



中石化重庆涪陵页岩气勘探开发有限公司

焦页 31 号开发井组

环境影响报告书

(公示版)

建设单位：中石化重庆涪陵页岩气勘探开发有限公司

编制单位：重庆渝佳环境影响评价有限公司



2026 年 1 月

目录

目录	I
概述	1
1 总 则	7
1.1 评价目的	7
1.2 评价原则	7
1.3 编制依据	7
1.4 评价内容和重点	10
1.5 评价标准	11
1.6 评价时段、评价等级及评价范围	17
1.7 环境功能区划、环境敏感区、环境保护目标	27
1.8 相关法律法规、政策、规划符合性及选址、选线布局合理性	33
2 工程概况及环境影响因素分析	77
2.1 工程概况	77
2.2 建设内容	94
2.3 影响因素分析	126
2.4 污染物产生及排放情况	140
2.5 污染物排放汇总	174
3 环境现状调查与评价	177
3.1 自然环境概况	177
3.2 区域污染源	178
3.3 环境质量现状	178
3.4 水文地质条件调查	192
3.5 生态环境现状调查与评价	195
4 生态环境影响预测与评价	222
4.1 施工期生态影响预测与评价	222
4.2 运营期生态影响预测与评价	226
4.3 退役期生态环境影响分析	228
5 地表水环境影响预测与评价	230

5.1 施工期地表水环境影响预测及评价	230
5.2 运营期地表水环境影响预测及评价	232
5.3 退役期地表水环境影响预测及评价	232
6 地下水环境影响预测与评价	233
6.1 施工期地下水环境影响分析	233
6.2 运营期地下水环境影响分析	246
6.3 退役期地下水环境影响分析	251
7 大气环境影响预测与评价	253
7.1 施工期大气环境影响分析	253
7.2 运营期大气环境影响分析	255
7.3 退役期大气环境影响分析	256
8 声环境影响预测及评价	257
8.1 施工期声环境影响预测及评价	257
8.2 运营期声环境影响预测及评价	266
8.3 退役期声环境影响分析	270
9 固体废物环境影响分析	271
9.1 施工期固体废物环境影响分析	271
9.2 运营期固体废物环境影响分析	272
9.3 退役期固体废物环境影响分析	273
10 土壤环境影响预测与评价	274
10.1 土壤环境影响类型及途径	274
10.2 施工期土壤环境影响分析	274
10.3 运营期土壤环境影响分析	276
10.4 退役期土壤环境影响分析	276
11 环境风险评价	278
11.1 施工期环境风险	278
11.2 运营期环境风险	321
12 环境保护措施及其可行性论证	332
12.1 施工期环境污染防治措施可行性论证	332

12.2	生态环境保护措施	347
12.3	运营期环境污染防治措施可行性论证	352
12.4	温室气体管控	358
12.5	退役期污染防治措施可行性论证	359
12.6	环保措施汇总	360
13	环境影响经济损益分析	365
13.1	社会效益分析	365
13.2	经济效益分析	365
13.3	环境效益分析	365
14	环境管理与监测计划	368
14.1	环境管理要求	368
14.2	污染排放清单及管理要求	371
14.3	社会公开信息内容	374
14.4	环境管理台账	374
14.5	后评价管理要求	374
14.6	环境监测计划	374
14.7	竣工环保验收	376
15	评价结论和建议	382
15.1	项目概况	382
15.2	区块开发现状及回顾性评价	382
15.3	相关法律法规、政策、规划符合性及选址、选线布局合理性	382
15.4	项目环境敏感性	383
15.5	环境质量现状评价	383
15.6	主要环境影响及环境保护措施	384
15.7	环境风险评价	388
15.8	环境经济损益分析	389
15.9	总量控制	389
15.10	环境管理与监测计划	389
15.11	公众参与	389

15.12 综合评价结论	390
15.13 建议	390

概述

一、项目由来

2016 年涪陵页岩气田就焦石坝区块一期产建区、江东、白涛和梓里场区块申报了页岩气采矿权，采矿权名称为“重庆市四川盆地涪陵焦石坝区块页岩气开采”，许可证号为 0200001610036，采矿权人为中国石油化工股份有限公司，区块极值坐标：东经 107°27'00"-107°32'15"、北纬 29°31'00"-29°47'00"，采矿权面积 576.19km²。

涪陵页岩气田焦石坝区块基于一次井网实施后的剩余气精细刻画，按照“往北全面推进三层立体开发滚动建产、往南加快评价两层立体开发新模式”的差异化开发调整思路，建立了国内首个页岩气立体开发模式并实现工业化应用。截至 2025 年 3 月底，两层立体开发区累计批复中部气层井位 61 口，完试并投产 25 口井，测试压力 2.3-14.3 兆帕，平均压力 8.1 兆帕，测试产量 1.1-9.6 万方/天，平均 5.1 万方/天，预测中部气层平均可采储量 0.77 亿方，达到效益开发水平。

为进一步提高焦石坝区块储量动用，保障气田产量平稳运行，中石化重庆涪陵页岩气勘探开发有限公司拟部署焦页 31 号开发井组，焦页 31 号开发井组依托原焦页 31 号平台共新增 2 口井，开展南部立体开发调整提高采收率工作。

焦页 31 号井组位于焦石坝区块主体构造东北部，构造上处于焦石坝背斜中部，构造平缓，断层不发育，地层倾角 $<7^{\circ}$ ；井组整体天然裂缝发育程度较低，局部发育裂缝条带，整体埋深小于 2530 米，以弱拉张应力为主。已实施一次井网前期评价可采储量未达到 1.2 亿方，仅部分区域实施井网加密。受益于工程工艺持续的降本，经济极限可采储量持续下降，焦页 31 号井组实施井网加密目前可以实现效益开发。同时根据焦页 31 井组压后缝网模拟和数值模拟结果综合评价，井组剩余储量丰度较大，①-⑨小层原始地质储量 113.35 亿方，①-⑨小层剩余地质储量 92.96 亿方。其中④-⑧小层剩余地质储量丰度 4.46 亿方/平方千米，剩余地质储量 58.24 亿方，因此④-⑧小层采用一套层，进行两层立体开发评价。

根据《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023）中术语和定义“区块定位为根据地质储量、矿业权范围、勘探开发及生产管理等因素对油气藏或者油气田进行划分而形成的地理单元；滚动开发区块建设项目为已经形成油气产能规模，在原有区块范围内通过新钻井、井下作业等工程技术途径保持或者增加油气产能规模的区块建设项目”，中石化重庆涪陵页岩气勘探开发有限公司根据

焦页 31 号井区区块实际情况，本项目属于在原有区块范围内通过新钻井、井下作业等工程技术途径增加油气产能规模的区块项目。因此，根据上述定义和实际情况，本项目符合滚动开发区块建设项目的特征，属于滚动开发区块建设项目。

结合《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023）中术语和定义“区块定位为根据地质储量、矿业权范围、勘探开发及生产管理等因素对油气藏或者油气田进行划分而形成的地理单元”，中石化重庆涪陵页岩气勘探开发有限公司根据气田的实际状况，选择焦页 31 号井区作为一个小区块进行管理，区块名称焦页 31 号井区区块，区块面积 2.74km^2 ，区块现有焦页 31 号平台，根据焦页 31 号开发井组备案证建设内容可知：扩建焦页 31 平台 1 座，钻井 2 口，完善集输工艺流程、通讯、水电、道路等配套设施。本项目实施后平均单井日产能力 $3.3 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，新建产能 $0.35 \times 10^8 \text{m}^3/\text{a}$ ，共计新增可采储量 $2.3 \times 10^8 \text{m}^3$ 。具体工程内容包括钻前工程、钻井工程、储层改造工程、地面工程，涉及施工期、运营期与退役期等。工程备案总投资约 8000 万元，其中环保投资约为 322 万元。

图 1-1 焦页 31 号井区范围示意图

二、建设项目特点

本项目为页岩气开发建设项目，焦石坝区块页岩气藏的储层一般呈低孔、低渗透率的物性特征，气流的阻力比常规天然气大，通常需采用压裂技术进行开采。页岩气开发具有如下特点：

①本项目涉及目的层均为龙马溪组，根据焦页 31 号井区已完成钻井以及区域的页岩气组分分析，龙马溪组气体组分以甲烷为主，少量乙烷和丙烷，不含硫化氢，焦石坝工区内其他平台已完成钻井情况也未见硫化氢。

②本项目为滚动开发区块，主要在原已建平台进行钻井，且均采用单钻机布井 + “井工厂” 钻井模式运行，大大减少了井场数量及占地面积，在施工期间严格控制施工作业范围，并在完工后及时采取生态恢复措施，可减缓项目建设对生态环境的影响。

③优化压裂工序，根据布井方式，钻井时采用单钻机钻井，待所有井全部钻井完成后依次进行水力压裂作业，循环利用压裂返排液，适当延长压裂作业周期，减轻压裂对当地水资源的占用影响。

④钻井液设计采用分井段分批钻模式，本项目一开段采用清水钻井，二开段采用

水基钻井液体系，三开段采用油基钻井液体系，钻井采用网电钻机进行钻井；储层改造工程采用电驱压裂车机组进行水力压裂。测试放喷阶段优先将气接入集输流程，测试完成后进入集气站进行生产，集气站采用气液分离+计量的工艺后通过管道外输；后期压力降低至管输压力以下时进行增压外输。

⑤本项目地层为龙马溪组，本项目共新增 2 口井，平均完钻井深 4509m，平均水平段长 1800m，A 靶点平均垂深 2385m，油气层远在区域地下饮用水层之下，压裂液注入层位一般在地下 2000m 以下，此层位不属于地下水开发层位或者目的层位，且距离浅层地下水中间夹有多层不可渗透岩层，因此井下目的层压裂液污染地下水的可行性很小。

⑥本项目压裂返排液量大、返排周期长。压裂作业完成后，压入地层的水将逐渐返排，返排周期长达几年甚至数十年，主要分两个阶段返排：第一个阶段是在压裂作业完成后至试气期间返排的压裂液，返排时间短，每日返排量大（本项目重点关注此返排液环境影响情景）；第二个阶段是生产阶段采出水，产水量逐年减少，但返排周期较长。

⑦针对压裂返排液，优先采用井间循环资源化利用方式，以减少废水产生量。同时，加强日常生产中的环保监测和检查，确保压裂返排液得到有效处置，不外排至环境，防止对周边土壤和地表水环境造成污染。

⑧本项目运营期间页岩气的输送主要依托焦石坝区块已建集输干线及支线，最终进入 1#、2#脱水站处理后外输。集气站分离的采出水依托平台已建废水池收集，定期拉运至焦石坝区块其他平台回用，不能回用时最终运输至涪陵页岩气田采出水处理站处理达标后排放至乌江。

三、环境影响评价过程

（1）准备阶段

我公司承担本项目环评工作后，根据建设单位提供的项目资料，确立了如下环评工作思路：

①编制环境影响评价工作方案；

②根据项目设计资料，针对页岩气开采工程建设特点，进行了环境影响识别；对现有工程环境影响进行回顾性监测、评价；

③在影响识别的基础上，对项目可能产生的生态环境、环境空气、地表水、声环境等影响和环境风险进行深入分析及预测，并论证工程的环境可行性；

④对工程可能带来的环境影响，提出有针对性的环境保护措施和环境风险防控措施。

（2）环境影响评价工作阶段

①环境敏感区筛查

接受委托后，我公司对区块内的饮用水源保护区、风景名胜区、森林公园、自然保护区等各类环境敏感区进行了详查，焦页 31 号开发井组平台占地不涉及上述敏感区。区块范围内不涉及法定生态保护区、重要生境以及其他具有重要生态功能、对保护生物多样性具有重要意义的区域。其中，法定生态保护区包括：依据法律法规、政策等规范性文件划定或确认的国家公园、自然保护区、自然公园等自然保护地、世界自然遗产、生态保护红线等区域；重要生境包括：重要物种的天然集中分布区、栖息地，重要水生生物的产卵场、索饵场、越冬场和洄游通道，迁徙鸟类的重要繁殖地、停歇地、越冬地以及野生动物迁徙通道等。经与涪陵区林业部门核实，评价范围内涉及公益林、天然林及永久基本农田。经重庆市规划和自然资源局的“用途管制红线智检服务”核实，本项目焦页 31 号平台部分及施工生活区涉及永久基本农田，目前建设单位正在办理相关用地手续。

图 1-2 焦页 31 号平台占用永久基本农田情况图

图 1-4 焦页 31 号平台周边公益林、天然林分布情况图

②环境现状调查

本评价开展了区块内声环境、地下水环境（含包气带）、土壤环境等现状监测工作，同时收集了大气、地下水等有效现状监测资料。

③环境影响评价工作

根据调查、收集到的有关文件、资料，在环境现状调查结果的基础上，由建设项目对各环境要素的环境影响和环境风险进行了分析、预测及评价，提出环境保护措施。

（3）编制环境影响报告书

整理各环境要素的分析、预测成果，评价工程建设对各环境要素的影响，编制环境影响报告书，论证工程建设的环境可行性。

（4）公众参与

评价过程中建设单位按照《环境影响评价公众参与办法》（生态环境部令 第 4

号)开展了公众参与调查并编制说明,将公众参与结论纳入环评结论形成环评报告。

四、分析判定相关情况

(1) 评价类别判定

本项目属于陆地天然气开采项目,位于涪陵区焦石镇,根据“渝快办-用地红线质检”查询,本项目部分平台占用永久基本农田约 0.2936hm²。根据涪陵区林地资料查询,平台未占用天然林,但平台废水池泄漏会导致周边土壤从而影响周边天然林和公益林,废水池泄漏可能导致污染土壤,因此项目实施过程中影响范围内存在天然林;且根据《重庆市涪陵区水务局关于公布重庆市涪陵区水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果的通知》(涪水务发〔2018〕266 号),本项目位于涪陵区水土流失重点治理区。综上所述,根据《建设项目环境影响评价分类管理名录》(生态环境部令 第 16 号),本项目类别属于“石油和天然气开采业”中“涉及环境敏感区的(含内部集输管线建设)”,因此项目应编制环境影响报告书。

(2) “三线一单”符合性分析

本项目不涉及生态保护红线,符合重庆市、涪陵区“三线一单”总体管控要求以及管控单元的管控要求。

项目符合《四川省、重庆市长江经济带发展负面清单实施细则(试行,2022 年版)》(川长江办〔2022〕17 号)、《中华人民共和国森林法》、《重庆市涪陵区人民政府 关于印发重庆市涪陵区“三线一单”生态环境分区管控调整方案(2023 年)的通知》等相关管控要求。

(3) 产业政策符合性

本项目符合《产业结构调整指导目录(2024 年本)》《重庆市产业投资准入工作手册》(渝发改投资〔2022〕1436 号)、《页岩气产业政策》《石油天然气开采业污染防治技术政策》等要求。

(4) 规划符合性

本项目符合《重庆市矿产资源总体规划(2021-2025 年)》《重庆市矿产资源总体规划(2021-2025 年)环境影响报告书》及审查意见相关要求;符合《涪陵页岩气田二期产能建设规划环境影响报告书》及审查意见相关要求,符合《“十四五”现代能源体系规划》《重庆市“十四五”土壤生态环境保护规划(2021-2025 年)》《重庆市涪陵区生态环境保护“十四五”规划》等相关规划要求。

井场占地符合《自然资源部农业农村部关于加强和改进永久基本农田保护工作的

通知》（自然资规〔2019〕1号）、《自然资源部关于规范临时用地管理的通知》（自然资规〔2021〕2号）、《重庆市规划和自然资源局关于进一步加强占用永久基本农田管理的通知》（渝规资规范〔2020〕9号）等要求。

五、关注的主要环境问题及环境影响

（1）区块内现有工程的环境影响回顾性分析及改进措施。

（2）井场、管线建设对周边的生态影响及减缓措施；重点关注周边的永久基本农田、公益林、天然林。

（3）重点关注生产初期返排的采出水量，分析生产废水依托焦石坝区块其他平台回用及涪陵页岩气田采出水处理站的可行性。

（4）环境风险影响并提出有效的风险防范和应急措施、确保环境风险可防可控。

六、环境影响报告书主要结论

本项目符合相关产业政策、环境保护政策以及涪陵区“三线一单”管控要求。项目实施总体符合相关规划要求，且占地不涉及生态保护红线。

项目的实施对区域大气环境、地表水环境、声环境、地下水环境、土壤环境、生态环境影响较小，不会改变区域的环境功能，符合区域大气环境改善目标管理要求，环境影响可接受。通过落实评价提出的污染防治措施和生态保护与恢复措施，可以有效减少项目对环境的影响。项目作业将严格按照设计和行业规范进行，并按照行业规范和环评要求完善相关风险防范和应急措施，制定详尽有效的环境风险应急预案，确保项目环境风险可防控。

综上所述，项目选址环境可行，布局合理，采用的环保措施可行。从环境保护的角度分析，本项目建设是可行的。

1 总 则

1.1 评价目的

(1) 根据区域的页岩气资源情况，结合国家相关产业政策、环境政策，相关规划及规划环评，结合环保措施及影响分析，分析论述项目建设的环境可行性。为项目的环境保护行政管理部门提供决策依据。

(2) 调查区块内现有工程对生态环境、水环境、环境空气、声环境、土壤环境影响程度和范围，分析已采取环保措施完善性和有效性，对存在的生态环境问题提出有效防治措施。预测项目区块开发对生态环境、土壤、水、气、声环境以及环境风险影响程度和范围，结合当前技术经济条件，从平台和整个区块开发层面提出减缓不利影响的技术经济可行的污染防治措施和生态保护与恢复措施、风险防范和应急措施。

(3) 将环境污染防治对策和生态保护与恢复措施、风险防范和应急措施及时反馈到项目环境管理中，确保污染物达标排放，生态系统良性循环，环境风险可防可控。将不利影响降至最低程度，为拟建项目的稳定生产和环境管理提供科学依据，实现项目建设与区域经济、社会 and 环境的协调发展。

1.2 评价原则

(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。以预防为主、防治结合、全过程控制的现代环境管理思想为指导，以安全、绿色、高效开发页岩气为目的，结合项目特点和所在区域的环境特征，在环境功能区划的总原则下，以科学、求实、严谨的工作作风开展评价工作。

(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。项目建设过程中污染物达标排放，并实施污染物排放总量控制和达到清洁生产要求。通过提出有效的环保措施、风险防范措施和应急措施，确保环境影响可接受，环境风险可防可控

(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。

1.3 编制依据

1.3.1 环境保护法律、法规

- (1) 《中华人民共和国环境保护法》，2015 年 1 月 1 日起施行；
- (2) 《中华人民共和国环境影响评价法》，2018 年 12 月 29 日修订并施行；
- (3) 《中华人民共和国噪声污染防治法》，2022 年 6 月 5 日起施行；
- (4) 《中华人民共和国大气污染防治法》，2018 年 10 月 26 日修订并施行；
- (5) 《中华人民共和国水污染防治法》，2018 年 1 月 1 日起施行；
- (6) 《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）；
- (7) 《中华人民共和国土地管理法》（2019 年 8 月 26 日修改）；
- (8) 《中华人民共和国清洁生产促进法》，2012 年 2 月 29 日施行；
- (9) 《中华人民共和国循环经济促进法》（2018 年 10 月 26 日修正）；
- (10) 《中华人民共和国水土保持法》（2011 年 3 月 1 日施行）；
- (11) 《中华人民共和国节约能源法》，2018 年 10 月 26 日修订并施行；
- (12) 《中华人民共和国水法》，2016 年 7 月 2 日施行；
- (13) 《中华人民共和国土壤污染防治法》，2019 年 1 月 1 日起施行；
- (14) 《中华人民共和国城乡规划法》（2019 年 4 月 23 日修正）；
- (15) 《中华人民共和国野生动物保护法》（2018 年修正）；
- (16) 《中华人民共和国森林法》（2019 年修正）；
- (17) 《地下水管理条例》（2021 年 12 月 1 日施行）；
- (18) 《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）；
- (19) 《国家重点保护野生植物名录》（国家林业和草原局、农业农村部公告 2021 年第 15 号）；
- (20) 《自然资源部 农业农村部 国家林业和草原局关于严格耕地用途管制有关问题的通知》（自然资发〔2021〕166 号）；
- (21) 《关于规范临时用地管理的通知》（自然资规发〔2021〕2 号）。

1.3.2 地方行政规章及规范性文件

- (1) 《重庆市环境保护条例》（2018 年 7 月 26 日修正）；
- (2) 《重庆市大气污染防治条例》（2021 年 5 月 27 日重庆市第五届人民代表大会常务委员会第二十六次会议《关于废止和修改部分地方性法规的决定》第二次修正）；
- (3) 《重庆市水污染防治条例》（重庆市人民代表大会常务委员会公告〔五届〕

第 95 号)；

(4) 《重庆市生态功能区划(修编)》(渝府〔2008〕133 号)；

(5) 《重庆市噪声污染防治办法》(重庆市人民政府令第 363 号)；

(6) 《重庆市建设用地土壤污染防治办法》(重庆市人民政府令第 332 号)；

(7) 《重庆市规划和自然资源局关于进一步加强占用永久基本农田管理的通知》
(渝规资规范〔2020〕9 号)；

(8) 《重庆市生态环境局办公室关于加强水泥窑协同处置危险废物和页岩气开采
固体废物环境管理服务的通知》(渝环办〔2019〕373 号)

(9) 《重庆市人民政府批准重庆市地表水环境功能类别调整方案的通知》(渝
府发〔2012〕4 号)；

(10) 《重庆市“三线一单”生态环境分区管控调整方案(2023 年)的通知》
(渝环规〔2024〕2 号)；

(11) 《四川省、重庆市长江经济带发展负面清单实施细则》(试行, 2022 年
版)；

(12) 《重庆市规划和自然资源局关于进一步加强占用永久基本农田管理的通
知》(渝规资规范〔2020〕9 号)；

(13) 《涪陵区生态环境保护“十四五”规划和二〇三五年远景目标的通知》；

(14) 重庆市涪陵区人民政府关于印发《重庆市涪陵区“三线一单”生态环境分区
管控调整方案(2023 年)》的通知

(15) 重庆市林业局 重庆市农业农村委员会关于印发《重庆市重点保护野生动
物名录》和《重庆市重点保护野生植物名录》的通知(渝林规范〔2023〕2 号)。

1.3.3 技术导则

(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》(HJ 2.2-2018)；

(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 声环境》(HJ 2.4-2021)；

(5) 《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ 610-2016)；

(6) 《环境影响评价技术导则 生态影响》(HJ19-2022)；

(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 陆地石油天然气开发建设项目》(HJ349-2023)。

1.3.4 行业技术规范

- (1) 《页岩气地面工程设计规范》(QSY 1858-2015)；
- (2) 《页岩气气田集输工程设计规范》(NB/T 14006-2020)；
- (3) 《石油天然气工程设计防火规范》(GB50183—2004)；
- (4) 《石油天然气工程总图设计规范》(SY/T0048—2016)；
- (5) 《油气田地面工程建设项目建设文件编制标准》(GB/T50691-2011)；
- (6) 《陆上石油天然气生产环境保护推荐作法》(SY/T6628—2005)；
- (7) 《石油天然气工业健康、安全与环境管理体系指南》(SY/T6276-2014)；
- (8) 《石油天然气安全规程》(AQ2012-2007)；
- (9) 《石油天然气钻井、开发、储运防火防爆安全生产技术规程》(SY5225-2012)；
- (10) 《石油天然气工程可燃气体检测报警系统安全规范》(SY6503-2016)；
- (11) 《页岩气井试气技术规范》(NB/T14014-2016)；
- (12) 《页岩气环境保护第 1 部分：钻井作业污染防治与处置方法》(GB/T39139.1-2020)；
- (13) 《非常规油气开采污染控制技术规范》(SY/T 7482-2020)。
- (14) 《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》(生态环境部公告 2021 年 第 74 号)。

1.3.5 建设项目相关资料

- (1) 《涪陵页岩气田焦页 31 号开发井组方案可行性研究报告》；
- (2) 《焦页 3 号立体开发调整井组环境影响评价环境影响报告表》《涪陵页岩气田焦页 2 号东中部气层开发井组环境影响报告书》等及各环评批复、验收资料；
- (3) 《涪陵页岩气田焦石坝区块一期产能建设规划环境影响篇章》及审查意见函；
- (4) 焦石坝区块排污许可登记表；
- (5) 建设单位提供其他相关资料。

1.4 评价内容和重点

(1) 评价内容

根据本项目运营期的排污特点，结合项目区域环境特征，本项目环境影响评价的主要内容包括现有工程环境影响回顾性评价、环境现状评价、工程概况与工程分析、

生态影响评价、环境风险评价、声环境评价、地下水环境影响评价、土壤环境影响评价、环境空气影响分析、地表水影响分析、固体废物影响分析、环境保护措施技术经济可行性论证、环境管理和环境监测、环境经济损益分析等。

(2) 评价重点

根据工程的特点，评价重点主要为工程分析、生态环境评价及生态保护措施、地下水、土壤评价及保护措施、风险评价及风险防范和应急措施、水污染防治措施。

1.5 评价标准

1.5.1 环境质量标准

(1) 地表水环境

根据现状调查，焦页 31 号平台区域地表水汇入麻溪河，根据《重庆市人民政府批转重庆市地表水环境功能类别调整方案的通知》（渝府发〔2012〕4 号），麻溪河属于Ⅲ类水域，使用功能为农业用水兼工业用水，执行《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中Ⅲ类水域水质标准，标准值见表 1.5-1。

表 1.5-1 地表水环境质量标准限值 单位：mg/L

项目	pH (无量纲)	BOD ₅	COD	NH ₃ -N	石油类	硫酸盐	氯化物	硫化物
Ⅲ类标准值	6~9	4	20	1.0	0.05	250	250	0.2

注：硫酸盐、氯化物标准限值取《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中集中式生活饮用水地表水源地补充项目标准限值。

(2) 地下水环境

本项目所在区域地下水质量标准按《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中Ⅲ类标准进行评价，标准值见表 1.5-2。

表 1.5-2 地下水质量标准限值 单位：mg/L

污染物	pH（无量纲）	石油类*	高锰酸盐指数	氨氮	硫酸盐
Ⅲ类标准值	6.5~8.5	≤0.05	≤3.0	≤0.2	≤250
污染物	氯化物	总硬度	铁	锰	阴离子表面活性剂
Ⅲ类标准值	≤250	≤450	≤0.3	≤0.1	≤0.3
污染物	镉	铅	溶解性总固体	硝酸盐	亚硝酸盐
Ⅲ类标准值	≤0.005	≤0.01	≤1000	≤20	≤1.0
污染物	挥发酚	氰化物	总大肠菌群	菌落总数	砷
Ⅲ类标准值	≤0.002	≤0.05	≤3 (MPN/100mL)	≤100 (CFU100mL)	≤0.05
污染物	汞	六价铬	氟化物	钡	/

III类标准值	≤0.001	≤0.05	≤1.0	≤0.7	/

注：石油类标准限值取《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中III类水域水质标准限值

（3）声环境

本项目位于农村区域，根据《重庆市涪陵区人民政府办公室关于印发重庆市涪陵区声环境功能区划分调整方案的通知》（涪陵府办发〔2023〕47号），焦页 31 号平台未划分声功能区。受区域页岩气开发，周边工业活动较多，因此根据《声环境质量标准》（GB3096-2008）及《重庆市涪陵区人民政府办公室关于印发重庆市涪陵区声环境功能区划分调整方案的通知》（涪陵府办发〔2023〕47号），“工业活动较多的村庄以及有交通干线经过的村庄（指执行 4 类声环境功能区要求以外的地区）可局部执行 2 类声环境功能区要求”，因此，本次评价确定声环境执行 2 类声功能区要求。即昼间 60dB（A），夜间 50dB（A）。

（4）环境空气

项目所在地大气环境执行《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中二级标准。标准值见表 1.5-3。

表 1.5-3 环境空气质量标准

序号	污染物项目	平均时间	浓度限值（二级）	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	
7	非甲烷总烃	小时值	2000	参照执行河北省地方标准《环境空气质量非甲烷总烃限值》（DB 13/1577-2012）二级标准

（5）土壤环境

本项目平台内永久占地部分土壤执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地筛选值，标准值见表 1.5-4。平台外农用地土壤执行《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）中其他风险筛选值，标准值见 1.5-5。

表 1.5-4 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）第二类用地筛选值 单位：mg/kg

污染物	pH（无量纲）	镉	铅	汞	砷
第二类用地筛选值	/	65	800	38	60
污染物	铜	镍	六价铬	全盐量	石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）
第二类用地筛选值	18000	900	5.7	/	4500
污染物	苯	萘并[1,2,3-cd]芘	二苯并[a,h]蒽	蒽（1,2-苯并菲）	苯并[k]荧蒽
第二类用地筛选值	70	15	1.5	1293	151
污染物	苯并[b]荧蒽	苯并[a]芘	苯并[a]蒽	2-氯酚	苯胺
第二类用地筛选值	15	1.5	15	2256	260
污染物	硝基苯	邻二甲苯	间二甲苯+对二甲苯	甲苯	1,2-二氯苯
第二类用地筛选值	76	640	570	1200	560
污染物	1,4-二氯苯	乙苯	苯乙烯	1,1,1-三氯乙烷	1,1,2-三氯乙烷
第二类用地筛选值	20	28	1290	840	2.8
污染物	三氯乙烯	1,2,3-三氯丙烷	氯乙烯	苯	氯苯
第二类用地筛选值	2.8	0.5	0.43	4	270
污染物	1,1,2,2-四氯乙烷	1,1,1,2-四氯乙烷	四氯乙烯	反-1,2-二氯乙烯	二氯甲烷
第二类用地筛选值	6.8	10	53	54	616
污染物	1,2-二氯丙烷	四氯化碳	氯仿	氯甲烷	1,1-二氯乙烷
第二类用地筛选值	5	2.8	0.9	37	9
污染物	1,2-二氯乙烷	1,1-二氯乙烯	顺-1,2-二氯乙烯		
第二类用地筛选值	5	66	596		

注：全盐量为特征因子，但无相应风险筛选值标准，

表 1.5-5 农用地土壤污染风险筛选值 单位：mg/kg

污染物项目	风险筛选值

	5.5<pH≤6.5		6.5<pH≤7.5	
	水田	其他	水田	其他
镉	0.4	0.3	0.6	0.3
铅	100	90	140	120
汞	0.5	1.8	0.6	2.4
铬	250	150	300	200
砷	30	40	25	30
铜	150	50	200	100
镍	70		100	
锌	200		200	
石油烃[C ₁₀ -C ₄₀]	4500			

注：石油烃[C₁₀-C₄₀]参考执行建设用地土壤污染风险管控标准（试行）第二类用地筛选值。

1.5.2 污染物排放标准

（1）废水

施工期：本项目井队生活污水采用环保厕所收集后外运污水处理厂处置，不外排，处置协议详见附件；钻井废水优先回用于平台储层改造工程，不能回用部分管输至涪陵页岩气田采出水处理站处理达标后排放，洗井废水、压裂返排液等经絮凝沉淀、杀菌处理后满足《涪陵地区页岩气藏措施返排液处理规范》（Q/SH10351031-2013）后优先回用于其他工区压裂工序，不外排，不能回用时最终运至涪陵页岩气田采出水处理站达标处理达标后排放。压裂回用水水质要求见表 1.5-6，采出水处理站水质排放标准见表 1.5-7。

表 1.5-6 压裂液回用水水质要求

序号	项目	重复利用指标	处理方法
1	矿化度, mg/L	≤3×10 ⁴	絮凝沉淀、杀菌
2	Ca ²⁺ +Mg ²⁺ , mg/L	≤1800	
3	悬浮固体含量, mg/L	≤25	
4	SRB 细菌含量, 个/mL	≤10	
5	FB 细菌含量, 个/mL	≤25	
6	TGB 细菌含量, 个/mL	≤25	
7	pH	5.5~7.5	

运营期：采出水优先拉运至周边井场配制压裂液，不能利用的最终管输至涪陵页岩气田采出水处理站进行处理达标排放。

涪陵页岩气田采出水处理站现行执行标准为《污水综合排放标准》(GB8978-1996)一级标准(氯化物参照《四川省水污染物排放标准》DB51/190-1993C 类水域二级标准要求);重庆市 2025 年 7 月 1 日起开始实施的《页岩气开采水污染物排放标准》(DB50/1806-2025)规定“现有排污单位自本文件实施之日起 24 个月后,执行表 1 规定的水污染物排放限值”和“页岩气开采排污单位废水排入工业废水集中处理设施(页岩气开采废水处理设施除外),执行表 1 规定的间接排放限值”,本项目依托的该采出水处理站属于现有排污单位,且本项目最终废水去向属于页岩气开采废水处理设施处理,因此涪陵页岩气田采出水处理站应在《页岩气开采水污染物排放标准》(DB50/1806-2025)实施 24 个月之后执行此标准表 1 规定的直接排放限值,本次评价列出标准限值作为后续排污依据。

表 1.5-7 采出水排放标准 单位: mg/L

《污水综合排放标准》(GB8978-1996)一级标准			《页岩气开采水污染物排放标准》 (DB50/1806-2025)	
序号	项目	限值	直接排放	间接排放
1	pH	6~9	6~9	6~9
2	色度(稀释倍数)	50	30	64
3	悬浮物(SS)	70	10	400
4	化学需氧量(COD _{Cr})	100	50	500
5	五日生化需氧量(BOD ₅)	20	10	300
6	氨氮	15	5	45
7	总氮(以 N 计)	/	15	70
8	总磷(以 P 计)	/	0.5	8.0
9	总有机碳(TOC)	20	15	150
10	石油类	5	1.0	15
11	硫化物	1.0	1.0	1.0
12	氟化物	10	10	20
13	氯化物	350	1000	3000
14	溶解性总固体(TDS)	/	2000	4000
15	阴离子表面活性剂	5.0	0.5	20
16	急性毒性(以 HgCl ₂ 浓度计)	/	0.07	-
17	挥发酚	0.5	0.5	0.5
18	硼	/	2.0	3.0
19	可溶性钡	/	2.0	2.0
20	磷酸盐	≤0.5	/	/

21	总 α 放射性 (Bq/L)	/	1	1
22	总 β 放射性 (Bq/L)	/	10	10

(2) 噪声

施工噪声执行《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2025)，即昼间噪声排放限值 70dB (A)，夜间 55dB (A)。

运营期厂界噪声执行《工业企业厂界噪声排放标准》(GB12348-2008) 中 2 类标准，即昼间噪声排放限值 60dB (A)，夜间 50dB (A)。

(3) 废气

项目施工期钻井工程、储层改造优先采用网电供电，配备采用柴油发电机作为备用电源。施工期柴油机组废气排放限值执行《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) 表 2 规定的限值。施工扬尘等无组织排放执行重庆市《大气污染物综合排放标准》(DB50/418-2016) 其他区域标准值，颗粒物无组织排放监控点浓度限值 1.0mg/m³。运营期集气站周边非甲烷总烃参照执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB 39728—2020)。详见表 1.5-9。

表 1.5-9 废气执行标准一览表

施工阶段	污染物		最高允许排放浓度限值 (mg/m ³)	无组织排放监控点浓度限值监控点 (mg/m ³)	标准名称
施工期	颗粒物		120	1.0	《大气污染物综合排放标准》(DB50/418-2016) 其他区域标准值
运营期	水套炉	SO ₂	50	/	《锅炉大气污染物排放标准》(DB 50/658-2016) 及重庆市地方标准第 1 号修改单
		NO _x	50	/	
		颗粒物	20	/	
		烟气黑度	≤1	/	
	非甲烷总烃		/	4.0 (企业边界)	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB 39728—2020)

(4) 固体废物

本项目施工期产生的固体废物主要为生活垃圾、清水岩屑、水基岩屑、油基岩屑、废油、化工料桶、废防渗材料、压裂返排液絮凝沉淀污泥等；运营期产生的固体废物主要为除砂器废渣、废润滑油、废水池沉淀污泥、泡排药剂桶等。

①施工期

本项目平台产生的清水岩屑、水基岩屑按《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB18599-2020）进行控制和处置；

油基岩屑、废油、废防渗材料等属于危险废物，收集后暂存于危险废物贮存场，交由具有资质的第三方处置单位处置。化工料桶等由厂家回收，无法回收的按照危险废物处置。危险废物处置执行《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）中相应标准。

②运营期

除砂器废渣、废水池沉淀污泥按《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB18599-2020）进行控制和处置；泡排药剂桶由厂家回收用于原始用途，如回收不了的按照一般固废处置。

集气站产生的废油等危险废物按照《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）要求采取防风、防雨、防晒和防止危险物流失、扬散等措施。

1.6评价时段、评价等级及评价范围

1.6.1评价时段

环境影响评价时段主要为施工期、运营期和退役期三个时段。

1.6.2评价等级及范围

1.6.2.1环境空气

本项目柴油发电机为临时使用，不涉及长期使用，根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018），应选择项目污染源正常排放的主要污染物及排放参数，因此本次评价对运营期废气污染源水套炉废气及站场逃逸无组织废气进行大气环境影响评价等级判定。

（1）评价等级

① 评价等级判定

根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）评价工作等级确定计算公式：

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

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标准, $\mu\text{g}/\text{m}^3$

评价等级判别见表 1.6-1。

表 1.6-1 评价等级判别表

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评价因子和评价标准筛选

评价因子和评价标准见表 1.6-2。

表 1.6-2 评价因子和评价标准表

评价因子	平均时段	标准值 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	标准来源
NO_x	1 小时值	250	环境空气质量标准 (GB3095-2012) 二级标准
SO_2	1 小时值	500	
颗粒物	1 小时值	450	
非甲烷总烃	1 小时值	2000	参照《河北省地方标准环境空气质量标准 非甲烷总烃限值》(DB13/1577-2012) 二类环境空气质量标准

③估算模型参数

估算模型参数详见表 1.6-3。

表 1.6-3 本项目估算模型参数表

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/ $^{\circ}\text{C}$		42
最低环境温度/ $^{\circ}\text{C}$		-4
土地利用类型		农作地
区域湿度条件		潮湿气候
是否考虑地形	考虑地形	☒ 是 否
	地形数据分辨率/m	90m
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/ $^{\circ}$	/

④ 污染源排放情况

本次评价等级判定根据新增污染进行估算。各新增污染源污染因子排放源强及排放参数详见下表。

表 1.6-4 水套加热炉排气筒点源参数表

点源名称	排气筒底部中心坐标		排气筒底部海拔高度/m	排气筒高度 H/m	排气筒出口内径 D/m	烟气流速 V/(m/s)	烟气出口温度 T (°C)	年排放小时 (h)	排放工况	污染物排放速率 kg/h		
	X	Y								SO ₂	NO _x	颗粒物
水套炉排气筒	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*

注：以焦页 31-7HF 井为中心 (0,0)

表 1.6-4 集气站无组织面源参数表

编号	名称	面源各项点坐标 /m		面源海拔 /m	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					非甲烷总烃
1	焦页 31 号集气站阀门泄漏无组织废气	*	*	*	*	*	*	*
		*	*					
		*	*					
		*	*					

⑤ 估算模型计算结果

根据《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018) 中“AERSCREEN”估算模型估算结果。

表 1.6-5 估算结果

污染源	污染物	最大落地浓度 (mg/m ³)	最大浓度占标率 (%)	最大落地浓度出现距离 (m)
水套炉废气	SO ₂	*	0.26	*
	NO _x	*	0.91	*
	颗粒物	*	0.19	*
焦页 31 号平台及集气站无组织废气	非甲烷总烃	*	0.28	*

综上所述，根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2—2018）要求，采用估算模型 Aerscreen 对项目主要大气污染源进行环境空气评价等级判定，本项目加热炉废气 SO₂ 污染物最大占标率为 0.26%，NO_x 污染物最大占标率为 0.91%，颗粒物污染物最大占标率为 0.19%，无组织废气非甲烷总烃污染物最大占标率为 0.28%，因此确定本项目整体环境空气评价等级为三级。

（2）评价范围

根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018），三级评价项目不需设置大气环境影响评价范围。从环境保护角度，列出站场周边 500m 居民点等，为今后管理提供依据。

1.6.2.2 声环境

（1）评价等级

本项目站场及所在区域为《声环境质量标准》（GB-3096-2008）中的 2 类区。

本项目施工期施工时间较短，但噪声级增量最高可达 16.2dB（A），施工期声环境影响评价等级为一级。项目运营期噪声源主要为站场内的设备噪声。项目建设前后评价范围内敏感目标噪声级增量达 3~5dB（A），受噪声影响人口数量变化不大，项目运营期噪声源主要为站场内的设备噪声，建设前后评价范围内敏感目标噪声级变化不大，受噪声影响人口数量变化不大，根据《环境影响评价技术导 声环境》（HJ2.4-2021）要求，项目声环境影响评价等级为二级。

（2）评价范围

根据《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ2.4-2021）及本项目特点要求，本项目施工期以网电钻井噪声预测满足《声环境质量标准》（GB 3096-2008）中 2 类区标准限值的距离 475m 作为评价范围，运营期集气站声源计算得到的预测值到 200m 处能满足相应功能区标准值，确定声环境影响评价范围为井场场界周边外扩 200m 范围。

1.6.2.3 地表水环境

本项目储层改造工程用水来源主要为焦石坝区块内其他平台内压裂返排液及涪陵页岩气田焦石坝区块一期产能建设地面工程供水系统，无需新建供水设施，就近从区域其他平台采用罐车拉运压裂用水，不涉及水文要素影响评价。

本项目井队生活污水采用环保厕所收集后外运污水处理厂处置，不外排；最终钻井废水回用于本平台储层改造，不外排，施工期的洗井废水、压裂返排液、运营期的采出水处理后优先回用于焦石坝区块他平台压裂，无其他平台回用时，最终管输至涪

陵页岩气田采出水处理站达标处理后排放。根据《环境影响评价技术导则 地表水环境》（HJ2.3-2018），确定地表水环境评价等级为三级 B，本次主要分析废水综合利用的可行性以及依托设施的环境可行性，不划定评价范围。

1.6.2.4 地下水环境

（1）评价等级

根据《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023）的规定，常规天然气和页岩气、致密气等非常规天然气开采井场、站场（含净化厂）等工程，油类和废水等输送管道，按照Ⅱ类建设项目开展地下水环境影响评价。

本项目井场为Ⅱ类建设项目，敏感程度分级根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）进行评价等级的判定。

表 1.6-6 地下水环境敏感程度分级表

敏感程度	地下水环境敏感程度分级表
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，特殊地下水水源地（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：a“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。	

本项目井场周边无集中式饮用水源分布，距离最近的集中式饮用水源为平台西侧约 4060m 处涪陵区焦石镇大溶洞水库，属于平台上游，属于已划定水源保护区的集中式饮用水源地，地下水环境敏感程度分级按照以下进行判定：

表 1.6-7 地下水环境敏感程度判断

序号	类型	特征		敏感	较敏感	备注
1	集中式饮用水源	已划定保护区	已划定准保护区的	位于准保护区	准保护区便捷外扩 3000 天的这质点迁移距离范围内	外扩边界不超过水源地所在区水文地质单元的边界
			未划定准保护区的	以二级保护区边界为起点，中小型水源地外扩 2000 天，大型水源地外扩 3000 天的质点迁移距离范围作为敏感区	以敏感区边界外扩 3000 天的质点迁移距离	
		未划定保护区的	以水源边界为起点，中小型水源地外扩 3000 天，大型水源地外扩 4000 天的质点迁移距离范围作为敏感区			

2	分散式饮用水源地	单井	无	以井（泉）口为中心，半径 50m 为界，外扩 2000 天的质点迁移距离	范围
		联村、联片		以村边界为起点，外扩 3000 天的质点迁移距离范围作为较敏感区	

质点迁移距离根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）中公式计算法：

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

式中：L—下游迁移距离，m；

α —变化系数， $\alpha \geq 1$ ，一般取 2；

K—渗透系数，m/d，本次评价取 0.93；

I—水力坡度，本次评价取 0.1

T—质点迁移天数；

n_e —有效孔隙度，无量纲，项目所在区域含水层孔隙度取值为 0.15。

根据上式计算，2000 天质点迁移距离为 3720m，3000 天质点迁移距离为 5580m。根据表 1.6-7 可知，本项目 2000 天质点迁移距离为 3720m，3000 天质点迁移距离为 5580m 范围内无集中式饮用水源、分散式饮用水源地。

同时根据部长信箱回复“建设项目地下水环境敏感程度应根据建设项目的占地范围判定，根据建设项目场地及其周边的地下水饮用水水源情况与水文地质条件，按照《环境影响评价技术导则 地下水环境》（H）610-2016)中“表 1 地下水环境敏感程度分级表”进行判定。”本项目焦页 31 号平台下游 575m 处存在岩溶泉，根据地下水预测章节，当施工期、运营期非正常工况下情况，可能会对其造成影响，因此判定本项目所在区域属于较敏感，按照《环境影响评价技术导则 地下水环境》评价等级划分要求（表 1.6-7），本项目地下水环境影响评价工作等级分级划分见下表。

表 1.6-8 建设项目评价工作等级分级表

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

由上表可知，本项目平台地下水环境影响评价工作等级为“二级”。

（2）评价范围

①公式计算法

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016），当建设项目所在地水文地质条件相对简单，且所掌握的资料能够满足公式计算法的要求时，应采用公式计算法确定：

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

式中：L—下游迁移距离，m；

α —变化系数， $\alpha\geq 1$ ，一般取 2；

K—渗透系数。

I—水力坡度

T—质点迁移天数；

n_e —有效孔隙度，无量纲。

根据水文地质勘察成果，项目所在水文地质单元属于岩溶中等发育地区，因此本次评价不适用于公式法计算评价范围，其水文地质情况详见“3.4 水文地质调查”。

②查表法

当不满足公式计算法要求时，可采用查表法确定。

表 1.6-8 地下水环境现状调查评价范围参照表

评价等级	调查评价面积（km ² ）	备注
一级	≥ 20	应包括重要的地下水环境保护目标，必要时适当扩大范围
二级	6-20	
三级	≤ 6	

③自定义法

当计算或查表范围超出所处水文地质单元边界时，应以所处水文地质单元边界为宜，可根据建设项目所在区域水文地质条件确定。

④最终评价范围

结合公式计算法、查表法和自定义法，本项目采用自定义法确定地下水评价范围。

表 1.6-9 地下水评价范围一览表

工程内容	调查评价面积（km ² ）	备注
焦页 31 号平台	8.02	以焦页 31 号平台东、西、南侧山脊线为分水岭，北侧、麻溪河为排泄边界

1.6.2.5 土壤环境

(1) 评价等级

根据《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023）、《环境影响评价技术导则土壤环境（试行）》（HJ964-2018）附录 A，土壤盐化、酸化和碱化地区，建设项目应按照土壤污染影响型和生态影响型，按相应等级分别开展评价工作；非土壤盐化、酸化和碱化地区，按照土壤污染影响型。

根据“3.3.5 土壤环境”分析，评价区占地内、占地外土壤不属于盐化、酸化或碱化地区。因此，本次土壤评价按照污染影响型进行定级。

根据《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ/T349-2023）：建设项目按照站场和内部集输管道分别判断行业分类。常规天然气和页岩气、致密气等非常规天然气开采（含天然气净化厂）站场等工程，油类和废水等输送管道，按照 II 类建设项目开展土壤环境影响评价。

本项目平台总占地面积约 2.493hm²，污染影响型周边环境敏感程度判别依据见表 1.6-10，土壤污染影响型环境影响评价工作等级划分见表 1.6-11。

表 1.6-10 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

表 1.6-11 污染影响型评价工作等级划分表

评价工作等级 敏感程度	I 类			II 类			III 类		
	大	中	小	大	中	小	大	中	小
敏感	一级	一级	一级	二级	二级	二级(✓)	三级	三级	三级
较敏感	一级	一级	二级	二级	二级	三级	三级	三级	-
不敏感	一级	二级	二级	二级	三级	三级	三级	-	-

注：“-”表示可不开展土壤环境影响评价工作。

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”中“天然气开采”，为 II 类项目。平台周围分布有耕地，土壤环境敏感程度为：敏感。项目占地小于 5hm²，占地规模属于中型，因此，确定本项目平台土壤污染影响型评价等级为二级。

（2）评价范围

本项目以平台占地范围外延 0.2km 作为调查评价范围。

1.6.2.6 环境风险

(1) 站场环境风险评价

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018）进行项目环境风险评价工作等级划分，详见表 1.6-12。

表 1.6-12 评级工作等级及评价范围划分表

工程阶段	工程内容		环境风险潜势				评价范围
			IV+、IV	III	II	I	
施工期	焦页 31 号平台	大气	/	/	三级评价	/	井场边界 3km 范围
		地表水	/	/	三级评价	/	平台周边溪沟至麻溪河划定为地表水风险评价范围
		地下水	/	/	三级评价	/	与地下水评价范围一致
运营期	焦页 31 号平台	大气、地表水、地下水	/	/		简单分析 a	/

注：（1）a 是相对于详细评价工作内容而言，在描述危险物质、环境影响途径、环境危害后果、风险防范措施等方面给出定性说明。见附录 A。

（2）焦页 31 号平台废水池距离最近麻溪河距离约 3km，采取相关防范措施后，废水不会进入麻溪河，因此重点关注废水的转运风险防范措施。

（3）本项目运营期采出水收集后交由区域内其他平台回用或管输至涪陵页岩气田采出水处理站处置，不外排，重点关注废水的转运和管输风险防范措施。

根据表 1.6-14 本项目井场评价等级为三级。

(2) 评价范围

本项目大气环境风险评价等级以井场边界 3km 范围、地表水环境风险评价等级以平台周边溪沟至麻溪河划定为地表水风险评价范围、地下水环境风险评价等级与地下水评价范围一致。

1.6.2.7 生态环境

(1) 评价等级

本工程占地面积为 $0.02493\text{km}^2 \leq 20\text{km}^2$ 。项目平台所在区域不涉及国家公园、世界自然遗产、重要生境、自然公园及生态保护红线等其他生态敏感区。

表 1.6-15 生态环境评价等级判定

导则规定	陆生生态判定	项目评价等级判定

导则 条款 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；	不涉及	/
	b) 涉及自然公园时，评价等级不低于二级；	不涉及	/
	c) 涉及生态保护红线时，评价等级不低于二级；	不涉及	/
	d) 根据 HJ2.3 判定属于水文要素影响型且地表水评价等级不低于二级的建设项目，生态影响评价等级不低于二级；	不涉及。	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；	本项目不影响地下水水位。但是平台废水池泄漏会导致周边土壤从而影响周边天然林和公益林，废水池泄漏可能导致污染土壤。	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；	工程占地面积 0.02493km ² 远小于 20km ² 。	/
	g) 除本条 a)、b)、c)、d)、e)、f) 以外的情况，评价等级为三级；	/	/
	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。	不涉及多种等级情况	/
导则 条款 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。	生态功能区为 IV1-1 长寿一涪陵水体保护一营养物质保持生态功能区，不涉及生物多样性区域	/
导则 条款 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。	不涉及水生生态	/
导则 条款 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。	不涉及	/
导则 条款 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。	不涉及	
导则 条款 6.1.7	涉海工程评价等级判定参照 GB/T 19485。	不涉及	/
导则 条款 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。	不涉及	/

综上，本项目陆生生态环境影响评价按二级开展，水生生态按照三级开展。

（2）评价范围

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》（HJ349-2023），“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”。本项目综合考虑本项目施工期、运营期的生态影响，并结合生态影响调查范围以及结合行业特点，本项目陆生生态评价范围确定为平台生态评价范围为场界周围 300m 范围。

1.7 环境功能区划、环境敏感区、环境保护目标

1.7.1 环境功能区划

（1）地表水

本项目周边主要河流为麻溪河，麻溪河属于《地表水环境质量标准》（GB3838-202）中的 III 类水域功能区。

（2）地下水

本项目所在区域地下水质量标准按照《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中的 III 类标准进行评价。

（3）声环境

根据《重庆市涪陵区人民政府办公室关于印发重庆市涪陵区声环境功能区划分调整方案的通知》（涪陵府办发〔2023〕47 号）、《声环境质量标准》（GB3096-2008）等文件，项目所处区域属于《声环境质量标准》（GB3096-2008）2 类功能区。

（4）环境空气

根据《重庆市人民政府关于印发重庆市环境空气质量功能区划分规定的通知》（渝府发〔2016〕19 号），本项目所在地属于环境空气二类功能区。

（5）生态环境

根据《重庆市生态功能区划》（修编），涪陵区属于 IV 渝中-西丘陵-低山生态区，IV1 长寿-涪陵低山丘陵农林生态亚区，IV1-1 长寿一涪陵水体保护一营养物质保持生态功能区，该生态功能区包括涪陵区和长寿区，辖区面积 4365.46km²。地貌以丘陵和低山为主。属中亚热带湿润气候，四季分明，多年平均气温 14~18℃、降雨量 1200~1400mm。

1.7.2 环境敏感区

本区块范围及生态评价范围内不涉及依据法律法规、政策等规范性文件划定或确认的国家公园、自然保护区、自然公园等自然保护地、世界自然遗产、生态保护红线

等区域；重要物种的天然集中分布区、栖息地，饮用水源保护区、重要水生生物的产卵场、索饵场、越冬场和洄游通道，迁徙鸟类的重要繁殖地、停歇地、越冬地以及野生动物迁徙通道等区域。

根据《重庆市涪陵区水务局关于公布重庆市涪陵区水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果的通知》，焦页 31 号平台评价所在区域不涉及涪陵区水土流失重点治理区、重点预防区。

根据“渝快办-用地红线质检”查询，本项目平台临时占地涉及永久基本农田约 0.2936hm²。

1.7.3 环境保护目标

1.7.3.1 生态环境保护目标

根据“渝快办-用地红线质检”分析和现场调查，本项目评价范围内不涉及生态影响评价中需要重点关注、具有较高保护价值或保护要求的物种；也不涉及法定生态保护红线，不涉及依据法律法规、政策等规范性文件划定或确认的国家公园、自然保护区、自然公园等自然保护地、世界自然遗产、生态保护红线等区域；不涉及重要物种的天然集中分布区、栖息地，重要水生生物的产卵场、索饵场、越冬场和洄游通道，迁徙鸟类的重要繁殖地、停歇地、越冬地以及野生动物迁徙通道等。

公益林：焦页 31 号平台未占用。

天然林：焦页 31 号平台未占用。

植物：根据收集资料和现场调查，评价范围内未发现《中国生物多样性红色名录—高等植物卷（2020）》极危、濒危、易危等物种，未在评价范围内发现国家及重庆市重点保护野生植物分布。

动物：根据收集资料和现场调查，评价范围内未发现国家级重庆市重点保护野生动物；未发现中国生物多样性红色名录中极危、濒危、易危等物种，现场调查期间评价区内也未发现需要特别保护的地区性特有野生动物。

表 1.7-1 生态环境保护目标一览表

序号	保护目标	保护级别	位置关系	保护要求
1	公益林	国家二级	焦页 31 号平台未占用，废水池北侧紧邻公益林。	严格控制施工范围，减少林地破坏和水土流失，临时占用的公益林、天然林须按照林地要求办理手续。
2	天然林	/	焦页 31 号平台未占用。	

1.7.3.2环境空气保护目标

根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）中确定的大气环境保护目标：指评价范围内按 GB3095 规定划分为一类区的自然保护区、风景名胜区和其它需要特殊保护的区域，二类区中的居住区、文化区和农村地区中人群较集中的区域。

本项目处于二类环境空气功能区，不涉及自然保护区、风景名胜区和其它需要特殊保护的区域，也不涉及文化区和农村地区中人群较集中的区域。项目施工期钻井工程、储层改造工程结束后影响随之消失，因此本次评价 统计平台和集气站周边 500m 范围内环境空气敏感目标，评价范围内主要散状分布居民点。项目大气评价范围内保护目标见表 1.7-2。

表 1.7-2 焦页 31 号平台及集气站环境空气保护目标一览表

序号	名称	坐标/m		保护对象	保护内容	环境功能区	相对厂址方位	相对焦页 31-Z5HF 井距离/m	相对厂界距离/m	与厂界高差/m	与主放喷池最近距离/m
		X	Y								
1	1#散户	*	*	居民	*	二类	S	71	57	6	216
2	2#散户	*	*	居民	*	二类	W	70	49	2	133
3	3#散户	*	*	居民	*	二类	S	250	225	41	401
4	4#散户	*	*	居民	*	二类	S	453	431	63	600
5	5#散户	*	*	居民	*	二类	SE	541	473	47	688
6	6#散户	*	*	居民	*	二类	E	535	450	106	600
7	7#散户	*	*	居民	*	二类	N	529	421	6	393

注：以焦页 31-7HF 中心为坐标原点，“-”表示低于井场。

1.7.3.3 声环境保护目标

根据《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ2.4-2021）中确定的声环境保护目标指依据法律法规、标准政策等确定的需要保持安静的建筑物及建筑物集中区。

本项目声环境保护目标主要为井场边界 200m 范围内以及放喷池 200m 范围内的散户。

表 1.7-4 焦页 31 号集气站声环境保护目标一览表

保护目标信息				与本项目空间关系（m）					
名称	户数	建筑层数	建筑物数量	方位	与井场场界距离	与井场高差	与放喷池距离	相对井口距离	备注
1#散户	1 户	2	1	S	57	+6	216	71	2 类声功能区
2#散户	2 户	2	3	W	49	+2	133	70	

备注：以焦页 31-5HF 井为原点。“-”表示低于本项目，“+”表示高于本项目。

1.7.3.4 地表水环境保护目标

根据《环境影响评价技术导则 地表水环境》（HJ2.3-2018）中确定的水环境保护目标：饮用水水源保护区、饮用水取水口，涉水的自然保护区、风景名胜区，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，以及水产种质资源保护区等。

本项目施工期废水不直接排放，运营期废水最终依托涪陵页岩气田采出水处理站处理后排入乌江。根据调查，焦页 31 号平台区域地表水向北侧无名溪流汇入麻溪河。无饮用水水源保护区等水环境保护目标分布。

表 1.7-6 地表水环境保护目标一览表

序号	保护目标	与项目位置关系	高差（m）	水力联系	保护对象及保护要求	环境要素
1	麻溪河	位于焦页 31 号平台北侧，直线距离约 907m	30	位于麻溪河上方，跨越长度约 100m	主要功能为农灌和景观用水，无饮用水源取水点	保护水体不被污染

1.7.3.5 地下水环境保护目标

根据现场调查，焦页 31 号平台厂界外 500m 范围内无地下水集中式饮用水水源和热水、矿泉水、温泉等特殊地下水资源，井场周边出露泉点，作为周边居民生活辅助用水。

根据现场调查，焦页 31 号平台地下水评价范围内无地下水集中式饮用水水源和

热水、矿泉水、温泉等特殊地下水资源，主要为评价范围内出露泉点，作为周边居民生活备用水源。

表 1.7-7 地下水主要环境保护目标表

序号	编号	经度	纬度	类型	流量 (L/s)	出露层 位	与本项目相对位置关系		
							相对方 位	上下游 关系	距离 (m)
1	Q1	107°33'44	29°40'24"	岩溶泉	0.01	T _{ij}	NW	上游	575
嘉陵江组					具有饮用水功能的含水层。				

1.7.3.6 环境风险保护目标

表 1.7-8 焦页 31 号平台环境风险敏感目标一览表

类别	环境敏感特征					
环境空气	序号	敏感目标名称	相对方位	与井口距离/m	属性	人口数
	1	1#散户	S	*	农村分散式居民	*
	2	2#散户	W	*	农村分散式居民	*
	3	3#散户	S	*	农村分散式居民	*
	4	4#散户	S	*	农村分散式居民	*
	5	5#散户	SE	*	农村分散式居民	*
	6	6#散户	E	*	农村分散式居民	*
	7	7#散户	N	*	农村分散式居民	*
	12	农村分散式居民	井场四周	500~3000	坛中村等农村分散式居民	约 3000 人
13	卷洞乡正兴小学校	S	1712	学校	师生约 100 人	
地表水	地表水体					
	序号	最近地表水体	水域环境功能		24h 内流经范围/km	
	1	麻溪河	《地表水环境质量标准》 (GB3838—2002) 中Ⅲ类水域标准		其他	
	序号	敏感目标名称	环境敏感特征		水质目标	与排放点距离/m
	1	水体下游 10km 无敏感目标分布				
地下水	序号	环境敏感区名称	环境敏感特征	水质目标	包气带防污性能	地下水环境敏感程度
	1	无地下水集中式饮用水水源保护区分布，部分泉点，属	受大气降雨补给，为潜水。	Ⅲ	D2	G2

		于居民备用饮用水源				

本项目废水转运过程中环境风险保护目标主要为麻溪河等水体，不涉及饮用水源保护区，详见附图。

1.8相关法律法规、政策、规划符合性及选址、选线布局合理性

1.8.1 产业政策的符合性

(1) 《产业结构调整指导目录》符合性

根据《产业结构调整指导目录（2024 年本）》，本项目属于“第一类 鼓励类 七 石油天然气 1、常规石油、天然气勘探与开采，页岩气、页岩油、致密油（气）、油砂、天然气水合物等非常规资源勘探开发”，本项目已取得重庆市涪陵区发展和改革委员会下发的重庆市企业投资项目备案证，备案项目代码 2503-500102-04-01-629508。因此，项目的实施符合国家产业政策。

(2) 《页岩气产业政策》符合性分析

本项目与《页岩气产业政策》（国家能源局公告 2013 年第 5 号）相关要求符合性分析见表 1.8-1。

表 1.8-1 《页岩气产业政策》要求符合性分析表

《页岩气产业政策》相关要求	本项目情况	符合性
第六条 依靠科技进步，推进井场集约化建设和无水、少水储层改造及水资源循环使用，实现安全、高效、清洁生产，建设资源节约、环境友好、协调发展的页岩气资源勘探开发利用体系。	本项目运营期采出水在废水池暂存后优先用于焦石坝区块其他平台压裂回用，不能回用时管输至涪陵页岩气田采出水处理站处理，不外排。	符合
第二十四条 坚持页岩气勘探开发与生态保护并重的原则。钻井、压裂等作业过程和地面工程建设要减少占地面积、及时恢复植被、节约利用水资源，落实各类废弃物处置措施，保护生态环境。	本项目主要利用现有占地，新增站场占地面积较小。在采取各项环保措施项目污染物均得到有效处置。	符合
第二十五条 钻井液、压裂液等应做到循环利用。采取节水措施，减少耗水量。鼓励采用先进的工艺、设备，开采过程逸散气体禁止直接排放。	运营期采出水在废水池暂存后优先用于焦石坝区块其他平台压裂回用，不能回用时管输至涪陵页岩气田采出水处理站处理，不外排。项目正常生产时，天然气处于完全密闭系统内集输，无废气产生和排放。	符合

《页岩气产业政策》相关要求	本项目情况	符合性
第二十六条 加强对地下水和土壤的保护。钻井、压裂、气体集输处理等作业过程必须采取各项对地下水和土壤的保护措施，防止页岩气开发对地下水和土壤的污染。	项目废水池已采取防渗、防腐措施，站场已采取分区防渗等措施，防止页岩气开发对地下水和土壤的污染。	符合
第二十七条 页岩气勘探开发利用必须依法开展环境影响评价，环保设施与主体工程要严格实行项目建设“三同时”制度。	项目依法开展环境影响评价工作，建设过程中严格落实“三同时”制度。	符合

本项目符合《页岩气产业政策》（国家能源局公告 2013 年第 5 号）相关要求。

1.8.2 与相关法律法规符合性分析

1.8.2.1 与《中华人民共和国长江保护法》符合性分析

《中华人民共和国长江保护法》于 2020 年 12 月 26 日第十三届全国人民代表大会常务委员会第二十四次会议通过，本项目与其符合性分析见下表。

表 1.8-2 本项目与《中华人民共和国长江保护法》符合性分析表

编号	长江保护法内容（摘要）	项目符合性
1	第三章 资源与保护 第二十九条 长江流域水资源保护与利用，应当根据流域综合规划，优先满足城乡居民生活用水，保障基本生态用水，并统筹农业、工业用水以及航运等需要。 第三十四条 国家加强长江流域饮用水水源地保护。国务院水行政主管部门会同国务院有关部门制定长江流域饮用水水源地名录。长江流域省级人民政府水行政主管部门会同本级人民政府有关部门制定本行政区域的其他饮用水水源地名录。 长江流域省级人民政府组织划定饮用水水源保护区，加强饮用水水源保护，保障饮用水安全。 第三十八条 国务院水行政主管部门会同国务院有关部门确定长江流域农业、工业用水效率目标，加强用水计量和监测设施建设；完善规划和建设项目水资源论证制度；加强对高耗水行业、重点用水单位的用水定额管理，严格控制高耗水项目建设。 第三十九条 国家统筹长江流域自然保护地体系建设。国务院和长江流域省级人民政府在长江流域重要典型生态系统的完整分布区、生态环境敏感区以及珍贵野生动植物天然集中分布区和重要栖息地、重要自然遗迹分布区等区域，依法设立国家公园、自然保护区、自然公园等自然保护地。	本项目废水采用回用的方式，减少水资源的消耗。项目建设地址不涉及饮用水源保护区、自然保护地等敏感区域。符合资源与保护要求。
2	第四章 水污染防治 长江流域县级以上地方人民政府应当组织对本行政区域的	本项目生活污水采用环保厕所收集后外运污水处理厂处

	江河、湖泊排污口开展排查整治，明确责任主体，实施分类管理。 在长江流域江河、湖泊新设、改设或者扩大排污口，应当按照国家有关规定报经有管辖权的生态环境主管部门或者长江流域生态环境监督管理机构同意。对未达到水质目标的水功能区，除污水集中处理设施排污口外，应当严格控制新设、改设或者扩大排污口。 第四十九条 禁止在长江流域河湖管理范围内倾倒、填埋、堆放、弃置、处理固体废物。长江流域县级以上地方人民政府应当加强对固体废物非法转移和倾倒的联防联控。	置，不外排；钻井废水、压裂返排液循环利用，无法回用的管输至涪陵页岩气田采出水处理站处理达标后排放；不在项目区域建设排污口。符合水污染防治要求。
3	第五章 生态环境修复 第六十一条 禁止在长江流域水土流失严重、生态脆弱的区域开展可能造成水土流失的生产建设活动。确因国家发展战略和国计民生需要建设的，应当经科学论证，并依法办理审批手续。 第六十二条 长江流域县级以上地方人民政府应当因地制宜采取消除地质灾害隐患、土地复垦、恢复植被、防治污染等措施，加快历史遗留矿山生态环境修复工作，并加强对在建和运行中矿山的监督管理，督促采矿权人切实履行矿山污染防治和生态环境修复责任。	本项目在建设过程采取严格的生态保护措施，禁止扩大占地范围，严控施工活动范围，若无后续开发计划的退役期，将对现有采矿占地进行土地整治和复垦，符合生态环境修复要求。

由表可见，本项目符合《中华人民共和国长江保护法》中相关要求。

1.8.2.2 与《地下水管理条例》符合性分析

本项目与《地下水管理条例》相关要求符合性分析见下表：

表 1.8-3 《地下水管理条例》符合性分析表

相关要求	项目情况	符合性
禁止下列污染或者可能污染地下水的行为： 利用渗井、渗坑、裂隙、溶洞以及私设暗管等逃避监管的方式排放水污染物；利用岩层孔隙、裂隙、溶洞、废弃矿坑等贮存石化原料及产品、农药、危险废物、城镇污水处理设施产生的污泥和处理后的污泥或者其他有毒有害物质；利用无防渗漏措施的沟渠、坑塘等输送或者贮存含有毒污染物的废水、含病原体的污水和其他废弃物；法律法规禁止的其他污染或者可能污染地下水的行为。	本项目压裂返排液外运涪陵页岩气田采出水处理站处理，生活污水收集后外运处置，不在现场排放；设置危险废物贮存场，并采取必要的六防措施（防风、防雨、防晒、防渗、防漏、防腐）及其他环境污染防护措施。 项目根据井场功能区采取分区防渗措施。 不涉及《地下水管理条例》中明确相关禁止污染或者可能污染地下水的行为。	符合
新建地下工程设施或者进行地下勘探、采矿等活动，依法编制的环境影响评价文件中，应当包括地下水污染防治的内容，并采取防护性措施；化学品生产企业以及工业集聚区、矿山开采区、尾矿库、危险废物处置场、垃圾填埋场等的运营、	本项目属于页岩气开采项目，环评报告中编制有地下水污染防治的内容，提出了相应的源头控制、分区防渗等地下水污染防治措施。提出了跟踪监测计划。符合相关要求。	符合

管理单位，应当采取防渗漏等措施，并建设地下水水质监测井进行监测。		
在泉域保护范围以及岩溶强发育、存在较多落水洞和岩溶漏斗的区域内，不得新建、改建、扩建可能造成地下水污染的建设项目。	本项目地下水评价范围内无地下水集中式饮用水水源保护区分布，项目地下水评价范围内无地下水集中式饮用水水源保护区分布，不涉及泉域保护范围。 焦页 31 号平台地下水评价范围内无岩溶强发育、存在较多落水洞和岩溶漏斗的区域。	符合

综上，本项目建设符合《地下水管理条例》相关要求。

1.8.2.3与永久基本农田占用要求的符合性分析

(1) 永久占地

本项目主要利用现有占地，新增占地面积较小，已建永久占地性质为采矿用地，本次新增占地不涉及永久基本农田。

(2) 临时占地

本项目临时占地将占用部分永久基本农田。临时用地到期后，应按照相关规定和复垦方案及时复垦恢复原种植条件，做好复土复耕。

③本项目与永久基本农田的保护要求及相关规定的符合性

表 1.8-4 本项目与永久基本农田要求的符合性分析

文件	保护要求	本项目执行情况
《中华人民共和国土地管理法》 (2019.8.26 修订， 2020.1.1 实施)	第三十五条 永久基本农田经依法划定后，任何单位和个人不得擅自占用或者改变其用途。国家能源、交通、水利、军事设施等重点建设项目选址确实难以避让永久基本农田，涉及农用地转用或者土地征收的，必须经国务院批准。	本项目属于油气战略性矿产开采，本项目主要利用现有占地，新增占地面积较小，依法办理临时用地审批手续，经批准可临时占用永久基本农田。工程完工后，对井场等临时占用的耕地进行复垦。
《中华人民共和国土地管理法实施条例》 (2021.7.2 修订)	第二十条 建设项目施工、地质勘查需要临时使用土地的，应当尽量不占或者少占耕地。 临时用地由县级以上人民政府自然资源主管部门批准，期限一般不超过二年；建设周期较长的能源、交通、水利等基础设施建设使用的临时用地，期限不超过四年；法律、行政法规另有规定的除外。 土地使用者应当自临时用地期满之日起一年内完成土地复垦，使其达到可供利用状态，其中占用耕地的应当恢复种植条件。	本项目属于油气战略性矿产开采，本项目主要利用现有占地，新增占地面积较小，依法办理临时用地审批手续，经批准可临时占用永久基本农田。工程完工后，对井场等临时占用的耕地进行复垦。

《基本农田保护条例》	第十五条基本农田保护区经依法划定后，任何单位和个人不得改变或者占用。国家能源、交通、水利、军事设施等重点建设项目选址确实无法避开基本农田保护区，需要占用基本农田，涉及农用地转用或者征收土地的，必须经国务院批准。	本项目属于油气战略性矿产开采，本项目主要利用现有占地，新增占地面积较小，依法办理临时用地审批手续，经批准可临时占用永久基本农田。工程完工后，对井场等临时占用的耕地进行复垦。
	第十七条禁止任何单位和个人在基本农田保护区内建窑、建房、建坟、挖砂、采石、采矿、取土、堆放固体废弃物或者进行其他破坏基本农田的活动。禁止任何单位和个人占用基本农田发展林果业和挖塘养鱼。	本项目属于油气战略性矿产开采，不属于保护条例中禁止建设的项目
《自然资源部关于规范临时用地管理的通知》（自然资规〔2021〕2号）	二、临时用地选址要求和使用期限 建设项目施工、地质勘查使用临时用地时应坚持“用多少、批多少、占多少、恢复多少”，尽量不占或者少占耕地。使用后土地复垦难度较大的临时用地，要严格控制占用耕地。铁路、公路等单独选址建设项目，应科学组织施工，节约集约使用临时用地。制梁场、拌合站等难以恢复原种植条件的不得以临时用地方式占用耕地和永久基本农田，可以建设用地方式或者临时占用未利用地方式使用土地。临时用地确需占用永久基本农田的，必须能够恢复原种植条件，并符合《自然资源部 农业农村部关于加强和改进永久基本农田保护工作的通知》（自然资规〔2019〕1号）中申请条件、土壤剥离、复垦验收等有关规定。 临时用地使用期限一般不超过两年。建设周期较长的能源、交通、水利等基础设施建设项目施工使用的临时用地，期限不超过四年。城镇开发边界内临时建设用地规划许可、临时建设工程规划许可的期限应当与临时用地期限相衔接。临时用地使用期限，从批准之日起算。	本项目永久占地不涉及永久基本农田。临时占地难以避让永久基本农田，建设单位将编制土地复垦方案，经县级自然资源主管部门批准后方可临时占用。临时用地到期后，将按照相关规定和复垦方案及时复垦恢复原种植条件，做好复土复耕。
《重庆市规划和自然资源局关于进一步加强占用永久基本农田管理的通知》（渝规资规范〔2020〕9号）	一、严格建设占用补划永久基本农田 （一）符合建设占用项目类型。一般建设项目不得占用永久基本农田。符合《自然资源部关于做好占用永久基本农田重大建设项目用地预审的通知》（自然资规〔2018〕3号）规定的重大建设项目，深度贫困地区、集中连片特困地区、国家扶贫开发工作重点县市级以下基础设施、易地扶贫搬迁、民生发展等建设项目，自然资源部同意按重大建设项目办理的紧急用地项目建设可占用永久基本农田。 （二）严控建设占用。重大建设项目在可行性研究报告编制阶段，区县（自治县、两江新区、重庆高新区、万盛经开区）（以下简称区县）规划自然资源主管部门应积极参与，充分发挥源头把关作用，协助优化选址，避	本项目永久占地不涉及永久基本农田。临时占地难以避让永久基本农田，建设单位将编制土地复垦方案，经县级自然资源主管部门批准后方可临时占用。临时用地到期后，将按照相关规定和复垦方案及时复垦恢复原种植条件，做好复土复耕。

	让永久基本农田；确实难以避让的，在可行性研究报告批准阶段，组织实地踏勘，论证占用永久基本农田的必要性和合理性，落实最严格的耕地保护制度和最严格的节约集约用地制度，少占永久基本农田。严禁通过擅自调整县乡土地利用总体规划或国土空间规划，规避占用永久基本农田的审批。 （三）严格落实补划要求。符合相关规定确需占用永久基本农田的，按照“数量不减、质量不降、布局稳定”要求，直接在永久基本农田储备区中补划。补划地块必须为小于 25 度的种植粮食作物的耕地，与占用的永久基本农田数量、质量相当，空间位置上集中连片，涉及占用城市周边永久基本农田的，原则上在城市周边范围内补划，经踏勘论证确实难以补划的，按照空间由近及远、质量由高到低的要求补划。不得将生态保护红线、自然保护区、退耕还林等范围内耕地，以及污染耕地、劣质耕地、不稳定耕地（石漠化耕地、沙荒耕地、河道耕地、湖区耕地、林区耕地、牧区耕地等）、撂荒耕地、零星耕地等补划为永久基本农田。 二、严格临时占用永久基本农田 （一）临时用地申请范围。临时用地一般不得占用永久基本农田，建设项目施工和地质勘查用地确实无法避让永久基本农田的，在不修建永久建（构）筑物、经复垦能恢复原种植条件的前提下，土地使用者按法定程序申请临时用地并编制土地复垦方案。	
《永久基本农田保护红线管理办法》	第六条 禁止占用永久基本农田挖湖造景，建设绿化带，种植草皮等用于绿化装饰的植物，堆放固体废弃物，填埋垃圾，以及法律法规禁止的其他行为。 第二十条 有下列情形之一的，确实难以避让永久基本农田保护红线的，应当坚持节约集约原则，依法由国务院批准，办理农用地转用审批手续：（一）党中央、国务院明确支持的重大建设项目，中央军委及其有关部门批准的军事国防类项目，经国务院批准确需就地建设的遗址保护项目； （二）按程序纳入国务院投资主管部门重大项目清单的用地项目，纳入国务院审批国土空间规划的机场、铁路、公路、水运、能源、水利等基础设施项目； （三）法律、行政法规以及国务院自然资源主管部门规定的其他情形。	本项目不属于挖湖造景，建设绿化带，种植草皮等，也不会堆放固体废弃物，填埋垃圾。本项目属于陆地天然气开采，属于能源建设项目，永久占地不涉及永久基本农田且焦页 31 开发平台已办理永久征地手续。

从上表可以看出，本项目的建设符合涉及基本农田的管理要求。

1.8.3 与相关标准符合性分析

1.8.3.1 与《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》（DZ/T0317-2018）符合性分析

《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》（DZ/T 0317-2018）规定了陆上石油和天然气开采行业绿色矿山矿区环境、资源开发方式、资源综合利用、节能减排、科技创新与信息化、企业管理与企业形象方面的要求。

本项目为页岩气开采项目，拟采取的措施要求符合该规范中相关要求。与《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》（DZ/T0317-2018）的符合性分析详见表 4.3-1。

表 1.8-5 本项目与绿色矿山建设规范符合性分析

内容	基本要求	本项目	相符性
矿区环境	5.1 基本要求 5.1.1 矿区功能分区布局合理，矿区应绿化、美化，整体环境整洁美观。 5.1.2 生产、运输、储存等管理规范有序。	建设单位坚持勘探开发一体化的工作思路；整体部署、分步实施、评建一体、优化调整；占地集约化、流程标准化、装置系列化、设备通用化、单体撬装化、管理信息化，突出安全、环保、高效理念。 本项目平台功能分区布局合理，施工结束后均及时进行植被恢复，生产、运输、储存等管理均规范有序。	符合
	5.2 矿容矿貌 5.2.1 矿区按生产区、管理区、生活区等功能分区，各功能区符合 GB50187 的规定，建立管理机构，制订管理制度，运行有序、管理规范。 5.2.2 矿区地面道路、供水、供电、卫生、环保等基础配套设施完善，道路平整规范，标识清晰、标牌统一。在生产区设置操作提示牌、说明牌、线路示意图牌等标牌，标牌符合 GB/T13306 的规定。 5.2.3 执行各类废弃物管理制度。固体废弃物按照《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》规范堆放综合利用和处置；矿区废水污物按照《中华人民共和国水污染防治法》规范存储和处置。	平台生产区、管理区、生活区等设计建设均符合GB50187的规定要求；同时建立完善的管理机构，制定有完善的管理制度，日常运行有序，管理规范。 本项目为页岩气开采项目，工程配套建有供水、供电、卫生、环保等基础配套设施，较为完善和规范。项目施工期及运营期产生的各类固体废弃物及废水均按照相关法律法规进行暂存、处理处置。	符合
	5.3 矿区绿化 5.3.1 因地制宜绿化矿区，绿化应与周边自然环境和景观相协调，绿化植物搭配合理。 5.3.2 矿区绿化覆盖率应达到 100%。	项目施工期结束后及退役后，均对施工场地及占用的土地进行整治，植被恢复和绿化，恢复绿化率可达100%。	符合
资源开发方式	6.1 基本要求 6.1.1 资源开发应与环境保护、资源保护、城乡建设相协调，最大限度减少对自然环境的扰动和破坏，选择资源节约型、环境友好型开发方式。 6.1.2 因矿制宜选择开采工艺和装备，符合清洁生产要求。 6.1.3 应贯彻“边开采、边治理、边恢复”的原则，及时治理恢复矿区地质环境，复垦矿区压占和损毁土地。	本项目环评报告将项目施工期、运营期地下水、土壤、生态、风险等要素环境影响和防治措施可行性作为评价重点，同时对依托的工程进行了可行性分析。	符合
	6.2 绿色开发 6.2.1 应遵循矿区油气资源赋存状况、生态环境特征等条件，科学合理确定开发方案，选择与油气藏类型相适应的先进开采技术和工艺，推广使用成熟、先进的技术装备，严禁使用国家	本项目采用井工厂模式，有效减少占地，施工期间工艺废水全部回用，提高水资源利用率；项目分别采用清水、水基钻井液及油基钻井液进行钻井，施工结束后清水岩屑进行井场	符合

	明文规定的限制和淘汰的技术工艺及装备。 6.2.2 集约节约利用土地资源，土地利用符合用地指标政策。合理确定站址、场址、管网、路网建设占地规模。 6.2.3 应实施绿色钻井技术体系，科学选择钻井方式、环境友好型钻井液及井控措施，配备完善的固控系统，及时妥善处置钻井泥浆。 6.2.4 油气开发全过程应采取措施防止地下水污染，建立动态监测评估、处理及报告机制。 6.2.5 既有项目应依据开发动态情况及时调整开发方案，适时进行工艺技术革新改造。 6.2.6 对伴生有 CO₂ 气体的油气藏，CO₂ 气体含量未达到工业综合利用要求的，应采取有效处置方案，未制定 CO₂ 气体处置方案的油气藏不得开发。 6.2.7 对伴生有 H₂S 气体的油气藏，H₂S 气体含量未达到工业综合利用要求的，应采取有效处置方案，未制定 H₂S 气体处置方案的油气藏不得开发。	道路铺垫；水基岩屑经不落地系统收集后暂存最终采取资源化利用；油基岩屑采用吨桶收集后交由重庆海创环保科技有限公司等具有资质的第三方处置单位处置。 本评价针对项目建设对地下水环境影响进行了分析，从源头防控、过程控制，分区防渗等方面提出了地下水污染防治措施。制定了运行期地下水监测计划。 本项目页岩气为低含 CO₂ 气体，不含 H₂S。建设单位从降低天然气逸散、加强管理等方面入手做好 CO₂ 管理。	
	6.4 矿区生态环境保护 6.4.1 上应按照矿山地质环境保护与土地复垦方案进行地质环境治理和土地复垦。具体要求如下：a) 矿区井场、联合处理站等相关站场址、矿区专用道路等生态环境保护与恢复治理符合 HJ651 的规定。 b) 矿区压占和损毁土地、相关站场址结余用地、功能废弃地等，应及时按 TD/T1036 的要求开展土地复垦，复垦率 100%。 6.4.2 防止油气生产、储存、转运过程中发生渗漏、泄漏，防止对矿区生态环境造成污染和破坏。 6.4.4 应对矿区及周边生态环境进行监测监控，积极配合属地政府环境保护部门的工作。 6.4.5 应制定突发环境事件应急预案，配备相应的应急物资	本项目建设不在生态保护红线范围内，不涉及自然保护区、风景名胜区等生态敏感区，项目施工结束后，及时对临时占地进行场地覆土和植被恢复，施工期间均按照相关要求开展环境监理工作。运营期间各类废水分别进入相应处理系统进行处理，各类固体废物按照其性质分类进行收集、暂存及处理处置，可有效降低施工及运营期间对生态环境造成的污染和破坏。 建设单位已编制《中石化重庆涪陵页岩气勘探开发有限公司突发环境事件应急预案》和《中石化重庆涪陵页岩气勘探开发有限公司风险评估报告》。	符合
资源综合利用	7.1 基本要求 按照减量化、资源化、再利用的原则，综合开发利用油气藏共伴生资源，综合利用固体废弃物、废水等，发展循环经济	水基岩屑进行资源化利用；油基岩屑交由有危废资质的单位进行处置；雨水和压裂返排液回用进行压裂。	符合
	7.3 废物处置及利用 7.3.1 油气生产过程中产生的废水、废气、固体废物应建档分类管理，并清洁化、无害化处置，处置率应达到 100%。 7.3.2 油气生产过程中的采出水应清洁处理后循环利用；不能循环利用的，应达标排放、回注或采取其他有效利用方式。	压裂试气期间产生的压裂返排液在平台废水池内暂存，采用絮凝沉淀处理后，回用于平台压裂工序；运营期采出水在平台现有废水池暂存，定期外运至其他平台压裂工序，无法回用的采用罐车运送至涪陵产出水处理站进行集中处理达标后排放。	

	7.3.3 油气开采过程中产生的落地原油，应及时全部回收。 7.3.4 油气开采过程中产生的含油污泥。采取技术措施进行原油回收处理和利用，处理后固体物含油率低于 2%，并按 5.2.3 要求进行处置。	本项目清水岩屑进行井场道路铺垫；水基岩屑经不落地系统收集后暂存，最终采取资源化利用；油基岩屑采用吨桶收集后交由重庆海创环保科技有限公司等具有资质的第三方处置单位处置。	
节能 减排	8.1 基本要求 建立油气田生产安全过程能耗核算体系，通过采取节能减排措施，控制并减少单位产品能耗、物耗、水耗，减少“三废”排放	项目采用清洁生产方式，多方面发展了节能降耗以及其他循环经济，从源头减少污染的排放，拟采取有效的污染防治和生态保护措施。 现有工程废水、废气污染物均按其环评及批复文件要求处理。	符合
	8.2 节能降耗 8.2.1 建立油气生产全过程能耗核算体系，控制单位产品能耗，应达到设计标准及相关产品年度节能指标要求。 8.2.2 生产主要环节应选用高效节能的新技术、新工艺、新设备和新材料，及时淘汰高能耗、高污染、低效率的工艺和装备。 8.2.3 建立健全节能监测体系，对主要耗能设备、装置、系统实施定期节能监测。		
	8.3 污物减排 8.3.1 油气生产过程中应采取有效的污染防治措施，全面实施清洁生产，从源头减少污染物的产生。 8.3.2 矿区 COD、氨氮、CO₂、SO₂ 和 NO_x 等排放应符合批复环评报告中指标要求，排放总量低于国家和地方环保主管部门下达的总量限值。		

1.8.3.2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》的符合性分如下所示。

表 1.8-6 项目《非常规油气开采污染控制技术规范》的符合性分析

序号	要求	本工程情况	符合性
4.2 钻前工程			
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 SY/T5466 的规定	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、钻井液废油暂存区、钻井液材料临时钻存区应设置雨棚或其他防雨措施。	本项目依托已建平台,相关钻前设计已根据当地气候条件进行雨污分流系统设计,污染区采用重点防渗措施,已根据涪陵区雨季最大量设计排水沟规格,并在前述相应区域按要求设置雨棚或其他防雨措施	符合
4.2.3	井场防渗区应实现分级管控,分为重点防渗区域和一般防渗区域。钻井基础区域、钻井液循环系统、清洁生产操作平台、燃烧池、废油暂存区、应急池、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	本项目井场防渗区实行分级管控,方井及钻井基础区域、泥浆循环系统区域、设备区域、泥浆储备罐区、放喷池、废水池、油水罐区、发电房基础、岩屑不落地区、危废贮存场为重点防渗区,井场四周清污分流截排水为一般防渗区,重点防渗区域外的井场作业区为一般防渗	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焊熔技术,重叠压覆距离不小于 150mm,确保叠合良好;应修筑高于井场 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、防扬洒的要求;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 GB18597 的要求采取防渗措施	符合
4.2.5	一般防渗区应按 GB18599 的要求,地面采取相当于 1.5m 厚黏土层,渗透系数不大于 10^{-7}cm/s ,的防渗措施	本项目一般防渗区按 GB18597 的要求采取防渗措施	符合
4.2.6	井场污水(废水)池、岩屑池、水基钻井液池(罐)等设施应具备防雨、防渗功能,池(罐)内壁采取渗透系数不大于 10^{-7}cm/s 的防渗措施,防渗设计宜参照 GB18599 的要求;用于储存含油废水、油基钻井液、采出水的排污池须具备防雨、防渗、防腐功能,有 VOCs 气体逸散的要满足 GB37822 相关要求,池底和池壁铺设 2mm 厚高密度聚乙烯膜,渗透系数不大于 10^{-10}cm/s 或采取铺设至少 2mm	本项目相关设施按 GB18597 和 GB37822 的要求采取防渗措施	符合

	厚、渗透系数不大于 10^{-10}cm/s 的其他人工材料的防渗措施。		
4.2.7	井场污水池、岩屑池、钻井液池（罐）、废水处理池等构筑物（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。	本项目储存池，储存罐等设施容积系数不小于 1.2	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。	本项目重点防渗区 GB18597 的要求采取防渗措施	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。	本项目钻井工程一开段采用清水钻工序，已覆盖表层的含水层，后续钻井采用“水基+油基钻井液”的方式进行钻井。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	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 SY/T6592 的要求。本项目周边距离河谷最近距离约为 1km，一开段深度均大于 300m，满足不低于 100m 要求。	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。	本项目钻井现场建立钻井液收集、处理和回收循环系统；钻井液采用清洁化操作平台进行“不落地”处理	符合
4.3.5	水基钻井液应优先回收再利用。无法回用的废弃钻井液应分离固相，分离固相的回收、储存、运输、处置过程应符合 GB18599 的要求。分离后固相宜采用资源化处理技术，用于铺路基土、免烧砖、烧结砖、免烧砌块及水泥辅料等，产品浸出液控制指标应满足 GB8978 中相关要求。	本项目水基钻井液尽可能地重复利用，无法回用的通过外送资源化利用处理	符合
4.3.6	油基钻井岩屑宜采用物理固液分离技术，按照 HJ607 的要求，对分离出的液相予以回用。分离出的固相和无法回用的液相宜采用萃取、热脱附等方式深度处理，回收的废矿物油应满足配制油基钻井液的技术要求。经深度处理后的岩屑宜采用水泥窑炉等协同处置资源化处理技术，达到 SY/T7301、GB30760 中要求的；可用于铺设通井路、铺垫井场等基础材料或免烧砖、烧结砖、混凝土掺和料资源化利用。	本项目油基钻井泥浆全部回用。分离出的油基岩屑通过外运有资质单位处理	符合
4.3.7	油基钻井废物的转运、装卸过程中应避免洒落，产生的含油废物应妥善收集，并按规定处理处置	本项目三开段采用油基钻井泥浆使用，采取泥浆不落地系统，油基岩屑经吨桶收集后交由重庆海创环保科技有限公司等具有资质的第三方处置单位处置。	符合

4.4 压裂作业			
4.4.1	压裂用水及配液应遵照节约用水的原则,在满足当地取水需求的前提下,先期制订优化供水方案,获得当地监管部门的取水许可	本项目压裂液的配置尽可能地采用周边井场的压裂返排液,当周边井场无压裂液可回用时依托已建供水管网,无新增取水点,该供水管网可满足本项目用水需求。	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。	本项目压裂液的配置尽可能地使用回用水,包括钻井废水、方井雨水和洗井废水等,回用水采用储存池和储存罐储存,并对用水量进行记录	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。	本项目压裂作业昼间作业,并按 GB12523 的要求,采取措施降低噪声	符合
4.4.4	如非常规油气开采企业使用的压裂液的化学品成分中含有列入《危险化学品名录》的物质,在不涉及商业秘密的前提下,应通过环境影响评价文件等指定渠道向社会公开。	本项目环境影响评价文件向社会公开	符合

由上表可知,拟建项目满足《非常规油气开采污染控制技术规范》(SY/T7482-2020)要求。

1.8.3.3 与《陆上石油天然气开采水基钻井废弃物处理处置及资源化利用技术规范》(SY/T 7466-2020) 符合性分析

根据规范要求“固液分离后产生的固体废物含水率宜不大于 60%且不呈流动态。固液分离产生的固体废物应首先考虑资源化利用,不能资源化利用的应进行安全处置。处理过程中产生的污水优先考虑井场就地回用,包括但不限于设备清洗用水等。无法回用的废水(包括无法回用的污水、无法回收配浆的废钻井液等),可管输至污水集中处理站进行处理或进入回注处理站”。

液相资源化利用要求:“固液分离技术分离后的液相 相关指标达到井队钻井液配浆要求,宜首先考虑钻井液配浆。无法回用配浆的液相,作为设备清洗用水等”。

固相资源化利用要求:“清水钻进、空气钻或达到环保要求的水基钻井液产生的废弃物,宜物理固液分离后制备铺路基土用于铺垫井场,或作为免烧砖骨料等产品;聚合物钻井液、钻井液废弃物等其他体系的水基钻井废弃物,固液分离处理或无害化处理后宜制备免烧砖、免烧砌块、免烧陶粒、烧结砖等产品。水基钻井废弃物经固液分离后,可作为水泥窑协同处置的原料。其协同处置过程的技术要求和污染控制要求,应符合《水泥窑协同处置固体废物技术规范》(GB30760-2014)等要求”。

本项目产生的清水岩屑、水基岩屑经泥浆不落地系统收集,现场干化后由重庆市

涪陵区鑫垚环保科技有限公司等资质单位运输到水泥厂实现水基岩屑废资源化利用；油基岩屑采用吨桶收集后交由重庆海创环保科技有限公司等具有资质的第三方处置单位处置。符合《陆上石油天然气开采水基钻井废弃物处理处置及资源化利用技术规范》（SY/T 7466-2020）相关要求。

1.8.4与环保政策、规划符合性分析

1.8.4.1与《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函〔2019〕910号）符合性分析

本项目与《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函〔2019〕910号）的符合性分析详见表 1.8-8。

表 1.8-7 与环办环评函（2019）910 号的符合性分析

序号	文件要求	本项目	符合性
1	二、深化项目环评“放管服”改革 (四) 油气开采项目(含新开发和滚动开发项目)原则上应当以区块为单位开展环评(以下简称区块环评),一般包括区块内拟建的新井、加密井、调整井、站场、设备、管道和电缆及其更换工程、弃置工程及配套工程等。项目环评应当深入评价项目建设、运营带来的环境影响和环境风险,提出有效的生态环境保护和环境风险防范措施。滚动开发区块产能建设项目环评文件中还应对现有工程环境影响进行回顾性评价,对存在的生态环境问题和环境风险隐患提出有效防治措施。依托其他防治设施的或者委托第三方处置的,应当论证其可行性和有效性。	本项目属于滚动区块开发建设项目,本次评价充分考虑项目建设、运营带来的环境影响和环境风险,并提出有效的生态环境保护和环境风险防范措施。评价对现有工程环境影响进行了回顾性评价,并对存在的生态环境问题和环境风险隐患提出了有效防治措施。	符合
2	(七) 涉及向地表水体排放污染物的陆地油气开采项目,应当符合国家和地方污染物排放标准,满足重点污染物排放总量控制要求。涉及污染物排放的海洋油气开发项目,应当符合《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》(GB4914)等排放标准要求。	项目运营期产生的采出水优先回用于区域内其他钻井平台压裂液配制,无法回用的管输至涪陵页岩气田采出水处理站集中处理达标后排放。	符合
3	三、强化生态环境保护措施 (八) 涉及废水回注的,应当论证回注的环境可行性,采取切实可行的地下水污染防治和监控措施,不得回注与油气开采无关的废水,严禁造成地下水污染。在相关行业污染控制标准发布前,回注的开采废水应当经处理并符合《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》(SY/T5329)等相关标准要求后回注,同步采取切实可行措施防治污染。回注目的层应当为地质构造封闭地层,一般应当回注到现役油气藏或枯竭废弃油气藏。相关部门及油气企业应当加强采出水等污水回注的研究,重点关注回注井井位合理性、过程控制有效性、风险防控系统性等,提出从源头到末端的全过程生态环境保护及风险防控措施、监控要求。建设项目环评文件中应当包含钻井液、压裂液中重金属等有毒有害物质的相关信息,涉及商业秘密、技术秘密等情形的除外。	本项目不涉及废水回注。	符合
4	(九) 油气开采产生的废弃油基泥浆、含油钻屑及其他固体废物,应当遵循减量化、资源化、无害化原则,按照国家和地方有关固体废物的管理规定进行处置。鼓励企业自建含油污泥集中式处理和综合利用设施,提高废弃油基泥浆和含油钻	本项目清水岩屑、水基岩屑经不落地系统收集后暂存,最终采取资源化利用;油基岩屑采用吨桶收集后交由重庆海创环保	符合

		屑及其处理产物的综合利用率。油气开采项目产生的危险废物，应当按照《建设项目危险废物环境影响评价指南》要求评价。相关部门及油气企业应当加强固体废物处置的研究，重点关注固体废物产生类型、主要污染因子及潜在环境影响，分别提出减量化的源头控制措施、资源化的利用路径、无害化的处理要求，促进固体废物合理利用和妥善处置。	科技有限公司等具有资质的第三方处置单位处置	
5		（十）陆地油气开采项目的建设单位应当对挥发性有机物液体储存和装载损失、废水液面逸散、设备与管线组件泄漏、非正常工况等挥发性有机物无组织排放源进行有效管控，通过采取设备密闭、废气有效收集及配套高效末端处理设施等措施，有效控制挥发性有机物和恶臭气体无组织排放。涉及高含硫天然开采的，应当强化钻井、输送、净化等环节环境风险防范措施。含硫气田回注采出水，应当采取有效措施减少废水处理站和回注井场硫化氢的无组织排放。高含硫天然气净化厂应当采用先进高效硫磺回收工艺，减少二氧化硫排放。井场加热炉、锅炉、压缩机等排放大气污染物的设备，应当优先使用清洁燃料，废气排放应当满足国家和地方大气污染物排放标准要求。	本项目运营期不涉及挥发性有机物液体储存和装载，施工期主要是钻井油基泥浆及油基岩屑产生的挥发性有机物，密闭运送至场地，储存过程均采用半封闭和封闭设施，并设置有防渗措施。本项目使用的油基钻井液，储层改造使用的压裂液在密闭设备中配置，可有效控制挥发性有机物和恶臭气体的排放。本项目属于不含硫化氢页岩气。	符合
6		（十一）施工期应当尽量减少施工占地、缩短施工时间、选择合理施工方式、落实环境敏感区管控要求以及其他生态环境保护措施，降低生态环境影响。钻井和压裂设备应当优先使用网电、高标准清洁燃油，减少废气排放。选用低噪声设备，避免噪声扰民。施工结束后，应当及时落实环评提出的生态保护措施。	本项目合理规划占地，严格控制占地面积，加强施工期环境管理，严格控制施工作业范围；施工期间优先使用网电，高标准清洁燃油。对受噪声影响居民采取临时功能置换措施，减小噪声扰民。施工结束后，对临时占地进行植被绿化或复垦。	符合
7		（十二）陆地油气长输管道项目，原则上应当单独编制环评文件。油气长输管道及油气田内部集输管道应当优先避让环境敏感区，并从穿越位置、穿越方式、施工场地设置、管线工艺设计、环境风险防范等方面进行深入论证。高度关注项目安全事故带来的环境风险，尽量远离沿线居民。	本项目不涉及长输管道项目，本次评价提出相关环境风险防范措施。	符合
8		（十三）油气储存项目，选址尽量远离环境敏感区。加强甲烷及挥发性有机物的泄漏检测，落实地下水污染防治和跟踪监测要求，采取有效措施做好环境风险防范与环境应急管理；盐穴储气库项目还应当严格落实采卤造腔期和管道施工期的	本项目不涉及油气储存，仅涉及油气开采和集输。且项目选址已远离环境敏感区，落实了地下水污染防治和跟踪监测要求，	符合

		生态环境保护措施，妥善处理采出水。	做好了环境风险防范措施。	
9		(十四) 油气企业应当加强风险防控，按规定编制突发环境事件应急预案，报所在地生态环境主管部门备案。	建设单位已编制《中石化重庆涪陵页岩气勘探开发有限公司突发环境事件应急预案》和《中石化重庆涪陵页岩气勘探开发有限公司风险评估报告》。	符合
10		(十五) 油气企业应当切实落实生态环境保护主体责任，进一步健全生态环境保护管理体系和制度，充分发挥企业内部生态环境保护部门作用，健全健康、安全与环境（HSE）管理体系，加强督促检查，推动所属油气田落实规划、建设、运营、退役等环节生态环境保护措施。项目正式开工后，油气开采企业应当每年向具有管辖权的生态环境主管部门书面报告工程实施或变动情况、生态环境保护工作情况，涉及自然保护区和生态保护红线的，应当说明工程实施的合法合规性和对自然生态系统、主要保护对象等的实际影响，接受生态环境主管部门依法监管。	建设单位设置有专门的环境管理部门，并制定有完善的 QHSE 管理体系，并落实了建设、运营、退役等环节生态环境保护措施。项目开工后，企业应主动向具有管辖权的生态环境主管部门书面报告工程实施或变动情况、生态环境保护工作情况。	符合
11	四、加强事中事后监管	(十七) 陆地油气开采区块项目环评批复后，产能总规模、新钻井总数量增加 30% 及以上，回注井增加，占地面积范围内新增环境敏感区，井位或站场位置变化导致评价范围内环境敏感目标数量增加，开发方式、生产工艺、井类别变化导致新增污染物种类或污染物排放量增加，与经批复的环境影响评价文件相比危险废物实际产生种类增加或数量增加、危险废物处置方式由外委改为自行处置或处置方式变化导致不利环境影响加重，主要生态环境保护措施或环境风险防范措施弱化或降低等情形，依法应当重新报批环评文件。	若项目实际建设与批复内容有较大出入，按照相关要求依法应当重新报批环评文件。	符合
12		(十八) 建设单位或生产经营单位按规定开展建设项目竣工环境保护验收，并录入全国建设项目竣工环境保护验收信息平台。分期建设、分期投入生产或者使用的建设项目，其相应的环境保护设施应当分期验收。	项目完工后，应组织开展竣工环境保护验收，并按要求录入系统，涉及分期验收的，相应的环境保护设施应当分期验收。	符合
13		(十九) 陆地区块产能建设项目实施后，建设单位或生产经营单位应对地下水、生态、土壤等开展长期跟踪监测，发现问题应及时整改。项目正式投入生产或运营后，每 3-5 年开展一次环境影响后评价，依法报生态环境主管部门备案。按要求开展环评的现有滚动开发区块，可以不单独开展环境影响后评价，法律法规另有规定的除外。	本项目设置有地下水、土壤等跟踪监测，并按照规定开展环境影响后评价。	符合

14		工程设施退役，建设单位或生产经营单位应当按照相关要求，采取有效生态环境保护措施。同时，按照《中华人民共和国土壤污染防治法》《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB 36600）的要求，对永久停用、拆除或弃置的各类井、管道等工程设施落实封堵、土壤及地下水修复、生态修复等措施。	评价要求工程设施退役，建设单位应当按照相关要求对永久停用、拆除或弃置的各类井、管道等工程设施。落实封堵、土壤及地下水修复、生态修复等措施。	符合
15		油气企业应按照企事业单位环境信息公开办法、环境影响评价公众参与办法等有关要求，主动公开油气开采项目环境信息，保障公众的知情权、参与权、表达权和监督权。	建设单位设置有专门的环境管理部门，并制定有完善的 QHSE 管理体系，对项目环境信息依法进行公示。	符合

1.8.4.2 《石油天然气开采业污染防治技术政策》符合性分析

表 1.8-8 项目与《石油天然气开采业污染防治技术政策》符合性分析

序号	技术政策要求	本工程内容	符合性分析
一	清洁生产		
1	油气田开发不得使用含有国际公约禁用化学物质的油气田化学剂，逐步淘汰微毒及以上油气田化学剂，鼓励使用无毒油气田化学剂	本项目采用无毒油气田化学剂	符合
2	在钻井过程中，鼓励采用环境友好的钻井液体系；配备完善的固控设备，钻井液循环率达到 95%以上；钻井过程产生的废水应回用	本项目采用无毒钻井液体系，钻井液循环利用率大于 95%，钻井过程中产生的废水经沉淀后回用	符合
3	在井下作业过程中，酸化液和压裂液宜集中配制，酸化残液、压裂残液和返排液应回收利用或进行无害化处置，压裂放喷返排入罐率应达到 100%。酸化、压裂作业和试油（气）过程应采取防喷、地面管线防刺、防漏、防溢等措施。	本项目采用清水进行洗井和压裂，剩余可回用的压裂返排液经处理后作为附近钻井工程的压裂水使用。残余的钻井液和压裂残液入罐率 100%。在压裂、试气过程中，在放喷池设置有点火器。地面管线采用防刺、防漏、防溢设施	符合
二	生态保护		
1	油气田建设宜布置丛式井组，采用多分支井、水平井、小孔钻井、空气钻井等钻井技术，以减少废物产生和占地。	本项目采用丛式井组，水平井技术，尽量减少了工程岩屑、废水的产生，减少了占地	符合
2	在开发过程中，伴生气应回收利用，减少温室气体排放，不具备回收利用条件的，应充分燃烧，伴生气回收利用率应达到 80%以上；站场放空天然气应充分燃烧。燃烧放空设施应避开鸟类迁徙通道	本项目平台井站放空通过放散立管放空，集气站通过放空立管点燃后充分燃烧后排放，放空管较矮，对鸟类飞行影响小，和鸟类迁徙通道不重叠。	符合
三	污染治理		
1	在钻井和井下作业过程中，鼓励污油、污水进入生产流程循环利用，未进入生产流程的污油、污水应采用固液分离、废水处理一体化装置等处理后达标外排。在油气开发过程中，未回注的油气田采出水宜采用凝析气浮和生化处理相结合的方式	工程设置有专门的储存池，钻井过程中产生的废水经过处理后尽量重复利用。油基钻井液经固液分离后，在循环罐储存，循环使用。	符合
2	固体废物收集、贮存、处理处置设施应按照国家要求采取防渗措施。试油（气）后应立即封闭废弃钻井液贮池	本项目固体废物分类收集，水基岩屑经不落地系统收集后，优先外运用于资源化利用，油基岩屑交由有相应资质的危险废物处置单位进行处置。	符合

序号	技术政策要求	本工程内容	符合性分析
3	应回收落地原油，以及原油处理、废水处理产生的油泥（砂）等中的油类物质，含油污泥资源化利用率应达到 90% 以上，残余固体废物应按照《国家危险废物名录》和危险废物鉴别标准识别，根据识别结果资源化利用或无害化处置	本工程在井口及易产生油污的生产设施底部进行防渗处理，并采用防渗膜收集可能产生的废油	符合
4	对受到油污染的土壤宜采取生物或物化方法进行修复	对于可能受到油污染的土地，采用灌草+乔木结合的方式恢复植被	符合
四	运行风险和环境管理		
1	油气田企业应制定环境保护管理规定，建立并运行健康、安全与环境管理体系	建设单位制定有完善的环境保护管理规定，并建立运行健康、安全与环境管理体系	符合
2	加强油气田建设、勘探开发过程的环境监督管理。油气田建设过程应开展工程环境监理	本项目制定有环境监理计划	符合
3	在开发过程中，企业应加强油气井套管的检测和维护，防止油气泄漏污染地下水	本项目制定有完善的套管监测维护计划和制度，防止页岩气泄漏污染地下水	符合
4	油气田企业应建立环境保护人员培训制度，环境监测人员、统计人员、污染治理设施操作人员应经培训合格后上岗	建设单位设置有专门的环境管理部门，并制定有完善的环境管理制度和培训制度	符合
5	油气田企业应对勘探开发过程进行环境风险因素识别，制定突发环境事件应急预案并定期进行演练。应开展特征污染物监测工作，采取环境风险防范和应急措施，防止发生由突发性油气泄漏产生的环境事故	建设单位对页岩气勘探开发制定突发环境事件应急预案，并定期开展演练。在井场周边设置有事故监测点，对特征因子进行监测	符合

综上，项目建设符合《石油天然气开采业污染防治技术政策》要求。

1.8.4.3 与《四川省、重庆市长江经济带发展负面清单实施细则》（试行，2022 年版）

符合性分析

表 1.8-9 与四川省、重庆市长江经济带发展负面清单实施细则符合性分析

相关要求	项目情况	符合性
第六条 禁止新建、改建和扩建不符合《长江干线过江通道布局规划 2020 2035 年》的过长江通道项目（含桥梁、隧道），国家发展改革委同意过长江通道线位调整的除外。	本项目不涉及过江通道	符合
第七条 禁止在自然保护区核心区、缓冲区的岸线	本项目不涉及自然保护区	符合

和河段范围内投资建设旅游和生产经营项目自然保护区的内部未分区的，依照核心区和缓冲区的规定管控		
第八条 违反风景名胜区规划，在风景名胜区内设立各类开发区在风景名胜区核心景区的岸线和河段范围内建设宾馆、招待所、培训中心、疗养院以及与风景名胜区资源保护无关的项目	本项目不涉及风景名胜区	符合
第九条 禁止在饮用水水源准保护区的岸线和河段范围内新建、扩建对水体污染严重的建设项目；改建增加排污量的建设项目	本项目位于涪陵区焦石镇，评价范围内无饮用水水源保护区。 本项目废水收集后用于区域内其他平台回用，不能回用时管输至涪陵页岩气田采出水处理站处理，不外排，固废收集后交由有资质单位处置，均得到有效处置，在采取三级预防措施后，本项目事故状态下不会影响周边地表水及地下水环境。	符合
第十条 饮用水水源二级保护区的岸线和河段范围内除遵守准保护区规定外，禁止新建、改建、扩建排放污染物的投资建设项目；禁止从事对水体有污染的水产养殖等活动		符合
第十一条 饮用水水源一级保护区的岸线和河段范围内，除遵守二级保护区规定外，禁止新建、改建、扩建与供水设施和保护水源无关的项目，以及网箱养殖、畜禽养殖、旅游等可能污染饮用水水体的投资建设项目		符合
第十二条 禁止在水产种质资源保护区岸线和河段范围内新建围湖造田、围湖造地或挖沙采石等投资建设项目	本项目不属于围湖造田、围湖造地或挖沙采石等项目	符合
第十三条 禁止在国家湿地公园的岸线和河段范围内开（围）垦、填埋或者排干湿地，截断湿地水源，挖沙、采矿，倾倒有毒有害物质、废弃物、垃圾，从事房地产、度假村、高尔夫球场、风力发电、光伏发电等任何不符合主体功能定位的建设项目和开发活动，破坏野生动物栖息地和迁徙通道、鱼类洄游通道	本项目不涉及国家湿地公园	符合
第十九条 禁止在长江干流岸线三公里范围内和重要支流岸线一公里范围内新建、改建、扩建尾矿库、冶炼渣库、磷石膏库，以提升安全、生态环境保护水平为目的的改建除外	本项目不在长江干流岸线三公里、重要支流岸线一公里范围	符合
第十条 禁止在生态保护红线区域、永久基本农田集中区域和其他需要特别保护的区域内选址建设尾矿库、冶炼渣库、磷石膏库	本项目不属于尾矿库、冶炼渣库、磷石膏库建设项目	符合
第二十三条 禁止新建、扩建法律法规和相关政策明令禁止的落后产能项目。对《产业结构调整指导目录》中淘汰类项目，禁止投资限制类的新建项目，禁止投资，对属于限制类的现有生产能力，允许企业在一定期限内采取措施改造升级	本项目不属于法律法规和相关政策明令禁止的落后产能项目	符合

1.8.4.4 与《长江经济带发展负面清单指南（试行，2022 年版）》符合性分析

根据推动长江经济带发展领导小组办公室《关于发布长江经济带发展负面清单指南（试行）的通知》（长江办〔2022〕7号），本项目与其符合性分析如下。

表 1.8-10 《长江经济带发展负面清单指南（试行，2022 年版）》符合性分析

序号	要求	本项目	符合性
1	1.禁止建设不符合全国和省级港口布局规划以及港口总体规划的码头项目，禁止建设不符合《长江干线过江通道布局规划》的过江通道项目。	不属于左列项目	符合
2	2.禁止在自然保护区核心区、缓冲区的岸线和河段范围内投资建设旅游和生产经营项目。禁止在风景名胜区核心区、风景名胜区的岸线和河段范围内投资建设与风景名胜资源保护无关的项目。	不涉及自然保护区和风景名胜区	符合
3	3.禁止在饮用水水源一级保护区的岸线和河段范围内新建、改建、扩建与供水设施和保护水源无关的项目，以及网箱养殖、畜禽养殖、旅游等可能污染饮用水水体的投资建设项目。禁止在饮用水水源二级保护区的岸线和河段范围内新建、改建、扩建排放污染物的投资建设项目。	不涉及饮用水源保护区	符合
4	4.禁止在水产种质资源保护区的岸线和河段范围内新建围湖造田、围海造地或围填海等投资建设项目。禁止在国家湿地公园的岸线和河段范围内挖沙、采矿，以及任何不符合主体功能定位的投资建设项目。	不涉及水产种质资源保护区	符合
5	5.禁止违法利用、占用长江流域河湖岸线。禁止在《长江岸线保护和开发利用总体规划》划定的岸线保护区和保留区内投资建设除事关公共安全及公众利益的防洪护岸、河道治理、供水、生态环境保护、航道整治、国家重要基础设施以外的项目。禁止在《全国重要江河湖泊水功能区划》划定的河段及湖泊保护区、保留区内投资建设不利于水资源及自然生态保护的项目。	不涉及长江流域河湖岸线	符合
6	6.禁止未经许可在长江干支流及湖泊新设、改设或扩大排污口。	本项目不设置排污口	符合
7	7.禁止在“一江一口两湖七河”和 332 个水生生物保护区开展生产性捕捞。	本项目不涉及水生生物保护区	符合
8	8.禁止在长江干支流、重要湖泊岸线一公里范围内新建、扩建化工园区和化工项目。禁止在长江干流岸线三公里范围内和重要支流岸线一公里范围内新建、改建、扩建尾矿库、冶炼渣库和磷石膏库，以提升安全、生态环境保护水平为目的的改建除外。	本项目不属于化工项目，且不在长江干支流、重要湖泊岸线一公里范围内	符合
9	9.禁止在合规园区外新建、扩建钢铁、石化、化工、焦化、建材、有色、制浆造纸等高污染项目。	本项目不属于左列禁止项目	符合
10	10.禁止新建、扩建不符合国家石化、现代煤化工等产业布局规划的项目。	本项目不属于左列禁止项目	符合
11	11. 禁止新建、扩建法律法规和相关政策明令禁止的落	本项目不属于左列	符合

	后产能项目。禁止新建、扩建不符合国家产能置换要求的严重过剩产能行业的项目。禁止新建、扩建不符合要求的高耗能高排放项目。	禁止项目	

1.8.4.5与《重庆市生态环境局办公室关于加强水泥窑协同处置危险废物和页岩气开采固体废物环境管理服务的通知》（渝环办〔2019〕373 号）符合性分析

表 1.8-11 与渝环办〔2019〕373 号符合性分析表

编号	渝环办〔2019〕373 号相关内容（摘要）		本项目	符合性
1		5.2.1 收集、运输过程中污染防治与管理 鼓励采用泥浆不落地技术，随钻收集处理水基钻井泥浆和岩屑。	本项目采用泥浆不落地技术，随钻收集处理水基钻井泥浆和岩屑。	符合
2	5.2 水基钻井岩屑、废水基钻井泥浆和处理钻井废水产生污泥污染防治与管理	5.2.2 贮存过程中污染防治与管理 采用泥浆池存放岩屑、泥浆和污泥的，应满足下列要求： （1）泥浆池必须铺设至少两层单层厚度不低于 5mm 的 HDPE 聚乙烯防渗土工膜，不得使用其他任何形式的防渗替代材料，保证防渗系数小于 $1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ 。防渗膜应沿一定方向铺设，池外至少保留 2m 的延伸量，以适应基体变形，边缘需要用砂袋压实。防渗膜接缝处必须采用热焊接。 （2）泥浆池四周必须建不低于 300mm 的挡水墙，同时建设封闭式网围栏。 （3）泥浆池中水基钻井岩屑经加药、沉淀等处理后上清液宜回收循环利用，沉积物经投药、搅拌进行固化后找平夯实，经 5 天~10 天固化期后在其表面浇筑一层 C20 砼隔断层，厚度为 200mm。 （4）C20 砼隔断层浇筑完工 10 天后，用耕植土对固化池进行覆盖，覆土厚度不得少于 300mm，并设置网格沙障恢复植被，种植区域常见植物。	产生的水基岩屑经泥浆不落地系统收集，现场干化后由重庆市涪陵区鑫垚环保科技有限公司等资质单位运输到水泥厂实现水基岩屑废资源化利用，岩屑暂存区四周采用砖混结构围挡，顶上加盖雨棚，地面硬化。	符合
3		5.2.3 利用处置污染控制要求 （1）水基钻井岩屑、废水基钻井泥浆和处理钻井废水产生污泥以水泥窑协同处置的方式处置，需满足水泥窑协同处置的入窑（磨）要求。协同处置过程应满足《水泥窑协同处置固体废物污染控制标准》《水泥窑协同处置固体废物环境保护技术规范》《水泥窑协同处置固体废物技术规范》等要求。 （2）水基钻井岩屑、废水基钻井泥浆和处理钻井废水产生污泥改良用作土壤应满足《土壤环境质量标准》《绿化种植土壤》等标准，且苯并（a）芘小于 $0.1 \text{mg} \cdot \text{kg}^{-1}$ 。 （3）水基钻井岩屑、废水基钻井泥浆和处理钻井废水产生污泥经固化处理后，用于非敏感区域井场道路和井场铺垫建造的，应满足含水率小于 30%，苯并	本项目清水岩屑进行井场道路铺垫；产生的水基岩屑经泥浆不落地系统收集，现场干化后由重庆市涪陵区鑫垚环保科技有限公司等资质单位运输到水泥厂实现水基岩屑废资源化利用，满足要求。	符合

		(a) 茚和二苯并 (a,h) 蒽均小于 1.87mg•kg⁻¹ 的要求。 (4) 水基钻井岩屑、废水基钻井泥浆和处理钻井废水产生污泥用于烧结制砖, 烧结制砖设施应配套建设相应的固体废物贮存场所和污染防治设施, 并履行相应环保手续; 烧结砖应符合《烧结普通砖》(GB5101) 要求。		
4	5.3 废油基钻井泥浆和油基钻井岩屑的污染防治与管理	5.3.1 产生过程中污染防治与管理 页岩气开采企业应按照《危险废物产生单位管理计划制定指南》制定危险废物管理计划, 明确危险废物的产生的数量、种类、去向等情况, 建立废物产生台账, 确定源头减量计划及措施。	建设单位监理有明确的台账, 对危险废物的产生的数量、种类、去向等情况进行了记录。	符合
5		5.3.2 收集过程中污染防治与管理 (1) 产生废油基钻井泥浆和油基钻井岩屑的场所应有接收装置和防渗 (漏) 措施。若发生落地, 应及时收集, 并清理现场。 (2) 现场接收的废油基钻井泥浆和油基钻井岩屑, 应及时装入具有防渗 (漏) 功能的容器中, 设置警示标识, 并及时安全转运或处理处置。	根据现场调查及现有钻井经验, 油基岩屑经吨桶收集后暂存于井场危险废物贮存场, 评价要求对发生落地的, 应及时收集, 并清理现场。	符合
6		5.3.3 贮存过程中污染防治与管理 废油基钻井泥浆和油基钻井岩屑贮存设施的选址、设计、标识、运行、安全防护、监测和关闭等管理措施应按照《危险废物贮存污染控制标准》的相关要求进行。	危险废物贮存场, 储存设施应采取必要的六防措施 (防风、防雨、防晒、防渗、防漏、防腐) 及其他环境污染防护措施, 并设置警示标识。	符合
7		5.3.4 转移、运输过程中污染防治与管理 (1) 废油基钻井泥浆和油基钻井岩屑委托第三方利用处置的, 转移、运输时应按照《危险废物转移联单管理办法》的规定填写危险废物转移联单; 废油基钻井泥浆和油基钻井岩屑在页岩气开采企业内部转移、运输的, 应如实记录转移起始位置、数量、车辆车牌号、经办人员等信息。 (2) 废油基钻井泥浆和油基钻井岩屑在转移、运输前运输单位要制定详细的运输方案及路线, 并制定事故应急预案。 (3) 废油基钻井泥浆和油基钻井岩屑转移、运输按《道路危险货物运输管理规定》执行, 运输工具须用危险货物专用车辆进行运输, 并按《道路运输危险货物车辆标志》设置车辆标志。	建设单位委托第三方资质单位进行转移、运输废油基钻井泥浆和油基钻井岩屑, 此过程建立了严格的联单制, 对转移起始位置、数量、车辆车牌号、经办人员等信息进行了详细记录。 建设单位指定有详细可实施的事故应急预案, 转运车辆均为特殊车辆, 标识清楚, 驾驶员均经过严格培训。	符合

		(4) 危险货物运输车辆驾驶员和押运人员等必须经过危险废物和应急救援方面的培训, 包括防火、防泄漏以及应急联络等。		
8		5.3.5 利用处置污染控制要求 (1) 废油基钻井泥浆和油基钻井岩屑处理过程中排放的废水、废气应符合 GB8978、GB13271、GB16297 等相关要求。 (2) 废油基钻井泥浆和油基钻井岩屑在处理处置过程中应定期进行环境监测, 样品的采集、制样与保存应按照 HJ/T20 规定要求进行。对周边土壤和水体的取样和监测应符合 HJ/T166、HJ/T164、HJ/T91, 大气污染物监测布点、取样和监测应符合 HJ/T55、HJ/T397 的要求。 (3) 废油基钻井泥浆和油基钻井岩屑再生利用热解或焚烧处理后的灰渣应按危险废物进行安全利用处置, 防止二次污染。 (4) 废油基钻井泥浆和油基钻井岩屑直接填埋或处理后的灰渣填埋时, 其热灼减率应小于 10%, 同时符合《危险废物填埋污染控制标准》中的相关规定。 (5) 废油基钻井泥浆和油基钻井岩屑直接或处理后的灰渣采用水泥窑协同处置时, 需经预处理后满足水泥窑协同处置的入窑(磨)要求。协同处置过程应满足《水泥窑协同处置固体废物污染控制标准》《水泥窑协同处置固体废物环境保护技术规范》《水泥窑协同处置固体废物技术规范》《水泥窑协同处置危险废物经营许可证审查指南(试行)》等要求。 (6) 废油基钻井泥浆和油基钻井岩屑处理后产生的灰渣属于危险废物, 国家或地方法律法规、标准等另有规定的从其规定。	本项目废油基泥浆交由重庆海创环保科技有限公司等具有资质的第三方处置单位处置。	符合
9	5.4 压裂返排液和采气废水处理污泥、废合成基钻井泥浆、合成基钻井岩屑污染防治与管理	(1) 压裂返排液和采气废水处理污泥、废合成基钻井泥浆、合成基钻井岩屑需根据国家危险废物鉴别标准和方法进行属性鉴别。经鉴别具有危险特性的, 属于危险废物, 其利用处置按照 5.3.5 执行; 经鉴别不具有危险特性的, 属于一般工业固体废物, 其利用处置按照 5.2.3 执行。未明确管理属性前, 应按照危险废物进行管理。 (2) 压裂返排液中的废矿物油集中收集回收后可用于配制油基钻井泥浆或交由具有危险废物经营许可证的单位进行利用处置。	参照《重庆市固体废物管理中心关于南川川区块页岩气采出水处理项目污泥危险特性鉴别报告的审核意见》(渝环固函(2020)76), 本项目页岩气开采压裂液絮凝沉淀污泥按一般固废处置, 交由泥厂或其他第三方相关单位进行资源化利用。	符合

10	5.5 其他废物的污染防治与管理	(1) 钻井场产生的生活垃圾，应分类收集贮存，定期由企业专车运往当地环卫部门指定的生活垃圾焚烧、填埋场处置。 (2) 弃渣弃土暂时堆存于井场周围，完井搬迁以后其全部用于井场平整填方。 (3) 化工料桶等包装物由生产厂家回收用于原用途或按照其固体废物属性进行分类管理处置。	井场和生活区分别设置生活垃圾收集点，对生活垃圾分类收集后统一由环卫部门清理。 本项目不产生弃渣。化工料桶由有资质单位处置或厂家回收。 本项目废包装材料（化工料桶）由生产厂家回收用于原用途。不能回收利用的按照其固体废物属性进行分类管理处置。①主要为一般固体废物外售有资质的单位回收利用。②少量危险废物主要包括沾染矿物油的废弃包装物以及含有或沾染毒性、感染性危险废物的废弃包装物应交有资质单位处置。 泡排药剂桶由厂家回收用于原始用途，如回收不了的按照一般固废处置。	符合

1.8.4.6与《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》符合性分析

根据《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》，适用于陆上石油天然气开采企业内部的危险废物环境管理。本项目符合性分析如下所示：

表 1.8-12 与《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》符合性分析一览表

序号	主要内容	本项目情况	符合性分析
1	4.1落实危险废物鉴别管理制度，对于不排除具有危险特性的固体废物，应根据《国家危险废物名录》《危险废物鉴别标准》（GB 5085.1~7）《危险废物鉴别技术规范》（HJ 298）等判定是否属于危险废物，属于危险废物的应按危险废物相关要求进行管理	本项目施工期产生的油基岩屑、废油由有资质单位进行处置，不外排。运营期产生的废油等危险废物收集后交由有资质单位进行处置，不外排	
2	4.2落实污染环境防治责任制度，建立健全工业危险废物产生、收集、贮存、运输、利用、处置全过程的污染环境防治责任制度。	建设单位已建立管理责任制度。	符合
3	4.3落实危险废物识别标志制度，按照《环境保护图形标志 固体废物贮存（处置）场》（GB 15562.2）等有关规定，对危险废物的容器和包装物以及收集、贮存、运输、利用、处置危险废物的设施、场所设置危险废物识别标志。	项目实施过程中对危险废物贮存场完善相关标志制度。	符合
4	4.5落实危险废物管理台账及申报制度，建立危险废物管理台账，如实记录有关信息，并通过国家危险废物信息管理系统向所在地生态环境主管部门申报危险废物的种类、产生量、流向、贮存、处置等有关资料。	项目危险废物转运过程中采取联单责任制，并如实向所在地生态环境局申报资料	符合
5	4.10落实环境影响评价制度及环境保护三同时制度，需要配套建设的危险废物贮存、利用和处置设施应当与主体工程同时设计、同时施工、同时投入使用。	本项目危险废物贮存场与主体工程同时设计、同时施工、同时投入使用，符合三同时制度。	符合
6	4.11落实环境应急预案制度，参考《危险废物经营单位编制应急预案指南》有关规定制定意外事故的防范措施和环境应急预案，并向所在地生态环境主管部门和其他负有固体废物污染防治监督管理职责的部门备案	建设单位已编制涪陵区区域《中石化重庆涪陵页岩气勘探开发有限公司突发环境事件应急预案》和《中石化重庆涪陵页岩气勘探开发有限公司风险评估报告》。	符合
7	在钻井过程中，鼓励采用环境友好的钻井泥浆体系，钻井工程宜实施清洁化生产，应用钻井泥浆不落地技术。	本项目一开段采用清水钻，二开段、三开段采用油基钻井液，钻井过程采用泥浆不落地系统。	符合

综上所述，本项目的实施符合《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》中相关规定。

1.8.4.7与《甲烷排放控制行业行动》（环气候〔2023〕67号）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，本项目与其符合性分析如下：

表 1.8-13 与《甲烷排放控制行动方案》符合性分析一览表

序号	主要内容	本项目情况	符合性分析
1	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	本项目不涉及伴生气回收利用；放空时间短，放空量小，且场内放空页岩气经放空立管点火放空。	符合
2	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。加强管线先进维护检修技术、设备的研究与应用，有效提升甲烷泄漏控制能力	本项目站内管道及设备均采用密闭管道，评价建议企业应加强站内设备、管线泄漏检测、维检修，减少事故放空。	符合
3	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。	本项目无长明火火炬系统，事故状态下采用放空立管点火排放。	符合

综上所述，本项目的实施符合《甲烷排放控制行动方案》。

1.8.5 规划符合性分析

1.8.5.1 与当地城镇规划符合性分析

本项目位于重庆市涪陵区焦石镇，主要依托现场场地进行建设，根据现场调查与涪陵区自然资源和规划局核实结果，该项目选址及选线不在现有场镇建设区内，不在城镇规划区域内，项目建设符合规划要求。

1.8.5.2 与《重庆市能源发展“十四五”规划（2021—2025年）》符合性分析

2022年6月11日，重庆市人民政府办公厅发布了《关于印发重庆市能源发展“十四五”规划（2021-2025年）的通知》（渝府办发〔2022〕48号），本项目与该通知的符合性见下表。

表 1.8-14 《重庆市能源发展“十四五”规划 2021—2025 年》符合性分析

编号	规划内容（摘要）	项目符合性
1	二、总体要求和主要目标 （二）基本原则。 坚持生态优先，绿色低碳。围绕碳达峰碳中和目标，推动能源清洁高效开发、能源生产低碳转型发展，推动能源利用和消费方式根本性转变。	本项目坚持生态保护优先，边开发边保护。本项目的建设有利于加强页岩气的供应能力。符合。

编号	规划内容（摘要）	项目符合性
	（三）发展目标。 能源保障安全有力。到 2025 年，煤炭供应保障能力达到 5000 万吨；电力装机容量达到 3650 万千瓦，全社会用电量达到 1620 亿千瓦时；常规天然气、页岩气产量分别达到 50 亿立方米、135 亿立方米；成品油供应能力达到 1050 万吨；能源储备体系进一步完善，应急保供能力进一步增强。	
2	三、构建多元安全的能源供给体系 （一）强化能源供应保障能力。 增强油气供应保障。挖潜五百梯、沙坪场、卧龙河等老气田，平稳释放磨溪、罗家寨等新区产能，常规天然气年产量保持在 50 亿立方米左右。稳定涪陵页岩气田产能，推进南川、武隆、彭水、永川、綦江、铜梁、涪陵区、梁平等页岩气新区开发，实现资源有序接替，到 2025 年，页岩气年产量达到 135 亿立方米。 页岩气勘探项目：推进丰都、彭水、万盛、江津等页岩气勘探项目，涪陵页岩气志留系、侏罗系等勘探项目。	本项目位于涪陵区，层位属于龙马溪组，项目的建设有利于加强页岩气供应能力。符合。
3	四、推动能源结构绿色低碳转型 （一）降低煤炭在能源供给和消费结构中的占比。 推动天然气与太阳能、地热源、水源等可再生能源融合发展。开展氢能利用研究，以先行先试带动推广应用，加快“油气电氢”综合能源站建设，车用综合能源站达到 100 座。完善 LNG 加气站点网络化布局，增加 LNG 加气站加注功能，形成覆盖全市的 LNG 加气站网络体系。推进船用燃油领域天然气替代，鼓励发展 LNG 动力船舶，加快推进涪陵、万州、丰都 LNG 加注码头建设，支持船用 LNG 移动加注。	本项目的建设，有利于推动天然气与太阳能、地热源、水源等可再生能源融合发展。能有效降低煤炭在能源供给和消费结构中的占比。有利于推动能源结构绿色低碳转型。符合。

由表可见，本项目符合《重庆市能源发展“十四五”规划（2021—2025 年）》相关要求。

1.8.5.3 与《重庆市页岩气产业发展规划（2015-2020 年）》符合性分析

根据《重庆市页岩气产业发展规划（2015-2020 年）》，“……加大中国石化涪陵、彭水，中国石油宣汉—巫溪、涪陵区—丰都等重点区块的页岩气勘探开发力度，2020 年实现产能 240 亿立方米，产量达到 165 亿立方米，充分发挥示范带动作用。（一）严守环境保护红线。严格遵守《中华人民共和国环境保护法》等法律法规，切实履行企业的环保责任和义务，依法办理环保手续。结合各功能区实施差异化环境保护政策要求，严守生态保护红线，严格项目环境准入，选址、选线应避开自然保护区、风景名胜等生态敏感区。（二）加强监管体系建设。实行企业自主监管、政府部门监管和社会监督同步运行的常态化监督机制。企业应建立健全 QHSE 管理体系，制定环境风险应急预案及保障体系，主动接受各方监督。（三）探索绿色开发模式。

本项目属于陆地天然气开发项目，其建设将有利于增加重庆市页岩气产能，实现重庆市页岩气产业发展规划目标，建设单位建立了完善的 QHSE 管理体系，制定环境风险应急预案及保障体系，项目建设不在生态保护红线范围内，不涉及自然保护区、风景名胜区等生态敏感区，建设过程中将采取严格的环保措施来保障项目的建设，避免环境污染，因此本项目符合该规划要求。

1.8.5.4 与《重庆市矿产资源总体规划（2021-2025 年）》规划环评的符合性分析

《重庆市矿产资源总体规划（2021-2025 年）环境影响报告书》已于 2022 年通过生态环境部审查，审查文号“环审（2022）64 号”。

① 环境影响报告书环境准入条件（负面清单）符合性分析

表 1.8-15 与规划环评环境保护准入负面清单分析一览表

管控要求	《重庆市矿产资源总体规划（2021-2025 年）环境影响报告书》	本项目相关内容	符合性分析
严守划定的生态保护红线，依法遵守禁止开发区规定，加强规划空间管制，合法开展矿产资源勘查和开发利用与保护	①将生态保护红线作为保障和维护区域生态安全的底线，按照生态优先的原则，依法实施强制性保护；生态保护红线内，自然保护区核心保护区原则上禁止人为活动，其他区域严格禁止开发性、生产性建设活动，在符合现行法律法规的前提下，除国家重大项目外，仅允许对生态功能不造成破坏的有限人为活动，包括因国家重大能源资源安全需要开展的战略性能源资源勘查，公益性自然资源调查和地质勘查。禁止在依法划定的自然保护区、风景名胜区、森林公园、地质公园、湿地公园、世界文化和自然遗产地、永久基本农田、饮用水水源保护区、城镇开发边界等重要生态保护地以及其他法律法规规定的禁采区域内采矿。	本项目不涉及生态保护红线，且未在自然保护区、风景名胜区、森林公园、地质公园、湿地公园、世界文化和自然遗产地、饮用水水源保护区、城镇开发边界等重要生态保护地以及其他法律法规规定的禁采区域内。新增临时用地基本农田，需按照规定办理用地手续。	生活占地避开基本农田后符合
	②与生态保护红线和自然保护区等生态敏感区存在空间冲突的探矿权或区块，有关重叠区域应予以避让或不纳入《规划》。因国家重大战略资源勘查需要，在不影响生态保护红线主体功能定位的前提下，经依法批准后可予以安排勘查项目。	本项目不涉及生态保护红线和重要生态敏感区。	符合
	③与生态保护红线存在空间冲突的开采区及其他可能的矿产资源开发活动，有关重叠区域应予以避让或不纳入《规划》；区域内已存在的矿产开发，应依法有序退出并及时开展生态恢复。与自然保护区等生态敏感区存在空间冲突的开采区及其他可能的矿产资源开发活动，有关重叠区域应予以避让或不纳入《规划》，避免影响生态服务功能。	本项目不涉及生态保护红线和重要生态敏感区。不会影响生态服务功能。	符合
	④禁止在重要道路及重要生态环境敏感目标可视范围内进行对景观破坏明显的露天开采。铁路两侧 1000 m 范围内确需从事露天采矿、采石或爆破作业的，应当与铁路运输企业协商一致，依照有关法律法规的规定	本项目不属于露天开采。	符合

	报县级以上地方人民政府有关部门批准，采取安全防护措施后方可进行。		
	⑤临近生态保护红线和自然保护区、风景名胜区和森林公园等生态保护地的矿产资源勘查开发，应采取有效措施，避免影响生态服务功能。	本项目不涉及生态保护红线，且未在自然保护区、风景名胜区、森林公园等重要生态保护地内，且本项目采取严格的生态保护措施降低对生态服务功能的影响。	符合
一般生态空间	对划入一般生态空间的自然保护区、饮用水水源保护区、水产种质资源保护区等法定自然保护地，其空间布局约束管控要求按现行法律法规执行。一般生态空间中“功能评价区”、“脆弱评价区”，应当按照限制性开发管理要求，严格控制建设活动范围和强度，保证其结构和主要功能不受破坏。	本项目位于一般管控空间，不涉及自然保护区、饮用水水源保护区、水产种质资源保护区等法定自然保护地区域。	符合
Ⅱ类水体	矿区规划涉及的河流和水库水体功能区划为Ⅱ类水体，禁止新增排污口。现有排污口应按水体功能要求试行污染物总量控制。	本项目不涉及Ⅱ类水体且不设置排污口。	符合

②规划环评审查意见符合性分析

表 1.8-16 与审查意见符合性分析一览表

序号	审查意见相关内容	本项目情况	符合性分析
1	（一）坚持生态优先、绿色发展。坚持以习近平生态文明思想为指导，严格落实《中华人民共和国长江保护法》，按照“共抓大保护、不搞大开发”的要求，立足于生态系统稳定和生态环境质量改善，处理好生态环境保护与矿产资源开发的关系，合理控制矿产资源开发规模与强度，不得占用依法应当禁止开发的区域，优先避让生态环境敏感区域。进一步强化《规划》的生态环境保护总体要求，将细化后的绿色开发、生态修复等相关目标、指标作为《规划》实施的硬约束，合理确定布局、规模、结构和开发时序，采取严格的生态保护和修复措施，确保优化后的《规划》符合绿色发展要求，推动生态环境保护与矿产资源开发目标同步实现，助力筑牢长江上游重要生态屏障。	本项目开发过程在已有的平台内，且采取了生态保护措施，降低了生态环境的破坏。	符合
2	（二）严格保护生态空间，优化《规划》空间布局。将生态保护红线作为保障和维护区域生态安全的底线，应进一步优化矿业权设置和空间布局，依法依规对生态空间实施严格保护。	本项目为陆地天然气开发，位于涪陵区焦石镇，主要依托现有场地进行建设，不涉及生态保护红线。	符合
3	（三）《规划》应严格矿山最低开采规模准入要求，合理控制矿山开采规模，降低环境影响范围和程度。同意《规划》提出的铁、铝土矿、锑等45种重点矿种矿山最低开采规模要求以及全市矿山总数控制在1000个左右、大中型矿山比例达到60%的要求；进一步整合普通建筑用砂石土、毒重石、锑	本项目为陆地天然气开发，不属于禁止开发汞、砖瓦用粘土及其他对生态环境可能产生严重	符合

	等小型矿山，加大低效产能压减、无效产能腾退力度，逐步关闭退出安全隐患突出、生产不规范、违法违规问题多的“小弱散”矿山和未达到最低生产规模要求的矿山。禁止开发汞、砖瓦用粘土及其他对生态环境可能产生严重破坏且难以恢复的矿产，限制开发耐火粘土、高岭石粘土、硫铁矿、煤、锰等矿产。	破坏且难以恢复的矿产。且工程在已有的平台内，降低了生态环境的破坏。	
4	（四）严格环境准入，保护区域生态功能。按照重庆市生态环境分区管控方案、生态环境保护规划等要求，与一般生态空间存在冲突的已设探矿权保留区块、空白区新设勘查区块、已设采矿权调整区块、探转采区块和空白区新设开采区块，应按照一般生态空间管控要求，严格控制勘查、开采活动范围和强度，严格落实绿色勘查、绿色开采及矿山环境保护、生态修复相关要求，确保生态系统结构稳定和生态功能不退化。严格控制涉及生物多样性保护优先区域、国家重点生态功能区、水土流失重点防治区等具有重要生态功能的区域矿产开采活动，并采取严格有针对性的保护措施，防止对区域生态功能产生不良环境影响。	本项目位于涪陵区焦石镇，不涉及生态保护红线和一般生态空间。且主要在已有的平台内，降低了生态环境的破坏。	符合
5	（五）加强矿山生态修复和环境治理。结合区域生态环境质量改善目标和主要生态环境问题，分区域、分矿种确定矿山生态修复和环境治理总体要求，强化生态环境保护。重视关闭矿山及历史遗留矿山的生态环境问题，明确污染治理、生态修复的任务、要求和时限。对可能造成重金属污染等环境问题的矿区，进一步优化开发方式，推进结构调整，加大治理投入。	评价提出在本项目退役后应及时按照规定进行矿山生态修复和环境治理。	符合
6	（六）加强生态环境保护监测和预警。结合生态保护、饮用水水源保护区及水环境功能区水质保护及改善要求、土壤污染防治目标等，明确责任主体、强化资金保障，推进重点矿区建立生态、地表水、地下水、土壤等环境要素的长期监测监控体系，在用尾矿库100%安装在线监测装置；组织开展主要矿种集中开采区域生态修复效果评估，并根据监测和评估结果增加和优化必要的保护措施。针对地表水环境及土壤环境累积影响、地下水环境质量下降、生态退化等情形，建立预警机制。	本项目在建设和开采过程均设置环境保护监测和预警系统。产生的岩屑综合利用，无尾矿产生。	符合

综上，本项目符合《重庆市矿产资源总体规划（2021—2025 年）环境影响报告书》及其审查意见的要求。

1.8.5.5 与《重庆市涪陵区矿产资源总体规划（2021—2025 年）》的符合性分析

重庆市涪陵区人民政府于 2023 年 3 月 27 日发布了《重庆市涪陵区人民政府办公室 关于印发重庆市涪陵区矿产资源总体规划（2021—2025 年）的通知》（涪陵府办发〔2023〕25 号），本项目与该规划中页岩气相关内容符合性见下表。

表 1.8-17 与《重庆市涪陵区矿产资源总体规划（2021—2025 年）》的符合性

序号	规划要求	本项目情况	符合性
1	（二）基本原则 1. 生态优先、绿色发展 深入贯彻落实“共抓大保护、不搞大开发”，	本项目按照边开采边治理的原则，在项目施工完毕后及时对部分临时占地进行	符合

	兼顾资源开发的经济效益、环境效益和社会效益，遵循“谁开采、谁治理；边开采、边修复”的原则，按照绿色矿山建设标准，推动绿色矿业建设向纵深推进，实现资源开发、环境保护和民生改善的统筹发展。	生态修复，推动绿色矿业的发展。	
2	（三）规划目标 1.2025 年总体目标 （1）进一步夯实矿产资源保障基础。一是积极配合推进页岩油气与新能源科创产业园的开发建设工作，提高清洁能源矿产资源保障能力，加速推进国家“双碳”目标。到 2025 年，新增探明资源量页岩气 4000 亿立方米；新增开采页岩气总量 600 亿立方米。	本项目新建产能 $2.0 \times 10^8 \text{m}^3/\text{a}$，共计新增可采储量 $9.15 \times 10^8 \text{m}^3$，有利于促进规划目标的完成。	符合
3	三、矿产勘查开发与保护布局 （一）矿产资源勘查开采调控方向 资源勘查方向。重点持续推进页岩气、熔剂用灰岩的勘查工作；积极配合市级开展矿产资源勘查规划，对浅层地温能、地热、石灰岩类、砂岩类等矿产资源潜力调查评价工作，圈定资源可开发利用的国土空间。 （二）矿产资源产业重点发展区域 1. 落实重庆—涪陵油气资源基地建设 按照涪陵 城市向西拓展对接重庆中心城区的发展战略，结合涪陵绕城北环高速等东西向交通走廊，在涪陵新城区布局页岩油气与新能源装备研发制造产业园。力争在规划期内建设成为重庆市级科创产业园，积极创建国家级科创产业园。	本项目位于涪陵区焦石镇。建设单位按照“整体部署、分批实施”的思路部署加密和中部联合开发水平井，选择焦页 31 号井组优先实施，有利于落实重庆—涪陵油气资源基地建设。	符合
4	五、绿色矿山建设和矿区生态保护 （三）矿区生态保护修复 落实生产矿山生态修复主体责任。坚持“边开采、边治理”，督促采矿权人采取消除地质灾害隐患、土地复垦、恢复植被等措施，切实履行矿山生态修复责任。矿山生态修复应因地制宜形成与周边环境相协调的植物群落，注重生物多样性保护和恢复，最终形成可自我维持的生态系统。 加强矿山污染防治。加大矿山“三废”治理与环境监测。减少矿山开采、储存、装卸、洗选、运输等环节的污染物排放。加快推进老旧高排放矿山机械淘汰更新，加大矿山机械污染防治力度。推动公转水、公转铁，中远距离运输采用铁路、水路、管道等清洁运输方式。	本项目按照边开采边治理的原则，在项目施工完毕后及时对部分临时占地进行生态修复，推动绿色矿业的发展。 同时本项目废水优先资源化利用，集中处理达标后排放；固体废物按照相关要求能资源化利用的回收利用，无法利用的合法合规处置，不排放；废气产生量较小，在采取相应控制措施后排放影响较小。本项目运营期运输方式采用管输。	符合

综合分析，本项目符合《重庆市涪陵区矿产资源总体规划（2021—2025 年）》。

1.8.6与“三线一单”的符合性分析

根据重庆市“三线一单”智检服务网站生成的“三线 一单 检测分析报告”，确定焦页 31 号平台涉及“涪陵区一般管控单元-麻溪河高桥”。

根据与重庆市“三线一单”、项目所在涪陵区“三线一单”和所在环境管控单元管控要求进行比对分析，从空间布局约束、污染物排放管控、环境风险防控、资源开发效率四个维度对应分析项目建设与重庆市、涪陵区以及管控单元具体的管控要求符合性。

表 1.8-18 项目与“三线一单”管控要求的符合性分析表

环境管控单元编码		环境管控单元名称	环境管控单元类型	
ZH50010230003		涪陵区一般管控单元-麻溪河高桥	一般管控单元	
管控要求层级	管控类型	管控要求	建设项目相关情况	符合性分析结论
全市总体管控要求(一般管控单元)	空间布局约束	1.深入实施农村“厕所革命”，推进农村生活垃圾治理和农村生活污水治理，基本消除较大面积农村黑臭水体，整治提升农村人居环境。	本项目生活污水经一体化厕所收集后交由焦石镇污水处理厂处理，满足要求	符合要求
	污染物排放管控	2.加强畜禽粪污资源化利用，加快推动长江沿线畜禽规模化养殖场粪污处理配套设施装备提档升级，推进畜禽养殖户粪污处理设施装备配套，推行畜禽粪肥低成本、机械化、就地就近还田，推进水产养殖尾水治理，强化水产养殖投入品使用管理。	本项目不涉及畜禽养殖，水产养殖，不涉及化肥和农药使用	符合要求
	环境风险防控	无	/	符合要求
	资源开发利用效率	无	/	符合要求
涪陵区总体管控要求	空间布局约束	页岩气勘探开发项目应符合城乡总体规划、土地利用规划、页岩气发展规划和生态环境功能区划等相关规划要求，禁止在生态保护红线内进行页岩气开发活动，页岩气平台选址应避开地下水饮用水源地及其主要补给、径流区。	本项目符合城乡总体规划、土地利用规划、页岩气发展规划和生态环境功能区划，依托现有平台进行建设，选址不涉及地下水饮用水源地及其主要补给、径流区。	符合要求
		禁止在长江、乌江干流岸线 1 公里范围内新建重化工、纺织、造纸等存在污染风险的工业项目，5 公里范围内除现有园区拓展外严禁新布局工业园区。对工业土地上“零土地”（不涉及新征建设用地）技术改造升级且“两不增”（不增加污染物排放总量、不增大环境风险）的建设项目，对原老工业企业集聚区（地区）在城乡规划未改变其工业用地性质的前提和期限内，且列入所在区县工业发展等规划并依法开展了规划环评的项目，依法依规加快推进环评文件审批，帮助企业解决困难。	不涉及长江、乌江干流岸线 1 公里范围，且不属于化工、纺织、造纸等存在污染风险的工业项目。	符合要求

		重庆白涛工业园区：禁止新建或扩建合成氨项目（区域规划搬迁、综合利用项目除外），不规划食品加工企业等与园区主导产业环境相冲突的项目。 涪陵工业园区李渡工业园区：禁止新建化工、印染业、燃煤电厂、造纸、水泥生产等重污染项目，禁止新建、扩建排放重金属（铬、镉、汞、砷、铅等五类重金属，下同）、剧毒物质和持久性有机污染物的工业项目。涪陵工业园区龙桥组团：南岸浦片区维持现有燃煤锅炉容量，不新增大型燃煤项目。	本项目为页岩气开采项目，不属于左列项目。	符合要求
	污染物排放 管控	改扩建沿江城镇污水处理厂；持续完善二、三级污水管网。	项目运营期间废水优先回用于焦石坝区块其他平台，不能回用时由罐车运输至涪陵页岩气田采出水处理站处理，现场不外排。钻井工程及储层改造工程采用网电驱动，运营期选用低噪声设备，满足相应要求。	符合要求
		页岩气勘探开发产出水应优先进行回用。优化页岩气井场内高噪声设备布局，推广网电钻机和网电压裂等先进钻井工艺。		
		加强涪陵区榨菜废水污染治理。		
	环境风险防 控	加强工业园区水环境风险防范。完善水污染事故预警预报与响应程序。	本项目有完善的风险应急预案，风险可控。	符合要求
		推进涪陵江南主城和涪陵新城区的双水源建设。		
	资源开发利 用效率	火电机组供电煤耗低于 310 克/千瓦时。	不属于左列项目。	符合要求
单元管控要 求（一般管控 单元）	空间布局约 束	页岩气开发应坚持保护优先、依法合理开发的原则，鼓励页岩气开发采用“井工厂”等先进钻井工艺，减少占地。	本项目利用老平台开发，采用井工厂模式，减少了占地	符合要求
	污染物排放 管控	页岩气开采应加强废水回用和固废综合处置及利用。	施工期雨水、压裂返排液等回用压裂工序；运营期废水优先回用压裂；清水岩屑铺垫井场、水基岩屑进行资源化利用。	符合要求
	环境风险防 控	加强区域页岩气开发中的水污染风险管控，采用先进环保的钻采工艺，切实保护区域水环境。	采用“三开”钻井方式，导管、一开段采用清水钻井，二开段、三开段采用水基钻井液，减小水污染风险。	符合要求

	资源开发利用效率	无	/	/
涪陵区一般管控单元-麻溪河高桥 (ZH50010230003)	空间布局约束	页岩气开发应坚持保护优先、依法合理开发的原则,鼓励页岩气开发采用“井工厂”等先进钻井工艺,减少占地。	本项目利用老平台开发,采用井工厂模式,减少了占地	符合要求
	污染物排放管控	页岩气开采应加强废水回用和固废综合处置及利用。	施工期雨水、压裂返排液等回用压裂工序;运营期废水优先回用压裂;清水岩屑铺垫井场、水基岩屑进行资源化利用。	符合要求
	环境风险防控	加强区域页岩气开发中的水污染风险管控,采用先进环保的钻采工艺,切实保护区域水环境。	采用“三开”钻井方式,导管、一开、采用清水钻井,二开段采用水基钻井液,三开段采用油基钻井液钻井,减小水污染风险。	符合要求
	资源开发利用效率	无	/	/

1.8.7项目选址及平面布置合理性

1.8.7.1项目选址合理性分析

（1）城镇总体规划的相容性分析

本项目属于在现有平台内进行扩建，所在区域不在涪陵区城镇总体规划范围内，不属于城镇建设用地，项目所在地为农村区域，项目选址不违背地方规划要求。

（2）生态保护红线符合性

本项目属于在现有平台内进行扩建，不涉及自然保护区、风景名胜区、文物保护单位、集中式饮用水源保护区、水土流失重点防治区和治理区；根据《重庆市“三线一单”生态环境分区管控调整方案（2023年）》、《重庆市涪陵区“三线一单”生态环境分区管控调整方案（2023年）》，本项目不在重庆市和涪陵区划定的生态保护红线内，项目与涪陵区生态保护红线位置关系图见附图。

（3）生态环境分区管控符合性

根据《重庆市涪陵区“三线一单”生态环境分区管控调整方案（2023年）》，并结合重庆市生态环境局“三线一单”智检系统出具的检测分析报告，本项目位于“涪陵区一般管控单元-麻溪河高桥”；根据“三线一单”符合性分析结果，本项目建设符合生态环境分区管控要求。

（4）环境敏感性分析

页岩气开采具有明显的行业特殊性，在选址上很大程度上是“井下决定井上”。因此，在选择井口的时候是通过页岩气储层所在位置来确定井口位置，然后根据相关技术规定使井口满足相应的环保要求。

根据《页岩气钻井井控安全技术规范》（AQ/T 2076—2020）、《石油天然气钻井井控技术要求》（GB/T31033-2025）、《钻前工程及井场布置技术要求》（SY/T5466-2013）等相关规范及技术提出了选址要求，根据平台钻前设计与周围设施对比分析见下表。

表 1.8-19 本工程井口与周围设施间距离的符合性

建筑及设施	钻前工程井场技术要求	本工程井口情况	是否满足要求
高压线及他永久性设施	≥75m	平台井口75m范围内无永久性设施	满足
民宅	≥100m	平台井口100m范围内无居民点分布。	满足
铁路	≥200m	各钻井平台周边500m无铁路	满足

高速公路	≥200m	平台井口周边500m范围无高速公路	满足
学校	≥500m	平台井口周边500m范围无学校	满足
医院	≥500m	平台井口周边500m范围无医院	满足
油库等高危场所	≥500m	平台井口500m范围内未发现	满足
集中居住地等人口密集区	≥500m	平台井口500m范围内无集中居住地等人口密集区	满足
地下矿产采掘坑道、矿井坑道	≥100m	平台井口200m范围内未发现地下矿产采掘坑道、矿井坑道	满足
距城镇中心	≥500m	焦页31号平台井场距离最近的焦石镇约3km	满足

根据上表对照分析可知，本工程井口选址满足相关规范及技术选址要求。

（5）环境影响的可接受性分析

通过采取评价提出的技术经济可行的环保措施，根据环境影响预测评价与分析，该项目不改变区域环境功能，对周边居民的影响小，环境影响可接受。

（6）环境风险的防范和应急措施可行性分析

根据相关行业规范、环评导则要求以及在同类型项目采取的措施，针对本项目提出环境风险的防范和应急措施，能够满足环境风险防范要求，可最大程度将风险事故的环境影响降低到可接受程度，环境风险防范措施可行。

本项目严格按照规定施工，尽量少占地，减少施工期的环境影响，不涉及生态环境特殊、重要敏感区。不涉及生态保护红线，项目不涉及饮用水源保护区。综上，站场选址合理。

1.8.7.2 施工期平面布置环境合理性

本项目在现有平台内进行扩建，平台总平面布置根据《钻前工程及井场布置技术要求》（SYT5466-2013）中对井场布置规范要求，对发电房、柴油罐区、燃烧池等设施规范化模块布置。

（1）发电房布置合理性分析

根据《钻前工程及井场布置技术要求》（SYT5466-2013）规定，本工程的备用发电机房均位于井场后场，做到了尽量远离周边居民，符合规范要求，发电房布置合理。

（2）燃烧池布置合理性分析

根据《钻井井控技术规程》（SY/T6426-2005）中的第 4.1.2.3 条规定：放喷管线应接至距井口 75m 以上的安全地带，距各种设施不小于 50m。《石油天然气钻井、

开发、储运防火防爆安全生产技术规程》（SY5225-2012）第 3.1.4 规定：放喷管线出口距井口应不小于 75m；《陆上石油天然气生产环境保护推荐作法》（SY/T6628-2005）中第 5.3.1 条规定：放喷坑和火炬应限于安全地点，尽可能考虑选择井场主导风向的下风向放喷或点燃火炬，还应使排入大气的气体完全燃烧。根据本工程现状平面布置图、环境保护目标统计可知，平台设的放喷池距居民点均大于 50m，满足（SY/T6426-2005）、（SY5225-2012）、（SY/T6628-2005）中提出的距离要求。

（3）柴油罐区布置合理性分析

根据平台平面布置可知，油罐区距离井口约 60m~65m 处，满足《石油天然气钻井、开发、储运防火防爆安全生产技术规程（SY5225-2012）》中第 3.1.3 条规定：“油罐区距井口应不小于 30m”的要求。

综上，本项目总体平面布置从环保上可行。

（4）施工临时设施布置合理性分析

站场主要涉及基础建设，设备安装，施工场地全部位于原钻井井场和占地范围内，不新增临时用地。施工现场不设置施工营地，均租住当地农户或旅馆。施工场地均布置在原有钻井井场。施工周期短，约 1 月。施工区不涉及生态环境特殊、重要敏感区。不涉及涪陵区生态保护红线，不涉及饮用水源保护区。距离周边学校、医院、城镇、文物保护单位、饮用水源保护区等环境敏感区距离较远。周边少量分散居民。通过采取施工噪声、扬尘控制措施，对周边环境的影响可接受，布局合理。

1.8.7.3 运营期平面布置合理性

本项目集气站分为生产区、辅助生产区、放空区组成。生产区由井口、工艺设备区等组成，均与放空区、辅助生产区相对分隔布置，满足防火间距要求。辅助生产区由仪表风橇和一体化仪控电气橇组成，临近逃生门出入口，放空区布置于井站后场。站场围墙均为钢丝网围栏，设置主出入口和逃生门，便于紧急情况下人员尽快疏散。进站道路与钻井平台外已建道路相连。工艺装置区布置在井站后场；仪表风橇、一体化仪控电气橇布置与工艺区间距大于 12m，与井口间距大于 20m，设备噪声小，布置在站内中间，距离居民距离较远，预计厂界达标，居民影响小。放空管位于井场外东北侧，距离最近的居民点约 155m，满足《石油天然气工程设计防火规范》（GB50183-2004）放空管防火间距要求，放空区尽量远离居民，有利于减少噪声和废气对周边居民的影响。平台利用现有废水池作为采出水池，水池旁布设平台泵站，采取了隔声减震措施，可以满足厂界达标要求，对周边居民的影响小。

综上，从环境角度，各站场平面布置合理。

1.8.8 清洁生产分析

(1) 生产工艺、设备

本项目清洁生产随钻处理系统工艺步骤：产生的水基岩屑经泥浆不落地系统收集，现场干化后由重庆市涪陵区鑫垚环保科技有限公司等资质单位运输到水泥厂实现水基岩屑资源化利用。钻井液循环处理系统分离的油基钻井岩屑收集后通过螺旋输送机送入油基岩屑甩干机处理，甩干后的干岩屑通过岩屑收集罐和储存罐收集及暂存中，转后交由资质单位外运处置，甩干机脱油进入钻井液循环系统重新用于钻井；钻井废水、污染区方井雨水收集后，经过处理后暂存用于设备清洗、钻井液配置或压裂液配置。清洁生产随钻处理系统分离后的油基岩屑，经场内岩屑罐盛装转移至清洁生产操作区内的油基岩屑贮存场地（按危废贮存场地采取防渗、防扩散、防流失措施）暂存，及时交由危废处置资质单位妥善处置。

本项目运营期不新增劳动定员，集气站内采取自动化控制，减少了人员和资源消耗，生产工艺较先进，不属于淘汰工艺。工艺阀组设有安全泄压和放空装置。将天然气的排放和泄漏限制在最低范围内，减轻事故危害。采用的分离器均属于国内较先进的设备，不涉及淘汰类设备。进站管道上设置了先导式安全阀、高低压报警装置、止回阀，可以在管道出现事故时及时关闭阀门截断气流、放空，减轻事故危害。采用的分离器属于国内较先进的设备，不属于淘汰设备，分离器配备了自动排液系统，实现了分离器高、低液位自动检测、自动放液、自动报警等功能，大大减少了天然气放空次数和放空量。同时具备疏水阀的天然气回流工艺，减少了排液带出的天然气损耗。总体项目采用的工艺、设备较先进。

(2) 原辅材料和资源能源利用

运行期充分依托现有的废水池设施，减少了资源能源利用。在利用原井场用地情况下，减少新增用地。

(3) 废弃物

本项目采出水进行处理后回用于焦石坝区块其他井配置压裂液或运至涪陵页岩气田采出水处理站集中处理，不外排。生活污水产生量少，依托外运污水处理厂处置。固体废物产生量少，全部收集按规范外委处置。

(4) 过程控制、管理

各井场设置远程终端控制装置 RTU 一套。完成对生产数据采集，设备运行状态

等监控并将采数据通过无线网络上传。分离器配备了自动排液系统,实现了分离器高、低液位自动检测、自动放液、自动报警等功能,大大减少了天然气放空次数和放空量。同时具备疏水阀的天然气回流工艺,减少了排液带出的天然气损耗。生产过程全部通过自动控制系统作业,自动控制程度高,减少了人工作业的风险和减少放空、检修次数,减少页岩气的损耗。项目主管单位建立了比较完善的健康、安全与环境管理体系(HSE)。具有健全的健康、安全与环保组织机构,制定出了健康、安全与环境作业指导书,并严格按照执行。同时经常性地向职工进行安全、健康、环保方面的教育。项目主管单位的环境管理体系比较完善。

(5) 产品产出

本项目产品为天然气,产品不含硫,通过分离后不含水和其他杂质,不含有毒有害气体,用于工业和民用,使用后燃烧废气污染物很少,属于清洁能源。

(6) 《石油天然气开采业污染防治技术政策》清洁生产要求符合性

表 1.8-20 《石油天然气开采业污染防治技术政策》相关清洁生产要求符合性分析

序号	《石油天然气开采业污染防治技术政策》及相关清洁生产要求	本项目情况	符合性
1	油气田建设应总体规划,优化布局,整体开发,减少占地和油气损失,实现油气和废物的集中收集、处理处置。	本项目已按照最优方案减少占地。施工结束后临时用地按照土地复垦方案进行恢复。钻井过程中产生的废水集中回用或外运处置,固废经收集后交由相关单位处置,运营过程中产生的采出水收集后回用于区域内其他平台,不能回用时外运处置;开采天然气经焦石坝地区已建管道外输。	符合
2	油气田开发不得使用含有国际公约禁用化学物质的油气田化学剂,逐步淘汰微毒及以上油气田化学剂,鼓励使用无毒油气田化学剂。	本项目使用原辅料均无国际公约禁用化学物质,符合要求。	符合
3	在油气集输过程中,应采用密闭流程,减少烃类气体排放。新、改、扩建油气田油气集输损耗率不高于 0.5%。	本项目采用密闭流程集输天然气,分离器采用自动排液系统,减少了天然气的排放和放空排放。集输损耗率远小于 0.5%。	符合
4	在开发过程中,适宜注水开采的油气田,应将采出水处理满足标准后回注;对于稠油注汽开采,鼓励采出水处理后回用于注汽锅炉。	本项目采出水优先回用于周边井配置压裂液,无法回用的运送至涪陵页岩气田采出水处理站处理达标后排放。	符合

(7) 清洁生产分析结论

综上所述,该项目在生产工艺和设备、原辅材料和资源能源利用、过程控制、管

理、废物输出、员工、产品产出等方面达到清洁生产国内先进水平。符合《石油天然气开采业污染防治技术政策》相关清洁生产要求。建议主要提高清洁生产水平途径为加强管理和维护，减少风险和事故放空，防止泄漏，减少天然气损耗。

2工程概况及环境影响因素分析

2.1工程概况

2.1.1工程基本情况

- (1) 项目名称：焦页 31 号开发井组
- (2) 建设单位：中石化重庆涪陵页岩气勘探开发有限公司
- (3) 建设性质：扩建（滚动开发区块）
- (4) 建设地点：重庆市涪陵区焦石镇
- (5) 产能规模：平均单井日产能力 $3.3 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ （2 口井共计 $6.6 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ），新建产能 $0.35 \times 10^8 \text{m}^3/\text{a}$ ，共计新增可采储量 $2.3 \times 10^8 \text{m}^3$ 。
- (6) 产品：页岩气，新增可采储量产气 $2.3 \times 10^8 \text{m}^3$ 。
- (7) 建设周期：施工期约 184 天，运营期约 15 年。
- (8) 建设内容：扩建焦页 31 号平台，新增钻井 2 口，目的层主要为龙马溪组，新增焦页 31-7HF、焦页 31-8HF 井。本项目预计新建产能 $0.35 \times 10^8 \text{m}^3/\text{a}$ ，共计新增可采储量 $2.3 \times 10^8 \text{m}^3$ ，扩建现有焦页 31 号集气站集气设施，并完善配套水、电、通讯及道路等设施。对现有集气站和平台采气站进行改造，并完善配套水、电、通讯及道路等设施。
- (9) 井别：水平井
- (10) 目的层：龙马溪组
- (11) 完钻层：龙马溪组
- (12) 行业类别：陆地天然气开采 B0721
- (13) 占地面积：总占地约 22494m^2 。包括永久占地和临时占地。其中焦页 31 号平台永久占地 14990m^2 ，均已取得永久用地文件，全部为采矿用地，新增临时占地 7504m^2 。
- (14) 区块范围：焦页 31 号井区区块面积约为 2.74km^2 。
- (15) 工程投资：项目总投资 8000 万元，其中环保投资 322 万元，占总投资的 4.03%。

2.1.2油气田范围及油气资源特征

2.1.2.1油气田范围

- (1) 矿权

2016 年，建设单位就焦石坝区块一期产建区、江东、白涛和梓里场区块申报了页岩气采矿权，项目名称为“重庆市四川盆地涪陵焦石坝区块页岩气开采”，许可证号为 0200001610036，采矿权人为中国石油化工股份有限公司，区块极值坐标：东经 107°27'00"-107°32'15"、北纬 29°31'00"-29°47'00"，采矿权面积 576.19km²。本项目位于采矿权范围内。

(2) 焦页 31 号井区区块范围

焦页 31 号井区区块由焦页 31 号独立的小区块组成，隶属于涪陵页岩气田焦石坝区块主体构造东部、南部，构造上处于焦石坝背斜中部，构造平缓，断层不发育，地层倾角<20°。井区面积约 3.07km²，由矿权所属单位中国石油化工股份有限公司委托中石化重庆涪陵页岩气勘探开发有限公司代为开发，区块边界拐点坐标如下：

表 2.1-1 区块边界拐点坐标

序号	拐点坐标（经纬度）	
	经度	纬度
1	*	*
2	*	*
3	*	*
4	*	*
5	*	*
6	*	*
7	*	*
8	*	*

2.1.2.2地质构造

焦页 31 号井区区块构造为主体平缓、边缘被大耳山西、石门、吊水岩、天台场等断层夹持的断背斜构造。焦石坝区块构造上由焦石坝断背斜、吊水岩向斜、白涛向斜、乌江 2 号断背斜及沿江鞍部组成。可分为南、北两大构造体系，北部的焦石坝断背斜、吊水岩向斜及白涛向斜总体呈北东向展布，整体由南西向北东抬升，构造高点位于靠近大耳山西断层的三维区东北部，TO₃ 反射层构造高点-1640m，构造幅度 940m。

2.1.2.3页岩储层特征

(1) 气藏特征

根据焦页 1HF 井、焦页 1-3HF 井五峰-龙马溪组天然气组分分析表明，天然气中以甲烷为主，摩尔百分含量为 97.22%~98.90%(平均 98.27%);乙烷为 0.55%~0.84%，

丙烷及以上重烃组分含量为 0.02%~0.266%，CO₂ 含量为 0%~0.22%，焦页 1HF 井天然气相对密度 0.5656。天然气类型属过成熟天然气，为干气。天然气组分中甲烷平均含量平均 98.27%，天然气相对密度 0.5656g/cm³，按气藏流体性质划分属干气藏。结合气藏埋深、驱动类型、压力系数等因素综合考虑，确定该气藏为中深层、弹性气驱、高压、干气、页岩气藏。

(2) 气藏埋深

焦页 31 号井区区块所在地表属于低山、丘陵、河流地貌，高低不平，三维区内最高地表海拔 1700m，最低 200m，以地表海拔高程与上奥陶统五峰组底和龙马溪组⑧小层底构造图为基础编制上部 and 下部气层目的层埋深图，焦石坝区块上、下部气层主体埋深小于 3000m。

图 2.1-1 焦石坝区块五峰组底埋深图

图 2.1-2 焦石坝区块⑧小层底埋深图

(3) 储量

根据建设单位提供资料，焦石坝区块中 269.9km²勘探区含气页岩段①-⑤小层页岩气地质储量为 1593.19×10⁸m³，储量丰度 5.90×10⁸m³/km²。

。

2.1.2.4 油气藏流体性质

(1) 天然气组分特征

根据《涪陵页岩气田焦页 31 号开发井组方案可行性研究报告》，参照临近井焦页 1HF 井、焦页 1-3HF 井五峰-龙马溪组天然气组分分析表明，天然气中以甲烷为主，*。天然气类型属过成熟天然气，为干气。

表 2.1-2 焦石坝区块五峰-龙马溪组天然气组分含量数据表

组分 (%)	焦页 1HF 井					焦页 1-3HF 井			平均值
	1	2	3	4	5	1	2	3	
甲烷	*	*	*	*	*	*	*	*	*
乙烷	*	*	*	*	*	*	*	*	*
丙烷	*	*	*	*	*	*	*	*	*
正丁烷	*	*	*	*	*	*	*	*	*
异丁烷	*	*	*	*	*	*	*	*	*
正戊烷	*	*	*	*	*	*	*	*	*
异戊烷	*	*	*	*	*	*	*	*	*

C ₆	*	*	*	*	*	*	*	*	*
C ₇	*	*	*	*	*	*	*	*	*
C ₈	*	*	*	*	*	*	*	*	*
二氧化碳	*	*	*	*	*	*	*	*	*
氦气	*	*	*	*	*	*	*	*	*
氮气	*	*	*	*	*	*	*	*	*
硫化氢	*	*	*	*	*	*	*	*	*
氢气	*	*	*	*	*	*	*	*	*
合计	*	*	*	*	*	*	*	*	*

(2) 温压特征

①气藏静地温与地温梯度

根据《涪陵页岩气田焦页 31 号开发井组方案可行性研究报告》，通过对焦石坝地区焦页 1HF、焦页 1-3HF 井进行井底流压测试，目的层地层温度 85.99℃，按照涪陵地区年平均地表温度 15℃，深度 2435.9m（焦页 1-3HF 井气层中部垂深），则地温梯度为 2.91℃/100m，属正常地温梯度。

②地层压力、压力系数

根据《涪陵页岩气田焦页 31 号开发井组方案可行性研究报告》指出，利用产能测试和变流量试井理论，计算焦页 1HF 井地层压力^{*}，气藏属高压气藏。

2.1.2.5 开发进程

涪陵页岩气田焦石坝区块开发进程大致分为以下几个阶段：

(1) 第一阶段：初步勘探开发

2012 年经中国石油化工股份有限公司勘探南方分公司在重庆市涪陵区焦石坝地区部署焦页 1 井，对上奥陶统五峰组-下志留统龙马溪组下部富有机质泥页岩层进行压裂测试，通过分析表明上奥陶统五峰组-下志留统龙马溪组下部富有机质泥页岩在区块内分布稳定，勘探开发潜力大。

随后中国石油化工股份有限公司批示江汉油田分公司负责涪陵焦石坝地区龙马溪组（含五峰组）页岩气开发产建工作。中石化重庆涪陵页岩气勘探开发有限公司编制完成了《涪陵页岩气田焦石坝区块一期产能部署方案》，规划部署面积 262.8km²，区内资源量 1944.7×10⁸m³，共部署 253 口页岩气井。按照“整体部署、分步实施”原则，焦石坝一期产建区由北往南划分为四个区块（试验井组、北区、中区、南区）滚动实施，规划新建页岩气产能 50 亿 m³/a。

（2）第二阶段：井网加密开发

2015 年针对上部气层部署实施了 2 口评价井，2017 年在焦石坝区块开发效果评价的基础上部署实施 12 口开发调整评价井，其中上部气层 9 口，井网加密 4 口。评价认为焦石坝区块上部气层单独开发、下部气层加密开发均可行，在上、下部气层叠合有利区实施立体开发，井网加密有利区（上部气层有利区外）实施井网加密。焦石坝区块北部构造主体部位为上部气层开发最有利区，面积 72.6km²；中、北部为下部气层井网加密开发调整有利区，面积 143.2km²；上下部气层叠合有利区面积为 67.3km²。

（3）第三阶段：全面采气

截至 2019 年 9 月底，焦石坝区块一期产建区已投产 254 口井，平均生产压力 4.65 兆帕，输压 4.73 兆帕，日产气量 1007.1 万方/天，日产水量 773.2 方/天，区块累产气 228.0 亿方，地质储量采气速度 1.36%，采出程度 8.5%。

2019 年后，焦石坝区块进入全面采气阶段。

（4）第四阶段：递减

截至 2022 年 3 月，焦石坝一期已全面进入产量递减阶段，气田稳产需要有新的工作量投入来弥补产量递减。

2.1.2.6 勘探开发概况

涪陵页岩气田焦石坝区块两层立体开发共部署调整井累计 263 口，目前已全部投产，累计新建产能 47.9 亿方。其中加密井完试 153 口，最大工作制度测试压力 3.7-28.5MPa，平均 15.5MPa，测试产量 5.7-41.1×10⁴m³/d，平均 19.7×10⁴m³/d；上部气层井完试 110 口，最大工作制度测试压力 4.5-26.7MPa，平均 13.5MPa，测试产量 1.83-42.0×10⁴m³/d，平均 15.7×10⁴m³/d。

2.1.2.7 区域气田建设现状

本次焦页 31 号开发井组共涉及 1 个扩建平台，页岩气在平台计量分离后经管道外输至 1 号、2 号脱水站，经脱水净化处理后外输。

（1）集输系统

① 区块内管道

本项目位于焦石坝区块一期产能建设内，涪陵页岩气田焦石坝区块一期产能建设地面工程累计建成 65×10⁸m³/a 的集输工程。区块内主要集输系统为乌江北气田区域内已建成的 DN550 和 DN300 集气干线，乌江南建成的 DN200 集气干线，总体集输能力为 65×10⁸m³/a。

图 2.1-3 焦页坝区块现有管道

②外输管道

焦石坝区块周边主要管道有中石化的川气东送管道、川维支线、涪陵-王场管道；重庆燃气公司的长南线、梓白线；四合燃气公司的四合管道，以及龙禹公司武陵山管道（经黔江接至湖南），目前焦石坝区块的产气外输去向主要有两个，涪陵输气站（供当地用气）和涪陵压气站（经涪陵-王场输气管道外输川气东送管道），涪陵输气站设计规模 $20 \times 10^8 \text{m}^3$ ，涪陵-王场管道设计输量 $100 \times 10^8 \text{m}^3/\text{a}$ 。当地用气由涪陵分输站输给长南线（重庆燃气公司）、四合管道（四合燃气公司）和白涛工业园区用户，其余主要产气通过涪陵增压站和涪陵-王场管道输往川气东送管道。

（2）脱水系统

涪陵页岩气田天然气净化脱水采用三甘醇脱水工艺。在涪陵区白涛街道建成投运 1#脱水站、2#脱水站、3#脱水站，脱水站处理规模为 $65 \times 10^8 \text{m}^3/\text{a}$ 。

本项目在平台处理后外输至 1 号、2 号脱水站，经脱水净化处理后交接至涪陵输气站和涪陵增压站外输。

（3）供水系统

为满足涪陵页岩气田压裂供水需求，气田内部已建设压裂供水管网，供水能力为 $35000 \text{m}^3/\text{d}$ ，本项目不涉及新建供水管网及新建取水口。

（4）供电系统

乌江北区域已建成 110kV 供电线路和 110kV 变电站，主变容量 20+3.15MVA，气田内部配电主要采用 10kV 线路。

（5）自控、通信系统

焦石坝区块气田内控制系统采用 SCADA 系统、通信采用 48 芯通信光缆，信号接入采气管理一区基地调控中心。

2.1.3 焦页 31 号井区区块现有工程的基本情况、污染物排放及达标情况

2.1.3.1 区块内现有工程

焦页 31 号井区区块面积约 2.74km^2 。区块内现状包含焦页 31 号钻井平台和焦页 31 号集气站。

（1）焦页 31 号平台

焦页 31 号平台（包含 13 口页岩气井）位于重庆市涪陵区焦石镇，现场调查时，

放喷池、清污水池完好无渗漏迹象，均可供本次扩建使用。

现有场地长 115m，宽 83m，本次利用现有井场布置出 100m×55m 的施工区域，现有井场可满足本项目钻井期单钻机的布局。新建井口位于永久征地范围内，本次不新增永久征地面积。

(2) 焦页 31 号集气站

①集气站现状

焦页 31 号平台与集气站合建，焦页 31 号集气站目前处理 13 口井。集气站现状设施见下表。

表 2.1-3 集气站已建主要设备表

序号	名称	单位	数量
1	单井式除砂撬	座	7
2	DN50 两相流量计	座	9
3	400kw 水套加热炉	座	2
4	压缩机撬 20 万方/天	座	2
5	智能泡排撬（4 井式）	座	2
6	智能泡排撬（5 井式）	座	1
7	DN800 分离器	座	4
8	DN1200 分离器	套	1
9	放空立管	座	1

②集气站工艺及生产现状

焦页 31 号集气站内已建有气液分离、计量、增压的功能。井口来气经管线至集气站内两相流量计和生产分离器处理，处理后页岩气由压缩机增压输送至现有采气外输管线。分离器产生的污水排入废水池内暂存。焦页 31 号集气站设计处理能力 $40 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，目前焦页 31 号集气站产气量 $28.09 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，日产水量 13.25m^3 ，井口来气直接混输到集气站进行计量分离处理外输，外输压力为 4.71MPa。

图 2.1-4 焦页 31 号集气站建设现状

2.1.3.2 现有工程环保手续执行情况

(1) 环评及验收

焦页 31 号平台内现有页岩气井完成环保手续情况如下所示：

表 2.2-27 现有工程环保手续执行情况统计表

项目名称	平台号	井号及相关建设内容	环评批复	环保验收情况
涪陵页岩气田焦石坝区块一期工程北区产能建设项目环境影响报告书	焦页 31 号平台	焦页 31-1HF~焦页 31-4HF	渝(涪)环准〔2014〕74 号	涪页〔2018〕3 号, 2018 年 1 月 18 日
焦页 3#扩、31#扩、32#东、42#东平台钻井工程环境影响报告书	焦页 31 号平台	焦页 31-6HF	渝(涪)环准〔2017〕126 号	江环审〔2021〕44 号
焦页 31-5HF 井钻井工程环境影响报告表	焦页 31 号平台	焦页 31-5HF	渝(涪)环准〔2018〕63 号	江环审〔2020〕10 号
涪陵页岩气田焦石坝区块焦页 30 号东井组立体开发调整项目环境影响报告表	焦页 31 号平台	焦页 31-S1HF~焦页 31-S3HF	渝(涪)环准〔2021〕032 号	涪页工单〔2022〕42 号
焦页 3 号立体开发调整井组环境影响报告表	焦页 31 号平台	焦页 31-S4HF	渝(涪)环准〔2021〕035 号	涪页工单〔2022〕48 号
涪陵页岩气田焦页 2 号东中部气层开发井组环境影响报告书	焦页 31 号平台	焦页 31-Z1HF~焦页 31-Z3HF	渝(涪)环准〔2023〕056 号	涪页工单〔2024〕42 号

(2) 排污许可

2020 年 3 月, 建设单位填报了排污登记表, 2024 年 10 月, 建设单位根据建设项目情况对排污登记进行了变更, 登记回执号为 91500102304951438R001W。

2.1.3.3 污染物排放情况

区块内现有工程主要有焦页 31 号平台、焦页 31 号集气站。本次评价平台主要回顾施工期污染物治理及控制措施的有效性和遗留问题; 集气站主要回顾现状运营过程中产生的各类污染物及处置情况的合理性。

(1) 焦页 31 号平台

根据与建设单位核实和相关验收报告, 焦页 31 号平台建设及运营过程中污染物产生及采取环保措施情况如下。

表 2.2-30 平台污染物产生及采取环保措施一览表

工程名称	污染物	污染因子	污染物情况	环保措施	排放情况
焦页 31 平台	废气	NO _x 、SO ₂ 、颗粒物	钻前工程产生部分施工扬尘。 钻井工程采用网电供电, 压裂机组产生的燃油废气使用设备自带	井口开挖和钻井基础等硬化设施建设, 工程量小, 采用局部洒水降尘 钻井采用网电, 柴油机和发电机备用	废气经设备自带排气筒排放, 燃油污染物浓度低, 且其影

			的排气设备排放。 测试放喷时点燃放喷天然气，测试放喷管口高为 1m，采用对空短火焰灼烧器，利用放喷池减低辐射影响	放喷池内设置放喷管等设施	响的持续时间较短，大气污染物将随工程的结束而消除，故对环境空气影响较小
	废水	pH、石油类、COD、Cl ⁻	钻井工艺废水：本项目斜井段采用水基钻井液钻井工艺，钻井过程产生水基钻井液。 场地雨水：场内雨水经收集后进入废水池，用于配制本平台压裂液后洗井废水暂存于废水池，用于本平台压裂工序。 压裂返排液经废水池暂存全部回用涪陵工区其他页岩气平台压裂； 施工废水在场地内沉淀后循环使用，不外排 生活污水经旱厕收集后农用，不外排。	钻井废水经收集后回用于压裂液配置，场内初期雨水收集后经废水池暂存，回用于压裂液配置，压裂返排液经废水池收集后回用于焦石坝地区其他井压裂，不能回用时管输至涪陵页岩气田采出水处理站处理达标后排放，生活污水经旱厕收集用作周边农肥	废水均得到有效处置，现场未外排。
	固废	清水钻屑、水基钻井泥浆、水基钻井岩屑、油基钻井岩屑、生活垃圾、废油	导管段采用清水钻井，产生清水钻屑； 采用水基钻井液钻井产生水基泥浆及水基岩屑； 采用油基钻井液钻井产生油基钻井液及油基岩屑； 钻井过程中设备保养产生废油； 压裂过程中产生化工料桶； 钻井工程及压裂工程施工人员产生生活垃圾。	产生的清水岩屑、水基岩屑经泥浆不落地系统收集，现场干化后由重庆市涪陵区鑫垚环保科技有限公司等资质单位运输到水泥厂实现水基岩屑废资源化利用。 完钻后剩余油基钻井液由井队回收，随井队用于后续钻井。 油基岩屑交由重庆海创环保科技有限公司、重庆太富环保科技集团有限公司进行处置。 废油用于配置油基钻井液。 化工料桶主要为化学品包装桶、包装袋、塑料护套等包装物，均交由重庆市	固废均得到有效处置，符合相关处置规范。

				涪陵区鑫垚环保科技有限公司回收。 施工期间施工人员生活垃圾产生量少，定点收集后，由环卫部门统一清运处置。	
	噪声	钻井噪声、压裂噪声	施工期噪声主要为钻井设备、储层改造设备产生的噪声。	项目采用网电供电，柴油发电机作为备用电源。井场柴油发电机和柴油动力机设置在机房内，柴油机、发电机等高噪声设备排气筒上自带高质量排气消声器降噪，设备安装基础敷设减振垫层和阻尼涂料，减振降噪。合理安排施工时间，压裂试气仅在白天施工。	施工结束后影响消失，根据调查，无相关居民投诉情况

(2) 焦页 31 号集气站

表 2.2-31 集气站污染物产生及采取环保措施一览表

工程名称	污染物	污染因子	污染物情况	环保措施	排放情况
焦页 31 号集气站	废气	非甲烷总烃	集气站现状均未使用水套加热炉。 集气站站内工艺管道和设备阀门泄漏产生少量非甲烷总烃，焦页 31 号集气站非甲烷总烃无组织排放量约 0.2t/a。	非甲烷总烃无组织排放，排放量较少。	正常工况仅少量无组织废气排放。
	废水	pH、COD、氨氮、Cl ⁻ 、石油类	根据建设单位生产数据，焦页 31 号集气站现状管辖的 13 口气井采出水量共计 13.25m ³ /d。	平台废水池内废水经已建采出水管线管输至涪陵页岩气田采出水处理站处理后达标排放。	最终经涪陵页岩气田采出水处理站处理达标后排放
	固废	生活垃圾、废油	集气站内相关设备运营保养过程产生废润滑油。	废润滑油交由重庆东鑫吉环保科技有限公司处置、重庆途维环保科技有限公司等具有资质的单位。	固废均得到有效处置，符合相关处置规范，未排放。
	噪声	设备噪声	主要为集气站增压机等设备产生的噪声。	设备采用一体化撬装设备。	达标排放

2.1.3.4 环境风险防范措施情况

项目所在地区编写了《中石化重庆涪陵页岩气勘探开发有限公司突发环境事件应

急预案》，并在重庆市涪陵区生态环境局备案，项目建成至今未发生过环境风险事故。项目环境风险防范及应急措施满足环评报告和环评批复文件的要求。

2.1.3.5 地下水污染防治措施

通过对现场踏勘结果可知，平台地下水污染防控主要采取源头控制、分区防渗措施。

在源头控制方面，原焦页 31 号平台选址阶段避开了地下水环境敏感区和岩溶发育地段，采用先进的环保低污染的清水钻施工工艺和高性能的环保材料、防污染设备，过程中采取严格的污染物暂存、转运和处置措施，并设置了监管制度。源头控制上做到了污染物产生量少，污染物不外排，污染物合理妥善处置，处置后环境可接受的等综合效果。

在分区防渗方面，各井场的相关设施设备均按照地下水导则和相关行业规范采取了重点防渗、一般防渗分区划定，设备选用了高质量防渗的材料，防渗材料选取了环保防渗防腐性较高的材质，施工选择了专业技术队伍并设置了现场监理，确保分区防渗按要求实施。

建设单位定期对焦石坝区块内的相关区域的地下水环境质量进行例行监测。主要监测对象为焦页 新井村大溶洞、绿荫幽大溶洞、复兴场大溶洞、龙洞湾大溶洞、悦来场饮用水源、老龙洞大溶洞、85 平台南侧水井、70 平台南侧居民水井；监测因子包括 pH、六价铬、砷、总硬度、总磷、硫酸盐、氰化物、硝酸盐氮、氨氮、氟化物、氯化物、耗氧量、石油类、硫化物、铜、锌、铁、锰、总铬、铅、镉、汞等。根据例行监测数据，本次引用距本井区较近的悦来场饮用水源地地下水例行监测数据评价本项目区域地下水质量变化情况。见表 2.2-32。

表 2.2-32 悦来场饮用水源地地下水例行监测数据一览表

监测项目	2024.3.1	2024.3.4	2024.6.16	2024.6.18	2024.11.22	标准限值
pH	*	*	*	*	*	6.5-8.5
六价铬	*	*	*	*	*	≤0.05
砷	*	*	*	*	*	≤0.01
总硬度	*	*	*	*	*	≤450
氨氮	*	*	*	*	*	≤0.50
氰化物	*	*	*	*	*	≤0.05
硫酸盐	*	*	*	*	*	≤250
硝酸盐（以	*	*	*	*	*	≤20.0

N 计)						
亚硝酸盐 (以 N 计)	*	*	*	*	*	≤1.0
氟化物	*	*	*	*	*	≤1.0
氯化物	*	*	*	*	*	≤250
耗氧量 (COD _{Mn} 法)	*	*	*	*	*	≤3.0
硫化物	*	*	*	*	*	≤0.02
石油类	*	*	*	*	*	/
铜	*	*	*	*	*	≤1.00
锌	*	*	*	*	*	≤1.00
铁	*	*	*	*	*	≤0.3
锰	*	*	*	*	*	≤0.10
铅 (ug/L)	*	*	*	*	*	≤10
镉 (ug/L)	*	*	*	*	*	≤5
汞 (ug/L)	*	*	*	*	*	≤1
溶解性总固 体	*	*	*	*	*	≤1000
阴离子表面 活性剂	*	*	*	*	*	≤0.3
挥发酚	*	*	*	*	*	≤0.002

根据监测结果显示, 钻井平台周边地下水环境质量符合《地下水环境质量标准》(GB/T 14848-2017) 的相关限值要求, 未对周边地下水环境造成不良影响。结果表明, 项目在施工和运营过程中采取的环境保护措施有效, 确保了地下水环境质量的稳定。详细的监测数据和分析结果详见附件。

2.1.3.6 土壤污染防治措施

项目建设过程中严格控制施工范围, 钻井过程及储层改造过程产生的废水经废水池收集后转运至其他平台回用, 根据现场调查及对废水池周边土壤监测, 未发现废水存在渗漏现象, 废水池周边土壤监测结果满足相应的环境质量标准。

根据现场调查, 周边无遗留环境问题。

2.1.4 区域现有工程环境影响整体回顾性评价

2.1.4.1 大气环境影响回顾

(1) 区域内大气污染物影响回顾

焦页 31 号平台开展的钻井工程以网电做动力, 在停电状态下, 井场使用柴油机

作为备用电源，产生一定量的柴油机废气，其主要污染物 NO_x 、 SO_2 和颗粒物，废气采用柴油机设备自带排气筒排放。

钻机期间柴油发电机使用的频次较少，时间短，未对周边大气环境造成明显的影响。

钻井完成后测试放喷天然气在放喷池内，经 1m 高对空短火焰燃烧器点火燃烧后排放。总放喷时间小于 48h，属于临时排放。

根据本次环境现状调查，施工时间较短，施工产生的废气对周边环境的影响较小，项目所在地区环境质量满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）。根据《涪陵页岩气田焦石坝区块一期工程中区产能建设项目竣工环境保护验收报告》《涪陵页岩气田焦石坝区块一期工程南区产能建设项目竣工环境保护验收报告》等相关竣工环境保护验收调查报告，**施工及运营期间未发生环保投诉及大气相关纠纷情况。**

（2）环境空气质量变化情况

本次收集了 2020 年~2024 年的重庆市生态环境状况公报，采用公报中涪陵区 6 项基本因子数据对区域环境质量变化情况进行回顾分析。

表 2.2-33 近 5 年区域环境质量变化情况表

污染物	年评价指标	现状浓度（ $\mu\text{g}/\text{m}^3$ ）				
		2020 年	2021 年	2022 年	2023 年	2024 年
SO_2	年平均质量浓度	11	11	11	10	6
NO_2	年平均质量浓度	29	32	26	30	25
PM_{10}	年平均质量浓度	32	52	47	51	43
$\text{PM}_{2.5}$	年平均质量浓度	30	34	33	41	33.4
CO	24 小时平均值	1100	1200	1000	1000	1000
O_3	日最大 8h 平均	122	126	142	143	137



图 2.2-12 近 5 年区域环境质量变化趋势图

综上所述，区域内现有工程的实施未对区域大气环境质量造成影响，现有大气保护措施可行有效。

2.1.4.2 地表水环境影响回顾

焦页 31 号平台钻井过程产生的废水包括收集的雨水和洗井废水等，经平台现有废水池收集后回用于本平台压裂工序，未外排。

根据《涪陵页岩气田焦石坝区块一期工程中区产能建设项目竣工环境保护验收报告》等相关竣工环境保护验收调查报告，钻井施工完成后，压裂施工过程产生的压裂返排液经现有废水池暂存，通过建设单位协调，由罐车拉运至区域内其他平台回用，未回用的压裂返排液管输至涪陵页岩气田采出水处理站进行处理，根据调查，焦页 31 号平台压裂返排液回用于本平台与焦石坝区块其他平台。运营期采出水产生量较小，由废水池收集，收集后由建设单位协调，由罐车拉运至区域内其他平台回用，未回用时管输至涪陵页岩气田采出水处理站进行处理，根据建设单位提供资料，现有平台内气井采出水变化整体呈先升高，然后出现下降趋势。

施工过程产生的生活污水经环保厕所收集后农用。

根据现场调查，项目所在区域无相关工业企业排放废水，主要为农村生活污染源。另根据涪陵区 2023 年、2024 年环境质量公报数据，各年度水质均能满足地表水

III类水质标准，部分断面水质能满足地表水II类水质标准。因此焦页 31 号平台实施期间，未发生地表水污染事件及投诉情况。

综上所述，区域内现有工程的实施未对区域地表水环境质量造成影响，现有地表水处置措施可行有效。**根据调查结果，施工及运营期间未发生环保投诉及废水相关纠纷情况。**

2.1.4.3噪声环境影响回顾

焦页 31 号平台钻井噪声主要来源于钻井设备、泥浆泵、振动筛等连续性噪声，钻井以网电做动力，在停电状态下，井场使用柴油机作为备用电源，对周边声环境产生一定的影响。储层改造工程的噪声主要来源于压裂机组等设备的机械噪声。随着施工结束噪声影响已经消失。

运营期集气站内噪声源为分离器、增压机组等，采用减振、隔声等降噪措施。根据本次环境质量现状监测，周边声环境保护目标均满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）2类区标准。同时根据平台竣工验收监测、本次环境质量现状监测数据比对分析，焦页 31 号集气站影响最大的东北厂界各时期监测值均满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类标准。

表 2.2-13 平台噪声历史监测数据对比表

平台号	时段	验收监测		环境质量现状监测	
		监测时间	监测最大值	监测时间	监测最大值
焦页 31 号	昼间	2024/10/18	*	2025/10/27	*
		2024/10/19	*	2025/10/28	*
	夜间	2024/10/18	*	2025/10/27	*
		2024/10/19	*	2025/10/28	*

综上所述，施工过程对周边噪声环境产生一定的影响，随施工结束而消失。运营期集气站内相关设备采取一定的降噪措施后对周边环境影响较小。**根据调查结果，平台施工及运营期间未发生环保投诉及噪声相关纠纷情况。**

2.1.4.4固体废物环境影响回顾

焦页 31 号平台施工期固体废物主要包括清水岩屑、水基岩屑、油基岩屑、生活垃圾、废油等。根据《涪陵页岩气田焦石坝区块一期工程中区产能建设项目竣工环境保护验收报告》等相关竣工环境保护验收调查报告，钻井过程产生的清水岩屑、水基岩屑经泥浆不落地系统收集，现场干化后由重庆市涪陵区鑫垚环保科技有限公司等资质单位运输到水泥厂实现水基岩屑废资源化利用。油基岩屑交由油基岩屑回收利用站

进行资源化利用后，灰渣重庆海创环保科技有限公司处置。现状调查期间无环境遗留问题。

运营过程中集气站产生的废油收集后交由重庆东鑫吉环保科技有限公司处置、重庆途维环保科技有限公司等具有资质的单位进行处置。

现有工程固体废物采取了台账管理制度，建设单位与相关协议单位签订了清洁生产处理工程协议，水基岩屑等固废层层落实了一般固体废物资源化转运制度；建设单位与相关协议单位（重庆海创环保科技有限公司）签订了油基岩屑灰渣等危废处理协议，层层落实了危险废物转运联单制度。

经现场调查，现场未遗留相关钻井岩屑，项目固体废物去向明确，充分做到了资源化、减量化、无害化，未造成二次污染。

2.1.4.5地下水环境及土壤环境影响回顾

根据本项目对焦页 31 号平台地下水上下游背景点、包气带检测结果，以及井场占地外土壤环境背景点检测结果可知，区域地下水环境质量满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中的Ⅲ类标准，地下水包气带监测结果满足土壤标准、地下水标准的浓度限值，井场占地外土壤环境质量满足《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）中相关标准，项目实施未对周边地下水环境和土壤环境造成影响。

同时评价对地下水采用焦页 31 号平台竣工环保验收和本次环境质量现状监测中的特征因子 pH、氨氮、硝酸盐、亚硝酸盐、总硬度、六价铬、石油类、硫酸盐、硫化物进行比对分析，对土壤采用焦页 31 号竣工环保验收例行监测和本次环境质量现状农用地监测点位中的特征因子 pH、石油烃（C₁₀-C₄₀）、水溶性盐进行比对分析。具体见下表：

表 2.2-14 平台下游地下水历史监测数据比对表

监测项目	竣工验收监测结果	环境质量现状监测结果
pH	*	*
氨氮	*	*
硝酸盐	*	*
亚硝酸盐	*	*
总硬度	*	*
六价铬	*	*
石油类	*	*

硫酸盐	*	*
氯化物	*	*

表 2.2-15 平台下游土壤历史监测数据比对表

监测项目	竣工验收（例行）监测结果	环境质量现状监测
pH（无量纲）	*	*
石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）（mg/kg）	*	*
水溶性盐（g/kg）	*	*

根据监测对比，土壤、地下水监测值均满足相应标准，对周边环境总体影响小。根据调查结果，施工及运营期间未发生地下水相关的环保投诉及相关纠纷情况。

2.1.4.6 生态环境影响回顾

焦页 31 号平台建设过程中主要占地为耕地，实施过程中所占区域同类型总土地利用量的比例小，未导致区域土地利用格局的发生明显变化，对区域土地利用结构影响甚微。因后续开发需要，未对区块内废水池、放喷池进行复垦，减少后续开发过程中施工占用及重复施工。

通过“3 环境现状调查与评价”表明，区域大气、地表水、地下水、土壤、声环境质量良好，焦页 31 号平台建设对区域影响较小。根据调查结果，施工及运营期间未发生环保投诉及生态相关纠纷情况。

2.1.4.7 环境风险事故防范及应急措施回顾

根据调查，钻井施工过程均严格按照《页岩气钻井井控安全技术规范》（AQ/T 2076—2020）等行业相关规范、钻井设计的要求进行工程控制，钻井中按行业相关规范，井控防喷管、测试防喷管按要求设置了应急系统，并按要求配备了井喷失控后的专业执行人员和负责人，并按照石油天然气行业规范对施工作业全过程开展了环境风险因素识别、应急处置措施配置、编制了环境风险应急预案、预案演练等，并在井场明显区域图示了环境风险、逃生线路图等。

各井场已设井口安全截断阀，可在超压或失压情况下自动快速截断，保护气井和地面设施。为防止集气站内设备及管线超压，集气站内设置有安全泄放阀，安全泄压阀与集气站放空系统相连。站内管线及设备上设有手动放空，放空阀后与防空系统相连；集气站设置有放空管，作为检维修、事故站内管线的放散。废水池定期巡检，液位达到废水池总容积的 90%，应及时转移。

施工、运营过程环境风险可控，施工和运营以来均未发生环境风险事故。

2.1.4.8 本项目整改措施

根据现状调查与监测，本项目现有环境问题整改措施如下。

根据验收及建设单位明确，考虑区块内后续还将继续开发，避免重复建设带来的生态影响，未对现有临时占地进行生态恢复，待建设单位确认后续无开发计划后，将对其进行生态修复并完成竣工环保验收。

2.2 建设内容

2.2.1 工程组成

本项目建设内容包括钻井平台建设和地面工程两大部分，焦页 31 号平台建设包括钻前工程、钻井工程和储层改造工程，地面工程含地面集输处理流程、供水工程、道路工程、供电工程和通信工程。项目主要建设内容见下表。

表 2.2-1 焦页 31 号平台项目组成表

项目组成			建设内容及规模	备注
主体工程	钻前工程	平台	原焦页31号平台场地为北向南方向的长方形井场，本次利用现有井场内的100×55m场地，不涉及扩建井场，现状井场内已采用碎石铺垫、局部采用混凝土硬化。	依托+扩建
		井口	新钻2口井，采用ZJ50单钻机，由西向东一字型布置，井间距为6m，新建井架基础及设备基础各一套。井口方井尺寸长4m×宽4m×深3.8m，四周采用砖砌平，并浇灌混凝土，井壁用水泥抹平，底部浇灌混凝土。	新建
		清污水池	平台已建2座水池，共计容积约2000m ³ ，位于井场南侧、北侧，清水池、污水池容积各为1000m ³ ，为钢筋混凝土结构，池体现状完整，已进行重点防渗处置，无渗漏发生，可满足暂存现场废水的需要。	依托
		放喷池	利用井场东北侧、南侧已建放喷池，放喷池容积均为300m ³ ，池体均完整，已进行重点防渗处置，无渗漏发生，可用于本项目储层改造工程测试放喷使用。	依托
		进场道路	利用已建进场道路110m，路面宽度为4m，路面结构为混凝土路面。	依托
	钻井工程	钻井作业	部署水平井2口，选用ZJ50系列钻机，依次开钻，采用“导管+三开次”井身结构，导管、一开段采用清水钻井，二开采用水基钻井液钻井，三开采用油基钻井液钻井。	新建，施工结束后仅保留井口采气树及配套设 施，其余施 工设备随井 队搬迁。
		固井作业	阶段钻井完成后下套管并在地层于套管间注入水泥。	
		井控工程	平台内设置井控装置，井控装置包括液压泵站、阻流管汇、防喷器和井口设备。	
	储层改造工程		洗井后进行射孔，采用 8 台电驱压裂车进行压裂，井场内配置配液罐、混砂车等压裂设备，进行水力压裂。2 口井水平段总长为 3600 米，总砂用量为 4818m ³ ，酸液总用量为 660m ³ ，压裂液总配置量为 81840m ³ 。采用顺序压裂，稳压后实施开井返排和测试放喷，放喷时气液分离器分离的可燃气体优先进入集气流程，不能进入集气流程的引至放喷池点火燃烧处置，分离的返排液进废水池暂存。	
	地面集输工程	平台	焦页 31 号平台内现状共有 13 口页岩气井及采气树。本次在焦页 31 号平台内新增 2 口井和 2 座 25MPa单井式除砂撬。	扩建
临时工程	临时工程	生活区及生活设施	焦页 31 号平台生活区位于平台西侧，占地面积约 1200m ² ，采用水泥墩基座、活动板房，并采用现场吊装方式。主要用作钻井队、压裂试气队人员施工生活区，布置有住宿、会议室、环保厕所等，生活区不设食堂。	新建
		综合室、值班室	综合室即总控制室，对整个施工过程进行整体监控和调度。值班室为值班人员办公室，位于平台大门口处。	新建
辅助	钻井、	钻井测定装置	井队配备 1 套，对钻压、扭矩、转速、泵压、泵冲、悬重、泥浆体积等参数，司钻台、监督房内显示。	新建

工程	储层改造工程	泥浆配置系统	设 1 套钻井泥浆配置系统，为带搅拌机的泥浆储备罐，现场按需调配钻井泥浆。一开、二开、三开的钻井泥浆均由该系统配置。	新建
		泥浆循环系统	井队设置 1 套泥浆循环系统，由泥浆循环罐、振动筛、离心机等设备设施组成。其中含 60m ³ 泥浆循环罐 6 个（5 用 1 备），用于循环泥浆暂存。	新建
		不落地系统装置区	布置在井场泥浆储备罐区旁，经泥浆不落地系统收集现场干化后暂存，由重庆市涪陵区鑫垚环保科技有限公司等资质单位运输到水泥厂实现水基岩屑废资源化利用。处理后的液相调质后尽量用于配制钻井液，固相岩屑暂存于岩屑堆放区。	新建
		废水预处理系统	钻井作业废水、洗井废水、污染区雨水、压裂返排液等废水在井场内进行预处理，工艺采用混凝沉淀+杀菌的工艺。钻井废水由井筒排出后直接进入废水罐暂存，并转至清洁化操作平台进行现场预处理，沉淀后上清液暂存于废水罐中，用于压裂液配置；洗井废水、污染区场地雨水经现场预处理后，暂存于重叠罐内，用于压裂液配制。压裂返排液经废水循环处理系统处理，可回用部分用于井站配置压裂液使用；不可回用部分经现场预处理后，及时由环保手续齐全、具备接纳能力的污水处理单位处理。	新建
		钻井监控装置	配备 1 套钻井监控装置，含司钻控制台、节流控制室、远程控制台，均可独立开启井控装置。	新建
		点火系统	放喷池新增 1 套点火装置。现场按照配备自动、手动和高压高能电子点火三套独立点火系统。	新建
		可燃气体监测系统	配备 2 套移动式可燃气体检测仪，监控井场浓度。	新建
	供电工程		平台施工期间采用网电供电，配备 2 台 320kW 柴油发电机作为备用电源，集气站运营期采用网电供电。	新建
	供水工程		生活用水采用罐车拉运至各现场；平台生产用水依托现有涪陵页岩气田焦石坝区块供水管道。	
	排水工程	生活污水	钻井、压裂期间在井场和生活区内各设置 1 座 20m ³ 的生活污水池，生活污水经集中收集后采用泵抽到污水车拉运至污水处理厂处理。	新建
		洗井废水	洗井废水暂存于井场配套的废水池内，经沉淀处理后用于配制压裂液。	新建
		场内雨水系统	采用清污分流系统。 清水系统：井场四周边界依托现有清水沟，场内清水通过清水沟汇入集液池，沉淀后排入场外自然水系。 场内污水系统：场内井架基础、设备基础等区域为污染区，设置了集水坑，与井场清洁区分隔，防止污染区污水溢流。通过集水坑汇集污染区雨水后，及时泵入废水池暂存后经“混凝沉淀+杀菌”处理工艺处理后，优先回用于本平台页岩气井压裂工序，剩余部分用于矿区其他平台压裂工序，若压裂返排液无回用平台时，压裂返排液可利用涪陵页岩气田采出水处理站处理后达标排放。	依托现有清水系统+新建场内污水收集系统

		压裂返排液	压裂返排液收集后暂存于废水池，预处理后优先用于配制平台内其他井的压裂液。平台内最后一口井的压裂返排液通过罐车运往工区内其他平台回用，不外排，无法回用的压裂返排液管输至涪陵页岩气田采出水处理站处理后达标排放。	依托现状废水池
储运工程	钻井及压裂	柴油罐	平台设 2 个柴油罐，为高架油罐形式，容积分别为 40m ³ 、25m ³ ，临时存储钻井用柴油。	新建，施工结束后随施工队伍搬迁
		钻井、固井材料储存区	设置 1 处材料堆存区，位于平台北侧，占地面积约 300m ² ，用于暂存钻井、固井用的化学药品，药品采用桶装或袋装，地面采取硬化措施，顶部采用彩钢板顶棚。	
		盐酸储罐	压裂期间，平台配备 6 个 25m ³ 储罐（5 用 1 备），用于压裂液配制；盐酸仅在压裂时储存，由厂家运送 31% 浓度的浓盐酸至平台，在现场罐体内稀释成 15% 浓度的稀盐酸。罐区地面铺设防渗膜，并设置临时围堰，围堰容积不小于单个罐体最大储存量。	
		配液罐	平台压裂期间，平台配备 40 个配液罐，40m ³ /个，用于压裂液配制；罐区地面铺设防渗膜，并设置临时围堰，围堰容积不小于单个罐体最大储存量。	
环保工程	施工期（钻井及储层改造）	钻井废水	钻井过程中钻井液循环使用。分离出来的剩余清水钻井液直接用于配制水基钻井液，水基钻井阶段完钻后，剩余水基钻井液排入废水池暂存，最终现场处理后用作压裂液配置。	依托废水池
		场地雨水	集污区雨水经收集后进入循环罐和废水池进入循环回用系统，非污染区雨水经井场雨水沟排至场外自然水系	依托
		生活污水	生活污水经一体化厕所收集，由罐车拉运至焦石镇污水处理厂处理，现场不外排。	新建
		清水岩屑、水基岩屑、水基泥浆	新建 1 座 150m ³ 钻屑暂存区，经泥浆不落地系统收集现场干化后暂存，由重庆市涪陵区鑫垚环保科技有限公司等资质单位运输到水泥厂实现水基岩屑废资源化利用。	新建
		油基泥浆	最后一口井剩余油基钻井液储存于储备罐内，由施工单位用于其他钻井工程。	新建
		油基岩屑	井场配置约 8 个油基岩屑吨桶（约 2m ³ /个）收集油基岩屑，暂存于 50m ² 危险废物贮存场，最终交由重庆海创环保科技有限公司等具有相应资质的危险废物处置资质单位进行处置。	新建
		废油及其他含油固废、废防渗材料	废油收集后暂存于危废贮存场，委托有资质单位处理。	新建
		测试废气	测试页岩气经燃烧后经放喷池燃烧器直接排放。	依托
		压裂返排液处置	返排压裂液出井后由井场废水池暂存，在井场内进行预处理，工艺采用混凝沉淀+杀菌的工艺。压裂返排液经废水循环处理系统处理，可回用部分用于井站配置压裂液使用；不可回用部分经现场预处理后，及时由环保手续齐全、具备接纳能力的污水处理单位处理。	依托

		废化工料桶	交相应资质的单位处置或厂家回收处置。	新建
		压裂返排液 絮凝沉淀污 泥	絮凝沉淀污泥产生量较少，按一般固废处置，交由东方希望水泥厂或其他第三方相关单位进行资源化利用	新建
		生活垃圾	平台和生活区各设置 1 处集中收集点，定期由当地环卫部门统一清运处置。	新建，施工 结束后拆除
		危废贮存场	钻井平台内新建 1 座 50m ³ 危险废物贮存场，主要收集钻井、压裂施工过程中产生的废油基泥浆、油基岩屑、废油等危险废物，油基岩屑与废油等危险废物分区存放，定期交由有资质的单位进行处置。 危险废物贮存场暂存，储存设施应采取必要的六防措施（防风、防雨、防晒、防渗、防漏、防腐）及其他环境污染防护措施，并设置警示标识。	

表 2.2-2 地面工程项目组成表

项目组成			建设内容及规模	备注
主体工程	集气站		原焦页 31 号集气站与平台合并建设，现状日处理量为 28.09×10 ⁴ m ³ ，本次新建 2 口气井平均单井产气量为 3.3×10 ⁴ m ³ /d，新增处理规模 6.6×10m ⁴ m ³ /d，本项目建成后焦页 31 号集气站总处理能力为 34.69×10 ⁴ m ³ /d，集气站设计处理能力 40×10m ⁴ m ³ /d，满足扩建规模需求。焦页 31 号集气站已建设 2 座 20 万方/天压缩机，部分压力低的气井经增压后外输，部分压力较高直接外输。 扩建焦页 31 号集气站主要建设内容为新增 2 台两相流量计、1 座 2 井式智能泡排计量泵橇。本次新建气井前期压力较高，可直接计量分离后外输，考虑后期压力就降低后，井口来气经生产分离器连续计量分离后增压外输。	依托+新建
辅助工程	通信工程		采用SCADA系统、通信采用 48 芯通信光缆，信号接入采气管理一区基地调控中心。	依托
	管道防腐		采用外防腐层加强制电流阴极保护联合防腐措施，站内埋地管道采用抗菌管材，外壁均采取防腐涂层保护方案。采气管线采用普通级 3PE防腐。	新建
	火气探测系统		站内设置便携式可燃气体检测报警仪。	依托
	自控工程		每个独立井口采气平台设置RTU系统 1 套；在每个井口采气平台和集气站合建站设置PLC系统 1 套。新建井口装置+依托现有PLC系统。	依托+扩建
公用工程	供电工程		集气站施工期间、运营期采用网电供电。	新建
	供水工程		生活用水采用罐车拉运至集气站。	
环保工程	废水	生活污水	集气站内设置 1 座 20m ³ 的生活污水池，生活污水经集中收集后采用泵抽到污水车拉运至污水处理厂处理。	依托
		场内雨水	采用清污分流系统。	依托

		系统	清水系统：集气站四周边界已设场内清水沟，场内清水通过清水沟汇入沉淀池，沉淀后排入场外自然水系。 场内污水系统：通过完善场内排水沟排入废水池。	
		采出水	运营期本次新建井经焦页 31 号集气站的生产分离器分离采出水，经管道排入污水罐中后由已建管道输送至焦页 31 号平台废水池暂存，优先回用于焦石坝区块其他平台。焦页 31 号集气站所在区域已建设管输系统。不能回用的采出水由管线输送至涪陵页岩气田采出水处理站处理后达标排放，现场不外排。	新建+依托
	废气	放空废气	事故或检修状态下，场内页岩气经东北侧 1 根放空立管排放。	依托
	固废	生活垃圾	定期由环卫部门统一清运处置。	依托
		废水池沉淀污泥	按一般固废处置，交由东方希望水泥厂或其他第三方相关单位进行资源化利用	依托
		危险废物	废油等危险废物在焦页 25 号集气站设置的危废贮存点暂存，危废贮存场面积约 14m ² ，废油收集后交由资质单位统一处置。	依托
		设备噪声	主要设备如生产分离器、水泵采用基础减震，对新增压缩机采用声屏障隔声措施。	依托+新建

2.2.1.1 钻前工程

本项目依托现有焦页 31 号平台，共新增部署 2 口页岩气井。根据现场调查，现有平台均已按照标准化方式进行建设，已有设施包括平台、进场道路、废水池、放喷池、截排水沟。本项目钻前工程主要包括建设 2 口井的井口基础，新建生活区。

(1) 井场

焦页 31 号平台：原焦页 31 号平台场地为北-南方向的长方形井场，本次利用井场规格为 $100\times 55\text{m}$ ，不涉及扩建井场，现状井场内已采用碎石铺垫、局部采用混凝土硬化。场内现有 13 口井，焦页 31 号集气站位于焦页 31 号平台内。焦页 31 号平台南侧已建有 2 格清污水池，容积均为 1000m^3 ，用于本项目废水暂存需要。

(2) 井口

本项目新增 2 口方井，包括焦页 31-7HF~焦页 31-8HF 井。平台内方井间距 6m，井口四周采用砖砌平，并浇灌混凝土，井壁用水泥抹平，底部浇灌混凝土。

(3) 废水池

焦页 31 号平台已建 1 座废水池，共计容积约 2000m^3 ，位于井场南侧及北侧，容积分别为 1000m^3 ，为钢筋混凝土结构，池体现状完整，已进行重点防渗处置，无渗漏发生。

(4) 进场道路

依托平台已建进场道路，道路现状为水泥结构，路面宽度约 4m。

(5) 生活区

本项目平台设置 1 处生活区，焦页 31 号平台生活区位于井场西侧，占地面积约 1200m^2 。生活区采用活动板房，配备环保厕所和生活垃圾收集点各 1 处。

(6) 危险废物贮存场

在平台内新建危险废物贮存场 1 座，采用水泥混凝土围墙，容积 $50\text{m}^3/\text{座}$ ，主要收集钻井、压裂施工过程产生的废油基泥浆、油基岩屑、废油等危险废物，油基岩屑与废油等危险废物分区存放，定期交由有资质的单位进行处置。危险废物贮存场暂存，储存设施应采取必要的六防措施（防风、防雨、防晒、防渗、防漏、防腐）及其他环境污染防护措施，并设置警示标识。

(7) 钻屑暂存区

平台内新建钻屑暂存区 1 座，采用水泥混凝土围墙，容积 $150\text{m}^3/\text{座}$ ，占地面积约 150m^2 ，用于暂存水基岩屑。

(8) 放喷池

本项目焦页 31 号平台依托已建 2 座放喷池，放喷池位于井场北侧、南侧，距离最近焦页 31-7HF 井距离分别为 145m、181m。池体现状完整，已进行重点防渗处置，无渗漏发生。

2.2.1.2 钻井工程

(1) 井身结构与套管程序

根据焦石坝地区地层特点及邻井钻井情况，焦页 31 号平台钻井设计采用“导管+三开”井身结构。

表 2.2-7 本项目井身设计数据

井号	导管段				一开段				二开段				三开段				
	钻头 尺寸 /mm	套管 尺寸 /mm	套管 长度 /m	钻井 长度 /m	钻头 尺寸 /mm	套管 尺寸 /mm	套管 长度 /m	钻井 长度 /m	钻头 尺寸 /mm	套管 尺寸 /mm	套管 长度 /m	钻井 长度 /m	钻头 尺寸 /mm	套管 尺寸 /mm	套管 长度 /m	钻井 长度 /m	水平 段长 度/m
焦页 31-7H F	473.1	406.4	40	40	374.7	298.5	280	280	269.9	219.1	2320	2000	190.5	139.7	4870	2550	1800
焦页 31-8H F	473.1	406.4	40	40	374.7	298.5	280	280	269.9	219.1	2310	1990	190.5	139.7	4790	2480	1800
合计	/	/	80	80	/	/	560	560	/	/	4630	3990	/	/	9660	5030	11150

（2）井身结构设计总体说明

根据平台老井钻井情况，结合出露层位及复杂情况，考虑部署井水平段延伸能力，优化井身结构，其中焦页 31-7HF、焦页 31-8HF 井采用“导管+三开次”井身结构。

导管：用 $\Phi 473.1\text{mm}$ 钻头，采用清水钻进（严禁使用污水），下 $\Phi 406.4\text{mm}$ 表层套管，应保证固井质量，水泥返至地面。

一开：用 $\Phi 374.7\text{mm}$ 钻头，采用清水钻进（严禁使用污水）钻穿嘉陵江组地层，下 $\Phi 298.5\text{mm}$ 表层套管中完，以封嘉陵江组等浅表漏失地层为原则确定中完深度，若钻遇漏层、适当加深，应保证固井质量，水泥返至地面。

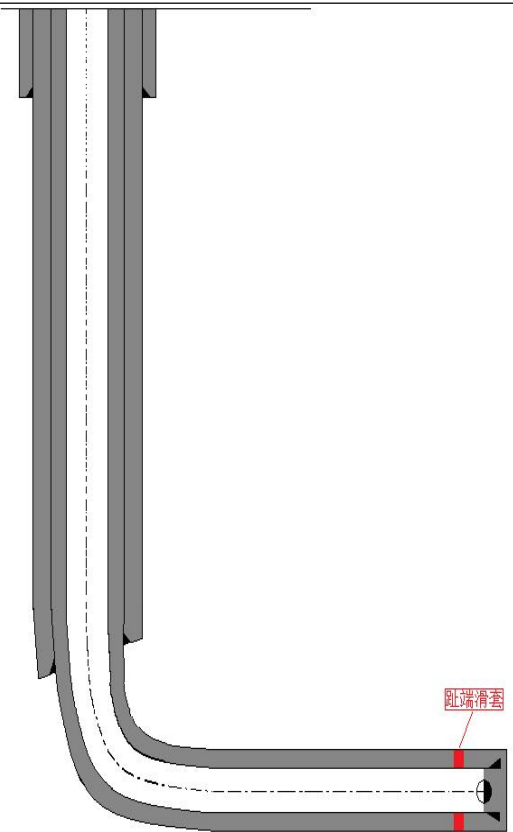
二开：用 $\Phi 269.9\text{mm}$ 钻头，原则上清水钻井至造斜点或茅口组底转化为水基钻井液钻井，结合复杂情况、长水平段延伸要求，优化技套下深，以封固小河坝组为原则（技套进入龙马溪组 100m），水泥返至地面。

三开：使用 $\Phi 190.5\text{mm}$ 钻头、油基钻井液，完成大斜度井段和水平段钻井作业，下入 $\Phi 139.7\text{mm}$ 套管完井，水泥返地面。

完井方式：推荐采用带趾端滑套的套管射孔（分段压裂）完井。

本项目井身结构如下所示：

表 2.2-3 地层与井身结构综合数据 (焦页 31-Z5HF 为例)

地层				预测地层 压力	开钻 次数	钻头直径(mm) ×钻深 (m)	套管直径 (mm) ×下深 (m)	钻井 方式	井身结构	
系	组	代号	底界垂深 (m)							
三叠系	嘉陵江组	T _{1j}	*	* * * * * * *	导管	473.1×40	406.4×40	清水		
	飞仙关组	T _{1f}	* * *		一开	374.7×280	298.5×280	清水		
					二开	269.9×2410	219.1×2420	清水		
二叠系	长兴组	P _{3ch}	*					* * * * *		水基 钻井液
	龙潭组	P _{3l}	*							
	茅口组	P _{2m}	*							
	栖霞组	P _{2q}	*							
梁山组	P _{2l}	*								
石炭系	黄龙组	C _{2h}	*	* * *	二开	269.9×2410	219.1×2420	水基 钻井液		
志留系	韩家店组	S _{2h}	*							
	小河坝组	S _{1x}	*							
	龙马溪组	S _{1l}	*	*	三开	190.5×4870	139.7×4870	油基 钻井液		

（2）钻井液体系

根据建设单位施工计划安排，本项目采用井工厂施工方式钻井，依次开展一开、二开、三开钻井，因此各施工阶段仅转换一次钻井液体系。一开采用清水钻井，二开段采用水基钻井液，三开水平段采用油基钻井液。本项目钻井液体系见下表。

表 2.2-4 钻井液体系选择

平台号	开钻序号	井眼尺寸（mm）	进尺总计	推荐钻井液体系
焦页 31 号平台	导管	473.1	80	清水
	一开	374.7	560	清水
	二开	269.9	3990	水基钻井液
	三开	190.5	5030	油基钻井液

（3）固井方案

固井作业是钻井达到各段预定深度后，下入套管并注入水泥浆至水泥浆返至地面，封固套管和井壁之间环形空间的作业。固井主要目的是封隔疏松易塌、易漏地层；同时封隔油、气、水层，防止互相窜漏、形成油气通道。固井作业主要设备有下灰罐车、混合漏斗和其他附属设备等。

（4）完井方式

焦石坝区块龙马溪-五峰组页岩气属非常规天然气，投产前要进行大规模分段压裂改造。综合储层特性和水平井分段压裂改造的特点，采用 114.3mm 带底部趾端滑套套管射孔完井方式。

2.2.1.3 储层改造工程

（1）洗井作业

当钻至目的层后，采用连续油管带钻塞工具下探水泥塞面进行钻塞，钻塞后下刮管器刮管至人工井底以上 1~2m，反复刮屑三次。然后采用清水进行洗井作业，洗井作业首先在井筒内下入洗井管柱，洗井液由井筒注入清洗井壁，清洗后通过位于井底的返液口通过洗井管柱返回地面。

（3）压裂工艺

本项目 2 口气井均为水平井，设计平均水平段约 1800 米，平均埋深 2000 米以下，埋深较浅，设计主体采用“多簇密切割+限流射孔+复合暂堵转向+连续加砂”压裂工艺，在主体工艺基础上，结合部署目的，现场根据地质特征变化、穿行层位，针对性优化压裂工艺。

本项目压裂液配置过程中尽可能采用焦石坝地区其他平台产生的压裂返排液，当无压裂返排液可用时，依托涪陵页岩气田焦石坝区现有供水管网，不涉及新建取水泵站及供水管网。

根据建设单位施工计划安排，本项目储层改造工程采用依次压裂方式进行，因此压裂返排液回用于下一口井压裂液配置，不能回用时管输至涪陵页岩气田采出水处理站处理。本项目压裂用酸量、配液量、砂量使用情况如下表所示。

表 2.2-5 单井压裂工艺参数表

部署井号	水平段长 (m)	单段长度 (m)	段数	用液强度 (m ³ /m)	酸液用量 (m ³)	加砂强度 (m ³ /m)	总液量 (m ³)	总砂量 (m ³)
焦页 31-7HF	1800	67	31	21.0	306	2.1	43482	2907
焦页 31-8HF	1800	67	34	21.0	336	2.1	47728	3191
合计	3600	/	167	/	1664	/	236497	15811

(4) 测试放喷

测试放喷优先接入放喷流程，若不利情况下必须点火测试的，测试放喷前需接可供测试流量的专用管线，井内天然气经过该管线引至由防火墙构成的放喷池点火烧掉。采用持续测试放喷方式，单井每次放喷时间小于 6h，总放喷时间小于 84h。

(5) 完井搬迁

完井测试结束对其余设备将拆除搬迁，并对井场废弃物进行无害化治理。验收合格方可交井，并对后续可能出现的环保问题负责。

2.2.1.4 地面工程

本项目平台采出物经集气站处理后外输至 1 号、2 号脱水站，经脱水净化处理后交接至涪陵输气站和涪陵增压站外输。地面工程建设主要为扩建焦页 31 号集气站。

(1) 扩建集气站

本项目在焦页 31 号集气站 2 台两相流量计、1 座 2 井式智能泡排计量泵橇。本项目新扩建井组压力较高，节流至输压不会形成水合物，不需要加热，后期依托已建设水套加热炉。采气经生产分离器连续计量分离后由压缩机增压，最终输送至集气管线。

图 2.2-1 改造后集气站平面布置图

改造后集气站工艺流程示意图如下图所示。

图 2.2-2 焦页 31 号集气站改造后工艺流程图

2.2.1.5 辅助工程

(1) 钻井工程

1) 钻井测定装置

本项目平台井队配备 1 套钻井测定装置，对钻压、扭矩、转速、泵压、泵冲、悬重、泥浆体积等参数，司钻台、监督房内显示。

2) 钻井泥浆配置系统

本项目一开段采用清水钻井，二开段采用水基泥浆进行钻井，三开段采用油基钻井液钻井，现场按需调配钻井泥浆，为带搅拌机的泥浆储备罐。

3) 钻井泥浆循环利用系统

钻井泥浆循环利用系统循环工艺为泥浆泵→地面管汇→立管→水龙头→钻杆→钻头→环形空间→喇叭口→高架槽→振动筛→真空除气器→除砂除泥器→泥浆循环罐。

主要设备有泥浆泵、管、水龙头、钻杆、高架槽、除砂除泥器、泥浆循环罐等。

3) 井控系统

在钻井过程中，一般情况下，为了防止地层流体侵入井内，总是使井筒内的钻井液静液柱压力略大于地层压力，形成对油气井的初级压力控制。但是在钻井作业中，常因各种因素的变化，该压力控制遭到破坏而导致井喷，这时就需要依靠井控设备进行控制，重新恢复该压力控制，因此井控设备应具有预防井喷、保持初级压力控制、及时发现溢流等功能。

井口防喷器组：环形防喷器、闸板防喷器、钻井四通、防溢管、旋转防喷器等；

防喷器控制装置：地面控制装置，司钻控制台，辅助控制台；

管汇类：节流管汇及其控制装置与压井管汇；

钻具内防喷工具：方钻杆旋塞阀、箭形止回阀、投入式止回阀、钻具浮阀等；

其他装置及监测仪表。

4) 放喷池及点火系统

焦页 31 号平台依托现有放喷池，容积为 300m³，放喷池位于井场北侧、南侧。放喷池池体现状完整，均已采用重点防渗处置，无渗漏发生；本项目目的层不含 H₂S，但根据《石油天然气钻井井控技术规范》（GB/T 31033-2014）和《含硫化氢天然气

井失控井口点火时间规定》(AQ2016-2008), 钻井现场需按照含硫油气井配备自动、手动和高压高能电子点火三套独立点火系统, 确保 100% 的点火成功率。钻井队在现场条件不能实施井控作业而决定放喷点火时, 点火人员应佩戴防护器具, 并在上风方向, 离火口距离不得少于 10m, 用点火枪点火。

5) 可燃气体监测系统

平台在工艺装置区以及井口平台设置可燃气体探测器, 对可能存在泄漏可燃气体的场合进行连续检测, 当站场发生可燃气体泄漏的情况下自动报警。

(2) 地面工程

1) 通信工程

区块内控制系统采用 SCADA 系统、通信采用 48 芯通信光缆, 信号接入采气管理一区基地调控中心。

2) 管道防腐

采用外防腐层加强制电流阴极保护联合防腐措施, 站内、外埋地管道采用抗菌管材, 外壁均采取防腐涂层保护方案, 管道内壁未采取特殊腐蚀控制措施。

3) 火气探测系统

各站内设置便携式可燃气体检测报警仪。

4) 自控工程

每个独立井口采气平台设置 RTU 系统 1 套; 在每个井口采气平台和集气站合建站设置 PLC 系统 1 套。

2.2.1.6 临时工程

(1) 生活区及生活设施

平台西侧设置 1 处生活区, 临时占地面积约 1200m²; 生活区采用活动板房, 配备环保厕所和生活垃圾收集点各 1 处。主要用作钻井队、压裂试气队人员施工生活区, 布置有住宿、会议室、环保厕所等, 生活区不设食堂, 堂食统一配送。

(2) 综合室、值班室

综合室即总控制室, 对整个施工过程进行整体监控和调度。值班室为值班人员办公室, 均位于平台大门口处。

2.2.1.7 公用工程

(1) 道路

本项目依托已建进场道路，不涉及进场道路扩建，进场道路均为混凝土路面，路基宽约 4m。

（2）供电工程

本项目优先采用网电供电，井场内配备 2 台 320kW 柴油发电机作为备用电源。采用电动钻井进行钻井，储层改造工程采用电驱压裂机组。

焦页 31 号平台北侧已建 10kV 江油一线、35kV 中原线、35kV 宏华压裂专线，目前 10kV 江油一线：线路负荷余量为 1500kVA，满足 1 部钻机供电需求，35kV 中原线线路负荷余量为 5000kVA，可满足 1 部钻机供电需求，35kV 宏华压裂专线，已经建至焦页 31 号平台周边，可满足电驱压裂需求，根据开发计划，钻井期间 1 部钻机运行，可采用 35kV 中原线供电，线路已经架设至平台周边。

（3）供水工程

生活用水采用外购桶装水供给。本项目储层改造工程中压裂液优先采用焦石坝地区内其他平台压裂返排液或采出水，无压裂返排液或采出水可回用时依托涪陵页岩气田焦石坝地区已建供水管线，供水能力为 35000m³/d，本项目焦页 31 号平台储层改造期间日用水量最大约为 1364m³/d，其已建供水管线满足本项目用水需求。

（4）排水工程

①生活污水

钻井、压裂期间在各井场和生活区内各设置 1 座环保厕所，环保厕所容积约为 5m³，生活污水经集中收集后采用泵抽到污水车拉运至焦石镇污水处理厂处理。钻井废水经废水池收集暂存回用于平台后续压裂液配置使用。

运营期依托现有值班工区，生活污水经环保厕所经集中收集后采用泵抽到污水车拉运至焦石镇污水处理厂处理。

②洗井废水

洗井废水暂存于井场的废水池内，经沉淀处理后用于配制压裂液。

③场内雨水系统

本项目采用清污分流系统。

场内清水系统：井场四周边界设场内清水沟，场内清水通过清水沟排入场外自然水系。

场内污水系统：场内井架基础、设备基础等区域为污染区，设置了集水坑，与井

场清洁区分隔，防止污染区污水溢流。通过集水坑汇集污染区雨水后，及时泵入废水池暂存后经“混凝沉淀+杀菌”处理工艺处理后，优先回用于本平台页岩气井压裂工序，剩余部分用于矿区其他平台压裂工序，若压裂返排液无回用平台时，压裂返排液可利用涪陵页岩气田采出水处理站处理后达标排放。

④压裂返排液

压裂返排液收集后暂存于废水池，处理后优先用于配制平台内其他井的压裂液，储层改造工程期间不能回用的压裂返排液及平台内最后一口井的压裂返排液管输至涪陵页岩气田采出水处理站处理后达标排放。

⑤采出水

运营期集气站由分离器分离的采出水由污水罐（产出水罐）收集后排至废水池暂存，定期拉运至其他平台用于压裂工序，焦页 31 号集气站产生的采出水无法回用的管输至涪陵页岩气田采出水处理站处理后达标排放。

2.2.1.8 储运工程

储运工程主要包括各类储罐、材料储存区等。

（1）储罐

柴油罐，用于柴油的贮存，平台内布置 2 个柴油储罐，为高架油罐形式，容积分别为 40m^3 、 25m^3 ，柴油罐区占地面积为 20m^2 ；采取重点防渗措施，防渗性能应不低于 150mm 混凝土或 2mm 厚高密度聚乙烯膜、 $k \leq 1 \times 10^{-10}\text{cm/s}$ ，或采用铺设 $k \leq 1 \times 10^{-10}\text{cm/s}$ 、至少 2mm 厚的其他人工材料防渗措施黏土层的防渗性能。

盐酸储罐，用于压裂试气阶段盐酸的储存，平台设置 6 个 25m^3 的立式储罐（5 用 1 备），总容积为 150m^3 。由厂家运送 31%浓度的浓盐酸至平台，现场经罐体稀释成 15%浓度的稀盐酸，盐酸罐区地面铺设防渗膜（防渗系数 $\leq 1 \times 10^{-7}\text{cm/s}$ ）。

压裂液配液罐：平台压裂期间，平台在井场井配备 40 个配液罐， $40\text{m}^3/\text{个}$ ，用于压裂液配制；罐区地面铺设防渗膜，并设置临时围堰，围堰容积不小于单个罐体最大储存量。

钻井液循环罐：平台配备 6 个钻井液循环罐（5 用 1 备），单个罐体积 60m^3 ，用于钻井液循环使用。

材料储存区：平台设置 1 处材料堆存区，占地面积约 300m^2 ，用于暂存钻井、固井用的化学药品以及水基岩屑拌合的材料。药品或材料采用桶装或袋装，地面硬化，

彩钢板顶棚。

2.2.1.9 环保工程

(1) 钻井及储层改造

1) 废水收集处置设施

施工人员生活污水经环保厕所收集。平台和生活区各设置环保厕所 1 处。

焦页 31 号平台已建 2 座废水池，共计容积约 2000m³，分别位于井场北侧、南侧，为钢筋混凝土结构，池体现状完整，已进行重点防渗处置，无渗漏发生，可满足暂存现场废水的需要。用于钻井废水、压裂返排液和运营期采出水暂存。

(2) 废气

施工期备用柴油发电机经自带排气筒排放。

(3) 固废收集处置措施

平台和生活区分别设置 1 处生活垃圾集中收集点，定期由当地环卫部门统一清运。

平台内布置 1 套水基钻屑不落地系统，水基钻井液钻井阶段从振动筛收集岩屑含水率高，施工单位将固体大颗粒岩屑经岩屑不落地系统收集。水基钻屑采用不落地方式收集后进入岩屑暂存区暂存，在平台收集数量达到一定运量后，拉运至丰都县东方新希望水泥有限公司水泥炉窑进行资源化利用。

钻井过程产生的油基岩屑直接采用密闭吨桶盛装，交由具备危废经营许可资质的环保公司处置。由具有危险货物运输资质的单位采用汽车运输的方式运送至处理单位预处理车间。运输车辆为专用密闭运输车，保证运输过程中无抛、洒、滴、漏现象发生。

平台内设置占地面积约 50m² 危险废物贮存场，主要收集钻井、压裂施工过程中产生的废油基泥浆、油基岩屑、废油，定期交由有资质的单位进行处置。危险废物贮存场暂存，储存设施应采取必要的六防措施（防风、防雨、防晒、防渗、防漏、防腐）及其他环境污染防护措施，并设置警示标识。

运营期产生的废油等危险废物在焦页 25 号集气站设置的危废贮存点暂存，危废贮存场面积约 14m²，废油收集后交由资质单位统一处置。本项目平台位于焦页 25 号集气站危废贮存点的服务范围内。

贮存点应具有固定的区域边界，并应采取与其他区域进行隔离的措施。贮存点应采取防风、防雨、防晒和防止危险物流失、扬散等措施。贮存点贮存的危险废物应

置于容器或包装物中，不应直接散堆。贮存点应根据危险废物的形态、物理化学性质、包装形式等，采取防渗、防漏等污染防治措施或采用具有相应功能的装置。贮存点应及时清运贮存的危险废物，实时贮存量不应超过 3 吨。

2.2.1.10 依托可行性

本项目主要依托现有井场、清污水池、放喷池、集气站、集输管网、供水设施、脱水站以及采出水处理站。其依托可行性见下表。

表 2.2-13 依托可行性一览表

序号	依托工程		本项目情况	依托可行性
	工程名称	工程内容		
1	井场	焦页 31 号已建井场，井场内已采用碎石铺垫、局部采用混凝土硬化	不涉及井场扩建，焦页 31 号新增 2 口钻井。平台新建井架基础及设备基础各一套。	现状井场能满足新井口的布设和钻井设备的布置。依托可行。
2	清污水池	焦页 31 号平台已建设 1 座清污水池，共计容积 2000m ³ ，池体均为半地下式钢筋混凝土结构，均采取了重点防渗处理。	钻井作业期间用于暂存钻井过程中钻井废水，储层改造期间用于压裂返排液暂存，运营期用于采出水暂存。	平台池体现状完好，无渗漏现象。依托可行。
3	放喷池	焦页 31 号北侧设置有 2 座放喷池。各放喷池的容积均为 300m ³ 。	本项目储层改造工程测试放喷使用。	池体现状完整，无渗漏发生，放喷池现状均完好。依托可行。
4	危废贮存点	焦页 25 号集气站设置有集中危废贮存点暂存，危废贮存场面积约 14m ² ，已根据《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）、《非常规油气开采污染控制技术规范》（SY/T 7482-2020）要求进行重点防渗处置，建设单位内部已建立危险废物转运联单及转运台账。	运营期本项目产生的危险废物由焦页 25 号集气站危废贮存点暂存后交由有资质单位。	本项目平台均属于焦页 25 号集气站危废贮存点的服务范围内，且危废贮存点现状规模和环保措施满足要求。依托可行。
5	集气站	焦页 31 号集气站位于焦页 31 号平台内，设计规模为 40×10 ⁴ m ³ /d，现状处理量为 28.09×10 ⁴ m ³ /d，剩余 11.91×10 ⁴ m ³ /d。	焦页 31 号平台共计新增产气 6.6×10 ⁴ m ³ /d。	集气站剩余规模满足本项目新增规模。依托可行
6	集输管网	目前焦石坝区块的产气外输去向主要为涪陵输气站（供当地用	本项目建设完成后新增最大产气量约 6.6 ×	项目投产后，未超过已建管线

		气)和涪陵压气站(经涪陵-王场输气管道外输川气东送管道),涪陵输气站设计规模 $20\times 10^8\text{m}^3$, (剩余规模约为 $5\times 10^8\text{m}^3$),涪陵-王场管道设计输量 $104\times 10^8\text{m}^3/\text{a}$ 。当地用气由涪陵分输站输给长南线(重庆燃气公司)、四合管道(四合燃气公司)和白涛工业园区用户,其余主要产气通过涪陵增压站和涪陵-王场管道输往川气东送管道。	$10^4\text{m}^3/\text{d}$ ($0.35\times 10^8\text{m}^3/\text{a}$)。	设计输气能力,且产能逐年降低,不会超过现有管网集输能力。依托可行。
7	供水设施	焦石坝区块已建供水系统供水能力为 $35000\text{m}^3/\text{d}$ 。	本项目压裂新鲜用水总量为 81840m^3 ,焦页 31 号平台压裂用水量最大约 $1356\text{m}^3/\text{d}$ 。	依托可行
8	脱水站	涪陵页岩气田天然气净化脱水采用三甘醇脱水工艺,在乌江北已建成投运 1 号脱水站、2 号脱水站,乌江南已建成 3 号脱水站,脱水站处理总规模为 $65\times 10^8\text{m}^3/\text{a}$ 。目前处理量约 $50\times 10^8\text{m}^3/\text{a}$,剩余 $15\times 10^8\text{m}^3/\text{a}$ 的处理能力。	本项目投产后,新建产能 $0.35\times 10^8\text{m}^3/\text{a}$,小于脱水站处理规模。	依托可行
9	采出水处理站	涪陵页岩气田采出水处理站共分为两期建设,一期(已建成)建设处理规模为 $1600\text{m}^3/\text{d}$,二期建设处理规模为 $800\text{m}^3/\text{d}$,该废水处理站主要收集中石化重庆涪陵页岩气勘探开发有限公司的钻井、完井作业废水及运营采出水进行集中处理,目前采出水处理站剩余处理规模为 $1250\text{m}^3/\text{d}$ 。	本项目施工期储层改造工程废水产生量约 12276m^3 ,预计施工期单日废水最大产生量约为 $306.9\text{m}^3/\text{d}$,运营期采出水前期日产生量最大约 $80\text{m}^3/\text{d}$ 。	依托可行

2.2.2 主要指标

2.2.2.1 主要技术经济指标

本项目主要技术经济指标见表 2.2-14。

表 2.2-14 项目主要技术经济指标表

序号	项目指标	单位	数量	备注
1	总占地	m^2	22494	
1.1	已办理永久占地手续	m^2	14990	焦页 31 号平台

	的面积			
1.3	施工临时占地	m ²	1200	施工生活区
2	平台数量	座	1	新建采气井共计 2 口。
3	集气站	座	1	/
4	开采矿种	/	页岩气	不含硫
5	开采规模	m ³ /d	6.6×10 ⁴	
6	新增可采储量	m ³	2.3×10 ⁸	
7	产品规模页岩气	m ³ /d	6.6×10 ⁴	
8	开发计划	/	2026 年-2041 年	
9	总投资	/	8000 万元	
10	环保投资	/	322 万元	
11	开采层位	/	五峰组~龙马溪组页岩气层	

表 2.2-15 产品方案表

编号	平台井站	井号	单井配产	设计开采最大规模	产品
1	焦页 31 号	焦页 31-7HF	3.3×10 ⁴ m ³ /d	0.35×10 ⁸ m ³ /a	页岩气
2	焦页 31 号	焦页 31-8HF	3.3×10 ⁴ m ³ /d		页岩气
合计		2 口井	6.6×10 ⁴ m ³ /d	0.35×10 ⁸ m ³ /a	/

2.2.2.2 工程土石方与占地

(1) 占地

本项目总占地 22494m²。其中永久占地 14990m²，均已取得永久用地文件，全部为采矿用地，新增临时占地 7504m²。

经重庆市规划和自然资源局的“用途管制红线智检服务”核实，本项目涉及永久基本农田约 0.2936hm²。

本项目各工程占地类型见下表 2.2-16-17；平台用地手续情况见下表 2.2-18。

表 2.2-16 焦页 31 号平台占地统计表 (m²)

占地性质	占地类型	平台、集气站、废水池	放喷池	放空区	其他用地	施工生活区	小计
现状占地	采矿用地	13349	494	1147	0	0	14990
新增占地	耕地	6304	0	0	0	1200	7504
合计	/	19653	494	1147	0	1200	22494

表 2.2-17 平台现状用地手续一览表

平台及集气站号	工程名称	永久用地手续	
		文号	面积 (m ²)
焦页 31 号	平台、集气站、废水池	渝府地〔2017〕2017 号	13349
	放喷池	渝府地〔2017〕2017 号	494
	放空区	渝府地〔2017〕2017 号	1147
合计		/	14490

(2) 土石方

焦页 31 号平台井架基础采用打桩设计，方井开挖及打桩共计土方约 222m³，回填于后场红线范围内其他区域，满足土石方平衡。焦页 31 号集气站仅部分设备安装与拆除，不涉及土石方工程。

表 2.2-20 本项目土石方平衡表

平台号	挖方量/m ³		填方量/m ³	
	表土	土石方	表土	土石方
焦页 31 号	0	222	0	222
合计	0	222	0	222

2.2.3 生产工艺

2.2.3.1 施工期

施工期主要包括钻前、钻井、储层改造、油气集输工程等施工建设工艺。

(1) 钻前工程

钻前工程主要为土建和基础施工，由专业施工单位组织当地民工作业。钻前工程施工工艺流程如下图。



图 2.2-9 钻前施工工艺流程图

(1) 钻井工程

钻井作业为 24h 连续作业。

1) 钻井方式

本项目采用“导管+三开式”钻井方式。导管段、一开段采用清水钻井，二开井段采用水基钻井液钻井，三开水平段采用油基钻井液。清水和水基钻井液均属于水相钻井液体系，钻井过程中在循环罐内直接调整钻井液配方。本工程采用网电进行钻井。

通过钻机带动转盘钻探，通过钻头切削地层，使井不断加深，直至目的井深。在钻井过程中，钻井液通过高压泵经管道、钻井内壁进入井下，然后经钻井外壁和钻井壁之间环空返回地面，经管道收集进入振动筛、离心机分离钻井液和岩屑。钻井中途会停钻，以便起下钻具更换钻头、下套管、测井和后续井身固井作业。

2) 钻进

钻进过程根据井身结构先使用大钻头，后使用小钻头钻进，更换钻头时会停钻，以起下钻具更换钻头、下套管、固井、设备检修等。钻井是根据地层地质情况，利用钻井液辅助整个过程进行钻进直至目的层的过程。

3) 固井

在已钻成的井眼内下入套管，然后在套管与井壁之间环空内注入水泥浆将套管和地层固结在一起。固井作业与钻井过程交替进行，各井段钻至预定深度后，下套管进行本井段固井作业，然后开始下一井段钻井及固井，依次交替进行，直至钻至目的深度并下套管固井。出靶点完成水平井段钻进后下入油层套管完井。平台全部井完井后需对钻井设备进行搬迁和拆除。

项目钻井及完井作业流程见图 2.2-10。

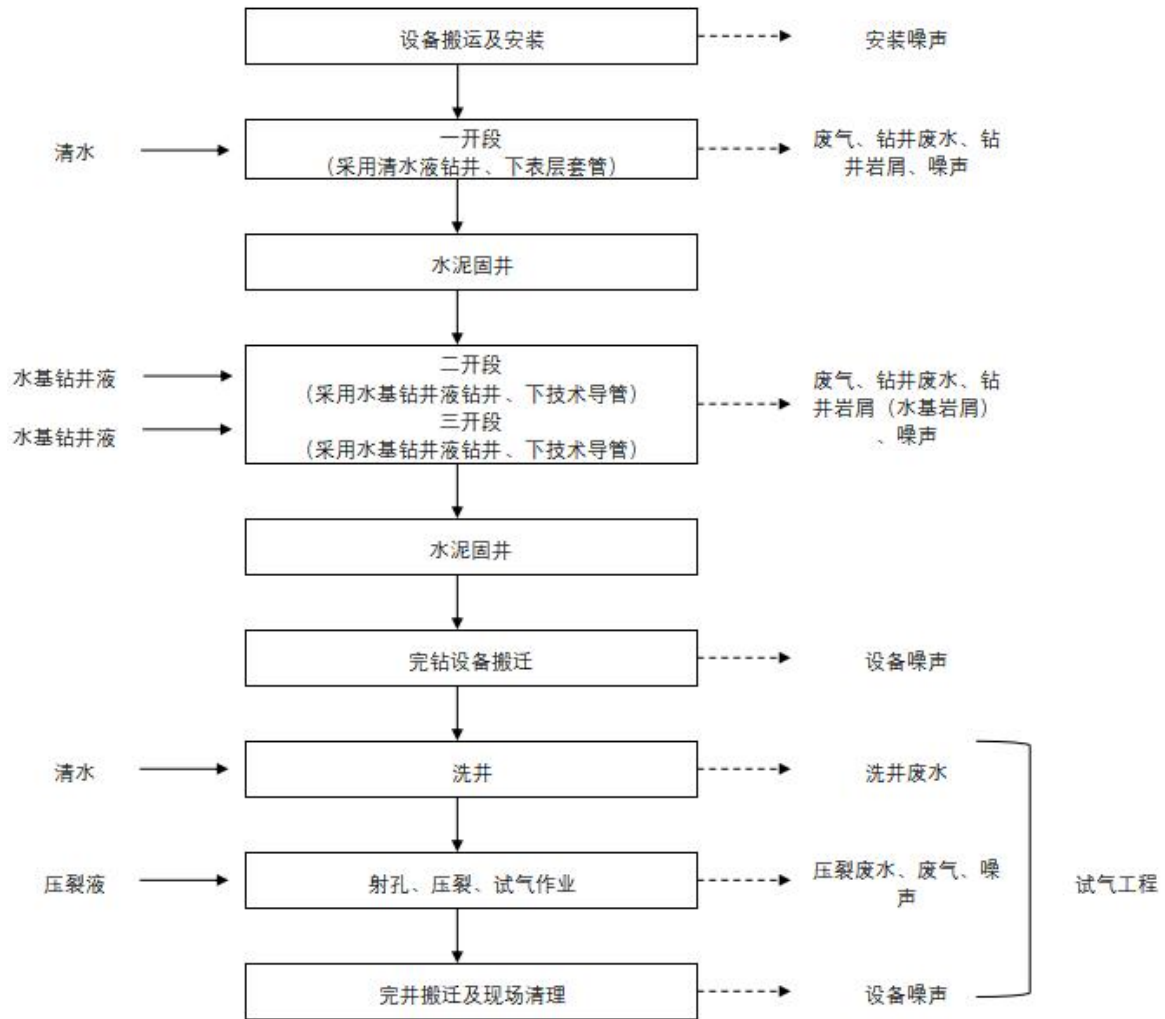


图 2.2-10 钻井作业工艺流程图

3) 钻井主要设备

根据建设单位安排，本项目平台采用单排单钻机钻井，均采用 1 部 ZJ50 钻机钻井。井口附近布置钻井设备、钻杆、套管、钻井泵房、柴油机房、发电房等。井口两侧布置钻井液配制及循环系统。单平台主要设备配置见表 2.2-18。

表 2.2-19 本项目钻井工程主要设备一览表

序号	名称	功率或负荷（ZJ50 钻机）	焦页 31 号平台数量	备注
1	井架	3150 kN	1	钻井
2	天车	3150 kN	1	钻井
3	游动滑车	3500 kN	1	钻井
4	大钩	3500 kN	1	钻井
5	水龙头	4500 kN	1	钻井
6	转盘	5000 kN	1	钻井

7	绞车	1100 kW	1	钻井
8	顶驱	3430 kN	1	钻井
9	钻井泵	1180 kW	3	钻井
10	柴油机	1080 kW	2	钻井
11	发电机	320 kW	1	钻井
12	单闸板防喷器	35 MPa	1	钻井
13	环型防喷器	35 MPa	1	钻井
14	双闸板防喷器	35 MPa	1	带一个剪切闸板, 钻井
15	压井管汇	35 MPa	1	钻井
16	节流管汇	35 MPa	1	钻井
17	液气分离器		1	采气
18	自动点火装置		1	放喷
19	除砂器	45 kW	1	采气
20	除泥器	45 kW	1	钻井
21	振动筛	4 kW	2	泥浆分离
22	除气器	11kW	1	钻井
23	离心机	69 kW	1	
24	灌浆装置		1	压裂
25	泥浆循环罐	60 m ³	6 (1 备)	钻井
1	消防房及消防工具	6.5×4.0×2.6	1 套	
2	二层台逃生装置	/	1 套	
3	钻台紧急滑道	/	1 套	
4	可燃气体监测仪	/	2 套	
1	固定式 H ₂ S 监测仪		1 套	
2	便携式 H ₂ S 监测仪		5 套	
3	H ₂ S 监测仪	≥1000ppm	1 套	
4	空气呼吸器	空气呼吸器现场实际配备数量以满足当班作业人员每人 1 套, 按井队人数的 15%比例备用和按在岗人员数 20%备用气瓶。	18 套	
5	空气压缩机		1 台	
6	大功率防爆排风扇		5 台	
7	点火装置		1 台	
8	小型汽油发电机		1 台	

9	移动式点火装置 (钻开油气层前配备)		1 台	

(2) 储层改造工程

1) 工艺流程

储层改造工程主要工艺有洗井、射孔、压裂、试气作业和完井搬迁等。其工艺流程图如下。

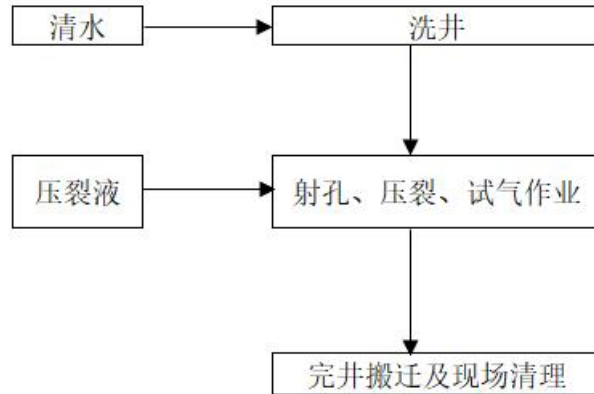


图 2.2-11 储层改造工艺流程图

2) 主要设备

表 2.2-20 本项目储层改造主要设备一览表

序号	名称	功率或负荷	焦页 31 号平台数量	备注
1	电驱压裂车	功率 5000hp	压裂 10 台	/
2	仪表车	计量误差≤1%	1 台	
3	混砂车	供液速度≥12m³/min	2 台	
4	管汇车		高压管汇车 1 台	
5	混配车	配液速度≥12m³/min	2 台	
6	供液泵	供液速度≥12m³/min	2 台	
7	供酸橇	供酸速度≥4m³/min	2 台	
8	高压管汇	105MPa	2 套	
9	多口注入头	105MPa	1 套	
10	交替压裂分配管汇	105MPa	1 套	
11	清水罐	总容积≥1600m³	20 套	
12	立式酸罐	总容积≥ 150m³	6 个 (5 用 1 备)	
13	立式砂罐	100m³、20m³	100m³2 具、20m³1 具	

2.2.3.2运营期

(1) 集输工艺

井口来气经节流截止阀节流后→经两相流量计计量后进入生产分离器连续计量分离，接入站内已有外输流程，前期压力高时直接外输，后期压力低时利用站内及新建压缩机增压外输。

(2) 井下作业工艺

气井后期生产过程中，对于发生故障的气井将进行井下作业，包括洗井和维修等工艺，使其恢复正常生产。

2.2.4 原辅料消耗

(1) 钻井原辅料

本项目使用的钻井液材料由供货厂家负责运输至平台，在平台材料堆场处，化学材料堆存区顶部设置防雨棚，地面采用水泥硬化，并铺垫防渗膜（等效黏土防渗层 $M_b \geq 6.0m$ ， $K \leq 1 \times 10^{-7} cm/s$ ）。本项目钻井液均不涉及磺化钻井液，钻井液材料用量及特性见下表。

表 2.2-22 钻井液材料用量 单位：t

材料名称	特性	单井消耗量	总计消耗量	储存方式	日常储量
水基钻井液材料					
纯碱	纯碱碳酸钠[497-19-8] Na_2CO_3 ，分子量 105.99。化学纯度大于 99.5 质量分数，也称为纯碱。 纯碱和对泥页岩水化具有较强抑制作用的粗分散钻井液体系。	3	6	袋装，50kg/袋	2
膨润土	俗称白土粉。以蒙脱石为主要成分，化学代表式为： $(Si_{8-y}Al_y) \cdot (Al_{4-x}Mg_x)O_{20} \cdot (OH)_4 \cdot nH_2O$ ，外观特征是适当粒度的粉末，因含杂质的不同，有白色、灰色、灰黄色和紫红色等颜色，易吸潮，吸潮后结块。 具有良好的悬浮性、触变性，滤失量小、造浆性能好，配制方便、易调整钻井液比重等特点	30	60	袋装，25kg/袋	4
防塌剂 (FT-388)	页岩稳定剂改性沥青，由腐植酸钾、多种化工原料、沥青等在一定温度下改性而成。 抑制黏土水化和防塌作用，并具有抗盐、降滤失和降摩阻的功能。	8	16	袋装，25kg/袋	4
低粘羧甲基纤维素钠盐	组分：由棉花纤维与氯乙酸反应而成。 特征：为白色或微黄色纤维状粉末。具	6	12	袋装，25kg/袋	1

(LV-CMC)	有吸湿性、无臭、无味、无毒、不易发酵、不溶于酸、醇等有机溶剂，易分散于水中成胶体溶液。有一定的抗盐能力和热稳定性。 控制泥浆黏度。				
聚丙烯酰胺 (PAM)	CAS 号为 9003-05-8, 分子式为 $(C_3H_5NO)_n$, 聚丙烯酰胺是一种线状的有机高分子聚合物, 同时也是一种高分子水处理絮凝剂产品。	1	2	袋装, 25kg/袋	1
氢氧化钠粉末 (NaOH)	俗称烧碱、火碱、苛性钠, 为一种具有强腐蚀性的强碱, 一般为片状或颗粒形态, 易溶于水 (溶于水时放热) 并形成碱性溶液, 另有潮解性, 易吸取空气中的水蒸气 (潮解) 和二氧化碳 (变质)。	4	8	袋装, 25kg/袋	1
超细碳酸钙 (QS-2)	油气井用碳酸钙粉, 白色或淡黄色粉末。	10	20	袋装, 25kg/袋	5
聚丙烯酰胺钾盐 (K-PAM)	一种无毒、无腐蚀的井壁稳定剂, 易溶于水。 具有抑制泥页岩及钻屑分散作用, 兼有降失水、改善流型和增加润滑等性能。可以有效地抑制地层造浆并能与多种处理剂配伍。	3	6	袋装, 25kg/袋	1
KCl	无色细长菱形或成一立方晶体, 或白色结晶小颗粒粉末, 外观如同食盐, 无臭、味咸。增强钻井液的抑制防塌能力。	12	24	袋装, 50kg/袋	2
石灰石粉	以碳酸钙为主要成分白色粉末状物质。	300	600	袋装, 25kg/袋	1
多功能固体润滑剂	利用天然石墨及油脂类聚合物合成的一种油田化学剂, 在钻井过程中主要作用: 加固井壁, 润滑钻杆, 防止塌陷, 加快钻进速度。	4	8	袋装, 25kg/袋	1
钻井液润滑剂 (RH-3)	以矿物油、合成烃、动植物油为原料的润滑剂, 能真正溶解于水。	4	8	桶装, 50kg/桶	2
重晶石粉 (加重剂)	主要为硫酸钡, 化学成分 $BaO65.7\%$, $SO_334.3\%$ 。成分中有 Sr、Pb 和 Ca 类质同象替代。无色透明的, 一般则呈白、浅黄色, 具有玻璃光泽。作为加重剂。	150	300	罐装, 60t/罐	40
复合堵漏剂	把纤维制品 (如纸、棉籽壳), 颗粒物 (如坚果壳), 还有片状物 (如片状云母) 材料按比例组合在一起, 即为复合堵漏剂。	8	16	袋装, 25kg/袋	4
降滤失剂 HIFLO	羧甲基纤维素钠盐, 代号为 Na-CMC, 简称 CMC, 目前常用的有低粘 CMC、中粘 CMC、高粘 CMC 三种。为白色纤维状粉末, 具有吸湿性, 不溶于酸和醇等有机溶剂, 易分散于水中形成胶状液, 抗温达 $90\sim 140^\circ C$, 有一定抗盐、抗钙能力。	7	14	袋装, 25kg/袋	10

	主要用于各种水基钻井液的降滤失剂，还具有抑制页岩水化膨胀作用、增稠作用等。				
油基岩屑材料					
主乳化剂 HIEMUL	经分子结构设计、人工合成的具有多种表面活性基团的表面活性剂。是一种优良的油基钻井液体系的主乳化剂，与 HICOAT 辅乳化剂复合使用，配制得到逆乳化油基钻井液体系。在较低加量时就可以使体系具有很强的稳定性。	10	20	桶装， 25kg/桶	5
辅助乳化剂 HICOAT	经分子结构设计、人工合成的具有多种表面活性基团的表面活性剂，其具有较好的辅助乳化效果，能够使其形成的油包水乳状液更加稳定。	9	18	桶装， 25kg/桶	5
润湿剂 HIWET	属于脂肪酸类油润湿剂，能有效润湿油基钻井液中的加重材料和钻屑，改变油基钻井液中固相的亲油亲水性能，提高加重材料及钻屑的亲油性能，有利于改善油基钻井液体系的乳化稳定性。	9	18	桶装， 50kg/桶	2
增粘剂 MOGEL	丙烯酸盐的共聚物，在钻井液中具有增粘、絮凝、改变流型、降滤失等作用。	9	18	袋装， 25kg/袋	4
封堵剂 HISEAL	沥青，黑褐色自由流动粉末。	10	20	袋装， 25kg/袋	4
石灰	以氧化钙为主要成分的气硬性无机胶凝材料。用于调节碱度。	12	24	袋装， 25kg/袋	5
CaCl ₂	氯化钙，颗粒状，控制水相的活度，以防止或减弱泥页岩地层的水化膨胀，保证井壁稳定。	12	24	袋装， 25kg/袋	5
碱式碳酸锌	白色细微无定形粉末，无臭、无味。不溶于水和醇，微溶于氨，能溶于稀酸和氢氧化钠中。	3	6	袋装， 25kg/袋	3
降滤失剂 HIFLO	羧甲基纤维素钠盐，代号为 Na-CMC，简称 CMC，目前常用的有低粘 CMC、中粘 CMC、高粘 CMC 三种。为白色纤维状粉末，具有吸湿性，不溶于酸和醇等有机溶剂，易分散于水中形成胶状液，抗温达 90~140℃，有一定抗盐、抗钙能力。 主要用于各种水基钻井液的降滤失剂，还具有抑制页岩水化膨胀作用、增稠作用等。	3	6	袋装， 25kg/袋	4
超细碳酸钙 (QS-2)	油气井用碳酸钙粉，白色或淡黄色粉末。	5	10	袋装， 25kg/袋	2

本项目焦页 31 号平台优先采用网电供电，柴油发电机作为备用电源，网电供电情况下无燃油使用。在停电情况下采用柴油发电机供电，钻井工程中每个井队配备 1 台 810kW 柴油动力机和 2 台 320kW 发电机组，柴油动力机组额定油耗 209g/kW.h，

发电机额定油耗 60g/kW.h，则每小时油耗约 208kg/h。在最不利情况下，全过程采用柴油发电机供电，单井平均钻井工期约 42 天，纯钻时效取值为 50%，则每口井实际钻井时间为 504h，则最不利情况下采用柴油发电机作为备用电源情况下单井柴油消耗量为 104.8t，2 口井总消耗量为 209.6t 柴油。

(2) 储层改造原辅料

压裂液中主要成分为水，比例在 98%以上。根据建设单位提供资料，本项目前置酸使用情况如下所示：

表 2.2-23 平台盐酸使用量情况表 单位：m³

平台号	31%盐酸使用量	15%盐酸使用量	备注
焦页 31 号平台	319.4	660	盐酸储存按照使用情况，平台内一半储存 15%盐酸量约为 125m ³ 。

现场用酸由具有相关资质的单位拉运至现场使用，在平台内采进行临时配置。压裂药剂均由相关资质的单位采用桶装或者袋装的方式拉运到现场。

本项目压裂液体系及配制材料用量见下表。

表 2.2-23 压裂液体系一览表

压裂液体系		主要成分
压裂液体系	减阻水体系	减阻剂浓度<0.08%后，携砂能力下降幅度较大，储层埋深 2750-3000 米，斜坡带采用 0.08-0.12%减阻剂简化配方。 主体配方：0.08-0.12%减阻剂+0.02%消泡剂+0.02%杀菌剂。
	胶液体系	主体采用 0.25%稠化剂，条带状曲率附近采用 0.3%稠化剂。 胶液配方：0.25-0.3%稠化剂+0.02%消泡剂+0.02%杀菌剂+0.1%黏度调节剂+0.25%流变助剂+0.1%增效剂（助排剂）。
	酸液体系	15%HCl+2.0%缓蚀剂+1.5%助排剂+2.0%粘土稳定剂+1.5%铁离子稳定剂。
	其他液体	钻塞液选用胶液基液，具体配方为：0.25%低分子稠化剂+0.1%复合增效剂（助排剂）+0.02%消泡剂。
	支撑剂体系	综合考虑导流能力及降本要求，采用 70/140 目石英砂+40/70 目石英砂+30/50 目覆膜砂封口。

注：增效剂（助排剂）主要成分为表面活性剂、溶剂，是一种能帮助酸化、压裂等过程中的工作残液从地层返排的化学品，安全技术说明书详见附件。

表 2.2-24 单井压裂材料使用一览表

序号	药品名称	代号	特性	单井平均消耗	最大储存量
1	压裂液量 (m ³)	/	水+添加剂	49501	/
2	工业盐酸 (m ³)	31%HCl	工业生产所得浓度为 31%的盐酸，其主要成分是氯化氢	308	125

3	高效减阻剂	JC-J10	水溶性或油溶性的高分子聚合物。	24	1
4	增效剂	JC-Z01		28	1
5	防膨剂	JC-FC03	小分子阳离子复合物，有效成分为四甲基氯化铵	73	2
6	消泡剂	/	聚二甲基硅醚	5	0.2
7	低分子稠化剂	SRFR-CH3	改性豆胶 $\text{HOCH}_2(\text{CH}_3)\text{CHO}[\text{CH}_2\text{CH}(\text{CH}_3)\text{O}]_n\text{CH}_2\text{CH}(\text{OH})\text{CH}_3$	13	0.5
8	流变助剂	SRLB-2	聚氧乙烯月桂醇醚硫酸钠	13	0.5
9	黏度调节剂	SRVC-2	乙氧基化烷基硫酸钠	2	0.1
10	缓蚀剂	FL4-2	低分子量聚季铵盐	8	0.3
11	助排剂	FL4-4	烷基酚聚氧乙烯醚与三乙醇胺	5	0.2
12	铁稳定剂	FL4-7	十二烷基三甲基氯化铵	5	0.2
13	粘土稳定剂	FL4-3	异抗坏血酸钠	8	0.3
单井支撑剂材料用量 (m^3)					
序号	支撑剂名称	粒径 (目)	特性	单井平均消耗	最大储存量
1	石英砂	70/140	石英石经破碎加工而成的石英颗粒。是一种非金属材料，是一种坚硬、耐磨、化学性能稳定的硅酸盐矿物，其主要矿物成分是 SiO_2 。	1300	/
2	石英砂	40/70		1693	/
3	覆膜砂	30/50	砂粒表面在造型前即覆有一层固体树脂膜的型砂或芯砂。	308	/

本项目焦页 31 号平台储层改造工程采用电驱压裂机组，不涉及柴油动力机使用。

(3) 地面工程原辅料消耗情况

本项目扩建集气站，使用的原辅料主要是电、起泡剂、消泡剂等。

表 2.2-25 集气站主要原辅材料及能源消耗情况一览表

名称	单位	数量	备注
电	$10^4\text{kW}\cdot\text{h/a}$	20	自动控制
起泡剂	t/a	27.77	主要成分椰油酰胺丙基甜菜碱
消泡剂	t/a	54.75	主要成分二甲基硅油
润滑油	t/a	1	主要为增压机等设备保养

表 2.2-26 起泡剂和消泡剂特性表

原辅料名称	特性
起泡剂	主要成分：椰油酰胺丙基甜菜碱 物化性质：无色或淡黄色透明黏稠液体，稳定、易燃，与强氧化剂不相容。 健康危害：短期内吸入较高浓度时对黏膜和上呼吸道有刺激作用，食入对咽喉有刺激造成头晕、恶心呕吐。避免溅入皮肤或眼睛中，以防止意外发生。 危险特性：不燃不爆。 预防措施：操作时戴防护手套、防护眼镜、穿工作服，工作现场禁止吸烟、避免

	进食和饮水。工作完毕请及时清洗身体接触部位。避免与氧化剂接触。搬运时要轻装轻卸，防止包装物及容器损坏。配备相应品种和数量的消防器材及泄漏应急处理设备。
消泡剂	主要成分：二甲基硅油 分子式：(C₂H₆OSi)_n，CAS：9016-00-6。 物化性质：乳白色均匀液体 健康危害：短期内吸入较高浓度时对黏膜和上呼吸道有刺激作用，食入对咽部有刺激、头晕、恶心呕吐。应避免溅入皮肤或眼睛中，以防止意外发生。 危险特性：不燃不爆。 预防措施：操作时戴防护手套、防护眼镜、穿工作服,工作现场禁止吸烟、避免进食和饮水。工作完毕请及时清洗身体接触部位。避免与氧化剂接触。搬运时要轻装轻卸，防止包装物及容器损坏。配备相应品种和数量的消防器材及泄漏应急处理设备。倒空的容器可能残留可能的有害物。

2.2.5 施工组织方案

2.2.5.1 施工时序及进度

本项目施工过程主要分为钻前工程、钻井工程、储层改造工程和地面工程四部分，均依次进行，平台和各管线同时施工。

根据建设单位施工计划，本项目共部署 2 口井，采用单排单钻机钻井，采取井工厂模式，钻井期间按照井工厂依次开展导管、一开、二开、三开。因此各阶段钻井液转换次数仅为一次，减少因转换钻井液体系产生的污染物。储层改造采用依次压裂方式，即完成一口井压裂后继续进行下一口井的压裂。

本项目平台同时施工，按最大施工的时间算，施工期限共计约 479 天。

表 2.2-34 本项目总体施工计划及工期表 单位：天

井号	钻前工程周期	钻井工程周期	储层改造周期		集输工程	合计	备注
			压裂	试气作业			
焦页 31-7HF	5	42	20	10	8	/	
焦页 31-8HF	5	42	20	10	8	/	
合计	10	84	60		16	184	

经与建设单位核实，本项目平台预计均于 2026 年 3 月开工建设，施工期限约 6 个月，预计于 2026 年 9 月完工。

2.2.5.2 组织机构及劳动定员、工作制度

钻前工程施工人员为 20 人，主要为当地居民，仅白天施工。钻井工程每个平台施工人员 50 人，24 小时连续施工。储层改造工程每个平台施工人员 30 人，均在白天施工。地面工程施工人员为 25 人，均在白天施工。

本项目运营期不新增劳动定员，采取无人值守。

表 2.2-35 劳动定员及工作制度表

施工阶段		平台定员（人）	施工总人数	工作制度
施工期	钻前工程	20	20	白天
	钻井工程	50	50	24小时
	储层改造工程	30	30	白天
	地面工程	25	25	白天
运营期		不新增劳动定员		

2.3 影响因素分析

2.3.1 环境影响因素识别及评价因子筛选

2.3.1.1 环境影响因素识别

（1）环境对工程制约因素分析

①环境质量

项目地处农村地区，人口密度小，根据环境质量现状监测结果及实地调查，评价区环境空气、水环境、声环境和生态环境现状良好，能满足其环境功能的要求，其对工程的制约作用较小。

②自然环境

项目占地周边主要为耕地和林地，本项目主要利用现有平台，新增占地较少，临时占地完工后恢复，对土地资源占用影响有限，新增占地部分涉及基本农田需要重点保护。项目所在地不涉及自然保护区、风景名胜区、森林公园、文物古迹、学校以及集中人群等特殊敏感点，项目环境制约因素较小。通过对本项目评价周围的环境现状调查，识别出环境对工程建设的制约因素分析结果见表 2.3-1。

表 2.3-1 区域环境对工程的制约因素分析

序号	环境要素	制约程度	序号	环境要素	制约程度
1	气候资源	轻度	7	生物资源	轻度
2	地形地貌	轻度	8	生态环境	轻度
3	地质条件	轻度	9	景观资源	轻度
4	地表水文	轻度	10	环境空气质量	轻度
5	土地资源	中度	11	地表水质	轻度
6	水土流失	中度	12	声环境质量	轻度

（2）工程对环境影响因素识别

根据环境现状调查、工程生产工艺和排污状况初步分析，以及本项目产生的“三废”和噪声等可能对当地环境造成污染。项目建设对主要环境要素影响分析见表 2.3-2 所示。

表 2.3-2 工程建设对环境要素影响分析

影响性质环境要素		有利影响	不利影响	综合分析
自然环境 生态环境	地表水水文	/	-1	-1
	地下水水文	/	-1	-1
	矿产资源	/	-1	-1
	地形、地质	/	-1	-1
	野生动物	/	-1	-1
	植被	/	-2	-2
	景观	/	-1	-1
	水土流失	/	-2	-2
环境 质量	地表水质	/	-1	-1
	环境空气质量	/	-1	-1
	声环境质量	/	-1	-1
	地下水水质	/	-2	-2
	土壤环境	/	-2	-2

注：上表中“+”表示工程排污对环境为有利影响，“-”表示工程排污对环境为不利影响。“1、2、3”表示影响小、中、大。

根据表 2.3-2 分析结果，筛选出评价需考虑的主要环境要素为：生态环境、地下水、土壤环境。环境要素影响类型及影响程度见表 2.3-3。

表 2.3-3 工程环境影响要素影响程度分析表

要素		影响程度	影响持续性	可逆性	时限
施工期	地下水	小	与污染源同时存在	可逆	短期
	土壤环境	小	与污染源同时存在	可逆	短期
	生态环境	明显	有后续影响	可逆	长期
运营期	地下水	轻度	与污染源同时存在	可逆	长期
	土壤环境	轻度	与污染源同时存在	可逆	长期
	生态环境	轻度	有后续影响	可逆	长期
退役期	生态环境	轻度	有后续影响	可逆	短期

由上述影响识别可知，生态环境、地下水、土壤是本项目的主要环境影响因素；项目属于页岩气开采工程，项目所产生的废水、固废均得到有效处置，涉及的土壤、地下水污染源少，影响程度较小。此外，本项目产生的生产、生活废水均不外排，对

水环境的影响较小。

2.3.1.2 环境影响评价因子识别与筛选

环境影响要素识别说明项目对环境空气、声环境、土壤、地下水、生态环境均将产生影响，因此，评价因子主要是从各环境影响评价要素中筛选，以污染影响关联程度大的污染因子作为环境影响分析因子。本评价同环境影响要素识别所采用矩阵法，工程开发活动的行为按三期划分为施工期、运营期和退役期，评价因子筛选详见表 2.3-4。

表 2.3-4 项目污染因子的识别和筛选表

环境影响 的关联程度 工程行为	废气			废水			噪声	固废
	颗粒物	NO _x	非甲烷 总烃	SS	COD	COD、SS、 石油类、Cl-等	Leq	
1.施工期								
钻井及储层改造	/	/	/	/	1	2	4	2
站场扩建	1	/	/	1	1	/	1	1
2.运营期								
地面集输	1	1	1	/	/	2	1	1
办公生活	/	/	/	1	1	/	1	/
3.退役期								
废弃管道、设备	1	/	/	/	/	/	1	1
设施拆除、封井、复垦	1	/	/	/	/	/	1	1

注：影响关联程度用级别 1、2、3、4、5 表示，级别 1 为影响轻微，级别 2 表示可以接受，级别 3 表示中等影响，级别 4 表示较大影响，级别 5 表示有严重影响。

表 2.3-5 生态影响评价因子筛选表

时段	受影响对象	评价因子	工程内容及影响方式	影响性质	影响程度
施工期	物种	分布范围、种群数量、种群结构、行为等	主要为工程施工占地，导致局部范围内的生境直接破坏，施工活动产生的噪声、振动等对野生动物行为产生干扰。	短期/可逆	弱
	生境	生境面积、质量、连通性等		短期/可逆	弱
	生物群落	物种组成、群落结构等		短期/可逆	弱
	生态系统	植被覆盖度、生产力、生物量、生态系统功能		短期/可逆	弱
	生物多样性	物种丰富度、均匀度、优势度等		短期/可逆	弱
	生态敏感区	主要保护对象、生态功能等		短期/可逆	弱
	自然景观	景观多样性、完整性		短期/可逆	弱
	自然遗迹	遗迹多样性、完整性	本项目不涉及自然遗迹	/	/

时段	受影响对象	评价因子	工程内容及影响方式	影响性质	影响程度
运营期	物种	分布范围、种群数量、种群结构、行为等	主要为站场运行过程中噪声对区域野生动物行为产生干扰。	长期/可逆	弱
	生境	生境面积、质量、连通性等		/	/
	生物群落	物种组成、群落结构等		/	/
	生态系统	植被覆盖度、生产力、生物量、生态系统功能		/	/
	生物多样性	物种丰富度、均匀度、优势度等		/	/
	生态敏感区	主要保护对象、生态功能等		/	/
	自然景观	景观多样性、完整性		/	/
	自然遗迹	遗迹多样性、完整性	本项目不涉及自然遗迹	/	/
服务期满后	/	/	施工活动产生的噪声、振动等对野生动物行为产生干扰。	短期/可逆	弱

2.3.1.3 评价因子确定

根据表 2.3-2 工程环境影响要素识别及筛选和表 2.3-4~5 污染因子识别及筛选结果，确定环境质量现状、影响评价的主要评价分析因子如下：

(1) 现状评价因子

- ①地表水：pH 值、COD、氨氮、石油类、硫化物、氯化物；
- ②环境空气：SO₂、NO₂、PM₁₀、PM_{2.5}、CO、O₃；
- ③声环境：等效 A 声级；
- ④生态环境：物种组成、群落结构、生态系统、生物多样性、土地利用现状、植被覆盖度、景观。
- ⑤地下水：pH、氨氮、硝酸盐、亚硝酸盐、挥发性酚类、氰化物、总硬度、砷、汞、铬（六价）、铅、氟、镉、铁、锰、溶解性总固体、耗氧量、硫酸盐、总大肠菌群、菌落总数、钡。八大离子：K⁺、Na⁺、Ca²⁺、Mg²⁺、CO₃²⁻、HCO₃³⁻、Cl⁻、SO₄²⁻。
- ⑥土壤：农用地选取《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB 15618-2018）基本项目 8 项+pH、石油烃、硫化物、全盐量；井站内采用《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）45 项基本项目+石油烃、硫化物、全盐量。

(2) 影响预测因子

根据项目建设时序及建设特点，本项目影响预测因子如下所示：

①施工期

环境空气：NO_x、颗粒物、SO₂、CO；

地表水：COD、SS、NH₃-N、SS、BOD₅、石油类、氯离子；

噪声：等效连续 A 声级；

固废：生活垃圾、水基钻井泥浆及岩屑、临时土石方、废油、油基钻井泥浆及油基岩屑、含油固废、废弃泥浆、施工废料、化工料桶；

地下水：COD、石油类、氯化物

土壤：石油烃、氯化物；

环境风险：甲烷泄漏并伴生/次生污染物排放；废水泄漏、柴油泄漏等风险。

生态环境：土地利用（地表扰动面积及类型）、物种组成、群落结构、生物量损失、物种多样性、生态系统、土壤肥力及林地立地条件。

②运营期

环境空气：非甲烷总烃；

地表水：COD、SS、氯离子、石油类；

声环境：等效连续 A 声级；

地下水：COD、石油类、氯化物

土壤：石油烃、氯化物；

固体废物：废润滑油、生活垃圾、废水池污泥、泡排药剂桶；

环境风险：甲烷泄漏并伴生/次生污染物排放；废水泄漏、柴油泄漏等风险；

生态环境：土地利用（地表扰动面积及类型）、物种组成、群落结构、生物量损失、物种多样性、生态系统、土壤肥力及林地立地条件。

③退役期

固体废物：拆除废渣；

生态环境：土地利用（地表扰动面积及类型）。

2.3.2 施工期污染影响因素分析

2.3.2.1 钻前工程

本项目钻前工程主要包括平台建设、废水池建设、方井井口建设、钻井设备及其活动板房基础构筑等，主要为土建施工，由专业施工单位组织当地民工作业。钻前工艺流程见图 2.3-1：

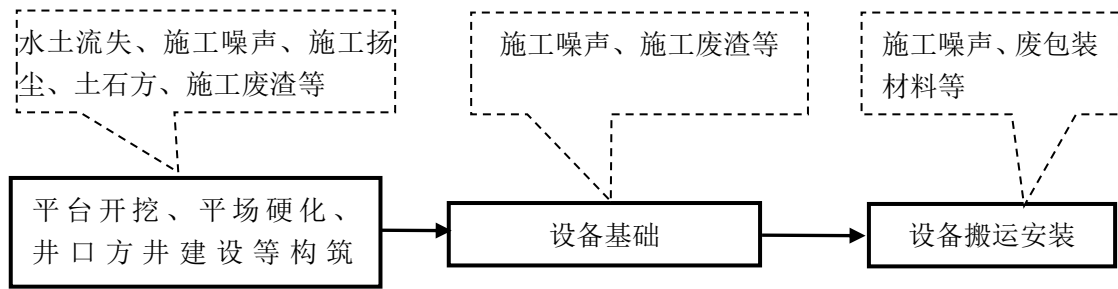


图 2.3-1 钻前工程产污节点图

2.3.2.2 钻井工程

(1) 清水钻井阶段

本项目导管、一开段采用清水钻井。此阶段钻井液为清水+膨润土，不添加其他成分。钻井优先采用网电动力机作为钻井动力，通过钻机转盘带动钻杆切削地层，同时将清水泵入钻杆注入井内高压冲刷井底地层，将钻头切削的岩屑不断地带至地面，利用振动筛分离岩屑和钻井液，分离的钻井液带入泥浆罐循环利用。一开段产生的清水钻井岩屑经不落系统收集后经岩屑暂存区暂存，最终采用资源化利用。该阶段主要的产污环节为泥浆泵、泥浆循环系统产生的噪声及钻井清水岩屑。钻井过程中清水循环使用，该阶段完成后的剩余清水在循环罐内直接用于配制水基钻井液。

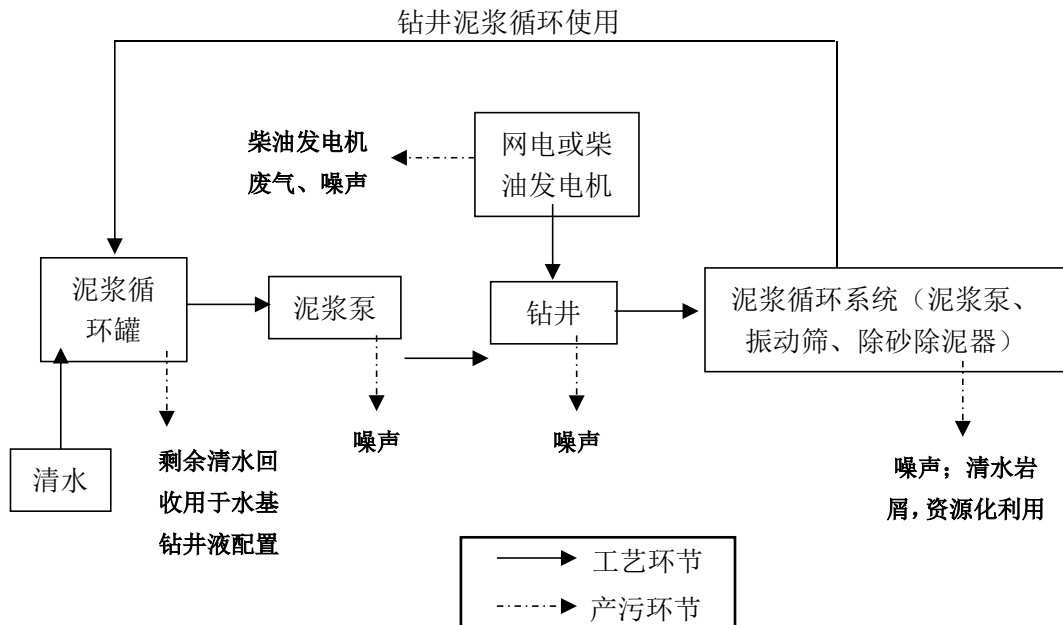


图 2.3-2 清水钻井阶段及产污环节示意图

(2) 水基钻井阶段

二开段采用水基钻井液体系，钻井工艺与清水钻井工艺相似，钻井过程中以水基

钻井液作为载体将岩屑带至地面，振动筛分离的钻井泥浆进入泥浆罐循环利用，水基钻井岩屑经不落地系统收集后经岩屑暂存区暂存，最终采用资源化利用。水基钻井阶段完成后剩余水基钻井泥浆排入循环罐暂存，回用于其他钻井平台。

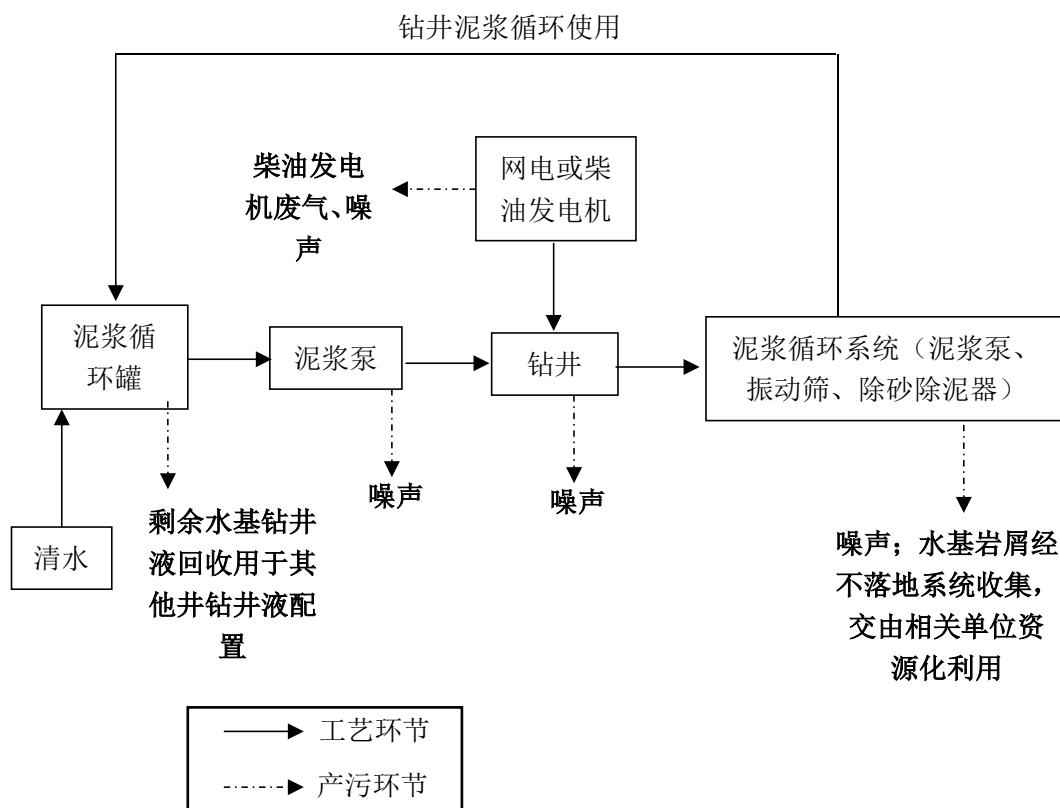


图 2.3-3 水基泥浆钻井及产排污环节图

水基泥浆钻井阶段循环工艺介绍（泥浆不落地操作平台）

水基泥浆通过钻杆立柱不断地由井口进入井底，带动钻头旋转不断切割岩石，同时泥浆夹带着产生的岩屑由钻杆与井壁之间的环形空间返回至井口。

水基泥浆钻阶段中，钻井循环系统的振动筛、除砂除泥器产生的钻井废弃物通过滑槽及螺旋输送机收集暂存于接收罐。如果钻井废弃物中岩屑含量高则经过振动筛分离岩屑避免岩屑对设备及管线的磨损后进入脱稳反应装置，如果岩屑含量低直接提升到脱稳反应装置中，当废弃泥浆产生量大于设备处理能力或设备临时检维修时废弃泥浆泵入应急暂存罐临时存放，在具备处置条件后再泵入系统进行处置。脱稳的钻井废弃物固液分离，泥饼卸料后由皮带输送机或螺旋输送机输送到设备泥饼接收槽，定期用装载机和挖掘机运送到岩屑堆放区，及时拉运至周边具有相关环保手续的砖厂或有资质、能力的工业废弃物综合利用企业进行资源化利用处置。

钻井废泥浆和岩屑经现场实施泥浆不落地工艺后分离出的钻井废水通过水罐储存回用钻井过程中，最终剩余钻井废水用于压裂液配置，不能回用部分通过密闭罐车运至涪陵页岩气田采出水处理站处理。

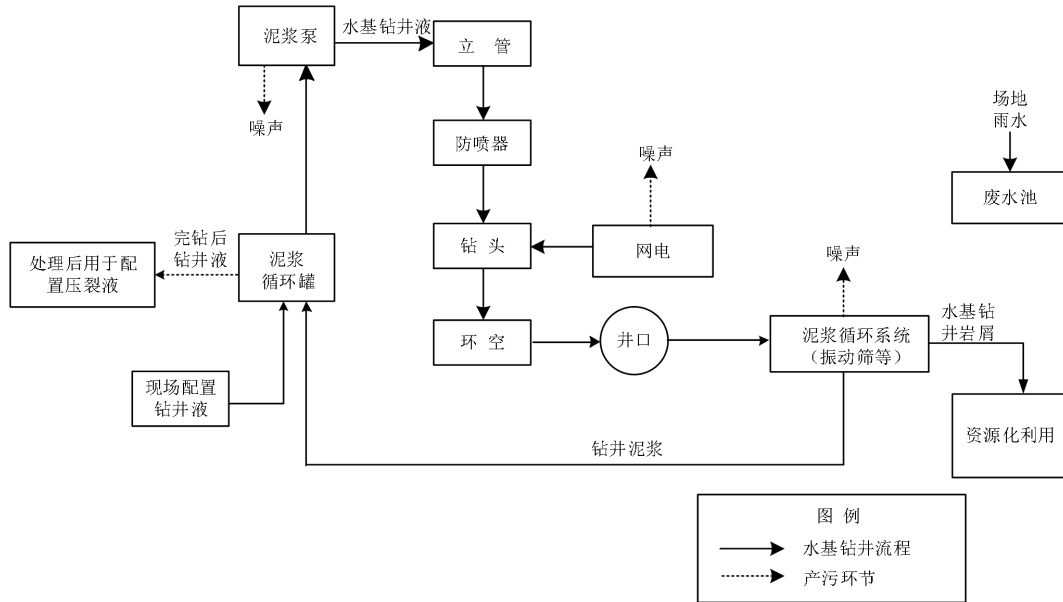


图 2.3-4 水基泥浆钻井阶段及产污节点框图

由上图可知，水基泥浆钻阶段产生的主要污染物为钻机、泥浆泵、振动筛等设备产生的噪声，在沉淀罐清掏出的岩屑和在泥浆不落地系统循环罐中经检测性能不满足使用要求的废水基泥浆，以及在钻井过程中产生的钻井废水；此外，钻井过程各钻井设备将使用润滑油，将产生少量油类，为危险废物。钻井过程严格按照钻井作业指导书进行，尽量提高泥浆的循环利用率，钻井过程中水基泥浆实现 90%循环利用。

三开水平段钻井阶段循环工艺介绍（泥浆不落地操作平台）

采用油基钻井液钻进。钻井通过电动钻机转盘带动钻杆切削地层，同时将油基钻井液泵入钻杆注入井内高压冲刷井底地层，将钻头切削的岩屑不断地带至地面，利用振动筛分离岩屑和钻井泥浆，分离的钻井液带入泥浆循环罐循环利用，钻井岩屑在振动筛后集中收集，不落地。

在该阶段主要的产污环节为泥浆泵、泥浆循环系统产生的噪声及油基钻井岩屑。钻井过程中钻井液循环使用，完钻后油基钻井液由井队回收，随井队用于后续钻井工程。油基岩屑经泥浆循环系统分离后直接由吨桶收集，交由重庆海创环保科技有限公司等具有资质的第三方处置单位处置。

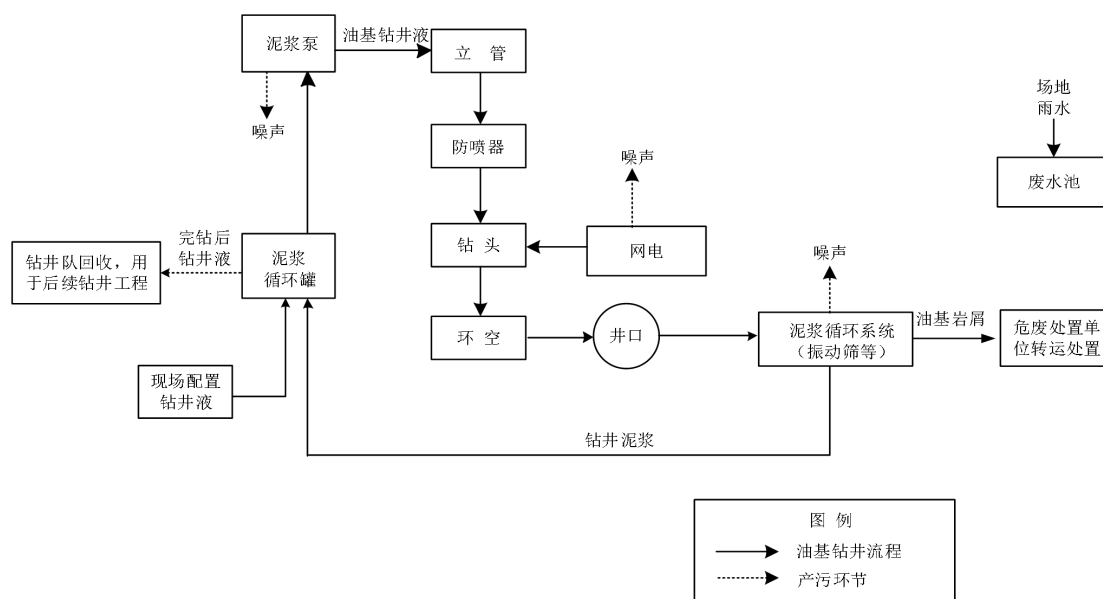


图 2.3-5 油基钻井液体系钻井及产污环节示意图

（4）钻井工程主要原辅材料种类

根据钻井设计，本项目钻井阶段主要使用的原辅料主要为钻井泥浆、固井水泥、柴油、清水等。

钻井泥浆的组成根据不同地层性质和地下压力进行配比，水基钻井泥浆组成以物质化学性质稳定、无毒无害的无机盐和大型聚合物为主，不添加汞、铬、铅等重金属有毒有害物质。

（4）固井作业

固井是在已钻成的井眼内下入套管，然后在套管与井壁之间环空内注入水泥浆将套管和地层固结在一起的工艺过程。固井作业与钻井过程交替进行，各井段钻至预定深度后，下套管进行本井段固井作业，然后开始下一井段钻进及固井，依次交替进行，直至钻至目的深度并下套管固井。

（5）完井作业

本项目水平段完成钻井作业后，下入 $\Phi 139.7\text{mm}$ 套管后即完井。

在完井后，对生活区和平台上无法重复利用的设施、设备进行拆除和回收，统一收集后交予专业回收单位处置；同时，对构筑的设备基础进行拆除。撤离前，确保钻井作业产生的污染物得到妥善处理，做到“工完、料净、场地清”，并恢复临时占地的原有土地利用状况。

建设单位应依法办理环保手续，并严格按照钻井平台环保标准进行验收。验收合

格后方可交井，并对后续可能出现的环保问题承担责任，确保环境管理工作的全面落实。

2.3.2.3 储层改造工程

储层改造工程即压裂试气工程，包括前期准备、压裂、钻塞、放喷排液及测试求产等工序，产生的主要污染物为洗井废水、压裂返排液、放喷废气及各工序产生的噪声，其工艺流程及产污环境示意图 2.3-6。

1) 前期准备

①洗井：钻井完井后，采用清水对井壁进行清洗，利用水泵将水通过钻杆内部压入井下，然后通过钻杆与套管之间的环空返回地面。本阶段产生的污染物主要为废水和噪声，其中废水中主要含 SS，最终由管道排入废水池，用于配制压裂液。

②刮管：下 $\Phi 73\text{mm}$ 钻杆底带套管刮削器至井底，并分别在桥塞坐封处反复刮削不少于 3 次。清除井下套管内壁的水泥、沙土、划痕、石蜡、毛刺以及其他附着物，使套管内壁变得清洁。

③通井：将 $\Phi 73\text{mm}$ 钻杆、 $210\text{mm}\times\Phi 105\text{mmH}$ 型安全接头、 $\Phi 112\text{mm}\times 2\text{m}$ 通井规自上而下组合成管柱，伸入井中对井径进行检查。

④试压：套管、井口及封井器试压 95MPa，稳压 30min，压降不超过 0.5MPa 为合格；起钻。本阶段主要污染物为噪声。

⑤拆防喷器组合：拆掉防喷器组合，关闭上部大阀门，并在上面盖上铁板并固定，防止落物入井或落物损坏大闸门。

⑥换压裂井口：清水对井筒、压裂井口试压 95MPa，稳压 30min，压降不超过 0.5MPa 为合格。

⑦安装固定地面流程：安装两级地面测试流程和放喷测试管线，固定牢固；上油管头三通连接好测试流程，流程试压合格。

⑧开工验收：由现场施工总指挥召集作业监督、各施工单位负责人、设计单位负责人、各工序和岗位负责人，对施工准备情况、人员配置、HSE 进行检查，同时明确试气运行组织机构及相关注意事项，各工艺负责人就工艺衔接相互进行交底。

2) 压裂

①下射孔枪

采用连续油管组下射孔枪。连续油管+凹痕接头+双瓣式单流阀+液压丢手+变扣

接头+压力开孔点火头+射孔枪+压力点火头+射孔枪（包括接头及引鞋）；连续油管下放至井底，下放过程中钻压不超过 300kg。然后进行深度定位，连续油管接近井底时，下放速度 2m/min-3m/min，下探井底时施加钻压不超过 500kg，避免损坏射孔枪。

②坐封桥塞

在压裂完成后，需要封堵已完成压裂的下部井段，为上返测试、压裂改造等工艺技术的成功实施提供保障。

③射孔

采用特殊聚能器材进入井眼预定层位进行爆炸开孔让井下地层内流体进入孔眼。射孔后起出射孔工具。

④前置酸

前置酸配制主要是采用外运的 31%盐酸在井场内的盐酸储罐中稀释至 15%（盐酸储罐内先加入适量水，然后将 31%盐酸泵入储罐）。现场将酸罐呼吸孔排放的少量盐酸雾引至水中吸收。前置酸对地层进行处理，起到减压、解堵的作用。压裂液为碱性，压裂前置酸经压裂液中和后无酸返出。

⑤压裂

压裂即用压力将地层压开一条或几条水平的或垂直的裂缝，并用支撑剂将裂缝支撑起来，减小油、气、水的流动阻力，沟通油、气、水的流动通道，从而达到增产的效果。平台压裂期间，配备 40 个配液罐，40m³/个，用于压裂液配制；罐区地面铺设防渗膜，并设置临时围堰，围堰容积不小于单个罐体最大储存量，利用地面高压泵组将配置好的压裂液以超过地层吸收能力的排量注入井中，在井底憋起高压，当此压力大于井壁附近的地应力和地层岩石抗张强度时，在井底附近地层产生裂缝；继续注入带有支撑剂的携砂液，裂缝向前延伸并填以支撑剂；压裂后裂缝闭合在支撑剂上，从而在井底附近地层内形成具有导流能力的填砂裂缝。压裂产生的污染物主要为噪声。待一段压裂完成后，向井下再放置桥塞，重复上段压裂过程，直至压裂全部水平井段。

3) 钻塞

磨穿水平井各段桥塞。

4) 下生产管柱

下生产管柱，将压裂井口换成采气井口。

5) 测试放喷

为避免地层吐砂，开始返排的速度应小于 200L/min（12m³/h），分别采用 4、6、8mm 油嘴放喷，每个油嘴放喷时间 4-6h，再改用 10、12mm 油嘴放喷排液，根据排液情况和井口压力再定产量规模；具体的要根据井口压力及出砂情况相应调整。井口压力原则上不低于 12MPa。当产液量小于 10m³/h 或者产气量高于临界携液流量时，进入测试求产阶段。为减小井下积液的影响，采用油嘴从大到小的方式测产。本阶段产生的污染物有放喷噪声、压裂返排液、燃烧废气及热辐射。

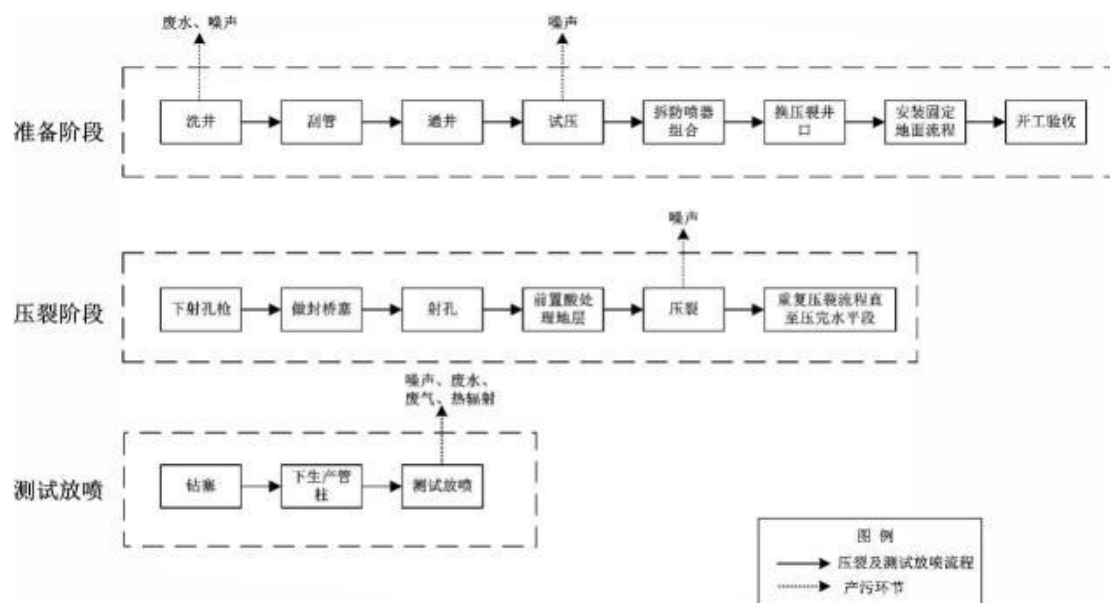


图 2.3-6 储层改造及产污环节示意图

试气地面流程采用气动薄膜阀的压力自动控制原理，当上游压力高于预定压力时，指挥器弹簧压迫其活动部分向下移动，首先关闭指挥器上阀口，接着打开下阀口，允许气压进入气动阀薄膜下部，推动气动薄膜阀的阀座打开，上游压力逐渐降低。当压力降至设定值时，指挥器阀芯会同时关闭上、下两个阀口，气动阀薄膜保持当前的状态，保证上游维持一个稳定的压力。当上游压力低于预定压力时，指挥器活动部分会往上移动，打开其阀芯的上阀口，允许从气动阀薄膜底部排放气体。当其薄膜底部压力减小后，气动阀芯会向下移动，关小阀口，直至设定值时，关闭上、下阀口，保持当前的平衡状态，依然维持上游与设定值相等的稳定压力。测试过程中产生的可燃气优先进站，在日产气量稳定情况下，测试时产生的天然气可以实现全部进站，不能进站时引至放喷池点燃，可有效降低页岩气放喷燃烧大量气体。

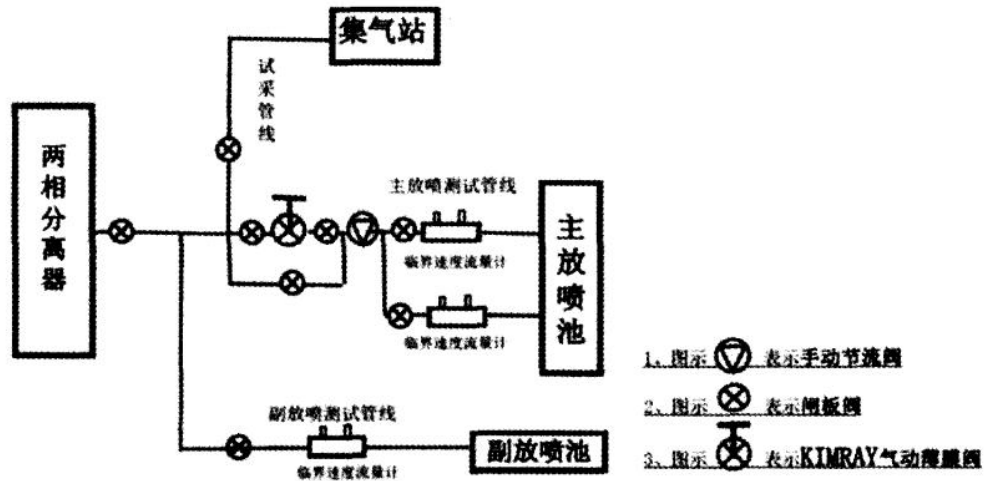


图 2.3-7 进站试气流程示意图

测试过程不能进站时经放喷池点火放喷，压裂返排液经放喷管线进入放喷池后最终排入废水池，经絮凝沉淀后用于后续压裂工程，无法回用的管输至涪陵页岩气田采出水处理站处理达标后排放。

2.3.2.4地面工程

地面工程建设工艺流程及产污环节示意图见图 2.3-8 所示。

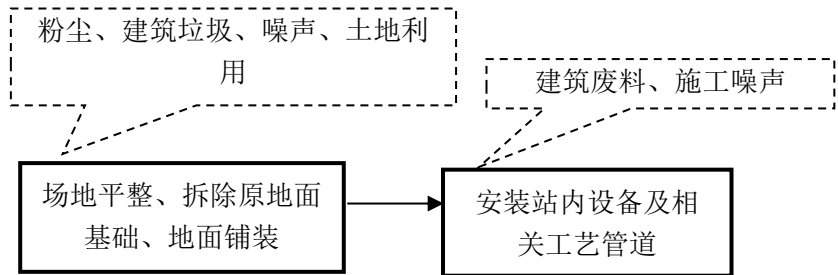


图 2.3-8 站场建设环境影响因素示意图

本项目各集气站部分依托已建站场集输，本项目地面工程仅涉及相关设备安装，设备安装过程中将产生少量土石方，挖填方实现场内平衡，且集气站现状为地面硬化处理，水土流失量很小。

2.3.3运营期污染影响因素分析

2.3.3.1集输工程

采出物经两相流量计计量后进入两相分离器进行气液分离，分离出的气相进行计量后输送至焦石坝地区已建管道输送至 1#、2#脱水站处理；分离出的污水经场内废水池收集暂存，优先回用于焦石坝区块页岩气平台压裂。其过程如图 2.3-10 所示。

图 2.3-9 项目集输及产污节点示意图

1) 井口工艺

随着天然气开采的不断深入，天然气可能携带地层的砂石或者压裂液中的陶粒进入集气流程，对设备造成损坏，故需要进行除砂。平台井口安装除砂撬，井口设紧急切断联锁，井口压力、温度设远传信号。

该过程污染物主要为除砂器过滤产生的地层砂石或者压裂液中的陶粒，属一般固废。

2) 泡排工艺

泡沫排水采气是从井口向井底注入起泡剂（表面活性剂），当其与井底积液接触后，减少了液体表面张力，同时生成大量低密度含水泡沫，将积液携带至地面。然后在集气站内将消泡剂通过人工添加混合，再泵入到除砂撬出口管道中。

3) 气液分离

加热炉出口产物经两相流量计分离计量后由采气管线输送至集气站，最后由集气站的生产分离器气液分离后输送至脱水站，后期压力低时利用站内及新建压缩机增压外输输送至脱水站。经脱水站处理后外输。

该过程污染物主要为生产分离器产生的采出水和噪声；采用压缩机产生的噪声、废水和废油。

4) 放空

当井口压力过高或过低时报警并关断紧急切断阀。在项目的管线超压、检修的情况下，进入集气站内的放空管经点火后排放。

该过程污染物主要为放空过程中产生的噪声、放空废气。

2.3.3.2 井下作业

项目运营期油气开采工序产生的污染物主要为井下作业废水。气井后期生产过程中，对于发生故障的气井将进行井下作业，使其恢复正常生产，因此，项目运营期会不定期进行井下作业（洗井、清砂、修井），作业期间会产生少量的井下作业废水。

2.3.4 退役期污染影响因素分析

应按照《油气田开采废弃井永久性封井处置作业规程》（GB/T 43672-2024）、《废弃井封井回填技术指南（试行）》等技术要求对井口进行封堵。封堵后将采取一系列清理工作，包括地面设施拆除、永久性占地范围内水泥平台或砂砾石铺垫清理，

随后进行复垦和植被恢复。清理工作会产生清洗废水、建筑垃圾和施工人员的生活污水和生活垃圾。

2.3.5 生态环境影响因素

(1) 施工期

本项目平台均不涉及扩建平台，工程建设对生态环境的影响主要发生在施工期钻前工程。施工期井场地面开挖活动会破坏施工用地红线范围内的地面，造成水土流失，会临时改变土地利用性质，减少农业面积。施工噪声、人为活动会对施工约 200m 范围内的野生动物产生一定的影响；对平台井站占地及周边 300m 范围内的生态系统、生物多样性、景观格局等产生短期影响。本项目不涉及新增永久占地，不会导致区域土地利用格局的发生明显变化，对区域土地利用结构影响甚微，对区域生态系统、生物多样性、景观格局等。

(2) 运营期、退役期

项目运营期站场对植被主要的影响体现在集气站天然气放空、平台井站放空时产生的热辐射及特征污染物等对植被的影响。项目退役后，平台井站、水池等永久占地将进行生态恢复，建设用地将向耕地、林地等用地转换。

2.4 污染物产生及排放情况

2.4.1 施工期

2.4.1.1 废水

(1) 钻前工程

钻前工程废水包括施工废水和施工人员生活污水。施工废水主要为井场基础建设时砂石骨料加工等产生的含 SS 废水，施工废水经沉淀处理后回用。平台钻前工程施工人数为 20 人，施工时间总计为 10 天，生活用水量按 120L/（d·人）人计算，因此钻前工程用水总量为 24m³，排污系数取 0.80，则生活污水产生量为 19m³。生活污水主要污染物为 COD、BOD₅、SS 和 NH₃-N，浓度分别为 400mg/L、200mg/L、250mg/L、25mg/L。钻前工程施工人员租住附近民房，不设施工营地，生活污水利用当地旱厕收集后农肥。则本项目钻前工程排水情况见下表。

表 2.4-1 钻前工程排水一览表

施工阶段	施工人数	施工天数	用水量（m ³ ）	排水量（m ³ ）
钻前工程	20	10	24	19

(2) 钻井工程

1) 场地雨水

根据涪陵区气象资料，年均降雨量为 1300mm，年均蒸发量约为 1107mm。结合本工程焦页 31 号平台井场方井区域及井架相关污染区占地约为 500m²，根据平台钻井及储层改造工程总时间计算，本项目场地雨水情况如下表：

表 2.4-2 场地雨水一览表

类型 \ 平台号	焦页 31 号平台
污染区占地面积/m ²	500
钻井工程施工天数	84
储层改造工程施工天数	60
场地雨水合计/m ³	38

方井雨水和污染区雨水定期通过污水泵泵入污水池暂存，结合本项目特征，场内场地雨水主要污染物为 SS 和石油类，经絮凝沉淀、杀菌处理，满足压裂回用水质标准要求后，回用于本平台压裂工序。其他非污染区通过场内清水沟排放。

2) 生活污水

本项目平台钻井工程生活污水产生量情况如下表所示：

表 2.4-3 钻井工程生活污水一览表

类型 \ 平台号	焦页 31 号平台	备注
施工人数/人	50	
用水标准 L/d	120	/
钻井工程施工天数	84	/
生活用水总量/m ³	504	排污系数取 0.80
生活污水合计/m ³	403	/

3) 钻井废水

根据钻探公司通过大量现有清洁化操作方案钻井作业数据的统计分析，常规钻井阶段新鲜水的损耗量约总用水量的 5%，平均每钻 1m 进尺产生用水量约 0.5m³，本项目清水钻井及水基泥浆钻井总进尺约 5418m，因此钻井用水总量为 2709m³，经泥浆不落地系统处理后回用于配制钻井液或者冲洗设备等。

根据调查目前钻井废水的回用率已达到 85%以上（本次评价按照 85%考虑），可计算钻井废水回用量 2324m³，新鲜用水量 385m³，包含平台钻井过程中产生的雨

水量。钻井过程中废水损耗量 135m^3 ，完钻后剩余的钻井废水 249m^3 ，在废水池暂存，用于后续压裂液的配置。本项目钻井废水产生情况见下表。

表 2.4-2 焦页 31 平台钻井废水一览表

井号	清水及水基 泥浆钻井长 度 (m)	钻井总 用水量 (m^3)	回用量 (m^3)	新鲜用水 量 (m^3)	损耗量 (m^3)	剩余废 水量 (m^3)	备注
焦页 31-7HF	2690	1345	1165	180	67	113	用于焦页 31-8HF 钻井
焦页 31-8HF	2728	1364	1159	205	68	136	/
合计	5418	2709	2324	385	135	136	优先用于平台 配置压裂液
注：废水优先用于周边平台压裂液配置，无法回用由废水池暂存后由管输至涪陵页岩气田采出水 处理站处理。							

(3) 储层改造工程

1) 洗井废水

项目采用清水洗井，清水中添加有少量洗涤剂，压入井内的清水会在排液测试阶段从井底返排出来，根据建设单位在焦石坝区块其他平台洗井废水量统计，焦石坝区块区域内单口井约 180m^3 ，主要污染物指标为 pH 值、COD、悬浮物、石油类、阴离子表面活性剂等，因此本项目共产生洗井废水 360m^3 。本项目 2 口井不依次洗井，单井洗井后产生的废水回用于本井压裂液配置。

2) 压裂返排液

本项目涉及的焦页 31 号平台现状钻井、压裂施工比较久远，其施工过程数据不具备参考性，因此本次评价根据建设单位实际生产经验，返排液开井初期，返排液量较大，返排率可达 20~30%，之后逐步递减。按最不利情况考虑，取初期返排率 30% 进行核算。

根据设计资料，单井平均总液量 40920m^3 。压裂闷井后，约 12276m^3 （占压裂液 30%，按初期最高返排率考虑）以压裂返排液的方式排出，返排周期约 20 天，平均每日返排量约 613.8m^3 （为初期平均最高返排量），工艺上可通过控制放喷阀门的尺寸控制返排作业，进而控制每日返排量；其余约 28864m^3 （约占压裂液 70%）储存于地层中，在后续采气过程中逐渐返排。主要污染物为氯离子、COD、SS、石油类等，根据焦页 70-S2HF 井压裂废水监测结果，其污水主要污染物为 COD、氨氮、氯化物和石油类，预计污染物浓度为 COD: 464mg/L 、氯化物: 10900mg/L 、氨氮: 42.8mg/L 、

石油类 16.8mg/L。压裂返排液在废水池、配液罐暂存，经“混凝沉淀+杀菌”处理工艺处理后，优先回用于本平台压裂工序。压裂阶段设 40 个 40m³ 压裂配液罐及不少于 1000m³ 废水池，最大可贮存废水量 2600m³，压裂液配液罐在压裂作业期间布置，布置在井场原设备区，利用原有挡污墙和防渗系统。压裂返排液处理设施能力能够满足初期高返排量的处理需求。根据建设单位提供资料，一般情况下压裂返排液回用 5 次后，压裂返排液不再用于压裂液配置，管输至涪陵页岩气田采出水处理站处理。

表 2.4-5 焦页 31 平台压裂返排液一览表 单位: m³

井号	压裂液总 用量	地层里	返排量	新鲜水用量	盐酸 用量	循环量	循环来源	剩余量	去向
焦页 31-7HF	40920	28644	12276	39981	330	609	钻井废水、初期雨水、 洗井废水	12276	焦页 31-8HF
焦页 31-8HF	40920	28644	12276	28314	330	12276	来源于焦页 31-Z8HF 压裂返排液	12276*	用于其他平台配置压裂液
合计	81840	57288	24552	68295	660	12885	/	12276	用于其他平台配置压裂液
住注：*为用于其他平台配置压裂液量。									

4) 生活污水

本项目平台储层改造工程生活污水产生量情况如下表所示：

表 2.4-3 储层改造工程生活污水一览表

平台号 类型	焦页 31 号平台	备注
施工人数/人	30	
用水标准 L/d	120	/
储层改造工程施工天数	60	/
生活用水总量/m ³	216	排污系数取 0.80
生活污水合计/m ³	173	/

生活污水主要污染物为 COD、BOD₅、SS 和 NH₃-N，浓度分别为 400mg/L、200mg/L、250mg/L、25mg/L。利用井场及生活区环保厕所收集后外运污水处理厂处置，不外排。

(4) 地面工程

1) 施工废水

施工期采用成品混凝土，生产废水为集气站产生的少量混凝土养护废水，主要污染物为 SS，浓度为 3000mg/L，混凝土养护用水量约为 1m³，经沉淀后回用场地洒水。

2) 残留返排液

本项目集气站将拆除部分设备，拆除设备时管道及相关设备内残留部分返排液，经收集后于废水池暂存，用于区域内其他平台回用，不能回用时管输至涪陵页岩气田采出水处理站处理，不外排。

3) 试压废水

站内管道敷设完成后需要采用清洁水为介质进行试压。本项目试压废水量约为 10m³。试压排放废水中主要污染物为悬浮物，含少量泥沙，废水中 SS 浓度低于 100mg/L，经沉淀后回用场地洒水。

4) 生活污水

本项目地面工程施工过程中施工人员的生活污水产生量情况如下表所示：

表 2.4-3 地面工程生活污水一览表

平台号 类型	地面工程	备注
施工人数/人	25	
用水标准 L/d	120	/
地面工程施工天数	16	/

生活用水总量/m ³	48	排污系数取 0.80
生活污水合计/m ³	38	/

生活污水主要污染物为 COD、BOD₅、SS 和 NH₃-N，浓度分别为 400mg/L、200mg/L、250mg/L、25mg/L。地面工程施工人员租住附近民房，不设施工营地，生活污水利用当地旱厕收集后农肥。

表 2.4-8 施工期废水产生及去向一览表 单位 m³

用水环节	名称	总用水量	新鲜用水量	损耗量	循环量	最终废水量	本项目利用量	处理量	排放量	去向
钻前工程	生活污水	24	24	5	0	19	0	19	0	旱厕收集农肥
钻井及储层改造工程	钻井废水	2709	368	135	2341	233	96	136	0	用于压裂液配置，无法回用部分由涪陵页岩气田采出水处理站处理
	洗井废水	360	360	0	360	0	0	0	0	管输至涪陵页岩气田采出水处理站处理
	压裂返排液	81840	68311	57288	12276	24552	12869	12276	0	拉运至当地污水处理厂
	生活污水	720	720	144	0	576	0	576	0	沉淀后洒水抑尘
地面集输工程	施工废水	4	4	0	4		4	0	0	沉淀后洒水抑尘
	试压废水	30	30	0	30	0	30	0	0	旱厕收集农肥
	生活污水	48	48	10		38	0	38	0	/
合计		85735	69865	57582	15011	25418	12999	13046	0	/

注：雨水纳入钻井废水统计，洗井废水纳入储层改造废水统计，但在水平衡图体现。

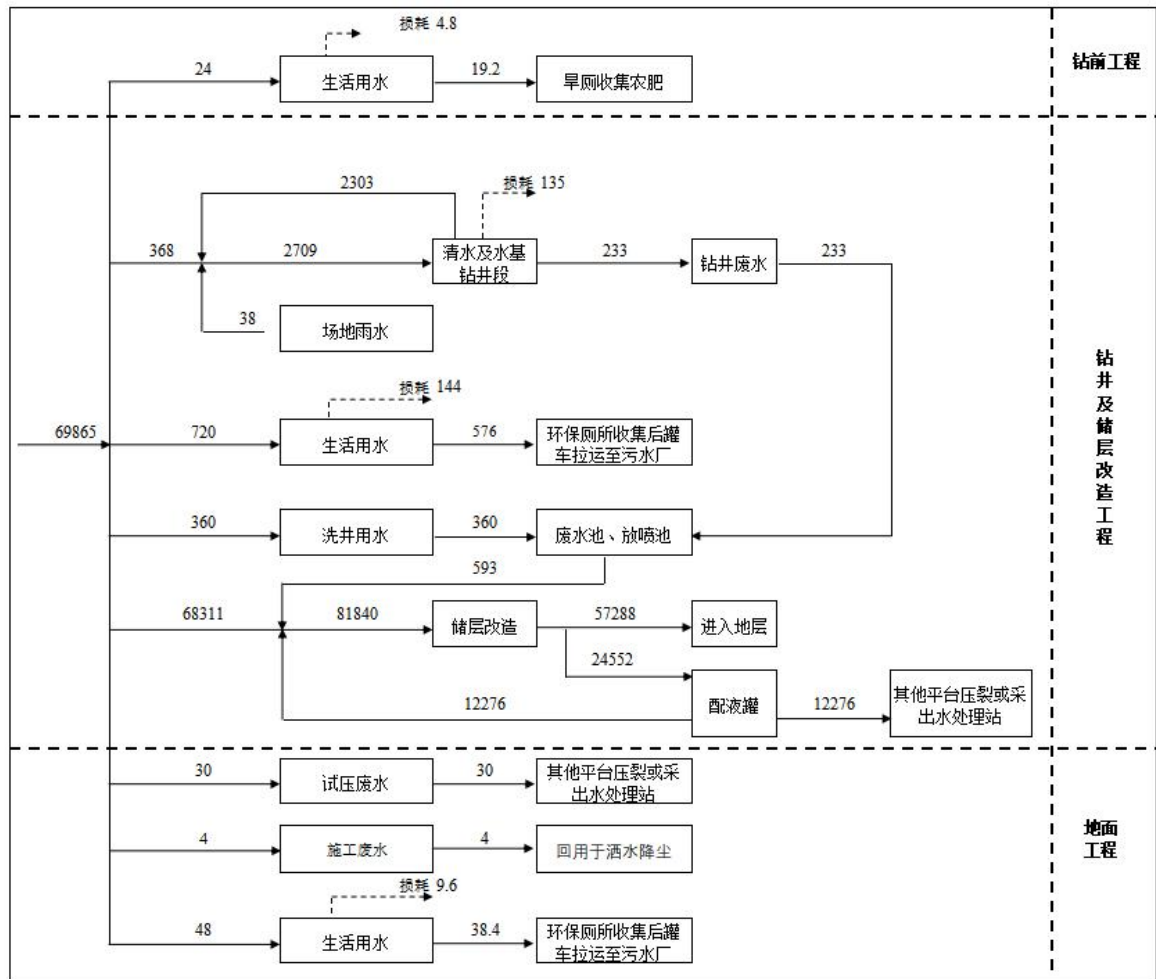


图 2.4-1 本项目施工期水平衡图

2.4.1.2 废气

(1) 钻前工程

钻前工程大气污染物主要为施工扬尘、施工机械和运输车辆尾气。施工扬尘为土石方开挖、材料运输、卸放等过程中产生，主要污染物为 TSP。施工机械和运输车辆尾气主要污染物为 NO_x 和 CO。该工序施工时间短，且施工量较小，废气产生量较少。

(2) 钻井及储层改造工程

1) 油基泥浆钻井废气

油基泥浆钻井废气主要来源于油基泥浆钻井过程、油基岩屑暂时挥发产生的无组织废气。项目钻井作业中三开水平段使用油基泥浆，油基泥浆主要成分为柴油，柴油属于烷烃类物质，故其废气主要成分为 VOCs。

钻井作业中使用的油基泥浆不在现场配制，均由厂家配制好后分批次拉运至井场，暂存于现场泥浆循环系统，暂存时间较短，故产生挥发性废气（VOCs）量较小，油

基岩屑直接由吨桶收集暂存于危废贮存场，暂存时间较短，且储存措施较好，故产生挥发性废气（VOCs）量较小。油基泥浆钻井废气随着钻井作业的完工而结束。

2) 设备废气

① 钻井设备废气

钻井作业期间优先采用网电供电，若当地电网电力不能满足施工需要或停电时，采用柴油机和发电机组作为动力钻进；柴油发电机作为备用电源。网电供电情况下无燃油废气排放，柴油发电机供电时有燃油废气排放。

本项目钻井工程平台配备 2 台（1 用 1 备）810kW 柴油动力机和 2 台 320kW 发电机组，柴油动力机组额定油耗 209g/kW·h，发电机额定油耗 60g/kW·h。

柴油发电机使用符合国六标准的轻质柴油，按照《普通柴油》（GB252-2015）从 2018 年 1 月 1 日起采用柴油中硫的含量不大于 10mg/kg，则 SO₂ 排放系数为 20g/t

柴油。

柴油燃烧废气主要污染物排放系数参考《社会区域类环境影响评价》工程师登记培训教材中相关排污系数，柴油机污染物排放系数为：NO_x2.56g/L_{柴油}、颗粒物 0.714g/L_{柴油}、烟气量按 20Nm³/kg_{柴油} 计。预测项目钻井作业期间柴油发电机组主要污染物排放情况见表 2.4-9。

表 2.4-9 作业期间柴油发电机组废气污染物排放情况

污染源	油耗 kg/h	烟气量 m ³ /h	污染物名称	排放速率 (kg/h)	排放浓度 (mg/m ³)	排气筒 高度
停电情况下钻井过程：1 台柴油动力机、2 台发电机组	208	4160	SO ₂	0.004	1.000	6m
			NO _x	0.626	150.588	
			颗粒物	0.175	42.000	

注：柴油密度取 850kg/L。

② 压裂施工燃油废气

若本项目压裂施工过程中无法使用网电，采用柴油发电机组作为动力进行压裂，单平台共布置 12 台/套 2500 型压裂机组，每台压裂机组为 3000hp（1hp=0.746kW）柴油动力机，柴油动力机组额定油耗 209g/（kW·h），则单台压裂机柴油消耗速率为 467.74kg/h。柴油机排气筒距地面 8m，排气筒内径 0.5m，排放烟气温度为 100℃。根据燃料燃烧过程大气污染物排放系数计算主要污染物排放情况见表 2.4-10。

表 2.4-10 单台压裂机组燃油废气污染物排放情况

污染源	油耗 kg/h	烟气量 Nm ³ /h	污染物名称	排放速率 (kg/h)	排放浓度 (mg/m ³)	排气筒高度
单台压裂 机组	467.74	9354.8	SO ₂	0.009	1.000	8m
			NO _x	1.409	150.588	
			颗粒物	0.393	42.000	

柴油发电机采用符合国家标准的优质柴油，其污染物排放满足《大气污染物综合排放标准》（DB50/418-2016）其他区域标准值。

3) 盐酸稀释及储存废气

本项目完钻后储层改造阶段前将约 31%的盐酸罐车拉运至现场，由泵抽到储罐内加水稀释到约 15%待用，稀释、储存过程中产生少量氯化氢废气。根据工程分析，盐酸暂存时间短，通过密闭罐体储存，产生含氯化氢废气量小，现场将酸罐呼吸孔排放的少量盐酸雾引至水中吸收，对大气环境影响小。

4) 测试放喷废气

为了解和掌握气层的产气情况，在完井后，需进行测试放喷，优先接入现有集气站集气流程。不利情况下经放喷池点火燃烧排放，测试放喷的天然气经专用放喷管线引至放喷池后点火燃烧，采用持续测试放喷方式。

根据建设单位提供现有工程目的层天然气组分监测结果，目的层不含硫化氢，测试放喷天然气在放喷池内，经 1m 高对空短火焰燃烧器点火燃烧后排放，燃烧废气主要为 NO_x、CO₂。

当钻井进入气层后，有可能遇到异常高压气流，如果井内泥浆密度值过低，达不到平衡井内压力要求时，就可能发生井涌，此时需进行事故放喷，即利用防喷器迅速封闭井口，若井口压力过高，则打开防喷管线阀门泄压；事故放喷时间短，属临时排放。另外，放喷点燃烧会产生一定的热辐射。

(3) 地面工程

本项目地面工程施工期大气污染物主要来自开挖、运输、土石方堆放产生的扬尘，运输车辆尾气和管线焊接产生的焊烟及施工机械排放的废气以及拆除相关设备过程中产生的废气等。

扬尘主要产生于土石方开挖、施工材料拌合、水泥等多尘物料的装卸等施工活动中。

地面工程施工过程中，会使用工程机械和运输车辆，由于部分机械使用柴油等油料，工作时会排放含 HC、CO、NO_x 等的尾气。本项目地面工程分段施工，施工地点位于野外露天，地势开阔，有利于废气扩散。施工中应使用合格、优质油料；加强施工机具和车辆的保养；控制车辆运行速度、文明施工，以减轻施工机具燃油尾气对周边大气环境的影响。

本项目地面工程采用国内应用技术成熟的半自动焊进行焊接工艺，将产生少量焊接烟尘，由于焊接烟尘的排放具有分散、间断排放和排放量小的特点，故焊接烟尘对周围环境空气质量影响较小。

地面工程施工时间短，且施工量较小，废气产生量较少。

拆除集气站内相关设备较少，管道内页岩气较少，经无组织形式排放，对环境的影响较小。

2.4.1.3 噪声

(1) 钻前工程

钻前工程施工期的噪声主要是推土机、挖掘机、载重车辆等产生的噪声，噪声声级范围在 80~90dB (A)。钻前工程施工工程量小，仅昼间施工。噪声声级范围源强见表 2.4-10。

表 2.4-10 钻前工程主要噪声源强特性单位：dB (A)

序号	设备名称	测点距施工机具距离	噪声值 (dB (A))	运行方式	运行时间
1	推土机	5m	83~88	移动设备	间断，<4h
2	挖掘机	5m	85~90	移动设备	间断，<2h
3	载重机车	5m	80~85	移动设备	间断，<2h
4	空压机	5m	85~88	移动设备	间断，<4h

(2) 钻井及储层改造工程

本项目采噪声主要分为钻井噪声和压裂测试放喷噪声。钻井噪声主要来源于柴油动力机、发电机、钻井设备、泥浆泵、振动筛等连续性噪声，噪声源强在 85~100dB (A)，对环境的影响较大；压裂噪声主要来源于压裂机组等设备的机械噪声，噪声源强为 90dB (A)，昼间施工；测试放喷噪声源强为 100dB (A)，属空气动力连续性噪声，持续时间约 2 天。主要噪声源强及特性见表 2.4-11。

表 2.4-11 单平台钻井及试气工程主要噪声源强特性单位：dB (A)

时段	噪声设备	数量	单台源强	距声源	噪声特性	排放时间	声源种类
钻井工程	柴油发电机	2 台	100	1m	机械	备用, 1 用 1 备, 间歇排放	固定声源
	柴油动力机	1 台	95	1m	机械	备用, 间歇排放	固定声源
	钻井设备	1 套	90	1m	机械	昼夜连续	固定声源
	泥浆泵	2 台	85	1m	机械	昼夜连续	固定声源
	振动筛	2 台	85	1m	机械	昼夜连续	固定声源
试气工程	压裂设备	9 台	90	1m	机械	昼间施工	固定声源
	测试放喷	/	100	1m	空气动力	昼夜连续	固定声源

(3) 地面工程

地面工程施工噪声主要由施工机具和各类生产设备引起, 施工机具和生产设备的噪声值参见表 2.4-12。

表 2.4-12 地面工程主要噪声源强特性单位: dB (A)

序号	噪声源	噪声值 dB (A)	备注
1	切割机	82~89	距离声源 5m
2	振捣器	76~84	距离声源 5m
3	自卸汽车	75~81	距离声源 5m
4	吊管机	100	距离声源 1m
5	电焊机	100	距离声源 1m

2.4.1.4 固体废物

(1) 钻前工程

钻前工程固体废物主要为各工程开挖土石方及施工人员产生的生活垃圾。

1) 土石方

焦页 31 号平台方井开挖及打桩共计土方约 304m³, 回填于后场红线范围内其他区域, 满足土石方平衡。

2) 生活垃圾

钻前工程生活垃圾按 0.5kg/人·d 计算, 平台钻前施工人员 20 人, 施工时间分别为 10 天, 则钻前工程生活垃圾产生量约 0.1t, 固废代码为 SW61:900-001-S61。生活垃圾定点收集后, 由环卫部门统一清运处置。

表 2.4-14 钻前工程生活垃圾产生量

平台号	施工人数	施工天数	生活垃圾产生量 (t)
焦页 31 号平台	20	10	0.1

合计	20	/	0.1

(2) 钻井工程

本项目产生的固体废物主要有清水岩屑、水基岩屑、油基岩屑、废油、剩余油基钻井液、废化工料桶、生活垃圾。

本项目采用井工厂施工方式钻井，依次开展导管、一开、二开、三开钻井，因此各施工阶段仅转换一次钻井液体系。一开段采用清水钻井，二开段采用水基钻井液，三开段采用油基泥浆进行钻井，因此岩屑产生顺序为清水岩屑、水基岩屑、油基岩屑。

1) 清水、水基钻井岩屑

本项目一开段采用清水钻进，二开段部分采用水基钻井液钻进。根据《重庆市生态环境局办公室关于加强水泥窑协同处置危险废物和页岩气开采固体废物环境管理服务的通知》（渝环办〔2019〕373号）：“清水钻井岩屑、水基钻井岩屑、废水基钻井泥浆和处理钻井废水产生污泥以水泥窑协同处置的方式处置，需满足水泥窑协同处置的入窑（磨）要求。”

根据本项目钻井阶段各开次进尺、钻头尺寸，并取一定的容积扩大倍数（结合现状工程实际数据和固废管理台账清水和水基钻井取 2.5 倍），本项目清水及水基钻井岩屑产生量见表 2.4-13。

计算公式如下：

$$V_{\text{清水}} = \pi r_1^2 \cdot d_1 \cdot 2.5$$

$$V_{\text{水基}} = \pi \cdot r_2^2 \cdot d_2 \cdot 2.5$$

式中：

r_1 ——一开段钻头尺寸半径；

d_1 ——一开段长度；

r_2 ——二开井段钻头尺寸半径；

d_2 ——二开井段长度；

$$V_{\text{油基}} = \pi \cdot r_3^2 \cdot d_3 \cdot 3$$

式中：

r_3 ——二开井段钻头尺寸半径；

d_3 ——二开井段长度

表 2.4-15 钻井岩屑计算参数

平台号	井型	开次	钻头尺寸 mm	总进尺（m）	计算值（m³）	固废类型
焦页 31 号平台	瘦身Ⅱ型	导管	473.1	80	35	清水岩屑
		一开	374.7	560	154	清水岩屑
		二开	269.9	4778	683	水基岩屑
		三开	190.5	3600	308	油基岩屑
合计					189	清水岩屑
					683	水基岩屑
					308	油基岩屑

由上表可知，本项目共产生 189m³ 清水岩屑，固废代码为 SW12:072-001-S12，主要作为平台铺垫或修建井间道路使用。二开段共产生 683m³ 水基岩屑，固废代码为 SW12:072-001-S12，清水岩屑、水基岩屑密度约为 2.3t/m³，因此清水岩屑、水基岩屑产生量约为 2006t。项目产生的水基岩屑经泥浆不落地系统收集，现场干化后由重庆市涪陵区鑫垚环保科技有限公司等资质单位运输到水泥厂实现水基岩屑废资源化利用。

2) 油基岩屑

由表 2.4-15 可知，本项目三开段共产生 308m³ 油基岩屑，固废代码为 HW08:072-001-08，油基岩屑直接采用吨桶“不落地”收集后，交由重庆海创环保科技有限公司等具有相应资质的危险废物处置资质单位进行处置。油基岩屑收集、贮存、转运应符合危险废物贮存污染控制标准（GB18597-2023）有关要求。

①油基岩屑处理总体方案

本项目油基岩屑含油率一般在 15%~20%，油基岩屑为危险废物，收集后交由重庆海创环保科技有限公司等具有相应资质的危险废物处置资质单位进行处置。

②油基岩屑的暂存

油基岩屑的贮存、转运应按照危险废物进行管理。油基钻井阶段，危险废物处置单位应配备专门的清运人员和车辆，保障油基岩屑的及时运出。

油基岩屑在振动筛后直接采用吨桶“不落地”收集，在危险废物贮存场暂存，储存设施应采取必要的六防措施（防风、防雨、防晒、防渗、防漏、防腐）及其他环境污染防护措施，并设置警示标识。在危险废物贮存场顶部设置雨棚、地面采用混凝土硬化并铺设防渗膜，设置围堰及收集沟，确保油基岩屑不落地。

3) 废水基泥浆

为达到安全、快速钻井的目的，钻井泥浆常使用各类的钻井液添加剂。钻井作业中产生的废钻井泥浆主要来源，主要来源于以下情况：

- ①被更换的不适于钻井工程和地质要求的钻井泥浆。
- ②在钻井作业中，因部分性能不合格而被排放的钻井泥浆。
- ③完井时井筒内被清水替出的钻井泥浆。
- ④由钻井泥浆循环系统跑、冒、滴、漏而排出的钻井泥浆。
- ⑤钻屑与钻井液分离时，钻屑表面黏附的钻井液。

本工程采用随钻不落地处理技术，根据中石化重庆涪陵页岩气勘探开发有限公司大量钻井数据的统计以及类比同类型钻井工程，废水基泥浆产生量一般为每米进尺 0.035m^3 ，本项目清水及水基泥浆钻井总深为 5418m，则废水基泥浆产生量为 189.6m^3 。固废代码为 SW12：072-001-S12。核查《国家危险废物名录》（2025 版），项目使用的水基泥浆不在《国家危险废物名录》（2025 版）中规定的危险废物之列，页岩气钻井行业使用水基钻井液过程中产生的废钻井泥浆按一般工业固废进行管理。

4) 油基泥浆

本项目水平段采用油基钻井液，上一口井剩余油基钻井液用于下一口井油基钻井，最后一口井剩余油基钻井液储存于储备罐内，由各井队采回收和转运，在需要使用时，直接将泥浆罐转运至钻井平台。

本项目水平段采用均油基钻井液，平均每口井配制油基钻井液 250m^3 ，钻井过程中损耗量约 3m^3 ，上一口井剩余油基钻井液用于下一口井油基钻井，最后一口井剩余油基钻井液储存于储备罐内用于其他钻井工程。

表 2.4-16 油基钻井液产生情况

平台号	单井配置量 (m^3)	单井损耗量 (m^3)	单井剩余量 (m^3)	去向
焦页 31 号 平台	250	3	247	最后一口井剩余油基钻井液储存于储备罐内，用于其他钻井工程
合计	/	/	247	/

5) 废防渗材料

场地清理时拆除的原防渗区域为防止矿物油等污染土壤和地下水而铺设的防渗材料等（如油罐区防渗膜），属于危险废物，危废代码为 HW49：900-042-49，临时暂存在危废贮存场，交由有相应危险废物处置资质的单位进行处置，类比建设单位焦石坝区块其他已完钻页岩气钻井时废防渗材料产生情况，废防渗材料产生总量约 1t。

6) 废油

钻井过程中废油的主要来源有：

①机械（泥浆泵、转盘、链条等）润滑废油。

②钻井设备清洗与保养产生的废油，油基泥浆循环罐掏罐产生的废油，如更换设备零部件和清洗钻具、套管等。根据涪陵页岩气田焦石坝区块已完井页岩气井废油产生情况，单井钻井工程废油产生约为 0.5t，预计本项目 2 口井废油产生量约 1.0t，危险废物代码为 HW08:900-249-08，由井队回收或有资质的单位回收处置。

7) 钻井废液

本项目完钻将剩余钻井废液 249m³，优先考虑在废水池暂存，用于后续压裂液配置，若不能用于压裂液配置时则管输至涪陵页岩气田采出水处理站处理，现场不外排，处理量为 249m³，固废代码为 SW12:072-003-S12。

8) 废包装材料（化工料桶）

根据区域已钻井原材料使用情况，预计单井产生废包装材料 700 个约 0.28t，本项目废包装材料产生总量约为 0.56t。由生产厂家回收用于原用途。不能回收利用的按照其固体废物属性进行分类管理处置。①主要为一般固体废物（约 0.39t，SW17 可再生类废物）外售有资质的单位回收利用。②少量危险废物主要包括沾染矿物油的废弃包装物（HW08：900-249-08）以及含有或沾染毒性、感染性危险废物的废弃包装物（HW49-900-041-49），约 0.17t，应交有资质单位处置。

9) 生活垃圾

本项目平台生活垃圾产生量情况如下表所示：

表 2.4-3 钻井工程生活污水一览表

平台号	焦页 31 号平台	备注
类型		
施工人数/人	50	
生活垃圾产生标准 kg/人·d	0.5	/
钻井工程施工天数	84	/
生活垃圾总量/t	2.1	

固废代码为 SW61:900-001-S61，在定点收集后，由环卫部门统一清运处置。

（3）储层改造工程

1) 废化工料桶

根据工区已完井使用情况，预计单井产生化工料桶 800 个约 0.32t。其中，由生

产厂家回收用于原用途。不能回收利用的按照其固体废物属性进行分类管理处置。本项目废包装材料产生总量约为 0.64t。①主要为一般固体废物（约 0.45t，SW17 可再生类废物）外售有资质的单位回收利用。②少量危险废物主要包括沾染矿物油的废弃包装物（约 0.19t，HW08900-249-08）以及含有或沾染毒性、感染性危险废物的废弃包装物（HW49-900-041-49），应交有资质单位处置。

2) 压裂返排液絮凝沉淀污泥

本项目压裂返排液经絮凝沉淀后回用，压裂返排液中悬浮物浓度约 120mg/L，压裂返排液总量约为 24552m³，经絮凝沉淀后悬浮物约 70mg/L，因此絮凝沉淀产生的污泥量约 1.2t。固体废物代码为 SW12:072-003-S12，按一般固废处置，交由东方希望水泥厂或其他第三方相关单位进行资源化利用。

3) 压裂返排液

最终焦页 31-8HF 井产生的压裂返排液总量约为 12276m³，固废代码为 SW12:072-003-S12，最终用于焦石坝区块其他平台压裂或管输至涪陵页岩气田采出水处理站处理。

4) 生活垃圾

本项目平台生活垃圾产生量情况如下表所示：

表 2.4-16 储层改造工程生活污水一览表

平台号 类型	焦页 31 号平台	备注
施工人数/人	30	
生活垃圾产生标准 kg/人·d	0.5	/
储层改造工程施工天数	60	/
生活垃圾总量/t	0.9	

固废代码为 SW61:900-001-S61，在定点收集后，由环卫部门统一清运处置。综上所述，在采取评价要求的措施后，本项目施工期产生的固体废物均得到妥善处置，对周边环境影响较小。

综上所述，在采取评价要求的措施后，本项目施工期产生的固体废物均得到妥善处置，对周边环境影响较小。

(4) 地面工程

地面工程产生的固体废物主要为施工人员产生的生活垃圾及设备拆除时产生的固废。

1) 生活垃圾

施工期间生活垃圾按 0.5kg/人·d 计算, 施工人员 25 人, 地面工程单井施工期约 8 天, 则生活垃圾产生量共计 0.2t, 生活垃圾交环卫部门处置。管线施工过程中不设食堂、宿舍等生活设施, 施工人员食宿均依托周边农户, 所聘员工产生的生活垃圾经周边农户已有设施收集后, 依托当地环卫部门处置。

2) 土石方

管道工程区土石方来自于管沟开挖, 本工程管道全线采用埋地敷设, 待管道敷设完毕后, 回填开挖土石方及表土, 一般地段回填用管沟挖出的土即可。无多余土石方产生。

3) 建筑垃圾

施工期间产生少量建筑垃圾, 主要为钢管材、水泥、砂以及混凝土块、废焊条、废包装材料。部分施工废料部分由施工单位回收利用, 不能利用的根据《重庆市建筑垃圾管理规定》外运合规的建筑弃料资源化利用场或建筑弃土消纳场的综合利用和处置。

4) 设备拆除固废

本项目集气站内设备及管道拆除后由建设单位统一回收, 因设备价值高, 不属于废弃物, 因此不按照废物进行管理, 由建设单位统一回收后用于其他平台生产使用。拆除过程中按照《企业拆除活动污染防治技术规定》(环保部 78 号令) 等要求防治土壤环境污染。

(5) 固废产生情况汇总

本项目施工期固体废物产生情况见表 2.4-16。

表 2.4-16 本项目施工期固体废物汇总

产生阶段	类别	产生量	代码	处理措施	排放量
钻前工程	土石方	222m ³	900-001-S70	回填工程区域	0
	生活垃圾	0.1t	900-099-S64	定点收集后, 由环卫部门集中处置	0
钻井工程	清水岩屑	189m ³	SW12:072-001-S12	铺垫井场或修建井间道路	0
	水基岩屑	683m ³	SW12:072-001-S12	产生的水基岩屑经泥浆不落地系统收集, 现场干化后由重庆市涪陵区鑫垚环保科技有限公司等资质单位运输到水泥厂实现水基岩屑资源化利用	0
	油基岩屑	308m ³	HW08: 072-001-08	油基岩直接屑采用吨桶“不落地”收集	0

				后，交由有危险废物处置资质的单位转运处置；或油基岩屑交由重庆海创环保科技有限公司等具有相应资质的危险废物处置资质单位进行处置。油基岩屑收集、贮存、转运满足防风、防雨、防晒和防止危险物流失、扬散等《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）要求	
	废水基泥浆	189.6m ³	SW12:072-001-S12	按一般工业固废进行管理，交由第三方单位资源化利用	0
	油基泥浆	247m ³	/	最后一口井剩余油基钻井液储存于储备罐内，用于其他钻井工程。	0
	钻井废液	249m ³	SW12:072-002-S12	优先考虑在废水池暂存，用于后续压裂液配置，若不能用于压裂液配置时则管输至涪陵页岩气田采出水处理站处理，现场不外排	0
	废防渗材料	1t	HW49:900-042-49	集中收集后，交由有危险废物处置资质的单位转运处置	0
	废油	1.0t	HW08:900-249-08	由井队回收或有资质的单位回收处置	0
	化工料桶	0.39t	SW17: 900-099-S17	收集后外售有资质的单位回收利用	
		0.17t	HW08: 900-249-08、 HW49: 900-041-49	收集后交有资质单位处置	
	生活垃圾	2.1t	900-099-S64	定点收集后，由环卫部门集中处置	0
储层改造工程	压裂返排液	12276m ³	SW12:072-003-S12	最终用于焦石坝区块其他平台压裂或管输至涪陵页岩气田采出水处理站处理	0
	絮凝沉淀污泥	1.2t	SW12:072-003-S12	按一般固废处置，交由东方希望水泥厂或其他第三方相关单位进行资源化利用	0
	化工料桶	0.45t	SW17: 900-099-S17	收集后外售有资质的单位回收利用	0
		0.19t	HW08: 900-249-08、 HW49: 900-041-49	收集后交有资质单位处置	
	生活垃圾	0.9t	SW61:900-008-S61	定点收集后，由环卫部门集中处置	0
地面工程	生活垃圾	0.2t	900-099-S64	定点收集后，由环卫部门集中处置	0

（5）施工期危险废物产生及处置情况

本项目施工期危险废物产生及处置情况见表 2.4-17。

表 2.4-17 施工期危险废物汇总一览表

序号	废物名称	废物类别	废物代码	性质判断	产生量	产生工序及装置	形态	主要成分	有害成分	产废周期	危险特性	污染防治措施
1	油基岩屑	HW08	072-001-08	危险废物	308m ³	水平段钻井	半固态	含油岩屑	油类	钻井期间	T	吨桶收集后暂存于危废贮存场，交由资质单位处置
2	废油	HW08	900-249-08	危险废物	1t	钻井机具	液态	废润滑油	润滑油	钻井期间	T/I	废油桶收集，暂存于危废贮存场，委托有资质单位处理
3	废防渗材料	HW49	900-042-49	危险废物	1t	场地清理	固态	含油废物	矿物油	钻井期间	T	收集后交由有资质单位处置
4	化工料桶	HW49	900-042-49	危险废物	0.36t	储层改造	固态	沾染毒性	/	储层改造	T	交相应资质的单位处置或厂家回收

平台危险废物贮存场所（设施）基本情况见表 2.4-18。

表 2.4-18 平台危险废物贮存场所（设施）基本情况一览表

序号	贮存场所（设施）名称	危险废物名称	危险废物类别	危险废物代码	位置	占地面积	贮存方式	贮存能力	贮存周期
1	危险废物贮存场	油基岩屑	HW08	072-001-08	循环罐附近	约 50m ²	集中贮存	约 40m ³	5d
2		废油	HW08	900-249-08					20d
3		废防渗材料	HW49	900-042-49					15d
4		化工料桶	HW49	900-042-49					15d

2.4.2运营期

本项目运营期产生的废水主要为采出废水；集气站产生的废气主要为放空废气、站场无组织废气。产生的噪声主要为设备运行过程产生的噪声；固体废物主要为除砂器废渣、废润滑油、废水沉淀污泥。

2.4.2.1废水

（1）采出废水

本项目生产阶段主要分为：排采期、相对稳产期、递减期、低压小产期，各阶段废水产生量如下所示

表 2.4-19 单井各生产阶段废水产生量情况

序号	生产阶段	排产时间	返排液量（m ³ /d）	备注
1	排采期	40d	40-70	/
2	相对稳产期	40-900d	3-40	/
3	递减期	900d-1050d	1-3	/
4	低压小产期	1050d 以后	0.2-1	/

根据上述生产阶段返排液量产生情况，单井前 3 年采出水日产生量按 40m³ 计，则 2 口井采出水日产生量为 80m³/d，前 3 年产生量约为 2.92×10⁴m³。根据建设单位在焦石坝区块建设计划，待本项目至排采期时将在焦石坝区块实施加密和中上部气层联合开发水平井 40 口，焦石坝地区将存在足够新井消纳本项目采出水，因此建设单位应及时安排压裂返排液转运至焦石坝地区其他平台回用。若不能回用时管输至涪陵页岩气田采出水处理站处理。当来到递减期后，单井采出水最大产生量约为 3m³，则 2 口井采出水日产生量为 6m³/d，年产生量为 2190m³，建设单位应及时安排压裂返排液

转运至焦石坝区块其他平台回用。若不能回用时管输至涪陵页岩气田采出水处理站处理。根据焦石坝区块采出水监测结果，其污水主要污染物为 COD、氨氮、氯化物和石油类，其污染物浓度情况如下表所示。

表 2.4-20 采出水监测情况一览表

监测平台 监测项目	焦页 67 号平台分 离器	焦页 12 号平台分 离器	焦页 30 号平台分离器	焦页 1 号平 台分离器
pH	7	7	7.4	7.2
COD	3300	1320	960	6140
氨氮	27.6	48.1	33.5	1.6
氯化物	8190	12700	7940	1120
石油类	17.1	14.1	18.5	20.4

（2）井下作业废水

项目运营期井下作业废水产生量参考《未纳入排污许可管理行业适用的排污系数、物料衡算方法（试行）》中（与石油和天然气开采有关的服务活动产排污系数表）排污系数进行计算，低渗透油田洗井工业废水产生量为 27.13m³/井次，预计每 2 年进行 1 次井下作业（洗井），则本项目（2 口井）井下作业废水产生量预计约 54.26m³/a，主要污染物为 COD 和石油类，回用于焦石坝区块其他平台压裂。

运营期产生的采出废水及井下作业废水经废水池内暂存，定期装车外运优先回用于焦石坝区块其他平台压裂工序，无法回用的管输至涪陵页岩气田采出水处理站进行集中处理达标后排放。

（3）清管废液

清管废液主要是清管作业时清管球接收装置排出，主要成分是气田水和少量硫化亚铁、井内杂屑、机械杂质等。根据类比调查，一般清管站清管废液量平台平均约为 2m³/a，于站内废水池贮存，定期外运至周边平台配置压裂液，不能回用的管输至涪陵页岩气田采出水处理站处理。

（4）生活污水

本项目不新增劳动定员，因此不新增运营期生活污水。

2.4.2.2 废气

（1）正常工况下

①水套加热炉废气

本项目将利用原 2 套水套炉并新建 1 套水套炉，运营期的废气主要有水套加热炉

的燃烧废气、放空废气。

本项目单台加热炉燃气消耗量约 504.17Nm³/d，参考《锅炉产排污量核算系数手册》，废气排放系数为 107753Nm³/10⁴m³-原料，类比涪陵工区焦石坝区块 2022 年 4 月验收集气站（焦页 3#集气站）水套炉验收监测数据，SO₂ 浓度为 5~8mg/m³，NO_x 浓度为 10~14mg/m³，颗粒物浓度为 9.4~10.4mg/m³，本项目水套加热炉类型与已验收水套炉类型一致，均为 400kw，本次污染物排放源强可进行类比，均取较大值。本项目每套设备排放情况见下表。

表 4.5-3 运营期水套炉废气排放一览表

废气	单台排放量			排放强度	水套炉数量/台	本项目排放量	排气筒		排烟温度/℃	排放方式
类型	项目	排放浓度	排放单位				高度/m	内径/m		
水套炉燃烧废气	烟气流量	/	万Nm³/a	198.29	1	198.29	8m	0.20m	150	有组织排放，连续24小时
	SO2	8mg/m³	t/a;	0.016		0.016				
			kg/h	0.0018		0.0018				
	NOx	14mg/m³	t/a;	0.028		0.014				
			kg/h	0.0032		0.0032				
	烟尘	10.4mg/m³	t/a;	0.021		0.007				
			kg/h	0.0024		0.0024				
	放空废气	天然气	/	2~5Nm³/次，每次持续时间 2~5min						

从上表可以看出，水套加热炉废气中 NO_x、烟尘排放浓度均满足《锅炉大气污染物排放标准》（DB50/658-2016）表 3 中燃气锅炉排放标准。

项目新建的 1 台水套炉，废气排放污染物排放量为 SO₂0.001/6t/a，NO_x0.028t/a、烟尘 0.021t/a。

②站场工艺设备管道逃逸废气

根据天然气采输作业的特点，汇集、处理、输送的全过程采用密闭工艺流程。站场工艺管道设备区存在一定量的逃逸无组织排放，主要逃逸点为阀门，主要污染物为非甲烷总烃。参照《石化行业 VOCs 污染源排查工作指南》中“密封点排放速率核算方法-平均排放系数法-阀门排气系数为 0.00597kg/h”。年工作时间按照 8760h 计算，计算出集气站非甲烷总烃无组织排放量，见下表：

表 2.4-20 无组织废气排放情况汇总表

平台名称	阀门数量 (个)	产污系数 (kg/h.源)	逃逸天然 气量 kg/h	非甲烷总烃质 量分数平均值	非甲烷总烃无组织 排放量 (kg/a)
焦页 31 平台	60	0.00597	0.3582	0.70%	21.96
焦页 31 集气站	68	0.00597	0.4060	0.70%	24.90
合计					46.86

(2) 非正常工况下

检修时需对检修设备内的页岩气进行泄压放空。此外，站场系统运行超压时，需紧急放空，放空时将产生少量废气。设计中采用放空立管排放。

①检修等非正常工况废气

运营期站场检修作业每年进行 1~2 次。检修前为保证检修过程的安全，需排空设备及管道内的残留页岩气，残留天然气通过放空立管进行排放。因放空气量较少且原料气不含硫化氢，项目设计采用 DN150 放空立管进行排放。

②事故超压放空废气

本项目页岩气不含硫化氢，以甲烷为主含少量氮、氮和氢，本次评价放空废气污染物以非甲烷总烃计。如果发生事故，将对集气站内集输设备进行放空，放空废气通过放空立管排放。

2.4.2.3 噪声

本项目运营期噪声源头主要有压缩机、分离器、节流阀、分离器等。正常情况下，压缩机、分离器、水泵等设备声源约 70~80dB(A)。

事故状况下，安全放空阀、放空管的放空噪声可达 80dB 左右，持续时间在 2-5min。

本项目为 24 小时连续运行，工程主要噪声源设备噪声值见下表。

表 2.4-22 焦页 31 号北集气站运营期主要噪声源特性

序号	声源名称	型号	空间相对位置/m			声源源强 (dB(A)/m)	声源控制措施	降噪后 源强 (dB(A)) /m)	运行时间(h)
			X	Y	Z				
1	除砂器	/	33	33	1.5	65/1	基础减震	60/1	8760
2	泡排撬	/	10	55	1.5	65/1	基础减震	60/1	8760
3	计量撬	/	14	49	1.5	65/1	基础减震	60/1	8760
4	水套加热炉	/	4	58	1.5	60/1	基础减震	60/1	8760

注：以焦页 31 号北集气站中心为原点；水泵以自身为原点单独计算。

2.4.2.4 固体废物

运营期产生的固体废物主要有设备维护过程产生的废润滑油、除砂器废渣等。本项目属页岩气开采，根据《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》中页岩气开采主要危险废物产生环节及参考常规天然气开采主要危险废物产生环节，本项目运营期废物产生情况如下所示：

（1）除砂器废渣

根据运行经验，运营期站内单个井口除砂器废渣一般产生量为 0.05t/a，主要成分是地层砂石或者压裂液中的陶粒，因此本项目除砂器废渣产生总量为 0.1t/a，固废代码为 SW12:072-002-S12。由建设单位运营单位统一收集后交由一般固废处理单位处置。

（2）废润滑油

运营期站场设备维修过程将产生废润滑油，属于危险废物，预计本项目废润滑油产生总量约为 0.2t/a，危废代码为：HW08:900-209-08。集气站产生的危险废物收集后运至焦页 25 号集气站设置的危废贮存点暂存，危废贮存场面积约 14m²，废油收集后交由资质单位统一处置。

（3）废水池沉淀污泥

本项目采出水经废水池暂存，采出水中悬浮物浓度约 50mg/L，采出废水及井下作业废水产生最大量约为 29200m³/a，因此絮凝沉淀产生的污泥量最大约 0.3t，固废代码为 SW12:072-002-S12。按一般固废处置，交由东方希望水泥厂或其他第三方相关单位进行资源化利用。

（4）泡排药剂桶

根据涪陵页岩气田泡排工艺情况，一口试验井每天起泡剂加量为 37.5kg，消泡剂加量为 75kg，每桶药剂重量为 25kg，单口井产生约 5 个药剂桶。则本项目运营期共计产生泡排药剂桶约 10 个/d（3650 个/a）。起泡剂成分主要为椰油酰胺丙基甜菜碱，消泡剂的成分主要为二甲基硅油，由厂家回收用于原始用途，如回收不了的按照一般固废处置。

（5）生活垃圾

本项目运营期不新增劳动定员，因此无运营期生活垃圾产生。

表 2.4-21 运营期危险废物汇总一览表

序号	废物名称	废物类别	废物代码	性质判断	产生量	产生工序及装置	形态	主要成分	有害成分	产废周期	危险特性	污染防治措施
1	废润滑油	HW08	900-209-08	危险废物	0.2t/a	设备维护	液态	矿物油	废矿物油	运营期间	T	钢槽罐收集后交由重庆海创环保科技有限公司等具有资质的第三方处置单位处置

危险废物贮存场所（设施）基本情况见表 2.4-22。

表 2.4-22 危险废物贮存场所（设施）基本情况表

序号	贮存场所（设施）名称	危险废物名称	危险废物类别	危险废物代码	位置	占地面积	贮存方式	贮存能力	贮存周期
1	危废贮存点	废润滑油	HW08 废矿物油与含矿物油废物	900-209-08	焦页 25 号集气站内	约 14m ²	集中贮存	约 3t	30d

2.4.3 温室气体排放核算

本次碳排放重点关注运营期开采环节，碳排放评价参照《重点行业建设项目碳排放环境影响评价试点技术指南（试行）》的相关要求执行。碳排放评价因子除包括二氧化碳外，本次重点考虑了甲烷，其中甲烷的排放量核算参照《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》《重庆市企业温室气体排放核算方法与报告指南—石油和天然气生产行业》的相关要求执行。

本次从全流程出发，考虑从原燃料清洁替代、节能降耗技术等方面提出针对性的降碳措施与控制要求。

2.4.3.1 核算边界

根据《重庆市企业温室气体排放核算方法与报告指南—石油和天然气生产行业》，核算边界包括主要生产系统和辅助生产系统，不包括附属生产系统，也不包括建设、改造产生的排放和生活源排放（如企业内宿舍、学校、文化娱乐、医疗保健、商业服务等）。

因此，本项目确定温室气体核算边界为运营期页岩气开采过程的生产系统和辅助生产系统，不包括建设过程。

2.4.3.2 排放源

根据《重庆市企业温室气体排放核算方法与报告指南—石油和天然气生产行业》，本项目暂不涉及放空废气回收工艺，不涉及火炬燃烧，故不考虑火炬燃烧排放和甲烷回收利用。

因此，本项目运营期涉及的碳排放源包括 3 个部分，工艺放空排放、甲烷逃逸排放、消耗的电力对应的二氧化碳排放。具体如下：

（1）工艺放空排放。集气站设置放空立管，在非正常工况或事故情况下，需要进行放空，将站场内甲烷直接排放进行大气环境。

(2) 甲烷逃逸排放。集气站内各设备、阀室由于泄漏产生的无组织甲烷排放。

(3) 消耗的电力对应的二氧化碳排放。集气站内运营需要消耗一定的电力。

表 2.4-23 石油天然气行业温室气体排放类别和排放设施

序号	排放类别	排放温室气体种类	物料品种	设备设施名称
1	工艺放空排放	CH ₄	天然气	井口装置、集气站
2	甲烷逃逸排放	CH ₄	天然气	井口装置、集气站
3	消耗电力对应的排放	CO ₂	电力	压缩机、分离器等

2.4.3.3核算方法

(1) 燃料燃烧排放

各化石燃料燃烧产生的二氧化碳排放量的加总，按下式计算。

$$E_{CO_2-燃烧} = \sum_{i=1}^n (AD_i \times EF_i)$$

式中：

$E_{CO_2-燃烧}$ ——化石燃料燃烧的排放量，单位为吨二氧化碳（tCO₂）；

AD_i ——第 i 种化石燃料的活动数据，单位为吉焦（GJ）；

EF_i ——第 i 种化石燃料的二氧化碳排放因子，单位为吨二氧化碳每吉焦（tCO₂/GJ）；

i——化石燃料种类。

$$AD_i = NCV_i \times FC_i$$

式中：

AD_i ——报告期内第 i 种化石燃料的活动数据，单位为吉焦（GJ）；

NCV_i ——报告期内第 i 种燃料的平均低位发热量；固体或液体燃料，单位为吉焦每吨（GJ/t）；气体燃料，单位为吉焦每万标准立方米（GJ/10⁴Nm³）；

FC_i ——报告期内第 i 种燃料的消耗量；固体或液体燃料，单位为吨（t）；气体燃料，单位为万标准立方米（10⁴Nm³）；

i——化石燃料种类。

$$EF_i = CG \times OF_i \times \frac{44}{12}$$

式中：

EF_i ——第 i 种化石燃料的二氧化碳排放因子，单位为吨二氧化碳每吉焦

(tCO₂/GJ)；

CC_i——第 i 种燃料的单位热值含碳量，单位为吨碳每吉焦（tC/GJ）；

OF_i——第 i 种化石燃料的碳氧化率，无量纲，以%表示；

i——化石燃料种类。

天然气的单位热值含碳量：取指南推荐值 0.0153tC/GJ。

天然气的碳氧化率：取《核算方法》推荐值 99%。

(2) 油气开采业务工艺放空排放

油气开采工艺放空甲烷排放可根据油气开采环节各类设施的数量及不同设施的工艺放空排放因子进行计算：

$$E_{CH_4\text{开采放空}} = \sum_j (Num_j \times EF_j)$$

式中：

$E_{CH_4\text{开采放空}}$ ——油气开采环节产生的工艺放空甲烷排放量，单位为吨甲烷（tCH₄）；

j——油气开采系统中的装置类型，包括接转站、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——第 j 个装置的数量，单位为个；

EF_j——第 j 个装置的工艺放空甲烷排放因子，单位为吨甲烷每年每个（tCH₄/a·个）。

公式中不同类型装置的数量 Num_j 采用企业实际生产运行数据，不同类型装置的工艺放空甲烷排放因子 EF_j 应优先采用企业实测值，无实测条件的企业可根据相应的装置类型选用缺省值。

油气开采业务 CH₄ 放空排放因子，取《核算方法》推荐值：井口装置 0tCH₄/(a·个)、集气站 23.60tCH₄/(a·个)。

(3) 油气开采业务甲烷逃逸排放

油气开采业务甲烷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甲烷逃逸排放因子进行计算：

$$E_{CH_4\text{-开采逃逸}} = \sum_j (Num_{oil,j} \times EF_{oil,j}) + \sum_j (Num_{gas,j} \times EF_{gas,j})$$

式中：

$E_{CH_4\text{开采逃逸}}$ ——天然气开采中所有设施类型（包括接转站、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）产生的甲烷逃逸排放，单位为吨甲烷（ tCH_4 ）；

j ——不同的设施类型；

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

$EF_{oil,j}$ ——开采业务中涉及的每种设施类型 j 的甲烷逃逸排放因子，单位为吨甲烷每年每个（ $tCH_4/(a \cdot \text{个})$ ）；

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

$EF_{gas,j}$ ——天然气开采业务中涉及的每种设施类型 j 的甲烷逃逸排放因子，单位为吨甲烷每年每个（ $tCH_4/(\text{年} \cdot \text{个})$ ）。

公式中不同类型设施的数量 $Num_{oil,j}$ 及 $Num_{gas,j}$ 采用企业实际生产运行数据，不同类型设施的甲烷逃逸排放因子 $EF_{oil,j}$ 及 $EF_{gas,j}$ 应优先采用企业实测值，无实测条件的企业可根据相应的装置类型选用缺省值。

油气开采业务 CH_4 逃逸排放因子，取《核算方法》推荐值：井口装置 $2.5tCH_4/(a \cdot \text{个})$ 、集气站 $27.9tCH_4/(a \cdot \text{个})$ 。

（4）消耗电力和热力对应的排放

企业消耗的电力和热力对应的二氧化碳排放量按以下公式计算：

$$E_{CO_2\text{-电力}} = AD_{\text{电力}} \times EF_{\text{电力}}$$

$$E_{CO_2\text{-热力}} = AD_{\text{热力}} \times EF_{\text{热力}}$$

式中：

$E_{CO_2\text{电力}}$ ——消耗的电力产生的排放，单位为吨二氧化碳（ tCO_2 ）；

$E_{CO_2\text{热力}}$ ——消耗的热力产生的排放，单位为吨二氧化碳（ tCO_2 ）；

$AD_{\text{电力}}$ ——消耗的电量，包含电网电量、自备电厂电量、可再生能源电量和余热电量，单位为兆瓦时（MWh）；

$AD_{\text{热力}}$ ——消耗的热量，包含余热回收、蒸汽锅炉或自备电厂，单位为吉焦（GJ）；

$EF_{\text{电力}}$ ——电力排放因子，单位为吨二氧化碳/兆瓦时（ tCO_2/MWh ）；

$EF_{\text{热力}}$ ——热力排放因子，单位为吨二氧化碳/吉焦（ tCO_2/GJ ）。

鉴于本项目处于前期施工前手续办理阶段，无实际电量消耗数据，本次核算企业消耗电量数据以企业提供的可行性研究报告中的电量进行初步核算，该核算结果仅作为本次评价温室气体排放核算的依据。待企业建成正式投产后按照相关要求进一步详细核算。

电力排放因子根据来源采用加权平均计算，其中电网购入电力和自备电厂供电对应的排放因子采用主管部门指定的电力排放因子，可再生能源、余热发电排放因子为 0。热力供应的排放因子根据来源采用加权平均计算，如果是蒸汽锅炉供热，排放因子为锅炉排放量/锅炉供热量；如果是自备电厂，排放因子参考《企业温室气体排放核算方法与报告指南发电设施》中机组供热碳排放强度的计算方法；若数据不可得，采用 $0.11\text{tCO}_2/\text{GJ}$ ，余热回收排放因子为 0。

购入电力排放因子：采用全国平均电网排放因子 $0.7590(\text{tCO}_2/\text{MWh})$ 。

(5) 排放总量计算

根据《重庆市企业温室气体排放核算方法与报告指南—石油和天然气生产行业》，温室气体排放总量应等于核算边界内化石燃料燃烧二氧化碳排放量，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（其中非二氧化碳气体应按全球增温潜势，即 GWP 值，折算成二氧化碳当量），减去企业的甲烷回收利用量（本次不考虑甲烷回收利用量），再加上企业消耗电力和热力对应的二氧化碳排放量，则计算公式见如下：

$$E_{GHG} = E_{\text{CO}_2\text{-燃烧}} + E_{GHG\text{-火炬}} + \sum_s (E_{\text{CH}_4\text{-工艺}} + E_{\text{CH}_4\text{-逃逸}}) \times GWP_{\text{CH}_4} - R_{\text{CH}_4\text{-回收}} \times GWP_{\text{CH}_4} + E_{\text{CO}_2\text{-电力}} + E_{\text{CO}_2\text{-热力}}$$

式中：

E_{GHG} ——温室气体排放总量，单位为吨二氧化碳当量（ tCO_2e ）；

$E_{\text{CO}_2\text{燃烧}}$ ——化石燃料燃烧的排放量，单位为吨二氧化碳（ tCO_2 ）；

$E_{GHG\text{火炬}}$ ——火炬燃烧产生的二氧化碳排放，单位为吨二氧化碳（ tCO_2 ）；

$E_{\text{CH}_4\text{工艺}}$ ——企业各业务类型的工艺放空排放，单位为吨甲烷（ tCH_4 ）；

$E_{\text{CH}_4\text{逃逸}}$ ——企业各业务类型的设备逃逸排放，单位为吨甲烷（ tCH_4 ）；

S——企业涉及的业务类型，包括油气勘探、油气开采、油气处理、油气储运业务；

GWP_{CH_4} ——甲烷的全球变暖潜势（GWP）值，采用 IPCC 第四次评估报告中的推荐值， GWP_{CH_4} 取 25；

$R_{CH_4回收}$ ——甲烷的回收利用量，单位为吨甲烷（ tCH_4 ）；

$E_{CO_2电力}$ ——消耗的电力产生的排放，单位为吨二氧化碳（ tCO_2 ）；

$E_{CO_2热力}$ ——消耗的热力产生的排放，单位为吨二氧化碳（ tCO_2 ）。

2.4.3.4 碳排放核算结果

根据建设单位提供资料，本次重点核算本项目运营期区块内现有工程的碳排放水平，见表 2.4-24~26。

表 2.4-24 工艺放空及甲烷逃逸排放量计算表

业务类型	天然气处理量 (10 ⁸ Nm ³)	装置类型	装置数量 (个)	工艺放空或甲烷 逃逸排放因子 (tCH ₄ /a·个)	CH ₄ 排放量 (tCH ₄)
油气开采业务 工艺放空排放	/	集气站	1	23.6	23.6
油气开采业务 甲烷逃逸排放	/	井口装置	2	2.5	5
		集气站	1	27.9	27.9
全球增温潜势 GWP _{CH4}					25
二氧化碳排放量(E _{CH₄工艺} + E _{CH₄逃逸}) × GWP _{CH₄} =1412.5tCO ₂ e					

表 2.4-25 电力消耗碳排放量计算表

电力消耗量 (MWh)	排放因子 (tCO_2/MWh)	CO_2 排放量 (tCO_2)
1944	0.759	519.4

注：电力消耗来源于企业提供的可行性研究报告。

本项目碳排放总量见表 2.4-26。

表 2.4-26 本项目碳排放量计算表 单位 tCO_2e

工艺放空和逃逸排放量 (tCO_2e)	电力消耗排放量 (tCO_2e)	排放总量 (tCO_2e)
1412.5	519.4	1931.9

综上，本项目排放总量为 $2119.4 tCO_2$ 。

2.4.4 退役期

对停止采气进入退役期的气井应按照《油气田开采废弃井永久性封井处置作业规程》（GB/T 43672-2024）、《废弃井封井回填技术指南（试行）》等技术要求对井

口进行封堵。封堵后将采取一系列清理工作，包括地面设施拆除、占地范围内水泥平台或砂砾石铺垫清理，随后进行复垦和植被恢复。清理工作过程中产生的少量扬尘，固废将产生废弃建筑材料。废水产生情况主要为施工人员将产生生活污水及管线清洗产生的污水。清理过程将产生设备噪声，因此，退役期闭井操作过程中应注意采取降尘措施，将产生的废弃建筑材料集中收集后外运至指定的固体废物填埋场填埋处置。废水收集后外运处置。

退役期污染产生情况如下：

（1）废水

①管线清洗废水

服役期满后，按照《油气田开采废弃井永久性封井处置作业规程》（GB/T 43672-2024）、《废弃井封井回填技术指南（试行）》相关规定采取封井作业，气田水管道停水封口完成后，利用清水对原管道内残留气田水进行置换，依托管线两头平台设置废水收集和处置，再对停用管道两端进行封堵，主要污染物为清洗废水以及生活污水。本项目站内建设的气田水管线清洗废水产生量约为 100m^3 ，主要污染物为 SS。

②生活污水

退役期总施工时间约 30d，施工人员 20 人，施工人员生活用水定额取 $50\text{L}/\text{人}\cdot\text{d}$ ，则生活用水量为 30m^3 ，生活污水折污系数取 0.8，则闭井期产生的生活污水总量为 24m^3 。经环保厕所收集后外运污水处理厂处置。

③管内废水

退役期井筒及设备内残留部分返排液，残留的返排液经收集后用于焦石坝地区其他平台压裂使用，不能回用时运至涪陵页岩气田采出水处理站处理。

（2）废气

退役期清理工作废气将产生少量扬尘，采取洒水降尘后对外环境影响较小。

（3）噪声

退役期设备拆除过程及施工设备将产生部分噪声，选用低噪声设备后对外环境影响较小。

（4）固废

气井停采后将采取一系列清理工作，包括设备拆除、地面设施拆除、永久性占地范围内水泥平台或砂砾石铺垫清理，随后进行复垦和植被恢复。清理工作会产生废旧

设备、建筑垃圾，其中废旧设备交由回收厂商回收利用，建筑垃圾约为 1t/井，总量约为 2t。将产生的废弃建筑材料集中收集后根据《重庆市城市建筑垃圾管理办法》外运合法单位进行综合利用和或建筑垃圾填埋场处置。

2.5 污染物排放汇总

2.5.1 污染物排放

本项目实施后区块主要增加的排污为采出水、值班人员生活污水和设备维修保养废油。

(1) 废水

根据 2.4.2.1 章节可知，本项目单井前 3 年采出水日产生量按 40m³ 计，则 2 口井采出水日产生量为 80m³/d，前 3 年年产生量约为 2.92×10⁴m³。当来到递减期后，单井采出水最大产生量约为 3m³，则 2 口井采出水日产生量为 6m³/d，年产生量为 2190m³，利用钻井工程配套的废水池进行储存后外运至周边平台配置压裂液，不能回用的管输至涪陵页岩气田采出水处理站。

(2) 废气

新增无组织废气排放量约为 0.047t/a，有组织废气 NO_x t/a，颗粒物 t/a。

(3) 固废

项目运营期废润滑油产生量约为 0.2t/a，收集后交由有资质单位处置。运营过程中产生的除砂撬废渣 0.1t/a、废水沉淀池污泥 0.3t/a，收集后按照一般工业固废处置；泡排药剂桶 3650 个/a，由厂家回收用于原始用途，如回收不了的按照一般固废处置。

表 2.5-1 扩建后污染物产生情况

类别	污染物		产生量 (t/a)	排放量 (t/a)	采取的环保措施
废气	非甲烷总烃		0.047	0.047	以无组织形式排放
	水套加热炉废气	SO ₂	0.016	0.016	经水套加热炉排气筒排放
		NO _x	0.028	0.028	
		颗粒物	0.021	0.021	
生产废水	采出水	(排采期/递减期)	29200/2190	0	经收集后于废水池内暂存，根据返排液规律及时安排外运；采用密闭罐车转运，优先转运至区块其他井压裂，不能利用时管输至涪陵页岩气田采出水处理站处理达标后排放
		COD	28.0/2.10	0	
		氨氮	1.0/0.07		
		氯化物	231.8/17.39	0	
		石油类	0.5/0.04	0	

	井下 作业 废水	水量	54.26	0	
		COD	0.052	0	
		石油类	0.002	0	
	清管 废液	气田水和少量硫化亚铁、井内杂屑、机械杂质等			
固体废 物	除砂器废渣		0.1	0	由建设单位统一收集后交由一般固废处理单位处置
	废水池沉淀污泥		0.3	0	交由东方希望水泥厂或其他第三方相关单位进行资源化利用
	泡排药剂桶（个）		360	0	由厂家回收用于原始用途，如回收不了的按照一般固废处置。
	废润滑油		0.2	0	收集后交由有资质单位处置

2.5.2项目实施后前后区块总体主要污染物排放情况汇总

本项目实施后前后区块总体主要污染物排放情况具体见下表。

表 2.5-2 扩建前后“三本账” 单位：t/a

类别	污染物	现有工程排放量	拟建项目排放量	削减量	改扩建工程完成后总排放量	增减变化量
废气	SO ₂	0	0	0	0	0
	NO _x	0.028	0.014	0	0.042	+0.014
	颗粒物	0.014	0.007	0	0.021	+0.007
	非甲烷总烃	0.2	0.047	0	0.247	+0.047
废水	数量	0	0	0	0	0
	COD	0	0	0	0	0
	氨氮	0	0	0	0	0
	氯化物	0	0	0	0	0

注：废气中“现有工程排放量”污染物排放量根据平台环境影响报告文件及其批复计算

表 2.5-3 区块主要污染物排放情况汇总表（t/a）

污染物种类			主要污染因子	区块现有工程			改建后区块			排放量增减
				产生量	处理措施	排放量	产生量	处理措施	排放量	
废水	采出水	排采期	COD、氯化物、石油类	0	/	0	73000	优先回用，无法回用由涪陵页岩气田采出水处理站处理	0	+73000
		递减期	COD、氯化物、石油类	2697	由涪陵页岩气田采出水处理站处理	0	8172		0	+5475

	井下作业废水	COD、石油类	0	/	0	135.65		0	+135.65
	清管废液	气田水和少量硫化亚铁、井内杂屑、机械杂质等	0	站内气田水罐贮存收集，定期外运至周边平台配置压裂液，不能回用的管输至涪陵页岩气田采出水处理站处理	0	2	站内气田水罐贮存收集，定期外运至周边平台配置压裂液，不能回用的管输至涪陵页岩气田采出水处理站处理	0	+2
废气	水套加热炉废气	NO _x		经水套加热炉排气筒排放			经水套加热炉排气筒排放		
		颗粒物							
	无组织排放废气	非甲烷总烃	0.2	/	0.2	0.047	/	0.247	+0.047
固废废物	一般固废	除砂器废渣	0	一般固废处理单位处置	0	0.1	一般固废处理单位处置	0	+0.1
		废水池沉淀污泥	1.35	资源化利用	0	1.65	资源化利用	0	+0.3
	危险废物	废润滑油	2.0	交危废资质的单位处置	0	2.2	交危废资质的单位处置	0	+0.2

注：废气中“现有工程排放量”污染物排放量根据平台环境影响报告文件及其批复计算。

3环境现状调查与评价

3.1自然环境概况

3.1.1地形、地貌

涪陵地区地处四川盆地和盆缘山地过渡地带，境内地势以低山丘陵为主，横跨长江南北、纵贯乌江东西两岸。地势大致东南高而西北低，西北-东南断面呈向中部长江河谷倾斜的对称马鞍状。涪陵地区海拔最高 1977m，最低 138m，多在 200~800m 之间；焦石坝地区东部为铜矿山脉，山脉南北走向，山脊呈“一山一槽二岭”形态，出露最老岩层为二叠系灰岩，山顶峰丛发育，主要山峰有：大顶山（海拔 1372m）、鸡石尖（1319m）、大耳山（1224m）等；工区总体为丘陵山地，具有北东高、南西低特点，海拔最高 851m，最低 200m，多在 400~700m 之间

本项目平台位于涪陵区焦石镇区域，利用老平台进行建设，场地较平整，其详细地理位置见附图 1。

3.1.2地表水文情况

焦页 31 号平台区域地表水由向北侧无名溪流汇入麻溪河，所在区域地表水经南侧冲沟最终汇入乌江。

乌江：乌江白涛段水域功能属于 III 类水体，发源于贵州省境内威宁县香炉山花鱼洞，流经黔北及渝东南，在重庆市酉阳县、涪陵区注入长江，干流全长 1037km²，流域面积 87920km²。从沿河县城到涪陵河口乌江下游，长 243km，落差 152m，平均比降 0.62‰，流域内年均径流总量 503 亿 m³/s。

3.1.3气候、气象

涪陵地区为中亚热带湿润季风气候，年平均气温 18.2℃，冬季一月平均气温 3℃，极端低温-4℃，夏季七月平均气温 28℃，最高温度达 42℃，5~10 月为雨季，常年降雨量为 1200~1400mm 左右，4~8 月易出现大风暴雨，容易引发洪水、滑坡等自然灾害。水系发育，山溪河流四季不断流。无霜雪天约 317 天，日照 1327.5 多小时。多年平均风速 1.85m/s，最大风速 16m/s，静风频率 54%，主导风向为东北风。

3.1.4土壤

涪陵区境内以丘陵、台地为主（共占 54.4%），其次为低山（占 31.1%）、中山（占 13.3%）、平坝（仅占 1.2%）。全区土地面积共 2941.46km²，其中常用耕地 6.70 万 hm²，农业人口平均耕地 0.75 亩。涪陵区境地壤分 4 土类，6 个亚类，10 个土属及

45 个土种。土壤分布由北至南为棕紫泥、黄红紫泥、紫色潮土、老冲积黄泥及灰棕潮土。土层由薄增厚，质地沙到粘。土壤垂直分布，由山顶至山脚土层由薄增厚，质地由沙到粘，养分含量由低增高。土壤垂直分布，由山顶至山脚土层由薄增厚，质地由沙到粘，养分含量由低增高。土壤养分含量一般有机质低，氮少、磷缺、钾够，锌、硼、钼等微量元素不足，养分含量随地形坡地及耕地薄厚而变。

3.2区域污染源

评价区域为农村地区，无明显的工业污染源，主要为农业面源和农村生活污染源。主要面源污染为居民生活污水、生活垃圾和民用燃料污染物和农田面源污染，主要污染物为 COD、NH₃-N、TSP、SO₂ 等。同时焦石坝区块在三层立体开发区已基本完成部署，因此区域受页岩气钻井过程、储层改造工程等施工工序的污染已结束，运营期开采造成的废水、固废等污染均得到有效处置，根据调查及建设单位对区域例行监测，未对周边环境造成影响。

3.3环境质量现状

3.3.1环境空气

(1) 达标判断

根据重庆市人民政府《关于印发重庆市环境空气质量功能区划分规定的通知》（渝府发〔2016〕19 号），本项目所在地环境空气功能区划为二类区，环境空气质量执行《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准。

根据《2024 年重庆市生态环境状况公报》，项目所在区域环境空气质量现状评价详见表 3.3-1。

表 3.3-1 环境空气质量达标判定情况一览表

污染物	年度评价指标	现状浓度（μg/m ³ ）	标准值（μg/m ³ ）	占标率/%	达标情况
SO ₂	年平均质量浓度	6	60	10%	达标
NO ₂	年平均质量浓度	25	40	62.5%	达标
PM ₁₀	年平均质量浓度	43	70	61.4%	达标
PM _{2.5}	年平均质量浓度	33.4	35	95.4%	达标
CO	24 小时平均值	1.0mg/m ³	4.0mg/m ³	25%	达标
O ₃	日最大 8h 平均	137	160	85.6%	达标

由上表可知，2024 年重庆市涪陵区环境空气中各项污染物均满足环境空气质量二级标准，本项目所在区域为环境空气质量达标区。

3.3.2 声环境

为调查区域声环境质量现状，本次委托重庆国环环境监测有限公司对本项目所在区域声环境进行现状监测，现场监测时，平台及敏感点周边无其他噪声源，可代表区域声环境质量。

(1) 监测布点、因子及频率

设 4 个现状监测点。监测布点情况见表 3.3-2。

表 3.3-2 声环境监测点情况

编号	平台号	监测点位	噪声类型	备注
N1	焦页 31 号平台	平台井场西南侧居民点处	环境噪声	现场实测
N2	焦页 31 号平台	平台井场西侧场界外 1 米处 (生产设备最多处)	厂界噪声	现场实测

监测因子：等效 A 声级

监测时间和频率：连续 2 天，昼夜间各一次。

(2) 监测数据分析及评价结果

本项目所在地声环境现状监测与评价结果见表 3.3-3。

表 3.3-3 声环境现状监测与评价结果 单位：dB (A)

监测点编号	监测日期	监测时段	监测结果	2 类区标准值	达标情况
N1	10 月 27 日	昼间	*	*	达标
		夜间	*	*	达标
	10 月 28 日	昼间	*	*	达标
		夜间	*	*	达标
N2	10 月 27 日	昼间	*	*	达标
		夜间	*	*	达标
	10 月 28 日	昼间	*	*	达标
		夜间	*	*	达标

由表 3.3-3 可知，本项目现状平台厂界能够满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB 12348-2008）表 1 中 2 类标准，周边敏感目标声环境质量能够满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类标准限值，区域声环境质量较好。

3.3.3 地表水环境

本项目焦页 31 号平台距离最近的河流均为麻溪河，最终汇流至乌江。根据《环境影响评价技术导则 地表水环境》（HJ2.3-2018）中 6.6.3.2“应优先采用国务院生态环境保护主管部门统一发布的水环境状况信息”，本次引用重庆市生态环境局发布

“2024 年 12 月份重庆市水环境质量状况”-乌江-长江涪陵菜场沱断面水质类别为Ⅲ类，地表水质量良好。

3.3.4地下水环境

3.3.4.1常规监测

(1) 监测点位

本次分别在平台周边布设 5 个地下水水质监测点，10 个水位监测点，委托重庆国环环境监测有限公司对区域地下水环境进行现状监测。

地下水监测布点情况见下表。

表 3.3-4 地下水水质监测布点表

编号	位置			备注
	工程名称	经度	纬度	现状监测
D1	焦页 31 号平台东南侧	*	*	现状监测
D2	焦页 31 号平台东南侧	*	*	现状监测
D3	焦页 31 号平台北侧	*	*	现状监测
D4	焦页 31 号平台西北侧	*	*	现状监测
D5	焦页 31 号平台西北侧	*	*	现状监测

表 3.3-5 地下水水位监测布点表

平台号	点位	海拔（m）	井深（m）	水位（m）	类型	经纬度	
焦页 31 号	D1	*	*	*	泉	*	*
	D2	*	*	*	泉	*	*
	D3	*	*	*	泉	*	*
	D4	*	*	*	泉	*	*
	D5	*	*	*	泉	*	*
	W1	*	*	*	泉	*	*
	W2	*	*	*	泉	*	*
	W3	*	*	*	泉	*	*
	W4	*	*	*	泉	*	*
	W5	*	*	*	泉	*	*

(2) 监测因子

八大离子： Na^+ 、 K^+ 、 Ca^{2+} 、 Mg^{2+} 、 CO_3^{2-} 、 HCO_3^- 、 Cl^- 、 SO_4^{2-} 。

基本因子：pH、氨氮、硝酸盐、亚硝酸盐、挥发性酚类、氰化物、砷、汞、铬（六价）、总硬度、铅、氟、镉、铁、锰、溶解性总固体、高锰酸盐指数（耗氧量）、

硫酸盐、氯化物、总大肠菌群、细菌总数、色、嗅和味。

特征因子：石油类、硫化物、钡。

(3) 监测及评价结果

①地下水化学类型

根据对监测点地下水的监测，区域地下水八大离子监测结果见表 3.3-6，地下水化学类型见表 3.3-6、表 3.3-7。

表 3.3-6 区域地下水八大离子监测结果一览表 单位：mg/L

项目 监测点	K ⁺	Na ⁺	Ca ²⁺	Mg ²⁺	Cl ⁻	SO ₄ ²⁻	CO ₃ ²⁻	HCO ₃ ⁻
D1	*	*	*	*	*	*	*	*
D2	*	*	*	*	*	*	*	*
D3	*	*	*	*	*	*	*	*
D4	*	*	*	*	*	*	*	*
D5	*	*	*	*	*	*	*	*

表 3.3-7 地下水化学离子毫克当量百分数计算表

监测点位	毫克当量百分比含量 (%)							
	HCO ₃ ⁻	CO ₃ ²⁻	Cl ⁻	SO ₄ ²⁻	K ⁺	Na ⁺	Ca ²⁺	Mg ²⁺
D1	*	*	*	*	*	*	*	*
D2	*	*	*	*	*	*	*	*
D3	*	*	*	*	*	*	*	*
D4	*	*	*	*	*	*	*	*
D5	*	*	*	*	*	*	*	*

表 3.3-8 地下水化学离子毫克当量计算表

监测点 位	当量浓度 (meq)								阴离子 总毫克 当量	阳离子 总毫克 当量	相对误 差
	HC O ₃ ⁻	CO ₃ ²⁻ -	Cl ⁻	SO ₄ ²⁻ -	K ⁺	Na ⁺	Ca ²⁺	Mg ²⁺			
D1	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*
D2	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*
D3	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*
D4	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*
D5	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*

由上表统计分析可知，阳离子以钙离子为主，阴离子以碳酸氢根离子为主，项目区地下水类型为 HCO₃⁻—Ca²⁺型地下水。

②地下水监测数据分析

本次地下水监测及评价结果见表 3.3-9~3.3-10。根据监测结果来看，各监测点位监测因子均能满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）Ⅲ类水质标准。石油类满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中Ⅲ类标准。

表 3.3-10 焦页 31 号平台区域地下水监测一览表（现状监测）

检测项目	单位	标准值	现状监测值					
			D1	D 2	D3	D4	D5	标准指数
pH	/	6.6~8.5	*	*	*	*	*	0.05~0.15
总硬度	mg/L	450	*	*	*	*	*	0.44~0.6
溶解性总固体	mg/L	1000	*	*	*	*	*	0.39~0.47
氨氮	mg/L	0.5	*	*	*	*	*	0.09~0.14
硫酸盐	mg/L	250	*	*	*	*	*	0.07~0.1
氯化物	mg/L	250	*	*	*	*	*	0.01~0.04
氟化物	mg/L	1	*	*	*	*	*	0.1~0.22
亚硝酸盐	mg/L	1	*	*	*	*	*	/
硝酸盐	mg/L	20	*	*	*	*	*	0.08~0.19
耗氧量	mg/L	3	*	*	*	*	*	0.25~0.3
氰化物	mg/L	0.05	*	*	*	*	*	/
挥发酚	mg/L	0.002	*	*	*	*	*	/
总大肠菌群	MPN/100mL	3	*	*	*	*	*	/
菌落总数	CFU/mL	100	*	*	*	*	*	0.63~0.93
汞	μg/L	1	*	*	*	*	*	0.04~0.05
砷	mg/L	0.01	*	*	*	*	*	/
铁	mg/L	0.3	*	*	*	*	*	/
锰	mg/L	0.1	*	*	*	*	*	/
镉	μg/L	5	*	*	*	*	*	0.02~0.04
六价铬	mg/L	0.05	*	*	*	*	*	/
铅	mg/L	0.01	*	*	*	*	*	/

石油类	mg/L	0.05	*	*	*	*	*	/
硫化物	mg/L	0.02	*	*	*	*	*	/
钡	mg/L	0.7	*	*	*	*	*	0.01~0.03
嗅和味	NTU	无	*	*	*	*	*	/
色度	铂钴色度单位	15	*	*	*	*	*	0.3

根据上表可知，根据现状调查，项目焦页 31 号平台所在区域地下水质量较好。

3.3.4.2包气带监测

为了解本项目所在区域包气带污染现状，本次评价委托重庆国环环境监测有限公司对平台包气带现状进行了监测。

①监测布点

共布设 2 个监测点，开展包气带污染现状调查，20cm 埋深范围取一个样品，进行浸溶试验，测试分析浸溶液成分。

表 3.3-12 包气带监测布点位置一览表

序号	监测平台	监测点位置	备注
B1	焦页 31 号平台	平台南侧废水池处	监测点
B2		平台外南侧	背景监测点

②监测工况

本次监测时焦页 31 号平台处于正常开采中。

③监测因子

pH、氯化物、硫化物、氨氮、挥发性酚类、石油类、六价铬、钡。

④监测时间与频率

2025 年 10 月 27 日，监测一次。

⑤监测结果及评价

本项目所在地周边包气带监测及评价结果见表 3.3-13。

表 3.3-13 包气带现状监测与评价表

监测项目 \ 点位	单位	B1	B2
pH	无量纲	*	*
氯化物	mg/L	*	*
硫化物	mg/L	*	*
氨氮	mg/L	*	*
石油类	mg/L	*	*
挥发酚	mg/L	*	*
钡	mg/L	*	*
六价铬	mg/L	*	*

备注：结果低于检出限，检测结果以检出限加“L”标识。

根据上表统计，本项目周边包气带质量未出现较大变化，受到污染的影响较小。

3.3.5土壤环境

3.3.5.1 土壤理化性质

本次评价重点针对平台周边 200m 范围进行调查，通过调查相关资料，并结合国家土壤信息服务平台（中国 1km 土壤类型图），平台区域评价范围内土壤主要为壤土。

根据现场调查，周边主要为农用地。周边土壤理化特性见下表。

表 3.3-14 项目周边土壤理化性质一览表

类别	检测项目	单位	样品编号（采样时间）及结果
			S5（焦页 31 号平台占地范围外东侧）
			2025.4.22
现场记录	颜色	/	棕色
	结构	/	团块
	质地	/	重壤
	砂砾含量	%	5
	其他异物	/	有石块
	氧化还原电位	mv	369
实验室测定	pH	无量纲	7.03
	阳离子交换量	cmol ⁺ /kg	9.2
	饱和导水率	mm/min	1.21
	土壤容重	g/cm ³	1.38
	孔隙度	%	43.63

3.3.5.2 土壤环境质量现状

根据调查，项目占地范围外大多为农用地及林地，本次评价委托重庆国环环境监测有限公司于 2025 年 10 月 27 日对项目所在地进行了取样监测。在焦页 31 号平台占地范围内布设 3 个柱状样和 1 个表层样、占地范围外布设 2 个表层样。

共计占地范围内布置 3 个柱状样，1 个表层样，场地外布置 2 个表层样，监测点位设置符合《环境影响评价技术导则土壤环境（试行）》（HJ964-2018）中的布点原则和现状监测点数量要求。现状监测时焦页 31 号平台处于正常开采阶段。

（1）监测因子：

建设项目用地土壤 45 项基本因子：pH、镉、铅、汞、六价铬、砷、镍、铜、锌、四氯化碳、氯仿、氯甲烷、1,1-二氯乙烷、1,2-二氯乙烷、1,1-二氯乙烯、顺-1,2-二氯乙烯、反-1,2-二氯乙烯、二氯甲烷、1,2-二氯丙烷、1,1,1,2-四氯乙烷、1,1,2,2-四氯乙

烷、四氯乙烯、1,1,1-三氯乙烷、1,1,2-三氯乙烷、三氯乙烯、1,2,3-三氯丙烷、氯乙烯、苯、氯苯、1,2-二氯苯、1,4-二氯苯、乙苯、苯乙烯、甲苯、间二甲苯+对二甲苯、邻二甲苯、硝基苯、苯胺、2-氯酚、苯并[a]蒽、苯并[a]芘、苯并[b]荧蒽、苯并[k]荧蒽、蒽、二苯并[a,h]蒽、茚并[1,2,3-cd]芘、萘。

农用地土壤 8 项基本因子：镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌。

特征因子：pH、石油烃、硫化物、钡、全盐量。

(2) 监测布点及监测因子：

本项目共计布置 6 个土壤监测点位，监测布点情况如下。

表 3.3-15 土壤环境监测布点一览表

平台号	监测点	位置	用地性质	监测点类型	监测因子
焦页 31 号平台	S1	井场占地范围内	建设用地	柱状样	特征因子
	S2	井场占地范围内	建设用地	柱状样	特征因子
	S3	井场占地范围内	建设用地	柱状样	特征因子
	S4	井场占地范围内	建设用地	表层样	基本因子+特征因子
	S5	井场占地范围外东侧	农用地	表层样	基本因子+特征因子，同时按照表 3 记录理化性质
	S6	井场占地范围外南侧	农用地	表层样	基本因子+特征因子

注：样品数量：表层样在 0~0.2m 取 1 个样；柱状样分别在 0~0.5m、0.5~1.5、1.5~3m 取 1 个样。

(2) 监测结果及评价

由下表可知，平台外土壤监测点监测值均低于《土壤环境 质量农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）其他风险筛选值；平台内各土壤监测点监测因子均低于《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中的第二类用地筛选值。

表 3.3-16 S1、S2、S3 占地范围内监测结果一览表

类别	检测项目	单位	S1			S2			S3			标准值	是否达标
			S1-1-1	S1-1-2	S1-1-3	S2-1-1	S2-1-2	S2-1-3	S3-1-1	S3-1-2	S3-1-3		
特征因子	pH	无量纲	*	*	*	*	*	*	*	*	*	/	达标
	石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)	mg/kg	*	*	*	*	*	*	*	*	*	4500	达标
	硫化物	mg/kg	*	*	*	*	*	*	*	*	*	/	达标
	水溶性盐总量	mg/kg	*	*	*	*	*	*	*	*	*	/	达标
	钡	mg/kg	*	*	*	*	*	*	*	*	*	/	达标

表 3.3-17 S5、S6 占地范围外监测结果一览表

类别	检测项目	单位	S5	S6	标准值	是否达标
特征因子	pH	无量纲	*	*	/	达标
	石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)	mg/kg	*	*	4500	达标
	硫化物	mg/kg	*	*	/	/
	水溶性盐总量	g/kg	*	*	/	/
	钡*	g/kg	*	*	/	/
基本因子	镉	mg/kg	*	*	0.6	达标
	汞	mg/kg	*	*	3.4	达标
	砷	mg/kg	*	*	25	达标
	铅	mg/kg	*	*	170	达标
	铬	mg/kg	*	*	250	达标
	铜	mg/kg	*	*	100	达标

	镍	mg/kg	*	*	190	达标
	锌	mg/kg	*	*	300	达标

综上所述，本项目场外土壤环境质量均满足《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）其他风险筛选值；平台内各土壤监测点监测因子均满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中的第二类用地筛选值。

表 3.3-18 占地范围内 S4 监测结果一览表

类别	检测项目	单位	S4	标准值	是否达标
重金属	镉	mg/kg	*	65	达标
	汞	mg/kg	*	38	达标
	砷	mg/kg	*	60	达标
	铅	mg/kg	*	800	达标
	铜	mg/kg	*	18000	达标
	镍	mg/kg	*	900	达标
	六价铬	mg/kg	*	5.7	达标
半挥发性有机物	苯胺	mg/kg	*	260	达标
	2-氯酚	mg/kg	*	2256	达标
	硝基苯	mg/kg	*	76	达标
	萘	mg/kg	*	70	达标
	苯并（a）蒽	mg/kg	*	15	达标
	蒽	mg/kg	*	1293	达标
	苯并（b）荧蒽	mg/kg	*	15	达标
	苯并（k）荧蒽	mg/kg	*	151	达标
	苯并（a）芘	mg/kg	*	1.5	达标
	茚并（1,2,3-cd）芘	mg/kg	*	15	达标
	二苯并（ah）蒽	mg/kg	*	1.5	达标
挥发性有机物	氯甲烷	μg/kg	*	37000	达标
	氯乙烯	μg/kg	*	430	达标
	1，1-二氯乙烯	μg/kg	*	66000	达标
	二氯甲烷	μg/kg	*	616000	达标
	反式-1，2-二氯乙烯	μg/kg	*	56000	达标
	1，1-二氯乙烷	μg/kg	*	9000	达标
	顺式-1，2-二氯乙烯	μg/kg	*	596000	达标
	氯仿	μg/kg	*	900	达标
	1，1，1-三氯乙烷	μg/kg	*	840000	达标
	四氯化碳	μg/kg	*	2800	达标
	苯	μg/kg	*	4000	达标
	1，2-二氯乙烷	μg/kg	*	5000	达标
	三氯乙烯	μg/kg	*	2800	达标
	1，2-二氯丙烷	μg/kg	*	5000	达标
	1，1，2-三氯乙烷	μg/kg	*	2800	达标
	四氯乙烯	μg/kg	*	53000	达标

	氯苯	μg/kg	*	270000	达标
	1, 1, 1, 2-四氯乙烷	μg/kg	*	10000	达标
	乙苯	μg/kg	*	28000	达标
	甲苯	μg/kg	*	1200000	达标
	间, 对二甲苯	μg/kg	*	570000	达标
	邻-二甲苯	μg/kg	*	640000	达标
	苯乙烯	μg/kg	*	1290000	达标
	1, 1, 2, 2-四氯乙烷	μg/kg	*	6800	达标
	1, 2, 3-三氯丙烷	μg/kg	*	500	达标
	1, 4-二氯苯	μg/kg	*	20000	达标
	1, 2-二氯苯	μg/kg	*	560000	达标
特征因子	pH	无量纲	*	/	达标
	石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)	mg/kg	*	4500	达标
	锌	mg/kg	*	/	达标
	硫化物	mg/kg	*	/	达标
	水溶性盐总量	g/kg	*	/	达标
	钡*	g/kg	*	/	达标

3.3.5.3盐化、碱化和酸化情况

根据《环境影响评价技术导则土壤环境（试行）》（HJ964-2018）附录 F 中的土壤盐化综合评分法公式 F.1 计算

$$Sa = \sum_{i=1}^n Wx_i \times Ix_i$$

式中：n——影响因素指标数目；

I_{Xi} ——影响因素 i 指标评分；

W_{Xi} ——影响因素 i 指标权重。

表 3.3-19 土壤盐化综合评分表

影响因素	影响因素指标评分		影响因素指标权重	单项评分值
	影响因素值	评分		
地下水埋深 (GWD/m)	GWD≥2.5	0	0.35	0
干燥度 (蒸降比值) (EPR)	EPR(1107/1300)<1.2	0	0.25	0
土壤本地含盐量 (SSC) (g/kg)	SSC(0.2~0.8)<1	0	0.15	0
地下水溶解性总固	TDS(0.134~0.26)<1	0	0.15	0

体 (TDS) / (g/L)				
土壤质地	壤土	4	0.1	0.4
土壤盐化综合评分				0.4

由上表可知，本项目土壤盐化综合评分 $S_a(0.4) < 1$ ，根据《环境影响评价技术导则土壤环境（试行）》（HJ964-2018）附录 F 确定评价区土壤未盐化；由土壤环境质量现状监测，评价区占地内土壤 pH 值为 7.1~7.6，占地外土壤 pH 值为 7.0~7.9，根据《环境影响评价技术导则土壤环境（试行）》（HJ964-2018）“表 1 生态影响型敏感程度分级表”确定评价区土壤无酸化，无碱化。

3.4 水文地质条件调查

3.4.1 构造描述

焦石坝区块隶属于四川盆地川东高陡褶皱带万县复向斜的南部，处于方斗山复背斜隔挡式褶皱带与齐岳山隔槽式褶皱带的过渡区域。

3.4.2 区域地层

涪陵焦石坝地区出露地层主要为侏罗系-三叠系，侏罗系主要分布于工区的西南部，出露最新地层为中侏罗统沙溪庙组，焦石坝区块主要出露地层为下三叠统嘉陵江组，钻遇地层自上而下依次为：中生界下三叠统嘉陵江组、飞仙关组；古生界二叠系上统长兴组、龙潭组，下统茅口组、栖霞组、梁山组，石炭系中统黄龙组，志留系中统韩家店组，下统小河坝组、龙马溪组，奥陶系上统五峰组、涧草沟组，中统宝塔组、十字铺组。

表 3.4-1 项目所在区域地层简述表

地层					分层		岩性简述
界	系	统	组	代号	底深 (m)	厚度 (m)	
中生界	三叠系	下统	嘉陵江组	T _{1j}	*	*	灰岩为主。顶部见一中薄层灰、黄灰色白云岩、含灰白云岩，底部见一中厚层灰、深灰色云质灰岩。
			飞仙关组	T _{1f}	*	*	顶部为灰黄色含灰泥质白云岩，间夹紫红色泥岩，中部以灰色、深灰色云质灰岩、鲕粒灰岩为主，下部为深灰色云质灰岩，底部见一层深灰色含灰泥岩。
古生界	二叠系	上统	长兴组	P _{2ch}	*	*	灰岩。上部岩性主要为灰色、深灰色生屑（含生屑）灰岩，下部岩性为浅灰色、灰色、深灰色灰岩。
			龙潭组	P _{2l}	*	*	中部岩性以灰、深灰色灰岩、含泥灰岩为主夹薄层含生屑灰岩，上、下部岩性为灰黑色碳质泥岩。
		下统	茅口组	P _{1m}	*	*	灰岩、云质灰岩、泥质灰岩为主，夹薄层灰黑色泥

		统					岩、深灰色含灰泥岩及含生屑灰岩。	
			栖霞组	P _{1q}	*	*		灰岩，灰、浅灰色，局部泥质含量较重。
			梁山组	P _{1l}	*	*		上部为薄层的灰黑色碳质泥岩与薄层的灰色（含云）灰岩互层，下部为灰色泥岩夹一薄层含砾粉砂岩条带。
	中石炭统		黄龙组	C _{2h}	1423.5	*		*
	志留系	中统	韩家店组	S _{2h}	*	*		上部以紫红、棕红色泥岩、粉砂质泥岩为主夹薄层灰、绿灰色泥岩，中部以绿灰色泥岩、粉砂质泥岩夹薄层绿灰色泥岩；下部以灰色泥岩、粉砂质泥岩、粉砂岩、粉砂岩。
			小河坝组	S _{1x}	*	*		灰色、深灰色泥岩为主，夹薄层粉砂质泥岩。
		下统	龙马溪组	S _{1l}	*	*		上部以深灰色泥岩为主；中部灰-深灰色泥质粉砂岩与灰色粉砂岩互层；下部以灰黑色硅质页岩、粉砂质粘土页岩为主。
			五峰组	O _{3w}	*	*		灰黑色硅质页岩。
	奥陶系	上统	涧草沟组	O _{3j}	*	*		浅灰色含云灰岩、泥质灰岩。
		中统	宝塔组	O _{2b}	*	*		浅灰色灰岩。
			十字铺组	O _{2sh}	*	*		浅灰色泥质灰岩。

图 3.4-1 涪陵焦石坝地区及其周缘地质图

3.4.3 水文地质

3.4.3.1 区域含隔水层特征

项目目的层即含气地层为志留系底部的下志留统龙马溪组，从含气地层底板地层奥陶系开始由老至新各地层含隔水层特征分述如下：

＊。

3.4.3.2 地下水类型

＊。

3.4.3.3 地下水动态特征

区内地下水的补给条件受多种因素控制，以大气降水渗入为主要补给来源，故其变化与大气降水的年变化和多年变化呈正相关，地下水动态主要受降水和裂隙发育的控制，变化较大，以裂隙岩溶泉的形式出露（流量一般在数十至数百升每秒），其动态随降雨变化十分明显，有的在暴雨后数小时流量剧增，水变浑浊，久旱则干枯。

3.4.4 地下水开发利用现状

（1）泉点开发利用情况

项目处于焦石镇，评价区内已覆盖自来水管网，井场周边主要为出露的裂隙泉或

溶洞，其开采量和开采程度相对较低，且均无饮用水功能。整体上，评价区内地下水的开采规模较小，开发利用程度较低。

（2）暗河概况及其利用情况

①暗河概况

根据区域水文地质调查资料整理，项目区内可以确定的地下河有 2 条，分别为下焦石地下河、绿荫洞地下河及洞口湾地下暗河，地下河总长度 5.2km，暗河详情见表 3.4-2 及图 3.4-1。

表 3.4-2 项目所在区域地下河一览表

编号	名称	位置	含水层组	地下河流 域面积 (km ²)	长度/km	流量(L/s)	动态变化
1	下焦石地下河	涪陵区江东街道下焦石	*	*	*	*	346 倍
2	绿荫洞地下河	涪陵区罗云乡罗云坝村	*	*	*	*	140 倍

②暗河类型

按照地下河补给与排泄特征，项目区内地下河主要为落水洞补给型的地下河，此类地下河水主要来自各垂向洞穴汇集的大气降水，包括分布在不同高程、不同地貌单元上的落水洞、天窗、竖井、漏斗及大型溶隙等。因此，此类地下河特点是靠大气降水通过分散、孤立的垂直向洞穴补给，一般地下河规模较小，补给、径流区内管道系统复杂，无明显的进口，地下河主干的展布方位则是从排泄出口根据岩溶发育规律向上追溯，且地下河水量相对稳定。

③暗河利用

项目区内，暗河多以筑坝拦（蓄）水方式开发为主。地下水利用率总体较低。

表 3.4-3 地下河开发利用现状统计表

编号	名称	位置	出口标高 (m)	含水层组	开发利用方式	可开采资源 (10 ⁴ m ³ /a)	开发利用效益
1	下焦石	涪陵区江东街道新井村	*	T _{1j}	钻井取水	*	曾供江东街道场镇生活用水，目前已经弃用
2	绿荫洞	涪陵区罗云乡罗云坝村	*	T _{1j}	蓄引水	*	无饮用水功能，供下游农田灌溉

3.4.5 评价区域岩溶发育情况

本次引用重庆市长源地质勘察工程有限责任公司对区域岩溶发育的调查情况对

区域岩溶发育情况进行评价。勘察工作包括高密度电法、水文地质钻孔等。

(1) 岩溶发育程度等级及其指标

目前，国家和地方尚未出台岩溶发育程度分级标准。参照《岩溶工程地质》（中国铁道出版社，1984 年），区域岩溶发育等级及其指标如下：

表 3.4-4 岩溶发育程度等级及其指标一览表

岩溶发育程度	岩溶层组	岩溶现象	岩溶密度 (个/km ²)	最大泉流量 (L/S)	钻孔岩溶率 (%)
极强	厚层块状灰岩及白云质灰岩	地表及地下岩溶形态均很发育，地表有很大型溶洞，地下有大规模的暗河或河系，以管道水为主	*	*	*
强烈	中厚层灰岩夹白云岩	地表有溶洞，落水洞、漏斗、洼地密集，地下有规模较小的暗河、以管道水为主，兼有裂隙水	*	*	*
中等	中薄层灰岩、白云岩与不纯碳酸盐岩或碎屑岩呈互层或夹层	地表有小规模的溶洞，较多的落水洞、漏斗，地下发育裂隙状暗河，以裂隙水为主	*	*	*
微弱	不纯碳酸盐岩与碎屑岩呈互层或夹层	地表及地下多以溶隙为主，有少数落水洞、漏斗和岩溶泉，发育以裂隙为主的多层含水层	*	*	*
注：表中岩溶密度、最大泉流量及钻孔岩溶率三项指标皆系地区的平均值。					

(2) 区域岩溶发育程度

。

3.5 生态环境现状调查与评价

3.5.1 生态现场调查原则及方法

3.5.1.1 评价原则

①坚持重点与全面相结合的原则。既要突出评价项目所涉及的重点区域、关键时段和主导生态因子，又要从整体上兼顾评价项目所涉及的生态系统和生态因子在不同时空等级尺度上结构与功能的完整性。

②坚持预防与恢复相结合的原则。预防优先，恢复补偿为辅。恢复、补偿等措施必须与项目所在地的生态功能区划的要求相适应。

③坚持定量与定性相结合的原则。生态影响评价应尽量采用定量方法进行分析,当现有科学方法不能满足定量需要或因其他原因无法实现定量测定时,生态影响评价可通过定性或类比的方法进行描述和分析。

3.5.1.2调查方法

(1) 基础资料收集

收集整理工程区现有相关资料,包括涪陵区的统计年鉴以及林业、环保、农业、国土资源等部门提供的相关资料,还参考了《中国植被》、《中国高等植物图鉴》、《四川植被》、《中国两栖动物检索及图解》、《中国鸟类分类与分布名录》、《中国鸟类图鉴》、《中国鸟类特有种》、《四川兽类原色图鉴》、《四川鸟类原色图鉴》、《重庆市两栖动物物种多样性研究及保护》、《重庆市两栖动物资源及现状》、《重庆市爬行动物物种多样性研究及保护》、《重庆市兽类资源及其区系分析》、《重庆市鸟类名录》、《县志》等著作,该方法主要适合植物、两栖、爬行和鸟类、兽类物种资源调查,获得评价范围植被和脊椎动物的基本组成情况、了解动物的区系组成。

(2) 土地利用现状调查

土地利用现状调查主要通过遥感解译分析与现场调查相结合的方法。本次遥感数据主要采用 2025 年 5 月的 2m 分辨率卫星影像,同时结合调查期间无人机拍摄的影像。分析方法为首先应用 GIS 软件进行人工目视解译,然后进行现场校验。土地类型参照《土地利用现状分类》(GB/T21010-2017)中的用地类型划分方法。

(3) 陆生植被及植物资源调查

本次调查主要按照《全国生态状况调查评估技术规范——湿地生态系统野外观测》(HJ1169-2021)、《全国生态状况调查评估技术规范——森林生态系统野外观测》(HJ1167-2021)、《全国生态状况调查评估技术规范——草地生态系统野外观测》(HJ1168-2021)、《生物多样性观测技术导则——陆生维管植物(HJ710.1-2014)》的要求,主要采用了样方法确定评价区的植物种类、植被类型等。

植被调查是根据区域地形图及相关规划图件,按《环境影响评价技术导则生态影响》(HJ19—2022)、《全国生态状况调查评估技术规范——森林生态系统野外观测》(HJ1167—2021)、《全国生态状况调查评估技术规范——草地生态系统野外观测》(HJ1168—2021)、《生物多样性观测技术导则——陆生维管植物(HJ710.1—2014)》的要求执行,调查样方根据植物群系设置,以评价范围内的天然林为重点等原则设置。

样方设置与群落调查方法如下:

乔木林等森林群落样方统一设置为 400m^2 ($20\text{m}\times 20\text{m}$)，竹林样方面积统一设置为 100m^2 ($10\text{m}\times 10\text{m}$)、灌木林样方面积统一设置为 25m^2 ($5\text{m}\times 5\text{m}$)、草丛样方面积统一设置为 1m^2 ($1\text{m}\times 1\text{m}$)。

样方调查内容包括地理位置（包括地理名称、经纬度、海拔和部位等），坡形、坡度、坡向；群落的名称，群落外貌特征和郁闭度、总盖度等。乔木层植物进行数目统计，分别记录乔木植株的种名、树高、胸径；灌木层、草本层均记录植物的种名、高度、盖度和株数（多度）。

除了样方调查外，根据卫星图对区域内的植被进行野外植被图初步识别、勾绘工作，勾绘出植被的类型、分布范围和界限，后利用地理信息系统对植被分布范围进行矢量化。

（4）陆生野生动物资源调查

按照《生物多样性观测技术导则——陆生哺乳动物（HJ710.3-2014）》《生物多样性观测技术导则——鸟类（HJ710.4-2014）》《生物多样性观测技术导则——爬行动物（HJ710.5-2014）》《生物多样性观测技术导则——两栖动物（HJ710.6-2014）》等确定的技术方法，对各类野生动物开展了调查，主要采取了访谈法、样线等方法，具体如下：

①访谈法评价人员主要走访了工程区附近的村民，重点询问了附近野生动物的种类及分布情况。调查主要兽类的种类时，则以实地调查结合访问为主，同时结合文献资料进行整理和分析。

②样线法是指观测者在观测样地内沿着选定的一条线路记录一定空间范围内出现的物种相关信息的方法。本次在工程涉及区域设置了 3 条样线，每种生境类型设置的野生动物调查样线数量不少于 3 条，观测时行进速度 $1.5\text{--}3\text{km/h}$ 。

（5）水生生物资源调查

本次水生生物调查以引用已有资料进行。

（6）数据分析

①数据整理

将野外调查的样方调查等数据资料录入相应的 Excel 数据库，按照相关算法计算典型样地生物多样性指数、生物量和生态系统生物生产力等；开展评价区维管植物科属种统计；按照吴征镒对中国种子植物属所划分的分布区类型，对评价区内种子植物的科属地理分布类型进行分析整理；按照景观生态学的相关方法，计算各类生态系统

的面积和斑块数、景观类型优势度值等。

②生物多样性评价方法

生物多样性是生物（动物、植物、微生物）与环境形成的生态复合体以及与此相关的各种生态过程的总和，物种多样性常用的评价指标包括物种丰富度、香农-威纳多样性指数、Pielou 均匀度指数、Simpson 优势度指数等。

物种丰富度（speciesrichness）：调查区域内物种种数之和。

$$H = - \sum_{i=1}^S P_i \ln P_i$$

式中：H——香农-威纳多样性指数；

S——调查区域内物种种类总数；

P_i ——调查区域内属于第 i 种的个体比例，如总个体数为 N ，第 i 种个体数为 n_i ，则 $P_i = n_i / N$ 。

Pielou 均匀度指数是反映调查区域各物种个体数目分配均匀程度的指数，计算公式为：

$$J = (- \sum_{i=1}^S P_i \ln P_i) / \ln S$$

式中：J——Pielou 均匀度指数；

S——调查区域内物种种类总数；

P_i ——调查区域内属于第 i 种的个体比例。

Simpson 优势度指数与均匀度指数相对应，计算公式为：

$$D = 1 - \sum_{i=1}^S P_i^2$$

③图件编制方法

在充分搜集和利用现有研究成果、资料的基础上，采用 3S 空间信息技术，进行植被和土地利用类型的数值化判读，完成数值化的植被图和土地利用类型图。GIS 数据处理和遥感处理分析主要在 ArcMap 平台上进行。

评价区域土地利用现状调查基于高分辨率遥感影像利用 GIS 软件进行人工目视

解译，区域遥感影像采用 2023 年 11 月的区域卫星影像以及现场采用无人机拍摄的区域正射影像，按照《环境影响评价技术导则生态影响》（HJ19-2022）要求，通过人工目视判读及部分现场调查数据，制作出包含主要生态系统类型和斑块类型的景观生态体系分布图。

④生态系统评价方法

A、植被覆盖度

通过遥感手段，采用归一化植被指数（NDVI）方法，对评价区的植被覆盖度进行分析。NDVI 计算公式为如下：

$$NDVI = (NIR - R) / (NIR + R)$$

其中：NIR 为近红外波段，R 为红波段。

基于 NDVI，采用像元二分模型计算植被覆盖度，公式如下：

$$FVC = (NDVI - NDVI_s) / (NDVI_v - NDVI_s)$$

式中：FVC—所计算像元的植被覆盖度；

NDVI—所计算像元的 NDVI 值；

NDVI_v—纯植物像元的 NDVI 值；

NDVI_s—完全无植被覆盖像元的 NDVI 值。

本次计算采用评价区域 2025 年 5 月哨兵二号（Sentinel-2）L2A 级数据产品，影像分辨率 10m，数据经过辐射校正、几何校正、辐射定标和大气校正，对本区域的植被覆盖度指数进行归一化分析与计算，并用 GIS 软件制作评价范围内植被覆盖度空间分布图。

B、生产力和生物量估算

植被的生产力和生物量可以反映一个区域内的陆地生态系统的生产能力和生态效益，通常以平均生产力和平均生物量表示。

本次评价各植被类型生产力和生物量数据来源于专著《中国森林生态系统的生物量和生产力》（冯宗炜，王效科，吴刚，[M]．北京：科学出版社，1999）及文献《中国陆地植被净初级生产力遥感估算》（朱文泉，植物生态学报，2007）、《中国不同植被类型净初级生产力变化特征》（陈雅敏，复旦学报（自然科学版），2012）、《我国森林植被的生物量和净生产量》（方精云，生态学报，1996）。主要植被类型净初级生产力及生物量见表 4.2-1。

表 3.5-1 主要植被类型净初级生产力及生物量一览表

类型	平均生产力（吨/公顷·年）	平均生物量（吨/公顷）
森林生态系统	9.18	75.3
灌丛生态系统	5.65	15.65
草地生态系统	10.21	6.27
湿地生态系统	0.0004	1.2
农田生态系统	6.34	5.02

3.5.2 生态功能区划

生态功能区划是依据区域生态环境敏感性、生态服务功能重要性以及生态环境特征的相似性和差异性而进行的地理空间分区。

3.5.2.1 全国生态功能分区定位

本项目位于《全国生态功能区划》（修编版）中三峡库区土壤保持重要区。该区包括三峡库区的大部，行政区主要涉及湖北省宜昌、恩施土家族苗族自治州，以及重庆市的巫山、巫溪、奉节、云阳、开县、万州、忠县、丰都、涪陵、武隆、南川、长寿、渝北、巴南等，面积为 48555 平方公里。该区地处中亚热带季风湿润气候区，山高坡陡、降雨强度大，是三峡水库水环境保护的重要区域。

主要生态问题：受长期过度垦殖和近年来三峡工程建设与生态移民的影响，森林植被破坏较严重，水源涵养能力较低，库区周边点源和面源污染严重；同时，水土流失量和入库泥沙量大，地质灾害频发，给库区人民生命财产安全造成威胁。

生态保护主要措施：加大退耕还林和天然林保护力度；优化乔灌草植被结构和库岸防护林带建设，增强土壤保持与水源涵养功能；加快城镇化进程和生态搬迁的环境管理与生态建设；加强地质灾害防治力度；开展生态旅游；在三峡水电收益中确定一定比例用于促进城镇化和生态保护。



图 3.5-1 项目区在全国生态功能区划中的位置

3.5.2.2 重庆市生态功能区划

根据《重庆市生态功能区划（修编）》及《重庆市人民政府关于重庆市生态功能区划（修编）的批复》，项目区位于IV1-1 长寿—涪陵水质保护—营养物质保持生态功能区。本生态功能区位于铜锣山和武陵山之间，地处三峡库区，包括涪陵区和长寿区，辖区面积 4365.46 km²。

主要生态环境问题：本区生态环境问题主要体现在粗放型增长方式尚未根本改变，资源、环境矛盾比较突出，经济发展仍呈粗放型格局，循环经济体系尚未建立。生态环境保护面临植被退化明显、森林覆盖率低、水土流失严重；农业面临污染日益突出；次级河流污染严重等问题。

生态功能定位：本区主导生态功能为水土保持，辅助功能为农业营养物质保持、水质保护、水源涵养和地质灾害防治。

生态功能保护与建设的方向：本区为生态区内水土流失较为严重的地区，建立植被结构优化的低山丘陵森林生态系统，强化其水源涵养和水文调蓄功能是本区的主导方向。

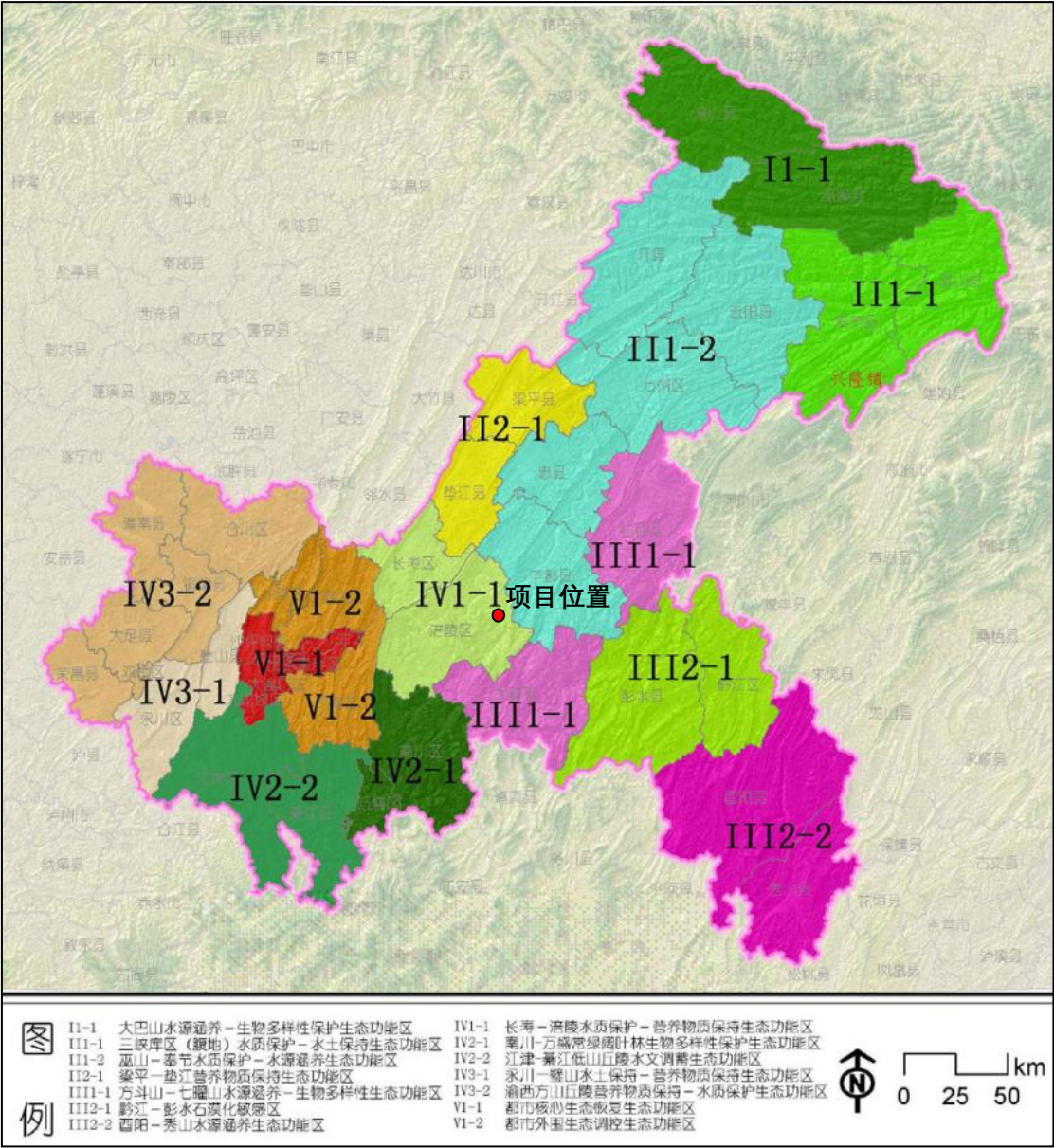


图 3.5-2 项目区在重庆生态功能区划中的位置

3.5.3土地利用现状调查与评价

评价区域土地利用现状调查基于高分辨率遥感影像利用 GIS 软件进行人工目视解译，遥感影像数据为评价区域 2025 年 5 月哨兵二号 (Sentinel-2) L2A 级数据产品，影像分辨率 10m，数据经过辐射校正、几何校正、辐射定标和大气校正。按照《环境影响评价技术导则生态影响》(HJ19-2022) 要求，通过人工目视判读及部分现场调查数据，将评价范围内的土地利用类型按 GB/T21010-2017 土地利用分类体系进行分类，形成土地利用现状矢量数据库，并以二级类型作为基础制图单位制作评价区域土地利用现状图。

表 3.5-2 评价范围土地利用现状统计表

土地利用分类		面积 (hm ²)	占比 (%)	斑块数
一级类	二级类			
01 耕地	0101 水田	7.47	14.66%	15
	0103 旱地	12.88	25.28%	15
03 林地	0301 乔木林地	25.08	49.22%	34
	0302 竹林地	0.79	1.55%	7
	0305 灌木林地	0.74	1.45%	12
04 草地	0404 其他草地	0.6	1.18%	12
06 工矿仓储用地	0602 采矿用地	0.86	1.69%	1
07 住宅用地	0702 农村宅基地	0.78	1.53%	8
10 交通运输用地	1006 农村道路	0.97	1.90%	4
11 水域及水利设施用地	1101 河流水面	0.6	1.18%	2
	1104 坑塘水面	0.18	0.35%	5
合计		50.95	100%	115

根据统计结果，本次评价范围土地类型以林地、耕地为主，面积分别为 3.27hm²、26.61hm²、20.35hm²，所占比例分别为 52.23%、39.94%；其它土地类型面积及比例相对较小。

3.5.4 区域陆生植被现状调查与评价

3.5.4.1 样方调查概况

根据《环境影响评价技术导则生态影响》（HJ19-2022）中“7.3.4 根据植物群落类型（宜以群系及以下分类单位为调查单元）设置调查样地，二级评价每种群落类型设置的样方数量不少于 3 个”，且考虑区域内的可达性，样方设置尽量考虑天然林等生态保护目标，满足导则要求。

本项目样方涵盖范围较全面、分布较均匀；样方设置重点选取天然林等生态保护目标区域，且考虑区域内的可达性；尽量在人为干扰较少的地方设置样方，针对不同植被类型、生境类型和地形地貌条件，选取有代表性、典型性的样方进行调查；样方调查的同时也采用了无人机遥感调查和走访调查，以确保现场调查的全面性；满足导则生态现状调查要求。按照调查先后顺序，汇总样方布设情况调查表。

表 3.5-3 植物群落样方布设情况汇总表

序号	名称	经度	纬度
1	柏木	107°34'14.96"	29°40'10.61"
2	荇草-狗牙根	107°34'17.63"	29°40'14.02"
3	白车轴草	107°34'14.48"	29°40'21.37"
4	慈竹	107°34'15.45"	29°40'5.27"
5	白茅-野菊	107°34'11.00"	29°40'8.28"
6	慈竹	107°34'8.61"	29°40'12.07"

7	云实	107°34'7.59"	29°40'14.86"
8	荇草-狗牙根	107°34'7.98"	29°40'16.25"
9	荇草-狗牙根	107°34'3.15"	29°40'25.06"
10	云实	107°34'3.33"	29°40'15.87"
11	火棘	107°34'10.95"	29°40'1.35"
12	火棘	107°34'4.99"	29°40'8.98"
13	白车轴草	107°34'8.39"	29°40'3.51"
14	慈竹	107°33'58.46"	29°40'13.78"
15	白车轴草	107°33'58.32"	29°40'17.26"
16	柏木	107°33'52.12"	29°40'21.41"
17	火棘	107°33'53.92"	29°40'17.40"
18	马尾松	107°33'53.72"	29°40'14.26"
19	马尾松	107°33'56.20"	29°40'10.66"
20	马尾松	107°33'51.79"	29°40'11.00"
21	云实	107°33'55.05"	29°40'5.03"
22	柏木	107°34'3.48"	29°40'20.15"
23	白茅-野菊	107°34'6.71"	29°40'13.57"
24	白茅-野菊	107°34'9.88"	29°40'23.97"

3.5.4.2 植被类型与分布

结合植被群落样方调查结果，将评价范围内的植被类型图参照《1:1000000 中国植被图》中的植被分类体系分为针叶林、竹林、灌丛、稀树草丛、栽培植被等 5 个植被型组，同时结合区域遥感数据、DEM 数据、地面调查数据等进行评价范围植被类型遥感目视解译，勾画出植被类型矢量图斑，并利用 GIS 软件以植被群落调查结果制作评价范围植被类型图，以及无植被地段情况。

该项目所在区域属于《中国植被》IV Aii 中亚热带常绿阔叶林地带，IV Aii a 中亚热带常绿阔叶林北部亚地带，IV Aii a-6 四川盆地栽培植被，润楠、青冈栎林区。

按照《中国植被》的植被分类原则对本项目评价范围内的植被类型进行划分，可分为 2 个植被系列，为自然植被和栽培植被，其中自然植被分为 4 个植被型、4 个植被亚型、8 个植被群系，详见下表。

表 3.5-4 评价范围内植被类型统计表

植被型	植被亚型	群系	群系拉丁名
自然植被			
一、针叶林	(一) 亚热带常绿针叶林	1. 马尾松林	Form. <i>Pinus massoniana</i>
		2. 柏木林	Form. <i>Cupressus funebris</i>
二、竹林	(二) 亚热带竹林	3. 慈竹林	Form. <i>Sinocalamus affinis</i>
三、灌丛	(三) 山地灌丛	4. 云实灌丛	Form. <i>Caesalpinia decapetala</i>

		5.火棘灌丛	Form. <i>Pyracantha fortuneana</i>
四、稀树草丛	(四)山地草丛	6.白茅-野菊草丛	Form. <i>Imperata cylindrica-Chrysanthemum indicum L.</i>
		7.荩草-狗牙根草丛	Form. <i>Arthraxon hispidus-Cynodon dactylon</i>
		8.白车轴草草丛	Form. <i>Trifolium repens L.</i>
栽培植被			
农作物	粮食作物	水稻、玉米为主，还有红薯、南瓜、豆类等。	

本项目评价范围内主要植被类型为：亚热带常绿针叶林、亚热带竹林、山地灌丛、山地草丛等自然植被和农作物等人工植被。评价范围受人为活动扰动程度较低，其中，亚热带常绿针叶林主要集中分布于评价区东部，山地灌丛与竹林零星分布于评价区，区域内草丛零星分布于林缘、道路边缘、荒地等；农田植被广泛分布于评价范围内。

3.5.4.3 典型植物群系介绍

(1) 自然植被

① 马尾松林

马尾松是向 阳、喜温暖的树种。评价区主要分布在海拔 1000m 以下向 阳贫瘠山坡广泛分布。群落外貌翠绿色，林冠整齐。由于强烈的人为影响，马尾松林多为次生林，郁闭度 0.7，层均高 15m，优势种为马尾松，盖度 50%，高 12~18m，胸径 20cm，伴生种类主要有山矾、樟树、杉木等。灌木层小铁仔、黄荆、莢蒾等。草本层盖度 30%，常见有里白、芒萁、五节芒、寒莓等

② 柏木林

柏木林属常绿针叶树种，喜温暖湿润的气候条件，在降雨分配较均匀，无明显旱季的地区生长较良好，能耐干旱瘠薄，也稍耐水湿。柏木主根浅细，侧根发达，耐寒性较强，对土壤适应性广，在中性、微酸性及钙质上均能生长，特别是在上层浅薄的钙质紫色土和石灰土上也能正常生长。柏木林集中分布于评价区内东部及东北部，多生长在山脊或者山坡上部。

群落外貌苍绿色，生长较稀疏，郁闭度 0.7。乔木层以柏木为主，盖度 60%，高度 9-12m，伴生有马尾松、杉木等。灌木层无明显优势种，伴生种有檫木、牡荆、皱叶莢蒾等。草本层主要有凤尾蕨、地果、沿阶草、野艾蒿、寒莓等。

③ 慈竹林

慈竹为常绿丛生竹类，根巢盘结，无性繁殖力强，秆高 5~10m，梢端细长作弧形

向外弯曲或幼时下垂如钩丝状，慈竹喜光，耐荫，抗性强，适应酸性土至中性土，有较强的抗酸和抗碱性。

乔木层郁闭度 0.8，层均高 8m，优势种为慈竹，高约 7~9m，秆径 6~9cm，盖度 65~85%，伴生种较少，以柏木、枫香树、枫杨等。灌木层盖度 20%，层均高 1.5m，主要有拔葵、牡荆等。草本层盖度 30%，层均高 0.3m，优势种为野菊，高约 0.3~0.4m，盖度 5%~10%，主要伴生种为簕草、荩草、麦冬等。

④云实灌丛

云实原产于中国两广、两湖、江浙及云南、四川、江西、福建。云实生长于山坡灌丛中及平原、丘陵、河旁等地，为阳性树种，喜光，耐半阴，喜温暖、湿润的环境，在肥沃、排水良好的微酸性壤土中生长为宜。

灌木层样方内优势种为云实，平均高度为 2.2m；常见种有女贞、细枝柃、石岩枫等，其平均高度为 2m 左右，盖度约为 20%。

草本层植物物种较多，优势种为野菊花，平均高度为 0.8m，其他常见种有狗尾草、荩草等，其平均高度为 0.3-0.5m 之间，盖度均为 10%左右，偶见的草本植物有油麻藤和地构叶等，其盖度都小于 3%。

⑤火棘灌丛

火棘灌丛长分布在阳坡、半阳坡山地。灌木层盖度 80%，层均高 1.8m，优势种为火棘，盖度 60%，高 1.5~2.2m，伴生种常见有小果蔷薇、马桑、竹叶花椒、金佛山荚蒾等。草本层盖度 50%，层均高 0.2m，优势种为千里光、野菊，盖度 30%，高 0.2~0.3m，伴生种主要有芒萁、狗脊、艾蒿、香丝草等。

⑥白茅-野菊草丛

白茅属多年生草本，具粗壮的长根状茎，适应性强，分布区域广，耐荫、耐瘠薄和干旱，喜湿润疏松土壤，在适宜的条件下，根状茎可长达 2~3m 以上，能穿透树根，断节再生能力强，萌芽率高，无性繁殖力强，是有良的水土保持植物。由于其适应性强，生态幅度广，自谷地河床至干旱草地均有分布，是森林砍伐或火烧迹地的先锋植物，也是空旷地、果园地、撂荒地以及田坎、堤岸和路边的极常见植物和杂草，群落结构及种类组成较简单。野菊喜凉爽湿润气候，耐寒。以土层深厚、疏松肥沃、富含腐殖质的壤土栽培为宜；生于山坡草地、田边及路旁。

草本层上层优势种为白茅，层均高 1.5m，盖度 55%；下层优势种为野菊，层均高 0.5m，盖度为 50%。伴生种有艾蒿、地果、小蓬草、一年蓬、荩草等

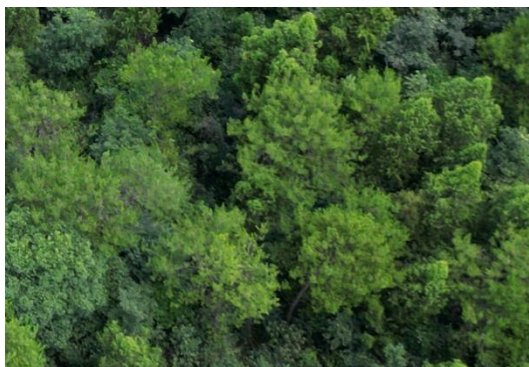
⑦ 荇草-狗牙根草丛

荇草和狗牙根适应能力很强，在评价区内零星分布于撂荒地附近和路边。群落结构简单，以荇草和狗牙根为主，草本层盖度 95%，层均高 0.3m，荇草盖度 60%、狗牙根盖度 55%，高 0.2~0.4m，伴生种主要有狗尾草、野菊、地果、飞蓬、千里光等。

⑧ 白车轴草草丛

白车轴草在全球广泛分布，中国在东北、华北、华中、西南、华南各地有栽培，在湿润草地、河岸、路边呈半自生状态。白车轴草喜温暖湿润气候，不耐干旱和长期积水，喜光，在阳光充足的地方生长繁茂，竞争能力，且喜欢黏土耐酸性土壤，也可在砂质土中生长。

草本层盖度 95%，层均高 0.3m，优势种为白车轴草，盖度 90%，高 0.6~0.8m，伴生种主要有白车轴草、一年蓬等。



马尾松



柏木



慈竹



云实



火棘



白茅-野菊草丛



荩草-狗牙根草丛



白车轴草草丛

(2) 人工栽培植被

评价区内农耕历史悠久，分布了大面积旱地，以玉米、红薯、各类蔬菜为主。



栽植植被

3.5.4.4 植被覆盖度

对覆盖度不同取值范围进行分区统计，高覆盖度（>70%）区域面积占比最大，为 49.22%，其次为中低覆盖度（10-30%），占比为 41.12%，其它覆盖度占地比较低。具体如下表所示。

表 3.5-6 评价范围植被覆盖度统计表

植被覆盖度（%）	面积（hm ² ）	占比（%）
0-10（低覆盖度）	3.39	6.65%

10-30（中低覆盖度）	20.95	41.12%
30-50（中覆盖度）	0.74	1.45%
50-70（中高覆盖度）	0.79	1.55%
>70（高覆盖度）	25.08	49.22%
合计	50.95	100%

3.5.4.5植物多样性评价

（1）植物组成

根据现场调查、访问结合相似项目调查现状和文献资料分析，评价区域共有维管束植物 74 科 180 属 244 种（蕨类植物采用秦仁昌分类系统 1978，裸子植物采用郑万均分类系统 1961，被子植物采用哈钦松分类系统 1981）。其中蕨类植物共有 9 科 10 属 15 种；裸子植物 4 科 6 属 7 种；被子植物物种数最多，共有 61 科 164 属 222 种，具体见表 3.5-7；评价区植物名录见附录。

表 3.5-7 评价区域维管植物科属种统计表

维管植物	科数	属数	种数
蕨类植物	9	10	15
裸子植物	4	6	7
被子植物	61	164	222
合计	74	180	244

（2）植物多样性

生物多样性是生物（动物、植物、微生物）与环境形成的生态复合体以及与此相关的各种生态过程的总和，物种多样性常用的评价指标包括物种丰富度、香农-威纳多样性指数、Pielou 均匀度指数、Simpson 优势度指数等。

物种丰富度为调查区域内植物的物种种数之和。根据调查结果，根据调查植物名录，评价区共有维管植物 74 科 180 属 244 种，其中蕨类植物共有 9 科 10 属 15 种，裸子植物 4 科 6 属 7 种，被子植物 61 科 164 属 222 种，物种丰富度较高。

根据评价区 27 个样方的资料统计，比较各植被类型的植物多样性，由结果可知，香农-威纳多样性指数、Pielou 均匀度指数、Simpson 优势度指数均表现为柏木林>马尾松林>慈竹林>云实灌丛>白茅-野菊草丛>火棘灌丛>荇草-狗牙根草丛>白车轴草草丛。

3.5.4.6野生植物重要物种

①国家及地方重点保护野生植物

根据《国家重点保护野生植物名录》（2021 年）、重庆市林业局重庆市农业农村委员会关于印发《重庆市重点保护野生动物名录》和《重庆市重点保护野生植物名录》的通知（渝林规范〔2023〕2 号）的相关规定，本次调查未在评价区域内发现国家和重庆市级重点保护野生植物分布。

②名木古树

根据重庆市第五次城市古树名木及古树后备资源普查等资料，结合评价区现场调查与访问结果，本评价调查区域未发现有挂牌的古树名木分布，项目建设不涉及对古树名木的直接侵占影响。

③红色名录物种

根据《中国生物多样性红色名录——高等植物卷（2020）》，结合查阅历史资料、评价区现场调查与访问结果，本次调查期间未在评价范围内发现极危、濒危、易危野生植物分布。

④极小种群野生植物

根据 2022 年颁布的《“十四五”全国极小种群野生植物拯救保护建设方案》，结合查阅历史资料、评价区现场调查与访问结果，本次调查期间未在评价范围内发现国家及地方所涉及的极小种群野生植物。

3.5.4.7外来入侵植物调查

根据《中国外来入侵物种名单》（第一至第四批）和《重点管理外来入侵物种名录》（2023 年 1 月 1 日起施行），通过现场调查，评价范围内分布有外来入侵物种，通过现场调查，评价范围内分布有外来入侵物种，具体为一年蓬、小蓬草、鬼针草、空心莲子草等 4 种为主。

3.5.4.8公益林、天然林概况

根据收集到的涪陵区林调数据与项目评价范围叠图，评价范围内涉及公益林面积约 16.60hm²，其中国家公益林 16.54 公顷、地方公益林 0.07 公顷。评价范围天然林面积约 16.54hm²，其中纯天然林 16.15hm²、萌生林 0.39 hm²。评价范围公益林、天然林分布范围见附图 17、18。

3.5.5野生陆生动物现状调查与评价

3.5.5.1样线调查概况

陆生动物现状实地调查以样线法为主，样线设置要涵盖不同海拔的生境类型。结

合《生物多样性观测技术导则陆生哺乳动物》（HJ710.3-2014）附录 B、2017 年生态环境部发布的《县域陆生哺乳动物多样性调查与评估技术规定》附录 A 生境类型表中的第一层次划分结果，将生境类型分为森林、灌丛、草地、湿地、农田、城镇、荒漠、冰川/永久积雪、裸地、其他等 10 种。

二级评价每种生境类型设置的野生动物调查样线数量不少于 3 条。项目在评价范围内有农田、森林、灌丛、草地、城镇和湿地生境，共设置了 3 条样线，分别涉及 6 类生境（森林、灌丛、草地、湿地、农田、城镇），观测时行进速度约 1.5-3km/h。样线设置具体如下表所示。

表 3.5-8 样线信息汇总表

样线名称	样线起点坐标		样线终点坐标		长度（m）	海拔（m）
	东经°	北纬°	东经°	北纬°		
样线 1	107°33'58.86"	29°40'16.12"	107°34'4.70"	29°40'10.48"	820	447~482
样线 2	107°34'7.58"	29°40'17.21"	107°34'7.14"	29°40'8.71"	875	400~480
样线 3	107°34'7.91"	29°40'15.56"	107°34'2.18"	29°40'11.54"	810	456~536

3.5.5.2陆生动物现状

（1）动物区系

根据《中国动物地理》（科学出版社，2011 年），结合工程路线，本线路所处动物地理区划为华中区—西部山地高原亚区（VIB）— 四川盆地省—农田-亚热带林灌动物群所在区域，位置关系叠图见。

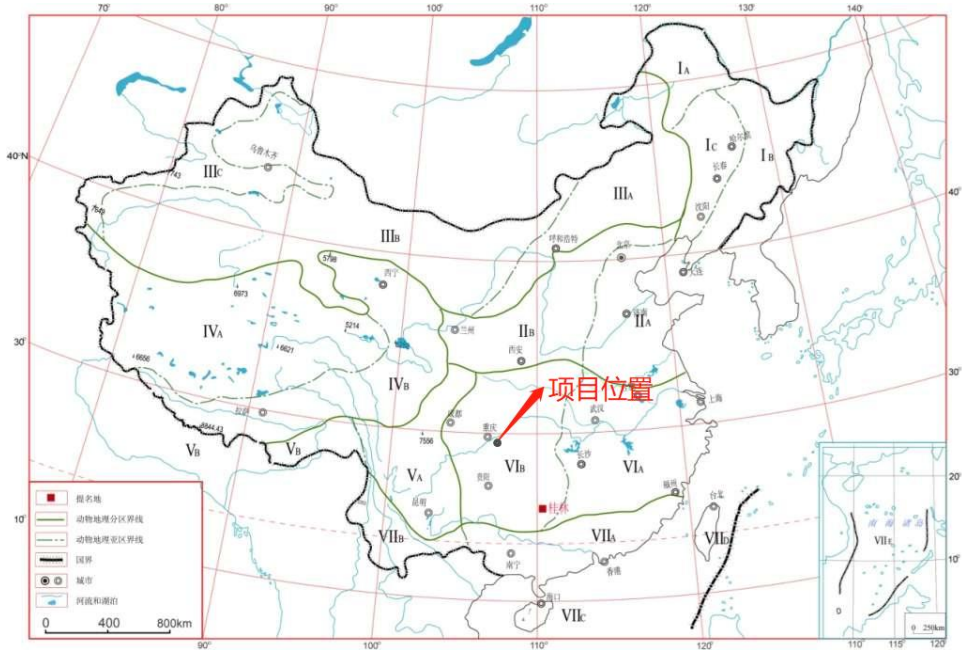


图 3.5-3 评价范围在《中国动物地理区划图》（2011 年）中的位置示意图

(2) 动物多样性

评价范围主要以林地和农田为主，交通便利，人类活动频繁，因此常见陆生动物主要为鸟类、两栖类、兽类和爬行类动物。动物调查采用样线调查法，共设置调查样线 3 条，长约 2505m，主要沿道路及工程占地进行调查，详见附图 12。

根据野外动物资源调查和访问、文献调查，统计结果显示本项目生态影响评价范围内有脊椎动物 4 纲 7 目 22 科 25 种。其中两栖类 1 目 3 科 4 种，爬行类 1 目 4 科 5 种，兽类有 3 目 4 科 6 种，鸟类 2 目 8 科 10 种。

实地调查期间，评价范围内未发现国家级及地方重点保护野生动物。

表 3.5-9 生态环境影响评价范围脊椎动物种类组成

类群	目	科	种
两栖类	1	3	4
爬行类	1	4	5
兽类	3	4	6
鸟类	2	8	10
合计	7	22	25

1) 鸟类

① 种类组成

评价区共有两栖类 4 种，隶属于 1 目 3 科。蛙科种类最多，共计 2 种，占总种数的 50%；蟾蜍科、树蛙科各 1 种。

表 3.3-10 评价区两栖动物组成

目	科数	科	种数
无尾目 ANURA	1	蟾蜍科 Bufonidae	1
	1	蛙科 Ranidae	2
	1	树蛙科 Rhacophoridae	1
合计	3		4

② 栖息类型

水栖静水型：湖北侧褶蛙（*Pelophylax plancyi*）；

水栖流溪型：花臭蛙（*Odorrana schmackeri*）；

树栖类型：斑腿泛树蛙（*Polypedates megacephalus*）。

2) 爬行类

① 种类组成

评价区内共有爬行类 5 种，隶属于 1 目 4 科。游蛇科共有 2 种，壁虎科、鬣蜥科、蜥蜴科和石龙子科各 1 种。

表 3.3-11 评价区爬行动物组成

目	科数	科	种数
有鳞目 SQUAMATA	1	壁虎科 GEKKONIDAE	1
	1	蜥蜴科 LACERTIDAE	1
	1	石龙子科 SCINCIDAE	1
	1	游蛇科 COLUBRIDAE	2
合计	4		5

② 栖息类型

水栖溪流类型：乌华游蛇（*Sinonatrix percarinata*）；

陆栖类型：其余 4 种均为陆栖种。

3) 兽类

① 种类组成

评价区共有兽类 6 种，隶属于 3 目 4 科。啮齿目鼠科种类最多，共计 3 种，占总数的 50%；食虫目鼬科、兔形目兔科、啮齿目竹鼠科各 1 种。

表 3.3-12 评价区陆兽类组成

目	科数	科	种数
兔形目 LAGOMORPHA	1	兔科 Leporidae	1
食肉目 CARNIVORA	1	鼬科 Mustelidae	1
啮齿目 RODENTIA	2	竹鼠科 Rhizomyidae	1
		鼠科 Muridae	3
合计	4		6

② 生态分布

根据该区域的环境特征和兽类的生活特性，把该区域兽类分布的生境归纳为以下 3 种类型。

人居环境：主要包括居民住宅区及农田生境。该类生境由于人类活动强烈，生活于其中的兽类种类不多，主要为中小型兽类，包黑线姬鼠、小家鼠和褐家鼠等；

森林生境：该类生境主包括以柏木为优势种的针叶林林。该类生境中的优势种类有黄鼬；

灌草丛生境：该类生境一般是山林中的灌草丛，主要以盐麸木、马桑等为优势种，平均高度在 1-2m，隐蔽条件较好，主要生活的兽类包括草兔等。

③ 分布特点

中大型兽类主要分布在中、高海拔地带的山坡草丛、灌丛中，秋、冬季节到低海拔寻找食物和水源。其它中小型兽和小鼠形兽在评价区都有分布。

啮齿类动物既是该区域内种类和数量最多的兽类（共 4 种），又多为是人类伴生动物。鼠科种类的生境与人类的经济活动区有较大的重叠性，其中部分种类具有家野两栖的习性。随着季节不同，在野外和人类的居室间进行更换。如褐家鼠在冬天野外食物短缺时，从室外进入室内生活，而到次年春天野外的气温回升、食物丰富时又从室内跑到室外生活。

4) 鸟类

① 种类组成

评价区有鸟类 10 种，隶属于 2 目 8 科。其中雀形目最多，有 7 科 9 种，占总种数的 90%；佛法僧目有 1 科 1 种。

表 3.3-13 评价区鸟类组成

目	科数	科	种数
佛法僧目 CORACIIFORMES	1	翠鸟科 Alcedinidae	1
雀形目 PASSERIFORMES	7	燕科 Hirundinidae	2
		鹁鸽科 Motacillidae	1
		卷尾科 Dicruridae	1
		鸦科 Corvidae	1
		鸫科 Turdidae	2
		山雀科 Paridae	1
		雀科 Fringillidae	1
合计	9		11

② 栖息类型

森林栖息类型：大山雀（*Parus major*）、树鹩（*Anthus hodgsoni*）、燕雀（*Fringilla montifringilla*）等；

居民区栖息类型：喜鹊（*Pica pica*）、灰卷尾（*Dicrurus leucophaeus*）等。

3.5.5.3 野生动物重要物种

① 国家及地方重点保护野生动物

根据查阅资料和实地调查走访结果，结合《国家重点保护野生动物名录》、重庆市林业局重庆市农业农村委员会关于印发《重庆市重点保护野生动物名录》和《重庆

市重点保护野生植物名录》的通知（渝林规范〔2023〕2号），评价区内无国家及重庆市重点保护野生动物。

②中国生物多样性红色名录物种

根据《中国生物多样性红色名录》，评价区暂未发现濒危物种。

③特有种

通过查阅资料和现场调查、访问后，根据2023年颁布的《中国生物多样性红色名录 脊椎动物卷（2020）》及现场调查，调查期间评价区内未发现中国特有物种，也未发现需要特别保护的地区性特有野生动物。

④重要野生动物及评价区内分布情况

调查期间未在项目占地范围内发现上述重要野生动物实体（均为资料显示存在）。项目所在区域农耕历史悠久，受人为活动干扰较大，根据项目区域生境情况，保护动物可能因觅食而进入评价范围，但评价范围内未发现其栖息地分布。评价区重要野生动物情况见下表。

⑤极小种群野生植物

通过查阅资料和现场调查、访问后，根据2021年颁布的《“十四五”林业草原保护发展规划纲要》中的“抢救性保护珍稀濒危野生动物”名录表，结合调查结果，评价范围内未发现国家及地方所涉及的极小种群野生动物。

3.5.6 生态系统现状评价

3.5.6.1 评价区生态系统组成

评价范围内生态系统以《中国植被》提出的植物群落分类系统为基础，参考《全国生态状况调查评估技术规范—生态系统遥感解译与野外核查》（HJ1166-2021）的分类体系，根据对建群种生活型、群落外貌、土地利用现状的分析，结合动植物分布和生物量的调查，对评价范围生态现状进行生态系统划分，可分为自然的森林生态系统、灌丛生态系统、草地生态系统、湿地生态系统及半自然的农田生态系统和人工的城镇生态系统（见表4.2-1）。评价范围内以森林生态系统和农田生态系统为主，面积分别为25.87hm²、20.35hm²，所占比例分别为50.78%、39.94%，表明评价区以人工生境为主，但受人类活动影响仍较大，详情见表和附图。

（1）森林生态系统

森林生态系统是评价区内最大的生态系统，其面积为25.87hm²，占比为50.78%，在评价区内主要集中分布于东西两侧的低山上。森林生态系统主要包括针叶林和竹林，

常见为柏木、马尾松、慈竹等。

（2）灌丛生态系统

灌丛生态系统在评价区内零星分布，占评价区比例较小，为 1.45%。灌丛生态系统主要为山地灌丛，常见为云实灌丛、火棘灌丛等。

（3）草地生态系统

草地生态系统在评价区零星分布，占评价区比例最小，为 1.18%。其来源主要为撂荒地、路边空地及林缘等。主要为荇草、狗牙根、野菊、白车轴草等。

（4）湿地生态系统

湿地生态系统主要为评价区内麻溪河和坑塘水面等，占评价区比例为 1.53%。水体与湿地生态系统为评价区内其他生态系统提供水资源。

（5）农田生态系统

农田生态系统面积仅次于森林生态系统，面积为 20.35hm²，占比为 39.94%，表明评价区农耕程度较高。农田生态系统以道路和居民点为依托，表现出与城镇生态系统在空间上的相关性。种植的农作物主要有玉米、水稻、红薯等。

（6）城镇生态系统

城镇生态系统为是人类有意识地开发利用和改造自然而创造出来的生态系统，以大量的人工建（构）筑物为典型代表，如房屋、道路等。评价区内城镇生态系统面积为 2.61hm²，占评价区的 5.12%，主要为农村宅基地、农村道路、井站等。



森林生态系统



灌丛生态系统



草地生态系统



湿地生态系统



农田生态系统



城镇生态系统

3.5.6.2评价区生态系统面积分析

基于卫星遥感影像、现场调查核实，按照《全国生态状况调查评估技术规范——生态系统遥感解译与野外核查》（HJ1166-2021）要求，对评价区域生态系统开展遥感解译与调查，同时结合区域土地利用现状、植被类型等解译和调查结果，将评价范围内生态系统分为森林生态系统、灌丛生态系统、草地生态系统、湿地生态系统、农田生态系统、城镇生态系统等六大类，经过人机交互遥感解译、野外核查和精度验证，制作评价范围的生态系统类型图。

根据生态系统类型图，统计评价范围内各生态系统类型及面积，如下表所示。

表 3.5-14 评价范围生态系统统计表

生态系统	面积（公顷）	比例（%）
森林生态系统	25.87	50.78%
灌丛生态系统	0.74	1.45%
草地生态系统	0.6	1.18%
湿地生态系统	0.78	1.53%
农田生态系统	20.35	39.94%
城镇生态系统	2.61	5.12%
合计	50.95	100%

评价范围内以森林生态系统、农田生态系统为主，面积分别为 25.87hm²、20.35hm²，所占比例分别为 50.78%、39.94%，表明评价区以自然生境为主，但受人类活动影响仍较大。

3.5.6.3 生态系统生物量与生产力估算

植被的生产力和生物量可以反映一个区域内的陆地生态系统的生产能力和生态效益，通常以平均生产力和平均生物量表示。评价区域内总生物量 2066.45 t，其中森林生态系统生物量达 1948.01t，占评价区总生物量的 94.27%，表明林地是构成评价区域内生物量的主要来源；农田生态系统生物量占比较低，为 4.94%；灌丛生态系统生物量、草地生态系统生物量和湿地生态系统生物量极低，三者仅占评价区总生物量的 0.79%。

表 3.5-15 评价区生物量统计表

类型	评价区面积（公顷）	平均生物量（吨/公顷）	总生物量（吨）	比例
森林生态系统	25.87	75.3	1948.01	94.27%
灌丛生态系统	0.74	15.65	11.58	0.56%
草地生态系统	0.6	6.27	3.76	0.18%
湿地生态系统	0.78	1.2	0.94	0.05%
农田生态系统	20.35	5.02	102.16	4.94%
城镇生态系统	2.61	/	/	/
合计	50.95	/	2066.45	100%

评价区域内总生产力 376.81 t/a，其中森林生态系统和农田生态系统生产力分别为 237.49t/a 和 129.02t/a，分别占总生产力的 63.03%和 34.24%，表明森林生态系统和农田生态系统生产力是构成评价区域内生产力的主要来源。

表 3.5-16 评价区生产力统计表

类型	评价区面积（公顷）	平均生产力（吨/公顷·年）	总生产力（吨/年）	比例
森林生态系统	25.87	9.18	237.49	63.03%
灌丛生态系统	0.74	5.65	4.18	1.11%
草地生态系统	0.6	10.21	6.13	1.63%
湿地生态系统	0.78	0.0004	0.00	0.00%
农田生态系统	20.35	6.34	129.02	34.24%
城镇生态系统	2.61	/	/	/
合计	50.95	/	376.81	100%

3.5.7 评价区景观分析

景观（Landscape）的定义有多种表述，但大部分都是反映内陆地形、地貌或景色（如草原、森林、山脉、湖泊等），或是反映某一地理区域的综合地形特征。景观格局是指大小和形状不一的景观斑块在空间上的排列，是各种生态过程在不同尺度上综合作用的结果。景观格局变化对生物多样性产生直接而强烈影响，其主要原因是生境丧失和破碎化。

景观变化的分析方法主要有三种：定性描述法、景观生态图叠置法和景观动态的定量化分析法。目前较常用的方法是景观动态的定量化分析法，主要是对收集的景观数据进行解译或数字化处理，建立景观类型图，通过计算景观格局指数或建立动态模型对景观面积变化和景观类型转化等进行分析，揭示景观的空间配置以及格局动态变化趋势。

景观指数是能够反映景观格局特征的定量化指标，分为三个级别，代表三种不同的应用尺度，即斑块级别指数、斑块类型级别指数和景观级别指数，可根据需要选取相应的指标，采用 FRAGSTATS3.3 等景观格局分析软件进行计算分析。

评价区景观斑块类型级别指数情况和景观级别指数详见表。

表 3.5-17 评价区斑块类型级别指数

指数	单位	农用地景观	建设用地景观	林地景观	水体景观	草地景观
斑块类型面积（CA）	hm ²	20.35	2.61	26.61	0.78	0.6
斑块数量（NP）	个	17	7	13	7	12
斑块所占景观面积比例（PLAND）	%	39.94%	5.12%	52.23%	1.53%	1.18%
最大斑块指数（LPI）	/	30.79	1.67	35.53	0.18	0.41
结合度指数（COHESION）	/	97.92	66.79	98.54	55.51	63.38
散布与并列指数（IJI）	/	83.56	69.86	57.13	37.90	77.89
聚集度指数（AI）	/	86.34	54.77	92.72	27.86	55.56

由表可知，林地景观面积最大，因集中连片，所以结合度指数和聚集度指数最高、散布与并列指数最低，但受其他景观切割，图斑数量较多。农用地景观受道路和林地的切割，散布与并列指数较高，但大部分集中连片分布，所以结合度指数和聚集度指数较高。建设用地景观因有道路连接，结合度指数高于水体景观和草地景观，草地景观大部分为不连续分布，所以散布与并列指数高于建设用地景观和水体景观。

表 3.5-18 评价区景观级别指数

景观指数类型	单位	景观指数

景观总面积 (TA)	hm ²	50.95
斑块数量 (NP)	个	56
最大斑块指数 (LPI)	/	35.53
蔓延度指数 (CONTAG)	/	54.44
散布与并列指数 (IJI)	/	71.77
聚集度指数 (AI)	/	86.76

由表可知，由于评价区道路、林地、耕地的切割，景观破碎化程度较高，所以蔓延度指数 (CONTAG) 较低、散布与并列指数 (IJI) 较高，分别为 54.44、71.77。由于林地景观、农用地景观聚集分布，所以评价区聚集度指数 (AI) 较高，为 86.76。

3.5.8 水生生态调查

项目区内河流为麻溪河支流，拟建项目水生生态评价等级为三级，水生生态调查范围为其支流穿越点上游 300m、下游 1000m 范围，属于乌江流域。根据《重庆市人民政府 批转重庆市地表水环境功能类别调整方案的通知》（渝府发〔2012〕4 号），麻溪河属于Ⅲ类水域。本次评价水生生态调查以收集资料为主。

（1）鱼类资源

根据查阅相关资料，项目区域水域常见鱼类包括鲫鱼、草鱼、泥鳅、鳊鱼等。评价区内无国家级及重庆市重点保护野生鱼类。

（2）浮游生物

①浮游植物

河流中浮游植物以硅藻门最多，另分布有少量蓝藻门、绿藻门、裸藻门、针胞藻门。常见种为蓝藻门的小颤藻，硅藻门的双头舟形藻、简单舟形藻、膨胀桥弯藻、尖针杆藻、双头针杆藻。

②浮游动物

浮游动物包括甲壳动物、轮虫和原生动物等，以轮虫为主。查阅资料可知，河流区域浮游动物种类较少，具有明显的优势种群且优势种生物量较丰富，可能跟水流较急，水质清瘦，水量较少，水中有机质含量较低有关。

③底栖动物

底栖动物 (zoobenthos) 是指生活史的全部或大部分时间生活于水体底部的水生动物群。除定居和活动生活的以外，栖息的形式多为固着于岩石等坚硬的基体上和埋没于泥沙等松软的基底中。此外，还有附着于植物或其他底栖动物体表的，以及栖息在潮间带的底栖种类。在摄食方法上，以悬浮物摄食和沉积物摄食居多。多为无脊椎

动物，是一个庞杂的生态类群。按其尺寸，分大型底栖动物、小型底栖动物。评价区约大型底栖 5 种，包括田螺、黑壳虾、扁蚌、二翼蚌。

④水生维管束植物

水生维管束植物是水体中的生产者之一，可作鱼类的饵料和繁殖生活场所，是水生生态系统中的基本环节。河流主要的水生维管束植物种类有浮萍、水葱、水芹、喜旱莲子草等。

（3）鱼类“三场一通道”分布

据当现场调查及查阅相关资料，评价区不涉及国家和市级保护鱼类及鱼类“三场”，亦不涉及重要水生生物及其产卵场、索饵场、越冬场和洄游通道。

4生态环境影响预测与评价

4.1施工期生态影响预测与评价

4.1.1对土地利用的影响

(1) 永久性占地影响

永久占地对占地区植物及植被的影响是长期的、不可逆的。永久占地区施工将使区域内土地利用类型发生改变，植物个体损失，植被生物量减少。

项目井场全部依托现状永久占地共计 14490m²，已办理永久占地手续。由于本项目主要在现有建设用地内进行扩建，故本工程永久占地对占地区植物种类、植被类型及生物量的影响较小，对评价区土地利用方式影响较小，对评价区农业、林业生产影响较小。

(2) 临时占地影响

本项目临时占地主要为钻井队、压裂试气队人员临时施工生活区建设带来的临时生态影响，施工生活区采用水泥墩基座，活动板房，现场吊装。临时占地类型主要为旱地，施工完毕后搬迁并对生态进行恢复，对周边生态环境影响较小。

(3) 土地利用变化

项目井场全部依托现状永久占地共计 14490m²，已办理永久占地手续。本次建设井口在永久占地内施工，工程建设对评价区土地利用的影响较小。新增临时占地面积为 1200m²，临时占地主要为耕地。

4.1.2对陆生生态的影响

(1) 对植被及植物资源的影响

本项目平台均在原用地范围内进行扩建，根据现场调查，占地范围内主要以农田为主，植物种类都是区域内分布广泛的常见种和广布种。工程施工会对施工区域内的植被进行清除，使相关种类的个体数量减少。但施工区域范围有限，受影响的个体数量非常有限，工程建设不会造成相关区域植物种群数量的明显改变，不会造成植物种类的减少和植物区系的改变。

总体来说，项目施工过程中会对该区域植被造成一定的影响，但由于植被均为当地常见物种，不会导致评价区内植物群落的种类数量发生变化，也不会造成植物物种的消失，对区域植被稳定性的破坏较弱。由于项目占地面积较小，主要在现有平台内施工，仅施工生活区临时占地造成的植物生物量损失极小，且项目施工周期短，施工

结束后,通过复垦、恢复植被、补偿等措施,评价范围内被破坏的植被可以得到有效的恢复。

(2) 对土壤环境的影响及林地立地条件的影响

由于本项目平台主要在现有用地范围内进行扩建,不新增耕地和林地等土地,对项目周边土壤环境及林地立地条件影响较小。

(3) 对动物的影响

根据资料收集、现场踏勘和调查,本项目生态环境影响评价范围内未发现国家级、省级保护的珍稀濒危野生动物集中栖息地,区内野生动物主要为一些常见的农耕带和灌丛带的小型爬行动物、哺乳动物及鸟类如蛇、鼠、蛙等,未发现重点保护和珍稀动物。其活动范围较大,虽在工程施工过程中对其生活的栖息地产生一定的破坏或扰动,但对其在区域内的分布及数量的影响较小,不会造成区域陆生动物群落的改变及动物资源的减少。

①对兽类动物的影响

施工期对兽类的影响主要体现在井场施工活动的影响、施工人员的影响。

A 施工活动的影响

工程区域的种类以小型兽类,如鼠类,项目建设对小型兽类的影响主要是工程占地对栖息地的破坏,破坏它们的地下巢穴,机械振动和人员活动影响其活动范围。但由于工程呈现线性走向,占地规模较小,上述小型兽类都具有较强的适应能力、繁殖快,施工不会使它们的种群数量发生明显波动。

根据访问和查阅历史资料,评价区大中型兽类数量极其稀少而极其少见。但工程施工、车辆运输产生的噪声、震动较大,对偶尔活动到附近的大型兽类个体还是会受到惊扰而避开干扰区,从而减小对其影响。

根据现场调查,评价区的生境相似,可以为受到干扰的野生动物提供替代生境,进一步减少了施工活动对兽类的影响。

B 施工人员的影响

施工过程中,人为干扰如施工人员滥捕乱猎等现象的出现,将直接影响到这一地区的某些野生动物种群数量,这种影响可通过加强对施工人员的宣传教育和管理得到消除。

综上分析,项目建设对施工范围内兽类物种及种群数量影响较小。

②对两栖动物的影响

两栖爬行动物一般在冬季冬眠,或经历一段休眠期,物种活动有很强的季节规律。本项目井场临时占地建设过程中对两栖动物的影响主要为井场及道路建设会清除地表植被,改变土地利用现状,导致地表裸露。这会破坏两栖动物的栖息地,减少其藏身和繁殖的场所。一些依赖植被覆盖的蛙类可能会因栖息地减少而被迫迁移或面临生存压力。施工过程中产生的噪声和人类活动会对两栖动物产生扰动,施工噪声可能会干扰其正常的繁殖行为和日常活动。钻井过程中钻井液和废水的处理不当可能会对周边水体造成污染。尽管钻井平台采取了分区防渗和废水回用等措施,但在施工过程中仍可能存在泄漏风险。一旦钻井液或废水进入水体,可能会改变水质,影响两栖动物的生存环境。两栖动物的皮肤具有呼吸功能,对水质变化较为敏感,水体污染可能会导致其皮肤病变,甚至死亡。但随着钻井平台施工结束后,通常会对临时占地进行植被恢复,这有助于改善生态环境,为两栖动物提供新的栖息地。此外,施工期间采取的生态保护措施,如设置截排水沟、集中堆存表土等,也在一定程度上减少了对生态环境的破坏。

综上所述,钻井平台施工过程对项目所在地附近两栖动物的影响是多方面的,既有栖息地破坏、噪声干扰,也有潜在的水质污染风险。但通过采取有效的生态保护措施和施工后的生态恢复,可以减轻这些影响,促进生态环境的逐步恢复。

③对鸟类的影响

工程活动对鸟类的影响主要表现在以下几个方面:

A 施工的噪声影响野生动物的栖息,对栖息在附近的鸟类造成一定程度的惊吓,在使用高噪声设备的情况下鸟类纷纷逃离施工现场,迁移到周边隐蔽性强的生境中栖息;如在夜晚施工,灯光也会影响到夜行性鸟类的活动;堆放的生活垃圾以及废弃物也对野生鸟类的生存产生影响。

B 施工期如处在野生鸟类的繁殖季节,则会影响到野生鸟类的生殖繁衍。

本项目施工期较短,累积影响低,只要加强管理,注意对幼鸟进行保护,做到生态施工,工程对鸟类的影响是可控的,总体影响较小。

综上分析,本项目施工不会导致动物的灭绝,扰动影响是局部和暂时的,随工程施工的结束而消失,不会对该区域野生动物造成大的影响。

4.1.3对动物多样性的影响

施工噪声、灯光、振动等对动物活动产生一定干扰。经调查,项目评价区内未发现有重庆市和国家重点保护动物,皆为常见种且分布范围广。施工周边主要为耕地,

受人为活动的影响，周边的动物分布较少，均为一些常见的小型啮齿类动物。临时施工场地占用主要为耕地，占用动物适宜生境较小，且周边的草地、耕地、林地可作为替代生境，动物很容易找到栖息场所。因此，施工期周边区域内的野生动物密度会有所下降，但区域野生动物的种群数量不会有大的变化，对动物多样性的影响较小。施工临时占地在施工期结束后进行植被恢复和保护措施，对陆生动物的影响只是暂时的。在施工中对施工人员提出野生动物的保护要求，并开展宣传教育，以最大限度地减少对野生动物的影响；施工结束后，及时对占用的动物生境进行恢复。采取上述措施后，施工期对动物多样性的影响较小。

4.1.4对农业生产的影响

本项目主要利用现有占地，已征地范围内永久基本农田分布于井场、放喷池、废水池外，本次扩建的井口及采气设备均不占用永久基本农田。施工过程中应严格控制施工范围，减少对永久基本农田的破坏。

4.1.5生态系统影响分析

本项目主要利用现有占地进行建设，项目的实施对评价区域生态系统的局部区域带来侵占和干扰影响，施工过程中会造成少量的生物量损失，地表植被的损失将对现有生态系统产生一定的影响，但由于损失的面积相对于项目区域是少量的，施工临时占地植被恢复将弥补部分损失的生物量。项目区域具有多年形成的较稳定的农业生态系统和林业生态系统，项目建设不会降低区域生物多样性，对本区域生态环境起控制作用的组分未变动，不会造成区域景观破碎化，区域动植物生境的异质性没有发生大的改变，管线分段施工，且施工完成后进行植被恢复，不会导致生态连通性降低。因此，通过在施工时采用严格的环境管理制度及施工完成后的植被恢复措施，项目建设不会改变现有生态系统结构的完整性和功能的连续性，对评价区生态系统的稳定性和完整性的影响较小。

4.1.6对生物多样性的影响

经现状调查，评价区占地范围内未发现重点保护植物分布，占地影响的植物均为常见种，植被均为常见类型，且工程建成之后会采取相应的植被恢复措施，使植被在一定时间内得到恢复。因此，本项目建设不会改变当地的主要植被类型，不会对植物多样性产生明显影响。

4.1.7对景观格局的影响分析

项目建设对评价区域景观协调性的影响主要表现为：施工建设期间由于人为活动

加剧及地表植被破坏，破碎化加剧，使得施工范围景观不协调，人为活动痕迹明显，工程痕迹严重。工程建设会使得各类自然斑块面积减少，人工斑块面积增加，但变化幅度都很小。

从景观尺度来看，区域景观类型数保持不变，但局部的景观格局发生了变化。临时占地在短时间内亦会改变局部的景观格局，施工导致各类占地上原有植被消失，这些改变将影响原有景观生态体系的格局和动态，如改变景观斑块类型，使斑块破碎化和异质性程度上升，降低各斑块和廊道的连通性，最终影响和改变组成景观生态体系各类生态系统的物质、能量和生物群落动态。

受到工程建设临时用地侵占影响，评价区内耕地、森林等均有不同程度的减少，由于施工的侵占及线型切割影响导致评价区内斑块被切割，评价区耕地、森林景观类型的面积下降、斑块数量上升，导致斑块所占景观面积比例下降，建设用地增加。施工导致农田、森林的斑块破碎，最大斑块指数、聚集度指数均减小，意味着这些斑块类型的破碎化程度有所增加。香农多样性指数上升，蔓延度指数下降，表明景观破碎化有增加，但整体变化较小。整体来看，施工对景观类型的影响较小。

4.1.8对公益林、天然林的影响

本项目依托现有井场进行建设，不涉及扩建井场，根据与涪陵区林地资料查询，各平台占地均未占用公益林、天然林，但北侧废水池紧邻公益林、天然林，项目施工过程中产生的废水，如钻井废水、管道试压废水等，如果未经有效处理直接排放，可能会渗入地下，对地下水造成污染。另外施工过程中使用的化学品，如钻井液、防腐剂等，如果发生泄漏，可能会渗入地下，对地下水造成污染。这些化学品会对地下水的水质产生长期的影响，对公益林内的植被和野生动物造成危害。但北侧公益林、天然林均高于废水池所在位置，即使发生泄漏情况，对其影响较小。因此施工过程应加强施工管理及废水池巡视，产生的废水加强收集，钻前工程应完善井场四周排水沟，避免废水外溢对公益林、天然林的影响。

4.2运营期生态影响预测与评价

4.2.1对土地利用现状的影响

根据统计，本项目站场工程永久占地共 12340.77m²，占用的土地类型主要为采矿用地，永久占地面积相对于整个区块来说，占用比例约 0.4%，且属于已经完成建设的用地，不会造成区块范围内的土地利用现状发生明显改变，对整个区块范围内的土

地利用状况影响小。

4.2.2对植被的影响

项目投入运营后，现状永久占地范围内的耕地、草地植被等已经被站场、警示牌等辅助设施取而代之，形成了建筑用地类型，本项目不新增永久占地，造成植被的损失小。

工程临时占地在运营期进行植被恢复，占地区周边植物以农作物为主，其自然生长不会受到项目的影 响。项目运营期对植被主要的影 响体现在进场天然气放喷时产生的热辐射对植被的影 响。项目放喷池均远离周边植被丰富区域，对植被影 响小。

4.2.3对野生动物的影响

项目投入运营后，对野生动物的影 响主要是站场天然气放空系统排放产生的瞬时强噪声对周边动物造成一定惊吓。本项目新建站场周边主要为耕地，区域野生动物多为常见物种，为常见啮齿类和爬行类动物，站场周围具有适合其生存的相似生境，野生动物可以迁移到附近生境生存繁衍。因此项目运营期对野生动物影 响很小。

4.2.4生态系统影 响分析

工程占地范围及周边以农田生态系统为主。在施工作业期间，挖方、填筑会形成较大面积的裸露地表，造成农田生态系统面积有所减少；工程机械、设备运行作业中也会产生多种“三废”物和扬尘，若防护措施和污染物处理不到位，会在降雨的情况下进入耕地，造成生态系统的不稳定性加剧。

由于项目永久占地较小且基本属于已建设用地，以采矿用地和耕地为主，根据现场调查，在工程影 响范围内，受工程影 响的植物均属一般常见种，其生长范围广，适应性强，工程建设不会造成生态系统类型减少，生态系统内的物种组成不会发生明显改变，因此项目建设前后生态系统组成成分仍具有完整性。项目建设后，生态系统的绝大部分区域原有生境不变，以这一生境为依托的动植物关系、生物与非生物环境关系、食物链及能流渠道都没有发生变化，因此生态系统总体的组织结构仍然完整。

本项目对评价区域生态系统的局部区域带来侵占和干扰影 响，施工过程中会造成少量的生物量损失，地表植被的损失将对现有生态系统产生一定的影 响，但由于损失的面 积相对于项目地区是少量的，施工临时占地植被恢复将弥补部分损失的生物量。项目区域具有多年形成的较稳定的农业生态系统和林业生态系统，项目建设不会降低区域生物多样性，对本区域生态环境起控制作用的组分未变动，不会造成区域景观破碎化，区域动植物生境的异质性没有发生大的改变，且施工完成后对临时占地进行植

被恢复，不会导致生态连通性降低。因此，通过在施工时采用严格的环境管理制度及施工完成后的植被恢复措施，项目建设不会改变现有生态系统结构的完整性和功能的连续性，对评价区生态系统的稳定性和完整性的影响较小。

4.2.5对生物多样性的影响

经现状调查，评价区占地范围内未发现重点保护植物分布，占地影响的植物均为常见种，植被均为常见类型，且工程建成之后会采取相应的植被恢复措施，使植被在一定时间内得到恢复。因此，本项目建设不会改变当地的主要植被类型，不会对植物多样性产生明显影响。

由于本项目占地主要以现状占地为主，区内有许多动物的替代生境，动物很容易找到栖息场所，对区域内野生动物的种群数量不会有大的变化，但施工区的野生动物密度会下降。因此在施工中要对施工人员提出野生动物的保护要求，以最大限度地减少对野生动物的影响。故工程施工期对动物多样性的影响不大。

4.3退役期生态环境影响分析

退役期主要是针对井场、放喷池、井场道路以及、废水池等设施进行拆除清理复垦。拆除过程中按照《企业拆除活动污染防治技术规定》（环保部 78 号令）等要求防治土壤环境污染，按照《重庆市建设用地土壤污染防治办法》开展土壤污染调查、评估、修复等。

并按照相关要求对地表设施进行拆除，并对迹地进行土地整治或复耕，恢复至原土地利用类型。对拟退役的废弃井（站）场、道路等提出制定生态修复方案并开展设计的要求，生态修复前要对废弃油（气）井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。生态修复工作可参照 TD/T 1070.7 执行。

具体恢复方向见下表：

表 4.3-1 退役期生态恢复措施一览表

恢复单元	复垦方向	复垦工程
井场	旱地、水田	混凝土拆除、碎石清理、地面平整、土方回填、地力培肥
污水池	旱地	碎石清理、废渣回填、土方回填、地力培肥
清水池	旱地	碎石清理、废渣回填、土方回填、地力培肥
放喷池	旱地	碎石清理、废渣回填、土方回填、地力培肥

道路	/	/

在采取生态恢复措施后，生态环境逐步得到恢复，采取一定的管理措施后，力求融入周边环境。

5地表水环境影响预测与评价

5.1施工期地表水环境影响预测及评价

5.1.1.1钻前工程

(1) 施工废水

施工废水主要来源于基础砂石骨料加工等环节，其成分主要为含悬浮固体（SS）的废水。为确保施工废水的有效管理，施工单位定期对废水回用情况进行检查。施工期间产生的废水经过沉淀处理后，全部回用于施工过程，实现了废水的零排放。这一措施不仅节约了水资源，还显著降低了对当地地表水环境的潜在影响，确保了施工活动与环境保护的和谐共存。

(2) 生活污水

钻前工程施工人员产生的生活污水通过依托当地旱厕进行集中收集，随后作为农肥资源化利用，实现了生活污水的零排放。这种处理方式不仅有效避免了污水直接排入地表水体，还将其转化为农业生产的有益资源，进一步减少了对环境的负担。因此，该措施对当地地表水环境的影响较小，充分体现了工程施工与环境保护的协调统一。

5.1.1.2钻井及储层改造工程

钻井及储层改造工程废水主要有钻井废水、场地雨水、洗井废水、压裂返排液和生活污水。

(1) 钻井废水

本项目导管、一开段采用清水钻井，二开段全部采用水基钻井液，剩余钻井泥浆在循环罐内配制水基钻井液；完钻后钻井废水在废水池暂存，用于后续压裂液的配置。剩余水基钻井液在循环罐内暂存，随钻井队用于工区其他平台钻井，不外排。

因此，本项目钻井废水不外排，对周边地表水环境无不利影响。

(2) 场地径流水对地表水的影响

本项目井场内外实施清污分流制度，井场四周设置有雨水排水沟，场外雨水沿雨水沟排入附近溪沟，场内雨水经收集后进入废水池，用于配制压裂液。废水池采取了防渗处理措施，能有效避免废水通过漏失和渗漏进入当地环境。本项目废水漏失、渗透对当地地表水环境影响小，在可接受范围内。

(3) 洗井废水

本项目使用清水洗井，清水中添加有少量洗涤剂，压入井内的清水会在洗井结束

后从井底返排出来，主要污染物指标为 pH 值、COD、悬浮物、石油类、阴离子表面活性剂等，暂存于废水池，后续用于配制压裂液，不外排，不会对周边地表水环境造成不利影响。

（4）压裂返排液

根据建设单位提供的相关资料，压裂返排液经混凝沉淀处理后，可满足配制压裂液水质要求。本项目压裂返排液总产生量为 70949m³，其中本项目回用量为 57501m³，不能回用量为 14953m³，平台产生的压裂返排液经现场 40 个配液罐及污水池收集后回用于焦石坝地区其他平台压裂，不能回用时管输至涪陵页岩气田采出水处理站进行集中处理达标后排放。

本项目压裂返排液优先回用于平台压裂，严禁直接排入地表水体，回用于平台压裂是国家和重庆市鼓励和支持的压裂返排液处理方式，能减少废水排放量和水资源消耗，符合法律法规要求。压裂返排液得到妥善处置，对周边环境影响较小。

（5）生活污水

本项目井场及生活区设置环保厕所，生活污水经环保厕所收集后外运污水处理厂处置，不外排，对地表水环境影响小。

5.1.1.3地面工程

（1）施工废水

若集气站相关设备施工过程遇降雨产生的地表径流，径流雨水中夹带有悬浮物；集气站设备基础和巡检站基础开挖时混凝土搅拌等产生的含 SS 废水的混凝土养护废水，施工期产生的生产废水经沉淀处理后全部回用，不外排，对地表水环境影响很小。

（2）试压废水

项目站内管线施工完成后将进行试压，试压采用清洁水进行试压。试压完成后，水质相对清洁，仅含少量的 SS，回用场地洒水，无外排，对区域地表水环境基本无影响。

（3）生活污水

地面工程的施工人员租住附近民房，不设施工营地，生活污水利用当地旱厕收集后农肥，无外排，对区域地表水环境基本无影响。

综上分析，本项目施工期钻前工程、地面工程产生的施工废水经沉淀处理后用于防尘洒水；剩余水基钻井液在循环罐内暂存，随钻井队用于工区其他平台钻井；钻井废水、场地雨水和洗井废水在废水池暂存，用于配制压裂液；压裂返排液经处理后优

先回用于本项目压裂工序，最后一口井压裂返排液进入废水池暂存，回用其他平台压裂工序；钻前工程生活污水依托当地旱厕收集后农肥，不外排，钻井、压裂和地面工程施工期生活污水经环保厕所收集后外运污水处理厂处置，不外排；试压废水收集后用于洒水降尘。项目施工期产生的污废水经妥善处理后，对地表水环境影响较小。

5.2运营期地表水环境影响预测及评价

根据前文分析，本项目单井前3年采出水日产生量按 40m^3 计，则2口井采出水日产生量为 $80\text{m}^3/\text{d}$ ，前3年年产生量约为 $2.9\times 10^5\text{m}^3$ 。当来到递减期后，单井采出水最大产生量约为 3m^3 ，则2口井采出水日产生量为 $6\text{m}^3/\text{d}$ ，年产生量为 2190m^3 ，利用钻井工程配套的废水池进行储存后外运至周边平台配置压裂液，不能回用的管输至涪陵页岩气田采出水处理站。

项目运营期井下作业废水产生量参考《未纳入排污许可管理行业适用的排污系数、物料衡算方法（试行）》中（与石油和天然气开采有关的服务活动产排污系数表）排污系数进行计算，低渗透油田洗井工业废水产生量为 $27.13\text{m}^3/\text{井次}$ ，预计每2年进行1次井下作业（洗井），则本项目2口井井下作业废水产生量预计约 $54.26\text{m}^3/\text{a}$ ，主要污染物为COD和石油类，回用于焦石坝地区其他平台压裂。

清管废液主要是清管作业时清管球接收装置排出，主要成分是气田水和少量硫化亚铁、井内杂屑、机械杂质等。根据类比调查，一般清管站清管废液量平台平均约为 $2\text{m}^3/\text{a}$ ，于站内废水池贮存，定期外运至周边平台配置压裂液，不能回用的运输至涪陵页岩气田采出水处理站处理。

采取上述措施后，项目运营期产生的废水可以得到有效处理，不外排，对周围地表水体影响较小。

5.3退役期地表水环境影响预测及评价

（1）清洗废水

封井后的管线清洗污水包含注入的清洗水和管道内含有的废水，产生量约为 100m^3 ，主要污染物为SS，经收集后暂存于最近的平台废水池用于焦石坝地区其他平台压裂使用，不能回用时运至涪陵页岩气田采出水处理站处理。

（2）生活污水

地面拆除施工期30d，施工人员30人，施工现场不设施工营地，生活污水利用当地环保厕所等设施收集后外运污水处理厂处置，对区域地表水环境无影响。

6 地下水环境影响预测与评价

6.1 施工期地下水环境影响分析

6.1.1 正常状况下地下水环境影响分析

钻井过程对地下水产生污染的途径主要有两种方式，即渗透污染和穿透污染途径。

(1) 渗透污染

①跑、冒、漏、滴油污染

在采取井场清污分流的措施下，污染区与清洁区通过挡墙进行有效隔离，确保井场内污染区的跑、冒、漏、滴油能够被及时收集并引入废水池暂存。污染区的混凝土基础经过防渗处理，以增强其防渗性能。柴油的储存采用密闭油罐，并在柴油罐下方设置围堰，油罐区被划定为重点防渗区。这些措施的实施，极大地减少了油类物质渗入土壤和地下水的风险。酸罐同样采用密闭罐体储存，并在罐区设置围堰，酸罐区也被列为重点防渗区。通过这些综合性的防护措施，有效地防止了酸类物质的跑、冒、漏、滴渗入土壤和地下水，保障了环境的安全。

②井场、油罐区雨、污水渗透

通过设备基础及周边防渗层、清污分流，污染区和清洁区通过挡墙隔离，污染区按照重点防渗区控制。减少场地雨污水的渗漏和溢出，将钻井废水、场地雨水收集进入废水处理罐处理回用。仅少量污水渗透进入土壤，废水具有色度高、COD、悬浮物浓度高的特点。

③废水池、岩屑不落地区域等渗透

该项目废水池、岩屑不落地区域按照重点防渗区控制。岩屑不落地区域地面采用混凝土防渗层。针对渗入影响落实地下水评价内容提出的防渗分区及防渗措施。堆放的固体废物产生的渗水很少，固废临时堆放区渗透进入地下的量很少。完钻后废水及时外运处理，固体废物外运处置，完钻后复垦，不会造成后期遗留的污染物渗透进入地下水含水层。

(2) 穿透污染

在钻井过程中，井筒内的泥浆在水头压力差的作用下，可能通过井壁孔隙渗入含水层，并在地下水系统中扩散迁移，从而对地下水环境造成潜在污染。根据钻井工艺特点，钻井泥浆主要通过井壁渗透途径进入地下水体，构成污染风险源。

本项目钻井设计采用分段施工工艺，其中导管、一开段使用清水钻井液，其主要

成分为少量膨润土等无机材料，不含有毒有害化学添加剂，具有环境友好性。一开段钻进完成后，及时下入表层套管并固井封隔，有效封闭浅层含水系统。

结合区域水文地质条件分析，项目所在区域地下水含水层底界深度一般为 0–35m。本工程的导管段、一开段深度及表层套管下深均显著小于该深度范围，确保了施工过程中未穿透主要含水层。

此外，表层套管可贯穿区内主要具有供水意义的裸露型碳酸盐岩裂隙溶洞含水层（主要为三叠系下统嘉陵江组），其下深大于周边居民水井的取水深度，形成有效的物理隔离，阻断了泥浆向饮用水含水层的垂向运移通道。

区域内具有供水价值的含水层以风化带裂隙水为主，补给来源主要为大气降水，径流方向总体朝向小河沟及沟谷地带。由于岩层风化裂隙发育有限，井壁周围地层渗透性较弱，因此钻井液通过井壁向含水层渗透的量极为有限。

综上所述，通过采用清水钻井液、合理设计导管、一开段深度、下设足够深度的表层套管等措施，结合区域水文地质条件，本项目对浅层具有饮用水开发利用价值的含水层影响较小，地下水污染风险可控。

6.1.2 非正常状况下地下水环境影响分析

本项目建设过程主要包括钻前基础设施建设、钻井工程、储层改造工程等环节，其中易造成地下水污染的主要生产过程为钻井工程阶段，在钻进含水层时套管破裂泥浆漏失和废水池体破裂等非正常状况下都会对地下水产生一定的污染影响，本次评价重点考虑上述情景在非正常状况下对地下水的影响。非正常状况分述如下：

① 套管破裂

根据钻井设计资料以及区域内以往钻井经验，钻井过程中可能会发生井漏，钻井泥浆在压力差的作用下可以通过破裂的套管井壁渗透到含水层中的裂隙中，渗入量与地层裂隙发育情况、地层压力、钻井工艺等条件相关。目前钻井泥浆监控系统一般在地层滤失量 $<3\text{m}^3/\text{h}$ 时即可发现泥浆漏失，以便及时采取堵漏措施。

拟建项目在每段完钻后，及时采用套管+水泥固井，从工程措施上减少井筒内泥浆滤失的可能。在滤失发生后，监控系统一般在 2.0 小时即可发现泥浆滤失并采取相应的封堵措施，该情景污染物排放可概化为瞬时注入点源。

② 非正常状况下储存池池底破裂

本项目平台已建设废水池一座，用于废水临时储存。非正常状况下，池底出现裂缝，将会导致废水进入地下水环境。施工期依托已建废水池，假定容积为 2000m^3 的

废水池池底产生裂缝，压裂返排液通过裂缝渗漏到地下水含水层中，排放形式可概化为点源瞬时，排放规律可简化为短时持续泄漏的瞬时排放工况。

综上本次评价将施工过程套管破裂钻井泥浆漏失、储存压裂返排液的池底破损导致压裂返排液渗漏进入到浅层含水层作为预测情景。

6.1.2.1 预测时段

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》，地下水环境影响预测时段选取可能产生地下水污染的关键时段，包括污染发生后 100d、1000d、服务年限和能反映特征因子迁移规律的其他重要的时间节点。

结合区域页岩气开发项目特点，本次预测时段为污染发生后 100d、365d（地下水跟踪监测频次）、1000d 和预测到达标时间为止。

6.1.2.2 预测因子

根据导则《环境影响评价技术导则 地下水环境》要求，并结合项目特点，预测因子选择应在导则要求的基础上，重点考虑项目排放污染物中可能进入地下水环境并具有潜在影响的特征因子。根据项目废水中污染物和浓度情况，预测因子选取对地下水环境质量影响负荷较大的耗氧量（COD_{Mn}）、石油类、氯化物、钡进行影响预测与评价。

污染物中石油类评价标准参照《地表水环境质量标准（GB3838-2002）》中Ⅲ类标准；污染物氯化物和耗氧量（COD_{Mn}）预测评价采用《地下水环境质量标准》（GB/T 14848-2017）中的Ⅲ类水质标准限值进行影响预测与评价，耗氧量（COD_{Mn}）、石油类、氯化物和钡的超标限值分别设定为 3.0mg/L、0.05mg/L、250mg/L 和 0.7mg/L。

表 6.1-1 各污染物指标质量标准及检出限一览表

污染指标	氯化物	COD _{Mn}	石油类	钡
环境质量标准 mg/L	250	3	0.05	0.7
焦页 31 号平台区域扣除下游水井本底最大值	240.95	2.15	0.5	0.7
检出限 mg/L	0.007	0.5	0.01	0.0025
注：石油类、钡均未检出。				

6.1.2.3 预测源强

本次模拟根据废水池中物质对地下水的影响途径来设定主要污染源的分布位置，选定优先控制的污染物，预测事故工况下污染物在地下水中迁移过程，进一步分析污染物影响范围、超标范围和浓度变化。

(1) 污染物浓度的确定

本次预测评价的钻井泥浆特征污染物参考类比周边同类型工程，本次废水池泄漏预测评价的特征污染物 COD、石油类、氯化物参考区域内焦页 70 平台压裂返排液监测数据，钡的浓度采用中国知网收录的《页岩气开发压裂返排液水质特征及其处理技术研究》中焦页 67-2HF 井采出水的的结果。其中污染物 COD 地下水环境的评价因子为高锰酸盐指数，为使污染因子 COD 与评价因子高锰酸盐指数在数值关系上对应统一，在模型计算过程中，参照国内学者胡大琼《高锰酸盐指数与化学需氧量相关关系探讨》一文得出的高锰酸盐指数与化学需氧量线性回归方程 $Y=4.76X+2.61$ （X 为高锰酸盐指数，Y 为 COD）进行换算。

(2) 污染物渗漏量的确定

①焦页 31 号平台废水池泄漏

根据工程设计，废水池有效容积 1000m^3 ，储存钻井期间、储层改造期间以及运营期间产生的废水。假定由于腐蚀、地基不均匀沉降或者其他外力作用，废水池池底 1 格出现一定面积的渗漏，面积约为池底面积的 5%（ 10m^2 ）。废水渗透地下属于有压渗透，假定包气带充满水，按达西公式计算源强，公式如下：

$$Q=K_2A'\frac{h_{\text{池}}+h_{\text{包}}+h_{\text{防}}}{h_{\text{包}}}$$

式中：

Q—为池体内废水渗漏量（ m^3/d ）；

K_2 —为包气带渗透系数（ m/d ），本项目区域土壤为壤土，其砂和黏土含量适中，介于黏土和砂土之间，包气带渗透系数参照《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）附录 B 中的粉土质砂，取其平均值 $0.75\text{m}/\text{d}$ 。

A' —为防渗层失效面积（ m^2 ），本次取 10m^2 。

$h_{\text{池}}$ ——池体水头高度（ m ），取值 2m 。

$h_{\text{包}}$ ——包气带厚度（ m ），取值 20m 。

$h_{\text{防}}$ ——防渗层厚度（ m ），取值 0.3m 。

根据工作区水文地质参数，废水池渗漏至含水层废水量约 $8.4\text{m}^3/\text{d}$ 。根据施工进度安排，单井储层改造周期为 30d ，施工期间，现场安排专人巡检，若池体发生泄漏，考虑 15d 时间巡检时发现，泄漏时间按照 15d 考虑，废水池泄漏量为 126m^3 。

②钻井泥浆漏失

目前钻井泥浆监控系统一般在地层漏失量 $<3\text{m}^3/\text{h}$ 时即可发现泥浆漏失，以便及时采取堵漏措施，监控系统在 2.0 小时内即可发现泥浆漏失并采取相应封堵措施，经计算本钻井结束后进入地下水中的钻井漏失进入含水层的钻井泥浆为 6m^3 。本情景污染物泄漏模式概化为点源瞬时泄漏。

非正常工况下各源强如下：

表 6.1-2 污染物预测源强

渗漏位置	特征污染物	浓度 (mg/L)	渗漏时间 (d)	渗漏量 (kg)	渗漏量 m^3/d
焦页 31 号平台 废水池底破裂	COD _{Mn}	96.93	15	12.21	8.4
	氯化物	10900	15	1373.40	
	石油类	16.8	15	2.12	
钻井泄漏	COD _{Mn}	65.63	/	0.39	6
	氯化物	5000	/	30.00	
	石油类	70	/	0.42	
	钡	344	/	2.06	

6.1.2.4 预测方法及预测参数

(1) 预测方法

项目所在水文地质单元多以岩溶裂隙、岩溶管道流形式赋存，水文地质条件较复杂，根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》附录 D 不适用于数值模型，因此污染物在浅层含水层中的迁移在分析污染源特征及可能的污染途径的基础上，预测方法采用解析法，解析公式选用《环境影响评价技术导则 地下水环境》附录中地下水溶质运移解析法中一维稳定流动二维水动力弥散问题：钻井泥浆漏失采用瞬时注入示踪剂——平面瞬时点源公式，废水池底破裂概化为瞬时注入示踪剂（平面瞬时点源）的一维稳定流动一维水动力弥散问题，公式如下所示。公式如下：

(1) 钻井泥浆漏失：瞬时注入示踪剂——平面瞬时点源公式

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

式中：x、y—计算点处的位置坐标 m；

t—时间，d；

C (x, y, t) —t 时刻点 x, y 处的示踪剂浓度，mg/L；

M—含水层的厚度，m；

m_M —长度为 M 的线源瞬时注入的示踪剂质量，g；

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^2/d ; D_T —横向弥散系数, m^2/d ;

π —圆周率。

(2) 废水池底破裂、采出水泄漏: 瞬时注入示踪剂

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

式中:

x —距注入点的距离, m;

t —时间, d;

C_0 —注入的示踪剂浓度, g/L;

u —水流速度, m/d;

n —有效孔隙度, 无量纲;

D_L —纵向弥散系数, m^2/d ;

本次预测所用模型需要的参数有: 外泄污染物浓度 C_0 ; 岩层的有效孔隙度 n ; 水流速度 u ; 污染物纵向弥散系数 D_L 。

(2) 预测模型概化

含水层概化: 根据对评价区内水文地质条件及周边勘察钻孔资料分析可知, 区内地下水埋深较浅, 根据区域水文地质资料分析, 焦页 31 号平台所在地水文地质单元内含水地层主要为嘉陵江组 (T_j), 其含水层厚度约 30m, 岩性为泥质灰岩、钙质页岩、页岩夹薄层含泥质灰。

边界条件概化: 根据对区内地形地貌、水文地质条件和地下水流场分析可知, 本次水文地质单元的划分主要以地表分水岭、地表水分布范围和地下水流场作为划分依据。本次模拟预测范围为占地周边区域。

模型概化: 含有污染物的废水将以入渗的方式进入含水层, 从保守角度, 本次计算忽略污染物在包气带的运移过程。

(3) 水文地质参数

①瞬时注入的示踪剂浓度 C_0 : 进入地下水的污染物质量浓度, 见表 6.5-2。

②含水层的平均有效孔隙度 n ：根据已批复《涪陵页岩气田焦页 2 号东中部气层开发井组环境影响报告书》等区域已批复环境影响评价文件，同时结合现场调查、水文地质手册及综合水文地质图等相关资料，项目所在区域含水层孔隙度取值为 0.15。

③水流速度 u ：

焦页 31 号平台所在地水文地质单元内含水地层主要为嘉陵江组（ T_j ）。岩性为白云质灰岩、灰至浅灰色灰岩，根据《重庆市涪陵区白涛城镇总体规划江东工业组团水文地质调查报告》中含水层渗透系数为 0.93m/d，该报告中含水层与焦页 31 号平台属同一含水层，引用该渗透系数合理。

根据监测单位提供的本井站上游水井（水井 1:107.56932,29.66731，480m）、侧向水井（水井 2: 107.56664 ,29.67006, 452m）、下游水井（水井 3:107.56082, 29.67390, 367m）调查水位坐标、水位高程，采用齐姆三角形图解法，可计算本井站区域地下水流向及水力坡度为 0.10，地下水为由东南向西北流向，因此地下水的渗流速度 $v=KI=0.093m/d$ ，水流速度取实际流速 $u=v/n=0.62m/d$ 。

④纵向 x 方向的弥散系数：参考 Gelhar 等人关于纵向弥散度与观测尺度关系的理论以及《考虑可信度的弥散尺度效应分析》岩性为裂隙介质，观测尺度按污染源至最远评价范围取 0.9km，采用解析模型：

$$\text{Log}\alpha_L=0.4251\log L_s+0.0729$$

可计算纵向弥散度 α_L 为 21.3m。评估区含水层中的纵向弥散系数 $DL=\alpha_L*u=13.4m^2/d$ 。

⑤横向 y 方向的弥散系数 DT ：根据经验 $DT/DL=0.1$ ，因此 $D_T=1.3m^2/d$ 。

表 6.1-3 焦页 31 号平台场地水文地质参数取值

渗漏位置	外泄污染物（kg）		污染物浓度标准限值 (mg/L)	含水层厚度 M(m)	地下水 流速 u(m/d)	纵向弥散系数（m ² /d）	横向弥散系数（m ² /d）	有效孔隙度 n
废水池底 破裂	COD _{Mn}	12.21	2.15	30	0.62	13.4	1.34	0.15
	氯化物	1373.40	240.95					
	石油类	2.12	0.05					
钻井泥浆 漏失	COD _{Mn}	0.39	2.155					
	氯化物	30	240.95					
	石油类	0.42	0.05					
	钡	2.06	0.07					

6.1.2.5 预测结果评价与分析

(1) 废水池底破损

根据非正常状况废水池池底破裂导致废水等进入含水层的情景假设,运用解析法得出主要污染物(COD_{Mn}、氯化物和石油类)对地下水的影响情况及运移规律的分析结果如下:

表 6.1-5 废水池渗漏预测结果一览表

污染物	模拟时间 (天)	超标距离 (m)	超标面积 (m ²)	中心迁移距 离 (m)	中心点处浓 度 (mg/L)	扣除本底 值后标准 限值 (mg/L)
COD	100	196	120626	62	62.7	2.17
	365	456	652919	226	32.8	
	1000	964	2917989	620	19.8	
氯化物	100	196	120626	62	7055.8	240.95
	365	457	655786	226	3693.2	
	1000	965	2924047	620	2231.3	
石油类	100	231	167554	62	10.9	0.05
	365	530	882026	226	5.7	
	1000	1096	3771818	620	3.4	

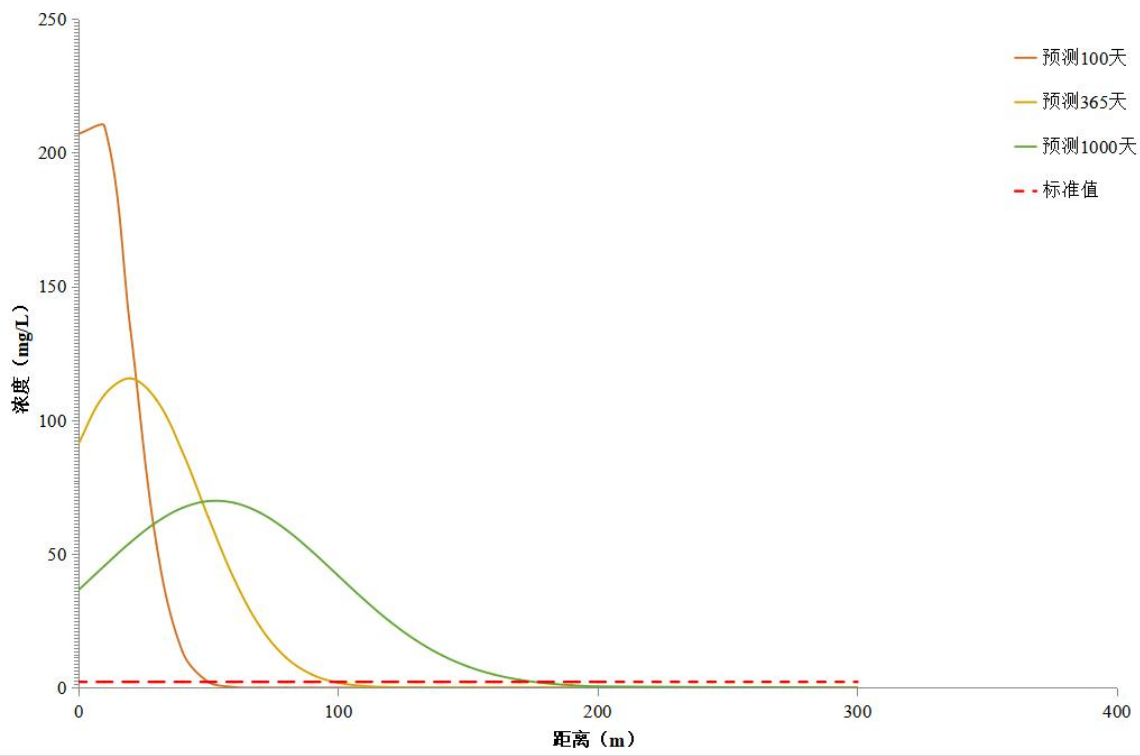


图 6.1-1 废水池漏失 COD 随时间变化关系

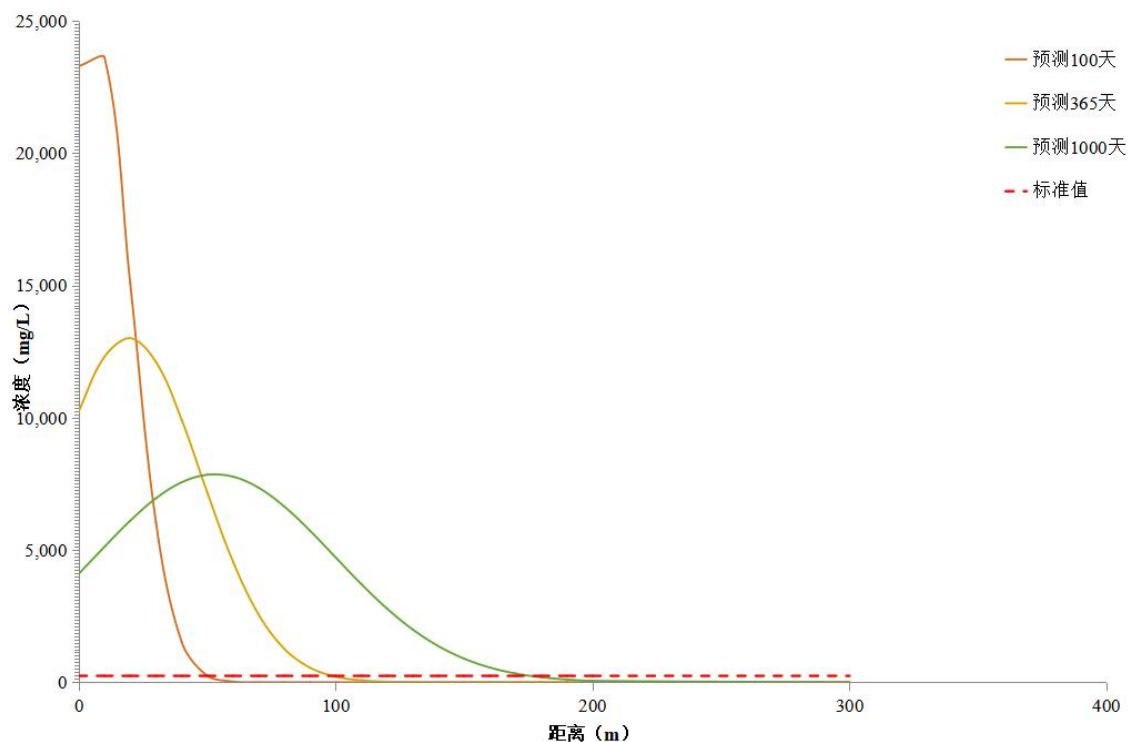


图 6.1-2 废水池漏失氯化物随时间变化关系

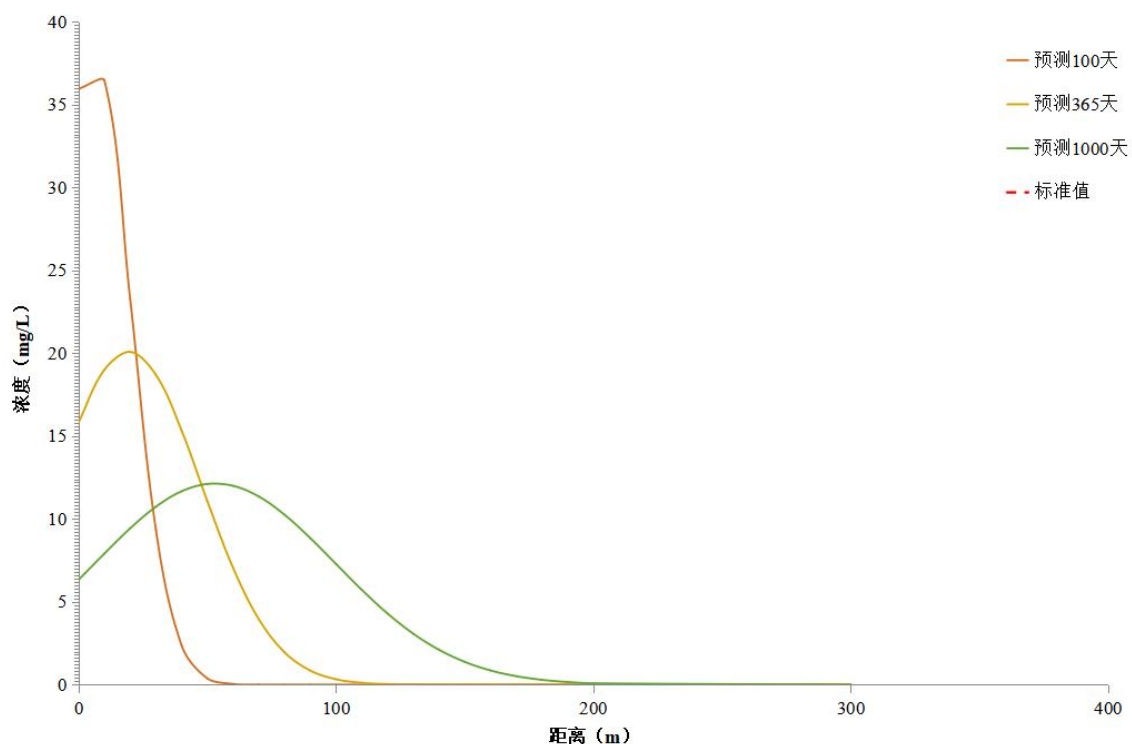


图 6.1-3 废水池漏失石油类随时间变化关系

根据上述结果，废水池泄漏后 COD 污染物预测结果：泄漏 100 天后，超标距离为 196m，超标面积为 120626m²，中心点处浓度为 62.7mg/L，泄漏 365 天后，超标距离为 456m，超标面积为 652919m²，中心点处浓度为 32.8mg/L，泄漏 1000 天后，超

标距离为 964m，超标面积为 2917989m²，中心点处浓度为 19.8mg/L。

根据上述结果，废水池泄漏后氯化物污染物预测结果：泄漏 100 天后，超标距离为 196m，超标面积为 120626m²，中心点处浓度为 7055.8mg/L，泄漏 365 天后，超标距离为 457m，超标面积为 655786m²，中心点处浓度为 3693.2mg/L，泄漏 1000 天后，超标距离为 965m，超标面积为 2924047m²，中心点处浓度为 2231.3mg/L。

根据上述结果，废水池泄漏后石油类污染物预测结果：泄漏 100 天后，超标距离为 231m，超标面积为 167554m²，中心点处浓度为 10.9mg/L，泄漏 365 天后，超标距离为 530m，超标面积为 882026m²，中心点处浓度为 5.7mg/L，泄漏 1000 天后，超标距离为 1096m，超标面积为 3771818m²，中心点处浓度为 3.4mg/L。

本项目下游区存在地下水环境保护目标，项目施工过程及运营过程中重点关注废水池防渗、防泄漏等情况，避免废水池发生泄漏，对地下水环境影响较小。

（2）钻井液漏失

根据非正常状况发生井漏钻井泥浆中钻井废水直接进入含水层的情景假设，运用解析法得出主要污染物（耗氧量、氯化物和石油类）对地下水的影响情况及运移规律的分析结果，结果统计见下表：

表 6.1-6 钻井液漏失污染物超标及影响范围

污染物	模拟时间 (天)	超标距离 (m)	超标面积 (m ²)	中心迁移距 离 (m)	中心点处浓 度 (mg/L)	标准限值 (mg/L)
耗氧量	100	/	/	60	0.024	2.17
	365	/	/	230	0.007	
	1000	/	/	620	0.002	
石油类	100	/	/	60	0.026	0.05
	365	/	/	230	0.007	
	1000	/	/	630	0.003	
氯化物	100	/	/	60	1.878	240.95
	365	/	/	230	0.514	
	1000	/	/	630	0.188	
钡	100	/	/	60	0.129	0.7
	365	/	/	230	0.035	
	1000	/	/	630	0.013	

污染后水流下游轴向浓度变化趋势图

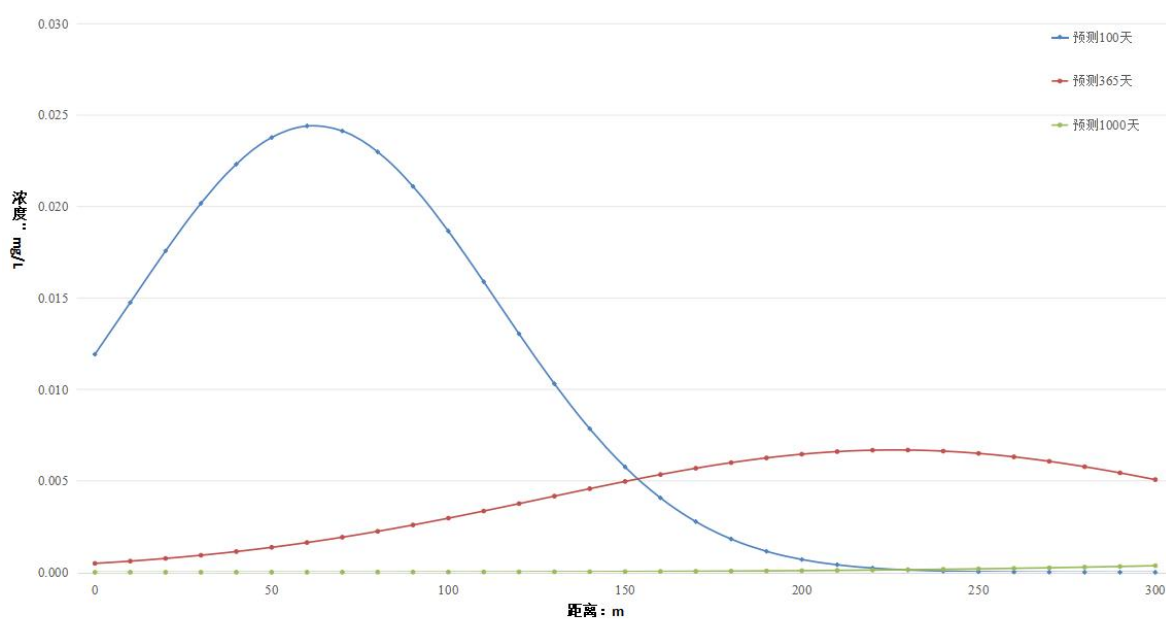


图 6.1-5 钻井液漏失 COD 随时间变化关系

污染后水流下游轴向浓度变化趋势图

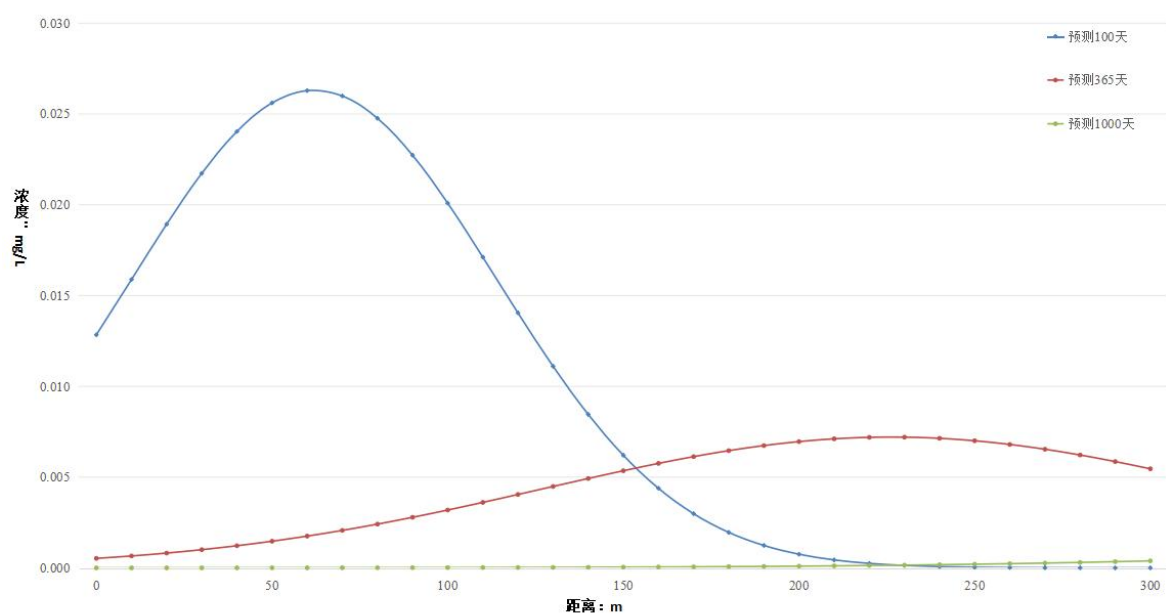


图 6.1-6 钻井液漏失石油类随时间变化关系

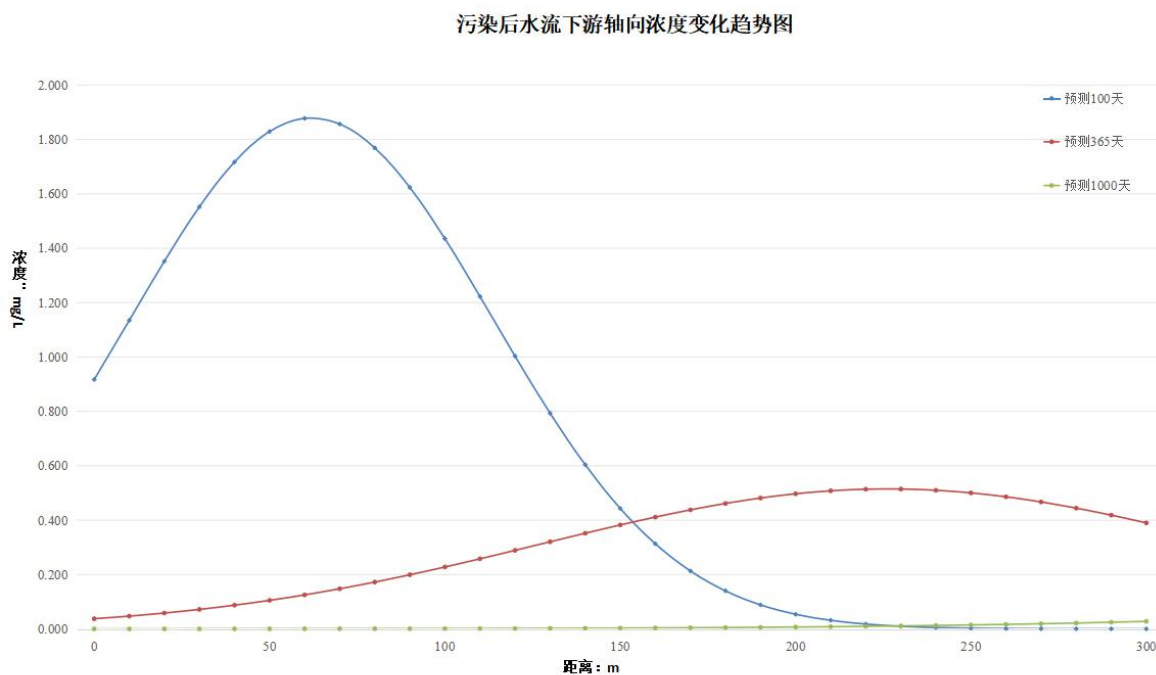


图 6.1-7 钻井液漏失氯化物随时间变化关系

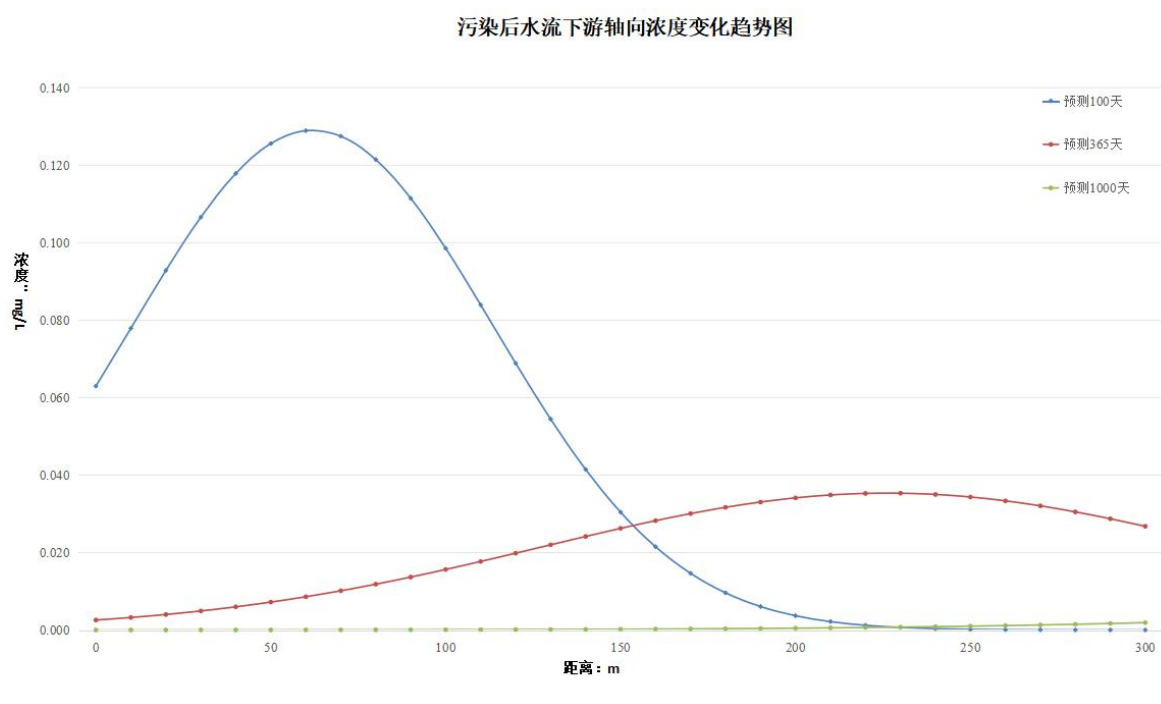


图 6.1-8 钻井液漏失钡随时间变化关系

根据上述结果，钻井液漏失后石油类、COD、氯化物预测泄漏 100 天、365 天、1000 天后，均无超标现象，对下游地下水环境影响较小。

钻井液发生漏失后影响较小在每段完钻后，及时采用套管+水泥固井，从工程措施上减少井筒内泥浆漏失的可能，因此项目施工过程中及运营过程中应重点关注钻井液

漏失及废水池防渗、防泄漏等情况，避免钻井液漏失及废水池发生泄漏。

本项目压裂层位为龙马溪组，目的层位于地下 2000m，项目区域含水层约 30m，因此本项目压裂层位较深，压裂过程压裂液不会进入含水层。

6.1.2.6对浅水含水层的影响

根据上述预测结果，施工期在非正常状况下废水池破裂、钻井套管破裂导致压裂返排液、钻井泥浆泄漏会对浅层地下水含水层（特别是下游地区）产生一定的影响，各类污染物在地下水的对流弥散作用下，在泄漏发生一定时间范围内其超标距离和影响面积呈现出逐渐增大的趋势，污染影响距离逐渐增加，但污染物的浓度呈现逐渐降低的趋势，最后污染物的浓度降至标准值以下，然后降低至检出限以下并对地下水的影响消失。

6.1.2.7压裂过程井筒破裂地下水风险影响分析

压裂过程利用地面高压泵组将压裂液以超过地层吸收能力的排量注入井中，在井底憋起高压，可能会导致井筒破裂事故发生，若固井质量不佳，会导致压裂液在层间窜流，从而污染地下水。

拟建工程表层含水层有 2 层套管和固井水泥，发生破裂压裂液进入表层含水层的概率很小，属于概率很小的风险事故。通过按照压裂相关规范作业，加强固井质量和套管强度，进行套管监控检测，一旦发生破裂风险事故，立即停止压裂作业，启动应急预案，将套管内压裂液及时排出、修井，减少进入含水层的量。压裂液主要成分是水 and 石英砂、覆膜砂，少量添加剂，同时在发生风险事故后，立即启动应急监测和地下水污染控制措施，即在污染物区域和地下水排泄边界进行抽水以阻隔污染物的扩散，总体对地下水环境危害程度总体可控。总体风险影响是可控的。

6.1.2.8对分散式水源井的影响分析

根据上述预测结果，结合各场地内地下水保护目标与井场的相对位置关系，评价区内地下水保护目标影响结果表明，焦页 31 号平台下游地下水保护目标可能会发生超标现象。

在施工期间，建设单位应严格按照执行浅层采取清水钻井工艺，采取套管封隔地层，井场按照分区防渗要求进行防渗。施工期加强对周边水井的应急监测，一旦发现水质受到影响，应立即停工，并对可能造成地下水污染的设施进行检查，对渗漏区域防渗层进行修复，避免污染物的进一步泄漏和扩散。在发现居民水井受影响时，建设单位应及时通知居民停止饮用井水，对未安装自来水的住户积极采取补救供水措施，

利用供水车给受影响居民供应饮用水或采取其他供水措施，解决居民的生活饮用水问题，直至饮用水井水质恢复为止。

6.1.2.9地面工程施工对地下水的影响

站场地面工程施工期主要为基础设施的建设和安装，仅有少量的施工废水产生，对地下水影响极微。

施工过程中将产生施工垃圾、生活垃圾以及焊渣等废物。这些固体垃圾可能含有难于分解的物质，如不妥善管理，回填进入环境，将影响地下水质量，施工机械设备跑冒滴漏油类可能造成污染。通过评价提出施工固废收集外委处置，尽量避免跑冒滴漏油类，发现滴漏油类应将污染土壤收集外委处置。总体施工过程对地下水的污染影响很小，类比同类型施工过程，未出现因施工导致地下水环境质量明显影响导致超标的情况。

6.2运营期地下水环境影响分析

6.2.1正常状况下地下水环境影响分析

结合本项目建设内容，主要从废水池渗漏分析对区域地下水污染影响情况。

每个平台分离的采出水全部进入站内废水池暂存，满足站内采出水临时储存的需要，站内临时储存的采出水优先罐车拉运用于周边钻井工程配置压裂液使用，不能回用的部分管输至涪陵页岩气田采出水处理站进行处理，现场不外排。

本项目平台废水池均采用钢筋混凝土结构并采取重点防渗处理，正常情况下对地下水无污染，《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）中也提出可不对正常状况情景下预测。

6.2.2非正常状况下地下水环境影响分析

非正常状况下，池底出现裂缝，将会导致废水进入地下水环境。施工期依托已建废水池，假定容积为 1000m³ 的废水池池底产生裂缝，压裂返排液通过裂缝渗漏到地下水含水层中，排放形式可概化为点源瞬时，排放规律可简化为短时持续泄漏的瞬时排放工况。

6.2.2.1预测时段

根据地下水导则，地下水环境影响预测时段选取可能产生地下水污染的关键时段，包括污染发生后 100d、1000d、服务年限和能反映特征因子迁移规律的其他重要的时间节点。

项目废水池用于暂存采出废水，结合本项目开发周期，本次预测时段为污染发生后 100d、365d（地下水跟踪监测频次）、1000d 和预测到达标时间为止。

6.2.2.2 预测因子

根据导则要求，并结合项目特点，预测因子选择应在导则要求的基础上，充分考虑选取与其排放的污染物有关的特征因子。根据废水排放中污染物排放量和排放浓度，预测因子为建设项目排放的污染物有关的特征因子。

通过选取对地下水环境质量影响负荷较大的耗氧量（COD_{Mn}）、石油类、氯化物进行影响预测与评价。

污染物石油类参照《地表水环境质量标准（GB3838-2002）》中Ⅲ类标准；污染物氯化物和耗氧量（COD_{Mn}）预测评价采用《地下水环境质量标准》（GB/T 14848-2017）中的Ⅲ类水质标准限值进行影响预测与评价，耗氧量（COD_{Mn}）、石油类、氯化物和钡的超标限值分别设定为 3.0mg/L、0.05mg/L、250mg/L 和 0.7mg/L。

表 6.2-1 各污染物指标质量标准及检出限一览表

污染指标	氯化物	COD _{Mn}	石油类
环境质量标准 mg/L	250	3	0.05
焦页 31 号平台区域扣除下游水井本底最大值	240.95	2.13	0.05
检出限 mg/L	0.007	0.5	0.01
注：石油类未检出，背景值按检出限一半计			

6.2.2.3 预测源强

本次模拟根据废水池中物质对地下水的影响途径来设定主要污染源的分布位置，选定优先控制的污染物，预测事故工况下污染物在地下水中迁移过程，进一步分析污染物影响范围、超标范围和浓度变化。

（1）污染物浓度的确定

本次预测评价的特征中 COD、石油类、氯化物参考区域内焦页 67 号平台分离器采出水的监测数据。其中污染物 COD 地下水环境的评价因子为高锰酸盐指数，为使污染因子 COD 与评价因子高锰酸盐指数在数值关系上对应统一，在模型计算过程中，参照国内学者胡大琼《高锰酸盐指数与化学需氧量相关关系探讨》一文得出的高锰酸盐指数与化学需氧量线性回归方程 $Y=4.76X+2.61$ （X 为高锰酸盐指数，Y 为 COD）进行换算。

（2）污染物渗漏量的确定

与施工期废水池泄漏情景一致。

非正常工况下源强如下：

表 6.2-2 污染物预测源强

渗漏位置	特征污染物	浓度 (mg/L)	渗漏时间 (d)	渗漏量 (kg)	渗漏量 m ³ /d
废水池泄漏	COD _{Mn}	3300	15	415.8	8.4
	氯化物	8190	15	1031.94	
	石油类	17.1	15	2.15	

注：例行巡检 15d 时发现池体泄漏，泄漏时间为 15d。

6.2.2.4 预测方法及参数

(1) 预测方法

与施工期废水池底破裂一致，见 6.1.2 章节

(2) 预测模型概化

与施工期废水池底破裂一致，见 6.1.2 章节。

(3) 水文地质参数

详见 6.1.2 章节。

表 6.2-3 场地水文地质参数取值

渗漏位置	外泄污染物 (kg)		污染物浓度标准限值 (mg/L)	含水层厚度 M(m)	地下水流速 u(m/d)	纵向弥散系数 (m ² /d)	横向弥散系数 (m ² /d)	有效孔隙度 n
废水池底破裂	COD _{Mn}	415.8	2.15	30	0.62	13.4	1.34	0.15
	氯化物	1031.94	240.95					
	石油类	2.15	0.05					

6.2.2.5 预测结果评价与分析

(1) 废水池泄漏情况

根据非正常状况废水池破损泄漏导致废水等进入含水层的情景假设，运用解析法得出主要污染物（COD_{Mn}、氯化物和石油类）对地下水的影响情况及运移规律的分析结果如下：

表 6.2-5 废水池破损污染物超标及影响范围

污染物	模拟时间 (天)	超标距离 (m)	超标面积 (m ²)	中心迁移距离 (m)	中心点处浓度 (mg/L)	扣除本底值后标准限值 (mg/L)
COD	100	254	202580	62	2136.2	2.15

	365	576	1041777	226	1118.1	
	1000	1175	4335163	620	675.5	
氯化物	100	190	113354	62	5301.6	240.95
	365	444	619007	226	2775.0	
	1000	942	2786323	620	1676.5	
石油类	100	232	169007	62	11.0	0.5
	365	531	885358	226	5.8	
	1000	1097	3778704	620	3.5	

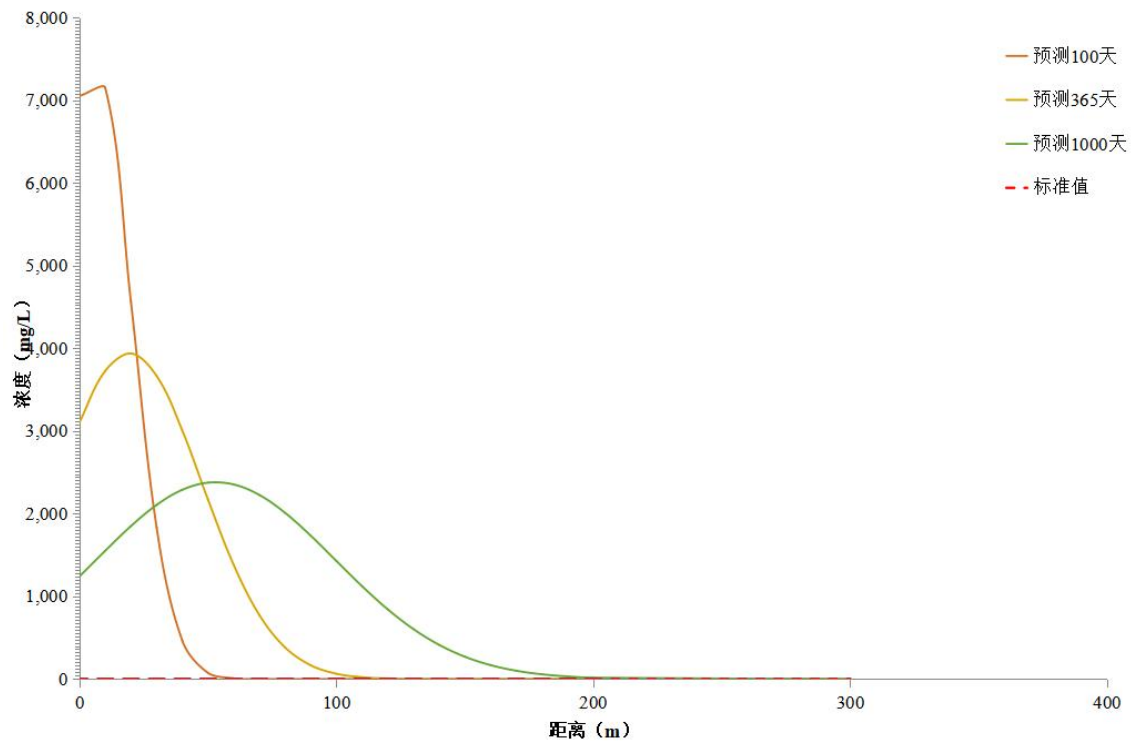


图 6.2-1 废水池漏失 COD 随时间变化关系

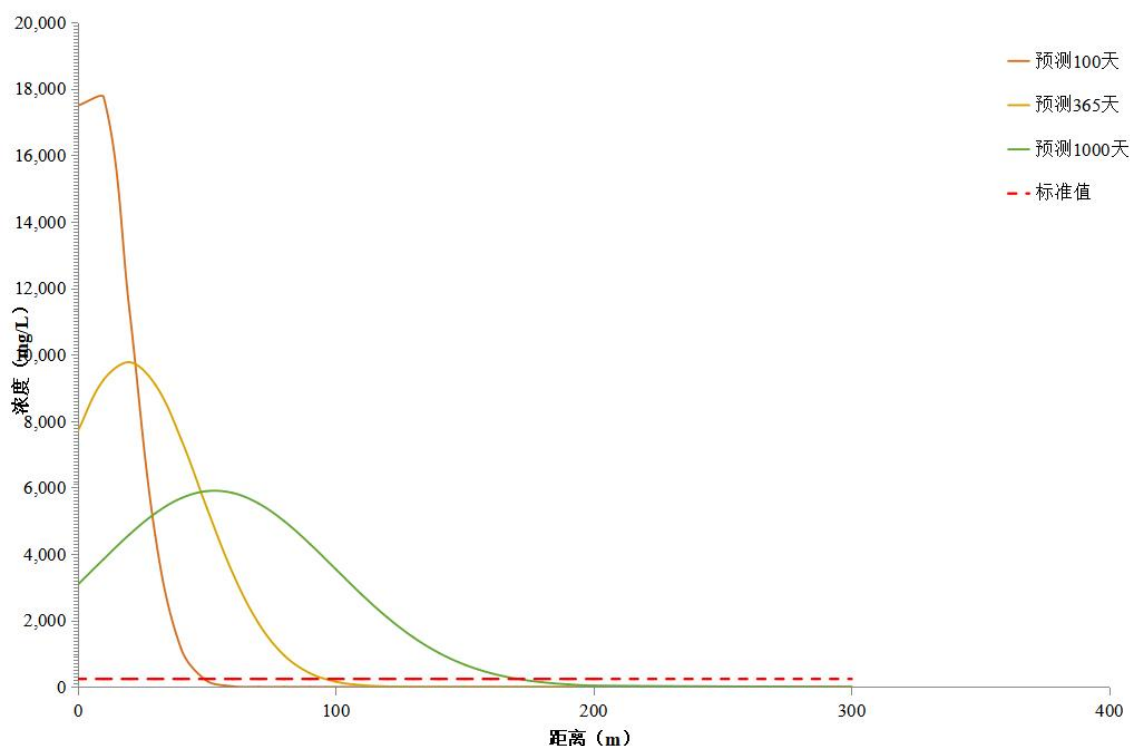


图 6.2-2 废水池漏失氯化物随时间变化关系

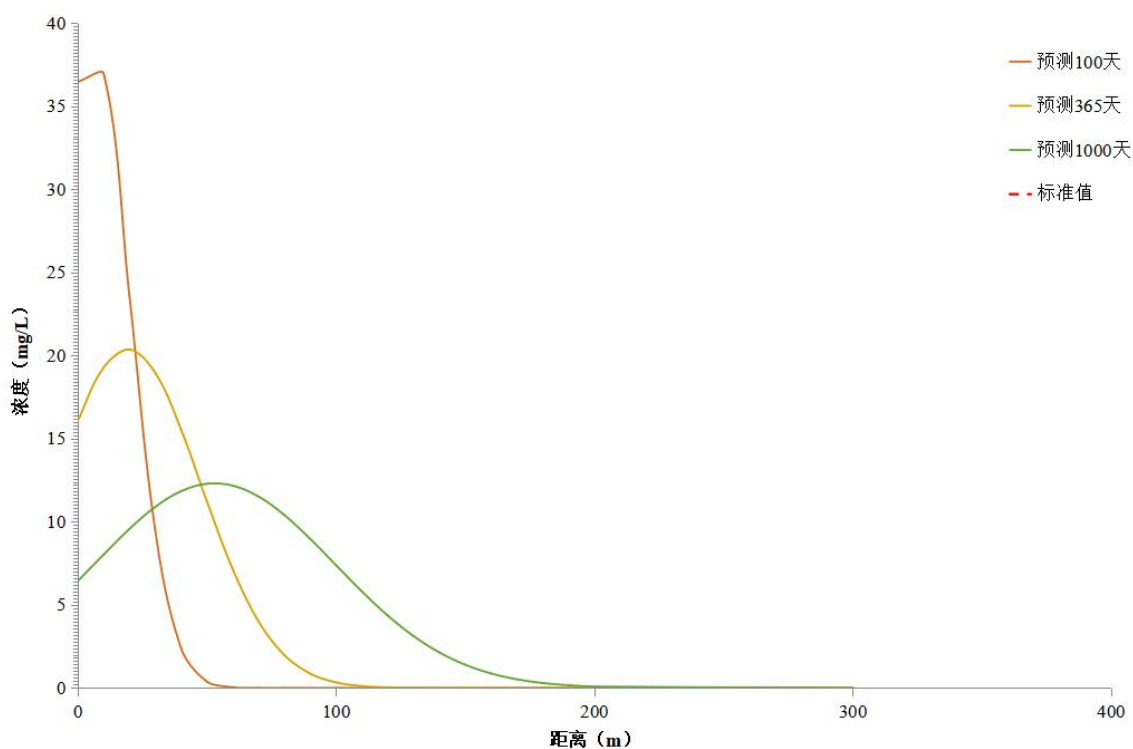


图 6.2-3 废水池漏失石油类随时间变化关系

根据上述结果，废水池泄漏后 COD 污染物预测结果：泄漏 100 天后，超标距离为 254m，超标面积为 202580m²，中心点处浓度为 2136.2mg/L，泄漏 365 天后，超标距离为 576m，超标面积为 1041777m²，中心点处浓度为 1118.1mg/L，泄漏 1000 天后，

超标距离为 1175m，超标面积为 4335163m²，中心点处浓度为 675.5mg/L。

根据上述结果，废水池泄漏后氯化物污染物预测结果：泄漏 100 天后，超标距离为 190m，超标面积为 113354m²，中心点处浓度为 5301.6mg/L，泄漏 365 天后，超标距离为 444m，超标面积为 619007m²，中心点处浓度为 2775mg/L，泄漏 1000 天后，超标距离为 942m，超标面积为 2786323m²，中心点处浓度为 1676.5mg/L。

根据上述结果，废水池泄漏后石油类污染物预测结果：泄漏 100 天后，超标距离为 232m，超标面积为 169007m²，中心点处浓度为 11mg/L，泄漏 365 天后，超标距离为 531m，超标面积为 885358m²，中心点处浓度为 5.8mg/L，泄漏 1000 天后，超标距离为 1097m，超标面积为 3778704m²，中心点处浓度为 3.5mg/L。

项目施工过程及运营过程中重点关注废水池防渗、防泄漏等情况，避免废水池发生泄漏，对地下水环境影响较小。

6.2.2.6对浅层含水层的影响

根据上述预测结果，运营期间，在非正常状况下废水池破损导致采出水泄漏会对浅层地下水含水层（特别是下游地区）产生一定的影响，各类污染物在地下水的对流弥散作用下，在泄漏发生一定时间范围内其超标距离和影响面积呈现出逐渐增大的趋势，污染影响距离逐渐增加，但污染物的浓度呈现逐渐降低的趋势，最后污染物的浓度降至标准值以下，然后降低至检出限以下并对地下水的影响消失。

6.2.2.7对分散式水源井的影响分析

根据上述预测结果，结合地下水保护目标与项目位置的相对位置关系，评价区内地下水保护目标影响结果表明平台两侧及下游的地下水保护目标可能会发生超标现象。

在运营期间，建设单位应加强平台废水池的日常巡检，加强对废水池周边水井的应急监测，一旦发现水质受到影响，应立即找出泄漏点并对渗漏区域防渗层进行修复，避免污染物的进一步泄漏和扩散。在发现居民水井受影响时，建设单位应及时通知居民停止饮用井水，对未安装自来水的住户积极采取补救供水措施，利用供水车给受影响居民供应饮用水或采取其他供水措施，解决居民的生活饮用水问题，直至饮用水井水质恢复为止。

6.3退役期地下水环境影响分析

当停止采气后，气井应按照《油气田开采废弃井永久性封井处置作业规程》（GB/T

43672-2024）、《废弃井封井回填技术指南（试行）》相关规定采取封井作业。废弃井封井回填工作流程包括废弃井判定、环境风险评估、封井回填与验收等步骤。本项目在采取相关措施后，对地下水环境的影响较小。

7 大气环境影响预测与评价

7.1 施工期大气环境影响分析

7.1.1 钻前工程、地面工程

(1) 施工扬尘

本项目钻前工程和地面工程产生的施工扬尘主要来自运输过程中的扬尘及汽车尾气，以及钻前工程和材料装卸等工序。这些扬尘的粒径范围在 3 至 80 μm 之间，比重在 1.2 至 1.3 之间。从粒径分析，施工扬尘易于沉降。例如，在大风作用下，土石方堆场产生的扬尘影响范围可达 200 米。

根据类比监测统计结果，在施工作业时，距土石方施工场界 150 米处的颗粒物浓度值达到 5.0 mg/m^3 ，超过了《环境空气质量标准》（GB 3095-2012）中相应限值的二级标准（1.0 mg/m^3 ）。考虑到本项目主要依托已建的井场、废水池和放喷池进行建设，总体钻前施工量较小，因此，产生的扬尘量也相应减少。经过大气扰动后，对外环境的影响较小。

运输扬尘主要是运输的粉状建筑材料洒落，导致运输道路路面清洁度降低，在车辆行驶过程中和大风干燥天气颗粒物被气流从地面上扬起而产生的。根据类比相似项目的监测资料，运输扬尘的影响范围在距起尘点 100m 至 150m 范围内影响较大，对进场道路沿线的居民会造成一定影响，工程施工作业时，必须加强洒水等防尘工作，降低扬尘的产生量，从源头上降低施工扬尘对环境空气质量和敏感点的影响。在加强洒水防尘作业后，项目施工期对环境的影响是局部的，并随着施工的结束而结束。

(2) 施工机具和运输车辆尾气

施工机具和运输车辆尾气中主要污染物包括一氧化碳（CO）和烃类气体。根据相同类型工程的各施工段的施工机具和运输车辆尾气中污染物排放量的预测结果可知，在施工过程中，施工机具和运输车辆尾气中 CO 和烃类污染物的排放量较小。预计在工程建设过程中，项目区周围环境空气质量受施工机具和运输车辆尾气的影响很小。

为了保护环境，减少施工机具作业时排放的尾气对环境的污染，施工方应采取以下措施：

- ①尽量使用优质燃料。
- ②对施工机具进行定期的保养和维护，确保其运行良好，不使用带“病”的机具。

③采取有效措施尽可能减少施工机具尾气的排放量，确保尾气排放达到环保标准。

7.1.2 钻井工程

(1) 正常工况

正常工况下，本项目钻井工程采用网电供电，无燃油废气产生。使用柴油发电机及柴油动力机提供动力，采用优质柴油情况下，其污染物排放满足《大气污染物综合排放标准》(DB50/418-2016)其他区域标准值。

钻井作业中使用的油基泥浆不在现场配制，均由厂家配制好后分批次拉运至井场，暂存于现场泥浆循环系统，暂存时间较短，故产生挥发性废气（VOCs）量较小，油基岩屑罐收集暂存于危废贮存场，暂存时间较短，且储存措施较好，故产生挥发性废气 VOCs 量较小。油基泥浆钻井废气随着钻井作业的完工而结束。满足《挥发性有机物无组织排放控制标准》中相关要求。

(2) 非正常工况下

在停电等非正常工况下，本项目采用柴油发电机供电，采用符合国家标准的优质柴油，其污染物排放满足《非道路移动机械用柴油机排气污染物排放限值及测量方法（中国第三、四阶段）》（GB20891-2014）表 2 规定的限值。钻井工程阶段的大气污染物排放为短时排放，对环境影响小。

7.1.3 储层改造工程

(1) 盐酸废气

本项目完钻后，在进行酸化阶段前，约 31%的盐酸将通过罐车拉运至现场，由泵抽到储罐内，并加水稀释至约 15%进行储存和使用。在稀释和储存过程中会产生少量氯化氢废气。

根据工程分析，由于盐酸暂存时间较短，并且通过密闭罐体进行储存，因此产生的含氯化氢废气量较小，对大气环境的影响也相对较小。

(2) 测试放喷废气

本项目钻井目的层为龙马溪组，根据区块前期钻探情况，目的层不含硫化氢。测试放喷天然气在放喷池内进行，经高度为 1m 的对空短火焰燃烧器点火燃烧后排放，产生 NO_x、CO₂。

平台已建放喷池，为敞开式。放喷燃烧废气产生后可以及时扩散，且测试放喷时间短，属临时排放，测试完毕后，影响很快消失。

7.2运营期大气环境影响分析

运营期废气主要来自水套加热炉废气、无组织废气、放空废气。

本项目油气集输、处理过程均采用密闭集输工艺，满足《挥发性有机物无组织排放控制标准》中相关要求，可有效减少烃类物质挥发，站内其他无组织产生的挥发性有机物产生量较小，对周边环境空气质量影响小。

7.2.1水套加热炉废气

本项目水套加热炉采用自产页岩气作为燃料，页岩气主要成分为甲烷，燃烧后的污染物主要为颗粒物和氮氧化物，燃烧废气通过水套炉自带 8m 高排气筒达标排放，根据预测分析，本项目污染物排放最大占标率为 0.91%，小于 1%，污染物排放对环境空气的影响较小。

本项目大气污染物有组织排放量情况见表 7.2-1。

表 7.2-1 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)
1	1#水套炉	SO2	6	0.0018	0.016
		NOx	15	0.0032	0.028
		颗粒物	7.3	0.002	0.021
有组织排放总计		SO2			0.016
		NOx			0.028
		颗粒物			0.021

7.2.2无组织废气影响分析

根据天然气采输作业的特点，汇集、处理、输送的全过程采用密闭工艺流程。站场工艺管道设备区存在一定量的逃逸无组织排放废气，主要逃逸点为阀门；气田水进入废水池过程中，闪蒸产生少量的甲烷、非甲烷总烃，本项目天然气为不含硫气体。根据统计，集气站无组织废气合计产生量极少仅 46.86kg/a，对大气环境影响小。

7.2.3管线放空废气

本项目仅在设备检修、事故状态或系统超压等非正常工况会产生放空废气，年发生频次为 2~3 次，2~5Nm³/次，单次排放时间很短。放空废气为井场采出天然气，主要成分为甲烷，放空废气排气量不大，经放空管排放。

7.2.4污染物核算

根据核算，本项目运营期废气污染物排放情况见下表。

表 7.2-2 运营期废气污染物核算结果表

污染源	污染物	排放量 (t/a)
水套加热炉	SO ₂	0.016
	NO _x	0.028
	颗粒物	0.021
集气站无组织废气	非甲烷总烃	0.047
集气站放空废气	甲烷	2~5Nm ³ /次, 2~3 次/年

7.3退役期大气环境影响分析

停采后将进行一系列清理工作, 包括地面设施拆除、封井等, 在这期间, 将会引起扬尘。在闭井施工操作中应注意采取洒水降尘措施, 文明施工, 防止水泥等的洒落与逸散。采取上述措施后, 退役期间大气环境影响很小。

8 声环境影响预测及评价

8.1 施工期声环境影响预测及评价

本项目施工期噪声影响主要为钻前施工、钻井工程以及储层改造相关设备产生的噪声。

(1) 噪声预测方法及模式

① 预测方法

本项目按照施工过程中最大噪声影响情况，预测施工平台场界和敏感点噪声值，并进行达标分析。

② 预测模式

预测时考虑声源在传播过程中经过距离衰减，采用《环境影响评价技术导则声环境》（HJ2.4-2021）中的“点声源的几何发散衰减”模式下的“无指向性点声源几何发散衰减”进行计算，预测模式如下：

$$L_p(r) = L_p(r_0) - 20 \lg(r/r_0)$$

式中： $L_p(r)$ — 预测点处声压级，dB；

$L_p(r_0)$ — 参考点 r_0 处的声压级，dB；

r — 预测点距声源的距离，m；

r_0 — 参考位置距声源的距离，m；

多个声源发出的噪声在同一受声点的共同影响，噪声在预测点处产生的等效声级贡献值叠加的计算公式如下：

$$L_{eqg} = 10 \lg \left(\frac{1}{T} \sum_i t_i 10^{0.1 L_{Ai}} \right)$$

式中： L_{eqg} — 建设项目在预测点的等效声级贡献值，dB；

L_{Ai} — i 声源在预测点产生的 A 声级，dB；

T — 预测计算的时间段，s；

t_i — i 声源在 T 时段内的运行时间，s。

声源在敏感点处的贡献值叠加背景值即为该敏感点处噪声预测值，计算采用《环境影响评价技术导则声环境》（HJ2.4-2021）3.11 中（3）式，公式为：

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

式中： L_{eqg} ——建设项目声源在预测点的等效声级贡献值，dB；

L_{eqb} ——预测点的背景值，dB。

根据《环境影响评价技术导则声环境》（HJ2.4-2021）附录 A 户外声传播的衰减进行计算。

a) 应根据声源声功率级或参考位置处的声压级、户外声传播衰减，计算预测点的声级，分别按式（A.1）或式（A.2）计算。

$$L_p(r) = L_w + D_C - (A_{div} + A_{atm} + A_{gr} + A_{bar} + A_{misc}) \quad (A.1)$$

式中： $L_p(r)$ ——预测点处声压级，dB；

L_w ——由点声源产生的声功率级（A 计权或倍频带），dB；

D_C ——指向性校正，它描述点声源的等效连续声压级与产生声功率级 L_w 的全向点声源在规定方向的声级的偏差程度，dB；

A_{div} ——几何发散引起的衰减，dB；

A_{atm} ——大气吸收引起的衰减，dB；

A_{gr} ——地面效应引起的衰减，dB；

A_{bar} ——障碍物屏蔽引起的衰减，dB；

A_{misc} ——其他多方面效应引起的衰减，dB。

$$L_p(r) = L_p(r_0) + D_C - (A_{div} + A_{atm} + A_{gr} + A_{bar} + A_{misc}) \quad (A.2)$$

式中： $L_p(r)$ ——预测点处声压级，dB；

$L_p(r_0)$ ——参考位置 r_0 处的声压级，dB；

D_C ——指向性校正，它描述点声源的等效连续声压级与产生声功率级 L_w 的全向点声源在规定方向的声级的偏差程度，dB；

A_{div} ——几何发散引起的衰减，dB；

A_{atm} ——大气吸收引起的衰减，dB；

A_{gr} ——地面效应引起的衰减，dB；

A_{bar} ——障碍物屏蔽引起的衰减，dB；

A_{misc} ——其他多方面效应引起的衰减，dB。

b) 预测点的 A 声级 $L_A(r)$ 可按式（A.3）计算，即将 8 个倍频带声压级合成，计算出预测点的 A 声级 $[L_A(r)]$ 。

$$L_A(r) = 10 \lg \left\{ \sum_{i=1}^8 10^{0.1[L_{pi}(r) - \Delta L_i]} \right\} \quad (A.3)$$

式中： $L_A(r)$ ——距声源 r 处的 A 声级，dB(A)；

$L_{pi}(r)$ ——预测点（ r ）处，第 i 倍频带声压级，dB；

ΔL_i ——第 i 倍频带的 A 计权网络修正值，dB。

c) 在只考虑几何发散衰减时，可按式（A.4）计算。

$$L_A(r)=L_A(r_0)-A_{div}(A.4)$$

式中： $L_A(r)$ ——距声源 r 处的 A 声级，dB(A)；

$L_A(r_0)$ ——参考位置 r_0 处的 A 声级，dB(A)；

A_{div} ——几何发散引起的衰减，dB。

8.1.1 钻前工程

（1）源强分析

钻前工程施工噪声主要来自施工机械和运输车辆产生的噪声，施工噪声影响虽然是暂时的，但施工过程中采用的施工机械一般都具有噪声高、无规则等特点，如不加以控制，将会对施工区域周边环境产生一定的影响。

本项目仅白天施工，夜间不施工。根据噪声衰减模式，各施工机具声源在不同距离处的噪声影响值（未考虑吸声、隔声等效果）参见表 8.1-1。

表 8.1-1 主要施工机械在不同距离的噪声值单位：dB（A）

序号	施工机具	预测距离（m）							
		10	40	50	100	150	200	250	280
1	挖掘机	84.0	71.9	70.0	64.0	60.5	58.0	56.0	55.0
2	载重机车	79.0	66.9	65.0	59.0	55.5	53.0	51.0	50.0
3	空压机	82.0	69.9	68.0	62.0	58.5	56.0	54.0	53.0

根据预测结果，在距离施工机械约 50m 处噪声级低于 70dB（A），即施工区域场界外 50m 处可满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）。

（2）施工期噪声对敏感点的影响分析

按《声环境质量标准》（GB3096-2008）2 类标准评价（昼间小于等于 60 分贝），昼间距离施工区约 160m 可满足标准要求，夜间不施工。

表 8.1-5 昼间噪声达标距离预测一览表 单位：m

序号	声功能区	焦页 31 号平台
1	1 类声功能区达标距离	393
2	2 类声功能区达标距离	221

从上表可知，在不采取任何噪声防治措施，并从最大环境影响角度，设定噪声源

处于各居民点最近厂界处运行情况下,平台 200m 内的居民点昼间噪声均不能满足《声环境质量标准》2 类昼间标准限值。钻前工程设备施工产生的噪声需在 221m 外可满足 2 类声功能区要求,在 393m 外可满足 1 类声功能区要求。因此本次评价提出:应尽量选用噪声小的设备,高噪声设备尽量远离周边居民点,作业时间应避开周边居民午间休息时间等措施,最大程度地避免噪声扰民。同时由于钻前工程为短期施工,施工结束后施工噪声自然消失,不会造成长期影响。

综上所述,钻前工程对近距离的敏感点声环境影响明显,在采取低噪声设备、合理布局等措施,可最大限度降低噪声影响,对当地声环境影响可接受。

8.1.2 钻井工程

(1) 钻井工程噪声源强

项目采用网电供电进行钻井,柴油发电机作为备用电源。网电供电情况下,钻井噪声主要来源于钻井设备、泥浆泵、振动筛等连续噪声,噪声源强在 85~90dB(A);在柴油发电机供电情况下,噪声源增加了柴油发电机组和动力机组,噪声源强在 85~100dB(A)。目前钻井噪声处理难度较大,要减轻钻井噪声影响,主要还是通过钻井过程中采取相应的降噪措施。在钻井过程中采取的噪声防治措施有:柴油机和发电机自带设备机房;在钻井过程中平稳操作,避免产生非正常的噪声;泥浆泵、振动筛等采用橡胶基础减震,可起到一定降噪效果。通过以上措施可以降低噪声约 5~10dB(A)。降噪前后的噪声源强见表 8.1-5。

表 8.1-5 焦页 31 号平台噪声源强调查清单(室外声源)

序号	声源名称	型号	空间相对位置/m			(声压级/距声源距离) / (dB(A)/m)	声源控制措施	运行时段
			X	Y	Z			
1	钻井设备	/	-13	-25	15	90/1	/	昼夜
2	泥浆泵	/	-24	-17	1.5	85/1	橡胶基础减震	昼夜
3	振动筛	/	-18	-26	1.5	85/1	橡胶基础减震	昼夜
4	除泥器	/	-16	-7	1.5	85/1	基础减震	昼夜
5	离心机		-11	-2	1.5	85/1	/	昼夜
6	柴油发电机	/	-15	1	1.5	100/1	机房、消声器	备用
7	柴油动力机	/	-21	-5	1.5	95/1	机房、消声器	备用
注:以焦页 31-10HF 井为中心								

表 8.1-8 平台噪声设备与厂界位置关系表

平台	主要设备	距离厂界方向

		东厂界	西厂界	南厂界	北厂界
焦页 31 号平台	钻井设备	54	46	38	83
	泥浆泵	65	35	33	86
	振动筛	54	46	29	90
	除泥器	64	36	49	72
	离心机	63	37	51	66
	柴油发电机	64	36	53	64
	柴油动力机	66	34	43	74

(3) 场界噪声预测结果分析

钻井过程中对焦页 31 号平台场界昼夜间噪声值预测见表 8.1-9。

表 8.1-9 焦页 31 号平台钻井工程场界噪声预测结果 单位：dB (A)

供电方式	预测方位	时段	现状值 dB (A)	贡献值 dB (A)	预测值 dB (A)	标准限值 dB (A)	达标情况
采用网电钻井	东侧	昼间	56	60.9	62.1	70	达标
		夜间	48	60.9	61.1	55	不达标
	南侧	昼间	56	65.0	65.5	70	达标
		夜间	48	65.0	65.1	55	不达标
	西侧	昼间	56	59.7	61.2	70	达标
		夜间	48	59.7	60	55	不达标
	北侧	昼间	56	57.0	59.5	70	达标
		夜间	48	57.0	57.5	55	不达标
采用柴油发电机钻井	东侧	昼间	56	69.1	69.3	70	达标
		夜间	48	69.1	69.1	55	不达标
	南侧	昼间	56	71.2	71.3	70	不达标
		夜间	48	71.2	71.2	55	不达标
	西侧	昼间	56	68.7	68.9	70	达标
		夜间	48	68.7	68.7	55	不达标
	北侧	昼间	56	67.0	67.3	70	达标
		夜间	48	67.0	67.1	55	不达标

表 8.1-10 焦页 31 号平台钻井工程噪声达标距离预测结果 单位：m

供电方式	声功能区	时段	东侧	南侧	西侧	北侧
采用网电钻井	2 类声功能区	昼间	/	/	/	/
		夜间	162	189	148	141
	1 类声功能区	昼间	74	88	63	49
		夜间	312	330	267	280

采用柴油发电机钻井	2类声功能区	昼间	107	110	106	100
		夜间	440	475	459	461
	1类声功能区	昼间	249	213	231	220
		夜间	786	821	774	771

由上表可知，焦页31号平台在采用网电供电时，平台东、南、西、北侧场界昼间噪声满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）标准，夜间噪声除北侧场界外，其余场界均不满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）标准。采用柴油发电机供电钻井施工期间，昼间场界噪声满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）标准；夜间东、南、西、北场界噪声均超标。

本项目噪声超标情况见下表。

表 8.1-15 不同工段场界超标情况一览表

平台	工况	超标时段	超标厂界	超标范围（dBA）
焦页31号平台	网电钻井	夜间	东、南、西、北	5~10.1
	柴油发电机	夜间	东、南、西、北	12.1~16.2

由以上分析可知，网电供电时场界噪声明显小于柴油发电机供电，本项目钻井期间采用网电供电，钻井期噪声仅限于钻机施工，随钻井结束而结束，对周边声环境影响可以接受。

（4）敏感点噪声预测结果分析

结合噪声预测达标范围，本次对柴油发电机供电平台边界200m范围内的居民点进行预测。根据监测结果，本项目选取最大监测值作为噪声背景值进行预测。预测结果详见下表。

表 8.1-16 焦页31号平台使用网电供电敏感点声环境预测结果表 单位：dB（A）

序号	声环境保护目标名称	噪声背景值/dB(A)		噪声现状值/dB(A)		噪声标准/dB(A)		噪声贡献值/dB(A)		噪声预测值/dB(A)		较现状增量/dB(A)		超标和达标情况	
		昼间	夜间	昼间	夜间	昼间	夜间	昼间	夜间	昼间	夜间	昼间	夜间	昼间	夜间
1	1#散户	52	46	52	46	60	50	56.6	56.6	57.9	57	5.9	11	达标	超标
2	2#散户	52	46	52	46	60	50	55.4	55.4	57	55.9	5	9.9	达标	超标

表 8.1-17 焦页31号平台使用柴油发电机供电敏感点声环境预测结果表 单位：dB（A）

序号	声环境保护目标名称	噪声背景值/dB(A)		噪声现状值/dB(A)		噪声标准/dB(A)		噪声贡献值/dB(A)		噪声预测值/dB(A)		较现状增量/dB(A)		超标和达标情况	
		昼	夜	昼	夜	昼	夜	昼	夜	昼	夜	昼	夜	昼	夜

		间	间	间	间	间	间	间	间	间	间	间	间	间	间
1	1#散户	52	46	52	46	60	50	63.9	63.9	64.2	64	12.2	18	超标	超标
2	2#散户	52	46	52	46	60	50	63.3	63.3	63.6	63.4	11.6	17.4	超标	超标

由预测结果可知，采用网电钻井施工期间，平台周边 200m 范围内居民点敏感点昼间声环境预测值均满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）2 类标准，夜间敏感点外周边敏感点均出现超标现象。采用柴油发电机供电钻井施工期间，周边 200m 范围内敏感点昼间、夜间均不满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）2 类标准，昼间最大超标量 4.2dB（A），夜间最大超标量 9dB（A）。使用柴油发电机情况下较现状增量远大于使用网电钻井的情况，因此钻井施工应合理安排施工时间，优先使用网电钻井。因此钻井施工期间应采取功能置换和合理安排施工时间，并且对焦页 31 号平台周边受影响居民采取功能置换、临时撤离等措施降低噪声对敏感点的影响。

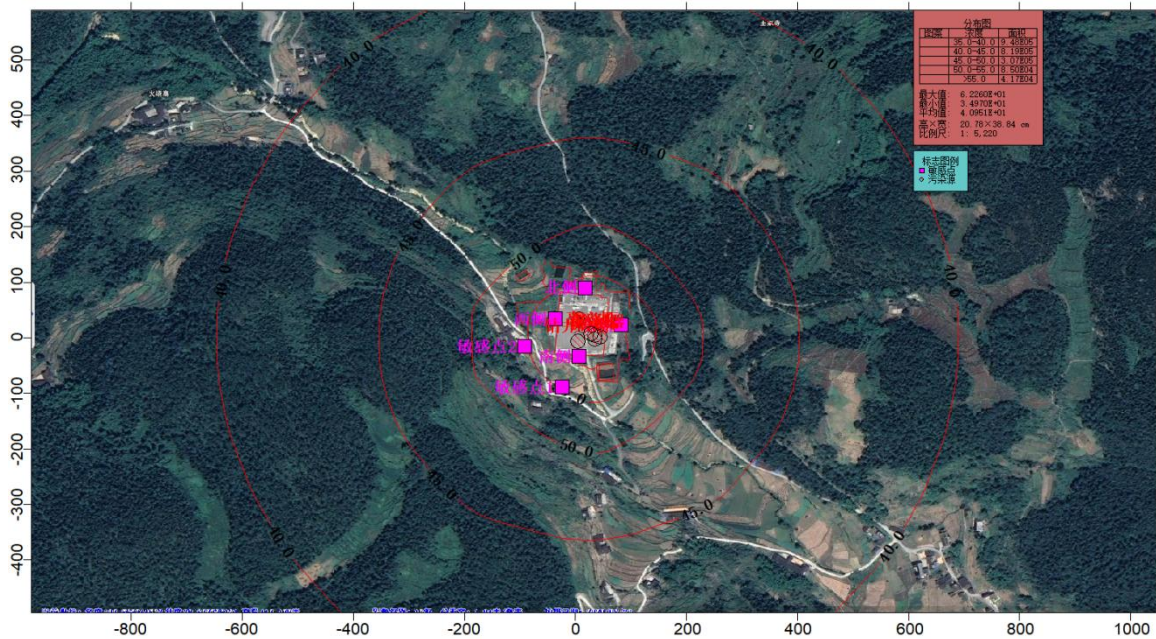


图 8.1-1 焦页 31 号平台使用网电供电时等声值线图

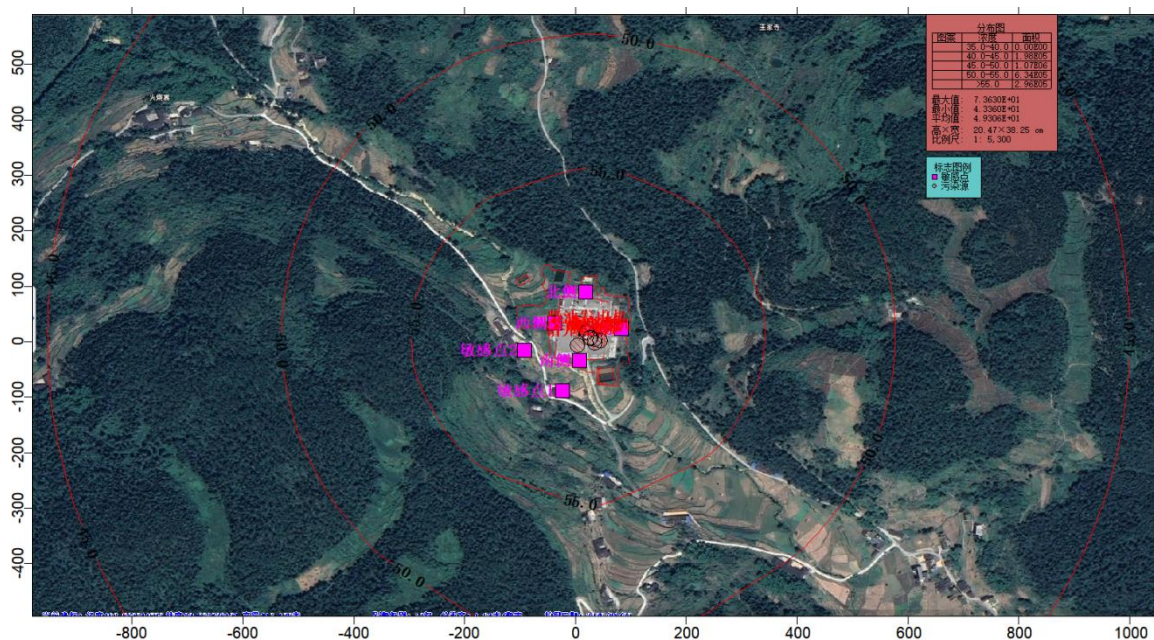


图 8.1-2 焦页 31 号平台使用柴油发电机供电时等声值线图

本项目优先采用网电供电，仅在停电时采用柴油发电机供电，正常施工时噪声影响较小。由于钻井作业为野外作业，针对高噪声设备进行降噪处理技术上和经济难度较大，本项目尽量采用电网供电方式，井口周边 200m 范围内受噪声影响的居民根据施工过程中噪声实际超标情况确定功能置换范围，对受噪声影响的居民进行功能置换补偿，同时通过宣传讲解、争取谅解的方式，将噪声对周边环境的影响降至最低。钻井噪声影响是暂时性的，钻井结束后影响即消失。

8.1.3 储层改造工程

(1) 源强分析

储层改造工程主要来源于压裂机组等设备的机械噪声，噪声源强为 90dB（A），昼间施工；测试放喷噪声源强为 100dB（A），属空气动力连续性噪声，持续时间约 2 天。主要噪声源强及特性见表 8.1-21。

表 8.1-21 单井储层改造工程主要噪声源强特性 单位：dB（A）

时段	噪声设备	数量	单台源强	距声源	噪声特性	排放时间	声源种类
试气工程	压裂设备	12 台	90	1m	机械	昼间施工	固定声源
	测试放喷	/	100	1m	空气动力	昼夜连续	固定声源

(2) 预测结果

压裂施工作业和测试放喷根据试气计划依次开展。项目首先进行分段压裂，水平井压裂完毕后，采用连续油管钻塞，连通各个分段，开展测试放喷作业。压裂机组噪

声为 90dB（A），12 台压裂机组叠加后源强为 100.8dB（A），仅在昼间施工；测试放喷时产生的高压气流噪声为 100dB（A），昼夜连续测试。评价采用《环境影响评价技术导则声环境》（HJ2.4-2021）中的点声源的几何发散衰减模式进行预测，预测结果见表 8.1-22。

表 8.1-22 压裂、放喷噪声影响范围预测结果 单位：dB（A）

噪声源	距声源距离（m）							
	10	20	40	60	80	100	150	200
压裂设备	80.8	74.8	68.8	65.2	62.7	60.8	57.3	54.8
放喷测试	80.0	74.0	68.0	64.4	61.9	60.0	56.5	54.0

本项目压裂施工工期总时间约 150d（平台合计），仅在昼间进行，距离压裂设备 110m 处能够满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类标准，压裂设备位于平台内。昼间距离放喷池 100m 处能满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类标准，夜间距离放喷池约 280m 处能够满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类标准。

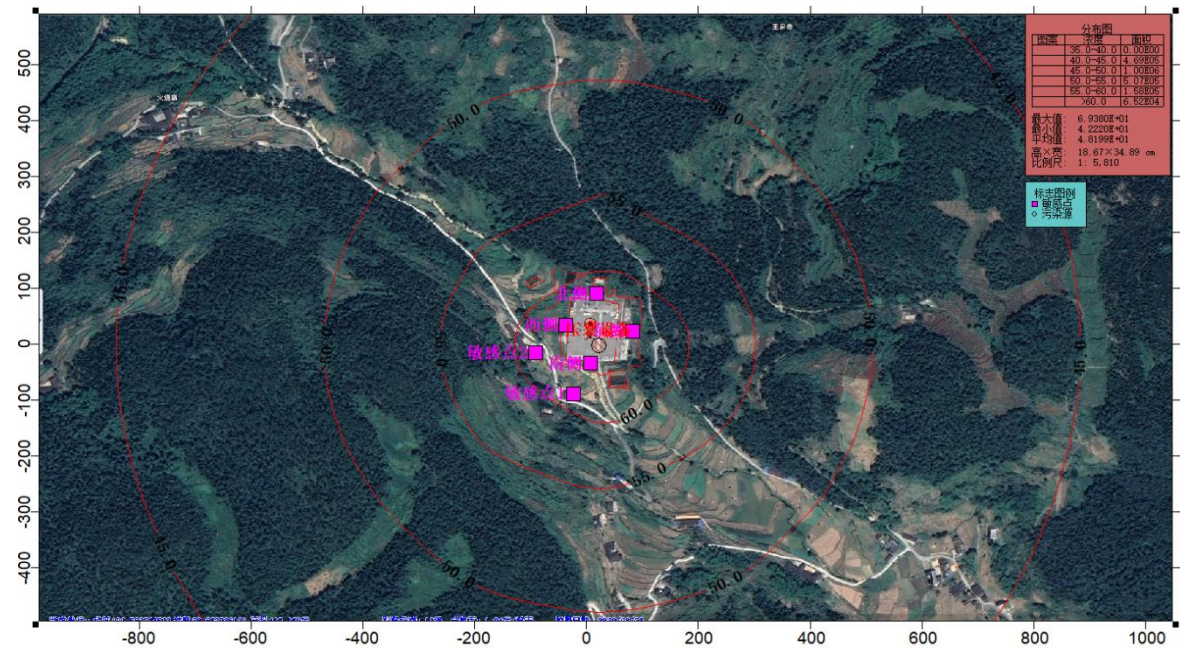


图 8.1-7 焦页 31 号平台储层改造等声值线图

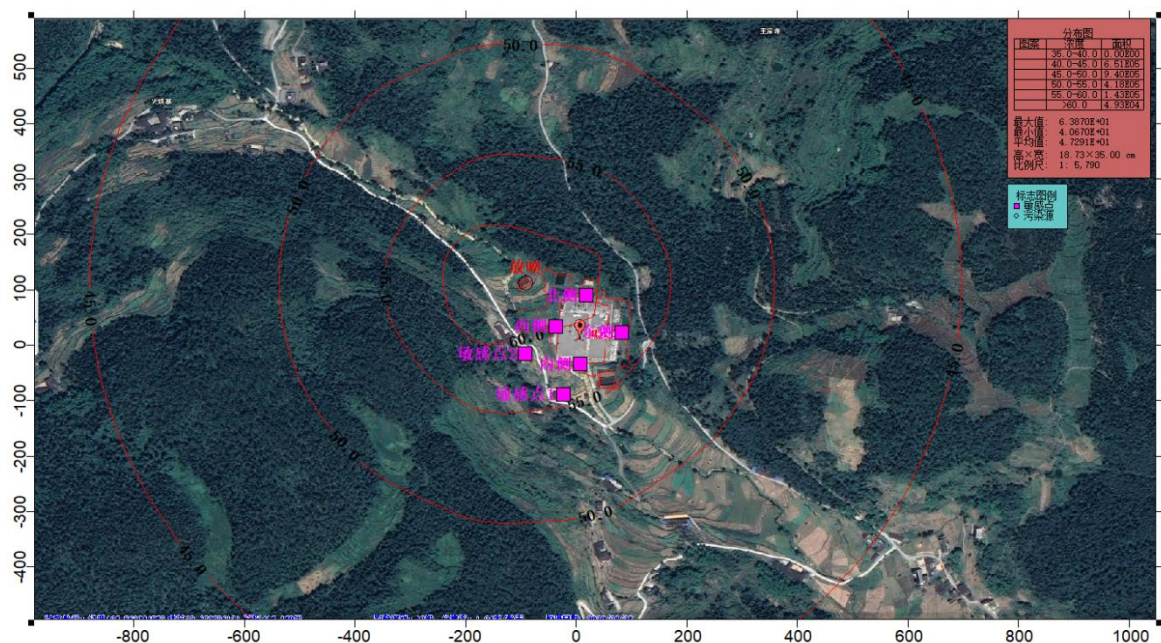


图 8.1-8 焦页 31 号平台试气等声值线图

(3) 敏感点噪声预测结果分析

结合噪声预测达标范围，本次对压裂平台边界 200m 范围内的居民点进行预测。根据监测结果，项目区域噪声背景值较低，且变化不大，压裂仅在白天施工，因此本项目选取最大监测值作为噪声背景值进行昼间噪声预测。预测结果详见下列各表。

表 8.1-23 焦页 31 号平台压裂施工敏感点声环境预测结果表 单位: dB (A)

序号	声环境保护 目标名称	噪声背景 值/dB(A)	噪声现状 值/dB(A)	噪声标准 /dB(A)	噪声贡献 值/dB(A)	噪声预测 值/dB(A)	较现状增 量/dB(A)	超标和达 标情况
		昼间	昼间	昼间	昼间	昼间	昼间	昼间
储层改造								
1	1#散户	52	52	60	63.9	64.2	12.2	超标
2	2#散户	52	52	60	62.5	62.9	10.9	超标
测试放喷								
1	1#散户	52	52	60	56.4	57.7	5.7	达标
2	2#散户	52	52	60	60.8	61.3	9.3	超标

由预测结果可知，储层改造及测试放喷期间，周边 200m 范围内的 8#居民点昼间声环境预测值满足《声环境质量标准》（GB3096-2008），根据施工时投诉居民的实测噪声值情况，通过对受影响的居民采取临时撤离或者功能置换，降低噪声对周边环境的影响。

8.2运营期声环境影响预测及评价

运营期噪声影响主要是集气站设备、偶发放空等噪声的影响。

8.2.1 噪声源强

工程噪声主要为运营过程中分离器等设备产生的噪声，由于本项目为 24 小时连续运行，工程主要噪声源设备噪声值见下表。

表 8.2-1 焦页 31 号集气站运营期主要噪声源特性

序号	声源名称	型号	空间相对位置/m			声源源强 (声压级/距声源距离) / (dBA/m)	声源控制措施	运行时间 (h)
			X	Y	Z			
1	除砂器	/	33	33	1.5	65/1	基础减震	8760
2	泡排撬	/	10	55	1.5	65/1	基础减震	8760
3	计量撬	/	14	49	1.5	60/1	基础减震	8760
4	水套加热炉	/	4	58	1.5	60/1	声屏障/基础减震	8760
注：以焦页 31 号平台中心为原点								

表 8.2-5 运营期站场主要设备与厂界关系

平台	场界	主要设备			
		除砂器	泡排撬	计量撬	压缩机
焦页 31 号集气站	东	55	85	78	53
	南	110	110	105	100
	西	45	15	32	47
	北	8	8	13	18

8.2.2 影响预测模型

在预测时考虑声源在传播过程中经过距离衰减，采用《环境影响评价技术导则声环境》（HJ2.4-2021）中的“点声源的几何发散衰减”模式下的“无指向性点声源几何发散衰减”进行计算，预测模式如下：

$$L_p(r) = L_p(r_0) - 20\lg(r/r_0)$$

式中： $L_p(r)$ — 预测点处声压级，dB；

$L_p(r_0)$ — 参考点 r_0 处的声压级，dB；

r — 预测点距声源的距离，m；

r_0 — 参考位置距声源的距离，m；

多个声源发出的噪声在同一受声点的共同影响，噪声在预测点处产生的等效声级贡献值叠加的计算公式如下：

$$L_{eqg} = 10 \lg \left(\frac{1}{T} \sum_i t_i 10^{0.1 L_{Ai}} \right)$$

式中：\$L_{eqg}\$ — 建设项目在预测点的等效声级贡献值，dB；

\$L_{Ai}\$ — \$i\$ 声源在预测点产生的 A 声级，dB；

\$T\$ — 预测计算的时间段，s；

\$t_i\$ — \$i\$ 声源在 \$T\$ 时段内的运行时间，s。

声源在敏感点及厂界处的贡献值叠加背景值即为该敏感点处噪声预测值，计算采用《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ2.4-2021）3.11 中（3）式，公式为：

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

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

\$L_{eqb}\$ — 预测点的背景值，dB。

8.2.3 预测结果

8.2.3.1 集气站噪声预测结果

（1）焦页 31 号平台（含集气站）厂界噪声预测

本项目运营期厂界噪声预测见下表。

表 8.2-6 焦页 31 号平台（含集气站）厂界噪声预测结果

预测方位	时段	现状值	贡献值 dB (A)	预测值 dB (A)	标准限值 dB (A)	达标情况
东侧	昼间	56	32.2	56	60	达标
	夜间	48	32.2	48.1	50	达标
南侧	昼间	56	35.5	56	60	达标
	夜间	48	35.5	48.2	50	达标
西侧	昼间	56	31.7	56	60	达标
	夜间	48	31.7	48.1	50	达标
北侧	昼间	56	38.7	56.1	60	达标
	夜间	48	38.7	48.5	50	达标

由上表可以看出，焦页 31 号平台（集气站）在采取相应噪声控制措施后其厂界噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类标准。

8.2.3.2 敏感点噪声预测

根据现场调查最近居民分布情况，本工程建成后对其影响见下表。

表 8.2-10 焦页 31 号平台（含集气站）最近居民点噪声影响预测结果

序号	声环境保护目标名称	噪声背景值/dB(A)		噪声现状值/dB(A)		噪声标准/dB(A)		噪声贡献值/dB(A)		噪声预测值/dB(A)		较现状增量/dB(A)		超标和达标情况	
		昼间	夜间	昼间	夜间	昼间	夜间	昼间	夜间	昼间	夜间	昼间	夜间	昼间	夜间
1	1#散户	56	48	56	48	60	50	26.8	26.8	56	48	0.0	0.0	达标	达标
2	2#散户	56	48	56	48	60	50	26.6	26.6	56	48	0.0	0.0	达标	达标

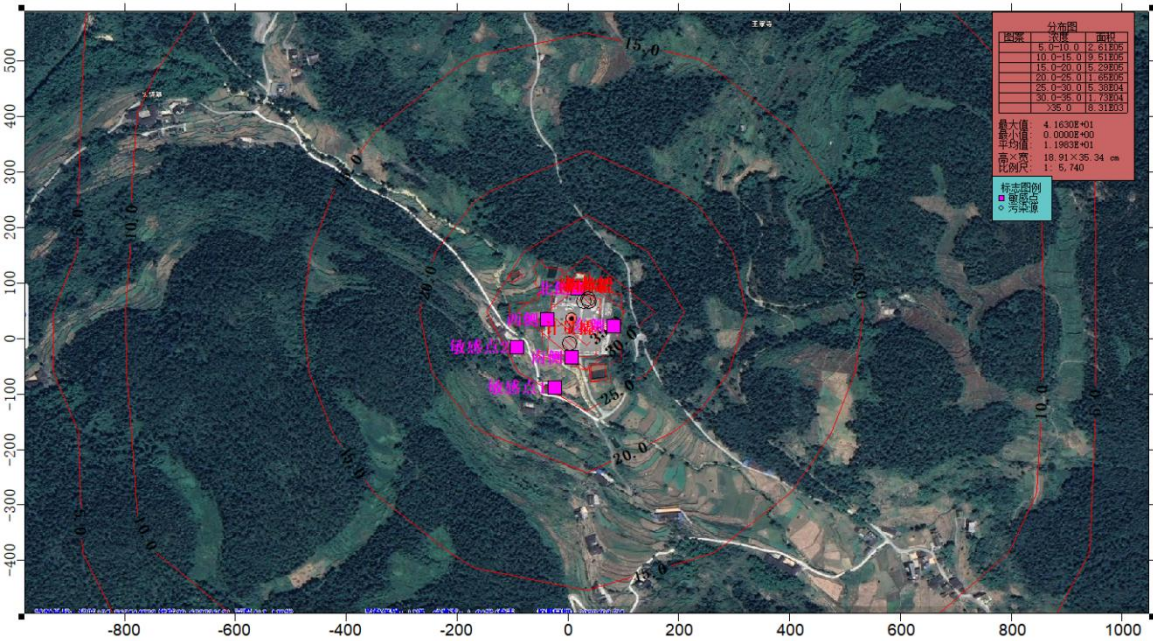


图 8.2-1 焦页 31 号平台（含集气站）敏感点噪声预测示意图

从上表可知，本项目运营期对最近居民点噪声影响值能满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）中的 2 类标准。同时类比焦石坝区块中对同类型集气站厂界噪声的监测，满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类标准值。

8.2.3.3 放空噪声预测结果

在事故和检修放空时，产生的放空噪声等级约为 80dB（A），评价预测放空噪声在距声源不同距离的影响值见表 8.2-14。

表 8.2-14 放空噪声预测结果 单位：dB（A）

与声源距离（m）	10	15	20	30	40	50
预测值（dBA）	60	56.5	54	50.5	48	46

由上表可知，距离放空管 10m 外的昼间噪声便可达标，约在 32m 处夜间噪声便可达标。事故和检修放空属偶发工况，对外环境及周边居民影响小。

8.2.4小结

根据前面预测分析可知，运营期集气站厂界噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类标准。事故和检修放空属偶发工况，对外环境及周边居民影响小。本项目运营期对最近居民点噪声影响值能满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）中的 2 类标准。

8.3退役期声环境影响分析

本项目采气结束后，气井进行封井，站场无噪声源，噪声可恢复至原有水平。退役期施工过程将产生部分噪声及设备运行时产生的设备噪声，该噪声属临时排放，施工结束后，噪声影响随之消失，因此对外环境影响较小。

9 固体废物环境影响分析

9.1 施工期固体废物环境影响分析

施工期产生的固体废物主要有一般工业固体废物、危险废物、生活垃圾。其中一般工业固体废物主要为：清水岩屑、水基岩屑、废水基泥浆等。危险废物主要为：油基岩屑、剩余油基泥浆、废防渗材料、废油、化工料桶。

（1）清水岩屑、水基岩屑、废水基泥浆

本项目清水岩屑产生量约 189m^3 ，水基岩屑产生量约 683m^3 。废水基泥浆产生量为 189.6m^3 。

钻井产生的清水岩屑、水基岩屑经泥浆不落地系统收集，现场干化处置后与废水基泥浆一同由重庆市涪陵区鑫垚环保科技有限公司等资质单位运输到水泥厂实现水基岩屑废资源化利用。转运时应加强操作人员环保意识，确保岩屑不落地。现场进行严格管理，岩屑堆存高度不可超过围墙高度。暂存区应满足《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB 18599-2020）标准要求，采用砖混结构，做防渗处理，上部搭设雨棚。

在采取评价要求的措施后，清水岩屑及水基岩屑均得到合规处置，不外排，对环境影响很小。

（2）钻井废液

本项目产生的钻井废液优先考虑在废水池暂存，用于后续压裂液配置，若不能用于压裂液配置时则管输至涪陵页岩气田采出水处理站处理，现场不外排，处理量为 249m^3 。

（3）油基岩屑

本项目油基岩屑产生量约 308m^3 ，含油率一般在 15~20%，油基岩屑为危险废物，收集后交由重庆海创环保科技有限公司等具有资质的第三方处置单位处置。

油基岩屑的贮存、转运应按照危险废物进行管理。油基钻井阶段，危险废物处置单位应配备专门的清运人员和车辆，保障油基岩屑的及时运出。

油基岩屑在振动筛后直接采用吨桶“不落地”收集，在危险废物贮存场暂存，储存设施应采取必要的六防措施（防风、防雨、防晒、防渗、防漏、防腐）及其他环境污染防护措施，并设置警示标识定期转运。在危险废物贮存场顶部设置雨棚、地面采用混凝土硬化并铺设防渗膜，设置围堰及收集沟，确保油基岩屑不落地。

采取上述措施后，油基岩屑可以得到合规处置，不外排，对环境影响很小。

（4）剩余油基钻井液

本项目水平段采用油基钻井液，钻井期间平台内剩余油基钻井液综合利用，上一口井剩余油基钻井液用于下一口井油基钻井，最后一口井剩余油基钻井液随钻井队用于其他平台钻井工程。最终平台剩余油基钻井液量约 247m³，由井队采用泥浆罐回收和转运，在需要使用时，直接将泥浆罐转运至钻井平台。

（5）废油

钻井过程中废油的主要来源有：a、机械（泥浆泵、转盘、链条等）润滑废油。b、钻井设备清洗与保养产生的废油、泥浆循环罐掏罐产生的废油，如更换柴油机零部件和清洗钻具、套管等。根据周边已完井页岩气井废油产生情况，单井钻井工程废油产生量约为 0.5t，预计本项目废油产生量约 1.0t，由井队或有资质的单位回收处置。

（6）压裂返排液絮凝沉淀污泥

本项目压裂返排液经絮凝沉淀后回用，絮凝沉淀产生的污泥量约 1.2t，按一般固废处置，交由东方希望水泥厂或其他第三方相关单位进行资源化利用。

（7）废化工料桶

本项目产生化工料桶属于一般固废的交由有资质单位或供应厂家回收，属于危险废物的交由有资质单位处置。

（8）场地清理固废（废防渗材料）

根据《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》，页岩气开采将产生废防渗材料（HW08 废矿物油与含矿物油废物），主要为场地清理时拆除的原防渗区域为防止矿物油等污染土壤和地下水而铺设的防渗材料，主要含有矿物油等。根据建设单位在焦石坝地区开展同类型项目，场地清理固废产生量约为 1t，收集后交由有资质单位处置。

（9）生活垃圾

本项目钻前工程、钻井及储层改造工程、地面工程生活垃圾产生量共计 3.3t，在平台定点收集后，由环卫部门统一清运处置。

综上分析，在采取评价要求的措施后，本项目施工期产生的固体废物均得到妥善处置，对周边环境影响较小。

9.2运营期固体废物环境影响分析

运营期产生的固体废物主要为除砂器废渣、废润滑油、废水池沉淀污泥。

（1）除砂器废渣

根据运行经验，营运期站内单个井口除砂器废渣一般产生量为 0.05t/a，除砂器废渣产生总量为 0.1t/a，属于一般工业固体废物，由建设单位运营单位统一收集后交由一般固废处理单位处置。

（2）废润滑油

本项目设备保养过程中废润滑油产生总量约为 0.2t/a，在集气站危废贮存点暂存后定期交由有危险废物处理资质的单位回收、处置。

（3）废水池沉淀污泥

本项目采出水经废水池暂存后采出水中悬浮物在池底形成污泥，沉淀产生的污泥量约 0.3t，按一般固废处置，交由东方希望水泥厂或其他第三方相关单位进行资源化利用。

（4）泡排剂药桶

共计产生泡排药剂桶约 10 个/d（3650 个/a）。起泡剂成分主要为椰油酰胺丙基甜菜碱，消泡剂的成分主要为二甲基硅油，由厂家回收用于原始用途，如回收不了的按照一般固废处置。

在采取评价要求的措施后，本项目运营期产生的固体废物均得到妥善处置，对周边环境影响较小。

9.3退役期固体废物环境影响分析

本项目采气结束后退役期将进行一系列清理工作，包括地面设施拆除、封井等，在这期间，会产生少量生活垃圾。站内设备、管线等材料交由厂家回收利用。施工人员产生的生活垃圾收集后交由环卫部门处置。

10 土壤环境影响预测与评价

10.1 土壤环境影响类型及途径

本项目施工期对土壤的影响主要有两方面，一是工程排放的污染物对土壤质地性状的影响，页岩气开发对土壤的污染主要是废水池泄漏、落地油污、含油固体废物、钻井泥浆等，泄漏后可能导致土壤污染；二是工程建设钻井和地面工程建设的开挖、填埋对土壤结构的破坏，挖掘、碾压、践踏及堆积物等均会使土壤结构破坏，土壤生产力下降。运营期间，采出废水、废润滑油泄漏可能对土壤造成污染。退役期间，本项目无废气、废水、废渣等污染物产生和排放，对土壤无环境影响。

本项目对土壤的影响类型与影响途径见表 10.1-1，土壤环境影响源及影响因子识别见表 10.1-2。

表 10.1-1 本项目土壤环境影响类型与影响途径表

不同时段	污染影响型				生态影响型			
	大气沉降	地面漫流	垂直入渗	其他	盐化	碱化	酸化	其他
建设期	/	√	√	/	/	/	/	/
运营期	/	/	√	/	/	/	/	/
退役期	/	/	/	/	/	/	/	/
注：在可能产生的土壤环境影响类型处打“√”，列表未涵盖的可自行设计。								

表 10.1-2 本项目土壤环境影响源及影响因子识别表

工程阶段	污染源	工艺流程/节点	污染途径	特征因子	备注
施工期	放喷池	压裂返排液收集	垂直入渗、地面漫流	COD、氯化物	事故
	废水池				
	润滑油暂存区	油基岩屑、废润滑油收集	垂直入渗	石油类	事故
运营期	放喷池、废水池	压裂返排液收集	垂直入渗、地面漫流	COD、氯化物	事故

10.2 施工期土壤环境影响分析

10.2.1 影响因素分析

本项目施工期的工程内容主要是基础施工、钻井工程、储层改造工程、地面工程，包括地面的开挖和回填，项目施工对土壤环境最直接的影响主要有：

- (1) 破坏土壤结构

土壤结构是在当地自然条件下土壤经过长期的发育过程形成的较为稳定的结构系统，在施工开挖过程中会破坏原有土壤结构。土壤中的分层特征和团粒结构是经过长期发展形成的，遭到破坏后，恢复需要较长的时间。

（2）改变土壤质地

土壤质地因所处地形和土壤形成条件的不同而有较大的变化，即使同一土壤剖面，表层与底层的土壤质地也有明显的不同。由于土壤在形成过程中层次分明，表层为耕作层，中层一般为淋溶淀积层，底层是母质层。土壤类型不同，各层次的理化性质和厚度会存在较大的差别。管道的开沟和回填混合了原有较为稳定的层次，不同层次被打乱混在一起，影响土壤发育，影响植物的生长。

（3）影响土壤紧实度

基础施工后一般在短时期难以恢复其原有的紧实度。表层过于疏松时，因灌溉和降水容易造成水分下渗，使土层明显下陷形成凹沟。过于紧实时又会影响植物根系下扎。施工期间的车辆和重型机械的碾压也会造成管道两侧表层过于紧实，对植物生长产生不良影响。

（4）临时占地对土壤环境的影响

项目临时占用地主要是挖方的堆积、建设用材料的堆放、临时施工道路用地、施工机械场地等。临时占用的土地，一部分是可以复垦利用的，但因施工中的机械碾压、施工人员践踏、振动等原因，对土壤的理化性质、肥力水平都有一定影响。

（5）施工废弃物对土壤环境的影响

项目施工产生的泥浆若落入土地，有可能把固体废弃物残留于土壤之中。这些固体废物一般都比较难于分解，影响环境景观和作物生长，若埋于土壤中则会对作物根系的生长和发育造成影响。

（6）项目建设对土壤养分现状的影响

土体构型是土壤剖面中各种土层的组合情况。不同土层的特征及理化性质差异较大。就养分状况分布而言，表土层远较心土层好，其有机质、全氮、速效磷和速效钾等含量高，紧密度与孔隙状况适中强。施工势必扰动原有土体构型，使土壤养分分布状况受到影响，严重者会造成土壤性质的恶化，并影响其表层生长的植被，甚至难以恢复。

（7）事故状态下对土壤的影响

本项目施工期间，事故情况（钻井液、柴油罐泄漏）对土壤质量影响较大。根据

本区域钻井情况，尤其是钻井油基泥浆，洒落在地面上，污染面积较大；或当柴油罐穿孔泄漏，在泄漏初期由于泄漏的柴油量少，可收集在围堰内，不会泄漏至外环境；但若长时间泄漏，柴油可能溢出围堰，造成土壤环境的污染。

10.2.2 土壤环境影响类比分析

根据分析《涪陵页岩气田焦石坝区块一期工程中区产能建设项目竣工环境保护验收报告》等竣工验收调查报告可知，场地内各土壤监测点监测结果小于《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类工业用地风险筛选值；场地外铅满足《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）其他用地性质风险筛选值，六价铬、石油烃无管控值。在采取严格的环境保护措施后，页岩气开发未对土壤造成显著影响。

因此，本项目在采取相同防渗措施下，项目施工建设对土壤环境影响小。

10.3 运营期土壤环境影响分析

运营期间，平台内仅保留井口装置，运营期间，可能的影响主要为废水的泄漏造成的土壤污染，会影响土壤中微生物生存，破坏土壤结构，可能增加土壤中 COD、石油类等污染物。

目前，建设单位已在焦石坝区块大规模开发页岩气，各平台均已验收，根据平台验收监测数据，各平台内各监测点均满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地的筛选值要求，建设单位在采取措施下未对土壤造成显著影响。

表 10.3-1 平台土壤验收监测 数据 单位：mg/kg

监测点位	pH	石油烃（C10-C40）	全盐量	钡
焦页 2 号平台	9.2	16	0.8	401
焦页 31 号平台	9.51	12	0.7	266
焦页 32 号平台	8.93	28	1.1	336

本项目采取措施与现有工程一致，根据类比分析，本项目在采取相同防渗措施下，可有效防止污染物泄漏污染土壤。

10.4 退役期土壤环境影响分析

当页岩气井不具备商业开采价值时，则将按照行业规范采取封井作业。首先，采用水泥对套管及套管壁进行固封，防止天然气串入地层；同时在射孔段上部注入水泥，形成水泥塞封隔气层。在井口套管头上安装工作压力高于最上气层地层压力的丝扣法

兰，并配备安全放气阀，加盖井口房，以进一步确保安全性。在丝扣法兰上清晰标注井号、完井日期以及封井信息，并在井口周边设置醒目的警示标志和防护装置，防止人为破坏、气体泄漏及环境风险事故的发生，确保无土壤污染途径。综上所述，本项目在采取相关措施后，对土壤环境的影响较小。

建设单位应按照《工矿用地土壤环境管理办法（试行）》（生态环境部令第3号）在“终止生产经营活动前，应当参照污染地块土壤环境管理有关规定，开展土壤和地下水环境初步调查，编制调查报告……”。

工程设施退役后，建设单位或生产经营单位应当按照相关要求，采取有效生态环境保护措施。同时，按照《中华人民共和国土壤污染防治法》《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB 36600）的要求，对永久停用、拆除或弃置的各类井、管道等工程设施落实封堵、土壤及地下水修复、生态修复等措施，确保生态环境的可持续性。

11 环境风险评价

11.1 施工期环境风险

11.1.1 风险调查、评价等级

11.1.1.1 气质组分

(1) 目的层气质

根据建设单位提供资料,焦石坝区块页岩气组分分析表明,页岩气中以甲烷为主,摩尔百分含量为 97.780%~98.140%,乙烷为 0.337%~0.405%,丙烷及以上重烃组分含量为 0.011%,CO₂ 含量为 0.581%~0.643%,页岩气相对密度 0.5658,不含 H₂S,为优质天然气气源。

根据建设单位提供资料,本项目单井日产能力 3.3 万方/天,按照标定产能的 5 倍值即 16.5 万 m³/d 作为本项目风险防范、应急的风险管理依据。

(2) 中途钻遇地层情况

本项目目的层龙马溪组为不含硫气层,根据设计资料,周边井在中途钻遇层也未发现硫化氢,因此本评价仅提出硫化氢风险防范措施,不进行预测。

11.1.1.2 环境风险调查

(1) 风险物质类别

本项目原料、燃料、介质和产品中主要为 CH₄,属于易燃品,存在发生火灾、泄漏、爆炸等突发性风险事故的可能性。此外,涉及的风险物质还包括钻井过程中使用的易燃物质柴油、油基泥浆、目的层酸化用的稀盐酸。

(2) 风险物质最大在线量

①CH₄

本项目井喷失控无阻流量按照目的层标定产能 5 倍即 16.5×10⁴m³/d 计,按照事故状态下应在 15min 内启动点火程序实施点火,全部以甲烷计,计算 15min 甲烷存在总量。

表 11.1-1 目的层井喷情况表

平台号	风险物质	井喷无限阻流泄漏量		泄漏速率 (kg/s)	15min 泄漏总量 (t)
		m ³ /h	m ³ /s		
焦页 31 号	CH ₄	6875	1.91	1.40	1.26

②乙烷、丙烷等物质

根据《涪陵页岩气田焦页 31 号开发井组方案可行性研究报告》，并参照临近井焦页 1HF 井、焦页 1-3HF 井五峰-龙马溪组天然气组分分析表明，页岩气中含有乙烷、丙烷、异丁烷等物质，查阅《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）可知，均属于风险物质，但本项目开采页岩气中乙烷、丙烷、异丁烷等物质含量较低，因此不进行定量分析。

③柴油

钻井过程中，以柴油发电机作为备用电源，停电时通过柴油发电机提供动力和电力，柴油属于闪点在 28℃与 60℃之间的易燃、具爆炸性的液体，属于乙类危险品。根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）机油属于附录 B.1 突发环境事件风险物质——油类物质，其临界量为 2500t。本项目平台设 2 个柴油罐，容积分别为 40m³、25m³，现场最大储存量约为 44.2t，贮存量远小于临界值。

④洗井用前置酸（主要成分为 15%的稀盐酸）

洗井用前置酸在钻至洗井层位后（下完套管后），将成品由玻璃吨桶车专业运输车辆拉运至现场使用。井场设置 6 个储罐（5 用 1 备），每个储罐 25m³，四周采用 C20 混凝土设置围堰，现场最大贮存量不超 125m³。

本项目洗井用前置酸为 15%的稀盐酸，根据《企业突发环境事件风险分级》（HJ941-2018）中提出“混合或稀释的风险物质按其组分比例折算成纯物质”的原则折算成 37%浓度盐酸，同时查表盐酸在 37%、温度 25℃情况下密度为 1.1899t/m³，可计算本项目折算成（37%）盐酸风险物质最大储存量为 60.3t。

⑤油基泥浆

油基泥浆主要成分柴油，参照执行《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）柴油属于附录 B.1 突发环境事件风险物质——油类物质，其临界量为 2500t。

油基钻井泥浆采用罐车拉运配制好的油基泥浆至现场进入循环系统，现场无油基泥浆配制，其环境风险主要表现在油基钻井液泄漏环境风险，本项目循环系统在线量约为 250m³，油基泥浆比重 0.831~0.883，本次取 0.883，计算得油基泥浆重约 220.75t。

⑥其他

水基钻井液以黏土（主要用膨润土）、水作为基础配浆材料，加入各种有机和无机材料形成的多种成分和相态共存的悬浮液，主要添加成分有聚合物、氯化钠、羧甲基纤维素（CMC）、木质硫酸盐、盐抑制剂以及改性石棉、石墨粉、烧碱等 20 多种

化学品。膨润土的主要成分是蒙脱石。钻井液中影响环境的主要成分是有机物类、无机盐类、烧碱等配浆和加重材料中的杂质，目前采用的钻井液不含重金属及其他有毒物质，呈碱性。

钻井废水中主要污染物质为氯离子、石油类等。

根据以上分析水基钻井液、钻井废水均不属于《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）附录 B.2 危害水环境物质（急性毒性类别 1），也不含有《有毒有害水污染物名录（第一批）》（公告 2019 年第 28 号）所列物质，无临界量规定，不需要计算 Q 值；但为了减小项目建设对环境的影响，本次仍对水基钻井液、钻井废水进行环境风险定性分析，并提出风险管控措施。

表 11.1-2 风险物质最大在线量

风险物质		危险性	泄漏存在量（t）		临界量（t）	主要风险类别
			物质名称	焦页 31 号		
目的层	甲烷	易燃、毒性	甲烷	1.26	10	涉气
柴油		易燃、毒性	矿物油	44.2	2500	涉水、涉气
盐酸		毒性	盐酸（37%）	60.3	7.5	涉水、涉气
油基泥浆		毒性	参照矿物油	220.75	2500	涉水、涉气

11.1.1.3 环境风险潜势初判

环境风险潜势是对建设项目潜在环境危害程度的概化分析表达，是基于建设项目涉及的物质和工艺系统危险性（P）及其所在地环境敏感程度（E）的综合表征。

（1）物质及工艺系统危险性分析（P 的确定）

危险物质及工艺系统危险性等级 P 由 Q 和 M 两项因子确定，通过定量分析危险物质数量与临界量比值 Q，并评估工艺系统危险性 M，对照矩阵表确定等级 P。

① 环境风险物质数量与临界量的比值 Q

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）附录 C 可知：

当企业只涉及一种环境风险物质时，计算该物质的总量与其临界量比值，即为 Q；

当企业存在多种环境风险物质时，按下式计算物质总量与其临界量比值（Q）：

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

式中：q₁, q₂, ..., q_n——每种环境风险物质的最大存在总量，t；

Q₁, Q₂, ..., Q_n——每种环境风险物质的临界量，t。

当 $Q < 1$ 时，该项目环境风险潜势为 I。

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

根据《企业突发环境事件风险分级方法》（HJ941-2018），本次评价分别计算涉气、涉水风险物质数量与临界量比值。

表 11.1-3 焦页 31 号平台环境风险物质数量与临界量的比值 Q 统计表

Q	序号	危险物质名称		CAS 号	最大存在总量 q_n/t	临界量 Q_n/t	该种危 险物质 Q 值
Q _气	1	目的层	甲烷	74-82-8	1.26	10	0.126
	2	柴油		/	44.2	2500	0.018
	3	盐酸		7647-01-0	60.3	7.5	8.040
	4	油基泥浆		/	220.75	2500	0.089
	项目 $Q_{气}$ 值Σ（目的层）						8.273
	Q 值划分属于 $10 \leq Q_{气} \leq 100$						
Q _水	1	柴油		/	44.2	2500	0.018
	2	盐酸		7647-01-0	60.3	7.5	8.040
	3	油基泥浆		/	220.75	2500	0.089
	项目 $Q_{水}$ 值Σ						8.147
	将 Q 值划分属于 $1 \leq Q_{水} < 10$						

根据上表计算可知，本工程焦页 31 号平台涉气风险物质数量与临界量比值属于 $1 \leq Q_{气} < 10$ 范畴，涉水风险物质数量与临界量比值属于 $1 \leq Q_{水} < 10$ 范畴。

②行业及生产工艺（M）

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ/T169-2018）附录 C，本工程行业及生产工艺情况（M 值）详见按照表 12.1-6。

表 11.1-6 行业及生产工艺（M）

序号	工艺单元名称	生产工艺	M 分值
1	钻井、压裂、采气	石油、天然气、页岩气开采	10
项目 M 值 Σ			10

生产工艺情况 M 划分为（1） $M > 20$ ；（2） $10 < M \leq 20$ ；（3） $5 < M \leq 10$ ；（4） $M = 5$ ，分别以 M1、M2、M3 和 M4 表示，本工程工艺系统危险性为 M3。

③危险物质及工艺系统危险性（P）分级

根据危险物质数量与临界量比值（Q）和行业及生产工艺（M），按照导则附录 C 表 C.2 确定危险物质及工艺系统危险性等级 P 为 P4（涉气、涉水）。

表 11.1-7 危险物质及工艺系统危险性等级判断表

危险物质数量与 临界量比值 (Q)	行业及生产工艺 (M)			
	M1	M2	M3	M4
$Q \geq 100$	P1	P1	P2	P3
$10 \leq Q < 100$	P1	P2	P3	P4
$1 \leq Q < 10$	P2	P3	P4 (涉气、涉水)	P4

(2) 环境敏感性分析 (E 的确定)

基于风险调查 (环境敏感目标调查), 分析建设项目环境敏感性, 分别对大气、地表水环境和地下水环境三个要素的环境敏感程度进行分级, 分级原则见导则附录 D。

① 大气环境敏感程度分级

依据环境敏感目标环境敏感性及其人口密度划分环境风险受体的敏感性, 共分为三种类型, E1 为环境高度敏感区, E2 为环境中度敏感区, E3 为环境低度敏感区, 分级原则见表 11.1-8。

表 11.1-8 大气环境敏感程度分级 (E)

分级	大气环境敏感性
E1	周边5km范围内居住区、医疗卫生、文化教育、科研、行政办公等机构人口总数大于5万人, 或其他需要特殊保护区域; 或周边500m范围内人口总数大于1000人; 油气、化学品输送管线管段周边200m范围内, 每千米管段人口数大于200人
E2	周边5km范围内居住区、医疗卫生、文化教育、科研、行政办公等机构人口总数大于1万人, 小于5万人; 或周边500m范围内人口总数大于500人, 小于1000人; 油气、化学品输送管线管段周边200m范围内, 每千米管段人口数大于100人, 小于200人
E3	周边5km范围内居住区、医疗卫生、文化教育、科研、行政办公等机构人口总数小于1万人; 或周边500m范围内人口总数小于500人; 油气、化学品输送管线管段周边200m范围内, 每千米管段人口数小于100人

根据钻井工程人居分布统计结果, 项目焦页 31 号平台 500m 范围内居民为 36 户 125 人, 小于 500 人, 项目 5km 范围人口总数约 4000 人, 项目大气环境敏感程度为 E3。

② 地表水环境敏感程度分级

依据事故情况下危险物质泄漏到水体的排放点受纳地表水体功能敏感性, 与下游环境敏感目标情况, 共分为三种类型, E1 为环境高度敏感区, E2 为环境中度敏感区, E3 为环境低度敏感区。地表水功能敏感性分区和环境敏感目标分级分别见表 11.1-9 和表 11.1-10。

表 11.1-9 地表水环境功能敏感性分区

敏感性	地表水环境敏感特征

敏感F1	排放点进入地表水水域环境功能为Ⅱ类及以上，或海水水质分类第一类； 或已发生事故时，危险物质泄漏到水体的排放点算起，排放进入受纳河流最大流速时，24h流经范围内涉跨国界的
敏感F2	排放点进入地表水水域环境功能为Ⅲ类，或海水水质分类第二类； 或已发生事故时，危险物质泄漏到水体的排放点算起，排放进入受纳河流最大流速时，24h流经范围内涉跨省界的
敏感F3	上述地区之外的其他地区

表 11.1-10 环境敏感目标分级

分级	环境敏感目标
S1	发生事故时，危险物质泄漏到内陆水体的排放点下游（顺水流向）10km范围内、近岸海域一个潮周期水质点可能达到的最大水平距离的两倍范围内，有如下一类或多类环境风险受体：集中式地表水饮用水水源保护区（包括一级保护区、二级保护区及准保护区）；农村及分散式饮用水水源保护区；自然保护区；重要湿地；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及索饵场越冬场和洄游通道；世界文化和自然遗产地；红树林、珊瑚礁等滨海湿地生态系统；珍稀、濒危海洋生物的天然集中分布区；海洋特别保护区；海上自然保护区；盐场保护区；海水浴场；海洋自然历史遗迹；风景名胜区；或其他特殊重要保护区域。
S2	发生事故时，危险物质泄漏到内陆水体的排放点下游（顺水流向）10km范围内、近岸海域一个潮周期水质点可能达到的最大水平距离的两倍范围内，有如下一类或多类环境风险受体的：水产养殖区；天然渔场；森林公园；地质公园；海滨风景游览区；具有重要经济价值的海洋生物生存区域。
S3	排放点下游（顺水流向）10km范围、近岸海域一个潮周期水质点可能达到的最大水平距离的两倍范围内无上述类型1和类型2包括的敏感保护目标。

本项目废水均不外排，井口 500 米范围内无大型水库、河流，因此本项目地表水环境敏感特征为 F2；地表水环境敏感目标分级为 S3。

表 11.1-11 地表水环境敏感程度分级（E）

环境敏感目标	地表水环境功能敏感性		
	F1	F2	F3
S1	E1	E1	E2
S2	E1	E2	E3
S3	E1	E2(√)	E3

综上，拟建地表水环境风险敏感程度为 E2。

③地下水环境敏感程度分级

依据地下水功能敏感性与包气带防污性能，共分为三种类型，E1 为环境高度敏感区，E2 为环境中度敏感区，E3 为环境低度敏感区，分级原则见表 11.1-12。其中地下水功能敏感性分区和包气带防污性能分级分别见表 11.1-13 和表 11.1-14。当同一建设项目涉及两个 G 分区或 D 分级及以上时，取相对高值。

表 11.1-12 地下水功能敏感性分区

敏感性	地下水环境敏感特征
敏感G1	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
敏感G2	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（如热水、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
敏感G3	上述地区之外的其他地区

表 11.1-13 包气带防污性能分级

分级	包气带岩土渗透性能
D3	$Mb \geq 1.0m$, $K \leq 1.0 \times 10^{-6} cm/s$, 且分布连续、稳定
D2	$0.5 \leq Mb < 1.0m$, $K \leq 1.0 \times 10^{-6} cm/s$, 且分布连续、稳定 $Mb \geq 1.0m$, $1.0 \times 10^{-6} cm/s < K \leq 1.0 \times 10^{-4} cm/s$, 且分布连续、稳定
D1	岩（土）层不满足上述D2和D3条件

Mb: 岩土层单层厚度。K: 渗透系数。

根据现场踏勘，本项目地下水评价范围内无乡镇地下水集中式饮用水源分布，周边居民使用自来水作为生活饮用水，分散式水井作为备用水源，地下水功能敏感性分级为敏感 G2；根据水文地质参数，潜水含水层且包气带岩性为黏土层和灰岩。包气带防污性能为弱，因此包气带防污性能分级为 D2。

表 11.1-14 地下水环境敏感程度分级

包气带防污性能	地下水功能敏感性		
	G1	G2	G3
D1	E1	E1	E2
D2	E1	E2(√)	E3
D3	E2	E3	E3

综上，本项目地下水环境风险敏感程度为 E2。

(3) 环境风险潜势初判

建设项目环境风险潜势划分为I、II、III、IV/IV+级。根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018）表 2 所列的危险物质及工艺系统危害性P 和环境敏感程度E 的矩阵进行判断，确定环境风险潜势，如下表所示。

表 11.1-15 建设项目环境风险潜势划分

环境敏感程度（E）	危险物质及工艺系统危险性（P）

	极高危害（P1）	高度危害（P2）	中度危害（P3）	轻度危害（P4）
环境高度敏感区（E1）	IV+	IV	III	III
环境中度敏感区（E2）	IV	III	III	II
环境低度敏感区（E3）	III	III	II	I
^a 是相对于详细评价工作内容而言，在描述危险物质、环境影响途径、环境危害后果、风险防范措施等方面给出定性说明。见附录 A。				

本项目危险物质及工艺系统危险性等级为P4（涉水、涉气）；大气环境敏感性为E2，地表水环境敏感性为E2、地下水环境敏感性为E2。

根据建设项目环境风险导则 6.1 章节环境风险潜势划分原则，确定本项目相应的环境要素的环境潜势划分结果表 11.1-16。

表 11.1-16 本项目环境风险潜势划分

工程	环境敏感性		危险物质及工艺系统危险性（P）	环境风险潜势划分
本项目	大气	E2	P4	II
	地表水	E2	P4	II
	地下水	E2	P4	II

由上表可知本项目施工期大气环境风险潜势划分为 II，地表水环境风险潜势划分为 II，地下水环境风险潜势划分为 II。

11.1.1.4 评价等级

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）进行项目环境风险评价工作等级划分，划分等级见表 11.1-17。

表 11.1-17 评级工作等级划分表

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

由上表可知，本项目大气环境、地表水、地下水环境风险评价等级为三级，因此项目总体风险评价等级为三级。

11.1.2 评价范围

（1）大气环境风险评价范围

本项目环境风险评价等级为三级，并根据现场勘查情况，本项目大气环境风险评价范围为距离井场边界 3km 范围。

（2）地表水环境风险评价范围

本项目废水经废水池收集，不外排。本项目周边无地表水敏感目标，且事故状态下经截流措施，废水不会外溢至外环境，重点关注废水的转运和管输风险防范措施，焦页 31 号平台将周边溪沟至下游汇入麻溪河处划定为地表水风险评价范围。

（3）地下水环境风险评价范围

与地下水评价范围一致。

11.1.3敏感目标

本项目在选址过程中避开了居民集中区、规划区、风景名胜区、文物古迹等风险敏感点，井场周边分布有少量分散居民点、学校、地表水体等。本项目环境风险敏感目标见表 1.7-11~13。

11.1.4环境风险识别

11.1.4.1物质危险性识别

本项目原料、燃料、介质和产品中主要为甲烷，属于易燃品，存在发生火灾、泄漏、爆炸等突发性风险事故的可能性。钻井、采气过程中可能涉及的主要危险物质为 CH₄（易燃易爆）。此外，涉及的风险物质还包括钻井过程中使用的易燃物质柴油、油基泥浆、目的层酸化用的稀盐酸。

（1）甲烷危险性分析

本项目目的层页岩气主要成分为甲烷。甲烷主要理化特性见下表。

表 11.1-18 甲烷危险、有害特性表

标识	中文名	甲烷	英文名	Methane
	化学式	CH ₄	分子量	16.04
	ICSC 编号	0291	IMDG 规则页码	2156
	CAS 号	74-82-8	RTECS 号	PA1490000
	UN 编号	1971	危险货物编号	21007
	EC 编号	601-001-00-4		
理化性质	外观与性状	无色无臭气体。		
	溶解性	微溶于水，溶于乙醇、乙醚。		
	主要用途	用作燃料和用于炭黑、氢、乙炔、甲醛等的制造。		
	熔点（℃）	-182.5	相对密度（水=1）	0.42/-164℃
	沸点（℃）	-161.5	相对密度（空气=1）	0.55
	饱和蒸汽压（kpa）	53.32(-168.8℃)		
	临界温度（℃）	-82.6	临界压力（Mpa）	4.59

	燃烧热 (KJ/mol)	889.5	最小引燃能量 (mJ)	0.28
毒性 及 健康 危害	接触限值	中国 MAC	未制定标准	
		苏联 MAC	300mg/m³	
		美国 TWA	ACGIH 窒息性气体	
		美国 STEL	未制定标准	
	侵入途径	吸入		
健康危害	1、当空气中甲烷浓度达 25%~30%时，可引起头痛、头晕、乏力、注意力不集中、呼吸和心跳加速、精细动作障碍等； 2、当空气中甲烷浓度更高时，可能使人出现窒息、昏迷等。			
燃 烧 爆 炸 危 险 性	燃烧性	易燃	建筑火险等级	甲
	闪点 (°C)	-188	爆炸下限 (v%)	5
	自然温度 (°C)	538	爆炸上限 (v%)	15
	危险特性	1、甲烷与空气混合能形成爆炸性混合物，当在爆炸极限范围内遇明火、高热时引起燃烧爆炸。2、甲烷与氟、氯等能发生剧烈的化学反应。3、甲烷若遇高热，容器内压增大，有开裂和爆炸的危险。		
	稳定性	稳定		
	聚合危害	不会出现聚合危害		
	禁忌物	强氧化剂，如氟、氯等		
	灭火方法	1、立即切断气源。2、若不能立即切断气源，则不允许熄灭正在燃烧的气体。3、喷水冷却容器，如果可能应将容器从火场移至空旷处。4、采用雾状水、泡沫灭火器和二氧化碳灭火器等。		
包 装 储 运	危险性类别	第 2.1 类（UN 类别）易燃气体		
	危险货物包装标志	4		
包 装 储 运	储运注意事项	1、储存于阴凉、通风的储存间内，且储存间内温度不宜超过 30℃，储存间内的照明、通风设施应采用防爆型，开关设置于储存间外。2、储罐时，要有防火防爆措施，若为露天储罐夏季应有降温措施。3、储存间和储罐附近应配备相应品种和数量的消防器材。4、远离火种、热源，禁止使用易产生火花的机械设备和工具。5、防止阳光直射。6、与氧气、压缩空气、卤素（氟、氯、溴）等分开存放，切忌混储混运。7、验收时应注意品名，注意验瓶日期，先进储存的先发用。8、搬运时轻装轻卸，防止钢瓶及附件破损。		
急 救	皮肤接触	若有冻伤，就医治疗。		
	吸入	1、迅速脱离现场至空气新鲜处。2、注意保暖，呼吸困难时给输氧。3、呼吸及心跳停止者立即进行人工呼吸和心脏按压术，并就医治疗。		
防 护 措 施	工程控制	全面通风。		
	呼吸系统防护	一般不需要特殊防护，高浓度环境中，可佩戴供气式呼吸器。		
	眼睛防护	一般不需要特殊防护，高浓度接触时可戴安全防护眼镜。		
	手防护	一般不需要特殊防护，高浓度接触可戴防护手套。		

	其他	1、工作现场严禁吸烟；2、避免长期反复接触； 3、进入罐区或其他高浓度区作业时须有人监护。
泄 漏 处 理	1、切断气源，喷雾状水稀释、降温，抽排（室内）或强力通风（室外）。2、切断火源，迅速撤离泄漏污染区人员至上风处，并隔离直至气体散尽。3、应急处理人员应戴自给式呼吸器，穿一般消防防护服。4、如有可能，应将漏出气用排风机送至空旷地方或装设适当喷头烧掉；也可以将漏气的容器移至空旷处，注意通风。5、漏气容器不能再用，且要经过技术处理以清除可能剩下的气体。	

（2）乙烷、丙烷等物质

根据建设单位提供资料，本项目气质数据参照焦页 1HF 井、焦页 1-3HF 井五峰-龙马溪组天然气组分分析表明，页岩气中含有乙烷、丙烷、异丁烷等物质，查阅《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）可知，均属于风险物质，但本项目开采页岩气中乙烷、丙烷、异丁烷等物质含量较低，且甲烷、乙烷、丙烷的终点浓度相近，风险物质临界量均为 10t，评价统一以甲烷进行分析。

（3）柴油危险性分析

钻井作业过程中备用柴油发电机使用柴油，柴油具有可燃性，其特性见表 11.1-19。

表 11.1-19 柴油特性表

第一部分危险性概述	
危险性类别	第 3.3 类高闪点易燃液体。
侵入途径	吸入、食入、经皮肤吸收
健康危害	皮肤接触柴油可引起接触性皮炎、油性痤疮，吸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，头痛。
第二部分急救措施	
皮肤接触	脱去污染的衣着，用肥皂和大量清水清洗污染皮肤。
眼睛接触	立即翻开上下眼睑，用流动清水冲洗，至少 15min。就医。
吸入	脱离现场。脱去污染的衣着，至空气新鲜处，就医。防止吸入性肺炎。
误服	误服者饮牛奶或植物油，洗胃并灌肠，就医。
第三部分消防措施	
危险特性	遇明火、高热或与氧化剂接触，有引起燃烧爆炸的危险。若遇高热，容器内压增大，有开裂和爆炸的危险。
有害燃烧产物	一氧化碳、二氧化碳。
灭火方法灭火剂	泡沫、二氧化碳、干粉、沙土。
第四部分泄漏应急处理	
应急处理	切断火源。应急处理人员戴好防毒面具，穿化学防护服。在确保安全情况下堵漏。用活性炭或其他惰性材料吸收，然后收集运到空旷处焚烧。如大量泄漏，利用围堤收容，然后收集、转移、回收或无害处理后废弃。
第五部分操作处置与储存	

储存注意事项	储存于阴凉、通风仓间内。远离火种、热源。保持容器密封。应与氧化剂分开存放。桶装堆垛不可过大，应留墙距、顶距、柱距及必要的防火检查通道。罐储时要有防火防爆技术措施。禁止使用易产生火花的机械设备和工具。充装要控制流速，注意防止静电积聚。搬运时轻装轻卸，防止包装及容器损坏。		
第六部分接触控制/个体防护			
工程控制	密闭操作，注意通风。		
眼睛防护	必要时戴安全防护眼镜。		
呼吸系统防护	一般不需特殊防护，但建议特殊情况下，佩戴供气式呼吸器。		
身体防护	穿工作服。		
手防护	必要时戴防护手套。		
其他防护	工作现场严禁吸烟。避免长期反复接触。		
第七部分理化特性			
外观及性状	黏性棕色液体。	闪点（℃）	55
相对密度	0.87～0.9（水=1）	爆炸下限（V%）	1.5
相对密度	3.5（空气=1）	爆炸上限（V%）	4.5
引燃温度（℃）	257	用途	用作柴油发电机的燃料。
溶解性	不溶于水，易溶于苯、二硫化碳、醇，易溶于脂肪。		
第八部分稳定性及化学活性			
稳定性	稳定	避免接触的条件	明火、高热
禁配物	强氧化剂、卤素	聚合危害	不能出现。
分解产物	一氧化碳、二氧化碳。		

（4）盐酸

盐酸，化学式为 HCl，是氯化氢水溶液，相对密度 1.189。熔点：114.8℃。沸点：84.9℃。易溶于水，有强烈的腐蚀性，能腐蚀金属，对动植物纤维和人体肌肤均有腐蚀作用。浓盐酸在空气中发烟，触及氨蒸气会生成白色云雾。氯化氢气体对动植物有害。盐酸是极强的无机酸，高浓度对人体有极度伤害，具有刺激性气味，能和很多金属发生反应。

健康危害：接触其蒸气或烟雾，可引起急性中毒：出现眼结膜炎，鼻及口腔黏膜有烧灼感，鼻出血、齿龈出血，气管炎等。误服可引起消化道灼伤、溃疡形成，有可能引起胃穿孔、腹膜炎等。眼和皮肤接触可致灼伤。

危险特性：易燃，具刺激性。遇明火、高热源或与氧化剂接触，有引起燃烧爆炸的危险。若遇高热，容器内压增大，有开裂和爆炸的危险。

慢性影响：长期接触，引起慢性鼻炎、慢性支气管炎、牙齿酸蚀症及皮肤损害。

环境危害：对环境有危害，对水体和土壤可造成污染。

燃爆危险：该品不燃。具强腐蚀性、强刺激性，可致人体灼伤。

（5）水基钻井液及作业废水

①水基钻井液

本项目使用的水基钻井液，由清水、增稠剂、抑制剂、防塌剂、堵塞剂、碱度调节剂、杀菌剂、加重剂等组成。水基钻井液以黏土（主要用膨润土）、水作为基础配浆材料，加入各种有机和无机材料形成的多种成分和相态共存的悬浮液，主要添加成分有 SMP-1、FRH、SMC、Fk-10、LS-2、SP-80、烧碱等 20 多种化学品。膨润土的主要成分是蒙脱石。

水基钻井液中影响环境的主要成分是有机物类、无机盐类、烧碱等配浆和加重材料中的杂质，目前采用的水基钻井液不含重金属及其他有毒物质，呈碱性。水泥及添加剂主要为微硅水泥及重晶石添加剂，不含易燃、易爆、有毒物质。

②各类作业废水

钻井废水主要呈现出 pH 值偏高，属碱性废水，含较高的 COD、氯离子和色度，具有一定的腐蚀性。钻井废水量储存在废水罐和废水池内。

压裂返排液含较高的 COD、氯离子和色度，具有一定的腐蚀性。合计单井返排液约 15190m³（占压裂液 30%，均按初期最高返排率考虑），返排周期约 20 天，平均每日返排量约 759m³（即为初期平均最高返排量）。压裂阶段设 40 个 40m³ 压裂配液罐及不少于 1000m³ 废水池，最大可贮存废水量 2600m³，压裂液配液罐在压裂作业期间布置，布置在井场原设备区，利用原有挡污墙和防渗系统。

根据以上分析水基钻井液、钻井废水、压裂返排液均不属于《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）附录 B.2 危害水环境物质（急性毒性类别 1），也不含有《有毒有害水污染物名录（第一批）》（公告 2019 年 第 28 号）所列物质，无临界量规定，不需要计算 Q 值；但为了减小项目建设对环境的影响，本次仍对水基钻井液、钻井废水、压裂返排液进行环境风险定性分析，并提出风险管控措施。

③压裂液

压裂液中主要为混砂水，添加剂少量，降阻剂、防膨助排剂、破乳剂、破胶剂等，成品拉运至现场。添加剂主要为阳离子聚合物型表面活性剂，以高电荷密度的高分子树脂为主、表面活性剂、季铵盐、细石墨、膨润土、润滑剂、导电水泥、还原双氧水、高锰酸钾、淀粉酶等，总体性质与返排液性质类型。不属于《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）附录 B.2 危害水环境物质（急性毒性类别 1），也不含

有《有毒有害水污染物名录（第一批）》（公告 2019 年 第 28 号）所列物质，无临界量规定。

（6）油基泥浆

油基泥浆是以白油为分散介质组成的钻井液，其基本组成是白油、有机黏土（或其他亲油粉末）和油溶性化学处理剂。油相一般用白油，占钻井液的 60%~70%或更高，油基钻井液抗高温、抗盐钙侵蚀，有利于井壁稳定、润滑性好、对油气层损害小。

本工程使用油基钻井液由白油、有机土、主乳化剂、润湿剂、降滤失剂、封堵剂、加重剂等组成的钻井液体系。主要成分白油为无色透明油状液体，没有气味，比重 0.831~0.883，闪点（开式）164~223℃，运动黏度（50℃）5.7~26mm²/s，酸值≤0.05。对酸、光、热均稳定，不溶于乙醇，溶于乙醚、苯、石油醚等，并可与多数脂肪油互溶。为液体类烃类的混合物，主要成分为 C16~C31 的正异构烷烃的混合物，分子量通常在 250~450 之间，具有良好的氧化安定性、化学稳定性、光安定性，无色、无味，不腐蚀纤维织物。

油基钻井泥浆采用罐车拉运配制好的油基泥浆至现场进入循环系统，现场无油基泥浆配制，其环境风险主要表现在油基钻井液泄漏环境风险。

11.1.4.2生产设施危险性识别

废水池垮塌或遇暴雨溢流将引起地表水、地下水、土壤污染。

油罐、压裂液（返排液）罐破损或操作不当引起泄漏风险污染地表水、地下水、土壤。

污水罐车外运处理过程中出现交通事故可能引起水体、土壤污染。

油基泥浆罐自身缺陷、人员误操作、老化等造成的泄漏以及外部破坏产生的事故。

11.1.4.3生产过程危险性识别

结合物质危险性识别结果和典型事故案例，钻井作业是多专业工种的野外作业，且地下情况复杂，钻井作业隐藏着对环境的多种不安全因素。钻井过程中危险因素及可能产生的事故见表，其主要环境事故可能为：废水池泄漏、井喷等。废水池泄漏会污染地表水、地下水和土壤环境；井喷失控会导致甲烷泄漏，套管破裂天然气泄漏。压裂过程利用地面高压泵组将压裂液以超过地层吸收能力的排量注入井中，在井底憋起高压，可能会导致井筒破裂事故发生，若固井质量不佳，会导致压裂液在层间窜流，从而污染地下水。

表 11.1-20 钻井过程主要危险及有害因素分析

序号	主要危险及有害因素	可能导致的事故
1	地层压力不准；导致设计不准确，钻井液密度低于地层孔隙压力梯度，埋下井喷事故	井喷失控、页岩气燃烧爆炸
2	井控设备及管材在安装、使用前未按有关规定进行检验合格后使用	管线、设备失效导致井喷
3	放喷器件、管线有刺漏，压力等级不符合要求；非金属材料不符合要求，密封失效	管线、设备失效导致井喷
4	司钻控制下放速度不当或操作不平稳	发生套管破裂事故
5	下完套管，当套管内钻井液未灌满时，若直接水龙头带开泵洗井	井喷失控、页岩气燃烧爆炸
6	节流管汇与放喷器连接不平直，容易使节流管汇作用发挥不完全；节流管汇试压未到额定工作压力或稳定时间不够，导致井控管失效	井喷失控
7	阀板与阀座之间密封不好或是井控装置部件表面生锈腐蚀使节流压井管失效，方钻杆上下旋塞开关不灵活，有可能因不能正常开关而发生井喷事故	页岩气燃烧爆炸
8	未及时发现溢流显示或发现后处理不当等	导致页岩气溢出，发生页岩气燃烧爆炸
9	换装井口、起下管柱作业和循环施工作业中，对作业时间估计不足，压井时间短，井内压力失衡导致井喷或井喷失控	页岩气燃烧爆炸
10	安装井下安全阀，因作业所需时间较长，若压井时间不足，井内压力失衡导致井喷或井喷失控	页岩气燃烧爆炸
11	压裂液（返排液）、废水、废油暂存、转运过程中的泄漏	废水、废油外溢，污染土壤
12	井喷失控	页岩气燃烧爆炸
13	井喷失控着火，灭火产生的消防废水	影响周边地表水

11.1.4.4环境风险类型及危害分析

根据以上环境风险识别，井喷失控甲烷等烃类一进入大气，会引起环境空气污染。

废水池废水主要进入周边地势较低的旱地、农田、地表水，引起局部地表水污染，同时引起地下水、土壤污染。

柴油、压裂液、压裂液配液罐、废水事故主要泄漏进入围堰、废水池内，进入环境的主要是周边旱地、农田引起局部的地表水、地下水和土壤污染。

污水罐车外运处理过程中出现交通事故可能沿途河流、耕地引起水体、土壤、地下水污染。

井喷失控防火喷水、灭火喷水产生消防废水，具有钻井废水的特点，污染物浓度较高，具有水环境危害特性。如未能有效收集，进入周边旱地、农田、地表水，引起局部地表水污染，同时引起地下水、土壤污染。

11.1.4.5 环境风险识别结果

表 11.1-21 建设项目施工期环境风险识别表

序号	危险单元	风险源	主要危险物质	环境风险类型	环境影响途径	可能受影响的环境敏感目标
1	井口	地层天然气	甲烷	泄漏，伴生/次生污染物排放	大气	周边的居民、学校、城镇等大气环境保护目标
2	柴油、压裂液、返排液	柴油罐、压裂液、压裂液配液罐	柴油、压裂液、返排液	泄漏	地表水、地下水、土壤	周边的基本农田、分散式居民水井
3	废水池	废水池	钻井废水	泄漏	地表水、地下水、土壤	周边的基本农田、分散式居民水井、河流
4	压裂作业	井下套管中高压压裂液	压裂液	套管破裂压裂液漏失	地下水	分散式居民水井

11.1.5 风险事故情形分析

11.1.5.1 井喷事故树分析

钻井过程中遇到地下气、水层时，气或水窜进井内的泥浆里，加快了泥浆流动和循环的速度，如果井底压力小于地层压力，地层流体将进入井筒并推动泥浆外溢，即发生溢流。此时如果对地下气压平衡控制不当，不能及时控制溢流，会造成气、水或其混合物沿着环形空间迅速喷到地面，即发生井喷。

导致井喷失控的主要因素有以下几个方面：

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压井泥浆密度偏低，不能满足压井要求。

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。

钻井过程中最大的风险事故是井喷失控事故，井喷失控造成页岩气急速释放，发生井喷的过程主要是由泥浆溢流→井涌→井喷。在钻井过程中，井下监控措施监控发现井内泥浆溢流量达 1m³ 时报警，达到 2m³ 时马上采取关井措施。井喷失控事故发生后，可能引发一系列环境风险事故。在钻井或修井过程中，若出现井喷失控，气藏内的页岩气在地层压力作用下，将以极高的动能速度从井口喷出，若自始至终未遇火源，

将在其自身动量与气象条件控制下，喷涌后与空气混合、扩散。天然气喷射速率，将随着井内泥浆液柱的减小而增大，当井内的泥浆喷完后，达到最大喷射释放速率，其值取决于井的最大无阻流量。

钻井工程危害最大的事故为井喷失控，井喷失控可能引发系列环境风险事故，井喷失控事故树分析见下图。

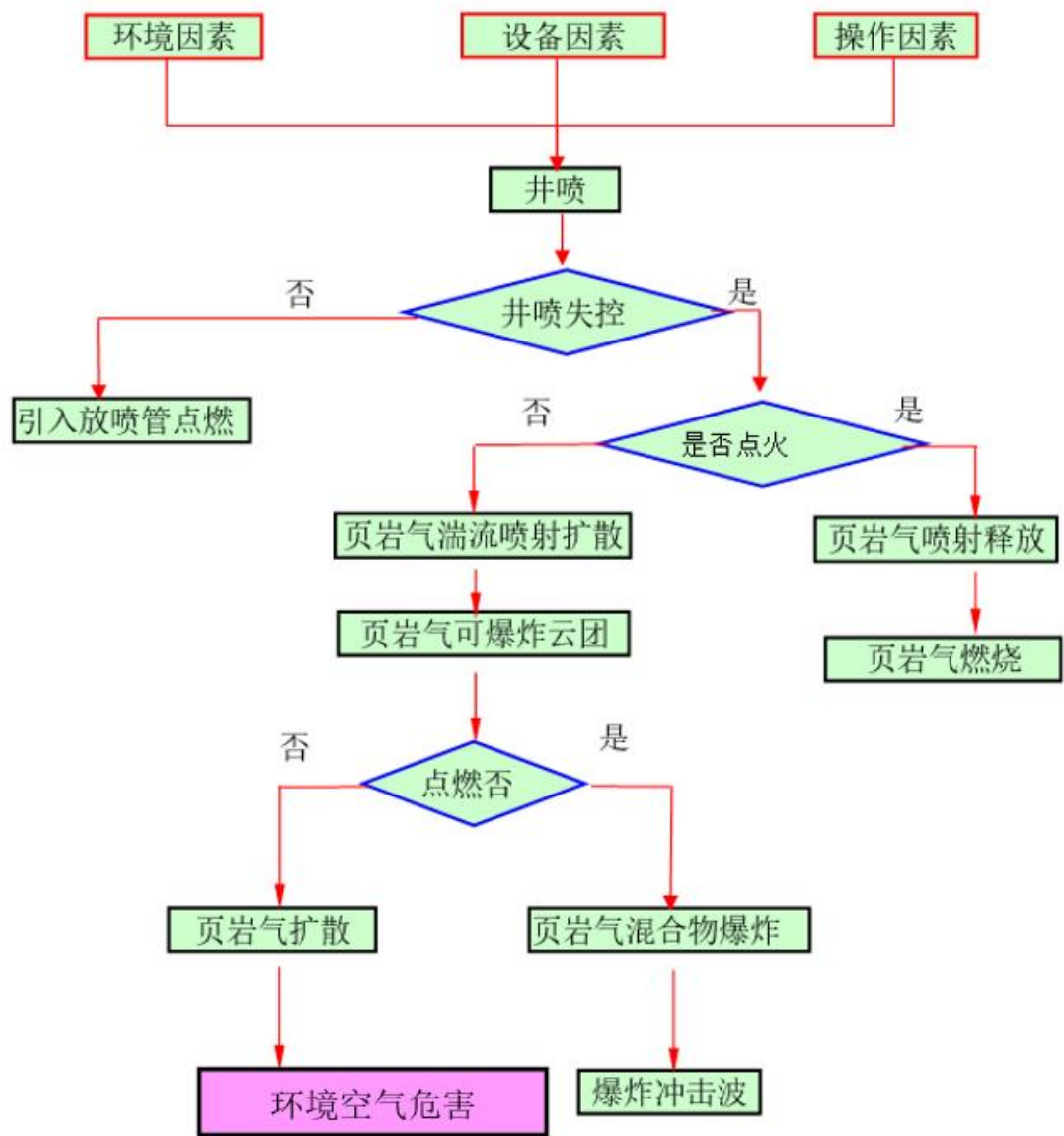


图 11.1-1 天然气勘探钻井井喷失控事故树

本评价确定井喷失控后含天然气的扩散引起居民中毒为最大可信事故。

11.1.5.2最大可信事故及概率分析

根据行业特点和类比分析，本项目地层压力相对要低，钻遇层、目的层不含硫，气田开发过程中也未发生过井喷失控事故。其发生风险的概率和危害较低。

川渝地区各气藏已钻井出现井喷及井喷失控事故的概率极小，主要不良显示为水侵和气侵、井涌，类比分析本项目出现井喷失控的概率很小。近年来川、渝地区的钻井工程每年钻井数量在 250 眼以上，近 20 年来发生井喷失控事故的气井共计 4 口，钻井工程出现井喷失控的概率约 0.75‰。根据事故树分析，井喷失控诱发爆炸冲击波伤害的概率按 1/8 计算，本项目最大可信事故的概率为 0.94×10^{-4} ，指在钻 10000 口井中可能有 0.94 口井出现最大可信事故，处于“极少发生”的发生频率范畴，需采取“重视和防范”双重的应对措施。

11.1.5.3 风险事故情形设定

根据风险识别和最大可信事故分析，选取对环境影响较大并具有代表性的事故类型，设定风险事故情形，主要为目的层井喷失控页岩气泄漏。其他环境风险进行定性分析。详见下表：

表 11.1-22 风险事故情形设定表

风险事故情形	危险单元	风险源	危险物质	环境风险类型	环境影响主要途径
情形 1 目的层井喷失控 页岩气泄漏	井口	目的层地层 页岩气	甲烷	井喷	大气
情形 2 爆炸次生污染物	/	/	一氧化碳	次生污染物	大气

11.1.5.4 最大可信事故源项分析

(1) 情形 1——目的层井喷失控天然气泄漏量

根据《焦页 31 号开发井组可行性研究报告》预计本井目的层不含 H_2S ，根据建设单位提供资料，本项目标定产能为 4 万 m^3/d ，按照标定产能的 5 倍值即 20 万 m^3/d 作为本项目风险防范、应急的风险管理依据。

表 11.1-23 建设项目源强一览表

序号	风险事故情形描述	危险单元	危险物质	影响途径	释放或泄漏速率/(kg/s)	释放或泄漏时间/min	最大释放或泄漏量/t	放喷量/烟量 $10^4 m^3/h$
1	情形 1 目的层井喷失控页岩气泄漏、防火	焦页 31-10HF 井	甲烷	大气	1.40	15	1.26	0.6875

(2) 情形 2-次生污染物产生情况

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018），甲烷燃烧产生的 CO

量可按下式进行估算：

$$G_{CO} = 2330qCQ$$

式中： G_{CO} ——一氧化碳的产生量，kg/s；

C ——物质中碳的质量百分比含量，%，取 75%；

q ——化学不完全燃烧值，%，取 2%；

Q ——参与燃烧的物质质量 t/s。

本项目位于空旷地带，发生泄漏后大部分随着空气流动被稀释，少量的天然气聚集后遇明火发生火灾；天然气爆炸极限 5%~14%（V/V），即天然气与空气混合在一定比例范围内，才有可能发生爆炸，由于本项目天然气存在于地层之间，仅井喷过程产生的天然气释放于空气中，因此发生爆炸的可能性较小，主要考虑泄漏后遇明火产生 CO。经计算焦页 31 号井口 CO 产生速率均为 0.049kg/s。

11.1.5.5 其他风险源项分析

（1）废水泄漏或外溢

本项目废水池为半地下式结构，废水池在遇雨季和山洪暴发，引起池体垮塌或溢流将引起水体、土壤、地下水污染。该项目池体垮塌的几率一般较小，主要风险为大雨天可能导致废水池溢流引起水体污染。该废水中 pH 值高、可溶性盐含量高、含石油类，影响土壤的结构，危害植物生长。事故发生时可能直接对地势低于废水池的农田产生污染，破坏农作物和影响土壤质量，同时会对坡面的地表植被和土壤产生影响。可能进入地表水水体。结合池体结构，地下部分通过周边堆土隔挡，主要考虑地上部分泄漏量按照不利情况 200m³ 计算。当废水池中的废水发生泄漏、外溢时，焦页 31 号平台所在位置呈北高南低、西高东低，废水池中废水根据地形坡度向地势低方向流动进入耕地。若出现泄漏焦页 31 号平台区域地表水由向北侧无名溪流汇入麻溪河，在不考虑三级截流情况，不利情况均按照 200m³ 全部进入地表水进行风险分析。

（2）套管破裂

套管破裂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，造成地下水污染和地表水间接污染。通过表层套管的阻隔表层地下水和地表水。不会对表层地下水和地表水产生明显不利影响。

另外，钻井过程可能破坏含水层结构，影响地下水流场，造成井场周边的农户水井出现水量减少，严重情况下可导致水井干涸。

（3）压裂过程井筒破裂地下水风险影响分析

压裂过程利用地面高压泵组将压裂液以超过地层吸收能力的排量注入井中，在井底憋起高压，可能会导致井筒破裂事故发生，若固井质量不佳，会导致压裂液在层间窜流，从而污染地下水。

拟建工程表层含水层有 2 层套管和固井水泥，发生破裂压裂液进入表层含水层的概率很小，属于概率很小的风险事故。通过按照压裂相关规范作业，加强固井质量和套管强度，进行套管监控检测，一旦发生破裂风险事故，立即停止压裂作业，启动应急预案，将套管内压裂液及时排出、修井，减少进入含水层的量。压裂液主要成分是水、石英砂、覆膜砂，少量添加剂，同时在发生风险事故后，立即启动应急监测和地下水污染控制措施，即在污染物区域和地下水排泄边界进行抽水以阻隔污染物的扩散，总体对地下水环境危害程度总体可控。总体风险影响是可控的。

（4）柴油、油基泥浆泄漏的环境风险

本项目焦页 31 平台均采用网电钻井及电驱压裂机组，柴油机仅作为备用动力。平台内油基泥浆最大使用量约为 250m³，因此平台施工中在使用、储运过程中的风险主要来自于柴油罐、泥浆罐自身缺陷、人员误操作、老化等造成的泄漏以及外部破坏产生的事故。柴油、油基泥浆拉运至井场过程中出现交通事故可能引起柴油、油基泥浆泄漏污染水体、土壤。钻井使用柴油、油基泥浆，柴油罐和泥浆罐布置在井场周围，风险影响主要是罐区的火灾爆炸。

（5）盐酸泄漏的环境风险

在压裂之前，会用前置酸洗井，采用成品盐酸拉运现场使用，现场无调配作业，但盐酸在拉运过程和现场存储一旦发生泄漏后，一方面，挥发的酸雾会造成一定范围内的环境空气污染；另一方面，泄漏的盐酸将引起土壤酸化，破坏土壤的结构，危害植物生长，若控制不当流入井场周围的水体将会污染水体。因此按照不利情况储酸罐单个容积 25m³ 全部泄漏，布置在井场污染区（设备基础硬化区域），依托污染物的防渗系统和设置的 0.2m 高挡污墙作为围堰。围堰容积约 30m³，完善能够接纳。控制不当的情况下，可能会流出井场对井场附近的耕地土壤、地下水造成污染，影响范围小，且有废水池进行事故收集，基本不会进入地表水体

（6）废水转运过程中的泄漏

工程废水外运处置，其转运采用罐车密闭输送，运输过程中，存在发生事故所引发的次生环境污染。一旦发生交通事故或其他原因导致废水外溢，一方面可能会造成土壤、地表水体和地下水体污染，另一方面，若事故发生在跨河桥梁段，泄漏的废水会直接污染地表水体。

（7）油类收集和运输的风险

柴油、油基泥浆在使用、储运过程中的风险主要来自柴油罐自身缺陷、人员误操作、老化等造成的泄漏以及外部破坏产生的事故。柴油、油基泥浆拉运过程中出现交通事故可能引起柴油泄漏污染水体、土壤。钻井使用柴油泥浆，柴油罐布置在井场周围，风险影响主要是罐区的火灾爆炸。

油罐设置在防渗的水泥基础上，基础周边设置围堰。油罐密闭，发生大量泄漏的概率小，一般情况阀门泄漏，少量跑冒漏滴均收集在围堰内，可有效进行防止污染。罐体破裂导致油类物质大量泄漏的概率小，一旦发生大量泄漏，首先会污染罐体周边土壤，控制不当的情况下，根据周边地势情况，可能会流出井场对井场附近的土壤、地下水、地表水、大气环境造成污染。

11.1.6环境风险预测与评价

11.1.6.1最大可信事故预测与评价

由于本项目所有井设计规模一致，本次评价选取焦页 31 号平台井喷源强预测下风向环境风险物质影响情况。

（1）预测模式

采用《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）中推荐的模型，CH₄ 采用 AFTOX 模式。

（2）预测范围与计算点、预测时段

预测范围 5km，特殊计算点为 5km 内大气环境敏感目标，一般计算点设置 50m 间距。

预测时段：[1，60min]1min。

（3）事故源参数

源高度 H 取 10m

源温度：取井口温度 25℃

甲烷释放速率：1.4kg/s，次生污染物一氧化碳释放速率：0.049kg/s。

持续泄漏时间：15min

(4) 气象参数

选取最不利气象条件进行后果预测，最不利气象条件取 F 类稳定度，1.5m/s 风速，温度 25℃，相对湿度 50%。主要大气参数见下表。

表 11.1-24 目的层大气风险预测模型主要参数表

参数类型	选项	参数
基本情况	事故源经度/(°)	107.557278
	事故源纬度/(°)	29.618208
	事故源类型	泄漏
气象参数	风速/(m/s)	1.5
	环境温度/°C	25
	相对湿度/%	50
	稳定度	F
其他参数	地表粗糙度/m	0.1
	是否考虑地形	否

5) 大气毒性终点浓度值选取

根据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018)附录 H，甲烷大气毒性终点浓度值见下表。

表 11.1-25 危险物质毒性终点浓度值表

预测因子	CAS 号	毒性终点浓度-1 (mg/m ³)	毒性终点浓度-2 (mg/m ³)
甲烷	74-82-8	260000	150000

毒性终点浓度分为 1、2 级，其中 1 级为当大气中危险物质浓度低于该限值时，绝大多数人员暴露 1h 不会对生命造成威胁，当超过该限值时，有可能对人群造成生命威胁；2 级为当大气中危险物质浓度低于该限值时，暴露 1h 一般不会对人体造成不可逆的伤害，或出现的症状一般不会损伤该个体采取有效防护措施的能力。

6) 井喷 CH₄ 影响预测结果

通过 EIAProA2018 软件，计算下风向不同距离处甲烷最大浓度预测结果如下，事故源项及事故后果基本信息见表 11.1-26。

表 11.1-26 目的层井喷时甲烷泄漏预测结果表

下风向距离 (m)	浓度出现时间 (min)	高峰浓度 (mg/m ³)
10	0.083	0.000
20	0.167	0.285
30	0.250	51.634
40	0.333	356.250
50	0.417	859.170

60	0.500	1335.300
70	0.583	1675.800
80	0.667	1875.000
90	0.750	1964.100
100	0.833	1977.700
200	1.667	1298.400
300	2.500	897.600
400	3.333	670.270
500	4.167	519.880
600	5.000	414.510
700	5.833	338.100
800	6.667	281.120
900	7.500	237.600
1000	8.333	203.640
2000	19.567	76.870
3000	29.100	45.503
4000	38.633	31.263
5000	48.067	23.332

表 11.1-27 次生污染物一氧化碳泄漏预测结果表

下风向距离 (m)	浓度出现时间 (min)	高峰浓度 (mg/m ³)
10	0.083	0.000
20	0.167	0.010
30	0.250	1.807
40	0.333	12.469
50	0.417	30.071
60	0.500	46.737
70	0.583	58.654
80	0.667	65.625
90	0.750	68.742
100	0.833	69.219
200	1.667	45.444
300	2.500	31.416
400	3.333	23.459
500	4.167	18.196
600	5.000	14.508
700	5.833	11.833

800	6.667	9.839
900	7.500	8.316
1000	8.333	7.127
2000	19.567	2.691
3000	29.100	1.593
4000	38.633	1.094
5000	48.067	0.817

7) 后果分析

甲烷泄漏后果分析见表 11.1-28，一氧化碳泄漏后果分析见表 11.1-29。

表 11.1-28 甲烷泄漏事故后果分析

浓度	最不利气象
毒性终点浓度-1/ (260000mg/m ³)	0m
毒性终点浓度-2/ (150000mg/m ³)	0m

表 11.1-29 次生污染物一氧化碳泄漏事故后果分析

浓度	最不利气象
毒性终点浓度-1/ (380mg/m ³)	0m
毒性终点浓度-2/ (95mg/m ³)	0m

最不利气象状况下，甲烷及次生污染物一氧化碳泄漏，超过毒性终点浓度-1 和毒性终点浓度-2 的距离均为 0m，下风向的最大浓度均远低于毒性终点浓度-1 和毒性终点浓度-2。

11.1.6.2 其他环境风险影响分析

(1) 套管破裂天然气串层泄漏进入地表环境风险影响分析

套管破裂在钻井中出现的概率非常小，预测本井发生该事故的概率极其小。由于通过地下岩层的阻隔，事故发生后串层泄漏进入地表的量、压力、速率比井喷量小很多，影响程度比井喷小很多。但出现的泄漏点多，出现位置不能进行有效预测，但主要在井口周边地带，类比开县事故，泄漏范围在井口周边 1km 左右。所以该事故主要控制措施是加强对周边 1km 内居民的教育培训，遇到此类事故应立即撤离泄漏点，撤离范围至少应在周边 1km 内。企业同时应对事故后主要是堵漏，通过井口周边放喷管放喷燃烧泄压，减少周边地表泄漏点泄漏量。

(2) 钻井过程井筒破裂地下水风向影响分析

钻井过程利用地面高压泵组将钻井液注入井中，在井底憋起高压，可能会导致井筒破裂事故发生，导致钻井液在层间窜流，从而污染地下水。

根据各钻井作业的事故调查分析,发生井筒破裂钻井液进入表层含水层的几率很小。属于概率很小的风险事故。通过按照钻井相关规范作业,进行井筒监控检测,一旦发生破裂风险事故,立即停止钻井作业,启动应急预案,将钻井液及时排出、修井,减少进入含水层的量。同时在发生风险事故后,立即启动应急监测和地下水污染控制措施,即在污染物区域和地下水排泄边界进行抽水以阻隔污染物的扩散,根据应急监测情况,为下游受影响居民提供桶装饮用水、另找水源等方式保证居民正常用水。总体工对地下水环境危害程度总体可控。总体风险影响是可控的。

(3) 压裂过程井筒破裂地下水风险影响分析

压裂过程利用地面高压泵组将压裂液以超过地层吸收能力的排量注入井中,在井底憋起高压,可能会导致井筒破裂事故发生,若固井质量不佳,会导致压裂液在层间窜流,从而污染地下水。

根据各压裂作业的事故调查分析,由于表层含水层有3层套管和固井水泥,发生破裂压裂液进入表层含水层的概率很小。属于概率很小的风险事故。通过按照压裂相关规范作业,加强固井质量和套管强度,进行套管监控检测,一旦发生破裂风险事故,立即停止压裂作业,启动应急预案,将套管内压裂液及时排出、修井,减少进入含水层的量。压裂液主要成分是水 and 石英砂、覆膜砂,少量添加剂,同时在发生风险事故后,立即启动应急监测和地下水污染控制措施,即在污染物区域和地下水排泄边界进行抽水以阻隔污染物的扩散,根据应急监测情况,为下游受影响居民提供桶装饮用水、另找水源等方式保证居民正常用水。总体工程对地下水环境危害程度总体可控。总体风险影响是可控的。

(4) 废水池环境风险影响分析

本项目废水池为半地下式结构,废水池在遇雨季和山洪暴发,引起池体垮塌或溢流将引起水体、土壤、地下水污染。该项目池体垮塌的概率一般较小,主要风险为大雨天可能导致废水池溢流引起水体污染。该废水中 pH 值高、可溶性盐含量高、含石油类,影响土壤的结构,危害植物生长。事故发生时可能直接对地势低于废水池的农田产生污染,破坏农作物和影响土壤质量,同时会对坡面的地表植被和土壤产生影响。

通过现场调查,当废水池中的废水发生泄漏、外溢时,废水根据地形坡度向井场下游流动进入周边农田,通过水田、旱地的阻隔,基本无进入河流的可能,废水池破裂后对近距离的农田造成污染。

废水池不会长期存放,废水池的水及时运走以保持池体有效容积,故不会发生废

水发生泄漏、外溢的情况。

(5) 地下水井涌事故风险影响分析

钻井过程中，钻遇含水地层时，可能发生含压地下水涌出地表，从而发生地下水及钻井液污染地表水体的情况发生。在钻井液钻井过程中发生井涌，混合钻井液的地下水涌出地表流入地表水体，会造成一定的污染。

(6) 废水外运过程事故影响分析

本项目压裂返排液不可回用部分管输至涪陵页岩气田采出水处理站集中处理。废水转运线路不远，根据线路分析，项目废水转运线路沿途道路跨越地表水体，穿越主要为乡村道路和省道，在罐车行驶至河流（含河沟、塘堰等）较近位置或者穿越河流（含河沟等）的道路时，放慢行驶速度、谨慎通过，防止车辆事故原因造成的废水外溢，加强转运过程中管理后，对环境的影响较小。

废水转运采用罐体装载污水，罐体为钢板密封罐，发生翻车泄漏的概率很小，且废水无剧毒物质，主要是含氯化物、COD、石油类，罐车输送的量约 25t/车，单次运输量不大，不会产生严重后果。废水罐车转运过程中发生事故污染的可能性极小，加强转运风险防范措施后，其环境风险值在环境可接受范围内。

(7) 盐酸、柴油、油基泥浆使用、运输过程中的环境风险分析

柴油和油基泥浆在使用、储运过程中的环境风险主要来自柴油罐、泥浆罐自身缺陷、人员误操作、设备老化等造成的泄漏以及外部破坏产生的事故，包括人为破坏及洪水、地震等不可抗拒因素。柴油、油基泥浆泄漏可能污染土壤、地表水和地下水，对生态环境和社会影响很大，也可能引起火灾爆炸，造成人员伤亡及财产损失。

柴油和油基泥浆在使用、储运过程中的主要问题有以下几方面：

1) 对柴油、油基泥浆的危害性认识不足

由于柴油不易挥发、闪点高、相对于经常使用汽油安全性较好，因此对柴油的危险性认识不够，明显轻视柴油发生火灾爆炸的可能性，不按规程操作。

2) 使用中存在的问题

由于人们对柴油、油基泥浆的危险性重视不够，导致在柴油和油基泥浆使用及存储时留下很多安全隐患。

3) 作业时大意

对存储柴油、泥浆罐设施、设备的动火作业不够重视，防止油气逸散、火焰传播和火星飞溅的措施落实不到位，结果引起火灾或爆炸。

盐酸、柴油、污水罐车采用罐车密闭输送，罐车容积约 20m³，运输过程中，存在发生事故所引发的次生环境污染。一旦发生交通事故或其他原因导致废水外溢，一方面可能会将造成土壤、地表水体和地下水体污染。

项目运输主要通过县道、乡村道路运输，运输路线不经过饮用水源保护区，道路两侧主要为耕地。一旦发生交通事故或其他原因导致废水外溢，一方面可能会将造成土壤、地表水体和地下水体污染。

通过本次评价提出盐酸、柴油等危险化学品按照《道路危险货物运输管理规定》委托道路危险货物运输许可证书的专业运输单位运输，运输单位应按照《道路危险货物运输管理规定》配备相应的应急预案、应急物资。承担运输过程的环境风险防范和应急主体责任，建设单位应协助进行风险防范和事故应急。委托具备相应道路货物运输资质的单位运输，承担运输过程的环境风险防范和应急主体责任，建设单位应协助进行风险防范和事故应急。运输单位应急抢险应以尽量减少泄漏量，控制扩散范围为基本原则。运输途中泄漏后进入农田、旱地等通过临时挖坑储集，然后调度罐车收集外运处理。应最大限度减少进入河流的泄漏量。泄漏入沟渠的，尽可能截流，尽可能利用周边地势低洼的农田堰塘筑坝截流，避免进入饮用水源，防止进入下游影响饮用水源取水口水质。采取隔离（如拦油绳）、吸附（如吸油毡）、打捞等方式减小影响程度和范围。

第一时间上报《涪陵区突发环境事件应急预案》应急组织机构、当地环保部门、水厂等相关部门进行用水管理，建设单位、运输单位应全力配合应急组织机构进行应急抢险。通过落实相应的风险防范措施，事故发生的概率小，且事故泄漏量总体不大，通过截流进入饮用水源的污染物量少，通过落实相应的应急措施、应急预案，环境风险可控。

（8）固体废物外运处置风险分析

危险废物按照《危险废物转移管理办法》《道路危险货物运输管理规定》委托道路危险货物运输许可证书的专业运输单位运输，运输单位应按照《道路危险货物运输管理规定》配备相应的应急预案、应急物资。承担运输过程的环境风险防范和应急主体责任，建设单位应协助。一般工业固废委托具备相应道路货物运输资质的单位运输，承担运输过程的环境风险防范和应急主体责任，建设单位应协助。单车运输量约 20t。钻井固废经不落地系统处理脱水后含水率低，渗滤废水很少，发现事故后固体废物主要以固态进入环境，便于清理，进入地表水体的概率很小。通过及时清理对环境的影响

响小，环境风险可控。预计不会造成麻子滩水库饮用水源的污染影响，环境风险可控。

(9) 风险情况——套外返水

水泥固井过程将发生体积收缩，使水泥形成裂纹或在井壁与水泥环之间形成微缝隙，水泥固化吸水使地层流体易进入裂纹和缝隙，流体在未完全凝固的水泥中移动，形成连续窜槽，给地层深部流体进入浅部地下水层提供通道，发生套外返水。

套管在多种因素作用下腐蚀严重，井筒内流体通过腐蚀孔进入浅部地下水层，发生套外返水，污染浅部地下水层，深部高矿化度地层水（主要在 4000m 以下地层）Cl⁻离子浓度达到 19000~23000mg/L，水型以 CaCl₂ 为主，矿化度 32-39g/L。

沿套管外形成的环状空隙带上窜，在水头压力差的作用下直接进入各含水层，并随地下水的流动和在弥散作用下，在含水层中扩散迁移，将引起盐污染。设计通过固井、水泥返至地面是防止套外返水的有效措施。固井质量的好坏是套管内外返水的控制因素。根据同气田周边钻井的资料统计分析，周边钻井未发生套外返水风险，风险概率很小。

(10) 压裂液、返排液泄漏事故影响分析

压裂液、返排液发生泄漏后的影响将引起土壤污染，危害植物生长；进入地表水环境后将破坏地表水水质，使农田和水塘水质发生改变，危害农作物生长。

压裂液（返排液）收集罐 40 个，每个容积 40m³，在平台压裂作业期间布置，布置在井场内设备区，利用原有挡污墙和防渗系统。

压裂液（返排液）收集罐密闭，发生大量泄漏的概率很小，泄漏均收集在场地和废水池内，可有效进行防止污染。罐体破裂导致大量泄漏的概率很小，一些少量外泄主要污染罐体周边旱地土壤，通过渗漏对周边地下水产生轻度影响。

(11) 对地表水环境的影响分析

1) 废水泄漏或外溢影响分析

本项目污废水的危害主要表现在：泄漏和外溢废水对地表水的影响一般有两种途径，一种是泄漏后直接进入水体；另一种是泄漏于地表，由降雨形成的地表径流将泄漏废水或受污染的土壤一起带入水体造成污染。由于本项目位于农业生态环境中，主要为水田和旱地。泄漏的废水可能随着降雨进入地表水，使地表水中的氯化物、COD、石油类增高，影响水生生物的生长。

2) 柴油、油基泥浆泄漏和外溢影响分析

柴油、油基泥浆泄漏对地表水的影响一般有两种途径，一种是泄漏后直接进入水

体；另一种是泄漏于地表，由降雨形成的地表径流将受污染的土壤一起带入水体造成污染。由于本项目位于农业生态环境中，主要为水田和旱地；项目附近有冲沟等，泄漏的柴油或油基泥浆可能随着降雨进入地表水，将产生如下危害：薄层油在地表水体中可大大降低水体及动植物对氧的摄取，能引起某些生物死亡率的增加。因此，加强管理尽量杜绝风险事故发生是控制污染的主要手段，应加强对储油罐、废油桶、泥浆循环系统收集罐的检查，以减少事故的发生。

尽管项目在钻井期存在对地表水环境产生影响的风险因素，但项目有完善的环保管理体系，以及有效的风险防范措施，发生事故的概率较低。此外，工程也有相应的事故应急预案，事故能及时采取控制措施，确保对地表水环境的影响降至最低限度。

(12) 对地下水、土壤的影响分析

项目钻井期间潜在地下水、土壤影响包括钻井期间钻井液漏失，油类、废水等泄漏对地下水、土壤影响。

1) 柴油、油基泥浆渗漏和外溢影响

泄漏的柴油、油基泥浆在泄漏处呈点状分布，其在黏性土中渗透能力极弱，并且与水的溶解度很低。因此，泄漏的油类对潜水水质影响很弱。只要对泄漏的油类采取有效的回收措施，对浅层地下水、土壤不会产生明显影响。

2) 废水外溢或渗漏影响

当废水外溢或渗漏，其中污染物通过垂直渗入地下或直接进入浅层地下水含水层，呈点状污染潜水。随着源强浓度的降低，扩散速度缓慢，因此，废水外溢和渗漏对潜水、土壤影响极小。

3) 钻井液漏失影响

由于钻井作业，极易破坏地下水层的封闭性，造成钻井液进入地下水含水层污染地下水、土壤。项目在具体实施钻井时，一开钻井使用是清水进行钻井，对浅层地下水不会造成明显的污染影响。此外，在每开钻井完毕后都进行固井，可有效防止串漏等污染事故的发生。

4) 对地下水、土壤影响小结

根据报告地下水分析、土壤章节分析，根据分析，各事故状态下对地下水环境保护目标影响较小；对地下水、土壤环境的影响总体是可以接受的。本次评价对地下水、土壤风险提出风险防范措施。

11.1.7 施工期环境风险管理

11.1.7.1环境风险管理措施

建设单位以及施工钻井队各项作业均在推行国际公认的 HSE 管理模式，较成熟。结合行业作业规范，设置有专职安全环保管理人员。把安全、环境管理纳入生产管理的各个环节。为防止事故的发生起到非常积极的作用。现场作业严格按照《石油天然气工业健康、安全与环境管理体系》（SY/T 6276-2014）的要求执行。

中石化重庆涪陵页岩气勘探开发有限公司安全环保部负责指导本项目的环境保护和安全生产工作，同时以各钻井队队长为组长，包括钻井队各部门主要负责人和地方政府为组员的事态应急领导小组，负责整个工程的环境风险管理。在应急领导小组下，设置抢险组、消防组、救护组、警戒组 and 环境保护组。

11.1.7.2环境风险防范措施

（1）钻井工程井控等相关行业规范防范措施要求

本项目钻井施工中应严格按照《石油天然气工业健康、安全与环境管理体系》《石油天然气钻井作业健康、安全与环境管理导则》《页岩气钻井井控安全技术规范》（AQ/T 2076—2020）、《石油天然气钻井井控技术规范》（GB/T 31033-2014）执行。若遇含硫地层，防 H₂S 的安全措施应符合《硫化氢环境钻井场所作业安全规范》（SY/T 5087-2017）、《含硫化氢油气井钻井井控装置配套、安装和使用规范》（SY/T 6616-2005）、《硫化氢环境人身防护规范》（SY/T 6277-2017）的要求。所有施工人员、技术服务人员、现场指挥必须按照《中国石油化工集团公司石油与天然气井井控管理规定》《江汉油田井控实施细则》要求，全面落实井控管理规定，在工艺设备硬件上防止井喷事故。

井下作业应按照《石油天然气安全规程》（AQ2012-2007）、《井下作业安全规程》（SY/T 5727-2020）等标准、规范的要求进行施工作业。井控还应《页岩气钻井井控安全技术规范》（AQ/T 2076—2020）要求。修井及封堵作业过程应符合《常规修井作业规程 第 9 部分：换井口装置》（SY/T 5587.9-2007）、《常规修井作业规程 第 3 部分：油气井压井、替喷、诱喷》（SY/T 5587.3-2013）和《常规修井作业规程 第 14 部分：注塞、钻塞》（SY/T 5587.14-2013）等标准规范的要求。

压裂测试作业应按《天然气井试井技术规范》（SY/T 5440-2019）、《高压油气井测试工艺技术规程》（SY/T 6581-2012）和《石油天然气钻井、开发、储运防火防爆安全生产技术规程》（SY/T 5225-2019）等标准规范的要求进行。

（2）水环境风险防范措施

1) 井场水环境风险物质的防控措施

在施工过程中，应加强废水池的管理、巡视，保证池体内液位在最高允许液位 0.5m 以下，水位达到池面 0.5m 前应转移。在雨天发生泄漏或可能发生外溢事故时，应及时调度对废水进行外输。

3) 套管破裂、套外返水防范措施

在钻井过程中对套管破裂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降低井下环空压耗，在保证钻井介质（泥浆）能携带钻屑的前提下，尽可能降低钻井介质黏度，提高泥饼质量，防止因井壁泥饼较厚起环空间隙较小，导致环空压耗增大。

②提高地层承压能力地层的漏失主要取决于地层的特性，通过人为的方法提高地层的承压能力，封堵漏失孔道，从而达到防漏的目的，通常采用以下三种方法来提高地层承压能力。

A.调整钻井泥浆性能：对于轻微渗透性漏失，进入漏层前，适当提高钻井泥浆黏度、增加泥浆压力以防漏。

B.在钻井泥浆中加入堵漏材料随钻堵漏：对于孔隙型或孔隙—裂缝性漏失，进入漏层前，在钻井泥浆中加入堵漏材料（主要由植物硬质果壳，云母和其他植物纤维组成等），在压差作用下，堵漏剂进入漏失通道，提高地层的承压能力，达到防漏的目的。

C.先期堵漏：当下部地层孔隙压力超过上部地层破裂压力时，进入高压层前，须按下部高压层的孔隙压力确定钻井泥浆密度，这样容易导致上部地层漏失，为了防止上部地层漏失而引起的井涌、井喷等复杂情况发生，在进入高压层之前，应进行先期堵漏，提高上部地层承压能力。

先期堵漏程序：a、钻进下部高压层前试压，求出上部漏失层破裂压力；b、若地层破裂压力低于钻进下部高压层的当量循环密度，必须进行堵漏，堵漏方法及材料应根据地层特性加以选择。堵漏钻井泥浆注入井中后，井口加压将堵漏浆挤入地层中。静止 48h，然后下钻分段循环到井底。c、起钻至漏层以上安全位置或套管内，采用井口加压的方式试漏，检查堵漏效果，当试漏钻井液当量密度大于下部地层钻井液密度时，方可加重钻开下部高压层。

项目在施工建设前应充分研究地质设计资料和钻井资料，并在此基础上优化钻井

施工工艺、泥浆体系等。钻井过程对泥浆进行实时监控，并配备足够的堵漏材料，一旦发现套管破裂，立即采取堵漏措施。同时启动地下水应急监测方案，若发现地下水受到污染，立即告知村民，停止饮用地下水源，并采取临时供水措施（配送桶装水等），以保障居民的饮水安全，并给受影响的农户另觅水源，保证居民的正常生活。

3) 盐酸、柴油、钻井液、压裂返排液、固体废物等运输过程风险防范措施

①盐酸、柴油等危险化学品应按照《道路危险货物运输管理规定》委托道路危险货物运输许可证书的专业运输单位运输，危险危废按照《危险废物转移管理办法》《道路危险货物运输管理规定》委托道路危险货物运输许可证书的专业运输单位运输。运输单位应按照《道路危险货物运输管理规定》配备相应的应急预案、应急物资。承担运输过程的环境风险防范和应急主体责任，建设单位应协助进行风险防范和事故应急。

②一般固体废物、钻井液、压裂返排液委托具备相应道路货物运输资质的单位运输，承担运输过程的环境风险防范和应急主体责任，建设单位应协助进行风险防范和事故应急。

③建设单位在选商过程中应严格对选商单位的环境风险应急预案、应急物资和人员环境风险应急能力进行考核。

④运输单位应严格执行《道路危险货物运输管理规定》《危险货物运输包装通用技术条件》（GB12463）等相关规范，具备完善环境风险应急预案体系和应急物资、组织机构和人员。

⑤与当地政府、生态环境局等相关部门的联络机制，若有险情发生，应及时与建设单位取得联系，若确认发生废水外溢事故，应及时上报当地政府、生态环境局等相关部门。

⑥对承包转运的承包商实施车辆登记制度，为每台车安装 GPS，并纳入建设方的 GPS 监控系统平台。转运过程做好转运台账，严格实施交接清单制度。加强罐车装载量管理，严禁超载。

⑦加强对罐车司机的安全教育，定期对罐车进行安全检查，严格遵守交通规则，避免交通事故发生。加强对除驾驶员外的其他拉运工作人员管理，要求运输人员技术过硬、经验丰富、工作认真负责。加强对罐车的管理，防止人为原因造成的外溢。

⑧严格按照危险化学品禁止通行区域、道路的要求合理选择运输路线，尽量绕避饮用水源保护区。行驶至河流（含河沟、塘堰等）较近位置或者穿越河流（含河沟等）的道路时，应放慢行驶速度。运输尽量避开暴雨时节，尽量避开拥堵车辆高峰，尽量

安排在路况良好的情况下转运。

⑨为减少固废、钻井液、压裂返排液转运风险，遵循就近处置原则，建议本项目产生的水基岩屑、油基岩屑、钻井液、压裂返排液等与邻近有资质单位签订处置协议。

4) 井喷防范措施

①施工设计中的防井喷措施

1.选择合理的压井液。试油、试气施工应参照钻穿油、气层时钻井泥浆性能，认真选择合理的压井液，避免因压井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（工具外径超过油层套管内径 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。

②钻井作业中的井喷防范措施

施工单位应按照中国石油天然气集团公司《石油天然气钻井作业健康、安全与环境管理导则》《江汉油田井控实施细则》及相关的井控技术标准和规范中的有关规定执行，并针对本井情况制定具体的可操作的实施方案，主要包括：

1.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。

2.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，方可钻开油气层。

3.各种井控装备及其他专用工具、消防器材、防爆电路系统配备齐全、运转正常。

4.进入油气层前 50~100m 对上部裸眼段进行承压试验无套管破裂后并将钻井液密度逐步调整至设计要求值；每次起钻前必须活动方钻杆旋塞一次，每次起钻完检查活动闸板封井器一次，半月活动检查环型封井器一次，以保证其正常可靠。

5.气层钻进中，必须在近钻头位置安装钻具回压阀，同时钻台上配备一只与钻具尺寸相符的回压阀，且备有相应的抢接工具，在大门坡道上准备一根防喷单根（钻杆下部有与钻铤扣相符的配合接头）。

6.按班组进行防喷演习，并达到规定要求。关井压力不得超过井口装置的工作压

力、套管抗内压强度的 80%地层破裂压力三者中的最小值。根据当地地形环境，确定逃生路线及撤离方案。

7.严格落实坐岗制度，无论钻进还是起下钻，或其他辅助作业，钻井班落实专人坐岗观察钻井液池液面变化和钻井液出口情况，录井人员除了在仪表上观察外，还对钻井液池液面变化和钻井液出口进行定时观察，定时测量进出口钻井液性能，两个岗都必须做好真实准确记录，值班干部必须对上述两个岗位工作情况进行定时和不定时的检查，并当班签认。

8.认真搞好随钻地层压力的监测工作中，发现地层压力异常、溢流、井涌等情况，应及时关井并调整钻井液密度，同时上报有关部门。

9.严格控制起下钻速度，起钻必须按规定灌满钻井液；加强井场设备的运行、保养和检查，保证设备的正常运行，设备检修必须按有关规定执行。

10.钻井中遇到钻速突然加快、放空、套管破裂、气测及油气水显示异常等情况，应立即停钻观察，如发生溢流要按规定及时发出报警信号，并按正确的关井程序及时关井，关井求压后迅速实施压井作业。发生溢流后，根据关井压力，尽快在井口、地层和套管安全条件下压井，待井内平稳后才恢复钻进。

③防井喷装置

1.以半封和全封防喷器为主体的防喷装置，包括高压闸门、自封、四通、套管头、过渡法兰等。

2.以节流管汇为主体的井控管汇，包括放喷管线、压井管线等。

3.井下管柱防喷工具，包括钻具、防喷单流阀等。

4.具有净化、加大密度、原料储备及自动调配、自动灌装等功能的压井液储备系统。

5.防止井喷失控专用设备、设施，包括高压自封、不压井起下管柱装置等。

5) 钻井期间采取的防洪措施

通过以上分析，项目井场符合钻前工程及井场布置技术的相关要求，但项目存在暴雨季节引发的地质灾害对项目钻井造成影响的风险。为了防止暴雨季节对项目钻井造成影响，本次环评提出以下防控措施：

①合理安排钻井作业时间，通过调整钻井时间来避开暴雨季节钻井施工；

②如果施工单位无法避开暴雨季节钻井施工时，建设单位和施工单位应加强井场的环境管理。在暴雨季节，施工单位应及时转运污废水和钻井岩屑，清空废水池，使

废水、固废不在井场暂存、堆积，尽量降低钻井污染物引发的环境风险；废水池保持空置，应急暂存的废水及时运走处理。

③加强与政府部门信息沟通，做好暴雨季节的防汛准备工作。

综上所述，在采取上述措施并加强施工管理的基础上，做好井场的雨污分流、集污池周边的导流渠和围堰，以及合理安排钻井作业时间，避开暴雨季节钻井施工等措施后，暴雨季节井场对地表水体造成的环境风险在可控范围。

④套管破裂的防范和应急措施

拟建工程表层含水层有 2 层套管和固井水泥，发生破裂压裂液进入表层含水层的概率很小，属于概率很小的风险事故。通过按照压裂相关规范作业，加强固井质量和套管强度，进行套管监控检测，一旦发生破裂风险事故，立即停止压裂作业，启动应急预案，将套管内压裂液及时排出、修井，减少进入含水层的量。压裂液主要成分是水、石英砂、覆膜砂，少量添加剂，同时在发生风险事故后，立即启动应急监测和地下水污染控制措施，即在污染物区域和地下水排泄边界进行抽水以阻隔污染物的扩散，总体对地下水环境危害程度总体可控。总体风险影响是可控的。

6) 柴油泄漏风险防范措施

柴油罐区设置防渗膜，周边设置围堤，围堤容积不小于单个罐容积，设置收集坑，可防止油罐破损泄漏的柴油污染地表土壤、地表水等。

加强对柴油的储存管理，应采取减少油品蒸发、防止形成爆炸性油品混合物的一次防护措施。确保呼吸阀、测量孔、接地装置等附件完整可靠，防止油蒸汽的产生和积聚。

柴油罐区设置吸油毡、消防沙及相关消防器材。

7) 钻井液泄漏风险防范措施

钻井期间，钻井液在储备罐和循环罐内，罐体均为钢制罐，罐区地面铺设防腐、防渗膜及围堰，并有专人进行巡查，且井场四周设置监控视频，100%覆盖整个井场，若发生泄漏，可在短时间发现，避免事态进一步扩大。

钻井液的原辅材料由供应商进行运输，井场施工队伍加强供应商管理，要求供应商对运输司机进行安全教育，定期对车辆进行安全检查，严格遵守交通规则，避免交通事故发生；加强驾驶员及其他拉运工作人员管理，要求工作人员技术过硬、经验丰富、工作认真；运输单位应当根据物品危险特性采取相应的安全防护措施，并配备必要的防溢、防漏、防晒等防护用品和应急救援器材。

8) 压裂返排液泄漏风险防范措施

在压裂液返排期间，施工队伍应做好压裂返排液台账记录，记录废水产生、转运及回用情况；定期记录罐体或池体容积空高，当罐体或池体容积空高低于 0.5m 时，施工队伍应采取措施降低返排速率，同时反馈给建设单位，将压裂返排液转运至区域范围已建池体暂存保证水池保持规定的安全空高，避免废水外溢。

在废水转运过程中，需要做好废水转运台账记录，严格实施交接清单制度。同时加强转运车辆装载量管理，严禁超载；加强对运输司机的安全教育，定期对车辆进行安全检查，严格遵守交通规则，避免交通事故发生；加强驾驶员及其他拉运工作人员管理，要求工作人员技术过硬、经验丰富、工作认真负责；废水转运时应避开大雾、暴雨等恶劣天气，减小运输环境风险。

9) 盐酸罐泄漏风险防范措施

盐酸罐区设置防腐防渗膜，周边设置围堤，围堤容积不小于单个罐容积。

进行使用盐酸操作时，应配合个人防护装备。如橡胶手套或聚氯乙烯手套、护目镜、耐化学品的衣物和鞋子等，以降低直接接触盐酸所带来的危险。密闭操作，注意通风。操作尽可能机械化、自动化。操作人员必须经过专门培训，严格遵守操作规程。

建议操作人员佩戴自吸过滤式防毒面具（全面罩），穿橡胶耐酸碱服，戴橡胶耐酸碱手套。远离易燃、可燃物。避免与碱类、胺类、碱金属接触。搬运时要轻装轻卸，防止包装及容器损坏。

在盐酸使用过程中，有少量氯化氢气体（酸雾）产生，可在盐酸中加入酸雾抑制剂，以抑制盐酸酸雾的挥发产生。

10) 危险废物贮存风险防范措施

针对危险废物储存过程中的风险，采取如下措施降低产生风险的可能性：

①危险废物的储存过程应满足《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）和《危险废物收集 贮存 运输技术规范》（HJ 2025-2012）、《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》中要求，做好贮存风险事故防范工作。

②危险废物贮存过程产生的液态废物和固体废物应分类收集，按其环境管理要求妥善处理。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，不露天堆放危险废物。

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。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。

④区域应配备通讯设备、照明设施和消防设施。区域应保持阴凉、干燥、通风，避免阳光直射、暴晒，远离热源、电源、火源。周边设置易燃气体、有毒有害气体检测、报警装置。

11.1.7.3环境风险应急措施

（1）环境风险应急措施

1）环境风险应急关键措施

根据《页岩气钻井井控安全技术规范》（AQ/T2076-2020）、《江汉油田井控实施细则》。针对不含硫井，关键措施为：

①严防着火。井喷失控后应立即停机、停车、停炉，关闭井架、钻台、机泵房等处全部照明灯和电器设备的电源，必要时打开专用防爆探照灯；熄灭火源，设立警戒区并组织警戒；将氧气瓶、油罐等易燃易爆物品撤离危险区；迅速做好储水、供水工作，并尽快由注水管线向井口注水防火或用消防水枪向油气喷流和井口周围设备大量喷水降温，保护井口装置，防止着火或事故继续恶化。

②并立即按应急程序向当地政府和安全生产监督部门报告，协助当地政府做好井口 500m 范围内居民的疏散工作。设置观察点，定时取样，测定井场各处天然气和二氧化碳含量，划分安全范围。在警戒线以内，严禁一切火源。根据监测情况决定是否扩大撤离范围。

③井口装置和井控管汇完好条件下井喷失控的处理：A、检查防喷器及井控管汇的密封和固定情况，确定井口装置的最高承压值。B、检查方钻杆上、下旋塞阀的密封情况。C、井内有钻具时，要采取防止钻具上顶的措施。D、按规定和指令动用机动设备、发电机及电焊、气焊；对油罐、氧气瓶、乙炔发生器等易燃易爆物采取安全保护措施。E、迅速组织压井液，压井液密度根据邻近井地质、测试等资料和油、气、水喷出总量以及放喷压力等来确定；其准备量应为井筒容积的 2 倍至 3 倍。F、当具备压井条件时，采取相应的特殊压井方法进行压井作业。G、对具备投产条件的

井，经批准可坐钻杆挂以原钻具完钻。

④井口装置损坏或其他原因造成复杂情况条件下井喷失控或 着火的处理：A、在失控井的井场和井口周围清除抢险通道时，要清除可能因其歪斜、倒塌而妨碍进行处理工作的障碍物（转盘、转盘大梁、防溢管、钻具、垮塌的井架等），充分暴露并对井口装置进行可能的保护；对于着火井应在灭火前按照先易后难、先外后内、先上后下、逐段切割的原则，采取氧炔焰切割或水力喷砂切割等办法带火清障；清理工作要根据地理条件、风向，在消防水枪喷射水幕的保护下进行；未着火井要严防着火，清障时要大量喷水，应使用铜质工具。B、采用密集水流法、突然改变喷流方向法、空中爆炸法、液态或固态快速灭火剂综合灭火法以及打救援井等方法扑灭不同程度的油气井大火；密集水流法是其余几种灭火方法须同时采用。

⑤井喷失控的井场内处理施工应尽量不在夜间和雷雨天进行，以免发生抢险人员人身事故，以及因操作失误而使处理工作复杂化；切断向河流、湖泊等环境的污染。施工时不应在现场进行干扰施工的其他作业。按 SY/T 6203 的要求做好人身安全防护。

本项目目的层为不含硫目的层，考虑地层的不确定性，提出若钻遇含硫气层时提出如下措施：

①总体按照《江汉油田井控实施细则》《硫化氢环境钻井场所作业安全规范》（SY/T 5087-2017）、《含硫化氢油气井钻井井控装置配套、安装和使用规范》（SY/T6616-2005）等规范进行风险监控、预警、响应。

②风险监控

作业现场应配备固定式硫化氢监测仪 1 套、便携式硫化氢监测仪 5 只。应在现场准备一台量程不小于 $1500\text{mg}/\text{m}^3$ （1000ppm）的硫化氢监测仪。配备可燃气体监测仪 1 只。钻井承包商按以下要求配备应急抢险防护设备：便携式硫化氢监测仪不少于 10 只。可燃气体监测仪不少于 5 只。正压式空气呼吸器不少于 30 套。空气呼吸器充气泵不少于 1 台。作业现场硫化氢防护器具应存放在便于取用的地方，妥善保管，并每周检查一次。带班干部、当班司钻和坐岗人员应携带便携式硫化氢监测仪；固定式硫化氢监测仪应在钻台、方井、振动筛、循环罐处设置探头。硫化氢监测仪的常规检查每班一次；固定式硫化氢监测仪一年检验一次，便携式硫化氢监测仪半年检验一次。

③作业现场预警分级、响应

第一级硫化氢监测报警值应设置在阈限值〔硫化氢含量 $15\text{mg}/\text{m}^3$ （10ppm）〕，

达到此浓度时启动报警，提示现场作业人员硫化氢的浓度超过阈限值，当空气中硫化氢浓度达到 $15\text{mg}/\text{m}^3$ (10ppm) 的阈限值时，现场应：安排专人观察风向、风速，确定危险区。切断危险区不防爆电器的电源。安排专人佩戴正压式空气呼吸器到危险区检测泄漏点。非作业人员撤入安全区。保持对环境中的硫化氢浓度进行监测。同时评价提出应对井口周边 500m 范围内的居民进行预警，一旦出现事故可立即通知居民撤离。

第二级硫化氢监测报警值应设置在安全临界浓度值 [硫化氢含量 $30\text{mg}/\text{m}^3$ (20ppm)]，达到此浓度时，现场作业人员应佩戴正压式空气呼吸器。除按达到第一级报警值的有关要求行动外，还应：启动报警音响，戴上正压式空气呼吸器。实施井控程序，控制硫化氢泄漏源。熄灭作业现场所有火源。立即向上级部门报告。指派专人在主要下风口 500m、1000m、3000m、4000m、5000m 处进行硫化氢监测，必要时监测点可适当加密。设立警戒区，任何人未经许可不应入内。撤离现场的非应急处置人员。清点现场人员。通知救援机构，救护人员进入戒备状态。根据监测情况，扩大公众撤离范围。

第三级硫化氢监测报警值应设置在危险临界浓度值 [硫化氢含量 $150\text{mg}/\text{m}^3$ (100ppm)]，报警信号应与二级报警信号有明显区别，警示立即组织现场人员撤离。

当井喷失控时，除按上述 1 和 2 的有关要求行动外，还应：立即通知并协助当地政府疏散井口 5000m 范围内的居民和其他人员，根据监测情况，考虑风向、地形、人口密集度、受污染程度等情况及时作出风险和危害程度评估，决定是否扩大撤离范围。关停生产设施。请求援助。当井喷失控、空气中硫化氢浓度达到 $150\text{mg}/\text{m}^3$ (100ppm) 的危险临界浓度时，现场作业人员应按预案立即撤离井场，通知当地政府和有关机构，同时向上级主管部门报告。

2) 风险撤离、疏散通道及安置

井喷失控天然气泄漏风险甲烷对周边居民的预测影响值低于《建设项目环境风险评价技术导则》(HJT169-2018) 附录大气毒性终点浓度 2 级 (甲烷 $150000\text{mg}/\text{m}^3$)。

本项目目的层不含硫，井喷失控天然气着火事故燃烧产物主要为 CO_2 和水，由于是露天环境，空气充足，燃烧较充分，CO 产生量很少，本次不进行量化分析， CO_2 主要危害就是浓度过高产生窒息。井场周边居民不在受限空间内，发生 CO_2 浓度过高产生窒息的概率微小。根据《中国石油集团公司井喷事故案例汇编》分析，未出现

外环境因为 CO₂ 浓度过高产生窒息中毒和死亡事故。总体天然气燃烧次生污染物风险影响可控。

根据《页岩气钻井井控安全技术规范》（AQ/T 2076—2020）、《江汉油田井控实施细则》，发生井喷失控情况下，设置紧急撤离区及一般撤离区。

紧急撤离区：井口外 500m 范围为紧急撤离区。撤离路线根据钻井井场风向标，向上风向撤离，因此项目发生风险时组织向临近场镇方向撤离，便于集中转移。通过高音喇叭、广播、电话及时通知周边各户居民，保证全部及时通知撤离。

一般撤离区：当发生井喷失控时，一般撤离范围可根据监测情况决定。

在发生事故时应自发和在应急组织机构的带领下及时撤离。首先撤离井口周边 500m 内的居民；同时联系当地村委会及政府，以广播系统及电视系统进行通知，分别以村、镇为单位同时撤离现场，尤其是学校、集镇等。撤离路线应根据钻井井场风向标，发生风险时组织向临近场镇方向撤离，便于集中转移。由于涉及人员多，应通过应急组织机构负责组织撤离，通过广播系统和电话系统通知。由于远处居民不能看到风向标，在通知撤离时要由专业人员根据风向标说明撤离方向。

撤离路线应根据钻井井场风向标，沿发生事故时的上风向方向进行逃生撤离。由于涉及人员多，应通过应急组织机构负责组织撤离，通过广播系统和电话系统通知。由于远处居民不能看到风向标，在通知撤离时要由专业人员根据风向标说明撤离方向。可通过广播系统和电话系统通知，应通过协调村委会通过电话通知到小组，各组至少设立 2 个联络点。小组负责人指定专人负责通知小组内的居民。若未及时撤离，则就近寻找水源和棉布或毛巾，采用湿毛巾或棉布捂住嘴，穿戴遮蔽皮肤完全的衣服和戴手套，朝地势高的地方跑，与村联络员联系告知位置，等待救援。

撤离路线应根据钻井井场风向标，沿发生事故时的上风向、侧风向方向进行撤离。通过高音喇叭、广播、电话、入户及时通知周边各户居民，保证全部及时通知撤离。

疏散通道主要为农村道路当地交通，安置地点可选择焦石镇安置点等。

综上，项目风险撤离首先为井口外 500m 居民，在根据环境风险应急监测情况决定是否扩大撤离范围。

撤离路线应根据钻井井场风向标，沿发生事故时的上风向、侧风向方向进行撤离。通过高音喇叭、广播、电话、入户及时通知周边各户居民，保证全部及时通知撤离。

3) 人群自救方法推荐

迅速撤离远离井场，沿井场上风向撤离，位于井场下风向的应避免逆风撤离，应从风向两侧撤离后再沿上风向撤离，迅速撤离远离井场，沿井场上风向撤离，位于井场下风向的应避免逆风撤离，应从风向两侧撤离后再沿上风向撤离，同时尽量撤离到高地。撤离过程中采用湿毛巾或棉布捂住嘴，穿戴遮蔽皮肤完全的衣服和戴手套，有眼镜的佩戴眼镜。自救措施应在宣传单、册中注明，在应急演练中进行演练。

(3) 其他环境风险应急措施

1) 废水池事故、废水外运过程事故应急措施

在大雨天可能导致外溢和发生外溢事故时，应及时调度罐车对废水进行外运处理，泄漏设置二级截流措施。

一级截流：在废水池周边耕地设置围挡，将泄漏废水尽量控制在耕地内。

二级截流：若进入冲沟，在冲沟内设置拦截坝进行截留，冲沟上游来水进行导流，将污染物控制在截流段冲沟内。最大限度减少扩散范围，防止影响周边河流水体。

对受污染土壤表层土进行剥离收集安全处置，对受污染农田水、冲沟水处理达标排放。对庄稼造成的经济影响进行补偿，避免造成环境纠纷。发生事故后应及时通报当地生态环境部门，并积极配合生态环境部门抢险。

废水外运过程应急抢险应以尽量减少泄漏量，控制废水扩散范围为基本原则。废水运输途中泄漏后进入农田、旱地等通过临时挖坑储集，然后调度罐车收集外运处理。应最大限度减少进入河流的泄漏量。泄漏入河流的，尽可能筑坝截流，防止进入下游河沟影响水质。同时应及时通报当地生态环境部门和下游用水相关部门用水进行管理，并积极配合生态环境部门抢险统一部署。

泄漏入河流的，尽可能筑坝截流，防止进入下游影响水质。采取隔离、吸附、打捞等方式减小影响程度和范围。

同时应及时上报当地应急组织机构、当地生态环境部门、农业部门等相关部门进行地表水用水管理，并积极配合应急组织机构进行应急抢险。

2) 柴油、压裂液、压裂液配液罐泄漏事故应急措施

采取二级截流措施和应急措施。

一级截流：进入集油池，若油罐大量泄漏应将集油池通过管道引入废水池。对收集的废油进行罐装回收利用。对受污染土壤表层土进行剥离收集安全处置，对受污染农田水处理达标排放。对庄稼造成的经济影响进行补偿，避免造成环境纠纷。

利用井场的防渗系统，利用井场污水沟、集污坑和废水池连通。一旦压裂液、压

裂液配液罐泄漏，压裂液、返排液收集在场地和废水池内。对收集的压裂液、返排液进行罐装回收。对受污染土壤表层土进行剥离收集安全处置。

二级截流：对冲沟进行截断，冲沟上游来水进行导流，将污染物控制在截流段冲沟内。对截流的污染物采用集中收集外运有资质和能力的单位处置。

3) 套外返水的防范、应急措施

施工单位应严格按照固井作业规范进行，确保固井质量，避免和减少出现固井裂纹、缝隙、窜槽。加强套管的防腐，防止在运输、下套管对外表面防护层的磨损及套管与钻柱之间的磨损。套管是油气与地下水隔离的屏障，要防止腐蚀和破损。

发生套外返水应及时对套管进行修复，套管外形成的环状空隙进行水泥固封。

4) 钻井、压裂破裂风险事故应急措施

应参照 GB/T17745 要求进行井筒完整性管理，定期开展井筒完整性检查。通过按照钻井相关规范作业，加强固井质量和套管强度，进行套管监控检测，一旦发生破裂风险事故，立即停止钻井作业，启动应急预案，将套管内钻井液及时排出、修井，减少进入含水层的量。

通过按照压裂相关规范作业，加强固井质量和套管强度，进行套管监控检测，一旦发生破裂风险事故，立即停止压裂作业，启动应急预案，将套管内压裂液及时排出、修井，减少进入含水层的量。

立即启动应急监测和地下水污染控制措施，即在污染物区域和地下水排泄边界进行抽水以阻隔污染物的扩散，根据应急监测情况，为下游受影响居民提供桶装饮用水、另找水源等方式保证居民正常用水。

(4) 应急处置联动

根据风险事件分级，井喷失控最为重大（I级）事件，其他环境风险事故导致外环境污染为较大（II级）事件，环境风险事故控制在井场及配套设施范围内一般（III级）事件，II级、I级事件应与地方突发环境事件应急预案有效联动、统筹考虑。

11.1.7.4环境风险应急预案

目前，中石化重庆涪陵页岩气勘探开发有限公司已编制了《中石化重庆涪陵页岩气勘探开发有限公司突发环境事件应急预案》和《中石化重庆涪陵页岩气勘探开发有限公司风险评估报告》。应急预案主要包括：总则、基本情况、环境风险分析、风险分类与级、应急组织机构及职责、预防与预警、应急响应、后期处置、应急培训和演练等。通过将应急预案进行分解，明确各岗位人员的责任，将应急任务明确到人，

确保应急事故处置的时效性和有效性；同时对钻井工程施工作业应急进行分类，明确各级别应急预案的响应范围，便于事故的有效控制；同时对各类应急事故编制详细的应急处置程序，应急监测、抢险、救援、疏散及消除、减缓、控制技术方法和设施，确保应急处置的及时有效。

11.1.7.5环境风险防范汇总

项目环境风险防控措施情况如下。

表 11.1-30 平台主要风险防范措施

不同时段	工程阶段	主要风险防范措施
施工期	钻井工程	1、钻井过程按照《石油天然气工业健康、安全与环境管理体系》《石油天然气钻井井控技术规范》等行业相关规范和钻井设计的要求进行工程控制； 2、井场安装固定式硫化氢检测仪传感器，可燃气体检测仪、正压式空气呼吸器、便携式应急照明灯具、防火服、半封闭式防毒口罩等； 3、配备自动、手动和电子点火三套独立点火系统； 4、柴油罐设置围堰，施工队配备吸油毡、消防沙及相关消防器材； 5、定期巡检，保证在废水池内水位达到池面 0.5m 前应转运至其他钻井平台废水池； 6、井场进行分区防渗，其中危险废物贮存场、柴油罐区应进行重点防渗； 7、施工队伍制定应急培训计划，定期对应急组织机构、应急保障系统等有关人员进行综合性应急培训并做好培训记录；对井场附近居民宣传风险防范及相关知识
	储层改造工程	1、井场安装固定式硫化氢检测仪传感器，可燃气体检测仪、正压式空气呼吸器、便携式应急照明灯具、防火服、半封闭式防毒口罩等； 2、配备自动、手动和电子点火三套独立点火系统； 3、柴油罐设置围堰，施工队配备吸油毡、消防沙及相关消防器材； 4、定期巡检，保证在平台废水池内水位达到池面 0.5m 前应转运至其他钻井平台废水池； 5、井场进行分区防渗，其中危险废物贮存场，柴油罐区、盐酸罐区应进行重点防渗； 6、盐酸罐区设置防渗、防腐防渗膜，周边设置围堰，围堰容积不小于单个罐容积； 7、施工队伍制定应急培训计划，定期对应急组织机构、应急保障系统等有关人员进行综合性应急培训并作好培训记录；对井场附近居民宣传风险防范及相关知识

11.1.8施工期环境风险结论

本项目属页岩气开采钻井工程，目的层不含硫，本项目严格按照钻井相关行业规范完善井控、防火、防爆安全等措施，制定详尽有效的事故应急方案，充分提高队伍的事故防范能力，严格按照钻井设计和行业规范作业，强化健康、安全、环境管理

(HSE)，本项目的环境风险值会大大地降低。通过按行业规范要求和环评要求进行风险防范和制定应急措施，可将该项目环境风险概率和风险影响降至最低，本项目施工过程环境风险可控。

11.2运营期环境风险

11.2.1环境敏感目标概况

集气站和平台环境敏感目标见表 1.7-2~1.7-7。周边 500m 范围无医院、学校等环境敏感区，主要分布分散农村居民。

本项目不涉及集中式地表水饮用水水源保护区，不涉及自然保护区、重要湿地、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及索饵场、越冬场和洄游通道、世界文化和自然遗产地、风景名胜区分区等水环境敏感区。

周边地下水评价范围分布少量分散式居民水井，不涉及地下水集中式水源地。

11.2.2环境风险识别

(1) 物质危险性识别

集气站、平台主要大气风险物质为设备、管道中的页岩气、维修保养过程中的润滑油。润滑油不在现场储存，评价不进行 Q 值计算和分析。页岩气主要成分为甲烷，根据特性分析，甲烷、乙烷、丙烷的特性类似，结合页岩气中以甲烷为主，且甲烷、乙烷、丙烷的终点浓度相近，风险物质临界量均为 10t，评价统一以甲烷进行分析。甲烷具有易燃危险特性。属微毒类，有单纯性窒息作用，在高浓度时因缺氧窒息而引起中毒。空气中达到 25~30%出现头昏、呼吸加速、运动失调。查询导则附录 H 可知，甲烷大气毒性终点浓度-1 为 260000mg/m³，大气毒性终点浓度-2 为 150000mg/m³，甲烷的特性见表 11.1-17。

同时分离采出水(返排液)不属于《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018)附录 B.2 危害水环境物质(急性毒性类别 1)。但污染物浓度较高，具有水环境危害特性。

(2) 生产系统危险性识别

1) 危险单元及风险源

集气站设置有紧急切断(截断)功能，根据本项目站场切断(截断)情况以及导则关于危险单元的划分原则及方法。本项目将集气站作为 1 个危险单元。

表 11.2-1 危险单元划分表

危险单元		风险源
集气站	集气站	工艺管道、设备
	废水池	废水池、罐车

2) 风险因素

根据天然气开采相关资料统计分析,诱发站场工艺管道和压力设备出现事故的因素有如下几个方面。

①设计不合理: a、材料选材、设备选型不合理。在确定管子、管件、法兰、阀门、机械设备材料时,未充分考虑材料的强度,若管线的选材不能满足强度要求,管道存在应力开裂危险。b、管线布置、柔性考虑不周。管线布置不合理,造成管道因热胀冷缩产生变形破坏或振动;埋地管道弯头的设置、弹性敷设、埋设地质影响、温差变化等,对运行管道产生管道位移具有重要影响,柔性分析中如果未充分考虑或考虑不全面,将会引起管道弯曲、拱起甚至断裂。管内介质不稳定流动和穿越公路处地基振动产生的管道振动也可能导致管道位移。

②管材及施工缺陷:管材本身质量差多是因为金属材质及制造工艺的缺陷引起,其中管材卷边、分层、制管焊缝缺陷、管段热处理等工艺均可影响到管材质量;管道焊接缺陷主要表现在焊接边缘错位、未焊透与未熔合、夹渣、气孔和裂纹等。制管质量事故多出现于有缝钢管(多见于螺旋缝钢管)。我国由于生产螺旋缝钢管的生产历史较长,输送页岩气几乎全部采用螺旋缝钢管。螺旋焊钢管有其自身的优点,但它的焊缝长度具有应力集中现象,因而焊缝缺陷引发的事故比直缝钢管概率高。施工不良还表现在以下方面:管道除锈、去污、防腐和现场补口等工序未按施工要求去做;管道下沟动作粗鲁以及回填作业草率,使泥土、岩石冲击防腐层,造成防腐层破坏;阴极保护没有与管道埋地同时进行;还有管道搬运时不仔细,管道产生疲劳裂纹。

③腐蚀、磨蚀:腐蚀既有可能大面积减薄管的壁厚,导致过度变形或爆破,也有可能管道穿孔,引发漏气事故。另外,如果管道的阴极保护系统故障或受到人为破坏,使被保护管段短时失去保护,也可能导致管线腐蚀。在管输工艺过程中,若页岩气中所含尘粒等固体杂质未被有效分离清除,同时管输页岩气的流速较高,会冲击、磨蚀管道或设备材料表面,在管线转弯处尤为严重,从而可能导致局部减薄、刺漏。

④疲劳失效:管道、设备等设施在交变应力作用下发生的破坏现象称为疲劳破坏。所谓交变应力即为因载荷作用而产生随时间周期或无规则变化的应力。交变应力引起的破坏与静应力引起的破坏现象截然不同,即使在交变应力低于材料屈服极限的情况

下，经过长时间反复作用，也会发生突然破坏。管道经常开停车或变负荷，系统流动不稳定，穿越公路处地基振动产生管道振动等均会产生交变应力。而管道、设备等设施在制造过程中，不可避免的存在开孔或支管连接、焊缝缺陷，这些几何不连续造成应力集中，由于交变应力的作用将在这些部位产生疲劳裂纹，疲劳裂纹逐渐扩展贯穿整个壁厚后，会导致页岩气泄漏或火灾、爆炸事故。

⑤操作不当：大量游离水进入站场工艺管道和设备，可能形成大量的天然气水合物附在工艺管道和设备的内壁上，是管径和设备相对变厚，减少了输气半径，增加管道的截面负荷，局部管段形成憋压，天然气中 CO₂ 等酸性气体遇水形成弱酸物质，会加速管道、设备腐蚀，引起管道、设备破裂。管道、设备维修时有空气进入，则天然气与空气在管道中混合会发生爆炸。管道和设备长时间负荷发生变化会引起疲劳现象，使管道产生裂纹或破裂。其他动火等操作失误可能诱发事故。

⑥废水池垮塌或遇暴雨溢流将引起地表水、地下水、土壤污染。污水罐车外运处理过程中出现交通事故可能引起水体、土壤污染。

(3) 环境风险类型及危害分析

①站场工艺管道和设备泄漏，甲烷等烃类-进入大气，在高浓度时会导致人体因缺氧窒息而引起中毒。发生燃烧事故次生污染主要为燃烧不充分产生少量的一氧化碳。

②废水池废水主要进入周边地势较低的旱地、农田、地表水，引起局部地表水污染，同时引起地下水、土壤污染。

③污水罐车外运处理过程中出现事故导致采出水外泄，可能沿途河流、耕地引起水体、土壤、地下水污染。

④站场工艺管道和设备发生泄漏、火灾爆炸事故时，防火喷水、灭火喷水产生消防废水，防废水污染物含量总体较小，废水中主要污染物为 SS，进入水环境会在短时间内使得水环境中的 SS 浓度显著上升，随着时间的推移 SS 会逐步沉降，影响也逐步消除。

(4) 环境风险识别结果

表 11.2-2 集气站环境风险识别表

序号	危险单元	风险源	主要危险物质	环境风险类型	环境影响途径	可能受影响的环境敏感目标
1	集气站	天然气	甲烷	泄漏，燃烧伴生/次生废气、消防废水	大气、地表水	周边的居民、学校、城镇等大气环境保护目标。周边的基本农田、河流

		废水池、采出水运输车	采出水(返排液)	泄漏	地表水、地下水、土壤	周边的基本农田、分散式居民水井、河流

11.2.3 环境风险分析

11.2.3.1 页岩气泄漏风险影响分析

集气站设置井口地面安全截断系统，井口设置高、低压安全截断阀，井口安全截断阀具备在超压或失压情况下自动快速切断功能，发生风险泄漏可在 60s 内截断。

结合《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）的附录 E，泄漏事故概率见下表。

表 11.2-3 泄漏频率表

部件类型	泄漏模式	泄漏频率
常压储罐设备	泄漏孔径为 10mm 孔径	$1.00 \times 10^{-4}/a$
	10min 内储罐泄漏完	$5.00 \times 10^{-6}/a$
	储罐全破裂	$5.00 \times 10^{-6}/a$
75mm<内径≤150mm 的管道	泄漏孔径为 10%孔径	$2.00 \times 10^{-6}/(m \cdot a)$
	全管径泄漏	$2.00 \times 10^{-7}/(m \cdot a)$

结合本项目涉及各环境风险事故类型，下表对其发生泄漏的频率进行估算

表 11.2-4 泄漏频率表

部件类型	泄漏模式	截断阀距离	泄漏频率
站内设备及连接管道	泄漏孔径为 10%孔径	160m	$3.2 \times 10^{-4}/a$
	全管径泄漏	180m	$3.6 \times 10^{-4}/a$

由上表可知，结合本项目风险识别筛选代表性的风险事故情形，即为站内天然气管线泄漏。一旦触发事故，可能通过大气和水环境扩散（地表水和地下水），进而产生环境事故，并造成火灾爆炸，具有环境危害方面的代表性。

11.2.3.2 次生污染物影响分析

本项目页岩气不含硫，燃烧产物主要为 CO₂ 和水，由于是露天环境，空气充足，燃烧较充分，CO 产生量很少，次生污染废气影响较小。CO₂ 主要危害就是浓度过高产生窒息。项目周边居民不在受限空间内，发生 CO₂ 浓度过高产生窒息的几率微小。

11.2.3.3 采出废水事故影响分析

(1) 废水池环境风险影响分析

本项目废水池为半地下式结构，废水池在遇雨季和山洪暴发，引起池体垮塌或溢流将引起水体、土壤、地下水污染。该项目池体垮塌的几率一般较小，主要风险为大雨天可能导致废水池溢流引起水体污染。

事故发生时可能直接对地势低于废水池的农田产生污染，破坏农作物和影响土壤质量。根据周边水体调查，周边距离地表水河流较远，废水主要进入周边农田，进入河流的几率小，通过河流的稀释，总体影响可控。

采出水进入周边农田、土壤通过渗漏对地下水产生影响，大部分截留在农田内可通过收集外运处置，总体渗入量不大，属于短期渗入，可能对周边小范围含水层水质产生短期影响。通过立即启动地下水应急监测和地下水污染控制措施，即在污染物区域和地下水排泄边界进行抽水以阻隔污染物的扩散，根据应急监测情况，为下游受影响居民提供桶装饮用水、另找水源等方式保证居民正常用水，总体影响可控。

本项目池体垮塌、溢流的几率一般较小，评价提出相应的风险防范和应急措施，采用应急截流措施。总体对地表水环境影响可控，产生轻度影响。

(2) 废水外运过程事故影响分析

根据井站和区域路网分布，运输路线合理规划后总体不涉及水库、地下水等集中式饮用水源保护区。

根据建设单位在焦石坝地区实际建设过程中，罐车拉运废水发生翻车的几率小，且采出废水无剧毒物质。采出水主要污染物为 COD、氯化物、石油类、氨氮。罐车输送的量约 20t/车，单次运输量不大。罐车污水进入耕地和农田不会造成重大环境影响，主要影响土壤和植被生长，渗漏对地下水轻度影响，由于罐车拉运废水量约为 20t，运输量不大，影响范围较小，同时事故应急在泄漏事故处截留、围堵等措施，能更小的控制影响范围。

废水罐车转运过程、管道输送过程中发生事故污染的可能性很小，通过评价提出相应的风险防范和应急措施。总体风险可控。

11.2.4 环境风险防范措施及应急要求

11.2.4.1 站场风险防范措施

(1) 严格按照《QSY 1858-2015 页岩气地面工程设计规范》《NBT14006-2015 页岩气气田集输工程设计规范》《气田集输设计规范》(GB50349-2015)、《石油天然气工程可燃气体检测报警系统安全规范》(SY6503-2016)等等相关行业规范进行设计、施工、检验和作业。保证材料、设备质量和施工质量。

(2) 集气站应按照规范要求设置井口地面安全截断系统，井口设置高、低压安全截断阀，进出站管线上设紧急截断阀。同时应采用先进的截断阀系统，将截断反应时间和截断时间控制在最小，减小风险事故的页岩气泄漏量。

(3) 站场应安装避雷和防静电设施，保证报警设施完好无损，并定期检查接地电阻和避雷设施，以确保其完好性。场站应安装可燃气体报警仪，并定期检查报警系统工作是否正确，通过自动控制系统进行监控、报警。

(4) 站场应配备相应的风险防范和应急设施、物质，如放空管、灭火器、消防设施、警示标志、逃生门、风向标等。站场周围设置明显的安全警示标志，并告知附近居民可能性危险、危害及安全注意事项。站场围墙上应设置醒目的禁止燃放烟花爆竹、禁止吸烟、明火等标识、标语。

(5) 站场在通过自动控制进行监控、报警、控制的前提下，应定期人工巡查，发现问题及时进行维护、保养、更换，防止法兰阀门泄漏、管线腐蚀泄漏、设备机体泄漏。

11.2.4.2 废水罐车外运风险防范措施

废水外运应建立建设单位与当地政府、生态环境局等相关部门的联络机制，保障信息畅通。对承包废水转运的承包商实施车辆登记制度，为每台车安装 GPS，并纳入建设方的 GPS 监控系统平台。加强罐车装载量管理，严禁超载。加强对废水罐车司机的安全教育，定期对罐车进行安全检查，严格遵守交通规则，避免交通事故发生。加强对除驾驶员外的其他拉运工作人员管理，要求运输人员技术过硬、经验丰富、工作认真负责。加强对废水罐车的管理，防止人为原因造成的废水外溢。转运罐车行驶至河流（含河沟、塘堰等）较近位置或者穿越河流（含河沟等）的道路时，应放慢行驶速度，平稳安全通过，防止车祸、人为等原因造成的废水外溢，污染地表水体。废水转运应提前安排，尽量避开暴雨时节等导致路况变差的季节。废水外运路线应尽量避免穿越饮用水源保护区的道路。

11.2.4.3 环境风险应急措施

① 环境风险应急关键措施

站场、管道发生泄漏事故、燃烧、爆炸事故应及时组织撤离周边 500m 的居民，撤离路线应根据站场风向标，事故发生点的风向，沿发生事故时的上风向、侧风向方向进行撤离。通过高音喇叭、广播、电话、入户及时通知周边各户居民，保证全部及时撤离。疏散通道主要为农村道路、乡村公路。

② 防火、灭火

发生泄漏事故应确保截断阀关闭，同时应防止着火、爆炸，熄灭火源，设立警戒区并组织警戒；易燃易爆物品撤离危险区；迅速做好储水、供水工作，采用消防器材

灭火或用消防水枪向气喷流和周围设备大量喷水降温，保护井口装置，防止着火或事故继续恶化。

③消防废水应急措施

将消防废水收集在现有的废水池内。若未能通过废水池收集，应在周边利用周边农田等设置临时应急废水池，进行监测无污染情况下方可排入外环境。

④废水池事故、废水外运过程事故应急措施

在大雨天可能导致外溢和发生外溢事故时，应及时调度罐车对废水进行外运处理，泄漏设置应急截流措施——在废水池周边农田设置围挡，利用周边农田等设置临时应急废水池，有条件可敷设临时防渗膜。将泄漏废水尽量控制在农田内，尽量避免进入河流。然后通过罐车将截流的废水和受污染的农田水收集外运回注站处置。

立即启动地下水应急监测和地下水污染控制措施，即在污染物区域和地下水排泄边界进行抽水以阻隔污染物的扩散，根据应急监测情况，为下游受影响居民提供桶装饮用水、另找水源等方式保证居民正常用水。

对受污染土壤表层土进行剥离收集安全处置。对庄稼造成的经济影响进行补偿，避免造成环境纠纷。发生事故后应及时通报当地生态环境部门，并积极配合生态环境部门抢险。

废水外运过程应急抢险应以尽量减少泄漏量，控制废水扩散范围为基本原则。废水运输途中泄漏后进入农田、旱地等通过临时挖坑储集，然后调度罐车收集外运处理。应最大限度减少进入河流的泄漏量。泄漏入河流的，尽可能筑坝截流，防止进入下游影响水质。同时应及时通报当地生态环境部门和下游用水相关部门用水进行管理，并积极配合生态环境部门抢险统一部署。

项目采取以上防控措施并加强施工管理、并建立事故应急预案和联动机制，预防项目实施对周边流域的影响，杜绝污废水以任何形式进入周边地表沟渠，造成水质污染。

同时应及时上报所在区县突发环境事件应急预案的应急组织机构、当地生态环境部门、农业部门等相关部门进行用水管理，并积极配合所在区县突发环境事件应急预案的应急组织机构进行应急抢险。

11.2.4.4环境应急响应

应急响应包括预警、应急监测、先期处置、应急处置以及响应终止（恢复正常供水）等方面的具体内容。

预警：应急组织指挥部对事故信息进行跟踪收集和研判，认为事态有可能进一步恶化、并有可能影响到下游水源水质和取水安全的，发布预警。预警行动包含但不限于以下内容：

①启动应急预案。

②责令水源地对应水厂进入待命状态，做好停止取水、深度处理、低压供水或启动备用水源等准备工作。

③开展应急监测，对水源地和连接水体加强监测。

④依据不同预案情景和部门职责分工，组织有关部门和机构、应急专家对预警信息进行溯源分析，预估可能影响的范围和危害程度。

⑤调集应急所需物资和设备，做好应急保障工作。

⑥责令应急救援队伍、负有特定职责的人员进入待命状态，动员后备人员做好应急救援准备，并开展先期处置。

应急监测：依照《突发环境事件应急监测技术规范》（HJ589）进行监测，应在污染团上下游设定监测断面。按照现场应急指挥部的命令，根据污染现场的实际情况制定监测方案，布设监测断面或监测点位，组织开展监测，形成监测报告，安排人员对突发环境事件监测情况进行全过程记录。在第一时间向应急组织指挥部报告监测结果。根据应急组织指挥部终止应急处置命令，形成监测结论总结报告，报应急组织指挥部。

先期处置：先期处置措施主要为消除污染源，收集和围堵污染物等措施，包括但不限于以下内容。

1) 切断固定源和流动源。

对于发生非正常排污或有毒有害物质泄漏的固定源突发环境事件，尽快查找污染源或泄漏源，通过关闭、封堵、收集、转移等措施，切断污染源或泄漏源。

对于道路交通运输过程中发生的流动源突发事件，可启动路面系统中建设的导流槽、应急池，或通过紧急设置围堰、闸坝等对污染物进行封堵和收集。

2) 启动应急收集系统，集中收集陆域污染物，设立拦截设施，防止污染物在陆域蔓延，组织相关部门对污染物进行回收处置等。

3) 根据现场事故发展情况对扩散至水体的污染物进行处置。

应急处置：应急组织指挥部调取风险源名录、应急物资清单、应急工程设施清单及可能建设应急工程的方案、处置技术资料 and 饮用水水源地应急预案及相关衔接预案

等信息资料。专项工作组要根据专家组的意见，结合水质监测结果，通过事态研判，制定相应的现场应急处置方案。

1) 根据管理人员、专家队伍等意见制定综合治污方案，经应急组织指挥部确认后实施。一般采取隔离、吸附、打捞、扰动等物理方法，氧化、沉淀等化学方法，投加菌群、利用湿地生物群消解等生物方法，上游调水等稀释方法。不同的污染物治理可以根据饮用水水源地水文气象等特征采取一种或多种方式，在最短的时间内完成污染物的削减工作。全面监控并妥善处置治污载体，防止发生二次污染。为防止危害扩大，应急组织指挥机构可以根据形势，对饮用水源汇水范围内的污染物排放企业实施停产、减产、限产措施，削减水域污染物总量或浓度。

2) 全面启用应急工程设施，拦截污染水体。在河道内启用或修建拦污坝、节制闸等措施，拦截污染物；通过导流渠将未受污染的水体导流至污染水体下游，通过分流沟将受污染水体疏导至饮用水水源地外进行收集处置；利用前置库、缓冲池，降低污染物的浓度，为应急响应争取更多的时间等。

响应终止：在确保进入集中式饮用水水源保护区陆域范围的污染物已成功围堵，且清运至保护区外，未发生向水域扩散的情况。进入集中式饮用水水源保护区水域范围的污染团已成功拦截或导流至保护区外，没有向取水口扩散的风险，且水质监测结果达标后，恢复正常取水。响应终止。

11.2.4.5环境风险应急预案要求

建设单位应按照《企业事业单位突发环境事件应急预案备案管理办法（试行）》，参照《危险化学品单位突发环境事件应急预案编写指南（试行）》制定环境风险应急预案并与区域突发环境事件应急预案联动。编制中应与当地政府相关部门、群众进行协商、沟通，共同参与制订应急预案，应急预案应满足当前国家对环境风险管理的要求，应急预案应结合本评价要求，结合行业特点编制。应与所在区县突发环境事件应急预案有效联动。可纳入现有区域页岩气环境风险应急预案体系。应急预案调查附近居民分布情况，掌握有效的联系方式。

11.2.5分析结论

综上所述，通过严格按照行业规范进行设计、施工和作业，按照行业规范和环评要求完善相关风险防范和应急措施，制定详尽有效的环境风险应急预案。本项目运营期集气站环境风险是可防控的。

11.2.6环境风险简单分析内容表

表 11.2-5 风险简单分析内容表

建设项目名称	焦页 31 号开发井组			
建设地点	重庆市	涪陵区	焦石镇	
地理坐标	经度	107.567950	纬度	29.670393
主要危险物质及分布	站场设备及工艺管道中的甲烷			
环境影响途径及危害后果（大气、地表水、地下水等）	（1）站内天然气管线泄漏。一旦触发事故，可能通过大气和水环境扩散，进而产生环境事故，并造成火灾爆炸，具有环境危害方面的代表性 （2）本项目页岩气不含硫，燃烧产物主要为 CO₂ 和水，由于是露天环境，空气充足，燃烧较充分，CO 产生量很少，次生污染废气影响较小。 （3）根据周边水体调查，周边距离地表水河流较远，废水主要进入周边农田，进入河流的几率小，通过河流的稀释，总体影响可控。对地表水的影响总体不大。 （4）采出废水进入周边农田、土壤通过渗漏对地下水产生影响，大部分截留在农田内可通过收集外运处置，总体渗入量不大，属于短期渗入，可能对周边小范围含水层水质产生短期影响。通过立即启动地下水应急监测和地下水污染控制措施，即在污染物区域和地下水排泄边界进行抽水以阻隔污染物的扩散，根据应急监测情况，为下游受影响居民提供桶装饮用水、另找水源等方式保证居民正常用水，总体影响可控。			
风险防范措施要求	（1）环境风险防范措施 ①严格按照行业相关规范设计、施工和作业。 ②采用先进的截断阀系统，将截断反应时间和截断时间控制在最小，减小风险事故的页岩气泄漏量。 ③通过自动控制系统进行监控、报警。 ④各场站应配备相应的风险防范和应急设施、物质，如放空管、灭火器、消防设施、警示标志、逃生门、风向标等。站场周围设置明显的安全警示标志。 ⑤设置站场巡查制度，定期人工巡查，发现问题及时进行维护、保养、更换，防止法兰阀门泄漏、管线腐蚀泄漏、设备机体泄漏。 ⑥应对废水池的结构安全、防渗系统进行检查，确保安全。各废水池应设置液位自动监控、报警系统，加强平时管理，保证池体液有 1m 的空余容积，水位达到池体 1m 时应组织外运。并定期开展池体防渗系统和结构安全的检查、维护。 ⑧建立废水转运风险防范制度。 （2）环境风险应急措施 ①应急撤离：站场、管道发生泄漏事故、燃烧、爆炸事故应及时组织撤离周边 500m 的居民，撤离路线应根据站场风向标，事故发生点的风向，沿发生事故时的上风向、侧风向方向进行撤离。通过高音喇叭、广播、电话、入户及时通知周边各户居民，保证全部及时撤离。疏散通道主要为农村道路、乡村公路。 ②防火、灭火：发生泄漏事故应确保截断阀关闭，同时应防止着火、爆炸，熄灭火源，设立警戒区并组织警戒；易燃易爆物品撤离危险区；迅速做好储水、供水工作，采用消防器材灭火或用消防水枪向气喷流和周围设备大量喷水降温，保护井口装置，防止着火或事故继续恶化。 ③将消防废水收集在现有的废水池内。若未能通过废水池收集，应在周边利用			

	周边农田等设置临时应急废水池，进行监测无污染情况下方可排入外环境。 ④应急截流：在大雨天可能导致外溢和发生外溢事故时，应及时调度罐车对废水进行外运处理，泄漏设置应急截流措施——在废水池周边农田设置围挡，利用周边农田等设置临时应急废水池，有条件可敷设临时防渗膜。将泄漏废水尽量控制在农田内，尽量避免进入河流。立即启动地下水应急监测和地下水污染控制措施，即在污染物区域和地下水排泄边界进行抽水以阻隔污染物的扩散，根据应急监测情况，为下游受影响居民提供桶装饮用水、另找水源等方式保证居民正常用水。对受污染土壤表层土进行剥离收集安全处置。对庄稼造成的经济影响进行补偿，避免造成环境纠纷。发生事故后应及时通报当地生态环境部门。 环境风险应急预案要求 建设单位、施工单位应按照《企业事业单位突发环境事件应急预案备案管理办法（试行）》，参照《危险化学品单位突发环境事件应急预案编写指南（试行）》制定环境风险应急预案。编制中应与当地政府相关部门、群众进行协商、沟通，共同参与制订应急预案，应急预案应满足当前国家对环境风险管理的要求，应急预案应结合本评价要求，结合行业特点编制。应与所在区县突发环境事件应急预案有效联动。可纳入现有区域页岩气环境风险应急预案体系。应急预案调查附近居民分布情况，掌握有效的联系方式。
填表说明（列出项目相关信息及评价说明）：	

12 环境保护措施及其可行性论证

12.1 施工期污染防治措施可行性论证

12.1.1 地表水污染防治措施分析论证

12.1.1.1 钻前工程

钻前工程施工人员租住附近民房，不设施工营地，施工人员生活污水依托当地旱厕收集后做农肥，不外排。

12.1.1.2 钻井及储层改造工程

(1) 钻井废水、压裂返排液

钻井及试气废水包括钻井废水、场地雨水、洗井废水和压裂返排液。

① 钻井废水

钻井过程中钻井液全部在循环罐内循环，不外排。清水钻井液直接在循环罐内用于配制水基钻井液，本项目清水及水基钻井总用水量 2709m^3 中实现回用 2324m^3 ，完钻后产生的 136m^3 钻井废水经振动筛+离心机三级固液分离后用于后续压裂液的配置，若无法回用，通过罐车拉运或管输至涪陵页岩气产出水处理站处理，目前处理站剩余处理能力为 $1250\text{m}^3/\text{d}$ ，且处理站内已建有废水暂存池满足接纳废水的需求，因此涪陵页岩气田采出水处理站具备稳定处理钻井废水的能力，涪陵页岩气田采出水处理站处理工艺详见“12.3.1 地表水污染防治措施分析论证”。剩余水基钻井液在循环罐内暂存，随钻井队用于工区其他平台钻井。本项目钻井过程中钻井液循环方式见图 12.1-1。

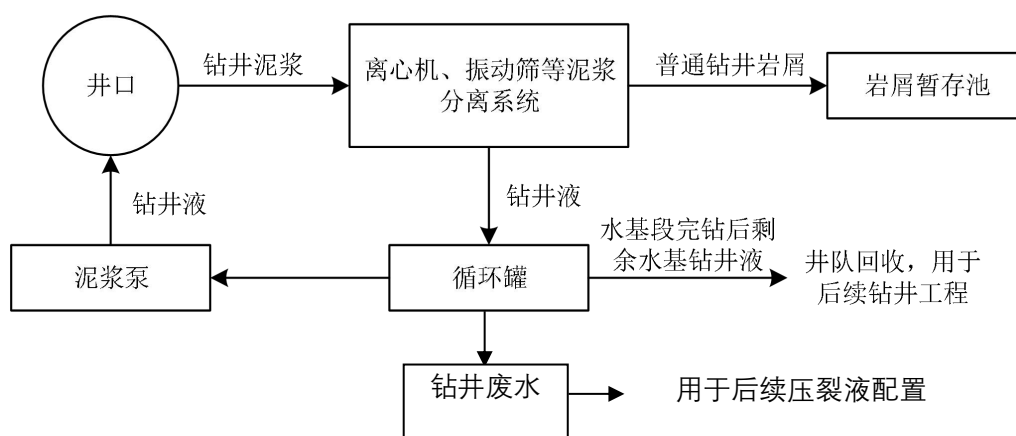


图 12.1-1 本项目钻井过程中钻井液循环方式

现场处理钻井废水工艺如下：①氧化除菌可以有效去除 COD；减少细菌含量、消除臭味，改变污水外观，同时可以氧化有机质，利于后续的絮凝处理；②絮凝沉淀

使得悬浮物聚集并快速上浮，形成的泥饼不断变致密；③稳定剂用于降低配液过程中添加剂对减阻水性能的影响，便于高分子溶胀。

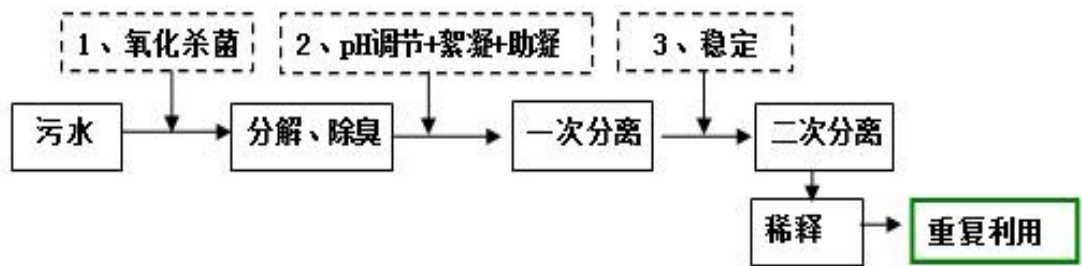


图 12.1-2 钻井污水处理流程

现场处理方案如下图所示，如果钻井池皆满，采用潜水泵、缓冲罐进行内循环；如果钻井池 1 满 1 空，则采用潜水泵、缓冲罐进行外循环。

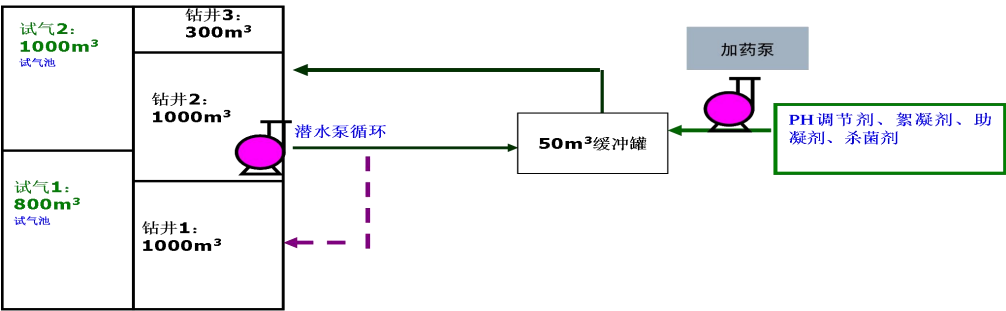


图 12.1-3 钻井污水现场处理方案

②压裂返排液

本项目压裂返排液按照时序调配暂存于废水池及配液罐内，优先回用于本平台内其他井及区域内其他平台压裂。

本次评价建议按照不同的施工时序进行压裂返排液的调配回用。平台内的压裂返排液回用工序为：第一口井压裂返排结束后，将井场废水池及配液罐暂存的压裂返排液用于配制第二口井的压裂液，第二井返排前水池及配液罐已清空，因此水池和配液罐可用于第二口井的压裂排液的暂存。各井依次进行压裂作业后，最后一口井压裂排液转运至工区其他钻井平台回用于压裂工序，最终无法回用的管输至涪陵页岩气田采出水处理站进行集中处理达标后排放。

压裂液返排期间，为避免实际返排液量超过预计产生量，导致水池溢出，在压裂返排期间，建设单位根据施工时序对压裂返排液进行调配，井场应配备污水罐车，定期将压裂返排液转运至其他平台压裂回用，无法回用的管输至涪陵页岩气田采出水处

理站进行集中处理达标后排放，并加强水池的巡检，保证水池空高不低于 0.5m，防止压裂返排液外溢造成环境污染事故。

本项目压裂液总用量为 81840m³，其中返排量为 24552m³，根据建设单位部署及施工时序安排，优先回用于本平台及焦石坝区块内其他平台压裂工序，不能回用时拉运至其他平台压裂工序或管输至涪陵页岩气田采出水处理站处理。

压裂返排液采用“混凝沉淀+杀菌”处理工艺，污水处理工艺流程图见图 12.1-2。根据工区钻井废水回用情况，压裂液处理后回用水质要求满足表 12.1-4。

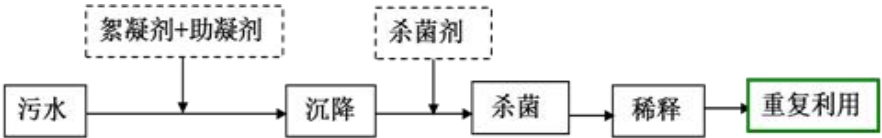


图 12.1-4 污水处理工艺流程

需要回用的废水在水池内进行絮凝沉淀处理后，再添加杀菌剂除菌，配清水稀释后可满足压裂液使用性能。絮凝剂和助凝剂的添加可有效处理污水中 SS、Ca²⁺、Mg²⁺ 浓度，杀菌剂可有效控制硫酸盐杆菌 SRB、腐生菌 TGB、铁菌 FB 数量，通过稀释的方式可降低废水矿化度，经上述工艺处理后废水可满足压裂回用水质标准要求。根据工区内其他平台进行的钻井废水及压裂返排液回用情况，返排废水的回用未对压裂性能产生不良影响，因此，回用是合理可行的。

本项目页岩气井目的层压裂液返排率存在一定的不确定性，因此，在测试放喷排液阶段，应控制好排液速率，在压裂液返排率出现异常且超过设计返排率时，应立即将返排液转入罐车，及时转运至优先回用的其他平台压裂，无法回用的管输至涪陵页岩气田采出水处理站进行集中处理达标后排放，不得随意排入环境。

③场地雨水

本项目井场四周完善截排水沟后，场外雨水经截水沟排至附近溪沟；井场内设排污沟，场内雨水收集后暂存废水池，用于配制压裂液。该措施主要是完善现有井场四周截水沟，并在井口区域排水沟，目前已在各钻井井场广泛使用，设置效果明显，措施可行。

④洗井废水

本项目采用清水洗井。压入井内的清水冲洗套管内壁，最终排入废水池，用于压裂液配制。洗井废水中主要污染物指标为 pH 值、COD、悬浮物，暂存于废水池，经处理达标后用于压裂施工。

⑤生活污水处理措施

井场及生活区各设置 1 座环保厕所，施工人员生活污水经环保厕所收集后定期转运至附近污水处理厂，不外排。

12.1.1.3地面工程

（1）施工废水污染防治措施

项目施工废水含有大量的 SS，在施工场地设置沉淀池，施工废水经过沉淀后，用作防尘洒水使用，不外排。

（2）施工生活污水污染防治措施

项目施工时间短，生活污水量小，水质较为简单，施工人员租住附近民房，生活污水依托当地旱厕收集后做农肥，不外排。

（3）施工试压废水污染防治措施

本项目站内管道采取分段试压的方法，并采用清洁水作为介质。试压废水经沉淀后回用场地洒水。试压废水采用清洁水，严禁在试压水中加入显色剂，示踪剂等化学药品。

12.1.2地下水污染防治措施可行性论证

根据本工程建设对地下水环境影响的特点，本项目地下水环境污染防治措施按照“源头控制、分区防控、污染监控、应急响应”的原则进行。

（1）源头控制措施

本项目源头控制措施根据地下水导则的相关要求，并参考《非常规油气开采污染控制技术规范》（SY/T7482-2020）中的相关污染控制技术，为避免污染事故的发生，在污染源头控制上提出了地下水污染防治措施，主要包括提出各类污废水循环利用、减少污染物产生和外排，提出施工工艺、设备、污废水储存及处理构筑物优化设计施工运营方案，提出使用环境友好的原辅料，提出将污染物跑、冒、滴、漏事件发生概率降到最低的现场及时监管措施。结合本项目在施工期和运营期各阶段设备、工艺等特征，需要采取的源头控制措施如下：

1) 项目在施工建设前应充分研究钻井、地质设计等资料，并在此基础上优化钻井施工工艺、泥浆体系等，对钻井过程中可能发生的泥浆漏失的情况，应有所预见。异常情况采用强钻方式快速钻穿漏失层达到固井层位，针对这种情况应选用合理泥浆密度，实现近平衡压力钻井，降低泥浆环空压耗，降低泥浆激动压力，从而降低井筒中泥浆动压力，减小泥浆漏失量。工程一开段利用清水钻井液迅速钻进，在套管的保

护下能有效地保护浅层地下水，一开段应大于具有供水价值的含水层，综合井场周边的地下水开采深度和区域地质资料，针对可能受影响的承压含水层，本项目各井场钻井清水钻深度应至少大于区域地下水含水层，一开段要及时下入套管进行严格止水，防止钻井液对浅层地下水造成影响。

2) 在施工过程中做好钻井液回收及重复利用工作，做到钻井废水及时回收并不外排。作业废水暂存于废水池内，现场人员应定期对废水池渗漏情况进行巡检，发现异常情况立即汇报和整改，并做好记录。对废水池架设雨棚，并定期对废水接收罐进行维护，及时转运废水，特别是在暴雨季节，加强对废水池的巡查等，降低废水发生外溢的概率。油罐区应设置围堰、收集池，防止油污洒落地面，污染地下水。

3) 废水拉运车辆必须安装 GPS，转运过程中做好转运台账，严格执行废水转运签认和交接清单制度；运输前规划运输路线，废水转运过程中应严格按照规定的路线运输到相应的目的地；运输过程中应尽量避免环境敏感区，遇环境敏感区需减速慢行确保安全通过，同时要注意清洁运输，防止废水泄漏；对拉运过程进行严格监督管理，废水运输车辆、装卸工具必须符合安全环保要求，装卸和运输废水过程中不得溢出和渗漏，严禁半途倾倒、排放或向第三方转移废水。

4) 钻井废水、洗井废水通过罐车拉运焦石坝地区其他平台回用或拉运至涪陵页岩气田水处理站处理；测试放喷阶段产生的压裂返排液由管线排入废水池内暂存，在放喷池内废水达到放喷池容积的 80%时，水质达到回用要求的压裂返排液通过密闭罐车运至焦石坝地区其他平台回用；不可回用时通过罐车送至涪陵页岩气田水处理站进行处理，不外排。

5) 固井作业应提高固井质量，每次钻井结束后的固井作业可有效封隔地层与套管之间的环空，防止污染地下水。

6) 钻井过程产生的钻屑进行随钻无害化处理或采用泥浆不落地装置进行资源利用专业化处理。

7) 井场应采用清污分流系统。在井场四周修筑外环沟及灌溉沟，便于排除场地内雨水等清水，若场内雨水被污染流入外环沟，则需封闭沟渠由作业队伍从集水坑抽汲至废水池。

8) 压裂液由罐车拉运至井场，所有压裂液均储存在罐中。压裂过程中通过提高作业效率和水的循环使用，减少淡水用量、设定水力压裂的最大用水限制，促进压裂操作回流水循环使用，鼓励采用先进的工艺、设备。

9) 运营期井场内仅有采气作业, 分离出的采气废水经不落地装置存储后循环利用, 减少污染物的排放;

10) 清管作业和分离器检修时会产生少量清管废水和检修废水, 检修废水暂存于平台井站的废水池内, 不外排。清管作业产生的废水极少, 一般随采气废水一起进行处理或循环利用;

11) 施工现场的垃圾废物应修建专门区域进行妥善收集, 后期统一交由当地环卫部门进行集中处置。机械设备若有泄油现象要及时清理散落机油, 将其收集后待施工结束后统一清运处理。

12) 生产期间要做好井场的日常巡查工作, 避免站内污染物的泄漏, 从源头将污染物泄漏对地下水影响降到最低限度。

13) 服务期满后主要的污染源为拆除地面设施及封井时工人少量生活污水, 以及井筒内残留的压裂液及返排水可能进一步渗漏, 影响深层地下水。闭井期需严格按照相关设计规范做好设备拆除、井管封填、场地恢复等工作, 做好施工期工人生活污水收集处置工作, 最大限度地减少对地下水环境的影响。

14) 优化平台内各井的施工时序, 分散实施, 减轻叠加影响。

(2) 分区防渗控制措施

本项目根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016) 以及建设项目场地天然包气带防污性能、污染控制难易程度和污染物特性提出防渗技术要求。

项目所在区域地下水类型主要为裂隙水, 包气带防污性能为弱。

本项目污废水主要污染物为 pH、色度、COD、石油类、SS、氯化物等, 非重金属、非持久性有机物污染物。

本项目重点防渗区如下: 主要包括钻井基础区、泥浆储备罐区、泥浆循环系统区、动力设备区、柴油罐区、危险废物贮存场、废水池、放喷池等。压裂阶段在设备区、盐酸罐区、配液罐区布置重点防渗区。

一般防渗区如下: 除重点防渗区外的井场作业区。

表 12.1-1 施工期分区防渗方案一览表

分区	装置、单元名称		防渗技术要求
重点防渗区	钻井过程	钻井基础区、泥浆储备罐区、泥浆循环系统区、动力设备区、柴油罐区、危险废物贮存场、岩屑暂存区、废水池、放喷池	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

	储层改造过程	压裂设备区、盐酸罐区、配液罐区	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
一般防渗区	除重点防渗区外的井场作业区		一般防渗区应按照 GB 18599 的要求，防渗性能不低于 1.5 米厚渗透系数为 $1.0\times 10^{-7}\text{cm/s}$ 黏土层的防渗性能

(3) 污染监控

应加强对泉点的监测，一旦发现水质受到影响，应立即停工，对渗漏区域防渗层进行检查和修复，避免污染物的进一步泄漏和扩散。施工期间应加强对周边泉点的巡视和水质监测，在发现居民泉点受影响时，建设单位应积极采取补救供水措施，利用供水车从附近乡镇运水给受影响居民供应饮用水或采取其他供水措施，解决居民的生活饮用水问题，直至饮用水泉点水质恢复为止。

通过以上措施可有效预防地下水污染，措施可行。

(4) 应急响应

制定地下水污染应急响应预案，明确污染状况下应采取的控制污染源、切断污染途径等措施。

(5) 居民饮水应急保障措施

居民水井一旦受本项目影响，居民饮用水供给得不到有效保障，环境影响后果较大，在发生地下水污染事故时，若发现地下水受到污染，立即告知村民停止饮用地下水源，启动地下水紧急监测方案；建设单位应解决居民用水问题，临时拉运自来水或外购桶装水等方式解决居民用水问题，或在周边区域未受污染的区域重新打机井并安装供水管网到居民家中，直到居民饮水问题得以解决，确保居民正常用水。

综上所述，通过采取上述地下水防治措施可有效保护项目所在地地下水环境，将环境影响控制在当地地下水环境可接受范围内，源头控制、应急响应等措施在天然气开采项目中已多次成功应用，地下水防治措施可行。

12.1.3 大气环境污染防治措施可行性论证

(1) 施工扬尘

施工扬尘对环境的影响是局部的，并随着施工的结束而结束，根据《重庆市大气污染防治条例》，建议采取以下措施：

- ①对易扬散材料的运输采取包封措施，最大程度地减少洒落现象；
- ②加强施工场地的防尘洒水，洒水频率视天气及具体操作情况而定；

③临时性用地等使用完毕后要及时恢复植被；

④在装卸材料时应规范作业，文明施工，减少扬尘的产生；

⑤严禁施工现场搅拌混凝土，项目应使用商品混凝土，严禁施工现场搅拌混凝土；运输车要采取密闭运输，防止撒漏；场地进出口道路应进行硬化，严禁超载。

⑥施工单位应当按照规定向生态环境主管部门进行扬尘排污申报，并将扬尘污染防治实施方案在开工前报负有监督管理职责的主管部门备。

⑦矿产资源开采过程中，应当在矿山开采现场以及堆场配套建设、使用控制扬尘和粉尘等污染治理设施，确保达标排放，并按规定进行生态修复。

（2）施工机具尾气影响减缓措施

①燃油机械尽量使用优质燃料；

②定期对燃油机械、消烟除尘等设备进行检测与维护；

③运输车辆要统一调度，避免出现拥挤，尽可能正常装载和行驶；

④加强对施工机械管理，科学安排其运行时间，严格按照施工时间作业，不允许超时间和任意扩大施工路线。

（3）燃油废气

项目钻井期间优先使用网电供电方式钻井，储层改造采用电驱压裂设备进行施工。钻井工程在停电情况下需要使用柴油发电机时，柴油机发电机等设备使用优质柴油，产生的大气污染物浓度低，且柴油机发电机设备均为成套产品，经自带的排气筒排放，污染物排放占标率小，不足 1%，采取以上措施后，污染物排放影响范围较小。

（4）测试放喷废气

测试放喷废气主要采用地面燃烧处理，测试放喷管口高为 1m，采用短火焰灼烧器，修建放喷池降低热辐射影响。放喷管线采用螺纹与标准法兰连接的专用抗硫管材。本项目已建放喷池，正对燃烧筒的墙均高 2.5m，厚 0.5m，其余墙厚 0.25m，内层采用耐火砖修建。该技术在钻井工程中广泛应用，技术成熟可靠，措施可行。

12.1.4 噪声污染防治措施

噪声控制首先是管理，施工单位必须选用符合国家标准的施工机具和运输车辆，尽量选用低噪声的施工机械和工艺，加强各类施工设备的维护和保养，保持其良好的工况，以便从根本上降低噪声源强。

本项目钻井平台采用网电供电，柴油发电机组作为备用电源。固定机械设备（柴油动力机、发电机组）自带消声器，施工单位还对其加装基座减震进行噪声控制。

在柴油发电机组供电时夜间钻井噪声对场界声环境影响较大,由于钻井作业为野外作业,针对高噪声设备进行降噪处理技术上和经济合理性上均不适宜,并对噪声影响较为明显的相关居民采取货币补偿措施,将噪声对周边环境的影响降至最低。钻井噪声影响是暂时性的,钻井结束后影响即消失。

测试放喷时产生的高压气流噪声源强为 100dB (A), 持续时间短,通过放喷池放喷,可以降低一定的噪声,测试放喷噪声影响是暂时的。

地面工程施工期间严格执行建筑工程夜间施工临时许可制度,合理安排施工时间,禁止在夜间(22:00~6:00)进行施工作业,运输作业应尽量安排在昼间进行。运输车辆途经敏感点时应限速、禁鸣。

通过以上措施,施工期对声环境的影响是可以接受的。

12.1.5 固体废物污染防治措施

(1) 清水岩屑、水基岩屑

平台产生的清水岩屑、水基岩屑经泥浆不落地系统收集,现场干化后由重庆市涪陵区鑫垚环保科技有限公司等资质单位运输到水泥厂实现水基岩屑废资源化利用。岩屑不落地系统工艺流程见下图。

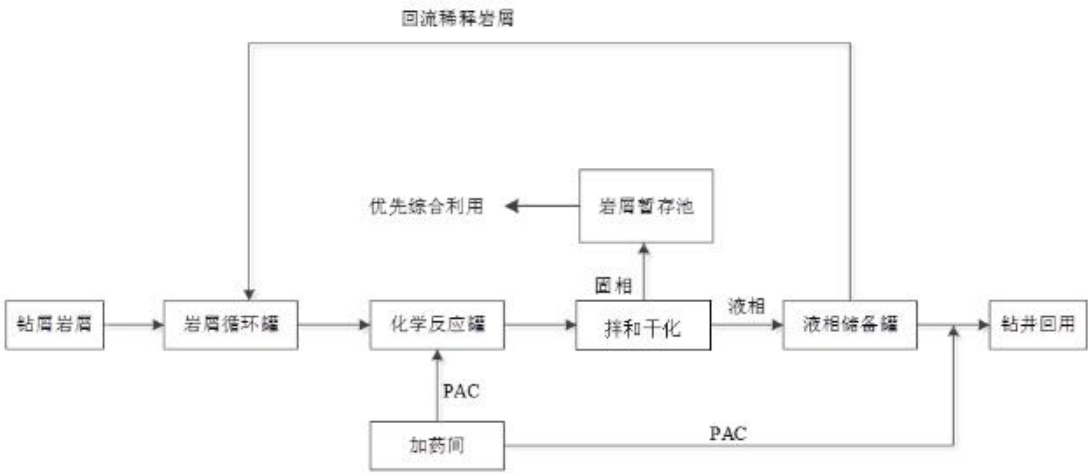


图 12.1-5 岩屑不落地系统工艺流程图

普通钻井岩屑的贮存、处置按照《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》(GB18599-2020)有关规定执行。产生的水基岩屑经泥浆不落地系统收集,现场干化后由重庆市涪陵区鑫垚环保科技有限公司等资质单位运输到水泥厂实现水基岩屑废资源化利用。

根据调查,东方希望重庆水泥有限公司已建设 5 条 4800t/d 的水泥熟料生产线,本项目清水岩屑及水基岩屑产生总量为 2006t,占年处理量的 0.084%,负荷率处于较

低水平。焦页 31 号平台岩屑运距约为 36km，综上所述，依托企业现有的新型干法水泥窑协同处置设施，通过高温煅烧技术可实现岩屑的无害化处置与资源化利用，综合处理能力、运输条件和技术成熟度等关键要素均满足处理要求，东方希望重庆水泥有限公司完全具备承接本项目水基岩屑处理的技术条件和运营保障能力。

水基岩屑转运时应加强操作人员环保意识，确保岩屑不落地。若在不落地系统至暂存区转运途中发生散落、地漏等现象，要及时清理散落的部分。严格管理水基岩屑暂存区岩屑的堆存高度，不可超过围墙高度，在储存量达到 80%以前应及时有效处理，避免因暂存区储存空间不足带来的环境影响。暂存区采用砖混结构并做好防雨、防渗处理，避免雨水对滤饼产生冲刷。在采取上述措施后，水基岩屑的收集、转运、暂存、运输过程中均不会对周围环境产生二次污染。

水基岩屑经不落地系统收集后，暂存区应满足《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB 18599-2020）的相关规定在水基岩屑暂存区存放，随后外运用于资源化利用。同时应按照《一般工业固体废物管理台账制定指南（试行）》（生态环境部公告 2021 年第 82 号）建立一般工业固体废物台账。

（2）废水基泥浆

本工程采用随钻不落地处理技术，核查《国家危险废物名录》（2025 版），项目使用的水基泥浆不在《国家危险废物名录》（2025 版）中规定的危险废物之列，页岩气钻井行业使用水基钻井液过程中产生的废钻井泥浆按一般工业固废进行管理。废泥浆和水基岩屑固相由重庆市涪陵区鑫垚环保科技有限公司等资质单位运输到水泥厂实现水基岩屑废资源化利用。同时应按照《一般工业固体废物管理台账制定指南（试行）》（生态环境部公告 2021 年第 82 号）建立一般工业固体废物台账。

（3）油基岩屑

①总体处理方案

根据《废矿物油回收利用污染控制技术规范》（HJ607-2011），“9.2 原油和天然气开采 9.2.1 含油率大于 5%的含油污泥、油泥沙应进行再生利用。9.2.2 油泥沙经油沙分离后含油率应小于 2%。”

本项目油基岩屑在振动筛后直接采用吨桶“不落地”收集后交由重庆海创环保科技有限公司等具有资质的第三方处置单位处置。

②油基岩屑的暂存和转运

油基岩屑在振动筛后直接采用吨桶“不落地”收集后在危废贮存场暂存后交由重

庆海创环保科技有限公司等具有资质的第三方处置单位处置。

油基钻屑的贮存、转运应按照危险废物进行管理。委托第三方利用处置的，转移、运输时应按照《危险废物转移联单管理办法》的规定填写危险废物转移联单；剩余油基钻井液和油基钻井岩屑在页岩气开采企业内部转移、运输的，应如实记录转移起始位置、数量、车辆车牌号、经办人员等信息。油基钻井阶段，建设单位在井场配备专门的清运人员和车辆，保障油基岩屑的及时运出。在岩屑收集区顶部设置雨棚、地面采用混凝土进行硬化、在硬化地面上部采用防雨布进行防渗，确保油基岩屑不落地。油基钻井岩屑转移、运输按《道路危险货物运输管理规定》执行，运输工具须用危险货物专用车辆进行运输，并按《道路运输危险货物车辆标志》设置车辆标志。

油基岩屑应采用专用车辆运输，在油基钻屑运输过程中应加强运输管理，井场与运输车辆，运输车辆与油基钻屑回收利用站之间的台账应清楚，杜绝油基钻屑沿路抛洒和随意弃置的情况。危险货物运输车辆驾驶员和押运人员等必须经过危险废物和应急救援方面的培训，包括防火、防泄漏以及应急联络等。

（4）剩余油基钻井液

上一口井剩余油基钻井液用于下一口井油基钻井，最后一口井剩余油基钻井液储于储备罐内，由各井队采回收和转运，在需要使用时，直接将油基泥浆罐转运至钻井平台。

（5）废油处置

根据已完井页岩气井废油产生情况，产生的废油其性能满足配置油基泥浆，因此废油由井队回收后配置油基泥浆处置。

（6）化工料桶处置

本项目产生的化工料桶涉及的化工料桶类型较多，成分难确定，主要为一般工业固体废物。少量沾染矿物油和毒性废物的空桶属于危险废物应交相应资质的单位处置或厂家回收。

（7）压裂返排液处理污泥

本项目压裂返排液在储存罐和废水池经絮凝沉淀后回用，絮凝沉淀产生的污泥按一般固废处置，交由东方希望水泥厂或其他第三方相关单位进行资源化利用。

（8）生活垃圾处置

井场、生活区各设 1 处垃圾收集点，定期由环卫部门统一清运处置。生活垃圾处理措施可行。

（9）危险废物暂存、转移措施

施工单位应依据《危险废物收集、贮存、运输技术规范》（HJ2025-2012）、《危险废物环境管理指南陆上石油天然气开采》《危险废物转移管理办法》（生态环境部令第23号）等规范要求，采取以下措施：

①管理措施

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

落实危险废物识别标志制度，按照《环境保护图形标志固体废物贮存（处置）场》（GB15562.2）等有关规定，对危险废物的容器和包装物以及收集、贮存、运输、利用、处置危险废物的设施、场所设置危险废物识别标志。

落实危险废物管理计划制度，按照《危险废物产生单位管理计划制定指南》等有关要求制定危险废物管理计划，并报所在地生态环境主管部门备案。

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

落实危险废物经营许可证制度，禁止将危险废物提供或委托给无危险废物经营许可证的单位或者其他生产经营者从事收集、贮存、利用、处置活动。

落实危险废物转移联单制度，转移危险废物的，应当按照《危险废物转移管理办法》的有关规定填写、运行危险废物转移联单。运输危险废物，应当采取防止污染环境的措施，并遵守国家有关危险货物运输管理的规定。

产生工业危险废物的单位应当落实排污许可制度；已经取得排污许可证的，执行排污许可管理制度的规定。

落实环境保护标准制度，按照国家有关规定和环境保护标准要求贮存、利用、处置危险废物，不得将其擅自倾倒处置；禁止混合收集、贮存、运输、处置性质不相容或未经安全性处置的危险废物

②收集作业采取措施

危险废物收集、贮存应当按照其特性分类进行；禁止将危险废物混入非危险废物中贮存。危险废物收集、贮存和运输过程的污染控制执行《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）《危险废物收集贮存运输技术规范》（HJ2025-2012）等有关规定。

- a.应根据收集设备、转运车辆以及现场人员等实际情况确定相应作业区域，同时要设置作业界限标志和警示牌。
- b.作业区域内应设置危险废物收集专用通道和人员避险通道。
- c.收集时应配备必要的收集工具和包装物，以及必要的应急监测设备及应急装备。
- d.危险废物收集应填写记录表，并将记录表作为危险废物管理的重要档案妥善保存。
- e.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。
- f.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，应消除污染，确保其使用安全。

②危险废物贮存

- a.危险废物存入贮存设施前应对危险废物类别和特性与危险废物标签等危险废物识别标志的一致性进行核验，不一致的或类别、特性不明的不应存入。
- b.应定期检查危险废物的贮存状况，及时清理贮存设施地面，更换破损泄漏的危险废物贮存容器和包装物，保证堆存危险废物的防雨、防风、防扬尘等设施功能完好。
- c.作业设备及车辆等结束作业离开贮存设施时，应对其残留的危险废物进行清理，清理的废物或清洗废水应收集处理。
- d.贮存设施运行期间，应按国家有关标准和规定建立危险废物管理台账并保存。
- e.贮存设施所有者或运营者应建立贮存设施环境管理制度、管理人员岗位职责制度、设施运行操作制度、人员岗位培训制度等。
- f.贮存设施所有者或运营者应依据国家土壤和地下水污染防治的有关规定，结合贮存设施特点建立土壤和地下水污染隐患排查制度，并定期开展隐患排查；发现隐患应及时采取措施消除隐患，并建立档案。
- g.贮存设施所有者或运营者应建立贮存设施全部档案，包括设计、施工、验收、运行、监测和环境应急等，应按国家有关档案管理的法律法规进行整理和归档。

③危险废物的运输

本项目危险废物委托外单位运输危险废物的，建设单位应定期对承包商进行检查、监管，检查内容包括：

- a.危险废物公路运输应按照《道路危险货物运输管理规定》（交通部令[2005 年]第 9 号）、JT617 以及 JT618 执行。
- b.运输单位承运危险废物时，应在危险废物包装上按照 GB18597 附录 A 设置标

志。

c.危险废物公路运输时，运输车辆应按 GB13392 设置车辆标志。

d.危险废物运输应遵守危险货物运输管理的相关规定，按照危险废物特性分类运输。

④危险废物转移

按照《危险废物转移联单管理办法》（部令第 23 号），实施转移联单制度，转运台账应清楚，杜绝危险废物沿路抛洒和随意弃置的情况。

⑤其他环境管理要求

建设期宜采取措施防止油水落地，及时清理回收落地油。定期巡检含油污泥或油基岩屑的收集、贮存设施，防止含油污泥或油基岩屑外溢。产生含油污泥的单位宜按照贮存含油废物等的容器或构筑物的清淤年限，及时清淤并妥善处置。采用油基钻井液钻井时，井场宜设有危险废物贮存场所，贮存废润滑油、废含油抹布和劳保用品、含有或沾染矿物油的废弃包装物和容器等，设置贮存罐或贮存区用于贮存油基岩屑和废弃油基钻井泥浆。

本项目一般工业固体废物按照《水泥窑协同处置固体废物污染防治技术政策》（环保部公告 2016 年第 72 号）、《重庆市生态环境局办公室关于加强水泥窑协同处置危险废物和页岩气开采固体废物环境管理服务的通知》（渝环办〔2019〕373 号）、《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB18599-2020）、《一般工业固体废物管理台账制定指南（试行）》（生态环境部公告 2021 年第 82 号）等要求执行。

危险废物根据《国家危险废物名录》（2025 版）、《危险废物转移联单管理办法》《危险废物收集、贮存、运输技术规范》（HJ2025-2012）、《危险废物环境管理指南陆上石油天然气开采》《危险废物转移管理办法》（生态环境部令第 23 号）、《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597）《危险废物收集贮存运输技术规范》（HJ2025）、《道路危险货物运输管理规定》（中华人民共和国交通运输部令 2019 年第 42 号）等相关文件要求执行。

12.1.6 土壤环境保护措施

土壤保护应坚持“源头控制、过程防控、跟踪监测”，重点突出土壤质量与安全的原则，其宗旨是采取主动控制，避免泄漏事故发生。

（1）源头控制

主要包括在设备基础、污水储存处理构筑物采取相应质量控制、防渗措施，防止和降低污染物跑、冒、滴、漏，将污染物泄漏的环境风险事故降到最低程度；放喷临时管线地上敷设，做到污染物“早发现、早处理”，减少泄漏而造成的土壤及地下水污染。在钻井过程中实行清污分流，减少污水产生量，污染区雨水、压裂返排液及时回用或转移，将泄漏的可能性降到最低限度。采取先进的钻井方案和清洁钻井液体系，拟建项目导管、一开段采用清水钻井液，二开段采用水基泥浆钻井，水基泥浆钻井相对油基泥浆而言，更环保，从源头上减少了钻井废水、危险废物的污染量。

(2) 过程防控

- A.岩屑临时堆放区设置雨棚，防止雨水淋滤导致污染物下渗污染。
- B.各井站内采取分区防渗措施，一般防渗区防渗性能不应低于 1.5m 厚渗透系数为 $1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ 的黏土层的防渗性能；重点防渗区防渗层的防渗性能应不低于 150mm 混凝土或 2mm 厚高密度聚乙烯膜、 $k \leq 1 \times 10^{-10} \text{cm/s}$ ，或采用铺设 $k \leq 1 \times 10^{-10} \text{cm/s}$ 、至少 2mm 厚的其他人工材料防渗措施黏土层的防渗性能。储层改造工程施工期间压裂液（返排液罐）利用井站重点防渗区进行布置。
- C.井场内实施清污分流措施，在井场四周设置雨水排水沟，场外雨水随雨水沟排放；
- D.井场分为清洁区和污染区，进行隔离，雨水、污水分区收集，污染区（泥浆循环区、井口区、动力机组区、清洁化堆放场）雨水进入集水坑，收集泵提升废水罐处理后回用；清洁区雨水通过场地内排水沟外排。
- E.加强对各类池体、罐体的维护，防止废水泄漏事故发生。
- F.储存池（应急池）作为重点防治区，按照重点防渗性能要求；平台泵站设置泄漏监测系统，一旦发生污水渗漏，污染土壤事故，应立即启动应急预案，并采取相应应急措施。查明并切断污染源，立即将污水转移，修复泄漏区；探明土壤污染深度、范围和污染程度；依据探明的土壤污染情况，合理布置封闭、截流措施，并对受污染土壤进行抽排工作；将抽取的受污染土壤进行集中收集、处理，并送实验室监测分析；对不达标区域土壤进行修复。

(3) 土壤跟踪监测

监测布点：设置 3 个土壤跟踪监测点位。如遇到特殊情况或发生多处污染事故，可根据实际情况增加监测点位和频次。

表 12.1-2 施工期土壤跟踪监测计划表

序号	监测点位	监测因子	监测频次
1	平台井站发生污染事故处	pH、石油类、汞 ^b 、砷、六价铬、氯化物、硫化物	钻井过程出现发生泄漏或风险事故、土壤环境污染投诉时应急监测

本项目评价范围土壤环境质量现状达标，通过落实设计及评价提出的源头控制、清污分流和分区防渗等措施，可有效减轻、防治土壤环境污染，土壤污染防治措施合理有效。

12.2 生态环境保护措施

12.2.1 生态保护措施

项目建设对生态环境的影响在该区域环境系统承受能力之内，但在施工过程中仍需重视对周边生态环境的保护，严格落实各项环评提出的环境保护措施，以达到对生态环境扰动影响最小化，并在相应时期对造成的生物损失进行必要的恢复与补偿。具体措施如下：

(1) 生态环境影响减缓与避免措施

①考虑合理优化工程施工计划及设施布局，如施工便道尽量就近利用既有乡村道路或农村居民设施，以减少临时占地数量，最大程度地减缓对土地的破坏。

②由于生活区等临时施工场地，只有在临时设施使用功能完成后才能进行土地复垦，但在施工期间工程也对各类场地采取了相应的工程及植物防护措施，减少及避免水土流失的发生。

③井场表面铺一层碎石有效地防止雨水冲刷、场地周围围修临时排水沟，排水沟建设费用已纳入总投资，投资少，技术经济上合理可行。

④在钻前工程开挖时，尽可能将表土、底土和适于植物生长的土壤进行保护堆存，作为井场复垦时所需的复垦土源；施工完毕后应尽快清理施工现场，对可以进行植被恢复的场地覆盖表土，做到及时对场地绿化。

⑤制定严格的施工操作规范，建立施工期生态环境监理制度，严禁施工车辆随意开辟施工便道。

⑥各施工场地平整时，要求在各开挖面采取临时拦挡措施。挖方及时回填，不能立即回填的，在指定场所集中堆放，并做好临时防护措施。

⑦对因项目建设过程中形成的裸露地表，应及时采取绿化措施，选择适宜当地生长的乔灌木及草本品种。

（2）施工迹地恢复

①施工迹地恢复要求

竣工后及时拆除工棚、材料堆放等临时设施，并进行迹地恢复。其上覆土 30cm，种植区域常见植物。对施工期临时占用的耕地，应严格按照占多少还多少的原则，予以全部还耕；对施工区形成的裸地要及时采取工程措施，可绿化的土地要全部进行绿化。场地内建筑物垃圾、生活垃圾清扫干净后，施工单位方可退场，防止工程弃渣挤占植被生存空间。

②临时占地复垦规划

施工临时占地生态恢复主要是针对施工过程中的临时生活区进行清理和复垦。对本工程施工临时占用的耕地，在施工期间根据占用面积给予影响人口相应的补偿，施工结束后进行土地恢复、农业复垦，及时归还农户耕种；对临时占用的林地，采取对林地上的林木进行一次性补偿，待施工结束后再进行林地恢复。土地复垦工作应遵循“谁破坏，谁复垦”的原则，建设单位需严格按照《土地复垦条例》（国务院令 592 号）的要求，根据编制的土地复垦方案，进行土地复垦，使其恢复到可供利用状态，并优先用于农业。

表 12.2-1 施工临时占地生态恢复措施一览表

恢复单元	焦页 31 号平台	
	复垦方向	复垦工程
生活区	旱地、水田	碎石清理、土方回填、地力培肥

（3）林地资源保护措施

施工过程中严格控制施工区域，禁止随意扩大施工占地面积及破坏施工区域相邻的森林资源；加强对施工人员的宣传力度，禁止破坏施工占地范围外的森林资源。

（4）公益林、天然林保护措施

结合本项目生态评价范围公益林、天然林分布情况，在工程建设施工过程中，须加强施工队伍组织和管理，应明确施工范围和行动路线，不得随意扩大施工活动区域，进行文明施工，不要因施工管理不当破坏公益林。

12.2.2 水土流失减缓措施

本项目均在已建平台内进行建设，少部分新增占地将带来水土流失，因此工程建设生产中，必须坚持“预防为主，防治结合”的水土保持工作方针，把预防控制放在水土保持工作的首位，尽可能地减少工程建设造成的水土流失。具体措施为：

(1) 委托有相应资质的单位编制水土保持方案，并完善方案中提出的水土流失防治措施；

(2) 建设单位应加强施工现场管理，切实做到文明施工，施工活动严格控制在工程用地范围内，尽可能减小占地范围，尽可能减小施工活动对周边环境的影响；

(3) 加强大风天气的洒水抑尘措施以及裸露面的苫盖措施，以防止施工期间水土流失加剧；

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

12.2.3基本农田保护方案

(1) 严格执行相关法律法规关于基本农田的保护规定

严格执行《中华人民共和国土地管理法》《基本农田保护条例》《土地复垦条例》《自然资源部农业农村部关于加强和改进永久基本农田保护工作的通知》（自然资规〔2019〕1号）、《自然资源部关于规范临时用地管理的通知》（自然资规〔2021〕2号）和《重庆市规划和自然资源局关于进一步加强占用永久基本农田管理的通知》（渝规资规范〔2020〕9号）等文件中相关基本农田保护规定。

国家能源、交通、水利、军事设施等重点建设项目选址确实无法避开永久基本农田，需要占用基本农田，涉及农用地转用或者征用土地的，必须经国务院批准。经国务院批准占用基本农田的，当地人民政府应当按照国务院的批准文件修改土地利用总体规划并补充划入数量和质量相当的基本农田。占用单位应当按照占多少、垦多少的原则，负责开垦与所占基本农田的数量与质量相当的耕地；没有条件开垦或者开垦的耕地不符合要求的，应当按照省、自治区、直辖市的规定缴纳耕地开垦费，专款用于开垦新的耕地。

符合法律规定确需占用基本农田的非农建设项目，要先补划后报批。省级国土资源部门和农业部门要对补划的基本农田进行验收，保证补划的基本农田落到地块，确保基本农田数量和质量的平衡，防止占优补劣。占用前要将耕作层进行剥离，用于新开垦耕地或其他耕地的土壤改良。

(2) 基本农田保护方案

《基本农田保护条例》规定：经国务院批准占用基本农田兴建国家重点建设项目的，在建设项目环境影响报告书中，应当有基本农田环境保护方案。编制基本农田环境保护方案旨在就项目施工建设对基本农田的破坏影响提出减缓措施。

①建设单位应严格执行国家及地方法律、法规和有关基本农田征占审批和补偿的规定。按照“数量不减、质量不降、布局稳定”的要求进行补划。补划的永久基本农田必须是坡度小于 25 度的耕地，原则上与现有永久基本农田集中连片。建设单位在完成土地使用审批手续后应及时施工建设，严禁闲置基本农田。

②采取评价提出的废水、土壤、地下水、固体废物等污染防治措施和风险防范措施，确保站场运营期不对周边的基本农田环境造成污染影响。

③永久占用基本农田前要将耕作层进行剥离，单独收集堆放，并采取防护措施。施工结束后用于新开垦耕地或其他耕地的土壤改良。耕作层剥离再利用所需资金列入建设项目概算。

④严格按照《基本农田保护条例》《土地复垦条例》和《土地复垦条例实施办法》等相关规定和要求，严格做好对基本农田的保护及复垦措施。

⑤对临时占用基本农田应按规定编制土地复垦方案，土壤应分层开挖、分层堆放、分层回填，确保不降低项目区域基本农田地力，通过耕地耕作层土壤剥离再利用等工程技术措施，减少对耕作层的破坏。施工结束后应及时复垦恢复原种植条件，并满足相关复垦标准通过验收。

12.2.4生态补偿措施

按照《中华人民共和国土地管理法》第三十条：国家保护耕地，严格控制耕地转为非耕地。国家实行占用耕地补偿制度。非农业建设经批准占用耕地的，按照“占多少，垦多少”的原则，由占用耕地的单位负责开垦与所占用耕地的数量和质量相当的耕地；没有条件开垦或者开垦的耕地不符合要求的，应当按照省、自治区、直辖市的规定缴纳耕地开垦费，专款用于开垦新的耕地。省、自治区、直辖市人民政府应当制定开垦耕地计划，监督占用耕地的单位按照计划开垦耕地或者按照计划组织开垦耕地，并进行验收。第三十一条：县级以上地方人民政府可以要求占用耕地的单位将所占用耕地耕作层的土壤用于新开垦耕地、劣质地或者其他耕地的土壤改良。

项目临时用地占用耕地的，临时用地到期后，建设单位应按照相关规定和复垦方案及时复垦恢复原种植条件，做好复土复耕。建设单位在补偿因临时占地对农田产量的直接损失的同时，还应考虑施工结束后因土壤结构破坏、养分流失对基本农田造成的影响，对农作物产量的间接损失以及土壤恢复进行补偿，以用于耕作层土恢复。

12.2.5生态环境保护措施小结

本项目位于农村地区，所经地段主要为耕地、林地等，施工完成后，开挖的土石

方原地覆土，在采取相应的工程预防措施、生态修复、土地复垦措施、水土保持等措施后，可进一步降低生态影响或随施工期结束而消失，生态环境得到恢复，本项目建设对生态环境的影响是可以承受的。

以上措施总体较简单可操作，技术成熟，在油气田开发广泛采用，技术可行。水土保持工程措施纳入工程投资，环保投资主要为生态恢复措施费用，投资较小，经济技术可行。

12.2.6土壤保护措施

对农业熟化土壤要分层开挖，分层堆放、分层回填，减少因施工生土上翻耕层养分损失农作物减产的后果，同时要避免间断覆土造成的土层不坚实形成的水土流失等问题。对于林地，要按照森林土壤剖面分层开挖、分层堆放、分层回填的方式，即最上层是地被物层，往下依次是腐殖质层、淋溶层、母质层，减少因施工对林地立地条件的影响。

临时占用的基本农田的耕作层土壤必须做好表土剥离和表土收集存放。剥离出来的表土需要妥善存放。应避免雨天剥离、搬运和堆存表土。若表土堆存过程中遇降雨，则需要用防雨布遮挡堆存表土。

提高施工效率，缩短施工时间，以保持耕作层肥力，缩短农业生产季节的损失。因地制宜地选择施工季节，尽量避开农作物的生长和收获期，减少农业当季损失。

施工固废收集外委处置，尽量避免跑冒滴漏油类，发现滴漏油类应将污染土壤收集外委处置。

对土壤进行翻耕、平整及培肥改良，为恢复土地的生产能力，可增施肥料，加强灌溉。施工完毕后，尽可能将施工地带地形、地貌恢复至施工前的地形地貌。

12.2.7生态补偿措施

按照《中华人民共和国土地管理法》第三十条：国家保护耕地，严格控制耕地转为非耕地。国家实行占用耕地补偿制度。非农业建设经批准占用耕地的，按照“占多少，垦多少”的原则，由占用耕地的单位负责开垦与所占用耕地的数量和质量相当的耕地；没有条件开垦或者开垦的耕地不符合要求的，应当按照省、自治区、直辖市的规定缴纳耕地开垦费，专款用于开垦新的耕地。省、自治区、直辖市人民政府应当制定开垦耕地计划，监督占用耕地的单位按照计划开垦耕地或者按照计划组织开垦耕地，并进行验收。第三十一条：县级以上地方人民政府可以要求占用耕地的单位将所占用耕地耕作层的土壤用于新开垦耕地、劣质地或者其他耕地的土壤改良。

项目临时用地占用耕地的，临时用地到期后，建设单位应按照相关规定和复垦方案及时复垦恢复原种植条件，做好复土复耕。建设单位在补偿因临时占地对农田产量的直接损失的同时，还应考虑施工结束后因土壤结构破坏、养分流失对基本农田造成的影响，对农作物产量的间接损失以及土壤恢复进行补偿，以用于耕作层土恢复。

12.2.8生态环境保护措施小结

本项目位于农村地区，所经地段主要为耕地、林地等，施工完成后，开挖的土石方原地覆土，在采取相应的工程预防措施、生态修复、土地复垦措施、水土保持等措施后，可进一步降低生态影响或随施工期结束而消失，生态环境得到恢复，本项目建设对生态环境的影响是可以承受的。

以上措施总体较简单可操作，技术成熟，在油气田开发广泛采用，技术可行。水土保持工程措施纳入工程投资，环保投资主要为生态恢复措施费用，投资较小，经济技术可行。

12.3运营期污染防治措施可行性论证

12.3.1地表水污染防治措施分析论证

运营期废水主要为采出水，主要污染物为 COD 和氯化物，采出水在平台现有的废水池内暂存，定期装车外运优先回用于其他平台压裂工序，无法回用的管输至涪陵页岩气田采出水处理站进行集中处理达标后排放；生活污水采用环保厕所收集后定期运送至污水处理厂，不外排。涪陵页岩气田采出水处理站其环保手续及依托可行性见下表所示：

表 12.3-1 涪陵页岩气田采出水处理站环保手续执行情况

序号	项目名称	工程内容	环评批复时间、文号及批复部门	竣工环保验收时间、文号及验收部门	排污许可证
1	涪陵页岩气田采出水处理站	设计处理规模 1600m ³ /d，采用“预处理+双膜+机械式二次蒸汽再压缩（MVR）工艺”收水范围包括江东区块、白涛区块、梓里场区块，尾水排入后溪河。	批复时间：2019 年 2 月 2 日 审批部门：重庆市涪陵区生态环境局	2021 年 10 月 27 日通过自主验收	91500102304951438R002Y

表 12.3-2 涪陵页岩气田采出水处理站依托可行性表

依托工程名称	设计规模（m ³ /d）	现处理规模（m ³ /d）	富裕能力（m ³ /d）	本项目最大产生量（m ³ /d）	是否可行

涪陵页岩气田采出水处理站	1600	450	1150	306.9	可行

根据要求，处理站污水排放执行《污水综合排放标准》（GB8978-1996）一级标准，氯化物参照执行《四川省水污染物排放标准》（DB51/190-1993）C类水域二级标准。处理站收水水质标准见下表：

表 12.3-3 废水处理站进水水质标准

项目	pH	COD(mg/L)	SS(mg/L)	Cl ⁻ (mg/L)	NH ₃ -N
进水	6.5~8.5	≤2500	≤2900	≤14000	≤85

(1) 稳定处理能力

(1) 处理工艺

涪陵页岩气田采出水处理站采用“预处理+双膜+机械式二次蒸汽再压缩（MVR）工艺”，其中预处理工艺设备主要包括水质调储罐、混凝沉淀池、多级氧化反应池、中和软化澄清池、组合过滤器等，深度处理工艺主要包括 DTRO 膜处理系统、RO 膜处理系统、膜系统进水罐、外输淡水罐、浓水罐等，机械式二次蒸汽再压缩（MVR）工艺主要包括 MVR 蒸发结晶系统、盐浆脱水干燥系统、母液 MVR 蒸发结晶系统等；配套建设污泥处理系统、污水污泥池等。

涪陵页岩气田采出水处理站废水处理流程见下图：

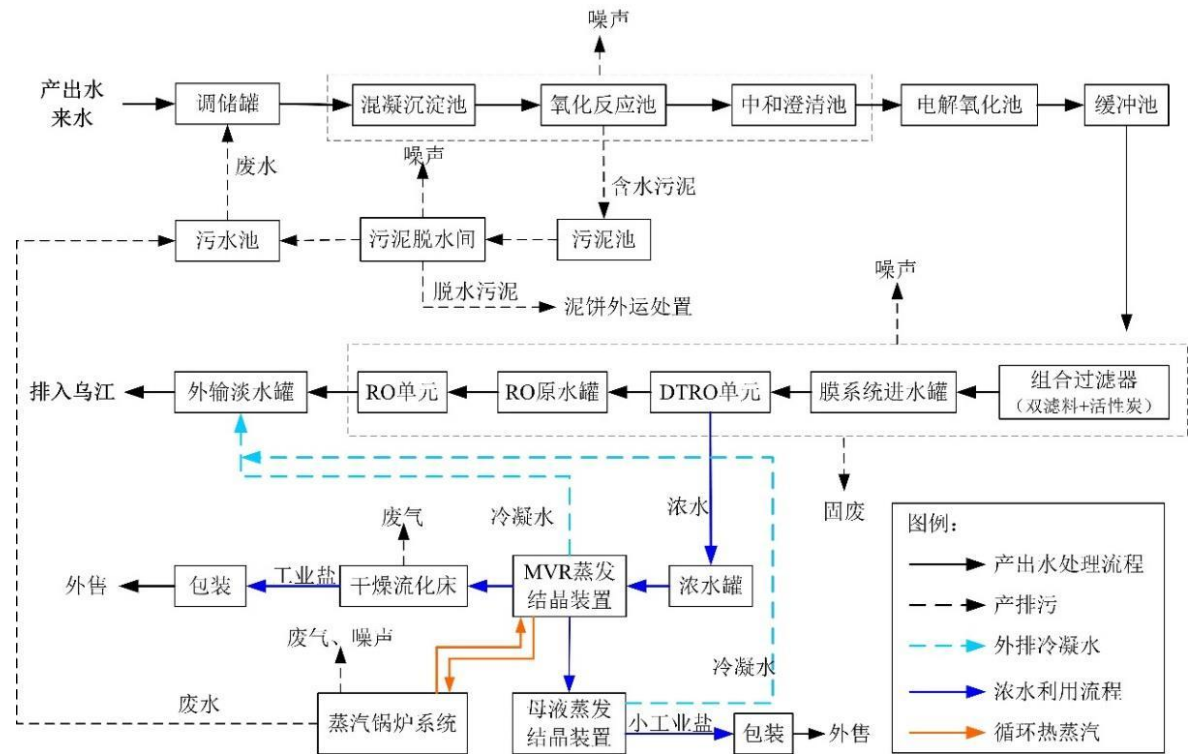


图 12.3-1 涪陵页岩气田采出水处理站废水处理流程图

根据建设单位提供资料，涪陵页岩气田采出水处理站一期设计处理规模为 1600m³/d，二期设计建设处理规模为 800m³/d。目前该废水处理站实际处理废水量约 450m³/d，剩余 1150m³/d 处理能力。本项目外运处置压裂返排液量约 12276m³，均为压裂返排液，预计单日废水最大产生量约为 306.9m³/d，通过罐车转运至污水处理站进行处理。根据涪陵页岩气田采出水处理站建设情况，涪陵页岩气田采出水处理站拥有 300m³ 的调节池 2 座，可对外来废水进行调节储存，来水经过水质分析后，通过调整水质、水量后，能够实现对不同废水的处理能力，因此处理站完全能够接纳处置项目的工程废水。

根据区域其他平台采出水监测情况统计，本项目采出水中各类污染物能够满足涪陵页岩气田采出水处理站进水水质要求，且涪陵页岩气田采出水处理站剩余处理量能够接纳本项目单日废水最大产生量，因此涪陵页岩气田采出水处理站能够满足本项目废水处理需要。

（2）稳定达标排放情况

根据《重庆市涪陵区生态环境局关于涪陵页岩气田采出水收集及处理系统建设项目环境影响报告书的批复》（渝涪环准〔2019〕15 号）中明确：处理站处理后废水满足《污水综合排放标准》（GB8978-1996）一级标准，氯化物满足《四川省水污染物排放标准》（D851/190-1993）C 类水域二级标准。

涪陵页岩气田采出水收集及处理系统建设项目竣工环境保护验收监测和建设单位例行监测数据如下表：

表 12.3-4 白涛采出水处理站出水监测表

监测项目	产出水系统出口		标准限值	
	竣工环保验收监测	例行监测	《污水综合排放标准》（GB8978-1996）一级标准	《页岩气开采水污染物排放标准》（DB50/1806-2025）直接排放标准
pH	/	6.1~6.2	6~9	6~9
色度（稀释倍数）	/	2	50	64
悬浮物（SS）	/	5~6	70	400
化学需氧量（COD _{Cr} ）	/	8~9	100	500
五日生化需氧量（BOD ₅ ）	/	2.7~3.0	20	300

氨氮	/	1.72~1.92	15	45
总氮(以N计)	/	1.93~2.02	/	70
总磷(以P计)	/	0.02	/	8.0
总有机碳(TOC)	/	3.5~5.0	20	150
石油类	/	ND	5	15
硫化物	/	ND	1.0	1.0
氟化物	/	ND	10	20
氯化物	/	68.3~70.9	350	3000
溶解性总固体(TDS)	/	500~780	/	4000
阴离子表面活性剂	/	0.065~0.074	5.0	20
急性毒性(以HgCl ₂ 浓度计)	/	/	/	-
挥发酚	/	ND	0.5	0.5
硼	/	0.4	/	3.0
可溶性钡	/	ND	/	2.0
磷酸盐	/	/	≤0.5	/
总铅	0.05L	/	/	/
总铬	0.03L	/	/	/
总镍	0.05L	/	/	/
苯并(a)芘	0.004L	/	/	/
总α放射性	0.043L	0.005~0.009	/	1
总β放射性	0.342~0.399	0.133~0.175	/	10

根据涪陵页岩气田采出水收集及处理系统建设项目竣工环境保护验收监测以及建设单位例行监测数据分析,白涛采出水处理站产出水系统出口现状各主要水污染物排放浓度均满足《污水综合排放标准》(GB8978-1996)一级标准限值要求(氯化物可以满足《四川省水污染物排放标准》DB51/190-1993C 类水域二级标准要求)和《页岩气开采水污染物排放标准》(DB50/1806-2025)直接排放标准限值要求。

评价提出,若后续因《页岩气开采水污染物排放标准》(DB50/1806-2025)的实施,白涛采出水处理站现有工艺无法满足稳定达标排放要求,应对其工艺进行提标改造使其满足《页岩气开采水污染物排放标准》(DB50/1806-2025)标准要求。

12.3.2地下水污染防治措施可行性论证

(1) 源头控制措施

保持废水池的高频率转运，减少废水池的废水储存量和周期。减少渗漏源。加强分离器等废水产生设备以及润滑油的检修，避免跑冒滴漏。运营期源头控制措施：

①气田水管道采用抗硫、耐腐蚀输水管和套管，定期监控输水管、套管等腐蚀情况。

②废水要及时转运，减少现场的暂存量，降低污染事故的影响程度。同时上述潜在污染源在采用罐车转运过程中，运输车辆按要求规范管理，避免穿越集中式饮用水源及保护区。

③加强管线的施工监督，确保工程质量；在运营期间应加强巡管巡线的管理，巡线频率不低于每周一次，发现问题及时上报，迅速处理。

④井站转水泵设压力自动关闭阀，当管道压力出现急剧降低后，能及时切断气田水的转输，将泄漏量控制到最小。

(2) 风险事故应急响应措施

制定地下水污染应急响应预案，明确污染状况下应采取的控制污染源、切断污染途径等措施。

(3) 居民饮水应急保障要求

居民水井一旦受拟建项目影响，居民饮用水供给得不到有效保障，环境影响后果较大，在发生地下水污染事故时，若发现地下水受到污染，立即告知村民停止饮用地下水，启动地下水紧急监测方案；建设单位应解决居民用水问题，临时拉运自来水或外购桶装水等方式解决居民用水问题，或在周边区域未受污染的区域重新打井并安装供水管网到居民家中，直到居民饮水问题得以解决，确保居民正常用水。

综上所述，通过采取上述地下水防治措施可有效保护项目所在地地下水环境，将环境影响控制在当地地下水环境可接受范围内，源头控制、应急响应等措施在天然气开采项目中已多次成功应用，地下水防治措施可行。

12.3.3 大气污染防治措施可行性论证

水套加热炉废气经自带排气筒排放；集气站采用密闭集输，无组织废气产生量较小，经无组织形式排放后对环境空气影响较小。

项目放空废气和清管作业废气的废气产生的频率较低，每次放空或者清管放空的废气量较小，集气站放空废气通过内径 0.15m 的放空立管进行排放。

12.3.4 噪声污染防治措施

运营期间，项目分离设备等采用减振等降噪措施，管道采用柔性连接的设计，同时将压缩机布置在站场中部，采取基础减振和隔声屏障等措施减小设备对周围声环境的影响。通过以上措施，运营期对声环境的影响是可以接受的。

12.3.5 固体废物污染防治措施

运营期产生的固体废物主要是设备保养过程中的除砂器废渣、废油、废水池沉淀污泥、泡排药剂桶。

（1）一般固废

除砂器废渣收集后按照一般工业固废处置；本项目采出水沉淀污泥按一般固废处置，交由东方希望水泥厂或其他第三方相关单位进行资源化利用；泡排药剂桶由厂家回收用于原始用途，如回收不了的按照一般固废处置。

（2）危险废物

集气站产生的废油等危险废物收集后运至焦页 25 号集气站设置的危废贮存点暂存，定期交由资质单位统一处置。

焦页 25 号集气站危废贮存点面积约 14m²，已根据《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）、《非常规油气开采污染控制技术规范》（SY/T 7482-2020）要求进行重点防渗处置，建设单位内部已建立危险废物转运联单及转运台账，运营期本项目产生的危险废物由焦页 25 号集气站危废贮存点暂存后交由有资质单位处置可行。

根据《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023），危废贮存点应具有固定的区域边界，并应采取与其他区域进行隔离的措施；应采取防风、防雨、防晒和防止危险物流失、扬散等措施；贮存的危险废物应置于容器或包装物中，不应直接散堆；应根据危险废物的形态、物理化学性质、包装形式等，采取防渗、防漏等污染防治措施或采用具有相应功能的装置；贮存点应及时清运贮存的危险废物，实时贮存量不应超过 3 吨。

12.3.6 土壤环境保护措施

（1）源头控制措施

1) 因采出气不含 H₂S，CO₂ 分压≤0.021MPa。根据《天然气脱水设计规范》（SY/T0076-2008）要求，采气管线不采取内防腐措施；采气管线采用加强级 3PE 防腐形式；

2) 设备、管道及钢结构表面除锈等级均为 Sa2.5 级。本工程设备主要为两相流量计、计量分离器橇等，设备本身自带防腐涂层。

3) 保持废水池采出水的高频率转移,减少废水储存量和周期。本项目利用原钻井工程遗留的储存池作为废水池,在使用前应对水池防渗能力、池体结构进行检查和维修,防止泄漏和跑冒滴漏污染地下水。

(2) 过程防控措施

1) 运营期,平台井站采用分区防渗,井口区域、废水池、备用柴油发电机房为重点防渗区,工艺装置区为一般防渗区,其他为简单防渗区;

2) 集气站柴油罐区设置围堰,以防柴油泄漏发生地面漫流,防止土壤污染。定期对管道腐蚀情况及壁厚进行检测,发现问题及时处理,防止泄漏事故的发生;加强水池的巡视和检修、保证废水不泄漏和外溢;

3) 对管道及井口的压力进行实时监控,当发生泄漏事故时可通过压力变化及时发现,然后采取维抢修及回收落地油和被污染的土壤等措施控制事故对周围环境造成的影响,进一步防止污染地下水。

(3) 跟踪监测

为了建立跟踪监测制度,以便及时发现问题,本项目制定长期跟踪监测计划。结合平台所在土壤类型、平台分布情况制定跟踪监测计划,见表 12.3-4。

表 12.3-4 运营期土壤跟踪监测计划表

序号	监测点位	监测因子	监测频次
1	焦页 31 号平台废水池旁	pH、石油类、汞 ^b 、砷、六价铬、氯化物、硫化物	1 年/次
当监测指标出现异常时,应按照 GB 36600 的表 1 中的污染物项目开展补充监测。			

12.4 温室气体管控

(1) 降低天然气逸散

建设单位对站内易发生泄漏的设备与管线组件,制定日常巡视工作制度,定期检测、及时修复,确保设施的稳定运行;对于输气管道,采用三层 PE 防腐,并定期检查和维修,相关设备加强监控、巡查和管理,采用高质量的阀门和设备,正常输气情况下,安全性良好,通过上述措施可降低天然气的逸散。

(2) 积极推广电驱钻井、电驱压裂

目前,建设单位在推广电驱钻井、电驱压裂技术助力减污降噪协同增效。将压裂施工由柴油驱动改为网电驱动,从施工作业直接环节减少碳排放量,同时降低噪声污染。“油改电”后,钻井施工从每口井平均消耗 104.8 吨柴油变为用电 120 万千瓦时;

压裂施工从每口井平均消耗 260 吨柴油变为用电 120 万千瓦时。建设单位在焦石坝地区实施本项目采用网电钻井 2 口，实施电驱压裂 2 口，累计减少柴油消耗 0.073 万吨，累计减少碳排放量 0.22 万吨 CO₂。

本项目后续电网完善后，可推行电驱压裂技术，降低碳排放量。

12.5 退役期污染防治措施可行性论证

气井停采后应按《油气田开采废弃井永久性封井处置作业规程》（GB/T 43672-2024）、《废弃井封井回填技术指南（试行）》等相关行业规范进行封井作业，并设置醒目的警示标志，加强保护和巡查、监控。除在井口周围设置围墙外，其余占地全部进行土地功能的恢复。与此同时，还要进行永久性占地等地表植被的恢复，主要措施及方案为：

（1）站场清理工作：地面设施拆除、地下截取至少 1m 的井筒并用水泥灌注封井、井场清理等。在闭井施工操作中注意降尘措施，文明施工，防止水泥等的洒落与漂散，同时在清理井场时防止飞灰、扬尘的产生。

（2）固体废物的清理和收集：井场清理等工作还会产生部分废弃管线、废弃建筑残渣等固体废物，对这些废弃管线、废弃建筑残渣等进行集中清理收集，管线回收再利用，废弃建筑残渣外运至指定建筑垃圾填埋场处置。

（3）永久性占地地表恢复：井场经过清理后，永久性占地范围内的水泥平台或砂砾石铺垫被清理，随后根据周边区域的自然现状对其进行恢复，使井场恢复到相对自然的一种状态，井场范围内的自然植被会逐渐得以恢复。为使土地功能尽快恢复，可增施肥料，加强灌溉等。在施肥时，应注意把有机肥和化肥结合起来用，以改良土壤结构及其理化性质，提高土壤的保肥保水能力，以恢复土壤的生产能力。

（4）对拟退役的废弃井（站）场、道路等提出制定生态修复方案并开展设计的要求。生态修复前要对废弃油（气）井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。生态修复工作可参照 TD/T 1070.7 执行。

（5）退役期地面设施拆除、井场清理等环节产生的废弃管道和设备、建筑垃圾等，应进行收集并合理处置，产生的含油污泥等危险废物，应按照危险废物相关管理要求进行处置。

综合，以上措施总体技术成熟，在油气田开发中广泛采用，技术可行。环保投资较小，经济技术可行。

12.6环保措施汇总

综上，本项目总投资 8000 万元，其中环保投资 322 万元，占总投资的 4.03%。
施工期、运营期拟采取的环保措施技术、经济可行，环保措施汇总如下表 12.6-1。

表 12.6-1 环保措施及投资估算一览表 单位：万元

时期	环境因素	措施名称	工程内容及工程量	效果分析	投资估算
施工期	地表水	井场废水储存设施	依托平台已建的废水池。	容积保证所有钻井废水的储存，防渗完好且满足要求	投资估算
		压裂返排液处理与利用	依托已建废水池收集压裂返排液，并对压裂返排液进行处理，回用于平台内其他井及周边平台钻井工程。	满足压裂返排液暂存要求	/
		井场清污分流排水沟	场内井口沿基础周围有场内排水明沟接入井口方井；井场周边设雨水沟将雨水排入附近溪沟。	清污分流减少废水量，减轻对环境的污染	2
		生活污水	井场及生活区设置环保厕所，对生活污水进行收集处理	采用旱厕收集农肥或定期转运至当地污水处理厂处理，不外排	计入总投资
	地下水	钻井工艺措施	采用近平衡钻井方式，导管、一开段采用清水钻井，二开段钻进采用水基钻井液体系，三开段采用油基钻井液进行钻井，分段采用套管进行固井作业。	防止钻井过程中钻井液漏失对浅层地下水水质产生严重不良影响	50
		井场分区防渗	钻井基础区、泥浆储备罐区、泥浆循环系统区、动力设备区、危险废物贮存场等。压裂阶段在设备区、酸罐区、配液罐区布置重点防渗区。	有效防止井场内的污水进入土壤，污染环境	计入总投资
		池体防渗	平台依托已建废水池、放喷池。	渗透系数达到 $1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ ，	计入总投资
		应急管理措施	出现套管破裂时及时排查井场周边地下水饮用水源，如出现异常应立即组织集中供水设计中做好及时堵漏准备，防止钻井液漏失进入地下水。	减少套管破裂对区域饮用水源的影响	计入总投资
		饮用井泉保障措施	如钻井对周边饮用水产生影响，建设单位应临时拉运自来水或外购桶装水等方式解决居民用水问题，或在周边区域未受污染的区域重新打机井并安装供水管网到居民家中，直到居民饮水问题得以解决，确保居民正常用水。	保障周边居民的饮用水安全	计入总投资

	大气	施工场地大气污染防治措施	施工期定期洒水防尘，完善相关环境管理。	减轻施工扬尘及机具尾气对大气环境的影响	计入总投资
		燃油废气治理	焦页 31 号平台采用网电供电，停电时使用轻质柴油为燃料，使用符合环保要求的柴油机和发电机，使用设备自带的排气设备排放。	对环境影响控制在可接受范围内	10
		测试放喷废气	测试放喷管口高为 1m，采用对空短火焰灼烧器，修建放喷池减低辐射影响。	对环境敏感点不造成影响，符合环保要求	计入总投资
	噪声	减震隔声降噪	柴油机、发电机等高噪声设备排气筒上自带排气消声器降噪；隔声降噪；设备安装基础敷设减振垫层和阻尼涂料，减振降噪。	最大程度降低噪声源源强	计入总投资
		功能置换	建设单位钻井压裂施工前与井口 100m 范围内的居民签订临时功能置换协议，井口周边 200m 范围内受噪声影响的居民根据施工过程中噪声实际超标情况确定功能置换范围，对受噪声影响的居民进行功能置换补偿	争取居民谅解、无投诉和纠纷	10
	固体废物	钻井岩屑和废泥浆处置	清水岩屑用于井场铺垫；水基岩屑经岩屑不落地系统收集、脱水后，液相处理后回用于配置水基钻井液，废泥浆和水基岩屑固相由重庆市涪陵区鑫垚环保科技有限公司等资质单位运输到水泥厂实现水基岩屑资源化利用；油基岩屑在振动筛后直接采用吨桶“不落地”收集后交由资质单位进行处置。	水基岩屑资源化利用应满足国家行业技术政策和相关环保要求及相应产品质量标准，油基岩屑妥善处置	80
		压裂返排液絮凝沉淀污泥	按一般固废处置，交由东方希望水泥厂或其他第三方相关单位进行资源化利用。	得到妥善处置	5
		废油	收集后由井队回收利用。	提高资源利用效率	5
		化工料桶	交相应资质的单位处置或厂家回收。	减轻对环境的污染	/
		生活垃圾处置	井场、生活区各设 1 处垃圾收集点，完钻后由环卫部门统一清运处置。	减轻对环境的污染	/

	生态环境	生态恢复	工程临时占地进行覆土、植被恢复；设置有排水沟且完整通畅；现场无裸露土石方。	恢复地表植被，保持当地生态景观一致性	60
	环境风险	环境风险防范	钻井及试气压裂过程中严格按照规范和设计施工；制定应急预案并加强演练；对周边居民进行环境风险应急培训、演练；加强环境风险管理及物资储备等；柴油储罐、盐酸储罐区设置围堰等。	/	40
运营期	污水	采气分离废水	经集气站站场分离废水罐及废水池收集，由罐车拉运至焦石坝地区其他井回用，不能回用时管输至涪陵页岩气田采出水处理站处理后达标排放。	减轻对环境的污染	25
	废气	站场放空废气	依托站场放空立管进行放空。	/	/
		水套加热炉废气	经水套加热炉排气筒排放	/	5
		清管废气	依托站场放空立管进行放空。	/	/
	噪声	设备噪声	水泵等设置于泵房内，设备底部设减振，管道设柔性连接，压缩机朝向居民侧设置声屏障。	最大程度降低噪声源源强	/
		放空噪声	瞬时噪声，距离居民点较远。	最大程度降低噪声源源强	10
	固体废物	一般固废	除砂器废渣收集后按照一般工业固废处置；本项目采出水沉淀污泥按一般固废处置，交由东方希望水泥厂或其他第三方相关单位进行资源化利用。泡排药剂桶由厂家回收用于原始用途，如回收不了的按照一般固废处置。	不外排	20
		危险废物	依托现状危废贮存点设施。	不外排	/
	风险	环境风险防范	集气站站场四周宜设不低于 2.2m 的非燃烧材料围墙或围栏；管线设截断阀、自控系统、设置警示标志，制定突发环境事件应急预案，并加强演练。	/	/
投资合计					322

13 环境影响经济损益分析

13.1 社会效益分析

页岩气作为一种优质、高效、清洁的能源，它在能源中的竞争优势逐步确立，发展页岩气已成为当代的世界潮流，随着全球天然气储量和产量的同步迅速增长，以及在能源构成中所占比例日益提高，随着能源结构的优化，天然气将超过原油和煤炭，成为世界一次能源消费结构中的“首席能源”，天然气将进入一个全新的历史发展时期。

社会和经济的发展离不开能源的发展，页岩气作为优质燃料和重要的化工原料，国家各部门极力鼓励和提倡页岩气的勘探、开发和利用。另一方面，由于环境保护意识的不断加强，页岩气作为清洁能源越来越受到重视，致使页岩气市场不断扩大，出现了供不应求的局面。总之，我国页岩气资源较为丰富，市场前景广阔，潜力巨大。

本工程建设将加快区域页岩气勘探开发，提高国家能源供应安全性，优化国家能源结构，对于缓解区域页岩气供需矛盾，减少污染物排放，建设环境友好型社会，推动经济发展，可观的经济收益和良好的社会效益，本项目的建设具有重要意义。

13.2 经济效益分析

本项目建设完成后，区块设计总产能 $0.35 \times 10^8 \text{m}^3/\text{a}$ ，以当前市场天然气价格 2 元/ m^3 计，年产值可达 0.7 亿元，具有较好的经济效益，并可带动区域内相关产业的发展。

13.3 环境效益分析

13.3.1 环保投资、费用分析

环保投资是与预防、治理污染和生态保护措施有关的所有工程费用的总和，它既包括治理污染保护环境的设施费用，又包括既为生产所需，又为治理污染服务，但主要目的是为改善环境的设施费用，计算公式为：

$$H_T = \sum_{i=1}^m \sum_{j=1}^n X_{ij} + \sum_{k=1}^Q A_k$$

式中：X_{ij}—包括“三同时”在内的用于防治污染，“三废”综合利用等项目费用；

A_k—环保建设过程中的软件费(包括设计费、管理费、环境影响评价费等)；

i—“三同时”项目个数 (i=1、2、3.....m)；

j—“三同时”以外项目 (j=1、2、3.....n)；

k—建设过程中软件费用类目数（k=1、2、3……Q）。

根据估算，本项目环保投资共计约 322 万元。

13.3.2环境经济效益分析指标

建设项目的环境效益从环境代价大小、环境成本、环境系数的高低指标来分析是比较确切的，但对于环境代价的计算难度较大，目前尚处于研究阶段，所以，本评价中环境经济分析根据项目属于施工期的特点，采用环境保护投资比例系数 H_z ，环境经济系数 J_x 组成，以上各项指标所表述的意义及数学模式详见表 13.3-1。

表 13.3-1 主要环境经济损益指标一览表

指标	数学模型	参数意义	指标含义
环保投资比例系数 (H_b)	$H_z = \frac{H_i}{Z_i} \times 100\%$	H_i —环保投资 Z_i —建项目总投资	环保投资占总投资的百分比
环境经济效益系数 (J_x)	$J_x = \frac{\sum_{i=1}^n S_i}{H_F}$	S_i —环保措施所挽救的损失 H_F —年环保费用	因有效的环保措施而挽救的损失费用与投入的环保费用之比

13.3.3环境经济损益分析

计算结果见表 13.3-2 和表 13.3-3。

表 13.3-2 环保工程所挽回的损失费用 单位：万元

序号	项目	挽回的经济损失（避免“三废”排污费、罚款等估算）
1	生产废水	200
2	生活污水	5
3	钻井岩屑	600
4	生活垃圾	3
5	废油等	30
合计		838

表 13.3-3 主要环境经济指标表

序号	名称	单位	指标
1	总投资	万元	8000
2	环保投资	万元	322
3	挽回损失	万元	838
4	环保投资与总投资之比	%	4.03%
5	环境效益系数	/	2.6

13.3.4环境经济损益分析

环保投资及所占项目总投资比例，与项目污染特性和环境特征有关，主要建设是

完善环保措施的投资，该项目环保投资占该项目总投资比例系数为 4.03%，这在目前国内天然气开采钻井中建设属适当水平。

该项目环境效益系数为 2.6，即每投入 1 万元的环保费可直接挽回经济损失 2.6 万元。其他环境效益包括对人体健康的影响、风险防范避免重大事故造成巨大的损失，生态环境改善等，这部分无法定量。

从以上分析可以看出，为了保护环境，达到环境目标的要求，采取了相应的环保措施，付出了一定的经济代价。但企业能够接受，而且所支付的环保费用还能取得一定的经济效益。所以从社会效益、环境效益和经济效益上分析可以得出，本项目建设是可行的，符合社会、经济与环境协调发展的原则。

14 环境管理与监测计划

14.1 环境管理要求

14.1.1 施工期环境管理要求

为最大限度地减少施工对自然生态环境和农业生态环境的破坏，必须制定严格的管理体制，严格执行各项管理措施，在施工中应在满足施工人员健康、确保施工安全进行的前提下，通过环境管理把施工期对环境的影响降到最低。建设单位应设专人负责施工作业进行，其职责在于监督施工单位在施工过程中的履行合同，同时监督施工单位落实环境保护措施情况。施工单位也应设 QHSE 管理人员负责落实环境管理制度。

由于平台涉及钻前工程、钻井工程、储层改造工程和油气集输工程及运营五个阶段，建设单位应设专人负责监督不同施工单位在各自实施阶段过程中的环境保护工作，同时监督施工单位落实环境保护措施。在施工承包合同中，应该包括有关环境保护条款，如生态保护措施、水土保持措施、施工设备排放的废气及噪声控制措施和环境保护目标、环境监控措施、环保专项资金的落实等。

(1) 制定本工程施工作业的环境保护规定，根据施工中各工种的作业特点，分别制定各工种的环境保护方案，制定发生事故的应急计划。

(2) 监督检查保护生态环境和防止污染设施与项目主体工程同时设计、同时施工、同时投入使用的执行情况，监督施工期各项环保措施的落实情况。

(3) 在施工前对施工人员进行环境保护培训，组织开展工程建设期间环境保护的宣传教育与培训工作。

(4) 明确施工单位环保职责，施工单位要严格执行施工期的各项环保规定，落实各项环保措施，按要求选择适宜的施工时间、尽量缩小施工范围、废渣和垃圾集中堆放、泥浆和废土等按规定进行处置、施工结束后做到工完料净、按规定对土地进行恢复。施工单位应建立环境监控台账，及时准确地记录不同施工阶段环境保护措施的落实情况和各项生态环境保护要求的贯彻情况，必要时配合图片进行说明。

(5) 明确施工人员作业区域，应严禁跨区域施工，还应包括对人员活动范围、生活垃圾及其他废物的管理。

(6) 工程建设不可避免地会对环境造成破坏，应制定好工程完成后的环境恢复工作计划，并配置技术人员监督恢复进度及质量。

(7) 在施工期间尽量限制作业带外植被的人为破坏，挖掘土石方应堆放在适当场所，并修建挡栏设施防止水土流失。

(8) 为了保障各种环保措施合理有效实施，评价要求在工程建设中引入环境监理，由环境监理单位负责环保措施的监理工作，确保措施得到全面具体、合理有效地落实。重点针对工程隐蔽工程（尤其重点防控区的防渗层施工）以及施工生态保护、生态恢复和环境风险防范、应急措施的环境监理。

(9) 建设单位钻井压裂施工前与井口 100m 范围内的居民签订临时功能置换协议，井口周边 200m 范围内受噪声影响的居民根据施工过程中噪声实际超标情况确定功能置换范围，对受噪声影响的居民进行功能置换补偿。

14.1.2运营期环境管理要求

本项目建成后由建设单位管理，建设单位已建立有一个较完善的健康、安全与环境管理体系（HSE），设置安全环保科，负责涪陵页岩气田环境的管理。运营期间，安全环保科的基本任务是负责组织、落实、监督企业的环保工作，主要职责如下：

(1) 贯彻执行国家环境保护的方针、政策。

(2) 根据批准后的环境影响报告书，负责落实该项目的各项环保措施，建立环保档案，并加强生态环境保护宣传教育，提高员工的环保意识。

(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) 监督企业执行环保“三同时”的情况，确保环境保护设施与主体工程同时设计、同时施工、同时运行，有效控制污染；检查环境保护设施的运行情况，定期进行环保工作检查，及时发现问题、处理问题，确保环保设施的正常运转，保证达标排放。

(5) 建立环境管理人员的环保职责要求，建立环保指标考核管理制度，并严格落实各项管理制度，定期对相关部门进行考核，以推动环保工作的开展。

(6) 明确各类人员的职责，对专、兼职环境管理人员进行环保业务知识的培训，并在全企业范围内进行环保知识的宣传和教育，树立全员的环保意识。

(7) 根据《陆上石油天然气开采行业危险废物环境管理指南》、《一般工业固体废物管理台账制定指南（试行）》《危险废物管理计划和管理台账制定技术导则》等文件要求，建立环境管理台账，制定重大环境因素的整改方案和计划，并检查其落实情况；建立环保设备台账，制定主要环保设备的操作规程及安排专门操作人员，建

立重点处理设备的“环保运行记录”等。

(8) 主管环保人员应参加生产调度和管理工作会议，针对生产运行中存在的环境污染问题，向公司领导和生产部门提出建议和技术处理措施。

(9) 根据项目风险评价的内容，对项目周边的居民进行安全、环保教育，提高当地居民的安全、环保意识；制定可能发生的环境事故的应急计划，定期进行演练。

14.1.3退役期环境管理要求

14.1.3.1生态环境管理要求

根据《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函〔2019〕910号），“工程设施退役，建设单位或生产经营单位应当按照相关要求，采取有效生态环境保护措施。同时，按照《中华人民共和国土壤污染防治法》《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB 36600）的要求，对永久停用、拆除或弃置的各类井、管道等工程设施落实封堵、土壤及地下水修复、生态修复等措施”。按照《企业拆除活动污染防治技术规定》（环保部78号令）、《重庆市建设用地土壤污染防治办法》开展土壤污染调查、评估、修复等。对拟退役的废弃井（站）场、道路等提出制定生态修复方案并开展设计的要求。生态修复前要对废弃油（气）井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。生态修复工作可参照 TD/T 1070.7 执行。

因此，项目退役后，应按照《油气田开采废弃井永久性封井处置作业规程》（GB/T 43672-2024）、《废弃井封井回填技术指南（试行）》相关规定组织实施封井作业，对井站占地和占地外土壤、周边地下水进行调查，进行生态修复，并设置醒目的警示标志，加以保护，防止人为破坏和气体泄漏污染及发生环境风险事故，进而破坏生态环境。

14.1.3.2设备拆除过程环保要求

拆除设备及装置前，应关闭设备进出口的阀门，然后对需要拆除的设备及装置进行放空，观察拆除设备及装置的压力，确定管线上压力为“0”。并对拆除的设备、装置及管线进行氮气置换，置换合格后方可对设备、装置及管线进行拆除。

进入施工现场必须佩戴符合安全要求的安全帽，并正确佩戴。

设备拆除前，施工单位应每半小时使用便携式气体检测仪进行天然气浓度检测。

拆除时现场应设置安全监护人员，在现场监护，如气体检测仪报警后，立即停止施工。

设备拆除施工位于天然气站场内，要求使用的工具应符合防爆场所施工要求。

根据《企业拆除活动污染防治技术规定（试行）》（中国环保部 2017 年第 78 号），退役期各环节设备拆除过程环保要求如下：

（1）业主单位可自行组织拆除工作或委托具备相应能力的施工单位开展拆除工作；

（2）业主单位应保存并归档拆除过程中环境监测和污染物处理处置等活动的监测报告、处理处置协议/合同复印件、危险废物转移联单等；

（3）拆除过程中，现有放空区高环境风险建（构）筑物应先进行无害化清理，清理干净后再按一般性建（构）筑物进行拆除；

（4）拆除设备拆解、临时堆放等区域，应设置适当的防雨、防渗、拦挡等隔离措施，必要时设置围堰，防止废水外溢或渗漏；对现场遗留的污水、废水以及拆除过程产生的废水等，应当制定后续处理方案；

（5）拆除活动中应尽量减少固体废物的产生；对遗留的固体废物，以及拆除活动产生的建筑垃圾、设施设备需要现场暂存的，应当分类贮存，贮存区域应当采取必要的防渗漏（如水泥硬化）等措施，并分别制定后续处理或利用处置方案；

（6）识别和登记拟拆除生产设施设备、构筑物 and 污染治理设施中遗留物料、残留污染物，妥善收集并明确后续处理或利用方案，防止泄漏、随意堆放、处置等污染土壤；

（7）整体拆除后需转移处理或再利用的设施设备，应在转移前贴上标签，说明其来源、原用途、再利用或处置去向等，并做好登记；设备拆除过程中，应采取必要措施保证其中未能排空的物料及污染物有效收集，避免二次污染。

14.2 污染排放清单及管理要求

（1）废水

本项目运营期平台废水主要为集气站产生的采出水、井下作业废水、清管废液。

本项目采出水、井下作业废水和清管废液在平台现有的废水池内暂存，定期装车外运优先回用于其他平台压裂工序，无法回用的管输至涪陵页岩气田采出水处理站进行集中处理达标后排放。

（2）废气

项目运营期间废气主要为水套炉废气及无组织废气，水套炉废气排放的 SO_2 ：0.016t/a， NO_x ：0.028t/a，颗粒物：0.020t/a，集气站无组织排放的非甲烷总烃约 0.047t/a。

放空废气 2~5Nm³/次，每次持续时间 2~5min，通过放空立管排放。

(3) 固体废物

本项目运营期间产生的固体废物主要是值班人员生活垃圾和设备维护过程产生的废润滑油。

(4) 噪声

运营期平台场界噪声执行《工业企业厂界噪声排放标准》（GB12348-2008），即昼间噪声排放限值 60dB（A），夜间 50dB（A）。项目污染物排放清单见表 14.2-1~2。

表 14.2-1 大气污染物排放清单

排放口	生产设施	原辅材料组分要求	排放口基本情况	环境保护措施及主要运行参数	污染因子	排放情况		污染物排放量 t/a	执行污染物排放标准		
						排放浓度 mg/m ³	排放速率 kg/h		名称	浓度限制 mg/m ³	速率限制 kg/h
水套加热炉	水套加热炉	页岩气	8m 高排气筒排放	/	SO ₂	8	0.0018	0.016	《锅炉大气污染物排放标准》(DB50/658-2016)及修改单	50	/
					NO _x	14	0.0032	0.028		50	/
					颗粒物	10.4	0.0024	0.021		20	/
集气站及平台	工艺管道和设备阀门等泄漏	/	无组织排放	/	非甲烷总烃	/	/	0.047	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB 39728-2020)	4.0	/

表 14.2-2 废水排放清单

废水排放量	排放去向	排放规律	污染物	依托周边城镇污水处理厂处理后排放情况	
				一级 B 标准	
				浓度 (mg/L)	排放量 (t/a)
采出废水	外运至周边平台配置压裂液, 不能回用的管输至涪陵页岩气田采出水处理站处理。	连续	COD、氯化物、石油类	/	/
井下作业废水		间歇	气田水和少量硫化亚铁、井内杂屑、机械杂质等	/	/
清管废液					

14.3社会公开信息内容

本项目各阶段按照跟踪监测计划对地下水环境进行跟踪监测后，建设单位应按相关规定对监测结果及时建立档案，并按照国家环保部门相关规定定期向相关部门汇报并备案。如发现异常或发生事故，加密监测频次，并根据污染物特征增加监测项目，并分析污染原因，确定泄漏污染源，及时采取应急措施。同时将包括“建设项目特征因子的地下水环境监测值”在内的信息上报至相关部门。

14.4环境管理台账

建设单位应根据《陆上石油天然气开采行业危险废物环境管理指南》《一般工业固体废物管理台账制定指南（试行）》《危险废物管理计划和管理台账制定技术导则》等文件要求，建立“三废”台账、转运联单等多项环保资料台账，如实记录固体废物的种类、数量、流向、贮存、利用、处置等信息；并借助 HSE 信息平台 and 环保数据信息系统，定期上报固废、废水等数据、报表，落实《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》第三十六条关于建立工业固体废物管理台账的要求。

14.5后评价管理要求

根据《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函〔2019〕910号）：陆地区块产能建设项目实施后，建设单位或生产经营单位应对地下水、生态、土壤等开展长期跟踪监测，发现问题应及时改正。项目正式投入生产或运营后，每 3~5 年开展一次环境影响后评价，依法报生态环境主管部门备案。按要求开展环评的现有滚动开发区块，可以不单独开展环境影响后评价，法律法规另有规定的除外。

14.6环境监测计划

根据《排污单位自行监测技术指南 陆上石油天然气开采工业》（HJ 1248—2022）和相关地下水、土壤导则要求，结合环评预测的环境影响情况，制定监测计划如下。企业自行监测计划制定、实施中可根据跟踪评价和项目实际情况进行优化调整。

（1）大气环境监测计划

本项目大气环境自行监测计划见表 14.6-1。

表 14.6-1 大气监测计划一览表

监测时段	监测对象	监测点位	监测项目	监测频次	控制标准

运营期	环境空气	集气站厂界无组织	非甲烷总烃	1 季度 1 次	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）
	水套加热炉废气	水套加热炉排气筒	SO ₂ 、NO _x 、颗粒物、烟气黑度	1 次/年	《锅炉大气污染物排放标准》（DB50/658-2016）及修改单

（2）噪声环境监测

噪声监测计划见下表 14.6-2。

表 14.6-2 噪声监测计划一览表

监测时段	监测对象	监测点位	监测项目	监测频次	控制标准
运营期	厂界噪声	集气站厂界	等效 A 声级	每季 1 次/昼夜噪声	《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中的 2 类标准

（3）土壤环境监测计划

本项目为II类项目，且周边存在耕地环境敏感，根据《环境影响评价技术导则土壤环境（试行）》（HJ964-2018）的跟踪监测要求，需制定跟踪监测计划、建设跟踪监测制度，每 5 年内开展 1 次土壤跟踪监测。本项目土壤监测计划见下表 14.6-3。

表 14.6-3 土壤监测计划一览表

监测时段	监测点位	监测项目	监测频次	控制标准
运营期	平台废水池周边 0.2km 范围内耕地	pH、氯化物、石油烃（C ₆ -C ₉ ）、石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）、砷、六价铬	每 5 年 1 次	《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）

（4）地下水监测计划

本项目的地下水跟踪监测计划设置综合考虑了各场地所在区地下水保护目标分布情况，各场地所在水文地质单元地下水补径排特征，监测点能够及时准确掌握场址及下游地区地下水环境质量状况和地下水体中污染物动态变化的前提等因素。根据地下水导则根据监测要求，并参照《地下水环境监测技术规范》（HJ/T164-2004）中监测要求，本项目地下水跟踪监测计划设置如下。

表 14.6-4 地下水跟踪监测计划表

环境要素	监测点	监测位置	监测点功能	监测因子	监测频次和时段

地下水	焦页 31 号平台	D3	焦页 31 平台上游	背景值监测点	pH、耗氧量、氨氮、石油类、氯化物、硫化物、汞、砷、六价铬、钡等	根据区域地下水特性、工程实施情况及污染物随地下水的迁移情况，在本项目验收及环境污染投诉时进行地下水监测，监测 2 天，每天 1 次。 如遇到特殊情况或发生污染事故，可能影响地下水水质时，可根据实际情况增加监测项目。
		D1	焦页 31 平台两侧	污染扩散监测点		
		D4	焦页 31 平台下游	污染扩散监测点		

14.7竣工环保验收

本项目施工结束后，按照国家及重庆相关要求进行了验收。竣工环保验收要求见表 14.7-1。

表 14.7-1 竣工环保验收内容及管理要求一览表

分项	验收项目		环保措施及验收内容	验收要求
环境管理	环境管理		建立了环保组织机构，环保资料和档案齐全，落实废水、固体废物转移联单制度，具备交接清单。	符合环保要求
	环境风险应急预案		具备符合行业规范和环评要求的环境风险应急预案并实施演练。	
水污染防治	施工期	生活污水	钻前、地面工程产生的生活污水依托周边旱厕收集后农肥，不外排；钻井、压裂施工生活污水经环保厕所收集后拉运至当地污水处理厂。	无遗留问题，无环境污染
		钻井废水	在循环罐内暂存，随钻井队用于工区其他平台钻井。	
		场地雨水	通过污水泵泵入平台废水池暂存，用于压裂工序。	
		洗井废水	暂存于废水池，经处理达标后用于压裂施工。	
		压裂返排液	经“混凝沉淀+杀菌”处理后，优先回用于压裂工序，不能回用的管输至涪陵页岩气田采出水处理站处理。	
		试压废水	试压废水沉淀后回用场地洒水降尘。	
	运营期	采出废水	在平台现有的废水池内暂存，定期装车外运优先回用于其他平台压裂工序，无法回用运输至涪陵页岩气田采出水处理站进行集中处理达标后排放。	具备台账和转运记录
		井下作业废水	井下作业废水经废水池收集后回用于焦石坝地区其他平台压裂，无法回用的管输至涪陵页岩气田采出水处理站进行集中处理达标后排放。	无遗留问题，无环境污染
		清管废液	在平台现有的废水池内暂存，定期装车外运优先回用于其他平台压裂工序，无法回用运输至涪陵页岩气田采出水处理站进行集中处理达标后排放。	具备台账和转运记录
大气污染防治措施	施工期	钻前工程	易扬撒的物料予以覆盖。对开挖施工作业面（点）洒水降尘。临时渣土堆放洒水、覆盖降尘。密闭运输渣土、砂石等易撒漏扬尘物质，并对洒落在路面的渣土尽快清除。禁止在大风天进行渣土堆放作业。	无遗留问题，无环境污染
		钻井及储层改造	优先使用网电供电方式施工；需要使用柴油发电机时，柴油机发电机等设备使用优质柴油，产生的大气污染物浓度低，且柴油机发电机设备均为成套产品，经自带的排气筒排放。	

			加强大型施工机械和车辆管理；定期检查、维修，确保施工机械和车辆各项环保指标符合尾气排放要求；应采用优质、污染小的燃油。	
		测试放喷废气	测试放喷废气主要采用地面燃烧处理，测试放喷管口高为 1m，采用短火焰灼烧器，修建放喷池降低热辐射影响。	
	运营期	放空废气和清管作业废气	产生的频率较低，每次放空或者清管放空的废气量均小于 10Nm ³ /次，依托内径 0.15m 的放空立管进行排放。	/
		水套加热炉废气	水套加热炉废气经 8m 高排气筒排放	满足《锅炉大气污染物排放标准》（DB50/658-2016）及修改单
		场内无组织废气	集输、处理过程采用密闭集输工艺，减少无组织废气产生。	满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）无组织控制标准
固体废物	施工期	清水岩屑	进行固液分离后用作铺垫井场，无法铺垫的与水基岩屑一起干化后交由水泥厂资源化利用。	按照环保要求收集处置，现场无遗留；危险废物转运联单、台账、去向应清楚
		水基岩屑及废水基泥浆	经泥浆不落地系统收集，现场干化后由重庆市涪陵区鑫垚环保科技有限公司等资质单位运输到水泥厂实现水基岩屑废资源化利用。	
		油基岩屑	收集后交由重庆海创环保科技有限公司等具有资质的第三方处置单位处置。建立井场油基岩屑转移台账，执行转移联单制度，油基岩屑转移时间、转移方式、转移量、处理后的岩屑转移量等资料清楚。	
		剩余油基钻井液	由井队采用泥浆罐回收和转运，在需要使用时，直接将泥浆罐转运至其他钻井平台。转移时间、转移方式、转移量、处理后的岩屑转移量等资料清楚。	
		压裂返排液沉淀污泥	按一般固废处置，交由东方希望水泥厂或其他第三方相关单位进行资源化利用。	
		场地清理固废（废防渗材	交由危废处置单位收运处置。建立沾染废油的废防渗材料转移台账，转移情况清楚。	

		料)		
		钻井废液	预处理达标后回用区域平台压裂工序，不能回用的管输至涪陵页岩气田采出水处理站处理，建立废水转移台账，废水转移时间、转移方式、转移量、转移去向等资料清楚。	
		废油处置	在危废暂存区暂存，最后由井队回收处置。	
		化工料桶处置	交相应资质的单位处置或厂家回收。	
		生活垃圾	分类收集，定期由环卫部门统一清运处置。	
	运营期	除砂器废渣	由建设单位运营管理单位统一收集后交由一般固废处理单位处置。	按照环保要求收集处置，具备相应的协议和转移记录。
		废油	集气站产生的废油等危险废物收集后运至焦页 25 号集气站设置的危废贮存点暂存，危废贮存场面积约 14m ² ，废油收集后交由资质单位统一处置。建立废油转移台账，转移情况清楚。	
		泡排药剂桶	泡排药剂桶由厂家回收用于原始用途，如回收不了的按照一般固废处置。	
		废水池沉淀污泥	按一般固废处置，交由东方希望水泥厂或其他第三方相关单位进行资源化利用	
噪声	施工期	施工噪声	施工单位必须选用符合国家标准的施工机具和运输车辆，尽量选用低噪声的施工机械和工艺，加强各类施工设备的维护和保养，保持其良好的工况，以便从根本上降低噪声源强。建设单位钻井压裂施工前与井口 100m 范围内的居民签订临时功能置换协议，井口周边 200m 范围内受噪声影响的居民根据施工过程中噪声实际超标情况确定功能置换范围，对受噪声影响的居民进行功能置换补偿，同时通过宣传讲解、争取谅解的方式，将噪声对周边环境的影响降至最低。	无投诉和纠纷或已妥善解决
	运营期	集气站设备噪声、泵站噪声	设备等采用减振、隔声等降噪措施，管道采用柔性连接，压缩机朝向居民侧设置声屏障。	厂界满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类标准。敏感点影响值达标。
土壤、地下水	施工期	源头控制	主要包括提出各类污废水循环利用、减少污染物产生和外排，提出施工工艺、设备、污废水储存及处理构筑物优化设计施工运营方案，提出使用环境友好的原辅料，提出将污	周边土壤、地下水无影响，无投诉和纠纷或已妥善解

			染物跑、冒、滴、漏事件发生概率降到最低的现场及时监管措施。	决。现场无遗留问题。
		分区防渗措施	重点防渗区：主要包括钻井基础区、泥浆储备罐区、泥浆循环系统区、动力设备区、危险废物贮存场、废水池、放喷池等。压裂阶段在设备区、酸罐区、配液罐区布置重点防渗区。防渗技术要求为等效黏土层≥6m，k≤1×10 ⁻⁷ cm/s 一般防渗区：重点防渗区以外的井场区域、岩屑暂存区。防渗技术要求为等效黏土层1.5m，k≤1×10 ⁻⁷ cm/s	
	运营期	源头控制措施	保持废水池的高频率转运，减少废水池的废水储存量和周期。减少渗漏源。加强分离器等废水产生设备以及润滑油的检修和检查，避免跑冒滴漏。	周边土壤、地下水无影响，无投诉和纠纷或已妥善解决。现场跑冒滴漏。
		分区防渗	重点防渗区：主要为集气站危险废物暂存场。防渗技术要求为等效黏土层≥6m，k≤1×10 ⁻⁷ cm/s 一般防渗区：集气站其他区域。防渗技术要求为等效黏土层1.5m，k≤1×10 ⁻⁷ cm/s	满足分区防渗要求。
生态保护与恢复	生态保护		包括严格控制施工占用土地、控制施工方式、合理布置施工场地、土壤保护、植被保护、野生动物保护、水生生态保护、基本农田保护方案、水土流失防治对策。 对施工临时占用的耕地，在施工期间根据占用面积给予影响人口相应的补偿。施工结束后根据矿山地质环境保护与恢复治理方案对井场、道路、管线、生活点及场站等工程设施占用、破坏的临时压占破坏的土地区域及时进行土地资源恢复治理工程和地形地貌景观恢复工程，恢复土地利用价值。	符合环保要求。无破坏珍稀保护动植物、古树名木行为或已妥善解决。无投诉和纠纷或已妥善解决。现场无遗留问题。
	生态恢复		将平台、场站、道路表层碎石、混凝土清理后对这部分土地进行翻耕，疏松被压实的土壤，同时进行整平。根据优先恢复为原土地利用类型的原则和土地恢复适宜性分析，结合气田已恢复治理的土地恢复状况调查，恢复方向为水田、旱地、有林地和其他草地。	符合环保要求，临时占地进行了复垦、生态恢复。
风险防范措施	施工期环境风险		（1）施工过程中，钻井及储层改造工程应满足《石油天然气钻井井控技术规范》（GB/T 31033-2014）、《石油天然气安全规程》（AQ2012-2007）、《井下作业安全规程》（SY/T5727-2020）等规范。加强施工过程中对废水池的管理、巡视，保证池体内液位在正常水平，加强废水池内废水调度；在施工建设前应充分研究地质设计资料和钻井资料，并在此基础上优化钻井施工工艺、泥浆体系等。钻井过程对泥浆进行实时监控，并配备足够的堵漏材料，一旦发现套管破裂，立即采取堵漏措施并采取临时供水措施（配	符合环保要求，建设风险防范措施和应急措施，环境风险做到风险可控。

		送桶装水等），以保障居民的饮水安全，并给受影响的农户另觅水源，保证居民的正常生活。按照相关要求保证盐酸、柴油、压裂返排液、压裂液罐、固体废物等运输过程风险防范措施，采取以上措施后施工期环境风险可控。	
	运营期环境风险	严格按照《QSY 1858-2015 页岩气地面工程设计规范》《NBT 14006-2015 页岩气气田集输工程设计规范》《气田集输设计规范》(GB50349-2015)、《石油天然气工程可燃气体检测报警系统安全规范》（SY6503-2016）等相关行业规范进行设计、施工、检验和作业。保证材料、设备质量和施工质量，加强对废水池的结构安全、防渗系统进行检查，确保安全。	建设风险防范措施和应急措施。具备有效的应急预案

15 评价结论和建议

15.1 项目概况

本项目建设内容在焦页 31 号平台新增钻井 2 口，平均水平段长 1800m。本项目实施后平均单井日产能力 $3.3 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，新建产能 $0.35 \times 10^8 \text{m}^3/\text{a}$ ，共计新增可采储量 $2.3 \times 10^8 \text{m}^3$ 。具体工程内容包括钻前工程、钻井工程、储层改造工程、地面工程，涉及施工期、运营期与退役期等。

项目总投资 8000 万元，其中环保投资 322 万元，占总投资的 4.03%。

15.2 区块开发现状及回顾性评价

（1）区块开发现状整体回顾

通过对本项目区块已实施的工程项目环境影响回顾性调查发现，现有工程均认真地执行了环境影响评价制度和“三同时”制度，在设计期、施工期认真落实了环评文件各项要求；采取了相应的污染防治措施、生态保护与水土保持措施、环境风险防范措施与应急预案、环境管理与环境监控措施，污染物可以做到达标排放，环评文件要求基本得到落实，环境影响在当地环境可接受的范围内。

（2）区块内现有环境问题及整改措施

现有钻井工程完成后未及时对废水池、放喷池等临时占地进行生态恢复。考虑区块内后续还将继续开发，避免重复建设带来的生态影响，暂未对现有临时占地进行生态恢复，待建设单位确认后续无开发计划后，将对其进行生态修复并完成竣工环保验收。

15.3 相关法律法规、政策、规划符合性及选址、选线布局合理性

本项目符合《产业结构调整指导目录（2024 年本）》《页岩气产业政策》《长江经济带发展负面清单指南（试行，2022 年版）》《四川省、重庆市长江经济带发展负面清单实施细则（试行，2022 年版）》（川长江办〔2022〕17 号）、《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函〔2019〕910 号）、《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》（DZ/T0317-2018）、《国家级公益林管理办法》《中华人民共和国森林法》《重庆市规划和自然资源局关于进一步加强占用永久基本农田管理的通知》（渝规资规范〔2020〕9 号）、《中华人民共和国长江保护法》《陆上石油天然气开采水基钻井废弃物处理处置及资源化利用技术规范》

（SY/T 7466-2020）、《重庆市生态环境局办公室关于加强水泥窑协同处置危险废物和页岩气开采固体废物环境管理服务的通知》（渝环办〔2019〕373号）、《重庆市能源发展“十四五”规划（2021—2025年）》《重庆市页岩气产业发展规划（2015-2020年）》《重庆市矿产资源总体规划（2021-2025年）》等相关管控要求。

15.4项目环境敏感性

本项目评价范围不涉及特殊生态敏感区（自然保护区、世界文化和自然遗产地），亦不涉及重要生态敏感区（风景名胜区、森林公园、地质公园、重要湿地、原始天然林、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、越冬场和洄游通道、天然渔场）。本项目占地不涉及生态保护红线，占地不涉及饮用水源保护区。

15.5环境质量现状评价

（1）地表水

本项目周围距离项目最近的地表水体为麻溪河，水质满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中Ⅲ类标准的要求。

（2）地下水

本项目所在区域地下水质量标准按照《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中的Ⅲ类标准进行评价。根据地下水环境质量监测数据，监测点的所有监测因子均满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）Ⅲ类水质标准。

（3）环境空气

根据《重庆市人民政府关于印发重庆市环境空气质量功能区划分规定的通知》（渝府发〔2016〕19号），项目区域属于环境空气二类功能区，执行《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中的二级标准，根据《2023年重庆市生态环境状况公报》，项目所在评价区域为不达标区。

（4）声环境

本项目所在区域属于2类声环境功能区，执行《声环境质量标准》（GB3096-2008）2类功能区标准，即昼间60dB（A），夜间50dB（A）。根据声环境监测数据，监测点昼、夜间噪声值均满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）2类区标准要求，声环境质量现状较好。

（5）土壤环境

根据监测结果，本项目场地外监测点各因子均低于《土壤环境质量农用地土壤污

染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）其他风险筛选值；场地内监测点各因子均低于《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中的第二类用地筛选值。土壤环境质量较好。

（6）生态环境

根据《重庆市生态功能区划（修编）》（2008年7月），重庆市生态功能区划分为5个一级区，9个二级区，14个三级区。本项目所在地（涪陵区）属“IV 渝中-西丘陵-低山生态区，IV1 长寿-涪陵低山丘陵农林生态亚区，IV1-1 长寿一涪陵水体保护一营养物质保持生态功能区”。本生态功能区包括涪陵区和长寿区，辖区面积4365.46km²。地貌以丘陵和低山为主。

15.6主要环境影响及环境保护措施

15.6.1环境空气影响评价

（1）施工期

钻前工程废气产生量少，主要为扬尘，采取洒水降尘措施，对环境影响小；钻井工程产生的废气主要为备用柴油发电机产生的废气，使用优质柴油，产生的大气污染物浓度低，且柴油机发电机设备均为成套产品，经自带的排气筒排放；储层改造工程产生的废气主要为测试放喷废气，采用地面燃烧处理，测试放喷管口高为1m，采用短火焰灼烧器，修建放喷池降低热辐射影响。综上所述，通过采取评价提出的措施，对环境影响小。

（2）运营期

本项目运营期大气环境影响主要为无组织废气、放空废气。新增水套加热炉废气SO₂:0.016t/a，NO_x: 0.028t/a，颗粒物: 0.021t/a，无组织废气非甲烷总烃 0.047t/a。本项目放空废气发生的频率低（2~3次/年），排放的放空废气量较小，持续时间短，项目区扩散条件好，对环境空气质量影响小。

（3）退役期

退役期场内设备拆除及清理过程中产生的扬尘采取洒水降尘，采取措施后粉尘对外环境影响较小。

15.6.2声环境影响评价

（1）施工期

本项目噪声主要来自钻井、储层改造噪声和运营期设备、放空噪声。网电供电时，

钻井噪声对周边居民影响较小；储层改造噪声虽然会造成场界和周边一定范围居民噪声超标，但通过合理的施工安排和对受影响居民采取临时功能置换措施，施工噪声对居民影响可以得到控制；

（2）运营期

运营期间设备采取基础减振措施减小对周围声环境的影响，压缩机靠近敏感点侧设置声屏障措施，放空属偶发工况，对外环境及周边居民影响小。

（3）退役期

退役期场内设备拆除过程中运行设备选用低噪声设备，仅在昼间施工，避免夜间施工，施工结束后噪声影响随之消失，采取上述措施后噪声对外环境影响较小。

15.6.3 地表水环境影响分析

（1）施工期

本项目废水包括钻前工程产生的施工废水，钻井期间的钻井废水、压裂期间的压裂返排液、管道试压废水及生活污水，运营期主要为采出废水。

钻前施工废水经沉淀处理后用于防尘洒水；钻井废水用于后续压裂液的配置，剩余水基钻井液在循环罐内暂存，随钻井队用于工区其他平台钻井；井场内雨水、洗井废水等经沉淀处理后用于本平台配置压裂液；储层改造期间的压裂返排液经处理后拉运至其他钻井平台回用于压裂工序；钻前、地面工程生活污水依托当地旱厕收集后农肥，不外排，钻井、储层改造工程施工队生活污水经环保厕所收集后外运至污水处理厂；管道试压废水经沉淀后用于场地洒水降尘。

（2）运营期

运营期采出水在平台现有的废水池内暂存，定期装车外运优先回用于其他平台压裂工序，无法回用的运输至涪陵页岩气田采出水处理站进行集中处理达标后排放。

项目产生的污废水经妥善处理后，对地表水环境影响较小。

（3）退役期

退役期间的清洗污水经收集后外运处置，现场不外排。拆除过程中施工人员产生的生活污水利用环保厕所等设施收集后外运污水处理厂处置，对区域地表水环境无影响。场内设备及管线内残留返排液收集后用于焦石坝地区其他平台压裂使用，不能回用时运至涪陵页岩气田采出水处理站处理。

15.6.4 固体废物环境影响分析

（1）施工期

本项目施工期固体废物主要为生活垃圾、钻井岩屑、废油、化工料桶；运营期固体废物主要为废油。生活垃圾收集后交由环卫部门处置；清水岩屑进行铺垫井场等综合利用，无发利用的与水基岩屑一起干化后交由水泥厂资源化利用；水基岩屑经泥浆不落地系统收集，现场干化后由重庆市涪陵区鑫垚环保科技有限公司等资质单位运输到水泥厂实现水基岩屑废资源化利用；油基岩屑收集后交由重庆海创环保科技有限公司等具有资质的第三方处置单位处置；废油由井队或有资质的单位回收处置；废化工料桶交由有资质单位或供应厂家回收；场地清理固废（废防渗材料）收集后交由有资质单位处置；压裂返排液絮凝沉淀污泥及废水池沉淀污泥按一般固废处置，交由东方希望水泥厂或其他第三方相关单位进行资源化利用。

（2）运营期

运营期产生的废润滑油等危险废物交有资质单位回收、处置，除砂器废渣由建设单位运营管理单位统一收集后交由一般固废处理场处置。废水池沉淀污泥交由东方希望水泥厂或其他第三方相关单位进行资源化利用。泡排药剂桶由厂家回收用于原始用途，如回收不了的按照一般固废处置。

（3）退役期

退役期地面拆除设备、管线等材料交由厂家回收利用，清理过程中可能产生的落地油及废防渗材料收集后交由有资质的第三方处置单位处置。施工人员产生的生活垃圾交由环卫部门处置。

本项目产生的固体废物得到有效处置，对周边环境影响小。

15.6.5地下水环境影响评价

（1）施工期

通过评价提出施工固废收集外委处置，尽量避免跑冒滴漏油类，发现滴漏油类应将污染土壤收集外委处置。总体施工过程对地下水的污染影响很小。

本项目钻井采用近平衡钻井技术，井筒内的钻井液柱压力稍大于裸露地层的地层压力，钻井过程中地层地下水压力及水位均维持原状。一开段钻井液均使用清水，清水钻井液对于有供水意义的含水层水质基本没有影响。

在做好相关防渗和防护工作后，可以将对地下水环境影响降低至最低，对地下水影响小。

（2）运营期

通过严格落实本评价提出的地下水分区防控措施和源头控制措施、跟踪监测措施，

正常工况下，对地下水环境影响小可接受。

非正常工况下污水泄漏对浅层地下水的影响是缓慢的，非正常工况下井场周边小范围对地下水将造成轻度影响，废水池池底破裂非正常工况下对地下水将造成一定影响，在小范围出现超标，影响居民水井数量少。因此，通过尽量避免非正常工况的发生，同时加强地下水跟踪监测、风险防范和应急措施。在事故性污染发生后，立即启动应急监测和地下水污染控制措施，即在污染物区域和地下水排泄边界进行抽水以阻隔污染物的扩散，根据应急监测情况，为下游受影响居民提供桶装饮用水、另找水源等方式保证居民正常用水，总体影响是可控的。总体工程建设对地下水环境影响可接受。

（3）退役期

退役期产生的废水主要为拆除地面设施及封井时工人的少量生活废水以及井筒内残留的压裂液及返排液，施工人员生活污水收集后外运处置，残留的压裂液及返排液经收集后用于焦石坝地区其他平台压裂使用，不能回用时运至涪陵页岩气田采出水处理站处理。

15.6.6 土壤环境影响分析

（1）施工期

施工过程中将产生施工垃圾、生活垃圾等废物。通过评价提出施工固废收集外委处置，尽量避免跑冒滴漏油类，发现滴漏油类应将污染土壤收集外委处置。总体施工过程对土壤的污染影响很小。

钻井及储层改造施工过程，化工药品堆存区设置遮雨棚及围堰，地面铺设防渗膜；柴油罐、盐酸罐均设置围堰及防渗膜；水基岩屑采用岩屑不落地装置进行处理，保证废水、水基岩屑不落地；井场内池体均采取防渗处理，严格执行各项环保措施，可有效防止土壤污染。

（2）运营期

评价范围土壤环境质量现状达标，通过落实设计及评价提出的源头控制和分区防渗措施，预计周边耕地土壤及占地范围内各评价因子满足相关标准要求；本项目对土壤环境影响较小，是可以接受的。从土壤环境影响的角度，项目建设的可行性。

（3）退役期

退役期拆除地面设施及井筒内残留的返排液及时转运，避免对周边土壤环境造成影响。按照《企业拆除活动污染防治技术规定》（环保部 78 号令）等要求完善拆除

过程中土壤防治要求,场地内产生的落地油及时清理后交由有资质的第三方单位处置。

15.6.7生态影响评价

(1) 施工期

本项目平台占地类型主要为采矿用地;由于平台面积较小且均为已建设用地,项目工矿景观的加入对项目区现有景观格局影响轻微,在施工结束后,及时对临时占地形成的地表扰动区域进行植被恢复。在采取上述措施后,项目对生态环境影响较小。

管道敷设等对自然地貌的改变和地表自然及人工植被的破坏引起土地利用的改变,施工占地及工程机械、车辆运输噪音、灯光、振动等对动物的影响。施工时需严格控制施工作业带宽度,加强施工队伍管理;管沟开挖时,对开挖地段的植被及表土就近保存、培植,可减少植被的破坏量,缩短植被重建的时间;对坡度较大地段,要搞好护坡工程的建设,根据工程段地质情况,分别采取不同的边坡防护措施。施工期结束后,水土保持措施得到实施后,进行植被种植和生态恢复,施工期严格履行各项污染治理措施,采用低噪声设备、运输车辆限速、禁鸣等措施,对生态系统、景观及动植物的影响可接受。

(2) 运营期

运营期平台无新增占地,平台施工生活区也将进行植被恢复,管道临时占用林地被草地替代,造成生物量的减少。管线工程剥离区、表土堆放场在施工结束后,立即覆土恢复植被,种植乡土植物种类,最大限度保障群落的生物多样性,尽快恢复裸露地面;对施工占地周边进行植被种植,使工程对生态环境的影响降低到最低程度。项目投入运营后,无直接对水生生态产生影响的因素,项目运营期间不会对附近河流的水生生态产生影响。

虽然项目建设对生态环境的影响在该区域环境系统承受能力之内,但在建设过程中仍需重视对周边生态环境的保护,严格落实各项环评提出的环境保护措施,以达到对生态环境扰动影响最小化,并在相应时期对造成的生物损失进行必要的恢复与补偿。

通过落实评价提出的生态保护和恢复措施,对生态系统的结构和稳定性影响小,对区域生态功能影响小。总体对生态环境影响小,可以接受。

15.7环境风险评价

通过严格按照行业规定设计、施工和运营作业,按照行业规范和环评要求完善相关风险防范和应急措施,制定详尽有效的环境风险应急预案。本项目环境风险是可防

控的。建议加强风险事故应急监测，根据监测情况适当扩大撤离范围，最大限度减轻风险事故影响。

根据区域已完井的风险事故分析，项目环境风险事故发生概率较低，采取环境风险防范措施后，项目环境风险影响可降至可接受水平。

15.8环境经济效益分析

本项目环保投资占总投资比例为 4.03%，这在目前国内天然气开采钻井中建设属适当水平。项目环境效益系数为 2.6，即每投入 1 万元的环保费可挽直接回经济损失 2.6 万元。从社会效益、环境效益和经济效益上分析可以得出，本项目建设是可行的，符合社会、经济与环境协调发展的原则。

15.9总量控制

本项目大气污染无组织废气主要为集气站站内集输环节产生的非甲烷总烃。水套加热炉废气 NO_x: t/a，颗粒物: t/a，无组织排放总量：非甲烷总烃约 0.047t/a。

15.10环境管理与监测计划

建设单位应加强该项目环境保护管理工作，设置专门的环保机构，配备专业的环保管理人员，负责项目建设和运营过程中的环境管理工作及监测计划；并根据环境影响报告中提出的环保措施，结合在施工和运营期间实际造成的环境影响，详细制定施工期和运营期间环境保护规章制度。

15.11公众参与

根据《环境影响评价公众参与办法》（生态环境部令第 4 号），建设单位于 2025 年 11 月 14 日在中石化江汉油田“公示信息”网站（<http://jhof.sinopec.com/jhof/>）上进行了第一次公示。征求意见稿于 2025 年 12 月 10 日~2025 年 12 月 10 日进行第二次公示，期间在中石化江汉油田“公示信息”网站（<http://jhof.sinopec.com/jhof/>）进行了网络公示，在项目所在地均进行了现场公示，同时 2025 年 12 月 17 日和 2025 年 12 月 19 日在《重庆法治报》上进行刊登公示。建设单位于 2025 年 12 月 31 日，对送审稿和公众参与说明在重庆渝佳环境影响评价有限公司“环保案例”网站（http://www.cqyjpc.cn/product/5693_33732）进行了报批前公示。本项目公示期间未收到与项目有关的环保问题反馈。

本次公众参与评价严格执行《环境影响评价公众参与办法》（生态环境部令第 4

号)要求进行,建设单位切实采取环评提出的污染防治措施,可以最大程度的减轻项目建设所带来的环境污染。公众参与工作程序合法、工作过程透明有效、调查结果真实可靠。

15.12综合评价结论

焦页 31 号开发井组符合国家页岩气发展规划和产业政策,有利于提升我国页岩气开发水平,加快构建区域能源新格局,有利于推动重庆地区节能减排工作的深入开展和地方经济的可持续发展。区域环境空气、声环境、地表水、地下水环境质量现状总体较好,在严格落实各项污染防治措施、生态保护措施及环境风险措施的情况下,可将项目对环境的影响降至最低,实现污染物达标排放,满足环境功能区要求,环境可以接受,从环境保护角度分析,项目建设可行。

15.13建议

- (1) 加强与周边居民的沟通协调,避免噪声扰民。
- (2) 尽量避开雨季、大风天气施工,大力宣传野生动植物保护法律法规。
- (3) 加强管理和维护,减少检修和事故放空,减少天然气损耗。
- (4) 运行期加强平台巡检工作,避免第三方破坏等造成环境次生污染。
- (5) 为了进一步减少温室气体排放,建议放空页岩气建议开展回收可行性研究,不能回收的尽量采取燃烧放空。评价建议后期气田水产生量较小时,采用气田水罐+围堰代替气田水池。