

新疆阜康市白杨河区域煤矿瓦斯 治理二期项目 环境影响报告书

建设单位：新疆科林思德新能源有限责任公司

编制单位：新疆天辰环境技术有限公司

2025年6月



利旧井场 27# (FK56#)	利旧井场 20#
新建井场 (FK61#)	新建井场 (FK801#)
新建井场 (FK59#)	八区一号集气增压站

现场勘查图

目 录

第一章 概述	1 -
1.1 项目背景	1 -
1.2 环境影响评价的工作过程	2 -
1.3 分析判定相关情况	3 -
1.4 关注的主要环境问题及环境影响	51 -
1.5 环境影响报告书主要结论	51 -
第二章 总则	52 -
2.1 评价目的与评价原则	52 -
2.2 编制依据	53 -
2.3 环境影响因素识别与评价因子确定	58 -
2.4 环境功能区划与评价标准	63 -
2.5 评价等级	69 -
2.6 评价范围	79 -
2.7 环境敏感点及环境保护目标	82 -
第三章 项目概况及工程分析	84 -
3.1 项目工作区范围内区域勘探开发概况	84 -
3.2 建设项目概况	101 -
3.3 工程分析	122 -
3.4 环境影响因素分析	173 -
3.5 污染源汇总	195 -
3.6 污染物总量控制	196 -
3.7 清洁生产	196 -
第四章 环境现状调查与评价	211 -
4.1 自然环境概况	211 -
4.2 环境质量现状调查与评价	228 -
第五章 环境影响分析与评价	265 -
5.1 施工期环境影响预测与评价	265 -

5.2 运营期环境影响分析	281 -
第六章 环境保护措施及其可行性论证	359 -
6.1 施工期环境保护措施可行性分析	359 -
6.2 运营期环境保护措施及可行性分析	366 -
6.3 服务期满后环境保护措施	380 -
第七章 环境经济损益分析	384 -
7.1 经济效益	384 -
7.2.社会效益分析	384 -
7.3 环境损益分析	385 -
第八章 环境管理与监测计划	389 -
8.1 环境管理	389 -
8.2 环境监理	399 -
8.3 环境监测计划	402 -
8.4 竣工验收管理	405 -
第九章 环境影响评价结论	409 -
9.1 项目概况	409 -
9.2 政策、规划符合性	409 -
9.3 环境现状	409 -
9.4 主要环境影响及环保措施	410 -
9.5 公众参与	412 -
9.6 总体结论	412 -
9.7 建议	412 -

第一章 概述

1.1 项目背景

2018 年 9 月，国务院发布了《关于促进天然气协调稳定发展的若干意见》，其中提到，研究将中央财政对非常规天然气补贴政策延续到“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，目前产量相比远期目标，煤层气的发展空间潜力大，开发利用前景良好，我国煤层气产业将进入提速发展的新时期。根据《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，“十四五”期间，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 2023 年出台了《自治区天然气（煤层气）勘探开发激励政策》，采取了多项措施支持煤层气产业发展，包括及时拨付煤层气勘探开发专项经费、出台煤层气勘查开采支持政策、争取中央支持以及参与资本金投入等。

为贯彻落实习近平总书记关于能源安全的重要论述，立足新疆资源优势，加快推动能源产业发展，打造全国能源资源战略保障基地，有效服务国家能源战略。自治区专门成立了煤层气专业公司——新疆亚新煤层气投资开发（集团）有限责任公司。

本项目煤层气资源成藏条件好且地质构造相对简单，资源丰度和勘探程度均较高，煤层气资源具有较高可靠性，为该区产能建设提供了可靠的资源储量基础。阜康市白杨河矿区煤层气八区煤层气勘查开发面积 32.65km²，其中已探明储量叠合含气面积为 10.66km²，探明地质储量为 43.39×10⁸m³，技术可采储量 21.70×10⁸m³，具备新疆煤层气优先开发的资源条件。

新疆科林思德新能源有限责任公司作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，十多年来致力于深耕阜康地区煤层气勘探、开发，已经取得了一些成果，为新疆煤层气快速发展奠定了坚实基础。开展阜康矿区煤层气全面开发是促进新疆地区煤层气产业快速发展的最佳途径。

为推进新疆煤层气开发快速发展，新疆科林思德新能源有限责任公司已于 2024 年在阜康矿区投资 47500 万元进行了《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》，该项目已于 2024 年 9 月 27 日取得昌吉回族自治

治州生态环境局出具的环评报告书批复（昌州环评〔2024〕259号）。一期项目于2025年3月底开始施工建设，2025年底试运行，现未运行及竣工环保验收。

新疆煤层气勘探开发的首个“主战场”——阜康白杨河矿区资源条件优越、地质勘查程度高、煤层气产业基础较好；因此，新疆科林思德新能源有限责任公司继阜康市白杨河区域煤矿瓦斯治理一期项目开始施工后，拟开展新疆阜康市白杨河区域煤矿瓦斯治理二期项目（本项目），本项目已于2025年1月27日取得《新疆维吾尔自治区投资项目备案证》（阜康市发展和改革委员会，备案证号：2501271788652300000272）。本项目的实施将有力带动新疆煤层气产业发展进入“快车道”，推动新疆煤层气产业高质量发展。康煤层气开发利用除满足阜康市需要外，可向相邻的乌鲁木齐市等城市进行供给，缓解冬季用气紧张的局面。因此，本项目的建设十分有必要。

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承担“新疆阜康市白杨河区域煤矿瓦斯治理二期项目”的环境影响报告编制工作。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。

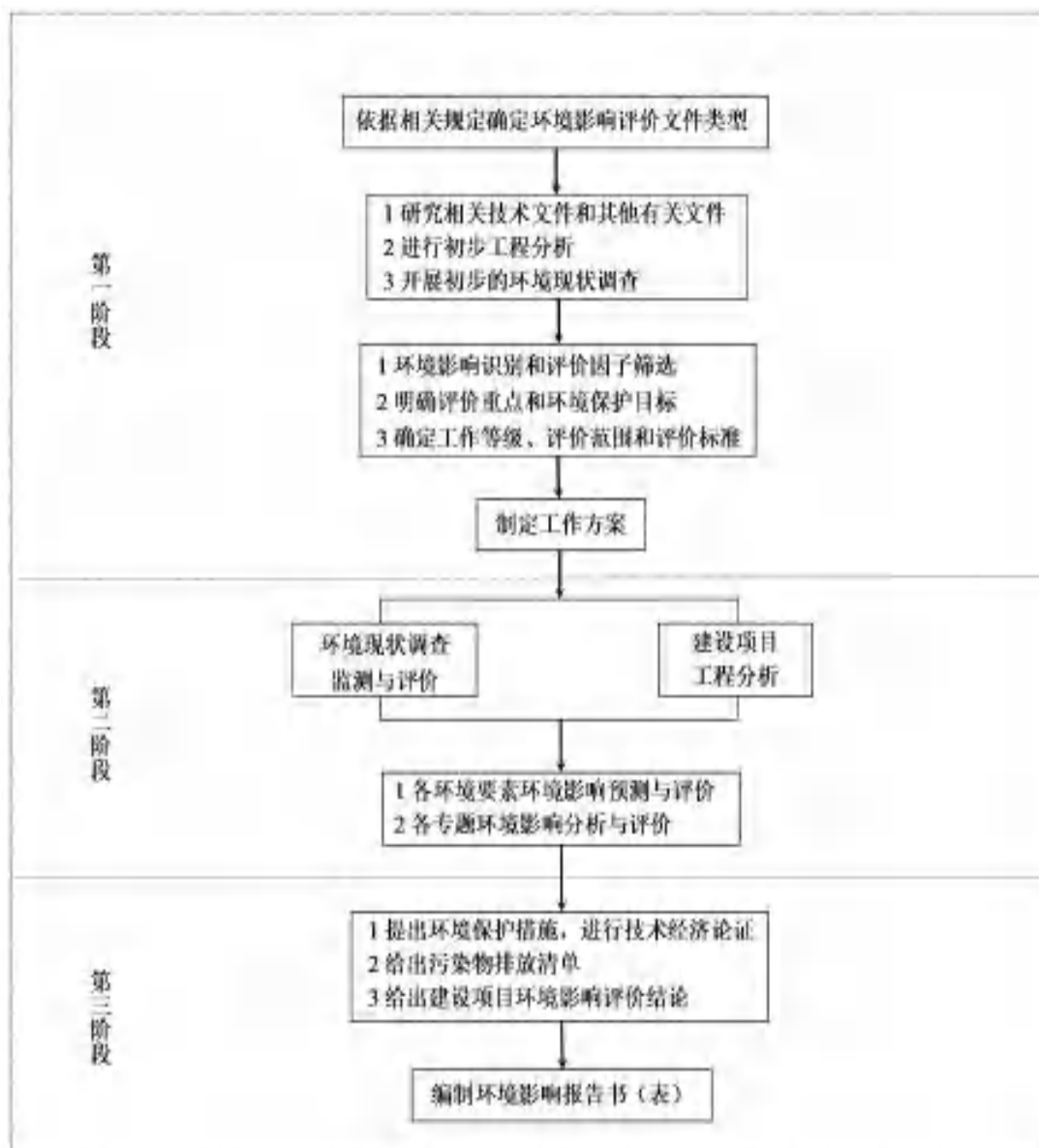


图 1.2-1 环境影响评价工作程序图

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

对照《产业结构调整指导目录（2024 年本）》，本项目为煤矿瓦斯治理项目，属于鼓励类中“三、煤炭；4、煤层气勘探、开发、利用和煤矿瓦斯抽采、利用”，符合国家产业政策要求。

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）》中新疆维吾尔自治区、一化工：“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（乌鲁木齐市、哈密市、伊犁州直、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，为煤矿瓦斯（煤层气）抽采开发项目，符合《产业转移指导目录（2018 年本）》中相关要求。

1.3.1.3 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		报告书	报告表	登记表	本栏目环境敏感区含义
项目类别					
五、石油和天然气开采业					
8	陆地天然气开采	新区块开发；年生产能力 1 亿立方米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

本项目位于昌吉回族自治州阜康市矿区白杨河区块，该区块于 2015 年由阜康市通源新能源科技开发有限责任公司进行白杨河矿区煤层气开发利用先导性示范工程，该项目建设单位于 2015 年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），该项目于 2016 年建设开采，截至目前开采井已全部停产。先导性示范工程工作区范围与本项目部分工作区范围重叠，本项目新建 81 口钻井、10 座标准化井场、集气管线 21.5km 等均位于白杨河区块，据此，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）1.15 亿 m³，大于 1

亿 m^3 。同时根据《新疆维吾尔自治区昌吉回族自治州水土保持规划（2021-2030-年）》，本项目位于昌吉州自治区级水土流失重点治理区，涉及环境敏感区。

综上所述，本项目不属于新区块开发；但生产能力大于 1 亿 m^3 的煤层气开采且涉及环境敏感区，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 05 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），方案中二、重点任务—（一）化石能源消费减量替代行动提到：

“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，属于煤层气规模化开发，符合《2024-2025 年节能降碳行动方案》中相关要求。

1.3.2.2 与《煤层气产业政策》符合性分析

根据国家能源局于 2013 年 3 月发布《煤层气产业政策》中第三章 产业布局：“第八条 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。”

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，为煤矿瓦斯（煤层气）抽采开发项目，符合《煤层气产业政策》中相关要求。

1.3.2.3 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

根据《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》中第三节 构建现代能源体系提到：“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。”

本项目为煤矿瓦斯抽采项目，为非常规煤层气资源开发利用，建成投产后开采煤层气 1.15 亿 m^3 /年，推动区域煤层气资源的开发利用，符合《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》中相关要求。

1.3.2.4 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 1.15 亿 m³/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。

1.3.2.5 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，并在政府核准的投资项目目录等文件中予以明确。研究完善煤层气勘探开发利用管理制度，推动煤层气产业规范有序发展。”

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。

1.3.2.6 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通过的《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》中：

第七章 加快矿产资源勘查开发

按照“深化北疆东疆，加快南疆勘查”的总体思路，开展重点成矿区带地质调查和矿产勘查，做好矿产资源开发利用储备。贯彻新发展理念，建设绿色矿山，实现可持续发展。加强淮南、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。开展塔里木盆地北缘、阿尔金山吐格曼等区域稀有、稀土金属矿产调查评价，推进昆仑山西部大红柳滩稀有金属和火烧云铅锌矿开发。加大昆仑山北部煤炭资源勘探开发力度，满足南疆地区用煤需求。加强塔里木、准噶尔盆地及周边中小盆地页岩气（油）、煤层气勘查，推进油砂、油页岩和南疆浅层地温能、水热型地热资源和干热岩资源调查评价。本项目为煤矿瓦斯抽采项目，建成投产后开采煤层气 1.15 亿 $\text{m}^3/\text{年}$ ，选址位于淮南煤田阜康矿区白杨河区块，项目建设投产后推动淮南区域煤层气资源的开发利用，符合《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》中相关内容。

1.3.2.7 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 1.3-3。

表 1.3-3 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

规划中		本项目情况	符合性
四、总体布	（一）勘查开发保护区域布局	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 1.15 亿 $\text{m}^3/\text{年}$ ，选址位于淮南煤	符合
	——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		

局	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、淮南等地区煤炭、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 亿立方米，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。	田阜康矿区白杨河区块，项目建设投产后推动淮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。	
六、矿产资源开发与保	(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

综上所述，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。

1.3.2.8 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

根据 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通过的《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》中第二章构建现代产业体系、三、推进油气资源开发利用：

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

本项目为煤矿瓦斯抽采项目，建成投产后开采煤层气 1.15 亿 m³/年，选址位于淮南煤田阜康矿区白杨河区块，项目建设投产后推动淮南区域煤层气资源的开发利用，符合《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》中相关内容。

1.3.2.9 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 1.3-4。

表 1.3-4 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

规划中		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 1.15 亿 m³/年，选址位于淮南煤田阜康矿区白杨河区，项目建设投产后推动淮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、淮南等地区煤炭、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、淮南等地区煤炭、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。

1.3.2.10 与《阜康市国民经济和社会发展的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的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 1.15 亿 m³/年，选址位于淮南煤田阜康矿区白杨河区块，项目建设投产后推动淮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的第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》中相关内容。

1.3.2.11 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 1.3-5。

表 1.3-5 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	（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”的产业空间格局，统筹推进阜东阜康产业园、阜西阜康高新技术开发区产业发展。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 1.15 亿 m ³ /年，选址位于淮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

与阜康市发展和改革委员会沟通，《新疆阜康矿区总体规划环境影响报告书》已通过生态环境部审批，但目前处于保密阶段，经现场沟通，本项目符合《新疆阜康矿区总体规划环境影响报告书》中相关要求。

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。

1.3.2.12 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

根据《新疆维吾尔自治区石油天然气发展“十四五”规划》中规划主要任务提到：“（3）加快推进非常规油气资源效益开发

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。加强淮南、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。”

本项目选址位于昌吉回族自治州阜康市阜康矿区，为煤矿瓦斯抽采项目，属于煤层气产业化开发，建成投产后开采煤层气 1.15 亿 m³/年，选址位于淮南煤田阜康矿区白杨河区块，项目建设投产后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，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。

1.3.2.13 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 1.3-6。

表 1.3-6 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

规划中		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	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	符合

	轻或者消除废弃物对环境的影响。	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。	
	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置,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,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
	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。含油废物、废油应优先场内循环利用,无法回用的部分委托具有处理资质的单位到现场清运处理,临时贮存时间不应超过12个月。建设单位应建立固体废物管理制度,工业固体废物按规定向地方环境保护部门申报。固体废物拉运交接台账、转移联单等记录应齐全准确,对转移过程进行监控,转移出省、自治区和直辖市的应按要求向转出地环保行政主管部门提出申请,未得到申请许可不应转移。	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、VOCs等有机气体的无组织排放。试油、试气放喷释放的油气宜优先经分离处理后进入生产流程或采取回收利用措施;不具备进入生产流程和回收利用条件时,放喷作业释放的油气应采取火炬燃烧等控制措施有效减少逸散;运行期中,应定期对井场地面生产设备、设施和管线进行维护保养,并对动静密封点进行泄漏检测。	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网电代燃油措施开展钻井和压裂施工清动等;对无法避开居	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

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。		
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储，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 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。	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），后委托有危险废物经营资质的企业处理处置。	符合
4.1.10 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。	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》（HJ941-2018）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，	本项目周边无其他施工活动。	符合

	不应有 其他破坏影响周边植被、物种的施工活动。		
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/T5466-2013)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。	本项目所在区域年降雨量小于 500mm,集污区采取防渗措施	符合
	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》(GB18597-2023)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》(GB18599-2020),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	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	符合

	水的排污池需具备防雨、防渗、防腐功能，有 VOCs 气体逸散的要满足 GB37822 相关要求，池底和池壁铺设 2mm 厚高密度聚乙烯膜，渗透系数不大于 10^{-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。	计宜参照《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB18599-2020）的要求，无组织逸散气体满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）表 2 标准限值。	
	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
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返高至地面，以防止钻井及开采活动连通浅层水及其他地层。井口与河流、沟谷水平距离小于 1000m 的井，表层套管的下深应低于河床、沟谷底部不少于 300m；井口与河流、沟谷水平距离大于 1000m 的井，表层套管的下深应低于河床、沟谷底部不少于 100m。	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返高至地面，以防止钻井及开采活动连通浅层水及其他地层。	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。	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	本项目不涉及油基钻井液。	符合 /

	宜采用萃取、热脱附等方式深度处理，回收的废矿物油应满足配制油基钻井液的技术要求。经深度处理后的岩屑宜采用水泥窑炉等协同处置资源化处理技术，达到SY/T7301、GB30760中要求的，可用于铺设通井路、铺垫井场等基础材料或免烧砖、烧结砖、混凝土掺和料资源化利用。		
	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，并按规定处理处置。	本项目不涉及油基钻井液。	符合 合
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《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）。	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
	4.6.1 非常规油气开发场站及集输工程建设	本项目标准化井场、集输工程建设应按照《油田油气集输设	

4.6 地面集输工程建设	应按照 GB50350、GB50349 和 NB/T14006、SY/T7343、SY/T6420、NB/T10029 中对非常规油气集输工艺的要求，采用密闭流程。	计规范》（GB 50350-2015）、《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
	4.6.2 放线过程中使用的材料应禁止随意丢弃、抛洒，场地清理应限制在作业带范围内。	已要求放线过程中使用的材料应禁止随意丢弃、抛洒，场地清理应限制在作业带范围内。	符合
	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置 50m ³ 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	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	符合

	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。	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。	
	4.7.3 注入井的设计、建造、改造应按照 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。	本项目注入井的设计、建造、改造应按照《气田水注入技术要求》（SY/T6596-2016）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。	符合
	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。	本项目要求注入井完井之后，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。	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。	本项目要求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、新建监测井，定期开展地下水水质检测工作。	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	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(暂行)》（GB21522-2008）。	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，	本项目选用输水管道符合《给水用聚乙烯（PE）管道	符合

层 气开采	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。	系统（系列）》（GB/T 13663-2017）、《建筑排水用高密度聚乙烯 (HDPE) 管材及管件》（CJ/T250-2018）。	
	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 50m ³ 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测方式，并保留监测报告和记录。	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
	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范》（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/T75、HJ/T76 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 、NO _x 、颗粒	符合

		物) 排放连续监测技术规范》(HJ 75-2017)、《固定污染源烟气(SO ₂ 、NO _x 、颗粒物)排放连续监测系统技术要求及检测方法》(HJ 76-2017)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。	
	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《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2011)的规定执行; 运营期噪声监测按照《工业企业噪声测量规范》(GBJ 122-1988)的规定执行。	符合
	6.6 非常规油气开采过程中, 对土壤的监测按照 HJ/T166 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/T166-2004)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/T164 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》(HJ 164-2020)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/T7482-2020)中相关要求。

1.3.2.14 与《煤层气废弃井处置指南》(GB/T41025-2021)符合性分析

本项目与《煤层气废弃井处置指南》(GB/T41025-2021)符合性分析见表 1.3-7。

表 1.3-7 与《煤层气废弃井处置指南》(GB/T41025-2021)符合性分析一览表

指南中		本项目情况	符合性
4. 总原则	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
	5.1 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	符合

煤层气废弃井封堵作业		井 封堵处置工程设计报告》	
	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 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。	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》（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	符合
	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

综上所述，本项目符合《煤层气废弃井处置指南》（GB/T41025-2021）中相关内容。

1.3.2.15 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》，本项目所在阜康市属于新疆重点开发区域范围中国家级一天山北坡地区，项目的建设符合《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》是相符的。



图 1.3-1 本项目在《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》中位置示意图

1.3.3 生态环境保护相关政策符合性分析

1.3.3.1 与《空气质量持续改善行动计划》符合性分析

根据“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）中六、强化多污染物减排，切实降低排放强度：

“（二十一）强化 VOCs 全流程、全环节综合治理。鼓励储罐使用低泄漏的呼吸阀、紧急泄压阀，定期开展密封性检测。汽车罐车推广使用密封式快速接头。污水处理场所高浓度有机废气要单独收集处理；含 VOCs 有机废水储罐、装置区集水井（池）有机废气要密闭收集处理。重点区域石化、化工行业集中的城市和重点工业园区，2024 年年底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 VOCs 废气。企业不得将火炬燃烧装置作为日常大气污染处理设施。”

本项目为煤矿瓦斯治理项目，属于煤层开发，运营期主要为集气管道无组织排放 VOCs。煤层气采用管道密闭输送，要求运营单位定期对井场进行密封性检测，定期巡查管线，减少 VOCs 的无组织排放。

综上所述，本项目符合《空气质量持续改善行动计划》中相关要求。

1.3.3.2 与《甲烷排放控制行动方案》符合性分析

根据“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），方案中（二）推进能源领域甲烷排放控制：

“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 亿立方米；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项目，本项目的建设投产后可增加瓦斯年利用量 1.15 亿 m³；煤层气（瓦斯气）采用管道密闭输送，要求运营单位定期对井场进行密封性检测，定期

巡查管线有效提升甲烷泄漏控制能力；项目生产过程中不设置常规火炬。

综上所述，本项目符合《甲烷排放控制行动方案》中相关内容。

1.3.3.3 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

根据生态环境部发布的《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）：

“二、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 VOCs 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 VOCs 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，属于煤层开发，运营期主要为集气管道无组织排放 VOCs。煤层气采用管道密闭输送，要求运营单位定期对井场进行密封性检测，定期巡查管线，减少 VOCs 的无组织排放。

综上所述，本项目符合《关于加快解决当前挥发性有机物治理突出问题的通知》中相关要求。

1.3.3.4 与《“十四五”工业绿色发展规划》的符合性分析

根据工业和信息化部关于印发《“十四五”工业绿色发展规划》的通知（工信部规〔2021〕178号）：

“（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。”“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；压裂返排液：压裂现场配置 2000m³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；采出水通过各标准化井场内设置 1 座 50m³ 防渗排采池暂存，拉运至阜康市东部城区污水处

理厂处理。

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》（GB 18599-2020），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；危险废物按照《危险废物贮存污染控制标准》（GB 18597-2023）临时贮存，定期交由有危险废物处理资质单位处理。

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。

1.3.3.5 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），本项目所在区域属于准噶尔盆地温性荒漠与绿洲农业生态区，准噶尔盆地南部荒漠绿洲农业生态亚区，阜康—木垒绿洲农业、荒漠草地保护生态功能区。该地区应以保护为主，防止进一步沙化和引起沙尘暴等生态问题。本项目施工期、运营期均采取有效措施防止沙化，符合《新疆生态功能区划》（2005年）中相应内容。

1.3.3.6 与《新疆生态环境保护“十四五”规划》的符合性分析

根据新疆维吾尔自治区党委、自治区人民政府印发《新疆生态环境保护“十四五”规划》其中“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。”

本项目为煤矿瓦斯抽采项目，建成投产后开采煤层气 1.15 亿 m³/年，项目投产可增加区域清洁能源产能，进一步壮大清洁能源产业，符合《新疆生态环境保护“十四五”规划》中的相关要求。

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

本项目对照《新疆维吾尔自治区重点行业环境准入条件（2024年）》中相关内容符合性分析见表 1.3-8。

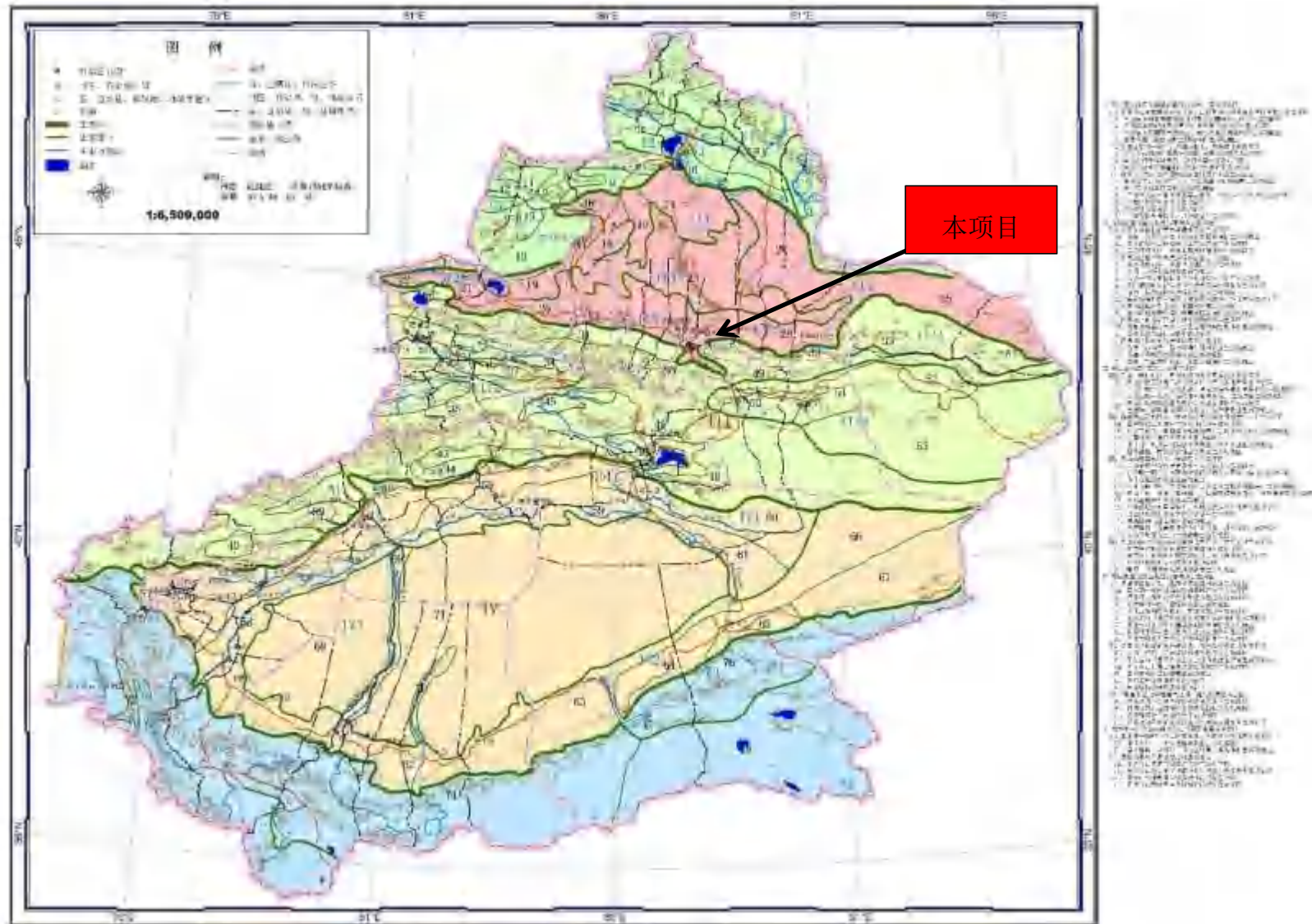


图 1.3-2 本项目在《新疆生态功能区划》中位置示意图

表 1.3-8 与《新疆维吾尔自治区重点行业环境准入条件（2024 年）》符合性分析一览表

意见中要求		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、风景名胜地、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的环境敏感区及其它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、风景名胜地、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的环境敏感区及其它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。	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

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《中华人民共和国基本农田保护条例》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。	本报告已提出需申请排污许可证，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	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，并要求编制环境风险应急预案。	符合

	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。		
	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。	本项目选址与白杨河距离 1km 以上，项目周边 1km 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、锆、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法(试行)》要求。	本项目不涉及上述项目。	符合
	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经采取“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）》《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关油气安全保障政策要求执行。	本项目选址不涉及自然保护地。	符合
	(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	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	符合

	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》(GB 13271) 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。	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。	
	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 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。	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 1 座 50m³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。	符合

	5.涉及废水回注的,应采取切实可行的地下水污染防治和监控措施,不得回注与油气开采无关的废水,严禁造成地下水污染;在相关行业污染控制标准发布前,回注水应满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329)《气田水注入技术要求》(SY/T6596)等相关标准要求。 对于页岩油、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。	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《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2011)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类区标准。	符合
	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》(HJ651)、《废弃井封井回填技术指南(试行)》《废弃井及长停井处置指南》(SY/T6646)、《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》(DZ/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/T6646)、《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环境准入条件（2024 年）》中相关内容。

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

《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》（（2014 年 7 月 25 日新疆维吾尔自治区第十二届人民代表大会常务委员会第九次会议通过根据2018 年9 月 21 日新疆维吾尔自治区第十三届人民代表大会常务委员会第六次会议《关于修改<新疆维吾尔自治区自然保护区管理条例>等 7 部地方性法规的决定》修正）），本项目与《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条 例》符合性分析见表 1.3- 9。

表 1.3- 9 本项目与《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》符合性分析一览表

条例中相关要求	本项目情况	符合性
第八条 禁止在水源涵养区、地下水源、饮用水源、自然保护区、风景名胜区、森林公园、重要湿地及人群密集区等生态敏感区域内进行煤炭、石油、天然气开发。	本项目各项工程不在水源涵养区、地下水源、饮用水源、自然保护区、风景名胜区、森林公园、重要湿地及人群密集区等生态敏感区域。	符合
第九条 新建、改建、扩建煤炭、石油、天然气开发项目，开发单位应当进行环境影响评价，编制环境影响评价文件，报环境保护主管部门审批。环境影响评价文件未经批准，发展和改革、国土资源等有关部门不予办理相关手续，开发单位不得开工建设。煤炭、石油、天然气开发项目建设过程中，开发单位应当同时实施环境影响评价文件及其审批部门审批意见中提出的环境保护对策措施；在项目建设、运行过程中产生不符合经审批的环境影响评价文件的情形的，开发单位应当组织环境影响的后评价，并采取改进措施。	本项目为煤矿瓦斯抽采项目，建成投产后开采煤层气 1.15 亿 m ³ /年，正在进行环境影响报告书编制工作。	符合
第十条 煤炭、石油、天然气开发项目实行环境监理，其大气、水体、固体废物等污染防治设施与主体工程同时设计、同时施工、同时投产使用。	本报告中已提出大气、水体、固体废物等污染防治设施与主体工程同时设计、同时施工、同时投产使用。	符合
第十一条 煤炭、石油、天然气开发单位应当制定生态保护和恢复治理方案，并予以实施。生态保护和恢复治理方案内容应当向社会公布，接受社会监督。	本报告中已提出应制定生态保护和恢复治理方案。	符合
第十二条 煤炭、石油、天然气开发项目防治污染的设施应当符合经批准的环境影响评价文件的要求。 煤炭、石油、天然气开发单位应当保证污染防治设施正常运行，不得擅自拆除或者停止使用；确有必要拆除或者停止使用的，应当征得环境保护主管部门的同意。 鼓励开发单位将污染防治设施委托给具有环境污染治理设施运营资质的单位进行运行管理。	本报告中已提出各项污染防治措施，并要求污染防治设施正常运行。	符合

第十三条 县级以上人民政府环境保护主管部门应当对本行政区域内的煤炭、石油、天然气开发环境保护工作加强监督检查，发现违法行为，依法予以查处，并及时向社会公布违法者名单。被检查单位应当如实反映情况，并提供必要的资料。	本项目不涉及。	/
第十四条 县级以上人民政府环境保护主管部门应当对煤炭、石油、天然气开发区域的环境质量加强监测。 自治区环境保护和国土资源主管部门应当组织专业人员，对煤炭、石油、天然气开发重点区域的环境质量、地质状况进行专项监测，并将监测情况通报当地人民政府。 开发单位应当对污染物排放及对周围环境的影响进行环境监测，接受环境保护主管部门的指导，并向社会公布监测情况。	本报告中已提出环境监测计划。	符合
第十五条 煤炭、石油、天然气开发单位排放污染物的，应当向县级以上人民政府环境保护主管部门申报排放污染物的种类、浓度和数量，经依法审查后领取《排污许可证》。	本报告中已列出排放污染物的种类、浓度和数量，并提出《排污许可证》申请	符合
第十六条 煤炭、石油、天然气开发单位应当使用先进技术、工艺和设备，实行清洁生产。禁止使用国家和自治区明令淘汰的技术、工艺和设备。	本项目使用先进技术、工艺和设备，实行清洁生产，不使用国家和新疆维吾尔自治区明令淘汰的技术、工艺和设备	符合
第十七条 煤炭开发单位应当设置符合环保要求的全封闭的输煤、洗选煤、上煤系统。堆煤场应当进行封闭或者半封闭，并采取措施防止煤炭自燃；不得在堆煤场以外堆放煤炭。进矿道路、厂区内路面应当硬化，并采取洒水、绿化工程等措施，防止粉尘污染。	本项目不涉及煤炭开采，报告中已提出路面硬化、洒水抑尘、绿化等有效措施，防止粉尘污染。	符合
第十八条 露天煤矿应当结合地质条件、气候条件、开采规模等因素，合理制定开采方案，建立健全环境保护责任制；造成环境污染的，应当采取有效措施予以治理。	本项目不涉及。	/
第十九条 露天煤矿开采过程中造成地表破坏的，应当因地制宜实行边开采边治理。开发单位开采结束后闭矿或者依法关闭煤矿的，应当对采空区进行回填，恢复地表形态。露天煤矿采、剥、排土作业区内道路及辅助道路，应当定期洒水或者采取其他抑尘措施。	本项目不涉及煤矿开采。	/
第二十条 煤炭集装站（台）的设立应当远离城镇和居民区，储煤场应当进行全封闭或者采取其他有效的挡风抑尘措施。煤炭运输、装卸应当采取防扬散、防抛撒等措施。	本项目不涉及。	/
第二十一条 煤炭开发单位应当对废水进行处理后循环利用；确需排放的，应当达到国家或者自治区规定的排放标准。	本项目不涉及。	/
第二十二条 石油开发单位应当建设清洁井场，做到场地平整、清洁卫生，在井场内实施无污染作业，并根据需要在井场四周设置符合规定	本项目不涉及。	/

的挡水墙、雨水出口和防洪渠道。散落油和油水混合液等含油污染物应当回收处理，不得掩埋。		
第二十三条 石油、天然气开发单位应当定期对油气输送管线和油气储存设施进行巡查、检测、防护，防止油气管线或者油气储存设施断裂、穿孔，发生渗透、溢流、泄露，造成环境污染。	本项目已提出煤层气标准化井场、输送管线进行巡查、检测、防护措施，避免造成环境污染。	符合
第二十四条 石油、天然气开发单位钻井和井下作业应当使用无毒、低毒钻井液。对已使用的有毒钻井液应当回收利用并做无害化处置，防止污染环境。对钻井作业产生的污水应当进行回收，经处理达标后方可回注。未经处理达标的污水不得回注或者外排。对钻井作业产生的污油、废矿物油应当回收处理。	本项目采用无毒、低毒的水基钻井液。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），按照《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）各标准化井场设置临时贮存点，废矿物油密闭收集，由有危险废物处理资质单位处置。	符合
第二十五条 石油、天然气开发单位应当采取保护措施，防止油井套管破损、气井泄漏，污染地下水体。	本项目煤层气标准化井场、集气管线已采取保护措施防止气井泄漏，污染地下水体。	符合
第二十六条 运输石油、天然气以及酸液、碱液、钻井液和其他有毒有害物品，应当采取防范措施，防止渗漏、泄露、溢流和散落。	本项目天然气集气管道、钻井液均采取防范措施，防止天然气泄漏及钻井液渗漏溢流。	符合
第二十七条 煤炭、石油、天然气开发单位应当加强危险废物的管理。危险废物的收集、贮存、运输、处置，必须符合国家 and 自治区有关规定；不具备处置、利用条件的，应当送交有资质的单位处置。 煤炭、石油、天然气开发单位堆放、储存煤渣、含油固体废弃物和其他有毒有害物，应当采取措施防止污染大气、土壤、水体。	本项目施工期及运营期主要危险废物为废矿物油及含油废物。施工期主要危险废物为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，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。运营期危险废物主要为标准化井场检修产生的废机油及废油桶，密闭容器，分类、分区存放在井场按照《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）中相关要求设置的危废贮存库内，委托有危险废物处理资质单位处置。	符合
第二十八条 煤炭、石油、天然气开发过程中产生的伴生气、有毒有害气体或者可燃性气体应当进行回收利用；不具备回收利用条件的，应当经过充分燃烧或者采取其他防治措施，达到国家或者自治区规定的排放标准后排放。	本项目施工期标准化井场测试放喷燃烧烟气满足《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；煤层气排放执行《煤层气	符合

	(煤矿瓦斯)排放标准(暂行) (GB21522-2008)中表 1 煤层气地面开发系统排放限值;无组织泄漏烃类气体执行《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;集气站边界非甲烷总烃浓度执行《大气污染物综合排放标准》 (GB16297-1996)中排放要求,不超过 4mg/m ³ 。	
第二十九条 煤炭、石油、天然气开发单位应当在开发范围内因地制宜植树种草,在风沙侵蚀区域应当采取设置人工沙障或者网格林带等措施,保护和改善生态环境。	本项目已提出因地制宜的绿化措施。	符合
第三十条 煤炭、石油、天然气开发单位应当加强对作业区域地质环境的动态监测,采取下列措施防止发生地面沉降、塌陷、开裂等地质灾害: (一)对勘探、开采遗留的探槽、探井、钻孔、巷道等进行安全封闭或者回填; (二)对露天采场、排土场的边坡和其他危岩体进行削坡、整修并实施防灾处理。井工煤矿应当在采空区上部设立观测和警示标志。	已要求建设单位开展上述作业区域地质环境的动态监测,并采取防止发生地面沉降、塌陷、开裂等地质灾害的措施。	符合
第三十一条 煤炭、石油、天然气开发单位实施下列活动的,应当恢复地表形态和植被: (一)建设工程临时占地破坏腐殖质层、剥离土石的; (二)震裂、压占等造成土地破坏的; (三)占用土地作为临时道路的; (四)油气井、站、中转站、联合站等地面装置设施关闭或者废弃的。	本项目已提出恢复地表形态和植被的措施。	符合
第三十二条 煤炭、石油、天然气开发单位应当在矿井、油井、气井关闭前,向县级以上环境保护主管部门提交生态恢复报告并提请验收。	本报告中已提出相关要求。	符合
第三十三条 煤炭、石油、天然气开发单位应当制定突发环境事件应急预案,报环境保护主管部门和有关部门备案。发生突发环境事件的,应当立即启动应急预案,采取应急措施,防止环境污染事故发生。	本报告中已提出建设单位应当制定突发环境事件应急预案,报生态环境主管部门和有关部门备案。	符合

1.3.3.9 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《昌吉回族自治州生态环境保护与建设“十四五”规划》(征求意见稿)中三、重点任务、

(三)强化大气联防联控,着力实施空气质量提升行动:

“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。加快城乡结合部、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，建成投产后开采煤层气1.15亿m³/年，项目投产可增加区域清洁能源产能，进一步开发煤层气（煤矿瓦斯）产业，符合《昌吉回族自治州生态环境保护与建设“十四五”规划》中的相关要求。

1.3.3.10 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1.3-10。

表 1.3- 10 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	要求		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 万立方米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
污染控制	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
	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	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

境 管 理	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

综上所述，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。

1.3.3.11 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 548km²，地理坐标为东经 88°00'45" ~ 88°25'41"，北纬 43°44'56"~44°04'44"；核心景区面积 311.37km²，占总面积的 56.82%。根据其“城市发展协调规划图”中位置范围示意，本项目选址不在天山天池风景名胜区规划范围内，位置关系见图 1.3-3。

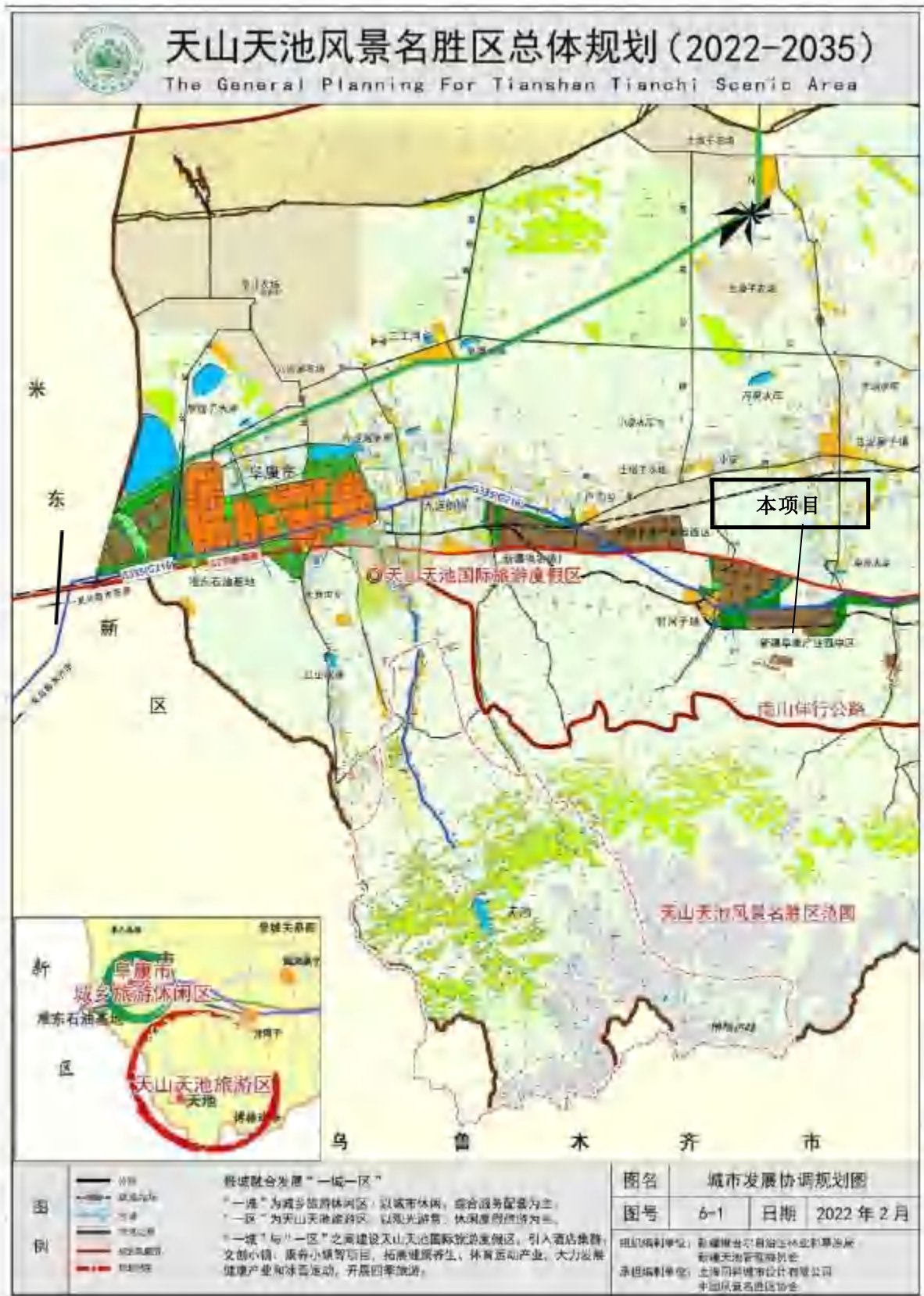


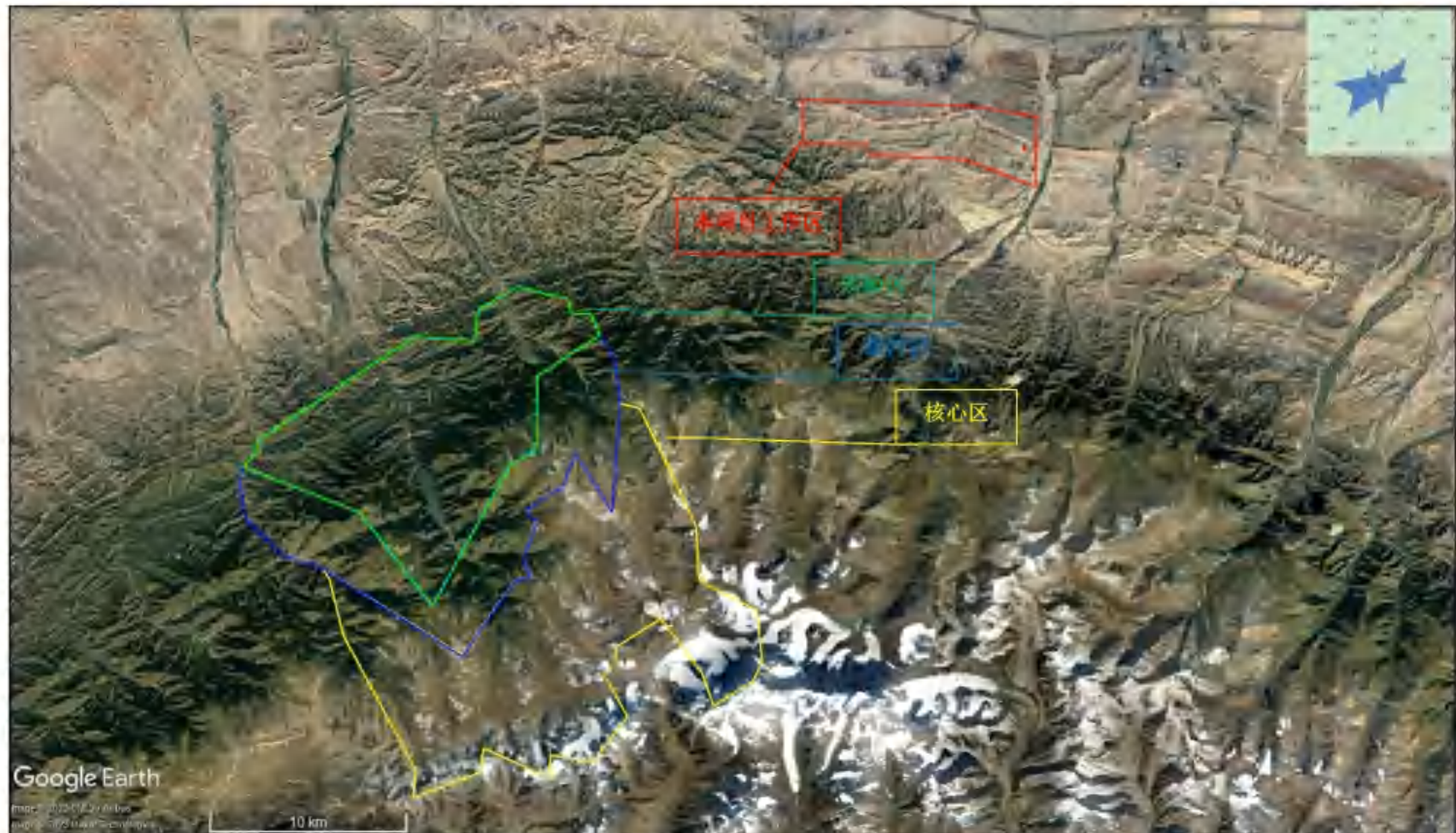
图 1.3-3 本项目与天山天池风景名胜区位置关系示意图

1.3.3.12 与新疆天池博格达峰自治区级自然保护区位置关系

根据《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）公开新疆天池博格达峰自然保护区面积和范围：

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。地理坐标为东经 88°00'~88°20'，北纬 43°45'~43°59 之间。保护区总面积 38069 公顷，其中：核心区面积 18146 公顷，占保护区总面积的 47.7%；缓冲区面积 7162 公顷，占保护区总面积的 18.8%；实验区面积 12761 公顷，占保护区总面积的 33.5%。

本项目选址不在新疆天池博格达峰自治区级自然保护区范围内，位置关系见图 1.3-4。



注：新疆天池博格达峰自然保护区中核心区、缓冲区、实验区范围为根据《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）中拐点坐标示意范围，以原文件为准。

图 1.3-4 本项目与新疆天池博格达峰自治区级自然保护区位置关系示意图

1.3.4 “三线一单”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

该方案中要求：按照“生态功能不降低、面积不减少、性质不改变”的基本要求，生态空间得到优化和保护，生态保护红线得到严格管控。生态功能保持稳定，生物多样性水平稳步提升，生态空间保护体系基本建立。

本项目位于阜康矿区范围内，项目占地范围不涉及生态保护红线，不会影响所在区域内生态功能。

1.3.4.2 与环境质量底线相符性分析

该方案中要求：全州环境空气质量有所提升，重污染天数持续减少，已达标城市环境空气质量保持稳定，未达标城市环境空气质量持续改善；全州河流、湖库及城镇集中式饮用水水源地水质稳中向好。地下水质量考核点位水质级别保持稳定，地下水污染风险得到有效控制，地下水超采得到严格控制；全州土壤环境质量保持稳定，污染地块安全利用水平稳中有升，土壤环境风险得到进一步管控。

（1）环境空气

阜康市大气环境质量PM₁₀、SO₂、NO₂、CO、O₃ 全年达标，PM_{2.5} 年平均浓度超标，主要与风沙季节有一定关系。项目所在区域为非达标区。

本项目产生的无组织废气各污染物满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996），本项目各大气污染物排放经预测后，均不会突破环境空气质量底线。

（2）地表水环境

本项目不与周边自然水体发生水力联系，经现状监测，白杨河、甘河子河水质满足《地表水环境质量标准》（GB38.8-2002）中II、III类标准。

本项目产生的各类废水在正常工况下均得到有效收集处理，不排放至外环境，不与自然地表水体发生水力联系，不会突破地表水环境质量底线。

（3）地下水环境

根据对项目所在区域地下水环境现状监测结果，项目所在地周边地下水环境质量各因子均能达到《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中Ⅲ类标准。项目区采取分区防渗等措施，在正常工况下不会突破不会对区域地下水环境造成影响，不会突破地下水环境质量底线。

（4）土壤环境

根据对项目所在区域土壤环境质量的现状监测结果，项目所在区域各土壤监测点位的监测因子均满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）风险筛选值标准要求、本项目厂区采取分区防渗措施，项目建设运营后，经预测，土壤各项因子可以满足 GB36600 中相关限值，不会突破区域土壤环境质量底线。

（5）声环境

根据对项目所在区域声环境现状监测结果，项目所在区域声环境质量达到《声环境质量标准》（GB3096-2008）中3类标准，本项目投运后，主要噪声源为生产机械产生的噪声，在选用合理设备，定期检修等措施后，不会突破区域声环境质量底线。

（6）小结

根据上述分析，在采取本环境影响报告书中所提各项环保措施，本项目运营后对区域内环境影响较小，环境质量基本可以保持现有水平，符合该方案中对区域环境质量底线的要求。

1.3.4.3 与资源利用上线的相符性

该方案中对资源利用上线的要求为：“强化节约集约利用，持续提升资源能源利用效率，水资源、土地资源、能源消耗等达到自治区、自治州下达的总量和强度控制目标。加快区域低碳发展，积极推动昌吉市国家级低碳试点城市发挥低碳试点示范和引领作用。”

本项目生产过程中需要消耗一定量的水资源、电力，冬季采暖采用电采暖方式。本项目能源、资源消耗均符合各项要求，不会突破资源利用上限。

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它区域。

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。本项目大部分井场及线路位于淮南煤矿阜康矿区（环境管控单元编码：ZH65230220004）、部分位于阜康油页岩开采区（环境管控单元编码：ZH65230220005），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》中淮南煤矿阜康矿区管控要求符合性分析见表 1.3-11。

表 1.3-11 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

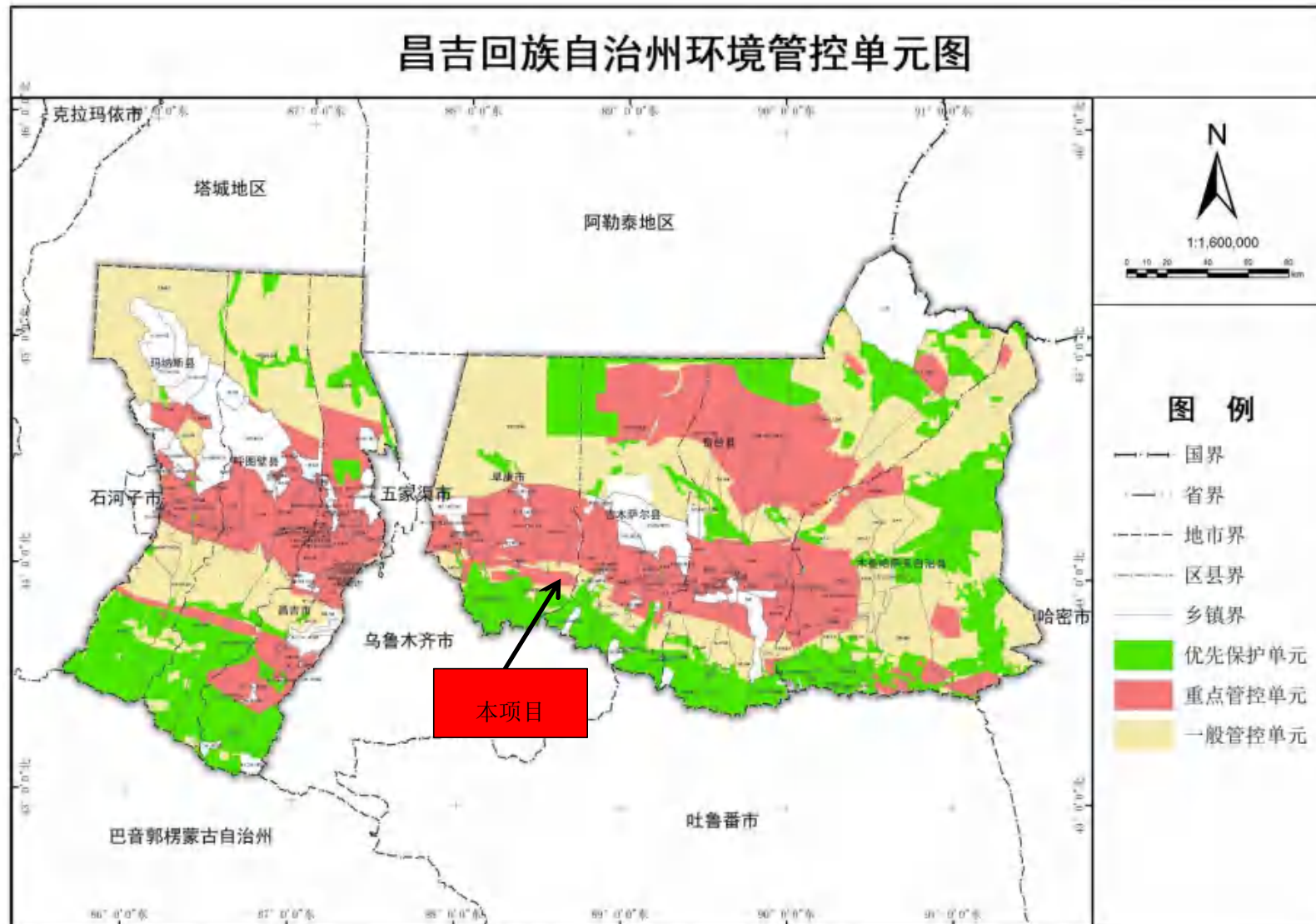
环境管 控单元 编码	环境管 控单元 名称	环境管 控单元 类别	管控要求		本项目情况	是否 符合
ZH652 302200 04	淮南煤 矿阜康 矿区	重点管 控单元	空间 布局 约束	1、一切开发建设活动应符合国家、自治区主体功能区规划、自治区和各地颁布实施的生态环境功能区划、国民经济发展规划、产业发展规划、国土空间规划等相关规划及重点生态功能区负面清单要求，符合区域或产业规划环评要求。 2、禁止新建煤层含硫量大于 3%的煤矿。 3、除国家规定新增原料用能不纳入能源消费总量控制的项目和列入国家规划的项目外，“乌—昌—石”等重点区域不再新建、扩建使用煤炭项目。	1、本项目所在阜康市属于新疆重点开发区域范围中国家级—天山北坡地区，项目的建设《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》是相符的；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；本项目为煤矿瓦斯抽采项目，为非常规煤层气资源开发利用，建成投产后开采煤层气 1.15 亿 m³/年，推动区域煤层气资源的开发利用，符合国民经济及产业发展规划。 2、本项目不属于煤矿开采。	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《矿山生态环境保护与恢复治理技术规范（试行）》（HJ 651-2013）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	1、本项目所在区域不属于新建矿区。 2、本项目各类废水均得到妥善处置，不排放至地表水体中。 3、本报告已提出应按照《矿山生态环境保护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、本项目不涉及煤矸石产生； 5、本项目一般工业固体废物与危险废物分类收集、处理处置，严格执行《中华人民共和国固体废物污染环境防治法（2020 年修订）》中的相关要求。 6、本项目运营期煤层气排放执行《煤层气（煤矿瓦斯）排放标准（暂行）》（GB21522-2008）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》	符合

新疆阜康市白杨河区域煤矿瓦斯治理二期项目

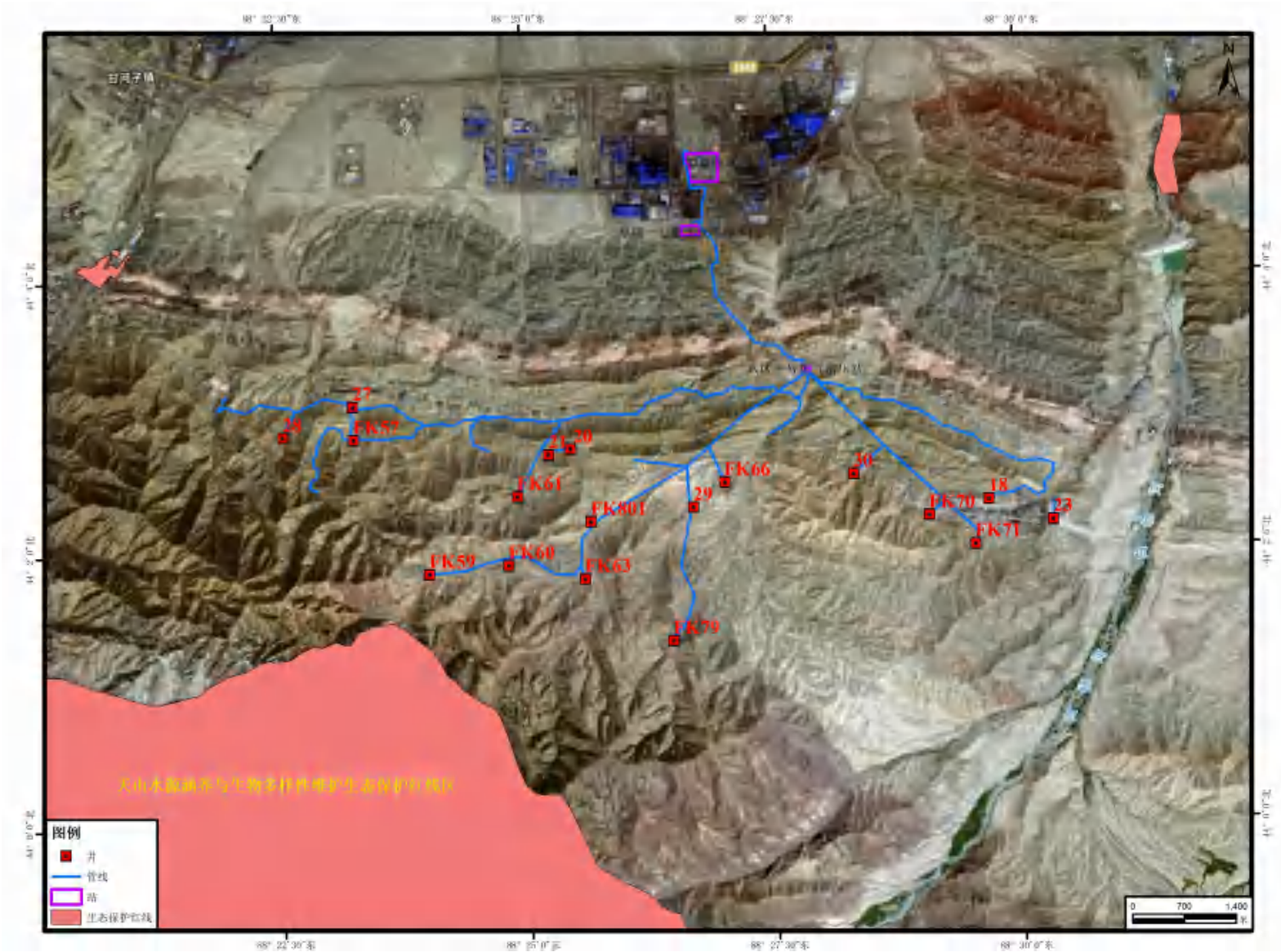
				超低排放改造的污染因子执行超低排放限值，其他污染因子执行特别排放限值和特别控制要求。	(GB16297- 1996)表 2 中排放限值。	
			环境风险管控	1、坚持分级负责、属地为主、部门协同的环境应急责任原则，以尾矿库为重点，健全防范化解突发生态环境事件风险和应急准备责任体系，严格落实企业主体责任。	1、本项目要求企业编制环境风险应急预案并及时更新，定期组织应急演练。	符合
			资源利用效率	1、加大对煤矸石、矿井水等开采废弃物的治理力度，推广应用矿井水净化处理和综合循环利用技术，逐步实现废弃物零排放、零污染。	1、本项目为煤矿瓦斯抽采项目，建成投产后开采煤层气 1.15 亿 m ³ /年，项目的建设有利于提高区域资源能源利用效率。	符合
ZH652 302200 05	阜康油页岩开采区	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。	1、本项目所在阜康市属于新疆重点开发区域范围中国家级—天山北坡地区，项目的建设符合《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》是相符的；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；本项目为煤矿瓦斯抽采项目，为非常规煤层气资源开发利用，建成投产后开采煤层气 1.15 亿 m ³ /年，推动区域煤层气资源的开发利用，符合国民经济及产业发展规划。	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、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。 3、“乌-昌-石”区域内，已实施超低排放的涉排污单位，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、2024 年底前全面完成钢铁行业超低排放改造，有序推进水泥、焦化（含半焦）行业全流程超低排放改造。	1、本项目所在区域不属于新建矿区。本项目运营期煤层气排放执行《煤层气（煤矿瓦斯）排放标准（暂行）》。 2、本项目不属于煤炭项目。 3、（GB21522-2008）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。 4、本项目不属于钢铁行业。	符合

新疆阜康市白杨河区域煤矿瓦斯治理二期项目

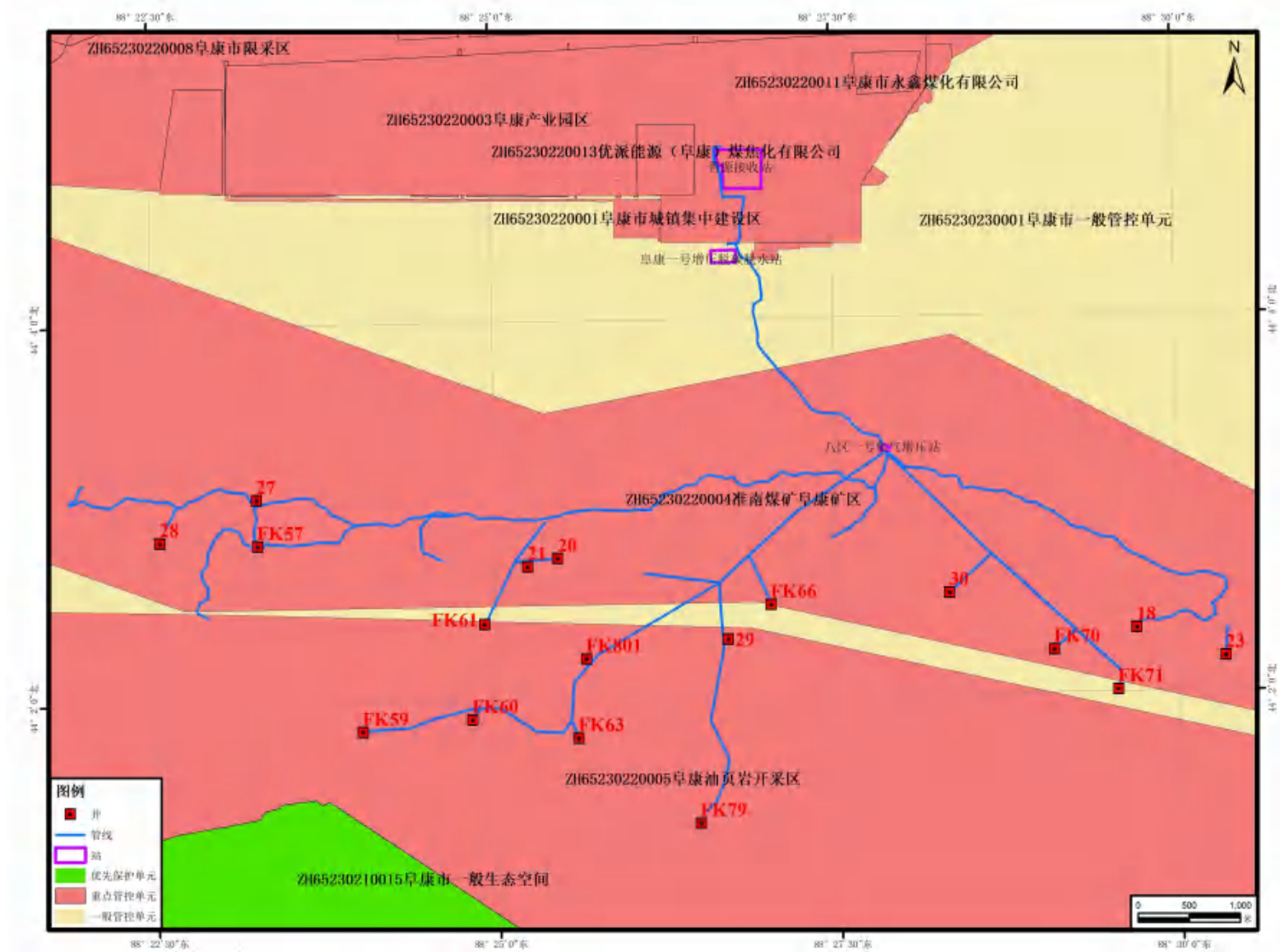
			环境 风险 管控	1、坚持分级负责、属地为主、部门协同的环境应急责任原则，以尾矿库等为重点，健全防范化解突发生态环境事件风险和应急准备责任体系，严格落实企业主体责任。	1、本项目要求企业编制环境风险应急预案并及时更新，定期组织应急演练。	符合
			资源 利用 效率	1、坚持“谁开发、谁保护，谁破坏、谁治理”的原则，按照“边开采、边治理”要求，督促采矿权人采取消除地质灾害隐患、土地复垦、恢复植被等措施，切实履行矿山生态修复责任。	1、本项目已提出退役期标准化井场、管道、道路等工程应进行生态修复，生态修复前应对废弃油（气）井、管道进行封堵或设施拆除，确保无土壤及地下水环境污染遗留问题、废弃物均得到妥善处置。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/T6646）、《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。	



1.3-5 昌吉回族自治州环境管控单元分布图



1.3-6 本项目生态保护红线分布图



1.3-7 昌吉回族自治州环境管控单元分布图

1.4 关注的主要环境问题及环境影响

评价过程主要关注运营期废气、废水、噪声、固废的治理措施及影响。本项目关注的主要环境问题：

- (1) 对拟建项目选址的合理性从环境保护角度进行评价；
- (2) 施工期生态环境影响；
- (3) 项目各项污染物是否能够达标排放及对环境各要素的环境影响程度；

1.5 环境影响报告书主要结论

本项目符合国家产业政策和地方产业政策，项目投产后能促进当地经济和社会的发展，拟采取的环保措施技术可靠、经济可行，污染物符合达标排放的基本原则。环境影响预测结果表明项目建设对周围环境影响较小，生态和环境影响在可接受范围；被调查的公众无反对意见；环境风险在可控范围，项目选址可行。因此，在切实落实各项环保措施的情况下，从环境保护角度分析本项目的建设原则上是可行的。

第二章 总则

2.1 评价目的与评价原则

2.1.1 评价目的

本次通过对以下几方面的评价，论证本工程在环保方面的可行性，为本工程审批部门的决策、设计部门的设计，以及为项目竣工验收、项目运行后的环境管理提供技术依据。

（1）查清评价区域内生态环境、大气、噪声、地下水、土壤等环境质量现状，为环境质量评价和预测提供背景资料；

（2）分析线路工程在施工期对所在地区生态环境和地下水的影响情况；

（3）通过对工程不同时期的环境影响进行预测与评价，使工程建设对环境产生的不利影响降到最低程度，从保护环境的角度评价工程建设的可行性；

（4）根据本工程对环境影响的特点，提出有针对性的环境管理、环境监理和环境监测计划；

（5）为工程的设计、建设及运行期的环境管理提供科学依据，做到经济建设与环境保护协调发展。

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 国家法律法规依据

- (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》（2007 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) 《石油天然气管道保护条例》（2001 年 8 月 2 日）；
- (13) 《中华人民共和国水土保持法》（2011 年 3 月 1 日）；
- (14) 《中华人民共和国水法》（2016 年 7 月 2 日）；
- (15) 《中华人民共和国城乡规划法》（2019 年 4 月 23 日）；
- (16) 《中华人民共和国野生动物保护法》（2022 年 12 月修订）；
- (17) 《中华人民共和国农业法》（2013 年 1 月 1 日）；
- (18) 《中华人民共和国土地管理法》（2020 年 1 月 1 日）；
- (19) 《中华人民共和国湿地保护法》（2022 年 6 月 1 日）；
- (20) 《中华人民共和国森林法》（2019 年 12 月 28 日修订）；
- (21) 《中华人民共和国防沙治沙法》（2018 年 10 月 26 日）；
- (22) 《中华人民共和国森林法实施条例》（2018 年 3 月 19 日）；
- (23) 《基本农田保护条例》（2011 年 1 月 8 日）；
- (24) 《中华人民共和国野生植物保护条例》（2017 年 10 月 7 日）；
- (25) 《建设项目环境保护管理条例》（2017 年 10 月 1 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) 《排污许可管理条例》，2021 年 1 月 24 日；
- (11) 《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；
- (12) 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；
- (13) 《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）；
- (14) 《地下水环境监测技术规范》（HJ164-2020），2021 年 3 月 1 日起实施；
- (15) 《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；

(16) 《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；

(17) 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；

(18) 《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日施行；

(19) 《固体废物分类与代码目录》，生态环境部，公告2024年第4号；

(20) 《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）；

(21) “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）；

(22) “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）

(23) 《非常规油气开采污染控制技术规范》（SY/T7482-2020），国家能源局，2021-02-01实施；

(24) 《油田油气集输设计规范》（GB 50350-2015）；

(25) 《气田集输设计规范》（GB50349-2015）；

(26) 《煤层气集输设计规范》（NB/T10029-2016）；

(27) 《陆上石油天然气生产环境保护推荐作法》（SY/T6628-2005）；

(28) 《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；

(29) 《煤层气废弃井处置指南》（GB/T41025-2021）；

(30) 《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）；

(31) 《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））

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) 《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》（13 届人大第 7 次会议）；
- (3) 《新疆维吾尔自治区野生植物保护条例（2018 年修订）》（13 届人大第 6 次会议）；
- (4) 《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）；
- (5) “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；
- (6) 《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）；
- (7) 《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；
- (8) 《新疆维吾尔自治区野生植物保护条例》，新疆维吾尔自治区第十三届人民代表大会常务委员会第六次会议，2018 年 09 月 21 日实施；
- (9) 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）；
- (10) 《新疆国家重点保护野生动物名录》，2021 年 7 月 28 日。
- (11) 《新疆生态功能区划》，自治区人民政府，2005 年 8 月；
- (12) 《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》；
- (13) 《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；
- (14) 《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）；
- (15) 《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》，2014 年 7 月 25 日新疆维吾尔自治区第十二届人民代表大会常务委员会第九次会议通过根据 2018 年 9 月 21 日新疆维吾尔自治区第十三届人民代表大会常务委员会第六次会议《关于修改<新疆维吾尔自治区自然保护区管理条例>等 7 部地方性法规的决定》修正，2018 年 9 月 21 日施行；
- (16) 《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年

远景目标纲要》；

（17）《新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划（2021-2025 年）》；

（18）《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》；

（19）《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）》；

（20）《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》；

（21）《阜康市国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》；

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

（23）《新疆维吾尔自治区石油天然气发展“十四五”规划》；

（24）《昌吉回族自治州生态环境保护与建设“十四五”规划》；

（25）（22）《新疆维吾尔自治区天山天池风景名胜区总体规划（2022~2035 年）》（草案公示稿）；

（26）《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）。

（27）《新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控 2023 年度动态更新成果》；

（28）《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）》；

（29）《阜康市声环境功能区划分技术报告》（修编稿）；

（30）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）。

2.2.4 技术依据

（1）《建设项目环境影响评价技术导则 总纲》（HJ2.1-2016）；

（2）《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）；

（3）《环境影响评价技术导则 地表水环境》（HJ2.3-2018）；

（4）《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）；

- (5) 《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ2.4-2021）；
- (6) 《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022）；
- (7) 《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）；
- (8) 《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）；
- (9) 《污染源源强核算技术指南 准则》（HJ884-2018）；
- (10) 《排污单位自行监测技术指南 总则》（HJ819-2017）；
- (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/T349-2023）；
- (12) 《输气管道工程设计规范》（GB50251-2015）；
- (13) 《企业突发环境事件风险分级方法》（HJ941-2018）；
- (14) 《危险废物收集贮存运输技术规范》（HJ2025-2012）；
- (15) 《建设项目危险废物环境影响评价指南》；
- (16) 《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB 18599-2020）；
- (17) 《输气管道工程设计规范》（GB50251-2015）；
- (18) 《废弃井封井回填技术指南（试行）》；
- (19) 《废弃井及长停井处置指南》（SY/T6646-2017）；
- (20) 《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》（DZ/T0317-2018）；
- (21) 《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB 65/T 3997—2017）。

2.2.5 项目参考资料

- (1) 《新疆阜康市白杨河区域煤矿瓦斯治理二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（二期、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二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二期项目备案证》；
- (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。

新疆阜康市白杨河区域煤矿瓦斯治理二期项目

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；“-”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

根据本工程开发建设的性质、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

根据本工程的建设特点、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 本工程生态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、颗粒物
		预测评价	非甲烷总烃
		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、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
		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	土地利用、植被覆盖、水土流失
		分析评价	生物损失量
7	土壤环境	现状评价	①重金属和无机物：砷、镉、铬（六价）、铜、铅、汞、镍； ②挥发性有机物：四氯化碳、氯仿、氯甲烷、1,1-二氯乙烷、1,2-二氯乙烷、1,1-二氯乙烯、顺-1,2-二氯乙烯、反-1,2-二氯乙烯、二氯甲烷、1,2-二氯丙烷、1,1,1,2-四氯乙烷、1,1,2,2-四氯乙烷、四氯乙烯、1,1,1-三氯乙烷、1,1,2-三氯乙烷、三氯乙烯、1,2,3-三氯丙烷、氯乙烯、苯、氯苯、1,2-二氯苯、1,4-二氯苯、乙苯、苯乙烯、甲苯、间二甲苯+对二甲苯、邻二甲苯； ③半挥发性有机物：硝基苯、苯胺、2-氯酚、苯并[a]蒽、苯并[a]芘、苯并[b]荧蒽、苯并[k]荧蒽、蒽、二苯并[a,h]蒽、茚并[1,2,3-cd]芘、萘。
		预测评价	盐化
8	环境风险	泄漏	瓦斯气（煤层气）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》（GB3095-2012）中的二级标准。

2.4.1.3 地表水环境功能区划

根据《新疆水环境功能区划》中划定，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；甘河子河主导功能为农业灌溉及工业用水及人畜供水，则甘河子河目标水质为III 类，执行《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）III类标准。

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），地下水执行《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）执行III类标准。

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），本项目选址不在阜康市声环境功能区划范围内，根据其声环境功能区划分方法，本项目位于阜康矿区，区域主要功能为工业生产，属于《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 3 类声环境功能区。

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，SO₂、NO₂、PM₁₀、PM_{2.5}、TSP 执行《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中二级标准，NMHC 执行《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）详解取值，具体见表2.4-2。

表 2.4-2 环境空气质量标准限值（摘录）

序号	污染物项目	平均时间	标准限值	单位	标准来源
1	SO ₂	年平均	60	μg/m ³	《环境空气质量标准》 (GB3095-2012)二级标准
		24 小时平均	150	μg/m ³	
		1 小时平均	500	μg/m ³	
2	NO ₂	年平均	40	μg/m ³	
		24 小时平均	80	μg/m ³	
		1 小时平均	200	μg/m ³	
3	NO _x	年平均	50	μg/m ³	
		24 小时平均	100	μg/m ³	
		1 小时平均	250	μg/m ³	
4	TSP	年平均	200	μg/m ³	
		24 小时平均	300	μg/m ³	
5	PM ₁₀	年平均	70	μg/m ³	
		24 小时平均	150	μg/m ³	
6	PM _{2.5}	年平均	35	μg/m ³	
		24 小时平均	75	μg/m ³	
7	CO	24 小时平均	4	mg/m ³	
		1 小时平均	10	mg/m ³	
8	O ₃	日最大 8 小时平均	160	μg/m ³	
		1 小时平均	200	μg/m ³	
9	NMHC	1 小时平均	2	mg/m ³	《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；甘河子河执行《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2.4-3。

表 2.4-3 《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）标准值

序号	项目	单位	标准值	
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
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 2.4-4。

表 2.4-4 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	镉	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 2.4-5。

表 2.4-5 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，本项目拟建项目区域土壤环境质量执行《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）表 1 第二类用地筛选值，具体限值见表 2.4-6。

表 2.4-6 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
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	蒽	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

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PM₁₀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（暂行）》（GB21522-2008）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 2.4-7。

表 2.4-7 大气污染物排放限值一览表

污染源	污染物	排放标准			标准来源
		排放浓度 (mg/m ³)	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(暂行)》(GB21522-2008)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
	NMHC	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，后期随着地层水即采出水逐渐混入，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，压裂现场配置 2000m³ 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。

(2) 运营期

运营期采出水经各标准化井场 50m³ 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《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2011) 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 类区标准，见表 2.4-8。

表 2.4-8 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)	《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2011)
运营期	65	55	dB(A)	《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)3 类区标准

2.4.3.4 固体废物执行标准

本项目产生的一般工业固体废物执行《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》(GB18599-2020)；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》(DB 65/T 3997-2017)。

2.5 评价等级

2.5.1 大气环境影响评价工作等级

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》(HJ2.2-2018)中评价等级的判定的方法，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影响评价等级。

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》(HJ2.2-2018)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， $\mu\text{g}/\text{m}^3$ ；

C_{0i} —第 i 个污染物的环境空气质量浓度标准， $\mu\text{g}/\text{m}^3$ 。

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	$P_{\max} \geq 10\%$
二级评价	$1\% \leq P_{\max} < 10\%$
三级评价	$P_{\max} < 1\%$

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》（HJ2.2-2018）中评价等级的判定的方法，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/°	/

按照《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ2.2-2018）的要求，结合工程分析，本项目选择主要污染物 VOCs（以 NMHC 计），计算其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 $D_{10\%}$ 。

2.5.1.4 污染源参数

根据建设项目的工程分析结果，选择大气污染物排放的主要污染物及相应的排放参数。

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2.5-3。

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30#中NMHC，在下风向97m处最大落地浓度为0.0000712mg/m³，最大占标率为0.00356%。

由上表可知，建设项目主要大气污染物最大落地浓度占标率为0.00356%。因此，判定建设项目的大气环境评价等级为三级。

表2.5-3 大气评价工作等级判定结果一览表

序号	污染源名称	离源距离(m)	非甲烷总烃 D10(m)	
			1 小时浓度 (mg/m ³)	占标率 (%)
1	18#	97	0.0000328	0.00164
2	20#	97	0.0000273	0.001365
3	21#	97	0.0000273	0.001365
4	23#	97	0.0000383	0.001915
5	27#	97	0.0000383	0.001915
6	28#	97	0.0000218	0.00109
7	29#	97	0.0000439	0.002195
8	30#	97	0.0000712	0.00356
9	FK57#	97	0.0000328	0.00164
10	FK59#	97	0.0000273	0.001365
11	FK60#	97	0.0000273	0.001365
12	FK61#	97	0.0000273	0.001365
13	FK63#	97	0.0000218	0.00109
14	FK66#	97	0.00000552	0.000276
15	FK70#	97	0.0000218	0.00109
16	FK71#	97	0.0000218	0.00109
17	FK79#	97	0.0000273	0.001365
18	FK801#	97	0.0000439	0.002195

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》（HJ2.3-2018）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2.5-4。

表2.5-4 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/（m ³ /d）；水污染物当量数 W/（无量纲）
一级	直接排放	$Q \geq 20000$ 或 $W \geq 60000$

评价等级	判定依据	
	排放方式	废水排放量 $Q/(\text{m}^3/\text{d})$ ；水污染物当量数 $W/(\text{无量纲})$
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 m^3 ，评价等级为一级；排水量 < 500 万 m^3 ，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

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016），地下水评价工作等级划分依据如下：

（1）项目类别

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）附录 A，地下水环境影响评价行业分类表，本项目属于 D 煤炭；25、煤层气开采，报告书，有水

力压裂工艺，项目类别属于水Ⅱ类。

表 2.5-5 地下水环境影响评价行业分类表（摘录）

环评类别	报告书	报告表	地下水环境影响评价项目类别	
环评类别	报告书		报告书	报告表
D 煤炭				
25、煤层气开采	年生产能力 1 亿立方米及以上；涉及环境敏感区的	其他	水力压裂工艺的Ⅱ类，其余Ⅲ类	Ⅳ类

（2）地下水环境敏感程度

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它保护区等，亦不属于集中式饮用水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》（HJ610-2016），本建设项目属Ⅱ类项目，地下水环境敏感程度分级为“不敏感”，地下水环境影响评价等级为三级。

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

本项目位于声环境3类功能区，项目建成前后所在区域噪声级增高量低于3dB，按《环境影响评价技术导则声环境》（HJ2.4-2021）中关于噪声环境影响评价工作等级划分基本原则，本项目的声环境功能为3类，项目建设前后受影响人口数量变化不大，因此本工程噪声应为三级评价。评价依据详见表2.5-8。

表 2.5-8 声环境评价等级

项目	指标
建设项目所在区声环境功能类别	3类
建设前后噪声级增加量	预计增加小于3dB(A)
建设前后受影响人口变化情况	变化不大
评价等级	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）》（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2.5-10。

表 2.5-10 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

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；项目所在区域地下水埋深200m以下；土壤含盐量1.7~70.6g/kg；土壤pH在8.2~8.9，项目所在区域为土壤盐化区域。

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

（1）生态影响型

表 2.5-11 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 $< 1.5\text{m}$ 的地势平坦区域；或土壤含盐量 $> 4\text{g/kg}$ 的区域	$\text{pH} \leq 4.5$	$\text{pH} \geq 9.0$
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 $< 1.8\text{m}$ ，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 $< 1.5\text{m}$ 的平原区；或 $2\text{g/kg} < \text{土壤含盐量} \leq 4\text{g/kg}$ 土壤含盐量区域	$4.5 < \text{pH} \leq 5.5$	$8.5 \leq \text{pH} < 9.0$
不敏感	其他	$5.5 < \text{pH} < 8.5$	

表 2.5-12 生态影响型评价工作等级划分表

评价工作 项目类别 等级		I	II	III
敏感程度	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			

根据上表，II类项目的土壤生态影响型评价等级为二级。

(2) 污染影响型判定

① 占地面积判定

本项目永久占地面积约 27.2066hm^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（ $5 \sim 50\text{hm}^2$ ）。

② 污染影响型敏感程度判定

表 2.5-13 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 范围内存在天然牧草地，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 2.5-14 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 环境风险评价工作等级

2.5.6.1 环境风险潜势划分

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（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2.5-15 确定环境风险潜势。

表2.5-15 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。

2.5.6.2 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》（HJ169-2018），从项目主要原材料、燃料以及生产过程排放的“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 2.5-16。

表 2.5-16 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：

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

式中： q_1 、 q_2 、... q_n ---每种危险物质的最大存在量，t；

Q_1 、 Q_2 、... Q_n ---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 $Q \geq 1$ 时，将 Q 值划分为：（1） $1 \leq Q < 10$ ；（2） $10 \leq Q < 100$ ；（3） $Q \geq 100$

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》（HJ169-2018）附录B 中，主要危险物质临界量见表2.5-21。

表 2.5-17 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 q_n/t	临界值 Q_n/t	该种危险物质 Q 值
1	柴油	/	390	2500	0.156
2	甲烷	74-82-8	1.327	10	0.1327
3	乙烷	74-84-0	0.026	10	0.0026
4	丙烷	74-98-6	0.002	10	0.0002
5	正丁烷	106-97-8	0.0002	10	0.00002
6	异丁烷	75-28-5	0.001	10	0.0001
7	废机油	/	1.62	2500	0.0648
Q 值合计					0.35624

经计算得出 $Q: 0.35624 \leq 1$ ，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》（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 2.5-18 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。

2.5.7 生态环境评价等级

依据《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022）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 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；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2.5-19。

表 2.5-19 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
	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；	本项目不涉及

	f	当工程占地规模大于 20km ² 时（包括永久和临时占用陆域和水域），评价等级不低于二级；改扩建项目的占地范围以新增占地（包括陆域和水域）确定；	本项目为新建项目，永久占地+临时占地面积 0.503811km ² ，小于 20km ²
	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。	本项目为地下煤层气开采，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/T19485。	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

综上所述，本项目生态影响评价工作等级为三级。

2.6 评价范围

2.6.1 大气环境影响评价范围

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 地表水环境影响评价范围

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。

2.5.3 地下水环境影响评价范围

根据《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016），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， $\alpha \geq 1$ ，一般取 2，本次取 2；

K—渗透系数，m/d，常见渗透系数表见 HJ610-2016 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》（HJ 349-2023）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 200 米作为调查评价范围，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。”

本项目根据标准化井场进行地下水评价范围。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 50km² 的矩形区域

2.6.4 声环境影响评价范围

根据《环境影响评价技术导则声环境》（HJ2.4-2021）：“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。”

本项目声环境影响评价等级为三级，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，因此声环境影响评价范围选择以标准化井场边界外 1m 为声环境影响评价范围。

2.6.5 土壤环境影响评价范围

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，评价范围为占地范围内全部及占地范围外 2km 范围内。

本项目以各标准化井场边界外扩 2km，连接包络线绘制本项目土壤环境评价范围。

2.5.6 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》（HJ19-2022）、《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 50 米范围、集输管道等线性工程两侧外延 300 米为评价范围。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。”

本项目以标准化井场外界 50m 范围、集输管线 300m 范围为生态环境评价范围。

2.6.8 评价工作等级级范围汇总

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。评价范围图见图 2.6-1。

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。
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	各标准化井场边界外扩 2km，连接包络线。
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	标准化井场外界 50m 范围、集输管线 300m 范围为生态环境评价范围。

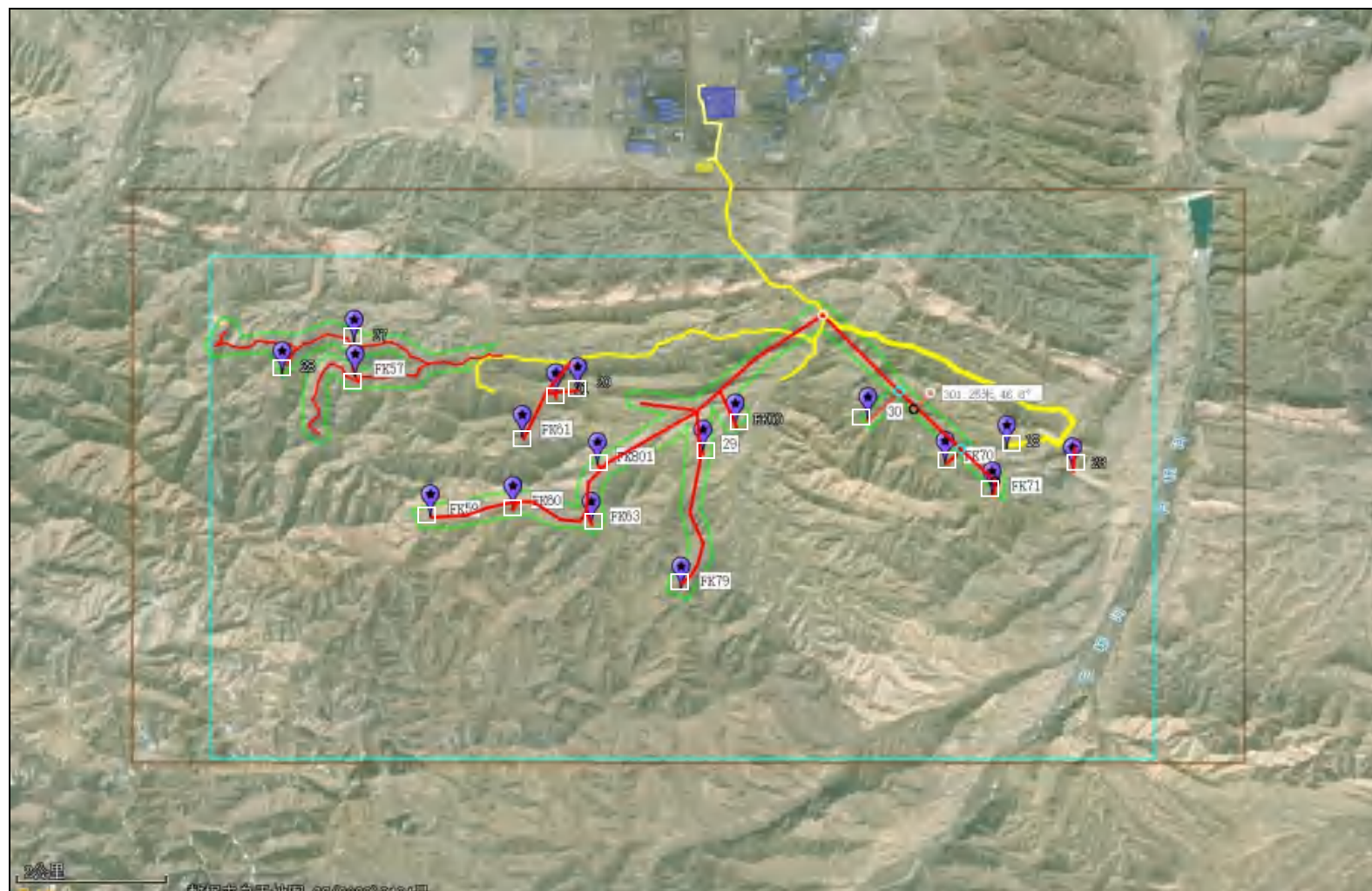
2.7 环境敏感点及环境保护目标

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。）

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。

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》（GB3095-2012）二级标准
地表水环境	白杨河	E	1.33	II 类		《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）II 类/III类标准
	甘河子	S	6.5	III 类		
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
土壤环境	区域土壤环境			天然牧草地/ 其他草地	/	《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）表 1
生态环境	水土流失		水土流失重点治理区		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	
	项目占地及管线两侧 300m 范围内		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，	



□ 地下水环境评价范围 □ 生态环境评价范围 □ 土壤环境评价范围 □ 声环境评价范围

图 2.6-1 项目评价范围图

第三章 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《新疆淮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《新疆淮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》《新疆淮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）对天山北麓山前拗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 31km²，1:1 万水文地质测量 31km²，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《新疆淮南煤田四工河～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》。主要完成工作量了 1: 10000 地质水文地质填图 7.71 km²、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) 1.25 km²、1: 2000 地质水文地质填图 2.3238km²、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《新疆淮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《新疆淮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，《新疆淮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 4.78 km²、磁法勘探 2.85 km²、勘探线剖面测量 6672.03m，槽探 452m³，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。

《新疆淮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〕033 号文备案，主要完成工作量为 1: 5000 水文、地质综合填图 4.218 km²、勘探线剖面测量 9175.2m，槽探 452m³，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 15.43 km²、磁法勘探 5.0km²、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 3.42 km²，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《新疆淮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。

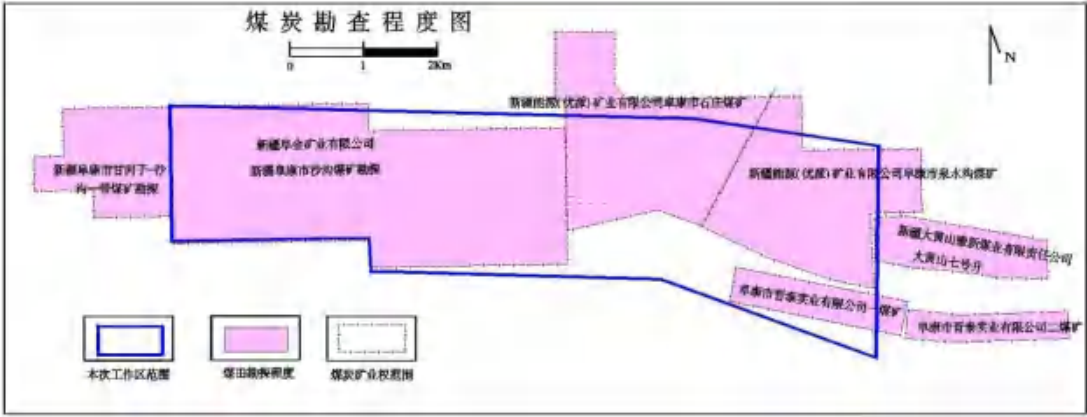


图 3.1-1 工作区以往煤炭勘查工作程度示意图

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 3.89km²。
- 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

3.1.2.1 工作区范围内煤层气地质调查工作

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
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《新疆淮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一阜参 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 $13.55\text{m}^3/\text{t}$ ，平均 $9.83\text{m}^3/\text{t}$ ，42#煤层含气量最高达 $15.65\text{m}^3/\text{t}$ ，平均 $13.26\text{m}^3/\text{t}$ ；44#煤层含气量最高达 $15.73\text{m}^3/\text{t}$ ，平均为 $13.48\text{m}^3/\text{t}$ 。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《新疆淮南煤田煤层气选区评价》工作，系统地分析了整个淮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，计算了淮南煤田 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 $280 \times 250\text{m}$ 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 $1372.8\text{m}^3/\text{d}$, 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院提交了新疆阜康市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 $10 \times 10^4\text{m}^3/\text{d}$ 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 8000 m^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 1-7-1。压裂总体反应为：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。

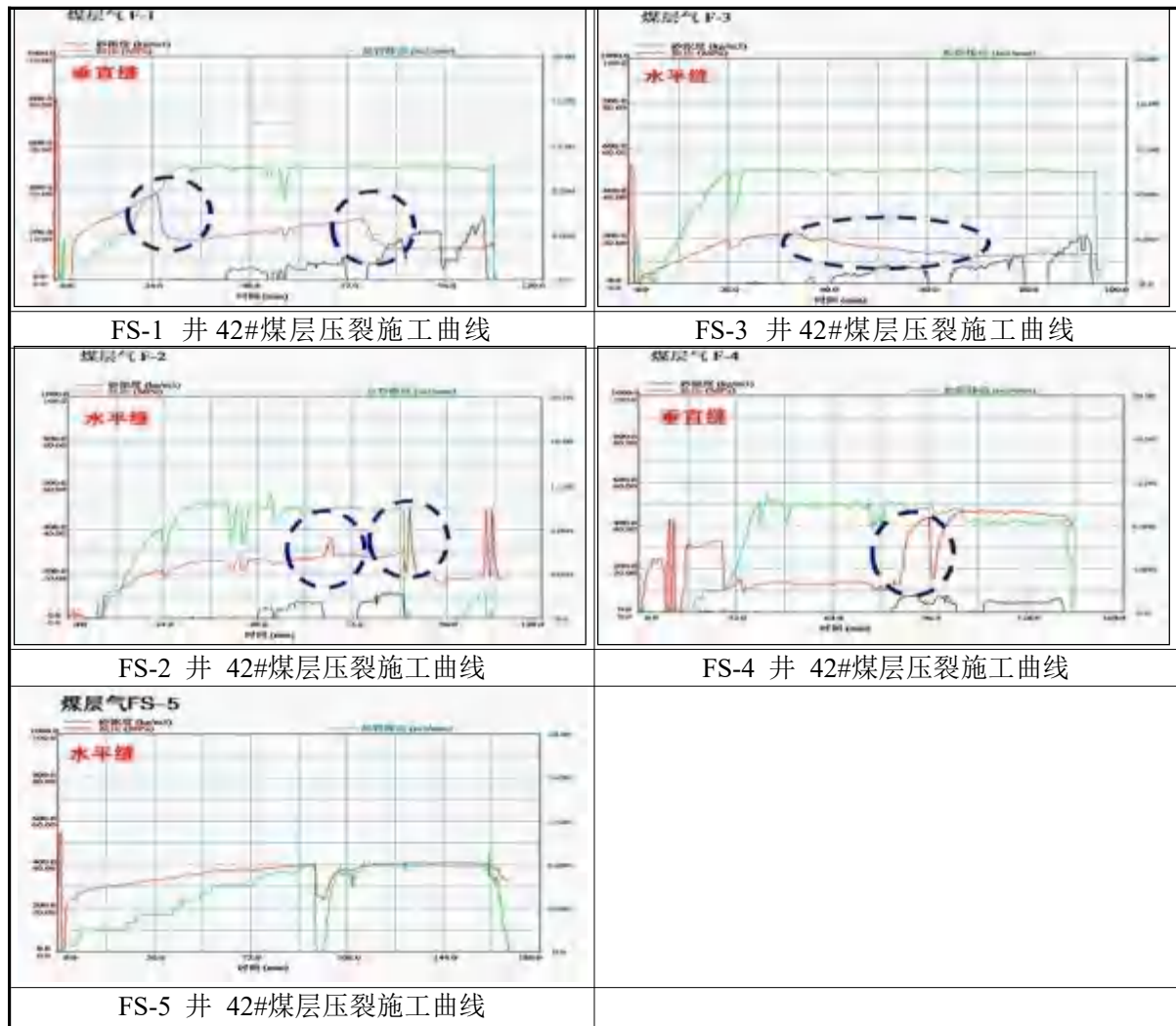


图3.1-3 各井42#煤层压裂施工曲线

(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。

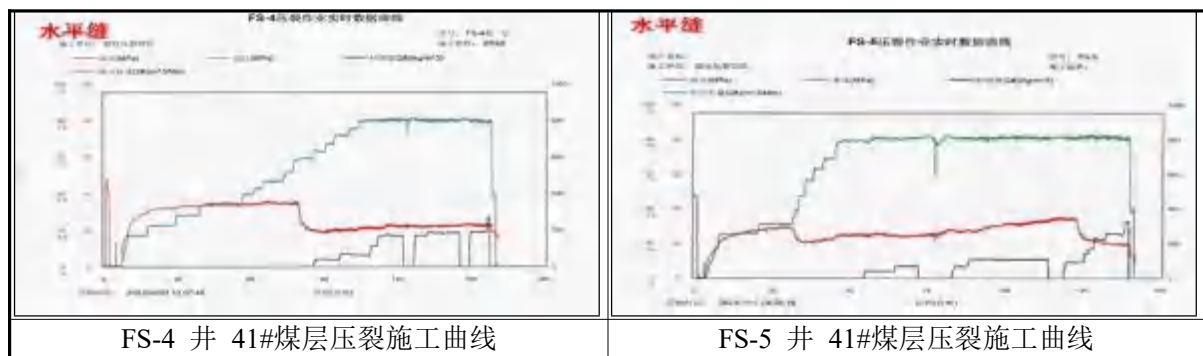


图3.1-4 各井41#煤层压裂施工曲线

(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。

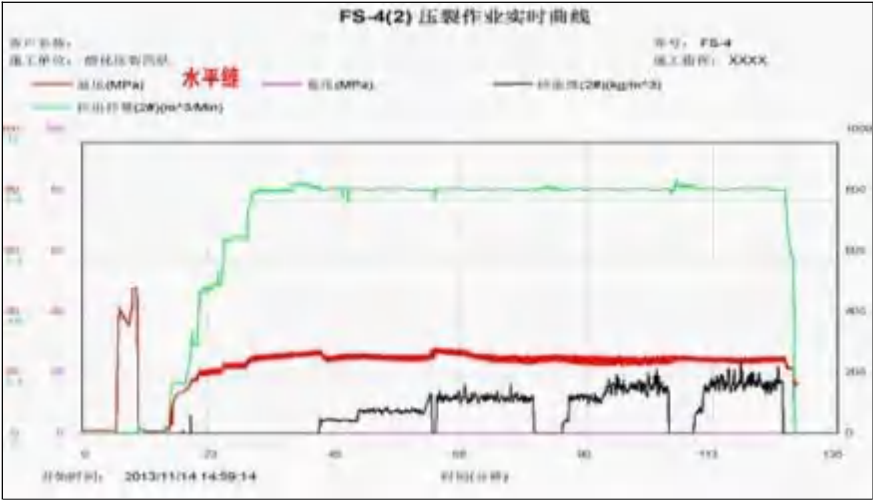


图 3.1-5 FS-4 井39#煤层压裂施工曲线

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：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3.1-4 FS-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

3.1.4 排采情况

3.1.4.1 排采实验

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 842~2522m³；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 400~800m³。

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 m ³	日产气 m ³	套压 MPa	井底流 压 MPa	最高产 气 m ³	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。

3.1.4.2 试采井的排采情况分析

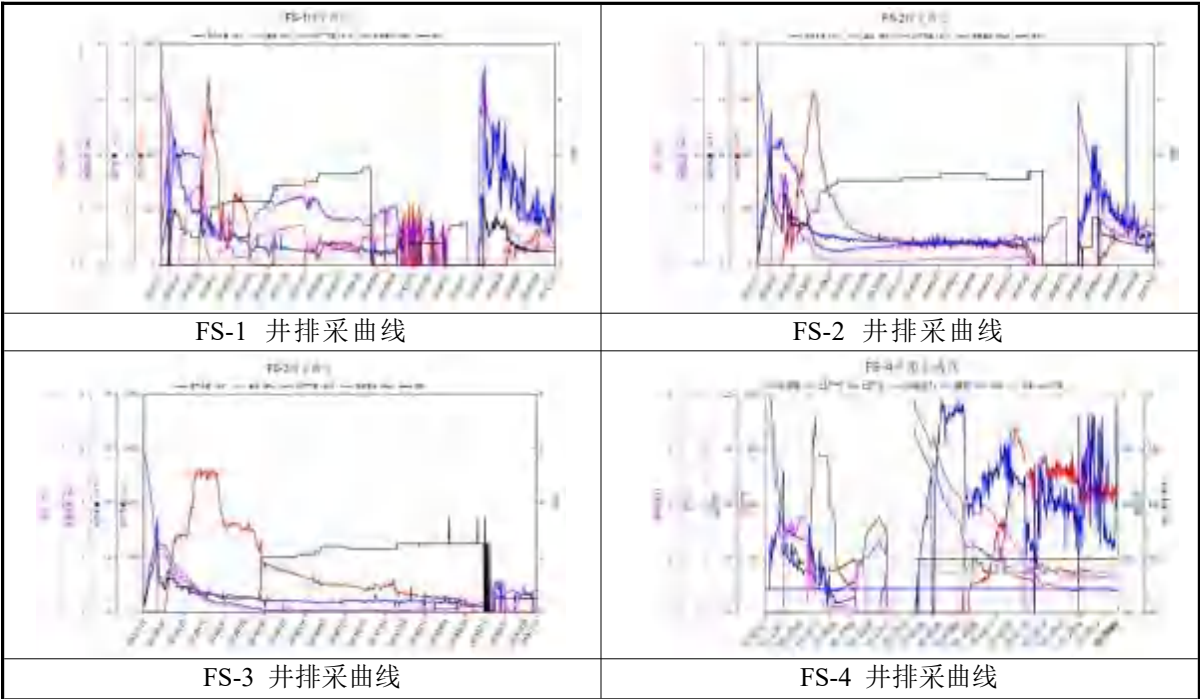
FS-1 井于 2012 年 11 月 1 日开始排采，前期单采 42#煤层，后重新改造 41#煤层，起抽时动液面 35m，井底压力为 6.15MPa，排采 49 天后见气，见气时井底压力为 2.93MPa，历史最高产气量 842m³/d。初期降液快，见气后产水下降较快，排采过程中没有控制产气速度，加上压降漏斗扩展较慢，近井地带解吸后因泄压半径有限，地层供气不足，导致产气量下降。

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 1243 m³/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。



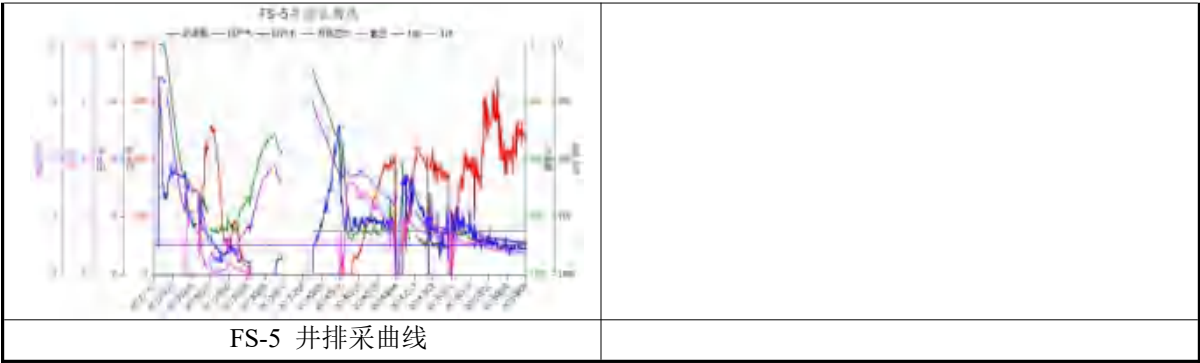


图 3.1-6 FS-5 井排采曲线

3.1.5 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），该项目于 2016 年建设开采，截至目前开采井已全部停产。先导性示范工程工作区范围与本项目部分工作区范围重叠，本项目新建 81 口钻井、10 座标准化井场、集输管线 21.5k 等均位于白杨河区块。

3.1.5.1 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）：23225m²

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 m³/a

3.1.5.2 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

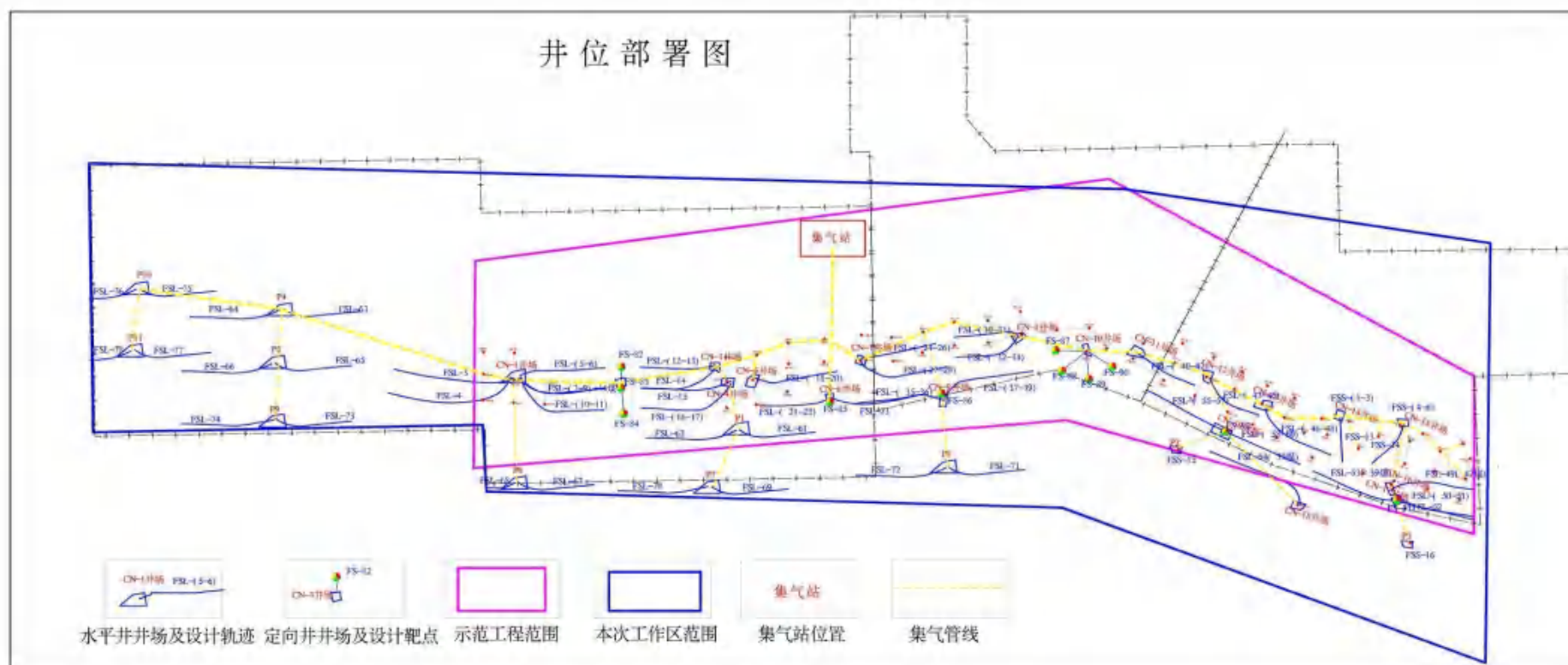


图 3.1-7 本项目工作区范围与先导性示范工程工作区范围示意图

3.2 建设项目概况

3.2.1 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。项目区范围为东经 $88^{\circ}21'59''\sim 88^{\circ}30'58''$ 、北纬 $44^{\circ}01'38''\sim 44^{\circ}04'03''$ ；项目区中心地理坐标为东经 $88^{\circ}27'11.370''$ ，北纬 $44^{\circ}2'34.307''$ 。

建设性质：新建；

项目投资：本项目总投资 122763 万元，其中环境保护投资 2260 万元，占总投资的 1.84%；

占地面积：本项目工作区范围约 32.6km^2 ，项目占地面积约 50.3811hm^2 ，其中永久占地面积约 27.2066hm^2 ；临时占地 23.1745hm^2 。

工作制度：本项目年连续运行 330d，年运行小时数 7920h；

劳动定员：无人值守，定期巡检；

建设周期：本项目为滚动开发，建设周期为 1 年。

3.2.2 建设规模

本项目建设形成年度煤层气建设产能 1.15 亿方/年的生产规模，新建 10 座标准化井场，81 口钻井，建设集输管线长度 21.5km，管线运行压力 $\leq 0.4\text{MPa}$ 及其电力配套附属设施。

3.2.3 项目组成

本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，本项目工作区范围内共涉及 18 个井场，其中利用一期的 8 座井场（同 1 个工作范围），本次新建 10 座标准化井场；共布设 81 口井钻井；21.5km 集气管线。

主要建设内容见表 3.2-1。

新疆阜康市白杨河区域煤矿瓦斯治理二期项目

表 3.2-1 本项目主要建设内容一览表

工程分类			建设内容		备注
主体工程	钻前工程		1 个井场布置 1 座施工营地，均位于井场永久占地范围内；依托的 8 个井场依托其施工营地；新建的 10 个井场各新建 1 座施工营地。		依托 8 座、新建 10 座
	钻井工程	钻井数量及井型	建设水平井 54 口、定向井 16 口、直井 11 口；共计 81 口。		新建
		井深	钻井深度 1300m~3150		
		井身结构	二开井。钻头程序：Φ311.1mm×一开井深+Φ215.9mm×二开井深。		
		钻井液体系	密度 1.05~1.10g/cm³，主要成分：6%~8% 坂土+0.2%~0.4%Na2CO3+0.2%~0.4%CMC+重晶石		
		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。		
		钻井周期	单井钻井周期为 30 天。		
	储层改造工程	储层改造工艺	水压裂工艺		新建
		射孔工艺	电缆输送射孔工艺或泵送桥塞射孔联作工艺。		
		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	
			压裂液	主要成分：1%的 KCl，含石英砂量约 12.5%。	
			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。	
	集输工程	集气管线	长度约 21.5km，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℃。		新建
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 11.25m，行车道路面宽 10m，采用砂石路面。		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	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

新疆阜康市白杨河区域煤矿瓦斯治理二期项目

工程	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；		新建
	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。		依托及新建
	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。		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。 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。 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	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	
	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，剩余废料运至阜康市建筑垃圾填埋场处置 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。 废振动筛：由施工单位更换清洗后收集，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，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，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。	
	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		

新疆阜康市白杨河区域煤矿瓦斯治理二期项目

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 $40 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，最大处理能力 $48 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，目前该集气增压站接入气量偏少，仅 5 万方/天，预测气量与实际气量相差较大，剩余规模本次二期（预计最大产气量 $34.85 \text{m}^3/\text{d}$ ）可接入。	依托
	阜康增压脱水站	阜康一号增压脱碳脱水站设计规模 48 万方/天，最大处理能力 60 万方/天，年运行时间 8000h。阜康一号增压脱碳脱水站进站压力为 1.0MPa，出站压力为 2.5MPa。阜康一号增压脱碳脱水站一期现接收产能约 5 万方/天，剩余规模本次二期（预计最大产气量 $34.85 \text{m}^3/\text{d}$ ）可接入。待后期气量饱和后，三期新建阜康二号增压脱碳脱水站。	依托
	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处。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 1.9~2.0MPa，运行气量在 24~34 万方/天，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 45~62 万方/天，下游客户主要是工业用户和民用客户。	依托
	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 $2 \text{万 m}^3/\text{d}$ ，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。	依托

3.2.4 产品方案及流向

3.1.4.1 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

主体工程名称	产品名称	设计能力	年运行时数
煤层气开采	煤层气	1.15 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新建的 21.5km 的集输管线输送至集气增压站增压后再经集气干线输送至下游阜康脱水增压站脱水净化后利用。

3.2.5 建设地点

3.2.5.1 工作区范围

本项目工作区位于阜康市东 40km 处白杨河西岸,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,东西长约 12.0km,南北宽约 2.7km,面积约 32.65km²。行政区划隶属新疆维吾尔自治区昌吉州阜康市管辖。

工作区地理坐标为(80 坐标):东经:88°21'59"~88°30'58"北纬:44°01'38"~44°04'03";项目区中心地理坐标为东经 88° 27'11.370",北纬 44° 2'34.307"。项目各井场坐标见表 3.2-3。

表 3.2-3 工作区范围拐点坐标表

拐点	地理坐标 (80)	
	经度	纬度
一、利用一期井台 (共 8 个井台)		
18#	88°29'52.44"E	44°2'26.23"N
20#	88°25'38.19"E	44°2'50.10"N
21#	88°25'24.90"E	44°2'47.63"N
23#	88°30'30.19"E	44°2'15.40"N
27#	88°23'36.13"E	44°3'9.97"N
28#	88°22'43.45"E	44°2'56.78"N
29#	88°26'52.34"E	44°2'23.56"N
30#	88°28'29.66"E	44°2'36.99"N
二、二期新建井台 (共 10 个井台)		
FK57#	88°23'26.42"E	44°2'55.38"N
FK59#	88°24'11.39"E	44°1'56.03"N
FK60#	88°24'59.67"E	44°1'59.45"N
FK61#	88°25'5.58"E	44°2'29.59"N
FK63#	88°25'46.10"E	44°1'53.10"N
FK66#	88°27'11.37"E	44°2'34.30"N
FK70#	88°29'15.12"E	44°2'18.33"N
FK71#	88°29'42.86"E	44°2'5.27"N

FK79#	88°26'39.08"E	44°1'25.42"N
FK801#	88°25'50.07"E	44°2'18.12"N

3.2.5.2 建设井场及钻井

(1) 井场建设

本项目工作区范围内共涉及 18 个井场，其中利用一期的 8 座井场（同 1 个工作范围），本次新建 10 座标准化井场。

(2) 钻井

本项目拟建设 81 口钻井，其中水平井 54 口、定向井 16 口、直井 11 口。井场及钻井建设情况见表 3.2-4。

表 3.2-4 井位坐标信息一览表

平台	经度坐标	纬度坐标	井号	产能（亿方）	井型	设计井深/m	井身结构
一、利用一期井台（共 8 个井台）							
18#	88°29'52.44"E	44°2'26.23"N	FSL-54	0.01716	水平井	2132.00	二开井
			FSL-60	0.01716	水平井	2287.15	二开井
			FSL-59	0.01716	水平井	2122.94	二开井
			FSL-58	0.01716	水平井	2090.24	二开井
20#	88°25'38.19"E	44°2'50.10"N	FSL-69	0.01716	水平井	2433.00	二开井
			FSL-70	0.01716	水平井	2265.29	二开井
21#	88°25'24.90"E	44°2'47.63"N	FK62-1L	0.01716	水平井	2239.00	二开井
			FK62-2L	0.01716	水平井	2113.00	二开井
			FK62-3L	0.01716	水平井	2373.00	二开井
			FK62-4L	0.01716	水平井	2452.00	二开井
23#	88°30'30.19"E	44°2'15.40"N	FK73-2L	0.01716	水平井	2180.00	二开井
			FK73-12L	0.01716	水平井	2102	二开井
			FK73-6L	0.01716	水平井	2162.00	二开井

新疆阜康市白杨河区域煤矿瓦斯治理二期项目

			FK73-8L	0.01716	水平井	1988.00	二开井
			FK73-X1	0.00825	定向井	1766.00	二开井
			FK73-10L	0.01716	水平井	2027.00	二开井
27#	88°23'36.13"E	44°3'9.97"N	FK56	0.00825	直井	1300.00	二开井
			FK56-1L	0.01716	水平井	1691.00	二开井
			FK56-2L	0.01716	水平井	1919.00	二开井
			FK56-3L	0.01716	水平井	1974.00	二开井
			FK56-4L	0.01716	水平井	1929.00	二开井
28#	88°22'43.45"E	44°2'56.78"N	FK54-X1	0.0099	定向井	1641.00	二开井
			FK54-X2	0.0099	定向井	1630.00	二开井
			FK54-2L	0.021	水平井	2011.00	二开井
29#	88°26'52.34"E	44°2'23.56"N	FK65	0.00825	直井	1682.00	二开井
			FK65-1L	0.01716	水平井	2354.00	二开井
			FK65-2L	0.01716	水平井	2676.00	二开井
			FK65-3L	0.01716	水平井	2460.00	二开井
			FK65-4L	0.01716	水平井	2342.00	二开井
30#	88°28'29.66"E	44°2'36.99"N	FK68	0.00825	直井	1870.00	二开井

新疆阜康市白杨河区域煤矿瓦斯治理二期项目

			FK68-X1	0.00825	定向井	1739.00	二开井
			FK68-2L	0.01716	水平井	2197.00	二开井
			FK68-3L	0.01716	水平井	2122.00	二开井
			FK68-1L	0.01716	水平井	2149.00	二开井
二、二期新建井台（共 10 个井台）							
FK57#	88°23'26.42"E	44°2'55.38"N	FK57	0.00825	直井	1600.00	二开井
			FK57-1L	0.01716	水平井	2226.00	二开井
			FK57-2L	0.01716	水平井	2316.00	二开井
			FK57-3L	0.01716	水平井	2060.00	二开井
			FK57-4L	0.01716	水平井	2011.00	二开井
			FK57-X1	0.01225	定向井	1370.00	二开井
FK59#	88°24'11.39"E	44°1'56.03"N	FK59	0.01225	直井	2600.00	二开井
			FK59-1L	0.01716	水平井	3000	二开井
			FK59-2L	0.01716	水平井	3000	二开井
			FK59-3L	0.01716	水平井	3150	二开井
			FK59-4L	0.01716	水平井	3150	二开井
FK60#	88°24'59.67"E	44°1'59.45"N	FK60	0.00825	定向井	2351.00	二开井
			FK60-X4	0.00825	定向井	2620.00	二开井

新疆阜康市白杨河区域煤矿瓦斯治理二期项目

			FK60-1L	0.00825	水平井	2983.00	二开井
			FK60-2L	0.00825	水平井	3000	二开井
			FK60-3L	0.00825	水平井	3000	二开井
FK61#	88°25'5.58"E	44°2'29.59"N	FK61	0.00825	直井	2100.00	二开井
			FK61-1L	0.01716	水平井	2561.00	二开井
			FK61-2L	0.01716	水平井	2570.00	二开井
			FK61-3L	0.01716	水平井	2584.4	二开井
			FK61-4L	0.01716	水平井	2850	二开井
FK63#	88°25'46.10"E	44°1'53.10"N	FK63	0.00825	直井	2126.00	二开井
			FK63-X1	0.00825	定向井	2302.00	二开井
			FK63-1L	0.01716	水平井	2937.00	二开井
			FK63-X2	0.01225	定向井	2402.00	二开井
FK66#	88°27'11.37"E	44°2'34.30"N	FK66-X1	0.00825	定向井	1933.00	二开井
FK70#	88°29'15.12"E	44°2'18.33"N	FK70	0.00825	直井	1815.00	二开井
			FK70-1X	0.00825	定向井	1760	二开井
			FK70-2L	0.01716	水平井	2185.00	二开井
			FK70-6L	0.01716	水平井	2178.00	二开井
FK71#	88°29'42.86"E	44°2'5.27"N	FK71	0.00825	直井	1903.00	二开井
			FK71-1L	0.01716	水平井	2300	二开井

新疆阜康市白杨河区域煤矿瓦斯治理二期项目

			FK71-2L	0.01716	水平井	2399.00	二开井
			FK71-3L	0.01716	水平井	2149	二开井
FK79#	88°26'39.08"E	44°1'25.42"N	FK79	0.00825	直井	2270.00	二开井
			FK79-X1	0.00825	定向井	2490	二开井
			FK79-X2	0.00825	定向井	2500	二开井
			FK79-X3	0.00825	定向井	2500	二开井
			FK79-X4	0.00825	定向井	2500	二开井
FK801#	88°25'50.07"E	44°2'18.12"N	FK6301	0.00825	直井	1890	二开井
			FK6301-1L	0.01716	水平井	2000	二开井
			FK6301-2L	0.01716	水平井	2500	二开井
			FK6301-3L	0.01716	水平井	2000	二开井
			FK6301-4L	0.01716	水平井	2500	二开井
			FK6301-5L	0.01716	水平井	2000	二开井
			FK6301-6L	0.01716	水平井	2500	二开井
			FK6301-1X	0.01716	定向井	2250	二开井

3.2.6 产能预测

根据建设单位提供的本次新建的 81 口井预测产能，合计产能约为 1.15 亿方。

3.2.7 总平面布置

本项目共建设 10 座标准化井场、81 口钻井、集气管线 21.5km。

本项目位于阜康矿区白杨河区块，标准化井场分布于东西两侧，向北通过集气管线连接至集气增压站、阜康增压脱水脱碳站。

3.2.7.1 标准化井场平面布置

根据设计资料，本项目共建设 10 座标准化丛式井场，根据现场开采情况不同，每座标准化井场内有 1~8 口井；井场内有井口区、采出水防渗排采池、放空区、修井区及低压配电站，单座标准化井场布设一井式井场、两井式井场、三井丛式井场、四井丛式井场、五井丛式井场、六井丛式井场、八井丛式井场。以一井式井场布置为例，示意如下，火炬置于井场边缘，排采池置于井场围墙内，井场留有修井空间。其他井型抽油机依次布置，平台具体布置根据井口实际进行调整。项目各井场平面布置示意情况见图 3.2-1~图 3.2-7。

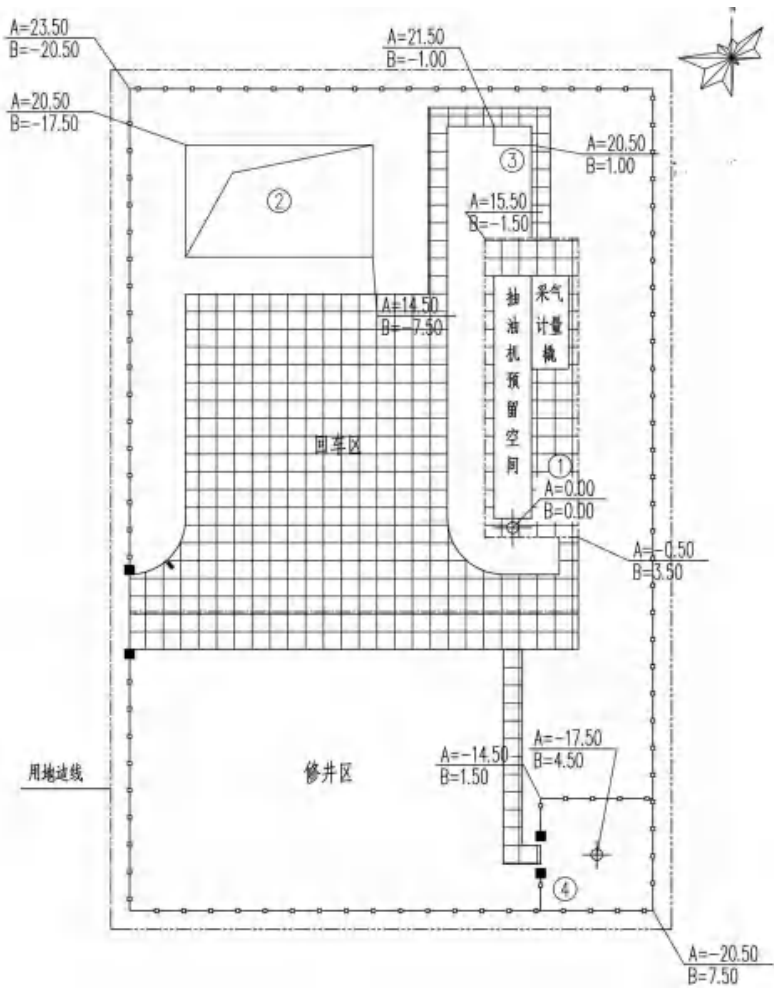


图 3.2-1 一井式平台井场平面布置图

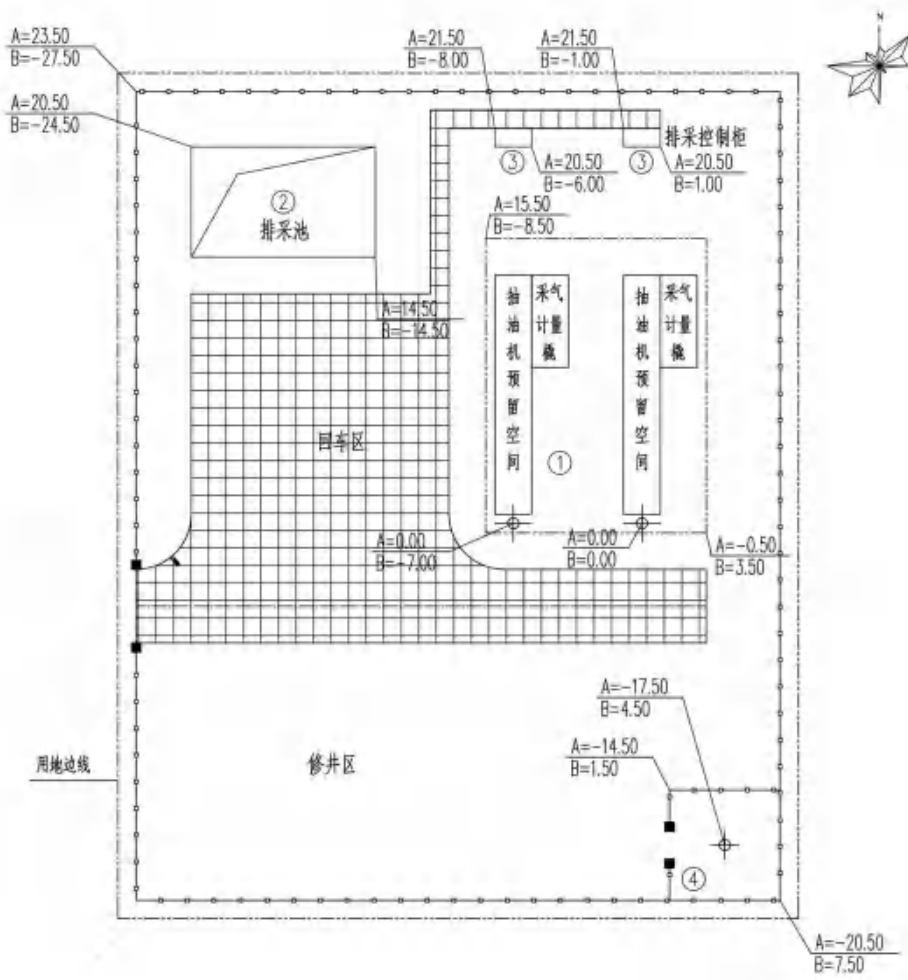


图 3.2-2 二井式平台井场平面布置图

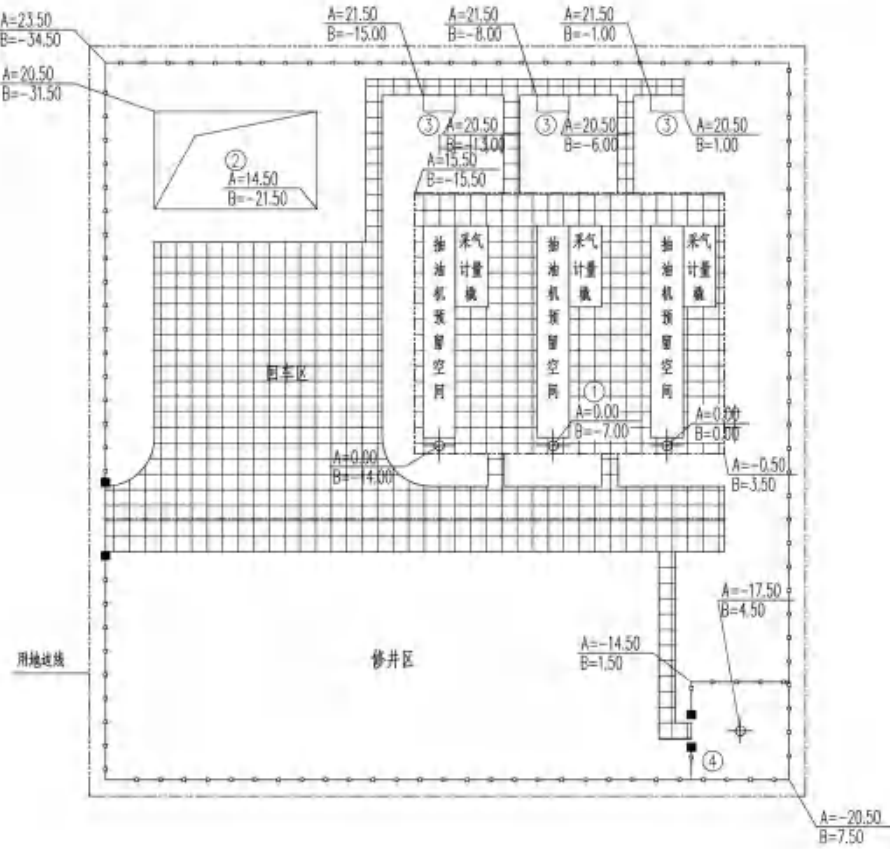


图 3.2-3 三井式平台井场平面布置图

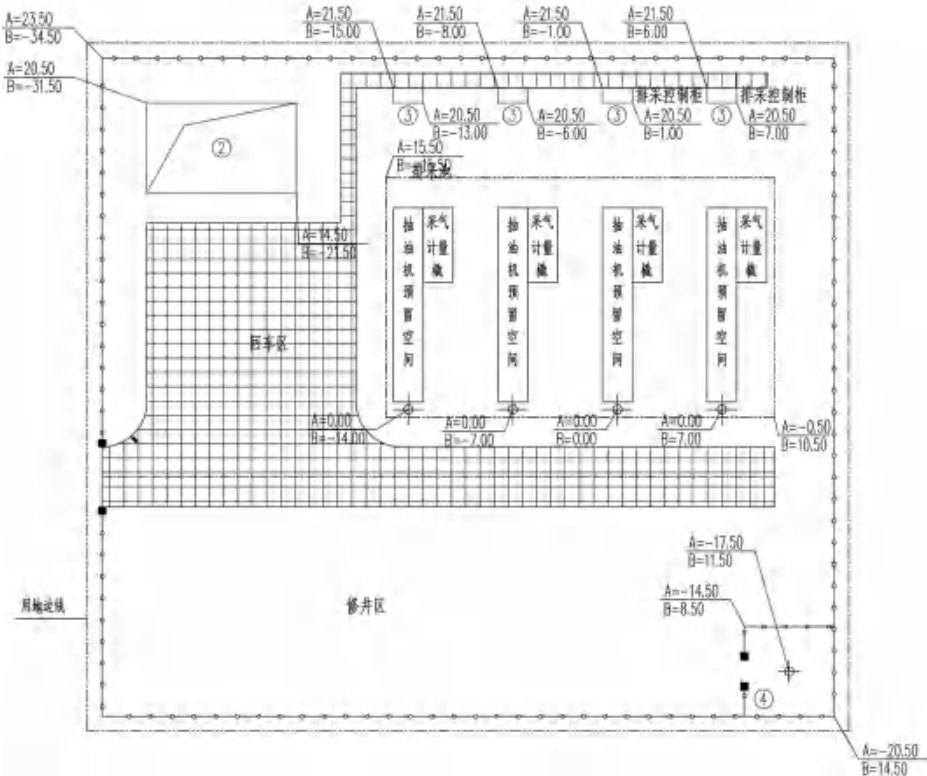


图 3.2-4 四井式平台井场平面布置图

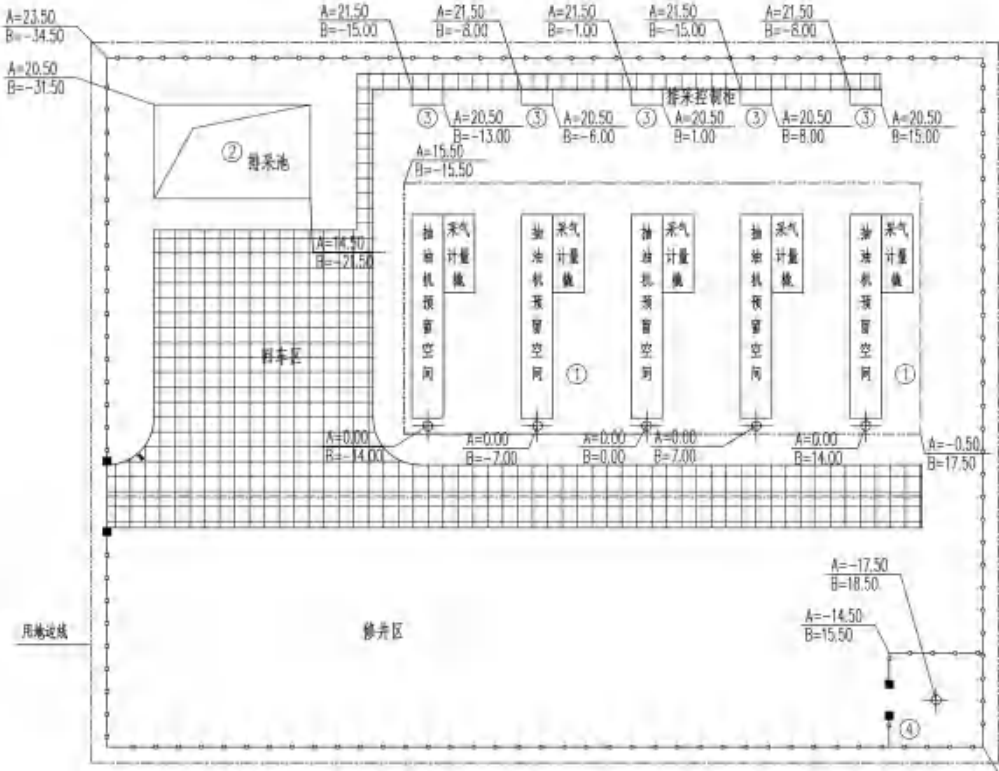


图 3.2-5 五井式平台井场平面布置图

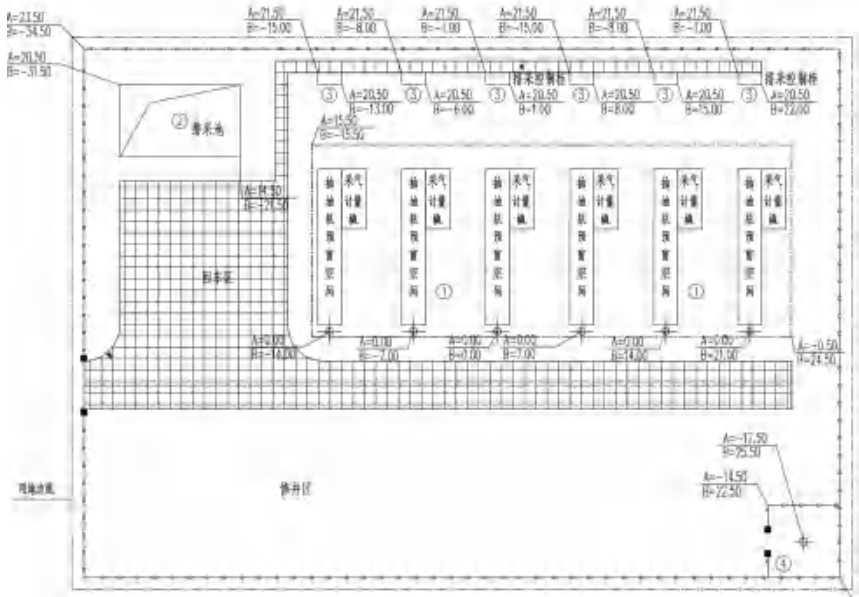


图 3.2-6 六井式平台井场平面布置图

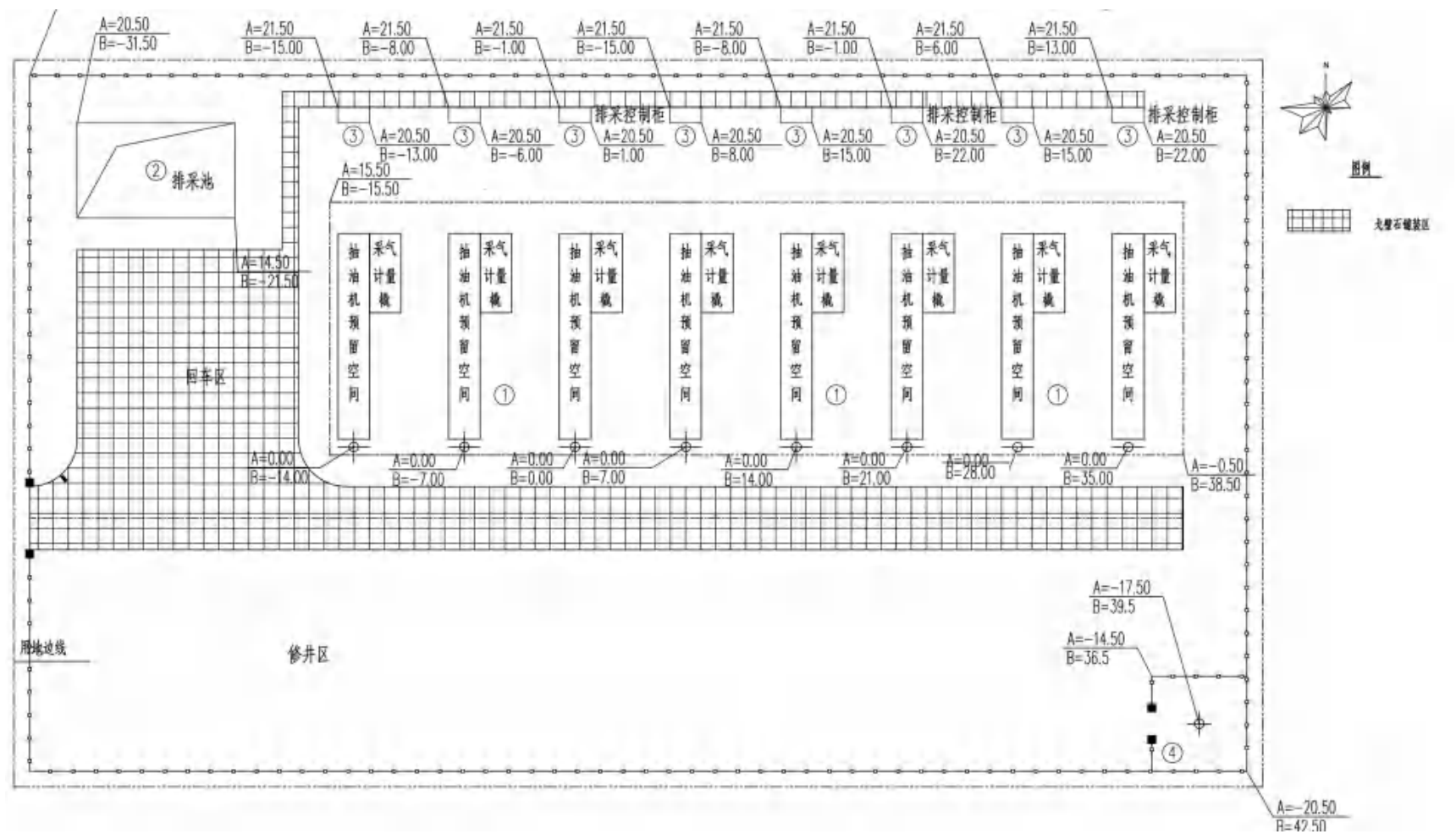


图 3.2-7 八井式平台井场平面布置图

3.2.7.2 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、中、西三线进入八区集气增压站。本次项目井场及集气管线布置图见图 3.2-8，一期工程井场及集气管线布置图见图 3.2-9。

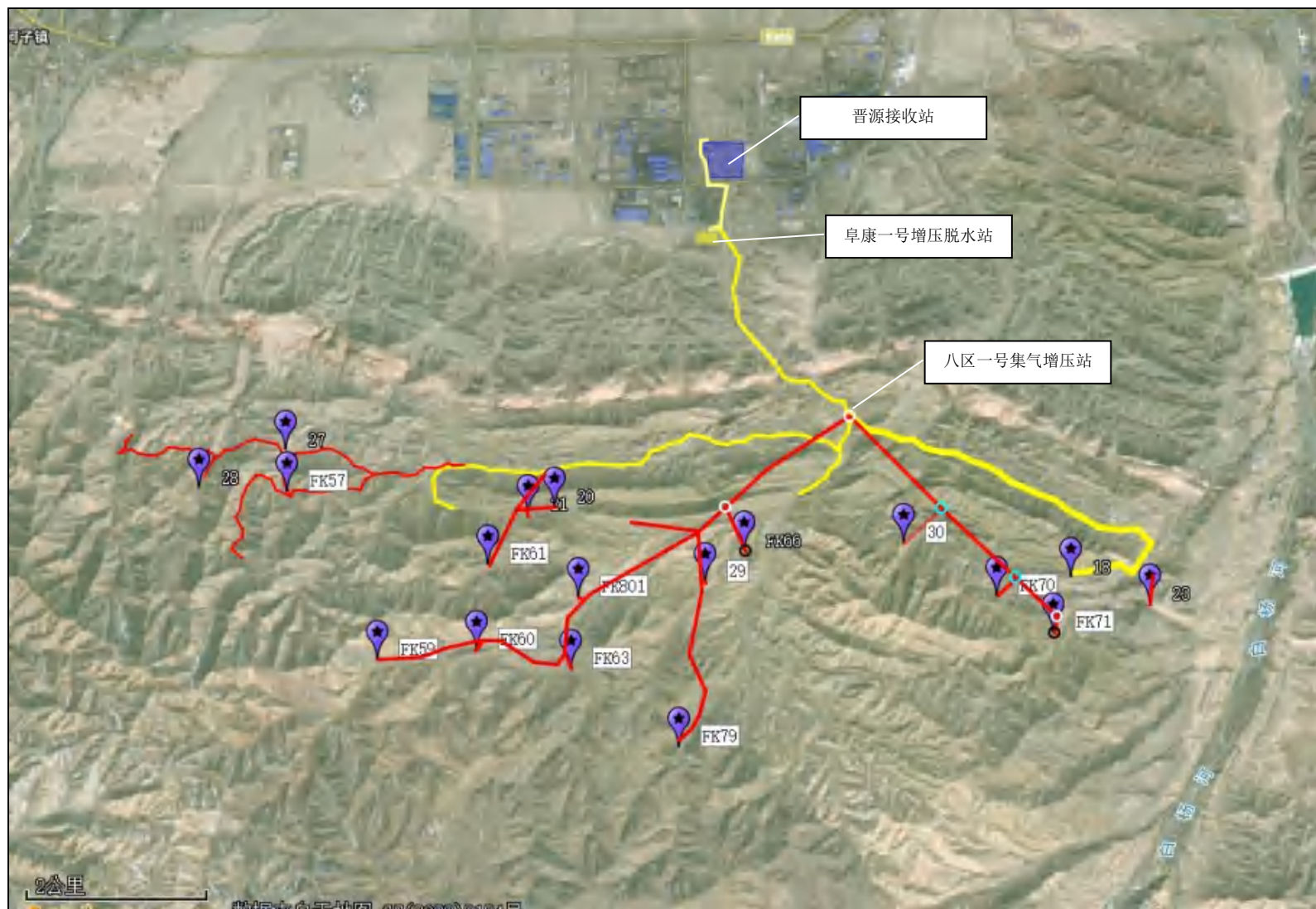


图 3.2-8 本项目井场及集气管线总平面布置图

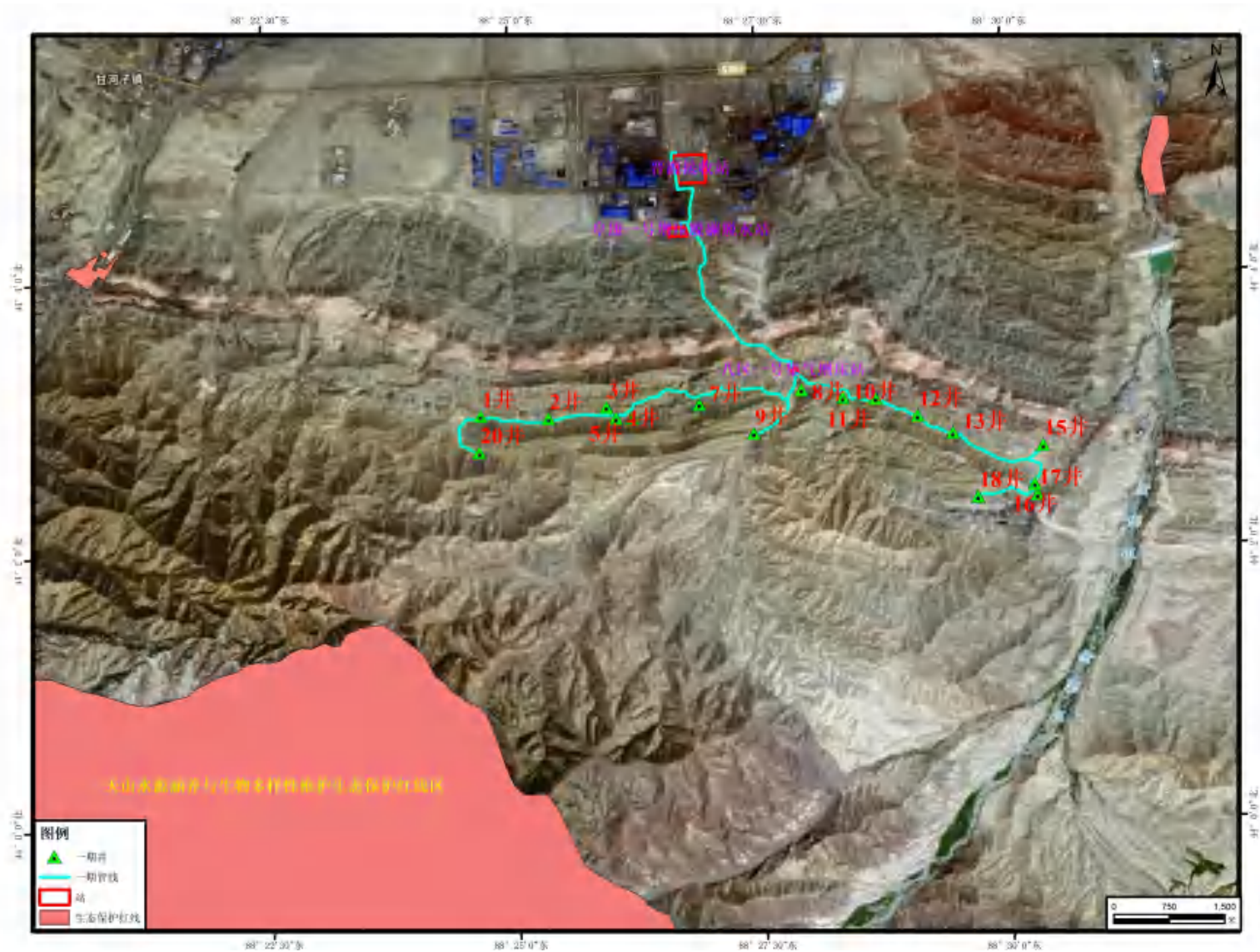


图 3.2-9 一期工程井场及集气管线总平面布置图

3.2.8 项目占地情况

根据建设单位提供资料，本项目占地面积约 50.3811hm²，其中永久占地面积约 27.2066hm²；临时占地 23.1745hm²。项目各用地分区组成表见表 3.2-5，各工程用地类型见表 3.2-6。

表 3.2-5 项目各用地分区组成表

项目各用地分区	备注
井场工程区	新建井场 10 座，井场尺寸 120m×80m，部署单井 81 座，每座井场布置 1~8 口井。则井场工程区总占地面积约为 9.6hm ² ，均为永久占地。
集输管线区	21.5km，预留阀池 8 座，凝液缸 5 座，管线埋深 1.8m。根据勘界提供，管线总占地面积约为 23.1745hm ² ，均为临时占地。
供电线路区	10kv 架空线路 10km，共计设置 200 根杆塔。根据勘界提供，供电管线总占地面积约为 8.044hm ² ，均为杆塔永久占地。
道路工程区	新建 8 段钻前道路，长 8500m，路基宽约 11.25m，行车道路面宽 10m，道路总占地面积约为 9.5626hm ² ，均为永久占地。

3.2-6 各工程用地类型一览表

项目		占地面积 (hm ²)	土地类型及面积	
井场工程区	永久占地	9.6	天然牧草地	9.2498
			采矿用地	0.3383
			河流水面	0.0119
集输管线区	临时占地	23.1745	天然牧草地	21.1023
			其他草地	1.9763
			河流水面	0.0959
供电线路区	永久占地	8.044	天然牧草地	7.2039
			其他草地	0.7155
			河流水面	0.1246
道路工程区	永久占地	9.5626	天然牧草地	8.2270
			采矿用地	0.2576
			其他草地	0.2541
			公路用地	0.8239
合计	永久占地	27.2066		
	临时占地	23.1745		
	总占地	50.3811		

3.2.9 工作区范围内煤层气储量

3.2.9.1 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 的三个煤层分别进行探明储量计算。其计算结果如下：

(1) 39-1 号煤有效含气面积为 4.33km²，探明地质储量 $1.91 \times 10^8 \text{m}^3$ ，可采储量 $0.96 \times 10^8 \text{m}^3$ 。39-2 号煤有效含气面积为 9.98km²，探明地质储量 $12.30 \times 10^8 \text{m}^3$ ，可

采储量 $6.15 \times 10^8 \text{m}^3$ 。

(2) 41 号煤有效含气面积为 9.03km^2 ，探明地质储量 $11.08 \times 10^8 \text{m}^3$ ，可采储量 $5.54 \times 10^8 \text{m}^3$ 。

(3) 42 号煤有效含气面积为 8.14km^2 ，探明地质储量 $18.10 \times 10^8 \text{m}^3$ ，可采储量 $9.05 \times 10^8 \text{m}^3$ 。

统计上述计算结果，工作区探明地质储量范围内，叠合含气面积为 10.66km^2 ，探明地质储量为 $43.39 \times 10^8 \text{m}^3$ ，技术可采储量 $21.70 \times 10^8 \text{m}^3$ 。

表 3.2-6 探明储量计算参数及结果一览表

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)	采收率 (%)	地质储量 (10^8m^3)	技术可采储量 (10^8m^3)
J1b	39-1 号	风化带-500m	0.22	71.15	6.57	50	0.04	0.02
J1b	39-1 号	500-1000m	2.8	806.45	13.58	50	1.09	0.55
J1b	39-1 号	1000-1200m	1.31	408.00	19.16	50	0.78	0.39
J1b	39-2 号	风化带-500m	0.87	855.89	6.19	50	0.52	0.26
J1b	39-2 号	500-1000m	6.52	6943.42	11.25	50	7.82	3.91
J1b	39-2 号	1000-1200m	2.59	2492.00	15.87	50	3.96	1.98
J1b	41 号	风化带-500m	0.42	456.69	5.22	50	0.24	0.12
J1b	41 号	500-1000m	5.96	5794.85	11.08	50	6.42	3.21
J1b	41 号	1000-1200m	2.65	2540.00	17.45	50	4.42	2.21
J1b	42 号	风化带-500m	0.00003	46.19	5	50	0.02	0.01
J1b	42 号	500-1000m	4.36	11487.12	8.16	50	9.38	4.69
J1b	42 号	1000-1200m	3.78	5759.00	15.1	50	8.70	4.35
				37660.76		50	43.39	21.70

3.2.9.2 预测地质储量

根据设计单位估算，垂深 1200~1500m 的三个煤层分别进行预测储量计算。其计算结果如下：

39-1 号煤有效含气面积为 0.38km^2 ，预测储量 $0.32 \times 10^8 \text{m}^3$ 。39-2 号煤有效含气面积为 1.16km^2 ，预测储量 $2.52 \times 10^8 \text{m}^3$ ；41 号煤有效含气面积为 3.24km^2 ，预测储量 $2.47 \times 10^8 \text{m}^3$ ；42 号煤有效含气面积为 4.06km^2 ，预测储量 $7.14 \times 10^8 \text{m}^3$ 。

预测储量范围内，叠合含气面积为 4.55km^2 ，预测储量为 $12.45 \times 10^8 \text{m}^3$ 。

表 3.2-7 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)	煤炭资源量 (10^4t)	含气量 (m^3/t)	地质储量 (10^8m^3)
白杨河矿区	J1b	39-1 号	1200m-示范区南界	0.38	156	20.76	0.32
	J1b	39-2 号	1200m-示范区南界	1.16	1289	19.56	2.52
	J1b	41 号	1200m-示范区南界	3.24	1160	21.32	2.47
	J1b	42 号	1200m-示范区南界	4.06	4132	17.28	7.14
合计	J1b				6737		12.45

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

本项目 39、41、42 煤 600m~1500m 深度范围内。开发区主要部署在工作区中深部，按照地下 250m×250m 的井距，单井控制面积 0.065km²，去除现有开发井占用的区域，区内可部署 81 口井。

(2) 钻井规划

产能建设的开发方式以水平井、定向井、直井为主。共涉及 18 个井场，81 口井。

(3) 储层改造规划

单个井场钻井工作全部完成后，随即开展储层改造施工。本次储层改造以水力携砂压裂为主，81 口井合计压裂 202 层/段。采用大规模压裂为主，即液量 1500-2500m³，砂量 50-100m³，施工排量 12-20m³/min。

(4) 排采规划

按照“压裂一口，装抽一口”的原则，无缝连接，保证施工进度。本次新建排采井场 10 座，装抽 81 口井。

(5) 地面工程规划

根据瓦斯治理及开发部署规划，地面工程主要包括井场工程、集气管线工程。

本项目工作区范围内共涉及 18 个井场，其中利用一期的 8 座井场（同 1 个工作范围），本次新建 10 座标准化井场及 21.5km 集输管线。

3.3.1.2 开发层系

区内煤层气勘探试采成果以及煤层气控气地质条件和富集规律的研究认为，本区煤层气开发目的层包括 39、41、42 号煤层，埋深在 600~1500m，全区分布稳定，厚度大，含气量较高，前期煤层气试采井主要以 41、42 煤为主。试采成果也证实了这套煤层具有较好的产气能力，因此选择以上煤层作为本次煤层气开发的主要目的层系。

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。

鉴于工作区煤层发育稳定、煤层埋深适中、煤层含气量高、储层渗透性较好等条件，区内的煤层气开发适合于地面钻井开采，前期的煤层气开发试验已充分证实了这一点。

由于煤层气的开采机理与常规气藏不同，煤层气需要经过解吸-扩散-渗流过程，储层压力降低后，气体才能由煤储层中释放，流至井筒中。煤岩裂隙或割理中多被水充满，而裂隙与割理是煤层中的主要运移通道，煤层气需要通过排水方式才得以采出，因此煤层气的生产过程就是降压排采的过程，煤层气地面开发采用排水降压的方式。

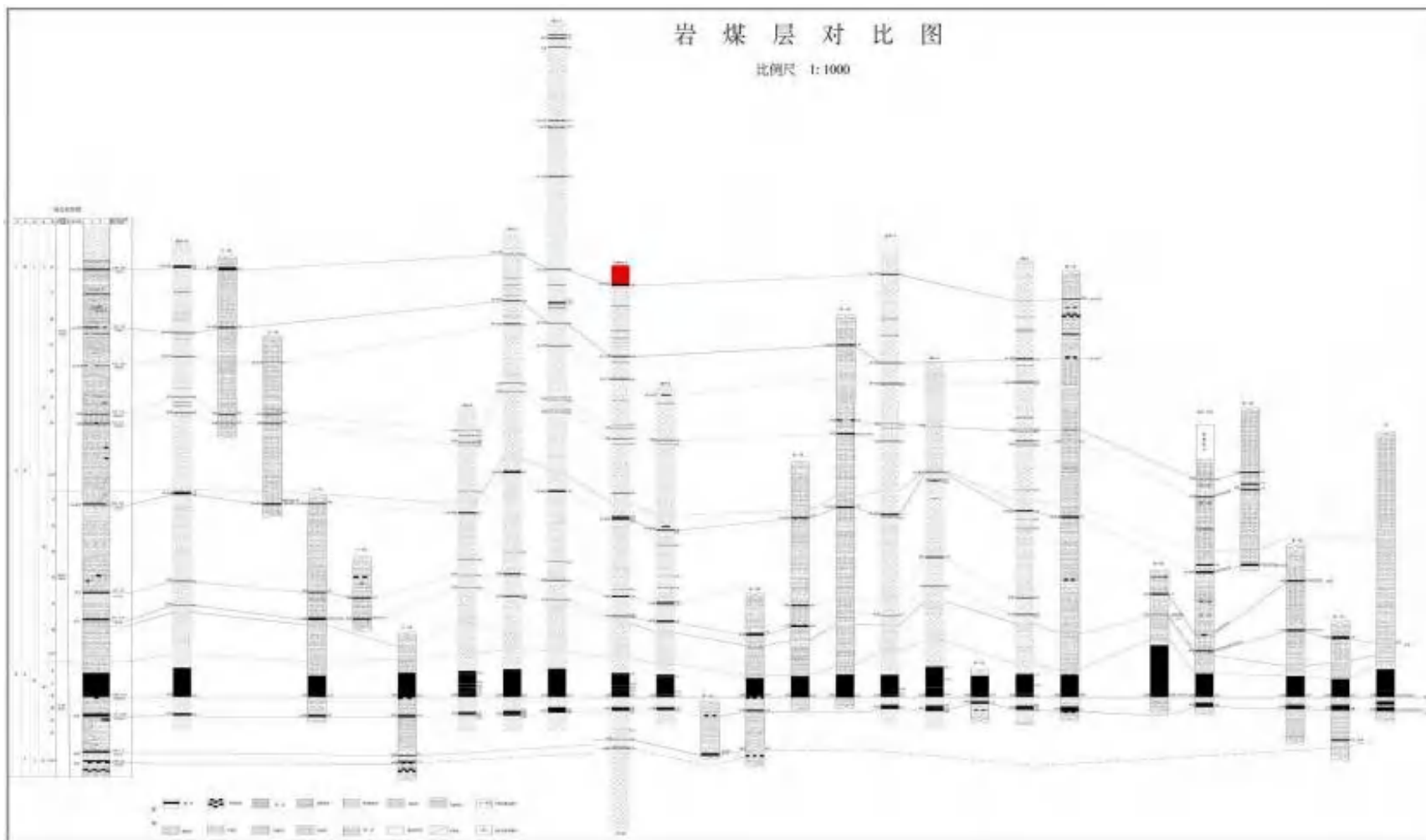


图 3.3-1 煤岩层对比图

3.3.2 钻完井工程和工艺方案

3.3.2.1 井型设计

本项目煤层气开发部署使用的井型为丛式定向井+L 型水平井组合的方式布井。

3.3.2.2 井身结构设计

(1) 直井、定向井井身结构开钻程序：二开井。

钻头程序： $\Phi 311.1\text{mm} \times \text{一开井深} + \Phi 215.9\text{mm} \times \text{二开井深}$ 。

套管程序： $\Phi 244.5\text{mm} \times \text{一开套管下深} + \Phi 139.7\text{mm} \times \text{二开套管下深}$ ，生产套管：P110，套管下至目的煤层以下 60m。水泥返至 39#煤层上 300m。

(2) 定向井的井身结构

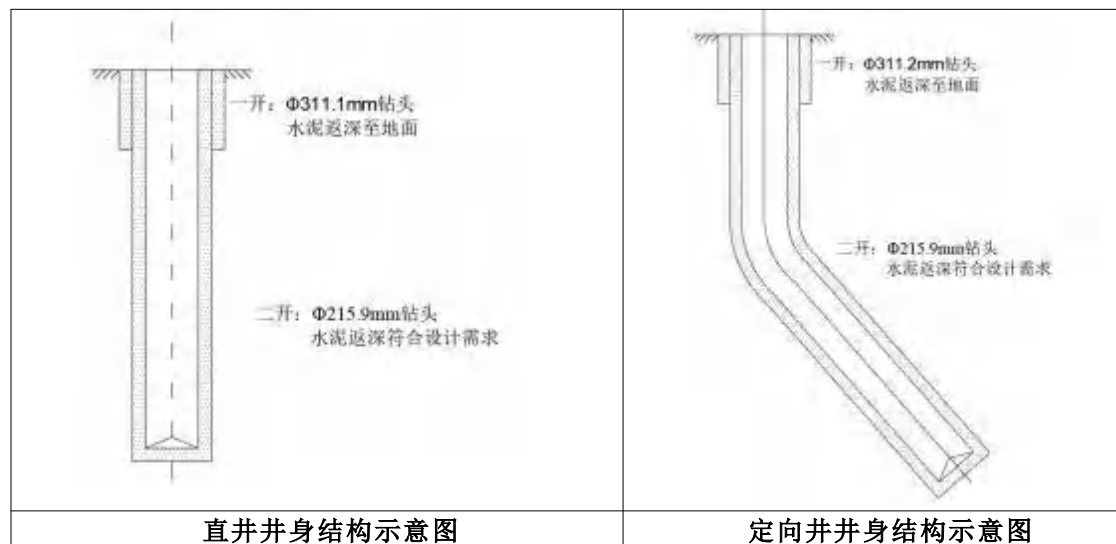
开钻程序：二开井。钻头程序： $\Phi 311.1\text{mm} \times \text{一开井深} + \Phi 215.9\text{mm} \times \text{二开井深}$ 。

套管程序： $\Phi 244.5\text{mm} \times \text{一开套管下深} + \Phi 139.7\text{mm} \times \text{二开套管下深}$ ，生产套管：P110，套管下至目的煤层下面 60m，水泥返至 39#煤层上 300m。

(3) L 型水平（水平段 300-600m）

钻头程序：二开井。 $\Phi 311.15\text{mm}$ 钻头 $\times$ 一开井深 + $\Phi 215.9\text{mm}$ 钻头二开井深。

套管程序： $\Phi 244.5\text{mm} \times \text{一开套管下深} + \Phi 139.7\text{mm} \times \text{二开套管下深}$ ，生产套管：P110，套管下至距井底 2~5 米。二开水泥返至井口。如图 3.3-2 所示。



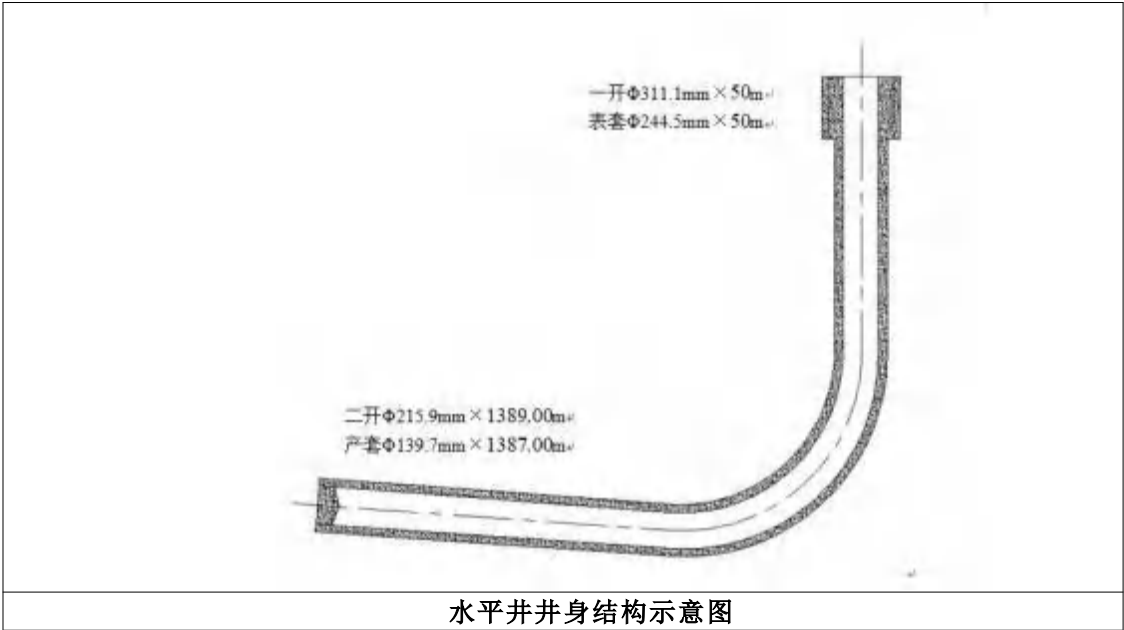


图3.3-2 钻井井身结构示意图

3.3.2.3 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 3.3-1。

表 3.3-1 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	一开钻进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- 2。

表 3.3-2 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	全井	<10	<15	<20	

率/%	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全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 3.3-3。

表 3.3-3 L 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)
≤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 3.3-4。

表 3.3-4 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/T 10238-2015。						

表 3.3-5 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/cm ³)	≥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

3.3.2.4 钻井主要设备及钻具组合

(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 3.3-6。

表 3.3-6 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	Φ 114.3mm	1000m	0.7
11	取心钻具	Φ 178	2 套	0.7
12	工具房	15m ³	1 栋	0.7
13	钻杆	Φ 127mm	900m	0.7
14	钻铤	Φ 159mm	150m	0.7
15	取心镗孔钻铤	Φ 178mm	30m	0.7
16	螺杆	1.25 度	10m	0.7
17	无磁钻铤	Φ 159	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 3.3-7。

表 3.3-7 L 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/T 750-2014	392	
		天车	TSC-180	1800	
		游车大钩	YG180	2250	
		水龙头	SL/T 225-1998	2250	
四	转盘	ZP-275	275		
五	循环系统配置	钻井泵	SL3NB-1300	1300	2 台
		钻井液罐	10000*2900*1850		总容量：94.8m ³
		搅拌器	NJW-7.5/175		7 个
六	钻机动力系统	柴油机 1#	G12V190PZL1	1000	
		柴油机 2#	G12V190PZL1	1000	
七	发电机组	1#康明斯发电机	C550D5	440	1 台
		2#康明斯发电机	DY440C	440	1 台
八	钻机控制系统	1#电动压风机	VFY-3.0/1.0		6.5m ³ /min

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- 8。

表3.3- 8 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- 9、表3.3- 10。

表3.3-9 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3.3-10 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
	造斜段和水平	Φ215.9mm 钻头+Φ172mm×1.5°单弯螺杆钻具+Φ165 定向接+Φ165mm

3.3.2.5 钻井液方案设计

(1) 钻井液方案设计

①钻井液设计

本项目一开、二开钻井液设计参数见表 3.3-11、表 3.3-12、表 3.3-13。

表 3.3-11 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/cm ³	漏 斗 粘 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		塑 性 粘 度 mPa.s			动切 力 Pa
											初 切	终 切				
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 ₂ CO 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 3.3-12 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/cm ³	漏 斗 粘 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		塑性 粘度 mPa.s			动切 力 Pa
											初 切	终 切				
二 开	100 ~ 150 0	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 ₂ CO ₃ +0.3%Na OH+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			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/cm ³ 。现场施工中应根据实际情况合理调整钻 井液 密度，以预防井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 3.3-13 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 粘 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		塑性 粘度 mPa.s			动切力 Pa
											初切	终切				
二开	300 ~ 150 0	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%Na ₂ CO ₃ +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 3.3-14。

表 3.3-14 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	1500	
井筒容积 m³	10	60	
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
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）	80		
单井一开+二开钻井液使用量（m³）	240		
本工程钻井液使用量（m³）	19200		

3.3.2.6 钻井泥浆、岩屑固控系统

钻井时井筒排出的钻井泥浆及岩屑进入泥浆不落地循环系统，该系统设置振动筛、除砂器、除泥器、离心机四级处理，经四级处理后，岩屑与钻井液完全分离，钻井液返回井筒，岩屑排至收集池暂存。

本项目钻井过程中均使用水基钻井液，钻井泥浆及岩屑使用标准化井场不落地系统进行处理。

工艺流程如下：

（1）钻井井口产生的钻井泥浆、岩屑混合物经振动筛、除砂器、除泥器、离心机四级实现初步分离，分离出的液相进入废水收集罐，用于钻井液配制。分离出的混合物进入收集箱待进一步处理。

（2）收集箱中的钻井岩屑经不落地系统进一步固液分离，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。

（3）钻井结束后拆除防渗膜由施工单位收集，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。

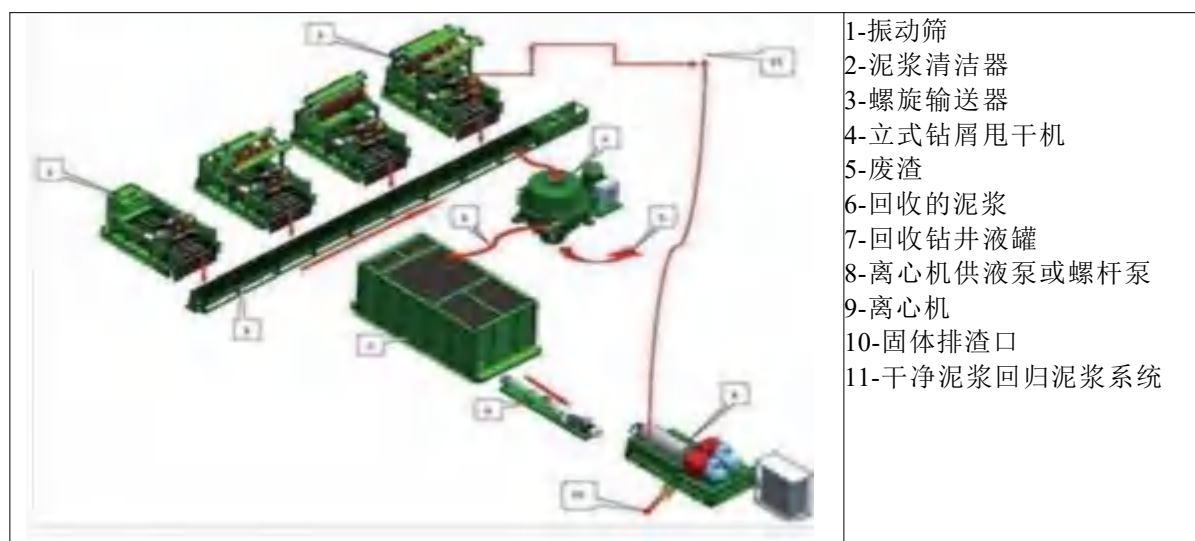


图 3.3-3 钻井泥浆岩屑固控系统示意图

3.3.2.7 井控技术要求

该地区尚未发现常规天然气层，而煤层压力低、游离气很少，开发井钻井具体按《煤层气钻井井控实施细则（暂行）》实施。但钻井队必须高度重视井控工作，并要制订相应的预案和技术措施，确保有溢流等迹象时能有效控制。具体要求如下：

①钻井队主要干部、技术员、司钻、大班等应经过井控技术培训，持有效的井控培

训合格证；

②钻井队应储备一定数量的坂土粉、石灰石粉加重剂和钻井液。防止煤储层和含煤地层中的游离气聚集造成液柱压力失衡而出现溢流、井涌和井喷；

③进入含煤地层前，要求所有上岗人员熟悉溢流、井涌、防喷防火知识，掌握相关制度和操作规程，并定期组织防喷防火演习；

④进入含煤地层和煤储层时要严格执行坐岗观察制度，以及时发现溢流现象，并能够立即采取措施实施井内压力控制；

⑤钻进中如发现蹩钻、跳钻、钻速突然加快、放空、井漏、泵压下降、气侵、钻井液粘度增高、密度降低等情况，应立即停钻，上提钻具观察，做好井控准备；

⑥进入目的层后，起钻时每起 3 柱灌满钻井液，保持井眼内的液柱压力；同时严格控制起下钻速度，在正常情况下起钻速度不得超过 20m/min，特别要注意防止拔活塞；

⑦坚持干部值班制度。打开煤层后，井队干部要坚持 24 小时值班；

⑧加强防火工作，工作区域严禁吸烟；打开煤层后，井场动用明火必须首先采取防范措施。钻井队要配备一定数量、不同规格的消防器材；

⑨如发生井喷失控，要立即停车、停炉，消除火灾隐患，防止着火，并立即疏散人员、上报、组织抢险。

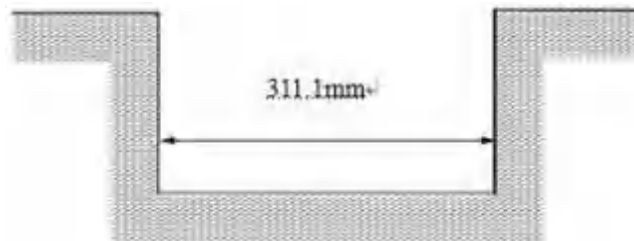


图3.3-4 一开井口装置示意图

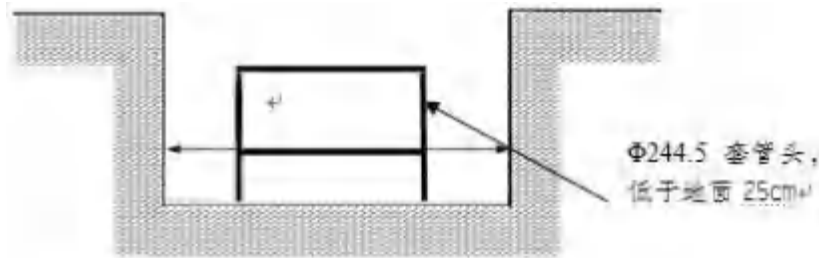


图3.3-5 二开井口装置示意图

3.3.2.8 固井设计

(1) 套管及附件检验、运输、摆放与清洗要求

①送井套管钢级和壁厚必须符合设计要求，并按照《SY5396-2012 石油套管现场检

验、运输与贮存》检验，合格者方可送井；在现场还必须按前述方法的有关章节对送到井场的套管重新检查，在检查中发现弯曲、碰伤、丝扣损坏、内径不规则等不合格套管禁止下井，要放在一起，并注上明显标记，与下井套管分开；

②套管的装卸和运输应按照《SY5396-2012 石油套管现场检验、运输与贮存》执行；

③现场套管应摆放在套管架上，摆放层数不得超过三层；

④认真清洗套管螺纹及护丝，清洗好后应立即戴好护丝；

⑤套管附件的抗拉、抗挤、抗内压等强度应大于等于连接部位管串本身的强度；套管附件分类整理、检查、保管，各种性能符合设计要求；

⑥必须使用合格的浮箍和浮鞋以及胶塞，下井前应认真检查。

（2）下套管作业要求

①套管入井前必须用标准通径规逐根检查，丈量尺寸，按入井顺序编号、排列、登记；

②下套管作业由钻井队承担。要严格按照《SY5412-2005 下套管作业规程》进行施工；

③下套管时必须使用套管钳或 B 型大钳双钳紧扣，上扣要达到规定的扭矩值；余扣不得超过 2 扣；严禁错扣下入；

④全井使用玛思特 CATTS101 特殊密封脂或 TOP101 高温高压密封脂；浮鞋、浮箍处应使用密封粘合胶；

⑤水泥封固段中加套管扶正器；

⑥控制下套管速度，在漏失层段下放速度控制在 0.25~0.3m/s，并注意观察井口钻井液返出情况；遇阻不能硬压，应多活动套管，必要时可接循环头循环；每下入 5-10 根套管灌满一次钻井液。套管下到井底后，先小排量顶通，再正常循环钻井液两周以上。

（3）固井要求

①各项指标及参数按照《中国石油天然气集团公司固井技术规范(试行)》，《GB10238-2005 油井水泥》，《GB/T19139-2003 油井水泥试验方法》执行，并在此基础上进行提高要求。

②表层套管和生产套管固井都采用 G 级水泥，固井施工单位必须提供合格的水泥合格证、水泥质检报告和水泥浆化验报告；

③表层套管裸眼不留口袋，表层套管固井水泥浆必须返至地面或经补救返至地面，生产套管固井水泥也要返至地面，如果没有返至地面，后期采用环空注水泥的方法将上

部套管自由段封固，由甲方项目部统一安排在表层套管上加装注浆口和阀门；

④表层套管固井水泥浆密度控制在 $1.85\sim 1.90\text{g/cm}^3$ ，平均密度控制在 1.85g/cm^3 左右；生产套管采用双密度体系。

⑤表层套管水泥塞高度为 $10\text{m}\sim 15\text{m}$ ，不得替空。

⑥固井施工过程中连续检测水泥浆密度，确保水泥浆平均密度满足要求，如果有井漏现象的复杂井需降低水泥浆密度需报甲方审批。

表 3.3-15 水泥浆配方性能表

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 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/cm^3)	≥ 1.85	1.4-1.5	≥ 1.85
稠化时间 (min)	施工时间 +90min	施工时间+90min	
套管程序	表层套管	生产套管	
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

表 3.3-16 水泥浆密度及封固段设计表

套管程序	钻头尺寸 (mm)	套管尺寸 (mm)	水泥浆密度 (g/cm^3)	封固段 (m)	水泥塞面深度 (m)	水泥等级	附加注水泥量 (%)
表层套管	$\Phi 311.1$	$\Phi 244.5$	≥ 1.85	0-50	40m	G	20
生产套管	$\Phi 215.9$	$\Phi 139.7$	1.4-1.5	低密度水泥返出井口	/	G	10~20
			≥ 1.85	高密度水泥返至 A 靶点 以上 100m	/	G	10~20

(4) 试压要求

①试压时间

生产套管试压，应在水泥浆候凝满 48h，完成完井电测后进行。

②试压方法

A. 用井口试压工具连接井口试全井套管柱、井口；

B. 试压介质采用清水或管内循环介质；

C.采用水泥车或其它专用试压设备。

③试压标准

生产套管柱试压 20MPa，30 分钟压降不大于 0.5MPa 为合格。

3.3.2.9 完井方式

(1) 完井方式设计

根据阜康矿区的部署方案，动用范围内煤层埋深在 800m 以浅，设计的水平井井深一般在 1000m~2000m。开发井型有定向井和水平井两种类型，以水平井为主。由于煤层比较疏松，井壁易坍塌，再考虑到定向井和水平井都必须进行压裂改造，故定向井和水平井都选择套管完井方式。为保证排采工艺等技术的应用，要求井底留 50~60m 口袋，具体以单井设计为准，这样既能保护煤层，同时也为其它各种工艺的施行提供良好的井筒条件。

套管射孔完井就是钻穿目标煤层直至设计井深，然后下生产套管至井底注水泥固井，最后射孔，射孔弹射穿煤层套管、水泥环并穿透至煤层一定深度，建立起水气流入井底的通道。直井、定向井套管射孔完井。

①井口采用 $\Phi 244.5\text{mm} \times \Phi 139.7\text{mm} \times 50\text{mm}$ 环形钢板，并根据表套与生产套管尺寸加工凹槽；

②生产套管接箍顶面高出地面 250-300mm，井口平面保持水平，偏斜度小于 0.2° ，生产套管两侧高差小于 2mm；

③完井井场应做到工完料净，大小鼠洞填平、填实，井场平整；

④固完井候凝 6 个小时后上提生产套管将环形钢板套上并焊接在表层套管上，然后下放生产套管坐在环形钢板上；

⑤生产套管母扣上丝堵，扣上井口帽并点焊在套管头上将井口封牢，电焊井号、施工队号标记，用砖和水泥砌盖井口并标上井号、施工队号；

⑥如果生产套管水泥浆未返出地面，钻井队需要在井口加工长宽深为 $1\text{m} \times 1.2\text{m} \times 0.5\text{m}$ 的方井，方便后续加装注浆口。

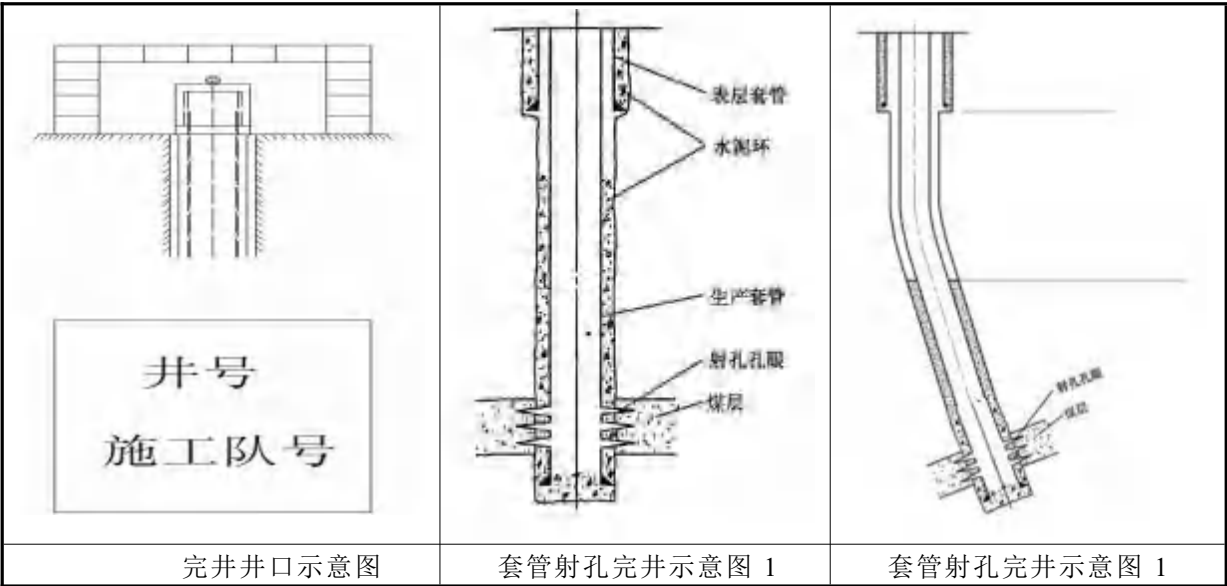


图 3.3- 6 完井内容示意图

(2) 生产套管尺寸设计

煤层气井生产时都是通过油管排水、套管产气的方式生产，通常生产出来的水是煤层中的原生水，依靠弹性能驱动流入井中，排采早期产水量最大，随着排采时间的增加，产水量不断变小，油管选择需考虑其产水量最大值。通常煤层气井的油管选择不需太大。另一方面，煤层气直井又都要进行压裂等增产改造工艺措施，为了满足压裂工艺措施的要求，套管尺寸应能满足目前水力加砂压裂和其它压裂工艺的要求。选择直径为 139.7mm 生产套管和直径为 73.0mm 油管作为矿区煤层气井的管柱尺寸。

鉴于阜康矿区构造背景为山前推覆挤压形成的断裂褶皱带，地层应力较大，同时兼压裂改造的技术要求，建议 139.7mm 生产套管采用P110（7.72）套管，在煤层段采用 P110（9.17）套管，防止地层形变特别是煤层段蠕变变形对套管产生挤压，造成套管变形甚至错断。

表3.3-17 油管与生产套管的匹配关系

油管外径(mm)	生产套管外径(mm)	油管外径(mm)	生产套管外径 (mm)
≤60.3	127	88.9	168.3 或 177.8
60.3	139.7	101.6	177.8
73.0	139.7	114.3	177.8

(3) 射孔工艺设计

①射孔及选层原则

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，射孔段选择时应尽可能避开套管接箍。射孔要保证所选弹型能够穿透固井水泥环，连通煤层与井眼。

②射孔液设计

射孔液是指射孔施工过程中采用的工作液。由于射孔孔眼穿入煤层达一定深度，有时它的不利影响甚至比钻井液的影响更为严重。因此，要保证最佳的射孔效果，就必须选择适合于煤层条件的优质射孔液。射孔液总的要求是保证与煤层中流体的配伍，防止射孔过程中和射孔后对煤层的进一步伤害，同时又能满足射孔施工工艺要求，并且成本低、配制方便。

为使射孔液与煤层水相匹配，阜康矿区所用射孔液为 1.0%KCl 溶液。

③射孔工艺

为使射孔工艺能最大程度的释放气井的产能，又保证施工安全，阜康矿区的煤层气井采用电缆输送射孔工艺或泵送桥塞射孔联作工艺。

具体射孔参数为：

A.枪型：102 枪；弹型：102 弹；孔密：16 孔/m，相位：90 度螺旋布孔。

B.枪型：89 枪；弹型：89 弹；孔密：12 孔/m，相位：60 度螺旋布孔。

由于煤层对压应力的变化比较敏感，过大的负压差可能造成煤层的裂隙闭合，降低煤层的渗透率，建议采用近平衡压力射孔，射孔时要求井内液面尽量在井口，射孔结束后观察液面变化情况。

④射孔器材要求

射孔的枪弹质量合格且合乎规定。要求射孔队有专用射孔软件，计量精确，有应对和解决射孔卡枪的经验及能力。

3.3.3 压裂工艺方案设计

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 矿区基础地质资料分析

（1）煤层地质概况

1) 煤层分布

工作区的含煤地层主要为侏罗系下统八道湾组（J1b）地层，该组煤层在区域上有一定的展布规律并随区域变化出现了一定程度的变化。根据工作区以往煤田地质工作

和煤层气工作取得的煤层数据，下侏罗统八道湾组（J1b）为本区主要含煤地层，控制地层平均厚度 569.34 米，煤层平均总厚 32.79-106.34 米，可采平均总厚 60.86 米，含煤系数 11.3%，含煤 10 层，从下到上依次编为 45、44、43、42、41、40、39、37、35-36、34。

2) 主要煤储层

区内主要的含煤层系是八道湾组，通过对工作区已有的钻井资料（煤田钻孔以及煤层气井），综合对比分析煤层取心结果和完钻测井成果，工作区 39 号、41 号及 42 号煤层厚度较大，分布稳定，是本区主要的目的储层。根据煤层资料的纵向、横向对比分析，统计出 39 号、41 号、42 号煤的厚度值，叙述如下：

①39 号煤层

煤层在浅部火烧，其中在 146 处火烧深度为+750 米。上距 37 号煤层 35.92-137.69m，平均 93.98m，含夹矸 0-4 层，岩性为粉砂岩、炭质泥岩，结构简单-较简单。煤层总厚 0.35-26.97m，平均 12.96m，可采厚度 1.4-17.2m，平均 9.3m，39 煤层全区大部分区域发育，属较稳定的大部可采煤层，厚度由西向东逐渐变薄。煤层顶板为深灰色粉、细砂岩及灰、灰白色中、粗砂、砾岩，底板以深灰色-灰黑色粉砂岩为主。区域上 39 号煤层在西区夹矸较少，东区煤层分叉，夹矸变多，煤层厚度变化较大。

②41 号煤层

41 号煤层位于下侏罗统的八道湾组第二岩性段含煤地层的下部，煤层产状 $166^{\circ}-174^{\circ} \angle 30^{\circ}-61^{\circ}$ 。

煤层浅部火烧。煤层总厚 0.32-21.47m，平均 5.85m，总厚度变化系数为 24.34%，可采厚度 1.0-10.7m，平均 5.80m，厚度变化系数为 23.5%，夹矸 0-4 层，岩性为粉砂岩，结构简单-较简单，在甘河子-大黄山七号井一带为全区可采的稳定的煤层，厚度由西向东逐渐变薄。顶板以深灰色-灰黑色粉、细砂岩为主，底板为深灰色-灰黑色砂岩。与上部 40 煤层间距 1.12~24.15m，平均 8.83m。

③42 号煤层

42 号煤层位于下侏罗统的八道湾组第二岩性段含煤地层的下部，41 号煤层之下，在小黄山西部臭煤沟一带厚度变化较小，煤层厚度变异系数 16.09%，煤层产状 $163^{\circ}-176^{\circ} \angle 30^{\circ}-68^{\circ}$ 。

煤层浅部火烧，西部火烧区在臭煤沟火烧深度最大，火烧最大深度 550m，最小 130m，一般深度 240m。东部区域在康龙煤矿火烧深度最深，东火烧最深深度达 370

米左右,一般在 270m 左右。全层厚为 0.68-56.07m,平均 25.15m。可采厚度 0.68~ 56.07m,平均 25.15 米 m。结构简单,为一区域大部可采的稳定的巨厚煤层。砂岩和 炭质泥岩,顶板以深灰色-灰黑色粉、细砂岩为主,底板为深灰色-灰黑色粉砂岩。与 41 煤层间距 24.91-44.49 米,平均 33.28 米。煤层厚度由浅到深逐渐变厚。受区域向斜构造的影响,煤层形成近东西向的宽阔倒转向斜构造,其中向斜北翼正常,产状稳定,平均为 54° ,趋于向斜轴部倾角变缓,总体为缓倾斜煤层;向斜南翼煤层倒转,产状 80° 左右,趋于向斜核部产状变缓,总体为陡倾斜煤层。

3) 煤岩特征及煤质

①煤岩组分

宏观煤岩组分:各煤层宏观煤岩成分大致相同,煤岩组成均以亮煤为主,丝炭及暗煤次之,亮煤多呈条带状分布,丝炭组份呈线理透镜状分布,宏观煤岩类型以光亮型煤及半亮型煤为主,暗煤量少。

显微煤岩特征:根据镜下观察,工作区内煤均为有机质和无机质构成,有机质总含量平均为 62.3%—96.3%,无机质总含量平均占 3.8%-37.7%。区内煤的有机质组分大多以镜质体为主,惰质体次之,半镜质体和壳质体少量。煤层的矿物组成主要为粘土矿物和碳酸盐矿物,粘土矿物呈浸染状或薄层状分布,碳酸盐矿物为方解石脉和菱铁矿。区内煤层镜煤最大反射率平均为 0.59%-1.13%,其变质阶段属 I-II-III 阶。

②煤类

区内煤层变质程度较低,按照中国煤炭分类标准(GB/T 5751-2009),以主要指标浮煤的挥发分、粘结指数,确定区内八道湾组的 39、41、42 主要为气煤,是配焦用煤,它们具有特低灰-中高灰分、特低-特高挥发分、特低-低硫、特低-低磷分、高-特高发热量、含油-高油之特点。可作为独立气煤焦和冶金配焦用煤。气煤焦是化学工业生产碳化钙(电石)的基本原料。

(2) 套管数据

生产套管采用 P110(7.72)139.7mm 套管,在煤层段采用 P110(9.17)139.7mm 套管,防止地层形变特别是煤层段蠕变变形对套管产生挤压,造成套管变形甚至错断。结合前期施工井的压力最高井施工压力均在 45MPa 以下,说明该套管能够满足后期新钻井压裂施工的要求。

(3) 煤层及顶底板含水情况

区内煤层顶板岩性为泥质砂岩、砂质泥岩、泥岩及砂岩为主。从参数井和生产试

验井组的排采情况看，在稳定产气阶段的产水量一般在 $10\text{m}^3/\text{d}$ 左右，不仅说明煤层含水性弱，也说明顶底板是很好的隔水层，对煤层气藏有很好的封盖作用。

3.3.3.2. 压裂方案设计

(1) 压裂目的层

阜康矿区压裂改造的主力煤层为 39-1、39-2、41、42 煤层。

(2) 压裂工程程序

工序：通洗井→目的层射孔→目的层压裂→排液→下泵。

(3) 压裂液的选择

活性水是截至目前应用于煤层气压裂的主要压裂液，因此可借鉴类似区块的活性水压裂液配置方法。从合理控制压裂成本和有效预防储层水敏的角度出发，压裂液中氯化钾的浓度加量根据压裂目的层段测井数据的 GR 平均值来确定。

表 3.3-18 活性水压裂液 KCL 浓度确定表

项目	GR<50	GR (50~80)	GR>80
前置液 KCL 浓度 (%)	1	1.5	2
携砂液 KCL 浓度 (%)	1	1	1

(4) 支撑剂的选择及比例

1) 支撑剂的选择

支撑剂的粒径：20-40 目、40-70 目、70-140 目；

支撑剂用途：采用变粒径支撑剂组合技术，适当减少 20/40 目中砂用量，增加 40/70 中细砂用量，细砂支撑微裂缝，中砂支撑主裂缝，并形成比较长的人工支撑裂缝。

技术要求：圆度不低于 0.6、球度不低于 0.6、抗破碎率符合要求、清洁无杂质，分选性满足行业标准 SY/T 5108-2014 的要求。

表 3.3- 19 压裂石英砂支撑剂性能参数表

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/T5108-2014	≤8.0	≤8.0	≤10.0	≤14.0
	圆度	SY/T5108-2014	≥0.6	≥0.6	≥0.6	≥0.6
	球度	SY/T5108-2014	≥0.6	≥0.6	≥0.6	≥0.6
	体积密度/g/cm ³	SY/T 5108-2014	/	/	/	/
	视密度/g/cm ³	SY/T 5108-2014	/	/	/	/
	酸溶解度%	SY/T 5108-2014	≤7.0	≤7.0	≤7.0	≤7.0
	浊度 FUT	SY/T 5108-2014	≤150	≤150	≤150	≤150

2) 支撑剂的比例

从先导性示范工程已排采的2口井来看，未出现支撑剂大量返吐的现象。由于煤层与其它岩石相比较软，会发生支撑剂的嵌入现象，因此要提高携砂液最后阶段的砂比，才能有效支撑裂缝，最高砂比为15%以上。为了提高支撑裂缝的长度，降低滤失，在前置液阶段需要加入4~8m³左右的中细砂，以提高压裂液的效率并促进压裂施工的顺利进行。除去粉砂后携砂液阶段应加入一定比例的中砂和粗砂，中砂和粗砂都起到支撑裂缝和提高导流能力的作用，粗砂的主要作用是增加近井筒的导流能力。但由于本区块渗透性较好，压裂施工过程中滤失量较大，使得压裂所产生的裂缝宽度较窄，粗砂的加入很大可能会在施工过程中造成砂堵，导致施工失败，影响对储层的改造效果，因此粗砂仅在近井筒地带加入。参考所做的支撑剂优化组合实验来看，适当降低支撑剂粒径，不会造成裂缝导流能力的明显下降，见图 3.3-7。

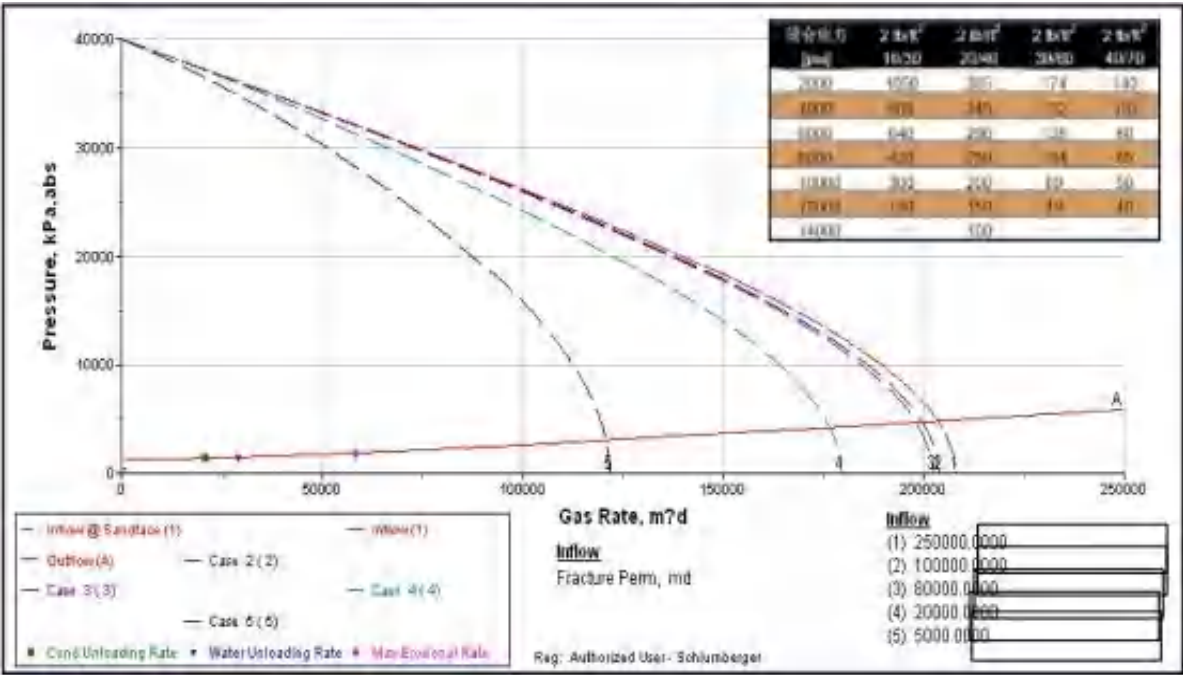


图 3.3-7 不同支撑剂粒径对产气效果的影响

(5) 配液要求

1) 产品要求:

化工材料需有正规的合格证和质检报告。

清水: 清洁无污染, 无固相颗粒, 浊度小于 30NTU; KCl: 工业级有效含量≥95%, 外观白色结晶颗粒。

2) 配液要求:

严格按照压裂液配方要求, 称取准确, 充分搅拌, 完全溶解。

（6）压裂设备及井口的要求

1) 压裂设备

泵车的要求：在 45MPa 的压力下，排量能够稳定在 5-12m³/min，正常工作两小时以上。具有冬季施工所必需的配合设备（发电机、电热带等）。

混砂车的要求：供液能力达到 20m³/min；可 2 台混砂并联作业。

仪表车的要求：监测软件录取的数据齐全、准确，与实际值误差小于 10%。

砂罐要求：保证有总容积不低于 100m³ 砂罐，罐车上有标注了内容积的铭牌。水罐要求：保证有不低于 2600m³ 的储液罐，罐内清洁无污染。

作业队要求：工具齐全，能够按照质量要求快速完成压裂工序中的各项作业内容，并具有解决一般复杂情况的能力。具备 40t 以上修井机，修井作业执行石油天然气行业的一些相关标准。

2) 压裂井口

套管钢级均为 P110，为确保施工安全，保证施工的成功率，要求压裂安装 KY65/60 型或以上耐压级别压裂井口。

连接生产套管与压裂井口的升高短接的抗内压强度必须与井口匹配，严禁高低压混装。

（7）施工排量及注入方式

1) 施工排量：结合已压裂井成功的施工经验，为提高施工成功率、保证压裂效果，压裂施工均采用大排量的压裂施工工艺，压裂施工时排量为 15-20m³/min。

2) 注入方式：由于采用的是活性水压裂液，为了降低压裂液摩阻、提高压裂液携砂效率，采用光套管注入的方式。

（8）压裂规模与加砂强度

在对前期压裂施工数据进行总结分析的基础上，结合排采资料分析，对压裂规模进行确定。

1) 施工排量：煤层压裂施工需要较高的施工排量，但是较高的施工排量会导致施工压力较高，在较高的施工压力下煤层裂缝容易发生扭转，产生较多的复杂裂缝，造成压裂的效果较差。压裂施工造缝主要产生在前置液阶段，因此在前置液阶段要控制施工压力，保证施工压力平稳的情况下缓慢的提升排量，防止缝内净压力过高，产生复杂裂缝。前置液阶段排量提升至 10m³/min 需分 5~7 个阶段，待每个阶段压力平稳后再逐步提高排量，在携砂液阶段提高排量到 10~12m³/min。在排量提升至 12m³/min

时，至少用液 260m^3 ，在加入第一个段塞砂时用液量不少于 100m^3 。

2) 加砂强度：根据已排采产气井的施工数据进行分析得出加砂强度较大时产气量也较高，每层加砂 $50\sim 100\text{m}^3$ 为宜。

3) 加砂梯度（平均体积比）：压裂施工设计原则采用由低到高分 6-9 个阶梯进行加砂：前置液排量达到 $6\text{m}^3/\text{min}$ 后加入 4 个段砂塞，段砂塞目数为 40~70 目，砂比为 2%~4%；携砂液采用低到高分 6~9 个阶梯进行加砂，平均砂比为 12%。

4) 前置液比例及用液量：压裂施工中造缝主要发生在前置液阶段，因此提高前置液占总液量的百分比就可以获得更长的裂缝，但是前置液百分比需要确定一个合理的范围才能保证动态裂缝和支撑裂缝都能最优化。通过分析已排采井的压裂施工数据，根据产气井的施工数据，定位前置液的比例在 40%~50% 左右。整体施工液量在 $1500\sim 2500\text{m}^3$ 。

（9）压后排液

为防止激动煤层，近井地带支撑剂回流，造成缝口闭合，保证缝口的高导流能力，压裂后待压力降至裂缝闭合压力以下，再开井控制排液，具体排液要求如下：

压后井口安装压力表，根据井口压力确定开井时间：

1) 压裂结束后 1、3、5、8 小时观测一次套压、此后每 4 小时观测一次套压至 48 小时。

2) 压裂后关井 48 小时且井口压力小于 5MPa 开始放喷，放喷的具体操作方法是井口压力 $3\sim 5\text{MPa}$ 用 1mm 的油嘴放喷（若无 1mm 油嘴，可用 2mm 油嘴代替），并控制阀门保证每小时瞬时流量不大于 $2\text{m}^3/\text{h}$ ； $1\sim 3\text{MPa}$ 用 2mm 的油嘴放喷，并控制阀门保证每小时瞬时流量不大于 $2\text{m}^3/\text{h}$ ；井口压力低于 1MPa 采用 3mm 的油嘴放喷，阀门全开，直至放喷结束。

3) 开始放喷后 0、1、3、5、8 小时观测一次套压、排液速度数据，此后每 4 小时观测一次套压、排液速度数据，每 24 小时采集一个返排水样化验氯离子直至放喷结束。

4) 放喷数据（套压、排液速度、水样氯离子）及时、动态的生成电子版曲线，放喷结束后电子版上交，以便后续检泵、排采设计使用。

5) 排液过程中按照要求做好排液记录，填写排液日报。

3.3.4 排采工艺设计

煤层气井的排采实质就是通过合理选择排采设备以及合理制定排采制度，依靠排

水降压的方式达到使煤层气解吸产出的过程，其关键在于排水。因此，煤层气井如何进行产水预测以便合理选择排采设备以及如何制定排采制度对排采工艺设计至关重要。

本项目采用排水采气工艺。

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 排采设备

(1) 排采设备选型

煤层气井排水设备都是沿用油气行业的人工举升设备，主要为游梁式有杆抽油泵、螺杆泵和电潜泵等几种举升设备。常用人工举升方式设备比选见表 3.3-20。

表 3.3-20 常用人工举升方式适应性对比

项目	条件	有杆泵	电潜泵	螺杆泵	射流泵
排量 m ³ /d	正常范围	1~100	80~700	10~200	0-150
最大值		300	1400	250	200
泵深 m	正常范围	<3000	<1500	<1500	<1500
最大值		4421	1700	3084	3000
井身	定向井	一般	适宜	不宜	适宜 L 型井
环境	气候恶劣	一般	适宜	一般	需要防冻
操作问题	高气水比	较适应	不适应	较适应	较适应
出砂煤粉		不适宜	不适宜	一般	适应性强
维修管理	检泵工作	管式泵动管柱	必须动管柱	必须动管柱	泵芯投捞式
免修期 a		2	1.5	1	2
自动控制		适宜	适宜	一般	较适宜
生产测试		基本配套	基本配套	不配套	基本配套
灵活性		适宜	适宜	一般	一般
设备成本		低	高	低	高

1) 抽油机有杆泵排采工艺

① 工艺原理

抽油机有杆泵排采工艺俗称三抽系统，地面为抽油机，井下为抽油泵，抽油杆连接地面和井下设备。抽油泵由泵筒和柱塞两大部分组成。将抽油泵下入到井筒液面以下的适当深度，泵柱塞在抽油机的带动下，在泵筒内作上下往复抽吸运动，从而达到从油管内抽吸排水、降低液柱对井底的回压，从油套环形空间采出煤层气的目的。

②技术特点

a.技术成熟，适应性强，操作简单，性能可靠，成本较低；

b.在排采不同阶段，根据产水量变化调整泵型，并可通过调速电机调频，根据各井情况选择适当的排采强度，因此它的工作深度和排量都能适应大部分煤层气井的排液要求；

c.其抽深和排量又能覆盖大多数气井，且通过调频电机调节冲程和冲次，容易实现排量的任意调节。

2) 螺杆泵排采工艺

①工艺原理

螺杆泵系统由地面驱动设备和井下螺杆泵组成，螺杆泵的核心是定子和转子。生产时，不同时刻定子和转子的接触形式是不同的，两点式接触和接触线呈弧线式交替出现，沿着螺杆泵的长度，定子和转子之间会有多个密闭的空间。生产时，转子转动，它们形成的密闭的空间会随着转子的转动不断变换位置，逐渐沿着螺杆泵轴向方向推进，密闭空间内的液体也会随着它向地面排出，而在下端不断形成的密闭空间会陆续的带着液体向上移动，如此循环，实现举升。

②技术特点

螺杆泵排采工艺具有如下技术优势：

a.地面设备结构简单，占地面积小，非常适应复杂地形，排量和扬程也较适合煤层气井的排水要求；

b.投资费用和操作费用较低；

c.受固体颗粒和气体影响较小；

d.负载稳定，系统效率高。

同时也具有如下工艺缺点：

a.定子寿命影响着螺杆泵系统的使用效果；

b.在井下出粉出砂较多时，容易卡泵，造成杆柱扭断、脱扣等，检泵困难；

c.泵下面万向节不能很好消除偏心距造成的泵身振动，井内震动大；

d.一般用于产量小的井或者后期地层供液能力不足时，摩擦产生热量散失慢，致使泵体温度升高，会发生“烧泵”现象。

3) 电潜泵排采工艺

①工艺原理

电潜泵排采工艺是将电潜泵机组装置通过油管下入井下，多级离心泵装置进行高速旋转将地层流体从泵口排出，井中流体就会从油管中排出。流体的排出，使得环空液面高度下降，煤层压力也跟着下降，当煤层压力下降到低于煤层气的解吸压力时，吸附在煤层中的甲烷就会解吸，扩散、渗流产出，进而完成油管排水，套管采气。

②技术特点

电潜泵排采工艺具有如下技术优势：

- a.排量大、扬程高，无脉冲，运转平稳；
- b.可形成较大的生产压差，理论上可将气井采至枯竭；
- c.设备结构简单，易损件少，运转周期长，操作和维修工作量小；
- d.调节性能好，运转可靠；
- e.适合斜井、L 型井等井斜角大的情况。

电潜泵工艺同时也具有如下缺点：

- a.电潜离心泵系统成本相对较高，一次性投入费用大；
- b.容易烧泵。由于液面低，电机无法散热，导致烧泵情况发生；
- c.气体含量高时，将会引起气体干扰或气锁；
- d.腐蚀、砂、垢等对机组寿命影响较大；
- e.对供电系统要求高。

4) 射流泵排采工艺

①工艺原理

射流泵是水力泵的一种类型，它没有运动件，工作时由地面柱塞泵提供高压水作为动力液，通过内管进入射流泵泵芯，由泵芯的喷嘴喷出，在喷嘴和喉管之间产生负压，将地层流体吸入泵筒，通过动力液和采出液之间的能量转换将地层流体举升至井口。

②技术特点

射流泵排采工艺具有如下优点：

- a.没有运动部件，不存在偏磨；
- b.防卡、携煤粉能力强，可正向洗井解堵，方便快捷；

c.采用地面投捞修泵换泵，维修简单，时间短，费用低；

d.丛式井组可共用一套地面系统，能节约投资费用。

该工艺的缺点如下：

a.举升效率较低，通常小于 25% ，造成能耗大；

b.防气效果相对较差，为防止气蚀，射流泵排水采气要求较高的吸入压力和较高的沉没度。

5) 排采设备选择

根据本项目地质构造情况，阜康白杨河矿区具有总体地质构造简单（基本呈南倾单斜构造），地层倾角大，煤层多、厚度大等特点。根据示范区的地形条件和煤层特点，以及考虑到通过试验新工艺、新技术进行技术储备的需要，工程总体设计采用了以丛式井为主的开发井型，考虑到区域煤层多，层间距大，为了控制靶点井距，丛式井采用了直井、三段制定向井和五段制定向井、水平井（L 型井）等不同的井身结构；排采设备根据井型不同分别选择：

水平井采用射流泵或电潜泵；直井采用抽油机或螺杆泵。

（2）排采控制方法

依托阜康示范区现有工程经验，形成了一套适应新疆“低中煤阶、大倾角、多厚煤层”的煤储层特点的“五段三点两控制”排采控制方法。

五段，即排水降压阶段、憋套压阶段、控压提产阶段、稳产阶段、产气衰减阶段；

三点，即确定供液能力、憋套压和逐级放产；两控制，即压力和流速的双控制。该排采控制方法，达到了保护储层、最大限度扩展压降面积、最大程度释放产能的目的。

对于单井排采来说，主要分为排水降压、憋套压、控压提产、稳产和产量衰减五个排采阶段，

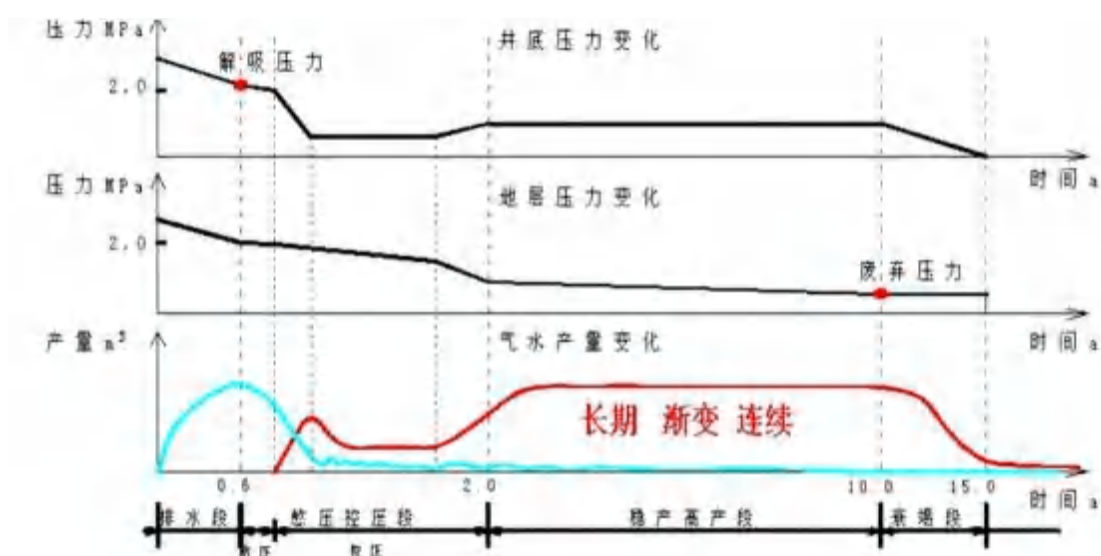


图3.3-8 煤层气排采井的开发规律曲线

1) 排水降压阶段动态变化特征

该阶段通过调整动液面的下降速度来控制煤层中水的流动速度，进而控制着煤储层导流能力的变化。根据排采过程中地层供液能力的明显变化，把这一阶段分为三个过程，分别阐述。

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，可以近似的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，确定每层的最大的产水上限（阜康示范区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 $30\text{m}^3/\text{d}$ ）。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，产水量逐步降低至一个正常水平为止。

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，产水量逐步降低至一个正常水平之后，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。

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。

煤层气井通过水压和气压两套压力系统的传递来实现其产气。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。煤层气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。阜康示范区在该区域沿倾向上仅两排井，由于该区域围岩含水量很大，两排井很难形成群井排采区域降压的效果，因此在见套前几乎不出现流压下降，产水量也下降的阶段，这对后期产气效果有较大的影响。因此大黄山地区煤层气开发时应重点考虑区域降压的问题。

2) 憋套压阶段动态变化特征

此阶段通过控制井底流压来控制煤层的产气速度，来实现煤层中远端水向近井筒地带的流动，同时让围岩中的水继续产出。核心目标是：控制产气量，尽量让煤层中的水压向更远处传播。新疆地区中、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。阜康示范工程 FS-81 井 12 点 30 分井口套压为 0.14MPa，到 13 点 10 分，井口套压已经接近 2.5MPa。因此该阶段的排采核心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的排出就结束憋套压阶段，后期不能形成很好的产量。

3) 控压提产阶段动态变化特征

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比较少，

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，当产水量下降至接近与地层供液平衡时，为提产结束点。

4) 稳定产气阶段动态变化特征

进入稳定生产阶段，中-高渗块状储层在弹性自调节正、负效应作用下，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。此时单井排采工作已不是工作的重点，若井口套压能维持一个定值来维持其产量，则继续保持现有的排采工作制度。当井口套压值不能维持其产气量时，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。

3.3.5 标准化井场工程设计

3.3.5.1.采气井场数量及位置

本项目工作区范围内共涉及 18 个井场，其中利用一期的 8 座井场（同 1 个工作范围），本次新建 10 座标准化井场。

表 3.3-21 本目标标准化井场建设情况一览表

序号	井场编号	所辖井数(口)	井号	标准化井场坐标	
				经度	纬度
一、利用一期井台（共 8 个井台）					
1	18#	4	FSL-54、FSL-60、FSL-59、FSL-58	88°29'52.44"E	44°2'26.23"N
2	20#	2	FSL-69、FSL-70	88°25'38.19"E	44°2'50.10"N
3	21#	4	FK62-1L、FK62-2L、FK62-3L、FK62-4L	88°25'24.90"E	44°2'47.63"N
4	23#	6	FK73-2L、FK73-6L、FK73-8L、FK73-10L、FK73-12L、FK73-X1L	88°30'30.19"E	44°2'15.40"N
5	27#	5	FK56、FK56-1L、FK56-2L、FK56-3L、FK56-4L	88°23'36.13"E	44°3'9.97"N
6	28#	3	FK54-X1、FK54-X2、FK54-2L	88°22'43.45"E	44°2'56.78"N
7	29#	5	FK65、FK65-1L、FK65-2L、FK65-3L、FK65-4L	88°26'52.34"E	44°2'23.56"N
8	30#	5	FK68、FK68-1L、FK68-2L、FK68-3L、LFK68-X1	88°28'29.66"E	44°2'36.99"N
二、二期新建井台（共 10 个井台）					

9	FK57#	6	FK57、FK57-1L、 FK57-2L、FK57-3L、 FK57-4L、FK57-X1	88°23'26.42"E	44°2'55.38"N
10	FK59#	5	FK59、FK59-1L、 FK59-2L、FK59-3L、 FK59-4L	88°24'11.39"E	44°1'56.03"N
11	FK60#	5	FK60、FK60-1L、 FK60-2L、FK60-3L、 FK60-X4	88°24'59.67"E	44°1'59.45"N
12	FK61#	5	FK61、FK61-1L、 FK61-2L、FK61-3L、 FK61-4L	88°25'5.58"E	44°2'29.59"N
13	FK63#	4	FK63、FK63-X1、 FK63-X2、FK63-1L	88°25'46.10"E	44°1'53.10"N
14	FK66#	1	FK63-X1	88°27'11.37"E	44°2'34.30"N
15	FK70#	4	FK70、FK70-X1、 FK70-2L、FK70-6L	88°29'15.12"E	44°2'18.33"N
16	FK71#	4	FK71、FK71-1L、 FK71-2L、FK71-3L	88°29'42.86"E	44°2'5.27"N
17	FK79#	5	FK79、FK79-X1、 FK79-X2、FK79-X3、 FK79-X4	88°26'39.08"E	44°1'25.42"N
18	FK801#	8	FK6301、FK6301-1L、 FK6301-2L、FK6301-3L、 FK6301-4L、FK6301-5L、 FK6301-6L、FK6301-1X	88°25'50.07"E	44°2'18.12"N
合计	18 座	81			

3.3.5.2 标准化井场设计

本项目工作区范围内共涉及 18 个井场，其中利用一期的 8 座井场（同 1 个工作范围），本次新建 10 座标准化井场。每座井场内有 1~8 口井；井场内有井口区、采出水防渗排采池、放空区、修井区及低压配电站，为无人值守井场。

（1）采气井场设计

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。

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。采气树油管出采出水经计量后进入井场储水池，定期拉运处理。

2）采出水收集防渗排采池

单井场采用 1 座 50m³ 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

单井场内设置修井区，修井场地不得随意占用。

（2）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，油套环空产气。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。井口工艺流程图见图 3.3-1。

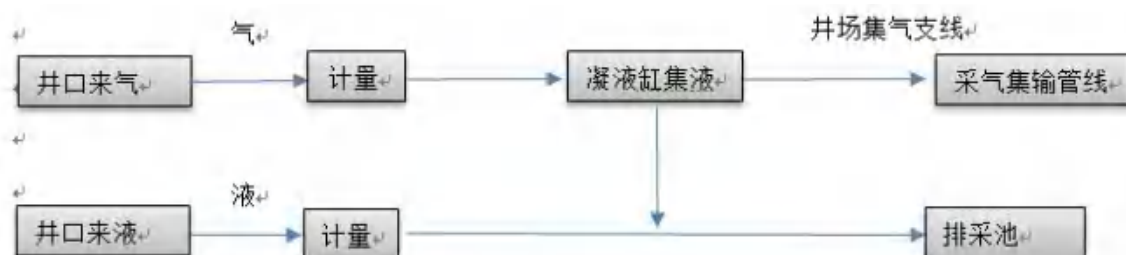


图 3.3-9 井口工艺流程图

3.3.5.3 井场结构

（1）井场围栏、大门

围栏采用钢丝网防翻越围栏，围栏地面以上高度为 2.20m，围栏顶部设滚筒型刀片刺丝网作为防攀爬设施。围栏钢网采用丝径 4mm 低碳钢丝，网眼规格 50mm×

50mm，防腐采用浸塑处理，包塑 1mm 以上；围栏立柱采用矩形钢管，规格 70mm×50mm，壁厚 4mm，柱距 2.5m；立柱基础采用素混凝土块式基础，立柱与基础采用螺栓连接固定。

大门采用钢丝网防翻越围栏门，门柱中距 4.20m，高度 2.20m，围栏门钢网要求同场站围栏；围栏立柱采用矩形钢管，规格 150mm×150mm，壁厚 5mm；立柱基础采用素混凝土块式基础，立柱与基础采用螺栓连接固定。

（2）排采池

采用“防渗膜+防晒膜”形式的排采池，在井场空地开挖倒梯台形的基坑，素土修坡，先铺防渗膜，再铺防晒膜，在池子边缘浇筑一圈混凝土围堰（同时固定压模），围堰上部设置 1.10m 高防护栏杆。池体上口长 10.0m，宽 6.0m，下口长 6.0m，宽 2.0m，深 2.0m。

（3）采气计量橇基础、抽油机基础

采用填土地基形式：500mm 厚碎石（戈壁土）换填层+平铺多孔砖面层。填土范围的长为 L+1.2m，宽为 B+1.2m，L、B 为设备底座长宽尺寸。

（4）压缩机基础、电加热导热油油橇基础、分子筛脱水橇基础、脱二氧化碳橇基础采用钢筋混凝土块式基础；进站阀组器橇基础、进站分离器橇基础、粉尘过滤器橇基础采用钢筋混凝土条形基础；生活区橇装房屋基础采用钢筋混凝土条形基础+砌体墙封堵的结构形式；放空火炬基础采用钢筋混凝土独立基础，管线支墩采用素混凝土块式基础。

（5）埋地污水罐池采用钢筋混凝土池体结构，防水等级为二级，混凝土抗渗等级：雨水池为 P6，池体埋地部分池壁外侧及底板下侧均做 2 层 3mm 厚 SBS 防水层，外加 100mm 厚聚苯板保护层，池体内侧做 20mm 厚 1:2 防水水泥砂浆抹面。

（6）采气集输管道阀井：长 2.4m，宽 1.9m，深 0.95m，阀井池壁采用 200 厚混凝土浇筑，阀井底铺设 0.20m 厚细砂，阀井盖板采用 120 厚彩钢夹芯复合板。

（7）各场站构筑物及设备基础见比偶 3.3-22、3.3-23。

表3.3-22 1井式井场构筑物及设备基础一览表

序号	构筑物名称	结构型式或材料	平面尺寸（长×宽）	高度或深度	数量	构筑物工程量	备注
1	井场围栏	钢丝网防翻越围栏	35m×44m	2.2m	164m		围栏柱采用螺栓与基

新疆阜康市白杨河区域煤矿瓦斯治理二期项目

序号	构筑物名称	结构型式或材料	平面尺寸(长×宽)	高度或深度	数量	构筑物工程量	备注
							础连接
2	井场大门	钢丝网防翻越围栏门	宽度4.2m	2.2m	1座		
3	放空区小门	钢丝网围栏门	宽度1.2m	2.2m	1座		
4	井场地坪	1) 地表面铺50mm级的级配碎石 (20~30mm粒径) 至场地设计标高 2) 底层采用100mm厚戈壁土碾压密实, 压实系数≥0.94	35m×44m		1540m ²		
5	排采池	“防渗膜+防晒膜”形式的排采池	L=10m B=6m	2.0m	2座		
6	抽油机基础	填土地基	L=5.9m B=2.4m	0.5m	1座		
7	采气计量橇基础	填土地基	L=5.0m B=2.0m	0.5m	1座		
8	固定墩	钢筋混凝土块式基础	1m×1m	1.1m	1座	钢筋混凝土 1.10m ³	
9	放空火炬基础	钢筋混凝土独立基础	1.2m×1.2m	1.6m	1座	钢筋混凝土 1.8m ³	含3座拉线地锚
10	单管支墩	混凝土块式基础	0.4m×0.4m	0.7m	10座	混凝土 4m ³	
11	双管支墩	混凝土块式基础	0.8m×0.4m	0.7m	10座	混凝土 6m ³	
12	视频监控立杆基础	钢筋混凝土独立基础	1.2m×1.1m	1.6m	1座	钢筋混凝土 1.7m ³	
13	阀井	混凝土池体	2.4m×1.9m	0.95m	1座	混凝土 3m ³	
注: 表格内工程量为单井工程量							

3.3-23 线路部分构筑物及设备基础一览表(二期建设)

序号	构筑物名称	结构型式或材料	平面尺寸(长×宽)	高度或深度	数量	构筑物工程量	备注
1	采气集输管道 阀井	钢筋混凝土池体 钢筋混凝土盖板+120厚复合保温人孔盖板	3.0m×2.5m	2.45m	6座	钢筋混凝土 54m ³ 混凝土 8.01m ³	工程量为6座总和(以下表格同理)

(8) 主要结构材料

1) 钢筋混凝土设备基础采用 C35 混凝土, HRB400 级钢筋现浇; 素混凝土

基础采用 C25 混凝土现浇；阀井采用 C35 抗渗混凝土，HRB400 级钢筋现浇，抗渗等级 P6，设备基础、池体、阀井外露部分抹 20 厚 1:2.5 水泥砂浆面层。

2) 钢构件采用 Q235B，埋件锚筋采用 HPB300 级钢筋时选用 E43 系列焊条，采用 HRB400 级钢筋时选用 E55 系列焊条。

(9) 防腐及除锈

除镀锌构件外，制作前钢构件表面均应进行除锈处理，应采用喷砂（抛丸）除锈，除锈质量等级应达到中 Sa2.5 级标准。

所有钢构件除锈后，应刷防腐涂层，底层为环氧铁红底涂料 2 遍，厚 60 μm ；中间层为环氧云铁涂料 2 遍，厚 120 μm ，面层聚氨酯涂料 3 遍，厚 120 μm 。

钢构件防腐工作年限为 15 年。

(10) 基础防腐

所有基础底部（含阀井、池体、电缆沟）均设 C20 高抗硫混凝土垫层 150mm 厚，埋入土中的混凝土构件（包括基础）混凝土保护层的最小厚度为 50mm，基础埋地部分（包括垫层顶面）刷环氧沥青涂层，厚度 $\geq 300 \mu\text{m}$ 。

3.3.5.4 井场主要工程量

二期工程各单座井场工程量如表 3.3-24 所示。

表 3.3-24 井场工程量

序号	工程量（以下为单座井场）	数量	单位
1 井式井场			
一	设备		
	采气计量橇	1	座
	排采池 60m ³	2	座
	放散火炬 DN80 H=10m	1	座
	凝液缸	1	座
二	井场内管线		
	D76×5/20G	20	m
	D114×5/20#	30	m
	D60×4/20#	30	m
三	阀门		
	钢制截止阀 J41H-16C DN100 1.6MPa	10	套
	高密封取样截止阀 GMQJ11F/H-16 DN15 PN16	2	套
	钢塑转换接头		
	D114×5/20-dn90 SDR11 PE100	1	个
	永久征地面积：40*54		
2 井式井场			
一	设备		
	采气计量橇	2	座
	排采池 60m ³	2	座

新疆阜康市白杨河区域煤矿瓦斯治理二期项目

	放散火炬 DN80 H=10m	1	座
	凝液缸	1	座
二	井场内管线		
	D76×5/20G	60	m
	D114×5/20#	50	m
	D60×4/20#	30	m
三	阀门		
	钢制截止阀 J41H-16C DN100 1.6MPa	20	套
	高密封取样截止阀 GMQJ11F/H-16 DN15 PN16	2	套
	钢塑转换接头		
	D114×5/20-dn90 SDR11 PE100	1	个
	永久征地面积：45*54=2430m ²		
3 井式井场			
一	设备		
	采气计量橇	3	座
	排采池 60m ³	2	座
	放散火炬 DN80 H=10m	1	座
	凝液缸	1	座
二	井场内管线		
	D76×5/20G	60	m
	D114×5/20#	40	m
	D60×4/20#	40	m
三	阀门		
	钢制截止阀 J41H-16C DN100 1.6MPa	30	套
	高密封取样截止阀 GMQJ11F/H-16 DN15 PN16	4	套
	钢塑转换接头		
	D114×5/20-dn90 SDR11 PE100	1	个
	永久征地面积：52*54		
4 井式井场			
一	设备		
	采气计量橇	4	座
	排采池 60m ³	2	座
	放散火炬 DN80 H=10m	1	座
	凝液缸	1	座
二	井场内管线		
	D76×5/20G (埋地)	80	m
	D114×5/20#	70	m
	D60×4/20#	60	m
三	阀门		
	钢制截止阀 J41H-16C DN100 1.6MPa	40	套
	高密封取样截止阀 GMQJ11F/H-16 DN15 PN16	1	套
	钢塑转换接头		
	D114×5/20-dn90 SDR11 PE100	1	
	永久征地面积：59*54=3186m ²		
5 井式井场			
一	设备		
	采气计量橇	5	座
	排采池 60m ³	2	座

新疆阜康市白杨河区域煤矿瓦斯治理二期项目

	放散火炬 DN80 H=10m	1	座
	凝液缸	1	座
	井场内管线		
二	D76×5/20G	120	m
	D114×5/20#	110	m
	D60×4/20#	60	m
	阀门		
三	钢制截止阀 J41H-16C DN200 1.6MPa	50	套
	高密封取样截止阀 GMQJ11F/H-16 DN15 PN16	1	套
	钢塑转换接头		个
	D114×5/20-dn90 SDR11 PE100	1	个
	永久征地面积：66*54=3564m ²		
6 井式井场			
一	设备		
	采气计量橇	6	座
	排采池 60m ³	4	座
	放散火炬 DN80 H=10m	1	座
	凝液缸	1	座
二	井场内管线		
	D76×5/20G	140	m
	D114×5/20#	130	m
	D60×4/20#	100	m
三	阀门		
	钢制截止阀 J41H-16C DN100 1.6MPa	60	套
	高密封取样截止阀 GMQJ11F/H-16 DN15 PN16	2	套
	钢塑转换接头		
	D114×5/20-dn90 SDR11 PE100	1	个
	永久征地面积：73*54=3942m ²		
8 井式井场			
一	设备		
	采气计量橇	8	座
	排采池 60m ³	4	座
	放散火炬 DN80 H=10m	12	座
	凝液缸	1	座
二	井场内管线		
	D76×5/20G	200	m
	D114×5/20#	170	m
	D60×4/20#	130	m
三	阀门		
	钢制截止阀 J41H-16C DN100 1.6MPa	80	套
	高密封取样截止阀 GMQJ11F/H-16 DN15 PN16	2	套
	钢塑转换接头		
	D114×5/20-dn110 SDR11 PE100	1	个
	永久征地面积：87*54=4698m ²		
7 井式井场			
一	设备		
	采气计量橇	7	座
	排采池 60m ³	4	座

	放散火炬 DN80 H=10m	1	座
	凝液缸	1	座
二	井场内管线		
	D76×5/20G	180	m
	D114×5/20#	159	m
	D60×4/20#	110	m
三	阀门		
	钢制截止阀 J41H-16C DN100 1.6MPa	70	套
	高密封取样截止阀 GMQJ11F/H-16 DN15 PN16	2	套
	钢塑转换接头		
	D114×5/20-dn90 SDR11 PE100	1	个

3.3.6 集输管网工程

3.3.6.1 管网布置

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、中、西三线进入八区集气增压站。根据《阜康市白杨河区域煤矿瓦斯治理项目（二期、三期地面工程方案）》，二期工程采气集输管道长度约为 21.5km。

阜康八区块位于晋源接收站南侧直线距离约 4.5km，根据八区的井位布置，一期工程已在八区附近设置一号集气增压站 1 座，在晋源能源直线距离约 1.0km 处已建阜康一号增压脱碳脱水站 1 座。

根据二期和三期工程井场布置，八区二期各井产能先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二级增压，在阜康一号增压脱碳脱水站二级增压站增压至 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。

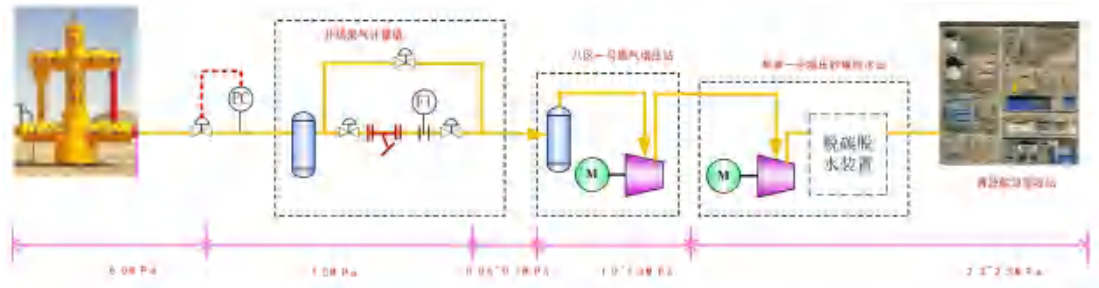


图 3.3-1 八区管网布局示意图

3.3.6.2 管材及管径选择

采气集输管道设计压力为 0.4MPa，设计温度为 20℃。

(1) 管材

本工程新建采气管道运行压力为 0.05MPa~0.15MPa，运行温度为 5℃~20℃，推荐采用 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：总则》GB/T 15558.1-2023。

(2) PE 管规格

本工程采气集输管道全部采用 PE 管。

综合考虑《燃气用埋地聚乙烯（PE）管道系统 第 1 部分：总则》（GB/T 15558.1-2023）及《聚乙烯燃气管道工程技术标准》（CJJ 63-2018）中的具体要求，PE 管选用：燃气用埋地聚乙烯（PE）管道，SDR11，PE100。

(3) 水力计算

管径的计算采用《油田油气集输设计规范》（GB 50350-2015）中推荐管线计算公式。

管线相对高差≤200m 时，采用下式计算：

$$q_v = 5033.11 d^{8/3} \sqrt{\frac{P_1^2 - P_2^2}{\Delta ZTL}} \quad \text{公式(1)}$$

管线相对高差>200m 时，采用下式计算：

$$q_v = 5033.11 d^{8/3} \left(\frac{P_1^2 - P_2^2 (1 + a\Delta h)}{\Delta ZTL \left(1 + \frac{a}{2L} \sum_{i=1}^n (h_i + h_{i-1}) L_i \right)} \right)^{0.5} \quad \text{公式(2)}$$

式中：

q_v ——管道计算流量（m³/d）；

d ——管道内径（cm）；

P_1 ——管道起点压力（绝）（MPa）；

P_2 ——管道终点压力（绝）（MPa）；

Δ ——气体的相对密度（对空气）；

Z ——气体在计算管段平均压力和平均温度下的压缩因子；

T ——气体的平均热力学温度（K）；

L——管道计算长度（km）；

Δh ——管道计算的终点对计算段起点的标高差（m）；

a——系数（m⁻¹）， $a = \frac{2g\Delta}{R_a ZT}$ ；其中 g 为重力加速度，g=9.81m/s²；R_a 为空气的气体常数，在标准状况下 R_a=287.1m³/（s²·K）；

n——管道沿线计算管段数，计算管段是沿管道走向，从起点开始，当其相对高差 $\Delta h \leq 200$ m 时划作一个计算管段；

h_i——各计算管段终点的标高（m）；

h_{i-1}——各计算管段起点的标高（m）；

L_i——各计算管段长度（km）；

单井采气集输管道以进八区集气增压站压力 0.05MPa 为计算基础，最远端井的压力不超过井口压力 150KPa，最远井 FK77 单井采气集输管道的水力计算结果详见表 3.2-25。

表3.3-25 八区采气集输管道水力计算表

管线名称	起点	终点	管径 mm	长度 km	起点压力 MPa	末点压力 MPa	流速 m/s
FK77 井采气集输管道	FK77	FK59	400	1.2	0.051	0.050	5.935~5.936
FK59 井采气集输管道	FK59	阀井 1	400	0.8	0.1262	0.1431	10.10~10.68
FK78 井采气集输管道	FK78	阀井 1	90	1.5	0.15	0.1431	4.12~4.34
阀井 1 采气集输管道	阀井 1	FK801	400	2.7	0.1431	0.08264	10.10~10.68
FK801 井采气集输管道	FK801	FK6501	400	1.5	0.08264	0.07225	14.14~14.73
FK6201 采气集输管道	FK6201	FK6501	160	1.0	0.15	0.1441	5.76~5.88
FK76 井采气集输管道	FK76	阀井 2	90	0.5	0.15	0.1370	9.03~9.05
FK67 井采气集输管道	FK67	FK802	160	1.5	0.15	0.1415	5.66~5.79
FK79 井采气集输管道	FK79	FK802	90	1.5	0.15	0.1426	3.66~3.69
FK802 井采气集输管道	FK802	FK6501	250	2.5	0.15	0.1417	5.77~5.82
FK6501 井采气集输管道	FK6501	二号集气增压站	400	2.5	0.07225	0.05	25.63~26.95

3.3.6.3 线路构筑物

(1) 线路阀室

根据 GB50349-2015《气田集输设计规范》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 32 公里。

本工程新建管线长度较短，最长仅 11km，无需设置线路截断阀室。

柔性复合管输送介质为原料气，无法清管，在沿线地点处设置阀井，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 SY/T6064-2017《油气管道线路标识设置技术规范》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。

3.3.6.4 其它

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。

3.3.6.5 管道工程量

表 3.3-26 项目采气集输管道工程量

项目采气集输管道工程量	数量	单位
采气集输管道		
0.4MPa DN90PE 管（管顶埋深 1.8m）	600	m
0.4MPa DN110 PE 管（管顶埋深 1.8m）	1700	m
0.4MPa DN160 PE 管（管顶埋深 1.8m）	4200	m
0.4MPa DN250 PE 管（管顶埋深 1.8m）	6000	m
0.4MPa DN315 PE 管（管顶埋深 1.8m）	1500	m
0.4MPa DN400 PE 管（管顶埋深 1.8m）	7500	m
合计	21500	m
扫线量(扫线宽度：12m)	258000	m ²
预留阀池	8	座
凝液缸	5	座

3.3.6.6 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。

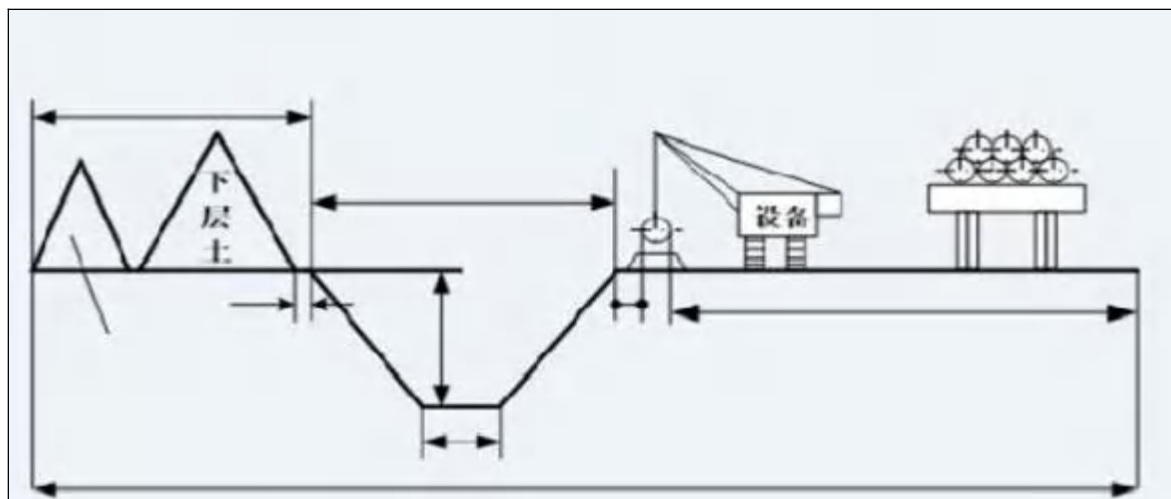


图 3.3-9 施工作业带横断面布置图

(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($\leq 3^\circ$)，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辊轮吊篮，不得使用钢丝绳。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时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。

本工程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

1) PE 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。

本工程管径小（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

本工程管道的试压按照 GB50819-2013《油气田集输管道施工规范》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 4 小时，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 24 小时，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。

3.3.7 采出水输水系统

3.3.7.1 设计规模

压裂时期单井产水量 $30\text{m}^3/\text{d}$ ；在非压裂时期单井产水量 $10\text{m}^3/\text{d}$ 。

3.3.7.2 输水方案

(1) 根据阜康八号区块煤层气总体布置，结合目前气田水侵严峻，采出水量不断增加，同时气田区域注水井压力升高、注水量减少，采出水量增多与就地压裂注水减少矛盾突出，气田区域已无法实现全部就地处置。根据总体规划，选将区域多余采出水输送至已建蓄水池，从而保障气田生产平稳运行。总体工艺流程如下：



(2) 针对阜康八区单井多，分布广，单井排水量少，水量衰减快的特点，本次设计考虑井场定时排水，从而避免排水支干线建设过大，节约投资。

(3) 本工程输水管线设计，具体内容如下：

2024 年二期工程新建 DN100 输水管线 8km，新建 DN150 输水管线 10.6km。

3.3.7.3 线路走向

根据八区具体井位的部署及八区集气增压站的具体位置。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，通过采出水输水干线将各个井组串接最终汇集至 3 个不同的蓄水池。

本工程八区井场采出水枝状管网分为三条线路分别输送至 21#井场、23#井场、FK60#井场所在的蓄水池。

线路一以 30#井场为起点向东南方向输送至 FK71#井场，沿途承接来自 FK74#井场、FK70#井场的采出水后输送至 23#井场的蓄水池，23#井场的采出水单独输送至 23#井场蓄水池，整个输水管网长度为 6.3km，共汇集 5 个井组的水量。

线路二起于 FK79#井场，管线先向北输送至 FK6501 沿途承接来自 FK67、FK802、29#、FK79、FK801、FK76 井场的采出水，中间接入 FK6021 井场的采出水至再输送至 FK62 蓄水池，同时 FK61、21#、20#井场的采出水单独向东输送至 21#蓄水池，

整个输水管网长度为 12km，共汇集 12 个井组的水量；

线路三起于 FK77#井场，管线经过 FK59 井场同时承接来自 FK78、FK60 井场的采出水输送至 FK60 蓄水池，FK63 的采出水单独输送至 FK60 蓄水池，整个输水管网长度为 5.5km，共汇集 5 个井组的水量；



图3.3-1 新建排水管线走向示意图

根据井场总体布置，本工程在 2024 年建设时兼顾考虑到 2025 年新增井场需要新增线路，2024 年二期工程需新建采出水输水管线共计 18.6km，其中与天然气同沟敷设长度 16.2km，单独敷设管线长度 2.4km。

3.3.7.4 管材选择

本工程中阜康八号区块煤层气采出水具有高矿化度、高腐蚀性、高 PH 值，总矿化度 1.2×10⁴mg/L。本项目中输水管线推荐选择柔性复合管。

3.3.7.4 输水管线主要工程量

表3.3-27 二期线路主要工程量

序号	名称	型号（结构）	单位	数量	备注
—	输水管线二期部分				
1	耐腐蚀液下多级离心泵	Q=25m³/h，H=80m，N=18.5kw	台	44	
2	无缝钢管	D114×4	m	8800	3PE防腐、管顶埋深1.8m
3	无缝钢管	D168×5	m	100	3PE防腐、管顶埋深1.8m
4	柔性复合管	DN100 PN4.0MPa	m	13000	管顶埋深1.8m
5	柔性复合管	DN150 PN4.0MPa	m	9500	管顶埋深1.8m
6	闸阀Z43wF-25C	DN100 2.5Mpa	个	44	
7	缓闭式止回阀	DN100 2.5MPa	个	44	
8	闸阀Z43wF-25C	DN150 2.5Mpa	个	15	
9	复合式排气阀	DN50 2.5Mpa	个	6	
10	阀池	2.0m×2.0m×2.3m(H)	座	16	
11	闸阀Z43wF-25C	DN50 2.5Mpa	个	6	

序号	名称	型号（结构）	单位	数量	备注
12	排气阀井	2.0m×1.5m×2m(H)	个	6	
二	附属工程				
1	标志桩		个	225	
2	警示牌		个	45	
3	标识带(400mm宽)		km	23	
4	一个拐点转交桩		个	113	
三	征地				
	临时征地		亩	49	
四	输水管线跨穿越				
	碎石路穿越	大开挖穿越10处	m	150m	套管采用D325×7

3.3.8 水工保护

3.3.8.1 设计范围

配套完成新建输水管线及天然气管线的水工保护。

3.3.8.2 水工保护主要措施

本项目拟建工程位于天山东段（博格达山）北麓，地貌上属于低山、丘陵和河谷地貌，整体上南高北低，地形多起伏较大，且切割破碎。根据本工程区域地貌、地质条件，水工保护主要采取以下措施：

（1）护坡：本工程主要使用浆砌石护坡和混凝土护坡，在河岸、沟岸以及陡坡、陡坎上开沟敷设管线时，由于稳定的原状土被扰动，管沟回填松散土受水冲刷极易流失，因此一般都需要在有汇水的河流、冲沟两岸及坡度较大的陡坡、陡坎上做护坡，对易受水流直接冲刷的河岸、沟岸，一般采用浆砌石护坡，对不易受水流冲刷的陡坡、陡坎可采用生态袋护坡的方式。

（2）截水墙：管线经过陡坡、陡坎时，为防止雨水冲刷管沟，通常在管沟内每隔一定距离作一道截水墙。本区域干旱少雨，地表植被较少，暴雨时管沟回填土易被水流冲刷，造成埋深不足甚至露管，截水墙可有效防止管沟内水土流失。截水墙主要用于本工程丘陵、山前坡地段以及山间顺沟敷设段。一般管道敷设沟底纵坡 $\alpha \geq 8^\circ$ 的时需设置截水墙，能有效减小暴雨顺管沟冲刷破坏。当角度大于 8° 且小于 10° 时，由坎底开始每间隔 20m 设置截水墙 1 个；当角度大于 10° 且小于 15° 时，由坎底开始每间隔 15m 设置截水墙 1 个；当角度大于 15° 且小于 30° 时，由坎底开始每间隔 8m 设置截水墙 1 个；当角度大于 30° 且小于 45° 时，由坎底开始每间隔 5m 设置截水墙 1 个。

(3) 挡土墙：对管道附近不稳定土体应采用挡土墙进行加固。对在陡坡上直接开挖管沟时，为保证坡体稳定，需在其下部设置挡土墙。本工程使用的挡土墙主要有浆砌石挡墙，浆砌石挡墙主要用于坡度大于 45° 的河岸以及山区丘陵段的地貌恢复，浆砌石挡墙分为重力式挡墙和仰斜式挡墙，根据建设位置限制条件可分别使用。

(4) 地下防冲墙：为防止坡降较大、土质松软的河床或沟底下切，造成管道埋深变浅，一般在管道穿越的下游适当位置做防冲墙。本工程地下防冲墙主要位于冲沟穿越处，地下防冲墙应设置在管道位于冲沟下游 5~10m 处，防冲墙顶部应和原河床或沟底齐平。防冲墙一般采用浆砌石结构，对于地下水丰富段也可采用石笼防洪墙。

(5) 石笼护底：对漫滩型冲沟及水流较小的冲沟，为防止冲沟下切，在冲沟上方设置石笼护底防止水土流失。为保证水流从石笼上方流过，铺设石笼时应保证石笼中心略低于两侧，石笼两侧各 1m 应埋于不受冲刷的稳定土层内。石笼护底厚度一般 500mm，宽度一般应大于管沟开挖宽度。



图3.3-1 截水墙及石笼护底

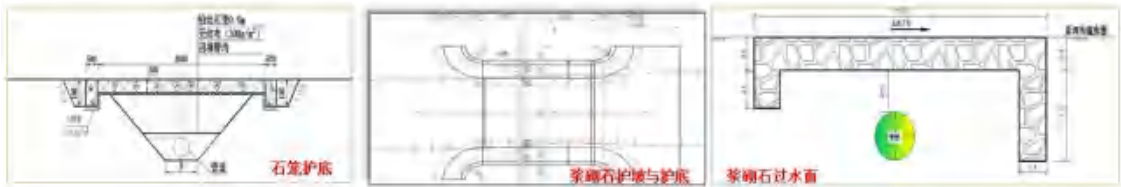


图3.3-2 过水面及护坡

3.3.8.2 水工保护主要工程量

表3.3-27 水工保护主要工程量

序号	名称	单位	数量
(一)	二期工程		
1	M10 浆砌石挡墙	m ³	1006
2	C25混凝土护坡	m ³	1341
3	M10浆砌石截水墙	m ³	1341
4	M10浆砌石过水面	m ³	1676
5	石笼护底	m ³	1341

3.3.9 公用工程

3.3.9.1 供水

(1) 生产、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产、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 $2\text{m}^3/\text{次}$ ，每 2 月擦洗一次，年擦洗 6 次，本项目共建设 10 座标准化井场，合计用水量 $120\text{m}^3/\text{a}$ 。

3.3.9.2 排水

本项目各井场排水主要为排水采气过程中排水、机械设备清洗废水、检修废水。

(1) 井场采气排水

本项目采用“排水采气”工艺方式，本项目留存在煤层中水量约 47.4 万 m^3 ，煤层气开采过程以 10 年估算，年产生采出水 4.74 万 m^3/a ；年运行 330d，则每天采出水量 $143.64\text{m}^3/\text{d}$ ；采出水通过 81 口钻井采出，平均单井采出水量约 $1.77\text{m}^3/\text{d}$ ，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。

(2) 设备外壁擦洗水

本项目设备擦洗用水量约 $120\text{m}^3/\text{a}$ ，全部蒸发损耗。

3.3.9.3 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。八区井场负荷用电计算负荷为 3728kW，年用电量为 $2982.4 \times 10^4 \text{kW} \cdot \text{h}$ 。

3.3.9.4 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，集气站采用分体式空调采暖、制冷。

3.3.9.5 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，本工程为八区。本工程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。

本工程为八区二期，共部署 10 座井场，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) 本次新建 10 座井场钻前工程规模及路线一览表

表3.3-28 本次新建钻前工程井场规模及路线一览表（二期工程）

矿区	序号	井号	钻井平台尺寸（m）	钻前道路起、终点		路线长（m）	征占地面积（m ² ）
				起点	终点		
八区	1	FK57	120×80	钻井平台	已建道路	620	4166
	2	FK59	120×80	钻井平台	已建道路	1200	8064
	3	FK60	120×80	/	/	/	/
	4	FK61	120×80	钻井平台	已建道路	760	5107
	5	FK63	120×80	钻井平台	已建道路	2400	16128
	6	FK66	120×80	钻井平台	已建道路	420	2822
	7	FK70	120×80	钻井平台	已建道路	750	5040
	8	FK71	120×80	钻井平台	已建道路	250	1680
	9	FK79	120×80	钻井平台	已建道路	2100	14112
	10	FK801	120×80	/	/	/	/
	合计					8500	95626

(4) 主要技术标准

1) 钻前道路

钻前道路采用油田支路标准，设计车速 10km/h，路基宽 6.5m、路面宽 6.0m，设计指标详见下表：

表3.3-29 主要技术指标一览表

轴载标准	BZZ-100
公路等级	油田支路（对标四级公路）
设计车速	10km/h

路基宽度	6.5m
路面宽度	6.0m
路肩宽度	0.25m×2砂砾土加固土路肩
路面结构类型	25cm厚砂砾土
汽车荷载等级	公路-II级

2) 钻井平台

钻井平台单个井场尺寸约为长度 120m，宽度 80m。井场顶层采用 30cm 砂砾土加固（应选用井场及道路挖方中砂砾土、碎石土填筑），压实度≥93%。

挖方边坡坡比视井场土石类别选用 1:0.5~1:1，挖方坡高大于 8m 宜设置台阶，台阶宽 2m，填方边坡坡比 1:1.0~1:1.5。填方区域宜每筑 2m 冲击补压一次，场地压实度不低于 0.9。

井场采用同一等高程面，不设纵横向坡度，在挖方处设置梯形排水边沟，沟底尺寸、沟深不低于 0.5m（沟底纵坡不得低于 0.3%），依据地势排出井场作业平台范围的低洼处。填方区域宜根据要求分层填筑，不得倾填，地表自然横坡陡于 1:5 时，宜挖台阶。

3) 站内道路

站内道路采用厂内次干道标准，设计时速 15km/h；道路交通荷载为轻型，采用水泥混凝土路面结构，水泥混凝土的弯拉强度标准值为 4.0MPa。新建站内道路路基宽 5.0m，路面宽 4.0m，道路设 1.5%路拱横坡。

3.3.10 依托工程

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。

3.3.10.1 八区一号集气增压站

八区一号集气增压站已在《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评报告书》中进行评价，八区一号集气增压站于 2025 年 4 月试运行，现暂未进行项目竣工环保验收。八区一号集气增压站目前设计规模

40×10⁴m³/d，最大处理能力 48×10⁴m³/d，目前该集气增压站接入气量偏少，仅 5 万方/天，预测气量与实际气量相差较大，剩余规模本次二期（预计最大产气量 34.85m³/d）可接入。待后期气量饱和后，三期新建八区二号集气增压站。

3.3.10.2 阜康一号增压脱碳脱水站

阜康一号增压脱碳脱水站已在《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》中进行评价八区一号集气增压站于 2025 年 4 月试运行，现暂未进行项目竣工环保验收。阜康一号增压脱碳脱水站设计规模 48 万方/天，最大处理能力 60 万方/天，年运行时间 8000h。八区一号集气增压站和九区集气增压站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，脱碳脱水后经贸易计量后输送至晋源首站。阜康一号增压脱碳脱水站设置进站阀组橇 1 套、卧式气液分离器橇 1 套、往复式压缩机 4 套、脱二氧化碳橇 1 座、分子筛脱水装置 1 套、计量阀组橇 1 套。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，剩余规模本次二期（预计最大产气量 34.85m³/d）可接入。待后期气量饱和后，三期新建阜康二号增压脱碳脱水站。

3.3.10.3 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处。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 1.9~2.0MPa，运行气量在 24~34 万方/天，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 45~62 万方/天，下游客户主要是工业用户和民用客户。

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时期。在不同阶段和工艺过程中，其对环境的影响也不同，大致概括为两类：一是生态影响型，二是污染影响型。生态影响主要来自占地、开发活动导致的植被破坏、土地利用类型的改变，以及直接影响野生动物的栖息环境使原先相对完整的栖息地破碎化，连通程度下降，对物种的扩散和迁徙产生阻碍和限制。污染影响主要是在钻井、采气、集输与处理

以及配套的给排水、道路建设等工程建设和运营期间产生的环境污染，包括水、大气、固体废物和噪声污染等。

建设期主要影响来自钻井过程及管道铺设过程。钻井除产生废弃的泥浆、岩屑、钻井废水对环境可能造成污染外，噪声及占地对地表植被的破坏也应引起关注。

运营期的主要影响是井场、增压集气站运营所产生的污染物，其主要污染物为采出水、无组织挥发的烃类气体、设备检修产生的废机油、设备运行产生的噪声。

退役期主要是环境功能恢复时期。

本项目施工期工艺流程及产排污节点见图3.4-1，运营期工艺流程及产排污节点见图3.4-2、退役期工艺流程及产排污节点图3.4-3。

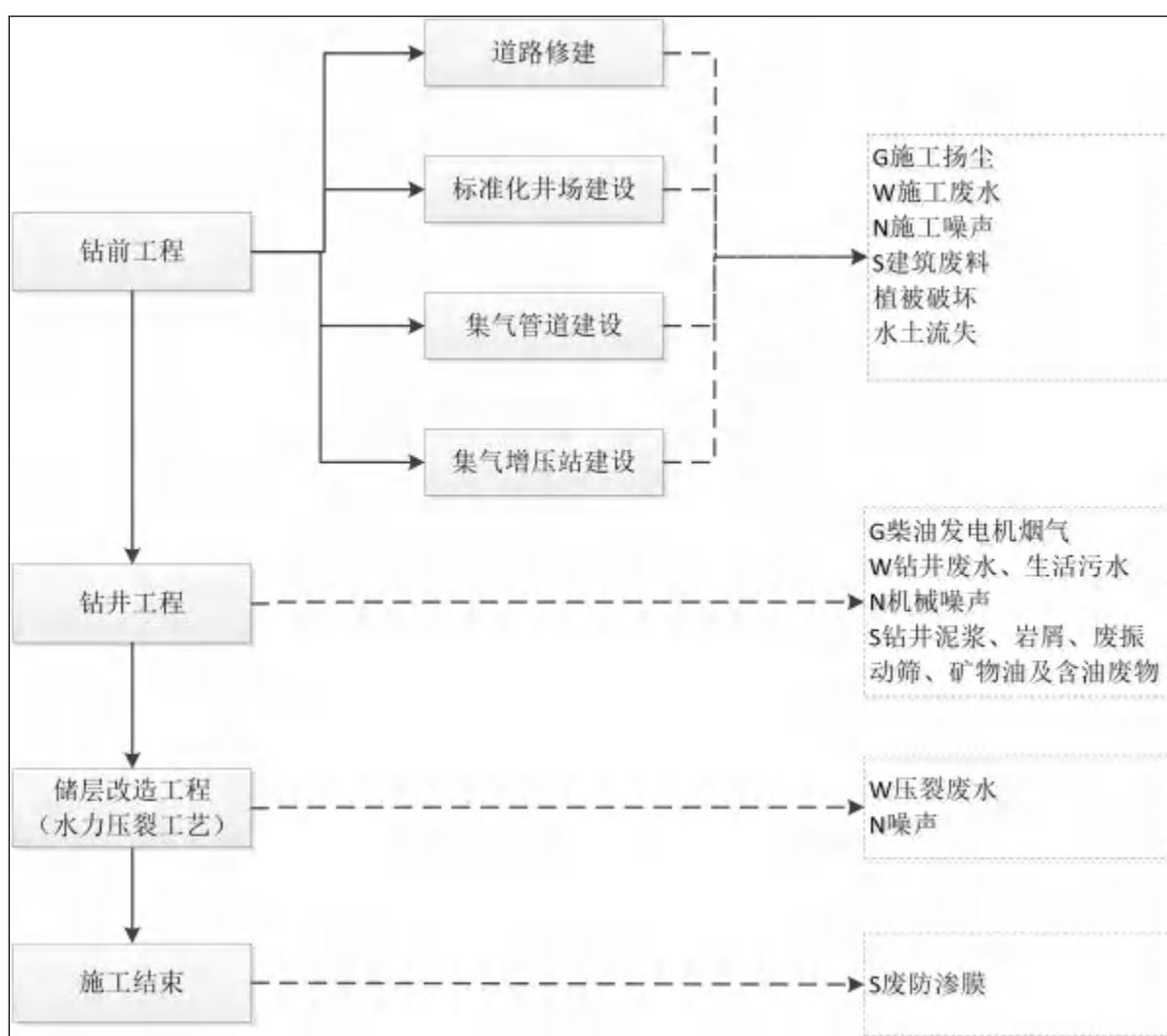


图3.4-1 本项目施工期工艺流程及产污环节示意图

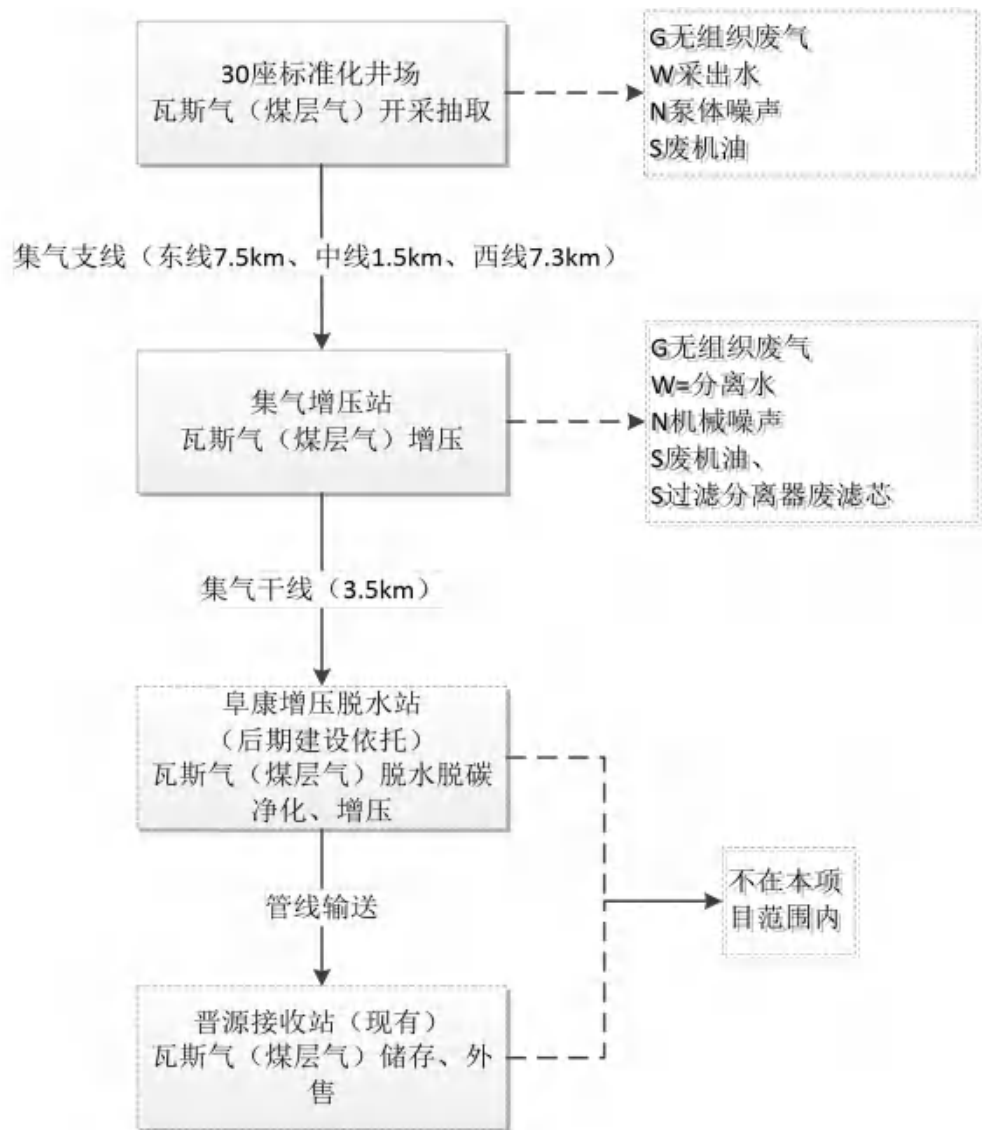


图 3.4-2 本项目运营期工艺流程及产污环节示意图

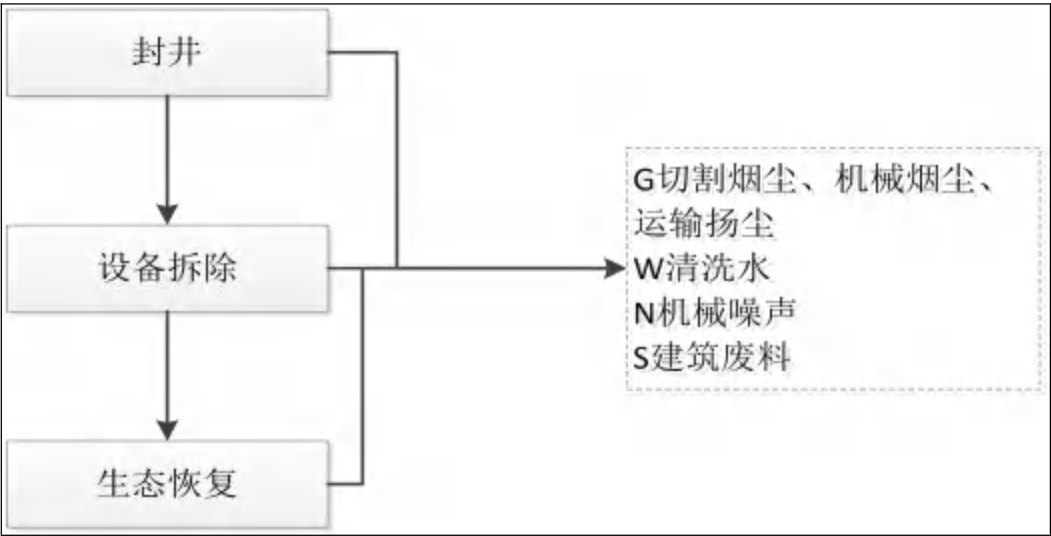


图 3.4-3 本项目退役期工艺流程及产污环节示意图

3.4.2 平衡分析

3.4.2.1 煤层气平衡

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	81 口井	11500	末端输送至下游阜康脱水增压站净化，管道输送晋源接收站外售
2		集气增压站外输 11499.7	
3	合计	过程损失 0.3	
		合计 11500	

3.4.2.2 水平衡

本项目水平衡分析见表 3.4-2。本项目采用“排水采气”工艺方式，本项目留存在煤层中水量约 47.4 万 m³，煤层气开采过程以 10 年估算，年产生采出水 4.74 万 m³/a；年运行 330d，则每天采出水量 143.64m³/d；采出水通过 81 口钻井采出，平均单井采出水量约 1.77m³/d，通过各标准化井场内设置 1 座 50m³ 防渗排采池暂存，拉运至阜康市东部城区污水处理厂处理。

表 3.4-2 本项目水平衡一览表

序号	项目	需水量 (m ³)	损耗量 (m ³)	排放量 (m ³)	备注及排放去向
1	钻井液配置用水	19440	1200	18240	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	施工期 压裂液配置用水	526500	473850	52650	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 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	施工人员	1755	351	1404	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。
	合计	547695	475401	72294	
1	运营期 标准化井场采出水	474000	0	474000	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。
3	设备外壁擦洗用水	120	120	0	蒸发损耗
	合计	474120	120	474000	

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中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 施工近场大气中 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/m³，超出《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准日平均浓度限值（300μg/m³），超标倍数达 8.63；50m 处 TSP 浓度约 1.15mg/m³，超标倍数达 2.83；100m 处约 0.79mg/m³，超标倍数达 1.63；200m 处约 0.47mg/m³，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 500 米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/m³。

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 PM₁₀ 低于 100mg/m³。

(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、SO₂、NO_x。

根据建设单位提供资料，直井采用 ZJ20 型柴油机，水平井采用 ZJ30 型柴油机，钻井工程单井消耗柴油量约为 26t、33t。本项目建设直井 12 口，水平井 68 口，柴油使用量约 2556t。

参考《油气田开发建设与环境影晌》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 $1.2 \times 10^4 \text{m}^3$ ， 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情况一览表

井型	直井	水平井	定向井	
数量	11	54	16	
单井柴油消耗量（t）	26	33	30	
柴油消耗量（t）	286	1786	480	
柴油消耗量合计（t）	2552			
污染物	烟气量（m³/t）	SO₂（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m³	kg	kg	kg
	3062.4	1020.8	7222.16	28072

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，环评不再对其影响做具体分析，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

本项目施工期钻井过程中产生的废水主要包括：①钻井废水；②压裂返排液；③生活污水。

（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 等。钻井废水的产生量随着井深和钻井周期变化而变化。

根据建设单位提供资料，本项目单井钻井液使用量为 240m^3 ，本项目钻井 81 口，则钻井液使用量为 19440m^3 。

单井经不落地系统固液分离出钻井废水量约 228m^3 ，施工期钻进周期 30 天，则单井钻井废水产生量约 $7.6\text{m}^3/\text{d}$ 。本项目施工期钻井废水产生量约 18240m^3 。

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粘土，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 $100\sim 500\text{mg/L}$ ，悬浮物浓度 $170\sim 850\text{mg/L}$ ，本项目取平均值 COD 300mg/L 、悬浮物 510mg/L 。

完井后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的处置，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%。

根据建设单位提供资料，单井压裂液用量约 6500m³，本项目共 81口井需进行压裂作业，则施工期压裂液最大使用量为 52.65 万m³。

压裂液返排率以 10%计，则单井压裂返排液产生量约 650m³，施工期压裂返排液产生量约 5.265 万 m³。

单井压裂完成周期为 10 天，施工期同时 3 支压裂队进行压裂作业，则压裂返排液产生量为 1950m³/d。

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，根据建设单位提供水质分析单，压裂返排液中溶解性总固体约 1980mg/L。

压裂返排液收集至 2000m³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 15 支钻井队同时上井施工，最大钻井工程施工人数约 450 人，单井钻井周期 30 天。

集气管线、道路工程施工人数约 100 人，施工周期以 365 天计。合计本项目施工期施工人员每日最高 550 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- 5。

表 3.4-5 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）
	污水排放系数（升/人·天）	28.07	m ³ /d	15.44	
550	化学需氧量产污强度(克/人·天)	28.73	kg/d	15.80	1023.32
	氨氮产污强度(克/人·天)	0.74	kg/d	0.41	26.55

总氮产污强度(克/人·天)	1.49	kg/d	0.82	53.11
总磷产污强度(克/人·天)	0.14	kg/d	0.08	5.18

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 3.4-6。

表 3.4-6 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,每个井场以挖做填,多余土方就近平摊在井场平台周围,无弃方;集气站建设产生部分弃方,用于集气站修建平台,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,动用土石方较小,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。

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。本项目工程土石方平衡表参考《新疆阜康市白杨河区域煤矿瓦斯治理二期项目水土保持方案报告书》,具体见表 3.4-7。

表 3.4-7 土石方平衡表

分区	挖方	填方	调入		借方		弃方	
			数量	来源	数量	来源	数量	去向
井场工程区	12.24	12.3			0.06			

集输管道工程	17.97	18.24			0.27	商购		
供电线路区	0.54	0.54						
道路工程区	3.83	3.83						
合计	34.58	34.91			0.33			

(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，预估建筑垃圾产生量约为 20t。

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，剩余废料运至阜康市建筑垃圾填埋场处置。

(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：



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/m³)

根据估算，本项目 81 口井岩屑产生量 13186.99t/a。钻进过程采用水基钻井液，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

本项目钻井施工钻井泥浆岩屑分离过程平均更换振动筛约 32 片/月/井，单井钻井周期 1 个月，共需钻井 81 口，单片振动筛重量约 5kg，废振动筛产生量约 12.96t。振动筛材质为不锈钢，对照《固体废物分类与代码目录》，固体废物代码为 SW12 钻井岩屑—900-099-S12。废振动筛由施工单位更换清洗后收集，交由废旧物资回收单位回收处置。

（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 10 座标准化井场废防渗膜产生量约 4.8t。

对照《固体废物分类与代码目录》，固体废物代码为 SW12 钻井岩屑—900-099-S12。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 26.33t，废含油棉纱及沾油抹布和手套产生量约 2.84t，废油桶产生量（单桶容量 180kg，桶重 20kg）2.93t。

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 550 人，人均生活垃圾产生量以 1kg/人·d 计，生活垃圾日均产生量为 0.55t，施工期以 90 天计，则施工期生活垃圾产生量约为 49.5t。

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、短期内使水土流失加剧，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。

(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

项目区内地表植被以野生植被为主，生态环境一般。建设施工过程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

本项目位于阜康市南部山区，海拔 5445~800m，地表植被以矮草、灌木为主。

建设施工过程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 3.4-9。

新疆阜康市白杨河区域煤矿瓦斯治理二期项目

表3.4-9 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	3062.4	3062.4	无组织排放
		SO ₂	kg	10224	1020.8	
		NO _x	kg	7233.48	7222.16	
		烟尘	kg	28116	28072	
	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
类型	污染源	污染物	单位	污染物产生浓度	污染物产生量（t）	排放去向/治理措施
废水	钻井废水	废水量	m ³	19440	/	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	300	5.83	
		SS	mg/L	510	9.91	
	压裂返排液	废水量	m ³	52650	/	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。
		KCl	mg/L	1980	104.25	
	施工期生活污水	废水量	m ³ /d	15.44	15.44	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。
		COD	mg/L	1023.32	15.80kg/d	
		氨氮	mg/L	26.55	0.41kg/d	
		总氮	mg/L	53.11	0.82kg/d	
		总磷	mg/L	5.18	0.08kg/d	
类型	污染源	污染物	单位	产生量	污染物排放量（t）	排放去向/治理措施
		土石方	万 m ³	0	0	剩余土石方用于场地平整
		建筑垃圾	t	20	0	施工废料部分回收利用，剩余废料运至阜康市建筑垃圾填埋场处置。

新疆阜康市白杨河区域煤矿瓦斯治理二期项目

固体废物	钻井作业、施工建设	钻井岩屑	t	13186.99	0	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。
		废振动筛	t	12.96	0	废振动筛由施工单位更换清洗后收集，交由废旧物资回收单位回收处置。
		废防渗膜	t	4.8	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	26.33	0	交由有危险废物处理资质单位处置。
		废棉纱	t	2.84	0	
		废油桶	t	2.93	0	
		生活垃圾	t	49.5	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)	90~95 dB(A)	设置隔声罩、减震台等
	柴油机	噪声	dB(A)	95~98 dB(A)	95~98 dB(A)	
	柴油发电机	噪声	dB(A)	95~98 dB(A)	95~98 dB(A)	
	泥浆泵	噪声	dB(A)	95~100 dB(A)	95~100 dB(A)	
	压裂设施	噪声	dB(A)	80~120 dB(A)	80~120 dB(A)	
	装载机、运输汽车	噪声	dB(A)	80~85 dB(A)	80~85 dB(A)	
	切割机等	噪声	dB(A)	85~90 dB(A)	85~90 dB(A)	

3.4.4 运营期环境影响因素分析

井场运营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

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无组织泄漏烃类气体；非正常工况下废气主要为标准化井场检修期间排放的煤层气、集气管道泄漏煤层气。

(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) 无组织废气

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，极大的减少了烃类气体的挥发量，从国内外有关资料、国内其它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。

参考《污染源源强核算技术指南 石油炼制工业》（HJ982-2018）中 4.4 核算方法选取 4.4.1 一般原则 表 1 石油炼制主要污染源源强核算方法选取一览表可知，无组织废气设备与管线组件动静密封点废气的主要污染物为挥发性有机物，核算方法及选取优先次序如下所示：1.物料衡算法、2.产污系数法、3.类比法。

本项目无组织废气设备与管线组件密封点泄露的挥发性有机物采用产污系数法。

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

式中：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_{vocsi}—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，%；

WFToci—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 18座标准化井场无组织挥发性有机物产生量见表 3.4-10。根据核算，本项目年无组织排放挥发性有机物 1.514kg/a。

本项目年无组织排放挥发性有机物 1.514kg/a。本项目煤层气排放执行《煤层气（煤矿瓦斯）排放标准（暂行）》（GB21522-2008）中表 1 煤层气地面开发系统排放限值；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/m³。

新疆阜康市白杨河区域煤矿瓦斯治理二期项目

表 3.4- 10 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	WFVOCs, i	WFTOC, i	法兰			阀门			泵			VOCs	年运行时间
		数量				eTOC,I	VOCs	数量	eTOC,i	VOCs	数量	eTOC,I	VOCs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、8 个井场利旧（已叠加一期的全部井进行核算）																
1	18#	6	0.0001	0.983	94.273	90	0.085	0.063	42	0.064	0.022	6	0.074	0.004	0.089	7920
2	20#	5	0.0001	0.983	94.273	75	0.085	0.053	35	0.064	0.018	5	0.074	0.003	0.074	7920
3	21#	5	0.0001	0.983	94.273	75	0.085	0.053	35	0.064	0.018	5	0.074	0.003	0.074	7920
4	23#	7	0.0001	0.983	94.273	105	0.085	0.074	49	0.064	0.026	7	0.074	0.004	0.104	7920
5	27#	7	0.0001	0.983	94.273	105	0.085	0.074	49	0.064	0.026	7	0.074	0.004	0.104	7920
6	28#	4	0.0001	0.983	94.273	60	0.085	0.042	28	0.064	0.015	4	0.074	0.002	0.059	7920
7	29#	8	0.0001	0.983	94.273	120	0.085	0.084	56	0.064	0.030	8	0.074	0.005	0.119	7920
8	30#	13	0.0001	0.983	94.273	195	0.085	0.137	91	0.064	0.048	13	0.074	0.008	0.193	7920
二、10 个新建进场																
9	FK57#	6	0.0001	0.983	94.273	90	0.085	0.063	42	0.064	0.022	6	0.074	0.004	0.089	7920
10	FK59#	5	0.0001	0.983	94.273	75	0.085	0.053	35	0.064	0.018	5	0.074	0.003	0.074	7920
11	FK60#	5	0.0001	0.983	94.273	75	0.085	0.053	35	0.064	0.018	5	0.074	0.003	0.074	7920
12	FK61#	5	0.0001	0.983	94.273	75	0.085	0.053	35	0.064	0.018	5	0.074	0.003	0.074	7920
13	FK63#	4	0.0001	0.983	94.273	60	0.085	0.042	28	0.064	0.015	4	0.074	0.002	0.059	7920
14	FK66#	1	0.0001	0.983	94.273	15	0.085	0.011	7	0.064	0.004	1	0.074	0.001	0.015	7920
15	FK70#	4	0.0001	0.983	94.273	60	0.085	0.042	28	0.064	0.015	4	0.074	0.002	0.059	7920
16	FK71#	4	0.0001	0.983	94.273	60	0.085	0.042	28	0.064	0.015	4	0.074	0.002	0.059	7920
17	FK79#	5	0.0001	0.983	94.273	75	0.085	0.053	35	0.064	0.018	5	0.074	0.003	0.074	7920
18	FK801#	8	0.0001	0.983	94.273	120	0.085	0.084	56	0.064	0.030	8	0.074	0.005	0.119	7920
合计	18 座	102													1.514	

(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。

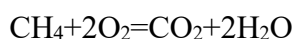
①标准化井场非正常工况下废气排放。

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/年，每次持续时间约 30 分钟。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 23m³，年频率为 2 次，本项目共布设 81 口井，10 座标准化井场非正常工况下煤层气排放量约为 3726m³。甲烷占比 93.29%，密度 0.66kg/m³，估算甲烷排放量为 2294.15kg。

甲烷燃烧方程式为：



2294.15 kg 甲烷完全燃烧约产生 6294kg (6.29t) 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。考虑集气管线 21.5km 发生煤层气泄漏事故，根据表 3.3-26，放空的管段距离是 5.02km，管径 400mm，起端压力 0.08264MPa 计，末端 0.07225MPa 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：

V0 ——管段在标准状态下的管存量，单位为立方米 (m³)；

V1 ——管段的设计管容量，单位为立方米 (m³)，计算公式如下：(171.81)

$$V_1 = \frac{\pi \times d^2 \times L}{4}$$

式中：π=3.1415926；

d——管段的内直径，单位为米 (m)；0.25L——管段的长度，单位为米 (m)；

3500

PPJ——管段内气体平均压力(绝对压力)，单位为兆帕 (MPa)；1.23T0 ——标

准参比条件的温度，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；

TPJ——管段内气体平均温度，单位为开尔文（K）； 283.15

Z_0 ——工况条件下的压缩因子，根据 GB/T17747.2《天然气压缩因子的计算第 2 部分：用摩尔组成进行计算》计算求得。

泄漏的煤层气最大放空量约为 2155m³。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 1326.86kg。

表 3.4-10 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	6294	10	80
2	集气管线	2155	甲烷	1326.86	/	/

3.4.4.2 运营期废水环境影响

（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 50m³ 防渗排采池暂存，拉运至阜康市东部城区污水处理厂处理。

本项目留存在煤层中水量约 47.4 万 m³，煤层气开采过程以 10 年估算，年产生采出水 4.74 万 m³/a；年运行 330d，则每天采出水量 143.64m³/d；采出水通过 81 口钻井采出，平均单井采出水量约 1.77m³/d，通过各标准化井场内设置 1 座 50m³ 防渗排采池暂存，拉运至污各标准化井场内设置 1 座 50m³ 防渗排采池暂存，拉运至阜康市东部城区污水处理厂处理。

根据新疆科林思德新能源有限责任公司委托新疆维吾尔自治区煤炭煤层气测试研 0 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，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（溶解性总固体）、化学需氧量、矿化度检测结果见表 3.4-11。

表 3.4-11 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	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	氯化物	mg/L	1384.08	1799.31	1695.5	2750.87	1907.44
3	硫酸盐	mg/L	920.75	1024.88	1144.25	1545.15	1158.7575

4	硝酸盐	mg/L	0.13	0.05	0.15	0.36	0.1725
5	亚硝酸盐	mg/L	0.16	0.09	0.14	0.11	0.13
6	钾	mg/L	91.85	65.05	39.4	125.56	80.4657
7	钠	mg/L	4984	5944.5	5810	8479.5	6304.5
8	氨氮 (NH ₄ ⁺ 计)	mg/L	5.65	5.97	4.94	4.16	5.18
9	总硬度	mg/L	151.62	161.73	141.51	106.14	140.25
10	溶解性总固体	mg/L	3099	5338	4650	2977	4016
11	COD	mg/L	16.02	8.3	9.84	6.75	10.2275
12	计算矿化度	mg/L	9084.06	11043.59	11161.2	15994.49	11820.835

(2) 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 3.4-12。

表 3.4-12 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)	80 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 81 口采气井，合计废矿物油产生量为 1.62t。

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 1.18t/a。

表 3.4-13 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	1.62	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、分区暂存在井场危废贮存库内。 处置：委托有资质单位处置。
2	废机油桶	HW08	900-249-08	1.18	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)

3.4.5 退役期环境影响因素分析

本项目服务期满进入退役期后，各种生产停运，井场、集气管道逐步撤销。废水、废气、噪声和固体废物的影响将逐步消失，土地使用功能开始恢复。在退役过程中主要污染源与污染物为：

（1）拆除地面设备、闭井时，将产生固体废物、施工噪声和少量的生活废物等。闭井作业主要包括井筒试压、打底塞试压、储气层挤堵、打水泥塞并加压侯凝。具体作业流程如下：

- 1) 提出井内生产管柱；
- 2) 处理井筒，通井、刮削；
- 3) 全井声波幅度测井，四十八臂井径仪检测套管质量；
- 4) 复测井眼轨迹及井口坐标；
- 5) 对射孔井段以上套管试压，对挤注地层测试吸收量；
- 6) 对储气层以下至井底之间注普通水泥塞封堵，并试压合格；
- 7) 对储气层挤注堵剂，并留塞一定长度，带压侯凝，试压合格；
- 8) 连续打水泥塞盖过射孔层顶部。并加压侯凝，侯凝合格后试压；
- 9) 替入套管保护液至井口；
- 10) 封井口水泥一定高度。

典型封堵完井示意图见图 3.4-5。

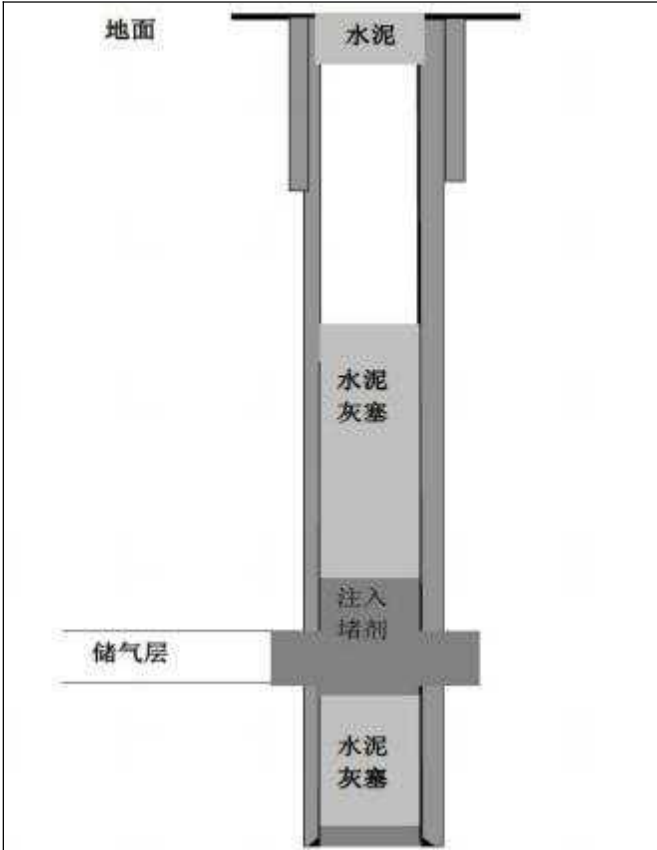


图3.4-5 封堵完井示意图

气井封堵后对井场进行场地恢复，拆除地面设施，平整场地，恢复土地原有使用功能。

（2）深埋地下的废管道可能因发生锈蚀而对土壤产生一定影响，由于深层管道相对较少，因此不会产生严重后果。

（3）退役期的集气站场不再生产，气压很低，有时可能有少量煤层气泄漏，通过打封井砵回灌等措施，防止煤层气泄漏，对环境的影响小。

（4）采气井的服务年限平均为30 年，应该按照环保和土地管理的有关要求恢复井场的植被。

3.5 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3.5-1。

表 3.5-1 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	VOCs（以 NMHC 计）	t/a	0.001	0	0.001
	废 水 量		m ³ /a	47400	0	47400
	氯化物	氯化物	t/a	90.41	0	90.41
	硫酸盐	硫化物	t/a	54.93	0	54.93
	硝酸盐	硝酸盐	t/a	0.01	0	0.01

废水	亚硝酸盐	亚硝酸盐	t/a	0.01	0	0.01
	钾	钾	t/a	3.81	0	3.81
	钠	钠	t/a	298.83	0	298.83
	氨氮	氨氮	t/a	0.25	0	0.25
	总硬度	总硬度	t/a	6.65	0	6.65
	溶解性总固体	溶解性总固体	t/a	190.36	0	190.36
	COD	COD	t/a	0.48	0	0.48
固体废物	危险废物	废机油	t/a	1.62	1.62	0
		废机油桶	t/a	1.18	1.18	0

3.6 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：VOCs（以 NMHC 计）、COD、NH₃-N。

(2) 总量指标建议

根据工程分析核算，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、NH₃-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。

3.7 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。

3.7.1 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 3.7-1，各类清洁生产评价指标体系框图见图 3.7-1、图 3.7-2、图 3.7-3。

表 3.7-1 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 3.7-2 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)生产技术特征指标	25	压裂放喷返排入罐率	%		100
(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 3.7-3 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	
		落地原油	%	5	

新疆阜康市白杨河区域煤矿瓦斯治理二期项目

(4) 污染物产生指标	20	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

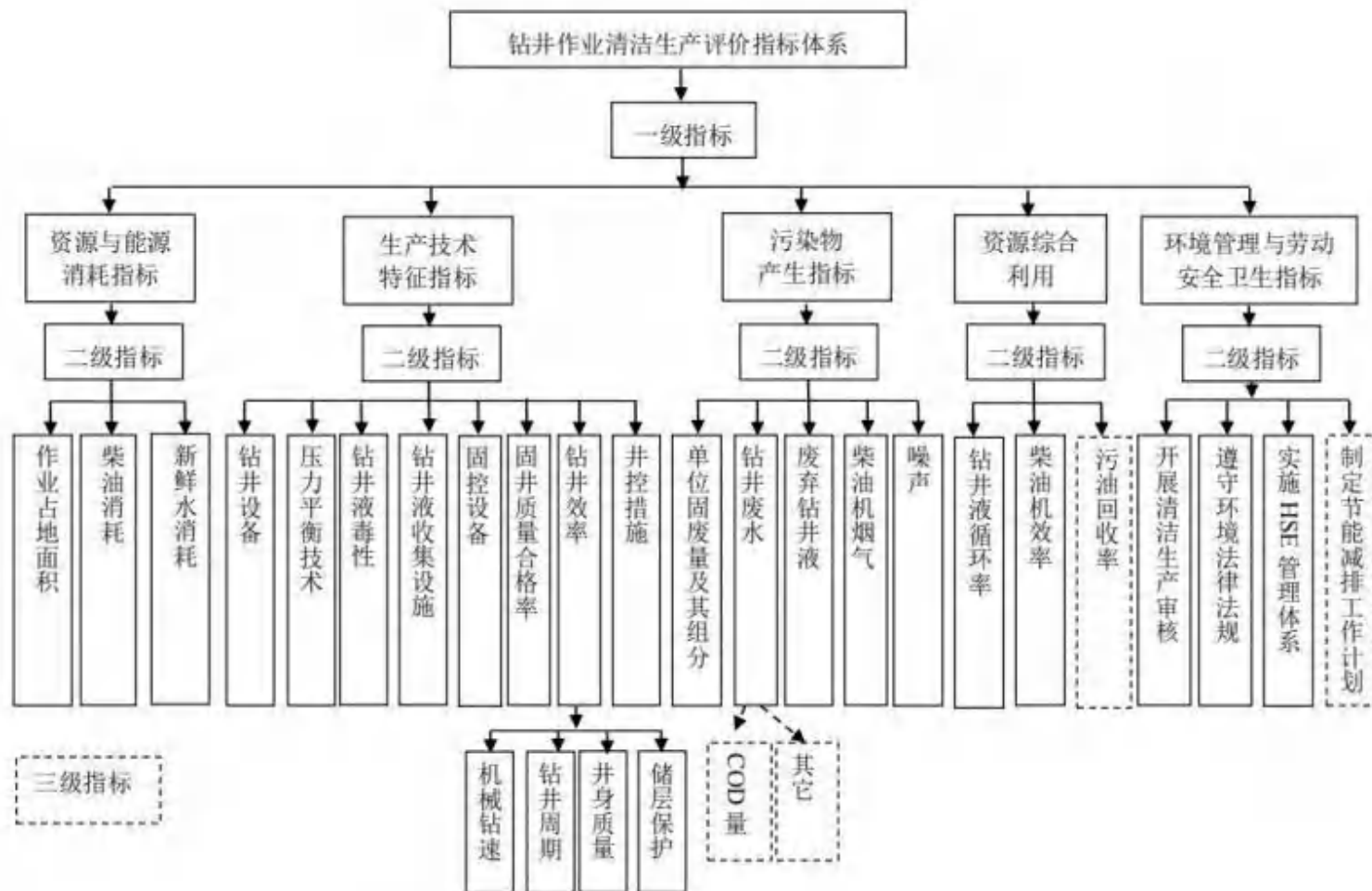


图 3.7-1 钻井作业清洁生产评价指标体系

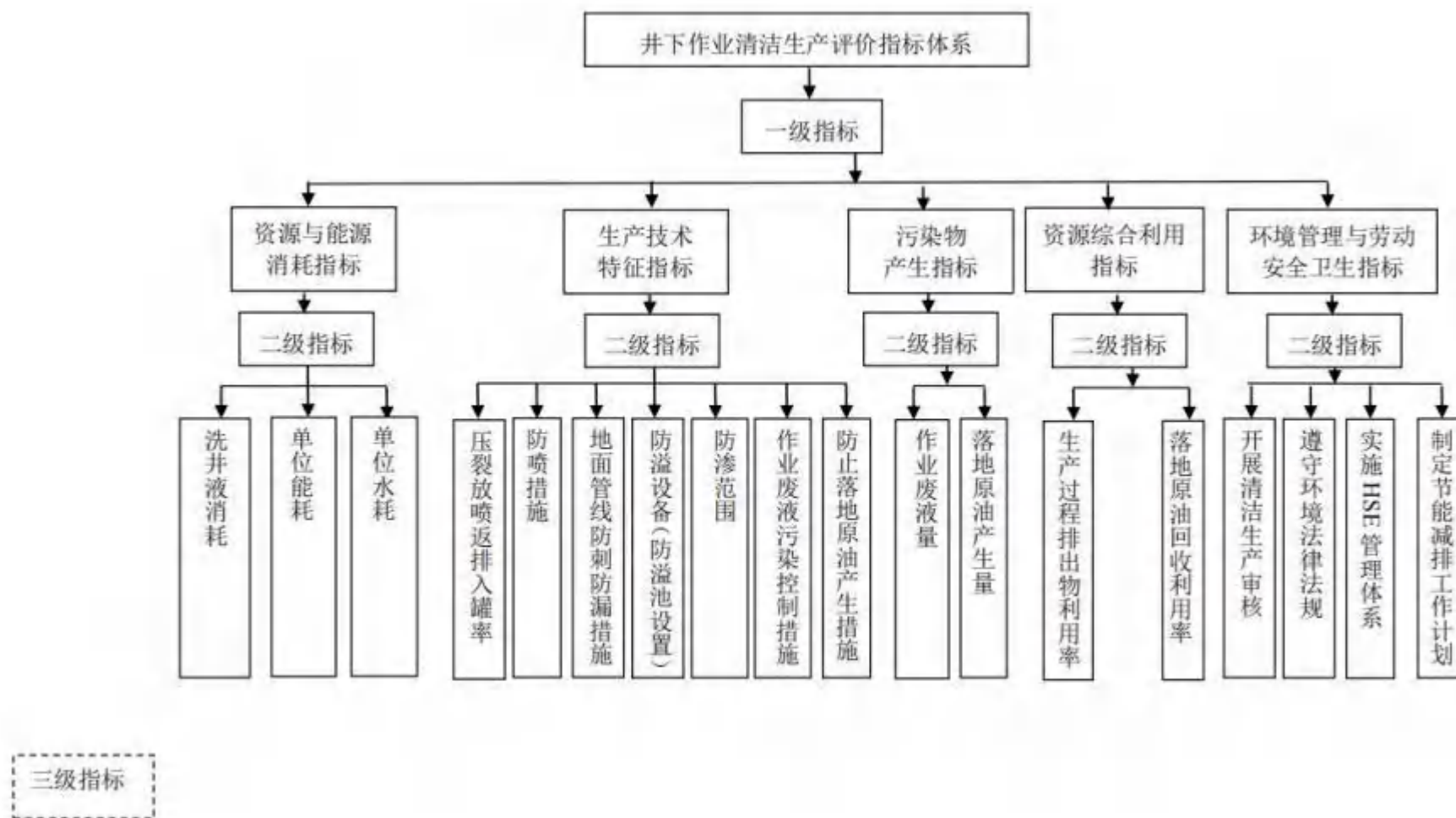


图3.7-2 井下作业清洁生产评价指标体系

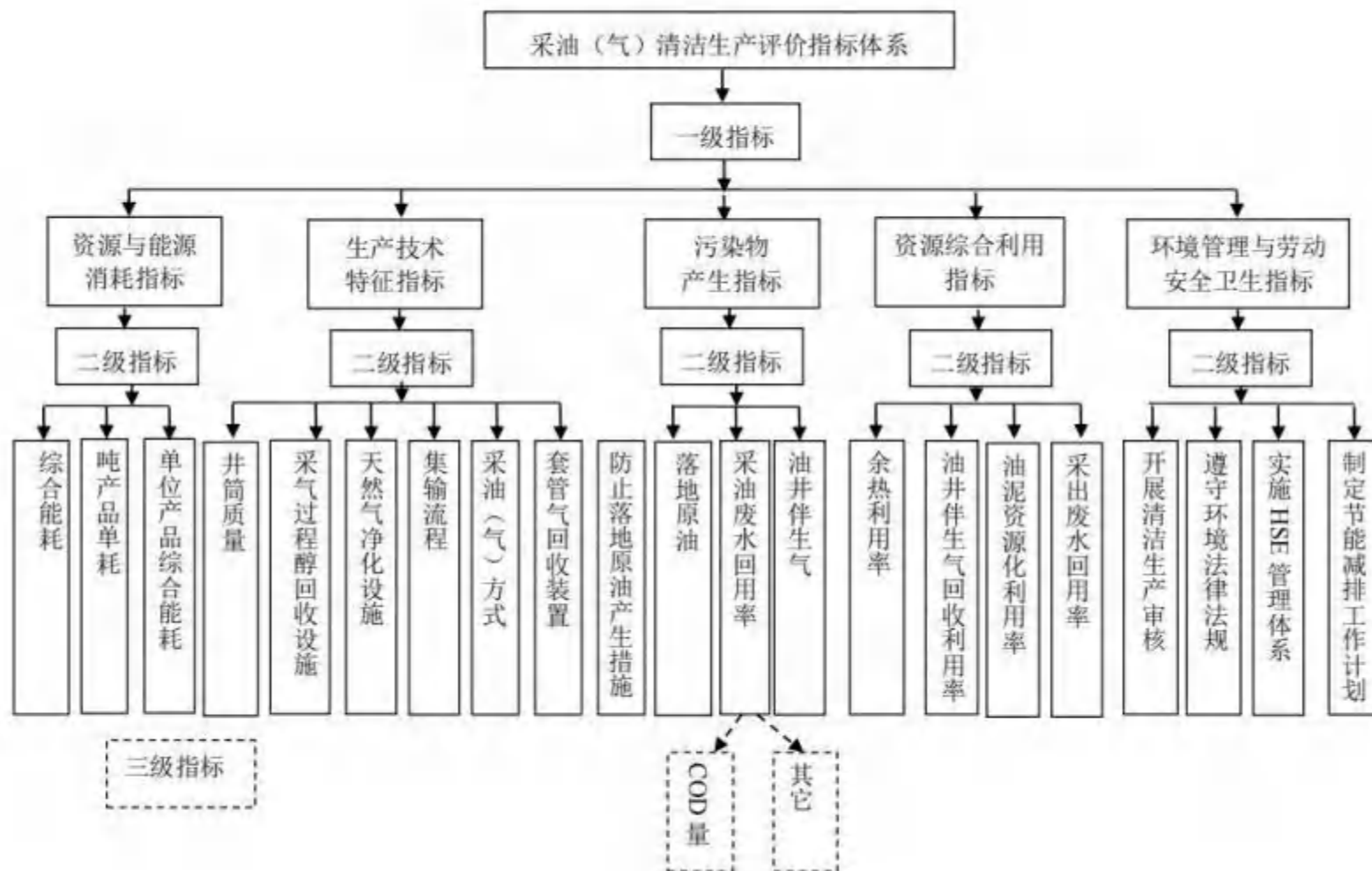


图3.7-3 采油（气）清洁生产评价指标体系

3.7.2 考核评分计算方法

3.7.2.1 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：

$$S_i = S_{oi} / S_{xi}$$

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：P₁—定量评价考核总分值；

n—参与定量评价考核的二级指标项目总数；

S_i—第 i 项评价指标的单项评价指数；

K_i—第 i 项评价指标的权重值。

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 K_i' 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 = A₁ / A₂。A₁ 为第 j 项一级指标的权重值；

A₂ 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。

3.7.2.2 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：P₂—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。

3.7.2.3 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。

3.7.3 本项目评分情况

本项目钻井工程评分见表 3.7-4，井下作业评分见表 3.7-5，采气作业评分见表 3.7-6。

新疆阜康市白杨河区域煤矿瓦斯治理二期项目

表3.7-4 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	Si	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《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）	1	3	
定量P 值								95	
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	15	钻井液毒性			15	低毒性	1	15	

新疆阜康市白杨河区域煤矿瓦斯治理二期项目

材料							
(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 保护法规的符合性	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	
定性 P 值						100	

新疆阜康市白杨河区域煤矿瓦斯治理二期项目

表3.7-5 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	m³/井次	10	≤5.0	本项目≤5.0	1	10	
		新鲜水消耗	m³/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				备注
一级指标	指标分值	二级指标		指标分值	项目情况	Si 值	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		

新疆阜康市白杨河区域煤矿瓦斯治理二期项目

		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 3.7- 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	本项目消耗主要为电能	1	25	
					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	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	/	/	/	

新疆阜康市白杨河区域煤矿瓦斯治理二期项目

		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 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		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3.7-7 考核评分统计一览表

序号	项目	评分值	
		定量指标	定性指标
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。

第四章 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 131.47 公里。阜康市境东西横距 150 公里，南北纵距 250 公里，县域总面积 1.93 万 km²。地理坐标为东经 89°13′至 91°22′，北纬 42°25′至 45°29′。

本项目位于阜康市南部阜康矿区，工作区位于阜康市东 40km 处白杨河西岸，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，东西长约 12.0km，南北宽约 2.7km，面积约 32.65km²。行政区划隶属新疆维吾尔自治区昌吉州阜康市管辖。

工作区地理坐标为（80 坐标）：东经：88°21′59″~88°30′58″北纬：44°01′38″~44°04′03″；项目区中心地理坐标为东经 88°27′11.370″，北纬 44°2′34.307″。本项目工作区地理位置图见图 4.1-1。

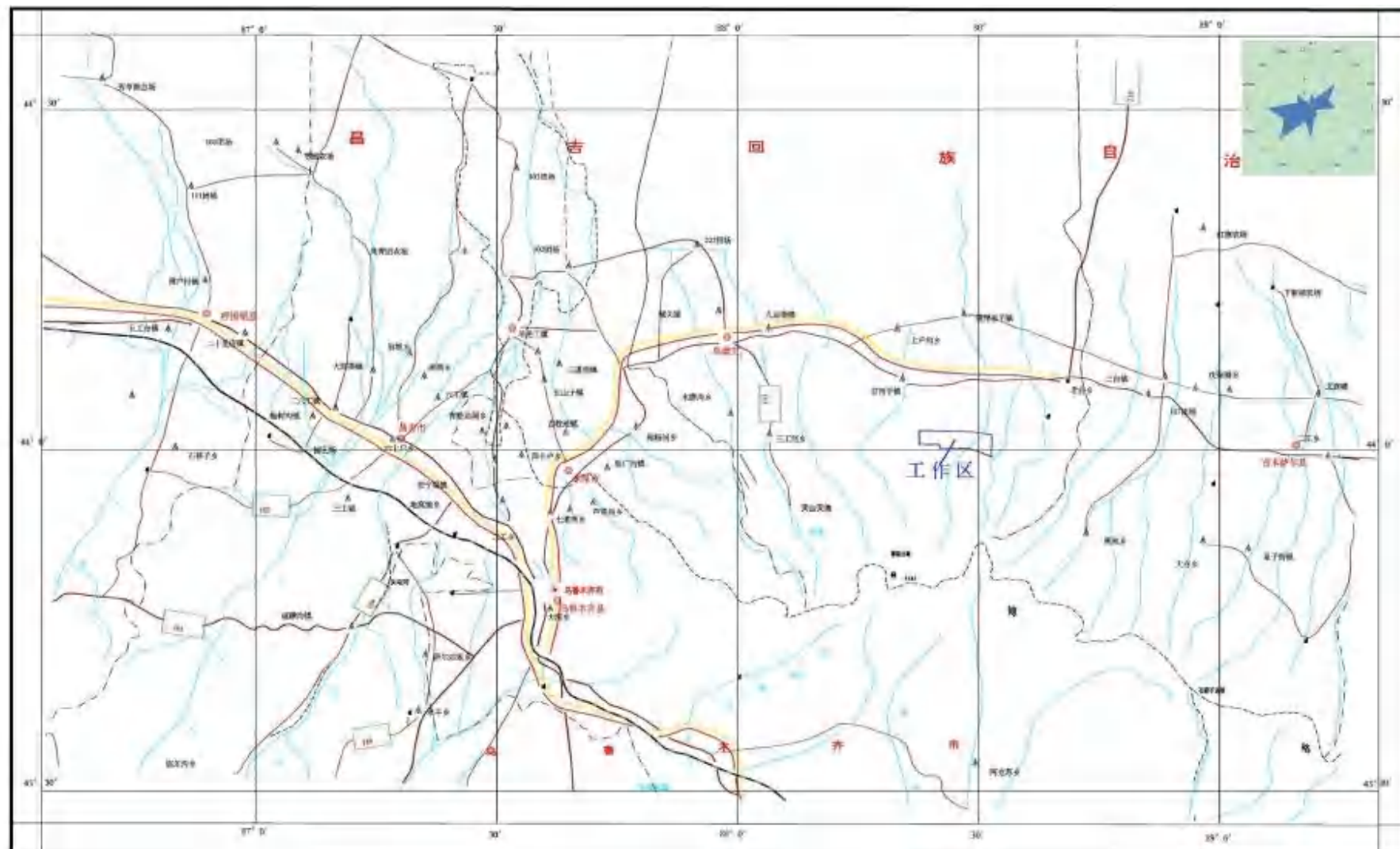


图 4.1-1 本项目地理位置图

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11726km²，其中山地面积1811km²，平原面积2260km²，沙漠面积4555km²。

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高度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，新月型沙丘链，沙丘高15-30m。此带以西沙丘以新月型沙丘为主，以东以蜂窝状沙丘和新月型沙丘。

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，地表植被稀疏。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。

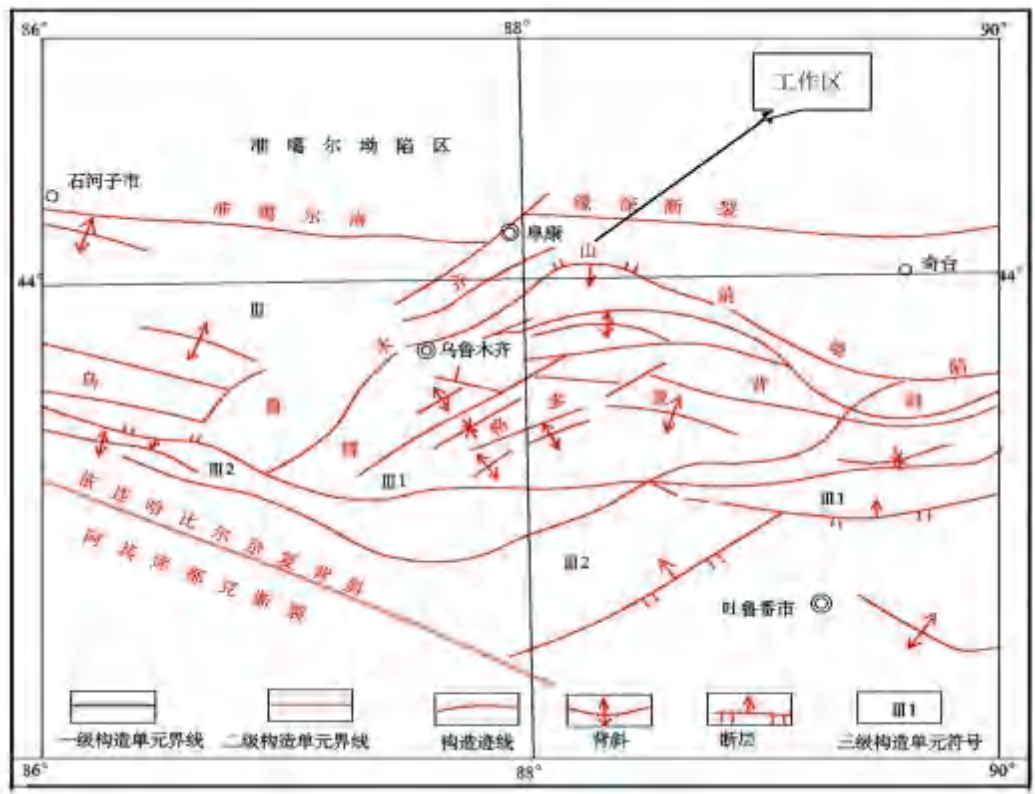


图 4.1-2 区域构造位置示意图

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拗陷接壤，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		
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	由粘土岩、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 2.504m³/s，最大洪流量

44m³/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 150m³/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—二工河向斜北翼, 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。区内构造形态见附图 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。在区域外的到红沟~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。

(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 $85^{\circ} \sim 105^{\circ}$ ，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 $45^{\circ} \sim 55^{\circ}$ ，深部渐缓，约 $10^{\circ} \sim 40^{\circ}$ ，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 $33^{\circ} \sim 69^{\circ}$ ，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 $45^{\circ} \sim 55^{\circ}$ ，南翼北倾，多数地区倒转，倾角 $65^{\circ} \sim 80^{\circ}$ ，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, 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。

综上所述，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。

工作区地层综合柱状图

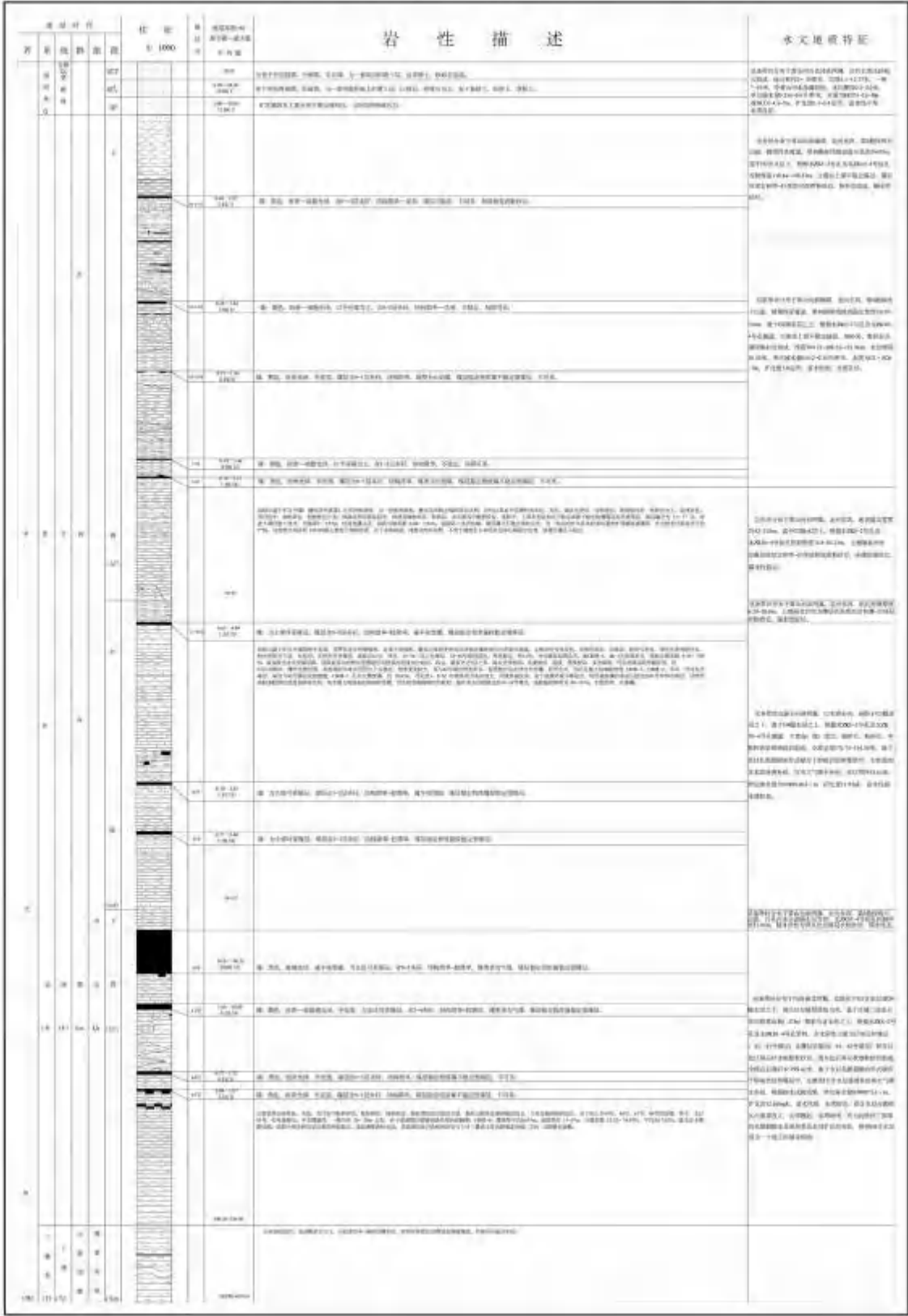


图 4.1-4 工作区综合柱状图

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、压力降低情况下会解吸逸散掉，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一半干旱气候，夏季炎热少雨，冬季干燥寒冷。历年来平均气温 6.7°C ，最高气温出现在七月，极端最高气温 41.5°C ，最低气温出现在1月，极端最低气温 -37°C 。

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 ，年平均蒸发量 1578.7mm ，以5-9月最大；年平均降水量 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(°C)	年平均气温
	最热月平均气温
	最冷月平均气温
	极端最高气温
	极端最低气温
降水量 (mm)	年均降水量
	最大月降水量
	最大日降水量
风	多年年平均风速 (m/s)
	极端最大风速 (m/s)
	全年主导风向
其它	年均蒸发量 (mm)
	最大积雪厚度 (mm)
	最大冻土深度 (m)
	标准冻深 (m)
	年均无霜期 (t)
	年均相对湿度 (%)

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50.05km²，冰储量 18.4 亿 m³，折合水量 16.4 亿 m³。

阜康市水资源总量为3.173 亿 m³（含引水总量为 1.547×10⁸m³）。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、甘河子河、白杨河、西沟河和黄山河各河流均源自山区，流逝于平原。由于山高坡降大，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 m³，平均流量6.16m³/s。

年径流量丰枯变幅 1.84~1.92 倍。

市域内山区和平原均由泉水分布。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 $2.504\text{m}^3/\text{s}$ ，最大洪流量 $44\text{m}^3/\text{s}$ （2004 年 8 月 4 日），最小洪流量 $0.250\text{m}^3/\text{s}$ （2004 年 2 月 28 日），最大流速 $4.80\text{m}/\text{s}$ （2004 年 8 月 4 日），最小流速 $0.21\text{m}/\text{s}$ （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 $150\text{m}^3/\text{s}$ 。

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。流域上游受海拔高度和气候的影响， 3200m 以上为常年冰雪覆盖，并孕育着发达的现代冰川； $1700\sim 3200\text{m}$ 之间植被较好，有大片的森林；再往下游分布着众多的草垫丰盛的山区牧场，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，淮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。淮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。淮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 1500~3000m 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，潮土耕作层土质地为重壤，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。该区植被主要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、怪柳、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》(HJ2.2-2018)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，本次评价采用国控点阜康市环境监测站提供 2023 全年环境空气质量统计数据作为环境空气质量现状评价基本污染物 SO₂、NO₂、PM₁₀、PM_{2.5}、CO、O₃的数据来源。

(2) 评价标准

根据《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中的环境空气质量功能区的分类和标准分级要求，项目属于空气环境二类区，基本污染物 SO₂、NO₂、PM₁₀、PM_{2.5}、CO 和 O₃ 执行《环境空气质量标准》（GB3095-2012）及其修改单“生态环境部2018年第29号”中的二级标准；具体见表4.2-1。

表 4.2-1 《环境空气质量标准》中污染物基本项目浓度限值一览表（摘录）

序号	污染物项目	平均时间	二级浓度限值	单位
1	SO ₂	年平均	60	μg/m ³
		24 小时平均	150	
		1 小时平均	500	
2	NO ₂	年平均	40	μg/m ³
		24 小时平均	80	
		1 小时平均	200	
3	CO	24 小时平均	4	μg/m ³
		1 小时平均	10	
4	O ₃	日最大 8 小时平均	160	μg/m ³
		1 小时平均	200	
5	PM ₁₀	年平均	70	
		24 小时平均	150	
6	PM _{2.5}	年平均	35	
		24 小时平均	75	

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_{2.5} 超标外，其余监测因子均满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中的二级标准限值要求，属于环境空气质量不达标区。超标原因主要与当地风沙季有一定的原因。

4.2.1.2.环境空气质量现状特征污染物评价

(1) 监测点位及监测时间

根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018），以近20年统计的当地主导风向（西风）为轴向，非甲烷总烃（NMHC）委托新疆锡水金山环境科技有限公司于2025年4月28日~5月1日在项目区范围下风向开展现状监测，连续监测7天；同时TSP、非甲烷总烃（NMHC）引用新疆中测测试有限责任公司于2024年1月13日~1月20日对《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》项目区下风向及八区一号集气站位置开展的现状监测，连续监测7天。

监测点位设置情况见表4.2-3。

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
		东经	北纬		
现状监测	项目区下风向（1#）	88°30'57.766"	44° 2'34.55"	NMHC	日均值
引用数据	八区一号集气站（2#）	88°27'59.56"	44° 3'20.08"	TSP、NMHC	日均值
	一期工程项目区下风向（3#）	88°31'3.93"	44° 2'54.94"	TSP、NMHC	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（NMHC）为环境空气现状监测评价因子。监测因子及频率见表4.2-4。

表 4.2-4 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	NMHC	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 4.2-5。

表 4.2-5 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/m ³	《环境空气 总悬浮颗粒物的测定重量法》（HJ 1263-2022）
2	NMHC	0.07mg/m ³	《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》（HJ604-2017）

(4) 评价标准

本次评价各污染因子执行的评价标准见表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：

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

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_{oi}—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 4.2-6、表 4.2-7。

表 4.2-6 补充现状监测中 TSP 浓度统计结果一览表（引用数据）

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		超 标 率%	达 标 情 况
	东经	北纬					(μm/m ³)	标率		
八区 一号 集气 站	88°27'59. 56"	44 ° 3'20.08"	TSP	2024.1.14	mg/m ³	0.3	0.2	67%	0	达标
				2024.1.15		0.3	0.202	67%	0	达标
				2024.1.16		0.3	0.209	70%	0	达标
				2024.1.17		0.3	0.2	67%	0	达标
				2024.1.18		0.3	0.204	68%	0	达标
				2024.1.19		0.3	0.215	72%	0	达标
				2024.1.20		0.3	0.205	68%	0	达标
一期 工程 项目 区下 风向	88°31'3.9 3"	44 ° 2'54.94"		2024.1.14		0.3	0.21	70%	0	达标
				2024.1.15		0.3	0.197	66%	0	达标
				2024.1.16		0.3	0.223	74%	0	达标
				2024.1.17		0.3	0.254	85%	0	达标
				2024.1.18		0.3	0.205	68%	0	达标
				2024.1.19		0.3	0.185	62%	0	达标
				2024.1.20		0.3	0.2	67%	0	达标

表 4.2-7 补充现状监测中 NMHC 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/ (μm/m³)	最大浓 度占标 率	超标 率%	达标 情况
	东经	北纬								
项目 区下 风向	88°30'57.766"	44 ° 2'34.55"	NMHC	2025.4.28	mg/m ₃	2	0.76~1.57	78.5%	0%	达标
				2025.4.29		2	0.73~0.76	38%	0%	达标
				2025.4.30		2	0.74~0.77	38.5%	0%	达标
				2025.5.1		2	0.70~0.77	38.5%	0%	达标
				2025.5.2		2	0.74~0.76	38%	0%	达标
				2025.5.3		2	0.72~0.76	38%	0%	达标
				2025.5.4		2	0.72~0.76	38%	0%	达标
八区 一号 集气 站	88°27'59.56"	44 ° 3'20.08"		2024.1.14		2	0.44~0.52	26%	0%	达标
				2024.1.15		2	0.45~0.55	28%	0%	达标
				2024.1.16		2	0.52~0.55	28%	0%	达标
				2024.1.17		2	0.4~0.56	27%	0%	达标
				2024.1.18		2	0.5~0.56	28%	0%	达标
				2024.1.19		2	0.5~0.56	28%	0%	达标
				2024.1.20		2	0.5~0.58	29%	0%	达标
一期 工程 项目 区下 风向	88°31'3.93"	44 ° 2'54.94"		2024.1.14		2	0.4~0.45	23%	0%	达标
				2024.1.15		2	0.39~0.5	25%	0%	达标
				2024.1.16		2	0.42~0.5	25%	0%	达标
				2024.1.17		2	0.41~0.48	24%	0%	达标
				2024.1.18		2	0.41~0.48	24%	0%	达标
				2024.1.19		2	0.42~0.48	24%	0%	达标
				2024.1.20		2	0.4~0.56	25%	0%	达标

根据监测结果，环境空气现状补充监测因子 TSP 符合《环境空气质量标

准》（GB3095-2012）二级标准；NMHC 符合《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）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、西侧甘河子河，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、甘河子河现场采样，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、西侧甘河子河各设置1个监测断面。白杨河监测断面坐标：N：44° 2'38.32"；E：88° 31'34.84"；甘河子河监测断面坐标：N：44° 2'31.64"；E：88° 18'58.39"。

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、BOD₅、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：

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

式中：—— $S_{i,j}$ 评价因子i 的水质指数，大于i 表明该水质因子超标； $C_{i,j}$ ——评价因子i 在j 点的实测统计代表值，mg/L；

C_{si} ——评价因子i 的水质评价标准限值，mg/L。

（2）溶解氧

溶解氧（DO）的标准指数计算公式：

$$S_{DO, j} = DO_s / DO_j \quad DO_s \leq DO_j$$

$$S_{DO, j} = \frac{DO_s - DO_j}{DO_s - DO_{\min}} \geq DO_j$$

式中：\$S_{DO, j}\$——溶解氧的标准指数，大于 1 表明该水质因子超标； \$DO_j\$——溶解氧在 j 点的实测统计代表值，mg/L；

\$DO_s\$——溶解氧的水质评价标准限值，mg/L；

\$DO_f\$——饱和溶解氧浓度，mg/L，对于河流，\$DO_f=468/(31.6+T)\$；对于盐度比较高的湖泊、水库及入海河口、近岸海域，\$DO_f=(491-2.65S)/(33.5+T)\$；

\$S\$——实用盐度符号，量纲一； \$T\$——水温，℃。

(3) pH 值

pH 值的指数计算公式：

$$S_{PHj} = \frac{PH_j - PH_{sd}}{PH_{su} - PH_{sd}}$$

$$PH_j \leq 7.0 \quad S_{PHj} = \frac{7.0 - PH_j}{7.0 - PH_{sd}}$$

$$PH_j > 7.0$$

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；甘河子河执行《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4.2-8。

表 4.2-8 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 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4.2-9。

表 4.2-9 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					甘河子河				
			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

新疆阜康市白杨河区域煤矿瓦斯治理二期项目

2	CODCr	mg/L	11	15	0.73	0%	达标	11	20	0.55	0%	达标
3	BOD5	mg/L	1.6	3	0.53	0%	达标	2.1	4	0.53	0%	达标
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》（GB3838-2002）II 类标准；甘河子河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。

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日进行对区域进行的现场采样，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》（HJ610-2016）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》（HJ610-2016）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》（HJ610-2016）中现状监测点的布设要求，监测点位位置布设基本合理。

地下水环境监测点位布设情况见表4.2-10。

表 4.2-10 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 水流场中位置关系	本项目井场与地下水 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	N: 44°03' 36.99" E: 88°27' 49.75"	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4.2-11。

表 4.2-11 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^{2-} 、 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4.2-12。

表 4.2-12 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 重碳酸盐	DZ/T 0064.49-2021 地下水水质分析方法 第 49 部分：碳酸根、重碳酸根和氢氧根离子的测定 滴定法	-
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 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 亚甲基蓝分光光度法	
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：

$$P_{PH} = \frac{7.0 - PH}{7.0 - 6.5} \quad PH \leq 7 \text{ 时} \quad P_{PH} = \frac{PH - 7.0}{8.0 - 7.0} \quad PH > 7 \text{ 时}$$

式中：P_{PH}——的标准指数，无量纲；PH——pH 监测值；

PH_{su} ——标准中 pH 的上限值； PH_{sd} ——标准中 pH 的下限值。

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/T14848-2017）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4.2-13、表4.2-14。

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。

表 4.2-13 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	镉	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
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 4.2-14 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

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中测测试有限责任公司于2024 年1 月15 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4.2-15。

表 4.2-15 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	集气站东侧 1m 处
2	声环境现状监测点 2	集气站南侧 1m 处
3	声环境现状监测点 3	集气站西侧 1m 处
4	声环境现状监测点 4	集气站北侧 1m 处
5	声环境现状监测点 5	拟建 FK801#井场处
6	声环境现状监测点 6	拟建 FK70#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2025 年4 月29 日，分昼夜各监测 1 次。

4.2.4.4 监测方法

《声环境质量标准》（GB3096-2008）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》（GB3096-2008）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

噪声监测结果见表4.2-16。

表 4.2-16 噪声现状监测结果

监测方位	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	dB（A）	49	65	46	55
声环境现状监测点 2		49	65	44	55

声环境现状监测点 3	48	65	46	55
声环境现状监测点 4	50	65	46	55
声环境现状监测点 5	50	65	46	55
声环境现状监测点 6	51	65	46	55

由噪声监测结果表明，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新疆锡水金山环境科技有限公司于2025 年 4 月 28 日对占地范围内的拟建的 3 个井场土壤进行监测。同时引用新疆中测测试有限责任公司于2024 年 1 月 15 日对《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》占地范围内 4 个点、占地范围外 4 个点开展的土壤现状监测。

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）》（HJ964-2018）中现状调查与评价的基本原则与要求：

“7.4.3.2 生态影响型建设项目可优化调整占地范围内、外监测点数量，保持总数 不变；占地范围超过5000hm² 的，每增加 1000hm² 增加 1 个监测点。”

二级生态影响性占地范围内需布设3 个表层样点，占地范围外需布设4 个表层样点。

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，对土壤环境影响程度较小，本次土壤环境共设置 11个土壤监测点，其中项目占地范围内 3 个表层样点，厂界外0.2km 范围内 7 个，符合导则中最高等级的监测点数要求。

土壤现状监测点位布置情况见表4.2-17。

表 4.2-17 土壤监测点位布置情况表

点位	名称	点位坐标
本次监测	1# 占地范围内表层样点	N: 44 °2'18.12" ; E: 88 °25'50.07"
	2# 占地范围内表层样点	N: 44 °2'14.88" ; E: 88 °29'14.08"
	3# 占地范围内表层样点	N: 44 °2'34.30" ; E: 88 °27'11.37"
引用一期	4# 占地范围外表层样点	N: 44 °3'0.04" ; E: 88 °24'39.08"
	5# 占地范围外表层样点	N: 44 °2'59.72" ; E: 88 °26'11.85"

项目 监测	6#	占地范围外表层样点	N: 44°3'20.01" ; E: 88°27'59.58"
	7#	占地范围外表层样点	N: 44°2'58.31" ; E: 88°29'7.20"
	8#	占地范围外表层样点	N: 44°2'25.24" ; E: 88°30'17.91"
	9#	占地范围外表层样点	N: 44°2'21.39" ; E: 88°29'42.35"
	10#	占地范围外表层样点	N: 44°2'54.71" ; E: 88°24'22.06"
	11#	占地范围外表层样点	N: 44°2'32.37" ; E: 88°30'31.28"

4.2.5.2 监测因子

本项目土壤环境现状监测因子见表4.2-18。

表 4.2-18 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#、6#、10#	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]蒎、苯并[a]芘、苯并[b]荧蒎、苯并[k]荧蒎、蒎、二苯并[a,h]蒎、茚并[1,2,3-cd]芘、萘、锑、石油烃
2	5#、7#、8#、9#、11#	pH、镉、汞、砷、铜、铅、铬、镍、铬（六价）、钒、石油烃

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土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地筛选值进行评价。

（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4.2-19~4.2-21。

由监测结果可知，本项目表层样点各项监测因子均满足《土壤环境质量建设用土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地筛选值。

新疆阜康市白杨河区域煤矿瓦斯治理二期项目

表 4.2-20 1#、2#、3#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#占地范围外表层样点		检出限
				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	ND	0.044	ND	0.044	ND	0.044	0.5
2	铅	mg/kg	800	29	0.04	24	0.03	22	0.03	10
3	镉	mg/kg	65	0.37	0.006	0.38	0.006	0.33	0.005	0.05
4	铜	mg/kg	18000	24	0.001	23	0.001	23	0.001	1
5	镍	mg/kg	900	50	0.06	49	0.05	47	0.05	3
6	汞	mg/kg	38	0.268	0.007	0.248	0.007	0.229	0.006	0.002
7	砷	mg/kg	60	14.9	0.25	12.2	0.20	12.0	0.20	0.01
8	四氯化碳	mg/kg	2.8	ND	0.00023	ND	0.00023	ND	0.00023	0.0021
9	氯仿	mg/kg	0.9	ND	0.00061	ND	0.00061	ND	0.00061	0.0015
10	氯甲烷	mg/kg	37	ND	0.000014	ND	0.000014	ND	0.000014	0.003
11	1,1-二氯乙烷	mg/kg	9	ND	0.000067	ND	0.000067	ND	0.000067	0.0016
12	1,2-二氯乙烷	mg/kg	5	ND	0.00013	ND	0.00013	ND	0.00013	0.0013
13	1,1-二氯乙烯	mg/kg	66	ND	0.0000076	ND	0.0000076	ND	0.0000076	0.0008
14	顺-1,2-二氯乙烯	mg/kg	596	ND	0.0000011	ND	0.0000011	ND	0.0000011	0.0009
15	反-1,2-二氯乙烯	mg/kg	54	ND	0.000013	ND	0.000013	ND	0.000013	0.0009
16	二氯甲烷	mg/kg	616	ND	0.0000012	ND	0.0000012	ND	0.0000012	0.0026
17	1,2-二氯丙烷	mg/kg	5	ND	0.00011	ND	0.00011	ND	0.00011	0.0019
18	1,1,1,2-四氯乙烷	mg/kg	10	ND	0.000060	ND	0.000060	ND	0.000060	0.0012
19	1,1,2,2-四氯乙烷	mg/kg	6.8	ND	0.000088	ND	0.000088	ND	0.000088	0.0010
20	四氯乙烯	mg/kg	53	ND	0.000013	ND	0.000013	ND	0.000013	0.0008
21	1,1,1-三氯乙烷	mg/kg	840	ND	0.00000077	ND	0.00000077	ND	0.00000077	0.0011
22	1,1,2-三氯乙烷	mg/kg	2.8	ND	0.00021	ND	0.00021	ND	0.00021	0.0014
23	三氯乙烯	mg/kg	2.8	ND	0.00021	ND	0.00021	ND	0.00021	0.0009
24	1,2,3-三氯丙烷	mg/kg	0.5	ND	0.0012	ND	0.0012	ND	0.00120	0.0010

新疆阜康市白杨河区域煤矿瓦斯治理二期项目

25	氯乙烯	mg/kg	0.43	ND	0.0012	ND	0.0012	ND	0.00116	0.0015
26	苯	mg/kg	4	ND	0.00024	ND	0.00024	ND	0.00024	0.0016
27	氯苯	mg/kg	270	ND	0.0000022	ND	0.0000022	ND	0.0000022	0.0011
28	1,2-二氯苯	mg/kg	560	ND	0.0000013	ND	0.0000013	ND	0.0000013	0.0010
29	1,4-二氯苯	mg/kg	20	ND	0.000038	ND	0.000038	ND	0.000038	0.0012
30	乙苯	mg/kg	28	ND	0.000021	ND	0.000021	ND	0.000021	0.0012
31	苯乙烯	mg/kg	1290	ND	0.00000043	ND	0.00000043	ND	0.00000043	0.0016
32	甲苯	mg/kg	1200	ND	0.00000054	ND	0.00000054	ND	0.00000054	0.0020
33	间, 对-二甲苯	mg/kg	570	ND	0.0000011	ND	0.0000011	ND	0.0000011	0.0036
34	邻二甲苯	mg/kg	640	ND	0.00000094	ND	0.00000094	ND	0.00000094	0.0013
35	硝基苯	mg/kg	76	ND	0.00059	ND	0.00059	ND	0.00059	0.09
36	苯胺	mg/kg	260	ND	0.00010	ND	0.00010	ND	0.000096	3.78
37	2-氯苯酚	mg/kg	2256	ND	0.000013	ND	0.000013	ND	0.000013	0.06
38	苯并[α]蒽	mg/kg	15	ND	0.0033	ND	0.0033	ND	0.0033	0.1
39	苯并[α]芘	mg/kg	1.5	ND	0.033	ND	0.033	ND	0.033	0.1
40	苯并[b]荧蒽	mg/kg	15	ND	0.0067	ND	0.0067	ND	0.0067	0.2
41	苯并[k]荧蒽	mg/kg	151	ND	0.00033	ND	0.00033	ND	0.00033	0.1
42	蒽	mg/kg	1293	ND	0.000039	ND	0.000039	ND	0.000039	0.1
43	二苯并[α, h]蒽	mg/kg	1.5	ND	0.033	ND	0.033	ND	0.033	0.1
44	茚并[1,2,3-cd]芘	mg/kg	15	ND	0.0033	ND	0.0033	ND	0.0033	0.1
45	蔡	mg/kg	70	ND	0.00064	ND	0.00064	ND	0.00064	0.09
46	石油烃 (C10-C40)	mg/kg	4500	31	0.0069	44	0.0098	51	0.011	6
47	pH	无量纲	/	8.15	/	8.15	/	8.21	/	-
	水溶性盐总量	g/kg	/	1.3	/	1.5	/	1.6	/	-
注：①ND 表示低于检出限，检测值按照检出限 1/2 取值； ②标准指数取值小数点后 2 位有效数字。										

新疆阜康市白杨河区域煤矿瓦斯治理二期项目

表 4.2-20 4#、6#、10#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	4#占地范围内表层样点		6#占地范围内表层样点		10#占地范围外表层样点		检出限
				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	ND	0.044	ND	0.044	ND	0.044	0.5
2	铅	mg/kg	800	16.9	0.021	22.1	0.028	16.5	0.021	0.1
3	镉	mg/kg	65	0.06	0.00092	0.09	0.0014	0.08	0.0012	0.01
4	铜	mg/kg	18000	19	0.0011	37	0.0021	44	0.0024	1
5	镍	mg/kg	900	45	0.05	59	0.066	55	0.061	3
6	汞	mg/kg	38	0.008	0.00021	0.044	0.0012	0.027	0.00071	0.002
7	砷	mg/kg	60	7.69	0.13	12.4	0.2067	8.22	0.14	0.01
8	四氯化碳	mg/kg	2.8	ND	0.00023	ND	0.00023	ND	0.00023	0.0013
9	氯仿	mg/kg	0.9	ND	0.00061	ND	0.00061	ND	0.00061	0.0011
10	氯甲烷	mg/kg	37	ND	0.000014	ND	0.000014	ND	0.000014	0.001
11	1,1-二氯乙烷	mg/kg	9	ND	0.000067	ND	0.000067	ND	0.000067	0.0012
12	1,2-二氯乙烷	mg/kg	5	ND	0.00013	ND	0.00013	ND	0.00013	0.0013
13	1,1-二氯乙烯	mg/kg	66	ND	0.0000076	ND	0.0000076	ND	0.0000076	0.001
14	顺-1,2-二氯乙烯	mg/kg	596	ND	0.0000011	ND	0.0000011	ND	0.0000011	0.0013
15	反-1,2-二氯乙烯	mg/kg	54	ND	0.000013	ND	0.000013	ND	0.000013	0.0014
16	二氯甲烷	mg/kg	616	ND	0.0000012	ND	0.0000012	ND	0.0000012	0.0015
17	1,2-二氯丙烷	mg/kg	5	ND	0.00011	ND	0.00011	ND	0.00011	0.0011
18	1,1,1,2-四氯乙烷	mg/kg	10	ND	0.000060	ND	0.000060	ND	0.000060	0.0012
19	1,1,2,2-四氯乙烷	mg/kg	6.8	ND	0.000088	ND	0.000088	ND	0.000088	0.0012
20	四氯乙烯	mg/kg	53	ND	0.000013	ND	0.000013	ND	0.000013	0.0014
21	1,1,1-三氯乙烷	mg/kg	840	ND	0.00000077	ND	0.00000077	ND	0.00000077	0.0013
22	1,1,2-三氯乙烷	mg/kg	2.8	ND	0.00021	ND	0.00021	ND	0.00021	0.0012
23	三氯乙烯	mg/kg	2.8	ND	0.00021	ND	0.00021	ND	0.00021	0.0012
24	1,2,3-三氯丙烷	mg/kg	0.5	ND	0.0012	ND	0.0012	ND	0.00120	0.0012

新疆阜康市白杨河区域煤矿瓦斯治理二期项目

25	氯乙烯	mg/kg	0.43	ND	0.0012	ND	0.0012	ND	0.00116	0.001
26	苯	mg/kg	4	ND	0.00024	ND	0.00024	ND	0.00024	0.0019
27	氯苯	mg/kg	270	ND	0.0000022	ND	0.0000022	ND	0.0000022	0.0012
28	1,2-二氯苯	mg/kg	560	ND	0.0000013	ND	0.0000013	ND	0.0000013	0.0015
29	1,4-二氯苯	mg/kg	20	ND	0.000038	ND	0.000038	ND	0.000038	0.0015
30	乙苯	mg/kg	28	ND	0.000021	ND	0.000021	ND	0.000021	0.0012
31	苯乙烯	mg/kg	1290	ND	0.00000043	ND	0.00000043	ND	0.00000043	0.0011
32	甲苯	mg/kg	1200	ND	0.00000054	ND	0.00000054	ND	0.00000054	0.0013
33	间，对-二甲苯	mg/kg	570	ND	0.0000011	ND	0.0000011	ND	0.0000011	0.0012
34	邻二甲苯	mg/kg	640	ND	0.00000094	ND	0.00000094	ND	0.00000094	0.0012
35	硝基苯	mg/kg	76	ND	0.00059	ND	0.00059	ND	0.00059	0.09
36	苯胺	mg/kg	260	ND	0.00010	ND	0.00010	ND	0.000096	0.05
37	2-氯酚	mg/kg	2256	ND	0.000013	ND	0.000013	ND	0.000013	0.06
38	苯并[a]蒽	mg/kg	15	ND	0.0033	ND	0.0033	ND	0.0033	0.1
39	苯并[a]芘	mg/kg	1.5	ND	0.033	ND	0.033	ND	0.033	0.1
40	苯并[b]荧蒽	mg/kg	15	ND	0.0067	ND	0.0067	ND	0.0067	0.2
41	苯并[k]荧蒽	mg/kg	151	ND	0.00033	ND	0.00033	ND	0.00033	0.1
42	蒽	mg/kg	1293	ND	0.000039	ND	0.000039	ND	0.000039	0.1
43	二苯并[α, h]蒽	mg/kg	1.5	ND	0.033	ND	0.033	ND	0.033	0.1
44	茚并[1,2,3-cd]芘	mg/kg	15	ND	0.0033	ND	0.0033	ND	0.0033	0.1
45	蔡	mg/kg	70	ND	0.00064	ND	0.00064	ND	0.00064	0.09
46	石油烃（C10-C40）	mg/kg	4500	31	0.0069	44	0.0098	51	0.011	6
47	pH	无量纲	/	8.3	/	8.5	/	8.4	/	-
注：①ND 表示低于检出限，检测值按照检出限 1/2 取值； ②标准指数取值小数点后2 位有效数字。										

新疆阜康市白杨河区域煤矿瓦斯治理二期项目

表 4.2-21 5#、7#、8#、9#、11#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	第二类用地 筛选值	5#占地范围内表层 样点		7#占地范围内表层 样点		8#占地范围外表层 样点		9#占地范围外表层 样点		11#占地范围外表层 样点		检出限
				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	六价铬	mg/kg	5.7	ND	0.044	ND	0.044	ND	0.044	ND	0.044	ND	0.044	0.5
2	铅	mg/kg	800	11.1	0.014	10.6	0.0066	10.3	0.013	9.9	0.012	10	0.013	0.1
3	镉	mg/kg	65	0.1	0.0015	0.09	0.0007	0.09	0.0014	0.08	0.0012	0.09	0.0014	0.01
4	铜	mg/kg	18000	8	0.0004	7	0.00019	7	0.00039	7	0.00039	8	0.00044	1
5	镍	mg/kg	900	27	0.030	23	0.013	22	0.024	24	0.027	28	0.031	3
6	铬	mg/kg	/	68	/	59	/	51	/	50	/	69	/	4
7	汞	mg/kg	38	0.024	0.0006	0.018	0.00024	0.016	0.00042	0.013	0.00034	0.017	0.00045	0.002
8	砷	mg/kg	60	17	0.28	14.5	0.12	16.5	0.28	12.3	0.21	12.7	0.21	0.01
9	pH	无量纲	/	8.9	/	8.2	/	8.5	/	8.5	/	8.8	/	-
10*	石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)	mg/kg	4500	43	0.0096	30	0.0033	58	0.013	50	0.011	42	0.0093	6
11*	钒	mg/kg	752	112	0.15	75.2	0.050	76.1	0.10	71.4	0.095	119	0.16	0.4
注：①ND 表示低于检出限，检测值按照检出限 1/2 取值； ②标准指数取值小数点后 2 位有效数字。														

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》（HJ19-2022）附录B中的资料收集法、现场勘查法相结合的方法，2024年4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4.2-24。

表 4.2-24 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
准噶尔盆地温性荒漠与绿洲农业生态区、准噶尔盆地南部荒漠绿洲农业生态亚区、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

根据新疆土地利用和土地覆盖地图数据 6 大类 25 小类的统计，本项目占地内土地利用类型为天然牧草地、其他草地、采矿用地、公路用地、河流水面、农村道路、工业用地等。

项目占用各土地利用类型面积统计见表4.2-25。

表 4.2-25 本项目占用土地利用类型一览表

项目		占地面积 (hm ²)	土地类型及面积	
井场工程区	永久占地	9.6	天然牧草地	9.2498
			采矿用地	0.3383
			河流水面	0.0119
集输管线区	临时占地	23.1745	天然牧草地	21.1023
			其他草地	1.9763
			河流水面	0.0959
供电线路区	永久占地	8.044	天然牧草地	7.2039
			其他草地	0.7155
			河流水面	0.1246
道路工程区	永久占地	9.5626	天然牧草地	8.2270
			采矿用地	0.2576
			其他草地	0.2541
			公路用地	0.8239
合计	永久占地	27.2066		
	临时占地	23.1745		
	总占地	50.3811		

4.2.6.4 土壤现状调查

(1) 土壤类型调查

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。

(2) 土壤侵蚀现状侵蚀调查

根据现场实地调查并结合项目区土壤侵蚀遥感影像资料，项目区侵蚀形态主要以水蚀为主。项目区主要为中度水蚀，西南侧少量轻度水蚀。

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。

根据植被类型分布图，植被类型主要为针茅、草原苔草、草原锦鸡儿、驼绒藜、刺叶锦鸡儿、博洛塔绢蒿。

山地植被以中生的森林与草甸群落为主。较之伊犁山地植被它虽有某些退化和草原化加强的现象，但其植被垂直带结构仍具有中亚山地植被类型的特征。

在冰川与裸岩带以下分布着离山座垫植被带。以四蕊梅(*Sibbaldia eirandra*)、丛生囊种草(*Thylacaspis caespitosum*)、二花委陵菜(*Potentilla biflora*)等为主的座垫植被在原始的高山砾质土上稀疏分布。在 3900 米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(*Saussurea involucreata*)、虎耳草(*Saxifraga hirculus*、*S. macrocalyx*)、兔耳草(*Lagotis glauca*)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(*Polygonum viviparum*)、黄花野罂粟(*Popaver croceum*)、白叶马先蒿(*Pedicularis chelanthifolia*)、天山龙胆(*Gentiana tianschanica*)、柔假龙胆(*Gentianella enella*)、冷报春(*Primula algida*)、白氏假报春(*Cormos brotheri*)、高山葶苈(*Draba alpine*)等低矮而花色艳丽的草类构成。

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

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

森林与草甸植被占据着海拔 1500(1600)—2800 米的中山带。雪岭云杉的纯林掩盖着中山带整片的阴坡，在其分布带上限(海拔 2700—2800 米)的砾质或石质土上成

为公园式的疏林，与高山荒原、亚高山草甸和圆柏灌丛相交错。在中山带海拔 2200 米以下，在破坏了的疏林中才混有较多的天山桦(*Betula tianschanica*)和崖柳(*Salix xerophila*)，博格多山北坡尚有欧洲山杨(*Populus tremula*)加入；它们也常构成暂时更替云杉林的次生林。

山地中部(海拔 1900-2300 米)是雪岭云杉生长发育与更新最适宜的地段。在这里它常形成较茂密的林分，有草类云杉林、藓类云杉林、草类-藓类云杉林等群落类型。在海拔 1800 米以下的林带内，云杉林常成小块状分布于阴坡，与山地草甸草原和草原群落相交错，成为山地森林草原景观。林内常有草甸草原的草类渗入，林下灌木也加多。森林土壤为山地灰褐色森林土。中山带以下的土壤中，碳酸盐常呈饱和状态；在上部林带，则多被淋溶。中山带的森林采伐或火烧迹地上，常演变为次生的高草草甸，由拂子茅(*Calamagrostis epigeios*)、无芒雀麦(*Bromus inermis*)、天山异燕爱(*Helictotrichon tianschanicum*)、猫尾草(*Phleum phleoides*)等组成，成小片地分布于平缓的阴坡。

在海拔 1200-2100 米的山地河谷内，分布着密叶杨的稀疏河谷林，或与云杉相混交。博格多山下部河谷中，还有白榆的疏林。

草原分布在海拔 1200-1500(1600)米的前山带，土壤为发育在黄土基质上的栗钙土。在森林分布带的下部则为草甸草原群落，由针茅(*Stipa capillata*)、糠茅(*Festuca sulcata* L.)等草原禾草与苏母尾(*Iris ruthenica*)等中生杂草类构成。向下为山地真草原，除针茅与糠茅外，尚有落草(*Koeleria gracilis*)、扁穗冰草(*Agropyrum cristatum*)等加入。草原的石质坡常出现多量灌木：兔耳条(*Spiraea hypericifolia*)、榆子(*Cotoneaster*)、培氏蔷薇(*Rosa beggeriana*)等，有时还有沙地柏(*Sabina vulgaris*)。草原带通过下部狭窄的、在草原禾草中有喀什蒿(*Artemisia kaschgarica*)、木地肤(*Kochia prostrata*)、优若藜(*Eurotia ceratoides*)等加入的荒漠草原亚带，过渡到前山蒿类荒漠带。

本项目位于海拔 1200—1500(1600)米的前山带，土壤为发育在黄土基质上的栗钙土。

(2) 植被样方调查

1) 植被样方调查

为了客观了解、全面反映评价区内现有植被情况，本次环评于 2025 年 5 月 12 日对评价区植被类型进行了样方实地调查。

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，采用整体普查和样方调查相结合的方法，重点调查区内植被生长分布状况及群落的类型特征。样方调查以全面踏查与抽样调查相结合的原则；重点调查与一般调查相结合的原则；样方设置和取样对象有典型性和代表性的原则。

②样地设置样方调查方法

结合现场调查，评价区自然植被类型主要分布有伊犁绢蒿、小蓬群落 2 个群落。

本次评价区选定 5 个典型样方进行调查，群落的样方面积 1m×1m、2m×2m、5m×5m 三种类型。调查时记录各样方的经纬度坐标、海拔、优势植物，平均高度，群落盖度等。调查范围涵盖了工作区范围。样方点位设置见表 4.2-26。

表 4.2-26 样方设置点位的合理性及代表性

样方点位	样方位置	群落名称
1#	E: 88°29'15.12"; N: 44°2'18.33"	小蓬
2#	E: 88°27'11.37"; N: 44°2'34.30"	草原锦鸡儿、驼绒藜
3#	E: 88°25'5.58"; N: 44°2'29.59"	草原锦鸡儿、驼绒藜
4#	E: 88°23'26.42"; N: 44°2'55.38"	草原锦鸡儿、驼绒藜
5#	E: 88°25'50.07"; N: 44°2'18.12"	草原锦鸡儿、驼绒藜

表 4.2- 27 1#样方调查登记表（草本）

调查日期	2025-5-12	调查地点	拟建 FK70#井场	样方面积	1m×1m
海拔	1080m	坡度	12	坡向	南
土壤类型	棕钙土	地形/地貌	低山丘陵	植被类型	小蓬
植被总盖度	23%	经纬度坐标	E: 88°30'25.50"; N: 44°2'34.72"		
序号	植物名称	高度(cm)	盖度(%)	多度（株数）	
1	驼绒藜	20	<15	28	
2	叉毛蓬	0.5~1.8	<3	92	



现场照片

表4.2- 28 2#样方调查登记表（草本）

调查日期	2025-5-12	调查地点	拟建 FK66#井场	样方面积	2m×2m
海拔（m）	1014	坡度（%）	13	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、驼绒藜
植被总盖度	22	经纬度坐标	E: 88 °29' 1.09"; N: 44 °2'58.01"		
序号	植物名称	高度(cm)	盖度(%)	多度（株数）	
1	驼绒藜	20	<15	28	
2	蒲公英	3	<4	53	
3	叉毛蓬	4	<2	19	
4	伊犁绢蒿	4	<1	12	



现场照片

表4.2-29 3#样方调查登记表（草本）

调查日期	2025-05-12	调查地点	拟建 FK61#井场	样方面积	5m×5m
海拔（m）	1014	坡度	21	坡向	南
土壤类型	淡栗钙土	地形/地貌	低山丘陵	植被类型	草原锦鸡儿、驼绒藜
植被总盖度	40.72	经纬度坐标	E： 88° 25'59.67"； N： 44° 3'0.57"		
序号	植物名称	高度(cm)	盖度(%)	多度（株数）	
1	草原锦鸡儿	60	<16	4	
2	驼绒藜	30	4	4	
3	伊犁绢蒿	20	12	20	
4	叉毛蓬	4	8	150	
5	鼠曲草	2	0.4	15	
6	针茅	2	0.16	3	
7	老鸦蒜	2	0.16	5	



现场照片

表4.2-30 4#样方调查登记表（草本）

调查日期	2025-05-12	调查地点	拟建 FK57#井场	样方面积	5m×5m
海拔(m)	1102	坡度	10	坡向	西
土壤类型	淡栗钙土	地形/地貌	低山丘陵	植被类型	草原锦鸡儿、驼绒藜
植被总盖度	32.53	经纬度坐标	E : 88°24'29.09" ; N: 44° 2'51.87"		
序号	植物名称	高度(cm)	盖度(%)	多度（株数）	
1	草原锦鸡儿	50	16	5	
2	驼绒藜	5~13	0.32	2	
3	老鸦蒜	2	4	167	
4	叉毛蓬	05~1	8	450	
5	蒲公英	02~0.5	0.2	12	
6	鼠曲草	0.5~3	0.01	2	
7	伊犁绢蒿	2~4	4	6	



现场照片

表4.2- 31 5#样方调查登记表（草本）

调查日期	2025-05-12	调查地点	八区一号集气增压站	样方面积	2m×2m
海拔（m）	1026	坡度	21	坡向	北
土壤类型	淡栗钙土	地形/地貌	低山丘陵	植被类型	草原锦鸡儿、驼绒藜
植被总盖度	60.5	经纬度坐标	E：88°27'59.25"；N：44°3'19.14"		
序号	植物名称	高度(cm)	盖度(%)	多度（株数）	
1	小蓬	4	12.5	10	
2	叉毛蓬	3	48	480	



现场照片

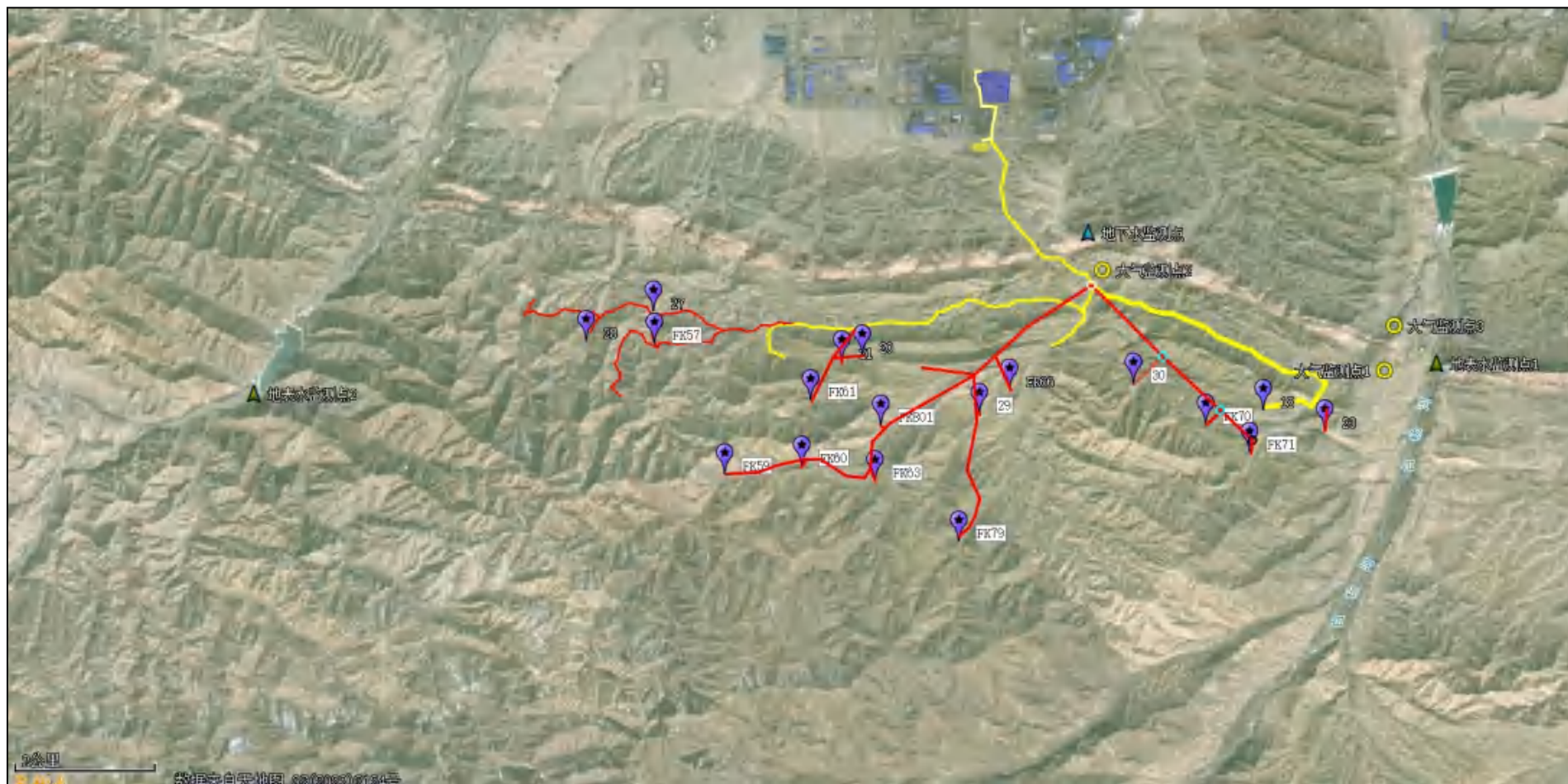


图 4.2-1 环境空气、地表水及地下水环境现状监测点位示意图



图 4.2-2 声环境、土壤环境现状监测点位示意图

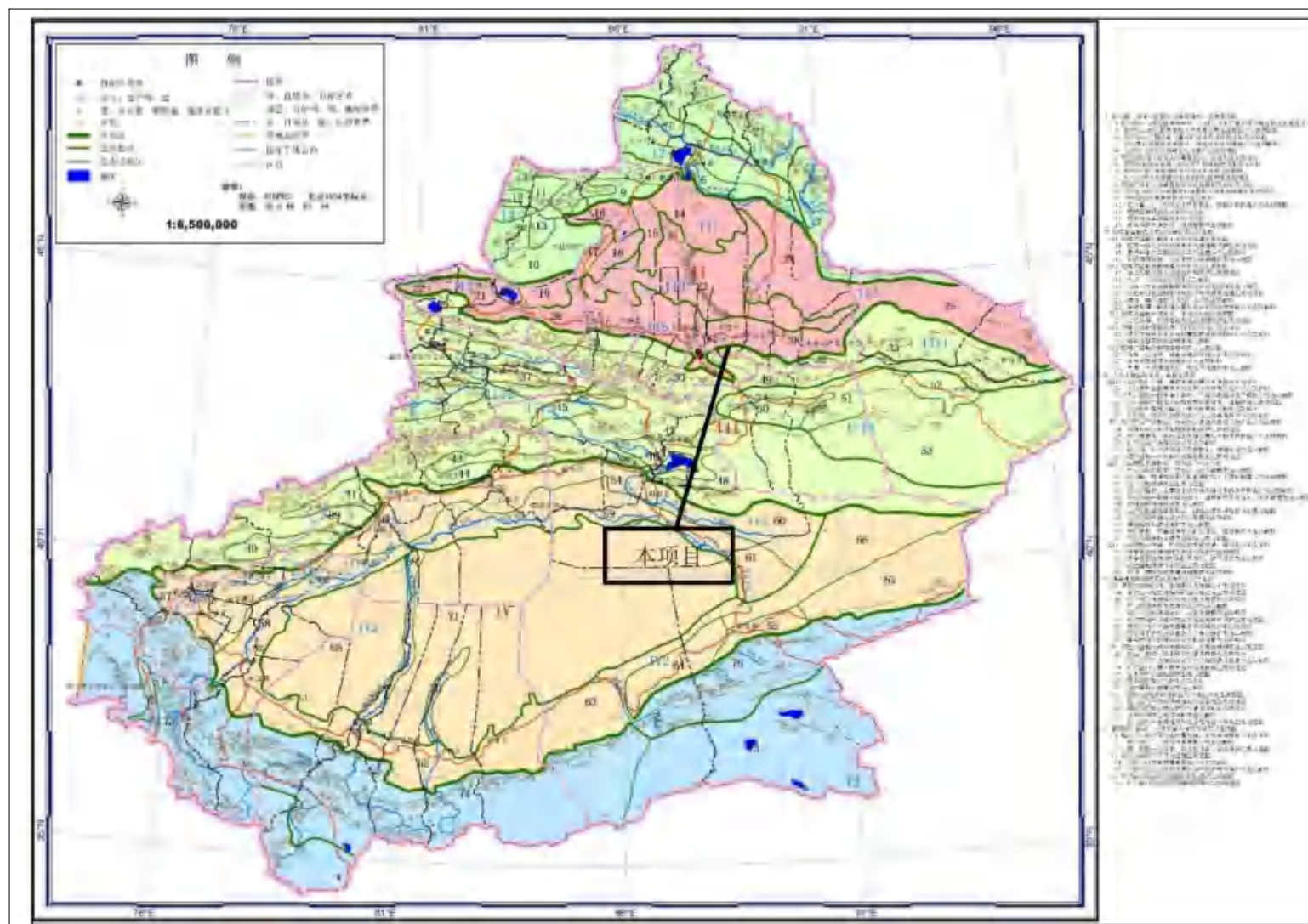


图 4.2-3 新疆生态功能区划图中位置关系示意图

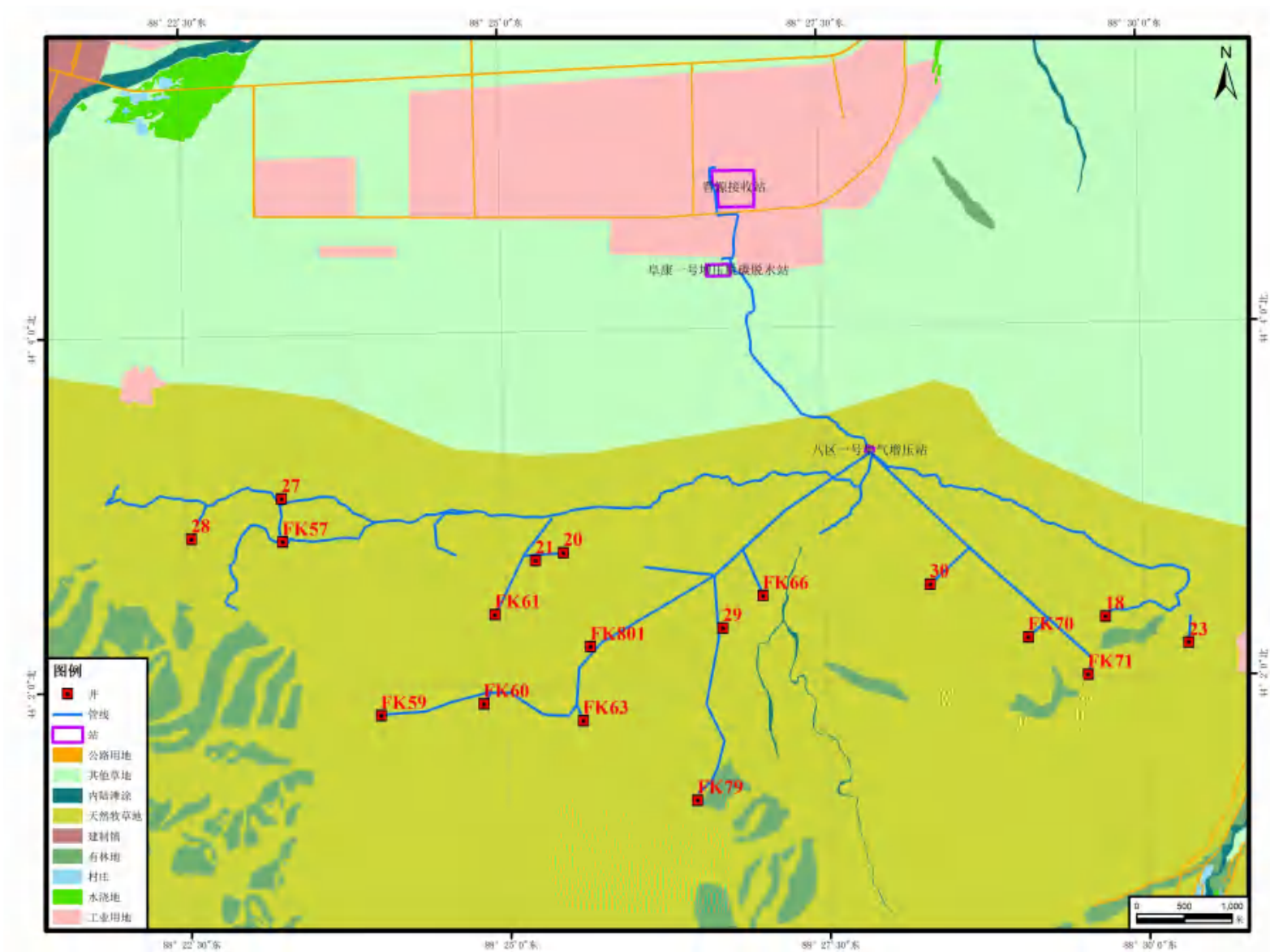


图 4.2-4 项目土地利用现状图

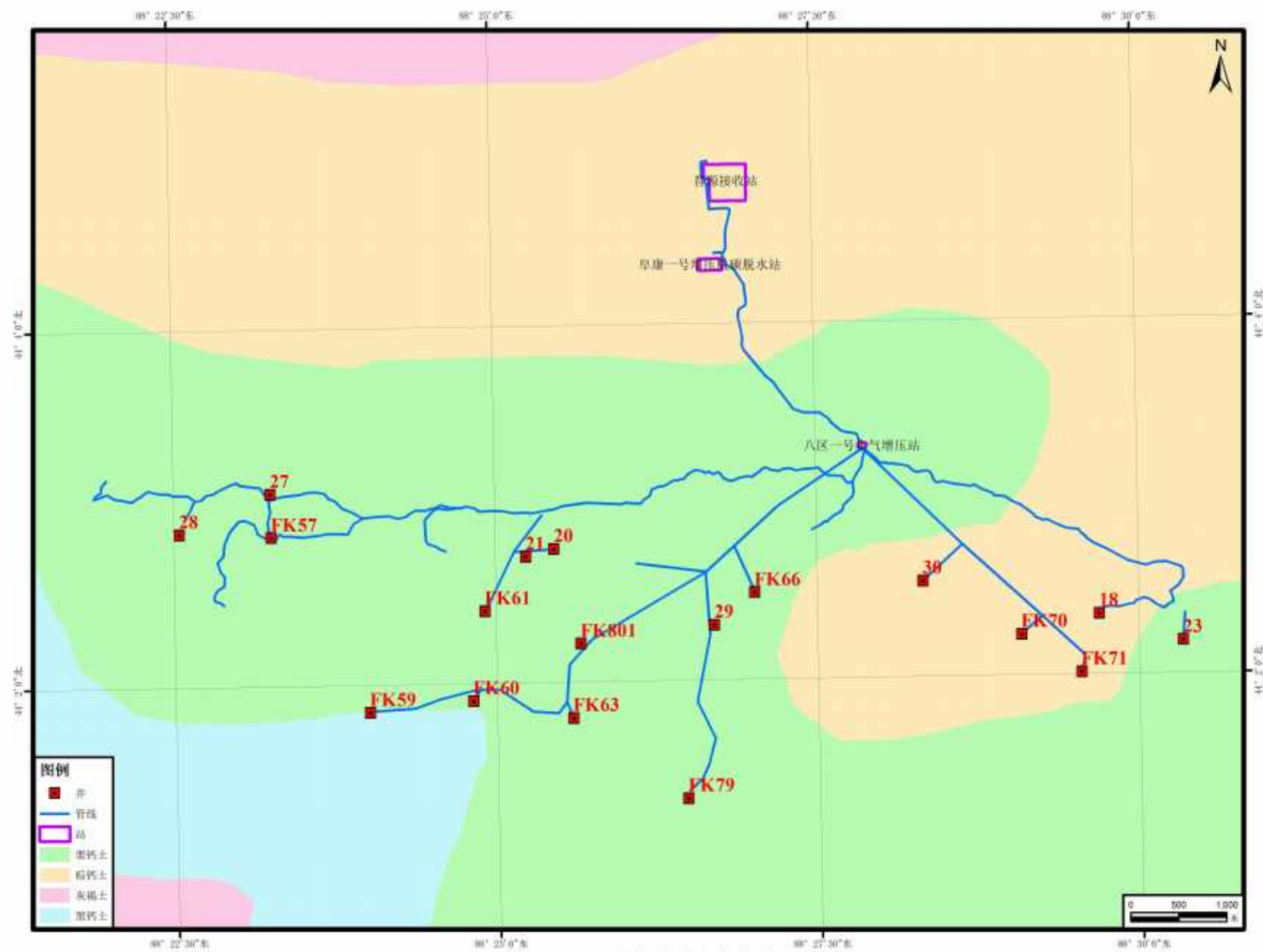
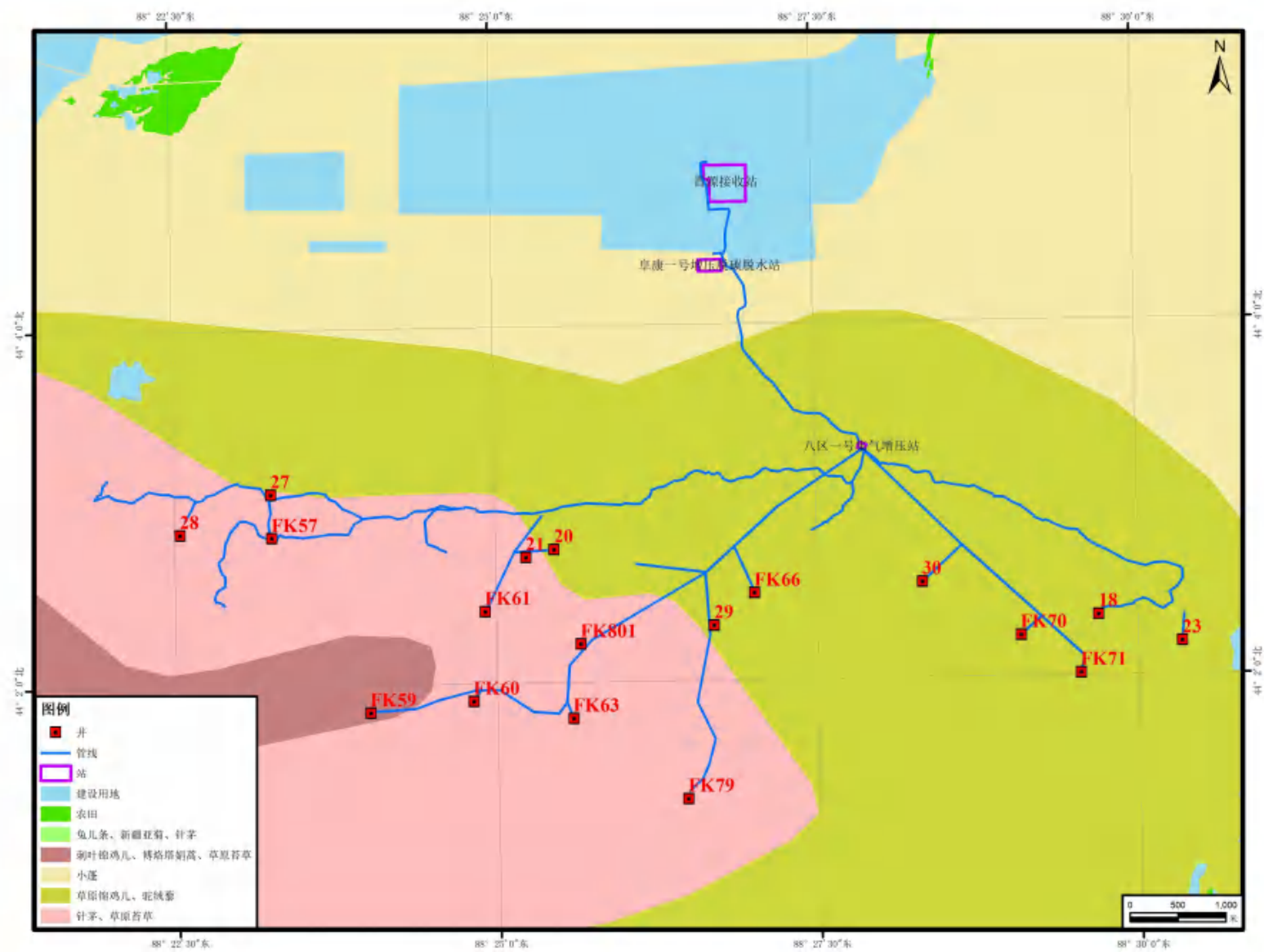


图 4.2-5 项目土壤类型分布图



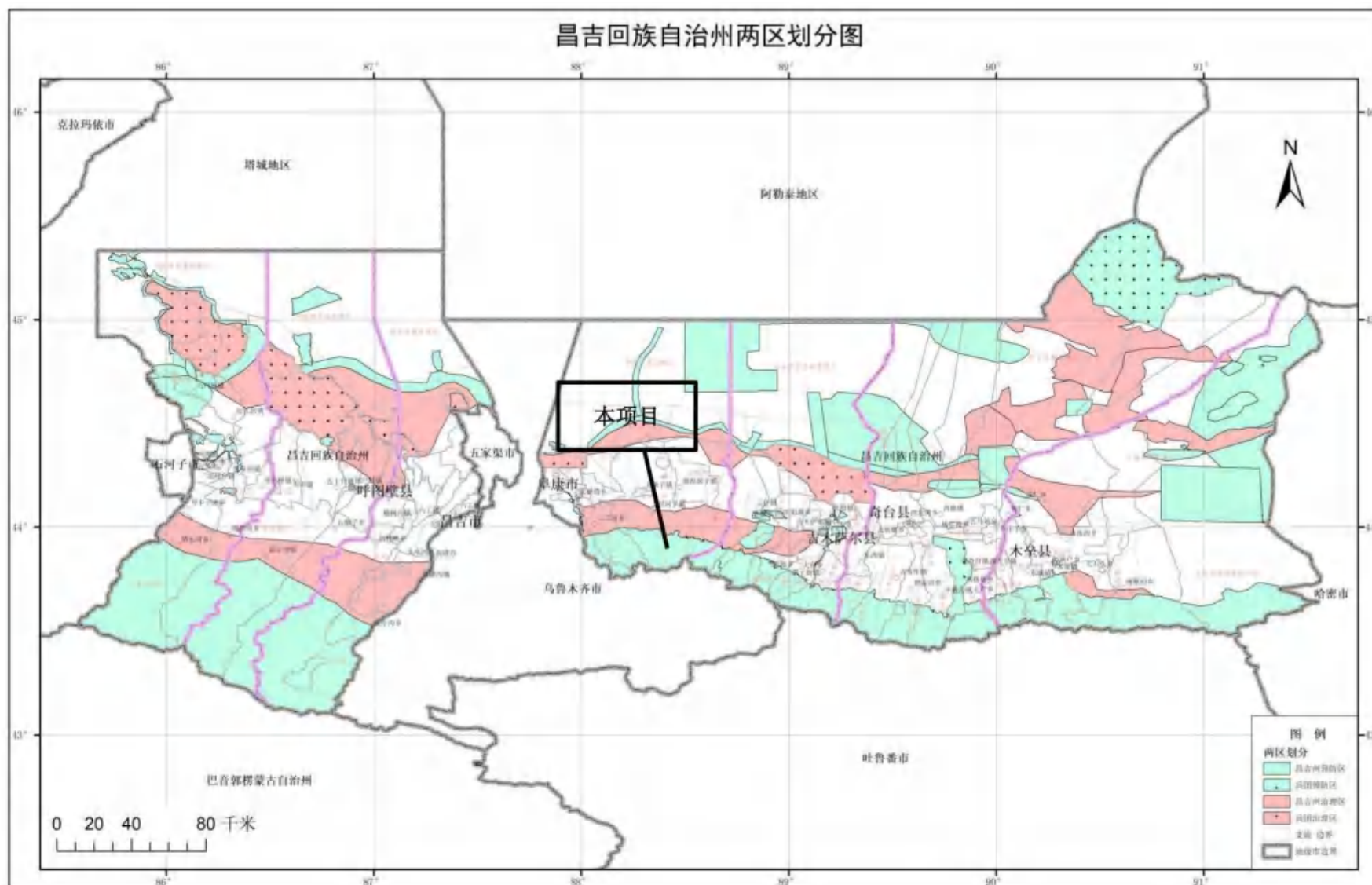


图 4.2-7 本项目在《新疆维吾尔自治区昌吉回族自治州水土保持规划（2021-2030 年）》两区中位置示意图

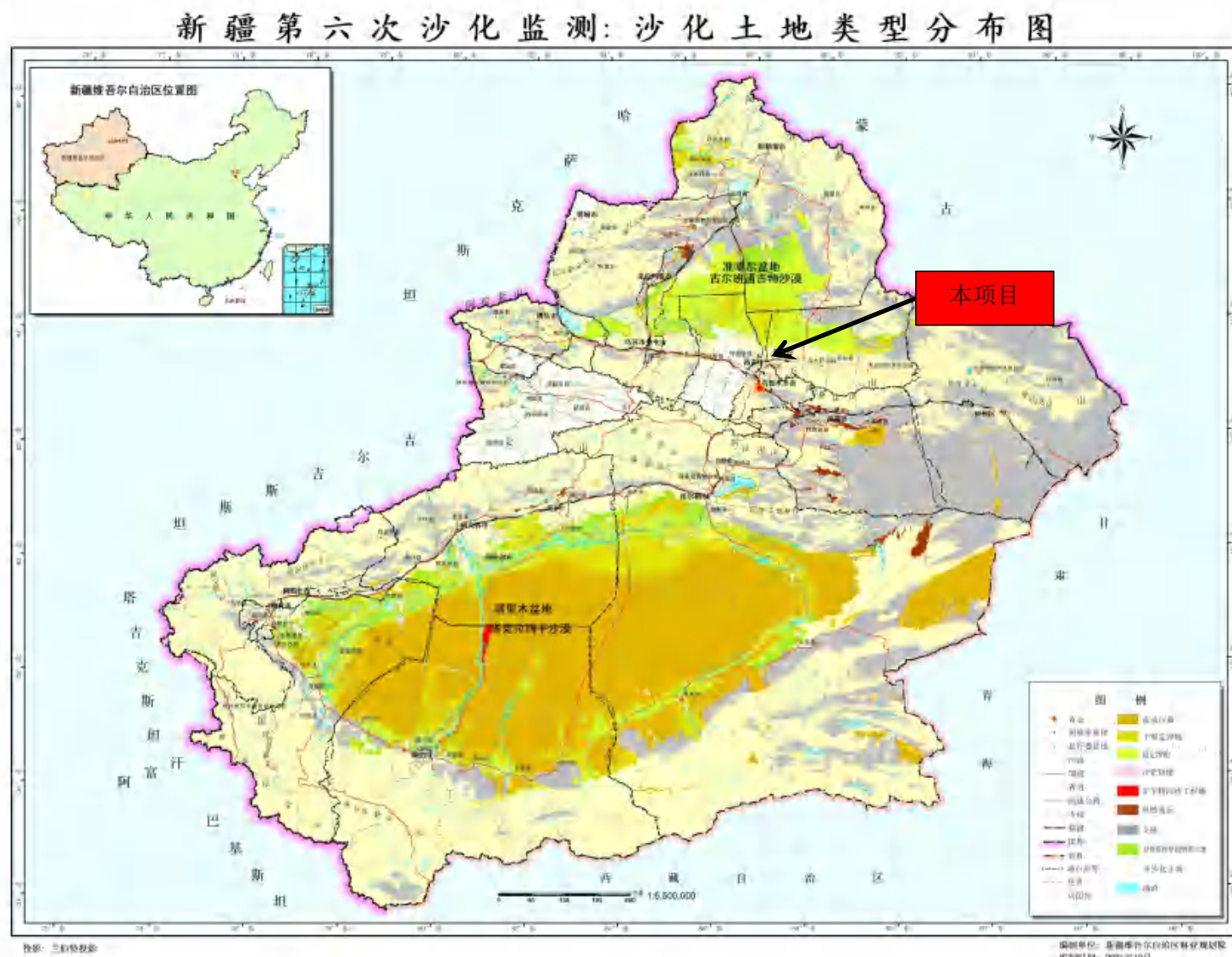


图 4.2-8 本项目在新疆第六次沙化监测沙化土地类型分布图中位置示意图

第五章 环境影响分析与评价

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：

$$Q=2.1 \times (V_{50}-V_0)^3 e^{-1.023W}$$

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。

抑制扬尘的一个简洁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/Nm ³)	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

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 1km 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/m ²	0.21kg/m ²	0.31kg/m ²	0.41kg/m ²	0.11kg/m ²	11kg/m ²
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/m ³)	标准值 (mg/m ³)	气象条件
未施工上风向区域	0.268	0.3	15°C，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，施工工地TSP 可达 $0.481\text{mg}/\text{m}^3$ 以上，远超过日均值标准 $0.30\text{mg}/\text{m}^3$ ，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 范围之内区域的 TSP 浓度均超过《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准。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 81 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。

本次评价要求柴油发电机使用高效节能环保型柴油动力机组和优质低硫燃油、并加强施工机械保养提高效率降低柴油消耗量等来减少钻井废气的污染。采取以上污染防治措施后，柴油发电机排气烟度可满足《非道路移动柴油机械排气烟度限值及测量方法》（GB36886-2018）中的要求，其余污染物可满足《非道路移动机械用柴油机排气污染物排放限值及测量方法（中国第三、四阶段）》（GB20891-2014）修改单中表 2 第四阶段污染物排放限值要求。

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。

根据区域先导性示范工程资料，单井场钻井废水约 100m³，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粘土，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 170~850mg/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，压裂现场配置2000m³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。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) 施工期生活污水

本项目施工期施工人员最高 550 人，估算生活污水产生量为 15.44m³/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。压裂现场配置 2000m³ 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，与周边地表水环境无水力联系。

(3) 集气管线施工对地表水环境影响分析

本项目集输管线不穿越白杨河、甘河子河。

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河无直接水力联系，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，可防止浅层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；表层套管的下土深度可满足地下水保护需要，可有效的保护地下水环境不受污染。井场排放的岩屑均进罐，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，钻井压裂后排出的压裂液贮存于井场内返排罐，可循环利用于下一口钻井压裂，不外排。到施工末期，排返的压裂返排液不能循环利用时，运送至污水处理厂处置后达标排放。

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，活性水配方为：4%坂土、0.2%纯碱、0.2%烧碱、0.2%~0.3%包被剂（抑制剂）、0.2%~0.3%降滤失剂HJ-3、0.2%~0.3%CMC-HV、2%~3%护壁封堵剂、1%~2%润滑剂、1%~2%封堵剂WC-1、堵漏剂，不含铬等有毒物质，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。

（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

①井场钻井泥浆岩屑、生活垃圾对地下水环境影响分析

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。

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：

$$L_p=L_{p0}-20\lg r_0/R$$

式中：Lp——评价点噪声预测值，dB(A)；

Lp0——位置P0 处的声级，dB(A)；

R——预测点距声源距离，m；

r0——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《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）的规定，昼间噪声限值为70dB，夜间限值为55dB。根据表 5-4 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《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2011) 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，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，剩余废料运至阜康市建筑垃圾填埋场处置。

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。需要外运处理的应按规定路线运输，按规定地点处置，严禁乱排建筑垃圾。

5.1.4.2 废气钻井泥浆及岩屑

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。类比同类工程，循环利用率为90%。

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 26t，废含油棉纱及沾油抹布和手套产生量约 2.8t，废油桶产生量（单桶容量 180kg，桶重 20kg）2.89t，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，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。

5.4.4.4 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。

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

项目区土地资源的占用分为临时占地和永久占地两种。其中，永久占地一经征用，其土地利用类型将发生根本性的改变，例如由旱地、林地、灌木林地、其他草地等改变为建设用地，并贯穿于整个施工期和运营期，对当地土地利用结构和功能有一定影响；临时占地则由附属工程和临时工程所占用，在工程施工完毕后按照《土地复垦条例》的规定，进行土地复垦整治，将逐渐恢复原有土地使用功能。

从煤层气开采特点的实际出发，煤层气开采是一个点状和线状工程，项目区块占地面积约 32.6km^2 ，但是项目实际占地面积仅为 50.38411hm^2 。

本项目永久用地为井场、电线杆和部分道路等用地。工程征地将目前的土地利用类型变为建设用地，永久改变了土地利用性质。永久占地总面积 27.2066m^2 。

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井场建设、集输管线开挖、施工道路等临时占地，用地面积约 23.1745hm^2 ，占地类型为以天然牧草地为主。临时占地使用完毕后及时归还、复垦和恢复植被。

井场临时占地只在钻井前工程及钻井期间使用，时间短，且使用中仅集装箱、彩钢房等临建和材料机械压占，施工中产生的废弃物均进行无害化处理货拉运至处理厂处理，不会对周围土壤造成污染。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，因此放置管线后分层回填土层即可，恢复原有的用地性质。集输管线、施工便道等为线性工程，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

(1) 对区域植被影响分析

本工程对植被的影响主要有用地范围内原有植物的剥离、清理及占压，使占地范围内的植被遭受人为干扰活动。在集气站、井场及管线等施工过程中，土壤开挖区范围内植物的地上部分与根系均被清除，导致地表裸露，产生大量松散土方石，极易引发土壤侵蚀。

项目施工对植被的影响因具体工程类型的不同而有所差异，其中井场建设对植被的影响呈点状分布，而进场道路和管道影响则呈线状分布。从工程类别的影响来看，井场等永久占地原有植被全部遭到破坏，代之出现的是人工栽植的绿化植被；管线施工用地及井场道路用地在施工期间，原有植被也全部遭到破坏，临时用地则大部分在 1~3 年内可得到恢复。

项目实施后，施工管道两侧 3m 范围内不能种植深根植被，形成低矮廊道，对林地景观产生一定影响。但是由于本项目区域野生植物种类均为当地常见种，本工程不会造成评价区内植物种类减少，对植被的影响属于可以接受的程度。工程施工占用这些地类，但不会造成植物物种消失或植被类型消失。临时占地对植物资源的影响较小，且施工结束后通过植被恢复与绿化可以得到一定恢复。从总体来看，施工期带来的局部区域植被破坏不会影响到整体区域。

(2) 对生物量影响分析

根据评价区植被现状调查，拟建井场、集气站道路、管线等区域均有不同类型的植被分布，工程施工占用这些土地，将不可避免地破坏原有地表植被。

根据国内有关植被生物量和生产力的研究成果，选取评价范围内典型植被种类进行生物量估算，按下式计算：

$Y = S_i \cdot W_i$ 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

根据现场调查及查阅《中国区域植被地上与地下生物量模拟》（生态学报，2006（12）：4156-4163）等相关文献资料，本项目占地主要为天然牧草地及其他草地，所在区域植被总生物量在 $0 \sim 0.2 kgC/m^2$ ，平均总生物量为 $0.1 kgC/m^2$ 。

本项目永久占用天然牧草地及其他草地256503m²；临时占用天然牧草地及其他草地230786m²，合计占用487289m²，估算项目实施将造成25.65t永久占地生物损失和23.08t临时占地生物损失。通过加强施工管理，认真做好施工结束后、退役期的迹地恢复工作，项目造成的生物损失量可逐步恢复，工程建设对植被的环境影响可接受。

项目建设将有现有地表植被将遭到破坏，周边的植被面积减少，植被生物量损失，由于集输管线的建设大部分为临时用地，所以临时占地造成的生物量损失较小，而井场、集气站占地较小，植被损失量较低。在施工结束后，将临时占地尽快恢复为原有用地。在生产过程中要注意保护植被，减少植被破坏面积，施工期结束后尽快采取生态恢复措施，使工程占地对植被的影响控制在最低程度。

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、奶牛等蓄养家禽。

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，施工开挖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、鹁鸽科、伯劳科等鸟类群，如家燕、毛脚燕、黄鹁鸽、灰鹁鸽等会产生干扰。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、减震措施。

（3）对兽类的影响

在施工期对兽类的影响主要体现在对动物栖息、觅食地所在生态环境的破坏，

包括对施工区草原锦鸡儿、驼绒藜等植被的破坏，施工人员以及各种施工机械的干扰等，使评价区及其周边环境发生改变，一些迁徙和活动能力较强的动物如灰仓鼠、社会田鼠等将迁移至附近受干扰小的区域。工程建成后，随着植被的逐渐恢复，生态环境的好转，人为干扰逐渐减少，许多外迁的兽类会陆续回到原来的栖息地。

5.1.6.5 对景观的影响分析

煤层气开采对地形地貌等自然景观的影响主要表现在项目施工期建设标准化井场、集气管线、道路等工程设施时对部分地貌进行表土剥离，采用切坡、平整场地、堆积人工边坡等手段破坏评估区原有微地貌与该地区原生植被。在管线施工过程中，开挖管沟区将底土翻出，使土体结构及原有地形地貌完全改变，破坏土地形式为挖损。修建进站道路压占土地资源，破坏原有植被，土方开挖等工程对地形地貌景观影响严重。项目建设势必会损坏原有地形地貌，造成一定面积的裸露松土，在破坏植被的同时造成土地裸露，增加水土流失量，对局部景观产生干扰，对现有的景观格局造成破坏。

施工期对标准化井场、集气管线、电力管线、道路等工程会将荒漠景观转变为工矿景观及公路景观，转变面积为27.2066hm²（永久占地面积），但转变面积占评价区的荒漠景观的比例较小；而输气管线的铺设的影响只是临时的，铺设完成后，将会对其进行地貌和植被的恢复，景观类型不变。本项目施工期不会对景观基质造成转变，荒漠戈壁景观其基质地位不会改变。因此本项目施工期对评价区域的景观生态影响较小。

5.1.6.6 生态系统稳定性的影响评价

评价区的生态系统主要为草地生态系统、其他2种，项目的实施将对区域内现有生态系统的结构和功能造成一定程度的影响，但是由于项目建设永久占地面积较小，而且用地分散，可以通过规范施工行为、避免大开大挖，严格遵守保护区相关法律法规，破坏在可控范围内。因此仅对局部生态系统的结构和功能产生影响是临时性的。从整个评价区来看，该工程不会减少生态系统的数量，不会改变评价区生态系统结构的完整性和生态系统的稳定性。施工结束后依据恢复生态学的相关理论，采用自我设计和人工设计相结合的方式，及时的进行生态恢复，生态系统的结构和功能也会逐渐恢复，使评价区的自然生态系统保持稳定性，因此工程建设对生态系统的恢复稳定性影响不大，不会导致区域生态系统受到严重破坏。

5.1.6.7 施工期生态保护与整治措施

(1) 预防控制措施

工程建设生产中，必须坚持“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、监理单位应加强施工现场管理，切实做到文明施工，施工活动严格控制在工程用地范围内，尽可能减小施工占地范围，减小施工过程中对周边环境的影响。

②应尽可能避开暴雨天气和大风天气施工，以减少水土流失，剥离开挖土方应做到随挖随填，尽量减少场地土方临时堆放。

③严格遵守施工工序，矸石综合利用，不得随意堆放。

④加强扰动区域生态恢复措施，及时对地表沉陷区域进行生态整治，并对各项生态措施加强管护，确保布置的各项措施发挥其水土流失防治功能。

(2) 工程防治措施

①加强施工组织管理，提高施工机械化，缩短施工工期。

②管沟开挖采取分层开挖、分层堆放、分层回填的措施。回填表土后对于管沟区域进行平整。

③施工结束后，对井场、增压站及道路路基两侧进行平整、绿化，选择适宜当地生长的、抗逆性强且防噪、抑尘效果好的品种。耐旱的乔木有各种榆树、新疆杨，灌木有红柳、草种有高羊茅、黑麦草、早熟禾等。选择耐旱耐贫瘠本地草种作为本工程草坪的种植对象。

④输气管线占地为临时占地，面积为 231745m²。输气管线施工前，将表层砾石及土壤单独保存，单独堆放，待施工完成后，进行回填，表面进行压实，定期洒水，使其表面尽快结皮。土壤恢复结皮后，可营造出适宜自然植被生长的土壤条件。植物种子在风力条件下，自然落入恢复后的场内，自然生长。

(3) 野生动物保护措施

①建设过程中，加强施工人员的管理，禁止施工人员对野生植被滥砍滥伐，严格限制人员的活动范围，破坏野生动物生境。

②施工单位应对施工人员开展增强野生动物保护意识的宣传工作，禁止捕杀野生动物，杜绝在施工规划范围以外区域施工。

③严禁在作业区及周边地区进行各种非法狩猎活动，建设单位应对工作人员

进行《野生动物保护法》的宣传教育。对高噪声设备要进行防噪、减震处理，尽可能减小施工噪声，保护野生动物及其栖息环境。

(4) 野生植物保护措施

- ①严格控制占地面积，减少植被破坏面积并降低生物量的损失。
- ②教育施工人员保护植被，注意施工及生活用火安全，防止林草火灾的发生。
- ③通过宣传教育，提高员工保护野生植物的认知。

④建设过程若发现保护植物，对其避让施工，保证不破坏；若无法避让，则需要对其进行异地移植。

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，项目建设对当地水土流失的影响方式包括扰动、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。主要表现在以下几个方面：

(1) 车辆运输

车辆如随意离开原有道路行驶，会造成对地表的碾压，使所经过地段的植被和地表结构遭到不同程度的破坏，使风蚀沙化的过程加剧。

(2) 井场、供电系统、仪表系统

在井场、供电系统、仪表系统建设过程中，最直接而且易引起水土流失的是临时占地范围内的土壤地表表层遭到破坏，下层的粉细物质暴露在地层表面，在风力的作用下，风蚀量会明显加大，这种影响在短时间内不会完全恢复。但随着时间的推移，风蚀量会随着地表新保护层的逐渐形成而减弱。

(3) 管线建设

管线建设造成水土流失的因素包括破坏地表结构和植被等。管沟采用明沟开挖方式，开挖土方在管道一侧临时堆放形成临时土垄，在大风状态下易发生风力侵蚀，即使在堆土回填后风蚀量会有所减少，但地表仍为疏松地带，如遇风起沙，地表极易被吹蚀，引起水土流失。管线铺设引起的水土流失需要一个较长的恢复阶段。

5.1.7.2 水土流失防治措施

为了保证工程各项设施的正常运行及生产，拟采取防治水土流失的治理措施，主要包括以下几个方面：

(1) 对于已投入运营的区块, 其地面基础设施建设已基本完成, 因而现阶段的主要任务是对现有井场、道路两侧、输气管道及其它设施周围的植被恢复状况进行全面的调查, 对于已经开始自然恢复的地段创造条件使其恢复强度及速度加大。

(2) 在进一步开发施工建设过程中必须遵守以下原则:

道路及输气管道施工时, 首先要特别注意保护原始地表与天然植被, 划定施工活动范围, 严格控制和管理车辆及重型机械的行驶范围, 所有车辆采用“一”字型作业法, 避免并行开辟新路, 以减少风蚀沙化活动的范围。

②施工中严格按照施工占地要求, 划定适宜的堆料场。管沟开挖和回填等作业避免在大风天施工。

③在输气管道施工结束后, 要立即对施工现场进行回填平整, 形成新的合适坡度, 并尽可能覆土压实, 在管线上方施工造成地表活化区域用 $1\text{m} \times 1\text{m}$ 草方格固沙, 宽度为 7m 。工程回填物应首先考虑施工土方, 并力求做到“挖填平衡”。

建设单位在保证做到以上措施的情况下, 对防止风沙流动促进生态环境的恢复起到了良好的作用, 可将水土流失的程度降低到最小限度。

5.1.8 施工期环境影响分析小结

施工期产生的废气、粉尘、废水、固体废物以及噪声会对周边环境产生不利影响, 但是本项目施工期时间较短, 施工结束后各类影响随即消失, 因此项目施工对周边环境不会造成较大影响, 影响程度可以接受。

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 $87^{\circ}58'51.6''$, 北纬 $44^{\circ}10'01.4''$, 海拔高度 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）

地区项目		阜康
气温(°C)	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
其它	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 2022 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 NMHC、作为预测评价因子，评价标准执行《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准。

（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 NMHC
A1	18#标准化井场无组织	120	80	0	2	7920	连续	0.089
A2	20#标准化井场无组织	120	80	0	2	7920	连续	0.074
A3	21#标准化井场无组织	120	80	0	2	7920	连续	0.074

A4	23#标准化井场无组织	120	80	0	2	7920	连续	0.104
A5	27#标准化井场无组织	120	80	0	2	7920	连续	0.104
A6	28#标准化井场无组织	120	80	0	2	7920	连续	0.059
A7	29#标准化井场无组织	120	80	0	2	7920	连续	0.119
A8	30#标准化井场无组织	120	80	0	2	7920	连续	0.193
A9	FK57#标准化井场无组织	120	80	0	2	7920	连续	0.089
A10	FK59#标准化井场无组织	120	80	0	2	7920	连续	0.074
A11	FK60#标准化井场无组织	120	80	0	2	7920	连续	0.074
A12	FK61#标准化井场无组织	120	80	0	2	7920	连续	0.074
A13	FK63#标准化井场无组织	120	80	0	2	7920	连续	0.059
A14	FK66#标准化井场无组织	120	80	0	2	7920	连续	0.015
A15	FK70#标准化井场无组织	120	80	0	2	7920	连续	0.059
A16	FK71#标准化井场无组织	120	80	0	2	7920	连续	0.059
A17	FK79#标准化井场无组织	120	80	0	2	7920	连续	0.074
A18	FK801#标准化井场无组织	120	80	0	2	7920	连续	0.119

(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/°C		41.5
最低环境温度/°C		-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、计算区域大气环境保护距离。

(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

序号	污染源名称	离源距离(m)	非甲烷总烃 D10(m)	
			1 小时浓度 (mg/m ³)	占标率 (%)
1	18#	97	0.0000328	0.00164
2	20#	97	0.0000273	0.001365
3	21#	97	0.0000273	0.001365
4	23#	97	0.0000383	0.001915
5	27#	97	0.0000383	0.001915
6	28#	97	0.0000218	0.00109
7	29#	97	0.0000439	0.002195
8	30#	97	0.0000712	0.00356
9	FK57#	97	0.0000328	0.00164
10	FK59#	97	0.0000273	0.001365
11	FK60#	97	0.0000273	0.001365
12	FK61#	97	0.0000273	0.001365
13	FK63#	97	0.0000218	0.00109
14	FK66#	97	0.00000552	0.000276
15	FK70#	97	0.0000218	0.00109
16	FK71#	97	0.0000218	0.00109
17	FK79#	97	0.0000273	0.001365
18	FK801#	97	0.0000439	0.002195

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 30# 中 NMHC，在下风向 97m 处最大落地浓度为 0.0000712mg/m³；最大占标率为 0.00356%。

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 NMHC 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/m ³)	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		VOCs			/

有组织排放总计	VOCs	/
---------	------	---

(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/m ³	
1	18#标准化井场无组织	VOCs	加强检修	《大气污染物综合排放标准》 (GB16297-1996)	4	0.089
2	20#标准化井场无组织	VOCs				0.074
3	21#标准化井场无组织	VOCs				0.074
4	23#标准化井场无组织	VOCs				0.104
5	27#标准化井场无组织	VOCs				0.104
6	28#标准化井场无组织	VOCs				0.059
7	29#标准化井场无组织	VOCs				0.119
8	30#标准化井场无组织	VOCs				0.193
9	FK57#标准化井场无组织	VOCs				0.089
10	FK59#标准化井场无组织	VOCs				0.074
11	FK60#标准化井场无组织	VOCs				0.074
12	FK61#标准化井场无组织	VOCs				0.074
13	FK63#标准化井场无组织	VOCs				0.059
14	FK66#标准化井场无组织	VOCs				0.015
15	FK70#标准化井场无组织	VOCs				0.059
16	FK71#标准化井场无组织	VOCs				0.059
17	FK79#标准化井场无组织	VOCs				0.074
18	FK801#标准化井场无组织	VOCs				0.119

(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	VOCs	t/a	0.0015

(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 ☒
评价因子	SO ₂ +NO ₂ 排放量	≥2000t/a ☐	500~2000t/a ☐	<500t/a ☒
	评价因子	基本污染物 (SO ₂ 、NO ₂ 、PM ₁₀ 、PM _{2.5} 、O ₃ 、CO) 其他污染物 (NMHC) 包括二次 PM _{2.5} ☐ 不包括二次 PM _{2.5} ☒		
评价标准	评价标准	国家标准 ☒	地方标准 ☐	附录 D 四 ☐ 其他标准 ☒
	环境功能区	一类区 ☐	二类区 ☒	一类区和二类区 ☐

现状评价	评价基准年	(2023) 年							
	环境空气质量 现状调查数据来源	长期例行监测数据 ☐		主管部门发布的数据 ☒			现状补充监测 ☒		
	现状评价	达标区 ☐					不达标区 ☒		
污染源调查	调查内容	本项目正常排放源 ☒ 本项目非正常排放源 ☒ 现有污染源 ☐			拟替代的污染源 ☐	其他在建、拟建项目污染源 ☐		区域污染源 ☐	
大气环境影响预测与评价	预测模型	AERMOD ☐	ADMS ☐	AUSTAL2000 ☐	EDMS/AEDT ☐	CALPUFF ☐	网格模型 ☐	其他 ☒	
	预测范围	边长≥50km ☐			边长 5~50km ☐		边长=5km ☒		
	预测因子	预测因子 (NMHC)				包括二次 PM _{2.5} ☐ 不包括二次 PM _{2.5} ☒			
	正常排放短期浓度贡献值	C _{本项目} 最大占标率≤100% ☒				C _{本项目} 最大占标率>100% ☐			
	正常排放年均浓度贡献值	一类区	C _{本项目} 最大占标率≤10% ☐			C _{本项目} 最大占标率>10% ☐			
		二类区	C _{本项目} 最大占标率≤30% ☐			C _{本项目} 最大占标率>30% ☐			
	非正常排放 1h 浓度贡献值	非正常持续时长 () h			C _{非正常} 占标率≤100% ☐		C _{非正常} 占标率>100% ☐		
	保证率日平均浓度和年平均浓度叠加值	C _{叠加} 达标 ☐				C _{叠加} 不达标 ☐			
区域环境质量的整体变化情况	k≤-20% ☐				k>-20% ☐				
环境监测计划	污染源监测	监测因子: (NMHC)			有组织废气监测 ☐ 无组织废气监测 ☒		无监测 ☐		
	环境质量监测	监测因子: (NMHC)			监测点位数 (1)		无监测 ☐		
评价结论	环境影响	可以接受 ☒ 不可以接受 ☐							
	大气环境防护距离	距 () 厂界最远 (0) m							
	污染源年排放量	VOCs: (0.0015) t/a							
注: “ ☐ ” 为勾选项, 填 “√”; “ ☐ () ☐ ” 为内容填写项									

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 50m³ 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。

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 143.64m³/d，拉运至阜康市东部城区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

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，泥是在池下部厌氧区通过管道排出的。

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。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 $\cdot\text{OH}$ ，从而引发一系列的链反应：



反应产生的 $\cdot\text{OH}$ 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。经过一设定的时间段，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

本项目运营期废水排放量约 143.64 m³/d，阜康市东部城区污水处理厂处理规模为 20000m³/d，可满足本项目运营期废水处理需求。

5.2.2.3 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 直接排放口；间接排放 ☒ ；其他 ☐	水文要素影响型 水温口；径流 ☐ ；水域面积 ☐
	影响因子	持久性污染物 ☒ ；有毒有害污染物口；非持久性污染物 ☐ ；pH 值 ☒ ；热污染 ☐ ；富营养化口；其他口	水温口；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	已建 ☐ ；在建 ☐ ；拟建 ☐ ；其他 ☒	数据来源 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
工作内容		自查项目	
	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 丰水期 ☐ ；平水期 ☐ ；枯水期 ☐ ；冰封期 ☐ ；春季 ☐ ；夏季 ☐ ；秋季 ☐ ；冬季 ☐	数据来源 水行政主管部门 ☐ ；补充监测 ☐ ；其他 ☐
	补充监测	监测时间 丰水期 ☐ ；平水期 ☐ ；枯水期 ☐ ；冰封期 ☐ ；春季 ☐ ；夏季 ☐ ；秋季 ☐ ；冬季 ☐	监测因子 0 监测断面或点位个数（4）个
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		/	

新疆阜康市白杨河区域煤矿瓦斯治理二期项目

现状评价	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 ☐				
影响评价	水污染物控制和水环境影响减缓措施有效性评价	区（流）域水环境质量改善目标 ☐ ；替代消减源 ☐				
	污染源排放量核算	污染物名称	排放量/（t/a）		排放浓度/（mg/L）	
		/	/		/	
	替代源排放情况	污染源名称	排污许可证号	污染物名称	排放量/（t/a）	排放浓度/（mg/L）
		/	/	/	/	/
	生态流量确定	生态流量：一般水期（/）m ³ /s；鱼类繁殖期（/）m ³ /s；其他（/）m ³ /s 生态水位：一般水期（/）m；鱼类繁殖期（/）m；其他（/）m				
工作内容		自查项目				
防治措施	环保措施	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 ☐				
	监测计划	环境质量		污染源		
		监测方式	手动 ☐ ；自动 ☐ ；无监测 ☐		手动 ☐ ；自动 ☐ ；无监测 ☐	
		监测点位	0		0	
		监测因子	（/）		0	
污染物排放清单						
评价结论		可以接受 ☒ ；不可以接受 ☐				
注：“ ☐ ”为勾选项，填“√”；“（）”为内容填写项						

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

项目区内含水层可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 米。

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 $\text{HCO}_3-\text{SO}_4-\text{Ca}-\text{Mg}$ 型，矿化度均小于 0.5g/l。

分布于其它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 0~10 米，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 $0.0018\text{L/s}\cdot\text{m}$ ，为富水性弱的含水层，水质为中等~强矿化， $\text{SO}_4\cdot\text{Cl}\cdot\text{HCO}_3-\text{K}\cdot\text{Na}\cdot\text{Ca}\cdot\text{Mg}$ 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 $q=2.98\times 10^{-7}\text{L/s}\cdot\text{m}$ ，渗透系数 $1.04\times 10^{-6}\text{m/s}$ ，水的矿化度 8.668g/L ，水的化学类型为 $\text{SO}_4\cdot\text{Cl}-\text{Na}\cdot\text{Mg}$ 型；区域泉水流量大者约 0.75L/s ，水质为 $\text{SO}_4\cdot\text{Cl}-\text{Na}\cdot\text{Mg}\cdot\text{Ca}$ 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 $0.000821\text{L/s}\cdot\text{m}$ ，渗透系数 0.00039m/d ，地层呈厚层状，厚度为 $0\sim 295\text{m}$ ，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，包含了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 $82.58\sim 110.34\text{m}$ ，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 $+957.65\sim +1008.49\text{m}$ 。根据本区 2 个基岩抽水孔（145-2、147-2）可知钻孔单位涌水量 $0.0021\sim 0.20$ 升/秒米，渗透系数 $0.00032\sim 0.001\text{m/d}$ ，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 $\text{HCO}_3-\text{SO}_4-\text{Mg}^{2+}(\text{Ca}^{2+})$ ，矿化度 $2.92\sim 5.22\text{g/l}$ 。

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 $120.50\sim 162.70\text{m}$ ，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 14m³/h 以上，甚至锯沫止水也不济事。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-洪积孔隙水，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。

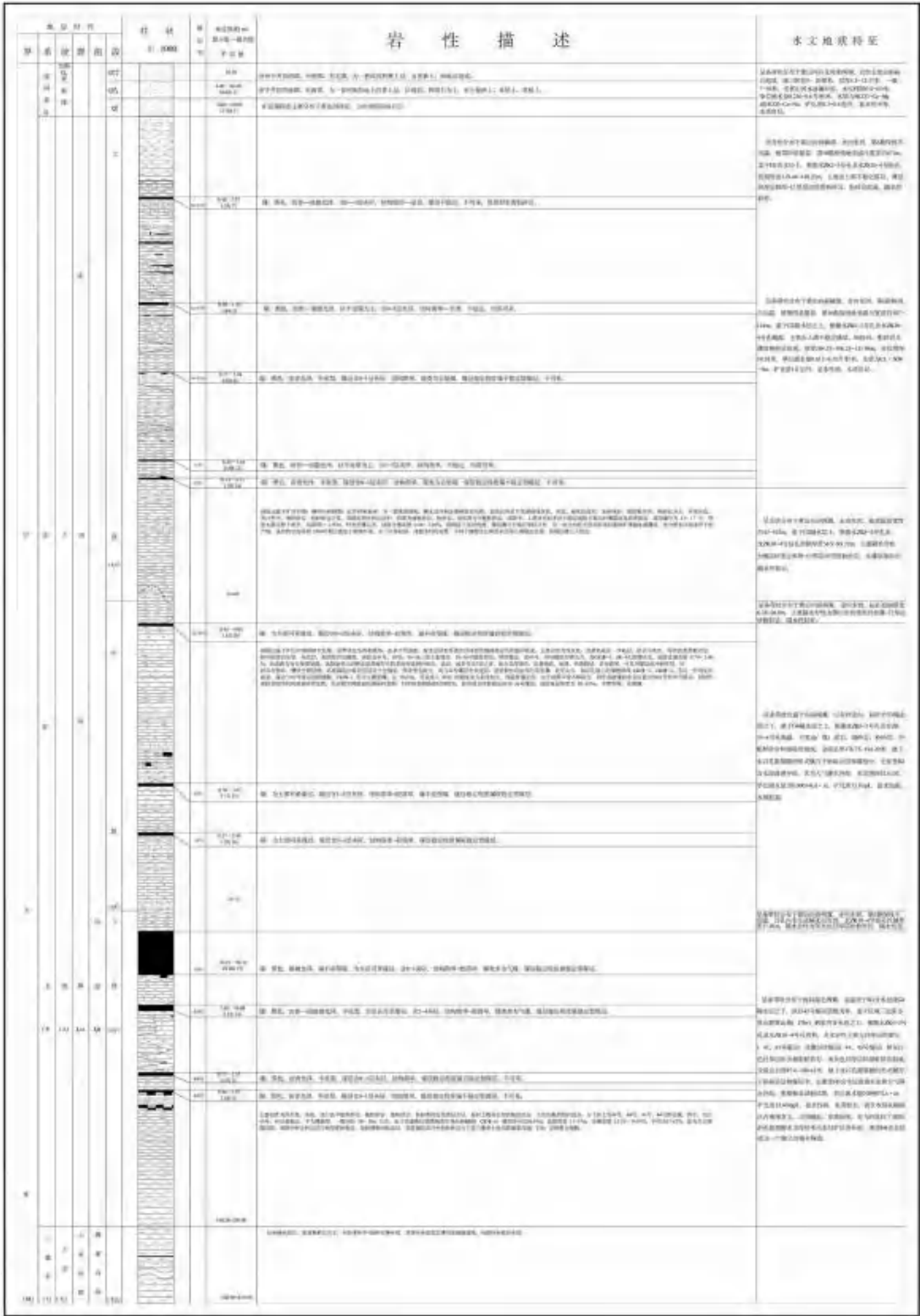


图 5.2-1 本项目所在区域地层综合柱状图

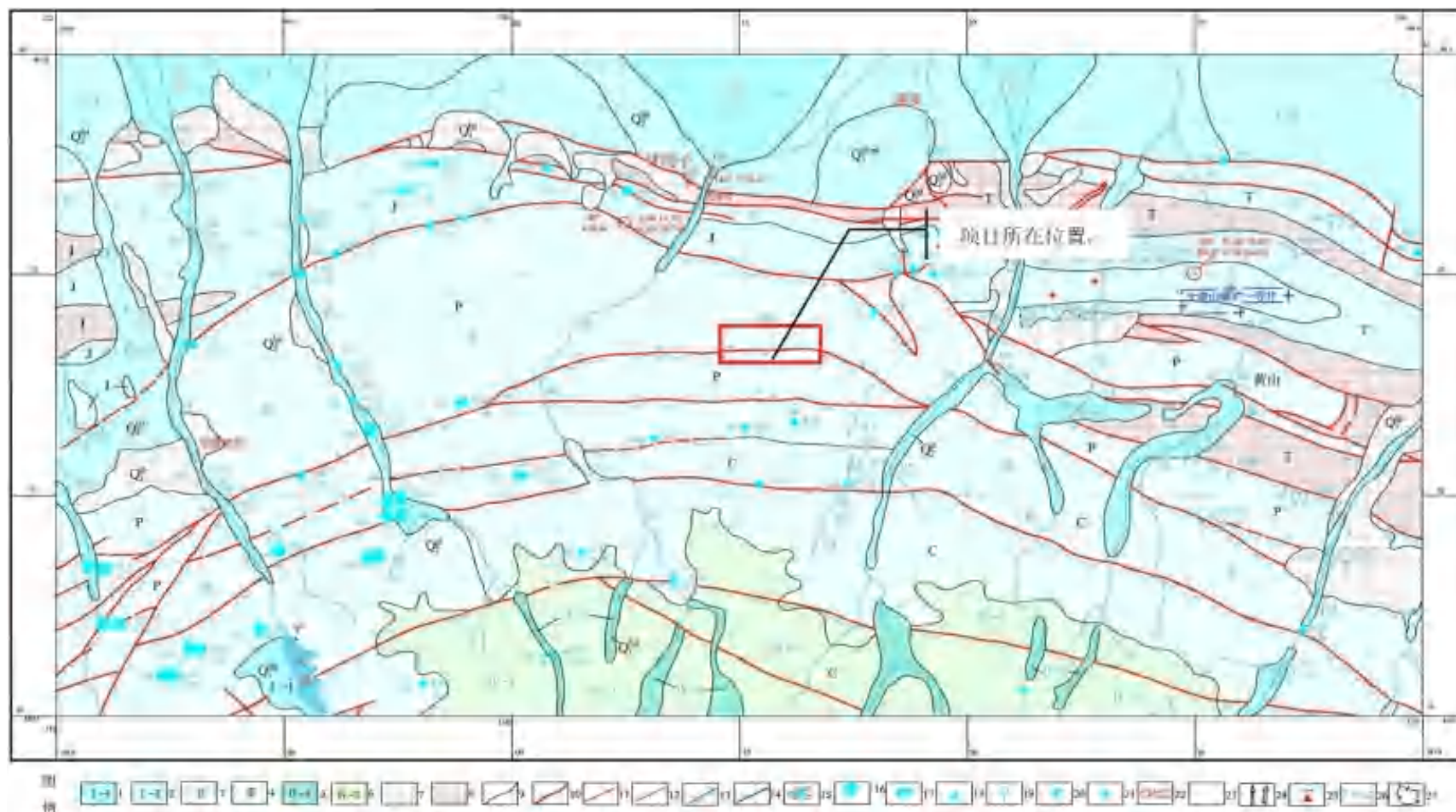


图5.2-2 区域水文地质图

1.松散岩类孔隙潜水强含水层 2.松散岩类孔隙潜水中等富水含水层 3.碎屑岩类裂隙孔隙含水层 4.基岩裂隙水 5.松散岩类冻结层水 6.层状岩类冻结层水 7.透水不含水层 8.隔水层 9.水文地质界线 10.张性断裂 11.压扭性断裂 12.性质不明的断裂及推测断裂 13.一侧充水、一侧阻水的断裂 14.推测充水的断裂 15.下降泉左为编号,右分子为流量(升/秒),分母为调查日期 16.特大泉 17.泉群 18.上升泉 19.第四系泉 20.基岩泉 21.季节性泉 22.收集的钻孔及机井左/孔号孔深/右为各层涌水量(降深) 23.水文站 24.潜水及承压水流向 25.气象站

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采出水采用50m³防渗排采池暂存（单井场设置1座）收集；正常工况下，防渗排采池不会有废水泄漏至地下水的情景发生，井场采出水不会对地下水水质产生影响。

按照《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）中“9.4.2 已依据 GB16889、GB18597、GB18598、GB18599、GB/T50934 设计地下水污染防治措施的建设项目，可不进行正常状况情景下的预测”。

正常工况下本项目对场地包气带及地下水造成污染的可能性很小。因此，本次评价仅对非正常状况情景下进行预测。

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》（HJ610-2016），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》（HJ610-2016）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50m³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50m³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（1m²池体泄漏2L/d）的10倍计算，即1m²池体泄漏20L/d。

项目标准化井场内1座50m³防渗排采池池底及四壁有效水深面积约为80m²，设定泄漏面积为总面积的20%，约16m²，则50m³防渗排采池产生泄漏的污水量为：

$$16\text{m}^2 \times 20\text{L/d} \times 10\text{d} \times 10^{-3} = 3.2\text{m}^3。$$

（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 5.2-12 井场内防渗排采池若泄露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 50m ³ 防渗排 采池	氯化物	1907.44	250	7.630	3
	硫酸盐	1158.76	0.02	4.635	4
	硝酸盐	0.17	20	0.0085	9
	亚硝酸盐	0.13	1.0	0.13	8
	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	7
	溶解性总固体	4016	1000	4.016	5
	耗氧量 (COD)	10.23	3.0	3.41	6

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。

（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，m²； 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》
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 $V=KI=0.0019 \times 0.001=0.0000019m/d$ ，平均实际流速 $u=V/n=0.0000054 m/d$ 。
2	DL	纵向弥散系数	10m ² /d	$DL=aL$ ， 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。

(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、氨氮距离泄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 1 地下水环境影响预测结果一览表

项目	预测因子	预测时间	超标最远距离 (m)	标准限值 (mg/L)
情景	硫酸盐	100d	0	250
		1000d	0	
		3000d	0	
	钠	100d	0	200
		1000d	0	
		3000d	0	
	氨氮	100d	0	0.5
		1000d	0	
		3000d	0	
	氯化物	100d	0	250
		1000d	0	
		3000d	0	

根据预测结果可知，标准化井场防渗排采池如果发生破损连续渗漏非正常状况下，各污染因子均未超标。

综上所述通过以上分析可得出，在污染物短时泄漏的工况下，地下水的污染范围较小，

由于本项目下游无敏感保护目标,只要及时做好防渗工作,可有效预防地下水污染,同时按计划进行地下水监测,事故发生时,针对周边小范围内含水层污染及时采取措施清除,不会造成大范围的地下水环境污染事件。

5.2.4 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) 环境数据

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 5.2-15 阜康市气象站常规气象项目统计 (2001-2020)

地区项目		阜康
气温(°C)	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
其它	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

②声源和预测点间的地形、高差数据

预测地形数据采用 NASAShuttleRadarTopographic Mission 制作的全球范围内 90m 精度的地形文件 (可在 the National Map Seamless Data Distribution System 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) 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 5.2-16。

表 5.2-16 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	18#	无杆泵、抽油机或螺杆泵	4	70	76	基础减振	61	昼间、夜间
2	20#	无杆泵、抽油机或螺杆泵	2	70	73	基础减振	58	昼间、夜间
3	21#	无杆泵、抽油机或螺杆泵	4	70	76	基础减振	61	昼间、夜间
4	23#	无杆泵、抽油机或螺杆泵	6	70	78	基础减振	63	昼间、夜间
5	27#	无杆泵、抽油机或螺杆泵	5	70	77	基础减振	62	昼间、夜间
6	28#	无杆泵、抽油机或螺杆泵	3	70	75	基础减振	60	昼间、夜间
7	29#	无杆泵、抽油机或螺杆泵	5	70	77	基础减振	62	昼间、夜间
8	30#	无杆泵、抽油机或螺杆泵	5	70	77	基础减振	62	昼间、夜间
9	FK57#	无杆泵、抽油机或螺杆泵	6	70	78	基础减振	63	昼间、夜间
10	FK59#	无杆泵、抽油机或螺杆泵	5	70	77	基础减振	62	昼间、夜间
11	FK60#	无杆泵、抽油机或螺杆泵	5	70	77	基础减振	62	昼间、夜间
12	FK61#	无杆泵、抽油机或螺杆泵	5	70	77	基础减振	62	昼间、夜间
13	FK63#	无杆泵、抽油机或螺杆泵	4	70	76	基础减振	61	昼间、夜间
14	FK66#	无杆泵、抽油机或螺杆泵	1	70	70	基础减振	55	昼间、夜间
15	FK70#	无杆泵、抽油机或螺杆泵	4	70	76	基础减振	61	昼间、夜间
16	FK71#	无杆泵、抽油机或螺杆泵	4	70	76	基础减振	61	昼间、夜间
17	FK79#	无杆泵、抽油机或螺杆泵	5	70	77	基础减振	62	昼间、夜间
18	FK801#	无杆泵、抽油机或螺杆泵	8	70	79	基础减振	64	昼间、夜间

(7) 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。

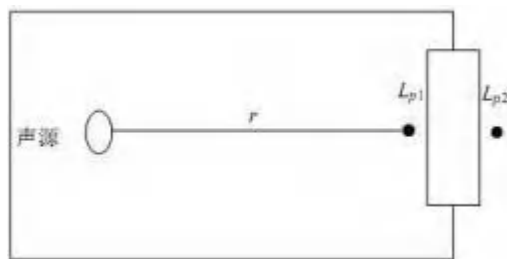


图 5.2-4 室内声源等效室外声源图例

设靠近开口处(或窗户)室内、室外某

倍频带的声压级分别为 L_{p1} 和 L_{p2} 。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; $R = S\alpha / (1-\alpha)$, 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:

$$L_{pit}(T) = 10 \lg \left(\sum_{i=1}^N 10^{0.1 L_{pit}} \right)$$

式中:

$L_{pit}(T)$ —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_{pit} —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。

$$L_w = L_{pit}(T) + 10 \lg S$$

(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 (L_{eqg}) 计算公式:

$$L_{eqg} = 10 \lg \left[\sum_{i=1}^n 10^{0.1 L_{eqi}} \right]$$

式中:

L_{eqg} —总等效声级, dB(A);

L_{eqi} —第 i 声源对某预测点的等效声级, dB(A)

n—声源总数。

5.2.4.3 预测参数与条件

(1) 房子的隔声量由墙、门、窗等综合而成，一般在 10~25dB(A)，车间房屋隔声量取 20dB(A)，如该面密闭不设门窗，隔声量取 25dB(A)，如某一面密闭且内设辅房，其隔声量取 30dB(A)。消声百叶窗的隔声量约 10dB(A)，双层中空玻璃窗隔声量取 25dB(A)，框架结构楼层隔声量取 20~30dB(A)。声屏障衰减主要考虑厂房围墙衰减，本评价按一排厂房降 8dB(A)。

(2) 噪声预测点为距离地面高度 1.2m 处。

5.2.4.4 噪声预测结果

本次预测选取井口数较多的 FK57#（6 井式）、FK801#（8 井式）进行预测。

项目噪声评价预测结果见噪声预测结果见表 5.2-17。

表 5.2-17 项目环境噪声影响预测结果 单位：dB (A)

厂界	噪声源与厂界距离 (m)	时段	贡献值	标准值
FK57#（6井式）				
东厂界	12	昼间	41	65
		夜间	41	55
南厂界	40	昼间	31	65
		夜间	31	55
西厂界	32	昼间	33	65
		夜间	33	55
北厂界	24	昼间	35	65
		夜间	35	55
FK801#（8井式）				
东厂界	10	昼间	44	65
		夜间	44	55
南厂界	40	昼间	32	65
		夜间	32	55
西厂界	27	昼间	35	65
		夜间	35	55
北厂界	24	昼间	36	65
		夜间	36	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。

5.2.4.5 声环境影响评价自查表

表 5.2-18 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 ☐	
	现状调查方法	现场实测法 ☒		现场实测加模型计算法 ☐		收集资料 ☐	
	现状评价	达标百分比				100%	
噪声源调查	噪声源调查方法	现场实测 ☐		已有资料 ☒		研究成果 ☐	
声环境影响预测与评价	预测模型	导则推荐模型 ☐				其他 ☐	
	预测范围	200m ☐		大于 200m ☐		小于 200m ☒	
	预测因子	等效连续 A 声级 ☒		最大 A 声级 ☐		计权等效连续感觉噪声级 ☐	
	厂界噪声贡献值	达标 ☒				不达标 ☐	
	声环境保护目标处噪声值	达标 ☒				不达标 ☐	
环境监测计划	排放监测	厂界监测 ☐	固定位置监测 ☐	自动监测 ☐	手动监测 ☐	无监测 ☐	
	声环境保护目标处噪声监测	监测因子: ()		监测点位数 ()		无监测 ☒	
评价结论	环境影响	可行 ☒				不可行 ☐	
注: “□”为勾选项, 可√; “()”为内容填写项。							

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

本项目固体废物主要为废机油、废机油桶, 均属于危险废物, 产生及处置情况见表 5.2-19。

表 5.2-19 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	900-249-08	1.62	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
2	废机油桶	HW08	900-249-08	1.18	设备检修	固态	废矿物油	矿物油	维修期间	T, I	暂存在井场危废贮存库内。处置: 委托有资质单位处置。

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《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》和《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标准化井场废机油、废油桶，委托有资质单位进行处置或利用。根据《建设项目危险废物环境影响评价指南》(环境保护部公告[2017]第43号)的要求，本项目危险废物的环境影响主要从暂存场所、运输过程、处置方式等方面进行分析。

(2) 危险废物贮存库设置

危险废物贮存库应按照《危险废物贮存污染控制标准》(GB18597-2023)要求进行建设，防渗层为至少 1m 厚黏土层(渗透系数 $\leq 1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$)；或 2mm 厚高密度聚乙烯；或至少 2mm 厚其他人工材料，渗透系数 $\leq 1.0 \times 10^{-10} \text{cm/s}$ ，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 1.62t/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 1.84m^3 ，机油桶容积 0.2m^3 ，需机油桶 10 个，满足本项目危险废物暂存规模需求。

危险废物贮存库应进行防渗漏处理，并按《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)的规定设置标志。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应符合如下要求：

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

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

（2）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、VOCs、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。

（3）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。

②危险废物外运严格按照《危险废物转移联单管理办法》中的要求管理。本项目设置危险废物贮存库 1 座。危险废物收集应填写《危险废物内部转运记录表》，并将记录表作为危险废物管理的重要档案妥善保存。收集结束后应清理和恢复收集作业区域，确保作业区域环境整洁安全。收集过危险废物的容器、设备、设施、场所及其他物品转作他用时候，应消除污染，确保其使用安全。企业对收集、贮存、运输的专职人员进行定期技术培训，培训内容包括危险废物包装和标识、运输要求、危险废物转移联单管理。

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，对外环境的影响可减至最低程度，不会产生二次污染，对环境的影响较小。

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 评价等级

（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）》（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 2.5-20。

表 5.2-20 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	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	其他	
	开采	（含净化、液化）		

（2）评价工作等级划分

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；项目所在区域地下水埋深 200m 以下；土壤含盐量 1.7~70.6g/kg；土壤 pH 在 8.2~8.9，项目所在区域为土壤盐化区域。

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

（1）生态影响型

本项目区范围内土壤盐化，根据土壤生态影响型判定原则表判定本项目区敏感程度属敏感区。

表 5.2-21 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 $< 1.5\text{m}$ 的地势平坦区域；或土壤含盐量 $> 4\text{g/kg}$ 的区域	$\text{pH} \leq 4.5$	$\text{pH} \geq 9.0$

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

表 5.2-22 生态影响型评价工作等级划分表

评价工作 敏感程度	项目类别 等级	I	II	III
		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				

判断本项目土壤生态影响型评价等级为二级。

(2) 污染影响型判定

① 占地面积判定

本项目永久占地面积约 50.3811hm^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（ $5\sim 50\text{hm}^2$ ）。

② 污染影响型敏感程度判定

表 5.2-23 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 范围内存在天然牧草地，按照表 5.2-24 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 5.2-24 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 5.2-24 划分，本项目土壤环境污染影响型评价工作等级为二级。

(3) 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，污染影响型二级评价，评价范围为以各标准化井场边界外扩 2km，连接包络线绘制本项目土壤环境影响评价范围。

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）未经不落地系统进行固液分离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，压力废水含盐量较高，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，对周边环境的影响较小。

②运营期采出水进入标准化井场 50m³ 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 5.2-25。

表 5.2-25 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5.2-26。

表 5.2-26 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。
各井场	建设期、运营期钻井废水、压裂液储存	盐碱化		钻井废水进入返排液泥浆循环罐，罐体破裂；2000m ³ 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。
		垂直入渗	溶解性总固体、硫酸盐、氯化物、钠	
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，非连续型的污染。
各井场	采出水、分离水储存	盐化		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，非连续型的污染。
		垂直入渗	盐类、氟化物	

5.2.6.3 区域土壤环境现状调查

项目所在区域土壤各监测因子均能达到《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地筛选值标准。

5.2.6.4 土壤环境影响分析

（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》（HJ 349-2023）中：9.4 土壤环境“可根据 HJ 964 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 50m³ 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（1m² 池体泄漏 2L/d）的 10 倍计算，即 1m² 池体泄漏 20L/d。

项目标准化井场内 1 座 50m³ 防渗排采池池底及四壁有效水深面积约为 80m²，设定泄漏面积为总面积的 20%，约 16m²，则 50m³ 防渗排采池产生泄漏的污水量为：
 $16\text{m}^2 \times 20\text{L/d} \times 10\text{d} \times 10^{-3} = 3.2\text{m}^3$ 。

表 5.2-27 标准化井场 50m³ 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 50m ³ 防渗排采池	氯化物	3.2	1907.44	6103.81
	硫酸盐	3.2	1158.76	3708.03
	硝酸盐	3.2	0.17	0.54
	亚硝酸盐	3.2	0.13	0.42
	钠	3.2	6304.5	20174.40
	氨氮	3.2	5.18	16.58
	总硬度	3.2	140.25	448.80
	溶解性总固体	3.2	4016	12851.20
	耗氧量（COD）	3.2	10.23	32.74

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

本次评价采用《环境影响评价技术导则土壤环境（试行）》（HJ964-2018）中附录E 方法一预测方法，公示如下：

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

式中：

ΔS ——单位质量表层土壤中某种物质的增量，g/kg；

I_s ——预测评价范围内单位年份表层土壤中某种物质的输入量，g；

L_s ——预测评价范围内单位年份表层土壤中某种物质经淋溶排出的量，g；

R_s ——预测评价范围内单位年份表层土壤中某种物质经径流排出的量，g；

ρ_b ——表层土壤容重，kg/m³；A——预测评价范围，m²；

D——表层土壤深度，一般取 0.2m，可根据实际情况适当调整；

n——持续年份，a。

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

$$S = S_b + \Delta S$$

式中：

S ——单位质量土壤中污染物的预测值，g/kg； S_b ——单位质量土壤中污染物的现状值，g/kg； ΔS ——单位质量土壤中污染物增量，g/kg；

④预测参数选取

A. I_s 表层土壤中某种物质的输入量

本项目选取溶解性总固体代表盐分，根据源强估算，非正常工况下标准化井场内1座50m³防渗排采池发生泄漏，盐分增量为12851.20g。

B. L_s 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。

C. R_s 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。

D.表层土壤容重

根据项目所在区域土壤环境质量现状监测中理化性质调查，取平均值1463kg/m³。

E.预测评价范围

标准化井场预测评价范围取20m×20m 范围，面积400m²。

F.表层土壤深度：取值0.2m。

G.持续年份：取值1a。

H.污染物的现状值

根据项目所在区域土壤环境质量现状监测中理化性质调查，盐分取平均值28.43g/kg。

⑤预测结果

根据上述公式及参数，本项目盐分预测值计算结果如下：

表 5.2-28 预测参数选取一览表

项目	污染物	I_s (g)	L_s (g)	R_s (g)	P_b (kg/m ³)	A (m ²)	D (m)	n (a)
标准化井场内 50m ³ 防渗排采池	盐分	12851.20	0	0	1463	400	0.2	1

本项目大气沉降对土壤环境影响预测结果见表 5.2-29。

表 5.2-29 土壤环境影响分析一览表

项目	污染物	S (g/kg)	S_b (g/kg)	ΔS (g/kg)
标准化井场内 50m ³ 防渗排采池	盐分	0.110	28.43	28.54

化井场内 50m³ 防渗排采池发生泄漏时，在 1 年内单位质量土壤中盐分含量的增量为 0.110g/kg，叠加现状值后的预测值为 28.54g/kg。

从预测结果可知，发生泄漏后，导致泄漏点周边区域土壤中盐分含量有所升高，但在发生泄漏后，建设单位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。

5.2.6.6 土壤环境影响评价自查表

土壤环境影响评价自查表见表 5.2-30。

表 5.2-30 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	(50.3811) hm ²			
	敏感目标信息	敏感目标（）、方位（）、距离（m）			
	影响途径	大气沉降□；地表漫流□；垂直入渗☑；地下水□；其他（）			
	全部污染物	镉、汞、砷、铅、铬（六价）、铜、镍、锌、pH 值、盐分			
	特征因子	盐分			
	所属土壤环境影响 评价项目类别	I类□；II类☑；III类□；IV类□			
	敏感程度	敏感☑；较敏感□；不敏感□			
评价工作等级		一级□；二级☑；三级□；			
现状调查内容	资料收集	a) ☑; b) ☑; c) ☑; d) ☑			
	理化特性	已开展			
	现状监测点位		占地范围内	占地范围外	深度
		表层样点数	7	4	0~0.2m
		柱状样点数	0	0	
	现状监测因子	GB36600 表 1 中的 45 项基本项、pH、镉、汞、砷、铜、铅、铬、镍、铬（六价）、钒、石油烃			

现状评价	评价因子	GB36600 表 1 中的 45 项基本项、pH、镉、汞、砷、铜、铅、铬、镍、铬（六价）、钒、石油烃		
	评价标准	GB15618□；GB36600☑；表D.1；表D.2□；其他（）		
	现状评价结论	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。		
影响预测	预测因子	盐分		
	预测方法	附录E☑；附录F□；其他（）		
	预测分析内容	影响范围（400m ² ）影响程度（较小）		
	预测结论	达标结论：a）□；b）□；c）□；不达标结论：a）□；b）□		
预防措施	防控措施	土壤环境质量现状保障□；源头控制□；过程防控□；其他（）		
	跟踪监测	监测点数	监测指标	监测频次
		2	pH、镉、汞、砷、铜、铅、铬、镍、铬（六价）、石油烃、盐分	1次/5年
	信息公开指标	监测点位及监测值		
评价结论		采取环评提出的措施，影响可接受。		

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。

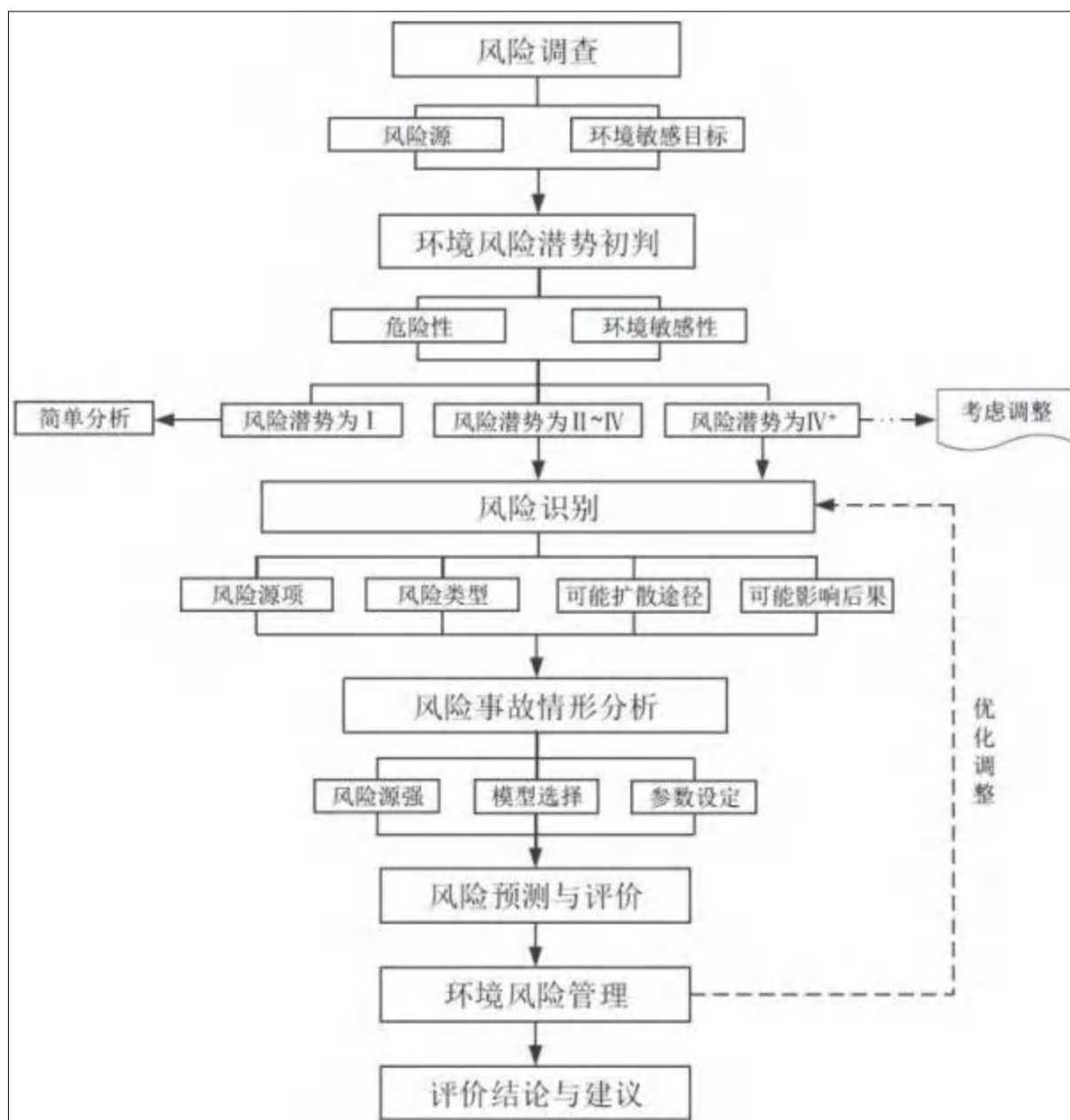


图 5.3-1 环境风险评价工作程序

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》(HJ 169-2018)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 500 m 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
	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：

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

式中： q_1 、 q_2 、... q_n ---每种危险物质的最大存在总量，t； Q_1 、 Q_2 、... Q_n ---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 $Q \geq 1$ 时，将Q 值划分为：（1） $1 \leq Q < 10$ ；（2） $10 \leq Q < 100$ ；（3） $Q \geq 100$

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 15 支钻井队现场作业，估算柴油最大存在量为390t。

（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。

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。考虑集气管线 21.5km 发生煤层气泄漏事故，根据表 3.3-26，放空的最大管段距离是 5.02km，管径 400mm，起端压力 0.08264MPa 计，末端 0.07225MPa 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：

V0——管段在标准状态下的管存量，单位为立方米（m³）；

V1——管段的设计管容量，单位为立方米（m³），计算公式如下：（171.81）

$$V_1 = \frac{\pi \times d^2 \times L}{4}$$

式中：π=3.1415926；

d——管段的内直径，单位为米（m）；0.25L——管段的长度，单位为米（m）；

3500

PPJ——管段内气体平均压力(绝对压力)，单位为兆帕（MPa）；1.23T0——标准参比条件的温度，数值为 293.15K；

Z₀——标准参比条件下的压缩因子，数值为0.9980；

P0——标准参比条件的压力，数值为 0.101325MPa；

TPJ——管段内气体平均温度，单位为开尔文（K）；283.15

Z0——工况条件下的压缩因子，根据 GB/T17747.2《天然气压缩因子的计算第 2 部分：用摩尔组成进行计算》计算求得。

泄漏的煤层气最大放空量约为 2155m³。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 1326.86kg。

表 3.4-10 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	2155	甲烷	1326.86	/	/

根据估算，本项目集气管线甲烷最大在线量为 1.327t。

（3）乙烷

根据气体组分报告，乙烷组分占比 0.9%，体积密度 1.356 kg/m³，乙烷最大在线量为 0.026t。

（4）丙烷

根据气体组分报告，丙烷组分占比 0.05%，体积密度 1.83 kg/m³，丙烷最大在线量为 0.002t。

（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 0.0002t。

(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 0.001t。

(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 年量，根据工程分析估算废机油产生量约为 1.62t/a，废机油最大暂存量取值 1.62t。

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
1	柴油	/	390	2500	0.156
2	甲烷	74-82-8	1.327	10	0.1327
3	乙烷	74-84-0	0.026	10	0.0026
4	丙烷	74-98-6	0.002	10	0.0002
5	正丁烷	106-97-8	0.0002	10	0.00002
6	异丁烷	75-28-5	0.001	10	0.0001
7	废机油	/	1.62	2500	0.0648
Q 值合计					0.35624

经计算得出 Q: 0.35624≤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（CH₄），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》（GB 50016-2014[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，本工程生产、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 甲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	外观与形状：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 ₂ S 允许浓度（民用）（mg/m ³ ）≥20		
	CH4 中的H ₂ S 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。		
健康危害	灭火剂：泡沫、二氧化碳、雾状水、干粉		
	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	Carbon monoxide
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，还有皮肤粘膜呈樱红色、脉快、烦躁、步态不稳、浅至中度昏迷。 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	Diesel oil
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	稍有粘性的棕色液体				
	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。吸入其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：吸如、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； 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：用砂土或其它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，否则不得装运其它物品。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。

煤层气开采过程中常见的火灾等安全性事故，主要考虑的是人身和财产的安全，为安全评价内容。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、NO₂、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，无其它特征污染物。

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。

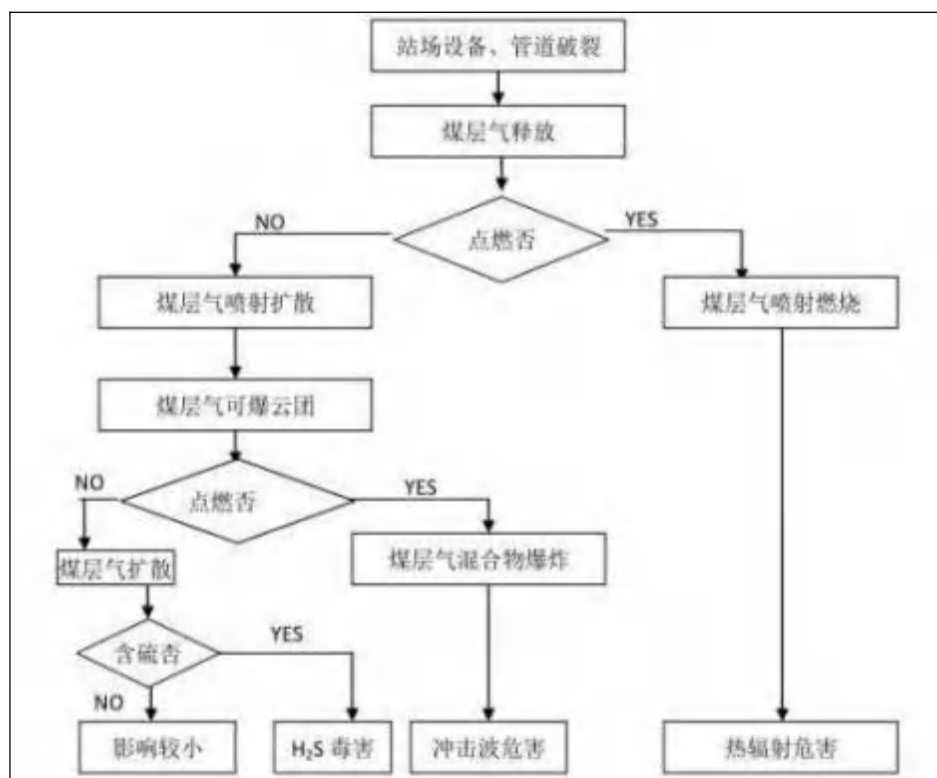


图 5.3-2 站场设备、管线事故树分析图

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》（GB 50016-2014[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场内其它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而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 $25\text{mg}/\text{m}^3$ ，未超过短时间接触容许浓度 PC-STEL ($30\text{mg}/\text{m}^3$)。

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/T 50483-2019）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》（QSY08190-2019），事故缓冲设施总有效容积计算公式如下：

$$V_{\text{总}} = (V_1 + V_2 - V_3)_{\text{max}} + V_4 + V_5$$

$$V_2 = \Sigma Q_{\text{消}} \times t_{\text{消}}$$

$$V_5 = 10q \times f$$



$V_{\text{总}}$ —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，单位为立方米（ 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，单位为立方米（ 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，单位为立方米每小时（ m^3/h ）；

$t_{消}$ ——消防设施对应的设计消防历时，单位为小时（h）；

V_3 ——发生事故时可以转输到其他储存或处理设施的物料量，单位为立方米（ 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）； q_a ——年平均降雨量，单位为毫米（mm）；

n ——年平均降雨日数，单位为天（d）；

f ——必须进入事故废水收集系统的雨水汇水面积，单位为公顷（ha）。

① V_1 发生事故的物料量

本项目煤层气（瓦斯气）开发治理项目，开发、输送、处理物料为气态煤层气，无事故下需收集物料， $V_1=0m^3$ 。

② V_2 消防废水量

根据设计单位资料，依据《石油天然气工程设计防火规范》（GB50183-2004），不设消防给水设施，仅配备一定数量的移动式灭火器材， $V_2=0$ 。

③ V_3 围堰可容纳物料量本项目不设置围堰。

④ V_4 发生事故时仍必须进入该收集系统的生产废水量

本项目发生事故时无生产废水产生，排采水进入 $50m^3$ 防渗排采池暂存，则 $V_4=0m^3$ 。

⑤ V_5 发生事故时可能进入该收集系统的降雨量

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） $q=q_a/n=196/80\approx 2.45mm$ 。

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 0.96 公顷，估算 $V_5=10q\times f=10\times 2.45\times 0.96=23.52m^3$ 。

⑥ $V_{总}$ 事故缓冲设施总有效容积

$$V_{总} = (V_1 + V_2 - V_3)_{max} + V_4 + V_5 = 0 + 0 - 0 + 0 + 23.52 = 23.52m^3。$$

根据估算，本项目应急事故池总需有效容积约为 23.52m³，主要为雨水收集，本项目井场内设置有 50m³ 防渗排采池，可兼做应急事故水收集。

发生原料储罐泄漏事故时，第一时间组织应急人员进行堵漏和倒罐，并检查储罐围堰出口的关闭情况，同时关闭初期雨水排放阀门，打开事故应急池阀门，事故废水自流到事故应急池（在事故废水不能自流到事故应急池情况下，紧急启动应急泵，将事故废水泵入应急池暂存），另按照规定设置规范的雨水排放口及紧急切断阀门。事故池做防渗处理，事故水或消防废水经收集后及时处理，事故池及时清空。

非正常工况下，当管道发生泄漏事故进而引发火灾需要灭火时，主要采用干粉和泡沫灭火剂；产生的事故废水水量非常小，井场内 50m³ 防渗排采池可满足消防废水收集的需要，不会溢流出站外，对周围的环境水体造成风险影响较小。

上述事故尽管有一定的环境危害，但是只要加强巡查、及时发现、采取恰当的应急手段，可以做到及时消除污染隐患，把风险降低到最小。

（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，经标准化井场不落地系统处理固化后满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》(DB65/T3997-2017)的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 1 座 50m³ 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（as low as reasonable practicable，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的预防、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、地面作防渗处理（防渗系数不大于 $1 \times 10^{-10} \text{cm/s}$ ）。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，所用电器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，考虑本工程施工、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，并依据地区等级作出相应的管道设计。

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，消除暴管隐患。

⑥在输气管线敷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的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 凡能经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、清除泄漏液、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、源强，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，连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《建筑设计防火规范》和《石油化工企业设计防火标准》GB 50160-2008[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。
	安全自动控制与连锁报警系统、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、越限连锁及机泵、阀门等连锁主要通过 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连锁系统，以及水消防系统和 ABC 干粉灭火器等。
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规定出上提钻具速度。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，以适应突发事件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各种井控装备及其它专用工具、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 NO_x 、 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粘度，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、增加泥浆切力以防漏。

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，云母和其它植物纤维组成等），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用密度时，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.保质保量的配置堵漏泥浆。

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,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,从而为制定本工程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,应制订出供正常、异常或紧急状态下的操作手册和维修手册,并对操作、维修人员进行培训,持证上岗,避免因严重操作失误而造成事故;

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,提高职工的安全意识,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》及《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、使用范围、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）和其它环境保护目标（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、下游收纳水体（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、生态或其它）、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。企业应按有关规范要求设计事故应急池。

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事故应急池的启用程序。

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：VOCs；火灾爆炸事故大气应急监测因子建议为：CO、颗粒物、VOCs，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，事故后对现场中暴露的工作人员、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二期项目				
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°27'11.370"	纬度	44°2'34.307"	
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 5.314 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	390	1.327	1.62	
	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□
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,确保管线质量管 线做防腐处理;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.水土保持

从水土保持角度分析与评价,本项目位于昌吉州自治区级水土流失重点治理区;

工程总体布局比较合理；工程占地既能满足项目建设的需求，占地类型、面积、性质较合理；土石方挖填数量、平衡及综合利用方案基本合理；施工组织、施工工艺合理可行，符合水土保持要求。在落实主体工程设计具有水土保持功能的工程、水土保持方案布设的各项水土保持措施后，各项水土流失防治指标均可达到目标值的要求，项目建设区的水土流失基本可以得到有效控制，本项目建设是可行的。

下阶段工程设计、施工和建设管理中，主要建议如下：

（1）合理安排工期，尽量避开降雨时段施工。雨季施工时要加强施工管理，采取相应的临时防护措施，尽量减少建设所造成的水土流失量。

（2）施工单位进一步落实外购砂石料场，外购砂石料应选择已获得政府主管部门批准的砂石料场来进行砂石料采购。在签订外购砂、石料的合同中明确水土流失防治责任方。

（3）建设单位要加强对水土保持的监督管理，建设单位和监理单位应敦促施工单位除按时、按质、按量落实主体工程中具有水土保持功能的措施外，应严格落实本方案补充和完善的水土流失防治措施及相关保障措施。建设单位应及时组织水土保持监测和水土保持监理工作，确保水土保持措施及时落实，及时发现施工过程中的水土流失问题。

（4）建设单位要落实后续水土保持经费，并积极与水行政主管部门沟通，确保水土保持方案能够真正起到指导项目建设水土保持工作的作用。建设单位和施工单位应重视对水土保持措施的养护和管理，尤其是植物措施的后期养护和管理，确保各项措施及时发挥水土保持作用。

（5）在项目完工后，应及时根据《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）相关规定组织水土保持设施验收。

5.5 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。

5.5.1 碳排放预测与评价

5.5.1.1.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 CO₂、CH₄。

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、CH₄ 逃逸排放、CH₄ 回收利用量、CO₂ 回收利用量、净购入电力和热力隐含的 CO₂ 排放。

（1）燃料燃烧排放 CO₂

本项目施工期涉及柴油燃烧过程排放 CO₂。

（2）火炬燃烧排放 CO₂

本项目施工期标准化井场测试放喷燃烧排放 CO₂；运营期不涉及常规火炬燃烧排放 CO₂。

（3）工艺放空排放

本项目涉及工艺放空排放 CH₄、CO₂。

（4）CH₄ 逃逸排放

本项目涉及 CH₄ 逃逸排放。

（5）CH₄ 回收利用量

本项目不涉及 CH₄ 回收利用。

（6）CO₂ 回收利用量

本项目不涉及 CO₂ 回收利用量。

（7）净购入电力和热力隐含的 CO₂ 排放

本项目涉及净购入电力隐含的 CO₂ 排放。

（8）碳排放源识别情况

表 5.5-1 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 CO₂、工艺放空排放 CH₄、CO₂、CH₄ 逃逸排放、净购入电力隐含的 CO₂ 排放。

5.5.1.2.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 CO₂ 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CO₂ 气体应按全球增温潜势，即GWP 值，折算成CO₂ 当量），减去企业的CH₄ 和CO₂ 回收利用量，再加上企业净购入电力和净购入热力的隐含CO₂ 排放量。公式如下：

$$E_{GHG} = E_{CO_2\text{燃烧}} + E_{GHG\text{火炬}} + \sum_s (E_{GHG\text{工艺}} + E_{GHG\text{逃逸}})_s - R_{CH_4\text{回收}} \\ \times GWP_{CH_4} - R_{CO_2\text{回收}} + E_{CO_2\text{净电}} + E_{CO_2\text{净热}}$$

式中：

E_{GHG} 为企业温室气体排放总量，单位为吨CO₂ 当量；

$E_{CO_2\text{燃烧}}$ 为企业由于化石燃料燃烧活动产生的CO₂排放，单位为吨CO₂； $E_{GHG\text{火炬}}$ 火炬为企业因火炬燃烧导致的温室气体排放，单位为吨CO₂当量； $E_{GHG\text{工艺}}$ 为企业各业务类型的工艺放空排放，单位为吨CO₂当量；

$E_{GHG\text{逃逸}}$ 为企业各业务类型的设备逃逸排放，单位为吨CO₂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；

$R_{CH_4\text{回收}}$ 为企业的CH₄ 回收利用量，单位为吨CH₄；

GWP_{CH_4} 为CH₄ 相比CO₂ 的全球变暖潜势（GWP）值。根据IPCC 第二次评估报告，100 年时间尺度内 1 吨CH₄ 相当于21 吨CO₂ 的增温能力，因此 GWP_{CH_4} 等于 21；

$R_{CO_2\text{回收}}$ 为企业的CO₂ 回收利用量，单位为吨CO₂；

$E_{CO_2\text{净电}}$ 为企业净购入电力隐含的CO₂ 排放，单位为吨CO₂； $E_{CO_2\text{净热}}$ 为企业净购入热力隐含的CO₂ 排放，单位为吨CO₂。

（1）燃料燃烧CO₂ 排放

企业的化石燃料燃烧 CO₂ 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：

$$E_{CO_2\text{燃烧}} = \sum_j \sum_i \left(AD_{i,j} \times CC_{i,j} \times OF_{i,j} \times \frac{44}{12} \right)$$

式中，

$E_{CO_2 \text{ 燃烧}}$ 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 2556t, 估算本项目燃料燃烧排放 CO_2 情况见表 5.5-2。

表 5.5-2 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 (t CO_2)
柴油	2556	43.330	0.0202	0.875266	98%	8038.93
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 8038.93t。

(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。

$$E_{\text{GHG_火炬}} = E_{\text{CO}_2 \text{ 正常火炬}} + E_{\text{CO}_2 \text{ 事故火炬}} + (E_{\text{CH}_4 \text{ 正常火炬}} + E_{\text{CH}_4 \text{ 事故火炬}}) \times \text{GWP}_{\text{CH}_4}$$

式中，

E_{CO_2} 火炬火炬燃烧产生的 CO_2 排放，单位为吨 CO_2 ；

E_{CO_2} 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_{CO_2} 事故火炬为由于事故火炬产生的 CO_2 排放，单位为吨 CO_2 ；

E_{CH_4} 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_{CH_4} 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 计算公式如下：

$$E_{\text{CO}_2 \text{ 正常火炬}} = \sum_i \left[Q_{\text{正常火炬}} \times \left(\text{CC}_{\text{非 CO}_2} \times \text{OF} \times \frac{44}{12} + V_{\text{CO}_2} \times 19.7 \right) \right]_i$$

$$E_{\text{CH}_4 \text{ 正常火炬}} = \sum_i \left[Q_{\text{正常火炬}} \times V_{\text{CH}_4} \times (1 - \text{OF}) \times 7.17 \right]_i$$

$$\text{CC}_{\text{非 CO}_2} = \sum_n \frac{12 \times V_n \times \text{CN}_n \times 10}{22.4}$$

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 ；

$\text{CC}_{\text{非 CO}_2}$ 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； $\frac{44}{12}$ 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；

$\text{CC}_{\text{非 CO}_2}$ 为火炬气中除 CO_2 外的其它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：

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

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

上式中，

j 为事故次数；

$GF_{\text{事故}, j}$ 为报告期内第 j 次事故状态时的火炬气流速度，单位为 $万Nm^3/小时$ ；

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

$CC_{(\text{非 } CO_2)_j}$ 为第 j 次事故火炬气中除 CO_2 外其他含碳化合物的总含碳量，单位为吨碳/ $万Nm^3$ ；

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；

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

V_{CH_4} 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 $GF_{\text{事故}, j}$ 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Nm³/h。

③T_{事故}, j

井场火炬放喷时间一般不超过8 天, 估算为192h。

④CC_{(非 CO₂)j}

根据气体组分, 本项目 CC_{(非 CO₂)j} 核算见表5.5- 3。

表 5.5-3 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 _{t 非 CO₂)j} 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, CO₂ 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 5.5-4。

表 5.5-4 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 火炬}
万Nm ³ /h	h	吨碳/万Nm ³	/			吨 CO ₂	吨 CH ₄	吨 CO ₂
0.0002	192	16.0975	0.98	0.00382	0.9329	2.2240871936	0.005137069824	2.33
井数								81
E _{CO₂ 火炬}								188.73
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2.33t CO₂, 本项目共钻井81口, 标准化井场测试放喷燃烧排放188.73t CO₂。

(4) 油气开采业务温室气体排放

①油气开采业务工艺放空CO₂

油气开采业务工艺放空CH₄排放及CH₄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：

$$E_{\text{CH}_4 \text{ 开采放空}} = \sum_j (\text{Num}_j \times \text{EF}_j)$$

式中，

$E_{\text{CH}_4 \text{ 开采放空}}$ 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 $\text{CH}_4/(\text{年} \cdot \text{个})$ 。本项目包括井口装置、集气站管线止逆阀等，核算情况见表 5.5-5。

表 5.5-5 油气开采业务排放 CH_4 情况一览表

Num_j		EF_j		CH_4 开采放空
名称	个	值	单位	吨 CH_4
井口装置	81	0	吨/年·个	0
管线(逆止阀)	84	5.49	吨/年·个	461.16
合计				461.16
折算 CO_2 排放				9684.36

根据核算，本项目开采业务工艺放空 9687.36t CO_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：

$$E_{\text{CH}_4 \text{ 开采逃逸}} = \sum_i i \text{Num}_{\text{ail},j} \times \text{EF}_{\text{ail},j} + \sum_j (\text{Num}_{\text{gas},j} \times \text{EF}_{\text{gas},j})$$

$E_{\text{CH}_4 \text{ 开采逃逸}}$ 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；

$\text{Num}_{\text{ail},j}$ 为原油开采业务所涉及的泄漏设施类型数量，单位为个；

$\text{EF}_{\text{ail},j}$ 为原油开采业务中涉及到的每种设施类型 j 的 CH_4 逃逸排放因子，单位为吨 $\text{CH}_4/(\text{年} \cdot \text{个})$ ；

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

$\text{EF}_{\text{gas},j}$ 为天然气开采业务中涉及到的每种设施类型 j 的 CH_4 逃逸排放因子，单

位为吨CH₄/(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5.5-6。

表 5.5-6 油气开采业务排放CH₄ 情况一览表

Num _{gasj}		EF _{gasj}		CH ₄ 开采逃逸
名称	个	值	单位	吨CH ₄
井口装置	81	2.5	吨/年·个	202.5
管线(逆止阀)	84	0.85	吨/年·个	71.4
合计 E _{CH₄} 开采逃逸				273.9
折算CO ₂ 排放				5751.9

(3) 油气开采业务排放温室气体

根据核算，本项目工艺放空CO₂9684.36t，逃逸排放空CO₂5751.9t，合计油气开采业务排放温室气体CO₂15436.26t。

(4) 购入电力产生的CO₂ 排放核算

企业净购入的电力消费引起的CO₂ 排放计算公式如下： $E_{\text{co2 净电}} = AD_{\text{电力}} \times EF_{\text{电力}}$

式中： $E_{\text{co2 净电}}$ 为企业净购入的电力消费引起的排放，单位为吨CO₂； $AD_{\text{电力}}$ 为企业净购入的电力消费，单位为MWh；

$EF_{\text{电力}}$ 为电力供应的CO₂ 排放因子，单位为吨CO₂/MWh。

$AD_{\text{电力}}$ 根据设计单位测算资料，本项目年用电量约为4641.19 万kW·h/a。

$EF_{\text{电力}}$ 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0.6577kgCO₂/kwh。

根据核算，本项目电力消费引起的CO₂ 排放 $E_{\text{co2 净电}} = 4641.19 \times 10000 \times 0.6577/1000 = 30525.11\text{tCO}_2$ 。

(5) 碳排放核算结果

本项目碳排放计算结果见表 5.5-7。

表 5.5-7 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	188.73	tCO ₂
CO ₂ 工艺	9684.36	tCO ₂
CO ₂ 逃逸	5751.9	tCO ₂
CO ₂ 净电	30525.11	tCO ₂

ECO2_	85786.52	tCO2e
-------	----------	-------

根据计算，本项目CO₂年排放总量为85786.52 tCO₂。

5.5.1.3.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，最大限度的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。

5.5.2 碳排放评价

在煤层气开采及输送过程中，会有少量的泄露，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。每利用 1 亿立方米煤层气，相当于减排 150 万吨二氧化碳。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交易市场，通过市场机制促进碳减排。

本项目年开采煤层气 1.15 亿 m³/a，项目煤层气开采过程中排放 9.38 万 tCO₂，项目年相当于减排 163.09 万 tCO₂。

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。

5.5.3 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。

5.5.4 排放控制管理与监测计划

5.5.4.1 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。

5.5.4.2 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，提高节能效果。

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。

5.5.4.3.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 CO₂ 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。

5.5.5 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 CO₂ 排放，核算本项目 CO₂ 年排放总量为 85786.52 tCO₂。

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。必要时安装软启动装置，减少设备启停对电网的影响。

第六章 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

在整个施工过程中，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产生的扬尘；施工垃圾的清理及堆放过程产生的扬尘；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治扬尘污染；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。

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；在场内地内堆存的，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：压裂现场配置2000m³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。

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 $\leq 1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$, 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返高至地面。

(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, 并迅速采用水泥或粘土球回填。

(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, 多层套管固定均水泥返高至地面。

(7) 本项目各井场、管线布设时避开水源保护区、井、泉等敏感区域, 且区块内无断层等不利区段, 并尽量缩短开采井成井时间; 钻井时揭穿含水层时及时进行封堵, 固井期对井壁与井管之间采用水泥浆进行全部封堵; 压裂施工中尽可能将压裂层段控制在目的层之内; 在井场施工过程中, 泥浆固化池铺设防渗膜, 渗透系数 $\leq 1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$; 施工结束后对泥浆固化池内的泥浆进行无害化处理。

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。

为减小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), 有效的降低了钻井期噪声对周围环境的影响。

(3) 做好施工期的噪声监理工作。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 施工固体废物防治措施

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、木材等下角料分类回收，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。

6.1.5.2 废弃钻井泥浆岩屑污染处置措施

在钻井生产过程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，本工程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。

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 $1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ ，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，本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一、二、四、九区块煤层气，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。

6.1.6 施工期土壤环境保护措施

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

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

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

6.1.7 施工期生态保护措施

6.1.7.1 生态避让措施

应重视井场、站场、管线和道路布设思路，应选择尽量避开环境敏感区域的方案，应采用定向井或丛式井等先进钻井及布局，其目的均是从源头上避免或减少对环境的影响。对于这一阶段临时占地，应积极采取生态恢复措施，在对地表扰动前就应计划将表土设置专门场地保存，待活动结束后对扰动场地平整覆土，自然封育。

（1）钻井过程中应该严格控制钻井作业面积，减少工程占地及建设的影响范围。

（2）井场选址和管线选线和道路选线尽量优化，不随意开设施工便道，减少施工井场道路临时用地。

6.1.7.2 生态保护措施

(1) 工程弃渣要合理处置，不得随地堆放。井场建设产生的少量弃渣就近存放于井场内，待场地平整时作为井场填方综合利用。为防止钻井期井场作业加剧水土流失，采用进场前集中表土，并进行表面硬化以水土流失，作业结束后再覆盖表土于最上层等措施后，可有效减少水土流失量。

(2) 严格执行钻井生产环境保护管理规定，钻井生产施工中，禁止废水、泥浆及其他废物流失和乱排放，严禁机油、柴油等各种油料落地，擦洗设备和更换的废油料要集中到废油回收罐，如果发生外溢和散落则必须及时清理。

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。

完井后回收各种原料，清理井场上的落地泥浆、污水、油料和各种废弃物。泥浆、石粉等泥浆材料及废油品必须全部回收，不得随意遗弃于井场。完井后做到作业现场整洁、平整、卫生，无油污，无固废，工完料净场地清。

(3) 钻井完成后，在井场地周围及道路两侧施工影响临时用地进行植被恢复，原则上种植占地前植物种类，并维护至土地肥力恢复。

(4) 管道施工及维修的开挖回填施工，应尽量保护好表层土，先将表层0.25m厚的熟土挖置一边，待取、弃土完毕后，推回熟土摊平，以使植被得到有效恢复、减轻对植被生长的影响；其它部分按原土层顺序分层回填并压实，将局部弃土均匀铺洒于管线周边区域，保证管线及两侧地面的高度一致，减少水土流失。

6.1.7.3 生态恢复措施

(1) 井场的生态恢复措施

钻井完成后，对井场进行生态恢复。对井场平面布置进行优化，以井口底法兰顶面标高为±0.00，厂区地坪设计标高为-0.2m，井场场地自然放坡，坡度为0.3%。井场设通透钢网围栏，井场采用原土夯实，垫高50mm，压实后相当于厂区的设计标高，压实系数为1.25。井场铺设巡检便道，便道宽1m；井口周围可局部铺装，铺装范围为

工艺装置外铺装材料为预制块或碎石。井场征地边界外围可进行绿化，种植植物。

(2) 输气管线的生态恢复措施

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，在作业带中心线两侧扰动范围内，以及管线临时占用草地区域撒播草籽，种植浅根性草类，恢复植被。

6.1.7.4 建筑施工生态保护措施

(1) 加强对施工作业人员的管理及环保意识教育，严禁猎杀野生动物。

(2) 尽量避开降雨集中时期施工，加强施工管理，缩小施工范围。弃土应妥善处置，减少水土流失。

(3) 项目在施工结束后将对施工场地采取有效的恢复方案。

(4) 严格按照设计方案进行施工，并严格按照设计方案及水土保持方案落实各项水土保持措施及恢复治理措施。

通过上述措施的实施，项目施工期对评价区域生态环境的影响可控制在合理的范围之内，对评价区域的生态环境影响不大。因此，项目对施工期间所采取的生态环境保护及恢复治理措施是合理可行的。

6.1.8 防沙治沙措施及建议

项目区对沙化土地的影响主要表现为各拟建项目施工过程中基础开挖和临时堆土，对地面扰动大，改变和破坏了本区域原有地貌、植被和土壤结构，形成的松散堆积体和裸露地表，使土地原有的固土抗蚀能力减弱，水土流失量相应增加。

本次提出以下防沙治沙生态保护措施：

(1) 项目施工期应严格控制施工扰动范围。必须在划定的施工区域中进行，节约工程建设用地。施工结束后立即清除现场，然后实施绿化，恢复植被，切实保护沙区自然植被。

(2) 项目在实施过程中，不得随意碾压项目区内其它固沙植被。

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

(4) 施工占用临时用地在施工结束后应及时恢复，在满足安全要求的前提下，开

展防沙治沙，对周边进行绿化种植，防止土地沙漠化。

(5) 施工结束，将道路等临时占地范围进行平整，并覆土压实覆盖一层砾石，防止风蚀现象发生。

(6) 项目运营期通过绿化增加区域绿化率，有利于减少土壤风蚀造成土地沙化。

(7) 土地临时使用过程发现土地沙化或者沙化程度加重的，应当及时报告当地人民政府。

(8) 大力宣传《防沙治沙法》，使施工人员知法、懂法、守法，自觉保护林草植被，自觉履行防治义务。禁止在划定的施工范围外砍挖自然植被及其他固沙植物。

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

(1) 在本项目煤层气抽采、管道输送以及集气站加压的各个环节中，严禁直接向大气排放煤层气。

(2) 输气管道及井场输送采用密闭输送，选用可靠性高的设备、密封性能好的阀门，保证各连接部位的密封，并加强管理，经常检查各密封部位及阀门阀杆处的泄漏情况，发现问题及时处理。

(3) 天然气（致密气）传输管路应设置甲烷传感器、流量传感器、压力传感器及温度传感器，对管道内甲烷浓度、流量压力、温度等参数进行监测。井场采气装置应设甲烷传感器防止天然气（致密气）泄漏。

(4) 在集输系统检修或事故放空时，对少量放空的煤层气，引入装置区外的高压火炬系统进行焚烧处理，点火采用自动电子点火方式，减轻对环境的危害。

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 50m³ 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。

6.2.2.2 项目排水对污水处理厂影响

本项目井场采出水量 143.64m³/d，拉运至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：设计规模为 20000m³/d，实际运行规模 10000m³/d，现状处理规模 1000m³/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）进水水质：进口废水根据阜康市环保局审查意见中接纳的企业废水必须达到其行业间接排放标准或《污水综合排放标准》(GB8978-1996)中的三级标准后方可排放。

（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。

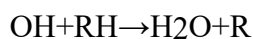
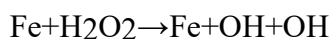
经水解酸化池改善后的污水进入高能蠕动床，高能蠕动设置多级固定化区，每级固定化不同功能的高效微生物，将目前处理工业废水的国内先进的UASB、AF、BAF以及固定化微生物技术巧妙地设计在同一反应器内，使得整个生化系统占地面积大大减少，处理效果增强。池体中间的生物载体始终处于汽水自动反冲洗状态，泥是在池下部厌氧区通过管道排出的。

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：H₂O₂ 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：



反应产生的 $\cdot\text{OH}$ 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。经过一设定的时间段，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

1) 废水处理量依托可行性

本项目运营期废水排放量约 $143.64\text{m}^3/\text{d}$ ，阜康市东部城区污水处理厂处理现有规模为 $10000\text{m}^3/\text{d}$ ，实际处理废水量 $1000\text{m}^3/\text{d}$ ，剩余容量 $9000\text{m}^3/\text{d}$ ，可满足本项目运营期废水处理需求。

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，其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6.2-1。

表6.2-1 运营期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	本项目运营期排放废水水质	符合性
1	生化需氧量	mg/L	300	/	
2	化学需氧量	mg/L	500	10.23	达标
3	pH 值	无量纲	6-9	8.5	达标
4	悬浮物	mg/L	400	/	
5	氨氮	mg/L	/	5.18	达标
6	总磷	mg/L	/	/	
7	总氮	mg/L	/	/	
8	阴离子表面活性剂	mg/L	20	/	
9	动植物油	mg/L	100	/	
10	石油类	mg/L	20	/	
11	色度	mg/L	/	/	
12	粪大肠菌群/(个/L)	mg/L	/	/	
13	总汞	mg/L	0.05	/	
14	总镉	mg/L	0.1	/	
15	总铬	mg/L	1.5	/	
16	六价铬	mg/L	0.5	/	
17	总砷	mg/L	0.5	/	
18	总铅	mg/L	1.0	/	

综合分析，本项目运营期采出水、分离水排放水质满足阜康市东部城区污水处理厂进水水质要求。

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保保护措施，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 6.2-2 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，提出如表 6.2-3 污染防治措施及防渗要求。

表 6.2-3 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	井场辅助生产区、道路	一般地面硬化
一般防渗区	弱-中	易-难	2000m ³ 返排液防渗收集池、固相防渗暂存池、50m ³ 防渗排采池、工艺区、修井区	等效黏土防渗层 $Mb \geq 1.5m$, $K \leq 1 \times 10^{-7} cm/s$; 或参照 GB16889 执行
重点防渗区	弱-中	易-难	钻井液循环系统、柴油罐区、井口区、危险废物贮存库	等效黏土防渗层 $Mb \geq 6.0m$, $K \leq 1 \times 10^{-7} cm/s$; 或参照 GB18597、GB18598 执行

①重点防渗区为钻井液循环系统、柴油罐区、井口区、危险废物贮存库等。危险废物贮存库参照《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023），其防渗性能为至少1m厚粘土层（渗透系数 $\leq 10^{-7}\text{cm/s}$ ），或2mm厚高密度聚乙烯，或至少2mm厚的其他人工材料，渗透系数 $\leq 10^{-10}\text{cm/s}$ 。其他区域按照《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 $Mb \geq 6.0\text{m}$ ， $K \leq 1 \times 10^{-7}\text{cm/s}$ 。

②一般防渗区为2000m³返排液防渗收集池、固相防渗暂存池、50m³ 防渗排采池、修井区，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 $Mb \geq 1.5\text{m}$ ， $K \leq 1 \times 10^{-7}\text{cm/s}$ 。

③简单防渗区为井场辅助生产区、道路，一般地面硬化即可。防渗分区图见图 6.2-1（取一井式作代表图）。

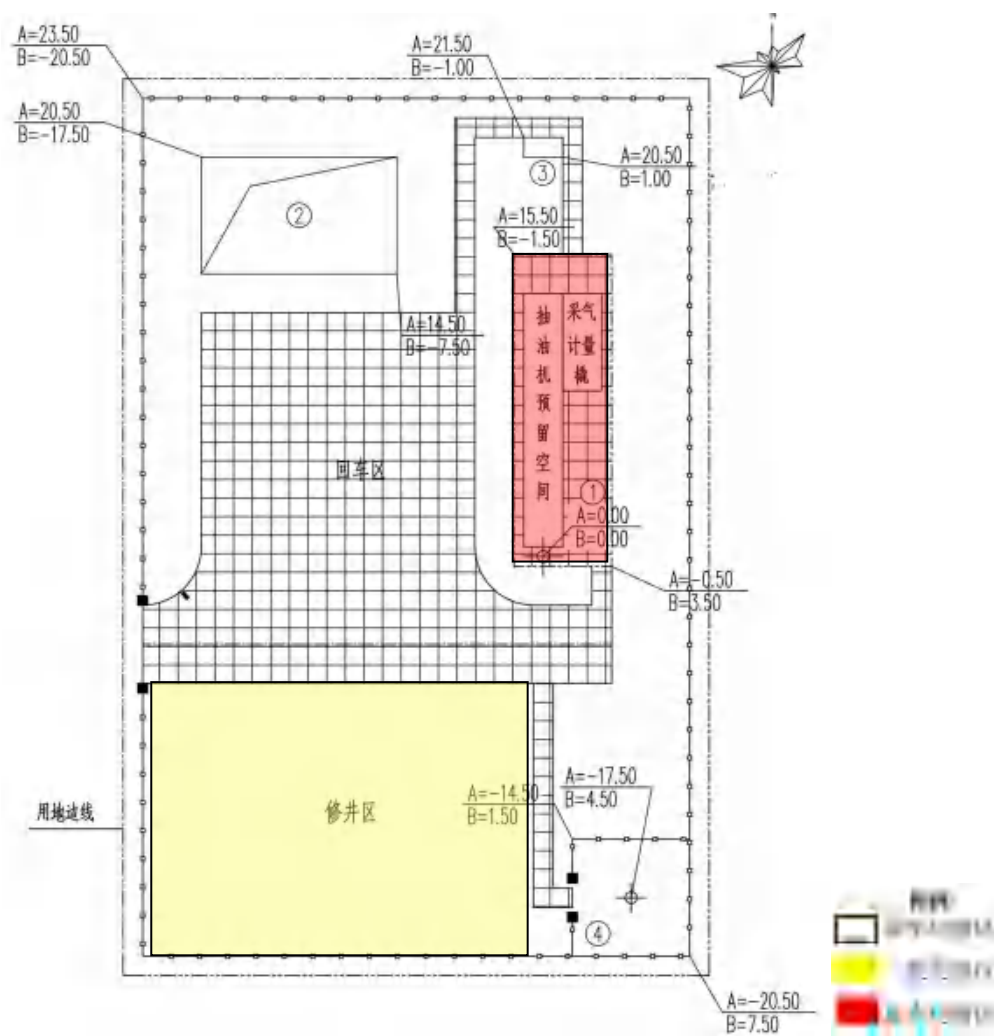


图 6.2-1 井场防渗分区图（一井式）

（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 $1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ 。

（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：危险废物贮存库、标准化井场防渗排采池。

①危险废物贮存库：采用双衬层防渗结构，等效黏土防渗层 $Mb \geq 6\text{m}$ ， $K \leq 1 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ 或 2mm 厚高密度聚乙烯，或至少 2mm 厚的其它人工材料，渗透系数 $\leq 10^{-10} \text{cm/s}$ 。

②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/m² 长丝无纺土工布+2mmHDPE 膜+600g/m² 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

为了掌握本工程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，对本工程所在地周围的地下水水质进行定期监测，以便及时准确的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》（HJ 610-2016）、《地下水环境监测技术规范》（HJ 164-2020）、《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 6.2-4 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	N: 44 ° 3'36.99"; E: 88 ° 27'49.75"东	下游	ZK1



图 6.2-2 地下水跟踪监测点位示意图

同时根据项目特点，建议在井场钻井阶段设立地下水观测点，作为井场运营期的地下水长观井。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。

(2) 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、NH3-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。

(3) 监测频率

本项目地下水环境跟踪监测频次为每年2 次。

(4) 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。

(5) 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。

(6) 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。

(7) 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，将池内废水送至事故应急池暂存，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场，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

本项目固体废物主要为废机油、废机油桶，非分离器滤芯，均属于危险废物，产生及处置情况见表 6.2-5。本项目生产过程中产生的危险废物均可得到妥善处置。因此在落实各项危险废物防治措施的基础上，本项目危险废物不会对环境产生影响。

表 6.2-5 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	1.62	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、分区暂存在井场危废贮存库内。 处置：委托有资质单位处置。
2	废机油桶	HW08	900-249-08	1.18	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 固废暂存要求

本项目实施后，根据固废的不同性质，提出如下管理和处置对策措施：

（1）按照固体废物的性质进行分类收集和暂存

固废贮存必须有固定的场地，必须设置规范的固废堆场或固废仓库。固废堆场或仓库分一般固体和危险固废堆场，均必须能够防雨、防风和防渗漏。

根据《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)、《危险废物污染防治技术政策》（环发〔2001〕199号）、《危险废物贮存污染控制标准》(GB18597-2023)等文件内容，环评提出相关贮存技术要求：

①危险固废和一般固废必须分类暂存，危险废物贮存库应由建筑资质的单位进行建设，要求防雨、防渗和防漏，以免因地面沉降对地下水造成污染。

②危废贮存库应建在易燃易爆等危险品仓库、高压输电线路防护区域以外。不相容的危险废物不能存放在一起。本项目根据不同危废暂存进行了区域划分，且均在易燃易爆等危险品仓库、高压输电线路防护区域以外。

③本项目所有危险废物都必须储存于容器中，液体全部桶装且容器加盖密闭，固

体全部袋装，存放地面必须硬化且可收集地面冲洗水。

④危废贮存库必须有耐腐蚀的硬化地面，且表面无裂隙；贮存库及设施地面与裙脚要用坚固、防渗的材料建造，且必须与危险废物相容；贮存库及设施应设计堵截泄漏的裙脚，地面与裙脚所围建的容积不低于堵截最大容器的最大储量或总储量的五分之一；贮存库及设施内要有安全照明设施和观察窗口；基础必须防渗，防渗层为至少1m厚黏土层（渗透系数 $\leq 10^{-7}$ cm/s），或2mm厚高密度聚乙烯，或至少2mm厚的其它人工材料，渗透系数 $\leq 10^{-10}$ cm/s。

⑤危废贮存库内四周设置导流沟，并设置应急池。

⑥危废贮存库及设施都必须按《环境保护图形标志固体废物贮存（处置）场》（GB15562.2-1995）的规定设置警示标志。危废贮存库及设施周围应设置防护设施。

⑦危废贮存库及设施应配备通讯设备、照明设施、安全防护服装及工具，并设有应急防护设施。危废贮存库及设施内清理出来的泄漏物，一律按危险废物处理。

（2）危险废物管理

国家对危险废物的处理采取严格的管理制度，危险废物转移均应遵从《危险废物转移联单管理办法》及其他有关规定的要求，以便管理部门对危险废物的流向进行有效控制，防止在转移过程中将危险废物排放至环境中。

①加强危险固废暂存场所的管理，规范厂内暂存措施，标识标记齐全。

②设立固废管理台账，规范危险废物情况的记录。危险废物产生和贮存均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、来源、数量、特性和包装容器的类别、入库日期、存放库位、废物出库日期及接收单位名称。危险废物的记录和货单应保留三年。

③制定和落实危险废物管理计划，执行危险废物申报登记制度。及时向当地生态环境部门申报危险废物种类、产生量、流向、处置等资料，办理申报登记手续。

④严格执行危险废物交换转移审批制度。所有危险废物交换转移向生态环境部门提出申请，经生态环境部门预审后报上级生态环境部门批准。危险废物转移前到当地生态环境部门领取五联单。绝不擅自向无危险废物经营许可证单位转移。

⑤必须定期对所贮存的危险废物包装容器及暂存设施进行检查，发现破损应及时采取措施清理更换。

（3）危险固废的运输要求

本项目危险固废运输方式为汽车运输，危险废物运输应由具有从事危险废物运输

经营许可证的运输单位完成。

①运输危险废物的车辆必须严格交通、消防、治安等法规并控制车速，保持与前车的距离，严禁违章超车，确保行车安全；装载危废的车辆不得在居民集聚区、行人稠密地段、风景游览区停车；

②运输危险废物必须配备随车人员在途中经常检查，不得搭乘无关人员，车上人员严禁吸烟；

③根据车上废物性质，采取遮阳、控温、防火、防爆、防震、防水、防冻措施；

④危险废物随车人员不得擅自改变作业计划，严禁擅自拼装、超载。危险废物运输应优先安排；

⑤危险废物装卸作业必须严格遵守操作规程，轻装、轻卸，严禁摔碰、撞击、重压、倒置。

6.2.5.3 固废处置其他要求

本项目固废应做妥善处置，在此提出如下几项措施：

（1）根据环发〔2001〕199号《危险废物污染防治技术政策》，国家技术政策的总原则是危险废物的减量化、资源化和无害化。即首先通过清洁生产减少废弃物的产生，在无法减量化的情况下优先进行废物资源化利用，最终对不可利用的废物进行无害化处置。建议控制源头污染、减少产生量。

（2）企业应将本项目固废列入固废管理台账，并完善厂内危险废物管理制度，要求在危废产生点、危险贮存库和安环处分别设置台账，详细记录危废的产生种类、数量等；固废管理台账应向当地生态环境部门申报固体废弃物的类型、处理处置方法，如果外售或转移给其他企业，应严格履行国家与地方政府生态环境部门关于危险废物转移的规定，填写危险废物转移单，并报当地生态环境部门备案，落实追踪制度，严防二次污染，杜绝随意买卖。

本项目固废处置时，尽可能采用减量化、资源化利用措施。各固废在外运处置前，须在厂内安全暂存，确保固废不产生二次污染。

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

施工期使用柴油发电机，加强管理，施工机械维护、设备安装产生的废机油及时

妥善收集、处置；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（C10-C40）。

(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）》。

6.2.7 运营期生态环境保护措施

(1) 在对管道的日常巡线检查过程中，应将管道上覆土壤中会对管道构成破坏的深根系植被及时清理，以确保管道的安全运行。

(2) 对临时占地区域恢复植被进行管理抚育工作。

(3) 加强各种防护工程的维护、保养与管理，保证防护工程的防护功能；加

强对道路和管道沿线生态环境的监测与评估，及时对发现滑坡、坍塌、泥石流等隐患点提前采取防治措施；加快对道路两侧的绿化，布设道路防护林，提高植被覆盖率，尽早恢复生态环境。

（4）加强宣传教育，提高集输管线沿线居民的环境保护意识，加强对绿化工程的管理与抚育，禁止在集输管线沿线附近取土，以避免造成集输管线破坏、导致污染事件。（GB36600-2018）筛选值中第二类用地要求。

6.3 服务期满后环境保护措施

6.3.1 生态恢复原则

（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）钻井服务期后根据立地条件按照因地制宜、景观协调的原则，依据原有的土地利用及植被分布情况，采取“宜树则树、宜草则草、宜耕则耕”的原则，对生态环境进行恢复和重建。

（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、有效的利用。

（1）临时堆土防护

施工时剥离的表土，首先进行临时防护，以使不产生水土流失。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

对处于山谷坡地区的井场、输气管线等的开挖边坡需进行防护，以保护井场用地的稳定。

6.3.2.2 生物和化学措施

植被恢复为本项目主要土地复垦措施，通过合理安排施工，确保恢复土地原有功能。根据因地制宜确定复垦土地的目标和方向；适地适草，以地带性植被、乡土树种为主、灌草结合，丰富生物多样性，构建立体生态防护体系的原则，对项目区进行植被恢复。要保证 1 年后植物覆盖率保持在 90% 以上，2 年后植物成活率 85% 以上，且生态系统稳定性强，能自我更新，最终达到自然景观和人文景观协调，环境优美、宜人的目标。

（1）植物防治措施

优选植物品种：煤层气开发项目建设初期，施工临时占地对原地表遭到较大损毁，在项目区半干旱生态脆弱条件下依靠自然恢复较困难，且周期长，要加快恢复植被与土地生产能力，首先筛选先锋植物，广泛进行适宜的植被品种资源调查，选择可行性好的品种，在实验室进行抗逆性能筛选，选出的植物品种应有较强的固氮能力、根系发达、生产快、产量高、适应性强、抗逆性好、耐贫瘠等。

在选择乔、灌、草的种属时，应尽量选取耐旱、耐瘠薄、抗病虫害性能强、易于成活的品种，尽量兼顾经济、环境、社会综合效益。优选已被实践证明的，易养、易管、易活的种属，通过先锋植物的引入改善矿区复垦地植物的生存环境，为适生植物和目的树种的生长，人工耕作和重建生态提供条件。

剥离表土植物防护措施：为防止表土沙化，破坏表土土壤质量，对临时堆放的表土进行防护。设计在堆体裸露表面撒播草籽进行防护。

原有植被区域或空地植物恢复：为防止表土和施工空地沙化或产生水土流失，破坏表土土壤质量，对原有处于林地和灌草地类的管线和井场的 ([空地进行植被恢复。实施植物措施的原则是基本按原地类恢复植被。如果原地类为灌木林地或其他林地，表土保存较好，周围有丰富的种子库，则恢复为林地或灌木林地。如果原地类损

毁严重，表土不丰富，则最终恢复为草地。

种植技术：直接播种生命力强，根系扎入土层较深，地下部根系的伸长经常高于地上部的生长量。直播的林木易发生自然淘汰，天然地进行林分密度调节，形成抵御自然灾害能力强的株形，因此这类植物具有较大的抗逆性。可以考虑在某些情况下如复垦费用较少等，逐渐以直播来代替移栽。在项目区复垦地上种植的各种牧草和绝大多数药用植物与农作物都是用直播法来繁殖的。

移栽的苗木较大，植株生长起来封陇地面快，对于能固氮的植物和有菌根菌的植物，移栽时可把苗圃地内的有益菌带到新垦地内，促使植株健壮生长。可适当发展自己的苗圃，既可节省资金，又可提高移栽成活率，用不完的苗木还可出售。

本项目复垦采用外购苗木，购置的苗木不能堆放，要迅速架植起来，随栽随挖取，栽植时幼苗根部蘸泥浆以减少根部在干燥空气中的暴露时间，增加根部土壤含水量。栽植时一定要除去树苗地周围快速生长的杂草，以免与树木争夺水分。

（2）化学改良措施

主要采取的化学措施是结合当地土壤特点，对于煤层气开采损毁的土地通过土壤培肥，恢复土壤肥力与生产力的活动，项目区大部分被砂质壤土所覆盖，但养分非常贫瘠，有机质和营养元素含量较低，因此需要针对土壤的不良性状和障碍因素，采取相应的化学措施，改善土壤性状，提高土壤肥力，增加土地生产力。改良措施主要有种植豆科绿肥或施农家肥，当土壤过砂或过粘时，可采用砂黏互掺的办法。本项目主要是增施农家肥和覆盖有机质丰富的表土，从而达到改良土壤的目的。

6.3.2.3 管护措施

植被措施的后期养护是生态复垦成败的关键，主要包括浇水养护、防除有害草种与培土补植。

（1）浇水养护

分前、中、后期水分管理，前期浇水养护为 60 天，播后第一次浇透水，以后根据天气情况，保持土壤湿润，中期依靠自然降水。后期喷水频率和水量以使土壤保持湿润为宜。

（2）病虫害防治

病虫害防治是林草管理中的一项重要的工作，在林草生长季节尤为重要。主要采取药物防治，根据不同的草种在不同的生长期，根据病虫害种类的生长发育期选用不同的药物，使用不同的浓度和不同的使用方法。当杂草种子高出主草丛时，采用人工

拔除。

（3）培土补植

对坡度大、土壤易受冲刷的坡面，暴雨后要认真检查，尽量恢复原来平整的坡面，培土后要压实以保证根系与土壤紧密结合。由于干旱、雨水冲刷等客观原因，导致部分植物死亡，应及时补植。补播的牧草要求质量与周围正常生长的牧草一致，以保证绿化的整齐性。

（4）管护期

复垦后的植被管护是关键，尤其在复垦后的前三年，因此本方案确定管护期为3年。

6.3.2.4 监测措施

土地复垦工程是在保证其拟损毁土地的安全稳定的前提下开展，因此其监测的主要内容包括林草用地的植被恢复效果监测等指标监测。

为监控项目土地复垦工程实施后的生态效果，有必要复垦后的林草用地进行植被监测（林草地的中度与重度破坏区）。植被监测主要对成活率和覆盖率进行监测，监测时间选在植物生长的旺季进行，根据当地实际情况，一般选择在夏季进行。每年监测一次，直至管护期结束。

植被监测包括植被长势、植被盖度以及入侵植物种类调查。

在调查基础之上进行生态系统后评价，后评价内容包括土壤生态系统健康评价以及植物多样性评价。调查与评价过程由具有相关技术的单位配合进行。

第七章 环境经济损益分析

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所有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 122763 万元。项目年均销售收入 11078.13 万元，年均销售税金及附加 87.66 万元，年均增值税 1095.74 万元。

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 、 NO_x 、烟尘和 CO_2 排放量逐年增加，大气环境不断恶化，已制约到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%， NO_x 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 2600m³ 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)	NO _x (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

从表中可以看到，煤层气燃烧排放的 NO_x 为燃煤的 22.8%，烟尘排放为燃煤的 2.2%，不产生 SO₂，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，估算年减排氮氧化物 7073t/a，二氧化硫 19993t/a，烟尘 4479t/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) 减少由于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

本工程在建设过程中，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它生态问题，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 122763 万元，其中环境保护投资 2260 万元，占总投资的

1.84%。项目环境保护投资概算见表 7.3-2。

新疆阜康市白杨河区域煤矿瓦斯治理二期项目

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。 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。 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。	保护水环境 300
	3	钻井固废	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。	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	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。	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	在标准化井场设置危险废物贮存点，危险废物贮存库存放高密度聚乙烯塑料桶收集废油，并委托有危险废物处理资质单位处置。	合理处置 70
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	600
合计					2260

第八章 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。环境管理的核心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，协调与地方环保职能部门和其它有关部门的工作，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

本工程在日常生产管理中，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 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.认真贯彻执行国家的各项环境保护方针、政策和法规，结合 ISO14001 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和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。

8.1.4 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。

8.1.5 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科林思德新能源有限责任公司环境管理机构进行统一管理，并确定分管领导。在管理机构中要有一名主要负责人抓环保工作，组织开展日常环境管理和检查工作，并保持同本部门和上级生态环境主管部门的联系，及时汇报情况，对出现的环境问题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，负责组织突发事件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，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，并报当地生态环境管理部门备案。

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。

8.1.6 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

根据《新疆维吾尔自治区排污许可证管理暂行办法》要求，排污单位应当依法持有排污许可证，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（实行）》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，图形符合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。

表 8.1-4 排污口图形标志示例

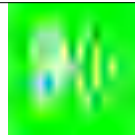
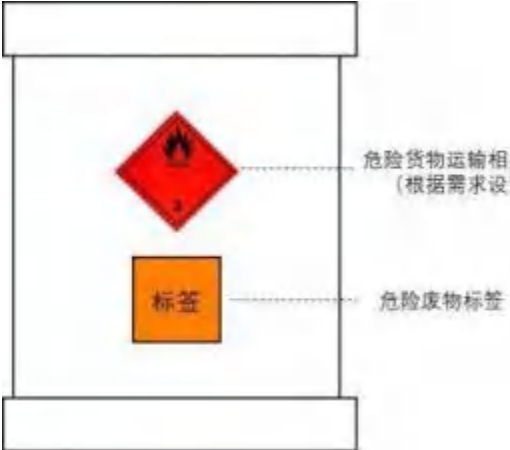
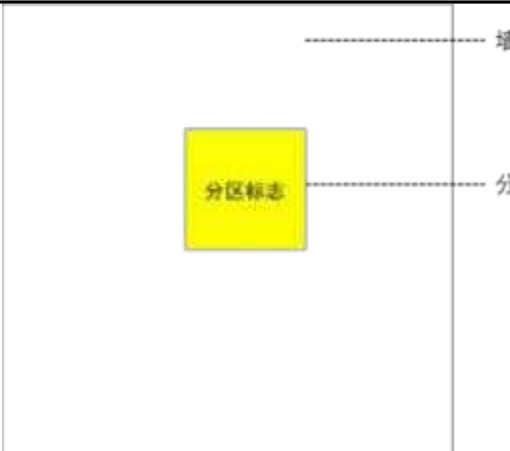
排放口	废水排口	废气排口	固废	噪声源	危险废物
图形符号					
背景颜色	绿色				黄色
图形颜色	白色				黑色

表 8.1-5 危险废物识别标志设置示意

 危险废物标签设置示意图	 危险废物柱式标志牌设置示意图
 附着式危险废物贮存分区标志设置示意图	 柱式危险废物贮存分区标志设置示意图
 附着式危险废物设施标志设置示意图	 柱式危险废物设施标志设置示意图
 危险废物标签样式示意图	 危险废物贮存分区标志样式示意图

 危险废物 贮存设施 单位名称: _____ 设施名称: _____ 负责人联系电话: _____ 危险废物	 危险废物 利用设施 单位名称: _____ 设施名称: _____ 负责人联系电话: _____ 危险废物
贮存设施标志	利用设施标志
 危险废物 处置设施 单位名称: _____ 设施名称: _____ 负责人联系电话: _____ 危险废物	 危险废物 贮存设施 单位名称: _____ 设施名称: _____ 负责人联系电话: _____
处置设施标志	利用设施标志
 危险废物 处置设施 单位名称: _____ 设施名称: _____ 负责人联系电话: _____	
处置设施标志	

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、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，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	
	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定期在施工厂界监测施工噪声 ②选用低噪声、效率高的机械设备	施工厂界噪声符合《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）	新疆维吾尔自治区生态环境厅 昌吉州生态环境局 阜康市生态环境分局
水环境	施工场地	钻井废水、压裂返排液循环使用，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。生活污水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。	施工废水实现零排放	
固废处置	施工期 固废	施工期产生的建筑垃圾、临时土方、钻井泥浆岩屑、生活垃圾合理处理	施工废弃物全部合理处置	
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、场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为了掌握本工程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《环境影响评价技术导则大气环境》(HJ2.2-2018)，污染源自行监测计划按照《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（暂

行)》(GB21522-2008)等规范进行。本工程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	名称	监测指标	监测频次	执行标准
无组织废气	井场边界	NMHC	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	企业边界	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
煤层气	标准化井场	安装污染物排放自动监控系统, 并与生态环境部门的监控中心联网	自动监测	《煤层气(煤矿瓦斯)排放标准(暂行)》(GB21522-2008)

8.3.6 环境质量监测计划

本项目建设后, 潜在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

类型	监测对象	监测项目	监测频率
地下水	下游监测井	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	井场表层样	镉、汞、砷、铅、铬(六价)、铜、镍、石油烃(C ₁₀ ~C ₄₀)、氟化物;	每 5 年 1 次

表 8.3-3 生态环境跟踪监测计划

监测时段	监测对象	监测点位	监测因子	监测方法	监测频次
施工期	植物	临时占地及永久占地	植被类型、面积、覆盖度及变化情况	遥感数据和地面核查	施工期监测 1 次(6-9 月植物生长茂盛期)
运营期	植物	永久占地	植被类型、面积、覆盖度及变化情况	遥感数据和地面核查	运行期每 2 年进行 1 次(6-9 月植物生长茂盛期)
服务期满	植物	临时占地及永久占地	植被类型、面积、覆盖度及变化情况。生态保护措施有效性及生态修复效果	遥感数据和地面核查	服务期满监测 1 次(6-9 月植物生长茂盛期)

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图 8.4- 1。

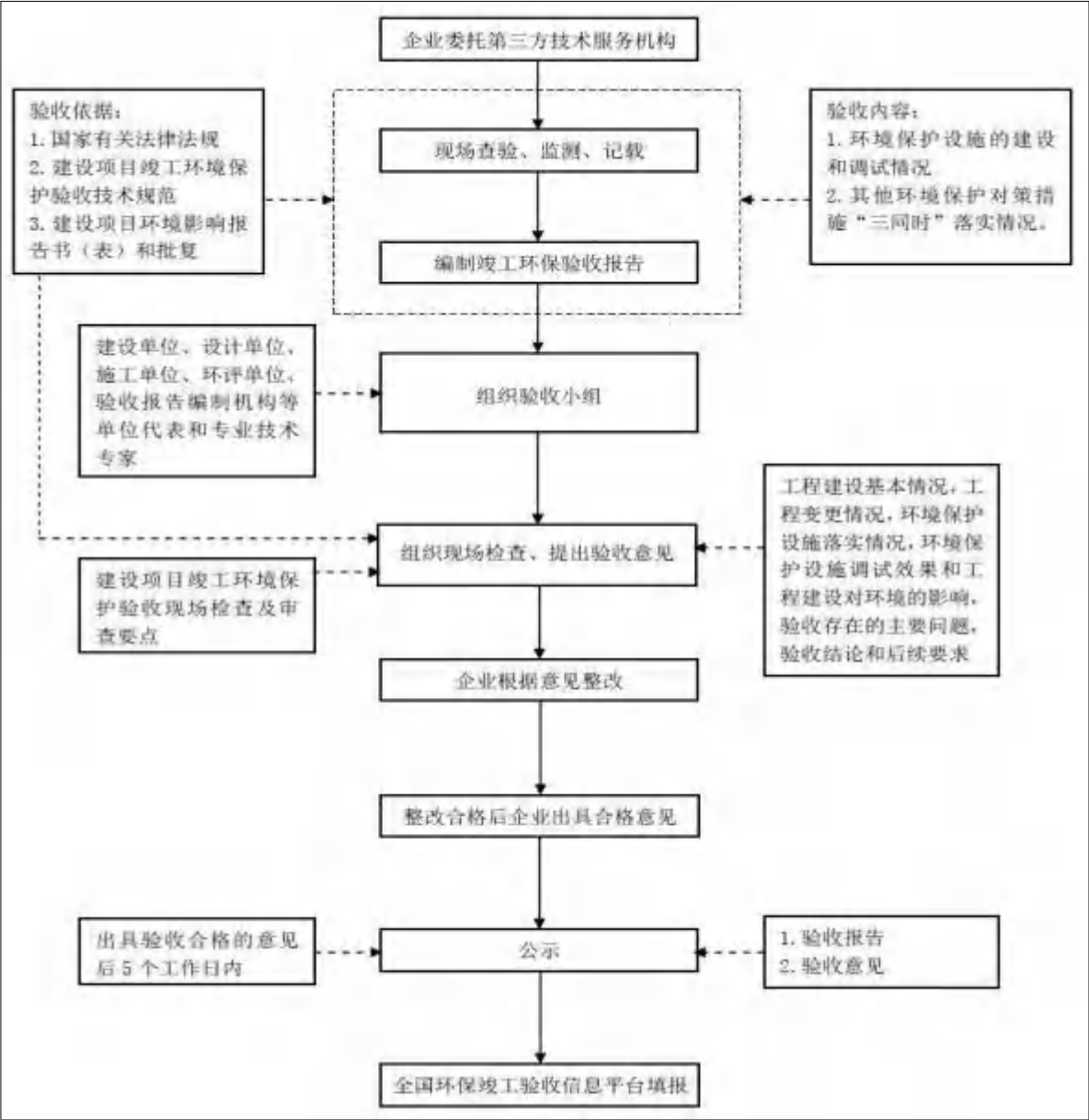


图 8.4- 1 企业自主验收流程示意图

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- 1。

新疆阜康市白杨河区域煤矿瓦斯治理二期项目

表 8.4-1 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	压裂现场配置2000m³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	《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）
	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。	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）

新疆阜康市白杨河区域煤矿瓦斯治理二期项目

		废振动筛	由施工单位更换清洗后收集，交由废旧物资回收单位回收处置。	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）
		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。	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（暂行）》（GB21522-2008）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 $\leq 4.0\text{mg/m}^3$	《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 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。	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	密闭容器，分类、分区暂存在井场危废贮存库内，委托有资质单位处置。	妥善处置	《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）
	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件的不利影响	-
	环境	废气、废水、土壤、	按照监测计划，委托有资质单位开展检测	污染源达标排放	-
类别	项目	污染源	环保措施	效果	验收标准

新疆阜康市白杨河区域煤矿瓦斯治理二期项目

退役期	监测	地下水、生态			
		煤层气	安装污染物排放自动监控系统,并与生态环境部门的监控中心联网	自动监测	《煤层气（煤矿瓦斯）排放标准（暂行）》（GB21522-2008）
	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	-

第九章 环境影响评价结论

9.1 项目概况

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。项目区范围为东经 $88^{\circ}21'59''\sim 88^{\circ}30'58''$ 、北纬 $44^{\circ}01'38''\sim 44^{\circ}04'03''$ ；项目区中心地理坐标为东经 $88^{\circ}27'11.370''$ ，北纬 $44^{\circ}2'34.307''$ 。

建设性质：新建；

项目投资：本项目总投资 122763 万元，其中环境保护投资 2260 万元，占总投资的 1.84%；

占地面积：本项目工作区范围约 32.6km^2 ，项目占地面积约 50.3811hm^2 ，其中永久占地面积约 27.2066hm^2 ；临时占地 23.1745hm^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，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 政策、规划符合性

根据《产业结构调整指导目录（2024 年本）》，本工程属于鼓励类项目中的七、石油、天然气“2.油气管网建设：原油、天然气、液化天然气、成品油的储存和管道输送设施、网络和液化天然气加注设施建设、技术装备开发与应用”类项目范围，符合国家产业政策要求。

本工程路由与当地自然资源部门进行了充分沟通，管道路由已与管道沿线各部门商定，因此本管道工程与当地规划相符。

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} 、 $\text{PM}_{2.5}$ 年均质量浓度不能够满足标准要求，项目区属于不达标区，根据补充现状监测结果，根据监测结果，环境空气现状补充监测因子 TSP 符合《环境空气质量标准》

(GB3095-2012) 二级标准; NMHC 符合《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996) 详解取值。

9.3.2 水环境

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/T 14848-2017) 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》(GB3096-2008) 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, 项目所在区域土壤环境满足《土壤环境质量建设用土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018) 中第二类用地筛选值。

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”。

项目区位于吉木萨尔县, 根据《新疆生态环境功能区划》(2005 年本), 线路属于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含: 水浇地、林地、草地、住宅用地、公路用地、坑塘水面、林地、其他草地等。

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、刺叶锦鸡儿、博洛塔绢蒿。

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

本项目施工扬尘在大风天气采取必要的防治措施, 如裸露土石方上覆篷布、施工道路洒水或在大风天气停止施工, 消除施工扬尘对区域环境空气的影响; 施工期柴油发电机排气烟度满足《非道路移动柴油机械排气烟度限值及测量方法》中相关要求, 其余污染物需满足《非道路移动机械用柴油机排气污染物排放限值

及测量方法（中国 第三、四阶段）》（GB20891-2014）中第四阶段排放限值要求，大气污染较小。

9.4.1.2 运营期

本项目运营期大气污染源主要为煤层气集输过程中无组织泄漏烃类气体及排采初期、检修、事故情况下事故气体燃烧火炬排放的煤层气。本项目评价范围内均无学校、医院、居民点等环境敏感目标。在采取有效的环保措施后，预测结果显示，本项目排放的污染物对环境空气环境质量影响较小。

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

运营期井场运行产生的采出水由标准化井场设置 50m³ 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。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。

项目运营期，正常状况下，本项目产生的井场采出水经各井场 50m³ 防渗排采池收集后，送污水处理厂和处置，均不外排，不会对地下水水质产生影响。

非正常状况下，标准化井场防渗排采池如果发生破损连续渗漏非正常状况下，泄漏发生后 100d、1000d、3000d 时，污染因子硫酸盐、钠、氨氮、氯化物预测超标最远距离为 0m。

综上通过以上分析可得出，在污染物短时泄漏的工况下，地下水的污染范围较小，由于本项目下游无敏感保护目标，只要及时做好防渗工作，可有效预防地下水污染，同时按计划进行地下水监测，事故发生时，针对周边小范围内含水层污染及时采取措施清除，不会造成大范围的地下水环境污染事件。在该项目采取有效防渗措施，同时严格监控跟踪监测井，对防渗排采池每年定期检修的情况下，不会对周边地下水造成明显影响。在严格执行“源头控制、分区防控、污染监控、应急响应、跟踪监测”地下水污染防治措施后，地下水环境影响

可接受。

9.4.3 声环境影响

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》(GB12348-2008)3 类标准要求。

9.4.4 固体废物

项目所有固体废物均得到妥善处置和综合利用，不直接排入外环境，不会对周边环境产生不良影响。

9.5 公众参与

按照《环境影响评价公众参与暂行办法》要求，建设单位进行了三次网络信息公示、两次报纸公示及张贴公示，向公众公示了项目概况、环境影响、环保措施及初步评价结论等方面的信息，公示期间未收到公众对本项目的信息反馈意见。

9.6 总体结论

该项目符合国家产业政策、行业及当地发展规划、环境功能区划的要求；在认真落实环境影响报告中提出的生态保护、污染防治措施后，污染物可做到达标排放，生态和环境影响在可接受范围；被调查的公众无反对意见；环境风险在可控范围，项目选址可行。因此，从环境保护角度考虑，本项目建设是可行的。

9.7 建议

本报告中提出如下建议：

- (1) 建设单位应制定生态保护和恢复治理方案；
- (2) 建设单位应当加强对作业区域地质环境的动态监测，采取相应措施防止发生地面沉降、塌陷、开裂等地质灾害；
- (3) 建设单位应当在气井关闭前，向县级以上生态环境主管部门提交生态恢复报告并提请验收；
- (4) 建设单位应当制定突发环境事件应急预案，报生态环境主管部门和有关部门备案。