

目 录

概 述.....	1
1 总 则.....	6
1.1 编制依据.....	6
1.2 评价目的.....	12
1.3 评价总体构思.....	12
1.4 环境影响识别与评价因子筛选.....	13
1.5 环境功能区划及评价标准.....	16
1.6 环境工作等级和评价范围.....	22
1.7 产业政策符合性分析与选址合理性分析.....	25
1.8 环境保护目标.....	56
2 建设项目工程分析.....	60
2.1 油气田概况及油气资源特征.....	60
2.2 现有工程概况.....	62
2.3 建设项目概况.....	68
2.4 影响因素分析.....	80
2.5 污染源强核算.....	85
2.6 污染物排放汇总.....	95
2.7 “三本账”核算.....	100
3 环境现状调查与评价.....	101
3.1 自然环境现状调查与评价.....	101
3.2 环境质量现状调查与评价.....	105
4 环境影响预测与评价.....	121
4.1 生态环境影响分析.....	121
4.2 地表水环境影响分析.....	125
4.3 地下水环境影响预测与评价.....	126
4.4 大气环境影响预测与评价.....	133
4.5 声环境影响预测与评价.....	135

4.6	固体废物环境影响分析	140
4.7	土壤环境影响分析	141
4.8	环境风险评价	143
5	环境保护措施及其可行性论证	168
5.1	施工期污染防治措施可行性论证	168
5.2	运营期污染防治措施可行性论证	181
5.3	退役期污染防治措施可行性论证	185
5.4	环保措施汇总	186
6	环境影响经济损益分析	190
6.1	环境保护费用的确定与计算	190
6.2	环境经济效益分析	190
7	环境管理与监测计划	192
7.1	环境管理要求	192
7.2	污染排放清单及管理要求	194
7.3	企业环境管理体系	196
7.4	环境监测计划	198
7.5	竣工环保验收	198
8	环境影响评价结论	200
8.1	建设项目概况	200
8.2	环境质量现状	200
8.3	污染物排放情况	201
8.4	主要环境影响及环境保护措施	202
8.5	公众意见采纳情况	205
8.6	环境影响经济损益分析	205
8.7	环境管理与环境监测	205
8.8	综合结论	205
9	附图及附件	207
9.1	附图	207
9.2	附件	207

概述

1 项目由来

涪陵页岩气田白马区块位于涪陵油气勘查区块的南部，涪陵页岩气田平桥产建区的东部。前期勘探表明白马区块上奥陶统五峰组-下志留统龙马溪组下部富有机质泥页岩在区块内分布稳定，页岩品质较好，主体构造相对简单，局部断裂较发育，前期评价井试气、试采效果稳步提升。

在白马区块焦页 6HF、焦页 7HF 井取得突破后，针对白马区块开展了多轮次的评价工作，2015-2020 年相继论证部署了水平评价井 7 口，评价白马区块不同构造位置页岩储层含气性和单井产能。

地质评价认为焦页 6 井所处的白马区块上奥陶统五峰组-下志留统龙马溪组下部富有机质泥页岩在区块内分布稳定，页岩品质较好，构造相对简单，与涪陵页岩气田焦石坝区块一期产建区具有相似的页岩气地质特征，该井所在的白马区块具有较好的开发潜力。

为进一步探明白马区块所在区域页岩气资源赋存情况，中石化重庆涪陵页岩气勘探开发有限公司决定在焦页 6 井井场基础上部署焦页 106 号平台，陆续扩建了 4 口井。目前平台共部署 5 口井，处于采气阶段。

为进一步提高白马区块储量动用程度和采收率，建设单位拟在开发调整实施效果较好的焦页 106 号平台实施焦页 106 号评价井组项，部署页岩气井 5 口，平均井深约 5669m，平均水平段长 1778m，设计产能 $0.80 \times 10^8 \text{m}^3/\text{a}$ 。

2 建设项目特点

(1) 本次以焦页 106 号评价井组为区块开展滚动开发，包括 1 个平台，区块面积 2.8km^2 。

(2) 本项目新部署井、新增采气设备均位于现有工程征地范围内，不新增占地，对环境的影响主要集中在钻井工程和储层改造工程阶段；项目依托现有工程站场、废水池、放喷池等，施工期开挖土石方量小，对生态环境影响小。

(3) 本项目运营期间页岩气接入现有 106LNG 站场外输，废水通过采出水

收集管线进入 107 号平台水池。采出水优先回用区域平台压裂，不能回用时，采用罐车拉运至涪陵页岩气田产出水处理站处理达到《污水综合排放标准》（GB8978-1996）一级标准后排放至乌江。

（4）本项目页岩气井目的层为龙马溪组，采用“三开”方式进行钻井，一开、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，钻井采用网电钻机进行钻井；储层改造工程采用电驱压裂车机组进行水力压裂。测试放喷阶段优先将气接入流入集输流程，测试完成后进入集气站进行生产，集气站采用加热节流+气液分离+计量后通过管道外输；后期压力降低至管输压力以下时进行增压外输。

3 环境影响评价工作过程

2023 年 9 月，中石化重庆涪陵页岩气勘探开发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，收集了涉及平台现有工程环评、验收资料、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《焦页 106 号评价井组环境影响报告书》。

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，2023 年 9 月 12 日，建设单位在项目所在地企业网站开展了项目第一次环评公示；2023 年 10 月 27 日~2023 年 11 月 9 日，通过网络平台进行征求意见稿公示，并同时在地对公示内容进行了现场张贴，并在“重庆晚报”刊登了环评公示信息；2023 年 11 月 14 日，通过网络平台进行报批前公示。公示期间，建设单位和环评单位未收到公众意见。

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，位于武隆区白马镇，根据武隆区水利局公布的武隆区水土流失重点预防区和重点治理区划分成果（2023年9月4日），白马镇鱼光村不在武隆区“水土流失重点预防区”或“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，项目占用永久基本农田 0.035hm²；根据林地资料查询，项目占用天然林 0.028hm²，具体见表 1.8-1。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及天然林，属于分类管理名录中的敏感区，因此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，判定项目生态环境影响评价工作等级为二级，地表水环境影响评价工作等级为三级 B，地下水环境影响评价工作等级为二级，大气环境影响评价工作等级为三级，声环境影响评价工作等级为二级，土壤环境影响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）与产业政策等的符合性

本项目符合《产业结构调整指导目录（2019年本）》（2021年修改）、《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《涪陵页岩气田二期产能建设规划》、规划环评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”规划符合性分析》等相关规划要求。

（5）与“三线一单”的符合性

本项目符合重庆市“三线一单”总体管控要求、武隆区“三线一单”总体管控要求以及管控单元的管控要求。

（6）选址合理性

本项目充分利用现有平台施工，不新增占地，项目占地不涉及生态环保红线，不在城镇开发边界内。本项目属于油气资源探采合一项目，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），可以临时占用永久基本农田。目前，焦页 106 号平台占地已办理了占地手续（武隆规资临地〔2023〕6号、武隆规资临地〔2023〕7号），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，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，主要环境问题及环境影响如下：

（1）主要环境问题

①对已实施钻井平台、站场等工程的环境影响进行回顾性评价，及时发现存在的环境问题并提出解决方案。

②根据建设内容，分析判断区域自然资源、环境质量（主要为地表水、地下水、环境空气、土壤环境）、环保基础设施资源（污水处理站、水基岩屑综合利用）的可承载性，从而提出优化产能建设规模和时序进程的环保建议。

③项目钻井工程关注废固废产生及处置情况，比如水基岩屑、油基岩屑等处置方式可行性、有效性和可靠性；储层改造工程关注压裂返排液产生及回用情况，暂存、回用方式的可行性、有效性和可靠性；

④关注施工过程中施工场地可能存在的跑冒滴漏对项目所在区域土壤尤其是周围耕地等农用地的土壤环境影响以及污染防治措施的可行性、有效性。

（2）主要环境影响

①生态影响

本项目利用现有平台施工，对生态影响主要体现在占地及施工产生的水土流失。

②污染影响

施工期主要污染源为收集的雨水、洗井废水、压裂返排液、清水岩屑、水基岩屑、油基岩屑、钻井设备噪声、扬尘等；运营期主要污染源主要为采出水及设备运行噪声。

③潜在的环境风险

施工期主要环境风险物质柴油、油基岩屑、油基钻井液等，运营期主要环境风险物质主要为甲烷、废润滑油。可能发生的环境风险类型主要包括施工期间的井喷、火灾和爆炸以及运营期间集输过程中甲烷的泄漏、火灾和爆炸。此外，潜在的环境风险影响还包括项目钻井过程中发生的井涌、漏失等泄漏引起的地表水、地下水及土壤环境污染影响，采出水储运过程中泄漏而引起地表水、地下水和土壤环境污染影响等。

6 环境影响评价主要结论

焦页 106 号评价井组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白马区块页岩气产能，增强能源供应链的弹性和韧性，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 16 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》（2018 年 10 月 26 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) 《中华人民共和国水土保持法实施条例》（2011 年 1 月 8 日修订。）

- (4) 《中华人民共和国野生植物保护条例》（2017 年 10 月 7 日修订）；
- (5) 《中华人民共和国土地管理法实施条例》（2021 年 7 月 2 日修订）；
- (6) 《基本农田保护条例》（2011 年 1 月 8 日修订）；
- (7) 《土地复垦条例》（自 2011 年 3 月 5 日起施行）；
- (8) 《排污许可管理条例》（自 2021 年 3 月 1 日起施行）；
- (9) 《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）。

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（2021 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 15 号，自 2021 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（2019 年本）》（中华人民共和国国家发展和改革委员会 令第 49 号，2021 年 12 月 30 日修订）；
- (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 部令

第 11 号，自 2019 年 12 月 20 日起施行)；

(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(试行)》(生态环境部 部令 第 7 号，2019 年 8 月 22 日修改)；

(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，2015 年 5 月 1 日实施)。

1.1.3.2 地方政府规章

(1)《重庆市环境噪声污染防治办法》(渝府令〔2019〕330 号，2019 年 10 月 10 日修正)；

(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（2015 版）》（安监总局 2003 年第 1 号）；
- (9) 《石油天然气开采业污染防治技术政策》（国家环保部公告 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) 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）
- (16) 《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）；
- (17) 《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）；
- (18) 《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）；
- (19) 《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）；
- (20) 《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）。

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) 《重庆市人民政府关于批转重庆市地表水环境功能类别局部调整方案的通知》（渝府〔2016〕43号）；
- (3) 《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）；
- (4) 《重庆市“十四五”土壤生态环境保护规划（2021-2025年）》（渝环〔2022〕108号）；
- (5) 《重庆市人民政府关于发布重庆市生态保护红线的通知》（渝府发〔2018〕25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) 《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）；
- (9) 《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）；
- (10) 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）；
- (11) 《关于规范临时用地管理的通知》（自然资规发〔2021〕2号）；
- (12) 《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）；
- (13) 《关于落实生态保护红线、环境质量底线、资源利用上线制定生态环境准入清单实施生态环境分区管控的实施意见》（渝府发〔2020〕11号）。
- (14) 《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）；

(15)《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》(武隆府办发(2019)97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/T349-2007);
- (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)。

1.1.6 行业技术规范

- (1)《石油天然气工程设计防火规范》(GB50183-2014);
- (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)《含硫化氢油气井安全钻井推荐作法》(SY/T5087-2005);
- (4)《钻井井控技术规程》(SY/T6426-2005);
- (5)《钻前工程及井场布置技术要求》(SY/T5466-2013);
- (6)《非常规油气开采污染控制技术规范》(SY/T 7482-2020);
- (7)《石油天然气工业健康、安全与环境管理体系》(SY/T 6276-2014);
- (8)《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);
- (9)《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);
- (10)《含硫化氢天然气井失控井口点火时间规定》(AQ2016-2008);
- (11)《含硫化氢天然气井公众危害程度分级方法》(AQ2017-2008);

- (12) 《含硫化氢天然气井公众安全防护距离》(AQ2018-2008);
- (13) 《石油天然气安全规程》(AQ2012-2007);
- (14) 《页岩气钻井井控安全技术规范》(AQ/T2076-2020);
- (15) 《页岩气气田集输工程设计规范》(N/BT 14006-2015);
- (16) 《页岩气与煤层气绿色矿山建设规范》(DB50/T 1260-2022);
- (17) 《废矿物油回收利用污染控制技术规范》(HJ 607-2011);

1.1.7 项目有关资料

- (1) 《重庆市企业投资备案证》(焦页 106 号评价井组);
- (2) 项目设计资料;
- (3) 现有工程项目环评及批复;
- (4) 项目竣工验收及验收意见;
- (5) 固定污染源排污登记回执;
- (6) 应急预案及风险评估备案回执。

1.2 评价目的

本次环境影响评价是在对区域环境现状进行详细调查的基础上,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;根据现有工程运行产生的实际影响,以及后续滚动开发项目与不同的环境保护目标的关系,提出有针对性的保护措施、缓解措施;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) 本项目依托现有平台部署页岩气井,不新增占地。项目施工期间依托现有站场及其配套设施、供水管线、供电管网进行施;运营期间,在站场内新增采气设施后,依托已建管网、污水管网及产出水处理站进行生产。对于依托工程,本次重点分析依托工程的可行性;对于本次扩建内容,本次重点分析施工期、运营期、退役期的环境影响。

(3) 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) 本项目为滚动开发，通过现场调查、竣工验收报告、排污许可执行资料等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。

(5) 通过现场调查、历史资料对比分析生态环境状况，利用污染源和环境质量监测手段，对本项目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，分析环境保护措施的有效性；对依托的污染防治设施的或者委托第三方处置的，论证其可行性和有效性。

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。

表 1.4-1 环境影响因素一览表

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	水文地质单元内	短期、可逆	中
				嘉陵江组地层	间接	水文地质单元内	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	声评价范围内	短期、可逆	低
			生态环境	天然林	直接	占地范围	短期、不可逆	中
				公益林	直接	占地范围	短期、不可逆	中
				生物多样性	间接	生态评价范围	短期、可逆	低
				基本农田	直接	占地范围	短期、可逆	低

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		
				自然景观	间接	生态评价范围	短期、可逆	低		
			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	低
					地下水环境	泉点	间接	水文地质单元内	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	声评价范围内	短期、可逆	低
					生态环境	生物多样性	间接	生态评价范围	短期、可逆	低
			试气	大气环境	周边居民	直接	大气评价范围	短期、可逆	低	
				声环境	周边居民	直接	声评价范围内	短期、可逆	低	
			油气集 输工程	设备安装	声环境	周边居民	直接	声评价范围内	短期、可逆	低
			运营 期	采气工 程	采气	大气环境	周边居民	直接	大气评价范围	长期、可逆
声环境	周边居民	直接				声评价范围内	长期、可逆	低		
生态环境	生物多样性	间接				生态评价范围	长期、可逆	低		
	自然景观	间接				生态评价范围	长期、可逆	低		
退役 期	封井	封井	/	/	/	短期、可逆	无			

1.4.2 评价因子筛选

(1) 环境现状评价因子

根据建设项目特点、环境影响的主要特征和方式，结合区域自然环境情况、区域环境功能要求、环境保护目标、评价标准和环境制约因素，筛选确定特征因子，并结合各环境要素环境影响评价导则规定的基本因子，确定本项目评价因子，具体如下：

①地表水

结合项目特征，确定地表水现状评价因子为：pH、氨氮、COD、高锰酸盐指数等。

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、 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 。

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（ $C_{10}-C_{40}$ ）、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、蒎（1，2-苯并菲）、二苯并[a，h]蒽、茚并[1,2,3-cd]芘、萘、石油烃（ $C_{10}-C_{40}$ ）、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：根据大气导则，三级评价项目不进行进一步预测与评价；

②地下水环境： COD 、氯化物、石油类；

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；

⑤固体废物：清水岩屑、水基岩屑、油基岩屑、废防渗材料、压裂返排液絮凝沉淀污泥、废油、废包装材料、生活垃圾、废砂石；

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。

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

本项目平台周边主要地表水体及接纳水体为乌江。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）、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。

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《声环境质量标准》（GB3096-2008），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、废水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。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、风景名胜區等区域的核心区为禁止开发区，严格保护。

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，水温 °C，其它:mg/L

项目	pH	BOD ₅	COD	NH ₃ -N	石油类	挥发酚	氰化物	硫化物
III类标准值	6~9	4	20	1.0	0.05	0.005	0.2	0.2
项目	硫酸盐	水温	硒	铅	总磷	铜	锌	氟化物
III类标准值	250	/	0.01	0.05	0.2	1.0	1.0	1.0
项目	砷	汞	镉	六价铬	高锰酸盐指数	阴离子表面活性剂		
III类标准值	0.05	0.0001	0.005	0.05	6	0.2		

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

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

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	ug/m ³
		24 小时平均	150	
		1 小时平均	500	
2	NO ₂	年平均	40	ug/m ³
		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	ug/m ³
		1 小时平均	200	
5	PM ₁₀	年平均	70	ug/m ³
		24 小时平均	150	
6	PM _{2.5}	年平均	35	ug/m ³
		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 (C ₁₀ -C ₄₀)
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	蒽(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

本项目施工期井队生活污水采用环保厕所收集后农用或进入污水处理厂处置；收集的雨水、洗井废水、压裂返排液等经絮凝沉淀、杀菌，满足《涪陵地区页岩气藏措施返排液处理规范》（Q/SH1035 1031-2013）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	处理方法
矿化度, mg/L	$\leq 3 \times 10^4$	絮凝沉淀、杀菌
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	

通过管线输送 107 号平台废水池暂存，优先回用区域平台压裂工序，若无平台回用，采用罐车拉运至涪陵页岩气田产出水处理站处理达《污水综合排放标准》（GB8978-1996）一级标准后排放至乌江，排放标准见表 1.5-7。

表 1.5-7 采出水排放标准 单位：mg/L

序号	项目	限值
1	pH	6~9
2	COD	≤ 100
3	色度	≤ 50
4	SS	≤ 70
5	BOD ₅	≤ 20
6	石油类	≤ 5
7	挥发酚	≤ 0.5
8	氨氮	≤ 15
9	磷酸盐	≤ 0.5
10	苯胺类	≤ 1.0
11	苯酚	≤ 0.3
12	总有机碳	≤ 20
13	总铬	≤ 1.5
14	总铅	≤ 1.0
15	总镍	≤ 1.0
16	总锌	≤ 2.0

序号	项目	限值
17	总锰	≤2.0
18	苯并芘	≤0.00003
19	氯化物	≤350

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。本项目运营期间依托现有水套加热炉进行生产,不新增水套加热炉,现有水套加热炉执行《锅炉大气污染物排放标准》(DB 50/658-2016)(重庆市地方标准第 1 号修改单),排放标准见表 1.5-8。无组织废气排放标准见表 1.5-9。

表 1.5-8 锅炉大气污染物排放标准

污染物	最高允许排放浓度 (mg / m ³)	标准来源
NO _x	50	锅炉大气污染物排放标准》 (DB 50/658-2016)及重庆市 地方标准第 1 号修改单
SO ₂	50	
颗粒物	20	
烟气黑度	≤1	

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	标准来支援
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暂存执行《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》(GB18599-2020)中相关“防渗漏、防雨淋、防扬尘”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 环境工作等级和评价范围

1.6.1 生态环境

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 1.6-1 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	占用天然林约 0.028m ² , 占用公益林 0.028hm 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	本项目利用现有平台施工,不新增占地,占地面积约 1.276hm 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	不穿越地表水体,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

综上,确定本项目生态评价工作等级为二级。

评价范围:生态评价范围为占地范围外扩 50m 的区域,生态评价范围面积约 6.15hm²。

1.6.2 地表水

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；运营期采出水管线输送方式输送至焦页 107 号平台废水池暂存，优先回用压裂工序，不能回用时，采用罐车拉运至涪陵页岩气田产出水处理站处理，因此，本项目为间接排放，根据《环境影响评价技术导则 地表水环境》（HJ2.3-2018），确定地表水评价等级为三级 B。

评价范围：本次重点分析依托设施的可行性。

1.6.3 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，属于“F38 天然气、页岩气开采（含净化）”类，属于 II 类建设项目。

（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。项目周边仅零星分布着分散式饮用水水源。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 1.6-2 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水式饮用水水源，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。	

表 1.6-3 地下水环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

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”。

(2) 评价范围

焦页 106 号平台为老平台，根据收集的前期水文地质、环评等资料，评价范围宜采用《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ 610-2016)中自定义法划定。结合调查评价范围水文地质条件，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，具体为以山顶分水岭、东侧石梁河为界，地下水自西向东径流，至乌江排泄，水文地质单元面积约 3.53km²。

1.6.4 大气环境

本项目扩建不新增水套加热炉，运营期无新增废气产生。根据《环境影响评价技术导则大气环境》(HJ2.2-2018)分级判据，确定本项大气环境影响评价等级为三级。

评价范围：根据《环境影响评价技术导则大气环境》(HJ 2.2-2018)，无需设置大气环境影响评价范围。

1.6.5 声环境

根据页岩气开采运行环境影响特性，运营期间主要噪声源位于站场内，本项目各站场均采取降噪措施确保各站场厂界噪声达标；本项目涉及的各站场位于 2 类声环境功能区适用区域；周边分布有少量分散居民点，且根据噪声预测，建设项目建成前后评价范围内敏感目标噪声级最大增高量小于 5dB (A)，且建成后项目区受影响人口变化不大，根据《环境影响评价导则 声环境》(HJ2.4-2021)，确定本项目声环境影响评价工作等级为二级。

评价范围：站场周边 200m。

1.6.6 土壤环境

本项目为页岩气开采项目，属于《环境影响评价导则土壤环境（试行）》

(HJ964-2018) 中的 II 类项目, 本项目建设不会造成区域土壤盐化、酸化、碱化, 不属于生态影响型; 根据土壤环境影响分析, 本项目污染途径为垂直下渗, 可能对土壤环境质量造成影响, 影响类型为污染影响型。本项目占地约 1.276hm^2 , 小于 5hm^2 , 占地规模为小型; 占地周边 200m 范围内分布耕地等, 土壤环境敏感。根据土壤导则, 项目土壤环境影响评价等级为二级。

评价范围: 平台占地边界外 200m 范围内。

1.6.7 环境风险

本次重点分析钻井工程、储层改造工程的环境风险以及运营阶段的环境风险。钻井工程阶段涉及的风险物质主要为柴油、油基钻井液等, 储层改造工程阶段涉及的风险物质主要为柴油, 运营期间, 涉及的风险物质主要为甲烷和润滑油, 各评价单位风险 Q 值均小于 1, 因此, 确定本项目环境风险评价工作等级为简单分析。

评价范围:

(1) 大气风险评价范围

《根据建设项目环境风险评价技术导则》(HJ 169-2018), 风险评价工作为简单分析, 未要求设置大气风险评价范围, 因此本次不设置大气风险评价范围。

(2) 地表水风险评价范围

本项目施工期生活废水农用或交由生活污水处理厂处置, 收集的雨水、洗井废水、压裂返排液等综合利用不外排, 运营期废水优先回用区域平台压裂工序, 无回用平台时, 依托涪陵页岩气田产出水处理站处理, 本次重点关注废水的转运风险防范措施, 不设置地表水风险评价范围。

(3) 地下水风险评价范围

与地下水评价范围一致。

1.7 产业政策符合性分析与选址合理性分析

1.7.1 与相关政策的符合性

(1) 与《产业结构调整指导目录(2019 年本)》(2021 年修改) 符合性分析

根据《产业结构调整指导目录(2019 年本, 2021 年修改)》, 本项目属于

“第一类鼓励类七石油天然气 2、页岩气、页岩油、致密油、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》的符合性分析见表表 1.7-1。

表 1.7-1 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	外环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 1.7-2。

表 1.7-2 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
<p>环境保护：</p> <p>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。</p> <p>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。</p> <p>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。</p> <p>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。</p>	<p>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。</p> <p>2、通过加强日常生产中的环保监测检查，防治污染物的跑冒滴漏和排放，防止土壤和地表水污染。</p> <p>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。</p> <p>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。</p> <p>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</p>	符合

文件主要政策内容	工程情况	符合性
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。	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。	

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 1.7-3。

表 1.7-3 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置，压裂放喷返排入罐率应达到 100%。 酸化、压裂作业和试油（气）过程应采取防喷、地面管线防刺、防漏、防溢等措施。	本项目采用清水进行洗井和压裂，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	本项目页岩气在放喷过程中不具备利用条件，在放喷池进行充分燃烧	符合

序号	技术政策要求	本工程内容	符合性分析
	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		
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	工程设置有专门的废水池，钻井过程中产生的废水经过处理后尽量重复利用。油基钻井液井固液分离后，在循环罐储存，循环使用	符合
2	固体废物收集、贮存、处理处置设施应按照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污油的生产设施底部进行防渗处理，并采用防渗膜收集可能产生的废油	符合
4	对受到油污染的土壤宜采取生物或物化方法进行修复	对于可能受到油污染的土地，采用灌草+乔木结合的方式恢复植被	符合
四	运行风险和环境管理		
1	油气田企业应制定环境保护管理规定，建立并运行健康、安全与环境管理体系	建设单位制定有完善的环境保护管理规定，并建立运行健康、安全与环境管理体系	符合
2	加强油气田建设、勘探开发过程的环境监督管理。油气田建设过程应开展工程环境监理	本项目制定有环境监理计划	符合
3	在开发过程中，企业应加强油气井套管的检测和维护，防止油气泄漏污染地下水	本项目制定有完善的套管监测维护计划和制度，防止页岩气泄露污染地下水	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	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	符合

序号	技术政策要求	本工程内容	符合性分析
	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	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	

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。

1.7.2 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》：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。

本项目的实施有利用天然气开发，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》：**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《长江经济带发展负面清单指南（试行，2022 年版）》的符合性分析

根据推动长江经济带发展领导小组办公室《长江经济带发展负面清单指南（试行，2022 年版）》（长江办〔2022〕7 号）的要求，项目与负面清单的符合性见表 1.7-4。

表 1.7-4 与《长江经济带发展负面清单指南（试行，2022 年版）》符合性分析

编号	负面清单内容	项目符合性
1	禁止建设不符合全国和省级港口布局规划以及港口总体规划的码头项目，禁止建设不符合《长江干线过江通道布局规划》的过长江通道项目	项目不涉及，符合
2	禁止在自然保护区核心区、缓冲区的岸线和河段范围内投资建设旅游和生产经营项目。禁止在风景名胜区核心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	项目不涉及，符合
3	禁止在饮用水水源一级保护区的岸线和河段范围内新建、改建、扩建与供水设施和保护水源无关的项目，以及网箱养殖、畜禽养殖、旅游等可能污染饮用水水体的投资建设项目。禁止在饮用水水源二级保护区的岸线和河段范围内新建、改建、扩建排放污染物的投资建设项目	项目不涉及饮用水水源保护区，符合
4	禁止在水产种质资源保护区的岸线和河段范围内新建围湖造田、围海造地或围填海等投资建设项目。禁止在国家湿地公园的岸线和河段范围内挖砂、采矿，以及任何不符合主体功能定位的投资建设项目	项目建设用地不涉及水产种质资源保护区以及湿地公园，符合
5	禁止违法利用、占用长江流域河湖岸线。禁止在《长江岸线保护和开发利用总体规划》划定的岸线保护区和保留区内投资建设除事关公共安全及公众利益的防洪护岸、河道治理、供水、生态环境保护、航道整治、国家重要基础设施以外的项目。禁止在《全国重要江河湖泊水功能区划》划定的河段及湖泊保护区、保留区内投资建设不利于水资源及自然生态保护的项目	项目不涉及，符合

编号	负面清单内容	项目符合性
6	禁止未经许可在长江支流及湖泊新设、改设或扩大排污口	项目不涉及，符合
7	禁止在“一江一口两湖七河”和 322 个水生生物保护区开展生产性捕捞	不属于上述项目，符合
8	禁止在长江干支流、重要湖泊岸线一公里范围内新建、扩建化工园区和化工项目。禁止在长江干流岸线三公里范围内和重要支流岸线一公里范围内新建、改建、扩建尾矿库、冶炼渣库和磷石膏库，以提升安全、生态环境保护水平为目的的改建除外	项目不涉及，符合
9	禁止在合规园区外新建、扩建钢铁、石化、化工、焦化、建材、有色、制浆造纸等高污染项目	项目不属于高污染项目
10	禁止新建、扩建不符合国家石化、现代煤化工等产业布局规划的项目	项目不属于国家石化、现代煤化工项目
11	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。禁止新建、扩建不符合国家产能置换要求的严重过剩产能行业的项目。禁止新建、扩建不符合要求的高能耗高排放项目	项目不属于落后产能、高能耗、高排放项目
12	法律法规及相关政策文件有更加严格规定的从其规定	

本项目位于武隆区白马镇，属于天然气开发项目，项目选址及类型均不在《长江经济带发展负面清单指南（试行，2022 年版）》中的禁止建设范围内，符合建设要求。

（4）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 1.7-5。

表 1.7-5 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—乐山港口群布局规划》《重庆港总体规划	项目不涉及港口，符合

编号	管控内容	项目符合性
	(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。	项目不涉及《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,符合

编号	管控内容	项目符合性
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（不在中回境内销售产品的投资项目除外）： （一）新建独立燃油汽车企业； （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；	项目不属于燃油汽车投资项目

编号	管控内容	项目符合性
	(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,本项目位于武隆区白马镇,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。

(5) 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。

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。

(6) 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

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），“井场加热炉、锅炉排放大气污染物的设备，应当优先使用清洁燃料，废气排放应当满足国家和地方大气污染物排放标准要求……”。本项目符合《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）相关要求，具体符合性分析详见表 1.7-6。

表 1.7-6 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。	本项目以焦页 106 号评价井组项目为单位开展区块环评	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、压裂返排液等，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涪陵页岩气田产出水处理站处理达标排放至乌江，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。处置协议及资质见附件 18，委托处置可行有效。	符合
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涪陵页岩气田产出水处理站处理满足《污水综合排放标准》（GB8978-1996）一级标准要求后放至乌江	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	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

序号	要求	本项目	符合性
	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		
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，尽量减少了工程占地，钻井和压裂设备优先使用网电，减少了废气排放及噪声影响	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 500102-2021-125-LT；环境风险评估备案号为 5001022021120001	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、退役等环节生态环境保护措施	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
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

1.7.3 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）、规划环评及审查意见符合性分析

1) 与规划的符合性分析

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。开展煤层气、铝土矿、钾盐、萤石等战略性矿产勘查，提高资源保障水平……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、锶、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。”本项目的实施有助于推动页岩气开发，优化能源结构，符合《重庆市矿产资源总体规划（2021-2025 年）》相关要内容

2) 与规划环评及审查意见的符合性分析

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 1.7-7。

表 1.7-7 与《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。	本项目位于罗云镇，不在禁止开发区内，本项目采用丛式井标准井场，单个井场占地面积小，对生态环境影响小	符合

序号	规划环评及审查意见要求	项目情况	符合性
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。	本项目不在生态环境保护红线及优先管控单元内	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，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。	施工结束后，对临时占地进行生态恢复；退役后，按照相关要求进行了土地复垦及生态恢复	符合
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、强化资金报账，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累积影响、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) 与涪陵页岩气田二期产能建设规划、规划环评及审查意见符合性分析

1) 与规划符合性分析

涪陵页岩气田二期产建区包括江东区块、平桥区块、白涛区块、白马区

块和梓里场区块，区域面积 512.7km²，动用面积 291.4km²，总资源量 3691.0×10⁸m³，动用储量 2391.8×10⁸m³，部署平台 62 个，钻井 253 口，新建产能 50.1×10⁸m³/a。中石化重庆涪陵页岩气勘探开发有限公司委托编制了《涪陵页岩气田二期产能建设规划环境影响报告书》，重庆市生态环境局（原重庆市环境保护局）以“渝环函（2017）437 号”审查通过了规划环评。其中，白马区块共规划部署 13 个平台 59 口井，新建产能 11.68×10⁸m³。

根据调查，截至 2023 年 9 月，白马区块已部署 16 个平台，拟部署 92 口井，已投产井数 31 口，年产气量约 2.57×10⁸ m³。本项目位于白马区块范围内，受地质条件影响，白马区块内开发井实际单井产能低于规划环评时的单井产能，白马区块拟部署开发井 92 口（含拟建、在建项目），项目建成后白马区块整体产能可达约 9.61 亿方，未超过规划产能（11.68 亿方），本项目的建成有利于白马区块产能的建设，符合《涪陵页岩气二期产能建设规划》。

2) 与规划环评及审查意见的符合性分析

①与规划环评环境影响措施符合性分析

根据《涪陵页岩气田二期产能建设规划环境影响报告书》中对各环境要素提出的环境影响及防治措施，分析本项目与规划中措施的符合性，见表 1.7-8。

表 1.7-8 与《涪陵页岩气田二期产能建设规划环境影响报告书》符合性分析

《涪陵页岩气田二期产能建设规划环境影响报告书》内容		本项目	符合性分析
地表水环境影响及措施	规划钻探期钻前工程、地面工程产生的施工废水，经隔油沉淀处理后用于防尘洒水；钻井过程中剩余水基钻井液经混凝沉淀处理后，上清液用于配制压裂液，剩余污泥固化填埋，不外排；试气过程中产生的洗井废水经沉淀处理后用于配制压裂液；压裂返排液经沉淀处理后优先回用于平台内其他钻井工程压裂工序，平台内最后一口井压裂返排液利用罐车调运至工区内其他平台回用，不外排；管网施工过程中产生的试压废水，利用罐车运输至周边井场回用或沉淀后排放；井队生	本项目剩余水基钻井液回用后继续钻井工序，不外排；洗井废水、压裂液优先回用于本平台压裂工序，最后一口井压裂返排液利用罐车调运至工区内其他平台回用，不外排；井队生活污水经环保厕所收集后农用或交由生活污水处理厂处置。	符合

	生活污水经旱厕收集后农用。		
地下水环境影响及措施	规划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。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。在钻井平台建设过程中，做好废水池、循环罐区、柴油罐区等区域的防渗，可有效降低对周边井泉的水质；同时加强对平台周边井泉的观测。	本项目导管段及一开段采用清水钻井液，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。根据调查已有平台，在钻井平台建设过程中，已做好了水池、循环罐区、柴油罐区等区域的防渗，本次要求平台做好防渗措施；并在平台周边设置了井泉跟踪监测点	符合
大气环境影响及措施	规划钻探期施工产生的扬尘通过采取防尘洒水措施后，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，对周围空气环境质量影响很小；钻井阶段燃油废气最大落地浓度占标率未超过 10%，且多个平台对单个敏感点的叠加影响值较小，随着网电覆盖范围的扩大，燃油废气将逐渐减少；测试放喷阶段页岩气引至放喷池燃烧，属临时排放，对周边环境的影响小。	施工期采取洒水抑尘措施，施工机械采用轻质燃油，燃烧废气经设备自带排气筒排放；平台内已有网电覆盖，燃油废气将减少；测试放喷废气在放喷池内进行，属于临时排放，对周边影响小	符合
声环境影响及措施	项目在施工时，选择昼间作业，夜间不施工，以此来降低噪声对附近居民的影响。 在钻井及压裂试气过程中，对井场周边一定范围内居民声环境影响较大，在施工过程对受影响的居民采取临时置换方式降低对周边居民的影响。	钻井过程对周边的声环境敏感的居民点进行临时功能置换	符合
固体废物影响及措施	土石方就近平衡，不设取弃土场；清水钻屑直接用于铺垫井场、进场道路或综合利用；水基钻屑经不落地系统收集、脱水后优先进行综合利用，未能综合利用的钻屑参照《钻井废弃物无害化处理技术规范》（Q/SY XN 0276-2015）要求在废水池固化填埋；油基钻屑经工区油基钻屑回收利用站脱油后 条件允许的情况下优先对油基钻屑热解渣进行资源化综合利用；单井	本项目不涉及取土；清水钻屑直接用于铺垫井场、进场道路或综合利用；水基钻屑经不落地系统收集、脱水后进行综合利用；油基岩屑交由有相关资质的单位处置；剩余油基钻井液由各井队回收利用；钻井过程中产生的废油由中石化重庆涪陵页岩气勘探开发有限公司或有资质的单位回收处理；废包装材料由厂家或有资质的单位回收；生活垃圾定点收	符合

	<p>剩余水基泥浆优先回用于后续钻井工程，各平台剩余油基钻井液由各井队采用带搅拌装置的泥浆罐回收和转运，全部用于后续钻井工程；钻井过程中产生的废油由中石化重庆涪陵页岩气勘探开发有限公司或有资质的单位回收处理；化工料桶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。</p>	<p>集后交环卫部门处置</p>	
生态环境影响及措施	<p>通过临时占地土地复耕、青苗赔偿、占地补偿不会导致被占用耕地的居民生活质量下降。在钻前工程做好表层熟化土的堆放、保存，用于后期对井场占地进行复垦，可快速恢复土壤生产力。</p> <p>对项目占地采取植被恢复或绿化措施，在建设期和运营期损失的地表植被生物总量会得到一定的补偿。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，并对井场占地进行硬化，对表层熟化土堆放进行覆盖，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。规划区生态环境敏感分区表明，区内生态敏感性和轻度敏感为主，页岩气开发条件良好，只要对敏感区进行严格避让，对较敏感区内的开发进行限制和强化生态保护</p>	<p>本项目利用现有平台施工，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；本项目不涉及环境敏感区，但应严格落实相关生态保护措施</p>	符合

②与规划中的负面清单符合性分析

根据《涪陵页岩气田二期产能建设规划环境影响报告书》中的“三线一单”，本项目与其符合性分析见表 1.7-9。

表 1.7-9 与规划环评“三线一单”符合性分析

三线一单	本项目	符合性分析
<p>生态保护红线</p> <p>结合页岩气开发环境影响特点，本次规划将评价范围内的江东桫欏县级自然保护区、大木山市级自然保护区整个范围为敏感区控制范围，禁止布井探采。</p>	<p>本项目不在自然保护区范围内</p>	符合
<p>环境质量底线</p> <p>规划实施过程中应确保周边环境质量满足相应划定的环境功能要求，是规划页岩气田开发的底线。环境空气《环境空气质量标准》（GB3095-2012）满足二级标准，地</p>	<p>根据环境质量现状统计，各环境要素环境质量均满足要求</p>	符合

三线一单		本项目	符合性分析
	表水满足Ⅲ类标准，满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）2类功能区标准，规划实施对区域地下水不产生明显不利影响		
资源利用上线	规划主要利用的资源涉及水资源、土地资源、能源等，结合区域资源赋存情况及规划实施资源占用情况，规划实施不存在资源“瓶颈”，区域各类资源可满足规划实施的需要	白马区块规划产能为 $11.68 \times 10^8 \text{m}^3$ ，本项目及其他在建项目建成后产能可达 $9.616 \times 10^8 \text{m}^3$ ，本项目建成后未超过规划产能	符合
环境准入负面清单	<p>禁止类</p> <p>(1) 生态功能重要且敏感，主要分布饮用水源保护区、自然保护区、风景名胜区、森林公园等生态敏感区，也包括河流、水库等水体</p> <p>(2) 非丛式井组的开发井</p> <p>(3) 钻井液循环率低于 95%</p> <p>(4) 使用有毒有害油气田化学剂</p> <p>(5) 生产装备水平低于国内清洁生产先进水平</p> <p>(6) 超过规划总量的页岩气开发项目</p> <p>(7) 井口距铁路、高速公路小于 200m，距学校、医院和大型油库等人口密集性、高危性场所小于 500m</p>	本项目不属于环境准入负面清单中禁止类内容	符合

3) 与规划环评审查意见符合性分析

2017年5月22日，《涪陵页岩气田二期产能建设规划环境影响报告书》通过了重庆市生态环境工程评估中心组织的审查会议。本项目与该审查意见符合性分析见表 1.7-10。

表 1.7-10 与规划中负面清单符合性分析

《涪陵页岩气田二期产能建设规划环境影响报告书》审查小组意见	本项目	符合性分析
(一) 严格空间管控。禁止在自然保护区、饮用水源保护区等相关法律法规规定禁止开发的区域内布设新的钻井平台，新建项目选址选线应符合生态保护红线管控要求。建议将焦页 76#平台调出乌江森林公园范围，严格控制 109#平台地下工程不得涉及自然保护区范围。	本项目选址不涉及自然保护区、饮用水源保护区等名单区域；本项目不在生态保护红线范围内	符合
(二) 强化生态环境保护。合理布置集输管线、供水管线走向，优化路由，绕避自然保护区等生态敏感区，尽量缩短管线穿越林地的长度，以减少对生态环境的影响。	本项目不涉及生态红线、自然保护区等生态敏感区域	符合

<p>(三) 落实污染防治措施。根据实际区块开发和产水情况优化调整污水处理设施规模，确保废水不全部处理达标排放；积极探索水基钻屑、油基钻屑资源化综合利用途径和方式，妥善处理固体废弃物；合理安排施工时间，采取有效措施，避免噪声扰民。</p>	<p>本项目施工期废水重复利用，不外排；水基岩屑用作水泥窑协同处置；油基岩屑交由有相关资质的单位处置</p>	符合
<p>(四) 强化环境风险防范。应采取有效的环境风险防范措施，制定可行的环境风险应急预案。</p>	<p>建设单位已编制了《中石化重庆涪陵页岩气勘探开发有限公司突发环境事件应急预案》和《中石化重庆涪陵页岩气勘探开发有限公司风险评估报告》。环境风险评估报告备案号：50010220211200015；环保应急预案备案号：500102-2021-125-LT；且本次评价针对本项目提出了相应的环境风险防范措施。</p>	符合
<p>(五) 强化环境管理。规划区内的新建项目必须严格执行环境影响评价和环保“三同时”制度。制定长期监测计划，跟踪页岩气开发过程中主要污染源、生态影响和环境质量变化趋势。</p>	<p>本项目为扩建项目，本次评价能够较好的实现“三同时”制度。评价提出了监测计划，对周边生态环境的变化进行掌握。</p>	符合

(3) 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生的增加，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。

(4) 《重庆市“十四五”土壤生态环境保护规划（2021—2025年）》

《重庆市“十四五”土壤生态环境保护规划（2021—2025年）》（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）等项关要求，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。

（5）与重庆市武隆区生态环境保护“十四五”规划符合性分析的符合性分析

根据《重庆市武隆区生态环境保护“十四五”规划》，“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。强化电力保障，优化变电设施布局，加快实施乡镇 35kV 输变电工程、黎明 110kV 主变增容改造、10kV 配电网升级、农网改造。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，用于制砖等资源化利用；油基岩屑经钢罐收集后交由有危险废物处置资质的单位进行转运处置，废油由中石化重庆涪陵页岩气勘探开发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。

1.7.4 与“三线一单”的符合性

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 1.7-11。

表 1.7-11 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	
ZH50015630002		武隆区一般管控单元-乌江石梁河		一般管控单元	
管控要求层级	管控类型	管控要求		建设项目相关情况	符合性分析结论
全市总体管控要求	空间布局约束	1.严格执行《产业结构调整指导目录》、《重庆市产业投资准入工作手册》、《重庆市工业项目环境准入规定》、《重庆市长江经济带发展负面清单指南实施细则（试行）》等文件要求，优化重点区域、流域、产业的空间布局。对不符合准入要求的既有项目，依法依规实施整改、退出等分类治理方案。		本项目符合上述文件要求	符合
		2.禁止在长江干流及主要支流岸线 1 公里范围内新建重化工、纺织、造纸等存在污染风险的工业项目，禁止在长江干支流 1 公里范围内新建、扩建化工园区和化工项目。5 公里范围内除经国家和市政府批准设立、仍在建设的工业园区外，不再新布局工业园区（不包括现有工业园区拓展）。新建有污染物排放的工业项目应进入工业园区或工业集中区，不得在工业园区（集聚区）以外区域实施单纯增加产能的技改（扩建）项目。		本项目为页岩气勘探开发项目，不涉及化工、纺织、造纸等工业项目	符合
		3.在长江鱼嘴以上江段及其一级支流汇入口上游 20 公里、嘉陵江及其一级支流汇入口上游 20 公里、集中式饮用水水源取水口上游 20 公里范围内的沿岸地区（江河 50 年一遇洪水水位向陆域一侧 1 公里范围内），禁止新建、扩建排放重点重金属（铬、镉、汞、砷、铅等五类重金属）、剧毒物质和持久性有机污染物的工业项目。		本项目不涉及重点重金属、剧毒物质及持久性有机污染物的排放	符合
		4.严格执行相关行业企业布局选址要求，优化环境		本项目井口 100m 范围内居民临时撤	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	
ZH50015630002		武隆区一般管控单元-乌江石梁河	一般管控单元	
管控要求层级	管控类型	管控要求	建设项目相关情况	符合性分析结论
		防护距离设置，按要求设生态隔离带，防范工业园区（工业集聚区）涉生态环境“邻避”问题，将环境保护距离优化控制在园区边界或用地红线以内。	离后，选址符合《钻前工程及井场布置技术要求》（SY/T 5466-2013）	
		5.加快布局分散的企业向园区集中，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。	本项目属于油气开发项目，行业具有一定的特殊性，地面布置是由地下资源富集区决定地上井场位置，且井场有安全距离要求，不适宜进入园区	/
		6.优化城镇功能布局，开发活动限制在资源环境承载能力之内。科学确定城镇开发强度，提高城镇土地利用效率、建成区人口密度，划定城镇开发边界，从严供给城市建设用地，推动城镇化发展由外延扩张式向内涵提升式转变。精心维护自然山水和城乡人居环境，凸显历史文化底蕴，充分塑造和着力体现重庆的山水自然人文特色。	本项目不在城镇开发边界内	符合
	污染物排放管控	7.未达到国家环境质量标准的重点区域、流域的有关地方人民政府，应当制定限期达标规划，并采取措施按期达标。	本项目所在区域环境质量达标	符合
		8.巩固“十一小”（不符合国家产业政策的小型造纸、制革、印染、染料、炼焦、炼硫、炼砷、炼油、电镀、农药、涉磷生产和使用等企业）取缔成果，防止死灰复燃。巩固“十一大”（造纸、焦化、氮肥、有色金属、印染、农副产品及食品加工、原料药制造(生化制药)、制革、农药、电镀以及涉磷产品等）企业污染治理成果。	本项目不涉及	/
		9.主城区及江津区、合川区、璧山区、铜梁区二氧	项目位于武隆区，不涉及上述地区	符合

焦页 106 号评价井组环境影响报告书

环境管控单元编码		环境管控单元名称	环境管控单元类型	
ZH50015630002		武隆区一般管控单元-乌江石梁河	一般管控单元	
管控要求层级	管控类型	管控要求	建设项目相关情况	符合性分析结论
		化硫、氮氧化物、颗粒物、挥发性有机物严格执行大气污染物特别排放限值，并逐步将执行范围扩大到重点控制区重点行业。		
		10.新建、改建、扩建涉 VOCs 排放的项目，加强源头控制，使用低（无）VOCs 含量的原辅料，加强废气收集，安装高效治理设施。有条件的工业集聚区建设集中喷涂中心，配备高效治污设施，替代企业独立喷涂工序。	本项目天然气集输过程采用密闭集输方式	符合
		11.集中治理工业集聚区水污染，新建、升级工业集聚区应同步规划建设污水集中处理设施并安装自动在线监控装置。组织评估依托城镇生活污水处理设施处理园区工业废水对出水的影响，导致出水不能稳定达标的，要限期退出城镇污水处理设施并另行专门处理。	本项目不涉及	/
	环境风险防控	12.健全风险防范体系，制定环境风险防范协调联动工作机制。开展涉及化工生产的工业园区突发环境事件风险评估。长江三峡库区干流流域、城市集中式饮用水源、涉及化工生产的化工园区等按要求开展突发环境事件风险评估。	建设单位设置有专门的环境管理部门，并制定有完善的 QHSE 管理体系，建设项目按照要求编制风险应急预案	符合
		13.禁止建设存在重大环境安全隐患的工业项目。严禁工艺技术落后、环境风险高的化工企业向我市转移。	页岩气在武隆已开采多年，未发生环境风险事故，环境风险相对较小，且页岩气开采工艺相对成熟，未使用技术落后的工艺	符合
	资源开发利用效率	14.加强资源节约集约利用。实行能源、水资源、建设用地总量和强度双控行动，推进节能、节水、节	本项目施工期收集的雨水、压裂返排液、洗井废水等及运营期的采出水、	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	
ZH50015630002		武隆区一般管控单元-乌江石梁河	一般管控单元	
管控要求层级	管控类型	管控要求	建设项目相关情况	符合性分析结论
		地、节材等节约自然资源行动，从源头减少污染物排放	井下作业废水优先回用区域平台压裂，有效减少了新鲜水用量，从源头减少了污染物排放	
		15.在禁燃区内，禁止销售、燃用高污染燃料，禁止新建、改建、扩建任何燃用高污染燃料的项目和设备，已建成使用高污染燃料的各类设备应当拆除或者改用管道天然气、页岩气、液化石油气、电或者其他清洁能源；在不具备使用清洁能源条件的区域，可使用配备专用锅炉和除尘装置的生物质成型燃料。	项目使用柴油、电，不涉及高污染燃料使用	符合
		16.电力、钢铁、纺织、造纸、石油石化、化工、食品发酵等高耗水行业达到先进定额标准。	项目不涉及上述行业	符合
		17.重点控制区域新建高耗能项目单位产品（产值）能耗要达到国际先进水平。	项目不属于高耗能项目	符合
		18.水利水电工程应保证合理的生态流量，具备条件的都应实施生态流量监测监控。	项目不涉及	符合
区县总体管控要求	空间布局约束	第一条 禁止违反风景名胜区规划，在风景名胜区内核心景区内建设与风景名胜资源保护无关的其他建筑物；已经建设的，应当按照风景名胜区规划，逐步迁出。	本项目不涉及风景名胜区	符合
		第二条 禁止在自然保护区核心区和缓冲区内开展任何形式的开发建设活动、建设任何生产设施。在自然保护区的实验区内，不得建设污染环境、破坏资源或者景观的生产设施。	本项目不涉及自然保护区	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	
ZH50015630002		武隆区一般管控单元-乌江石梁河	一般管控单元	
管控要求层级	管控类型	管控要求	建设项目相关情况	符合性分析结论
		第三条 地质公园一级保护区未批准不得采集岩石、不得任意修建建筑物，设置商业广告；二级保护区区内居民点实施调控，严格控制其发展；设置必要的旅游设施，以不破坏景观，不污染环境为前提，并控制其体量与风格；三级保护区区内村落、民舍建设与环境协调，加强村落、民舍的环境、卫生综合整治，维护生态平衡，确保一级、二级保护区得到有效保护。	本项目不涉及地质公园	符合
		第四条 新建有污染物排放的工业项目，除在安全生产或者产业布局等方面有特殊要求外（农副食品初加工等），应当进入工业园区（工业集聚区）。对未进入工业园区（工业集聚区）的项目，或在工业园区（工业集聚区）以外区域实施单纯增加产能的技改（扩建）的项目，不得办理项目核准或备案手续。	本项目属于油气开发项目，行业具有一定的特殊性，地面布置是由地下资源富集区决定地上井场位置，且井场有安全距离要求，不适宜进入园区	符合
		第五条 工业园区紧邻受体敏感区、弱扩散区区域严格控制大气污染较重工业企业布局	本项目使用清洁能源，废气主要为天然气燃烧废气，大气环境影响小	符合
	污染物排放管控	第六条 推动污染企业退出，鼓励企业自愿“退城进园”。	本项目属于油气开发项目，行业具有一定的特殊性，地面布置是由地下资源富集区决定地上井场位置，且井场有安全距离要求，不适宜进入园区	/
		第七条 强化工业企业废水处理，优化污水处理设施处理工艺。	本项目为页岩气开采，施工废水回用压裂，运营期废水优先回用，无平台回用时，进入涪陵页岩气田产出水处理站处理，满足《污水综合排放标准	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	
ZH50015630002		武隆区一般管控单元-乌江石梁河		一般管控单元	
管控要求层级	管控类型	管控要求		建设项目相关情况	符合性分析结论
				》(GB8978-1996)一级标准后排放	
	环境风险 防控	第八条 加强重点河段、水库(湖库)、饮用水水源地、人群活动区域等环境敏感区周边企业风险源和交通运输的监管,划定防护范围,并在环境敏感区域设立地理界标和警示标志,减少突发环境污染事故的损失和影响。		建设单位设置有专门的环境管理部门,并制定有完善的QHSE管理体系,建设项目按照要求编制风险应急预案	符合
		第九条 加强污染源头防控,防范新增土壤污染,加强土壤环境调查、风险评估和污染地块治理修复的环境监管,实施农用地分类管理,保障农产品质量安全。		本项目采用分区防渗措施,从源头控制了土壤污染情况,退役后,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	
		第十条 禁止在饮用水水源(包括备用水源)二级保护区内新建、改建、扩建排放污染物的建设项目及设置排污口。		本项目不在饮用水源及保护区范围内	
	资源开发 利用效率	第十一条 严格控制流域和区域取用水量,制订各乡镇取用水量控制指标体系;加强饮用水水源安全保障;维持河流合理流量以及水库、地下水的合理水位,保持河(库)生态健康。		本项目施工期压裂液优先采用采出水进行配制,减少新鲜水用量	符合
ZH5001563000 2 武隆区一般 管控单元-乌江 石梁河	空间布局 约束	适时开展农用土地污染状况详查,对结论为污染严重的严格用途控制、禁止种植食用农产品和饲草。		本项目退役后,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
	污染物排 放管控	推动污染企业退出,鼓励企业自愿“退城进园”。		本项目属于油气开发项目,行业具有一定的特殊性,地面布置是由地下资源富集区决定地上井场位置,且井场	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	
ZH50015630002		武隆区一般管控单元-乌江石梁河	一般管控单元	
管控要求层级	管控类型	管控要求	建设项目相关情况	符合性分析结论
			有安全距离要求，不适宜进入园区	
	环境风险防控	实施农用地分类管理，保障农产品质量安全。	本项目利用现有占地施工，不新增占地，减少了农用地占用	符合
	资源开发效率要求	区域小水电站按照相关要求核定生态流量、增加生态流量监测设施并加强监督管理；矿山企业严格按照年度《矿山环境恢复治理和植被恢复实施方案》进行植被恢复等相关治理工作；区域航电类项目按照环境影响评价要求采取栖息地保护、集运鱼系统、人工增殖放流等措施减缓对水生生态影响。	本项目退役后，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，不涉及水生生态影响	符合

1.7.5 选址合理性

(1) 环境敏感区涉及情况分析

本项目占地范围内不涉及自然保护区、森林公园、地质公园、风景名胜区、集中式饮用水源保护区等环境敏感区；不在《重庆市生态功能区划》禁止开发区、重点保护区范围内。

由于地下页岩气开采具有明显的行业特殊性，在选址上很大程度上是“井下决定井上”，首先需考虑的是该区域是否含有页岩气，是否具有开采价值。因此，在选择井口的时候具有很大的约束，是通过天然气所在位置来确定井口位置，同时须平衡站场与周边居民点位置关系、林地占用、基本农田占用等因素、按照站场土地集约利用原则，本次充分利用现有平台施工，但仍不可避免的占用部分永久基本农田，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），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可以作为临时用地。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。

平台已办理临时用地手续，符合相关规定，选址合理。具体见表 1.7-9。

表 1.7-12 用地手续办理情况一览

文件名称	文号	涉及平台	备注
重庆市武隆区规划和自然资源局关于涪陵页岩气田白马区块焦页 106 号井组评价项目临时用地的批复	武隆规资临地（2023）6 号	焦页 106 号	
重庆市武隆区规划和自然资源局关于涪陵页岩气田白马区块焦页 106 号平台试采项目临时用地的批复	武隆规资临地（2023）7 号	焦页 106 号	

(2) 与《地下水管理条例》（国令第 748 号）符合性分析

本项目均利用原有平台施工，根据 1:50000 水文地质图、现场调查及现状监测，现有工程未对地下水造成不良影响，本次在采取相同措施的情况下，预计对周边地下水影响小。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《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，井口 100m 范围内有民宅分布（106-1#），施工前应对井口 100m 范围的居民采取临时功能置换等方式进行安全撤离，撤离后钻井平台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。

（5）与《重庆市公益林管理办法》的符合性分析

根据武隆区森林资源管理一张图，本项目占用公益林，本项目与《重庆市公益林管理办法》符合性分析详见表 1.7-13。

表 1.7-13 本项目与重庆市公益林管理办法符合性分析

政策	要求	符合性分析	符合性
《重庆市公益林管理办法》 （2017年3月1日起施行）	第十四条：补进、调出地方公益林的，由区县（自治县）林业主管部门报本级人民政府同意后，报市林业主管部门和市财政部门审查，经市人民政府核准后，由市林业主管部门公布。 第十九条：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。	本项目占用地方公益林，应依法办理用地审核、林木采伐审批手续	符合

由上表可知，本项目应依法办理用地审核、林木采伐审批手续，完善手续后，符合《重庆市公益林管理办法》相关要求。

（5）环境制约性分析

本项目占地类型主要为工矿用地、耕地等，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。通过采取评价提出的环保措施，本项目对周边的环境影响可接受，在采取环境风险防范和应急措施后，环境风险可防控。

综上所述，工程选址符合相关技术规范要求，且不涉及重庆市生态保护红线，在采取必要的环境保护措施和风险防范措施，对环境的影响可得到有效控制，从环境保护角度分析，本项目选址合理。

1.8 环境保护目标

1.8.1 生态环境保护目标

根据调查，本项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，项目占地范围内涉及天然林、公益林及永久基本农田。生态环境保护目标见表 1.8-1。

1.8.2 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、饮用水取水口等水环境保护目标分布。区域地表水系分布情况表见表 1.8-2。

1.8.3 地下水环境保护目标

根据现场调查，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 1.8-3。

1.8.4 大气环境保护目标

本项目不设置大气评价范围。

1.8.5 声环境保护目标

本次关注评价范围内的声环境保护目标，见表 1.8-4。

1.8.6 土壤环境环保目标

本次重点关注站场周边 200m 范围的土壤环境保护目标，包括周边耕地、居民等，见表 1.8-5。

表 1.8-1 生态环境保护目标一览表

序号	保护目标	环境敏感特性	环境环保要求
1	天然林	评价范围内天然林约 2.373hm ² ，其中占地范围内天然林约 0.028hm ²	减少植被破坏和水土流失，维护区域生态平衡
2	公益林	评价范围内公益林约 2.373hm ² ，均为国家二级公益林，其中占地范围内公益林约 0.028hm ²	
3	永久基本农田	评价范围内永久基本农田约 0.792hm ² ，其中本项目占用永久基本农田约 0.035hm ²	占地范围内永久基本农田应按照相关要求办理用地手续，开发过程中应避免对周边永久基本农田的占用和破坏

表 1.8-2 平台周边地表水系分布情况一览表

序号	名称	水域功能	环境敏感特性	位置关系	环境环保要求
1	清水塘沟	未划定	农业用水	位于平台西北侧 750m	满足《地表水环境质量标准》(GB3838-2002) III类水域水质标准
2	乌江	III	工业、农业用水等	运营期废水排放受体，位于平台东侧约 2.1km	

表 1.8-3 地下水环境保护目标一览表

名称	类型	地理坐标及出露点高程			相对位置关系	环境敏感特性
		经度	纬度	高程		
Q106-1	泉点				平台西南侧约 140m，比井场高 11m	出露地层 T ₂ l，涌水量约 0.05L/s，服务约 1 户
Q106-2	泉点				平台东南侧约 135m，比井场低 5m	出露地层 T ₂ l，涌水量约 0.05L/s，服务约 1 户
Q106-3	泉点				平台东北侧约 105m，比井场高 32m	出露地层 T ₂ l，涌水量约 0.05L/s，服务约 1 户
Q106-4	泉点				平台北侧约 250m，比井场低 3m	出露地层 T ₂ l，涌水量约 0.05L/sL/s，服务约 3 户
Q106-5	泉点				平台北侧约 305m，比井场高 4m	出露地层 T ₂ l，涌水量约 0.05L/sL/s，服务约 1 户
Q106-6	泉点				平台西南侧约 22m，比井场高 14m	出露地层 T ₂ l，涌水量约 0.05L/sL/s，服务约 1 户
Q106-7	泉点				平台东北侧约 123m，比井场高 42m	出露地层 T ₂ l，涌水量约 0.05L/sL/s，服务约 1 户

名称	类型	地理坐标及出露点高程			相对位置关系	环境敏感特性
		经度	纬度	高程		
Q106-8	泉点				平台东北侧约 465m, 比井场高 63m	出露地层 T ₂ l, 涌水量约 0.05L/sL/s, 服务约 1 户
Q106-9	泉点				平台西南侧约 65m, 比井场高 10m	出露地层 T ₂ l, 涌水量约 0.05L/sL/s, 服务约 1 户
Q106-10	泉点				平台西北侧约 500m, 比井场低 39m	出露地层 T ₂ l, 涌水量约 0.05L/sL/s, 服务约 1 户

表 1.8-4 声环境保护目标一览表

名称	空间相对位置			方位	与厂界最近距离/m	与放喷池最近距离/m	执行标准/功能区类别	声环境保护目标情况说明
	X	Y	Z					
106-1#				N	46	70	2 类功能区,《声环境质量标准》(GB3096-2008)中 2 类标准限值	1 户约 3 人
106-2#				SE	96	300		1 户约 4 人
106-3#				S	80	280		1 户约 4 人

表 1.8-5 土壤环境保护目标一览表

序号	名称	与最近厂界距离/m	高差 m	环境特征	环境环保要求
1	106-1#	46	+3	分散居民	满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)中的第一类用地的筛选值
2	106-2#	96	-20	分散居民	
3	106-3#	80	-2	分散居民	
4	耕地	周边	/	耕地	满足《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB15618-2018)中的风险筛选值

2 建设项目工程分析

2.1 油气田概况及油气资源特征

2.1.1 油气田概况

2.1.1.1 矿权范围

/。

2.1.1.2 地质构造

涪陵页岩气田白马区块构造上处于四川盆地川东高陡褶皱带万县复向斜，地理位置主要位于重庆市武隆区境内，距重庆市区约 90 千米，距涪陵区约 40 千米，是涪陵油气勘查区块的南部区块。

白马区块位于焦石坝区块东南部，向西紧邻石门一金坪背斜带，东以大耳山断层和齐岳山断层为界，属冲断褶皱变形区；构造走向为北东向，平面上总体呈现“南宽北窄、东整西碎”的特征。背斜窄长、断裂发育；向斜相对宽缓，断裂发育程度降低。

白马区块西部边界为石门断层，东部边界为齐岳山断层，受两条断层的夹持作用形成，具有东西分带的特点，西部金坪-石门断背斜带受石门断层控制，断背斜高陡且两翼明显不对称，靠近断层一翼陡，冲断作用强烈，局部志留系地层出露，为一狭长的北东向构造；东部白马向斜带相对较为宽缓，北东走向，呈现北窄南宽的特征，局部受断层改造，埋深最大达 6000 米。

2.1.1.3 区带或层系

五峰组-龙马溪组为本项目页岩气钻探的目的层段。五峰组厚度较薄，一般为 4~7m。龙马溪组厚度一般在 250~280m，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段（以下简称龙一段）、龙马溪组二段（以下简称龙二段）、龙马溪组三段（以下简称龙三段）。

(1) 五峰组

岩性为灰黑色含粘土硅质页岩，局部层段夹黄铁矿薄层、条带或条纹以及钾质斑脱岩薄层或条带。岩石中笔石含量 40%左右，另有少量腕足类及介形类等化石及大量的硅质放射虫和少量硅质海绵骨针化石。

(2) 龙马溪组一段

岩性以灰黑色含粘土硅质页岩、粘土质硅质页岩、粘土质粉砂质页岩为主，厚度为 80~105m。页岩水平纹层发育，笔石化石丰富，局部含量可达 80%，另见较多硅质放射虫及少量硅质海绵骨针等化石。页岩普遍见黄铁矿条带及分散状黄铁矿晶粒，总体反映缺氧、滞留、水体较深的深水陆棚环境沉积。

(3) 龙马溪组二段

该段地层厚度 10~50m。主体岩性以灰-深灰色砂岩为主，其间夹有粉砂质泥岩或泥岩，其中粉砂岩主体呈中-厚层、块状，本段生物化石、黄铁矿整体欠发育，从岩心上见典型的鲍马序列部分层段（如包卷层理、平行层理、递变层理等），底与下伏泥质岩之间具有明显的底冲刷特征，属浅水陆棚环境低密度浊流沉积。

(4) 龙马溪组三段

岩性以深灰-灰色粘土岩为主，偶夹薄层粉砂岩条带，厚度 100~140m。泥岩呈块状沉积，岩石中仅偶见笔石化石碎片，黄铁矿含量也较少，该段地层属于近滨泥质环境沉积。

2.1.1.4 油气藏流体性质

根据建设单位提供资料，焦页 1HF 井、焦页 1-3HF 井五峰-龙马溪组天然气组分分析表明，天然气中以甲烷为主，摩尔百分含量为 97.22~98.90%（平均 98.27%）；乙烷为 0.55~0.84%，丙烷及以上重烃组分含量为 0.02~0.266%，CO₂ 含量为 0~0.22%，焦页 1HF 井天然气相对密度 0.5656（临界温度 191.4K，临界压力 4.598MPa 焦页 1HF 井）。

2.1.1.5 油气资源类型

天然气组分中甲烷平均含量平均 98.27%，天然气相对密度 0.5656g/cm³，按气藏流体性质划分属干气藏。结合气藏埋深、驱动类型、压力系数等因素综合考虑，确定该气藏为中深层、弹性气驱、高压、干气、页岩气藏。

2.1.2 区域页岩气开发概况

目前，建设单位在武隆区设置了 1 个区块，为白马区块；在南川设置了 1 个区块，为平桥区块；在涪陵区设置了 4 个区块，分别为焦石坝区块、江东

区块、白涛区块、梓里区块。涪陵页岩气田产能部署见图 2.2-1。

图 2.1-1 涪陵页岩气田产能建设部署图

2.1.2.1 白马区块开发概况

白马区块面积约 77.3km²，上奥陶统五峰组底界地层高点海拔-860m，埋深 2200~4700m。

2016 年白马区块提交了预测储量 2435.63 亿方，2016-2021 年通过不断深化勘探开发一体化和地质工程一体化评价，先后部署探井、评价井 19 口，评价白马区块不同构造位置页岩储层含气性和单井产能，气井测试效果持续提升，增储阵地不断夯实。

区块已建试采站 11 座（焦页 152 号、焦页 106 号、焦页 148 号、焦页 149 号、焦页 165 号、焦页 159 号、焦页 162 号、焦页 143 号、焦页 107 号、焦页 146 号和焦页 147 号）及集气支线，在各试采站采用分子筛深度脱水。106LNG 站处理规模为 10 万方/天。

图 2.1-2 白马区块外输管网示意图

2.2 现有工程概况

2.2.1 现有工程主要内容

本章节重点介绍焦页 106 号平台现状，截至 2023 年 9 月，焦页 106 号平台共部署 7 口。现有工程项目组成一览表见表 2.2-1。

表 2.2-1 现有工程组成一览表

类别	工程名称		现有建设内容
主体工程	油气集输工程	站场工程	建成 1 座试采站，部署 5 口井，正常采气
	油气集输工程	集输工程	集气支线总长 4.12km，焦页 106 号试采站至焦页 147 号试采站，管径 $\Phi 168 \times 6.5$ ，设计压力为 6.3MPa。

2.2.1.1 主体工程

2.2.1.1.1 站场工程

现有工程已建成 1 座试采站，具体见表 2.2-2。

表 2.2-2 站场建成情况一览表

序号	试采站	气源	环评井数	完井井数
1	焦页 106 号	同平台	5	5
总计			5	5

焦页 106 号试采站与焦页 106 号平台同台建设，站场面积约 0.57 万 m²，站内已部署 5 口井。

站场外东南侧、西北侧各布置有 1 座放喷池，每座放喷池容积约 300m³，站场外东南侧布置一座水池，共 1 格，总容积约 1000m³。

集气站位于 106 平台东北侧，一字从西至东依次为射流泵、污水罐、分离器、分子筛、分离器、加热炉、分离器，东南角为辅助生产区，设备平面布置如图 2.2-1 所示。

图 2.2-1 焦页 106 号集气站平面布置示意图

站内已部署 5 口井，经过 2 台 DN800 分离器，经 2 台两相流量计、1 台分子筛脱水撬脱水后外输。

图 2.2-2 焦页 106 号集气站现状工艺流程图

表 2.2-3 站场井数、配套设施统计表

序号	平台号	站场面积 /万 m ²	占地面积 万 m ²	放喷池数 量/个	水池容积 /m ³
1	焦页 106 号	0.57	1.276	2	1000

站场设备清单见表 2.2-4。

表 2.2-4 站场设备清单一览表

集气站 编号	设备材料名称	型号及规格	单位	现有工程
焦页 106 号	除砂撬	25MPa	台	2
	水套加热炉	400kW	台	2
	计量分离器	DN800 PN63	台	2
	两相流量计	DN50 DN63	台	2
	分子筛脱水撬	30×10 ⁴ m ³ /d	台	1
	污水罐	10m ³	台	1
	射流泵		台	1

2.2.1.1.2 集输工程

根据调查，现有平台已建集气支线总长 4.12km，管径为 $\Phi 168 \times 6.5\text{mm}$ 。具体见表 2.2-5。

表 2.2-5 集气支线情况

序号	起点	途经	终点	管沟长度 km	管径规格
1	106 号集气站	106 号 LNG 站	147 号试采站	4.12	$\Phi 168 \times 6.5\text{mm}$
小计				4.12	/

2.2.2 现有工程产排污排放情况

根据《焦页 106-1HF 井钻井工程竣工环保验收调查表》、《焦页 106-2HF 井钻井工程竣工环保验收调查表》、《焦页 106 号井组评价项目竣工环境保护验收调查报告表》，施工期间，平台废水、固废均已妥善处置，本次重点调查运营期间的产排污排放情况。

2.2.2.1 废水

根据调查，焦页 106 号平台已完井 5 口井，现有产水量约 $16.1\text{m}^3/\text{d}$ ，管线输送至焦页 147 号平台暂存，优先回用工区平台压裂工序，不能回用时采用罐车拉运至涪陵页岩气田产出水处理站处理后满足《污水综合排放标准》(GB8978-1996)一级标准后排放至乌江。

2.2.2.2 废气

焦页 106 号平台水套加热炉与焦页 149 号平台功率一致，根据类比焦页 149 号平台水套加热炉废气排放数据，水套加热炉燃气废气各污染因子满足《锅炉大气污染物排放标准》(DB 50/658-2016)及修改单中燃气锅炉排放标准。

表 2.2-6 水套加热炉有组织废气排放情况一览表

2.2.2.3 噪声

根据各项目竣工验收报告，各厂界噪声满足厂界噪声执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)中的 2 类标准。

表 2.2-7 厂界排放噪声监测结果一览表

监测点位	昼间噪声 (dB (A))		夜间噪声 (dB (A))		达标情况
	监测结果	标准限值	监测结果	标准限值	
焦页 106 号东南侧厂界	52~53	60	46~47	50	达标

监测点位	昼间噪声 (dB (A))		夜间噪声 (dB (A))		达标情况
	监测结果	标准限值	监测结果	标准限值	
焦页 106 号东北侧厂界	50~53	60	46~47	50	达标

2.2.2.4 固体废物

运营期集气站暂未产生固体废物。

2.2.3 环境管理情况

2.2.3.1 排污许可执行情况

2020 年 4 月，建设单位填报了排污登记表，2022 年 9 月，建设单位根据建设项目情况对排污登记进行了变更，登记回执号分别为：91500102304951438R008Z。

2.2.3.2 环评及“三同时”执行情况

本项目涉及的平台共编制环评 5 个，已验收环评 5 个，各环评项目“三同时”执行情况见表 2.2-8。验收意见见附件 6。

表 2.2-8 现有工程环评及验收情况

平台	项目名称	环评内容	环评批复及时间	验收内容	验收意见及时间
焦页 106 号	焦页 6 井钻探工程环境影响报告	焦页 106 号：1 口井	渝（武）环准〔2014〕028 号	焦页 106 号：1 口井	江环审〔2020〕13 号，2020 年 11 月 11 日
	焦页 106-1HF 井钻探工程环境影响报告表	焦页 106 号：1 口井	渝（武）环准〔2016〕006 号，2016 年 3 月 22 日	焦页 106 号：1 口井	江环审〔2020〕08 号，2020 年 11 月 11 日
	焦页 106-2HF 井钻探工程环境影响报告表	焦页 106 号：1 口井	渝（武）环准〔2019〕027 号，2019 年 7 月 5 日	焦页 106 号：1 口井	江环审〔2020〕09 号，2020 年 11 月 11 日
	焦页 106#平台试采地面工程环境影响报告表	焦页 106 号试采站	渝（武）环准〔2019〕029 号，2019 年 7 月 11 日	焦页 106 号试采站	江环审〔2020〕10 号，2020 年 11 月 11 日
	涪陵页岩气田白马区块焦页 106 号井组评价项目环境影响报告表	焦页 106 号：2 口井	渝（武）环准〔2021〕018 号，2021 年 2 月 8 日	焦页 106 号：2 口井	涪页工单〔2022〕30 号，2022 年 8 月 2 日

2.2.3.3 固体废物管理情况及台账制度落实

为规范涪陵页岩气田危险废物管理流程，落实污染防治措施，保护生态环境，实现页岩气可持续发展，2022 年 11 月，建设单位制定了《涪陵页岩气公司固体废物污染防治管理规定》并推行。

建设单位按年度编制一般工业固体废物管理台账、危险废物台账等，见图 2.2-7。

图 2.2-3 危险废物、一般工业固体废物台账

2.2.3.4 环境风险及应急预案

建设单位已编制了《中石化重庆涪陵页岩气勘探开发有限公司突发环境事件应急预案》和《中石化重庆涪陵页岩气勘探开发有限公司风险评估报告》。环境风险评估报告备案号：5001022021120001；环保应急预案备案号：500102-2021-125-LT；

建设单位根据情况组织了环境风险企业突发环境事件风险管理培训，并根据相关应急编制了不同类型突发环境事件应急演练，开展了应急演练工作。

2.2.4 环保投诉情况及分析

根据竣工验收调查报告及调查，焦页 106 号平台施工及运营期间均未发生污染投诉。

2.2.5 主要生态环境问题

根据现有工程环评要求，运营期间，井场除采气井口一定范围内土地，其余部分全部复垦；除留 1 座放喷池用于采气外，其余未使用的水池和放喷池及井场排水沟进行拆除，但因开发需要，井场、放喷池、进场道路由于考虑到后期勘探开发的需要未进行复垦。

2.2.6 拟采取的“以新带老”措施和整改方案

本项目依托已部署的井场、水池、放喷池、进场道路等，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、水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 扩建项目概况

2.3.1 地理位置与交通

焦页 106 号平台位于武隆区白马镇鱼光村，平台距离武隆区直距约 24km，距离白马镇约 3.4km。井场周边有乡村公路，交通较为方便。项目地理位置见附图 1。

2.3.2 建设项目基本概况

项目名称：焦页 106 号评价井组；

建设单位：中石化重庆涪陵页岩气勘探开发有限公司；

建设性质：扩建；

建设地点：重庆市武隆区白马镇鱼光村

产能规模：0.80 亿方/年。

开发方式：自喷开采；

建设内容：扩建焦页 106 号 1 座，钻井 5 口井，扩建集气站一座，完善集输工艺流程、水、电、通讯、道路等配套设施。

建设周期：约 15 个月；

项目总投资：25000 万元；

2.3.3 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分别见表 2.3-1。

表 2.3-1 平台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	井口建设	依托焦页 106 号平台部署 5 口井，开挖砌筑方井	新建，施工结束后仅保留井口采气树及配套设施，其余施工设备随井队搬迁
		钻井作业	5 口井钻井工程：总进尺 28343m，水平段进尺 8890m；单井平均总进尺 5669m，平均水平段进尺 1778m	
		固井工程	水泥固井。	
		井控工程	井控装置：液压泵站、阻流管汇、防喷器和井口设备	
	储层改造工程	钻井工程结束后，对完钻井进行正压射孔、水力压裂、测试放喷		
	采气树	每个井口安装采气树。	新建	

类别	工程名称		项目组成内容	备注
油气集输工程	集气站		焦页 106 号平台新增 1 具气液分离器、3 具两相流量计、5 台除砂撬；	新建
	集输管线		配套建设井口至站场设备的集采气管线约 1220m；	新建
公辅工程	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，压裂用水依托现有供水管网供给，并充分回用采出水	依托
	排水工程		施工期间压裂返排液、洗井废水、收集的雨水回用，不外排； 运营期采出水、井下作业废水优先回用区域平台压裂工序，无平台回用时，罐车输送至涪陵页岩气田产出水处理站处理达标排放	部分依托
	供电工程		施工期间依托周边已建成的 10kV、35Kv 电网供电，井场配备 320kW 柴油发电机 2 台作为备用电源，施工完毕后搬迁；运营期间供电电源就近引自己建低压电源	依托
环保工程	施工期	环保厕所	井场和生活区各设置环保厕所 1 处	施工结束后拆除
		截排水沟	利用现有井场截排水沟，50cm×50cm 明沟	依托
		放喷池	已建有 2 座放喷池，每个放喷池容积约为 300m ³ ，兼做应急池，砖混结构，做防渗处理，防渗系数≤10 ⁻⁷ cm/s；每座放喷池设置 3 套点火装置，分别为自动、手动和电子点火装置	依托
		生活垃圾	井场和生活区各设置 1 处集中收集点，定期由环卫部门统一清运处置	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，水基岩屑经其收集后用于资源化利用	
		油基岩屑收集	采用吨桶收集油基岩屑，交由有危险废物处置资质的单位进行处置	
	运营期	废润滑油收集	集气站内设置一处润滑油暂存点，定期交由有资质的单位进行处置	依托
		放空立管	放空废气通过集气站放空立管排放	依托
		废水池	依托平台现有的 1 座废水池，容积约 1000m ³ ，钢筋混凝土结构，池壁及池底涂有防渗层，防渗系数≤10 ⁻⁷ cm/s。用于暂存钻井期间的废水和储层改造过程的压裂返排液	依托

类别	工程名称	项目组成内容	备注	
储运工程	施工期	柴油罐	钻井队设 2 个柴油罐，每个 10m ³ ，临时存储钻井用柴油	施工结束后随施工队伍搬迁
		钻井、固井材料储存区	井队设置 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，彩钢板顶棚	
		盐酸储罐	储层改造工程期间，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	
		配液罐	压裂阶段井场设置 40 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	
依托工程	采出水处理站	采出水、井下作业废水优先回用区域页岩气平台压裂，无平台回用时采用管线输送至涪陵页岩气田产出水处理站处理，该处理站处理能力 1600m ³ /d	依托	

2.3.3.1 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，本项目共部署 5 口水平井，总进尺 28343m，水平段进尺 8890m。

(1) 井身结构

根据区块已钻井情况，结合出露层位及复杂情况，优为了从源头减小固废产生量，化井身结构，本项目采用“三开次”瘦身 II 型井身结构。产层为页岩气层，完井方式采用套管射孔（分段压裂）完井。

“三开”的钻井工艺：一开、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 2.3-2 “三开次”瘦身 II 型井身结构说明

根据理论计算，与常规井身结构相比，采用“瘦身型”井身结构，单开次水基钻屑最大可减少约 25%，油基钻屑最大可减少约 22%。

“三开次”瘦身 II 型井身结构：

①表层导管

一开用 $\Phi 374.4\text{mm}$ 钻头，采用清水钻井方式钻进，采用水泥固井，水泥返至地面。

②技术套管

二开用 $\Phi 269.9\text{mm}$ 钻头，正常情况下，清水钻进入钻至造斜点后转钻井液钻进，钻至龙马溪组页岩气层顶部，下 $\Phi 219.1\text{mm}$ 套管固井，封小河坝组地层及以上的易漏、易垮塌地层，以钻达或钻穿龙马溪组页岩气层上部的标准层“浊积砂”为中完原则，采用水泥固井，水泥返至地面。

③生产套管

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

各井井身结构见表 2.3-3。

表 2.3-3 本项目各井井身结构

(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 2.3-4。

表 2.3-4 本项目钻井配置情况表

(3) 钻井液方案

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 2.3-5 三开结构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。

2.3.3.2 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。

(3) 压裂主要工艺设备

本次采用电驱压裂车进行水力压裂，设备准备如表 2.3-6 所示。

表 2.3-6 压裂施工车辆及工具准备

(4) 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，摆好压裂车组，接好高、低压管线、管汇。

图 2.3-1 压裂井场布置参考示意图

2.3.3.3 油气集输工程

(1) 焦页 106 号集气站

本次在焦页 106 号集气站内新增 1 台 DN800 分离器、3 台 DN50 两相流量计，以及井口至站内设备的采气管线 1220m。主要工程量见下表。

表 2.3-7 焦页 106 号集气站主要工程量

序号	型号规格	单位	数量	备注
一	设备			
1	两相流量计 DN50 6.3Mpa	座	3	
2	DN800 气液分离器撬	座	1	
3	单井式除砂撬 25MPa	座	5	
二	阀门			
1	钢法兰闸阀 DN150 PN63 (RF)	个	1	
2	钢法兰闸阀 DN50 PN63 (RF)	个	12	
3	钢法兰闸阀 DN65 PN250	个	6	
4	钢法兰角式节流阀 DN65 PN250	个	6	
三	管材			
1	Φ 168×7 BGL245N-RCB	m	110	
2	Φ 114×6 BGL245N-RCB	m	50	
3	Φ 76×8 BG L360Q-RCB SMLS PSL2	m	680	
4	Φ 76×4.5 Q345E SMLS	m	220	
5	Φ 60×5.5 BGL360N-RCB SMLS PSL2	m	160	加强级 3PE 防腐
6	配套管件	套	1	

本次焦页 106 号平台新增 5 口井经过集气站已建的加热炉加热节流后，经过分离器连续计量分离后外输。

焦页 106 号集气站改造后站内设备见表 2.3-8。运营期平面布置见附图 3-1。

表 2.3-8 焦页 106 号集气站主要工程量

序号	名称	单位	现有工程	本次新增	改造后	备注
1	水套加热炉 400KW	具	2	0	2	
2	两相流量计 DN65	具	2	3	5	
3	气液分离器撬 DN800	具	2	1	3	
4	放空立管 DN150	具	1	0	1	
5	分子筛脱水撬	具	1	0	1	
6	射流泵	座	1	0	1	

2.3.3.4 公用工程

(1) 供水工程

本项目压裂用水优先使用采出水，不足部分采用分散取水的供水模式。

(2) 供电工程

白马区块 35kV 线路双回干线（黎页一线、黎页二线）从黎明变电站引出，35kV 干线双回由 106 平台至 149 平台。在沿干线线路方向 T 接至各个平台，钻井期间已经架设双回路电力线路至 106 平台，满足全电驱压裂供电。配备 320kW 柴油发电机 2 台作为备用电源，施工完毕后搬迁；运营期间供电电源依托集气站已建低压电源。

图 2.3-2 白马区块电力线路路径示意图

2.3.3.5 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。生活污水由环保厕所收集后农用或交由生活污水处理厂处置。

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间进行降噪。

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，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

采出水优先回用区域内钻井平台压裂工序，不能回用的采出水罐车输送至涪陵页岩气田产出水处理站，处理达到《污水综合排放标准》（GB8978-1996）一级标准。

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

废砂石交由厂家更换内件时回收处置或交一般工业固废填埋场处置。

2.3.4 依托工程可行性

2.3.4.1 站场工程依托可行性

为减少新增占地，本项目依托焦页 106 号在部署 5 口井，根据现有工程概况章节，焦页 106 号平台采用碎石铺垫，局部采用混凝土硬化，站场配套的放喷池、废水池、截排水沟、放空立管等完好。

根据环境质量监测数据，站场土壤、地下水、声环境质量良好；根据各项目竣工验收报告，水套加热炉废气满足《锅炉大气污染物排放标准》（DB 50/658-2016）及重庆市地方标准第 1 号修改单标准，噪声排放满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中的 2 类标准。

综上，本项目依托现有站场、放喷池、水池、截排水沟施工是可行的。

2.3.4.2 集输管网工程及依托可行性

根据建设单位提供资料，本项目新增产能约 0.80 亿 m^3/a ($21.92 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$)，106LNG 站场处理规模为 $10 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，本次产能实施后，焦页 106 号集气站最大产气达到 $30.83 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，106LNG 站无法处理焦页 106 号集气站全部产气。本次可通过焦页 106 号集气站-焦页 147 号集气站外输管线，进入 107 平台联络线在输往水江-武隆联络线，该线路设计输气量为 12 亿 m^3/a ，本项目扩建后最大产气量约 $30.83 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ (1.12 亿 m^3/a)，不会超过现有集输能力，因

此，现有集气管网满足本项目的集气要求。

2.3.4.3 供水依托可行性

本项目施工期用水来自鱼光水库，鱼光水库为小（二）型水库，库容约 $22 \times 10^4 \text{m}^3$ ，无饮用水功能。本项目用水量约 $2000 \text{m}^3/\text{d}$ ，压裂供水采用聚氨酯软管供水，地面敷设，所需供水软管长度大约为 3.5km。供水管线走向见图 2.3-3。

图 2.3-3 供水示意图

2.3.4.4 排水依托可行性

运营期，本项目采出水优先回用平台压裂，不能回用时依托涪陵页岩气田产出水处理站处理满足《污水综合排放标准》(GB8978-1996)一级标准后排放至乌江。

涪陵页岩气田产出水收集及处理系统建设项目位于重庆市涪陵区，其中产出水处理站场位于白涛街道油坊村，紧邻白涛化工园区，距白涛街道场镇直线距离约 4.8km，距涪陵城区约 26km。处理站处理规模为 $1600 \text{m}^3/\text{d}$ ，服务于焦石坝区块、江东区块、梓里区块、白涛区块采气平台，同时为二期预留 $800 \text{m}^3/\text{d}$ 处理规模的用地。2017年3月，建设单位委托环评单位编制了《涪陵页岩气田产出水收集及处理系统建设项目环境影响报告书》，2019年2月2日，重庆市涪陵区生态环境局对该项目进行了批复，批复文号为“渝（涪）环准〔2019〕15号”。2019年3月30日，产出水处理站开始建设，2020年11月24日竣工，并办理了排污许可等登记，2021年11月完成了企业自主竣工环境保护验收，验收文号为“江环审〔2021〕67号”。

根据《固定污染源排污许可分类管理名录》（2019年版），涪陵页岩气田产出水收集及处理系统建设项目属于登记管理，建设单位已根据《排污许可管理办法（试行）》按照区域进行了排污登记，将该项目纳入白涛街道排污登记范围，固定污染源排污登记编号为 91500102304951438R006Z。

处理站采用“预处理+双膜+机械式二次蒸汽再压缩（MVR）工艺”，根据验收期间废水排放监测结果，项目产出水处理站废水经处理后，各污染因子可以满足《污水综合排放标准》（GB8978-1996）一级标准要求（氯化物可以满足《四川省水污染物排放标准》（DB51/190-1993）C类水域二级标准要

求)；经处理达标后，由外排管线排入乌江；根据监测结果分析可知，项目废水主要污染物的处理效率分别为 COD98.0%，NH₃-N93.8%，氯化物 99.9%，SS97.7%；废水处理系统运行效果有效可行。

目前，该污水处理站已验收并投入运行，实际处理污水量约 350m³/d，本项目可依托该处理系统进行处置。

目前，涪陵页岩气田采出水处理站实际处理规模约 350m³/d，本项目运营期废水最大产生量约 25m³/d，考虑最不利情况，本项目实施后采出水不回用，全部交由处理站处理，则总废水处理量约 375m³/d，小于 1600 m³/d，满足处理需要。

2.3.5 主要技术经济指标

本项目主要技术经济指标见表 2.3-9。

表 2.3-9 项目主要技术经济指标一览表

序号	指标	单位	数量
1	产能	m ³ /a	0.80
2	设计井数	口	11
3	工程占地	hm ²	1.276
4	人员编制	人	不新增劳动定员
5	总投资	万元	25000
6	环保投资	万元	404.9

2.3.6 储运工程及原辅材料消耗

2.3.6.1 施工期

(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，每个井对在井场内设置 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，单井及本项目钻井液材料用量见表 2.3-10。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 2.3-10 项目钻井液配制量一览表

表 2.3-11 井液材料用量表 **单位：t**

注：按照所有井均新配钻井液考虑，实际不同井之前钻井液可以重复利用，所需药品量更少

(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。根据涪陵页岩气田钻井液使用情况，每米进尺钻井液使用量、循环量、损耗量见表 2.3-12。

表 2.3-12 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 2.3-13 所示。

表 2.3-13 本项目钻井液用量及消耗量

各开次钻井液使用情况如下：

清水钻井液段：使用清水 744m³，清水钻井阶段钻井液总用量为 277000m³，钻井液使用过程中损耗量约 555m³。清水钻完钻后，剩余钻井液 189m³，直接在循环罐内添加配方，用于水基钻井液钻井。

水基钻井液段：使用清水 816m³，清水段回用量 189m³。水基钻井阶段钻井液总用量为 439026m³，钻井液使用过程中损耗量约 868m³。水基钻完钻后，剩余钻井液 137m³，由井队回收用于后续钻井工程。

油基钻井液段：油基钻井液配置量为 1500m³。油基钻井阶段钻井液总用量为 124460m³，钻井液使用过程中损耗量约 489m³。油基钻完钻后，剩余钻井液 202m³，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。

本项目水力压裂用量见表 2.3-14、压裂液配制材料用量见表 2.3-15。

表 2.3-14 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)
焦页 106 号平台	5	8890	225453

表 2.3-15 压裂液添加剂消耗量配方表

2.3.6.2 运营期

运营期间,集气站原辅材料主要为天然气,不进行储存,天然气来源为井口自产的页岩气。本项目不新增水套加热炉,依托集气站现有水套加热炉加热节流。

2.3.7 工程土石方与占地

(1) 工程土石方

本项目利用已建平台施工,不进行扩建,但新开挖方井,需要新进行土石方开挖,总挖方 0.01 万 m³,总填方 0.01 万 m³,无弃方产生。

(2) 项目占地

根据调查统计,本项目总占地面积约 1.276 hm²,占地情况统计详见表 2.3-16。

表 2.3-16 本项目占地情况一览表 单位: hm²

平台	工程内容	面积
焦页 106 号	井场	0.65
	水池	0.03
	放喷池	0.04
	生活区	0.15
	表土堆场、边坡、管线等临时占地	0.406
	小计	1.276

根据“国土空间用途管制红线智检服务”查询,本项目临时占用永久基本农田约 0.035 hm²,其中水田约 0.0305 hm²,旱地约 0.0049hm²。

表 2.3-17 本项目永久基本农田占用情况一览表 单位: hm²

站场	项目总占地	其中占用永久基本农田		
		旱地	水田	小计
焦页 106 号	1.276	0.0049	0.0305	0.0354

本项目总占地约 1.276hm²,占地类型主要为采矿用地、住宅用地、耕地、

林地、交通运输用地、水域及水利设施用地等，具体见表 2.3-18。

表 2.3-18 本项目土地利用类型一览表 单位：hm²

占地类型		面积
耕地	旱地	0.2616
	水田	0.0305
	小计	0.2921
林地	灌木林地	0.0366
工矿仓储用地	采矿用地	0.0941
交通运输用地	农村道路	0.0033
水域及水利设施用地	坑塘水面	0.0649
其他土地	田坎	0.0656
	设施农用地	0.0226
住宅用地	村庄	0.6970
总计	/	1.276

2.3.8 施工组织

(1) 施工人员

钻井工程：每个钻井队有施工人员约 50 人，生活、办公为自带的活动板房。储层改造工程：每个试气压裂队有施工人员约 50 人，每个平台安排 1 个试气队，平台内的页岩气井依次完成试气施工。油气集输工程：每个站场安排 1 个施工队，施工队约 20 人。

(2) 施工时序

本项目平均单井完井周期约 53d，单井压裂试气时间为 30d。本项目钻井工程完成后，井场交给试气队伍；完成储层改造后，进行集气站扩建，完工后交给采气队伍进行采气生产。

表 2.3-19 本项目施工时间表 单位：天

施工类型	施工时间/天	备注
钻井工程	265	采用单钻机布局
储层改造工程	150	每口井依次压裂，每口井施工时间约 30 天
油气集输工程	10	/
总计	425	/

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，页岩气井采用“三开”钻井方式，一开、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。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，采用顶替隔离液和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。三开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，水基钻屑通过不落地系统收集，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。废油由中石化重庆涪陵页岩气勘探开发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

在停电情况下，采用柴油发电机和动力机组提供动力进行钻井，除上述产排污外，额外会产生柴油燃烧废气。

④设施、设备拆卸或拆除

钻井工程施工完毕后，需要对临时水基岩屑暂存区、原辅材料堆存区、生活区进行拆除，对储备罐、循环罐、泥浆泵内的钻井液进行清掏，并对施工设备进行拆卸。在拆除或拆卸过程中，主要污染物为沾染废油的防渗膜、剩余油基钻井液、生活垃圾等。若剩余油基钻井液需要废弃时，应按照国家危险废物进行管理。

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闸门。

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中吸收。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节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

④设施、设备拆卸或拆除

储层改造施工完毕后，需要对生活区进行拆除，对管线、原辅材料堆存区等进行拆卸。拆卸过程主要污染物为沾染废油的防渗膜，生活垃圾等。

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：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。

2.4.2 运营期污染因素分析

(1) 油气集输产排污分析

集气站采用“井口—加热节流—气液分离计量—外输”的工艺流程。井口产自喷出井后，经水套加热炉加热后，然后进分离器进行气液分离计量，之后通过集输管线外输，分离器分出的污水在废水池暂存，优先回用于区域页岩气平台压裂。集气站出站管道设紧急切断阀和紧急放空阀。

图 2.4-5 运营期集气站工艺流程图

当井口压力过高（6MPa）或过低（3MPa）时报警并关断紧急切断阀。在项目的管线超压、检修的情况，进入集气站内的放空排气筒口放空。

随着天然气开采的不断深入，天然气可能携带地层的砂石或者压裂液中的陶粒进行集气流程，对设备造成损坏，故需要进行除砂。

集气站设备设置手动放空及安全阀放空，在检修及事故状态下实现放空。

运营期间，集气站主要产污环节为设备噪声、放空过程中产生的噪声；水套加热炉燃烧废气、放空废气；气液分离器、分子筛脱水撬产生的采出水；分子筛脱水桥撬更换的废分子筛，除砂产生的废砂石。

（2）清洁生产分析

集气站采用水套加热炉进行加热，原料为页岩气，为清洁能源，生产工艺符合清洁生产要求。

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

本项目依托现有平台施工，对生态环境影响小。运营期主要对生态环境的影响因素较小，主要为运营气噪声和人为活动对野生动物的影响。

本项目占地面积约 1.276 hm²，生态影响主要包括改变占地范围内土地利用类型、造成水土流失等。

2.5 污染源强核算

2.5.1 施工期

2.5.1.1 废水

（1）场地雨水

武隆区年均降雨量为 1197.2mm，年均蒸发量约为 1137.8mm。井场四周设置有雨水排水沟，场外雨水随雨水沟排放，井场内设排污沟，场内雨水排放至废水池，回用于压裂工序。收集的雨水主要污染物为 SS 和石油类，产生浓度分别为 200mg/L 和 20mg/L。井场雨水收集面积约 3200m²，根据年均降雨量、蒸发量、施工时间及雨水收集面积，雨水收集量见表 2.5-1。

表 2.5-1 平台雨水收集量**(2) 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 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。本项目共产生洗井废水 900m³。

表 2.5-2 洗井废水主要污染物浓度 单位：mg/L (pH 除外)

注：类比涪陵页岩气焦石坝区块一期工程洗井废水水质检测报告，阴离子表面活性剂检出浓度范围为 0.13~2.15 mg/l，本次按照最大值 2.15 mg/l 进行核算。

表 2.5-3 洗井废水污染物产生量 单位：t**(3) 压裂返排液**

根据现有工程页岩气井储层改造返排率统计，返排率取 5%。本项目压裂液使用总量约 22.55 万 m³，则本项目压裂返排液产生量为 11272m³，部分经“混凝沉淀+杀菌”处理工艺处理后，优先回用于本平台页岩气井压裂工序，剩余部分用于矿区其他平台压裂工序。压裂返排液主要污染物为 pH 值、COD、石油类、氯化物。

表 2.5-4 压裂返排液污染物源强及产生量**(4) 生活污水**

施工期生活用水量按 120L/d 人，排污系数取 0.80 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 2.5.5、表 2.5-6。

表 2.5-5 施工期生活用水及废水产生量**表 2.5-6 施工期生活污水污染物产生浓度及产生量****(5) 施工期废水产生情况汇总**

本项目施工期水平衡见表 2.5-7。

表 2.5-7 焦页 106 号平台施工期水平衡一览表 单位: m³

工段	工用水环节	总用水量	新鲜水用量	损耗量	循环量	废水量	综合利用量		去向
							本平台利用量	其他平台利用量	
钻井工程	清水钻井	277000	744	555	276256	189	189	0	本平台回用
	水基钻井	439026	816	868	438210	137		137	随钻井队用于其他钻井工程
	生活用水	1590	1590	318	/	1272	/	/	利用井场及生活区环保厕所进行处置
	场地雨水	/	/	/	/	138	138	/	配制压裂液
储层改造工程	洗井	900	900	/	/	900	900	/	配制压裂液
	生活用水	900	900	180	/	720	/	/	利用井场及生活区环保厕所进行处置
	场地雨水	/	/	/	/	78	78	/	配制压裂液
	水力压裂	225453	213065	214181	/	11272	11272	0	根据试气压裂计划回用, 最后一口井用于其他井压裂
油气集输工程	生活用水	24	24	4.8	/	19.2	/	/	利用井场及生活区环保厕所收集后农会交由生活污水处理厂处置
总用水量		944893	218039	216106.8	714466	14725.2	12577	137	/

2.5.1.2 废气

(1) 扬尘

油气集输工程施工扬尘为中土石方开挖、材料运输、卸放、拌合等过程中产生，主要污染物为 TSP，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的柴油，类比同类型柴油机运行情况，其主要污染物 NO_x 、 SO_2 和颗粒物的浓度分别约为 $25\text{mg}/\text{m}^3$ 、 $77\text{mg}/\text{m}^3$ 和 $100\text{mg}/\text{m}^3$ ，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。废气采用柴油机设备自带的 6m 高排气筒排放。柴油发电机仅在停电时备用，运行时间很短，一般不会超过 2 天，其燃料燃烧产生及排放的污染物量很少。

(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，则打开防喷管线阀门泄压；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外运的 31% 盐酸在井场内的盐酸储罐中稀释至 15%（盐酸储罐内先加入适量水，然后将 31% 盐酸泵入储罐）。现场将酸罐呼吸孔排放的少量盐酸雾引至水中吸收。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

在管道铺设和站场建设过程，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，项目施工现场位于开阔地带，有利于废气扩散，且废气污染源具有间歇性和流动性，因此对局部地区的环境影响较轻。

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)。

表 2.5-8 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 80dB (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。主要噪声源强及特性见表 2.5-9。

表 2.5-9 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。

表 2.5-10 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，剩余钻井液。

(1) 剩余钻井液

由 2.1.7 节分析，水基钻井液剩余约 137m³，由钻井队回收利用，若不回收利用，需要废弃时，应按照国家一般工业固废处置。剩余油基钻井液约 202m³，由钻井队回收利用后续钻井工程，若需要废弃则应该按照危险废物进行管理。

(2) 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。

与现有工程井身结构相比，本项目采用“瘦身型”井身结构，理论上单

井固废产生量比现有工程更小，现有工程单井固废产生量无法真实反映本项目固废产生情况，因此本次采用理论计算方法计算本项目的固废产生量。根据本项目钻井阶段各开次进尺、钻头尺寸，并取一定的容积扩大倍数，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，清水和二开水基钻井均取 2.5 倍，三开水基取 3.0 倍；

本项目钻井井身结构数据见表 2.5-11，岩屑产生量见表 2.5-12。

表 2.5-11 井身结构参数表

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 1552m³。清水岩屑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 1495m³。水基岩屑经不落地系统收集后，用于资源化利用。

③油基岩屑

本项目油基岩屑产生总量为 760m³。油基岩屑采用钢罐或吨桶“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。

(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 0.5t。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 0.5t，本项目 5 口井预计废油产生量为 2.5t，由中石化重庆涪陵页岩气勘探开发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 本项目含油物质属性一览表

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	1520	钻井	072-001-08	HW08	液态	柴油	柴油	施工期	毒性	危废处置单位处置
2	废油	2.5	钻机	900-201-08、 900-214-08、 900-249-08						毒性、易燃性	资源回收
3	沾染废油的废防渗材料	0.5	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	集中贮存	约 12m 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	集中贮存	约 2m ³	2d
		沾染废油的废防渗材料	900-249-08	HW08		集中贮存	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 5 口井废包装材料产生总量为 4000 个，由厂家或有资质的单位回收。

（5）压裂返排液絮凝沉淀污泥

本项目压裂返排液排入水池暂存，及时转运回用于工区其他钻井平台压裂工序，回用前压裂返排液在水池内进行絮凝沉淀处理，参考工区压裂返排液絮凝沉淀污泥产生情况，本项目压裂返排液絮凝沉淀污泥产生量约 2.5m³。

(6) 生活垃圾

生活垃圾按 0.5kg/（人·d）计算，本项目生活垃圾产生量为 10.48t。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

平台	钻井工程	储层改造工程	油气集输工程	小计
焦页 106 号	6.63	3.75	0.10	10.48

本项目产生的一般工业固体废物名称、类别等信息见表 2.5-16。

表 2.5-16 一般工业固体废物分类与代码

序号	名称	行业来源代码	类别代码	代码
1	清水岩屑	072	99	072-999-99
2	水基岩屑	072	99	072-999-99
3	废包装材料	072	99	072-999-99
4	絮凝沉淀物	072	99	072-999-99
5	施工废料	072	99	072-999-99

(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	1552m ³	铺垫井场或修建井间道路	0
水基岩屑	1495m ³	水基岩屑经不落地系统收集后，用于制砖等资源化利用	0
油基岩屑	760m ³	油基岩屑采用钢罐或吨桶“不落地”收集后，交由有危险废物处置资质的单位转运处置。油基岩屑收集、贮存、转运应符合《危险废物收集 贮存 运输技术规范》（HJ2025-2012）有关要求	0
絮凝沉淀污泥	2.5m ³	外运至一般工业固废处置场处置或资源化利用	0
废防渗材料	0.5 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

类别	产生量	处理措施	排放量
废油	2.5 t	由中石化重庆涪陵页岩气勘探开发有限公司或有资质的单位回收利用	0
废包装材料	4000 个	由厂家或有资质的单位回收	0
生活垃圾	10.48t	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 27.13m³/井次，预计每 2 年进行 1 次井下作业（洗井），则本项目 5 口井井下作业废水产生量预计约 67.83m³/a，主要污染物为 COD 和石油类，回用涪陵页岩气田页岩气平台压裂工序。井下作业废水产生量见表 2.5-18。

表 2.5-18 井下作业废水产排污情况

(2) 采出水

类比区块现有气井采出水产生量，本次单井采出水预计产生量为 5m³/d，本项目 5 口井废水产生量为 25m³/d (9125m³/a)，主要污染物为 COD 200-2500mg/L、Cl⁻ 10000 -14000mg/L、氨氮 15-85 mg/L。优先回用区域平台压裂工序；若不能回用则罐车拉运至涪陵页岩气田产出水处理站处理达到《污水综合排放标准》（GB8978-1996）一级标准后排放至乌江。

表 2.5-19 项目运营期采出水排放一览表

(3) 生活污水

本项目集气站不新增劳动定员，不新增生活污水。

2.5.2.2 废气

运营期的废气主要有水套加热炉的燃烧废气、放空废气。

(1) 水套加热炉燃烧废气

水套加热炉燃烧废气主要污染因子包括颗粒物、二氧化硫、氮氧化物。本次依托集气站现有 2 台水套加热炉进行加热节流，均已通过竣工环保验收工作，本次不再重复计算污染物排放量。

(2) 放空废气

非正常工况下废气排放见表 2.5-20 和表 2.5-21。

表 2.5-20 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 2.5-21 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 (°C)
		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、水套加热炉等。事故状况下，安全放空阀、放空管的放空噪声可达 80dB 左右，持续时间在 2-5min。

表 2.5-22 集气站主要噪声源强特性 单位：dB (A)

2.5.2.4 固体废物

集气站不新增劳动定员，不新增生活垃圾。运营期固体废物主要为除砂器撬产生的废砂石。除砂产生的废砂石主要成分为二氧化硅，单个集气站产生量约 3.0kg/a，属于一般工业固体废物，由厂家更换内件时回收处置或交一般工业固废填埋场处置。

表 2.5-23 一般工业固体废物分类与代码

序号	名称	行业来源代码	类别代码	代码	产生量 (t/a)
1	废砂石	072	99	072-999-99	0.003

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 $8\text{m}^3/\text{井}$ ，则退役期产生的生活污水总量约为 48m^3 ，依托当地旱厕收集后农用。

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 $0.5\text{kg}/(\text{人}\cdot\text{d})$ 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。

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
钻井及储层改造工程	废水	洗井废水	洗井废水	/	900m ³	配制压裂液	/	0
		场地雨水	场地雨水	/	216m ³	配制压裂液	/	0
		压裂废水	压裂返排液	/	11272m ³	采用“混凝沉淀+杀菌”处理后，优先回用于本平台压裂，不能回用的依托涪陵页岩气田产出水处理站处理达标排放	/	0
		生活污水	污水量	/	1992m 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	/	85-100 dB (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	/	1552m ³	铺垫井场或修建井间道路	/	0
			水基岩屑	/	1495m 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	/	760m ³	油基岩屑采用钢罐或吨桶“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。油基岩屑收	/	0

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
						集、贮存、转运应符合《危险废物收集 贮存 运输技术规范》（HJ2025-2012）有关要求		
		废水池沉淀	絮凝沉淀污泥	/	2.5m ³	外运至一般工业固废处置场处置或资源化利用	/	
		场地清理	沾染废油的废防渗材料	/	0.5 t	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	/	2.5 t	由中石化重庆涪陵页岩气勘探开发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	/	4000 个	由厂家或有资质的单位回收	/	/
		生活垃圾	生活垃圾	/	10.38t	定点收集后，由环卫部门集中处置	/	/
油气集输工程	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	/	0.1t	定点收集后，由环卫部门集中处置	/	/
	废水	生活污水	生活污水		19.2m ³	利用井场及生活区环保厕所收集后农用	/	/
	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	进入涪陵页岩气田产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(氯化物到达《四川省水污染物排放标准》(DB51/190-93)C类水域二级标准)	/	9125m ³ /a
		COD	2500 mg/L	22.81t/a		100 mg/L	0.91 t/a
		Cl ⁻	14000 mg/L	127.75 t/a		350mg/L	3.19t/a
		氨氮	85 mg/L	0.78 t/a		15 mg/L	0.14t/a
	井下作业废水	废水量	/	81.39m 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	50-80dB		基础减振, 隔声罩	/	
	放空噪声	噪声	80 dB		通过集气站放空排气筒	/	
固体废物	除砂器	废砂石	3.0kg/a		由厂家更换内件时回收处置或交一般工业固废填埋场处置	/	

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	/	10 m ³	进入涪陵页岩气田产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	/	10 m ³
	生活污水	废水量	/	30m ³	依托当地旱厕收集后农用	/	30m ³
固体废物	生活垃圾	生活垃圾	/	0.1 t	定点收集后, 由环卫部门集中处置	/	0

2.7 “三本账”核算

本项目“三本账”核算表 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	0.044	0	0	0	0	0
	NO _x	0.036	0.092	0	0	0	0.036	0
废水	COD	0.59	/	0	0.91	0	1.5	0.91
	NH ₃ -N	0.09	/	0	0.14	0	0.23	0.14
一般工业 固体废物	废砂石	0	0	0	0.003	0	0.003	0.003
危险废物	废润滑油	0	0.01	0	0	0	0	0

注: ⑥=①+③+④-⑤; ⑦=⑥-①

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。

焦页 106#平台位于山间平地，地形较平坦。

3.1.2 气候、气象

武隆区属亚热带湿润季风气候区。总的特点是：四季分明，气候温和差异大，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，降水量随海拔高度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

白马区块位于焦石坝区块东南部，向西紧邻石门一金坪背斜带，东以大耳山断层和齐岳山断层为界，属冲断褶皱变形区；构造走向为北东向，平面上总体呈现“南宽北窄、东整西碎”的特征。背斜窄长、断裂发育；向斜相对宽缓，断裂发育程度降低。

白马区块西部边界为石门断层，东部边界为齐岳山断层，受两条断层的夹持作用形成，具有东西分带的特点，西部金坪-石门断背斜带受石门断层控

制，断背斜高陡且两翼明显不对称，靠近断层一翼陡，冲断作用强烈，局部志留系地层出露，为一狭长的北东向构造；东部白马向斜带相对较为宽缓，北东走向，呈现北窄南宽的特征，局部受断层改造，埋深最大达 6000 米。

3.1.3.2 区域地层

根据钻井资料结合区域地质资料，白马区块地表主体出露地层为下三叠统嘉陵江组和中三叠统雷口坡组。本项目出露底层为雷口坡组，钻井揭示区内地层发育较为齐全，区内地层自下而上发育：中奥陶统十字铺组，上奥陶统宝塔组、涧草沟组、五峰组，下志留统龙马溪组、小河坝组、韩家店组，中石炭统黄龙组，下二叠统梁山组、栖霞组、茅口组，上二叠统龙潭组、长兴组，下三叠统飞仙关组，嘉陵江组、中三叠统雷口坡组、须家河组及上侏罗统珍珠冲组。

区域地层情况见表 3.1-1。

表 3.1-1 区域地层简述表

3.1.4 区域水文地质条件

3.1.4.1 地下水类型及富水性

根据调查范围内地下水在岩石中的赋存条件、岩性的组合状况等，调查范围内地下水主要为碳酸盐岩类岩溶水。

三叠系中统雷口坡组（T_{2l}）和下统嘉陵江组（T_{1j}）为调查范围内主要岩溶含水层组，碳酸盐岩岩性组合是岩溶发育的物质基础，新构造运动为岩溶发育演化提供动力条件，是岩溶发育的主控因素。

按岩溶地下水的赋存特征，调查范围内地下水分为纯碳酸盐岩裂隙溶洞水和不纯碳酸盐岩裂隙溶洞水两类。纯碳酸盐岩裂隙溶洞水含水层组主要为三叠系下统嘉陵江组（T_{1j}），主要岩性为灰岩、白云质灰岩、灰质白云岩及白云岩，水量较丰富。不纯碳酸盐岩裂隙溶洞水含水层组主要为三叠系中统雷口坡组（T_{2l}），为泥质灰岩及白云岩组成，水量较丰富。

3.1.4.2 区域含隔水层特征

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

（1）奥陶系古岩溶含水层（O₁、O₂、O₃）

奥陶系古岩溶含水层，地层厚度约 500m，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。

该岩溶含水层在其沉积间断期，碳酸盐岩层出露地表的时间长，遭受强烈溶蚀作用，在许多地带形成延续性、连通性较好的古溶蚀面，被新的岩层覆盖后，这些岩溶蓄水空间和通道仍然保留在地层中，为深层岩溶地下水的深循环和形成创造了条件。

该地层埋深达 2000-2500m，不仅大大低于现代区域侵蚀基准面，甚至远远低于海平面 2000m 以上，该地层在评价范围内没有出露。

(2) 志留系中下统隔水层 (S₁、S₂)

志留系中下统隔水层，地层总厚度大于 1000m。为灰绿色、黄灰色页岩、泥质粉砂岩夹薄层生物碎屑灰岩。该地层在评价范围内没有出露，地层埋深达 1000~2000m。

(3) 石炭系中统黄龙组 (C_{2h}) 较强岩溶含水层

志留纪末，由于加里东运动使测区长期隆起，遭受剥蚀，缺失上志留统、泥盆系、下石炭统。该地层在评价范围内没有出露。

(4) 二叠系下统栖霞茅口组灰岩较强岩溶含水层 (P_{1q+m})

梁山组假整合于下志留统罗惹坪组第二岩性段或中石炭统黄龙组之上，为一套滨海沼泽相沉积。

栖霞组连续沉积于梁山组之上，属不稳定—较稳定的浅海碳酸盐相沉积，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。

茅口组连续沉积于栖霞组之上。属于一种不稳定到稳定的沉积环境。按其岩性可划分为，下部为中厚层有机质灰岩，具眼球状构造和有机质页岩，中部为灰—浅灰色厚层状灰岩，顶部夹大量黑色燧石团块，透镜体及少许有机质页岩，上部为浅灰色厚层状灰岩，质纯。

梁山栖霞茅口组灰岩为较强岩溶含水层，地层厚度约 345m，岩性主要为灰、浅灰色，中厚~厚层状灰岩。岩溶中等发育，但极不均匀，水位埋藏深。该地层在评价范围内没有出露。

(5) 二叠系上统长兴、龙潭组裂隙弱含水层 (P₂^{ch+1})

长兴、龙潭组裂隙弱含水层，地层厚度约 200m。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。地层浅部风化裂隙发育，局部含风化裂隙水，深部裂隙不甚发育，多见细小闭合状裂隙，细砂岩中见少量含水裂隙，含裂隙水，含、隔水层相间产出，显示含水层富水性弱。

该地层在评价范围内没有出露，地层埋深约 700m。

(6) 三叠系下统飞仙关组裂隙弱含水层 (T_{1f})

飞仙关组假整合于上二叠统长兴组之上，为裂隙弱含水层，在区内主要构成山脊、山坡，厚约 420m。岩性主要为紫红~灰紫色泥岩、粉砂质泥岩、泥质粉砂岩、粉砂岩夹少量细砂岩及薄层灰岩。以粉砂岩~泥岩为主，灰岩比例极小。岩层富水性总体较弱，但局部断裂及风化裂隙发育带富水性可达中等。该地层在评价范围内没有出露。

(7) 三叠系下统嘉陵江组强岩溶含水层 (T_{1j})

嘉陵江组岩性主要为灰、浅灰色，中厚~厚层状灰岩。该含水层出露于评价范围内西北侧和东侧。

(8) 三叠系中统雷口坡组

雷口坡组 (T_{2l}) 地层以灰色忠厚-薄层状灰岩、泥质灰岩夹少许钙质页岩及白云岩为主。厚度约 239m，该地层为出露于平台所在位置及周边区域。

3.1.4.3 地下水化学特征

根据地下水水质检测结果 (3.2.4 节) 及区域水文地质资料，调查范围内地下水化学类型主要为重碳酸盐-钙镁型水。

3.1.4.4 地下水补给、径流、排泄条件

根据调查，评价范围内地下水类型主要为碳酸盐岩类岩溶水，含水地层主要为三叠系下统嘉陵江组 (T_{1j}) 和三叠系中统雷口坡组 (T_{2l})，主要接受大气降雨补给，地下水就近排泄或补给下部含水层。

3.1.4.5 评价区地下水开采利用现状

调查范围内场镇居民生活用水大多为自来水，农村居民生活用水主要由分散的井泉供给。

本次评价重点调查了平台所在的水文地质单元内具有供水意义的井泉，分布情况详见 1.8 章节。

3.1.4.6 水质地质单元划分

结合调查评价区域水文地质条件，在重庆市地质矿产勘查开发局划分的区域地下水系统基础上，本次评价以平台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。

本项目以所在水文地质单元以山顶分水岭、东侧石梁河为界，地下水自西向东排泄至乌江，水文地质单元面积约 3.53km²。区域综合水文地质图详见附图 6。

3.1.5 地表水系

焦页 106 号平台距离乌江约 2.1km。区域降雨经季节性无名冲沟汇入乌江。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%。

3.1.6 矿产资源

本项目所在地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 环境质量现状调查与评价

3.2.1 环境空气质量现状调查

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《2022 年重庆市生态环境

状况公报》数据。项目所在区域环境空气质量现状评价详见表 3.2-1。

表 3.2-1 基本污染物环境质量现状

2022 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。

3.2.2 地表水环境质量现状调查

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“应有限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涛断面、白马断面的结论进行评价。

2023 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（乌江锣鹰、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）。评价采用自动+手工结合方式，每季度首月开展全指标监测，其余两个月采用 9+X（X 指超过 III 类标准限值的指标）指标监测。

根据重庆市武隆区生态环境质量月报（2023 年 9 月），乌江白涛、白马监测断面水质情况见表 3.2-2。

表 3.2-2 2023 年乌江白涛、白马断面水质达标情况

由上表可知，2023 年 1 月~9 月，乌江白涛、白马河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。

3.2.3 声环境质量现状调查

3.2.3.1 声环境质量现状

本次评价引用《焦页 106 号井组评价项目竣工环境保护验收调查报告表》中焦页 106 号平台北侧最近居民点的噪声监测数据。监测时间为 2022 年 4 月 22 日~4 月 23 日，监测时平台正常采气，且后续未增加噪声源，本次引用是可行有效的。

监测因子为等效连续 A 声级，监测频率为昼夜间各 1 次/天，连续监测 2 天。

(1) 监测点位

本次环境噪声检测点共计 1 个，监测布点情况见表 3.2-3。

表 3.2-3 声环境质量现状监测点一览表

监测点名称	监测点位置	监测时间	备注
C1	焦页 106 号平台北侧居民点	2022 年 4 月 22 日 ~4 月 23 日	开创环（检）字 [2022]第 YS083

(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 3.2-4。

表 3.2-4 声环境质量现状监测结果一览表

根据由上表可知，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。

3.2.4 地下水环境质量现状调查

3.2.4.1 地下水质量现状

(1) 地下水环境质量现状调查

① 监测点位及监测因子

为了查明已实施的页岩气开发对区内地下水环境质量的影响情况，根据区内地下水单元划分和地下水补径排特征，以水文地质单元为单位，重点兼顾各站场上游、中、下游位置，选取了各站场周边具有代表性的地下水监测点进行了监测。

本项目地下水监测点共 5 个，具体见表 3.2-5。

表 3.2-5 地下水监测点一览表

监测点位	地理位置	监测因子	监测时间	监测频次
F1	106 号平台南侧	pH、氨氮、硝酸盐、亚硝酸盐、挥发性酚类、氰化物、砷、汞、铬(六价)、总硬度、铅、氟、镉、铁、锰、溶解性总固体、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、六价铬、总大肠菌群	2023.9.27	1 次
F2	106 号平台东侧			
F3	106 号平台北侧			
F4	106 号平台西南侧			
F5	106 号平台西北侧			

其中 F1 点还检测了 K^+ 、 Na^+ 、 Ca^{2+} 、 Mg^{2+} 、 CO_3^{2-} 、 HCO_3^- 、 Cl^- 、 SO_4^{2-} 。

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 3.2-6。

表 3.2-6 地下水现状质量评价表

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 3.2-7。

表 3.2-7 八大离子监测点情况一览表

由上表统计分析可知，项目所在水文地质单元地下水化学类型为重碳酸盐-钙镁型地下水。

(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，本次评价委托重庆厦美环保科技有限公司在焦页 106 号平台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

本次共设置 2 个包气带监测点，具体见表 3.2-8。

表 3.2-8 包气带布点情况一览表

监测点编号	监测点位置	监测因子	采样时间
B1	平台西侧	pH 值、挥发酚、石油类、硫酸盐、硫化物、阴离子表面活性剂、铬（六价）、氯化物、钡、砷、汞、总硬度、铅、镉、铁、锰、高锰酸盐指数（以 O ₂ 计）	2023.9.27
B2	平台废水池旁		

②监测及评价结果

包气带监测及评价结果见表 3.2-9。

表 3.2-9 包气带污染现状调查结果一览表

根据监测结果，上下游所有监测点六价铬、挥发酚、石油类均未检出，上下游监测值无明显异常。

3.2.5 土壤环境质量现状调查

武隆区土壤类型多样，全县共有 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，产量不高不稳。

3.2.5.1 土壤环境理化特性调查、利用状况调查

本次评价重点针对平台周边 200m 范围进行调查，通过调查相关资料，并结合国家土壤信息服务平台（中国 1km 土壤类型图），区块内的土壤类型主要为黄色石灰土。

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 3.2-10。

表 3.2-10 土壤理化特性调查表

3.2.5.2 土壤环境质量现状监测

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018），土壤现状监测布点原则为：“土壤环境现状监测点布设应根据建设项目土壤环境影响类型、评价工作等级、土地利用类型确定，采用均布性与代表性相结合的原则，充分反映建设项目调查评价范围内的土壤环境现状，可根据实际情况优化调整”、“调查评价范围内的每种土壤类型应至少设置 1 个表层样监测点，应尽量设置在未受人为污染或相对未受污染的区域”。

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。本次在平台内、平台下游、废水池、放喷池开展了土壤监测。

（1）监测点位

本次土壤检测点共计 6 个，按照采样深度考虑，柱状样 3 个，表层样 3 个；监测布点情况见表 3.2-11。

表 3.2-11 土壤监测点一览表

监测点名称	位置	监测因子	备注	取样深度
G1	地表径流上游林地	pH、石油烃、全盐量、钡+GB15618 八项	表层样	0.2m
G2	废水池	pH、石油烃、全盐量、钡	柱状样	在 0-0.5m、0.5-1.5m、1.5-3m 分别取样
G3	东南侧放喷池	pH、石油烃、全盐量、钡	柱状样	
G4	西北侧放喷池	pH、石油烃、全盐量、钡	柱状样	
G5	岩屑暂存区	pH、GB 36600 45 项+石油烃、全盐量、钡	表层样	0.2m
G6	地表径流下游旱地	pH、石油烃、全盐量、钡+GB15618 八项	表层样	0.2m

（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 3.2-12，建设用地监测结果表 3.2-13。

表 3.2-12 农用地土壤监测结果一览表 全盐量单位为 g/mg，其余单位 mg/kg

表 3.2-13 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 3.2-14。

表 3.2-14 农用地土壤环境质量统计结果一览表

根据表 3.2-14，平台上下游农用地 pH 值平均值约 9.28，呈中度碱化，全盐量为 0.7g/kg，土壤未盐化；各监测点重金属指标均满足《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。

建设用地土壤环境现状监测统计结果监测结果见表 3.2-15。

表 3.2-15 建设用地土壤环境质量统计结果一览表

根据表 3.2-15，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。

3.2.6 生态环境现状调查

3.2.6.1 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人文调蓄，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。

3.2.6.2 评价范围及调查方法

(1) 调查范围

生态现状评价的调查范围即为项目生态环境评价范围，面积约 6.15hm²。

(2) 调查、评价方法

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。

① 植被及植物资源现场调查

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。

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。其中，林地样方大小为 20m×20m，灌丛样方大小为 10m×10m，竹林样方大小为 5m×5m，草本类型栽培植被样方大小为 1m×1m，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。

②陆生脊椎动物资源现场调查

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，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。

鸟类采用样线法和样点法进行观测，观测者沿固定的线路行走，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，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，观测者记录样线两侧一定范围内见到的种类和数量。动物样方结合植被样方，观测样方内见到的种类和数量。

3.2.6.3 植被及植物多样性调查

(1) 植被类型

按照《中国植被》的植被分类原则对本项目评价范围内的植被类型进行划分，可分为 2 个植被系列，4 个植被型组、4 个植被亚型，详见下表。

表 3.2-16 评价范围内植物群落调查统计表

本项目评价范围内主要植被类型为：暖性针叶林、大田作物型、落叶阔叶灌丛和竹林等四种植被型。本项目生态环境评价范围面积 6.15hm²，经现场调查及资料整理，植被面积约 4.5hm²，占评价范围面积的 73.22%，其中：暖性针叶林面积 2.36hm²，占评价范围面积的 38.30%；大田作物型面积 0.99hm²，占评价范围面积的 16.12%；落叶阔叶灌丛面积 1.15hm²，占评价范围面积的 18.70%。交通运输用地和工矿仓储用地等其他非植被面积 1.65hm²，占评价范围面积的 26.78%。各植被类型统计汇总情况见下表，评价范围内植被类型分布示意图见附图 13。

表 3.2-17 评价范围植被现状统计表

(2) 植物多样性

根据评价范围内植物群落分布情况，以群系为调查单元，每个群系设置样方 3 个，共设置植被样方 12 个，样方设置情况见下表，样方设置示意图见附图 13，调查时间为 2023 年 10 月 8~9 日，样方调查结果见附件 14。

表 3.2-18 本项目植被样方设置情况一览表

本项目评价范围内暖性针叶林以柏木为主要群系，落叶阔叶灌丛以黄荆为主要群系，栽培植被主要为草本类型，主要种植玉米、番薯。

1) 暖性针叶林-柏木

该植被类型在评价范围内生长发育较好，具有较强的适应性，为评价范围内主要的植被类型，乔木层树种以柏木为主，分布少量马尾松、杉木，灌木层常见的有棕榈、铁仔、金佛山荚蒾、金樱子等；草本层主要有五节芒、江南卷柏、青绿藁草、沿阶草等。

2) 落叶阔叶灌丛-黄荆群系

该植被类型在评价范围内分布面积较大，植被覆盖度较高，草本层茂盛，主要以黄荆、金佛山荚蒾为灌木优势种，其他灌木层植被主要有铁仔、悬钩子等，草本层以五节芒、大白茅、青绿藁草等为主。

3) 竹林群系

该植被类型在评价范围内主要分布在居民点屋前屋后，丛生，根巢盘结，平均高约 10m，林下灌木分布较少，草本层盖度低，竹下植被以棕榈、黄荆、金佛山荚蒾、五节芒、大白茅等为主。

4) 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。根据现场调查，评价范围内主要种植玉米、番薯，草本层主要有刺儿菜、苦苣菜、酢浆草等。

(4) 评价范围植物资源现状

根据现场样方调查和资料记录，评价范围共有维管植物有 80 科 172 属 260 种，其中蕨类植物 10 科 10 属 15 种；裸子植物 2 科 3 属 3 种；被子植物 68 科 159 属 242 种。本评价范围内维管植物名录详见附件 15，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：柏木 (*Cupressus funebris* Endl.)、杉木 (*Cunninghamia lanceolate* (Lamb.) Hook.)、马尾松 (*Pinus massoniana* Lamb)、白栎 (*Quercus fabri* Hance.) 等。

评价范围内常见灌木有：黄荆（*Vitexnegundo* L）、金佛山荚蒾（*Viburnum chinshanense* Graebn.）、铁仔（*Myrsine africana* L.）、金樱子（*Rosa laevigata* Michx.）、盐麸木（*Rhus chinensis* Mill.）、小果蔷薇（*Rosa cymosa* Tratt.）等。

评价范围内常见草本有：五节芒（*Miscanthus floridulus* (Lab.) Warb.exSchum.etLaut.）、大白茅（*Imperata cylindrica* var.major (Nees)C.E.Hubb.）、青绿藁草（*Carex breviculmis* R. Br.）、沿阶草（*Ophiopogon bodinieri* Levl.）、江南卷柏（*Selaginella moellendorffii* Hieron.）、大披针藁草（*Carex lanceolata* Boott）等。

（5）植物群落生物量、生产力及多样性

本评价基于植被类型绘制图，根据样方调查数据，结合参考评价范围周边植被生物量及生产力研究成果，对评价范围各区块植被类型面积、生物量进行统计。群落生物量主要通过《我国森林植被的生物量和净生产量》（方精云等，1996）、《四川盆地慈竹生物量模型及其在丰产培育中的应用》（邓玉林等，1993）、《中国西南地区森林生物量及生产力研究综述》（吴鹏等，2012）等相关文献进行整理，结合样地内乔木每木检尺，记录胸径及树高（diameter of breast height, dbh），计算群落生物量及生产力。生物多样性则采用现场典型样地调查获取，并采用 Shannon- Weiner 多样性指数进行计算，计算公式如下：

$$H' = -\sum P_i \times \ln P_i$$

式中：P_i 为种 i 的个体数占总个体数的比例。

根据各植被类型分布情况，评价范围内植被生物量及多样性见下表。

表 3.2-19 评价范围植被类型生物量及多样性统计表

由上表可知，本项目评价范围生物量主要由暖性针叶林贡献，其次依次为落叶阔叶灌丛、栽培植被、竹林。

（6）重点保护野生植物及古树名木

经资料分析及对项目周边现场踏勘，本项目评价范围内及周边未发现古树名木和重点保护野生植物。

（7）公益林

根据武隆区森林资源管理一张图数据与项目评价范围叠图，本项目生态评价范围内公益林面积约 2.373hm²，占用范围内公益林约 0.028hm²，均为国家二级公益林，公益林分布示意图详见附图 14。

(8) 天然林

根据武隆区森林资源管理一张图数据与项目评价范围叠图，本项目生态评价范围内天然林面积约 2.373hm²，占用天然林面积约 0.028hm²，天然林分布示意图详见附图 15。

3.2.6.4 动物多样性调查

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、旱田、灌丛、竹林、乡村，共设置样线 7 条，每种生境类型内设置的样线均不少于三条，样线总长约 0.98km，设置样点 7 个，样线、样点设置情况分别见表 3.2-20、表 3.2-21、附图 16。

表 3.2-20 动物样线设置情况一览表

表 3.2-21 动物样点设置情况一览表

注：坐标系采用 WGS-84 坐标。

根据野外动物资源调查和访问调查，统计结果显示本项目生态影响评价范围内有脊椎动物 4 纲 13 目 38 科 59 属 71 种。其中鸟类 5 目 21 科 37 属 48 种，占总种数的 67.61%。两栖类有 1 目 6 科 6 属 7 种，占总种数的 9.86%。爬行类有 2 目 4 科 8 属 8 种，占总种数的 9.86%。兽类共有 5 目 7 科 8 属 8 种，占总种数的 12.2%。见下表。

表 3.2-22 生态环境影响评价范围脊椎动物种类组成

现状调查期间，评价范围内未发现国家级及市级重点保护野生动物。

(1) 鸟类

根据现场调查并结合入户寻访，项目区评价范围鸟类隶属于 5 目 21 科 37 属 48 种。其中，雀形目最多，有 48 种，占总种数的 67.61%。评价范围的常见鸟类详见附件 16。

按照《中国鸟类分类与分布名录》（第三版）的划分，评价范围内的 48 种鸟类居留类型可分为留鸟、夏候鸟、冬候鸟三种类型。

(2) 两栖类

两栖类有 1 目 6 科 6 属 7 种，包括蟾蜍科、叉舌蛙科、姬蛙科、蛙科、雨蛙科、树蛙科，生态型有 2 种：陆栖和水栖。两栖动物的组成详见附件 16。

(3) 爬行类

根据实地调查和向居民访问，评价范围共有爬行类有 2 目 4 科 8 属 8 种，包括游蛇科、水游蛇科、壁虎科、石龙子科，爬行类常见种类详见附件 16。

(4) 兽类

兽类共 5 目 7 科 8 属 8 种。常见兽类种类详见附件 16。

3.2.6.5 生态系统类型及特征

(1) 生态系统类型

遥感影像解译及实地调查，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》(HJ1166—2021)，本项目评价范围内主要有五种生态系统类型：森林生态系统、灌丛生态系统、农田生态系统、城镇生态系统、湿地生态系统，评价范围生态系统类型及特征见下表，评价范围生态系统类型分布示意图详见附图 17。

表 3.2-23 评价范围生态系统类型及特征

由上表可知，森林生态系统是评价范围内主要的生态系统，占评价范围的 38.40%，其次为城镇生态系统，占评价范围的 25.73%，农田生态系统占评价范围的 16.12%，灌丛生态系统占评价范围的 18.70%，湿地生态系统占评价范围的 1.04%。

(2) 生态系统生产力

生产力是反应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：

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

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

其中： P_t 是用年平均温度 (t , °C) 估计的热量生产力 (单位： $g / (m^2 \cdot a)$)

P_p 用降水量 (p , mm) 估计的水分生产力 (单位： $g / (m^2 \cdot a)$)

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 3.2-24 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年均降水量的制约，生产力为 $1645.17\text{g}/\text{m}^2\cdot\text{a}$ 。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 3.2-25 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，本项目基于遥感解译，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：

$$FVC = (\text{NDVI} - \text{NDVI}_s) / (\text{NDVI}_v - \text{NDVI}_s)$$

式中：FVC——所计算像元的植被覆盖度；

NDVI——所计算像元的 NDVI 值；

NDVI_v——纯植物像元的 NDVI 值；

NDVI_s——完全无植被覆盖像元的 NDVI 值。

本项目根据 2021 年 8 月 2 日 Landsat8 遥感卫星影像数据，对本区域的植被覆盖度指数进行归一化分析与计算后，得到评价范围植被覆盖空间分布示意图，详见附图 18。

表 3.2-26 评价范围内植被覆盖度等级划分一览表

由上表可知，评价范围内植被生长状态较好，高覆盖度占 33.33%，较高覆盖度占 44.93%，中覆盖度占 18.84%，较低覆盖度占 2.9%，总体上植被覆盖度等级较高。

3.2.6.6 土地利用调查

根据《土地利用现状分类》（GB/T21010-2017）分类，本评价范围内土地利用类型有耕地、林地、工矿仓储用地、住宅用地、交通运输用地、水域及水利设施用地、其他土地七种土地利用类型。评价范围土地利用现状统计

见下表，评价范围土地利用现状分布示意图详见附图 19。

表 3.2-27 评价范围土地利用现状统计表

根据土地利用现状面积统计，本项目生态评价范围内主要为林地、耕地，林地面积 3.21hm²，占评价范围面积的 52.19%，耕地面积 0.99hm²，占评价范围面积的 16.12%，工矿仓储用地面积 0.94hm²，占评价范围面积的 15.30%，住宅用地面积 0.09hm²，占评价范围面积的 1.49%，交通运输用地面积 0.55hm²，占评价范围面积的 8.93%，其他土地用地面积 0.30hm²，占评价范围面积的 4.91%，水域及水利设施用地面积 0.06hm²，占评价范围面积的 1.04%。

3.2.6.7 景观现状

用景观生态学的原理和方法来评价范围域生态体系的组成、特征及稳定性，是评价生态环境质量的一种技术方法。

景观生态体系的组成即生态系统或土地利用类型组成，可以用该评价范围域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，将评价范围内景观类型分为：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，详细统计见下表，评价范围景观类型分布示意图详见附图 20。

表 3.2-28 评价范围景观类型

由上表可知，评价范围内以森林景观、农田景观和灌丛景观为主，森林景观、农田景观、工业景观占评价范围面积的 73.22%，其他依次为工业景观、交通景观、城镇景观、湿地景观。系统的稳定性和抗干扰能力受多种景观类型控制，具体到本评价范围内，主要是以森林景观、农田景观和灌丛景观为控制类型，从整个区域的连通性讲，生态系统层次结构基本保持完整。

3.2.6.8 水土流失现状

根据《2021 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 819.76km²，占武隆区国土总面积的 28.35%。

根据武隆区水利局公布的武隆区水土流失重点预防区和重点治理区划分成果（2023 年 9 月 4 日），本项目不在武隆区“水土流失重点预防区”和“水土流失重点治理区”范围内。

4 环境影响预测与评价

4.1 生态环境影响分析

4.1.1 施工期生态环境影响分析

4.1.1.1 对土地利用结构影响

从评价范围土地利用现状看，主要是由林地和耕地相间出现的土地利用结构形式组成，土地利用结构受人为影响破碎化程度较高。本项目均利用现有占地，不新增占地，占地面积较小，项目对土地的持续占用不会导致区域土地利用格局的变化，影响较小。

4.1.1.2 对植被影响分析

本项目均利用现有占地，不新增占地，但根据武隆区森林资源管理一张图，本项目部分占地区域用地性质仍为公益林、天然林，本项目在设计和施工过程中，应严格控制施工范围，严禁占用用地范围外林地，同时保护井场附近林业设施，做好植被恢复工作，及时办理相关林地占用手续，减缓项目建设对林地的不利影响。本项目不会改变区域现有植被格局，不会对区域植物群落及植被覆盖度造成影响。

放喷时，放喷燃烧产生的热辐射对放喷池周边植被有一定程度影响，由于本项目预计井下气量较小，且燃烧时间短，加装防火砖墙阻挡燃烧热，热辐射影响时间短，测试放喷时，对放喷池周边植被影响较小。

4.1.1.3 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

本项目均利用现有占地，不新增占地，不会占用两栖类、爬行类栖息地，但是施工活动，如施工产生的噪声、粉尘等可能导致施工场地附近的两栖类和爬行类数量减少，它们会暂时迁往附近的农田、林地、河流、坑塘等生境生活，施工结束后，施工场地附近生态环境逐步恢复，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，造成施工期这些重点保护鸟类在该区域种群数量减少。在本项目分布的鸟类会受到影响迁往它处生活，由于本项目附近有大片的农田和其它林地可以为其提供食地，且本身迁飞能力强，可以到离栖息地十几公里外的地方觅食，所以项目建设对他们的影响不大。对于本项目分布的其他鸟类，由于其常在农田或者村庄附近活动，对人的适应性强，取食范围较广，食物来源丰富，项目建设不会改变其取食范围和食物来源，故总体上影响较小。

（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，本项目不新增占地，施工人员活动以及施工机械噪声，可能导致评价范围及其周边环境发生改变，一些兽类会迁徙至附近干扰小的区域，兽类个体数量可能会有一定程度的减少。本项目所在区域人类活动频繁，大型兽类动物较少，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，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。

综上所述，本项目均利用现有占地，不新增占地，不直接占用野生动物栖息地，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地，这些动物不会因为失去栖息地和食物来源而死亡，种群数量也不会有大的变化，项目施工对野生动物影响较小。

4.1.1.4 对农田生态的影响

(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，本项目均利用现有占地，不新增占地，占地面积较小，项目对土地的持续占用不会对区域生态系统稳定性和结构完整性产生影响。

(2) 对农作物生产的影响

在施工过程中，施工场地产生的水土流失可能会进入农田，影响正常的农业生产。

4.1.1.5 对永久基本农田的影响

本项目均利用现有占地，不新增占地，根据“国土空间用途管制红线智检服务”查询，本项目部分占地区域用地性质仍为基本农田。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。”

根据上述要求，项目属于可以临时占用永久基本农田的项目，但应按国家和重庆市相关要求办理用地手续，用地过程中应规范临时用地审批，控制临时用地范围。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少，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。

4.1.1.6 对景观格局影响

本项目不涉及国家公园、自然保护区、自然公园等自然保护地、世界自然遗产、生态保护红线等区域，也不涉及重点文物保护单位。项目评价范围内以森林景观、农田景观和工矿仓储用地占主导地位，本项目均利用现有占地，不新增占地，不会对评价范围内景观格局产生影响。

4.1.1.7 对生态系统影响分析

在施工期，对生态系统的影响主要是土地占用影响了自然体系的恢复稳定性和阻抗稳定性。而在运行期，生态系统可得到较好的恢复，适度的干扰可增加生物多样性，进一步提高生态系统的稳定性。

4.1.1.8 水土流失影响的分析

施工场地为自然地面和经过切坡、开挖后的地面，单位面积的悬浮物冲刷量和流失量较大，遇到雨天，因地表水流会带走泥沙，水土流失加剧。

本项目均利用现有占地，不新增占地，开挖仅为井口方井开挖，开挖面积小，施工期短，井场四周设有截排水沟，井场采用碎石铺垫，局部采用混凝土硬化，水土流失量小，在环境可接受范围内。

4.1.2 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，施工期扰动区域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主要为设备运营噪声和夜间灯光对周边动物的影响。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

4.1.3 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，然后撒草籽。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，生态环境逐步得到恢复，采取一定的管理措施后，力求融入周边环境。

4.2 地表水环境影响分析

4.2.1 施工期地表水影响分析

4.2.1.1 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，场内雨水在至平台水池暂存，后期用于配制压裂液。水池为钢筋混凝土结构，能有效避免废水通过漏失和渗漏进入当地环境。雨水漏失、渗透对当地地表水环境影响小。

4.2.1.2 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 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，排入水池暂存。因项目洗井采用清水洗井，废水用于配制压裂液，不外排。

4.2.1.3 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。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。不能及时回用的压裂返排液可依托涪陵页岩气田产出水处理站处理达标后排放。

4.2.1.4 生活污水

钻井工程及储层改造工程期间，井场及生活区设置环保厕所，生活污水经环保厕所收集处置后农用或交由生活污水处理厂处置。

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。

4.2.2 运营期地表水影响分析

本项目 5 口井井下作业废水产生量预计约 $67.83\text{m}^3/\text{a}$ ，主要污染物为 COD 和石油类，回用白马区块页岩气平台压裂工序。5 口井采出水日产生量为 $25.0\text{m}^3/\text{d}$ ，目前涪陵页岩气田产出水处理站实际处理量约 $350\text{m}^3/\text{d}$ ，本项目实施后，总废水产生量约 $375\text{m}^3/\text{d}$ ，小于设计处理规模 $1600\text{m}^3/\text{d}$ ，因此本项目可依托该处理站处理采出水。

4.2.3 退役期地表水影响分析

4.2.3.1 清洗废水

封井后的管线清洗污水产生量约为 10m^3 ，主要污染物为 SS，依托涪陵页岩气田产出水处理站处理达标后排放，对当地地表水环境影响很小。

4.2.3.2 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。

4.3 地下水环境影响预测与评价

4.3.1 施工期地下水环境影响预测与评价

4.3.1.1 施工期地下水环境影响分析

(1) 钻井工程影响因素

根据钻井工程设计，导管段、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

直井段在雷口坡组、嘉陵江组等进行，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、松散粘土流砂、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造斜段

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。

（3）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。

（4）施工材料和废水储存事故性渗漏影响因素

平台内施工材料和污废水储存设施破损，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放喷测试期间，放喷池发生破损，废水渗漏对地下水环境的影响；

④废水池发生破损条件下，废水中污染物渗漏对地下水环境的影响。

4.3.1.2 施工期正常状况下地下水环境影响分析

项目施工期的建设内容主要由钻井工程、储层改造工程和地面集输工程组成。正常状况下，按照设计要求施工，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、防溢流、防泄漏、防腐蚀以及定期巡检维护等措施后，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。

4.3.1.3 施工期非正常状况下地下水环境影响分析

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到地下水含水层中，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。

（1）预测情景

根据工程分析及地下水环境影响识别结果，本次评价非正常状况施工期预测情景假设如下：

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。

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、污染物浓度以及储罐或池子中污废水存储时间等因素考虑，将施工过程储存压裂返排液的池底破损导致压裂返排液渗漏进入到浅层含水层作为预测情景。

焦页 106 号平台废水池为钢筋混凝土结构，总容积为 1000m³。

（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。

（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。结合压裂返排液水质检测报告，本次评价选择压裂返排液中的 COD、氯化物、石油类作为预测因子。

（4）预测源强

压裂施工期间，压裂返排液会进入废水池暂存，本次评价假定废水池由于老化腐蚀、地基不均匀沉降或者其他外力作用，导致池底出现 10%面积的破损，同时防渗层破裂，废水经包气带渗入地下含水层。

页岩气压裂返排液与采出水类似，主要污染物平均浓度为 COD 2500mg/L、氯化物 14000mg/L、石油类 20mg/L。

（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。

废水池渗漏不易于观察和发现，本次预测采用《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）附录 D 中推荐的一维半无限长多孔介质柱体，一端为定浓度边界的预测模型进行预测，预测公式为：

①预测方法

本次评价采用一维半无限长多孔介质柱体，示踪剂瞬时注入模型，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：

式中：

x—距注入点的距离，m；

t—时间，d；

c—t 时刻 x 处的污染物浓度，mg/L；

c₀—污染物注入浓度，mg/L；

u—水流速度，m/d；

D_L—纵向弥散系数，m²/d；

erfc（）—余误差函数。

②预测参数

水文地质模拟参数的确定是地下水溶质运移模拟模型建立的重要环节，各水文地质参数通常情况下通过野外和室内试验进行确定。

在解析法预测模拟中，水力坡度、孔隙度、地下水流速、渗透系数和弥散系数等是最重要的水文地质参数。本项目平台为老平台，前期已开展多次水文地质调查和环评工作，本次评价主要充分引用前人所取得勘探成果，通过对前人水文地质试验的类比分析，结合本次水文地质走访调查，最终确定了本次模拟预测评价的水文地质参数。

渗透系数 K 是水流和迁移模型最基本的参数，其既反映孔隙介质也反映流体的特征，它与孔隙介质本身的性质有关。地下水导则附录 B 给出了部分

岩土渗透系数经验值，但不包括本次评价范围内白云岩、灰岩。根据《地下水污染物迁移模拟（第二版）》（郑春苗著），白云岩、灰岩渗透系数取值范围为 $1 \times 10^{-9} \sim 6 \times 10^{-6} \text{m/s}$ ($8.64 \times 10^{-5} \sim 0.52 \text{m/d}$)，本次评价按不利原则取经验值 0.52m/d 。

水力坡度 I 由现场水位调查所得，取值 0.2 。孔隙度决定渗流速度，根据《地下水污染模拟预测评估工作指南》（环办土壤函〔2019〕770号），白云岩、灰岩孔隙度推荐经验值为 $0 \sim 0.2$ ，本次评价参考前期环评等资料， n_e 取经验值 0.1 。地下水的水流实际流速由公式 $u = KI/n_e$ ，计算出流速为 1.16m/d 。

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，而且长期以来一直备受争议。参考 Anderson(1979.1984)、Gelhar(1992)、Spitz 和 Moreno(1996)等研究成果，白云岩弥散度取经验值 10 ，则纵向弥散系数 DL 为 $11.6 \text{m}^2/\text{d}$ 。

综上，本次评价预测参数取值结果见下表。

表 4.3-1 预测参数取值表

(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 III 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时表明污染物对地下水环境产生了影响。

表 4.3-2 评价标准一览表

类别	COD	氯化物	石油类
环境质量标准 (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、石油类参照《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）标准。

②预测结果

根据非正常状况废水池池底破裂导致废水等进入含水层的情景假设，运用解析法得出主要污染物（COD、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 4.3-3 焦页 106 号平台预测结果一览表

若本项目在非正常状况下废水池池底破裂导致废水进入含水层，废水中的污染物 COD 会迁移至潜水含水层，影响地下水环境。结果表明：当持续渗漏 100 天时，超标距离为下游 238m 处，影响距离为下游 264m 处；持续渗漏 365 天时，超标距离为下游 653m 处，影响距离为下游 702m 处；持续渗漏 1000 天时，超标距离为下游 1536m 处，影响距离为下游 1618m 处。

若本项目在非正常状况下废水池池底破裂导致废水进入含水层，废水中的污染物氯化物会迁移至潜水含水层，影响地下水环境。结果表明：当持续渗漏 100 天时，超标距离为下游 224m 处，影响距离为下游 293m 处；持续渗漏 365 天时，超标距离为下游 625m 处，影响距离为下游 759m 处；持续渗漏 1000 天时，超标距离为下游 1490m 处，影响距离为下游 1715m 处。

若本项目在非正常状况下废水池池底破裂导致废水进入含水层，废水中的污染物石油类会迁移至潜水含水层，影响地下水环境。结果表明：当持续渗漏 100 天时，超标距离为下游 256m 处，影响距离为下游 280 处；持续渗漏 365 天时，超标距离为下游 690m 处，影响距离为下游 750m 处；持续渗漏 1000 天时，超标距离为下游 1600m 处，影响距离为下游 1680m 处。

(7) 对浅层含水层影响分析

根据上述预测结果，施工期，在非正常状况下废水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。

(8) 对分散式水源井的影响分析

根据上述预测结果，结合各场地内地下水保护目标与井场的相对位置关系，评价区内地下水保护目标影响结果表明井场下游 1600m 以内的地下水保

护目标可能会发生超标现象，下游 1715m 以内的地下水保护目标可能会受到井场污染事故造成超出检出限或背景值的影响。

施工期间，建设单位应严格按照执行浅层采取清水钻井工艺，采取套管封隔地层，井场按照分区防渗要求进行防渗。施工期加强对周边泉点的监测，一旦发现水质受到影响，应立即停工，并对可能造成地下水污染的设施进行检查，对渗漏区域破损的防渗层进行修复，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，在发现居民供水泉点受影响时，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。

在采取上述措施后，对分散式水源的影响小。

4.3.2 运营期地下水环境影响预测与评价

4.3.2.1 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，采出水定期管输至焦页 147 号平台，再用罐车拉运至涪陵页岩气田产出水处理站处理达标后排放，不会对地下水环境造成影响。

4.3.2.2 运营期非正常状况下地下水环境影响分析

本项目运营期地下水环境影响预测评价思路与同施工期一致，通过分析典型场地环境影响分析表征区块建设的地下水环境影响。

(1) 预测情景

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，污染风险源主要集中在废水池泄漏，本次重点预测采出水泄漏对地下水的影响。

(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。

(3) 预测因子

根据地下水导则要求，应结合采出水中的特征污染因子，本次评价选择 COD、氯化物、石油类作为预测因子。

(4) 预测源强

与施工期一致。

(5) 预测方法及预测参数

预测方法及预测参数与施工期地下水环境影响评价一致，参数见 4.3.1 节。

(6) 预测结果评价与分析

由于预测源强、预测因子、预测方法及预测参数与施工期非正常状况下地下水预测一致，预测结果也一致，此节不再重复赘述。

若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。

4.3.3 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。

4.4 大气环境影响预测与评价

4.4.1 施工期大气环境影响分析

4.4.1.1 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 5.0mg/m³，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，并随着施工的开始而结束。

4.4.1.2 燃油废气

根据调查，区块所在区域电网情况较好，故钻井动力可接入网电，本次

储层改造采用电驱压裂机组。因此，本项目仅停电情况下启用备用柴油发电机发电。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的 6m 高排气筒排放。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。

4.4.1.3 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。

4.4.1.4 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 SO_2 、 NO_x 、颗粒物，但排放量小，且本项目井场周边设置放喷池，且放喷池为敞开式，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影响较小。

4.4.1.5 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。加上盐酸浓度较低，现场储存量不大，使用工期短，因此盐酸雾对环境影响很小。

4.4.2 运营期大气环境影响分析

4.4.2.1 正常工况

本项目利用现有水套加热炉采用自产页岩气作为燃料，页岩气主要成分为甲烷，燃烧后的污染物主要为颗粒物和氮氧化物，燃烧废气通过水套加热炉自带 8m 高排气筒达标排放，污染物排放对环境空气的影响较小。

4.4.2.2 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。

4.4.3 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。

4.5 声环境影响预测与评价

4.5.1 施工期声环境影响预测与评价

4.5.1.1 钻井工程

本项目采用网电供电，柴油发电机为备用电源。正常工况下，钻机期间噪声主要来自钻井设备、泥浆泵、振动筛等，源强见表 4.5-1。

表 4.5-1 采取噪声防治措施后单钻机的噪声源强

备注：原点坐标：107.509751°，29.417772°，高程 655m

(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

本次预测采用《环境影响评价技术导则 声环境》(HJ2.4-2021)推荐的噪声户外传播衰减计算的替代方法，即用 A 声级计算，其计算公式如下：

$$L_p(r) = L_p(r_0) - (A_{div} + A_{atm} + A_{gr} + A_{bar} + A_{misc})$$

式中：

$L_p(r)$ ——距声源 r 处的 A 声级，dB (A)；

$L_p(r_0)$ ——参考位置 r_0 处的 A 声级，dB (A)；

A_{div} ——声波几何发散引起的 A 声级衰减量，dB (A)；

$$A_{div} = 20 \lg(r / r_0)$$

A_{gr} ——空气吸收引起的 A 声级衰减量，dB (A)；

A_{bar} ——声屏障引起的倍频带衰减，dB (A)；

A_{misc} ——其他多方面效应引起的倍频带衰减，dB (A)；

A_{atm} ——大气吸收引起的衰减，dB (A)。

为避免计算中增大衰减量而造成预测值偏小，计算时忽略 A_{atm} 、 A_{gr} 和 A_{misc} 。主要考虑距离衰减和声屏障引起的噪声衰减。

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 4.5-2。

表 4.5-2 钻井工程场界噪声预测结果单位：dB (A)

由上表可知，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；夜间场界噪声均超标，超标范围为 4.9~9.7dB(A)。柴油发电机供电时，昼间除东北场界超标外，其余场界满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2011)标准；夜间各场界噪声均超标，超标范围为 7.1~15.6dB(A)。

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 4.5-3 和表 4.5-4。

表 4.5-3 网电供电时钻井过程保护目标噪声预测表 单位：dB (A)

表 4.5-4 柴油发电机供电时钻井过程保护目标噪声预测表 单位：dB (A)

由上表预测可知，在网电供电时，各敏感点昼间均能满足《声环境质量标准》(GB3096-2008)2 类标准；除 1#、3#居民外，其余敏感点夜间均能满足《声环境质量标准》(GB3096-2008)2 类标准。在柴油发电机组供电时，各敏感点昼间均能满足《声环境质量标准》(GB3096-2008)2 类标准，夜间噪声均超标，超标 5.6~6.8dB(A)。由上表预测可知，网电供电比柴油发电机供电产生的钻井噪声对居民点的影响范围和影响程度要小。

平台所采用的设备均符合国家产品标准，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，建设单位应在钻井期间对现场实测噪声超标的居民采取临时撤离措施和宣传讲解的措施，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。

4.5.1.2 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。

电驱压裂机组噪声为 80dB (A)，12 台压裂机组叠加后源强为 90.8dB (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 4.5-5。

表 4.5-5 压裂、放喷噪声影响范围预测结果单位：dB (A)

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 40m 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 40m 范围的居民点将会受到影响。

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 范围内的有居民点将受到测试放喷噪声影响。

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，物料运输车辆途径居民点时减速慢行，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。

4.5.1.3 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。

（1）施工噪声预测模式

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 4.5-6。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 4.5-6 主要施工机械不同距离处的噪声级 单位：dB（A）

（2）施工期噪声对保护目标的影响分析

从预测结果可知，按《声环境质量标准》（GB3096-2008）2 类标准评价（昼间小于等于 60 分贝），昼间距离施工区约 150m 可满足标准要求，夜间不施工。

为了避免施工噪声对附近居民点造成较大影响，本环评提出如下噪声防治措施。

施工单位必须选用符合国家有关标准的施工机具和运输车辆，尽量选用

低噪声的施工机械和工艺，振动较大的固定机械设备应加装减振机座，同时加强各类施工设备的维护和保养，保持其良好的工况，以便从根本上降低噪声源强；物料运输车辆途径居民点时减速慢行，禁止鸣笛；合理安排施工时间。

施工单位落实以上噪声污染防治措施后，可降低施工噪声对附近居民点的影响。随着工程建设完成，施工噪声的影响将不再存在，施工噪声对环境的不利影响是暂时的、短期的行为。因此，在合理安排施工时间，加强施工管理后，工程施工噪声的影响可接受。

4.5.2 运营期声环境影响预测与评价

本项目运营期主要是水套加热炉、计量分离组合橇等运行时产生的噪声。本次综合考虑项目建成后站内所有设备对厂界和周边保护目标的影响。

表 4.5-7 运营期站场主要设备噪声源强

备注：原点坐标：107.509751°，29.417772°，高程 655m

运营期各集气站场界噪声预测结果见表 4.5-8。

表 4.5-8 运营期厂界噪声预测结果一览表 单位：dB(A)

由预测结果可知，运营期，各厂界噪声均满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008) 2 类标准。

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 4.5-9。

表 4.5-9 运营期站场周边保护目标噪声预测表 单位：dB(A)

根据预测，运营期间各声环境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为 1.3dB(A)。

③放空噪声影响分析

放空噪声可近似视为点声源处理，预测结果见表 4.5-10。

表 4.5-10 放空噪声预测结果 单位：dB(A)

由上表可知，距离放空立管 10m 外的昼间噪声便可达《声环境质量标准》

(GB3096-2008) 2类功能区标准, 约在 32m 处夜间噪声便可达标。放空立管周边 32m 范围内无居民分布, 因此事故检修时, 放空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。

4.5.3 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。

4.6 固体废物环境影响分析

4.6.1 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、施工废料等。

4.6.1.1 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 1552m³, 水基岩屑产生量约 1495m³。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。

4.6.1.2 油基岩屑

(1) 油基岩屑处理方案

本项目油基岩屑产生量约 760m³, 交由有危险废物处置资质的单位进行处置。

(2) 油基岩屑的暂存

油基岩屑的贮存、转运应按照危险废物进行管理。油基岩屑在振动筛后采用钢罐或吨桶收集, 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, 设置围堰及收集沟, 确保油基岩屑不落地。

4.6.1.3 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 0.5t, 主要含废矿物油, 拆除的沾染废油的废防渗材料直接应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。

4.6.1.4 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 2.5t，由中石化重庆涪陵页岩气勘探开发有限公司回收利用或交由有资质的单位回收。

4.6.1.5 废包装材料

本项目预计产生废包装材料 4000 个，由厂家或有资质的单位回收。

4.6.1.6 絮凝沉淀污泥

本项目预计产生污泥约 2.5 m³，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。

4.6.1.7 生活垃圾

本项目生活垃圾产生量共计 10.48t，在平台定点收集后，由环卫部门统一清运处置。

4.6.2 运营期固体废影响分析

集气站不新增劳动定员，不新增生活垃圾，运营期固体废物主要为废砂石。除砂时将产生少量的废砂石，主要成分为二氧化硅，属一般工业固体废物，由厂家更换内件时回收处置或交一般工业固废填埋场处置。妥善处置后对周边环境无影响。

4.6.3 退役期固体废影响分析

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。

4.7 土壤环境影响分析

4.7.1 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 4.7-1，影响因子见表 4.7-2。

表 4.7-1 项目土壤环境影响类型与影响途径表

表 4.7-2 建设项目土壤环境影响源及影响因子识别

4.7.2 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，可收集在围堰内，不会泄漏至外环境；但若长时间泄漏，柴油可能溢出围堰，造成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，随泄漏历时的延长，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。

4.7.3 运营期土壤环境影响分析

运营期间，平台内仅保留井口装置，运营期间，可能的影响主要为废水的泄漏造成的土壤污染，会影响土壤中微生物生存，破坏土壤结构，可能增加土壤中 COD、石油类等污染物。

根据焦页 106 号平台验收监测数据，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 4.7-3 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。

4.7.4 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）》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。

4.8 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。

水基钻井液以粘土(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°C 与 60°C 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，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，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废水、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，站场内原辅来材料主要为泡排剂、水、电，其中泡排剂主要成为表面活性剂，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，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，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，属于危险物质

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 4.8-1-表 4.8-5。

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	稍有粘性的棕色液体。				
	性能参数	沸点 (°C)	-18	熔点 (°C)		饱和蒸气压	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 (°C)	55		引燃温度 (°C)	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。自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				
毒性	毒性	属中等毒类						
	接触极限				侵入途径	吸入、食入、经皮肤吸收		

及健康危害	健康危害	皮肤接触可为主要吸收途径，可致急性肾脏损害。柴油可引起接触性皮炎、油性痤疮。吸入其雾滴或液体呛入可引起吸入性肺炎。能经胎盘进入胎儿血中。柴油废气可引起眼、鼻刺激症状，头晕及头痛。
	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）。经济事态抢救或撤离时，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°C 闪点：-188°C
熔点	-182.5°C 沸点：-161.5°C	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
<p>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。</p> <p>2、爆炸风险 甲烷爆炸极限为（V/V）5.3-15.0%</p> <p>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、二氧化氧及其他强氧化剂接触剧烈反应。</p> <p>4.应急处理处置方法： 一、泄漏应急处理</p>			

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°C 闪点：<-50°C
熔点	-85.5°C 沸点：-60.4°C	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，对粘膜有强烈刺激作用。

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°C
熔点	-75.5°C 沸点：-10°C	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
<p>一、健康危害 侵入途径：吸入。</p> <p>二、危险性概述 健康危害：易被湿润的粘膜表面吸收生成亚硫酸、硫酸。对眼及呼吸道粘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。</p> <p>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。</p> <p>燃爆危险：本品不燃，有毒，具强刺激性。</p> <p>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</p>			

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°C/-85°C	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
<p>一、健康危害</p> <p>侵入途径：吸入。</p> <p>健康危害：本品对眼和呼吸道粘膜有强烈的刺激作用。</p> <p>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。</p> <p>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。</p> <p>二、毒理学资料及环境行为</p> <p>急性毒性：LD50400mg/kg（兔经口）；LC504600mg/m³，1小时（大鼠吸入）</p> <p>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。</p> <p>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。</p> <p>燃烧（分解）产物：氯化氢。</p> <p>三、泄漏应急处理</p> <p>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。</p> <p>四、防护措施</p>			

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，每个施工队配制 300m³ 油基钻井液，设置 2 个柴油罐，柴油最大存储量为 15t，废油暂存量约 1.6t，油基岩屑暂存量约 24t。储层改造阶段，每个井场配制 15 配制 2 个柴油罐，柴油最大存储量为 15t，废油暂存量约 1.6t，则施工期间，各井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

运营期间，站场内的危险物质主要分布在集输设备内，考虑到输气压力随时间变化而变化，本次计算以设计压力为 6.3Mpa，温度为 20℃为条件，计算天然气的密度及相应设备在线量。根据甲烷物性参数计算，在该条件下，甲烷密度为 46.55kg/m³，则各站场甲烷在线量情况见表 4.8-7。

表 4.8-7 运营期间危险物质数量计算一览表

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ/T169-2018）及安全技术说明书，对上述物质进行危险物质识别，本项目不同时序下涉及的危险物质及数量分布情况见表 4.8-8。

表 4.8-8 运营期间危险物质数量及分布一览表

4.8.1.2 风险潜势初判

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：q1, q2, …, qn-每种危险物质的最大存在总量，t；

Q1, Q2, …, Qn-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。根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）附录 C，施工期及运营期 Q 值见表 4.8-9，表 4.8-10。

表 4.8-9 施工期建设项目 Q 值确定表

表 4.8-10 运营期建设项目 Q 值确定表

（2）环境风险潜势判断

根据表 4.8-9，表 4.9-10，本项目各阶段 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

本项目位于农村区域，本次重点关注井场 500m 范围内的居民。本项目施工期废水不外排，运营期废水间接排放至乌江，本项目环境风险敏感目标见表 4.8-11。

表 4.8-11 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 4.8-12 物质危险性

阶段	工程内容	危险物质	物质危险性	存储方式	备注
施工期	钻井工程	柴油	可燃、有毒	柴油罐	2 座，10m ³ 钢罐
		油基岩屑	有毒	钢罐或吨桶	12 个，1m ³ 桶
		废油	可燃、有毒	油桶	10 个，200L 桶
		油基钻井液	有毒	储备罐	300m ³
	储层改造工程	盐酸	有毒	钢罐	12 个，10m ³ 钢罐
		废油	可燃、有毒	油桶	10 个，200L 桶
运营期		甲烷	可燃、有毒	不储存	设备内
		废油	可燃、有毒	油桶	1 个，25L 桶

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。

4.8.3.2.3 退役期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 4.8-13 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	循环罐、储备罐	油基钻井液	土壤、地下水	泄漏渗入土壤	周边居民	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	
3	危废暂存间	油桶	废油	大气、土壤、地下水	泄漏渗入土壤或引起火灾	周边居民	
		吨桶	油基岩屑				
4	集气站	计量分离器等设备	甲烷	大气	泄漏引起火灾	周边居民	运营期

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
5	集气管线	管线	甲烷	大气	泄漏引起火灾	周边居民	
6	采出水管线	管线	废水	土壤、地下水	泄漏渗入土壤	周边居民	
7	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	周边居民	

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。

(2) 风险防范措施

①相关制度

按照《石油天然气钻井井控技术规范》(GB/T 31033-2014)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 H₂S 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。

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。

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。

按《含硫油气井安全钻井推荐作法》(SY/T 6559-2005)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。

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，对周边居民也回造成影响。

(2) 风险防范措施

盐酸罐区设置防渗、防腐防渗膜，周边设置围堰，围堰容积不小于单个罐容积。

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，挥发出来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，周边设置围堰，围堰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，清楚泄漏区的油污染。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 池体破损或外溢

(1) 风险源、途径、环境敏感目标

井场配套建设废水池，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

为防止废水池垮塌，池体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《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。

井场采用清污分流系统，防止雨水进入池体，并定期进行雨水沟维护，从而有效控制因暴雨而导致废水外溢。

应加池体的管理、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废水池。

（3）应急要求

发生井涌后，作业队伍应该相关作业规范进行压井。同时，将涌出的地下通过排水沟或者高压软管接入废水池，并及时观察，保证废水不外溢。

4.8.4.1.6 地下水漏失

（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，钻井液和地下水均会漏失，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，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。

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、废水等转运过程中，若发生翻车等意外能可能造成危险物质外溢，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。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能可能造成钻井液泄漏，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；加强驾驶员外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，关闭阀门减小泄漏量，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能可能造成压裂返排液泄漏，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；加强驾驶员外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。

4.8.4.2 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》（GB50183-2014）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。按要求配制灭火器材，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放阀，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连锁截断。

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，定期鉴定和正确使用。

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 采出水泄漏

（1）风险源、途径、环境敏感目标

当污水罐或水池泄漏时，可能造成土壤或地下水污染。

（2）风险防范措施

为防止废水池垮塌，池体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《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。

井场采用清污分流系统，防止雨水进入池体，并定期进行雨水沟维护，从而有效控制因暴雨而导致废水外溢。

应加池体的管理、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

当池体或罐体发生渗漏时，应立即将池体或罐体中的中废水全部转运至其他存储设施或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，对容器进行修复，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。

平台具体风险防范措施见表 4.8-16。

表 4.8-14 平台主要风险防范措施

不同时段	工程阶段	主要风险防范措施
施工期	钻井工程	1、钻井过程按照《石油天然气工业健康、安全与环境管理体系》、《石油天然气钻井井控技术规范》行业相关规范和钻井设计的要求进行工程控制； 2、井场安装固定式硫化氢检测仪传感器，可燃气体检测仪、正压式空气呼吸器、便携式应急照明灯具、防火服、半封闭式防毒口罩等； 3、配备自动、手动和电子点火三套独立点火系统； 4、柴油罐设置围堰，施工队配备吸油毡、消防沙及相关消防器材； 5、定期巡检，保证在废水池内水位达到池面 0.5m 前应转运至其他钻井平台废水池； 6、井场进行分区防渗，其中危险废物暂存区，油基岩屑暂存区、柴油罐区应进行重点防渗； 7、施工队伍制定应急培训计划，定期对应急组织机构、应急保障系统等有关人员进行综合性应急培训并作好培训记录；对井场附近居民宣传风险防范及相关知识
	储层改造工程	1、井场安装固定式硫化氢检测仪传感器，可燃气体检测仪、正压式空气呼吸器、便携式应急照明灯具、防火服、半封闭式防毒口罩等； 2、配备自动、手动和电子点火三套独立点火系统； 3、柴油罐设置围堰，施工队配备吸油毡、消防沙及相关消防器材； 4、定期巡检，保证在废水池内水位达到池面 0.5m 前应转运至其他钻井平台废水池；

		<p>5、井场进行分区防渗，其中危险废物暂存区，柴油罐区、盐酸罐区应进行重点防渗；</p> <p>6、盐酸罐区设置防渗、防腐防渗膜，周边设置围堰，围堰容积不小于单个罐容积；</p> <p>7、施工队伍制定应急培训计划，定期对应急组织机构、应急保障系统等有关人员进行综合性应急培训并作好培训记录；对井场附近居民宣传风险防范及相关知识</p>
运营期	/	<p>1、场站设置固定式可燃气体检测报警系统；</p> <p>2、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；</p> <p>3、严格按照管道施工、验收等规范进行设计、施工和验收，采气管线外壁采用 3PE 防腐，管线局部加保护套管，套管防腐采用特加强防腐沥青；</p> <p>4、按规定进行设备维修、保养，及时更换易损及老化部件，防止天然气泄漏事故的发生</p>

4.8.5 环境风险应急预案

中石化重庆涪陵页岩气勘探开发有限公司已编制了《中石化重庆涪陵页岩气勘探开发有限公司突发环境事件风险评估报告》和《中石化重庆涪陵页岩气勘探开发有限公司突发环境事件应急预案》，并已完成备案。

涪陵页岩气公司突发事件应急组织机构由涪陵页岩气公司应急指挥中心、应急指挥中心办公室、应急工作组（技术处置组、应急资源协调组、公共关系组、通信与后勤组、财力保障组）、专家组及现场应急指挥部组成。

图 4.8-1 涪陵页岩气公司应急组织机构图

应急指挥中心是涪陵页岩气公司应急管理的领导机构，统一领导公司的应急管理工作，批准重大应急决策事项，同时也是涪陵页岩气公司突发事件应急处置的指挥机构，负责涪陵页岩气公司级应急响应的指挥工作。组成如下：

总指挥：总经理

副总指挥：书记、常务副经理

成员：总会计师、部门负责人

当公司主要领导不在时，由公司主要领导授权，公司分管安全或分管业务领导担任总指挥。

现场应急指挥部是负责事故现场应急救援工作的指挥中心，由事发单位

组成并报涪陵页岩气公司应急指挥中心同意，或由公司应急指挥中心派出，在政府现场指挥部和公司应急指挥中心领导下开展应急救援工作。当现场指挥丧失指挥能力时，公司应急指挥中心应立即重新指派或由现场最高领导接替。

该应急预案适用于中石化重庆涪陵页岩气勘探开发有限公司在涪陵、武隆、南川管辖区域内页岩气开发项目的突发环境事件的处置。应急预案内容包括了焦石坝区块、江东区块、平桥区块、白涛区块和白马区块。因此，本项目可依托该应急预案进行事故救援。环境风险评估报告备案编号：5001022021120001；应急预案备案编号：500102-2021-125-LT。应急预案主要内容包括：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。

当发生突发环境事件时，涉事承包商应立即组织救援，开展现场应急处置，当突发环境事件势态严重时或超出涉事承包商处置能力时，应扩大应急，请求中石化重庆涪陵页岩气勘探开发有限公司支援。当中石化重庆涪陵页岩气勘探开发有限公司启动预案后，应负责调动应急人员、调配应急资源和联络外部应急组织或机构，组织和协调有关部门参与现场应急处置。当事态进一步扩大时，超出中石化重庆涪陵页岩气勘探开发有限公司预案处置能力时，应依据本预案内容扩大应急，请求地方政府或中石化江汉油田分公司支援。

本项目可通过将应急预案进行分解，明确各岗位人员的责任，将应急任务明确到人，确保应急事故处置的时效性和有效性；同时对钻井工程施工作业应急进行分类，明确各级别应急预案的响应范围，便于事故的有效控制；同时对各类应急事故编制详细的应急处置程序，应急监测、抢险、救援、疏散及消除、减缓、控制技术方法和设施，确保应急处置的及时有效。

本项目平台位于涪陵页岩气田白马区块内，扩建后，不新增环境风险类型，新增危险物质量较小，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，可纳入《中石化重庆涪陵页岩气勘探开发有限公司突发环境事件应急预案》统一进行管理，因此本次评价不再单独再制定事故应急预案，但企业应严格按照经过备案的环境风险应急预案中的要求

执行。

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 4.8-15 建设项目环境风险简单分析内容表

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。

中石化重庆涪陵页岩气勘探开发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，再泵入水池收集暂存后，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。

(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农用或交由生活污水处理厂处置。

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。

平台配套建设有废水池、放喷池。在钻井阶段，废水池主要用于收集雨水及洗井废水，放喷池用于非正常工况下的点火。储层改造工程压裂前期，

废水池用于存放清水配置压裂返排液，测试放喷后，废水池和放喷池用于中暂存压裂返排液。运营期间，废水池用于存放采出水。放喷池用于非正常工程下的应急使用。

(1) 压裂返排液

根据施工计划，页岩气井逐井压裂，一口井压裂完毕后，产生的压裂返排液在平台内池体、罐体内暂存，经絮凝沉淀、杀菌，满足压裂回用水质标准要求后，配新水稀释后配制下一口井的压裂液。逐次压裂后，最后一口井的压裂返排液在平台暂存后，拉运至区域其他平台压裂回用。

本项目单井最大压裂返排液量小于平台废水的最大暂能力，可以满足废水的暂存需求，压裂液产及回用计划见表 5.1-1。

表 5.1-1 压裂返排液产生、回用计划表

表 5.1-2 重复利用水质指标要求

采用“混凝沉淀+杀菌”处理工艺，污水处理工艺流程图见图 5.1-2。

图 5.1-2 污水处理工艺流程

需要回用的废水在废水池内进行絮凝沉淀处理，添加杀菌剂除菌。配新水稀释后可满足压裂液使用性能。

本项目压裂返排液处理、转运及回用费用约 24.8 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。

(2) 洗井废水

本项目采用清水洗井，压入井内的清水冲洗套管内壁，洗井废水在水池暂存，用于压裂液配制。洗井废水产生量约 180m³/口井，废水中主要污染物指标为 pH 值、COD、悬浮物，经处理达标后输送至压裂施工平台回用。

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

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 地下水污染防治措施可行性论证

(1) 选址

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，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) 防渗分区

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。

项目所在区域包气带防污性能为弱。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、废水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,并结合导则表 7 分析,并考虑到柴油、盐酸泄漏等的危害性,本项目将柴油罐区、油基屑暂存区、盐酸罐区划为重点防渗区,本项目井口区、原辅材料暂存区、水基岩屑暂存区、放喷池等为一般防渗区域。

项目分区防渗要求见表 5.1-3。

表 5.1-3 本项目井场各构筑物防渗要求一览表

(3) 应急防控措施

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。

5.1.3 大气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，最大程度的减少散落现象。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

柴油机发电机备用，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，对环境的影响小。

(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。

本项目大气污染防治措施费用共计约 10.0 万元。

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。

项目施工前施工队伍需对井场周边居民进行宣传讲解，说明施工安排及可能存在的影响。在采用柴油发电机组供电时，噪声影响较大，施工时需对井场周边的居民进行噪声监测，对现场实测噪声超标的居民采取临时撤离措施和宣传讲解的措施，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。

每口井噪声防治措施投资预计 10.0 万元，本项目 5 口井噪声防治费用为 50.0 万元。

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 1552m³，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，本项目产生的清水岩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在水基岩屑暂存区存放，随后外运用于资源化利用。水基岩屑暂存区应满足《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，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 1495m³，经岩屑不落地系统收集后，外运用于资源化

利用。

目前，建设单位与重庆市涪陵区鑫垚环保科技有限公司、湖北江汉利达石油物资装备有限公司签订协议，将水基岩屑拉运至水泥厂进行水泥窑协同处置。其中，重庆市涪陵区鑫垚环保科技有限公司与重庆重水环保有限公司签订了水基岩屑处置协议，最终将水基岩屑拉运至丰都东方希望重庆水泥有限公司进行处置。湖北江汉利达石油物资装备有限公司与华新水泥重庆涪陵有限公司签订了水基岩屑处置协议，最终将水基岩屑拉运至华新水泥进行处置，相关处置协议、资质及环评批复见附件 19。

水泥厂协同处置水基岩屑的环评均已获批，其可行性在相关环评内容中已进行了详细的阐述，本次重点分析依托的可行性。

表 5.1-4 水泥厂环评、环评批复及处置量一览表

目前东方希望水泥厂、华新水泥厂水基岩屑协同处置能力约 4 万吨/年，根据工程分析，单井水基岩屑产生量约 1495m³，约 2243t，占比约 6%，不到一半，两个处理厂的处理能力可满足本项目的处理。

综上，建设单位应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 43.8 万元。

5.1.5.3 油基岩屑

油基岩屑交由有危险废物处置资质的单位进行处置。2023 年，建设单位已与重庆海创环保科技有限责任公司、重庆利特聚欣资源循环科技有限责任公司、重庆太富环保科技集团有限公司签订了油基岩屑处置协议，协议见附件 18，年总处理量约 3 万吨。

根据工程分析，本项目油基岩屑量产生量为 760m³，约 1520 吨，占总处理能力的 5%，不到一半，三家单位的处理能力可满足本项目的处理。

若上述处置能力不足时，建设单位仍可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》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：

（1）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它用时，应消除污染，确保其使用安全。

（2）危险废物贮存

①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、防腐以及其他污染防治措施，不应露天堆放危险废物。

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

③贮存设施或贮存分区内地面、墙面裙脚、堵截泄漏的围堰、接触危险废物的隔板和墙体等应采用坚固的材料建造，表面无裂缝。

④贮存设施地面与裙脚应采取表面防渗措施；表面防渗材料应与所接触的物料或污染物相容，可采用抗渗混凝土、高密度聚乙烯膜、钠基膨润土防水毯或其他防渗性能等效的材料。

⑤同一贮存设施宜采用相同的防渗、防腐工艺（包括防渗、防腐结构或材料），防渗、防腐材料应覆盖所有可能与废物及其渗滤液、泄漏液等接触的

构筑物表面；采用不同防渗、防腐工艺应分别建设贮存分区。

⑥贮存设施应采取技术和管理措施防止无关人员进入。

⑦容器和包装物材质、内衬应与盛装的危险废物相容。

⑧针对不同类别、形态、物理化学性质的危险废物，其容器和包装物应满足相应的防渗、防漏、防腐和强度等要求。

⑨硬质容器和包装物及其支护结构堆叠码放时不应有明显变形，无破损泄漏。

⑩柔性容器和包装物堆叠码放时应封口严密，无破损泄漏。

⑪使用容器盛装液态、半固态危险废物时，容器内部应留有适当的空间，以适应因温度变化等可能引发的收缩和膨胀，防止其导致容器渗漏或永久变形。

⑫容器和包装物外表面应保持清洁。

⑬危险废物存入贮存设施前应对危险废物类别和特性与危险废物标签等危险废物识别标志的一致性进行核验，不一致的或类别、特性不明的不应存入。

⑭应定期检查危险废物的贮存状况，及时清理贮存设施地面，更换破损泄漏的危险废物贮存容器和包装物，保证堆存危险废物的防雨、防风、防扬尘等设施功能完好。

⑮作业设备及车辆等结束作业离开贮存设施时，应对其残留的危险废物进行清理，清理的废物或清洗废水应收集处理。

⑯贮存设施运行期间，应按国家有关标准和规定建立危险废物管理台账并保存。

⑰贮存设施所有者或运营者应建立贮存设施环境管理制度、管理人员岗位职责制度、设施运行操作制度、人员岗位培训制度等。

（3）危险废物的运输

本项目危险废物委托外单位运输危险废物的，建设单位应定期对承包商进行检查、监管，检查内容包括：

①危险废物公路运输应按照《道路危险货物运输管理规定》（交通部令[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 161.3 万元。

5.1.5.4 废防渗材料处置

本项目场地清理、拆卸过程等产生沾染废油的废防渗材料约 0.5t，交有资质单位转运处置。

5.1.5.5 废油

本项目单井废油产生量约 0.5t，本项目共产生 2.5t，由中石化重庆涪陵页岩气勘探开发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，贮存要求见 5.1.1.3。

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 5.0 万元。

5.1.5.9 土石方

工程总挖方 0.01 万 m³，总填方 0.01 万 m³，土石方平衡，对周边环境影响较小。

5.1.6 土壤环境保护措施

土壤保护应坚持“源头控制、过程区防控”，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。在水池的工程设计、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几率很小，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 台室外网络高清球型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。

4) 钻井工程、储层改造工程施工结束后，需要对水基岩屑暂存区进行拆除，对柴油罐、循环罐、盐酸罐等设施进行拆卸。在拆除和拆卸过程中，应对产生的废水、固废进行妥善处置，禁止随意排放。根据《企业拆除活动污染防治技术规定（试行）》（2017 年 第 78 号），防止拆除活动中的废水、固体

废物，以及遗留物料和残留污染物污染土壤。拆除现场及拆除过程中产生的各类废水应收集处理，禁止随意排放。拆除活动中应尽量减少固体废物的产生。对遗留物料、残留污染物，妥善收集并依法依规处置，防治泄露、随意堆放、处置等污染土壤。拆除活动结束后，应对现场内所有区域进行检查、清理，确保所有拆除产物、遗留物料、残留污染物等得到合理处置，不遗留土壤污染隐患。

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，尽量减少对植被的破坏；施工期应避开雨天与大风天气，减少水土流失量。

②井场采用水泥硬化，有效地防止雨水冲刷、场地周围修临时排水沟，排水沟建设费用已纳入总投资，投资少，技术经济上合理可行。

③制定严格的施工操作规范，建立施工期生态环境监理制度，严禁施工车辆随意开辟施工便道。

④对因项目建设过程中形成的裸露地表，应及时采取绿化措施，选择适宜当地生长的乔灌木及草本品种。

(2) 施工迹地恢复

完工后及时拆除临时生活区、工棚等临时设施，除保留井场、放喷池、废水池、井场道路作为后续勘探开发设施外，其余临时占地全部进行复垦或生态恢复，种植区域常见植物。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。

(3) 植物多样性及植被保护措施

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，未发现国家级地方重点保护野生保护植物。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、生产用火的火源管理。

施工期应加强对施工人员的防火宣传教育，提高防火意识；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。

施工中如发现国家和省级珍稀保护动物，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) 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，由于山区气温较低，施工人员需要烤火，环境监理工作要把森林防火放在重要的地位。

②严格执行环境保护各项政策法规

根据生态现状调查和影响预测评价，必须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，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良影响。

本项目生态环境保护措施费用共计约 30 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

(1) 运营期废水处置方式

运营期废水主要为采出水，优先回用区域平台压裂工序，无可回用平台是，车辆运输涪陵页岩气田产出水处理站处理达《污水综合排放标准》（GB8978-1996）一级标准要求。

(2) 采出水依托可行性分析

根据《涪陵页岩气田产出水收集及处理系统建设项目竣工环境保护验收调查报告》，产出水处理站废水经处理后，各污染因子可以满足《污水综合排放标准》（GB8978-1996）一级标准要求；经处理达标后，由外排管线排入乌江；根据验收报告，废水主要污染物的处理效率分别为 COD 98.0%，NH₃-N 93.8%，氯化物 99.9%，SS 97.7%，废水处理系统运行效果有效可行。

目前，采出水实际处理量约 350 m³/d，本项目实施后最大的废水量约 375m³/d，小于设计处理规模 1600m³/d，该站污水处理规模能满足废水处理需

求，处理工艺已得到充分论证，可有效处理页岩气田采出水，本项目运营期采出水依托其处理可行。

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，后期进入采气废水处理站处理达标后排放。废水转运过程中应采取控制措施，将废水泄漏的可能性降到最低限度。

(2) 分区防渗

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。

项目所在区域地下水类型主要为碳酸盐岩裂隙溶洞水。包气带防污性能为弱。污水罐布置在地面上，易于观察到污染物泄漏和处置，污染控制程度为“易”。本项目污废水主要污染物为 COD、氯化物等，不属于重金属、持久性有机物污染物。由以上分析，并结合导则表 7 分析，本项目润滑油存放点为重点防渗区，其他为简单防渗区。项目分区防渗要求见表 5.2-1。

表 5.2-1 集气站各构筑物防渗要求一览表

(3) 跟踪监测

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：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。基于上述原则，本项目地下水跟踪监测设置情况见表 5.2-2。

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、钡、六价铬、氯化物、石油类等。

监测频率：每年 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对策指挥中心报警；事故应急对策指挥中心在接报后，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相应的应急措施

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应在急处置期间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，项目分离器、计量设备采用减振降噪措施，管道采用柔性连接，通过采取基础减振、柔性连接等措施减小对周围声环境的影响。

5.2.5 固体废物污染防治措施

场站产生的少量废砂石，由厂家更换内件时回收处置或交一般工业固废填埋场处置。

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, 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, 润滑油存放点为重点防渗区, 污水罐区为一般防渗区, 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; 加强水池的巡视、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, 应尽量减少夜间开灯时间, 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 退役期污染防治措施可行性论证

页岩气井停采退役后, 应按照按《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。

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	利旧现有 1000m ³ 水池、2 座放喷池等暂存雨水、压裂返排液等；	容积保证所有废水的储存，池体渗透系数达到 1.0×10 ⁻⁷ cm/s	计入总投资
		钻井废水及压裂返排液处理与利用	施工废水经处理满足压裂回用水质要求后，回用于压裂工序	《涪陵地区页岩气藏措施返排液处理规范》（Q/SH1035 1031-2013）	24.8
		井场清污分流排水沟	利旧井场外现有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	井场及生活区各新设置环保厕所，对生活污水进行收集	交由生活污水处理处置	5.0
	地下水	钻井工艺措施	钻井均采用近平衡钻井方式，直井段采用清水钻井，分段采用套管进行固井作业	防止钻井过程中钻井液漏失对浅层地下水水质产生严重不良影响	计入总投资
		井场分区防渗	平台进行分区防渗，油罐区和酸罐区四周设置围堰	有效防止井场内的污水进入土壤，污染环境	计入总投资
		池体防渗	根据调查，平台现有放喷池、废水池已做防渗处理，且池体完好，本项目依托现有池体	渗透系数达到 1.0×10 ⁻⁷ cm/s	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
		饮用井泉保障措施	如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	平台施工期间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	10.0
		燃油废气治理	平台采用网电供电，停电时使用轻质柴油为燃料，使用符合环保要求的柴油机和发电机，使用设备自带的排气设备排放	对环境影响控制在可接受范围内	计入总投资
		测试放喷废气	本次利旧现有平台已配套建放喷池进行放喷，测试放喷管口高为 1m，采用对空短火焰灼烧器，减低辐射影响	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

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
	噪声	减震隔声降噪	平台柴油机、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源强	50.0
		功能置换措施	对受噪声影响居民协商通过临时搬迁或租用其房屋作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	钻井岩屑及沉淀污泥处置	本项目清水岩屑用于井场铺垫或综合利用；水基岩屑经岩屑不落地系统收集后进行综合利用；油基岩屑采用钢罐或吨桶不落地收集后交由有危险废物处置资质的单位进行处置，污泥外运至一般工业固废处置场处置或资源化利用	水基岩屑资源化利用进行资源化利用，油基岩屑交由有危险废物处置资质的单位进行处置。污泥妥善处置	205.1
		沾染废油的防渗材料	交由有危险废物处置资质的单位进行处置	妥善处置	5
		施工废料	经收集后外售回收利用	妥善处置	/
		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	5.0
		土石方	工程总挖方 0.01 万 m ³ ，总填方 0.01 万 m ³ ，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	平台放喷池、井场等设施待退役后再进行拆除和恢复；焦页 106 号平台管沟开挖土石方临时堆放于管网两侧敷设结束后全部用于覆土；井场周边按照规范要求设置防火隔离带；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	30
	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	/	50

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
运营期	污水	采出水、井下作业废水	优先回用压裂；无平台压裂施工时，运输至涪陵页岩气田产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	减轻对环境的污染	计入运营投资
	废气	站场放空废气	利旧现有站场放空立管进行放空	/	/
		水套加热炉燃烧废气	依托集气站现有水套加热炉	/	/
		清管废气	利旧现有放空立管排放	/	/
	噪声	设备噪声	新建设备采取隔声、减振等噪声防治措施，底部设减振系统，采气管道设柔性连接	最大程度降低噪声源源强	20.0
		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	利旧现有废润滑油暂存设施，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	由厂家更换内件时回收处置或交一般工业固废填埋场处置	妥善处置	
	风险	环境风险防范	对集气站站场改建非燃烧材料围墙或围栏进行改建，四周宜设不低于 2.2m 的非燃烧材料围墙或围栏；利旧现有站场截断阀、自控系统、设置警示标志，按照突发环境事件应急预案进行应急演练	/	
投资合计					404.9

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 404.9 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 6.2-1。

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 —建项目总投资	环保投资占总投资的百分比
环境经济效益系数 (J_x)	$J_x = \frac{\sum_{i=1}^n S_i}{H_F}$	S_i —环保措施所挽救的损失 H_F —年环保费用	因有效的环保措施而挽救的损失费用与投入的环保费用之比

6.2.2 环境经济损益分析

计算结果见表 6.2-2 和表 6.2-3。

表 6.2-2 环保工程所挽回的损失费用 单位：万元

序号	项目	挽回的经济损失（避免“三废”排污费、罚款等估算）	备注
1	钻井废水	253	
2	生活污水	2	
3	钻井岩屑	166	
4	生活垃圾	2	
5	废油等	55	
6	沾染废油的废防渗材料	6	
合计		509	

表 6.2-3 主要环境经济指标表

序号	名称	单位	指标	备注
1	总投资	万元	25000	
2	环保投资	万元	404.9	
3	挽回损失	万元	2414.2	
4	环保投资与总投资之比	%	1.62	
5	环境效益系数	/	1.26	

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 1.62%，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 1.26，即每投入 1 万元的环保费可挽直接回经济损失 1.26 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 环境管理要求

7.1.1 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 QHSE 管理人员负责落实环境管理制度。

建设单位应设专人负责监督不同施工单位在各自实施阶段过程中的环境保护工作，同时监督施工单位落实环境保护措施。在施工承包合同中，应该包括有关环境保护条款，如生态保护措施、水土保持措施、施工设备排放的废气及噪声控制措施和环境保护目标、环境监控措施、环保专项资金的落实等。

(1) 制定本工程施工作业的环境保护规定，根据施工中各工种的作业特点，分别制定各工种的环境保护方案，制定发生事故的应急计划。

(2) 监督检查保护生态环境和防止污染设施与项目主体工程同时设计、同时施工、同时投入使用的执行情况，监督施工期各项环保措施的落实情况。

(3) 在施工前对施工人员进行环境保护培训，组织开展工程建设期间环境保护的宣传教育与培训工作。

(4) 明确施工单位环保职责，施工单位要严格执行施工期的各项环保规定，落实各项环保措施，按要求选择适宜的施工时间、尽量缩小施工范围、废渣和垃圾集中堆放、泥浆和废土等按规定进行处置、施工结束后做到工完料净、按规定对土地进行恢复。施工单位应建立环境监控台账，及时准确地记录不同施工阶段环境保护措施的落实情况和各项生态环境保护要求的贯彻情况，必要时配合图片进行说明。

(5) 明确施工人员作业区域，应严禁跨区域施工，还应包括对人员活动

范围、生活垃圾及其它废物的管理。

(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。

7.1.2 运营期环境管理要求

本项目建成后由建设单位管理，建设单位已建立有一个较完善的健康、安全与环境管理体系（HSE），设置安全环保管理部，负责涪陵页岩气田环境的管理。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，提高员工的环保意识。

(3) 负责组织环境监测、事故防范以及外部协调工作，负责组织突发事件的应急处理和善后事宜。

(4) 监督企业执行环保“三同时”的情况，确保环境保护设施与主体工程同时设计、同时施工、同时运行，有效控制污染；检查环境保护设施的运行情况，定期进行环保工作检查，及时发现问题、处理问题，确保环保设施的正常运转，保证达标排放。

(5) 建立环境管理人员的环保职责要求，建立环保指标考核管理制度，并严格落实各项管理制度，定期对相关部门进行考核，以推动环保工作的开展。

(6) 明确各类人员的职责，对专、兼职环境管理人员进行环保业务知识的培训，并在全企业范围内进行环保知识的宣传和教育，树立全员的环保意识。

(7) 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。

(10) 根据《中国石化建设项目环境保护管理办法》(2020年6月29日)，“企业应当根据环境保护管理要求及需要，自行组织或者委托相应技术机构开展环境监理。环境监理单位应当配合企业督促、监督施工单位遵守国家法律法规和标准规范要求，落实环境影响报告书(表)及其批复提出的环境保护措施，开展绿色施工。企业应及时组织对环境监理过程中发现的问题进行整改。企业或者其委托的机构应当定期编制环境监理月报(周报)、季报、年报，在建设项目投入试生产前编制环境监理总报告，并对环境监理报告真实性负责。企业要按照有关生态环境主管部门的要求将环境监理报告报送相关单位；并通过集团建设项目环境保护管理信息系统，定期上报重点建设项目的环境监理月报(周报)、季报、年报和总报告”。因此，建议建设单位在施工期间开展环境监理。

7.1.3 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，需按照《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。

7.2 污染排放清单及管理要求

7.2.1 污染排放清单

建设项目拟采取的环境保护措施及主要运行参数，排放的污染物种类、排放浓度和总量指标，污染物排放的分时段要求，排污口信息，执行的环境标准，环境风险防范措施以及环境监测等。

7.2.1.1 废水

本项目运营期废水主要为集气站产生的采出水、气井维修产生的井下作业废水。井下作业废水回用页岩气平台压裂工序。采出水依托涪陵页岩气田产出水处理站处理满足《污水综合排放标准》（GB8978-1996）一级标准后排放至乌江。采出水年产生量为 25550m³/a。

表 7.2-1 废水污染物排放清单一览表

排放源	排放标准及标准号	废水排放量 m ³ /a	污染物名称	产生量		处理后	
				浓度 mg/L	产生量 t/a	浓度 mg/L	排放量 t/a
采出水	污水综合排放标准（GB8978-1996）一级标准	9125	COD	2500	22.81	100	0.91
			氨氮	85	0.78	15	0.14

7.2.1.2 废气

本项目依托现有水套加热炉，不新增废气排放。非正常工况下，废气为放空废气，主要成分为天然气。

7.2.1.3 固体废物

运营期固体废物主要为废砂石，废砂石由厂家更换内件时回收处置或交一般工业固废填埋场处置。

表 7.2-2 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 t/a	去向
废砂石	采气	固体	砂石	一般废物	072-999-99	0.003	废砂石由厂家更换内件时回收处置或交一般工业固废填埋场处置

7.2.1.4 噪声

运营期间，场界噪声执行《工业企业厂界噪声排放标准》（GB12348-

2008)，即昼间噪声排放限值 60dB（A），夜间 50dB（A）。

表 7.2-3 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	/

本项目施工期废水均不外排，运营期井下作业废水回用平台压裂，采出水依托涪陵页岩气田产出水处理站理后达标排放至乌江，最终外排 COD：0.91 t/a，氨氮：0.14 t/a。废水总量由涪陵页岩气田产出水处理站理统一购买总量。

7.2.2 社会公开信息内容

根据《中华人民共和国环境保护法》第五十五条，重点排污单位应当如实向社会公开其主要污染物的名称、排放方式、排放浓度和总量、超标排放情况，以及防治污染设施的建设和运行情况，接受社会监督。

建设单位可通过企业网站、企业事业单位环境信息公开平台或者当地报刊等便于公众知晓的方式公开环境信息，同时可以采取以下一种或者几种方式予以公开：

- （一）公告或者公开发行的信息专刊；
- （二）广播、电视等新闻媒体；
- （三）信息公开服务、监督热线电话；
- （四）本单位的资料索取点、信息公开栏、信息亭、电子屏幕、电子触摸屏等场所或者设施；
- （五）其他便于公众及时、准确获得信息的方式。

公开时间要求：环境信息有新生成或者发生变更情形的，应当自环境信息生成或者变更之日起三十日内予以公开。法律、法规另有规定的，从其规定。

7.3 企业环境管理体系

7.3.1 环境管理制度

建设单位深入推进 HSE 体系建设，以风险管控为主线，将生产业务过程

中的主要 HSE 风险管控措施转化为管理要求，突出写我所做、做我所写，重点增加带压作业、检维修作业、生产异常等管理要求，确保管理要素不漏项。2022 年发布涵盖 6 个一级要素、40 个二级要素的 HSE 管理体系手册。

建设单位成立有 HSE 委员会，负责油气勘探、开发、工程技术、井控安全等专业安全管理。委员会下设 5 个专业分委员会：石油工程（井控）分委员会、生产保障分委员会、公共安全分委员会、地面工程（基建）分委员会、采输气（设备）分委员会。

安全环保管理部：配备管理人员 9 人（含安全总监），设有安全管理岗、环保管理岗、综合管理岗，主要负责公司安全环保综合管理工作。

安全管理支撑机构包括外聘安全环保督察队伍、消防应急中心、专业井控抢险队伍。

①外聘安全环保督察队伍：督查员 9 人，主要负责生产经营现场、高风险作业现场、关键装置要害部位的全过程、全方位的安全环保督察。

②设置消防应急中心，配备消防车辆 10 台，外聘消防人员 24 人。

③外聘专业井控抢险队伍：配备专业井控抢险设备和专业人员 10 人。

7.3.2 环境管理台账

建设单位应根据《陆上石油天然气开采行业危险废物环境管理指南》、《一般工业固体废物管理台账制定指南(试行)》、危险废物管理计划和管理台账制定技术导则》等文件要求，建立“三废”台账、转运联单等多项环保资料台账，如实记录工体废物的种类、数量、流向、贮存、利用、处置等信息；并借助 HSE 信息平台 and 环保数据信息系统，定期上报固废、废水等数据、报表，落实《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》第三十六条关于建立工业固体废物管理台账的要求。

7.3.3 后评价管理要求

根据《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函〔2019〕910 号）：陆地区块产能建设项目实施后，建设单位或生产经营单位应对地下水、生态、土壤等开展长期跟踪监测，发现问题应及时改正。项目正式投入生产或运营后，每 3~5 年开展一次环境影响后评价，依法报生态环境主管部门备案。按要求开展环评的现有滚动开发区块，可以不单独开

展环境影响后评价，法律法规另有规定的除外。

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

表 7.4-2 项目运营期间监测计划表

7.5 竣工环保验收

7.5.1 重新报批情形

根据《中华人民共和国环境影响评价法》第二十四条，“建设项目的环境影响评价文件经批准后，建设项目的性质、规模、地点、采用的生产工艺或者防治污染、防止生态破坏的措施发生重大变动的，建设单位应当重新报批建设项目的环境影响评价文件。”

7.5.2 竣工环保验收

根据项目实际建成情况，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行验收；开采完毕后，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。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	施工废水	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	优先回用区域平台压裂工序，无回用平台时依托涪陵页岩气田产出水处理站处理达《污水综合排放标准》（GB8978-1996）一级标准后排放
		生活污水	设置环保厕所，对生活污水进行收集，并交由生活污水处理厂处置
	废气	放空废气	集气站放空废气经高 15m，内径 0.15m 的放空立管放空

分项	验收项目	验收指标及要求	
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。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	钢罐或吨桶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楚。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	交由中石化重庆涪陵页岩气勘探开发有限公司或有相应危险废物处置资质的单位回收综合利用。建立废油转移台账，转移情况清楚。
		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	由厂家更换内件时回收处置或交一般工业固废填埋场处置
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，考虑到采气和后期继续布井的需要，井场、放喷池、废水池等继续保留，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

焦页 106 号评价井组位于重庆市武隆区白马镇，利用现有 3 个平台，新部署 9 口井，扩建焦页 106 号 1 座，钻井 5 口井，扩建集气站一座，完善集输工艺流程、水、电、通讯、道路等配套设施。新建产能 0.80 亿方/年。

项目总投资 25000 万元，其中环保投资 404.9 万元，占总投资的 1.62%。

8.2 环境质量现状

(1) 地表水

本项目平台周边主要地表水体及接纳水体为乌江。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），乌江属于Ⅲ类水域。

根据监测数据，乌江白涛、白马监测断面水质满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中Ⅲ类水域水质标准，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), 本项目所在区域属“III1-1 方斗山-七曜山水源涵养-生物多样性生态功能区”。主导生态功能为生物多样性保护和人文调蓄, 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; 区内自然保护区、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。

(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; 钻井期间生活污水经环保厕所收集后农用或交由生活污水处理厂处置。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, 不能回用时依托涪陵页岩气田产出水处理站, 处理达《污水综合排放标准》(GB8978-1996) 一级标准后排放。

本次依托现有水套加热炉, 不新增大气污染物排放。

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、施工废料和生活垃圾。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涪陵页岩气勘探开发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；施工过程中产生的施工废料，经收集后外售回收利用；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；废砂石由厂家更换内件时回收处置或交一般工业固废填埋场处置。

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；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或交由生活污水处理厂处置。运营期井下作业废水收集处理后回用于白马区块平台压裂工序，集气站采出水罐车输送至涪陵页岩气田产出水处理站处理达标《污水综合排放标准》（GB8978-1996）一级标准后排放。

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，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。

在对循环罐、储备罐，柴油罐加强管理，对地面进行硬化，对柴油罐设置围堰；加强对工程周边井泉的巡视和监测，在发生储存容器破损后，及时采取处置措施，减少工程建设对地下水环境的影响。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。

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，但通过采取防尘洒水措施后，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，无燃油废气排放，影响较小；运营期间，不新增废气排放，对大气环境影响小。

综上所述，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；水基岩屑经不落地系统收集后，用于资源化利用；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；钻井过程中产生的废油由中石化重庆涪陵页岩气勘探开发有限公司或有资质的单位回收处理；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；施工过程中产生的施工废料等，经收集后外售回收利用；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；废砂石由厂家更换内件时回收处置或交一般工业固废填埋场处置。

本项目固体废物经妥善处理对环境的影响小。

8.4.7 生态环境影响及环境保护措施

本项目利用现有平台施工，施工期的生态环境影响主要是开挖损毁地表植被，造成地表裸露，引发水土流失，在一定程度上影响评价范围的景观和谐，但对评价范围内的野生动植物、生态系统、景观等造成的不利影响较小，不会对评价范围内的生态环境和生物多样性带来大的毁损和灭绝性的破坏。

针对上述影响，应采取如下措施：合理安排施工时序，尽量避开雨季施工；严格控制施工作业带，减少扰动面积；在井场周边、临时堆土区等可能产生水土流失的区域，设置临时截排水沟；对井场占地、井场道路等进行硬化，施工结束后，及时对临时占地形成的裸露地表进行植被恢复，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，2023 年 9 月 12 日，建设单位在项目所在地企业网站开展了项目第一次环评公示；2023 年 10 月 27 日~2023 年 11 月 9 日，通过网络平台进行征求意见稿公示，并同时在地对公示内容进行了现场张贴，并在“重庆晚报”刊登了环评公示信息；2023 年 11 月 14 日，通过网络平台进行报批前公示。公示期间，建设单位和环评单位未收到公众意见。

8.6 环境影响经济损益分析

本项目环保投资总投资比例为 1.62%，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 1.26，即每投入 1 万元的环保费可挽直接回经济损失 1.26 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

焦页 106 号评价井组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白马区块页岩气产能，增强能源供应链的弹性和韧性，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 附图及附件

9.1 附图

- 附图 1 项目地理位置图；
- 附图 2-1 焦页 106 号平台施工期钻井工程平面布置示意图；
- 附图 2-2 焦页 106 号平台施工期钻井工程平面布置示意图；
- 附图 3 焦页 106 号平台运营期平面布置示意图；
- 附图 4 焦页 106 号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 综合水文地质图；
- 附图 7 项目与生态红线位置关系图；
- 附图 8 项目与环境管控单元位置关系图；
- 附图 9-1 运营期典型生态恢复措施图；
- 附图 9-2 退役期典型生态恢复措施图；
- 附图 10-1 钻井工程阶段典型分区防渗示意图；
- 附图 10-2 储层改造工程阶段典型分区防渗示意图；
- 附图 11 运营期平台典型分区防渗示意图；
- 附图 12 土壤类型分布图；
- 附图 13 生态评价范围植被类型及生态调查样方分布示意图；
- 附图 14 生态评价范围公益林分布示意图；
- 附图 15 生态评价范围天然林分布示意图；
- 附图 16 生态评价范围生境及生态调查样线、样点设置示意图；
- 附图 17 生态评价范围生态系统类型分布示意图；
- 附图 18 区域植被覆盖空间分布示意图；
- 附图 19 生态评价范围土地利用现状分布示意图；
- 附图 20 生态评价范围景观类型分布示意图。

9.2 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 关于项目周边地勘情况的说明；
- 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 现有工程验收意见；
- 附件 7 环境监测报告；
- 附件 8 地表水环境影响评价自查表；
- 附件 9 大气环境影响评价自查表；
- 附件 10 土壤环境影响评价自查表；
- 附件 11 生态环境影响评价自查表；
- 附件 12 声环境影响评价自查表
- 附件 13 环境风险评价自查表；
- 附件 14 评价范围样方调查表；
- 附件 15 评价范围维管植物名录；
- 附件 16 评价范围野生脊椎动物名录；
- 附件 17 用地手续；
- 附件 18 油基岩屑处置协议；
- 附件 19 水基岩屑处置协议；
- 附件 20 采矿权证；
- 附件 21 建设项目环境影响报告书审批基础信息表。