其中新建12座，利用二期4座，分别为FK61、FK66、

FK70、FK7）。见表 3.3-36。

表 3.3-36 本项目标准化井场建设情况一览表

序号	平台	经度坐标	纬度坐标	所辖井数（口）	井号
1	FK61（利用二期）	88° 24′ 55.902″	44° 2′ 28.348″	5	FK61-4L
2					FK61-2X
3					FK61-1X
4					FK61-3X
5					FK61-2L
6	FK6301（新建）	88° 25′ 45.322″	44° 2′ 15.157″	10	FK6301
7					FK6301-1X
8					FK6301-2X
9					FK6301-1L
10					FK6301-2L
11					FK6301-3L
12					FK6301-4L
13					FK6301-5L
14					FK6301-6L
15					FK6301-10L
16	FK6501（新建）	88° 26′ 36.69240″	44° 2′ 36.51338″	10	FK6501-1X
17					FK6501-1L
18					FK6501-2L
19					FK6501-3L
20					FK6501-4L
21					FK6501-5L
22					FK6501-6L
23					FK6501-8L
24					FK6501-10L
25					FK6501-13L
26	FK6502（新建）	88° 26′ 46.87109″	44° 2′ 58.33469″	4	FK6502-1L
27					FK6502-2L
28					FK6502-3L
29					FK6502-6L
30	FK6503（新建）	88° 26′ 44.372″	44° 2′ 27.438″	6	FK6503-1X
31					FK6503-5L
32					FK6503-7L
33					FK6503-8L
34					FK6503-9L
35					FK6503-11L
36	FK66（利用二期）	88° 26′ 55.512″	44° 1′ 58.3362″	1	FK66-8X
37	FK6801（新建）	88° 27′ 55.639″	44° 2′ 48.767″	9	FK6801
38					FK6801-1X
39					FK6801-1L
40					FK6801-2L
41					FK6801-3L
42					FK6801-5L

序号	平台	经度坐标	纬度坐标	所辖井数（口）	井号
43					FK6801-6L
44					FK6801-7L
45					FK6801-8L
46	FK6802（新建）	88° 27′ 22.856″	44° 2′ 45.022″	6	FK6802-1L
47					FK6802-2L
48					FK6802-3L
49					FK6802-5L
50					FK6802-6L
51					FK6802-7L
52	FK68（新建）	88° 28′ 19.931″	44° 2′ 36.0321″	2	FK68-7L
53					FK68-4L
54	FK70（利用二期）	88° 29′ 5.726″	44° 2′ 16.221″	6	FK70-1X
55					FK70-2X
56					FK70-1L
57					FK70-3L
58					FK70-5L
59					FK70-8L
60	FK71（利用二期）	88° 29′ 34.267″	44° 2′ 4.430″	1	FK71-3X
61	FK72（新建）	88° 30′ 8.599″	44° 1′ 43.816″	2	FK72-2X
62					FK72-1X
63	FK8301（新建）	88° 25′ 23.501″	44° 3′ 0.418″	3	FK8301-1L
64					FK8301-2L
65					FK8301-3L
66	FK6201（新建）	88° 25′ 5.640″	44° 2′ 37.940″	5	FK6201-1L
67					FK6201-2L
68					FK6201-3L
69					FK6201-5L
70					FK6201-6L
71	FQ1-H1（新建）	88° 30′ 29.488″	44° 2′ 30.6498″	1	FQ1-H1
72	FQ1-X1 ～ FQ1-X4（新建）	88° 30′ 14.077″	44° 2′ 33.468″	4	FQ1-X1
73		88° 30′ 14.524″	44° 2′ 33.398″		FQ1-X2
74		88° 30′ 16.267″	44° 2′ 33.051″		FQ1-X3
75		88° 30′ 16.669″	44° 2′ 32.948″		FQ1-X4

（2）标准化井场设计

①井口区

井口区布置在井场中央，根据采气井数量设置面积，电气、通讯设施采用一体化排采橇装方案。井口区两侧预留出修井作业场地。

本项目除 4 口地下注热瓦斯开发井开采方式为地下注热（电加热蒸汽发生器辅助抽采外），其余 71 口钻井开采方式为排水采气，排水过程贯穿煤层气开采全过程。采气树内管出水，套管出气。采气树套管节流阀后的煤层气（0.095MPa，20℃）

经计量后进入采气管线。采气树油管排出的采出水经计量后汇入井场防渗排采池，定期拉运处置。

②采出水收集防渗排采池

新建井场根据井式结构设置 1 座 120m^3 或 2 座 120m^3 防渗排采池收集采出水。

③放空区

放空区设置在井场最小频率风向的上风侧。井场设置 1 座 DN80 事故气体燃烧火炬，其高度应当比附近建（构）筑物高出 2m 以上，且总高度不得小于 10m，距离井场围栏 10m 以上。

④修井区

每座井场内设置修井区，修井场地不得随意占用。

（3）标准化井场工艺流程

煤层气开采方式为排水采气，井口采用标准的 KY-250-65 采气树，生产时油管出水，油套环控产气。油管采出水经过计量后排到井场附近的储水池蒸发；套管气经过井口闸阀、针形阀的调节控制，进入采气系统管线，经过计量后至井场放空管排放处理，或经节流至一定压力后进入采气管道。所以煤层气井正常生产流程和事故流程分别如下：

①煤层气井气、水生产流程：

套管气→节流→计量→采气管线油管水→单井计量→储水池

②煤层气井放空流程：

套管气→节流→计量→放空管

为了监测井的生产情况，采集生产数据，井口水管线上需要安装流量计，并安装三通测水、取样闸门；气管线上在井口需安装套压表、取样阀、气体流量计（能获取系统压力和系统温度等参数）。

采气树油管排采水经水表计量后，排至井场排采池。井口采用“1 井 1 泵”的布置方式，每台泵对应一口井。

（4）三期工程井场主要工程量

三期工程各单座井场工程量如表 3.3-37 所示。

表 3.3-37 三期工程井场工程量

序号	工程量（以下为单座井场）	单位	数量
一	**3 井式井场**		
1	井口区（计量阀组橇 3 座，抽油机预留空间 3 座）	m^2	240
2	排采池 10×6×2=120m^3	座	1
3	排采用控制柜 0.8×0.8	座	3
4	放空区	座	1
5	永久占地面积	m^2	1840
6	智能压力变送器 0～0.4MPa	台	1
7	固定式可燃气体探测器	只	1
8	智能排采橇 RTU 控制系统扩容组态调试	套	3
9	系统组态画面调整，集成、技术服务及现场调试	套	3
10	中心处理站控制系统组态画面调整，集成、技术服务及现场调试	套	3
11	科林思德中控系统 SCADA 系统编程组态画面制作现场调试技术服务	套	3
12	亚新集团综合管理系统编程组态画面制作现场调试技术服务	套	3
13	防爆电缆夹紧密封接头	只	25
14	防爆挠性连接管	只	25
15	ZRA-KVVRP221×3×1.5mm^2	m	140
16	ZA-DJVPVRP225×2×1.5mm^2	m	180
17	ZRA-DJVP3VRP12×2×1.5mm^2	m	180
18	镀锌钢管 DN40	m	100
19	压力变送器活接头 NPT1/2″（M）-NPT1/2″（M）	只	1
20	紧固件	只	15
21	接地线	m	100
二	**4 井式井场**		
1	井口区（计量阀组橇 4 座，抽油机预留空间 4 座）	m^2	320
2	排采池 10×6×2=120m^3	座	1
3	排采用控制柜 0.8×0.8	座	4
4	放空区	座	1
5	永久占地面积	m^2	2070
6	智能压力变送器 0~0.4MPa	台	1
7	固定式可燃气体探测器	只	1
8	智能排采橇 RTU 控制系统扩容组态调试	套	4
9	系统组态画面调整，集成、技术服务及现场调试	套	4
10	中心处理站控制系统组态画面调整，集成、技术服务及现场调试	套	4
11	科林思德中控系统 SCADA 系统编程组态画面制作现场调试技术服务	套	4
12	亚新集团综合管理系统编程组态画面制作现场调试技术服务	套	4
13	防爆电缆夹紧密封接头	只	30
14	防爆挠性连接管	只	30
15	ZRA-KVVRP221×3×1.5mm^2	m	200
16	ZA-DJVPVRP225×2×1.5mm^2	m	250
17	ZRA-DJVP3VRP12×2×1.5mm^2	m	250
18	镀锌钢管 DN40	m	200
19	压力变送器活接头 NPT1/2″（M）-NPT1/2″（M）	只	1
20	紧固件	只	20
21	接地线	m	110
三	**五井式井场**		
1	井口区（计量阀组橇 5 座，抽油机预留空间 5 座）	m^2	400
2	排采池 10×6×2=120m^3	座	2

序号	工程量（以下为单座井场）	单位	数量
3	排采用控制柜 0.8×0.8	座	5
4	放空区	座	1
5	永久占地面积	m^2	2346
6	智能压力变送器 0～0.4MPa	台	1
7	固定式可燃气体探测器	只	2
8	智能排采橇 RTU 控制系统扩容组态调试	套	5
9	系统组态画面调整，集成、技术服务及现场调试	套	5
10	中心处理站控制系统组态画面调整，集成、技术服务及现场调试	套	5
11	科林思德中控系统 SCADA 系统编程组态画面制作现场调试技术服务	套	5
12	亚新集团综合管理系统编程组态画面制作现场调试技术服务	套	5
13	防爆电缆夹紧密封接头	只	25
14	防爆挠性连接管	只	25
15	ZRA-KVVRP221×3×1.5mm^2	m	230
16	ZA-DJVPVRP225×2×1.5mm^2	m	250
17	ZRA-DJVP3VRP12×2×1.5mm^2	m	250
18	镀锌钢管 DN40	m	250
19	压力变送器活接头 NPT1/2″（M）-NPT1/2″（M）	只	1
20	紧固件	只	25
21	接地线	m	130
四	**六井式井场**		
1	井口区（计量阀组橇 6 座，抽油机预留空间 6 座）	m^2	480
2	排采池 10×6×2=120m^3	座	2
3	排采用控制柜 0.8×0.8	座	6
4	放空区	座	1
5	永久占地面积	m^2	2576
6	智能压力变送器 0～0.4MPa	台	1
7	固定式可燃气体探测器	只	2
8	智能排采橇 RTU 控制系统扩容组态调试	套	6
9	系统组态画面调整，集成、技术服务及现场调试	套	6
10	中心处理站控制系统组态画面调整，集成、技术服务及现场调试	套	6
11	科林思德中控系统 SCADA 系统编程组态画面制作现场调试技术服务	套	6
12	亚新集团综合管理系统编程组态画面制作现场调试技术服务	套	6
13	防爆电缆夹紧密封接头	只	40
14	防爆挠性连接管	只	40
15	ZRA-KVVRP221×3×1.5mm^2	m	300
16	ZA-DJVPVRP225×2×1.5mm^2	m	350
17	ZRA-DJVP3VRP12×2×1.5mm^2	m	350
18	镀锌钢管 DN40	m	310
19	压力变送器活接头 NPT1/2″（M）-NPT1/2″（M）	只	1
20	紧固件	只	30
21	接地线	m	170
五	**九井式井场**		
1	井口区（计量阀组橇 9 座，抽油机预留空间 9 座）	m^2	720
2	排采池 10×6×2=120m^3	座	2
3	排采用控制柜 0.8×0.8	座	9
4	放空区	座	1
5	永久占地面积	m^2	3266
6	智能压力变送器 0～0.4MPa	台	1
7	固定式可燃气体探测器	只	2

序号	工程量（以下为单座井场）	单位	数量
8	智能排采橇 RTU 控制系统扩容组态调试	套	9
9	系统组态画面调整，集成、技术服务及现场调试	套	9
10	中心处理站控制系统组态画面调整，集成、技术服务及现场调试	套	9
11	科林思德中控系统 SCADA 系统编程组态画面制作现场调试技术服务	套	9
12	亚新集团综合管理系统编程组态画面制作现场调试技术服务	套	9
13	防爆电缆夹紧密封接头	只	50
14	防爆挠性连接管	只	50
15	ZRA-KVVRP221×3×1.5mm^2	m	400
16	ZA-DJVPVRP225×2×1.5mm^2	m	450
17	ZRA-DJVP3VRP12×2×1.5mm^2	m	450
18	镀锌钢管 DN40	m	400
19	压力变送器活接头 NPT1/2″（M）-NPT1/2″（M）	只	1
20	紧固件	只	50
21	接地线	m	220
六	**十井式井场**		
1	井口区（计量阀组橇 10 座，抽油机预留空间 10 座）	m^2	800
2	排采池 10×6×2=120m^3	座	2
3	排采用控制柜 0.8×0.8	座	10
4	放空区	座	1
5	永久占地面积	m^2	3726
6	智能压力变送器 0～0.4MPa	台	1
7	固定式可燃气体探测器	只	2
8	智能排采橇 RTU 控制系统扩容组态调试	套	10
9	系统组态画面调整，集成、技术服务及现场调试	套	10
10	中心处理站控制系统组态画面调整，集成、技术服务及现场调试	套	10
11	科林思德中控系统 SCADA 系统编程组态画面制作现场调试技术服务	套	10
12	亚新集团综合管理系统编程组态画面制作现场调试技术服务	套	10
13	防爆电缆夹紧密封接头	只	60
14	防爆挠性连接管	只	60
15	ZRA-KVVRP221×3×1.5mm^2	m	450
16	ZA-DJVPVRP225×2×1.5mm^2	m	550
17	ZRA-DJVP3VRP12×2×1.5mm^2	m	550
18	镀锌钢管 DN40	m	450
19	压力变送器活接头 NPT1/2″（M）-NPT1/2″（M）	只	1
20	紧固件	只	55
21	接地线	m	230
七	**老井改造；新增 1 口井的井场，合计 2 座（FK66 和 KF71）**		1
1	智能压力变送器 0～0.4MPa	台	1
2	固定式可燃气体探测器	只	2
3	智能排采橇 RTU 控制系统扩容组态调试	套	2
4	系统组态画面调整，集成、技术服务及现场调试	套	2
5	中心处理站控制系统组态画面调整，集成、技术服务及现场调试	套	2
6	科林思德中控系统 SCADA 系统编程组态画面制作现场调试技术服务	套	2
7	亚新集团综合管理系统编程组态画面制作现场调试技术服务	套	15
8	防爆电缆夹紧密封接头	只	15
9	防爆挠性连接管	只	110
10	ZRA-KVVRP221×3×1.5mm^2	m	100
11	ZA-DJVPVRP225×2×1.5mm^2	m	100
12	ZRA-DJVP3VRP12×2×1.5mm^2	m	100

序号	工程量（以下为单座井场）	单位	数量
13	镀锌钢管 DN40	m	1
14	压力变送器活接头 NPT1/2″（M）-NPT1/2″（M）	只	15
15	紧固件	只	50
16	接地线	m	1
八	**老井改造；新增 5 口井的井场（FK61），合计 1 座**		
1	智能压力变送器 0～0.4MPa	台	1
2	固定式可燃气体探测器	只	1
3	智能排采橇 RTU 控制系统扩容组态调试	套	5
4	系统组态画面调整，集成、技术服务及现场调试	套	5
5	中心处理站控制系统组态画面调整，集成、技术服务及现场调试	套	5
6	科林思德中控系统 SCADA 系统编程组态画面制作现场调试技术服务	套	5
7	亚新集团综合管理系统编程组态画面制作现场调试技术服务	套	5
8	防爆电缆夹紧密封接头	只	42
9	防爆挠性连接管	只	42
10	ZRA-KVVRP221×3×1.5mm^2	m	233
11	ZA-DJVPVRP225×2×1.5mm^2	m	300
12	ZRA-DJVP3VRP12×2×1.5mm^2	m	300
13	镀锌钢管 DN40	m	167
14	压力变送器活接头 NPT1/2″（M）-NPT1/2″（M）	只	1
15	紧固件	只	25
16	接地线	m	167
九	**老井改造；新增 6 口井的井场，合计 1 座（FK70）**		
1	智能压力变送器 0～0.4MPa	台	1
2	固定式可燃气体探测器	只	2
3	智能排采橇 RTU 控制系统扩容组态调试	套	6
4	系统组态画面调整，集成、技术服务及现场调试	套	6
5	中心处理站控制系统组态画面调整，集成、技术服务及现场调试	套	6
6	科林思德中控系统 SCADA 系统编程组态画面制作现场调试技术服务	套	6
7	亚新集团综合管理系统编程组态画面制作现场调试技术服务	套	6
8	防爆电缆夹紧密封接头	只	50
9	防爆挠性连接管	只	50
10	ZRA-KVVRP221×3×1.5mm^2	m	300
11	ZA-DJVPVRP225×2×1.5mm^2	m	350
12	ZRA-DJVP3VRP12×2×1.5mm^2	m	350
13	镀锌钢管 DN40	m	310
14	压力变送器活接头 NPT1/2″（M）-NPT1/2″（M）	只	1
15	紧固件	只	30
16	接地线	m	170

3.3.5.4 集输线路

3.3.5.3.4 线路走向

结合八区井位整体布局、八区集气增压站及晋源一号增压脱碳脱水站选址位置，同时兼顾本区瓦斯井口压力偏低的工况特点，本项目管网采用井间串接敷设形式，整体布置为枝状管网。

根据整个井位部署具体位置，通过采气管线将各个井组串接最终汇集至八区集气脱水站，在集气脱水站脱水脱碳后外输至晋源接收站。

本项目八区枝状管网按布局划分为东支干线、西支干线和南支干线，分别接入八区一号集气增压站。八区管网总体布局见附图17。

3.3.5.4.2 管材及管径

根据阜康区块的管网现状，各井场和采气管线的运行压力为0.05～0.2MPa，八区已建集输系统设计压力为0.7MPa，本次单井接入已建集输系统，设计压力与已建保持一致按照0.7MPa考虑，本工程采气线路用管推荐使用设计压力为0.7MPa，PE100，SDR11的PE管，管材的制造应符合《燃气用埋地聚乙烯（PE）管道系统第1部分：管材》GB15558.1-2015。

3.3.5.4.3 线路构筑物

（1）线路阀室

根据《气田集输设计规范》（GB50349-2015）的要求，设计压力大于或等于2.5MPa的天然气集输管道应设线路截断阀，线路截断阀的设置应按现行国家标准GB50251-2015《输气管道工程设计规范》的有关规定执行：以一级地区为主的管道相邻截断阀室之间的间距不宜大于32km。

本项目新建及利旧集输管线总长8.14km，其中新建管线约4.14km，依托二期已建管线4.0km，无须设置线路截断阀室。

柔性复合管输送介质为原料气，无法清管，在沿线低点处设置阀井，对柔性复合管进行低点排液。在PE管沿线低点设置排液缸，减少沿线积液现象。

（2）管道标志

管道建成投产后，为了方便运行人员的长期维护管理，必须在管道沿线设置明显的、准确的线路标记。管道线路标记主要包括里程桩、转角桩、警示牌等。线路标记的设置技术要求按《油气管道线路标识设置技术规范》（SY/T6064-2017）执行。

里程桩：从起点开始，每公里处设一个，可与阴极保护测试桩合用。

转角桩：设置在管道线路水平方向发生变化处。

警示牌：设置在穿越段。

3.3.5.4.4 其他

根据地形、地质条件及输送介质，采用弹性敷设和热熔弯头两种形式，以满足管道在平面和竖面上的变化要求。

3.3.5.4.5 管道施工

（1）施工作业带

施工作业带宽度按 8m 考虑，施工作业带范围内对于影响施工机具通行或施工作业的石块、杂草、树木、构筑物等应适当清理，沟、坎应予平整，有积水的地势低洼地段应排水填平。

施工完毕之后，要注意施工作业带的复耕工作，使土地回到有用状态。

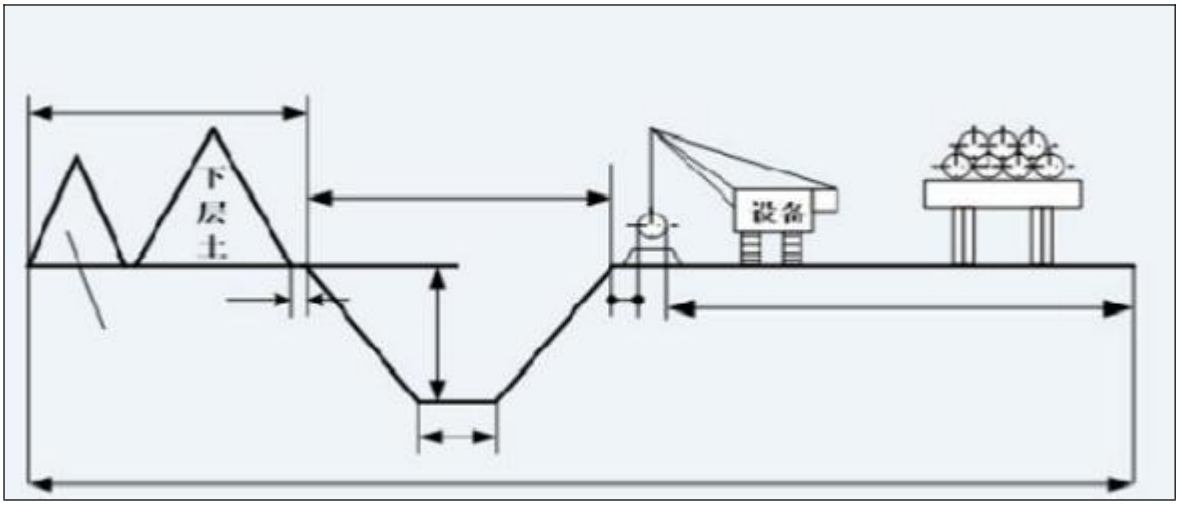


图 3.3-13 施工作业带横断面布置图

（2）管道敷设

管道采用弹性敷设及热煨弯管两种型式来满足管道变向安装的要求。

当管道水平转角或竖向转角较小时（≤3°），设计中应优先采用弹性敷设。弹性敷设管段与其相邻的弹性敷设管段（包括水平方向和竖向方向弹性敷设）、弯管间直管段长度不应小于管子外径值，且不应小于 0.5m；弯管与弯管间需保持至少 4m 的直管段；管道弹性敷设曲率半径应满足自重产生的最小曲率半径和管道强度条件下所达到的最小曲率半径的要求，同时应大于 1000D。弹性敷设不得使用在管道平面和竖向同时发生变向处。热煨弯管曲率半径为 R=5D，端部直管段长度为 0.3m。

管顶埋深 1.8m。

（3）管沟开挖及回填

①管沟开挖

本项目管沟考虑机械开挖，管沟深度满足管顶埋深不小于 1.8m。

临时弃土堆放距管沟开挖边缘应有一定距离，建议距管沟边缘距离至少不小于管沟的深度，以免引起沟壁垮塌，等施工图设计进行详细勘察后再具体调整。

管沟开挖时，应将挖出的土石方堆放在与施工便道相反的一侧，距沟边不小于 1m。

有地下设施或石方地段宜先开挖管沟，每段回填后应及时进行水工保护施工。

②管道下沟

管道的焊接、无损检测、补口完成后，应及时下沟。不能及时下沟时，应采取措施防止滚管。一个作业（机组）施工段，沟上放置管道的连续长度不宜超过 10km。

下沟前，应复查管沟深度，清除沟内塌方、石块、积水、冰雪等异物。

管道应使用吊管机等起重设备进行下沟，不得使用推土机或撬杠等非起重机具。吊具应使用尼龙吊带或橡胶滚轮吊篮，不得直接使用钢丝绳。当采用吊篮下沟时，应使用吊管机下沟，起吊高度以 1m 为宜，吊管机使用数量不宜少于 3 台，起吊点间距不应超过 8m。

管道下沟过程中，应使用电火花检漏仪检查管道防腐层，检测电压应符合设计及现行有关标准的规定，如有破损或针孔应及时修补。

③管沟回填

管道下沟后除预留段外应及时进行管沟回填。雨季施工、易冲刷、高水位、人口稠密居住区及交通、生产等需要及时平整区段均应立即回填。

管沟回填前宜将阴极保护测试线焊好并引出，待管沟回填后安装测试桩。

回填前，如管沟内有积水，应排除，并立即回填。地下水位较高时，如沟内积水无法完全排除，应制定保证管道埋深的稳管措施。

严禁用机械设备在管沟回填时平整浅埋式的管顶覆土和在管顶覆土上扭转设备。

石方段管沟应先在管沟垫 200mm 细土层。细土应回填至管顶上方 300mm。细土中夹石的最大粒径不应超过 20mm。然后回填原土石方，石块的最大粒径不得超过 200mm。

本项目采气管道沿线大部分为土方段；建议回填用细土按照 50%原土筛选和 50%外购细土考虑。

管沟回填土应高出地面 300mm，用来弥补土层沉降需要。覆土要与管沟中心线一致，其宽度为管沟上开口宽度，并应做成梯形或弧形。

（4）管道热熔、焊接

①PE 集气管道

管道敷设、连接分为聚乙烯管道与聚乙烯管道的敷设、连接；聚乙烯管道与聚乙烯三通、大小头连接，聚乙烯管道与聚乙烯法兰连接；聚乙烯法兰和金属阀门连接。其中聚乙烯材料与聚乙烯材料连接采用热熔连接，聚乙烯法兰与金属阀门的连接螺栓连接。

管道焊接必须按照经业主批准的焊接工艺规程要求进行。当环境条件不能满足焊接工艺规程所规定的条件时，必须按要求采取措施后才能进行焊接。

本项目管径小（DN250 和 DN150），采用手工焊的焊接方式。

②柔性复合输气管

柔性复合高压输送管布管应按《非金属管道设计、施工及验收规范第 5 部分：纤维增强热塑性塑料复合连续管》SY/T6769.5-2016 第 8.4 节执行。

柔性复合高压输送管直管和接头连接采用内胀外扣连接，管道接头之间应采用螺纹连接方式。管道在出土前 3m-5m 处应转换成金属管，金属管应与非金属管保持平直。复合管与金属管道采用专用法兰接头连接。

（5）清管

①清管与试压应符合《油气田集输管道施工规范》GB50819-2013 第 13 章的一般要求。

②新建采气管道试压前应进行清管和吹扫，清管次数不少于 2 次，吹扫气体速度不小于 20m/s，应确保将管道内的污物清除干净；

③清管扫线应设置清管器临时收发设施和放空口，不应使用站内设施；

④清管排放应符合环保要求，清管排放口必须设置安全的排水通道，以避免淹没排水口周围场地，排水口要高于周围地面，避免积水倒灌；

（6）试压

本项目管道的试压按照《油气田集输管道施工规范》（GB50819-2013）的相关规定执行。次采气管道强度试验及严密性试验介质采用洁净水，燃料气管道试验介质可采用洁净水和气体进行试验。强度试压稳压时间 4h，管道无断裂、目测无变形、无渗漏为合格。严密性试压稳压时间 24h，管道无渗漏、压降率不大于试验压力值的 1%且不大于 0.1MPa 时为合格。

3.3.5.5 地面集输工艺

3.3.5.3.1 井站相对位置关系

阜康市白杨河区域煤矿瓦斯治理三期项目建设井场 16 座（其中新建 12 座，利用二期 4 座，分别为 FK61、FK66、FK70、FK71）。八区北侧已建有晋源接收站，直线距离约 3.5km。

3.3.5.3.2 管网布置

结合八区井位部署、八区集气增压站及阜康增压脱水站位置，并考虑煤层气井口压力偏低的特点，本工程采用井间串接、枝状管网布置方式。根据井位分布，采气管线将各井组串接后汇入北侧八区 1 号集气增压站；经站内增压后，通过八区集气干线向北输送至阜康 1 号增压脱水站。八区枝状管网分东、南、西三线接入八区 1 号集气增压站。依据《阜康市白杨河区域煤矿瓦斯治理项目（三期地面工程方案）》，三期工程采气集输管道总长约 8.14km。

阜康八区块位于晋源接收站南侧，直线距离约 3.5km。一期工程已在八区附近建成 1 号集气增压站 1 座，在距晋源能源直线距离约 1.0km 处建成阜康 1 号增压脱碳脱水站 1 座。

三期工程各井所产煤层气先接入八区 1 号集气增压站，增压至 1.3MPa 后输送至阜康 1 号增压脱碳脱水站进行二级增压；站内增压至 2.8MPa 并完成脱碳、脱水处理，达到二类产品气标准后，通过联络线接入晋源接收站统一调配。

3.3.5.3.3 井场进站方式

根据瓦斯低产、低压的特点以及本项目井位的分布特征，综合对比分析，采用多井串接的进站方式。

多井串接简化了采气管网的建设，增加了集气站辖井数量，串接灵活，采气管线流量较大，流速较高，携液能力强，相对压降小，适应低压、低产气田的开发，大大提高了集气站的辖井数量，简化了采气管网，降低了工程投资。

3.3.5.3.4 井场工艺

由于瓦斯的生产是通过排水、降压、脱附实现的，井口需要装配必要的排采设施使井筒液柱压力不断下降，当煤储层压力低于临界解吸压力时，瓦斯开始从煤层空隙内表面解吸被采出。

本项目每座井场根据采出水量设置 1 座或 2 座采出水收集蒸发池，并做防渗处理，将采出水收集起来，采出水主要通过蒸发的方式处置，其余可用于矿区绿化以实现污水的资源化利用。瓦斯解吸后由套管采出，通过井场旋进漩涡流量计计量后，经采气管线输送至集气站。采出水经计量后通过管线进入蒸发池。

3.3.5.3.5 计量工艺

本项目均采用丛式井场。对于丛式井可以采用轮换计量和单井计量方式。

单井计量：井场上每口井设置 1 台流量计，对每口井进行单独计量。

轮换计量（流量计）：在每个井场设置 1 台流量计，对每口井采用轮换计量。

轮换计量（多通阀）：在每个井场设置 1 台多通阀多井自动选井计量橇。

当井场辖井数小于或等于 4 口时，采用单井计量比多通阀计量的投资要低，当辖井数大于 4 口时，采用多通阀计量要比单井计量的投资低。考虑阜康区块气井数量多，每口井排采周期、产气量不同，若一个丛式井场用一块流量计，计量不精确，故井场的计量方式可研推荐采用单井计量方式。

3.3.5.3.5 清管工艺

本项目单井采气管线均采用 PE 管，集气干线均采用柔性复合输气管，不需进行清管。本项目内部集输管道均采用 PE100 聚乙烯管，从管道材质特性、技术规范和长期运行经济性角度分析，不考虑清管设施：（1）PE 管道内壁具有高度的水力光滑

特性，不易结垢，PE 管道内壁粗糙度远低于普通钢管。（2）PE 管道表面沉积物附着力弱，延缓沉积物形成。（3）煤层气介质中杂质含量低，不易在管道内部形成严重沉积。（4）本项目单井采气管线长度较短，且通过枝状串接方式接入集气干线。短距离低压管道在正常工况下不需通过清管器进行清理，即使因特殊原因产生轻微积液，也可通过管道低点设置的凝液缸进行定期排放处理，无须设置全线的清管设施。

3.3.5.6 自动控制

本项目自控控制主要为 16 座井台（其中 12 座新建，4 座利用老井台）各工艺设施的自动控制。

3.3.5.7.1 自控水平

新建平台井及改造平台井设置采气计量橇，平台井的工艺数据接入采气计量橇进行监视和控制，达到无人值守自动控制水平。

3.3.5.7.2 控制系统现状

已建科林思德 CNG 站已设置 1 套计算机控制系统对全厂工艺装置和辅助生产装置的温度、压力、流量、液位等数据信号进行监控和安全联锁，目前科林思德 CNG 站运行平稳。

本次新增的八区平台井站数据上传至已建科林思德 CNG 站新增的 SCADA 系统。

3.3.5.7.3 平台井

平台井设置采气计量橇，采气计量橇内设置温度、压力、流量检测、可燃气体检测等，设置仪表接线箱，橇内的仪表、泵等设备信号接入橇仪表接线箱，仪表信号汇总计入智能排采橇 RTU（由业主建设）完成采气计量橇内的仪表设备的监视和控制。橇外出站压力信号接入采气计量智能排采橇 RTU（由业主建设），智能排采橇 RTU（由业主建设）数据通过通信系统通过集气站（阜康增压脱水站）或科林思德 CNG 站，最终上传至科林思德 SCADA 系统（待建）实现统一监控、调度及管理。

3.3.5.7.2DCS 系统配置及功能

（1）DCS 系统硬件配置

本次系统扩容配置 1 套控制器，控制站包括机柜、冗余控制器、冗余电源、冗余

通信模块及 I/O 模块，对用于过程控制的模拟量输入（AI）及模拟量输出（AO）冗余配置，机柜空间和各类 I/O 模块留有 20%的备用量。

新增 1 台 DCS 工程师站兼操作员站，执行 DCS 及设备的编程/组态（离线、在线），调试、修改、测试、下载程序等功能及系统管理，位置设置于新增控制间。并作为 DCS 和 SIS 的统一人机界面，全面监视新增主体装置和辅助设施的生产运行状态并互为热备。

（2）DCS 主要功能

对本次新增工艺装置的工艺参数和设备运行状态进行数据采集、存储和处理；工艺过程变量 PID 调节、复杂回路控制以及逻辑、顺序控制。

天然气流量计算与处理（天然气组分和流量参数输入，自带标准节流装置计算软件）；显示动态工艺流程、工艺参数及设备相关状态，显示报警一览表、实时趋势曲线和历史曲线，数据存储及处理。

具备自诊断功能和维护功能，定时自动或人工启动诊断系统，并在操作站/工程师站上显示自诊断和结果。自诊断系统包括全面的离线和在线诊断软件，诊断程序能对系统设备进行故障检查和对外部设备运行状态进行检查。

3.3.5.7.3 安全仪表系统配置

本次系统扩容配置 1 套 SIS 控制器，控制站包括机柜、冗余控制器、电源、通信模块及 I/O 模块；机柜空间和各类 I/O 模块留有 20%的备用量。

新增 1 台工程师站，执行 SIS 的编程、组态，位置设置于控制间；

本次系统设置单独的 SIS 辅操台完成手动紧急停车操作的因果联锁逻辑。

3.3.5.7.4PLC 配置

PLC 是以微处理器为基础的可编程逻辑控制器，PLC 安全度等级采用 SIL2，用于安全联锁，PLC 由控制器、电源、通信卡、I/O 卡件和显示设备等组成。

3.3.5.7.5GDS 系统配置

本项目设置独立的气体检测报警系统（GDS-GasDetectionAlarmSystem）对装置区的可燃气体泄漏进行检测和报警。当装置发生可燃/有毒气体泄漏时，现场探测器报警触发报警，提醒操作人员进行相关复核并实施相关预案。

系统主要包括控制器、气体探测器、声光报警器等，用于预先发现现场气体泄漏，并在控制室和装置区进行报警指示。

3.3.5.7.6 SCADA 系统配置及功能

SCADA 系统主要包括冗余的实时/历史数据库服务器、工程师站和操作员站、工业交换机、路由器和通信系统。

3.3.6 气田采出水收集及输送处置系统

本项目采用大规模体积压裂为主，即压裂液量 1500-2000m^3，本项目规划钻井 75 口，包括直井/定向井 19 口（含地下注热瓦斯开发井 4 口：FQ1-X1～FQ1-X4）、水平井 56 口（含配套采气井 FQ1-H1），4 口注热井不参与产气，产气井合计 71 口，其中直井、定向井 15 口、水平井 56 口。

（1）压裂液用量核算

单井压裂段数、压裂液单段用量均参照本项目压裂施工设计方案、区块同类煤层瓦斯井体积压裂工程设计参数确定。

①定向直井压裂液用量（共 15 口，不含 4 口地下注热定向直井）

单井压裂段数：直井/定向井（含地下注热定向直井）平均 1.0 段/口；

单井压裂液用量：1.0 段/口×1750m^3/段=1750m^3/口；

15 口直井/定向井总压裂液用量：15 口×1750m^3/口=26250m^3（2.625 万 m^3）。

②水平井压裂液用量核算（56 口，FQ1-H1 为产气井，全部压裂）

单井压裂段数：水平井（含地下注热水平井）平均 4.11 段/口；

单井压裂液用量：4.11 段/口×1750m^3/段≈7192.5m^3/口；

56 口水平井总压裂液用量：56 口×7192.5m^3/口=402780m^3（40.278 万 m^3）。

综上，本项目施工期 71 口产气井总压裂液使用量为 42.903 万 m^3。

（2）施工期压裂返排液产生及处置

参照阜康白杨河区块同类煤层瓦斯井压裂施工实测返排数据、行业常规体积压裂液留存系数取值：压裂液返排比例 20%、地层滞留比例 80%。

压裂作业过程中，压裂液 20%以压裂返排液形式回流至地面，80%滞留于煤层裂隙及储层内部。本项目压裂返排液总产生量约 8.5806 万 m^3，水质洁净、组分稳定，

全部收集至井场返排液防渗收集池，回用于施工现场压裂液配制，实现施工期废水全部回用、不外排。

（3）运营期采出水产生及处置

压裂施工后滞留于煤层的压裂液总量为 34.3224 万 m^3。核算依据：该水量由项目总压裂液用量扣除施工期返排液量核算得出，数据真实对应本项目压裂施工总量。地层泄压、瓦斯解吸生产过程中，滞留压裂液 70%会缓慢析出形成采出水，剩余 30%长期留存煤层不再析出。核算依据：70%返排、30%地层永久滞留比例，依托建设单位本区块已投产瓦斯井长期排采实测数据确定，符合区域煤层排水释压规律。经核算，项目采出水总理论产生量约 24.0257 万 m^3，地层滞留水量约 10.2967 万 m^3。

核算依据：根据建设单位现场长期实测排采数据，本项目采出水出水量随排采年限增加逐年递减，主要排水周期集中在投产 1～5 年。本次按 5 年平均排采工况理论核算，项目年均采出水产生量约 4.80514 万 m^3，年运行 330d，整体日均采出水量约 145.61m^3/d。经核算，71 口产气井平均单井采出水量 2.0508m^3/d·口，核算依据：5%井场作业不可避免损耗系数，参考新疆煤层气/瓦斯井采出水集输行业经验值，涵盖井口检修、管线微量损耗、场地泼洒等无组织损耗。考虑损耗后，单井实际可收集水量 1.948m^3/d·口，全井场实际可收集采出水总量 138.33m^3/d，折合年可收集水量 4.5649 万 m^3/a。

由于煤层滞留水体长期溶蚀煤岩，采出水含盐量、杂质含量较高，水质无法满足压裂液配制回用标准，无场内回用条件。各井场采出水通过自流方式汇入对应井场 120m^3 防渗排采池暂存，排采池均设置防渗，杜绝跑冒滴漏及环境风险。暂存采出水采用罐车定期拉运至阜康市东部城区污水处理厂集中处置，运营期生产废水全程不外排。

（4）远期处置规划

远期随着气田持续排采，区域采出水产出规模逐年递增；同时，气田注热井地层压力逐步升高，场内压裂液回用、水体消纳能力持续下降，将出现采出水产出量与场内处置能力不匹配的问题。为保障气田长期安全稳定合规生产，项目远期规划配套建设区域输水管线及集中蓄水池，对区域富余采出水实行统一收集、统筹调配、

集中处置，彻底解决远期采出水处置瓶颈问题。

3.3.7 公用工程

3.3.7.1 供水

本项目用水按施工期、运营期划分，主要包括施工期钻井液配置用水、压裂液配置用水；运营期地下注热系统用水、设备擦洗检修间歇性用水，项目各井场为无人值守、人工巡检模式，施工期及运营期均无生活用水。

（1）施工期用水

施工期用水主要为钻井液配置用水、压裂液配置用水。

①钻井液配置用水

本项目共钻井 75 口，单井钻井液用量 240m³，钻井液总用量 18000m³。钻井液以清水为基底（占比 95%），其余为钻井添加剂；钻井液配置清水用量为 17100m³（1.71 万 m³）。

②压裂液配置用水

本项目仅 71 口产气井实施压裂，总压裂液用量 42.903 万 m³。压裂液以清水为基底（占比 98%），添加 1%KCl 及 1%添加剂配制而成；压裂液配置清水用量为 420449.4m³（42.04 万 m³）。压裂作业产生的返排液优先回用于压裂液配制，施工末期少量无法循环利用的废水，送阜康市东部城区污水处理厂处理达标后外排。

③施工人员生活用水

本项目采用独立钻井队进行钻井施工，预估每队人数 30 人，最多 16 支钻井队同时上井施工，最大钻井工程施工人数约 480 人，单井钻井周期 30 天。

集气管线、道路工程施工人数约 10 人，施工周期以 365 天计。本项目施工期合计施工人员每日最高 490 人。参考《生活污染源产排污系数手册》中“第二部分农村生活污水污染物产生与排放系数—表 2-1 农村生活污水排放系数及污染物产污强度”新疆-昌吉回族自治州，污水排放系数按 28.07（升/人·天）计，则施工人员生活用水量 13.7543m³/d。

（2）运营期用水

运营期用水主要为地下注热系统生产用水、设备外壁擦洗检修间歇性用水，无生活用水。

①生活用水

本项目各井场为无人值守，人工巡检，正常生产过程中无生活用水。

②设备外壁擦洗水

间歇性的设备外壁擦洗水、检修用水，属间歇性用水，采用清水罐车拉运供给，用水水源依托北侧工业园区供水设施。

单井场设备外壁擦洗需水量约 2m³/次，每 2 月擦洗一次，年擦洗 6 次，本项目 16 座标准化井场，合计用水量 192m³/a（0.582m³/d）。

③4 口地下注热瓦斯开发井用水

本项目 4 口地下注热瓦斯开发井采用电加热蒸汽发生器制备蒸汽井下注热辅助瓦斯抽采，年运营时间 330d，每天 24h 连续运行。单井注汽量 1.8t/h·井，蒸汽发生器水汽比为 1.05㎥水/t 蒸汽（含设备排污、自损耗），管网输送损耗 5%，则系统总小时蒸汽量为 7.2t/h，发生器小时耗水量（含自身损耗）为 7.2×1.05=7.56㎥/h，则运营期用水量为 190.512㎥/d、62868.96㎥/a。系统制备的高温蒸汽全部注入地下岩层并被地层消耗，无生产废水产生及外排。

3.3.7.2 排水

本项目废水按产生时段分为施工期废水和运营期废水，其中施工期废水主要为钻井废水、压裂返排液，运营期废水主要为井场采气采出水；项目无生活外排废水。

（1）施工期废水

①施工期钻井废水

钻井废水主要包括设备冲洗废水、钻台清洗废水及固液分离产生的废液等，主要污染因子为 SS、COD 等。根据《石油和天然气开采业行业系数手册》及同类煤层气项目经验，钻井废水产生量按钻井液总用量的 15%核算。本项目钻井液总用量 18000㎥，因此施工期钻井废水总产生量约 0.27 万㎥。钻井废水经固液分离后循环回用，末期少量无法回用部分拉运至阜康市东部城区污水处理厂处置，不外排。

②施工期压裂返排液

本项目产气井压裂施工过程中，约 20%压裂液回流形成返排液，剩余 80%滞留于煤层裂隙及储层内部；施工期压裂返排液总产生量约 8.5806 万 ㎥。该废水水质洁净、组分稳定，满足压裂液配制水质要求，全部收集至井场专用防渗收集池，优先回用于压裂液配制。施工期正常工况下废水全数回用；末期少量无法回用废水外运处置，整体无直接外排。

（3）运营期井场采气采出水

①运营期井场采气采出水

本项目 71 口产气井采用排水采气工艺进行生产，压裂施工后共计 34.3224 万 ㎥ 核算依据：该水量由项目总压裂液用量扣除施工期返排液量核算得出，数据真实对应本项目压裂施工总量。地层泄压、瓦斯解吸生产过程中，滞留压裂液 70%会缓慢析出形成采出水，剩余 30%长期留存煤层不再析出。核算依据：70%返排、30%地层永久滞留比例，依托建设单位本区块已投产瓦斯井长期排采实测数据确定，符合区域煤层排水释压规律。经核算，项目采出水总理论产生量约 24.0257 万 m^3，地层永久滞留水量约 10.2967 万 m^3。

核算依据：根据建设单位现场长期实测排采数据，本项目采出水产出量随排采年限增加逐年递减，产水高峰期集中在投产 1～5 年，5 年后产水量大幅衰减，因此选取 1～5 年排水高峰期作为核心核算周期；项目年运行 330d 依据本项目设计生产运营制度确定。本次按 5 年平均排采工况理论核算，项目年均采出水产生量约 4.80514 万 m^3，整体日均采出水量约 145.61m^3/d。

经核算，71 口产气井平均单井采出水量 2.0508m^3/d·口。核算依据：5%井场作业不可避免损耗系数，参考新疆煤层气/瓦斯井采出水集输行业经验值，涵盖井口检修、管线微量损耗、场地泼洒等无组织损耗。考虑损耗后，单井实际可收集水量 1.948m^3/d·口，全井场实际可收集采出水总量 138.33m^3/d，折合年可收集水量 4.5649 万 m^3/a。

由于煤层滞留水体长期溶蚀煤岩，采出水含盐量、杂质含量较高，水质无法满足压裂液配制回用标准，无场内回用条件。各井场采出水通过自流方式汇入对应井场 120m^3 防渗排采池暂存，排采池均设置防渗，杜绝跑冒滴漏及环境风险。暂存采出水

采用罐车定期拉运至阜康市东部城区污水处理厂集中处置，运营期生产废水全程不外排。

②地下注热系统用水排水

本项目 4 口地下注热瓦斯开发井配套电加热蒸汽发生器，通过制备高温蒸汽开展井下注热作业，辅助瓦斯解吸抽采，系统运营期用水量为 190.512㎥/d，年用水量 62868.96㎥/a。系统制备的高温蒸汽全部注入地下岩层，在储层内完成热力交换并被地层消耗，无生产废水产生及外排。

③设备擦洗检修用水

本项目设备外壁擦洗、检修为间歇性用水，全场共 16 座标准化井场，单井场单次擦洗用水量 2m³/次，每 2 个月擦洗 1 次，年擦洗频次 6 次，全年总用水量 192m³/a。该部分用水仅用于设备表面清洁，作业完成后全部以蒸发形式损耗，无废水收集、无废水外排。

3.3.7.3 供配电

本项目供配电设计主要包括：新建 12 座井场的变配电、动力、照明、雷电防护、防静电及接地设计。

八区集气增压站由阜康一号增压脱碳脱水站 35kV 变电站引接 2 回 10kV 架空电力线路供电，导线规格为 JL/G1A-185/25，两回 10kV 架空电力线路总长度约 10km。2 回 10kV 架空线路在并行最远端处设置联络开关，实现环线运行。

本项目井口 RTU 采用井场排采橇自带 RTU。

3.3.7.4 采暖供热

本项目井场采用无人值守，定期巡检的方式，自动化运行。项目区内不设置居住生活区，集气管道采用电伴热。

3.3.7.5 道路

（1）项目概况

本项目位于昌吉州阜康市天山北坡的小黄山煤矿，处于甘河子沟、白杨沟间的山地，总体呈带状分布，本项目为八区。本项目道路内容为钻前道路，满足钻井工程井场土方竖向及钻前进站道路的基本需求。

（2）交通依托

项目地处阜康市南部天山北坡的小黄山煤矿，依托京新高速（G7）、S111、地方县乡 Y114、Y133、Y104 以及田间机耕道、煤矿区道路均能作为区域依托。矿区道路以四级公路为主，路面宽 6～7m，天然砂砾简易道路，部分矿区主线沥青砼硬化。

本项目为八区三期，建设 16 座井场（依托二期 4 座，新建 12 座），本项目运输筑路材料可依托 2024 年已建矿区道路，交通条件较为便利。

（3）本项目新建 7 段钻前道路，长 6.3km，路基宽约 6.75m。

3.3.8 依托工程可行性分析

井场来气经进站阀组橇汇合后进入卧式气液分离器进行气液分离。分离后的气相经过滤分离器过滤后进入压缩机增压，增压后气相通过八区集气干线输送至阜康一号增压脱碳脱水站。气液分离器、过滤分离器、压缩机液相输送到污水池。站内设置放散火炬，在检修、紧急工况下，对站场和线路进行放空。经阜康一号增压脱碳脱水站脱水、脱碳处理后的净化天然气进入晋源接收站，接收后的下游客户主要是液化工厂和 CNG 子母站。

环保设施依托方面：项目不新建危废贮存库，井场设置危险废物贮存点（贮存量≤3t），危废按规范转运至一期工程 15m² 危废贮存库（验收中，投产前完成验收）暂存，定期交有相应危险废物类别经营许可证的单位处置。项目运营期产生的煤层气采出水，全部采用密闭罐车外运方式，依托阜康市东部城区污水处理厂集中处置，场内不配套建设污水处理设施。

3.3.8.1 八区一号集气增压站依托可行性分析

（1）八区一号集气增压站概况

本项目三期工程集气增压系统，直接依托已建八区一号集气增压站，不新建同类设施。

该站为阜康市白杨河区域煤矿瓦斯治理一期配套建设的集气增压设施，已取得环评批复（昌州环评〔2024〕259 号），设计处理规模 $48\times10^4m^3/d$，最大应急处理能力 $60\times10^4m^3/d$，目前已建成投运，处于竣工环保验收调查阶段。结合项目滚动开发规划，一期、二期一阶段、本次三期项目设计最大产气量理论合计 $52.23\times10^4m^3/d$，

未超出增压站最大应急处理能力；且各期项目达产周期错峰，实际运行产气总和可稳定控制在 48×10⁴m³/d 的常规设计规模内，气量完全匹配。经现场开发验证，区域实际产气规模较预测值存在明显差距，增压站当前剩余处理容量充足，可完全覆盖本次三期项目气量需求。待后期产气达到增压站常规设计饱和容量后，再行规划新建集气增压设施，后续新建项目将单独开展环评，不纳入本次评价范围。

（2）八区一号集气增压站工艺流程简述（依托）

西支干线、东支干线和南支干线来气经进站阀组橇汇合后进入卧式气液分离器进行气液分离。分离后的气进入压缩机增压，增压后气输送至脱碳脱水装置，脱碳脱水后经计量后输送至晋源首站。气液分离器、过滤分离器、压缩机液相输送到污水池。站内设置放散管，在检修、紧急工况下，对站场和线路进行放空。

集气站设置出站自动切断功能，实现压力超高和火灾工况下自动切断。

集气站设置线路放空，火灾安全阀放空，压缩机入口和出口紧急放空。集气站站外设置放空区。

（3）八区一号集气增压站主要设备（依托）

八区一号集气增压站站场工艺设备主要卧式气液分离器、过滤分离器、压缩机、火灾安全阀。

八区集气增压站在气液分离器橇和过滤分离气橇上设置火灾安全阀，火灾安全阀根据受热面积计算放空量，超压安全阀考虑全量放空。根据放空量计算安全阀的流道面积，再根据 API526 选取安全阀型号。

3.3.8.2 阜康一号增压脱碳脱水站依托可行性分析

（1）阜康一号增压脱碳脱水站概况

本项目三期工程煤层气的增压、脱碳、脱水处理环节，全部依托已建的阜康一号增压脱碳脱水站，不新建同类增压、净化处理设施，依托可行性分析如下：

阜康一号增压脱碳脱水站为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）配套建设的集输净化设施，已在《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》中进行评价，于 2025 年 3 月 21 日取得新疆维吾尔自治区生态环境厅出具的批复（新环审〔2025〕62

号）。

该站设计常规处理规模为 48×10⁴m³/d，最大应急处理能力 60×10⁴m³/d，设计年运行时长 8000h。目前该站主体工程及配套环保设施已全部建成并正式投入运行，已按规范流程启动竣工环境保护验收工作，处于验收调查阶段。

结合项目滚动开发规划，一期、二期一阶段、本次三期项目设计最大产气量理论合计 52.23×10⁴m³/d，略高于该站 48×10⁴m³/d 的常规设计规模，但未超出其 60×10⁴m³/d 的最大应急处理能力。

需重点说明的是，气田滚动开发过程中，各期项目不会同时达到设计最大产气量：结合区域煤层气开发规律，单井产气量随开发时间逐步衰减，各期项目达产周期存在明显错峰，实际运行过程中各期产气总和可稳定控制在该站 48×10⁴m³/d 的常规设计规模范围内，完全匹配该站的常规处理能力。

待后期气田开发逐步推进，区域产气规模达到阜康一号增压脱碳脱水站处理饱和容量后，再规划新建阜康二号增压脱碳脱水站。后续新建阜康二号增压脱碳脱水站将另行单独开展环境影响评价工作，不纳入本次三期工程评价范围。

（2）阜康一号增压脱碳脱水站工艺（依托）

在阜康一号增压脱碳脱水站内建设有设计规模 48×10⁴m³/d、最大处理能力 60×10⁴m³/d 的脱水脱碳装置 2 套，装置操作弹性 50%～110%，年运行时间 8000h。

上游集气增压系统输送来的原料气，经管输至阜康一号增压脱碳脱水站内后，依次采用 MDER 法进行脱碳处理、分子筛法进行脱水处理，处理后的产品气各项指标均满足《天然气》（GB17820-2018）中二类气标准要求，合格后外输。

（3）阜康一号增压脱碳脱水站主要设备（依托）

阜康增压脱水站主要设备见表 3.3-38。

表3.3-38阜康增压脱水站主要设备一览表

序号	设备名称	规格型号	单位	数量	备注
1	集气站（阜康增压脱水站）				
1.1	进站阀组橇	PN1.6MPa 汇管 DN350	套	1	
1.2	气液分离器橇	PN2.5MPaDN1600×4800	套	1	
1.3	过滤分离器橇	PN2.5MPaDN900×3000	套	1	2 台过滤分离器
1.4	往复式压缩机	气量 15 万 m³/d 进出压力 1.0MPa/2.8MPa	套	4	
1.5	计量阀组橇	PN2.5MPaDN200	套	1	

序号	设备名称	规格型号	单位	数量	备注
1.6	仪表风橇	PN1.6MPa400m³/h	套	1	

3.3.8.3 晋源接收站依托可行性分析

晋源接收站于2017年9月5日取得昌吉回族自治州生态环境局阜康分局（原阜康市环境保护局）下发《关于对阜康市产业园燃气管网项目环境影响报告表的批复》（阜环函〔2017〕107号）；2017年9月开始施工，2017年10月竣工；2018年2月开展竣工环境保护验收工作，2018年3月24日通过竣工环境保护验收。

晋源接收站主要从中石油管网彩乌线下载天然气，天然气在厂内的主要功能为充装、LNG液化和管输下游用户端。站内目前未设置脱水、脱碳等处理设备，仅接收处理后的净化天然气。目前D813管线设计压力为2.5MPa，目前运行压力超过1.9～2.0MPa，远期可能提高至2.3MPa。D377管线运行压力0.82MPa，运行气量为$2\times10^8m^3$/年（$60.4\times10^4m^3$/d），下游客户主要是工业用户和民用客户。

3.3.8.4 危废贮存库依托可行性分析

本项目三期工程运营期产生的危险废物主要为废机油、废油桶。

本项目不新建危废贮存库，井场设置符合《危险废物贮存污染控制标准》(GB18597-2023)要求的危废贮存点，划定固定边界并实施隔离，落实防风、防雨、防晒、防流失、防扬散措施;危废装入专用密闭容器存放，禁止散堆，场地设置防渗防漏设施(渗透系数≤10^{-10}cm/s)，配套规范标识及管理台账。贮存点实时贮存量不超过3吨，做到及时清运。危废由具备道路危险货物运输资质的单位采用密闭车辆转运，全程执行危险废物电子转移联单制度，送至阜康市白杨河区域煤矿瓦斯治理一期工程已建成、验收中的15m²危废贮存库（按GB 18597-2023建设，本项目投产前完成验收），库内实行分类、分区密闭暂存，暂存期限不超过1年；最终委托有相应危险废物类别经营许可证的单位处置。危险废物收集、贮存、运输全过程严格按照《危险废物贮存污染控制标准》(GB18597-2023)《危险废物收集贮存运输技术规范》(HJ2025-2012)管控，危险废物转移严格遵照《危险废物转移联单管理办法》执行。

阜康市白杨河区域煤矿瓦斯治理一期工程集气站危废贮存库已纳入《新疆科林

思德新能源有限责任公司阜康市白杨河区域煤矿瓦斯治理一期环境影响报告书》评价范围，已取得昌吉回族自治州生态环境局环评批复（昌州环评〔2024〕259 号），建设内容、规模、布局及防渗、防雨、防流失等环保措施均严格按照环评批复及规范要求建设、落实，合规性完备。该贮存库严格依据《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）设计施工，总建筑面积 15㎡，配套完善的防渗地面、围堰、收集沟、应急防渗池、通风、防爆、警示标识及防雨防晒设施，主体工程及配套环保设施已全部建设完成，随一期工程同步建成投用。目前该一期工程（含危废贮存库）处于竣工验收阶段，设施运行状态稳定，各项环保防控措施可正常发挥作用。

结合该危废库设计规模及现状使用情况，开展剩余暂存能力核算说明：该 15㎡危废贮存库为区域配套公用危废暂存设施，主要服务于白杨河区域煤矿瓦斯治理一期工程及周边配套煤层气、瓦斯治理相关项目危废暂存。现阶段一期、二期工程危废产生量小、周转频次高，严格执行“分类分区存放、及时转运处置”的管理要求，库内现有堆放负荷低、周转效率快，无长期堆存积压情况。扣除一期、二期工程正常占用库容后，危废贮存库剩余库容充足、暂存余量富余，可完全容纳本项目三期工程运营期产生的少量、间歇性危险废物，能够满足本项目危废规范、安全、合规暂存的全部需求，不存在库容不足、超负荷贮存的环境风险。

综上所述，本项目三期工程依托八区一号集气增压站现有危废贮存库开展危险废物暂存工作，依托设施产权明晰、手续齐全、合规性充足，剩余暂存能力可完全匹配本项目需求，设施运行稳定、维护规范，技术可行、经济合理，无需新建同类危险废物贮存设施。

图 3.3-14　集气站危险废物贮存库

3.3.8.5 阜康市东部城区污水处理厂依托可行性分析

本项目三期工程运营期产生的煤层气采出水，全部采用密闭罐车外运方式，依托阜康市东部城区污水处理厂集中处理，不新建污水处理设施，依托可行性分析如下：

2016 年 1 月新疆化工设计研究院编制完成了《阜康市东部城区污水处理厂工程环境影响报告书》。并于 2016 年 3 月 2 日取得新疆维吾尔自治区环境保护厅批复，批号新环函〔2016〕193 号。该项目于 2016 年 7 月由新疆蕴能环境技术有限公司承担并开工建设，于 2018 年 6 月投入试运营。同时 2018 年 6 月新疆蕴能环境技术有限公司委托新疆国泰民康职业环境检测评价有限责任公司编制完成了《阜康市东部城区污水处理厂工程建设项目竣工环境保护验收监测报告》并取得项目竣工环保验收意见。

阜康市东部城区污水处理厂位于阜康市城区东北方向约 16km、阜康产业园西北方向约 6km 的戈壁荒地上；接纳阜康产业园各单位产生的生产、生活污水。设计规模为 20000m^3/d，实际运行规模 10000m^3/d，现状处理规模 1000m^3/d；出水水质《城镇污水处理厂污染物排放标准》（GB18918－2002）中的一级 A 标准。

3.4 环境影响因素分析

3.4.1 工艺流程

煤层气开采过程分为建设期、运营期和退役期三个阶段，不同阶段及工艺过程

对环境的影响存在差异，大致可概括为生态影响型和污染影响型两类。其中，生态影响主要源于工程占地、开发活动引发的植被破坏、土地利用类型改变，以及直接干扰野生动物栖息环境，导致原本相对完整的栖息地破碎化、连通性下降，进而阻碍和限制物种的扩散与迁徙；污染影响主要产生于钻井、采气、集输与处理，以及配套给排水、道路建设等工程的建设和运营过程，包括水、大气、固体废物及噪声污染等类型。

本项目 75 口钻井（含地下注热瓦斯开发井）主要分为施工期、运营期、退役期三个阶段，其中地下注热瓦斯开发井在运营期增加注热增透工序，工艺流程为：

建设期：钻前准备→钻井施工→固井完井→设备安装调试→施工收尾；

运营期：常规产气井采用瓦斯抽采→气液分离→瓦斯外输、采出水回用；地下注热瓦斯开发井增加注热增透→瓦斯抽采→气液分离→瓦斯外输、冷凝水循环回用工序；

退役期：设备拆除→井眼封井→固废清理→生态恢复。

3.4.1.1 施工期工艺流程

（1）钻前准备：清理各井场、平整场地，铺设临时施工便道及材料堆放场，安装钻井设备、循环系统及防渗设施（临时防渗沉淀池、固废暂存场地防渗），完成施工人员临时驻扎布置，同步做好环保防控措施（扬尘围挡、噪声减震、废水收集设施）。产排污节点：施工扬尘、施工噪声、少量施工废水（场地冲洗废水）、施工垃圾。

（2）钻井施工：采用专用钻井设备，按设计井深钻进，钻进过程中持续注入钻井泥浆，起到冷却钻头、携带岩屑、稳定井壁的作用，钻井至目标煤层后，停止钻进并清理井内岩屑及多余泥浆。产排污节点：钻井废水（泥浆滤液、冲洗废水）、钻井固废（岩屑、废钻井泥浆）、施工扬尘、设备废气（柴油发电机烟气）、施工噪声。

（3）固井与完井：向井壁与套管之间注入固井水泥浆，确保井壁稳固、防止地层流体串流，待水泥浆凝固后，进行套管射孔，打通套管与煤层的通道，完成完井作业；地下注热瓦斯开发井同步铺设注热管道、瓦斯抽采管道及配套监测管线，注

热管道间距控制在 4-6m，孔径小于 10cm，距离瓦斯抽采井口 60-80m 布置，确保注热均匀性。产排污节点：少量废水泥浆、施工噪声、施工扬尘。

（4）设备安装调试：常规产气井安装瓦斯抽采、气液分离及配套设备；地下注热瓦斯开发井额外安装注热设备（如电加热蒸汽发生器、循环泵），连接注热管道、瓦斯抽采管道，进行注热介质（热水、蒸汽等）循环调试，检查管道密封性、设备运行状态及注热均匀性，排查泄漏隐患，同步调试固液分离装置，确保后续冷凝水回收处理顺畅。产排污节点：设备调试噪声、管道冲洗废水、少量设备废气。

（5）施工收尾：清理各井场施工垃圾、废弃材料（废管材、废防渗膜等），拆除临时设施，对临时占地进行初步平整，做好植被恢复前期准备，完成施工期环保验收后，转入运营期。产排污节点：废弃固废（废防渗膜、废管材）、施工扬尘。

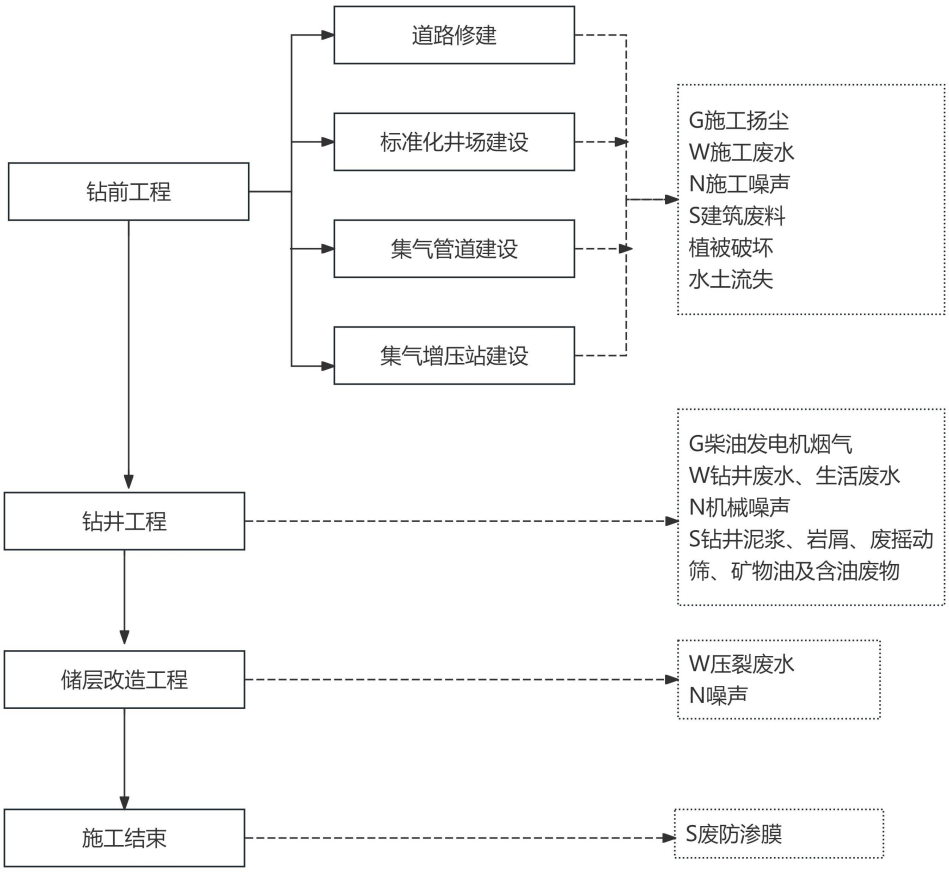


图3.4-1本项目施工期工艺流程及产污环节示意图

3.4.1.2 运营期工艺流程

（1）常规钻井运营

启动产气设备，将煤层中瓦斯抽出，经气液分离装置分离出瓦斯和少量采出水，瓦斯经净化处理后外输或回收利用，采出水汇入井场防渗排采池暂存处理。产排污节点：采出水、无组织挥发烃类气体、设备噪声、设备检修固废（废机油、废零件）。

（2）地下注热瓦斯开发井运营

①注热增透

通过地面注热设备（电加热蒸汽发生器辅助抽采）将加热后的注热介质（蒸汽），经注热管道持续注入地下煤层，采用分段前进式注热方式，将瓦斯抽采煤层水平划分为若干煤段，依次对各煤段注热，利用热量打破煤层吸附平衡，降低瓦斯吸附能力，同时增大地层孔隙度和渗透率，实现瓦斯高效解吸，注热过程中通过井口 RTU 远程终端单元控制各煤段注热节奏，单段初始注热时间控制在 1h 左右。本井仅承担注热增、促解吸功能，不具备长期抽采条件，解吸后的瓦斯由配套采气井（FQ1-H1）集中负压抽采。

产排污节点：注热设备废气、设备噪声、少量注热介质泄漏风险。

②瓦斯抽采

地下注热井仅负责注热促解吸，不承担抽采任务；由配套采气井（FQ1-H1）启动抽采泵，负压抽取解吸后的瓦斯；实时监测瓦斯流量与浓度，单段流量＜2m³/min 时切换至下一煤段。

产排污节点：瓦斯（含无组织挥发）、采出水（地层水+冷凝水）、设备噪声。

③气液分离

抽采出的瓦斯携带少量冷凝水、地层水，进入地面气液分离装置，分离出瓦斯和含液废水，分离后的瓦斯经净化处理后外输或回收利用，分离出的废水汇入井场防渗排采池暂存。产排污节点：采出水、无组织挥发烃类气体。

④注热介质循环与废水处理

注热介质注入煤层后，部分会冷凝形成冷凝水，经固液分离装置净化处理后，通过热循环管路返回注热设备重复利用，循环管路外壁包覆保温材料，减少热量损耗。蒸汽及冷凝水均在井下及热力系统内消耗、循环，无生产废水外排。产排污节点：少量废过滤材料。

⑤运维监测

通过井口 RTU 远程终端单元，实时监测各井注热温度、压力、注热介质流量（地下注热井），以及瓦斯抽采量、废水产生量、设备运行状态等参数，定期对注热设备、抽采设备、管道进行检修维护，确保工艺稳定运行，同步开展地层沉降、地下水水质等环境监测。

产排污节点：废机油、废零件等固废。

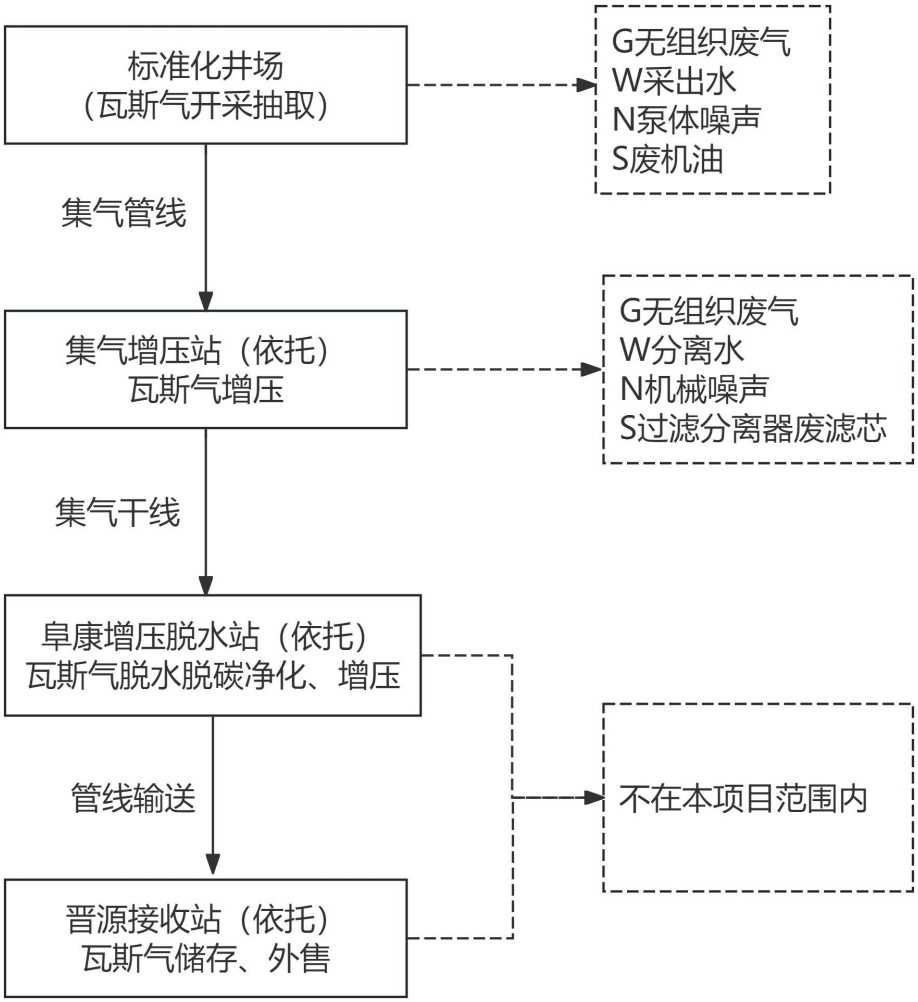


图3.4-2本项目运营期工艺流程及产污环节示意图

3.4.1.3 退役期工艺流程

（1）设备拆除

拆除各井场注热设备、抽采设备、钻井设备及配套管线，分类收集可回收利用设备及废弃设备。产排污节点：废弃设备、废管材、废防渗膜等固废。

（2）井眼封井

按照《废弃井封井回填技术指南（试行）》（环办土壤函〔2020〕72 号）要求，对 75 口钻井进行封井回填，采用不同的固井、封井方式，确保固井、封井措施的有效性，防范次生风险和防止污染。产排污节点：少量封井废水泥浆、废固废。

（3）固废清理

清理井场剩余固废、施工遗留垃圾，分类处置危险废物、一般固废，确保井场无固废遗留。产排污节点：各类遗留固废。

（4）生态恢复

对井场、临时施工便道、材料堆放场等占地进行土地复垦、植被恢复，种植适应当地气候的植被，恢复区域生态环境原貌。

产排污节点：无新增污染物，重点为生态恢复措施落实。

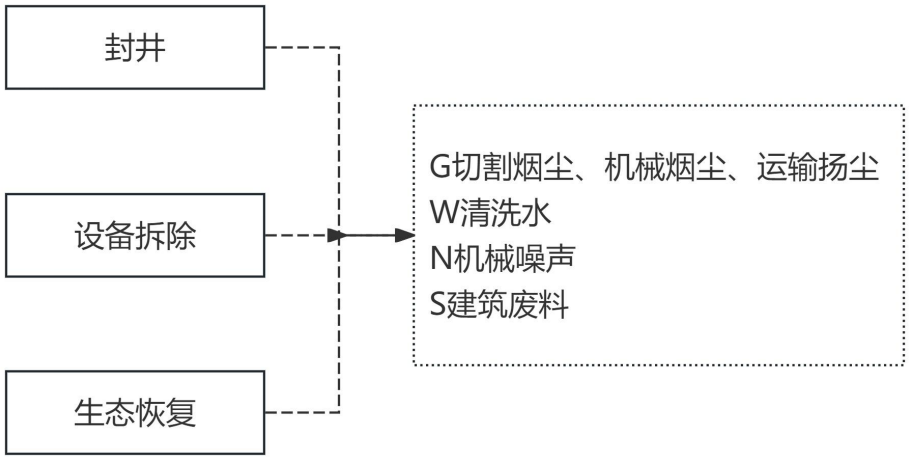


图3.4-3本项目退役期工艺流程及产污环节示意图

3.4.2 平衡分析

3.4.2.1 煤层气平衡

参考《天然气管道运输价格管理办法（暂行）》规定，管道输气损耗每年最高不超过当年输气量的 0.2%，本项目损耗率控制按 0.2%计，则本项目煤层气平衡见表 3.4-1。

表 3.4-1 本项目煤层气平衡一览表

序号	煤层气开采量（万 m^3/a）		输出（万 m^3/a）		备注
1	产气井 71 口井	10000	集气增压站外输	9980	末端输送至下游阜康脱水增

2			过程损失	20	压站净化，管道输送晋源接收站外售
3	合计	10000	合计	10000	

3.4.2.2 水平衡

本项目71口采气井采用“排水采气”工艺方式，项目年均采出水产生量约4.80514万m^3，年运行330d，整体日均采出水量约145.61m^3/d；71口产气井平均单井采出水量2.0508m^3/d·口，考虑井场作业5%不可避免损耗后，单井实际可收集水量1.948m^3/d·口，全井场实际可收集采出水总量138.33m^3/d，折合年可收集水量4.5649万m^3/a。

本项目4口地下注热瓦斯开发井采用电加热蒸汽发生器制备蒸汽井下注热辅助瓦斯抽采，运营期生产用水量190.512m^3/d、62868.96m^3/a。蒸汽全部注入地下岩层消耗，无生产废水外排。

本项目水平衡分析见表3.4-2。

表3.4-2 本项目水平衡一览表

序号	项目		需水（产水）量（m^3）	损耗量（m^3）	排放量（m^3）	备注及排放去向
1	施工期	钻井液配置用水	17100	14400	2700	经固液分离后循环使用；完井后拉运至下一井场钻井使用； 施工末期不能循环使用时拉运至阜康市东部城区污水处理厂处理。
2		压裂液配置用水	420449.4	334643.4	85806	损耗压裂液留存在目的煤层中，在运营期排水采气环节排出。 压裂返排液收集至返排液防渗收集池，收集的压裂返排液回用于下一井配置压裂液使用，施工末期，压裂返排液不能循环利用时，送入阜康市东部城区污水处理厂处理达标后外排。
3		施工人员	634	127	507	采取配备移动式环保厕所收集生活污水，定期由吸污车拉运至污水处理厂处置。
4		合计	438183.4	349170.4	89013	
1	运营期	标准化井场采出水	48051.4	2402.4	45649	通过各标准化井场内设置的防渗排采池暂存，拉运至阜康市东部城区污水处理厂处理。
2		热瓦斯开发井	62868.96	62868.96	0	蒸汽全部注入地下岩层消耗，无生产废水外排
3		设备外壁擦洗用水	192	192	0	蒸发损耗

序号	项目	需水（产水）量（m^3）	损耗量（m^3）	排放量（m^3）	备注及排放去向
4	合计	111112.36	65463.36	45649	

3.4.3 施工期环境影响因素分析

3.4.3.1 施工期大气污染物产排放情况

（1）施工扬尘

本项目施工期大气污染物产生环节主要为场地及管沟的平整、开挖、回填、土石方转运，建筑材料搬运及堆放、建筑垃圾的清理及堆放扬尘以及汽车运输产生的扬尘。

扬尘的大小与施工条件、管理水平、机械化程度及施工季节、建设地区地质和气象等诸多因素有关，是比较复杂、较难定量的问题。扬尘的排放与施工场地面积和施工活动频率相关，与土壤的泥沙颗粒含量成正比，同时与当地气象条件如风速、湿度、日照等有关。本评价采用类比法对施工过程中可能产生的扬尘情况进行分析。

距施工场地不同距离处空气中 TSP 浓度值见表 3.4-3。

表 3.4-3 施工现场大气中 TSP 浓度变化表

距离（m）	20	50	100	200
浓度（mg/m^3）	2.89	1.15	0.79	0.47

由上表可知，预计距离施工地点 20m 处 TSP 浓度约 2.89mg/m^3，超出《环境空气质量标准》（GB3095-2026）表 2 环境空气污染物其他项目浓度限值（300μg/m^3），超标倍数达 8.63；50m 处 TSP 浓度约 1.15mg/m^3，超标倍数达 2.83；100m 处约 0.79mg/m^3，超标倍数达 1.63；200m 处约 0.47mg/m^3，超标倍数达 0.57；施工扬尘对项目周边大气环境将会产生一定的影响，对 500m 以外的环境空气影响很小。

本项目施工采取洒水降尘等措施，类比同类工程现场监测，工地内扬尘浓度为 0.3～0.7mg/m^3。

施工期扬尘治理措施需符合《阜康市建筑工程施工现场扬尘污染防治工作实施细则》（阜住建发〔2020〕21 号），施工现场 PM_{10} 低于 100mg/m^3。

（2）柴油机尾气

钻井过程中钻机需要大功率柴油机带动，并需要柴油发电机提供电力。柴油在

燃烧过程中将排放烟气，主要污染物为烟尘、SO_2、NO_x。

本区钻井设计井深为1800-3500m，根据建设单位提供资料，直井、定向井采用ZJ30型柴油机，水平井采用ZJ40型柴油机。直井、定向井（ZJ30型柴油机）单井消耗柴油量约为85t/口，水平井（ZJ40型柴油机）单井消耗柴油量约为135t/口。本项目建设直井、定向井19口，水平井56口，柴油使用量约9175t。

参考《油气田开发建设与环境影响》中关于钻井废气污染物排放系数，本项目钻井过程大气污染物排放系数为：燃烧1t柴油（含硫约0.2%），排放烟气量约$1.2\times10^4m^3$，SO_2为4kg，NO_x为2.83kg，烟尘为11kg，估算本项目施工期柴油燃烧大气污染物产排情况见表3.4-4。

表3.4-4 柴油燃烧大气污染物产排放情况一览表

井型	直井、定向井		水平井	
数量	19		56	
单井柴油消耗量（t）	85		135	
柴油消耗量（t）	1615		7560	
柴油消耗量合计（t）	9175			
污染物	烟气量（m^3/t）	SO_2（kg/t）	NOx（kg/t）	烟尘（kg/t）
产污系数	12000	4	2.83	11
污染物产生量	万m^3	t	t	t
	11010	36.7	25.68	100.93

本项目柴油机燃烧需满足《非道路移动柴油机械排气烟度限值及测量方法》（GB36886-2018）中的标准。

（3）标准化井场测试放喷燃烧烟气

在钻井试气过程中，需放喷一定量的煤层气，为降低煤层气直接排放造成的污染，本项目采用放散管燃烧后进行放空。测试放喷管完全燃烧排放的主要污染物有：颗粒物、NO_x等；不完全燃烧情况下，将产生CH_4、CO、CO_2等废气，对大气环境空气产生一定的影响。井场火炬放喷时间一般不超过8天，对大气环境的影响时间短暂。因此，本次评价要求建设单位应科学设计燃烧排放口，使煤层气完全燃烧，减轻对环境空气的污染。同时在地面管线条件具备的井场，应将煤层气纳入采气管线，最大程度地降低对大气环境的影响。

标准化井场测试放喷燃烧烟气需满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）表 2 新污染源大气污染物排放限值。

（4）施工车辆尾气

施工车辆废气污染物主要为 NO_x、CO 和碳氢化合物，由于施工期间车辆具有不确定性，而且排放量较小、影响持续时间短，对评价范围环境空气污染程度有限，环评不再对其影响作具体分析，建议建设单位在施工期间对施工车辆严格要求，使用较清洁燃料，同时加强对施工车辆的作业管理，尽量减少污染物的排放。

3.4.3.2 施工期废水

本项目施工期废水主要包括钻井作业产生的钻井废水、压裂作业产生的压裂返排液及施工人员产生的少量生活污水。

（1）钻井废水

钻井废水主要来源于钻井施工过程中产生的废钻井液、井筒清洗废水等，主要污染因子为 SS、COD 等，钻井废水的产生量随着井深和钻井周期变化而变化。

钻井废水主要包括设备冲洗废水、钻台清洗废水及固液分离产生的废液等，主要污染因子为 SS、COD 等。根据《石油和天然气开采业行业系数手册》及同类煤层气项目经验，钻井废水产生量按钻井液总用量的 15%核算。本项目钻井液总用量 18000m³，因此施工期钻井废水总产生量约 0.27 万 m³）。

钻井废水主要有以下特征：

①偏碱性，pH 值大多 8～9；

②悬浮物含量高，在钻井液中含有大量的黏土，同时钻井液在循环过程中还携带了一些钻井岩屑，这些固体颗粒很容易进入钻井废水；

③有机、无机污染物含量高。根据类比调查，钻井废水中 COD、悬浮物；COD 浓度 100～500mg/L，悬浮物浓度 100～700mg/L，本项目取平均值 COD500mg/L、悬浮物 700mg/L；

④钻井废水中全盐量、氟化物、硼污染因子的浓度值采用 2025.7.20 新疆国科检测有限公司对 FSL-9、FSL-18 钻井进行的水质监测。

监测结果见表 3.4-5。

表 3.4-5 阜康区域煤层气钻井废水水质检测结果一览表

序号	检测因子	检测结果		平均值
		FSL-9	FSL-18	
1	全盐量，mg/L	1.14×10^3	1.16×10^3	1.15×10^3
2	氟化物，mg/L	0.366	0.382	0.374
3	硼，mg/L	0.04	0.04	0.04

钻井废水经固液分离后循环使用；完井后拉运至下一井场钻井使用；施工末期不能循环使用时拉运至阜康市东部城区污水处理厂处理。

本项目钻井和开采过程中的废水及固体废物均可得到有效地处置，正常情况下不会形成地表径流，或因雨水的冲刷而随地表径流漫流，钻井过程中各种污染物质不会进入地表水体，不影响地表水水质。

（2）压裂返排液

为在煤层中形成水气通道，完井后采用射孔液射穿煤层，建立起水气流入井底的通道，射孔液主要为清水加入一定盐分；射孔完毕后需要采用压裂液压裂煤层，同时为保护煤层气储层，避免发生水敏反应，压裂液中需加入盐分使其密度性质尽量接近煤层水。待气井建成开采后，射孔液和压裂液逐渐被抽油机抽至地面，形成压裂返排液。

本项目压裂液采用复合压裂液，压裂前期使用低粘度的活性水压裂液，造缝和加砂时使用较高粘度的清洁压裂液的复合压裂液体系，压裂液中含有 1%的 KCl，携砂压裂液中含砂量约 12.5%。

本项目采用大规模体积压裂为主，即压裂液量 1500-2000m^3，本项目施工期总压裂液使用量 42.903 万 m^3。

压裂作业过程中，压裂液 20%以压裂返排液形式回流至地面，80%滞留于煤层裂隙及储层内部。本项目压裂返排液总产生量约 8.5806 万 m^3，水质洁净、组分稳定，全部收集至井场返排液防渗收集池，回用于施工现场压裂液配制，实现施工期废水全部回用、不外排。

压裂液中加 KCl 是为了调整水的矿化度，使其与煤层中所含地下水矿化度相当，避免产生水敏反应。当压裂液依靠井口快速施压，挤进煤层中，造成气井周围一定

范围内煤层破碎后，再通过井口缓慢释压以及井口安装泵缓慢抽水降压，使压进地层中的水逐渐释放出来。排水时控制排水速度，使慢速流出的水流速度不足以携带石英砂流出，石英砂就会遗留在煤层中形成水、气渗透通道。

压裂完成后，支撑砂滞留于煤层裂隙内形成导流通道；压裂液在 2～3 个月内逐步回流为返排液。根据压裂返排液中主要离子（氯化物 924mg/L、钾 183mg/L）及地层背景盐分估算，溶解性总固体约为 1980mg/L。返排液全部收集至井场防渗收集池，优先回用于后续井场压裂液配制；施工末期无法回用部分，送阜康市东部城区污水处理厂处理达标后外排。

压裂返排液常规因子参考 2024 年 11 月 19 日新疆正则环宇检测科技有限公司阜康区域煤层气开采压裂返排液检测结果；全盐量、氟化物、硼指标采用 2025 年 7 月 20 日新疆国科检测有限公司 FSL-43、FSL-56 井压裂废水监测数据。

压裂返排液为煤层气水力压裂作业后返排产生的工艺废水，成分复杂且组分来源多元，主要由压裂作业配置液、地层原生水、地层溶蚀产物三部分组成。核心组分包含水体溶剂、压裂化学添加剂残留、地层溶出无机盐、悬浮固体颗粒、石油类有机质及微量重金属等。其中水体为主要基质，占比 80%～90%；水质呈中性，悬浮物含量极低。有机污染物主要来自压裂用稠化剂、表面活性剂、杀菌剂等添加剂残留，以及煤层伴生石油类、天然有机质，对应体现为 COD、BOD_5、总有机碳、石油类等指标,整体有机负荷低、污染程度轻微；无机污染物以地层溶出的氯化物、钾盐等可溶性盐类为主，同时含氟、硼等特征无机离子，是返排液高矿化度的主要成因。此外，返排液含铅、汞、镉、砷、铬、镍等微量重金属，氨氮含量极低，无明显氮污染，整体呈现中性水质、高矿化度、微量重金属、低有机污染的水质特征。

监测结果见表 3.4-6 和表 3.4-7。

表 3.4-6 阜康区域煤层气开采压裂返排液检测结果一览表

序号	检测因子	压裂返排液检测结果
1	pH 值，无量纲	7.35
2	化学需氧量（CODc），mg/L	87
3	五日生化需氧量（BODs），mg/L	18.6
4	悬浮物，mg/L	≤5
5	石油类，mg/L	0.36

序号	检测因子	压裂返排液检测结果
6	氨氮（以 N 计），mg/L	0.042
7	铅，mg/L	<0.010
8	汞，mg/L	0.00005
9	镉，mg/L	<0.001
10	砷，mg/L	≤0.0003
11	铜，mg/L	≤0.001
12	锌，mg/L	≤0.05
13	铬，mg/L	≤0.03
14	镍，mg/L	0.26
15	氯化物（以 CI 计），mg/L	924
16	钾，mg/L	183
17	总有机碳*，mg/L	49.3

表 3.4-7 阜康区域煤层气压裂废水检测结果一览表

序号	检测因子	压裂废水检测结果		平均值
		FSL-43	FSL-56	
1	全盐量，mg/L	1.2×10^3	1.9×10^3	1.55×10^3
2	氟化物，mg/L	0.381	0.382	03815
3	硼，mg/L	0.04	0.05	0.045

经与建设单位核实，目前项目所在区域（八区）已设置 6 个 1500m^3、6 个 1000m^3、8 个 500m^3 镀锌板防渗收集池，具体位置见表 3.4-8，均具有防渗功能，本项目压裂返排液不新建防渗收集池，依托现有镀锌板防渗收集池。

表 3.4-8 项目所在区域返排液防渗收集池概况

序号	位置	容积
1	1#井场	4×1500m^3
2	5#井场	1×1000m^3
3	前指西侧	2×500m^3
4	13#井场	2×1500m^3、4×500m^3
5	15#井场	2×500m^3
6	18#井场	5×1000m^3

（3）施工期生活污水

本项目采用独立钻井队进行钻井施工，预估每队人数 30 人，最多 16 支钻井队同时上井施工，最大钻井工程施工人数约 480 人，单井钻井周期 30 天。

集气管线、道路工程施工人数约 10 人，施工周期以 365 天计。

本项目施工期合计施工人员每日最高490人。

参考《生活污染源产排污系数手册》中“第二部分农村生活污水污染物产生与排放系数—表2-1 农村生活污水排放系数及污染物产污强度”新疆-昌吉回族自治州，本项目施工期生活污水及污染物产生情况见表3.4-9。

表3.4-9 本项目施工期生活污水及污染物产生情况一览表

施工人数	产污系数		产生量		产生浓度（mg/L）
490	污水排放系数（升/人·天）	28.07	m^3/d	13.7543	
	化学需氧量产污强度（克/人·天）	28.73	kg/d	14.0777	1023.51
	氨氮产污强度（克/人·天）	0.74	kg/d	0.3626	26.36
	总氮产污强度（克/人·天）	1.49	kg/d	0.7301	53.08
	总磷产污强度（克/人·天）	0.14	kg/d	0.0686	4.99

由于本项目现场施工为大区域点状进行，采取配备移动式环保厕所收集生活污水，定期由吸污车拉运至污水处理厂处置。

3.4.3.3 施工期噪声

本项目施工期主要为标准化井场建设、集气管线、道路的建设，井场建设主要噪声源为钻机、柴油机、泥浆泵、压裂设备等；集气、输水、供电管线施工主要为推土机、挖掘机、装载机、运输车辆、切割机等，施工期主要噪声源见表3.4-10。

表3.4-10 本项目施工期主要噪声源强一览表

噪声源位置	设备名称		数量	声源强度	声源性质	备注
单个钻井井场	钻井	钻机	1台	90~95	连续稳态声源	距离1m
		柴油机	4台	95~98	连续稳态声源	距离1m
		柴油发电机	2台	95~98	连续稳态声源	距离1m
		泥浆泵	2台	95~100	连续稳态声源	距离1m
	井下作业	压裂设施	1套	80~120	连续稳态声源	距离1m
场地、管线、道路施工现场	推土机、挖掘机		/	80~85	流动声源	距离5m
	装载机、运输汽车		/	85~90	流动声源	距离5m
	切割机等		/	85~90	流动声源	距离5m

3.4.3.4 施工期固体废物

（1）施工期井场、道路、管线、集气站建设挖填土石方

本项目采气井场分布范围广、布置比较分散，每个井场以挖作填，多余土方就近平摊在井场平台周围，无弃方；集（采）气管线穿越山区，管沟开挖土方全部回填，回填后高于周围原地表，待完全沉降后与原地面基本持平；进站道路布设随形

就势，避免大的开挖、填筑，对于需要填方路段，路基填方充分利用挖方，以挖作填，道路挖填平衡；供电线路挖方主要在埋设电杆和铁塔处，动用土石方较少，多余的土方就近摊平，无弃方；施工便道大部分利用现有道路，挖填平衡。

①井场场地平整土石方量

井场总平整开挖量（实方）=128500×0.5m=64250m³；

场地平整开挖的土石方全部用于井场周边回填、压实，无外运，松散体积=64250m³×1.15=73887.5m³（全部用于回填，无剩余）。

②钻井基坑土石方量

A.直井、定向井（19 口）：

单口基坑开挖量（实方）=4m×4m×3m=48m³；

19 口总开挖量（实方）=48m³/口×19 口=912m³；

基坑回填量（实方）=开挖量（实方）-钻井套管占用体积（忽略不计，套管体积极小）≈912m³；

B.水平井（56 口）：

单口基坑开挖量（实方）=5m×5m×3.5m=87.5m³；

56 口总开挖量（实方）=87.5m³/口×56 口=4900m³；

基坑回填量（实方）≈4900m³（忽略套管占用体积）；

C.钻井基坑总核算：

总开挖量（实方）=912m³+4900m³=5812m³；

总回填量（实方）=912m³+4900m³=5812m³；

开挖松散体积=5812m³×1.15=6683.8m³；

回填需松散体积=5812m³×1.15=6683.8m³；

基坑土石方无外运、无剩余（开挖松散土石方全部用于回填）

③防渗排采池土石方量

总开挖量（实方）=120m³/座×18 座=2160m³；

排采池回填量（实方）=开挖量（实方）-防渗层及岩屑暂存占用体积（防渗层体积忽略不计，岩屑后期清运，回填按开挖实方核算）≈2160m³；

开挖松散体积=2160m³×1.15=2484m³；

回填需松散体积=2160m³×1.15=2484m³；

暂存池土石方无外运、无剩余（开挖松散土石方全部用于后期回填）。

④配套道路土石方量

道路路基开挖量（实方）=道路总长度×路面宽度×路基开挖厚度=3100m×6.5m×0.6m=12090m³；

道路回填量（实方）=路基开挖量（实方）-路面铺设占用体积（忽略不计，路面体积极小）≈12090m³；

开挖松散体积=12090m³×1.15=13903.5m³；

回填需松散体积=12090m³×1.15=13903.5m³（开挖松散土石方全部用于回填，无外运）。

⑤输气管线土石方量

新建管沟开挖量（实方）=新建管线总长度×沟底宽度×敷设深度=4150m×0.8m×1.2m=3984m³；

管沟回填量（实方）=管沟开挖量（实方）-管线占用体积（忽略不计，管线直径较小）≈3984m³；

开挖松散体积=3984m³×1.15=4581.6m³；

回填需松散体积=3984m³×1.15=4581.6m³（开挖松散土石方全部用于回填，无外运）。

⑥总土石方量汇总

A.总开挖量（实方）=井场平整 64250+基坑 5812+防渗排采池 2160+道路 12090+管线 3984=64250+5812+2160+12090+3984=88296m³；

B.总回填量（实方）=井场平整 64250+基坑 5812+防渗排采池 2160+道路 12090+管线 3984=88296m³；

C.总开挖松散体积=井场 72887.5+基坑 6683.8+防渗排采池 2484+道路 13903.5+管线 4581.6=100540.4m³；

D.总回填松散体积=100540.4m³（与开挖松散体积相等）；

E.外运土石方量：0m³（所有开挖土石方经松散后，全部用于各工程回填，无多余土石方外运，也无外购土石方）。

综合分析以上各区土石方量，本项目挖填平衡，无借方及弃方，不设取土场、弃渣场。具体见表 3.4-11。

表 3.4-11 土石方平衡表

分区	挖方	填方	弃方	备注
井场场地平整	72887.5	72887.5	72887.5	所有开挖土石方经松散后，全部用于各工程回填，无多余土石方外运，也无外购土石方
钻井基坑	6683.8	6683.8	6683.8	
岩屑防渗暂存池	2484	2484	2484	
配套道路	13903.5	13903.5	13903.5	
输气管线	4581.6	4581.6	4581.6	
合计	100540.4	100540.4	100540.4	

（2）施工期建筑垃圾

施工期建筑垃圾主要包括残砖断瓦、钢筋头、金属碎片、塑料碎粒、抛弃在现场的破损工具、零件、容器甚至报废的机械、装修垃圾等，结合建筑垃圾组分（以金属、塑料、砖石为主），常规密度按 1.8t/m³ 核算，建筑垃圾产生量按施工总土石方开挖量（实方）的 0.05%—0.08%预估（本项目取 0.08%），

建筑垃圾重量=总土石方开挖量（实方）×预估比例×密度=88296m³ ×0.08%×1.8t/m³ ≈127.15t。

综上，本项目施工期建筑垃圾产生量约 127.15t。

建筑垃圾若长期堆存，会产生大量扬尘，影响周围环境，施工废料部分回收利用，剩余废料运至建议定期由有资质专业的建筑垃圾清运单位按照当地有关要求进行清运。

（3）钻井岩屑产生情况

钻井过程中，岩石经钻头和泥浆的研磨而破碎成岩屑，其中 50%的岩屑混进泥浆中，剩余的岩屑经泥浆循环携带出井口。

岩屑产生量按照如下公式计算：

$$W=\frac{1}{4}\pi D^2 h d 50\%$$

式中：W—井场岩屑产生量，t；

D—井的直径，m

h—井深度，m；

d—岩石密度（取 2.8t/m^3）

根据项目钻井工程设计参数、井型结构及区块钻井固废产排系数核算，本项目 75 口钻井施工期钻井岩屑总产生量为 87882.14t/a。本项目全区钻井作业全程采用水基钻井液工艺，不使用油基钻井液，钻井全过程无油基泥浆、含油岩屑等含油危险固废产生。

经核实，本项目钻井固废产生类型单一，仅产生水基钻井岩屑、废弃水基钻井泥浆，均为一般工业固体废物，无《国家危险废物名录》中油基钻井相关危险废物产排。钻井岩屑不属于《国家危险废物名录（2025 年版）》中所列危险废物，对照《固体废物分类与代码目录》，钻井岩屑属于 SW12 钻井岩屑—天然气行业开采-072-001-S12。

钻井岩屑经标准化井场固液分离设备处理后（采用振动筛、除砂器、除泥器、离心机四级实现固液分离），分离出的液相进入液相收集罐，用于钻井液配制；分离出岩屑暂存于防渗暂存池，通过固化处理后经检测满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）中污染物限值要求后用于井场铺垫、矿区内部道路铺设。

（4）废振动筛

本项目钻井设计井深 1800-3500m，地层以煤层、泥岩、砂岩为主，岩屑硬度中等，对振动筛筛网磨损程度适中，所用振动筛采用常规耐磨聚氨酯筛网，单片振动筛重量约 5kg。结合各井型钻井周期及振动筛更换频次，本项目废振动筛产生情况如下：

①废振动筛产生量核算

A.直井、定向井（19 口，含 4 口地下注热定向直井）：该类井钻井周期约 15～20d（按 20d 计），地层岩性相对单一，岩屑对筛网磨损较轻，振动筛平均更换频次约 1.5 片/月/井。其中，常规直井、定向井 15 口，废振动筛产生量核算为 1.5 片/30d×20d×5kg/片×15 口=75kg；4 口地下注热定向直井，钻井周期参照直井（按 20d

计），废振动筛产生量核算为 1.5 片/30d×20d×5kg/片×4 口=20kg；19 口直井、定向井合计废振动筛产生量 95kg。

B.水平井（56 口，含 1 口地下注热水平井）：该类井钻井周期约 25～30d（按 30d 计），钻井周期长且水平段钻进过程中岩屑量较大，对筛网磨损更严重，振动筛平均更换频次约 2.5 片/月/井。其中，常规水平井 55 口，废振动筛产生量核算为 2.5 片/30d×30d×5kg/片×55 口=687.5kg；1 口地下注热水平井，钻井周期参照水平井（按 30d 计），废振动筛产生量核算为 2.5 片/30d×30d×5kg/片×1 口=12.5kg；56 口水平井合计废振动筛产生量 700kg。

C.总产生量：本项目钻井施工废振动筛总产生量为直井、定向井与水平井产生量之和，即 95kg+700kg=805.83kg（核算差异为计算精度导致）。

②废振动筛处置方案

本项目废振动筛属于一般工业固体废物，处置流程严格遵循“减量化、资源化、无害化”原则，具体处置方式如下：由施工单位在更换振动筛后，对废振动筛进行清洗，去除表面附着的泥浆、岩屑，随后统一收集至专用密封容器，避免扬尘、渗漏，最终交由具备相应资质的废旧物资回收单位进行回收处置，实现资源循环利用。

③清洗废水处置方案

振动筛清洗过程中产生的少量废水，由施工单位在钻井现场采用防渗、防洒漏专用容器收集，杜绝废水散落、渗漏，防止污染周边土壤及地下水，符合井场防渗管理要求。收集后的清洗废水，全部转运至井场 120m³ 防渗排采池，与排水采气过程中产生的采出水统筹收集、暂存，不单独设置处置设施，无需新增环保投入。

清洗废水与采出水一同，经防渗排采池暂存后，定期由罐车拉运至阜康市东部城区污水处理厂集中处理，处置流程与采出水完全一致，确保废水规范处置、不外排。本次清洗废水量极少，单井每次清洗仅产生少量废水，全项目累计产生量可忽略不计，混入采出水后不会影响采出水处置效果，且处置过程符合《煤层气井排采水处理设计规范》（GB/T46426-2025）及《污水综合排放标准》（GB8978-1996）要求，无新增环境风险。

（5）废防渗膜

本项目岩屑防渗暂存池等池体内铺设防渗膜在施工结束时需拆除，本项目单座岩屑防渗暂存池尺寸约 10m×20m×2m，池体内防渗膜面积约 320m²，重量约 1.5kg/m²，估算单座标准化井场内废防渗膜产生量约 480kg，本项目新建 12 座标准化井场废防渗膜产生量约 5.76t。废防渗膜拆除后由施工单位收集，交由废旧物资回收单位回收处置。

如防渗膜沾染油污，则为危险废物，属于《国家危险废物名录》(2025 年版)中 HW08 废矿物油与含矿物油废物）—非特定行业—900-249-08，需将沾染油污的废防渗膜收集交由有危险废物处理资质单位处理。

（6）废矿物油及含油废液

钻井过程中机械检修产生废矿物油、废含油棉纱及沾油抹布和手套、废油桶，废矿物油产生量约 325kg/井，废含油棉纱及沾油抹布和手套产生量约 35kg/井，估算废矿物油产生量 24.375t，废含油棉纱及沾油抹布和手套产生量约 2.625t，废油桶产生量（单桶容量 180kg，桶重 20kg）3t。

对照《国家危险废物名录（2025 年版）》，本项目钻井过程中机械检修产生废矿物油、废含油棉纱及沾油抹布和手套、废油桶，废矿物油属于危险废物（HW08—900-249-08），需按照《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）中相关要求在各标准化井场施工场地设置临时贮存点，废矿物油密闭收集，交由有危险废物处理资质单位处置。

（7）施工期生活垃圾

本项目施工期施工人员最高 490 人，人均生活垃圾产生量以 1kg/人·d 计，结合本项目 75 口钻井施工进度（直井 20d/口、水平井 30d/口，统筹施工人员配置及交叉作业），确定施工期为 180d。则日均生活垃圾产生量 0.49t/d，总产生量 88.2t。

本项目施工期生活垃圾主要为厨余垃圾，对照《固体废物分类与代码目录》，固体废物代码为 SW61 厨余垃圾-900-002-S61，定点收集后统一交由环卫部门清运至阜康市生活垃圾填埋场。

3.4.3.5 施工期生态环境影响分析

建设期对当地生态环境的破坏主要表现在钻井、场地挖填、地面建构筑物及输

气管线、道路建设时对土地扰动作用，造成地貌的改变、植被的破坏、短期内水土流失加剧，对局部生态环境有不利影响。

（1）占用土地

永久占地将使占地区土地利用类型由草地改变为建设用地，对当地土地利用结构和功能有一定影响，但永久占地面积小；施工影响临时用地包括管线施工用地、钻井井场的临时用地，将在短期内改变土地利用的结构和功能，但施工结束后，经过 2～3 年后可恢复原有使用功能。

（2）破坏植被

施工期对植物的影响主要有用地面积原有植物的清理、占压及施工人群的干扰。项目不但造成直接破坏区的植被剥离，还将对间接破坏区的植被造成压占，将造成局部区域生物量的减少。根据“3.2.9 项目占地情况”，本项目新增占地面积约 24.083hm^2，其中永久占地面积约 8.9916hm^2；临时占地 15.0914hm^2，均为天然牧草地。估算项目实施将造成 25.18t 的永久占地生物损失和 42.26t 临时占地生物损失。

（3）破坏、污染土壤

对土壤的影响主要表现为对土壤性质、土壤肥力的影响和土壤污染三个方面。土方的开挖和回填，将造成土壤结构的改变，进而导致土壤肥力的降低，对当地植被的生长和产量造成一定影响。

（4）水土流失

根据植被类型分布图和现场调查，植被类型主要为针茅、草原苔草、草原锦鸡儿、驼绒藜等为主，生态环境一般。建设施工过程中会对现有土层进行翻挖，使土层结构更为疏松，如此时恰逢大风期，则将使局部区域水土流失量加大。

井场、管道施工扰动，将使井场、管线及周围的土壤结构和植被遭到破坏，降低水土保持功能，加剧水土流失。

（5）破坏景观

项目建设对原有景观的连通性造成一定程度的破坏影响，同时在施工期形成点状、线状工程建设景观。

（6）破坏干扰生态系统

本项目位于海拔1200-1500（1600）m的前山带，根据植被类型分布图和现场调查，植被类型主要为针茅、草原苔草、草原锦鸡儿、驼绒藜等为主。建设施工过程中会对现有土层进行翻挖、削高、填低，使土层结构更为疏松，如此时恰逢暴雨期，则将使局部区域水土流失量加大。

井场、管道施工扰动，将使井场、管线及周围的土壤结构和植被遭到破坏降低水土保持功能，加剧水土流失。

3.4.3.6 施工期污染源汇总

本项目施工期污染源汇总见表3.4-12。

表 3.4-12 本项目施工期污染源及源强汇总一览表

类型	污染源	污染物	单位	污染物产生量	污染物排放量	排放去向/治理措施
废气	施工扬尘	扬尘	/	少量	少量	洒水降尘。自然沉降
	柴油机	烟气量	万 m^3	11010	11010	无组织排放
		SO_2	t	36.7	36.7	
		NO_x	t	25.68	25.68	
		烟尘	t	100.93	100.93	
	压裂放喷	NO_x	/	少量	少量	火炬燃烧后排入大气
	运输车辆	CO、NO_x等	/	少量	少量	大气，无组织排放
废水	钻井废水	废水量	m^3	2700	/	经固液分离后循环使用；完井后拉运至下一井场钻井使用；施工末期不能循环使用时拉运至阜康市东部城区污水处理厂处理。
		COD	mg/L	500	1.35	
		SS	mg/L	700	1.89	
	压裂返排液	废水量	m^3	85806	/	依托区域返排液防渗收集池，收集的压裂返排液回用于下一井配置压裂液使用，施工末期，压裂返排液不能循环利用时，送入阜康市东部城区污水处理厂处理达标后外排。
		KCl	mg/L	1980	169.9	
	施工期生活污水	废水量	m^3/d	13.7543	13.7543	配备移动式环保厕所收集生活污水，定期由吸污车拉运至污水处理厂处置。
固体废物	钻井作业、施工建设	土石方	万 m^3	0	0	所有开挖土石方经松散后，全部用于各工程回填，无多余土石方外运，也无外购土石方
		建筑垃圾	t	127.15	0	施工废料部分回收利用，剩余废料建议定期由有资质专业的建筑垃圾清运单位按照当地有关要求进行清运。
		钻井岩屑	t	87882.14	0	经标准化井场固液分离设备处理后（采用振动筛、除砂器、除泥器、离心机四级实现固液分离），分离出的液相进入液相收集罐，用于钻井液配制；分离出岩屑暂存于防渗暂存池，通过固化处理后经检测满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）中污染物限值要求后用于井场铺垫、矿区内部道路铺设。

类型	污染源	污染物	单位	污染物产生量	污染物排放量	排放去向/治理措施
		废振动筛	t	0.80583	0	废振动筛由施工单位更换收集，交由废旧物资回收单位回收处置。
		废防渗膜	t	5.76	0	废防渗膜拆除后由施工单位收集，交由废旧物资回收单位回收处置。如防渗膜沾染油污，则为危险废物，属于《国家危险废物名录（2025 年版）》中 HW08 废矿物油与含矿物油废物）—非特定行业—900-249-08，需将沾染油污的废防渗膜收集交由有危险废物处理资质单位处理。
		废矿物油	t	24.375	0	交由有危险废物处理资质单位处置。
		废棉纱	t	2.625	0	
		废油桶	t	3	0	
		生活垃圾	t	88.2	0	定点收集后统一交由环卫部门清运至阜康市生活垃圾填埋场。
噪声	钻机	噪声	dB（A）	90~95dB（A）	90~95dB（A）	设置隔声罩、减震台等
	柴油机	噪声	dB（A）	95~98dB（A）	95~98dB（A）	
	柴油发电机	噪声	dB（A）	95~98dB（A）	95~98dB（A）	
	泥浆泵	噪声	dB（A）	95~100dB（A）	95~100dB（A）	
	压裂设施	噪声	dB（A）	80~120dB（A）	80~120dB（A）	
	装载机、运输汽车	噪声	dB（A）	80~85dB（A）	80~85dB（A）	
	切割机等	噪声	dB（A）	85~90dB（A）	85~90dB（A）	

3.4.4 运营期环境影响因素分析

井场营运期主要环境影响为无组织泄漏烃类气体，清管、检修、事故气体燃烧火炬燃烧烟气，采出水，设备噪声，火灾爆炸和事故冷排放的风险影响。

3.4.4.1 运营期大气环境影响

FQ1-X1～FQ1-X4 注热井仅实施钻井及完井作业，不涉及产气、集输与压裂工序，无相关设备及管线组件，因此无无组织废气及动静密封点废气产生。本项目标准化井场、集气管线正常工况下无有组织废气排放；无组织废气主要为标准化井场设备与管线组件动静密封点泄漏的烃类气体。非正常工况下废气主要为标准化井场检修放空煤层气、集气管线泄漏煤层气。

（1）有组织废气

本项目标准化井场、集气管道正常工况下无有组织废气排放。

（2）无组织挥发性有机物

烃类气体的挥发损失存在于煤层气开采全过程的各个节点上，主要节点为标准化井场等。煤层气集输及处理采用全密闭流程，极大地减少了烃类气体的挥发量，从国内外有关资料、国内其他煤层气实际运行数据来看，烃类气体挥发主要在标准化井场设备与管线组件动静密封点泄漏。

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：

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

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量，kg；

a--设备与管线组件密封点的泄漏比例，按 0.1‰考虑；

N--挥发性有机物流经的设备与管线组件密封点数，可参考附录 B.3 进行统计；

e_{Toci}--密封点 i 的总有机碳（TOC）排放速率（泄浓度大于 10000 μmol/mol），kg.h 取值参见表 4；

$WF_{非甲烷总烃\ i}$--流经密封点 i 的物料中挥发性有机物的设计平均质量分数，%；

WF_{Toci}--流经密封点 i 的物料中总有机碳（TOC）的设计平均质量分数，%；

t_i--核算时段内密封点 i 的运行时间，h。

根据上述公式，核算本项目 l5座标准化产气井场无组织挥发性有机物产生量见表 3.4-13。根据核算，本项目年无组织排放挥发性有机物 8.0423kg/a。

本项目年无组织排放挥发性有机物 8.0423kg/a。本项目煤层气排放执行《煤层气（煤矿瓦斯）排放标准》（GB21522-2024）中表 1 煤层气地面开发系统排放控制要求；无组织泄漏挥发性有机物（非甲烷总烃）执行《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）表 2 新污染源大气污染物排放限值，不超过 4mg/m^3。

表 3.4-13 本项目无组织废气核算结果一览表

序号	标准化井场	所辖井数	a	$WF_{非甲烷总烃，i}$	$WF_{TOC,i}$	法兰			阀门			泵			非甲烷总烃	年运行时间
						数量	eTOC, I	非甲烷总烃	数量	eTOC, i	非甲烷总烃	数量	eTOC, I	非甲烷总烃产生量		
		（口）				个	排放源/kg/h/源	kg	个	排放源/kg/h/源	kg	个	排放源/kg/h/源	kg	kg/a	h
一	4 个井场利旧（已叠加二期的全部井进行核算）															
1	FK61	10	0.0001	0.983	94.273	150	0.085	0.1053	70	0.064	0.5781	10	0.074	0.0826	0.766	7920
2	FK66	5	0.0001	0.983	94.273	75	0.085	0.0526	35	0.064	0.289	5	0.074	0.0413	0.3829	7920
3	FK70	10	0.0001	0.983	94.273	150	0.085	0.1053	70	0.064	0.5781	10	0.074	0.0826	0.766	7920
4	FK71	5	0.0001	0.983	94.273	75	0.085	0.0526	35	0.064	0.289	5	0.074	0.0413	0.3829	7920
二	11 个新建产气井场															
5	FK6503	6	0.0001	0.983	94.273	90	0.085	0.0632	42	0.064	0.3468	6	0.074	0.0495	0.4595	7920
6	FK6801	9	0.0001	0.983	94.273	135	0.085	0.0948	63	0.064	0.5203	9	0.074	0.0743	0.6894	7920
7	FK6802	6	0.0001	0.983	94.273	90	0.085	0.0632	42	0.064	0.3468	6	0.074	0.0495	0.4595	7920
8	FK68	2	0.0001	0.983	94.273	30	0.085	0.0211	14	0.064	0.1156	2	0.074	0.0165	0.1532	7921
9	FK6301	10	0.0001	0.983	94.273	150	0.085	0.1053	70	0.064	0.5781	10	0.074	0.0826	0.766	7920
10	FK6501	10	0.0001	0.983	94.273	150	0.085	0.1053	70	0.064	0.5781	10	0.074	0.0826	0.766	7920
11	FK6502	4	0.0001	0.983	94.273	60	0.085	0.0421	28	0.064	0.2312	4	0.074	0.033	0.3063	7920
12	FK72	2	0.0001	0.983	94.273	30	0.085	0.0211	14	0.064	0.1156	2	0.074	0.0165	0.1532	7920
13	FK8301	3	0.0001	0.983	94.273	45	0.085	0.0316	21	0.064	0.1734	3	0.074	0.0248	0.2298	7920
14	FK6201	5	0.0001	0.983	94.273	75	0.085	0.0526	35	0.064	0.289	5	0.074	0.0413	0.3829	7920
15	FQ1-H1	1	0.0001	0.983	94.273	15	0.085	0.0105	7	0.064	0.0578	1	0.074	0.0083	0.0766	7920
合计	15	71													8.0423	

（3）非正常工况下大气污染物排放

本项目非正常工况下废气主要为标准化井场检修或紧急情况排放、集气管道泄漏排放的煤层气。

①标准化井场非正常工况下废气排放

标准化井场非正常工况废气排放主要为井场管道、采气管道吹扫放散及井场检修时井场管道。

标准化井场非正常工况发生频率为 1～2 次/a，每次持续时间约 30min。井场放空采用燃烧后放空的方式，单井场设置放空区，布设 1 根管径 DN80、高 10m 事故气体燃烧火炬用于事故、检修下煤层气排放。

根据估算平均单井单次非正常工况煤层气排放量约 23m^3，年频率为 2 次，本项目共布设 71 口产气井，15 座标准化井场非正常工况下煤层气排放量约为 3312m^3。甲烷占比 93.29%，密度 0.66kg/m^3，估算甲烷排放量为 2039.24kg。

甲烷燃烧方程式为：

$CH_4+2O_2=CO_2+2H_2O$

2039.24kg 甲烷完全燃烧约产生 5607.91kg（5.61t）二氧化碳。

②集气管道泄漏

管道破裂发生煤层气泄漏，由于压力的变化，集气管线阀组会自动关闭。管道破裂发生煤层气泄漏，由于压力的变化，集气管线阀组会自动关闭。考虑集气干线 1.8km 发生煤层气泄漏事故，放空的最大管段距离是 1.8km，管径 250mm，起端压力 0.168MPa 计，末端 0.167MPa 计，管段内天然气存量计算公式如下：

$$V_0 = \frac{V_1 \times P_{PJ} \times T_0 \times Z_0}{P_0 \times T_{PJ} \times Z_1}$$

式中：

V_0——管段在标准状态下的管存量，单位（m^3）；

V_1——管段的设计管容量，单位（m^3），计算公式如下：

$$V_1 = \frac{\pi \times d^2 \times L}{4}$$

式中：π=3.1415926；

d——管段的内直径（m）；0.25；

L——管段的长度（m）；1800m；

P_{PJ}——管段内气体平均压力（绝对压力）MPa；0.168MPa

T_0——标准参比条件的温度 K；数值为 293.15K；

Z_0——标准参比条件下的压缩因子，数值为 0.9980；

P_0——标准参比条件的压力，数值为 0.101325MPa；

T_{PJ}——管段内气体平均温度（K）；283.15K；

Z_0——工况条件下的压缩因子，根据《天然气压缩因子的计算第 2 部分：用摩尔组成进行计算》（GB/T17747.2-2011）计算求得，0.99；

泄漏的煤层气最大放空量约为 152.9m^3。煤层气中主要成分为甲烷，甲烷占比 93.29%，密度 0.66kg/m^3，估算甲烷排放量为 94.14kg。

表 3.4-14 运营期非正常工况下大气污染物排放情况

序号	产生源	放空气量/m^3	主要污染物	排放量（kg）	应急事故措施	
					高度/m	事故气体燃烧火炬内径/mm
1	标准化井场	3726	二氧化碳	5841.59	10	80
2	集气管线	152.9	甲烷	94.14	/	/

3.4.4.2 运营期废水环境影响

运营期废水主要为采出水（以压裂滞留液析出为主）及少量生活污水。

（1）标准化井场采出水

本项目煤层气开采方式为排水采气，排水过程贯穿煤层气开采全过程，压裂过程中注入目的煤层的水通过螺杆泵/抽油机油管排出，经计量后排到防渗排采池暂存，拉运至阜康市东部城区污水处理厂处理。

压裂施工后滞留于煤层的压裂液总量为 34.3224 万 m^3。项目运营期采用排水采气工艺生产，地层泄压、瓦斯解吸过程中，滞留压裂液 70%会缓慢析出形成采出水，总产生量约 24.0257 万 m^3；剩余 30%（约 10.2967 万 m^3）长期留存于煤层中，不再析出。

根据建设单位实测资料，本项目采出水出水量随排采年限增加逐年递减，主要排水周期集中在投产 1～5 年。本次按 5 年平均排采工况理论核算，项目年均采出水

产生量约 4.80514 万 m^3，年运行 330d，整体日均采出水量约 145.61m^3/d。经核算，71 口产气井平均单井采出水量 2.0508m^3/d·口，考虑井场作业 5%不可避免损耗后，单井实际可收集水量 1.948m^3/d·口，全井场实际可收集采出水总量 138.33m^3/d，折合年可收集水量 4.5649 万 m^3/a。由于煤层滞留水体长期溶蚀煤岩，采出水含盐量、杂质含量较高，水质无法满足压裂液配制回用标准，无场内回用条件。各井场采出水通过自流方式汇入对应井场 120㎥ 防渗排采池暂存，排采池均设置防渗，杜绝跑冒滴漏及环境风险。暂存采出水采用罐车定期拉运至阜康市东部城区污水处理厂集中处置，运营期生产废水全程不外排。

根据新疆科林思德新能源有限责任公司 2024 年 3 月 21 日委托新疆维吾尔自治区煤炭煤层气测试研究所对阜康三区块煤层气开发项目进行煤层气排采井水样分析检测报告（见附件 10），对 4 组采出水样进行分析，主要污染物 pH 值、总硬度、可溶性总固体、化学需氧量检测结果见表 3.4-15。2025 年 7 月 20 日委托新疆国科检测有限公司对该区域 FSL-28、FSL-30 排采井水样中的全盐量、氟化物、硼进行分析检测报告（附件 13），见表 3.4-16。

表 3.4-15 同类型项目采出水水质中部分因子检测结果一览表

序号	监测因子		单位	点位名称及检测结果				平均值
				R24-水-10	R24-水-12	R24-水-13	R24-水-14	
1	pH 值		无量纲	8.2	8.5	8.5	8.8	8.5
2	阳离子	K^+	mg/L	91.85	65.05	39.4	125.56	80.47
3		Na^+	mg/L	4984	5944.5	5810	8479.5	6304.50
4		Ca^{2+}	mg/L	16.49	36.43	38.46	24.29	28.92
5		Mg^{2+}	mg/L	27	17.18	11.05	11.05	16.57
6		NH_4^+	mg/L	5.65	5.97	4.94	4.16	5.18
7	阳离子合计		mg/L	5124.99	6069.13	5903.85	8644.56	6435.63
8	阴离子	Cl^-	mg/L	1384.08	1799.31	1695.5	2750.87	1907.44
9		SO_4^{2-}	mg/L	920.75	1024.88	1144.25	1545.15	1158.76
10		CO_3^{2-}	mg/L	/	/	/	/	/
11		HCO_3^-	mg/L	3307.89	4300.26	4834.62	6106.88	4637.41
12		NO_3^-	mg/L	0.13	0.05	0.15	0.36	0.17
13		NO_2^-	mg/L	0.16	0.09	0.14	0.11	0.13
14		OH^-	mg/L	/	/	/	/	/
15	阴离子合计		mg/L	5613.01	7124.59	7674.66	10403.37	7703.91
16	阴阳离子总计		mg/L	10738	13193.72	13578.51	19047.93	14139.54
17	总硬度		mg/L	151.62	161.73	141.51	106.14	140.25
18	可溶性固体		mg/L	3099	5338	4650	2977	4016
19	化学需氧量		mg/L	16.02	8.3	9.84	6.75	10.23

序号	监测因子	单位	点位名称及检测结果				平均值
			R24-水-10	R24-水-12	R24-水-13	R24-水-14	
20	可溶性二氧化硅	mg/L	1.18	8.35	8.85	10.59	7.24
21	游离二氧化碳	mg/L	14.74	14.74	14.74	14.74	14.74
22	矿化度	mg/L	3099	5338	4650	2977	4016
说明	本次监测的阴阳离子电荷不平衡，是因为监测报告未检出碳酸根、氢氧根离子，导致阴离子电荷统计不全，属于监测报告的常规情况，不影响数据的真实性、合规性。						

表 3.4-16 同类型项目采出水水质中部分因子检测结果一览表

序号	监测因子	单位	采出水点位名称及检测结果		平均值
			FSL-28	FSL-30	
1	全盐量	mg/L	1.6×10^3	1.4×10^3	1.5×10^3
2	氟化物	mg/L	0.386	0.385	0.386
3	硼	mg/L	＜0.01	0.03	0.02

（2）废洗井液

洗井修井时会产生一定的废洗井液。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 3.4-17。

表 3.4-17 废洗井液产生量一览表

污染物名称	产污系数	71 口井产生量
废洗井液	25.29t/井	1795.59t/a

洗井修井时会产生的废洗井液属于一般工业废水，不含油、不含酸，未列入国家危险废物名录；经井场防渗收集池暂存后，采用密闭罐车定期拉运至阜康市东部城区污水处理厂集中处置，全程不外排。

（3）生活污水

本项目各井场为无人值守，人工定期巡检，3 次每天，正常生产过程中无生活污水产生。

3.4.4.3 运营期噪声

本项目运营期噪声源主要为井场泵体产生噪声，噪声源强产生情况见表 3.4-18。

表 3.4-18 运营期的主要噪声源统计一览表

噪声源位置	设备名称	数量	声源性质	声源强度	生产运营期的主要噪声源统计表
采气井场	管式泵（含电机）	75 台	连续稳态声源	70	选用低噪声设备，基础减振、定期润滑保养

3.4.4.4 运营期固体废物

本项目运营期固体废物主要为标准化井场检修产生的废机油及废油桶。

本项目采气井设备废机油按照0.02t/（口·年）计算，本项目共布设75口采气井，合计废矿物油产生量为1.5t。油桶产生量按照单桶容量180kg，桶重20kg，估算废机油桶产生量约0.32t/a。废机油和废油桶属于危险废物，临时暂存于八区一号集气增压站已建成的危废贮存库内，最终交由有相应危险废物处理资质的单位处置。

表3.4-19 危险废物汇总一览表

序号	危险废物名称	危险废物类别	废物代码	产生量（t/a）	产生工序及装置	形态	主要成分	有害成分	产废周期	危险特性	污染防治措施
1	废机油	HW08	900-214-08	1.5	设备维护	液态	废矿物油	矿物油	维护期间	T, I	贮存：密闭容器，分类、分区暂存于八区一号集气增压站已建成的危废贮存库内。 处置：委托有资质单位处置。
2	废机油桶	HW08	900-249-08	0.32	设备检修	固态	废矿物油	矿物油	维修期间	T, I	
注：①危险特性，是指对生态环境和人体健康具有有害影响的毒性（Toxicity，T）、腐蚀性（Corrosivity，C）、易燃性（Ignitability，I）、反应性（Reactivity，R）和感染性（Infectivity，In）											

3.4.4.5 运营期污染源汇总

本项目建成后“三废”污染物产生及排放情况汇总见表3.4-20。

表3.4-20 本项目污染物产排放统计一览表

污染物			单位	产生量	削减量	排放量
废气	无组织	非甲烷总烃（以非甲烷总烃计）	t/a	0.008	0	0.008
废水	废水量（采出水+废洗井液）		m^3/a	48344.59	0	48344.59
	废水	氯化物	t/a	92.21	0	92.21
		硫酸盐	t/a	56.02	0	56.02
		硝酸盐	t/a	0.01	0	0.01
		亚硝酸盐	t/a	0.01	0	0.01
		钾	t/a	3.89	0	3.89
		钠	t/a	304.79	0	304.79
		氨氮	t/a	0.25	0	0.25
		总硬度	t/a	6.78	0	6.78
		溶解性总固体	t/a	194.15	0	194.15
		COD	t/a	0.49	0	0.49
固体	危险废物	废机油	t/a	1.5	1.5	0

污染物			单位	产生量	削减量	排放量
废物		废油桶	t/a	0.32	0.32	0

3.4.5 退役期污染源及环境影响分析

本项目采气井设计服务年限平均为20年，项目服务期满进入退役期后，全线采气、注热、集输生产系统全面停运，逐步开展地面设备拆除、管线撤除、气井闭井封堵及井场生态恢复等工作。随着生产活动终止，运营期废水、废气、噪声、固废等持续性环境影响逐步消失，井场土地逐步恢复原有使用功能。项目退役期无持续性污染影响，污染主要集中在设备拆除、井筒封堵、场地清理施工阶段，主要污染源及环境影响分析如下：

（1）闭井及地面拆除作业污染影响

项目退役期针对71口产气井、4口注热井统一开展规范化闭井作业，同步拆除各井场橇装设备、集输管线、配套辅助设施。作业过程中主要产生施工噪声、少量施工固废及工作人员生活废物，无工艺废水、废气等特征污染物产生。

本项目气井闭井作业严格遵循油气井封井规范，主要作业流程包括井内管柱起出、井筒清理修整、井身质量检测、套管试压、地层封堵、水泥塞封固、套管保护液注入、井口永久封堵等工序，具体规范化作业流程如下：①提出井内生产管柱；②开展井筒通井、管壁刮削，清理井筒残留杂质；③采用声波幅度测井、四十八臂井径仪检测套管完整质量；④复测井眼轨迹及井口坐标，留存闭井资料；⑤对射孔井段上部套管开展试压作业，测试地层吸收量；⑥于储气层以下至井底区间注入普通水泥塞封堵，并试压验收合格；⑦对储气层段挤注专用堵剂，预留合理塞段长度，带压候凝并完成试压验收；⑧分层连续浇筑水泥塞，完全覆盖射孔层顶部，加压候凝并开展合规试压；⑨向套管内注入套管保护液至井口位置；⑩井口浇筑水泥永久封固。

典型封堵完井示意图见图3.4-4。

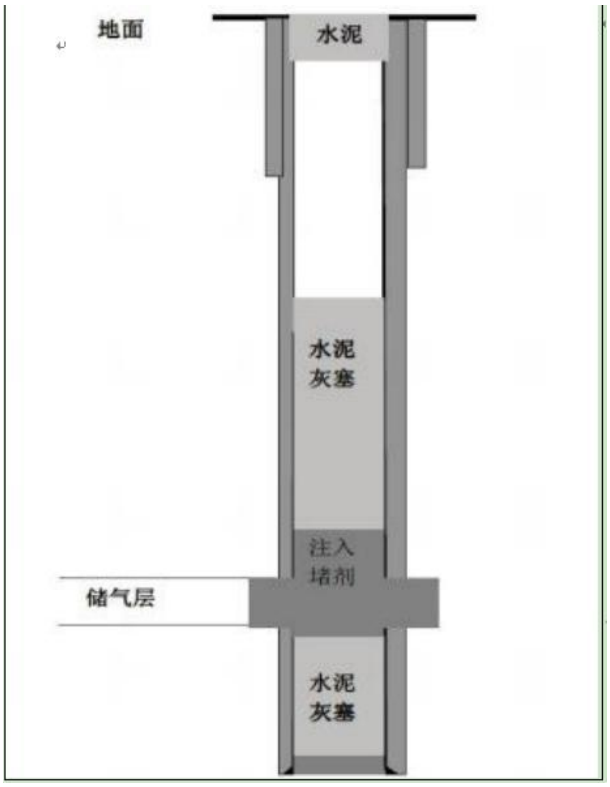


图 3.4-4 封堵完井示意图

单井封堵作业全部验收合格后，逐步拆除井场一体化橇装设备、电气通讯设施、集气管线等地面生产设施，平整井场场地，清除生产附属设施，为后续土地复垦、植被恢复创造条件。

（2）地下管线长期环境影响

项目地下集输管线埋设于地层浅层，服役期满后，大部分管线随场地改造拆除，仅少量深埋管线残留于地下。深埋废弃管道长期服役后可能存在轻微锈蚀现象，对周边土壤产生微弱潜在影响。由于本项目深埋残留管线数量少、布设分散、无介质残留，且区域地层封闭性较好，不会产生土壤、地下水严重污染影响，环境风险可控。

（3）退役期生态恢复要求

本项目所有井场、管线施工带均为临时占地及工业临时用地，无永久性建构筑物。项目服务期满后，严格按照生态环保及土地管理相关规范要求，对 16 座井场场地、管线敷设区域全面开展场地平整、土壤改良及植被恢复工作，彻底恢复土地原有使用功能，消除项目建设及生产带来的生态影响，实现退役后生态原貌恢复。

3.5 污染物总量控制

（1）污染物总量控制因子

根据《新疆生态环境保护“十四五”规划》，总量控制包含氮氧化物、挥发性有机物、化学需氧量、氨氮、总磷、总氮。

结合项目所在区域环境质量现状和项目外排污染物特征，确定本项目以下污染物为项目的总量控制因子：非甲烷总烃（以非甲烷总烃计）、COD、NH_3-N。

（2）总量指标建议

根据工程分析核算，废气均为无组织排放，排放量为？？？吨/年。

本项目无有组织废气排放；本项目标准化井场采出水定期拉运至阜康市东部城区污水处理厂处理，出水达到《城镇污水处理厂污染物排放标准》（GB18918-2002）一级 A 标准。本项目 COD、NH_3-N 的总量控制指标由污水处理厂统计，本项目不再重复申报。

因此，本项目不建议设总量控制。

3.6 清洁生产

所谓清洁生产是指不断采取改进设计、使用清洁的能源和原料、采用先进的工艺技术与设备、改善管理、综合利用等措施，从源头削减污染，提高资源利用效率，减少或者避免生产、服务和产品使用过程中污染物的产生和排放，以减轻或者消除对人类健康和环境的危害。清洁生产是一种新的、创造性的思维方式，它以节能、降耗、减污、增效为目标，以技术和管理为手段，通过对生产全过程的排污审核、筛选并实施污染防治措施，以消除和减少工业生产对人类健康与生态环境的影响，达到防治污染、提高经济效益的双重目的。

本项目为煤矿瓦斯气治理项目，涉及煤层气开发利用，参照《石油天然气开采业清洁生产评价指标体系（试行）》，清洁生产评价指标分为定量评价和定性要求两大部分。

3.6.1 评价基准值及权重值

根据其作业工序和工艺过程的不同，分为钻井作业清洁生产评价指标体系、井下作业清洁生产评价指标体系、采油（气）清洁生产评价指标体系。

清洁生产评价指标体系的各评价指标、评价基准值和权重值见表 3.6-1，各类清洁生产评价指标体系框图见图 3.6-1、图 3.6-2、图 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					
一级指标	权重值	二级指标	单位	权重分值	评价基准值
（1）资源和能源消耗指标	20	占地面积	m^2	6	符合行业标准要求
		新鲜水消耗	t/100m 标准进尺	9	≤25
		柴油消耗		5	
（2）生产技术特征指标	30				
（3）资源综合利用指标	25	钻井液循环率		10	≥75%
		柴油机效率		5	≥90%
		污油回收率		5	≥90%
（4）污染物产生指标	25	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
		柴油机烟气		2	符合排放标准要求
		噪声		3	符合排放标准要求
定性指标					
一级指标	指标分值	二级指标			指标分值
（1）原辅材料	15	钻井液毒性			15
（2）生产工艺及设备要求	40	钻井设备先进性			8
		压力平衡技术			5
		钻井液收集设施完整性			5
		固控设备完整性			5
		固井质量			5
		钻井效率			7
		井控措施有效性			5
（3）符合国家政策的生产规模	10				10
（4）管理体系建设及清洁生产审核	20	建立 HSE 管理体系并通过认证			10
		开展清洁生产审核			10
（5）贯彻执行环境保护法规的符合性	15	建设项目环保“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

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					
一级指标	权重值	二级指标	单位	权重分值	评价基准值
（1）资源和能源消耗指标	25	占地面积		5	符合行业标准要求
		洗井液消耗	m^3/井次	10	
		新鲜水消耗	m^3/井次	10	
（2）生产技术	25	压裂放喷返排入罐率	%		100

特征指标					
（3）资源综合利用指标	25	落地原油回收利用率	%	8	100
		生产过程排出物利用率	%	9	100
		剩余作业液回收率	%	8	100
（4）污染物产生指标	25	废弃洗井液	kg/井次	5	100%
		修井废水	kg/井次	5	
		废气	kg/井次	5	
		油泥	kg/井次	5	甲类区：≤50 乙类区：≤70
		一般固体废物（生活垃圾）	kg/井次	5	
定性指标					
一级指标	指标分值	二级指标			指标分值
（1）原辅材料	15	洗井液的毒性			15
（2）生产工艺及设备要求	40	防喷措施有效性			7
		地面管线防刺防漏措施			6
		防溢设备（防溢池设置）			6
		防渗范围			5
		作业废液污染控制措施			8
		防止落地原油产生措施			8
（3）符合国家政策的生产规模	10				10
（4）环境管理体系建设及清洁生产审核	20	建立 HSE 管理体系并通过认证			15
		开展清洁生产审核			5
（5）贯彻执行环境保护法规的符合性	15				
		污染物排放总量控制与减排措施情况			

表 3.6-3 采油（气）作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值

定量指标					
一级指标	权重值	二级指标	单位	权重分值	评价基准值
（1）资源和能源消耗指标	25	吨采出液综合能耗	kg 标煤/t 采出液	25	稀油：≤65 稠油：≤160
（2）生产技术特征指标	30				
（3）资源综合利用指标	25	余热利用率	%	5	
		油井伴生气回收利用率	%	10	≥80
		油泥资源化利用率	%	10	
（4）污染物产生指标	20	落地原油	%	5	
		采油废水回用率	%	5	≥60
		油井伴生气外排率	%	5	≤20
		采出废水达标排放率	%	5	100
定性指标					
一级指标	指标分值	二级指标			指标分值

（1）原辅材料	15	注水水质	10
（2）生产工艺及设备要求	35	井筒质量	5
		采气过程醇回收设施	5
		天然气净化设施	5
		集输流程	5
		采油（气）方式	5
		套管气回收装置	5
		防止落地原油产生措施	5
（3）符合国家政策的生产规模	10		10
（4）环境管理体系建设及清洁生产审核	20	建立 HSE 管理体系并通过认证	10
		开展清洁生产审核	10
（5）贯彻执行环境保护政策法规的执行情况	20	建设项目环保“三同时”制度执行情况	5
		建设项目环境影响评价制度执行情况	5
		老污染源限期治理项目完成情况	5
		污染物排放总量控制与减排指标完成情况	5

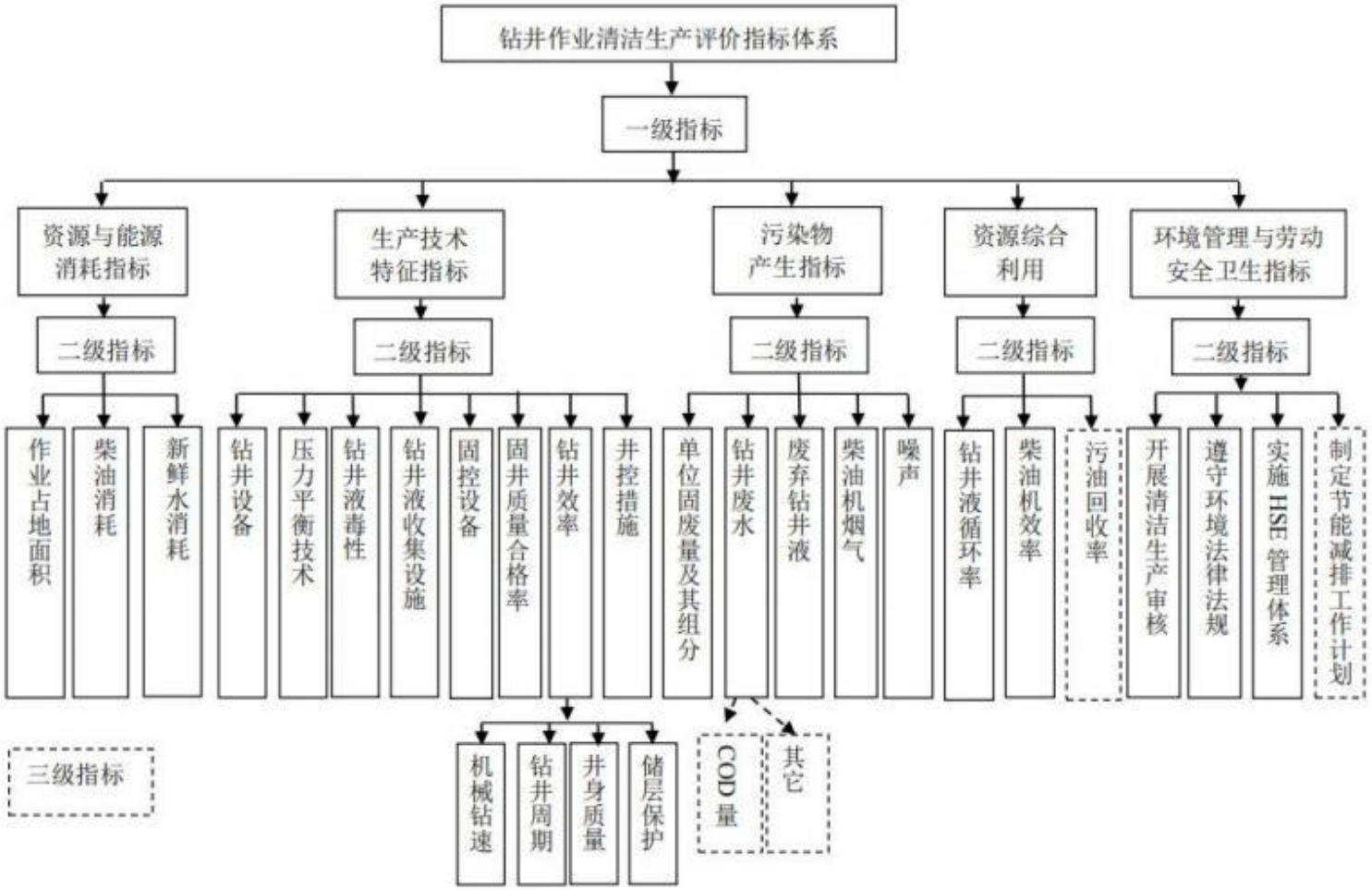


图 3.6-1 钻井作业清洁生产评价指标体系

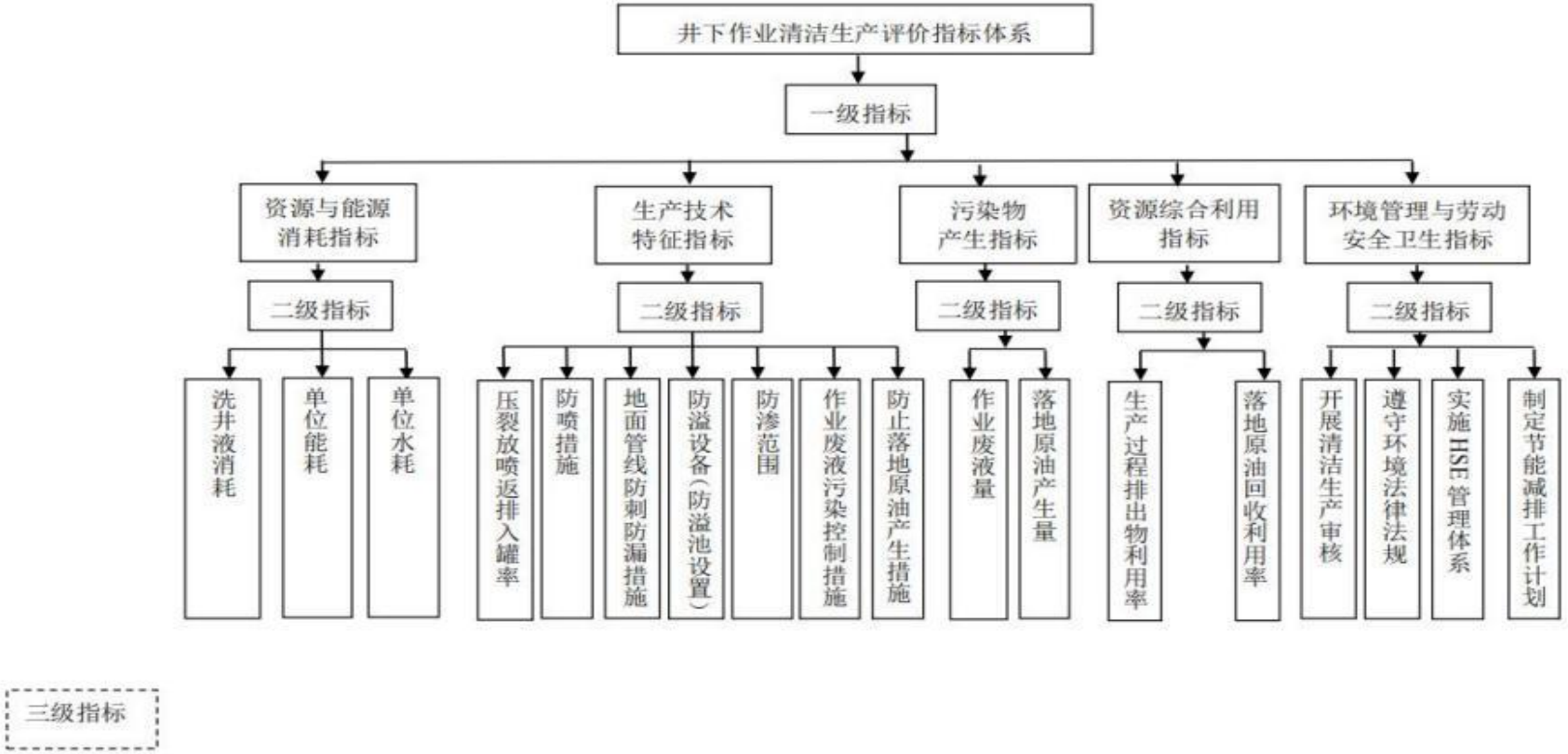


图 3.6-2 井下作业清洁生产评价指标体系

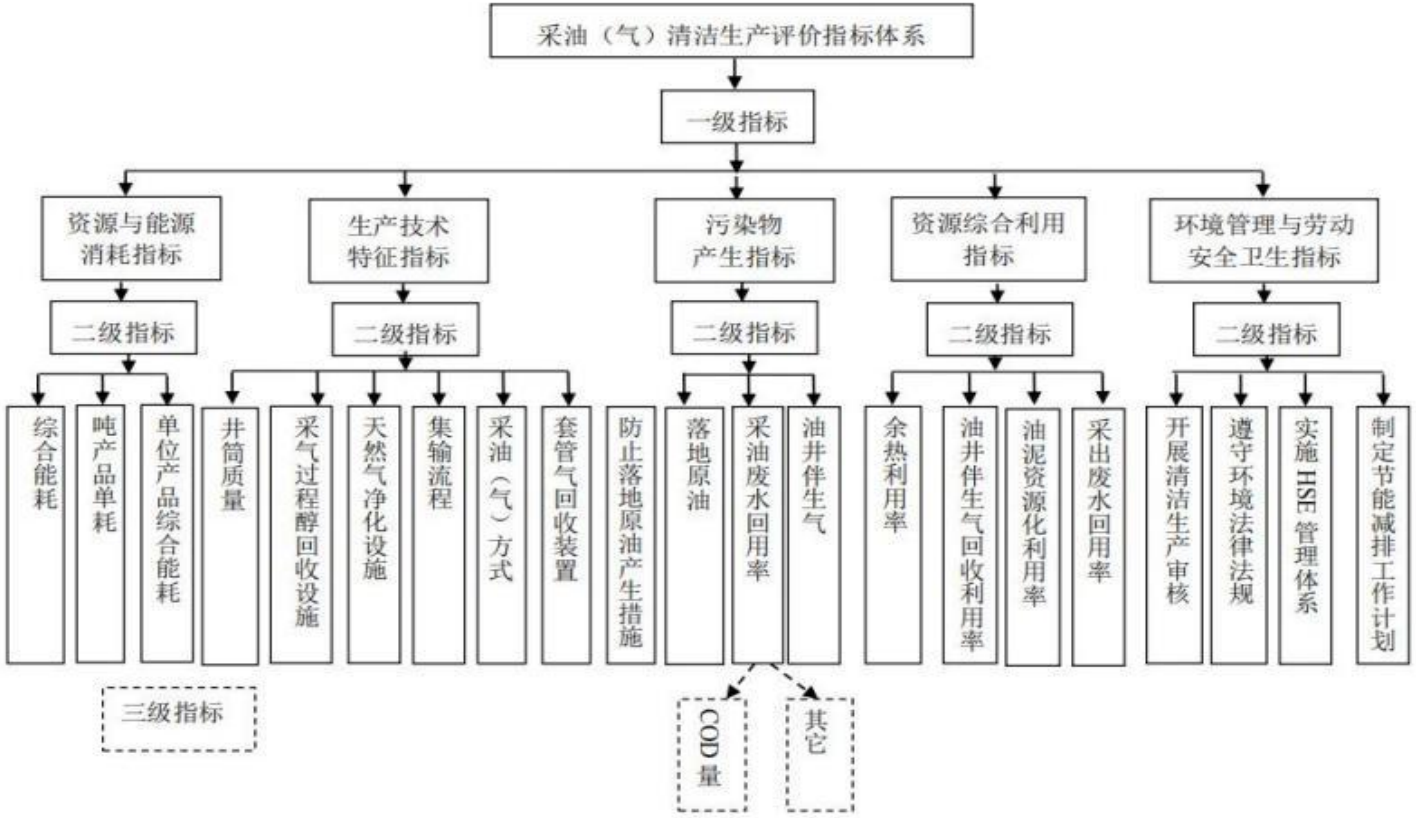


图 3.6-3 采油（气）清洁生产评价指标体系

3.6.2 考核评分计算方法

3.6.2.1 定量评价指标的考核评分计算

企业清洁生产定量评价指标的考核评分，以企业在考核年度（一般以一个生产年度为一个考核周期，并与生产年度同步）各项二级指标实际达到的数值为基础进行计算，综合得出该企业定量评价指标的考核总分值。定量评价的二级指标从其数值情况来看，可分为两类情况：一类是该指标的数值越低（小）越符合清洁生产要求（如常用纤维原料消耗量、取水量、综合能耗、污染物产生量等指标）；另一类是该指标的数值越高（大）越符合清洁生产要求（如水的循环利用率、碱回收率、固体废物综合利用率等指标）。因此，对二级指标的考核评分，根据其类别采用不同的计算模式。

（1）定量评价二级指标的单项评价指数计算

对指标数值越高（大）越符合清洁生产要求的指标，其计算公式为：

$S_i=S_{xi}/S_{oi}$

对指标数值越低（小）越符合清洁生产要求的指标，其计算公式为：

$S_i=S_{xi}/S_{oi}$

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

S_{xi}—第 i 项评价指标的实际值（考核年度实际达到值）；

S_{oi}—第 i 项评价指标的评价基准值。

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

（2）定量评价考核总分值计算

定量评价考核总分值的计算公式为：

$$P_1=\sum_{i=1}^{n} S_i \cdot K_i$$

式中：P_1—定量评价考核总分值；

n—参与定量评价考核的二级指标项目总数；

S_i—第 i 项评价指标的单项评价指数；

K_i—第 i 项评价指标的权重值。

若某项一级指标中实际参与定量评价考核的二级指标项目数少于该一级指标所含全部二级指标项目数（由于该企业没有与某二级指标相关的生产设施所造成的缺项）时，在计算中应将这类一级指标所属各二级指标的权重值均予以相应修正，修正后各相应二级指标的权重值以 Ki′表示：

$K_i'=K_i \cdot A_j$

式中：A_j—第 j 项一级指标中，各二级指标权重值的修正系数。

$A_j=A_1/A_2$。A_1 为第 j 项一级指标的权重值；

A_2 为实际参与考核的属于该一级指标的各二级指标权重值之和。

如由于企业未统计该项指标值而造成缺项，则该项考核分值为零。

3.6.2.2 定性评价指标的考核评分计算

定性评价指标的考核总分值的计算公式为：

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

式中：P_2—定性评价二级指标考核总分值；

F_i—定性评价指标体系中第 i 项二级指标的得分值；n″—参与考核的定性评价二级指标的项目总数。

3.6.2.3 企业清洁生产综合评价指数的考核评分计算

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

3.6.3 本项目评分情况

本项目钻井工程评分见表 3.6-4，井下作业评分见表 3.6-5，采气作业评分见表 3.6-6。

表 3.6-4 本项目钻井作业定量和定性评分一览表

定量指标						本项目情况			备注
一级指标	**权重值**	**二级指标**	**单位**	**权重分值**	**评价基准值**	**项目情况**	**S_i**	**P**	
（1）资源和能源消耗指标	20	占地面积	m^2	6	符合行业标准要求	本项目钻井作业占地面积符合行业要求	1	6	
		新鲜水消耗	t/100m 标准进尺	9	≤25	16t/100m	1.56	14	
		柴油消耗		5		直井：26t/口 水平井：33t/口 定向井：30t/口	/	/	
（2）生产技术特征指标	30					/	/	30	
						/	/		
（3）资源综合利用指标	25	钻井液循环率		10	≥75%	≥75%	1	10	
		柴油机效率		5	≥90%	≥90%	1	5	
		污油回收率		5	≥90%	≥90%	1	5	
（4）污染物产生指标	25	钻井废水	t/100m 标准进尺	10	甲类区：≤30 乙类区：≤35	本项目为乙类区，35t/100m	1	10	
		废弃钻井液	m^3/100m 标准进尺	10	≤10	≤10m^3/100m	1	10	
		柴油机烟气		2	符合排放标准要求	符合《非道路移动柴油机械排气烟度限值及测量方法》（GB36886-2018）中的标准	1	2	
		噪声		3	符合排放标准要求	满足《建筑施工噪声排放标准》（GB12523-2025）	1	3	
定量 P 值								95	
定性指标						本项目情况			备注

定量指标						本项目情况			备注
一级指标	权重值	二级指标	单位	权重分值	评价基准值	项目情况	S_i	P	
一级指标	指标分值	二级指标			指标分值	项目情况	Si	P	
（1）原辅材料	15	钻井液毒性			15	低毒性	1	15	
（2）生产工艺及设备要求	40	钻井设备先进性			8	国内先进	1	8	
		压力平衡技术			5	国内先进	1	5	
		钻井液收集设施完整性			5	有完整的收集措施	1	5	
		固控设备完整性			5	采用良好的固控设备	1	5	
		固井质量			5	固井质量良好	1	5	
		钻井效率			7	钻井效率高	1	7	
		井控措施有效性			5	井控措施有效	1	5	
（3）符合国家政策的生产规模	10				10	符合国家政策的生产规模	1	10	
（4）管理体系建设及清洁生产审核	20	建立 HSE 管理体系并通过认证			10	建议开展 HSE 管理体系并通过认证	1	10	
		开展清洁生产审核			10	开展清洁生产审核	1	10	
（5）贯彻执行环境保护法规	15	建设项目环保“三同时”执行情况			5	本报告中提出环保“三同时”要求	1	5	
		建设项目环境影响评价制度执行情况			5	正在开展	1	5	
		污染物排放总量控制与减排措施情况			5	已提出污染物排放总量控制与减排措施	1	5	

定量指标						本项目情况			备注
一级指标	权重值	二级指标	单位	权重分值	评价基准值	项目情况	S_i	P	
的符合性									
定性 P 值								100	

表 3.6-5 本项目井下作业定量和定性评分一览表

定量指标						本项目情况			备注
一级指标	权重值	二级指标	单位	权重分值	评价基准值	项目情况	Si	P	
（1）资源和能源消耗指标	25	占地面积		5	符合行业标准要求	符合行业标准要求	1	5	
		洗井液消耗	m^3/井次	10	≤5.0	本项目≤5.0	1	10	
		新鲜水消耗	m^3/井次	10	≤5.0	本项目≤5.0	1	10	
（2）生产技术特征指标	25	压裂放喷返排入罐率	%		100	100	1	25	
（3）资源综合利用指标	25	落地原油回收利用率	%	8	100	/	/	/	
		生产过程排出物利用率	%	9	100	100	1	13.23	修正值
		剩余作业液回收率	%	8	100	100	1	11.76	修正值
（4）污染物产生指标	25	废弃洗井液	kg/井次	5	100%	/	/	/	
		修井废水	kg/井次	5		/	/	/	5
		废气	kg/井次	5		达标排放	1	25	修正值
		油泥	kg/井次	5	甲类区：≤50 乙类区：≤70	/	/	/	
		一般固体废物（生活垃圾）	kg/井次	5		/	/	/	
定量 P 值								99.99	
定性指标						本项目情况			
一级指标	指标分值	二级指标			指标分值	项目情况	Si 值	P	备注

定量指标						本项目情况			备注
一级指标	权重值	二级指标	单位	权重分值	评价基准值	项目情况	Si	P	
（1）原辅材料	15	洗井液的毒性			15	/	/	/	
（2）生产工艺及设备要求	40	防喷措施有效性			7	有效	1	8.75	修正值
		地面管线防刺防漏措施			6	已设置	1	7.5	修正值
		防溢设备（防溢池设置）			6	已设置	1	7.5	修正值
		防渗范围			5	已设置	1	6.25	修正值
		作业废液污染控制措施			8	已采取作业废液污染控制措施	1	10	
		防止落地原油产生措施			8	/	/	/	
（3）符合国家政策的生产规模	10				10	符合国家政策的生产规模	1	10	
（4）环境管理体系建设及清洁生产审核	20	建立 HSE 管理体系并通过认证			15	建议建立 HSE 管理体系	1	15	
		开展清洁生产审核			5	本报告提出开展清洁生产审核	1	15	
（5）贯彻执行环境保护法规的符合性	15	污染物排放总量控制与减排措施情况				本报告已提出污染物排放总量控制与减排措施	1	15	
定性 P 值								95	

表 3.6-6 本项目采气作业定量和定性评分一览表

定量指标						本项目情况			备注
一级指标	权重值	二级指标	单位	权重分值	评价基准值	项目情况	Si	P	
（1）资源和能源消耗指标	25	吨采出液综合能耗	kg 标煤/t 采出液	25	稀油：≤65 稠油：≤160	本项目消耗主要为电能	1	25	
（2）生产技术特征指标	30								
		余热利用率	%	5		/	/	/	

定量指标						本项目情况			备注
一级指标	权重值	二级指标	单位	权重分值	评价基准值	项目情况	Si	P	
（3）资源综合利用指标	25	油井伴生气回收利用率	%	10	≥80	本项目为采气项目，收集率 100%	1	25	修正值
		油泥资源化利用率	%	10		/	/	/	
（4）污染物产生指标	20	落地原油	%	5		/	/	/	
		采油废水回用率	%	5	≥60	/	/	/	
		油井伴生气外排率	%	5	≤20	/	/	/	
		采出废水达标排放率	%	5	100	100	1	20	修正值
定量 P 值								70	
定性指标						本项目情况			备注
一级指标	指标分值	二级指标		指标分值		项目情况	Si	P	
（1）原辅材料	15	注水水质		10		满足标准	1	10	
（2）生产工艺及设备要求	35	井筒质量		5		达标	1	8.75	修正值
		采气过程醇回收设施		5		不涉及	/	/	
		天然气净化设施		5		不涉及	/	/	
		集输流程		5		完整	1	8.75	修正值
		采油（气）方式		5		水压、排水采气裂	1	8.75	修正值
		套管气回收装置		5		已设置	1	8.75	修正值
		防止落地原油产生措施		5		不涉及	/	/	
（3）符合国家政策的生产规模	10			10		符合国家政策的生产规模	1	10	
（4）环境管理体系 建设及清洁生产审 核	20	建立 HSE 管理体系并通过认证		10		建议建立 HSE 管理体系	1	10	
		开展清洁生产审核		10		开展清洁生产审核	1	10	
（5）贯彻执行环境	20	建设项目环保“三同时”制度执行情况		5		本报告中提出环保“三同时”要求	1	5	

定量指标						本项目情况			备注
一级指标	权重值	二级指标	单位	权重分值	评价基准值	项目情况	Si	P	
保护政策法规的执行情况		建设项目环境影响评价制度执行情况			5	正在开展环境影响评价工作	1	5	
		老污染源限期治理项目完成情况			5	不涉及	/	/	
		污染物排放总量控制与减排指标完成情况			5	本报告已提出污染物排放总量控制与减排措施	1	5	
定性 P 值								90	

表 3.6-7 考核评分统计一览表

序号	项目	评分值	
1	钻井作业	定量指标	95
		定性指标	100
2	井下作业	定量指标	99
		定性指标	95
3	采气作业	定量指标	70
		定性指标	90

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。施工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）；使用煤层气开发效率高的先进工艺技术与设备；制定了合理有效的废物管理方案，采用源削减技术，减少了钻井、压裂、煤层气抽采过程中固体废物、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。

综上所述，本项目在严格执行落实各项环保措施，节约高效利用资源能源，使用质量合格的管线，制定合理有效的废物管理方案的前提下符合现行的清洁生产要求。

4 环境现状调查与评价

4.1 自然环境概况

4.1.1 地理位置

阜康市位于新疆维吾尔自治区东北部，昌吉回族自治州东部，吉木萨尔县之东，木垒哈萨克自治县之西，东与木垒哈萨克自治县为邻，南与吐鲁番市交界，西连吉木萨尔县，北接富蕴县、青河县，东北部同蒙古国接壤，国境线长 131.47km。阜康市境东西横距 150km，南北纵距 250km，县域总面积 1.93 万 km^2。地理坐标为东经 89°13′至 91°22′，北纬 42°25′至 45°29′。

本项目位于昌吉回族自治州阜康市阜康矿区白杨河区域（甘河子镇南 2.9km）。项目区中心地理坐标为东经 88° 26′ 45.643″，北纬 44° 2′ 25.3883″。本项目所在工作区（八区）地理位置图见附图 18。

4.1.2 地形地貌

阜康市域地势南高北低，由东南向西北方向倾斜，海拔高程为 5445～450m，从山区过渡为平原再至沙漠，构成典型的干旱半干旱的自然景观。区内地貌形态具有明显的分带性，其南部为东西向展布的博格达山，向北依次为山前倾斜平原、冲积平原及沙漠，形成南部山区、中部平原区和北部沙漠区三个地貌单元。阜康市域总面积 11726km^2，其中山地面积 1811km^2，平原面积 2260km^2，沙漠面积 4555km^2。

4.1.2.1 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。天山山脉呈东西走向。山地地貌在不同的海拔呈现不同的地貌景观并形成 5 个大的地貌带。地貌带南北向排列，东西向延展。

海拔 3500m 以上的极高山区，终年冰雪，是现代冰川发育的地区，为极高山永久冰雪带；海拔 3500～2800m 之间为高山苔原草被带；海拔 2800～1500m 为中山峡谷森林带；海拔 1500～1200m 之间为低山苔草被带。

海拔 1200～800m 为丘陵荒漠带，山体低矮呈丘陵状，山顶浑圆平缓，山体基岩由侏罗纪含煤地层组成，上覆山地栗钙土，生长稀疏的荒漠植被。水土流失严重，呈现出石漠景观。

4.1.2.2 中部平原区

海拔 800～450m 的平原区，是北疆环绕沙漠盆地的平原绿洲的一部分，由河流冲积、洪积而成。地势由东南向西北倾斜，平均坡度 2.5%，东西最长 76km，南北最宽 34km。分为：

海拔 800～600m 之间为山前戈壁砾石带，由各河流与冲、洪积扇相连而成。地形开阔平坦，土壤以灰漠土、荒漠土为主，土层较薄，植被稀疏。

海拔 600～450m 为细土平原带，地势平坦开阔，地表完整，没有大的河谷。该地带土层深厚，局部地区夹杂着盐碱地与沼泽。这里大部分地区为干旱草场和灌溉农田，地貌类型单一。阜康市域的农业人口基本集中于此。

4.1.2.3 北部沙漠区

海拔高程 450-800m，为古尔班通古特沙漠的一部分，约占阜康境内总面积的 53%。区内沙丘在西泉农场以北为宽约 1km，长 4-8km 的垄状复合，新月形沙丘链，沙丘高 15-30m。此带以西沙丘以新月形沙丘为主，以东以蜂窝状沙丘和新月形沙丘为主，沙丘高 5-15m，沙丘表面有沙波纹，沙粒粒径 0.1-0.25m。

工作区地处准噶尔盆地东南缘之博格达山北麓低山～丘陵地带，区内地形比较复杂，沟壑纵横，地形起伏较大，由三工河组砂岩形成的山脊位于示范区南部，由火烧岩形成的平梁位于示范区北部，山脊和平梁走向与地层走向一致。北坡坡度大，多呈单向坡，坡度一般为 35°-40°，高差 100m 左右，南坡坡度较小，在 15°-35°之间，高差 60-100m，一般由多个小坡组成。工作区总体地势为南高北低，区内海拔为 1034－1338m，相对高差一般 100m，最大 300m。

4.1.3 区域地质特征

4.1.3.1 区域构造

准噶尔盆地最初形成于中石炭世末，下二叠统是它成盆的最早沉积盖层。它是在周边海槽闭合碰撞时多向挤压应力场中形成的，属于挤压性盆地，岩性为夹有中酸性火山岩的火山碎屑岩，为华力西运动后期的磨拉石建造。晚二叠世沉积范围逐渐扩大，分割的局面初步统一，原来隆凹错落的格局已基本抹平。印支运动时盆地周边的主控断裂除了同生性活动外并兼有明显的左、右扭动，在盆地中表现为东强、西

弱、北强、南弱的规律，盆地北缘一些主控断裂还表现出强烈地推覆活动。

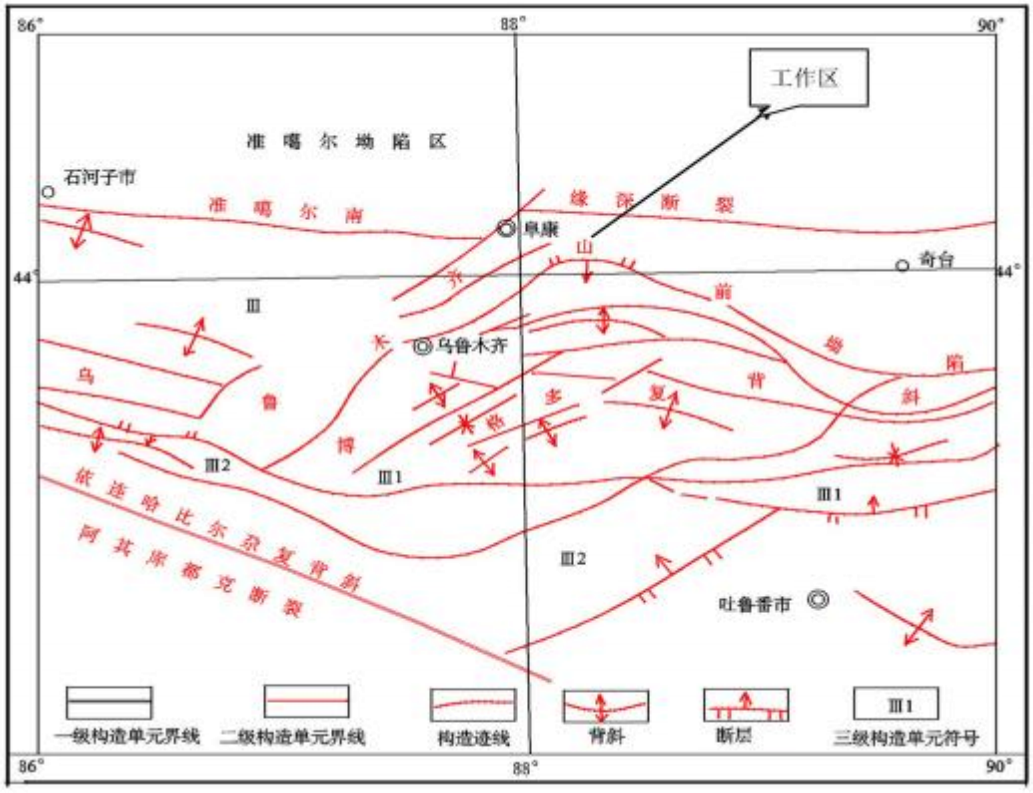


图 4.1-1 区域构造位置示意图

本项目工作区所在区域构造位于新疆二级构造单元北天山优地槽褶皱带北部中央部位，该褶皱带北与准噶尔坳陷接壤，南以博罗科努-阿其库都克超岩石圈断裂为界，呈近东西向展布，南北宽约 200km，这是自早古生代开始，历经华力西、印支、燕山及喜马拉雅构造运动，形成的一系列北西西向，近东西向及北东东向的断裂、褶皱及山间盆地。其断裂主要为压性，褶皱均以复背斜形式展现，东部构造形迹呈波浪起伏。

4.1.3.2 区域地层

区域属于天山支脉博格多山北麓，准噶尔盆地南缘，西至乌鲁木齐，向东经米泉、阜康到吉木萨尔，呈东西向不规则狭长地带，地层有晚古生界二叠系，中生界三叠系、侏罗系，新生界第四系。

表 4.1-1 区域地层简表

地层时代					厚度（m）	岩性特征
界	系	统	组	符号		

地层时代					厚度（m）	岩性特征
界	系	统	组	符号		
新生界	第四系			Q	0-166	在山前平原及沿河谷两侧分布，为砂与砾石层沉积，与下伏地层为不整合接触。
中生界	侏罗系	下统	三工河组	J1s	567-849	由粗～中粒砂岩组成，大面积出露于区域南部，与下伏地层呈整合接触。
			八道湾组	J1b	490-1390	由黏土岩、粉砂岩、砂岩、砂砾岩及煤层组成，在煤矿区有极广泛的分布，与下伏地层呈整合接触。
	三叠系			T	932-1751	由灰绿色中砂岩、细砂岩及中粒砂岩组成。
古生界	二叠系	上统		P2	1317-6889	上部由河湖相沉积的黄绿色、褐紫色砾岩，褐红色砂质泥岩，灰绿色砂岩、泥岩组成，中下部为海陆交互相的灰绿色砂岩、泥岩，暗色炭质泥岩等

4.1.3.3 区域水文地质

区域位于博格多山北麓低山丘陵地带。地势南高北低，东高西低。天山之博格达山北麓海拔 3600m 以上山岳冰川发育，降水较多，气候寒湿，终年积雪，冰雪融水构成区域内地表径流的主要补给源，也是地下水的间接补给源。

区域内受控于博格多山水系的数条河流切割山脉，横穿含煤地层，大致垂直山脉与地层走向，呈近南北方向发育。自西向东主要有石庄沟、泉水沟、白杨河、西沟及黄山河等，均发育于博格多山北坡，水源为融雪水、雨洪水和泉水，它们流经示范区、补给区域地下含水层。第四纪的新构造运动在河流两侧留下了二至五级阶地。所有水系中以白杨河流量最大，根据新疆维吾尔自治区昌吉水文水资源勘测局白杨河观测站 2004 全年的水文观测资料，2004 年平均流量 2.504m^3/s，最大洪流量 44m^3/s，最大流速 4.80m/s，最小流速 0.21m/s，历年最大洪峰流量时流量为 150m^3/s；而石庄沟常年干涸，是一条季节性冲沟，在融雪和雨洪期才可形成地表径流。

上述地表水流经本区域，含煤岩系，松散岩类孔隙含水岩系，依其各自渗透性能而承受补给，构成区域地下水的主要补给源，补给相对充分期为融雪、雨洪期，补给部位为地表径流切割部分。

因区域地形坡度较大，基岩含水空间不甚发育，雨洪水多急速流过，补给有限。第四系松散岩类砂砾石层渗透性能相对较好，山区冰雪融水及降水多汇集沟谷，补给松散层而富含孔隙水。因其多分布于沟谷、河谷，因范围所限，补给面积亦有限。

区域具有明显的大陆性干旱～半干旱气候特征，蒸发强烈而降水稀少，年蒸发量远大于同期降水量，相对含煤岩系而言，一般情形下大气降水很难充分湿润数十米厚的干涸岩层，即使有少量补给，多耗于降水后的强烈蒸发，因此，大气降水补给极其微弱，其直接渗入补给仅限于河水和烧变岩含水带。

区域地下水位具有明显的南高北低，则地下水沿层间由南向北径流，其排泄方式表现为泉及泉群的点排泄，天然状态的垂向蒸发多消耗大气降水直接入渗部分。对含煤岩系地下水而言，其排泄方式多为采掘中的人工抽排。

4.1.4 工作区地质特征

4.1.4.1 工作区构造

工作区位于北天山褶皱带，博格多复背斜以北，准噶尔坳陷区以南的黄山—二工河斜向北翼，总体上构造为地层南倾的单斜构造，走向为近东西向，地层倾角 30°-58°，平均为 46°，含煤地层在走向上和倾向上变化不大，区内构造复杂程度划分为简单构造类型。区内构造形态见 4.1-2，主要断层与褶皱分述如下：

（1）妖魔山逆断层（F4）

位于区内南部边缘，为一区域性断裂构造，其从乌鲁木齐以西向东延伸至本区，沿黄山～二工河向斜的走向切断其南翼的大部分，而使该向斜失去完整性，在找煤区西部呈现为单斜形态，并使本区南部二叠系上统（P2）直接覆于侏罗系下统三工河组（J1s）之上，该断层为一走向断层，具有明显的波状性，走向 90°～95，断面南倾，倾角 55°～60°，断距大于 300m。在区域外的红沟～石庄沟之间，分为南北两支，南为主断层（F4），北为白杨河逆断层（F11），经本区向东延伸。

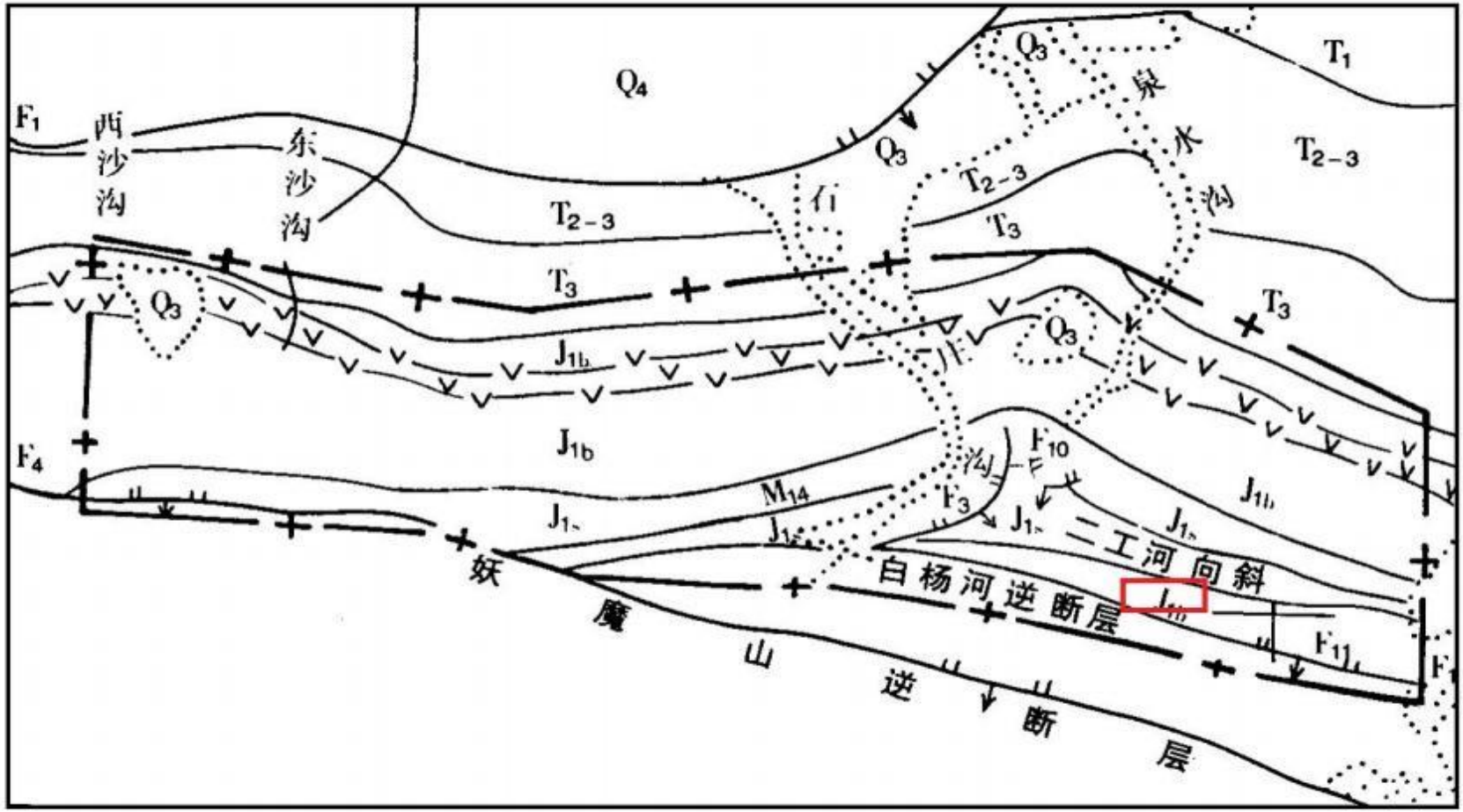


图 4.1-2 区域构造位置示意图

（2）白杨河逆断层（f11）

为妖魔山逆断的分支构造，断层从红沟向东经泉水沟、白杨河、西沟、黄山河延伸到东碱沟西消失。断层走向 85°～105°，为一断面南倾、倾角 70°的逆断层，由西向东断距逐渐减少。受该断层的影响，黄山～二工河向斜（W1）南翼在区缺失部分上三叠统和八道湾下断地层。

（3）阜康逆掩断层（F1）

分布于区域南部，东西延伸于区外，为三级构造单元内次一级构造，区内走向长约 13km，断层南倾 28°，具犁式构造特征。地表倾角较大，约 45－55°，深部渐缓，约 10－40°，走向上近东西，具波状起伏。

（4）黄山～二工河向斜（W1）

为区域的主体构造，近东西向横于中部，该向斜从沙沟开始向东延伸至区外。

在沙沟～红沟之间该向斜的轴部附近因受妖魔山逆断层（F4）的切割，致使南翼缺失，而保存了北翼，形成向南倾斜的单斜构造，地层倾角 33°～69°，断层上盘的二叠系上统下苍房沟群（P2）直接覆盖于侏罗系下统三工河组（J1s）之上。

红沟以东向斜倒转，至石庄沟附近，被西沟逆断层（F13）沿倾向切割，使原本为东西走向的向斜稍加弯折而呈近东西向，另外向斜南翼因受白杨河逆断层（F11）的切割，仅存有侏罗系下统三工河组（J1s）和八道湾组（J1b）的部分地层，地层倒转 75°左右，北翼地层从轴线向北有，侏罗系下统三工河组下部（J1s）、八道湾组（J1b2）、下段（J1b1）及三叠系上统黄山街组（T3hs）。

从石庄沟向东经泉水沟、白杨河、西沟至界外，向斜轴部受泉水沟逆断层和白杨河逆断层切割后，向斜逐渐过渡成为一不对称的向斜，两翼地层亦恢复正常，在轴部向两侧展开，均由侏罗系下统地层八道湾和三工河组成，两翼地层则为三叠系。向斜北翼南倾，倾角 45--55°，南翼北倾，多数地区倒转，倾角 65--80°，局部甚至达到 85°。

4.1.4.2 工作区地层

（1）中生界三叠系黄山街组（T3hs）

岩性主由灰、深灰、灰绿、灰黄色泥岩、粉砂岩组成，顶部夹炭质泥岩和薄煤

线，为湖相沉积，含植物化石及菱铁矿结核，向东略微变粗。本组地层岩性比较稳定，厚度变化不大，与下伏克拉玛依组（T2-3k）呈整合接触，地层厚度在区内控制不全，厚度 0-103m，平均 46m。

（2）中生界下侏罗统八道湾组（J1b）

八道湾组（J1b）地层呈条带状分布于整个工作区，是工作区内主要含煤地层，与上覆三工河组地层为整合接触。主要为湖泊—沼泽相沉积，伴有河流相沉积的含煤碎屑沉积岩建造，主要岩性为灰—灰黑色的粉砂岩、细砂岩、砂砾岩和煤层，夹有少量中、粗砂岩。地层总厚为 493.59—797.15m，平均厚度 569.34m，含煤 10 层（全区可采、大部可采煤层 8 层），煤层总厚 35.41-96.05m，平均总厚 64.13m，含煤系数 11.3%。

该组地层根据岩性、岩相特征和含煤性的差异，可将其分为上、中、下三段，本区主要揭露中下段地层，也是工作区内主要含煤地层。现由老到新分述如下：

①侏罗系下统八道湾组下段（J1b1）

本段位于侏罗系下统八道湾组底部 39 号煤层顶板以下，是区内主要含煤层段

该段位于工作区北部，主要岩性以湖沼相沉积的灰—灰黑色的粉砂岩、细砂岩和煤层为主，夹有粗砂岩，是工作区内主要的含煤地层。共含煤 8 层，其中全区可采煤层 5 层，编号自下而上为 44、43、42、41 和 39 号煤层；大部可采 1 层，编号为 40 号煤层。煤层平均总厚 59.90m，地层厚度平均为 165.83m，含煤系数 36.1%。

39-44 号煤层在地表全部火烧，在地表上呈现出狭长的红色烧变岩带，自西向东横贯本区北部，与下伏三叠系黄山街组（T3hs）呈整合接触。尤其在 141 线以西，根据以往地质磁法资料，火烧烧变岩在 480m 左右，最深在 785m 深，煤层自燃火烧非常严重，另外本区烧变岩烘烤带无磁性，通过钻探验证厚度在 30m 左右。

②侏罗系下统八道湾组中段（J1b2）

本段分布于工作区中、南部，以 34 号煤层顶板一套中砂岩、粗砂岩与侏罗系下统八道湾组上段分界。

以河流相沉积为主，主要岩性为灰白—深灰色的砂砾岩、粗砂岩、粉砂岩及中、细砂岩和煤层，含煤 4 层，编号为 38、37、35-36、34 号，37、35-36 号煤为大部可

采煤层，38、34 号煤层只有零星可采点。本段地层在全区均得以控制，其厚度为 145.96～242.82m，平均 214.39m。

③侏罗系下统八道湾组上段（J1b3）

分布于工作区南部，以 34 号煤层顶板以上为界。主要岩性以灰—深灰色的粉砂岩、细砂岩为主，粗砂岩次之，少量炭质泥岩，加 4-5 层薄煤层，风化严重，不稳定，未编号。仅在工作区东部 145-4 号见到一层未编号的可采煤层。该段地层成煤环境差，控制地层厚度为 0-290m，平均 160.69m。

综上可知，工作区内的八道湾组地层经历了湖沼相--河流相--湖沼相的沉积过程，湖沼相环境是主要成煤期，形成的八道湾组下段（J1b1）、中段（J1b2）和八道湾组上段（J1b3），这三个含煤段层位稳定，尤其是八道湾组下段（J1b1）的含煤特征明显。

（3）中生界下侏罗统三工河组（J1s）

呈条带状分布在工作区的中南部，组成黄山-二工河倒转向斜构造的核部，岩性主要为粉砂质泥岩、泥质粉砂岩、细砂岩、砾岩，中下部以灰色中粗粒岩屑砂岩，灰色粉砂岩，灰黑色薄层状泥质粉砂岩为主。以平行层理及粒序层理发育为特征，并显示一定的韵律性，每一个韵律底部可见明显的冲刷侵蚀面，显示水动力条件较大的沉积-冲刷-再沉积的旋回类型，并常见厚-巨厚层砾岩沉积，由于水磨河-李家庄断裂（F1）的破坏，区内出露的三工河组已不完整，厚度自东向西逐渐变薄，地层厚 89.45-384.76m。底部以粗砂岩或砂砾岩与八道湾组（J1b）分界，与下伏八道湾组地层整合接触。

（4）新生界第四系

①上更新统（Q3）

工作区内仅零星分布，主要在白杨河西阶地和白杨河东岸河边阶地上，覆盖于侏罗系地层之上。

第四系上更新统风区积层（Q3eol）形成黄土层，分布于山包上，以“黄土帽”形态出现，一般厚 0-5m。

第四系上更新统洪积层（Q3pl）在黄土层下及河流（冲沟）两岸的高阶地上

分布，为灰色、黄灰色的砾石层或砂砾层，砾石由各种变质及火成岩构成，未胶结，砾径大小不一，一般 3－10cm，分选性及磨圆度较差，一般厚 0-10m。

第四系上更新统与下伏基岩呈角度不整合接触，厚度 0～15m。

②全新统（Q4）

全新统冲洪积层分布于工作区东部的白杨河河漫滩以及现代沟谷之中，由砾石、砂、沉积岩碎块等混杂堆积而成。

全新统直接覆盖于三叠系或侏罗系之上，与下伏地层呈角度不整合接触。

4.1.4.3 工作烧变岩

工作区内含煤地层侏罗系下统八道湾组中的 39、40、41、42、43 和 44 号煤层因自燃严重，地表上在工作区北部形成了一条近东西向的烧变岩带。以往工作采用磁法勘探成果，结合钻探验证的手法对其进行了控制，初步掌握了烧变岩的岩性、深度和分布范围。

根据地表工作、钻探、磁法等手段所获得的成果，区内烧变岩具有以下特征：

（1）岩性

火烧后的煤层呈灰褐色、黑褐色松散或胶结在一起的渣状物，其含水和透水性很强，局部可见火烧残留的部分，多分布在火烧底界面附近或两组烧变岩的中部，因受强烈的烘烤，虽隐约可见煤层的一些特征，但其物理性质和化学性质已发生了不同程度的改变。

①煤层火烧影响强烈的围岩，呈浅红、褐、黑褐色熔融状物质，其岩石（层）的原始状态已无法辨认，具有致密、坚硬、气孔发育之特征，多为煤层直接顶、底板。

②煤层火烧烘烤的围岩，呈浅红、灰白、棕红色，其大多数岩石（层）的原始状态仍清晰可见，但已比原岩要致密坚硬，由于受烘烤后岩石（层）受重力作用，裂隙较为发育，有较强的透水性及贮水性，主要位于远离火源的外围地带。

（2）烧变岩深度

据钻探验证和磁法勘探的结果，区内煤层自燃形成的烧变岩深度大部地段在垂深 250-550m 左右。另据以往区域磁法成果显示在 141 线以西烧变岩深度有加深的趋势，最大垂深 785m 左右。

（3）平面分布位置

沿东西向在本区北部侏罗系八道湾组下段 38-44 号煤层地表露头位置形成宽 100-300m，并呈带状横贯全区，向两端延伸至区外。工作区ΔT 磁异常是由火烧层引起，北部正负高异常带为火烧层露头的反映：工作区南部中低异常带是隐伏火烧层的反映。

（4）对煤层气赋存影响

甲烷气体作为可燃气体在煤层火烧中直接燃烧殆尽，这点从取芯含气量测试中得到验证，另外，煤层火烧不仅改变了煤层本身的物理化学性质，其烘烤作用也改变了围岩原本的温压系统，以吸附气为主的煤层气在温度升高、压力降低情况下会吸解逸散掉，即火烧直接影响着煤层气风化带深度。

根据现有的煤炭勘查、煤层气勘查资料，本区内未见岩浆岩分布。

4.1.5 气候气象

4.1.5.1 区域气候气象

阜康地处温带大陆性干旱气候区，但因存在着山地、平原、沙漠的巨大差异，气候也各不相同。在北部的平原、沙漠区呈现出明显的大陆性干旱气候，四季分明，热量丰富，降水稀少，春温高于秋温，年较差、日较差大。在南部山区，不完全具有温带大陆性干旱气候的特征，而表现为冬暖夏凉，无明显的春季和秋季，降水充足，热量不足，冬夏等长的特征。阜康中部是地势平坦的平原区，冬季寒冷，夏季酷热，春秋季气候变化剧烈，降水量少，蒸发量大，光照充足，昼夜温差大，且水热同季，属温带大陆性干旱半干旱气候区。

春季：通常在 3 月中下旬开始持续到 5 月下旬末。升温迅速而不稳，天气多变，平均每月有一到两次强冷空气入侵，使气温变化幅度较大，春季多风。

夏季：6 月上旬到九月上旬。炎热干燥，空气湿度很小，无闷热感。降水较集中，多阵性风雨天气。

秋季：9 月上中旬到 11 月中下旬。秋高气爽，晴天日数最多。平均每月有一到两次强冷空气入侵，使得气温下降迅速。

冬季：11 月中下旬到翌年 3 月中下旬。寒冷漫长，有稳定积雪，空气湿度明显

加大。冬季上空多有逆温形成，平均风速为四季最小，多阴雾天气出现。

4.1.5.2 项目所在区域气候气象

本项目位于阜康矿区，工作区属大陆性干旱—半干旱气候，夏季炎热少雨，冬季干燥寒冷。历年平均气温 6.7℃，最高气温出现在七月，极端最高气温 41.5℃，最低气温出现在 1 月，极端最低气温-37℃。

工作区一般风力 3-4 级，最大风力可达 7 级，4-5 月为多风期，夏季主导风向东南，最大风速 12m/s，冬季主导风向西北，最大风速 13m/s，年主导风向为西。

工作区降水量小而蒸发量大，年最大蒸发量 1702.5mm，平均年蒸发量 1578.7mm，以 5-9 月最大；平均年降水量 205.0mm，年最大降水量 337.3mm，日最大降水量 64.0mm，雨季在 6-8 月，以阵雨为主，通常 11 月至翌年 4 月为积雪期，积雪期达 130－150d，最大积雪深度 33cm，平均积雪深度 19cm，最大冻土深度 121cm。

主要常规气象要素统计资料见表 4.1-2。

表 4.1-2 项目所在地区域主要气象要素表

项目		阜康
气温（℃）	年平均气温	7.9
	最热月平均气温	25.3
	最冷月平均气温	-14.4
	极端最高气温	41.5
	极端最低气温	-37
降水量（mm）	年均降水量	196
	最大月降水量	/
	最大日降水量	64
风	多年平均风速（m/s）	2.4
	极端最大风速（m/s）	40
	全年主导风向	W
其他	年均蒸发量（mm）	2592
	最大积雪厚度（mm）	33
	最大冻土深度（m）	1.85
	标准冻深（m）	1.40
	年均无霜期（t）	140
	年均相对湿度（%）	59

4.1.6 水文条件及水文地质

4.1.6.1 地表水

阜康市市域内地表水、泉水、地下水均发源于南部山区，向北流淌。在

海拔 3300m 以上的高山区，是冰川、积雪终年存在的地区，其中雪线（海拔 3580m）以上是终年冰雪积累区，在海拔 3300～3580m 的地区，冰雪在夏季昼融夜冻。高山区冰川东西向排列有 54 条，面积 50.05km^2，冰储量 18.4 亿 m^3，折合水量 16.4 亿 m^3。

阜康市水资源总量为 3.173 亿 m^3（含引水总量为 1.547×10^{8}m^3）。市域内计有河流 7 条，自西向东分别为水磨河、三工河、四工河、甘河子沟、白杨河、西沟河和黄山河各河流均源自山区，流逝于平原。由于山高坡陡大，山区面积小，又处于干旱地区，所以河流流程短，径流量小，年径流量在各季节内差异很大。7 条河流总计年均径流量 1.94 亿 m^3，平均流量 6.16m^3/s。

年径流量丰枯变幅 1.84～1.92 倍。

市域内山区和平原均有泉水分布。山区泉水分布在低山及山口一带，泉水以深层裂隙水和河床潜流出露为主要形式。平原泉水以潜水溢出为主要形式，由于地下水的大量开采，部分泉眼干枯或流量减少。

本项目工作区内有季节性河流泉水沟，发育着几处涌水量大小不一的泉或泉群。东界外的白杨河是工作区地下水的主要补给源。

白杨河常年有水，由南向北穿越工作区东部，该河发源于博格达山主峰的冰川区，河水流量随季节而变化，主要由融化的雪水与泉水补给，最大流量在 7-8 月份，入冬后流量显著降低。根据新疆维吾尔自治区昌吉水文水资源勘测局白杨河观测站 2004 水文年的观测资料，2004 年平均流量 2.504m^3/s，最大洪流量 44m^3/s（2004 年 8 月 4 日），最小洪流量 0.250m^3/s（2004 年 2 月 28 日），最大流速 4.80m/s（2004 年 8 月 4 日），最小流速 0.21m/s（2004 年 2 月 29 日），该局统计的历年最大洪峰流量出现在 1994 年 7 月 15 日，流量为 150m^3/s。

白杨河发源于天山东段北坡的博格达山脉，流域地势南高北低，并自东南向西北倾斜，最高的博格达山峰海拔 5445m，河流流经南部山区及山前倾斜平原区，消失在北部古尔班通古特沙漠中。流域上游受海拔和气候的影响，3200m 以上为常年冰雪覆盖，并孕育着发达的现代冰川；1700～3200m 之间植被较好，有大片的森林；再往下游分布着众多的草甸丰盛的山区牧场，流域出山口处建有白杨河水库。新疆阜康抽水蓄能电站下库位于白杨河干流上，坝址以上流域面积 146.0km^2，河长

20.0km，平均比降 113‰、水库正常蓄水位 1775.00m、死水位 1743.00m，调节库容 665 万 m^3。

白杨河流域洪水按时空分布可分为春季洪水和夏季洪水，按不同成因又可分为：融雪型洪水、暴雨型洪水和混合型洪水 3 种类型。白杨河流域洪水一般多发生在春季和夏季，春季洪水以低山带积雪消融洪水或积雪消融水与降水混合后形成的混合型洪水为主；夏季洪水主要由暴雨洪水或由暴雨与高山冰雪融水叠加后形成的洪水。区域内白杨河河道切割深度较大。

河谷多呈 V 型，井场地势较高，白杨河洪水对井场基本无影响。

4.1.6.2 地下水

阜康水系从构造单元上，从南到北可划分为天山褶皱带、山前拗陷带和准噶尔地块三个单元，这三个地质单元基本相当于地貌单元的南部山区、中部冲积洪积平原区和北部古尔班通古特沙漠区。

阜康市地下水可分为裂隙水和孔隙水。裂隙水主要存在于山区的基岩分布区。孔隙水多分布在第四纪松散沉积物中，主要集中在平原区和沙漠区。按地下水的水力特性，可分为潜水、承压自流水和承压不自流水。在山区，潜水和承压水分布在不同地段，多以下降泉和上升泉体现。在平原区，潜水普遍存在；而承压水分布在倾斜平原以北地区，浅部为承压不自流水，深部为承压自流水，北部近沙漠区和沙漠边缘区，承压自流水埋藏在 300m 以上。此外本地区还存在固态水，固态水分布在山区 3000m 以上的常年冻结层中。

不同地段地下水的补给类型各不相同。山区：地下水的补给主要靠山区降水。平原区地下水的补给因素有：降水和河渠水的下渗、河床潜流、山区基岩裂隙水的侧向补给。由于平原区降水较少，加之山体的岩层走向是东西向的，基岩裂隙不发育。平原区与山区接触处的深大断裂是压性和扭性的断裂，山区切割强烈，基岩裂隙水大多在沟谷中排泄等因素，故基岩裂隙水对平原地下水的补给较弱，因此平原地下水的补给因素主要是河、渠水的下渗和侧向入渗。沙漠区：沙漠区地下水的补给主要为平原区地下水的侧向渗流。地下水总的径流规律是：山区地下水流向平原区，平原区地下水则沿着北偏西的方向向西北流动。地下水的排泄项有：侧向流出、

潜水的蒸发与蒸腾、以泉的形式自然溢出和人工提取。不同的地貌地段，地下水的径流与排泄不一致。在山区，地下水受断裂走向和地形地貌控制，其排泄形式是一部分通过毛细管（或直接）蒸发，一部分渗流入河谷，其余则流向下游。在山前倾斜平原区，地下水深埋，没有蒸发或蒸发很微弱，岩性颗粒粗，潜水坡降大，径流速度快，是地下水的径流区。在冲洪积扇下部溢出带地区，由于岩性的颗粒变细，层数增多，地下水坡降变缓。因此地下水一部分呈下降泉或沼泽的形式溢出，另一部分补给下游潜水和层间承压水，在溢出带以北的垂直交替带，由于潜水埋深较浅，故地下水垂直交替强烈，再向北，因潜水埋深增大，故地下水垂直排泄减弱，侧向排泄相对增强。

4.1.7 地震

本项目位于准噶尔盆地南部，准南地区主体构造位于北天山山前冲断带内部，其形成与演化主要受控于北天山及博格达山造山带的构造活动。准南地区自侏罗纪以来，受燕山、喜马拉雅等构造运动的影响，发生了多期构造抬升，最终形成现今成排成带的构造格局。准南东段是指乌鲁木齐以东至博格达山的山前地区，北邻阜康凹陷，南邻博格达山，以阜康断裂带为主要构造单元，同时阜康断裂带也是分隔山前断褶带和山前凹陷带的断裂。整体上，该区构造样式为受南北向挤压的多层次逆冲推覆构造，横向上呈三排背斜和向斜相间排列的形式，纵向上可分为阜康断裂上盘和下盘两个构造层。

阜康断裂带构造上属于准噶尔盆地南缘东部北天山山前冲断带的次一级构造单元。

其西段北邻阜康凹陷，东段北邻吉木萨尔凹陷，为一有利的油气聚集构造带。

阜康断裂带现今构造形态为一近东西向、围绕博格达主峰山体向北弧凸的弧形构造带。区域上阜康断裂带以北西西走向的阜康断裂为主，辅以一系列南倾的、呈弧形展布的逆断层组成，构造带东西长、南北短、东高西低，具有“东西分段，南北分带”的特征。

由于博格达山推覆体不同时期不同地段向北挤压的不均衡性影响，阜康断裂带在各个地段不同时期所受到的构造应力不同，表现出不同的构造形态和构造类型，

断裂带从西到东可分为三段：西段、中段和东段。西段从古牧地到甘河子表现为叠瓦冲断构造和楔状双重构造两种模式。中段从甘河子到西地断裂上盘为喜山期推覆至地表的古生界，下盘地层向北呈上倾斜坡过渡到北三台凸起的西南斜坡，往南向下倾入阜康断裂带下盘掩伏带中，并被东西向发育的多条逆断裂切割成多个断阶。东段从西地断裂到吉木萨尔，构造形态与中段相似。

4.1.8 植被土壤

自然土壤类型是地貌、母质、气候、植被等综合因素长期相互作用形成的结果，农区则有人为因素的影响。阜康市自然土壤类型具有垂直地带性变化。

（1）南部山区

海拔 3000～5445m 为冰雪作用的高山带，由于高寒，生物作用微弱，仅发育有石骨土、雪山原始草甸土和高山草甸土，植被以蒿草和苔草为主。

海拔 l500～3000m 的中低山带，主要土类为黑钙土和栗钙土，由于冷湿特点，牧草丰盛，森林茂密，土壤有机质含量高，土质好，但热量不足。草场植被以针茅、羊茅、冷蒿、新疆亚菊、草原苔草、万年蒿为优势种，伴生种为老鹤草、东方铁线莲、柳叶兰、野蔷薇、贝母、黄连、勿忘我、野罂粟、草莓等。中山带的阴坡、半阴坡分布着云杉，优势树种为雪岭云杉。针叶林内伴生树种有山柳、栒子、忍冬、野蔷薇等，草层平均高度为 3～30cm，整个天山山区植被覆盖度为 40%～95%。

（2）南部丘陵区

海拔 800～1500m 为前山丘陵带，地势不高，呈丘陵起伏，主要土类为山地棕钙土、栗钙土，该区土层深厚，有机质及养分含量较高，渗水和保墒能力较强。组成植物以旱生禾草为主，多种羊茅、针茅为主体，并有稀疏灌丛、兔儿条、锦鸡儿。平均草层高度 3～30cm，植被覆盖度 20%～95%。

（3）中部平原

该区海拔 500～800m，南起丘陵下部，北至北沙窝南缘，包括整个冲积、洪积平原。土壤发育有灰漠土、潮土、灌耕土、盐土、草甸土及风沙土等。总体上，土壤碱性较强，pH 值一般大于 7.0，以微碱性和碱性土壤为主，pH 最高可达 8.4。土层厚度 40～129cm，潮土耕作层土质为重壤，团粒结构，松散、潮、多根。灌耕土

耕作层土壤质地为中壤，透水保墒，土壤水、肥、气协调，为农作物高产区。风沙土分布在北部沙漠边缘农作物垦区，土壤耕作层为沙壤土，稍松，层状结构，保墒、保肥力差，温差大。该区植被以人工林网和农作物分布为主，零星荒地有少量的天然植被，草场植被以小半乔木、盐柴类半灌木、多汁和干燥一年生低矮草为主。优势植物有短叶假木贼、触葵、叉毛蓬等，叶层平均高度 2～80cm。

（4）北部沙漠、戈壁区

该区海拔 450～700m，南起冲积、洪积平原北缘，北至古尔班通古特沙漠东南缘。土壤发育为灰棕色荒漠土、风沙土、砾石土。夏季干旱缺水，冬季严寒多风，仅有梭梭、柽柳、麻黄、三芒草、驼绒藜、沙拐枣、沙蒿、琵琶柴、盐爪爪、胡杨等旱生、超旱生植物生长。上层植被梭梭最高达 200cm，草层生殖枝高 15～180cm，叶层平均高 5～120cm，覆盖度 5%～30%

4.2 环境质量现状调查与评价

4.2.1 环境空气质量现状调查与评价

4.2.1.1 环境空气质量现状基本污染物评价

（1）数据来源

根据《环境影响评价技术导则大气环境》（H.J 2.2-2018）中“项目所在区域达标判定，优先采用国家或地方生态环境主管部门公开发布的评价基准年环境质量公告或环境质量报告中的数据或结论。”“评价范围内没有环境空气质量监测网络数据或公开发布的环境空气质量现状监测数据的，可选择符合 HJ664 规定，并且与评价范围地理位置临近，地形、气候条件相近的环境空气质量城市点或区域点监测数据”的规定，本次评价采用区控点阜康市环境监测站 2023 全年环境空气质量统计数据作为环境空气现状评价基本污染物 SO_2、NO_2、PM_{10}、$PM_{2.5}$、CO、O_3 的数据来源。

（2）评价标准

《环境空气质量标准》（GB 3095-2026）（生态环境部公告〔2026〕13 号）过渡阶段浓度限值二级标准要求。

（3）评价方法

按照《环境空气质量评价技术规范（试行）》（HJ663-2013）中各评价项目的

年评价指标进行判定。年评价指标中的年均浓度和相应百分位数 24h 平均或 8h 平均质量浓度满足 GB 3095 中浓度限值要求的即为达标。对于超标的污染物，计算其超标倍数和超标率。

（4）基本污染物评价结果与达标区判定

基本污染物环境空气质量现状评价统计结果见表 4.2-1。

表 4.2-1 区域空气质量现状评价结果一览表

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	年平均值	9	60	15	达标
NO_2	年平均值	28	40	70	达标
PM_{10}	年平均值	70	60	116.7	超标
$PM_{2.5}$	年平均值	44	30	146.7	超标
CO	24 小时平均第 95 百分位数	0.7（mg/m³）	4（mg/m³）	17.5	达标
O_3	最大 8 小时平均第 90 百分位数	92	160	57.5	达标

根据基本污染物环境空气质量现状评价统计结果，项目所在地阜康市环境空气质量基本污染物中除了 PM_{10} 和 $PM_{2.5}$ 超标外，其余监测因子均满足《环境空气质量标准》（GB 3095-2026）中表 1 中过渡阶段浓度限值二级标准要求，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。

4.2.1.2 特征污染物评价

（1）监测点位基本信息

根据《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ 2.2-2018），以近 20 年统计的当地主导风向（西风）为轴向，委托新疆西域质信检验检测有限公司于 2026 年 5 月 6 日～5 月 13 日在项目区及项目区下风向开展现状监测，连续监测 7 天。

监测点位设置情况见表 4.2-2。

表 4.2-2 环境空气现状监测布点一览表

监测点名称		监测点坐标		监测因子	监测时段	监测时间	监测单位
		东经	北纬				
现状监测	项目区（1#）	88°26′21″	44°2′27″	TSP、非甲烷总烃	日均值	2026 年 5 月 6 日～5 月 13 日	新疆西域质信检验检测有限公司
	项目区下风向（2#）	88°30′59″	44°2′14″	TSP、非甲烷总烃	日均值		

（2）监测因子及监测频率

本次评价选取 TSP、非甲烷总烃为环境空气现状监测评价因子。监测因子及频

率见表 4.2-3。

表 4.2-3 监测因子及频率一览表

序号	监测项目	监测频率	
1	TSP	24h 平均	连续监测 7d，每天 1 次，10:00～次日 10:00。
2	非甲烷总烃	1h 平均	连续监测 7d，每天 4 次。

（3）分析方法

本次环境空气现状监测分析方法见表 4.2-4。

表 4.2-4 环境空气现状监测分析方法一览表

序号	监测项目	检出限	检测依据
1	TSP	0.001mg/m³	《环境空气总悬浮颗粒物的测定重量法》（HJ 1263-2022）
2	非甲烷总烃	0.07mg/m³	《环境空气总烃、甲烷和非甲烷总烃的测定直接进样-气相色谱法》（HJ 604-2017）

（4）评价标准

TSP 日均浓度执行《环境空气质量标准》（GB 3095-2026）表 2 环境空气污染物其他项目浓度限值；非甲烷总烃 1 小时平均浓度执行《大气污染物综合排放标准详解》中的 2.0mg/m³ 的标准；具体见表 2.4-3。

（5）评价方法

环境空气质量现状评价方法采用统计监测浓度范围，同时计算其超标率及最大值超标倍数。采用单因子污染指数法进行评价，计算公式如下：

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

式中：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/m³；

C_{0i}—污染物 i 的环境空气标准浓度，μg/m³。

（6）监测结果统计分析

根据《环境空气质量监测规范（试行）》，若样品浓度低于监测方法检出限时，则该监测数据应标明未检出，并以 1/2 最低检出限报出，同时用该数值参加统计计算。

本次评价对未检出的污染物按检出限 1/2 量参加计算。各项因子监测结果统计与评价见表 4.2-5、表 4.2-6。

表 4.2-5 补充现状监测中 TSP 浓度统计结果一览表

监测点位	监测点坐标		污染物	平均时间	单位	评价标准	监测浓度范围	浓度占标率/%	超标率%	达标情况
	东经	北纬								
项目区（1#）	88°26′21″	44°2′27″	TSP	2026.05.06~05.07	μg/m³	300	220	73	0	达标
				2026.05.07~05.08			222	74	0	达标
				2026.05.08~05.09			228	76	0	达标
				2026.05.09~05.10			220	73	0	达标
				2026.05.10~05.11			231	77	0	达标
				2026.05.11~05.12			223	74	0	达标
				2026.05.12~05.13			213	71	0	达标
项目区下风向（2#）	88°30′59″	44°2′14″	TSP	2026.05.06~05.07	μg/m³	300	217	72	0	达标
				2026.05.07~05.08			235	78	0	达标
				2026.05.08~05.09			238	79	0	达标
				2026.05.09~05.10			219	73	0	达标
				2026.05.10~05.11			235	78	0	达标
				2026.05.11~05.12			223	74	0	达标
				2026.05.12~05.13			228	76	0	达标

表 4.2-6 补充现状监测中非甲烷总烃浓度统计结果一览表

监测点位	监测点坐标		污染物	平均时间	单位	评价标准	监测浓度范围	浓度占标率%	超标率%	达标情况
	东经	北纬								
项目区（1#）	88°26′21″	44°2′27″	非甲烷总烃	2026.05.06~05.07	mg/m³	2	0.7-1.66	1.66	0	达标
				2026.05.07~05.08			0.69-1.16	1.16	0	达标
				2026.05.08~05.09			0.7-1.23	1.23	0	达标
				2026.05.09~05.10			0.89-1.21	1.21	0	达标
				2026.05.10~05.11			0.96-1.11	1.11	0	达标
				2026.05.11~05.12			0.96-1.17	1.17	0	达标
				2026.05.12~05.13			0.59-1.19	1.19	0	达标
项目区下风向（2#）	88°30′59″	44°2′14″	非甲烷总烃	2026.05.06~05.07	mg/m³	2	0.85-1.15	1.15	0	达标
				2026.05.07~05.08			0.91-1.09	1.09	0	达标
				2026.05.08~05.09			0.74-1.21	1.21	0	达标
				2026.05.09~05.10			0.98-1.22	1.22	0	达标
				2026.05.10~05.11			1.09-1.27	1.27	0	达标
				2026.05.11~05.12			0.66-1.14	1.14	0	达标
				2026.05.12~05.13			0.66-1.03	1.03	0	达标

根据监测结果：环境空气现状补充监测中，总悬浮颗粒物（TSP）监测浓度符合《环境空气质量标准》（GB 3095-2026）表 2 其他项目浓度限值；非甲烷总烃符合《大气污染物综合排放标准》（GB 16297-1996）详解取值。

4.2.2 地表水环境质量现状调查与评价

本项目不向地表水体排污，地表水环境影响评价工作等级为水污染影响型三级 B，

根据《环境影响评价技术导则地表水环境》（HJ2.3-2018），三级 B 评价，可不考虑评价时期。本项目所在区域东侧白杨河、西侧甘河子沟，为了解水体现状质量情况，本次引用新疆中测测试有限责任公司于 2024 年 1 月 15 日～17 日对白杨河、甘河子沟现场采样，2024 年 1 月 15 日～25 日进行检测。

4.2.2.1 监测点位

在项目区东侧白杨河、西侧甘河子沟各设置 1 个监测断面。白杨河监测断面坐标为 E88°31'34.84"，N44°2'38.32"，该监测断面距离项目区最近井场为 23#井场，位于 23#井场东北侧约 1.8km 处；甘河子沟监测断面坐标为 E88°18'58.39"，N44°2'31.64"，该监测断面距离项目区最近井场为 28#井场，位于 28#井场西南侧约 4.5km 处。

4.2.2.2 监测频次

连续采样 3 天，每天 1 次。

4.2.2.3 监测因子

本次地表水环境质量监测因子为：水温、pH 值、溶解氧、高锰酸盐指数、COD、BOD_5、氨氮、总磷、总氮、铜、锌、氟化物、硒、砷、汞、镉、六价铬、铅、氰化物、挥发酚、石油类、阴离子表面活性剂、硫化物、粪大肠菌群、硫酸盐、氯化物、硝酸盐、铁、锰。

4.2.2.4 评价方法

采用水质指数法。

（1）一般性水质因子

一般性水质因子（随着浓度增加而水质变差的水质因子）的指数计算公式：

$$S_{ij}=C_{ij}/C_{si}$$

式中：S_{ij}——第 i 个水质因子的标准指数，无量纲；

C_{ij}——第 i 个水质因子的监测浓度值，mg/L；

C_{si}——第 i 个水质因子的标准浓度值，mg/L；

（2）溶解氧

溶解氧（DO）的标准指数计算公式：

$$S_{DO,j}=\frac{|DO_f-DO_j|}{DO_f-DO_s}\quad DO_j \geqslant DO_s$$

$$S_{DO,j}=10-9\frac{DO_j}{DO_s}\quad DO_j < DO_s$$

式中：S_{DOj}—DO 的标准指数；

DO_f—某水温、气压条件下的饱和溶解氧浓度，mg/L，计算公式常采用：$DO_f=468/(31.6+T)$，T 为水温，℃；

DO_j—溶解氧实测值，mg/L；

DO_s—溶解氧的评价标准限值，mg/L。

当单项标准指数大于 1 时，说明水质超标，指数越大，超标越严重。

（3）pH 值

pH 值的指数计算公式：

$$P_{PH}=\frac{7.0-V_{PH}}{7.0-V_d}(V_{PH}\leq 7)$$

$$P_{PH}=\frac{V_{PH}-7.0}{V_s-7.0}(V_{PH}>7)$$

式中：$S_{PH,j}$——pH 值的指数，大于 1 表明该水质因子超标；

PH_J——pH 值实测统计代表值；

PH_{sd}——评价标准中 pH 值的下限值；

PH_{su}——评价标准中 pH 值的上限值。

4.2.2.5 评价标准

项目所在区域东侧白杨河为II类水体，执行《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）Ⅱ类标准；甘河子沟执行《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）III类标准，地表水环境质量标准值见表 2.4-4。

4.2.2.6 检测依据

本次地表水现状监测因子检测方法见表 4.2-7。

表 4.2-7 地表水监测因子检测方法一览表

检测项目	检测依据	主检仪器
pH	HJ 1147-2020 水质 pH 的测定电极法	FE28 型 pH 计 XJZC160
COD_{Cr}	HJ 828-2017 水质化学需氧量的测定重铬酸盐法	COD 恒温消解器

检测项目	检测依据	主检仪器
		XJZC159
BOD_5	HJ 505-2009 水质五日生化需氧量（BOD_5）的测定稀释与接种法	哈西 HQ30D 便携式溶解氧仪 XJZC10HPD-150A 恒温恒湿培养箱 XJZC68
高锰酸盐指数	GB/T 11892-1989 水质高锰酸盐指数的测定	-
氯化物	GB/T 11896-1989 水质氯化物的测定硝酸银滴定法	
粪大肠菌群	HJ 347.2-2018 水质粪大肠菌群的测定多管发酵法	SPX-150B 生化（霉菌）培养箱 XJZC05 HPD-150A 恒温恒湿培养箱 XJZC129
总磷	GB/T 11893-1989 水质总磷的测定钼酸铵分光光度法	721G 可见分光光度计 XJZC116
总氮	HJ 636-2012 水质总氮的测定碱性过硫酸钾消解紫外分光光度法	UV1801 紫外可见分光光度计 XJZC130
氨氮	HJ 535-2009 水质氨氮的测定纳氏试剂分光光度法	
硝酸盐氮	GB/T 7480-1987 水质硝酸盐氮的测定酚二磺酸分光光度法	721G 可见分光光度计 XJZC116
挥发酚	HJ 503-2009 水质挥发酚的测定 4-氨基安替比林分光光度法	
阴离子表面活性剂	GB/T 7494-1987 水质阴离子表面活性剂的测定亚甲蓝分光光度法	
氰化物	HJ 484-2009 水质氰化物的测定容量法和分光光度法 方法 3 异烟酸-巴比妥酸分光光度法	
六价铬	GB/T 7467-1987 水质六价铬的测定二苯碳酰二肼分光光度法	
氟化物	HJ 488-2009 水质氟化物的测定氟试剂分光光度法	
硫酸盐	HJ/T 342-2007 水质硫酸盐的测定铬酸钡分光光度法（试行）	
硫化物	HJ 1226-2021 水质硫化物的测定亚甲基蓝分光光度法	
石油类	HJ 970-2018 水质石油类的测定紫外分光光度法	UV1801 紫外可见分光光度计 XJZC130

4.2.2.7 监测结果统计分析

本次地表水环境质量现状统计分析结果见表 4.2-8。

表 4.2-8 地表水环境现状监测结果一览表

序号	监测因子	单位	白杨河（E：88°31'34.84"，N：44°2'58.39"）					甘河子沟（E：88°18'58.39"，N：44°2'31.64"）				
			最大监测值	Ⅱ类标准值	标准指数	超标率	达标情况	最大监测值	III类标准值	标准指数	超标率	达标情况
1	pH	无量纲	7.9	6~9	0.45	0%	达标	7.8	6~9	0.4	0%	达标
2	COD_{Cr}	mg/L	11	15	0.73	0%	达标	11	20	0.55	0%	达标
3	BOD_5	mg/L	1.6	3	0.53	0%	达标	2.1	4	0.53	0%	达标

序号	监测因子	单位	白杨河（E：88°31'34.84"，N：44°2'58.39"）					甘河子沟（E：88°18'58.39"，N：44°2'31.64"）				
			最大监测值	Ⅱ类标准值	标准指数	超标率	达标情况	最大监测值	III类标准值	标准指数	超标率	达标情况
4	高锰酸盐指数	mg/L	1.9	4	0.48	0%	达标	1.6	6	0.27	0%	达标
5	氯化物	mg/L	24.3	250	0.10	0%	达标	12.9	250	0.05	0%	达标
6	粪大肠菌群	MPN/L	10	2000	0.01	0%	达标	10	10000	0.001	0%	达标
7	总磷	mg/L	0.03	0.1	0.30	0%	达标	0.02	0.2	0.10	0%	达标
8	总氮	mg/L	0.48	0.5	0.96	0%	达标	0.43	1	0.43	0%	达标
9	氨氮	mg/L	0.036	0.5	0.07	0%	达标	0.042	1	0.04	0%	达标
10	硝酸盐氮	mg/L	0.92	10	0.09	0%	达标	0.88	10	0.09	0%	达标
11	挥发酚	mg/L	0.00015	0.002	0.08	0%	达标	0.00015	0.005	0.03	0%	达标
12	阴离子表面活性剂	mg/L	0.025	0.2	0.13	0%	达标	0.025	0.2	0.13	0%	达标
13	氰化物	mg/L	0.0005	0.05	0.01	0%	达标	0.0005	0.2	0.003	0%	达标
14	六价铬	mg/L	0.002	0.05	0.04	0%	达标	0.002	0.05	0.04	0%	达标
15	氟化物	mg/L	0.38	1	0.38	0%	达标	0.36	1	0.36	0%	达标
16	硫酸盐	mg/L	23.4	250	0.09	0%	达标	11.7	250	0.05	0%	达标
17	硫化物	mg/L	0.005	0.1	0.05	0%	达标	0.005	0.2	0.03	0%	达标
18	石油类	mg/L	0.005	0.05	0.10	0%	达标	0.005	0.05	0.10	0%	达标
19	汞	μg/L	0.02	0.05	0.40	0%	达标	0.02	0.05	0.40	0%	达标
20	砷	μg/L	1.2	50	0.02	0%	达标	1.5	50	0.03	0%	达标
21	硒	μg/L	0.2	10	0.02	0%	达标	0.2	10	0.02	0%	达标
22	铜	mg/L	0.025	1	0.03	0%	达标	0.025	1	0.03	0%	达标
23	锌	mg/L	0.025	1	0.03	0%	达标	0.025	1	0.03	0%	达标
24	铅	μg/L	5	10	0.50	0%	达标	5	10	0.50	0%	达标
25	镉	μg/L	0.5	5	0.10	0%	达标	0.5	5	0.10	0%	达标
26	铁	mg/L	0.015	0.3	0.05	0%	达标	0.0153	0.3	0.05	0%	达标
27	锰	mg/L	0.005	0.1	0.05	0%	达标	0.005	0.1	0.05	0%	达标
28	溶解氧	mg/L	8.44	5	0.63	0%	达标	8.58	3	0.50	0%	达标
29	水温	℃	1.2	人为造成的环境水温变化应限制在：周平均最大温升≤1；周平均最大温降≤2	/	0%	达标	1.2	人为造成的环境水温变化应限制在：周平均最大温升≤1；周平均最大温降≤2	/	0%	达标

根据地表水环境现状监测统计结果，白杨河水体中各监测因子满足《地表水环

境质量标准》（GB 3838-2002）Ⅱ类标准；甘河子沟水体中各监测因子满足《地表水环境质量标准》（GB 3838-2002）III类标准。

4.2.3 地下水环境质量现状调查与评价

本次地下水环境质量现状评价引用新疆中测测试有限责任公司于2024年1月19日进行对区域进行现场采样，2024年1月19日～25日进行检测。本项目井场与地下水井最近距离约2011m。

4.2.3.1 监测点布设

《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ 610-2016）中现状监测点的布设要求：“二级评价项目潜水含水层的水质监测点应不少于5个，可能受建设项目影响且具有饮用水开发利用价值的含水层2～4个。原则上建设项目场地上游和两侧的地下水水质监测点均不得少于1个，建设项目场地及其下游影响区的地下水水质监测点不得少于2个。”

根据前文评价等级判定，本项目地下水环境影响评价等级为三级，《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ 610-2016）中三级评价现状监测点的布设要求：

“三级评价项目潜水含水层水质监测点应不少于3个，可能受建设项目影响且具有饮用水开发利用价值的含水层1-2个。原则上建设项目场地上游及下游影响区的地下水水质监测点各不得少于1个。

在包气带厚度超过100m的评价区或监测井较难布置的基岩山区，地下水质监测点数无法满足d）要求时，可视情况调整数量，并说明调整理由。一般情况下，该类地区一、二级评价项目至少设置3个监测点，三级评价项目根据需要设置一定数量的监测点。”

本项目所在区域地下水流向为由南向北。本项目位于监测井较难布置的山区，根据《新疆阜康煤矿白杨河矿区详查勘探最终报告》，区域同时包气带厚度超过100m，由此，本次引用在项目工作区范围内布设地下水现状监测点1个，基本满足《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ 610-2016）中现状监测点的布设要求，监测点位位置布设基本合理。引用点位与本项目处于同一水文地质单元，其监测数据在一定程度上能够反映本项目所在区域地下水环境质量现状。

地下水环境监测点位布设情况见表 4.2-9。

表 4.2-9 区域地下水质量现状监测点概况一览表

编号	地理坐标	方位	点位坐标	区域内地下水流场中位置关系	本项目井场与地下水井最近距离（m）	层位	井深（m）	水位（m）	取水深度（m）
1	地下水环境监测点 1	NE	E：88°27′49.75″ N：44°03′36.99″	下游	2011	潜水层	260	220	240

4.2.3.2 监测项目

本项目地下水环境各监测点位监测因子见表 4.2-10。

表 4.2-10 地下水监测内容一览表

点位	监测点名称	监测项目
1#	地下水环境监测点	色度、pH 值、总硬度、耗氧量、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物、氰化物、铅、铁、锰、铜、锌、挥发性酚类（以苯酚计）、氨氮、硫化物、总大肠菌群、硝酸盐、亚硝酸盐、氟化物、汞、砷、镉、铬（六价）、锑、总大肠菌群、细菌总数、阴离子表面活性剂、石油类以及 K^+、Na^+、Ca^{2+}、Mg^{2+}、CO^{3-}、HCO^{3-}、Cl^-、SO_4^{2-}。

4.2.3.3 分析方法

地下水监测分析方法见表 4.2-11。

表 4.2-11 地下水监测分析方法一览表

检测项目	检测依据	主检仪器
pH	HJ 1147-2020 水质 pH 值的测定电极法	FE28 型 pH 计 XJZC160
色度	GB/T 5750.4-2023 生活饮用水标准检验方法第 4 部分：感官性状和物理指标 4.1 铂-钴标准比色法	-
总硬度	GB/T 7477-1987 水质钙和镁总量的测定 EDTA 滴定法	
溶解性总固体	GB/T 5750.4-2023 生活饮用水标准检验方法第 4 部分：感官性状和物理指标 11.1 称量法	FA2104B 电子天平 XJZC03
耗氧量	GB/T 11892-1989 水质高锰酸盐指数的测定	-
氯化物	GB/T 11896-1989 水质氯化物的测定硝酸银滴定法	
钙	GB/T 7476-1987 水质钙的测定 EDTA 滴定法	
镁	-	
碳酸盐	DZ/T 0064.49-2021 地下水质分析方法第 49 部分：碳酸根、重碳酸根和氢氧根离子的测定滴定法	
重碳酸盐		
总大肠菌群	GB/T 5750.12-2023 生活饮用水标准检验方法微生物指标 2.1 多管发酵法	SPX-150B 生化（霉菌）培养箱 XJZC05
细菌总数	GB/T 5750.12-2023 生活饮用水标准检验方法微生物指标 1.1 平皿计数法	
氨氮	HJ 535-2009 水质氨氮的测定纳氏试剂分光光度法	UV1801 紫外可见分光光度计

检测项目	检测依据	主检仪器
		XJZC130
硝酸盐氮	GB/T 7480-1987 水质硝酸盐氮的测定酚二磺酸分光光度法	721G 可见分光光度计 XJZC116
亚硝酸盐氮	GB/T 7493-1987 水质亚硝酸盐氮的测定分光光度法	
挥发酚	HJ 503-2009 水质挥发酚的测定 4-氨基安替比林分光光度法	
阴离子表面活性剂	GB/T 7494-1987 水质阴离子表面活性剂的测定亚甲蓝分光光度法	
氰化物	GB/T 5750.5-2023 生活饮用水标准检验方法无机非金属指标 4.2 异烟酸-巴比妥酸分光光度法	
六价铬	GB/T 5750.6-2023 生活饮用水标准检验方法金属指标 10.1 二苯碳酰二肼分光光度法	
氟化物	HJ 488-2009 水质氟化物的测定氟试剂分光光度法	
硫化物	HJ 1226-2021 水质硫化物的测定亚甲基蓝分光光度法	
硫酸盐	GB/T 11899-1989 水质硫酸盐的测定重量法	FA2104B 电子天平 XJZC03
汞	HJ 694-2014 水质汞、砷、硒、铋和锑的测定原子荧光法	AFS-9700 原子荧光光度计 XJZC73
砷		
锑		
石油类	GB/T 5750.7-2023 生活饮用水标准检验方法第 7 部分：有机物综合指标 6.5 非分散红外光度法	OIL460 红外分光光度计 XJZC72
铜	GB/T 7475-1987 水质铜、锌、铅、镉的测定原子吸收分光光度法	PinAAcle900T 原子吸收光谱仪 XJZC182
锌		
铅	GB/T 5750.6-2023 生活饮用水标准检验方法第 6 部分：金属和类金属指标 14.1 无火焰原子吸收分光光度法	
镉	GB/T 5750.6-2023 生活饮用水标准检验方法第 6 部分：金属和类金属指标 12.1 无火焰原子吸收分光光度法	
铁	GB/T 11911-1989 水质铁、锰的测定火焰原子吸收分光光度法	
锰	GB/T 11904-1989 水质钾和钠的测定火焰原子吸收分光光度法	
钾		
钠		

4.2.3.4 评价方法

地下水水质现状评价采用标准指数法。标准指数>1，表明该水质因子已超标，标准指数越大，超标越严重。标准指数计算公式分为以下两种情况：

对于评价标准为定值的水质因子，其标准指数计算方法如下：

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

式中：P_i——第 i 个水质因子的标准指数，无量纲；

c_i——第 i 个水质因子的监测浓度值，mg/L；

c_{si}——第 i 个水质因子的标准浓度值，mg/L。

对于评价标准为区间值的水质因子（如 pH 值），其标准指数计算方法如下：

P_{pH}=（7.0-pH_i）/（7.0-pH_{sd}）（pH_i≤7.0）

P_{pH}=（pH_i-7.0）/（pH_{su}-7.0）（pHi>7.0）

式中：P_{pH}—pH 的标准指数，无量纲；

pH_i--i 监测点的水样 pH 监测值；

pH_{sd}—评价标准值的下限值；

pH_{su}—评价标准值的上限值。

4.2.3.5 评价标准

地下水环境质量执行《地下水质量标准》（GB/T 14848-2017）中Ⅲ类标准，地下水标准值见表 2.4-5。

4.2.3.6 评价结果

地下水水质监测结果及分析见表 4.2-12、表 4.2-13。

表 4.2-12 地下水现状监测点监测基本因子分析结果一览表

序号	检测项目	单位	检测结果	III类标准值	标准指数	超标率	达标情况	检出限
1	pH	无量纲	7.9	6.5～8.5	0.6	0%	达标	-
2	色度	度	5	15	0.33	0%	达标	5
3	总硬度	mg/L	307	450	0.68	0%	达标	5
4	溶解性总固体	mg/L	709	1000	0.71	0%	达标	-
5	耗氧量	mg/L	1.1	3	0.37	0%	达标	0.5
6	氯化物	mg/L	216	250	0.86	0%	达标	10
7	总大肠菌群	MPN/100mL	未检出	3	/	0%	达标	-
8	细菌总数	CFU/mL	4	100	0.04	0%	达标	-
9	氨氮	mg/L	0.044	0.5	0.09	0%	达标	0.025
10	硝酸盐氮	mg/L	0.79	20	0.04	0%	达标	0.02
11	亚硝酸盐氮	mg/L	0.071	1	0.07	0%	达标	0.003
12	挥发酚	mg/L	ND	0.002	0.08	0%	达标	0.0003
13	阴离子表面活性剂	mg/L	ND	0.3	0.08	0%	达标	0.05
14	氰化物	mg/L	ND	0.05	0.02	0%	达标	0.002
15	六价铬	mg/L	ND	0.05	0.04	0%	达标	0.004
16	氟化物	mg/L	0.37	1	0.37	0%	达标	0.02
17	硫酸盐	mg/L	207	250	0.83	0%	达标	10
18	硫化物	mg/L	ND	0.02	0.50	0%	达标	0.02
19	汞	μg/L	ND	1	0.02	0%	达标	0.04
20	砷	μg/L	0.4	10	0.04	0%	达标	0.3
21	锑	μg/L	ND	5	0.02	0%	达标	0.2
22	石油类	mg/L	ND	0.05	0.50	0%	达标	0.05
23	铜	mg/L	ND	1	0.03	0%	达标	0.05
24	锌	mg/L	ND	1	0.03	0%	达标	0.05

序号	检测项目	单位	检测结果	III类标准值	标准指数	超标率	达标情况	检出限
25	铅	μg/L	ND	10	0.13	0%	达标	2.5
26	镉	μg/L	ND	5	0.05	0%	达标	0.5
27	铁	mg/L	ND	0.3	0.05	0%	达标	0.03
28	锰	mg/L	ND	0.1	0.05	0%	达标	0.01
29	钠	mg/L	172	200	0.86	0%	达标	0.01
注：①ND 表示低于检出限，检测值按照检出限 1/2 取值； ②标准指数取小数点后 2 位有效数字。								

表 4.2-13 八项离子监测结果一览表

序号	监测离子	单位	1#
1	K^+	mg/L	25.4
2	Na^+	mg/L	172
3	Ca^{2+}	mg/L	111
4	Mg^{2+}	mg/L	7.29
5	CO_3^-	mg/L	0
6	HCO_3^-	mg/L	79.5
7	Cl^-	mg/L	216
8	SO_4^{2-}	mg/L	207

根据地下水水质监测结果，地下水监测点各项监测因子均满足《地下水质量标准》（GB/T 14848-2017）Ⅲ类标准。

4.2.4 声环境质量现状监测与评价

本次声环境质量现状委托新疆锡水金山环境科技有限公司于 2025 年 4月 29 日监测。

4.2.4.1 监测布点

为了解本项目拟建项目区周围声环境质量现状，分别在拟建项目区布设 6 个监测点进行声环境现状监测。声环境现状监测点位布设情况见表 4.2-14。

表 4.2-14 声环境现状监测点位一览表

编号	监测点位	位置关系
1	声环境现状监测点 1	增压站北侧 1m 处
2	声环境现状监测点 2	增压站西侧 1m 处
3	声环境现状监测点 3	增压站南侧 1m 处
4	声环境现状监测点 4	增压站东侧 1m 处
5	声环境现状监测点 5	拟建 FK8301 井场处
6	声环境现状监测点 6	拟建 FK6802 井场处

4.2.4.2 监测项目

监测各监测点的连续等效声级 Leq[dB（A）]。

4.2.4.3 监测时间和频率

监测日期为2026年5月6日-2026年5月7日，分昼夜各监测1次。

4.2.4.4 监测方法

《声环境质量标准》（GB 3096-2008）和《环境监测技术规范》（噪声部分）。

4.2.4.5 评价标准

本项目所在区域声环境功能区为3类，执行《声环境质量标准》（GB 3096-2008）中3类标准，标准值为：昼间65dB（A），夜间55dB（A）。

4.2.4.6 监测结果

声环境监测结果见表4.2-15。

表4.2-15 声环境现状监测结果

监测点位置		单位	昼间		夜间	
			监测值	标准值	监测值	标准值
声环境现状监测点1	增压站北侧1m处	dB（A）	52	65	54	55
声环境现状监测点2	增压站西侧1m处		53	65	53	55
声环境现状监测点3	增压站南侧1m处		52	65	52	55
声环境现状监测点4	增压站东侧1m处		51	65	52	55
声环境现状监测点5	拟建FK8301井场处		48	65	39	55
声环境现状监测点6	拟建FK6802井场处		45	65	38	55

噪声监测结果表明，项目区各声环境质量现状监测点均可满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）3类标准限值要求。

4.2.5 土壤环境质量现状调查与评价

本次土壤环境质量现状委托于2026年5月18-19日开展土壤现状监测数据。

4.2.5.1 监测布点

本项目土壤环境评价等级为二级。根据《环境影响评价技术导则土壤环境（试行）》（HJ 964-2018）中现状调查与评价的基本原则与要求：“二级生态影响型占地范围内需布设3个表层样点，占地范围外需布设4个表层样点；二级污染影响型占地范围内需布设3个柱状样点、1个表层样点，占地范围外需布设2个表层样点。”

参照《环境影响评价技术导则陆地石油天然气开发建设项目》（HJ 349-2023）：“同一建设项目涉及两个或两个以上井（站）场时，可根据土壤环境影响类型、影响途径与占地范围及周边的土地利用类型、土壤类型，优化调整土壤环境现状监测

点布设，整体数量应满足最高评价等级的监测点数要求。”

根据导则要求，结合本项目为煤矿瓦斯治理（煤层气开发）项目，本次土壤环境共设置 l5个土壤监测点，其中项目占地范围内 4 个表层样点、3 个柱状样点，占地范围外设置 8 个表层样，土壤监测布点符合 HJ 964-2018、HJ 349-2023 中污染影响型和生态影响型项目布点要求。

土壤现状监测点位布置情况见表 4.2-16。

表 4.2-16 土壤监测点位布置情况表

点位		名称		点位坐标
占地范围内	1#	表层样	占地范围内表层样点	E：88°25′41.77786″，N：44°2′15.52255″
	2#		占地范围内表层样点	E：88°27′57.57918″，N：44°2′48.58453″
	3#		占地范围内表层样点	E：88°25′1.14561″，N：44°2′26.33722″
	4#		占地范围内表层样点	E：88°26′45.35265″，N：44°2′26.91658″
	5#	柱状样	占地范围内柱状样点	E：88°27′54.56652″，N：44°2′48.39141″
	6#		占地范围内柱状样点	E：88°26′43.42609″，N：44°2′26.87795″
	7#		占地范围内柱状样点	E：88°24′55.47255″，N：44°2′28.50015″
占地范围外	8#	表层样	占地范围外表层样点	E：88°26′57.17617″，N：44°1′50.28189″
	9#		占地范围外表层样点	E：88°26′39.87271″，N：44°2′59.72750″
	10#		占地范围外表层样点	E：88°24′49.87209″，N：44°2′35.16276″
	11#		占地范围外表层样点	E：88°25′22.47059″，N：44°3′5.59832″
	12#		占地范围外表层样点	E：88°27′58.66528″，N：44°2′59.57300″
	13#		占地范围外表层样点	E：88°30′20.02842″，N：44°2′39.48863″
	14#		占地范围外表层样点	E：88°25′46.88084″，N：44°2′5.96316″
	15#		占地范围外表层样点	E：88°24′19.82277″，N：44°1′35.56622″

4.2.5.2 监测因子

本项目土壤环境现状监测因子见表 4.2-17。

表 4.2-17 土壤环境现状监测因子一览表

序号	监测点位	因子
1	1#、2#、3#、4#、5#、6#、7#、8#、10#、14#	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、反-1，2-二氯乙烯、顺-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、苯丙[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、钡、锰、锌、锑、钴、石油烃、水溶性盐
2	9#、11#、12#、13#、15#	pH、水溶性盐、镉、汞、砷、铜、铅、铬、镍、铬（六价）、钡、锰、锌、锑、钴、石油烃、水溶性盐

4.2.5.3 评价标准及评价方法

（1）评价标准：采用《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB 36600-2018）中第二类用地筛选值、《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB 15618-2018）表 1 限值要求进行评价。

（2）评价方法：标准指数法。

$P_i=C_i/C_{si}$

式中：P_i—第 i 个土壤因子的标准指数，无量纲；

C_i—第 i 个土壤因子的检测浓度值，mg/kg；

C_{si}—第 i 个土壤因子的监测浓度值，mg/kg。

4.2.5.4 监测结果及评价

土壤监测统计结果见表 4.2-18～4.2-21。

表 4.2-18 1#、2#、3#、4#监测点土壤监测因子监测结果一览表

序号	监测因子	单位	第二类用地筛选值	1#占地范围内表层样点		2#占地范围内表层样点		3#占地范围内表层样点		4#占地范围内表层样点		检出限（μg/kg）	是否达标
				检测值	标准指数	检测值	标准指数	检测值	标准指数	检测值	标准指数		
1	六价铬	mg/kg	5.7	/	/	/	/	/	/	/	/	0.5	达标
2	铅	mg/kg	800	27.9	0.035	18.7	0.023	20.7	0.026	17.4	0.022	0.1	达标
3	镉	mg/kg	65	0.14	0.002	0.16	0.002	0.11	0.002	0.12	0.002	0.01	达标
4	铜	mg/kg	18000	24	0.001	20	0.001	24	0.001	20	0.001	1	达标
5	镍	mg/kg	900	26	0.029	27	0.030	32	0.036	26	0.029	3	达标
6	汞	mg/kg	38	0.076	0.002	0.072	0.002	0.084	0.002	0.065	0.002	0.002	达标
7	砷	mg/kg	60	11.2	0.187	11.5	0.192	11.3	0.188	7.22	0.120	0.01	达标
8	四氯化碳	mg/kg	2.8	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/	1.3	达标
9	氯仿	mg/kg	0.9	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/	1.1	达标
10	氯甲烷	mg/kg	37	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/	1.0	达标
11	1,1-二氯乙烷	mg/kg	9	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/	1.2	达标
12	1,2-二氯乙烷	mg/kg	5	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/	1.3	达标
13	1,1-二氯乙烯	mg/kg	66	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/	1.0	达标
14	顺-1,2-二氯乙烯	mg/kg	596	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/	1.3	达标
15	反-1,2-二氯乙烯	mg/kg	54	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/	1.4	达标
16	二氯甲烷	mg/kg	616	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/	1.5	达标
17	1,2-二氯丙烷	mg/kg	5	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/	1.5	达标
18	1,1,1,2-四氯乙烷	mg/kg	10	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/	1.2	达标
19	1,1,2,2-四氯乙烷	mg/kg	6.8	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/	1.2	达标
20	四氯乙烯	mg/kg	53	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/	1.4	达标
21	1,1,1-三氯乙烷	mg/kg	840	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/	1.3	达标
22	1,1,2-三氯乙烷	mg/kg	2.8	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/	1.2	达标
23	三氯乙烯	mg/kg	2.8	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/	1.2	达标
24	1,2,3-三氯丙烷	mg/kg	0.5	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/	1.2	达标

序号	监测因子	单位	第二类用地筛选值	1#占地范围内表层样点		2#占地范围内表层样点		3#占地范围内表层样点		4#占地范围内表层样点		检出限（μg/kg）	是否达标
				检测值	标准指数	检测值	标准指数	检测值	标准指数	检测值	标准指数		
25	氯乙烯	mg/kg	0.43	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/	1.0	达标
26	苯	mg/kg	4	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/	1.9	达标
27	氯苯	mg/kg	270	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/	1.2	达标
28	1,2-二氯苯	mg/kg	560	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/	1.5	达标
29	1,4-二氯苯	mg/kg	20	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/	1.5	达标
30	乙苯	mg/kg	28	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/	1.2	达标
31	苯乙烯	mg/kg	1290	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/	1.1	达标
32	甲苯	mg/kg	1200	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出		1.3	达标
33	间，对-二甲苯	mg/kg	570	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/	1.2	达标
34	邻二甲苯	mg/kg	640	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/	1.2	达标
35	硝基苯	mg/kg	76	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/	0.09	达标
36	苯胺	mg/kg	260	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/	50	达标
37	2-氯苯酚	mg/kg	2256	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/	60	达标
38	苯并[α]蒽	mg/kg	15	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/	100	达标
39	苯并[α]芘	mg/kg	1.5	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/	100	达标
40	苯并[b]荧蒽	mg/kg	15	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/	200	达标
41	苯并[k]荧蒽	mg/kg	151	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/	100	达标
42	䓛	mg/kg	1293	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/	100	达标
43	二苯并[α,h]蒽	mg/kg	1.5	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/	100	达标
44	茚并[1,2,3-cd]芘	mg/kg	15	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/	100	达标
45	萘	mg/kg	70	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/	90	达标
46	石油烃（C_{10}-C_{40}）	mg/kg	4500	27	0.006	27	0.006	33	0.007	38	0.008	6000	达标
47	pH	无量纲	/	7.70	/	8.21	/	7.53	/	8.14	/	/	/
48	水溶性盐总量	g/kg	/	1.16	/	1.64	/	1.34	/	1.85	/	/	/
49	钡*	g/kg	/	0.42	/	0.36	/	0.43	/	0.43	/	20000	达标
50	锰*	mg/kg	/	596	/	578	/	832	/	612	/	400	/

序号	监测因子	单位	第二类用地筛选值	1#占地范围内表层样点		2#占地范围内表层样点		3#占地范围内表层样点		4#占地范围内表层样点		检出限（μg/kg）	是否达标
				检测值	标准指数	检测值	标准指数	检测值	标准指数	检测值	标准指数		
51	锌*	mg/kg	/	66	/	56	/	74	/	55	/	1000	/
52	锑	mg/kg	180	0.62	0.003	0.57	0.003	0.83	0.005	0.49	0.003	80	达标
53	钴	mg/kg	70	9.66	0.138	9.43	0.135	12.2	0.174	10.2	0.146	40	达标
*背景参考值。													

表 4.2-19 5#、6#、7#监测点土壤监测因子监测结果一览表

序号	监测因子	单位	第二类用地筛选值	5#占地范围内柱状样点			6#占地范围内柱状样点			7#占地范围内柱状样点			检出限（μg/kg）	是否达标
				深度			深度			深度				
				0-0.5m	0.5-1.5m	1.5-3.0m	0-0.5m	0.5-1.5m	1.5-3.0m	0-0.5m	0.5-1.5m	1.5-3.0m		
				检测值	检测值	检测值	检测值	检测值	检测值	检测值	检测值	检测值		
1	六价铬	mg/kg	5.7	/	/	/	/	/	/	/	/	/	0.5	达标
2	铅	mg/kg	800	18.9	21.1	17.2	17.5	16.8	18.9	25	25.6	24.5	0.1	达标
3	镉	mg/kg	65	0.12	0.11	0.12	0.12	0.10	0.12	0.15	0.15	0.14	0.01	达标
4	铜	mg/kg	18000	19	19	19	18	21	21	27	25	25	1	达标
5	镍	mg/kg	900	25	28	24	24	25	29	29	32	32	3	达标
6	汞	mg/kg	38	0.072	0.089	0.072	0.071	0.078	0.081	0.083	0.091	0.085	0.002	达标
7	砷	mg/kg	60	11	9.89	9.25	8.29	10.2	11.3	6.98	10.0	8.75	0.01	达标
8	四氯化碳	mg/kg	2.8	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	1.3	达标
9	氯仿	mg/kg	0.9	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	1.1	达标
10	氯甲烷	mg/kg	37	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	1.0	达标
11	1,1-二氯乙烷	mg/kg	9	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	1.2	达标
12	1,2-二氯乙烷	mg/kg	5	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	1.3	达标
13	1,1-二氯乙烯	mg/kg	66	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	1.0	达标
14	顺-1,2-二氯乙烯	mg/kg	596	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	1.3	达标
15	反-1,2-二氯乙烯	mg/kg	54	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	1.4	达标
16	二氯甲烷	mg/kg	616	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	1.5	达标

序号	监测因子	单位	第二类用地筛选值	5#占地范围内柱状样点			6#占地范围内柱状样点			7#占地范围内柱状样点			检出限（μg/kg）	是否达标
				深度			深度			深度				
				0-0.5m	0.5-1.5m	1.5-3.0m	0-0.5m	0.5-1.5m	1.5-3.0m	0-0.5m	0.5-1.5m	1.5-3.0m		
				检测值	检测值	检测值	检测值	检测值	检测值	检测值	检测值	检测值		
17	1,2-二氯丙烷	mg/kg	5	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	1.5	达标
18	1,1,1,2-四氯乙烷	mg/kg	10	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	1.2	达标
19	1,1,2,2-四氯乙烷	mg/kg	6.8	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	1.2	达标
20	四氯乙烯	mg/kg	53	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	1.4	达标
21	1,1,1-三氯乙烷	mg/kg	840	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	1.3	达标
22	1,1,2-三氯乙烷	mg/kg	2.8	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	1.2	达标
23	三氯乙烯	mg/kg	2.8	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	1.2	达标
24	1,2,3-三氯丙烷	mg/kg	0.5	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	1.2	达标
25	氯乙烯	mg/kg	0.43	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	1.0	达标
26	苯	mg/kg	4	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	1.9	达标
27	氯苯	mg/kg	270	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	1.2	达标
28	1,2-二氯苯	mg/kg	560	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	1.5	达标
29	1,4-二氯苯	mg/kg	20	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	1.5	达标
30	乙苯	mg/kg	28	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	1.2	达标
31	苯乙烯	mg/kg	1290	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	1.1	达标
32	甲苯	mg/kg	1200	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	1.3	达标
33	间，对-二甲苯	mg/kg	570	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	1.2	达标
34	邻二甲苯	mg/kg	640	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	1.2	达标
35	硝基苯	mg/kg	76	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	0.09	达标
36	苯胺	mg/kg	260	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	50	达标
37	2-氯苯酚	mg/kg	2256	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	60	达标
38	苯并[α]蒽	mg/kg	15	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	100	达标
39	苯并[α]芘	mg/kg	1.5	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	100	达标
40	苯并[b]荧蒽	mg/kg	15	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	200	达标

序号	监测因子	单位	第二类用地筛选值	5#占地范围内柱状样点			6#占地范围内柱状样点			7#占地范围内柱状样点			检出限（μg/kg）	是否达标
				深度			深度			深度				
				0-0.5m	0.5-1.5m	1.5-3.0m	0-0.5m	0.5-1.5m	1.5-3.0m	0-0.5m	0.5-1.5m	1.5-3.0m		
				检测值	检测值	检测值	检测值	检测值	检测值	检测值	检测值	检测值		
41	苯并[k]荧蒽	mg/kg	151	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	100	达标
42	䓛	mg/kg	1293	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	100	达标
43	二苯并[α,h]蒽	mg/kg	1.5	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	100	达标
44	茚并[1,2,3-cd]芘	mg/kg	15	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	100	达标
45	萘	mg/kg	70	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	90	达标
46	石油烃（C_{10}-C_{40}）	mg/kg	4500	34	45	46	29	34	44	32	25	28	6000	达标
47	pH	无量纲	/	7.57	7.42	7.41	8.13	8.04	7.81	7.81	7.73	8.09	/	/
48	水溶性盐总量	g/kg	/	1.35	1.21	1.83	1.07	0.96	1.53	1.73	1.32	1.45	/	/
49	钡*	mg/kg	/	0.39	0.44	0.43	0.43	0.41	0.42	0.51	0.38	0.43	20000	/
50	锰*	mg/kg	/	597	559	596	628	605	632	795	766	813	400	/
51	锌*	mg/kg	/	54	54	53	51	56	56	73	73	74	1000	/
52	锑	mg/kg	180	0.47	0.49	0.47	0.44	0.52	0.51	0.45	0.51	1.01	80	达标
53	钴	mg/kg	70	9.14	8.75	9.57	9.44	9.92	10.4	12.2	11.6	12.2	40	达标
*背景参考值。														

表 4.2-20　8#、10#、14#监测点土壤监测因子监测结果一览表

序号	监测因子	单位	第二类用地筛选值	8#占地范围外表层样点		10#占地范围外表层样点		14#占地范围外表层样点		检出限μg/kg	是否达标
				检测值	标准指数	检测值	标准指数	检测值	标准指数		
1	六价铬	mg/kg	5.7	/	/	/	/	/	/	0.5	达标
2	铅	mg/kg	800	19.4	0.024	23.6	0.030	15.6	0.020	0.1	达标
3	镉	mg/kg	65	0.11	0.002	0.14	0.002	0.12	0.002	0.01	达标
4	铜	mg/kg	18000	19	0.001	28	0.002	19	0.001	1	达标
5	镍	mg/kg	900	24	0.027	33	0.037	24	0.027	3	达标
6	汞	mg/kg	38	0.077	0.002	0.066	0.002	0.074	0.002	0.002	达标
7	砷	mg/kg	60	8.21	0.137	8.19	0.137	8.02	0.134	0.01	达标

序号	监测因子	单位	第二类用地筛选值	8#占地范围外表层样点		10#占地范围外表层样点		14#占地范围外表层样点		检出限μg/kg	是否达标
				检测值	标准指数	检测值	标准指数	检测值	标准指数		
8	四氯化碳	mg/kg	2.8	未检出	/	未检出	/	未检出	/	1.3	达标
9	氯仿	mg/kg	0.9	未检出	/	未检出	/	未检出	/	1.1	达标
10	氯甲烷	mg/kg	37	未检出	/	未检出	/	未检出	/	1.0	达标
11	1,1-二氯乙烷	mg/kg	9	未检出	/	未检出	/	未检出	/	1.2	达标
12	1,2-二氯乙烷	mg/kg	5	未检出	/	未检出	/	未检出	/	1.3	达标
13	1,1-二氯乙烯	mg/kg	66	未检出	/	未检出	/	未检出	/	1.0	达标
14	顺-1,2-二氯乙烯	mg/kg	596	未检出	/	未检出	/	未检出	/	1.3	达标
15	反-1,2-二氯乙烯	mg/kg	54	未检出	/	未检出	/	未检出	/	1.4	达标
16	二氯甲烷	mg/kg	616	未检出	/	未检出	/	未检出	/	1.5	达标
17	1,2-二氯丙烷	mg/kg	5	未检出	/	未检出	/	未检出	/	1.5	达标
18	1,1,1,2-四氯乙烷	mg/kg	10	未检出	/	未检出	/	未检出	/	1.2	达标
19	1,1,2,2-四氯乙烷	mg/kg	6.8	未检出	/	未检出	/	未检出	/	1.2	达标
20	四氯乙烯	mg/kg	53	未检出	/	未检出	/	未检出	/	1.4	达标
21	1,1,1-三氯乙烷	mg/kg	840	未检出	/	未检出	/	未检出	/	1.3	达标
22	1,1,2-三氯乙烷	mg/kg	2.8	未检出	/	未检出	/	未检出	/	1.2	达标
23	三氯乙烯	mg/kg	2.8	未检出	/	未检出	/	未检出	/	1.2	达标
24	1,2,3-三氯丙烷	mg/kg	0.5	未检出	/	未检出	/	未检出	/	1.2	达标
25	氯乙烯	mg/kg	0.43	未检出	/	未检出	/	未检出	/	1.0	达标
26	苯	mg/kg	4	未检出	/	未检出	/	未检出	/	1.9	达标
27	氯苯	mg/kg	270	未检出	/	未检出	/	未检出	/	1.2	达标
28	1,2-二氯苯	mg/kg	560	未检出	/	未检出	/	未检出	/	1.5	达标
29	1,4-二氯苯	mg/kg	20	未检出	/	未检出	/	未检出	/	1.5	达标
30	乙苯	mg/kg	28	未检出	/	未检出	/	未检出	/	1.2	达标
31	苯乙烯	mg/kg	1290	未检出	/	未检出	/	未检出	/	1.1	达标
32	甲苯	mg/kg	1200	未检出	/	未检出	/	未检出	/	1.3	达标

序号	监测因子	单位	第二类用地筛选值	8#占地范围外表层样点		10#占地范围外表层样点		14#占地范围外表层样点		检出限μg/kg	是否达标
				检测值	标准指数	检测值	标准指数	检测值	标准指数		
33	间，对-二甲苯	mg/kg	570	未检出	/	未检出	/	未检出	/	1.2	达标
34	邻二甲苯	mg/kg	640	未检出	/	未检出	/	未检出	/	1.2	达标
35	硝基苯	mg/kg	76	未检出	/	未检出	/	未检出	/	0.09	达标
36	苯胺	mg/kg	260	未检出	/	未检出	/	未检出	/	50	达标
37	2-氯苯酚	mg/kg	2256	未检出	/	未检出	/	未检出	/	60	达标
38	苯并[α]蒽	mg/kg	15	未检出	/	未检出	/	未检出	/	100	达标
39	苯并[α]芘	mg/kg	1.5	未检出	/	未检出	/	未检出	/	100	达标
40	苯并[b]荧蒽	mg/kg	15	未检出	/	未检出	/	未检出	/	200	达标
41	苯并[k]荧蒽	mg/kg	151	未检出	/	未检出	/	未检出	/	100	达标
42	䓛	mg/kg	1293	未检出	/	未检出	/	未检出	/	100	达标
43	二苯并[α,h]蒽	mg/kg	1.5	未检出	/	未检出	/	未检出	/	100	达标
44	茚并[1,2,3-cd]芘	mg/kg	15	未检出	/	未检出	/	未检出	/	100	达标
45	萘	mg/kg	70	未检出	/	未检出	/	未检出	/	90	达标
46	石油烃（C_{10}-C_{40}）	mg/kg	4500	52	0.012	34	0.008	56	0.012	6000	达标
47	pH	无量纲	/	7.9	/	8.15	/	7.98	/	/	/
48	水溶性盐总量	g/kg	/	1.23	/	1.02	/	1.46	/	/	/
49	钡*	mg/kg	/	0.38	/	0.40	/	0.39	/	20000	/
50	锰*	mg/kg	/	600	/	840	/	639	/	400	/
51	锌*	mg/kg	/	55	/	74	/	54	/	1000	/
52	锑	mg/kg	180	0.72	0.004	0.54	0.003	0.48	0.003	80	达标
53	钴	mg/kg	70	9.53	0.136	12.6	0.180	10.2	0.146	40	达标

*背景参考值。

表 4.2-21 9#、11#、12#、13#、15#表层样点土壤监测因子监测结果一览表

序号	检测项目	单位	农用地土壤污染风险筛选值	9#占地范围外表层样点		11#占地范围外表层样点		12#占地范围外表层样点		13#占地范围外表层样点		15#占地范围外表层样点		检出限μg/kg
				检测值	标准指数	检测值	标准指数	检测值	标准指数	检测值	标准指数	检测值	标准指数	
1	铬	mg/kg	200	53	0.265	54	0.270	40	0.200	52	0.260	42	0.210	0.5
2	铅	mg/kg	170	24.9	0.146	24.5	0.144	16.1	0.095	23.8	0.140	17.7	0.104	0.1
3	镉	mg/kg	0.6	0.16	0.267	0.14	0.233	0.12	0.200	0.14	0.233	0.12	0.200	0.01
4	铜	mg/kg	100	25	0.250	25	0.250	19	0.190	24	0.240	19	0.190	1
5	镍	mg/kg	190	31	0.163	36	0.189	23	0.121	32	0.168	24	0.126	3
6	汞	mg/kg	3.4	0.078	0.023	0.068	0.020	0.07	0.021	0.096	0.028	0.078	0.023	0.002
7	砷	mg/kg	25	8	0.320	11.7	0.468	6.16	0.246	7.35	0.294	10.5	0.420	0.01
8	石油烃（C10-C40）	mg/kg	/	29	/	35	/	40	/	38	/	57	/	6000
9	pH	无量纲	/	8.21	无酸化碱化	7.59	无酸化碱化	8.19	无酸化碱化	7.79	无酸化碱化	7.83	无酸化碱化	/
10	全盐量	g/kg	/	1.51	/	1.75	/	2.09	/	1.43	/	1.38	/	
11*	钡	g/kg	/	0.43	/	0.41	/	0.34	/	0.45	/	0.43	/	/
12*	锰	mg/kg	/	963	/	808	/	591	/	819	/	570	/	/
13*	锌	mg/kg	300	73	0.243	75	0.25	53	0.177	73	0.243	52	0.173	20000
14	锑	mg/kg	/	0.66	/	0.74	/	0.50	/	0.58	/	0.43	/	400
15*	钴	mg/kg	/	14.4	/	12.4	/	9.41	/	12.3	/	8.97	/	1000
*背景参考值。														

根据土壤环境现状监测结果：土壤环境现状监测指标均满足《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB 36600-2018）中筛选值要求；占地范围外土壤环境现状监测指标均满足《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB 15618-2018）中其他用地风险筛选值要求。

4.2.5.5 土壤类型及理化特性调查

（1）土壤类型

本项目位于昌吉回族自治州阜康市阜康矿区白杨河区域，土壤类型为栗钙土、棕漠土和黑钙土。见附图 22。

（2）理化性质调查

为了解评价区域的土壤理化性质，在评价范围内选取占地范围内 1#、4#和占地范围内柱状样点 8#三个点进行土壤理化性质和剖面调查。主要包括土体构型、土壤结构、土壤质地、阳离子交换量、氧化还原电位、饱和导水率、土壤容重、孔隙度等。调查结果见下表。

表 4.2-22 土壤理化性质调查结果

序号	项目		占地范围内表层1#	占地范围内表层4#	占地范围外表层8#
			E：88°25′41.77786″ N：44°2′15.52255″	E：88°26′45.35265″ N：44°2′26.91658″	E：88°26′57.17617″ N：44°1′50.28189″
1	现场记录	颜色	黄棕色	黄棕色	黄棕色
2		结构	团粒	团粒	团粒
3		质地	轻壤土	轻壤土	轻壤土
4		砂砾含量（%）	10	10	10
5		其他异物	无	无	无
6		氧化还原电位（mv）	566	572	578
7	实验测定	阳离子交换量（$cmol^+/kg$）	8.0	8.3	8.2
8		饱和导水率（mm/min）	1.15	0.97	1.07
9		土壤容重（g/cm^3）	1.27	1.29	1.28
10		总孔隙度（%）	44.6	46.9	40.3

4.2.6 生态环境现状调查与评价

4.2.6.1 基础信息获取与评价方法

本项目生态环境现状评价采用《环境影响评价技术导则生态影响》（HJ 19-2022）附录 B 中的资料收集法、现场勘查法相结合的方法，2026 年 5 月对评价区内的生态环境现状进行了现场调查，主要调查评价区有无生态敏感区以及当地主要植被类型、植物物种等，并对典型区域进行了样方调查，对本项目进行定性和定量的分析

评价；生态环境影响预测采用导则附录 C 中的图形叠置法、类比分析法相结合的方法，进行定性和定量预测评价。

4.2.6.2 生态功能区

根据《新疆生态功能区划》，本项目处于准噶尔盆地温性荒漠与绿洲农业生态区，具体内容见表 4.2-23。

表 4.2-23 本项目区生态功能区划

生态功能分区单元	隶属行政区	主要生态服务功能	主要生态环境问题	生态敏感因子敏感度	保护目标	保护措施	发展方向
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	阜康市 吉木萨尔县 奇台县 木垒县	农牧业产品生产、人居环境、荒漠化控制	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	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	保护基本农田、保护荒漠植被、保护土壤环境质量	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	农牧结合，发展优质、高效特色农业和畜牧业

4.2.6.3 土地利用现状调查

根据项目地勘及用地现状图，本项目占地内土地利用类型主要为天然牧草地。

4.2.6.4 土壤现状调查

根据项目区土壤类型图可知，本项目区土壤类型主要为棕钙土、栗钙土、黑钙土，土壤质地为壤土。见附图 22。

4.2.6.5 植被现状调查

（1）《新疆植被及其利用》中植被情况

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（Sibbaldiaeirandra）、丛生囊种草（Thylacaspermamcaespitosum）、二花委陵菜（Potentillabiflora）等为主的垫状植被在原始的高山钙质土上稀疏分布。在 3900m 的雪线以上的高山乱石堆与冰碛物上，还能见到一些稀疏的高山植物，如雪莲（Sausureainvolucrata）、虎耳草（Saxifragahircwlus、S.macrocalyx）、兔耳草（Lagotisglauca）等。在得到冰雪融水浸润的平缓冰碛物石质坡上，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（Polyganumviviparum）、黄花野罂粟（Popavercroceum）、白叶马先蒿（Pedicwlarischelianthifolia）、天山龙胆（Gentianatianschanica）、柔假龙胆（Gentianellaenella）、冷报春（Primulaalgida）、白氏假报春（Cormsabrotheri）、高山葶苈（Draboalpine）等低矮而花色艳丽的草类构成。

高山带在海拔 2700-3100m 的细质土坡上，以线叶蒿草（Cobreiacapilliformis）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（Carexstenocarpa）、珠芽蓼、高山火绒草（Leonfopodiumalpinum）、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—2700m 之间的细质土缓坡或宽谷底部，与森林上部的林分相交错，主要由偏生斗篷草（Alchemillacyrzopleura）、兰花老鹳草（Geraniumpseudosibiricum）、山糙苏（Phlomisoreophila）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（Cobreiapamiroalaica）、高山早熟禾（Poaalpind）、垂穗披硷草（Clinelymusnatans）、高山狐茅（Feszucaupina）、林地勿忘我草（Myosotissylvatica）、伏地龙胆（Gentianadecumbens）、新疆龙胆（G.urkestanoram）、柔假龙胆（Gentianellatenella）、毛假龙胆（G.barbata）、边獐芽菜（Swertiamarginasa）等加

入。在石质化的阳坡上，则有垫状阿尔泰方枝柏（Sabinapseudosabind）分布在亚高山草原中。

森林与草甸植被占据着海拔 1500（1600）—2800m 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—2800m）的骼质或石质土上成为公园式的疏林，与高山草原、亚高山草甸和圆柏灌丛相交错。在中山带海拔 2200m 以下，在破坏了的疏林中才混有较多的天山桦（Betuletianschanica）和崖柳（Salxxerophila），博格多山北坡尚有欧洲山杨（Fopulusvemula）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 1900-2300m）是雪岭云杉生长发育与更新最适宜的地段。在这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 1800m 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，林下灌木也较多。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，常演变为次生的高山草甸，由拂子茅（Calamagrostisepigeios）、无芒雀麦（Bromusinermis）、天山异燕爱（Helictotrichontianschanicum）、猫尾草（Phlcumphleoides）等组成，成小片地分布于平缓的阴坡。

在海拔 1200-2100m 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）m 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（Stipacapillaia）、穰孤茅（Festucarulcatas.1.）等草原禾草与苏母尾（Irisruhenica）等中生杂草类构成。向下为山地草原，除针茅与狐茅外，尚有落草（Koeleriagracilis）、扁穗冰草（Agropyrumcristaum）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（Rosabeggeriama）等。草原带通过下部狭窄的、在草原禾草中有喀什蒿（Artemisiakaschgarica）、木地肤

（Kochiaprostrata）、优若藜（Earotiaceraoides）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）m 的前山带，土壤类型为栗钙土、棕漠土和黑钙土。该海拔评价区内常见植物名录见表 4.2-24。

表 4.2-24 评价区内常见植物名录

序号	种名	拉丁文
1	针茅	Stipacapillaia
2	穬孤茅	Festucarulcatas.1.
3	苏母尾	Irisruhenica
4	落草	Koeleriagracilis
5	扁穗冰草	Agropyrumcristaum
6	兔耳条	Spiraeahypericifolia
7	榆子	Cotoncaster
8	培氏蓄薇	Rosabeggeriama
9	沙地柏	Sabinavwlgaris
10	喀什蒿	Artemisiakaschgarica
11	木地肤	Kochiaprostrata
12	优若藜	Earotiaceraoides

根据项目区植被类型图可知，本项目区植被群落主要由针茅、草原苔草、草原锦鸡儿、驼绒藜构成优势种群。见附图 23。根据《新疆国家重点保护野生植物名录》（新林护字〔2022〕8 号）和《新疆维吾尔自治区重点保护野生植物名录（修订）》（新政发〔2023〕63 号）评价范围内无国家级和自治区级保护植物。

（2）植被样方调查

根据项目区植被类型图可知，本项目区植被群落主要由针茅、草原苔草、草原锦鸡儿、驼绒藜构成优势种群。本项目生态环境影响评价等级为三级，依据《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ 19-2022）要求，三级生态评价无需开展系统性植被样方调查，可依托现有资料结合现场踏查开展现状评价。为进一步客观、全面反映评价区植被群落结构、物种组成及植被覆盖现状，提升生态现状评价的真实性与准确性，本次环评于 2026 年 5 月 18 日补充开展典型抽样植被样方调查。现场踏查及样方调查结果表明，本次典型样方范围内主要有针茅、草原锦鸡儿等地带性优势物种，同时零星分布骆驼蓬、猪毛菜、麻叶荨麻、蒲公英等耐旱、耐盐碱草本伴生植物；本次抽样样方内未发现驼绒藜分布，该现象为区域微生境差异及抽样点位局限性所致，不否定区域整体植被分布特征。

①样方设置的原则和依据

根据评价区及周边地形地貌，确定本次调查路线，采用整体普查和典型样方抽样相结合的方法，重点调查区内植被生长分布状况及群落类型特征。本次样方调查遵循全面踏查与抽样调查相结合、重点调查与一般调查相结合、样方布设具备典型性与代表性的原则。本次评价区共选定 7 个典型样方开展调查，采用 1m×1m、5m×5m 两种规格样方，调查过程详细记录各样方经纬度、海拔、植物种类、盖度、高度等信息等参数（注：盖度、多度为野外目测估算结果）。

表 4.2-25 1#样方调查登记表

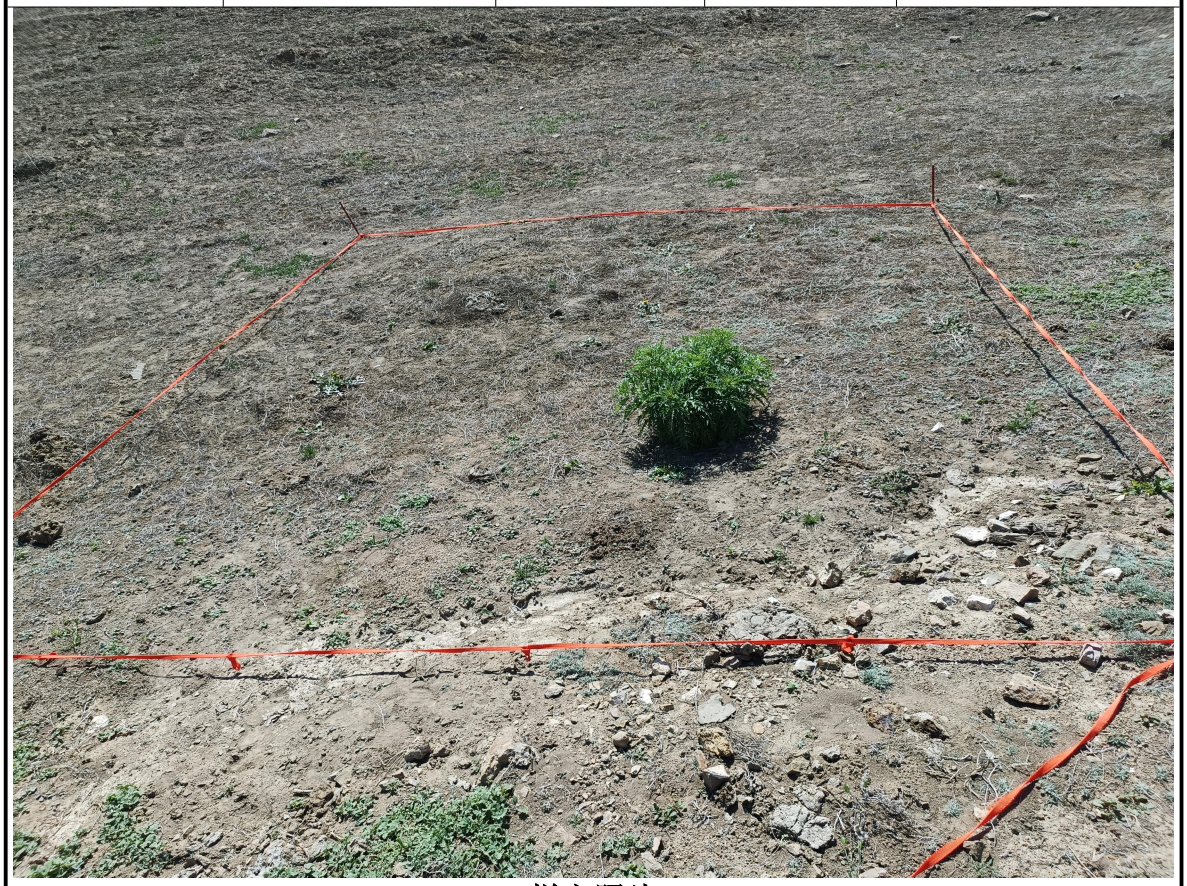
调查日期	2026-5-18	调查地点	拟建 FK6201 井场	样方面积	1m×1m
海拔	1237m	坡度	2	坡向	南
土壤类型	栗钙土	地形/地貌	低山丘陵	植被类型	藜科
植被总盖度	25%-35%	经纬度坐标	E：88.41826°，N：44.043946°		
序号	植物名称	高度（cm）	盖度（%）	多度（株数）	
1	猪毛菜	5-15	25%-35%	40-60 株	

样方照片

表 4.2-26 2#样方调查登记表

调查日期	2026-5-18	调查地点	拟建 FK6201 井场	样方面积	5m×5m
海拔	1238m	坡度	2	坡向	南
土壤类型	栗钙土	地形/地貌	低山丘陵	植被类型	藜科/绢蒿属
植被总盖度	6.5%-15%	经纬度坐标	E：88.41831°，N：44.04362°		

序号	植物名称	高度（cm）	盖度（%）	多度（株数）
1	麻叶荨麻	70-80	2	1
2	猪毛菜	5-15	3-5	10-15
3	蒲公英	8-10	1	3-5
4	伊犁绢蒿	5-15	0.5-1.0	3-5

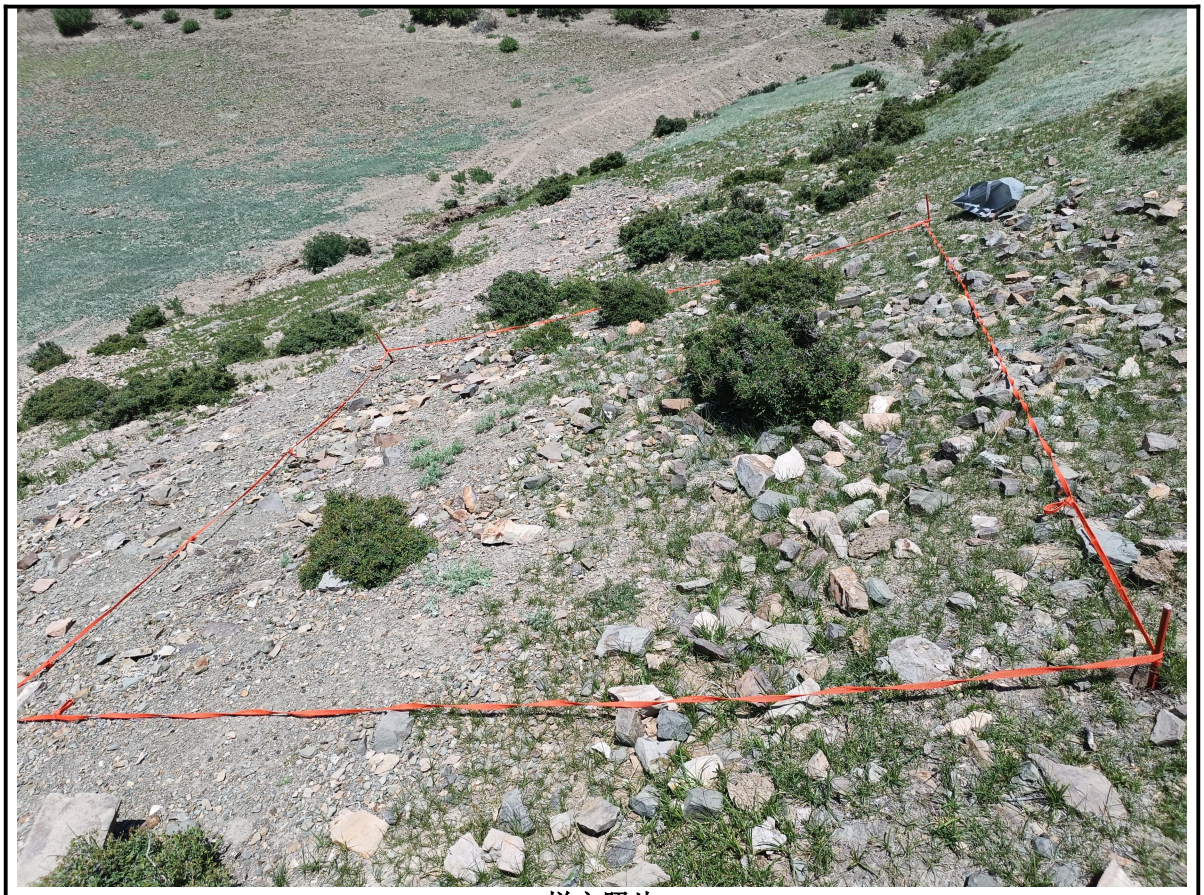


样方照片

表 4.2-27 3#样方调查登记表

调查日期	2026-5-18	调查地点	FK61 井场	样方面积	5m×5m
海拔	1299	坡度	12	坡向	南
土壤类型	栗钙土	地形/地貌	低山丘陵	植被类型	草原锦鸡儿、伊犁绢蒿、针茅
植被总盖度	21-27	经纬度坐标	E：88.41528°，N：44.04086°		

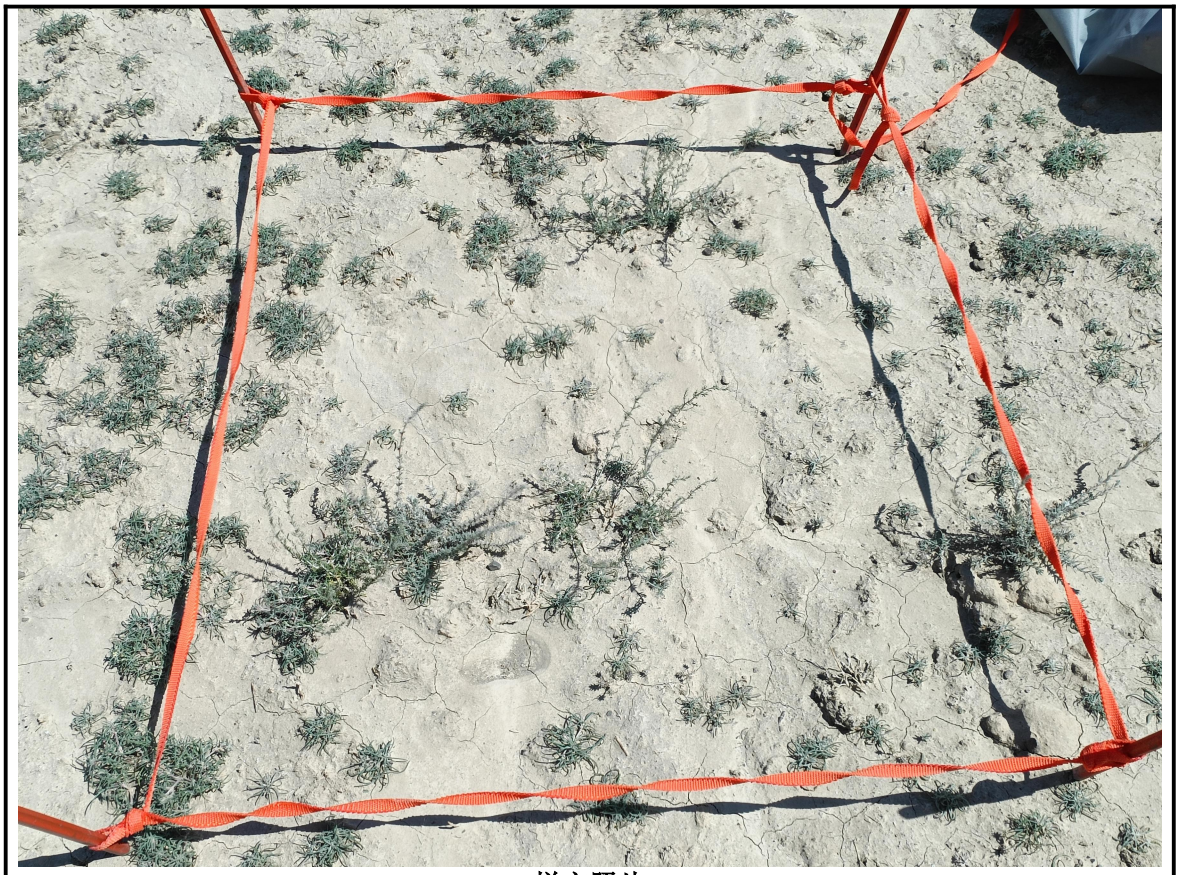
序号	植物名称	高度（cm）	盖度（%）	多度（株数）
1	草原锦鸡儿	30-80	12-15	5
2	伊犁绢蒿	5-15	1-2	2
3	针茅	5-20	8-15	30-50



样方照片

表 4.2-28 4#样方调查登记表

调查日期	2026-05-18	调查地点	拟建 FK6501 井场	样方面积	5m×5m
海拔（m）	1207	坡度	10	坡向	西
土壤类型	栗钙土	地形/地貌	低山丘陵	植被类型	藜科
植被总盖度	10%-15%	经纬度坐标	E：88.44328°，N：44.04303°		
序号	植物名称	高度（cm）	盖度（%）	多度（株数）	
1	猪毛菜	5-15	5-8	3-5 株（大型）+20-30 丛（小型）	



样方照片

表 4.2-29　5#样方调查登记表

调查日期	2026-05-18	调查地点	FK71	样方面积	5m×5m
海拔（m）	1253	坡度	21	坡向	北
土壤类型	棕钙土	地形/地貌	低山丘陵	植被类型	草原锦鸡儿、伊犁绢蒿、针茅
植被总盖度	30%	经纬度坐标	E：88.49246°，N：44.03410°		
序号	植物名称	高度（cm）	盖度（%）	多度（株数）	
1	草原锦鸡儿	0.2-1.2	8-10	1	
2	伊犁绢蒿	10-25	10-15	8-12	
3	针茅	5-20	5-8	30-40	

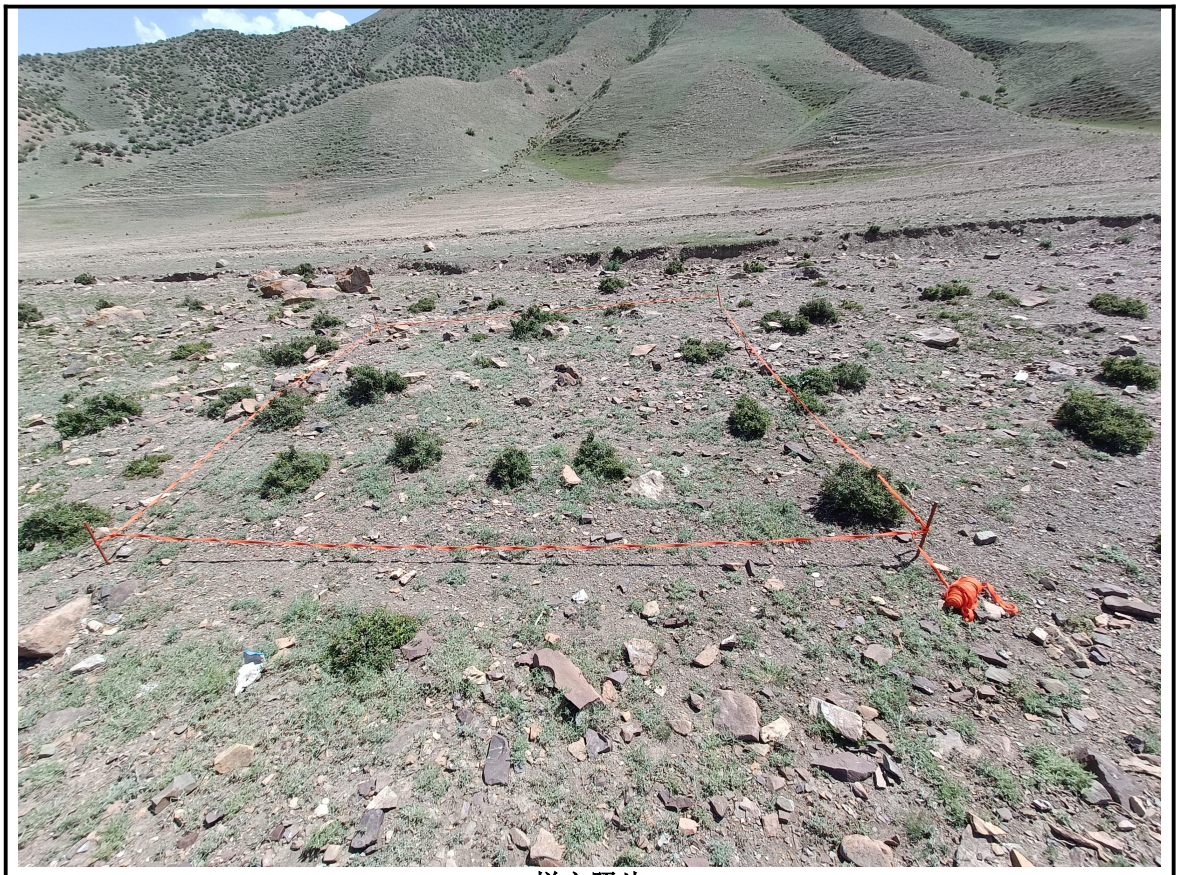
样方照片

表 4.2-30　6#样方调查登记表

调查日期	2026-05-18	调查地点	FK6801	样方面积	1m×1m
海拔（m）	1138	坡度	21	坡向	北
土壤类型	栗钙土	地形/地貌	低山丘陵	植被类型	骆驼蓬、藜科
植被总盖度	35-40%	经纬度坐标	E：88.46521°，N：44.04628°		
序号	植物名称	高度（cm）	盖度（%）	多度（株数）	
1	骆驼蓬	20-40cm	30-35	1	
2	猪毛菜	5-15	5-8	10-15	

表 4.2-31 7#样方调查登记表（草本）

调查日期	2026-05-18	调查地点	FK6802	样方面积	5m×5m
海拔（m）	1134	坡度	21	坡向	北
土壤类型	栗钙土	地形/地貌	低山丘陵	植被类型	草原锦鸡儿、伊犁绢蒿、藜科
植被总盖度	15-25%	经纬度坐标	E：88.45602°，N：44.04525°		
序号	植物名称	高度（cm）	盖度（%）	多度（株数）	
1	草原锦鸡儿	20-60	15-20	7	
2	针茅	5-15	10-15	40-60	
3	伊犁绢蒿	5-15	3-5	5-10	
4	猪毛菜	5-15	1-2	3-5	



样方照片

4.2.6.6 动物类型调查与评价

（1）动物区系类型

本项目评价区域为“动物地理区划”中属于古北界－中亚亚界－蒙新界－西部荒漠亚区－准噶尔盆地小区。

查阅相关资料、走访林业部门及现场调查，目前区域野生动物（兽类、鸟类、爬行类和两栖类）约有 20 余种，以耐旱荒漠种为主，主要有子午沙鼠、五趾跳鼠、快步麻蜥、百灵等，由于准噶尔盆地严酷的气候条件，不仅酷热，而且极为干旱，植被盖度不高，所以野生动物种类并不丰富。评价区及周边区域常见动物种类见表 4.2-32。

表 4.2-32 评价区及周边区域常见动物种类表

种类	学名	分布
		荒漠区
两栖类		
绿蟾蜍	Bufoviridis	-
爬行类		
密点麻蜥	Eremiasmultionllata	+

种类	学名	分布
		荒漠区
快步麻蜥	Eremiasvelox	+
荒漠麻蜥	Phrynocephalusgrumgrizimaloi	+
兽类		
蒙古野驴	Equushemionus	-
普氏野马	Equusprzewalskii	-
鹅喉羚	Gazellasubgutturosa	+
沙狐	Vulpescorsac	
蒙古兔（中亚亚种）	Lepustolaicentrasiatius	-
狗獾	Melesmeles	-
长耳跳鼠	Euchoueutesnaso	-
毛脚跳鼠	Dipussagitta	-
小家鼠（奥德萨亚种）	Musmusculushortulanus	
灰仓鼠（优龙芒亚种）	Cricatulusmiaratoriuscaesius	
黄兔尾鼠	LagarusLuteus	+
大沙鼠	Phyombomysopimus	+
小五趾跳鼠	Allactagesibirca	+
子午沙鼠	Merionesmeridianus	+
红尾沙鼠	Merioneserythrourus	-
鸟类		
红隼	tinnunculus	-
苍鹰	Accipitergentilis	-
长耳鸮	Asiootus	
戴胜（普通亚种）	Upupepopssaturala	
凤头百灵（新疆亚种）	Galeruiacriatata	+
小沙百灵	Calandrellarufescens	+
家燕（指名亚种）	Hirundarusticarustica	-
红尾伯劳（北疆亚种）	Laniuncristatusphoenicuroides	+
大杜鹃	Cuculuscanorus	+
家麻雀（新疆亚种）	Passderdomesticusbactrianus	-
树麻雀	Passermontanus	+
漠	OenantheJesevliatrogularis	+
灰鹡鸰	Motacillacinera	+
注：π+γ常见种；π-γ偶见种。		

查阅相关资料、走访林业部门及现场调查，根据《新疆国家重点保护野生动物名录》（自治区林业和草原局自治区农业农村厅，2021 年 7 月 28 日）和《新疆维吾尔自治区重点保护野生植物名录（修订）》（新政发〔2023〕63 号），评价区内无国家和自治区级重点保护濒危野生动物。

本次评价在评价范围内现场踏勘时未见重点野生保护动物活动踪迹。在调查过程中，未发现哺乳类野生动物出没，也未发现哺乳类野生动物的粪便、足印、洞穴等，本项目评价区域内野生动物种类和数量均较少，无鸟类营巢和大型动物巢穴；

爬行动物以适宜极度干旱的荒漠戈壁环境生存的种类居多；小型啮齿目动物种类相对丰富，分布广泛；鸟类种类总体稀少，保护鸟类以猛禽居多，沿线广泛分布的啮齿类动物为其提供了丰富的食源；哺乳类保护动物多为单只个体活动，未记录有集群活动，评价区域为非保护动物集中分布区，非其季节性迁徙通道和越冬或繁殖聚集区，工程占地区为其觅食区。

评价区自然保护区外的区域环境相对恶劣，气候干旱，植物稀疏，在此区域分布的野生动物相对数量少，再加上保护对象自身的因素即生态系统和物种种群的脆弱性、人类活动的威胁和干扰，使得此区域的野生动物数量越来越少。伴随着评价区内近年来公路、管线的修建及开采工业活动等人类影响，加速了荒漠地区的自然环境恶化，荒漠生态系统受到损伤或破坏，物种资源大量减少，同时，人类活动也干扰野生动物的习性及生活规律。

4.2.7 区域水土流失现状

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）》划定范围，本项目所在区域属于水土流失重点治理区，项目区在昌吉回族自治州水土流失两区分区图中的位置见附图 24。项目地处荒漠戈壁区域，整体地形平缓、植被覆盖率偏低、地表土质松散，区域水土流失类型以风力侵蚀为主、水力侵蚀为辅，整体土壤侵蚀强度以轻度风力侵蚀为主。

从本项目实际建设范围来看，项目所有井场、施工便道及集输管线均布设、穿越区域低覆被荒草地及平缓丘间地貌区域，无林地、草地、基本农田、水土保持重点预防区等敏感区域穿越情况。项目场址及管线沿线地表植被稀疏、地表裸露度高，土体抗风蚀、抗冲刷能力较弱，区域干旱少雨、大风天气频发，风蚀作用显著，为区域主导水土流失诱因；区域内降水稀少且多以短时强降雨形式出现，局部时段存在轻微水力侵蚀现象，整体水力侵蚀影响远低于风力侵蚀。

风力侵蚀为区域最主要、最典型的水土流失类型，普遍分布于昌吉州山麓、盆地及平原荒漠地带，尤其沙漠周边及戈壁区域风蚀危害突出。区域长期风力侵蚀易引发地表风沙堆积、土地沙化、土壤肥力下降、土地生产力降低等生态问题，同时易诱发沙尘天气，加剧区域大气污染，不仅破坏区域原生荒漠生态环境，还可能对

区域交通、管线、水利及通信基础设施造成风沙掩埋、磨损破坏等不利影响。本项目井场零散分布、管线呈线性带状穿越区域裸地戈壁，施工扰动会短暂破坏地表结皮、加剧局部风蚀风险，因此项目建设需严格落实水土保持防护措施，降低施工期水土流失增量影响。

4.2.8 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土地，详见附图 25。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。

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

本项目建设期产生的废气主要来自施工扬尘、机械尾气、钻井柴油机废气等。

5.1.1.1 施工扬尘

本项目施工期大气污染源主要有工程施工及车辆运输所产生的扬尘。施工及运输产生的扬尘主要有以下几个方面：

（1）场地平整、土方堆放和清运过程中产生的扬尘；

（2）道路建设过程产生的扬尘；

（3）建筑材料运输、装卸、堆放的扬尘；

（4）运输车辆往来产生的扬尘；

（5）施工垃圾的堆放和清运过程中产生的扬尘。

施工扬尘污染主要造成大气中 TSP 值增高，施工扬尘的起尘量与许多因素有关。影响起尘量的因素包括：基础开挖起尘量、施工渣土堆场起尘量、进出车辆带泥沙量以及起尘高度、采取的防护措施、空气湿度、风速等。如遇干旱无雨季节，在大风时，施工扬尘将更严重。

由于施工的需要，一些建筑材料需露天堆放；一些施工点表层土壤需开挖、堆放，在气候干燥又有风的情况下，会产生扬尘，其尘量可按堆放场起尘的经验公式计算：

$$Q=2.1\times（V_{50}-V_0）^3e^{-1.023w}$$

式中：

Q—起尘量，kg/t·a；

V_{50}—距地面 50m 处风速，m/s；

V_0—起尘风速，m/s；

W—尘粒的含水量，%。

V_0 与粒径和含水率有关，因此减少露天堆放和保证一定的含水率及减少裸露地面是减少风力起尘的有效手段。由公式可以看出尘粒在空气中的传播扩散、起尘量情况与风速等气象条件和尘粒含水量有关，也与尘粒本身的沉降速度有关。不同粒

径尘粒的沉降速度随尘粒粒径的增大而迅速增大。

抑制扬尘的一个简捷有效的措施之一是洒水。如果在施工期内对路面实施洒水抑尘，每天洒水 4～5 次，在不同距离范围内，可使扬尘减少 30%～80%左右。

表 5.1-1 为施工场地洒水抑尘的试验结果。由该表数据可看出对施工场地实施每天洒水 4～5 次进行抑尘，可有效地控制施工扬尘，并可将 TSP 污染距离缩小到 20m～50m 范围。

表 5.1-1 洒水与不洒水情况时扬尘对比单位：mg/m³

距离		5m	20m	50m	100m	200m
TSP 小时平均浓度（mg/Nm3）	洒水	2.01	1.40	0.68	0.60	0.29
	不洒水	10.13	2.89	1.15	0.86	0.56
除尘率%		81	52	41	30	48

据有关文献资料介绍，车辆行驶产生的扬尘占总扬尘的 60％以上。在地面完全干燥情况下，车辆行驶产生的扬尘可按下列经验公式计算：

$$Q_P = 0.123 \times \left(\frac{V}{5}\right) \times \left(\frac{M}{6.8}\right)^{0.85} \times \left(\frac{P}{0.5}\right)^{0.72}$$

式中：Q_P——道路扬尘量，kg/km 辆；

V——车辆速度；

M——车辆载重；

P——道路灰尘覆盖量。

一辆 10 吨卡车，通过长度为 lkm 的路面时，不同路面清洁程度，不同行驶速度情况下的扬尘量见表 5.1-2。

表 5.1-2 在不同车速和地面清洁程度的汽车扬尘单位：kg/辆•km

P 车速	0.1kg/m²	0.21kg/m²	0.31kg/m²	0.41kg/m²	0.11kg/m²	11kg/m²
5km/h	0.0510	0.0858	0.1163	0.1444	0.1707	0.2871
10km/h	0.1021	0.1717	0.2327	0.2888	0.3414	0.5742
15km/h	0.1531	0.2575	0.3491	0.4332	0.5121	0.8613
25km/h	0.2552	0.4293	0.5819	0.7220	0.8535	1.4355

由此可见，在同样路面清洁程度条件下，车速越快，扬尘量越大；而在同样车速情况下，路面覆尘越多，则扬尘量越大。因此限速行驶及保持路面的清洁是减少汽车扬尘的有效手段。

某建设项目施工工地建筑扬尘浓度随距离变化监测结果见表 5.1-3。

表 5.1-3 施工工地扬尘浓度随距离变化

项目	TSP 浓度值（mg/m³）	标准值（mg/m³）	气象条件
未施工上风向区域	0.268	0.3	15℃，风速 1.6～3.3m/s
施工区域	0.395		
工地下风向 30m	0.301		
工地下风向 50m	0.290		
工地下风向 100m	0.217		

由表可见，施工场地 TSP 可达 0.481mg/m³ 以上，远超过日均值标准 0.30mg/m³，同时会使施工区域近距离范围内 TSP 浓度增加，距施工场界 30m 范围内区域的 TSP 浓度均超过《环境空气质量标准》（GB3095-2026）表 2 环境空气污染物其他项目浓度限值。随距离的增加，TSP 浓度逐渐减少，距离达到 30m 时，TSP 浓度已接近标准值，可以认为在该气象条件下，建筑施工对大气环境的影响范围为 30m。

5.1.1.2 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。

5.1.1.3 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。

柴油机排烟可使局部污染物浓度有所增加，但影响范围仅局限于钻井架周围较小范围内。就整个开发区域来讲，共布井 75 口，钻井在区域内分散布置。各井又不是同一时间开钻，每口井钻井用到柴油机的时间在 1 个月左右，不会形成多源叠加情况。

本次评价要求项目选用高效节能环保型柴油发电机组，采用合规低硫燃油；通过定期维保施工设备、优化作业工况，降低燃油消耗量，从源头削减柴油机废气产生量。落实上述措施后，机组排气烟度满足《非道路移动柴油机械排气烟度限值及测量方法》（GB 36886—2018）限值要求；CO、HC、NO_x、颗粒物等常规尾气污染物满足《非道路移动机械用柴油机排气污染物排放限值及测量方法（中国第三、四

阶段）》（GB 20891—2014，含 2020 年修改单）表 2 第四阶段排放限值。

所以，就整个评价区来看，钻井期柴油机废气对环境空气的影响不大，能为环境所接受。此外钻井井场选址一般距离村庄较远，因此，柴油机废气对评价区环境空气质量影响较小。随着钻井工程的结束，大气中污染物浓度将逐步降低，对区域环境的影响小。

5.1.2 施工期水环境影响分析

施工期废水主要为钻井废水、压裂返排液、施工人员产生的生活污水以及施工过程中产生的废水。

5.1.2.1 施工废水产生情况

（1）钻井废水

钻井废水主要来源于钻井过程中产生的废钻井液等，废水中主要污染物为 SS、COD、石油类等。钻井废水的产生量随着井深和钻井周期变化而变化。

钻井废水主要包括设备冲洗废水、钻台清洗废水及固液分离产生的废液等，主要污染因子为 SS、COD 等。根据《石油和天然气开采业行业系数手册》及同类煤层气项目经验，钻井废水产生量按钻井液总用量的 15%核算。本项目钻井液总用量 18000m³，因此施工期钻井废水总产生量约 0.27 万 m³），钻井废水经固液分离后循环使用；完井后拉运至下一井场钻井使用；施工末期不能循环使用时拉运至阜康市东部城区污水处理厂处理。

钻井废水中含高倍稀释的钻井液与油类污染物，主要有以下特征：

①偏碱性，pH 值大多 8～9；

②悬浮物含量高，在钻井液中含有大量的黏土，同时钻井液在循环过程中还携带了一些钻井岩屑，这些固体颗粒很容易进入钻井废水；

③有机、无机污染物含量高。根据类比调查，钻井废水中 COD 浓度 100～500mg/L，悬浮物浓度 100～700mg/L。

（2）压裂返排液

压裂液中加 KCl 是为了调整水的矿化度，使其与煤层中所含地下水矿化度相当，避免产生水敏反应。当压裂液依靠井口快速施压，挤进煤层中，造成气井周围一定

范围内煤层破碎后，再通过井口缓慢释压以及井口安装泵缓慢抽水降压，使压进地层中的水逐渐释放出来。排水时控制排水速度，使慢速流出的水流速度不足以携带石英砂流出，石英砂就会遗留在煤层中形成水、气渗透通道。

压裂后，砂子留在煤层中，压裂液在 2～3 个月的时间内逐渐排出，初期排出的压裂返排液浓度较高，溶解性总固体含量约 1980mg/L，目前项目所在区域（八区）已设置 6 个 1500m^3、6 个 1000m^3、8 个 500m^3 镀锌板防渗收集池，具体位置见表 3.4-7，均具有防渗功能，本项目压裂返排液不新建防渗收集池，依托现有镀锌板防渗收集池，收集的压裂返排液回用于下一井配置压裂液使用，施工末期，压裂返排液不能循环利用时，送入阜康市东部城区污水处理厂处理达标后外排。水质成分接近煤层中的地下水，由于压裂液中只添加了 1%的 KCl，无毒性，且水中主要污染物为盐类，收集的压裂返排液回用于下一井配制压裂液使用；施工末期，压裂返排液不能循环利用时，送入阜康市东部城区污水处理厂处理达标后外排。

（3）施工期生活污水

本项目施工期施工人员最高 490 人，估算生活污水产生量为 13.7543m^3/d，生活污水中污染物主要为 COD、氨氮、总磷、总氮。施工期生活污水通过移动式环保厕所收集，定期由吸污车拉运至污水处理厂处置。

5.1.2.2 施工期对地表水环境影响分析

（1）钻井废水对地表水环境影响分析

本项目钻井期间产生钻井废水，经固液分离后循环使用；完井后拉运至下一井场钻井使用；施工末期不能循环使用时拉运至阜康市东部城区污水处理厂处理。因此该废水不会对地表水体产生影响。设计施工末期，钻井废水不能循环利用时，与排采废水一并送入阜康市东部城区污水处理厂处理达标后外排。

（2）压裂返排液对地表水环境影响分析

钻井井下作业产生压裂返排液，压裂返排液抽排时间约 2～3 个月。项目所在八区现有防渗镀锌板蓄水池共 20 座，其中 1500m^3 水池 6 座、1000mm^3 水池 6 座、500m^3 水池 8 座，全部具备完善防渗能力。本项目不再新建压裂返排液防渗收集设施，直接依托现有蓄水池暂存收集压裂返排液。收集后的压裂返排液优先回用，用于后

续井场压裂液配制；施工后期无法继续循环回用的废液，统一输送至阜康市东部城区污水处理厂处置，经处理达标后排放，废液暂存及转运过程与区域周边地表水体无水力连通。

（3）集气管线施工对地表水环境影响分析

本项目集输管线较短，均分布在井场周边，不穿越白杨河、甘河子沟。

本项目施工期钻井废水、压裂返排液、生活污水均采取有效措施收集并处置，无废水直接外排，且与白杨河与甘河子沟无直接水力联系，项目施工期废水不会对周围水环境产生明显影响。

5.1.2.3 施工期对地下水环境影响分析

（1）钻井作业对地下水含水层影响分析

本项目各井型一开采用膨润土钻井液，以保护水源，同时满足井控要求，表层套管下深执行以下原则：导管封固上部黄土段漏失层，保护潜水含水层，保证井架基础安全，建立井口，固井水泥返至地面；一开钻进延长组稳定的基岩段地层完钻，下套管，固井水泥返至地面，可防止潜水含水层渗漏及坍塌情况对地下水环境的影响。

二开采用聚合物钻井液，以保护水源，管外水泥返至煤层以上，除对目的层位留有网眼以利于煤层气排采外，套管在其余层位均予以封闭，这样可以防止含水层相互连通，避免砂岩裂水的漏失，对含水层的影响较小。

项目区含水层有稳定的顶板和底板隔水层，阻断了各含水层和煤层含水层之间的水力联系，以致大多数含水层有层控性质，且钻孔底板用水泥浆进行封堵，压裂施工一般不会波及含水层。因此，钻井过程对地下水的影响较小。

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；表层套管的覆土深度可满足地下水保护需要，可有效地保护地下水环境不受污染。井场排放的岩屑均进罐，直接由岩屑处置单位直接拉走处置，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。

本项目所采用的钻井作业废水循环利用方式在国内天然气开发项目中已广泛应用，并在现有工程中已成功实施。该方法能够实现钻井废水的资源化循环利用，对地下水的影响较小。

（2）压裂液对地下水影响分析

正常工况下，本项目压裂返排液不新建防渗收集池，依托现有镀锌板防渗收集池，收集的压裂返排液回用于下一井配置压裂液使用，施工末期，压裂返排液不能循环利用时，送入阜康市东部城区污水处理厂处理达标后外排。

压裂过程会将大量压裂液直接注入目的层，从而可能污染地下水。本项目选用活性水压裂液。采用清水+1.0%KCl+0.2%助排剂配成活性水压裂液，可以达到压裂要求，并取得了良好的效果，同时选择清水压裂液成本低、反排率高、能耗低。进入地下不会对地下水造成污染影响。压裂返排液在煤层气排采阶段会随着抽排煤层水排至地面，由于中间没有增加污染环节，因此这部分排水收集后回用于钻井、压裂用水，后期无法回用时拉运至污水处理厂处置后达标排放。

助排剂的功能是降低压裂液与地层岩石、流体间的界面张力，促进压裂液从地层返排（减少滞留），其成分通常是表面活性剂，本项目助排剂采用的氟碳表面活性剂，其成分特点为分子结构中含氟碳链（如全氟烷基），表面活性极强，能显著降低水的表面张力（可降至 20mN/m 以下），且耐温、耐盐性能优异。助排剂的污染风险与其成分的生物降解性、毒性、累积性及作业控制（如泄漏、返排液处理）密切相关。若压裂液返排不彻底，残留助排剂可能随地下水迁移；若作业中发生泄漏（如管道破损），会直接污染土壤。表面活性剂若生物降解性差（如氟碳表面活性剂、烷基酚聚氧乙烯醚 APEO），可能在土壤/地下水中累积，长期影响土壤结构（如破坏团粒结构）和地下水水质（如降低溶解氧）。

（3）对地下含水层结构的破坏

①钻井过程对地下含水层的破坏

在钻井过程中，势必会造成地层扰动，有可能导致地层细小断裂、破损，从而破坏地下含水层结构。

本项目采用套管射孔完井，钻孔后即下套管封隔各含水层并采用常规密度水泥固井，水泥返高至地表，可阻断各含水层之间的水力联系。

②压裂作业对含水层结构的破坏

压裂施工时，在强大的压力作用下，地层节理裂隙会张开、扩展、贯通，并被压裂液中携带的支撑剂（天然石英砂）所填充。施工结束后，由于支撑剂的存在，使得节理裂隙难以愈合，影响通常可达百余米。由于压裂层段仅限于目的煤层内，本项目采用的压裂技术不会对煤层顶底板造成破坏。因此，压裂作业不会破坏目的煤层的含水、隔水结构。

（4）施工期固体废物对地下水环境影响分析

钻井泥浆岩屑经标准化井场固液分离设备处理后（采用振动筛、除砂器、除泥器、离心机四级实现固液分离），分离出的液相进入液相收集罐，用于钻井液配制；分离出岩屑暂存于防渗暂存池，通过固化处理后经检测满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）中污染物限值要求后用于井场铺垫、矿区内部道路铺设。

生活垃圾集中存放，定点收集后统一交由环卫部门清运至阜康市生活垃圾填埋场。不会对地下水含水层及地下水保护目标产生影响。

本次评价类比阜康井场固化后的泥浆的浸出试验（钻井方式、钻井液、固化剂均类似），监测结果显示，固化泥浆、岩屑各监测值均小于地下水质量标准III类水标准。因此，废弃钻井泥浆、岩屑可以实现无害化处理，不会对地下水含水层及地下水保护目标产生影响。

综上，施工期废水均采取有效处理措施，不向自然环境排放废水，不会对环境产生不利影响。

5.1.3 施工期噪声环境影响分析

5.1.3.1 施工噪声源强

本项目施工期主要为标准化井场建设、集气管线、道路的建设，井场建设主要噪声源为钻机、柴油机、泥浆泵、压裂设备等；集气管线、道路建设施工主要为推土机、挖掘机、装载机、运输车辆、切割机等，施工期主要噪声源见表 5.1-4。

表 5.1-4 本项目施工期主要噪声源强一览表

噪声源位置	设备名称		数量	声源强度	声源性质	备注
单个钻井井场	钻井	钻机	1 台	90~95	连续稳态声源	距离 1m
		柴油机	4 台	95~98	连续稳态声源	距离 1m
		柴油发电机	2 台	95~98	连续稳态声源	距离 1m
		泥浆泵	2 台	95~100	连续稳态声源	距离 1m
	井下作业	压裂设施	1 套	80~120	连续稳态声源	距离 1m
场地、管线、道路施工现场	推土机、挖掘机		/	80~85	流动声源	距离 5m
	装载机、运输汽车		/	85~90	流动声源	距离 5m
	切割机等		/	85~90	流动声源	距离 5m

5.1.3.2 预测模型

项目在建设期的施工噪声影响范围，采用距离衰减模式来预测，其传播衰减模式为：

$$Lp=Lp_0—20lgr_0/R$$

式中：Lp——评价点噪声预测值，dB（A）；

Lp_0——位置 P_0 处的声级，dB（A）；

R——预测点距声源距离，m；

r_0——为参考点距声源距离，m。

5.1.3.3 施工期声环境影响分析

（1）钻井施工噪声影响分析

由于煤层气钻井建设具有面广、工程分散的施工特点，采用分区分段施工，因此本评价根据使用数量、时间、频次以及噪声级选取对声环境影响较大的钻机、柴油机、泥浆泵等进行预测，钻井时钻井、发电机、泥浆泵等设备同时使用，因此按各设备叠加源作为源强、以钻井为中心，采用室外点源预测模式进行预测。

根据施工机具噪声源强，按各设备叠加源作为源强、以钻井为中心，采用室外点源预测模式进行预测，利用衰减模式预测出主要施工机具噪声源在不同距离的声级列于表 5.1-5 中。

表 5.1-5 施工机械在不同距离的噪声预测结果单位：m

距离钻井架距离（m）	50	70	100	120	140	160	200	250	300
噪声预测值（dB（A））	64	61	58	56	55	54	52	50	48

按《建筑施工噪声排放标准》（GB12523-2025）的规定，昼间噪声限值为 70dB，

夜间限值为 55dB。根据表 5.1-5 的噪声预测结果表明：昼间施工机械噪声在距施工场地场界处可达到标准限值；夜间在距声源 140m 左右可达到标准限值。项目区周边 500m 没有声敏感目标分布，施工期钻井施工噪声对外环境影响小。

（2）标准化井场、集气管线敷设等工程施工过程中的噪声影响预测结果

在多台机械设备同时作业时，各台设备产生的噪声会互相叠加。根据类比调查，叠加后的噪声增值约 3～8dB（A），一般不会超过 10dB（A）。

表 5.1-6 建筑机械动力噪声影响距离情况

阶段	噪声源	85dB	75dB	70dB	65dB	60dB	55dB
土石方	装载机		40	70	130	215	350
	挖掘机		22	40	75	120	190
打桩	冲击式打桩机	165	440	700	1000	1450	1950

根据上表可以看出，昼间距施工设备 100m，夜间 500m 即可满足《建筑施工噪声排放标准》（GB12523-2025）场界噪声限值要求。根据区域环境概况，本项目 500m 范围内无声环境保护目标。因此，施工噪声不会对周围声环境产生明显影响。

本报告要求施工单位应选用低噪声、高效率的施工设备；合理布局各种施工机械设备，在施工过程中采用科学的施工方法，严格控制施工作业范围及作业时间，努力将施工噪声对周围环境的影响降至最小。

施工噪声影响是短期的，施工结束后施工噪声自然消失。只要注意调整施工时间、合理安排施工场地等，是可以将施工噪声的影响减至最低。

5.1.4 施工期固废环境影响分析

施工期产生的固体废物主要为生活垃圾和建筑垃圾。

5.1.4.1 建筑垃圾及土石方

施工期建筑垃圾主要包括多余土方、混凝土、残砖断瓦、钢筋头、金属碎片、塑料碎粒、抛弃在现场的破损工具、零件、容器甚至报废的机械、装修垃圾等。建筑垃圾若长期堆存，会产生大量扬尘，影响周围环境，施工废料部分回收利用，剩余废料建议定期由有资质专业的建筑垃圾清运单位按照当地有关要求进行清运。

工程建设单位应会同有关部门，为本项目的建筑垃圾制定处置计划，尽可能做到土石方平衡，尽可能用于回填、周边填沟等。施工产生的建筑垃圾需统一收集，

需外运处置的严格按照指定运输路线转运，运送至合规处置场所规范消纳，严禁随意倾倒、乱堆乱弃。

5.1.4.2 废弃钻井泥浆及岩屑

废弃钻井泥浆：选用无毒无害的水基钻井液，从源头控制；在钻井过程中，经标准化井场固液分离设备处理后（采用振动筛、除砂器、除泥器、离心机四级实现固液分离），分离出的液相进入液相收集罐，用于钻井液配制；分离出岩屑暂存于防渗暂存池，通过固化处理后经检测满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）中污染物限值要求后用于井场铺垫、矿区内部道路铺设。类比同类工程，循环利用率为90%。

综合利用的钻井固体废物环境监测要求如下：

（1）堆场样品采集

根据梅花布点原则，综合利用的钻井固体废物堆放面积<50m^2、堆放厚度<1m的，按堆放位置的东、南、西、北、中五个方位，在表层以下20cm处各取一点，单样质量>1kg，混合均匀后作为待测样品，堆放面积每增加50m^{2}增加一个混合样。堆放厚度>1m的，按上、中、下等距离三点采取样品，混合均匀后作为单样，单样质量≥1kg，单样混合均匀后作为待测样品。每1000m^{2}钻井固体废物至少采集一个待测样品进行检测。

（2）制样与保存

制样与保存应按照HJ/T20规定要求进行。

（3）检测方法

表5.1-7 钻井固体废物检测方法表

项目	样品检测方法
pH	GB/T15555.12
六价铬	HJ687
钢	HJ751、HJ752、HJ781
锌	HJ781
镍	HJ751、HJ752、HJ781
铅	HJ781
镉	HJ781
砷	HJ702
苯并（a）芘	参照GB5085.3-2007中的“附录K”“附录M”

项目	样品检测方法
COD	HJ/T70、HJ/T399
含油率	采用 CJ/T221-2005 中的“城市污泥矿物油的测定红外分光光度法”测定总油含量
含水量	HJ613
注：COD 按照 HJ557 浸出后进行检测。	

（4）环境监测过程质量保证与质量控制方法

应执行 HJ630 中的相关规定。

5.1.4.3 废矿物油及含油废物

钻井过程中机械检修产生废矿物油、废含油棉纱及沾油抹布和手套、废油桶，废矿物油产生量约 325kg/井，废含油棉纱及沾油抹布和手套产生量约 35kg/井，估算废矿物油产生量 24.375t，废含油棉纱及沾油抹布和手套产生量约 2.625t，废油桶产生量（单桶容量 180kg，桶重 20kg）3t，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，项目施工期每座井场设 1 座危废贮存点，施工结束后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。

可移动撬装危废贮存点特性：模块化设计，结构紧凑，具备封闭性和可迁移性，通常采用金属或复合材料制造，集成防渗、通风、监控等功能。可移动撬装危废贮存点符合《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）中的相关要求建设，具体如下：

（1）选址与布局

①地质与环境要求：标准要求避开断层、溶洞等不稳定区域，距离居民区、水源地等敏感目标保持安全距离。本项目井场位置符合以上地质与环境要求；

②防风防雨防晒：危废贮存点采用全封闭结构，顶部及墙体具备防雨、防晒功能，符合“三防”要求。

（2）防渗与泄漏控制

①防渗层设计：标准要求基础防渗层为至少 1m 厚粘土层（渗透系数≤10^{-7}cm/s）或 2mm 厚 HDPE 膜（渗透系数≤10^{-10}cm/s）。可移动撬装库通常采用整体式防渗设计，如钢制箱体底部铺设 HDPE 膜或涂覆防腐材料，渗透系数达标。

②泄漏收集系统：液态危废存放区域需设置围堰或收集池，容积不低于总储量

的 1/10 或最大容器的 1/5。

（3）分类存放与标识

①分区隔离：标准要求不同类别危废分开存放，设置隔离措施。可移动撬装库通过物理分区（如过道、隔板）实现分类贮存。

②标识规范：需按《危险废物识别标志设置技术规范》（HJ1276-2022）设置警示标志。

（4）安全与环境管理

①安全设施：需配备防爆灯、可燃气体探测器、消防设备等。可移动撬装库通常集成防爆电气系统、自动灭火装置（如七氟丙烷）和可燃气体报警装置，满足防爆、防火要求。

②信息化管理：重点监管单位需采用电子标签、电子台账等技术。

可移动撬装危废贮存库在设计和操作上基本符合 GB18597-2023 的要求。

5.1.4.4 废振动筛

本项目钻井施工钻井泥浆岩屑分离过程需定期更换振动筛，19 口直井、定向井合计废振动筛产生量 95kg，56 口水平井合计废振动筛产生量 700kg，本项目钻井施工废振动筛产生量约 0.80583t。振动筛材质为不锈钢，废振动筛由施工单位更换收集，交由废旧物资回收单位回收处置。

5.1.4.5 废防渗膜

本项目岩屑防渗暂存池等池体内铺设防渗膜在施工结束时需拆除，本项目单座岩屑防渗暂存池尺寸约 10m×20m×2m，池体内防渗膜面积约 320m^2，重量约 1.5kg/m^2，估算单座标准化井场内废防渗膜产生量约 480kg，本项目新建 12 座标准化井场废防渗膜产生量约 5.76t。废防渗膜拆除后由施工单位收集，交由废旧物资回收单位回收处置。

未沾染油污的废防渗膜属于可回收一般工业固体废物，在施工结束拆除后，由施工单位统一收集，去除表面附着的岩屑、泥土等杂质，妥善暂存于专用密封容器中，避免造成二次污染，最终交由具备相应资质的废旧物资回收单位进行回收处置，实现资源循环利用。

若废防渗膜在拆除及暂存过程中沾染油污，则属于危险废物，对应《国家危险废物名录（2025 年版）》中 HW08 废矿物油与含矿物油废物（非特定行业—900-249-08）。该类沾染油污的废防渗膜需单独收集，单独存放于专用危险废物暂存容器，做好危险废物标识，严禁与普通废防渗膜混存，最终交由具备危险废物处理资质的单位规范处理，严格遵循《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）及危险废物处置相关规范要求。

5.1.4.6 生活垃圾

施工期生活垃圾收集后定点暂存于厂区设置的垃圾箱内，定点收集后统一交由环卫部门清运至阜康市生活垃圾填埋场，对环境不利影响较小。

综上所述，产生的各类固体废物均按相应类别进行了收集，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。

通过采取以上措施，施工期固废对环境的不良影响较小。

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。根据项目区土壤类型图可知，本项目区土壤类型主要为棕钙土、栗钙土、黑钙土。

5.1.5.1 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，主要是标准化井场各设备建设、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。

5.1.5.2 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

5.1.6.1 对土地利用的影响

本项目为点状、线状复合型煤层气开采工程，总占地 24.083hm²，含永久占地（井场、道路）与临时占地（施工场地、营地、管线及线路区，面积 15.0914hm²）。依据地勘及用地现状图（附图 21），占地范围内主要土地利用类型为天然牧草地。

本项目施工时间较长，根据施工计划，各年度土地利用类型改变的面积较为均衡，永久占地土地利用类型在施工结束后改变为工业用地和交通运输用地。井场永久占地时间较长，主要为钻井平台，为点状损毁，面积较小。进场道路可以作为项目运营期的生产使用道路，部分道路可以作为当地居民生产生活使用道路。因此，项目建设永久占地对区域整体的土地生态功能不会产生太大影响。

5.1.6.2 临时占地对土地利用的影响

本项目临时用地包括施工场地、营地、管线及线路区，用地面积约 15.0914hm²，占地类型为天然牧草地。临时占地使用完毕后及时归还、复垦和恢复植被。

集输管线工程均采用开挖填埋方式，施工过程中分层开挖、分层回填，对土地的损毁呈线性损毁、局部受损，因此放空管线后分层回填土层即可，恢复原有的用地性质。集输管线、供电线路等为线性工程，施工结束后集输管线将恢复原有土地利用类型，所以项目占地不会影响区域整体的土地利用结构。

工程主体工程完工后，临时占地使用完毕后立即对临时占地采取相关生态恢复措施，以及工程辅助的水土保持工程、生态绿化工程将逐渐完善，恢复土地用地性质，使项目区的生态功能将逐步恢复，所以本项目建设临时占地对区域生态影响较小。

5.1.6.3 对植被的影响评价

根据项目区植被类型图可知，本项目区地带性植被主要有针茅、草原苔草、草

原锦鸡儿、驼绒藜；本次植被样方调查范围内，共发现针茅、草原锦鸡儿，同时零星分布有骆驼蓬、猪毛菜、麻叶荨麻、蒲公英等耐旱、耐盐碱草本植物，本次样方内未发现驼绒藜分布。

（1）对区域植被影响分析

本项目施工对区域植被造成的影响，主要源于工程占地范围内原有植被剥离、清理及土地占压等人为扰动行为。井场、集输管线、供电线路、施工道路等工程建设期间，开挖区域内植被地上植株及地下根系均被清除，造成地表裸露，产生大量松散土石方，易加剧区域土壤侵蚀问题。

不同工程类型对植被的影响形式存在明显差异：井场建设对植被影响呈点状分布，进场道路、供电线路及集输管线施工对植被影响呈线状分布。从占地性质区分，永久占地范围内原生植被将彻底损毁，后期以人工绿化植被替代；管线、施工道路等临时占地施工期原生植被同样遭到破坏，多数可在施工结束后 1~3 年内逐步自然恢复。

项目建成运营后，集输管道两侧 3m 范围内禁止栽植深根类植物，形成低矮植被廊道，对局地林地景观造成一定影响。本项目评价区内野生植物均为区域广布常见物种，工程建设不会造成区域植物物种消亡与植被类型消失，亦不会导致评价区植物种类锐减，植被影响整体可控。

总体而言，临时占地对植物资源扰动程度较轻，施工结束后通过生态恢复、植被复绿等措施可有效修复受损植被；施工期造成的局部植被破坏范围有限，不会改变区域整体植被生态格局，项目对植被生态环境的影响处于可接受水平。

（2）对生物量影响分析

结合煤层气开采点状、线状工程的特点，本项目用地分为永久用地和临时用地两类：永久占地 8.9916hm^2，临时占地 15.0914hm^2。根据项目地质勘察报告及用地现状图（附图 21），本项目占地范围内土地利用类型以天然牧草地为主。

根据项目区植被类型图调查结果，项目区植被群落以针茅、草原苔草、草原锦鸡儿、驼绒藜为优势种群，属典型温带荒漠草原植被类型。典型样方调查显示，区内优势物种为针茅、草原锦鸡儿，伴生耐旱耐盐碱草本植物，包括骆驼蓬、猪毛菜、

麻叶荨麻、蒲公英等。样方内未发现驼绒藜，属于区域微生境差异及抽样局限性所致，不影响区域整体植被分布格局。拟建井场、集气站、施工道路、集输管线等工程占地范围内均分布有上述植被，工程施工将不可避免造成地表植被清除、生物量损失，对局部植被群落产生一定扰动影响。

参考国内植被生物量及生产力相关研究成果，选取评价范围内典型植被种类开展生物量损失估算，采用以下公式计算：

$Y=S_i \cdot W_i$

式中，Y—永久性生物量损失，kg；

S_i—占地面积，m^2；

W_i—单位面积生物量，kg/m^2。

本项目占地主要为天然牧草地，根据现场调查及《中国生物多样性国情研究报告》（国家环境保护总局主持编写，中国环境科学出版社）、新疆维吾尔自治区农业农村厅 2024 年数据资料，草地平均生物量为 $2.8t/hm^2$。

①生物量损失估算

永久占地生物量损失:$8.9916hm^2 \times 2.8t/hm^2=25.18t$

临时占地生物量损失:$15.0914hm^2 \times 2.8t/hm^2=42.26t$

②影响分析

本项目实施将造成 25.18t 的永久占地生物损失和 42.26t 的临时占地生物损失。通过强化施工全过程管理，严格控制施工扰动范围，避免过度破坏周边植被，并认真落实施工结束后及项目退役期的迹地恢复工作，包括植被补种、土壤改良等措施，项目造成的植被生物量损失可逐步得到恢复，工程建设对区域植被的环境影响总体可控、处于可接受水平。

5.1.6.4 对野生动物影响分析

本项目位于阜康市南部煤矿区域，早年为煤矿开采区域，后期进行煤层气开采先导性工程，现场踏勘时未发现重点保护野生动物，偶见散养山羊、马、奶牛等畜养家禽。

项目施工期对野生动物的影响主要有：施工人员的施工活动、生活活动对动物

栖息地生境的干扰和破坏，施工机械噪声对动物的干扰，施工中挖方和填方将对爬行类动物小生境的破坏等。

（1）对爬行动物的影响

施工期由于人口聚集，人类活动范围及频繁度增大，加之各类占地使施工区植被覆盖率降低，进而使得施工影响区爬行动物栖息适宜度降低。受影响的种类及种群，包括草原鬣蜥、大耳沙蜥等。但是，由于爬行类属陆生动物，对外界环境的适应能力较强，并具有较强的运动迁移能力，工程建设可能会使一部分的爬行动物迁移栖息地，但对种群数量的影响较小。

（2）对鸟类的影响

施工期间，人为活动的增加以及管沟的开挖、井场、集气站等点状工程的振动、巨响，施工机械噪音均会惊吓、干扰某些鸟类，对燕科、鹊鸽科、伯劳科等鸟类群，如家燕、毛脚燕、黄鹊鸽、灰鹊鸽等会产生干扰。上述鸟类将通过迁移和飞翔来避免工程施工对其栖息和觅食的影响。鉴于噪声可能影响鸟类的繁殖率，因此，本项目施工过程中采取了降噪、减振措施。

（3）对兽类的影响

施工期对兽类的主要影响集中在其栖息、觅食环境的扰动与破坏，具体表现为施工区域内草原锦鸡儿、驼绒藜等植被遭到损毁，导致兽类觅食、隐蔽的生境条件退化；同时，施工人员活动及各类施工机械作业产生的噪声、人为扰动，会使评价区及周边生态环境发生改变。在此影响下，灰仓鼠、社会田鼠等迁徙能力和活动能力较强的兽类，将主动迁移至评价区周边人为干扰较小的区域活动，以规避施工扰动。

工程建成后，随着施工扰动的停止，区域受损植被将逐步恢复，生态环境逐步改善，人为干扰程度也会持续降低。在此背景下，前期因施工干扰外迁的各类兽类，将逐步返回原有栖息地，兽类种群分布及活动范围将逐步恢复至工程建设前的水平，工程对兽类的长期不利影响可得到有效缓解。

5.1.6.5 煤层气开采对地形地貌及自然景观的影响

煤层气开采对区域地形地貌及自然景观的影响，主要集中在施工期。工程建设过

程中，标准化井场、集气管线、施工道路等设施的修建，需通过表土剥离、切坡平整、人工边坡堆积等工程手段，扰动并破坏评价区原有微地貌及原生植被，改变区域自然景观形态。其中，集气管线施工时，管沟开挖会将底土翻出，导致土体结构及原有地形地貌彻底改变，形成挖损型土地破坏；进站道路修建过程中，土地占压、植被损毁及土方开挖等作业，也会对区域地形地貌及自然景观造成较为明显的扰动。

项目建设不可避免会损坏原有地形地貌，产生一定面积的裸露松土，在破坏地表植被的同时加剧土地裸露程度，进而增加水土流失量，对局部自然景观造成干扰，破坏区域现有景观格局。

从景观类型转变来看，施工期标准化井场、集气管线、电力管线、施工道路等工程建设，会将原有荒漠景观转变为工矿景观及公路景观，转变面积对应项目永久占地面积 4.83hm²，但该面积占评价区荒漠景观总面积的比例较小，对区域景观整体格局影响有限。此外，输气管线铺设对景观的影响为临时性，管线铺设完成后，将及时开展地貌修复及植被恢复工作，区域景观类型可恢复至原有状态，不会发生永久性改变。

总体而言，本项目施工期不会改变区域景观基质，荒漠戈壁景观的核心基质地位保持不变，因此工程施工对评价区域的景观生态影响总体较小，处于可控范围。

5.1.6.6 施工期生态保护与整治措施

（1）预防控制措施

工程建设过程中，必须严格遵循“预防为主，防治结合”的工作方针，把预防控制放在首位，尽可能地减少工程建设造成的水土流失。具体措施为：

①建设单位、监理单位应强化施工现场管控，严格落实文明施工要求，施工活动严格限定在工程规划用地范围内，合理优化施工布局，尽可能缩小施工占地范围，降低施工过程对周边生态环境的扰动。

②合理安排施工时序，避开暴雨、大风等恶劣天气施工，减少水土流失隐患；剥离开挖的土方实行随挖随填，严控临时堆放量，如需临时堆放需采取围挡、覆盖等防护措施，防止扬尘和水土流失。

③严格执行施工工序规范，对施工过程中产生的固体废物进行综合利用，严禁随意堆放、丢弃，避免对土壤、植被造成二次污染。

④加强施工扰动区域的生态恢复管控，细化恢复措施，同时强化对各项生态防护措施的日常管护，确保其充分发挥水土流失防治及生态保护功能。

（2）工程防治措施

①优化施工组织方案，提高施工机械化作业水平，缩短施工工期，减少施工活动对区域生态环境的持续扰动。

②管沟开挖严格采取分层开挖、分层堆放、分层回填的施工方式，避免打乱土壤层次；回填过程中优先回填表土，回填完成后对管沟区域进行平整压实，减少土壤松散裸露。

③施工结束后，及时对井场、施工道路路基两侧等区域进行平整和绿化修复。绿化品种优先选用当地天然分布、抗逆性强，且具备防噪、抑尘功能的植物，重点选择蒿属、禾本科牧草等，此类植物已适应区域干旱少雨、昼夜温差大、土壤贫瘠（多为砾质土、沙壤土）的自然环境；严禁引入外来物种，防范生态入侵风险。

④输气管线占地为临时占地，面积为 2.56hm^2。施工前，需将地表砾石及表层土壤单独剥离、分类存放并做好防护；施工完成后，及时将剥离的砾石和土壤分层回填，对地表进行压实处理，定期洒水养护，促进地表尽快结皮。地表结皮形成后，可营造适宜区域自然植被生长的土壤条件，依托风力传播植物种子，实现植被自然恢复。

（3）野生动物保护措施

①建设过程中，加强施工人员日常管控，严禁施工人员乱砍滥伐野生植被，严格限定人员活动范围，避免人为破坏野生动物栖息环境。

②施工单位应定期对施工人员开展野生动物保护宣传教育，强化全员保护意识，严禁捕杀、伤害野生动物，杜绝在施工规划范围外擅自施工，防范无序施工对野生动物生境的扰动。

③严禁在施工区域及周边开展各类非法狩猎活动；建设单位需组织全体工作人员学习《中华人民共和国野生动物保护法》，提升依法保护野生动物的意识。对施工所用高噪声设备，必须采取防噪、减震处理措施，最大限度降低施工噪声

干扰，切实保护野生动物及其栖息环境。

（4）野生植物保护措施

①严格控制工程占地面积，优化施工场地布局和施工路线，最大限度减少植被破坏范围，降低植被生物量损失，从源头减少对野生植物的扰动。

②加强对施工人员的宣传教育，强化野生植被保护意识，严格规范施工及生活用火管理，落实防火防控措施，严防林草火灾发生，避免火灾对野生植物造成大面积损毁。

③通过常态化宣传教育、专题培训等方式，提升全体施工人员对野生植物保护的认知水平和责任意识，引导施工人员自觉保护区域内野生植物。

④施工过程中若发现受保护野生植物，优先采取施工避让措施，合理调整施工方案，确保不破坏其生长环境；若因工程建设确实无法避让，需严格按照相关法律法规要求，实施异地移植保护，保障受保护野生植物存活。

5.1.7 水土流失影响分析及防治措施

5.1.7.1 水土流失影响分析

本项目位于阜康矿区白杨河区块，工程建设过程中，通过扰动、损毁、开挖等方式破坏原地貌、地表土壤结构及地表植被后，受风力侵蚀作用影响，将引发区域水土流失。具体影响主要体现在以下几个方面：

（1）车辆运输影响

施工期间，若运输车辆随意偏离原有道路行驶，会对地表造成碾压扰动，导致行驶区域内的植被及地表结构遭到不同程度损毁，进而加剧区域风蚀沙化进程，增加水土流失风险。

（2）井场、供电系统、仪表系统建设影响

井场、供电系统、仪表系统建设过程中，临时占地范围内的地表表层土壤将遭到直接破坏，下层粉细物质裸露于地表。在风力侵蚀作用下，区域风蚀量会显著增加，且该影响在短期内难以完全恢复。随着时间推移，地表将逐渐形成新的保护层，风蚀量会逐步减弱，水土流失程度随之缓解。

（3）管线建设影响

管线建设对水土流失的影响主要源于地表结构及植被的破坏。管沟施工采用明沟开挖方式，开挖的土方在管道一侧临时堆放形成土垄，大风天气下极易发生风力侵蚀；即便完成土方回填，地表仍处于疏松状态，遇风易起沙，易引发水土流失。管线铺设造成的地表扰动及水土流失，需经过较长时间的自然恢复和人工修复，才能逐步得到控制。

5.1.7.2 水土流失防治措施

为保障工程各项设施正常运行及生产活动有序开展，有效控制区域水土流失，结合项目实际情况，拟采取以下水土流失防治措施，最大限度降低工程建设对区域生态环境的影响：

（1）已运营区块防治措施

对于已投入运营的区块，地面基础设施建设已基本完成，现阶段水土流失防治的核心任务是对现有井场、道路两侧、输气管道及其他设施周边的植被恢复状况开展全面调查，针对已启动自然恢复的区域，优化恢复条件、强化管护措施，加快植被恢复强度、提升恢复速度，通过植被覆盖减少风力侵蚀，遏制水土流失。

（2）后续开发施工期防治措施

在项目进一步开发施工建设过程中，必须严格遵循以下防治原则，落实各项水土流失防控措施：

①道路及输气管道施工期间，优先保护原始地表及天然植被，明确划定施工活动范围，严格管控车辆及重型机械的行驶区域；所有施工车辆采用“一”字型作业法，严禁并行开辟新路，最大限度缩小施工扰动范围，减少风蚀沙化面积。

②严格按照施工占地规划要求，合理划定堆料场，规范土方堆放管理；管沟开挖、回填等易产生扬尘和水土流失的作业，严禁在大风天气开展，避免风力侵蚀加剧水土流失。

③输气管道施工完成后，立即对施工现场进行回填、平整处理；工程回填物优先选用施工开挖土方，力求实现“挖填平衡”，减少土方外弃和额外扰动，降低水土流失风险。

建设单位严格落实上述各项防治措施，可有效遏制风沙流动、促进区域生态环

境恢复，将水土流失程度控制在最低限度，保障工程建设与生态环境保护协调推进。

5.1.8 施工期环境影响分析小结

施工期产生的废气、废水、固体废物及噪声等污染物，会对周边环境产生一定不利影响，但本项目施工期持续时间较短，随着施工工作的结束，各类污染物排放停止，相应的环境影响也将随之消失，不会产生长期不利影响。

施工活动及工程占地过程中，会对区域内植物、野生动物、生态系统的结构与功能等各类生态要素产生不同程度的扰动，同时也会对区域原有景观结构及生态系统造成一定影响。结合项目区域现状来看，项目开发区域大部分地表植被分布稀疏，工程建设不会导致区域生物多样性下降；且该区域野生动物种类较少，项目建设对野生动物的扰动程度较轻，不会造成野生动物种群数量明显减少。因此，施工期对区域生态环境的总体影响较小。

综上，本项目施工期对周边环境的不利影响有限，无长期性、持续性危害，影响程度总体可控、处于可接受范围。

5.2 运营期环境影响分析

5.2.1 大气环境影响预测与评价

5.2.1.1 区域污染气象调查

本次评价采用阜康市气象局的资料，气象站位于新疆维吾尔自治区昌吉回族自治州阜康市，地理坐标为东经 87°58'51.6″,北纬 44°10'01.4″，海拔 540m。本报告采用的地面历史气象资料均来源于该气象站，包括多年历史资料。据调查，该气象站周围地理环境与气候条件与本项目周边基本一致，且气象站距离本项目较近，故该气象站气象资料具有较好的适用性。

（1）气象概况

阜康市气象站距项目 33km，是距项目最近的国家气象站，拥有长期的气象观测资料，以下资料根据 2001−2020 年气象数据统计分析。

表 5.2-1 阜康市气象站常规气象项目统计（2001-2020）

项目		阜康
气温（℃）	年平均气温	7.9
	最热月平均气温	25.3

	最冷月平均气温	-14.4
	极端最高气温	41.5
	极端最低气温	-37
降水量（mm）	年均降水量	196
	最大月降水量	/
	最大日降水量	64
风	多年平均风速（m/s）	2.4
	极端最大风速（m/s）	40
	全年主导风向	W
其他	年均蒸发量（mm）	2592
	最大积雪厚度（mm）	33
	最大冻土深度（m）	1.85
	标准冻深（m）	1.40
	年均无霜期（t）	140
	年均相对湿度（%）	59

5.2.1.2 大气环境影响预测与评价

（1）预测周期

根据《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ2.2-2018），选取评价基准年作为预测周期，预测时段取连续 1 年，本次选取 2023 年为本项目大气环境影响评价的基准年。

（2）预测评价因子和评价标准

根据工程分析，结合《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ2.2-2018）的要求，选取非甲烷总烃作为预测评价因子，评价标准执行《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）相关限值要求。

（3）预测源参数

正常工况下污染源参数见表 5.2-2、表 5.2-3。

表 5.2-2 有组织（点源）污染源参数一览表

序号	类型	污染源名称 X	Y	地面高程 Z	点源 H	点源 D	点源 T	烟气量 Qvol	非甲烷总烃	排放强度单位
1	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/

表 5.2-3 无组织废气（面源）污染源参数一览表

编号	名称	面源长度/m	面源宽度/m	与正北向夹角（°）	面源有效排放高度/m	年排放小时数 h	排放工况	污染物排放速率 kg/h
								非甲烷总烃
1	FK61 井场无组织	51	46	0	2	7920	连续	0.0001
2	FK6301 井场无组织	76	46	0	2	7920	连续	0.0001
3	FK6501 井场无组织	76	46	0	2	7920	连续	0.0001
4	FK6502 井场无组织	45	46	0	2	7920	连续	0.00004

编号	名称	面源长度/m	面源宽度/m	与正北向夹角（°）	面源有效排放高度/m	年排放小时数 h	排放工况	污染物排放速率 kg/h
								非甲烷总烃
5	FK6503 井场无组织	56	46	0	2	7920	连续	0.00006
6	FK66 井场无组织	60	30	0	2	7920	连续	0.00005
7	FK6801 井场无组织	71	46	0	2	7920	连续	0.00009
8	FK6802 井场无组织	56	46	0	2	7920	连续	0.00006
9	FK68 井场无组织	46	30	0	2	7920	连续	0.00002
10	FK70 井场无组织	56	46	0	2	7920	连续	0.0001
11	FK71 井场无组织	56	46	0	2	7920	连续	0.00005
12	FK72 井场无组织	46	40	0	2	7920	连续	0.00002
13	FK8301 井场无组织	46	40	0	2	7920	连续	0.00003
14	FK6201 井场无组织	71	46	0	2	7920	连续	0.00005
15	FQ1-H1 井场无组织	100	96	0	2	7920	连续	0.00001

（4）预测模型

本项目大气预测采用《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，本次评价以 AERSCREEN 估算模式的计算结果作为预测与分析的依据。

预测估算模型参数见表 5.2-4。

表 5.2-4 估算模型参数表

参数		取值
城市/农村选项	城市/农村	农村
	人口数（城市选项时）	/
最高环境温度/℃		41.5
最低环境温度/℃		-37
土地利用类型		草地
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）预测内容

预测主导风向下年平均风速时最大落地浓度、占标率最大出现距离、计算区域大气环境防护距离。

（6）预测结果分析

根据 AERSCREEN 预测模型估算，预测结果如表 5.2-5。

表 5.2-5 大气评价工作等级判定结果一览表

污染源名称		评价因子	评价标准（μg/m³）	离源距离（m）	C_{max}（μg/m³）	P_{max}（%）	$D_{10\%}$（m）
无组织	FK61	NMHC	2000	39	0.0386	0.0019	/
	FK6301	NMHC	2000	81	0.0351	0.0018	/
	FK6501	NMHC	2000	81	0.0351	0.0018	/
	FK6502	NMHC	2000	39	0.0162	0.0008	/
	FK6503	NMHC	2000	44	0.0217	0.0011	/
	FK66	NMHC	2000	43	0.0223	0.0011	/
	FK6801	NMHC	2000	80	0.0318	0.0016	/
	FK6802	NMHC	2000	44	0.0217	0.0011	/
	FK68	NMHC	2000	35	0.0095	0.0005	/
	FK70	NMHC	2000	44	0.0362	0.0018	/
	FK71	NMHC	2000	44	0.0181	0.0009	/
	FK72	NMHC	2000	35	0.0085	0.0004	/
	FK8301	NMHC	2000	35	0.0128	0.0006	/
	FK6201	NMHC	2000	80	0.0177	0.0009	/
	FQ1-H1	NMHC	2000	105	0.0025	0.0001	/

根据预测结果，本项目无组织废气中各类大气污染物最大落地浓度均小于相应标准限值，项目最大落地浓度为无组织废气 FK61 井场无组织非甲烷总烃，在下风向 39m 处最大落地浓度为 0.0000386mg/m³；最大占标率为 0.0019%。

5.2.1.3 评价等级及评价范围

（1）评价等级

根据估算结果，本项目污染物非甲烷总烃最大占标率为 0.004%，小于 1%，按照《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ2.2-2018）中“表 2 评价等级判别表”，本项目大气环境评价等级为三级，不进行进一步预测和评价。

（2）评价范围

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

5.2.1.4 大气污染物排放量核算结果

（1）有组织排放量核算

表 5.2-6 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/m³）	核算排放速率/（kg/h）	核算年排放量/（t/a）

主要排放口					
	/	/	/	/	/
一般排放口					
1	/	/	/	/	/
一般排放口合计		非甲烷总烃			/
有组织排放总计		非甲烷总烃			/

（2）无组织排放量核算

表 5.2-7 大气污染物无组织排放量核算表

序号	产污环节	污染物	主要污染防治措施	国家或地方污染物排放标准		年排放量（kg/a）
				标准名称	浓度限值 mg/m³	
1	FK61	非甲烷总烃	加强检修	《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）	4	0.3829
2	FK6301	非甲烷总烃				0.766
3	FK6501	非甲烷总烃				0.766
4	FK6502	非甲烷总烃				0.3063
5	FK6503	非甲烷总烃				0.4595
6	FK66	非甲烷总烃				0.0766
7	FK6801	非甲烷总烃				0.6894
8	FK6802	非甲烷总烃				0.4595
9	FK68	非甲烷总烃				0.1532
10	FK70	非甲烷总烃				0.4595
11	FK71	非甲烷总烃				0.0766
12	FK72	非甲烷总烃				0.1532
13	FK8301	非甲烷总烃				0.2298
14	FK6201	非甲烷总烃				0.3829
15	FQ1-H1	非甲烷总烃				0.0766
小计		非甲烷总烃				8.0423

（3）项目大气污染物年排放量核算

表 5.2-8 大气污染物年排放量核算表

序号	污染物	单位	年排放量
1	非甲烷总烃	kg/a	8.0423

（4）大气环境影响评价自查表

本项目大气环境影响自查表见表 5.2-9。

表 5.2-9 建设项目大气环境影响评价自查表

工作内容		自查项目		
评价等级与范围	评价等级	一级□	二级□	三级☑
	评价范围	边长=50km□	边长 5～50km□	边长=5km☑
评价	SO_2+NO_2 排放量	≥2000t/a□	500~2000t/a□	<500t/a☑

<table>
<tr><td>因子</td><td>评价因子</td><td colspan="3">基本污染物（SO_2、NO_2、PM_{10}、$PM_{2.5}$、O_3、CO）
其他污染物（非甲烷总烃）</td><td colspan="3">包括二次 $PM_{2.5}$□
不包括二次 $PM_{2.5}$☑</td></tr>
<tr><td>评价标准</td><td>评价标准</td><td colspan="2">国家标准☑</td><td>地方标准□</td><td colspan="2">附录 D☑</td><td>其他标准☑</td></tr>
<tr><td rowspan="4">现状评价</td><td>环境功能区</td><td colspan="2">一类区□</td><td colspan="2">二类区☑</td><td colspan="2">一类区和二类区□</td></tr>
<tr><td>评价基准年</td><td colspan="6">（2023）年</td></tr>
<tr><td>环境空气质量现状调查数据来源</td><td colspan="2">长期例行监测数据□</td><td colspan="2">主管部门发布的数据☑</td><td colspan="2">现状补充监测☑</td></tr>
<tr><td>现状评价</td><td colspan="3">达标区□</td><td colspan="3">不达标区☑</td></tr>
<tr><td>污染源调查</td><td>调查内容</td><td colspan="2">本项目正常排放源☑
本项目非正常排放源☑
现有污染源□</td><td>拟替代的污染源□</td><td colspan="2">其他在建、拟建项目污染源□</td><td>区域污染源□</td></tr>
<tr><td rowspan="9">大气环境影响预测与评价</td><td>预测模型</td><td>AERMOD□</td><td>ADMS□</td><td>AUSTAL2000□</td><td>EDMS/AEDT□</td><td>CALPUFF□</td><td>网格模型□</td><td>其他☑</td></tr>
<tr><td>预测范围</td><td colspan="2">边长≥50km□</td><td colspan="2">边长 5～50km□</td><td colspan="2">边长=5km</td></tr>
<tr><td>预测因子</td><td colspan="3">预测因子（非甲烷总烃）</td><td colspan="3">包括二次 $PM_{2.5}$□
不包括二次 $PM_{2.5}$☑</td></tr>
<tr><td>正常排放短期浓度贡献值</td><td colspan="3">$C_{本项目}$最大占标率≤100%□</td><td colspan="3">$C_{本项目}$最大占标率＞100%□</td></tr>
<tr><td rowspan="2">正常排放年均浓度贡献值</td><td>一类区</td><td colspan="2">$C_{本项目}$最大占标率≤10%□</td><td colspan="3">$C_{本项目}$最大标率＞10%□</td></tr>
<tr><td>二类区</td><td colspan="2">$C_{本项目}$最大占标率≤30%□</td><td colspan="3">$C_{本项目}$最大标率＞30%□</td></tr>
<tr><td>非正常排放 1h 浓度贡献值</td><td colspan="2">非正常持续时长（）h</td><td colspan="2">$C_{非正常}$占标率≤100%□</td><td colspan="2">$C_{非正常}$占标率＞100%□</td></tr>
<tr><td>保证率日平均浓度和年平均浓度叠加值</td><td colspan="3">$C_{叠加}$达标□</td><td colspan="3">$C_{叠加}$不达标□</td></tr>
<tr><td>区域环境质量的整体变化情况</td><td colspan="3">k≤-20%□</td><td colspan="3">k>-20%□</td></tr>
<tr><td rowspan="2">环境监测计划</td><td>污染源监测</td><td colspan="2">监测因子：（非甲烷总烃）</td><td colspan="2">有组织废气监测□
无组织废气监测☑</td><td colspan="2">无监测□</td></tr>
<tr><td>环境质量监测</td><td colspan="2">监测因子：（ ）</td><td colspan="2">监测点位数（ ）</td><td colspan="2">无监测□</td></tr>
<tr><td rowspan="3">评价结论</td><td>环境影响</td><td colspan="7">可以接受四不可以接受□</td></tr>
<tr><td>大气环境防护距离</td><td colspan="7">距（）厂界最远（0）m</td></tr>
<tr><td>污染源年排放量</td><td colspan="7">非甲烷总烃：（0.0080423）t/a</td></tr>
<tr><td colspan="8">注：“□”为勾选项，填“√”；（）为内容填写项</td></tr>
</table>

5.2.1.5 大气环境影响评价结论

综上所述，本项目建成后产生的大气污染物对周围环境空气影响较小，无组织

排放满足相应标准限值要求，项目实施后不会对周围环境空气产生明显影响。

5.2.2 地表水环境影响分析

5.2.2.1 地表水环境影响评价等级

本项目煤层气开采方式为排水采气，排水过程贯穿煤层气开采全过程，采出水通过螺杆泵/抽油机油管排出，经计量后排到防渗排采池暂存，拉运至施工井场回用于钻井、压裂用水，气田后期无法回用时，拉运至阜康市东部城区污水处理厂处理。

本项目运营期洗井修井时会产生一定的废洗井液。属于一般工业废水，不含油、不含酸，未列入国家危险废物名录；经井场防渗收集池暂存后，采用密闭罐车定期拉运至阜康市东部城区污水处理厂集中处置，全程不外排。

根据《环境影响评价技术导则地表水环境》（HJ2.3-2018），本项目废水不直接排入地表水体，地表水环境影响评价等级为三级 B。

根据《环境影响评价技术导则地表水环境》（HJ2.3-2018）中“4.3”规定，本次只对项目排放的废水简要说明所排放的污染物类型和数量、给排水状况、排水去向等，并简要说明水环境的影响分析。

5.2.2.2 项目排水对污水处理厂影响

本项目井场采出水量 138.33m³/d，后期无法回用的采出水及作业产生的废洗井液均依托阜康市东部城区污水处理厂处理。

（1）阜康市东部城区污水处理厂概述

①阜康市东部城区污水处理厂概况

建设地点：位于阜康市城区东北方向约 16km、阜康产业园西北方向约 6km 的戈壁荒地上；

处理规模：建设规模为 20000m³/d；

出水水质：《城镇污水处理厂污染物排放标准》（GB18918－2002）中的一级 A 标准；

②污水处理工艺

生化处理系统流程说明：水解（酸化）过程可将污水中难以生物降解的固体物质分解为溶解性物质，将结构复杂的有机物降解成易生物降解的溶解性结构简单的有

机物。如挥发性脂肪酸等，从改变处理基质成分组成出发，提高其可生化性来降低后续的好氧处理的负担。

经水解酸化池改善后的污水进入高能蠕动床，高能蠕动区设置多级固定化区，每级固定化不同功能的高效微生物，将目前处理工业废水的国内先进的 UASB、AF、BAF 以及固定化微生物技术巧妙地设计在同一反应器内，使得整个生化系统占地面积大大减少，处理效果增强。池体中间的生物载体始终处于汽水自动反冲洗状态，泥水在池下部厌氧区通过管道排出。

高级氧化处理系统流程说明：由于污水处理厂进水中绝大部分为工业废水，对于化工污水，生化出水残余物浓度往往较高，表现为 COD 不能通过简单的深度处理来满足出水达到《城镇污水处理厂污染物排放标准》（GB18918-2002）一级 A 排放标准要求，因此需要利用高级氧化工艺对生化出水残余的难降解物质进行降解。项目采用 Fenton 氧化工艺。

Fenton 试剂由亚铁盐和过氧化氢组成，Fenton 试剂在水处理中的作用主要包括对有机物的氧化和混凝两种作用。Fenton 法催化氧化工艺由于氧化性高、对 COD 的去除效果好且操作简便日益受到人们的重视。

其原理为：H_2O_2 在碱性条件下不稳定，容易分解，而在酸性条件下是稳定的，几乎不分解。在 Fe 的催化作用下会分解产生〃OH，从而引发一系列的链反应：

$Fe+H_2O_2 \rightarrow Fe+OH+OHOH+RH \rightarrow H_2O+R$

反应产生的·OH 具有极强的氧化性，其氧化电位比普通氧化剂高得多。它能够有效氧化有机物，对废水中的 C-O、C=C 进行加成，促成双键分裂，改变其分子结构，对有机物实现降解，最终产物为 CO_2 和 H_2O，从而降低 COD 值和色度。

深度处理系统流程说明：经过 Fenton 高级氧化后的污水还有一定量的污染物，主要为不可降解的有机物、SS 等，为达到城镇污水污染物排放标准中一级 A 标准，还需进行深度处理。

本项目采用纤维转盘过滤工艺，纤维转盘安装在特别设计的混凝土滤池内，运行状态包括：过滤、反冲洗、排泥状态。

A.过滤

污水重力流进入滤池，滤池中设有布水堰。滤布采用全淹没式，污水通过滤布外侧进入，过滤液通过中空管收集，重力流通过出水堰排出滤池，整个过程为连续的。

B.清洗

过滤中部分污泥吸附于布外侧，逐渐形成污泥层。随着滤布上污泥的积聚，滤布滤阻力增加，滤池水位逐渐升高。通过压力传感器监测池内液位变化。当该池内液位到达清洗设定值（高水位）时，PLC 即可启动反抽吸泵，开始清洗过程。清洗时，滤池可连续过滤。

C.排泥

纤维转盘滤池的过滤转盘下设有斗形池底，有利于池底污泥的收集。

污泥池底沉积减少了滤布上的污泥量，可延长过滤时间，减少反洗水量。经过一定的时间段，PLC 启动排泥泵，通过池底穿孔排泥管将污泥回流至厂区排水系统。其中，排泥间隔时间及排泥历时可予以调整。

D.出水消毒系统流程说明

由于此工程远期考虑到回用，为保证回用水的水质，出水中应含有余氯，保证持续消毒作用。出于安全以及当地存在次氯酸钠原料考虑，采用次氯酸钠直接投加。

（2）本项目运营期废水依托阜康市东部城区污水处理厂可行性分析

本项目运营期产生的废水主要为煤层气采出水及洗井、修井作业产生的废洗井液。其中，项目常态化运营煤层气采清水排放量约 138.33m³/d，该水量不含作业期间产生的废洗井液；项目共计 71 口产气井，洗井、修井作业产生的废洗井液总量为 1795.59t/a，为间歇性产生废水。项目各类废水水质简单，无重金属、有毒有害及难降解特征污染物，整体为常规含盐、有机类废水，符合阜康市东部城区污水处理厂进水接纳水质要求。阜康市东部城区污水处理厂总处理规模为 20000m³/d，处理余量充足，本项目常态化采出水水量占污水处理厂处理规模比例极小，加之废洗井液为年度间歇性产生、单次排放量小，不会对污水处理厂现有处理负荷、处理工艺及出水达标稳定性造成冲击。项目所有废水均经井场防渗设施收集、罐车密闭拉运进

厂处置，转运方式规范、可控。综上，本项目废水依托阜康市东部城区污水处理厂集中处理的方案在水量、水质及处置方式上均具备可行性。

5.2.2.3 项目运营期地表水环境整体影响分析

本项目区域周边主要地表水体为东侧白杨河（距离约 1.2km）、西侧甘河子沟（距离约 6.2km），项目所有井场、管线、施工区域均不占用地表水体、不穿越河道及沟渠，不在地表水饮用水源保护区、水产养殖区等敏感水域范围内，远离周边地表水体敏感目标。

项目运营期严格执行废水“零外排”管控模式，无任何生产废水、作业废水直接或间接排入周边白杨河、甘河子沟等地表水体。常态化采出水优先回用钻井、压裂工序，无法回用部分及间歇性洗井废水全部防渗收集、密闭罐车拉运至合规污水处理厂处置，全程闭环管控。井场配套 120m³ 防渗排采池、防渗收集池，防渗层完好、防渗系数满足规范要求，可杜绝废水渗漏、漫流、跑冒滴漏等情况，有效阻断废水向地表径流迁移的途径。

同时项目建立废水转运台账、常态化现场巡查制度，规范罐车转运路线，避开河道、沟渠等水体敏感区域，杜绝转运途中废水洒落污染地表水环境。项目无地表水体引流、无雨污水直排工况，施工期及运营期均不会改变区域地表径流现状，不会对白杨河、甘河子沟周边地表水体水质、水量及水生生态产生不利影响。

综上，本项目采取全收集、全暂存、全合规外运处置的废水管控措施，无外排污染风险，对区域地表水环境及周边地表水体敏感目标影响可忽略，地表水环境影响整体可控。

5.2.2.4 地表水环境影响评价自查表

本项目地表水环境影响评价自查表见表 5.2-10。

表 5.2-10 地表水环境影响评价自查表

工作内容		自查项目	
影响识别	影响类型	水污染影响型☑；水文要素影响型□	
	水环境保护目标	饮用水水源保护区；饮用水取水口；涉水的自然保护区；重要湿地；重点保护与珍稀水生生物的栖息地；重要水生生物的自然产卵场及索饵场、越冬场和洄游通道、天然渔场等渔业水体；涉水的风景名胜区；其他☑	
	影响途径	水污染影响型	水文要素影响型
		直接排放□；间接排放☑；其他□	水温□； 径流□；水域面积□

	影响因子	持久性污染物☑；有毒有害污染物□；非持久性污染物□；pH 值☑；热污染□；富营养化□；其他□		水温□；水位（水深）□；流速□；流量☑； 其他☑；	
评价等级		水污染影响型		水文要素影响型	
		一级□；二级□；三级 A□；三级 B☑		一级□；二级□；三级□	
现状调查	区域污染源	调查项目		数据来源	
		已建□；在建□；拟建□；其他☑	拟替代的污染源	排污许可证□；环评□；环保验收□；即有实施□；现场监测□；入河排放口数据□；其他□	
	受影响水体	调查时期		数据来源	
	水环境质量	丰水期□；平水期□；枯水期□；冰封期□；春季□；夏季□；秋季□；冬季□		生态环境保护主管部门□；补充监测□；其他□	
	区域水资源开发利用状况	未开发□；开发量 40%以下□；开发量 40%以上□			
	水文情势调查	调查时期		数据来源	
		丰水期□；平水期□；枯水期□；冰封期□；春季□；夏季□；秋季□；冬季□		水行政主管部门□；补充监测□；其他□	
	补充监测	监测时间		监测因子	监测断面或点位
		丰水期□；平水期□；枯水期□；冰封期□；春季□；夏季□；秋季□；冬季□		0	监测断面或点位个数（4）个
现状评价	评价范围	河流：长度（）km；湖库、河口及近岸海域：面积（）km^2			
	评价因子	/			
	评价标准	河流、湖库、河口：I类□；II类☑；III类☑；IV类□；V类□ 近岸海域：第一类□；第二类□；第三类□；第四类□；规划年评价标准□			
	评价时期	丰水期□；平水期□；枯水期□；冰封期□；春季□；夏季□；秋季□；冬季□			
	评价结论	水环境功能区或水功能区、近岸海域环境功能区水质达标状况：达标☑；不达标□； 水环境控制单元或断面水质达标状况：达标☑；不达标□； 水环境保护目标质量状况：达标□；不达标□ 对照断面、控制断面等代表性断面的水质状况：达标□；不达标□；底泥污染评价□； 水资源与开发利用程度及其水文情势评价□； 水环境质量回顾评价□； 流域（区域）水资源（包括水能资源）与开发利用总体状况、生态流量管理要求与现状满足程度、建设项目占用水域空间的水流状况与河湖演变状况□；		达标区☑；不达标区□	
影响预测	预测范围	河流：长度（）km；湖库、河口及近岸海域：面积（）km^2			
	预测因子	0			
	预测时期	丰水期□；平水期□；枯水期□；冰封期□；春季□；夏季□；秋季□；冬季□；设计水文条件□			
	预测情景	建设期；生产运行期□；服务期满后□； 正常工况□；非正常工况□； 污染控制和减缓措施方案□； 区（流）域环境质量改善目标要求情景□；			
	预测方法	数值解□；解析解□；其他□；导则推荐模式□；其他□			

<table>
<tr><td rowspan="8">影响评价</td><td>水污染物控制和水环境影响减缓措施有效性评价</td><td colspan="5">区（流）域水环境质量改善目标□；替代消减源□</td></tr>
<tr><td rowspan="2">污染源排放量核算</td><td>污染物名称</td><td colspan="2">排放量/（t/a）</td><td colspan="2">排放浓度/（mg/L）</td></tr>
<tr><td>/</td><td colspan="2">/</td><td colspan="2">/</td></tr>
<tr><td rowspan="2">替代源排放情况</td><td>污染源名称</td><td>排污许可证号</td><td>污染物名称</td><td>排放量/（t/a）</td><td>排放浓度/（mg/L）</td></tr>
<tr><td>/</td><td>/</td><td>/</td><td>/</td><td>/</td></tr>
<tr><td>生态流量确定</td><td colspan="5">生态流量：一般水期（/）m³/s；鱼类繁殖期（/）m³/s；其他（/）m³/s 生态水位：一般水期（/）m；鱼类繁殖期（/）m；其他（/）m</td></tr>
<tr><td colspan="2">工作内容</td><td colspan="5">自查项目</td></tr>
<tr><td rowspan="6">防治措施</td><td>环保措施</td><td colspan="5">污水处理设施□；水文减缓设施□；生态流量保障设施□；区域削减□；依托其他工程措施□；其他□</td></tr>
<tr><td rowspan="4">监测计划</td><td></td><td colspan="2">环境质量</td><td colspan="2">污染源</td></tr>
<tr><td>监测方式</td><td colspan="2">手动□；自动□；无监测□</td><td colspan="2">手动□；自动□；无监测□</td></tr>
<tr><td>监测点位</td><td colspan="2">（）</td><td colspan="2">（）</td></tr>
<tr><td>监测因子</td><td colspan="2">（/）</td><td colspan="2">（）</td></tr>
<tr><td>污染物排放清单</td><td colspan="5"></td></tr>
<tr><td colspan="2">评价结论</td><td colspan="5">可以接受☑；不可以接受□</td></tr>
<tr><td colspan="7">注：“□”为勾选项，填“√”；“（）”为内容填写项</td></tr>
</table>

5.2.3 运营期地下水环境影响分析

5.2.3.1 区域水文地质概况

（1）含（隔）水层划分

项目区内含水层系按其含水特性分为下侏罗统三工河组河流相粗砂岩弱含水层（H2）、下侏罗统八道湾组含煤岩系含（隔）水层、三叠系黄山街组（T3hs）相对隔水层（G3）、烧变岩裂隙水含水层以及第四系冲洪积松散岩类孔隙透水含（不含）水层。

1）第四系冲洪积松散岩类孔隙透水含（不含）水层（H1）

依据在本区的含水（透水）特性、成因类型、胶结情形可分为：全新统冲洪积砂砾石含水层（H1-1），上更新统洪积砂砾石透水不含水层（H1-2）及风积黄土弱透水不含水层（H1-3）。现分述如下：

①全新统冲洪积砂砾石含水层（H1-1）

主要分布于工作区东部的白杨河现代河漫滩中，宽度约 120～180m，岩性以分

选性较差的河流相堆积砾石为主，砾石颗粒直径 0.02～0.5m，大者 1～1.5m，含水层厚度经 1998 年的磁法工作证实一般为 10.0～17.0m，最厚 21.3m。

根据《新疆阜康煤矿白杨河矿区详查勘探最终报告》抽水试验的单位涌水量 4.14l/s·m，渗透系数为 158.7m/d，水质因其与受地表水补给与地表水基本相似，为 HCO_3－SO_4－Ca－Mg 型，矿化度均小于 0.5g/l。

分布于其他冲沟内的冲洪积砂砾石，厚度一般 0～2m，含水时期为雨洪期，为间歇性含水层。

②上更新统洪积砂砾石透水不含水层（H1-2）

在工作区内集中分布于白杨河两岸的阶地上，岩性为砾石，砾径大小不一，分选及磨圆率较差，厚度 0～10m，为透水不含水层。

③上更新统风积黄土弱透水不含水层（H1-3）

区内广泛分布于山梁台地之上，由灰黄色亚砂土构成，垂向节理较发育，具有一定透水性，一般厚 0～5m，为弱透水不含水层。

2）下侏罗统三工河组河流相粗砂岩弱含水层（H2）

三工河组地层平均厚 634m，出露在区域黄山—二工河向斜轴部，含水层厚 40～65m。含水主体主要为中、粗砂岩及砂砾岩，局部裂隙发育的粉、细砂岩。阜康小黄山区Ⅲ-1 钻孔揭露此含水层厚 64.98m，单位涌水量 0.0018L/s·m，为富水性弱的含水层，水质为中等～强矿化，SO_4·Cl·HCO_3－K·Na·Ca·Mg 型水。根据阜康市三工河区 4－1 孔在此层段抽水试验反映，单位涌水量 $q=2.98\times10^{-7}$L/s·m，渗透系数 1.04×10^{-6}m/s，水的矿化度 8.668g/L，水的化学类型为 SO_4·Cl－Na·Mg 型；区域泉水流量大者约 0.75L/s，水质为 SO_4·Cl－Na·Mg·Ca 型。该含水层组富水性弱，为弱含水层组。

3）下侏罗统八道湾组含煤岩系含（隔）水层

①八道湾组上部隔水层（G1）

为侏罗系八道湾组上段（J1b3）地层，即 34 号煤层以上。岩性主要以灰-深灰色粉砂岩为主，局部为细砂岩及薄层粗砂岩，砂岩为泥质或钙质胶结，裂隙不发育，本次钻孔没有完全揭露此层段。147-2 号抽水实验孔第三次含煤岩系上部抽水可知

单位涌水量 0.00082l/s·m，渗透系数 0.00039m/d，地层呈厚层状，厚度为 0～295m，平均厚 244.60m，简易水文未见异常，故视为隔水层。

②八道湾组含煤岩系裂隙含水层（H3）

为侏罗系八道湾组中段（J1b2）至侏罗系八道湾组下段（J1b3）44 号煤层，该层在全区存在，是区内含煤岩系的主要含水层。含水层岩性以中、粗砂岩、砂砾岩及煤层为主，包含工作区内所有可采煤层（35-36、37、39、40、41、42、43 和 44）。含水层和隔水层以互层形式组成，煤层之间由粉砂岩、泥岩等隔水层隔离，具有承压性，含水层间不具有水力联系，或水力联系弱。据钻孔揭露，含煤岩系含水层厚度 82.58～110.34m，平均厚为 96.32m，145 勘探线火区厚度为 273m，146 勘探线火区厚度为250m，因此，含水层平均厚为206.44m。水位标高+957.65～+1008.49m。根据本区 2 个基岩抽水孔（145-2、147-2）可知钻孔单位涌水量 0.0021～0.20L/（s·m），渗透系数 0.00032～0.001m/d，由此可知含水层组富水性弱，透水性差，为弱含水层组。水质为 HCO_3－SO_4－Mg^{2+}（Ca^{2+}），矿化度 2.92～5.22g/L。

此含水层主要受大气降水、雪融水、烧变岩潜水的顺层补给。

③八道湾组下部相对隔水层（G2）

为侏罗系八道湾组下段（J1b3）44 号煤层下部地层，该层厚 120.50～162.70m，平均为 143.64m，岩性主要以粉、细砂岩、泥岩和薄煤层为主，含 45 号煤层和 3～4 层薄煤线，该地层底部为粗粒相岩石，颜色为灰～灰黑色，致密，泥质胶结占大多数，为相对隔水层。

（4）三叠系黄山街组（T3hs）相对隔水层（G3）

分布在工作区北部边界，为灰绿色粉、细砂岩组成，厚 0～103m，致密，泥质胶结占大多数，为相对隔水层。

5）烧变岩裂隙潜水含水层（H4）

烧变岩裂隙潜水含水层由于煤层自燃而产生的巨大裂隙而形成，烧变岩石较为破碎，裂隙相对发育，具有一定的储水空间，另外也是较为良好的透水通道。

项目区主要煤层如 44、43、42、41、40、39 号等煤层近地表处大部已自燃，地表出露宽度 100～300m，烧变岩深度一般为 250～550m，44 号煤自燃最为发育，烧

变岩底界 146 勘探线最深+500m 标高，烧变宽度最大达 300m 左右，规模极大。

施工钻孔每逢揭露此层，冲洗液便大量漏失，大者消耗 14m^3/h 以上，甚至锯末止水也不济事。工作钻探控制火烧底界一般为标高+750m 左右，深度约 100～200m，其中 44 号煤层自燃深度最为发育，先导性试验工程施工的 146-2 钻孔验证了火烧底界至+500m 标高，火烧深度达到 500m，钻探与磁法成果一起说明了火烧规模极大。

（2）补、径、排特征

博格多山山岳冰川及北坡的冰雪融水，构成区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。流经本区白杨河水在流经本区过程中有一定的漏失量，漏失量中有一部分通过渗透补给地下含水层，因此本区河流是地下水含水层的主要补给来源。又因本区含煤岩系上部烧变岩石较为破碎，空间裂隙极其发育，具有一定的储水空间，也是良好的透水通道，因此本区地下水补给比较充足。

工作区含煤岩系地下水总体表现为由南向北、由西向东径流，因含水空间发育，故径流较快。

第四系冲-洪积孔隙水流向与河水流向一致，以潜流的形式由南向北通畅径流。

侏罗系碎屑岩裂隙孔隙水及烧变岩类裂隙孔隙水基本沿地层倾向，由南而北缓慢径流。而局部由于受地形、断裂构造及矿山开采影响，地下水流向略有改变

不同类型地下水排泄方式也有所不同，第四系冲-洪孔隙水，地下潜流是其主要排泄形式；侏罗系基岩孔隙裂隙水及烧变岩类孔隙裂隙水，除以渗流的形式排泄外，矿山排水和泉水也是其排泄形式之一。第四系冲-洪积孔隙水流向与河水流向一致，以潜流的形式由南向北通畅径流。

侏罗系碎屑岩裂隙孔隙水及烧变岩类裂隙孔隙水基本沿地层倾向，由南而北缓慢径流。而局部由于受地形、断裂构造及矿山开采影响，地下水流向略有改变

不同类型地下水排泄方式也有所不同，第四系冲-洪孔隙水，地下潜流是其主要排泄形式；侏罗系基岩孔隙裂隙水及烧变岩类孔隙裂隙水，除以渗流的形式排泄外，矿山排水和泉水也是其排泄形式之一。

5.2.3.2 正常工况下地下水环境影响分析

本项目各标准化井场均设置防渗排采池，共计 18 座，单座容积 120m^3，用于暂存

井场采出水；在正常工况下，所有防渗排采池均严格按照 GB16889、GB18597 等相关标准设计建设，具备完善的防渗防护措施，可有效避免采出水泄漏至地下水，不会对区域地下水水质造成影响。

根据《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ 610-2016）中 9.4.2 条规定：“已依据 GB 16889、GB 18597、GB 18598、GB 18599、GB/T 50934 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地下水环境影响预测”。

结合本项目实际，正常工况下，采出水均通过防渗排采池收集、循环利用，无废水泄漏风险，对场地包气带及地下水造成污染的可能性极小。因此，本次评价仅针对非正常状况情景下的地下水环境影响进行预测。

5.2.3.3 非正常工况下地下水环境影响分析

（1）预测范围

根据《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ 610-2016），地下水环境影响预测范围一般与调查评价范围一致。

（2）预测时段

根据《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ 610-2016）及结合项目情况，预测时段按照污染发生后 100d、1000d，3000d 进行预测。

（3）预测情景设置

考虑最不利情况，即标准化井场 120m^3 防渗排采池发生破损，导致渗漏的污染物穿透包气带污染地下水。

（4）预测源强

设定 120m^3 防渗排采池发生破损泄漏后，发现及修复时间为 10d；泄漏量参照《给水排水构筑物工程施工及验收规范》（GB50141-2008）所规定验收标准（1m^2 池体泄漏 2L/d）的 10 倍计算，即 1m^2 池体泄漏 20L/d。

项目标准化井场内 1 座 120m^3 防渗排采池池底 60m^2，四壁面积 64m^2，有效水深面积（池底+四壁）为 124m^2，设定泄漏面积为总面积的 20%，约 24.8m^2，则 120m^3 防渗排采池产生泄漏的污水量为：

24.8m^2×20L/d×10d×10^{-3}=4.96m^3。

单座 120m³ 防渗排采池，若发生泄漏，最大泄漏污水量约为 4.96m³。

（5）预测因子筛选

根据《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）中 9.5 要求：“a）根据 5.3.2 识别出的特征因子，按照重金属、持久性有机污染物和其他类别进行分类，并对每一类别中的各项因子采用标准指数法进行排序，分别取标准指数最大的因子作为预测因子。”

根据《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）中 9.5 要求：“a）根据 5.3.2 识别出的特征因子，按照重金属、持久性有机污染物和其他类别进行分类，并对每一类别中的各项因子采用标准指数法进行排序，分别取标准指数最大的因子作为预测因子。”

表 5.2-11 井场内防渗排采池若泄漏污染因子标准指数法计算结果

污染源	污染因子	污染物浓度（mg/L）	Ⅲ类标准限值（mg/L）	标准指数法	排序
标准化井场内 120m³ 防渗排采池	氯化物	1907.44	250	7.630	3
	硫酸盐	1158.76	250	4.635	4
	硝酸盐	0.17	20	0.0085	11
	亚硝酸盐	0.13	1.0	0.13	9
	钠	6304.5	200	31.523	1
	氨氮（NH_3-N 计）	5.18	0.5	10.36	2
	总硬度	140.25	450	0.312	8
	溶解性总固体	4016	1000	4.016	5
	耗氧量（COD）	10.23	3.0	3.41	6
	氟化物	0.386	1.0	0.386	7
	硼	0.02	0.5	0.04	10
	全盐量	1.5×10^3	/	/	/

根据上述排序可知，防渗排采池主要为排采废水，主要污染物为钠、氨氮、氯化物、硫酸盐；

本次地下水预测因子选取预测钠、氨氮、氯化物、硫酸盐，浓度分别为 6304.5mg/L、5.18mg/L、1907.44mg/和 1158.76mg/L，假设本项目排采废水泄漏量和污染物进入地下水的量按泄漏量的 10%考虑。则钠、氨氮、氯化物、硫酸盐的泄漏量见表 5.2-12。

表 5.2-12 排采废水泄漏钠、氨氮、氯化物、硫酸盐特征因子预测分析一览表

状况	泄漏状态	预测情景	预测因子	废水量（t/h）	泄漏时间（min）	浓度（mg/L）	污染物质量（g）
非正常状况	瞬发	排采池排采废水	硫酸盐	4.96	60	1158.76	3127.032
			钠			6304.5	2.56928
			氨氮			5.18	946.09024
			氯化物			1907.44	574.74496

（6）数学模型的建立与参数的确定

项目区的地下水主要是从东北向西南方向呈一维流动，加之评价范围内没有集中型供水水源地，地下水位动态稳定，因此污染物在浅层含水层中的迁移，可将情形概化为一维稳定流动一维水动力弥散问题。

预测模型如下：

$$C(x,t) = \frac{m/W}{2n_e\sqrt{\pi D_L t}} e^{-\frac{(x-ut)^2}{4D_L t}}$$

式中：x—距注入点的距离，m；

t—时间，d；

C（x，t）—t 时刻点 x 处的示踪剂浓度，g/L；

m—注入的示踪剂质量，kg；

w—横截面面积，m^2；

u—水流速度，m/d；

n_e—有效孔隙度，无量纲；

D_L—纵向弥散系数，m/d；

π—圆周率。

（7）模型参数选取

本次评价水文地质参数主要通过收集项目所在区域水文资料以及现有的试验资料来确定。模型中所需参数及来源见表 5.2-13。

表 5.2-13 水质预测模型所需参数一览表

序号	参数符号	参数名称	参数数值	数值来源《新疆阜康煤矿白杨河矿区详查勘探最终报告》

序号	参数符号	参数名称	参数数值	数值来源《新疆阜康煤矿白杨河矿区详查勘探最终报告》
1	u	水流速度	0.0000054m/d	u=kI/n 本区域潜水含水层渗透系数为0.00032-0.001m/d，取值0.001m/d。水力坡度I=1.9‰，因此地下水的渗透流速V=KI=0.0019×0.001=0.0000019m/d，平均实际流速 u=V/n=0.0000054m/d。
2	DL	纵向弥散系数	10m^2/d	DL=aLu，aL为纵向弥散度。参考前人的研究成果，弥散度应介于1～10之间，按照最不利的评价原则，本次模拟取弥散度参数值取10。
3	n	有效孔隙度	0.35	含水层岩性为中细砂，孔隙度取经验值0.35。
4	t	时间	计算发生渗漏后100d、1000d、3000d后各预测点的浓度	

（8）预测标准

本次地下水预测执行《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）Ⅲ类水质标准，将钠浓度超过200mg/L，氨氮浓度超过0.5mg/L，氯化物浓度超过250mg/L，硫酸盐浓度超过250mg/L作为控制指标。

（9）预测结果

①固定时间、不同距离下的浓度

硫酸盐、钠、氨氮、氯化物污染预测分别选取100天、1000天和3000天的污染物运移情况，在采用上述预测模型及参数情况下，计算出泄漏点不同距离处不同时刻硫酸盐、钠、氨氮、氯化物距离渗漏点下游的浓度变化趋势。

预测结果见表5.2-14。

表5.2-14 非正常工况情景地下水环境影响预测结果一览表

项目	预测因子	预测时间	最远距离	浓度最大值	超标最远距离	影响距离最远	标准限值	检出限
			m	mg/L	m	m	mg/L	mg/L
情景	硫酸盐	100d	4	3.213717	预测结果均未超标；且预测结果均低于检出限		250	10
		1000d	7	1.016267	预测结果均未超标；且预测结果均低于检出限			
		3000d	8	0.5867419	预测结果均未超标；且预测结果均低于检出限			
	钠	100d	2	0.5906776	均未超标	127	200	0.01
		1000d	15	0.1867887	均未超标	342		
		3000d	19	0.1078425	均未超标	534		
	氨氮	100d	1	0.9723171	51	121	0.5	0.025
		1000d	9	0.3074737	均未超标	316		
		3000d	45	0.17752	均未超标	485		
	氯化物	100d	2	0.5906776	预测结果均未超标；且预测结果均低于检出限		250	10
		1000d	7	0.1867887	预测结果均未超标；且预测结果均低于检出限			
		3000d	19	0.1078425	预测结果均未超标；且预测结果均低于检出限			

根据预测结果可知，标准化井场防渗排采池发生泄漏将对地下水环境造成一定影响。预测因子硫酸盐、钠、氨氮、氯化物随着时间推移，将被地下水稀释自净，但需要的时间很长，这反映了地下水一旦污染，其恢复能力很差。

（10）对白杨河水质影响分析

本项目废水均采取有效措施收集并处置，无废水直接外排，且与白杨河无直接水力联系，因此正常工况下废水不会对白杨河水质产生影响。

事故状态下，废水进入白杨河的路径和强度直接决定其影响程度，典型情景主要包括以下三类：

瞬时大量泄漏：如输水管线破裂、储存罐垮塌等突发情况，导致废水在短时间（数小时内）直接涌入河道，泄漏量可达数百至数千立方米，对水体造成短期高强度污染；

持续少量泄漏：如处理池防渗层破损、管道接口渗漏等，废水通过地表漫流或土壤渗透缓慢汇入河流，污染累积量随时间逐步增加，影响具有持续性；

间接入河：废水先污染沿岸土壤或地下水，再通过地下水补给、地表径流等方式间接进入河流，污染过程更为隐蔽，且持续时间更长。

本项目事故状态下废水进入白杨河的路径主要为间接入河，即通过地下水补给、地表径流等方式间接进入河流。河流的水文条件是污染物扩散的关键载体，直接影响污染范围和浓度峰值，主要包括流量与流速、河道形态及水体自净能力等核心要素。

事故状态下，废水对白杨河水质的具体影响分析如下：

①物理指标影响：

废水携带的煤屑、黏土颗粒等会导致水体悬浮物（SS）浓度升高，造成水体浑浊、透光率下降，直接影响沉水植物等水生植物的光合作用，破坏水生生态系统的基础生产者，进而影响整个水生生态链。

②化学指标影响

采气废水进入河流后，会显著提高水体矿化度，导致水体水质异常，破坏水体原有化学平衡，影响水资源利用功能。

③生态与功能影响

各类污染物进入水体后，会破坏水生生态系统结构，导致水生生物生存环境恶化，进而造成水资源功能丧失，影响区域水资源可持续利用。

综上，本项目正常工况下无废水直接外排，且与白杨河无直接水力联系，不会对白杨河水质产生影响；事故状态下废水对白杨河的影响主要为废水渗漏至地下水后，通过地下水补给及地表径流等方式间接进入河流，因此做好事故状态下地下水防治及保护措施，可有效降低废水对白杨河水质的影响。

（11）小结

为避免泄漏污染物对地下水造成较大影响，对于输水管线、储存罐、处理池等易发生泄漏的区域，应设计防渗层，确保防渗层渗透系数不大于 10^{-10}cm/s。采取完善的防渗措施后，物料泄漏量可急剧减少，从而有效降低对地下水的影响，因此项目建设必须严格落实各项防渗措施。

事实上，污染物进入含水层后，会经过自然稀释、扩散等过程，且本项目将每月开展地下水水质监测，可有效避免数个月内连续、大量泄漏未被发现的情况。但需注意，即便经过处理的污水，若长期发生泄漏，对周边尤其是下游地下水环境的影响仍较为明显。因此，本项目投产后，对易发生泄漏的区域及各类输送管线等设施，必须采取可靠的防渗防漏措施，同时落实严格的监测措施，防止因重大事故或事故处理不及时导致污水泄漏，进而污染地下水环境。

由于本项目下游无地下水敏感保护目标，只要及时、规范落实防渗工作，可有效预防地下水污染；同时按计划开展地下水监测，一旦发生事故，及时对周边小范围受污染含水层采取清除、治理措施，可避免造成大范围地下水环境污染事件，确保地下水环境安全。

5.2.4 声环境影响预测与评价

5.2.4.1 评价等级及评价范围

（1）评价等级

根据《环境影响评价技术导则声环境》（HJ2.4-2021）中声环境影响评价工作等级划分原则，本项目所在功能区为《声环境质量标准》（GB3096-2008）规定的 3

类地区，周边 200m 范围内无村庄以及其他噪声敏感目标，建设项目建设前后评价范围内声环境保护目标噪声级增量在 3dB（A）以下，区域内受噪声影响的人口数量变化不大，噪声评价等级确定为三级。

（2）评价范围

本项目声环境评价等级为三级，应以边界向外 200m 为评价范围，由于本项目评价范围内无任何声环境敏感目标，可缩减评价范围，考虑本项目各标准化井场较为分散，因此声环境评价范围选择以标准化井场、道路边界外 1m 为声环境评价范围。

5.2.4.2 声环境影响预测与评价

（1）预测范围

声环境影响预测范围与评价范围相同，以标准化井场、道路边界外 1m 为声环境评价范围。

（2）预测点与评价点

本项目预测范围内无声环境敏感目标，以建设项目厂界作为预测点和评价点。

（3）预测因子

本项目预测因子为等效连续 A 声级。

（4）声源和预测点间的地形、高差数据

预测地形数据采用 NASAShuttleRadarTopographicMission 制作的全球范围内 90m 精度的地形文件（可在 theNationalMapSeamlessDataDistributionSystem 或 USGS 获得），可以满足本评价的要求。

（5）评价标准

本次噪声执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）3 类标准，即昼间 65dB（A），夜间 55dB（A）。

（6）预测方法

本项目运营期噪声预测采用《环境影响评价技术导则声环境》（HJ2.4-2021）中推荐的工业噪声预测模式，主要针对本项目噪声源对场界的影响进行预测，以现状监测场界声环境监测点监测值作为场界现状背景值，根据本项目各主要噪声设备

在厂区的分布情况和源强声级值及其与四周厂界的相对距离，通过计算其衰减值得到各声源对厂界的贡献值，并将各声源对厂界的贡献值相叠加。

在进行声环境影响预测时，一般采用声源的倍频带声功率级，A 声功率级或靠近声源某一位置的倍频带声压级，A 声级来预测计算距声源不同距离的声级。分别计算室外和室内两种工业声源。

①室内声源等效室外声源声功率级计算

声源位于室内，室内声源可采用等效室外声源声功率级法进行计算，具体见图 5.2-4。

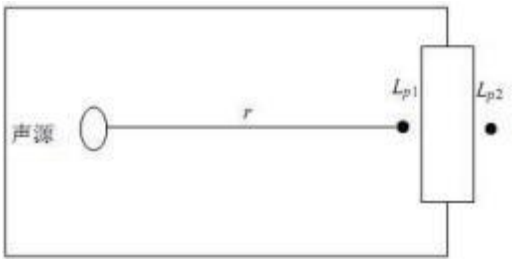


图 5.2-4 室内声源等效室外声源图例

设靠近开口处（或窗户）室内、室外某

倍频带的声压级分别为 Lp1 和 Lp2。若声源所在室内声场为近似扩散声场，则室外的倍频带声压级可按下式近似求出：

$$L_{p2} = L_{p1} - (TL + 6)$$

式中：T_L—隔墙（或窗户）倍频带的隔声量，dB。

也可按下式计算某一室内声源靠近围护结构处产生的倍频带声压级：

$$L_{p1} = L_w + 10\lg\left(\frac{Q}{4\pi r^2} + \frac{4}{R}\right)$$

Q—指向性因数；通常对无指向性声源，当声源放在房间中心时，Q=1；当放在一面墙的中心时，Q=2；当放在两面墙夹角处时，Q=4；当放在三面墙夹角处时，Q=8。

R—房间常数；R=Sα/（1−α），S 为房间内表面面积，m^2；α为平均吸声系数。

r—声源到靠近围护结构某点处的距离，m

然后按下式计算所有室内声源在围护结构处产生的 i 倍频带叠加声压级：

$$L_{p1i}(T)=10\lg\left(\sum_{j=1}^{N}10^{0.1L_{p1ij}}\right)$$

式中：

L_{P1i}（T）—靠近围护结构处室内 N 个声源 i 倍频带的叠加声压级，dB；

L_{P1ij}—室内 j 声源 i 倍频带的声压级，dB；

N—室内声源总数。

然后按以下公式将室外声源的声压级和透过面积换算成等效的室外声源，计算出中心位置位于透声面积（S）处的等效声源的倍频带声功率级。

$$L_w=L_{p2}(T)+10\lg s$$

②室外声源衰减模式

当已知某点的 A 声级时，预测点位置的声压级可按下列公式近似计算：

$L_A（r）L_A（r_0）A$

A 可选择对 A 声级影响最大的倍频带计算，一般可选择中心频率为 500Hz 的倍频带做估算。

$A=A_{div}+A_{atm}+A_{gr}+A_{bar}+A_{misc}$

式中：

A—总衰减，dB；

A_{div}—几何发散引起的衰减，dB；A_{atm}—大气吸收引起的衰减，dB；A_{gr}—地面效应引起的衰减，dB；A_{bar}—声屏障引起的衰减，dB；

A_{misc}—其他多方面效应引起的倍频带衰减，dB。

③噪声叠加公式

项目声源在预测点产生的等效声级贡献值（Leqg）计算公式：

$$Leq总=10Lg[\sum_{i=1}^{n}10^{0.1Leqi}]$$

式中：

$L_{eq\ 总}$—总等效声级，dB（A）；

Leqi—第 i 声源对某预测点的等效声级，dB（A）

n—声源总数。

（7）噪声源强

本项目噪声源主要是设备运行噪声，主要来自生产设备、水泵等设备。噪声源强见表 5.2-15。

表 5.2-15 工业企业噪声源强调查清单（标准化井场）

序号	建筑物名称	声源	数量	声源源强 声功率级/dB（A）		声源控制措施	声源降噪后源强	运行时段
				单个源强	叠加值			
1	FK61	无杆泵、抽油机或螺杆泵	5	70	77	基础减振	62	昼间、夜间
2	FK6301	无杆泵、抽油机或螺杆泵	10	70	80	基础减振	65	昼间、夜间
3	FK6501	无杆泵、抽油机或螺杆泵	10	70	80	基础减振	65	昼间、夜间
4	FK6502	无杆泵、抽油机或螺杆泵	4	70	76	基础减振	61	昼间、夜间
5	FK6503	无杆泵、抽油机或螺杆泵	6	70	78	基础减振	63	昼间、夜间
6	FK66	无杆泵、抽油机或螺杆泵	1	70	70	基础减振	55	昼间、夜间
7	FK6801	无杆泵、抽油机或螺杆泵	9	70	80	基础减振	65	昼间、夜间
8	FK6802	无杆泵、抽油机或螺杆泵	6	70	78	基础减振	63	昼间、夜间
9	FK68	无杆泵、抽油机或螺杆泵	2	70	73	基础减振	58	昼间、夜间
10	FK70	无杆泵、抽油机或螺杆泵	6	70	78	基础减振	63	昼间、夜间
11	FK71	无杆泵、抽油机或螺杆泵	1	70	70	基础减振	55	昼间、夜间
12	FK72	无杆泵、抽油机或螺杆泵	2	70	73	基础减振	58	昼间、夜间
13	FK8301	无杆泵、抽油机或螺杆泵	3	70	75	基础减振	60	昼间、夜间
14	FK6201	无杆泵、抽油机或螺杆泵	5	70	77	基础减振	62	昼间、夜间
15	FQ1-H1	无杆泵、抽油机或螺杆泵	1	70	70	基础减振	55	昼间、夜间
16	FQ1-X1--X4	无杆泵、抽油机或螺杆泵	4	70	76	基础减振	61	昼间、夜间

5.2.4.3 噪声预测结果

项目噪声评价预测结果见噪声预测结果见表 5.2-16。

表 5.2-16 项目环境噪声影响预测结果单位：dB（A）

厂界		时段	贡献值	标准值	厂界		时段	贡献值	标准值
FK61	东厂界	昼间	24	65	FK68	东厂界	昼间	23	65
		夜间	24	55			夜间	23	55
	南厂界	昼间	20	65		南厂界	昼间	23	65
		夜间	20	55			夜间	23	55
	西厂界	昼间	24	65		西厂界	昼间	16	65
		夜间	24	55			夜间	16	55
	北厂界	昼间	20	65		北厂界	昼间	23	65
		夜间	20	55			夜间	23	55
FK6301	东厂界	昼间	22	65	FK70	东厂界	昼间	28	65
		夜间	22	55			夜间	28	55
	南厂界	昼间	24	65		南厂界	昼间	28	65
		夜间	24	55			夜间	28	55
	西厂界	昼间	22	65		西厂界	昼间	21	65
		夜间	22	55			夜间	21	55
	北厂界	昼间	24	65		北厂界	昼间	28	65
		夜间	24	55			夜间	28	55
FK6501	东厂界	昼间	30	65	FK71	东厂界	昼间	15	65
		夜间	30	55			夜间	15	55
	南厂界	昼间	24	65		南厂界	昼间	23	65
		夜间	24	55			夜间	23	55
	西厂界	昼间	17	65		西厂界	昼间	15	65
		夜间	17	55			夜间	15	55
	北厂界	昼间	24	65		北厂界	昼间	23	65
		夜间	24	55			夜间	23	55
FK6502	东厂界	昼间	18	65	FK72	东厂界	昼间	16	65
		夜间	18	55			夜间	16	55
	南厂界	昼间	21	65		南厂界	昼间	23	65
		夜间	21	55			夜间	23	55
	西厂界	昼间	26	65		西厂界	昼间	23	65
		夜间	26	55			夜间	23	55
	北厂界	昼间	21	65		北厂界	昼间	23	65
		夜间	21	55			夜间	23	55
FK6503	东厂界	昼间	14	65	FK8301	东厂界	昼间	25	65
		夜间	14	55			夜间	25	55
	南厂界	昼间	11	65		南厂界	昼间	20	65
		夜间	11	55			夜间	20	55
	西厂界	昼间	14	65		西厂界	昼间	25	65

厂界		时段	贡献值	标准值	厂界		时段	贡献值	标准值
		夜间	14	55			夜间	25	55
	北厂界	昼间	21	65		北厂界	昼间	18	65
		夜间	21	55			夜间	18	55
FK66	东厂界	昼间	15	65	FK6201	东厂界	昼间	24	65
		夜间	15	55			夜间	24	55
	南厂界	昼间	24	65		南厂界	昼间	27	65
		夜间	24	55			夜间	27	55
	西厂界	昼间	15	65		西厂界	昼间	20	65
		夜间	15	55			夜间	20	55
	北厂界	昼间	24	65		北厂界	昼间	27	65
		夜间	24	55			夜间	27	55
FK6801	东厂界	昼间	25	65	FQ1-H1	东厂界	昼间	15	65
		夜间	25	55			夜间	15	55
	南厂界	昼间	25	65		南厂界	昼间	23	65
		夜间	25	55			夜间	23	55
	西厂界	昼间	24	65		西厂界	昼间	15	65
		夜间	24	55			夜间	15	55
	北厂界	昼间	21	65		北厂界	昼间	23	65
		夜间	21	55			夜间	23	55
FK6802	东厂界	昼间	21	65	FQ1-X1--X4	东厂界	昼间	21	65
		夜间	21	55			夜间	21	55
	南厂界	昼间	22	65		南厂界	昼间	23	65
		夜间	22	55			夜间	23	55
	西厂界	昼间	21	65		西厂界	昼间	21	65
		夜间	21	55			夜间	21	55
	北厂界	昼间	24	65		北厂界	昼间	23	65
		夜间	24	55			夜间	23	55

从上表可知，本项目正常运行后，厂界四周贡献值均满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）3 类标准限值要求。

5.2.4.4 声环境影响评价自查表

表 5.2-17 声环境影响评价自查表

工作内容		自查项目					
评价等级与范围	评价等级	一级□		二级□		三级☑	
	评价范围	200m□		大于 200m□		小于 200m☑	
评价因子	评价因子	等效连续 A 声级☑		最大 A 声级□		计权等效连续感觉噪声级□	
评价标准	评价标准	国家标准☑		地方标准□		国外标准□	
现状评价	环境功能区	0 类区□	1 类区□	2 类区□	3 类区☑	4a 类区□	4b 类区□
	评价年度	初期☑		近期□		中期□	远期□

工作内容		自查项目				
	现状调查方法	现场实测法☑	现场实测加模型计算法□	收集资料□		
	现状评价	达标百分比		100%		
噪声源调查	噪声源调查方法	现场实测□	已有资料☑	研究成果□		
声环境影响预测与评价	预测模型	导则推荐模型口		其他□		
	预测范围	200m□	大于 200m□	小于 200m☑		
	预测因子	等效连续 A 声级☑	最大 A 声级□	计权等效连续感觉噪声级□		
	厂界噪声贡献值	达标☑		不达标□		
	声环境保护目标处噪声值	达标☑		不达标□		
环境监测计划	排放监测	厂界监测口	固定位置监测□	自动监测□	手动监测□	无监测□
	声环境保护目标处噪声监测	监测因子：（）	监测点位数（）	无监测☑		
评价结论	环境影响	可行☑		不可行□		
注：“□”为勾选项，可√；“（）”为内容填写项。						

5.2.5 固体废物环境影响分析

5.2.5.1 固体废物产生及处置情况

本项目运营期固体废物主要包括井场设备检修过程中产生的废机油、废油桶。废机油、废油桶属于危险废物，其产生量及处置方式详见表 5.2-18。

表 5.2-18 危险废物汇总一览表

序号	危险废物名称	危险废物类别	废物代码	产生量（t/a）	产生工序及装置	形态	主要成分	有害成分	产废周期	危险特性	污染防治措施
1	废机油	HW08	900-214-08	1.5	设备检修	液态	废矿物油	矿物油	维修期间	T,I	贮存：密闭容器，分类、分区暂存于八区一号集气增压站已建成的危废贮存库内。 处置：委托有资质单位处置。
2	废机油桶	HW08	900-249-08	0.32	设备检修	固态	废矿物油	矿物油	维修期间	T,I	
注：①危险特性，是指对生态环境和人体健康具有有害影响的毒性（Toxicity，T）、腐蚀性（Corrosivity，C）、易燃性（Ignitability，I）、反应性（Reactivity，R）和感染性（Infectivity，In）											

5.2.5.2 固废影响分析

根据国家对工业固体废弃物，尤其是废物处置减量化、资源化和无害化的技术政策，应优先对各类可回收工业固废进行回收利用；对无法利用的固废委托当地环

卫部门进行焚烧或填埋处置；对列入《国家危险废物名录（2025 年版）》的废物，应按照《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）中的相关规定，委托有危废处理资质的单位进行合理处置。

（1）危险废物影响分析

本项目产生的危险废物主要是标准化井场废机油、废油桶，通过密闭收集并暂存于八区一号集气增压站已建成的危废贮存库（本次运营期不新增危废贮存库）暂存后一起委托有资质单位处置。

（2）危险废物贮存库设置

八区一号集气增压站危险废物贮存库已按照《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）要求进行建设，防渗层为 2mm 厚高密度聚乙烯；或至少 2mm 厚其他人工材料，渗透系数≤1.0×10^{-10}cm/s，危废贮存库地面采用水泥硬化，铺设环氧树脂进行防腐，并按照《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）进行管理。

本项目需暂存年最大废机油量约 1.5t/a，盛装于机油桶内，机油密度以 0.88t/m^3 计，需暂存废机油容积 1.705m^3，机油桶容积 0.2m^3，需机油桶 9 个。八区一号集气增压站内危险废物贮存库面积约为 40m^2、有效高度 2m，有效容积约 80m^3，满足其现有设计及本项目危险废物暂存规模需求，本项目危废可依托其贮存。

八区一号集气增压站危险废物贮存库已按《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）进行设计，并按《危险废物识别标志设置技术规范》（HJ1276-2022）的规定设置了标识标牌。收运车应采用密闭运输方式，防止外泄。

危险废物贮存库的设置满足如下要求：

①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。贮存库内不同贮存分区之间应采取隔离措施。隔离措施可根据危险废物特性采用过道、隔板或隔墙等方式。

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同一贮存设施宜采用相同的防渗、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；采用不同防渗、防腐工艺应分别建设贮存分区。

⑥贮存设施应采取技术和管理措施防止无关人员进入。

⑦在贮存库内或通过贮存分区方式贮存液态危险废物的，应具有液体泄漏堵截设施，堵截设施最小容积不应低于对应贮存区域最大液态废物容器容积或液态废物总储量 1/10（二者取较大者）；用于贮存可能产生渗滤液的危险废物的贮存库或贮存分区应设计渗滤液收集设施，收集设施容积应满足渗滤液的收集要求。

⑧贮存易产生粉尘、非甲烷总烃、酸雾、有毒有害大气污染物和刺激性气味气体的危险废物贮存库，应设置气体收集装置和气体净化设施；气体净化设施的排气筒高度应符合（GB16297）要求。

（3）危险废物贮存要求

①对危险废物贮存容器的要求：对在常温常压下不水解、不挥发的固体危险废物可在贮存间内分别堆放，除此之外的危险废物必须装入容器内；使用盛装危险废物的容器应当符合标准要求，其材质要满足相应的强度要求，并且要与危险废物相容；禁止将不相容的危险废物在同一容器内混装，无法装入常用容器的，可用防漏胶袋盛装；针对不同类别、形态、物理化学性质的危险废物，其容器和包装物应满足相

应的防渗、防漏、防腐和强度等要求；硬质容器和包装物及其支护结构堆叠码放时不应有明显变形，无破损泄漏；柔性容器和包装物堆叠码放时应封口严密，无破损泄漏；使用容器盛装液态、半固态危险废物时，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；容器和包装物外表面应保持清洁。

②在常温常压下不易水解、不易挥发的固态危险废物可分类堆放贮存，其他固态危险废物应装入容器或包装物内贮存。

③液态危险废物应装入容器内贮存，或直接采用贮存池、贮存罐区贮存。

④半固态危险废物应装入容器或包装袋内贮存，或直接采用贮存池贮存。

⑤具有热塑性的危险废物应装入容器或包装袋内进行贮存。

⑥易产生粉尘、非甲烷总烃、酸雾、有毒有害大气污染物和刺激性气味气体的危险废物应装入闭口容器或包装物内贮存。

⑦危险废物贮存过程中易产生粉尘等无组织排放的，应采取抑尘等有效措施。

⑧厂内应设专人管理，须做好危险废物情况的记录，记录上须注明危险废物的名称、数量、特性和包装容器的类别、入库时间、存放库位、废物出库日期及接收单位名称；危险废物贮存间的管理人必须定期对所贮存的危险废物包装容器及贮存设施进行检查，发现破损，应及时采取措施清理更换。危险废物贮存间内禁止存放除危险废物及应急工具以外的其他物品。

（4）运输过程

①井场至危险废物贮存库转移。本项目危险废物从产生点至危废贮存库的转移距离较短，且转移路线避开了办公区等人员集中区，因此本项目危险废物厂内转移过程影响较小。

①危险废物外运严格按照《危险废物转移管理办法》（2022 年 1 月 1 日起施行）中的要求管理：危险废物转移应当遵循就近原则；危险废物转移联单应当根据危险废物管理计划中填报的危险废物转移等备案信息填写、运行；转移危险废物应通过国家危险废物信息管理系统填写、运行电子转移联单，并依法公开相关污染环境防治信息。运输危险废物需遵守国家有关危险货物运输管理规定，未经公安机关批准，

危险废物运输车辆不得进入危险货物运输车辆限制通行的区域。生态环境主管部门、交通运输主管部门和公安机关应建立协作机制，共享信息，加强联合监管执法。

④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颁发的危险货物运输资质，同时运输路线应避开居民集中居住区和饮用水源保护区等环境敏感区。

综上所述，本项目产生的固体废物均得到了妥善处置和利用，实现零排放，对环境的影响可减至最低程度，不会产生二次污染，对环境影响较小。

5.2.6 土壤环境影响分析

土壤对污染物的净化能力是有限的，当外界进入土壤的污染物的速率不超过土壤的净化作用速率，尚不造成土壤污染；若进入土壤中的污染物速率超过了土壤净化作用速率，就会使污染物在土壤中积累，造成土壤污染，导致土壤正常功能失调，土壤质量下降，影响植物的生长发育，并通过植物吸收、食物链使污染物发生迁移，最终影响人体健康。

5.2.6.1 项目类别

根据《环境影响评价技术导则土壤环境（试行）》（HJ964-2018）附录 A，本项目属于采矿业、煤层气开采（含净化、液化），为Ⅱ类项目，本项目按照Ⅱ类项目开展土壤环境影响评价工作。

项目类别判定详见表 2.5-19。

表 5.2-19 土壤环境影响评价项目类别（节选）

行业类别	项目类别			
	Ⅰ类	Ⅱ类	Ⅲ类	Ⅳ类
采矿业	金属矿、石油、页岩油开采	化学矿采选；石棉矿采选；煤矿采选、天然气开采、页岩气开采、砂岩气开采、煤层气开采（含净化、液化）	其他	

5.2.6.2 土壤环境影响类型及影响途径识别

根据《环境影响评价技术导则土壤环境（试行）》（HJ964-2018），结合工程分析内容以及项目建设期和运营期阶段的具体特征，识别土壤环境影响类型与影响途径。

根据《环境影响评价技术导则土壤环境（试行）》（HJ964-2018）附录 A、附录

B，以及本项目特征，评价对本项目的土壤环境影响进行了识别。

（1）建设期

①本项目建设期使用柴油发电机，设置储油罐，工人操作不当或管理不严，柴油发电机使用过程中，或施工机械维护、设备安装的机油或润滑油等油类遗撒，未能及时清理、处置，从破损、破裂的地面入渗，污染土壤；

②钻井废水（泥浆）未经标准化井场固液分离设备处理排入固相防渗暂存池，防渗膜破损，造成废水渗漏污染土壤，钻井废水偏碱性，可能会导致局部土壤碱化；

③压裂返排液贮存于返排罐，返排罐底部破损，废水渗漏污染土壤，压裂废水含盐量较高，可能会导致局部土壤盐化。

（2）运营期

①运营期大气污染源主要为无组织泄漏烃类气体，检修、事故的事故气体燃烧火炬燃烧排放煤层气，根据工程分析，对周边环境影响较小。

②运营期采出水进入井场 120m^3 防渗排采池，池体破损的情况下，该废水会污染土壤，采出水含盐量较高，可能会造成局部土壤盐化。

综上所述，本次评价土壤环境影响途径识别见表 5.2-24。

表 5.2-20 项目土壤环境影响类型与影响途径表

不同时段	污染影响型				生态型影响型			
	大气沉降	地面漫流	垂直入渗	其他	盐化	碱化	酸化	其他
建设期			√		√	√		
运营期	√		√		√			
服务期满后								

根据本项目工程分析，结合《环境影响评价技术导则土壤环境（试行）》（HJ964-2018）附录 B 识别本项目污染源及影响因子，具体情况见表 5.2-25。

表 5.2-21 污染影响型建设项目土壤环境影响源及影响因子识别表

污染源	工艺流程/节点	污染途径	特征因子	备注
各井场	建设期设备使用、维护	垂直入渗	柴油、石油烃	工人操作不当或管理不严，柴油发电机使用过程中，或施工机械维护、设备安装的机油或润滑油等油类遗撒，未能及时清理、处置，从破损、破裂的地面入渗，污染土壤。此类污染为非正常情况下，非连续性的污染。
各井	建设期、运营期	垂直	含盐量	钻井废水进入返排液泥浆循环罐，罐体破裂；

污染源	工艺流程/节点	污染途径	特征因子	备注
场	钻井废水、压裂液储存	入渗	溶解性总固体、硫酸盐、氯化物、钠	返排液防渗收集池破损；防渗排采池破损，钻井废水、压裂返排液、采出水、分离水垂直入渗，造成局部土壤盐碱化。此类污染为非正常情况下，非连续性的污染。
各井场	运营期无组织泄漏烃类气体，检修、事故气体燃烧火炬	大气沉降	挥发性有机物	无组织泄漏烃类气体，检修、事故的事故气体燃烧火炬燃烧排放煤层气，通过大气沉降，污染土壤。此类污染为非正常情况下，非连续性的污染。
各井场	采出水、分离水储存	垂直入渗	含盐量 盐类、氟化物	防渗排采池破损的情况下，废水会污染土壤，排采废水含盐量较高，可能会造成局部土壤盐化。此类污染为非正常情况下，非连续性的污染。

5.2.6.3 现状调查与评价

（1）调查范围

根据《环境影响评价技术导则土壤环境（试行）》（HJ964-2018），土壤生态影响型现状调查范围为井场边界外扩 2km，各管线边界两侧向外延伸 0.2km 范围；土壤污染影响型现状调查范围为各井场边界外扩 0.2km，管线边界两侧向外延伸 0.2km 范围。

（2）敏感目标

将井场外延 2km 范围及管线两侧 0.2km 范围的土壤作为土壤环境（生态影响型）保护目标；将井场 0.2km 范围及管线两侧 0.2km 范围的草地作为土壤环境（污染影响型）保护目标。

（3）土地利用类型调查

根据现场调查结果，井场、管道等占地土地利用现状为天然牧草地。

（4）土壤类型调查

本项目位于昌吉回族自治州阜康市阜康矿区白杨河区域，根据国家土壤信息服务平台发布的中国 1 公里发生分类土壤图（数据来源：二普调查，2016 年），《中国土壤分类与代码》（GB/T17296-2009）中土壤分类，土壤评价范围内土壤类型为栗钙土、棕漠土和黑钙土。区域土壤类型见附图 22。

5.2.6.4 土壤环境影响预测与评价

（1）正常工况下土壤环境影响分析

本项目正常工况下各类废水、固体废物均采取有效措施收集处置，不会造成土壤环境污染。本次土壤环境影响重点分析非正常工况下对土壤环境的影响。

（2）非正常工况下土壤环境影响分析

本次非正常工况下土壤环境影响分析采用《环境影响评价技术导则土壤环境（试行）》（HJ964-2018），土壤评价等级为二级项目可采用附录 E 或类比法预测。

参照《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：9.4 土壤环境“可根据 HJ964 定性或半定量分析废水池防渗措施失效泄漏、油类和废水输送管线泄漏、套管破损泄漏情况下，可能造成土壤环境影响的范围、程度及趋势。”

本项目非正常工况下，根据土壤环境影响源及影响因子识别表，本项目非正常工况下对土壤环境的影响主要为标准化井场采出水收集的防渗排采池。

①泄漏源强

设定 120m^3 防渗排采池发生破损泄漏后，发现及修复时间为 10d；泄漏量参照《给水排水构筑物工程施工及验收规范》（GB50141-2008）所规定验收标准（1m^2 池体泄漏 2L/d）的 10 倍计算，即 1m^2 池体泄漏 20L/d。

项目标准化井场内 1 座 120m^3 防渗排采池池底及四壁有效水深面积约为 124m^2，设定泄漏面积为总面积的 20%，约 24.8m^2，则 120m^3 防渗排采池产生泄漏的污水量为：24.8m^2×20L/d×10d×10^{-3}=4.96m^3。

表 5.2-22 标准化井场 120m^3 防渗排采池泄漏污染物源强

污染源	污染因子	泄漏水量（m^3）	污染物浓度（mg/L）	污染物泄漏量（g）
标准化井场内 120m^3 防渗排采池	氯化物	4.96	1907.44	9460.9024
	硫酸盐	4.96	1158.76	5747.4496
	硝酸盐	4.96	0.17	0.8432
	亚硝酸盐	4.96	0.13	0.6448
	钠	4.96	6304.5	31270.32
	氨氮	4.96	5.18	25.6928
	总硬度	4.96	140.25	695.64
	溶解性总固体	4.96	4016	19919.36
	耗氧量（COD）	4.96	10.23	50.7408
	氟化物	4.96	0.386	1.9146
	硼	4.96	0.02	0.0992

②预测因子

本次土壤环境预测因子选取溶解性总固体代表盐分。

③预测方法

采用《环境影响评价技术导则土壤环境（试行）》（HJ964-2018）附录 E 中的方法对本项目大气沉降对区域土壤环境的影响进行预测，预测公式如下：

A.单位质量土壤中某种物质的增量可用下式计算：

$$\Delta S=n（Is-Ls-Rs）/（\rho b\times A\times D）$$

式中：

ΔS—单位质量表层土壤中某种物质的增量，g/kg；

IS—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；

LS—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（本项目所在区域降雨量较小，项目考虑最不利情况，盐分淋溶排出的量取值 0g）；

RS—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（本项目所在区域降雨量较小，项目考虑最不利情况，盐分经径流排出的量取值 0g）；

ρb—表层土壤容重 kg/m^3（本项目表层土壤容重为 $1.62\times10^3kg/m^3$）；

A—预测评价范围 m^2（（本项目评价范围取 10 井式井场的占地面积 $3726m^2$）；

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。

根据导则根据土壤导则附录 E，项目涉及大气沉降影响的，可不考虑输出量，因此上述公式可简化为如下：

$$\mathbf{\Delta S=nIs/（\rho b\times A\times D）}$$

B.单位质量土壤中某种物质的预测值可根据其增量叠加现状值进行计算，如下式：

$$S=S_b+\Delta S$$

式中：

Sb—单位质量土壤中某种物质的现状值，采用土壤环境质量现状监测值最大值，g/kg，本项目土壤环境质量现状监测值最大值 2.09g/kg

S—单位质量土壤中某种物质的预测值，g/kg。

④预测结果

根据上述计算公式，在不考虑本底值的衰减情况下，叠加监测最大背景值，计算出不同年份污染物在评价范围内的污染物浓度增量。本项目盐分预测值计算结果如下表。

表 5.2-23 不同年份评价范围内表层土壤中污染物变化情况预测表

预测因子	持续年份	单位	背景值 S_b（g/kg）	贡献值 ΔS（g/kg）	预测值 S（g/kg）	标准值	是否盐化
盐分	1	mg/kg	2.09	0.02088	2.11088	未盐化：SSC＜2 轻度盐化：2≤SSC＜3 中度盐化：3≤SSC＜5 重度盐化：5≤SSC＜10 极重度盐化：SSC≥10	轻度盐化
	5	mg/kg	2.09	0.10441	2.19441		轻度盐化
	10	mg/kg	2.09	0.20883	2.29883		轻度盐化
	20	mg/kg	2.09	0.41766	2.50766		轻度盐化
	30	mg/kg	2.09	0.62649	2.71649		轻度盐化
	50	mg/kg	2.09	1.04415	3.13415		中度盐化

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，建设单位会按照要求将泄漏点周围区域土壤进行清理，且随着雨水淋溶，区域土壤中增加的盐分含量将逐渐降低直至恢复至平均水平。

综上所述，本项目正常工况下无废水及固废等污染物外排，不会造成土壤环境污染。如果发生泄漏等事故，泄漏的废水会对土壤环境产生一定的影响，造成盐分升高，影响土地功能，进而影响地表植被的生长。根据环境风险分析可知，本项目风险潜势很低，发生泄漏事故的可能性很小，在做好源头控制、过程防控等措施的前提下，可避免工程项目实施对土壤环境产生污染影响。

（5）土壤环境影响分析小结

项目建设中应做好防渗工作，同时按监测计划定期进行土壤监测，事故发生时及时采取措施清除，不会造成大范围的土壤环境污染事件。

5.2.6.5 土壤环境影响评价自查表

土壤环境影响评价自查表见表 5.2-28。

表 5.2-24 土壤环境影响评价自查表

工作内容		完成情况
影响识别	影响类型	污染影响型□；生态影响型□；两种兼有☑
	土地利用类型	建设用地□；农用地□；未利用地☑
	占地规模	（24.083）hm^2

<table>
<tr><td colspan="2">工作内容</td><td colspan="4">完成情况</td></tr>
<tr><td rowspan="6"></td><td>敏感目标信息</td><td colspan="4">敏感目标（）、方位（）、距离（m）</td></tr>
<tr><td>影响途径</td><td colspan="4">大气沉降☑；地表漫流□；垂直入渗☑；地下水□；其他（物质的输入）</td></tr>
<tr><td>全部污染物</td><td colspan="4">镉、汞、砷、铅、铬（六价）、铜、镍、锌、pH 值、盐分</td></tr>
<tr><td>特征因子</td><td colspan="4">盐分</td></tr>
<tr><td>所属土壤环境影响评价项目类别</td><td colspan="4">I类□；II类☑；III类□；IV类□</td></tr>
<tr><td>敏感程度</td><td colspan="4">敏感☑；较敏感□；不敏感□</td></tr>
<tr><td colspan="2">评价工作等级</td><td colspan="4">一级□；二级☑；三级□；</td></tr>
<tr><td rowspan="4">现状调查内容</td><td>资料收集</td><td colspan="4">a）☑；b）☑；c）☑； d）☑</td></tr>
<tr><td>理化特性</td><td colspan="4">已开展</td></tr>
<tr><td rowspan="3">现状监测点位</td><td></td><td>占地范围内</td><td>占地范围外</td><td>深度</td></tr>
<tr><td>表层样点数</td><td>8</td><td>4</td><td>0~0.2m</td></tr>
<tr><td>柱状样点数</td><td>3</td><td>0</td><td>0~0.5m
0.5~1.5m
1.5~3m</td></tr>
<tr><td>现状监测因子</td><td colspan="4">GB36600 表 1 中的 45 项基本项、钡、锰、锌、锑、钴、石油烃、水溶性盐</td></tr>
<tr><td rowspan="3">现状评价</td><td>评价因子</td><td colspan="4">GB36600 表 1 中的 45 项基本项、钡、锰、锌、锑、钴、石油烃、水溶性盐</td></tr>
<tr><td>评价标准</td><td colspan="4">GB15618□；GB36600☑；表 D.1☑；表 D.2☑；其他（）</td></tr>
<tr><td>现状评价结论</td><td colspan="4">监测点各项监测因子均满足《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、《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</td></tr>
<tr><td rowspan="4">影响预测</td><td>预测因子</td><td colspan="4">盐分</td></tr>
<tr><td>预测方法</td><td colspan="4">附录 E☑；附录 F 口；其他（）</td></tr>
<tr><td>预测分析内容</td><td colspan="4">影响范围（3726m²）影响程度（较小）</td></tr>
<tr><td>预测结论</td><td colspan="4">达标结论：a）口；b）口；c）口；不达标结论：a）口；b）口</td></tr>
<tr><td rowspan="4">预防措施</td><td>防控措施</td><td colspan="4">土壤环境质量现状保障☑；源头控制☑；过程防控☑；其他（）</td></tr>
<tr><td rowspan="2">跟踪监测</td><td>监测点数</td><td colspan="2">监测指标</td><td>监测频次</td></tr>
<tr><td>2</td><td colspan="2">pH、镉、汞、砷、铜、铅、铬、镍、铬（六价）、石油烃、水溶性盐</td><td>1 次/1 年</td></tr>
<tr><td>信息公开指标</td><td colspan="4">监测点位及监测值</td></tr>
<tr><td colspan="2">评价结论</td><td colspan="4">采取环评提出的措施，影响可接受。</td></tr>
</table>

5.2.7 生态环境影响分析

5.2.7.1 对植物影响分析

本项目施工期的临时占用土地理化性质改变，肥力下降，土地生产力下降，这种影响在运营期可通过人为合理施肥和灌溉等措施逐渐消除。

运营期时，在管道两侧受损的植被可以通过自然恢复等方式逐渐恢复，草地面积得以恢复。

5.2.7.2 对动物影响分析

项目所在区域属于阜康矿区，周边人为活动主要为矿山开采，评价范围内动物均为常见啮齿类和爬行类动物、鸟类等。进入运营期后，施工期产生的廊道效应也基本消失，随着补偿措施实施后，对野生动物的影响将逐渐由不利影响变为有利影响。

5.2.7.3 对景观异质性影响分析

由于本项目地处山区和山前丘陵地区，地形起伏较大，项目所在地开发建设前为草地景观。项目的建设占地分布较广，永久占地面积较小，对区域地貌及土地利用类型的影响不大，对项目所在区域生态系统的总体影响程度较小，基本不会改变区域内现有生态系统现状，因此对生态系统的异质性影响较小。

5.2.7.4 生态环境影响评价自查表

生态环境影响评价自查表见表 5.2-30。

表 5.2-25 生态环境影响自查表

工作内容		自查项目
生态影响识别	生态保护目标	重要物种□；国家公园□；自然保护区□自然公园□；世界自然遗产□；生态保护红线□；重要生境□；其他具有重要生态功能、对保护生物多样性具有重要意义的区域□；其他□
	影响方式	工程占用☑；施工活动干扰☑；改变环境条件□；其他□
	评价因子	物种□（） 生境□（） 生物群落□（） 生态系统☑（植被覆盖度、生产力、生物量、生态系统功能） 生物多样性□（） 生态敏感区□（） 自然景观□（景观多样性、完整性） 自然遗迹□（）

工作内容		自查项目
评价等级		一级□二级□三级☑生态影响简单分析□
评价范围		陆域面积：（0.0925）km^2；水域面积：（0）km^2
生态现状调查与评价	调查方法	资料收集☑；遥感调查□；调查样方、样线☑；调查点位、断面□；专家和公众咨询法□；其他□
	调查时间	春季☑；夏季□；秋季□；冬季□ 丰水期□；枯水期□；平水期□
	所在区域的生态问题	水土流失□；沙漠化☑；石漠化□；盐渍化□；生物入侵□；重要物种□；生态敏感区□；其他□
生态现状调查与评价	评价内容	植被/植物群落☑；土地利用☑；生态系统☑；生物多样性□；重要物种□；生态敏感区□；其他□
生态影响预测与评价	评价方法	定性□；定性和定量☑
	评价内容	植被/植物群落☑；土地利用☑；生态系统☑；生物多样性□；重要物种□；生态敏感区□；生物入侵风险□；其他□
生态保护对策措施	对策措施	避让☑；减缓☑；生态修复□；生态补偿☑；科研□；其他☑
	生态监测计划	全生命周期□；长期跟踪□；常规□；无☑
	环境管理	环境监理☑；环境影响后评价☑；其他□
评价结论	生态影响	**可行☑；不可行□**
注：“□”为勾选项，可√；“（）”为内容填写项。		

5.3 环境风险评价

5.3.1 评价原则

环境风险评价应以突发性事故导致的危险物质环境急性损害防控为目标，对建设项目的环境风险进行分析、预测和评估，提出环境风险预防、控制、减缓措施，明确环境风险监控及应急建议要求，为建设项目环境风险防控提供科学依据。

5.3.2 环境风险评价程序

环境风险评价程序见图 5.3-1。

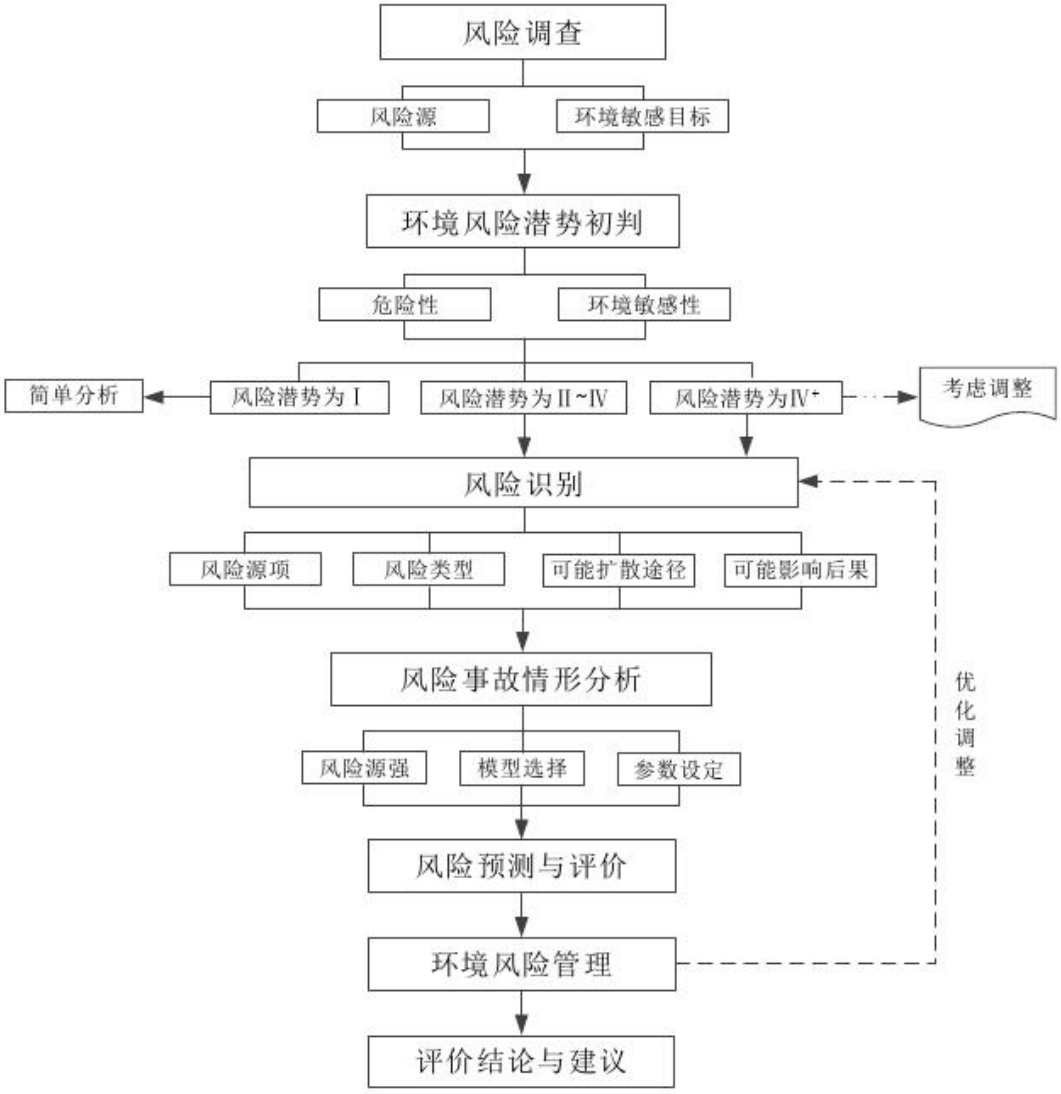


图 5.3-1 环境风险评价工作程序

5.3.3 评价工作内容

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）和国家环境保护总局《关于防范环境风险加强环境影响评价管理的通知》，项目实施后环境风险评价的基本内容包括风险调查、环境风险潜势初判、风险识别、风险事故情形分析、风险预测与评价、环境风险管理等。其具体如下：

（1）基于风险调查，分析建设项目物质及工艺系统危险性和环境敏感性，进行风险潜势的判断，确定风险评价等级。

（2）风险识别及风险事故情形分析应明确危险物质在生产系统中的主要分布，筛选具有代表性的风险事故情形，合理设定事故源项。

（3）各环境要素按确定的评价工作等级分别预测评价，并分析说明环境风险危害范围与程度，提出环境风险防范的基本要求。

（4）提出环境风险管理对策，明确环境风险防范措施及突发环境事件应急预案编制要求。

（5）综合环境风险评价过程，给出评价结论与建议。

5.3.4 风险调查

5.3.4.1 建设项目风险源调查

根据工程分析，生产和储存过程中涉及的危险物质主要为煤层气、柴油。本项目的风险源为生产设施风险源包括：煤层气管道和施工期柴油罐。

5.3.4.2 环境敏感目标调查

本项目位于阜康市南部阜康矿区白杨河区块，周围主要为工业企业，道路等基础设施，主要的环境敏感目标分布情况见表 5.3-1。

表 5.3-1 环境敏感保护目标

环境要素	保护对象	相对厂址位置	距离/km		人数（人）	备注
大气环境风险	/	/	/		/	环境空气
	厂址周边 500m 范围内人口数小计				0	
	厂址周边 5km 范围内人口数小计				0	
	大气环境敏感程度 E 值				E3	
地表水	序号	敏感区名称	环境敏感特征		水质目标	与排放点距离/m
	/	/	/		/	/
	地表水环境敏感程度 E 值					/
地下水	序号	敏感区名称	环境敏感特征	水质目标	包气带防污性能	与下游厂界距离/m
	1	无	/	/	/	/
	地下水环境敏感程度 E 值					E2

5.3.5 环境风险潜势初判

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018），建设项目环境风险潜势划分为Ⅰ、Ⅱ、Ⅲ、Ⅳ/Ⅳ⁺级。

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）及项目涉及的物质和工艺系统的危险性及其所在地的环境敏感程度，结合事故情形下环境影响途径，对建设项目潜在环境危害程度进行概化分析，按照表 5.3-2 确定环境风险潜势。

表 5.3-2 建设项目环境风险潜势划分

环境敏感程度（E）	危险物质及工艺系统危险性（P）			
	极高危害（P1）	高度危害（P2）	中度危害（P3）	轻度危害（P4）
环境高度敏感区（E1）	Ⅳ+	Ⅳ	Ⅲ	Ⅲ
环境中度敏感区（E2）	Ⅳ	Ⅲ	Ⅲ	Ⅱ
环境低度敏感区（E3）	Ⅲ	Ⅲ	Ⅱ	Ⅰ
注：Ⅳ+为极高环境风险。				

（1）危险物质数量与临界量比值（Q）

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018），从项目主要原材料、燃料以及生产过程中排放的“三废”污染物等涉及的危险物质分布情况对环境风险进行预判，分析情况见表 5.3-3。

表 5.3-3 环境风险预判表

序号	单元名称	主要危险物质
1	施工期柴油储罐	柴油
2	运营期、标准化井场、集输管线	甲烷、乙烷、丙烷、正丁烷、异丁烷
3	固体废物	废机油

计算所涉及的每种危险物质在厂界内的最大存在总量与其在附录 B 中对应临界量的比值 Q，计算公式如下：

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

式中：q_1、q_2、…q_n---一每种危险物质的最大存在总量，t；Q_1、Q_2、…Q_n---一每种危险物质相对应的临界量，t。

计算出 Q 值后，当 Q＜1 时，该项目环境风险潜势为Ⅰ。

当 Q≥1 时，将 Q 值划分为：（1）1≤Q＜10；（2）10≤Q＜100；（3）Q≥100

危险化学品的危害特性主要包括火灾爆炸危险性、人体健康危险性以及反应危险性。本项目涉及的主要危险化学品包括：柴油、煤层气（甲烷、乙烷、丙烷、丁烷）、废机油，对比《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）附录 B 中，主要危险物质临界量见表 5.3-5。

（1）施工期柴油最大存在量

柴油存在量按照单钻井施工队配置 1 座柴油储罐，有效贮存 26t 柴油，同时 16 支钻井队现场作业，估算柴油最大存在量为 416t。

（2）甲烷暂存量

本项目甲烷主要为煤层气中，气体组分占比以93.29%计，煤层气存在量主要考虑集气管线。

泄漏的煤层气最大放空量约为152.9m³。煤层气中主要成分为甲烷，甲烷占比93.29%，密度0.66kg/m³，估算甲烷排放量为94.14kg。

表5.3-4 运营期非正常工况下大气污染物排放情况

产生源	放空气量/m³	主要污染物	排放量（kg）	应急事故措施	
				高度/m	事故气体燃烧火炬内径/mm
集气管线	152.9	甲烷	94.14	/	/

根据估算，本项目集气管线甲烷最大在线量为0.09414t。

（3）乙烷

根据气体组分报告，乙烷组分占比0.9%，体积密度1.356kg/m³，乙烷最大在线量为0.00187t。

（4）丙烷

根据气体组分报告，丙烷组分占比0.05%，体积密度1.83kg/m³，丙烷最大在线量为0.00014t。

（5）正丁烷

根据气体组分报告，正丁烷组分占比0.003%，体积密度2.48kg/m³，正丁烷最大在线量为0.00001t。

（6）2-甲基丙烷（异丁烷）

根据气体组分报告，异丁烷组分占比0.03%，体积密度2.064kg/m³,异丁烷最大在线量为0.00009t。

（7）废机油

本项目废机油最大存在量考虑运营期废机油暂存于危险废物贮存库内1年，根据工程分析估算废机油产生量约为1.5t/a，废机油最大暂存量取值1.5t。

表5.3-5 本项目危险物质临界量

序号	危险物质名称	CAS号	最大存在总量qn/t	临界值Qn/t	该种危险物质Q值

序号	危险物质名称	CAS 号	最大存在总量 qn/t	临界值 Qn/t	该种危险物质Q值
1	柴油	/	416	2500	0.1664
2	甲烷	74-82-8	0.09414	10	0.009414
3	乙烷	74-84-0	0.00187	10	0.000187
4	丙烷	74-98-6	0.00014	10	0.000014
5	正丁烷	106-97-8	0.00001	10	0.000001
6	异丁烷	75-28-5	0.00009	10	0.000009
7	废机油	/	1.5	2500	0.0006
Q 值合计					0.176625

经计算得出 Q：0.176625≤1，该项目环境风险潜势为Ⅰ。

5.3.6 评价等级及评价范围

5.3.6.1 评价等级

依据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）的有关规定，根据建设项目涉及的物质及工艺系统危险性（P）和所在地的环境敏感性（E）确定本项目的环境风险潜势为Ⅰ。

依据环境风险潜势划分环境风险评价工作等级，本项目环境风险评价工作等级为简单分析。

表 5.3-6 风险评价工作级别划分一览表

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的说明。				

5.3.6.2 风险评价范围

（1）大气环境风险为简单分析，可不设置评价范围；

（2）由于本项目污水不排入周边水体，因此不进行地表水环境的风险评价。

（3）地下水环境风险评价范围与地下水评价范围相同。

5.3.7 风险识别

5.3.7.1 物质危险性识别

本项目煤层气中主要是甲烷（CH_4），甲烷具有易燃、易爆、低毒、热膨胀性、静电荷聚集性、易扩散性等特性，

（1）易爆性

根据《化学品分类和危险性公示通则》（GB13690-2009）的分类，甲烷为第 2.1 类（UN 类别）易燃气体，其爆炸极限范围为 5%～15%。

（2）易燃性

根据《建筑设计防火规范》（GB50016-2014[2018 年版]）规定，甲烷火灾危险性类别为“甲 B”类。《建设项目环境风险评价技术导则》中列为易燃物质。

（3）毒性

天然气（煤层气）为烃类混合物，属低毒性物质，但长期接触可导致神经衰弱综合症。甲烷属“单纯窒息性气体”，高浓度时因缺氧窒息而引起中毒，空气中甲烷浓度达到 25%～30%时出现头晕，呼吸加速、运动失调。

（4）热膨胀性

天然气（煤层气）随温度升高膨胀特别明显。如果管道遭受暴晒或靠近高温热源，管道内的介质受热膨胀造成管道内压增大而膨胀。这种热胀冷缩作用往往损坏储存容器，造成介质泄漏。天然气储存容器在低温下还可能引起外压失稳。

（5）静电荷聚集性

虽然静电荷主要发生在油品的运输、流动、装卸等工艺中，但是压缩气体从管口或破损处高速喷出时，由于强烈的摩擦作用，也会产生静电。静电的危害主要是静电放电。如果静电放电产生的电火花能量达到或大于可燃物的最小点火能，就会立即引起燃烧、爆炸。

（6）易扩散性

天然气的泄漏不仅会影响管道的正常输送，还会污染周围的环境，甚至使人中毒，更为严重的是增加了火灾爆炸的危险。当管道系统密封不严时，天然气极易发生泄漏，并可随风四处扩散，遇到明火极易引起火灾或爆炸。

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）附录 B，本项目生产、使用、储存过程中涉及的有毒有害、易燃易爆物质其理化特性见表 5.3-7。

表 5.3-7 烷的理化性质及危险特性说明

标识	中文名：甲烷	英文名：naturalgas	
	分子式：CH4	分子量：16	
	危规号：21007	UN 编号：1971	CAS 号：74-82-8

理化性质	外观与性状：无色、无臭、易燃易爆气体	溶解性：微溶于水，溶于乙醇、乙醚
	熔点（℃）:-182	沸点（℃）:-161.49
	相对密度：（水=1）0.45（液化）	常压常温下密度：0.7174kg/m^3
	饱和蒸汽压（kPa）53.32（-168.8℃）	禁忌物：强氧化剂、卤素
	临界压力（MPa）：4.59	临界温度（℃）:-82.3
	稳定性：稳定	聚合危害：不聚合
危险特性	危险性类别：第 2.1 类易燃气体	燃烧性：易燃
	引燃温度（℃）:482～632	闪点（℃）:-188
	爆炸下限（%）:4.145	爆炸上限（%）:14.555
	最小点火能（MJ）:0.28	最大爆炸压力（MPa）:0.717
危险特性	CH4 中的 H_2S 允许浓度（民用）（mg/m^3）≯20	
	CH4 中的 H_2S 允许浓度（汽车用）（mg/m^3）≯15	
	危险特性：与空气混合能形成爆炸性混合物，遇火星、高热有燃烧爆炸危险	
	灭火方法：切断气源。若不能切断气源，则不允许熄灭正在燃烧的气体，喷水冷却容器，可能的话将容器从火场移至空旷处。	
	灭火剂：泡沫、二氧化碳、雾状水、干粉	
健康危害	侵入途径：吸入	
	健康危害：当空气中浓度过高时，使空气中氧气含量明显降低，使人窒息。皮肤接触液化甲烷可致冻伤	
	急性中毒：当空气中浓度达到 20%～30%，也就是约 140000～210000mg/m^3 时，可引起头痛、头晕、乏力、注意力不集中、呼吸和心跳加快，共济失调。若不及时脱离，可致窒息死亡	
	工作场所最高允许浓度：未制定；前苏联 MAC300mg/m^3	

表 5.3-8 一氧化碳（CO）理化性质

品名	一氧化碳	别名	-		英文名	Carbonmonoxide
理化性质	分子式	CO	分子量	28.01	熔点	-199.1℃
	沸点	-191.4℃	相对密度	0.97（水＝1）	蒸气压	-
	闪点	＜-50℃	引燃温度	610℃	爆炸极限	上限：74.2% 下限：12.5%
	外观气味	无色无臭气体				
	溶解性	微溶于水，溶于乙醇、苯等多数有机溶剂				
稳定性	-					
危险性	健康危害：一氧化碳在血中与血红蛋白结合而造成组织缺氧。急性中毒；轻度中毒者出现头痛、头晕、耳鸣、心悸、恶心、呕吐、无力；中度中毒者除上述症状外，还有皮肤黏膜呈樱红色、脉快、烦躁、步态不稳，甚至中度昏迷。 环境危害：对环境有危害，对水体、土壤和大气可造成污染。 燃烧危险：本品易燃。					
毒理学资料	接触控制与个人防护：中国 MAC（mg/m^3）：30；前苏联 MAC（mg/m^3）：20。 毒理性：LD50：无资料；LC50：2069mg/m^3，4 小时（大鼠吸入）。					

表 5.3-9 轻柴油理化性质

品名	轻柴油	别名	-		英文名	Dieseloil
理化性质	分子式	-	分子量	-	熔点	-18℃
	沸点	282-338℃	相对密度	0.83-0.9（水＝1）	蒸气压	-
	闪点	38℃	引燃温度	257℃	爆炸极限	上限：- 下限：-
	外观气味	稍有黏性的棕色液体				
	溶解性	-				

稳定性	-
危险性	健康危害：皮肤接触可为主要吸收途径，可致急性肾脏损害。柴油可引起接触性皮炎、油性痤疮。吸入雾滴或液体呛入可引起吸入性肺炎。能经胎盘进入胎儿血中。 柴油废气可引起眼、鼻刺激症状，头晕及头痛。 环境危害：对环境有危害，对水体和大气可造成污染。 燃烧危险：本品易燃、具有刺激性。
毒理学资料	-

表 5.3-10 废矿物油理化性质

标识	**中文名**	**机油；润滑油**	**英文名**	**lubricatingoil；Lubeoil**	**危险货物编号**	
	分子式		分子量	230～500	CAS 编号	-
	危险类别					
理化性质	性状	油状液体，淡黄色至褐色，无气味或略带异味。				
	熔点（℃）			临界压力（Mpa）		
	沸点（℃）			相对密度（水＝1）		＜1
	饱和蒸汽压（kpa）			相对密度（空气＝1）		
	临界温度（℃）			燃烧热（KJ·mol-1）		
	溶解性	不溶于水				
燃烧爆炸危险性	燃烧性	可燃		闪点（℃）		76
	爆炸极限（%）	无资料		最小点火能（MJ）		
	引燃温度（℃）	248		最大爆炸压力（Mpa）		
	危险特性	遇明火、高热可燃。				
	灭火方法	消防人员须佩戴防毒面具、穿全身消防服，在上风向灭火。尽可能将容器从火场移至空旷处。喷水保持火场容器冷却，直至灭火结束。处在火场中的容器若已变色或从安全泄压装置中产生声音，必须马上撤离。 灭火剂：雾状水、泡沫、干粉、二氧化碳、砂土。				
	禁忌物				稳定性	稳定
	燃烧产物	一氧化碳、二氧化碳			聚合危害	不聚合
毒性及健康危害	急性毒性	LD50（mg/kg，大鼠经口）	无资料	LC50（mg/kg）	无资料	
	健康危害	车间卫生标准				
		侵入途径：吸入、食入； 急性吸入，可出现乏力、头晕、头痛、恶心，严重者可引起油脂性肺炎。慢接触者，暴露部位可发生油性痤疮和接触性皮炎。可引起神经衰弱综合征，呼吸道和眼刺激症状及慢性油脂性肺炎。有资料报道，接触石油润滑油类的工人，有致癌的病例报告。				
急救	皮肤接触：立即脱去被污染的衣着，用大量清水冲洗； 眼睛接触：立即提起眼睑，用大量流动清水或生理盐水冲洗，就医； 吸入：迅速脱离现场至空气新鲜处，保持呼吸道通畅，如呼吸困难，给输氧；如呼吸停止，立即进行人工呼吸，就医； 食入：饮足量温水，催吐，就医。					
防护	工程控制：密闭操作，注意通风； 呼吸系统防护：空气中浓度超标时，建议佩戴自吸过滤式防毒面具（半面罩）。紧急事态抢救或撤离时，应该佩戴空气呼吸器。眼睛防护：戴化学安全防护眼镜。 身体防护：穿防毒物渗透工作服；					

标识	中文名	机油；润滑油	英文名	lubricatingoil；Lubeoil	危险货物编号	
	分子式		分子量	230～500	CAS 编号	-
	危险类别					
	手防护：戴橡胶耐油手套； 其他：工作现场严禁吸烟。避免长期反复接触。					
泄漏处理	迅速撤离泄漏污染区人员至安全区，并进行隔离，严格限制出入。切断火源。建议应急处理人员戴自给正压式呼吸器，穿防毒服。尽可能切断泄漏源。防止流入下水道、排洪沟等限制性空间。 小量泄漏：用砂土或其他不燃材料吸附或吸收。 大量泄漏：构筑围堤或挖坑收容。用泵转移至槽车或专用收集器内，回收或运至废物处理场所处置。					
储运	储存于阴凉、通风的库房。远离火种、热源。应与氧化剂分开存放，切忌混储。配备相应品种和数量的消防器材。储区应备有泄漏应急处理设备和合适的收容材料。 运输前应先检查包装容器是否完整、密封，运输过程中要确保容器不泄漏、不倒塌、不坠落、不损坏。严禁与氧化剂、食用化学品等混装混运。运输车船必须彻底清洗、消毒，否则不得装运其他物品。船运时，配装位置应远离卧室、厨房，并与机舱、电源、火源等部位隔离。公路运输时要按规定路线行驶。					

5.3.7.2 生产系统危险性识别

对于根据天然气开采经验，工程建设和生产过程中潜在的环境风险因素包括管道开裂等造成煤层气泄漏、集气站事故放空等。其中尤以井漏和管道断裂为风险大的事故，事故树分别见图 5.3-2。

煤层气开采易发生火灾等安全事故，主要威胁人身及财产安全，纳入安全评价进行分析。本项目主要的潜在危险单元包括：

（1）集气站事故放喷

发生管道事故时，关断相应上游井口，然后管道截断阀关断，需时 2min 左右，关断后上游管段内残余气体引至最近的集气站放喷，放喷量仅为管道的在线量，相对较少，因此放喷时间较短，最长时间仅为 30min，事故时，全部点燃排空，主要污染物为烟尘、NO_2、非甲烷总烃。

（2）输气管道环境风险识别

①泄漏事故：不法分子钻孔盗气；管道上方违章施工；洪水、滑坡、地震、雷击、塌陷等自然灾害；管道的内、外腐蚀、应力腐蚀开裂；施工中焊接、敷设、搬运及护坡等存在缺陷；管材存在质量缺陷、设计失误；运营过程中违章操作；设备缺陷等。

②火灾爆炸事故：管线一旦发生泄漏，有可能会在泄漏源周围形成爆炸性煤层气云团，如遇到明火、机械摩擦、碰撞火花等火源，便有可能引起火灾爆炸；泄漏孔径的大小、泄漏方向、点火延迟时间等因素会导致煤层气管道泄漏引起的火灾爆炸形式的不同，有可能会引起垂直喷射火、水平喷射火、准池火、闪火等。

本项目煤层气管道设置截断阀，一旦管道破裂发生煤层气泄漏，由于压力的变化，集气管线阀组会自动关闭。发生煤层气泄漏事故煤层气最大放空量约为 60m^3。煤层气中主要成分为甲烷，无其他特征污染物。

此外，本项目一旦发生火灾等事故，主要采用干粉和泡沫灭火剂，不会产生大量的消防水；且烃类燃烧分解后产生 CO_2 和水，因此火灾等事故不会伴生水污染事故。

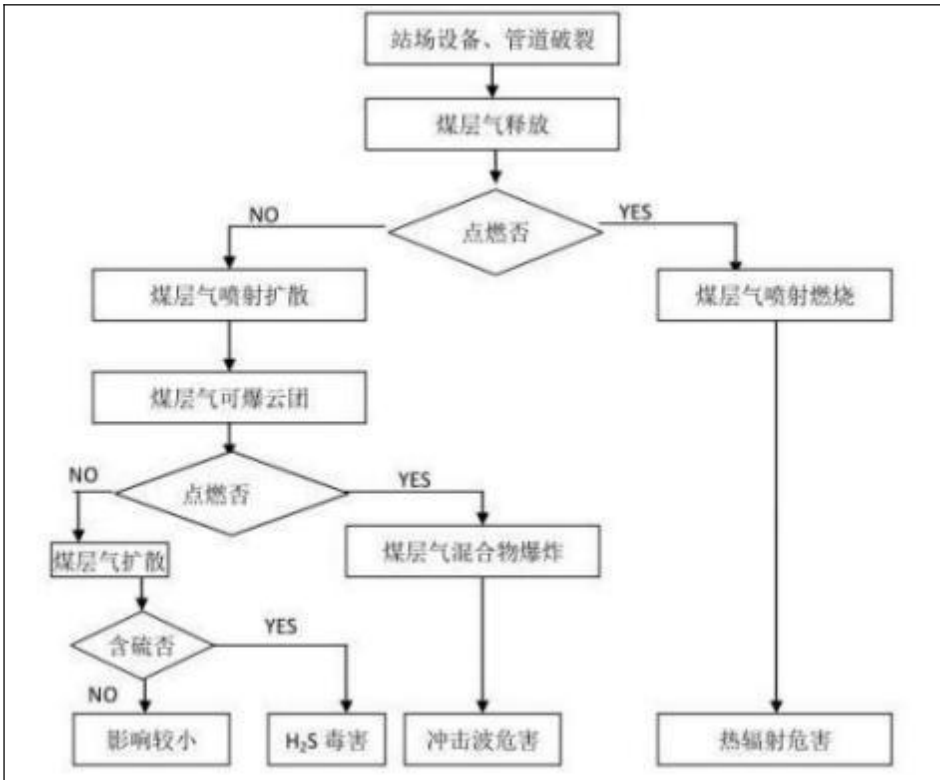


图 5.3-2 站场设备、管线事故树分析图

5.3.7.3 危险物质向环境转移的途径识别

（1）事故伴生次生污染分析

事故处理过程的伴生/次生污染为集气站、集输管线煤层气泄漏发生火灾、爆炸时产生的 CO。

（2）扩散途径识别

本项目涉及的危险物质为甲烷，甲烷以及其燃烧后产生的 CO 均为气态污染物。因此，泄漏后的扩散途径为煤层气泄漏及火灾爆炸时产生的 CO 直接进入大气环境，通过大气扩散对周围环境造成危害。

5.3.7.4 环境风险识别结果

本项目涉及的危险物质为甲烷，甲烷为易燃、易爆物质，一旦发生泄漏，发生火灾爆炸的危险性相对较高，环境影响途径主要为煤层气泄漏以及火灾爆炸引发的 CO 对周围大气环境的影响。甲烷、CO 均为气态污染物，因此，本次评价对水环境的影响仅进行简要分析。

5.3.8 风险事故情形分析

5.3.8.1 天然气、柴油储运过程危险性分析

项目储运系统包括天然气管道和柴油储罐，物料储运系统发生事故概率很高，在生产和运行过程中一旦泄漏或挥发就有可能发生跑油、火灾、爆炸事故。

5.3.8.2 物料自身火灾爆炸危险特征分析

天然气和柴油为易燃体，按照《建筑设计防火规范》（GB50016-2014[2018 年版]）以及《石油库设计规范》（GB50074-2014）中油品的火灾危险性分类，属于丙类，火灾危险性较高。

天然气和柴油均有不同程度的毒性。

5.3.8.3 设备火灾爆炸危险特性分析

罐体等设备本身设计不合格，或制造存在缺陷，造成其耐压能力不够，发生破裂，导致泄漏，遇明火源则发生火灾、爆炸事故；罐体与外部管线相连的阀门、法兰、入孔等，若由于安装质量差，或由于疏忽漏装垫片，以及使用过程中的腐蚀穿孔或因罐底板焊接不良产生的裂纹等，都可能引起泄漏，泄漏物料遇点火源则易导致火灾、爆炸事故；另外罐体在防雷设施失效的情况下遭受雷击、遭受电火花或在罐区内违禁使用明火、检修清洗时违规操作等情况，也易诱发火灾、爆炸等事故。

5.3.8.4 装卸过程火灾爆炸危险特征分析

①滴漏：柴油装卸时，若管道破裂、密封垫破损、接头、紧固螺栓松动等原因使成品油和废润滑油泄漏至地面，遇明火即可发生燃烧。

②静电起火：天然气管道由于管路无静电接地连接或静电接地不良等原因，造成静电积聚可引起火灾爆炸事故。

5.3.8.5 其他火灾危险性分析

①电气老化、绝缘破损、短路、私拉乱接、超负荷用电、过载、接线不规范、发热、电器使用管理不当等引起火灾。

②场内其他建筑耐火等级达不到要求，一旦明火管理不当，生产、生活用火失控，就容易导致火灾。

5.3.8.6 井喷环境风险分析

在钻井作业过程中，遇到高压气流含气层时，一旦井控措施不得当，使井内压力不能平衡地层压力时将会造成：

（1）井喷，当井下泥浆压力小于地层压力时会发生井喷失控事故，井喷会引发次生环境污染事故，如污染井场附近的土壤、地下水、环境空气等；

（2）井漏，当井下泥浆压力大于地层压力会发生井漏事故，井漏如果发生在含水层，则泄漏的泥浆可能会污染含水层。

导致井喷失控的主要因素涉及以下几个方面：

①地层压力：当钻井钻至高压气层期间，由于对地层压力预测不准，出现异常超压情况，如果操作处置失当，将导致井口装置和井控汇管失控发生井喷失控事故。

②遇山洪、地震、滑坡等自然灾害，导致井口所在地地层位移甚至塌陷损坏井控装置，导致井喷失控事故。这类事故目前还未见报道。

③设备因素：井控装置设施失效。

④操作因素：当出现井喷前兆，如泥浆溢流、泥浆井涌等现象，作业人员未及时发现或采取有效的控制措施，从而可能导致井喷。

5.3.8.7 井漏环境风险分析

井漏是钻井过程中遇到复杂地层，钻井液或其他介质（固井水泥浆等）漏入地层孔隙、裂缝等空间的现象。若漏失地层与含水层之间存在较多的断裂或裂隙，漏失的钻井液就有可能顺着岩层断裂、裂隙进入地下水，造成地下水污染。

5.3.9 环境风险分析

5.3.9.1 大气环境风险影响分析

发生煤层气泄漏事故的情况可分为 3 种类型：

①煤层气泄漏后，在泄漏口立即燃烧，形成喷射火焰；

②煤层气泄漏后，不立即燃烧，而是推迟燃烧，形成闪烁火焰或爆炸；

③煤层气泄漏后，不立即燃烧也不推迟燃烧，形成环境污染。

本次主要对管道事故状态下泄漏的天然气对生态环境和人群健康的危害进行分析，并对项目发生天然气泄漏以及由此诱发的火灾或爆炸事故以及由此产生的伴生气体造成环境风险敏感点的影响分析。本项目的环境风险敏感点主要是拟建管线两侧 100m 范围内的影响分析。

（1）泄漏天然气（煤层气）对人群健康危险的影响

甲烷的密度比空气的一半还小，稀释扩散速度很快。随着与泄漏点距离的增加，甲烷测试浓度下降非常快，一个泄漏点泄漏的甲烷对环境、人和动物的影响是局部影响。事故状态下，不会造成人员窒息现象。

（2）煤层气泄漏伴生污染对大气环境影响

本项目在火灾、爆炸等事故中将产生少量 CO，在静小风及各地年均风速的不利气象条件下，类比同类项目，管道破裂火灾事故产生的 CO 最大落地浓度约为 25mg/m^3，未超过短时间接触容许浓度 PC-STEL（30mg/m^3）。

5.3.9.2 地表水环境风险影响分析

正常工况下，由于输气管线是全封闭系统，输运的煤层气不会与河流水体之间发生联系，同时管道采用外防腐层和强制电流阴极保护联合方式，正常运营期管道不会对河流造成影响，对周边环境无影响；且开挖沟埋方式敷设的管道是免维护的，不会因管道维护对地表水环境造成影响。

（1）事故状态下废水量估算

在发生火灾、爆炸、泄漏事故时，除了对周围环境空气产生影响外，事故污水也会对周围的环境水体造成风险影响，可引发一系列的次生水环境风险事故。

按性质的不同，事故污水可以分为消防污水和被污染的雨水。

由于本项目涉及易燃、易爆危险物质，一旦发生火灾爆炸事故，在火灾扑救过程中，消防水携带危险物质形成污染水。由于消防水瞬间用量较大，污染的消防水产生量也相应较多，直接排放会对区域地下水造成污染。参照《化工建设项目环境保护工程设计标准》（GB/T50483-2019）要求，应急事故废水池容量应根据发生事故的设备容量、事故时消防用水量及可能进入应急事故水池的降水量等因素综合确定。

按照《事故状态下水体污染的预防与控制技术要求》（Q/SY 08190-2019），事故缓冲设施总有效容积计算公式如下：

$V_{总}=（V_1+V_2-V_3）_{max}+V_4+V_5$

$V_2=\Sigma Q_{消}\times t_{消}$

$V_5=10q\times f$

$q=qa/n$

$V_{总}$—事故缓冲设施总有效容积，单位为立方米（m^3）；

V_1——收集系统范围内发生事故的物料量，单位为（m^3）；

V_2——发生事故的储罐、装置或铁路、汽车装卸区的消防水量，单位为（m^3）；

$Q_{消}$——发生事故的储罐、装置或铁路、汽车装卸区同时使用的消防设施给水流量，单位为 m^3/h；

$t_{消}$——消防设施对应的设计消防历时，单位为（h）；

V_3——发生事故时可以传输到其他储存或处理设施的物料量，单位为（m^3）；

V_4——发生事故时仍必须进入该收集系统的生产废水量，单位为立方米（m^3）；

V_5——发生事故时可能进入该收集系统的降雨量，单位为立方米（m^3）；

q——降雨强度，按平均日降雨量，单位为毫米（mm）；

qa——年平均降雨量，单位为（mm）；

n——平均年降雨日数，单位为（d）；

f——必须进入事故废水收集系统的雨水汇水面积，单位为（ha）。

①V_1 发生事故的物料量

本项目开发、输送介质为气态煤层气（瓦斯），无液态物料储存，事故状态下

无液态物料泄漏需收集，V_1=0m³。

②V_2消防废水量

依据《石油天然气工程设计防火规范》（GB50183-2004），本项目井场规模小、仅配置移动式干粉/泡沫灭火器，不设固定消防给水系统，V_2=0。

③V_3围堰容纳量

本项目不设专用事故围堰，故V_3=0。

④V_4事故生产废水量

事故状态下无新增生产废水，正常排采水已纳入防渗排采池，，则V_4=0m³。

⑤V_5降雨量

根据收集气象数据资料，阜康市年平均降雨量为196mm，年平均降雨天数以80d计，估算q降雨强度（平均日降雨量）$q=q_a/n=196/80\approx2.45$mm。

本项目可能进入事故废水收集系统的雨水汇水面积以井场总占地面积计，取值0.96hm²，估算$V_5=10q\times f=10\times2.45\times0.96=23.52$m³。

⑥$V_{总}$事故缓冲设施总有效容积

$V_{总}=(V_1+V_2-V_3)_{max}+V_4+V_5=0+0-0+0+23.52=23.52$m³。

⑦防渗排采池兼做应急事故池可行性分析

本项目单井场设置120m³防渗排采池，采用HDPE防渗膜+钢筋混凝土防渗结构，防渗系数满足《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）要求，防渗、防漏、防渗漏性能可靠。

事故废水估算容积仅23.52m³，远小于120m³防渗排采池有效容积，具备充足余量收集事故雨水及少量消防废水；池体封闭、防渗到位，可有效阻断事故废水下渗及外溢风险，完全满足应急事故收集、暂存要求。

非正常工况（管道泄漏、小火情）仅产生极少量消防废水，可全部纳入防渗排采池，不外排、不污染周边水体；日常通过定期清掏、维护，可长期兼作应急事故池，技术可行、经济合理、合规性强。综上，本项目120m³防渗排采池可兼作应急事故池，能有效防控事故水环境风险。

（2）对地表水体的影响

①施工期

本项目施工期间发生洪水、泥石流等灾害事故时，储存于防渗暂存池中的泥浆岩屑会随水力作用进入河流，由于本项目采用水基钻井液，经标准化井场固液分离设备处理后（采用振动筛、除砂器、除泥器、离心机四级实现固液分离），分离出的液相进入液相收集罐，用于钻井液配制；分离出岩屑暂存于防渗暂存池，通过固化处理后经检测满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）中污染物限值要求后用于井场铺垫、矿区内部道路铺设，泥浆岩屑及时综合利用，对地表水体的环境影响有限。要求建设方在施工期间做好固相防渗暂存池的围挡，以降低对地表水的影响。

②运营期

营运期间，标准化井场采出水排入标准化井场内防渗排采池暂存，定期拉运至阜康市东部城区污水处理厂处理，不与地表水体有水力联系，不会对地表水环境造成影响。

5.3.9.3 地下水环境风险影响分析

由于环境风险事故情景发生时间较短，建设单位采取有效的风险防范和应急措施，例如储罐建有围堰和全厂应急事故池，围堰区内采取防渗措施，泄漏液可有效收集后在短时间内得到处置和清理，不会因慢慢渗漏而污染地下水。对地下水最大的风险事故影响是地下污水池的破损渗漏影响，由于地下构筑物的隐蔽性，很难在短时间内发现，因此地下水环境影响预测章节针对这种情景展开预测，具体内容见5.3.3章节。

5.3.10 环境风险管理

5.3.10.1 环境风险管理目标

环境风险管理目标是采用最低合理可行原则（aslowasreasonablepracticable，ALARP）管控环境风险。采取的环境风险防范措施应与社会经济技术发展水平相适应，运用科学的技术手段和管理方法，对环境风险进行有效地预防、监控、响应。

5.3.10.2 环境风险防范措施

（1）井场风险防范措施

①本环评要求在危险废物贮存库内设专门区域放高密度聚乙烯塑料桶收集

废油，区域设围堰、搭防雨篷、地面做防渗处理（防渗系数不大于 1×10^{-10}cm/s）。并交由有资质单位处置。

②站内管线外部可采取防腐涂层，内壁可采用涂层或定期加注缓蚀防腐剂，金属管道采用电极保护。以减轻集气系统内腐蚀，避免发生分离器、汇管等破裂事故。

③井场实行标准化和封闭化管理。

④集气站内属防火防爆区域，应设置明显的禁火标志，所用电气设备和照明符合防火要求，并配备充足消防器材和设施。

（2）输气管线风险防范措施

①为减轻输气管线内外腐蚀，外部可采取防腐涂层，内壁可采用涂层或定期加注缓蚀防腐剂，金属管道采用电极保护。

A.外防腐

目前，国内外长输管道上常用的外防腐涂层主要有：煤焦油瓷漆、聚乙烯三层结构（三层 PE）、熔结环氧粉末（FBE）和双层熔结环氧粉末（双层 FBE）等。这几种防腐涂层都有各自的优缺点，根据沿线的地理环境、气候条件、交通状况以及施工期间的外力作用等因素，本项目采取的防腐措施如下：

根据地质情况，考虑本项目施工、运输过程中对钢管表面防腐涂层的人为和机械破坏等情况。本项目采用聚乙烯三层结构普通防腐，补口采用聚乙烯三层结构热收缩套（带）。

B. 阴极保护

根据管线敷设地段的土壤腐蚀情况和植被类型，输气管道的外防腐选用不同的方式，另加牺牲阳极的阴极保护方法，杜绝因管道腐蚀与冲蚀而造成天然气泄漏，污染沿线生态环境。

C. 合理设置截断阀和自动监控方案

D. 采用自动化控制系统

本项目采用了自动化系统，实现管道全线的集中数据采集、监控与调试管理。

该系统为目前管道自动控制过程最先进的技术，可确保在线跟踪流量、压力等指标变化情况，在发生泄漏事故时快速切断流量和启动泄压系统，确保管线安全，

也避免了事故的继续扩大。

②输气管道通过的地区，应按照沿线居民户数和（或）建筑物的密集程度，划分四个地区等级，并依据地区等级做出相应的管道设计。

③建议巡线频次为每日一巡，避免因外界群众过失等造成安全、环保事故发生。

④严格按照规范要求在输气管线上设置截断阀，集气系统设置泄压放空阀，并定期检查，以保证事故时启动灵敏，减少事故释放量。

⑤每年用检测仪器对输气管线管壁的厚度进行减薄测试，壁厚低于规定要求管段应及时更换，消除爆管隐患。

⑥在输气管线敷设线路沿线地表设置永久性标志，以提醒人群避免在管线两侧 50m 内建设大型工程以及取土、打井和种植根深植物。

⑦加强宣传教育，提高输气管线沿线居民的风险防范意识，禁止私接管线输气，以避免造成输气管线破坏、导致污染事件。

（3）技术防范措施

①施工阶段的防范措施

A.在施工过程中，加强监理，确保涂层施工质量；

B.建立施工质量保证体系，提高施工检验人员的水平，加强检验手段；

C.制定严格的规章制度，发现缺陷及时正确修补并做好记录；

D.进行试压试验，排除更多的存在于焊缝和母材的缺陷，从而增加管道的安全性；

E.选择有丰富经验的单位进行施工，并有优秀的第三方对其施工质量进行强有力的监督，减少施工误操作。

②营运阶段的防范措施

A.严格控制煤层气的气质，定期清管，排除管内的积水和污物，以减轻管道内腐蚀；

B.每三年进行管道壁厚的测量，对严重管壁减薄的管段，及时维修更换，避免爆管事故发生；

C.每半年检查管道安全保护系统（如截断阀、安全阀、放空系统等），使管道

在超压时能够得到安全处理，使危害影响范围减小到最低程度；

D.在公路、河流穿越点的标志不仅清楚、明确，并且其设置应能从不同方向，不同角度均可看清；

E.加大巡线频率，提高巡线的有效性；每天检查管道施工带，查看地表情况，并关注在此地带的人员活动情况，发现对管道安全有影响的行为，应及时制止、采取相应措施并向上级报告；

F.对穿越公路、河流区域管道应每三年检查一次；

G.在洪水期，应特别关注河流穿越段管道的安全；

H.事故放空时，应注意防火。

（4）火灾爆炸事故应急处理措施

①火灾爆炸事故应急步骤

火灾爆炸是本项目可能发生的最严重的事故形式，一般自身无法完全应对，必须向社会力量求援。应急步骤在遵循一般方案的要求下，应按照以下具体要求实施。

A.最早发现者应立即向单位领导、119 消防部门、120 医疗急救部门电话报警，现场指挥人员应当立即组织自救，主要自救方式为使用消防器材，如使用灭火器、灭火栓取水等方法进行灭火，在可能的情况下，采取有效措施切断易燃或可燃物的泄漏源，并转移有可能引燃或引爆的物料。

如发生爆炸事故，应立即通知所有人员撤离至安全地块，并用高压水枪远距离对罐区进行灭火处理，以降低减少发生连锁爆炸的可能性，并对燃烧过程中产生的一氧化碳、氮氧化物等气体进行处理，减少次生/伴生产生的气体对周围环境的影响。

B.单位领导接到报警后，应迅速通知有关部门和人员，下达按应急救援预案处置的指令，同时发出警报，召集安全领导小组展开应急救援工作，并通知消防队进入现场进行事故应急救援工作。

C.由安全领导小组组长迅速将事故的简要情况向消防、应急管理、公安、生态环境、卫生等部门报告。

a 门卫和保安人员接到报警后应立即封锁周围可能进入危险区的通道，阻止周围不相关人员或车辆进入危险区。

b 凡能切断物料或用自有灭火器材扑灭火灾而消除事故的，则以自救为主。如泄漏部位自身不能控制的，应向安全领导小组报告事故的具体情况及严重性。

c 救护供应组接到报警后立即赶往事故现场查明有无受伤人员，以最快速度将受伤或中毒者脱离现场，轻者可自行在安全区内抢救，严重者尽快送医院抢救。

d 若自身无法控制事故的发展，特别是发生爆炸性事故时，安全领导小组应当立即向各部门发布紧急疏散的指令，应急疏散组接到指令后应当立即组织本单位人员按照本预案提供的安全疏散通道进行疏散撤离，在事故影响有可能波及邻近单位或居民时，应向周围企事业单位发出警报，报告事故发生情况，并派人协助对方进行应急处理或疏散撤离。

如生产车间和厂区发生火灾、爆炸事故，必须在对生产车间和厂区灭火的同时，在生产车间和厂区喷射消防水，使生产车间和厂区形成一道消防水幕，以防止产生连锁反应，发生影响更大的风险事故。

e 消防队到达事故现场后，现场应急救援指挥交由消防部门统一指挥。

f 医疗救护部门到达现场后，立即救护伤员和中毒人员，对中毒人员应根据中毒症状及时采取相应的急救措施，对伤员进行清洗包扎或输氧急救，重伤员及时送往医院抢救。

g 应急抢修组到达后，应戴自给正压式呼吸器，穿厂商特别推荐的化学防护服（完全隔离），对中毒人员展开搜救，并使用消防砂灭火、清除渗漏液、进行局部空间清洗等。

h 应急监测组到达现场后，应会同厂方相关工程技术人员，了解事故发生原因、源头，并根据风向，查明污染物排放浓度和扩散情况，对事故影响的范围及程度进行分析预测，并向事故现场指挥部报告监测情况。

i 当事故得到控制，立即成立专门工作小组。在安全领导小组组长的指挥下组成事故调查小组，调查事故发生原因和研究制定防范措施。在安全领导小组指挥下，由生产部人员、仓库管理人员、维修人员组成抢修小组，研究制定抢修方案并立即组织抢修，尽早恢复生产。

②中毒窒息事故应急处理措施

当个体发生中毒事故时一般不需要启动全公司性的应急救援程序，吸入中毒者应当迅速脱离现场至空气新鲜处。保持呼吸道通畅。如呼吸困难，给输氧。如呼吸停止，立即进行人工呼吸。由于公司不具备医疗条件，因此不建议就地处理，应当立即转送医院救治。

当发生大量泄漏造成多人、大范围中毒事故或环境污染时，应当立即启动全公司性的应急救援程序。处理程序与火灾爆炸类似，但在撤离时要注意向上风向疏散，并注重人员的救护，应急处理人员应当佩戴防毒面具或空气呼吸器，戴化学防护眼镜，穿防静电工作服，戴橡胶手套。

（5）大气环境风险防范措施

建立大气环境风险三级防范体系：

①一级防控措施：工艺设计与安全方面，如装置区、管线等密封防泄漏措施。

②二级防控措施：报警、监控与切断系统，有毒有害气体自动监测报警系统，自动控制，联锁装置及自动切断系统等，以有效减少泄漏量，缩短泄漏时间的措施。

③三级防控措施：事故后应急处置措施，如喷淋消防系统、事故引风喷淋系统、备用罐等措施，并有效转移到废水、固废及备用储存设施中，降低事故状态下大气释放源强、缩短时间、减少排放量。

本项目采用的大气风险防范措施详见表 5.3-11。

表 5.3-11 项目大气风险防范措施一览表

防范措施	措施分项	大气风险防范措施具体内容
事故预防措施	安全、环保设计措施	严格按照《建设设计防火规范》和《石油化工企业设计防火标准》GB50160-2008[2018 年版]进行安全设计，合理布置平面设置。
	防火、防爆、防泄漏措施	建筑物按火灾危险性和耐火等级严格进行防火分区，设置必需的防火门窗、防爆灯设施，设计环形消防通道。
	安全自动控制与联锁报警系统、紧急切断与停车措施	生产采用 DCS 控制系统进行自动控制，对储运过程进行监控和自动控制，各操作参数报警、越限联锁及机泵、阀门等联锁主要通过 DCS 控制；设置紧急切断与停车措施；配套远程控制系统，一旦发生事故，可立即通过远程控制系统。
事故预警措施	可燃气体、有毒气体检测报警系统	生产区配备可燃气体、有毒气体报警器。
	泄漏、火灾、爆炸事故报警系统	各重要部位设备设置自动控制系统和设置完善的报警联锁系统，以及水消防系统和 ABC 干粉灭火器等。

防范措施	措施分项	大气风险防范措施具体内容
应急处置措施	终止事故源的基本方案	严格按照公司突发环境事件应急预案终止事故源，配套突发事故紧急切断、停车、堵漏、消防和输转等措施。
	对释放至大气的危险物质的控制方案	针对不同事故类型，结合泄漏物料理化性质，采取水幕、喷淋、中和、覆盖及负压引风至吸收装置等措施，减少大气中的危险物质。
	应急区域与安全隔离方案	设置应急区域和安全隔离方案。
	应急防护与救援方案	配备一定能力的应急防护设施、设备，重大事故应立即启动应急预案，与当地政府形成应急联动。
外环境敏感目标保护措施	环境风险防范区的设置与应急撤离方案	根据事故类型设立风险防范区和应急撤离方案。
	可能受影响人员的基本保护措施事故废水环境风险防范措施	事故发生后，及时通知当地有关生态环境主管部门和政府，配合公安、消防等部门做好受影响公众的疏散、撤离、防护措施及救治工作。
	紧急避难场所的设置	配备紧急救援站和有毒气体的防护站。

（6）井喷环境风险防范措施

①选择合理的压井液。新井投产和试气施工应参照钻穿煤层时钻井泥浆性能，认真选择合理的压裂液，避免因压裂液性能达不到施工要求而造成井喷污染。

②选择合理的射孔方式。

③规定上提钻具速度。井内下有大直径工具（工具外径超过套管内径 80%以上）的井，严禁高速起钻，防止因高速起钻引起抽汲作用造成井喷污染。

④对防喷装置的配备要有明确要求。

⑤选择使用有利于防止和控制井喷的井下管柱和工具，以适应突发事故的处理和补救措施的需要。

⑥开钻前向全队职工、钻井现场的所有工作人员进行地质、工程、钻井液和井控装备等方面的技术交底，并提出具体要求。

⑦严格执行井控工作九项管理制度，落实溢流监测岗位、关井操作岗位和钻井队干部 24h 值班制度，井控准备工作及应急预案必须经验收合格后，方可进行压裂作业。

⑧各种井控装备及其他专用工具、消防器材、防爆电路系统配备齐全、运转正

常。

⑨井喷应急措施：井喷发生后，应按照行业规范实施压井作业。井喷失控后，在 15min 内完成井口点火，燃烧泄漏瓦斯气（煤层气），瓦斯气（煤层气）燃烧后转化为毒性较小的 NOx、CO、CO_2 和 H_2O 等物质。同时优先撤离井口周边 500m 范围内的人员，并在井口周边 100m、500m、1000m 范围内布设环境应急监测点，监测 CO、CO_2、CH_4，至压裂作业完成。点火前应监测甲烷浓度，取 5.0%和 15%作为甲烷的爆炸上、下限区域，防止爆炸事故。

（7）井漏环境风险防范措施

在钻井过程中对井漏应坚持预防为主的原则，主要包括避开复杂地质环境、选用和维持较低的井筒内钻井介质压力、提高地层承压能力等防范措施：

①通过地质勘探合理选址本项目所处地区地表条件复杂，山沟纵横，建设单位应结合区域水文地质资料，合理选择井眼位置，一开井段尽量避开溶洞和暗河等复杂地质，从井位选择上降低钻井工程风险。

②降低井下环空压耗在保证钻井介质（水基钻井泥浆）能携带钻屑的前提下，尽可能降低钻井介质黏度，做到近平衡钻井。

③提高地层承压能力地层的漏失主要取决于地层的特性，通过人为的方法提高地层的承压能力，封堵漏失孔道，从而达到防漏的目的。通常采用以下三种方法来提高地层承压能力。

A.调整钻井泥浆性能：对于轻微渗透性漏失，进入漏层前，适当提高钻井泥浆粘度、增加泥浆压力以防漏。

B.在钻井泥浆中加入堵漏材料随钻堵漏：对于孔隙型或孔隙—裂缝性漏失，进入漏层前，在钻井泥浆中加入堵漏材料（主要由植物硬质果壳，云母和其他植物纤维组成等），在压差作用下，堵漏剂进入漏失通道，提高地层的承压能力，达到防漏的目的。

C.先期堵漏当下部地层孔隙压力超过上部地层破裂压力时，进入高压层前，须按下部高压层的孔隙压力确定钻井泥浆密度，这样容易导致上部地层漏失，为了防止上部地层漏失而引起的井涌、井喷等复杂情况发生，在进入高压层之前，应进行

先期堵漏，提高上部地层承压能力。先期堵漏程序：

a.钻进下部高压层前试压，求出上部漏失层破裂压力。

b.若地层破裂压力低于钻进下部高压层的当量循环密度，必须进行堵漏，堵漏方法及材料应根据地层特性加以选择。堵漏钻井泥浆注入井中后，井口加压将堵漏浆挤入地层中。静止 48h，然后下钻分段循环到井底。

c.起钻至漏层以上安全位置或套管内，采用井口加压的方式试漏，检查堵漏效果，当试漏钻井液密度大于下部地层钻井液密度时，方可加重钻开下部高压层

④应急措施：发生井漏时必须利用各种堵漏材料，处理井漏的规定流程如下：

A.分析井漏发生的原因，确定漏层位置、类型及漏失严重程度。

B.保质保量地配置堵漏泥浆。

C.施工时如果能起钻，应尽可能采用光钻杆，下至漏层顶部。

D.使用正确的堵剂注入方法，确保堵剂进入漏层近井筒处。

E.施工过程中要不停地活动钻具，避免卡钻。

F.凡采用桥堵剂堵漏，要卸掉循环管线及泵中的滤清器、筛网等，防止堵塞憋泵伤人。

G.憋压试漏时要缓慢进行，压力一般不能过大，避免造成新的诱导裂缝。

H.施工完成后，各种资料必须收集整理齐全、准确。

（8）管理措施

①按《石油天然气管道保护条例》要求加强管理建设单位应向沿线群众进行有关管道设施安全保护的宣传教育，配合公安机关做好管道设施的安全保卫工作，以保障管道及其附属设施的安全运行。

A.在管道中心线两侧各 5m 范围内，禁止取土等容易损害管道的作业活动；

B.在管道中心线两侧各 5m 范围内禁止种植深根植物；

C.在管道中心线两侧及管道设施场区外各 50m 范围内，禁止爆破、修筑大型建筑物、构筑物工程；

D.在管道中心线两侧各 50m 至 500m 范围内进行爆破，应事先报告建设方主管部门同意后，在采取安全保护措施后方可进行；

②建立环境风险管理体系管道在运营期必须制定综合管理、HSE 管理和风险管理体系，以综合管理体系和安全管理体系为风险管理提供技术保障。综合管理体系包括：管理组织结构、任务和职责，制定操作规程，安全章程，职员培训，应急计划，建立管道系统资料档案。为了防范事故风险，必须编制主要事故预防文件。

③建立输气管道完整性管理体系，为了保证输气管道沿线居民和财产的安全，管道建成后，建议运营单位建立输气管道完整性管理体系，做好管道沿线 HCA（高后果区域）的调查，主要包括：

A.三类、四类地区；

B.靠近管道的大致人数（包括考虑人工或自然障碍物可提供的保护等级）；

C.活动范围受限制或制约的场所（如医院、学校、幼儿园、养老院、监狱、娱乐场所），特别是未加保护的外部区域内的大致人数；

D.可能的财产损坏和环境破坏；

E.公共设施和设备；

F.次级事故的可能性。收集以上资料，从而为制定本项目天然气管道事故应急救援预案提供依据。

④在管道系统投产运行前，应制订正常、异常或紧急状态下的操作手册和维修手册，并对操作、维修人员进行培训，持证上岗，避免因严重操作失误而造成的事故；

⑤制订应急操作规程，在规程中应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，另外还应说明与管道操作人员有关的安全问题；

⑥操作人员每周应进行安全活动，增强职工的安全意识，识别事故发生前的异常状态，并采取相应的措施；

⑦对管道附近的居民加强教育，进一步宣传贯彻、落实《石油天然气管道保护条例》，减少、避免发生第三方破坏的事故；

⑧对重要的仪器设备有完善的检查项目、维护方法；按计划进行定期维护；有专门档案（包括维护记录档案），文件齐全。

5.3.11 突发环境事件应急预案编制要求

按照《中华人民共和国环境保护法》《中华人民共和国突发事件应对法》等法律法规以及国务院办公厅印发的《突发事件应急预案管理办法》及《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）、《关于进一步加强环境影响评价管理防范环境风险的通知》（环发〔2012〕77 号）的相关要求，本项目应急要求编制环境风险事故应急预案，并报行政主管部门进行备案。

建设单位应根据《突发环境事件应急预案管理暂行办法》《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）的有关要求编制应急预案，并定期组织学习预案，落实预案中的各项措施及应急救援器材、设备等应急物资等，并定期开展事故应急演练，以应对事故状况下的污染物排放，并定期组织员工学习各项相关制度，在各个生产装置进行实际演练，切实做到警钟长鸣，防患于未然。该应急预案是在可能的事故发生时，实施全员预防事故扩大，避免人员伤亡，降低事故对周围环境和居民的影响，减少经济损失的重要指导性方案，也是开展及时有序、高效事故应急救援工作的行动指南。突发环境事件应急预案的主要内容见表 5.3-12。

表 5.3-12 风险事故应急预案的主要内容

序号	项目	内容及要求
1	总则	编制目的、编制依据、适用范围、工作原则
2	基本情况	单位的基本情况、生产的基本情况、危险化学品和危险废物的基本情况、周边环境状况及环境保护目标
3	环境风险源辨识与风险评估	环境风险源辨识、环境风险评估
4	组织机构及职责	指挥机构组成、指挥机构的主要职责
5	应急能力建设	应急处置队伍、应急设施（设备）和物资
6	预警与信息报送	报警、通讯联络方式、信息报告与处置
7	应急响应和措施	分级响应机制、现场应急措施、应急设施（设备）及应急物资的启动程序、抢险、处置及控制措施、人员紧急撤离和疏散、大气环境突发环境事件的应急措施、水环境突发环境事件的应急措施、应急监测、应急终止
8	后期处置	现场恢复、环境恢复、善后赔偿
9	保障措施	通信与信息保障、应急队伍保障、应急物资装备保障、经费及其他保障
10	应急培训和演练	培训、演练
11	奖惩	明确突发环境事件应急处置工作中奖励和处罚的条件和内容
12	预案的评审、发布和更新	应明确预案评审、发布和更新要求
13	预案实施和生效的时间	要列出预案实施和生效的具体时间

（1）建设单位基本情况

应包括单位、生产、危险化学品和危险废物、周边环境状况及环境保护目标等四方面的情况。

生产的基本情况主要产品名称及产量，主要生产原辅材料名称及用量，生产工艺流程简介，主要生产装置、环保设施及储存设备平面布置图，雨水、污水管网图等。应结合本报告中的工程分析内容进行编制。

危险化学品和危险废物的基本情况主要包括企业危险化学品及危险废物的产生量、使用量、储存量、储存方式、运输（输送）单位、运输方式、运地、运输路线，危险废物转移处置方式、危险废物委托处理合同。应结合本项目环评报告中的工程分析、固体废物处置措施可行性分析和重大危险源识别内容进行编制。

周边环境状况及环境保护目标情况应确定企业周边区域 1km 范围内人口集中居住区（居民点、社区、自然村等）和其他环境保护目标（学校、医院、机关等，以及自然保护区、文物古迹、风景名胜等生态保护区）的方位、名称、人数、联系方式；查明周边企业、重要基础设施、道路等基本情况；说明企业产生污水的排放去向、下游受纳水体（河流、湖泊、湿地）名称、水环境功能区及水源保护区等情况，并给出上述环境敏感点与企业的距离和方位图。应结合本项目环评报告中的环境保护目标内容进行编制。

（2）环境风险源辨识与风险评估

对拟建项目进行环境风险分析，并列表明确给出企业的环境风险源。分析环境风险源在火灾、爆炸、泄漏等风险事故下产生的污染物种类、环境影响类别（大气环境、水环境、生态或其他）、范围及事故后果分析。应结合本项目环评报告中的风险识别、最大可信事故及环境风险概率分析及影响分析等内容进行编制。

（3）应急组织机构、职责和分工

①应急指挥机构

公司应成立事故应急救援“指挥领导小组”，由总经理、安全、环保、生产、经营等部门的领导组成。下设应急救援指挥部监管日常工作。应急指挥领导小组由总经理刘总指挥，若总经理不在，则由主管安全的领导接管，全权负责应急救援工

作。

②职责

指挥领导小组：负责本单位“预案”的制定、修订；组织实施救援演练；检查督促重大事故的预防措施和应急救援的各项准备工作。

指挥部：发生事故时，由指挥部发布和接触应急救援命令、信号；组织指挥救援队伍实施救援行动；向上级汇报和友邻单位通报事故情况，必要时向有关单位发出救援请求。组织事故调查，总结应急救援经验教训。

③应急设施（设备）和物资

明确突发环境事件应急处置设施（设备）包括医疗救护仪器、药品、个人防护装备器材、消防设施、堵漏器材、废水收集池、应急监测仪器设备和应急交通工具等。

④预警与信息报送

明确报警、通讯联络方式，及时有效的报警装置，快速的内部、外部通信联络手段，相关方联系的方式、方法。

明确信息报告与处置方式，包括企业内部报告形式、信息上报形式、报告内容、信息通报的方法和程序。

（4）应急响应措施

规定事故级别，并设置相应的应急分类响应程序。

发生事故时，建设单位在向上一级报告的同时，应立即按应急救援预案，组织指挥本单位各种救援队伍和职工采取措施控制危害源，进行自救。对于灾害性事故，已涉及社会时，除采取自救外，应及时向当地政府报告，争取社会救援。

根据污染物的性质和事故类型、可控性、严重程度和影响范围，预先制定不同的现场应急措施。

明确应急设施（设备）和应急物资的启用程序，特别是为防止消防废水和事故废水进入外环境而设立的防渗排采池的启用程序。

明确抢险、处置及控制措施，制定人员紧急撤离和疏散方案。

根据污染物的性质和事故类型，事故可控性、严重程度和影响范围，风向和风

速，制定大气环境突发环境事件的应急措施。

根据污染物的性质、数量及事故类型，事故可控性、影响范围和严重程度等制定水环境突发环境事件的应急措施。

建设方应根据工程对可能发生的风险事故制定应急监测方案，为地方政府及生态环境主管部门控制和处理污染事故提供技术支持。具体方案如下：

事故发生后，应根据事故发生的状态（如泄漏物料性质、装置状态等），地方应急监测小组有关人员应根据情况准备事故监测器具，立即集合行动小组抵达事故现场。大气污染应急监测小组的人员应配备好个人防护用具，携带监测及采样设备迅速靠近大气污染源，其他人员快速架起大气连续采样器，采集大气样本，数据初步监测完毕后，不断将监测到的数据发送到设在地方环保局的应急监测小组，由其向上级部门及相关部门发送指令和信息，编发统计分析快报。事故发生一周内每天采样一次。

泄漏事故大气应急监测因子建议如下：非甲烷总烃；火灾爆炸事故大气应急监测因子建议为：CO、颗粒物、非甲烷总烃，具体视事故源而定。

明确应急终止的条件。事故现场得以控制，环境符合有关标准，导致次生、衍生事故隐患消除后，经事故现场应急指挥机构批准后，现场应急处置结束。

（5）后期处置

明确现场清洁净化、污染控制和环境恢复工作需要的设备工具和物资，事故后对现场暴露的工作人员、应急行动人员清除污染的清洁净化的方法和程序，以及在应急终止后，对受污染现场进行恢复的方法和程序。

明确在应急终止后，对受污染和破坏的生态环境进行恢复的方法和程序。

（6）保障措施

明确与应急工作相关联的单位或人员通信联络的方式和方法，并提供备用方案。建立信息通信系统及维护方案，确保应急期间信息畅通。

明确各类应急响应的人力资源，包括专业应急队伍、兼职应急队伍的组织与保障方案。明确应急处置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。

明确应急专项经费来源、使用范围、数量和监督管理措施，保障应急状态时企业应急费用的及时到位。

（7）人员培训及演练

公司应制定风险事故救援培训、学习计划。根据接受培训人员的能力不同，选择不同的侧重点，确定培训内容、制定培训计划。同时应根据应急预案的内容，定期进行事故应急演练。

5.3.12 环境风险结论

本次评价针对本项目可能发生的突发环境事件制定了一系列的风险防范措施、管理措施及应急预案，可将事故风险概率和影响程度降至最低。通过采取有效的预防措施和制定完善的应急救援预案，严格执行项目安全评价提出的安全对策措施，本项目的环境风险是可以防控的。

5.3.13 环境风险评价自查表

本项目环境风险简单分析内容见表 5.3-13，环境风险评价自查表见表 5.3-14。

表 5.3-13 环境风险简单分析表

建设项目名称	新疆阜康市白杨河区域煤矿瓦斯治理三期项目				
建设地点	新疆维吾尔自治区	昌吉回族自治州	阜康市	阜康矿区	白杨河区块
地理坐标	经度	88°26′45.643″	纬度	44°2′25.3883″	
主要危险物质及分布	管道煤层气				
环境影响途径及危害后果（大气、地表水、地下水等）	煤层气泄漏或燃烧				
风险防范措施要求	1、遵守安全法规，加强管理；2、编制应急预案；3、出现事故及时反映，并及时采取有效措施；				
填表说明（列出相关信息及评价说明） 本项目环境风险潜势按照 I 考虑判定项目风险评价级别为“简单分析”。					

表 5.3-14 环境风险评价自查表

工作内容		完成情况				
风险调查	危险物质	名称	柴油	甲烷		废机油
		存在总量/t	416	0.82038		1.5
	环境敏感性	大气	500m 范围内人口数/0 人		5km 范围内人口数<2000 人	
			每公里管段周边 200m 范围内人口数（0）			/
		地表水	地表水功能敏感性	F1□	F2□	F3□
			环境敏感目标分级	S1□	S2□	S3□
		地下水	地下水功能敏感性	G1□	G2□	G3☑
			包气带防污性能	D1☑	D2□	D3□

工作内容		完成情况				
物质及工艺系统危险性	Q 值	Q＜1☑	1≤Q＜10□	10≤Q＜100□	Q＞100□	
	M 值	M1□	M2□	M3☑	M4□	
	P 值	P1□	P2□	P3□	P4□	
环境敏感程度	大气	E1□	E2□	E3□		
	地表水	E1□	E2□	E3□		
	地下水	E1□	E2□	E3□		
环境风险潜势	IV+□	IV□	III□	II□	I☑	
评价等级	一级□	二级□	三级□		简单分析☑	
风险识别	物质危险性	有毒有害☑	易燃易爆☑			
	环境风险类别	泄漏☑	火灾、爆炸引发伴生/次生污染物排放☑			
	影响途径	大气☑	地表水□	地下水□		
事故情形分析		源强设定方法	计算法□	经验估算法□	其他估算法□	
环境风险预测与评价	大气	预测模型	SLAB□	AFTOX□	其他□	
		预测结果	大气毒性终点浓度-1 最大影响范围/0m			
			大气毒性终点浓度-2 最大影响范围/0m			
	地表水	最近环境敏感目标/到达时间/h				
	地下水	下游厂区边界到达时间/d				
		最近环境敏感目标/到达时间/d				
重点风险防范措施		设计严格执行《输气管道工程设计规范》（GB50251-2015）、《石油天然气工程设计防火规范》（GB50183-2015）等现有的标准、规范、法规，合理选线，确保管线质量做防腐处理；加强施工过程质量把控；运营期制定应急预案，加强工人安全教育。				
评价结论与建议		环境风险在可接受范围内				
注：“□”为勾选项，“”为填写项						

5.4 退役期环境影响分析

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。

5.5 水土保持影响

本项目位于昌吉州自治区级水土流失重点治理区，区域水土流失以风蚀、轻度水蚀为主。工程建设期间，场地开挖、井场及管线建设、临时占地扰动、土石方转运等活动将扰动地表、破坏原生植被，造成地表裸露，加剧区域水土流失风险；施工期裸露边坡、堆土区若防护不到位，遇降雨易产生坡面径流冲刷，形成新增水土流失。项目总体布局合理，占地类型、规模可控，土石方基本平衡、综合利用方案可行，施工工艺对地表扰动影响总体可控。在落实各项水土保持措施前提下，项目新增水土流失可得到有效控制，不会加剧区域水土流失总体态势，从水土保持角度，项目建设可行。

5.6 碳排放环境影响分析

为贯彻落实中央和生态环境部“碳达峰、碳中和”相关决策部署和文件精神，充分发挥环境影响评价的源头防控、过程管理中的基础性作用，推进行业减污降碳协同控制，本次评价按照相关政策及文件要求，参照《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）》（发改办气候〔2014〕2920 号-1），计算本项目实施后碳排放量及碳排放强度，并分析整合项目减污降碳措施可行性及碳排放水平。

5.6.1 碳排放预测与评价

5.6.1.1 碳排放源分析

按照《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）》（发改办气候〔2014〕2920 号-1）核算本项目碳排放情况。本项目排放的温室气体为 CO_2、CH_4。

主要排放源包括燃料燃烧排放、火炬燃烧排放、工艺放空排放、CH_4 逃逸排放、CH_4 回收利用量、CO_2 回收利用量、净购入电力和热力隐含的 CO_2 排放。

（1）燃料燃烧排放 CO_2

本项目施工期涉及柴油燃烧过程排放 CO_2。

（2）火炬燃烧排放 CO_2

本项目施工期标准化井场测试放喷燃烧排放 CO_2；运营期不涉及常规火炬燃烧排放 CO_2。

（3）工艺放空排放

本项目涉及工艺放空排放 CH_4、CO_2。

（4）CH_4 逃逸排放

本项目涉及 CH_4 逃逸排放。

（5）CH_4 回收利用量

本项目不涉及 CH_4 回收利用。

（6）CO_2 回收利用量

本项目不涉及 CO_2 回收利用量。

（7）净购入电力和热力隐含的 CO_2 排放

本项目涉及净购入电力隐含的 CO_2 排放。

（8）碳排放源识别情况

表 5.6-1 本项目碳排放源情况统计表

序号	排放类型	温室气体排放种类	能源/物料种类	排放设备
1	燃料燃烧排放 CO_2	CO_2	柴油	发电机、机械
2	火炬燃烧排放 CO_2	CO_2	煤层气	
3	工艺放空排放	CO_2、CH_4	煤层气	
4	CH_4 逃逸排放	CH_4	煤层气	

5	净购入电力隐含的 CO_2 排放	CO_2	电力	

综上分析，本项目识别碳排放源为火炬燃烧排放 CO_2、工艺放空排放 CH_4、CO_2、CH_4 逃逸排放、净购入电力隐含的 CO_2 排放。

5.6.1.2 碳排放核算

本次评价参照《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）》（发改办气候〔2014〕2920 号-1），温室气体（GHG）排放总量等于化石燃料燃烧 CO_2 排放量，加上火炬燃烧排放量，加上各个业务环节的工艺放空排放和逃逸排放之和（其中非 CO_2 气体应按全球增温潜势，即 GWP 值，折算成 CO_2 当量），减去企业的 CH_4 和 CO_2 回收利用量，再加上企业净购入电力和净购入热力的隐含 CO_2 排放量。公式如下：

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

式中：

E_{GHG} 为企业温室气体排放总量，单位为吨 CO_2 当量；

$E_{CO2-燃烧}$为企业由于化石燃料燃烧活动产生的 CO2 排放，单位为吨 CO2；

$E_{GHG-火炬}$为企业因火炬燃烧导致的温室气体排放，单位为吨 CO_2 当量；

$E_{GHG\ 工艺}$为企业各业务类型的工艺放空排放，单位为吨 CO_2 当量。根据 IPCC 第二次评估报告，100 年时间尺度内 1 吨 CH_4 相当于 21 吨 CO_2 的增温能力，因此 GWP_{CH4} 等于 21；

$EG_{HG-逃逸}$为企业各业务类型的设备逃逸排放，单位为吨 CO_2 当量；

s 为企业涉及的业务类型，包括油气勘探、油气开采、油气处理、油气储运业务；

$R_{CH4-回收}$为企业的 CH_4 回收利用量，单位为吨 CH_4；

G_{WPCH4} 为 CH4 相比 CO_2 的全球变暖潜势（GWP）值。

$R_{CO2-回收}$为企业的 CO_2 回收利用量，单位为吨 CO2；

$E_{CO2-净电}$为企业净购入电力隐含的 CO_2 排放，单位为吨 CO_2；

$E_{CO2-净热}$为企业净购入热力隐含的 CO_2 排放，单位为吨 CO_2。

（1）燃料燃烧 CO_2 排放

企业的化石燃料燃烧 CO_2 排放量基于企业边界内各个燃烧设施分品种的化石燃料燃烧量，乘以相应的燃料含碳量和碳氧化率，再逐层累加汇总得到，公式如下：

$$E_{CO_2燃烧} = \sum_{j}\sum_{i}\left(AD_{i,j} \times CC_{i,j} \times OF_{i,j} \times \frac{44}{12}\right)$$

式中，E_{CO2} 燃烧为企业的化石燃料燃烧 CO_2 排放量，单位为 CO_2；

i 为化石燃料的种类；

j 为燃烧设施序号；

$AD_{i,\ j}$ 为燃烧设施 j 内燃烧的化石燃料品种 i 消费量，对固体或液体燃料以吨为单位，对其他气体燃料以气体燃料标准状况下的体积（万 Nm^3）为单位，非标准状况下的体积需转化成标况下进行计算；

$CC_{i,\ j}$ 为设施 j 内燃烧的化石燃料 i 的含碳量，对固体和液体燃料以吨碳/吨燃料为单位，对气体燃料以吨碳/万 Nm^3 为单位；

$OF_{i,\ j}$ 为燃烧的化石燃料 i 的碳氧化率，取值范围为 0～1。

$CC_i = NVC_i \times EF_i$

式中：CC_i 为化石燃料品种 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；

NVC_i 为化石燃料品种 i 的低位发热量，对固体和液体燃料以百万千焦（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。常见商品能源的单位热值含碳量见附录二表 2.1。

本项目施工期使用燃料为柴油，使用量约 9175t，估算本项目燃料燃烧排放 CO_2 情况见表 5.6-2。

表 5.6-2 柴油燃烧排放 CO_2 核算一览表

i	AD_i，j	NVC_i	EF_i	CC_i	OF_i，j	CO_2 燃烧

燃料种类	消费量（t）	低位发热量（（GJ）/吨）	单位热值含碳量（吨碳/GJ）	含碳量	碳氧化率	燃料燃烧 CO_2 排放量（ tCO_2 ）
柴油	9175	43.33	0.0202	0.875266	98%	28856.5
注：计算结果保留小数点后 2 位有效数字。						

根据公式计算，本项目施工期柴油燃烧产生 CO_2 约 28856.5t。

（2）火炬燃烧排放

石油天然气生产企业火炬燃烧可分为正常工况下的火炬气燃烧及由于事故导致的火炬气燃烧两种，考虑到两种火炬气的数据监测基础不同，建议分别核算；另外，考虑到石油天然气生产企业火炬气 CH_4 含量较高且火炬气燃烧不充分，因此石油天然气生产企业的火炬燃烧排放应同时考虑 CO_2 及 CH_4 排放。

$$E_{GHG_火炬} = E_{CO_2_正常火炬} + E_{CO_2_事故火炬} + \left(E_{CH_4_正常火炬} + E_{CH_4_事故火炬}\right) \times GWP_{CH_4}$$

式中，

$E_{GHG-火炬}$为火炬燃煤烧产生的 CO_2 排放，单位为吨 CO_2；

$E_{CO2-正常火炬}$为正常工况下火炬系统产生的 CO_2 排放，单位为吨 CO_2；

$E_{CO2-事故火炬}$为由于事故火炬产生的 CO_2 排放，单位为吨 CO_2；

$E_{CH4-正常火炬}$为正常工况下火炬系统产生的 CH_4 排放，单位为吨 CH_4；

$E_{CH4-事故火炬}$为事故火炬产生的 CH_4 排放，单位为吨 CH_4。

①正常工况火炬温室气体排放计算式如下：

$$E_{CO_2正常火炬} = \sum_i \left[Q_{正常火炬} \times \left(CC_{非\ CO_2} \times OF \times \frac{44}{12} + V_{CO_2} \times 19.7\right)\right]_i$$

$$E_{CH_4正常火炬} = \sum_i \left[Q_{正常火炬} \times V_{CH_4} \times (1 - OF) \times 7.17\right]_i$$

$$CC_{非\ CO_2} = \sum_n \frac{12 \times V_n \times CN_n \times 10}{22.4}$$

上式中：

i 为火炬系统序号；

$Q_{正常火炬}$为正常生产状态下第 i 号火炬系统的火炬气流量，单位为万 Nm^3；

$CC_{非\ CO2}$ 为火炬气中除 CO_2 外其他含碳化合物的总含碳量，单位为吨碳/万 Nm^3；

OF 为第 i 号火炬系统的碳氧化率，如无实测数据可采用缺省值 0.98；

V_{CO_2} 为火炬气中 CO_2 的体积浓度，取值范围为 0～1，如火炬气中 CO_2 的体积浓度为 2%，则 V_{CO_2} 取 0.02；

V_{CH_4} 为火炬气中 CH_4 的体积浓度；

44/12 为碳与二氧化碳转换系数；

19.7 为 CO_2 气体在标准状况下的密度，单位为吨/万 Nm^3；

7.17 为 CH_4 气体在标准状况下的密度，单位为吨/万 Nm^3。

n 为火炬气的各种气体组分，CO_2 除外；

$CC_{非CO2}$ 为火炬气中除 CO_2 外的其他含碳化合物的含碳量，单位为吨碳/万 Nm^3；

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；

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。

②事故火炬温室气体排放

目前我国石油天然气生产企业由于事故导致的火炬气燃烧一般无具体监测，直接获取火炬气流量数据非常困难，建议以事故设施通往火炬的平均气体流量及事故持续时间为基础估算事故火炬燃烧量，并进而估算事故火炬燃烧的 CO_2 和 CH_4 排放量：

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

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

上式中，

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 Nm^3/小时；

$T_{事故,j}$ 为报告期内第 j 次事故的持续时间，单位为小时；

$CC_{(非CO2)j}$ 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 Nm^3；

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；

$V_{(CO2)j}$ 为第 j 次事故火炬气中 CO_2 的体积浓度；

V_{CH4} 为事故火炬气中 CH_4 的体积浓度。

钻井试气过程中，需放喷一定量的煤层气，为降低煤层气直接排放造成的污染，本项目采用测试放散管燃烧后进行放空。

本项目标准化井场测试放喷燃烧为非正常工况下进行，因此只考虑事故火炬温室气体排放。

（3）火炬燃烧排放核算

①气体组分

根据气体组分报告，本项目煤层气中二氧化碳组分占比为 3.82%，CH_4 组分占比 93.29%。

②$GF_{事故，j}$ 火炬气流速度

根据设计资料，并控制阀门保证每小时瞬时流量不大于 $2m^3/h$，本项目火炬气体流速取 0.0002 万 Nm^3/h。

③$T_{事故，j}$ 井场火炬放喷时间一般不超过 8 天，估算为 192h。

④$CC_{(非CO2)j}$

根据气体组分，本项目 $CC_{(非CO2)j}$ 核算见表 5.6-3。

表 5.6-3$CC_{(非CO2)j}$ 核算一览表

碳化合物	体积浓度	碳原子数目	含碳量
甲烷	0.9329	1	4.997678571
乙烷	0.009	2	0.096428571
丙烷	0.0005	3	0.008035714
正丁烷	0.00003	4	4.997678571
异丁烷	0.0003	4	5.997678571
$CC_{(非CO2)}$ 总含碳量（吨碳/万 Nm^3）			16.0975

⑤OF

实测数据可采用缺省值 0.98。

⑥V_{CO2}

根据气体组分，CO_2 气体浓度为 3.82。

⑦温室气体排放核算

根据上述公式，估算本项目火炬燃烧排放温室气体情况见表 5.6-4。

表 5.6-4 本项目火炬燃烧排放温室气体情况一览表

$GF_{事故}$	$T_{事故}$	$CC_{（非CO2）}$	OF	$V_{（CO2）}$	V_{CH4}	$E_{CO2\ 事故火炬}$	$E_{CH4\ 事故火炬}$	$E_{CO2\ 正常火炬}$	$E_{CH4\ 正常火炬}$	$E_{GHG\ 火炬}$
万 Nm^3/h	h	吨碳/万 Nm^3	/			吨 CO_2	吨 CH_4	吨 CO_2	吨 CH_4	吨 CO_2
0.0002	192	16.0975	0.98	0.00382	0.9329	2.224087194	0.00513707	0.011583787	0.011583787	2.586808984
井数										75
E_{CO2} 火炬										194.0106738
注：1 吨 CH_4 相当于 21 吨 CO_2 计算结果保留小数点后 2 位有效数字。										

根据估算，本项目单井火炬燃烧释放 2.5868tCO_2，本项目共钻井 75 口，标准化井场测试放喷燃烧排放 194.01tCO_2。

（4）油气开采业务温室气体排放

①油气开采业务工艺放空 CO_2

油气开采业务工艺放空 CH_4 排放及 CH_4 逃逸排放主要发生于原油开采中的井口装置、单井储油装置、接转站、联合站及天然气开采中的井口装置、集气站、计量/配气站及储气站等。它们的核算方法如下：

油气开采工艺放空 CH_4 排放可根据油气开采环节各类设施的数量及不同设施的工艺放空排放因子进行计算：

$$E_{CH_4_开采放空} = \sum_j (Num_j \times EF_j)$$

式中，

$E_{CH4-开采放空}$为油气开采环节产生的工艺放空 CH_4 排放量，单位为吨 CH_4；

j 为油气开采系统中的装置类型，包括原油开采的井口装置、单井储油装置、接转站、联合站及天然气开采中的井口装置、集气站、计量/配气站、储气站等；

Num_j 为第 j 个装置的数量，单位为个；

EF_j 为第 j 个装置的工艺放空 CH_4 排放因子，单位为吨 CH_4/（年·个）。

本项目包括井口装置、集气站管线止逆阀等，核算情况见表 5.6-5。

表 5.6-5 油气开采业务排放 CH_4 情况一览表

Numj		EFj		CH_4开采放空
名称	个	值	单位	吨 CH_4
井口装置	75	0	吨/年•个	0
管线（逆止阀）	95	5.49	吨/年•个	521.55
合计				521.55
折算 CO_2排放				10952.55

根据核算，本项目开采业务工艺放空10952.55tCO_2。

（2）油气开采业务逃逸排放温室气体

油气开采业务CH_4逃逸排放可根据油气开采环节各类设施的数量及不同设施的CH_4逃逸排放因子进行计算：

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

$E_{CH4-开采逃逸}$为原油开采或天然气开采中所有设施类型（包括原油开采的井口装置、单井储油装置、接转站、联合站及天然气开采中的井口装置、集气站、计量/配气站、储气站等）产生的CH_4逃逸排放，单位为吨CH_4；

j为不同的设施类型；

Num_{ailj}为原油开采业务所涉及的泄漏设施类型数量，单位为个；

EF_{ailj}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_{gasj}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_{gasj}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）。

本项目不涉及原油开采，仅涉及天然气开采，包括井口装置、集气站管线止逆阀等，核算情况见表5.6-6。

表5.6-6 油气开采业务排放CH_4情况一览表

Num_{gasj}		EF_{gasj}		CH_4开采逃逸
名称	个	值	单位	吨CH4
井口装置	75	2.5	吨/年•个	187.5
管线（逆止阀）	95	0.85	吨/年•个	80.75
合计 $E_{CH4\ 开采逃逸}$				268.25
折算 CO_2排放				5633.25

（3）油气开采业务排放温室气体

根据核算，本项目工艺放空 $CO_2$10952.55，逃逸放空 $CO_2$5751.9t，合计油气开采业务排放温室气体 $CO_2$16585.8t。

（4）购入电力产生的 CO_2 排放核算

企业净购入的电力消费引起的 CO_2 排放计算公式如下：$E_{CO2\ 净电}$=AD 电力×EF 电力

式中：$E_{co2\ 净电}$为企业净购入的电力消费引起的排放，单位为吨 CO_2；AD 电力为企业净购入的电力消费，单位为 MWh；

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

$AD_{电力}$根据设计单位测算资料，本项目年用电量约为 3179.6 万 kW·h/a。

$EF_{电力}$根据《关于发布 2021 年电力二氧化碳排放因子的公告》（公告 2024 年第 12 号）中《2021 年电力二氧化碳排放因子》，新疆 2021 年省级电力平均二氧化碳排放因子为 0.6577kgCO_2/kwh。

本项目电力消费引起的CO_2 排放为：

$E_{CO2\ 净电}$=3179.6×10000×0.6577/1000=20912.23tCO_2。

（5）碳排放核算结果

本项目碳排放计算结果见表 5.6-7。

表 5.6-7 本项目碳排放数据统计一览表

排放类型	预测排放增加量	单位
CO_2 燃烧	8038.93	tCO_2
ECO_2 火炬	194.01	tCO_2
CO_2 工艺	10952.55	tCO_2
CO_2 逃逸	5633.25	tCO_2
CO_2 净电	20912.23	tCO_2
E_{CO2}	45730.97	tCO_2e

根据计算，本项目 CO_2 年排放总量为 45730.97tCO_2。

5.6.1.3 碳减排潜力分析

本项目采用先进的生产技术和设备。经对照，项目未采用国家明令禁止或淘汰的落后工艺、设备。本项目的碳排放源主要包括火炬燃烧、开采业务、购入电力等，根据碳排放核算结果可知，对碳排放结果影响最大的为购入电力，其次为开采业务

排放的二氧化碳量。

电力排放减排：本项目通过采用各种先进技术，大量降低物料消耗、减少生产中各种污染物的产生和排放；工艺流程紧凑、合理、顺畅，最大限度地缩短中间环节物流运距，节约投资和运行成本，并在工艺设计、设备选型、建筑材料、电气系统、节能管理等各方面均采用了一系列节能措施。

5.6.2 碳排放评价

在煤层气开采及输送过程中，会有少量的泄漏，导致产生甲烷等温室气体的排放。但煤层气是清洁能源，开发利用好煤层气，不仅可以减少资源的浪费，而且在减少温室气体排放、改善大气环境方面具有非常重要的意义。相对于常规天然气，煤层气抽采利用的碳减排意义更大。因此应加强煤层气开发利用，特别是煤矿区煤层气的抽采利用，大力开展采空区煤层气抽采利用，加大煤矿低浓度瓦斯利用力度，减少甲烷排放；将煤层气利用纳入全国碳排放权交易市场，通过市场机制促进碳减排。

煤层气低位热值：35.5MJ/m^3，标准煤热值：29.3076MJ/kgce，燃煤排放因子：2.60tCO/tce，折算标煤量=1.0×10^8×355÷29.3076=12112.90 万 tce/a

减排 CO_2=12112.9×2.6=31493.54 万 tCO_2/a

本项目年开采煤层气 1.0 亿 m^3/a，煤层气作为清洁能源替代燃煤使用，经核算每年可节约标准煤约 12112.90 万 tce，折合年减少二氧化碳排放量约 31493.54 万 tCO_2，温室气体减排效益显著。

非正常工况下标准化井场事故、检修时通过 1 根管径 DN80、高 10m 事故气体燃烧火炬排放煤层气。

标准化井场的煤层气在事故状态下不燃烧，排放的温室气体主要是甲烷，因均为事故状态下才会发生，因此正常情况下不会增加温室气体的排放，为了减少温室气体的排放，应对工艺装置定期维护保养，加快检修进度等减少放散的次数。

5.6.3 温室气体管控措施

以减污降碳协同增效为主要原则、以制度建设产业升级为重要抓手的绿色低碳发展战略，主动响应国家碳达峰碳中和行动，形成科技含量高、资源消耗低、生态

良好的绿色产业结构和低碳能源供应体系，实现高质量发展，成为国家履行气候宣示、实现碳中和目标、建设美丽中国的中坚力量。

为减少温室气体排放，本项目采取如下温室气体管控措施：

（1）选用密封性能、质量好的法兰、连接件、泵体等设备定期进行泄漏检测；

（2）煤层气开采过程中采用数字化、自动化、信息化等智能化监控系统，可以实现对气井液面、流压、产水量、产气量等关键生产参数进行实时监控和及时反馈；

（3）定期对标准化井场、集气管线检修，避免事故状态的产生；

（4）选择合理的供电电压和供电方式。选用高功率因数电气设备，采用无功功率补偿、高低压同时补偿方式；选用节能型干式变压器；各种电力设备选用能效等级1级节能产品；风机、泵类采用变频器调速控制，减少电力损耗。

5.6.4 排放控制管理与监测计划

5.6.4.1 组织管理

（1）建立制度

为规范企业碳管理工作，结合自身生产管理实际情况，建立碳管理制度，包括但不限于建立企业碳管理工作组织体系；明确各岗位职责及权限范围；明确战略管理、碳排放管理、碳资产管理、信息公开等具体内容；明确各事项审批流程及时限；明确管理制度的时效性。

（2）能力培养

为确保企业碳管理工作人员具备相应能力，企业应开展以下工作：通过教育、培训、技能和经验交流，确保从事碳管理有关工作人员具备相应的能力，并保存相关记录；对与碳管理工作有重大影响的人员进行岗位专业技能培训，并保存培训记录；企业可选择外派培训、内部培训和横向交流等方式开展培训工作。

（3）意识培养

企业应采取措施，使全体人员都意识到：实施企业碳管理工作的重要性；降低碳排放、提高碳排放绩效给企业带来的效益，以及个人工作改进能带来的碳排放绩效；偏离碳管理制度规定运行程序的潜在后果。

5.6.4.2 排放管理

（1）监测管理

企业应根据自身的生产情况以及《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）》（发改办气候〔2014〕2920 号-1）中核算标准和国家相关部门发布的技术指南的有关要求，确保对其运行中的决定碳排放绩效的关键特性进行定期监视、测量和分析，关键特性至少应包括但不限于：排放源设施、各碳源流数据、具备实测条件的与排放因子相关的数据、碳排放相关数据和生产相关数据获取方式、数据的准确性企业应对监视和测量获取的相关数据进行分析，应开展以下工作：

①规范碳排放数据的整理和分析；

②对数据来源进行分类整理；

③对排放因子及相关参数的监测数据进行分类整理；

④对数据进行处理并进行统计分析；

⑤形成数据分析报告并存档。

（2）报告管理

企业应基于碳排放核算的结果编写碳排放报告，并对其进行校核。

核算报告编写应符合主管部门所规定的格式要求，对经过内部质量控制的核算结果进行确认形成最终企业盖章的碳排放报告，并按要求提交给主管部门 1 份，本企业存档 1 份。

企业碳排放报告存档时间应不低于 5 年。

（3）信息公开

企业应按照主管部门相关要求和规定，核算并上报企业碳排放情况。鼓励企业选择合适的自发性披露渠道和方式，面向社会发布企业碳排放情况。

（4）节能减排措施

本项目在工艺设计、设备选型、平面布置、电气系统、节能管理等各方面均采用了一系列节能措施，企业应重视生产中各个环节的节能降耗，增强节能效果。

①工艺及设备节能

采用先进生产工艺，合理布置车间设备、理顺工艺流程、区划生产区域，使之物

流便捷，有效降低生产中不必要的能耗。

在设备选用上采用高效、低能耗设备。

②总平面节能

根据规划条件、要求严格控制建筑密度，尽量减少硬化地面（混凝土、石材、板材），保持足够的绿地。

③电气节能

变配电所应尽量靠近负荷中心，以缩短配电半径减少线路损耗；合理选择变压器的容量和台数，以适应由于季节性造成的负荷变化时能够灵活投切变压器，实现经济运行减少由于轻载运行造成的不必要电能损耗，合理分配负荷，控制变压器负载率在75%-85%之间，尽量使变压器工作在高效低耗区内；减少线路损耗：选用节能变压器；

选用高效率的电动机等措施。

5.6.4.3 碳排放监测计划

公司应制定温室气体年度监测计划，对碳排放相关的关键参数进行监测和分析，并根据分析结果，进行有效控制，并将上述监测结果形成记录，监测计划应包括：

监测内容、监测的责任部门、监测的形式、监测的频率、监测结果的记录形式等。其中监测内容重点为碳排放活动水平收集，并根据碳排放台账记录情况，建议每年开展一次碳排放核算及污染源 CO_2 监测，并对监测结果进行分析，包括异常波动分析、与同行业先进值对比分析等。当分析过程中发现碳排放状况出现重大偏差时，应及时分析原因并采取应对措施。

公司应定期对管辖范围内的监测设备进行检定或校准，确保监测结果的准确性和可重复性。必要时，建立碳排放信息监控系统，实现碳排放数据的在线采集和实时监控。

5.6.5 碳排放分析结论

本项目以企业法人独立核算单位为边界，核算生产系统产生的温室气体排放。本项目碳排放涉及事故火炬燃烧排放、工艺放空排放、逃逸排放、净购入电力隐含的 CO_2 排放，核算本项目 CO_2 年排放总量为 45730.97tCO_2。

本项目在工艺设计、设备选型、建筑材料、电气系统、节能管理等方面，本项

目均采用了一系列节能措施，优先考虑了节能。根据钻井开采、集气输送等各环节的特点，统筹兼顾，以减少过程损耗，达到物流顺畅、能耗最低的效果。采用先进的生产工艺和节能装备，电机等选用变频设备，阶梯用能，减少能源加工转换损失，提高能源利用效率，实现最佳技术经济性效果。必要时安装软起动装置，减少设备启停对电网的影响。

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可行性分析

6.1.1 施工期废气污染防治措施

在整个施工过程期间，施工产生的扬尘主要集中在土建施工阶段。扬尘的大小与施工现场条件、管理水平、施工季节及天气等诸多因素有关。施工期扬尘来源主要有以下几方面：

土方挖掘、低洼处回填土时产生的扬尘；土方及建筑材料堆放过程中产生的扬尘；施工垃圾的清理及堆放过程中产生的扬尘；土方运输、建筑材料的运输途中产生的扬尘。施工扬尘的大小随施工季节、气象条件、工程内容和施工管理不同差别较大，影响范围可达 100m～300m。因此，在建设期间应对运输的道路及时清扫和浇水，并加强施工管理，控制施工期间的粉尘，避免对周围环境产生较大的影响。施工单位应加强管理，按进度、有计划地进行文明施工，并进一步采取以下措施：

（1）严格按照当地政府有关控制扬尘污染等规定，强化施工期环境管理，提高全员环保意识宣传和教育，制定合理施工计划，实行清洁生产、文明施工，有序地逐段作业，禁止大面积动土；

（2）严格控制车辆超载，尽量避免沙土撒漏，减少二次扬尘产生的来源；

（3）施工过程中的渣土、垃圾、土堆必须有防尘措施并及时清运；建筑材料应存放在临时仓库内，或加盖苫布，防止风致扬尘；

（4）应及时清理和平整场地，并立即着手项目绿化工作，绿化应与主体工程同步设计、建设和验收；

（5）施工现场严禁焚烧各类废弃物；

（6）另外，评价建议施工单位按照《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》强化工地扬尘污染防治：

①建设工程开工前，按照标准在施工现场周边设置围挡，并对围挡进行维护；

②在施工现场出入口公示施工现场负责人、环保监督员、扬尘污染主要控制措施、举报电话等信息；

③对施工现场内主要道路和物料堆放场地进行硬化，对其他裸露场地进行覆盖

或者临时绿化，对土方进行集中堆放，并采取覆盖或者密闭等措施；

④施工现场出口处应当设置车辆冲洗设施，施工车辆冲洗干净后方可上路行驶；

⑤道路挖掘施工过程中，及时覆盖破损路面，并采取洒水等措施防止扬尘污染；道路挖掘施工完成后应当及时修复路面；临时便道应当进行硬化处理，并定时洒水；

⑥及时清理并平整施工现场，严禁从高处向下倾倒、抛洒各类建材及建筑垃圾；

⑦拆除建（构）筑物，应当配备防风抑尘设备，进行湿法作业；

⑧运输、处置建筑垃圾，应当经工程所在地的县（市、区）人民政府确定的监督管理部门同意，按照规定的运输时间、路线和要求清运到指定的场所处理；在场地内堆存的，应当有效覆盖。

通过加强管理，采取评价建议措施，切实落实好防尘、降尘措施，施工扬尘不会对周围环境产生较大影响，同时其对环境的影响也将随着施工的结束而消失。

6.1.2 施工期废水污染物防治措施

本项目施工期间产生的废水主要为施工废水和施工人员的生活污水。为了防止对环境的污染，建设单位应与施工单位密切配合，采取以下措施：

（1）工程施工期间，施工单位应严格执行《建设工程施工场地文明施工及环境管理暂行规定》，对排水进行组织设计，严禁乱排、乱流污染道路、环境；

（2）加强施工机械设备的维修保养，避免在施工过程中燃料油的跑、冒、滴、漏；

（3）不得随意在施工区域内冲洗汽车，对施工机械进行检修和清洗时必须定点，施工车辆产生的冲洗废水应设置隔油沉淀池，废水经隔油沉淀处理后循环使用，不外排；

（4）施工时产生的施工废水未经处理不得随意排放，不得污染现场及周围环境；通过上述措施，施工期的废水可得到妥善处理，不会对外环境产生明显影响；

（5）钻井废水：本项目各钻井产生的钻井废水经固液分离后循环使用；完井后拉运至下一井场钻井使用；施工末期不能循环使用时拉运至阜康市东部城区污水处理厂处理；

（6）压裂返排液：目前项目所在区域（八区）已设置 6 个 1500m^3、6 个 1000m^3、

8 个 500m^3 镀锌板防渗收集池（内衬 HDPE 膜），均具有防渗功能，本项目压裂返排液不新建防渗收集池，依托现有镀锌板防渗收集池，收集的压裂返排液回用于下一井配置压裂液使用，施工末期，压裂返排液不能循环利用时，送入阜康市东部城区污水处理厂处理达标后外排。

压裂水池利用现有镀锌板蓄水池的依托可行性分析：

①镀锌板蓄水池采用模块化设计，各个部件之间通过双排螺丝固定，安装简单方便，无需复杂的施工设备和技术，可大幅缩短安装时间，且方便拆卸、移动和重新组装；

②镀锌板蓄水池的模块化设计（可拆卸、移动）适配压裂场地的临时性：单井作业完成后，可快速拆解并转移至下一井场，相比混凝土水池（固定不可移）更节省成本（重复利用），且维护简单；

③现有镀锌板防渗收集池、内衬 HDPE 膜以增加蓄水池的防渗防腐性，防渗通常可达到 P6 及以上等级（即渗透系数≤1×10^{-6}cm/s）；

④各井场压裂返排液采用罐车就近拉运至防渗收集池内，不新增排水管道，可避免压裂返排液对土壤及地下水的污染风险；

⑤本项目依托的防渗收集池为一期工程建设，防渗收集池内收集的压裂返排液回用于下一井配置压裂液使用，施工末期，压裂返排液不能循环利用时，送入阜康市东部城区污水处理厂处理达标后外排。蓄水池内压裂返排液为轮换使用，一期、二期、三期的施工时间不重合，因此其容积可满足一期、二期、三期要求。

因此，本项目压裂返排液依托区域已建设的镀锌板防渗收集池（内衬 HDPE 膜）可行。

6.1.3 钻井期间保护地下水措施

（1）所有钻井钻进过程中，要做好全孔简易水文地质观测工作：每次提钻后、下钻前要测量井筒液面深度，记录钻井液消耗量；注意观测记录井漏、井涌层位及井内液面变化情况。

（2）固相防渗暂存池应进行防渗处理，铺设防渗膜，要求渗透系数≤1.0×10^{-7}cm/s，防止从池底渗漏污染地下水。

（3）钻井时为防止地下水的污染，一般在钻进时采用多层套管，封隔含水层，多层套管固定用水泥抬高至地面。

（4）钻井液及作业过程中产生的废水应回收利用，无法再利用的钻井液、废水送至污水处理厂处置。

（5）钻井下部如进入奥陶系地层并可能导通下伏岩溶水时（如发生冲洗液大漏），应及时停止钻进，并迅速采用水泥或黏土球回填。

（6）钻井时，为防止地下水的污染，一般在钻进时采用多层套管，封隔含水层，多根套管固定将水泥抬高至地面。

（7）本项目井场布设、管线铺设均避让水源保护区、水井、泉眼等生态环境敏感区域，项目区块内无断层等不良地质区段，同时尽量缩短开采井成井周期。钻井施工穿越含水层时及时实施封堵作业，固井阶段采用水泥浆对井壁与套管间隙实施全段封堵；压裂施工严格将施工层段控制于目的层范围内。井场施工期间，泥浆固化池铺设防渗膜，防渗层渗透系数控制在≤1.0×10^{-7}cm/s；施工完成后对池内钻井泥浆开展无害化处置。

（8）优先选用低风险助排剂配方。压裂作业中，助排剂污染主要来源于设备破损等造成的现场泄漏，以及返排不彻底引发的地层滞留。需从严管控现场泄漏风险，优化压裂施工工艺、提升返排效率，从源头削减两类污染隐患；严格规范压裂返排液收集、回收及处置流程，落实全过程监管，持续跟踪管控环境风险。

6.1.4 施工期噪声防治措施

施工期的噪声主要分为机械噪声、施工作业噪声和施工车辆噪声。机械噪声主要由施工机械所造成，如挖土机械、打桩机械、混凝土搅拌机、升降机等，多为点声源；施工作业噪声主要指一些零星的敲打声、装卸车辆的撞击声、拆装模板的撞击声等，多为瞬间噪声。在这些噪声中对声环境影响最大的是机械噪声，经调查，典型施工机械开动时噪声源强较高，具有噪声源相对稳定和施工作业时间不稳定、波动性大的特点。

为减少施工噪声对周围环境敏感点的影响，评价建议应采取适当的措施来减轻其噪声的影响。主要包括：

（1）尽量采用低噪声机械，施工过程中还应经常对设备进行维修保养，避免由于设备性能差而使噪声增强现象的发生。

（2）本项目钻井柴油机采用撬装方式，隔声量达到15dB（A），有效地降低了钻井期噪声对周围环境的影响。

（3）做好施工期的噪声管理工作。应注意合理安排施工物料的运输，在途经村镇、学校时，应减速慢行、禁止鸣笛。

（4）需要进行夜间连续施工时，建设单位应责成施工单位在施工现场张贴通告和投诉电话，建设单位在接到报案后应及时与当地生态环境主管部门取得联系，以便及时处理各种环境纠纷。

（5）运输要采用车况良好的车辆，并应注意定期维修和养护；在敏感路段时路段要限制鸣笛；一般情况下应禁止夜间运输。

通过加强管理，采取评价建议措施，切实落实好各项噪声防治措施，施工噪声不会对周围环境产生较大影响，同时其对环境的影响也将随着施工的结束而消失。

6.1.5 施工期固体废物防治措施

6.1.5.1 建筑垃圾及土石方

（1）按照市容环境行政管理部门的要求，将建筑垃圾，如混凝土废料、废砖、含砖、石、砂的杂土应集中堆放，定时清运，运送到指定的消纳场所，不得丢弃、撒漏，不得超出核准范围承运建设工程废物。

（2）及时清运建设工程废物，在工程竣工验收前，应将所产生的建设工程废物全部清除，防止污染环境。

（3）运输固体废物应当使用密闭车辆；建设、施工单位不得将建设工程废物交给未经核准从事运送建设工程废物的单位和个人运输。

（4）各种固体废物采取有效处置措施，分类集中收集、及时清运，避免露天长期堆放可能产生的二次污染。对于钢筋、钢板、木材等下脚料分类回收，交废物收购站处理。

6.1.5.2 废弃钻井泥浆岩屑污染处置措施

在钻井生产过程中应贯彻清洁生产原则，选用环境友好的钻井泥浆，从源头控制，

本项目使用无毒无害钻井液，符合清洁生产原则。

钻井泥浆、岩屑经标准化井场固液分离设备处理后（采用振动筛、除砂器、除泥器、离心机四级实现固液分离），分离出的液相进入液相收集罐，用于钻井液配制；分离出岩屑暂存于防渗暂存池，通过固化处理后经检测满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）中污染物限值要求后用于井场铺垫、矿区内部道路铺设。

经查《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）规定了油气田钻井固体废物综合利用的场地选址、污染物限值及环境监测要求，适用于油气田钻井固体废物在油田作业区内综合利用过程中的污染控制、环境影响评价和环境监管。《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）中综合利用方式为“达到本标准污染物限值的钻井固体废物作为可利用资源，用于铺设服务油田生产的各种内部道路、铺垫井场、固废场封场覆土及作为自然坑注填充材料的利用方式。”

煤层气属于非常规天然气，其开采过程中产生的钻井岩屑可视为油气田钻井固体废物，在新疆及建设单位其他区块已有相关项目环评批复中明确要求煤层气开采钻井岩屑按此标准处置。

根据2022年8月7日新疆正则环宇检测科技有限公司对公司前期固化后的泥浆、钻井岩屑中污染物的检测（附件12），固化后的综合利用的污染物浓度满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）中“表1综合利用污染物限值”。具体监测结果见下表。

表6.1-1 固化后的泥浆、钻井岩屑中污染物的检测结果一览表

序号	检测项目	检测结果	DB65/T3997-2017限值要求
1	pH值，无量纲	8.31	2-12.5
2	化学需氧量（浸出液）（COD_{Cr}），mg/L	71	≤150
3	六价铬，mg/kg	2	≤13
4	铜，mg/kg	44.6	≤600
5	锌，mg/kg	56.3	≤1500
6	镍，mg/kg	66.6	≤150
7	铅，mg/kg	13.4	≤600
8	镉，mg/kg	0.6	≤20

序号	检测项目	检测结果	DB65/T3997-2017 限值要求
9	矿物油，mg/kg	11	含油率（%）≤2
10	含水率，%	2.55	≤60
11	砷，mg/kg	12.6	≤80
12	苯并[a]芘*，mg/kg	<0.005	≤0.7

因此，本项目钻井岩屑经固液分离产生的钻井岩屑进入收集池暂存，固化后经检测满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）中污染物限值要求后用于井场铺垫、矿区内部道路铺设的固废处置方式合理可行。

要求开钻前对井场固相防渗暂存池铺设防渗膜，防渗系数应小于 1.0×10^{-7}cm/s，同时井场设置防水棚，防止钻井泥浆对土壤和地下水的污染。固相防渗暂存池容积应大于设计井场的排污容积，保证完井后废弃物面低于池表面 50cm，以防止井场清水及雨水流入泥浆池，从而实现清污分流。施工期固相防渗暂存池容量不够时，必须提前在井场内新建固相防渗暂存池。

为了减少泥浆的抛洒，要求加强对泥浆循环系统设备的维护和保养，减少泥浆的跑、冒、滴、漏，保证设备润滑部件密封点和阀件无破损和泄漏。

考虑到本项目为阜康矿区内白杨河区块煤矿瓦斯治理（煤层气开采）项目，钻井废水应在井与井之间开展循环利用，阜康矿区内后期开发的其他区块煤层气，在条件允许下可将本项目钻井废水拉运至其他区块进行钻井液配置，有效减少新鲜水使用。

6.1.5.3 废振动筛和废防渗膜

振动筛材质为不锈钢，废振动筛由施工单位更换收集，交由废旧物资回收单位回收处置。

废防渗膜拆除后由施工单位收集，交由废旧物资回收单位回收处置。如防渗膜沾染油污，则为危险废物，属于《国家危险废物名录（2025 年版）》中 HW08 废矿物油与含矿物油废物）--非特定行业--900-249-08，需将沾染油污的废防渗膜收集交由有危险废物处理资质单位处理。

（7）废振动筛由施工单位更换收集，交由废旧物资回收单位回收处置。

6.1.5.4 废矿物油及含油废物

钻井过程中机械检修产生废矿物油、废含油棉纱及沾油抹布和手套、废油桶等，

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，项目施工期每座井场设 1 座危险废物临时贮存点，施工结束后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。

可移动撬装危废临时贮存点特性：模块化设计，结构紧凑，具备封闭性和可迁移性，通常采用金属或复合材料制造，集成防渗、通风、监控等功能。危险废物临时贮存点符合《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）中的相关要求建设，具体如下：

（1）选址与布局

①地质与环境要求：标准要求避开断层、溶洞等不稳定区域，距离居民区、水源地等敏感目标保持安全距离。本项目井场位置符合以上地质与环境要求；

②防风防雨防晒：撬装库采用全封闭结构，顶部及墙体具备防雨、防晒功能，符合“三防”要求。

（2）防渗与泄漏控制

①防渗层设计：标准要求基础防渗层为至少 1m 厚粘土层（渗透系数≤10^{-7}cm/s）或 2mm 厚 HDPE 膜（渗透系数≤10^{-10}cm/s）。可移动撬装库通常采用整体式防渗设计，如钢制箱体底部铺设 HDPE 膜或涂覆防腐材料，渗透系数达标。

②泄漏收集系统：液态危废存放区域需设置围堰或收集池，容积不低于总储量的 1/10 或最大容器的 1/5。

（3）分类存放与标识

①分区隔离：标准要求不同类别危废分开存放，设置隔离措施。可移动撬装库通过物理分区（如过道、隔板）实现分类贮存。

②标识规范：需按《危险废物识别标志设置技术规范》（HJ1276-2022）设置警示标志。

（4）安全与环境管理

①安全设施：需配备防爆灯、可燃气体探测器、消防设备等。可移动撬装库通常集成防爆电气系统、自动灭火装置（如七氟丙烷）和可燃气体报警装置，满足防爆、防火要求。

②信息化管理：重点监管单位需采用电子标签、电子台账等技术。

危险废物临时贮存点在设计和操作上基本符合 GB18597-2023 的要求。

6.1.5.5 生活垃圾

施工期生活垃圾收集后定点暂存于厂区设置的垃圾箱内，定点收集后统一交由环卫部门清运至阜康市生活垃圾填埋场，对环境不利影响较小。

综上所述，产生的各类固体废物均按相应类别进行了收集，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。

通过采取以上措施，施工期固废对环境的不良影响较小。

施工现场必须设立施工垃圾收集点，并及时回收利用废弃建材，不可利用的施工垃圾统一清运至当地生态环境主管部门指定的场所；收集的生活垃圾定点收集后统一交由环卫部门清运至阜康市生活垃圾填埋场。

（1）按照市容环境行政管理部门的要求，将建筑垃圾，如混凝土废料、废砖、含砖、石、砂的杂土应集中堆放，定时清运，运送到指定的消纳场所，不得丢弃、撒漏，不得超出核准范围承运建设工程废物。

（2）及时清运建设工程废物，在工程竣工验收前，应将所产生的建设工程废物全部清除，防止污染环境。

（3）运输固体废物应当使用密闭车辆；建设、施工单位不得将建设工程废物交给未经核准从事运送建设工程废物的单位和个人运输。

（4）各种固体废物采取有效处置措施，分类集中收集、及时清运，避免露天长期堆放可能产生的二次污染。对于钢筋、钢板、木材等下脚料分类回收，交废物收购站处理。

（5）生活垃圾应分类回收、统一收集，做到日产日清，严禁随地丢弃，定点收集后统一交由环卫部门清运至阜康市生活垃圾填埋场。

（6）废防渗膜拆除后由施工单位收集，交由废旧物资回收单位回收处置。如防渗膜沾染油污，则为危险废物，属于《国家危险废物名录（2025 年版）》中 HW08 废矿物油与含矿物油废物）--非特定行业--900-249-08，需将沾染油污的废

防渗膜收集交由有危险废物处理资质单位处理。

（7）废振动筛由施工单位更换收集，交由废旧物资回收单位回收处置。

（8）废矿物油属于危险废物（HW08-900-214-08），需按照《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）中相关要求在各标准化井场施工场地设置临时贮存点（可移动撬装危废贮存点），废矿物油密闭收集，交由有危险废物处理资质单位处置。

6.1.6 施工期土壤环境保护措施

（1）严格控制施工区占地面积，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撒，应集中收集并及时清运，防止污染物进入土壤环境造成污染。

6.1.7 施工期生态保护措施

6.1.7.1 生态避让措施与源头减缓措施

项目井场、集输管线、施工道路及配套设施布局严格遵循“生态优先、源头避让、最小扰动、集约节约”的生态保护原则，全过程优化工程选址、选线及施工方案，最大限度规避区域植被集中分布区、风蚀敏感区、水土流失脆弱带及生态薄弱区域，从源头降低工程建设生态扰动影响。项目整体全部采用丛式井、定向井集约化开发模式，集中布设井场设施，大幅减少单井场数量及零散占地，有效缩减地表开挖、土地碾压及原生植被扰动范围，实现工程占地集约化、扰动最小化。

施工全过程实行红线精准管控、边界限量扰动制度，严格划定井场作业区、管线施工带、临时堆土区、施工便道专属作业边界，设置围挡、警示标识明确施工范围，严禁超边界碾压、超范围开挖、随意踩踏扰动原生地表。针对施工临时占地提前制定专项表土剥离、分区堆放、苫盖防护、排水导流及后期生态恢复专项方案，施工结束后第一时间开展场地平整、表土回覆、地貌重塑、植被恢复及长期封育管护，全面修复施工扰动区域原生生态功能。

（1）严格控制单井钻井作业施工范围，规范作业边界，最大限度压缩工程扰动面积，减少土地占用及地表植被破坏影响。施工期设置围挡隔离，保护周边原生植被。

（2）进一步优化井场选址、管线选线及施工道路走向，依托现有道路通行，严禁随意开辟临时施工便道，最大限度减少新增临时占地与地表扰动。避开植被集中区、冲沟及生态脆弱带；合理缩短线路，减少地表切割，严格控制施工带宽度，降低植被破坏。

6.1.7.2 生态保护与施工管控措施

（1）规范处置工程弃土弃渣，严禁随意堆弃、漫堆漫放。井场施工产生的少量弃渣、弃土统一集中堆存于井场作业范围内，压实规整，全部用于场地平整、路基回填综合利用，实现土石方平衡。施工期针对裸露堆土、开挖坡面采取密目网苫盖、临时压实等防风固土措施，有效抑制风蚀、水蚀及水土流失。施工前统一剥离表层熟化土单独防护，施工结束后全面回铺，保障土壤结构与植被立地条件。

（2）严格落实钻井施工环保管理制度，施工全过程杜绝钻井废水、废弃泥浆、含油废料乱排乱放。严禁设备油污、落地油污染地表土壤；设备清洗、换油产生的废油、含油废弃物全部集中收集至专用防渗废油收集罐，统一合规处置，一旦发生油料散落、外溢立即清理整改，杜绝土壤、植被污染。

（3）严格参照《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》要求落实资源综合利用与生态保护措施：钻井废水经四级固液分离系统处理后优先循环用于钻井作业；完井后可转运至下一井场继续回用；无法回用尾水密闭拉运至阜康市东部城区污水处理厂处置。钻井泥浆、岩屑经振动筛、除砂器、除泥器、离心机四级固液分离处理，液相回收用于配制钻井液，实现资源化回用；岩屑暂存于防渗池内，经固化稳定化处理并检测满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）后，用于井场平整、矿区内部道路铺垫综合利用。完井后彻底清理场地落地泥浆、污水、油污及各类固废，做到工完、料净、场地清、无遗留污染。

（4）钻井施工结束后，对井场周边、临时施工便道、管线作业带等全部扰动区域开展统一植被恢复，优先恢复原地类原生植被物种，落实后期抚育管护，直至

土壤肥力恢复、植被群落稳定。

（5）管线开挖严格执行分层开挖、分层堆放、分层回填制度。施工前剥离表层 0～25cm 熟化土单独堆存、苫盖防护；土方开挖土体分区规整堆放、拍实苫盖。管线敷设完成后按原土层结构逐层回填压实，回铺表层熟土，平整作业带地表，消除坑洼裸露区域，减少风蚀、水蚀隐患，保障植被顺利恢复。

6.1.7.3 地表生态恢复方案

结合项目区属北疆干旱荒漠、风蚀沙化敏感区域特点，针对井场、管线作业带、临时便道等扰动区域，制定分区、分类、分阶段地表恢复与地貌重塑方案，全面修复受损地表结构，遏制土地沙化。

（1）井场地表恢复措施

钻井施工结束后，对井场扰动区域开展全面地貌平整、土方规整、坑洼回填压实，统一重塑平缓地形，消除风蚀沟槽与松散裸露土体。井场采用原土夯实整平，严格控制场地坡度，保持地表平整稳定；非硬化、非铺装区域全面回铺熟化表土，恢复土壤结构。井场边界外围扰动裸地全面开展植被恢复，选用本地耐旱、耐贫瘠、抗风沙乡土灌草物种，构建防风固沙植被层。井口工艺区、巡检便道保留必要硬化及铺装，其余闲置扰动区域全部实施生态恢复，杜绝长期裸露起沙。

（2）输气管线作业带地表恢复措施

本项目管线管沟施工前，先对全线作业带开展表土剥离作业，剥离表土分区集中堆放，并采取苫盖遮盖等防护措施，避免表土裸露流失。管沟开挖产生的土方规整堆放、压实苫盖，杜绝土体松散裸露，减少扬尘及水土流失隐患。管线安装完成并验收合格后，立即开展土方回填作业，严格执行分层回填、分层压实工艺，同步开展地表平整作业，消除场地起伏及松散土体。施工全部结束后，对管线沿线、作业带及各类临时扰动裸地统一实施土地平整、表土回覆及覆土复原工作，并补播乡土耐旱草种，恢复区域地表植被覆盖。同时及时拆除各类临时施工设施，彻底清理场地建筑垃圾及施工废弃物，最大程度减少区域裸露地表面积，有效抑制新增沙源，改善区域地表生态环境。

6.1.7.4 建筑施工生态保护措施

（1）常态化开展施工人员生态环保、防沙治沙普法教育，严禁破坏植被、滥挖固沙植物、惊扰野生动物，增强全员生态保护意识。

（2）合理优化施工时序，尽量避开大风、降雨集中时段开展土方开挖、堆土、裸露作业，缩短地表裸露周期。严格控制施工扰动范围，禁止超界施工、碾压原生植被。

（3）施工结束后立即落实场地清理、地貌平整、表土回覆、植被恢复等恢复治理工程，做到随施工、随整治、随恢复。

（4）严格按照水土保持方案、生态修复设计落实各项工程、植物及管护措施，确保施工期生态影响可控、可恢复。

6.1.8 防沙治沙、防风固沙措施

本项目地处阜康市荒漠与半荒漠过渡带，区域风蚀、沙化敏感性高，依据《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）相关要求，完善地表地貌修复、防风固沙、抑沙降尘专项治理措施，具体如下：

（1）原生植被严格保护

全面落实沙区植被保护要求，严禁在项目区及周边沙化土地范围内砍伐、挖取、损毁梭梭、沙蒿、骆驼刺等固沙乡土植物；严格保护原有荒漠植被与结皮，最大程度保留原生防风固沙体系。

（2）严控施工扰动范围，减少新增沙源

施工全过程实行“定边界、定范围、定路线”管理，严禁车辆、机械随意碾压、开辟临时便道、扰动界外裸地。所有施工活动限定在征地及作业红线内，最大限度减少地表裸露松散土体，从源头抑制沙化加剧。

（3）裸露地表防风固沙工程措施（新增核心措施）

针对施工期临时堆土、开挖坡面、管线作业带裸露区域，采取“苫盖抑尘+压实固土+适时覆土”组合固沙措施：所有堆土、松散土方全部采用防尘网全覆盖苫盖；长期裸露区域进行表层压实、洒水抑尘；大风天气禁止土方作业，避免起沙

扬尘。井场非绿化区域采用砾石铺垫、局部平整压实，形成稳定地表抑制风蚀起沙。

（4）分段施工、快速恢复，缩短裸露周期

管线工程严格实行分段开挖、分段敷设、分段回填、分段恢复，做到“随挖随填、随裸随治”，大幅缩短地表裸露时间。开挖土方全部原位回填、分层压实，杜绝遗留松散浮土，防止沙丘活化、风蚀加剧。

（5）地表地貌系统恢复治理（完善地表恢复方案）

施工结束后对所有扰动区域开展系统性地表整治：平整坑洼、回填沟槽、压实松散土体、重塑平缓稳定地貌；全面清理建筑垃圾、废弃物料、残留浮土，彻底消除人工沙源地。对管线廊道、临时便道、井场周边裸地统一覆土整平，恢复地表完整性与稳定性。

（6）沙区植被固沙恢复措施

地表整治完成后，对所有可恢复区域采用乡土耐旱灌草结合模式开展植被重建，优选沙蒿、骆驼刺、针茅等固沙能力强、适生性好的本土物种，快速形成地表植被覆盖，构建人工防风固沙带，提升区域抗风蚀、固沙能力。

（7）后期防沙管护措施运营期持续加强井场、管线沿线生态巡查管护，严禁私开便道、取土、碾压植被；定期巡查地表结皮、植被长势、风蚀松动情况，及时补植、补播、覆土压实，长期维持区域防风固沙能力，防止二次沙化。

6.1.9 施工期水土保持措施

为有效防治项目区水土流失，降低施工扰动影响，需严格落实工程、临时、管理等综合防治措施：

（1）合理安排施工时序，避开降雨集中时段施工；雨季作业时加强现场管理，对裸露地表、堆土区采取临时覆盖、截排水等防护措施，减少径流冲刷与水土流失。

（2）规范外购砂石料管理，选用政府批准合规料场，签订采购合同时明确水土流失防治责任，避免料源地水土流失转嫁至本项目。

（3）严格落实主体工程及专项水土保持措施，建设、监理、施工单位协同管控；施工期开展水土保持监测与监理，及时发现并处置水土流失隐患，确保措施落地见效。

（4）足额落实水土保持经费，保障措施实施与后期养护；重点做好植物措施管护，确保植被恢复成效，持续发挥水土保持功能。

（5）项目完工后，严格依据《水利部关于加强事中事后监管规范生产建设项目水土保持设施自主验收的通知》（水保〔2017〕365 号），及时组织水土保持设施自主验收，完善验收资料并报备。

6.2 运营期环境保护措施及可行性分析

6.2.1 大气污染防治措施

本项目大气污染物主要为煤层气集输、输送、增压过程可能产生的无组织甲烷逸散废气，以及检修、事故工况下少量煤层气放空废气。为严格控制项目运营期大气污染物排放，最大限度降低对区域大气环境的影响，本次针对项目生产各环节制定完善、系统的大气污染防治措施，具体如下：

（1）全过程密闭生产管控。本项目煤层气抽采、井口汇集、管道输送、集气站增压等所有生产环节严格执行密闭化作业要求，严禁煤层气直接无组织放空、无组织排放。生产系统采用全密闭集输工艺，无直接外排工艺废气，从源头杜绝煤层气无序逸散问题。

（2）设备密封与泄漏防控措施。项目输气管道、井场设备、集气增压设备全部选用密封性好、可靠性高、行业成熟的专用设备及阀门管件，管道法兰、接头、阀杆等易泄漏部位均采用优质密封件，保障设备整体密封性能。建立常态化巡检运维制度，定期对井场采气设备、输气管线、阀门、压力表接口等关键点位进行泄漏检测与排查，对老化、破损、失效密封部件及时更换维修，发现泄漏隐患立即停机处置，杜绝跑冒滴漏现象，有效控制无组织甲烷废气逸散。

（3）在线监测预警防控措施。本项目集输管路全线配套设置甲烷传感器、流量传感器、压力传感器、温度传感器，实时在线监测管道内甲烷浓度、气体流量、运行压力、介质温度等关键运行参数，实现管道运行状态全天候监控。各井

场采气装置、井口密闭系统均布设甲烷泄漏监测传感器，一旦监测到甲烷浓度异常、压力波动、气体泄漏等问题，可及时预警，为故障排查、应急处置提供数据支撑，从源头防范废气泄漏污染。

（4）非正常工况废气处置措施。针对集输系统检修、设备调试、故障泄压、突发事故等非正常工况产生的少量煤层气放空废气，项目配套建设高压自动点火火炬焚烧系统。所有非正常工况放空煤层气全部导入装置区专用火炬系统，采用自动电子点火方式充分焚烧处置，杜绝直接放空排放。火炬系统具备防风、防雨、自动点火、稳定燃烧功能，可确保放空煤层气充分燃烧，大幅削减甲烷无组织排放，降低大气污染及温室气体影响。

（5）无组织废气精细化管控措施。井场、集气站区域地面硬化处理，减少扬尘产生；项目生产区域严禁露天堆放杂物、废弃构件，保持场区整洁。定期对生产设备、管线进行维护保养，常态化开展 LDAR（泄漏检测与修复）工作，对易泄漏点位建立台账管理，定期检测、及时修复，持续降低无组织废气排放强度。

（6）运维及人员管控措施。建立完善的大气污染防治管理制度和设备运维台账，配备专职运维人员，定期开展设备检修、仪表校准、泄漏排查工作。加强操作人员环保培训与安全操作培训，规范作业流程，杜绝违规操作导致的废气泄漏、非正常放空等污染行为，保障各项废气治理措施长期稳定运行。

（7）异味及环境风险防控。项目生产全过程密闭运行，无工艺异味排放，通过常态化泄漏排查、设备密闭管控、非正常废气焚烧处置等措施，可有效避免煤层气逸散产生的异味影响，保障区域大气环境质量稳定。

综上，本项目通过源头密闭管控、过程监测预警、末端焚烧治理、常态化运维管控的全过程大气污染防治体系，可有效控制运营期大气污染物排放，各项措施成熟可靠、技术可行、满足区域大气环境保护管理要求。

6.2.2 水污染防治措施

6.2.2.1 废水污染防治措施

本项目运营期废水主要为煤层气排水采气工艺产生的采出水以及洗井、修井作业产生的废洗井液。项目严格落实“源头防控、分类收集、防渗贮存、合规转运、

综合利用+达标处置”的全过程废水污染防治体系，运营期实现废水零外排，具体废水污染防治措施完善如下：

（1）采出水污染防治及综合利用措施

本项目采用排水采气工艺开展煤层气开采，采排水贯穿项目开采全过程。井下采出水通过螺杆泵、抽油机油管密闭提升排出，经计量装置精准计量后，全部排入井场配套防渗排采池内密闭暂存。本项目共设置 18 座有效容积 120m³的防渗排采池，所有排采池均采用硬质防渗结构施工，铺设高标准防渗层，配套防渗、防淋、防流失设施，可有效杜绝废水下渗、溢流、渗漏等污染问题，避免对区域土壤及地下水造成影响。

采出水优先遵循资源化利用原则，井场暂存的采出水通过密闭罐车拉运至各施工井场，全部回用于项目钻井、压裂施工用水，实现废水资源化循环利用，最大限度减少废水外委处置量。待气田开采后期，采出水无法满足回用工况、无回用条件时，暂存于防渗排采池内，定期采用密闭罐车拉运至阜康市东部城区污水处理厂进行集中达标处理，全程不落地、不外排。

（2）废洗井液收集处置防治措施

项目洗井、修井作业过程产生废洗井液，属于一般工业废水，废水不含石油类污染物、不含酸性、有毒有害污染组分，未列入《国家危险废物名录》，不属于危险废物。为规范管控作业废水，各井场配套设置专用防渗收集池，作业期间产生的废洗井液全部经导流收集系统汇入防渗收集池统一密闭暂存，作业结束后及时清理，无露天堆放、无随意排放情况。

暂存的废洗井液经水质核查、分类管控后，由资质单位采用专用密闭罐车定期拉运，全部输送至阜康市东部城区污水处理厂集中处理，处置途径合规、稳妥可靠。

（3）过程防渗与环境防控措施

本项目所有废水收集池、排采池、废水导流沟渠、作业收集区域均按照地下水污染防控标准进行防渗处理，分区落实防渗措施，池体、池底及侧壁防渗层完好，满足防渗技术要求，有效防止废水渗漏污染土壤和地下水。同时定期对各类防渗设施开展巡检、维护和完整性排查，建立运维台账，及时修复破损防渗部位，保障防

渗系统长期稳定有效。

井场废水收集、暂存、转运全过程采用密闭方式，废水转运选用密闭罐车，杜绝运输过程跑冒滴漏、沿途洒落造成二次污染；严格规范转运台账，落实转运联单制度，做到废水产生、暂存、转运、处置全过程可追溯。

（4）非正常工况及风险防控措施

针对雨季降雨、设备故障、水量波动等非正常工况，项目排采池、收集池均预留充足富余容积，具备应急缓冲能力，可有效防范废水溢流风险。雨天停止各类洗井、修井作业，避免雨水混流造成废水污染负荷增大及溢流隐患。同时制定废水污染应急防控预案，突发工况及时采取收集、截留、转运措施，杜绝废水无序排放。

（5）日常运维管理措施

项目建立完善的废水污染防治管理制度，安排专人负责废水收集、暂存、转运、台账管理工作，定期监测废水水质、统计废水量，规范运维记录。定期对池体、管线、转运设备进行检修维护，确保废水收集、贮存、转运系统稳定运行，持续保障项目运营期废水零外排。

综上，本项目运营期各类废水均实现分类收集、防渗暂存、资源化利用或合规集中处置，配套废水收集、防渗、贮存、转运及风险防控措施完善、技术成熟、经济可行，可有效防控废水污染环境风险，满足区域生态环境保护要求。

6.2.2.2 项目排水进污水处理厂合理性分析

（1）阜康市东部城区污水处理厂概述

①阜康市东部城区污水处理厂概况

建设地点：位于阜康市城区东北方向约 16km、阜康产业园西北方向约 6km 的戈壁荒地上；

接纳范围：接纳阜康产业园各单位产生的生产、生活污水。

处理规模：设计规模为 20000m^3/d，实际运行规模 10000m^3/d，现状处理规模 1000m^3/d；

出水水质：《城镇污水处理厂污染物排放标准》（GB18918－2002）中的一级 A 标准。

②环保手续

2016 年 1 月新疆化工设计研究院编制完成了《阜康市东部城区污水处理厂工程环境影响报告书》。并于 2016 年 3 月 2 日取得新疆维吾尔自治区环境保护厅批复，批号新环函〔2016〕193 号。该项目于 2016 年 7 月由新疆蕴能环境技术有限公司承担并开工建设，于 2018 年 6 月投入试运营。同时 2018 年 6 月新疆蕴能环境技术有限公司委托新疆国泰民康职业环境检测评价有限责任公司编制完成了《阜康市东部城区污水处理厂工程建设项目竣工环境保护验收监测报告》并取得项目竣工环保验收意见。

（2）进水水质

根据《阜康市东部城区污水处理厂工程建设项目竣工环境保护验收监测报告》，污水处理厂进水水质见下表。

表 6.2-1 阜康市东部城区污水处理厂进水水质要求一览表

项目	CODcr	BOD_5	SS	NH_3-N	TN	TP	pH
进水水质	500-800	350	400	45	70	8.0	6.5-9.5

（3）污水处理工艺

①生化处理系统流程说明

水解（酸化）过程可将污水中难以生物降解的固体物质分解为溶解性物质，将结构复杂的有机物降解成为易生物降解的溶解性结构简单的有机物。如挥发性脂肪酸等，从改变处理基质成分组成出发，提高其可生化性来降低后续的好氧处理的负担。

经水解酸化池改善后的污水进入高能蠕动床，高能蠕动区设置多级固定化区，每级固定化不同功能的高效微生物，将目前处理工业废水的国内先进的 UASB、AF、BAF 以及固定化微生物技术巧妙地设计在同一反应器内，使得整个生化系统占地面积大大减少，处理效果增强。池体中间的生物载体始终处于汽水自动反冲洗状态，泥水在池下部厌氧区通过管道排出。

②高级氧化处理系统流程说明

由于污水处理厂进水中绝大部分为工业废水，对于化工污水，生化出水残余物浓度往往较高，表现为 COD 不能通过简单的深度处理来满足出水达到《城镇污水处理厂污染物排放标准》（GB18918-2002）一级 A 排放标准要求，因此需要利用

高级氧化工艺对生化出水残余的难降解物质进行降解。本项目采用 Fenton 氧化工艺。

Fenton 试剂由亚铁盐和过氧化氢组成，Fenton 试剂在水处理中的作用主要包括对有机物的氧化和混凝两种作用。Fenton 法催化氧化工艺由于氧化性高、对 COD 的去除效果好且操作简便日益受到人们的重视。

其原理为：H_2O_2 在碱性条件下不稳定，容易分解，而在酸性条件下是稳定的，几乎不分解。在 Fe 的催化作用下会分解产生“OH”，从而引发一系列的链反应：

$Fe+H_2O_2 \rightarrow Fe+OH+OH$

$OH+RH \rightarrow H_2O+R$

反应产生的·OH 具有极强的氧化性，其氧化电位比普通氧化剂高得多。它能够有效氧化有机物，对废水中的 C-O、C=C 进行加成，促成双键分裂，改变其分子结构，对有机物实现降解，最终产物为 CO_2 和 H_2O，从而降低 COD 值和色度。

③深度处理系统流程说明

经过 Fenton 高级氧化后的污水还有一定量的污染物，主要为不可降解的有机物、SS 等，为达到城镇污水污染物排放标准中一级 A 标准，还需进行深度处理。

本项目采用纤维转盘过滤工艺，纤维转盘安装在特别设计的混凝土滤池内，运行状态包括：过滤、反冲洗、排泥状态。

A.过滤

污水重力流进入滤池，滤池中设有布水堰。滤布采用全淹没式，污水通过滤布外侧进入，过滤液通过中空管收集，重力流通过出水堰排出滤池，整个过程为连续的。

B.清洗

过滤中部分污泥吸附于布外侧，逐渐形成污泥层。随着滤布上污泥的积聚，滤布滤阻力增加，滤池水位逐渐升高。通过压力传感器监测池内液位变化。当该池内液位到达清洗设定值（高水位）时，PLC 即可启动反抽吸泵，开始清洗过程。清洗时，滤池可连续过滤。

C.排泥

纤维转盘滤池的过滤转盘下设有斗形池底，有利于池底污泥的收集。

污泥池底沉积减少了滤布上的污泥量，可延长过滤时间，减少反洗水量。经过一定的时间段，PLC 启动排泥泵，通过池底穿孔排泥管将污泥回流至厂区排水系统。其中，排泥间隔时间及排泥历时可予以调整。

D.出水消毒系统流程说明

由于此工程远期考虑到回用，为保证回用水的水质，出水中应含有余氯，保证持续消毒作用。出于安全以及当地存在次氯酸钠原料考虑，采用次氯酸钠直接投加。

（3）本项目运营期废水依托阜康市东部城区污水处理厂可行性分析

①废水处理量依托可行性

本项目运营期废水主要分为常态化产生的煤层气采出水及间歇性产生的洗井、修井废洗井液两类。其中，项目常态化煤层气采出水排放量为 138.33m³/d；项目共布设 71 口产气井，洗井、修井作业产生废洗井液总量 1795.59t/a，仅在作业期间间歇性产生，无日均连续排放负荷。项目各类废水水质简单，不含重金属、有毒有害及难降解污染物，水质满足阜康市东部城区污水处理厂进水接纳要求。阜康市东部城区污水处理厂现有处理规模 10000m³/d，现状实际处理水量约 1000m³/d，剩余处理富余容量可达 9000m³/d，富余处理能力充足。本项目常态化采出水排放量远小于污水处理厂剩余处理容量，且废洗井液为年度间歇性、阶段性排放废水，瞬时排放量小、不形成连续稳定负荷，不会对污水处理厂现有处理工艺、运行负荷及出水水质稳定性造成不利影响。因此，本项目各类废水依托阜康市东部城区污水处理厂集中处置的方案具备技术可行性与接纳可靠性。

②废水水质依托可行性分析

本项目运营期拉运至阜康市东部城区污水处理厂为采出水及分离水，两者水质基本一致。同时施工期压裂返排液及钻井废水循环利用，施工末期不能循环使用时拉运至阜康市东部城区污水处理厂处理。其三种水质对比阜康市东部城区污水处理厂进水水质要求情况见表 6.2-2。

表 6.2-2 项目废水水质与阜康市东部城区污水处理厂进水水质要求对比一览表

序号	项目	单位	进水水质要求	排采水监测值	钻井废水	压裂返	符合性

						排液	
1	CODcr	mg/L	500-800	10.23	/	87	
2	BOD_5	mg/L	350	/	/	18.6	
3	pH 值	无量纲	6.5-9.5	8.5	/	7.35	
4	SS	mg/L	400	/	/	≤5	达标
5	NH_3-N	mg/L	45	5.18	/	0.042	
6	TP	mg/L	8.0	/	/	/	
7	TN	mg/L	70	/	/	/	
8	全盐量	mg/L	/	1500	1550	1550	/
9	溶解性总固体(TDS)	mg/L	/	4016	/	/	/

A.常规指标符合性

本项目排采水 pH、SS、COD、氨氮、石油类等常规污染物浓度均低于污水处理厂纳管标准限值，常规水质满足接管要求。

综上分析，本项目施工期及运营期进入阜康市东部城区污水处理厂的废水满足该水厂的进水水质要求。

B.盐分指标

本项目排采水全盐量 1500mg/L，溶解性总固体 4160mg/L，属于偏高含盐废水。阜康市东部城区污水处理厂污水处理工艺“预处理+水解酸化+高能蠕动床+Fenton 高级氧化+纤维转盘过滤+次氯酸钠消毒”，该污水处理厂长期接纳产业园高盐工业废水，微生物经耐盐驯化，可稳定耐受 TDS4000－6000mg/L、全盐 1500－2000mg/L 区间。水解酸化+高能蠕动床+Fenton 组合，专门应对难生化、高盐、波动大的工矿废水。

本项目运营期产生的废水主要为煤层气采出水及洗井、修井作业产生的废洗井液。其中，项目常态化运营煤层气采清水排放量约 138.33㎥/d，该水量不含作业期间产生的废洗井液；项目共计 71 口产气井，洗井、修井作业产生的废洗井液总量为 1795.59t/a，为间歇性产生废水。项目各类废水水质简单，无重金属、有毒有害及难降解特征污染物，整体为常规含盐、有机类废水，符合阜康市东部城区污水处理厂进水接纳水质要求。阜康市东部城区污水处理厂总处理规模为 20000㎥/d，处理余量充足，本项目常态化采出水水量占污水处理厂处理规模比例极小，加之废洗井液为年度间歇性产生、单次排放量小，不会对污水处理厂现有处理负荷、处理工艺及出水达标稳定性造成冲击。项目所有废水均经井场防渗设施收集、罐车密闭拉运进

厂处置，转运方式规范、可控。综上，本项目废水依托阜康市东部城区污水处理厂集中处理的方案在水量、水质及处置方式上均具备可行性。

6.2.3 地下水污染防治措施

地下水污染防治措施坚持“源头控制、分区防控、污染监控、应急响应”相结合的原则，即采取主动控制和被动控制相结合的措施。

6.2.3.1 污染源源头控制措施

根据项目生产特征，项目废水主要为采气井施工中钻井液、压裂返排液和生产过程中煤层采出水。项目施工和运营中，井管、泥浆池、排液收集储罐区域可能因跑、冒、滴、漏等原因导致废水下渗从而影响地下水环境。因此必须制定相应的地下水环境保护措施，进行综合环境管理。本项目地下水污染防治措施按照“源头控制、分区防治、污染监控、应急响应”相结合的原则，从污染物的产生、入渗、扩散、应急响应进行控制拟建项目在采气井施工阶段，应采用成熟有效的止水技术，防止出现连通不同含水层的情况，避免对地下水含水层结构造成影响。尽量减少化学泥浆材料的使用，最大限度地减少钻井液对地下含水层的污染。尽量采用低碱、低毒、无害化泥浆配方。目前国内外所采用的钻井液主要有优质膨润土钻井液、空气泡沫钻井液和清水。根据评价区的地质特点选用优质膨润土钻井液，在钻至目的煤层时改用清水钻进至终井，可大大减轻钻井液漏失对地下含水层的污染影响。废弃钻井液可采用循环利用、固化处理等方式妥善处理，减少钻井液的渗漏。钻井过程中，密切注意泥浆量，如发现严重漏浆现象，及时处理。提高钻井泥浆循环率，减少废弃泥浆的排放。采用对环境友好的压裂液、射液，对压裂液、射液采取集中配制，按需配送原则。井场四周修筑界沟，防止井场清水及雨水流入池内。生产过程中，加强水量巡视，及时外送，防止出现采出水冒漏情况。

6.2.3.2 分区防渗措施

防渗处理是防止地下水污染的重要环境保护措施，也是杜绝地下水污染的最后一道防线。本项目为煤层气开采项目，开发区域面积大，污染点源分散，根据《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）中分区防控措施要求，为防止在施工期及运营期项目对地下水环境的影响应按照重点防渗区、一般防渗区、简单防

渗区。进行分区防渗。

不同防渗区有不同防渗要求，详见表 6.2-2。

表 6.2-3 地下水污染防渗分区参照表

防渗分区	天然包气带防污性能	污染控制难易程度	污染物类型	防渗技术要求
重点防渗区	弱	难	重金属、持久性有机物污染物	等效黏土防渗层 Mb≥6.0m，K≤1×10^{-7}cm/s；或参照 GB18598 执行
	中-强	难		
	弱	易		
一般防渗区	弱	易-难	其他类型	等效黏土防渗层 Mb≥1.5m，K≤1×10^{-7}cm/s；或参照 GB16889 执行
	中-强	难		
	中	易	重金属、持久性有机物污染物	
	强	易		
简单防渗区	中-强	易	其他类型	一般地面硬化

依据项目区域水文地质情况及项目特点，提出如下表 6.2-4 污染防治措施及防渗要求。

表 6.2-4 各功能单位分区防渗要求

分区类别	天然包气带防污性能	污染控制难易程度	分区名称	防渗技术要求
简单防渗区	中-强	易	厂区空地	一般地面硬化
一般防渗区	弱-中	易-难	道路、材料堆放场、配电区	等效黏土防渗层 Mb≥1.5m，K≤1×10^{-7}cm/s；或参照 GB16889 执行
重点防渗区	弱-中	易-难	井口区、放空区、防渗排采池、修井区、柴油罐区、井场危废临时收集点	等效黏土防渗层 Mb≥6.0m，K≤1×10^{-7}cm/s；或参照 GB18597、GB18598 执行

①重点防渗区为井口区、放空区、防渗排采池、修井区、柴油罐区、井场危废临时收集点等，按照《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）相关防渗要求，等效黏土防渗层 Mb≥6.0m，K≤1×10^{-7}cm/s。

②一般防渗区为道路、材料堆放场、配电区，参照《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）相关防渗要求，等效黏土防渗层 Mb≥1.5m，K≤1×10^{-7}cm/s。

③简单防渗区为厂区空地，一般地面硬化即可。

防渗分区图见附图 27（取四井式和五井式作代表图）。

（1）施工期防治措施

固相防渗暂存池地下水污染防渗措施：

固相防渗暂存池铺设永久防渗材料，采用抗渗钢筋混凝土结构，抗渗等级不低于 P6，其内部采用水泥基渗透结晶型防渗材料涂层不小于 1mm，铺设土工布，防渗系数不应大于 1.0×10^{-7}cm/s。

（2）运营期防治措施

本项目运营期对地下水可能造成影响的节点是：标准化井场防渗排采池。

标准化井场防渗排采池采用结构自下至上：原土夯实修坡+5cm 水泥砂浆+防渗膜（600g/m^2 长丝无纺土工布+2mmHDPE 膜+600g/m^2 长丝无纺土工布）+水泥六角块。

6.2.3.3 地下水环境监测与管理

（1）管理要求

建设单位应建立地下水环境监控体系，包括建立地下水污染监控制度和环境管理体系，制定监测计划。

①定期巡检污染区，及时处理发现泄漏源及泄漏物。

②建立地下水污染应急处理方案，发现污染问题后能得到有效处理。

③建立地下水污染监控、预警体系。

（2）地下水环境跟踪监测计划

为了掌握本项目周围地下水环境质量状况和地下水体中，污染物的动态变化，对本项目所在地周围的地下水水质进行定期监测，以便及时准确地反馈工程建设区域地下水水质状况。

①监测点位

本项目地下水环境监测主要参考《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）、《地下水环境监测技术规范》（HJ164-2020）、《工业企业土壤与地下水自行监测技术指南》，结合区域含水层系统和地下水径流系统特征，考虑潜在污染源、环境保护目标等因素，并结合预测的结果来布置地下水监测点。

本地块地下水流向为南向北径流，根据导则要求，三级评价一般不少于 1 个，应至少在建设项目场地下游布置 1 个。本项目下游设一个监控井。

表 6.2-5 地下水监控井布设方案

序号	监测层	功能	坐标	监控井	监控井编号
1	潜水含水层	污染扩散监测点	E：88°27'49.75" N：44°3'36.99"	下游	ZK1

项目建设单位需按照监测方案要求，委托相关有监测资质的单位进行定期监测，并将监测结果定期上报当地生态环境主管部门。

（3）跟踪监测因子

根据《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）的要求，确定本项目地下水跟踪监测因子为浑浊度、pH、溶解性总固体、总硬度、耗氧量、挥发性酚类、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物、氰化物、铅、铁、锰、铜、锌、氨氮、硫化物、总大肠菌群、硝酸盐、亚硝酸盐、氟化物、汞、砷、镉、铬（六价）等基本水质因子。

（4）监测频率

本项目地下水环境跟踪监测频次为每年 2 次。

（5）监测单位确定

应委托选择当地有资质的监测单位开展现场监测。

（6）采、送样要求及分析方法

地下水采样、送样及跟踪监测因子分析方法按照《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中相关要求进行。

（7）监测数据管理

监测数据应按项目有关规定及时建立档案，并抄送生态环境行政主管部门，对于常规检测数据应该进行公开，满足法律中关于知情权的要求。对于地下水污染因子超出标准的指标，分析每月的变化动向，是否发生较大波动，经对比若地下水指标与项目建设前数据发生较大波动，要及时进行处理，开展系统调查，并上报有关部门。

（8）地下水监测管理

为保证地下水监测有效、有序管理，须制定相关规定、明确职责，采取以下管理措施和技术措施。

①管理措施

a.防止地下水污染管理的职责属于企业内环境保护管理部门的职责之一。建设单位环境保护管理部门指派专人负责防治地下水污染管理工作；

b.建设单位环境保护管理部门应委托具有监测资质的单位负责地下水监测工作，按要求及时分析整理原始资料、汇总报告的编写工作；

c.建立地下水监测数据信息管理系统，与企业环境管理系统相联系。

②技术措施

a.按照《地下水环境监测技术规范》（HJ164-2020）要求，及时上报监测数据和有关表格；

b.在日常例行监测中，一旦发现地下水水质监测数据异常，应尽快核查数据，确保数据的正确性，并将核查过的监测数据报告公司环保部门，由专人负责对数据进行分析、核实，并密切关注生产设施的运行情况，为防止地下水污染采取措施提供正确的依据。

6.2.3.4 地下水应急处置和应急预案

一旦发生泄漏事故，立即启动应急预案。在第一时间尽快上报公司，通知当地政府及相关主管部门、附近的取水点、附近居民等地下水用户，立即清空泄漏水池，将池内废水送至防渗排采池暂存，切断污染源，密切关注地下水水质变化情况。组织专业队伍对事故现场进行调查、监测，查找环境事故发生地点、分析事故原因，尽量将紧急事件局部化，如可能应予以消除，采取包括疏散、切断生产装置或设施等措施，防止事故的扩散、蔓延及连锁反应，尽量缩小地下水污染事故对人和财产的影响。当通过监测发现对周围地下水造成污染时，根据观测井的反馈信息，采取措施控制污染区地下水流动，防止污染物扩散。

综上所述，项目运营期在采取上述建议的源头控制、分区污染防治等措施后，项目的建设对地下水的污染和影响是可以控制在可接受范围内。

6.2.4 噪声防治措施

项目噪声主要为设备运行噪声。项目必须重视噪声防治工作，必须采取有效措施降低厂界噪声。本环评建议从合理布局、技术防治、管理措施等方面采取有效防噪措施。

（1）总平布置

从总平布置的角度出发，合理布局。在项目总体布置上利用建筑物、构筑物来阻隔声波的传播。同时在设计中考虑在绿化等方面采取有效措施，以阻隔噪声的传播和干扰。

（2）设备摆放

设备合理布局，尽可能将各类设备布置在场地中央，减少对外影响。

（3）技术防治

技术防治主要从声源和传播途径两方面采取相应措施。

从声源上降低噪声的措施有：在设备采购时优先选用低噪声的设备；对高噪声的设备采取必要的消声、隔振和减振措施；定期检查设备，加强设备维护，使设备处于良好的运行状态，避免和减轻非正常运行产生的噪声污染；改进操作工艺，尽可能降低设备操作噪声。

从传播途径上降低噪声的措施有：尽可能将设备布置在车间内运行，避免露天操作；对某些高噪声设备进行隔音、吸音处理。

（4）设备维护保养

加强设备的维护，确保设备处于良好的运转状态，杜绝因设备不正常运转时产生的高噪声现象。

（5）管理措施

加强宣传，做到文明生产，禁止工作人员喧哗；为减轻运输车辆对区域声环境的影响，建议厂方对运输车辆加强管理和维护，保持车辆良好工况，运输车辆经过周围噪声敏感区时，应该限制车速，禁鸣喇叭，尽量避免夜间运输。

综上分析可知，项目运营期噪声不会给声环境带来不良影响，其防治措施具有经济技术可行性。

6.2.5 固体废物防治措施

6.2.5.1 固体废物处置去向

项目标准化井场设备检修过程中会产生废机油、废油桶，上述污染物均属于《国家危险废物名录》列明的危险废物。项目产生的危险废物临时贮存于八区一号集气

增压站配套建成的危险废物贮存库内，严格按照危废贮存管理要求规范暂存，最终委托具备相应资质的危险废物处置单位进行专业化处置。本项目固体废物及危险废物产生、贮存及处置明细详见表 6.2-6。

综上，本项目运营期产生的危险废物均具备完善的收集、暂存及合规处置途径。在严格落实各项危险废物污染防治措施的前提下，项目危险废物可得到全部妥善处置，对区域环境基本无不利影响。

表 6.2-6 危险废物汇总一览表

序号	危险废物名称	危险废物类别	废物代码	产生量（t/a）	产生工序及装置	形态	主要成分	有害成分	产废周期	危险特性	污染防治措施
1	废机油	HW08	900-249-08	1.5	设备检修	液态	废矿物油	矿物油	维修期间	T，I	贮存：密闭容器，分类、分区暂存在八区一号集气增压已建成的危废贮存库内。 处置：委托有资质单位处置。
2	废机油桶	HW08	900-249-08	0.32	设备检修	固态	废矿物油	矿物油	维修期间	T，I	
注：①危险特性，是指对生态环境和人体健康具有有害影响的毒性（Toxicity，T）、腐蚀性（Corrosivity，C）、易燃性（Ignitability，I）、反应性（Reactivity，R）和感染性（Infectivity，In）											

6.2.5.2 井场危废贮存点要求

本项目三期工程运营期产生的危险废物主要为：废机油、废油桶。

井场严格执行危废分类收集、规范暂存、及时转运原则。本项目不新建危废贮存库，井场设置符合《危险废物贮存污染控制标准》(GB18597-2023)要求的危废贮存点，划定固定边界并实施隔离，落实防风、防雨、防晒、防流失、防扬散措施；危废装入专用密闭容器存放，禁止散堆，场地设置防渗防漏设施（渗透系数≤10^{-10}cm/s)，配套规范标识及管理台账。贮存点实时贮存量不超过 3 吨，做到及时清运。危废由具备道路危险货物运输资质的单位采用密闭车辆转运，全程执行危险废物电子转移联单制度，送至阜康市白杨河区域煤矿瓦斯治理一期工程已建成、验收中的 15m^2 危废贮存库（按 GB 18597-2023 建设，本项目投产前完成验收）贮存。

（2）危险废物管理

危险废物全过程管理遵照《危险废物转移管理办法》《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）等相关规定，实现危废全流向管控，杜绝转运、暂存环节环境污染。

①井场危险废物贮存点：井场设置符合《危险废物贮存污染控制标准》(GB18597-2023)要求的危废贮存点，划定固定边界并实施隔离，落实防风、防雨、防晒、防流失、防扬散措施;危废装入专用密闭容器存放，禁止散堆，场地设置防渗防漏设施(渗透系数≤10^{-10}cm/s)，按规范落实贮存点的标识标牌。

②建立全链条危险废物管理台账，台账覆盖井场产生、临时收集、场内转运、入库贮存、外委处置全流程；台账注明危废名称、来源、产生数量、理化特性、包装规格、井场收集日期、转运日期、入库点位、接收单位、处置去向等信息，台账及转移单据留存不少于 5 年。

③项目运营单位编制年度危险废物管理计划，按期落实生态环境部门危险废物申报登记制度，如实申报危废种类、产生量、贮存点位、转运去向、受托处置单位等信息。

④严格执行危废转移联单制度，危废由井场转运至依托危废库、再由危废库转运至持证处置单位，均依法申领危险废物电子转移联单，严禁将危废转交无危废经营资质单位处置。

⑤日常巡检分两段落实：井场阶段：每次产废收集时检查包装桶、防渗布、托盘完好性，破损立即更换容器、修补防渗布；依托库阶段：由一期集气站运维单位定期检查库内贮存容器、防渗设施，出现破损及时收集处置、更换包装物。

（3）危险固废的运输要求

本项目危废分两段汽车转运：井场→一期集气站危废库短途转运、危废库→持证处置单位长途转运，全部委托具备危险货物道路运输资质单位承运。

①承运车辆遵守交通、消防、环保相关法规，规范控制行驶车速，途经居民区、景区等敏感区域不停靠、随意滞留；

②运输车辆配备专职押运人员，途中常态化检查容器密闭状况，车厢严禁搭乘无关人员、严禁车内吸烟；

③结合废矿物油等本项目危废理化特性，落实车厢遮阳、防渗、防火、防泄漏等防护措施；

④转运车辆按备案转运路线行驶，不得私自更改转运目的地、混装无关废物、超载装载危废；

⑤危废在井场装车、危废库卸车全过程规范操作，轻装轻卸，杜绝摔砸、倒置、重压盛装容器。

6.2.5.3 固废处置其他要求

本项目固体废物遵循“减量化、资源化、无害化”管控原则，从生产源头优化运维管理，最大限度削减固体废物产生量；可综合利用固废优先外售资源化利用，不可利用及危险废物依法合规处置。

（1）源头管控：优化设备运维、油品领用管理，从源头减少废矿物油等危险废物产生，落实清洁生产减量化要求。

（2）台账及转运管理：建设单位建立统一固体废物管理台账，台账涵盖井场危废产生、临时收集、24h 内转运至白杨河一期集气站危废贮存库、后续外运处置全流程信息；按法规要求按期向生态环境主管部门申报固废产生种类、产生量、贮存及处置去向。危险废物转运全过程执行电子转移联单制度，全部交由具备相应资质单位接收处置，严禁私自转让、随意丢弃危废，防范二次污染。

（3）暂存管控：项目井场不建设危废固定贮存场所，仅设 HDPE 防渗临时收集点，危废做到即产即清、24h 内转运至依托危废库集中规范贮存，不在井场长期堆存，避免固废渗漏污染土壤及地下水。

6.2.6 土壤污染防治措施

本项目土壤污染防治措施按照“源头控制、过程防控和跟踪监测”相结合的原则进行控制。

6.2.6.1 源头控制措施

运营期在废机油收集和贮存过程中，加强管理，降低物质泄漏和污染土壤环境的隐患。在以主动防渗措施为主的基础上结合当地气候、地质、水文条件，结合地面防渗处理，实现污染可预防、可监控。

6.2.6.2 过程防控

（1）占地范围内应采取绿化措施，以种植具有较强吸附能力的植物为主；

（2）应根据建设项目所在地的地形特点优化地面布局，必要时设置地面硬化、围堰或围墙，以防止土壤环境污染；不同区域提出防渗措施。

（3）施加抑制剂。如对土壤造成轻度污染，需施加抑制剂，可改变污染物质在土壤中的迁移转化方向，促使某些有毒物质的移动、淋洗或转化为难溶性物质而减少作物吸收

6.2.6.3 跟踪监测

（1）土壤环境跟踪监测点位

根据《环境影响评价技术导则土壤环境（试行）》（H964-2018），二级评价的建设项目跟踪监测点应布设在重点影响区和土壤环境敏感目标附近。

本次土壤监测点设置于代表性标准化井场内。

（2）监测因子

根据《环境影响评价技术导则土壤环境试行》（H96-2018）及识别本项目特征因子，确定本项目土壤环境跟踪监测因子为镉、汞、砷、铅、铬（六价）、铜、镍、石油烃（C_{10}-C_{40}）、pH、含盐量。

（3）监测频率

根据《环境影响评价技术导则土壤环境（试行）》（H96-2018）中要求，二级评价每 5 年开展一次，确定本项目土壤环境跟踪监测频率为每 5 年 1 次。

（4）执行标准

土壤环境跟踪监测点执行《土壤环境质量建设用地土壤污染风险筛选标准（试行）》、环境影响评价技术导则土壤环境（试行）》（HJ964-2018）附录 D。

6.2.7 运营期生态环境保护措施

（1）管线日常巡线过程中，及时清理管线覆土范围内深根系植被，规避根系穿刺破坏管线风险，保障集输管线安全稳定运行。

（2）持续对施工临时占地恢复植被开展常态化浇水、补植、除草、病虫害防治等抚育管护，保障植被稳定存活、群落持续演替。

（3）定期巡检各类护坡、固土、排水、防风固沙工程设施，及时维修维护，确保防护功能完好；持续开展管线、道路沿线生态动态监测，及时处置滑坡、坍塌、风蚀、水土流失隐患，稳步提升区域植被覆盖率与生态稳定性。

（4）常态化开展沿线环保宣传教育，严禁管线沿线取土、毁草、碾压地表，杜绝人为扰动引发地表裸露、风蚀沙化及管线破坏风险，保障区域生态环境持续稳定。

6.2.8 运营期水土流失防治措施

（1）建立水土保持巡查制度，定期检查边坡、排水、植被，及时修复破损。

（2）落实封禁管护，禁止在恢复区放牧、取土、碾压，保障植被稳定生长。

（3）综合管理要求

建设单位落实水土保持 “三同时”，专人负责、全程监管；施工期加强人员培训，严格按方案实施；竣工后开展水土保持验收，确保措施到位、水土流失可控。

6.3 服务期满后环境保护措施

6.3.1 生态恢复原则

本项目服务期满后生态恢复、废弃井封闭及场地整治工作，严格遵照《废弃井封井回填技术指南（试行）》《矿山生态环境保护与恢复治理技术规范（试行）》（HJ 651-2013）等相关规定执行，总体遵循“先规范封井、再场地整治、后生态修复、长效管护监测”的思路，坚持因地制宜、原生景观协调、生态功能优先的原则，具体要求如下：

（1）钻井服务期满拆除所有地面设备，采取完善的封井工程措施：从地面向下 1.5m 段截除井管及套管，以防止井管外露影响植被生产；井管内注入水泥浆封闭排气、排水孔，避免煤层气外泄；清除场地内的水泥基础至地表 1m 以下，翻松土壤，在地表覆盖厚度为 0.3m 剥离地表土，恢复地貌，有利复垦。

（2）钻井服务期满生态重建结合区域立地条件、原有土地利用类型与天然植被分布现状，遵循因地制宜、原生景观协调原则，落实“宜树则树、宜草则草、宜耕则耕”分类恢复要求，最大程度复原区域原有生态结构与土地功能。

（3）气井废弃后，对于符合当地交通运输等规划的进场道路继续留用，对

当地交通和生产无用的道路，应及时复垦或恢复林草种植，改善生态环境。

6.3.2 土地复垦措施

6.3.2.1 工程技术措施

井场和其他工程施工过程中，首先应进行表土剥离。耕作层土壤和表层土壤是经过多年植物作用形成的熟化土壤，是深层生土所不能替代的，对于植物种子的萌发和幼苗的生长有着重要作用。因此在进行土地复垦时，要保护和利用好表层的熟化土壤（主要为 0～30cm 的土层）。首先要把表层的熟化土壤尽可能地剥离后在合适的地方贮存并加以养护以保持其肥力；待复垦结束后，再平铺于土地表面，使其得到充分、有效地利用。

（1）临时堆土防护

施工时剥离的表土，首先进行临时防护，以便不产生水土流失。不回填的表土再进行植草防护。

（2）截水、排水沟

分布在河岸阶地上的井场、管线，由于地势平坦，动用土方量较小，不会产生边坡，因此，不设截水、排水沟，而分布在山谷坡地上的井场和管线，如果不设截水、排水沟，则水力侵蚀对地面破坏较为严重，复垦成果不能保持，因此，井场或管线施工开挖时应优先考虑在上、下边坡设截、排水沟。截、排水沟设计洪水标准为 20 年一遇。

（3）边坡防护

对山谷坡地区域内井场、输气管线开挖边坡实施护坡防护措施，保障场地及边坡土体稳定，防止水土流失与边坡失稳。

6.3.2.2 生物和化学措施

植被恢复为项目土地复垦及废弃井场生态修复核心措施，严格按照《矿山生态环境保护与恢复治理技术规范（试行）》要求开展植被重建，以恢复土地原有利用功能为目标。坚持适地适绿、乡土物种优先、灌草结合原则，选用区域地带性原生植被品种，构建稳定立体生态防护体系。恢复目标：植被恢复 1 年后综合覆盖率≥90%，恢复 2 年后植株成活率≥85%，生态系统具备自我维持、自我更新能力，实

现人工景观与自然景观和谐统一。

（1）植物防治与植被恢复措施

①植物品种优选

本项目地处半干旱生态脆弱区，施工扰动对地表植被损毁程度大，自然恢复周期长、难度高。结合《废弃井封井回填技术指南（试行）》生态修复要求，优先筛选耐旱、耐贫瘠、抗逆性强、根系发达、固土保水能力突出的乡土先锋植物与本土灌草品种，严禁引入外来有害物种。依托先锋植物改良封井场地、复垦地块立地条件，逐步构建稳定植物群落。

②临时堆土植被防护

为防范表土沙化、土壤退化，所有临时堆放表土的堆体裸露表面全面撒播本土草籽进行覆盖防护。

③分区植被恢复

严格按照原地类开展植被修复：原用地为灌木林地、有林地且表土保存完好、周边天然种子库充足的区域，恢复为灌木；地表损毁严重、表土存量不足的区域，统一恢复为天然草地。废弃井井口周边、井场全域、管线扰动带做到扰动区域全覆盖恢复。

④种植施工技术

根据地块条件、施工成本及立地环境灵活选用直播、移栽两种方式：直播方式适用于大面积草地、牧草及农作物恢复，植株根系发达、抗逆性强，可自然调节群落密度；苗木移栽适用于灌木、乔木种植，成景速度快。外购苗木做到随挖、随运、随栽，严禁长时间堆放；栽植时幼苗根部蘸泥浆保湿，及时清除周边杂草，避免水肥争夺，提升苗木成活率。

（2）化学改良措施

项目区土壤以砂质土为主，整体养分匮乏、有机质含量偏低。结合矿山生态修复及废弃井场治理相关规范要求，开展土壤改良与地力恢复工作：主要采取增施农家肥、配施豆科绿肥等方式提升土壤有机质与肥力；针对砂化、黏重异常地块，采用砂黏互掺方式优化土壤结构。同时充分利用回铺表层熟化土，综合改善封井区域及复垦地块土壤性状，恢复土地生产力。

6.3.2.3 管护措施

落实全周期后期管护，管护工作覆盖废弃封井区域、复垦土地及所有恢复植被区域，管护期统一设定为 3 年，管护内容严格契合矿山及废弃油气井生态恢复管理要求：

（1）浇水养护

分阶段开展水分管控：栽植/播种后前 60 天为重点养护期，首次浇透定根水，后续根据天气及土壤墒情补水，保持土壤湿润；中期以自然降水为主；后期按需洒水保湿，保障植被正常生长。

（2）病虫害与杂草防控

植被生长季常态化开展病虫害防治，根据草种、树种类型、生长期及病虫害种类，科学选用药剂、配比及施用方式；当杂草高度超过主体植被时，采取人工拔除方式清理，避免杂草与原生植被争夺资源。

（3）培土补植

坡度较大区域雨后及时巡查，对受雨水冲刷损毁的坡面重新平整、培土压实，保证根系与土体紧密结合。因干旱、冲刷、病虫害等造成植株死亡的地块，及时选用同品种苗木/草种补播、补植，保障植被景观整齐、覆盖连续。

6.3.2.4 监测措施

按照《矿山生态环境保护与恢复治理技术规范（试行）》要求，建立废弃井场、复垦区域生态监测体系，全程跟踪封井工程稳定性、土地复垦效果及植被恢复质量。

监测重点针对井场、管线区植被中度、重度扰动地块开展，每年夏季（植被生长旺季）监测 1 次，直至 3 年管护期结束。监测内容包括：植被成活率、植被盖度、植株长势、外来入侵植物种类及分布；同步开展土壤质量、土壤稳定性调查。监测完成后开展土壤生态健康、植物多样性综合评价，委托具备相应技术能力的单位实施监测与评价工作，形成完整监测台账与评价报告。

6.3.3 服务期满生态恢复治理方案

6.3.3.1 生态环境保护与恢复治理的一般要求

本项目服务期满生态恢复、废弃井封闭、场地整治及生态修复工作，全面执行《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）》《石油天然气项目土地复垦与生态修复技术规范》（GB/T 43936-2024）各项条款要求，总体管控要求如下：

①严格避让饮用水水源保护区，不在法定饮用水水源保护区范围内开展封井、拆除、场地整治及各类工程作业。

②提前落实防控措施，最大限度减轻油气井废弃、设施拆除、场地整治过程中产生的生态破坏与环境污染。

③恪守“预防为主、防治结合、全过程管控”原则，将生态保护、废弃井治理、生态恢复贯穿项目运营末期及服务期满后全流程。

④落实“边拆除、边治理、边恢复”要求，工程作业与生态修复同步推进，及时治理修复受损生态环境。

⑤结合区域生态特征、油气井分布条件科学实施封井及生态修复工程，选用合规成熟技术、工艺及装备，严禁使用国家明令限制、淘汰的工艺与设备。

6.3.3.2 站场（井场）生态恢复治理

服务期满后对采气井场实施全域整治与生态修复，流程及要求严格匹配废弃井治理相关规范：

全面拆除井场生产设备、工艺管线、辅助设施，彻底清除场内硬化地面、砾石铺垫层，解除永久占地约束；

清理井场所有建筑垃圾、生产固废、油污杂物等各类废弃物，分类合规处置；

对全场场地、废弃井口周边进行平整、覆土、地貌重塑；

完成规范化封井施工后，同步开展土壤回铺、改良及植被重建，保障场地自然恢复条件，实现井场全域生态修复。

6.3.3.3 管线生态恢复

场内采气管线、集气管线优先维持现状，杜绝二次开挖造成新的生态破坏。作业前彻底清空管线内部介质，按照规范要求完成管线吹扫，确保管内无残留采出物、积液、废渣；管线两端采用盲板永久封堵。管线扰动带不再二次施工，依托原有整治基础开展植被养护与自然恢复。

6.3.3.4 植被恢复措施及恢复要求

工程拆除、封井、场地整治全部完成后，严格落实“工完、料净、场地清”要求，全场做到无泄漏、无积油、无积气、无垃圾杂物。场内机动车辆严格按照规定道路行驶，严禁随意碾压地表、开辟临时便道。

废弃井场、临时占地、管线扰动带以近自然恢复模式为主，专项列支生态恢复专项资金。恢复后植被覆盖率不低于周边同类型原生土地植被水平，植被种类、群落结构与原有天然植被保持一致，与区域自然景观整体协调；全程禁止使用外来有害植物物种，确保废弃井封闭区域及全域生态恢复效果长期稳定。

7 环境影响经济损益分析

境影响经济损益分析即针对项目的性质和当地的具体情况，确定环境影响因子，从而对项目环境影响范围内的环境影响总体作出经济评价。根据理论发展和多年的实际经验，任何工程都不可能对全部环境影响因子作出经济评价，因此环境影响经济损益分析的重点是对工程的主要环境影响因子作出投资费用和经济损益的评价，即项目的环境保护措施投资估算和经济效益、环境效益、社会效益以及项目环境影响的费用—效益总体分析评价。

7.1 经济效益

本项目总投资估算为73872万元。项目年均销售收入161233万元，营业税金及附加2277万元，内部收益率（税前）7.09%，内部收益率（税后）6.12%，投资回收期8.97年，总投资收益率3.20%。

7.2 社会效益分析

本项目的社会效益主要体现在以下几个方面：

（1）开发利用煤层气可以改善煤矿安全生产，提高经济效益。

煤矿瓦斯事故是煤矿安全生产的最大威胁之一。中国国有煤矿高瓦斯和瓦斯突出矿井占总矿井数的46%，瓦斯事故频繁。采煤之前先采出煤层气，有利于从根本上防止煤矿瓦斯事故，改善煤矿的安全生产条件，同时还能减少矿井建设费用（巷道建设和通风费用减少1/4左右），从而提高煤矿的生产效率和经济效益，改善煤矿的社会形象。

（2）开发利用煤层气可以有效减排温室气体，改善大气环境。

煤层气（甲烷）又是一种温室气体，其温室效应是CO_2的20～24倍。甲烷的温室效应在全球气候变暖中的份额为15%，仅次于CO_2。中国是煤炭生产大国，只要采煤就会向大气中排放煤层气。开发和利用煤层气不仅可以避免因采煤造成的煤层气这种不可再生资源的浪费，还在减少温室气体排放、改善大气环境方面具有非常重要的意义。

（3）开发利用煤层气也将拉动相关产业的发展。

任何一个新产业的形成与发展都与其他行业密切相关，开发利用煤层气也将为

拉动相关产业起到推动作用。煤层气的利用水平已经成为衡量一个国家经济发展水平的一项重要指标，增加利用煤层气产能，可以促进新疆煤层气利用水平的提高和相关技术的发展。

（4）合理开发和利用煤层气是优化能源结构、保护环境的需要。

目前中国的能源结构不尽合理，大量燃煤使 SO_2、NOx、烟尘和 CO_2 排放量逐年增加，大气环境不断恶化，已制约国民经济的可持续发展。利用煤层气作燃料与煤相比，可减少 SO_2、粉尘排放量近 100%，NOx 排放量近 50%，CO_2 排放量近 60%，利用煤层气可减少污染物排放，改善大气质量，保护生态环境，也有利于可持续发展战略的实施，提高人民生活质量。

（5）煤层气是天然气的有效补充。

现阶段，成分、热值与天然气接近的煤层气将是天然气的重要补充，开发煤层气将有效地缓解天然气供需矛盾对国民经济可持续发展的制约。

7.3 环境损益分析

7.3.1 环境正效益分析

（1）改善煤矿安全生产条件，提高经济效益

煤矿瓦斯是煤矿安全的最大威胁之一。在采煤之前先将煤层气开采出来，可以使煤矿生产中的瓦斯涌出量降低 50％～70％，变高瓦斯矿为低瓦斯矿，从根本上防止煤矿瓦斯事故，改善煤矿的安全条件，同时还能减少矿井建设和生产的费用，提高煤矿的生产效率和经济效益。

（2）碳减排

该项目为清洁能源开采，煤层气的开发和利用有利于清洁能源替代，有利于减少污染物和碳排放，符合加强污染物排放控制和环境风险防控、实现减污降碳协同效应的要求。

煤层气（甲烷）又是一种温室气体，据研究，其温室效应是 CO_2 的 20～24 倍，对臭氧层的破坏能力是 CO_2 的 7 倍。与 CO_2 相比，甲烷还是一种寿命短的气体，它在大气中滞留的时间只有 8～12 年，而 CO_2 超过 200 年。甲烷的温室效应在全球气候变暖中的份额为 15%，仅次于 CO_2。开发和利用煤层气不仅可以避免因采煤造成的

煤层气这种不可再生资源的浪费，还一定程度上减少温室气体排放、改善大气环境。因此减少甲烷向大气中的排放对缓解全球变暖具有较明显的近期效果。另外，该项目煤层气采用管道连接运输，采用智能化在线联控系统，采取以上措施后可有效减少甲烷无组织排放，降低温室气体效应。

（3）降低污染物的排放量

煤层气开发利用可以部分或全部替代工业和民用燃煤。假设有一口日产气量为 2600m^3 的煤层气井，其日产量就相当于 2.85 吨标准煤。如果煤的含硫量为 0.6%，燃煤采用机械风动抛煤炉，并装有除尘效率为 90%的除尘器。将燃烧煤层气与燃烧标准煤所排放污染物的数量进行比较，见表 7.3-1。

表 7.3-1 燃烧煤层气与燃烧标准煤排放污染物对比

燃料	排气量（m^3）	NOx（kg）	SO_2（kg）	烟尘（kg）
2600m^3 煤层气	14300	2.86	0	0.14
2.85 吨标准煤	31350	12.54	27.36	6.27
煤层气与标煤的差值	-17050	-9.68	-27.36	-6.13
煤层气与标煤的比值	45.61	22.81	0.00	2.23

从表中可以看到，煤层气燃烧排放的 NOx 为燃煤的 22.8%，烟尘排放为燃煤的 2.2%，不产生 SO_2，燃烧煤层气排放的各类污染物都远远低于燃煤排放的污染物量，本项目年产 1 亿方煤层气，估算年减排氮氧化物 372.31t/a，二氧化硫 1052.31t/a，烟尘 235.77/a。因此煤层气开发利用，可以大大减少排入大气中的污染物，改善区域大气环境质量。

（4）减少由运输带来的环境污染

管道输送是一种安全、稳定、高效的运送方式。由于煤层气采用管道密闭输送，运输中不会对环境造成污染。而利用煤炭或者石油，需要车船运输，运输中会产生一定量的大气污染物，如汽车尾气、二次扬尘。因此，利用煤层气避免了运输对环境的污染问题，保护了生态环境，具有较好的环境效益。

7.3.2 环境负效益分析

本项目在建设过程中，由于线路工程施工和站场建设需要临时和永久占用一定面积的土地，扰动土壤，破坏地表植被，并因此带来一定程度的环境损失。一般来说，环境损失包括直接损失和间接损失，直接损失指由于项目建设对土壤、植被及

其生境破坏所造成的环境经济损失，即土地资源破坏的经济损失；间接损失指由土地资源损失而引起的其他生态问题，如荒漠化、沙尘暴、生物多样性及生产力下降等生态灾害所造成的环境经济损失。

7.3.3 环保投资概算

根据《建设项目环境保护设计规定》，凡属污染治理和保护环境所需的装置、设备、监测手段和工程设施均核定为环保设施。另外还包括既是生产需要又为环境保护服务的设施。

本项目总投资 73872 万元，其中环境保护投资 1735 万元，占总投资的 2.35%。项目环境保护投资概算见表 7.3-2。

表 7.3-2 环境保护设施投资一览表

序号		污染源或处所	治理对象	主要设施或措施	处理效果	投资
一、污染防治措施						
施工期	1	施工工地	扬尘	工地四周围挡、地面硬化、对物料裸露部分实施苫盖、使用高效节能环保型柴油动力机组和优质燃油等	保护大气环境	50
	2	钻井废水	钻井废水、压裂返排液、生活污水	钻井废水：经井场临时防渗收集池收集、固液分离预处理后，优先循环回用于本井场钻井作业；单井完井后水质尚可的钻井废水拉运至下一井场继续回用。施工后期水质劣化、悬浮物及矿化度超标无法继续循环利用时，密闭拉运至阜康市合规污水处理设施妥善处置，全过程就地防渗收集、无就地外排。 裂返排液：压裂作业产生的返排液全部排入井场防渗收集池分区暂存，优先回用于后续井场压裂液配制，实现内部循环利用；施工末期水质劣化、配伍性变差无法继续回用的废返排液，密闭盛装、委托具备处置资质单位合规拉运处置，不就地外排，不随意排放。 生活污水：井场施工期布设移动式环保厕所集中收集生活污水，产生的生活污水由吸污车定期密闭拉运至阜康市污水处理厂统一处置，井场无生活污水外排。	保护水环境	300
	3	钻井固废	泥浆、岩屑	经标准化井场固液分离设备处理后（采用振动筛、除砂器、除泥器、离心机四级实现固液分离），分离出的液相进入液相收集罐，用于钻井液配制；分离出岩屑暂存于防渗暂存池，通过固化处理后经检测满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）中污染物限值要求后用于井场铺垫、矿区内部道路铺设。	保护水、土壤环境	800
营运期	4	事故、检修放空	烃类气体	各标准化井场设置 1 座高度 10m，内径 DN80 事故气体燃烧火炬排放	合理处置	20
	5	废水处理	采出水、废洗井液	通过各标准化井场内设置防渗排采池（井场新建 18 座 120m^3 排采池）暂存，拉运至阜康市东部城区污水处理厂处理。	不外排	300
	6	压缩机等	噪声	控制气体流速，选用高效低噪声设备，合理布置噪声设备，高噪声设备安装消声器。	降低声环境影响	120
	7	危险废物	废机油、废机油桶	本项目不新建危废贮存库，井场设置符合《危险废物贮存污染控制标准》(GB18597-2023)要求的危废贮存点，划定固定边界并实施隔离，落实防风、防雨、防晒、防流失、防扬散措施;危废装入专用密闭容器存放，禁止散堆，场地设置防渗防漏设施(渗透系数≤10^{-10}cm/s)，配套规范标识及管理台账。贮存点实时贮存量不超过 3 吨，做到及时清运。危废由具备道路危险货物运输资质的单位采用密闭车辆转运，全程执	合理处置	20

序号	污染源或处所	治理对象	主要设施或措施	处理效果	投资
			行危险废物电子转移联单制度，送至阜康市白杨河区域煤矿瓦斯治理一期工程已建成、验收中的 15m^2 危废贮存库(按 GB 18597-2023 建设，本项目投产前完成验收)，库内实行分类、分区密闭暂存，暂存期限不超过 1 年；最终委托有相应危险废物类别经营许可证的单位处置。危险废物收集、贮存、运输全过程严格按照《危险废物贮存污染控制标准》(GB18597-2023)《危险废物收集贮存运输技术规范》(HJ2025-2012)管控，危险废物转移严格遵照《危险废物转移联单管理办法》执行。		
二、生态保护和恢复措施					
1	输气管线的生态恢复措施	生态恢复	采气管线管沟开挖前，对开挖范围内占地进行表土剥离，集中堆放于管沟一侧。采气管线管沟开挖过程中，土方集中堆放于管沟一侧，进行人工拍实，并采用防护网进行苫盖。采气管线施工结束后，将剥离的表土回覆利用。对临时占地进行土地平整。	保护植被、防止水土流失	25
三	环境管理与环境监测		建设项目环境保护“三同时”验收、定期开展污染源自行监测和环境质量监测		100
合计					1735

8 环境管理与监测计划

环境管理是环境保护工作的重要内容之一，也是企业管理的主要组成部分。环境管理是把环境保护融于企业经营管理的过程之中，使环境保护成为工业企业的重要决策因素，重视研究本企业的环境对策，采用新技术、新工艺，减少有害废物的排放，对废旧产品进行回收处理及循环利用，变普通产品为“绿色”产品，努力通过环境认证，积极参与社会环境整治，推动员工和公众的环保宣传和引导，树立“绿色企业”的良好形象。

为了贯彻和执行国家和地方环境保护法律法规、政策与标准，及时掌握和了解污染控制措施的效果，以及项目所在区域环境质量的变化情况，更好地监控环保设施的运行情况，协调地方环保职能部门和其他有关部门的工作，同时保证企业生产管理和环境管理的正常运作，建立环境管理体系与监测制度是非常必要和重要的。

环境管理体系与监测机构的建立能够帮助企业及早发现问题，使企业在发展生产的同时节约能源、降低原材料的消耗，控制污染物排放量，减轻污染物排放对环境产生的影响，为企业创造更好的经济效益和环境效益，树立良好的社会形象。

8.1 环境管理

8.1.1 环境管理的原则

根据项目特点及国家环境保护发展要求，环境管理应遵循如下原则：

①经济、社会和环境三效益统一，坚持可持续发展的原则。

②预防为主，管治结合的原则。在生产运行过程中，坚持设备“大修大改、小修小改和逢修必改”的环保原则。

③环保优先的原则。主要工艺设施的改进，新工艺、新技术的采用，企业发展规划的制定，坚持统筹规划、合理布局、清洁生产、集中控制和治理污染。

④依靠科技进步，推进清洁生产，节能降耗，降低污染的原则。

⑤专业环保管理与公众参与相结合的原则。加强环保宣传，增强全体员工的环保意识，推动本项目的环境保护工作。

8.1.2 环境管理的依据

本项目在日常生产管理中，要依照国家有关环境管理要求进行日常管理：

（1）落实国家、地方政府颁布的有关法律法规；

（2）遵守环境质量标准；

（3）满足污染物排放标准；

（4）遵守其他标准或控制要求。

8.1.3 固体废物管理制度

本项目运营期固体废物主要为废机油、废油桶。新疆亚新油气有限责任公司固体废物管理应按照《危险废物环境管理指南陆上石油天然气开采》（生态环境部公告 2021 年第 74 号）、《危险废物管理计划和管理台账制定技术导则》（HJ1259-2022）、《排污许可证申请与核发技术规范工业固体废物和危险废物治理》（HJ1033-2019）等法律法规及技术规范要求，建立健全危险废物规范化环境管理体系，落实以下制度与管理要求：

（1）落实污染环境防治责任制度：建立工业危险废物产生、收集、贮存、运输、利用、处置全过程污染防治责任制，明确企业主要负责人、分管负责人及各岗位环保职责，责任到人、全程可追溯。

（2）落实危险废物识别标志制度：井场危废临时收集点位盛装容器、包装物张贴危废标签；依托的白杨河一期集气站危废贮存库按照《环境保护图形标志固体废物贮存（处置）场》（GB15562.2）设置规范警示标识，标签注明废物类别、代码、危害特性、产生日期等信息。

（3）落实危险废物管理计划制度：按《危险废物产生单位管理计划制定指南》编制年度危险废物管理计划，明确产生、井场临时收集、转运入库、处置方案及污染防治措施，报属地生态环境部门备案并动态更新。

（4）落实台账与申报制度：危险废物自井场转运至依托危废库、危废库外运处置均执行电子危险废物转移联单制度，全程跟踪、闭环管理；承运单位具备危货道路运输资质，落实防渗漏、防流失防护措施。

（5）落实经营许可制度：严禁将危险废物委托给无资质单位收集、贮存、处置，严格审核受托单位资质，签订正规处置合同。

（6）落实转移联单制度：危险废物转移严格执行电子/纸质联单制度，全程跟踪、闭环管理；运输单位须具备危货运输资质，采取防渗漏、防流失、防扬散措施。

（7）落实排污许可制度：严格执行排污许可相关要求，危险废物纳入排污许可管理，按证排污、按期提交执行报告。

（8）落实贮存与技术规范：本项目井场不建设危废专用暂存间，仅设置 HDPE 防渗临时收集点，收集点位地面防渗、周边设置简易挡水围堰，危废密闭桶装并放置防渗托盘，危废 24h 内密闭转运至阜康白杨河一期集气站已建成危废贮存库统一规范贮存；依托危废库配套防雨、防渗、导流、应急收集设施，整体全过程执行 《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）、《危险废物收集贮存运输技术规范》（HJ2025-2012）等相关规范要求。

（9）落实档案与培训制度：危险废物管理计划、台账、转移联单、处置及运输资质、合同等资料统一归档长期保存；定期组织现场管理人员开展危废管控、泄漏处置专项环保培训。

（10）落实风险防控与应急制度：编制危废泄漏突发环境事件应急预案，井场收集点配套吸油毡、沙袋、灭火器等应急物资；定期开展泄漏应急演练，防范土壤、地下水次生污染。

8.1.4 环境管理手段和措施

为了使环境管理工作科学化、规范化、合理化，确保各项环保措施落实到位，本项目在管理方面的主要工作内容见表 8.1-1。

表 8.1-1 环境管理主要工作内容

实施部门	主要工作内容
公司环境管理机构	1.认真贯彻执行国家各项环境保护方针、政策和法规，结合 IS014001 管理体系运行，提高项目环保管理水平。
	2.制定环境保护岗位目标责任制，将环境管理纳入生产管理体系，环保评估与经济效益评估相结合，建立严格的奖惩机制。
	3.加强环境保护宣传教育工作，进行岗位培训，使全体职工能够意识到环境保护的重要意义，包括与企业生产、生存和发展的关系，全公司应树立危机感和责任感，把环保工作落到实处，具体到每一位员工。
	4.加强环境监测数据的统计分析工作，建立全厂完善的污染源及物料流失档案，严格控制污染物排放总量，确保污染物排放指标达到设计要求；
	5.强化对环保设施运行监督、管理的职能，建立全厂完善的环保设施运行、维护、维修等技术档案，加强对环保设施操作人员的技术培训，确保环保设施处于正常运行状态，保持污染物排放达标。
	6.加强对开停车等非正常工况及周围环境的监测，并制定能够控制污染扩大，防止污染事故发生的有效措施。

8.1.5 环境监督检查

除加强自身的环境监督检查工作外，地方生态环境主管部门也应加强对项目环境保护工作的监督检查，重点包括：

（1）施工期环境监督检查，包括施工噪声影响、扬尘影响、施工“三废”的处理处置等；

（2）检查环境管理制度及其落实执行情况；

（3）检查污染物防治措施的执行情况；

（4）污染源达标及污染防治设施运行情况；

（5）调查周围环境敏感点环境质量状况，调查受影响公众反映的意见，并及时反馈给有关部门；

（6）提出环境保护要求和措施、建议。

8.1.6 环境管理计划

环境管理是企业管理制度的重要内容之一。工程的环境管理必须遵循国家有关环境保护的法律法规、标准、政策和制度，落实各项污染防治措施，确保工程的有效实施，改善环境质量。环境管理计划涉及的内容包括：环境管理机构、环境管理计划的制定、污染防治设施的管理、环境目标的制定及环境监督活动等。

8.1.5.1.环境管理机构

本项目工程的环境管理由新疆亚新油气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，对出现的环境问题作出及时反应和反馈。

8.1.5.2 环保管理人员

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。

8.1.5.3 环境管理机构职责

环境管理人员的基本任务是负责组织、落实、监督环保工作的落实情况，具体负责以下事项：

（1）贯彻执行国家和地方有关环境保护法律法规和标准；

（2）负责制定环境管理计划、环境管理方案和环境管理规章制度，监督检查各项环保制度落实情况；

（3）负责组织环境监测、事故防范以及外部协调工作，负责组织突发事故的应急处理和善后事宜；

（4）组织环境安全检查，并组织实施库区绿化工作；

（5）对废水水质、污水处理设施、回水设施的运行、维护等活动进行检查和组织监测；

（6）开展环境保护法规、政策和环保知识宣传和教育工作；

（7）对职工进行经常性的环境教育和环保技术培训；

（8）监督“三同时”制度的执行情况，有效地控制污染。

8.1.5.4 各阶段环境管理要求

（1）项目审批阶段环境管理要求

本项目环境影响评价文件要按照生态环境部公布《建设项目环境影响评价分类管理目录》的规定，确定环境影响评价文件的类别，委托相应环评机构编制。企业在建设项目环评文件编制前应积极配合环评编制单位查勘现场，及时提供环评文件编写所需的各类资料。

在环境影响报告书的编制和生态环境主管部门审批或者重新审核环境影响报告书的过程中，应该按规定公开有关环境影响评价的信息，征求公众意见。

企业有权要求环评文件编制及审批等单位和个人为其保守商业、技术等秘密。

环境影响评价文件，由建设单位报有审批权的生态环境行政主管部门审批，环境影响评价文件未经批准，不得开工建设，自批准之日起超过 5a 方决定该项目开工建设的，其环境影响评价文件应当报原审批部门重新审核。

项目的性质、规模、地点、生产工艺、生产设备等应与环境影响评价报告或环境影响评价审批等文件一致。如发生重大变动的，应当重新履行环评手续。

（2）施工期环境管理

为有效保护项目所在地环境质量，建设单位应与施工单位协议明确其在施工过程

中的各项环境管理要求，要求施工单位严格执行，并指定专人负责监督，项目施工期具体环境管理要求见表 8.1-2。

表 8.1-2 施工期环境管理要求

项目	环境管理要求	实施单位	负责单位
环境空气保护	1.工程材料、砂石、土方或废弃物等易产生扬尘的物质应采取覆盖防尘布、覆盖防尘网等措施，辅以洒水降尘； 2.天气预报 4 级及以上大风天气应停止产生扬尘的施工作业；3.采用商品混凝土或水泥，禁止现场搅拌混凝土作业； 4.对场地、道路、堆场定时洒水，每天不少于 3 次，大风干燥天应增加洒水次数； 5.施工过程中在场地周围及运输道路上及时洒水，保持路面的潮湿，以减少由于车辆动力起尘对周围环境的影响； 6.施工现场弃土渣及其他建筑垃圾应及时清运或填垫场地，对在 48 小时内不能及时清运的，应采取覆盖防尘布等措施防止二次扬尘。	施工单位	建设单位
噪声保护	1.施工部门要合理安排好施工时间，尽量缩短施工期，减少施工噪声影响时间； 2.降低设备噪声级，设备选用上尽量采用低噪声设备，如闲置不用的设备应立即关闭，运输车辆进入现场应减速，并减少鸣笛； 3.降低人为噪声，按规定操作机械设备，模板、支架拆卸过程中，遵守作业规定，减少碰撞噪声；		

（3）竣工环境保护验收阶段的环境保护管理

根据《建设项目竣工环境保护验收暂行办法》，建设项目竣工后建设单位自主开展环境保护验收及相关监督管理。

项目建设中应配套建设气、水、噪声或者固体废物污染防治设施，在正式投入生产或使用之前自主开展环境保护验收。

建设单位是建设项目竣工环境保护验收的责任主体，应当按照本办法规定的程序和标准，组织对配套建设的环境保护设施进行验收，编制验收报告，公开相关信息，接受社会监督，确保建设项目需要配套建设的环境保护设施与主体工程同时投产或者使用，并对验收内容、结论和所公开信息的真实性、准确性和完整性负责，不得在验收过程中弄虚作假。环境保护设施是指防止环境污染和生态破坏以及开展环境监测所需的装置、设备和工程设施等。

验收报告分为验收监测（调查）报告、验收意见和其他需要说明的事项等三项内容。

①建设项目竣工环境保护验收的主要依据包括：

A.建设项目环境保护相关法律法规、规章、标准和规范性文件；

B.建设项目竣工环境保护验收技术规范；

C.建设项目环境影响报告书及审批部门审批决定。

②验收的程序和内容

建设项目竣工后，建设单位应当如实查验、监测、记载建设项目环境保护设施的建设和调试情况，编制验收监测（调查）报告。以排放污染物为主的建设项目，参照《建设项目竣工环境保护验收技术指南污染影响类》编制验收监测报告。

建设单位应当确保调试期间污染物排放符合国家和地方有关污染物排放标准和排污许可等相关管理规定。

环境保护设施未与主体工程同时建成的，或者应当取得排污许可证但未取得的，建设单位不得对该建设项目的环境保护设施进行调试。

调试期间，建设单位应当对环境保护设施运行情况和建设项目对环境的影响进行监测。验收监测应当在确保主体工程调试工况稳定、环境保护设施运行正常的情况下进行，并如实记录监测时的实际工况。国家和地方有关污染物排放标准或者行业验收技术规范对工况和生产负荷另有规定的，按其规定执行。建设单位开展验收监测活动，可根据自身条件和能力，利用自有人员、场所和设备自行监测；也可以委托其他有能力的监测机构开展监测。

③验收监测（调查）报告编制完成后，建设单位应当根据验收监测（调查）报告结论，逐一检查是否存在验收不合格的情形，提出验收意见。存在问题的，建设单位应当进行整改，整改完成后方可提出验收意见。

验收意见包括工程建设基本情况、工程变动情况、环境保护设施落实情况、环境保护设施调试效果、工程建设对环境的影响、验收结论和后续要求等内容，验收结论应当明确该建设项目环境保护设施是否验收合格。

建设项目配套建设的环境保护设施经验收合格后，其主体工程方可投入生产或者使用；未经验收或者验收不合格的，不得投入生产或者使用。

④除按照国家需要保密的情形外，建设单位应当通过其网站或其他便于公众知晓的方式，向社会公开下列信息：

A.建设项目配套建设的环境保护设施竣工后，公开竣工日期；

B.对建设项目配套建设的环境保护设施进行调试前，公开调试的起止日期；

C.验收报告编制完成后5个工作日内，公开验收报告，公示的期限不得少于20个工作日。

建设单位公开上述信息的同时，应当向所在地县级以上生态环境主管部门报送相关信息，并接受监督检查。

⑤除需要取得排污许可证的水和大气污染防治设施外，其他环境保护设施的验收期限一般不超过3个月；需要对该类环境保护设施进行调试或者整改的，验收期限可以适当延期，但最长不超过12个月。

验收期限是指自建设项目环境保护设施竣工之日起至建设单位向社会公开验收报告之日止的时间。

⑥验收报告公示期满后5个工作日内，建设单位应当登录全国建设项目竣工环境保护验收信息平台，填报建设项目基本信息、环境保护设施验收情况等相关信息，环境保护主管部门对上述信息予以公开。

建设单位应当将验收报告以及其他档案资料存档备查。

⑦纳入排污许可管理的建设项目，排污单位应当在项目产生实际污染物排放之前，按照国家排污许可有关管理规定要求，申请排污许可证，不得无证排污或不按证排污。建设项目验收报告中与污染物排放相关的主要内容应当纳入该项目验收完成当年排污许可证执行年报。

竣工环境保护验收申请报告未经批准，不得正式投入生产。

（4）运营期环境管理

①根据国家环保政策、标准及环境监测要求，制定该项目运行期环保管理规章制度、各种污染物排放控制指标；

②负责该项目内所有环保设施的日常运行管理，保障各环保设施的正常运行，并对环保设施的改进提出积极的建议；

③负责该项目运行期环境监测工作，及时掌握该项目污染状况，整理监测数据，建立污染源档案；

④该项目运行期的环境管理由安全生产环保科承担；负责该项目内所有环保设施的日常运行管理，保障各环保设施的正常运行，并对环保设施的改进提出积极的建议；

⑤负责对职工进行环保宣传教育工作，以及检查、监督各单位环保制度的执行情况；

⑥建立健全环境档案管理与保密制度、污染防治设施设计技术改进及运行资料、污染源调查技术档案、环境监测及评价资料、项目平面图和给排水管网图等。

对生产运行期各生产工序、各生产环节，尤其是无组织排放制定相应的环境管理制度和岗位人员操作规定，杜绝跑、冒、滴、漏，合理有效利用资源、能源，使污染物排放降到最低限度，并不断完善其管理规定及计划，运营期环境管理内容见表 8.1-3。

表 8.1-3 运营期环境监督管理计划

环境问题	防治措施	经费	实施时间
废气排放	定期进行生产知识强化训练，不断提高操作人员的文化素质及环保意识。	年初预算	运行期
		基建资金	施工期
废水排放	严格清污分流管理。	列入环保经费中	运行期
	保证废水输送管铺设质量，避免污水泄漏对周围地下水环境造成影响。	列入环保经费中	施工期、运行期
固体废物	生产中产生的固废应及时妥善转移。	列入环保经费中	生产期
噪声	定期检查降噪隔声设备的正常运行。	列入环保经费中	生产期

（5）非正常工况及风险状况下环境应急管理

建设单位应综合考虑企业污染治理状况、周边环境敏感点、区域自然条件等因素，客观准确识别企业存在的环境风险，按照有关规定编制突发环境事件应急预案，并报当地生态环境监管部门备案。

环境应急预案坚持预防为主的原则，实施动态管理，并定期开展应急演练，查找预案的缺陷和不足并及时进行修订。企业应配备必要的应急物资，并定期检查和更新。

应设置采取防渗漏、防溢流、防雨水淋湿、防恶臭等措施并有足够容量的应急贮存设施，应急贮存设施在正常工况下应空置。

发生突发环境污染事件后，必须立即采取措施，停止或者减少排污，并在事故

发生后 1h 内，向所属的环境保护主管部门报告。报告内容包括：事故发生的时间、地点、类型和排放污染物的种类、数量、经济损失、人员伤害及采取的应急措施等初步情况；事故查清后，应当向当地环境保护主管部门作出事故发生的原因、过程、危害、采取的措施、处理结果以及事故潜在危害或者间接危害、社会影响、遗留问题和防范措施等情况的书面报告，并附有关证明文件。同时，应立即通报可能受到污染威胁的公众。

发生下列情形时，企业应提前向当地环境保护主管部门做书面报告：

①废弃、停用、更改污染治理和环境风险防范设施（包括污水处理池、事故水池、雨污管网和闸门）的；

②环境风险源种类或数量发生较大变更的。

企业应积极配合政府和有关部门开展突发环境污染事件调查工作。

（5）退役期环境管理

退役期环境管理的主要内容见表 8.1-4。

表 8.1-4 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	新疆亚新油气有限责任公司	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	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		
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		
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		

8.1.7 排污许可

根据《排污许可证申请与核发技术规范总则》（HJ942-2018）和《排污单位自行监测技术指南总则》（HJ819-2017）及《关于进一步做好环境影响评价与排污许可衔接工作的通知》（环办环评〔2017〕84 号），本项目应纳入新疆亚新油气有限责任公司排污许可管理；根据《排污单位环境管理台账及排污许可证执行报告技术规范总则（试行）》（HJ944-2018）要求，项目应以新疆亚新油气有限责任公司为单位建立环境管理台账制度和排污许可证执行报告，落实环境管理台账记录的责任单位和责任人，明确工作职责，并对环境管理台账的真实性、完整性和规范性负责。

一般按日或按批次进行记录，异常情况应按次记录。

8.1.8 污染物排放清单

本项目污染物排放清单见表 8.1-5。

表 8.1-5 拟建工程污染物排放清单一览表

类别	工程组成	产污环节	环境保护措施及主要运行参数		污染物种类	排放情况			排污口信息		总量指标（t/a）	执行标准（mg/m³）
			环境保护措施	主要运行参数		排放时段 h/a	标况烟气量（Nm^3/h）	排放浓度（mg/m^3）	排气筒高度（m）	内径（m）		
废气	站场	无组织废气	密闭输送，加强阀门的检修与维护	—	非甲烷总烃	7920	—	—	—	—	NO_X：0 VOC_S：0	非甲烷总烃≤4.0

类别	噪声源	污染因子	治理措施	处理效果	执行标准
噪声	生产设备、水泵等	$L_{Aeq,\ T}$	基础减振	降噪 15dB（A）	厂界：昼间≤60dB（A）；夜间≤50dB（A）

类别	污染源	污染因子	处理措施	处理后浓度（mg/L）	排放去向	总量控制指标	执行标准（mg/L）
废水	主要为排采废水和废洗井液	pH 值、总硬度、可溶性总固体（溶解性总固体）、化学需氧量、矿化度等	通过各标准化井场内设置防渗排采池（井场新建 18 座 120m^3 排采池）暂存，拉运至阜康市东部城区污水处理厂处理	—	—	—	—
固废	废机油	危险废物（HW08900-214-08）		采气井设备产生废机油、废机油桶通过密闭收集并暂存于八区一号集气增压站已建成的危废暂存间暂存后一起委托有资质单位处置。			全部妥善处置
	废机油桶	危险废物（HW08900-249-08）					
环境风险防范措施		严格按照风险预案中相关规定执行，具体见“5.3.10.2 环境风险防范措施”和“5.3.11 突发环境事件应急预案编制要求”					

8.1.9 环境管理制度

本项目建成后，企业应在现有环境管理制度的基础上不断进行完善，将环保目标落到实处。

（1）“三同时”制度

根据《建设项目环境保护管理条例》，建设项目需要配套建设的环境保护设施，必须与主体工程同时设计、同时施工、同时投产使用。拟建工程配套建设的环境保护设施经验收合格，方可投入生产或者使用。项目竣工后，建设单位应当按照国务院环境保护行政主管部门规定的标准和程序，对配套建设的环境保护设施进行验收，编制验收报告。建设单位在环境保护设施验收过程中，应当如实查验、监测、记载建设项目环境保护设施的建设和调试情况，不得弄虚作假，验收报告应依法向社会公开。

（2）排污许可证制度

依据《排污许可管理条例》《新疆维吾尔自治区排污许可证管理暂行办法》等相关规定，排污单位应当及时变更排污许可证，并按照排污许可证的规定排放污染物。

（3）环保台账制度

厂内需完善记录制度和档案保存制度，有利于环境管理质量的追踪和持续改进；记录和台账包括设施运行和维护记录、危险废物进出台账、废水、废气污染物监测台账、所有化学品使用台账、突发性事件的处理、调查记录等，妥善保存所有记录、台账及污染物排放监测资料、环境管理档案资料等。

（4）污染治理设施管理制度

项目建成后，必须确保污染治理设施长期、稳定、有效地运行，不得擅自拆除或者闲置污染处理设施，不得故意不正常使用污染处理设施。污染治理设施的管理必须与生产经营活动一起纳入单位日常管理工作的范畴，落实责任人、操作人员、维修人员、运行经费、设备的备品备件、化学药品和其他原辅材料。同时要建立岗位责任制、制定操作规程、建立管理台账。

（5）报告制度

执行月报制度。月报内容主要为污染治理设施的运行情况、污染物排放情况以及污染事故或污染纠纷等。厂内环境保护相关的所有记录、台账及污染物排放监测资料、环境管理档案资料等应妥善保存并定期上报，发现污染因子超标，要在监测数据出来后以书面形式上报公司管理层，快速果断采取应对措施。

建设单位应定期向属地生态环境主管部门报告污染治理设施运行情况、污染物排放情况以及污染事故、污染纠纷等情况，便于政府部门及时了解污染动态，以利于采取相应的对策措施。拟建工程的性质、规模、地点、生产工艺和环境保护措施等发生变动的，必须向生态环境主管部门报告，并履行相关手续，如发生重大变动并且可能导致环境影响显著变化（特别是不利环境影响加重）的，应当重新报批环评。

（6）规范排污口管理

废水排放口、固定噪声源、固体废物贮存和烟囱建设应符合“一明显、二合理、三便于”的要求，即环保标志明显，排污口（接管口）设置合理，便于采集样品、便于监测计量、便于公众参与和监督管理。同时要求按照原国家环保总局制定的《环境保护图形标志实施细则（试行）》的规定，设置与排污口相应的图形标志牌。

①设置永久采样孔。

②排污口管理。建设单位应在各排污口处竖立标志牌，并如实填写《中华人民共和国规范化排污口标记登记证》，由生态环境主管部门签发。生态环境主管部门和建设单位可分别按如下内容建立排污口管理的专门档案：排污口性质和编号；位置；排放主要污染物种类；数量；浓度；排放去向；达标情况；治理设施运行情况及整改意见。

③环境保护图形标志

在厂区的废水排放口、废气排放源、固定噪声源、固体废物贮存应设置环境保护图形标志，图形符号分为提示图形和警告图形符号两种，分别按 GB15562.1-1995、GB15562.2-1995 执行。危险废物识别标志应符合《危险废物识别标志设置技术规范》（HJ1276-2022）中相关要求。

环境保护图形标志具体设置图形见下表。

表 8.1-6 一般污染物环境保护图形标志设置图形表

排放口	废水排口	废气排口	噪声源	一般工业固体废物
图形符号				
背景颜色	绿色			
图形颜色	白色			

表 8.1-7 危险废物标识标牌

位置	图形符号	说明
边界或入口处显著位置张贴		按照《危险废物识别标志设置技术规范》（HJ1276—2022）中建议的材质，印刷、外观质量要求进行制作，张贴。
粘贴于危险废物储存容器		

8.1.10 企业环境信息披露

新疆亚新油气有限责任公司需严格遵照《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）及新疆维吾尔自治区、昌吉州属地生态环境管理相关要求，依法、真实、准确、完整、及时开展企业环境信息披露工作。企业以全国企业环境信息依法披露系统为主要披露平台，同时可通过政府门户网站、报刊、广播、电视等公众易于知晓的渠道同步公开，严格区分年度披露与临时披露，规范披露时限、披露内容及披露

格式，主动接受社会监督，具体披露内容及管理要求完善如下：

（1）企业基础基本信息

全面披露企业主体基础信息，主要包含企业中文名称、统一社会信用代码、法定代表人、注册地址、实际生产经营地址、行业类别、企业性质、联系人及联系方式；明确企业是否属于重点排污单位、是否属于强制性清洁生产审核企业、环保信用评价主体身份等属性信息。同时完整公开本项目主要产品、生产规模、核心生产工艺名称，明确生产工艺对应国家及地方产业政策分类属性，说明工艺属于鼓励类、限制类或淘汰类目录情况，确保企业基础环境信息全面可查、真实可溯。

（2）环境管理合规信息

常态化公开企业全部有效期内、申请核发、变更、延续的生态环境行政许可手续，包含环境影响评价批复、竣工环保验收、排污许可证等核心证照的文号、批复时间、有效期限、许可内容、变更事项等完整信息。同步如实披露年度环境保护税申报缴纳情况、环境污染责任保险投保范围、投保期限及保额信息、属地生态环境部门出具的环保信用评价等级；定期公开企业内部环境管理制度、环保管理组织机构、专职环保管理人员配置、日常环境管控台账建立及落实情况，全面体现企业环境管理合规性。

（3）污染物产生、治理与排放全过程信息

详细披露项目废气、废水、固废、噪声等各类污染物产排及治理情况。逐一列明各污染防治设施名称、对应产污环节、处理污染物种类、设计处理规模、运行工况、对应排污口名称及编号；如实披露年度污染防治设施正常运行、非正常运行情况，对设施停运、检修、故障等非正常工况，详细记录排放污染物种类、排放浓度与总量、发生次数、起止日期、持续时长、诱发原因及整改处置措施。

完整公开一般工业固废、危险废物的产生量、暂存量、贮存位置、分类贮存方式、综合利用及处置去向；若污染治理设施、固废处置环节委托第三方运维处置的，需同步披露受托单位名称、资质等级、技术能力及合作运维内容。同时按期公开企业自行监测方案、年度监测计划、监测点位、监测指标、监测频次及年度自行监测结果，完整公示污染物达标排放情况。

（4）生态环境行政许可变更动态信息

实行许可动态更新披露机制，针对企业及本项目新增、变更、延续、撤销、注销的各类生态环境行政许可事项，及时公开变更事项内容、变更缘由、批复主管机关、正式批复文号、批复时间及批复核心内容，同步更新公示企业最新有效环保手续清单，确保公示信息与企业实际合规状态实时一致。

（5）生态环境应急与风险防控信息

按期公开企业突发环境事件应急预案备案文件、备案编号、备案时间、预案修订情况；披露应急组织架构、应急物资储备、应急设施配置、年度应急演练计划及演练开展记录。严格落实重污染天气应急管理要求，及时披露重污染天气应急响应执行情况、停产减排、管控措施落实情况。若发生突发环境事件、生态环境投诉纠纷，需如实披露事件处置过程、整改落实情况及后续防控措施。

（6）碳排放专项信息

按照碳排放信息披露相关规范，公开企业及本项目碳排放源、排放设施、年度碳排放量、碳排放核算方法、减排管控措施等相关信息，落实温室气体环境信息披露要求，契合油气行业低碳管控管理规定。

（7）生态环境违法及整改信息

如实披露企业年度内收到的各级生态环境部门行政处罚、责令整改、限期治理、现场检查问题等相关信息，包含违法事项、处罚内容、整改方案、整改完成情况及验收结果，主动公开环境问题闭环处置资料，杜绝隐瞒环境违法信息。

（8）其他法定公开环境信息

及时披露法律法规、属地生态环境主管部门要求公开的其他环境信息，包含环保专项整治落实情况、年度环境工作总结、清洁生产审核报告及验收结果、环境损害赔偿、环保公益履约等相关信息。

（9）信息披露时限与管理要求

企业严格落实法定披露时限，每年 1 月 15 日前披露上一年度年度环境信息报告；针对行政许可变更、行政处罚、突发环境事件等临时环境信息，严格按照要求及时开展临时披露，确保信息公开及时、规范、有效。同时建立环境信息披露台账，

对披露信息进行存档管理，对公示错误、遗漏信息及时更正说明，保障环境信息披露的严肃性、规范性、完整性。

8.2 环境监理

为减轻工程对环境的影响，将环境管理的理念从事后管理转变为全过程管理，依据《新疆维吾尔自治区环境保护条例》“第二十二条建设单位对水利、交通、电力、化工、冶金、轻工、核与辐射和矿产资源开发等施工周期长、生态环境影响大的建设项目，以及环境影响评价批复文件要求开展环境监理的建设项目，应当自行或者委托具备相应技术条件的机构依法实施环境监理”，本项目应开展建设项目环境监理。

工程建设单位和当地生态环境部门负责不定期地对施工单位和施工场地、施工行为进行检查，考核监理计划的执行情况及环保措施、水保措施与各项环保要求的落实，并对施工期环境监理进行业务指导。

环境监理人员应代表业主进行环境监理审核，编制各类监控报告，并将突发性环境问题及时报告业主的环保主管部门。

8.2.1 环境监理人员的职责

（1）监督施工现场“环境管理方案”的落实情况；

（2）对施工期环境监测计划的执行进行监督；

（3）及时向主管部门汇报施工环境现状，并根据发现的问题提出合理化建议及改进方案；

（4）制止一切违反环境保护法律法规且对环境造成污染的行为；

（5）解决一些现场突发的环境问题。

建设项目环境监理除按相关技术规范和规定要求开展外，还应对如下内容予以高度关注：

（1）建设项目设计和施工过程中，项目的性质、规模、选址、平面布置、工艺及环保措施是否发生重大变动；

（2）主要环保设施与主体工程建设的同步性；

（3）环境风险防范与事故应急设施与措施的落实；

（4）与环保相关的重要隐蔽工程，如防腐防渗工程；

（5）项目建设和运行过程中可能产生不可逆转的环境影响的防范措施和要求，如施工作业对野生动植物的保护措施；

（6）项目建设和运行过程中与公众环境权益密切相关、社会关注度高的环保措施和要求。

8.2.2 环境监理工作程序

环境监理是业主和承包商之外的经济独立第三方。环境监理是工程监理的重要组成部分，它既与工程监理有联系，又具有特殊性和相对独立性。

环境监理的书面指令通过工程监理下达，以保证命令依据的唯一性。

8.2.3 环境监理工作开展的方式

（1）监理人员要定期对施工现场进行巡检，每周至少检查 1 次～2 次。对存在重大环境问题的施工区域要进行跟踪检查，并详细客观（以文字及现场照相或摄像的形式）地记录检查情况；

（2）对检查中发现的问题，以口头通知或下发环境整改通知书的形式督促施工单位进行整改；

（3）在环境敏感区域内若发生环境污染事故，应要求承包商进行监测，并提供监测数据，必要时，建议聘请专业人员进行监测，依据监测结果，对存在的环境问题及时要求承包商治理；

（4）要求承包商限期解决的重大环境问题，承包商拒绝或限期满仍未解决时，在与业主协商后，向承包商发出“环境行动通知”，由业主聘请合格人员实施环境行动；

（5）督促承包商编报环境工作月报，并审阅承包商环境月报，对承包商的环境管理工作进行评价，并提出改进意见；

（6）听取工程附近居民及有关人员的意见，及时了解公众对环境问题的看法，提出解决建议，并向有关方面作出汇报。

8.2.4 环境监理的主要内容及工作重点

（1）环境监理的主要内容

环境监理工程师应按照业主的委托，按照施工期工程环境监理方案和工作重点开展工作，确保施工场地等符合环保要求，监督环评报告书提出的环保措施的执行情况，通过工程监理发出指令来控制施工中的环境问题。

（2）环境监理的工作重点

本项目环境监理的重点应放在施工过程中，确保施工期的一切活动都符合环保要求。施工期环境监理方案见表 8.2-1。

表 8.2-1 施工期环境监理方案

项目		监理内容	监理要求	管理机构
环境空气	施工场地	在雨后或无风、小风时进行，减少扬尘影响	遇 4 级以上风力天气，禁止施工	昌吉州生态环境局、阜康市生态环境分局
	作业面	定期洒水降尘	使作业面保持一定的湿度	
	运输车辆、建材运输	运输粉料建材车辆加盖篷布	无篷布车辆不得运输粉料等	
	建筑物料堆放	渣土等易产生扬尘的物料，必须采取覆盖等防尘措施	扬尘物料不得露天堆放，必须采取防尘措施	
	施工道路	硬化道路地面，防止扬尘	定时洒水降尘	
声环境	施工噪声	①定期在施工场界监测施工噪声 ②选用低噪声、效率高的机械设备	施工场界噪声符合《建筑施工噪声排放标准》（GB12523-2025）	
水环境	施工场地	钻井废水：经井场临时防渗收集池收集、固液分离预处理后，优先循环回用于本井场钻井作业；单井完井后水质尚可的钻井废水拉运至下一井场继续回用。施工后期水质劣化、悬浮物及矿化度超标无法继续循环利用时，密闭拉运至阜康市合规污水处理设施妥善处置，全过程就地防渗收集、无就地外排。 裂返排液：压裂作业产生的返排液全部排入井场防渗收集池分区暂存，优先回用于后续井场压裂液配制，实现内部循环利用；施工末期水质劣化、配伍性变差无法继续回用的废返排液，密闭盛装、委托具备处置资质单位合规拉运处置，不就地外排，不随意排放。 生活污水：井场施工期布设移动式环保厕所集中收集生活污水，产生的生活污水由吸污车定期密闭拉运至阜康市污水处理厂统一处置，井场无生活污水外排。	施工废水实现零排放	
固废处置	施工期固废	土石方：作业区域内平整使用； 建筑垃圾：部分回收利用，剩余废料建议定期由有资质专业的建筑垃圾清运单位按照当地有关要求进行清运	施工废弃物全部合理处置	

项目		监理内容	监理要求	管理机构
		钻井泥浆、岩屑：经标准化井场固液分离设备处理后（采用振动筛、除砂器、除泥器、离心机四级实现固液分离），分离出的液相进入液相收集罐，用于钻井液配制；分离出岩屑暂存于防渗暂存池，通过固化处理后经检测满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）中污染物限值要求后用于井场铺垫、矿区内部道路铺设。 废振动筛：由施工单位更换收集，交由废旧物资回收单位回收处置。 废防渗膜：拆除后由施工单位收集，交由废旧物资回收单位回收处置，如防渗膜沾染油污，则按照危险废物管理，交由有危险废物处理资质单位处理。 废矿物油及含油废物：各标准化井场施工场地设置临时贮存点（可移动撬装危废贮存点），废矿物油密闭收集，交由有危险废物处理资质单位处置。		
生态环境	临时占地	及时平整，进行植被恢复	临时占地植被及时恢复	
	建筑物料堆放	易引起水土流失的土方堆放点采取表面喷水或用织物遮盖等措施	最大限度减少水土流失发生	
隐蔽工程	防渗层	防渗层使用材料、施工质量、监理防渗层施工资料、验收监理	与设计方案一致，使用材料证件齐全，施工材料、质量达标	
环保设施和环保投资落实情况		①环保设施在施工阶段的工程进展情况和环保投资落实情况 ②排洪系统、监测系统等工程建设落实情况	严格执行“三同时”制度，确保环保措施按工程设计和报告书要求同时施工建设	

8.3 环境监测计划

环境监测（包括污染源监测）是企业环境保护的重要组成部分，也是企业的一项规范化制度。通过环境监测，进行数据整理分析，建立监测档案，可为污染源治理，掌握污染物排放变化规律提供依据，为上级生态环境主管部门进行区域环境规划、管理执法提供依据。同时，环境监测也是企业实现污染物总量控制，做到清洁生产的重要保证手段之一。

本项目建成后，环保设施竣工验收及定期的污染源监测和环境监测须委托有资质的监测机构按规范进行。

8.3.1 环境监测的意义

环境监测是企业环境管理的一个重要组成部分，通过环境监测，进行数据整理分析，建立监测档案，可为污染源治理，掌握污染物排放变化规律提供依据，为上级生态环境部门进行区域环境规划、管理执法提供依据。同时，环境监测也是企业实现污染物总量控制，做到清洁生产的重要保证手段之一。

8.3.2 环境监测内容及要求

（1）监测要求：对周围的环境状况进行动态监测。

（2）监测内容：根据本项目的具体情况，需要对项目施工期和运营期进行监测。

（3）监测布点的基本原则：监测点的布置要能准确反映企业的污染排放情况，企业附近地区的环境质量情况及污染物危险情况。

①大气监测点设在各主要污染源的下风向区域及敏感点、厂界无组织排放监控点；

②噪声监测点设在主要噪声设备岗位、车间外及厂界等；

③为了掌握本项目周围地下水和土壤环境质量状况，应对场地周围的地下水水质和土壤进行监测，以便及时准确地反馈地下水和土壤环境质量状况，为防止对地下水和土壤的污染采取相应的措施提供重要的依据。

8.3.3 监测机构及设备配置

本项目建成后，环保设施竣工验收及定期的污染源监测和环境监测须委托有资质的单位监测机构按规范进行

8.3.4 环境监测的主要工作内容

（1）环境监测的范围应包括污染源源强（装置或工序的所有排放口）与环境质量（厂区、厂界、敏感区域）。从气、水、噪声三方面进行监控。

（2）监测布点的基本原则：监测点的布置要能准确地反映企业的污染排放情况，企业附近区域的环境质量情况及污染物危险情况。大气监测点设在各主要污染源的下风向区域及敏感点，用水控制点应设在全厂总用水表及各生产系统分水表前，噪声主要监测设备噪声、厂界噪声。

（3）属政府部门环境管理服务的监测工作由政府所属的环境监测机构承担，主要由当地环境监测站或委托有资质的环境监测机构承担实施，本报告书制定的环境监测工作计划仅供其参考。

（4）监测项目及分析方法：根据该建设项目的生产特点、污染物排放特征确定监测项目。分析方法选取《空气和废气分析方法》《水和废水监测分析方法》（第四版）、《环境监测分析方法》《污染源统一监测分析方法》中的有关方法。

8.3.5 污染源自行监测计划

根据《排污单位自行监测技术指南总则》（HJ819-2017）、《排污许可证申请与核发技术规范总则》（HJ942-2018）、《煤层气（煤矿瓦斯）排放标准》（GB21522-2024）等规范进行。本项目污染源自行监测计划见表 8.3-1。

表 8.3-1 污染源自行监测计划一览表

排放性质	监测点	监测指标	监测频次	执行标准
无组织废气	井场边界	非甲烷总烃	每半年一次	《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）
废水	井场采出水	21 项基本水质因子、石油烃	每年一次	末端污水处理厂进水水质要求
噪声	井场边界	昼夜等效 A 声级	每季度一次	《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）3 类标准

8.3.6 环境质量监测计划

本项目建设后，潜藏着对区域环境质量的影响，尤其是事故和非正常工况下，因此应加强对周围环境质量的监测，监测方案见表 8.3-2。

表 8.3-2 环境质量监测计划

监测类别		监测项目	监测频率
地下水	潜水含水层	浑浊度、pH、溶解性总固体、总硬度、耗氧量、挥发性酚类、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物、氰化物、铅、铁、锰、铜、锌、NH_3-N、硫化物、总大肠菌群、硝酸盐、亚硝酸盐、氟化物、汞、砷、镉、铬（六价）等基本水质因子	每年 1 次
土壤	土壤环境质量	pH、含盐量、镉、汞、砷、铅、铬（六价）、铜、镍、石油烃（C_{10}～C_{40}）、氟化物	每年 1 次
生态		植被恢复情况（植被覆盖率）	每年一次/周期2年

本项目严格落实自行监测制度，委托具备资质的第三方检测机构开展常态化监测，完整留存监测原始数据、监测报告，建立专项监测台账，按时完成排污许可执

行报告填报及环境信息公开工作，实现项目排污行为、环境影响全过程可监测、可追溯、可管控，最大限度降低项目建设运营对区域环境质量的不利影响。

8.3.7 项目退役期全过程环境管理要求

本项目煤层气开采达到设计服务年限后将进入退役关闭阶段，为彻底消除项目停运、拆除、封井过程中产生的各类环境遗留风险，最大限度降低退役活动对区域生态、水环境、大气环境、土壤环境的后续影响，依据《陆上石油天然气开采业污染防治技术政策》《废弃井封井回填技术指南（试行）》《油气田退役环境管理技术规范》及地方生态环境保护管理要求，制定本项目退役期全要素环境管理措施，实现退役过程规范化、污染管控闭环化、场地恢复生态化。

（1）水环境退役管理要求

项目停产退役后，对所有井场防渗排采池、收集池、集输管线、生产设备内部残余采出水、积液、存水进行全面清空、收集，所有退役残余废水、设备清洗废水全部采用密闭罐车拉运至阜康市东部城区污水处理厂合规处置，严禁就地排放，就地渗漏、洼地积存。退役阶段对全场防渗设施进行清洗、检查、隐患排查，对破损、老化防渗层及时处置修复。管线清空吹扫后两端盲板封堵，防止残余废液漫流下渗。场地平整过程彻底消除低洼积水区域，恢复原有地表径流条件，杜绝退役后次生地表、地下水污染隐患。

（2）大气环境退役管理要求

项目停产、泄压、拆除作业过程中，严格控制无序瓦斯放空，设备、管线泄压放空尽量采用低流速平稳泄压方式，减少无组织废气排放。拆除施工过程中采取洒水抑尘、密目网苫盖、边界围挡等防尘措施，严控施工扬尘。禁止现场焚烧废弃设备、管线、包装杂物及建筑垃圾，杜绝二次废气污染。退役期间若存在残留可燃气体，须采用安全、合规的放空燃烧或密闭收集处置方式，确保大气环境影响可控。

（3）固体废物退役管理要求

退役拆除过程产生的废管材、废设备、废钢材等一般工业固废统一分类收集、规整堆放，优先外售综合利用或合规清运处置。退役阶段残留的少量废机油、含油抹布、防腐废料等危险废物，严格按照危废管理规范，分类收集、密闭贮存、台账登记，依托合规危废处置单位转运处置，严禁就地掩埋、随意丢弃、混入一般固废。

拆除产生的土石方全部就地平整回填，做到场内平衡、无弃土乱堆。

（4）声环境退役管理要求

项目退役拆除、机械清运、场地平整作业期间，合理安排施工时段，避免夜间高噪声施工作业；选用低噪声拆除、破碎、运输设备，对高噪声作业采取围挡隔声、分区施工管控，减小退役施工噪声对区域声环境的短时扰动，确保退役期噪声影响可控。

（5）生态环境退役管理要求

退役期严格落实“工完、料净、场地清”原则，全面清除场内建筑垃圾、施工杂物、废弃设施，彻底清理油污痕迹、污染残留。拆除硬化地面、作业平台及临时设施后，及时开展地貌重塑、场地平整、表土回覆，按照原地类、原植被体系开展乡土植被恢复，落实后期封育管护，修复施工扰动迹地，抵消建设期生态扰动影响，恢复区域原有生态功能。

（6）土壤环境及场地风险管控要求

项目退役拆除完成后，对井场作业区、设备区、管线敷设区、固废堆放区等重点区域开展场地环境排查，重点核查土壤油污、盐分累积、局部污染隐患。若发现局部污染区域，立即开展清理、换土、固化处置，确保退役后场地土壤环境质量满足区域用地要求，无遗留土壤污染问题。

（7）退役全过程台账及验收管理要求

建设单位需建立完整的退役期环保管理台账，详细记录退役施工、废水清运、固废处置、生态修复、场地清理、隐患排查全过程资料。项目退役工作全部完成后，按照规范开展退役环境现状评估及场地核查，完善退役环保验收资料，确保项目退役后无遗留环境污染、无生态破坏隐患，区域环境质量维持现状水平。

（8）长期跟踪管控要求

项目封井、场地恢复完成后，对退役井场开展一定周期的后期巡查监测，重点排查井口密封性、地层渗漏、场地沉降、积水返渗等问题，建立长效管护机制，杜绝项目退役后产生滞后性环境风险。

①退役废水闭环处置。项目停产退役后，全面排查井场排采池、收集池、管线、设备内残余采出水、积液，所有残留废水全部密闭收集，采用罐车拉运至阜康市东

部城区污水处理厂集中处置，严禁就地泼洒，就地渗漏、随意排放；彻底清空管网及设备存水，完成系统吹扫清洗，清洗废水同步合规处置，确保无废水遗留场地。

②防渗设施规范化处置。退役后对井场防渗排采池、防渗收集池等废水收集设施进行彻底清理、清洗、消毒，核查防渗层完好性；后期根据场地复垦及生态恢复方案，依规开展防渗设施拆除或封盖固化处理，避免废弃防渗设施积水、积污引发次生地表及地下水污染。

③废弃管线及场站水环境管控。退役集输管线清空吹扫后，两端采用盲板封堵封闭，杜绝管线残余废液渗漏漫流；不随意开挖管线，避免扰动地表土层、破坏地表径流路径，防止施工扰动引发水土流失及局部积水污染。

④场地清理与生态恢复。退役阶段全面清理井场遗留污染物、固废、油污杂物，做到场地无残留、无积存污水；同步开展场地平整、地貌重塑及生态修复，恢复原有地表径流条件，消除洼地积水、局部漫流等潜在水环境隐患。

⑤退役环境监管与台账留存。项目退役全过程建立环保管理台账，完整记录废水清理、设施处置、场地清理及生态恢复全过程，退役完成后开展场地水环境现状排查，确认无地表水及土壤遗留污染问题，确保项目退役后区域地表水环境质量维持现状，无不良遗留影响。

8.4 竣工验收管理

8.4.1 竣工验收流程

企业自主验收流程示意见图 8.4-1。

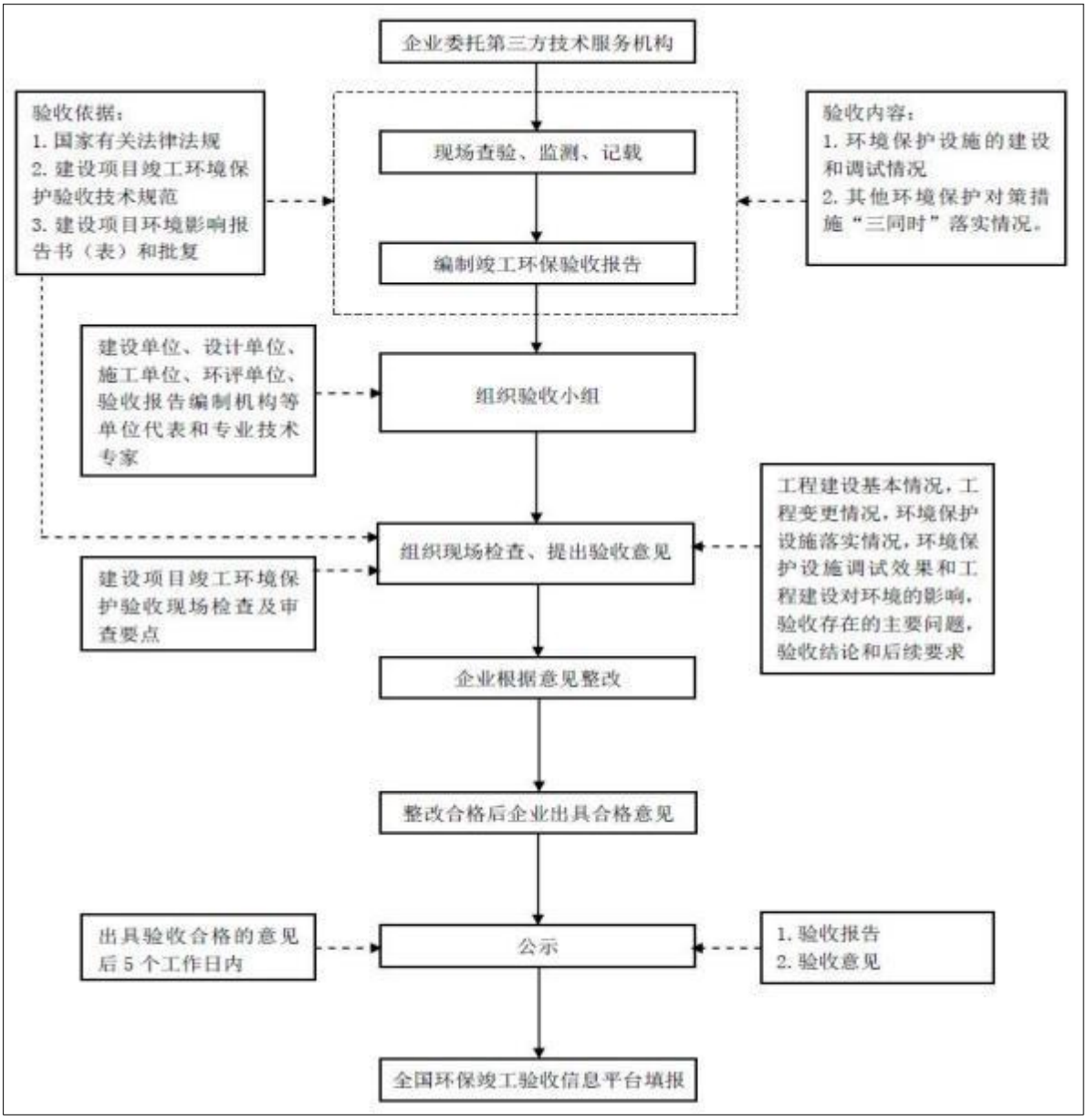


表 8.4-1 企业自主验收流程示意图

8.4.2 建设项目环境保护“三同时”验收内容

本项目环境保护“三同时”验收内容见表 8.4-2。

表 8.4-2 本项目环境保护“三同时”验收内容一览表

类别	项目	污染源	环保措施	效果	验收标准
施工期	废气	施工扬尘	洒水抑尘、车辆减速慢行、物料苫盖	-	-
		标准化井场测试放喷气	燃烧排放		-
		钻井机械废气	机械定期检修，燃烧合格油品，不超负荷运行	-	《非道路移动柴油机械排气烟度限值及测量方法》（GB36886-2018）《非道路移动机械用柴油机排气污染物排放限值及测量方法（中国第三、四阶段）》（GB20891-2014）
	废水	钻井废水	经固液分离后循环使用；完井后拉运至下一井场钻井使用；施工末期不能循环使用时拉运至阜康市东部城区污水处理厂处理。	不外排	-
		压裂返排液	依托区域返排液防渗收集池，收集的压裂返排液回用于下一井配置压裂液使用，施工末期，压裂返排液不能循环利用时，送入阜康市东部城区污水处理厂处理达标后外排。	不外排	-
		施工生活污水	配备移动式环保厕所收集生活污水，定期由吸污车拉运至污水处理厂处置。	不外排	-
	噪声	钻机、运输车辆等	选用低噪声设备、合理安排施工作业时间	达标排放	《建筑施工噪声排放标准》（GB12523-2025）
	固体废物	建筑垃圾	有资质专业的建筑垃圾清运单位和城市环境卫生部门清运	不随意堆放	《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB18599-2020）
		土石方	项目标准化井场、道路、管线平整	妥善处置	-
		泥浆岩屑	经井场固液分离设备处理后（采用振动筛、除砂器、除泥器、离心机四级实现固液分离），分离出的液相进入液相收集罐，用于钻井液配制；分离出岩屑暂存于防渗暂存池，通过固化处理后经检测满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）中污染物限值要求后用于井场铺垫、矿区内部道路铺设。	妥善处置	《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）
		废振动筛	由施工单位更换收集，交由废旧物资回收单位回收	妥善处置	《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》

类别	项目	污染源	环保措施	效果	验收标准
			处置。		（GB18599-2020）
		废防渗膜	拆除后由施工单位收集，交由废旧物资回收单位回收处置，如防渗膜沾染油污，则按照危险废物管理，交由有危险废物处理资质单位处理。	妥善处置	《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB18599-2020）、《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）
		废矿物油及含油废液	各标准化井场施工场地设置临时贮存点（可移动撬装危废贮存点），废矿物油密闭收集，交由有危险废物处理资质单位处置。	妥善处置	《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）
		生活垃圾	定点收集后统一交由环卫部门统一处置	妥善处置	定点收集后统一交由环卫部门清运至阜康市生活垃圾填埋场。
	生态环境	生态恢复	严格控制作业带宽度，管道填埋所需土方利用管沟挖方，做到土方平衡；工程结束后，及时对临时占地区域进行平整、恢复，使占地造成的影响逐步得以恢复	临时占地恢复到之前状态	落实生态恢复措施
运营期	废气	煤层气地面开发系统	禁止排放	禁止排放	《煤层气（煤矿瓦斯）排放标准》（GB21522-2024）中表 1
		无组织排放非甲烷总烃	加强密闭管道、阀门的检修和维护	厂界非甲烷总烃≤4.0mg/m^3	《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）
	废水	井场采出水	各井场设置防渗排采池暂存，拉运至阜康市东部城区污水处理厂处理。	不外排	-
		废洗井液	经井场防渗收集池暂存后，采用密闭罐车定期拉运至阜康市东部城区污水处理厂集中处置	不外排	-
	噪声	泵体、压缩机	用低噪声设备，基础减振、定期润滑保养	达标排放	《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）3类区标准
	固体废物	废机油及废油桶	井场严格执行危废分类收集、规范暂存、及时转运原则:本项目不新建危废贮存库，井场设置符合《危险废物贮存污染控制标准》(GB18597-2023)要求的危废贮存点，划定固定边界并实施隔离，落实防风、防雨、防晒、防流失、防扬散措施;危废装入专用密闭容器存放，禁止散堆，场地设置防渗防漏设施(渗透系数≤10-10cm/s)，配套规范标识及管理台账。贮存点实时贮存量不超过 3 吨，做到	妥善处置	《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）

类别	项目	污染源	环保措施	效果	验收标准
			及时清运。危废由具备道路危险货物运输资质的单位采用密闭车辆转运，全程执行危险废物电子转移联单制度，送至阜康市白杨河区域煤矿瓦斯治理一期工程已建成、验收中的 15m2 危废贮存库(按 GB 18597-2023 建设，本项目投产前完成验收)，库内实行分类、分区密闭暂存，暂存期限不超过 1 年；最终委托有相应危险废物类别经营许可证的单位处置。危险废物收集、贮存、运输全过程严格按照《危险废物贮存污染控制标准》(GB18597-2023)《危险废物收集贮存运输技术规范》(HJ2025-2012)管控，危险废物转移严格遵照《危险废物转移联单管理办法》执行。		
	环境风险	防范环境风险	标准化井场设置灭火器、声光报警器、气体检测仪等	有效应对和排除各种突发事故的不利影响	-
	环境监测	废气、废水、土壤、地下水、生态	按照监测计划，委托有资质单位开展检测	污染源达标排放	-
退役期	废气	施工扬尘	洒水抑尘	-	-
	固体废物	建筑垃圾	委托周边固废填埋场合规处置	妥善处置	《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB18599-2020）
	生态环境	生态恢复	对井口进行封堵，地面设施拆除，恢复原有自然状况	恢复原貌	-

9 环境影响评价结论

9.1 项目概况

项目名称：新疆亚新油气有限责任公司阜康市白杨河区域煤矿瓦斯治理三期项目；

建设单位：新疆亚新油气有限责任公司；

建设地点：本项目位于昌吉回族自治州阜康市阜康矿区白杨河区域（甘河子镇南 2.9km）。项目区中心地理坐标为东经 88°26′45.643″，北纬 44°2′25.3883″。

建设性质：改扩建；

项目投资：本项目总投资 73872 万元，其中环保投资 1735 万元，占总投资的 2.35%；

占地面积：本项目新增占地面积约 24.083hm^2，其中永久占地面积约 8.9916hm^2；临时占地 15.0914hm^2；

建设内容及规模：新建及利用现有井场共计 16 座，其中新建 12 座，依托二期已建井场 4 座；规划钻井 75 口，包含 4 口地下注热瓦斯开发井（FQ1-X1～FQ1-X4），配套布设采气井 FQ1-H1，用于收集注热促解吸后的煤层气，其余井均为常规煤层气开发井。新建及利旧集输管线总长 8.14km，其中新建管线约 4.14km，依托二期已建管线 4.0km，管线运行压力≤0.4MPa。项目同步配套建设消防、排水、安防等辅助设施，建成后形成煤层气产能 1 亿 m^3/年。

工作制度：本项目年连续运行 330d，实行三班运转，每班工作 8h，年运行小时数 7920h；

劳动定员：无人值守，定期巡检；

建设周期：本项目为滚动开发，建设周期为 1 年。

9.2 产业政策符合性

根据《产业结构调整指导目录（2024 年本）》，本项目属于煤矿瓦斯治理及利用项目，对应鼓励类“三、煤炭”中第 4 条“煤层气勘探、开发、利用和煤矿瓦斯抽采、利用”，项目建设符合国家产业政策要求。

9.3 环境现状

9.3.1 大气环境

现状环境调查与监测结果表明，评价区环境空气 PM_{10}、$PM_{2.5}$ 年均质量浓度不能够满足标准要求，项目区属于不达标区；环境空气现状补充监测中，总悬浮颗粒物（TSP）监测浓度符合《环境空气质量标准》（GB 3095-2026）表 2 其他项目浓度限值；非甲烷总烃符合《大气污染物综合排放标准》（GB 16297-1996）详解取值。

9.3.2 水环境

根据地表水环境现状监测统计结果，白杨河水体中各监测因子满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）Ⅱ类标准；甘河子沟水体中各监测因子满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）Ⅲ类标准。

建设项目评价区域范围内地下水现状各项监测指标的标准指数均符合《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）Ⅲ类标准。

9.3.3 声环境

现状监测表明，厂界昼间噪声值均符合《声环境质量标准》（GB 3096-2008）3 类标准，声环境质量较好。

9.3.4 土壤环境

根据土壤环境现状监测结果，土壤环境现状监测指标均满足《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB 36600-2018）中筛选值要求；占地范围外土壤环境现状监测指标均满足《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB 15618-2018）中其他用地风险筛选值要求。

9.3.5 生态环境

根据《新疆主体功能区规划》，项目所在区域属于“限制开发区”中的“天山北坡主产区”。

项目区位于昌吉回族自治州阜康市阜康矿区白杨河区域，根据《新疆生态环境功能区划（2005 年本）》，项目属于II、准噶尔盆地温性荒漠与绿洲农业生态区—II5、准噶尔盆地南部荒漠绿洲农业农田亚区—28、阜康-木垒绿洲农业、荒漠草地保护生态功能区。

评价区土地利用类型为天然牧草地。

评价区土壤类型含：棕钙土、栗钙土、黑钙土。

评价区植被类型较简单，主要为针茅、草原苔草、草原锦鸡儿、驼绒藜。

9.4 主要环境影响及环保措施

9.4.1 环境空气

9.4.1.1 施工期

项目施工期大气污染物以施工扬尘、施工机械燃油废气为主。针对施工扬尘，项目严格落实扬尘防控措施，对裸露土方、堆土及时采用篷布全覆盖遮盖，场内施工道路定时洒水抑尘，在大风不利气象条件下暂停土方开挖、平整等易起尘作业，有效削减扬尘扩散影响。

施工期柴油施工机械、发电机组排气烟度执行《非道路移动柴油机械排气烟度限值及测量方法》（GB 36886—2018）限值要求；CO、NO_x、HC、颗粒物等尾气污染物执行《非道路移动机械用柴油机排气污染物排放限值及测量方法（中国第三、四阶段）》（GB 20891—2014，含 2020 年修改单）表 2 第四阶段排放限值，配套落实选用低硫燃油、定期维保设备等减排措施。综上，施工期大气污染物排放强度较低，对区域环境空气质量影响较小。

9.4.1.2 运营期

项目运营期大气污染主要来源于煤层气集输输送环节无组织逸散烃类气体，以及排采初期、设备检修、突发工况下火炬燃烧排放的煤层气。本项目评价范围内无居民区、学校、医院等大气环境敏感保护目标，周边人居环境敏感程度低。

项目通过优化集输管网密闭性、加强设备日常巡检维护、规范火炬放空燃烧管理等环保管控措施，最大限度减少废气无组织及有组织排放。经环境空气质量影响预测可知，项目运营期各类大气污染物排放贡献值较低，对区域大气环境质量整体影响轻微，环境空气影响可接受。

9.4.2 水环境

9.4.2.1 施工期

本项目施工期的钻井废水及压裂返排液均进行循环使用，后期无法利用时拉运

至阜康市东部城区污水处理厂处理，不直接外排；生活污水通过移动式环保厕所收集后由吸污车拉运至阜康市东部城区污水处理厂处理，不直接外排。施工期废水对区域地表水、地下水环境影响较小。

9.4.2.2 运营期水环境影响分析

运营期井场产生的采出水及作业产生的废洗井液通过各标准化井场内设置防渗排采池暂存，定期采用密闭罐车拉运至阜康市东部城区污水处理厂规范处置，项目运营期废水与周边地表水体无水力连通关系，正常工况下无废水外排，不会对区域地表水环境造成不利影响。

正常生产工况下，井场采出水全部收集暂存、转运处置，无废水下渗及外排途径，基本不会改变区域地下水原有水质状况。

在防渗排采池破损发生连续渗漏的非正常工况下，预测结果显示，泄漏发生后100d、1000d、3000d 内，硫酸盐、钠离子、氨氮、氯化物等污染因子随着时间推移，将被地下水稀释自净，但需要的时间很长，这反映了地下水一旦污染，其恢复能力很差。

项目全面落实源头控制、分区防控、污染监控、应急响应、跟踪监测整套地下水污染防控体系后，运营期对区域地下水环境影响整体可控，影响程度处于可接受水平。

9.4.3 声环境影响

9.4.3.1 施工期

施工期噪声主要来源于场地平整、钻井作业、管线开挖、机械运输等施工机械及运输车辆，通过优化施工时序、选用低噪声设备、加装减振消声设施、规范施工行为等措施，可有效削减噪声影响，且施工期噪声影响为阶段性、暂时性，随着施工结束随即消失，对周边环境影响较小。

9.4.3.2 运营期

项目运营期各类生产设备产生的机械噪声，经距离衰减、设备减振、合理布局等降噪措施削减后，各井场及场站厂界噪声贡献值均可稳定满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB 12348-2008）3 类区标准限值要求，区域声环境质量可维持

现状。

项目建成后，噪声源对厂界的贡献值满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB 12348-2008）3 类标准要求。

9.4.4 固体废物

项目施工期及运营期产生的一般工业固体废物、生活垃圾、少量危险废物均实行分类收集、分区规范暂存，按照对应管理要求完成资源化利用或合规无害化处置，所有固体废物均不随意丢弃、不直接排入外环境，可有效规避固废堆放、转运过程带来的二次污染问题，对周边区域环境无明显不良影响。

9.4.5 生态环境分析

项目建设对区域生态环境产生的影响主要来源于工程永久及临时占地、现场施工扰动等活动，施工建设会对区域植被、野生动物栖息环境、生态系统结构与功能以及原有景观格局造成一定程度扰动影响。本项目所处区域整体地表植被覆盖率偏低、植被长势稀疏，工程建设造成的区域生物量损失规模有限，不会引发区域生物多样性锐减问题；加之项目区域内野生动物种类、种群数量较少，项目施工与运营活动对野生动物觅食、迁徙及栖息活动干扰程度较低，整体生态负面影响偏弱。

项目在井场布设、集输管线选线阶段，在满足工程设计与生产运营需求的基础上，主动避让植被茂密区域，最大限度减少原生植被损毁，规避野生动物活动区域与生存栖息地。施工期间严格划定作业边界，规范施工车辆及人员活动范围，严禁随意碾压、砍伐天然植被，减少对野生动物正常活动的惊扰。

管线管沟施工严格执行分层开挖、分层堆放、分层回填施工工艺，重点单独剥离并妥善留存表层耕作土与腐殖土层，有效保护植被生长基质，降低土壤肥力受损程度，助力施工区域土壤生产力快速恢复，同步减轻区域水土流失风险。施工产生土石方统一规范堆存于管沟安全一侧，施工结束后全部就地回填并分层夯实，杜绝土方乱堆乱放现象。

施工期结束后及时对临时占地进行场地平整，助力区域植被自然恢复演替；对项目永久占地采取砾石压覆等硬化防护措施，有效减轻区域风力侵蚀危害。项目全程落实施工期生态环境监理制度，全过程管控施工生态破坏行为。

综上，在严格落实各项生态保护、水土保持及生态恢复措施前提下，本项目建设带来的生态影响整体可控，处于区域生态环境可接受范围内。

9.5 公众参与

依据《环境影响评价公众参与办法》相关规定，建设单位先后开展三次网络平台公示、两次报纸登报公示及现场张贴公示工作，全面公开项目建设概况、区域环境影响、拟采取污染防治对策及环评初步结论等核心内容。公示全过程期间，未收到周边群众、相关单位提出的意见与建议。

9.6 总体结论

本项目建设符合国家及地方产业政策、行业发展规划与区域环境功能区划管控要求。项目在全面落实本报告书所列生态保护、水土保持、污染物治理及地下水防控等各项环保措施基础上，各类污染物均可实现稳定达标排放，施工及运营阶段产生的生态扰动与环境影响均处于可承受范围之内；本次公众参与调查无反对意见，项目潜在环境风险可通过完善防控体系实现有效管控，项目选址布局科学合理。综合研判，从生态环境保护角度分析，本项目建设具备环境可行性。

9.7 建议

（1）建设单位严格参照相关技术规范编制项目生态保护与恢复治理专项方案，严格按照方案落实植被恢复、土地复垦、水土保持等生态修复工作。

（2）常态化开展作业区块地质环境动态监测，提前布设监测点位，及时研判地层变化趋势，多措并举防范地面沉降、地表塌陷、地层开裂等地质灾害发生。

（3）项目气井关停退役前，建设单位须编制完整生态恢复工作总结报告，主动报送县级及以上生态环境主管部门申请生态恢复验收，验收合格后方可完成正式关停。

（4）结合项目瓦斯泄漏、废水渗漏等环境风险特征，编制完善突发环境事件应急预案，配齐应急物资与处置设备，完成预案备案并定期组织应急演练，全面提升突发环境事件应急处置能力。