

目录

概 述	1
1 总 则	8
1.1 编制依据	8
1.2 评价目的	14
1.3 评价总体构思	14
1.4 环境影响识别与评价因子筛选	15
1.5 环境功能区划及评价标准	19
1.6 评价内容、重点及时段	25
1.7 环境工作等级和评价范围	26
1.8 符合性分析	30
1.9 生态环境保护目标	61
2 建设项目工程分析	64
2.1 油气田范围及油气资源特征	64
2.2 现有工程概况	66
2.3 建设项目工程分析	67
2.4 影响因素分析	80
2.5 污染源强核算	84
2.6 污染物排放汇总	96
2.7 “三本账”核算	100
3 环境现状调查与评价	102
3.1 自然环境现状调查与评价	102
3.2 环境保护目标调查	106
3.3 环境质量现状调查与评价	107
4 环境影响预测与评价	127
4.1 地表水环境影响预测与评价	127
4.2 地下水环境影响预测与评价	129
4.3 大气环境影响预测与评价	138

4.4	声环境影响预测与评价	139
4.5	固体废物环境影响分析	144
4.6	土壤环境影响预测与评价	146
4.7	生态环境影响预测与评价	148
4.8	环境风险评价	152
4.9	碳排放评价	177
5	环境保护措施及其可行性论证	187
5.1	施工期污染防治措施可行性论证	187
5.2	运营期污染防治措施可行性论证	202
5.3	退役期污染防治措施可行性论证	207
5.4	环保措施汇总	208
6	环境影响经济损益分析	213
6.1	环境保护费用的确定与计算	213
6.2	环境经济效益分析	213
7	环境管理与监测计划	215
7.1	企业环境管理体系	215
7.2	环境管理要求	216
7.3	污染物排放清单及总量控制	218
7.4	环境监测计划	220
7.5	竣工环保验收	221
8	环境影响评价结论	223
8.1	建设项目概况	223
8.2	环境质量现状	223
8.3	污染物排放情况	224
8.4	主要环境影响及环境保护措施	225
8.5	公众意见采纳情况	228
8.6	环境影响经济损益分析	228
8.7	环境管理与环境监测	228
8.8	综合结论	228

9 附表、附图及附件230

 9.1 附表230

 9.2 附图230

 9.3 附件231

概 述

1 项目由来

2010 年 8 月，自然资源部（原国土资源部）授予中国石油化工股份有限公司“黔、渝彭水地区石油天然气（页岩气）勘查”探矿权，矿权区包括重庆市东南部彭水县、武隆区及贵州省北部道真仡佬县，勘查面积 6837.087km²，2021 年 7 月，自然资源部对黔渝彭水区块页岩气探矿权进行了重新核定，其中“黔渝彭水 1 区块页岩气勘查”勘查面积 3421.501km²，勘查范围包括重庆市东南部彭水县、武隆区。探矿权人为中国石油化工股份有限公司。中国石油化工股份有限公司华东油气分公司受中国石油化工股份有限公司委托对该矿区进行勘察。

2020 年 1 月 3 日，中国石油化工股份有限公司华东油气分公司组建的中石化重庆页岩气有限公司成立，负责南川、武隆等区块页岩气的勘探开发。

《武隆区“十四五”能源发展规划（2021 年—2025 年）》提出：武隆区要尽快实现有利区块页岩气的商业化开发，……引导勘探开发企业做好白马区块（白马镇、长坝镇、白云乡、大洞河乡）、平桥北区块（平桥镇）、凤来区块（涉及鸭江镇、凤来镇、和顺镇、平桥镇、庙垭乡）、武隆区块（仙女山街道、火炉镇、凤山街道、芙蓉街道、沧沟乡）、双河区块（双河镇）页岩气勘探开发工作，力争到 2025 年，完成钻井 265 口，建成产能 45 亿立方米/年，产量 36 亿立方米/年，产值 50 亿元/年，将武隆区建成重庆重要页岩气生产基地。

为进一步评价老厂坪背斜南翼北部含气性，落实探明储量含气边界，2024 年 11 月，中石化重庆页岩气有限公司计划实施坪页 5 平台勘探项目，新建坪页 5 平台，部署坪页 5-1HF 井。2024 年 11 月 12 日，武隆区生态环境局以“渝（武）环准〔2024〕24 号”号对《坪页 5 平台勘探项目环境影响报告表》进行了批复，2025 年 1 月 7 日，坪页 5-1HF 井开始动工，截止到本项目二次公示前，平台正在施工，尚未验收。

为了进一步扩大区域页岩气开发产能，推进武隆区能源发展，中石化重庆页岩气有限公司拟实施坪页 5 井区扩建项目，区块面积约 3.0km²，区块范围

内平台为坪页 5 平台，在坪页 5 平台新部署 4 口井，并将坪页 5-1HF 井转为开发井。坪页 5 井区属于新区块，平台完钻后配套建设集气设施进行生产，本项目不含外输管线，管线部分另行开展环评。

本项目的实施有利于加快构建区域能源新格局，增强能源供应链的弹性和韧性，提高能源安全保障水平，有利于推进川渝能源保障一体化建设和地方经济可持续发展。

2 建设项目特点

①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》（办环评函〔2019〕910 号），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。本次以坪页 5 井区开展区块环评，区块动用面积约 4.0km²，区块范围内平台仅涉及坪页 5 平台，将原有 1 口探井（坪页 5-1HF 井）转为开发井，新部署 4 口页岩气开发井，单井配产 5.0×10⁴m³/d，新建产能 0.91×10⁸m³。

②本项目利用现有平台占地施工，不新增占地。

③本次对现有站场存在的生态环境问题和环境风险隐患提出有效防治措施，分析环境保护措施的有效性；对依托的污染防治设施或者委托第三方处置的，论证其可行性和有效性。

④本项目部署的页岩气井目的层为龙马溪组，项目直井段采用清水钻井，斜井段采用水基钻井液钻井，水平段采用油基钻井液钻井；钻井采用网电进行供电，柴油发电机备用；储层改造工程采用柴油压裂机组进行水力压裂；油气测试后井口来气进入集气站进行生产，集气站采用“气液分离—增压—脱水外输”工艺。

3 环境影响评价工作过程

2025 年 1 月，中石化重庆页岩气有限公司委托中煤科工重庆设计研究院（集团）有限公司（以下简称“我公司”）承担该项目环境影响评价工作。我公司接受委托后，收集了现有工程环评、环境敏感区等资料，组织环评技术人员进行了现场踏勘，在进行项目初步工程分析及环境现状调查等工作基础上，确定了评价工作等级、评价范围以及评价标准、评价因子等，制定了环境质量现状监测方案并委托监测。

在现场踏勘和调查、资料收集、环境质量现状调查及监测、评价因子识别以及工程分析等工作的基础上,对本项目实施可能产生的环境影响以及环境风险进行了预测分析与评价,并根据项目实施可能产生的环境影响提出了相应的环境保护措施以及风险防范措施和应急要求,在上述工作的基础上编制完成了《中石化重庆页岩气有限公司坪页 5 井区扩建项目环境影响报告书》。

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)要求进行了公示。2025 年 1 月 6 日,建设单位在武隆区当地网站爱武隆(<http://www.aiwulongrencai.com/>)开展了项目第一次环评公示;2025 年 1 月 20 日~2 月 7 日在“爱武隆”开展项目第二次环评网络公示,公示时间不少于 10 个工作日;于 2025 年 1 月 22 日和 1 月 23 日在《重庆晚报》进行公示,同步在平台周边居民点张贴现场公告,建设单位向武隆区生态环境局报送环境影响报告书前,公示了环境影响报告书全文和公众参与说明,以上公示期间未收到反馈意见。

4 分析判定相关情况

(1) 环境影响评价类别判定

本项目属于陆地天然气开采,且利用现有占地,不新增占地。根据《武隆区水土流失重点预防区和重点治理区划分成果》(发布时间 2023 年 9 月 4 日),本项目所在地火炉镇徐家村不在武隆区“水土流失重点预防区”和“水土流失重点治理区”范围内;根据“国土空间用途管制红线智检服务”查询,见附件 4,本项目利用现有占地,原有占地占用永久基本农田约 0.6755hm²。根据林业局相关资料,项目占地范围涉及占用天然林约 0.033hm²。目前,坪页 5 平台正在施工,场地已经进行了平整,实际用地类型已变为工矿用地,本项目扩建不新增占用永久基本农田及天然林。建设单位已办理了临时占地手续和林地手续,见附件 8、9。

表 1 项目与水土流失重点治理区、重点预防区位置关系

表 2 项目占用永久基本农田、天然林情况一览表 单位: hm²

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”,项目占用永久基本农田约 0.6755hm²,涉及分类管理名录中的敏感区(永久基本农田、天然林),因此本项目应编制

环境影响报告书。

（2）评价等级判定

根据各要素环境影响评价技术导则的具体要求，并结合项目工程分析成果，判定项目生态环境评价工作等级为二级，地表水环境评价工作等级为三级 B，地下水评价工作等级为二级，大气环境评价工作等级为三级，声环境评价工作等级为二级，土壤环境评价工作等级为二级，环境风险评价工作等级为简单分析。

（3）与相关环境保护法律法规、产业政策等的符合性

本项目符合《中华人民共和国长江保护法》《中华人民共和国石油天然气管道保护法》《地下水管理条例》（国令第 748 号）《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）与相关规划、规划环境影响评价结论及审查意见的符合性

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《“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）》《重庆市武隆区生态环境保护“十四五”规划》等相关规划要求。

（5）与“三线一单”的符合性

本项目不占用生态保护红线；区域环境质量现状较好，施工期、运营期产生的污染物均能做到达标排放或妥善处置，对区域环境影响较小，项目建设不会突破项目所在地的环境质量底线；本项目开采的页岩气为清洁能源，消耗资源主要为施工期压裂用水，压裂用水从附近河流或水库取水，为临时取水，取水前需按照国家相关要求办理取水许可，取水量较小，对区域水资源利用影响较小，满足资源利用上线要求；本项目不属于《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）中禁止建设项目，本项目满足环境准入条件。本项目符合重庆市、武隆区“三线一单”总体管控要求及“武隆区一般生态空间-生物多样性维护”（优先管控单元）的管控要求。

（6）选址及选线合理性

为减少新增占地，本项目充分利用现有平台施工，不新增占地。本项目占地均不涉及生态保护红线、自然保护区、森林公园、风景名胜区、地质公园、饮用水源保护区、湿地公园、水产种质资源保护区等环境敏感区。因地下油气资源赋存特征，区域永久基本农田分布广泛且离散，地面平台会不可避免地占用永久基本农田，根据《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）：“一、界定临时土地使用范围……矿产资源勘查、工程地质勘查、水文地质勘查等，在勘查期间临时生活用房、临时工棚、勘查作业及其辅助工程、施工便道、运输便道等使用的土地，包括油气资源勘查中钻井井场、配套管线、电力设施、进场道路等钻井及配套设施使用的土地……县（市）自然资源主管部门负责临时用地审批，其中涉及占用耕地和永久基本农田的，由市级或者市级以上自然资源主管部门负责审批。不得下放临时用地审批权或者委托相关部门行使审批权。城镇开发边界内使用临时用地的，可以一并申请临时建设用地规划许可和临时用地审批，具备条件的还可以同时申请临时建设工程规划许可，一并出具相关批准文件。油气资源探采合一开发涉及的钻井及配套设施建设用地，可先以临时用地方式批准使用，勘探结束转入生产使用的，办理建设用地审批手续；不转入生产的，油气企业应当完成土地复垦，按期归还。”

本项目新钻井的目的层主要为龙马溪组，兼具勘探任务，属于油气资源探采合一开发项目，若产气效果好，则进行商业开采，若不具备商业开采价值，则需要暂时关井，综上，本项目属于可以临时占用永久基本农田的项目。目前，建设单位已按照要求办理了临时用地手续（武隆规资临地〔2025〕1号，见附件8），符合《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）相关要求，选址合理。勘探结束转入生产使用的，建设单位应依法办理建设用地审批手续；不转入生产的，油气企业应当完成土地复垦，按期归还。

5 关注的主要环境问题及环境影响

本项目属于陆地天然气开采项目，主要环境问题及拟采取的环境保护措施如下：

（1）项目建设对生态环境的影响

本项目不新增占地，在施工期间严格控制施工作业范围，并在完工后采取

生态恢复措施，减缓项目建设对生态环境的影响。

（2）施工期废水、固体废物、噪声和废气的污染防治

施工过程中产生的废水、固体废物、噪声和废气若不妥善处置，将对环境造成一定的不利影响。

废水：钻井、储层改造期间产生的废水在配液罐、软体罐等暂存，优先回用于压裂，不能回用的部分运输至武隆工区采出水处理站处理达标后排放；生活污水经环保厕所收集后农用或交第三方环境治理公司进行清掏外运处置。

固体废物：钻井产生的清水岩屑直接进行综合利用，用于铺垫井场或修建井间道路；水基岩屑经不落地系统收集、压滤脱水后，进行资源化利用；油基岩屑交由有相应危废处置资质的单位进行处置；沾染矿物油的废防渗材料交由有相应危废处置资质的单位进行处置；絮凝沉淀污泥外运至一般工业固废处置单位处置或资源化利用；废油由建设单位或有资质的单位回收；废包装材料由厂家或有资质的单位回收。

废气：工程采用网电供电，备用柴油发电机选用优质燃油，废气污染物达标排放。

噪声：项目采用网电钻机，减小钻井噪声源强，并通过对平台周边噪声超标的居民采取临时避让等措施，减小施工噪声对周边环境的影响。

（3）运营期间废水、固体废物和噪声污染防治

固体废物：废润滑油交由有危险废物处置资质的单位处置。废砂石、废分子筛交一般工业固废处置单位处置。

废气：正常工况下无废气排放，非正常工况下的放空废气利用放空立管排放。

废水：优先回用于本平台或武隆工区其他平台压裂工序，不能回用时罐车转运至采出水处理站处理达标后排放。

噪声：集气站内采气设备噪声小，采用隔声、基础减振等措施，可减小噪声对周边环境的影响。

6 环境影响评价主要结论

中石化重庆页岩气有限公司坪页 5 井区扩建项目符合国家产业政策及相关规划要求，工程选址不在重庆市生态保护红线内，项目建设有利于加快构建区域能源新格局，增强能源供应链的弹性和韧性，提高能源安全保障水平，项

目建设有利于推进川渝能源保障一体化建设和地方经济可持续发展。评价区域环境空气质量、声环境质量、地表水环境质量、地下水环境质量、生态环境现状总体较好，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情况下，可实现污染物达标排放，满足环境功能区要求。从环境保护角度分析，项目建设可行。

1 总 则

1.1 编制依据

1.1.1 法律

- (1) 《中华人民共和国环境保护法》（2014 年 4 月 24 日修订）；
- (2) 《中华人民共和国环境影响评价法》（2018 年 12 月 29 日修订）；
- (3) 《中华人民共和国水污染防治法》（2017 年 6 月 27 日修订）；
- (4) 《中华人民共和国大气污染防治法》（2018 年 10 月 26 日修订）；
- (5) 《中华人民共和国噪声污染防治法》（自 2022 年 6 月 5 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) 《中华人民共和国土壤污染防治法》（自 2019 年 1 月 1 日起施行）；
- (8) 《中华人民共和国水法》（2016 年 7 月 2 日修订）；
- (9) 《中华人民共和国水土保持法》（自 2011 年 3 月 1 日起施行）；
- (10) 《中华人民共和国森林法》（自 2020 年 7 月 1 日起施行）；
- (11) 《中华人民共和国野生动物保护法》（2022 年 12 月 30 日修订）；
- (12) 《中华人民共和国长江保护法》（自 2021 年 3 月 1 日起施行）；
- (13) 《中华人民共和国石油天然气管道保护法》（自 2010 年 10 月 1 日起施行）；
- (14) 《中华人民共和国土地管理法》（2019 年 8 月 26 日修订）；
- (15) 《中华人民共和国矿产资源法》（2009 年 8 月 27 日修订）；
- (16) 《中华人民共和国突发事件应对法》（自 2007 年 11 月 1 日起施行）；
- (17) 《中华人民共和国清洁生产促进法》（2012 年 2 月 29 日修订）；
- (18) 《中华人民共和国循环经济促进法》（2018 年 10 月 26 日修订）；

1.1.2 法规

1.1.2.1 行政法规

- (1) 《建设项目环境保护管理条例》（2017 年 7 月 16 日修订）；
- (2) 《地下水管理条例》（自 2021 年 12 月 1 日起施行）；
- (3) 《中华人民共和国野生植物保护条例》（2017 年 10 月 7 日修订）；
- (4) 《中华人民共和国土地管理法实施条例》（2021 年 7 月 2 日修订）；

- (5) 《基本农田保护条例》（2011 年 1 月 8 日修订）；
- (6) 《土地复垦条例》（自 2011 年 3 月 5 日起施行）；
- (7) 《排污许可管理条例》（自 2021 年 3 月 1 日起施行）；
- (8) 《危险化学品安全管理条例》（2013 年 12 月 7 日修订）。

1.1.2.2 地方性法规

- (1) 《重庆市环境保护条例》（2022 年 9 月 28 日修订）；
- (2) 《重庆市大气污染防治条例》（2021 年 5 月 27 日修订）；
- (3) 《重庆市水污染防治条例》（自 2020 年 10 月 1 日起施行）；
- (4) 《重庆市野生动物保护规定》（自 2019 年 12 月 1 日起施行）；
- (5) 《重庆市矿产资源管理条例》（自 2020 年 8 月 1 日起施行）；
- (6) 《重庆市林地保护管理条例》（2018 年 7 月 26 日修订）；
- (7) 《重庆市土地管理条例》（自 2025 年 1 月 1 日起施行）。

1.1.3 规章

1.1.3.1 国务院部委规章

- (1) 《建设项目环境影响评价分类管理名录》（生态环境部 部令 第 16 号，自 2021 年 1 月 1 日起施行）；
- (2) 《国家危险废物名录（2025 年版）》（生态环境部 国家发展和改革委员会 公安部 交通运输部 国家卫生健康委员会 部令 第 36 号，自 2025 年 1 月 1 日起施行）；
- (3) 《危险废物转移管理办法》（生态环境部 公安部 交通运输部 部令 第 23 号，自 2022 年 1 月 1 日起施行）；
- (4) 《工矿用地土壤环境管理办法（试行）》（生态环境部 部令 第 3 号，自 2018 年 8 月 1 日起施行）；
- (5) 《产业结构调整指导目录（2024 年本）》（中华人民共和国国家发展和改革委员会 令第 7 号，2024 年 2 月 1 日起施行）；
- (6) 《环境影响评价公众参与办法》（生态环境部 部令第 4 号，自 2019 年 1 月 1 日起施行）；
- (7) 《固定污染源排污许可分类管理名录（2019 年版）》（生态环境部令 第 11 号，自 2019 年 12 月 20 日施行）；

(8)《建设项目环境影响报告书(表)编制监督管理办法》(生态环境部 部令 第 9 号,自 2019 年 11 月 1 日起施行);

(9)《排污许可管理办法》(生态环境部 部令 第 32 号,自 2024 年 7 月 1 日起施行);

(10)《建设项目环境影响后评价管理办法(试行)》(部令 第 37 号,2016 年 1 月 1 日实施);

(11)《突发环境事件应急管理办法》(部令 第 34 号,2015 年 6 月 5 日实施);

(12)《突发环境事件信息报告办法》(部令 第 17 号,2011 年 5 月 1 日实施)。

1.1.3.2 地方政府规章

(1)《重庆市噪声污染防治办法》(渝府令〔2023〕363 号,自 2024 年 2 月 1 日起施行);

(2)《重庆市建设用地土壤污染防治办法》(渝府令〔2019〕332 号,自 2022 年 2 月 1 日起施行);

(3)《重庆市公益林管理办法》(渝府令〔2017〕312 号,自 2017 年 3 月 1 日起施行);

(4)《重庆市土地管理规定》(渝府令〔1999〕53 号,自 1999 年 1 月 1 日起施行)。

1.1.4 规范性文件

1.1.4.1 国务院及部门规范性文件

(1)《中共中央 国务院关于加强耕地保护和改进占补平衡的意见》(2017 年 1 月 9 日发布);

(2)《中共中央 国务院关于深入打好污染防治攻坚战的意见》(2021 年 11 月 2 日发布);

(3)《成渝地区双城经济圈建设规划纲要》(2021 年 10 月 20 日发布);

(4)《关于印发成渝地区双城经济圈生态环境保护规划的通知》(环综合〔2022〕12 号);

(5)《长江经济带发展负面清单指南(试行,2022 年版)》(长江办〔2022〕

7 号)；

(6)《关于印发四川省、重庆市长江经济带发展负面清单实施细则（试行，2022 年版）的通知》（川长江办〔2022〕17 号）；

(7)《危险废物排除管理清单（2021 年版）》（生态环境部 公告 2021 年 第 66 号）；

(8)《危险化学品目录（2022 版）》（公告 2022 年 第 8 号）；

(9)《石油天然气开采业污染防治技术政策》（公告 2012 年第 18 号）；

(10)《关于规范临时用地管理的通知》（自然资规〔2021〕2 号）；

(11)《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）；

(12)《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）；

(13)《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）；

(14)《页岩气产业政策》（国家能源局公告 2013 年第 5 号）；

(15)《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）；

(16)《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）；

(17)《国家发展改革委 国家能源局关于完善能源绿色低碳转型体制机制和政策措施的意见》（发改能源〔2022〕206 号）；

(18)《关于印发“十四五”土壤、地下水和农村生态环境保护规划的通知》（环土壤〔2021〕120 号）；

(19)《关于印发“十四五”现代能源体系规划的通知》（发改能源〔2022〕210 号）

(20)《关于规范临时用地管理的通知》（自然资规发〔2021〕2 号）；

(21)《关于全面实行永久基本农田特殊保护的通知》（国土资规〔2018〕1 号）；

(22)《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）；

(23)《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）。

1.1.4.2 地方政府及部门规范性文件

(1)《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）；

(2)《重庆市武隆区人民政府办公室关于印发武隆区声环境功能区划分调整方案的通知》（武环发〔2023〕38 号）；

(3)《重庆市武隆区生态环境局关于印发武隆区部分农村分散式饮用水水源保护范围划定方案的通知》（武环发〔2021〕46 号）

(4)《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）；

(5)《重庆市“十四五”土壤生态环境保护规划（2021—2025 年）》（渝环〔2022〕108 号）；

(6)《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）；

(7)《重庆市规划和自然资源局 关于规范临时用地管理的通知》（渝规资规范〔2022〕1 号）；

(8)《重庆市发展和改革委员会关于印发重庆市产业投资准入工作手册的通知（渝发改投资〔2022〕1436 号）》；

(9)《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）；

(10)《重庆市生态环境局关于印发〈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)《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）。

1.1.5 环境影响评价技术导则和规范

(1)《建设项目环境影响评价技术导则 总纲》（HJ2.1-2016）；

- (2)《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ 2.2-2018）；
- (3)《环境影响评价技术导则 地表水环境》（HJ 2.3-2018）；
- (4)《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ2.4-2021）；
- (5)《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）；
- (6)《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022）；
- (7)《环境影响评价技术导则 土壤导则（试行）》（HJ964-2018）；
- (8)《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）；
- (9)《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ 349-2023）；
- (10)《生产建设项目水土保持技术标准》（GB 50433-2018）；
- (11)《生产建设项目水土流失防治标准》（GB/T 50434-2018）；
- (12)《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）。

1.1.6 行业技术规范

- (1)《石油天然气工程设计防火规范》（GB50183-2015）；
- (2)《页岩气勘探开发油基岩屑处理方法及控制指标》（GB/T 41518-2022）；
- (3)《钻前工程及井场布置技术要求》（SY/T5466-2013）；
- (4)《非常规油气开采污染控制技术规范》（SY/T 7482-2020）；
- (5)《含硫化氢油气井安全钻井推荐作法》（SY/T5087-2005）；
- (6)《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）；
- (7)《石油天然气钻井、开发、储运防火防爆安全生产技术规程》（SY/T5225-2019）；
- (8)《钻井井控技术规程》（SY/T6426-2005）；
- (9)《石油天然气工业健康、安全与环境管理体系》（SY/T 6276-2014）；
- (10)《废矿物油回收利用污染控制技术规范》（HJ607-2011）；
- (11)《页岩气钻井井控安全技术规范》（AQ/T2076-2020）；
- (12)《页岩气与煤层气绿色矿山建设规范》（DB50/T 1260-2022）；
- (13)《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)；

- (14)《石油天然气安全规程》（AQ2012-2007）；
- (15)《含硫化氢天然气井失控井口点火时间规定》（AQ2016-2008）；
- (16)《含硫化氢天然气井公众危害程度分级方法》（AQ2017-2008）；
- (17)《含硫化氢天然气井公众安全防护距离》（AQ2018-2008）；
- (18)《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）》；
- (19)《重庆市建设项目环境影响评价技术指南—碳排放评价（试行）》；
- (20)《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》；
- (21)《中国石油天然气生产企业温室气体排放核算方法与报告指南（试行）》；
- (22)《工业其他行业企业温室气体排放核算方法与报告指南（试行）》。

1.1.7 项目有关资料

- (1)《重庆市企业投资备案证》；
- (2)现有工程项目环评及批复；
- (3)相关钻井工程、油气集输工程设计资料
- (4)《页岩气藏措施返排液处理管理技术规范》(华东油气南页〔2016〕159号)。

1.2 评价目的

本次环境影响评价是在充分调查项目区生态环境和环境质量现状基础上，结合武隆工区页岩气井产排污及环境影响调查，对页岩气开发施工期、运营期和退役期的环境影响进行预测与评价，从保护环境的角度评价本工程建设的可行性，提出切实可行的生态保护及污染防治对策，维持或改善影响区的环境功能，降低本项目带来的不利环境影响，为项目建设和环境管理提供依据；根据环境风险评价结果，提出施工期和运营期的环境风险防范措施，使工程建设对环境产生的不利影响降到最低程度，为工程的设计、建设及运营期的环境管理提供科学依据，做到经济建设与环境保护协调发展。

1.3 评价总体构思

- (1) 突出环境影响评价源头预防作用，坚持保护和改善环境质量，严格

贯彻依法评价、科学评价、突出重点的评价原则。

(2) 本次环境影响评价时段包括施工期、运营期、退役期。

(3) 本项目施工期包括钻井工程、储层改造工程、油气集输工程。钻井工程和储层改造工程重点识别地表水、地下水环境影响及存在的环境风险。油气集输工程重点识别施工期生态环境影响及运营期存在的环境风险。本次评价根据钻井工程、储层改造工程、油气集输工程分别分析其环境影响，并有针对性的提出生态保护及污染防治措施。

(4) 截至二次公示时，坪页 5 平台正在施工，第一口井（坪页 5-1 井）处于一开直井清水钻井阶段。本项目依托该平台施工，在坪页 5-1HF 井施工完工后再实施本项目。

(5) 页岩气开发具有井下决定地面的特点，且选址受地面建构筑物以及周边环境限制，可选用的地面位置有限。根据前期勘探开发地质认识，现有平台位置较好，可进行充分利用，因此，本次依托现有坪页 5 平台施工，已达到最优，因此本次不进行方案比选。

1.4 环境影响识别与评价因子筛选

1.4.1 环境影响因素识别

通过分析施工期、运营期、退役期的各种工程内容与可能受影响的环境要素间的作用效应关系、影响性质、影响范围、影响程度等，定性分析了建设项目对各环境要素可能产生的污染影响与生态影响，具体见表 1.4-1。

1.4.2 评价因子筛选

根据《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ 349-2023）资料性附录 B，建设项目可能的影响因子见表 1.4-2。

表 1.4-1 环境影响因素识别

阶段	单项工程	工程内容	环境要素	受影响对象	影响方式	影响范围	影响性质	影响程度
施工期	钻井工程	钻井	地下水环境	下游泉点	间接	水文地质单元	短期、可逆	中
			土壤环境	土壤	直接	占地范围	短期、可逆	弱
			声环境	周边居民	直接	声评价范围	短期、可逆	弱
			生态环境	生物多样性	间接	生态评价范围	短期、可逆	弱
	储层改造工程	压裂	大气环境	周边居民	直接	大气评价范围	短期、可逆	弱
			地下水环境	泉点	间接	水文地质单元	短期、可逆	中
			土壤环境	土壤	直接	占地范围	短期、可逆	弱
			声环境	周边居民	直接	声评价范围	短期、可逆	弱
			生态环境	生物多样性	间接	生态评价范围	短期、可逆	弱
	油气集输工程	设备安装	声环境	周边居民	直接	声评价范围	短期、可逆	弱
运营期	采气		地表水环境	乌江、鱼泉河	间接	/	长期、可逆	弱
			声环境	周边居民	直接	声评价范围	长期、不可逆	弱
			地下水环境	泉点	间接	水文地质单元	短期、可逆	弱
			土壤环境	土壤	直接	占地范围	长期、可逆	弱
			生态环境	自然景观	直接	生态评价范围	长期、可逆	中
退役期	封井		生态环境	/	/	/	短期、可逆	无

表 1.4-2 建设项目主要环境影响因子一览表

环境要素 单项工程	时期	大气	地表水	地下水	土壤	生态	噪声
钻井工程	施工期	SO ₂ 、NO _x	pH 值、COD、BOD ₅ 、氨氮、总磷、石油类、挥发酚、硫化物、阴离子表面活性剂、氯化物、石油类	pH 值、挥发酚、耗氧量（COD _{Mn} ）、氨氮、硫化物、氯化物、石油类、总硬度、溶解性总固体、钡	pH 值、石油烃（C ₁₀ ~C ₄₀ ）、土壤含盐量、pH、钡等	/	昼间等效声级、夜间等效声级、
储层改造工程	施工期	SO ₂ 、NO _x				/	昼间等效声级、夜间等效声级
油气集输工程	施工期	颗粒物	BOD ₅ 、COD、氨氮	/	/	地表扰动面积及类型、植被覆盖度、生物量损失、物种多样性、生态系统完整性等	/
	运营期	SO ₂ 、NO _x 、H ₂ S、非甲烷总烃	pH 值、COD、BOD ₅ 、氨氮、总磷、石油类、挥发酚、硫化物、阴离子表面活性剂、氯化物、石油类	耗氧量、氨氮、硫化物、氯化物、硫酸盐、阴离子表面活性剂、石油类、总硬度、溶解性总固体	石油烃、土壤含盐量、pH 等	土壤肥力或林地立地条件、生物多样性、生态系统完整性等	昼间等效声级、夜间等效声级
退役期		颗粒物	COD、BOD ₅ 、氨氮	/	/	进行生态恢复	/

综上，本次确定各要素评价因子如下：

①地表水

结合项目特征及区域地表水例行监测数据，确定地表水现状评价因子为：pH 值、五日生化需氧量、总磷、氨氮、化学需氧量、挥发酚、硫化物、阴离子表面活性剂、汞、六价铬、镉、砷、铜、铅、水温、溶解氧、高锰酸盐指数、氟化物、氰化物、石油类。

②地下水

结合项目特征及地下水导则，确定地下水现状评价因子为，pH 值、氨氮、总硬度、耗氧量、挥发酚、石油类、溶解性总固体、氯化物、硫酸盐、氟化物、硝酸盐（以 N 计）、亚硝酸盐（以 N 计）、阴离子表面活性剂、硫化物、氰化物、铁、锰、砷、汞、铅、镉、铬（六价）、钡、总大肠菌群、菌落总数、水位、 K^+ 、 Na^+ 、 Ca^{2+} 、 Mg^{2+} 、 CO_3^{2-} 、 HCO_3^- 、 Cl^- 、 SO_4^{2-} 。

③环境空气

结合项目特征及大气导则，确定环境空气现状评价因子为： SO_2 、 NO_2 、 PM_{10} 、 $PM_{2.5}$ 、 O_3 、CO、非甲烷总烃、硫化氢。

④声环境

结合项目特征及声环境导，确定声环境现状评价因子为：昼间等效声级、夜间等效声级。

⑤土壤环境

结合项目特征及土壤导则，确定土壤环境现状评价因子为：

平台外土壤：pH、砷、镉、铬、铜、铅、汞、镍、锌、石油烃（C10-C40）、全盐量、钡。

平台内土壤：pH、砷、镉、铬（六价）、铜、铅、汞、镍、四氯化碳、氯仿、氯甲烷、1,1-二氯乙烷、1,2-二氯乙烷，1,1-二氯乙烯、顺-1,2-二氯乙烯、反-1,2-二氯乙烯、二氯甲烷、1,2-二氯丙烷、1,1,1,2-四氯乙烷、1,1,2,2-四氯乙烷、四氯乙烯、1,1,1-三氯乙烷、1,1,2-三氯乙烷、三氯乙烯、1,2,3-三氯丙烷、氯乙烯、苯、氯苯、1,2-二氯苯、1,4-二氯苯、乙苯、苯乙烯、甲苯、间二甲苯+对二甲苯、邻二甲苯、硝基苯、苯胺、2-氯酚、苯并[a]蒽、苯并[a]芘、苯并[b]荧蒽、苯并[k]荧蒽、蒽（1，2—苯并菲）、二苯并[a, h]蒽、茚并[1,2,3-cd]

芑、萘、石油烃（C₁₀-C₄₀）、全盐量、钡。

⑥生态环境

结合项目特征及生态导则，确定生态环境现状评价因子为：生态系统类型、植被类型、动植物资源、景观、水土流失、土地利用现状、土壤侵蚀等。

（2）预测评价因子

①大气环境：颗粒物、NO₂、SO₂；

②地下水环境：COD、氯化物、石油类、氨氮；

③声环境：昼间等效 A 声级、夜间等效 A 声级；

④土壤环境：石油烃（C₁₀-C₄₀）；

⑤固体废物：清水岩屑、水基岩屑、油基岩屑、废防渗材料、絮凝沉淀污泥、废油、废包装材料、生活垃圾、废砂石、废分子筛；

⑥生态环境：生态系统类型、植被类型、动植物资源、景观、水土流失、土地利用现状、土壤侵蚀等。地表扰动面积及类型、生物量损失、物种多样性、生态系统完整性等。

1.5 环境功能区划及评价标准

1.5.1 环境功能区划

1.5.1.1 地表水

本项目周边地表水为纳西沟，区域降雨经纳西沟汇入老盘河，最终入乌江。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）等文件，乌江所处河段属于Ⅲ类水域，执行《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中Ⅲ类水域水质标准，纳西沟未划定水域功能。

1.5.1.2 地下水

评价区内地下水功能主要为提供当地分散居民生活用水、农牧业生产用水和维持地表植被生长用水，依据《全国地下水功能区划分技术大纲》《地下水功能评价与区划技术要求》和《地下水质量标准》，项目所在区域地下水环境质量执行《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）Ⅲ类标准。

1.5.1.3 声环境

本项目位于乡村区域，因页岩气开发，周边工业活动较多，根据《重庆市武隆区人民政府办公室关于印发武隆区声环境功能区划分调整方案的通知》

（武环发〔2023〕38 号），本次评价确定声环境执行 2 类声功能区要求。

1.5.1.4 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。

1.5.1.5 土壤环境

项目占地范围内井场、放喷池等用地转变为工矿用地（建设用地），其余为农用地。

1.5.1.6 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（武隆区）属“III1-1 方斗山—七曜山水源涵养—生物多样性生态功能区”。该区主要生态环境问题为坡耕地比重大，降雨量大且集中，水土流失严重，植被退化明显，生物多样性下降，土地石漠化严重，地质灾害频繁。主导生态功能为生物多样性保护和水文调蓄，辅助功能有水土保持、水源涵养和地质灾害防治。

1.5.2 环境质量标准

1.5.2.1 地表水

评价河段执行《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）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				pH 无量纲，其它：mg/L	
项目	pH	BOD ₅	COD	NH ₃ -N	石油类
III类标准值	6~9	4	20	1.0	0.05
项目	硫酸盐	汞	总磷	阴离子表面活性剂	铅
III类标准值	250	0.0001	0.2	0.2	0.05
项目	砷	硫化物	镉	六价铬	挥发酚
III类标准值	0.05	0.2	0.005	0.05	0.005
项目	氰化物	氟化物	水温	高锰酸盐指数	溶解氧
III类标准值	0.2	1	/	6	≥5

1.5.2.2 地下水

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*	耗氧量	氨氮	硫酸盐	总硬度	挥发酚
III类标准值	6.5-8.5	≤0.05	≤3.0	≤0.5	≤250	≤450	≤0.002
污染物	氯化物	铁	锰	阴离子表面活性剂	溶解性总固体	钡	硫化物
III类标准值	≤250	≤0.3	≤0.1	≤0.3	≤1000	≤0.7	≤0.02
污染物	氟化物	硝酸盐	亚硝酸盐	氰化物	砷	汞	铅
III类标准值	≤1.0	≤20	≤1.0	≤0.05	≤0.01	≤0.001	≤0.01
污染物	镉	铬(六价)	菌落总数 (CFU/ml)		总大肠菌群 (MPN/100ml 或 CFU/ml)		
III类标准值	≤0.005	≤0.05	≤100		≤3.0		

1.5.2.3 声环境

本项目执行 2 类声功能区要求, 即昼间 60dB (A), 夜间 50dB (A)。

1.5.2.4 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	

1.5.2.5 土壤质量标准

平台内土壤执行《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。

表 1.5-4 建设用地第二类用地筛选值 单位: mg/kg

污染物	pH (无量纲)	镉	铅	汞	砷
筛选值	/	65	800	38	60
污染物	铜	镍	六价铬	全盐量	石油烃 (C10-C40)
筛选值	18000	900	5.7	/	4500
污染物	萘	茚并[1,2,3-cd]芘	二苯并[a,h]蒽	蒎(1,2-苯并菲)	苯并[k]荧蒽
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
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
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
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
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
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
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		
筛选值	5	66	596		

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)》(GB 15618-2018) 风险筛选值, 标准值见 1.5-5。

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							
	pH≤5.5		5.5<pH≤6.5		6.5<pH≤7.5		7.5<pH	
	水田	其他	水田	其他	水田	其他	果园	其他
镉	0.3	0.3	0.4	0.3	0.6	0.3	0.8	0.6
铅	80	70	100	90	140	120	240	170
汞	0.5	1.3	0.5	1.8	0.6	2.4	1.0	3.4
铬	250	150	250	150	300	200	350	250
砷	30	40	30	40	25	30	20	25
铜	150	50	150	50	200	100	200	100
镍	60		70		100		190	
锌	200		200		250		300	

1.5.3 污染物排放标准**1.5.3.1 废水**

本项目施工期生活污水采用环保厕所收集后农用；运营期无人值守，无生活污水产生。收集的雨水、洗井废水、压裂返排液等经絮凝沉淀、杀菌，《页岩气藏措施返排液处理管理技术规范》（华东油气南页〔2016〕159号）优先回用区域钻井平台压裂工序，重复利用水质标准见表 1.5-6。

表 1.5-6 重复利用水质指标要求

项目	重复利用指标	标准来源
矿化度, mg/L	$\leq 3 \times 10^4$	《页岩气藏措施返排液处理管理技术规范》（华东油气南页〔2016〕159号）
pH	5.5-7.5	
Ca ²⁺ +Mg ²⁺ , mg/L	≤ 1800	
悬浮固体含量, mg/L	≤ 25	
硫酸盐杆菌 SRB, 个/mL	≤ 10	
腐生菌 TGB, 个/mL	≤ 25	
铁菌 FB, 个/mL	≤ 25	

采出水优先回用区域平台压裂工序，若无平台回用，依托武隆工区采出水处理站处理达《污水综合排放标准》（GB8978-1996）一级标准后排放。排放标准见表 1.5-7，但 2027 年 7 月 1 日后，采出水应处理满足《页岩气开采水污染的排放标准》（DB50/ 1806—2025）表 1 水污染物排放限值，见 1.5-8。

表 1.5-7 《污水综合排放标准》（GB8978-1996）一级标准 单位: mg/L

序号	指标	标准值 (mg/L)
1	pH	6~9

序号	指标	标准值 (mg/L)
2	COD	≤100
3	SS	≤70
4	BOD5	≤20
5	石油类	≤5
6	色度	≤50
7	氨氮	≤15
8	磷酸盐	≤0.5

表 1.5-8 《页岩气开采水污染的排放标准》(DB50/ 1806—2025) 单位: mg/L

序号	污染物控制项目	排放限值	
		直接排放	间接排放
1	pH (无量纲)	6~9	6~9
2	色度 (稀释倍数)	30	64
3	悬浮物 (SS)	10	400
4	化学需氧量 (COD _{Cr})	50	500
5	五日生化需氧量 (BOD ₅)	10	300
6	氨氮 (以 N 计)	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)	15	150
10	石油类	1.0	15
11	硫化物	1.0	1.0
12	氟化物	10	20
13	氯化物	1000	3000
14	溶解性总固体 (TDS)	2000	4000
15	阴离子表面活性剂	0.5	20
16	急性毒性 (以 HgCl ₂ 浓度计)	0.07	-
17	挥发酚	0.5	0.5
18	硼	2.0	3.0
19	可溶性钡	2.0	2.0
20	总 α 放射性 (Bq/L)	1	1
21	总 β 放射性 (Bq/L)	10	10

1.5.3.2 噪声

施工噪声执行《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2011),

即昼间噪声排放限值 70dB（A），夜间 55dB（A）；运营期集气站厂界噪声执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中的 2 类标准，即昼间 60dB（A），夜间 50dB（A）。

1.5.3.3 废气

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）及修改单表 2 规定的限值。本项目运营期间正常工况下无废气排放。无组织废气排放标准见表 1.5-8。

表 1.5-9 大气污染物综合排放标准

污染物	无组织排放监控点浓度限值 mg / m ³	标准来源
NO _x	0.12	《大气污染物综合排放标准》（DB50418-2016）
SO ₂	0.40	
颗粒物	1.0	
非甲烷总烃	4.0	

1.5.3.4 固体废物

生活垃圾交由环保部门处置，清水岩屑、水基岩屑等一般工业固体废物执行《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB18599-2020），采用库房、包装工具（罐、桶、包装袋等）贮存一般工业固体废物的，不适用于 GB18599-2020，其贮存过程应满足相应的防渗漏、防雨淋、防扬尘等环境保护要求。废油、油基岩屑等危险废物暂存执行《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）。

1.6 评价内容、重点及时段

评价工作内容：建设项目工程分析、环境现状调查与评价、环境影响预测及评价、环境保护措施及其可行性论证、环境影响经济效益分析、环境管理与环境监测、环境影响评价结论。

评价重点：建设项目工程分析、地下水环境现状调查与影响评价、生态环境现状调查与影响评价、环境风险评价、环境保护措施及其可行性论证等。

评价时段：施工期、运营期、退役期。其中施工期包括钻井工程、储层改造工程、油气集输气工程；运营期指平台施工结束进入采气阶段；退役期主要是页岩气资源枯竭后实施的闭井作业。

1.7 环境工作等级和评价范围

1.7.1 生态环境

(1) 生态环境评价工作等级判定依据

根据《环境影响评价技术导则—生态影响》（HJ19-2022）中评价工作级别划分有关规定，本次生态环境评价工作等级判定如下：

表 1.7-1 生态影响评价工作等级判定

序号	确定原则	本项目情况
1	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	影响范围不涉及国家公园、自然保护区、世界自然遗产、重要生境
2	b) 涉及自然公园时，评价等级为二级	影响范围不涉及自然公园
3	c) 涉及生态保护红线时，评价等级不低于二级	影响范围不涉及生态保护红线
4	d) 根据 HJ2.3 判断属于水文要素影响型且地表水评价等级不低于二级的建设项目，生态影响评价等级不低于二级	不属于水文要素影响型，地表水评价等级为三级 B
5	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	项目占地范围内公益林面积约 0.293hm ² ，占地范围内天然林面积约 0.033hm ²
6	f) 当工程占地规模大于 20km ² 时（包括永久和临时占用陆域和水域），评价等级不低于二级；改扩建项目的占地范围以新增占地（包括陆域和水域）确定	总占地面积约 1.3525hm ² ，小于 20km ²
7	g、除本条 a)、b)、c)、d)、e)、f) 以外的情况，评价等级为三级	/
8	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	/
9	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	不涉及
10	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	不涉及水生生态影响
11	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
12	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	不涉及线性工程
13	涉海工程评价等级判定参照 GB/T19485	不涉及

（2）评价工作等级判定

综上，本项目影响范围涉及天然林、公益林，但不涉及国家公园、自然保护区、世界自然遗产、重要生境等生态敏感区。故确定本项目生态评价工作等级为二级。

（3）生态评价范围

本项目运营期正常工况无废气排放，采出水回用压裂工序或依托武隆工区采出水处理站处理满足《污水综合排放标准》（GB8978-1996）一级标准后排放，厂界噪声也能满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中的 2 类标准，不会影响间接影响周边的生态保护目标，根据《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ 349-2023），本项目不涉及生态红线、自然保护区等生态敏感区，本次以占地红线周围 50 米范围为评价范围，评价范围约 7.387hm²。

1.7.2 地表水

（1）污染类型

根据《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ 349-2023），石油天然气开发建设项目按照水污染影响型建设项目开展地表水环境影响评价。

（2）评价工作等级判定

本项目施工期间收集的雨水、储层改造工程中产生的洗井废水、压裂返排液经絮凝沉淀、杀菌，满足压裂回用水质标准要求后，回用区域钻井平台压裂工序；运营期采出依托武隆工区采出水处理站处理后，经尾水排放管排入白笋溪，最终汇入乌江。因此，本项目依托现有排放口排放，属于间接排放，根据《环境影响评价技术导则 地表水环境》（HJ2.3-2018），依托现有排放口，且对外环境未新增排放污染物的直接排放建设项目，确定地表水评价等级参照间接排放，定为三级 B。

（3）评价范围

本次主要论证处理站依托的可行性，不设置评价范围。

1.7.3 地下水

（1）行业类别

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ 610-2016）附录 A，本项目站场建设属于“天然气、页岩气开采（含净化）”类项目，评价项目类别为 II 类。

（2）地下水环境敏感程度

根据现场调查和资料收集，项目不涉及集中式地下水饮用水水源（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）保护区；也不涉及除集中式饮用水水源以外的国家或地方政府设定的与地下水环境相关的其它保护区，如热水、矿泉水、温泉等特殊地下水资源保护区。项目周边有分散式饮用水水源。因此，通过地下水导则中地下水环境敏感程度分级表（表 1.6-2）可知，本项目地下水环境敏感程度属于“较敏感”程度。

表 1.7-2 地下水环境敏感程度分级表

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

（3）评价工作等级判定

根据项目所属行业类别和地下水环境敏感程度，项目地下水环境影响评价等级为“二级”。

表 1.7-3 地下水环境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	二	二
较敏感	一	二（√）	三
不敏感	二	三	三

（4）评价范围

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ 610-2016）中评价范围的划分要求，地下水评价范围应包括与建设项目相关的地下水环境保护目标，以能说明地下水环境的现状，反映调查评价区地下水基本流场特征，以满足地下水环境影响预测和评价为基本原则。

根据收集的水文地质、前期环评等资料，结合调查评价区域水文地质条件，本次评价范围宜选用自定义法进行划定。本次地下水调查以区块所在的水文地质单元为调查范围，以站场所在的相对独立的小水文地质单元为本次地下水评价范围：以平台北侧、东场、南侧以山脊线，西侧以河流为排泄边界，大气降雨通过土壤、岩石裂缝渗入地下，地下水向东往西排泄至纳西沟河，面积约 11.97km²。

1.7.4 大气环境

（1）评价等级：本项目运营期间正常工况下无废气产生，根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ 2.2-2018），本次环境空气评价等级确定为三级。

（2）评价范围：根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ 2.2-2018），三级评价项目无需设置大气环境影响评价范围，本次重点考虑井场周边 500m 范围。

1.7.5 声环境

（1）评价工作等级判定

①声功能区划

本项目执行 2 类声功能区要求。

②敏感目标噪声级增高量

建设项目建设前后评价范围内敏感目标噪声级最大增高量约 0.2dB（A）。

③受影响人口数量变化

本项目站场位于农村区域，不在城镇建成区域，区域人口数量变化不大。综上，确定本项目声环境影响评价工作等级为二级。

（2）评价范围

站场周边 200m 范围。

1.7.6 土壤环境

（1）污染类型

本项目位于重庆市武隆区，根据区域土壤现状监测，区域土壤含盐量小于 1g/kg，不属于土壤盐化地区，pH 值介于 5.5~8.5 之间，土壤无酸化或碱化情况。因此，根据《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ 349-2023），本项目不属于土壤盐化、酸化和碱化地区，可按照土壤污染影响型，按相应等级开展评价工作。

（2）项目类别

根据《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ 349-2023），本项目涉及页岩气站场工程，按照 II 类建设项目开展评价。

（3）占地规模

本项目站场占地面积约 1.0595hm²，占地规模属于小型。

（4）敏感程度

周边 200m 范围内分布有耕地，土壤环境敏感程度为敏感。

（5）评价工作等级划分

根据土壤导则，本项目土壤环境影响评价等级为二级。

（6）评价范围

占地范围及范围外 200m 范围。

1.8 符合性分析

1.8.1 与相关法律法规符合性分析

（1）与《地下水管理条例》（国令第 748 号）符合性分析

根据《地下水管理条例》（国令第 748 号）“第四十二条 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”。

根据 1:50000 水文地质图、《重庆市武隆区生态环境局关于印发武隆区部分农村分散式饮用水水源保护范围划定方案的通知》以及站场周边现状调查，平台占地范围内未发现落水洞、岩溶漏斗区，不涉及泉域保护范围。

本项目出露地层为飞仙关组，建设单位委托中石化石油工程地球物理有限公司华东分公司高密度电法勘察，共部署 5 条高密度测线，根据测线结果显示，测线上溶洞不发育。

图 1.8-1 测线部署图

建设单位严格按照执行浅层采取清水钻井工艺，采取套管封隔地层，井场内井口区、油罐区、循环罐区等均采取防渗措施，防止污染物渗漏，在正常情况不会项目所在区域地下水水质造成影响。

综上，项目选址符合《地下水管理条例》（国令第 748 号）相关规定。

（3）与基本农田等法律法规等符合性分析

本项目占地涉及永久基本农田，项目与基本农田相关政策符合性分析见表 1.8-1。

表 1.8-1 与基本农田等法律法规等符合性分析一览表

序号	文件名称	政策要求	拟建项目情况及符合性
1	《基本农田保护条例》（2011 年 1 月 8 日修订）	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。	本项目为国家能源重点建设项目，建设单位已办理了临时用地手续，勘探结束转入生产使用的，建设单位应依法办理建设用地审批手续；不转入生产的，油气企业应当完成土地复垦，按期归还。
2	《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）	一、（四）能源类。国家级规划明确的能源项目。电网项目，包括 500 千伏及以上直流电网项目和 500 千伏、750 千伏、1000 千伏交流电网项目，以及国家级规划明确的其他电网项目。其他能源项目，包括国家级规划明确的且符合国家产业政策的能源开采、油气管线、水电、核电项目。	本项目为页岩气开发项目，属于可占用永久基本农田的“能源开采”项目
3	《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）	全国矿产资源规划确定的战略性矿产，区分油气和非油气矿产、探矿和采矿阶段、露天和井下开采等情况，在保护永久基本农田的同时，做好矿产资源勘查和开发利用。 矿业权申请人依法申请战略性矿产探矿权，开展地质勘查需临时用地的，应依法办理临时用地审批手续。石油、天然气、页岩气、煤层气等油气战略性矿产的地质勘查，经批准可临时占用永久基本农田布设探井。在试采和取得采矿权后转为开采井的，可直接依法办理农用地转用和土地征收审批手续，按规定补划永久基本农田。	本项目为页岩气开发项目，项目虽然占用永久基本农田，但属于自然资规〔2019〕1 号文件中明确的开展地质勘查的可临时占用永久基本农田，目前，平台已取得临时用地许可，符合文件要求；后续勘探结束转入生产使用的，建设单位应依法办理建设用地审批手续；不转入生产的，油气企业应当完成土地复垦，按期归还
4	《重庆市规划和自然资源局 重庆市农业农村委员会关于加强和改进永久基本农田保护工作的实施意	战略性矿产。石油、天然气、页岩气、煤层气等油气战略性矿产的地质勘查，经批准可临时占用永久基本农田布设探井。在试采和取得采矿权后转为开采井的，可依法办理农用地转用和土地征收审批手续，按规定补划永久基本农田。煤炭等非油气战略性矿产申请采矿权涉及永久基本农田的，采取露天方式开采的应符合占用永久基本农田重大建设项目用	

	见》（渝规资规范〔2020〕1 号）	地要求；采取井下方式开采的，按有关规定落实保护性开发措施。井下开采方式所配套建设的地面工业广场等设施，要符合占用永久基本农田重大建设项目用地要求。		
5	《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）	严格建设占用补划永久基本农田	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。	本项目为页岩气开发项目，属于《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）中的“能源开采”项目，可按重大建设项目办理紧急用地，本项目建设可占用永久基本农田
			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。	本项目充分利用老平台施工，不新增占地，现有占地已办理了临时用地手续，后续勘探结束转入生产使用的，建设单位应依法办理建设用地审批手续；不转入生产的，油气企业应当完成土地复垦，按期归还
		严格临时占用永久基本农田	规范占用及补划程序。符合建设占用永久基本农田的，按照“踏勘论证、编制方案、论证审核、落实责任”的工作程序，补划数量和质量相当的永久基本农田。	
			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	建设单位已编制了土地复垦方案，符合文件要求。

			编制土地复垦方案。	
6	《关于规范临时用地管理的通知》（自然资规〔2021〕2号）	界定临时用地使用范围	矿产资源勘查、工程地质勘查、水文地质勘查等，在勘查期间临时生活用房、临时工棚、勘查作业及其辅助工程、施工便道、运输便道等使用的土地，包括油气资源勘探开发涉及的钻井井场、配套管线、电力设施、进场道路等钻井及配套设施使用的土地。	本项目为页岩气开发项目，钻井井场、配套管线、电力设施、进场道路等钻井及配套设施使用的土地可作为临时用地
		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。	本项目为页岩气开发项目，项目位于农村区域，基本农田分布密集，不可避免占用耕地，退役后应按照复垦方案恢复原种植条件，符合要求
7	《重庆市规划和自然资源局 关于规范临时用地管理的通知》（渝规资规范〔2022〕1号）	引导临时用地科学合理选址	临时用地应当合理选址，节约集约用地，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。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。临时用地一般不得占用永久基本农田，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《重庆市规划和自然资源局重庆市农业农村委员会关于加强和改进永久基本农田保护工作的实施意见》（渝规资规范〔2020〕1号）中申请条件、土壤剥离、复垦验收等有关规定	本项目充分利用老平台施工，不新增占地，减少了永久基本农田的占用，符合文件要求。

目前，现有工程用地手续情况见表 1.8-2 及附件 8。

表 1.8-2 用地手续办理情况一览

序号	文件名称	文号	使用期限
1	重庆市武隆区规划和自然资源局关于中石化重庆页岩气有限公司坪贡 5 平台勘探项目油气钻井井场、油气进场道路、临时生活用房临时用地的批复	武隆规资临地（2025）1 号	2024 年 11 月 1 日至 2026 年 10 月 31 日

（3）与《重庆市公益林管理办法》符合性分析

根据《重庆市公益林管理办法》，“建设工程应当不占或者少占公益林林地。确需占用、征收公益林林地的，应当依法办理用地审核、林木采伐审批手续”。本项目现有工程占用地方公益林，建设单位已依法办理用地审核、林木采伐审批手续，见附件 9。

1.8.2 与相关标准符合性分析

（1）与《钻前工程及井场布置技术要求》（SY/T5466-2013）符合性分析

本项目井口周边 75m 范围内无高压线及其他永久性设施，200m 范围内无铁路、高速公路，500m 范围内无医院、学校和大型油库等人口密集性、高危性场所，平台井口 100m 范围内无居民分布，选址及平面布置满足《钻前工程及井场布置技术要求》（SY/T 5466-2013）等行业规范要求。

（2）《页岩气与煤层气绿色矿山建设规范》（DB50/T 1260-2022）符合性分析

《页岩气与煤层气绿色矿山建设规范》（DB50/T 1260-2022）规定了页岩气与煤层气开发绿色矿山矿区环境、资源开发方式、节能减排与资源综合利用、科技创新与数字化矿山、企业管理与企业形象方面的要求。本项目与《页岩气与煤层气绿色矿山建设规范》（DB50/T 1260-2022）的符合性分析详见表 1.8-3。

表 1.8-3 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	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。 生产、运输、储存、使用等管理规范有序。	建设单位建立有管理机构、制定管理制度、运行有序，管理规范；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，油气生产、储运过程安全有序	符合
资源开发	页岩气与煤层气开发应与环境	本项目符合国家产业政策、国土空	符合

内容	基本要求	本项目	相符性
方式	保护、资源保护、城乡建设相协调，应符合国家产业政策、国土空间规划、矿产资源规划和地质环境保护规划，满足地方“生态保护红线、环境质量底线、自然资源利用上线和环境准入负面清单”环境管控要求，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。应选择符合清洁生产要求的开采工艺和装备。应贯彻“边开采、边治理、边恢复”的原则，及时开展地质环境治理、生态修复、土地复垦。	间规划、矿产资源规划和地质环境保护规划，满足武隆区“三线一单”管控要求；采用丛式井进行钻探，减小了平台占地，优化了平台布局；本项目采用环境友好绿色钻井液体系，配备完善固控系统，采用定向钻井方式，废弃泥浆不落地技术应用率为 100%。开发过程环保措施完善，采出水处理率为 100%。废水和固体废物应及时收集、分类储存、合规处置。钻井期间优先采用网电钻井，减少柴油使用，符合清洁生产要求；退役后对临时占地进行覆土和绿化	
节能减排与资源综合利用	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，“三废”排放应符合生态环境保护部门的有关标准、规定和要求。按照减量化、资源化、再利用的原则，综合利用固体废物、废水等，发展循环经济。	为降低能耗，本工程采取如下节能措施：（1）放空阀采用密封性和可靠性良好的阀门减少放空漏失量；（2）在满足工艺和安全要求的情况下，尽可能采用节电型产品；（3）钻井、压裂等施工过程中优先选择电驱动等低噪音设备。清水岩屑用于铺垫矿区井场道路，水基岩屑进行资源化利用；油基岩屑交由有危险废物处置资质的单位处置；雨水和压裂返排液等废水回用压裂，不外排	符合
科技创新与数字化矿山	建立科技研发队伍，推广转化科技成果，加大技术改造力度，推动产业升级。建立数字化气田，实现企业生产、经营、管理的信息化。	实现了井站无人值守、生产集中管控、数据自动采集、安全自主操控、安防联动弹窗等多种功能	符合
企业管理与企业形象	应建立涵盖产权、责任、管理和文化等方面的企业管理制度。应建立质量管理体系、环境管理体系和职业健康安全管理体系，确保对质量、环境、职业健康与安全的管理。	建立了相关管理制度；建立了质量管理体系、环境管理体系和职业健康安全管理体系	符合

（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

《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）规定了陆上石油天然气勘探开发水基钻井废弃物处理、处置及资源化利用技术等要求，本项目与该规范符合性分析见表 1.8-4。

表 1.8-4 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

序号	要求	本项目	符合性
1	对水基钻井废弃物进行不落地收集、处置、处置	本项目采用“不落地系统”收集水基岩屑	符合
2	对收集的水基钻井废弃物采用固液分离以实现钻井废弃物减量化。水基钻井废弃物进行固液分离或无害化处理后,进一步资源化处理或安全处置	水基岩屑外送资源化利用	符合
3	水基钻井液废弃物处理、处置过程中应保护处置场地及周边环境,避免造成环境污染和生态破坏	水基钻井液废弃物在井场暂存后外输资源化利用,暂存场地满足《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB18599-2020）中的相关规定	符合

综上，本项目符合《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）。

1.8.3 与相关政策的符合性

（1）与《产业结构调整指导目录（2024 年本）》符合性分析

根据《产业结构调整指导目录（2024 年本）》，本项目属于“第一类鼓励类 七石油天然气 1. 石油天然气开采：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”，符合国家产业政策要求。

（2）与《重庆市产业投资准入工作手册》（渝发改投资〔2022〕1436 号）符合性分析

本项目与《重庆市产业投资准入工作手册》的符合性分析见表 1.8-5。

表 1.8-5 与《重庆市产业投资准入工作手册》符合性分析表

序号	不予准入规定	符合性	结果
----	--------	-----	----

(一) 全市范围内不予准入的产业			
1	国家产业结构调整指导目录中的淘汰类项目	不属于	项目不属于全市范围内不予准入的项目
2	天然林商业性采伐	不属于	
3	法律法规和相关政策明令不予准入的其他项目	不属于	
(二) 重点区域范围内不予准入的产业			
1	外绕城高速公路以内长江、嘉陵江水域采砂	不属于	项目不属于重点区域范围内不予准入的产业
2	二十五度以上陡坡地开垦种植农作物	不属于	
3	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	不属于	
4	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、放养畜禽、旅游等可能污染饮用水水体的投资建设项目。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	不属于	
5	长江干流岸线3公里范围内和重要支流岸线1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）	不属于	
6	在风景名胜区核心景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	不属于	
7	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	不属于	
8	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	不属于	
9	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	不属于	
(三) 限制准入类			
全市范围内限制准入的产业			
1	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。新建、扩建不符合要求的高耗能高排放项目。	不属于	项目不属于限制准入类项目
2	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	不属于	
3	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	不属于	
4	《汽车产业投资管理规定》（国家发展和改革委员会令第22号）明确禁止建设的汽车投资项目。	不属于	
5	东北部地区、东南部地区限制发展易破坏生态植被的采矿业、建材等工业项目	不属于	

重点区域范围内限制准入的产业			
1	长江干支流、重要湖泊岸线 1 公里范围内新建、扩建化工园区和化工项目，长江、嘉陵江、乌江岸线 1 公里范围内布局新建纸浆制造、印染等存在环境风险的项目	不属于	项目不属于限制准入类项目
2	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等投资建设项目	不属于	

对照《重庆市产业投资准入工作手册》（渝发改投资〔2022〕1436 号），项目不属于不予准入类型，限制准入类型项目。

（3）与《页岩气产业政策》的符合性分析

本项目与《页岩气产业政策》符合性分析判定情况见表 1.8-6。

表 1.8-6 与《页岩气产业政策》符合性分析表

文件主要政策内容	工程情况	符合性
环境保护： 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、落实各类废弃物处置措施，保护生态环境。 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。 第二十六条：加强地下水和土壤的保护。钻井、压裂、气体集输处理等作业过程采取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。 第二十七条：页岩气勘探开发利用必须严格实行项目建设“三同时”制度。 第二十八条：加强页岩气勘探开发环境监管。页岩气开发过程排放的污染物必须符合相关排放标准，钻井、井下作业产生的各类固体废物必须得到有效处置。 第二十九条：优化页岩气勘探开发时空布局。禁止在自然保护区、风景名胜區、饮用水源保护区和地质灾害危险区等内开采页岩气。	1、本项目按照行业规范要求规范化布置井场，减少平台现有占地从而减少对植被的破坏，完成钻井各类废物无害化处置，闭井后进行封井，采取生态恢复措施恢复临时占地，保护项目区环境。 2、通过加强日常生产中的环保监测检查，防止污染物的跑冒滴漏和排放，防止土壤和地表水污染。 3、页岩气层比地下饮用水层深很多，且中间夹有多层不可渗透岩层，压裂液污染地下水的可能性很小。严格执行钻完井操作规程，保证套管和固井质量，可杜绝水层污染。 4、本项目正在办理相关环保手续，可较好的落实项目“三同时”制度。 5、本项目完钻后，废水处理达标排放，固废优先进行资源化利用，临时占地实施生态恢复，避免钻探项目各类污染物的二次污染。 6、本项目不在自然保护区、饮用水源保护区等禁采区内，按照国家页岩气开采区布局而设置的，符合页岩气开发时空布局要求。	符合

综上，本项目符合《页岩气产业政策》要求。

（4）与《石油天然气开采业污染防治技术政策》的符合性分析

本项目与《石油天然气开采业污染防治技术政策》的符合性分析详见表 1.8-7。

表 1.8-7 与《石油天然气开采业污染防治技术政策》符合性分析表

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理,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,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	本项目页岩气在测试放喷过程中有利用条件的进入采气流,不具备利用条件的在放喷池进行充分燃烧	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混凝气浮和生化处理相结合的方式	钻井过程中产生的废水经过处理后尽量重复利用。油基钻井液井固液分离后,在循环罐储存,循环使用	符合

序号	技术政策要求	本工程内容	符合性分析
2	固体废物收集、贮存、处理处置设施应按照标准要求采取防渗措施。 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，油基岩屑交由有相应资质的危险废物处置单位进行处置。水基岩屑经不落地系统收集后，优先外运用于资源化利用	符合
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，本项目符合《石油天然气开采业污染防治技术政策》相关要求。

1.8.4 与相关规范的符合性

（1）与《中共中央 国务院关于深入打好污染防治攻坚战的意见》的符合性分析

根据《中共中央 国务院关于深入打好污染防治攻坚战的意见》：以习近平新时代中国特色社会主义思想为指导，全面贯彻党的十九大和十九届二中、三中、四中、五中全会精神，深入贯彻习近平生态文明思想，坚持以人民为中心的发展思想，立足新发展阶段，完整、准确、全面贯彻新发展理念，构建新发展格局，以实现减污降碳协同增效为总抓手，以改善生态环境质量为核心，以精准治污、科学治污、依法治污为工作方针，统筹污染治理、生态保护、应对气候变化，保持力度、延伸深度、拓宽广度，以更高标准打好蓝天、碧水、净土保卫战，以高水平保护推动高质量发展、创造高品质生活，努力建设人与自然和谐共生的美丽中国……到 2025 年，生态环境持续改善，主要污染物排放总量持续下降，单位国内生产总值二氧化碳排放比 2020 年下降 18%，地级及以上城市细颗粒物(PM_{2.5})浓度下降 10%，空气质量优良天数比率达到 87.5%，地表水Ⅰ—Ⅲ类水体比例达到 85%，近岸海域水质优良（一、二类）比例达到 79%左右，重污染天气、城市黑臭水体基本消除，土壤污染风险得到有效管控，固体废物和新污染物治理能力明显增强，生态系统质量和稳定性持续提升，生态环境治理体系更加完善，生态文明建设实现新进步。到 2035 年，广泛形成绿色生产生活方式，碳排放达峰后稳中有降，生态环境根本好转，美丽中国建设目标基本实现……推动能源清洁低碳转型。在保障能源安全的前提下，加快煤炭减量步伐，实施可再生能源替代行动。“十四五”时期，严控煤炭消费增长，非化石能源消费比重提高到 20%左右，京津冀及周边地区、长三角地区煤炭消费量分别下降 10%、5%左右，汾渭平原煤炭消费量实现负增长。

本项目的实施有利于天然气开发，提高非化石能源消费比重，减少煤炭消费，有利于降低单位国内生产总值二氧化碳排放比，改善生态环境，符合《中共中央 国务院关于深入打好污染防治攻坚战的意见》要求。

（2）与《中共中央 国务院印发成渝地区双城经济圈建设规划纲要》的符合性分析

根据《中共中央 国务院印发成渝地区双城经济圈建设规划纲要》：“以习近平新时代中国特色社会主义思想为指导，全面贯彻党的十九大和十九届二中、三中、四中、五中全会精神，坚持党中央集中统一领导，坚定不移贯彻新发展理念，坚持稳中求进工作总基调，以推动高质量发展为主题，以深化供给侧结

结构性改革为主线，立足构建以国内大循环为主体、国内国际双循环相互促进的新发展格局，围绕推动形成优势互补、高质量发展的区域经济布局，强化重庆和成都中心城市带动作用，引领带动成渝地区统筹协同发展，促进产业、人口及各类生产要素合理流动和高效集聚，加快形成改革开放新动力，加快塑造创新发展新优势，加快构建与沿海地区协作互动新局面，加快拓展参与国际合作新空间，推动成渝地区形成有实力、有特色的双城经济圈，打造带动全国高质量发展的重要增长极和新的动力源……统筹油气资源开发。发挥长宁—威远、涪陵国家级页岩气示范区引领作用，推动页岩气滚动开发，建设天然气千亿立方米产能基地，打造中国“气大庆”。完善天然气管网布局。优化完善成品油储运设施，有序开展中航油西南战略储运基地、陕西入川渝成品油管道、沿江成品油管道等前期工作。发挥重庆石油天然气交易中心作用，形成具有影响力的价格基准。完善页岩气开发利益共享机制，有序放开油气勘探开发市场，加大安岳等地天然气勘探开发力度。”

本项目为页岩气开发项目，项目的实施有助于推动页岩气滚动开发，建设天然气产能基地，符合《中共中央 国务院印发成渝地区双城经济圈建设规划纲要》要求。

(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

为深入贯彻落实习近平总书记关于推动长江经济带发展的重要讲话和指示批示精神，认真落实党中央、国务院关于推动长江经济带发展重大战略部署，抓好长江保护法贯彻落实，加强成渝地区双城经济圈生态环境联防联控，根据国家《长江经济带发展负面清单指南（试行，2022 年版）》等相关文件规定和一张负面清单管川渝两地的要求，结合四川省、重庆市实际，制定了《四川省、重庆市长江经济带发展负面清单实施细则》。本项目与该实施细则的符合性见表 1.8-8。

表 1.8-8 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）的符合性分析

编号	管控内容	项目符合性
1	禁止新建、改建和扩建不符合全国港口布局规划，以及《四川省内河水运发展规划》《泸州—宜宾—	项目不涉及港口，符合

编号	管控内容	项目符合性
	乐山港口群布局规划》《重庆港总体规划（2035 年）》等省级港口布局规划及市级港口总体规划的码头项目。	
2	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。	项目不涉及过长江通道，符合
3	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。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。	项目不涉及自然保护区，符合
4	禁止违反风景名胜区规划，在风景名胜区内设立各类开发区。禁止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资源保护无关的项目。	项目不涉及风景名胜区，符合
5	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，禁止改建增加排污量的建设项目。	项目不涉及饮用水水源准保护区，符合
6	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。	项目不涉及饮用水水源二级保护区，符合
7	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。	项目不涉及饮用水水源一级保护区，符合
8	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。	项目不涉及水产种质资源保护区，符合
9	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。	项目不涉及国家湿地公园，符合
10	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岸线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。	项目未违法利用、占用长江流域河湖岸线，符合
11	禁止在《全国重要江河湖泊水功能区划》划定的河	项目不涉及《全国重要江河

编号	管控内容	项目符合性
	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。	湖泊水功能区划》划定的河段及湖泊保护区、保留区，符合
12	禁止在长江流域江河、湖泊新设、改设或者扩大排污口，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的除外。	项目不涉及在长江流域江河、湖泊新设、改设或者扩大排污口，符合
13	禁止在长江干流、大渡河、岷江、赤水河、沱江、嘉陵江、乌江、汉江和 51 个（四川省 45 个、重庆市 6 个）水生生物保护区开展生产性捕捞。	项目不涉及在水生生物保护区开展生产性捕捞，符合
14	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。	项目不在长江干支流、重要湖泊岸线一公里范围内，且不属于化工项目，符合
15	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。	项目不涉及尾矿库、冶炼渣库、磷石膏库，符合
16	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。	项目不涉及尾矿库、冶炼渣库、磷石膏库，符合
17	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。	项目不属于钢铁、石化、化工、焦化、建材、有色、制浆造纸等高污染项目，符合
18	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。 （一）严格控制新增炼油产能，未列入《石化产业规划布局方案（修订版）》的新增炼油产能一律不得建设。 （二）新建煤制烯烃、煤制芳烃项目必须列入《现代煤化工产业创新发展布局方案》，必须符合《现代煤化工建设项目环境准入条件（试行）》要求。	项目不涉及炼油、煤制烯烃、煤制芳烃，符合
19	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。	项目属于石油天然气开采，《产业结构调整指导目录》中的鼓励类项目，不属于落后产能项目，符合
20	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。对于不符合国家产能置换要求的严重过剩产能行业，不得以其他任何名义、任何方式备案新增产能项目。	项目不属于过剩产能行业，符合
21	禁止建设以下燃油汽车投资项目（不在中国境内销售产品的投资项目除外）： （一）新建独立燃油汽车企业；	项目不属于燃油汽车投资项目

编号	管控内容	项目符合性
	（二）现有汽车企业跨乘用车、商用车类别建设燃油汽车生产能力； （三）外省现有燃油汽车企业整体搬迁至本省（列入国家级区域发展规划或不改变企业股权结构的项目除外）； （四）对行业管理部门特别公示的燃油汽车企业进行投资（企业原有股东投资或将该企业转为非独立法人的投资项目除外）。	
22	禁止新建、扩建不符合要求的高耗能、高排放、低水平项目。	项目不属于高耗能、高排放、低水平项目，符合

综上，本项目位于项目选址及类型不属于《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）中的禁止建设范围内，符合建设要求。

（4）与《国家发展改革委 国家能源局关于完善能源绿色低碳转型体制机制和政策措施的意见》（发改能源〔2022〕206 号）符合性分析

根据《国家发展改革委 国家能源局关于完善能源绿色低碳转型体制机制和政策措施的意见》（发改能源〔2022〕206 号）：十四五时期，基本建立推进能源绿色低碳发展的制度框架，形成比较完善的政策、标准、市场和监管体系，构建以能耗“双控”和非化石能源目标制度为引领的能源绿色低碳转型推进机制。到 2030 年，基本建立完整的能源绿色低碳发展基本制度和政策体系，形成非化石能源既基本满足能源需求增量又规模化替代化石能源存量、能源安全保障能力得到全面增强的能源生产消费格局……完善油气清洁高效利用机制。提升油气田清洁高效开采能力，推动炼化行业转型升级，加大减污降碳协同力度。完善油气与地热能以及风能、太阳能等能源资源协同开发机制，鼓励油气企业利用自有建设用地发展可再生能源和建设分布式能源设施，在油气田区域内建设多能融合的区域供能系统。持续推动油气管网公平开放并完善接入标准，梳理天然气供气环节并减少供气层级，在满足安全和质量标准等前提下，支持生物燃料乙醇、生物柴油、生物天然气等清洁燃料接入油气管网，探索输气管道掺氢输送、纯氢管道输送、液氢运输等高效输氢方式。鼓励传统加油站、加气站建设油气电氢一体化综合交通能源服务站。加强二氧化碳捕集利用与封

存技术推广示范，扩大二氧化碳驱油技术应用，探索利用油气开采形成地下空间封存二氧化碳。

本项目为页岩气产能建设项目，项目的实施有利于提升油气田清洁高效开采能力，有助于建设区域供能系统，符合《国家发展改革委 国家能源局关于完善能源绿色低碳转型体制机制和政策措施的意见》（发改能源〔2022〕206号）相关要求。

（5）与《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》符合性分析

《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）提出：推进石油天然气开发与生态环境保护相协调，深化石油天然气行业环评“放管服”改革，助力打好污染防治攻坚战。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 1.8-9。

表 1.8-9 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》符合性一览表

序号	要求	本项目	符合性
1	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。	根据建设单位说明材料，坪页 5 井区为新开发区块，涉及坪页 5 平台，本项目以坪页 5 井区为单位开展区块环评，包括了相关主体工程	符合
2	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	本项目对可能带来的环境影响和环境风险进行了评价，提出了相应的环境保护和环境风险防范措施	
3	滚动开发区块产能建设项目环评文件中还应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。	本次评价对现有工程环境影响进行了回顾性评价，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。	
4	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	项目施工期废水为洗井废水、压裂返排液，运营期废水为井下作业废水和采出水等，废水优先回用配制压裂液；不能回用时废水可依托武隆工区采出水处理站处	符合

序号	要求	本项目	符合性
		理达标后最终排放至乌江，该采出水处理站已经通过验收，依托可行有效；油基岩屑交由有危险废物处置资质的单位进行转运处置	
5	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	本项目废水优先回用，不能回用时废水可依托采出水处理站处理后达标排放	符合
6	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；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	本项目各类固体废物均按照国家和地方有关固体废物的管理规定进行妥善处置	符合
7	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	本项目依托现有平台施工，尽量减少了工程占地，施工期间优先使用网电、高标准清洁燃油，减少了废气排放。使用网电可有效减小噪声扰民。	符合
8	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	建设单位严格按照相关规范作业，强化环境风险防范，制定了可行的环境风险应急预案，并已进行了备案，应急预案备案回执号为 500119-2023-006-LT；环境风险评估备案号为 5001192023060001	符合
9	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	建设单位设置有专门的环境管理部门，并制定有完善的 HSE 管理体系	符合

序号	要求	本项目	符合性
	态环境保护措施		
10	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	本项目退役时，应按照《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	符合
11	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 HSE 管理体系，对油气开采项目环境信息依法进行公示	符合

1.8.5 与相关规划、规划环境影响评价结论及审查意见的符合性

（1）与《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

1）与《重庆市矿产资源总体规划（2021—2025 年）》的符合性分析

2022 年 10 月 24 日，重庆市人民政府办公厅印发了重庆市矿产资源总体规划（2021—2025 年），根据《重庆市矿产资源总体规划（2021—2025 年）》，“在主城新区大力推进涪陵页岩油气与新能源科创产业园建设，推动永川区、南川区、綦江区、大足区及周边区域页岩气勘探开发……大力支持油气公司加大天然气、页岩气勘探力度……重点开发利用天然气、页岩气、铝土矿、萤石等战略性矿产，地热、锑、毒重石、岩盐、石灰岩、砂岩、页岩等优势矿产，以及重晶石、石膏等有市场需求的矿产资源……大力支持页岩气、煤层气等清洁能源扩大开发利用规模，优化能源结构”。

本项目的实施有利于推动页岩气开发力度，优化能源结构，符合《重庆市矿产资源总体规划（2021—2025 年）》要求。

2）与《重庆市矿产资源总体规划（2021—2025 年）环境影响报告书》及规划环评审查意见符合性分析

根据《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，本项目与其符合性见表 1.8-10。

表 1.8-10 与《重庆市矿产资源总体规划（2021—2025 年）环境影响报告书》审查意见的符合性分析

序号	规划环评及审查意见要求	项目情况	符合性
1	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同步实现，助力筑牢长江上游重要生态屏障。	本项目位于坪页 5 井区，不在禁止开发区内，本项目采用丛式井标准井场，井场占地面积小，对生态环境影响小	符合
2	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的保护。	本项目不在生态保护红线内	符合
3	严格产业准入，合理控制矿山开采种类和规模。	本项目符合产业准入	符合
4	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、已设采矿区调整区块、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。	本项目不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	符合
5	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，	施工结束后，对临时占地进行生态恢	符合

序号	规划环评及审查意见要求	项目情况	符合性
	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。	复；退役后，按照相关要求进行了土地复垦及生态恢复	
6	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、土壤等环境要求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。针对地表水环境和土壤环境积累影响、地下水质量下降、生态退化等情况，建立预警机制。	建设单位设置例行监测点，加强了生态环境保护监测和预警	

（2）与《“十四五”现代能源体系规划》符合性分析

《“十四五”现代能源体系规划》（发改能源〔2022〕210 号）提出，增强油气供应能力。加大国内油气勘探开发，坚持常非并举、海陆并重，强化重点盆地和海域油气基础地质调查和勘探，夯实资源接续基础。加快推进储量动用，抓好已开发油田“控递减”和“提高采收率”，推动老油气田稳产，加大新区产能建设力度，保障持续稳产增产。积极扩大非常规资源勘探开发，**加快页岩油、页岩气、煤层气开发力度**。石油产量稳中有升，力争 2022 年回升到 2 亿吨水平并较长时期稳产。天然气产量快速增长，力争 2025 年达到 2300 亿立方米以上。

本项目属于页岩气开发项目，项目的实施有助于天然气产量的增加，提高采收率，减缓产量递减趋势，符合《“十四五”现代能源体系规划》要求。

（3）与《重庆市“十四五”土壤生态环境保护规划（2021—2025 年）》符合性分析

《重庆市“十四五”土壤生态环境重庆市“十四五”土壤生态环境》（渝环〔2022〕108 号）提出，“到 2025 年，全市土壤环境质量总体保持稳定，受污染耕地安全利用率达到国家考核要求，重点建设用地安全利用得到有效保障；农村环境基础设施建设与运行稳步推进，农业面源污染得到初步管控，农村生态环境持续改善；地下水环境质量总体保持稳定。到 2035 年，土壤环境质量稳中向好，农用地和重点建设用地土壤环境安全得到有效保障，土壤环境风险

得到全面管控；农村环境基础设施得以完善，农业面源污染得以有效遏制，农村生态环境根本好转；地下水环境质量稳中向好。”

本项目平台在选址上已避开了区域大断层，直井段采取清水钻井方式，施工期井场及运营期集气站实施分区防渗措施，提出了防腐蚀、防渗漏、防遗撒等土壤污染防治具体措施，可有效防控项目实施对区域地下水造成污染，且本项目属于页岩气开发项目，不涉及重金属排放，符合《重庆市“十四五”土壤生态环境保护规划（2021—2025 年）》（渝环〔2022〕108 号）要求。同时，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 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等有关规定，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）等相关要求，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。

（4）与《重庆市武隆区生态环境保护“十四五”规划》符合性分析

《重庆市武隆区生态环境保护“十四五”规划》提出，“加快清洁能源建设。依托武隆丰富的水能、风能、页岩气等能源资源，在保护好生态环境前提下，加快有序发展清洁能源和新能源，建成重庆市清洁能源基地……合理开发水资源和风力资源，加快推进乌江白马航电枢纽工程、四眼坪风电二期、四眼坪风电改建等清洁能源项目建设和运营。以清洁低碳为发展方向，因地制宜推动分布式页岩气能源、光伏发电、生物质能等可再生能源开发。**加快推进页岩气勘探开发和商业化利用，完善页岩气地面集输管网、管道联络线和配套设施的建设。**推进天然气管道工程建设，规划布局天然气分布式发电基地，打造智慧能源综合服务基地……加强废弃物资源化利用。推进一般工业固体废物减量和循环利用，有效利用大宗工业固体废物。**严格管控页岩气开采固体废物，完善钻屑废弃物综合利用……**强化危险废物和医疗废物管理。加强工业危险废物监管，加快危险废物信息化管理系统建设，落实“一物一码”管理，强化对

第三方转运和处置过程监管，实现全部安全处置。**落实页岩气开采企业主体责任，加强生态环境监管，安全处置页岩气开采产生的岩屑、泥浆等固体废物。**”

本项目属于页岩气开采项目，项目的实施有助于推动清洁能源发展，页岩气开采产生的清水钻井岩屑直接综合利用，作为井场或道路垫层使用；水基钻井岩屑经不落地系统收集后，用于资源化利用；油基岩屑经吨桶收集后交由有危险废物处置资质的单位进行转运处置，废油由中石化重庆页岩气有限公司或有资质的单位回收利用，固体废物均能妥善处置，符合《重庆市武隆区生态环境保护“十四五”规划》要求。

（5）与《武隆区能源发展“十四五”规划（2021—2025 年）》符合性分析的符合性分析

《武隆区能源发展“十四五”规划（2021—2025 年）》提出：打造百亿级清洁能源产业集群。加大页岩气勘探开发和本地综合利用力度，培育页岩气全产业链；提质发展水电、风电、分布式光伏发电、抽水蓄能等相关产业，构建绿色低碳能源产业体系……实施能源领域碳达峰碳中和行动，发展壮大清洁能源页岩气就地综合利用产业，推动页岩气低碳安全高效开发利用，降低煤炭在能源消费结构中的占比，统筹规划全区电动汽车充电设施，优化区域能源消费结构，提高能源综合利用水平……加快推进页岩气规模化开发。立足于武隆区页岩气资源禀赋现状，重点依托中石化和中石油技术优势、前期地质勘探成果以及白马区块新增的 1048.83 亿立方米探明储量，加强武隆区页岩气地质构造、成藏机理及开发适应性技术的基础性研究。加大勘探开发和先导性试验的投资力度，抢抓页岩气开发黄金期，尽快实现有利区块页岩气的商业化开发。谋划页岩气“产学研用”一体化发展，规划布局页岩气开发利用研发中心，吸引一批优秀的页岩气专业技术研究院落地武隆。加大对开发区内环境敏感区的调查，优化页岩气勘探开发项目选址，引导勘探开发企业做好白马区块（白马镇、长坝镇、白云乡、大洞河乡）、平桥北区块（平桥镇）、凤来区块（涉及鸭江镇、凤来镇、和顺镇、平桥镇、庙垭乡）、武隆区块（仙女山街道、火炉镇、凤山街道、芙蓉街道、沧沟乡）、双河区块（双河镇）页岩气勘探开发工作，力争到 2025 年，完成钻井 265 口，建成产能 45 亿立方米/年，产量 36 亿立方米/年，产值 50 亿元/年，将武隆区建成重庆重要页岩气生产基地。

本项目的实施有助于推动页岩气勘探开发工作,提高页岩气产量,符合《武隆区能源发展“十四五”规划(2021—2025 年)》。

1.8.6 与“三线一单”的符合性

本项目所在地环境管控单元属优先管控单元(武隆区一般生态空间-生物多样性维护,环境管控单元编码 ZH50015610014)。

本项目与重庆市总体管控要求、武隆区总体管控要求以及管控单元生态环境准入清单的符合性分析见表 1.8-11。

表 1.8-11 与“三线一单”符合性分析

环境管控单元编码		环境管控单元名称	环境管控单元类型	
ZH50015610014		武隆区一般生态空间-生物多样性维护	优先保护单元	
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 优先保护单元	空间布局约束	严格控制开发建设活动范围和强度，落实生态修复相关要求，确保生态系统结构稳定和生态功能不退化。	本项目严格划定了施工范围，集约化土地，控制了开发活动范围和强度，站场退役后进行复垦或复绿，可确保生态系统结构稳定和生态功能不退化	符合
区县总体管控要求	空间布局约束	第一条 深入贯彻习近平生态文明思想，筑牢长江上游重要生态屏障，推动优势区域重点发展、生态功能区重点保护、城乡融合发展，优化重点区域、流域、产业的空间布局。	本项目总体符合国家和地方相关规划和产业政策	符合
		第二条 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、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。禁止在长江、嘉陵江、乌江岸线一公里范围内布局新建重化工、纸浆制造、印染等存在环境风险的项目。	本项目不涉及禁止建设区域	符合
		第三条 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（高污染项目严格按照《环境保护综合名录》“高污染”产品名录执行）。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。新建、改建、扩建“两高”	本项目不属于“两高”污染项目，项目总体符合国家和地方相关规划和产业政策	符合

环境管控单元编码		环境管控单元名称	环境管控单元类型	
		项目须符合生态环境保护法律法规和相关法定规划，满足重点污染物排放总量控制、碳排放达峰目标、生态环境准入清单、相关规划环评和相应行业建设项目环境准入条件、环评文件审批原则要求。		
		第四条 严把项目准入关口，对不符合要求的高耗能、高排放、低水平项目坚决不予准入。除在安全或者产业布局等方面有特殊要求的项目外，新建有污染物排放的工业项目应当进入工业集聚区。新建化工项目应当进入全市统一布局的化工产业集聚区。鼓励现有工业项目、化工项目分别搬入工业集聚区、化工产业集聚区。	本项目属于页岩气勘探项目，选址具有“地下决定地上”的特点，对选址有特殊要求，不进入园区	符合
		第五条 新建、扩建有色金属冶炼、电镀、铅蓄电池等企业应布设在依法合规设立并经过规划环评的产业园区。	本项目不涉及有色金属冶炼、电镀、铅蓄电池等	符合
		第六条 有效规范空间开发秩序，合理控制空间开发强度，切实将各类开发活动限制在资源环境承载能力之内，为构建高效协调可持续的国土空间开发格局奠定坚实基础。	本项目集约化土地，控制了开发活动范围和强度，站场退役后进行复垦或复绿，可确保生态系统结构稳定和生态功能不退化，控制了开发强度	符合
		第七条 涉及环境防护距离的工业企业或项目应通过选址或调整布局原则上将环境防护距离控制在园区边界或用地红线内，提前合理规划项目地块布置、预防环境风险。武隆工业园区应优化产业布局，临近场镇居住用地的工业用地不宜布置大气污染较重、噪声大或其他易扰民的工业项目。	本项目不涉及划定环境防护距离	符合
		第八条 持续推进乌江可视直距 1 千米内矿山闭坑治理的生态修复；优化页岩气、风电等项目空间布局，页岩	根据地灾报告、水文地质资料及现状调查，占地范围未发现	符合

环境管控单元编码		环境管控单元名称	环境管控单元类型	
		气开采避开地下水岩溶发育区域，风电项目应远离集中居民点等声环境敏感目标；以页岩气开采区等区域为重点，统筹推进地下水安全源头预防和风险管控，强化地下水和土壤的保护。	岩溶漏斗，避开了地下水岩溶发育区；本项目通过源头控制、分区防渗等加强了地下水、土壤保护	
	污染物排放管控	第九条 新建石化、煤化工、燃煤发电（含热电）、钢铁、有色金属冶炼、制浆造纸行业依据区域环境质量改善目标，制定配套区域污染物削减方案，采取有效的污染物区域削减措施，腾出足够的环境容量。严格按照国家及我市有关规定，对钢铁、水泥熟料、平板玻璃、电解铝等行业新建、扩建项目实行产能等量或减量置换。国家或地方已出台超低排放要求的“两高”行业建设项目应满足超低排放要求。加强水泥和平板玻璃行业差别化管理，新改扩建项目严格落实相关产业政策要求，满足能效标杆水平、环保绩效 A 级指标要求。	本项目不涉及石化、煤化工、燃煤发电（含热电）、钢铁、有色金属冶炼、制浆造纸行业及两高行业	符合
		第十条 在重点行业（石化、化工、工业涂装、包装印刷、油品储运销等）推进挥发性有机物综合治理，推动低挥发性有机物原辅材料和产品源头替代，推广使用低挥发性有机物含量产品，推动纳入政府绿色采购名录。有条件的工业集聚区建设集中喷涂工程中心，配备高效治污设施，替代企业独立喷涂工序，对涉及喷漆、喷粉、印刷等废气进行集中处理。	本项目不涉及石化、化工、工业涂装、包装印刷、油品储运销等挥发性有机物产生及治理	符合
		第十一条 工业集聚区应当按照有关规定配套建设相应的污水集中处理设施，安装自动监测设备，工业集聚区内的企业向污水集中处理设施排放工业废水的，应当按照国家有关规定进行预处理，达到集中处理设施处理工艺要求后方可排放。	本项目施工期产生的洗井废水、收集的雨水、压裂返排液回用本平台及区域平台压裂工序，不涉及废水排放	符合

环境管控单元编码		环境管控单元名称	环境管控单元类型	
		第十二条 推进乡镇生活污水处理设施达标改造。新建城市生活污水处理厂全部按照一级 A 标及以上排放标准设计、施工、验收，建制乡镇生活污水处理设施出水水质不得低于一级 B 标排放标准；对现有截留制排水管网实施雨污分流改造，针对无法彻底雨污分流的老城区，尊重现实合理保留截留制区域，合理提高截留倍数；对新建的排水管网，全部按照雨污分流模式实施建设。	本项目不涉及乡镇生活污水处理设施改造	符合
		第十三条 新、改、扩建重点行业（重有色金属矿采选业（铜、铅锌、镍钴、锡、锑和汞矿采选）、重有色金属冶炼业（铜、铅锌、镍钴、锡、锑和汞冶炼）、铅蓄电池制造业、皮革鞣制加工业、化学原料及化学制品制造业（电石法聚氯乙烯制造、铬盐制造、以工业固废为原料的锌无机化合物工业等）、电镀行业）重点重金属污染物排放执行“等量替代”原则。	本项目不涉及重点重金属污染物排放	符合
		第十四条 固体废物污染环境防治坚持减量化、资源化和无害化的原则。产生工业固体废物的单位应当建立健全工业固体废物产生、收集、贮存、运输、利用、处置全过程的污染环境防治责任制度，建立工业固体废物管理台账。	本项目清水岩屑用于铺垫井场及进场道路，水基岩屑用于制砖等资源化利用，油基岩屑交由有危险废物处置资质的单位处置，并建立工业固体废物管理台账及防治责任制度	符合
		第十五条 建设分类投放、分类收集、分类运输、分类处理的生活垃圾处理系统。合理布局生活垃圾分类收集站点，完善分类运输系统，加快补齐分类收集转运设施能力短板。强化“无废城市”制度、技术、市场、监管、全民行动“五大体系”建设，推进城市固体废物精细化管理。	本项目生活垃圾定点收集后交环卫部门处置	符合

环境管控单元编码		环境管控单元名称	环境管控单元类型	
	环境风险防控	第十六条 以旅游度假区为重点完善污水收集，进一步提高污水收集率，强化水污染防治。	本项目不涉及旅游度假区	符合
		第十七条 深入开展行政区域、重点流域、重点饮用水源、化工园区等突发环境事件风险评估，建立区域突发环境事件风险评估数据信息获取与动态更新机制。落实企业突发环境事件风险评估制度，推进突发环境事件风险分类分级管理，严格监管重大突发环境事件风险企业。	本项目属于页岩气勘探项目，仅涉及施工期；建设单位已编制突发环境事件应急预案，并备案，本项目不新增风险类型及风险物质，本项目可以依托现有应急预案进行风险防控	符合
		第十八条 严格受污染建设用地再开发利用的准入要求，落实受污染耕地安全利用措施，建立重点监管单位源头预防的倒逼约束机制，保障人居环境安全。	本项目不涉及受污染建设用地或受污染耕地	符合
	资源开发利用效率	第十九条 鼓励企业对标能耗限额标准先进值或国际先进水平，加快主要产品工艺升级与绿色化改造，推动工业窑炉、锅炉、电机、压缩机、泵、变压器等重点用能设备系统节能改造。推动现有企业、园区生产过程清洁化转型，精准提升市场主体绿色低碳水平，引导绿色园区低碳发展。	本项目优先使用网电施工，柴油发电机备用	符合
		第二十条 新建、扩建“两高”项目应采用先进适用的工艺技术和装备，单位产品物耗、能耗、水耗等达到清洁生产先进水平。	本项目不涉及使用淘汰的工艺技术和装备	符合
		第二十一条 推进企业内部工业用水循环利用、园区内企业间用水系统集成优化。开展火电、石化、有色金属、造纸、印染等高耗水行业工业废水循环利用示范。根据区域水资源禀赋和行业特点，结合用水总量控制措施，引导区域工业布局和产业结构调整，大力推广工业水循环利用，加快淘汰落后用水工艺和技术。	本项目施工期产生的洗井废水、收集的雨水回用本平台及区域平台压裂工序，可减少新鲜水用量	符合

环境管控单元编码		环境管控单元名称	环境管控单元类型	
		第二十二條 加快推进节水配套设施建设，加强再生水、雨水等非常规水多元、梯级和安全利用，逐年提高非常规水利用比例。结合现有污水处理设施提标升级扩能改造，系统规划城镇污水再生利用设施。	本项目不涉及污水处理改造	符合
		第二十三條 实施能源领域碳达峰碳中和行动，科学有序推动能源生产消费方式绿色低碳变革。实施可再生能源替代，减少化石能源消费。加强产业布局和能耗“双控”政策衔接，促进重点用能领域用能结构优化和能效提升。旅游度假区以建设绿色低碳交通基础设施为基础，大力推行智能化节电节水措施，积极创建低碳旅游示范区。严控新建燃煤锅炉，禁止新建 20 蒸吨/小时及以下的燃煤锅炉。	本项目属于页岩气勘探，不涉及高耗能，不涉及新建燃煤锅炉	符合
		第二十四條 严格控制区域流域用水总量和强度，限制高耗水行业发展，推进工业节水减排。	本项目施工期产生的洗井废水、收集的雨水回用本平台压裂工序，可减少新鲜水用量	符合
武隆区一般生态空间-生物多样性维护（ZH50015610014）	空间布局约束	1.执行优先保护单元市级总体管控要求	本项目严格划定了施工范围，集约化土地，控制了开发活动范围和强度，站场退役后进行复垦或复绿，可确保生态系统结构稳定和生态功能不退化	符合
	污染物排放管控	/	/	符合
	环境风险防控	/	/	符合
	资源开发效率要求	/	/	符合

1.9 生态环境保护目标

1.9.1 生态环境保护目标

根据调查,本项目选址位于生态保护红线之外,工程占地不涉及国家公园、自然公园等生态敏感区和饮用水源保护区,评价范围涉及天然林、公益林及永久基本农田。生态环境保护目标具体见表 1.9-1。

表 1.9-1 生态环境保护目标一览表

1.9.2 地表水环境保护目标

本项目地表水评价等级为三级 B。站场汇水区域范围内无饮用水源保护区、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水环境保护目标分布。

本项目施工期废水不排放,在满足压裂工艺要求情况下,优先利用压裂返排液配制压裂液,回用武隆区域其他平台压裂工序,若无可回用的平台,废水可拉运至武隆工区采出水处理站处理达标后排放白笋溪,最终汇入乌江。平台站场距离纳西沟最近约 1050m,纳西沟流入老盘河,最终汇入乌江,纳西沟、白笋溪未划定水域功能。

区域地表水系分布情况表见表 1.9-2。

表 1.9-2 区域地表水系分布情况一览表

1.9.3 地下水环境保护目标

根据现场调查及资料收集,平台周边及地下水评价范围内无集中式地下水型饮用水源地、热水、矿泉水、温泉等,但分布有分散式饮用水源。区域地下水环境保护目标见表 1.9-3。

表 1.9-3 地下水环境保护目标一览表

1.9.4 大气环境保护目标

本次环评重点调查项目周边 500 米范围内的大气环境保护目标,根据调查,评价范围内约有 52 户分散居民,具体见表 1.9-4。

表 1.9-4 站场周边大气环境保护目标一览表

1.9.5 声环境保护目标

本项目声环境评价范围为站场 200m,根据调查,站场 200m 范围内分布零散居民约 7 户,见表 1.9-5。

表 1.9-5 站场声环境保护目标一览表

1.9.6 土壤环境环保目标

本项目土壤环境评价范围为站场周边 200m,根据调查,站场 200m 范围内敏感目标包括周边耕地、居民等,见表 1.9-6。

表 1.9-6 土壤环境保护目标一览表

2 建设项目工程分析

2.1 油气田范围及油气资源特征

2.1.1 油气田范围

(1) 油气田范围

2010 年 8 月，自然资源部（原国土资源部）授予中国石油化工股份有限公司“黔、渝彭水地区石油天然气（页岩气）勘查”探矿权，矿权区包括重庆市东南部彭水县、武隆区及贵州省北部道真仡佬县，勘查面积 6837.087km²。2021 年 7 月，自然资源部对黔渝彭水区块页岩气探矿权进行了重新核定，其中“黔渝彭水 1 区块页岩气勘查”勘查面积 3421.501km²，勘查范围包括重庆市东南部彭水县、武隆区，探矿权人为中国石油化工股份有限公司，探矿权人为中国石油化工股份有限公司。中国石油化工股份有限公司华东油气分公司受中国石油化工股份有限公司委托对该矿区进行勘察。

2020 年 1 月 3 日，中国石油化工股份有限公司华东油气分公司组建的中石化重庆页岩气有限公司揭牌成立，负责南川、武隆等区块页岩气的勘探开发。

本项目位于探矿权“黔渝彭水 1 区块页岩气勘查”范围内。

(2) 区块范围

本项目区块控制面积约 3.0km²，区块范围内仅分布有坪页 5 平台。

2.1.2 地质构造

本项目位于四川盆地东南缘利川-武隆复向斜老厂坪背斜。老厂坪背斜紧邻四川盆地，是盆外第一排残留构造，南部与武隆向斜团堡次凹北翼相连。东部为茶园断层、胡家园断层以及白沙断层夹持形成的背斜，背斜相对宽缓，核部出露地层为志留系韩家店组，埋深 500~1500m 的面积 278km²。北西方向剖面显示为宽缓背斜，核部地层倾角在 5°~10°，翼部地层倾角在 15°~25°。

2.1.3 区带或层系

龙马溪组为页岩气勘探的目的层段。龙马溪组厚度一般在 220~410m，结合岩性、电性特征纵向上可进一步将其细分为三个段，即自下而上为龙马溪组一、龙马溪组二段、龙马溪组三段。

2.1.4 储层特征

（1）储层岩矿特征

武隆地区页岩主要矿物为黏土、石英和长石（包含钾长石与斜长石）。黏土矿物包括伊利石、伊蒙混层、绿泥石和高岭土，其中伊利石平均含量 58%，伊蒙混层平均含量 30%，绿泥石平均含量 9%，高岭土平均含量 3%。脆性矿物包括石英、长石、方解石、白云石和黄铁矿等，其中石英平均含量 38%，斜长石平均含量 7%，钾长石平均含量 2%，方解石平均含量 4%，白云石平均含量 5%，黄铁矿平均含量 2%。

（2）孔隙结构类型

根据岩心、氩离子抛光扫描电镜等观察结果，可将页岩储层的储集空间主要划分为孔隙和裂缝两大类，孔隙进一步可划分为有机质孔隙、无机孔隙，无机孔隙主要包括黏土孔隙、碎屑孔隙，裂缝进一步可划分为微裂缝和宏观裂缝两大类。

（3）储集特征

页岩储层孔隙多样，但由于有机质孔提供了主要的储集空间，所以龙马溪组靠近底部物性更好。龙马溪组孔隙度 0.23%~3.86%，平均孔隙度 1.06%。

2.1.5 油气藏流体性质

坪页 5 井区为新区块，区块内尚无气质组分分析报告，根据周边隆页 5-1HF 井页岩气气质分析报告，页岩气主要成分为甲烷，不含硫化氢，见表 2.1-1、附件 6。本项目部署的页岩气井目的层也为龙马溪组，与隆页 5-1HF 井位于同一气藏，因此，预计本项目部署的页岩气井属不含硫化氢井，但本项目施工仍按照含硫化氢气井进行安全控制。

表 2.1-1 气质组分一览表 单位：摩尔分数浓度（%）

2.1.6 油气资源类型

页岩储层埋深主要介于 2600—4800m，气藏中部平均埋深为 3450m。综合埋深、地层压力、气体组分等因素综合考虑，确定区域页岩气藏类型主要为中深层—深层、常压—高压、干气页岩气藏。

2.1.7 区域勘探开发情况

武隆区是常压页岩气潜力区块，页岩气勘探开发有利区面积 1187km²，页岩气地质资源潜力 1.05 万亿 m³，全区已部署或实施的页岩气平台 26 个，页岩

气井 80 余口，页岩气日产能 70 万 m^3 ，建成页岩气产能达 4.5 亿 m^3 。

2.2 现有工程概况

2.2.1 现有工程主要内容

2024 年 11 月 12 日，武隆区生态环境局以“渝（武）环准〔2024〕24 号”号对《坪页 5 平台勘探项目环境影响报告表》进行了批复，批复见附件 7。批复建设内容为：新建坪页 5 平台一座，页岩气勘探井 1 口（坪页 5-1HF 井），新建平台配套临时进场道路、生活区、通讯、自控、供水、供电、消防及平台土建配套工程等，项目组成一览表见表 2.2-1。

表 2.2-1 坪页 5 平台环评工程内容一览表

2.2.2 坪页 5 平台建成情况

2025 年 1 月 7 日，项目开工建设，截至 2025 年 1 月底，平台已完成平场，目前正在钻井，处于清水钻井阶段，平台实际建成情况如下：

（1）井场（已建成）

目前坪页 5 平台井场已建成，实际建成井场面积约 0.51hm^2 ，井场采用碎石铺垫，局部采用混凝土硬化，作为设备基础。

（2）放喷池（已建成）

放喷池容积约 300m^3 ，采用半埋式钢混结构，地表以下部分为钢混结构，地表以上部分为砖混结构，设防火墙，做防渗处理。

（3）生活区（已建成）

井队设置 1 个生活区，位于井场东南侧，生活区按照 0.293hm^2 进行布置，采用活动板房，配备环保厕所和垃圾收集点各 1 座。

（4）软体罐（已建成）

井场东南侧设置 1 座 500m^3 软体罐，用于收集施工期雨水，软体罐内部采用聚氨酯涂层布材料，外部采用钢板固定。

（5）井场道路（已建成）

进场道路约 60m，混凝土路面，路基宽 5m，可满足材料运输。

2.2.3 环保手续履行情况

坪页 5 平台环评、验收情况见表 2.2-2。

表 2.2-2 环评及验收情况

2.2.4 现有工程产排污情况

(1) 废水

①生活污水

施工期生活污水经环保厕所收集后交由农用。

(2) 废气

① 机具尾气

施工期间，需不断拉运钻井原辅材料等，车辆运输产生的路面扬尘，排放少量汽车尾气。

②扬尘

扬尘主要为中土石方开挖、材料运输、卸放、拌合等过程中产生，主要污染物为 TSP，采取了洒水降尘措施后，扬尘产生量小。

(3) 固体废物

目前坪页 5-1HF 井处于清水钻井阶段，清水岩屑处于铺垫井场。

2.2.5 环保投诉情况及分析

根据现场调查及武隆区生态环境局提供的相关投诉资料，截至 2025 年 1 月 16 日，平台未受到环保投诉。

2.2.6 主要生态环境问题

目前，坪页 5-1HF 井正在施工，已产生的废物按照环评要求进行了处置，暂未发现环保问题。

2.2.7 拟采取的“以新带老”措施和整改方案

(1) 坪页 5-1HF 井完工后，及时开展竣工环保验收工作。

(2) 本项目利用现有平台、进场道路等进行钻井，在开发活动结束后，退役期应按照土地复垦要求对井场及配套设施等占地进行土地复垦和迹地恢复，若后续仍需利用站场继续进行产能开发，可保留井场、井场道路、放喷池等设施便于后续继续利用，生态恢复纳入后续工程进行竣工环境保护验收。

2.3 建设项目工程分析

2.3.1 建设项目概况

2.3.1.1 地理位置与交通

坪页 5 平台位于武隆区西南部，行政区划隶属重庆市武隆区火炉镇徐家村，距火炉镇约 8.1km，距离武隆城区约 16.5km。区内有乡村道路形成的农村交通路网，可满足本项目施工设备及施工材料运输需要，交通较方便，地理位置见附图 1。

2.3.1.2 建设项目基本概况

项目名称：中石化重庆页岩气有限公司坪页 5 井区扩建项目；

建设单位：中石化重庆页岩气有限公司；

建设性质：扩建；

建设地点：重庆市武隆区火炉镇；

产能规模：单井产气量约 5 万方/d，产气量 0.91 亿方/年。

开发方式：自喷开采；

建设内容：原坪页 5 平台有坪页 5-1 勘探井 1 口，现将该井转为开发井。另新增 4 口页岩气开发井，完钻后平台内新建配套地面集输系统、通讯、自控工程等。

建设周期：约 11 个月；

项目总投资：12000 万；

2.3.2 建设项目组成

本项目主体工程主要包括钻井工程、储层改造工程、油气集输工程。本项目主体工程内容见表 2.3-1～表 2.3-3。

表 2.3-1 钻井工程内容组成一览表

类别	工程名称		项目组成内容	备注
主体工程	钻井工程	钻井设备	平台部署 1 部电动钻机，搭设井架及钻井成套设备搬运、安装、调试	新建，钻井工程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
		钻井作业	4 口井钻井工程：单井平均进尺约 4500m，单井水平段进尺约 2000m，一开采用 $\Phi 406.4\text{mm}$ 钻头清水钻进，二开直井段采用 $\Phi 311.2\text{mm}$ 钻头清水钻井液钻进，二开斜井段采用 $\Phi 311.2\text{mm}$ 钻头水基钻井液钻进；三开段采用 $\Phi 215.9\text{mm}$ 钻头油基钻井液钻进	
		固井工程	水泥固井	

类别	工程名称		项目组成内容		备注
		井控工程	井控装置：液压泵站、阻流管汇、放喷器和井口设备		新建，施工结束后拆除
		辅助工程	钻井液配制罐	井队配备 1 套，现场按需调配钻井液	
	钻井液循环系统		井队内配备 6 个循环罐，60m³/个，含除砂器、除泥器、振动筛、离心机等装置		
	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		
	钻井监控装置		井队配备 1 套，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		
	放喷点火装置		放喷池设置 3 套点火装置，分别为自动、手动和电子点火装置		
	钻井液配制罐	井队配备 1 套，现场按需调配钻井液			
公用工程	临时生活区		利用现有生活区占地，部署临时生活区，水泥墩基座，活动板房，现场吊装		新建，施工结束后拆除
	供水工程		生活用水、钻井用水利用罐车由附近村镇拉水		新建
	供电工程		依托周边已建成的 10kV 电网供电，配备 1 台 810kW 柴油动力机作为备用钻井动力，2 台 320kW 柴油发电机作为备用电源		依托
	围栏		四周设 2.2m 高的非燃烧材料围栏		依托
环保工程	生活污水处理		井场和生活区各设置环保厕所 1 处，收集后农用		新建，施工结束后拆除
	生活垃圾收集点		井场和生活区各设置生活垃圾收集点 1 处，集中收集生活垃圾，定期交环卫部门处置		新建，施工结束后拆除
	钻井废水、场地雨水处理		钻井废水全部回用，钻井期间，井场内设置 1 座软体罐，容积 500m³，场地内雨水经软体罐收集后回用于后续压裂工序配制压裂液		新建，施工结束后拆除
	水基岩屑收集		钻井期间，井队设 1 套水基岩屑不落系统，由板框压滤机、储备罐、收集罐、应急罐、高频振动筛、高速离心机、螺旋传送器、泥浆泵、长杆泵、搅拌机等设备组成，为成套设备，水基岩屑经其收集、压滤脱水后，压滤液在储备罐暂存，回用于压裂工序，滤饼在水基岩屑暂存区暂存，资源化利用		新建，钻井工程结束后设备随井队搬迁
	油基岩屑处		配置约 30 个吨桶（约 1m³/个）收集油基岩屑，委托具		新建，钻

类别	工程名称	项目组成内容	备注
	理	有相应资质的危险废物处置资质单位进行处置	井工程结束后设备随井队搬迁
	危废暂存区	设置危险废物暂存区 1 处，暂存危险废物，按照危废管理要求进行“六防”处置，配置 4 个废油桶收集废油，废油桶地面铺设防渗膜，并设置临时围堰	新建，施工结束后拆除
储运工程	柴油罐	设 2 个柴油罐，每个 10m ³ ，临时存储钻井用柴油，井场最大储存量 15t，日常储量 10t，储罐区防渗处理，储罐区四周设围堰，围堰容积大于 10m ³ ，并配备油污回收罐	新建，施工结束后拆除
	材料储存区	设置 1 处材料堆存区，用于暂存钻井、固井用的化学药品，药品桶装或袋装，地面硬化，储存区设置彩钢顶棚	

表 2.3-2 储层改造工程施工内容组成一览表

类别	工程名称	项目组成内容	备注
主体工程	完井工程	采用套管射孔完井方式	新建，施工结束后仅保留井口装置
	压裂工程	对完钻井进行正压射孔、水力压裂、测试放喷	
公辅工程	生活区	利用现有生活区占地，部署临时生活区，水泥墩基座，活动板房，现场吊装	新建，施工结束后拆除
	供水工程	施工期生活用水利用罐车由附近村镇拉水，压裂用水从附近河流或水库取水，取水之前应根据国家有关规定办理取水许可手续	新建
	排水工程	施工期间压裂返排液井间回用，最后一口井压裂返排液回用区域平台压裂工序	新建
	供电工程	依托周边已建成的 10kV 电网供电	依托
	围栏	四周设 2.2m 高的非燃烧材料围栏	依托
环保工程	生活污水处理	井场和生活区设置 1 座环保厕所，收集后农用	新建
	压裂返排液处理	压裂返排液井间回用，最后一口井产生的压裂返排液优先回用于其它钻井平台压裂工序配制压裂液，没有钻井平台可回用时，依托武隆工区采出水处理站处理达到《污水综合排放标准》（GB8978-1996）一级标准后排放	新建
	洗井废水处理	收集后回用于压裂工序配制压裂液	新建
	场地雨水处理	回用于压裂工序配制压裂液	新建

类别	工程名称	项目组成内容	备注
	放喷池	设置 3 套点火装置，分别为自动、手动和电子点火装置	新建
	软体罐	储层改造期间，临时布置 4 座 500m ³ 软体罐，总容积 2000m ³ ，压裂期间用于暂存清水，放喷测试期间用于暂存压裂返排液，软体罐内部采用聚氨酯（TPU）涂层布材料，外部采用钢板固定	施工结束后拆除
	放喷池	用于测试放喷，暂存压裂返排液，放喷池设置 3 套点火装置，分别为自动、手动和电子点火装置	利用现有
	生活垃圾	定期交环卫部门处置	新建，施工结束后拆除
	危废暂存区	设置危险废物暂存区暂存危险废物	
储运工程	柴油罐	设 2 个柴油罐，每个 10m ³ ，临时存储钻井用柴油，井场最大储存量 15t，日常储量 10t，储罐区防渗处理，储罐区四周设围堰，围堰容积大于 10m ³ ，并配备污油回收罐	新建，施工结束后拆除
	材料储存区	暂存压裂用的化学药品，药品桶装或袋装，地面硬化，储存区设置彩钢板顶棚	
	盐酸储罐	设置 12 个储罐，每个储罐 10m ³ ，盐酸仅在压裂时储存，厂家运送 31%浓度的浓盐酸至井场，稀释成 15%浓度后进罐。稀盐酸临时储存量一般为 120m ³ 。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	新建，施工结束后拆除
	配液罐	压裂阶段设置 60 个配液罐，40m ³ /个，用于压裂液配制。罐区地面铺设防腐、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	

表 2.3-3 油气集输工程内容组成一览表

类别	工程名称		项目组成内容	备注
主体工程	油气集输工程	采气树	每个井口安装采气树，将平台原有探井转为生产井，共 5 个	新建
		集气站	在井场内新建坪页 5 集气站，新增 5 台井口除砂器、3 台两相流量计、3 台 DN1200 计量分离器、2 台空气压缩机、1 台分子筛脱水撬，集气站无人值守	新建
公辅工程	排水工程		采出水由罐车转运至武隆工区采出水处理站进行处理	依托
	供电工程		供电电源就近引自己建低压电源	依托
	围栏		集气站场四周场界设高约 2.2m 的非燃烧材料围栏	新建
环保工程	放空立管		放空废气通过集气站 1 根高 15m，内径 0.15m 的放空立管排放，为不点火放空，放空立管位于井场东北角	新建

类别	工程名称	项目组成内容	备注
	废润滑油收集	集气站内新建 1 座危险废物贮存点，暂存废润滑油，贮存能力约 1m ³ ，废油桶地面铺设防渗膜，并设置围堰，废润滑油定期交由有资质的单位进行处置	新建
	放喷池	事故情况的放喷，放喷池设置 3 套点火装置，分别为自动、手动和电子点火装置	利用现有
储运工程	污水收集	新建 1 座采出水罐，容积约 20m ³ ，暂存采出水	新建
依托工程	采出水处理	2027 年 7 月 1 日起前，依托武隆工区采出水处理站处理达到《污水综合排放标准》（GB8978-1996）一级标准后排放；2027 年 7 月 1 日起，采出水应满足《页岩气开采水污染物排放标准（DB50/ 1806—2025）表 1 水污染物排放限值后排放	依托

本次依托坪页 5 平台施工，且不新增占地，井场、井场道路等配套设施在 2.2.2 节已详细介绍，本章节不再赘述。

2.3.2.1 钻井工程

钻井工程包括钻井设备安装、钻井作业、固井作业、目的层取芯作业，以及完钻后钻井设备离场拆除等。

根据部署开发方案，共实施 4 口水平井，总进尺 17500m，水平段进尺 8000m。

(1) 井身结构

根据部署开发方案，本项目采用“三开”的钻井工艺，一开段、二开直井段采用清水钻井，二开斜井段采用水基钻井液钻井，三开段采用油基钻井液钻井。

表 2.3-4 本项目各平台井身结构设计

各井身结构及套管程序设计数据见表 2.3-5

表 2.3-5 井身结构与套管程序设计数据

1) 一开

一开用 Φ406.4 mm 钻头，采用清水钻井，下 Φ339.7mm 表层套管中完，表层套管设计下深 150m 左右，应保证固井质量，水泥返至地面。

3) 二开

二开用 Φ311.2mm 钻头，原则上清水钻井钻穿茅口组后转化为水基钻井液钻井，下 Φ244.5mm 套管固井，封龙马溪组之上的易漏、易垮塌地层，水泥返

至地面。

4) 三开

使用 $\Phi 215.9\text{mm}$ 钻头、油基钻井液，完成水平段钻井作业，下入 $\Phi 139.7\text{mm}$ 套管完井。

(2) 主要工艺设备

本项目采用单钻机布局，钻机采用 ZJ50 钻机，钻机配备情况详见表 2.3-6。

表 2.3-6 本项目钻机配置情况表

(3) 钻井液方案

③三开结构

一开、二开直井段采用清水钻井液，二开斜井段采用水基钻井液，三开井段采用油基钻井液钻井。

表 2.3-7 三开分段钻井液体系设计

(4) 井控方案设计

油气井控制按《石油天然气安全规程》（AQ2012-2007）、《钻井井控技术规程》（SY/T 6426-2005）执行。

一开压力等级：闸板防喷器 14MPa。

二开压力等级：闸板防喷器 70MPa，环形防喷器为 35MPa。

三开压力等级：闸板防喷器 70MPa，环形防喷器为 35MPa。

井控管汇压力等级按三开闸板防喷器压力等级选择。

(5) 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。

2.3.2.2 储层改造工程

储层改造工程应包括储层改造工艺、射孔工艺、压裂方案、酸化方案、压裂设备配置、酸化设备配置等。

(1) 完井工程

① 完井方式

本项目投产前要进行分段压裂改造。综合储层特性和水平井分段压裂改造的特点，采用套管射孔完井方式。

②射孔压裂工艺

电缆桥塞下到大斜度井段遇阻后，采用压裂车泵注减阻水推动桥塞管柱下行至水平段，采用套管磁定位，直至到达预定位置，先点火座封桥塞、上提丢手，封隔已措施层；上提电缆到指定射孔位置进行分簇射孔，射孔结束后，上提出电缆工具串进行验枪；射孔完毕后通过高压将前置液（浓度 15%盐酸）及压裂液注入井下，将地层压出网状裂隙，建立页岩气采出通道。每次压裂井段为 100m 左右，由井趾开始依次射孔压裂。

③测试放喷

每口页岩气井完成全部水平段压裂后，采用钻具进行钻塞，形成页岩气开采通道；开始阶段返排液返排的速度应小于 200L/min（12m³/h），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。测试过程中产生的可燃气体引至放喷池点燃。

（2）压裂主要工艺设备

本次采用柴油机组压裂车进行压裂，设备如表 2.3-8 所示。

表 2.3-8 压裂平台各平台压裂施工车辆及工具准备

（3）压裂井场布置

根据不同钻井井场情况，兼顾钻井、油气集输工程方案进行试气井场布置，摆好压裂机组，接好高、低压管线、管汇。

图 2.3-1 压裂井场布置参考示意图

2.3.2.3 油气集输工程

储层改造工程完成后，在地面安装采气井口装置、井口至集气站设备的站内管线，在井场内建设集气站对井场内新建的 4 口井及前期的 1 口探井进行开采。集气站按照标准集气站模式进行建设。本项目建成后集气站主要设备见表 2.3-9。

表 2.3-9 集气站主要工程量

序号	模块名称	功能	规格/数量
1	井口工艺安装	井口紧急关断，压力及温度显示远传	5 口井每口井 1 套
2	井口除砂器	井口来气除砂	5 口井每口井 1 套
3	计量分离器	井口来气气液分离、计量	DN1200（3 台）

序号	模块名称	功能	规格/数量
4	压缩机	增压, 压缩机橇 $10 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$	2 台
5	脱水撬	脱水, 分子筛脱水橇 $20 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$	1 台
6	放空立管	15m	DN150, 1 根
7	采出水罐	20m^3	1 座

开采流程具体如下：井口产气经井下节流降压后，经两相流量计对井口产气和产液进行连续计量，然后进入分离器进行气液分离，分离出的天然气经压缩机增压后进入分子筛脱水，之后通过外输管线外输，集气站不使用加热炉。采气分离废水通过排污管道收集至采出水罐，定期通过罐车转运至武隆工区采出水处理站处理。

图 2.3-2 集气站工艺流程示意图

2.3.2.4 公用工程

(1) 供水工程

施工期生活用水从附近村镇拉水进行补给。本项目压裂用水优先使用压裂返排液或采出水，不足部分可取自平台西侧纳西沟，压裂用水采用临时软管地面敷设至平台，临时软管沿道路明管敷设，不需开挖管沟，压裂工程结束后回收软管。压裂用水取水需按照国家相关要求办理取水许可。

运营期站场无人值守。

(2) 排水工程

2027 年 7 月 1 日起前，依托武隆工区采出水处理站处理达到《污水综合排放标准》（GB8978-1996）一级标准后排放；2027 年 7 月 1 日起，采出水应满足《页岩气开采水污染物排放标准（DB50/ 1806—2025）表 1 水污染物排放限值后排放。

(3) 供电工程

钻井期间采用网电供电，井场配备 320kW 柴油发电机 2 台作为备用电源。

2.3.2.5 环保工程

(1) 施工期

① 废水

井场周边设置排水沟，场外雨水经排水沟排入附近溪沟，井场内雨水、压裂返排液、洗井废水经絮凝沉淀、杀菌，满足压裂回用水质标准要求后，经絮

凝沉淀、杀菌，满足压裂回用水质标准要求后，回用平台压裂工序。

②废气

测试放喷阶段将天然气引至放喷池点燃。

柴油发电机和动力机废气经自带排气筒排放。

③噪声

柴油发电机及动力机采用自带隔声罩进行降噪。

④固体废物

生活垃圾定点收集，交当地环卫部门统一处置。钻井产生的清水岩屑直接进行综合利用，用于页岩气区域内井场铺垫或井间道路修建；水基岩屑经不落地系统收集后，用于资源化利用；油基岩屑交由有危险废物处置资质的单位进行处置；沾染废油的防渗材料委托持有危险废物经营许可证的单位处置；絮凝沉淀污泥外运至一般工业固废处置场处置或资源化利用；废油由建设单位或有资质的单位回收；废包装材料由厂家或有资质的单位回收。

⑤生态环境

施工结束后，按照土地复垦要求对井场周边临时占地进行土地复垦和生态恢复。

(2) 运营期

①采出水

2027 年 7 月 1 日起前，依托武隆工区采出水处理站处理达到《污水综合排放标准》（GB8978-1996）一级标准后排放；2027 年 7 月 1 日起，采出水应满足《页岩气开采水污染物排放标准（DB50/ 1806—2025）表 1 水污染物排放限值后排放。采出水经尾水排放管排入白笋溪，最终汇入乌江。

②废气

非正常工况下放空废气通过放空立管排放。

③固体废物

除砂器废砂石、废分子筛交由一般工业固废处理场处置；废润滑油交由有相应危险废物处置资质的单位进行处置。

2.3.2.6 依托工程

武隆工区采出水处理站位于武隆区凤山街道，采用“混凝沉淀+化学氧化

法+双滤料过滤+折点氯化法除氨氮”工艺，设计处理能力 400m³/d，目前运行正常，实际处理量约 30~50m³/d，尚有较大处理余量，可满足本项目废水处理需求。2027 年 7 月 1 日起前，武隆工区采出水处理站处理达到《污水综合排放标准》（GB8978-1996）一级标准后排放；2027 年 7 月 1 日起，采出水应满足《页岩气开采水污染物排放标准（DB50/ 1806—2025）表 1 水污染物排放限值后排放。采出水经尾水排放管排入白笋溪，最终汇入乌江，可行性分析详见第七章节。

2.3.3 主要技术经济指标

本项目主要技术经济指标见表 2.3-10。

表 2.3-10 项目主要技术经济指标一览表

序号	指标	单位	数量
1	产气量	m³/a	0.91 亿
2	生产井数	口	5
3	工程占地	hm²	1.3525
4	人员编制	人	不新增劳动定员
5	总投资	万元	12000
6	环保投资	万元	428.4

2.3.4 储运工程及原辅材料消耗

（1）钻井液材料消耗

钻井工程原辅材料消耗主要为钻井液、柴油。本项目平台使用的钻井液材料由供货厂家负责运输至各井场，在井场材料堆场存储。钻井期间，井队在井场内设置 1 处材料堆存区，用于暂存钻井工程、储层改造工程用的化学药品，钻井所需膨润土、纯碱等固体材料装袋，在材料储存区堆存；多功能润滑剂、钻井液润滑剂等液体材料采用塑料桶桶装，堆存在固体材料附近，储存区顶部设置轻钢结构雨棚。

正常工况下，本项目每口井钻井液配制量按照标准化进行配制，清水配制 300m³，水基钻井液配制 300m³，油基钻井液配制 300m³，单井及本项目配制量见表 2.3-11，单井及本项目钻井液材料用量见表 2.3-12。如果钻井期间出现漏失等情形，需按情况及时补充配制钻井液。

表 2.3-11 项目钻井液配制量一览表**表 2.3-12 井液材料用量表** 单位: t**(2) 钻井液使用情况**

本项目采用“井工厂”方式施工, 钻井期间按照井依次开展导管、一开、二开、三开钻井。各开次钻井液用量与钻井液平均循环量、钻井天数、纯钻时效等参数有关。根据工区钻井液使用情况, 每米进尺钻井液使用量、循环量、损耗量见表 2.3-13。

表 2.3-13 单位进尺钻井液用量及消耗量

本项目钻井液用量及损耗量如表 2.3-14 所示。

表 2.3-14 钻井液用量及消耗量

清水钻井液段: 清水钻井阶段钻井液总用量为 117066m^3 , 钻井液使用过程中损耗量约 236m^3 。清水钻完钻后, 剩余钻井液 241m^3 , 直接在循环罐内添加药品, 用于各平台配置水基钻井液钻井。

水基钻井液段: 回用剩余清水量 241m^3 , 使用清水 414m^3 , 水基钻井阶段钻井液总用量为 232764m^3 , 钻井液使用过程中损耗量约 459m^3 。水基钻完钻后, 剩余钻井液 196m^3 , 由井队回收用于后续钻井工程。若无平台回用, 需要废弃时, 应按照一般工业固废处置或资源化利用。

油基钻井液段: 油基钻井阶段钻井液总用量为 112000m^3 , 钻井液使用过程中损耗量约 110800m^3 。油基钻完钻后, 剩余油基钻井液 190m^3 , 由井队回收用于后续钻井工程。

(3) 水力压裂材料消耗

本项目盐酸采用储罐储存, 钻井过程中不储存, 仅在压裂施工过程中暂存, 压裂过程中所使用的化学材料均由厂家负责运输至井场。压裂液在井场内配液罐内配制。

根据建设单位设计资料, 本项目水力压裂用量见表 2.3-15、压裂液配制材料用量见表 2.3-16。

表 2.3-15 本项目压裂液用量一览表

平台	井数 (口)	水平井总长度 (m)	压裂液总用量 (m^3)
坪页 5	4	8000	160000

表 2.3-16 压裂液添加剂消耗量配方表

2.3.5 工程土石方与占地

(1) 工程土石方

本项目利用现有平台施工，仅需开挖井口，预计产生量约 0.01 万 m³，用于铺垫井场，无弃方产生。

(2) 项目占地

本项目利用现有占地 1.3525hm²，不新增占地，现阶段占地均为临时占地，后续根据开发计划办理永久占地手续。占地情况及占地类型见表 2.3-17、表 2.3-18。

表 2.3-17 本项目占地情况一览表 单位：hm²

表 2.3-18 本项目占地类型一览表 单位：hm²

2.3.6 施工组织

(1) 施工人员

钻井工程：施工人员约 50 人，生活、办公为自带的活动板房；

储层改造工程：施工人员约 50 人，生活、办公为自带的活动板房。

油气集输工程：施工队约 20 人，不设置施工营地。

(2) 施工时序

本项目施工期分为钻井工程、储层改造工程、油气集输工程施工等三个阶段。

①钻井工程：钻前工程完工后，整个井场交给钻井队钻井，钻井作业采用“井工厂”模式，按照井号依次开展各井的一开段钻进，所有井一开段完钻后，再进行各井二开段钻进，所有井二开段完钻后，再进行各井三开段钻进。

②储层改造工程：平台内所有钻井工程完成后，钻井设备撤场，井场交给试气队伍进行储层改造，本项目新钻的 4 口井依次进行储层改造，即先进行第一口井压裂，压裂结束后测试放喷，第一口井测试结束后再进行第二口井压裂，以此类推，单井施工工期为 30d。根据测试放喷求产情况，若测试效果好，则暂时关井，待油气集输工程建成后进行正式开采，若未获可开发工业气流，则进行闭井作业。

③油气集输工程施工：储层改造工程完成后，储层改造设备撤场，在井场

内建设集气站，本项目不含站外集输管线建设。

本项目平台钻井工程完成后，井场交给试气队伍；完成储层改造后，交给油气集输工程队伍。

表 2.3-19 本项目施工时序表

施工类型	施工时间/天	备注
钻井工程	200 天	采用单钻机布局，每口井施工时间约 50 天
储层改造工程	120 天	每口井依次压裂，每口井施工时间约 30 天
油气集输工程	20 天	/
总计	340 天	/

2.4 影响因素分析

2.4.1 施工期污染因素分析

2.4.1.1 钻井工程污染因素分析

(1) 钻井工艺

建设井口及设备基础后开始钻井，页岩气井“三开”钻井方式，直井段采用清水钻井，斜井段采用水基钻井液钻井，水平段采用油基钻井液钻井。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。待斜井段完钻后，采用油基钻井液将井筒内的水基钻井液顶替出来，剩余钻井液在循环罐循环利用。水平段采用油基钻井液体系，完钻后，采用固井水泥浆将油基钻井液顶替出来，剩余油基钻井液在泥浆储备罐储存，用于下一口井使用；在各开次施工过程中钻屑经振动筛和离心机分离钻井液和钻井岩屑。

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。

(2) 钻井产污环节分析

①清水钻井阶段

此阶段钻井液为清水，不添加其他成分。此阶段钻井液为清水，不添加其他成分。该阶段主要产污环节为泥浆泵、泥浆循环系统产生的噪声及钻井岩屑。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 2.4-1 清水钻井阶段工艺流程及产污环节示意图

②水基钻井阶段

水基钻井液钻井工艺与清水钻井相似，该阶段主要产污环节为泥浆泵、泥浆循环系统产生的噪声，钻井岩屑。钻井过程中钻井液循环使用，平台内剩余水基钻井泥浆由井队回收。

图 2.4-2 水基钻井阶段工艺流程及产污环节示意图

③油基钻井阶段

水平井段采用油基钻井液钻进，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岩屑。钻井过程中钻井液循环使用，平台所有井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集中收集后交由有危险废物处置资质的单位处置。废油由中石化重庆页岩气有限公司或有资质的单位回收利用。

图 2.4-3 油基钻井工艺流程及产污环节示意图

2.4.1.2 储层改造工程污染因素分析

(1) 储层改造产排污分析

储层改造工程主要包括前期准备、压裂、钻塞、放喷排液及测试求产等工序。

1) 前期准备

①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。

②通井：管柱组合（自上而下）为 $\phi 73\text{mm}$ 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。

③试压：套管、井口及封井器试压 90MPa，稳压 30min，压降不超过 0.5MPa 为合格。

③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阀门。

④换压裂井口：清水对井筒、压裂井口试压 90MPa，稳压 30min，压降不超过 0.5MPa 为合格。

⑤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。

⑥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。

2) 压裂

①下射孔枪。

②做封桥塞。

③射孔。

在目的层压裂管段引爆射孔枪，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封罐吸收。前置酸对地层进行处理，起到减压、解堵的作用。压裂持续时间约为 10 天，盐酸储罐储存时间约 10 天。

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。本项目采用水力压裂，利用地面高压泵组将清水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 200 L/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进入求产阶段；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。

储层改造过程中主要产污环境为洗井产生的洗井废水、压裂设备噪声、测试放喷时产生的返排液、放喷燃烧废气、放喷噪声、前置酸配制时产生的盐酸雾、井场雨水沟收集的场地雨水，以及施工人员产生的生活污水及生活垃圾，工艺流程见图 2.4-4。

图 2.4-4 试气工艺流程及产污环节示意图

2.4.1.3 油气集输工程污染因素分析

集气站站场工程施工工艺如下：基础施工→设备安装→地面恢复。施工过程中先采用推土机、挖掘机对场地进行平整，然后对场地进行夯实，敷设管道等。最后采用石子、碎石等对场地进行硬化，安装集气设备。施工过程中，主要产生施工噪声、扬尘、生活污水等。

2.4.2 运营期污染因素分析

运营期，井口来的页岩气后经节流阀井下降压后，井口来气分别去计量分离器进行单井产气连续计量，再通过压缩机增压，增压后再经分子筛脱水撬进一步脱除游离水后外输，运营期工艺流程示意图见图 2.4-5。

图 2.4-5 运营期集气站工艺流程图

运营期采取密闭集输工艺，正常情况下无废气排放，事故和检修时，切断井口截断阀，集气站工艺设备及管线内废气经放空立管放空，产生放空废气，每次持续时间在 2~5min，发生频率为 2~3 次/年。

运营期集气站为无人值守模式，废水主要为集气站分离器、脱水撬分离的采出水，分离的废水由罐车转运至武隆工区采出水站处理达标后外排。此外，

气井后期生产过程中，会对故障的气井进行井下作业，使气井恢复正常生产，井下作业期间产生少量井下作业废水。

运营期噪声主要为集气站压缩机等生产设备产生的噪声及放空过程中产生的噪声。

运营期固体废物主要为压缩机维护过程产生的废润滑油、脱水撬替换分子筛产生的废分子筛，以及除砂器产生的废砂石。

2.4.3 退役期污染因素分析

服役期满后，对完成采气的废弃井，进行封堵，拆除井口装置，清理场地、拆除地面设施等。主要污染物为管线清洗废水、生活污水等。

2.4.4 生态环境影响因素

本项目利用现有站场施工，不新增占地，对生态环境的影响因素较小，主要为噪声和人为活动对野生动物的影响。

2.5 污染源强核算

2.5.1 施工期

2.5.1.1 废水

（1）剩余钻井液

由 3.3.1 节分析，清水钻井液、水基钻井液、油基钻井液剩余量见表 2.3-14。本项目最后剩余 241m³ 清水钻井液，用于配制水基段钻井液，水基钻井液剩余约 196m³，由钻井队回收利用，若需要弃置时应按照一般工业固废处置；油基钻井液剩余 190m³，由钻井队回收利用。

（2）场地雨水

井场四周设置截排水沟，井场外雨水随截排水沟就近排放，钻井及储层改造期主要设备区设场内排污沟，井场内降雨径流产生的雨水需要收集，不得外排。

根据《重庆市暴雨强度修订公式及设计暴雨雨型》（2017 年），武隆区暴雨强度公式如下：

$$q = \frac{1793(1 + 0.997 \lg P)}{(t + 12.292)^{0.724}} \quad (\text{L/s} \cdot \text{hm}^2)$$

式中：

q —暴雨强度, $L/s \cdot hm^2$;

P —重现值, 年, 取值 1 年;

t —降雨历时, min, 取值 15min。

计算得武隆区最大暴雨强度为 $163.64L/s \cdot hm^2$ 。

初期雨水采用雨量公式, 公式如下:

$$Q = \Psi f q$$

式中: Ψ —径流系数, 取值 0.9;

f —汇水面积, hm^2 , 取值 $0.2hm^2$, 井场硬化、放喷池、软体罐、雨水沟等面积之和。

q —设计暴雨强度, $L/s \cdot hm^2$ 。

经计算可得, 站场初期雨水产生量约 $26.5m^3/次$ 。本次评价初期雨水计算是按一年一遇暴雨量考虑, 计算结果相对保守, 初期雨水排入软体罐或放喷池暂存, 回用于压裂工序配制压裂液。

(3) 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, 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。本项目共产生洗井废水 $720m^3$ 。

表 2.5-1 洗井废水主要污染物浓度 单位: mg/L (pH 除外)

表 2.5-2 洗井废水污染物产生量 单位: t

(4) 压裂返排液

本次收集了相邻平台已完井的压裂返排液产生情况及返排率, 隆页 2HF 井返排率 9.83%, 本次按照 10%进行估算, 本项目压裂液使用总量约 16 万 m^3 , 则本项目压裂返排液产生量为 $16000m^3$ 。

表 2.5-3 压裂返率取值及压裂液产生量一览表

平台	压裂液用量 m^3	压裂返排液量 m^3	备注
坪页 5	160000	16000	返排率考虑 10.0%

压裂返排液经“混凝沉淀+杀菌”处理工艺处理后, 前 3 口井压裂返排液优先回用于本平台页岩气井压裂工序, 最后一口井压裂返排液回用矿区其他平台压裂工序, 若压裂返排液无回用平台时, 压裂返排液可利用武隆工区采出水

处理站处理后达标排放。压裂返排液主要污染物为 pH 值、COD、石油类、氯化物。本次评价压裂返排液水质浓度参考武隆工区采出水处理站采出水实测浓度，采出水主要污染物为 COD 401~451mg/L、Cl⁻ 10800~12000mg/L、氨氮 17.6~23.4mg/L、石油类 4.19~4.58mg/L，本次取最大值进行估算。

表 2.5-4 压裂返排液产生、回用和外运处置情况一览表

表 2.5-5 压裂返排液污染物源强及产生量

(5) 生活污水

施工期生活用水量按 120L/d 人，排污系数取 0.8 计算。根据各阶段施工人员数量及施工时间，生活污水产生量详见表 2.5-6，表 2.5-7。

表 2.5-6 施工期生活用水及废水产生量

表 2.5-7 施工期生活污水产生浓度及产生量

(8) 施工期废水产生情况汇总

本项目施工期水平衡见表 2.5-8。

表 2.5-8 本项目施工期水平衡一览表 单位: m³

工段	用水环节	总用水量	新鲜水用量	损耗量	循环量	废水量			废水去向
						产生量	本平台利 用量	其它平台利 用量	
钻井工程	清水	117066	477	236	116589	241	241	0	配制水基钻井液
	水基	232764	414	459	232109	196	0	196	随钻井队用于其他钻井工程
	生活用水	1200	1200	240	0	960	0	0	环保厕所收集后农用
储层改造工程	洗井	720	720	0	0	720	720	0	配制压裂液
	生活用水	720	720	144	0	576	0	0	环保厕所收集后农用
	水力压裂	160000	147280	144000	0	16000	12000	4000	优先配制压裂液回用本平台或区域其他压裂工序，无平台回用时依托武隆工区采出水处理项目处理达标后排放
总用水量		512470	150811	145079	348698	18693	12961	4196	/

由于初期雨水总量具有不确定性，雨水不计入水平衡。

2.5.1.2 废气

(1) 扬尘

油气集输工程施工扬尘为材料运输、卸放、拌合等过程中产生，主要污染物为 TSP，工程土石方工程量小，扬尘产生量小。

(2) 燃油废气

本项目钻井、储层改造期间采用网电供电，柴油发电机作为备用电源；储层压裂期间采用柴油发电机组作为动力。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。柴油发电机采用符合国家标准柴油，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）及修改单表 2 规定的限值。

(3) 测试放喷废气

为了解气井产气量，完井后需进行测试排液放喷，测试放喷产生的废气量取决于测试时释放量，每个制度放喷时间小于 6h，总放喷时间小于 48h。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。

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，则打开放喷管线阀门泄压；事故放喷时间短，属临时排放。

(4) 前置酸配制产生盐酸雾

盐酸配制主要是采用购买的 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封罐中吸收。水封罐的水用于稀释盐酸。盐酸雾极易溶于水，经水吸收后排入环境的量极少。加上盐酸浓度较低，现场储存量不大，使用工期短，排放量小。

(5) 机具尾气

在站场建设过程，会使用工程机械和运输车辆，其工作时排放的尾气主要污染物是 CO、NO_x 等。由于本项目油气集输工程施工期较短，产生的废气量较小。

2.5.1.3 噪声

(1) 钻井工程

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，噪声源强在 85-100dB (A)，对环境的影响较大。

表 2.5-9 钻井工程主要噪声源强特性 单位: dB (A)

(2) 储层改造工程

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 2.5-10。

表 2.5-10 储层改造工程主要噪声源强特性 单位: dB (A)

(3) 油气集输工程

油气集输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 2.5-11。

表 2.5-11 油气集输工程主要噪声源强特性 单位: dB (A)

2.5.1.4 固体废物

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、沾染废油的废防渗材料、污泥、废包装材料、生活垃圾。本项目剩余油基钻井液由钻井队回收，随钻井队用于后续钻井工程。

(1) 钻井岩屑

钻井岩屑是在钻井过程中钻头切削地层岩石而产生的碎屑，其产生量与井眼长度、平均井径有关，计算公式如下：

$$V = \sum \pi r^2 d * \sigma$$

式中：

r——不同阶段钻头尺寸半径，m；

d——不同阶段对应的钻头进尺，m；

σ——扩大倍数，根据钻井经验，清水和水基钻井取 2.5 倍，油基钻井取 3 倍；

根据本项目钻井阶段各开次进尺、钻头尺寸，本项目钻井岩屑产生量见表 2.5-12。

表 2.5-12 本项目钻井岩屑产生量一览表

①清水岩屑

本项目清水岩屑产生量约 834m³，主要作为区域内井场铺垫或修建井间道路使用。

②水基岩屑

本项目水基岩屑产生量约 1054m³（约 1581t，密度按照 1.5t/m³ 考虑），收集后用于制砖等资源化利用水基岩屑经不落地系统收集后，用于资源化利用。

本项目清水钻井液体系和水基钻井液体系不涉及磺体系泥浆，根据《危险废物排除管理清单》（2021 年版），清水岩屑、水基岩屑不属于危险废物。

③油基岩屑

本项目油基岩屑产生总量为 879m³（约 1758t）。油基岩屑交由有危险废物处置资质的单位进行转运处置。

(2) 沾染废油的废防渗材料

施工过程中，每口井产生的沾染废油的废防渗材料约 0.1t，则本项目沾染废油的废防渗材料产生量约 0.4t。集中收集后，交由有危险废物处置资质的单位进行转运处置。

(3) 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、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。结合工区已完井废油产生情况，单井废油产生量约为 1.1t，本项目 4 口井预计废油产生量为 4.4t，由中石化重庆页岩气有限公司或有资质的单位回收。

本项目产生的各类危险废物名称、类别等信息见表 2.5-13。

表 2.5-13 本项目危险废物属性一览表

序号	危险废物名称	产生量 t	产生工序及装置	危险废物类别	危险废物代码	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	1758	钻井	072-001-08	HW08	液态	矿物油/	矿物油	施工期	毒性	危废处置单位处置
2	废油	4.4	钻机	900-201-08、						毒	资源回

序号	危险废物名称	产生量 t	产生工序及装置	危险废物类别	危险废物代码	形态	主要成分	有害成分	产废周期	危险特性	污染防治措施*
				900-214-08、 900-249-08						性、易燃性	收
3	沾染废油的废防渗材料	0.4	场地清理	900-249-08		固态				毒性	危废处置单位处置

注：油基岩屑容重按 2 考虑。

危险废物贮存场所（设施）基本情况见表 2.5-14。

表 2.5-14 危险废物贮存场所（设施）基本情况样表

序号	贮存场所（设施）	危险废物名称	危险废物类别	危险废物代码	占地面积	贮存方式	贮存能力	贮存周期
1	油基岩屑暂存区	油基岩屑	072-001-08	HW08	约 20m ²	30 个吨桶	约 30m ³	1d
2	危险废物暂存区	废油	900-201-08、 900-214-08、 900-249-08	HW08	约 20m ²	4 个 200L 油桶收集	约 0.8m ³	2d
		沾染废油的废防渗材料	900-249-08	HW08		防漏胶袋盛装	约 0.5t	15d

（4）废包装材料

根据已钻井原材料使用情况，预计单井产生废包装材料 800 个，本项目 4 口井废包装材料产生总量为 3200 个，由厂家或有资质的单位回收。

（5）絮凝沉淀污泥

本项目压裂返排液在配液罐或软体罐暂存，及时转运回用于工区其他钻井平台压裂工序，回用前压裂返排液进行絮凝沉淀处理，参考南川区块页岩气采出水循环处理系统在 201 平台、DP2、DP30 平台压裂返排液絮凝沉淀处理污泥产生情况，本项目压裂返排液产生量为 16000m³，压裂返排液絮凝沉淀污泥产生量约 33t/万 m³ 废水，则本项目絮凝沉淀污泥产生量约 52.8t。根据《重庆市固体废物管理中心关于南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》（渝固函〔2020〕276 号），见附件 16，污泥不属于危险废物，本项目压裂返排液与采出水成分类似，絮凝沉淀工艺相同，参照南川区块页岩气采出处理项目污泥危废特性鉴别结果，本项目絮沉淀污泥不属于危险废物，作为一般工业固废外运至一般工业固废处置场处置或资源化利用。

（6）生活垃圾

生活垃圾按 0.5kg/（人·d）计算，根据施工人数及施工天数，预计本项目生活垃圾产生量为 8.2t。生活垃圾定点收集后，由环卫部门统一清运处置。本项目生活垃圾产生情况见表 2.5-15。

表 2.5-15 生活垃圾产生情况一览表

年度	钻井工程	储层改造工程	油气集输工程	小计
合计	5.0	3.0	0.2	8.2

表 2.5-16 一般工业固体废物分类与代码

（8）固废产生情况汇总

本项目施工期固体废物产生情况见表 2.5-17。

表 2.5-17 施工期固体废物汇总

类别	产生量	处理措施	排放量
清水岩屑	834 m ³	铺垫井场或修建井间道路	0
水基岩屑	1054m ³	水基岩屑经不落地系统收集后，用于资源化利用	0
油基岩屑	879 m ³	油基岩屑交由有危险废物处置资质的单位转运处置	0
絮凝沉淀污泥	52.8 t	外运至一般工业固废处置场处置或资源化利用	0
沾染废油的废防渗材料	0.4 t	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	4.4 t	由中石化重庆页岩气有限公司或有资质的单位回收利用	0
废包装材料	3200 个	由厂家或有资质的单位回收	0
生活垃圾	8.2 t	定点收集后，由环卫部门集中处置	0

2.5.2 运营期

2.5.2.1 废水

（1）井下作业废水

井下作业过程中会产生少量井下作业废水，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，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），按本项目最多投产 5 口井计算，井下作业废水产生量预计约 $67.825\text{m}^3/\text{a}$ ，主要污染物为 COD 和石油类，回用区域平台压裂工序。

本次按照年度对井下作业废水的累积产排污情况进行统计，见表 2.5-18。

表 2.5-18 井下作业废水产排污情况

（2）采出水

采出水产生量与气井配产规模、井下压力、储层含水特性、压裂液注入量等有关，类比武隆工区页岩气采出水产生量，本次单井采出水预计产生量为 $5\text{m}^3/\text{d}$ 。本项目运营期共 5 口井，废水产生量为 $25\text{m}^3/\text{d}$ （ $9125\text{m}^3/\text{a}$ ），根据武隆工区采出水处理站进水水质监测数据，采出水主要污染物为 COD $401\sim 451\text{mg/L}$ 、 Cl^- $10800\sim 12000\text{mg/L}$ 、氨氮 $17.6\sim 23.4\text{mg/L}$ 、石油类 $4.19\sim 4.58\text{mg/L}$ ，本次取最大值。集气站站内设置 1 座 20m^3 污水罐。2027 年 7 月 1 日起前，采出水依托武隆工区采出水处理站处理达到《污水综合排放标准》（GB8978-1996）一级标准后排放；2027 年 7 月 1 日起，采出水应满足《页岩气开采水污染物排放标准（DB50/1806—2025）表 1 水污染物排放限值后排放。

本项目运营期废水排放量及浓度见表 2.5-19、表 2.5-20。

表 2.5-19 本项目运营期采出水排放一览表（2027 年 7 月 1 日前）

表 2.5-20 本项目运营期采出水排放一览表（2027 年 7 月 1 日起）

（3）生活污水

本项目集气站无人值守，无生活污水产生。

2.5.2.2 废气

正常工况下本项目无废气排放，非正常工况下产生的废气为放空废气，非正常工况下废气排放见表 2.5-21 和表 2.5-22。

表 2.5-21 项目运营期非正常工况下废气排放一览表

废气类型	排放频次	排放量	污染物	备注
放空废气	2—3 次/年， 每次持续时间 2—5min	2-5Nm ³ /次	天然气	各设备设有旁通管，单次放空废气较少

表 2.5-22 非正常工况下排放方式一览表

废气标号	排放方式	排气筒		排烟温度 (℃)
		高度 (m)	内径 (m)	
放空废气	有组织排放	15.0	0.15	常温

2.5.2.3 噪声

运营期噪声主要来自集气站设备运行噪声。集气站噪声源有气液分离器、分子筛、压缩机等。分离器、分子筛等设备声源均不高于 65dB (A)。压缩机噪声源强约 85dB (A)，采取隔声罩、基础减震等措施后，噪声约 70dB (A)。

事故状况下，安全放空阀、放空管的放空噪声可达 105dB (A) 左右，持续时间在 2—5min。

表 2.5-23 集气站主要噪声源强特性 单位：dB (A)

2.5.2.4 固体废物

集气站无人值守，无生活垃圾产生。运营期固体废物主要为废润滑油、废砂石、废分子筛。

(1) 危险废物

运营期危险废物主要为废润滑油，本项目设置 2 台压缩机，每台压缩机废润滑油产生量约 0.04t/a，则本项目废润滑油产生量为 0.08t/a，储存于集气站废润滑油暂存点，交由有危险废物处置资质的单位处置。

危险废物贮存场所（设施）基本情况见表 2.5-24、表 2.5-25。

表 2.5-24 集气站运营期危险废物汇总一览表

序号	危险废物名称	危险废物类别	危险废物代码	产生量 (t/a)	形态	主要成分	有害成分	危险特性	污染防治措施
1	废润滑油	HW08 废矿物油与含矿物油废物	900-214-08、 900-249-08	0.08	液态	矿物油	矿物油	毒性	交由有相应危废处置资质的单位处

序号	危险废物名称	危险废物类别	危险废物代码	产生量 (t/a)	形态	主要成分	有害成分	危险特性	污染防治措施
									置

表 2.5-25 集气站危险废物贮存场所（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	润滑油存放点	废润滑油	HW08 废矿物油与含矿物油废物	900-214-08、900-249-08	集气站内	约 2m ²	1 个 200L 油桶收集	约 0.2m ³	30d

（2）一般工业固废

运营期一般工业固废主要包括集气站废砂石、废分子筛。

除砂产生的废砂石主要成分为二氧化硅，本项目产生量约 6kg/a，属于一般工业固体废物，废砂石附着于除砂器内件由厂家更换内件时回收处置。

分子筛脱水撬每 5 年需更换一次分子筛，产生废分子筛。设备单次更换量约为 0.2t。本次新增 1 座分子筛脱水撬，则本项目废分子筛产生量为 0.2t（五年更换一次），属于一般工业固体废物，废分子筛由厂家更换时回收利用。

表 2.5-26 一般工业固体废物分类与代码

2.5.3 退役期

2.5.3.1 废水

服役期满后，按照《废弃井封井回填技术指南（试行）》相关规定采取封井作业，封井作业中主要污染物为清洗废水以及生活污水。清洗废水产生量约为 10m³/平台，主要污染物为 SS，则清洗废水产生总量约为 10m³。

拆除井场施工期 20d，施工人员 10 人，施工人员生活用水定额取 50L/人·d，生活用水量为 10m³/井，生活污水产生量取生活用水量的 80%，则污水产生量为 8m³/井，则退役期产生的生活污水总量约为 40m³，依托当地旱厕收集后农利用。

2.5.3.2 固体废物

拆除井场施工期 20d，施工人员 10 人，生活垃圾按 0.5kg/（人·d）计算，

本项目生活垃圾产生量为 0.1t。生活垃圾定点收集后，由环卫部门统一清运处置。拆除的管线、设备由厂家回收利用。产生的建筑垃圾交由建渣场处置。

表 2.5-27 一般工业固体废物分类与代码

2.6 污染物排放汇总

本项目施工期、运营期、退役期主要污染物产生及排放情况汇总见表 2.6-1、表 2.6-2 和表 2.6-3。

表 2.6-1 施工期主要污染物产生及预计排放情况

时段	污染物类型	排放源	污染物名称	处理前		拟采取处理措施	处理后	
				浓度	产生量		浓度	排放量
钻井及储层改造	废水	洗井废水	洗井废水	/	720m ³	配制压裂液	/	0
		场地雨水	场地雨水	/	1050m ³	配制压裂液	/	0
		压裂废水	压裂返排液	/	16000m ³	采用“混凝沉淀+杀菌”处理后，优先回用于本平台压裂，不能回用的依托采出水处理站处理达标排放	/	0
		生活污水	污水量	/	1536m ³	依托井场及生活区环保厕所进行处置	/	0
	废气	燃油废气	烟尘、NO _x 、CO	/	少量	采用符合国家标准的柴油	/	少量
		测试放喷废气	NO _x 、烟尘	/	/	放喷池燃烧排放	/	/
	噪声	钻井施工	钻井、泥浆泵等	/	85-100dB (A)	设备自带消声器，减震	/	80-95dB (A)
		压裂施工	压裂机组	/	90dB (A)		/	90dB (A)
		测试放喷	放喷气流噪声	/	100dB (A)	优化试气流程，减少放喷时间	/	100dB (A)
	固体废物	钻井岩屑	清水岩屑	/	834m ³	铺垫井场或修建井间道路	/	0
			水基岩屑	/	1054m ³	水基岩屑经不落地系统收集后，进行制砖等资源化利用	/	0
			油基岩屑	/	879m ³	油基岩屑“不落地”收集后，交由有危险废物处置资质的单位进行转运处置	/	0
		絮凝沉淀	絮凝沉淀污泥	/	52.8t	外运至一般工业固废处置场处置或资源化利用	/	

时段	污染物类型	排放源	污染物名称	处理前		拟采取处理措施	处理后	
				浓度	产生量		浓度	排放量
		场地清理	废防渗材料	/	0.2t	交由有危险废物处置资质的单位进行转运处置	/	0
		机械润滑废油、清洗保养	废油	/	4.4t	由中石化重庆页岩气有限公司或有资质的单位回收利用	/	/
		废包装材料	废包装材料	/	3200 个	由厂家或有资质的单位回收	/	/
		生活垃圾	生活垃圾	/	8.0 t	定点收集后，由环卫部门集中处置	/	/
油气集输	噪声	施工机具	噪声		75-90dB (A)	合理安排施工时间，禁止夜间施工		75-90dB (A)
	固体废物	生活垃圾	生活垃圾	/	0.2 t	定点收集后，由环卫部门集中处置	/	/
	废水	施工废水	施工废水	/	24m ³	沉淀后用于场地洒水	/	/
		生活污水	生活污水		38.4m ³	环保厕所收集后交由第三方环保公司处置	/	/
	废气	施工扬尘	扬尘	/	少量	洒水抑尘	/	/
		施工机具	设备尾气	CO、NO _x	少量	/	/	/

表 2.6-2 运营期主要污染物产生及预计排放情况

污染物类型	排放源	污染物名称	处理前		拟采取处理措施	处理后	
			浓度	产生量		浓度	排放量*
废水	采出水	废水量	/	9125m ³ /a	2027 年 7 月 1 日前, 满足《污水综合排放标准》(GB8978-1996) 一级标准后排放	/	9125m ³ /a
		COD	451mg/L	4.120 t/a		100 mg/L	0.913 t/a
		Cl-	12000 mg/L	109.500 t/a		12000mg/L	109.500 t/a
		氨氮	23.4mg/L	0.214 t/a		15 mg/L	0.137 t/a
	采出水	废水量	/	9125m ³ /a	2027 年 7 月 1 日起, 满足《页岩气开采水污染的排放标准》(DB50/1806—2025) 表 1 水污染物排放限值后排放	/	9125m ³ /a
		COD	451mg/L	4.120 t/a		50 mg/L	0.456 t/a
		Cl-	12000 mg/L	109.500 t/a		100 mg/L	9.125 t/a
		氨氮	23.4mg/L	0.214 t/a		5 mg/L	0.046 t/a
	井下作业废水	废水量	/	67.825m ³ /a	回用平台压裂, 不外排	/	0
废气	放空废气	页岩气	2—3 次/年, 2—5Nm ³ /次		通过高 15m, 内径 0.15m 的放空立管放空	/	/
噪声	设备噪声	噪声	50~90dB		基础减振, 隔声罩	50~70dB	
	放空噪声	噪声	105 dB		通过集气站放空排气筒	105 dB	
固体废物	设备	废润滑油	0.08t/a		交由有相应危险废物处置资质的单位处置	/	
	除砂器撬	废砂石	0.006t/a		附着于除砂器内件由厂家更换内件时回收处置	/	
	废分子筛	废分子筛	0.2t (五年更换一次)		废分子筛由厂家更换时回收利用	/	

表 2.6-3 退役期主要污染物产生及预计排放情况

污染物类型	排放源	污染物名称	处理前		拟采取处理措施	处理后	
			浓度	产生量		浓度	排放量
废水	清洗废水	废水量	/	10m³	2027 年 7 月 1 日前，满足《污水综合排放标准》（GB8978-1996）一级标准后排放，2027 年 7 月 1 日起，满足《页岩气开采水污染的排放标准》（DB50/ 1806—2025）表 1 水污染物排放限值后排放	/	150m³
	生活污水	废水量	/	40m³	依托当地旱厕收集后农用	/	856m³
固体废物	生活垃圾	生活垃圾	/	0.1t	定点收集后，由环卫部门集中处置	/	/
	建筑垃圾	建筑垃圾		少量	交由建渣场处置	/	/
	报废设备、 管线	报废设备、 管线		少量	由厂家回收利用		

2.7 “三本账”核算

现有工程为勘探井，不含运营期，运营期的污染物排放量均为“0”。本项目“三本账”核算见表 2.7-1。

表 2.7-1 运营期建设项目污染物排放量汇总表 单位：t/a

分类	污染物名称	现有工程排放量 （固体废物产生 量）①	现有工程许 可排放量 ②	在建工程排放量 （固体废物产生 量）③	本项目排放量 （固体废物产 生量）④	以新带老削减量 （新建项目不填） ⑤	本项目建成后全厂排 放量（固体废物产生 量）⑥	变化量 ⑦
废气	SO ₂	0	0	0	0	0	0	0
	NO _x	0	0	0	0	0	0	0
废水	COD	0	0	0	0.913	0	0.913	0.913
	NH ₃ -N	0	0	0	0.137	0	0.137	0.137
一般工业	废砂石	0	0	0	0.006	0	0.006	0.006

分类	污染物名称	现有工程排放量 （固体废物产生量）①	现有工程许可排放量 ②	在建工程排放量 （固体废物产生量）③	本项目排放量 （固体废物产生量）④	以新带老削减量 （新建项目不填） ⑤	本项目建成后全厂排放量 （固体废物产生量）⑥	变化量 ⑦
固体废物	废分子筛	0	0	0	0.2	0	0.2	0.2
危险废物	废润滑油	0	0	0	0.08	0	0.08	0.08

注：⑥=①+③+④-⑤；⑦=⑥-①，废分子筛每五年更换一次

3 环境现状调查与评价

3.1 自然环境现状调查与评价

3.1.1 地形地貌

武隆区属渝东南边缘大娄山脉褶皱带，多深丘、河谷，以山地为主。地势东北高，西南低。境内东山菁、白马山、弹子山由北向南近似平行排列，分割组成桐梓、木根、双河、铁矿、白云高地。因娄山褶皱背斜宽广而开阔，为寒武系石灰岩构成，在地质作用过程中，背斜被深刻溶蚀。

坪页 5 平台位于山间平地，地形较平坦。井场地面海拔 1263m 左右。

3.1.2 气候、气象

武隆区地区气候为亚热带湿润季风气候，总的特点是：四季分明，气候温度差异大，雨量充沛分布不均，日照少，云雾多，霜雪少，无霜期长。四季特点是：冬冷无酷寒，春暖不稳定，夏热多伏旱，秋凉多绵雨，但由于河流切割，地形起伏大，多年平均气温 18.1℃，无霜期历年平均 315 天，年平均日照数 1248.1 小时。区内年降雨量在 1000~1400mm 之间。据武隆气象站统计，多年（1953—2014 年）平均降水量 1197.2mm。武隆气象站最大年（1998 年）降雨量 1602.3mm，最小年（1955 年）降雨量 800.5mm，年较差 562.9mm，年雨日 140—190 天，常年 5-6 月份降雨量 160mm 左右，9、10 月份月降雨量 100mm 以上，年内分配呈不对称的马鞍形，降水量随海拔升高而增加的垂直分布规律十分明显，多年平均水面蒸发量 1137.8mm，多年平均径流深 514.71mm。

3.1.3 地质构造

3.1.3.1 构造描述

本项目位于四川盆地东南缘利川-武隆复向斜老厂坪背斜。老厂坪背斜紧邻四川盆地，是盆外第一排残留构造，南部与武隆向斜团堡次凹北翼相连。东部为茶园断层、胡家园断层以及白沙断层夹持形成的背斜，背斜相对宽缓，核部出露地层为志留系韩家店组，埋深 500~1500m 的面积 278km²。北西方向剖面显示为宽缓背斜，核部地层倾角在 5°~10°，翼部地层倾角在 15°~25°。

3.1.3.2 区域地层

结合区域地质资料，本项目出露地层为飞仙关组，钻井揭示区内地层发育

较为齐全，区域地层自下而上地层志留系中下统、石炭系、二叠系和三叠系下统。

表 3.1-1 区域地层简述表

3.1.4 地表水系

本项目周边地表水为纳西沟，区域降雨经纳西沟汇入老盘河，最终入乌江。乌江为长江上游右岸支流，古称黔江。发源于贵州省境内威宁县香炉山花鱼洞，流经黔北及渝东南酉阳彭水，在重庆市涪陵区注入长江。乌江干流全长 1037km，流域面积 8.79 万 km²。六冲河汇口以上为上游，汇口至思南为中游，思南以下为下游。较大支流有六冲河、猫跳河、清水江、湘江、洪渡河、芙蓉江、唐岩河等 15 条，天然落差 2123.5m，年均流量 1650m³/s。流域内年均径流深 600mm，汛期 5~9 月占全年径流量的 80%。

3.1.5 水文地质

3.1.5.1 区域含隔水层特征

所在区域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：

(1) 奥陶系古岩溶含水层

奥陶系古岩溶含水层，为含气地层底板。为灰色中厚层状灰岩，或白云灰岩加薄层钙质页岩。

地层埋深约 2835m，远低于区域侵蚀基准面，本区域没有出露。

(2) 志留系中下统隔水层 (S_1 、 S_2)

志留系中下统隔水层，为灰绿色、黄灰色页岩、泥质粉砂岩夹薄层生物碎屑灰岩。

含气地层为志留系底部的下志留统龙马溪组。龙马溪组为一套浅海相砂页岩地层。下部为灰黑色炭质粉砂质水云母页岩，上部为黄灰色页岩、粉砂质页岩。该地层三分性特征明显，其中下部含气泥页岩段岩性以含硅质、粉砂质碳质泥页岩为主，是规划区页岩气开发的目的层段，为深水陆棚沉积，岩性稳定。

地层埋深达 2450-2830m，项目区内没有出露。

(3) 二叠系下统灰岩岩溶含水层 (P_1)

梁山组按其岩性大致可划分为三部分；底部为灰绿色鲕状绿泥石铁矿透镜

体及黏土岩，中部为白灰—深灰色含高岭石水云母黏土岩（含黄铁矿）或铝土矿，顶部为灰黑色炭质页岩夹煤线，含黄铁矿。

栖霞组连续沉积于梁山组之上，为深灰—灰色中厚层含有机质生物碎屑灰岩，下部夹灰黑色有机质页岩，厚约 90m。

茅口组连续沉积于栖霞组之上。下部为中厚层有机质灰岩，中部为灰—浅灰色厚层状灰岩，上部为浅灰色厚层状灰岩，质纯。

梁山栖霞茅口组灰岩岩溶含水层，岩性主要为灰、浅灰色铝土矿、黏土层，中厚—厚层状灰岩。

（4）二叠系上统裂隙弱含水层（ P_2 ）

长兴组整合于龙潭组之上，为浅海碳酸盐相沉积、岩性为浅灰色厚层含生物碎屑灰岩，上部含少许燧石团块，顶有 1m 中厚层含泥质硅质灰岩。

龙潭组假整合于下二叠统茅口组之上。按岩性可分为二段：下段白灰色黏土岩，黏土质页岩，炭质页岩，夹煤线上段为深灰色中厚层灰岩，含生物碎屑灰岩，含燧石团块及夹薄—中厚层硅质岩，岩层厚度 98-143m。

长兴、龙潭组裂隙弱含水层，地层厚度约 160-210m。岩性为由灰、深灰、灰绿色薄—中厚层状细砂岩、粉砂岩、粉砂质泥岩、泥岩及煤层等组成。

（5）三叠系下统飞仙关组裂隙含水层（ T_{lf} ）

飞仙关组平均厚约 420m，灰色厚层状灰岩夹泥质灰岩，顶、底夹一层紫红色泥岩。本项目出露地层为飞仙关组。

（6）第四系孔隙含水层（ Q_4 ）

第四系零星分布于山麓、河床及缓坡地带，厚度一般 1~2m，不整合覆盖于各老地层之上。由风化残积、坡积、崩积的灰岩、粉砂岩、砂岩、泥岩碎块、粘土、粉砂质粘土、砂砾等组成，结构松散，旱季一般透水而不含水，雨季局部地形低洼处含季节性孔隙水，具有就地补给、排泄、迳流短的特点。

3.1.5.2 地下水类型

根据含水岩层在地质剖面中所处的部位及隔水层限制的情况，将区内地下水主要分为第四系孔隙水、碎屑岩夹碳酸盐岩类裂隙溶洞水含水层。

（1）第四系孔隙水

第四系孔隙水分布于第四系孔隙含水层，主要集中于在区域内河流、溪沟

沿岸，山麓坡地，溶谷和溶蚀盆地，岩性为残、坡积物，冲洪积物的沙砾石，亚砂土，耕植土等。分布零散，厚度变化大，一般 1~2m。

第四系孔隙水由于富水性弱，且随季节性变化大。

(2) 碳酸盐岩类裂隙溶洞水

地下水沿岩溶裂隙发育，地下水赋存、补给、运移及排泄严格受区域性侵蚀基面制约，地下水主要受大气降雨补给，在侵蚀沟谷排泄至地表水体，该含水层属富水较强的含水层。

3.1.5.3 地下水动态变化特征

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，以岩溶泉的形式出露，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。2024 年 11 月，对评价范围内的井泉进行了水位调查，其水位情况见表 3.1-2。

表 3.1-2 区域地下水水位调查表

3.1.5.4 地下水补给、径流、排泄条件

(1) 第四系孔隙水

第四系孔隙含水层补给上主要接受大气降雨和部分地表水补给。无定向径流排泄方向，一般与基岩无隔水层，有时呈互补关系；在河流沿岸与地表水有时也呈互补关系。其富水性主要随季节，旱季一般透水而不含水，雨季局部地形低洼处含季节性孔隙水，泉水流量在 0.01~0.61L/S。

第四系孔隙水赋存由于富水性弱，随季节性变化大，且分布面积有限、不连续，完全无供水意义。

(2) 碳酸盐岩类裂隙溶洞水

坪页 5 平台出露基岩地层为飞仙关组，地下水赋存在裂隙中，地下水受大气降雨补给和上部地层补给，沿裂隙径流排泄至纳西沟。

3.1.5.5 地下水化学类型

为了解区域地下水类型，本次对本项目周边地下水八大离子（F2）进行监测，监测结果见下表。根据舒卡列夫分类，将阳离子划分为 Ca、Ca+Mg、Mg、Na+Ca、Na+Ca+Mg、Na+Mg、Na 七组，将阴离子划分为 HCO₃、HCO₃+SO₄、

HCO₃+SO₄+Cl、SO₄、SO₄+Cl、Cl 七组，超过 25%毫克当量的离子按照矩阵法组合出 49 类水。

根据 3.3.4 小节地下水八大离子监测结果，区域地下水化学类型主要为重碳酸盐-钙水-A 型。

3.1.5.6 评价区地下水开采利用现状

区块内无大型地下水水源利用工程，当地居民对地下水资源利用方式主要利用天然出露泉点取水，无大规模的地下开采用水，地下水水质、水量、水位在一定时期内处于稳定状态，地下水主要来自大气降水，井泉利用具体信息见表 1.9-3。

3.1.5.7 水文地质单元划分

根据区域水文地质条件及现场调查资料，项目区地下水受到地层岩性、构造以及地形地貌的控制，本次以山脊线、山丘和山丘之间相连的鞍部，河流、沟槽作为水文地质单元范围边界。

以平台北侧、东场、南侧以山脊线，西侧以河流为排泄边界，大气降雨通过土壤、岩石裂缝渗入地下，地下水向东往西排泄至纳西沟河，面积约 11.97km²。区域水文地质图详见附图 6。

3.1.6 动植物资源

本项目所在区域主要为农林生态系统，以农业生产为主，物种种类少，营养层级简单，尚未发现珍稀动植物。经查阅相关资料及走访调查现场调查井场周边未发现珍稀和保护植被物种分布。

3.1.7 矿产资源

武隆区矿产十分丰富，已发现的矿产资源有煤、铁、铝土、硫铁矿、重晶石、白云岩、耐火粘土、白金、石灰岩、泥灰岩、泥（页）岩、砂岩、含钾页石、方解石、石墨、溶洞磷矿、铜硅石（硅灰石）、水晶、黄玉、建筑石料，以及稀有金属矿产，分散元素矿产。其中铝土矿资源相当丰富，经探明的储量达 1.6 亿吨，现已具备开发条件的铁矿山大佛岩储量达 2700 万吨；白马山凉水、兰坝、牧养沟储量达 5600 万吨；仙女山双河、清水溪储量达 4100 万吨；羊角碛储量达 1600 万吨；境内其他乡镇桐梓、白果、广阳等均有铝土矿分布。

3.2 环境保护目标调查

3.2.1 项目与生态红线位置关系

经与“三区三线”划定成果对比，本项目不在生态红线范围内，见附件 4。

3.2.2 生态敏感区概况

根据资料收集及现场调查，调查范围内无国家公园、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、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敏感区。

3.3 环境质量现状调查与评价

3.3.1 环境空气质量现状

根据《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ2.2-2018）中 6.4.1“根据国家或地方生态环境主管部门公开发布的城市环境质量达标情况，判断项目所在区域是否属于达标区”，本次评价达标区判定采用 2023 年重庆市生态环境状况公报的数据。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 基本污染物环境质量现状

2023 年，武隆区各污染因子均满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中的二级标准，属于达标区。

3.3.2 地表水环境质量现状

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”，本次引用武隆区生态环境局发布的乌江白马断面、乌江铧鹰断面的结论进行评价。

2024 年度，武隆区共布设地表水监测断面 9 个，其中国控考核 5 个（乌江铧鹰、乌江白马、芙蓉江江口镇、芙蓉江芙蓉洞码头和大溪河鸭江镇），市控考核 3 个（乌江白涛、大溪河平桥镇、木棕河马金），市控评价 1 个（石梁河长坝镇），断面水质评价采用自动监测与手工监测数据相结合的方式开展。

根据重庆市武隆区生态环境质量月报（2024 年 1 月），乌江铧鹰、白马断面水质情况见表 3.3-2。

表 3.3-2 2024 年 1 月乌江铧鹰、白马断面水质达标情况

由上表可知，2024 年 1 月，乌江白马、乌江铧鹰监测断面水质均满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）III 类标准。项目所属流域水环境控制断

面达标。

3.3.3 声环境质量现状

因平台正在施工，无法满足环境背景噪声监测，故本次引用《中石化重庆页岩气有限公司坪页 5 平台勘探项目环境影响报告表》的监测数据进行评价，监测时间为 2024 年 10 月 12 日—13 日，在平台施工之前，可以反映区域背景噪声。

监测因子为等效连续 A 声级，监测频率为昼夜间各 1 次/天。

（1）监测点位

本项目环境噪声监测点共 2 个，C1 位于坪页 5 平台北侧边界处、C2 位于平台西北侧居民点（1#居民点，距离井场约 96m）。

（2）评价标准

环境噪声执行《声环境质量标准》（GB3096-2008）2 类区标准。

（3）评价结果

声环境现状监测统计结果见表 3.3-3 所示。

表 3.3-3 声环境质量现状监测结果一览表

由上表可知，各声环境保护目标监测点昼、夜间噪声值均满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）2 类区标准要求，区域声环境质量较好。

3.3.4 地下水环境质量现状

（1）地下水环境质量现状

①监测点位及监测因子

本次引用《中石化重庆页岩气有限公司坪页 5 平台勘探项目环境影响报告表》监测数据进行评价。目前，坪页 5 平台处于清水钻井阶段，对区域地下水环境质量影响小，且监测时间在 3 年有效期内，引用该数据可以反映区域地下水环境质量现状。

监测点位于平台北侧（F1，地下水流向上游）、平台西北侧（F2，地下水流向侧方向）、平台西南侧（F3，地下水流向侧方向）、平台南侧（F4，地下水流向下游）、平台西南侧（F5，地下水流向下游）。

表 3.3-4 地下水监测因子、时间及监测频率一览表

监测点名称	监测因子	采样时间	监测频率
F1	pH 值、氨氮、硝酸盐（以 N 计）、亚硝酸盐（以 N 计）、挥发酚、氰化物、砷、汞、铬（六价）、总硬度、铅、氟化物、镉、铁、锰、溶解性总固体、耗氧量、硫酸盐、氯化物、硫化物、钡、阴离子表面活性剂、石油类、总大肠菌群、细菌总数、钾离子、钠离子、镁离子、钙离子、碳酸盐、碳酸氢盐、氯离子、硫酸盐	2024 年 10 月 13 日	1 次
F2	pH 值、氨氮、硝酸盐、亚硝酸盐、挥发酚、氰化物、砷、汞、铬（六价）、总硬度、铅、氟化物、镉、铁、锰、溶解性总固体、耗氧量、硫酸盐、氯化物、硫化物、钡、阴离子表面活性剂、石油类、总大肠菌群、菌落总数	2024 年 10 月 13 日	
F3			
F4			
F5			

②监测频率

每天监测 1 次。

③评价方法及标准

采用标准指数法进行评价，区域地下水环境质量执行《地下水质量标准》（GB/T 14848-2017）III类标准。

④评价结果

评价结果见表 3.3-5、表 3.3-6。

表 3.3-5 地下水现状质量评价表 pH 无量纲，其余为 mg/L

表 3.3-6 地下环境质量统计结果一览表

根据监测结果，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。

监测点八大离子数据见表 3.3-7。

表 3.3-7 八大离子监测点情况一览表

阳离子毫克当量总数与阴离子毫克当量总数相对误差小于《生活饮用水标准检验方法 第 3 部分水质分析质量控制》（GB/T5750.3-2023）要求。

(2) 包气带污染现状调查

为了解本项目所在区域包气带污染现状，本次评价对平台上下游对包气带现状进行了取样，分析浸溶液成分。

①监测布点及监测因子

包气带监测点共 2 个，具体见表 3.3-8。

表 3.3-8 包气带布点情况一览表

监测点编号	监测点位置	监测因子	监测时间	监测报告	监测报告点位编号
B1	平台北侧	pH 值、挥发酚、石油类、硫酸盐、硫化物、氯化物、阴离子表面活性剂、铬（六价）、钡、砷、汞、总硬度、铅、镉、铁、锰、耗氧量	2025 年 1 月 8 日	厦美[2024]第 HP202 号	G1
B2	平台放喷池旁		2025 年 1 月 8 日		G2

②监测及评价结果

包气带监测及评价结果见表 3.3-9。

表 3.3-9 包气带污染现状调查结果一览表

根据监测结果，所有监测点六价铬、石油类、挥发酚均未检出，页岩气开发未对平台包气带未造成明显影响。

3.3.5 土壤环境质量现状

3.3.5.1 土壤环境理化特性调查、利用状况调查

武隆区土壤类型多样，全区共有 4 类土壤类型，即紫色土、黄壤土、黄棕壤土、水稻土，土属 11 个，土种 42 个。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。各类土壤以中性偏酸为主，

一般情况粘度适中、耕性较好，宜种性广，适合多种绿色粮油食品产业发展，但有机质含量较低，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，一些土块土层偏薄，特别是窄谷阴山、低山两翼多冷浸烂泥田，农作物产量不高不稳。

本次评价重点针对站场周边 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），调查范围内土壤类型主要为暗黄棕壤，见图 3.3-1。

图 3.3-1 土壤类型分布图

根据现场调查，周边农用地主产水稻、玉米、红苕和多种蔬菜。土壤理化性质见表 3.3-10。

表 3.3-10 土壤理化特性调查表

3.3.5.2 土壤环境质量现状监测

根据《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ 349-2023），同一建设项目涉及两个或两个以上井（站）场时，可根据土壤环境影响类型、影响途径与占地范围及周边的土地利用类型、土壤类型，优化调整土壤环境现状监测点布设，**整体数量应满足最高评价等级的监测点数要求。**滚动开发区块建设项目，应在可能造成土壤环境污染的设施附近设置监测点。本项目土壤评价工作等级为二级，土壤影响类型为污染影响型，根据导则要求，监测点数不少于 6 个，其中柱状样不少于 3 个，表层样不少于 3 个。本次调查引用《中石化重庆页岩气有限公司坪页 5 平台勘探项目环境影响报告表》的监测数据。采样时间为 2024 年 10 月 13 日，在三年有效期内，本次引用可行。

(1) 监测点位

本次土壤监测点共计 6 个，柱状样 3 个，表层样 3 个（占地范围内 4 个，占地范围外 2 个），满足相关导则要求。监测布点情况见表 3.3-11。

表 3.3-11 土壤监测点一览表

监测点编号	监测点位置	备注	采样深度 m	监测因子
G1	地表径流上游耕地	占地范围外	0.2	pH+GB15618 中的基本项目+石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）+全盐量
G6	地表径流下游耕地	占地范围外	0.2	

监测点编号	监测点位置	备注	采样深度 m	监测因子
G2	井场内西侧	占地范围内	0~3	pH+石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）+全盐量
G4	井场内东侧	占地范围内	0~3	
G5	放喷池旁	占地范围内	0~3	
G3	井场内西侧	占地范围内	0.2	pH+GB36600 中的基本项目+石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）+全盐量

（2）监测频次

各监测点监测 1 天，取样 1 次。

（3）评价标准

占地范围内监测点执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中的第二类用地筛选值标准；占地范围外监测点执行《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）中风险筛选值标准。

（4）监测结果

农用地监测结果见表 3.3-12，建设用地监测结果表 3.3-13。

表 3.3-12 农用地土壤监测结果一览表

表 3.3-13 建设用地土壤监测结果一览表

(5) 评价结果

农用地土壤环境质量现状评价结果见表 3.3-14，建设用地土壤环境质量现状评价结果见表 3.3-15。

表 3.3-14 农用地土壤环境质量统计结果一览表

根据表 3.3-14，各监测点指标均满足《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB 15618-2018）中的风险筛选值标准。

表 3.3-15 建设用地土壤环境质量统计结果一览表

根据表 3.3-15，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）中二类用地筛选值。

3.3.6 生态环境现状

根据《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ 349-2023），本项目不涉及生态红线、自然保护区等生态敏感区，本次以占地红线周围 50 米范围。

生态环境现状调查主要采用资料收集和现场调查相结合的方法，充分利用 3S 技术等技术手段，对评价区生态环境质量现状进行评价。首先收集评价范围及邻近地区的现有生物多样性、植被、土壤、水土流失、土地利用等方面的资料，在综合分析现有资料的基础上，结合遥感影像室内解译，确定现场调查的重点区域和考察路线，然后进行实地调查，实地调查以样方、样线、样点为主，同时走访当地居民了解动植物分布情况，最后根据实际调查情况通过 3S 技术进行校正处理，提取评价范围的植被类型、土地利用、植被覆盖度、生态系统类型、水土流失、景观类型等数据，进行生态环境质量评价。

3.3.6.1 生态功能区划

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（武隆区）属“III1-1 方斗山—七曜山水源涵养—生物多样性生态功能区”。该区主要生态环境问题为坡耕地比重大，降雨量大且集中，水土流失严重，植被退化明显，生物多样性下降，土地石漠化严重，地质灾害频繁。主导生态功能为生物多样性保护和水文调蓄，辅助功能有水土保持、水源涵养和地质灾害防治。建立植被结构优化的中低山森林生态系统，强化其水文调蓄和生物多样性保护功能是本区域生态功能保护与建设的主导方向。方斗山—七曜山等条状山脉，是区域生态系统廊道，应重点保护；自然保护区、自然文化遗产地、风景名胜区等区域的核心区为禁止开发区，严格保护。

3.3.6.2 植被及植物多样性调查

（1）调查方法

采取样线与样方调查相结合的方式对评价范围植被及植物资源进行调查，样线主要沿已有道路和农田、林间小路设置，记录沿线观测到的植物物种，重点调查样方内植被种类。样方设置原则：

A.样方设置应具有代表性，能反映评价区域植被多样性的整体状况。应涵

盖评价范围内不同的植被类型及生境类型，山地区域还应结合海拔、坡度、坡向进行设置。

B.尽量在重点工程区及植被发育良好的区域设置样方，并考虑评价范围内样方布点的均匀性。

C.在特别重要的植被及群系内物种变化较大的情况下，应增加设点。

D.尽量避免非取样误差，两人以上进行观察记录，消除主观因素。

E.样方调查内容记录经纬度、坡度、坡向、海拔以及植物群落情况。记录样方内每种乔木的名称、胸径（cm）、高度（m）、个体数，灌木的名称、地径、高度、个体数，草本的名称、盖度、高度、个体数等信息。

（2）植被类型

按照《中国植被》的植被分类原则，本项目评价范围内植被类型主要包括 2 个植被系列，4 个植被型组、5 个植被亚型，见表 3.3-16，评价范围内各植被类型面积见表 3.3-17。

表 3.3-16 评价范围内植物群落调查统计表

表 3.3-17 评价范围植被现状统计表

本项目生态环境评价范围面积 7.39hm^2 ，经现场调查及资料整理，植被面积约 5.40hm^2 ，占评价范围面积的71.12%，交通运输用地、工矿仓储用地、住宅用地、公共管理与公共服务用地和水域等其他非植被覆盖面积 1.99hm^2 ，占评价范围面积的26.88%。

本项目评价范围内栽培植被类型主要包括种植白菜、蔬菜为主的大田作物型，大田作物型面积 3.71hm^2 ，占评价范围面积的50.20%。自然植被类型主要包括暖性针叶林、暖性针阔叶混交林、竹林和落叶阔叶灌丛，其中，暖性针阔叶混交林面积 1.10hm^2 ，占评价范围面积的14.88%，暖性针阔叶混交林是评价范围内主要的植被类型，暖性针叶林面积 0.53hm^2 ，占评价范围面积的7.23%，竹林面积 0.03hm^2 ，占评价范围面积的0.40%，落叶阔叶灌丛面积 0.03hm^2 ，占评价范围面积的0.41%。

评价范围内植被类型分布示意图见附图 15。

（3）植被群系

根据评价范围内植物群落分布情况，以群系为调查单元，共设置植被样方

12 个，栽培植被种类和数量受人类耕作方式、管理水平等因素影响大，且年内变化大，不设置样方，其余群系各设置样方 3 个。林地样方大小为 20m×20m，竹林样方大小为 10m×10m，灌丛样方大小为 10m×10m，记录样方内每种乔木的名称、胸径（cm）、高度（m），灌木的名称、地径、高度，草本的名称、盖度、高度等信息。样方设置情况见下表，样方设置示意图见附图 15，调查时间为 2025 年 1 月 9 日—10 日，结果见附件 11。

表 3.3-18 本项目植被样方设置情况一览表

1) 暖性针叶林

①柳杉群系 (*Cryptomeria japonica* var. *sinensis* Miq.)

柳杉广泛分布于长江以南各省区，为主要用材之一。本项目柳杉 (*Cryptomeria japonica* var. *sinensis* Miq.) 群系总覆盖度约 80%以上，乔木郁闭度 0.7~0.8，柳杉平均高度约 12m，胸径约 11cm，乔木层比较单一，主要为柳杉 (*Cryptomeria japonica* var. *sinensis* Miq.)，灌木层盖度较低，种类较少，主要有铁仔 (*Myrsine africana* L.)、火棘 (*Pyracantha fortuneana* (Maxim.) Li.)、胡颓子 (*Elaeagnus pungens* Thunb.)、棕榈 (*Trachycarpus fortunei* (Hook.) H. Wendl.)、常春藤 (*Hedera nepalensis* var. *sinensis* (Tobl.) Rehd.)、鸡矢藤 (*Paederia scandens* (Lour.) Merr.)，草本层生长茂盛，以蕨类、芒草类植被为主。

2) 金竹群系 (*Phyllostachys sulphurea* (Carrière) Riviere & C. Rivière)

金竹在评价范围主要分布于进场左侧居民点房屋后、路旁田坎，呈小斑块状，林内多有掉落的竹叶，受人为影响大，林下层常缺失，灌木层、草本层稀疏，盖度较低。群落中，金竹的平均高度约 8~9m，杆径 3~7cm，林内灌木层常见棕榈、卵叶越橘、小蜡等灌木和鸡矢藤、三裂蛇葡萄、悬钩子属等藤本植被，受人为影响，灌木层多为矮小植株，总体盖度较低，林内草本层盖度亦较低，常见植被有青绿藁草、野菊、蝴蝶花等。

3) 针阔混交林

①杉木-交让木群系 (Form. *Cunninghamia lanceolata* (Lamb.) Hook. and *Daphniphyllum macropodum* Miq.)

此群系总覆盖度约 80%以上，乔木郁闭度 0.5-0.6，以交让木 (*Broussonetia*

papyrifera (L.) L'Her.ex Vent.)、杉木 (*Cunninghamia lanceolata* (Lamb.) Hook.) 为优势种, 乔木层植被主要有交让木 (*Broussonetia papyrifera* (L.) L'Her.ex Vent.)、青冈 (*Quercus glauca* Thunb.)、赛楠 (*Phoebe cavaleriei* (H. Lév.) Y. Yang & Bing Liu)、杉木 (*Cunninghamia lanceolata* (Lamb.) Hook.)、枫香树 (*Liquidambar formosana* Hance) 等, 灌木层主要有皱叶荚蒾 (*Viburnum rhytidophyllum* Hemsl.)、鸡矢藤 (*Paederia scandens* (Lour.) Merr.)、火棘 (*Pyracantha fortuneana* (Maxim.) Li)、小蜡 (*Ligustrum sinense* Lour.)、忍冬 (*Lonicera japonica* Thunb.)、小果蔷薇 (*Rosa cymosa* Tratt.)、常春藤 (*Hedera nepalensis* var. *sinensis* (Tobl.) Rehder) 等, 草本层主要有麦冬 (*Ophiopogon japonicus* (L. f.) Ker Gawl.)、香附子 (*Cyperus rotundus* L.)、五节芒 (*Miscanthus floridulus* (Lab.) Warb.ex Schum.et Laut.) 等。

4) 悬钩子属群系 (Form. *Rubus* L.)

该群系在评价范围内零星分布, 灌木层覆盖度 40%~60% 左右, 以悬钩子属为优势种类, 群系内常见棕榈 (*Trachycarpus fortunei* (Hook.) H. Wendl.)、三叶木通 (*Akebia trifoliata* (Thunb.) Koidz.)、铁仔 (*Myrsine africana* L.) 等灌丛, 且高度不高。群落内草本层盖度较低, 主要有五节芒、艾、青绿藁草、等。

5) 栽培植被

栽培植被指人类在自然环境中, 根据人类生产、生活的需要, 通过人为的经营、管理措施而培育形成的植被类型。在评价范围内, 栽培植被主要为以农业技术措施为主培育形成的农田植被和果园。

农田植被在评价范围分布较广, 且多为连片集中分布。受当地气候、地形等因素影响, 评价范围内农田植被主要为旱地作物, 根据现场调查, 主要种植玉米、白菜。

与栽培植被共存的还有各种杂草及灌草丛, 它们在农闲、轮作间歇期, 或者农田管理不善时, 成为栽培植被的主要替代者, 杂草以禾本科、菊科、莎草科、豆科、蓼科、唇形科植物为主。

(4) 评价范围植物资源现状

根据现场样方样线调查和资料记录, 评价范围共有维管植物有 109 科 286

属 438 种，其中蕨类植物 14 科 20 属 29 种；裸子植物 2 科 7 属 8 种；被子植物 93 科 259 属 401 种。本项目评价范围内维管植物名录详见附件 12，按生活型将植被分为乔木、灌木和草本三种类型。

评价范围内常见乔木有：柳杉（*Cryptomeria japonica var. sinensis* Miq.）、杉木（*Cunninghamia lanceolata* (Lamb.) Hook.）、交让木（*Broussonetia papyrifera* (L.) L'Her.ex Vent.）、枫香（*Liquidambar formosana* Hance）、盐麸木（*Rhus chinensis* Mill.）、白栎（*Quercus fabri* Hance.）等。

评价范围内常见灌木有：皱叶荚蒾（*Viburnum rhytidophyllum* Hemsl.）、铁仔（*Myrsine africana* L.）、金樱子（*Rosa laevigata* Michx.）、胡颓子（*Elaeagnus pungens* Thunb.）、金佛山荚蒾（*Viburnum chinshanense* Graebn.）、火棘（*Pyracantha fortuneana* (Maxim.) Li.）、忍冬（*Lonicera japonica* Thunb.）、三叶木通（*Akebia trifoliata* (Thunb.) Koidz.）、常春藤（*Hedera nepalensis var. sinensis* (Tobl.) Rehder）、小果蔷薇（*Rosa cymosa* Tratt.）、悬钩子等。

评价范围内常见草本有：五节芒（*Miscanthus floridulus* (Lab.) Warb.ex Schum.& Laut）、青绿薹草（*Carex breviculmis* R. Br.）、荩草（*Arthraxon hispidus* (Thunb.) Makino）、芒萁（*Dicranopteris pedata* (Houtt.) Nakaike.）、沿阶草（*Ophiopogon bodinieri* H.Lév.）、野菊（*Chrysanthemum indicum* L.）、芒（*Miscanthus sinensis* Anderss.）、小蓬草（*Erigeron Canadensis* L.）等。

（5）生物多样性

生物多样性采用物种丰富度、Shannon-Weiner 多样性指数进行评价，物种丰富度指调查区域内物种总数之和，Shannon-Weiner 多样性指数计算公式如下：

$$H = - \sum_{i=1}^S P_i \ln P_i$$

式中：H 为香农-威纳多样性指数；

S 为物种种类总数

P_i 为种 i 的个体数占总个体数的比例。

物种丰富度、Shannon-Weiner 多样性指数根据样方现场调查获取。各植被类型物种丰富度、Shannon-Weiner 多样性指数取同一植被类型不同样方调查结果均值，生物多样性见下表。

表 3.3-19 植被样方生物多样性统计表

由上表可知，生态评价范围内物种丰富度从大到小依次为暖性针阔叶混交林、暖性针叶林、竹林和落叶阔叶灌丛，生物多样性指数暖性针阔叶混交林>暖性针叶林>落叶阔叶灌丛>竹林。

(6) 重点保护野生植物及古树名木

对照《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）、《重庆市重点保护野生植物名录》（渝林规范〔2023〕2 号），生态评价范围内未发现古树名木。

(7) 公益林分布情况

根据武隆区林业资料，评价范围内公益林面积约 1.752hm²，均为地方公益林，占地范围内公益林面积约 0.293hm²。目前，占地范围内公益林实际已采伐。生态评价范围内公益林分布示意图详见附图 16。

(8) 天然林分布情况

根据武隆区林业资料，评价范围内天然林面积约 0.375hm²，占地范围内天然林面积约 0.033hm²。目前，占地范围内天然林实际已采伐，生态评价范围内天然林分布示意图详见附图 17。

3.3.6.3 陆生野生动物多样性调查

(1) 调查方法

采取样线法和样点法相结合的方式对评价范围陆生脊椎动物资源进行调查，同时访问当地居民和查阅相关文献资料，了解评价区域陆生脊椎动物种类和分布情况。设置的样线、样点应涵盖评价范围内不同的植被类型及生境类型。

参考《生物多样性观测技术导则》，陆生野生动物现状调查采用样线法、样方法和样点法进行观测。

鸟类采用样线法和样点法进行观测，根据评价范围内不同的植被类型及生境类型设置样线，观测者沿设置的样线行走，并记录样线两侧所见到的鸟类，观测时行进速度 1.5~3km/h，在样线上设置若干样点，样点距离根据生境类型确定，一般在 200m 以上，每个样点观测 3~10min。

哺乳动物观测采用样线法，爬行动物、两栖动物采用样线法和样方法进行观测，观测者沿设置的样线行走，记录样线两侧一定范围内见到的种类和数量，

爬行动物、两栖动物观测样方结合植被样方，依次翻开样方内石块，检视石块下的爬行动物、两栖动物个体。

（2）样线样点设置

生态评价范围内人类活动频繁，群落组成和结构较简单，根据《生物多样性观测技术导则》对生境类型的划分，评价范围生境类型主要为常绿针叶林、灌丛、沟渠、竹林、旱田、乡村、工矿交通、针阔叶混交林，共设置样线 5 条，每种生境类型内设置的样线均不少于三条，样线总长约 2.46km，设置样点 11 个，样线、样点设置情况分别见表 3.2-20、表 3.2-21、附图 18。

表 3.3-20 动物样线设置情况一览表

表 3.3-21 动物样点设置情况一览表

注：坐标系采用 WGS-84 坐标。

（3）陆生野生动物资源

本项目所在地区人类活动频繁，野生动物以常见种类为主。群落的组成和结构都较简单。根据野外野生动物资源调查和访问调查，并结合已有资料进行统计，本项目生态影响评价范围内有脊椎动物 11 目 37 科 62 属 82 种，野生动物名录见附件 13，其中哺乳类 3 目 5 科 7 属 8 种，占总种数的 9.8%，两栖类有 1 目 4 科 5 属 6 种，占总种数的 7.3%，爬行类有 2 目 4 科 8 属 8 种，占总种数的 9.8%，鸟类有 5 目 24 科 42 属 60 种，占总种数的 73.2%，详见下表。对照《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）、《重庆市重点保护野生动物名录》（渝林规范〔2023〕2 号），生态评价范围内未发现国家级和重庆市重点保护野生动物，对照《有重要生态、科学、社会价值的陆生野生动物名录》（国家林业和草原局公告 2023 年第 17 号），生态评价范围三有野生动物 70 种。

表 3.3-22 评价范围脊椎动物种类组成

①哺乳类

本项目所在地区人类活动频繁，除野猪外，未发现其它大型哺乳动物分布，哺乳动物以啮齿类为主，评价区域哺乳类共有 3 目 5 科 7 属 8 种，根据《中国生物多样性红色名录—脊椎动物卷（2020）》，濒危等级均为无危，无中国特有种，根据《有重要生态、科学、社会价值的陆生野生动物名录》（国家林业

和草原局公告 2023 年第 17 号），3 种哺乳动物为三有野生动物。

②两栖类

评价区域两栖动物共有 1 目 4 科 5 属 6 种，包括中华蟾蜍、沼蛙等，多分布在农田、溪沟等湿润区域，根据《中国生物多样性红色名录—脊椎动物卷（2020）》，沼蛙濒危等级为近危，其余均为无危，无中国特有种，根据《有重要生态、科学、社会价值的陆生野生动物名录》（国家林业和草原局公告 2023 年第 17 号），生态评价范围三有野生两栖动物有 4 种。

③爬行类

评价区域爬行动物共有 2 目 4 科 8 属 8 种，以蛇类居多，调查期间未发现大型爬行动物，根据《中国生物多样性红色名录—脊椎动物卷（2020）》，赤链蛇濒危等级为近危，其余均为无危，蹼趾壁虎为中国特有种，根据《有重要生态、科学、社会价值的陆生野生动物名录》（国家林业和草原局公告 2023 年第 17 号），爬行动物均为三有野生动物。

④鸟类

评价区域鸟类共有 5 目 24 科 42 属 60 种，鸟类主要分布在森林、农田区域，多为留鸟，根据《中国生物多样性红色名录—脊椎动物卷（2020）》，白颈鸦濒危等级为近危，其余均为无危，黄腹山雀为中国特有种，根据《有重要生态、科学、社会价值的陆生野生动物名录》（国家林业和草原局公告 2023 年第 17 号），57 种鸟为三有野生动物。

3.3.6.4 生态系统评价

（1）生态系统类型

根据《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》（HJ 1166—2021），本项目评价范围内主要有 5 种生态系统类型：农田生态系统、森林生态系统、灌丛生态系统、城镇生态系统、湿地生态系统，各生态系统类型分布情况见表 3.3-23、附图 19。

表 3.3-23 评价范围内生态系统类型分布一览表 单位：hm²

由上表可知，农田生态系统是评价范围内主要的生态系统，占 50.20%，其次为城镇生态系统，占比 26.25%，森林生态系统占比 22.46%，湿地生态系统占比 0.69%，灌丛生态系统占比 0.41%。

①农田生态系统

农田生态系统是评价范围内最主要的生态系统,农田生态系统是在一定时间和地区内,人类从事农、林、牧、副、渔、菌、虫及微生物等农业生产,利用生物与非生物环境之间以及与生物种群之间的关系,在人工调节和控制下,建立起来的各种形式和不同发展水平的农业生产体系。评价范围内农田生态系统主要植被有白菜、玉米等,农田生态系统受人类干扰强烈。

②森林生态系统

生态评价范围内森林生态系统包括阔叶林和针叶林两类,阔叶林主要为常绿阔叶林,主要分布于井场右侧,以交让木为优势种,针叶林主要以柳杉为主,评价范围内森林结构单一,林冠层一般只有一层,生长密度大,林下灌木层和草本层受附近居民取薪影响,取薪频繁的林内灌木层和草本层盖度较低。森林生态系统是评价范围内功能最强、生物多样性综合指数最高、结构最为完善的生态系统类型,评价范围内分布的绝大部分兽类、鸟类和爬行类在森林生态系统中均有分布。

③灌丛生态系统

评价范围内灌丛生态系统主要分布于林缘,分布面积较小,灌丛生态系统内物种丰富度较少,抗干扰能力和稳定性也低于森林生态系统。评价范围内灌丛生态系统分布比较孤立,遭到破坏后容易变为草地或裸露地。

④城镇生态系统

城镇生态系统是按人类的意愿创建的一种典型的人工生态系统,是集物质循环与生态进化及其共同的自然环境和人工环境于一体的复杂系统。评价范围内城镇生态系统主要为农村居民点和工矿交通共同构成。

⑤湿地生态系统

评价范围内湿地生态系统分布面积较小,主要为沟渠,该生态系统内分布较多的植被类型是喜旱莲子草、水蓼等湿生种类。

(2) 生态系统生产力

生产力是反映生态系统能量特征的指标,根据 Hollieth 生物生产力的两个经验公式:

$$Pt=3000/(1+e^{1.315-0.119t})$$

$$P_p = 3000 (1 - e^{-0.000664p})$$

其中：Pt是用年平均温度（t，℃）估计的热量生产力（单位：g/（m²·a））

Pp用降水量（p，mm）估计的水分生产力（单位：g/（m²·a））

分别计算出热量生产力和水分生产力后，取值较小的一个生产力作为生态系统的生产力。因为根据 Shelford 的耐受性法则和 Liebig 的最小因子定律，值较小的那个生产力所对应的环境因子就是限制生态系统生产力的关键因子。根据武隆区年均气温和年均降雨量，区域生态系统生产力见下表。

表 3.3-24 生态系统生产力及限制因子

由上表可知，评价区内生物生产力均受降水量的制约，生产力为 1645.17g/m²·a。参照奥德姆关于地球上生态系统的平均净生产力水平的分级标准（见下表），项目区生产力水平处于较高等级。

表 3.3-25 生态系统生产力划分等级

（3）植被覆盖度

植被覆盖度可用于定量分析区域内的植被现状，本项目基于遥感影像，采用植被指数法估算项目区的植被覆盖度。植被指数法主要是通过对遥感影像各像元中植被类型及分布特征的分析，建立植被指数与植被覆盖度的转换关系。采用归一化植被指数（NDVI）估算植被覆盖度的方法如下：

$$FVC = (NDVI - NDVI_s) / (NDVI_v - NDVI_s)$$

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。

$$NDVI = (NIR - R) / (NIR + R)$$

式中：NIR——近红外波段的反射值；

R——为红光波段的反射值。

本项目根据 2023 年 8 月 24 日 Landsat8 遥感卫星影像（精度 30m），利用 ENVI、Arcgis 软件进行处理，根据评价范围各像元近红外波段、红光波段

的反射值计算 NDVI，再根据 FVC 计算公式得到各像元植被覆盖度，评价范围植被覆盖度统计详见下表，空间分布图详见附图 20。

表 3.3-26 评价范围内植被覆盖度等级划分

由上表可知，高覆盖度等级在评价范围植被面积中最大，占评价范围总面积的 95.06%，其次是较高覆盖度，占评价范围总面积的 4.94%，表明评价范围内植被覆盖度较高，植被生长较好。

(4) 生物量

单位生物量数据参考《中国西南地区森林生物量及生产力研究综述》（吴鹏等，2012）《我国森林植被的生物量和净生产量》（方精云等，1996）等相关资料文献。根据评价范围内各植被类型分布面积，评价范围内总生物量见表 3.3-27。

表 3.3-27 评价范围生物量统计一览表

由上表可知，生态评价范围内生物量主要由针阔叶混交林和暖性针叶林贡献，分别占 45.52%和 39.38%，大田作物型占 13.80%，其余植被类型由于分布面积较小或单位面积生物量较低，对生态评价范围内生物量贡献较低。

3.3.6.5 土地利用调查

根据《土地利用现状分类》（GB/T21010-2017）分类，本项目评价范围内土地利用类型有耕地、林地、工矿仓储用地、公共管理与公共服务用地、住宅用地、交通运输用地、水域及水利设施用地七种土地利用类型。评价范围土地利用现状图详见附图 21。

表 3.3-28 评价范围土地利用现状统计表 单位：hm²

由上表，本项目生态评价范围约 7.39hm²，耕地是评价范围内主要的土地利用类型，总占比达 50.20%，林地面积次之，为 1.69hm²，占评价范围面积的 22.87%，工矿仓储面积 1.35hm²，占评价范围面积的 18.31%，其余土地利用类型占比较小。

3.3.6.6 景观生态系统现状

景观生态体系的组成即生态系统或土地利用类型组成，可以用该评价范围的主要土地利用类型来进行景观分析。结合遥感影像和景观生态类型分类原则，评价范围内景观类型可分为：森林景观、农田景观、灌丛景观、工业景观、城

镇景观、交通景观、湿地景观，各景观类型面积统计见表 3.3-29，评价范围景观类型分布示意图详见附图 22。

表 3.3-29 评价范围景观类型及景观指数

由上表可知，评价范围内以农田景观、森林景观和工业景观为主，农田景观、森林景观和工业景观占评价范围面积的 90.93%，其他依次为交通景观、城镇景观、湿地景观、灌丛景观，评价范围内农田景观破碎化程度较低，其次为森林景观、工业景观、交通景观、城镇景观、湿地景观，灌丛景观破碎化程度最高，评价范围内森林景观优势度最高，其次为湿地景观，其他景观优势度较低。

3.3.6.7 水土流失现状

根据《2023 年重庆市水土保持公报》，武隆区水土流失类型主要为水力侵蚀，水力侵蚀的类型主要为面蚀和沟蚀，现有水土流失面积 794.13km²，占武隆区国土总面积的 27.46%。

根据《武隆区水土流失重点预防区和重点治理区划分成果》（发布时间 2023 年 9 月 4 日），本项目不在武隆区“水土流失重点预防区”及“水土流失重点治理区”范围内。

4 环境影响预测与评价

4.1 地表水环境影响预测与评价

本项目地表水环境影响评价等级为三级 B，根据地表水导则，水污染影响型三级 B 评价可不进行水环境影响预测。本次评价主要分析项目水污染控制和水环境影响减缓措施有效性以及依托污水处理设施的环境可行性。

4.1.1 施工期地表水环境影响分析

4.1.1.1 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

钻井废水全部回用，不外排。

（2）场地雨水

本项目井场内外实施清污分流措施，井场四周设置有截排水沟，场外雨水沿截排水沟排入附近冲沟，场内雨水在平台软体罐暂存，后期用于配制压裂液，不外排，对当地地表水环境影响小。

（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，单井洗井废水产生量约 180m³，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，排入软体罐暂存。因项目洗井采用清水洗井，废水用于配制压裂液，不外排。

（4）压裂返排液

根据处理单位提供的相关资料，压裂返排液经絮凝沉淀处理后，可满足配制压裂液水质要求。本项目压裂返排液在井场软体罐、配液罐等暂存，优先回用于本平台压裂工序，最后一口井的压裂返排液优先回用于武隆工区其他钻井平台压裂工序，无可用平台回用时，2027 年 7 月 1 日前依托武隆工区采出水处理站处理达《污水综合排放标准》（GB8978-1996）一级标准后排放；2027 年 7 月 1 日起，武隆工区采出水处理站处理达《页岩气开采水污染的排放标准》（DB50/ 1806—2025）表 1 水污染物排放限值后排放。

本项目压裂返排液优先回用于压裂，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。不能回用的压裂返排液也可依托武隆工区采出水处理站处理达标后排放，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农用，对地表水环境影响小。

4.1.1.2 油气集输工程

（1）生活污水

油气集输工程施工人员主要为临时聘用的周边居民，不设置施工营地，生活污水经当地旱厕收集处置后定期清掏农用，不外排。

（2）施工废水

集气站基础混凝土搅拌等产生的含 SS 废水的混凝土养护废水，经废水经沉淀处理后全部回用，不外排，对当地地表水环境影响很小。

4.1.2 运营期地表水环境影响分析

本项目为水污染型建设项目，气井后期生产过程中，会对故障的气井进行井下作业（洗井、清砂、修井、侧钻等），使气井恢复正常生产。井下作业过程会产生少量井下作业废水，预计每 2 年进行 1 次井下作业（洗井）。井下作业废水回用武隆工区页岩气平台压裂工序，无平台回用时，2027 年 7 月 1 日前，可与采出水一同交由武隆工区采出水处理站处理达到《污水综合排放标准》（GB8978-1996）一级标准后，经尾水排放管排入白笋溪；2027 年 7 月 1 日起，废水处理处理应满足《页岩气开采水污染的排放标准》（DB50/ 1806—2025）表 1 水污染物排放限值后排放。

运营期污水均得到有效处置，对地表水环境影响较小。

4.1.3 退役期地表水环境影响分析

4.1.3.1 清洗废水

封井后的清洗污水产生量约为 10m³，主要污染物为 SS，依托武隆工区采出水处理站处理达标后排放，对当地地表水环境影响很小。

4.1.3.2 生活污水

拆除每口井施工期 10d，施工人员 20 人，施工现场不设施工营地，生活污水利用当地旱厕等设施处置，作为农肥使用，对区域地表水环境无影响。

4.2 地下水环境影响预测与评价

4.2.1 施工期地下水环境预测与评价

(1) 钻井工程影响因素

根据钻井工程设计，一开段及二开直井段采用清水钻井；二开斜井段采用水基钻井液钻井；三开采用油基钻井液钻井。具体情况如下：

①直井段

直井段在飞仙关组、长兴组、茅口组等进行，钻井液为纯清水，无任何添加剂。各开次开段钻完后下套管，采用水泥封固，封隔浅层地下水和地表水、松散黏土流砂、砂砾层。

采用纯清水钻井，若发生漏失，钻头研磨形成的岩屑将会进入地下，在钻遇裂隙、溶洞等地下通道时，将使井筒下游一定范围内的地下水中 SS 和浊度等有所增加，但随着 SS 随地下水流动，SS 会被逐步过滤，地下水中 SS 和浊度会逐步降低。

②斜井段

该井段主要钻遇的地层为栖霞组、梁山组、韩家店组、小河坝组，该段采取近平衡技术钻井，钻井液为水基钻井液，具有良好的环保性能，无毒、无味。由于钻井液中添加有纯碱，因此钻井液漏失可能造成地下水中 pH 升高等影响，但不会产生毒性。

③水平段

水平段采用油基钻井液，全部在龙马溪组钻进。该段地层含水量较少，为相对隔水层，且埋藏较深，调查范围内地表无出露。三开段采用的油基钻井液为低粘高切油基钻井液，具有低毒性的特点，其主要成分为柴油，并添加了有机聚合物。为了减少钻井过程中漏失，其钻井液中要求加入酸溶性暂堵剂、刚性堵漏剂、油基成膜剂，提高钻井液的封堵能力，严格执行防漏堵漏措施。

(2) 压裂施工影响因素

根据工程设计，本项目压裂液体系为绿色环保型压裂液，其余主要成分为

水、钾盐和有机聚合物，不含重金属，且压裂层位深，影响方式主要通过岩溶裂隙和地层渗透影响深层的地下水水质。

（3）施工材料和废水储存事故性渗漏影响因素

平台内施工材料和废水储存设施破损，可能发生污染物渗入地下，对浅层地下水（主要是潜水）造成的影响：

①钻井施工过程中，井场内循环罐和储备罐损坏，造成水基钻井液、油基钻井液渗漏，对地下水环境的影响；

②钻井施工和压裂试气过程中，柴油罐发生损坏，造成柴油泄漏，对地下水环境的影响；

③放喷池发生破损，废水中污染物渗漏对地下水环境的影响；

4.2.1.1 正常状况下地下水环境影响分析

正常状况下，各建设施工环节均按照设计要求施工，采取严格的防渗、防溢流、防泄漏、防腐蚀、处置达标排放、定期巡检维护等措施，正常状况下各场地污废物发生跑冒滴漏情况并产生地下水污染影响的可能性较小。同时，本区块开发项目在建设过程中严格执行地下水导则要求的地下水污染防渗措施，防渗措施对污废水有很好的阻隔效果，所泄漏的污染物很难进入到含水层，因此本项目在正常状况下对地下水环境影响较小。

4.2.1.2 非正常状况下地下水环境影响预测及评价

项目在建设施工过程中可能会出现工艺设备或地下水环境保护措施因系统老化、腐蚀等原因不能正常运行或保护效果达不到设计要求，导致项目产生的污废水会进入地下水含水层中，对地下水产生影响，因此，本次预测评价重点对非正常状况情景进行地下水环境影响预测。

本项目场地基建施工的产排污环节较少，污染物简单，处置措施成熟，对地下水环境的影响小。

（1）井漏事故对地下水的影响分析

井漏事故对地下水的污染是钻井液漏失于地下水含水层中造成水质污染。

本项目钻井选用全井段套管保护+水泥返高至地面的固井工艺，封固套管和井壁之间的环形空间，有效保护井下地质环境。本工程穿过含水层采用清水钻井液体系（不添加化学药品，含少量膨润土），穿过地层后及时下套管封隔

含水层，防止对浅层地下水的影晌。

若发生漏失，可能对地下水水质的 pH 值、硬度、矿化度等造成一定影响。因此，施工期间应严格按照施工设计施工，做好堵漏措施，严格要求套管下入深度等措施，有效控制钻井液在含水层中的漏失，减轻对地下水环境的影响。

（2）井喷事故对地下水的影响分析

井喷事故为瞬时排放，主要是对周边居民造成人员伤害，井喷事故后，建设单位在应急响应结束后，应立即对井场的污染物进行清理，污染时间短，其影响通常集中在表层，污染物不易进入地下含水层。

（3）罐体、放喷池泄漏对地下水的影响分析

罐体泄漏对地下水的影响，是以面源形式的废水渗漏污染地下水，污染迁移途径为地表以下的包气带和含水层，然后随地下水流动而污染地下水，且池体为半地埋式，不易发现，污染时间较长，对下游地下水水质影响较大。

4.2.1.2.1 预测情景

根据地下水导则预测原则，本次预测在进行工程分析的基础上，从污废水产生量、污染物浓度等因素考虑，将施工过程压裂返排液渗漏进入到浅层含水层作为预测情景。

按最不利原则，本次评价选择平台放喷池泄漏作为预测对象，放喷池容积为 300m³。

4.2.1.2.2 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。

根据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。

4.2.1.2.3 预测因子

根据地下水导则要求，应结合压裂返排液中的特征污染因子，选取标准指数计算值最大的污染物作为预测因子。本次评价选择压裂返排液中的 COD、氯化物和石油类作为预测因子。

4.2.1.2.4 预测源强

根据武隆工区采出水处理站进水水质监测数据,主要污染物为 COD 401~451mg/L、Cl⁻ 10800~12000mg/L、石油类 4.19~4.58mg/L。本次预测保守考虑,预测源强为 COD451mg/L、氯化物 12000mg/L、石油类 4.58mg/L。

4.2.1.2.5 预测方法及预测参数

(1) 预测方法

由于污染物在地下水系统中的迁移转化过程十分复杂,本次污染物模拟预测过程不考虑污染物在含水层中的吸附、挥发、生物化学反应,模型中各项参数予以保守性考虑。模型预测不考虑包气带对污染物的截留作用。根据地下水导则,本次预测工作的预测方法适合采用解析法。

考虑到放喷池为半地埋式结构,渗漏不易于观察和发现,本次采用持续性泄漏的一维半无限长多孔介质柱体,一端为定浓度边界模型,表示为:

$$\frac{C}{C_0} = \frac{1}{2} \operatorname{erfc}\left(\frac{x-ut}{2\sqrt{D_L t}}\right) + \frac{1}{2} e^{\frac{ux}{D_L}} \operatorname{erfc}\left(\frac{x+ut}{2\sqrt{D_L t}}\right)$$

式中:

X 一距注入点的距离; m;

t 一时间, d;

C (x,t) 一t 时刻 x 处的示踪剂浓度, g/L;

C₀ 一注入的示踪剂浓度, g/L;

u 一水流速度, m/d;

D_L 一纵向弥散系数, m²/d;

erfc () 一余误差函数。

(2) 预测参数

A、渗透系数和孔隙度

据《地下水污染物迁移模拟(第二版)》(郑春苗著),灰岩渗透系数取值范围为 $1 \times 10^{-9} \text{m/s} \sim 6 \times 10^{-6} \text{m/s}$ ($8.64 \times 10^{-5} \text{m/d} \sim 0.52 \text{m/d}$),本次评价按不利原则取经验值 0.52m/d,含水层孔隙度取值为 0.10。

B、地下水流速及流向

采用水动力学断面法计算地下水流速:

$$V=KI; u=V/n$$

式中，I 为断面间的水力坡度；K 为含水层渗透系数（m/d）；n 为含水层的孔隙率；V 为渗透速度（m/d）；u 为实际流速（m/d）。

根据现场调查，确定水力坡度 I 取值为 0.25，按上述公式进行计算，最终确定项目地下水流速为 1.3m/d。

C、弥散系数

x 方向纵向弥散系数 DL 参考 Gelhar 等人关于纵向弥散度 α 与观测尺度关系的理论，依据前人弥散度试验及本次污染场地的研究尺度估算而得，一般可近似求得 $DL=\alpha*u$ 。弥散度 α 受实验或观测尺度的影响，确定野外尺度迁移模拟问题的弥散度 α 有较大的难度。参考 Anderson（1979.1984）、Gelhar（1992）、Spitz 和 Moreno（1996）等研究成果，灰岩弥散度取经验值 10，则纵向弥散系数 DL 为 13m²/d。

4.2.1.2.6 预测结果评价与分析

（1）评价标准

为了分析与评价各种预测情景的各类污染物对地下水环境的影响程度，本次评价考虑各预测因子的背景值，以污染物进入地下水环境中相对浓度作为预测分析结果，将污染物大于等于地下水或地表水三类水质标准做超标分析，将污染物大于等于各类污染物的检出限或背景值做影响分析，即当预测结果浓度大于等于标准限值时表明污染物对地下水产生了超标污染，当预测结果大于等于检出限或背景值时表明污染物对地下水环境产生了影响。

表 4.2-1 评价标准一览表

类别	COD	氯化物	石油类
环境质量标准限值（mg/L）	20	250	0.05
检出限（mg/L）	4	2.5	0.01

注：上述标准参照《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中Ⅲ类水标准，COD、石油类执行《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）标准。*表示取地下水现状值的最小值作为背景。

（2）预测结果

本项目地下水总体由东往西排泄至纳西沟，本次以站场到纳西沟的距离为最远预测距离，纳西沟为排泄边界。根据非正常状况放喷池池底破裂导致废水等进入含水层的情景假设，运用解析法预测出主要污染物（COD、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 4.2-2 预测结果一览表

表 4.2-3 污染物泄漏预测结果分析

由上表预测结果可知,若本项目在非正常状况下放喷池底破裂导致废水进入含水层,废水中的污染物会迁移至潜水含水层,影响地下水环境。当持续渗漏 100 天时, COD 超标距离为下游 223m 处,影响距离为下游 257m;氯化物超标距离为下游 240m 处,影响距离为下游 309m;石油类超标距离为下游 253m 处,影响距离为下游 280m。持续渗漏 365 天, COD 超标距离为下游 640m 处,影响距离为下游 705m;氯化物超标距离为下游 672m 处,影响距离为下游 818m;石油类超标距离为下游 697m 处,影响距离为下游 752m。持续渗漏 1000 天时, COD、氯化物、石油类超标距离为下游边界。

施工期通过强化施工质量管理,可避免局部沉降引起的池体破损,应加强巡查,发现池体破损时及时对池体防渗层进行修复,可有效避免非正常状况的发生,同时在压裂返排结束后,应及时转移处置压裂返排液,可减小废水泄漏风险。

4.2.1.2.7 对浅层含水层影响分析

根据上述预测结果,施工期,在非正常状况下放喷池破裂导致压裂返排液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,其超标范围随时间迁移而距渗漏点更远,影响范围随时间增加而扩大,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。

4.2.1.2.8 对分散式水源井的影响分析

根据预测结果,在非正常状况下,废水渗漏下游地下水保护目标可能会发生超标现象。

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。施工期间应加强对周边泉点的巡视和水质监测,在发现居民供水泉点受项目影响时,建设单位应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,直至饮用水泉点水质恢复为止。

4.2.2 运营期地下水环境影响预测与评价

4.2.2.1 运营期正常状况下地下水环境影响分析

本项目运营期地下水影响因素主要为采气过程中产生的采出水。正常情况下，采出水回用或经采出水处理站处理达标后排放，各运行环节均按照地下水污染防治要求采取了严格的防渗、防溢流、防泄漏、防腐蚀、处置达标排放、定期巡检维护等措施，正常状况下各场地污废物发生跑冒滴漏情况并产生地下水污染影响的可能性较小，各场地采取的污染防治措施对污废水有很好的阻隔效果，泄漏的污染物很难进入含水层，对地下水环境影响较小。

4.2.2.2 运营期非正常状况下地下水环境影响预测及评价

运营期，集气站可能出现工艺设备因系统老化、腐蚀等原因不能正常运行，地下水污染风险源主要集中在采出水泄漏，选取采出水罐发生破损导致采出水渗漏为情景，预测运营期非正常状况下对地下水环境的影响。

4.2.2.2.1 预测情景

运营期，集气站工艺设备及集输管线可能因系统老化、腐蚀等原因出现破损，导致采出水泄漏进入地下水含水层，对周边地下水水质造成影响。结合项目建设内容，本次评价预测情景设定如下：集气站内采出水罐（1 个，容积 20m³）破损，导致采出水泄漏。

4.2.2.2.2 预测时段

预测时段确定原则跟施工期一致，本次预测时段为污染发生后 100d、365d（地下水跟踪监测频次）、1000d。

4.2.2.2.3 预测因子

预测因子选取原则跟施工期一致，本次预测选择采出水中的 COD、氯化物和石油类作为预测因子。

4.2.2.2.4 预测源强

设非正常状况下，采出水罐体全部泄漏，废水量为 20m³。采出水水质与压裂返排液水质基本相近，采出水主要污染物浓度分别为 COD451mg/L、氯化物 12000mg/L、石油类 4.58mg/L。则渗漏量分别为 COD5.76kg、氯化物 240kg、石油类 0.0916kg。

表 4.2-4 运营期地下水预测源强一览表

4.2.2.2.5 预测方法及预测参数

(1) 预测方法

由于污染物在地下水系统中的迁移转化过程十分复杂，本次污染物模拟预测过程不考虑污染物在含水层中的吸附、挥发、生物化学反应，模型中各项参数予以保守性考虑。模型预测不考虑包气带对污染物的截留作用。根据地下水导则，本次预测工作的预测方法适合采用解析法。

采出水罐破裂可概化为瞬时破裂，预测方法采用《环境影响评价技术导则地下水环境》附录 D 中“一维无限长多孔介质柱体，示踪剂瞬时注入”预测模型，公式如下：

$$C(x, t) = \frac{m/w}{2n_e \sqrt{\pi D_L t}} e^{-\frac{(x-ut)^2}{4D_L t}}$$

式中：

x—距注入点的距离，m；

t—时间，d；

c(x, t)—t 时刻 x 处的污染物浓度，mg/L；

m—注入的示踪剂质量，kg；

w—横截面面积，m²；

u—水流速度，m/d；

n_e—有效孔隙度，无量纲；

D_L—纵向弥散系数，m²/d；

π—圆周率。

(2) 预测参数

预测参数与施工期一致，不再重复描述。

4.2.2.2.6 预测结果评价与分析

①评价标准

与施工期一致，本章节不再重复描述。

②预测结果

运用解析法得出主要污染物（COD、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 4.2-5 预测结果一览表

表 4.2-6 污染物泄漏预测结果分析

由上表预测结果可知，若采出水罐破裂导致废水进入含水层，废水中的污染物会迁移至潜水含水层，影响地下水环境。由上表预测结果可知，若本项目在非正常状况下放喷池底破裂导致废水进入含水层，废水中的污染物会迁移至潜水含水层，影响地下水环境。当持续渗漏 100 天时，COD 超标距离为下游 154m 处，影响距离为下游 224m；氯化物超标距离为下游 212m 处，影响距离为下游 305m；石油类超标距离为下游 231m 处，影响距离为下游 266m。持续渗漏 365 天，COD 下游不超标，影响距离为下游 617m；氯化物超标距离为下游 587m 处，影响距离为下游 791m；石油类超标距离为下游 632m 处，影响距离为下游 710m。持续渗漏 1000 天时，COD 下游不超标，影响距离为下游边界处，氯化物和石油类超标距离为下游边界处。

污染物从地表进入含水层后，主要受地形控制，随地下水径流、自斜坡上部向下迁移、扩散，影响范围逐渐增大，污染物的浓度则逐渐降低，影响范围扩大到一定程度后，污染物浓度逐渐降低至标准限值以下，污染面积则缩小至零，对地下水和含水层污染的影响逐渐消失。

采出水罐应选择不易破损材质，同时做好采出水罐罐体地面基础施工，可避免局部沉降引起的破损，应加强巡查，发现采出水罐破损时及时对采出水罐进行更换或修复，可有效避免非正常状况的发生。

4.2.2.2.7 对浅层含水层影响分析

根据上述预测结果，在非正常状况下，采出水罐破裂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，其超标和影响面积呈现出先逐渐增大后逐渐缩小的趋势，污染影响距离逐渐增加，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。

4.2.2.2.8 对分散式水源井的影响分析

根据上述预测结果，结合评价范围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水质可能会发生超标现象。运营期间应加强对周

边泉点的巡视和水质监测，在发现居民供水泉点受项目影响时，建设单位应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，直至饮用水泉点水质恢复为止。

4.2.3 退役期地下水环境影响分析

当不具备商业开采价值时或停止采气后，气井应按照《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。

4.3 大气环境影响预测与评价

4.3.1 施工期大气环境影响分析

4.3.1.1 施工扬尘

油气集输工程施工，施工材料主要靠汽车运输、装卸等工序产生的扬尘。这些扬尘粒径在 3—80 μm 之间，比重在 1.2—1.3。根据类比监测统计结果：施工作业时，在距土石方施工场界 150m 处，颗粒物浓度值达 5.0 mg/m^3 ，超过环境空气质量标准。

工程施工作业时，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。

4.3.1.2 燃油废气

使用备用柴油发电机为钻井供电时，柴油机运行会产生柴油燃烧废气，其主要污染物 NO_x 、 SO_2 和颗粒物，根据同类型作业情况，其浓度分别为 25、77 和 100 mg/m^3 ，废气采用柴油机设备自带排气筒排放。柴油发电机仅在停电时备用，运行时间很短，其燃料燃烧产生及排放的污染物量很少。压裂车柴油机组废气主要污染物为 NO_x 、 SO_2 及颗粒物，采用设备自带排气筒排放。压裂施工为短时排放，对环境的影响小。

4.3.1.3 施工机具尾气

施工机具尾气中污染物主要有氮氧化物、CO 和烃类等。本项目采用符合国家标准的柴油，施工机具尾气中 CO 和烃类污染物排放量小，项目区周围环境空气质量受施工机具尾气影响很小。

4.3.1.4 测试放喷废气

压裂完成后对目的层进行测试放喷定产，产生页岩气燃烧废气，测试放喷在放喷池内进行，经排气筒高度为 1m 的对空短火焰燃烧器点火燃烧后排放，污染物主要为 SO₂、NO_x、颗粒物，但排放量小，且本项目井场周边设置放喷池，放喷池为敞开式，放喷燃烧废气产生后可以及时扩散，测试放喷时间短，属临时排放，测试完毕，影响很快消失。因此，测试放喷对周边环境的影响较小。

4.3.1.5 前置酸配制产生盐酸雾

盐酸储罐内先加入适量水，然后将 31% 盐酸泵入储罐，稀释至 15% 盐酸，酸罐呼吸孔排放的少量盐酸雾引入水封罐中吸收。盐酸雾极易溶于水，经水吸收后再用于稀释盐酸，盐酸雾排入环境的量极少。加上盐酸浓度较低，现场储存量不大，使用工期短，盐酸雾对环境的影响很小。

4.3.2 运营期大气环境影响分析

4.3.2.1 正常工况

正常工况下，本项目无废气产生，对环境空气的影响较小。

4.3.2.2 非正常工况下

集气站管线在超压时会产生放空废气，放空废气发生的频率为 2—3 次/年，根据建设单位提供的页岩气成分，通过 15m 放空立管排放的废气量较小，持续时间短，站场地势开阔，扩散条件好，不会对环境空气和保护目标产生影响。

4.3.3 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飘散。

4.4 声环境影响预测与评价

4.4.1 施工期声环境影响预测与评价

4.4.1.1 钻井工程

本项目采用网电供电，柴油发电机为备用电源。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，噪声源强在 85-100dB(A)，采取减振措施后，噪声源在 80~95dB(A)，声源空间相对位置及源强特性见表 2.5-10，

采取措施后声噪声源特性见表 4.4-1，主要噪声设备与场界关系详见表 4.4-2。

表 4.4-1 采取噪声防治措施后单钻机的噪声源强 单位：dB（A）

表 4.4-2 噪声设备与厂界位置关系表 单位：m

（2）噪声预测方法及模式

① 预测方法

本项目按照钻井过程中最大噪声影响情况，预测网电及柴油发电机组供电情况下钻井平台场界和保护目标噪声值，并进行达标分析。

② 预测模式

本次将钻机及其配套设施噪声源作为点源，分别预测每个噪声源在厂界贡献值，进行叠加后作为最终的噪声贡献值。本次预测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）中的无指向性点声源几何发散衰减模式。

噪声贡献值计算公式如下：

$$L_{eqg} = 10 \lg \left(\frac{1}{T} \sum_i t_i 10^{0.1L_{Ai}} \right)$$

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。

声预测点的贡献值和背景值按能量叠加方法计算得到的声级，公式为：

$$L_{eq} = 10 \lg (10^{0.1L_{eqg}} + 10^{0.1L_{eqb}})$$

式中：

L_{eq} — 预测点的噪声预测值，dB；

L_{eqg} — 建设项目声源在预测点产生的噪声贡献值，dB；

L_{eqb} — 预测点的背景噪声值，dB。

（3）预测结果分析

①场界噪声预测分析

钻井过程中对井场场界昼夜间噪声预测结果见表 4.4-3。

表 4.4-3 钻井工程场界噪声预测结果单位：dB（A）

根据预测，网电供电时，钻井期间场界噪声在昼间满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）标准；夜间，各场界噪声超标，超标范围 2.3~8.4dB（A）。柴油发电机供电时，昼间得东场界噪声超标，超标 6.3dB（A），夜间各场界噪声均超标，超标范围为 6.0~21.3dB（A）。

钻井采用网电供电时，场界噪声明显小于采用柴油发电机供电情形，可有效减小钻井噪声影响。

平台所采用的设备均符合国家产品标准，由于钻井作业为野外露天作业，在井场周边安置隔声墙的降噪效果不明显，且在钻井施工过程中存在一定的安全隐患，本次通过优化井口布置，将钻井设备及高噪声源设备布置在井场中部，优先采用网电进行钻井，可有效降低噪声对周边居民的影响。

②保护目标影响预测分析

结合噪声预测达标范围，本次对井场外扩 200m 范围内的居民点进行预测。本次选取平台周边居民点环境质量噪声最大值作为噪声背景值进行预测，预测结果见表 4.4-4 和表 4.4-5。

表 4.4-4 柴油供电条件周边保护目标噪声预测表 单位：dB（A）

表 4.4-5 网电供电条件周边保护目标噪声预测表 单位：dB（A）

由预测结果可知：网电供电时，预测居民点昼夜均能满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）2 类功能区标准，柴油发电机供电时昼间均能满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）2 类功能区标准，夜间各敏感点噪声均超过《声环境质量标准》（GB3096-2008）2 类区标准，超标 1.9~3.6dB（A）。本项目采用网电进行钻井，仅在停电情况下使用柴油发电机供电。

建设单位应在钻井施工前对噪声预测超标的居民采取临时撤离措施或宣传讲解的措施，争取周边居民谅解，将噪声对居民生活的影响降至最低，钻井噪声是暂时性的，钻井结束后影响即消失。

4.4.1.2 储层改造工程

压裂施工作业和测试放喷根据试气计划依次开展。

柴油压裂机组噪声为 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) 中的点声源几何发散衰减模式进行预测，预测结果见表 9.1-7。

表 4.4-6 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	320
柴油压裂设备	80.8	74.8	68.8	65.2	62.7	60.8	57.3	54.8	50.7
放喷测试	80.0	74.0	68.0	64.4	61.9	60.0	56.5	54.0	49.9

本项目单井压裂施工时间约 10d，在昼间进行，昼间距离压裂设备 110m 处能够满足《声环境质量标准》(GB3096-2008) 中 2 类标准，压裂设备位于井场内，井场周边 110m 范围的居民点（约 2 户）将会受到影响。

单井测试放喷时间不超过 10d，昼夜连续排放，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 320m 处能够满足 2 类标准，放喷池周边 320m 范围内的有居民点（1#~4#、10#~12#居民点）可能受到夜间测试放喷噪声影响将受到测试放喷噪声影响。

本项目压裂、测试放喷时间短，工程建设通过合理的施工安排和对受影响居民采取功能置换措施（具体功能置换范围根据施工过程中监测超标情况确定），施工噪声对居民的影响可以得到控制。施工噪声将随施工的结束而消失。

项目施工期间采用汽车运输方式，主要运输材料为钻井、压裂设备及原辅材料，转运次数有限，通过合理安排转运时间，物料运输车辆途经居民点时减速慢行，禁止鸣笛等措施后，项目交通噪声对道路两边居民影响可以得到控制。

4.4.1.3 油气集输工程

该施工阶段主要噪声源为各类动力设备、施工机械、运输车辆等。由于施工期使用的机械设备种类多，施工机械噪声值高及施工场地的开放性特征，使施工机械作业噪声不易采取有效的防治措施，从而对施工现场附近造成较大的影响。

利用距离传播衰减模式预测分析施工机械噪声的影响范围，并采用《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2011) 进行达标分析。

本项目仅白天施工，夜间不施工。利用上述模式预测距离施工机械不同距

离处的噪声贡献值，预测结果见表 4.4-7。根据预测结果，在距离施工机械约 50m 处噪声级即低于 70 dB (A)，即施工区边界外 50m 处可满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2011)。

表 4.4-7 主要施工机械在不同距离的噪声值 单位：dB (A)

4.4.2 运营期声环境影响预测与评价

本次将集气站内所有噪声源作为点源，分别预测每个噪声源在厂界贡献值，进行叠加后作为最终的噪声贡献值。本次预测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)中的无指向性点声源几何发散衰减模式。

4.4.2.1 厂界噪声预测分析

各集气站声源空间相对位置及源强特性见表 2.5-23，采取措施后声噪声源特性见表 4.4-8，主要噪声设备与场界关系详见表 4.4-9。

表 4.4-8 采取噪声防治措施后的噪声源强 单位：dB (A)

表 4.4-9 运营期站场主要设备与厂界关系 单位：m

由预测结果可知，见表 4.4-10，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) 2 类标准。

表 4.4-10 运营期各场界噪声预测结果 单位：dB (A)

4.4.2.2 保护目标影响预测分析

结合噪声预测达标范围，本次对站场外扩 200m 范围内的居民点进行预测。本次选取站场周边居民点环境质量噪声最大值作为噪声背景值进行预测，预测结果见表 4.4-11。

根据预测，运营期间各声保护目标噪声均满足《声环境质量标准》(GB3096-2008) 2 类标准，项目建设前后评价范围内声环境保护目标噪声级最大增量约 0.2dB (A)。

表 4.4-11 运营期站场周边保护目标噪声预测表 单位：dB (A)

③放空噪声影响分析

在站内设备、管道检修时，需要对设备、管道内的页岩气井下放空，通常在白天检修，会产生放空立管气流噪声，源强约 105dB (A)，预测结果见表 4.4-12。

表 4.4-12 放空噪声预测结果 单位: dB (A)

由上表可知, 放空立管噪声影响范围约 177m, 放空立管周边 177m 外的昼间噪声可达《声环境质量标准》(GB3096-2008) 2 类功能区标准。

根据调查, 项目设备、管道检修放空时间短, 一般在 2~5min, 放空噪声对周边保护目标声环境影响较小。

综上, 运营期站场设备噪声对外环境及周边保护目标的影响较小。

4.4.3 退役期声环境影响分析

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。

4.5 固体废物环境影响分析

4.5.1 施工期固体废物环境影响分析

本项目施工期固体废物主要为普通钻井岩屑、油基岩屑、废油、沾染废油的防渗材料、絮凝沉淀污泥、废包装材料、生活垃圾等。

4.5.1.1 危险废物

4.5.1.1.1 油基岩屑

(1) 油基岩屑处理方案

本项目油基岩屑产生量约 879m³, 交由武隆区境内有相应危废处置资质的单位进行转运处置。

(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。油基岩屑在振动筛后采用吨桶收集, 在危险废物暂存区暂存, 储存设施应做好四防防风、防雨、防晒、防渗漏要求, 并设置警示标识定期转运。在危险废物暂存区顶部设置雨棚、地面采用混凝土硬化并铺设防渗膜, 设置围堤及收集沟, 确保油基岩屑不落地。

4.5.1.1.2 废防渗材料

本项目钻井、压裂结束后对场地进行清理, 拆除防渗区域设置的防渗材料, 预计产生沾染废油的废防渗材料约 0.4t, 主要含废矿物油, 拆除的沾染废油的废防渗材料直接交由有危废处置资质的单位进行转运处置, 不在站场内暂存。

4.5.1.1.3 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、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。本项目废油产生总量约 4.4t，由中石化重庆页岩气有限公司回收利用或交由有资质的单位回收。

4.5.1.2 一般工业固体废物

4.5.1.2.1 普通钻井岩屑

普通钻井岩屑包括清水岩屑和水基岩屑，清水岩屑产生量约 834m³，水基岩屑产生量约 1054m³。本项目清水钻井液体系和水基钻井液体系不涉及磺体系泥浆，根据《危险废物排除管理清单》（2021 年版），清水岩屑、水基岩屑不属于危险废物。清水岩屑主要作为井场铺垫或修建井间道路使用，水基岩屑经不落地系统收集后，外运用于资源化利用。

4.5.1.2.2 废包装材料

本项目预计产生废包装材料 3200 个，由厂家或有资质的单位回收。

4.5.1.2.3 絮凝沉淀污泥

本项目预计产生污泥约 52.8t，压裂返排液絮凝沉淀污泥外运至一般工业固废处置场处置或资源化利用。

4.5.1.3 生活垃圾

本项目生活垃圾产生量共计 8.2t，在平台定点收集后，由环卫部门统一清运处置。

4.5.2 运营期固体废物环境影响分析

集气站无人值守，无生活垃圾产生，运营期固体废物主要为清管废物、废砂石、废分子筛和废润滑油。

4.5.2.1 危险废物

废润滑油预计产生量约 0.08t/a，交由有危险废物处置资质的单位处置。

4.5.2.2 一般工业固体废物

除砂时将产生少量的废砂石，主要成分为二氧化硅，废砂石附着于除砂器内件由厂家更换内件时回收处置。

分子筛脱水撬更换的废分子筛由厂家更换时回收利用，妥善处置后对周边环境无影响。

4.5.3 退役期固体废物环境影响分析

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，

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。

4.6 土壤环境影响预测与评价

4.6.1 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是落地油污、含油固体废物、钻井泥浆等泄漏后可能导致土壤污染。运营期间，采出水、废润滑油泄漏可能对土壤造成污染。服务期满后，本项目无废气、废水、废渣等污染物产生和排放，对土壤环境影响小。

本项目对土壤环境的影响主要为废水下渗影响，环境影响类型与影响途径见表 4.6-1，影响因子见表 4.6-2。

表 4.6-1 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			√					
服务期满后								

表 4.6-2 建设项目土壤环境影响源及影响因子识别

工程阶段	污染源	工艺流程/节点	污染途径	全部污染指标	特征因子	备注
建设期	放喷池	废水暂存	垂直入渗	COD、SS、BOD ₅ 、石油烃、色度、氨氮、磷酸盐、氯化物等	氯化物、石油烃	事故
	油基岩屑暂存区	油基岩屑收集	垂直入渗	pH、砷、镉、铜、铅、六价铬、汞、镍、石油烃、钡	石油烃、钡	事故
	水基岩屑暂存区	水基岩屑收集	垂直入渗			
	危险废物暂存区	危险废物收集	垂直入渗			
运营期	采出水罐	采出水收集	垂直入渗	COD、SS、BOD ₅ 、石油类、色度、氨氮、磷酸盐、氯化物、硫酸盐等	氯化物、石油烃	事故
	润滑油暂存点	废润滑油收集	垂直入渗	石油烃	石油烃	事故

4.6.2 施工期土壤环境影响分析

(1) 施工废弃物对土壤环境的影响

项目施工的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。

（2）事故状态下对土壤的影响

本项目施工期间，事故情况（井喷、柴油罐泄漏、池体破损泄漏）对土壤质量影响较大。根据本区域钻井情况，本项目发生井喷的概率很小，但由于井喷事故对土壤质量影响很大，喷出的液体主要为油基泥浆，洒落在地面上，污染（扩展）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，可收集在围堤内，不会泄漏至外环境；但若长时间泄漏，柴油可能溢出围堤，造成大面积土壤环境的污染。泄漏的大量原油进入土壤环境中，油类物质在土壤中下渗至一定深度，随泄漏时间的延长，下渗深度增加不大（油类物质一般在土壤内部 20cm 左右范围内积聚），会影响土壤中微生物生存，破坏土壤结构，增加土壤中石油类污染物。

4.6.3 运营期土壤环境影响预测与评价

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。

本项目土壤评价工作等级为二级，根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018），土壤预测与评价方法可采用附录 E 或进行类比分析，目前，建设单位已在武隆区大规模开发页岩气，竣工环境保护验收时积累了较多的土壤质量监测数据，可整体反映页岩气开发对土壤环境质量的影响，因此，本次选择类别分析法进行预测。

根据平台验收监测数据，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 4.6-3 现有工程平台土壤验收监测数据 **单位：mg/kg**

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，不会对土壤环境影响造成显著影响。

4.6.4 退役期土壤环境影响分析

当不具备商业开采价值时或停止采气后将按照《废弃井封井回填技术指南

（试行）》等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，对土壤环境的影响较小。

同时，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 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等有关规定，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。

4.7 生态环境影响预测与评价

4.7.1 施工期生态环境影响预测与评价

4.7.1.1 对土地利用格局的影响

本项目总占地面积约 1.3525hm^2 ，全部利用原有占地，不新增占地，不改变土地利用现有格局。临时占地在施工结束后，通过土地恢复、植被恢复等方式，在 1~3 年时间内即可逐步恢复至原使用功能。从区域土地利用结构看，区域内是由林地、耕地相间出现的土地利用结构形式，土地利用结构破碎程度较高，施工结束后，及时对临时用地进行恢复，不会导致区域土地利用格局发生明显变化，对区域土地利用结构影响不大。

4.7.1.2 对永久基本农田影响

本项目涉及占用永久基本农田约 0.6755hm^2 ，建设单位已按照国家和重庆市相关要求办理了临时用地手续，建设单位施工期应严格控制临时用地范围。后续勘探结束转入生产使用的，建设单位应办理建设用地审批手续；不转入生产的，应当完成土地复垦，按期归还。服务期满后，根据《土地复垦条例实施办法》要求，井场除采气井口一定范围内土地，其余部分全部进行恢复，恢复为使用前地类，确保耕地面积不减少、质量不降低，本项目对基本农田的占用较小，采取措施后对基本农田影响小，项目对基本农田的影响可控。

（1）对农田生态系统稳定性的影响

农田生态系统本身是属于人类控制的生态系统，具有相对较高的稳定性及可恢复性，本项目占地范围受人类活动干扰严重，项目的建设不会因占地而导致其面积减少，但不会对其生态稳定性和结构完整性产生影响。项目占用农田面积约 0.6755hm²，占地面积小，评价区农田系统仍可以维持现状，生态系统保持稳定。项目建成后，对临时占用农田进行复耕，将进一步减轻影响。

(2) 对农作物生产的影响

本项目利用现有占地施工，不会新增农作物损失。

4.7.1.3 对天然林、公益林的影响

本项目所有占地依托原有占地，无新增占地，不会因项目建设而导致森林资源数量减少，在严格控制施工边界，做好污染物管控防止外泄等措施后，不会引起周边天然林、公益林的破坏和衰败。本项目在施工之前必须划定施工区和施工人员活动范围，加强施工管理，优化施工工艺，必须在批准的地点、面积和范围内施工，不得越界施工，以防对公益林、天然林的不利影响。

4.7.1.4 对植被影响分析

本项目全部利用原有占地，无新增占地，不会引起生物量的损失，不会对植物群落及植被覆盖度造成影响，不会影响生境连通性，本项目的建设不会影响植被多样性和分布现状，也不会造成区域物种的消失，植被恢复后总体不会影响区域植被格局。

综上，本项目建设对区域植被影响小。

4.7.1.5 对景观格局影响

由于项目占地面积不大，项目工矿景观的加入对整个评价区现有景观格局并没有太大改变，除人工建筑景观外，其他景观的多样性指数、优势度均没有太大变化，各景观内部景观要素的组成稳定。但项目的实施将会使区域景观斑块的破碎程度有一定的增加，但对自然景观内部功能的发挥阻碍作用较小，斑块之间继续保持着较高的连通性，项目的实施不会对区域的现有景观生态格局与功能产生较大影响。

4.7.1.6 对陆生动物群落及动物资源的影响

(1) 对两栖类和爬行类的影响分析

施工期土地占用以及产生的噪声、粉尘、生产生活产生的废弃物和污水以

及人为活动干扰，会对两栖类、爬行类动物的生存产生一定影响，它们会暂时迁往附近区域活动。施工所需要的临时场地也会占用两栖类、爬行类的部分栖息场所，其个体数量可能会有一定程度的减少。施工期两栖类和爬行类会离开项目占地区，到附近区域生活。

项目施工使得栖息于本区域的两栖动物将遇到环境变化，种群数量在本区域将有所下降。项目建成后随着植被的逐渐恢复，生态环境逐步改善，它们将陆续返回，种群数量会得到恢复。项目施工对于生活在附近的爬行动物受到的影响相对较小，由于其行动相对迅速，大部分将迁移至邻近区域生活。项目建成后随着植被的逐渐恢复，生态环境逐步改善，它们将陆续返回，种群数量会得到恢复。

（2）对鸟类及其生境的影响分析

施工期对鸟类的主要影响因素是：施工占地及扰动、施工机械和交通工具等产生的噪声；施工期间所产生的粉尘，施工人员的人为活动干扰；生产和生活废弃物以及部分生态环境的变化；项目建设施工原材料、施工场地和临时建筑等也会直接或者临时占用鸟类部分栖息地。

由于多数鸟类具有趋光性，在鸟类迁徙季节，如果夜间施工，迁徙鸟类会趋光而来。另外，施工期间各种人为和机械噪声会使部分鸟类受到惊吓，远离施工区，在一定程度上影响鸟类迁徙和繁殖地的选择。施工噪声对现场活动的鸟类有影响，施工噪声对候鸟和旅鸟影响较小，主要对留鸟影响较大。候鸟具有主动适应环境变化的能力，可以通过适应和调整自己的行为方式来主动适应变化的环境。鸟类对噪声具有较大的忍耐力，很快就会适应噪声环境，但项目施工对繁殖期鸟类会造成较大干扰。

项目建设会因各种人为和机械噪声使鸟类它们受到惊吓，远离施工区，造成施工期这些鸟类在该区域种群数量减少。在本项目施工范围分布的鸟类会受到影响迁往他处生活，由于本项目附近有大片的农田和林地可以为其提供食地，且本身迁飞能力强，可以到离原栖息场所十几公里外的地方觅食，所以项目建设对他们的影响不大。

综上所述，项目建设直接影响范围内野生动物的栖息生境并非单一，食物来源多样化，具有一定的迁移能力，且项目施工范围小，整个施工区的环境与

施工区以外的环境相同，施工区的野生动物很容易就近找到新的栖息场所，这些动物不会因为失去栖息场所和食物来源而死亡，种群数量也不会有大的变化。

（3）对兽类的影响分析

在施工期对兽类的影响主要体现在对动物栖息觅食地所在生态环境的破坏，包括对施工占地区域植被的破坏，各种施工人员以及施工机械的干扰等，使评价范围及其周边环境发生改变，占地造成栖息场所面积减少，其个体数量可能会有一定程度的减少，一些动物会迁徙至附近干扰小的区域。由于项目区人类活动比较频繁，大型兽类动物较少见。兽类中鼠、兔类的物种在项目影响区分布较多外，其他兽类分布于此的物种数量较少。鼠、兔类的物种多为常见种，分布较广，适应性强，虽然施工开始会受到一定程度影响而先暂时离开此地，但施工结束后大部分兽类随着生境条件的恢复将逐步迁回。

项目区域野生动物主要为一些常见的农耕带和林灌带的小型爬行动物、哺乳动物及鸟类等，其活动范围较大，虽在施工过程中对其生活的栖息场所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。

4.7.1.7 水土流失影响的分析

项目全部利用原有占地，无新增占地，施工场地部分已进行了硬化，且设置了截排水沟，单位面积的悬浮物冲刷量和流失量不大。

项目针对建设及自然恢复期可能产生的水土流失，设置完善的截排水沟，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和土地复耕。在采取上述措施后，将有效遏制水土流失，对生态环境及周边水体影响小。

4.7.1.8 对生态系统的影响

本项目周边以农田生态系统、城镇生态系统、森林生态系统为主。本项目全部为已有占地，无新增占地，不会对区域植物群落造成影响。评价区野生动物种类多为一些常见的鸟类、啮齿类，特别是适应农耕环境的动物群，本项目对现有野生生物的栖息及迁徙不会造成很大影响。施工期加强对施工人员的培训管理，通过划定活动范围、严禁捕猎野生动物等措施，不会导致物种数量锐减，动物种群之间的交流不会因为项目建设而消失。施工期间，不会对区域生态系统产生阻隔作用，不会对区域生态系统结构、功能和稳定性产生大的影响。

本项目不占用农田，施工期采取有效的措施减少水土流失，不会影响农作物产量。本项目不会对区域生态系统结构、功能和稳定性产生大的影响。

4.7.2 运营期生态环境影响分析

项目进入运营期后，各项施工活动已结束，施工期的临时占地通过土地复垦和植被恢复进行修复。运营期对生态环境的影响为设备运营噪声对周边动物的影响。项目区人类活动频繁，动物主要为鸟类、小型动物为主，多为常见种，分布较广，适应性强，本项目对周边声环境影响不大，运营期对周边动物的影响范围有限，对生态环境影响较小。

4.7.3 退役期生态环境影响分析

本项目到期退役时，拆除地表构建筑物，表面覆盖 30cm 厚的土壤，进行复垦或生态恢复，人工种草应选择适合本地的草种，植被覆盖率应达到 80% 以上，在采取生态恢复措施后，生态环境会逐步得到恢复。

4.8 环境风险评价

4.8.1 评价依据

4.8.1.1 风险调查

4.8.1.1.1 危险物质识别

（1）施工期

油气集输工程主要为平场、设备的安装，环境风险较小，本次重点识别钻井工程和储层改造工程的危险物质。

1) 原辅材料

钻井工程使用的材料有钻井液（包括清水钻井液、水基钻井液、油基钻井液）、固井水泥、堵漏剂。

清水钻井液成分为清水，不具有易燃易爆、有毒有害等特性。

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，主要添加成分有聚丙烯酰胺钾盐、沥青 LF-TEX-1、80A51、氯化钠、羧甲基纤维素（CMC）、硅腐植酸钾、磺化沥青钠盐、烧碱、纯碱等化学品。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，目前采用的水基泥浆钻井液属无毒无害物质，呈碱性，不具有易燃易

爆、有毒有害等特性。

油基钻井液以 0 号柴油、白油或者燃料油为主，加入了有机土 OGEL-D、乳化剂 EMUL、降滤失剂 OS-FLA、氯化钙、氧化钙、重晶石粉等化学品，存在易燃易爆物质，属于危险物质。

固井水泥主要为微硅水泥及重晶石添加剂，不具有易燃易爆、有毒有害等特性。

堵漏剂主要为高分子聚合物、无机盐等，不具有易燃易爆、有毒有害等特性。

储层改造期间主要使用的材料有压裂液、压裂前置酸（15%HCl）。

压裂液主要成分包括破乳助排剂、活化剂、支撑剂等构成的混合液体系，主要成分为清水，并添加少量 JC-J10 减阻水、活性胶液及支撑剂（陶粒），均不添加重金属等有毒有害物质，不具有易燃易爆、有毒有害等特性。

压裂前置酸（15%HCl），盐酸浓度为 15%，未到达《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018）中的浓度（37%），且根据盐酸 MSDS，盐酸危害水生环境性质为“急性危害，类别 2”；盐酸 LD50 为 900mg/kg（经口），根据《化学品分类和标签规范 第 18 部分：急性毒性》（GB 30000.18-2013）判定为“健康危险急性毒性物质（类别 4）”，根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018），因此，稀盐酸不属于重点关注的危险物质，本次不纳入 Q 值计算，但需开展盐酸泄漏环境风险分析。

2) 燃料

钻井工程、储层改造工程阶段，井场设置有柴油发电机备用，停电状况下通过柴油机提供动力和电力。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。

3) 污染物

①废气

项目钻井工程阶段优先采用网电，柴油发电机备用，在使用柴油发电机的情况下，废气主要为柴油燃烧废气，污染因子主要为氮氧化物、颗粒物及二氧化硫。

储层改造阶段先采用电驱压裂机组，柴油压裂机组备用，当采用柴油压裂

机组时，废气主要为柴油燃烧废气，污染因子主要为氮氧化物、颗粒物及二氧化硫。储层改造阶段的废气还有测试放喷燃烧废气（天然气燃烧废气），污染因子主要为氮氧化物、颗粒物及二氧化硫。

②废水

钻井工程阶段产生的废水为生活污水、洗井废水、收集的雨水；储层改造工程阶段产生的废水为压裂返排液、收集的雨水，废水均不具有易燃易爆、有毒有害等特性。

③固体废物

钻井工程阶段产生的固体废物主要为清水岩屑、水基岩屑、油基岩屑、废油、生活垃圾、废包装桶、废防渗材料。

储层工程阶段产生的固体废物主要废油、生活垃圾、废包装桶、废防渗材料。

油基岩屑、废油具有有毒有害等特性，属于危险物质。

4) 火灾和爆炸伴生/次生污染物

柴油泄漏遇火发生火灾时，可能产生一氧化碳和二氧化硫。

废水主要为施工期压裂返排液和运营期间产生的气液分离废水，污染物为 COD 和氯化物，COD 浓度小于 10000mg/L，氨氮浓度小于 2000 mg/L，不属于《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018）重点关注的危险物质。

（2）运营期

1) 原辅材料

运营期，站场内原辅材料主要为泡排剂、水、电，其中泡排剂主要成分为表面活性剂，主要用于气井出水严重的情况下使用，不具有易燃易爆、有毒有害等特性。

2) 燃料

运营期间，站场内采用页岩气作为原料，加热水套炉，页岩气主要成分为甲烷，属于危险物质。

3) 产品

本项目产品为页岩气，页岩气是指附存于以富有机质页岩为主的储集岩系中的非常规天然气，主要成分为甲烷，属于危险物质。

4) 污染物

①废气

废气主要为水套炉加热燃烧废气和放空废气，水套炉燃烧废气污染物主要为氮氧化物、颗粒物、二氧化硫，放空废气主要污染物为甲烷。

②废水

废水主要为采出水和井下作业废水，污染物为 COD 和氯化物，COD 浓度小于 10000mg/L，氨氮浓度小于 2000 mg/L，不具有易燃易爆、有毒有害等特性。

③固体废物

固体废物主要为设备废润滑油，属于危险废物

5) 火灾和爆炸伴生/次生污染物

运营期间，站场内甲烷泄漏遇火发生火灾时，可能产生一氧化碳和二氧化硫。

各类物质主要理化特性见表 5.10-1—表 5.10-5。

表 4.8-1 柴油的危险特性

标识	中文名	柴油	英文名	Diesel oil	分子式		分子量
理化性质	溶解性	与水混溶，可混溶于乙醇	外观	稍有黏性的棕色液体。			
	性能参数	沸点（℃）	-18	熔点（℃）		饱和蒸汽压	0.67kPa
		相对密度（水=1）	0.87-0.90		相对密度（空气=1）		3.38
燃烧爆炸危险性	燃烧性	不燃	闪点（℃）	55		引燃温度（℃）	257
	聚合危害	不聚合	火灾危险级别			甲	
	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。灭火方法：消防人员必须佩戴防毒面具、穿全身消防服，在上风向灭火。尽可能将容器从火场移至空旷处。喷水保持火场容器冷却，直至灭火结束。在火场中的容器若已变色或从安全泄压装置中产生声音，必须马上撤离。灭火剂：雾状水、泡沫、干粉、二氧化碳、砂土。					
	燃烧产物	一氧化碳、二氧化碳	禁忌物	强还原剂、强氧化剂、易燃或可燃物			
毒	毒性	属中等毒类					

性及健康危害	接触极限		侵入途径	吸入、食入、经皮肤吸收
	健康危害	皮肤接触可为主要吸收途径,可致急性肾脏损害。柴油可引起接触性皮炎、油性痤疮。吸入雾滴或液体呛入可引起吸入性肺炎。能经胎盘进入胎儿血中。柴油废气可引起眼、鼻刺激症状,头晕及头痛。		
	防护	皮肤接触:立即脱去污染的衣着,用肥皂水和清水彻底冲洗皮肤。就医。 眼睛接触:立即提起眼睑,用大量流动清水或生理盐水彻底冲洗。就医。 吸入:迅速脱离现场至空气新鲜处,保持呼吸道通畅。如呼吸困难,给输氧。如呼吸停止,立即进行人工呼吸。就医。 食入:尽快彻底洗胃。就医。 工程防护:密闭操作,注意通风。		
包装与储运	储运注意事项	个人防护:空气中浓度超标时,建议佩戴自吸过滤式防毒面具(半面罩)。紧急事态抢救或撤离时,必须佩戴空气呼吸器。戴化学安全防护眼镜。穿一般作业防护服。戴橡胶耐油手套。工作现场禁止吸烟。避免长期反复接触。 不储存于阴凉、通风的库房内。远离火种、热源。应与氧化剂、卤素分开存放,切忌混储。采用防爆型照明、通风设施。禁止使用易产生火花的机械设备和工具。储区应备有泄漏应急处理设备工具和合适的收容材料。运输前应先检查包装容器是否完整、密封,运输过程中要确保容器不泄漏、不倒塌、不坠落、不损坏。运输时运输车辆配备相应的品种和数量的消防器材及泄漏应急处理设备。		

表 4.8-2 天然气主要成分 CH₄ 物理化学特性表

国标编号	21007		
CAS 号	74-82-8		
中文名称	甲烷		
英文名称	methane; Marsh gas		
分子式	CH ₄	外观与性状	无色无臭气体
分子量	16.04	蒸汽压	53.32kPa/-168.8℃ 闪点: -188℃
熔点	-182.5℃ 沸点: -161.5℃	溶解性	微溶于水,溶于醇、乙醚
密度	相对密度(水=1)0.42 相对密度(空气=1)0.55	稳定性	稳定
危险标记	4(易燃液体)	主要用途	燃料和用于炭黑、氢、乙炔、甲醛等的制造
1、健康危害 侵入途径:吸入。 健康危害:甲烷对人基本无毒,但浓度过高时,使空气中氧含量明显降低,使人窒息。当空气中甲烷体积分数达 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、共济失调。若不及时脱离,可致窒息死亡。皮肤接触液化本品,可致冻伤。 2、爆炸风险 甲烷爆炸极限为(V/V) 5.3%~15.0% 3、毒理学资料及环境行为			

毒性：属微毒类。允许气体安全地扩散到大气中或当作燃料使用。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。

危险特性：易燃，与空气混合能形成爆炸性混合物，遇热源和明火有燃烧爆炸的危险。与五氧化溴、氯气、三氟化氮、液氧、二氟化氧及其他强氧化剂接触剧烈反应。

4.应急处理处置方法：

一、泄漏应急处理

迅速撤离泄漏污染区人员至上风处，并进行隔离，严格限制出入。切断火源。建议应急处理人员戴自给正压式呼吸器，穿消防防护服。尽可能切断泄漏源。合理通风，加速扩散。喷雾状水稀释、溶解。构筑围堤或挖坑收容产生的大量废水。如有可能，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。漏气容器要妥善处理，修复、检验后再用。

二、急救措施

皮肤接触：若有冻伤，就医治疗。

吸入：迅速脱离现场至空气新鲜处。保持呼吸道通畅。如呼吸困难，给输氧。如呼吸停止，立即进行人工呼吸。就医。

灭火方法：切断气源。若不能立即切断气源，则不允许熄灭正在燃烧的气体。喷水冷却容器，可能的话将容器从火场移至空旷处。灭火剂：雾状水、泡沫、二氧化碳、干粉。

表 4.8-3 H₂S 物理化学特性表

国标编号	21006		
CAS 号	7783-06-4		
中文名称	硫化氢		
英文名称	hydrogen sulfide		
别名	氢硫酸		
分子式	H ₂ S	外观与性状	无色有恶臭气体
分子量	34.08	蒸汽压	2026.5kPa/25.5℃ 闪点：≤-50℃
熔点	-85.5℃ 沸点：-60.4℃	溶解性	溶于水、乙醇
密度	相对密度（空气=1）1.19	稳定性	稳定
危险标记	4（易燃气体）	主要用途	用于化学分析如鉴定金属离子

1.对环境的影响：

一、健康危害

侵入途径：吸入。

健康危害：本品是强烈的神经毒物，对黏膜有强烈刺激作用。

二、毒理学资料及环境行为

急性毒性：LC₅₀168mg/m³（大鼠吸入），人吸入：LCL0 600ppm/30min，800ppm/5min。

污染来源：一般作为某些化学反应和蛋白质自然分解过程的产物以及某些天然物的成分和杂质，而经常存在于多种生产过程中以及自然界中。如采矿和有色金属冶炼。煤的低温焦化，含硫石油开采、提炼，橡胶、制革、染料、制糖等工业中都有硫化氢产生。开挖和整治沼泽地、沟渠、印染、下水道以及清除垃圾、粪便等作业，还有天然气、火山喷气、矿泉中也常伴有硫化氢存在。危险特性：易燃，与空气混合能形成爆炸性混合物，遇明火、高热能引起燃烧爆炸。与浓硝酸、发烟硫酸或其他强氧化剂剧烈反应，发生爆炸。气体比空气重，能在较低处扩散到相当远的地方，遇明火会引起回燃。燃烧（分解）产物：氧化

硫。
2.现场应急监测方法：
①便携式气体检测仪器：硫化氢库仑检测仪、硫化氢气敏电极检测仪；
②常用快速化学分析方法：醋酸铅检测管法、醋酸铅指示纸法
3.应急处理处置方法：
一、泄漏应急处理
迅速撤离泄漏污染区人员至上风处，并立即进行隔离，小泄漏时隔离 150m，大泄漏时隔离 300m，严格限制出入。切断火源。建议应急处理人员戴自给正压式呼吸器，穿防毒服。从上风处进入现场。尽可能切断泄漏源。合理通风，加速扩散。喷雾状水稀释、溶解。构筑围堤或挖坑收容产生的大量废水。如有可能，将残余气或漏出气用排风机送至水洗塔或与塔相连的通风橱内。或使其通过三氯化铁水溶液，管路装止回装置以防溶液吸回。
二、防护措施
呼吸系统防护：空气中浓度超标时，佩戴过渡式防毒面具（半面罩）。紧急事态抢救或撤离时，建议佩戴氧气呼吸器或空气呼吸器。
眼睛防护：戴化学安全防护眼镜。身体防护：穿防静电工作服。手防护：戴防化学品手套。
其他：工作现场严禁吸烟、进食和饮水。工作毕，淋浴更衣。及时换洗工作服。作业人员应学会自救互救。进入罐、限制性空间或其他高浓度区作业，须有人监护。
三、急救措施
皮肤接触：脱去污染的衣着，用流动清水清洗。就医。
眼睛接触：立即提起眼睑，用大量流动清水或生理盐水彻底清洗至少 5min。就医。
吸入：迅速脱离现场至空气新鲜处。保持呼吸道通畅。如呼吸困难，给输氧。如呼吸停止，即进行人工呼吸。就医。
灭火方法：消防人员必须穿戴全身防火防毒服。切断气源。若不能立即切断气源，则不允许熄灭正在燃烧的气体。喷水冷却容器，可能的话将容器从火场移至空旷处。灭火剂：雾状水、泡沫、二氧化碳。

表 4.8-4 SO₂ 物理化学特性表

国标编号	23013		
CAS 号	7446-09-5		
中文名称	二氧化硫		
英文名称	sulfur dioxide		
别 名	亚硫酸酐		
分子式	SO ₂	外观与性状	无色有恶臭气体
分子量	64.6	蒸汽压	338.42kPa/21.1℃
熔点	-75.5℃沸点：-10℃	溶解性	溶于水、乙醇
密度	相对密度（空气=1）1.43	稳定性	稳定
危险标记	不燃，有毒，具强刺激性	主要用途	用于制造硫酸和保险粉等
一、健康危害			
侵入途径：吸入。			
二、危险性概述			
健康危害：易被湿润的黏膜表面吸收生成亚硫酸、硫酸。对眼及呼吸道黏膜有强烈的刺激			

作用。大量吸入可引起肺水肿、喉水肿、声带痉挛而致窒息。轻度中毒时，发生流泪、畏光、咳嗽，咽、喉灼痛等；严重中毒可在数小时内发生肺水肿；极高浓度吸入可引起反射性声门痉挛而致窒息。皮肤或眼接触发生炎症或灼伤。长期低浓度接触，可有头痛、头昏、乏力等全身症状以及慢性鼻炎、咽喉炎、支气管炎、嗅觉及味觉减退等。

环境危害：对大气可造成严重污染；一般植物对二氧化硫危害的抵抗力都很弱，最初的典型症状是叶脉间出现界限分明的点状或块状白斑，有的连接成片，接着叶脉也干枯，最后死亡。小麦受二氧化硫危害后，最初的典型症状是麦芒变成白色，接着叶片变成淡褐色或白色；水稻受二氧化硫危害时，最初叶片变成淡绿色或灰绿色，叶面有小白斑，随着全叶变白，叶尖卷曲、萎蔫、茎秆及稻粒也变白，枯熟甚至全株死亡；蔬菜受二氧化硫危害后，叶片症状因作物种类而异，叶片出现白斑的有萝卜、白菜、菠菜、西红柿、葱、辣椒和黄瓜，出现褐斑的有茄子、胡萝卜、马铃薯、南瓜和甘薯，出现黑斑的有蚕豆。

燃爆危险：本品不燃，有毒，具强刺激性。

三、泄漏应急处理

迅速撤离泄漏污染区人员至上风处，并立即进行隔离，小泄漏时隔离 150m，大泄漏时隔离 450m，严格限制出入。建议应急处理人员戴自给正压式呼吸器，穿防毒服。从上风处进入现场。尽可能切断泄漏源。用工业覆盖层或吸附/吸收剂盖住泄漏点附近的下水道等地方，防止气体进入。合理通风，加速扩散。喷雾状水稀释、溶解。构筑围堤或挖坑收容产生的大量废水。漏气容器要妥善处理，修复、检验后再用。

四、防护措施

呼吸系统防护：空气中浓度超标时，佩戴过渡式防毒面具（半面罩）。紧急事态抢救或撤离时，建议佩戴氧气呼吸器或空气呼吸器。

眼睛防护：戴化学安全防护眼镜。身体防护：穿防静电工作服。手防护：戴防化学品手套。

其他：工作现场严禁吸烟、进食和饮水。工作毕，淋浴更衣。及时换洗工作服。作业人员应学会自救互救。进入罐、限制性空间或其他高浓度区作业，须有人监护。

五、急救措施

皮肤接触：立即脱去污染的衣着，用大量流动清水冲洗。就医。

眼睛接触：提起眼睑，用流动清水或生理盐水冲洗。就医。

吸入：迅速脱离现场至空气新鲜处。保持呼吸道通畅。

表 4.8-5 盐酸物理化学特性表

国标编号	22022		
CAS 号	7647-01-1		
中文名称	氯化氢		
英文名称	hydrogen chloride		
别 名	盐酸		
分子式	HCl	外观与性状	无色有刺激性气味
分子量	36.5	蒸汽压	
熔点/沸点	-114.2℃/-85℃	溶解性	溶于水
密度	相对密度（水=1） 1.19	稳定性	稳定
危险标记	不燃，腐蚀性，具强刺激性	主要用途	制染料、各种氯化物及腐蚀抑制剂

一、健康危害

侵入途径：吸入。

健康危害：本品对眼和呼吸道黏膜有强烈的刺激作用。

急性中毒：出现头痛、头昏、恶心、眼痛、咳嗽、痰中带血、声音嘶哑、呼吸困难、胸闷、胸痛等。重者发生肺炎、肺水肿、肺不张。眼角膜可见溃疡或混浊。皮肤直接接触可出现大量粟粒样红色小丘疹而呈潮红痛热。

慢性影响：长期较高浓度接触，可引起慢性支气管炎、胃肠功能障碍及牙齿酸蚀症。

二、毒理学资料及环境行为

急性毒性：LD₅₀400mg/kg（兔经口）；LC₅₀4600mg/m³，1 小时（大鼠吸入）

污染来源：氯化氢可由氯和氢直接合成，或是使氯及水蒸气通过燃烧的焦炭而制成。氯化氢主要用于制造氯化钡、氯化铵等，在冶金、制造染料、皮革的鞣制及染色，纺织以及有关化工生产中亦常用。

危险特性：无水氯化氢无腐蚀性，但遇水时有强腐蚀性。能与一些活性金属粉末发生反应，放出氢气。遇氰化物能产生剧毒的氰化氢气体。

燃烧（分解）产物：氯化氢。

三、泄漏应急处理

迅速撤离泄漏污染区人员至上风处，并进行隔离，小泄漏时隔离 150m，大泄漏时隔离 300m，严格限制出入。建议应急处理人员戴自给正压式呼吸器，穿防毒服。从上风处进入现场。尽可能切断泄漏源。合理通风，加速扩散。喷氨水或其他稀碱液中和。构筑围堤或挖坑收容产生的大量废水。如有可能，将残余气或漏出气用排风机送至水洗塔或与塔相连的通风橱内。漏气容器要妥善处理，修复、检验后再用。建议废料用碱液—石灰水中和，生成氯化钠和氯化钙，用水稀释后排放，从加工过程的废气中回收氯化氢。

四、防护措施

呼吸系统防护：空气中浓度超标时，佩戴过滤式防毒面具（半面罩）。紧急事态抢救或撤离时，建议佩戴空气呼吸器。眼睛防护：必要时，戴化学安全防护眼镜。身体防护：穿化学防护服。手防护：戴橡胶手套。其他：工作毕，淋浴更衣。保持良好的卫生习惯。

五、急救措施

皮肤接触：立即脱去被污染的衣着，用大量流动清水冲洗，至少 15 分钟。就医。

眼睛接触：立即提起眼睑，用大量流动清水或生理盐水彻底冲洗至少 15 分钟。就医。

吸入：迅速脱离现场至空气新鲜处。保持呼吸道通畅。如呼吸困难，给输氧。如呼吸停止，立即进行人工呼吸。就医。

灭火方法：本品不燃。但与其他物品接触引起火灾时，消防人员须穿戴全身防护服，关闭火场中钢瓶的阀门，减弱火势，并用水喷淋保护去关闭阀门的人员。

4.8.1.1.2 危险物质数量及分布

（1）施工期

施工期间，钻井工程阶段井场采用标准化布置，施工队配制 300m³ 油基钻井液，设置 2 个柴油罐，柴油最大存储量为 15t；油基钻井液配制量 300m³，密度按 1.5t/m³，则油基钻井液最大存在总量为 450t；废油设 4 个 200L 油桶收集，密度按 0.8t/m³，废油最大存在总量为 0.64t；设 30 个 1m³ 吨桶收集油基岩

屑，油基岩屑密度取 2t/m^3 ，则油基岩屑最大存在总量为 60t 。储层改造阶段，井场配置 2 个柴油罐，柴油最大存储量为 15t ；废油设 4 个 200L 油桶收集，密度按 0.8t/m^3 ，废油最大存放总量为 0.64t ，则施工期间，井场场危险物质及分布见表 4.8-6。

表 4.8-6 施工期间各阶段危险物质及分布情况一览表

(2) 运营期

本项目不含外输管线，集气站内设备及管线最大工作压力为 6.3Mpa ，工作温度为 20°C ，此时，甲烷密度约 46.5kg/m^3 ，集气站设 3 台 $\text{DN}1200$ 计量分离(单台天然气在线量 4.5m^3)、2 台 10 万方压缩机(单台天然气在线量 1.2m^3)、1 台 20 万方分子筛脱水撬(单台天然气在线量 4m^3)、站内管线 $\Phi 168.3 \times 6.5$ 长度约 120m 、站内管线 $\Phi 76 \times 12$ 长度约 480m ，据此估算，集气站甲烷在线量约为 1.079t 。运营期废润滑油最大暂存量为 0.02t 。

运营期间各风险单元的危险物质及数量分布情况见表 4.8-7。

表 4.8-7 运营期间甲烷数量及分布一览表

4.8.1.2 风险潜势初判

4.8.1.2.1 危险物质及工艺系统危险性的确定

本次评价分为施工期及运营期。根据建设项目不同阶段涉及的危险物质和工艺系统的危险性及其所在地的环境敏感程度确定环境风险潜势。

(1) 危险物质数量与临界量比值 (Q)

根据分析建设项目生产、使用、储存过程中涉及的有毒有害、易燃易爆物质，定量分析危险物质数量与临界量的比值 (Q)。

当只涉及一种危险物质时，计算该物质的总量与其临界量比值，即为 Q；当存在多种危险物质时，则按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： $q_1, q_2, \dots, q_n$ -每种危险物质的最大存在总量，t；

$Q_1, Q_2, \dots, Q_n$ -每种危险物质的临界量，t。

结合项目特点，按照《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018)附录 B 表 B1、表 B.2 判定。

根据项目特点，本次将 Q 值计算分为施工期及运营期。施工期间，环境风险集中在钻井工程和储层改造阶段。运营期间，环境风险集中在集气站。

表 4.8-8 施工期建设项目 Q 值确定表

表 4.8-9 运营期建设项目 Q 值确定表

(2) 环境风险潜势判断

根据表 4.8-8、表 4.8-9，项目各阶段 Q 值均小于 1，根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018），本项目环境风险潜势为 I。

4.8.1.3 评价等级

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ/T 169-2018），环境风险评价等级按照项目环境风险潜势确定，本项目环境风险潜势为 I 类，因此，本项目环境风险评价工作等级为简单分析。

4.8.2 环境敏感目标概况

本项目平台位于农村区域，本次重点关注平台井场 500m 范围内的居民。本项目施工废水不外排，运营期废水间接排放至乌江，本次重点关注平台周边的地表水体。

表 4.8-10 建设项目环境风险敏感特征表

4.8.3 环境风险识别

4.8.3.1 物质危险性识别

本项目施工期间，危险物质为油基钻井液、柴油。油基钻井液存放于储备罐内，柴油存放于柴油罐内。运营期间，危险物质为页岩气、废润滑油，主要成分为甲烷。

表 4.8-11 物质危险性

4.8.3.2 生产系统危险性识别

4.8.3.2.1 施工期潜在危险性因素识别

(1) 钻井作业危险性因素识别

页岩气在钻探作业过程中发生泄漏后的影响后果严重，即井喷失控、着火爆炸是钻井工作中最重大的危险。当钻进气层后，遇到高压气流而发生溢流，或套管破裂后窜层泄漏进入地表，因各种原因使井内压力不能平衡地层压力时而造成井喷和井喷失控事故。

（2）钻井辅助设施环境风险识别

柴油罐、盐酸罐、池体等意外破损，导致柴油、盐酸或废水泄漏，造成周边土壤和地下水污染。

（3）地下水井涌或漏失对环境的影响

钻井过程中，钻遇含水地层时，易发生承压地下水涌出地表，从而发生地下水及钻井液污染地表水体的情况发生。

钻遇大型溶洞和地下暗河时，可能导致地下水漏失，导致地下水水位下降。

（4）危险物质转运事故对环境的影响

在废水、固废转运过程出现意外事故时，可能导致危险物质泄漏至外环境，对土壤和地下水造成影响。

4.8.3.2.2 运营期潜在危险性因素识别

项目运营过程中可能诱发事故的因素有集气站集输过程中管线等压力设备破裂、泄漏引发火灾爆炸引发的大气污染等。

（1）站场工程危险性因素识别

项目站场工程中因设备故障引起的天然气泄漏引发的火灾爆炸事故；放空系统可能因阀门密封不严或者破裂、操作不当、维护不到位易造成设备的破裂和泄漏，可能发生火灾爆炸事故。

（2）天然气集输管线危险因素识别

在天然气管道中，因局部腐蚀引起的管道事故居各类事故之首，因管材及施工缺陷在管道事故中占的比例较大，此外第三方破坏或者地质灾害也可能引起天然气发生天然气泄漏，并可能引发火灾爆炸事故。

（3）污水集输管线危险因素识别

污水管线因管材及施工缺陷可能导致废水泄漏，可能引发土壤和地下水污水事故。

4.8.3.2.3 退役潜在危险性因素识别

气井退役期，站内无危险物质存放，危险性较小。

4.8.3.3 危险物质向环境转移的途径识别

根据项目的危险物质的性质，项目潜在的环境风险主要是在存放的过程中由于管理或操作的失误导致危险物质的泄漏，泄漏物进入周围环境空气、地表

水、土壤，从而导致对周围环境空气、地表水、土壤乃至地下水的污染，进而影响人体健康。

表 4.8-12 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	备注
1	钻井辅助设施	储备罐	油基钻井液	土壤、地下水	泄漏渗入土壤	土壤和下游泉点	施工期
2	柴油罐	柴油罐	柴油	大气、土壤、地下水	泄漏渗入土壤或引起火灾	周边居民、土壤和下游泉点	
3	危废暂存间	油桶 吨桶	废油 油基岩屑	大气、土壤、地下水	泄漏渗入土壤或引起火灾	周边居民、土壤和下游泉点	
4	集气站	集输设备及管线	甲烷	大气	泄漏引起火灾	周边居民	运营期
5	润滑油暂存点	润滑油暂存点	废润滑油	土壤、地下水	泄漏渗入土壤	土壤和下游泉点	
6	采出水罐	废水	废水	土壤、地下水	泄漏渗入土壤	土壤和下游泉点	

4.8.4 环境风险分析及应急要求

4.8.4.1 施工期环境风险分析及应急要求

4.8.4.1.1 井喷失控

(1) 风险源、途径、环境敏感目标

页岩气在钻探作业过程可能因溢流、套管破裂等造成井喷失控。井喷失控是钻井工作中最重大的危险，井喷失控喷射出的天然气遇火燃烧爆炸，对周边的居民造成伤人、伤亡事故。本项目钻井过程会穿过茅口组，根据区域钻探资料，区域茅口组硫化氢显示未不含～低含硫，硫化氢含量最大 $35\text{mg}/\text{m}^3$ 。在事故情况下，会释放大量甲烷及少量硫化氢，引起周边居民中毒。

(2) 风险防范措施

①相关制度

本项目按照含硫气井进行风险防范，根据《石油天然气钻井井控技术规范》（GB/T31033-2014）和《中国石化井控管理规定》（中国石化油〔2015〕374号）的要求，执行井控相关管理制度，即：井控分级管理制度，井控工作责任制度，井控工作检查制度，井控工作例会制度，井控持证上岗制度，井控和 H_2S 防护演习制度，井控设备管理制度，井控装置现场安装、调试与维护制度，

开钻（开工）检查验收制度，钻（射）开油气层审批（确认）制度，干部带班值班制度，坐岗观察制度，井喷应急管理制度，井喷事故管理制度。

加强浅层气和 H_2S 的监测，在钻井液中提前加入堵漏材料和足量的除硫剂、缓蚀剂，将 pH 值提高到 9.5 以上。一旦监测到浅层气或 H_2S 显示，根据其显示级别及时进行相应的处理，确保施工安全。

在钻入气层时，依据现场情况加密对钻井液中硫化氢的测定，采取相应的硫化氢监测和预防措施。

严格执行“防喷措施”有关规定，熟练“关井操作程序”，钻开油气层前进行一次各工况的防喷演习。熟练掌握司钻法、工程师法的压井方法。

对附近的居民进行防 H_2S 安全教育，制定疏散措施。

②井控设备

钻井井口装置设置防喷器、防喷器控制系统、四通及套管头等，根据设计，防喷器及相关井控设备抗压能力为 35MPa，而本项目地层压力低于 30MPa，可以有效防止井喷事故发生。

③应急设备

在井架上、井场盛行风入口处等地应设置风向标，一旦发生紧急情况，作业人员可向上风方向疏散。钻台上下、振动筛、循环罐等气体易聚积的场所，应安装防爆排风扇以驱散工作场所弥漫的有害、可燃气体。

根据气质分析报告，本项目页岩气目的层不含硫化氢，但施工过程仍按《含硫油气井安全钻井推荐作法》（SY/T6559-2005）的规定配备硫化氢监测仪器和防护器具。每人配备 1 套正压式空气呼吸器（且留有备用）和便携式硫化氢检测仪，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。施工人员应按产品说明书检查和保养硫化氢监测仪器、防护器具，保证其处于良好的备用状态；建立使用台账，按时送往具有资质的检验单位检验。

发电房应符合《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）中的相应规定。井场电器设备、照明器具及输电线路的安装应符合相应规定。柴油机排气管应无破漏和积炭，并有冷却灭火装置。

④应急演练

在可能含有硫化氢场所工作的人员，均接受硫化氢防护培训，并取得“硫化氢防护技术培训证书”。施工人员除进行常规防喷演习外，还应佩戴硫化氢防护器具进行防喷演习；防护器具每次使用后应对其所有部件的完好性和安全性进行检查；在硫化氢环境中使用过的防护器具还应进行全面的清洁和消毒工作。

（3）应急要求

①井喷失控时，应立即停车、停炉、断电、断掉一切火源。

②井口点火，根据《含硫化氢天然气井失控井口点火时间规定》（AQ2016-2008），事故状态下应在 15min 内启动点火程序实施点火。井场内同时配备自动、手动和高压高能电子点火三套独立点火系统，可有效确保按要求在井喷失控后 15min 内成功实施点火作业。

③施工单位应立即向有关部门和领导汇报，立即启动应急预案。统一组织、集中领导，由一人负责现场施工指挥。测定井口周围及附近有毒有害气体含量，划分安全范围，撤离危险区人员。撤离范围至少 500m，具体撤离范围根据监测数据考虑。撤离路线应根据钻井井场风向标，沿发生事故时的上风方向进行撤离。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。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，设立 1 个联络点。指定 5 人负责通知周边居民。

4.8.4.1.2 盐酸罐泄漏

（1）风险源、途径、环境敏感目标

储层改造期间，压裂用酸由具有相关资质的单位用玻璃钢罐车拉运至现场使用，在井场内采用玻璃内衬钢罐临时储存。当钢罐阀室破裂时，可能导致盐酸泄漏，污染周边土壤和地下水，挥发的氯化氢进入空气，对周边居民也会造成影响。

（2）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。

（3）应急要求

由于盐酸为强酸性腐蚀物品，并在高浓度下对人体有烧伤的可能，挥发出的氯化氢气体对呼吸道有强烈的刺激性，因此盐酸泄漏后，进入现场进行泄漏控制的人员必须穿防酸服、防酸碱雨鞋，戴防护面罩。对泄漏点及时修补和堵漏，防止盐酸的进一步泄漏。酸少量泄漏，可以用大量的消防水冲洗泄漏处，稀释泄漏的工业盐酸；大量盐酸泄漏，地面上会四处蔓延扩散，难以收集处理。可以采用筑堤堵截或者引流到安全地点，并将泄漏物抽入容器或槽车内。同时为降低泄漏物向大气的蒸发，可以采用泡沫或其他覆盖物进行覆盖。

被盐酸喷洒或者溅到身上时必须立即用大量的水清洗，再以 0.5% 的碳酸氢钠溶液进行清洗，严重者应及时送往医院。

4.8.4.1.3 柴油罐泄漏

（1）风险源、途径、环境敏感目标

施工过程中，井场设置柴油罐，若柴油罐破损，可能导致柴油泄漏，若遇明火可能发生火灾或爆炸。

（2）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。

（3）应急要求

根据现场情况，尽快切断污染源，设置拦污栅，对油品泄漏污染区进行围

隔、封堵、控制污染范围，清除泄漏区的油污染。若泄漏量较小，可采用吸油毡、棉纱等进行回收处理；若泄漏量较多，考虑用中转泵回收到同品空罐，回收及搬运油品过程中，避免产生火花。同时迅速布点监测，在第一时间确定污染物种类和浓度，估算污染物转移、扩散速率，对污染物状况进行跟踪调查，根据监测数据和其他有关数据，预测污染迁移强度、速度和影响范围，及时调整对策，设置警戒区域。

4.8.4.1.4 放喷池池体破损或外溢

（1）风险源、途径、环境敏感目标

井场配套建有放喷池，池体破损或外溢将引起地下水或地表水污染，且废水中 pH 值呈碱性、可溶性盐含量高、含石油类，会影响土壤的结构，危害植物生长。

（2）风险防范措施

为防止放喷池垮塌，放喷池选址已避开了不良地质或岩土松散的地段等地质结构不稳定的地方。

按照《石油化工工程防渗技术规范》（GB/T50934-2013）等相关要求规定对池体进行防渗处理。

应加强池体的管理、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，确保池体正常情况下有一定容量空置。

（3）应急要求

当池体发生渗漏时，应立即将池体中废水全部转运井场场内可用罐体或采用罐车拉运至工区其他钻井平台池体内暂存。针对泄漏处，采用挖坑方式收集泄漏液体，并铺设防渗膜，防止废水沿土壤进一步扩散，利用水泵将收集的液体转移至可用罐体内。同时，对池体进行修复，对渗漏部位进行加固和防渗处理，经承压试验合格后方可再次使用，避免再次发生泄漏事故。

4.8.4.1.5 地下水井涌

（1）风险源、途径、环境敏感目标

钻井过程中，钻遇含水地层时，易发生承压地下水涌出地表，从而发生地下水及钻井液从井底返出地表，若处置不当，可能会出现污染地表水体的情况。

（2）风险防范措施

为防范井涌，钻井过程中配备了加重材料，主要为重晶石（含钡硫酸盐矿物）。由于重晶石密度大、硬度适中、化学性质稳定、不溶于水和酸、无磁性和毒性。通过将加重材料注入井中，在高压下，可以起到压制地下水涌出的作用，可以防止井涌。

为防范发生地表水涌出污染地表土壤和水体的事情发生，在钻井场地周边需设置排水沟，在发生井涌后，可以有效将涌出水引入放喷池。

（3）应急要求

发生井涌后，作业队伍应按相关作业规范进行压井。同时，将涌出的地下水通过排水沟或者高压软管接入放喷池，并及时观察，保证废水不外溢。

4.8.4.1.6 钻井液漏失

（1）风险源、途径、环境敏感目标

钻井过程若钻遇大型溶洞和地下暗河时，钻井液会漏失，对地下水水质或水位造成影响。

（2）风险防范措施

钻井平台选址前，已采用高密度电法勘查地下 100m 内暗河、溶洞分布情况进行水文勘探，避免勘探开发过程中污染地下水。根据高密度电法勘察结果，占地范围内无暗河、溶洞分布。

钻井选用全井段套管保护+水泥返高至地面的固井工艺，封固套管和井壁之间的环形空间，有效保护井下地质环境。本工程穿过含水层采用清水钻井液体系（不添加化学药品），穿过地层后及时下套管封隔含水层，防止对浅层地下水的影响。

（3）应急要求

采用清水强钻套管封隔技术、速凝水泥堵漏技术、井口充砂技术、复合堵漏袋、尼龙袋堵漏工具、投入用水溶性壳体组成的堵漏物质。

4.8.4.1.7 转运事故

（1）风险源、途径、环境敏感目标

在柴油、废水、危险等转运过程中，若发生翻车等意外造成危险物质外溢，可能对周边土壤、地下水造成污染。

（2）风险防范措施

柴油、废水、油基岩屑等的拉运车辆均采用特种车辆拉运，且外委具有相应资质的单位进行运输。为减少固废、采出水运输风险，遵循就近处置原则，建议本项目产生的水基岩屑、油基岩屑、采出水等与武隆区相关有资质单位签订处置协议。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，途经村镇、地表水体时，应减速慢行，观察并安全通过。

（3）应急要求

运输车辆发生事故后，应根据货物的爆炸、易燃、腐蚀等不同性质，按照相应的应急处置预案和操作规程妥善处置。

4.8.4.1.8 钻井液泄漏

（1）风险源、途径、环境敏感目标

钻井期间，钻井液在储存或转运过程中，若罐体泄漏或发生翻车等意外造成钻井液泄漏，可能对周边土壤、地下水造成污染。

（2）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。

（3）应急要求

在发现罐体泄漏后应立即对泄漏钻井液进行收集，关闭阀门减少泄漏量，并将罐内钻井液转移至备用罐体。同时对泄漏罐体进行修复，对渗漏部位进行加固和防渗处理，经承压试验合格后方可再次使用，避免再次发生泄漏事故。

4.8.4.1.9 压裂返排液泄漏

（1）风险源、途径、环境敏感目标

在压裂液返排期间，压裂返排液在储存或转运过程中，若池体或罐体泄漏

以及发生翻车等意外造成压裂返排液泄漏，可能对周边土壤、地下水造成污染。

（2）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。

（3）应急要求

当发生渗漏时，应立即将压裂返排液转移至平台可用罐体或采用罐车拉运至工区其他平台池体内暂存。针对泄漏处，采用挖坑方式收集泄漏液体，并铺设防渗膜，防止废水沿土壤进一步扩散，利用水泵将收集的液体转移至可用罐体内。同时，对池体进行修复，对渗漏部位进行加固和防渗处理，经承压试验合格后方可再次使用，避免再次发生泄漏事故。

4.8.4.1.10 危险废物贮存风险分析及应急要求

（1）风险源、途径、环境敏感目标

在站场贮存危险废物，如废油、油基岩屑等，可能因为操作失误或吨桶破损，导致危险废物泄漏，进入土壤。对于属于易燃的危废，废油，一旦遇明火可能会引发危废的燃烧，引发火灾爆炸风险及二次污染影响。爆炸和火灾引发的有毒有害气体和烟尘会破坏植被、污染土壤，对周边生态环境和居民健康产生不利影响。

（2）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》（GB 18597-2023）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。

④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。

⑤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。

（3）应急要求

发生泄漏后立即组织清理，防止污染扩大。若发生火灾事故时严格按照消防相关要求进行灭火，采用磷酸铵盐干粉灭火器及二氧化碳灭火器。启动灭火等事故消除措施，控制事故影响扩散范围。若无法控制影响，应立即通报上级单位，扩大应急，启动应急预案。

4.8.4.2 运营期环境风险分析及应急要求

4.8.4.2.1 甲烷泄漏

（1）风险源、途径、环境敏感目标

运营期间，在集输过程中，若发生甲烷泄漏事故时，会进入周边环境，造成大气污染。当空气中甲烷浓度达 25%~30%时，将造成人体不适，甚至窒息死亡。当甲烷浓度到达爆炸极限时，会发生爆炸，引发火灾，造成人员和财产损失。爆炸和火灾引发的有毒有害气体和烟尘会破坏植被、污染土壤，对周边生态环境和居民健康产生不利影响。

（2）风险防范措施

集气管道线路安全应符合现行国家标准《石油天然气工程防火规范》（GB50183-2015）中有关规定的要求。

设置井口安全截断阀，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。按要求配置灭火器材，扑灭初期火灾。

为防止场站内设备及管线超压，场站内设置有安全泄压阀，安全泄压阀与场站放空系统相连。站内管线及设备设有手动放空，放空阀后与防空系统相连；集气站设置有放空立管，作为检维修、事故站内管线的放散。

设置井口安全截断系统，当检测点压力超高或超低以及火灾情况下，该系统自动关闭井口，同时也能人工紧急关闭井口。在场站出站管线设置压力检测和压力高、低报警，压力超低时对出站管线进行安全联锁截断。

场站设置固定式可燃气体检测报警系统，固定式气体检测报警系统由现场探测器、控制器及配套报警喇叭等设备组成。井口装置区设置可燃气体（甲烷）探测器，现场探测器的检测信号采用铠装控制电缆敷设至控制器，信号传入控制器进行显示，当控制器接收到超标信号，传送至喇叭进行报警。

在场站的主出入口和逃生门外分别设置有火灾手动报警按钮和声光报警器，当现场操作人员发现有火灾等紧急情况发生时，迅速逃离装置区并按下手动报警按钮触发井场安全联锁，同时触发声光报警器启动提醒其余操作人员迅速撤离，保证人身安全。

建立动火制度，明确责任制，对火源进行严格管理。建立站场管道和阀门等的定期检查和防腐蚀制度，以防止因腐蚀原因和阀门失灵等而存在的漏气现象发生。整个场站应当严禁烟火。严格执行安全生产制度及操作规程，防止因误操作而造成阀门和仪表失灵等，从而导致危险。

严格执行安全生产制度及操作规程。投产后的管线定期进行防腐涂层检测、阴极保护有效性检查、智能清管检测等。站内设备和管线严禁超压工作。安全阀与压力表定期校验检查，保证准确灵敏。上班人员应戴工作服和工作鞋，以免产生静电火花和撞击火花。管道防腐设备、检测仪器、仪表，实行专人负责制，定期维护和正确使用。

建立安全技术操作规程和巡检制度。制定定期检测计划，定期对照安全检查表进行安全检查。

（3）应急要求

当站场出现设备、设施故障引起天然气泄漏时，应立即关闭进站阀和出站阀，关闭站内一切火种，采用自动或手动方式放空站内气体，用便携式可燃气体报警仪监测天然气浓度，确定泄漏点，并设置警戒区。按照相关作业规范对泄漏处进行维修，修复完成后进行试压和安装，验收合格后恢复采气流程。若发生火灾则立即启动应急预案，开展救援工作。

4.8.4.2.2 火灾次生影响

（1）风险源、途径、环境敏感目标

当甲烷浓度到达爆炸极限时，会发生爆炸，引发火灾，造成人员和财产损失。爆炸和火灾引发的有毒有害气体和烟尘会破坏植被、污染土壤，对周边生态环境和居民健康产生不利影响。

（2）风险防范措施

站场内消防设计遵照《石油天然气工程设计防火规范》（GB 50183-2015）（该规范实施日期未公布前，仍按《石油天然气工程设计防火规范》GB50183-2004 执行）等规定，贯彻“预防为主，防消结合”的方针。井站、集气站属于五级站，按要求配置灭火器材，可扑灭初期火灾，可在新增井台配置 2 具 MF/ABC8 手提式磷酸铵盐干粉灭火器，配置一定数量的推车式及移动式磷酸铵盐干粉灭火器及二氧化碳灭火器。一旦发生火灾，可随时启用扑救。

站场设置工业电视监控系统、周界防御系统、语音告警广播系统、火灾报警与消防联动系统、巡线抢修及应急通信系统、火灾报警系统。

安防、视频监控采用工业电视监视系统，集气站和平台的工艺设备区配置室外网络防爆高清球型摄像机，大门口设置室外网络高清枪式摄像机，围墙对角设置非防爆型高速网络高清球机，用以对周围的情况进行监视，以便预防意外闯入和及时发现险情给予报警及火灾确认等。

集气站及平台均安装周界防越报警系统，每面围墙上安装一对光纤入侵探测装置，形成周界封闭警戒系统。

集气站及平台设置语音告警广播系统，工业电视监控及周界防御系统发现警情时，自动向可疑目标发出语音警告或警报信号，威慑和阻止非正常入侵行为。保障高噪声和高危险度场合下运行和调试检修人员流动作业对调度通信的

需要，并在事故状态下紧急疏散相关工作人员提供广播呼叫服务。

（3）应急要求

在发生火灾事故时严格按照消防相关要求进行了灭火，发生事故后，首先立即关闭事故管段两侧的站场、平台的截断阀，然后立即采用磷酸铵盐干粉灭火器及二氧化碳灭火器。启动灭火等事故消除措施，控制事故影响扩散范围。若无法控制影响，应立即通报上级单位，扩大应急，启动应急预案。

4.8.4.2.3 采出水泄漏

（1）风险源、途径、环境敏感目标

当采出水管线刺漏或池体破损时，废水泄漏可能造成土壤或地下水污染。

（2）风险防范措施

放喷池按《石油化工工程防渗技术规范》（GB/T50934-2013）、《非常规油气开采污染控制技术规范》（SY / T 7482-2020）等相关要求对池体进行防渗处理。

井场采用清污分流系统，井场内的雨水经收集沟收集后进入池体暂存，并定期进行收集沟维护。

采出水管线选用柔性复合高压输送管，内、外表面均为非金属材质，具有非常好的防腐性能；管线中层的金属材料起到增加管线强度的作用，既不接触管道内的产出水，也不接触管道外的地下水，腐蚀的可能性很小。

本工程柔性复合高压输送管由于其本身特点，管段之间不能直接连接，需采用专用转换接头，转换接头为金属制品，采用内丝外扣方式与管材相连，由于本工程产出水氯离子含量较高，因此转换接头材质采用 825 合金，并刷环氧树脂涂料，以隔绝产出水与金属的接触。每节管段两头分别采用外丝型接头和螺母型接头，管段之间采用螺纹连接。相互连接的内丝接头和套筒接头之间加聚四氟乙烯密封垫，聚四氟乙烯具有很好的密封性能和防腐性能，可以隔绝产出水与金属接头的接触并能长期运行。

设置高精度流量计，通过各点流量差值监控，判断管线是否渗漏，当出现渗漏时，自动报警器自动报警，15 分钟内关闭输水系统。站内设置手动截断阀，如果发生泄漏，可关闭阀门，以减少泄漏量，降低影响后果。

（3）应急要求

当池体发生渗漏时，应立即将池体的中废水全部转运至工区其他钻井平台池体内暂存。针对泄漏处，采用挖坑方式收集泄漏液体，并铺设防渗膜，防止废水沿土壤进一步扩散，利用水泵将收集的液体转移至可用罐体内。同时，对池体进行修复，对渗漏部位进行加固和防渗处理，经承压试验合格后方可再次使用，避免再次发生泄漏事故。

若管线发生泄漏应立即关闭污水管线阀门，减少泄漏量；查询泄漏位置对污水管线进行修补或置换，验收合格后，方能投入使用。若因污水泄漏导致周边具有饮用水功能的泉点或水井受到污染，建设单位应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，直至饮用水泉点水质恢复为止。

4.8.5 环境风险应急预案

建设单位于 2023 年对《中石化重庆页岩气有限公司武隆区块突发环境事件风险评估报告》和《中石化重庆页岩气有限公司武隆区块突发环境事件应急预案》进行了修订，并完成了备案，环境风险评估报告备案号：500119202306001；应急预案备案号：2023-500119-006-LT。

应急预案主要包括：环境风险分析、应急组织机构及职责、预防与预警、应急响应、后期处置、监督管理等。该应急预案适用于中石化重庆页岩气有限公司武隆管辖区域内页岩气开发项目的突发环境事件的处置。

本项目涉及平台位于武隆区内，且不新增环境风险类型，新增危险物质量较小，且周边敏感性未发生变化，不会导致企业风险等级变化。在完善本次扩建项目的风险防范措施后，其余可依托现有工程环境风险控制措施和应急预案可以满足要求。因此，本项目可以纳入《中石化重庆页岩气有限公司武隆区块突发环境事件应急预案》统一进行管理，本次评价不要求单独再制定事故应急预案，但应将现有应急预案进行分解，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；严格按照经过备案的环境风险应急预案中的要求执行，在采取上述措施后，本项目环境风险可防控。

4.8.6 风险评价结论

综上所述，本项目风险事故发生概率低，但事故发生对环境的影响重大，工程主管部门通过完善井控、防火、防爆安全以及硫化氢安全防护等措施，尤其是井喷失控后按《含硫化氢天然气井失控井口点火时间规定》（AQ2016-2008）15min 内点火、撤离居民等关键措施，建设单位在建设过程中应落实项目提出的风险对策措施，当发生风险事故时立即启动事故应急预案，能确保事故不扩大，不会对周边环境造成较大危害。在采取完善的环境风险防范措施下，本项目环境风险可防控。

表 4.8-13 建设项目环境风险简单分析内容表

4.9 碳排放评价

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。

4.9.1 碳排放政策符合性分析

根据《成渝地区双城经济圈碳达峰碳中和联合行动方案》，到 2025 年，成渝地区二氧化碳排放增速放缓，非化石能源消费比重进一步提高，单位地区生产总值能耗和二氧化碳排放强度持续降低，推动实现能耗“双控”向碳排放总量和强度“双控”转变，加快形成减污降碳激励约束机制，重点行业能源资源利用效率显著提升，协同推进碳达峰、碳中和工作取得实质性进展。产业结构、能源结构、交通运输结构、用地结构不断优化，政策法规、市场机制、科技创新、财税金融、生态碳汇、标准建设等支撑体系不断完善，绿色低碳循环发展新模式初步形成，为成渝地区双城经济圈实现碳达峰、碳中和目标奠定坚实基础。其中，重点任务包括协同开发油气资源，推动共建全国重要的清洁能源基地，创建清洁能源高质量发展示范区。协同建设国家天然气（页岩气）千亿立方米级产能基地，大力提升天然气（页岩气）勘探开发力度，推广完善页

岩气开发利益共享机制，加快建设长宁—威远、涪陵国家级页岩气示范区。

本项目的实施可提升页岩气开发力度，有利于协同建设国家天然气（页岩气）千亿立方米级产能基地，符合《成渝地区双城经济圈碳达峰碳中和联合行动方案》中相关要求。

4.9.2 建设项目碳排放分析

4.9.2.1 碳排放影响因素分析

4.9.2.1.1 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》，本次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）。

根据《中国石油天然气生产企业温室气体排放核算方法与报告指南（试行）》，石油天然气生产企业碳排放源包括以下六个部分，分别是：

（1）燃料燃烧排放。石油天然气生产各个业务环节化石燃料用于动力或热力供应的燃烧过程产生的二氧化碳排放。

（2）火炬燃烧排放。出于安全等目的，通常将各生产活动产生的可燃废气集中到火炬系统中进行排放前的燃烧处理。火炬燃烧除了二氧化碳排放外，还可能产生少量的甲烷排放，石油天然气生产的火炬系统需同时核算二氧化碳和甲烷排放。

（3）工艺放空排放。主要指天然气生产各业务环节通过工艺装置泄放口或安全阀门有意释放到大气中的甲烷或二氧化碳气体，如驱动气动装置运转的天然气排放、泄压排放、设备吹扫排放、工艺过程尾气排放、储罐溶解气排放等。

（4）甲烷逃逸排放。主要是指石油天然气生产各业务环节由于设备泄漏产生的无组织甲烷排放，如阀门、法兰、泵轮密封、压缩机密封、减压阀、取样接口、工艺排水、开口管路、套管、储罐泄漏及未被定义为工艺放空的其他压力设备泄漏。

（5）甲烷回收利用量，主要指企业通过节能减排技术回收工艺放空废气流中携带的甲烷从而免于排放到大气中的那部分甲烷。甲烷回收利用量可从企

业总排放量中予以扣除。

(6) 消耗的电力和热力对应的二氧化碳排放。

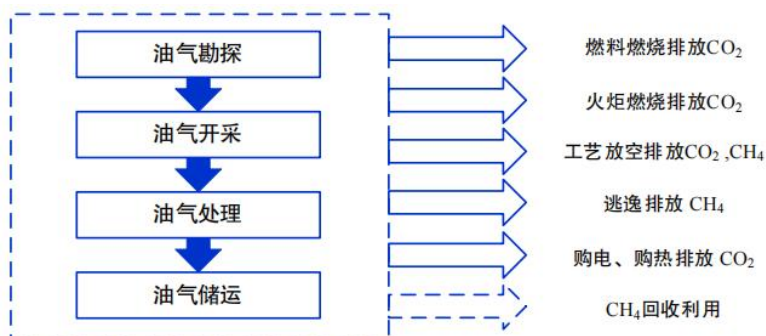


图 4.9-1 石油天然气行业温室气体排放源及气体种类

4.9.2.1.2 排放源

本项目运营期涉及的碳排放源包括 4 个部分，燃料燃烧排放、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。

①燃料燃烧排放。集气站设置加热、节流降压、气液分离、计量等设施。前期井口来气经水套加热炉进行加热，后经降压阀降压后，计量并进行脱水后外输。水套加热炉燃烧主要为页岩气。

②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。

③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。

④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。

4.9.2.2 碳源强核算

4.9.2.2.1 核算方法

(1) 温室气体排放总量

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，则计算公式见公式 1：

$$E_{GHG} = E_{CO_2-燃烧} + E_{GHG-火炬} + \sum_s (E_{CH_4-工艺} + E_{CH_4-逃逸}) \times GWP_{CH_4} + E_{CO_2-电力} \quad (\text{公式 1})$$

式中：

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

$E_{CO_2-燃烧}$ ——化石燃料燃烧的排放量，单位为吨二氧化碳（ tCO_2 ）；

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

$E_{CH_4-工艺}$ ——企业各业务类型的工艺放空排放，单位为吨甲烷（ tCH_4 ）；

$E_{CH_4-逃逸}$ ——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；

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

（2）燃料燃烧

各化石燃料燃烧产生的二氧化碳排放量的加总，按公式（2）～公式（4）计算。

$$E_{CO_2-燃烧} = \sum^n (AD_i \times EF_i) \quad (\text{公式 2})$$

$E_{CO_2-燃烧}$ ——化石燃料燃烧的排放量，单位为吨二氧化碳（ tCO_2 ）；

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（ tCO_2/GJ ）；

i ——化石燃料种类。

$$AD_i = NCV_i \times FC_i \quad (\text{公式 3})$$

式中，

AD_i ——第 i 种化石燃料的活动水平，单位为吉焦（GJ）；

NCV_i ——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 ——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。

$$EF_i = CG \times OF_i \times \frac{44}{12} \quad (\text{公式 4})$$

式中：

EFi —第 i 种燃料的二氧化碳排放因子，单位为吨二氧化碳每吉焦（ tCO_2/GJ ）；

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

OFi —第 i 种化石燃料的碳氧化率，无量纲，以%表示；

（3）放空排放

①天然气开采

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：

$$E_{CH_4-开采放空} = \sum_j (Num_j \times EF_j) \quad (\text{公式 5})$$

$E_{CH_4-开采放空}$ —油气开采环节产生的工艺放空甲烷排放量，单位为吨甲烷（ tCH_4 ）；

j —油气开采系统中的装置类型，包括井口装置、集气站；

Num_j —第 j 个装置的数量，单位为个；

EF_j 为第 j 个装置的工艺放空 CH_4 排放因子，单位为吨 $CH_4/（年 \cdot 个）$ 。

②天然气处理

天然气处理过程工艺放空的甲烷排放，其甲烷排放量可采用以下公式计算：

$$E_{CH_4-处理放空} = Q_{gas} \times EF_{CH_4-处理放空} \quad (\text{公式 6})$$

式中：

$E_{CH_4-处理放空}$ —天然气处理过程中工艺放空甲烷排放，单位为吨甲烷（ tCH_4 ）；

Q_{gas} —天然气处理量，单位为亿标准立方米（ $10^8 Nm^3$ ）；

$EF_{CH_4-处理放空}$ —天然气处理过程中工艺放空甲烷排放因子，单位为吨甲烷每亿标准立方米（ $tCH_4/10^8 Nm^3$ ）。

③天然气储运

油气储运环节的工艺放空排放主要源于管线（逆止阀）的放空活动，工艺放空排放因子进行计算：

$$E_{CH_4-气输放空} = \sum_j (Num_j \times EF_j) \quad (\text{公式 7})$$

式中：

$E_{CH_4-气输放空}$ 为天然气输送环节产生的工艺放空排放量，单位为吨甲烷（t CH₄）；

j 为天然气输送环节不同的设施类型，包括压气站/增压站、计量站/分输站、管线（逆止阀）、清管站等；

Num_j 为第 j 个油气输送设施的数量，单位为个；

EF_j 为第 j 个油气输送设施的工艺放空排放因子，单位为吨甲烷每年每个（tCH₄/（a·个））。

（5）甲烷逃逸排放

①天然气开采

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：

$$E_{CH_4-开采逃逸} = \sum_j (Num_j \times EF_j) \quad (\text{公式 8})$$

式中：

$E_{CH_4-开采逃逸}$ —天然气开采中所有设施类型（包括井口装置、集气站）产生的甲烷逃逸排放，单位为吨甲烷（t CH₄）；

j—不同的设施类型；

Num_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_j —天然气开采业务中涉及到的每种设施类型 j 的甲烷逃逸排放因子，单位为吨甲烷每年每个（tCH₄/（年·个））。

②天然气处理

天然气处理过程的甲烷逃逸排放可根据天然气处理量估算，公式如下：

$$E_{CH_4-气处理逃逸} = Q_{gas} \times EF_{CH_4-气处理逃逸} \quad (\text{公式 9})$$

式中：

$E_{CH_4-气处理逃逸}$ —天然气处理过程甲烷逃逸排放，单位为吨甲烷（tCH₄）；

Q_{gas} —天然气的处理量，单位为亿标准立方米（10⁸Nm³）；

$EF_{CH_4-气处理逃逸}$ ——单位天然气处理量的甲烷逃逸排放因子，单位为吨甲烷每亿标准立方米天然气（ $tCH_4/10^8Nm^3$ 天然气）

③天然气储运

天然气输送环节的逃逸排放主要来源于阀门、压气站/增压站、计量站/分输站、管线（逆止阀）等设施的泄漏，可以根据各设施的数量及不同设施的甲烷逃逸排放因子进行计算。

$$E_{CH_4-气输逃逸} = \sum (Num_j \times EF_j) \quad (\text{公式 10})$$

$E_{CH_4-气输逃逸}$ ——天然气输送过程甲烷逃逸排放，单位为吨甲烷（ tCH_4 ）；

Q_{gas} ——天然气的处理量，单位为亿标准立方米（ 10^8Nm^3 ）；

Num_j ——天然气输送过程中产生逃逸排放的设施 j（包括天然气输送环节中的压气站/增压站、计量站/分输站、管线逆止阀等）的数量，单位为个；

EF_j ——每个设施 j 的甲烷逃逸排放因子，单位为吨甲烷每年每个，单位为吨甲烷每年每个（ $tCH_4/(\text{年} \cdot \text{个})$ ）。

（6）消耗电力对应的排放

企业消耗的电力对应的二氧化碳排放量按公式计算。

$$E_{CO_2-电力} = AD_{电力} \times EF_{电力} \quad (\text{公式 11})$$

式中：

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

$AD_{电力}$ ——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 ）；

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

4.9.2.2.2 计算系数

（1）燃料燃烧排放

天然气的单位热值含碳量：取指南推荐值 $0.0153 tC/GJ$ 。

天然气的低位发热值，取指南推荐值 $389.31 \text{ GJ}/10^4 \text{ Nm}^3$ 。

天然气的碳氧化率：取《核算方法》推荐值 99%。

(2) 火炬燃烧放

火炬气碳氧化率：取《核算方法》推荐 98%。

CO_2 在标准状况下的密度：取《核算方法》推荐值 $19.7\text{t}/10^4 \text{ Nm}^3$ 。

CH_4 在标准状况下的密度：取《核算方法》推荐值 $7.17\text{t}/10^4 \text{ Nm}^3$ 。

GWPCCH_4 甲烷的全球变暖趋势：取《IPCC 第四次评估报告》推荐值 25。

(3) 工艺放空排放

天然气开采业务 CH_4 放空排放因子：取《核算方法》推荐值：井口装置 $0\text{tCH}_4/(\text{a}\cdot\text{个})$ 、集气站 $23.60 \text{ tCH}_4/(\text{a}\cdot\text{个})$ 。

天然气处理放空 CH_4 排放因子：取《核算方法》推荐值 $13.83 \text{ tCH}_4/10^8 \text{ Nm}^3$ 。

天然气储运放空 CH_4 排放因子：取《核算方法》推荐值：管线（逆止阀） 5.49 （吨/年·个）。

(4) 甲烷逃逸排放

天然气开采业务 CH_4 逃逸排放因子：取《核算方法》推荐值：井口装置 $2.5\text{t CH}_4/(\text{a}\cdot\text{个})$ 、集气站 $27.9 \text{ tCH}_4/(\text{a}\cdot\text{个})$ 。

天然气处理逃逸 CH_4 排放因子：取《核算方法》推荐值 $40.34 \text{ tCH}_4/10^8 \text{ Nm}^3$ 。

天然气处理逃逸 CH_4 排放因子：取《核算方法》推荐值管线（逆止阀） 0.85 （吨/年·个）。

(5) 电力对应的二氧化碳排放

类比《中石化重庆涪陵页岩气勘探开发有限公司 2021 年度碳排放核查报告》，电力排放因子取值为 $0.581\text{tCO}_2/\text{MWh}$ 。

4.9.2.2.3 碳排放核算

本项目新建 4 口井，1 口探井转生产井，新建 1 个集气站，本项目碳排放量见表 4.9-1~4.9-5。

表 4.9-1 燃料燃烧排放量

燃料品种	消耗量 (万 Nm^3)	平均低位发热值 $\text{Gj}/\text{万 Nm}^3$	单位热值含碳量 tC/GJ	碳氧化 率%	碳排放量 t CO_2
天然气	0	389.31	0.0153	99	0

表 4.9-2 工艺放空排放量计算表

类型	天然气处理量 (10^8Nm^3)	装置类型	装置个数	放空排放因子 $\text{tCH}_4/(\text{a} \cdot \text{个})$ 或 $\text{tCH}_4/10^8\text{Nm}^3$	放空排放量
天然气开采	/	井口装置	5	0	0.00
		集气站	1	23.60	23.60
天然气处理*	7.54			13.83	44.95
天然气储运	/	阀室	0	5.49	0.00
小计					68.55

表 4.9-3 甲烷逃逸排放量计算表

类型	天然气处理量 (10^8Nm^3)	装置类型	装置个数	逃逸排放因子 $\text{tCH}_4/(\text{a} \cdot \text{个})$ 或 $\text{tCH}_4/10^8\text{Nm}^3$	放空排放量
天然气开采	/	井口装置	5	2.5	12.50
		集气站	1	27.9	27.90
天然气处理	0.9125			40.34	36.81
天然气储运	/	阀室	0	0.85	0.00
小计					77.21

表 4.9-4 电力消耗碳排放量计算表

电力消耗 (MWh)	排放因子 ($\text{t CO}_2/\text{MWh}$)	排放量
1554	0.581	902.87

综上，本项目碳排放总量见表 4.9-5。

表 4.9-5 碳排放量计算表 单位 $\text{t CO}_2\text{e}$

类型	燃料燃烧排放量	工艺放空排放量	逃逸排放量	电力消耗排放量	排放总量
本项目	0	1713.75	1930.25	902.87	4546.87

备注：工艺放空量和逃逸排放量等效二氧化碳排放量=（工艺放空量和逃逸排放量） $\times \text{GWPC}_{\text{CH}_4}$ ； $\text{GWPC}_{\text{CH}_4}$ 采用 IPCC 第四次评估报告中的推荐值， $\text{GWPC}_{\text{CH}_4}$ 取 25。

综上，本项目碳排放总量为 4546.87 t CO_2 。

4.9.3 碳排放绩效水平核算

综上，本项目碳排放开采系数为：0.02 $\text{tCO}_2\text{e}/\text{吨油气}$ ，碳排放水平较低。

4.9.4 减污降碳措施

4.9.4.1 碳减排措施

（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 300 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。

（3）背压阀进站测试技术

在试气测试求产阶段，在满足投产条件的时候在流程上安装“背压阀”，可实现测试气量一部分放空燃烧计量，另一部分进站生产计量，最大程度减少放空燃烧浪费和二氧化碳排放量。该技术应用单井可减少天然气放空燃烧约 30 万方，大大减少二氧化碳排放。

4.9.4.2 碳排放环境影响评价结论

综上，本项目符合《成渝地区双城经济圈碳达峰碳中和联合行动方案》，项目的实施可提高油气资源利用效率，协同推进碳达峰，本项目建成后，预计碳排放总量为 4546.87 t CO₂/年，碳排放开采系数为 0.02t CO₂e/吨油气，相较于国内同类型项目碳排放开采系数，在后续加强管理、推广网电施工、技术创新情况下，建设单位可进一步降低碳排放强度。

5 环境保护措施及其可行性论证

5.1 施工期污染防治措施可行性论证

5.1.1 地表水污染防治措施分析论证

5.1.1.1 钻井工程

该施工阶段废水包括剩余水基钻井液、雨水、生活污水。

(1) 剩余钻井液

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，水基钻井阶段完钻后，剩余水基钻井液由井队回收，用于后续钻井工程。

中石化重庆页岩气有限公司根据已开发的平台钻探情况，确立了区域页岩气钻井用统一的水基/油基钻井液体系，本项目水基、油基钻井阶段结束后，剩余水基/油基钻井液可随钻井队用于本平台或区域其他平台后续钻井工程使用。

图 5.1-1 本项目钻井过程中钻井液循环方式

(2) 场地雨水

井场四周修建截排水沟，雨水就近排入附近溪沟；井场内沿井口基础周围修建场内排水明沟，接入井口方井，再泵入软体罐和放喷池收集暂存后，用于本平台储层改造阶段的压裂工序。该措施简单，主要是修建排水沟，效果明显，在各钻井井场广泛使用，措施可行。钻井期 200 天，场地雨水产生量约 656m^3 ，排入软体罐和放喷池暂存，总容积 800m^3 ，可满足钻井期场地雨水暂存需求。

(3) 生活污水

井场及生活区各设置 1 个环保厕所，施工人员生活污水经环保厕所收集后交由第三方环保公司处置。

5.1.1.2 储层改造工程

该施工阶段废水包括雨水、生活污水、洗井废水和压裂返排液，其中，雨水及生活污水的处置方式与钻井阶段一致。

(1) 压裂返排液

压裂返排液等收集后在配液罐、软体罐等池体暂存，优先回用于本平台压裂工序，最后一口井压裂返排液优先拉运至武隆工区其他钻井平台经絮凝沉淀、杀菌，满足压裂回用水质标准要求后，回用于后续新钻井压裂工序配制压裂液，无可用平台回用时，依托武隆工区采出水处理项目处理达《污水综合排放标准》（GB8978-1996）一级标准后排放。

1) 压裂返排液回用压裂可行性分析

本项目新钻的 4 口页岩气井逐井进行储层改造作业，即首先对第一口井进行压裂作业，压裂完成后测试放喷排液，产生的压裂在井场软体罐、配液罐暂存，测试放喷结束后，再进行下一口井的储层改造作业，上一口井产生的压裂返排液回用于下一口井压裂液配制，依此类推。

压裂返排液收集后在软体罐和配液罐暂存，采用“混凝沉淀+杀菌”处理后回用于压裂工序，污水处理工艺流程图见图 5.1-2，压裂液回用水质要求见表 5.1-1。

当罐体容积空高低于 0.5m 时，施工单位应采取措施控制返排速率，将平台内压裂返排液转运至区域已建池体暂存，保证罐体保持规定的安全空高，避免废水外溢。

表 5.1-1 压裂液回用水质要求

图 5.1-2 污水处理工艺流程

采用“混凝沉淀+杀菌”处理工艺，絮凝剂和助凝剂的添加可有效处理污水中 SS、 Ca^{2+} 、 Mg^{2+} 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。采用“混凝沉淀+杀菌”处理工艺，直接在软体罐和配液罐添加絮凝剂和杀菌剂，不需其他处理设施，操作简单，在页岩气勘探开发中已得到广泛应用，根据建设单位其他页岩气井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。

2) 依托采出水处理站处理可行性分析

本项目压裂返排液无可用平台回用于压裂工序时，拉运至武隆工区采出水处理站处理，武隆工区采出水处理站位于武隆区凤山街道隆页 1-1 井场范围内，

主要服务于武隆区境内隆页 1 平台及附近的页岩气井采出水和压裂返排液处理，设计处理能力 $400\text{m}^3/\text{d}$ ，采用“混凝沉淀+化学氧化法+双滤料过滤+折点氯化法除氨氮”工艺，出水水质达到《污水综合排放标准》（GB8978-1996）一级标准后经尾水排放管排入白笋溪，最终汇入乌江。

武隆工区采出水处理项目于 2020 年 9 月 23 日取得环评批复（渝（武）环准〔2020〕027 号），目前已建成并处于调试运行阶段，已办理排污许可登记，正开展竣工环境保护验收。

目前，武隆工区采出水处理项目平均每天处理水量约 $30\sim 50\text{m}^3$ ，尚有较大处理余量，本项目 5 口气井逐井压裂，一口井测试放喷结束后，再进行下一口的压裂，上一口井的压裂返排液 4000m^3 优先回用于下一口井压裂工序，最后一口井压裂返排液优先拉运至武隆工区其他钻井平台回用于压裂工序，无可用平台回用于压裂工序时，拉运至武隆工区采出水处理站处理。

根据同地层、相近地层应力、同等压裂压力页岩气井返排气液量统计资料，开井排液时 $1\sim 2\text{d}$ 内返排水量较小， $3\sim 15\text{d}$ 后返排水量逐渐增大，约在 $12\sim 15\text{d}$ 左右达到峰值（单井最大返排液产生量约为 $300\text{m}^3/\text{d}$ ），峰值返排时间一般约为 $1\sim 2\text{d}$ ，而后返排水量逐渐减少，直至趋近于气水平衡。本项目最后一口井压裂返排液产生量约 4000m^3 ，最大返排水量约为 $300\text{m}^3/\text{d}$ ，产生量不大，根据现行运行工况，武隆工区采出水处理项目每天现有约 350m^3 的处理余量，压裂返排液采取分时分批次转运至武隆工区采出水处理项目是可行的。

当武隆工区采出水处理项目无法及时处理的压裂返排液可在区域平台软体罐、配液罐及放喷池暂存，同时武隆工区采出水处理项目有 1 座 1000m^3 调节池，可用于压裂返排液暂存。

综上，压裂返排阶段只要做好与其他页岩气平台、武隆工区采出水处理项目的运行协调，压裂返排液依托武隆工区采出水处理项目进行处理是可行的。

3) 暂存可行性、转运过程环境管理要求

储层改造阶段，需要进行洗井，洗井后再进水利压裂，本项目洗井废水产生量 720m^3 ，可在配液罐（ 2400m^3 ）中直接配制压裂液用于第一口的压裂，满足暂存需求，后续不再产生和储存洗井废水。

洗井结束后，对页岩气井分别逐井压裂，第一口井压裂完毕后，再进行下

一口的压裂，压裂返排液井间回用，即第一口井产生的压裂返排液回用于下一口井压裂液配制，依次类推，最后一口井产生的压裂返排液回用于其它钻井平台压裂液的配制，若压裂返排液无回用平台时，压裂返排液可利用采出水处理站处理后达标排放。本项目单井压裂返排液产生量最大为 4000m^3 ，（单井最大返排液产生量约为 $300\text{m}^3/\text{d}$ ，则平台可临时储存约 26 天的返排量，最后一口井返排期间，建设单位应统一调度武隆地区各施工平台废水储存及处置工作，及时转运最后一口井压裂返排液，保障平台内废水暂存安全。

表 5.1-2 废水存储可行性分析一览表

施工期间应加强对废水储存情况进行观察，定期巡检，防止出现废水渗漏等情况，同时保证罐体液位在最高允许液位 0.5m 以下，水位达到池面 0.5m 前应将废水进行转移。

转运过程中应采取以下措施，加强环境管理：

①对承包废水转运的承包商实施车辆登记制度。

②转运过程做好转运台账，严格实施交接清单制度。

③加强转运车辆装载量管理，严禁超载。

④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。

⑤转运车辆行驶至河流（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，观察并安全通过。

⑥转运应避开大雾、暴雨等恶劣天气。

⑦合理选择运输路线，转运路线尽量避开饮用水源保护区、自然保护区等环境敏感区。

本项目压裂返排液处理、转运及回用费用约 38.4 万元。通过上述措施做到废水不外排，消除对地表水环境的影响是可行的。

5.1.1.3 油气集输工程

（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，施工人员生活污水采用环保厕所收集后用作农肥，项目周边旱地较多，能够消纳，措施可行。

5.1.2 地下水环境污染防治措施可行性论证

（1）源头控制

平台在选址上已避开了区域大断层、地下暗河等不利地质区域，导管、一开、二开直井段采取清水钻井方式；当钻井期间钻井液发生泄漏时可采用清水强钻套管封隔技术、速凝水泥堵漏技术、井口充砂技术、复合堵漏袋、尼龙袋堵漏工具、投入用水溶性壳体组成的堵漏物质等对泄漏位置进行堵塞。

（2）分区防控

本项目根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）、《地下水污染防治实施方案》（环土壤〔2019〕25 号）、《地下水污染源防渗技术指南（试行）》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。

包气带岩性为黏土层和灰岩，包气带防污性能弱。

井场内井口区（方井前后地坪，井架基础前端 1.5m 范围内的地坪，井架基础和柴油机基础左侧 1.5m 范围内的地坪）、循环罐区（储备罐、循环罐、泥浆泵区）、柴油罐储存区、盐酸罐区布置在地面上，易于观察到污染物泄漏和处置，污染控制程度为“易”。放喷池为半地下式钢筋混凝土结构，难于观察到污染物泄漏和处置，污染控制程度为“难”。

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。

由以上分析，并结合地下水导则及《非常规油气开采污染控制技术规范》（SY/T 7482-2020）要求，钻机基础区域、钻井液循环系统、放喷池、废油暂存区、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。

区域内场地平整，满足防腐蚀、防流失、防扬撒的要求；含油废物暂存区应满足防渗、防风、防雨、防晒的要求，周围醒目处应设置危险废物贮存标识牌；用以存放装载液体、半固体危险废物容器的区域，容器下方地面应硬化平

整并采取防渗措施，设计堵截泄漏的围堰。

水基岩屑暂存区、原辅材料暂存区等区域为一般防渗区，一般防渗区应按照 GB 18599 的要求，地面采取相当于 1.5m 厚黏土层，渗透系统不大于 10^{-7}cm/s 的防渗措施。

表 5.1-3 本项目井场各构筑物防渗要求一览表

(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

无论预防工作如何周密，污染事故总是很难根本杜绝，因此，必须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、封闭、截流等措施，提出防止受污染的地下水扩散和对受污染的地下水进行治理的具体方案。

5.1.3 大气环境污染防治措施可行性论证

(1) 扬尘

对易扬散材料（如水泥、石灰等）的运输要采取包封措施，最大限度地减少洒落现象。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；临时性用地等使用完毕后要及时恢复植被；

在装卸材料时应规范作业，文明施工，减少扬尘的产生；

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；进出场地口道路应进行硬化，严禁超载。

(2) 燃油废气

柴油机发电机等设备使用符合国家标准的柴油，经自带的排气筒排放。定

期对燃油机械、消烟除尘等设备进行检测与维护。

（3）施工机具尾气

施工机具尾气中污染物主要有 NO_x 、CO 和烃类，排放量小，具有间断性特点，且施工作业均位于室外，通过加强设备维护，对环境影响小。

（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，放喷池采用耐火砖修建。该技术在钻井工程中广泛应用，技术成熟可靠，措施可行。

（5）前置酸配制产生盐酸雾

现场将酸罐呼吸孔排放的少量盐酸雾引至水中吸收。盐酸雾极易溶于水，经水吸收后排入环境的量极少。

5.1.4 噪声污染防治措施

施工期间，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。

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，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井场附近居民影响较大，由于钻井作业为高大施工设备，采气隔声难度大，因此主要采取租用和功能置换的方式降低对周边居民的影响，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。

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。

油气集输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。运输车辆途经保护目标时应限速、禁鸣。

5.1.5 固体废物污染防治措施

5.1.5.1 清水岩屑

本项目清水岩屑产生量约为 834m^3 ，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），“清水钻井岩屑进行固液分离后可用作井场消防砂或铺垫井间道路”。因此，本项目产生的清水屑清水钻井岩屑进行固液分离后可用作井场消防砂或铺垫井间道路。

5.1.5.2 水基岩屑

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。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。

暂存区采用砖混结构，基础下部采用 20cm 厚砂砾（卵）石层，面层为 20cm C25 混凝土+水泥基结晶型防渗涂料作防渗处理，上部搭设雨棚。

水基岩屑产生量约 1054m³，经岩屑不落地系统收集后，外运用于资源化利用。

本项目水基岩屑最终送至武隆区境内砖厂、水泥厂等资源化利用。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）：水基岩屑以水泥窑协同处置的方式处置的，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；水基岩屑用于烧结制砖，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。

根据重庆市计量质量检测研究院于 2016 年 4 月 11 日对水基岩屑进行的烧结砖质量检测结果表明，水基钻井岩屑固化体制备的烧结砖能满足《烧结普通砖》（GB5101-2003）和《建筑材料放射性核素限量》（GB6566-2010）中各项性能指标要求，检测结果详见表 5.1-4，监测报告详见附件 14。

表 5.1-4 普通烧结砖检验数据表

根据中石化华东分公司实验研究中心对南川区块水基岩屑烧结砖浸出液进行检测，浸出液指标监测达到《污水综合排放标准》（GB8978-1996）中一

级标准，检测报告详见附件 15。

表 5.1-5 水基岩屑烧结砖浸出液检测报告数据表

综合分析，水基岩屑用于制砖可满足产品质量要求，水基岩屑用于制作砖的综合利用处理方式能够满足水基钻井岩屑处理要求。本项目现场仅对水基岩屑进行“不落地”工艺板框压滤脱水处理，其余的处理均外委给其他有资质并具备完善环保手续的单位。

本项目水基滤饼外送资源化利用时应符合接纳企业对原材料的质量和规格要求；企业自身加工利用水基岩屑应符合国家行业技术政策和相关环保要求；利用水基岩屑加工制成产品外售，应符合产品质量标准。

目前，建设单位正在招标，将水基岩屑外委给有相关资质并具备完善环保手续的单位（具体单位由建设单位招投标确定）进行处置。

本项目水基岩屑处置费用为 30.9 万元。

5.1.5.3 油基岩屑

建设单位应将油基岩屑外委给其他有相关资质并具备完善环保手续单位进行处置。

危险废物的收集、临时储存和转运应满足《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）、《危险废物收集、贮存、运输技术规范》（HJ2025-2012）、《危险废物转移管理办法》（生态环境部、公安部、交通运输部令第 23 号）等相关要求。同时根据《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》的要求，产生、收集、贮存、运输、利用、处置危险废物的单位，应当依法制定意外事故的防范措施和应急预案，并向所在地生态环境主管部门和其他负有固体废物污染环境防治监督管理职责的部门备案。项目应加强以下措施：

A、收集作业

①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。

②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。

③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。

④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。

⑤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。

⑥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。

B、危险废物贮存

①危险废物贮存设施应配备通讯设备、照明设施和消防设施。

②贮存危险废物时应按危险废物的种类和特性进行分区贮存，每个贮存区域之间宜设置挡墙间隔，并应设置防雨、防火、防雷、防扬尘装置。

③建设单位应明确危险废物贮存设施现状，包括设施名称、数量、类型、面积及贮存能力，掌握贮存危险废物的类别、名称、数量及贮存原因，提出危险废物贮存过程的污染防治和事故预防措施等内容。

C、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：

①危险货物公路运输应按照《道路危险货物运输管理规定》（交通运输部令 2019 年第 42 号）、JT617 以及 JT618 执行

②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。

③危险废物公路运输时，运输车辆应按 GB13392 设置车辆标志。

④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。

D、危险废物转移

按照《危险废物转移管理办法》（部令 第 23 号），实施转移联单制度，转运台账应清楚，杜绝油基岩屑沿路抛洒和随意弃置的情况。

本项目油基岩屑处置费用为 176 万元。

5.1.5.4 废防渗材料处置

本项目场地清理产生沾染废油的废防渗材料约 0.4t，交有资质单位转运处置。

5.1.5.5 废油

本项目废油产生量约 4.4t，由中石化重庆页岩气有限公司或有资质的单位回收处理。

本项目废油和沾染废油的废防渗材料在危险废物暂存区暂存，收集、贮存、转运等要求见 5.1.5.3。

5.1.5.6 废包装材料

本项目产生的废包装材料由厂家或有资质的单位回收。

5.1.5.7 絮凝沉淀污泥

压裂返排液收集后采用“混凝沉淀+杀菌”处理后回用于压裂工序，压裂返排液处理过程中将产生絮凝沉淀污泥。

根据《中石化重庆页岩气有限公司南川区块页岩气采出水循环处理系统污泥危险废物特性鉴别报告》，表明南川区块页岩气采出水循环处理系统脱水污泥不具有危险特性，不属于危险废物。南川区块页岩气采出水循环处理系统采用混凝沉淀工艺处理南川区块页岩气开采返排液以及采出水，处理后回用于页岩气井压裂工序配制压裂。本项目压裂返排液与南川区块页岩气采出水循环处理系统处理的废水成分类似，添加的絮凝剂和助凝剂种类一致，因此，参考《中石化重庆页岩气有限公司南川区块页岩气采出水循环处理系统污泥危险废物特性鉴别报告》，本项目压裂返排液回用处理过程中产生的絮凝沉淀污泥不属于危险废物，凝沉淀污泥按照一般工业固体废物进行处置或资源化利用。压裂返排液絮凝沉淀污外运至一般工业固废处置场处置或资源化利用。

5.1.5.8 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。本项目施工期生活垃圾处置费用总计约 4.0 万元。

5.1.6 土壤环境保护措施

土壤保护应坚持“源头控制、过程防控”，重点突出土壤质量安全的原则，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、污水储存处理构筑物采取相应措施，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。在放喷池的工程设计、施工、运行管理等源头方面采取控制措施，施工期间，雨水、压裂返排液及时回用，将泄漏的可能性降到最低限度。

（2）过程防控

1）井场采取分区防渗措施，钻井工程中的化工药品堆存区设置遮雨棚及围堰，地面铺设防渗膜，因此只要加强化工药品的管理，就可以有效避免污染物泄漏污染土壤。井队设 2 个柴油罐，每个 10m^3 ，临时存储钻井用柴油，单个井队最大储存量 15t，日常储量 10t，柴油罐均设置围堰，且油罐为成套钢质油罐，柴油发生大量泄漏的概率很小，一般情况管道阀门泄漏，少量跑冒漏滴均收集围堰范围内，可有效防止土壤污染。在压裂过程中，井场设置 12 个盐酸储罐，每个储罐 10m^3 ，临时储存量一般为 120m^3 。盐酸罐区井场地面采用混凝土硬化，并设置临时围堰，围堰容积不小于单个罐体最大储存量。同时，压裂机组地面铺设防腐防渗膜及围堰，可有效防止土壤污染。

2）本项目钻井采用水基岩屑不落地装置进行处理，保证废水、水基岩屑不落地，井场内各池体均采取防渗处理，在严格执行各项环保措施，项目钻井废水和钻井泥浆对土壤影响很小，影响范围有限，后期土地整治后可恢复土壤生产力。

3）井场采取全覆盖监控，在平台内设置 1 台室外网络高清球形摄像机用于对新建平台的工艺设备区进行监控；设置 1 台室外网络高清枪式摄像机对大门口进出人员情况进行监视；以便预防意外闯入和及时发现险情给予报警及火灾确认等。

5.1.7 生态环境保护措施

（1）施工期生态环境影响减缓与避免措施

①在满足施工条件下，严格控制临时施工作业带，减少对植被的破坏；施工期应避开雨天与大风天气，减少水土流失量。

②井场部分采用水泥硬化，有效地防止雨水冲刷、场地周围修建临时排水沟，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。

③制定严格的施工操作规范，严禁施工车辆随意开辟施工便道。

（2）施工迹地恢复

a、基本农田管控要求

项目施工期间对耕地耕作层土壤剥离，堆放在表土堆场。施工结束后，按照土地复垦要求进行复垦。项目对基本农田的影响可控。

b、施工迹地恢复要求

完工后及时拆除工棚、生活区等临时设施，并进行迹地恢复。其上覆土 30cm，种植区域常见植物。对施工期用于工棚、施工便道等临时占用的耕地，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。

c、临时占地复垦规划

对本工程施工临时占用的耕地，在施工期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》（国务院令第 592 号）的要求，编制项目土地复垦方案，进行土地复垦，使其恢复到可供利用状态，并优先用于农业。

（3）植物多样性及植被保护措施

项目施工占地主要包括场地平整、开挖对地表土壤和植被的破坏。为减免项目建设和运行对评价范围造成的不利影响，工程设计中应尽量减少施工影响面积，以便把施工对生物多样性的破坏降至最低。在施工过程中，林业、环保等主管部门，有权监督施工过程中生物多样性保护的措施是否落实。

本项目占地区及项目评价范围内，未发现重点保护野生植物。局部地带施工完成后，应立即恢复施工区临时占地上破坏了的植被；所有工程结束后，应立即对施工临时占地进行全面植被构建；生活区的建筑须拆除绿化、复耕或交付地方继续使用。

火灾对森林植被影响极大，项目施工方应结合工程施工规划，作好施工人员吸烟和其他生活、生产用火火源管理。

本项目涉及天然林和公益林，应加强对施工人员的防火宣传教育，增强防

火意识；建立施工区森林防火及火警警报系统和管理制度，一旦出现火情，立即向林业主管部门和地方有关主管部门进行通报，同时组织人员协同当地群众积极灭火，以确保施工期内施工区附近区域的森林资源火情安全。

施工过程中若发现珍稀植物时，不得进行砍伐和破坏，应对其进行移栽及抚育，并及时向林业部门报告。

（4）对陆生野生动物的保护对策

施工期保护措施如下：

①对两栖类、爬行类动物的保护措施

a.由于两栖类动物行动速度相对较慢，在施工开始前应采用在直接占用区实施人工生境诱引的方法，使两栖类离开施工区。

b.在施工过程中如发现两栖类动物应停工避让或人工放逐到施工区外。

c.不得人为损伤、捕捉爬行类动物。

②对鸟类与兽类的保护措施

a.合理安排工作时间，尽量避免夜间施工，降低强灯光对附近山体的照射时间。

b.施工过程中使用降噪设备，降低噪声影响范围。

c.利用标牌、指示牌等宣教手段，开展宣传教育工作。

d.施工区范围相关的施工标识应完整、规范，以合理引导评价范围交通，降低施工对评价范围的影响。

e.运输车辆以无鸣笛方式在评价范围运行，减少对鸟类与兽类的干扰。

f.施工车辆行进中发现野生动物通过公路，应主动停车避让，让其安全通过；禁止强行驱赶和鸣喇叭惊吓野生动物。

施工中如发现重点保护野生动物，不得随意捕杀和伤害，应及时向林业部门和生态环境部门报告，并加以保护。

（5）景观生态体系的保护与减缓措施

为减缓工程建设带来的视觉影响和保持与当地自然景观的协调，建议采取标志牌等对施工临时构筑物、施工营地等进行遮挡封闭，规范施工活动，同时文明施工。对建筑物的设计也要考虑与当地景观协调一致，建议在保证工程建

筑物安全稳定的基础上,体现与自然景观相融合的建筑物风格。不要标新立异,破坏当地景观的风格。

(6) 天然林及生态公益林的保护措施

本项目严格控制施工范围,减少占用公益林和天然林地,保护林业设施,同时做好植被恢复工作,减缓项目建设对公益林和天然林的不利影响。

(7) 对森林生态影响减缓措施及建议

①要采取有效措施预防森林火灾

在该项目建设施工期间,应加强防护,如在施工区、临时居住区及周围山上竖立防火警示牌,划出可生火范围、巡回检查、搞好消防队伍及设施的建设等,以预防和杜绝森林火灾发生。森林火灾主要发生的时间是 11 月和次年的 4 月,在施工期间,严禁施工人员携带火种进入森林,在林区严禁一切野外用火。

②严格执行环境保护各项政策法规

严格执行环境保护各项方针、政策法规,认真落实森林植被和野生动物保护等各项措施,以评价范围建设为契机,促进周围生态环境保护和建设,促进本区域的社会、经济、环境协调持续发展。

③开展生态监测和管理

该项目建设施工期应进行生态影响的监测或调查。在施工期间,与该项目建设施工有关的区域进行监测。通过监测,加强对生态的管理,在工程管理机构,应设置生态环境管理人员,建立各种管理及报告制度,开展对工程影响区的环境教育,提高施工人员和管理人员环境意识。通过动态监测和完善管理,使生态向良性或有利方向发展。

④临时占地区的合理选择及植被恢复措施

对于工程临时占地的选择必须以生态效益优先为原则,将项目的建设对林地的影响降到最低。临时施工占地应遵循以下原则:

整个项目的施工,必须严格按照划定区域以内进行,严禁突破。工程占地对植被的破坏是不可避免的,但通过相应的补救恢复措施,可以最大限度的降低负面效应。

工程建成后，对临时施工占地必须恢复植被，尽量减少对区域自然景观的影响，应植树种草，尽量恢复原有生境。重点是临时堆土场的植被恢复。树种的选择应以该地区的优势树种为主，考虑到项目的特殊位置，避免引进外来物种。结合实际效益和造林成本，推荐该地区的优势种，能和当地的环境相融合，并尽快起到恢复生境，防止水土流失的目的。

（7）开展宣传教育及培训工作

在施工开始前，对施工人员进行法律法规、主要保护对象、外来入侵物种知识、动植物保护知识等方面的培训，培训考核合格后方可施工。通过培训和施工期的监管，杜绝施工期人为捕猎、侵害野生动植物的事件发生。

施工期，出入口设警示宣传牌，内容以保护生态环境、保护自然资源为主，提醒施工人员落实保护措施，在施工过程中控制及减少对环境的不利影响。

（8）生态补偿措施

本项目应依法办理占地、林地使用等相关手续，依法对耕地、园地、林地等所有者或经营者进行补偿，依法支付耕地、林地和林木补偿费，缴纳森林植被恢复费、水土保持费等。

本项目生态环境保护措施费用共计约 60 万元。

5.2 运营期污染防治措施可行性论证

5.2.1 地表水污染防治措施

5.2.1.1 依托可行性

运营期，集气站站设置 20m^3 污水罐暂存采出水，采出水由罐车转运至武隆工区采出水处理站处理，经尾水排放管排入白笋溪，最终汇入乌江。

根据本项目施工计划，本项目预计于 2026 年 3 月左右进入正式采气。根据建设单位开发计划，截止 2026 年 3 月，武隆工区预计新增约 54 口页岩气开发井，新增采出水约 $270\text{m}^3/\text{d}$ ，届时，武隆工区采出水处理站预计废水处理量约 $320\text{m}^3/\text{d}$ ，尚有 $80\text{m}^3/\text{d}$ 处理余量，本项目运营期采出水产生量约 $25\text{m}^3/\text{d}$ ，武隆工区采出水处理项目是建设单位专门建设用于处理页岩气勘探开发过程中产生的压裂返排液、采出水等废水的处理设施，本项目采出水水质满足进站要求，武隆工区采出水处理站富余处理能力可以满足本项目采出水处理需求。

武隆工区采出水处理项目是建设单位专门建设用于处理武隆区页岩气勘探开发过程中产生的压裂返排液、采出水等废水的处理设施，根据《武隆工区采出水处理项目环境影响报告表》及环评批复，武隆工区采出水处理项目服务年限为 5 年，武隆工区采出水处理站于 2020 年 12 月开始调试运行，将于 2025 年 12 月服务期满，目前，建设单位已办理了延期申请，武隆区生态环境局出具了《关于中石化页岩气开采武隆工区采出水处理项目运营服务期延期申请的复函》（武环函〔2024〕113 号，见附件 17），同意服务期延期 5 年（2025 年 9 月—2030 年 9 月 21 日），因此，本项目可依托武隆工区采出水处理站处理采出水。

5.2.1.2 后续要求

（1）考虑油气开采行业的特点，采出水量时刻受到地层压力和地层物理性质等影响，实际采出水量与本次预测的不一致，本次建议当武隆工区采出水处理站处理负荷达到 95% 时，建设单位应结合后续开发计划，适时对处理站进行扩建，保证后续页岩气采出水能有序稳定达标排放。

（2）根据《页岩气开采水污染的排放标准》（DB50/ 1806—2025）要求，2027 年 7 月 1 日起应执行该标准，建设单位及时对武隆工区采出水处理站进行技改，保证后续页岩气采出水能满足《页岩气开采水污染的排放标准》（DB50/ 1806—2025）表 1 水污染物排放限值。

（3）运营期应对采出水罐、站内采出水管线进行定期检查，防止采出水泄漏，同时加强对采出水产生情况的监控，根据采出水产生情况，及时转运采出水，做好转运台账，加强采出水转运过程中的环境管理，防止发生污染事故。

5.2.2 地下水污染防治措施

本工程地下水保护应坚持“源头控制、分区防控、污染监控、应急响应”，重点突出饮用水水质安全的原则，其宗旨是采取主动控制，避免泄漏事故发生。

（1）源头控制

运营期，集气站采出水前期用于配制压裂返排液，后期进入污水处理厂处理达标后排放。在输气管道的工程设计、施工、运行管理等源头方面采取控制措施，将废水泄漏的可能性降到最低限度。

（2）分区防控

根据《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）表 7 结合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。本项目润滑油存放点、放喷池为重点防渗区，设备区为一般防渗区，其他为简单防渗区。

表 5.2-1 集气站各构筑物防渗要求一览表

（3）污染监控

依据地下水导则跟踪监测原则和《地下水环境监测技术规范》的技术要求，对于二级评价建设项目，跟踪监测点数一般不少于 3 个，结合环境管理对监测工作的需要，本项目应选择具有相关资质的监测机构和人员进行监测，监测的指标按国家现行的检测标准进行检测。

监测点布设原则：本次跟踪监测在现状监测点的基础上，根据场地所在水文地质单元情况，依据单元内井场的位置和地下水补径排特征，以上、中、下游为监测基准点，兼顾和重点考虑单元内地下水敏感目标。

表 5.2-2 地下水跟踪监测点一览表

监测因子 pH、氨氮、溶解性总固体、耗氧量、总硬度、COD、氟化物、挥发性酚类、砷、汞、钡、六价铬、氯化物、石油类、硫酸盐等。当监测指标出现异常时，可按照 HJ 164 的附录 F 中石油和天然气开采业特征项目开展监测。

监测频率：参照《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）》，监测频次为半年 1 次，发现有地下水污染现象时需加密采样频次。

监测要求：本项目应选择具有相关资质的监测机构和人员进行监测，监测采样方法应符合国家现行的相关质控标准。

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备查。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，并按照《突发环境事件应急监测技术规范》（HJ589-2021）相关要求，进行地下水应急监测。

（4）应急响应

无论预防工作如何周密，污染事故总是很难根本杜绝，因此，必须制定地

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、封闭、截流等措施,提出防止受污染的地下水扩散和对受污染的地下水进行治理的具体方案。本项目制定的应急响应程序如下图所示。

图 5.2-1 地下水应急响应

①制定风险应急预案

制定风险事故应急预案的目的是在发生风险事故时,能以最快的速度发挥最大的效能,有序地实施救援,尽快控制事态的发展,降低事故对地下水的污染。因此,建设单位应编制相应的应急方案,并将地下水风险纳入建设单位环境风险事故评估体系中,制定应急预案防止对周围地下水环境造成污染。

②成立事故应急对策指挥中心

建设单位应成立由多个部门组成的事故应急对策指挥中心,统筹负责在发生事故后进行统一指挥、协调处理好抢险工作。

③建立事故应急通报网络

建设单位应建立事故应急通报网络,由消防部门、环保部门、卫生部门、水利部门及公安部门等组成。若发生事故时,第一时间通知上述部门协作,采取应急防护措施,现场操作人员应立即以无线对讲机或电话向负责人报警;负责人在接报后立即确认事故位置及大小,及时用电话向事故应急指挥中心报警;应急指挥中心在接报后,按照应急指挥程序,立即用电话向环保部门、卫生部门、水利部门以及消防部门发出指示,指挥抢险工作;应急响应的过程可分为接警、判断响应级别、应急启动、控制及救援行动、扩大应急、应急终止和后期处置等步骤。应针对应急响应分步骤制定应急程序,并按事先制定程序指导事故应急响应。

④应急措施

在项目建设和运营期间一旦发生地下水污染事故,应立即按照提前制定的应急预案迅速控制项目区事故现场,切断污染源,对污染场地进行清源处理,同时上报相关部门进行善后。对于受污染区域通过长期监测井作为应急抽水井开展抽水,形成水力截获带,控制污染羽,并监测地下水污染物浓度。发生风险事故后,对于受影响的饮用水源可利用罐车拉运或其他水井应急供水,解决

群众饮水问题，确保区域内居民用水不会出现问题。

5.2.3 大气污染防治措施

项目放空废气的废气产生的频率较低，每次放空的废气量均小于 10Nm^3 /次，集气站放空废气通过高 15m，内径 0.15m 的放空立管进行排放。

5.2.4 噪声污染防治措施

运营期间，项目分离设备、水套加热炉等采用减振等降噪措施，管道采用柔性连接，减振、隔声的设计；项目压缩机驱动方式为电驱，比燃驱压缩机噪声低 10dB（A），且压缩机撬外布设有外层降噪房，外层降噪房将压缩机撬包围在内，能有效减少压缩机撬所产生的噪声。

压缩机撬外层降噪房采用环保型保温降噪彩钢结构，该降噪设计由吸音降噪层、阻尼降噪层及隔声降噪层组成，采用吸音、隔音、阻尼 3 种综合降噪技术对高强度噪声进行综合治理。当高强度噪声穿越内彩钢压型孔板时，穿孔率一般为 25%，每个孔其在背后所占有的空气层体积形成共振吸声器，再进入环保型保温降噪板的吸声降层进行吸声降噪，可大大降低混响声，部分声能将变成热能衰减掉，其综合吸音降噪值约为 4~8dB（A）。经过吸音降噪层降噪处理后的噪声穿越阻尼层时，进行阻尼降噪，穿越隔声层（重质厚钢板）时进行隔声降噪。“环保型保温降噪夹板”相当于平板形的“阻性消声器”，其综合降噪隔声值高达 20~25dB（A），通过噪声治理措施后，可大大减小压缩机对周围声环境的影响，措施可行。

5.2.5 固体废物污染防治措施

场站产生的少量清管废渣主要成分为硫化亚铁及硫化铁，交由一般固废处置场处置。废润滑油交由有相应处置资质的单位处置，废润滑油的收集、贮存、转运要求同 5.1.5.3 节。

5.2.6 土壤环境保护措施

（1）源头控制措施

①因采出气不含 H_2S ， CO_2 分压 $\leq 0.021\text{MPa}$ 。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；单井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。本工程新增设备主要

为两相流量计、计量分离器橇和压缩机橇，设备本身自带防腐涂层。

（2）过程防控措施

①运营期，站场采用分区防渗，润滑油存放点、放喷池为重点防渗区，其他为简单防渗区；

②集气站污水罐区设置围堰，地面进行硬化处置，以防废水发生地面漫流，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；加强站场的巡视、罐车运输管理，保证废水不外溢；

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、平台分布情况以及现有跟踪点制定跟踪监测计划，见表 5.2-3。

表 5.2-3 土壤跟踪监测点一览表

5.2.7 生态环境保护措施

本项目生态环境影响主要集中在施工期，运营期主要是噪声和灯光对动物的影响。设备运营噪声和放喷过程中产生的噪声对动物有驱赶作用，应采取隔声、减振等噪声防治措施，水泵等设置于泵房内，墙面采用吸声材料吸声，底部设减振系统，管道设柔性连接，以最大程度降低噪声源源强。灯光主要是对鸟类的影响，减少夜间开灯时间，可降低对鸟类的影响。运营期，本项目还可采取水土保持、分区防渗的措施减小对生态环境影响。

5.3 退役期环境污染防治措施可行性论证

页岩气井停采退役后，应按照《废弃井封井回填技术指南（试行）》相关规定采取封井作业。封堵后对地面设施进行拆除、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。硬化物拆除以后，平整场地，对压实的土地进行翻松，松土厚度为 30cm。土方松动后将保存的剥离表土铺覆于复垦区，覆土厚度一般为 50~60cm，最后种植农作物，区块损毁土地尽可能地复垦为原土地利用类型。

同时，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 部令第 3 号）在“终止生产经营活动前，建设单位应当参照污染地块土壤环境管理等有关规定，开展土壤和地下水环境初步调查，编制调查报告”。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

5.4 环保措施汇总

拟采取的环保措施技术、经济可行，汇总如下表 5.4-1。

表 5.4-1 本项目环保措施及投资估算 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	利用软体罐、放喷池、配液罐等暂存雨水、洗井废水、压裂返排液等	保证废水不溢流，池体满足重点防渗要求	计入总投资
		钻井废水及压裂返排液处理与利用	钻井废水、压裂返排液经处理满足压裂回用水质要求后，回用于压裂工序	《污染物综合排放标准》（GB8978-1996）一级标准	35.5
		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	计入总投资
		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	农用或交由第三方环保公司处置	4
	地下水	钻井工艺措施	采用近平衡钻井方式，直井段采用清水钻井，无任何添加剂，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	计入总投资
		井场分区防渗	钻机基础区域、钻井液循环系统（包括循环罐、储备罐等）、放喷池、废油暂存区、柴油罐区、油基岩屑暂存区、危险废物暂存区、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	有效防止井场内的污水进入土壤及地下水，污染环境	计入总投资
		池体防渗	放喷池为重点防渗区	有效防止废水泄漏进入土壤及地下水，污染环境	计入总投资
		应急管理措施	出现井漏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	减少井漏对区域饮用水源的影响	计入总投资

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
		饮用井泉保障措施	如钻井、压裂废水泄漏对周边饮用水产生影响，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	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	设置专用洒水车定期洒水防尘，设置围栏，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	4
		燃油废气治理	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	计入总投资
		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，修建放喷池减少辐射影响	对环境保护目标不造成影响，符合环保和钻井井控安全要求	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高质量排气消声器降噪；设备置于活动板房内，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强	40
		功能置换措施	对受噪声影响的居民协商通过临时搬迁或租用其房屋作为本项目生活区用房的方式解决噪声污染问题，取得居民谅解，避免环保纠纷。通过采取协调的方式来减小影响和避免纠纷与投诉	最大程度减少对当地声环境的影响，避免噪声扰民环保纠纷	
	固体废物	钻井岩屑	清水岩屑用于井场铺垫或综合利用；水基岩屑经岩屑进行综合利用；油基岩屑交由有危险废物处置资质的单位进行处置	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	209.9
		沾染废油的废防渗材料	交由有危险废物处置资质的单位进行处置	妥善处置	0.4

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
		絮凝沉淀污泥	交由一般工业固废处置场进行处置或资源化利用	妥善处置	0.6
		废油	收集后由建设单位或有资质的单位回收利用	提高资源利用效率	/
		废包装材料	由厂家或有资质的单位回收	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	4.0
		土石方	土石方平衡	不产生弃土	计入主体工程投资
	生态环境	生态恢复	放喷池、井场等设施待退役后再进行拆除和恢复；表土临时堆存并用防雨膜覆盖，后期用于井场恢复；井场周边按照规范要求设置防火隔离带；对管线施工作业带覆土回填，管线工程全线进行覆土恢复；站场周边按照规范要求设置防火隔离带	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；各井场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	采出水	2027 年 7 月 1 日前，武隆工区采出水处理站处理达到《污水综合排放标准》（GB8978-1996）一级标准后排放；2027 年 7 月 1 日起，武隆工区采出水处理站处理达到《页岩气开采水污染的排放标准》（DB50/ 1806—2025）表 1 水污染物排放限值	减轻对环境的污染	计入运营投资
		井下作业废水	井下作业废水回用于压裂工序，配制压裂液	回用	/

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
	废气	站场放空废气	通过站场放空立管进行放空	/	/
	噪声	设备噪声	采取隔声、减振等噪声防治措施，墙面采用吸声材料吸声，底部设减振系统，管道设柔性连接	最大程度降低噪声源源强	10.0
		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	
	固体废物	废润滑油	修建废润滑油暂存设施，由有资质的单位回收	现场无跑冒滴漏，回收资源化利用后，现场无排放	计入运营投资
		废砂石	废砂石附着于除砂器内件由厂家更换内件时回收处置	/	计入运营投资
		废分子筛	由厂家更换时回收利用	/	计入运营投资
	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，根据安全评价划定安全防护距离，制定突发环境事件应急预案，并加强演练	/	20
投资合计					428.4

6 环境影响经济损益分析

页岩气产能建设项目属于生态影响项目，项目建设在以较小经济投入，获得最大经济效益的同时，还必须确保社会经济和环境持续、稳定、协调发展，本项目的建设为了保护环境，防治污染，达到本地区环境目标要求，需实施一定的环保工程，为此就本项目的环境经济损益进行分析

6.1 环境保护费用的确定与计算

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：

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 ($i=1、2、3……n$) ；

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 428.4 万元。

6.2 环境经济效益分析

6.2.1 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，本次环境经济分析采用环境保护投资比例系数 H_z 、环境经济系数 J_x 进行评价，以上各项指标所表述的意义及数学模式详见表 7.2-1。

表 6.2-1 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 —建设项目总投资	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 —一年环保费用	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

6.2.2 环境经济损益分析

计算结果见表 7.2-2 和表 7.2-3。

表 6.2-2 环保工程所挽回的损失费用 单位：万元

表 6.2-3 主要环境经济指标表

6.2.3 小节

环保投资及所占项目总投资比例，是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 3.57%，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 1.31，即每投入 1 万元的环保费可挽回直接经济损失 1.31 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。

从上可以看出，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。

7 环境管理与监测计划

7.1 企业环境管理体系

7.1.1 HSE 管理体系

本项目纳入中石化重庆页岩气有限公司 HSE 管理体系。

7.1.2 环境管理机构设置

中石化重庆页岩气有限公司，下设 8 个机关部门、2 个基层单位，业务上接受中石化华东油气分公司机关部门的管理、指导和监督。

8 个机关部门分别是：安全环保室、技术管理室、经营管理室、综合管理室、党群工作室、生产指挥中心、产建项目组、研究所；2 个基层单位分别为：巡检班、维护班。

中石化重庆页岩气有限公司安全环保室主要职能为负责 HSE 体系、安全管理、环保管理、职业健康管理、质量管理、计量标准化管理、节能低碳管理、HSE 监督事务等。对所辖业务的 HSE、质量、进度、投资管控、成本控制等工作承担管理职责。配备有专职人员 6 人。各井队配备有专职安全环保员。

7.1.3 环境管理制度

项目业主根据生产现场需要，制定出了一批技术管理、安全标准，同时，按照标准化设计、标准化施工、标准化采购、信息化管理的“四化”要求，形成一系列标准化建设规范，有效保障了气田绿色安全开发。

7.1.4 环境监控手段

项目业主依托华东油气分公司实验研究中心环境监测站（实验中心通过 CNAS 认可，认可证书 CNASL4347）或者委托有资质证书的第三方环境监测队伍在武隆工区组建有相应监测能力的环境监测小组。

中石化重庆页岩气有限公司安全环保室下达环境监测工作任务，华东油气分公司实验研究中心环境监测站或者委托有资质证书的第三方环境监测队伍监督指导工作，建立完整的质量管理体系。监测机构人员配置人，其中站长 1 人，监测人员 5 人，均为持证上岗。

项目业主同时依托地方环境监测站进行定期环境监测，主要是在出现污染扰民，投诉情况下申请环境监测、监控。

为加强项目的环境保护管理工作，根据工程性质确定环境管理任务。钻井过程中配兼职管理干部和技术人员各 1 人，统一负责环境保护监督管理工作（运行管理等），且应有一名钻井队领导分管环保、安全工作。

7.2 环境管理要求

7.2.1 施工期环境管理要求

为最大限度的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 HSE 管理人员负责落实环境管理制度。

由于工程涉及钻井工程、储层改造工程和油气集输工程及运营四个阶段，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治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，并修建挡拦设施防止水土流失。在穿越工程施工前，制定穿越设施的建构筑物 and 环境保护方案，避免破坏穿越设施，并降低穿越施工的环境影响。

(8) 企业应按要求，组织开展环境监理工作；未开展环境监理的，应在工程监理中包含环境监理内容。企业应及时组织对环境监理过程中发现的问题进行整改。

7.2.2 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），设置安全环保室，负责环境管理。运营期间，安全环保管理部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，增强员工的环保意识。

(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

(7) 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。

7.2.3 退役期环境管理要求

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”。因此，项目退役后应按照《废弃井封井回填技术指南（试行）》《中国石化井控管理规定》（中国石化油〔2015〕374号）相关规定组织实施封井作业，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。

7.3 污染物排放清单及总量控制

7.3.1 废水

本项目运营期集气站为无人值守型，无生活污水产生。废水主要为集气站产生的采出水及气井维修等产生的井下作业废水。井下作业废水回用武隆区块页岩气平台压裂工序。2027年7月1日起前，采出水依托武隆工区采出水处理站处理达到《污水综合排放标准》（GB8978-1996）一级标准后排放；2027年7月1日起，采出水应满足《页岩气开采水污染物排放标准（DB50/1806—2025）表1水污染物排放限值后排放。本项目4口新井，探转采1口井，总计生产井5口，采出水日产生量为25m³/d，年产生量为9125m³/a。

表 7.3-1 废水污染物排放清单一览表（2027 年 7 月 1 日前）

表 7.3-2 废水污染物排放清单一览表（2027 年 7 月 1 日起）

本项目施工期废水均不外排，运营期井下作业废水回用区域平台压裂，采出水依托武隆工区采出水处理站处理后达标排放，污染物总量已纳入武隆工区

采出水处理站。

7.3.2 废气

项目运营期间正常工况下无废气产生，废气主要为非正常工况下的放空废气。本项目不设置大气污染物排放总量。

表 7.3-3 废气污染物排放清单

废气类型	排放频次	排放量	污染物	备注
放空废气	2—3 次/年， 每次持续时间 2—5min	2-5Nm ³ /次	天然气	通过 15m 放空立管排放

7.3.3 固体废物

运营期固体废物主要为废润滑油、废分子筛、废砂石。废润滑油交由有相应危险废物处置资质的单位进行处置；废砂石附着于除砂器内件由厂家更换内件时回收处置；废分子筛由厂家更换时回收利用。

表 7.3-4 固体废物排放清单及执行标准一览表

固体废物名称	产生工序	形态	主要成分	属性	废物代码	预测产生量	去向
废润滑油	设备润滑	液体	矿物油类	危险废物	900-214-08、 900-249-08	0.02t/a	交由有相应危废处置资质的单位处置
废砂石	采气	固体	砂石	一般废物	900-099-S59	0.006t/a	废砂石附着于除砂器内件由厂家更换内件时回收处置
废分子筛	分子筛更换	固体	/	一般废物	900-009-S59	0.2t/次	由厂家更换时回收利用

7.3.4 噪声

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

表 7.3-5 噪声源排放执行标准

排放标准及标准号	最大允许排放值		备注
	昼间（dB）	夜间（dB）	

《工业企业厂界环境噪声排放标准》 (GB12348-2008)	2 类	60	50	/
------------------------------------	-----	----	----	---

7.4 环境监测计划

本项目施工期及运营期间开展定期监测，在事故时进行应急监测。施工期监测计划见表 7.4-1，运营期监测计划见表 7.4-2。

表 7.4-1 项目施工期间监测计划表

环境要素	监测点		监测因子	监测频次	监测时段
大气环境	井喷事故情况	平台周边居民点	SO ₂ 、H ₂ S、甲烷	实时监控	事故
		事故井场 500m 范围内		实时监控	事故
地表水	废水泄漏地表水体	纳西沟	pH、COD、BOD ₅ 、氨氮、硫化物、氯化物、石油类等	实时监控	事故
地下水	钻井液泄漏	平台下游受污染泉点	pH、耗氧量、氨氮、硫酸盐、氯化物、石油类、钡等	实时监控	事故
环境噪声	出现噪声扰民投诉	井场场界、井场周边居民	昼间等效声级、夜间等效声级	昼夜各 1 次	/
土壤	井喷事故情况、漏油、钻井液洒落	井场下游	pH、砷、镉、铬（六价）、铜、铅、汞、镍、石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）等	/	事故
生态	井场		水土流失量	1	施工过程中
	平台周边暖性针叶林、暖性针阔叶混交林、竹林、落叶阔叶灌丛设置一个		植物群落变化情况、野生动物分布、数量变化情况、野生动植物生境变化情况	1	施工过程中

表 7.4-2 项目运营期间监测计划表

环境要素	监测点		监测因子	监测频次	监测时段
大气环境	泄漏事故情况	平台周边居民	SO ₂ 、NO _x 、PM ₁₀ 、H ₂ S、非甲烷总烃	实时监控	事故
		泄漏点下风向		实时监控	事故
环境噪声	集气站厂界		昼间等效声级 夜间等效声级	1 次/季度	定期
地下水	Q1、Q2、Q5		pH、石油类、氨氮、氯化物、硫酸盐、六价铬、	一年一次	定期

环境要素	监测点	监测因子	监测频次	监测时段
		总硬度、硝酸盐及亚硝酸盐等		
土壤环境	井场内、放喷池旁	pH 值、铜、六价铬、铅、镉、汞、砷、镍、石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）、全盐量、钡等	五年一次	定期
生态	平台周边暖性针叶林、暖性针阔叶混交林、竹林、落叶阔叶灌丛设置一个	生态恢复措施落实情况、有效性	三年一次	定期
		植被覆盖率		
		植物多样性		
		野生动物分布、数量情况		

7.5 竣工环保验收

根据项目实际建成情况，建设单位可分期进行竣工环境保护验收，按照国家和重庆市相关要求验收；开采完毕后，按照《废弃井封井回填技术指南（试行）》等相关规定采取封井作业。

竣工环保验收要求见表 7.5-1。

表 7.5-1 竣工环保验收一览表

分项	验收项目		验收指标及要求
环境管理	环境管理制度及台账		具有环保机构，环保资料和污染物档案台账齐全
	环境风险事故档案		编制有环境风险应急预案，如施工过程中发生环境风险事故，环境事故档案资料齐全
	施工期环境监测		出现环保投诉或环境事故时环境监测报告资料齐全
污染防治措施	废水	钻井及试气废水	收集的雨水、洗井废水、压裂返排液等废水经处理达标后回用区域平台压裂工序，建立钻井废水转移台账，废水转移时间、转移方式、转移量、转移去向等资料清楚
		井下作业废水	处理达标后回用区域平台压裂工序，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
		采出水	2027 年 7 月 1 日起前，依托武隆工区采出水处理站处理达到《污水综合排放标准》（GB8978-1996）一级标准后排放；2027 年 7 月 1 日起，采出水应满足《页岩气开采水污染物排放标准（DB50/ 1806—2025）表 1 水污染物排放限值后排放
		生活污水	生活污水收集后农用
	废气	放空废气	经放空立管放空

分项	验收项目		验收指标及要求
		清管废气	通过放空立管进行放空
	噪声	集气站	集气站厂界满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类标准
	固体废物	水基岩屑及污泥	水基岩屑优先进行资源化利用。外送加工利用水基岩屑，应符合接纳企业对原材料的质量和规格要求。企业自身加工利用水基岩屑，应符合国家行业技术政策和相关环保要求；利用水基岩屑加工制作成品外售，应符合产品质量标准，其浸出液应满足《污水综合排放标准》（GB 8978-1996）一级标准要求。絮凝沉淀污泥外运至一般工业固废处置场处置或资源化利用
		油基岩屑	收集后交由危废处置单位收运处置。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晰。验收时井场产生的油基岩屑妥善处置，无油基岩屑堆存
		沾染废油的废防渗材料	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。验收时沾染废油的废防渗材料已全部回收，无沾染废油的废防渗材料暂存
		废油	交由中石化重庆页岩气有限公司资源化利用或交由有资质的单位进行处置。建立废油转移台账，转移情况清楚。验收时废油已全部回收，无废油暂存
		油基钻井液	油基钻井液随钻井队用于下一口井钻井工程，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
		生活垃圾收集点及环保厕所	已拆除并作迹地恢复，现场无生活垃圾和生活污水遗留
		生活垃圾	设收集点后交由当地环卫部门统一处置
		废砂石、废分子筛	废砂石附着于除砂器内件由厂家更换内件时回收处置；废分子筛由厂家更换时回收利用，妥善处置后对周边环境无影响
生态保护措施	生态恢复措施		井场钻井设备、压裂测试设备进行搬迁，拆除生活区，生活区占地进行生态恢复，对管道占用耕地及时复耕，占用林地采用植草等措施进行恢复，考虑到采气工程和后期继续布井的需要，井场、放喷池等继续保留，待项目退役后再进行生态恢复

8 环境影响评价结论

8.1 建设项目概况

中石化重庆页岩气有限公司坪页 5 井区扩建项目位于重庆市武隆区火炉镇，原坪页 5 平台有坪页 5-1 勘探井 1 口，现将该井转为开发井。另新增 4 口页岩气开发井，完钻后平台内新建配套地面集输系统、通讯、自控工程等

项目总投资 12000 万元，其中环保投资 428.4 万元，占总投资的 3.57%。

8.2 环境质量现状

(1) 地表水

本项目属于乌江流域，根据《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），乌江所处河段属于Ⅲ类水域。

根据重庆市武隆区生态环境质量月报（2024 年 1 月），乌江锣鹰、白马断面水质类别为Ⅱ类，满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中Ⅲ类水域水质标准。项目所属流域水环境控制断面达标，地表水环境质量好。

(2) 地下水

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。项目所在评价区域为达标区。

(4) 声环境

本项目钻井平台属于 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，现状声环境质量较好。

（5）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（武隆区）属“III1-1 方斗山—七曜山水源涵养—生物多样性生态功能区”。该区主要生态环境问题为坡耕地比重大，降雨量大且集中，水土流失严重，植被退化明显，生物多样性下降，土地石漠化严重，地质灾害频繁。主导生态功能为生物多样性保护和水文调蓄，辅助功能有水土保持、水源涵养和地质灾害防治。

（6）土壤环境质量

本项目平台内土壤执行《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。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）风险筛选值。根据监测结果，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）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。

8.3 污染物排放情况

本项目废水包括施工期洗井废水、压裂返排液、生活污水以及运营期采出水、井下作业废水。钻井期间平台剩余水基泥浆由钻井队回收用于后续钻井；储层改造期间产生的压裂返排液经处理后回用于本平台及其他平台压裂工序，无可用平台回用时，依托武隆工区采出水处理项目处理达《污水综合排放标准》（GB8978-1996）一级标准后排放；生活污水通过井场及生活区环保厕所收集后农用。运营期集气站采出水和井下作业废水优先回用区域平台压裂工序，不能回用时，2027 年 7 月 1 日起前，依托武隆工区采出水处理站处理达到《污水综合排放标准》（GB8978-1996）一级标准后排放；2027 年 7 月 1 日起，采出水应满足《页岩气开采水污染物排放标准（DB50/ 1806—2025）表 1 水污染物排放限值后排放。

大气污染物主要为施工期压裂试气施工时的燃油废气及运营期间的放空废气，施工期燃油废气主要污染物为 SO₂、NO_x、烟尘；运营期间正常工况下无废气产生。

固体废物包括施工期的钻井岩屑、沾染废油的废防渗材料、废油、废包装材料、絮凝沉淀污泥和生活垃圾。项目施工期清水岩屑用于铺垫井场或修建井间道路；水基岩屑产生量经不落地系统收集后，进行资源化利用；絮凝沉淀污泥外运至一般工业固废处置场处置或资源化利用；油基岩屑直接交由有危险废物处置资质的单位进行处置；沾染废油的废防渗材料委托持有危险废物经营许可证的单位处置；废油交由中石化重庆页岩气有限公司或由有相应危险废物处置资质的单位处置；废包装材料产生量由厂家或有资质的单位回收；生活垃圾定点收集后交由当地环卫部门统一处置。运营期废润滑油交由有相应危险废物处置资质的单位处置；废砂石附着于除砂器内件由厂家更换内件时回收处置；废分子筛由厂家更换时回收利用，妥善处置后对周边环境无影响。

8.4 主要环境影响及环境保护措施

8.4.1 地表水环境影响及环境保护措施

本项目钻井过程中剩余水基钻井液由井队全部回收，用于后续钻井工程，若要废弃，则应按照一般工业固废处置或资源化利用；剩余油基钻井液由井队全部回收，用于后续钻井工程。洗井废水、压裂返排液等经处理后回用于本平台及其他平台压裂工序；生活污水经环保厕所收集后农用。运营期井下作业废水收集处理后回用于区域平台压裂工序。2027 年 7 月 1 日起前，采出水依托武隆工区采出水处理站处理达到《污水综合排放标准》（GB8978-1996）一级标准后排放；2027 年 7 月 1 日起，采出水应满足《页岩气开采水污染物排放标准（DB50/ 1806—2025）表 1 水污染物排放限值后排放。

项目产生的污废水经妥善处理，对地表水环境影响较小。

8.4.2 地下水环境影响及环境保护措施

本项目施工期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压力，钻井过程中地层地下水压力及水位均维持原状。对于钻井事故性的溢流，会在第一时间由预制的堵漏剂进行处置。因此，在整个钻井过程中地层地下水位均不会受到影响。钻井达到各段预定深度后均进行固井作业，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。各地层和套管之间均完全封闭，使各地层由于钻井而形成的通道被彻底封堵。因此，生产过程中油气通道对地下水水位的影响也不会造成漏失。

根据本项目钻井工艺，直井段钻井液均使用纯清水（含少量膨润土），对于有供水意义的含水层，钻井液均以清水为主，钻井液对水质基本没有影响。但钻井过程中，钻井岩屑漏失，将使 SS 和浊度升高，可能对居民生活用水产生影响。本项目周边表层裂隙小泉可能受到钻井影响，应加强对泉点的监控。

钻井工程压裂过程中会有部分压裂水滞留在地层，压裂水绝大部分为清水，其余主要成分为钾盐和有机聚合物，压裂对浅表具有供水意义的地下水没有影响。

井场污染物和油基岩屑堆放，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。但施工状况下平台内储存的施工材料、存储不到位和污废水储存设施破损，发生漏失会造成地表污染物入渗，对地下水可能造成较大的污染。

钻机基础区域、钻井液循环系统（包括循环罐、储备罐等）、放喷池、废油暂存区、柴油罐区、油基岩屑暂存区、危险废物暂存区、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，除重点防渗区外的井场作业区为一般防渗区。加强废水、固体废物的管理，严格落实污染防治措施；管线埋地敷设并加强管线维护、泄漏监控，加强对工程周边井泉的巡视和监测，发现问题及时采取措施，减少工程建设对地下水环境的影响。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。

8.4.3 土壤环境影响及环境保护措施

本项目施工期间对土壤的污染主要是落地油污、含油固体废物、钻井泥浆等泄漏后可能导致土壤污染；运营期间，采出水、废润滑油泄漏可能对土壤造成污染。服务期满后，本项目无废气、废水、废渣等污染物产生和排放，对土壤环境影响小。通过严格落实废气、废水、固废等污染防治措施和环境风险防范措施，项目对土壤环境影响总体较小。

8.4.4 大气环境影响及环境保护措施

施工期产生的扬尘对施工区域周边一定范围内的环境空气质量造成影响，但通过施工车辆密闭运输，加强施工机械设备维护保养，影响可得到有效控制，并且随着施工期的结束而结束；施工过程中施工机具尾气所含 CO 和烃类污染物排放量小，对周围环境空气质量影响小；钻井阶段采用网电供电，柴油发电

机仅作为备用电源，正常工况下，无燃油废气排放，影响较小，备用柴油发电机使用轻质燃油做燃料，通过自带排气筒排放；测试放喷阶段页岩气引至放喷池燃烧，属临时排放，对周边环境影响小。运营期间正常工况下无废气产生。

综上分析本工程建设过程中，通过对各施工和生产工序采取有效的大气污染防治措施，环境空气影响可得到有效控制。

8.4.5 声环境影响及环境保护措施

施工期正常工况网电供电时，钻井噪声对周边居民影响较小；压裂试气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避让措施，施工噪声对居民影响可以得到控制。施工噪声将随施工的结束而消失。运营期集气站厂界噪声均满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12438-2008）2 类标准；周边各居民点处噪声均满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）2 类标准，

在采取相应措施后，本项目声环境影响可以接受。

8.4.6 固体废物环境影响及处置措施

施工期间清水岩屑主要作为井场铺垫或修建井间道路使用；水基岩屑、油基岩屑交由武隆区境内有相应处置资质的单位处置，当处理能力不足时再外运至其他区县有相关资质的单位处置。沾染废油的废防渗材料委托持有危险废物经营许可证的单位处置；钻井过程中产生的废油由中石化重庆页岩气有限公司资源化利用或委托持有危险废物经营许可证的单位处置；絮凝沉淀污泥外运至一般工业固废处置场处置或资源化利用；废包装材料由厂家或有资质的单位回收；生活垃圾定点收集后交环卫部门处置；运营期废油交由有相应危险废物处置资质的单位进行处置；除砂产生的废砂石附着于除砂器内件由厂家更换内件时回收处置；废分子筛由厂家更换时回收利用。

本项目固体废物经妥善处理后可对环境的影响小。

8.4.7 生态环境影响及环境保护措施

合理安排施工时序，尽量避开雨季施工；严格控制施工扰动范围，做好表土保护与利用；不得随意开辟施工便道，施工结束后对临时占地形成的裸露地表尽量恢复原有用地性质，及时覆土，还耕或生态修复，减少水土流失量，减小对生态环境的影响。

8.4.8 风险防范措施及环境影响

本项目风险事故发生概率低，但事故发生对环境的影响重大，工程主管部门通过完善井控、防火、防爆安全以及硫化氢安全防护等措施，尤其是井喷失控后按《含硫化氢天然气井失控井口点火时间规定》（AQ2016-2008）15min 内点火、撤离居民等关键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），该项目的环境风险值会大大的降低。通过按行业规范要求进行风险防范和制定应急措施，将该项目环境风险可防控。

8.5 公众意见采纳情况

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）要求进行了公示。2025 年 1 月 6 日，建设单位在武隆区当地网站爱武隆（<http://www.aiwulongrencai.com/>）开展了项目第一次环评公示；2025 年 1 月 20 日～2 月 7 日在“爱武隆”开展项目第二次环评网络公示；于 2025 年 1 月 22 日和 1 月 23 日在《重庆晚报》进行公示，同步在平台周边居民点张贴现场公告，2025 年 5 月 20 日，在““爱武隆”开展报批前公示，公示了公示版报告及公众参与说明。公示期间建设单位和环评单位均未收到公众的反馈意见。

8.6 环境影响经济效益分析

本项目环保投资占总投资比例为 3.57%，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 1.31，即每投入 1 万元的环保费可挽回直接经济损失 1.31 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。

8.7 环境管理与环境监测

建设单位已制定了严格的 HSE 程序文件和作业文件，应进一步加强 HSE 宣传，严格执行各项管理措施，实施各环节 HSE 审计。在施工过程中加强环境管理。项目在施工结束后自行组织建设项目竣工环境保护验收。

8.8 综合结论

中石化重庆页岩气有限公司坪页 5 井区扩建项目符合国家产业政策及相关规划要求，工程选址不在重庆市生态保护红线内，项目建设有利于稳定武隆区页岩气产能，加快构建区域能源新格局，增强能源供应链的弹性和韧性，提

高能源安全保障水平，项目建设有利于推进川渝能源保障一体化建设和地方经济可持续发展。评价区域环境空气质量、声环境质量、地表水环境质量、地下水环境质量、生态环境现状总体较好，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情况下，可实现污染物达标排放，满足环境功能区要求，从环境保护角度分析，项目建设可行。

9 附表、附图及附件

9.1 附表

- 附表 1 地表水环境影响评价自查表；
- 附表 2 大气环境影响评价自查表；
- 附表 3 土壤环境影响评价自查表；
- 附表 4 生态环境影响评价自查表；
- 附表 5 声环境影响评价自查表；
- 附件 6 环境风险评价自查表；
- 附表 7 重庆市建设项目环境影响评价文件审批申请表。

9.2 附图

- 附图 1 项目地理位置图；
- 附图 2-1 施工期钻井工程平面布置示意图；
- 附图 2-2 施工期储层改造工程平面布置示意图；
- 附图 3 运营期平面布置示意图；
- 附图 4 平台周边环境保护目标及监测布点图；
- 附图 5 区域地表水系图；
- 附图 6 区域水文地质图；
- 附图 7 项目与武隆区生态红线位置关系示意图；
- 附图 8 项目与环境管控单元位置关系示意图；
- 附图 9 退役期典型生态恢复措施示意图；
- 附图 10 钻井工程分区防渗示意图；
- 附图 11 储层改造工程分区防渗示意图；
- 附图 12 运营期分区防渗示意图；
- 附图 13 废水转运路线示意图；
- 附图 14 土壤类型分布图；
- 附图 15 生态评价范围植被类型及样方分布示意图；
- 附图 16 生态评价范围公益林分布示意图；
- 附图 17 生态评价范围天然林分布示意图；

- 附图 18 生态评价范围生境类型及样线、样点设置示意图；
附图 19 生态评价范围生态系统类型分布示意图；
附图 20 区域植被覆盖度空间分布示意图；
附图 21 生态评价范围土地利用现状分布示意图；
附图 22 生态评价范围景观类型分布示意图；
附图 23 生态评价范围永久基本农田分布示意图

9.3 附件

- 附件 1 确认函
附件 2 重庆市企业投资项目备案证；
附件 3 关于坪页 5 井区范围的说明；
附件 4 空间检测分析报告；
附件 5 三线一单检测分析报告；
附件 6 气质分析报告；
附件 7 现有工程环保手续；
附件 8 现有工程用地手续；
附件 9 现有工程林地手续；
附件 10 环境监测报告；
附件 11 评价范围样方调查表；
附件 12 评价范围维管植物名录；
附件 13 评价范围内常见动物名录；
附件 14 水基岩屑烧结砖产品质量检测报告；
附件 15 水基岩屑烧结砖浸出液检测报告；
附件 16 危废鉴定报告；
附件 17 重庆市武隆区生态环境局关于中石化页岩气开采武隆工区采出水处理项目运营服务期延期申请的复函。