

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

（拟报批稿）

建设单位：新疆科林思德新能源有限责任公司

评价单位：乌鲁木齐恒达蓝天环保科技有限公司

编制日期：二〇二四年十二月

目 录

1. 概述	1
1.1. 项目背景	1
1.2. 环评工作过程	1
1.3. 分析判定相关情况	4
1.4. 关注的主要环境问题及环境影响	60
1.5. 环境影响报告书主要结论	60
2. 总则	61
2.1. 评价总体构思	61
2.2. 编制依据	62
2.3. 环境影响因素识别及评价因子	68
2.4. 环境功能区划及评价标准	71
2.5. 评价工作等级和评价范围	78
2.6. 环境敏感点及环境保护目标	94
3. 建设项目工程分析	96
3.1. 项目区内煤炭及煤层气勘探开发概况	96
3.2. 建设项目概况	119
3.3. 工程分析	129
3.4. 环境影响因素分析	179
3.5. 污染源汇总	223
3.6. 污染物总量控制	223
3.7. 清洁生产	224
4. 环境现状调查与评价	235
4.1. 自然环境现状调查与评价	235
4.2. 环境质量现状调查与评价	283
5. 环境影响预测与评价	317
5.1. 施工期环境影响预测与评价	317
5.2. 运营期环境影响分析	334

5.3. 环境风险评价	381
5.4. 水土保持	410
5.5. 碳排放环境影响分析	411
6. 环境保护措施及其可行性论证	424
6.1. 施工期环境保护措施可行性分析	424
6.2. 运营期环境保护措施及可行性分析	432
6.3. 服务期满后环境保护措施	448
7. 环境影响经济损益分析	449
7.1. 经济效益	449
7.2. 社会效益分析	449
7.3. 环境损益分析	450
8. 环境管理与监测计划	454
8.1. 环境管理	454
8.2. 环境监理	466
8.3. 环境监测计划	469
8.4. 竣工验收管理	472
9. 结论与建议	476
9.1. 结论	476
9.2. 建议	479

1.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。

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。

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在阜康矿区进行新疆科林思德新能源有限责任公司阜康区块煤层气开发项目。于2024年4月15日取得国家能源局《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》（项目代码：2404-000000-60-01-163516）。

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主要建设内容为新建采气场105座、采气井469口，集输管网及配套辅助设施，建设期为2024年至2030年，项目建设内容多，煤层气开采区块广，开发周期长，因此建设单位决定分期开展建设。

本次针对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中一、二、四、九区块及阜康天然气处理站开展环境影响评价工作，其余建设内容不在本次评价范围内。

1.2.环评工作过程

（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乌鲁木齐恒达蓝天环保科技有限公司承担“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）”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境影响评价技术导则、规范的要求，开展本项目的环境影响报告编制工作。对本项目进行初步工程分析，同时开展初步的环境状况调查。识别本项目的环境影响因素，筛选主要的环境影响评价因子，明确评价重点和环境保护目标，确定环境影响评价的范围、评价工作等级和评价标准，最后制定工作方案。

（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。

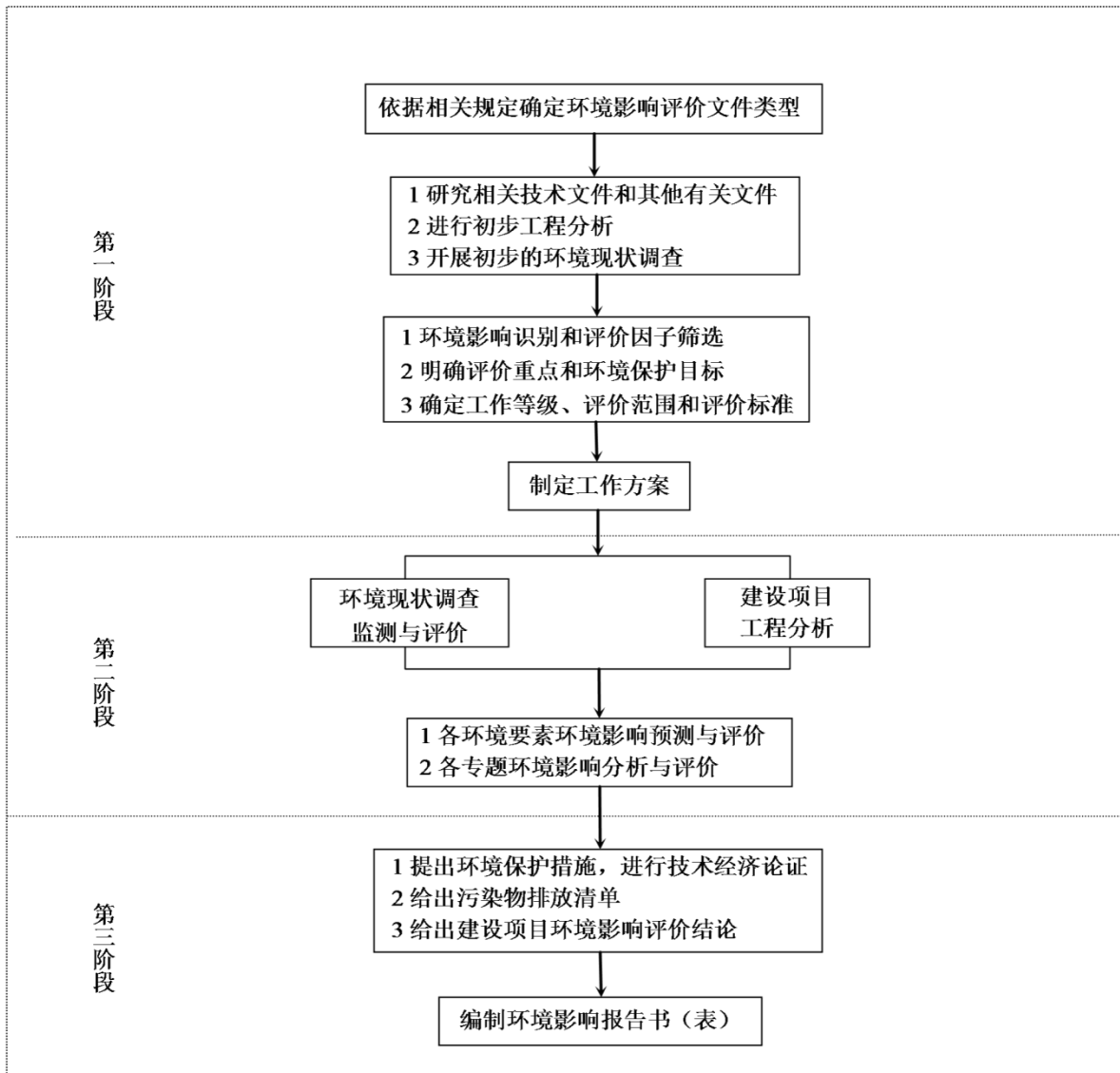


图 1.2-1 建设项目环境影响评价工作程序图

1.3.分析判定相关情况

1.3.1. 产业政策符合性分析

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）》，本项目为煤层气开发项目，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，为煤层气开发利用项目，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 项目类别	报告书	报告表	登记表	本栏目环境敏感区含义
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

本项目设计年开采煤层气（瓦斯气）***万 m³；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。

综上分析，本项目为年生产能力大于 1 亿 m³ 的煤层气开采；涉及环境敏感区，综合判定本项目需编制环境影响报告书。

对照《新疆维吾尔自治区建设项目环境影响评价文件分级审批目录（2023 年本）》（表 1.3-2）及《自治区生态环境厅审批环境影响评价文件建设项目目录（2024 年本）（征求意见稿）》中四、资源开发：14.石油和天然气开采业：新区块开发；页岩油开发；年生产能力 1 亿立方米及以上煤层气开采；涉及环境敏感区的。（环境敏感区指《建设项目环境影响评价分类管理名录（2021 年版）》第三条（一）中全部区域；（二）中除（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，重要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地、索饵场、越冬场和洄游通道，天然渔场；（三）中全部区域）。

本项目属于年生产能力 1 亿立方米及以上煤层气开采，涉及敏感区为昌吉回族自治州水土流失重点治理区，分析本项目审批权限为新疆维吾尔自治区生态环境厅。

表 1.3-2 《新疆维吾尔自治区建设项目环境影响评价文件分级审批目录（2023 年本）》中对应类别一览表

序号	项目类别	自治区生态环境厅审批权限（24 大类 48 项）	地州市生态环境局审批权限(54 大类 140 项)
五		石油和天然气开采业 07	
7	陆地天然气开采 0721	新区块开发；年生产能力 1 亿立方米及以上煤层气开采；涉及环境敏感区的（含内部集输管线建设）。环境敏感区指本目录第十条（一）中的全部区域；（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；（三）中的全部区域	其他（含涉及水土流失重点预防区和重点治理区、沙化土地封禁保护区两类环境敏感区的（含内部集输管线建设））

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（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。”

本项目为煤层气开发项目，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，为规模化煤层气开发项目，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。”

本项目为煤层气开发项目，为非常规煤层气资源开发利用，建成投产后开采煤层气***万 m³/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。”本项目为煤层气开发项目，建成投产后开采煤层气***万 m³/年，项目投产可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。”

本项目属于阜康矿区煤层气开发项目，区块内现有煤矿已停产，并签订煤层气开采协议。项目一、二区块煤层气集输至三区集气增压站增压，通过集气干线输送至科林思德 CNG 站处理后外售；四区块煤层气集输至四区集气增压站增压，通过集气干线输送至科林思德 CNG 站处理后外售；九区块煤层气集输至九区集气增压站增压，通过集气干线输送至阜康天然气处理站进一步处理，末端输送至晋源接收站外售。

本项目符合《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。

本项目为阜康矿区煤层气开发项目，建成投产后开采煤层气***万 m³/年，采气选址位于淮南煤田阜康矿区内一、二、四、九区块及八区块北侧，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 总体布局	（一）勘查开发保护区域布局 ——环准噶尔能源矿产勘查开发区。重点加强准噶尔南缘、准东冲断带等地区石油、天然气勘查，提供 3—5 个油气远景区，圈定 8—10 个油气区块；加快玛湖、吉木萨尔、准噶尔盆地南缘等大型油气田建设，促进增储上产，支撑克拉玛依、吉木萨尔油气能源资源基地建设。开展准噶尔南缘页岩气、油砂、油页岩等非常规能源勘查，加强非常规能源开发利用，提供勘查开发区 3-4 处。有序开发准东、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。	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***万 m³/年，选址位于淮南煤田阜康矿区，项目建设投产后新增产能***万 m³。推动淮南区域煤层气资源的开发利用。本项目建设后煤层气进行综合利用，符合上述要求。	符合
六、矿产资源开发利用与保护	（一）开发利用与保护方向 加快推进非常规与清洁能源开发利用。积极推进煤层气、页岩气、地热（干热岩）等非常规与清洁能源勘查开发，提高清洁能源利用占比，初步形成非常规能源与常规能源协调发展的格局，推动碳达峰、碳中和目标的实现。加大	本项目为阜康矿区煤层气开发项目，项目的建设可推进区域煤层气产业化基地的建设。	符合

规划中		本项目情况	符合性
	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。		

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《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，为煤层气开发项目，属于煤层气产业化开发，建成投产后开采煤层气***万 m³/年，选址位于淮南煤田阜康矿区一、二、四、九区块，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，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。

1.3.2.9.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。

本项目为煤层气开发项目，建成投产后开采煤层气***万 m³/年，选址位于淮南煤田阜康矿区，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。

1.3.2.10.与《新疆维吾尔自治区昌吉回族自治州矿产资源总体规划（2021—2025 年）》符合性分析

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，为煤层气开发项目，建成投产后开采煤层气***万 m ³ /年，选址位于淮南煤田阜康矿区一、二、四、九区块，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。

1.3.2.11.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。”

本项目为煤层气开发项目，建成投产后开采煤层气***万 m³/年，选址位于淮南煤田阜康矿区一、二、四、九区块，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。

1.3.2.12.与《新疆维吾尔自治区阜康市矿产资源总体规划（2021-2025 年）》符合性分析

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 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一览表

规划中			本项目情况	符合性
二、指导思想、原则与目标	（三）规划目标	2、2025 年目标 积极推进自治区在阜康市安排的煤层气等油气资源勘查开发利用，促进煤炭产业化发展。积极申请自治区、昌吉州、市财政资金和引导社会资金加大页岩、天然石英砂等矿产资源的勘查工作，形成一批重要矿产资源勘查开发后备基地和战略接续区	本项目实施投产后，增加煤层气产量***万 m ³ ，年开采总量大于规划中 2025 年年开采总量目标。	符合
三、矿产资源勘查开发与保护布局	（二）矿产资源产业重点发展区域	按照市规划的“一核两带三区”的产业发展空间格局，统筹推进阜东阜康产业园、阜西阜康高新技术产业开发区产业发展。依托准东大型煤炭一体化基地建设，稳妥推进煤制油气战略基地建设。加快推进非常规与清洁能源的开发利用。加大准噶尔盆地南缘阜康-米东煤层气产业化基地建设支持力度。	本项目为煤层气开发项目，项目的建设投运推动准噶尔盆地南缘阜康-米东煤层气产业化基地建设	符合

综上分析，本项目符合《新疆维吾尔自治区阜康市矿产资源总体规划（2021-2025 年）》中规划目标、矿产资源勘查开发与保护布局等要求。

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建设的，在环境影响评价文件中应对其选址、建设方案、污染防治措施、生态保护措施及风险防范措施等做充分论证，并采取有效的保护措施，降低工程对环境敏感点的不利影响。	本项目建设内容均不在生态保护红线范围内。	符合
	4.1.3 非常规油气田建设应优化布局和工艺，减少占地、水资源消耗和油气损失，实现油气和废物的集中收集、处理处置。开采过程中应使用清洁的能源和原料，采用先进的工艺技术与设备，从源头削减污染，实现废弃物的减量化、资源化和无害化处理，减轻或者消除废弃物对环境的影响。	本项目已优化项目占地、水资源消耗；开采煤层气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；煤层气开采采用先进的工艺技术与设备，满足固体废物减量化、资源化和无害化的处理要求。	符合
	4.1.4 非常规油气开采作业过程中产生的钻井废水、采出水应优先循环利用。在不影响钻井液、压裂液性能指标的情况下，钻井液和压裂液的配置应优先使用回用水。无法回用的钻井废水和采出水经处理达到 SY/T5329、SY/T6596 的要求后，宜采用注入方式处置；如无适宜注入条件，应自行处理或拉运至满足环保要求的污水处理厂处理达标后，在合法的排放口排放。钻井废水、采出水的存储、处理、运输过程应做好防漏措施。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。	本项目煤层气开采作业过程中产生的钻井废水循环使用于钻井液；压裂废水循环使用于压裂液配置，钻井施工结束后钻井废水及压裂废水拉运至污水处理厂处理；采出水暂存于标准化井场 50m³ 防渗排采池暂存，拉运至污水处理厂处理，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	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	符合

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）

规划中	本项目情况	符合性
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。	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。	
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。	本项目煤层气开采过程中试气放喷释放的煤层气通过火炬燃烧排放，非正常工况下事故、检修过程中标准化井场、集气增压站排放煤层气通过放散管燃烧；阜康天然气处理站事故、检修过程中煤层气通过火炬燃烧排放。已提出运营期对标准化井场、集气管线、集气增压站进行维护保养，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；对无法避开居民点等环境敏感点的施工作业，应采取降噪设施、临时疏散、补偿或置换等措施。	本项目煤层气施工期均提出噪声削减及控制措施，项目声环境影响评价范围内无居民点等敏感点。	符合
4.1.8 非常规油气开采作业过程中所使用的发电机应采用清洁燃油，柴油发电机的尾气排放应满足 GB20891 的排放要求。	本项目施工过程中使用发电机采用合格柴油。	
4.1.9 非常规油气开采作业中所需的化学品应分类存储，危险化学品应存储于专用仓库，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。	本项目煤层气开采作业过程中生活污水经环保厕所收集后拉运至污水处理厂处理；生活垃圾收集后委托环卫部门清运处理。	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	本项目已按照《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-	符合

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）

规划中		本项目情况	符合性
	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。	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。	
	4.1.13 非常规油气开采应采取措施减少占地面积，减轻开发作业对地表生态环境的扰动，宜优先考虑采取丛式井、多分支井等定向钻井方式。	本项目采用丛式井、多分支井等定向钻井方式。	符合
	4.1.14 非常规油气开采施工过程中，应做好施工作业区域表层土壤的保护措施。表层土壤应单独存放，施工工程完成后宜按序回填覆盖，并及时开展土地整理及复垦工作或进行植被恢复，恢复场地排水系统。	本项目施工作业区域表层土壤单独存放，施工工程完成后宜按序回填覆盖，并及时开展土地整理及复垦工作或进行植被恢复。	符合
	4.1.15 在非常规油气开发施工作业区域外，不应有其他破坏影响周边植被、物种的施工活动。	本项目周边无其他施工活动。	符合
4.2 钻前 工程 作业	4.2.1 井场的布置应符合 SY/T5466 的规定。	本项目井场布置符合《钻前工程及井场布置技术要求》（SY/T 5466-2013）中相关要求。	符合
	4.2.2 钻前工程设计应根据当地气候条件进行雨污分流系统设计，集污区应采取防渗措施，排污沟的横截面积应根据当地雨季最大排量设计。年降雨量大于 500mm 的地区应在循环罐区、主要设备区、材料房等区域设置雨棚，雨棚边缘应超出下方围堰不小于 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^{-10}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）要求设置。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^{-10}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	符合

规划中		本项目情况	符合性
		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。	
	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。	本项目水基钻井液池、玻璃钢储水罐具备防雨、防渗功能，池(罐)内壁采取渗透系数不大于 10^{-7}cm/s 的防渗措施，防渗设计宜参照《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（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。	符合
	4.2.7 井场污水池、岩屑池、钻井液池(罐)、废液处理池等构筑物(设施)的有效容积应根据生产工艺、降水量及未预见污水量确定容积系数，容积系数应不小于 1.2。	本项目各池体有效容积满足污水量的容纳。	符合
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水基钻井液体系；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	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	符合

规划中		本项目情况	符合性
	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。	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。	
	4.3.6 油基钻井岩屑宜采用物理固液分离技术，按照 HJ607 的要求，对分离出的液相予以回用。分离出的固相和无法回用的液相宜采用萃取、热脱附等方式深度处理，回收的废矿物油应满足配制油基钻井液的技术要求。经深度处理后的岩屑宜采用水泥窑炉等协同处置资源化处理技术，达到 SY/T7301、GB30760 中要求的，可用于铺设通井路、铺垫井场等基础材料或免烧砖、烧结砖、混凝土掺和料资源化利用。	本项目采用水基钻井液，不涉及使用油基钻井液。	/
	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。	/
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，不使用含有列入《危险化学品名录》的物质。	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

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）

规划中		本项目情况	符合性
	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。	本项目集气增压站卧式过滤分离器产生的分离水通过集气增压站设 1 座 20m³ 密闭卧式钢制污水罐暂存，定期拉运至污水处理厂处理。	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、采出水送污水处理厂处理。	符合
4.6 地面 集输 工程 建设	4.6.1 非常规油气开发场站及集输工程建设应按照 GB50350、GB50349 和 NB/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。	本项目标准化井场、集输工程建设应按照《油田油气集输设计规范》（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，应采取措施防止液体滴落。	本项目已要求钢结构等喷涂作业剩余油漆等材料应妥善保存，避免渗漏；高处涂刷作业时，采取措施防止液体滴落。	符合
	4.6.8 现场进行γ、X 射线检测时，应按规定划定控制区，设置警告标志。现场设置临时贮存库的，应按要求办理环保手续，设置标识和警示说明，放射源出库、入库应实行登记管理。	本项目现场如进行γ、X 射线检测时，应按规定划定控制区，设置警告标志，现场不设置放射源临时贮存库。	符合
4.7 油气 生产 作业	4.7.1 非常规油气生产过程中经分离后的采出水，应进入采出水专用储存池或专用储罐。	本项目采出水通过标准化井场设置 50m³ 防渗排采池暂存，拉运至施工井场回用于钻井、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	本项目要求采出水注入以不对具	符合

规划中		本项目情况	符合性
	生影响为原则，从选址、选层、注入井设计、处理工艺、注入工艺、运行监管、环境影响等方面进行论证，注入层应在具有供水意义的含水层之下，至少存在一个隔离层，容积能够满足注液要求，并且在波及区内隔离层没有开放断层和断裂面，经评审批复后方可实施。	备供水意义的含水层产生影响为原则，从选址、选层、注入井设计、处理工艺、注入工艺、运行监管、环境影响等方面进行论证，注入层在具有供水意义的含水层之下，至少存在一个隔离层，容积能够满足注液要求，并且在波及区内隔离层没有开放断层和断裂面，经评审批复后方可实施。	
	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 煤层 气开 采	5.3.1 煤层气(煤矿瓦斯)排放严格执行 GB21522 的规定。	本项目煤层气排放执行《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，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	本项目选用输水管道符合《给水用聚乙烯（PE）管道系统（系列）》（GB/T 13663-2017）、	符合

规划中		本项目情况	符合性
	可采用钢骨架 HDPE 给水管，符合 GB/T 13663.2-2018 的规定；无压时宜选用 HDPE 排水管，应符合 CJ/T250 的规定。	《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 50m³ 防渗排采池，拉运至污水处理厂处理。	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	符合

规划中	本项目情况	符合性
	《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
4.1 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。	钻井液隔离煤层气井目的层与含水层、地表水的水力联系。	符合
4.3 在煤矿矿权范围内的煤层气废弃井处置宜保障煤矿安全开采，杜绝因地层流体通过井筒进入煤层导致的煤矿安全事故	本项目井位位于现有停产煤矿矿区范围内，要求建设单位对煤层气废弃井按照相应规范进行处置，杜绝因地层流体通过井筒进入煤层导致的煤矿安全事故。	符合
4.4 对煤层气废弃井处置后不再规划建设的井场进行地貌恢复，满足复垦复绿要求。	本项目要求退役期对标准化井场进行地貌恢复，进行复垦复绿。	符合
5 煤层气废弃井封堵作业		
5.1 设计：煤层气废弃井封堵处置前宜编制工程设计报告，所需数据及设计样式见附录 A。	本报告已要求建设单位在煤层气废弃井封堵处置前应按照《煤层气废弃井处置指南》（GB/T41025-2021）中要求编制《煤层气废弃井封堵处置工程设计报告》	符合
5.2 场地：作业场地宜满足封堵处置作业要求	报告中已提出作业场地宜满足封堵处置作业要求。	符合
5.3 井筒 5.3.1 煤层气废弃井处置作业前井口压力为 0MPa。 5.3.2 下桥塞前进行通井、刮削作业。	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	符合

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。	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。	
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。记录入井管柱的数量、规格和长度。 5.6.2.3 采用泵注法，下油管至套管变形遇阻处泵入水泥浆，注水泥至井口，候凝时间不少于 48h。 5.6.2.4 当井深超过 1200m 时，参照 5.6.1.4 执行。 5.6.3 采空区煤层气废弃井 5.6.3.1 起出生产管柱和排采设备，并做好记录。 5.6.3.2 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。 5.6.3.3 煤储层已采空或其他不满足替注水泥要求时，宜在替注水泥前填砾石至煤层之上不少于 20m，再填砂至砾石之上不少于 20m，最后自砂面位置注水泥浆至井口，如图 3 所示。5.6.3.4 当井深超过 1200m 时，参照 5.6.1.4 执行。	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
5.6.4 井口处置 割掉地面以下 1.5m 套管，并用钢板焊封井口，填土至与地面平齐，做明显标记，如图 4 所示。	本项目已要求建设单位煤层气废弃井井口处置割掉地面以下 1.5m 套管，并用钢板焊封井口，填土至与地面平齐，做明显标记。	符合
6 施工与验收 6.1 施工单位具备相应的施工资质。 6.2 施工单位根据已出具的地质和工程设计编写施工设计，若需更改施工设计，由煤层气井所属单位出具已审批的补充设计或设计变更。 6.3 施工过程由煤层气井所属单位或第三方委派监理进行现场监督，提交重点工序确认单。 6.4 施工结束后，施工单位提交施工总结，煤层气井所属单位组织进行验收，并出具验收意见书。	本报告中已要求建设单位、施工单位按照上述要求进行煤层气废弃井施工与验收。	符合

7 安全、环保要求 安全环保要求按 SY/T 6646 的规定执行。	已要求煤层气废弃井安全环保要求按照《废弃井及长停井处置指南》（SY/T6646-2017）的规定执行。	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《新疆主体功能区划分总图》中位置示意图

1.3.2.16.与《阜康市国土空间总体规划(2021-2035 年)》（草案公示稿）符合性分析

根据《阜康市国土空间总体规划(2021-2035 年)》（草案公示稿）中相关内容符合性分析内容见。

表 1.3-8 与《阜康市国土空间总体规划(2021-2035 年)》（草案公示稿）符合性分析一览表

《阜康市国土空间总体规划(2021-2035 年)》中相关内容		本项目情况	符合性
2.1 主体功能分区	农产品主产区 以提供农产品为主体功能，以提供生态产品、服务产品和工业品为其他功能，以保持并提高农产品生产能力的区域。 重点生态功能区 承担水源涵养、水土保持、防风固沙和生物多样性维护等重要生态功能，以增强区域生态服务功能、改善生态环境质量为重点，以保持并提高生态产品供给能力的区域。 城市化发展区 经济基础较强，以城镇化、工业化发展为主体，高效集聚经济和人口协调基本农田和生态空间保护，形成主体功能明显、优势互补、高质量发展的国土空间开发保护新格局。	本项目涉及规划中划定的农产品主产区、重点生态功能区	/
2.2 构建国土空间总体格局	以区域协调、城乡融合、全域统筹、人与自然和谐共生为导向，构建“两心两轴、五区多节点”的国土空间开发保护总体格局。 两心：服务全域的城市服务中心以天山天池为核心的生态休闲中心 两轴：城镇集聚发展轴城景融合发展轴 五区、多节点 五区：品质城区、绿色工矿、魅力天山田园绿洲、动感沙漠 多节点：九运街镇、甘河子镇、滋泥泉子镇、上	本项目选址位于五区中的绿色工矿区	/

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）

	户沟乡、三工河乡、水磨沟乡		
2.3 国土空间控制线	按照耕地和永久基本农田、生态保护红线、城镇开发边界的优先序统筹划定落实三条控制线，确保三条控制线不交叉不重叠不冲突。制定分类管控机制，将三条控制线作为调整经济结构、规划产业发展、推进城镇化不可逾越的红线。		本项目选址不在永久基本农田、生态保护红线、城镇开发边界三条控制线范围内 /
4.1 构建生态保护格局	重点推进南部天山重要生态功能保护、中部绿洲生态系统修复和北部沙漠与绿洲交界处的土地沙化防治，构建“一心两带、三区七廊”的生态保护格局。 一心两带 一心：天山生态核心 两带：沙漠防护生态带、矿山生态修复带 三区： 南部生态涵养区、中部田园绿洲区、北部沙漠防治区、 七廊：沿七条天山水脉形成七条蓝绿生态廊道。水磨河生态走廊、三工河生态走廊、四工河生态走廊、甘河子河生态走廊、白杨河生态走廊、西沟河生态走廊、黄山河生态走廊		本项目位于矿山生态修复带，九区至阜康天然气处理站集气干线穿越白杨河生态走廊；九区集气支线穿越西沟河生态走廊。 /
4.2 自然保护区体系	2 个自然保护区：新疆天池博格达峰自然保护区、新疆卡拉麦里山有蹄类野生动物自然保护区； 3 个自然公园：阜康特纳格尔国家湿地自然公园、阜康梧桐沟国家沙漠自然公园、新疆天池国家森林公园		本项目选址不涉及新疆天池博格达峰自然保护区、新疆卡拉麦里山有蹄类野生动物自然保护区、阜康特纳格尔国家湿地自然公园、阜康梧桐沟国家沙漠自然公园、新疆天池国家森林公园区域范围。 /
4.3 推进生态保护与修复	林地生态修复	采取植被恢复、野生动物栖息地恢复等措施； 实施退化林草地的修复治理工程	本报告中已提出生态修复措施
	草原生态恢复	科学合理确定季节放牧场放牧时间； 制定合理的放牧次数及牧草采食留茬高度； 确定合理的放牧强度和优化畜种配置； 动态调整季节放牧场	本项目不涉及牧场放牧
	水土流失修复	全面实施水土流失预防保护，明确生产建设活动的限禁条件 加强水土流失综合治理，划定水土流失重点治理区域	本项目位于区域圣徒流失重点治理区域，已提出水土流失防治措施
	水域荒漠区生态修复	开展地下水超采整治，提早谋划，科学制定种植、生产规模 积极推进拔泵封井工作，做好配水配电到单井的基础准备工作 严格控制绿洲区灌溉面积及非生态用水，保障荒漠区生态用水 开展荒漠区生态修复，做好地表水源污染处理	本项目用水不使用地下水，报告中已提出水污染防治措施
	矿山生态修复	开展矿山生态保护与恢复治理，避免地面沉陷和地表扰动； 针对采矿活动造成的破坏，采取有效措施进行综合治理；	本项目为煤层气开发项目，已按照施工期、运营期、退役期提出生态环境保护措施。

符合

		因地制宜采用安全无害充填材料和工艺技术，控制地表沉陷。		
8.1 统筹自然资源保护与开发利用	水资源保护与利用	强化用水总量控制，严格限制地下水开采，强化水资源底线约束。加强优化用水结构，提高水资源利用效率，加强水资源保护	本项目生产用水不使用地下水，水资源使用符合区域用水总量控制，不会突破水资源底线，报告中已提出水污染防治措施。	符合
	耕地资源保护与利用	落实最严格的耕地保护制度，重点保护阜康市域范围内的优质稳定、连片耕地，保障阜康市的粮食综合生产能力。	本项目临时占地、永久占地不涉及基本农田，不涉及优质稳定、连片耕地。	符合
	林草资源保护与利用	提升林地资源总量，严格落实基本草原保护目标。加强天然林和生态公益林保护，加强林地资源管控，推进林草生态修复。	本项目占地不涉及天然林和生态公益林	符合
	荒漠戈壁保护	推进沙漠保护与治理工程，提升封禁保护能力，实施沙化土地综合治理，加强沙化土地监测预警。	本项目不涉及沙漠区域。	/
	矿产资源保护与利用	统筹全市矿产资源勘查开发与保护布局。明确矿产资源勘察开发矿种，推进绿色矿山建设，开展矿区生态保护修复。	本项目选址位于阜康矿区，为开发利用煤层气项目，报告中已提出生态保护修复措施。	符合
	能源优化利用	形成多能互补的能源开发利用模式，落实“碳达峰、碳中和”战略要求，加快能源结构转型，科学推进新能源产业可持续发展。	本项目为煤层气开发利用，煤层气（天然气）属于清洁燃料，项目投产后有利于区域能源结构转型，推进新能源产业的发展。	符合

综上所述，本项目符合

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。”

本项目为煤层开发项目，运营期主要为集气管道、集气增压站、天然气处理站无组织排放 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，定期对集气增压站密闭性检修，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。”

本项目为煤层气开发项目，本项目的建设投产后可开采煤层气***万 m³；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，定期对集气增压站、阜康天然气处理站密闭性检修，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。”

本项目为煤层气开发项目，运营期主要为集气管道、集气增压站、增压脱水站无组织排放 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，定期对集气增压站密闭性检修，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 20m³成品玻璃钢水箱暂存，拉运至污水处理厂处理；集气增压站分离水通过集气增压站内 1 座 20m³密闭卧式钢制污水罐暂存，定期拉运至污水处理厂处理。

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。

图 1.3-2 本项目在《新疆生态功能区划》（2005 年）中位置示意图

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。”

本项目为煤层气开发项目，建成投产后开采煤层气***万 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《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 1.3-9。

表 1.3-9 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、风景名胜区、自然公园（森林公园、地质公园、湿地公园、沙漠公园等）、重要湿地、饮用水水源保护区等依法划定禁止开发建设的环境敏感区及其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	本项目选址位于阜康矿区内白杨河区块，不在自然保护区、世界自然遗产地、风景名胜区、自然公园（森林公园、地质公园、湿地公园、沙漠公园等）、重要湿地、饮用水水源保护区等依法划定禁止开发建设的	符合

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）

意见中要求	本项目情况	符合性
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。	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。	
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，已提出 VOCs 总量控制要求。	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。	本项目为煤层气开发项目，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	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

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）

意见中要求	本项目情况	符合性
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、改扩建危险化学产品生产项目（安全、环保、节能和智能化改造和与其他行业生产装置配套建设项目，太阳能、风能等可再生能源电解水制氢项目（发改委）除外），引导其他石化化工项目在化工园区发展。地方政府要依法依规妥善做好未通过认定化工园区的整改或关闭，以及园区内企业的监管及处置工作。对列入《重点管控新污染物清单》的新污染物应当按照国家有关规定采取禁止、限制、限排等环境风险管控措施。		
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. 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。	/
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	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

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）

意见中要求			本项目情况	符合性
	水，最大限度提高水的复用率，减少外排量或实现零排放。			
	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，本项目以一、二、四、九区块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	本项目运营期集气增压站采取设备密闭，标准化井场、集气增压站边界非甲烷总烃排放浓度应满足《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996)要求，已采取无组织挥发性有机物控制措施，本项目煤层气开采不涉及高含硫天然气开采。	符合

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）

	意见中要求	本项目情况	符合性
	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。		
	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 20m³ 成品玻璃钢水箱暂存，定期拉运至污水处理厂处理。 集气增压站卧式过滤分离器产生的分离废水通过集气增压站设置 1 座 20m³ 密闭卧式钢制污水罐暂存，定期拉运至污水处理厂处理。 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	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	符合

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）

意见中要求		本项目情况	符合性
	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%。	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。	
	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、集气增压站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 1.3-10。

表 1.3-10 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。	本项目为煤层气开发项目，建成投产后开采煤层气***万 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	本报告中已列出排放污染物的种类、浓度和数	符合

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）

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》。	量，并提出《排污许可证》申请。	
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的挡水墙、雨水出口和防洪渠道。散落油和油水混合液等含油污染物应当回收处理，不得掩埋。	本项目不涉及。	/
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、集气增压站进行巡查、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。对钻井作业产生的油污、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	符合

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）

	险废物处理资质单位处置。	
第二十五条 石油、天然气开发单位应当采取保护性措施，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、集气增压站已采取保护性措施防止气井泄漏，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。	本项目煤层气集气管道、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及集气增压站检修产生的废机油及废油桶，密闭容器，分类、分区存放在集气增压站按照《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（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 。	符合
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

综合分析，本项目符合《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》中相关要求。

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。”

本项目为煤层气开发项目，建成投产后开采煤层气***万 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 1.3-11。

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

项目	序号	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
环境管理	13	重点矿企环境风险三级防控体系建立	建立	本项目已要求建立环境风险三级防控体系	符合
	14	建设项目环评和“三同时”制度执行率	100%	本项目正在编制环境影响报告书，并提出环境保护“三同时”竣工验收制度	符合
	15	总量控制	满足总量控制要求	本项目满足污染物排放总量控制要求	符合
	16	重点企业矿山治理恢复保证金制度执行率	100%	矿山治理恢复保证金制度执行率 100%	符合

综上所述，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《阜康矿区总体规划环境影响报告书》符合性分析

与阜康市发展和改革委员会沟通，《阜康矿区总体规划环境影响报告书》已报送生态环境部审批，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。

综上所述，本项目的建设符合《阜康矿区总体规划环境影响报告书》及环境影响报告书中相关内容。

1.3.3.12.与天山天池风景名胜区位置关系

根据《新疆维吾尔自治区天山天池风景名胜区总体规划（2022~2035年）》（草案公示稿）中规划范围及面积：风景区总面积为548km²，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，本项目煤层气勘查区一二区块、四区块、九区块及阜康天然气处理站选址均位于天山天池风景名胜区北侧，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

1.3.3.13.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。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。

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

1.3.3.14.与新疆阜康特纳格尔国家湿地公园位置关系

根据阜康市人民政府网公开新疆阜康特纳格尔国家湿地公园功能分区图，本项目各工程内容选址均不在新疆阜康特纳格尔国家湿地公园边界范围内，本项目一二区块

内 FK9 标准化井场距离新疆阜康特纳格尔国家湿地公园边界最近距离为 508m。

图 1.3-5 本项目与新疆阜康特纳格尔国家湿地公园位置关系示意图

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》（新政发〔2021〕18 号）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《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》（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 PM_{10} 、 SO_2 、 NO_2 、 CO 、 O_3 年平均浓度达标， $PM_{2.5}$ 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，水磨河、四工河、白杨河、西沟河水质满足《地表水环境质量标准》（GB38.8-2002）中 II 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，地下水监测点 1、地下水监测点 2、地下水监测点 3 的总硬度、溶解性总固体、氯化物、硫酸盐、钠监测值超过《地下水质量标准》（GB/T 14848-2017）III类标准，其余各项监测因子均满足《地下水质量标准》（GB/T 14848-2017）III类标准，区域地下水硬度偏高。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，，本项目监测点 1-3 一区块占地外表层样满足《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）表 1 农用地土壤污染风险筛选值，其余各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。

本项目采取分区防渗措施，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。”

本项目运营期用水采用市政供水，开发过程中采取有效节水措施，水资源消耗量未超出区域水资源利用上线；生产用电、采暖用电均采用供电所供电设施供应，各用电设施均采取节电措施，耗电量未超出负荷上限；阜康天然气处理站燃气式导热油炉采用自产成品煤层气；临时用地、永久占地均采取土地节约化措施，土地资源使用符合要求；各类废水均采取有效收集措施后进入污水处理厂处理候综合利用。

综上所述，本项目的开发建设符合资源利用上线的要求。

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《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》《昌吉回族自治州“三线一单”生态环境分区管控方案及生态环境准入清单》，昌吉回族自治州共划定 191 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。

本项目位于淮南煤矿阜康矿区，根据《昌吉回族自治州区域空间生态环境评价暨“三线一单”生态环境准入清单动态更新成果》中划分，本项目各工程内容涉及管控单元见。重点管控单元（编码：ZH65230220004），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”生态环境准入清单动态更新成果》中昌吉回族自治州生态环境总体准入清单管控要求、淮南煤矿阜康矿区管控要求符合性分析见。

表 1.3-12 本项目涉及《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》中管控单元一览表

区块	建设内容	涉及管控单元	编码
一二区块	一二区块标准化井场、集气管线	淮南煤矿阜康矿区	ZH65230220004
四区块	四区块标准化井场、集气支线、部分集气干线	淮南煤矿阜康矿区	ZH65230220004
	四区块部分集气干线	阜康市限采区	ZH65230220008
九区块	九区块标准化井场、集气支线、部分集气干线、道路	淮南煤矿阜康矿区	ZH65230220004
	九区块部分集气干线	阜康市一般管控单元	ZH65230230001
阜康天然气处理站	阜康天然气处理站站址、部分晋源联络线	阜康市一般管控单元	ZH65230230001

	部分晋源联络线	阜康产业园区	ZH65230220003

表 1.3-13 本项目与《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》管控要求符合性分析一览表

管控维度		管控要求	本项目情况	是否符合
A1 空间 布局 约束	A1.1 禁止 开发 建设 的活 动	〔A1.1-1〕禁止新建、扩建《产业结构调整指导目录(2024 年本)》中淘汰类项目。禁止引入《市场准入负面清单(2022 年版)》禁止准入类事项。	本项目为新建煤层气开发项目，不属于《产业结构调整指导目录(2024 年本)》中淘汰类项目，不属于《市场准入负面清单(2022 年版)》禁止准入类事项。	符合
		〔A1.1-2〕禁止建设不符合国家和自治区环境保护标准的项目。	本项目符合国家和自治区环境保护标准的项目。	符合
		〔A1.1-3〕禁止在饮用水水源保护区、风景名胜区、自然保护区的核心区和缓冲区、城镇居民区、文化教育科学研究区等人口集中区域以及法律、法规规定的其他禁止养殖区域建设畜禽养殖场、养殖小区。	本项目不涉及畜禽养殖场、养殖小区。	/
		〔A1.1-4〕禁止在水源涵养区、地下水源、饮用水源、自然保护区、风景名胜区、森林公园、重要湿地及人群密集区等生态敏感区域内进行煤炭、石油、天然气开发。	本项目为新建煤层气开发项目，各工程选址不在水源涵养区、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内	符合
		〔A1.1-5〕禁止下列破坏湿地及其生态功能的行为： (一)开(围)垦、排干自然湿地，永久性截断自然湿地水源； (二)擅自填埋自然湿地，擅自采砂、采矿、取土； (三)排放不符合水污染物排放标准的工业废水、生活污水及其他污染湿地的废水、污水，倾倒、堆放、丢弃、遗撒固体废物； (四)过度放牧或者滥采野生植物，过度捕捞或者灭绝式捕捞，过度施肥、投药、投放饵料等污染湿地的种植养殖行为； (五)其他破坏湿地及其生态功能的行为。	(一) 本项目无此行为； (二) 本项目无此行为； (三) 本项目各类废水、废物均采取有效措施； (四) 本项目不涉及。	符合
		〔A1.1-6〕禁止在自治区行政区域内引进能(水)耗不符合相关国家标准中准入值要求且污染物排放和环境风险防控不符合国家(地方)标准及有关产业准入条件的高污染(排放)、高能(水)耗、高环境风险的工业项目。	本项目不属于上述工业项目	符合

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）

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

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）

		〔A1.2-2〕建设项目用地原则上不得占用永久基本农田，确需占用永久基本农田的建设项目须符合《中华人民共和国基本农田保护条例》中相关要求，占用耕地、林地或草地的建设项目须按照国家、自治区相关补偿要求进行补偿。	本项目用地不占用永久基本农田，占用耕地、林地、草地已提出须按照国家、自治区相关补偿要求进行补偿。	符合
		〔A1.2-3〕以用途变更为住宅、公共管理与公共服务用地的地块为重点，严格建设用地准入管理和风险管控，未依法完成土壤污染状况调查或风险评估的地块，不得开工建设与风险管控和修复无关的项目。	本项目不涉及。	/
		〔A1.2-4〕严格控制建设项目占用湿地。因国家和自治区重点建设工程、基础设施建设，以及重点公益性项目建设，确需占用湿地的，应当按照有关法律、法规规定的权限和程序办理批准手续。	本项目不涉及湿地占用	/
		〔A1.2-5〕严格管控自然保护地范围内非生态活动，稳妥推进核心区内居民、耕地有序退出，矿权依法依规退出。	本项目各工程占地不涉及自然保护地。	符合
	A1.3 不符合空间布局要求活动的退出要求	〔A1.3-1〕任何单位和个人不得在水源涵养区、饮用水水源保护区内和河流、湖泊、水库周围建设重化工、涉重金属等工业污染项目；对已建成的工业污染项目，当地人民政府应当组织限期搬迁。	本项目为煤层气开发项目，不属于重化工、涉重金属等工业污染项目。	符合
		〔A1.3-2〕对不符合国家产业政策、严重污染水环境的生产项目全部予以取缔。	本项目符合国家产业政策，各类废水均采取有效治理措施，不会对水环境造成污染。	符合
		〔A1.3-3〕根据《产业结构调整指导目录》《限期淘汰产生严重污染环境的工业固体废物的落后生产工艺设备名录》等要求，配合有关部门依法淘汰烧结-鼓风炉 5 炼铅工艺炼铅等涉重金属落后产能和化解过剩产能。严格执行生态环境保护等相关法规标准，推动经整改仍达不到要求的产能依法依规关闭退出。	本项目不涉及	/
		〔A1.3-4〕城市建成区、重点流域内已建成投产化工企业和危险化学品生产企业应加快退城入园，搬入化工园区前企业不应实施改扩建工程扩大生产规模。	本项目不涉及	/

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）

	A1.4 其它布局要求	〔A1.4-1〕一切开发建设活动应符合国家、自治区主体功能区规划、自治区和各地颁布实施的生态环境功能区划、国民经济发展规划、产业发展规划、国土空间规划等相关规划及重点生态功能区负面清单要求，符合区域或产业规划环评要求。	本项目符合新疆维吾尔自治区主体功能区规划》《新疆生态功能区划》 《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》 《新疆维吾尔自治区阜康市矿产资源总体规划（2021-2025 年）》《阜康市国土空间总体规划(2021-2035 年)》 《昌吉回族自治州生态环境保护与建设“十四五”规划》《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》	符合
		〔A1.4-2〕新建、扩建石化、化工、焦化、有色金属冶炼、平板玻璃项目应布设在依法合规设立并经规划环评的产业园区。	本项目不涉及	/
		〔A1.4-3〕危险化学品生产企业搬迁改造及新建化工项目必须进入国家及自治区各级人民政府正式批准设立，规划环评通过审查，规划通过审批且环保基础设施完善的工业园区，并符合国土空间规划、产业发展规划和生态红线管控要求。	本项目不涉及	/
A2 污染物排放管控	A2.1 污染物削减/替代要求	〔A2.1-1〕新、改、扩建重点行业建设项目应符合“三线一单”、产业政策、区域环评、规划环评和行业环境准入管控要求。重点区域的新、改、扩建重点行业建设项目应遵循重点重金属污染物排放“减量替代”原则。	本项目符合“三线一单”、产业政策、区域环评、规划环评和行业环境准入管控要求，本项目不涉及重金属污染物排放。	符合
		〔A2.1-2〕以石化、化工、涂装、医药、包装印刷、油品储运销等行业领域为重点，安全高效推进挥发性有机物综合治理，实施原辅材料和产品源头替代工程。	本项目不属于上述行业	/
		〔A2.1-3〕促进大气污染物与温室气体协同控制。实施污染物和温室气体协同控制，实现减污降碳协同效应。开展工业、农业温室气体和污染减排协同控制研究，减少温室气体和污染物排放。强化污水、垃圾等集中处置设施环境管理，协同控制氢氟碳化物、甲烷、氧化亚氮等温室气体。加强节约能源与大气污染防治协同有效衔接，促进大气污染防治协同增效。	本报告中已提出大气污染物和温室气体控制措施	符合
		〔A2.1-4〕严控建材、铸造、冶炼等行业无组织排放，推进石化、化工、涂装、医药、包装印刷、油品储运销等行业项目挥发性有机物(VOCs)防治。严格有色金属冶炼、石油加工、化工、焦化等行业项目的土壤、地下水污染防治措施要求。推进工业园区和企业集群建设涉 VOCs “绿岛”项目，统筹规划建设一批集中涂装中心、活性炭集中处理中心、溶剂回收中心等，实现 VOCs 集中高效处理。	本项目涉及上述行业	/

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）

A2.2 污染 控制 措施 要求	〔A2.2-1〕推动能源、钢铁、建材、有色、电力、化工等重点领域技术升级，控制工业过程温室气体排放，推动工业领域绿色低碳发展。积极鼓励发展二氧化碳捕集利用与封存等低碳技术。促进大气污染物与温室气体协同控制。实施污染物和温室气体协同控制，实现减污降碳协同效应。强化污水、垃圾等集中处置设施环境管理，协同控制氢氟碳化物、甲烷、氧化亚氮等温室气体。加强节约能源与大气污染防治协同有效衔接，促进大气污染防治协同增效。	本项目为煤层气开发项目，属于能源领域，报告中已提出各项措施控制大气污染物及温室气体排放。	符合
	〔A2.2-2〕实施重点行业氮氧化物等污染物深度治理。持续推进钢铁、水泥、焦化行业超低排放改造。推进玻璃、陶瓷、铸造、铁合金、有色、煤化和石化等行业采取清洁生产、提标改造、深度治理等综合措施。加强自备燃煤机组污染治理设施运行管控，确保按照超低排放标准运行。针对铸造、铁合金、焦化、水泥、砖瓦、石灰、耐火材料、金属冶炼以及煤化工、石油化工等行业，严格控制物料储存、输送及生产工艺过程无组织排放。重点涉气排放企业逐步取消烟气旁路，因安全生产无法取消的，安装在线监控系统。	本项目为煤层气开发项目，工程内容中阜康天然气处理站内燃气式导热油炉采用低氮燃烧技术控制氮氧化物的产生。	符合
	〔A2.2-3〕强化重点区域大气污染联防联控，合理确定产业布局，推动区域内统一产业准入和排放标准。实施水泥行业错峰生产，推进散煤整治、挥发性有机污染物综合治理、钢铁、水泥、焦化和燃煤工业锅炉行业超低排放改造、燃气锅炉低氮燃烧改造、工业园区内轨道运输(大宗货物“公转铁”)、柴油货车治理、锅炉炉窑综合治理等工程项目。全面推行绿色施工，持续推动城市建成区重污染企业搬迁或关闭退出。	本项目不涉及	/
	〔A2.2-4〕强化用水定额管理。推进地下水超采综合治理。开展河湖生态流量(水量)确定工作，强化生态用水保障。	本项目运营期用水依托晋源接收站供水设施，通过供水管道输送至阜康天然气处理站，不采用地下水。	符合
	〔A2.2-5〕持续推进伊犁河、额尔齐斯河、额敏河、玛纳斯河、乌伦古湖、博斯腾湖等流域生态治理，加强生态修复。推动重点行业、重点企业绿色发展，严格落实水污染物排放标准。加强农副食品加工、化工、印染、棉浆粕、粘胶纤维等企业综合治理和清洁化改造。	本项目不涉及	/
	〔A2.2-6〕推进地表水与地下水协同防治。以傍河型地下水饮用水水源为重点，防范受污染河段侧渗和垂直补给对地下水污染。加强化学品生产企业、工业聚集区、矿山开采区等污染源的地表、地下协同防治与环境风险管控。加强工业污染防治。推动重点行业、重点企业绿色发展，严格落实水污染物排放标准和排污许可制度。加强农副食品加工、化工、印染、棉浆粕、粘胶纤维、制糖等企业综合治理和清洁化改造。支持企业积极实施节水技术改造，加强工业园区污水集中处理设施运行管理，加快再生水回用设施建设，提升园区水资源循环利用水平。	本报告中已提出水污染防治措施	符合

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）

		〔A2.2-7〕强化重点区域地下水环境风险管控，对化学品生产企业、工业集聚区、尾矿库、矿山开采区、危险废物处置场、垃圾填埋场等地下水污染源及周边区域，逐步开展地下水环境状况调查评估，加强风险管控。	本报告已对项目所在区域开展地下水环境现状调查，并提出地下水污染防治措施。	符合
		〔A2.2-8〕严控土壤重金属污染，加强油(气)田开发土壤污染防治，以历史遗留工业企业污染场地为重点，开展土壤污染风险管控与修复工程。	本报告中已提出土壤污染防治措施	符合
		〔A2.2-9〕加强种植业污染防治。深入推进化肥农药减量增效，全面推广测土配方施肥，引导推动有机肥、绿肥替代化肥，集成推广化肥减量增效技术模式，加强农药包装废弃物管理。实施农膜回收行动，健全农田废旧地膜回收利用体系，提高废旧地膜回收率。推进农作物秸秆综合利用，不断完善秸秆收储运用体系，形成布局合理、多元利用的秸秆综合利用格局。	本项目不涉及。	/
A3 环境 风险 防控	A3.1 人居 环境 要求	〔A3.1-1〕建立和完善重污染天气兵地联合应急预案、预报预警应急机制和会商联动机制。“乌一昌一石”区域内可能影响相邻行政区域大气环境的项目，兵地间、城市间必须相互征求意见。	本项目不涉及	/
		〔A3.1-2〕对跨境河流、涉及县级及以上集中式饮用水水源地的河流、其他重要环境敏感目标的河流，建立健全流域上下游突发水污染事件联防联控机制，建立流域环境应急基础信息动态更新长效机制，绘制全流域“一河一策一图”。建立健全跨部门、跨区域的环境应急协调联动处置机制，强化流域上下游、兵地各部门协调，实施联合监测、联合执法、应急联动、信息共享，形成“政府引导、多元联动、社会参与、专业救援”的环境应急处置机制，持续开展应急综合演练，实现从被动应对到主动防控的重大转变。加强流域突发水环境事件应急能力建设，提升应急响应水平，加强监测预警、拦污控污、信息通报、协同处置、基础保障等工作，防范重大生态环境风险，坚决守住生态环境安全底线。	本项目不涉及	/
		〔A3.1-3〕强化重污染天气监测预报预警能力，建立和完善重污染天气兵地联合应急预案、预警应急机制和会商联动机制，加强轻、中度污染天气管控。	本项目不涉及	/

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）

	A3.2 联防联控 要求	〔A3.2-1〕提升饮用水安全保障水平。以县级及以上集中式饮用水水源地为重点，推进饮用水水源保护区规范化建设，统筹推进备用水源或应急水源建设。单一水源供水的重点城市于 2025 年底前基本完成备用水源或应急水源建设，有条件的地区开展兵地互为备用水源建设。梯次推进农村集中式饮用水水源保护区划定，到 2025 年，完成乡镇级集中式饮用水水源保护区划定与勘界立标。开展“千吨万人”农村饮用水水源保护区环境风险排查整治，加强农村水源水质监测，依法清理饮用水水源保护区内违法建筑和排污口，实施从水源到水龙头全过程监管。强化饮用水水源保护区环境应急管理，完善重大突发环境事件的物资和技术储备。针对汇水区、补给区存在兵地跨界的，建立统一的饮用水水源应急和执法机制，共享应急物资。	本报告中已提出水污染防治措施，选址不涉及上述区域	/
		〔A3.2-2〕依法推行农用地分类管理制度，强化受污染耕地安全利用和风险管控。因地制宜制定实施安全利用方案，鼓励采取种植结构调整等措施，确保受污染耕地全部实现安全利用。	本项目不涉及	/
		〔A3.2-3〕加强新污染物多环境介质协同治理。排放重点管控新污染物的企事业单位应采取污染控制措施，达到相关污染物排放标准及环境质量目标要求；按照排污许可管理有关要求，依法申领排污许可证或填写排污登记表，并在其中载明执行的污染控制标准要求及采取的污染控制措施。排放重点管控新污染物的企事业单位和其他生产经营者应按照相关法律法规要求，对排放(污)口及其周边环境定期开展环境监测，评估环境风险，排查整治环境安全隐患，依法公开新污染物信息，采取措施防范环境风险。土壤污染重点监管单位应严格控制有毒有害物质排放，建立土壤污染隐患排查制度，防止有毒有害物质渗漏、流失、扬散。	本项目不涉及新污染物。	/
		〔A3.2-4〕加强环境风险预警防控。加强涉危险废物企业、涉重金属企业、化工园区、集中式饮用水水源地及重点流域环境风险调查评估，实施分类分级风险管控，协同推进重点区域、流域生态环境污染综合防治、风险防控与生态修复。	本项目危险废物均采取有效处置措施。	符合
		〔A3.2-5〕强化生态环境应急管理。实施企业突发生态环境应急预案电子化备案，完成县级以上政府突发环境事件应急预案修编。完善区域和企业应急处置物资储备系统，结合新疆各地特征污染物的特性，加强应急物资储备及应急物资信息化建设，掌握社会应急物资储备动态信息，妥善应对各类突发生态环境事件。加强应急监测装备配置，定期开展应急演练，增强实战能力。	本报告中已提出建设单位应进行突发环境事件应急预案编制并报送生态环境部门备案，同时定期开展应急演练。	符合
		〔A3.2-6〕强化兵地联防联控联治，落实兵地统一规划、统一政策、统一标准、统一要求、统一推进的防治管理措施，完善重大项目环境影响评价区域会商、重污染天气兵地联合应急联动机制。建立兵地生态环境联合执法和联合监测长效机制。	本项目不涉及	/
A4	A4.1	〔A4.1-1〕自治区用水总量 2025 年、2030 年控制在国家下达的指标内。	本项目不涉及	/

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）

		〔A4.1-2〕加大城镇污水再生利用工程建设力度，推进区域再生水循环利用，到 2025 年，城市生活污水再生利用率力争达到 60%。 〔A4.1-3〕加强农村水利基础设施建设，推进农村供水保障工程，农村自来水普及率、集中供水率分别达到 99.3%、99.7%。	本项目不涉及	/
		〔A4.1-4〕地下水资源利用实行总量控制和水位控制。取用地下水资源，应当按照国家和自治区有关规定申请取水许可。地下水利用应当以浅层地下水为主。	本项目不采用地下水资源	/
	A4.2 土地 资源	〔A4.2-1〕土地资源上线指标控制在最终批复的国土空间规划控制指标内。	本项目土地资源使用符合《阜康市国土空间总体规划(2021-2035 年)》控制指标	符合
		〔A4.3-1〕单位地区生产总值二氧化碳排放降低水平完成国家下达指标。 〔A4.3-2〕到 2025 年，自治区万元国内生产总值能耗比 2020 年下降 14.5%。 〔A4.3-3〕到 2025 年，非化石能源占一次能源消费比重达 18%以上。	本项目为煤层气开发项目，通过本项目的投运，有利于调整区域能源使用结构，减少二氧化碳排放。	符合
		〔A4.3-4〕鼓励使用清洁能源或电厂热力、工业余热等替代锅炉、炉窑燃料用煤。	本项目的投运有利用增加区域清洁能源供应量。	符合
		〔A4.3-5〕以碳达峰碳中和工作为引领，着力提高能源资源利用效率。引导重点行业深入实施清洁生产改造，钢铁、建材、石油化工等重点行业以及其他行业重点用能单位持续开展节能降耗。	本项目不涉及	/
		〔A4.3-6〕深入推进碳达峰碳中和行动。推动能源清洁低碳转型，加强能耗“双控”管理，优化能源消费结构。新增原料用能不纳入能源消费总量控制。持续推进散煤整治。	本项目的投运有利于，优化能源消费结构。	符合
	A4.4 禁 燃 区 要 求	〔A4.4-1〕在禁燃区内，禁止销售、燃用高污染燃料；禁止新建、扩建燃用高污染燃料的设施。已建成的，应当在规定期限内改用清洁能源。	本项目工程内容同种阜康天然气处理站燃气式导热油炉采用成品煤层气为燃料，其属于清洁能源。	符合
	A4.5 资 源 综 合 利 用	〔A4.5-1〕加强固体废物源头减量、资源化利用和无害化处置，最大限度减少填埋量。推进工业固体废物精细化、名录化环境管理，促进大宗工业固废综合利用、主要农业废弃物全量利用。加快构建废旧物资回收和循环利用体系，健全强制报废制度和废旧家电、消费电子等耐用消费品回收处理体系，推行生产企业“逆向回收”等模式。以尾矿和共伴生矿、煤矸石、炉渣、粉煤灰、脱硫石膏、冶炼渣、建筑垃圾等为重点，持续推进固体废物综合利用和环境整治，不断提高大宗固体废物资源化利用水平。推行生活垃圾分类，加快建设县(市)生活垃圾处理设施，到 2025 年，全疆城市生活垃圾无害化处理率达到 99%以上。	本项目各项固体废物均按照源头减量、资源化利用和无害化处置，处置率 100%。	符合

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）

	〔A4.5-2〕推动工业固废按元素价值综合开发利用，加快推进尾矿(共伴生矿)、粉煤灰、煤矸石、冶炼渣、工业副产石膏、赤泥、化工废渣等工业固废在有价组分提取、建材生产、市政设施建设、井下充填、生态修复、土壤治理等领域的规模化利用。着力提升工业固废在生产纤维材料、微晶玻璃、超细化填料、低碳水泥、固废基高性能混凝土、预制件、节能型建筑材料等领域的高值化利用水平。		
	〔A4.5-3〕结合工业领域减污降碳要求，加快探索钢铁、有色、化工、建材等重点行业工业固体废物减量化路径，全面推行清洁生产。全面推进绿色矿山、“无废”矿区建设，推广尾矿等大宗工业固体废物环境友好型井下充填回填，减少尾矿库贮存量。推动大宗工业固体废物在提取有价组分、生产建材、筑路、生态修复、土壤治理等领域的规模化利用。		
	〔A4.5-4〕发展生态种植、生态养殖，建立农业循环经济发展模式，促进农业固体废物综合利用。鼓励和引导农民采用增施有机肥秸秆还田、种植绿肥等技术，持续减少化肥农药使用比例。加大畜禽粪污和秸秆资源化利用先进技术和新型市场模式的集成推广，推动形成长效运行机制。		

表 1.3-14 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”生态环境准入清单动态更新成果》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
ZH65230220003	阜康产业园区	重点管控单元	空间布局约束 1、入园企业需符合园区产业发展定位，产业发展以有色金属冶炼及精深加工、氯碱精细化工、煤电精细化工、新型建材产业、仓储物流及装备制造六大产业为主导。 2、根据国家法律法规和产业政策要求，优化焦化产业布局，促进焦化行业转型升级，提升改造现有焦化项目符合环保要求，推动焦化产品精深加工向高端发展。 3、禁止新建不符合国家产业政策的严重污染水环境的生产项目。 4、严格按照“以水定产，量水而建”的原则建设，严格控制园区内现有的工业用水量，切实做好水资源利用工作，减少新鲜水用量，合理规划设计排水方案，切实做好排水方案和后续管理，杜绝水污染事故产生。 5、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”等重点区域原则不再新建、扩建使用燃料用煤项目，对确需新建、扩建燃料用煤项目实施等量或减量替代。	1.本项目不涉及； 2.本项目不涉及； 3.本项目符合国家产业政策，不属于严重污染水环境的生产项目； 4.本项目用水量符合水资源利用上线，已提出水污染控制措施； 5.本项目不涉及燃料用煤； 6.本项目仅部分输气管线涉及阜康产业园区范围。	符合

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
			6、入园企业需符合产业布局规划及土地利用规划。		
		污 染 物 排 放 管 控	1、新（改、扩）建项目应执行最严格的大气污染物排放标准。 2、推进重点行业深度治理，实施全工况脱硫脱硝提标改造，加大无组织排放治理力度，深入开展工业炉窑综合整治，全面提升电解铝、活性炭、硅冶炼、纯碱、电石、聚氯乙烯、石化等行业污染治理水平。 3、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。 4、“乌-昌-石”区域内，已实施超低排放的涉气排污单位，其实施超低排放改造的污染因子执行超低排放限值，其他污染因子执行特别排放限值和特别控制要求。	1.本项目一致性最严格的大气污染物排放标准； 2.本项目不涉及； 3.本项目不涉及； 4.本项目不涉及；	符合
		环 境 风 险 管 控	1、做好污水和废水等的地下管槽防渗工作，防止污染地下水。 2、严格落实错峰生产方案和重污染天气应急响应措施。 3、生产、使用、贮存、运输、回收、处置、排放有毒有害物质的单位和个人，应当采取措施，防止有毒有害物质渗漏、流失、扬散，避免土壤受到污染。 4、强化重金属及尾矿库风险防控。持续推进重点区域重金属减排。健全全口径涉重金属重点行业企业清单，依法依规纳入重点排污单位名录，深入推进有色金属等重点行业重金属污染治理，严格落实重金属污染防治措施和环境监测制度。 5、坚持分级负责、属地为主、部门协同的环境应急责任原则，以化工、冶炼企业等为重点，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。 6、开展涉危险废物涉重金属企业、化工园区等重点领域环境风险调查评估和隐患排查，严格落实重点行业、重点重金属污染物减排要求，加强重点行业重金属污染综合治理。推动疆内危险废物处置能力与产废情况总体匹配，推进兵地统筹，实现兵地间、区域间危险废物转移无缝衔接。 7、园区应设立环境应急管理机构，建立环境风险监管制度、环境风险	1.本项目报告中已提出地下水污染防治措施； 2.本项目不涉及； 3.本报告中已提出土壤污染防治措施； 4.本项目不涉及； 5.本报告中已提出建设单位应编制突发环境事件应急预案并备案； 6.本项目不涉及重金属； 7.本项目不涉及。	符合

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
			预警制度、突发环境事件应急预案、环境风险应急保障制度等环境风险防控体系，并具备环境风险应急救援能力。		
		资源利用效率	1、鼓励使用清洁燃料，重点区域建设项目原则上不新建燃煤自备锅炉。 2、严守水资源开发利用控制、用水效率控制和水功能区限制纳污“三条红线”，严格实行区域用水总量和强度控制，强化用水定额管理。 3、推行清洁生产、降低生产水耗、从源头上控制污染物的产生。	1.本项目建设投运有利于增加区域清洁燃料的总量，工程中阜康天然气处理站燃气式导热油炉采用成品煤层气，属于清洁燃料。 2.本项目用水量不会突破区域用水总量；本项目各类废水不向地表水体排放。 3.本项目已提出清洁生产要去。	符合
ZH65230220004	淮南煤矿阜康矿区	重点管控单元	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”等重点区域原则不再新建、扩建使用燃料用煤项目，对确需新建、扩建燃料用煤项目实施等量或减量替代。	1.本项目煤层气开发符合新疆维吾尔自治区主体功能区划，符合新疆生态功能区划，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》《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》《昌吉回族自治州国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》；符合《阜康市国土空间总梯规划（2021 年—2023 年）》 2.本项目不涉及煤矿开采； 3.本项目不涉及燃料用煤。	符合
		污染物排放	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。	1.本项目为煤层气开发项目，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）》《新疆维吾尔自治区阜康市矿产资源总体规划（2021-2025 年）》，煤层气项目未设	符合

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
		管控	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《一般工业固体废物贮存、处置场污染控制标准》（GB18599）的有关要求。煤矸石为Ⅱ类一般工业固废的，其堆场采取防渗技术措施。生活垃圾实现 100%无害化处置。 5、采矿产生的固体废物，应在专用场所堆放，并采取措施防止二次污染；禁止向河流、湖泊、水库等水体及行洪渠道排放岩土、含油垃圾、泥浆、煤渣、煤矸石和其他固体废物。 6、“乌-昌-石”区域内，已实施超低排放的涉气排污单位，其实施超低排放改造的污染因子执行超低排放限值，其他污染因子执行特别排放限值和特别控制要求。	置最小开采规模和最低服务年限。 2.本项目各类废水不排放至地表水体中，生活污水拉运至污水处理厂处理； 3.本报告已提出建设单位应编制矿山生态环境保护与恢复治理方案。 4.本项目不涉及； 5.本项目水基钻井岩屑、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； 6.本项目阜康天然气处理站燃气式导热油炉燃烧烟气执行颗粒物、二氧化硫排放执行《锅炉大气污染物排放标准》（GB 13271-2014）中表 3 大气污染物特别排放限值，氮氧化物执行《关于开展自治区 2022 年度夏秋季大气污染防治“冬病夏治”工作的通知》（新环大气函〔2022〕483 号）中 50mg/m³ 的限值，挥发性有机物参照执行《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）中表 2 要求。	
		环境风险防控	1、坚持分级负责、属地为主、部门协同的环境应急责任原则，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

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）

环境管控单元编码	环境管控单元名称	环境管控单元类别	管控要求		本项目情况	是否符合
			资源利用效率	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。	本项目为煤层气开发项目，废水、固体废物均采取有效治理措施。	符合
ZH65230220008	阜康市限采区	重点管控单元	空间布局约束	1、严格控制缺水地区、水污染严重区域和敏感区域高耗水、高污染行业发展。	本项目为煤层气开发项目，不属于高耗水、高污染行业	符合
			污染物排放管控	1、推进地表水与地下水协同防治。以傍河型地下水饮用水水源为重点，防范受污染河段侧渗和垂直补给对地下水污染。加强化学品生产企业、工业聚集区、矿山开采区等污染源的地表、地下协同防治与环境风险管控。加强工业污染防治。推动重点行业、重点企业绿色发展，严格落实水污染物排放标准和排污许可制度。支持企业积极实施节水技术改造，加强工业园区污水集中处理设施运行管理，加快再生水回用设施建设，提升园区水资源循环利用水平。	本项目为煤层气开发项目，本报告中已提出水污染防治措施。	符合
			环境风险防控	1、强化重点区域地下水环境风险管控。对化学品生产企业、工业集聚区、尾矿库、矿山开采区、危险废物处置场、垃圾填埋场等地下水污染源及周边区域，逐步开展地下水环境状况调查评估，加强风险管控。	本报告已开展地下水环境环境现状调查，已提出地下水污染防治措施。	符合
			资源利用	1、县级以上人民政府水行政主管部门应当合理配置地表水、地下水，从严控制地下水取水总量。 2、严守水资源开发利用控制、用水效率控制和水功能区限制纳污“三条	1.本项目不涉及； 2.本项目用水及排水不会突破“三条红线”。	符合

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
			用效率	红线”，严格实行区域用水总量和强度控制，强化用水定额管理。推进地下水超采综合治理。		
ZH65230230001	阜康市一般管控单元	一般管控单元	空间布局约束	1、建立集镇居住商业区、耕地保护区与工业功能区等集聚区块之间的防护带。严格执行畜禽养殖禁养区规定，根据区域用地和消纳水平，合理确定养殖规模。加强基本农田保护，严格限制非农项目占用耕地。	本项目为煤层气开发项目，不涉及畜禽养殖，各工程选址不占用永久基本农田。	符合
			污染物排放管控	1、加强农业面源污染治理，科学合理使用化肥农药，逐步削减农业面源污染物排放量。 2、到 2025 年，主要污染物排放总量持续下降，单位地区生产总值二氧化碳排放完成国家下达指标。 3、城镇生活污水处理率达到 97%以上、城镇生活垃圾无害化处理率保持在 98%以上，农村生活污水治理率达到 30%左右，土壤污染风险得到有效管控，固体废物和新污染物治理能力明显增强。 4、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”等重点区域原则不再新建、扩建使用燃料用煤项目，对确需新建、扩建燃料用煤项目实施等量或减量替代。 5、“乌-昌-石”区域内，已实施超低排放的涉气排污单位，其实施超低排放改造的污染因子执行超低排放限值，其他污染因子执行特别排放限值和特别控制要求。 6、施工工地全面落实“六个百分之百”（施工工地周边围挡、物料堆放覆盖、出入车辆冲洗、施工现场地面硬化、拆迁工地湿法作业、渣土车辆密闭运输）。	1.本项目不涉及； 2.本项目大气污染物执行倍量削减，报告中已进行二氧化碳排放量核算； 3.本项目不涉及； 4.本项目不使用燃料用煤； 5.本项目阜康天然气处理站燃气式导热油炉燃烧烟气执行颗粒物、二氧化硫排放执行《锅炉大气污染物排放标准》（GB 13271-2014）中表 3 大气污染物特别排放限值，氮氧化物执行《关于开展自治区 2022 年度夏秋季大气污染防治“冬病夏治”工作的通知》（新环大气函〔2022〕483 号）中 50mg/m ³ 的限值，挥发性有机物参照执行《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）中表 2 要求。 6.本报告中已提出上述施工要求。	符合
			环境	1、加强生态公益林保护与建设，防止水土流失。禁止向农用地排放重金属或者其他有毒有害物质含量超标的污水、污泥，以及可能造成土壤	1.本项目禁止向农田排放各类废物； 2.本项目不涉及；	符合

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
		风险防控	污染的尾矿、矿渣等。加强农田土壤、灌溉水的监测及评价，对周边或区域环境风险源进行评估。 2、统筹农村河湖管控与生态治理保护，深入开展河湖监督检查，强化河长湖长履职尽责，严厉打击河道乱占、乱采、乱堆、乱建等违法违规行为。建立健全促进水质改善的长效运行维护机制。		
		资源利用效率	1、实行水资源消耗总量和强度双控，推进农业节水，提高农业用水效率。优化能源结构，加强能源清洁利用。 2、实施节水行动，强化农业节水增效、工业节水减排、城镇节水降损。推进污水资源化利用，到 2025 年全区城镇生活污水再生利用率力争达到 60%。 3、壮大清洁能源产业，加快非化石能源发展，实施绿电替代，优化用能结构，到 2025 年非化石能源消费比重提高到 18%左右。推进大型清洁能源基地建设，积极开发分布式太阳能发电和分散式风电。积极推动储能产业进步，推进抽水蓄能电站建设，加快新型储能技术和模式示范推广应用。持续完善 750 千伏骨干电网及农村电网建设，积极发展可再生能源微电网、局域网，提高可再生能源的推广和消纳能力。 4、严格保护优先保护类农用地，确保其面积不减少、土壤环境质量不下降。加强耕地污染源源头控制，推进耕地周边涉镉等重金属行业企业排查整治。鼓励采取种植结构调整等措施，确保受污染耕地全部实现安全利用。动态调整耕地土壤环境质量类别。	1.本项目为煤层气开发项目，项目投运后有利于优化区域能源结构； 2.本项目已提出水资源节约措施； 3.本项目的建设投运可推进大型清洁能源基地建设； 4.本项目不涉及。	符合

图 1.3-6 本项目在新疆维吾尔自治区环境管控单元图中位置关系示意图

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）建设项目产业政策及规划符合性、选址合理性；
- （2）建设项目所在区域环境质量现状；
- （3）项目废水、废气、固体废物及噪声污染排放特征，污染源能否稳定达到排放标准的要求，危险废物暂存场所等防渗措施能否满足要求；
- （4）项目采取的各项污染防治措施的合理性、有效性以及技术经济可行性；
- （5）建设项目污染物总量控制情况。

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；公众参与调查无反对意见；环境风险在可控范围。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是可行的。

2.总则

2.1.评价总体构思

2.1.1. 评价原则

按照《建设项目环境影响评价技术导则总纲》（HJ2.1-2016），环境影响评价的原则是：突出环境影响评价的源头预防作用，坚持保护和改善环境质量。

（1）依法评价

贯彻执行我国环境保护相关法律法规、标准、政策和规划等，优化项目建设，服务环境管理。

（2）科学评价

规范环境影响评价方法，科学分析项目建设对环境质量的影响。

（3）突出重点

根据建设项目的工程内容及其特点，明确与环境要素间的作用效应关系，根据规划环境影响评价结论和审查意见，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。

2.1.2. 评价内容

（1）通过现状调查，了解评价项目所在区域的环境质量和主要环境问题；

（2）通过详细的工程分析，深入了解工艺系统，掌握主要污染源及污染物的排放状况，明确项目产生的主要环境影响，筛选对环境造成影响的因子，尤其关注项目产生的特征污染因子；

（3）通过分析和计算，预测项目的环境风险和可接受性，查找项目在风险防范方面存在的问题，并提出治理措施；

（4）从环境保护角度对项目的选址合理性、对工程建设环保可行性做出明确结论，从环保角度对工程建设提出要求和建议，为管理部门决策、建设单位环境管理提供科学依据。

2.2. 编制依据

2.2.1. 相关法律法规与政策

2.2.1.1. 环境保护法律

- （1）《中华人民共和国环境保护法》，2015 年 1 月 1 日；
- （2）《中华人民共和国环境影响评价法》（2018 修正版），2018 年 12 月 29 日；
- （3）《中华人民共和国大气污染防治法》，2018 年 10 月 26 日；
- （4）《中华人民共和国水污染防治法》，2018 年 1 月 1 日；
- （5）《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》，2020 年 4 月 29 日修订；
- （6）《中华人民共和国噪声污染防治法》，2022 年 6 月 5 日实施；
- （7）《中华人民共和国清洁生产促进法》，2012 年 7 月 2 日；
- （8）《中华人民共和国节约能源法（2018 年修正）》，2018 年 10 月 26 日；
- （9）《中华人民共和国循环经济促进法（2018 年修正）》，2018 年 10 月 26 日；
- （10）《中华人民共和国水法》（2016 年 7 月修订），2016 年 7 月 2 日；
- （11）《中华人民共和国水土保持法》（2011 年 3 月 1 日修订）；
- （12）《中华人民共和国防洪法》（2016 年修订）；
- （13）《中华人民共和国土地管理法》（2004.8.28）；
- （14）《中华人民共和国防沙治沙法》（2018 年 10 月 26 日修订）；
- （15）《中华人民共和国土壤污染防治法》，2018 年 8 月 31 日；
- （16）《中华人民共和国石油天然气管道保护法》，2010 年 10 月 1 日；
- （17）《中华人民共和国森林法》（修订），2020 年 7 月 1 日；
- （18）《中华人民共和国野生动物保护法》，2022 年 12 月 30 日第十三届全国人民代表大会常务委员会第三十八次会议第二次修订，自 2023 年 5 月 1 日起施行；
- （19）《中华人民共和国自然保护区条例》（修订），国务院第 687 号令，2017 年 10 月 7 日；
- （20）《生态保护补偿条例》，中华人民共和国国务院令第 779 号，发布日期 2024 年 4 月 6 日，2024 年 6 月 1 日施行。

2.2.1.2. 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）》（生态环境部、国家发展和改革委员会、公安部、交通运输部、国家卫生健康委员会令第 36 号公布），2024 年 11 月 26 日发布，2025 年 1 月 1 日起施行；
- （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)》，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））；
- （32）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）。

2.2.1.3. 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9月21日；
- （2）“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；
- （3）《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）；
- （4）《关于印发新疆维吾尔自治区28个国家重点生态功能区县（市）产业准入负面清单（试行）的通知》（新发改规划〔2017〕89号）
- （5）《新疆水环境功能区划》，新疆维吾尔自治区环保局（现生态环境厅），2002年11月；
- （6）《新疆维吾尔自治区野生植物保护条例》，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；
- （7）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）；
- （8）《新疆国家重点保护野生动物名录》，2021年7月28日。
- （9）《新疆生态功能区划》，自治区人民政府，2005年8月；
- （10）《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》；
- （11）《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；
- （12）《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）；
- （13）《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；

- （14）《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》；
- （15）《新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划（2021—2025 年）》；
- （16）《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》；
- （17）《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）》；
- （18）《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》；
- （19）《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》；
- （20）《新疆维吾尔自治区阜康市矿产资源总体规划（2021—2025 年）》；
- （21）《新疆维吾尔自治区石油天然气发展“十四五”规划》；
- （22）《昌吉回族自治州生态环境保护与建设“十四五”规划》；
- （23）《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）；
- （24）《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）。
- （25）《新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案》（新政发〔2021〕18 号）；
- （26）《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》；
- （27）《阜康市声环境功能区划分技术报告》（修编稿）。

2.2.2. 技术导则及规范

- （1）《建设项目环境影响评价技术导则 总纲》(HJ2.1-2016)；
- （2）《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018)；
- （3）《环境影响评价技术导则 地表水环境》(HJ2.3-2018)；

- （4）《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)；
- （5）《环境影响评价技术导则 声环境》(HJ2.4-2021)；
- （6）《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）；
- （7）《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018)；
- （8）《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022）；
- （9）《排污许可证申请与核发技术规范 总则》（HJ942-2018）；
- （10）《排污单位自行监测技术指南 总则》（HJ819-2017）；
- （11）《土壤环境监测技术规范》（HJ/T166-2004）；
- （12）《危险化学品重大危险源辨识》（GB18218-2018）；
- （13）《突发环境事件应急预案管理暂行办法》（环发〔2010〕113号）；
- （14）《排污许可证申请与核发技术规范 锅炉》（HJ953-2018）；
- （15）《排污许可证申请与核发技术规范 水处理（试行）》（HJ978-2018）；
- （16）《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）；
- （17）《矿山生态环境保护与恢复治理技术规范（试行）》（HJ651-2013）；
- （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）；
- （22）《企业突发环境事件风险分级方法》（HJ941-2018）。

2.2.3. 项目相关资料

- （1）项目委托书；
- （2）新疆科林思德新能源有限责任公司阜康区块煤层气开发项目备案确认单，
国家能源局，项目代码：2404-000000-60-01-163516；
- （3）新疆阜康市阜康矿区一号～七号、九号区块煤层气开发项目可行性研究报告，
中国石油工程建设有限公司华北分公司；
- （4）阜康区块地面建设工程项目总体初步设计，中国石油工程建设有限公司 西

南分公司。

2.3.环境影响因素识别及评价因子

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、土壤环境等）产生不同程度的影响，以及风险事故状态下的环境影响，而且影响贯穿于整个生产期。

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

表 2.3-1 建设项目影响环境要素程度识别表

环境资源		自然环境							生态环境					社会环境							生活质量						
工程阶段	影响程度	水土流失	地下水水质	地表水文	地表水质	环境空气	声环境	土壤环境	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

影响性质 环境资源		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. 评价因子筛选

根据环境影响因素识别，本次筛选的评价因子详见表 2.3-3。

表 2.3-3 拟建项目主要污染因子识别

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 _{2.5} 、SO ₂ 、NO ₂ 、TSP、CO、O ₃ 、非甲烷总烃、H ₂ S
		预测评价	PM ₁₀ 、SO ₂ 、NO _x 、非甲烷总烃
		总量控制	NO _x 、VOCs
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、氟化物、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、蔡。
		预测评价	盐化
8	环境风险	泄漏	瓦斯气（煤层气）泄漏

2.4.环境功能区划及评价标准

2.4.1. 环境功能区划

2.4.1.1. 大气环境功能区划

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，根据《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中的规定，该范围环境空气质量功能区划属二类环境空

气功能区；执行《环境空气质量标准》（GB3095-2012）及修改单中二级标准。

2.4.1.2.地表水环境功能区划

根据《新疆水环境功能区划》中划定，项目所在区域东侧水磨沟河、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；四工河、西沟河执行《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）III 类标准。

2.4.1.3.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。

2.4.1.4.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。

2.4.1.5.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

2.4.1.6.环境功能区划汇总

本项目评价区域环境功能区划见表 2.4-2。

表 2.4-2 项目所在区域环境功能区划一览表

编号	环境功能区名称	评价区域所属类别
1	大气环境	二类
2	地表水	II、III 类
3	地下水	III 类
4	声环境	3 类
5	生态功能区	准噶尔盆地温性荒漠与绿洲农业生态区

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；H₂S 参考《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）中附录 D 其他污染物空气质量浓度参考限值，具体见表 2.4-3。

表 2.4-3 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
10	H ₂ S	1 小时平均	10	μg/m ³	《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018) 中附录 D

2.4.2.2. 地表水环境质量标准

项目所在区域水磨沟河白杨河为 II 类水体，执行《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）II 类标准；四工河、西沟河执行《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。

表 2.4-4 《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）标准值

序号	项目	单位	标准值
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

序号	项目	单位	标准值	
			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	BOD ₅	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.地下水质量标准

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

表 2.4-5 地下水质量标准一览表（摘录）

序号	指标	单位	标准值	序号	指标	单位	标准值
1	pH	无量纲	6.5~8.5	15	氟化物	mg/L	1
2	色度	度	15	16	硫酸盐	mg/L	250
3	总硬度	mg/L	450	17	硫化物	mg/L	0.02
4	溶解性总固体	mg/L	1000	18	阴离子表面活性剂	mg/L	0.3
5	耗氧量	mg/L	3	19	汞	μg/L	1
6	氯化物	mg/L	250	20	砷	μg/L	10
7	细菌总数	CFU/mL	100	21	锑	μg/L	5
8	总大肠菌群	MPN/100mL	3	22	铜	mg/L	1
9	氨氮	mg/L	0.5	23	锌	mg/L	1
10	硝酸盐氮	mg/L	20	24	铅	μg/L	10

序号	指标	单位	标准值	序号	指标	单位	标准值
11	亚硝酸盐氮	mg/L	1	25	镉	μg/L	5
12	挥发酚	mg/L	0.002	26	铁	mg/L	0.3
13	氰化物	mg/L	0.05	27	锰	mg/L	0.1
14	六价铬	mg/L	0.05	28	钠	mg/L	200

2.4.2.4. 声环境质量标准

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

表 2.4-6 声环境质量标准限值一览表（摘录）

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

2.4.2.5. 土壤质量标准

根据现场勘查，本项目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，项目占地外农用地执行《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）表1农用地土壤污染风险筛选值，具体限值见表2.4-7。

表 2.4-7 建设用地土壤环境质量标准（摘录）

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

序号	污染物项目	单位	CAS 编号	标准值（第二类用地筛选值）
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

表 2.4-8 《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）

序号	污染物项目	单位	“其他”风险筛选值			
			pH≤5.5	5.5<pH≤6.5	6.5<pH≤7.5	pH>7.5
1	镉	mg/kg	0.3	0.3	0.3	0.6
2	汞	mg/kg	1.3	1.8	2.4	3.4
3	砷	mg/kg	40	40	30	25
4	铅	mg/kg	70	90	120	170
5	铬	mg/kg	150	150	200	250
6	铜	mg/kg	50	50	100	100
7	镍	mg/kg	60	70	100	190
8	锌	mg/kg	200	200	250	300

2.4.3. 污染物排放标准

2.4.3.1. 大气污染物排放标准

2.4.3.1.1. 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。

2.4.3.1.2.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；燃气式导热油炉燃烧烟气中颗粒物、二氧化硫排放执行《锅炉大气污染物排放标准》（GB 13271-2014）中表 3 大气污染物特别排放限值，氮氧化物执行《关于开展自治区 2022 年度夏秋季大气污染防治“冬病夏治”工作的通知》（新环大气函〔2022〕483 号）中 50mg/m³ 的限值，挥发性有机物参照执行《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）中表 2 要求；无组织非甲烷总烃浓度执行《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）表 2 中排放限值，周界外浓度最高点不超过 4mg/m³。

本项目大气污染物排放限值详见表 2.4-9。

表 2.4-9 大气污染物排放限值一览表

污染源	污染物	排放标准			标准来源
		排放浓度 (mg/m³)	排放速率 (kg/h)		
			排气筒 (m)	二级	
煤层气地面开发系统	煤层气	禁止排放			《煤层气（煤矿瓦斯）排放标准（暂行）》（GB21522-2008）中表 1
燃气式导热油炉有组织排放	颗粒物	20	/	/	《锅炉大气污染物排放标准》（GB 13271-2014）中表 3、《关于开展自治区 2022 年度夏秋季大气污染防治“冬病夏治”工作的通知》（新环大气函〔2022〕483 号）
	二氧化硫	50	/	/	
	氮氧化物	50	/	/	
	烟气黑度（林格曼黑度，级）	≤1			
	挥发性有机物（以 NMHC 计）	120	18	14.2	《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）中表 2
有组织排放	颗粒物	120	15	3.5	《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）中表 2
			20	5.9	
	NMHC	120	15	10	
			20	17	
无组织排放（周界外浓度最高点）	颗粒物	1.0	/	/	
	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

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，送入污水处理厂处理达标后外排。

运营期采出水经各标准化井场 50m³ 防渗排采池收集暂存，送污水处理厂处理；集气增压站分离水经 20m³ 密闭卧式钢制污水罐收集暂存，送污水处理厂处理。

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 2.4-10。

表 2.4-10 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. 评价工作等级和评价范围

2.5.1. 评价工作等级

2.5.1.1. 大气环境评价工作等级

根据建设项目特点、污染物排放特征、项目所在地区的地形特点和环境功能区划，按照《环境影响评价技术导则大气环境》(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评价等级。

（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：

$$P_i = \frac{C_i}{C_{0i}} \times 100\%$$

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）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。

（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/°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/°	/

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 PM_{10} 、二氧化硫、氮氧化物、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 $D_{10\%}$ 。

（3）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。其中建设项目主要污染源参数见表 2.5-3、表 2.5-4。

（4）判定结果

建设项目大气评价工作等级判定结果见表 2.5-5。

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阜康天然气处理站有组织废气 DA001 中氮氧化物，在下风向 419m 处最大落地浓度为 0.01978mg/m^3 ，最大占标率为 9.89%，一二区块、四区块、九区块无组织废气各污染物占标率均 $P_{\max} < 1\%$ 。

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阜康天然气处理站的 9.89%。因此，判定阜康天然气处理站的大气环境评价等级为二级，其余一二区块、四区块、九区块的大气环境评价等级为三级。

表 2.5-3 有组织（点源）污染源参数一览表

编号	名称	排气筒底部中心坐标（m）		排气筒底部海拔高度/m	排气筒高度/m	排气筒出口内径/m	烟气流速/（m ³ /h）	烟气温度/℃	年排放小时数/h	排放工况	污染物排放速率/（kg/h）			
		X	Y								SO ₂	NO ₂	PM ₁₀	VOCs
DA001	阜康天然气处理站 G1 燃气式导热油炉	152	57	1162	18	0.5	6218	150	7920	连续	0.062	0.28	0.066	0.066

表 2.5-4 无组织废气（面源）污染源参数一览表

编号	区块	名称	面源起点坐标/m		面源长度/m	面源宽度/m	与正北向夹角（°）	面源有效排放高度/m	年排放小时数h	排放工况	污染物排放速率
			X	Y							kg/h VOCs
A1	一二区块	FK7	3250	3136	29	39	0	2	7920	连续	0.000002
A2		FK9	32	10	30	40	0	2	7920	连续	0.000002
A3		FK10	1347	1708	31	41	0	2	7920	连续	0.000002
A4		FK11	1034	-254	32	42	0	2	7920	连续	0.000002
A5		FK13	1282	3184	33	43	0	2	7920	连续	0.000002
A6	四区块	CMG1	35	25	79	39	0	2	7920	连续	0.0000207
A7		CMG2	1327	113	44	62	0	2	7920	连续	0.0000299
A8		CMG4	619	1345	79	39	0	2	7920	连续	0.0000187
A9		CMG5	346	799	39	79	0	2	7920	连续	0.0000263
A10		CMG6	-8	1555	69	39	0	2	7920	连续	0.0000169
A11		CMG7	687	-660	54	39	0	2	7920	连续	0.0000112
A12	九区块	FK 参-1	755	126	29	39	0	2	7920	连续	0.000002
A13		FK 参-2	5765	333	29	39	0	2	7920	连续	0.000002
A14		FK15	92	771	29	39	0	2	7920	连续	0.000002
A15		FK16	2450	841	29	39	0	2	7920	连续	0.000002
A16		FK17	3762	872	59	39	0	2	7920	连续	0.0000131
A17		FK18	5497	1232	44	39	0	2	7920	连续	0.0000074
A18		FK19	1012	1001	79	39	0	2	7920	连续	0.0000187
A19		FK20	1187	673	64	39	0	2	7920	连续	0.000015
A20		FK21	9452	923	29	39	0	2	7920	连续	0.000002

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）

A21		FK22	10495	556	29	39	0	2	7920	连续	0.000002
A22		FK23	4585	1013	44	62	0	2	7920	连续	0.000015
A23		FK24	1650	782	62	44	0	2	7920	连续	0.000015
A24		FK25	3192	732	54	39	0	2	7920	连续	0.0000112
A25		FK26	8109	868	54	39	0	2	7920	连续	0.0000112
A26		FK27	8625	767	29	39	0	2	7920	连续	0.000002
A27		FK28	8222	638	49	39	0	2	7920	连续	0.0000093
A28		FK29	438	134	54	39	0	2	7920	连续	0.0000112
A29		FK30	2394	196	44	39	0	2	7920	连续	0.0000074
A30		FK31	4408	-89	29	39	0	2	7920	连续	0.000002
A31	四区块	四区集气增压站	417	59	70	110	82	2	7920	连续	0.0000117
A32	九区块	九区集气增压站	1067	816	65	107	0	2	7920	连续	0.0000117
A33	阜康天然气处理站		145	55	125	265	0	2	7920	连续	0.0000681

表 2.5-5 大气评价工作等级判定结果一览表

序号	污染源名称	方位角度(度)	离源距离(m)	SO ₂ D10(m)		PM ₁₀ D10(m)		氮氧化物 NO _x D10(m)		VOCs D10(m)	
				1 小时浓度 (mg/m ³)	占标率 (%)	1 小时浓度 (mg/m ³)	占标率 (%)	1 小时浓度 (mg/m ³)	占标率 (%)	1 小时浓度 (mg/m ³)	占标率 (%)
1	DA001	40	441	0.004866 0	0.97 0	0.00518 0	1.15 0	0.01978 0	9.89 0	0.00518 0	0.43 0
2	A1	30	52	0.0 0	0.00 0	0.0 0	0.00 0	0.0 0	0.00 0	0.000004 0	0.00 0
3	A2	35	51	0.0 0	0.00 0	0.0 0	0.00 0	0.0 0	0.00 0	0.000003 0	0.00 0
4	A3	35	52	0.0 0	0.00 0	0.0 0	0.00 0	0.0 0	0.00 0	0.000003 0	0.00 0
5	A4	35	54	0.0 0	0.00 0	0.0 0	0.00 0	0.0 0	0.00 0	0.000003 0	0.00 0
6	A5	35	55	0.0 0	0.00 0	0.0 0	0.00 0	0.0 0	0.00 0	0.000003 0	0.00 0
7	A6	0	70	0.0 0	0.00 0	0.0 0	0.00 0	0.0 0	0.00 0	0.000026 0	0.00 0
8	A7	30	65	0.0 0	0.00 0	0.0 0	0.00 0	0.0 0	0.00 0	0.000036 0	0.00 0
9	A8	0	70	0.0 0	0.00 0	0.0 0	0.00 0	0.0 0	0.00 0	0.000024 0	0.00 0
10	A9	0	70	0.0 0	0.00 0	0.0 0	0.00 0	0.0 0	0.00 0	0.000033 0	0.00 0
11	A10	20	66	0.0 0	0.00 0	0.0 0	0.00 0	0.0 0	0.00 0	0.000022 0	0.00 0
12	A11	35	59	0.0 0	0.00 0	0.0 0	0.00 0	0.0 0	0.00 0	0.000015 0	0.00 0
13	A12	30	52	0.0 0	0.00 0	0.0 0	0.00 0	0.0 0	0.00 0	0.000004 0	0.00 0
14	A13	30	52	0.0 0	0.00 0	0.0 0	0.00 0	0.0 0	0.00 0	0.000004 0	0.00 0
15	A14	30	52	0.0 0	0.00 0	0.0 0	0.00 0	0.0 0	0.00 0	0.000004 0	0.00 0
16	A15	30	52	0.0 0	0.00 0	0.0 0	0.00 0	0.0 0	0.00 0	0.000004 0	0.00 0

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）

17	A16	30	62	0.0 0	0.00 0	0.0 0	0.00 0	0.0 0	0.00 0	0.000018 0	0.00 0
18	A17	40	56	0.0 0	0.00 0	0.0 0	0.00 0	0.0 0	0.00 0	0.000011 0	0.00 0
19	A18	0	70	0.0 0	0.00 0	0.0 0	0.00 0	0.0 0	0.00 0	0.000024 0	0.00 0
20	A19	25	64	0.0 0	0.00 0	0.0 0	0.00 0	0.0 0	0.00 0	0.00002 0	0.00 0
21	A20	30	52	0.0 0	0.00 0	0.0 0	0.00 0	0.0 0	0.00 0	0.000004 0	0.00 0
22	A21	30	52	0.0 0	0.00 0	0.0 0	0.00 0	0.0 0	0.00 0	0.000004 0	0.00 0
23	A22	30	65	0.0 0	0.00 0	0.0 0	0.00 0	0.0 0	0.00 0	0.000018 0	0.00 0
24	A23	30	65	0.0 0	0.00 0	0.0 0	0.00 0	0.0 0	0.00 0	0.000018 0	0.00 0
25	A24	35	59	0.0 0	0.00 0	0.0 0	0.00 0	0.0 0	0.00 0	0.000015 0	0.00 0
26	A25	35	59	0.0 0	0.00 0	0.0 0	0.00 0	0.0 0	0.00 0	0.000015 0	0.00 0
27	A26	30	52	0.0 0	0.00 0	0.0 0	0.00 0	0.0 0	0.00 0	0.000004 0	0.00 0
28	A27	35	58	0.0 0	0.00 0	0.0 0	0.00 0	0.0 0	0.00 0	0.000013 0	0.00 0
29	A28	35	59	0.0 0	0.00 0	0.0 0	0.00 0	0.0 0	0.00 0	0.000015 0	0.00 0
30	A29	40	56	0.0 0	0.00 0	0.0 0	0.00 0	0.0 0	0.00 0	0.000011 0	0.00 0
31	A30	30	52	0.0 0	0.00 0	0.0 0	0.00 0	0.0 0	0.00 0	0.000004 0	0.00 0
32	A31	30	85	0.0 0	0.00 0	0.0 0	0.00 0	0.0 0	0.00 0	0.000009 0	0.00 0
33	A32	30	82	0.0 0	0.00 0	0.0 0	0.00 0	0.0 0	0.00 0	0.000009 0	0.00 0
34	A33	15	150	0.0 0	0.00 0	0.0 0	0.00 0	0.0 0	0.00 0	0.000027 0	0.00 0
各源最大值		--	--	0.004866	0.97	0.00518	1.15	0.01978	9.89	0.00518	0.43

2.5.1.2.地表水环境影响评价工作等级

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 2.5-6。

表 2.5-6 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 $Q/(\text{m}^3/\text{d})$ ；水污染物当量数 $W/(\text{无量纲})$
一级	直接排放	$Q \geq 20000$ 或 $W \geq 60000$
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，判定地表水环境影响评价等级为三级 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。

2.5.1.3.地下水环境影响评价工作等级

（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 2.5-7 地下水环境影响评价行业分类表（摘录）

环评类别 行业类别	报告书	报告表	地下水环境影响评价项目类别	
			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 2.5-8。

表 2.5-8 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) 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 2.5-9。

表 2.5-9 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

2.5.1.4. 声环境影响评价工作等级

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 2.5-10。

表 2.5-10 声环境影响评价等级

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

2.5.1.5. 土壤环境影响评价工作等级

2.5.1.5.1. 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 2.5-11。

表 2.5-11 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	

2.5.1.5.2. 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

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 2.5-12 生态影响型敏感程度分级表

敏感程度	判别依据		
	盐化	酸化	碱化
敏感	建设项目所在地干燥度 $a>2.5$ 且常年地下水位平均埋深 $<1.5\text{m}$ 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 $2\text{g/kg}<\text{土壤含盐量}\leq 4$ 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	$5.5<\text{pH}<8.5$	
a 是指采用 E601 观测的多年平均水面蒸发量与降水量的比值，即蒸降比值；			

表 2.5-13 生态影响型评价工作等级划分表

评价工作等级		项目类别		
		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				

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 12.9038hm^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 2.5-14 污染影响型敏感程度分级表

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

根据现场调查及结合卫星影像资料，本项目拟建区域及周边 200m 范围内存在天然牧草地，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 2.5-15 污染影响型评价工作等级划分表

敏感程度	I 类项目			II 类项目			III 类项目		
	大	中	小	大	中	小	大	中	小

敏感	一级	一级	一级	二级	二级	二级	三级	三级	三级
较敏感	一级	一级	二级	二级	二级	三级	三级	三级	—
不敏感	一级	二级	二级	二级	三级	三级	三级	—	—
注：“—”表示可不开展土壤环境影响评价									

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

2.5.1.6.环境风险评价工作等级

2.5.1.6.1.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 2.5-16 确定环境风险潜势。

表 2.5-16 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。				

2.5.1.6.2.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 2.5-17。

表 2.5-17 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、集气支线、集气干线、集气增压站	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、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 2.5-18 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	0.822	10	0.0822
3	乙烷	74-84-0	0.015	10	0.0015
4	丙烷	74-98-6	0.001	10	0.0001
5	正丁烷	106-97-8	0.0001	10	0.00001
6	异丁烷	75-28-5	0.00076	10	0.000076
7	废机油	/	79.02	2500	0.031608
Q 值合计					0.271494

经计算得出 Q：0.271494 $\leq$ 1，该项目环境风险潜势为 I。

2.5.1.6.3.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 2.5-19 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。				

2.5.1.7.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 2.5-20。

表 2.5-20 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+临时占地面积约 0.7049km^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；	本项目不涉及上述条件
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	本项目不涉及

	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。	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

综上分析，本项目生态影响评价工作等级为三级。

2.5.2. 评价范围

2.5.2.1. 大气环境评价范围

根据《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ2.2-2018），二级评价项目大气环境影响评价范围边长取 5 km；三级评价项目不需设置大气环境影响评价范围。

本项目阜康天然气处理站的大气环境评价等级为二级，其余一二区块、四区块、九区块的大气环境评价等级为三级。二级评价项目以阜康天然气处理站为中心，边长 5km 的矩形设置大气环境影响评价范围。

2.5.2.2. 地表水环境评价范围

本项目地表水评价等级确定为三级 B，不设置地表水环境影响评价范围。

2.5.2.3. 地下水环境评价范围

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

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

式中：L—下游迁移距离，m；

α —变化系数， $\alpha \geq 1$ ，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 HJ 610 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、集气增压站、阜康天然气处理站分别进行地下水评价范围。下游取值 2km，上游及两侧为 1km，集气管线以工程边界两侧各向外延伸 200m，作为调查评价范围绘制外切矩形。

2.5.2.4. 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、集气增压站、阜康天然气处理站、道路边界外 1m 为声环境影响评价范围。

2.5.2.5. 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、集气增压站、天然气处理站边界外扩 2km，连接包络线

绘制本项目土壤环境评价范围。

2.5.2.6.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。

2.5.2.7.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、集气增压站、天然气处理站外界 50m 范围、集气干线、集气支线 300m 范围为生态环境评价范围。

2.5.3. 评价工作等级及范围汇总

建设项目各环境要素评价工作等级及评价范围汇总见表 2.5-21。评价范围图见图 2.6-1。

表 2.5-21 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		二级	天然气处理站为中心，边长 5km 的矩形区域
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、集气增压站下游取值 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、集气增压站、道路边界外 1m 为声环境评价范围。
土壤环境		二级	各标准化井场、集气增压站边界外扩 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、集气增压站、天然气处理站外界 50m 范围、集气干线、集气支线 300m 范围为生态环境评价范围。

2.6.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 2.6-1，环境敏感目标分布图见图 2.6-1。

表 2.6-1 环境敏感点以及环境保护目标一览表

类别	区块	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	一二区块	区域环境空气					《环境空气质量标准》 (GB3095-2012) 二级标准
	四区块						
	阜康天然气处理站						
	九区块						
地表水环境	九区块	白杨河	E	1.33	II 类		《地表水环境质量标准》 (GB3838-2002) II 类标准
	一二区块	水磨沟河	W	1.1	II 类		
	四区块	四工河	W	1.3	II 类		
	九区块	西沟河	E	/	II 类		
地下水环境	一二区块 四区块 阜康天然气处理站 九区块	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	一二区块 四区块 阜康天然气处理站 九区块	区域声环境			3 类	/	《声环境质量标准》 (GB3096-2008) 3 类标准
土壤环境	一二区	区域土壤环境			天然牧草	/	《土壤环境质量建设用地土壤

类别	区块	保护目标名称	相对方位	距离/km	属性	人口数	保护要求
	块 四区块 阜康天然气处 理站 九区块				地/其他草地		污染风险管控标准（试行）》 （GB36600-2018）表 1
生态环境	一二区 块 四区块 阜康天然气处 理站 九区块	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		土地利用现状、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，

图 2.6-1 评价范围及环境敏感目标示意图

3.建设项目工程分析

3.1.项目区内煤炭及煤层气勘探开发概况

3.1.1. 项目区范围内煤矿勘探开发概况

3.1.1.1.阜康矿区煤矿勘探概况

3.1.1.1.1.煤炭勘探现状

阜康矿区煤炭勘探历史长，不完全统计勘查项目多达 50 余项，勘查区块分布全区，地质成果丰富，已基本查明全区含煤地层、含煤构造、煤层划分、主力煤层分布、煤岩煤质特征、顶底板特征、水文地质条件、煤岩及顶底板力学性质等，为该区煤层气勘探奠定坚实基础。历年完成的主要煤田勘探项目如下：

（1）1956 年，新疆地质局煤田普查队(744 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 万填图)，同时对阜康地区进行了 1:5 万煤田普查工作。

（2）新疆地矿局昌吉地质大队在 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，西至白杨河的煤系地层。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，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》，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）1987 年～1995 年，新疆煤田地质局一五六队在白杨河至四工河进行普查工作，提交有《白杨河至四工河普查报告》，范围包括本矿区西部。该报告于 1996 年 1 月 11 日通过了新疆煤田地质局专家委员会审查，全区共获得 C+D 级煤炭储量 176828.02 万 t。

（4）2002 年 3 月，新疆地质矿产局第九大队提交了《新疆阜康市天龙矿业股份有限公司煤矿详查地质报告》，查明煤炭资源量 3192.66 万 t。

（5）2002 年 8 月，新疆地质矿产局第九大队提交了《阜康市东风福胜煤矿生产地质报告》，审查批准累计查明的煤矿界内各级资源储量 5511.47 万 t。

（6）2002 年 6 月，新疆地矿局第二区调大队提交了《新疆阜康市金塔实业有限公司大黄山煤矿生产地质报告》，控制了矿区内煤层的规模、形态、空间展布、煤层间距以及煤质变化情况，批准矿界内煤炭资源储量 2910 万 t。

（7）2003 年 7 月，新疆地矿局第九地质大队提交了《新疆阜康市三工建江煤矿生产地质报告》。主要完成工作量为 1:2000 地质综合填图 0.6km²，剖面测量 0.95km，巷道测量 2.86km，采集各类样品 10 件(组)，提交各级资源量 1218 万 t。

（8）2003 年 12 月，新疆煤田地质局一五六勘探队提交了《新疆阜康市(天池能源有限责任公司)规划八号井煤矿生产地质报告》，完成 1:2000 地形测量 5.0km²，1:2000 地质填图 4.0km²，槽探 100m³，钻探 350m，测井 315m，各种样品 19 个(组)。项目提交井田内各级资源量 916.12 万 t。

（9）2004 年 3 月，新疆地矿局第九地质大队提交了《新疆阜康市夹皮沟晋泰一煤矿生产地质报告》。主要完成工作量为 1:5000 地质综合填图 1.77km²，剖面测量 3.02km，巷道测量 1.51km，采集各类样品 7 件(组)。报告提交各级资源量共 3823.84 万 t。

（10）2004 年 5 月，新疆煤田地质局一五六勘探队提交了《新疆阜康市(赛福特有限责任公司)甘沟煤矿补充生产地质报告》。获得各级资源量 2173 万 t，预测资源量 1606 万 t。

（11）2004 年 10 月，新疆煤田地质局一五六队提交了《新疆阜康市磨盘沟煤矿生产地质报告》，获得各级资源量总量 569.05 万 t。

（12）2004 年 6 月，新疆煤田地质局一五六勘探队提交了《新疆阜康市丁家湾煤矿勘探报告》，主要完成工作量为 1:2000 水文、地质综合填图 4.50km²，磁法 3km²，勘探线剖面测量 9.0km，钻孔 2397m，测井 2370m，抽水试验 1 孔 2 次，巷道编录 1945m，采集各类样品 97 件(组)。项目共获得各级资源量 12717.18 万 t。

（13）2004 年 6 月，新疆地矿局第九地质大队提交了《新疆阜康市芦草泉详查地质报告》。主要完成工作量为 1:5000 水文、地质综合填图 7.51km²，剖面测量 14.9km，磁法剖面 6.2km，钻孔 5544.07m，水文孔：705.61m，测井 5176.88m，抽水试验 1 孔 2 次，采集各类样品 152 件(组)。共获得资源量 5641 万 t。

（14）2004 年 9 月，新疆地矿局第十一地质大队提交《新疆阜康市二十号矿区生产地质补充报告》，查明了矿区地层为南倾的单斜构造，矿区内仅有一条小断层，构造较简单。通过钻孔、生产井巷道及地面工程对矿区内各煤层进行了煤层厚度点的揭露，初步查明了矿区水文地质条件及其它开采技术条件，对南大槽、中大槽、八尺槽、丈二槽煤层顶底板稳固性进行了评价。矿区内共获得各级资源总量 2418.89 万 t。

（15）2004 年 11 月，新疆煤田地质局一五六队提交了《新疆阜康市种羊场黄草

沟煤矿(规划十四号井田)生产地质报告》。项目完成地形测量(1:5000)5.4km²，地质填图(1:5000)5.4km²，钻探 3320m，测井 3154m，各种样品 98 个(组)，磁法探火(面积 3km²；剖面 50km)。全区共获得资源量 2651.44 万 t。

（16）2004 年 10 月，新疆地矿局第九地质大队提交了《新疆阜康市西沟二号井煤矿详查地质报告》，查明了含煤地层所属时代，进行了煤层区域对比，估算了矿区内八尺槽(A₁)、八尺槽(A₃)、中大槽(A₄)、米尺槽(A₅)、五尺槽(A₇)煤层资源量 2239 万 t。

（17）2005 年 11 月，新疆煤田地质局一五六勘探队提交了《新疆阜康市新世纪煤矿生产地质报告》，项目完成 1:5000 综合地质填图(修测)2.25km²，获得井田范围内 +530 水平以上资源量 3327.76 万 t。

（18）2005 年 3 月，新疆煤田地质局一五六队提交了《新疆阜康市建新煤业有限公司煤矿勘探地质报告》。项目完成地形测量 5km²，控制测量 5km²，磁法 3km²，钻探 850m，火区抽水钻探 210m(1 孔)，基岩抽水钻探 300m(1 孔)，测井 1300m，各种样品 44 个。井田共获得各级资源量 4754.47 万 t，另获得河床煤柱、火区煤柱资源量 298.85 万 t。

（19）从 2005 年 3 月 5 日至 2007 年 2 月，新疆地质矿产勘查开发局第十一地质大队完成了新疆阜康市臭煤沟煤矿勘探工作。通过勘查工作，明确矿区范围的构造复杂程度为简单类型，煤层属稳定-不稳定煤层。查明了 8 层煤的层位、结构和可采范围；控制了煤层地表火烧层的主要位置及火烧深度；查明了含煤层段含水层组岩性、厚度、空间分布情况、水位、水质、富水性、地下水的补给排泄条件；基本岩性组合特征及其物理力学性质，各含水层之间与地表水的水力联系；确定了矿区水文地质类型为孔隙-裂隙充水为主的简单类型。井田总资源量 10849.30 万 t。

（20）2005 年 10 月，新疆煤田地质局一五六队提交了《新疆阜康市小黄山煤矿勘探地质报告》。项目共完成 7 个钻孔，钻探 2012.98m，采集各种样品 151 个(组)，其中煤心样 107 个、瓦斯样 24 个、水样 2 个、岩石力学样 18 组。井田获得各类资源量 9235.36 万 t。

（21）2005 年 9 月，新疆煤田地质局一五六勘探队提交了《新疆阜康市农六师大黄山煤矿七号井勘探报告》。项目施工钻孔 5 个，总进尺 2997.28m。查明了矿区构造形态、地层及厚度，查明了煤系地层的构造形态，煤层在走向、倾向上变化及产状。进一步研究了矿区地层并将其详细划分至亚段，查清了可采煤层的层数、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，对煤层顶、底板的工程地质、水文地质、瓦斯等方面做了详细评价。井田各类资源量 9061.19 万 t。

（22）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》。

《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》主要完成工作量为 1:5000 水文、地质综合填图 4.78km²、磁法勘探 2.85km²、勘探线剖面测量 6672.03m，槽探 452m³，钻孔 9203.07m，测井 8669.45m，抽水试验 1 孔 2 次，采集各类样品 288 件(组)。共获得探明的内蕴经济资源量 15924.50 万 t。

《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》主要完成工作量为 1:5000 水文、地质综合填图 4.218km²、勘探线剖面测量 9175.2m，槽探 452m³，钻孔 11361.65m，测井 10880.85m，抽水试验 4 孔 7 次，采集各类样品 359 件(组)。共获得经济资源量 16240.06 万 t。

（23）2006 年 11 月 10 日至 2007 年 1 月 20 日，新疆地矿局第九地质大队提交了《新疆淮南煤田阜康市砂沟井田勘探报告》。主要完成工作量为 1:5000 水文、地质综合填图 15.43km²，磁法勘探 5.0km²，勘探线剖面测量 10540m，钻孔 18227.32m，水文扩孔 1982.04m，测井 18054m，三维地震 3.42km²，抽水试验 3 孔三层，采集各类样品 771 件(组)。报告提交煤炭资源量 40509 万 t，另外探求 334 资源量 7961 万 t。

（24）2007 年 12 月昌吉市地质矿产监测服务中心提交了《新疆阜康市六运煤矿二〇〇七年矿产资源储量动态监测年度报告》，提交六运煤矿煤炭储量 1661.41 万 t。

（25）2007 年 12 月昌吉市地质矿产监测服务中心提交了《新疆昌吉州五宫煤矿东沟立井二〇〇七年矿产资源储量动态监测年度报告》。通过资源储量估算，矿井内和邻区资源储量 3201 万 t。

（26）2007 年 12 月昌吉市地质矿产监测服务中心提交了《新疆维吾尔自治区阜康市新疆天池能源有限责任公司阜康天池一煤矿 2007 年矿产资源储量动态监测年度报告》，矿井保有资源储量 1437.26 万 t，另有预测资源量 4063.12 万 t。

（27）2007 年 3 月，新疆煤田地质局一五六勘探队提交了《新疆阜康市新疆阜康市小龙口十七号井田煤炭勘探报告》，主要完成工作量为 1:2000 水文、地质综合填图 2.10km²，勘探线剖面测量 1.5km，钻孔 2806.61m，地球物理测井 2800m，抽水试验

一孔两次，采集各类样品 73 件。井田共获得资源量 4441.18 万 t。

（28）2007 年 4 月，新疆煤田地质局一五六勘探队提交了《新疆阜康市农六师大黄山煤矿一号井勘探补充报告》，该报告查明了矿区地层时代、地层层序及主要岩性特征，基本查明了矿区地质构造、可采及局部可采煤层层位、厚度、结构、可采性及稳定性，对煤层走向、可采范围等已基本控制，并确定了各煤层煤质、变化规律及工业用途。工作区共获得(111b+122b+333+334)资源量 8841.30 万 t。

（29）2007 年 7 月，新疆地矿局第九地质大队提交了《新疆阜康市西沟勘探报告》，查明矿区位于乌鲁木齐山前拗陷东段，黄山倒转向斜北翼，矿区地层为一陡倾斜的单斜构造，倾向 175°~185°，倾角 55°~57°。对含煤地层-侏罗系下统八道湾组（J1b）进行了详细研究，对矿区内可采及局部可采的 14-15、14-15 上、16-18、19-21、23、25、26、27 等九层煤分别在矿区范围内估算了煤炭总资源量 15020 万 t；煤种分类统计焦煤（35Jm）2335 万 t、气煤（45/44Qm）12313 万 t、长焰煤（41CY）112 万 t。

（30）2007 年 10 月，新疆地矿局第九地质大队提交了《新疆淮南煤田阜康市夹皮沟井田勘探报告》及《新疆八钢焦煤集团阜康气煤有限公司一号井勘探报告》，主要完成工作量为 1:5000 水文、地质综合填图 3.69km²，1:5000 地形测量 3.69km²，勘探线剖面测量 5.86km，钻孔 3755.18m，水文孔 4 个共 672m，测井 3096.3m，抽水试验四孔五次，磁法基线 10.4km，三维地震 4.73km²，采集各类样品 108 件(组)。通过估算，本井田共探求各级煤层煤炭资源量 5277.5 万 t。

（31）2008 年 1 月昌吉市地质矿产监测服务中心提交了《新疆阜康市广源煤矿 2007 年矿产资源储量动态监测年度报告》，矿区内保有资源储量为 1173 万 t。另外有预测的资源量 989 万 t。

（32）2008 年 1 月昌吉市地质矿产监测服务中心提交了《新疆有色金属工业集团天池矿业有限责任公司阜康大平滩煤矿 2007 年矿产资源储量动态监测年度报告》。井田内保有资源储量 549.71 万 t，矿界外资源储量为 2573.58 万 t。

（33）2008 年 2 月昌吉市地质矿产监测服务中心提交了《新疆阜康市赛福特有限责任公司甘沟煤矿 2007 年矿产资源储量动态监测年度报告》，井田范围保有资源储量 2150.89 万 t。

（34）2008 年 3 月，新疆煤田地质局一五六勘探队提交了《新疆阜康市水磨河东部煤矿详查报告》，完成 1:5000 地形地质水文地质测量 6km²；岩心钻探 1800m；测

井 1800m；槽探 1000m³。详查区获得资源量 5056.6 万 t。

（35）2008 年 4 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五工沟矿区地质勘查总结报告》。矿区对 13 层煤层进行了资源量估算，各级资源量共计 21098.2 万 t。

（36）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》。整个矿区范围内共获得资源量 37169.69 万 t，其中气煤 24357.67 万 t，1/3 焦煤 7027.72 万 t，长焰煤 1496.00 万 t，无烟煤 1473.72 万 t，瘦煤 1366.37 万 t，弱粘煤 1220.30 万 t，贫煤 227.90 万 t。另获预测资源量 13044.40 万 t，其中气煤 9012.33 万 t，1/3 焦煤 3951.53 万 t。

（37）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东部矿区地质勘查总结报告》。整个矿区范围内共获得资源/储量 47328.44 万 t，另获预测资源量 48599.26 万 t。

（38）2008 年 9 月，新疆煤炭综合勘查院提交了《新疆阜康市甘河子鑫龙煤矿勘探中间报告》，主要工作量：1:2000 地形地质修测 0.88km²；机械岩心钻探 1 孔 412.36m；采集煤心煤样 6 个。井田范围内共获得预计资源量 3854.65 万 t。

（39）2010 年 3 月新疆煤田地质局一五六煤田地质勘探队提交了《新疆淮南煤田阜康市煤圈沟井田煤炭勘探报告》，本次工作共计完成地质及水文地质测量 8.95km²，磁法勘探 2448 个物理点，机械岩心钻探施工钻孔 33 个，工程量 20154.39m，其中探煤兼水文试验孔 5 个，工程量 2662.35m，抽水试验 5 次，测井 19782.95m。在阜康向斜区施工 19 个钻孔，工程量 12450.50m，测井 12184.00m；在南阜康背斜南翼施工 14 个钻孔，工程量 7703.89m，测井 7598.95m。

（40）2010 年 5 月，新疆煤田地质局综合地质勘察队提交《新疆淮南煤田阜康矿区阜康市西黄草沟预探区勘探报告》，全区共获得煤炭资源总量 13513 万 t（焦煤 7873 万 t、1/3 焦煤 3301 万 t、45 气煤 2339 万 t），其中：探明的内蕴经济资源量（331）3367 万 t（焦煤 2366 万 t、1/3 焦煤 696 万 t、45 气煤 305 万 t）；控制的内蕴经济资源量（332）3576 万 t（焦煤 2276 万 t、1/3 焦煤 897 万 t、45 气煤 403 万 t）；推断的内蕴经济资源量（333）5622 万 t（焦煤 3231 万 t、1/3 焦煤 1708 万 t、45 气煤 683 万 t）；预测的资源量（334）948 万 t（45 气煤）。

（41）2012 年 4 月，新疆煤田地质局综合地质勘查队提交《新疆淮南煤田阜康市黄草沟井田勘探报告》，全区共获得煤炭资源总量 15586 万 t（长焰煤 68 万 t、气煤

1379 万 t、1/3 焦煤 5522 万 t、焦煤 8617 万 t），其中：探明的内蕴经济资源量（331）5963 万 t（长焰煤 2 万 t、气煤 435 万 t、1/3 焦煤 2082 万 t、焦煤 3444 万 t）；控制的内蕴经济资源量（332）1711 万 t（1/3 焦煤 630 万 t、焦煤 1081 万 t）；推断的内蕴经济资源量（333）7912 万 t（长焰煤 66 万 t、气煤 944 万 t、1/3 焦煤 2810 万 t、焦煤 4092 万 t）。

（42）2014 年 1 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阜康矿区地质勘查总结报告》。阜康全区共获得煤炭资源量为 575025.06 万 t（长焰、不粘、弱粘煤 124882.01 万 t，气煤、1/3 焦煤 450143.05 万 t）：查明矿产资源量总量为 445075.75 万 t（长焰、不粘、弱粘煤 83543.34 万 t，气煤、1/3 焦煤 361532.41 万 t），其中探明的内蕴经济资源量（331）96067.82 万 t（长焰、不粘、弱粘煤 15614.14 万 t，气煤、1/3 焦煤 80453.68 万 t），控制的内蕴经济资源量（332）94670.12 万 t（长焰、不粘、弱粘煤 19928.8 万 t，气煤、1/3 焦煤 74741.32 万 t），推断的内蕴经济资源量（333）254337.81 万 t（长焰、不粘、弱粘煤 48000.4 万 t，气煤、1/3 焦煤 206337.41 万 t）。查明矿产资源量占总资源量的 77.4%。潜在的矿产资源量总量为预测的（334）129949.31 万 t（长焰、不粘、弱粘煤 41338.67 万 t，气煤、1/3 焦煤 88610.64 万 t）。

（43）2014 年 3 月新疆煤田地质局一五六煤田地质勘探队提交了《新疆阜康市矿区丁家湾煤东详查报告》。勘查区范围内共获得(332)+(333)资源量 1871 万 t，其中：控制的内蕴经济资源量(332)390 万 t，推断的内蕴经济资源量(333)1481 万 t。(332)资源量占总资源量的 21%，(332)+(333)资源量占总资源量的 100%。

（44）2014 年 4 月新疆煤田地质局一五六煤田地质勘探队提交了《新疆阜康市阜康矿区水磨河煤矿东详查报告》。详查区范围内共获得资源量 15557.8 万 t，其中：控制的内蕴经济资源量(332)7895 万 t，推断的内蕴经济资源量(333) 7144.8 万 t，预测的资源量(334) 518 万 t。(332)资源量占总资源量的 50.7%，(332)+(333)资源量占总资源量的 96.7%。

（45）2014 年 6 月新疆煤田地质局一五六煤田地质勘探队提交了《新疆阜康市阜康矿区水磨河-五宫沟一带煤矿详查总结报告》。勘查区范围内共获得资源量 20622 万 t 其中：控制的内蕴经济资源量(332)9057 万 t，推断的内蕴经济资源量(333)10161 万 t，及预测的资源量(334)1404 万 t。(332)资源量占总资源量的 43.9%，(332)+(333)资源量占总资源量的 93.2%。

（46）2014年3月新疆煤田地质局一五六煤田地质勘探队提交了《新疆阜康市阜康矿区五宫沟煤矿南详查报告》。详查区内共获得（332）+（333）+（334）资源量 3093 万 t。其中（332）资源量为 672 万 t，（333）资源量为 1535 万 t，（334）资源量为 886 万 t，（332）占总资源量的 21.73%，（332）+（333）占总资源量的 71.35%。

（47）2014年3月新疆煤田地质局综合地质勘查队提交了《新疆阜康市黄草沟煤矿普查报告》。区内 12 层主要可采煤层的资源量，获得煤炭资源总量 7919 万 t，其中：推断的内蕴经济资源量（333）4540 万 t，占总资源量 57%；预测资源量（334）3379 万 t。

（48）2015年4月新疆地质矿产勘查开发局第九地质大队提交了《新疆阜康市芦草泉煤矿详查报告》。本勘查区平面范围内（水平标高+845m 至-390m 范围内）共估算各煤层的煤炭资源总量（332+333）为 14909 万 t，其中：控制的内蕴经济资源量（332）为 3059 万 t，占全区资源总量的 21%；推断的内蕴经济资源量（333）为 11850 万 t。

勘查区内各煤层按照煤类可分为气煤（45QM）和长焰煤（41CY），气煤（45QM）共估算资源总量（332+333）为 13506 万 t，其中：控制的内蕴经济资源量（332）为 2996 万 t，推断的内蕴经济资源量（333）为 10510 万 t。各煤层长焰煤（41CY）共估算资源总量（332+333）为 1403 万 t，其中：控制的内蕴经济资源量（332）为 63 万 t，推断的内蕴经济资源量（333）为 1340 万 t。

通过在全国地质资料馆、新疆维吾尔自治区自然资源档案馆查证，2015 年 12 月以后至 2022 年 12 月 31 日阜康矿区无煤炭勘查项目资料上交。

图 3.1-1 阜康矿区煤炭勘查程度图

3.1.1.1.2.煤矿探矿权现状

根据建设单位提供资料，阜康矿区内有煤炭探矿权 9 个（其中 1 个已到期），具体见下表 3.1-1。

表 3.1-1 阜康矿区煤炭探矿权信息一览表

序号	矿区名称	矿权人	许可证号	面积 (km ²)	探矿证 有效期	办理 状态
1	新疆阜康市煤圈沟井田煤矿勘探	阜康市丁新新能源有限责任公司	T65120091201037308	8.94	2016/03/03- 2018/03/03	已到期
2	新疆淮南煤田阜康市臭煤沟煤矿勘探	阜康市晋泰实业有限公司	T65120080301005963	2.02	2019/11/26- 2021/11/26	已延续
3	新疆阜康市磨石沟煤矿勘探	新疆通源矿业	T65120090801033447	1.26	2019/12/19- 2021/12/19	已延续

序号	矿区名称	矿权人	许可证号	面积(km ²)	探矿证有效期	办理状态
		科技开发总公司				
4	新疆阜康市黄草沟一带煤矿详查	新疆名都矿业有限公司	T65120090501030199	4.12	2019/04/08-2021/10/08	已延续
5	新疆阜康市西黄草沟迎新工贸有限责任公司煤矿勘探	新疆迎新工贸有限责任公司	T65120090101029147	5.56	2019/10/29-2021/10/29	探矿权保留
6	新疆阜康市甘河子-砂沟一带煤矿勘探	新疆天合矿业有限公司	T65120090201025126	3.43	2019/11/13-2021/11/13	探矿权保留
7	新疆阜康市天龙矿业股份有限公司煤矿西井田勘探	新疆天龙矿业股份有限公司	T65120091101036541	2.15	2019/07/22-2021/07/22	已延续
8	新疆淮南煤田阜康市砂沟井田勘探	新疆阜金矿业有限公司	T65120090401029143	15.43	2019/03/01-2021/03/01	已延续
9	新疆阜康市黄山村井田煤矿勘探	新疆华仪矿业投资有限公司	T65120080101001134	4.12	2019/12/19-2021/12/19	探矿权保留

3.1.1.2.阜康矿区煤矿开采概况

3.1.1.2.1.煤炭开采现状

阜康矿区目前保有煤炭采矿权的 8 个煤矿设计生产规模普遍达到 30 万~90 万 t/a，合计采矿权面积 28.91km²，生产规模合计 540 万 t/a。其中设计生产能力 90 万 t/a 煤矿 3 个，设计生产能力 60 万 t/a 煤矿 4 个，设计生产能力 30 万 t/a 煤矿 1 个。目前上述煤矿均处于停产升级改造状态，尚未进入生产阶段。

（1）新疆焦煤集团阜康气煤有限公司一号井，采矿权面积 3.6923km²，设计生产规模 60 万 t/a；

（2）新疆焦煤集团阜康气煤有限公司二号井，采矿权面积 3.3835km²，设计生产规模 60 万 t/a；

（3）阜康新世纪煤矿，采矿权面积 2.5478km²，设计生产规模 90 万 t/a；

（4）阜康市康龙煤矿，采矿权面积 1.717km²，设计生产规模 60 万 t/a；

（5）阜康市西沟煤焦有限责任公司煤矿，采矿权面积 2.8963km²，设计生产规模 90 万 t/a；

（6）阜康市西沟煤焦有限责任公司西沟二号井煤，采矿权面积 1.5145km²，设计生产规模 30 万 t/a；

（7）新疆大黄山豫新煤业有限责任公司一号井，采矿权面积 5.491km²，新疆大黄山豫新煤业有限责任公司七号井，采矿权面积 2.2743km²，合并生产规模：60 万 t/a；

（8）优派能源（阜康）煤业有限公司新疆阜康市小黄山煤矿，采矿权面积 2.178km²，设计生产规模 90 万 t/a。

3.1.1.2.2.煤炭采矿权

（1）目前保有的煤炭采矿权

根据建设单位提供资料，截至 2021 年 10 月，阜康矿区保有的煤炭采矿权有 7 个。

① 新疆焦煤集团阜康气煤有限公司一号井，采矿权证号：C650000201011112010539，采矿权面积 3.6923km²，采矿权人：新疆焦煤集团阜康气煤有限公司。设计生产规模：60 万 t/a，有效期：2018 年 12 月 31 日至 2019 年 12 月 31 日。

② 新疆焦煤集团阜康气煤有限公司二号井，采矿权证号：C6500002009041120013834，采矿权面积 3.3835km²，采矿权人：新疆焦煤集团阜康气煤有限公司。设计生产规模：60 万 t/a，有效期：2010 年 11 月 24 日至 2019 年 4 月 24 日。

③阜康市西沟煤焦有限责任公司煤矿，采矿权证号：C6500002010111120105794，采矿权面积 2.8963km²，采矿权人：阜康市西沟煤焦有限责任公司。设计生产规模：90 万 t/a，有效期：2017 年 7 月 8 日至 2022 年 7 月 8 日。

④阜康市西沟煤焦有限责任公司西沟二号井煤，采矿权证号：C6500002010111120105793，采矿权面积 1.5145km²，采矿权人：阜康市西沟煤焦有限责任公司。生产规模：30 万 t/a，有效期：2016 年 4 月 25 日至 2018 年 4 月 25 日。

⑤阜康市金塔实业有限公司大黄山煤矿，采矿权证号：C6500002010111120105385，采矿权面积 0.454km²，采矿权人：阜康市金塔实业有限公司。设计生产规模：9 万 t/a，有效期：2019 年 11 月 3 日至 2021 年 11 月 3 日（节能改造保留）。

⑥新疆大黄山豫新煤业有限责任公司一号井，采矿权证号：C6500002010111120105395，采矿权面积 5.491km²，采矿权人：新疆大黄山豫新煤业有限责任公司。设计生产规模：60 万 t/a，有效期：2019 年 12 月 19 日至 2021 年 12 月 19 日。

⑦新疆大黄山豫新煤业有限责任公司七号井，采矿权证号：C6500002009041120014104，采矿权面积 2.2743km²，采矿权人：新疆大黄山豫新煤业有限责任公司。设计生产规模：9 万 t/a，有效期：2010 年 11 月 25 日至 2019 年 4 月 21 日。

（2）已退出采矿权或关停的煤矿

阜康矿区已退出采矿权或已关停的煤矿 16 个。包括：

①阜康市磨盘沟煤矿，采矿权证号：C6500002010111120105789，采矿权面积 1.24km²，采矿权人：阜康市磨盘沟煤矿，产能：9 万 t/a，有效期：2015 年 12 月 05 日至 2017 年 07 月 05 日，已退出煤矿采矿权。

②新疆中德伟业能源有限公司阜康丁家湾煤矿：采矿权证号：C6500002010111120105405，矿权面积 1.1432km²，采矿权人：新疆中德伟业能源有限公司，产能：9 万 t/a，有效期：2015 年 12 月 18 日至 2017 年 07 月 18 日，已退出煤矿采矿权。

③阜康市赛福特有限责任公司甘沟煤矿：采矿权证号 C6500002010111120105790，采矿权面积 1.3687km²，采矿权人：阜康市赛福特有限责任公司，生产规模 9 万 t/a，有效期：2015 年 12 月 05 日至 2017 年 07 月 05 日，已退出煤矿采矿权。

④阜康大平滩煤矿：采矿权证号：C6500002009051120020535，采矿权面积：0.89km²，采矿权人：新疆有色金属工业集团天池矿业有限责任公司，产能：12 万 t/a，有效期：2015 年 12 月 25 日至 2017 年 7 月 25 日。2020 年 11 月 6 日阜康市政府公告该煤矿 2020 年 10 月 20 日完成关闭退出。

⑤新疆阜康市六运煤矿：采矿权证号：C6500002010111120105818，采矿权面积：0.5212km²，采矿权人：新疆阜康市六运煤矿，产能：9 万 t/a，有效期：2010 年 11 月 25 日至 2018 年 12 月 30 日，已退出煤矿采矿权。

⑥阜康市三工建江煤矿：采矿权证号：C6500002010111120105388，采矿权面积：0.5946km²，采矿权人：阜康市三工建江煤矿，有效期：2010 年 11 月 25 日至 2012 年 12 月 01 日，已退出煤矿采矿权。

⑦优派能源（新疆）矿业有限公司阜康市泉水沟煤矿：采矿权证号：C6500002010111120105407，采矿权面积：6.6049km²，采矿权人：优派能源（阜康）煤业有限公司。有效期：2013 年 12 月 28 日至 2015 年 12 月 28 日。

⑧优派能源（新疆）矿业有限公司阜康市石庄沟煤矿：采矿权证号：C6500002010111120105408，采矿权面积：7.1569km²，采矿权人：优派能源（阜康）煤业有限公司。有效期：2013 年 12 月 28 日至 2015 年 12 月 28 日。

⑨阜康市甘河子鑫龙煤矿：采矿权证号：C6500002009031120008593，采矿权面积：0.88km²，采矿权人：新疆富城矿业投资有限公司，已关停。

⑩阜康天池一煤矿：采矿权证号：C6500002010111120105406，采矿权面积：

2.47km²，采矿权人：新疆中德西部能源有限公司，产能：15 万 t/a，有效期：2015 年 12 月 28 日至 2017 年 07 月 28 日，已退出煤矿采矿权，煤矿已关停。

⑩阜康天池三矿：采矿权证号：C6500002010111120105810，采矿权面积：3.50km²，采矿权人：新疆中德西部能源有限公司，产能：15 万 t/a，有效期：2015 年 12 月 23 日至 2017 年 7 月 23 日，煤矿已关停。

⑩阜康市晋泰实业有限公司一煤矿：采矿权证号：C6500002010111120105387，采矿权面积：1.76km²，采矿权人：阜康市晋泰实业有限公司，产能：9 万 t/a，有效期：2015 年 12 月 03 日至 2017 年 07 月 03 日，煤矿已关停。

⑩阜康市晋泰实业有限公司二煤矿：采矿权证号：C6500002010111120105386，采矿权面积：1.29km²，采矿权人：阜康市晋泰实业有限公司，产能：9 万 t/a，有效期：2015 年 12 月 03 日至 2017 年 07 月 03 日，已退出煤矿采矿权，煤矿已关停。

⑩新疆阜康市广源煤矿：（采矿权证号：C6500002010111120105819），采矿权面积：1.32km²，采矿权人：新疆阜康市广源煤矿，有效期：2010 年 11 月 26 日至 2012 年 10 月 8 日。2019 年 5 月 13 日昌吉州政府公告该煤矿关闭退出。

⑩新疆五宫煤业有限公司阜康市五宫煤矿，采矿权证号：C6500002010111120105809，采矿权面积 8.54km²，采矿权人：新疆五宫煤业有限公司。生产规模：12 万 t/a，有效期：2017 年 4 月 26 日至 2019 年 12 月 10 日。2020 年 11 月 6 日阜康市政府公告该煤矿完成关闭退出。

⑩阜康市大黄山东风福胜煤矿，采矿权证号：C6500002010111120105383，采矿权面积 1.08km²，采矿权人：阜康市大黄山东风福胜煤业有限公司。生产规模：9 万 t/a，有效期：2019 年 12 月 8 日至 2021 年 11 月 13 日。2020 年 10 月 22 日阜康市政府公告该煤矿关闭退出。

3.1.2. 项目区煤层气勘查工作概况

3.1.2.1. 煤层气探矿权

2022 年 8 月，新疆科林思德新能源有限责任公司以竞拍方式获得阜康市一号～七号、九号煤层气矿业权。

阜康矿区设置的阜康市一号～七号、九号等 8 个煤层气普查区块，阜康市政府已和区内相关煤矿企业、煤田勘查单位签订允许设置煤层气矿业权协议，煤层气普查区块设置已避开未签协议的“新疆焦煤集团阜康气煤有限公司一号井”采矿权区块、新疆

阜金矿业有限公司“新疆淮南煤田阜康市砂沟井田勘探”探矿权区块，经过阜康市、昌吉州自然资源主管部门分级征询政府其他相关部门意见，最终确定了 8 个区块的范围并上报自治区自然资源厅。

2021 年 11 月，新疆维吾尔自治区自然资源厅下发《关于征求新疆阜康市一号等 12 个煤层气普查区块意见的函》，在阜康矿区设置煤层气普查项目 8 个。通过征询自治区发改委、工信厅、生态环境厅、交通厅、水利厅、应急管理厅、国资委、林草局、煤矿安全监察局等政府相关部门的意见，阜康矿区出让的 8 个煤层气普查项目所在区域，已避开新疆天池国家森林公园、天池国家地质公园、博格达自然遗产地、水磨河水源地保护区、拜斯胡木村饮用水源地保护区、白杨河水源地保护区等禁采功能区，避开天池公路两侧各 1km 范围，对环境、交通、煤矿安全生产等没有影响。新疆阜康市一号~九号煤层气普查区块内无矿权争议、无禁采功能区，不涉及环保红线范围。

2022 年 8 月，新疆科林思德新能源有限责任公司通过竞拍获得阜康市一号~阜康市七号、阜康市九号煤层气普查探矿权。2022 年 9 月 26 日取得上述探矿权证，合计面积 141.66km²，有效期 2022 年 9 月 26 日-2027 年 9 月 26 日（煤层气探矿权证见附件）。

本项目一、二、四、九区块煤层气普查项目拐点坐标见下表。

3.1.2.2.煤层气矿权与煤炭矿区重叠关系

本项目一、二、四、九煤层气普查区块与 18 个煤炭矿权重叠，其中探矿权 3 个，采矿权 15 个，探矿权重叠面积合计 7.5264km²，采矿权重叠面积合计 28.6132km²。以上重叠区的煤炭矿权人均与政府签订了允许设置煤层气矿权的协议。重叠情况如下所述：

（1）一号区块：

与一号区块重叠的煤矿矿权有 5 个全部为采矿权，其中有 4 个煤矿已经关闭退出，与一号区块重叠面积合计 3.8145km²，分别是：①阜康新世纪煤矿 1.1978km²；②阜康市磨盘沟煤矿 0.9165km²；③阜康天池一煤矿 0.3117km²；④新疆阜康市广源煤矿 0.0632km²；⑤阜康市赛福特有限责任公司甘沟煤矿 1.3262km²。

（2）二号区块：

与二号区块重叠的煤矿有 2 个，全部为采矿权，分别是：①阜康新世纪煤矿；②阜康市赛福特有限责任公司甘沟煤矿。区块二与两个煤矿重叠面积合计 0.2837km²。

（3）四号区块：

与四号区块重叠的煤矿有 4 个，重叠面积合计 13.593km²，其中 2 个探矿权，分别是：①新疆淮南煤田阜康市臭煤沟煤矿勘探，重叠面积 1.8103km²；②新疆阜康市磨石沟煤矿勘探，重叠面积 1.5961km²。2 个采矿权重叠区，分别是：①新疆阜康市小黄山煤矿，重叠面积 2.178km²。②阜康市五宫煤矿，重叠面积 8.0086km²。

（4）九号区块：

与九号区块重叠的煤炭矿权有 9 个，其中 8 个采矿权，1 个探矿权，重叠面积合计 18.4475km²。8 个采矿权重叠分别是：①阜康市西沟煤焦有限责任公司煤矿，与九号区块重叠面积 2.8963km²。②阜康市西沟煤焦有限责任公司西沟二号井，重叠面积 1.5145km²。③阜康市金塔实业有限公司大黄山煤矿，重叠面积 0.454km²。④新疆大黄山豫新煤业有限责任公司一号井，重叠面积 5.491km²。⑤新疆大黄山豫新煤业有限责任公司七号井，重叠面积 0.8772km²。⑥阜康市晋泰实业有限公司一煤矿，重叠面积 1.76km²。⑦阜康市晋泰实业有限公司二煤矿，重叠面积 0.2545km²。⑧阜康市大黄山东风福胜煤矿，重叠面积 1.08km²；1 个探矿权重叠区：新疆阜康市黄山村井田煤矿勘探，重叠面积 4.12km²。

表 3.1-2 一、二、四、九区块煤层气普查项目拐点坐标一览表

区块名称	序号	2000 坐标系	
		纬度	经度
阜康市一号煤层普查 (30.53km ²)	1		
	2		
	3		
	4		
	5		
	6		
	7		
	8		
	9		
	10		
	11		
	12		
	13		
	14		
	15		
	16		
	17		
	18		
	19		
	20		
	21		
	22		
	23		

区块名称	序号	2000 坐标系	
		纬度	经度
	24		
	25		
	26		
	27		
	28		
	29		
	30		
	31		
	32		
	33		
	34		
	35		
	36		
	37		
	38		
	39		
	40		
阜康市二号煤层普查 (2.81km ²)	1		
	2		
	3		
	4		
	5		
	6		
	7		
阜康市四号煤层普查 (29.66km ²)	1		
	2		
	3		
	4		
	5		
	6		
	7		
	8		
	9		
	10		
	11		
	12		
	13		
	14		
阜康市九号煤层普查 (37.14km ²)	1		
	2		
	3		
	4		
	5		
	6		

表 3.1-3 一、二、四、九区块煤层气普查区与煤炭探矿权重叠区域一览表

煤层 气区 块	涉及煤炭探矿权						
	名称	矿权人	许可证号	面积 (km ²)	探矿证有效 期	办理 状态	与煤层气矿权重 叠面积 (km ²)
一区 块	/	/	/	/	/	/	/
二区	/	/	/	/	/	/	/

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）

块							
四区 块	新疆淮南煤田阜康市臭煤沟煤矿勘探	阜康市丁新新能源有限责任公司	T65120091201037308	8.94	2016/03/03-2018/03/03	已到期	1.8103
	新疆阜康市磨石沟煤矿勘探	新疆通源矿业科技开发总公司	T65120090801033447	1.26	2019/12/19-2021/12/19	已延续	1.5961
九区 块	新疆阜康市黄山村井田煤矿勘探	新疆华仪矿业投资有限公司	T65120080101001134	4.12	2019/12/19-2021/12/19	探矿权保留	4.12
合计							7.5264

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）

一、二、四、九区块煤层气普查区与煤炭采矿区重叠区域一览表

编号	煤层气区块	涉及煤炭采矿权							
		煤矿名称	矿权人	采矿权证号	采矿权面积 (km ²)	设计生产规模 /产能 (万 t/a)	有效期	生产状态	与煤层气矿权重叠面积 (km ²)
1	一区	阜康新世纪煤矿	新疆新世纪矿业有限责任公司	C6500002009091120039788	2.5478	90	2010.03.24-2020.03.24	停产升级改造	1.1978
2		阜康市磨盘沟煤矿	阜康市磨盘沟煤矿	C6500002010111120105789	1.24	9	2015.12.05-2017.07.05	关闭退出	0.9165
3		阜康天池一煤矿	新疆中德西部能源有限公司	C6500002010111120105406	2.47	15	2015.12.28-2017.07.28	关闭退出	0.3117
4		新疆阜康市广源煤矿	新疆阜康市广源煤矿	C6500002010111120105819	1.32		2010.11.26-2012.10.8	关闭退出	0.0632
5		阜康市赛福特有限责任公司甘沟煤矿	阜康市赛福特有限责任公司	C6500002010111120105790	1.3687	9	2015.12.05-2017.07.05	已退出	1.3262
1	二区块	阜康新世纪煤矿	新疆新世纪矿业有限责任公司	C6500002009091120039788	2.5478	90	2010.03.24-2020.03.24	停产升级改造	0.2837
2		阜康市赛福特有限责任公司甘沟煤矿	阜康市赛福特有限责任公司	C6500002010111120105790	1.3687	9	2015.12.05-2017.07.05	已退出	
1	四区块	优派能源（阜康）煤业有限公司新疆阜康市小黄山煤矿	优派能源（阜康）煤业有限公司	C6500002009041120018623	2.178	90	2010.06.30-2018.11.3	停产升级改造	2.178
2		阜康市五宫煤矿	新疆五宫煤业有限公司	C6500002010111120105809	8.54	12	2017.4.26-2019.12.10	关闭退出	8.0086
1	九区块	阜康市西沟煤焦有限责任公司煤矿	阜康市西沟煤焦有限责任公司	C6500002010111120105794	2.8963	90	2017.7.8-2022.7.8	停产升级改造	2.8963
2		阜康市西沟煤焦有限责任公司西沟二号井	阜康市西沟煤焦有限责任公司	C6500002010111120105793	1.5145	30	2016.4.25-2018.4.25	停产升级改造	1.5145
3		阜康市金塔实业有限公司大黄山煤矿	阜康市金塔实业有限公司	C6500002010111120105385	0.454	9	2019.11.3-2021.11.3	节能改造保留	0.454
4		新疆大黄山豫新煤业有限责任公司一号井	新疆大黄山豫新煤业有限责任公司	C6500002010111120105395	5.491	60	2019.12.19-2021.12.19	停产升级改造	5.491

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）

5	新疆大黄山豫新煤业有限责任公司七号井	新疆大黄山豫新煤业有限责任公司	C6500002009041120014104	2.2743	原 9，与一号井合并	2010.11.25-2019.4.21.	与一号井合并	0.8772
6	阜康市晋泰实业有限公司一煤矿	阜康市晋泰实业有限公司	C6500002010111120105387	1.76	9	2015.12.03-2017.07.03.	已关停	1.76
7	阜康市晋泰实业有限公司二煤矿	阜康市晋泰实业有限公司	C6500002010111120105386	1.29	9	2015.12.03-2017.07.03.	已关停	0.2545
8	阜康市大黄山东风福胜煤矿	阜康市大黄山东风福胜煤业有限公司	C6500002010111120105383	1.08	9	2019.12.8-2021.11.13.	关闭退出	1.08
28.6132								

图 3.1-2 阜康矿区煤层气普查区块与煤炭矿权重叠范围示意图

图 3.1-3 阜康市煤层气普查区块与禁采功能区关系图

3.1.2.3.煤炭勘探开发现状

阜康矿区煤层气研究始于上世纪 80 年代，地质勘探工作始于 2012 年，主要开展了以下煤层气研究和煤层气勘查、煤层气开发先导实验项目：

（1）20 世纪 80 年代，新疆煤田地质局、煤炭科学研究总院西安分院编写了《新疆维吾尔自治区煤层气资源评价》研究报告。

（2）2009 年，新疆煤田地质局完成了《新疆煤层气资源评价》报告和《准噶尔盆地南缘阜康煤层气评价》研究报告。

（3）2010 年新疆煤田地质局完成《新疆阜康矿区瓦斯地质编图》研究项目，对于阜康矿区煤层气开发具有重要参考意义。

（4）2012 年 8 月四川省煤田地质工程勘察设计院完成新疆阜康矿业有限公司砂沟煤矿地质补充勘探项目煤层气勘查项目，并编写《新疆阜康矿业有限公司砂沟煤矿地质补充勘探项目煤层气勘查报告》。该项目钻煤层气参数井 4 口，获取了 142 组岩心样品煤层气（瓦斯）含量数据（地勘标准解吸样 114 组，煤层气标准解吸样 28 组），总体认为沙沟煤矿浅部煤层含气性差，实测埋深 305.89m 干燥无灰基煤层含气量为 $0.11\text{m}^3/\text{t}$ ，埋深 503.40m 干燥无灰基煤层含气量为 $0.47\text{m}^3/\text{t}$ 。靠近火烧区附近煤层含气性差，ZKJ202 钻孔 A6 煤层埋深 561.32m 干燥无灰基煤层含气量仅 $0.07\text{m}^3/\text{t}$ 。该报告未开展煤层气资源量估算工作。

（5）2014 年 4 月 10 日-2015 年 12 月，新疆煤田地质局一五六煤田地质勘探队承担自治区国土资源厅地质勘查基金项目《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 14.1km；建设标准化井场 24 座、参数井及生产井钻探工作量 50 口（进尺 48399.83m），参数井钻探 2 口（2131.7m）；U 型试验井 1 组；煤层气综合测井 50 口；常规测井 50 口；固井质量测井 50 口；试井 10 层；射孔 145 层/段；压裂 147 层/段；气测录井 9 口，样品采集测试 1460 件；排采自动化建设 52 口井；集输管线 20.356km，日处理能力 $10\times 104\text{m}^3/\text{d}$ 。CNG 集气站 1 座。2018 年 03 月 09 日提交《新疆阜康市白杨河矿区煤层气地质勘探报告》，探明储量叠合含气面积 10.66km^2 ，探明煤层气地质储量 $43.39\times 108\text{m}^3$ ，技术可采储量 $21.70\times 108\text{m}^3$ ，预测储量叠合含气面积 4.55km^2 ，预测煤层气地质储量 $15.31\times 108\text{m}^3$ 。

（6）2015 年 5 月-2017 年 4 月，新疆煤田地质局一五六队完成“新疆阜康市甘河子-大黄山一带煤层气资源勘探项目”并编写《新疆阜康市甘河子-大黄山一带煤层气资

源勘探总结报告》，勘查区西起甘河子，东至大黄山，东西长 26km，南北宽 3km，面积 59.7km²，完成参数+排采试验井 3 口，估算煤层气资源/储量 79.45×10⁸m³。

（7）2016 年 9 月—2018 年 12 月，新疆煤田地质局 156 队完成阜康矿区中区（在“甘河子-大黄山一带煤层气资源勘探项目”工区内）煤层气资源预探项目并提交《新疆阜康市阜康矿区中区煤层气资源预探报告》，完成煤层气参数井 7 口，试采井 3 口，获得阜康中区各类煤层气资源量约 49×10⁸m³，其中控制煤层气资源量 16.63×10⁸m³，推断煤层气资源量 6.9×10⁸m³，潜在煤层气资源量 25.46×10⁸m³。

（8）2012 年～2023 年 12 月，新疆科林思德公司在四工河井区开展煤层气勘探和开发先导试验项目，共完成三维地震 5.06km²，施工各类煤层气井 69 口（含不投产对接井 4 口），包括煤层气参数井 9 口，生产井 60 口（含多分支水平井 3 口、U 型井 2 口），总进尺 73722m，对主力煤层和顶底板进行了绳索取心，取心进尺 527.46m，采集工业分析、储层物性、含气量、气组分、力学样品 1058 块次，实验测试 3164 余项次，开展注入/压降试井 8 层，压裂 49 井 137 层，试采井 54 口，建设集气管网 10km，日处理能力 30×10⁴m³/d 集气站 1 座，CNGCNG 站 1 座，瓦斯电站 1 座，加气站 1 座。丛式井单井最高稳定日产气 14058.6m³/d，最高单井日产气 29876m³/d。水平井单井最高稳定日产气 17498.98m³/d，最高单井日产气 36000m³/d。截至 2022 年 12 月，先导试验项目已累计产气 3.05×10⁸m³。

（9）2014 年-2015 年新疆科林思德新能源有限责任公司在水磨河井区施工参数井 3 口：FK1、FK5、FK6 井，钻井总进尺 3198m，开展地质录井 3 口、气测录井 3 口、绳索取心进尺 225.3m，心长 216.47mm、完井电测 3815m、固井质量检查测井 2636m，采集样品 53 块分析化验 11 项 368 次等各项资料录取工作，并对主力煤层和顶底板岩心样品开展了煤岩描述、煤岩煤质、显微组分、含气性、气组分、等温吸附、镜质体反射率、力学分析等分析化验，了解了勘探区煤岩煤质特征和储层特征、煤层含气性，吸附解吸特征、顶底板力学特征等，参考煤田钻孔和勘探成果资料，掌握了主力煤层和顶底板封盖层的发育情况，证实工区煤层发育，煤层具备较好的储层改造条件，3 口井试气获得单井最高日产气 198.6-845m³/d，证实该区具有一定的煤层气勘探潜力。

（10）2014-2021 年，新疆科林思德新能源有限责任公司在黄草沟煤矿、大黄山井区（白杨河以东）施工了 17 口煤层气井，总进尺 20289m，其中 5 口参数井进行了煤层段取心和岩心样品分析化验工作。取心进尺 498.14m，心长 447.76m。2015 年对

FK17、FK19 井 2 口井进行了射孔水力加砂压裂，并进行排采试验连续产气 3 个月以上，单井最高日产气 316.5-1441.m³/d，针对 2 井口产出气、水开展了气体成分分析和地下水测试化验，基本掌握本区构造特征、主采煤层分布特征、煤岩煤质、压裂参数、含气量变化、气体组分、排采参数和煤层产气能力等一系列重要参数。结合白杨河煤层气勘查项目成果资料，为本区进一步煤层气勘探和储量估算奠定基础。2021 年 10 月 FK23、FK24、FK26 井 3 口井开展压裂后试采试验，FK23 井最高产气 2200.m³/d，稳产气 1150.m³/d；FK24 井最高产气 2516.m³/d，稳产气 2106m³/d；FK26 井最高产气 2184.m³/d，稳产气 1837m³/d。显示该区域具备较好的煤层气开发潜力。

3.1.2.4.阜康矿区煤层气储量估算

根据设计单位估算，阜康矿区煤层气田叠合含气面积约 25.1km²，煤层气资源储量总计为 150.94×10⁸m³。其中探明煤层气面积 10.2km²，探明煤层气地质储量 61.34×10⁸m³；预测煤层气面积 14.9km²，预测煤层气资源量 89.60×10⁸m³。按照最终采收率 50%计算，阜康矿区煤层气技术可采地质储量为 75.47×10⁸m³。

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 3.1-4 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 3.1-5 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

3.1.4. 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 3.1-6 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。

FS-1 井排采曲线	FS-2 井排采曲线
FS-3 井排采曲线	FS-4 井排采曲线
FS-5 井排采曲线	

图 3.1-4 FS-5 井排采曲线

3.2.建设项目概况

3.2.1. 项目基本情况

项目名称：新疆科林思德新能源有限责任公司阜康区块煤层气开发项目（一期工程）；

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。

建设性质：新建；

项目投资：本项目总投资 148349.96 万元，其中环境保护投资 2610 万元，占总投资的 1.76%；

占地面积：永久占地面积约 111404m²；临时占地 593512m²。

工作制度：本项目年连续运行 330d，年运行小时数 7920h；

劳动定员：各区块采取无人值守，定期巡检；阜康天然气处理站配置 30 人运营及区块巡检。

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

一期工程对阜康矿区一、二、四、九区块进行煤层气开发。一、二区块新建钻井 5 口、标准化井场 5 座、集气支线 15km；四区块新建钻井 66 口、标准化井场 6 座、集气支线 15km、集气干线 6.5km、集气增压站 1 座；九区块新建钻井 80 口、标准化井场 11 座、集气支线 20km、集气干线 10.6km、集气增压站 1；八区块北侧新建天然气处理站 1 座。

一期工程建成投产后，一、二区块产能 248 万 m³/a；四区块产能 8853 万 m³/a；九区块产能 11555 万 m³/a。

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，主要建设 30 座井场、布设 151 口钻井、集气管线、集气增压站 2 座，天然气处理站 1 座等。

主要建设内容见表 3.2-1。

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	场地平整		
	钻井工程	钻井数量及井型	一二区块 建设直井（定向井）5 口	新建
			四区块 建设水平井（L 型井）40 口；直井（定向井）26 口；	
			九区块 建设水平井（L 型井）48 口；直井（定向井）32 口；	
		井深	钻井深度 1000m~3100m	
		井身结构	二开井 钻头程序：Φ311.1mm×一开井深+Φ215.9mm×二开井深。	
			三开井 钻头程序：Φ374.6mm 钻头×一开井深+241.3mm 钻头×二开井深。	
		钻井液体系	一开 坂土浆钻井液体系	
			二开 聚合物钻井液体系	
			三开 清水/低固相聚合物钻井液体系	
		标准化井场	建设标准化井场 30 座。井场内有井口区、采出水收集防渗排采池、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、41、42、43、44 号	
			压裂液 主要成分：1%的 KCl，含石英砂量约 12.5%。	
	集输工程	集气支线	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。	
			一二区块集气支线总长度约 16km，采用 SDR11PE100 管材，管径 D160，起端为 5 座标准化井场，终端为三区集气增压站。	新建
			四区块集气支线总长度约 7185m，采用 SDR11PE100 管材，管径 D160，起端为 CMG1、CMG2、CMG4、CMG5、CMG6、CMG7 共 6 座标准化井场汇集，终端为四区集气增压站。	新建
			九区块集气支线总长度约 16141m，采用 SDR11PE100 管材，管径 D160，起端为 19 座标准化井场汇集，终端为九区集气增压站。	
		集气干线	四区集气干线起端为四区集气增压站，终端为科林思德 CNG 站，长度约 6.5km，采用柔性复合输气管 PN2.5MPa 管材，管径 DN200。	

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）

工程分类		建设内容	备注
		九区集气干线起端为九区集气增压站，向西穿越白杨河和 126 乡道到达八区 15 井附近，与八区东线同沟敷设至八区集气增压站，再沿北方向与八区集气干线同沟敷设至阜康天然气处理站，长度约 9.64km，采用柔性复合输气管 PN2.5MPa 管材，管径 DN250。	
	晋源联络线	晋源联络线起端为阜康天然气处理站，终端为晋源接收站，长度约 1.36km，采用 L245N 无缝钢管，管径 De273×7.1。	
	四区集气增压站	四区块 1 座增压集气站，设计出站流量 27×10 ⁴ m ³ /d；设计压力：1.7~2.5MPa.g； 主要设备：1 套进站阀组橇、1 套气液分离器橇、1 套过滤分离器橇（2 台过滤分离器）、2 套螺杆压缩机、1 套仪表风橇；1 根管径 DN100、高 10m 事故气体燃烧火炬。	新建
	九区集气增压站	九区块 1 座增压集气站，设计出站流量 36×10 ⁴ m ³ /d；设计压力：0.05~2.5MPa.g； 主要设备：1 套进站阀组橇、1 套气液分离器橇、1 套过滤分离器橇（2 台过滤分离器）、2 套螺杆压缩机、1 套仪表风橇；1 根管径 DN100、高 10m 事故气体燃烧火炬。	
	阜康天然气处理站	设计进站流量 48×10 ⁴ m ³ /d，出站流量 32.8×10 ⁴ m ³ /d； 主要设备：1 套进站阀组橇、1 套气液分离器橇、1 套过滤分离器橇、4 套往复式压缩机、1 套仪表风橇；脱碳装置 1 套；脱水装置 2 套、火炬、生活区、分析化验室等。	
辅助工程	道路	依托现有临时道路，九区块改造道路长度 14.152km，井场道路宽度为 4.0m，采用砂石路面；集气站道路采用水泥混凝土路面。	依托及新建
	分析化验室	阜康天然气处理站配置分析化验室 1 座，配备有色谱分析等分析化验所需的分析仪器和设备，承担站内生产过程中原料气、产品气等的常规分析工作。分析化验室采用橇装房。	
	生活办公区	标准化井场及集气增压站无人值守，定期巡检，不设置生活办公区；阜康天然气处理站设置生活办公区。	/
公用工程	供水	生产用水、生活用水及其他用水水源由新疆昌源水务集团阜康供水有限责任公司提供。	依托
	排水	标准化井场 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，拉运至污水处理厂处理。	新建
		四区、九区集气增压站 集气增压站设置 1 座 20m ³ 密闭卧式钢制污水罐暂存，定期拉运至污水处理厂处理。	
		阜康天然气处理站 分离水通过污水罐收集，定期拉运至污水处理厂处理。 生活污水通过生活污水收集罐收集，定期拉运至污水处理厂处理。	
	供电	一二区块 5 座标准化井场依托项目区附近供电设施供电； 四区块各标准化井场及集气增压站依托科林思德 CNG 站内已建低压配电室的备用回路更换断路器后引接 1 回 AC380V 电源供电。 阜康天然气处理站内东南处建设 35KV 变电站 1 座，根据外部变电站引接一回 35kV 架空电力线路供电。35KV 变电站 1 座	依托

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）

工程分类		建设内容		备注
		九区各标准化井场及集气增压站依托阜康天然气处理站 35kV 变电站引接 2 回 10kV 架空电力线路供电。		
	供热	标准化井场及集气增压站不设置居住生活区，集气管道采用电伴热，集气站采用分体式空调采暖、制冷；阜康天然气处理站采用电采暖。		新建
环保工程	废气	正常工况下标准化井场、四区、九区集气增压站无组织烃类气体排放；阜康天然气处理站闪蒸汽通过 1 根 15m 排气筒排放、燃气式导热油炉燃烧烟气通过 1 根 20m 排气筒排放。 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；集气增压站事故、检修时通过 1 根管径 DN100、高 10m 事故气体燃烧火炬燃烧排放煤层气；阜康天然气处理站通过 1 根管径 0.35m、高 30m 火炬燃烧后排放。		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 50m³ 防渗排采池暂存，拉运至污水处理厂处理； 集气增压站分离水：通过集气增压站内 1 座 20m³ 密闭卧式钢制污水罐暂存，定期拉运至污水处理厂处理。 天然气处理站：分离水通过污水罐收集，定期拉运至污水处理厂处理；生活污水通过生活污水收集罐收集，定期拉运至污水处理厂处理。	
	噪声	选用低噪声设备；压缩机、泵等设备置于撬装设备内，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：定期由有资质专业的建筑垃圾清运单位和城市环境卫生部门按照当地有关要求清运。 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、集气增压站产生废机油、废机油桶、集气增压站过滤分离器废滤芯通过密闭收集，分类、	

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）

工程分类		建设内容	备注
		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；集气增压站内进行地面硬化，非硬化区域进行绿化、集气管线原位恢复；道路两侧种植行道树或播撒草籽绿化，路面压实或采取其他硬化方式	
	污水处理厂	本项目外送废水依托阜康市东部城区污水处理厂处理，污水处理采用“预处理+生化处理+高级氧化处理+深度处理”工艺，设计处理规模为2万 m ³ /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. 产能规划及流向

3.2.4.1. 产品方案

本项目一期工程一、二、四、九区块合计产能***万 m³，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 (万 m ³ /a)	年运行时数 (h)	服务年限 (a)
一、二号区块	煤层气	***	7920	20
四号区块	煤层气	***	7920	20
九号区块	煤层气	***	7920	20
煤层气开采	煤层气	***		

3.2.4.2. 煤层气流向

本项目设计一二、四、九区块分别通过集输工程收集处理。

(1) 一、二区块：通过 10km 集气支线汇集至三区块集气干线，依托三区块现有集气增压站增压后至科林思德 CNG 站处理外售；

(2) 四区块：四区块内各标准化井场通过集气支线汇集至四区集气增压站，增压后通过集气干线输送至科林斯德 CNGCNG 站处理外售；

(3) 九区块：九区块内各标准化井场通过集气支线汇集至九区集气增压站，增压后通过集气干线输送至阜康天然气处理站处理，后通过输气管线输送至晋源接收站外售。

3.2.5. 产能规划

本项目各区块产能规划见表 3.2-3。

表 3.2-3 本项目产能规划一览表

区块	总井数 (口)	定向井			水平井			合计产能	
		井数 (口)	单井产能 (m ³ /d)	小计产能 (m ³ /d)	井数 (口)	单井产能 (m ³ /d)	小计产能 (m ³ /d)	(m ³ /d)	(万 m ³ /a)
一、二号区块	5	5	***	***	0	***	***	***	***
四号区块	66	26	***	***	40	***	***	***	***
九号区块	80	32	***	***	48	***	***	***	***
合计	151	63	***	***	88	***	***	***	***

3.2.6. 总平面布置

本项目共建设 30 座标准化井场、151 口钻井、2 座增压集气站、集气支线、集气干线、1 座天然气处理站、道路等。

3.2.6.1. 标准化井场平面布置

根据设计资料，本项目共建设 30 座标准化丛式井场，一、二区块布设 5 座标准

化井场；四区块布设 6 座标准化井场；九区块布设 19 座标准化井场。

根据现场开采情况不同，每座标准化井场内 1~14 口井；井场内 有井口区、采出水收集水箱、放空区、修井区及低压配电站，单座标准化井场布设不同井式井场、平面布置示意情况见图 3.2-1、图 3.2-2、图 3.2-3、图 3.2-4、图 3.2-6。

3.2.6.2. 集气增压站平面布置

本项目四区、九区集气增压站分为辅助生产区、生产区、放空区三个区域；辅助生产区主要包括橇装仪控房、仪表风橇区等；生产区主要工艺区、压缩机区、采出水池；放空区位于站场东南侧围墙处。

增压集气站平面布置示意情况见图 3.2-10。

3.2.6.3. 阜康天然气处理站

本项目阜康天然气处理站可分为生产区、辅助生产区、放空区、生活区。

生产区主要为 1 套进站阀组橇、1 套气液分离器橇、1 套过滤分离器橇、4 套往复式压缩机、1 套仪表风橇；脱碳装置 1 套；脱水装置 2 套；辅助生产区主要为 35KV 变电站、分析化验室；生活区主要为供水站、运营人员生活间、生活污水收集罐。

3.2.6.4. 集气管线

根据项目的具体井位的部署、四区、九区集气增压站、阜康天然气处理站的具体位置，结合煤层气井口压力低的特点，该工程选用按照区块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集气增压站，在集气站增压后过八区集气干线输往末端处理站。

3.2.6.4.1. 一二区块集气管线

（1）集气支线

一二区块集气支线总长度约 16km，采用 SDR11PE100 管材，管径 D160，起端为 5 座标准化井场，终端为三区集气增压站。

3.2.6.4.2. 四区块

（1）集气支线

四区块集气支线总长度约 7185m，采用 SDR11PE100 管材，管径 D160，起端为 CMG1、CMG2、CMG4、CMG5、CMG6、CMG7 共 6 座标准化井场汇集，终端为四区集气增压站。

（2）集气干线

四区集气干线起端为四区集气增压站，终端为科林思德 CNG 站，长度约 6.5km，采用柔性复合输气管 PN2.5MPa 管材，管径 DN200。

3.2.6.4.3.九区块

（1）集气支线

九区块集气支线总长度约 16141m，采用 SDR11PE100 管材，管径 D160，起端为 19 座标准化井场汇集，终端为九区集气增压站。

（2）集气干线

九区集气干线起端为九区集气增压站，向西穿越白杨河和 126 乡道到达八区 15 井附近，与八区东线同沟敷设至八区集气增压站，再沿北方向与八区集气干线同沟敷设至阜康天然气处理站，长度约 9.64km，采用柔性复合输气管 PN2.5MPa 管材，管径 DN250。

3.2.6.4.4.晋源联络线

晋源联络线起端为阜康天然气处理站，终端为晋源接收站，长度约 1.36km，采用 L245N 无缝钢管，管径 De273×7.1。

图 3.2-1 一井从式井场总平面布置图

图 3.2-2 四井从式井场总平面布置图

图 3.2-3 五井从式井场总平面布置图

图 3.2-4 六井从式井场总平面布置图

图 3.2-5 七井从式井场总平面布置图

图 3.2-6 八井从式井场总平面布置图

图 3.2-7 对称从式井场总平面布置图

图 3.2-8 九井从式井场总平面布置图

图 3.2-9 十井及以上多井从式井场总平面布置示意图

图 3.2-10 四区集气增压站平面布置示意图

图 3.2-11 九区集气增压站平面布置示意图

图 3.2-12 阜康天然气处理站平面布置示意图

3.2.7. 项目占地情况

根据建设单位提供资料，本项目占地面积约 91.1278hm²，其中永久占地面积约 12.9038 公顷；临时占地 78.224 公顷。各工程用地类型见表 3.2-4。

表 3.2-4 本项目用地类型一览表

3.3.工程分析

3.3.1. 开发利用方案

3.3.1.1. 开发层系

根据阜康矿区煤层气控气地质条件、富集规律以及试采成果，本区煤层气开发目的层为 39、41、42、43、44 号煤层，埋深在 600~3000m。全区分布稳定，厚度大，含气量较高。

3.3.1.2. 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。

3.3.1.3. 钻井规划

产能建设的开发方式以水平井、定向井为主。一、二区块部署定向井 5 口；四区块部署定向井 23 口、水平井 43 口；九区块部署定型井 30 口、水平井 50 口。

3.3.1.4. 储层改造规划

压裂是目前国内外瓦斯气井增产的重要手段之一，大规模压裂是目前煤层气增产主流技术。

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，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。

本项目开发井压裂工作量如下：一、二区规划 5 口开发井压裂 15 层/段；四区 66 口开发井压裂 303 层/段；九区 80 口开发井压裂 309 层/段，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）开发井合计压裂 627 层/段。

3.3.1.5.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。

3.3.1.6.地面工程规划

根据开发部署方案，地面工程主要包括井场工程、集气管线工程、增压集气站工程、天然气处理站工程。

3.3.1.6.1.标准化井场工程

一、二区块建设标准化井场 5 座；四区块新建标准化井场 6 座；九区块新建标准化井场 19 座。

3.3.1.6.2.集气管线工程

本项目集气管线分为集气支线及干线。

（1）集气支线

一、二号区块新建 10km 单井采气集输管线；四区块新建 7.185km 采气集输管线；九区块新建 16.141km 采气集输管线。

（2）集气干线

一、二区块集气支线管道直接接入三区块现有集气增压站；四区块新建 6.385km 集气干线；九区块新建 10.6km 集气干线

3.3.1.6.3.增压集气站

四区块新建 1 座增压集气站；九区块新建 1 座集气增压站。

3.3.1.6.4.阜康天然气处理站

八区块北侧、阜康产业园外南侧新建 1 座阜康天然气处理站。

3.3.1.7.开发层系

阜康矿区构造相对较简单，以发育相对宽缓褶皱为主，南陡北缓，断层较少，构造复杂程度分类为 II 类。

煤层纵向上由上而下划分为西山窑煤层组和八道湾煤层组两套勘探目的层。根据煤层纵向层间距离、平面厚度变化规律、层间地层压力变化等影响煤层气开发效果因素分析，划分为四套开发组合，分别为：西山窑组 45 号煤层组、八道湾组 14-18 号

煤层组、八道湾组 19-21 号煤层组、八道湾组 39-42 号煤层组。

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，本次煤层气开发目的层包括 39、41、42、43、44 号煤层，埋深在 600~3000m，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、43、44 煤为主。试采成果证实了深部煤层具有更好的产气能力，因此选择以上煤层作为本次煤层气开发的主要目的层系。

3.3.2. 钻完井工程和工艺方案

3.3.2.1. 井型设计

本项目开发部署使用的井型为直井/定向井、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。水泥返至设计要求。

（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，水泥返至设计要求。

（3）L 型水平（水平段 300-600m）

开钻程序“二开井”

钻头程序： $\Phi 311.15\text{mm}$ 钻头 $\times$ 一开井深 + 215.9mm 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 2~5m。二开水泥返至井口。如图 3.3-1 所示。

（4）L 型水平井（600~800m）

开钻程序：三开井；

钻头程序： $\Phi 374.6\text{mm}$ 钻头 $\times$ 一开井深 + 241.3mm 钻头 $\times$ 二开井深；

套管程序： $\Phi 273.05\text{mm} \times \text{一开套管下深} + \Phi 193.7\text{mm} \times \text{二开套管下深}$ ，生产套管：

P110。套管下至距井底 2~5m，水泥返至井口。

直井井身结构示意图	定向井井身结构示意图
L 型水平生产试验井（二开）井身结构示意图	L 型水平生产试验井（三开）井身结构示意图

图 3.3-1 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	
井径扩大率 %	全井	<10	<15	<20	
	煤层段	<25	<30	<40	
注 1：最大井斜角计算至井底。					
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 11°/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

3.3.2.4.1. 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

(2) L 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
		2#电动压风机	VFY-3.0/1.0		6.5m ³ /min
		储气罐	1.5/1.0		1MPa
		主车动力	C-15	470	
		主车动力	C-15	470	
九	固控系统	振动筛	645*585*42	60	L/S
		振动筛	645*585*42		
		真空除气器	ZCQ1/4	60	m ³ /h
		除沙除泥清洁剂	CSCN254*2/125*8		MPa
		离心机	LW450-842N	240	rpm
		离心机	LW450-1000-N3	200	rpm
十	仪器仪表	钻井参数仪	多参数仪		1 套
		测斜仪	自浮单点		1 套
十一	H ₂ S 监测	便携式		≥1 套	

序号	名称	型号	载荷（kN）	功率(kW)	备注
十二	液压大钳	ZQ203-100		1 台	

(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

3.3.2.4.2. 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+Φ133mm 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+Φ133mm 方钻杆	
	稳斜段	Φ215.9mm 钻头+Φ172mm×1.25° 单弯螺杆钻具+ Φ165 短钻铤+ Φ165mm 扶正器+Φ165 定向接头+Φ165mm 无磁钻铤×1 根+Φ127mm 钻杆+Φ133 方钻杆	

表 3.3-10 二开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	
	造斜段和水平段	Φ215.9mm 钻头+Φ172mm×1.5°单弯螺杆钻具+Φ165 定向接头+Φ165mm 无磁钻铤×1 根+Φ127mm 钻杆+Φ127mm 加重钻杆（放置在上部井斜小于 30° 井段）+Φ127mm 钻杆+ 133mm 方钻杆	

表 3.3-11 三开水平井钻具组合设计

开钻程序	钻具组合		
一开	Φ374.6mm 钻头+Φ177.8mm 钻铤 2 根+Φ370mm 扶正器+Φ177.8mm 钻铤 2 根+Φ127mm 加重钻杆		
二开	Φ241.3mm 钻头+Φ185mm×(1.5° /1.75°) 单弯螺杆钻具+Φ165 定向接头（MWD）+Φ165mm 无磁钻铤 1 根+Φ127mm 钻杆+Φ127mm 加重钻杆+Φ127mm 钻杆		
三开	Φ171.4mm 钻头+Φ135mm×1.5° 单弯螺杆钻具+Φ120 定向接头（LWD）+Φ121mm 无磁钻铤 1 根+Φ101.6mm 加重钻+Φ101.6mm 钻杆+Φ101.6mm 加重钻杆+Φ101.6mm 钻杆		

3.3.2.5. 钻井液方案设计

3.3.2.5.1. 钻井液方案设计

钻井液设计原则是综合考虑地质情况、作业难度、钻井成本、环境保护等因素，本项目选用水基钻井液。直井/定向井在进入目的层前钻井液转换为低密度低固相钻井液。水平井一开采用膨润土钻井液，二开采用聚合物钻井液，三开采用清水/低固相聚合物钻井液体系钻进。

为减小钻井液对煤层的损害，直井钻井液采用低密度低固相钻井液，水平井进入三开水平段施工时采用清水/低固相聚合物钻进。由于清水中几乎没有固相含量，不会堵塞储层的孔隙，煤层气的通道保持完好。

（1）直井、丛式井钻井液方案

①一开：使用坂土浆钻井液体系

配方：水+坂土；密度：1.05~1.10g/cm³；粘度：40-50s。

②二开：使用聚合物钻井液体系

配方：坂土+纯碱（Na₂CO₃）+烧碱（NaOH）+包被剂（抑制剂，主要成分聚丙烯酰胺）+降滤失剂 HJ-3（聚丙烯酸钠）+CMC-HV（羧甲基纤维素钠）+护壁封堵剂+润滑剂+封堵剂 WC-1+堵漏剂；密度：1.05-1.15g/cm³；粘度：40-60s。

在普通地层用泥浆钻进、煤层段采用低固相聚合物钻井液钻进。其性能指标：粘度 40-60s，密度 1.05~1.15g/cm³，失水量≤5ml，泥饼≤1mm。

③三开：使用清水/低固相聚合物钻井液体系

配方：坂土+纯碱+烧碱+包被剂（抑制剂）+降滤失剂 HJ-3+CMC-HV+护壁封堵剂+润滑剂+封堵剂 WC-1+堵漏剂；密度：1.05-1.15g/cm³；粘度：40-60s。

在普通地层用泥浆钻进、煤层段采用低固相聚合物钻井液钻进。其性能指标：粘度 40-60s，密度 1.05-1.15g/cm³，失水量≤5ml，泥饼≤0.5mm。

本项目一开、二开钻井液设计参数见表 3.3-12、表 3.3-13、表 3.3-14。

表 3.3-12 一开钻井液设计参数一览表

开钻次序	井段 m	常规性能									流变参数			固相含量 %	膨润土含量 %	
		密度 g/cm³	漏斗粘度 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				
一开	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 3.3-13 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 ~ 1500	1.10~1.30	50~70	≤5-≤4	≤0.5	8~10	≤0.5		0.5	≤0.15	1~5	2~7	15 ~30	5~12	/	3~5
类型		配方			处理方法与维护											
聚合物 钻井完 井液体 系		4%坂土 +0.2%Na 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 3.3-14 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 ~ 1500	1.10~1.30	40~70	≤5-≤4	≤0.5	8 ~ 10	≤0.5		0.5	≤0.15	1 ~ 5	2 ~ 7	15 ~ 30	5 ~ 12	/	3 ~ 5
类型		配方				处理方法与维护										

聚合物 钻井完 井液体 系	4%坂土 +0.2%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。

3.3.2.5.2. 钻井液使用量

本项目钻井 151 口，单井钻井液使用量约 240m³，钻井液使用预估量约 36240m³。

钻井液使用情况见表 3.3-15。

表 3.3-15 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	
储备钻井液	密度 g/cm³			
	体积 m³			
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）	151
单井一开+二开钻井液使用量（m ³ ）	240
本工程钻井液使用量（m ³ ）	36240

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。

	1-振动筛
	2-泥浆清洁器
	3-螺旋输送机
	4-立式钻屑甩干机
	5-废渣
	6-回收的泥浆
	7-回收钻井液罐
	8-离心机供液泵或螺杆泵
	9-离心机
	10-固体排渣口
	11-干净泥浆回归泥浆系统

图 3.3-2 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。

一开井口装置示意图	
三开井口装置示意图	二开井口装置示意图

图 3.3-3 一开、二开、三开井口装置示意图

3.3.2.8. 固井设计

3.3.2.8.1. 套管及配件检验、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。

3.3.2.8.2.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 CATTTS101 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。

3.3.2.8.3.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 1.85~1.90g/cm³，平均密度控制在 1.85g/cm³ 左右；生产套管采用双密度体系。

（5）表层套管水泥塞高度为 10m—15m，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 3.3-16 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

表 3.3-17 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	Φ311.1	Φ244.5	≥1.85	0-50	40m	G	20
生产套管	Φ215.9	Φ139.7	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

3.3.2.8.4.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

- ①用井口试压工具连接井口试全井套管柱、井口；
- ②试压介质采用清水或管内循环介质；
- ③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.录井

主要录井项目和要求见表 3.3-18。

表 3.3-18 主要录井项目和要求

录井项	井段(m)	要求

目		
岩屑	二开-井底	二开至井底 1 包/1m，目的层段 1 包/0.5m，全井不允许出现漏取点。
钻时		非煤系地层 1 点/1m；煤系地层 1 点/0.5m。
气测		全烃含量连续测量，后效观测。
钻井液		每 20m 人工测 1 次相对密度、粘度、失水；见气显示加密测定密度和粘度。
钻井液液面观测		实时监测，人工 1 小时丈量一次液面；每次起钻后、下钻前人工测量 1 次(泥浆池液面、井筒液面)、记录钻井液消耗量。

3.3.2.10.取芯

- (1) 取芯方式：绳索取心试压方法；
- (2) 岩芯直径：≥60mm；煤心直径：≥60mm；
- (3) 取芯井段：符合钻井地质设计、钻井工程设计要求；
- (4) 取芯收获率：岩心收获率≥90%，煤心收获率≥80%；
- (5) 满足《煤层气钻井工程质量验收评级规范》NB/T 10003-2014 中的取芯要求。

3.3.2.11.试井

试井包含注入/压降试井、原地应力测试。试井过程取得参数内容见表 3.3-19。

表 3.3-19 试井项目及获取的参数

试井层数	试井项目	获取的参数
依据设计	注入/压降	煤层渗透率
		原始储层压力
		表皮系数
		调查半径
		储层温度
	原地应力	破裂压力
		原地应力

3.3.2.12.完井

3.3.2.12.1.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。

完井井口示意图	套管射孔完井示意图 1	套管射孔完井示意图 1

图 3.3-4 完井内容示意图

3.3.3. 压裂工艺方案设计

本项目结合实际试井情况，按照煤层气井压裂规程要求选择水力喷射压裂，其施工快捷、节能效果明显、适应性强。

3.3.3.1.1. 水力喷射压裂技术简述

水力喷射压裂技术是指在煤层部位，利用高压水力射流的破岩作用，在煤层中不同方位喷射出多个小井眼，以实现在煤层中形成通道网络的目的。水力喷射加砂压裂实现了压裂与射孔联作、施工周期短、成本低、应用范围广、施工安全性高，还可以运用一趟管柱快速准确地压开多条裂缝，另外它还可以运用常规压裂工具或与大直径连续油管相结合，而且施工快捷。

3.3.3.2. 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、45 煤层。

3.3.3.3. 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。

3.3.3.4. 压裂液

（1）本项目选择压裂液

活性水是截至目前应用于煤层气压裂的主要压裂液，本项目选用活性水压裂液。

采用清水+1.0%KCl+0.2%助排剂配成活性水压裂液，可以达到压裂要求，并取得了良好的效果，同时选择清水压裂液成本低、反排率高、能耗低。

同时，压裂液中 KCl 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 3.3-20 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

3.3.3.4.1.压裂液使用量

根据建设单位提供资料，单井压裂液用量约 6500m³，本项目共 151 口井需进行压裂作业，则施工期压裂液最大使用量为 98.15 万 m³。

3.3.3.5.支撑剂

本项目结合实际情况，选择石英砂、人造陶粒及低温覆膜树脂砂作为支撑剂，可提高压裂水平。

3.3.3.6.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。

3.3.3.7.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 $15\sim 20\text{m}^3/\text{min}$ 。

（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。

3.3.3.8. 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 $10\text{m}^3/\text{min}$ 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 $10\sim 12\text{m}^3/\text{min}$ 。在排量提升至 $12\text{m}^3/\text{min}$ 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 $1500\sim 2500\text{m}^3$ 。

（5）综合以上因素，再考虑井网井距（ $300\text{m}\times 300\text{m}$ ）及主应力方向，同时考虑裂缝穿透比（一般来说最优的裂缝穿透比在 0.4 左右，也就是压裂产生的裂缝半长与井距之间的比值为 0.4，形成的动态裂缝长度至少在 140m ），制定裂缝半长，从而决定压裂规模。

（6）井口限压必须综合考虑固井质量、水泥返高，以及套管、井口、管线、压裂设备的承压能力。对于 P110 钢级、外径 139.7mm 、壁厚 9.17mm 的套管施工时限

压 50MPa，45MPa 以上降低施工排量。

3.3.3.9. 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 3~5MPa 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 $2\text{m}^3/\text{h}$ ；1~3MPa 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。

3.3.3.10. 钻井及压裂施工周期

根据设计单位估算，本项目施工期直井/定向井钻井及压裂完工周期约 25 日，水平井钻井及压裂完工周期约 34 日。钻井周期分别见表 3.3-21、表 3.3-22。

表 3.3-21 直井/定向井钻完井周期

开钻次序	内容	时间(d)	累计时间(d)
一开	搬家、安装	2	2
	一开钻进	1	3
二开	固井、候凝	1	4
	煤层以上钻进	2	6
	取芯	4	10
	试井	3	13
	完井作业	3	16
压裂	射孔、压裂	5	21
投产	捞砂、投产	4	25

表 3.3-22 水平井钻完井周期

开钻次序	内容	时间(d)	累计时间(d)

直井	搬家、安装，一开	3	3
	二开	13	16
一开	搬家、安装	2	2
	一开钻进	1	3
	固井、候凝	1	4
二开	直井段钻进	2	6
	定向钻进	4	10
	固井、候凝	3	13
三开	钻进	5	18
	完井作业	4	22
压裂	射孔、压裂	7	29
投产	捞砂、投产	5	34

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

本项目水平井采用射流泵或电潜泵；直井采用抽油机或螺杆泵。

3.3.4.2.1. 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，

3.3.4.3.排采自动化

煤层气井的排采必须遵循“连续、缓慢、长期、稳定”的排采原则。通过实施排采自动化工艺，减少员工劳动强度，提高管理效率，确保煤层气井的产气效果和整体开发效果。

排采自动化的目标就是通过自动化工艺的实施，实现对煤层气井各种参数的自动采集，并自动传输至中控室，使管理人员能及时了解各井的工作状况，以便管理人员及时制定对应措施。实施排采自动化的目的是改变煤层气井排采管理方式，由仪器设备的自动监控替代人工巡井，实现无人值守，既能减轻员工劳动强度、减少人工成本，又能提高管理效率、确保排采效果。

图 3.3-5 排采自动化系统框架图

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

本项目共建设标准化井场 30 座，建设情况见表 3.3-23。

表 3.3-23 本项目标准化井场建设情况一览表

区块	井场	所辖井数	所辖井位编号	经纬度坐标	井场面积		
					长 (m)	宽 (m)	面积 (m ²)
一、二 区块	FK7	1	FK7		29	39	1131
	FK9	1	FK9		30	40	1200
	FK10	1	FK10		31	41	1271
	FK11	1	FK11		32	42	1344
	FK13	1	FK13		33	43	1419
四区 块	CMG1	11	CMG1-X1、CMG1-X2、CMG1-1L、CMG1-2L、CMG1-3L、CMG1-4L、CMG1-5L、CMG1-6L、CMG1-7L、CMG1-8L、CMG1-9L、		79	39	3081
	CMG2	16	CMG2-X1、CMG2-X2、CMG2-1L、CMG2-2L、CMG2-3L、CMG2-4L、CMG2-5L、CMG2-6L、CMG2-7L、CMG2-8L、CMG2-9L、CMG2-10L、CMG2-11L、CMG2-12L、CMG2-13L、CMG2-14L		44	62	2728
	CMG4	10	CMG4、CMG4-X1、CMG4-X2、CMG4-2L、CMG4-3L、CMG4-4L、CMG4-5L、CMG4-6L、CMG4-7L、CMG4-8L、		79	39	3081
	CMG5	14	CMG5、CMG5-X1、CMG5-X2、CMG5-X3、CMG5-X4、CMG5-X5、CMG5-X6、CMG5-X7、CMG5-X8、CMG5-X9、CMG5-1L、CMG5-2L、CMG5-3L、CMG5-4L		39	79	3081
	CMG6	9	CMG6-X1、CMG6-X2、CMG6-X3、CMG6-X4、CMG6-X5、CMG6-X6、CMG6-1L、CMG6-2L、CMG6-3L		69	39	2691

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）

区块	井场	所辖井数	所辖井位编号	经纬度坐标	井场面积		
					长 (m)	宽 (m)	面积 (m ²)
	CMG7	6	CMG7、CMG7-X1、CMG7-X2、CMG7-1L、CMG7-2L、CMG7-3L		54	39	2106
九区 块	FK 参-1	1	FK 参-1		29	39	1131
	FK 参-2	1	FK 参-2		29	39	1131
	FK15	1	FK15		29	39	1131
	FK16	1	FK16		29	39	1131
	FK17	7	FK17-X1、FK17-X2、FK17-X3、FK17-1L、FK17-2L、FK17-3L、FK17-4L		59	39	2301
	FK18	4	FK18-X1、FK18-1L、FK18-2、FK18-2L		44	39	1716
	FK19	10	FK19-X1、FK19-x2、FK19-1L、FK19-2L、FK19-3L、FK19-4L、FK19-5L、FK19-6L、FK19-7L、FK19-8L		79	39	3081
	FK20	8	FK20-1L、FK20-2L、FK20-3L、FK20-4L、FK20-5L、FK20-6L、FK20-7L、FK20-8L		64	39	2496
	FK21	1	FK21		29	39	1131
	FK22	1	FK22		29	39	1131
	FK23	8	FK23-X1、FK23-X2、FK23-X3、FK23-X4、FK23-1L、FK23-2L、FK23-3L、FK23-4L		44	62	2728
	FK24	8	FK24-1L、FK24-2、FK24-2L、FK24-3L、FK24-4L、FK24-5L、FK24-6L、FK24-7L		62	44	2728
	FK25	6	FK25-1L、FK25-2L、FK25-3L、FK25-4L、FK25-5L、FK25-6L		54	39	2106
	FK26	6	FK26-X1、FK26-1L、FK26-2、FK26-2L、FK26-3L、FK26-4L		54	39	2106
	FK27	1	FK27		29	39	1131
	FK28	5	FK28-X1、FK28-X2、FK28-1L、FK28-2、FK28-2L		49	39	1911
	FK29	6	FK29-X1、FK29-X2、FK29-X3、FK29-X4、FK29-1L、FK29-2		54	39	2106
	FK30	4	FK30-X1、FK30-1L、FK30-2、FK30-2L		44	39	1716
	FK31	1	FK31		29	39	1131

3.3.5.2. 标准化井场设计

本项目共建设 30 座标准化丛式井场，每座井场内有 1~16 口井；井场内有井口区、采出水排采池、放空区、修井区及低压配电站，为无人值守井场。

3.3.5.2.1. 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。采气树油管采出水经计量后进入井场储水池，定期拉运处理。

（2）采出水排采池

各标准化井场建设 1 座 72m³ 排采池（下底面 6m×2m、上敞开面 10m×6m、高 2m）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 根 DN80 事故气体燃烧放空管，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。

3.3.5.2.2. 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→储水箱

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）。

3.3.6. 集输管网工程

3.3.6.1. 集气工艺

本项目采用用干气输送工艺，开采出煤层气气体在集气增压站集中进行脱水处理，通过集气干线输送至阜康市天然气处理站脱水脱碳。

3.3.6.1.1. 干气输送工艺简述

井口出来的产出流体(采出气和采出水)分别进入两个不同类型的分离器，采出气分离器出来的气体与采出水分离器顶部出来的气体汇合、

、除杂并计量，采出气分离器出来的水与采出水分离器中出来的水汇合、除杂，再管输至输水泵，经泵增压输送至水处理场所，采出水的计量要么在井口进行要么在输水泵之后进行，流程当中的储水罐是当水处理设施发生紊乱的时候作就地储存用。

图 3.3-6 干气输送工艺流程图

3.3.6.2. 管网布置

根据一二、四、九的具体井位的部署、四区集气增压站、九区集气增压站、阜康天然气处理站的具体位置，结合煤层气井口压力低的特点，本项目选用按照区块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，分别最终汇集至三区、四区、九区集气增压站，三、四区集气增压站增压后输送科林思德 CNG 站处理外售；九区集气增压站增压后输送阜康天然气处理站，经脱水脱碳处理后通过晋源联络线输送至晋源接收站。

3.3.6.2.1. 集气支线

本项目集气支线按照一二区块、四区块、九区块分别布设。

（1）一、二区块集气支线

本项目一二区块集气支线总长度约 16km，采用 SDR11PE100 管材，管径 D160，起端为 5 座标准化井场，终端为三区集气增压站。

（2）四区块集气支线

本项目四区块集气支线总长度约 7185m，采用 SDR11PE100 管材，管径 D160，起端为 CMG1、CMG2、CMG4、CMG5、CMG6、CMG7 共 6 座标准化井场汇集，终端为四区集气增压站。

（3）九区块集气支线

本项目九区块集气支线总长度约 16141m，采用 SDR11PE100 管材，管径 D160，起端为 19 座标准化井场汇集，终端为九区集气增压站。

3.3.6.2.2.集气干线

（1）四区集气干线

本项目四区集气干线起端为四区集气增压站，终端为科林思德 CNG 站，长度约 6.5km，采用柔性复合输气管 PN2.5MPa 管材，管径 DN200。

（2）九区集气干线

本项目九区集气干线起端为九区集气增压站，向西穿越白杨河和 126 乡道到达八区 15 井附近，与八区东线同沟敷设至八区集气增压站，再沿北方向与八区集气干线同沟敷设至阜康天然气处理站，长度约 9.64km，采用柔性复合输气管 PN2.5MPa 管材，管径 DN250。

3.3.6.2.3.晋源联络线

本项目晋源联络线起端为阜康天然气处理站，终端为晋源接收站，长度约 1.36km，采用 L245N 无缝钢管，管径 De273×7.1。

3.3.6.3.集气管线主要工程量

本项目集气管线主要工程量见表 3.3-24。

表 3.3-24 本项目线路主要工程量一览表

项目	区块	项目	单位	数量	管材	备注
集气 支线	一二区 块	FK9~一二区块集气支线主线	km	0.447	SDR11PE100 管 材， 管径 D160	
		FK30~一二区块集气支线主线	km	0.25		
		FK10~一二区块集气支线主线	km	0.181		
		集气支线主线（FK11~FK7~三区集气增压站）	km	15.282		
		小计	km	16.16		
	四区块	GMG7~四区集气增压站	km	0.871		
		CMG2~四区集气增压站	km	1.176		
		CMG4~四区集气支线主线	km	0.17		
		四区集气支线主线（CMG5~CMG6~CMG1~四区集气增压站）	km	4.9		
		小计	km	7.117		
	九区块	FK15 至九区集气增压站	km	1.01		

		FK18~FK23~九区集气支线主线	km	1		
		FK 参 2~九区集气支线主线	km	1.539		
		FK29~FK 参 1~九区集气增压站	km	1.122		
		FK19~九区集气增压站	km	0.188		
		小计	km	4.859		
	集气支线合计		km	28.136		
集气 干线	四区块	四区集气增压站~科林思德 CNG 站	km	6.5	PN2.5MPa 管材， 管径 DN200	
	九区块	九区集气增压站~阜康天然气处理站	km	9.641	PN2.5MPa 管材， 管径 DN250。	
晋源 联络线	/	阜康天然气处理站~晋源接收站	km	1.36	L245N 无缝钢管， 管径 De273×7.1	

3.3.6.4.九区集气干线穿越白杨河方案比选

本项目九区集气干线需穿越 1 次白杨河至八区块连接至阜康天然气处理站。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 146.0km²，河长 20.0km。拟选穿越点距下游蓄能电站约 3.5km。该穿越属于中型河流穿越。白杨河是典型的冰雪消融补给型河流，拟采用大开挖的穿越方式。

因白杨河东侧沿岸有村庄，村庄内有民房和放养棚，且树木茂密，沟通协调难度大。白杨河穿越段位置有 2 个方案。

图 3.3-7 九区集气干线穿越白杨河比选方案示意图

3.3.6.4.1.方案一：穿越点位置位于村庄下游

整条线路长度约 2.9km，穿越河床宽约 160m。东岸有电力线路。西岸有 1 口天然气试验井和一块墓群。

图 3.3-8 白杨河穿越方案一

3.3.6.4.2.穿越点位置位于村庄上游

整条线路长度约 4.0km，穿越河床宽约 150m，较方案一稍窄。两岸的坡度较方案一，施工难度较小。但穿越处有 1 块地为农户放养牛的位置，可能涉及赔偿。

图 3.3-9 白杨河穿越方案二

表 3.3-25 白杨河穿越方案对比表

	方案一	方案二
优点	1、涉及外部争议较少（村民）； 2、线路走向顺畅，整体集气干线线路较短。	1、穿越段地势较平缓，施工难度较小。 2、仅穿越施工费用较少。
缺点	1、穿越段长度较长，施工费用较高； 2、白杨河河堤改造工程量较大，施工费用较高。	1、区块集输管线走向绕行较大，整体采气管线长度长。 2、管线需穿越已拆除的牲畜圈，外协工作困难。

综合比选，方案一线路长度较短，投资较低，且外协难度较小，推荐采用方案一，即在村庄下游穿越白杨河。

3.3.6.5.管道施工

3.3.6.5.1.施工作业带

施工作业带宽度按 12m 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 3.3-10 施工作业带横断面布置图

3.3.6.5.2.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。

3.3.6.5.3.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，不得直接使用钢丝绳。当采用吊篮下沟时，应使用吊管机下沟，起吊高度以 1m 为宜，吊管机使用数量不宜少于 3 台，起吊点间距不应超过 12m。

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。

3.3.6.5.4.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。

3.3.6.5.5.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；

3.3.6.5.6.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. 集气增压站

根据本项目涉及区域广，区块分散的特点，本次一期工程中一二区块不建设集气增压站，四区块新建 1 座集气增压站，九区块新建 1 座集气增压站。

3.3.7.1.集气增压站站址比选

3.3.7.1.1.四区集气增压站站址比选

四区集气增压站拟选站址 2 处，比选情况如下：

（1）四区集气增压站站址 1

站址方案 1 位于新疆维吾尔自治区昌吉回族自治州阜康市，距离西侧阜康市城区约 25km；站址位于 CMG1 井场东侧空地内，地势较平坦，高差约 8m；场地可用面积约为 110×100m，约 16 亩。

图 3.3-11 四区集气增压站站址方案 1 选址位置示意图

(2) 四区集气增压站站址方案 2

站址方案 2 位于新疆维吾尔自治区昌吉回族自治州阜康市，距离西侧阜康市城区约 25km；站址位于 CMG1 井场东北侧道路对面空地内，地势较平坦，高差约 3m；场地可用面积约为 120×60m，约 10 亩。站址南侧山高并陡峭，雨水汇聚向北顺山势而下，站址存在安全隐患。

图 3.3-12 四区集气增压站站址方案 2 选址位置示意图

(3) 四区集气增压站站址比选

四区集气增压站站址比选见表 3.3-26。

表 3.3-26 四区集气增压站站址方案对比

	站址方案 1	站址方案 2
站址优点	1.场地较平坦； 2.交通方便； 3.线路走向顺畅。	1.场地较平坦； 2.交通方便； 3.线路走向顺畅。
站址缺点	1.站址挖填方量较大；	1.站址南侧山高并陡峭，雨水汇聚向北顺山势而下，站址存在安全隐患。
结论	从站址条件、经济性等方面综合比较；推荐站址为方案一	

根据上表分析，本项目四区集气增压站站址选择方案一。

3.3.7.1.2.九区集气增压站站址比选

九区集气增压站拟选站址 2 处，比选情况如下：

(1) 九区集气增压站站址方案 1

站址方案 1 位于新疆维吾尔自治区昌吉回族自治州阜康市，距离西侧阜康市城区约 50km；距离北侧晋源接收站直线距离约 9Km；南侧毗邻 FK20 井场，站址位于丘陵地区，坡向由南向北，场地可用面积约为 130×90m，约 11.5 亩，高差约为 9m。

图 3.3-13 九区集气增压站站址方案 1 选址位置示意图

(2) 九区集气增压站站址方案 2

站址方案 2 位于新疆维吾尔自治区昌吉回族自治州阜康市，距离西侧阜康市城区约 52km；距离北侧晋源接收站直线距离约 11Km；北侧毗邻 FK25 井场，东侧 150m 处是一座炸药库，站址距离炸药库较近，存在安全隐患；站址位于丘陵地区，坡向由南向北，场地可用面积约为 130×80m，约 15.6 亩，高差约为 15m。

图 3.3-14 九区集气增压站站址方案 2 选址位置示意图

(3) 九区集气增压站站址比选

九区集气增压站站址比选见表 3.3-27。

表 3.3-27 九区集气增压站站址方案对比

	站址方案 1	站址方案 2

站址优点	1.交通方便； 2.线路走向顺畅；	1.交通方便； 2.线路走向顺畅；
站址缺点	1.存在较大挖方，需落实外运土方运距及堆渣场位置； 2.站址未位于井区中心位置，不利于后期接替井接入。	1.存在较大挖方，需落实外运土方运距及堆渣场位置； 2.距离炸药库约 150m，存在安全隐患。
结论	从站址条件、经济、安全性等方面综合比较；推荐站址为方案 1	

根据上述比选结果，本项目九区集气增压站选择方案 1。

3.3.7.2.集气增压站设计参数

本项目集气增压站主要设计参数见表 3.3-28。

表 3.3-28 集气增压站主要设计参数

序号	项目	条件	设计参数	备注
四区集气增压站	进站原料气条件	设计流量	27 万 m ³ /d	
		操作/设计压力	0.05/1.6MPa.g	
		温度	10~25℃	
	出站原料气条件	设计流量	27 万 m ³ /d	
		操作/设计压力	1.7/2.5MPa.g	
		温度	20~40℃	
	仪表风条件	流量	50m ³ /d	
		压力	常压	
		温度	常温	
九区集气增压站	进站原料气条件	设计流量	36 万 m ³ /d	
		操作/设计压力	0.05/1.6MPa.g	
		温度	10~25℃	
	出站原料气条件	设计流量	36 万 m ³ /d	
		操作/设计压力	1.7/2.5MPa.g	
		温度	20~40℃	
	仪表风条件	流量	50m ³ /d	
		压力	常压	
		温度	常温	

3.3.7.3.集气增压站工艺流程简述

3.3.7.3.1.四区集气增压站工艺流程简述

CMG1 标准化井场、CMG2 标准化井场、CMG4 标准化井场、CMG5 标准化井场、CMG6 标准化井场、CMG7 标准化井场来气经进站阀组撬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，增压后气相通过四区集气干线输送至科林思德 CNG 站。气液分离器、过滤分离器、压缩机液相输送到玻璃钢储水箱。四区集气增压站内设置放散管，在检修、紧急工况下，对站场和线路进行燃烧放空。

集气增压站设置出站自动切断功能，实现压力超高和火灾工况下自动切断。

集气增压站设置线路放空，火灾安全阀放空，压缩机入口和出口紧急放空。集气

站站外设置放空区。

3.3.7.3.2.九区集气增压站工艺流程简述

九区 19 座标准化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，增压后气相通过九区集气干线输送至集气站(阜康天然气处理站)。气液分离器、过滤分离器、压缩机液相输送到玻璃钢储水箱。站内设置放散管，在检修、紧急工况下，对站场和线路进行燃烧放空。

集气站设置出站自动切断功能，实现压力超高和火灾工况下自动切断。

集气站设置线路放空，火灾安全阀放空，压缩机入口和出口紧急放空。集气站站外设置放空区。

3.3.7.4.集气增压站主要设备

3.3.7.4.1.卧式气液分离器

本项目四区集气增压站、九区集气增压站均选用规格为 PN1.6MPa，DN2000×6000 卧式气液分离器。

3.3.7.4.2.卧式过滤分离器

卧式过滤分离器依靠过滤元件的过滤作用将固体或液体分离出来，是常用的过滤设备，具有过滤效率高，去除粒径小等优点需定期更换滤芯。

卧式过滤分离器的设计和选型按照《输气管道工程过滤分离设备规范》（SY/T6883-2021）和《压力容器》（GB/T150.1-150.4-2011）、《输气管道工程卧式过滤分离技术规格书》（DEC-NGP-S-NE-002-2021-2）等相关标准执行，并接收《固定式压力容器安全技术监察规程》（TSG21-2016）的监察。

在设计温度和设计压力下满足规定的强度和性能要求，使用安全可靠，检查、维修方便。

设备应有效去除输送气体夹带的固体颗粒、粉尘和液滴。要求其过滤效率不小于。

杂质类型粒径范围分级效率

固体杂质：

≥5μm 99.8%；

≥3μm 99.5%；

≥1μm 99%

液滴：

$\geq 1\mu\text{m}$ 98%;

滤芯选用经久耐用、具有较大的过滤面积和纳污能力，过滤器元件的使用寿命最低 12 个整月。

要求卧式过滤器设备正常操作时压降低于 0.05MPa。

为便于操作和更换滤芯，卧式过滤分离器为配带快开盲板的卧式结构。

快开盲板应开闭灵活、方便，密封可靠无泄漏，且带有安全连锁保护装置。

本项目四区集气增压站、九区集气增压站选用过滤分离器规格为 DN1200×3000，分别配置 2 台，1 用 1 备。

3.3.7.4.3. 压缩机

本项目机器增压站选用螺杆压缩机。

螺杆机压缩机：螺杆压缩机为容积式压缩机，具有强制输气的特点，容积流量几乎不受排气压力的影响，在较宽的工况范围内能保持较高的效率。压力范围适应性强，入口流量范围 500~34000m³/h，滑阀调节一般可实现 15%~100%的气量调节范围，单级压比可高达 15（湿式增压），进气压力最低可达负压，排气压力最高可达 4MPa_g（进口设备可达 10MPa_g）。

本项目集气增压站主要设备见表 3.3-29。

表 3.3-29 本项目四区、九区集气增压站主要设备一览表

序号	设备名称	规格型号	单位	数量	备注
四区集气增压站	进站阀组橇	PN1.6MPa 汇管 DN300	套	1	
	气液分离器橇	PN1.6MPaDN2000×6000	套	1	
	过滤分离器橇	PN1.6MPaDN1200×3000	套	1	2 台过滤分离器
	螺杆压缩机	气量 27 万 m ³ /d 电机功率 650KW 进出压力 0.03MPa/1.79MPa	套	2	1 用 1 备
	计量阀组橇	PN2.5MPaDN200	套	1	
	仪表风橇	PN1.6MPa50m ³ /h	套	1	
	放散管	DN100×10m	台	1	
九区集气增压站	进站阀组橇	PN1.6MPa 汇管 DN300	套	1	
	气液分离器橇	PN1.6MPaDN2000×6000	套	1	
	过滤分离器橇	PN1.6MPaDN1200×3000	套	1	2 台过滤分离器
	螺杆压缩机	气量 36 万 m ³ /d，电机功率 650KW，进出压力 0.03MPa/1.3MPa	套	4	
	仪表风橇	PN1.6MPa80m ³ /h	套	1	
	放散管	DN100×10m	台	1	

3.3.8. 阜康天然气处理站

阜康天然气处理站接收上游八区集气增压站和本项目九区集气增压站来气。

在阜康天然气处理站内新建设计规模 48 万 m^3/d 的脱水及脱碳装置 1 套，设计规模 30 万 m^3/d 的脱水装置 2 套装置操作弹性 50%~110%，年运行时间 7920h。上游集气增压来原料气管输至阜康天然气处理站内后，经新建的醇胺法脱碳、分子筛脱处理，产品气的天然气满足《天然气》（GB17820-2018）中二类气标准指标外输至下游晋源接收站。

3.3.8.1.阜康天然气处理站选址方案比选

本项目阜康天然气处理站选址共 5 套方案进行比选。

图 3.3-15 阜康天然气处理站站址方案区域图

3.3.8.1.1.站址方案 1

站址方案 1 位于新疆维吾尔自治区昌吉回族自治州阜康市，距离西侧阜康市城区约 43km，距离北侧晋源接收站直线距离约 600m；站址北侧毗邻工业园区，西侧 100m 处为废弃炸药库，西北侧 100m 处是工厂区；站址地势较平坦，坡向由南向北，场地可用面积约为 $250 \times 160\text{m}$ ，约 60 亩，高差约为 12m。

由于西侧存在已建炸药库，经多次确认，该炸药库已明确废弃，后续拆除，且站址用地非基本农田。

图 3.3-16 站址方案 1 选址位置示意图

3.3.8.1.2.站址方案 2

站址方案 2 位于新疆维吾尔自治区昌吉回族自治州阜康市，距离西侧阜康市城区约 43km，距离北侧晋源接收站直线距离约 1.2Km；站址位于丘陵地区，坡向由东向西，场地可用面积约为 $170 \times 160\text{m}$ ，约 40 亩，高差约为 25m；站址位于丘陵上，且存在大量挖方及土方外运。

图 3.3-17 站址方案 2 选址位置示意图

3.3.8.1.3.站址方案 3

站址方案 3 位于新疆维吾尔自治区昌吉回族自治州阜康市，距离西侧阜康市城区约 43km，距离北侧晋源接收站直线距离约 600m；站址位于丘陵地区，坡向由东向西，场地可用面积约为 $170 \times 70\text{m}$ ，约 18 亩，高差约为 18m；站址位于丘陵排洪冲沟口，且存在大量挖方及土方外运。

图 3.3-18 站址方案 3 选址位置示意图

3.3.8.1.4.站址方案 4

站址方案 4 位于新疆维吾尔自治区昌吉回族自治州阜康市，距离西侧阜康市城区约 42km，南侧毗邻晋源接收站；站址地势平坦，场地可用面积约为 250×240m，约 90 亩，高差约为 3m。

该站址用地属于工业园区，征地困难。

图 3.3-19 站址方案 4 选址位置示意图

3.3.8.1.5.站址方案 5

站址方案 5 位于新疆维吾尔自治区昌吉回族自治州阜康市，距离西侧阜康市城区约 43km，距离北侧工业园区约 260m；距离西侧 110Km 变电站约 550m；站址位于丘陵顶部，地势较平坦，场地可用面积约为 270×250m，约 100 亩，高差约为 10m；站址与工业园区高差约 50m，进站道路连接园区道路难度大，且征地面积大。

图 3.3-20 站址方案 5 选址位置示意图

3.3.8.1.6.站址方案比选

阜康天然气处理站站址方案比选见表 3.3-30。

表 3.3-30 站址方案对比表

	站址方案 1	站址方案 2	站址方案 3	站址方案 4	站址方案 5
站址优点	1.场地较平坦； 2.交通方便； 3.线路走向顺畅	1.线路走向顺畅。	1.交通方便； 2.线路走向顺畅。	1.场地较平坦； 2.交通方便； 3.水、电、信依托条件好； 4.线路走向顺畅。	1.场地较平坦。
站址缺点	1.场地挖方量较大。	1.场地挖方量大； 2.落实外运土方运距及堆渣场位置； 3.连接进站道路较长，需新征地。	1.场地挖方量大； 2.落实外运土方运距及堆渣场位置。	1.站址位于工业园区，征地困难； 2.面积较小，不利于扩建。	1.站址依托条件差； 2.连接进站道路长，约 1000m，需新征地。
结论	从站址条件、经济性等方面综合比较；推荐站址为方案一				

根据上表比选结果，本项目阜康天然气处理站选择站址 1。

3.3.8.2.阜康天然气处理站设计参数

本项目阜康天然气处理站设计参数见表 3.3-31。

表 3.3-31 阜康天然气处理站设计参数一览表

序号	项目	条件	设计参数	备注
阜康天然气处理站	上游装置来原料气的条件	设计流量	48 万 m ³ /d	20℃,101.325kPa
		操作/设计压力	~2.8MPa.g	
		温度	5~50℃	
	出装置的产品气条件	设计流量	32.8×104m ³ /d	20℃,101.325kPa
		操作/设计压力	~2.45MPa.g	
		温度	20~40℃	

3.3.8.3.阜康天然气处理站进出气参数

3.3.8.3.1.进站原料气

根据设计资料，本项目上游来气进入阜康天然气处理站原料气气体组分见表 3.3-32。

表 3.3-32 进入阜康天然气处理站原料气组成一览表

组分	组成, mol%
N ₂	4.19
CO ₂	20.32
CH ₄	71.32
C ₂ +	3.67
H ₂ O	0.5
合计	100

注：C₂+以上组分暂按照暂按 C₂H₆ 考虑。

3.3.8.3.2.出站产品气

根据设计资料，本项目阜康天然气处理站出站产品气满足《天然气》（GB17820-2018）中二类气标准指标，气体组分见表 3.3-33。

表 3.3-33 出站产品气气体组分一览表

组分	组成, mol%
N ₂	4.21
CO ₂	4.00
CH ₄	85.51
C ₂ +	6.27
合计	100

注：C₂+以上组分暂按照暂按 C₂H₆ 考虑。

3.3.8.4.脱碳装置

3.3.8.4.1.溶剂吸收法脱碳工艺流程简述

本项目脱碳装置工艺采用溶剂吸收法。

脱碳装置由原料气过滤分离、吸收部分、富液闪蒸和过滤、溶液再生、溶液保护、溶液配制和引入系统、阻泡剂加入等部分组成。

脱碳装置由原料气过滤分离、吸收部分、富液闪蒸和过滤、溶液再生、溶液保护、溶液配制和引入系统、阻泡剂加入等部分组成。

（1）原料气过滤分离部分

原料气在约 50℃、2.5MPa.g 条件下进入本脱二氧化碳橇，经进入过滤分离器，进一步脱除原料气中可能携带的游离液体和直径大于 1μm 的机械杂质，通过进入脱二氧化碳橇时的过滤分离（液态进入污水罐），保护了脱二氧化碳橇的正常操作。

（2）吸收部分

经气液分离后的原料气进入吸收塔下部。原料气自下而上通过吸收塔，吸收塔上部来的贫胺液、中上部来的半贫液自上而下通过吸收塔，原料气与贫液在塔内充分接

触传质，原料气中的 CO_2 被贫液吸收后进入液相，净化气从吸收塔顶引出后首先经净化气预冷换热器预冷至 30°C 左右，再经净化气水冷换热器冷却至 18°C 左右后，进入净化气过滤分离器，过滤后进入分子筛脱水橇，分离的冷凝水回到胺液系统。

（3）富液闪蒸和过滤部分

吸收了原料气中 CO_2 组分的胺液称为富液，富液自吸收塔底排出，经液位调节阀降压后进入闪蒸罐，闪蒸罐将富液中的吸收的烃类及少量 CO_2 蒸发排出，经过滤器过滤后，富液按一定比例分成半贫液和富液管路：①半贫液进入吸收塔中上部继续进行吸收过程；②富液经贫富液换热器升温至 85°C 左右进入再生塔。

富液自再生塔顶部进入，与经再沸器加热后产生的气相进行传质，气相自再生塔顶部去往汽提塔；塔底再沸器热源来自于中温导热油，再生后的贫液从塔底排出。来自再生塔底部的贫液，经过贫富液换热器降温至 60°C 左右后进入贫液精密过滤器、贫液活性炭过滤器和贫液后置过滤器三级过滤除掉杂质，再经贫液空冷器降温至 50°C 后进入吸收塔上部，进入下一吸收再生循环。

（4）溶液再生部分

富胺液在再生塔内由于塔底高温作用，将吸收的 CO_2 分离出，这部分气体称为酸气，酸气自再生塔塔顶出，先进入闪蒸汽提塔与上游富液进行初步汽提，汽提后的酸气自闪蒸汽提塔塔顶出，经酸气空冷器冷却至 45°C 左右，进入酸气分离器分离冷凝水，再经过酸气活性炭吸附罐吸附酸气中的异味后，引至橇外放散管高点放空。

（5）阻泡剂加注部分

装置首次开工时，在胺液配制罐中按照脱碳溶剂：45%（wt%）、 H_2O ：55%（wt%）的溶度配置成新鲜溶液，水由除盐水总管引入胺液配制罐。配置好的新鲜溶液以及正常运行时的补充溶液通过胺液加药泵从胺液配制罐送入贫胺液管线。装置停工时，可利用系统余压将大部分溶液通过胺液回收总管压入胺液配制罐，剩余部分通过胺液补充泵升压后，全部回收至胺液配制罐；设备检修用水通过检修污水收集，通过重力流去系统。

（6）溶液配制和回收系统

当溶液系统有严重起泡倾向或起泡时，可将阻泡剂直接倒入贫胺液循环泵入口阻泡剂加入器的加料斗中，或倒入再生塔顶回流泵入口的阻泡剂加入器的加料斗中，以向系统注入阻泡剂。

如果阻泡剂粘度较大时，可用除盐水或溶液适当稀释。阻泡剂可分一次或多次注

入，可视溶液系统发泡情况及系统容量确定加入阻泡剂量，通常加入系统之后，系统中阻泡剂浓度以 5~10ppm 为宜。

（7）脱盐水及氮气等辅助工程

由于本装置水不平衡，需向系统不断补充水，以维持溶液浓度，补充脱盐水。脱盐水补充口设置在胺液储罐进口；此外还设置氮气补压口，分别给储罐及闪蒸汽提塔的闪蒸段补充压力。

3.3.8.5.脱水装置

3.3.8.5.1.分子筛脱水工艺流程简述

本工程变压吸脱水采用第三方撬橇成套设计与供货，本装置包括分子筛吸附脱水、分子筛再生两个工艺过程，两台分子筛脱水塔的编号分别为 A 和 B，现以 A 塔进行吸附脱水，B 塔再生为例进行工艺流程简述。

（1）分子筛吸附脱水

自上游装置来的原料气进入脱水装置后，依次经过降温、过滤分离及聚结等措施脱除上游装置来的机械杂质、凝液及润滑油等物质后，进入脱水塔进行干燥脱水，再经粉尘过滤器后进入下游脱碳装置。

（2）分子筛再生

分子筛再生气采用脱水后的产品气，再生气压力 2.5MPa，再生气量约 2500m³/h，再生温度 250℃。再生气采用燃气式导热油炉加热。

分子筛的再生过程包括热吹、吹冷 2 个过程。

①分子筛脱水塔加热过程

从粉尘过滤器出来的干气分出一股作为再生气，经燃气式导热油炉加热至 250℃，进入需要再生的分子筛脱水塔 B 塔底，自下而上对分子筛进行加热，分子筛吸附的水被高温再生气加热脱附，再生后的气体经再生气冷却器冷却至 50℃，然后进入再生气分离器分离出游离水，增压后返回原料气。

②分子筛脱水塔冷却过程

分子筛脱水塔 B 再生阶段完成后，关闭燃气式导热油炉，冷再生气对分子筛脱水塔 B 床层进行冷吹，直至分子筛脱水塔 B 再生完成，对两塔进行切换操作。

当一个吸附周期结束后，切换到脱水塔 B 塔吸附，A 塔再生（热吹和冷吹），如此循环交替。

3.3.8.6. 燃气式导热油炉装置

本项目集气增压站配置 1 套 250 万大卡导热油炉撬用于供热，燃料采用天然气处理站内成品气间接加热导热油，与站内用热单元换热。

根据建设单位提供资料导热油炉撬设计天然气最大消耗量为 330Nm³/h，以年运行 7920h 计，年需消耗约 261.36 万 m³/a 成品气。导热油流量 120m³/h，导热油撬内 9m³，撬外罐体储存 3m³，合计 12m³。

3.3.8.6.1. 工艺流程简述

导热油循环系统利用循环油泵强制液相循环，经过燃气导热油锅炉加热后，一部分高温导热油供给高温热用户（脱水装置），供油温度为 280℃，进入装置区的压力为 0.5MPa，导热油经各热用户换热后进入回油主管道。另一个部分高温导热油进入中温循环泵前与中温用户（脱碳装置）120~150℃导热油混合成回 150~180℃，通过中温循环泵进入中温热用户（脱碳装置），供油温度为 150~180℃，进入装置区的压力为 0.5MPa。导热油经各热用户换热后进入回油主管道，高温油和中温油在主管道内混合后经高温循环泵进入导热油炉加热，从而实现导热油炉对用热设备的闭路供热。

3.3.8.6.2. 导热油炉撬主要设备

导热油炉撬主要设备及参数见表 3.3-34。

表 3.3-34 导热油炉撬主要设备及参数一览表

序号	名称	数量	规格及型号参数	备注
一、燃料气调压系统				
1	天然气调压系统	1	闪蒸气进气压力：0.4-0.6MPa；出气压力：30kPa；最大用量：270m ³ /h；干气进气压力：0.4-0.6MPa；出气压力：30kPa；最大用量：362m ³ /h，运行使用量 330m ³ /h。	
二燃烧系统				
5	天然气燃烧器(主机非防爆)	1	WHG28-II/FIR 双阀组；助燃风温小于 200℃；氮氧化物排放≤50mg/Nm ³ ；最大燃气量 342Nm ³ /h。	
6	鼓风机(含消音器)	1	风量：4146Nm ³ /h；全压：10000Pa；功率：22KW；海拔：900-1000m；二级能效电机。	
7	空气预热器	1	艺能锅炉 KYQ-250；设计进口烟温：320℃；出口烟温：160℃。	
8	烟囱	1	Φ450mm,15m	
三循环系统				
9	炉本体	1	河北艺能 YY(Q)W-3000Y(Q)，卧式圆筒型，带顶盘管，硅酸铝保温，带氮气灭火口；额定输出：3000KW；工况温度：280℃；盘管材质：20/GB3087；筒体材质：Q245R；导热油流量 120m ³ /h；天然气最大消耗量 362Nm ³ /h，运行 330m ³ /h；最高工作温度 320℃；热效率>92%(含空气预热器)。	
10	高温循环泵	2	WRY125-100-250；30kW 120m ³ /h 55m；二级能效电机。	
11	齿轮注油泵	1	河北辰力 KCB551.5KW；二级能效电机。	

12	高位膨胀槽	1	河北艺能 3m ³ ；材质：Q245R；设计压力：0.6Mpa。	
13	低位储油槽	1	河北艺能 6.0m ³ ；材质：Q245R；设计压力：0.6Mpa；配电加热管：10KW。	
14	导热油孔板(含三阀组)	1	DN200PN25。	
15	气动流量调节阀	1	DN100 两通；防爆：ExdIIBT4IP65。	
16	自力式氮封阀	1	艺能配套 DN25；3-5kPa；法兰标准：HG/T20592-2009(A)WNRF。	
17	呼吸阀单呼	1	艺能配套 DN2510kPa；法兰出口法兰进口法兰标准：HG/T20592-2009(A)WNRF	
18	主管道安全阀	1	A42Y-25C	
19	高位槽安全阀	1	A42Y-25C	
四、中温恒温系统				
20	中温循环泵	2	WRY125-100-250；37kW，Q=180m ³ /h，H=40m；二级能效电机	
21	气动流量调节阀	1	DN80 三通分流；防爆：ExdIIBT4，IP65	
五、控制系统				
22	锅炉控制柜	1	艺能配套；DKG-250-PLC；IO 冗至少 20%	
23	电气动力柜	1	艺能配套；DKG-250-DL；总电源进出口采用 M 型螺纹格兰，总电源进动力柜。	
六、导热油				
十	导热油	11	LQB-300，总量为 85m ³ 。	

3.3.8.7.放空火炬点火系统

阜康天然气处理站火炬及放空系统设置 1 套放空系统并设有放空火炬。来自脱碳装置、脱水装置等需要紧急放空的放空气经放空分液罐分液后从火炬筒底部进入放空火炬燃烧放空。

火炬及放空系统设置 1 台放空分液罐和 1 座放空火炬。放空气经过放空分液罐分液后，通过放空总管至放空火炬。放空分液罐中的凝液泵送至污水处理装置，检修污水自流至污水收集池。

3.3.8.7.1.放空气体流量及组成

（1）泄放量的确定

阜康天然气处理站放空系统处理来自脱碳装置、脱水装置的放空气。放空系统的规模主要由安全阀泄放量、火灾事故泄放量、调压放空、高低压窜气量、出口阻塞等确定。主要排放点在不同情况下的泄放量统计分析如下：

①事故、火灾工况下泄压放空

在出现事故、火灾情况下，为确保压力设备和人身安全，放空系统的泄放量主要由 SIS 事故泄放量、安全阀泄放量决定。

SDV 阀在装置发生事故时应紧急关闭并启动 BDV 紧急放空，泄放量按对所有工艺设备在 15min 内将装置压力降至 690kPa 进行计算。紧急工况下 BDV 打开放空，泄

放点及泄放量统计见表 3.3-35。

表 3.3-35 紧急事故工况放空统计表

序号	装置名称	泄放点	BDV 位号	泄放量 (万 m ³ /d)
1	进站阀组橇	进站管线	BDV-101101、BDV-101102、BDV-101103	6
	脱二氧化碳橇	脱二氧化碳橇净化气出口管线	BDV-103101	3.42

注：气体体积基准为：20℃,101.325kPa(a)。

当 BDV 泄放出现故障或火灾等事故使设备压力持续升高，超过安全阀定压时，安全阀起跳，各火灾区域的主要安全阀设置及泄放量见表 3.3-36。

表 3.3-36 火灾工况放空统计表

序号	装置名称	安全阀泄放点	PSV 位号	泄放量 (万 m ³ /d)	备注
15	气液分离橇	气液分离器	PSV-102101	6	堵塞
1	脱二氧化碳橇	吸收塔 T-10311	PSV-103101	6.3	火灾
2	脱二氧化碳橇	闪蒸汽提塔 T-10312	PSV-103103	7.3	火灾
3	脱二氧化碳橇	闪蒸汽提塔 T-10312	PSV-103104	13.6	火灾
4	脱二氧化碳橇	再生塔 T-10313	PSV-103105	3.3	火灾
5	脱二氧化碳橇	吸收塔 T-20311	PSV-203101	3.6	火灾
6	脱二氧化碳橇	闪蒸罐 V-20311	PSV-203102	2.8	火灾
7	脱二氧化碳橇	再生塔 T-20313	PSV-203103	2.6	火灾
8	分子筛脱水橇	分子筛脱水塔 T-10511A	PSV-105101A	0.15	火灾
9	分子筛脱水橇	分子筛脱水塔 T-10511B	PSV-105101B	0.16	火灾
10	分子筛脱水橇	压缩机 C-10511	PSV-105102	0.08	堵塞
11	分子筛脱水橇	导热油换热器 H-10511	PSV-105103	0.51	破管
12	分子筛脱水橇	分子筛脱水塔 T-10521A	PSV-105201A	0.15	火灾
13	分子筛脱水橇	分子筛脱水塔 T-10521B	PSV-105201B	0.16	火灾
14	分子筛脱水橇	压缩机 C-10521	PSV-105202	0.08	堵塞
15	分子筛脱水橇	导热油换热器 H-10521	PSV-105203	0.51	破管

注：气体体积基准为：20℃，101.325kPa(a)。

②泄放量的确定

BDV 全部打开泄放时瞬时最大泄放量为 6 万 m³/d，火灾区域安全阀起跳瞬时最大泄放量为 13.6 万 m³/d；出口阻塞工况最大泄放量为 6 万 m³/d。因此本工程的高压

放空系统的设计规模为 $60 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$ 。

高压放空气组成及参数见表 3.3-37。

表 3.3-37 火炬及放空系统设计参数一览表

序号	项目		数值
1	参数	压力	0.01~0.05MPa.g
		温度	5~50℃
		流量	$60 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$
2	高压放空气组成	组分	组成（摩尔%）
		C1	69.35
		C2	3.96
		C3	2.08
		C4	0.89
		N ₂	2.97
		H ₂ O	0.94
		CO ₂	19.81
		合计	100.00

3.3.8.7.2.工艺流程简述

阜康天然气处理站的火炬及放空系统设置 1 台放空分液罐和 1 套放空火炬，脱二氧化碳撬、分子筛脱水撬放空气等通过放空总管从火炬筒体底部进入放空火炬燃烧放空。放空火炬设有自动点火系统。点火装置所用燃料气由系统引入。

3.3.8.7.3.火炬及放空系统设计参数

火炬及放空系统设计参数见表 3.3-38。

表 3.3-38 火炬及放空系统设计参数一览表

项目		内容	备注
火炬	直径	0.35m	
	高度	30m	
	防回火装置	采用动密封，其密封气为燃料气。火炬头上设置稳火圈和挡风板。	
	火炬头	常规火炬头尺寸：DN350mm×2000mm，材质：310S，含防风罩和动态密封器。	
	高空电点火	现场控制柜内设置 PLC 控制器，完成火焰检测、熄火报警、故障报警等功能。设有火焰监测器，监测有无火炬火焰信号。	
控制系统			

3.3.8.7.4.燃料消耗

火炬及放空系统燃料消耗情况见表 3.3-39。

表 3.3-39 火炬及放空系统燃料气消耗量表

序号	设备名称	用途	用气量(Nm ³ /h)	备注
1	火炬	动态密封用燃料气	70	1 套，间断
	SK-1091	点火燃烧器用燃料气	30	2 只，间断

3.3.8.8.循环水装置

阜康天然气处理站需配置 1 套循环水冷机组，循环冷却水系统设计规模 55m³/h。

3.3.8.8.1.循环水装置工艺流程简述

制冷剂在压缩机中被压缩后的高温高压气体进入风冷式冷凝器，被冷凝为饱和液体并有一定的过冷，放出的热量被空气带走。过冷液体由风冷式冷凝器进入气液分离器，然后经过过滤器除去杂质和水分，经节流装置节流后变为低温低压液体后进入水换热器蒸发，和防冻液进行热交换，蒸发后的气体经回气管路被吸入压缩机进行压缩，进入下一个循环，冷却后的防冻液被送至脱二氧化碳撬。

3.3.8.8.2.循环水系统设计参数

本项目阜康天然气处理站循环水系统设计参数见表 3.3-40。

表 3.3-40 循环冷却水系统主要工程量一览表

序号	设备名称	型号规格及性能	单位	数量
1	泵	Q=55m ³ /h,H=8m	台	2
2	压缩机	功率：94.7kW	台	2
3	风机	功率：2.2kW	台	8
4	压缩机冷冻油	/	升	16
5	制冷剂	/	kg	150

3.3.8.9.脱盐水装置

3.3.8.9.1.流程描述

原水从原水箱经原水泵增压后，通过石英砂过滤器、活性炭过滤器、保安过滤器进行初步过滤，原水经过过滤后通过高压泵增压进入一级 RO 装置进行杂质过滤，随后经过中间水泵增压后通过保安过滤器后，再高压泵增压，进入二级 RO 装置进行反渗透膜过滤，脱盐后的纯水进入脱盐水箱存储缓冲，并用脱盐水外输泵输送到下游用水点。一级 RO 装置浓水、石英砂/活性炭过滤器浓水进入原水箱。

3.3.8.9.2.保安过滤器滤芯类型

接口类型：平压式

材质：PP 棉熔喷

长度：20 英寸

精度：5μm

3.3.8.9.3.RO 膜更换频率

阜康天然气处理站采用的一级/二级 RO 膜，更换周期为 3-4 年更换 1 次，1 次全部更换；

3.3.8.9.4.产水

进水 1.3m³/h，产水 1m³/h。

3.3.8.10.分析化验室

本项目阜康天然气处理站配置天然气处理站 1 座，为站内生产装置提供分析化验服务。

分析化验室配备有色谱分析等分析化验所需的分析仪器和设备，承担站内生产过程中原料气、产品气等的常规分析工作。分析化验室采用撬装房，配备分析仪器。

3.3.9. 公用工程

3.3.9.1.供水

3.3.9.1.1.供水水源

本项目各井场、集气增压站为无人值守，人工巡检，阜康天然气处理站供水水源依托晋源接收站供水设施通过供水管道输送。

3.3.9.1.2.阜康天然气处理站脱盐水用水

本项目阜康天然气处理站配置脱盐水装置 1 套，设计用水量 $1.3\text{m}^3/\text{h}$ ， $31.2\text{m}^3/\text{d}$ ，年运行 7920h，年用水量 $10296\text{m}^3/\text{a}$ 。

3.3.9.1.3.生活用水

本项目各标准化井场、集气增压站均采用无人值守，定期巡检制度，阜康天然气处理站配备定员 30 人负责阜康天然气处理站运营及各标准化井场、集气增压站巡检，生活用水量约 $347.5\text{m}^3/\text{a}$ 。

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、集气增压站分离水、阜康天然气处理站分离水、机械设备清洗废水、检修废水、阜康天然气处理站生活污水。

3.3.9.2.1.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 88.335万 m^3 ，煤层气开采过程以 10 年估算，年产生采出水 $8.8335\text{万 m}^3/\text{a}$ ；年运行 330d，则每天采出水量 $267.65\text{m}^3/\text{d}$ ；采出水通过 151 口钻井采出，平均单井采出水量约 $1.7725\text{m}^3/\text{d}$ ，通过各标准化井场内设置 1 座 50m^3 防渗排采池暂存，拉运至污水处理厂处理。

3.3.9.2.2.集气增压站分离水

本项目集气增压站气液分离器撬产生分离废水产生量约 $0.16\text{m}^3/\text{d}$ （ $52.8\text{m}^3/\text{a}$ ），分离水水质基本与采出水相同，集气增压站设置 1 座 20m^3 密闭卧式钢制污水罐暂存，定期拉运至污水处理厂处理。

3.3.9.2.3.生活污水

本项目阜康天然气处理站劳动定员 30 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一表 2-1 农村生活污水排放系数及污染物产污强度”新疆—昌吉回族自治州，污水排放系数 28.07 升/人·天，本项目运营期生活污水产生量约 0.8421m³/d，以年运行 330 天计，年生活污水产生量约为 278m³/a。

3.3.9.3.供电

（1）供电源

本项目一二区块 5 座标准化井场依托项目区附近供电设施供电；

四区块各标准化井场及集气增压站依托科林思德 CNG 站内已建低压配电室的备用回路更换断路器后引接 1 回 AC380V 电源供电。

本项目阜康天然气处理站内东南处建设 35KV 变电站 1 座，根据外部变电站引接一回 35kV 架空电力线路供电。35KV 变电站 1 座

九区各标准化井场及集气增压站依托阜康天然气处理站 35kV 变电站引接 2 回 10kV 架空电力线路供电。

井场、集气增压站依托高远 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。

（2）用电量

根据设计单位测算，本项目年用电量约为 6586.21 万 kW·h/a。

表 3.3-41 标准化井场耗电量

区块	设备	数量	电机功率 (kw)	需要 系数 Kx	年运行 小时数（h）	电伴热 设施功率 (kw)	需要系 数 Kx	年运行 小时数（h）	年耗电 量（KWh）
一二 区块	抽油机或螺杆泵	5	22	0.8	7920	7	0.9	4000	822960
四区 块	抽油机或螺杆泵	26	22	0.8	7920	7	0.9	4000	4279392
	射流泵或电潜泵	40	45	0.8	7920	7	0.9	4000	12412800
	四区块标准化井场小计								16692192
九区 块	抽油机或螺杆泵	32	22	0.8	7920	7	0.9	4000	5266944
	射流泵或电潜泵	48	45	0.8	7920	7	0.9	4000	14895360
	九区块标准化井场小计								20162304
标准化井场合计									37677456

表 3.3-42 四区集气增压站耗电量

序号	设备名称	台数		系数		容量		计算负荷		
		安装	运行	Kx	cos φ	单台	运行	Pjs(kW)	Qjs(kvar)	Sjs(kVA)
1	低压级风冷电机	4	4	0.8	0.85	5.5	22	17.6	10.91	20.71

2	低压级油泵电机	2	1	0.8	0.85	7.5	7.5	6	3.72	7.06
3	高压级风冷电机	4	4	0.8	0.85	7.5	30	24	14.87	28.24
4	高压级油泵电机	2	1	0.8	0.85	3	3	2.4	1.49	2.82
5	电加热器	2	1	0.8	0.85	1	1	0.8	0.5	0.94
6	仪表风空压机	1	1	0.8	0.85	5	5	4	2.48	4.71
7	分离器橇	1	1	0.8	0.85	12	12	9.6	5.95	11.29
8	过滤器橇	1	1	0.8	0.85	6	6	4.8	2.97	5.65
9	进站阀组橇	1	1	0.8	0.85	3	3	2.4	1.49	2.82
10	电伴热	1	1	0.6	1	20	20	12	0	12
11	低压合计				0.88			83.6	44.37	94.65
12	$K\Sigma p=0.90, K$ $\Sigma q=0.95$				0.87			75	42.16	86.24
13	低压无功补偿								-30	
14	补偿后合计				0.99			75	12.16	76.22
15	变压器容量 kVA									1x160
16	变压器损耗							0.76	3.81	
17	10kV 高压侧				0.98			76	15.97	77.66
18	10kV 负荷									
19	压缩机	1	1	0.8	0.96	900	900	720	210	750
20	10kV 负荷合计			1	0.96			796	225.97	827.45
21	$K\Sigma p=0.90, K$ $\Sigma q=0.95$				0.96			716	203	744.71
22	10kV 侧无功补偿								0	
23	补偿后合计				0.96			716	203.37	744.71
24	变压器损耗							7.45	37.24	
25	10kV 高压侧				0.95			723.85	240.6	762.79
26	年有功消耗量（万 kW·h）	573.29								

表 3.3-43 九区集气增压站耗电量

序号	设备名称	台数		系数		容量		计算负荷		
		安装	运行	Kx	cos φ	单台	运行	Pjs(kW)	Qjs(kvar)	Sjs(kVA)
1	仪表风空压机	1	1	0.8	0.85	5	5	4	2.48	4.71
2	分离器橇	1	1	0.6	1	12	12	7.2	0	7.2
3	过滤器橇	1	1	0.6	1	6	6	3.6	0	3.6
4	发送装置橇	1	1	0.6	1	6	6	3.6	0	3.6
5	电伴热	1	1	0.6	1	20	20	12	0	12
6	低压合计				1			30.4	2.48	30.5
7	$K\Sigma p=0.90, K\Sigma q=0.95$				1			27	2.36	27.46
8	低压无功补偿								0	
9	补偿后合计				1			27	2.36	27.46
10	变压器容量 kVA									2x100
11	变压器损耗							0.27	1.37	
12	10kV 高压侧				0.99			27.63	3.73	27.88
13	10kV 负荷									
14	压缩机	2	2	0.8	0.88	650	1300	1040	561.33	1181.82
16	10kV 负荷合计			1	0.88			1067.63	563.69	1207.31
17	$K\Sigma p=0.90, K$ $\Sigma q=0.95$				0.88			961	507	1086.58
18	10kV 侧无功补偿								-250	

19	补偿后合计				0.97			961	257.32	994.73
21	变压器损耗							9.95	49.74	
22	10kV 高压侧				0.95			970.82	307.06	1018.22
23	年有功消耗量（万 kW·h）	768.89								

表 3.3-44 阜康天然气增压站耗电量

序号	设备名称	台数		系数		容量		计算负荷		
		安装	运行	Kx	cos φ	单台	运行	Pjs(kW)	Qjs(kvar)	Sjs(kVA)
1	原料气冷干机	1	1	0.8	0.85	36	36	28.8	17.85	33.88
2	再生气空冷器	1	1	0.8	0.85	8	8	6.4	3.97	7.53
3	一体化箱式供水站	1	1	0.8	0.85	5.5	5.5	4.4	2.73	5.18
4	循环水泵	2	1	0.8	0.85	11	11	8.8	5.45	10.35
5	冷却塔	1	1	0.8	0.85	5.5	5.5	4.4	2.73	5.18
6	火炬点火	2	2	0.3	0.85	2	4	1.2	0.74	1.41
7	凝液回收泵	1	1	0.6	0.85	5	5	3	1.86	3.53
8	RTO 风机	1	1	0.8	0.85	45	45	36	22.31	42.35
9	吹扫风机	1	1	0.8	0.85	7.5	7.5	6	3.72	7.06
10	助燃风机	1	1	0.8	0.85	11	11	8.8	5.45	10.35
11	旋转阀	1	1	0.8	0.85	3	3	2.4	1.49	2.82
12	分离器橇	1	1	0.8	0.85	12	12	9.6	5.95	11.29
13	过滤器橇	1	1	0.8	0.85	6	6	4.8	2.97	5.65
14	进站阀组橇	1	1	0.8	0.85	3	3	2.4	1.49	2.82
15	电伴热	1	1	0.6	1	20	20	12	0	12
16	往复压缩机橇	4	4	0.8	0.88	315	1260.00	1008	544.06	1145.45
17	真空泵	3	2	0.8	0.88	250	500	400	215.9	454.55
18	营地营房用电	7	7	0.8	0.85	15	105	84	52.06	98.82
19	低压合计				0.88			1631	890.72	1858.37
20	$K \sum p=0.90, K \sum q=0.95$				0.87			1468	846.19	1694.33
21	补偿后合计				0.99			1468	246.19	1488.4
22	再生气加热器	1	1	0.8	1	495	495	396	0	396
23	年有功消耗量（万 kW·h）	1476.29								

表 3.3-45 本项目各区块耗电量合计一览表

区块	单元	年耗电量（万 KWh）
一二区块	5 座标准化井场	82.30
四区块	6 座标准化井场	1669.22
	四区集气增压站	573.29
	四区小计	2242.51
九区块	19 座标准化井场	2016.23
	九区集气增压站	768.89
	九区小计	2785.12
阜康天然气处理站		1476.29
	合计	6586.21

3.3.9.4.采暖供热

本项目井场、集气增压站采用无人值守，定期巡检的方式，自动化运行；集气管道采用电伴热，集气站、天然气处理站采用分体式空调采暖、制冷。

3.3.9.5.道路

本项目道路依托部分现有公路及现有已建道路，井场道路基本与集气支线并行，九区块需新建及修整道路长度约 14.152km，井场道路宽度为 4.0m，采用砂石路面；集气站内道路采用水泥混凝土路面。

表 3.3-46 九区块新建及修整道路一览表

序号	道路	长度 (km)	备注
1	FK 参-1	1.103	道路宽度：4m；作业宽度 10m
2	FK23	0.016	
3	FK17	1.469	
4	FK16	0.734	
5	FK24	1.691	
6	FK19	0.658	
7	FK 参-2	1.397	
8	FK27	0.592	
9	FK21	1.142	
10	FK25	1.045	
11	FK26	0.454	
12	FK15	1.043	
13	FK22	0.217	
14	西沟主路	0.602	
15	FK18	0.803	
16	FK28	1.186	
	合计	14.152	

3.3.10.依托工程

3.3.10.1.三区集气增压站

本项目一二区块 5 座标准化井场采出煤层气通过集气支线输送至三区集气增压站增压处理。

3.3.10.1.1.设计规模

三区集气增压站处理能力为 0.8 亿 m^3/a 。

3.3.10.1.2.主要设备

三区集气增压站配置 5 台 $4000\text{m}^3/\text{h}$ （4 用 1 备）压缩机组，主要设备参数见表 3.3-47。

表 3.3-47 三期集气增压站主要设备一览表

序号	名称	规格参数	数量	备注
1	卧式过滤分离器	处理量 $35 \times 10^8 \text{m}^3/\text{d}$, $10\mu\text{m}$	2 套	压缩机前
2	橇装压缩机	进口压力：0.05-0.2Mpa；出口压力：1.6Mpa 排气量： $4000\text{Nm}^3/\text{h}@0.2\text{Mpa}$ ；主电机功率：355kw	5 台	四开一备
3	干燥器	处理量 $6000\text{Nm}^3/\text{h}$	3 台	含露点仪
4	过滤分离器	工作压力 1.6Mpa, $10\mu\text{m}$		压缩机后
5	配电系统	1600KVA 变压器 2 台，高低压柜 1 套		含井场用电

6	清管器	收、发球装置	1套

3.3.10.1.3.工艺流程简述

三期集气增压站集气流程为：井场来气→分离器(过滤分离)→压缩机(增压)→二次分离(过滤分离)→(酌情增加脱水)→外输至处理厂。

煤层气经采气干管进入集气站后，经过过滤分离器进行气液分离后，进入压缩机进行增压压缩，增压后的煤层气压力为 1.4-16MPa，冷却后，经过二次分离，（经分子筛脱水）通过集气管道外输至处理厂。

3.3.10.1.4.本项目一二区块开采煤层气依托三区集气增压站处理可行性分析。

根据设计产能规划，本项目一二区块 5 口定向井设计产能 248 万 m³/a，三区集气增压站处理能力为 8000 万 m³/a，可满足本项目一二区 5 口定向井采气处理增压。

图 3.3-21 一二区块 5 口钻井与三期集气增压站位置关系示意图

3.3.10.2.科林思德 CNG 站（后期改造，不在本次评价范围内）

本项目四区集气增压站增压后煤层气通过集气干线输送至科林思德 CNG 站。

科林思德 CNG 站（设置有 30 万 m³/d 脱水装置）设计为 30 万 m³/d 的 CNG 加工，目前处理三区已建的煤层气井产能 8.5 万 m³/d，剩余增压、处理能力 21.5 万 m³/d。附近有 1 座 5 万 m³/d 的 LNG 厂，正在办理投用前手续，二期可再有 5 万 m³/d 的处理能力。但是科林思德 CNG 站已建的分子筛脱水装置管径较小，改造利用难度大，且 CNG 装置进气和管输气调配困难。

3.3.10.2.1.设计参数

（1）进站原料气条件

流量：6.45 万 m³/d；

操作/设计压力：1.6/2.5MPa.g；

温度：20~40℃；

（2）仪表风条件

流量：250m³/h；

压力：常压；

温度：常温；

3.3.10.2.2.工艺流程简述

集气站（四区集气增压站）来气经进站阀组后进入卧式气液分离器进行气液分离。初步分离后气去脱水脱碳装置，液相输送到污水池。脱水脱碳后设置紧急切断阀，

实现压力超高和火灾工况下自动切断。

3.3.10.2.3. 本项目四区集气增压站外输煤层气依托科林思德 CNG 站可行性分析

根据产能估算，本项目四区集气增压站外输最大产能为 26.828 万 m^3/d ，预测开采过程中调控产能为 20 万 m^3/d ，科林思德 CNG 站剩余规模 21.5 万 m^3/d ，满足本项目四区调控后产能规划。

3.3.10.3. 晋源接收站

九区集气增压站及八区集气增压站（不在本次评价范围内）增压后煤层气分别通过集气干线输送至本项目阜康天然气处理站处理后，通过输气管线（晋源联络线）输送至晋源接收站。

晋源接收站主要从中石油管网中下载天然气，天然气在厂内的主要功能为 CNG 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。

本项目阜康天然气处理站净化处理后的煤层气通过晋源联络线输送至晋源接收站外售。

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标准化井场、增压集气站、天然气处理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、尾气处理装置、燃气式导热油炉烟气、设备检修产生的废机油、设备运行产生的噪声等。

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表 3.4-1，运营期工艺流程及产排污节点见图 3.4-8、退役期工艺流程及产排污节点图 3.4-5。

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 本项目一二区块运营期工艺流程及产污环节示意图

图 3.4-3 本项目四区块运营期工艺流程及产污环节示意图

图 3.4-4 本项目九区块运营期工艺流程及产污环节示意图

图 3.4-5 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

区块	煤层气开采量		输出		备注
	(万 m³/a)		(万 m³/a)		
一区 块	5 口定向井	***	外输至三区集气增压站	***	末端输送至科林思德 CNG 站
四区 块	26 口定型井、40 口 水平井	***	外输至四区集气增压站	***	末端输送至科林思德 CNG 站
九区 块	32 口定型井、48 口 水平井	***	九区集气增压站外输至阜康天然 气处理站	***	末端输送至晋源接收 站
			阜康天然气处理站燃气导热油炉 燃烧消耗	***	燃烧消耗
	合计	***	合计	***	

图 3.4-6 煤层气平衡一览表（单位：万 m³/a）

3.4.2.2. 水平衡

本项目水平衡分析见下表。

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	36240	7248	28992	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污水处理厂处理。
2	压裂液配置	981500	883350	98150	损耗压裂液留存在目的煤层中，再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	1019495	890949	128546	
1	标准化井场采出水	88335	0	88335	通过各标准化井场内设置 1 座 50m ³ 防渗排采池暂存，拉运至污水处理厂处理。
2	四区集气增压站分离水	0	0	52.8	集气增压站设置 1 座 20m ³ 密闭卧式钢制污水罐暂存，定期拉运至污水处理厂处理。
3	九区集气增压站分离水	0	0	52.8	集气增压站设置 1 座 20m ³ 密闭卧式钢制污水罐暂存，定期拉运至污水处理厂处理。
4	阜康天然气处理站分离水	0	0	0.32	阜康天然气处理站设置 20m ³ 密闭卧式钢制污水罐暂存，定期拉运至污水处理厂处理。
5	脱盐水处理站	10296	7920	2376	脱盐水处理站浓水返回原水箱。
6	运营人员	347.5	69.5	278	阜康天然气处理站内生活污水罐收集暂存，定期拉运至污水处理厂处理。
	合计	98978.5	7989.5	90989	集气增压站、阜康天然气处理站分离水为煤层气中分离水量，不计入水平衡中

图 3.4-7 本项目水平衡（单位： m^3/a ）

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情况

3.4.3.1.1. 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 $2.89\text{mg}/\text{m}^3$ ，超出《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准日平均浓度限值（ $300\mu\text{g}/\text{m}^3$ ），超标倍数达 8.63；50m 处 TSP 浓度约 $1.15\text{mg}/\text{m}^3$ ，超标倍数达 2.83；100m 处约 $0.79\text{mg}/\text{m}^3$ ，超标倍数达 1.63；200m 处约 $0.47\text{mg}/\text{m}^3$ ，超标倍数达 0.57；施工扬尘对项目周边大气环境将会产生一定的影响，对 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 $0.3\sim 0.7\text{mg}/\text{m}^3$ 。

3.4.3.1.2. 柴油机尾气

钻井过程中钻机需要大功率柴油机带动，并需要柴油发电机提供电力。柴油在燃烧过程中将排放烟气，主要污染物为烟尘、 SO_2 、 NO_x 。

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 63 口，水平井 88 口，柴油使用量约 4542t。

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 $1.2\times$

104m³，SO₂ 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情况见表 3.4-4。

表 3.4-4 柴油燃烧大气污染物产排放情况一览表

井型	直井		水平井	
数量	63		88	
单井柴油消耗量（t）	26		33	
柴油消耗量（t）	1638		2904	
柴油消耗量合计（t）	4542			
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
	5450.4	18168	12853.86	49962

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。

3.4.3.1.3. 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 CH₄、CO、CO₂ 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。

3.4.3.1.4. 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。

3.4.3.2.1. 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 151 口，则钻井液使用量为 36240m^3 。

单井经不落地系统固液分离出钻井废水量以 80% 计，约 28992m^3 ，施工期钻进周期以 22 天计，则单井钻井废水产生量约 $8.73\text{m}^3/\text{d}$ 。本项目施工期钻井废水产生量约 28992m^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 ，估算钻井废水中主要污染物产生量约 SS：17.49t、COD：8.7t。

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。

3.4.3.2.2. 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 6500m^3 ，本项目共 151 口井需进行

压裂作业，则施工期压裂液最大使用量为 98.15 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 9.815 万 m³。

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、194.34t。

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，送入污水处理厂处理达标后外排。

本项目钻井废水、压裂返排液主要水污染物产生情况见表 3.4-5。

表 3.4-5 钻井废水、压裂返排液主要水污染物产生情况一览表

项目	废水量 (m ³ /a)	监测因子	产生浓度 (mg/L)	产生量 (t/a)	排放去向
钻井废水	28992	SS	510	14.79	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污水处理厂处理。
		COD	300	8.70	
压裂返排液	98150	溶解性总固体	1980	194.34	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，送入污水处理厂处理达标后外排。

3.4.3.2.3.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、四、九区块集气增压站、阜康天然气处理站、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一表 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 3.4-6。

表 3.4-6 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)	备注
550	污水排放系数 (升/人·天)	28.07	m ³ /d	15.44		
	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、集气增压站、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、集气增压站、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 3.4-7。

表 3.4-7 本项目施工期主要噪声源强一览表

噪声源位置	设备名称		数量	声源强度	声源性质	备注
单个钻井井场	钻井	钻机	1 台	90~95	连续稳态声源	距离 1m
		柴油机	4 台	95~98	连续稳态声源	距离 1m
		柴油发电机	2 台	95~98	连续稳态声源	距离 1m
		泥浆泵	2 台	95~100	连续稳态声源	距离 1m
	井下作业	压裂设施	1 套	80~120	连续稳态声源	距离 1m
场地、管线、道路施工现场	推土机、挖掘机		/	80~85	流动声源	距离 5m
	装载机、运输汽车		/	85~90	流动声源	距离 5m
	切割机等		/	85~90	流动声源	距离 5m

3.4.3.4.施工期固体废物

3.4.3.4.1.施工期井场、道路、管线、集气增压站、阜康天然气处理站建设挖填土石方

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；阜康天然气处理站产生部分弃方，用于站内场地平整、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，不设取土场、弃渣场。

表 3.4-8 土石方平衡表

区域	挖方	填方	调入	调出	借方	弃方
阜康天然气处理站	6.58	1.9		0.17		4.51
四区集气增压站	0.52	0.59	0.07			
九区集气增压站	0.45	0.52	0.07			
标准化井场	6.76	6.76				
道路工程	16.31	16.31				
集气管道	16.82	17.36			0.54	
施工生产生活区	0.82	0.82				
合计	48.26	44.26	0.14	0.17	0.54	4.51

3.4.3.4.2.施工期建筑垃圾

施工期建筑垃圾主要包括残砖断瓦、钢筋头、金属碎片、塑料碎粒、抛弃在现场的破损工具、零件、容器甚至报废的机械、装修垃圾等，预估建筑垃圾产生量约为 30t。

建筑垃圾若长期堆存，会产生大量扬尘，影响周围环境，建议定期由有资质专业的建筑垃圾清运单位和城市环境卫生部门按照当地有关要求进行了清运。

3.4.3.4.3.钻井岩屑产生情况

钻井过程中，岩石经钻头和泥浆的研磨而破碎成岩屑，其中 50%的岩屑混进泥浆中，剩余的岩屑经泥浆循环携带出井口。

岩屑产生量按照如下公式计算：

$$W = \frac{1}{4} \pi D^2 h d 50\%$$

式中：W—井场岩屑产生量，t；

D—井的直径，m

h—井深度，m；

d—岩石密度(取 2.8t/m³)

根据估算，本项目 151 口井岩屑产生量 5225.82t，

表 3.4-9 钻井岩屑产生情况一览表

区块	井场	井号	井型	设计井深（m）	开井	井身结构						岩石密度 (t/m ³)	岩屑产生量			
						一开直径	一开深度	二开直径	二开深度	三开直径	三开深度		一开岩屑产生量	二开岩屑产生量	三开岩屑产生量	合计
						(m)	(m)	(m)	(m)	(m)	(m)		(t)	(t)	(t)	(t)
一二区块	FK7	FK7	定向井	2400	二开	0.311	20	0.216	2380			2.8	0.76	43.61	0.00	44.37
	FK9	FK9	定向井	1652	二开	0.311	20	0.216	1632			2.8	0.76	29.90	0.00	30.66
	FK10	FK10	定向井	1850	二开	0.311	20	0.216	1830			2.8	0.76	33.53	0.00	34.29
	FK11	FK11	定向井	2000	二开	0.311	20	0.216	1980			2.8	0.76	36.28	0.00	37.04
	FK13	FK13	定向井	1390	二开	0.311	20	0.216	1370			2.8	0.76	25.10	0.00	25.86
四区块	CMG1	CMG1-X1	定向井	1260	二开	0.311	20	0.216	1240			2.8	0.76	22.72	0.00	23.48
		CMG1-X2	定向井	1447	二开	0.311	20	0.216	1427			2.8	0.76	26.15	0.00	26.91
		CMG1-1L	水平井	1374	二开	0.311	50	0.216	1324			2.8	1.90	24.26	0.00	26.16
		CMG1-2L	水平井	1700	三开	0.375	60	0.241	1477	0.172	163	2.8	3.31	33.69	1.89	38.89
		CMG1-3L	水平井	1615	二开	0.311	50	0.216	1565			2.8	1.90	28.67	0.00	30.57
		CMG1-4L	水平井	1352	二开	0.311	50	0.216	1302			2.8	1.90	23.85	0.00	25.75
		CMG1-5L	水平井	1527	二开	0.311	50	0.216	1477			2.8	1.90	27.06	0.00	28.96
		CMG1-6L	水平井	2000	二开	0.311	50	0.216	1950			2.8	1.90	35.73	0.00	37.63
		CMG1-7L	水平井	1090	二开	0.311	50	0.216	1040			2.8	1.90	19.05	0.00	20.95
		CMG1-8L	水平井	1398	二开	0.311	50	0.216	1348			2.8	1.90	24.70	0.00	26.6
		CMG1-9L	水平井	1570	二开	0.311	50	0.216	1520			2.8	1.90	27.85	0.00	29.75
	CMG2	CMG2-X1	定向井	1700	二开	0.311	20	0.216	1680			2.8	0.76	30.78	0.00	31.54
		CMG2-X2	定向井	1700	二开	0.311	20	0.216	1680			2.8	0.76	30.78	0.00	31.54
		CMG2-1L	水平井	1435	二开	0.311	50	0.216	1385			2.8	1.90	25.38	0.00	27.28
		CMG2-2L	水平井	2000	二开	0.311	50	0.216	1950			2.8	1.90	35.73	0.00	37.63
		CMG2-3L	水平井	1322	二开	0.311	50	0.216	1272			2.8	1.90	23.31	0.00	25.21
		CMG2-4L	水平井	1522	二开	0.311	50	0.216	1472			2.8	1.90	26.97	0.00	28.87
		CMG2-5L	水平井	2000	二开	0.311	50	0.216	1950			2.8	1.90	35.73	0.00	37.63
		CMG2-6L	水平井	2000	二开	0.311	50	0.216	1950			2.8	1.90	35.73	0.00	37.63
		CMG2-7L	水平井	2000	二开	0.311	50	0.216	1950			2.8	1.90	35.73	0.00	37.63
		CMG2-8L	水平井	2000	二开	0.311	50	0.216	1950			2.8	1.90	35.73	0.00	37.63

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）

区块	井场	井号	井型	设计井深（m）	开井	井身结构						岩石密度 (t/m ³)	岩屑产生量			
						一开直径	一开深度	二开直径	二开深度	三开直径	三开深度		一开岩屑产生量	二开岩屑产生量	三开岩屑产生量	合计
						(m)	(m)	(m)	(m)	(m)	(m)		(t)	(t)	(t)	(t)
		CMG2-9L	水平井	2150	三开	0.375	60	0.241	1477	0.172	613	2.8	3.31	33.69	7.12	44.12
		CMG2-10L	水平井	1700	三开	0.375	60	0.241	1477	0.172	163	2.8	3.31	33.69	1.89	38.89
		CMG2-11L	水平井	1907	三开	0.375	60	0.241	1477	0.172	370	2.8	3.31	33.69	4.30	41.3
		CMG2-12L	水平井	1938	二开	0.311	50	0.216	1888			2.8	1.90	34.59	0.00	36.49
		CMG2-13L	水平井	2000	二开	0.311	50	0.216	1950			2.8	1.90	35.73	0.00	37.63
		CMG2-14L	水平井	2000	二开	0.311	50	0.216	1950			2.8	1.90	35.73	0.00	37.63
	CMG4	CMG4	定向井	2700	二开	0.311	20	0.216	2680			2.8	0.76	49.10	0.00	49.86
		CMG4-X1	定向井	1850	二开	0.311	20	0.216	1830			2.8	0.76	33.53	0.00	34.29
		CMG4-X2	定向井	1850	二开	0.311	20	0.216	1830			2.8	0.76	33.53	0.00	34.29
		CMG4-2L	水平井	1850	二开	0.311	50	0.216	1800			2.8	1.90	32.98	0.00	34.88
		CMG4-3L	水平井	1850	二开	0.311	50	0.216	1800			2.8	1.90	32.98	0.00	34.88
		CMG4-4L	水平井	1850	二开	0.311	50	0.216	1800			2.8	1.90	32.98	0.00	34.88
		CMG4-5L	水平井	1850	二开	0.311	50	0.216	1800			2.8	1.90	32.98	0.00	34.88
		CMG4-6L	水平井	1850	二开	0.311	50	0.216	1800			2.8	1.90	32.98	0.00	34.88
		CMG4-7L	水平井	1850	二开	0.311	50	0.216	1800			2.8	1.90	32.98	0.00	34.88
		CMG4-8L	水平井	1850	二开	0.311	50	0.216	1800			2.8	1.90	32.98	0.00	34.88
	CMG5	CMG5	定向井	3100	二开	0.311	20	0.216	3080			2.8	0.76	56.43	0.00	57.19
		CMG5-X1	定向井	1850	二开	0.311	20	0.216	1830			2.8	0.76	33.53	0.00	34.29
		CMG5-X2	定向井	1850	二开	0.311	20	0.216	1830			2.8	0.76	33.53	0.00	34.29
		CMG5-X3	定向井	1850	二开	0.311	20	0.216	1830			2.8	0.76	33.53	0.00	34.29
		CMG5-X4	定向井	1850	二开	0.311	20	0.216	1830			2.8	0.76	33.53	0.00	34.29
		CMG5-X5	定向井	1850	二开	0.311	20	0.216	1830			2.8	0.76	33.53	0.00	34.29
		CMG5-X6	定向井	1850	二开	0.311	20	0.216	1830			2.8	0.76	33.53	0.00	34.29
		CMG5-X7	定向井	1850	二开	0.311	20	0.216	1830			2.8	0.76	33.53	0.00	34.29
		CMG5-X8	定向井	1850	二开	0.311	20	0.216	1830			2.8	0.76	33.53	0.00	34.29
		CMG5-X9	定向井	1850	二开	0.311	20	0.216	1830			2.8	0.76	33.53	0.00	34.29
		CMG5-1L	水平井	1850	二开	0.311	50	0.216	1800			2.8	1.90	32.98	0.00	34.88

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）

区块	井场	井号	井型	设计井深（m）	开井	井身结构						岩石密度 (t/m ³)	岩屑产生量			
						一开直径	一开深度	二开直径	二开深度	三开直径	三开深度		一开岩屑产生量	二开岩屑产生量	三开岩屑产生量	合计
						(m)	(m)	(m)	(m)	(m)	(m)		(t)	(t)	(t)	(t)
		CMG5-2L	水平井	1850	二开	0.311	50	0.216	1800			2.8	1.90	32.98	0.00	34.88
		CMG5-3L	水平井	1850	二开	0.311	50	0.216	1800			2.8	1.90	32.98	0.00	34.88
		CMG5-4L	水平井	1850	二开	0.311	50	0.216	1800			2.8	1.90	32.98	0.00	34.88
	CMG6	CMG6-X1	定向井	1850	二开	0.311	20	0.216	1830			2.8	0.76	33.53	0.00	34.29
		CMG6-X2	定向井	1850	二开	0.311	20	0.216	1830			2.8	0.76	33.53	0.00	34.29
		CMG6-X3	定向井	1850	二开	0.311	20	0.216	1830			2.8	0.76	33.53	0.00	34.29
		CMG6-X4	定向井	1850	二开	0.311	20	0.216	1830			2.8	0.76	33.53	0.00	34.29
		CMG6-X5	定向井	1850	二开	0.311	20	0.216	1830			2.8	0.76	33.53	0.00	34.29
		CMG6-X6	定向井	1850	二开	0.311	20	0.216	1830			2.8	0.76	33.53	0.00	34.29
		CMG6-1L	水平井	1850	三开	0.375	60	0.241	1477	0.172	313	2.8	3.31	33.69	3.64	40.64
		CMG6-2L	水平井	1850	二开	0.311	50	0.216	1800			2.8	1.90	32.98	0.00	34.88
		CMG6-3L	水平井	1850	二开	0.311	50	0.216	1800			2.8	1.90	32.98	0.00	34.88
	CMG7	CMG7	定向井	2600	二开	0.311	20	0.216	2580			2.8	0.76	47.27	0.00	48.03
		CMG7-X1	定向井	1850	二开	0.311	20	0.216	1830			2.8	0.76	33.53	0.00	34.29
		CMG7-X2	定向井	1850	二开	0.311	20	0.216	1830			2.8	0.76	33.53	0.00	34.29
		CMG7-1L	水平井	1850	二开	0.311	50	0.216	1800			2.8	1.90	32.98	0.00	34.88
		CMG7-2L	水平井	1850	二开	0.311	50	0.216	1800			2.8	1.90	32.98	0.00	34.88
		CMG7-3L	水平井	1850	二开	0.311	50	0.216	1800			2.8	1.90	32.98	0.00	34.88
九区块	FK 参-1	FK 参-1	定向井	1133	二开	0.311	20	0.216	1113			2.8	0.76	20.39	0.00	21.15
	FK 参-2	FK 参-2	定向井	1850	二开	0.311	20	0.216	1830			2.8	0.76	33.53	0.00	34.29
	FK15	FK15	定向井	1850	二开	0.311	20	0.216	1830			2.8	0.76	33.53	0.00	34.29
	FK16	FK16	定向井	1850	二开	0.311	20	0.216	1830			2.8	0.76	33.53	0.00	34.29
	FK17	FK17-X1	定向井	1850	二开	0.311	20	0.216	1830			2.8	0.76	33.53	0.00	34.29
		FK17-X2	定向井	1850	二开	0.311	20	0.216	1830			2.8	0.76	33.53	0.00	34.29
		FK17-X3	定向井	1524	二开	0.311	20	0.216	1504			2.8	0.76	27.56	0.00	28.32
		FK17-1L	水平井	1205	二开	0.311	50	0.216	1155			2.8	1.90	21.16	0.00	23.06
		FK17-2L	水平井	1472	二开	0.311	50	0.216	1422			2.8	1.90	26.05	0.00	27.95

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）

区块	井场	井号	井型	设计井深（m）	开井	井身结构						岩石密度 (t/m ³)	岩屑产生量			
						一开直径	一开深度	二开直径	二开深度	三开直径	三开深度		一开岩屑产生量	二开岩屑产生量	三开岩屑产生量	合计
						(m)	(m)	(m)	(m)	(m)	(m)		(t)	(t)	(t)	(t)
		FK17-3L	水平井	1451	二开	0.311	50	0.216	1401			2.8	1.90	25.67	0.00	27.57
		FK17-4L	水平井	1456	二开	0.311	50	0.216	1406			2.8	1.90	25.76	0.00	27.66
	FK18	FK18-X1	定向井	1850	二开	0.311	20	0.216	1830			2.8	0.76	33.53	0.00	34.29
		FK18-1L	水平井	1850	二开	0.311	50	0.216	1800			2.8	1.90	32.98	0.00	34.88
		FK18-2	定向井	1850	二开	0.311	20	0.216	1830			2.8	0.76	33.53	0.00	34.29
		FK18-2L	水平井	1850	二开	0.311	50	0.216	1800			2.8	1.90	32.98	0.00	34.88
	FK19	FK19-X1	定向井	1850	二开	0.311	20	0.216	1830			2.8	0.76	33.53	0.00	34.29
		FK19-x2	定向井	1369	二开	0.311	20	0.216	1349			2.8	0.76	24.72	0.00	25.48
		FK19-1L	水平井	1512	二开	0.311	50	0.216	1462			2.8	1.90	26.79	0.00	28.69
		FK19-2L	水平井	1644	二开	0.311	50	0.216	1594			2.8	1.90	29.20	0.00	31.1
		FK19-3L	水平井	1567	二开	0.311	50	0.216	1517			2.8	1.90	27.79	0.00	29.69
		FK19-4L	水平井	1850	二开	0.311	50	0.216	1800			2.8	1.90	32.98	0.00	34.88
		FK19-5L	水平井	1850	二开	0.311	50	0.216	1800			2.8	1.90	32.98	0.00	34.88
		FK19-6L	水平井	1681	二开	0.311	50	0.216	1631			2.8	1.90	29.88	0.00	31.78
		FK19-7L	水平井	1549	二开	0.311	50	0.216	1499			2.8	1.90	27.46	0.00	29.36
		FK19-8L	水平井	1642	二开	0.311	50	0.216	1592			2.8	1.90	29.17	0.00	31.07
	FK20	FK20-1L	水平井	2068	二开	0.311	50	0.216	2018			2.8	1.90	36.97	0.00	38.87
		FK20-2L	水平井	1866	二开	0.311	50	0.216	1816			2.8	1.90	33.27	0.00	35.17
		FK20-3L	水平井	2088	三开	0.375	60	0.241	1477	0.172	551	2.8	3.31	33.69	6.40	43.4
		FK20-4L	水平井	2033	二开	0.311	50	0.216	1983			2.8	1.90	36.33	0.00	38.23
		FK20-5L	水平井	2120	三开	0.375	60	0.241	1477	0.172	583	2.8	3.31	33.69	6.77	43.77
		FK20-6L	水平井	2013	三开	0.375	60	0.241	1477	0.172	476	2.8	3.31	33.69	5.53	42.53
		FK20-7L	水平井	2109	三开	0.375	60	0.241	1477	0.172	572	2.8	3.31	33.69	6.65	43.65
		FK20-8L	水平井	2074	三开	0.375	60	0.241	1477	0.172	537	2.8	3.31	33.69	6.24	43.24
	FK21	FK21	定向井	1850	二开	0.311	20	0.216	1830			2.8	0.76	33.53	0.00	34.29
	FK22	FK22	定向井	1850	二开	0.311	20	0.216	1830			2.8	0.76	33.53	0.00	34.29
	FK23	FK23-X1	定向井	1850	二开	0.311	20	0.216	1830			2.8	0.76	33.53	0.00	34.29

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）

区块	井场	井号	井型	设计井深（m）	开井	井身结构						岩石密度 (t/m ³)	岩屑产生量			
						一开直径	一开深度	二开直径	二开深度	三开直径	三开深度		一开岩屑产生量	二开岩屑产生量	三开岩屑产生量	合计
						(m)	(m)	(m)	(m)	(m)	(m)		(t)	(t)	(t)	(t)
		FK23-X2	定向井	1850	二开	0.311	20	0.216	1830			2.8	0.76	33.53	0.00	34.29
		FK23-X3	定向井	1850	二开	0.311	20	0.216	1830			2.8	0.76	33.53	0.00	34.29
		FK23-X4	定向井	1850	二开	0.311	20	0.216	1830			2.8	0.76	33.53	0.00	34.29
		FK23-1L	水平井	1850	二开	0.311	50	0.216	1800			2.8	1.90	32.98	0.00	34.88
		FK23-2L	水平井	1850	二开	0.311	50	0.216	1800			2.8	1.90	32.98	0.00	34.88
		FK23-3L	水平井	1850	二开	0.311	50	0.216	1800			2.8	1.90	32.98	0.00	34.88
		FK23-4L	水平井	1850	二开	0.311	50	0.216	1800			2.8	1.90	32.98	0.00	34.88
	FK24	FK24-1L	水平井	1850	二开	0.311	50	0.216	1800			2.8	1.90	32.98	0.00	34.88
		FK24-2	定向井	1850	二开	0.311	20	0.216	1830			2.8	0.76	33.53	0.00	34.29
		FK24-2L	水平井	1850	二开	0.311	50	0.216	1800			2.8	1.90	32.98	0.00	34.88
		FK24-3L	水平井	1847	二开	0.311	50	0.216	1797			2.8	1.90	32.92	0.00	34.82
		FK24-4L	水平井	1850	三开	0.375	60	0.241	1477	0.172	313	2.8	3.31	33.69	3.64	40.64
		FK24-5L	水平井	2044	二开	0.311	50	0.216	1994			2.8	1.90	36.53	0.00	38.43
		FK24-6L	水平井	1850	二开	0.311	50	0.216	1800			2.8	1.90	32.98	0.00	34.88
		FK24-7L	水平井	1850	二开	0.311	50	0.216	1800			2.8	1.90	32.98	0.00	34.88
	FK25	FK25-1L	水平井	1754	二开	0.311	50	0.216	1704			2.8	1.90	31.22	0.00	33.12
		FK25-2L	水平井	1465	二开	0.311	50	0.216	1415			2.8	1.90	25.93	0.00	27.83
		FK25-3L	水平井	1850	二开	0.311	50	0.216	1800			2.8	1.90	32.98	0.00	34.88
		FK25-4L	水平井	2043	三开	0.375	60	0.241	1477	0.172	506	2.8	3.31	33.69	5.88	42.88
		FK25-5L	水平井	1850	三开	0.375	60	0.241	1477	0.172	313	2.8	3.31	33.69	3.64	40.64
		FK25-6L	水平井	2056	三开	0.375	60	0.241	1477	0.172	519	2.8	3.31	33.69	6.03	43.03
	FK26	FK26-X1	定向井	1850	二开	0.311	20	0.216	1830			2.8	0.76	33.53	0.00	34.29
		FK26-1L	水平井	1850	二开	0.311	50	0.216	1800			2.8	1.90	32.98	0.00	34.88
		FK26-2	定向井	1850	二开	0.311	20	0.216	1830			2.8	0.76	33.53	0.00	34.29
		FK26-2L	水平井	1850	二开	0.311	50	0.216	1800			2.8	1.90	32.98	0.00	34.88
		FK26-3L	水平井	1850	二开	0.311	50	0.216	1800			2.8	1.90	32.98	0.00	34.88
		FK26-4L	水平井	1850	二开	0.311	50	0.216	1800			2.8	1.90	32.98	0.00	34.88

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）

区块	井场	井号	井型	设计井深（m）	开井	井身结构						岩石密度 (t/m ³)	岩屑产生量			
						一开直径	一开深度	二开直径	二开深度	三开直径	三开深度		一开岩屑产生量	二开岩屑产生量	三开岩屑产生量	合计
						(m)	(m)	(m)	(m)	(m)	(m)		(t)	(t)	(t)	(t)
	FK27	FK27	定向井	1850	二开	0.311	20	0.216	1830			2.8	0.76	33.53	0.00	34.29
	FK28	FK28-X1	定向井	1850	二开	0.311	20	0.216	1830			2.8	0.76	33.53	0.00	34.29
		FK28-X2	定向井	1850	二开	0.311	20	0.216	1830			2.8	0.76	33.53	0.00	34.29
		FK28-1L	水平井	1558	二开	0.311	50	0.216	1508			2.8	1.90	27.63	0.00	29.53
		FK28-2	定向井	1447	二开	0.311	20	0.216	1427			2.8	0.76	26.15	0.00	26.91
		FK28-2L	水平井	2050	三开	0.375	60	0.241	1477	0.172	513	2.8	3.31	33.69	5.96	42.96
	FK29	FK29-X1	定向井	2000	二开	0.311	20	0.216	1980			2.8	0.76	36.28	0.00	37.04
		FK29-X2	定向井	1850	二开	0.311	20	0.216	1830			2.8	0.76	33.53	0.00	34.29
		FK29-X3	定向井	1850	二开	0.311	20	0.216	1830			2.8	0.76	33.53	0.00	34.29
		FK29-X4	定向井	1850	二开	0.311	20	0.216	1830			2.8	0.76	33.53	0.00	34.29
		FK29-1L	水平井	1850	二开	0.311	50	0.216	1800			2.8	1.90	32.98	0.00	34.88
		FK29-2	定向井	1850	二开	0.311	20	0.216	1830			2.8	0.76	33.53	0.00	34.29
	FK30	FK30-X1	定向井	2000	二开	0.311	20	0.216	1980			2.8	0.76	36.28	0.00	37.04
		FK30-1L	水平井	1850	二开	0.311	50	0.216	1800			2.8	1.90	32.98	0.00	34.88
		FK30-2	定向井	1850	二开	0.311	20	0.216	1830			2.8	0.76	33.53	0.00	34.29
		FK30-2L	水平井	1850	二开	0.311	50	0.216	1800			2.8	1.90	32.98	0.00	34.88
	FK31	FK31	定向井	2300	二开	0.311	20	0.216	2280			2.8	0.76	41.77	0.00	42.53
一二区块																172.22
四区块																2289.61
九区块																2763.99
合计																5225.82

本项目钻井岩屑产生量约为 5225.82t/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。

3.4.3.4.4.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，单井钻井周期以 1 个月计，共需钻井 151 口，单片振动筛重量约 5kg，废振动筛产生量约 24.16t。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。

3.4.3.4.5.废防渗膜

本项目岩屑防渗暂存池等池体内铺设防渗膜在施工结束时需拆除，本项目单座岩屑防渗暂存池尺寸约 10m×20m×2m，池体内防渗膜面积约 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 30 座标准化井场废防渗膜产生量约 14.4t。

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。

3.4.3.4.6.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 49.08t，废含油棉纱及沾油抹布和手套产生量约 5.29t，废油桶产生量（单桶容量 180kg，桶重 20kg）5.46t。

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。

3.4.3.4.7.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统一处置。

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、短期内造成水土流失，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。

（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）破坏干扰生态系统

本项目位于阜康市南部山区，海拔 5445~800m，地表以草地为主。建设施工过程中会对现有土层进行翻挖、削高、填低，使土层结构更为疏松，如此时恰逢暴雨期，则造成局部区域水土流失。

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 3.4-10。

表 3.4-10 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	mg/m ³	2.89	0.3~0.7	洒水降尘。自然沉降
	柴油机	烟气量	万 m ³	5450.4	5450.4	无组织排放
		SO ₂	kg	18168	18168	
		NO _x	kg	12853.86	12853.86	
		烟尘	kg	49962	49962	
	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	28992	/	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污水处理厂处理。
		COD	mg/L	300	8.7	
		SS	mg/L	510	14.79	
	压裂返排液	废水量	m ³	98150	/	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，送入污水处理厂处理达标后外排。
		溶解性总固体	mg/L	1980	194.34	
	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
固体废物	钻井作业、施工建设	土石方	万 m ³	16.43	0	剩余土石方用于场地平整
		建筑垃圾	t	30	0	由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
		钻井岩屑	t	5225.82	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	24.16	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。

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）

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
		废防渗膜	t	14.4	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	49.08	0	交由有危险废物处理资质单位处置。
		废棉纱	t	5.29	0	
		废油桶	t	5.46	0	
		生活垃圾	t	49.5	0	定点收集后统一交由环卫部门统一处置。
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，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。

集气增压站运营期的主要环境影响为无组织泄漏烃类气体，检修、事故的放空废气；分离水，职工生活污水；设备噪声，事故临时放空噪声；火灾爆炸和事故冷排放的风险影响；废矿物油、废棉纱。

阜康天然气处理站运营期主要环境影响为燃气导热油炉燃烧烟气、闪蒸汽、酸性尾气、无组织泄漏烃类气体、脱水装置分离水、循环装置排污水、生活污水；机械噪声；火灾爆炸和事故冷排放的风险影响；废矿物油、过滤分离器废滤芯、废分子筛、废瓷球、废滤芯等。

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、集气增压站正常工况下有组织废气排放主要为燃气导热油炉燃烧烟气、闪蒸汽、酸性尾气；无组织废气主要为标准化井场、集气站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、集气增压站排放的煤层气、阜康天然气处理站事故下火炬燃烧。

3.4.4.1.1. 有组织废气

（1）阜康天然气处理站燃气导热油炉燃烧烟气

本项目阜康天然气处理站内燃气式导热油炉燃烧产品煤层气产生的烟气，主要污染物为颗粒物、二氧化硫、氮氧化物、挥发性有机物。

参照《污染源源强核算技术指南 锅炉》（HJ991-2018），正常工况时，废气有组织源强优先采用物料衡算法核算，其次采用类比法、产污系数法核算；非正常工况时，废气有组织源强采用类比法核算。

①烟气量

参照《污染源源强核算技术指南 锅炉》（HJ991-2018），本项目燃气式导热油炉燃烧烟气采用物料衡算法，气体燃料燃烧产生理论烟气量及基准烟气量计算公式采用《排污许可证申请与核发技术规范 锅炉》（HJ953-2018）中基准烟气量核算方法，公式如下：

$$V_0 = 0.0746 \left[0.5\varphi(CO) + 0.5\varphi(H_2) + 1.5\varphi(H_2S) + \sum \left(m + \frac{n}{4} \right) + \varphi(C_mH_n) - \varphi(O_2) \right]$$

$$V_{gy} = 0.01[\varphi(\text{CO}_2) + \varphi(\text{CO}) + \varphi(\text{H}_2\text{S}) + \sum m\varphi(\text{C}_m\text{H}_n)] + 0.76V_0 + \frac{\varphi(\text{N}_2)}{100} + (\alpha - 1)V_0$$

式中： V_0 ——理论空气量， m^3/m^3 ；

V_{gy} ——基准烟气体量， m^3/m^3 ；

$\varphi(\text{CO}_2)$ ——二氧化碳体积百分数，百分比；

$\varphi(\text{N}_2)$ ——氮体积百分数，百分比；

$\varphi(\text{CO})$ ——一氧化碳体积百分数，百分比；

$\varphi(\text{H}_2)$ ——氢体积百分数，百分比；

$\varphi(\text{H}_2\text{S})$ ——硫化氢体积百分数，百分比；

$\varphi(\text{C}_m\text{H}_n)$ ——烃类体积百分数，百分比， n 为碳原子数， m 为氢原子数；

$\varphi(\text{O}_2)$ ——氧体积百分数，百分比；

α ——过量空气系数，燃料燃烧时实际空气供给量与理论空气需要量之比，燃气锅炉的过量空气系数为 1.2，对应基准氧含量为 3.5%。

燃气式导热油炉燃烧产品煤层气及闪蒸气，根据建设单位、设计单位提供气体组分报告，计算数据见表 3.4- 11。

表 3.4- 11 燃气式导热油炉燃烧成品煤层气基准烟气体量产生情况

物质		体积百分数
一氧化碳	CO	0.0003
氢气	H ₂	0.00003
硫化氢	H ₂ S	0.001
甲烷	CH ₄	93.29
乙烷	C ₂ H ₆	0.9
丙烷	C ₃ H ₈	0.05
正丁烷	C ₄ H ₁₀	0.003
2-甲基丙烷（异丁烷）	C ₄ H ₁₀	0.03
正戊烷	C ₅ H ₁₂	0.00004
异戊烷	C ₅ H ₁₂	0.00004
新戊烷	C ₅ H ₁₂	0.00004
氧气	O ₂	0.46
二氧化碳	CO ₂	3.82
氮气	N ₂	1.45
a		1.2
计算烟气体量		
理论空气量 V_0	m^3/m^3	9.03
基准烟气体量 V_{gy}	m^3/m^3	12.79
燃气消耗量	m^3/a	2613600
烟气产生量	m^3/a	33427944
年运行小时数	h	7920
小时排放量	m^3/h	4221

表 3.4-12 燃气式导热油炉燃烧闪蒸气基准烟气量产生情况

物质		体积百分数
一氧化碳	CO ₂	0
氢气	H ₂	0
硫化氢	H ₂ S	0
甲烷	CH ₄	13.77
乙烷	C ₂ H ₆	1.5
丙烷	C ₃ H ₈	0.75
正丁烷	C ₄ H ₁₀	0.1
2-甲基丙烷（异丁烷）	C ₄ H ₁₀	0.34
正戊烷	C ₅ H ₁₂	0
异戊烷	C ₅ H ₁₂	0
新戊烷	C ₅ H ₁₂	0
氧气	O ₂	0
二氧化碳	CO ₂	76.73
氮气	N ₂	0.21
水分	H ₂ O	6.6
a		1.2
计算烟气量		
V ₀	m ³ /m ³	1.88
V _{gy}	m ³ /m ³	3.38
闪蒸气消耗量	m ³ /a	4680452.7
烟气产生量	m ³ /a	15819930.13
年运行小时数	h	7920
小时排放量	m ³ /h	1997

表 3.4-13 燃气式导热油炉燃烧烟气量产生情况一览表

序号	名称	m ³ /h	m ³ /d	m ³ /a	万 m ³ /a	年运行小时数/h
1	燃烧成品煤层气产生烟气量	4221	101304	33430320	3343.032	7920
2	燃烧闪蒸气产生烟气量	1997	47928	15816240	1581.624	7920
	合计	6218	149232	49246560	4924.656	

根据计算，本项目燃气式导热油炉燃烧煤层气及闪蒸气产生烟气量约 6218m³/h、4924.656 万 m³/a。

②颗粒物

参照《污染源强核算技术指南 锅炉》（HJ991-2018），本项目燃气式导热油炉燃烧烟气中颗粒物采用类比法。

根据《工业锅炉污染防治可行技术指南》（HJ1178-2021）附录 B 中“表 B.1 典型工业锅炉炉膛出口烟气污染物浓度”可知：采用天然气为燃料的燃气锅炉，锅炉炉膛出口烟气中颗粒物的浓度小于 10mg/m³，本项目燃气式导热油炉出口烟气中颗粒物的类比排放浓度为 10mg/m³。

根据核算，本项目烟气产生量为 6218m³/h，估算颗粒物产生浓度为 10mg/m³、产生速率为 0.062kg/h，产生量为 0.491t/a，无治理措施，产生量即为排放量。

颗粒物排放浓度 $10\text{mg}/\text{m}^3$ 满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB 13271-2014）中表 3 大气污染物特别排放限值 $\leq 20\text{mg}/\text{m}^3$ 。

③二氧化硫

本项目燃气式导热油炉 SO_2 排放量采用物料衡算法。参照《污染源源强核算技术指南 锅炉》（HJ 991-2018）中以下公式计算：

$$E_{\text{SO}_2} = 2R \times S_t \times \left(1 - \frac{\eta_s}{100}\right) \times K \times 10^{-5}$$

式中：

E_{SO_2} ——核算时段内二氧化硫排放量，t；

R——核算时段内锅炉燃料耗量，万 m^3 ；

S_t ——燃料总硫的质量浓度， mg/m^3 ，本项目燃气式导热油炉燃料为成品煤层气及闪蒸气，成品煤层气执行《天然气》（GB17820-2018）二级标准，天然气含 S 量 $\leq 100\text{mg}/\text{m}^3$ ，本项目取 $100\text{mg}/\text{m}^3$ ；闪蒸气中不含硫。

η_s ——脱硫效率，%，项目采用产品煤层气，未进行脱硫，效率为 0；

K——燃料中的硫燃烧后氧化成二氧化硫的份额，量纲一的量，取值为 1。

根据计算，燃气式导热油炉二氧化硫排放量为 0.523t/a ，排放速率为 0.066kg/h ，排放浓度为 $10.61\text{mg}/\text{m}^3$ 。

二氧化硫排放浓度 $10.61\text{mg}/\text{m}^3$ 满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB 13271-2014）中表 3 大气污染物特别排放限值 $\leq 50\text{mg}/\text{m}^3$ 。

④氮氧化物

本项目燃气式导热油炉氮氧化物排放量采用类比法。

燃气式导热油炉氮氧化物排放量参照《污染源源强核算技术指南 锅炉》（HJ 991-2018）中以下公式计算：

$$E_{\text{NO}_x} = \rho_{\text{NO}_x} \times Q \times \left(1 - \frac{\eta_{\text{NO}_x}}{100}\right) \times 10^{-9}$$

式中： E_{NO_x} ——核算时段内氮氧化物排放量，t；

ρ_{NO_x} ——炉膛出口氮氧化物质量浓度， mg/m^3 ；取值参考附录 B 表 B.4 炉膛出口氮氧化物浓度范围；本项目燃气式导热油炉自带高效低氮燃烧器，根据设备厂商提供低氮燃烧器测试报告，出口氮氧化物浓度为 $27.09\text{mg}/\text{m}^3 \sim 29.95\text{mg}/\text{m}^3$ ，控制保证浓度为 $45\text{mg}/\text{m}^3$ ，本项目炉膛出口 NO_x 浓度炉取值 $45\text{mg}/\text{m}^3$ 。

Q——核算时段内标态干烟气排放量， m^3 ，本项目燃气式导热油炉产生干烟气量为 $6218\text{m}^3/\text{h}$ ；

根据核算，本项目燃气式导热油炉燃烧氮氧化物产生浓度为 $45\text{mg}/\text{m}^3$ 、产生速率 $0.28\text{kg}/\text{h}$ 、产生量为 $2.218\text{t}/\text{a}$ 。

氮氧化物排放浓度 $45\text{mg}/\text{m}^3$ 满足《关于开展自治区 2022 年度夏秋季大气污染防治“冬病夏治”工作的通知》（新环大气函〔2022〕483 号）中 $50\text{mg}/\text{m}^3$ 的限值。

⑤挥发性有机物

本项目燃气式导热油炉燃烧烟气中挥发性有机物采用类比法。

参照《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册 工业源挥发性有机物通用源项产排污核算系数手册》中附表 3 燃烧烟气工业炉窑挥发性有机物产污系数表（按照燃料分类），本项目燃气式导热油炉燃烧烟气中挥发性有机物产污系数为 1.83 千克/万立方米-燃料。

本项目燃气式导热油炉燃烧产品煤层气燃烧量为 $2613600\text{m}^3/\text{a}$ ，闪蒸气燃烧量 $4680452.7\text{m}^3/\text{a}$ ，合计烟气产生量为 $6218\text{m}^3/\text{h}$ ，估算 VOCs 产生浓度为 $9.65\text{mg}/\text{m}^3$ 、产生速率为 $0.06\text{kg}/\text{h}$ ，产生量为 $0.478\text{t}/\text{a}$ ，无治理措施，产生量即为排放量。

挥发性有机物排放浓度 $9.65\text{mg}/\text{m}^3$ 、排放速率 $0.06\text{kg}/\text{h}$ 满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）表 2 中 $120\text{mg}/\text{m}^3$ 、 $14.2\text{kg}/\text{h}$ （ 18m 内插法）的限值。

（2）阜康天然气处理站脱碳装置废气

①脱碳装置吸收塔闪蒸气

根据设计单位提供资料，脱碳装置吸收塔闪蒸出部分溶解的烃类气体，闪蒸气送至燃气式导热油炉燃烧，闪蒸汽泄放量为 $14183.19\text{m}^3/\text{d}$ 、 $4680452.7\text{m}^3/\text{a}$ 。

②脱碳装置再生塔顶部酸水回流罐分离出含 CO_2 酸性气

本项目阜康天然气处理站脱碳装置再生塔顶部酸水回流罐分离出含 CO_2 酸性气，根据设计单位提供资料，酸性气排放量约 $103588.9\text{Nm}^3/\text{d}$ 、 $7911.667\text{kg}/\text{h}$ ，主要含有二氧化碳、甲烷、乙烷、水，通过放散区设置 1 根 15m （ 0.3m ）排气筒排放。

表 3.4-14 酸性气组成成分一览表

名称	流量		物质	组分	排放量		年运行小时数 h
	(m^3/h)	kg/h			kg/h	t/a	
酸性气	4316.20	7911.667	CO_2	0.8874	7020.81	55604.82	7920
			甲烷	0.0005	3.96	31.36	7920
			乙烷	0.0001	0.79	6.26	7920
			H_2O	0.112	886.11	7017.99	7920

根据估算，二氧化碳排放量为 55604.82t/a，甲烷 31.36t/a。

3.4.4.1.2.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、集气增压站、天然气处理站等。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、集气增压站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： $D_{\text{设备}}$ —核算时段内设备与管线组件密封点泄漏的挥发性有机物的量，kg；

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；

$e_{\text{TOC},i}$ —密封点 i 的总有机碳(TOC)排放速率(泄浓度大于 10000 $\mu\text{mol/mol}$)，kg.h，取值参见表 4；

$WF_{\text{VOCs},i}$ —流经密封点 i 的物料中挥发性有机物的设计平均质量分数，%；

$WF_{\text{TOC},i}$ —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 30 座标准化井场、集气增压站、天然气处理站无组织挥发性有机物产生量见表 3.4-15。

根据核算，本项目年无组织排放挥发性有机物 1.281kg/a。

根据核算，本项目一区块（5 座标准化井场）无组织排放挥发性有机物 1.281kg/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。

表 3.4-15 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产生量		年运行时间
						数量	eTOC,I	VOCs产生量	数量	eTOC,I	VOCs产生量	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	kg/h	h
1	FK7	1	0.0001	0.983	94.273	15	0.085	0.011	7	0.064	0.004	1	0.074	0.001	0.016	0.0000020	7920
2	FK9	1	0.0001	0.983	94.273	15	0.085	0.011	7	0.064	0.004	1	0.074	0.001	0.016	0.0000020	7920
3	FK10	1	0.0001	0.983	94.273	15	0.085	0.011	7	0.064	0.004	1	0.074	0.001	0.016	0.0000020	7920
4	FK11	1	0.0001	0.983	94.273	15	0.085	0.011	7	0.064	0.004	1	0.074	0.001	0.016	0.0000020	7920
5	FK13	1	0.0001	0.983	94.273	15	0.085	0.011	7	0.064	0.004	1	0.074	0.001	0.016	0.0000020	7920
6	CMG1	11	0.0001	0.983	94.273	165	0.085	0.116	77	0.064	0.041	11	0.074	0.007	0.164	0.0000207	7920
7	CMG2	16	0.0001	0.983	94.273	240	0.085	0.168	112	0.064	0.059	16	0.074	0.010	0.237	0.0000299	7920
8	CMG4	10	0.0001	0.983	94.273	150	0.085	0.105	70	0.064	0.037	10	0.074	0.006	0.148	0.0000187	7920
9	CMG5	14	0.0001	0.983	94.273	210	0.085	0.147	98	0.064	0.052	14	0.074	0.009	0.208	0.0000263	7920
10	CMG6	9	0.0001	0.983	94.273	135	0.085	0.095	63	0.064	0.033	9	0.074	0.006	0.134	0.0000169	7920
11	CMG7	6	0.0001	0.983	94.273	90	0.085	0.063	42	0.064	0.022	6	0.074	0.004	0.089	0.0000112	7920
12	FK 参-1	1	0.0001	0.983	94.273	15	0.085	0.011	7	0.064	0.004	1	0.074	0.001	0.016	0.0000020	7920
13	FK 参-2	1	0.0001	0.983	94.273	15	0.085	0.011	7	0.064	0.004	1	0.074	0.001	0.016	0.0000020	7920
14	FK15	1	0.0001	0.983	94.273	15	0.085	0.011	7	0.064	0.004	1	0.074	0.001	0.016	0.0000020	7920
15	FK16	1	0.0001	0.983	94.273	15	0.085	0.011	7	0.064	0.004	1	0.074	0.001	0.016	0.0000020	7920
16	FK17	7	0.0001	0.983	94.273	105	0.085	0.074	49	0.064	0.026	7	0.074	0.004	0.104	0.0000131	7920
17	FK18	4	0.0001	0.983	94.273	60	0.085	0.042	28	0.064	0.015	4	0.074	0.002	0.059	0.0000074	7920
18	FK19	10	0.0001	0.983	94.273	150	0.085	0.105	70	0.064	0.037	10	0.074	0.006	0.148	0.0000187	7920
19	FK20	8	0.0001	0.983	94.273	120	0.085	0.084	56	0.064	0.030	8	0.074	0.005	0.119	0.0000150	7920
20	FK21	1	0.0001	0.983	94.273	15	0.085	0.011	7	0.064	0.004	1	0.074	0.001	0.016	0.0000020	7920
21	FK22	1	0.0001	0.983	94.273	15	0.085	0.011	7	0.064	0.004	1	0.074	0.001	0.016	0.0000020	7920
22	FK23	8	0.0001	0.983	94.273	120	0.085	0.084	56	0.064	0.030	8	0.074	0.005	0.119	0.0000150	7920
23	FK24	8	0.0001	0.983	94.273	120	0.085	0.084	56	0.064	0.030	8	0.074	0.005	0.119	0.0000150	7920
24	FK25	6	0.0001	0.983	94.273	90	0.085	0.063	42	0.064	0.022	6	0.074	0.004	0.089	0.0000112	7920
25	FK26	6	0.0001	0.983	94.273	90	0.085	0.063	42	0.064	0.022	6	0.074	0.004	0.089	0.0000112	7920
26	FK27	1	0.0001	0.983	94.273	15	0.085	0.011	7	0.064	0.004	1	0.074	0.001	0.016	0.0000020	7920
27	FK28	5	0.0001	0.983	94.273	75	0.085	0.053	35	0.064	0.018	5	0.074	0.003	0.074	0.0000093	7920
28	FK29	6	0.0001	0.983	94.273	90	0.085	0.063	42	0.064	0.022	6	0.074	0.004	0.089	0.0000112	7920

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）

29	FK30	4	0.0001	0.983	94.273	60	0.085	0.042	28	0.064	0.015	4	0.074	0.002	0.059	0.0000074	7920
30	FK31	1	0.0001	0.983	94.273	15	0.085	0.011	7	0.064	0.004	1	0.074	0.001	0.016	0.0000020	7920
合计	30 座	151				2265		1.594	1057		0.563	151		0.099	2.256		
序号	位置	a	WFVOCs,i	WFTOC,i	法兰			气液分离器橇+过滤分离器橇			往复式压缩机						
					数量	eTOC,I	VOCs 产生量	数量	eTOC,I	VOCs 产生量	数量	eTOC,I	VOCs 产生量	VOCs 产生量		年运行 时间	
					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	kg/h	h	
1	四区集气增压站	0.0001	0.983	94.273	130	0.085	0.091	2	0.073	0.001	2	0.073	0.001	0.093	0.0000117	7920	
2	九区集气增压站	0.0001	0.983	94.273	130	0.085	0.091	2	0.073	0.001	2	0.073	0.001	0.093	0.0000117	7920	
3	阜康天然气处理站	0.0001	0.983	94.273	764	0.085	0.536	2	0.073	0.001	4	0.073	0.002	0.539	0.0000681	7920	
30 座标准化井场+2 座集气增压站+阜康天然气处理站															2.981	0.000376389	
一二区块组织排放挥发性有机物															0.08	0.000010101	
四区块组织排放挥发性有机物															1.073	0.00013548	
九区块组织排放挥发性有机物															1.289	0.000162753	
阜康天然气处理站组织排放挥发性有机物															0.539	6.80556E-05	

3.4.4.1.3.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、集气增压站检修排放的煤层气。

（1）标准化井场非正常工况下废气排放。

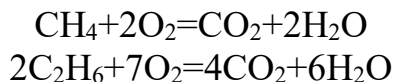
标准化井场非正常工况废气排放主要为井场管道、采气管道吹扫放散及井场检修时井场管道。

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 30min。井场放空采用燃烧后放空的方式，单井场设置放空区，布设 1 根管径 DN80、高 10m 事故气体燃烧火炬用于事故、检修下煤层气排放。

根据估算平均单井单次非正常工况煤层气排放量约 23m³，年频率为 2 次，本项目共布设 151 口井，30 座标准化井场非正常工况下煤层气排放量约为 6946m³。

根据建设单位提供资料，原料气组分中暂按照甲烷 71.32%、二氧化碳 20.32%、C2+（以 C₂H₆ 计）3.67%计算。

甲烷、烃类（以乙烷计）燃烧方程式为：



估算燃烧产生 CO₂ 约 6875m³，CO₂ 的密度（在标准状况下约为 1.977kg/m³），估算二氧化碳产生量约为 13.59t/a。

（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。四区集气干线 6.5km（DN200）、九区集气干线发生煤层气泄漏事故 9.641km（DN250）、晋源联络线 6.5km（DN273），管段内天然气存量计算公式如下：

$$V = \frac{\pi D^2 L P_{\text{avg}}}{4 P_{\text{std}} Z T_{\text{avg}}}$$

式中：V——煤层气的体积（单位：立方米，m³）。

π——圆周率，约等于 3.14159。

D——管道的内径（单位：米，m），

L——管道的长度（单位：米，m）。

P_{avg}——管道内气体的平均压力（单位：兆帕，MPa），

P_{std}——标准参比条件下的压力（单位：兆帕，MPa），通常为 0.101325MPa，

Z——标准参比条件下的压缩因子，对于接近理想气体的煤层气，可以取为 0.998。

T_{avg} ——管道内气体的平均温度（单位：开尔文，K）。

根据估算，本项目集气干线煤层气最大放空量约为四区集气干线 2828.52m^3 ；九区集气干线 5037.07m^3 、晋源联络线 1709.25m^3 ，合计 9574.84m^3 。

原料气组分中暂按照甲烷 71.32%、二氧化碳 20.32%、 C_2+ （以 C_2H_6 计）3.67% 计算。计算结果见表 3.4-16。

表 3.4-16 非正常工况集气干线煤层气泄漏情况一览表

项目	四区集气干线	九区集气干线	晋源联络线	合计	备注
π	3.1415926	3.1415926	3.1415926		
D	0.2	0.25	0.73		
L	6500	9641	1360		
P_{avg}	2.5	2.5	2.45		
T_{std}	293.15	293.15	293.15		
Z	0.998	0.998	0.998		
P_{std}	0.101325	0.101325	0.101325		
T_{avg}	323.15	323.15	313.15		
气体体积量 (m^3)	2828.50	5037.10	1709.30	9574.9	
甲烷体积量 (m^3)	2017.29	3592.46	1219.07	6828.82	
甲烷产生量 (kg)	32.28	57.48	19.51	109.27	
二氧化碳体积量 (m^3)	574.75	1023.54	347.33	1945.62	
二氧化碳产生量 (kg)	25.29	45.04	15.28	85.61	
乙烷体积量 (m^3)	103.81	184.86	62.73	351.4	
乙烷产生量 (kg)	3.11	5.55	1.88	10.54	

根据计算，本项目非正常工况下管线泄漏量为四区集气干线甲烷 32.28kg 、二氧化碳 25.29kg 、乙烷 3.11kg ；九区集气干线甲烷 57.48kg 、二氧化碳 45.04kg 、乙烷 5.55kg ；晋源联络线甲烷 19.51kg 、二氧化碳 15.28kg 、乙烷 1.88kg 。

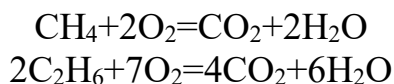
（3）集气增压站非正常工况下排放

本项目集气增压站非正常工况主要为检修、系统超压需排放煤层气，发生频率为 1~2 次/年，每次持续时间约 30 分钟，释放煤层气量约 500m^3 ，放空采用燃烧放空方式，集气增压站设置放空区，内布设 1 根管径 DN100、高 10m 放散火炬用于事故、检修下煤层气排放。

本次非正常工况下四、九区集气增压站通过火炬燃烧排放煤层气量分别以年发生 1 次，单次释放煤层气量 500m^3 进行估算。

原料气组分中暂按照甲烷 71.32%、二氧化碳 20.32%、 C_2+ （以 C_2H_6 计）3.67% 计算。

甲烷、烃类（以乙烷计）燃烧方程式为：



根据公式，估算四区、九区集气增压站非正常工况下通过放散火炬分别排放二氧化碳量为，计算数据见表 3.4-17。

表 3.4-17 非正常工况四区、九区集气增压站煤层气通过放散火炬燃烧后情况一览表

项目	四区集气增压站	九区集气增压站	合计
气体体积量 (m ³)	500.00	500.00	1000
甲烷体积量 (m ³)	356.60	356.60	713.2
甲烷产生量 (kg)	5.71	5.71	11.42
甲烷燃烧产生二氧化碳量 (kg)	2.08	2.08	4.16
二氧化碳体积量 (m ³)	101.60	101.60	203.2
二氧化碳产生量 (kg)	4.47	4.47	8.94
乙烷体积量 (m ³)	18.35	18.35	36.7
乙烷产生量 (kg)	0.55	0.55	1.1
乙烷燃烧产生二氧化碳量 (kg)	0.75	0.75	1.5
乙烷燃烧产生二氧化碳量 (kg)	0.75	0.75	1.5
二氧化碳排放量 (kg)	7.3	7.3	14.6

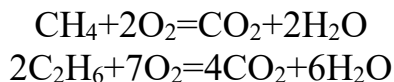
根据估算，本项目非正常工况下四区集气增压站排放二氧化碳 7.3kg；九区集气增压站排放二氧化碳 7.3kg。

（4）阜康天然气处理站非正常工况下排放

本项目阜康市天然气处理站非正常工况下各类气体通过火炬排放。

根据设计单位提供资料，高压放空系统的设计规模为 60 万 m³/d，按照最不利情况考虑，需通过火炬燃烧煤层气 60 万 m³，燃烧气体量约 286000m³/h。

甲烷、烃类（以乙烷计）燃烧方程式为：



估算非正常工况下放空火炬燃烧产生 CO₂ 产生量约为 9486.43kg/d。

表 3.4-18 非正常工况阜康天然气处理站煤层气通过放空火炬燃烧后排放情况一览表

项目	阜康天然气处理站
气体体积量 (m ³)	600000.00
甲烷体积量 (m ³)	416100.00
甲烷产生量 (kg)	6657.60
甲烷燃烧产生二氧化碳量 (kg)	2420.95
二氧化碳体积量 (m ³)	121920.00
二氧化碳产生量 (kg)	5364.48
乙烷体积量 (m ³)	41580.00
乙烷产生量 (kg)	1247.40
乙烷燃烧产生二氧化碳量 (kg)	1701
二氧化碳排放量 (kg)	9486.43

（4）非正常工况废气排放汇总

本项目非正常工况大气污染物排放汇总见下表。

表 3.4-19 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	主要	排放量	应急事故措施		备注
		/m ³	污染物	(kg)	高度/m	事故气体燃烧火炬内径	
						/mm	
1	标准化井场	13892	二氧化碳	13591.875	10	80	
2	四区集气干线	2828.5	甲烷	32.28	/	/	
			二氧化碳	25.29			
3	九区集气干线	5037.1	甲烷	57.48	/	/	
			二氧化碳	45.04			
4	晋源联络线	1709.3	甲烷	19.51	/	/	
			二氧化碳	15.28			
5	四区集气增压站	500	二氧化碳	7.3	10	100	
6	九区集气增压站	500	二氧化碳	7.3	10	100	
7	阜康天然气处理站	22083	二氧化碳	9486.43	30	350	
合计		46549.9	甲烷	109.27			
			二氧化碳	23178.515			

3.4.4.2.运营期废水

3.4.4.2.1.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，拉运至污水处理厂处理。

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 88.335 万 m³，煤层气开采过程以 10 年估算，年产生采出水 8.8335 万 m³/a；年运行 330d，则每天采出水量 267.65m³/d；采出水通过 151 口钻井采出，平均单井采出水量约 1.7725m³/d，通过各标准化井场内设置 1 座 50m³ 防渗排采池暂存，拉运至污水处理厂处理。

本项目各标准化井场采出水产生量见表 3.4-20。

表 3.4-20 各标准化井场采出水产生量一览表

序号	井场	所辖井数（口）	单井采出水量 (m ³)	井场采出水量		
				m ³ /10a	m ³ /a	m ³ /d
1	FK7	1	5850	5850	585	1.77
2	FK9	1	5850	5850	585	1.77
3	FK10	1	5850	5850	585	1.77
4	FK11	1	5850	5850	585	1.77
5	FK13	1	5850	5850	585	1.77
6	CMG1	11	5850	64350	6435	19.50
7	CMG2	16	5850	93600	9360	28.36
8	CMG4	10	5850	58500	5850	17.73
9	CMG5	14	5850	81900	8190	24.82
10	CMG6	9	5850	52650	5265	15.95
11	CMG7	6	5850	35100	3510	10.64
12	FK 参-1	1	5850	5850	585	1.77
13	FK 参-2	1	5850	5850	585	1.77
14	FK15	1	5850	5850	585	1.77

15	FK16	1	5850	5850	585	1.77
16	FK17	7	5850	40950	4095	12.41
17	FK18	4	5850	23400	2340	7.09
18	FK19	10	5850	58500	5850	17.73
19	FK20	8	5850	46800	4680	14.18
20	FK21	1	5850	5850	585	1.77
21	FK22	1	5850	5850	585	1.77
22	FK23	8	5850	46800	4680	14.18
23	FK24	8	5850	46800	4680	14.18
24	FK25	6	5850	35100	3510	10.64
25	FK26	6	5850	35100	3510	10.64
26	FK27	1	5850	5850	585	1.77
27	FK28	5	5850	29250	2925	8.86
28	FK29	6	5850	35100	3510	10.64
29	FK30	4	5850	23400	2340	7.09
30	FK31	1	5850	5850	585	1.77
合计		151	175500	883350	88335	267.65

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 3.4-26。

表 3.4-21 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

本项目排采工艺、设备与四区块类似，具有类比性，本项目采出水水质类比 4 组水样中各监测因子平均值，类比本项目采出水中各污染物产生情况见表 3.4-22。

表 3.4-22 本项目采出水水质情况一览表

项目	废水量 (m ³ /a)	监测因子	单位	产生浓度 /mg/L	产生量 (t/a)	排放去向
排采水	88335	pH 值	无量纲	8.5	/	各标准化井场内设置 1 座 50m ³ 防渗排采池暂存，拉运至污水处理厂处理
		氯化物	mg/L	1907.44	168.49	
		硫化物	mg/L	1158.76	102.36	

		硝酸盐	mg/L	0.17	0.02	
		亚硝酸盐	mg/L	0.13	0.01	
		钾	mg/L	80.47	7.11	
		钠	mg/L	6304.5	556.91	
		氨氮	mg/L	5.18	0.46	
		总硬度	mg/L	140.25	12.39	
		溶解性总固体	mg/L	4016	354.75	
		COD	mg/L	10.23	0.90	
		计算矿化度	mg/L	11820.84	1044.19	

3.4.4.2.2.集气增压站分离水

根据设计资料，本项目四区、九区集气增压站气液分离器橇产生分离废水产生量约 $0.16\text{m}^3/\text{d}$ ($52.8\text{m}^3/\text{a}$)，分离水水质基本与采出水相同，集气增压站设置 1 座 20m^3 密闭卧式钢制污水罐暂存，定期拉运至污水处理厂处理。

表 3.4-23 本项目四区集气增压站分离水水质情况一览表

项目	废水量 (m^3/a)	监测因子	单位	产生浓度 /mg/L	产生量 (t/a)	排放去向
采出水	52.8	pH 值	无量纲	8.5	/	通过集气增压站设置 1 座 20m^3 密闭卧式钢制污水罐暂存，定期拉运至污水处理厂处理
		氯化物	mg/L	1907.44	0.10071	
		硫酸盐	mg/L	1158.76	0.06118	
		硝酸盐	mg/L	0.17	0.00001	
		亚硝酸盐	mg/L	0.13	0.00001	
		钾	mg/L	80.47	0.00425	
		钠	mg/L	6304.5	0.33288	
		氨氮	mg/L	5.18	0.00027	
		总硬度	mg/L	140.25	0.00741	
		溶解性总固体	mg/L	4016	0.21204	
		COD	mg/L	10.23	0.00054	

表 3.4-24 本项目九区集气增压站分离水水质情况一览表

项目	废水量 (m^3/a)	监测因子	单位	产生浓度 /mg/L	产生量 (t/a)	排放去向
采出水	52.8	pH 值	无量纲	8.5	/	通过集气增压站设置 1 座 20m^3 密闭卧式钢制污水罐暂存，定期拉运至污水处理厂处理
		氯化物	mg/L	1907.44	0.10071	
		硫酸盐	mg/L	1158.76	0.06118	
		硝酸盐	mg/L	0.17	0.00001	
		亚硝酸盐	mg/L	0.13	0.00001	
		钾	mg/L	80.47	0.00425	
		钠	mg/L	6304.5	0.33288	
		氨氮	mg/L	5.18	0.00027	
		总硬度	mg/L	140.25	0.00741	
		溶解性总固体	mg/L	4016	0.21204	
		COD	mg/L	10.23	0.00054	

3.4.4.2.3.阜康天然气处理站原料气分离水

根据设计资料，本项目阜康天然气处理站进站原料气流量：48 万 Nm^3/d （ 20°C , 101.325kPa ）；压力： $2.8\text{MPa}(\text{g})$ ；温度： $5\sim 50^\circ\text{C}$ ，气体组分为氮气 $4.19\text{mol}\%$ 、二氧化碳 $20.32\text{mol}\%$ 、甲烷 $71.32\text{mol}\%$ 、乙烷 $3.67\text{mol}\%$ 、水 $0.5\text{mol}\%$ 。

出站产品气流量：32.8 万 Nm^3/d （ 20°C , 101.325kPa ）；压力： $2.45\text{MPa}(\text{g})$ ；温度： $5\sim 50^\circ\text{C}$ ；气体组分为氮气 $4.21\text{mol}\%$ 、二氧化碳 $4.00\text{mol}\%$ 、甲烷 $85.51\text{mol}\%$ 、乙烷 $6.27\text{mol}\%$ 、水 $0.01\text{mol}\%$ 。

原料气及产品气中水产生量按照如下计算公式计算：

$$V_{\text{in}, \text{H}_2\text{O}} = \text{流量} \times \text{水的摩尔分数} \times \text{标准状况下的摩尔体积}$$

气体在标准状况下的摩尔体积是常数（约为 $22.4\text{L}/\text{mol}$ 或 $0.0224\text{m}^3/\text{mol}$ ），计算原料气、产品气中含水量为：

$$V_{\text{原料气 H}_2\text{O}} = 48 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d} \times 0.005 \times 0.0224 \text{mol}/\text{Nm}^3 \times 18 \text{g}/\text{mol} \approx 0.96768 \text{kg}/\text{d}$$

$$V_{\text{产品气 H}_2\text{O}} = 32.8 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d} \times 0.0001 \times 0.0224 \text{m}^3/\text{Nm}^3 \times 18 \text{g}/\text{mol} \approx 0.01322496 \text{kg}/\text{d}$$

阜康天然气处理站分离水产生量估算为： $0.96768 \text{kg}/\text{d} - 0.01322496 \text{kg}/\text{d} = 0.96 \text{kg}/\text{d}$ 。

估算分离水产生量约为 $0.96 \text{kg}/\text{d}$ ，密度以 $1\text{t}/\text{m}^3$ 计，年产生量为 $0.32 \text{m}^3/\text{a}$ 。

3.4.4.2.4.生活污水

本项目各井场、集气增压站为无人值守，人工定期巡检，正常生产过程中无生活污水产生。

本项目阜康天然气处理站劳动定员 30 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一表 2-1 农村生活污水排放系数及污染物产污强度”新疆—昌吉回族自治州，污水排放系数 $28.07 \text{升}/\text{人} \cdot \text{天}$ ，本项目运营期生活污水产生量约 $0.8421 \text{m}^3/\text{d}$ ，以年运行 330 天计，年生活污水产生量约为 $278 \text{m}^3/\text{a}$ 。主要污染物产生情况见表 3.4-25。

表 3.4-25 本项目运营期阜康天然气处理站生活污水及污染物产生情况一览表

运营人数	产污系数		产生量		年排放量 (t/a)	产生浓度 (mg/L)	年运行小时数 (h)
30	污水排放系数 (升/人·天)	28.07	m^3/d	0.842	277.89	/	7920
	化学需氧量产污强度 (克/人·天)	28.73	kg/d	0.862	6.83	1023.75	7920
	氨氮产污强度 (克/人·天)	0.74	kg/d	0.022	0.17	26.13	7920
	总氮产污强度 (克/人·天)	1.49	kg/d	0.045	0.36	53.44	7920

	总磷产污强度 (克/人·天)	0.14	kg/d	0.004	0.03	4.75	7920

本项目运营期阜康市天然气处理站生活污水通过站内 1 座有效容积 60m³ 生活污水罐收集暂存，定期采用吸污车拉运至污水处理厂处理。

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、集气增压站压缩机、泵体产生噪声，噪声源强产生情况见表 3.4-26。

表 3.4-26 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	备注
采气井场	管式泵 (含电机)	151 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	
四区集气增压站	压缩机撬	4 台	连续稳态声源	90	采用加装消声器的撬装成套设备、基础减振	
	泵类	若干	连续稳态声源	70	选用低噪声设备，置于室内，基础减振，软连接	
九区集气增压站	压缩机撬	4 台	连续稳态声源	90	采用加装消声器的撬装成套设备、基础减振、室内安装	
	泵类	若干	连续稳态声源	70	选用低噪声设备，置于撬装设备内，基础减振，软连接	
	气液分离器奥	1 套	连续稳态声源	80	采用加装消声器的撬装成套设备、基础减振	
阜康天然气处理站	过滤分离器撬	1 套	连续稳态声源	80	采用加装消声器的撬装成套设备、基础减振	
	往复式压缩机	4 套	连续稳态声源	90	采用加装消声器的撬装成套设备、基础减振	
	脱碳装置	1 套	连续稳态声源	90	采用加装消声器的撬装成套设备、基础减振	
	脱水装置	1 套	连续稳态声源	90	采用加装消声器的撬装成套设备、基础减振	
	导热油炉装置	1 套	连续稳态声源	90	采用加装消声器的撬装成套设备、基础减振	

3.4.4.4.运营期固体废物

3.4.4.4.1.集气增压站废分离器滤芯

本项目集气增压站过滤分离器滤芯主要材质为不锈钢+复合纤维，3 年更换 1 次，1 次更换 5 根，单根重量约 4kg，更换量约 20kg（0.02t/3a）。

四区集气增压站废分离器滤芯产生量为 0.02t/3a；九区集气增压站废分离器废滤芯产生量为 0.02t/3a。

集气增压站合计废分离器滤芯产生量为 0.04t/3a。单支体积以 0.04m³ 计，合计为 0.4m³。

对照《国家危险废物名录（2025 年版）》，本项目集气增压站过滤分离器产生的废滤芯属于危险废物（HW49—900-041-49），需按照《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）中相关要求密闭收集，在阜康天然气处理站危险废物贮存库内分类、分区密闭暂存，交由有危险废物处理资质单位处置。

3.4.4.4.2.阜康天然气处理站脱碳装置废滤芯

根据设计单位提供资料，本项目阜康天然气处理站脱碳装置内原料气过滤分离器、原料气聚结器、原料气聚结器、胺液后过滤器需更换滤芯，主要材质为不锈钢+复合纤维，3 年更换 1 次，1 次更换 5 根，单根重量约 4kg，更换量约 20kg（0.02t/3a）。单支体积以 0.04m³ 计，合计为 0.2m³。

对照《国家危险废物名录（2025 年版）》，本项目阜康天然气处理站脱碳装置产生的废滤芯属于危险废物（HW49—900-041-49），需按照《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）中相关要求密闭收集，在阜康天然气处理站内危险废物贮存库内分类、分区密闭暂存，交由有危险废物处理资质单位处置。

3.4.4.4.3.阜康天然气处理站脱碳装置废活性炭

根据设计单位提供资料，本项目阜康天然气处理站脱碳装置内活性炭过滤器填装有柱状蜂窝活性炭，填装量为 5m³，每年更换 1 次，密度以 0.45t/m³ 计，废活性炭产生量约为 2.25t/a。

对照《国家危险废物名录（2025 年版）》，本项目阜康天然气处理站脱碳装置产生的废活性炭属于危险废物（HW49—900-039-49），需按照《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）中相关要求密闭收集，在阜康天然气处理站内危险废物贮存库内分类、分区密闭暂存，交由有危险废物处理资质单位处置。

3.4.4.4.4.阜康天然气处理站脱碳装置废瓷球

根据设计单位提供资料，本项目阜康天然气处理站脱碳装置内填装有多规格瓷球（惰性氧化铝瓷球），主要材质为 Al₂O₃，填装量为 1.1m³，每 3 年更换 1 次，密度以 2.5t/m³ 计，废瓷球产生量约为 2.25t/a。

对照《固体废物分类与代码目录》，本项目阜康天然气处理站脱碳装置产生的废瓷球属于 SW59 其他工业固体废物——非特定行业（900-005-S59），更换后交由生产厂家回收处置。

3.4.4.4.5.阜康天然气处理站脱水装置废 3A 分子筛

根据设计单位提供资料，本项目阜康天然气处理站脱水装置内填装 3A 分子筛，

主要成分为碱金属硅铝酸盐，首次填装量为 4.265t，1 次更换量约 1.422t/a。

对照《固体废物分类与代码目录》，本项目阜康天然气处理站脱碳装置产生的废 3A 分子筛属于 SW59 其他工业固体废物——非特定行业（900-005-S59），更换后交由生产厂家回收处置。

3.4.4.4.6.阜康天然气处理站脱水装置废瓷球

根据设计单位提供资料，本项目阜康天然气处理站脱碳装置内填装有瓷球（惰性氧化铝瓷球），主要材质为 Al_2O_3 ，填装量为 0.309t，年更换 1 次量为 0.103t/a，密度以 $2.5t/m^3$ 计，废瓷球产生量约为 $0.0412m^3/a$ 。

对照《固体废物分类与代码目录》，本项目阜康天然气处理站脱碳装置产生的废瓷球属于 SW59 其他工业固体废物——非特定行业（900-005-S59），更换后交由生产厂家回收处置。

3.4.4.4.7.阜康天然气处理站脱水装置废滤芯

根据设计单位提供资料，本项目阜康天然气处理站脱水装置内过滤元件需更换滤芯，主要材质为不锈钢+复合纤维，3 年更换 1 次，1 次更换 4 根，单根重量约 4kg，更换量约 16kg（0.016t/3a）。单支体积以 $0.04m^3$ 计，合计为 $0.16m^3$ 。

对照《国家危险废物名录（2025 年版）》，本项目阜康天然气处理站脱水装置产生的废滤芯属于危险废物（HW49—900-041-49），需按照《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）中相关要求密闭收集，在阜康天然气处理站内危险废物贮存库内分类、分区密闭暂存，交由有危险废物处理资质单位处置。

3.4.4.4.8.阜康天然气处理站脱水装置废聚结滤芯

根据设计单位提供资料，本项目阜康天然气处理站脱水装置内聚结元件需更换滤芯，主要材质为不锈钢+玻璃纤维，3 年更换 1 次，1 次更换 2 根，单根重量约 5kg，更换量约 10kg（0.01t/3a）。单支体积以 $0.04m^3$ 计，合计为 $0.08m^3$ 。

对照《国家危险废物名录（2025 年版）》，本项目阜康天然气处理站脱水装置产生的废滤芯属于危险废物（HW49—900-041-49），需按照《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）中相关要求密闭收集，在阜康天然气处理站内危险废物贮存库内分类、分区密闭暂存，交由有危险废物处理资质单位处置。

3.4.4.4.9.阜康天然气处理站分析化验室废液

本项目阜康天然气处理站配备分析化验室（撬）1 座，对站内生产装置提供分析化验服务。预估化学试剂配制和实验仪器清洗用水量 $0.05m^3/d$ ，含有酸、碱、有机物

的废液产生量约 $0.04\text{m}^3/\text{d}$ ，密度以 $1\text{t}/\text{m}^3$ 计，废酸碱液产生量约 $0.04\text{t}/\text{d}$ 、 $13.2\text{t}/\text{a}$ 。

对照《国家危险废物名录（2025 年版）》，本项目阜康天然气处理站分析化验室（撬）产生的废液属于危险废物（HW49—900-047-49），需按照《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）中相关要求密闭收集，在阜康天然气处理站分析化验室（撬）内配置收集周转桶收集，交由有危险废物处理资质单位处置。

3.4.4.4.10.阜康天然气处理站废导热油及油桶

本项目阜康天然气处理站导热油炉装置内存量 LQB-300 导热油 85m^3 ，成分为多环芳烃类化合物，密度按 $0.872\text{t}/\text{m}^3$ （ 20°C ），导热油装置内存量 74.12t 。导热油每 2 年更换 1 次，废导热油产生量为 $74.12\text{t}/2\text{a}$ 。

对照《国家危险废物名录（2025 年版）》，本项目阜康天然气处理站导热油炉装置产生的废导热油属于危险废物（HW08—900-249-08），需按照《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）中相关要求密闭收集，在阜康天然气处理站内危险废物贮存库内分类、分区密闭暂存，交由有危险废物处理资质单位处置。

3.4.4.4.11.废油及油桶

（1）标准化井场废机油

本项目采气井设备废机油按照 $0.02\text{t}/(\text{口} \cdot \text{年})$ 计算，本项目共布设 151 口采气井，合计废矿物油产生量为 3.02t 。

（2）四区集气增压站废机油

本项目四区集气增压站设置气液分离器橇 1 套、过滤分离器橇 1 套（2 台过滤分离器），螺杆压缩机 2 套，按照每套设备检修 1 次产生 0.1t 废机油估算，本项目四区集气增压站废机油产生量为 $0.4\text{t}/\text{a}$ 。

（3）九区集气增压站废机油

本项目九区集气增压站设置气液分离器橇 1 套、过滤分离器橇 1 套（2 台过滤分离器），螺杆压缩机 2 套，按照每套设备检修 1 次产生 0.1t 废机油估算，本项目九区集气增压站废机油产生量为 $0.4\text{t}/\text{a}$ 。

（4）阜康天然气处理站废机油

本项目阜康天然气处理站设置气液分离器橇 1 套、过滤分离器橇 1 套（2 台过滤分离器），往复式压缩机 4 套、脱碳装置 1 套、脱水装置 2 套，按照每套设备检修 1 次产生 0.9t 废机油估算，本项目四区集气增压站废机油产生量为 $0.9\text{t}/\text{a}$ 。

合计本项目运营期废机油产生量为 $4.9\text{t}/\text{a}$ 。

油桶产生量按照单桶容量 180kg，桶重 20kg，废机油桶 27 个，估算废机油桶产生量约 0.54t/a。

对照《国家危险废物名录（2025 年版）》，本项目废机油及废油桶属于危险废物（HW08—900-249-08），需按照《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）中相关要求密闭收集，在阜康天然气处理站内危险废物贮存库内分类、分区密闭暂存，交由有危险废物处理资质单位处置。

3.4.4.4.12.阜康天然气处理站脱盐水装置废活性炭、废滤芯、RO 膜

本项目阜康天然气处理站脱盐水装置 1 套，活性炭过滤器、保安过滤器、RO 装置产生的废活性炭、废滤芯、废 RO 膜，更换量约 50kg/3a。对照《国家危险废物名录（2025 年版）》，新鲜水过滤使用不属于危险废物，对照《固体废物分类与代码目录》，本项目阜康天然气处理站脱盐水装置产生的废活性炭属于 SW59 其他工业固体废物——非特定行业（900-009-S59），更换后交由生产厂家回收处置。

3.4.4.4.13.生活垃圾

本项目阜康天然气处理站定员 30 人，生活垃圾产生量以 1kg/人/d，生活垃圾产生量约 30kg/d，9.9t/a

生活垃圾组成主要为厨余垃圾，对照《固体废物分类与代码目录》，本项目阜康天然气处理站生活垃圾属于 SW61 厨余垃圾——非特定行业（900-002-S61），在站内定点收集，定期交由环卫部门统一收集处置。

本项目固体废物产生汇总情况见表 3.4-27。

表 3.4-27 固体废物产生情况汇总一览表

序号	固废名称	来源	主要成分	特性	危险固废/ 一般固废	废物类别	废物代码	产生量				处理方式
								单位	产生量	利用量/处置量	排放量	
一般固废	废瓷球	阜康天然气处理站脱碳装置	Al ₂ O ₃		一般固废	SW59	900-005-S59	t/3a	2.25	2.25	0	更换后交由生产厂家回收处置
	废 3A 分子筛	阜康天然气处理站脱水装置	碱金属硅铝酸盐		一般固废	SW59	900-005-S59	t/a	1.422	1.422	0	更换后交由生产厂家回收处置
	废瓷球	阜康天然气处理站脱水装置	Al ₂ O ₃		一般固废	SW59	900-005-S59	t/a	0.103	0.103	0	更换后交由生产厂家回收处置
	废活性炭、废滤芯、废 RO 膜	阜康天然气处理站脱盐水装置	活性炭、PP 棉、聚酰胺复合材料		一般固废	SW59	900-009-S59	t/3a	0.05	0.05	0	更换后交由生产厂家回收处置
危险废物	废滤芯	四区、九区集气增压站过滤分离器	不锈钢+复合纤维	T/In	危险废物	HW49	900-041-49	t/a	0.04	0.04	0	阜康天然气处理站危险废物贮存库内分类、分区密闭暂存，交由有危险废物处理资质单位处置
	废滤芯	阜康天然气处理站脱碳装置	不锈钢+复合纤维	T/In	危险废物	HW49	900-041-49	t/3a	0.02	0.02	0	阜康天然气处理站危险废物贮存库内分类、分区密闭暂存，交由有危险废物处理资质单位处置
	废活性炭	阜康天然气处理站脱碳装置	柱状活性炭	T	危险废物	HW49	900-039-49	t/3a	2.25	2.25	0	阜康天然气处理站危险废物贮存库内分类、分区密闭暂存，交由有危险废物处理资质单位处置
	废滤芯	阜康天然气处理站脱水装置	不锈钢+复合纤维	T/In	危险废物	HW49	900-041-49	t/3a	0.016	0.016	0	阜康天然气处理站危险废物贮存库内分类、分区密闭暂存，交由有危险废物处理资质单位处置
	废滤芯	阜康天然气处理站脱水装置	不锈钢+玻璃纤维	T/In	危险废物	HW49	900-041-49	t/3a	0.01	0.01	0	阜康天然气处理站危险废物贮存库内分类、分区密闭暂存，交由有危险废物处理资质单位处置
	废液	阜康天然气处理站分析化验室	含有酸、碱、有机物	T/C/I/R	危险废物	HW49	900-047-49	t/a	13.2	13.2	0	阜康天然气处理站分析化验室（撬）内配置收集周转桶收集，交由有危险废物处理资质单位处

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）

												置
	废导热油	阜康天然气处理站 导热油炉	LQB-300 导热油， 矿物油基	T,I	危险废物	HW08	900-249-08	t/2a	74.12	74.12	0	阜康天然气处理站危险废物贮存 库内分类、分区密闭暂存，交由 有危险废物处理资质单位处置
	废机油	标准化井场、 集气增压站、 天然气处理站	矿物油	T,I	危险废物	HW08	900-249-08	t/a	4.9	4.9	0	阜康天然气处理站危险废物贮存 库内分类、分区密闭暂存，交由 有危险废物处理资质单位处置
	废机油桶	标准化井场、 集气增压站、 天然气处理站	塑料（PE/PP）	T,I	危险废物	HW08	900-249-08	t/a	0.54	0.54	0	阜康天然气处理站危险废物贮存 库内分类、分区密闭暂存，交由 有危险废物处理资质单位处置
生活 垃圾	生活垃圾	阜康天然气处理站	厨余垃圾		/	SW61	900-002-S61	t/a	9.9	9.9	0	在站内定点收集，定期交由环卫 部门统一收集处置

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、集气增压站、天然气处理站逐步撤销。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 3.4-8。

图 3.4-8 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”主要污染物产生及排放情况汇总见表 3.5-1。

表 3.5-1 本项目主要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	有组织	废气量	万 m ³ /a	4924.656	0	4924.656
		颗粒物	t/a	0.491	0	0.491
		二氧化硫	t/a	0.523	0	0.523
		氮氧化物	t/a	2.218	0	2.218
		VOCs	t/a	0.478	0	0.478
	无组织	VOCs	t/a	0.0030	0	0.0030
废水	废水量		万 m ³ /a	11.27	0	11.27
	COD		t/a	7.73	0	7.73
	氨氮		t/a	0.63	0	0.63
	总磷		t/a	0.03		0.03
	总氮		t/a	0.36		0.36
固体废物	一般固体废物		t	3.825	3.825	0
	危险废物		t	95.096	95.096	0
	生活垃圾		t	9.9	9.9	0

3.6. 污染物总量控制

（1）污染物总量控制因子

根据工程分析核算，本项目有组织废气排放颗粒物 0.491t/a、二氧化硫 0.523t/a、氮氧化物 2.218t/a、VOCs 0.478t/a；废水中污染物化学需氧量 7.731t/a、氨氮 0.630t/a、总磷 0.03t/a、总氮 0.36t/a。

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：氮氧化物、VOCs（以 NMHC 计）、COD、NH₃-N、总磷、总氮。

（2）总量指标建议

①大气污染物总量指标建议

本项目位于昌吉回族自治州阜康市，本项目所在区域为环境空气质量不达标区域，总量控制因子氮氧化物、VOCs 需执行倍量削减，需削减量为 4.436t/a、0.956t/a。

②水污染物总量指标建议

本目标标准化井场采出水、四、九集气增压站气液分离器橇产生分离废水、阜康

天然气处理站分离水、阜康天然气处理站分离水及生活污水定期拉运至污水处理厂处理，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。

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	m³/井次	10	
		新鲜水消耗	m³/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	20	建立 HSE 管理体系并通过认证			15

系建设及清洁生产审核		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	
(4) 污染物产生指标	20	落地原油	%	5	
		采油废水回用率	%	5	≥60
		油井伴生气外排率	%	5	≤20
		采出废水达标排放率	%	5	100
定性指标					
一级指标	指标 分值	二级指标			指标分值
(1) 原辅材料	15	注水水质			10
(2) 生产工艺及设备要求	35	井筒质量			5
		采气过程醇回收设施			5
		天然气净化设施			5
		集输流程			5
		采油（气）方式			5
		套管气回收装置			5
		防止落地原油产生措施			5
(3)符合国家政策的生产规模	10				10
(4)环境管理体系建设及清洁生产审核	20	建立 HSE 管理体系并通过认证			10
		开展清洁生产审核			10
(5)贯彻执行环境保护政策法规的执行情况	20	建设项目环保“三同时”制度执行情况			5
		建设项目环境影响评价制度执行情况			5
		老污染源限期治理项目完成情况			5
		污染物排放总量控制与减排指标完成情况			5

图 3.7-1 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。

3.7.2.1.1. 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 为该类一级指标的权重值， m 为该类一级指标中实际参与考核的二级指标的项目数），取该 S_i 值为 k/m 。

3.7.2.1.2. 定量评价考核总分值计算

定量评价考核总分值的计算公式为：

$$P_1 = \sum_{i=1}^n S_i \cdot K_i$$

式中： P_1 —定量评价考核总分值；

n —参与定量评价考核的二级指标项目总数；

S_i —第 i 项评价指标的单项评价指数；

K_i —第 i 项评价指标的权重值。

若某项一级指标中实际参与定量评价考核的二级指标项目数少于该一级指标所含全部二级指标项目数（由于该企业没有与某二级指标相关的生产设施所造成的缺项）时，在计算中应将这类一级指标所属各二级指标的权重值均予以相应修正，修正后各相应二级指标的权重值以 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。

$A_j = A_1/A_2$ 。 A_1 为第 j 项一级指标的权重值； A_2 为实际参与考核的属于该一级指标的各二级指标权重值之和。

如由于企业未统计该项指标值而造成缺项，则该项考核分值为零。

3.7.2.2. 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： P_2 —定性评价二级指标考核总分值；

F_i —定性评价指标体系中第 i 项二级指标的得分值；

n'' —参与考核的定性评价二级指标的项目总数。

3.7.2.3. 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

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	m²	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	/	/	
						定向井： 33t/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	本项目为乙类区， 35t/100m	1	10	
					乙类区： ≤35				
		废弃钻井液	m³/100m 标准进尺	10	≤10	≤10m³/100m	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	1	2	
						限值及测量方法》（GB36886-2018）中的标准			
		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》	1	3	
						(GB12523-2011)			
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) 原辅材料	15	钻井液毒性			15	低毒性	1	15	
(2) 生产工艺及设备要求	40	钻井设备先进性			8	国内先进	1	8	
		压力平衡技术			5	国内先进	1	5	

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）

		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	

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	/	/	/	

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）

		一般固体废物（生活垃圾）	kg/井次	5		/	/	/	
定量 P 值								99.99	
定性指标					本项目情况				
一级指标	指标分值	二级指标		指标分值	项目情况	Si 值	P	备注	
(1) 原辅材料	15	洗井液的毒性		15	/	/	/		
(2) 生产工艺及设备要求	40	防喷措施有效性		7	有效	1	8.75	修正值	
		地面管线防刺防漏措施		6	已设置	1	7.5	修正值	
		防溢设备（防溢池设置）		6	已设置	1	7.5	修正值	
		防渗范围		5	已设置	1	6.25	修正值	
		作业废液污染控制措施		8	已采取作业废液污染控制措施	1	10		
		防止落地原油产生措施		8	/	/	/		
(3)符合国家政策的生产规模	10			10	符合国家政策的生产规模	1	10		
(4)环境管理体系建设及清洁生产审核	20	建立 HSE 管理体系并通过认证		15	建议建立 HSE 管理体系	1	15		
		开展清洁生产审核		5	本报告提出开展清洁生产审核	1	15		
(5)贯彻执行环境保护法规的符合性	15	污染物排放总量控制与减排措施情况			本报告已提出污染物排放总量控制与减排措施	1	15		
定性 P 值								95	

表 3.7-6 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				

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）

(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	/	/	/	
		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	

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）

		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		权重比值	综合评分	备注
1	钻井作业	定量指标	95	0.7	96.5	
		定性指标	100	0.3		
2	井下作业	定量指标	99	0.7	97.8	
		定性指标	95	0.3		
3	采气作业	定量指标	70	0.7	76	
		定性指标	90	0.3		

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。

4.环境现状调查与评价

4.1.自然环境现状调查与评价

4.1.1. 地理位置

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。

本项目位于阜康市南部阜康矿区内一二区块、四区块、八区块北侧（阜康天然气处理站）及九区块。行政区划隶属新疆维吾尔自治区昌吉州阜康市管辖。

图 4.1-1 阜康矿区区域地质图

图 4.1-2 阜康市水系示意图

图 4.1-3 阜康矿区区域水文地质图

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。在阜康市域 11726km² 总面积中，山地面积 1811km²，平原面积 2260km²，沙漠面积 4555km²。

（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。

（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。

（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。

4.1.3. 区域地质概况

4.1.3.1. 区域地层

阜康矿区位于乌鲁木齐山前拗陷，区域地层属于南准噶尔-北天山地区分区（ I_1^3 ），吉姆萨尔地层小区（ I_1^{3-6} ），区域出露有晚古生界石炭系、二叠系，中生界三叠系、侏罗系、白垩系及新生界新近系和第四系。区域地层简表见表 3.4-1，由老到新分述如下：

表 4.1-1 区域地层简表

界	系	统	地方性地层名称	厚度 (m)	符号	备注
新生界	第四系(Q)			166	Q ₄	
					Q ₃	
	新近系(R)			345.50	R	
中生界	白垩系(K)			1268.4	K	
	侏罗系(J)			3854.52	J	含煤
	三叠系(T)	上统(T ₂)	小泉沟组群	720-880	T _{2-3xq}	
		下统(T ₁)	上仓房沟群	312-706	T _{1chb}	
晚古生界	二叠系(P)	上统(P ₂)	下仓房沟群	372-853	P _{2cha}	
		下统(P ₁)	上茆茆槽子群	1255	P _{2jjb}	
	石炭系(C)			3924-4824	C	

4.1.3.1.1. 石炭系(C)

分布于博格达山的南北麓。上部为灰色、灰黑色及灰绿色薄层粉砂岩与灰黄色中厚层长石质硬砂岩互层，夹砂质泥岩、灰岩，含腕足、腹足及瓣鳃类化石。中部为粉砂岩、灰黑色粉砂质泥岩夹灰岩及凝灰质角砾岩、凝灰岩，含腕足类及珊瑚化石。下部为细凝灰岩夹粗凝灰岩、安山质火山角砾岩和少量霏细岩、安山斑岩，含珊瑚、苔藓化石，总厚 3924-4824m。

4.1.3.1.2. 二叠系(P)

分布于山一带，走向北东-南西。

(1) 下二叠统下茆茆槽子群(P_{1jja})

上部以灰绿色、黄绿色薄层粉砂岩为主，夹长石质硬砂岩及白云质灰岩、下部为灰紫色、灰黄色长石质硬砂岩与薄层粉砂岩互层。总厚 1078-1894m。产植物化石 Calamitessp.Neoggerathiopsis,sp. 与下伏石炭系呈整合接触。

(2) 上二叠统(P₂)

①上茆茆槽子群(P_{2jjb})

上部由灰绿色、灰色、灰黑色粉砂岩、细砂岩、泥岩、炭质泥岩及棕色页岩、灰

岩、白云质灰岩组成。下部主要由中细砂岩、凝灰质灰岩、灰岩、油页岩组成。含瓣鳃类化石。一般厚度 1225m。

与下伏下茱茱槽子群整合接触。

2) 下仓房沟群(P₂cha)

上部为棕红色、褐红、灰绿色泥岩、细砾岩、砾岩，夹薄层细砂岩及黑色炭质泥岩。下部为黄绿色粉砂岩夹薄层油页岩。含介形类化石及植物化石。地层厚度 372-853m，一般厚 445m。

与下伏上茱茱槽子群整合接触。

4.1.3.1.3.三叠系(T)

主要分布于山北麓。

(1) 三叠系下统上仓房沟群(T₁chb)

以灰绿色及暗红-紫红色砾岩、砂砾岩、粗砂岩为主夹砂质泥岩，含脊椎、轮藻及介形类化石：Lystrosaurussp. Charophytasp. Darwinulalucida. 地层总厚 312-706m，一般厚度 475m。

与下伏二叠系呈整合接触。

(2) 三叠系中上统小泉沟群(T₂₋₃xq)

为河流相及湖相沉积。主要岩性为黄绿、灰黄及紫色砂岩、泥岩。底部为砂岩。总厚 720-880m。含瓣鳃及植物化石。

与下伏三叠系下统上仓房沟群整合接触。

4.1.3.1.4.侏罗系(J)

呈北东-南西向及东-西向带状展布，为一套河流、湖泊及泥炭沼泽相沉积，侏罗系煤系地层是淮南煤田的主要组成部分，侏罗系地层一般厚 3854.52m。自下而上可分为侏罗系下统八道湾组(J₁b)、三工河组(J₁s)，中侏罗统西山窑组(J₂x)、头屯河组(J₂t)和上侏罗统齐古组(J₃q)、克拉扎组(J₃k)。其中西山窑组和八道湾组为主要含煤地层。与下伏三叠系多呈整合接触。

4.1.3.1.5.白垩系(K)

自下而上可分为下白垩统吐谷鲁群(K₁tg)和上白垩统东沟组(K₂d)。地层厚 1268.40m。

与下伏地层呈平行不整合接触。

4.1.3.1.6.新近系(R)

自下而上可分为下新近系古新统～始新统紫泥泉子组，始新统～渐新统安集海河组(Ez+a)和上新近系中新统～上新统昌吉河群(Nch)。地层厚 345.50m。

与下伏地层不整合接触。

4.1.3.1.7.第四系(Q)

广泛分布于准噶尔坳陷区，自下而上可分为：下～中更新统(Q₁₋₂)、上更新统(Q₃)、全新统(Q₄)，一般厚度 166m。

与下伏地层呈不整合接触。

图 4.1-4 阜康矿区煤系地层柱状图

根据阜康矿区构造分区、含煤地层、煤层气勘查区块不同，将阜康矿区煤层气勘查区划分为 3 个井区，自西向东为：

（1）阜康西部水磨河井区

居于水磨河与三工河之间，包含阜康市一号、阜康市二号煤层气普查区块，含煤构造为阜康向斜、南阜康背斜，南阜康向斜、七道湾背斜等，含煤地层主要为侏罗系中统西山窑组，仅井区北部很少范围内出露八道湾组上部地层。

（2）阜康西部四工河井区

居于三工河与四工河之间，包含阜康市三号煤层气普查区，含煤构造为阜康向斜东部翘起端，含煤地层为侏罗系下统八道湾组上段；

（3）阜康中东部五宫-大黄山井区

居于四工河以东至黄山-二工河向斜东部翘起端，自西向东包括阜康市四号-阜康市九号煤层气普查区，含煤构造主体为黄山-二工河向斜北翼，含煤地层为侏罗系下统八道湾组中下段。

4.1.3.2.水磨河井区（一、二区块煤层气普查区块）

4.1.3.2.1.地层

水磨河井区地层由老至新为中生界侏罗系下统八道湾组、三工河组、侏罗系中统西山窑组、头屯河组、新生界新近系和第四系。

（1）侏罗系下统八道湾组(J_{1b})

据水磨河井区《新世纪煤矿勘探报告》区域地层描述，八道湾组主要出露于水磨河井区北部阜康背斜轴部四工河、丁家湾至三工河一带（二号煤层气普查区及以东地区），呈东西向展布。为一套湖沼相的灰白色、灰绿色砂岩，灰黑色、暗灰色、紫红

色泥岩互层夹砾岩、煤层、炭质泥岩、菱铁矿层，煤层有时自燃。根据岩性组合可划分为上中下三部分：

下部为灰白色砂岩，灰色砂质页岩、泥岩夹煤层。砂岩为中～粗粒，成分以石英为主，常夹有砂砾岩、砾岩透镜体，砾石成分为石英、燧石，粒径一般在 0.5-1cm 左右，磨圆度良好。泥岩，砂质泥岩一般为厚层状，层理不明显，其中常夹薄层的泥质细砂岩，含煤总厚约 15m，下部地层沿四工河见到。

中部为灰黄～浅灰黄色砂岩及灰色砂质页岩、泥岩夹煤层和少量的菱铁矿透镜体，中部的特点是砂岩层较多，砂质页岩的层理一般较好，含煤 2-3 层，总厚约 3m。

上部为灰色砂质页岩、泥岩夹砂岩及煤层，以砂质页岩为主，层理较好，砂岩多为中粒、细粒砂岩薄层状，含可采煤层 3-4 层，总厚约 5-17m。

（2）侏罗系下统三工河组下段(J_{1s}¹)

该地层主要出露于三工河附近 F1 断层以南地区（2 号煤层气普查区及以东地区），为一套以湖泊相为主夹河流相沉积的碎屑岩建造，基本不含煤层，岩性为泥岩、粉砂岩、中-粗粒砂岩、砂砾岩，厚 140-352m。

与下伏侏罗系下统八道湾组(J_{1b})整合接触。

（3）侏罗系下统三工河组上段(J_{1s}²)

该地层出露于二号煤层气普查区北部和东部，主要以湖滨相灰绿、灰白色砂岩、灰绿、灰褐色砂质泥岩互层夹薄煤层及砾岩，岩性变化大，趋势是向东变粗，在该区以砂、泥岩交互层为主，向东则出现厚砂岩夹砾岩；厚 553-849m，由西向东减薄。

与下伏下侏罗统三工河组下段(J_{1s}¹)整合接触。

（4）侏罗系中统西山窑组(J_{2x})

在水磨河井区内广泛分布，是区内主要含煤地层。底部有 20m 厚的灰白色中砂岩整合于三工河组之上。由于阜康向斜向东仰起，所以西山窑组地层在勘查区出露不全，缺失了上部与头屯河组接触的一部分地层，勘查区内平均厚度 601m。

与下伏侏罗下统三工河组上段(J_{1s}²)整合接触。

该组地层根据岩性、岩相特征以及含煤性的差异，将其由下而上分为下含煤段（J_{2x}¹）、中含煤段（J_{2x}²）和上含煤段（J_{2x}³），现依次分述如下：

西山窑组下含煤段（J_{2x}¹）：为水磨河井区西山窑组主含煤段，由于浅部煤层火烧，沿勘查区北部形成 100-250m 宽的红色烧变岩带。主要为滨湖沼泽相沉积，反映出成煤环境较理想，原始煤层堆积速度与沉降幅度相适应的特点，地层平均厚 160m。

有 11 个钻孔控制了西山窑组下段地层。岩性主要为灰白色、灰色、灰绿色、青灰色砂岩、粉砂岩、泥岩、粉砂岩以及黑灰色炭质泥岩，地层中含 45-1、45-2、43-1 及 43-2 共 4 层编号煤层，煤层厚度大，层位稳定，灰份低，浅部自燃，粉红色、褐红色、灰白色烧变岩横贯全区，容易对比，是下段地层的主要标志。

西山窑组中含煤段（ J_2x^2 ）：整合沉积于西山窑组下含煤段之上，在水磨河井区北部有出露。井区内 9 个钻孔控制全了该段地层。为湖滨三角洲相至覆水沼泽相、泥炭沼泽相沉积，岩性为：浅灰、灰白色粉砂岩与泥质粉砂岩、粉砂质泥岩互层夹含炭泥岩、炭质泥岩、粗砂岩、细砂岩。含 41-1、41-2、40、38 号 4 层可采、局部可采煤层，该段地层厚 513m。底部以粗砂岩与下段呈冲刷接触。

西山窑组上含煤段（ J_2x^3 ）：岩性以灰绿色、灰色、黑灰色粉砂岩、泥岩为主，夹大量炭质泥岩及薄层状菱铁矿层。含不可采煤线 0-4 层。上段地层平均厚 170m，反映了浅湖相和滨湖沼泽相旋回频繁，沉积环境不稳定，沉积幅度不大的特点。

（5）头屯河组(J_2t)

该组地层在阜康市二号普查区中部及三号普查区阜康向斜两翼分布。岩性为一套河流相、湖泊相为主的碎屑沉积。其岩性为灰色、灰黄、灰紫色粗砂岩、中砂岩、细砂岩、砂砾岩、砾岩与泥质粉砂岩互层，与西山窑组(J_2x)地层分界，地层厚度一般 580m。

与下伏西山窑组上含煤段（ J_2x^3 ）整合接触。

（6）新近系(R)

自下而上可分为下新近系古新统～始新统紫泥泉子组，始新统～渐新统安集海河组(E_{z+a})和上新近系中新统～上新统昌吉河群(Nch)。本井田分布的渐新统安集海河组(E_{z+a})，地层厚 345.50m。

与下伏头屯河组(J_2t)不整合接触。

（7）第四系全新统(Q_4)

全新统冲洪积层分布于井区内的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，宽度约 120-400m，最宽大于 600m。一般厚度 0-3m。

图 4.1-5 水磨河井区（一、二区块）地质图

4.1.3.2.2.构造特征

水磨河井区构造形态以近东西向-北东东向狭长背斜、向斜相间分布为主，含煤构造分布规律清楚，复杂程度总体为中等，为 II 类。自北向南主要包括阜康背斜

(m^2)、阜康向斜(m^3)、南阜康背斜(M_4)、南阜康向斜(M_5)、五家泉逆断层(F_9)、七道湾背斜(M_6)、八道湾向斜、白杨沟逆断层(F_3)等。

(1) 断层

五家泉逆断层(F_9)

位于水磨河井区中南部，走向近于东西，长约 11.5km，东与妖魔山逆断层(F_4)相交，断面南倾 87° 。断距由西部 230m 增大至东部 520m。上盘地层为八道湾组、三工河组；下盘为头屯河组及齐古组地层。

该断层处于第四系地层覆盖之下，切割侏罗系煤层，地表有多处泉水发育，但未进行工程控制，有待于进一步查明。

白杨沟逆断层(F_3)

位于水磨河井区最南部，走向北东东 63° ，与地层走向近于一致，东与妖魔山逆断层(F_4)断裂相交，长约 17.5km。断面北倾 80° ，断距约 380m。上盘为八道湾组地层，下盘为侏罗系八道湾组、三叠系小泉沟群地层。断层两侧地貌特征悬殊：北部(上盘)大面积基岩显露；南部(下盘)则被大面积的(Q_{3-4})黄土与砾石层覆盖。

(2) 褶皱

井区主要褶皱有阜康向斜 m^3 ，次一级褶皱阜康背斜 m^2 、南阜康背斜 M_4 、南阜康向斜 M_5 、七道湾背斜 M_6 等，分述如下：

①阜康背斜(m^2)：从一号普查区、二号普查区北部穿过，分布于丁家湾及水磨河牧场一带，属宽缓型，走向北东东，轴面北倾。西部背斜自然消失，东部被 F_7 切割。包含有侏罗系各组地层，南翼地层保留完好，北翼仅有少部分地层保留，其余均被 F_1 断层切割而消失。北翼地层平缓，一般倾角 $18^\circ - 55^\circ$ ；南翼稍陡，倾角在 $30^\circ - 62^\circ$ 之间，轴部地层变缓至 10° 左右。该背斜在地表出露明显，其深部有多个钻孔控制，基本查明。

②阜康向斜(m^3)：西起大草滩，向东延伸至四工河一带，西部宽缓而东部紧闭。轴面南倾，轴脊由西向东逐渐仰起。该向斜两翼地层包括新近系、白垩系和侏罗系。两翼不对称，南翼地层陡($60^\circ - 74^\circ$)，北翼缓($40^\circ - 60^\circ$)。在井区东部四工河一带出露十分明，现已探明。

③南阜康背斜(M_4)：起于水磨河西侧，轴向北东东 60° ，轴面南倾，其轴脊由西向东逐渐抬起。由侏罗系及白垩系地层组成，核部发育 F_5 及 F_6 断层，对褶皱破坏严重。两翼分布着许多小型的逆断层及平移断层，对该背斜也有一定的破坏作用。两翼

地层对称，倾角较大，一般在 60° - 80° 之间。该背斜出露明显，在四工河一带均可见其轴部，两翼及核部有多个钻孔控制，基本探明。

④南阜康向斜(M_5)：位于井区中部，轴向北东 60° ，轴面南倾。由白垩系及侏罗系地层组成，南翼陡北翼缓，其东部受 F_4 切割而消失，在水磨河及三工河一带出露明显，北翼有多个钻孔控制。

⑤七道湾背斜(M_6)：位于井区南，轴向北东 60° ，轴面南倾，向西与泉泉沟断层相交，向东与 F_4 断层相交，有多个钻孔控制，该背斜在水磨河一带出露明显。

（3）烧变岩

沿东西向呈带状分布于阜康背斜、阜康向斜两侧煤层露头区，主要为八道湾组 14-15 煤、19-21 煤产生的烧变岩带，向西延伸长，向东延伸短。为砖红色、黄色及白色，裂隙发育，坚硬，常形成秃立的山脊，南北宽约 300m。

综上所述，水磨河井区褶皱及断层发育，褶皱主要表现为阜康向斜 m^3 ，次一级褶皱阜康背斜 m^2 、南阜康背斜 M_4 、南阜康向斜 M_5 、七道湾背斜 M_6 等。沿走向、倾向的产状有一定变化；地层倾角，八道湾向斜南翼为 63° - 75° 之间，八道湾向斜北翼为 21° - 38° 之间，七道湾背斜北翼为 60° - 88° 之间，地层走向一般在 50° - 60° 之间。断层主要表现为 F_3 、 F_9 逆断层，对煤层有一定的破坏作用，井区构造复杂为中等，定为 II 类。

4.1.3.2.3. 岩浆岩

本矿区未见岩浆岩出露，钻探未钻遇岩浆岩地层。

4.1.3.2.4. 水文地质

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

本区属大陆性干旱～半干旱气候，年平均降水量 530mm，年最大降水量 798.5mm，最小 294mm，年平均蒸发量达 1427.3mm。潮湿系数：0.12。降水量小而蒸发量大，5~6 月份为雨季，6 月份雨量最多，多为暴雨形成山洪；区内地表水系较发育，水磨河干流及其支流“泉泉沟”自西南至东北流经井区西南部外围，水磨河年平均径流量 $1921 \times 104 \text{m}^3/\text{a}$ ，补给区内地下水。井区内水磨河详查区 63 线发育由泉的点排泄 2 处（泉 1、泉 2，其为“泉泉沟”的主要补给源之一），流量 6.28L/s，中等富水性；井区地下水流向基本与地形一致。

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

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

（1）含（隔）水层简述

①划分依据及其说明

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

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

②含（隔）水层/段的划分

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

③含（隔）水层/段的特征

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

表 4.1-2 含（隔）水层划分一览

地层代号	含（隔）水层编号	含（隔）水层/段名称
Q	HT	第四系孔隙透水不含水层
	H1	第四系松散岩类孔隙含水层
J _{2t} +J _{3q}	G1	侏罗系中、上统头屯河组、齐古组相对隔水层
J _{2x}	H2	侏罗系中统西山窑组弱富水性含水层
J _{1s} ²	G2	侏罗系下统三工河组上段相对隔水层
J _{1s} ¹	H3	侏罗系下统三工河组下段承压裂隙水弱富水性含水层
J _{1b} ³⁺⁴	G3	侏罗系下统八道湾组1号煤层以上相对隔水层
J _{1b}	H4	侏罗系下统八道湾组1号煤层以下弱-中等承压裂隙水富水性含水层

第四系松散岩类孔隙含水层（H1）主要分布于现代河谷及沟谷中，尤以常年流水

的水磨河发育，岩性以分选性较差的河流相堆积砾石为主，泥砂混集，上覆亚砂土，河床地段富水性极强。对矿床充水而言，本含水层在侵蚀切割煤层露头带构成直接充水含水层，对非煤岩层补给而言，则构成煤层开采的间接充水含水层。区域厚度 0-100m。水磨河年径流量 2032 万 m^3/a ，依据水磨河河水样测试结果，矿化度 281mg/L，PH 为 8.6，总硬度（以 CaCO_3 计）184.4mg/L，水化学类型属 $\text{HCO}_3+\text{Cl}-\text{Na}+\text{Ca}$ 类型。

第四系孔隙透水不含水层（HT）位于静水位之上，广泛分布于山梁台地之上，由浅黄色亚砂土、粉土构成，垂向节理较发育，具一定透水性，区内钻孔揭露厚度一般厚度为 1.4-18.78m，其下部砾石透水性良好。

侏罗系中、上统头屯河组、齐古组相对隔水层（G1），呈东西向分布于水磨河详查区北部边界一带，无钻孔控制，依据《白杨河-四工河普查地质报告》，齐古组岩性主要为泥岩、粉砂岩、细砂岩，偶夹薄层中砂岩，渗透性弱，天然状态下具隔水作用，是含煤岩系上覆隔水层。头屯河组，岩性主要为泥岩夹块状细粒砂岩组成，厚度较大，少见裂隙，渗透性能弱，天然状态下具隔水作用，故该层段划分为相对隔水层。

侏罗系中统西山窑组弱富水性含水层（H2），出露于水磨河-四工河的阜康背斜两翼及阜康向斜北翼范围内，地层岩性主要由粗砂岩、细砂岩、粉砂岩、粉砂质泥岩、泥质粉砂岩、泥岩及煤组成。含水层与隔水层以互层的形式组成。其中隔水层岩性主要以泥岩、泥质粉砂岩为主，而含水层岩性主要以粗砂岩为主。

侏罗系下统三工河组含（隔）水层，一部分呈东西向分布于八道湾向斜两翼，垂向上，轴部厚，两翼薄；走向上西薄东厚；隔水介质主要以粉、细砂岩、泥岩组成，以泥质胶结为主，少见裂隙。区内孔揭露厚度 66.99-243.75m，隔水性能良好，为相对隔水层。另一部分呈东西向分布于七道湾背斜北翼，F2 和 F9 断层之间，区内无钻孔控制。

三工河组下段承压裂隙水弱富水性含水层(H3)，呈东西向分布于八道湾向斜两翼及七道湾背斜北翼，垂向上，轴部厚，两翼薄；走向上西薄东厚；含水介质主要为中、粗砂岩及砂砾岩，区内钻孔揭露含水层厚度为 35.05-141.85m。据《白杨河-四工河普查地质报告》：单位涌水量 $0.00184\text{L/s}\cdot\text{m}$ ，为弱富水性含水层，中等~强矿化；属 $\text{SO}_4\cdot\text{Cl}\cdot\text{HCO}_3-\text{K}\cdot\text{Na}\cdot\text{Ca}\cdot\text{Mg}$ 型水。该含水层位于八道湾组可采煤层之上，且受到八道湾组上部隔水层的阻隔，其对八道湾组可采煤层补给微弱。

下侏罗统八道湾组含煤岩系含（隔）水层（组），划分为八道湾组 1 号煤层以上相对隔水层(G3)、八道湾组 1 号煤层以下承压裂隙水弱-中等富水性含水层(H4)。

八道湾组 1 号煤层以上相对隔水层(G3)，呈东西向分布于八道湾向斜两翼，垂向上，轴部厚，两翼薄；走向上西薄东厚；隔水介质主要以粉、细砂岩为主，局部为泥岩、炭质泥岩、砂岩为泥质、钙质胶结，少见裂隙发育，钻孔揭露厚度 6.09-200.6m。

八道湾组 1 号煤层以下承压裂隙水弱-中等富水性含水层(H4)，呈东西向分布于八道湾向斜两翼，垂向上，轴部厚，两翼薄；走向上西薄东厚；该含水层为详查区内煤系地下水的直接充水水源。依据其空间分布特征，将其分为 2 个主要含水段，第一段位于 1 号—15 号煤层之间，该层组在全区存在，含水介质以中、粗砂岩及煤层为主，局部为裂隙发育的粉、细砂岩，钻孔揭露厚度为 13.41-79.42m；第二段位于 23 号煤层—八道湾组上段底界之间，含水介质以中、粗砂岩、砂砾岩及煤层为主，局部为裂隙发育的粉、细砂岩，由于控制不全，区内仅 61-3 孔单孔控制，该孔揭露厚度为 44.01m。

63 勘查线南部单泉最大流量 6.284L/s·m，中等富水性。层段进行抽水，静水位标高+1033.34m，当降深为 50.84m 时，单位涌水量 q 为 2.75×10^{-3} L/s·m，渗透系数 K 为 0.00872m/d，弱富水性，属 CL--Na⁺ 类型水。八道湾向斜轴部的 61-0 号钻孔对该含水层 H4-1 层段、H3 混合抽水，静水位标高+998.698m，当降深为(4.96-15.56)m 时，单位涌水量 q 为(27-31) $\times 10^{-3}$ L/s·m，渗透系数 K 为 0.011-0.0097m/d，弱富水性，属 HCO₃·SO₄²⁻·Na 类型水。pH 值 7.3-10.4，矿化度 1398-6072mg/L，总硬度（以碳酸钙计）110.09-239.44mg/L，依《地下水质量标准》（GB/T14848-2017），属 V 类水，不能直接利用。

三叠系顶部相对隔水层（G4），分布于详查区南部边缘一带，区内未有工程控制，结合区域资料，其岩性主要为泥岩、粉砂岩，天然状态具隔水作用，依据岩性可视为相对隔水层。

（2）断裂构造的导水性

区内范围具有水文地质意义的断层为白杨南沟逆断层(F3)、五家泉逆断层(F9)，两个断层均为逆断层。其中 F3 为区域性边界断层，未切割区内主要煤层。F9 切割区内主要煤系含水层。

①白杨南沟逆断层（F3）

位于井区南部，为井区南部含煤地层边界；走向北东东约 63°，与地层走向近于一致，断面北倾陡立，落差约 380m，F3 切割 H4 含水层下部，F3 断层附近单泉最大流量 6.284L/s·m，中等富水性，断层具导水性，对区内煤系地下水有一定影响。

②五家泉逆断层(F9)

位于井区中南部，七道湾向斜以北，走向近于东西，断面南倾 $82-87^{\circ}$ 。落差 792m-353m。切割 H3、H4 含水层及煤层深部，区内有 3 个钻孔控制该断层上盘及断点，但未完全揭穿，《新疆阜康市阜康矿区水磨河煤矿东详查报告》施工的 67-7 孔对该断层抽水，静水位标高+995.782m，当降深为（6.11-12.59-19.04）m 时，单位涌水量 q 为（0.063-0.070-0.067）（L/m.s），渗透系数 K 为（0.4799-0.5994-0.6016）m/d，弱富水性，水化学类型为 NaCl 类型。依据该孔抽水试验结果而论，F9 断层导水性较弱。

依据目前掌握资料，F3、F9 断层均为逆断层，就其断层性质而论，其导水性一般。

依据其切割层位及对主要煤层的影响而论，F9 导水性相对较弱。F3 导水性相对较强。

表 4.1-3 F9 断层抽水试验成果简表

抽水试验性质	含水层厚度 M(m)	孔深 m	静水位埋深 标高(m)	降深 S(m)	涌水量 Q (L/s)	单位涌水量 q(L/m.s)	渗透系数 (m/d)	影响半径 R(m)	施工日期	验收合格
F9 断层	4.34	592.58	59.11995.782	19.04	0.46	0.067	0.6016	147.674	2013.8	合格
				12.59	0.32	0.070	0.5994	97.477		
				6.11	0.14	0.063	0.4799	42.328		

(3) 地下水与地表水及各含水层间的水力联系

区域上各含水层因在地表有所裸露，且所处地貌位置不同，其水力联系程度也有所不同。天然状态下各含水层不具有水力联系。

①地下水与地表水间的水力联系

区域属大陆性干旱～半干旱气候，蒸发量是降水量的 4.9 倍，主要补给时段为融雪期、雨洪期，这些降水对详查区含煤岩系地下水的补给有限，仅限于局部地段。农灌时节，农灌水在其灌溉区域补给详查区地下水。详查区内新生代构造运动较活跃，含煤地层上部被剥蚀后又沉积了新生界第四系(间歇)含水层，其超覆在煤系地层之上，直接与其下地下水连通。区域南部高山区基岩裂水通过第四系含水层补给其下含水层。

井区南部河床最低标高 926.30m，主要可采煤层多位于+800m 标高以下，河床基底为下侏罗统煤系地层，水磨河河水与侏罗系地下水有一定的水力联系，对基岩地下水存在着直接补给关系。

②含水层间的水力联系

H2、H3、H4 含水层在井区南部基岩露头区域，接受 H1 及大气降水的入渗补给，

补给量有限，三者具一定水力联系。井区外围西南部采空区及老窑积水局部直接与 H4 含水层贯通，对其直接补给。未来矿区内各煤层开采后，其围岩原始应力受到破坏，各煤层顶板导水裂隙带最大发育 5.1-58.47m。各含水层局部将沟通，水力联系更加密切。

（4）地下水的化学特征及水质评价

①水磨河水

pH 值为 8.6，矿化度 281mg/L，总硬度 184.4mg/L，为弱碱性的微硬水，水化学类型为 $\text{HCO}_3 \cdot \text{Cl-Na} \cdot \text{Ca}$ 型；Cl-含量 66.38mg/L， SO_4^{2-} 含量 39.92mg/L；水质尚可，见下表。

表 4.1-4 水化学特征简表

采样位置	所属含水层	总硬度 (以碳酸钙计 mg/L)	矿化度 (mg/l)	Cl- (mg/L)	SO_4^{2-} (mg/L)	水化学类型	PH 值	水的硬 度等级	备注
67-7	F9	239.44	3702	1642.93	655.93	Cl-Na	8.7	软水	向斜北翼
61-0	H3+H4	110.09	1398	298.72	270.36	$\text{HCO} \cdot \text{SO}_4$ - Na	10.4	微硬水	向斜轴
63-2	H4	1126.88	6072	2704.18	1027.10	Cl-Na	7.3	极硬水	向斜南翼
水磨河水	H1	184.40	281	66.38	39.92	$\text{HCO} \cdot \text{Cl}$ - Na·Ca	8.6	微硬水	

②地下水

据《新疆阜康市阜康矿区水磨河煤矿东详查报告》，pH 值 7.3-10.4，属中性-强碱性水；矿化度 281-6072mg/L，为淡水-咸水；总硬度（以碳酸钙计）110.09-239.44mg/L，中性-强碱性水；锅垢少-很多，具软-硬沉淀物，起泡，非腐蚀性-半腐蚀性的软水-极硬水。对混凝土具分解性侵蚀，无分解结晶复合性侵蚀，有结晶性侵蚀，不适合直接灌溉。依《地下水质量标准》（GB/T14848-2017），不能直接利用。故在未来开采过程中，矿井疏排水应采取相应治理措施。

距水磨河较近的钻孔，地下水受地表水影响相对明显，远离水磨河的水质，从矿化度、总硬度、Cl-、 SO_4^{2-} 离子含量等水质特征分析，地下水的矿化度、Cl-、 SO_4^{2-} 相对较低，水质明显较好，地下水交替相对迅速。

（5）地下水补给、径流、排泄条件

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

①第四系潜水或包气带水

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

②侏罗系碎屑岩类承压裂隙水

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

（6）水文地质类型评述

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

区内断层及褶皱较发育，且 F₉ 逆断层切割含煤地层；含煤岩系含水空间较发育，裂隙贯通性能一般，各含水层单位涌水量均小于 0.1L/s·m，弱富水性。区内地形起伏较大，高差约 222m，自然排水条件较好。各煤层顶板导水裂隙带最大发育高度为 7.82-54.72m，矿井开采后，岩体裂隙发育程度加剧，矿床充水量将随之增加。

综前所述，井区煤矿床是以裂隙为主的矿床，雨水以大气降水和河水补给为主要的充水水源，补给条件一般，含水层组富水性弱，单位涌水量在 0.1L/s·m 以下，单泉流量 6.28L/s，中等富水性。各含水层水力联系一般，断层导水性弱，老窑积水长期存在。因此，综合考虑含水层含水空间，补给性能，及其与煤矿床充水的关系，井区水文地质环境类型为裂隙类中等型。

图 4.1-6 水磨河井区 67 号水文地质及工程地质剖面图

4.1.3.3.五官-大黄山井区（四号-阜康市九号煤层气普查区）

4.1.3.3.1.地层

五官-大黄山井区地层为古生界二叠系，中生界三叠系、侏罗系及新生界新近系

和第四系。中生界侏罗系地层在井区广泛出露，在井区东部缓坡地带和开阔的沟谷中被第四系覆盖，在井区东部出露较多三叠系地层。由老到新地层简述如下：

表 4.1-5 阜康矿区地层表

地层单位					厚度（m）	接触关系	备注
界	系	统	组（群）	地层代号			
新生界	第四系	全新统		Q ₄	0-3		
		上更新统		Q ₃	0-5	与下伏基岩呈角度不整合接触	
	新近系	中新统～上新统	昌吉河群	N _{ch}	345.5	呈断层接触	
中生界	侏罗系	下统	三工河组	J _{1s}	140-352.0	与下伏八道湾组地层呈整合接触	
			八道湾组	J _{1b}	480-1379.42	与下伏三叠系上统郝家沟组呈不整合接触	含煤
	三叠系	上统	郝家沟	T _{3h}	0-478	与下伏克拉玛依组地层呈整合接触	
上古生界	二叠系	下统	下茆茆槽子群	P _{1jja}	121.25-688.89	与上覆侏罗系下统三工河组地层呈断层接触，井区内未见下伏地层	

（1）三叠系上统郝家沟组(T_{3h})

分布于井区东部，呈东西向条带状产出，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，为湖泊沉积，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，地层厚度在区内控制不全，厚度 0-478m。

与下伏克拉玛依组(T_{2-3k})整合接触。

（2）侏罗系下统八道湾组(J_{1b})

该组主要呈条带状分布于井区四工河以东，是井区内的主要含煤地层，由下而上沉积环境呈现出不同的相变模式。底部主要为湖泊-沼泽相沉积，向上逐渐伴有河流相的含煤粗粒碎屑岩建造。岩性主要以灰-灰黑色泥岩、泥质粉砂岩、细砂岩、砾岩和煤层组成，夹少量厚层状中、粗砂岩。地层总厚为 480-1379.42m，平均约 940.54m。含煤层（线）达 50 余层，煤层总厚平均为 164.54m，含煤系数 17.5%。

该组地层与下伏三叠系上统郝家沟组(T_{3h})呈平行不整合接触。

侏罗系下统八道湾组下段是勘探区内主要含煤层段，根据岩性特征可分为以下三个岩性亚段：

①八道湾组下段(J_{1b¹})

该段呈条带状分布于井区北部，地层厚度 160.63-544.78，平均 280.96m，为井区

内主要含煤段。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。该段含煤层 13 层，下而上为 50、49、48、47、46、45、44、43、42、41、40、39、39 上号煤层，煤层厚度平均 100.73m。该段 44-39 煤层浅部火烧，在井区北部形成了一条近东西向的烧变岩带。

②八道湾组中段(J_{1b}²)

该段呈条带状分布于井区中西部，地层厚度 160-385.30m，平均 280.69m，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，该段位于含主要煤层段之上，含煤性比下段含煤段(J_{1b}¹)明显变差，含煤层 6 层，自下而上为 38 下、38、37、37 上、35-36、34 号煤，煤层厚度平均 11.82m。

③八道湾组上段(J_{1b}³)

该段分布于井区西部，地层厚度 175.12-463.09m，平均为 379.38m，为一套湖沼相沉积，伴有河流相沉积，主要岩性为灰-深灰色的砂砾岩、粉砂岩、细砂岩和煤层，位于侏罗系八道湾组上部，含煤层 12 层，自下而上为 33、32、30、29、26、25、19-21、14-15、10-13、7-9、3-5、1-2 号煤，煤层厚度平均 51.99m。综上所述，八道湾组(J_{1b})地层经历了湖沼相-河流相-湖沼相的沉积历程，湖沼相是重要的成煤期，形成的上、下含煤段层位稳定，尤其是下含煤段(J_{1b}¹)地层的含煤特征明显。

(3) 侏罗系下统三工河组(J_{1s})

该地层出露于臭煤沟南侧；为一套以湖泊相为主夹河流相沉积的碎屑岩建造，基本不含煤层，岩性为泥岩、粉砂岩、中-粗粒砂岩、砂砾岩，厚 140-352m。与上覆下侏罗统三工河组上亚组(J_{1sb})为整合接触。

(4) 第四系(Q₄)

①上更新统(Q₃)

主要在阶地和河岸河边阶地上，覆盖于侏罗系地层之上。

第四系上更新统风积层(Q_{3eol})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(Q_{3pl})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，分选性及磨圆度较差。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井区内的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，宽度约 120-400m，最宽大于 600m。一般厚度 0-3m。

4.1.3.3.2.构造特征

五宫-大黄山井区面积大构造较复杂，有多个构造单元组成，无法表述井区的整体构造形态。对井区大致分为三段进行构造形态的描述：井区的西部五宫煤矿区域整体为被东西向为主的逆断层切割的轴向近东西向的复向斜构造形态，构造复杂程度划分为Ⅲ类；石庄沟煤矿至臭煤沟煤矿整体为一南倾单斜构造形态，南部被妖魔山断层切割，构造复杂程度为Ⅱ类；泉水沟煤矿以东总体为一东西向狭长向斜构造形态，北缓南陡，南翼局部发生倒转，总体构造复杂程度划分为Ⅱ类。

井区内构造总体为中等，主要有妖魔山逆断层(F₄)、七道湾背斜(M₆)、黄山-二工河向斜(M₁₄)，阜康逆掩断层(F₁)等。

（1）断层

井区内主要断层有 F₁、F₄、F₇、F₈、F₁₀、F₁₁、F₁₂、F₁₃ 分述如下，详见下表。

表 4.1-6 阜康矿区主要断层情况表

断层编号	断层名称	位置	倾角	倾向	落差(m)	走向	切割地层	控制程度
F1	阜康逆掩断层	井区西北部	45-55°	南倾	3978	近东西走向贯	J.N	5 个钻孔，控制可靠
F4	妖魔山逆断层	井区南部	65°	南倾	300-400	东约 55°贯穿全区	T.J1b	控制可靠
F7	夹皮沟逆断层	井区西北部	28°	南倾	450	东南至近东西	J1b	控制可靠
F8	五工沟平移断层	井区西部	近直立	近直立	90	近南北向	J1b、J1s	基本可靠
F10	中沟逆断层	井区北部	80°	南倾	未控制	近东西向	J1s、J2x	未控制
F11	洪沟正断层	井区中部	80°	西倾	100	近南北向	J1b、J1s	基本可靠
F12	白杨河逆断层	井区中东部	70°	南倾	未控制	85°转 105°	J1b、J1s	基本可靠
F13	西沟逆断层	井区东部	72-80°	北倾	384-520	近东西	J1b	控制可靠

阜康逆掩断层(F₁)：分布于井区西北部一带，向西延伸于区外，为三级构造单元内的次一级构造，区内走向长约 5km，断面南倾，具犁式构造特征。地表倾角较大，约 45°-55°，深部渐缓，约 18°-40°，落差约 3978m，走向总体近于东西，具波状起伏，其地表出露点仅见于甘沟附近，构造角砾岩、破碎带分布于断层两侧，宽约 10m。上盘出露的地层有侏罗系、新近系；下盘出露有第四系卵石层，该断层对八道湾组、三工河组、西山窑组煤层均有严重的破坏作用。

妖魔山逆断层(F₄)：位于本区南部一带，属博格达复背斜北界断层，向东、西分别延伸于区外，区内走向长约 62km，走向约 55°，断面南倾，倾角 65°，断距由西向东逐渐增大 300-400m。上盘为二叠系地层，下盘为三叠系、侏罗系地层及第四系砾石层，该断裂在水磨河至四工河一带出露明显，对侏罗系煤层有破坏作用，该断层

为本次地质工作总结范围的南矿界。

池钢逆断层(F₆): 分布于井区中西部一带, 长约 10km, 走向约北东东 70°, 断层北倾 77°, 断距 243m。上下两盘均为侏罗系八道湾组、三工河组及西山窑组地层, 该断层严重破坏侏罗系煤层。夹皮沟逆断层(F₇): 位于区内西北部丁家湾与夹皮沟一带, 走向由东南向逐渐转为近东西向, 向南呈弧形, 东部于五工沟断层相交。断层面南倾, 倾角 28°, 上、下两盘均为八道湾组岩层, 造成其上部地层重复出现, 断距 450m, 该断层在地表出露明显。

五工沟断层(F₈): 五工沟断层为一平推断层, 位于五工沟井区中西部, 走向近似南北向, 断面近似垂直地层走向, 平移断距约 90m, 该断层使西盘北移。该断层对八道湾组及三工河地层组地层均有破坏。

中沟逆断层(F₁₀): 位于井区北部甘河子镇附近, 为阜康逆掩断层(F₁)的分支, 东至甘河子走向近东西, 断面南倾 80°, 断距未控制, 该断层处于第四系地层覆盖之下, 切割侏罗系煤层, 但未进行工程控制, 有待于进一步查明。

洪沟断层(F₁₁): 位于井区中部沙沟东部, 为白杨河逆断层的分支, 为一走向近南北向的正断层, 倾向西倾角 80° 左右, 断距约 100m 右, 切割八道湾地层、三工河地层。

白杨河逆断层(F₁₂): 为妖魔山逆断的分支构造, 断层位于井区中东部, 从红沟向东经泉水沟、白杨河、西沟、黄山河延伸到东碱沟西消失。断层走向 85°~105°, 为一断面南倾、倾角 70° 的逆断层, 由西向东断距逐渐减少, 断距未控制。受该断层的影响, 黄山~二工河向斜(W₁)南翼在本区缺失部分上三叠统和八道湾下断地层。

西沟逆断层(F₁₃): 位于井区东部, 发育在白杨河东, 为白杨河逆断层的分支构造, 走向近东西, 为断面北倾、倾角 72-80° 的逆断层。西向东断距逐渐减少, 最大断距 580m, 最小断距 410m。控制断层最大断距 520m, 最小落差 384m。该断层主要在倾向切割八道湾组含煤地层, 上盘煤层大部已被推至地表风化剥蚀, 下盘煤层较为稳定, 倾角变缓。

次一级小断层

一是平移断层, 断层落差小、倾角陡, 走向均与地层斜交或垂直, 对煤层影响不大。二是逆断层, 该类小断层走向均与地层平行, 倾角陡, 地层落差小, 但落差大, 对煤层有破坏作用。

(2) 褶皱

黄山～二工河向斜(M₁₄)

位于井区中东部，走向近东西向，整体为一高陡-倒转向斜，该向斜从沙沟开始向东延伸至区外。在沙沟～洪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，保存了北翼，形成向南倾斜的单斜构造，向斜北翼南倾，倾角 45-55°，南翼北倾，多数地区倒转，倾角 65-80°，局部甚至达到 85°。向斜南翼因受白杨河逆断层的切割，仅存有侏罗系下统三工河组(J_{1s})和八道湾组(J_{1b})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(J_{1s})、八道湾组(J_{1b})及三叠系上统黄山街组(T_{3h})。

综上所述，五宫-大黄山井区褶皱及断层发育，褶皱主要表现为黄山～二工河向斜。断层主要表现为 F₁、F₄、F₇、F₈、F₁₀、F₁₁、F₁₂、F₁₃ 断层，对煤层有一定的破坏作用，井区构造复杂为中等，定为Ⅱ类。

4.1.3.3.3.岩浆岩

本井区未见岩浆岩出露。

4.1.3.3.4.水文地质

（1）水文地质概况

五宫-大黄山井区位于博格达山北麓的低山丘陵地带，地势南高北低，东高西低，海拔 870-1100m，最高约 1244.5m。受强烈构造运动影响，强烈影响，基岩多褶皱，并伴有规模不等的断裂构造及煤层火烧现象，构造线方向呈东西向展布，地形切割强烈，沟谷发育。地形以白杨河为界东西各具特点，白杨河西为典型的阶地状山地地形，南高北低，西高东低。白杨河以东地形比较复杂，由火烧岩形成的山脊位于工作区北部。

本区具明显的大陆性干旱-半干旱气候特征，蒸发量大，降水稀少，年蒸发量远大于同期降水量。大气降水和雪山融水是本区主要地下水补给来源，区内地表水系主要有甘河子河、白杨河，其直接渗入补给仅限于采空塌陷区及烧变岩含水带，因范围所限（分布详见综合地形地质图）补给也有限。

白杨河由南向北穿越井区中东部，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。2004 年平均流量 2.504m³/s，最大洪流量 44m³/s，最大流速 4.80m/s，历年最大洪峰流量为 150m³/s。

甘河子河由南向北穿越井区中部，年平均流量 0.85m³/s，年径流量 2672 万 m³。

此外，本区还发育一些季节性河流和地表冲沟，包括五宫沟、西沟河、黄山河等，是雪山融水和夏秋季降雨期间形成间歇性河流和洪水，由南向北流经含煤地层露头时，可对煤层地下水进行补给，补给量受气候和降水量影响变化较大。

含煤岩系地下水总体表现为由南向北径流，含水空间不发育，地下水补、径、排条件总体一般。

（2）含(隔)水层划分

根据煤田钻孔资料，五宫-大黄山井区内侏罗系地层由粉砂岩、细砂岩、粗砂岩、砾岩及煤层以互层韵律形式组成，各种岩石的单层厚度可由数厘米变化到数米，乃至数十米。因此难以按单独的岩性来划分含(隔)水层，只能以较大的岩性段进行划分。

通过钻孔简易水文地质观测，在部分区段钻进到粗砂岩、砾岩段时，钻孔出现水位升高或冲洗液大量漏失的现象，而钻进到粉、细砂岩段时，钻孔水位变化不大或冲洗液基本不发生变化，由此说明粗砂岩、砾岩能释放出水。因此，将泥岩等细颗粒岩石段划分为相对隔水层，而将粗砂岩、砾岩等岩石段划分成含水层。

依据地层时代、成因、岩性特征、简易水文地质资料、单位涌水量及埋藏条件，将区内含(隔)水层自上而下可分为 4 个含水层(段)，3 个隔水层(段)。

表 4.1-7 五宫-大黄山井区含(隔)水层(段)划分一览表

地层时代	含(隔)水层(段)编号	含(隔)水层(段)名称
Q ₄ ^{apl}	H ₁₋₁	第四系全新统洪冲积砂砾石含水层
Q ₃ ^{apl}	H ₁₋₂	第四系上更新统洪积砂砾石透水不含水层
Q ₃ ^{col}	H ₁₋₃	第四系上更新统风积黄土弱透水不含水层
	H ₂	烧变岩裂隙潜水含水层
J _{1s}	H ₄	侏罗系下统三工河组河流相粗砂岩弱含水层
J _{1b} ³	G ₁	侏罗系下统八道湾组上段隔水层
J _{1b} ²	H ₅	侏罗系下统八道湾组含煤岩系裂隙含水层
J _{1b} ¹	G ₂	侏罗系下统八道湾组下部相对隔水层
T _{3hs}	G ₃	三叠系黄山街组相对隔水层

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)及风积黄土层透水不含水层(H₁₋₃)。现分述如下：

全新统冲洪积砂砾石含水层(H₁₋₁)：主要分布于区内四工河以东、五宫沟、甘河子河、白杨河、西沟河、黄山河现代河漫滩中，宽度约 120-400m，最宽大于 600m。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，最大 1-1.5m，含水层厚度一般为 10.0-17.0m，最厚 21.3m。

根据《新疆阜康煤矿白杨河矿区详查勘探最终报告》，白杨河旁民用井抽水试验的单位涌水量 $4.14\text{L/s} \cdot \text{m}$ ，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 $\text{HCO}_3 \cdot \text{SO}_4\text{-Ca} \cdot \text{Mg}$ 型，矿化度均小于 0.5g/L 。根据 2012 年《新疆阜康市臭煤沟煤矿（晋泰三煤矿）水文地质补充勘探报告》ZK100-2 钻孔抽水数据，单位涌水量 $3.90\text{L/s} \cdot \text{m}$ ，渗透系数为 56.4735m/d 。

上更新统洪积砂砾石透水不含水层(H_{1-2})：在矿区内集中分布于四工河、五工沟、甘河子河、白杨河、西沟河、黄山河的阶地上，岩性为砾石，砾径大小不一，分选及磨圆率较差，厚度 $0\text{-}10\text{m}$ ，为透水不含水层。

上更新统风积黄土弱透水不含水层(H_{1-3})：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 $0\text{-}5\text{m}$ ，为弱透水不含水层。

②烧变岩裂隙潜水含水层(H_2)

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。火烧带宽一般 $30\text{-}120\text{m}$ 。

据地面调查、物探勘查、结合钻探验证等综合勘查手段，查明火烧区含水层的分布和富水性，其中砂沟井田及臭煤沟煤矿（晋泰三矿）编制了水文补勘报告，矿区侏罗系下统八道湾组(J_1b)由西向东主要煤层如 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 $100\text{-}400\text{m}$ ，烧变岩深度一般为 $250\text{-}72\text{m}$ ，41 号煤自燃最为发育，烧变岩底界最深 $+500\text{m}$ 标高，烧变宽度最大达 300m 左右，规模极大，单位涌水量 $0.00013\sim 13.651\text{L/s} \cdot \text{m}$ 。

据以往施工钻孔每逢揭露此层，钻井液会大量漏失，消耗量 $14\text{m}^3/\text{h}$ 以上，堵漏困难。钻探控制火烧底界一般为标高 $+750\text{m}$ 左右，深度约 $100\text{-}200\text{m}$ ，其中 44 号煤层自燃深度最大。

井区东部大黄山煤矿七号井石门突水即为烧变岩水溃入巷道所致，其最大突水量大于 $1000\text{m}^3/\text{h}$ ，连续抽排五个月后稳定突水量 $700\text{m}^3/\text{h}$ ，动水位在 $+935\text{m}$ 标高，稳定后静水位 $+976\text{m}$ 标高，单位涌水量 $4.74\text{L/s} \cdot \text{m}$ ，含水极为丰富；该矿井十二水平一采区大石门突水(烧变岩裂隙含水层)，最大突水量大于 $23000\text{m}^3/\text{d}$ ，连续排水 4 个月后，水量逐渐稳定在 $14000\text{m}^3/\text{d}$ ，采用井下钻孔注浆堵水，突水基本控制，总排水量已达 2288884m^3 。

石庄沟煤矿施工的 145-1 孔进行了抽水试验，烧变岩层厚 214.28m ，岩石破碎，

裂隙发育，单位涌水量 5.42-7.43L/s · m，说明其含水性强。

据 2012 年 11 月四川省煤田地质工程勘察研究院提交的《新疆砂沟井田补充地质勘查报告》，利用抽水钻孔试验计算给水度，预算砂沟井田火烧区总储量 250.24 万 m³；2012 年 10 月新疆地矿局第十一地质大队提交的《新疆阜康市臭煤沟煤矿水文补勘报告》，采用烧变岩体孔隙率法，计算臭煤沟矿区火烧区总储量 582.6 万 m³，结合钻孔抽水试验成果可认为火烧区为富水性强的含水层。引自《新疆淮南煤田黄草沟井田煤矿勘探报告》。

图 4.1-7 五宫-大黄山井区 3 号水文地质及工程地质剖面图

图 4.1-8 阜康矿区五宫-大黄山井区构造刚要图

图 4.1-9 五宫至大黄山井区Ⅶ号水文地质剖面图

图 4.1-10 五宫-大黄山井区 J2 号水文地质剖面图

表 4.1-8 五宫-大黄山井区代表性钻孔抽水试验成果表

孔号	抽水试验性质	含水层厚度 M (m)	孔深 (m)	静水位埋深 (m)	降深 S (m)	涌水量 Q(L/s)	单位涌水量 q (L/m.s)	渗透系数 K(m/d)	影响半径 R(m)	综合评级	抽水机械	施工日期
小黄山I-4	H ₅	111.67	153.04	120.24	0.47	2.245	4.78	10.95	17.82	合格	潜水电泵	2005.5.20
小黄山II-1	H ₅	213	518.02	111.16	11.52	0.18	0.0156	0.002876	6.18	合格	提桶	2005.9.1
					5.50	0.00775	0.001341	0.0029	2.95			
晋泰一矿 ZK707	H ₅	83.34	600.83	42.78	33.10	0.035	0.0011	0.00101	6.73	合格	提桶	2011.6.14
					18.80	0.025	0.0013	0.00169				
					9.00	0.015	0.0014	0.00127				
晋泰三矿 ZK100-2	H1-1	4.45	16.10	7.60	1.64	3.90	2.3836	56.4735	52	合格	潜水电泵	2012.7.20
晋泰三矿 ZK100-2	H ₅	62.03	352.60	13.90	31.70	0.1375	0.00772	0.00987	17.69	合格	提桶	2012.8.6
					22.90	0.1168	0.01359	0.01359	10.49			
晋泰二矿 ZK001	H ₅	60.89	565.10	27.24	22.04	0.005703	0.0002588	0.002	3.42	合格	提桶	2010.8.8
					13.04	0.0038	0.0003116	0.002	2			
					7.86	0.002443	0.0002914	0.002	1.15			
金龙 ZK802	H ₅	25.69	453.02	54.40	33.51	0.067	0.002	0.02	48	合格	提桶	2010.11.9
金龙 ZK701	H ₅	57.82	373.33	43.09	23.02	0.186	0.0081	0.016	44.80	合格	提桶	
东风福胜 ZK3-1	H ₅	101.61	500.10	24.43	39.60	0.1488	0.0038	0.0040	25.08	合格	提桶	2010.7.2
臭煤沟 ZK101	H ₅	104.64	366.54	92.45	14.20	0.1009	0.007106	0.0047	9.833	合格	提桶	2005.7.19
臭煤沟 ZK203	H ₅	123.65	690.14	109.00	20.67	0.1576	0.007625	0.0043	14.095	合格	提桶	2005.12.6
臭煤沟 ZK401	H ₅	183.11	415.08	72.50	16.10	0.0498	0.003091	0.00102	5.179	合格	提桶	2005.12.27
臭煤沟 ZK602	H ₅	185.00	646.86	24.30	34.71	0.2893	0.008377	0.0041	20.826	合格	提桶	2005.19.26

另外，由于火烧区燃烧深度较大，地表呈现发育的裂隙、孔洞易受降水、洪水的直接渗入补给，所以含水性强，因此，建议未来在开采火区周边的煤层时，应预留足够的隔防水煤柱，防止烧变岩中的积水涌入井巷，另一方面，由于近火烧地层岩石较为疏松，顶底板的稳固性也较差，应留设煤柱，以利于顶底板的管理。

③侏罗系下统三工河组河流相粗砂岩弱含水层(H₄)

三工河组地层平均厚 634m，出露在区域黄山-三工河向斜轴部，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。钻孔揭露此含水层厚 64.98m，单位涌水量 0.0018L/s.m，为富水性弱的含水层，水质为中等~强矿化， $\text{SO}_4 \cdot \text{Cl} \cdot \text{HCO}_3\text{-K} \cdot \text{Na} \cdot \text{Ca} \cdot \text{Mg}$ 型水。由此可见，该含水层组富水性弱，为弱含水层。

④侏罗系下统八道湾组(J_{1b})含煤岩系含(隔)水层

八道湾组上部隔水层(G₁)：侏罗系八道湾组上段(J_{1b}³)地层，即 34 号煤层以上，该层组在全区存在。岩性主要以灰-深灰色粉砂岩为主，局部细砂岩及薄层粗砂岩，砂岩为泥质或钙质胶结，裂隙不发育，钻孔没有完全揭露此层段。在阜康市泉水沟煤矿施工的 147-3 号抽水实验孔第三次含煤岩系上部抽水可知单位涌水量 0.00082L/s.m，渗透系数 0.00039m/d，地层厚度 175.12-463.09m 平均为 379.38m。简易水文未见异常，故视为隔水层。

八道湾组含煤岩系裂隙含水层组(H₅)：侏罗系八道湾组中段(J_{1b}²)至侏罗系八道湾组下段(J_{1b}³)44 号煤层，该层组在全区存在，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，包含了矿区内所有可采煤层(35-36、37、39、40、41、42、43、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。地层厚度 160-385.30m，平均 280.69m。水位标高+957.65-+1008.49m。根据抽水孔可知钻孔单位涌水量 0.00039-0.060L/s.m，渗透系数 K0.000194-0.05m/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 $\text{HCO}_3 \cdot \text{SO}_4\text{-Mg} \cdot \text{Ca}$ ，矿化度 0.33-8.78g/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。

八道湾组下部相对隔水层(G₂)：侏罗系八道湾组下段(J_{1b}¹)44 号煤层下部地层，该层组在全区存在，地层厚度 160.63-544.78m，平均 280.96m。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。

⑤三叠系黄山街组(T₃hs)相对隔水层(G₃)

分布在甘河子-黄山河的八道湾地层低界，为灰绿色粉、细砂岩组成，厚度 0-478m，致密，硅质胶结占大多数，为相对隔水层。

（3）地下水与地表水及各含水层之间的水力联系

①地下水与地表水的水力联系

四工河、五宫沟、甘河子河、白杨河、西沟河、黄山河是煤矿区地下水的主要补给源。这些河流在径流的过程中，切割地层，甚至部分切割已经自燃的煤层露头区域，顺地层侧向补给地下。同时，覆盖于煤岩层之上河床两岸的孔隙潜水含水层亦渗透补给地下，亦可通过地表风化、构造裂隙侧向渗漏补给煤矿区地下水，从而形成承压水。两者之间存在一定的水力联系。

②各含水层之间的水力联系

由各含水层在空间上分布的特征，第四系松散层类孔隙潜水含水层均覆于基岩裂隙孔隙含水层之上，因此，基岩裂隙孔隙地下水均来自上覆松散层潜水的下渗补给，即存在由上向下的补给关系。而区内基岩有效含水层夹与相对隔水层及弱含水层之间，由于存在较厚的多层泥质岩类隔水层，因此相互之间基本没有水力联系。事实上，即便是同一含水层，也是由多个不相贯通的薄层(单层)砂、砾岩含水层组成，它们之间仍存在薄层(单层)泥质岩类隔水层，由于切层裂隙不发育，相互之间也较少水力联系。通常其上部地下水的水力性质为潜水，随着下渗深度的增加和隔水顶板的作用而成为承压水。此外，烧变岩裂隙潜水含水层虽为独立的含水层，但在空间上夹于上述基岩含(隔)水层之中，在自然状态下相互之间基本无水力联系，但在煤矿开采过程中，极易使二者串通。

（4）地下水水化学特征

区内地下水可分解为三大类型，即松散岩类孔隙潜水和基岩(侏罗系沉积碎屑岩)孔隙裂隙水、煤矿床层间裂隙水。三类地下水由于补给来源、赋存空间及运移特征的不同而水质亦有所不同。

由水质分析成果知，松散岩类地下水的水化学类型为 $\text{HCO}_3 \cdot \text{SO}_4\text{-Ca} \cdot \text{Na}$ 型，pH 值为 7.5，矿化度 0.7g/L，总硬度 295.2mg/L，总碱度 215.2mg/L，为中性淡水。这说明由于此类地下水基本为大气降水及河流地表水的补给，径流迅速，循环交替快。与河水比较，河水的水化学类型也为 $\text{HCO}_3 \cdot \text{SO}_4\text{-Ca} \cdot \text{Na}$ 型，pH 值为 8.0，矿化度

0.5g/L，二者水质近于一致，反过来也说明了河水与地下水之间具有密切的水力联系。

基岩裂隙孔隙水的水化学类型为 $\text{SO}_4 \cdot \text{HCO}_3 \cdot \text{Cl-Na}$ 型，pH 值 7.4，溶解性总固体 1.1g/L，较之上部松散层潜水水型差，含盐量有所增加。说明该类地下水循环交替缓慢，在下渗径流过程溶解了岩石中的易溶盐类。

煤矿床层间裂隙水的水化学类型为： $\text{Cl} \cdot \text{SO} \cdot \text{HCO}_3\text{-Na}$ 型，pH 值 7.9，溶解性总固体 3.49g/L，地下水的水化学类型变化不大，但前者溶解性总固体可高达 2~4g/L。分析原因可能与长期煤矿开采排水有关，同时也说明工作区水化学特征不但在空间分布上有所差异，并随时间也有所变化。

（5）地下水补给、径流、排泄条件

在充分了解区域水文地质条件的基础上，通过地面水文地质调查，钻孔简易水文地质观测等工作，对区内地下水在空间上的分布特征，补、径、排条件充分的认识。区内地下水基本分为第四系松散岩类孔隙潜水和侏罗系碎屑岩类孔隙裂隙水两类。松散岩类孔隙含水层受河流、地貌、地形影响较大。碎屑岩孔隙裂隙含水层由其所处空间位置构造的发育程度决定了补给边界。

松散岩类孔隙含水层除上述侧向地下水的径流补给外，接受大气降水的下渗补给，此外还有地表河水的线性渗漏补给。以现采煤矿坑为中心，地下水由四周向该中心径流或就近下渗补给碎屑岩孔隙裂隙含水层。煤矿坑道的排水，也是该类地下水的的一个重要排泄途径。

侏罗系孔隙裂隙含水层地下水的主要补给来源为上覆松散岩类孔隙潜水；同层含水层的侧向径流补给。此外尚有裸露地表部位接受大气降水的渗入补给。一般顺层由上而下或由压力水头(形成承压水时)高向压力水头低的方向径流，该类地下水的排泄基本为煤矿的矿坑排水。煤矿开采水平以下地下水的运移交替极其滞缓。

综上所述，煤矿开采排水形成的地下水降落漏斗，决定了地下水的径流方向，即由周边向漏斗中心径流。随着开采空间的拓展，降水漏斗的形态将会自然调整，开采水平的降低(向深部)，则将加速地下水交替循环。

（6）矿床充水条件分析

①矿床充水因素

依据水文地质条件及煤层在空间上的分布状况，分析影响矿床充水的主要因素有含水层岩性，构造，第四系松散岩类潜水、地表洪水、火烧层及采空区积水。

含水层岩性：含煤地层由细粒岩类(泥质岩及粉砂岩)和粗粒岩类(中-粗砂岩、砾

岩)互层构成。空间上形成多个薄厚差异、相互近于独立的含水层。在补给来源充分的条件下成为矿床充水的重要因素。

构造因素：本区地质构造复杂，有多个背斜、向斜组成其东部地层发生倒转，地层产状变化较大，区内的断裂构造较发育，主要为近东西向的逆断层和北东、北西向的正断层。大部分断层为从地表断到煤系地层的断层，在自然流场条件下，地表水对煤层无大的影响，但沿断层面附近裂隙发育，煤层开采后，形成地表塌陷及产生裂隙，沟通了上部含水层和地表水的联系，矿井涌水量将会增大，局部裂隙导水带可形成具有一定地下水的赋水空间。

第四系松散岩类潜水：第四系松散岩类潜水分布于河流两岸附近，含水层覆于赋煤地层之上，由于受到河水的补给，丰富的潜水极利于下渗补给含煤地层之含水层，构成矿床重要的充水因素。

地表洪水：由较大降雨形成的地表洪流具有流量大、水位高、延时短的特点，此时加剧了地表水向地下的下渗，高水位时甚至可灌入较低坑口的矿井之中，尤其须注意河流流经采空区河段，水的压力增加了采空区塌陷的可能性，对此应引起足够的重视，采取行之有效的应对措施。

火烧区及采空区、老窑积水：烧变岩裂隙极为发育，且多裸露地表，易于接受大气降水的渗入补给形成地下水，磁测资料显示，各煤层火烧深度有所差异。侏罗系下统八道湾组(J1b)其中主要煤层的火烧深度下限标高在 750~500m 之间，部分已至 500 水平以下。烧变岩下部长时期蓄积的地下水，对采煤坑道构成重要威胁，即是矿床充水的重要因素。此外，现地表多处形成采空区的塌陷及废弃小窑较多。当采空区位于地下水位以下有不同程度积水，而大多无人可访，诸类塌陷坑极易使地表就近产生的雨水下灌而积水。在采煤深度向下拓展时，形成矿床充水的重要因素。火烧区、采空区、老窑积水是以后工作防治水工作的重点，应加强观测，调查、收集和整理对煤矿开采产生安全隐患的水文资料。

②矿床充水途径

由上述分析的矿床充水因素，结合具体水文地质条件，矿床充水途径基本为通过含水层的渗流及火烧层和采空区积水的直接涌入两类。

第四系潜水一般间接通过赋煤含水层对矿床充水。而烧变岩丰富的裂隙水聚集于所开采煤层之上，通常情况下通过少量裂隙对矿坑进行渗水，但在煤层开采至其附近时，由于风氧化带煤层强度较低及地下水的压力，地下水直接涌入矿坑的可能性增加，

对采煤生产构成较大威胁。

侏罗系中含煤岩段的采空区，形成一系列采空塌陷，大部分已被回填，但地表仍为洼地，少部分近期发生的塌陷均裸露，其直径在十数米至数十米，降水及其就近产流及易就地下灌，使采空区大量积水，对后期下部煤层的开采构成充水威胁。因此，在今后的煤炭开采活动中应引起足够的重视，对深部煤层气的保存、勘探有利区块的优选、勘探目的层的选择也需要考虑地下水活动的影响，地质环境质量中等。

4.1.4. 煤层气藏特征

由于阜康矿区自西向东含煤地层、构造条件、煤层气保存条件、储层物性特征、气藏特征、流体特征等差异明显，本报告将阜康矿区划分为水磨河井区、四工河井区、五宫-大黄山井区等 3 个井区对煤层气藏特征进行描述。

4.1.4.1. 水磨河井区（一、二区）

4.1.4.1.1. 煤层气保存条件及含气性

（1）煤层封盖条件

根据矿区钻孔综合成果，统计各矿井煤层顶底板岩性，井区主力煤层 45 号煤层顶板岩性一般为粉砂岩、中砂岩为主，底板岩性一般为粉砂岩为主。顶板直接岩性封盖性一般，瓦斯可能向上运移，通过岩层逸散，不利于瓦斯的保存，45 向上煤层为 43 号煤层，岩性一般为粉砂岩、泥岩。结构简单-复杂，煤层稳定。顶板以泥岩、粉砂岩、泥质粉砂岩为主，底板以泥岩、炭质泥岩为主，透气性差，瓦斯主要沿煤层本身运移，不易通过岩层逸散，有利于瓦斯的保存。

表 4.1-9 主力煤层顶板特征

煤层	顶板			底板		
	岩性	渗透性	含水性	岩性	渗透性	含水性
45	粉砂岩、中砂岩	较差	较弱	粉砂岩	差	弱
43	泥岩、粉砂岩、泥质粉砂岩	差	弱	泥岩、炭质泥岩	差	弱
41	粉砂岩	差	弱	粉砂岩、泥岩	差	弱

（2）埋深及火烧层对煤层气影响

西山窑组 41 号-45 号煤火烧分布在阜康向斜两翼及南阜康背斜，沿走向呈带状分布，火烧带宽一般 30-120m，火烧带深度最大可达 450m。根据以往磁法勘探成果，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。

（3）水动力保存条件

当煤储层和煤系围岩含水层地下水流向与煤层气运移方向相反时，地下水的流动

一方面可以对煤层甲烷在静压力作用下顺层向浅部的运移产生一定的阻力，减缓煤层气的逸散速度。另一方面又可携带在流动过程中溶解的部分煤层气向深部聚集，因而有利于煤层气富集。这个过程被称为水力封堵控气作用。

井区里主要受水磨河地下水影响，含水层渗漏顺层补给，跟据钻孔抽水试验的结果，渗透系数为 0.00208-0.0201m/d，单位涌水量 0.00082-0.0096L/s·m，含水层富水性极弱的承压水。

水化学类型属 $\text{SO}_4 \cdot \text{HCO}_3\text{-Na}$ 型或 $\text{SO}_4 \cdot \text{Cl-Na}$ 型，溶解性总固体 1.19-2.04g/L，pH 值 7.9-8.7。

（4）含气性：含煤构造为近东西相间分布的紧闭背、向斜，地层倾角 $30^\circ - 41^\circ$ ，含煤地层西山窑组下段，主力煤层 3 层，间距 20m-35m，其中 45 煤厚度最大，单层厚度 1.3m-23.3m，分布较稳定，半亮-半暗煤，原生结构， R_o : 0.67%~0.72%，褐煤气煤，含气量 7.21-7.74m³/t，烃组分含量 80.9%。试井深度 859.9-1060.3m，储层压力 8.34-9.55MPa，压力梯度 0.895-0.969MPa/100m，略欠压-接近正常地层压力。地温梯度为 2.5℃/100m，渗透率 0.058-0.17mD。

4.1.4.1.2.等温吸附特征

水磨河井区主力煤层 45 号煤层进行了等温吸附试验。根据国家标准 GB/T19560-2008，采用空气干燥基测量数值，各煤层最大吸附气能力较强，最大储气能力 14.5m³/t 以上；兰氏压力相差不大，一般 3.25-3.70MPa。

表 4.1-10 水磨河井区煤层等温吸附试验统计表

井号	煤层	兰式体积（空气干燥基）cm ³ /g	兰氏压力 MPa
FK1	41-1	13.38	3.50
	41-2	14.38	3.70
	43-1	13.81	3.41
	45-2	14.49	3.25
FK6	45-2	13.59	3.68

图 4.1-11 井 45 煤层等温吸附曲线

4.1.4.1.3.煤储层物性

据煤矿勘查报告，西山窑煤层外生裂隙发育程度较高，密度 4 条/5cm，长度 3cm 左右，裂口宽度较大，未见矿物充填，对煤层渗透率有一定贡献。由于煤岩裂隙发育、性脆，煤心钻取柱状储层试验样品未获成功，未能取得储层孔隙度、渗透率试验成果。

水磨河井区 2 口煤层气参数井对 43 煤、45-2 煤层完成试井工作，试井成果数据见表 3.7-3，可见西山窑煤层的渗透率在 0.019-0.17mD 之间，总体煤层渗透率偏低，

不同井不同煤层之间渗透率变化较大，煤储层具有较强非均质性。

表 4.1-11 水磨河井区煤层气参数井试井渗透率数据表

井名	煤层号	深度（m）	渗透率/mD	表皮系数
FK1	43	852.10-867.70	0.17	7.88
	45-2	955.00-965.00	0.058	-0.62
FK6	45-2	1050.80-1069.84	0.019	-3.62

4.1.4.1.4.煤储层压力及温度

（1）煤储层压力

根据阜康水磨河井区内 2 口已完钻煤层气井试井数据，西山窑组煤层储层压力在 8.34-9.55MPa，储层压力梯度在 0.895-0.969MPa/100m 之间，煤层总体属于略欠压-正常地层压力。

（2）煤储层温度

井区内 FK1、FK6 两口煤层气井进行试井测井温，气藏平均煤层埋深 852.10-1069.84m 煤储层温度 25.53-30.61℃。未发现高温地层，地温梯度为 2.50℃/100m，该煤层气田属低温异常区，与阜康矿区地层地温梯度分布规律相近。

表 4.1-12 煤层气参数井试井储层数据统计表

井号	煤层	煤层垂深 /m	有效厚度 /m	中部垂深 /m	储层压力 /MPa	压力梯度 MPa/100m	表皮系数	调查半径 /m	储层温度 /℃	试井类型
FK1	43	852.10-867.70	15.6	859.9	8.34	0.969	7.88	9	25.53	钻杆测试(DST)
	45-2	955.00-965.00	10.0	960.0	8.44	0.895	-0.62	4.86	30.1	注入/压降
FK6	45-2	1050.80-1069.84	19.04	1060.3	9.55	0.918	-3.62	3.44	30.61	注入/压降

4.1.4.2.五官-大黄山井区

4.1.4.2.1.煤层气保存条件及含气性

（1）煤层封盖条件

煤层围岩的透气性好坏，直接影响着煤层瓦斯的赋存、运移或富集，透气性好的砂岩顶板，有利于煤层瓦斯的逸散，煤层瓦斯含量相对较低，透气性差的泥岩、砂质泥岩顶板，对煤层瓦斯的逸散起阻碍作用，含量则相对较高。孔隙与裂隙发育的砂岩、砾岩和灰岩的透气系数非常大，一般比致密而裂隙不发育的页岩、泥岩等岩石透气系数高出千倍以上，有利于瓦斯的逸散。

根据矿区钻孔综合成果，统计各矿井煤层顶底板岩性，全区主力煤层 39、41、42 号煤层的直接顶底板以粉-细砂岩为主，部分为中-粗砂岩为主，封盖条件一般。主要封盖层为煤系间的泥岩、碳质泥岩、薄层铝土岩，具有一定封堵能力，可有效阻止煤层气纵向逸散，有利于煤层气的保存。

井区内断裂较少，断层也以压扭性为主，延伸长度不大，一般来说，压扭构造对煤层气的保存有利。

表 4.1-13 主力煤层顶板特征

煤层	顶板			底板		
	岩性	渗透性	含水性	岩性	渗透性	含水性
39	深灰色粉、细砂岩及灰、灰白色中、粗砂、砾岩，成岩性好，致密。	差	弱	底板以深灰色-灰黑色粉砂岩为主	差	弱
41	顶板以深灰色-灰黑色粉、细砂岩为主	差	弱	底板为深灰色-灰黑色砂岩	差	弱
42	顶板以深灰色-灰黑色粉、细砂岩为主	差	弱	底板为深灰色-灰黑色粉砂岩。	差	弱

（2）埋深及火烧层对煤层气影响

一般出露于地表的煤层，瓦斯容易逸散，并且空气也向煤层渗透，导致煤层中的瓦斯含量小，甲烷浓度低。在瓦斯风化带以下，煤层瓦斯含量、瓦斯压力和瓦斯涌出量都与煤层埋藏深度具有明显的正相关关系。一般而言，煤层埋藏深度的增加不仅会因地应力增高而使煤层和围岩的透气性降低，而且瓦斯向地表运移的距离也增大，这两者的变化均朝着有利于封存瓦斯，而不利于放散瓦斯方向发展。随着瓦斯压力增加，煤与岩石中游离瓦斯量所占的比例增大，同时煤中的吸附瓦斯逐渐趋于饱和。可以推断，在一定深度范围内，煤层瓦斯含量亦随埋藏深度的增大而增加；当埋藏深度继续增大时，瓦斯含量增加的幅度将会减缓。

井区北部位于向斜北翼煤层均有自燃，火烧情况比较严重。煤层自燃形成的烧变岩深度大部地段在垂深 100-200m 左右，在大黄山一带烧变岩深度在+750m 水平以下，最大垂深达 350m。

岩层烧变后形成大量孔洞，与地表水连通，煤层瓦斯与地表氧气沟通后发生氧化，形成氮气～沼气过渡带，降低瓦斯中甲烷含量。

煤层火烧现象主要发生在 37、39、41、42、44 号煤层的露头区域，局部风氧化带深度达到 450m 左右。煤层埋深在 500m～1200m 区间时，随煤层埋深增加煤层气含量增大，每 100m 深度含气量增加约 1.8m³/t；当煤层埋深大于 1200m 时，煤层实测含气量可达到 13.53m³/t，预测 1500m 含气量可达到 15.59m³/t。

图 4.1-12 黄草沟至沙沟八道湾组实测煤层含气量与埋深关系图

（3）水动力保存条件

当煤储层和煤系围岩含水层地下水流向与煤层气运移方向相反时，地下水的流动

一方面可以对煤层甲烷在静压力作用下顺层向浅部的运移产生一定的阻力，减缓煤层气的逸散速度。另一方面又可携带在流动过程中溶解的部分煤层气向深部聚集，因而有利于煤层气富集。这个过程被称为水力封堵控气作用。

井区内地下水的补给主要有两个方面：一是流经含煤区的主要河流通过下伏侏罗系煤系地层的构造、风化裂隙顺层补给侏罗系煤系地层承压水；二是矿区内的火烧区积水通过下伏侏罗系煤系地层的构造、风化裂隙顺层补给侏罗系煤系地层承压水。利用早期地质工作的资料以及收集的矿井排水资料，可知河水与地下水之间存在密切的水力联系，进一步说明了含煤区地下水的补给主要源于河流的渗漏补给。因而，本井区地下水补给条件较好的含煤区，有利于煤层气的保存，通常煤层含气量较高。

（4）含气性

位于阜康矿区中东部，含盖四号～九号区块，勘探面积 102.6km²，含煤构造为近东西向狭长黄山-二工河向斜，中部被数条近南北向小型逆断层切割。北翼倾角 50-60°，南翼倾角 75-83°，局部直立甚至倒转。含煤地层为八道湾组，39 煤、41 煤、42 煤分布较稳定，单层厚度 0.8-55.4m，各层间距 20m-40m，亮煤、半亮煤为主，碎裂-原生结构，镜质体反射率 0.69%～0.98%，煤阶为低阶气煤，煤层含气量 2.05-13.06m³/t，甲烷组分含量 70.85%。试井 11 口，试井深度 312.9-1159.3m，储层压力 2.61-10.63MPa，压力梯度 0.56-0.972MPa/100m，储层温度 20.35-34.16℃，地温梯度 1.7℃/100m，煤层渗透率 0.05-0.56mD。

表 4.1-14 五宫至大黄山井区煤层含气性（瓦斯含量）统计表

井号	煤层	样品深度	含气量（cm ³ /g）	气体组分%			
		m	空气干燥基	CH ₄	CO ₂	N ₂	其他成分
FZC-2	38	689.04-693.75	8.175				
	39	708.60-718.50	8.4	73.94	14.3	8.25	3.51
	41	881.39-894.29	11.15	71.08	8.56	16.26	4.10
	42	929.69-943.68	9.22	59.53	9.26	25.01	6.20
FZC-3	37	483.91-486.71	2.2	58.76	11.22	30.02	0.0
	39	555.91-556.21	2.05	66.00	10.12	23.88	0.0
	41	600.91-612.98	4.04	69.80	9.82	20.39	0.0
	42	624.35-631.56	4.35	57.95	13.88	28.17	0.0
FZC-4	39	804.90-807.70	5.35	68.50	20.28	9.80	1.41
	41	929.32-935.05	4.08				
	42	993.20-1036.50	9.66	72.09	16.97	9.88	1.03
	43	1076.40-1090.40	13.06	75.07	12.90	11.85	0.19
	45	1116.70-1137.60	9.65				
FZC-5	39	544.6-548.1	4.05				
	42	743.4-752.4	4.24				
	44	810.4-825.5	4.1				
FZC-6	39	314.34-333.84	8.46	61.75	9.98	32.25	0.0

	41	435.40-448.65	8.77	60.08	8.91	31.02	0.0
	42	540.26-558.96	6.95	65.11	7.93	26.96	0.0
GS-5	39	858.0-863.0	9.33	52.02	6.64	41.24	0.0
	41	882.0-895.2	10.03	65.95	2.34	31.66	0.0
	42	897.2-908.7	7.63	82.04	3.36	14.52	0.12
GS-6	42	782.0-828.7	7.83	66.71	6.13	27.17	0.0
	43	917.0-931.0	7.88	65.71	7.57	26.71	0.0
	44	954.0-967.8	5.03	75.55	5.34	19.10	0.0
GS-7	39	658.10-662.60	7.96	87.72	7.15	1.90	3.0
	42	1021.0-1038.30	7.21	91.5	3.71	1.23	3.51
FK18	42	566	11.73	78.39	17.44	1.51	
	43	643.6	9.88	83.35	11.93	1.57	
FK16	39	561.6	9.02	63.24	21.38	12.17	
	42	691.6	7.43	62.05	25.32	10.13	
	43	754.3	10.79	69.31	24.38	6.32	
FK24	39	958		59.12	29.12	12.23	
	41	1018.9		57.39	33.7	8.64	
	42	1059.5		62.19	35.94	6.89	
	43	1149.8		72.5	18.29	1.47	
FK25	41	917.5		72.63	23.56	4.91	
	42	952.60		70.1	22.41	7.23	
	43	1064		69.26	15.69	1.17	
FK26	42	721.1		69.47	11.82	18.17	
	43	755.4		74.63	9.66	1.37	
XSL-2	42	558.4		75.43	20.31	3.45	
	43	598.96		69.43	19.82	5.93	
XSL-6	42	721.1		68.52	23.35	6.13	
	43	755.4		69.13	24.32	5.56	
FK 参 1	42	1151.80-1165.60	6.42	68.14	25.66	2.81	
HCG 参-1	A7	556.00-563.80	8.49	88.05	4.95	4.47	
	A5	703.90-706.30	8.42	91.82	5.06	1.77	
	A3-1	775.00-777.50	8.58	84.25	7.35	6.44	
	A3	818.70-820.50	6.99	83.51	7.34	7.31	
平均				70.65	14.43	13.06	0.52

4.1.4.2.2.等温吸附特征

井区对主力煤层 39、41、42 煤层分别进行等温吸附试验，重点井等温吸附试验结果见图 3.7-8~13，所示，根据国家标准 GB/T19560-2008，采用空气干燥基测量数值，各煤层最大吸附气能力较强，理论最大吸附能力 21.06-23.65m³/t，含气饱和度 56.03%~84.6%，解吸压力 1.47-3.01MPa。

四区兰氏体积高，一般 15.88-26.66m³/t，平均 22.33m³/t；兰氏压力一般 1.98-3.120MPa。

九区兰氏体积高，一般 15.37-32.49m³/t，平均 25.13m³/t；兰氏压力一般 2.59-3.78MPa。

实际生产表明，工作区主力煤层具有较高的临界解吸压力，煤层气容易采出。

表 4.1-15 五官-大黄山井区煤层等温吸附试验统计表

井号	煤层编号	等温吸附（空干基）			
		兰氏体积 cm ³ /g,	兰氏压力 MPa	含气饱和度%	解吸压力 MPa
GS-5	39	17.63~23.28	0.71~1.12	84.60	2.21
	42	21.06	0.82	56.03	1.47
GS-6	42	23.15	1.04	75.84	1.52
	43	23.65	0.87	64.84	1.84
	44	22.68	0.83	68.30	1.45
GS-7	41	23.38	1.75	62.26	1.38
	42	21.73	2.03	82.01	3.01
平均		22.70	1.21	70.55	1.80

4.1.4.2.3.煤储层物性

（1）煤岩孔隙度

五宫-大黄山井区煤层气主要勘探目的煤层是八道湾组 39、41、42 号，岩心观察可见，八道湾组煤层割理发育情况一般，局部亮煤条带中垂直层理的面割理较发育，割理面平直光滑，密度 8-15 条/5cm。外生裂隙较发育，一般未被矿物充填。

煤田勘查获得的煤岩孔隙度一般较低-中等，42 煤孔隙度较高。实测 39 煤孔隙度 2.56%~4.55%，平均 3.55%；41 煤孔隙度 2.43%；42 煤孔隙度 3.71%~11.14%，平均 6.72%。

目前井区已有 11 口井 26 层开展了注入/压降试井工作，测得八道湾煤层的渗透率一般在 0.1mD-3.21mD 之间，最高达到 12.21mD，数据显示井区不同煤层、不同井之间煤储层渗透率变化较大，横向、纵向都具有很强的非均质性。主力煤层 39 煤、41 煤、42 煤共试井 17 层，其中 39 号层完成试井 5 层段，测得煤层渗透率一般 0.08-1.65mD 之间，最高 12.21mD；41 号层完成试井 3 层段，测得煤层渗透率一般 0.024-1.71mD 之间；42 号层完成试井 9 层段，测得煤层渗透率一般 0.09-3.21mD 之间，最高 5.63mD。

区块内主力煤层的孔隙度不高，一般小于 6%，属于低孔隙度储层。其中，主力煤层 39 号煤的孔隙度在 2.10%~5.47%之间，平均孔隙度为 3.31%；41 号煤的孔隙度在 2.16%~5.16%之间，平均孔隙度为 3.30%；42 号煤的孔隙度在 2.12%~5.10%之间，平均孔隙度为 3.73%。

（2）煤岩裂隙特征

据岩心观察，煤层外生裂隙发育程度较高，裂口宽度大，矿物充填较多。

四区-九区根据钻井取心显示八道湾煤层裂缝发育程度较高，39 号煤层主裂缝密度 2 条/7.15cm，次生裂缝 2 条/1.48cm；41 号煤层主裂缝 3 条/6.5cm，次生裂缝 3 条/3.2cm；42 号煤层主裂缝 4 条/7.92cm，次生裂缝 4 条/5.48cm；43 号煤层主裂缝 1 条

/4.9cm，次生裂缝 1 条/6cm；44 号煤层主裂缝 1 条/6.1cm，次生裂缝 1 条/7.1cm。

（3）煤层试井渗透率

矿区煤层非均质性较强，试井渗透率为 0.01-16.64mD。其中三号区块八道湾组三段煤层渗透性好，最高渗透率达到 16.64mD；四-九号区块煤层渗透性中等，最高渗透率为 5.62mD；一号区块西山窑组煤层渗透性最差，最高渗透率仅 0.17mD。

一号区块 43 号煤层平均试井渗透率 0.17mD,45 号煤层试井渗透率 0.019-0.058mD；三区八道湾组 14-15 号煤层试井渗透率 1.62-16.64mD，19-21 号煤层试井渗透率 0.064-2.9mD；四区-九区八道湾组 39 号煤层试井渗透率 0.0316-4.23mD，41 号煤层试井渗透率 0.0236-5.63mD，42 号煤层试井渗透率 0.01-3.21mD，43 号煤层试井渗透率 0.0193-0.047mD，44 号煤层试井渗透率 0.0314-0.158mD。

总体而言，埋藏浅、靠近煤矿采空区域、邻近火烧区域的煤层渗透性好（表 2-5-13）。

表 4.1-16 阜康矿区煤层物性特征统计表

区块	煤层	试井渗透率 $\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$	主裂隙条/cm	次裂隙条/cm
一区 J2x	43	0.17（1）	-	-
	45	0.019-0.058（2）	-	-
三区 J1b3	14-15	1.62-16.64（2）	9.6（3）	5.41（3）
	19-21	0.064-2.9（4）	-	-
四-九区 J1b1	39	0.0316-4.23（5）	7.15（2）	1.48（2）
	41	0.0236-5.63（6）	6.5（3）	3.2（3）
	42	0.01-3.21（12）	7.92（4）	5.48（4）
	43	0.0193-0.047（3）	4.9（1）	6（1）
	44	0.0314-0.158（4）	6.1（1）	7.1（1）

赵庆波（1999）根据渗透率的不同，对煤储层渗透性划分如下：高渗（大于 5mD）、较高渗（0.5-5mD）、中渗（0.1-0.5mD）、低渗（小于 0.1mD）。目前，获得煤储层渗透率的主要方法是通过注入\压降试井试验后分析获得。如果参照此标准，一、二区煤层试井渗透率 0.019-0.17mD，为低渗储层。三区煤层试井渗透率 0.009-16.64mD，总体为低渗煤层，浅部煤层及邻近煤矿采空区，煤储层渗透性变好。四号区块试井渗透率 0.09-0.29mD，属低渗煤储层，浅部煤层及邻近煤矿采空区，煤储层渗透性变好。五、六、七号区块试井渗透率 0.0042-0.0816mD，属低渗煤储层。九区试井渗透率 0.05-0.11mD，属低渗煤储层。

4.1.4.2.4.煤储层压力及温度

（1）储层压力

根据注入\压降测试的结果，工作区内储层压力具有欠压～低压特点。储层压力在

4.34-14.38MPa，储层压力梯度在 0.53-0.97MPa/100m 之间。

一区西山窑组 43 号煤层储层压力 8.34MPa，储层压力梯度 0.97MPa/100m，45 号煤层储层压力 9MPa，储层压力梯度 0.91MPa/100m，一区煤储层压力梯度系数 0.91-0.97MPa，为正常地层压力储层。

三区八道湾组 14-15 号煤层储层压力 4.34MPa，储层压力梯度 0.53MPa/100m，16-18 号煤层储层压力 6.6MPa，储层压力梯度 0.62MPa/100m，19-21 号煤层储层压力 10.58MPa，储层压力梯度 0.78MPa/100m；三区储层压力系数为 0.41-0.78MPa，为低压储层；深部地层接近正常压力。

四区-九区八道湾组 39 号煤层储层压力 4.06MPa，储层压力梯度 0.73MPa/100m，41 号煤层储层压力 5.48MPa，储层压力梯度 0.77MPa/100m，42 号煤层储层压力 8.33MPa，储层压力梯度 0.88MPa/100m，43 号煤层储层压力 6.12MPa，储层压力梯度 0.71MPa/100m，44 号煤层储层压力 8.33MPa，储层压力梯度 0.88MPa/100m，四区储层压力系数 0.67-0.87MPa，储层属于欠压储层，深部地层接近正常压力，五、六、七区地层压力系数 0.56-0.96MPa，储层属于欠压-正常压力储层，八区储层压力基本正常，为欠压～常压储层，深部地层接近正常压力，九区地层压力系数 0.92-0.94MPa，储层属于正常压力储层。

表 4.1-17 阜康矿区煤层气井试井成果表

区块	煤层	表皮系数	调查半径	储层温度℃	储层压力 MPa	储层压力梯度 MPa/100m	破裂压力 MPa	破裂压力梯度 MPa/100m	闭合压力 MPa	闭合压力梯度 MPa/100m
一区 J2x	43	7.88 (1)	9.00 (1)	25.53 (1)	8.34 (1)	0.97 (1)	14.43 (1)	1.67 (1)	14.06 (1)	1.63 (1)
	45	-2.12 (2)	4.15 (2)	30.36 (2)	9.00 (2)	0.91 (2)	20.28 (2)	1.93 (2)	13.54 (2)	1.90 (2)
三区 J1b3	14-15	3.29 (2)	40.6 (2)	21.33 (2)	4.34 (2)	0.53 (2)	8.73 (1)	1.19 (2)	8.26 (1)	1.12 (1)
	16-18	5.92 (4)	10.1 (4)	27.75 (4)	6.60 (4)	0.62 (4)	19.03 (4)	1.84 (4)	17.23 (4)	1.60 (4)
	19-21	-1.93 (2)	6.52 (2)	30.45 (2)	10.58 (2)	0.78 (2)	19.45 (2)	1.57 (2)	18.80 (2)	1.52 (2)
四-九区 J1b1	39	9.88 (5)	12.89 (5)	23.46 (5)	4.06 (5)	0.73 (5)	11.35 (2)	2.00 (1)	9.65 (1)	1.99 (1)
	41	2.84 (6)	7.36 (6)	22.19 (6)	5.48 (6)	0.77 (6)	12.45 (3)	1.40 (1)	9.80 (1)	1.31 (1)
	42	2.25 (12)	10.72 (12)	28.04 (12)	8.33 (12)	0.88 (12)	18.91 (8)	2.17 (6)	15.87 (6)	1.77 (6)
	43	2.19 (3)	4.03 (3)	23.90 (3)	6.12 (3)	0.71 (3)	17.34 (1)	2.09 (1)	17.34 (1)	1.88 (1)
	44	3.52 (4)	4.14 (4)	26.80 (4)	6.18 (4)	0.83 (4)	-	-	-	-

（2）储层温度

结合参数井试井及生产试验井的井温测试情况看，工作区储层地温梯度为 $2.4^{\circ}\text{C}/100\text{m}$ ，该煤层气田属地温正常区域。

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，春秋季节气候变化剧烈，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 4.1-18。

表 4.1-18 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	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

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。

（1）水磨河：水磨河发源于东天山土尔帕特纳特塔格山，该河流为米东区与阜康市的界河。流域面积为 1419km^2 ，出山口以上流域面积 219km^2 ，河长 40km ，主要以冰雪融水、降水及沿程地下水补给为主，多年平均径流量 $0.2120 \times 10^8\text{m}^3$ ，在出山口红沙湾处建有红山拦河水库一座，河水绝大部分为阜康市引用；保灌区域为水磨沟乡、城关镇。

（2）三工河：三工河发源于天山博格达峰西北侧的福寿山，流域面积 503km^2 ，河道全长 48km ，出山口以上流域面积 295km^2 ，河长 36km ，以冰雪融水、降水及沿程地下水补给为主。三工河经天池调节后，进入下游灌区，多年平均径流量 $0.5030 \times 10^8\text{m}^3$ ；保灌区域为九运街镇、三工河乡、城关镇。

（3）四工河：四工河发源于博格达峰两侧冰川，流域面积 874km^2 ，河道全长 40km ，出山口以上流域面积 131km^2 ，河长 35km ，以冰雪融水及沿程地下水补给为主，多年平均径流量 $0.2487 \times 10^8\text{m}^3$ ；保灌区域为九运街镇、三工河乡。

（4）甘河子河：甘河子河发源于博格达奥拉山，流域面积 1176km^2 ，河道全长 70km ，出山口以上流域面积 209km^2 ，河长 32km ，河流补给主要以冰雪融水为主，多年平均径流量 $0.2616 \times 10^8\text{m}^3$ ；保灌区域为甘河子镇、上户沟乡。

（5）白杨河：白杨河是阜康市境内最大的河流，发源于天山博格达峰东北阔克括力冰川，由东西支流构成。流域面积 1272km^2 ，河道全长 60km ，是典型的冰雪补给型河流，在当地有“天晴天热大水流，天阴天冷守干沟”的说法，多年平均径流量 $0.6409 \times 10^8\text{m}^3$ ；保灌区域为滋泥泉子镇、上户沟乡。

（6）西沟河：发源于天山博格达山吉恩什克苏达拉冰川，流域面积 2km^2 ，河长 30km ，水量较小，实测 14 年平均年径流量为 $0.0150 \times 10^8\text{m}^3$ ；保灌区域为滋泥泉子镇、上户沟乡。

（7）黄山河：发源于天山博格达山开来巴义达西侧冰川，出山口以上流域面积 88km^2 ，河道全长 30km ，以冰雪融水、降水补给为主，多年平均径流量 $0.0417 \times 10^8\text{m}^3$ ；保灌区域为滋泥泉子镇、上户沟乡。

阜康地区跨越两个不同的大地构造单元，即山区和平原区。因自然分带显著，决定阜康地区的地下水由南至北呈带状分布。海拔 3000m 以上的高山区，常年冰雪覆盖，该区岩石裂隙发育，冰雪消融水直接通过基岩裂隙下渗补给地下水。海拔 $1800—3000\text{m}$ 的中山带，大气降水较为丰富，加之高山冰融水的补给，常常形成地下水富集带，多呈泉水排泄。海拔 $800—1800\text{m}$ 的低山丘陵带，气候干燥，主要以河水渗漏补

给地下水，山间盆地及河床中堆积着较厚的砂卵石是地下水赋存的良好条件，但一般水量不大，埋深大于 50m。海拔 600—800m 为细土平原区，在洪积扇缘至沙漠边缘一带，构成广泛的承压自流斜地，赋存有丰富的孔隙水及承压自流水。

本项目九区集气干线需穿越白杨河。

白杨河常年有水，由南向北穿越九区西部，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；1700~3200m 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

4.1.6.2.1.地下水补给、径流、排泄

矿区及周边属干旱、半干旱气候，由于受地形和纬度的影响，区内气候仍较湿润。高山区降水量丰富，冰雪广布，是区内地表水的发源地和地下水的补给区。中山地带

是地下水补给、径流、排泄交替带。低山丘陵区是地下水补给、排泄交替带。山前冲积扇是地下水补给、径流带。区域北界外的沙漠及平原区是地下水排泄区。

高山区降水以降雪为主，降水量丰富，年降水量 800mm 左右，大面积的现代冰川是区内地下水与地表水的补给源。博格达一带冰川面积达 38.4km^2 ，可折合水量 $16.377 \times 10^8\text{m}^3$ 。冰川融水还往往积蓄在冰舌前方的冰蚀湖内，起到蓄水的作用。区内这样大大小小的湖泊有多处(如阜康天池)，雪融水及大气降水除大部分形成地表水外，部分沿基岩裂隙、断裂带及第四纪冰碛、冰水沉积物的孔隙垂直下渗补给地下水。冰雪消融水和大气降水渗入地下以后，流经很短又常以下降泉或其它方式排泄出补给地表水；而冻土层下构造裂隙、断层破碎带内存在的脉状水，主要受冰雪消融水的补给，以垂直或水平两种形式运动，在山坡低洼处或沟谷旁，以上升泉及下降泉的形式进行排泄。

中山区在地形上按自然单元的分带性，属于中山峡谷区，降水量充沛，高山区冰雪消融水形成的地表溪流及地下径流是补给此区地下水的因素。含水层主要为石炭、二叠地层属裂隙发育的岩层，构成地下水网络，具有良好的径流条件。由于深切沟谷破坏含水层的连续性，有利于地下水排泄。以泉水形式排泄补给河水，使河水径流量显著增大。据不完全统计中山带泉水溢出量约 $913.38 \times 10^4\text{m}^3/\text{a}$ 。

低山丘陵区，随着地势的降低，气候向干旱过渡，平均年降水量在 250-300mm 之间，但每年仅有 3~5 次大于 10mm/d 的降水及春夏雪融水才对地下水有垂直补给意义。大气降水补给每年约 $0.22 \times 10^8\text{m}^3$ 。而蒸发量是降水量的 5-10 倍，所以此带地下水排泄方式以蒸发为主。地层以新生代陆相碎屑岩为主构成特有的层状裂隙地下水网络。溢出的泉水一般小于 0.1L/s，流出数百米即下渗、蒸发而消失。

山前冲积扇是山区河流出山口后垂直补给及河床潜水侧向补给。每年春季雪融水及 3-5 次大于 10mm/d 的降水形成洪水渗漏补给地下水，山区泉水流至此区域渗入补给地下水。总之该带地下水补给来源充沛，含水层具有渗透性良好的砾石孔隙，地下水径流条件优越，在扇缘地带呈泉水或沼泽排泄地下水。

平原、沙漠地下水以泉水及蒸发排泄为主，沼泽及冲积平原内不但有上游流入的河渠水下渗补给外，还有上游侧向地下径流补给或含水层之间越流补给。其排泄途径以强烈的蒸发和植物蒸腾作用为主或少量侧向补给邻区。

4.1.6.2.2.地下水类型及特征

根据区域内地下水的赋存条件、含水层的岩性特征、分布和埋藏条件等，将区内

划分为三种不同的地下水类型，即第四系松散岩类孔隙水、碎屑岩类孔隙裂隙水及裂隙孔隙水和基岩裂隙水。现分述如下：

（1）第四系松散岩类孔隙水

①砂砾石层孔隙潜水

主要分布在前山盆地及山谷河床砂砾石层孔隙潜水，含水层主要分布在水磨河、三工河、四工河、五工沟、甘河子河、白杨河、西沟河、黄山河山谷河床中一带，含水层岩性比较单一，厚度一般 5-10m 左右。水质良好，单井或泉水涌水量在 1000-3000m³/d 之间。矿化度一般为 0.3-0.5g/L，属重碳酸钙钠型水。

②冲积扇中的孔隙水

主要分布于区内各河系洪积扇中，扇后缘以粗粒砾石为主，逐渐向下游扇前缘变为中粒相砂砾石，再过渡到平原区为细粒相沉积物。而地下水的埋藏深度与各洪积扇的地貌形态紧密相关，由扇后缘埋深大于 100m 或 100m-50m，向前缘渐变为 50m-30m-30m-0m。即由深藏带过渡到浅藏带、涌出带至平原区复而又变浅藏。

（2）碎屑岩类孔隙裂隙水及裂隙孔隙水

该类型地下水主要分布在中低山丘陵带。在侏罗系的向斜、背斜及断层、裂隙十分发育的地段。尤其是煤层自燃使顶底板岩性成为烧变岩之后，其裂隙发育与地表水产生水力联系后，其富水性较强。相反，没有良好补给条件的地段，则富水性较差。含水层富水性直接受地表河流和冲沟影响，近河矿井排水量达 75-120m³/d，而远离河床的矿井排水量一般在 25-75m³/d，差异十分明显。

该型地下水主要接受河水、大气降水补给，河水水位均高于地下水位。地下水位随季节变化明显，年变幅约 1.4m。地下水交替缓慢，地层中的硫酸盐矿物易溶解，故水质较差。随着地段补给程度不同和径流条件差异，其水质有显著的变化。一般近河为 HCO₃·SO₄-Na 型水。远离河床渐变为 SO₄.HCO₃-Na 或 SO₄-Na 型水。矿化度由 1-3g/L 渐增至 10g/L。

（3）基岩裂隙水

该含水层主要由岩性较脆坚硬、断裂、裂隙发育，有足够空间条件的一套石炭系火山碎屑岩、二叠系钙质、硅质砂岩构成。分布于区域中山地带，低山丘陵边缘亦有分布。含水层的富水程度及分布规律明显取决于补给条件及裂隙的发育。岩石裂隙比较发育，但分布不均匀，特别是断裂带附近，岩石破碎，张性裂隙尤为发育。因补给条件良好，岩石富水性较强，水磨河上游、三工河上游、四工河上游及白杨河上游，

泉水出露较多。单泉流量大于 0.5L/s 或 1-3L/s 居多，最大流量为 20L/s，泉群最大流量 30L/s，属水量较丰富的地区。其矿化度较低，一般为 0.2-0.4g/L，水质良好，以重碳酸钙型水为主，其次为重碳酸硫酸钙钠型水。纵观区内基岩裂隙水十分丰富，以构造裂隙水为主，风化裂隙次之。

4.1.6.2.3.区域地下水分带及分布规律

区域上从南到北地形地貌、气象、水文、地层、构造的分带性，决定着区域地下水自南向北带状分布、各类不同地下水类型表现为相互交替生成的规律（图 2-3-1），分带论述如下：

（1）高山带地下水的赋存条件及分布规律

分布在矿区以南海拔+3000m 以上的高山区，此带被常年冰雪覆盖，为现代冰川发育区。现代冰川的形成、与博格达山峰地形、寒冷的气候、充沛的降水量、微弱的蒸发强度等自然因素分不开。冰舌末端的下伸高度一般为海拔+3500m 左右，后端为弱消融区。每年 6、7、8 三个月为冰川积累和消融最旺盛时期，也是固态水转化为液态水最多时期。雪线以下季节积量也很大，这些丰富的冰雪融水，部分可直接下渗补给地下水。平均摄氏零度线大致处于海拔+2900m，以上为常年冻土带，融冻作用极为强烈，岩石裂隙发育，为地下水贮存提供了空间。融冻作用使固态水和液态水相互转化构成了本带冻结层水。

（2）中山带地下水的赋存条件及分布规律

分布在矿区以南海拔+1800~+3000m 中山区，地形陡峭，沟谷深切，河流湍急。气候湿润，平均降水量 500~600mm，直接渗入地下或补给河水。该带出露地层以石炭系火山碎屑岩及二叠系海相沉积的砂岩、钙质砂岩为主。岩性较脆坚硬，裂隙发育。再由于该带处于博格达弧形构造的中部，岩层中断裂构造发育，在张性、张扭性、压扭性断裂发育，常形成地下水富集带，呈泉水排泄。而横向展布的压性、压扭性断裂在该带也十分发育，多起阻水作用，在断裂南盘往往具有较多短小裂隙，形成地下水富集带，多呈线状泉群排泄地下水。总之该带大气降水较丰富，基岩裂发育，具有赋存地下水的良好条件。

（3）低山丘陵带地下水的赋存条件及分布规律

涵盖阜康矿区及以南低山区域。该带海拔在+800~+1800m。地势降低，气候逐渐向干旱过渡，年降水量减至 300-350mm，年蒸发量增至 1500-2000mm。该地形以低山、台地及山间盆地为主。地层出露有二叠系、三叠系、侏罗系、第三系及第四系堆积物。

二叠系的砂岩裂隙十分发育有利于地下水贮存。下三叠系砂岩、砾岩及侏罗系砂岩、砾岩煤层也具有一定的孔隙和裂隙而含水，但上三叠系、侏罗系、第三系的砂质泥岩为相对隔水层。

地下水主要赋存于岩石孔隙、裂隙中，如侏罗系含煤层多处于背斜、向斜轴部，含有弱承压性裂隙孔隙水，但一般水量不大，水交替迟缓，水质较差。山间盆地及河床堆积较厚的砂砾石层中有赋存丰富的地下水。总之，该带气候较干燥，主要是以河水补给地下水，只在丰水期才有大气降水渗入补给。

（4）山前冲积扇带地下水的赋存条件及分布规律

位于矿区以北，分布于海拔+600~+800m 冲积扇地带。冬季干燥寒冷，夏季炎热少雨，年平均降水量 200~250mm，蒸发量达 2000-2300mm，只有大雨洪流及春季冰雪融化水，对地下水才有一定的补给意义。但是该带河床、渠系分布纵横，造成优越的补给面积，故渗漏补给是地下水丰富的来源。由于山前在第四系沉降阶段，堆积巨厚冰水相及冲洪积相形成了冲积扇。其后缘为粗粒相砾石，前缘为中粒相的砂砾石。砾间孔隙十分发育，是赋存地下水的良好空间。此带为具有丰富孔隙水地区。

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。

工作区位于准噶尔盆地南缘地震带上，地震较为频繁，据自治区地震局资料，自1934年以来，邻近区域已经发生大于 Ms4.7 级的中强震 6 次，小震时有发生。本区是新疆地震多发区之一，7 度裂度带，地震动峰值加速度为 0.15g。

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、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

4.2.1.1.1.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。

4.2.1.1.2.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	
		24 小时平均	80	
		1 小时平均	200	
3	CO	24 小时平均	4	mg/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	

4.2.1.1.3.评价方法

按照《环境空气质量评价技术规范（试行）》（HJ663-2013）中各评价项目的年评价指标进行判定。年评价指标中的年均浓度和相应百分位数 24h 平均或 8h 平均质量浓度满足 GB3095 中浓度限值要求的即为达标。对于超标的污染物，计算其超标倍数和超标率。

4.2.1.1.4.环境空气质量现状基本污染物评价结果与达标区判定

阜康市 2023 年重污染天数 39 天，优良天数 293 天，基本污染物环境空气质量现状评价统计结果见表 4.2-2。

表 4.2-2 区域空气质量现状评价结果一览表

监测因子	年评价指标	现状浓度 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	标准值 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	占标率 (%)	达标情况
SO ₂	年平均浓度	9	60	15	达标
NO ₂	年平均值	28	40	70	达标
PM ₁₀	年平均值	70	70	100	达标
PM _{2.5}	年平均值	44	35	125.71	超标
CO	24 小时平均第 95 百分位数	0.7 (mg/m^3)	4 (mg/m^3)	17.5	达标
O ₃	最大 8 小时平均第 90 百分位数	92	160	57.5	达标

根据基本污染物环境空气质量现状评价统计结果，项目所在地阜康市环境空气质量基本污染物中除了 PM_{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

4.2.1.2.1.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，TSP、非甲烷总烃（NMHC）委托新疆中测测试有限责任公司于 2024 年 7 月 13 日~7 月 19 日开展现状监测，连续监测 7 天，于 2024 年 7 月 14 日~7 月 22 日进行监测分析。

监测点位设置情况见表 4.2-3。

表 4.2-3 环境空气现状监测布点一览表

区块	监测点名称	监测点坐标		监测因子	监测时段	相对厂址方位	距厂界距离 (m)
		东经	北纬				
一二区块	项目区			TSP、NMHC、H ₂ S	TSP 监测日均值；	/	/
	下风向（居民区）					东侧	17

四区块	四区集气增压站站址				非甲烷总烃、H ₂ S 监测小时值		1156
	四区集气增压站站址下风向						
阜康天然气处理站	项目区						
	下风向						
九区块	项目区						
	下风向						

4.2.1.2.2.监测因子及监测频率

本次评价选取 TSP、非甲烷总烃（NMHC）、H₂S 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	H ₂ S	1h 平均	连续监测 7d，每天 4 次。

4.2.1.2.3.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	主检仪器
1	TSP	0.007mg/m ³	《环境空气 总悬浮颗粒物的测定重量法》（HJ 1263-2022）	ME55/02 型电子天平 XJZC166
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）	GC-2014 气相色谱仪 XJZC58
3	H ₂ S	0.005mg/m ³	《居住区大气中硫化氢卫生检验标准方法 亚甲蓝分光光度法》（GB 11742-1989）	721G 可见分光光度计 XJZC117

4.2.1.2.4.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。

4.2.1.2.5.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。

4.2.1.2.6.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。

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；H₂S 符合《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 中限值。

表 4.2-6 补充现状监测中监测因子浓度统计结果一览表

监测点位		监测点坐标		监测因子	平均时间	评价标准 (mg/m ³)	监测浓度范围/ (mg/m ³)		最大浓度占标率	超标率%	达标情况
		东经	北纬				最小值	最大值			
一二区块	项目区			TSP	日均值	0.3	0.196	0.202	67.33%	0%	达标
				NMHC	1 小时平均	2	0.52	0.71	35.50%	0%	达标
				H2S	1 小时平均	0.01	/	0.0025	25.00%	0%	达标
	下风向（居民区）			TSP	日均值	0.3	0.204	0.219	73.00%	0%	达标
				NMHC	1 小时平均	2	0.58	0.73	36.50%	0%	达标
				H2S	1 小时平均	0.01	/	0.0025	25.00%	0%	达标
四区块	四区集气增压站站址			TSP	日均值	0.3	0.212	0.219	73.00%	0%	达标
				NMHC	1 小时平均	2	0.51	0.73	36.50%	0%	达标
				H2S	1 小时平均	0.01	/	0.0025	25.00%	0%	达标
	四区集气增压站站址 下风向			TSP	日均值	0.3	0.213	0.243	81.00%	0%	达标
				NMHC	1 小时平均	2	0.57	0.76	38.00%	0%	达标
				H2S	1 小时平均	0.01	/	0.0025	25.00%	0%	达标
阜康天然气处理站	项目区			TSP	日均值	0.3	0.222	0.244	81.33%	0%	达标
				NMHC	1 小时平均	2	0.62	0.72	36.00%	0%	达标
				H2S	1 小时平均	0.01	/	0.0025	25.00%	0%	达标
	下风向			TSP	日均值	0.3	0.212	0.224	74.67%	0%	达标
				NMHC	1 小时平均	2	0.58	0.78	39.00%	0%	达标
				H2S	1 小时平均	0.01	/	0.0025	25.00%	0%	达标
九区块	项目区			TSP	日均值	0.3	0.215	0.229	76.33%	0%	达标
				NMHC	1 小时平均	2	0.56	0.78	39.00%	0%	达标
				H2S	1 小时平均	0.01	/	0.0025	25.00%	0%	达标
	下风向			TSP	日均值	0.3	0.235	0.24	80.00%	0%	达标
				NMHC	1 小时平均	2	0.57	0.74	37.00%	0%	达标
				H2S	1 小时平均	0.01	/	0.0025	25.00%	0%	达标

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。本项目所在区域一二区块西侧水磨沟河，四区块西侧四工河，九区块西侧白杨河，区块内西沟河，为了解水体现状质量情况，本次委托新疆中测测试有限责任公司于 2024 年 1 月 15 日~17 日进行现场采样，2024 年 1 月 15 日~25 日进行检测。

4.2.2.1. 监测点位

本项目在各河设置 1 个监测断面，监测点信息见表 4.2-7。

表 4.2-7 地表水环境现状监测点位

区块	监测点名称	监测点坐标		监测因子	监测时段	相对厂址方位	距厂界距离（m）
		经度	纬度				
一二区块	水磨沟河监测断面			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。	1 次值/3 天	西侧	2234
四区块	四工河监测断面					西侧	1542
九区块	白杨河监测断面					西侧	1039
	西沟河监测断面					区块内	195

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：

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

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：

$$S_{DOj} = DO_s/DO_j \quad DO_s \leq DO_j$$

$$S_{DOj} = \frac{|DO_f - DO_j|}{DO_f - DO_s} \quad DO_s \geq DO_j$$

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：

$$S_{pHj} = \frac{7.0-pH_j}{7.0-PH_{sd}} \quad pH_j \leq 7.0$$

$$S_{pHj} = \frac{pH_j - 7.0}{PH_{su} - 7.0} \quad pH_j > 7.0$$

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

项目所在区域水磨河执行《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）I 类标准；白杨河执行《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）II 类标准；四工河、西沟河执行《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 XJZC10 HPD-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	检测项目	单位	II 类标准限值	水磨沟河 II 类		四工河 II 类		白杨河 II 类		西沟河 II 类		检出限
				最大值	标准指数	最大值	标准指数	最大值	标准指数	最大值	标准指数	
1	pH	无量纲	6~9	7.6	0.3	7.5	0.25	7.9	0.45	7.7	0.35	-
2	高锰酸盐指数	mg/L	4	2	0.5	2.2	0.55	1.9	0.48	2.5	0.63	0.5
3	BOD5	mg/L	3	1.2	0.4	2.2	0.73	1.6	0.53	2.5	0.83	0.5
4	COD	mg/L	15	14	0.93	14	0.93	11	0.73	14	0.93	4
5	粪大肠菌群	MPN/L	2000	230	0.115	330	0.17	10	0.01	330	0.17	20
6	氨氮	mg/L	0.5	0.281	0.562	0.332	0.66	0.036	0.07	0.415	0.83	0.025
7	总磷	mg/L	0.1（湖、库 0.025）	0.02	0.2	0.01	0.10	0.03	0.30	0.02	0.20	0.01
8	总氮	mg/L	0.5	0.44	0.88	0.45	0.90	0.48	0.96	0.45	0.90	0.05
9	硝酸盐氮	mg/L	10	1.33	0.133	1.05	0.11	0.92	0.09	1.27	0.13	0.02
10	硫酸盐	mg/L	250	32	0.128	28.3	0.11	23.4	0.09	30.3	0.12	2
11	六价铬	mg/L	0.05	0.002	0.04	0.004	0.08	0.002	0.04	0.002	0.04	0.004
12	氟化物	mg/L	1	0.63	0.63	0.68	0.68	0.38	0.38	0.75	0.75	0.02
13	挥发酚	mg/L	0.002	0.00015	0.075	0.00015	0.08	0.00015	0.08	0.00015	0.08	0.0003
14	阴离子表面活性剂	mg/L	0.2	0.005	0.025	0.005	0.03	0.025	0.13	0.005	0.03	0.01
15	氰化物	mg/L	0.05	0.001	0.02	0.001	0.02	0.0005	0.01	0.001	0.02	0.002
16	石油类	mg/L	0.05	0.005	0.1	0.005	0.10	0.005	0.10	0.005	0.10	0.01
17	铜	mg/L	1	0.025	0.025	0.025	0.03	0.025	0.03	0.025	0.03	0.05
18	锌	mg/L	1	0.025	0.025	0.025	0.03	0.025	0.03	0.025	0.03	0.05
19	铅	μg/L	10	5	0.5	5	0.50	5	0.50	5	0.50	10
20	镉	μg/L	5	0.5	0.1	0.5	0.10	0.5	0.10	0.5	0.10	1
21	铁	mg/L	0.3	0.015	0.05	0.015	0.05	0.015	0.05	0.015	0.05	0.03
22	锰	μg/L	0.1	0.005	0.05	0.005	0.05	0.005	0.05	0.005	0.05	0.01
23	砷	μg/L	50	1.3	0.026	1.5	0.03	1.2	0.02	1.4	0.03	0.3
24	汞	μg/L	0.05	0.02	0.4	0.02	0.40	0.02	0.40	0.02	0.40	0.04
25	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	14.2	/	12.4	/	1.2	/	11.7	/	-
26	溶解氧	mg/L	6	6.64	0.65	6.49	0.61	8.44	0.59	6.4	0.59	-

根据地表水环境现状监测统计结果，水磨河、四工河、白杨河、西沟河水质均满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）II 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委托新疆中测测试有限责任公司于 2024 年 9 月 24 日进行采样检测，同时引用《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地下水监测报告》。

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丘陵山区，同时与阜康市水利部门沟通，阜康丘陵山区地带居民确实采用水利部门统一规划的水源集中取水向村民供水，区域内也不再允许居民打井取水，区域用水均采用地表水。根据区域地质勘查报告，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 4 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

地理坐标	点位坐标	对应项目	区域内地下 水流场中位 置关系	与本项目 距离（m）	层位	井深 （m）	水位 （m）	取水 深度 （m）
地下水环境 监测点 1		一二区块	项目区	/	潜水层	1036	1000	1003
地下水环境 监测点 2		四区块	项目区	/	潜水层	1375	1355	1358
地下水环境 监测点 3		九区块	项目区	/	潜水层	1241	1100	1103
地下水环境 监测点 4		阜康天然 气处理站	侧向	1820	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	-

检测项目	检测依据	主检仪器
挥发酚	HJ 503-2009 水质 挥发酚的测定 4-氨基安替比林分光光度法	
阴离子表面活性剂	GB/T 7494-1987 水质 阴离子表面活性剂的测定 亚甲蓝分光光度法	
氰化物	GB/T 5750.5-2023 生活饮用水标准检验方法 无机非金属指标 4.2 异烟酸-巴比妥酸分光光度法	
六价铬	GB/T 5750.6-2023 生活饮用水标准检验方法 金属指标 10.1 二苯碳酰二肼分光光度法	
氟化物	HJ 488-2009 水质 氟化物的测定 氟试剂分光光度法	
硫化物	HJ 1226-2021 水质 硫化物的测定 亚甲基蓝分光光度法	
硫酸盐	GB/T 11899-1989 水质 硫酸盐的测定 重量法	FA2104B 电子天平 XJZC03
汞	HJ 694-2014 水质 汞、砷、硒、铋和锑的测定 原子荧光法	AFS-9700 原子荧光光度计 XJZC73
砷		
锑		
石油类	GB/T 5750.7-2023 生活饮用水标准检验方法 第 7 部分：有机物综合指标 6.5 非分散红外光度法	OIL460 红外分光光度计 XJZC72
铜	GB/T 7475-1987 水质 铜、锌、铅、镉的测定 原子吸收分光光度法	PinAAcle900T 原子吸收光谱仪 XJZC182
锌		
铅	GB/T 5750.6-2023 生活饮用水标准检验方法 第 6 部分：金属和类金属指标 14.1 无火焰原子吸收分光光度法	
镉	GB/T 5750.6-2023 生活饮用水标准检验方法 第 6 部分：金属和类金属指标 12.1 无火焰原子吸收分光光度法	
铁	GB/T 11911-1989 水质 铁、锰的测定 火焰原子吸收分光光度法	
锰		
钾	GB/T 11904-1989 水质 钾和钠的测定 火焰原子吸收分光光度法	
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：

$$p_{pH} = \frac{7.0 - pH}{7.0 - PH_{sd}} \quad pH \leq 7 \text{ 时}$$

$$p_{pH} = \frac{pH - 7.0}{PH_{su} - 7.0} \quad pH > 7 \text{ 时}$$

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 1、地下水监测点 2、地下水监测点 3 的总硬度、溶解性总固体、氯化物、硫酸盐、钠监测值超过《地下水质量标准》（GB/T 14848-2017）Ⅲ类标准，其余各项监测因子均满足《地下水质量标准》（GB/T 14848-2017）Ⅲ类标准，区域地下水硬度偏高。

表 4.2-13 八项离子监测结果一览表

监测点位	阳离子				阴离子				阳离子总量	阴离子总量
	K	Na	Ca	Mg	Cl	SO ₄	CO ₃	HCO ₃		
地下水现状监测点 1	84.4	544	385	111	857	819	0	217	54.31627648	44.76072212
地下水现状监测点 2	79.2	458	164	126	457	338	0	842	40.64381271	33.71818479
地下水现状监测点 3	74	689	50.1	66.5	635	601	0	140	39.9006243	32.70323924
地下水现状监测点 4	25.4	172	111	7.29	216	207	0	79.5	14.28704292	11.70028573

表 4.2-14 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	III类标准值	地下水监测点 1				地下水监测点 2				地下水监测点 3				地下水监测点 4(引用)				检出限
				检测结果	标准指数	超标率	达标情况	检测结果	标准指数	超标率	达标情况	检测结果	标准指数	超标率	达标情况	检测结果	标准指数	超标率	达标情况	
1	pH	无量纲	6.5~8.5	7.8	0.53	0%	达标	7.9	0.6	0%	达标	7.6	0.4	0%	达标	7.9	0.6	0%	达标	-
2	色度	度	15	5	0.33	0%	达标	5	0.33	0%	达标	5	0.33	0%	达标	5	0.33	0%	达标	5
3	总硬度	mg/L	450	1420	3.16	316%	超标	929	2.06	206%	超标	399	0.89	0%	达标	307	0.68	0%	达标	5
4	溶解性总固体	mg/L	1000	3020	3.02	302%	超标	2180	2.18	218%	超标	1990	1.99	199%	超标	709	0.71	0%	达标	-
5	耗氧量	mg/L	3	2.3	0.77	0%	达标	2.1	0.70	0%	达标	1.3	0.43	0%	达标	1.1	0.37	0%	达标	0.5
6	氯化物	mg/L	250	857	3.43	343%	超标	457	1.83	183%	超标	635	2.54	254%	超标	216	0.86	0%	达标	10
7	总大肠菌群	MPN/100mL	3	未检出	/	0%	达标	未检出	/	0%	达标	未检出	/	0%	达标	未检出	/	0%	达标	-
8	细菌总数	CFU/mL	100	4	0.04	0%	达标	2	0.02	0%	达标	8	0.08	0%	达标	4	0.04	0%	达标	-
9	氨氮	mg/L	0.5	0.042	0.08	0%	达标	0.0125	0.03	0%	达标	0.0125	0.03	0%	达标	0.044	0.09	0%	达标	0.025
10	硝酸盐氮	mg/L	20	9.53	0.48	0%	达标	3.97	0.20	0%	达标	1.68	0.08	0%	达标	0.79	0.04	0%	达标	0.02
11	亚硝酸盐氮	mg/L	1	0.014	0.01	0%	达标	0.064	0.06	0%	达标	0.021	0.02	0%	达标	0.071	0.07	0%	达标	0.003
12	挥发酚	mg/L	0.002	0.00015	0.08	0%	达标	0.00015	0.08	0%	达标	0.00015	0.08	0%	达标	0.00015	0.08	0%	达标	0.0003
13	阴离子表面活性剂	mg/L	0.3	0.025	0.08	0%	达标	0.025	0.08	0%	达标	0.025	0.08	0%	达标	0.025	0.08	0%	达标	0.05
14	氰化物	mg/L	0.05	0.001	0.02	0%	达标	0.001	0.02	0%	达标	0.001	0.02	0%	达标	0.001	0.02	0%	达标	0.002
15	六价铬	mg/L	0.05	0.002	0.04	0%	达标	0.002	0.04	0%	达标	0.002	0.04	0%	达标	0.002	0.04	0%	达标	0.004
16	氟化物	mg/L	1	0.28	0.28	0%	达标	0.13	0.13	0%	达标	0.07	0.07	0%	达标	0.37	0.37	0%	达标	0.02
17	硫酸盐	mg/L	250	819	3.28	328%	超标	338	1.35	135%	超标	601	2.40	240%	超标	207	0.83	0%	达标	10
18	硫化物	mg/L	0.02	0.0015	0.08	0%	达标	0.0015	0.08	0%	达标	0.0015	0.08	0%	达标	ND	0.08	0%	达标	0.003
19	汞	μg/L	1	0.02	0.02	0%	达标	0.02	0.02	0%	达标	0.02	0.02	0%	达标	ND	0.02	0%	达标	0.04
20	砷	μg/L	10	0.4	0.04	0%	达标	0.5	0.05	0%	达标	0.4	0.04	0%	达标	0.4	0.04	0%	达标	0.3
21	铋	μg/L	5	0.1	0.02	0%	达标	0.1	0.02	0%	达标	0.1	0.02	0%	达标	0.1	0.02	0%	达标	0.2
22	石油类	mg/L	0.05	0.005	0.10	0%	达标	0.005	0.10	0%	达标	0.005	0.10	0%	达标	0.005	0.10	0%	达标	0.01
23	铜	mg/L	1	0.025	0.03	0%	达标	0.025	0.03	0%	达标	0.025	0.03	0%	达标	0.025	0.03	0%	达标	0.05

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）

序号	检测项目	单位	III类标准值	地下水监测点 1				地下水监测点 2				地下水监测点 3				地下水监测点 4(引用)				检出限
				检测结果	标准指数	超标率	达标情况	检测结果	标准指数	超标率	达标情况	检测结果	标准指数	超标率	达标情况	检测结果	标准指数	超标率	达标情况	
24	锌	mg/L	1	0.025	0.03	0%	达标	0.025	0.03	0%	达标	0.025	0.03	0%	达标	0.025	0.03	0%	达标	0.05
25	铅	μg/L	10	1.25	0.13	0%	达标	1.25	0.13	0%	达标	1.25	0.13	0%	达标	1.25	0.13	0%	达标	2.5
26	镉	μg/L	5	0.25	0.05	0%	达标	0.25	0.05	0%	达标	0.25	0.05	0%	达标	0.25	0.05	0%	达标	0.5
27	铁	mg/L	0.3	0.015	0.05	0%	达标	0.015	0.05	0%	达标	0.015	0.05	0%	达标	0.015	0.05	0%	达标	0.03
28	锰	mg/L	0.1	0.005	0.05	0%	达标	0.005	0.05	0%	达标	0.005	0.05	0%	达标	0.005	0.05	0%	达标	0.01
29	钠	mg/L	200	544	2.72	272%	超标	458	2.29	229%	超标	689	3.45	345%	超标	172	0.86	0%	达标	0.01
注：①石油类参照《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中III类标准限值； ②检测结果为 ND 取检出限一半。																				

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 7 月 13 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 26 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

序号	编号	位置	经度	纬度	备注
1	1-1	一区块			
2	1-2	一区块			
3	1-3	一区块			
4	1-4	一区块			
5	2-1	二区块			
6	4-1	四区块 CMG6			
7	4-2	四区块 CMG4			
8	4-3	四区块 CMG7			
9	4-4	四区集气增压站南			
10	4-5	四区集气增压站东			
11	4-6	四区集气增压站北			
12	4-7	四区集气增压站西			
13	4-8	四区块 CMG2			
14	5-1	阜康天然气处理站东			
15	5-2	阜康天然气处理站南			
16	5-3	阜康天然气处理站西			
17	5-4	阜康天然气处理站北			
18	9-1	九区集气增压站东			
19	9-2	九区集气增压站南			
20	9-3	九区集气增压站西			
21	9-4	九区集气增压站北			
22	9-5	九区块 FK17 井			
23	9-6	九区块 FK18 井			
24	9-7	九区块 FK26 井			
25	9-8	九区块 FK 参 2			
26	9-9	九区块 FK 参 1			

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 2024 年 7 月 13 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

区块	监测方位	单位	昼间		夜间	
			监测值	标准值	监测值	标准值
一区块	一区块 1-1	dB（A）	44	65	44	55
	一区块 1-2		44	65	38	55
	一区块 1-3		43	65	34	55
	一区块 1-4		42	65	45	55
	二区块 2-1		42	65	35	55
四区块	4-1CMG5		47	65	40	55
	4-2CMG4		48	65	39	55
	4-3CMG7		51	65	42	55
	4-4 四区集气增压站南		44	65	37	55
	4-5 四区集气增压站东		40	65	34	55
	4-6 四区集气增压站北		41	65	35	55
	4-7 四区集气增压站西		43	65	36	55
	4-8 四区块 CMG2		45	65	37	55
阜康天然气处理站	阜康天然气处理站东		46	65	38	55
	阜康天然气处理站南		48	65	39	55
	阜康天然气处理站西		44	65	36	55
	阜康天然气处理站北		43	65	35	55
九区块	九区集气增压站东		57	65	48	55
	九区集气增压站南		58	65	49	55
	九区集气增压站西		64	65	49	55
	九区集气增压站北		61	65	49	55
	九区块 FK17 井		50	65	42	55
	九区块 FK18 井		48	65	39	55
	九区块 FK26 井		44	65	36	55
	九区块 FK 参 2		42	65	35	55
	九区块 FK 参 1		48	65	39	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中测测试有限责任公司于2024年7月13日~17日采样，2024年7月13日~26日进行检测。

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 24 个土壤监测点，其中一二区块项目占地范围内 2 个表层样点，厂界外 0.2km 范围内 2 个表层样点；四区块占地范围内 4 个表层样点，2 个柱状样点，厂界外 0.2km 范围内 2 个表层样点；阜康天然气处理站占地范围内 2 个表层样点，1 个柱状样点，厂界外 0.2km 范围内 2 个表层样点；九区块占地范围内 4 个表层样点，1 个柱状样点，厂界外 0.2km 范围内 2 个表层样点，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一览表

区块	名称	经度	纬度	监测 层位	监测因子	备注
一二区块	1-1 外表取样点			表层	pH、汞、砷、铬（六价）、镉、铜、铅、镍、石油烃（C10~40）、土壤盐分含量	
	1-2 内表取样点			表层	pH、汞、砷、铬（六价）、镉、铜、铅、镍、石油烃（C10~40）、土壤盐分含量	开展理化性质调查
	1-3 外表取样点			表层	pH、汞、砷、铬（六价）、镉、铜、铅、铬、镍、锌、石油烃（C10~40）、土壤盐分含量	
	2-1 内表取样点			表层	pH、汞、砷、铬（六价）、镉、铜、铅、镍、石油烃（C10~40）、土壤盐分含量	开展理化性质调查
四区块	4-1 取样点			表层	pH、45 项、石油烃（C10~40）、土壤盐分含量	开展理化性质调查
	4-2 柱状样取样点			柱状	pH、汞、砷、铬（六价）、镉、铜、铅、镍、石油烃（C10~40）、土壤盐分含量	
	4-3 取样点			表层	pH、汞、砷、铬（六价）、镉、铜、铅、镍、石油烃（C10~40）、土壤盐分含量	
	4-4 内表			表层	pH、45 项、石油烃（C10~40）、土壤盐分含量	开展理化性质调查
	4-5 柱样取样点			柱状	pH、汞、砷、铬（六价）、镉、铜、铅、镍、石油烃（C10~40）、土壤盐分含量	
	4-6 内表取样点			表层	pH、汞、砷、铬（六价）、镉、铜、铅、镍、石油烃（C10~40）、土壤盐分含量	
	4-7 外表取样点			表层	pH、汞、砷、铬（六价）、镉、铜、铅、镍、石油烃（C10~40）、土壤盐分含量	
	4-8 外表取样点			表层	pH、汞、砷、铬（六价）、镉、铜、铅、镍、石油烃（C10~40）、土壤盐分含量	
阜康天然气处理站	5-1 内表取样点			表层	pH、45 项、石油烃（C10~40）、土壤盐分含量	开展理化性质调查
	5-2 内柱取样点			柱状	pH、汞、砷、铬（六价）、镉、铜、铅、镍、石油烃（C10~40）、土壤盐分含量	
	5-3 内表取样点			表层	pH、汞、砷、铬（六价）、镉、铜、铅、镍、石油烃（C10~40）、土壤盐分含量	
	5-4 外表取样点			表层	pH、汞、砷、铬（六价）、镉、铜、铅、镍、石油烃（C10~40）、土壤盐分含量	

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）

区块	名称	经度	纬度	监测 层位	监测因子	备注
	5-5 外表取样点			表层	pH、汞、砷、铬（六价）、镉、铜、铅、镍、石油烃（C10~40）、土壤盐分含量	
九区块	9-1 内表取样点			表层	pH、45 项、石油烃（C10~40）、土壤盐分含量	开展理化性质调查
	9-2 内柱取样点			柱状	pH、汞、砷、铬（六价）、镉、铜、铅、镍、石油烃（C10~40）、土壤盐分含量	
	9-3 内表取样点			表层	pH、汞、砷、铬（六价）、镉、铜、铅、镍、石油烃（C10~40）、土壤盐分含量	
	9-4 取样点			表层	pH、汞、砷、铬（六价）、镉、铜、铅、镍、石油烃（C10~40）、土壤盐分含量	
	9-5 取样点			表层	pH、汞、砷、铬（六价）、镉、铜、铅、镍、石油烃（C10~40）、土壤盐分含量	
	9-6 表取样点			表层	pH、汞、砷、铬（六价）、镉、铜、铅、镍、石油烃（C10~40）、土壤盐分含量	
	9-7 外表取样点			表层	pH、汞、砷、铬（六价）、镉、铜、铅、镍、石油烃（C10~40）、土壤盐分含量	
表层样在 0~0.2m 取样；柱状样在 0~0.5、0.5~1.5、1.5~3m 分别取样。						

4.2.5.2. 监测因子

本项目土壤环境现状监测因子见表 4.2-17

4.2.5.3. 评价标准及评价方法

（1）评价标准：采用《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地筛选值、《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB 15618-2018）表 1 农用地土壤污染风险筛选值（基本项目）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下表。

由监测结果可知，本项目监测点 1-3 一区块占地外表层样满足《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）表 1 农用地土壤污染风险筛选值，其余各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。

表 4.2-18 一二区块监测点土壤监测因子监测结果一览表（2）

序号	监测因子	单位	农用地风险筛选值 (其他)	TR24071034-32		检出限
				1-3 一区块占地外表层样		
				检测值	标准指数	
1	铬	mg/kg	250	0.25	0.001	0.5
2	铅	mg/kg	170	11.6	0.068	0.1
3	镉	mg/kg	0.6	0.08	0.1333	0.01
4	铜	mg/kg	100	8	0.08000	1
5	镍	mg/kg	190	28	0.147	3
6	汞	mg/kg	3.4	0.005	0.001	0.002
7	砷	mg/kg	25	15	0.60	0.01
8	石油烃（C ₁₀ ~C ₄₀ ）	mg/kg	/	21	/	6
9	pH	无量纲	/	7.8	/	-
10	水溶性盐总量	g/kg	/	1.9	/	-

表 4.2-19 一二区块监测点土壤监测因子监测结果一览表（1）

序号	监测因子	单位	第二类用地 筛选值	TR24071034-01		TR24071034-02		TR24071034-03		检出限
				1-1 一区块占地外表层样		1-2 一区块占地内表层样		2-1 二区块占地内表层样		
				检测值	标准指数	检测值	标准指数	检测值	标准指数	
1	六价铬	mg/kg	5.7	0.25	0.044	0.25	0.044	0.25	0.044	0.5
2	铅	mg/kg	800	10.4	0.013	11.4	0.014	11.5	0.014	0.1
3	镉	mg/kg	65	0.08	0.0012	0.09	0.0014	0.1	0.002	0.01
4	铜	mg/kg	18000	3	0.00017	4	0.00022	4	0.000	1
5	镍	mg/kg	900	27	0.030	25	0.028	24	0.027	3
6	汞	mg/kg	38	0.011	0.000	0.013	0.00034	0.014	0.000	0.002
7	砷	mg/kg	60	18.1	0.30	25.4	0.42	18.4	0.307	0.01
8	石油烃（C ₁₀ ~C ₄₀ ）	mg/kg	4500	18	0.0040	18	0.0040	18	0.004	6
9	pH	无量纲	/	8.3	/	8.4	/	7.7	/	-
10	水溶性盐总量	g/kg	/	1.1	/	2.3	/	12.6	/	-

表 4.2-20 四区块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	TR2407103 4-19		TR2407103 4-20		TR2407103 4-21		TR240710 34-22		TR24071034-23		TR2407103 4-24		TR2407103 4-25		TR2407103 4-26		TR24071034-27		TR24071034-28		检出限
				4—2 四区 块占地内表 层样 2#		4—2 四区 块占地内中 层样 2#		4—2 四区 块占地内深 层样 2#		4-3 四区块 占地内表 层样 3#		4-5 四区块集 气增压站占 地内表层样 2#		4-5 四区块 集气增压站 占地内中层 样 2#		4-5 四区块 集气增压站 占地内深层 样 2#		4-6 四区块 集气增压站 占地内表层 样 3#		4-7 四区块占 地外表层样 1#		4-8 四区块占 地外表层样 2#		
				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	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	0.25	0.044	0.25	0.044	0.25	0.044	0.25	0.044	0.25	0.044	0.25	0.044	0.25	0.044	0.25	0.044	0.25	0.044	0.25	0.044	0.5
2	铅	mg/kg	800	12.1	0.015	10.9	0.014	11.9	0.015	13.3	0.017	11.2	0.014	12.2	0.015	10.5	0.013	11.3	0.014	10.9	0.014	10.5	0.013	0.1
3	镉	mg/kg	65	0.09	0.0014	0.08	0.0012	0.09	0.0014	0.1	0.002	0.09	0.0014	0.08	0.0012	0.08	0.001	0.06	0.00092	0.08	0.0012	0.08	0.0012	0.01
4	铜	mg/kg	18000	7	0.00039	6	0.00033	7	0.00039	6	0.000	4	0.00022222	7	0.00039	8	0.00044	6	0.00033	5	0.00027778	6	0.00033333	1
5	镍	mg/kg	900	29	0.032	25	0.028	29	0.032	26	0.029	20	0.022	25	0.028	32	0.036	24	0.027	21	0.023	26	0.029	3

新疆科林思德新能源有限责任公司阜康区块煤层气开发项目（一期工程）

6	汞	mg/kg	38	0.013	0.000	0.017	0.00045	0.02	0.00053	0.014	0.000	0.016	0.000421053	0.019	0.0005	0.018	0.00047	0.015	0.00039	0.005	0.000131579	0.007	0.000184211	0.002
7	砷	mg/kg	60	25.6	0.43	17.4	0.29	11.7	0.195	19.7	0.328	25.6	0.43	17.4	0.29	19	0.32	19.4	0.32	17.4	0.29	18.6	0.31	0.01
8	石油烃（C ₁₀ ~C ₄₀ ）	mg/kg	4500	18	0.0040	22	0.0049	22	0.0049	22	0.005	24	0.005333333	17	0.0038	16	0.0036	22	0.0049	22	0.0049	17	0.0038	6
9	pH	无量纲	/	8.2	/	7.6	/	8	/	7.6	/	8.4	/	7.6	/	8.1	/	8	/	7.2	/	8.3	/	-
10	水溶性盐总量	g/kg	/	7.5	/	7.8	/	9.9	/	0.7	/	11.5	/	7.9	/	8	/	1.7	/	1.8	/	0.7	/	-

表 4.2-21 阜康天然气处理站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	TR24071034-29		TR24071034-30		TR24071034-31		TR24071034-14		TR24071034-15		TR24071034-16		检出 限
				5-2 阜康天然气处 理站占地内表层样 1#		5-2 阜康天然气处 理站占地内表层样 1#		5-2 阜康天然气处 理站占地内表层样 1#		5-3 阜康天然气处 理站占地内表层 样 3#		5-4 阜康天然气处理站 占地外表层样 1#		5-5 阜康天然气处 理站占地外表层样 2#		
				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	检测值	标准指数	
1	六价铬	mg/kg	5.7	0.25	0.044	0.25	0.044	0.25	0.044	0.25	0.044	0.25	0.044	0.25	0.044	0.5
2	铅	mg/kg	800	11.6	0.015	12.8	0.016	10.4	0.013	11.2	0.014	10.6	0.01325	11.4	0.014	0.1
3	镉	mg/kg	65	0.08	0.0012	0.09	0.0014	0.07	0.0011	0.11	0.002	0.1	0.0015	0.11	0.0017	0.01
4	铜	mg/kg	18000	6	0.00033	8	0.00044	7	0.00039	6	0.000	6	0.000333333	7	0.00039	1
5	镍	mg/kg	900	24	0.027	28	0.031	31	0.034	22	0.024	22	0.024	28	0.031	3
6	汞	mg/kg	38	0.015	0.000	0.018	0.00047	0.017	0.00045	0.013	0.000	0.002	5.26316E-05	0.006	0.0002	0.002
7	砷	mg/kg	60	20.8	0.35	17.4	0.29	15.3	0.255	25.2	0.420	12.7	0.21	16.2	0.27	0.01
8	石油烃 (C ₁₀ ~ C ₄₀)	mg/kg	4500	22	0.0049	16	0.0036	17	0.0038	22	0.005	14	0.003111111	21	0.0047	6
9	pH	无量	/	7.8	/	8	/	7.8	/	8.4	/	8.3	/	7.7	/	-

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）

		纲														
10	水溶性盐 总量	g/kg	/	5.1	/	2.7	/	0.8	/	4	/	0.8	/	0.5	/	-

表 4.2-22 九区块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	TR24071034-04		TR24071034-05		TR24071034-06		TR24071034-07		TR24071034-09		TR24071034-10		TR24071034-11		TR24071034-12		检出限
				9-4 九区占地内表层样 1#		9-5 九区占地内表层样 2#		9-6 九区占地外表层样 1#		9-7 九区占地外表层样 2#		9-3 九区集气增压站占地内表层样 3#		9-2 九区集气增压站占地内柱状样表层样 2#		9-2 九区集气增压站占地内柱状样中层样 2#		9-2 九区集气增压站占地内柱状样深层样 2#		
				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	检测值	标准指数	检测值	标准指数	检测值	标准指数	
1	六价铬	mg/kg	5.7	0.25	0.044	0.25	0.044	0.25	0.044	0.25	0.044	0.25	0.044	0.25	0.044	0.25	0.044	0.25	0.044	0.5
2	铅	mg/kg	800	9.5	0.012	11.1	0.014	10.9	0.014	11.1	0.014	10.2	0.01275	10.2	0.013	9.3	0.012	10	0.013	0.1
3	镉	mg/kg	65	0.08	0.0012	0.11	0.0017	0.11	0.0017	0.11	0.002	0.1	0.0015	0.1	0.0015	0.09	0.001	0.1	0.00154	0.01
4	铜	mg/kg	18000	3	0.00017	4	0.00022	4	0.00022	4	0.000	4	0.000222222	3	0.00017	7	0.00039	6	0.00033	1
5	镍	mg/kg	900	21	0.023	26	0.029	29	0.032	30	0.033	27	0.030	24	0.027	23	0.026	26	0.029	3
6	汞	mg/kg	38	0.017	0.000	0.019	0.00050	0.011	0.00029	0.009	0.000	0.018	0.000473684	0.011	0.0003	0.013	0.00034	0.019	0.00050	0.002
7	砷	mg/kg	60	23.6	0.39	22.2	0.37	11.8	0.196666667	14.3	0.238	21	0.35	23.8	0.396666667	18.1	0.30	11.7	0.20	0.01
8	石油烃（C ₁₀ ~C ₄₀ ）	mg/kg	4500	22	0.0049	15	0.0033	15	0.0033	15	0.003	14	0.003111111	22	0.0049	13	0.0029	15	0.0033	6
9	pH	无量纲	/	8.7	/	8.4	/	8.6	/	7.8	/	7.9	/	7.9	/	8.5	/	8.4	/	-
10	水溶性盐总量	g/kg	/	0.9	/	2.5	/	3.1	/	1.6	/	6.7	/	11.8	/	14.3	/	4.7	/	-

4.2.5.5.土壤理化特性调查

本项目占地范围内土壤理化特性调查详见下表。

表 4.2-23 一区块占地内表层样点土壤理化特性调查表

点位		TR24071034-02 一区块占地内表层样	时间	2024 年 06 月 24 日
经度			纬度	
层次		表层（0-20cm）		
现场记录	颜色	暗灰		
	结构	细沙结构		
	质地	沙壤土		
	砂砾含量	无		
	其他异物	少量		
实验室测定	pH 值（无量纲）	8.4		
	阳离子交换量（cmol/kg）	2.45		
	水溶性盐总量（g/kg）	2.3		
	氧化还原电位（mV）	533		
	饱和导水率（cm/s）	1.3×10-3		
	土壤容重（kg/m3）	1.44×103		
	孔隙度（%）	44.2		

表 4.2-24 二区块占地内表层样点土壤理化特性调查表

点位		TR24061344-03 二区块占地内表层样	时间	2024 年 06 月 24 日
经度			纬度	
层次		表层（0-20cm）		
现场记录	颜色	暗灰		
	结构	细沙结构		
	质地	沙壤土		
	砂砾含量	无		
	其他异物	少量		
实验室测定	pH 值（无量纲）	7.7		
	阳离子交换量（cmol/kg）	6.39		
	水溶性盐总量（g/kg）	12.6		
	氧化还原电位（mV）	531		
	饱和导水率（cm/s）	1.2×10-3		
	土壤容重（kg/m3）	1.46×103		
	孔隙度（%）	44.8		

表 4.2-25 四区块占地内表层样点土壤理化特性调查表

点位		TR24061344-17 四区块占地内表层样	时间	2024 年 06 月 24 日
经度			纬度	
层次		表层（0-20cm）		
现场记录	颜色	暗灰		
	结构	细沙结构		
	质地	沙壤土		
	砂砾含量	无		
	其他异物	少量		
实验室测定	pH 值（无量纲）	7.5		

	阳离子交换量（cmol/kg）	4.78
	水溶性盐总量（g/kg）	0.3
	氧化还原电位（mV）	528
	饱和导水率（cm/s）	1.1×10-3
	土壤容重（kg/m3）	1.50×103
	孔隙度（%）	45.1

表 4.2-26 四区块集气增压站占地内表层样点土壤理化特性调查表

点位		TR24061344-18 四区块集气增压站占地内表层样 1#	时间	2024 年 06 月 24 日
经度			纬度	
层次		表层（0-20cm）		
现场记录	颜色	暗灰		
	结构	细沙结构		
	质地	沙壤土		
	砂砾含量	无		
	其他异物	少量		
实验室测定	pH 值（无量纲）	7.2		
	阳离子交换量（cmol/kg）	3.54		
	水溶性盐总量（g/kg）	0.8		
	氧化还原电位（mV）	528		
	饱和导水率（cm/s）	1.1×10-3		
	土壤容重（kg/m3）	1.47×103		
	孔隙度（%）	45.3		

表 4.2-27 九区集气增压站占地内表层样点土壤理化特性调查表

点位		TR24061344-08 九区集气增压站占地内表层样 1#	时间	2024 年 06 月 24 日
经度			纬度	
层次		表层（0-20cm）		
现场记录	颜色	暗灰		
	结构	细沙结构		
	质地	沙壤土		
	砂砾含量	无		
	其他异物	少量		
实验室测定	pH 值（无量纲）	7.9		
	阳离子交换量（cmol/kg）	5.55		
	水溶性盐总量（g/kg）	5.1		
	氧化还原电位（mV）	536		
	饱和导水率（cm/s）	1.0×10-3		
	土壤容重（kg/m3）	1.52×103		
	孔隙度（%）	46.4		

表 4.2-28 阜康增压脱水站占地内表层样点土壤理化特性调查表

点位		TR24061344-13 阜康增压脱水站占地内表层样 1#	时间	2024 年 06 月 24 日
经度			纬度	
层次		表层（0-20cm）		
现场记录	颜色	暗灰		
	结构	细沙结构		
	质地	沙壤土		
	砂砾含量	无		

	其他异物	少量
实验室测定	pH 值（无量纲）	8.4
	阳离子交换量（cmol/kg）	1.36
	水溶性盐总量（g/kg）	0.7
	氧化还原电位（mV）	530
	饱和导水率（cm/s）	1.2×10 ⁻³
	土壤容重（kg/m ³ ）	1.54×10 ³
	孔隙度（%）	47.2

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、植物种类等，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 4.2-29。

表 4.2-29 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。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。

（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，西南侧为轻度水蚀。

4.2.6.4. 植被现状调查

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

博格多州包括西起沙湾、东达木垒之间的天山北坡。山体一般较西部诸山宽厚，冰积雪较丰富，复因截获较多的西北来的湿气流，因此山地气候比上一州要湿润些。

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

在冰川与裸岩带以下分布着离山座垫植被带。以四蕊梅(*Sibbaldia eirandra*)、丛生囊种草(*Thylacaspemam 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(*Sausurea involucrata*)、虎耳草(*Saxifragahircwlus*、*S.macrocalyx*)、兔耳草(*Lagotis glauca*)等。在得到冰雪融水浸润的平缓冰碛物石质坡上，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(*Pedicwlaris chelanthifolia*)、天山龙胆(*Gentiana tianschanica*)、柔假龙胆(*Gentianellaenella*)、冷报春(*Primula algida*)、白氏假报春(*Cormsa brotheri*)、高山葶苈(*Draboalpine*)等低矮而花色艳丽的草类构成。

高山带在海拔 2700—3100 米的细质土坡上，以线叶蒿草(*Cobreia capilliformis*)的群系占优势。在较湿润的平缓坡地或谷地则有苔草-杂类草的高山草甸，以狭果苔草(*Carex stenocarpa*)、珠芽蓼、高山火绒草(*Leonfopodium alpinum*)、棘豆(*Oxytropi*)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 cyzopleura*)、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(*Clinelymus natans*)、高山狐茅(*Festuca upina*)、林地勿忘我草(*Myosotis sylvatica*)、伏地龙胆(*Gentiana decumbens*)、新疆龙胆(*G. urkestanoram*)、柔假龙胆(*Gentianella tenella*)、毛假龙胆(*G. barbata*)、边獐芽菜(*Swertia marginasa*)等加入。在石质化的阳坡上，则有垫状阿尔泰方枝柏(*Sabina 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，与高山荒漠、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 ovina*)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，除针茅与狐茅外，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(*Cotoncaster*)、培氏蔷薇(*Rosa beggeriama*)等，有时还有沙地柏(*Sabina vwlgaris*)。草原带通过下部狭窄的、在草原禾草中有喀什蒿(*Artemisia kaschgarica*)、木地肤(*Kochia prostrata*)、优若藜(*Earotia ceraoides*)等加入的荒漠草原亚带，过渡到前山蒿类荒漠带。

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

4.2.6.5. 动物类型调查与评价

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

阜康矿区天然植被稀疏，种类单一，高度低，盖度小，野生动物缺乏赖以生存的隐蔽环境及充足的食源，因而野生动物的种类单一，数量少。多数需要保护的野生动物因人为活动频繁也远离矿区，主要栖息和繁殖区域在矿区以南部的自然保护区内，评价区内主要野生动物资源为小型动物。

根据《新疆阜康矿区总体规划环境影响报告书》于 2023 年 6 月对阜康矿区动物样线调查，在调查过程中未发现野生动物活动轨迹、巢穴、栖息地等。结合天山天池风景名胜區主要野生动物名录，评价区可能出现的动物名录见下表。

表 4.2- 30 阜康矿区可能出现的动物名录

序号	中名	学名	目名	科名	保护等级
1	䟽䟽	<i>Sorex araneus</i> Linnaeus	䟽形目	䟽科	无
2	花鼠	<i>Tamias sibiricus</i>	啮齿目	松鼠科	无
3	长尾黄鼠	<i>Spermophilus undulatus</i>	啮齿目	松鼠科	无
4	林睡鼠	<i>Dryomys nitedula</i>	啮齿目	睡鼠科	无
5	小家鼠	<i>Mus musculus</i>	啮齿目	鼠科	无
6	大林姬鼠	<i>Apodemus peninsulac</i>	啮齿目	鼠科	无
7	天山林鼯	<i>Clethrionomys frater</i>	啮齿目	仓鼠科	无
8	鼯形田鼠	<i>Ellobius talpinus</i> Pallas	啮齿目	仓鼠科	无
鸟类					
1	黑鹳	<i>Ciconia nigra</i>	鹳形目	鹳科	国家一级保护动物
2	雁	<i>Anser cygnoides</i>	雁形目	鸭科	无
3	赤麻鸭	<i>Tadorna ferruginea</i>	雁形目	鸭科	无
4	琵嘴鸭	<i>Northern Shoveler</i>	雁形目	鸭科	无
5	黑鸢	<i>Milvus migrans</i>	鹰形目	鹰科	国家二级保护动物
6	雀鹰	<i>Accipiter nisus</i>	鹰形目	鹰科	国家二级保护动物
7	棕尾鵟	<i>Buteo rufinus</i>	隼形目	鹰科	国家二级保护动物
8	雕	<i>Aquila clanga</i>	隼形目	鹰科	国家二级保护动物
9	兀鹫	<i>Gyps fulvus</i>	鹰形目	鹰科	国家二级保护动物

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）

序号	中名	学名	目名	科名	保护等级
10	白尾鹞	Circus cyaneus	隼形目	鹰科	国家二级保护动物
11	燕隼	Falco subbuteo	隼形目	隼科	国家二级保护动物
12	红隼	Falco tinnunculus	隼形目	隼科	国家二级保护动物
13	暗腹雪鸡	Tetraogallus himalayensis	鸡形目	雉科	国家二级保护动物
14	石鸡	Alectoris chukar	鸡形目	雉科	无
15	斑翅山鹑	Perdix daurica	鸡形目	雉科	无
16	鸥	Larus ridibundus Linnaeus	鸕形目	鸥科	无
17	岩鸽	Columba rupestris	鸽形目	鸠鸽科	无
18	原鸽	Columba livia	鸽形目	鸠鸽科	无
19	山斑鸠	Streptopelia orientalis	鸽形目	鸠鸽科	无
20	楼燕	Apus apus	雨燕目	雨燕科	无
21	三趾啄木鸟	Plcoidestridactylua	翼形目	啄木鸟 科	国家二级保护动物
22	家燕	Hirundo rustica	雀形目	燕科	无
23	林鸚	Anthus trivialis	雀形目	鹛科	无
24	白鹡鸰	Motacilla alba	雀形目	鹡鸰科	无
25	灰鹡鸰	Motacilla cinerea	雀形目	鹡鸰科	无
26	红尾伯劳	Linius cristatus	雀形目	伯劳科	无
序号	中 名	学 名	目名	科名	保护等级
27	紫翅椋鸟	Sturnus vulgaris	雀形目	椋鸟科	无
28	喜鹊	Pica pica	雀形目	鸦科	无
29	星鸦	Nucifraga caryocatactes	雀形目	鸦科	无
30	红嘴山鸦	Pyrrhocorax pyrrhocorax	雀形目	鸦科	无
31	小嘴乌鸦	Corvus corone	雀形目	鸦科	无
32	褐河乌	Cinclus pallasii	雀形目	河乌科	无
33	赭红尾鸲	Phoenicurus ochrurus	雀形目	鸲科	无
34	红背红尾鸲	Phoenicurus erythronotus	雀形目	鸲科	无
35	蓝头红尾鸲	Phoenicurus coeruleocephalus	雀形目	鸲科	无
36	穗鹀	Oenanthe oenanthe	雀形目	鸲科	无
37	白背矶鸲	Monticolasaxatilis	雀形目	鸲科	无
38	乌鸲	Turdus merula	雀形目	鸲科	无
39	赤颈鸲	Turdus ruficollis	雀形目	鸲科	无
40	槲鸲	Turdus viscivorus	雀形目	鸲科	无
41	灰白喉林莺	Sylvia communis	雀形目	莺科	无
42	灰柳莺	Phylloscopus griseolua	雀形目	莺科	无
43	黄眉柳莺	Phylloscopus inornatus	雀形目	莺科	无
44	煤山雀	Parus ater	雀形目	山雀科	无
45	黑冠山雀	Parus rubidiventris	雀形目	山雀科	无
46	普通旋木雀	Certhia familiaris	雀形目	旋木雀 科	无
47	树麻雀	Passer montanus	雀形目	雀科	无
48	金额丝雀	Serinus pusillus	雀形目	雀科	无
49	红额金翅雀	Carduelis ambigua	雀形目	雀科	无
50	普通朱雀	Carpodacus erythrinus	雀形目	雀科	无
两栖类					
1	花背蟾蜍	Bufo raddeiStrauch	无尾目	蟾蜍科	无
鱼类					
1	鲤	Cyprinus carpio	鲤形目	鲤科	无
2	黑斑条鳅	Triplophysastrauchii	鲤形目	鳅科	无

4.2.6.6. 水土流失

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。

4.2.6.7. 区域土地沙化

根据《新疆维吾尔自治区防沙治沙中长期规划》（2021 年～2035 年）（征求意见稿）中新疆维吾尔自治区沙化土地分布图，本项目所在区域不在沙化土地范围内。

图 4.2-1 一二区块环境现状监测点位示意图

图 4.2-2 四区块现状监测点位示意图

图 4.2-3 阜康天然气处理站现状监测点位示意图

图 4.2-4 九区块现状监测点位示意图

图 4.2-5 新疆生态功能区划图中位置关系示意图

图 4.2-6 本项目一二四区块土地利用现状图

图 4.2-7 本项目一二四区块土地利用现状图

图 4.2-8 本项目土壤类型图（一、二区块）

图 4.2-9 本项目土壤类型图（四区块）

图 4.2-10 本项目土壤类型图（阜康天然气处理站）

图 4.2-11 本项目土壤类型图（九区块）

图 4.2-12 本项目土壤侵蚀现状图（一二区块）

图 4.2-13 本项目土壤侵蚀现状图（四区块）

图 4.2-14 本项目土壤侵蚀现状图（阜康天然气处理站）

图 4.2-15 本项目土壤侵蚀现状图（九区块）

图 4.2-16 本项目植被现状图（一二区块）

图 4.2-17 本项目植被现状图（四区块）

图 4.2-18 本项目植被现状图（阜康天然气处理站）

图 4.2-19 本项目植被现状图（九区块）

图 4.2-20 本项目草场等级图（一二区块）

图 4.2-21 本项目草场等级图（四区块）

图 4.2-22 本项目草场等级图（阜康天然气处理站）

图 4.2-23 本项目草场等级图（九区块）

图 4.2-24 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 4.2-25 本项目与新疆维吾尔自治区沙化土地分布图位置关系示意图

5.环境影响预测与评价

5.1.施工期环境影响预测与评价

5.1.1. 施工期大气环境影响分析

本项目建设期产生的废气主要来自施工扬尘、机械尾气、钻井柴油机废气等。

5.1.1.1.施工扬尘

本项目施工期大气污染源主要有工程施工及车辆运输所产生的扬尘。施工及运输产生的扬尘主要有以下几个方面：

- （1）场地平整、土方堆放和清运过程产生的扬尘；
- （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·辆；

V——车辆速度；

M——车辆载重；

P——道路灰尘覆盖量。

一辆 10 吨卡车，通过长度为 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		

项目	TSP 浓度值 (mg/m ³)	标准值 (mg/m ³)	气象条件
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 0.481mg/m³ 以上，远超过日均值标准 0.30mg/m³，同时会使施工区域近距离范围内 TSP 浓度增加，距施工场界 30m 范围之内区域的 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 80 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

5.1.2.1.1. 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。

5.1.2.1.2. 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

污水处理厂处理达标后外排。

5.1.2.1.3.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 $15.44\text{m}^3/\text{d}$ ，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

5.1.2.2.1.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污水处理厂处理达标后外排。

5.1.2.2.2.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 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。

5.1.2.2.3.集气管线施工对地表水环境影响分析

本项目九区集气干线需穿越白杨河 1 处；九区集气支线需穿越西沟河 1 处。

根据设计资料及《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）九区集气管道穿越白杨河涉河防洪评价报告》，本项目集气管线施工对白杨河、西沟河影响分析如下。

（1）九区集气干线施工对白杨河影响分析

九区集气干线穿越白杨河段施工应选择非汛期 10 月中旬至 11 月中旬之间施工，根据白杨河河道多年来水统计分析，该工程计划施工时间内来水量白杨河最大 $2.3\text{m}^3/\text{s}$ ，穿越河段河床宽度 94m，施工采用上游导流的方式分段开挖施工，河道具备过流条件，故施工期间不会对河道正常过流造成影响。

（2）九区集气支线施工对西沟河影响分析

九区集气支线穿越西沟河段施工应选择非汛期 10 月中旬至 11 月中旬之间施工，根据西沟河河道多年来水统计分析，计划施工时间河道无来水，穿越河段河床宽度

43m 河宽较小，施工采用一次性开挖施工，短时间完成穿越工程施工。施工结束后恢复原河床，也不会对原河道的行洪能力造成影响。

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，且与白杨河与西沟河无直接水力联系，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

5.1.2.3.1. 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，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，项目对水环境影响较小。

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。

5.1.2.3.2.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。

5.1.2.3.3.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。

5.1.2.3.4.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，由当地环卫部门定期收集。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、集气增压站、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、集气增压站、道路建设施工主要为推土机、挖掘机、装载机、运输车辆、切割机等，施工期主要噪声源见表 5.1-4。

表 5.1-4 本项目施工期主要噪声源强一览表

噪声源位置	设备名称		数量	声源强度	声源性质	备注
单个钻井井场	钻井	钻机	1 台	90~95	连续稳态声源	距离 1m
		柴油机	4 台	95~98	连续稳态声源	距离 1m
		柴油发电机	2 台	95~98	连续稳态声源	距离 1m
		泥浆泵	2 台	95~100	连续稳态声源	距离 1m
	井下作业	压裂设施	1 套	80~120	连续稳态声源	距离 1m
场地、管线、 道路施工现场	推土机、挖掘机		/	80~85	流动声源	距离 5m
	装载机、运输汽车		/	85~90	流动声源	距离 5m
	切割机等		/	85~90	流动声源	距离 5m

5.1.3.2. 预测模型

项目在建设期的施工噪声影响范围，采用距离衰减模式来预测，其传播衰减模式为：

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

式中： L_p ——评价点噪声预测值，dB(A)；

L_{p0} ——位置 P_0 处的声级，dB(A)；

R ——预测点距声源距离，m；

r_0 ——为参考点距声源距离，m。

5.1.3.3.施工期声环境影响分析

5.1.3.3.1.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。

5.1.3.3.2.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。

（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，建议定期由有资质专业的建筑垃圾清运单位和城市环境卫生部门按照当地有关要求进行了清运。

工程建设单位应会同有关部门，为本项目的建筑垃圾制定处置计划，尽可能做到土石方平衡，尽可能用于回填、周边填沟等。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。

（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%，处置率 100%。

（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，单井钻井周期以 1 个月计，共需钻井 151 口，单片振动筛重量约 5kg，废振动筛产生量约 24.16t。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 30 座标准化井场废防渗膜产

生量约 14.4t。

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 49.08t，废含油棉纱及沾油抹布和手套产生量约 5.29t，废油桶产生量（单桶容量 180kg，桶重 20kg）5.46t。

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）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，定期由环卫部门统一清运，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。

（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、集气增压站各设备建设、井场平整、管道敷设等工程建设过程中对土壤的开挖，以及车辆行驶、机械施工碾压和踩踏破坏土壤结构。

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

（2）废弃物排放对土壤环境的影响分析

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

5.1.6. 施工期生态环境影响分析

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，项目临时占地 78.224 公顷，永久占地 12.9038 公顷，本项目新增占地情况表见表 5.1-7。

表 5.1-7 新建项目占地情况表

（1）永久占地对土地利用的影响

本项目永久用地为井场、集气增压站和部分道路等用地。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 12.9038hm²。

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。新建集气站场 2 个，集气站平面根据功能分区可分为工艺区、辅助区、放空区，天然气处理站 1 个，包括生产装置区和辅助生产区两个部分，均为永久占地。集气站等永久占地在项目区呈点状分布。井场、集气站等永久占地区在项目区分布较为分散。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。

（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 78.224hm²，占地类型为以草地为主。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。

5.1.6.2.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，其中集气站、井场等站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，集气站、井场等永久占地原有植被全部遭到破坏，代之出现的是人工建筑；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。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：

$$Y=Si \cdot Wi$$

式中，Y—永久性生物量损失，kg；

Si— 占地面积，m²；

Wi—单位面积生物量，kg/m²。

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 0~0.2kgC/m²，平均总生物量为 0.1kgC/m²。

本项目永久占用天然牧草地 54469m²、其他草地 56935m²；临时占用天然牧草地 295760m²、其他草地 297752m²，合计占用 704916m²，估算项目实施将造成 11.1404t 永久占地生物损失和 50.3512t 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。

5.1.6.3.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，施工中控方和填方将对爬行类动物小生境的破坏等。

（1）对爬行动物的影响

施工期由于人口聚集，人类活动范围及频繁度增大，加之各类占地使施工区植被覆盖率降低，进而使得施工影响区爬行动物栖息适宜度降低。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。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。

5.1.6.4.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天然气处理站、集气增压站、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。

施工期对天然气处理站、集气增压站、标准化井场、集气管线、道路等工程会将草地景观转变为工矿景观及公路景观，转变面积为 11.1404hm²（永久占地面积），但

转变面积占评价区的景观的比例较小。

5.1.6.5.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。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。

5.1.6.6.施工期生态保护与整治措施

5.1.6.6.1.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，尽可能减少施工占地范围，减少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，不得随意堆放各类物料及废物。

（4）加强扰动区域生态恢复措施，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。

5.1.6.6.2.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，选择耐旱耐贫瘠本地草种作为本工程生态治理的种植对象。

（4）输气管线占地为临时占地，面积为 589307m²。输气管线施工前，将表层土壤单独保存，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。

5.1.6.6.3.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。

5.1.6.6.4.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

（1）水土流失影响分析

本项目位于阜康矿区，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

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，风蚀量会明显加剧，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。

（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。

①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。

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。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，以下资料根据近 20 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

项目	地区	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

5.2.1.2.1. 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。

5.2.1.2.2. 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。

5.2.1.2.3.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

编号	名称	排气筒底部中心坐标（m）		排气筒底部海拔高度/m	排气筒高度/m	排气筒出口内径/m	烟气流速/（m ³ /h）	烟气温度/℃	年排放小时数/h	排放工况	污染物排放速率/（kg/h）			
		X	Y								SO ₂	NO ₂	PM ₁₀	VOCs
DA001	G1 燃气式导热油炉	152	57	1162	18	0.5	6218	150	7920	连续	0.066	0.28	0.062	0.06

表 5.2-3 无组织废气（面源）污染源参数一览表

编号	名称	面源起点坐标/m		面源长度/m	面源宽度/m	与正北向夹角（°）	面源有效排放高度/m	年排放小时数 h	排放工况	污染物排放速率 kg/h
		X	Y							VOCs
A1	FK7	3250	3136	29	39	0	2	7920	连续	0.000002
A2	FK9	32	10	30	40	0	2	7920	连续	0.000002
A3	FK10	1347	1708	31	41	0	2	7920	连续	0.000002
A4	FK11	1034	-254	32	42	0	2	7920	连续	0.000002
A5	FK13	1282	3184	33	43	0	2	7920	连续	0.000002
A6	CMG1	35	25	79	39	0	2	7920	连续	0.0000207
A7	CMG2	1327	113	44	62	0	2	7920	连续	0.0000299
A8	CMG4	619	1345	79	39	0	2	7920	连续	0.0000187
A9	CMG5	346	799	39	79	0	2	7920	连续	0.0000263
A10	CMG6	-8	1555	69	39	0	2	7920	连续	0.0000169
A11	CMG7	687	-660	54	39	0	2	7920	连续	0.0000112
A12	FK 参-1	755	126	29	39	0	2	7920	连续	0.000002
A13	FK 参-2	5765	333	29	39	0	2	7920	连续	0.000002
A14	FK15	92	771	29	39	0	2	7920	连续	0.000002
A15	FK16	2450	841	29	39	0	2	7920	连续	0.000002
A16	FK17	3762	872	59	39	0	2	7920	连续	0.0000131
A17	FK18	5497	1232	44	39	0	2	7920	连续	0.0000074
A18	FK19	1012	1001	79	39	0	2	7920	连续	0.0000187

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）

A19	FK20	1187	673	64	39	0	2	7920	连续	0.000015
A20	FK21	9452	923	29	39	0	2	7920	连续	0.000002
A21	FK22	10495	556	29	39	0	2	7920	连续	0.000002
A22	FK23	4585	1013	44	62	0	2	7920	连续	0.000015
A23	FK24	1650	782	62	44	0	2	7920	连续	0.000015
A24	FK25	3192	732	54	39	0	2	7920	连续	0.0000112
A25	FK26	8109	868	54	39	0	2	7920	连续	0.0000112
A26	FK27	8625	767	29	39	0	2	7920	连续	0.000002
A27	FK28	8222	638	49	39	0	2	7920	连续	0.0000093
A28	FK29	438	134	54	39	0	2	7920	连续	0.0000112
A29	FK30	2394	196	44	39	0	2	7920	连续	0.0000074
A30	FK31	4408	-89	29	39	0	2	7920	连续	0.000002
A31	四区集气增压站	417	59	70	110	82	2	7920	连续	0.0000117
A32	九区集气增压站	1067	816	65	107	0	2	7920	连续	0.0000117
A33	阜康天然气处理站	145	55	125	265	0	2	7920	连续	0.0000681

表 5.2-4 大气评价工作等级判定结果一览表

序号	污染源名称	方位角度(度)	离源距离(m)	SO ₂ D10(m)		PM ₁₀ D10(m)		氮氧化物 NO _x D10(m)		VOCs D10(m)	
				1 小时浓度 (mg/m ³)	占标率 (%)	1 小时浓度 (mg/m ³)	占标率 (%)	1 小时浓度 (mg/m ³)	占标率 (%)	1 小时浓度 (mg/m ³)	占标率 (%)
1	DA001	40	441	0.004866 0	0.97 0	0.00518 0	1.15 0	0.01978 0	9.89 0	0.00518 0	0.43 0
2	A1	30	52	0.0 0	0.00 0	0.0 0	0.00 0	0.0 0	0.00 0	0.000004 0	0.00 0
3	A2	35	51	0.0 0	0.00 0	0.0 0	0.00 0	0.0 0	0.00 0	0.000003 0	0.00 0
4	A3	35	52	0.0 0	0.00 0	0.0 0	0.00 0	0.0 0	0.00 0	0.000003 0	0.00 0
5	A4	35	54	0.0 0	0.00 0	0.0 0	0.00 0	0.0 0	0.00 0	0.000003 0	0.00 0
6	A5	35	55	0.0 0	0.00 0	0.0 0	0.00 0	0.0 0	0.00 0	0.000003 0	0.00 0
7	A6	0	70	0.0 0	0.00 0	0.0 0	0.00 0	0.0 0	0.00 0	0.000026 0	0.00 0
8	A7	30	65	0.0 0	0.00 0	0.0 0	0.00 0	0.0 0	0.00 0	0.000036 0	0.00 0
9	A8	0	70	0.0 0	0.00 0	0.0 0	0.00 0	0.0 0	0.00 0	0.000024 0	0.00 0
10	A9	0	70	0.0 0	0.00 0	0.0 0	0.00 0	0.0 0	0.00 0	0.000033 0	0.00 0
11	A10	20	66	0.0 0	0.00 0	0.0 0	0.00 0	0.0 0	0.00 0	0.000022 0	0.00 0
12	A11	35	59	0.0 0	0.00 0	0.0 0	0.00 0	0.0 0	0.00 0	0.000015 0	0.00 0
13	A12	30	52	0.0 0	0.00 0	0.0 0	0.00 0	0.0 0	0.00 0	0.000004 0	0.00 0

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）

14	A13	30	52	0.0 0	0.00 0	0.0 0	0.00 0	0.0 0	0.00 0	0.000004 0	0.00 0
15	A14	30	52	0.0 0	0.00 0	0.0 0	0.00 0	0.0 0	0.00 0	0.000004 0	0.00 0
16	A15	30	52	0.0 0	0.00 0	0.0 0	0.00 0	0.0 0	0.00 0	0.000004 0	0.00 0
17	A16	30	62	0.0 0	0.00 0	0.0 0	0.00 0	0.0 0	0.00 0	0.000018 0	0.00 0
18	A17	40	56	0.0 0	0.00 0	0.0 0	0.00 0	0.0 0	0.00 0	0.000011 0	0.00 0
19	A18	0	70	0.0 0	0.00 0	0.0 0	0.00 0	0.0 0	0.00 0	0.000024 0	0.00 0
20	A19	25	64	0.0 0	0.00 0	0.0 0	0.00 0	0.0 0	0.00 0	0.00002 0	0.00 0
21	A20	30	52	0.0 0	0.00 0	0.0 0	0.00 0	0.0 0	0.00 0	0.000004 0	0.00 0
22	A21	30	52	0.0 0	0.00 0	0.0 0	0.00 0	0.0 0	0.00 0	0.000004 0	0.00 0
23	A22	30	65	0.0 0	0.00 0	0.0 0	0.00 0	0.0 0	0.00 0	0.000018 0	0.00 0
24	A23	30	65	0.0 0	0.00 0	0.0 0	0.00 0	0.0 0	0.00 0	0.000018 0	0.00 0
25	A24	35	59	0.0 0	0.00 0	0.0 0	0.00 0	0.0 0	0.00 0	0.000015 0	0.00 0
26	A25	35	59	0.0 0	0.00 0	0.0 0	0.00 0	0.0 0	0.00 0	0.000015 0	0.00 0
27	A26	30	52	0.0 0	0.00 0	0.0 0	0.00 0	0.0 0	0.00 0	0.000004 0	0.00 0
28	A27	35	58	0.0 0	0.00 0	0.0 0	0.00 0	0.0 0	0.00 0	0.000013 0	0.00 0
29	A28	35	59	0.0 0	0.00 0	0.0 0	0.00 0	0.0 0	0.00 0	0.000015 0	0.00 0
30	A29	40	56	0.0 0	0.00 0	0.0 0	0.00 0	0.0 0	0.00 0	0.000011 0	0.00 0
31	A30	30	52	0.0 0	0.00 0	0.0 0	0.00 0	0.0 0	0.00 0	0.000004 0	0.00 0
32	A31	30	85	0.0 0	0.00 0	0.0 0	0.00 0	0.0 0	0.00 0	0.000009 0	0.00 0
33	A32	30	82	0.0 0	0.00 0	0.0 0	0.00 0	0.0 0	0.00 0	0.000009 0	0.00 0
34	A33	15	150	0.0 0	0.00 0	0.0 0	0.00 0	0.0 0	0.00 0	0.000027 0	0.00 0
各源最大值		--	--	0.004866	0.97	0.00518	1.15	0.01978	9.89	0.00518	0.43

5.2.1.2.4.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 5.2-5。

表 5.2-5 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/°	/

5.2.1.2.5.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。

5.2.1.2.6.预测结果分析

根据 AERSCREEN 预测模型估算，预测结果如表 5.2-4。

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 DA001 中氮氧化物，在下风向 419m 处最大落地浓度为 0.01978mg/m³，最大占标率为 9.89%。

5.2.1.3.评价等级及评价范围

（1）评价等级

根据估算结果，本项目污染物氮氧化物最大占标率为 9.89%，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二级，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），二级评价项目以阜康天然气处理站为中心，设置边长 5km 矩形为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

5.2.1.4.1.有组织排放量核算

表 5.2-6 大气污染物有组织排放量核算表

序号	排放口编号	污染物	核算排放浓度/（mg/m³）	核算排放速率/（kg/h）	核算年排放量/（t/a）
主要排放口					
1	DA001	PM ₁₀	10	0.062	0.491
2		SO ₂	10.61	0.066	0.523
3		NOx	45	0.28	2.218
4		VOCs	9.65	0.06	0.478
	主要排口合计	PM ₁₀			0.491
		SO ₂			0.523
		NOx			2.218
		VOCs			0.478
一般排放口					
1	/	/	/	/	/
一般排放口合计		/			/
有组织排放总计		PM ₁₀			0.491
		SO ₂			0.523
		NOx			2.218
		VOCs			0.478

5.2.1.4.2.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	排放口编号	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	A1	FK7 标准化井场无组织密封点泄漏	VOCs	加强检修	《大气污染物综合排放标准》 (GB16297-1996)	4	0.016
2	A2	FK9 标准化井场无组织密封点泄漏	VOCs				0.016
3	A3	FK10 标准化井场无组织密封点泄漏	VOCs				0.016
4	A4	FK11 标准化井场无组织密封点泄漏	VOCs				0.016
5	A5	FK13 标准化井场无组织密封点泄漏	VOCs				0.016
6	A6	CMG1 标准化井场无组织密封点泄漏	VOCs				0.164
7	A7	CMG2 标准化井场无组织密封点泄漏	VOCs				0.237
8	A8	CMG4 标准化井场无组织密封点泄漏	VOCs				0.148
9	A9	CMG5 标准化井场无组织密封点泄漏	VOCs				0.208
10	A10	CMG6 标准化井场无组织密封点泄漏	VOCs				0.134
11	A11	CMG7 标准化井场无组织密封点泄漏	VOCs				0.089
12	A12	FK 参-1 标准化井场无组织密封点泄漏	VOCs				0.016
13	A13	FK 参-2 标准化井场无组织密封点泄漏	VOCs				0.016
14	A14	FK15 标准化井场无组织密封点泄漏	VOCs				0.016
15	A15	FK16 标准化井场无组织密封点泄漏	VOCs				0.016
16	A16	FK17 标准化井场无组织密封点泄漏	VOCs				0.104
17	A17	FK18 标准化井场无组织密封点泄漏	VOCs				0.059
18	A18	FK19 标准化井场无组织密封点泄漏	VOCs				0.148
19	A19	FK20 标准化井场无组织密封点泄漏	VOCs				0.119
20	A20	FK21 标准化井场无组织密封点泄漏	VOCs				0.016
21	A21	FK22 标准化井场无组织密封点泄漏	VOCs				0.016

22	A22	FK23 标准化井场无组织密封点泄漏	VOCs				0.119
23	A23	FK24 标准化井场无组织密封点泄漏	VOCs				0.119
24	A24	FK25 标准化井场无组织密封点泄漏	VOCs				0.089
25	A25	FK26 标准化井场无组织密封点泄漏	VOCs				0.089
26	A26	FK27 标准化井场无组织密封点泄漏	VOCs				0.016
27	A27	FK28 标准化井场无组织密封点泄漏	VOCs				0.074
28	A28	FK29 标准化井场无组织密封点泄漏	VOCs				0.089
29	A29	FK30 标准化井场无组织密封点泄漏	VOCs				0.059
30	A30	FK31 标准化井场无组织密封点泄漏	VOCs				0.016
31	A31	四区集气增压站无组织密封点泄漏	VOCs				0.093
32	A32	九区集气增压站无组织密封点泄漏	VOCs				0.093
33	A33	阜康天然气处理站无组织密封点泄漏	VOCs				0.539
无组织排放总计							
无组织排放总计				VOCs			2.981

5.2.1.4.3.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	PM ₁₀	t/a	0.491
2	SO ₂	t/a	0.523
3	NO _x	t/a	2.218
4	VOCs	t/a	0.481

5.2.1.5.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 ☒		其他标准 ☒		
现状评价	环境功能区	一类区 ☐			二类区 ☒			一类区和二类区 ☐		
	评价基准年	（2023）年								
	环境空气质量现状调查数据来源	长期例行监测数据 ☐			主管部门发布的数据 ☒			现状补充监测 ☒		
	现状评价	达标区 ☐				不达标区 ☒				
污染源调查	调查内容	本项目正常排放源 ☒ 本项目非正常排放源 ☒ 现有污染源 ☐			拟替代的污染源 ☐	其他在建、拟建项目污染源 ☐			区域污染源 ☐	
大气环境	预测模型	AERMOD ☐	ADMS ☐	AUSTAL2000 ☐		EDMS/AEDT ☐		CALPUFF ☐	网格模型 ☐	其他 ☒

工作内容		自查项目			
影响预测与评价	预测范围	边长 $\geq 50\text{km}$ ☐		边长 $5\sim 50\text{km}$ ☐	边长 $=5\text{km}$ ☒
	预测因子	预测因子（ PM_{10} 、 SO_2 、 NO_x 、 NMHC ）		包括二次 $\text{PM}_{2.5}$ ☐ 不包括二次 $\text{PM}_{2.5}$ ☒	
	正常排放短期浓度贡献值	$C_{\text{本项目}}$ 最大占标率 $\leq 100\%$ ☒		$C_{\text{本项目}}$ 最大占标率 $> 100\%$ ☐	
	正常排放年均浓度贡献值	一类区	$C_{\text{本项目}}$ 最大占标率 $\leq 10\%$ ☐		$C_{\text{本项目}}$ 最大标率 $> 10\%$ ☐
		二类区	$C_{\text{本项目}}$ 最大占标率 $\leq 30\%$ ☐		$C_{\text{本项目}}$ 最大标率 $> 30\%$ ☐
	非正常排放 1h 浓度贡献值	非正常持续时长（）h	$C_{\text{非正常}}$ 占标率 $\leq 100\%$ ☐		$C_{\text{非正常}}$ 占标率 $> 100\%$ ☐
	保证率日平均浓度和年平均浓度叠加值	$C_{\text{叠加}}$ 达标 ☐		$C_{\text{叠加}}$ 不达标 ☐	
区域环境质量的整体变化情况		$k \leq -20\%$ ☐		$k > -20\%$ ☐	
环境监测计划	污染源监测	监测因子：（ PM_{10} 、 SO_2 、 NO_x 、 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：（ PM_{10} 、 SO_2 、 NO_x 、 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	颗粒物（0.491）t/a	SO_2 （0.523）t/a	NO_x （2.218）t/a	VOCs:（0.481）t/a
注：“ ☐ ”为勾选项，填“ ☒ ”；“（）”为内容填写项					

5.2.1.6. 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 1 座 50m^3 防渗排采池暂存，拉运至施工井场回用于钻井用水，气田后期无法回用时，拉运至污水处理厂处理。

本项目集气增压站卧式过滤分离器分离废水通过集气增压站设置 1 座 20m^3 密闭卧式钢制污水罐暂存，定期拉运至污水处理厂处理。

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 $267.65\text{m}^3/\text{d}$ ，四区、九区集气增压站分离水量 $0.32\text{m}^3/\text{d}$ 、天然气处理站分离水量 $0.00096\text{m}^3/\text{d}$ ，生活污水 $0.8421\text{m}^3/\text{d}$ ，合计 $268.81\text{m}^3/\text{d}$ ，拉运至阜康市东部城区污水处理厂处理。

5.2.2.2.1.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 $20000\text{m}^3/\text{d}$ ；

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。

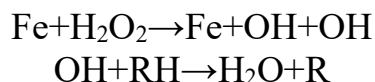
②高级氧化处理系统流程说明

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。

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。

②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。

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。

④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。

5.2.2.2.2.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 268.81m³/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	水文要素影响型		
		直接排放 ☐ ；间接排放 ☒ ；其他 ☐	水温 ☐ ；径流 ☐ ；水域面积 ☐		
影响因子	持久性污染物 ☒ ；有毒有害污染物 ☐ ；非持久性污染物 ☐ ；pH 值 ☐ ；热污染 ☐ ；富营养化 ☐ ；其他 ☐		水温 ☐ ；水位（水深） ☐ ；流速 ☐ ；流量 ☐ ；其他 ☐		
评价等级		水污染影响型		水文要素影响型	
		一级 ☐ ；二级 ☐ ；三级 A ☐ ；三级 B ☒		一级 ☐ ；二级 ☐ ；三级 ☐	
现状调查	区域污染源	调查项目		数据来源	
		已建 ☐ ；在建 ☐ ；拟建 ☐ ；其他 ☒	拟替代的污染源	排污许可证 ☐ ；环评 ☐ ；环保验收 ☐ ；即有实施 ☐ ；现场监测 ☐ ；入河排放口数据 ☐ ；其他 ☐	
	受影响水体水环境质量	调查时期		数据来源	
		丰水期 ☐ ；平水期 ☐ ；枯水期 ☐ ；冰封期 ☐ ；春季 ☐ ；夏季 ☐ ；秋季 ☐ ；冬季 ☐		生态环境保护主管部门 ☐ ；补充监测 ☐ ；其他 ☐	
	区域水资源开发利用状况	未开发 ☐ ；开发量 40%以下 ☐ ；开发量 40%以上 ☐			
	水文情势调查	调查时期		数据来源	
		丰水期 ☐ ；平水期 ☐ ；枯水期 ☐ ；冰封期 ☐ ；春季 ☐ ；夏季 ☐ ；秋季 ☐ ；冬季 ☐		水行政主管部门 ☐ ；补充监测 ☐ ；其他 ☐	
	补充监测	监测时间		监测因子	监测断面或点位
丰水期 ☐ ；平水期 ☐ ；枯水期 ☐ ；冰封期 ☐ ；春季 ☐ ；夏季 ☐ ；秋季 ☐ ；冬季 ☐		()	监测断面或点位个数 () 个		
现状评价	评价范围	河流：长度 () km；湖库、河口及近岸海域：面积 () km ²			
	评价因子	/			
	评价标准	河流、湖库、河口：I 类 ☐ ；II 类 ☐ ；III 类 ☒ ；IV 类 ☐ ；V 类 ☐ 近岸海域：第一类 ☐ ；第二类 ☐ ；第三类 ☐ ；第四类 ☐ 规划年评价标准 ()			
	评价时期	丰水期 ☐ ；平水期 ☐ ；枯水期 ☐ ；冰封期 ☐ ；春季 ☐ ；夏季 ☐ ；秋季 ☐ ；冬季 ☐			
	评价结论	水环境功能区或水功能区、近岸海域环境功能区水质达标状况：达标 ☐ ；不达标 ☐ 水环境控制单元或断面水质达标状况：达标 ☒ ；不达标 ☐ 水环境保护目标质量状况：达标 ☐ ；不达标 ☐ 对照断面、控制断面等代表性断面的水质状况：达标 ☐ ；不达标 ☐ 底泥污染评价 ☐ 水资源与开发利用程度及其水文情势评价 ☐			达标区 不达标区

工作内容		自查项目				
		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□				
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	（）				
	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				
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	（）		（）	
		监测因子	（/）		（）	
	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

5.2.3.1.1. 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含水（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 0.0018L/s·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 $0.00082\text{l/s}\cdot\text{m}$ ，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 $0\sim 103\text{m}$ ，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。

5.2.3.1.2.补、径、排特征

博格多山山岳冰川及北坡的冰雪融水，构成区外地表水的主要补充来源，也构成本区地下水的间接补给来源。流经本区白杨河水在流经本区过程中有一定的漏失量，漏失量中有一部分通过渗透补给地下含水层，因此本区河流是地下水含水层的主要补给来源。又因本区含煤岩系上部烧变岩石较为破碎，空间裂隙极其发育，具有一定的储水空间，也是良好的透水通道，因此本区地下水补给比较充足。

工作区含煤岩系地下水总体表现为由南向北、由西向东径流，因含水空间发育，故径流较快。

第四系冲-洪积孔隙水流向与河水流向一致，以潜流的形式由南向北通畅径流。

侏罗系碎屑岩裂隙孔隙水及烧变岩类裂隙孔隙水基本沿地层倾向，由南而北缓慢径流。而局部由于受地形、断裂构造及矿山开采影响，地下水流向略有改变

不同类型地下水排泄方式也有所不同，第四系冲-洪孔隙水，地下潜流是其主要排泄形式；侏罗系基岩孔隙裂隙水及烧变岩类孔隙裂隙水，除以渗流的形式排泄外，矿山排水和泉水也是其排泄形式之一。

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.地下水影响分析

5.2.3.2.1.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；集气增压站卧式过滤分离器分离水采用 1 座 20m³ 密闭卧式钢制污水罐收集暂存，正常工况下，防渗排采池、密闭卧式钢制污水罐不会有废水泄漏至地下水的情景发生，井场采出水不会对地下水水质产生影响。

按照《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）中“9.4.2 已依据 GB16889、GB18597、GB18598、GB18599、GB/T50934 设计地下水污染防渗措施的建设项

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

5.2.3.2.2.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、集气增压站 1 座 20m³ 密闭卧式钢制污水罐，情景设定为：

情景 1：集气增压站 1 座 20m³ 密闭卧式钢制污水罐发生破损，导致渗漏的污染物穿透包气带污染地下水。

情景 2：

概化 1 座标准化井场内 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 20m³ 密闭卧式钢制污水罐、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（1 m²池体泄漏 20L/d）的 10 倍计算，即 1 m²池体泄漏 20L/d。

情景 1:

项目集气增压站内 20m³ 密闭卧式钢制污水罐侧面半径 0.9m，宽 7m，罐内最大有效水深面积为 49.74 m²，设定泄漏面积为总面积的 20%，约 10 m²，则 20m³ 密闭卧式钢制污水罐产生泄漏的污水量为：

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

情景 2:

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 80 m²，设定泄漏面积为总面积的 20%，约 16 m²，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 5.2-11 情景 1 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
集气增压站内 20m ³ 密闭卧 式钢制污水罐	氯化物	1907.44	250	7.630	3
	硫酸盐	1158.76	250	4.635	4
	硝酸盐	0.17	20	0.0085	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

表 5.2-12 情景 2 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，集气增压站分离水中主要污染物亦为钠、氨氮、氯化物、硫酸盐，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 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 $V=KI=0.0019 \times 0.001=0.0000019\text{m/d}$ ，平均实际流速 $u=V/n=0.0000054\text{ m/d}$ 。
2	DL	纵向弥散系数	10 m 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	

（9）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。

（10）预测结果

①固定时间、不同距离下的浓度

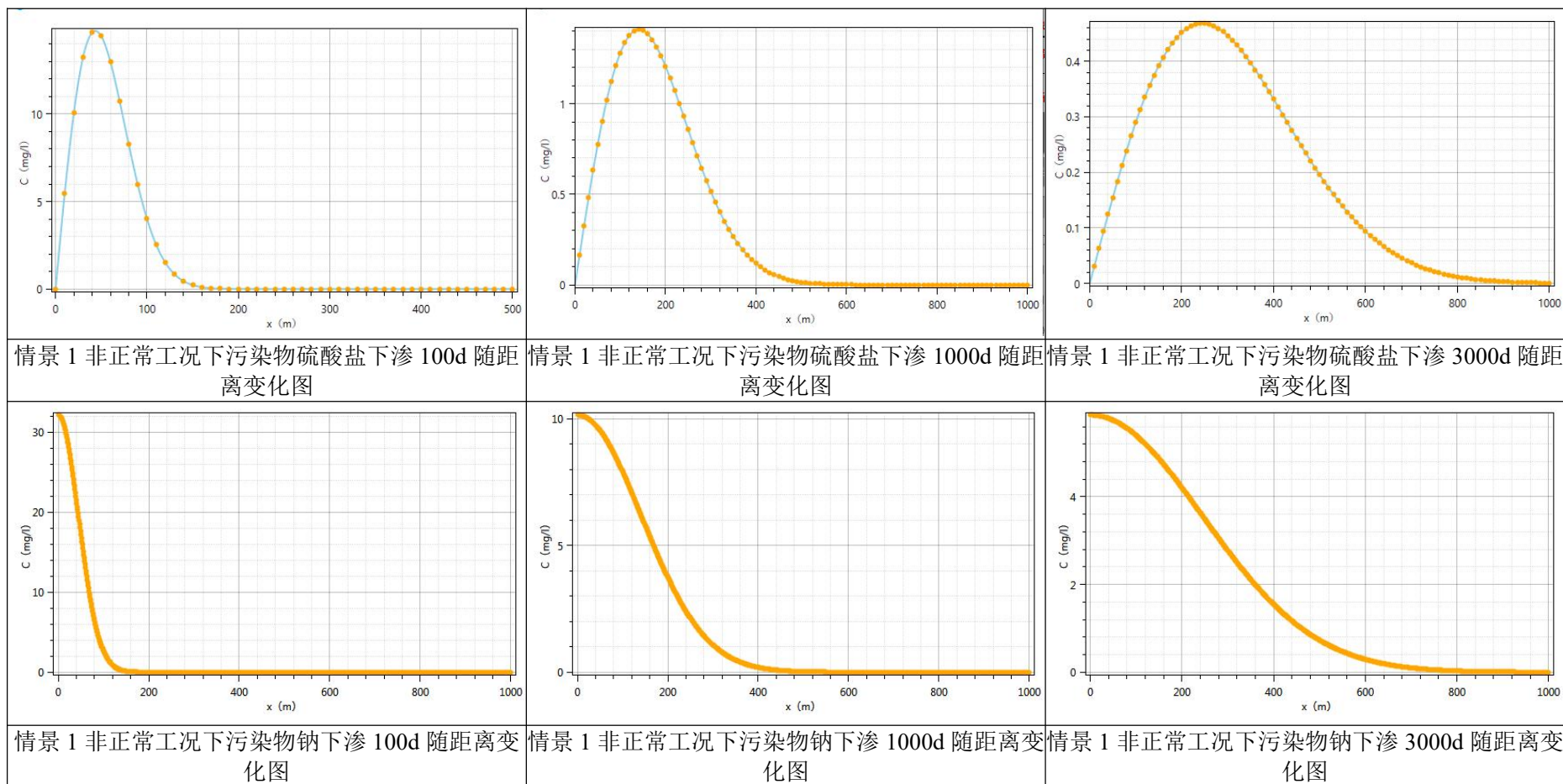
硫酸盐、钠、氨氮、氯化物污染预测分别选取 100 天、1000 天和 3000 天的污染物运移情况，在采用上述预测模型及参数情况下，计算出泄漏点不同距离处不同时刻硫酸盐、钠、氨氮距离泄漏点下游的浓度变化趋势。

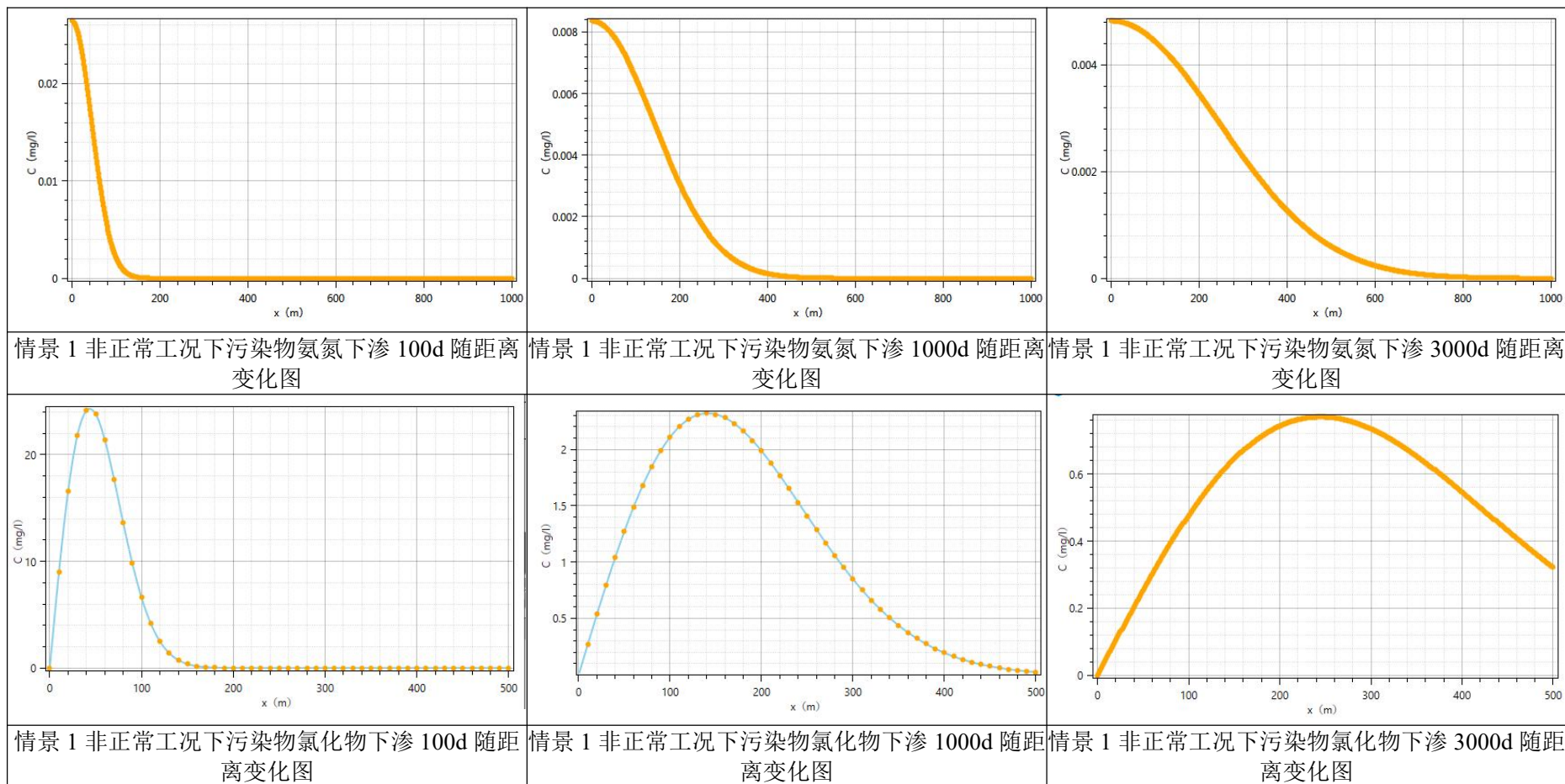
a.情景 2 预测结果

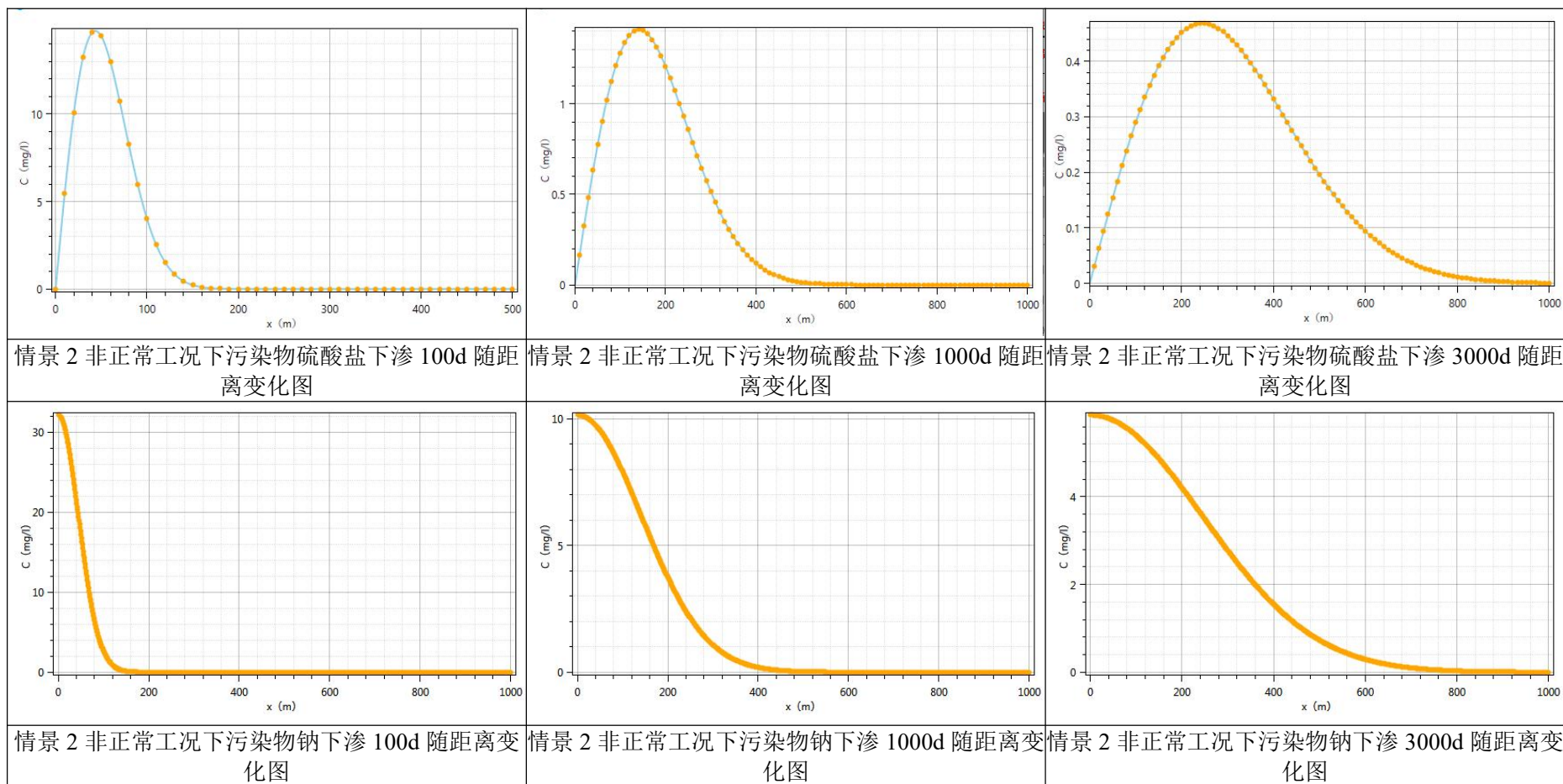
预测结果见。

表 5.2-14 非正常工况情景 2 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 1	硫酸盐	100d	151	250
		1000d	427	
		3000d	692	
	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	







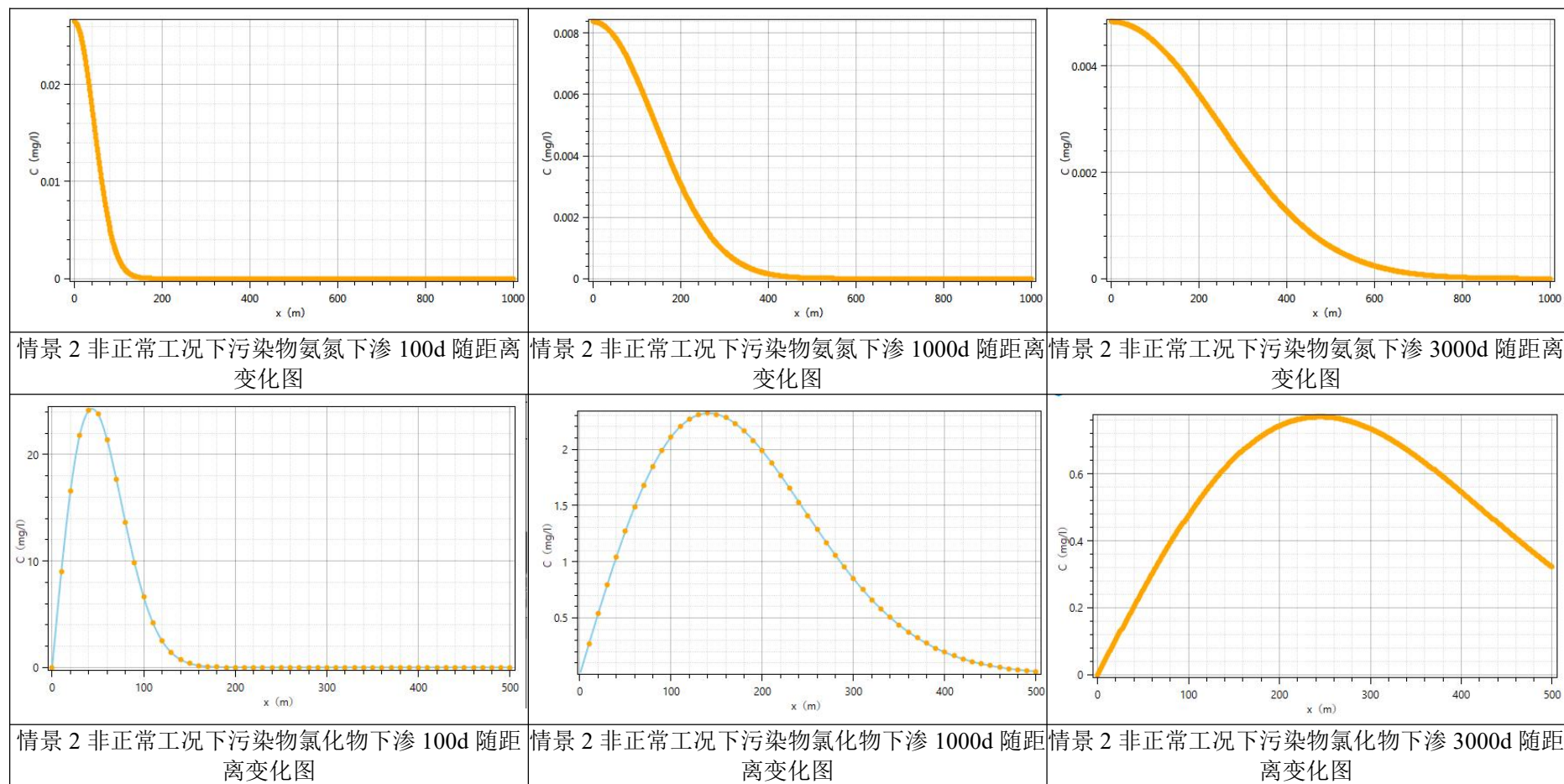


图 5.2-3 非正常工况下污染物下渗随距离变化图

根据预测结果可知，集气增压站密闭卧式钢制污水罐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。

b.情景 1 预测结果

预测结果见下表。

表 5.2-15 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 1	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

5.2.4.1.1. 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。

5.2.4.1.2. 评价范围

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，因此声环境评价范围选择以标准化井场、集气增压站、道路边界外 1m 为声环境影响评价范围。

5.2.4.2. 声环境影响预测与评价

5.2.4.2.1. 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、集气增压站、道路边界外 1m 为声环境影响评价范围。

5.2.4.2.2. 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。

5.2.4.2.3. 预测因子

本项目预测因子为等效连续 A 声级。

5.2.4.2.4. 环境数据

（1）气象概况

阜康市气象站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 5.2-16 阜康市气象站常规气象项目统计（2001-2020）

项目	地区	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。

5.2.4.2.5.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）。

5.2.4.2.6.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 5.2-17。

表 5.2-17 工业企业噪声源强调查清单（标准化井场）

表 5.2-18 工业企业噪声源强调查清单（集气增压站）

5.2.4.2.7.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。

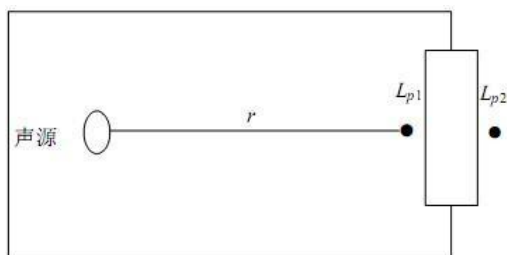


图 5.2-4 室内声源等效室外声源图例

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； $R = Sa / (1 - \alpha)$ ， 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：

$$L_{p1i}(T) = 10 \lg \left(\sum_{j=1}^N 10^{0.1 L_{p1ij}} \right)$$

式中：

$L_{p1i}(T)$ —靠近围护结构处室内 N 个声源 i 倍频带的叠加声压级，dB；

L_{p1ij} —室内 j 声源 i 倍频带的声压级，dB；

N —室内声源总数。

然后按以下公式将室外声源的声压级和透过面积换算成等效的室外声源，计算出中心位置位于透声面积（S）处的等效声源的倍频带声功率级。

$$L_w = L_{p2}(T) + 10 \lg S$$

（2）室外声源衰减模式

当已知某点的 A 声级时，预测点位置的声压级可按下列公式近似计算：

$$L_A(r) = L_A(r_0) - A$$

A 可选择对 A 声级影响最大的倍频带计算，一般可选中心频率为 500Hz 的倍频带做估算。

$$A = A_{div} + A_{atm} + A_{gr} + A_{bar} + A_{misc}$$

式中：

A—总衰减，dB；

A_{div} —几何发散引起的衰减，dB；

A_{atm} —大气吸收引起的衰减，dB；

A_{gr} —地面效应引起的衰减，dB；

A_{bar} —声屏障引起的衰减，dB；

A_{misc} —其他多方面效应引起的倍频带衰减，dB。

（3）噪声叠加公式

项目声源在预测点产生的等效声级贡献值（ $Leqg$ ）计算公式：

$$Leq_{总} = 10 \lg \left[\sum_{i=1}^n 10^{0.1 Leq_i} \right]$$

式中：

$Leq_{总}$ —总等效声级，dB(A)；

Leq_i —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

项目噪声评价预测结果见噪声预测结果见表 5.2-19。

表 5.2-19 项目环境噪声影响预测结果 单位：dB（A）

序号	点名称	定义坐标 (x,y)	真实坐标 (x,y)	地面高程 (m)	噪声时段	贡献值 (dBA)	评价标准 (dBA)	占标 率%	是否 超标
集气增压站									
1	北侧	3233,677	3233,677	1023.83	昼间	51.66	65	79.48	达标
					夜间	51.66	55	93.93	达标
2	东侧	3292,666	3292,666	1014.60	昼间	48.32	65	74.34	达标
					夜间	48.32	55	87.85	达标
3	南侧	3230,657	3230,657	1009.83	昼间	49.49	65	76.14	达标
					夜间	49.49	55	89.88	达标
4	西侧	3178,621	3178,621	1026.25	昼间	51.63	65	79.43	达标
					夜间	51.63	55	93.87	达标
井场									
1	北侧	7249,-327	7249,-327	1056.56	昼间	35.94	65	55.29	达标
					夜间	35.94	55	65.35	达标
2	东侧	7311,-374	7311,-374	1053.68	昼间	32.32	65	49.72	达标
					夜间	32.32	55	58.76	达标
3	南侧	7247,-415	7247,-415	1055.97	昼间	37.14	65	57.14	达标
					夜间	37.14	55	67.53	达标
4	西侧	7174,-379	7174,-379	1073.09	昼间	34.55	65	53.15	达标
					夜间	34.55	55	62.82	达标
井场									
1	北侧	-2384,-315	-2384,-315	1229.40	昼间	38.45	65	59.15	达标
					夜间	38.45	55	69.91	达标
2	东侧	-2324,-370	-2324,-370	1249.21	昼间	38.91	65	59.86	达标
					夜间	38.91	55	70.75	达标
3	南侧	-2391,-415	-2391,-415	1254.41	昼间	41.16	65	63.32	达标
					夜间	41.16	55	74.84	达标
4	西侧	-2458,-371	-2458,-371	1239.94	昼间	37.40	65	57.54	达标
					夜间	37.40	55	68.00	达标

图 5.2-5 噪声预测结果示意图

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 5.2-20 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☑

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）

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

本项目固体废物产生及处置情况见表 5.2-21。

表 5.2-21 固体废物产生情况汇总一览表

序号	固废名称	来源	主要成分	特性	危险固废/ 一般固废	废物 类别	废物代码	产生量				处理方式
								单位	产生 量	利用 量/处 置量	排 放量	
一般 固废	废瓷球	阜康天然气处理站 脱碳装置	Al ₂ O ₃		一般固废	SW59	900-005-S59	t/3a	2.25	2.25	0	更换后交由生产厂家回收处置
	废 3A 分子筛	阜康天然气处理站 脱水装置	碱金属硅铝酸盐		一般固废	SW59	900-005-S59	t/a	1.422	1.422	0	更换后交由生产厂家回收处置
	废瓷球	阜康天然气处理站 脱水装置	Al ₂ O ₃		一般固废	SW59	900-005-S59	t/a	0.103	0.103	0	更换后交由生产厂家回收处置
	废活性炭、 废滤芯、 废 RO 膜	阜康天然气处理站 脱盐水装置	活性炭、PP 棉、 聚酰胺复合材料		一般固废	SW59	900-009-S59	t/3a	0.05	0.05	0	更换后交由生产厂家回收处置
危险 废物	废滤芯	四区、九区集气增压 站 过滤分离器	不锈钢+复合纤维	T/In	危险废物	HW49	900-041-49	t/a	0.04	0.04	0	阜康天然气处理站危险废物贮存 库内分类、分区密闭暂存，交由 有危险废物处理资质单位处置
	废滤芯	阜康天然气处理站 脱碳装置	不锈钢+复合纤维	T/In	危险废物	HW49	900-041-49	t/3a	0.02	0.02	0	阜康天然气处理站危险废物贮存 库内分类、分区密闭暂存，交由 有危险废物处理资质单位处置
	废活性炭	阜康天然气处理站 脱碳装置	柱状活性炭	T	危险废物	HW49	900-039-49	t/3a	2.25	2.25	0	阜康天然气处理站危险废物贮存 库内分类、分区密闭暂存，交由 有危险废物处理资质单位处置
	废滤芯	阜康天然气处理站 脱水装置	不锈钢+复合纤维	T/In	危险废物	HW49	900-041-49	t/3a	0.016	0.016	0	阜康天然气处理站危险废物贮存 库内分类、分区密闭暂存，交由 有危险废物处理资质单位处置

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）

	废滤芯	阜康天然气处理站脱水装置	不锈钢+玻璃纤维	T/In	危险废物	HW49	900-041-49	t/3a	0.01	0.01	0	阜康天然气处理站危险废物贮存库内分类、分区密闭暂存，交由有危险废物处理资质单位处置
	废液	阜康天然气处理站分析化验室	含有酸、碱、有机物	T/C/I/R	危险废物	HW49	900-047-49	t/a	13.2	13.2	0	阜康天然气处理站分析化验室（撬）内配置收集周转桶收集，交由有危险废物处理资质单位处置
	废导热油	阜康天然气处理站导热油炉	LQB-300 导热油，矿物油基	T,I	危险废物	HW08	900-249-08	t/2a	74.12	74.12	0	阜康天然气处理站危险废物贮存库内分类、分区密闭暂存，交由有危险废物处理资质单位处置
	废机油	标准化井场、集气增压站、天然气处理站	矿物油	T,I	危险废物	HW08	900-249-08	t/a	4.9	4.9	0	阜康天然气处理站危险废物贮存库内分类、分区密闭暂存，交由有危险废物处理资质单位处置
	废机油桶	标准化井场、集气增压站、天然气处理站	塑料（PE/PP）	T,I	危险废物	HW08	900-249-08	t/a	0.54	0.54	0	阜康天然气处理站危险废物贮存库内分类、分区密闭暂存，交由有危险废物处理资质单位处置
生活垃圾	生活垃圾	阜康天然气处理站	厨余垃圾		/	SW61	900-002-S61	t/a	9.9	9.9	0	在站内定点收集，定期交由环卫部门统一收集处置

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。

5.2.5.2.1. 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、集气增压站废机油、废油桶，废分离器滤芯，天然气处理站废滤芯、废活性炭、化验室废液、废导热油、废机油、废机油桶，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。

（1）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。

本项目危险废物贮存库需暂存四区九区集气增压站废分离器废滤芯 0.4m^3 ，阜康天然气处理站脱碳装置废滤芯 0.2m^3 ，废活性炭 5m^3 ，脱水装置废滤芯 0.16m^3 ，脱水装置废聚结滤芯 0.08m^3 ，分析化验室废液 13.2m^3 ，废导热油 85m^3 ，废机油桶（废机油盛装） 5.4m^3 ，合计 109.44m^3 ，有效高度 2m，所需容积 55m^2 。

本项目需在阜康天然气处理站内设置最小 60 m^2 、有效高度 2m 的危险废物贮存库，有效容积 60m^3 ，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。

①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

5.2.6.1.1. 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 2.5-11。

表 5.2-22 土壤环境影响评价项目类别（节选）

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

5.2.6.1.2. 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 5.2-23 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	$\text{pH}\leq4.5$	$\text{pH}\geq9.0$
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 $2\text{g/kg}<\text{土壤含盐量}\leq4$ 土壤含盐量区域	$4.5<\text{pH}\leq5.5$	$8.5\leq\text{PH}<9.0$
不敏感	其他	$5.5<\text{pH}<8.5$	
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 5.2-24 生态影响型评价工作等级划分表

评价工作等级		项目类别		
敏感程度	敏感	I	II	III
	较敏感	一级	二级	三级
	不敏感	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 12.9038hm^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 5.2-25 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 5.2-26 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。

5.2.6.1.3.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、集气增压站边界外扩 2km，连接包络线绘制本项目土壤环境评价范围。

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，水箱破损的情况下，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 5.2-27。

表 5.2-27 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 5.2-28。

表 5.2-28 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 垂直入渗	溶解性总固体、硫酸盐、氯化物、钠	钻井废水进入返排液泥浆循环罐，罐体破裂；2000m³返排液防渗收集池破损、玻璃钢水箱破损，钻井废水、压裂返排液、采出水、分离水垂直入渗，造成局部土壤盐碱化。此类污染为非正常情况下，非连续性的污染。
各井场	运营期无组织泄漏烃类气体，检修、事故气体燃烧火炬	大气沉降	挥发性有机物	无组织泄漏烃类气体，检修、事故的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 垂直入渗	盐类、氟化物	玻璃钢水箱破损的情况下，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。

5.2.6.3.土壤环境影响分析

5.2.6.3.1.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。

5.2.6.3.2.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、集气增压站分离水暂存的密闭卧式钢制污水罐。

（1）泄漏源强

设定 20m³ 密闭卧式钢制污水罐、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（1 m²池体泄漏 2L/d）的 10 倍计算，即 1 m²池体泄漏 20L/d。

情景 1:

项目集气增压站内 20m³ 密闭卧式钢制污水罐侧面半径 0.9m，宽 7m，罐内最大有效水深面积为 49.74 m²，设定泄漏面积为总面积的 20%，约 10 m²，则 20m³ 密闭卧式钢制污水罐产生泄漏的污水量为：

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

情景 2:

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 80 m²，设定泄漏面积为总面积的 20%，约 16 m²，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 5.2-29 集气增压站内 20m³ 密闭卧式钢制污水罐泄漏污染源强

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)	备注
集气增压站内 20m ³ 密闭卧式钢制污水罐	氯化物	2	1907.44	3814.88	
	硫酸盐	2	1158.76	2317.52	
	硝酸盐	2	0.17	0.34	
	亚硝酸盐	2	0.13	0.26	
	钠	2	6304.5	12609	
	氨氮	2	5.18	10.36	
	总硬度	2	140.25	280.5	
	溶解性总固体	2	4016	8032	
	耗氧量（COD）	2	10.23	20.46	

表 5.2-30 标准化井场 50m³ 防渗排采池泄漏污染源强

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)	备注
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

① 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，非正常工况下集气增压站内 20m³ 密闭卧式钢制污水罐发生泄漏，盐分增量为 8032g；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。

② 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。

③ 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。

④ 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。

⑤ 预测评价范围

集气增压站预测面积取泄漏点为中心 $20\text{m} \times 20\text{m}$ 范围，面积 400m^2 ；标准化井场预测评价范围取 $20\text{m} \times 20\text{m}$ 范围，面积 400m^2 。

⑥表层土壤深度：取值 0.2m 。

⑦持续年份：取值 1a 。

⑧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 5.2-31 预测参数选取一览表

项目	污染物	Is (g)	Ls (g)	Rs (g)	Pb (kg/m^3)	A (m^2)	D (m)	n (a)
集气增压站内 20m^3 密闭卧式钢制污水罐	盐分	8032	0	0	1463	400	0.2	1
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 5.2-32 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)
集气增压站内 20m^3 密闭卧式钢制污水罐	盐分	0.069	28.43	28.499
标准化井场内 50m^3 防渗排采池	盐分	0.110	28.43	28.54

根据预测，集气增压站内 20m^3 密闭卧式钢制污水罐发生泄漏时，在 1 年内单位质量土壤中盐分含量的增量为 0.069g/kg ，叠加现状值后的预测值为 28.499g/kg ；标准化井场内 50m^3 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。

5.2.6.4. 土壤盐渍化综合评价

根据《环境影响评价技术导则土壤环境（试行）》（HJ964-2018）要求，可能造成土壤盐渍化、酸化、碱化影响的建设项目，分别选取土壤盐分含量、pH 值等作为预测因子。

（1）土壤盐渍化影响因素赋值

土壤盐化影响因素主要有地下水埋深、干燥度、土壤本底含盐量、地下水溶解性总固体和土壤质地，各类影响因素赋值情况见。

根据《环境影响评价技术导则土壤环境（试行）》（HJ964-2018）要求，可能造成土壤盐渍化、酸化、碱化影响的建设项目，分别选取土壤盐分含量、pH 值等作为预测因子。

（1）土壤盐渍化影响因素赋值

土壤盐化影响因素主要有地下水埋深、干燥度、土壤本底含盐量、地下水溶解性总固体和土壤质地，各类影响因素赋值情况见。

表 5.2-33 土壤盐化影响因素赋值表

影响因素	分值				权重
	0	2	4	6	
地下水位埋深（GWD）/(m)	GWD≥2.5	1.5≤GWD<2.5	1.0≤GWD<1.5	GWD<1.0	0.35
干燥度（蒸降比值）（EPR）	EPR<1.2	1.2≤EPR<2.5	2.5≤EPR<6	EPR≥6	0.25
土壤本底含盐量（SSC）/(g/kg)	SSC<1	1≤SSC<2	2≤SSC<4	SSC≥4	0.15
地下水溶解性总固体（TDS）/(g/L)	TDS<1	1≤TDS<2	2≤TDS<5	TDS≥5	0.15
土壤质地	黏土	砂土	壤土	砂壤、粉土、砂粉土	0.1

根据收集到的项目区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，多年平均降水量一般 196mm 左右，干燥度（蒸降比值）约为 13.2，项目区土壤含盐量平均值 28.43g/kg，pH 值为 8.3~8.5，项目区地下水埋深大于 200m；地下水溶解性总固体 0.709(g/L，土壤质地为壤土，对照表 6.2-6 可知，项目区域土壤盐渍化因素赋分表见下表。

表 5.2-34 项目区域土壤盐化影响因素赋分表

点位	分值				
	地下水位埋深（GWD）/(m)	干燥度（蒸降比值）（EPR）	土壤本底含盐量（SSC）/(g/kg)	地下水溶解性总固体（TDS）/(g/L)	土壤质地
项目区	0	6	6	0	4
权重	0.35	0.25	0.15	0.15	0.1
分值	0	1.5	0.9	0	0.4
合计	2.8				

（2）土壤盐化综合评分预测方法

根据选取各项影响因素的分值与权重，采用以下公式计算土壤盐化综合评分值

（Sa），对照得出土壤盐化综合评分预测结果。

$$Sa = \sum_{i=1}^n Wx_i \times Lx_i$$

式中：n—影响因素指标数目；

Lxi—影响因素 i 指标评分；

Wxi—影响隐私 i 指标权重。

表 5.2-35 项目区域土壤盐化影响因素赋分表

土壤盐化综合评分值（Sa）	Sa<1	1≤Sa<2	2≤Sa<3	3≤Sa<4.5	Sa≥4.5
土壤盐化综合评分预测结果	未盐化	轻度盐化	中度盐化	重度盐化	极重度盐化

（3）土壤盐化程度

根据公式计算，项目区域土壤盐化程度结果见。

表 5.2-36 项目区域土壤盐化程度结果一览表

点位	土壤盐化综合评分值（Sa）	土壤盐化综合评分预测结果
项目区	2.8	中度盐化

根据上表可知，项目区土壤盐化程度为中度。

根据工程分析，建设期钻井废水 pH 在 8.0~9.0，偏碱性，钻井废水未经固液分离进入固相防渗暂存池，当池底防渗土工膜破损时，钻井废水将入渗土壤，造成局部土壤碱化。但防渗暂存池体积较小，池底土工膜破裂面积不会太大，而且钻井期时间较短，钻井废水持续渗漏时间有限，因此影响的土壤面积不会太大，碱化影响较小。综上，在做好各池体防渗的前提下，对土壤的盐碱化影响较小。

5.2.6.4.1.土壤环境影响分析小结

项目建设中应做好防渗工作，同时按监测计划定期进行土壤监测，事故发生时及时采取措施清除，不会造成大范围的土壤环境污染事件。

5.2.6.5.土壤环境影响评价自查表

土壤环境影响评价自查表见。

表 5.2-37 土壤环境影响评价自查表

工作内容		完成情况	备注
影响识别	影响类型	污染影响型□；生态影响型☑；两种兼有☑	
	土地利用类型	建设用地☑；农用地□；未利用地☑	
	占地规模	(11.1404) 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	

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）

工作内容		完成情况				备注
	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	4	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) ☐				
防治措施	防控措施	土壤环境质量现状保障 ☐ ; 源头控制 ☒ ; 过程防控 ☒ ; 其他（ ）				
	跟踪监测	监测点数	监测指标		监测频次	
		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，提出环境风险防范、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。

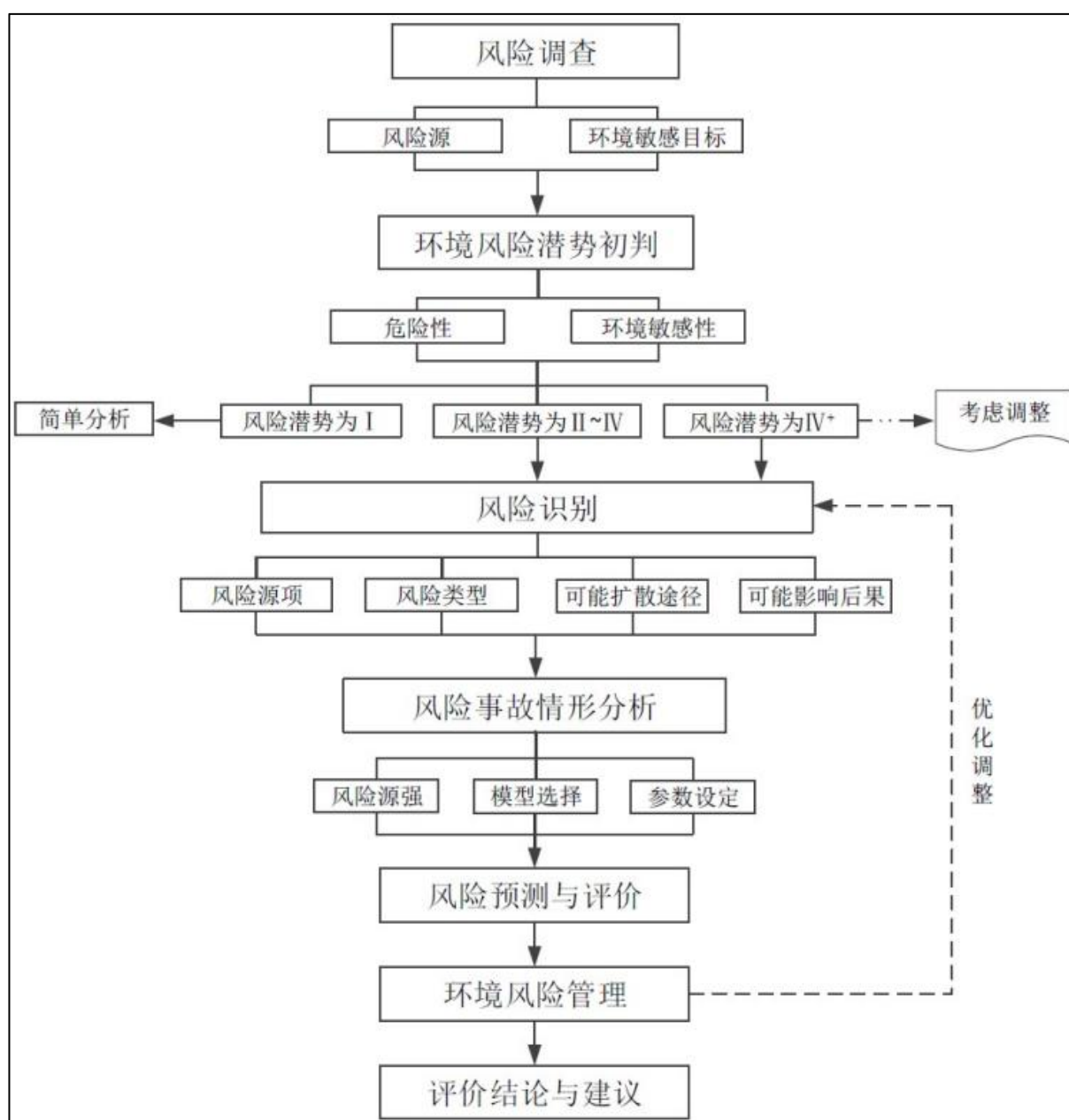


图 5.3-1 环境风险评价工作程序

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，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。

5.3.5.1. 危险物质及工艺系统危险性（P）的分级确定

5.3.5.1.1. 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、集气支线、集气干线、集气增压站	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支线、集气干线。

①集气支线、干线甲烷暂存量

本项目集气支线分为东线、中线、西线，集气干线 1 条，根据线路工程主要工程量一览表（表 3.3-24），估算本项目集气管道内甲烷暂存量见表 5.3-4。

表 5.3-4 集气干到管道内甲烷暂存量估算一览表

序号	项目	管径 (mm)	数量 (km)	管道内暂存煤层 气量 (m ³)	甲烷组分 占比	甲烷体积量 (m ³)	体积密度 (kg/m ³)	甲烷储存 量 (t)
1	四区集 气干线	200	6.5	204.20	71.32%	145.64	0.7174	0.104
2	九区集 气干线	250	9.641	473.25	71.32%	337.52	0.7174	0.242
3	晋源联 络线	160	1.36	27.34	85.51%	23.38	0.7174	0.017
4	一二区 集气支 线	160	16.16	324.92	71.32%	231.73	0.7174	0.166
5	四区集 气支线	160	7.117	143.10	71.32%	102.06	0.7174	0.073
6	九区集 气支线	160	4.859	97.70	71.32%	69.68	0.7174	0.050
合计			45.637	1270.51		910.01		0.653

根据估算，本项目甲烷最大在线量为 0.653t。

（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 0.015t。

（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 0.001t。

（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 0.0001t。

（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 0.00076t。

（7）废机油及废导热油

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 4.9t/a，废机油最大暂存量取值 4.9t。

废导热油考虑运营期废导热油暂存于危险废物贮存库内 1 年量，根据工程分析估算废导热油产生量约为 74.12t/a，废导热油最大暂存量取值 74.12t。

合计 79.02t。

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	0.822	10	0.0822
3	乙烷	74-84-0	0.015	10	0.0015
4	丙烷	74-98-6	0.001	10	0.0001
5	正丁烷	106-97-8	0.0001	10	0.00001
6	异丁烷	75-28-5	0.00076	10	0.000076
7	废机油	/	79.02	2500	0.031608
Q 值合计					0.271494

经计算得出 Q：0.271494≤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：CH ₄	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(°C):-182	沸点(°C):-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°C)	禁忌物：强氧化剂、卤素
	临界压力(MPa)：4.59	临界温度(°C):-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(°C):482~632	闪点(°C):-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	CH ₄ 中的 H ₂ S 允许浓度（民用）（mg/m ³ ）≥20	
	CH ₄ 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。	
	灭火剂：泡沫、二氧化碳、雾状水、干粉	
健康危害	侵入途径：吸入	
	健康危害：当空气中浓度过高时，使空气中氧气含量明显降低，使人窒息。皮肤接触液化甲烷可致冻伤	
	急性中毒：当空气中浓度达到 20%~30%，也就是约 140000~210000mg/m ³ 时，可引起头痛、头晕、乏力、注意力不集中、呼吸和心跳加快，共济失调。若不及时脱离，可致窒息死亡	
	工作场所最高允许浓度：未制定；前苏联 MAC300mg/m ³	

表 5.3-8 一氧化碳（CO）理化性质

品名	一氧化碳	别名	-		英文名	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：LD ₅₀ : 无资料；LC ₅₀ :2069mg/m ³ ，4 小时（大鼠吸入）。					

表 5.3-9 轻柴油理化性质

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）

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。

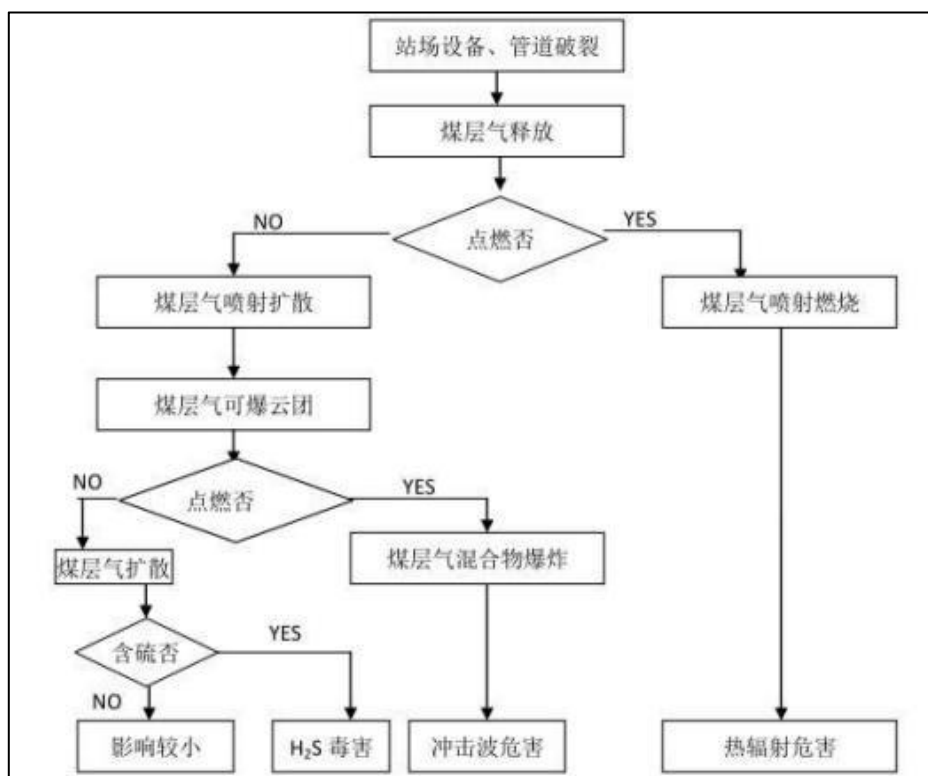


图 5.3-2 站场设备、管线事故树分析图

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）扩散途经识别

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。

5.3.9.1.1. 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。

5.3.9.1.2. 煤层气泄漏伴生污染对大气环境影响

本项目在火灾、爆炸等事故中将产生少量 CO，在静小风及各地年均风速的不利气象条件下，类比同类项目，管道破裂火灾事故产生的 CO 最大落地浓度约为 25mg/m³，未超过短时间接触容许浓度 PC-STEL（30mg/m³）。

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。

5.3.9.2.1. 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：

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

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

$$V_5 = 10q \times f$$

$$q = \frac{q_a}{n}$$

$V_{\text{总}}$ ——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 ）；

$Q_{\text{消}}$ ——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 ）；

$t_{\text{消}}$ ——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， $V_1=0\text{m}^3$ 。

（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，分离废水进入 20m^3 密闭卧式钢制污水罐暂存，则 $V_4=0\text{m}^3$ 。

（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 70d

计，估算 q 降雨强度（平均日降雨量） $q=q_a/n=196/70\approx 2.8\text{mm}$

本项目可能进入事故废水收集系统的雨水汇水面积以集气增压站总占地面积计，取值 0.7661 公顷，估算 $V_5=10q\times f=10\times 2.8\times 0.7661=21.4508\text{m}^3$ 。

（6） $V_{\text{总}}$ 事故缓冲设施总有效容积

$$V_{\text{总}} = (V_1+V_2-V_3)_{\text{max}}+V_4+V_5=0+0-0+0+21.4508=21.4508\text{m}^3$$

根据估算，本项目应急事故池总需有效容积约为 22m^3 ，集气增压站内设置有 1 座 20m^3 密闭卧式钢制污水罐，1 座储存分离水，另一座备用同时可兼做应急事故池。

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，集气站 1 座 20m^3 密闭卧式钢制污水罐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

运营期间，标准化井场采出水排入标准化井场内 1 座 20m^3 成品玻璃钢水箱暂存，定期拉运至污水处理厂处理；集气增压站卧式过滤分离器分离废水 1 座 20m^3 密闭卧式钢制污水罐暂存，定期拉运至污水处理厂处理，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

5.3.10.2.1.集气站、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、集气站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。

5.3.10.2.2.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。

①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）。

②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。

③合理设置截断阀和自动监控方案

④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）严格按照规范要求输气管线上设置截断阀，集气系统设置泄压放空阀，并定期检查，以保证事故时启动灵敏，减少事故释放量。

（5）每年用检测仪器对输气管线管壁的厚度进行减薄测试，壁厚低于规定要求管段应及时更换，消除暴管隐患。

（6）在输气管线敷设线路沿线地表设置永久性标志，以提醒人群避免在管线两侧 50m 内建设大型工程以及取土、打井和种植根深植物。

（7）加强宣传教育，提高输气管线沿线居民的风险防范意识，禁止私接管线输气，以避免造成输气管线破坏、导致污染事件。

5.3.10.2.3.技术防范措施

（1）施工阶段的防范措施

①在施工过程中，加强监理，确保涂层施工质量；

②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；

③制定严格的规章制度，发现缺陷及时正确修补并做好记录；

- ④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；
- ⑤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

- ①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；
- ②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；
- ③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；
- ④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；
- ⑤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；
- ⑥对穿越公路、河流区域管道应每三年检查一次；
- ⑦在洪水期，应特别关注河流穿越段管道的安全；
- ⑧事故放空时，应注意防火。

5.3.10.2.4.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。

①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。

②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。

③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。

5.3.10.2.5.大气环境风险防范措施

建立大气环境风险三级防范体系：

- （1）一级防控措施：工艺设计与安全方面，如装置区、管线等密封防泄漏措施。
- （2）二级防控措施：报警、监控与切断系统，有毒有害气体自动监测报警系统，自动控制，联锁装置及自动切断系统等，以有效减少泄漏量，缩短泄漏时间的措施。
- （3）三级防控措施：事故后应急处置措施，如喷淋消防系统、事故引风喷淋系统、备用罐等措施，并有效转移到废水、固废及备用储存设施中，降低事故状态下大气释放源强、缩短时间、减少排放量。

本项目采用的大气风险防范措施详见表 5.3-11。

表 5.3-11 项目大气风险防范措施一览表

防范措施	措施分项	大气风险防范措施具体内容
事故预防措施	安全、环保设计措施	严格按照《建设设计防火规范》和《石油化工企业设计防火标准》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	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

防范措施	措施分项	大气风险防范措施具体内容
	故报警系统	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。

5.3.10.2.6.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、CO₂ 和 H₂O 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、CO₂、CH₄，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。

5.3.10.2.7.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。

①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。

②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。

③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井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：

①分析井漏发生的原因，确定漏层位置、类型及漏失严重程度。

②保质保量的配置堵漏泥浆。

③施工时如果能起钻，应尽可能采用光钻杆，下至漏层顶部。

④使用正确的堵剂注入方法，确保堵剂进入漏层近井筒处。

⑤施工过程中要不停地活动钻具，避免卡钻。

⑥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。

⑦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。

⑧施工完成后，各种资料必须收集整理齐全、准确。

5.3.10.2.8.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。

①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；

②在管道中心线两侧各 5m 范围内禁止种植深根植物；

③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；

④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：

①三类、四类地区；

②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）；

③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；

④可能的财产损失和环境破坏；

⑤公共设施和设备；

⑥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的事故；

（5）制订应急操作规程，在规程中应说明发生管道事故时应采取的操作步骤，规定抢修进度，限制事故的影响，另外还应说明与管道操作人员有关的安全问题；

（6）操作人员每周应进行安全活动，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 环境风险评价自查表

建设项目名称	新疆科林思德新能源有限责任公司阜康区块煤层气开发项目（一期工程）			
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
地理坐标	经度		纬度	
主要危险物质及分布	管道煤层气			
环境影响途径及危害后果（大气、地表水、地下水等）	煤层气泄漏或燃烧			
风险防范措施要求	1、遵守安全法规，加强管理；2、编制应急预案；3、出现事故及时反映，并及时采取有效措施；			
填表说明（列出相关信息及评价说明） 本项目环境风险潜势按照 I 考虑判定项目风险评价级别为“简单分析”。				

表 5.3-14 环境风险评价自查表

工作内容		完成情况			
风险调查	危险物质	名称	柴油	甲烷	废机油
		存在总量/t	390	0.539	2.3
	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□

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□	m ² □	m ³ ☑	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				
		下游厂区边界到达时间/d				
		最近环境敏感目标/到达时间/d				
地下水						
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工作，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。

5.5.1.1.1. 燃料燃烧排放 CO₂

本项目施工期涉及柴油燃烧过程排放CO₂，运营期阜康天然气处理站导热油炉涉及燃料燃烧排放。

5.5.1.1.2. 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。

5.5.1.1.3. 工艺放空排放

本项目涉及工艺放空排放CH₄、CO₂。

5.5.1.1.4. CH₄ 逃逸排放

本项目涉及CH₄逃逸排放。

5.5.1.1.5. CH₄ 回收利用量

本项目不涉及CH₄回收利用。

5.5.1.1.6. CO₂ 回收利用量

本项目不涉及CO₂回收利用量。

5.5.1.1.7.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。

5.5.1.1.8.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、煤层气	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：

$$E_{\text{GHG}} = E_{\text{CO}_2\text{燃烧}} + E_{\text{GHG火炬}} + \sum_s (E_{\text{GHG工艺}} + E_{\text{GHG逃逸}})_s - R_{\text{CH}_4\text{回收}} \\ \times \text{GWP}_{\text{CH}_4} - R_{\text{CO}_2\text{回收}} + E_{\text{CO}_2\text{净电}} + E_{\text{CO}_2\text{净热}}$$

式中：

E_{GHG} 为企业温室气体排放总量，单位为吨 CO₂ 当量；

$E_{\text{CO}_2\text{燃烧}}$ 为企业由于化石燃料燃烧活动产生的 CO₂ 排放，单位为吨 CO₂；

$E_{\text{GHG火炬}}$ 为企业因火炬燃烧导致的温室气体排放，单位为吨 CO₂ 当量；

$E_{\text{GHG工艺}}$ 为企业各业务类型的工艺放空排放，单位为吨 CO₂ 当量；

$E_{\text{GHG逃逸}}$ 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；

$R_{\text{CH}_4\text{回收}}$ 为企业的 CH₄ 回收利用量，单位为吨 CH₄；

GWP_{CH_4} 为 CH_4 相比 CO_2 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 CH_4 相当于 21 吨 CO_2 的增温能力，因此 GWP_{CH_4} 等于 21；

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

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

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

5.5.1.2.1. 燃料燃烧 CO_2 排放

本项目燃料燃烧 CO_2 排放分为施工期机械设备柴油燃烧 CO_2 排放、运营期阜康天然气处理站燃气式导热油炉燃烧 CO_2 排放。

企业的化石燃料燃烧 CO_2 排放量基于企业边界内各个燃烧设施分品种的化石燃料燃烧量，乘以相应的燃料含碳量和碳氧化率，再逐层累加汇总得到，公式如下：

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

式中，

$E_{CO_2\text{燃烧}}$ 为企业的化石燃料燃烧 CO_2 排放量，单位为吨 CO_2 ；

i 为化石燃料的种类；

j 为燃烧设施序号；

AD_{ij} 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_{ij} 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_{ij} 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 燃烧排放 CO_2 核算一览表

i	AD_{ij}	NVC_i	EF_i	CC_i	OF_{ij}	$E_{CO_2\text{燃烧}}$
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	4542	43.330	0.0202	0.875266	98%	14285.15
燃料种类	消费量 (万 m^3)	低位发热量 (GJ) / 万 Nm^3)	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)
成品煤层气	261.36	389.31	0.0153	5.956443	99%	5651.10
合计						19936.24
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 14285.15t CO_2 ，导热油炉燃烧煤层气产生 5651.10t CO_2 ，合计 19936.24t CO_2 。

5.5.1.2.2.火炬燃烧排放

石油天然气生产企业火炬燃烧可分为正常工况下的火炬气燃烧及由于事故导致的火炬气燃烧两种，考虑到两种火炬气的数据监测基础不同，建议分别核算；另外，考虑到石油天然气生产企业火炬气 CH_4 含量较高且火炬气燃烧不充分，因此石油天然气生产企业的火炬燃烧排放应同时考虑 CO_2 及 CH_4 排放。

$$E_{GHG\text{火炬}} = E_{CO_2\text{正常火炬}} + E_{CO_2\text{事故火炬}} + (E_{CH_4\text{正常火炬}} + E_{CH_4\text{事故火炬}}) \times GWP_{CH_4}$$

式中，

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

$E_{CO_2\text{正常火炬}}$ 为正常工况下火炬系统产生的 CO_2 排放，单位为吨 CO_2 ；

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

$E_{CH_4\text{正常火炬}}$ 为正常工况下火炬系统产生的 CH_4 排放，单位为吨 CH_4 ；

$E_{CH_4\text{事故火炬}}$ 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；

$Q_{\text{正常火炬}}$ 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：

$$E_{\text{CO}_2\text{事故火炬}} = \sum_j \text{GF}_{\text{事故}, j} \times T_{\text{事故}, j} \times \left(\text{CC}_{(\text{非 CO}_2)_j} \times \text{OF} \times \frac{44}{12} + V_{(\text{CO}_2)_j} \times 19.7 \right)$$

$$E_{\text{CH}_4\text{事故火炬}} = \sum_i \left[GF_{\text{事故}, j} \times T_{\text{事故}, j} \times V_{\text{CH}_4} \times (1 - OF) \times 7.17 \right]_i$$

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 $\text{Nm}^3/\text{小时}$ ；

$T_{\text{事故}, j}$ 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；

$V_{(\text{CO}_2)_j}$ 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

根据设计气体组分报告，本项目煤层气中二氧化碳组分占比为 20.32%， CH_4 组分占比 71.32%。

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 $2\text{m}^3/\text{h}$ ，本项目火炬气体流速取 0.0002 万 Nm^3/h 。

③ $T_{\text{事故}, j}$

井场火炬放喷时间一般不超过 8 天，估算为 192h。

④ $CC_{(\text{非 CO}_2)_j}$

根据气体组分，本项目 $CC_{(\text{非 CO}_2)_j}$ 核算见表 5.5-3。

表 5.5-3 $CC_{(\text{非 CO}_2)_j}$ 核算一览表

碳化合物	体积浓度	碳原子数目	含碳量

甲烷	0.7132	1	3.820714286
乙烷	0.0367	2	0.393214286
$CC_{(\text{非CO}_2)_j}$ 总含碳量（吨碳/万 Nm^3 ）			4.21

⑤OF

实测数据可采用缺省值 0.98。

⑥ V_{CO_2}

根据气体组分， CO_2 气体浓度为 0.2032。

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}	$CC_{(\text{非CO}_2)}$	OF	$V_{(\text{CO}_2)}$	V_{CH_4}	E_{CO_2} 事故火炬	E_{CH_4} 事故火炬	E_{CO_2} 火炬
万 Nm^3/h	h	吨碳/万 Nm^3	/			吨 CO_2	吨 CH_4	吨 CO_2
0.0002	192	4.21	0.98	0.2032	0.7132	1.268409019	0.003927279	1.35
井数								151
E_{CO_2} 火炬								203.85
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 1.35t CO_2 ，本项目共钻井 151 口，标准化井场测试放喷燃烧排放 203.85t CO_2 。

5.5.1.2.3.油气开采业务温室气体排放

（1）油气开采业务工艺放空 CO_2

油气开采业务工艺放空 CH_4 排放及 CH_4 逃逸排放主要发生于原油开采中的井口装置、单井储油装置、接转站、联合站及天然气开采中的井口装置、集气站、计量/配气站及储气站等。它们的核算方法如下：

油气开采工艺放空 CH_4 排放可根据油气开采环节各类设施的数量及不同设施的工艺放空排放因子进行计算：

$$E_{\text{CH}_4\text{开采放空}} = \sum_j (Num_j \times EF_j)$$

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 CH₄ 情况一览表

Num _j		EF _j		E _{CH₄开采放空}
名称	个	值	单位	吨 CH ₄
井口装置	151	0	吨/年·个	0
四区集气增压站	1	23.6	吨/年·个	23.6
九区集气增压站	1	23.6	吨/年·个	23.6
阜康天然气处理站	1	13.83	(吨/亿 Nm ³)	15.62
管线(逆止阀)	210	5.49	吨/年·个	1152.9
合计				1215.72
折算 CO ₂ 排放				25530.12

根据核算，本项目开采业务工艺放空 25530.12tCO₂。

（2）油气开采业务逃逸排放温室气体

油气开采业务 CH₄ 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 CH₄ 逃逸排放因子进行计算：

$$E_{CH_4\text{开采逃逸}} = \sum_j (Num_{ail,j} \times EF_{ail,j}) + \sum_j (Num_{gas,j} \times EF_{gas,j})$$

$E_{CH_4\text{开采逃逸}}$ 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 CH₄ 逃逸排放，单位为吨 CH₄；

j 为不同的设施类型；

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

$EF_{ail,j}$ 为原油开采业务中涉及到的每种设施类型 j 的 CH₄ 逃逸排放因子，单位为吨 CH₄/(年·个)；

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

$EF_{gas,j}$ 为天然气开采业务中涉及到的每种设施类型 j 的 CH₄ 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}		E _{CH₄开采逃逸}
名称	个	值	单位	吨 CH ₄
井口装置	151	2.5	吨/年·个	377.5
四区集气增压站	1	27.9	吨/年·个	27.9
九区集气增压站	1	27.9	吨/年·个	27.9

阜康天然气处理站	1	40.34	(吨/亿 Nm ³)	45.56
管线(逆止阀)	210	0.85	吨/年·个	178.5
合计 $E_{CH_4\text{开采逃逸}}$				657.36
折算 CO ₂ 排放				13804.56

（3）油气开采业务排放温室气体

根据核算，本项目工艺放空 CO₂25530.12t，逃逸排放空 CO₂13804.56t，合计油气开采业务排放温室气体 CO₂39334.68t。

5.5.1.2.4.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：

$$E_{CO_2\text{净电}} = AD_{\text{电力}} \times EF_{\text{电力}}$$

式中： $E_{CO_2\text{净电}}$ 为企业净购入的电力消费引起的 CO₂ 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 6586.21 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 $EF_{\text{电力}}=6586.21 \times 10000 \times 0.6577/1000=43317.50\text{tCO}_2$ 。

5.5.1.2.5.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
$E_{CO_2\text{燃烧}}$	19936.25	tCO ₂
$E_{CO_2\text{火炬}}$	203.85	tCO ₂
$E_{CO_2\text{工艺}}$	25530.12	tCO ₂
$E_{CO_2\text{逃逸}}$	13804.56	tCO ₂
$E_{CO_2\text{净电}}$	43317.50	tCO ₂
E_{CO_2}	102792.28	tCO _{2e}

根据计算，本项目 CO₂ 年排放总量为 102792.28tCO₂。

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，会有少量的泄漏，导致产生甲烷等温室气体的排放。但煤层气是清洁能源，开发利用好煤层气，不仅可以减少资源的浪费，而且在减少温室气体排放、改善大气环境方面具有非常重要的意义。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。

本项目年供应成品煤层气 20394.64 万 m^3/a ，相当于减少 305.9196 万吨，项目煤层气开采过程中排放 102792.28 tCO_2 ，项目年相当于减排 295.64 万 tCO_2 。

非正常工况下标准化井场事故、检修时通过 1 根管径 DN80、高 10m 事故气体燃烧火炬排放煤层气；集气增压站事故、检修时通过 1 根管径 DN100、高 10m 事故气体燃烧火炬燃烧排放煤层气；阜康天然气处理站事故、检修时通过 1 根管径 0.35m、高 30m 事故火炬燃烧后排放。

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，集气增压站、天然气处理站事故状态下对气体进行燃烧，燃烧后的温室气体主要是二氧化碳，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，并定期对密封点、集气增压站内设备进行泄漏检测；

（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、集气增压站、天然气处理站检修，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 62122.6tCO₂。

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。

6.环境保护措施及其可行性论证

6.1.施工期环境保护措施可行性分析

6.1.1. 施工期废气污染防治措施

在整个施工过程期间，施工产生的扬尘主要集中在土建施工阶段。扬尘的大小与施工现场条件、管理水平、施工季节及天气等诸多因素有关。施工期扬尘来源主要有以下几方面：

土方挖掘、低洼处回填土时产生的扬尘；土方及建筑材料堆放过程产生的扬尘；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，送入污水处理厂处理达标后外排。

（7）施工期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。

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），有效地降低了钻井期噪声对周围环境的影响。

（3）做好施工期的噪声监理工作。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；收集的生活垃圾由当地环卫部门及时清运，统一处理。

（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，委托环

卫部门及时清运处理至生活垃圾填埋场处置。

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煤层气开发项目，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. 生态恢复措施

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。

（2）避让措施

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。

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品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。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。

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。

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）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较小。

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，切实保护自然植被。

（2）项目在实施过程中，不得随意碾压项目区内植被。

（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。

（8）大力宣传《中华人民共和国防沙治沙法》，使施工人员知法、懂法、守法，自觉保护林草植被，自觉履行防治义务。禁止在划定的施工范围外砍挖自然植被。

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

6.2.1.1.煤层气抽采、输送大气污染物防治措施

（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）输气管道及站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。

（5）站场和阀室以及沿线设可燃气体浓度检测系统和 ESD 系统，密切监视天然气（致密气）的泄漏量。

（6）对集气站、处理站内有阀门的地方，定期和不定期进行测漏检验，及时消除事故隐患，使烃类气体泄漏量符合标准限值。

6.2.1.2.天然气处理站燃气式导热油炉低氮燃烧器降低 NO_x 措施可行性分析

本项目天然气处理站燃气式导热油炉采用成品煤层气为燃料，燃料气满足《天然气》（GB17820-2018）中二类气标准，天然气在炉内燃烧采用低氮燃烧技术，属于《排污许可证申请与核发技术规范 锅炉》（HJ953-2018）中燃气锅炉烟气污染防治可行技术，说明本项目采取低氮燃烧控制 NO_x 的排放措施可行。

本项目燃气式导热油炉采用煤层气燃烧供热，天然气燃烧中烟尘含量较低，为满足颗粒物、SO₂ 排放浓度满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表 3 大气污染物特别排放限值中排放浓度低于 20mg/m³、50mg/m³ 限值要求，NO_x 满足《关于开展自治区 2022 年度夏秋季大气污染防治“冬病夏治”工作的通知》（新环大气函〔2022〕483 号）中 50mg/m³ 的限值要求，燃气式导热油炉废气采用高效低氮燃烧

器，可保证本项目燃气式导热油炉废气中 NO_x 稳定达标排放。

低氮燃烧器的实际运行方式是：烟气先进入预燃室，然后将空气经过空气分配器分配到燃烧室，这时空气被分配到预燃器和燃烧室，预燃器将预热至点火温度。混合气体被循环入到燃烧室中燃烧，燃烧室内空气的压力将确定混合气体的浓度，而空气分配器将保证混合气体的正确均衡。燃烧室内气体的压力比预燃室低，当气体经过空气分配器时，气体的压力会上升，使得混合气体的浓度降低，从而就能避免气体中氧浓度过高，从而减少 NO_x 的排放。

本项目燃气式导热油炉拟采用瓦兰热能设备(无锡)有限公司生产的 WHG28-IL/FIR 型低氮燃气燃烧器，根据设计方提供《燃烧器型式实验报告》（中国特种设备检测研究院，见附件），同种 WHG28-IL/FIR 型低氮燃气燃烧器燃烧天然气，在最大输出热功率时烟气中 NO_x 浓度为 $38.7\text{mg}/\text{m}^3$ （ O_3 含量 3.5%折算）；在最小输出热功率时烟气中 NO_x 浓度为 $27.09\text{mg}/\text{m}^3$ （氧含量 3.5%折算）。说明本项目 WHG28-IL/FIR 在燃烧物质为天然气时，采用此种高效低氮燃烧器控制 NO_x 浓度可满足 $50\text{mg}/\text{m}^3$ 的限值要求。

6.2.2. 水污染防治措施

6.2.2.1. 废水污染防治措施

本项目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，估算 151 口钻井采出水量约 $267.65\text{m}^3/\text{d}$ ，经计量后分别排到 30 座标准化井场内 50m^3 防渗排采池收集暂存，送污水处理厂处理。

本项目单座集气增压站卧式过滤分离器，分离废水产生量约 $0.16\text{m}^3/\text{d}$ （四区、九区合计 $0.32\text{m}^3/\text{d}$ ），集气增压站设置 1 座 20m^3 密闭卧式钢制污水罐暂存，定期拉运至污水处理厂处理。

阜康天然气处理站原料气分离水产生量约 $0.00096\text{m}^3/\text{d}$ ，通过阜康天然气处理站设置 20m^3 密闭卧式钢制污水罐暂存，定期拉运至污水处理厂处理。

阜康天然气处理站生活污水产生量约 $0.8421\text{m}^3/\text{d}$ ，通过站内 1 座有效容积 30m^3 生活污水罐收集暂存，定期采用吸污车拉运至污水处理厂处理。

本项目需拉运至污水处理厂水量约 $268.81\text{m}^3/\text{d}$ ，各池体、储罐均按照满容积后拉运，项目则日最大拉运至污水处理厂水量约 $1590\text{m}^3/\text{d}$ 。

6.2.2.2. 项目排水对污水处理厂影响

本项目运营期日最大拉运至阜康市东部城区污水处理厂处理水量为 268.81m³/d。

6.2.2.2.1. 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

本项目运营期日最大排放至阜康市东部城区污水处理厂废水量约 1590m³/d，阜康市东部城区污水处理厂处理现有规模为 10000m³/d，实际处理废水量 1000m³/d，剩余容量 9000m³/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	/	
	六价铬	mg/L	0.5	/	
	总砷	mg/L	0.5	/	
	总铅	mg/L	1.0	/	

综上所述，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、20m ³ 密闭卧式钢制污水罐、30m ³ 生活污水罐工艺区、修井区	等效黏土防渗层 Mb≥1.5m，K≤1×10 ⁻⁷ cm/s；或参照 GB16889 执行
重点防渗区	弱-中	易-难	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≥6.0m，K≤1×10 ⁻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≤10⁻⁷cm/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≤10⁻¹⁰cm/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≥6.0m，K≤1×10⁻⁷cm/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、20m³ 密闭卧式钢制污水罐、工艺区、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≥1.5m，K≤1×10⁻⁷cm/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。

图 6.2-1 一井从式井场防渗分区示意图

图 6.2-2 四井从式井场防渗分区示意图

图 6.2-3 五井从式井场防渗分区示意图

图 6.2-4 六井从式井场防渗分区示意图

图 6.2-5 七井从式井场防渗分区示意图

图 6.2-6 八井从式井场防渗分区示意图

图 6.2-7 对称从式井场防渗分区示意图

图 6.2-8 九井从式井场防渗分区示意图

图 6.2-9 十井及以上多井丛式井场防渗分区示意图

图 6.2-10 四区集气增压站平面布置示意图

图 6.2-11 九区集气增压站平面布置示意图

图 6.2-12 阜康天然气处理站平面布置示意图

6.2.3.2.1.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 $1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ 。

6.2.3.2.2.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、标准化井场防渗暂存池。

（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）井场采出水，集气增压站分离水储水箱选用玻璃钢材质。

6.2.3.3.地下水环境监测与管理

6.2.3.3.1.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。

6.2.3.3.2.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，应在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 地下水监控井布置方案

区块	监测层	功能	坐标	监控井	监控井编号
一二区块	潜水含水层	污染扩散监测点		项目区	ZK1
四区块	潜水含水层	污染扩散监测点		项目区	ZK2
九区块	潜水含水层	污染扩散监测点		项目区	ZK3
阜康天然气处理站	潜水含水层	污染扩散监测点		下游	ZK4

图 6.2-13 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。在第一时间内尽快上报公司，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，增加噪声在厂房内的衰减，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，风机、水泵用隔声罩降噪；对车间墙壁进行降噪设计。

（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

日常尽量关闭门窗生产；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

本项目固体废物分为一般工业固体废物、危险废物及生活垃圾。一般工业固体废物为废瓷球、废 3A 分子筛、废瓷球、废活性炭、废滤芯、废 RO 膜；危险废物为废滤芯、废活性炭、废液、废导热油、废机油、废机油桶，各类废物均可得到妥善处置。

表 6.2-5 固体废物汇总一览表

序号	固废名称	来源	主要成分	特性	危险固废/ 一般固废	废物 类别	废物代码	产生量				处理方式
								单位	产生 量	利用 量/处 置量	排 放量	
一般 固废	废瓷球	阜康天然气处理站 脱碳装置	Al ₂ O ₃		一般固废	SW59	900-005-S59	t/3a	2.25	2.25	0	更换后交由生产厂家回收处置
	废 3A 分子筛	阜康天然气处理站 脱水装置	碱金属硅铝酸盐		一般固废	SW59	900-005-S59	t/a	1.422	1.422	0	更换后交由生产厂家回收处置
	废瓷球	阜康天然气处理站 脱水装置	Al ₂ O ₃		一般固废	SW59	900-005-S59	t/a	0.103	0.103	0	更换后交由生产厂家回收处置
	废活性炭、 废滤芯、 废 RO 膜	阜康天然气处理站 脱盐水装置	活性炭、PP 棉、 聚酰胺复合材料		一般固废	SW59	900-009-S59	t/3a	0.05	0.05	0	更换后交由生产厂家回收处置
危险 废物	废滤芯	四区、九区集气增压 站 过滤分离器	不锈钢+复合纤维	T/In	危险废物	HW49	900-041-49	t/a	0.04	0.04	0	阜康天然气处理站危险废物贮存 库内分类、分区密闭暂存，交由 有危险废物处理资质单位处置
	废滤芯	阜康天然气处理站 脱碳装置	不锈钢+复合纤维	T/In	危险废物	HW49	900-041-49	t/3a	0.02	0.02	0	阜康天然气处理站危险废物贮存 库内分类、分区密闭暂存，交由 有危险废物处理资质单位处置
	废活性炭	阜康天然气处理站 脱碳装置	柱状活性炭	T	危险废物	HW49	900-039-49	t/3a	2.25	2.25	0	阜康天然气处理站危险废物贮存 库内分类、分区密闭暂存，交由 有危险废物处理资质单位处置
	废滤芯	阜康天然气处理站 脱水装置	不锈钢+复合纤维	T/In	危险废物	HW49	900-041-49	t/3a	0.016	0.016	0	阜康天然气处理站危险废物贮存 库内分类、分区密闭暂存，交由 有危险废物处理资质单位处置
	废滤芯	阜康天然气处理站 脱水装置	不锈钢+玻璃纤维	T/In	危险废物	HW49	900-041-49	t/3a	0.01	0.01	0	阜康天然气处理站危险废物贮存 库内分类、分区密闭暂存，交由 有危险废物处理资质单位处置
	废液	阜康天然气处理站 分析化验室	含有酸、碱、有机 物	T/C/I/R	危险废物	HW49	900-047-49	t/a	13.2	13.2	0	阜康天然气处理站分析化验室 （撬）内配置收集周转桶收集， 交由有危险废物处理资质单位处

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）

												置
	废导热油	阜康天然气处理站 导热油炉	LQB-300 导热油， 矿物油基	T,I	危险废物	HW08	900-249-08	t/2a	74.12	74.12	0	阜康天然气处理站危险废物贮存 库内分类、分区密闭暂存，交由 有危险废物处理资质单位处置
	废机油	标准化井场、 集气增压站、 天然气处理站	矿物油	T,I	危险废物	HW08	900-249-08	t/a	4.9	4.9	0	阜康天然气处理站危险废物贮存 库内分类、分区密闭暂存，交由 有危险废物处理资质单位处置
	废机油桶	标准化井场、 集气增压站、 天然气处理站	塑料（PE/PP）	T,I	危险废物	HW08	900-249-08	t/a	0.54	0.54	0	阜康天然气处理站危险废物贮存 库内分类、分区密闭暂存，交由 有危险废物处理资质单位处置
生活 垃圾	生活垃圾	阜康天然气处理站	厨余垃圾		/	SW61	900-002-S61	t/a	9.9	9.9	0	在站内定点收集，定期交由环卫 部门统一收集处置

6.2.5.2. 固体废物暂存要求

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 and 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。

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集气增压站，天然气处理站共 3 个土壤跟踪监测点。

（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。

（2）对临时占地区域恢复植被进行管理抚育工作。

（3）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。

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）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。

7.环境影响经济损益分析

环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

7.1.1. 投资估算

本项目总投资 148349.96 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 148349.96 万元，其中环境保护投资 2610 万元，占总投资的 1.76%。项目环境保护投资概算见表 7.3-2。

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）

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	废气	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 500
	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
运营期	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；集气增压站设置 1 根管径 DN100、高 10m 事故气体燃烧放空燃烧火炬	合理处置 30
	5	废水处理	采出水	排入标准化井场内 1 座 50m³ 防渗暂存池暂存，定期拉运至污水处理厂处理。	不外排 300
	6	集气站分离水	分离水	1 座 20m³ 密闭卧式钢制污水罐暂存，定期拉运至污水处理厂处理。	
	8	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，在压缩机等强噪声源周围布置隔声板，站界绿化。	降低声环境影响 250
	9	危险废物	废滤芯、废机油	在标准化井场设置危险废物贮存点，阜康天然气处理站设置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 80
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					2610

8.环境管理与监测计划

环境管理是环境保护工作的重要内容之一，也是企业管理的主要组成部分。环境管理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工作，建立全厂完善的污染源及物料流失档案，严格控制污染物排放总量，确保污染物排放指标达到设计要求；
	5.强化对环保设施运行监督、管理的职能，建立全厂完善的环保设施运行、维护、维修等技术档案，加强对环保设施操作人员的技术培训，确保环保设施处于正常运行状态，保持污染物排放达标。
	6.加强对开停车等非正常工况及周围环境的监测，并制定能够控制污染扩大，防止污染事故发生的有效措施。

8.1.4. 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”的处置等；
- （2）检查环境管理制度及其落实情况；
- （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

8.1.5.4.1.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。

8.1.5.4.2.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；		

	4.施工机械操作工人及现场施工人员按劳动卫生标准控制工作时间，采取个人防护措施，如戴耳塞、口罩、安全帽等。		
水环境保护	1.施工废水沉淀池收集沉淀后回用于场地抑尘。		

8.1.5.4.3.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：

- ①建设项目环境保护相关法律法规、规章、标准和规范性文件；
- ②建设项目竣工环境保护验收技术规范；
- ③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：

- ①建设项目配套建设的环境保护设施竣工后，公开竣工日期；
- ②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；
- ③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。

8.1.5.4.4.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

8.1.5.4.5.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、人员伤亡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。

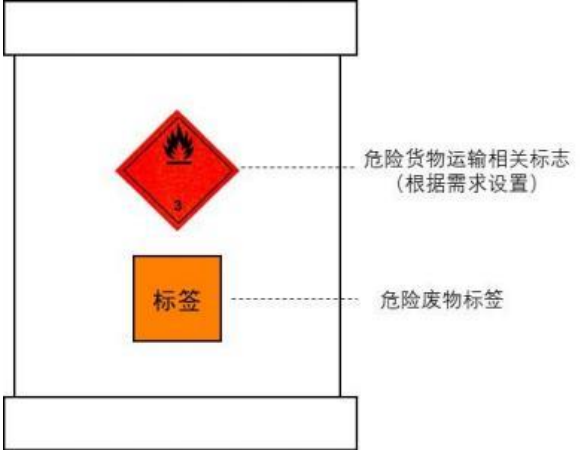
③环境保护图形标志

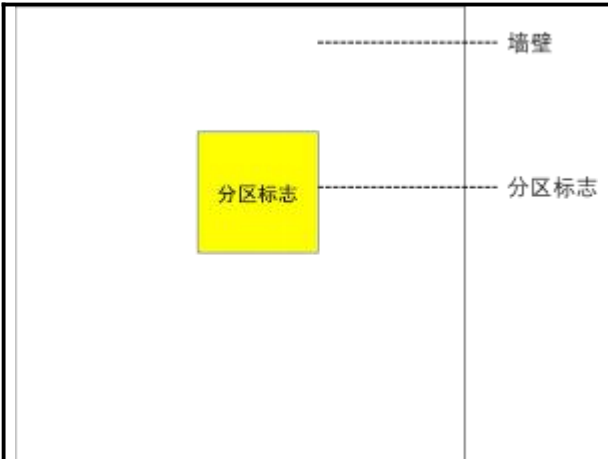
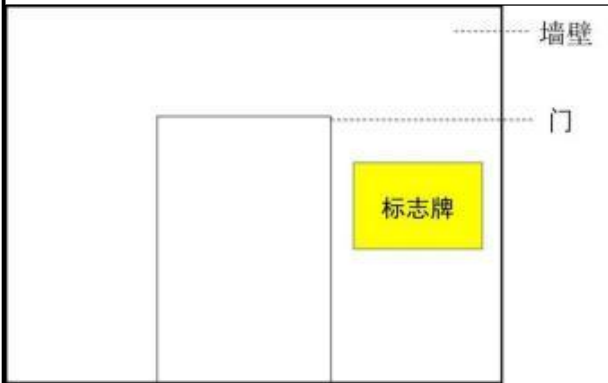
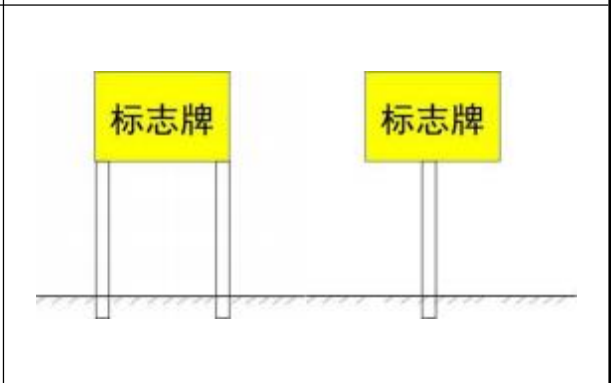
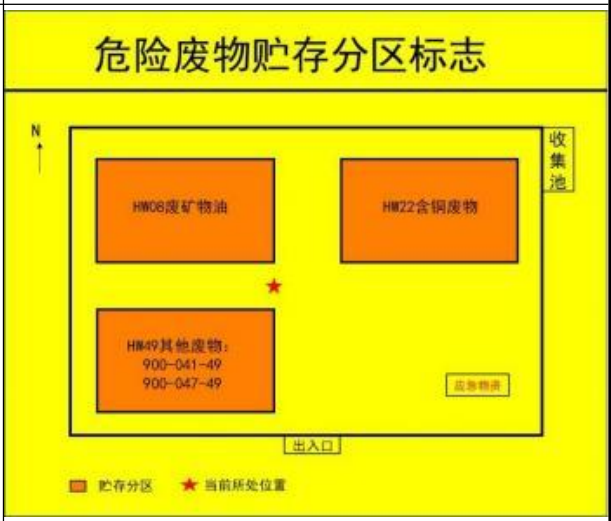
在厂区的废水排放口、废气排放源、固定噪声源、固体废物贮存应设置环境保护图形标志，图形符合分为提示图形和警告图形符号两种，分别按 GB15562.1-1995、GB15562.2-1995 执行。危险废物识别标志应符合《危险废物识别标志设置技术规范》（HJ1276-2022）中相关要求。

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: _____ 设施编码: _____ 负责人及联系方式: _____  危 险 废 物	危险废物 利用设施 单位名称: _____ 设施编码: _____ 负责人及联系方式: _____  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: _____ 设施编码: _____ 负责人及联系方式: _____  危 险 废 物	 危 险 废 物 危险废物 贮存设施 单 位 名 称: _____ 设 施 编 码: _____ 负责人及联系方式: _____
处置设施标志	利用设施标志
 危 险 废 物 危险废物 处置设施 单 位 名 称: _____ 设 施 编 码: _____ 负责人及联系方式: _____	
处置设施标志	

表 8.1-6 危险特性警示图形

序号	危险特性	警示图形	图形颜色
1	腐蚀性		符号：黑色 底色：上白下黑

2	毒性		符号：黑色 底色：白色
3	易燃性		符号：黑色 底色：红色（RGB：255，0，0）
4	反应性		符号：黑色 底色：黄色（RGB：255，255.0）

8.2.环境监理

为减轻工程对环境的影响，将环境管理的理念从事后管理转变为全过程管理，依据《新疆维吾尔自治区环境保护条例》“第二十二条建设单位对水利、交通、电力、化工、冶金、轻工、核与辐射和矿产资源开发等施工周期长、生态环境影响大的建设项目，以及环境影响评价批复文件要求开展环境监理的建设项目，应当自行或者委托具备相应技术条件的机构依法实施环境监理”，本项目应开展建设项目环境监理。

工程建设单位和当地生态环境部门负责不定期地对施工单位和施工场地、施工行为进行检查，考核监理计划的执行情况及环保措施、水保措施与各项环保要求的落实，并对施工期环境监理进行业务指导。

环境监理人员应代表业主进行环境监理审核，编制各类监控报告，并将突发性环境问题及时报告业主的环保主管部门。

8.2.1. 环境监理人员的职责

- （1）监督施工现场“环境管理方案”的落实情况；
- （2）对施工期环境监测计划的执行进行监督；
- （3）及时向主管部门汇报施工环境现状，并根据发现的问题提出合理化建议及改进方案；
- （4）制止一切违反环境保护法律法规且对环境造成污染的行为；

（5）解决一些现场突发的环境问题。

建设项目环境监理除按相关技术规范 and 规定要求开展外，还应对如下内容予以高度关注：

（1）建设项目设计和施工过程中，项目的性质、规模、选址、平面布置、工艺及环保措施是否发生重大变动；

（2）主要环保设施与主体工程建设的同步性；

（3）环境风险防范与事故应急设施与措施的落实；

（4）与环保相关的重要隐蔽工程，如防腐防渗工程；

（5）项目建设和运行过程中可能产生不可逆转的环境影响的防范措施和要求，如施工作业对野生动植物的保护措施；

（6）项目建设和运行过程中与公众环境权益密切相关、社会关注度高的环保措施和要求。

8.2.2. 环境监理工作程序

环境监理是业主和承包商之外的经济独立第三方。环境监理是工程监理的重要组成部分，它既与工程监理有联系，又具有特殊性和相对独立性。

环境监理的书面指令通过工程监理下达，以保证命令依据的唯一性。

8.2.3. 环境监理工作开展的方式

（1）监理人员要定期对施工现场进行巡检，每周至少检查1次~2次。对存在重大环境问题的施工区域要进行跟踪检查，并详细客观（以文字及现场照相或摄像的形式）地记录检查情况；

（2）对检查中发现的问题，以口头通知或下发环境整改通知书的形式督促施工单位进行整改；

（3）在环境敏感区域内若发生环境污染事故，应要求承包商进行监测，并提供监测数据，必要时，建议聘请专业人员进行监测，依据监测结果，对存在的环境问题及时要求承包商治理；

（4）要求承包商限期解决的重大环境问题，承包商拒绝或限期满仍未解决时，在与业主协商后，向承包商发出“环境行动通知”，由业主聘请合格人员实施环境行动；

（5）督促承包商编报环境工作月报，并审阅承包商环境月报，对承包商的环境

管理工作进行评价，并提出改进意见；

（6）听取工程附近居民及有关人员的意见，及时了解公众对环境问题的看法，提出解决建议，并向有关方面作出汇报。

8.2.4. 环境监理的主要内容及工作重点

（1）环境监理的主要内容

环境监理工程师应按照业主的委托，按照施工期工程环境监理方案和工作重点开展工作，确保施工场地等符合环保要求，监督环评报告书提出的环保措施的执行情况，通过工程监理发出指令来控制施工中的环境问题。

（2）环境监理的工作重点

本项目环境监理的重点应放在施工过程，确保施工期的一切活动都符合环保要求。施工期环境监理方案见表 8.2-1。

表 8.2-1 施工期环境监理方案

项目		监理内容	监理要求	管理机构
环境空气	施工场地	在雨后或无风、小风时进行，减少扬尘影响	遇 4 级以上风力天气，禁止施工	昌吉州生态环境局 阜康市生态环境分局
	作业面	定期洒水降尘	使作业面保持一定的湿度	
	运输车辆、建材运输	运输粉料建材车辆加盖篷布	无篷布车辆不得运输粉料等	
	建筑物料堆放	渣土等易产生扬尘的物料，必须采取覆盖等防尘措施	扬尘物料不得露天堆放，必须采取防尘措施	
	施工道路	硬化道路地面，防止扬尘	定时洒水降尘	
声环境	施工噪声	①定期在施工厂界监测施工噪声 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）	
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	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	

项目	监理内容	监理要求	管理机构
	实情况		

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。

8.3.2. 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。

8.3.3. 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。

8.3.4. 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
有组织废气	阜康天然气处理站燃气式导热油炉	颗粒物、二氧化硫、氮氧化物、VOCs	在线监测	《锅炉大气污染物排放标准》（GB 13271-2014）中表 3、《关于开展自治区 2022 年度夏秋季大气污染防治“冬病夏治”工作的通知》（新环大气函〔2022〕483 号）
无组织废气	四区、九区集气增压站、阜康天然气处理站边界	NMHC	每半年一次	《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）
废水	30 座标准化井场采出水、集气增压站分离水	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、集气增压站	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）

8.3.5. 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	一二区块监测井 ZK1	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
	四区块监测井 ZK2		每年 1 次
	九区块监测井 ZK3		每年 1 次
	弗朗天然气处理站监测井 ZK4		每年 1 次
土壤	四、就集气增压站、阜康天然气处理站下风向表层样	镉、汞、砷、铅、铬（六价）、铜、镍、石油烃（C ₁₀ ~C ₄₀ ）、氟化物；	每 5 年 1 次

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。

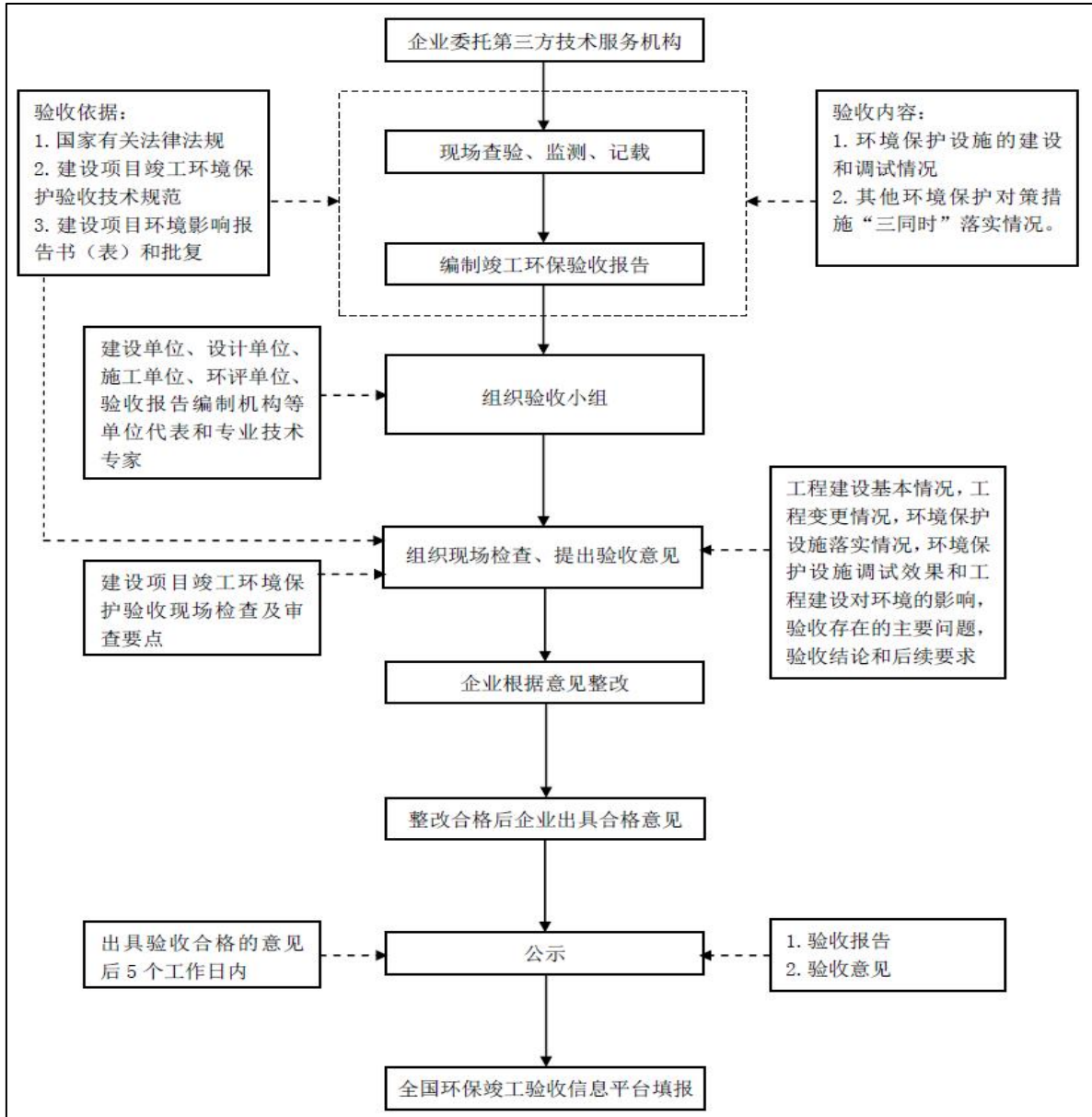


图 8.4-1 企业自主验收流程示意图

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。

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）
		废振动筛	由施工单位更换清洗后收集，交由废旧物资回	妥善处置	《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB18599-

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）

类别	项目	污染源	环保措施	效果	验收标准
			收单位回收处置。		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，统一处置
	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
		阜康天然气处理站燃气式导热油炉有组织废气	低氮燃烧器	达标排放	《锅炉大气污染物排放标准》（GB 13271-2014）中表 3、《关于开展自治区 2022 年度夏秋季大气污染防治“冬病夏治”工作的通知》（新环大气函〔2022〕483 号）
		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，拉运至污水处理厂处理	不外排	-
		集气增压站分离水	集气增压站设置 1 座 20m ³ 密闭卧式钢制污水罐暂存，定期拉运至污水处理厂处理。	不外排	-
	噪声	泵体、压缩机等	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	一般固体废物	废瓷球、废 3A 分子筛、废瓷球、废活性炭、废滤芯、废 RO 膜	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	密闭容器，分类、分区暂存在集气增压站危废	妥善处置	《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）

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）

类别	项目	污染源	环保措施	效果	验收标准
			贮存库内，委托有资质单位处置。		
	环境风险	防范环境风险	标准化井场、集气增压站、阜康天然气处理站设置灭火器、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	-
	环境监测	废气、废水、土壤、地下水	按照监测计划，委托有资质单位开展检测	污染源达标排放	-
		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）
退役期	废气	施工扬尘	洒水抑尘	-	-
	固体废物	建筑垃圾	委托周边固废填埋场合规处置	妥善处置	《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB18599-2020）
	生态环境	生态恢复	对井口进行封堵，地面设施拆除	-	-

9.结论与建议

9.1.结论

9.1.1. 项目概况

项目名称：新疆科林思德新能源有限责任公司阜康区块煤层气开发项目（一期工程）；

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。

建设性质：新建；

项目投资：本项目总投资 148349.96 万元，其中环境保护投资 2610 万元，占总投资的 1.76%；

占地面积：永久占地面积约 111404m²；临时占地 593512m²。

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：各区块采取无人值守，定期巡检；阜康天然气处理站配置 30 人运营及区块巡检。

建设周期：本项目为滚动开发，建设周期为 1 年。

9.1.2. 环境质量现状

9.1.2.1.环境空气质量现状

现状环境调查与监测结果表明，评价区环境空气 PM₁₀、PM_{2.5} 年均质量浓度不能满足标准要求，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。

9.1.2.2.地表水环境质量现状

根据地表水环境现状监测统计结果，水磨河、四工河、白杨河、西沟河水质均满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）II 类标准。

9.1.2.3.地下水环境质量现状

根据地下水水质监测结果，地下水监测点 1、地下水监测点 2、地下水监测点 3

的总硬度、溶解性总固体、氯化物、硫酸盐、钠监测值超过《地下水质量标准》（GB/T 14848-2017）III类标准，其余各项监测因子均满足《地下水质量标准》（GB/T 14848-2017）III类标准，区域地下水硬度偏高。

9.1.2.4. 声环境质量现状

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。

9.1.2.5. 土壤环境质量现状

由监测结果可知，本项目监测点 1-3 一区块占地外表层样满足《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）表 1 农用地土壤污染风险筛选值，其余各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。

9.1.3. 主要环境影响分析结论

9.1.3.1. 环境空气影响分析结论

9.1.3.1.1. 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。

9.1.3.1.2. 运营期

本项目运营期大气污染源主要为导热油炉燃烧烟气、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。

9.1.3.2. 水环境影响分析及保护措施

9.1.3.2.1. 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

污水处理厂处理，不直接外排。施工期废水对区域地表水环境影响较小。

9.1.3.2.2.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，收集后定期拉运至污水处理厂处理；四区、九区集气站分离水通过 1 座 20m³ 密闭卧式钢制污水罐暂存，定期拉运至污水处理厂处理；阜康天然气处理站分离水通过阜康天然气处理站设置 20m³ 密闭卧式钢制污水罐暂存，定期拉运至污水处理厂处理；阜康天然气处理站内生活污水通过 1 座 30m³ 生活污水罐收集暂存，定期拉运至污水处理厂处理。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。

9.1.3.3.地下水环境影响分析

1、施工期

项目施工期，在采取套管防护、水泥浆固井封堵、压裂层段控制目标煤层、钻孔完成后底板用水泥浆进行封堵等措施后，钻井及压裂过程对含水层影响较小。在施工过程中，各井场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，送入污水处理厂处理达标后外排。

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。

在采取防渗措施后，对地下水水质影响较小。

2、运营期

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、集气站分离水经 20m³ 密闭卧式钢制污水罐收集后，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 50m³ 防渗排采池、集气增压站分离水 20m³ 密闭卧式钢制污水罐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。在该项目采取有效防渗措施，同时严格监控跟踪监测井，对各玻璃钢水箱、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。

9.1.3.4. 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。

9.1.3.5. 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。

9.1.4. 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 2 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。

9.1.5. 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；公众参与调查未收到反对意见；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。

9.2. 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；