

中石化重庆页岩气有限公司 坪地 8 平台环境影响报告书

(公示版)



中煤科工重庆设计研究院(集团)有限公司

CCTEG CHONGQING ENGINEERING (GROUP) CO., LTD.

二〇二四年五月

概 述

1 建设项目特点

2010 年 8 月，自然资源部（原国土资源部）授予中国石油化工股份有限公司“黔、渝彭水地区石油天然气（页岩气）勘查”探矿权，矿权区包括重庆市东南部彭水县、武隆区及贵州省北部道真仡佬县，勘查面积 6837.087km²，2021 年 7 月，自然资源部对黔渝彭水区块页岩气探矿权进行了重新核定，其中“黔渝彭水 1 区块页岩气勘查”勘查面积 3421.501km²，勘查范围包括重庆市东南部彭水县、武隆县。勘查单位为中国石油化工股份有限公司华东油气分公司。2020 年 1 月 3 日，中国石油化工股份有限公司华东油气分公司组建的中石化重庆页岩气有限公司在南川区揭牌成立，负责南川、武隆等区块页岩气的勘探开发。

《武隆区“十四五”能源发展规划（2021 年-2025 年）》提出：武隆区要尽快实现有利区块页岩气的商业化开发，……引导勘探开发企业做好白马区块（白马镇、长坝镇、白云乡、大洞河乡）、平桥北区块（平桥镇）、凤来区块（涉及鸭江镇、凤来镇、和顺镇、平桥镇、庙垭乡）、武隆区块（仙女山街道、火炉镇、凤山街道、芙蓉街道、沧沟乡）、双河区块（双河镇）页岩气勘探开发工作，力争到 2025 年，完成钻井 265 口，建成产能 45 亿立方米/年，产量 36 亿立方米/年，产值 50 亿元/年，将武隆区建成重庆重要页岩气生产基地。为进一步扩大区域页岩气开发产能，中石化重庆页岩气有限公司拟实施中石化重庆页岩气公司坪地 8 平台项目（以下简称本项目），对坪地 8 井区进行页岩气开发。坪地 8 井区属于新区块，区块面积约 1.5km²，平台完钻后配套建设集气设施进行生产，本项目不含外输管线。

2 环境影响评价工作过程

本项目为新区块开发项目，涉及永久基本农田、水土流失重点治理区，属于《建设项目环境影响评价分类管理名录》（2021 年版）中“陆地天然气开采类 0721，新区块开发，涉及环境敏感区的”类项目，应编制环境影响报告书。

2024 年 2 月，中石化重庆页岩气有限公司委托中煤科工重庆设计研究院（集团）有限公司（以下简称“我公司”）承担该项目环境影响评价工作。我公司接受委托后，深入研究相关设计资料，派遣技术人员多次深入现场进行现状调查，收集有关基础资料，在对建设项目工程分析、环境影响预测与评价的基础上，依据国家及地方法律法规、相关导则、规范编制完成了《中石化重庆页岩气公司坪地 8 平台环境影响报告书》。

3 分析判定相关情况

（1）各环境要素评价等级判定

本项目环境空气评价等级为三级；地表水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；声环境评价工作等级为二级；土壤评价工作等级为二级；生态环境评价工作等级为二级，环境风险评价等级为简单分析。

（2）选址合理性

本项目占地不在重庆市划定的生态保护红线内，不涉及自然保护区、风景名胜區、文物保护单位、饮用水源保护区。本项目占地类型主要为耕地、林地等。施工期和运行期采取生态恢复、废水治理、噪声污染防治、地下水防渗、固体废物治理等措施后，工程建设对环境的影响总体可接受，在按照国家法律法规办理占地手续后，环境对本项目建设制约性小。从环境保护角度分析本项目选址合理。

（3）“三线一单”符合性

本项目不在生态保护红线范围内；区域环境质量现状较好，施工期、运营期产生的污染物均能做到达标排放或妥善处置，对区域环境影响较小，项目建设不会突破项目所在地的环境质量底线；本项目开采的页岩气为清洁能源，消耗资源主要为施工期压裂用水，压裂用水从莽子溪水库取水，为临时取水，取水需按照国家相关要求办理取水许可，取水量较小，对区域水资源利用影响较小，满足资源利用上线要求；本项目不属于《四川省、重庆市长江经济带发展负面清单实施细则》（试行，2022 年版）》中禁止建设项目，本项目满足环境准入条件。本项目符合“三线一单”相关要求。

（4）产业政策及相关规划符合性

本项目属于《产业结构调整指导目录（2024 年本）》鼓励类项目，符合

《页岩气产业政策》、《石油天然气开采业污染防治技术政策》等国家地方产业政策要求，符合《武隆区“十四五”能源发展规划（2021 年-2025 年）》、《重庆市武隆区矿产资源总体规划（2021-2025 年）》等相关规划。

4 关注的主要环境问题及环境影响

本项目属于陆地天然气开采项目，主要环境问题及拟采取的环境保护措施如下：

（1）项目建设对生态环境的影响

本项目占地类型主要为耕地、林地等，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。

（2）施工期废水、固体废物、噪声和废气的污染防治

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

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

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

废气：工程采用网电供电，备用柴油发电机选用优质燃油，废气污染物达标排放。

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

（3）运营期间废水、固体废物和噪声污染防治

固体废物：废润滑油交由有危险废物处置资质的单位处置。废砂石、废分

子筛交一般工业固废场处置。

废气：正常工况下无废气排放，非正常工况下的放空废气利用放空立管排放。

废水：优先回用武隆工区平台压裂工序，不能回用时罐车转运至武隆工区采出水处理站处理达标后排放。

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

5 环境影响评价主要结论

本项目符合国家产业政策和相关规划，符合“三线一单”相关要求，项目选址位于重庆市生态保护红线以外，完善占地手续后，选址符合国家和地方相关环保要求。项目建设有利于提升区域页岩气产能，加快构建区域能源新格局，有利于推动地方经济的可持续发展。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，可将项目对环境的影响降至最低，实现污染物达标排放，满足环境功能区要求，环境可以接受。从环境保护角度分析，项目建设可行。

1 总 则

1.1 评价目的

开展本项目环境影响评价的目的在于贯彻《中华人民共和国环境影响评价法》，利用《环境影响评价技术导则》等评价技术手段，在充分调查项目区生态环境和环境质量现状基础上，结合武隆工区页岩气井产排污及环境影响调查，预测、评估本项目建设对环境可能带来的影响，分析论证项目建设的环境可行性，提出切实可行的生态保护及污染防治对策，维持或改善影响区的环境功能，降低本项目带来的不利环境影响，为项目建设和环境管理提供依据。

1.2 编制依据

1.2.1 环境保护相关法律

- (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》（2022 年 6 月 5 日实施）；
- (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》（2019 年 1 月 1 日实施）；
- (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》（2011 年 3 月 1 日实施）；
- (10) 《中华人民共和国森林法》（2020 年 7 月 1 日实施）；
- (11) 《中华人民共和国野生动物保护法》（2022 年 12 月 30 日修订）；
- (12) 《中华人民共和国长江保护法》（2021 年 3 月 1 日实施）；
- (13) 《中华人民共和国石油天然气管道保护法》（2010 年 10 月 1 日）；
- (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) 《中华人民共和国森林法》（2020 年 7 月 1 日实施）；

- (17) 《中华人民共和国突发事件应对法》（2007 年 11 月 1 日实施）；
- (18) 《中华人民共和国清洁生产促进法》（2012 年 2 月 29 日修订）；
- (19) 《中华人民共和国循环经济促进法》（2018 年 10 月 26 日修订）。

1.2.2 法规

1.2.2.1. 行政法规

- (1) 《建设项目环境保护管理条例》（国务院令 第 682 号，2017 年 7 月 16 日修订）；
- (2) 《地下水管理条例》（国务院令 第 748 号，2021 年 12 月 1 日实施）；
- (3) 《中华人民共和国水土保持法实施条例》（国务院令 第 588 号，2011 年 1 月 8 日修订。）
- (4) 《中华人民共和国野生植物保护条例》（国务院令 第 687 号，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》（国务院令 第 743 号，2021 年 7 月 2 日修订）；
- (6) 《基本农田保护条例》（国务院令 第 588 号，2011 年 1 月 8 日修订）；
- (7) 《土地复垦条例》（国务院令 592 号，2011 年 3 月 5 日实施）；
- (8) 《排污许可管理条例》（国务院令 第 736 号，2021 年 3 月 1 日实施）；
- (9) 《危险化学品安全管理条例》（国务院令 第 645 号，2013 年 12 月 7 日修订）。

1.2.2.2. 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》（2020 年 10 月 1 日实施）；
- (4) 《重庆市野生动物保护规定》（2019 年 12 月 1 日实施）；
- (5) 《重庆市矿产资源管理条例》（2020 年 8 月 1 日实施）；
- (6) 《重庆市林地保护管理条例》（2018 年 7 月 26 日修订）。

1.2.3 规章

1.2.3.1. 国务院部委规章

- (1) 《建设项目环境影响评价分类管理名录》（生态环境部令 第 16 号，2021 年 1 月 1 日实施）；
- (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，2021 年 1 月 1 日实施）；
- (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，2022 年 1 月 1 日实施）；
- (4) 《工矿用地土壤环境管理办法（试行）》（生态环境部令第 3 号，2018 年 8 月 1 日实施）；
- (5) 《产业结构调整指导目录（2024 年本）》（中华人民共和国国家发展和改革委员会令 2023 年第 7 号）；
- (6) 《环境影响评价公众参与办法》（生态环境部令 第 4 号，2019 年 1 月 1 日实施）；
- (7) 《环境保护公众参与办法》（环境保护部令 第 35 号，2015 年 9 月 1 日实施）；
- (8) 《固定污染源排污许可分类管理名录（2019 年版）》（生态环境部令第 11 号，2019 年 12 月 20 日实施）；
- (9) 《建设项目环境影响报告书（表）编制监督管理办法》（生态环境部令 第 9 号，2019 年 11 月 1 日实施）；
- (10) 《排污许可管理办法》（环境保护部令 第 32 号，2024 年 7 月 1 日实施）；
- (11) 《突发环境事件应急管理办法》（环境保护部令 第 34 号，2015 年 6 月 5 日实施）；
- (12) 《突发环境事件信息报告办法》（环境保护部令 第 17 号，2015 年 5 月 1 日实施）。

1.2.3.2. 地方政府规章

- (1) 《重庆市环境噪声污染防治办法》（渝府令〔2013〕270 号，2013 年 5 月 1 日实施）；

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

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

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

1.2.4 规范性文件

1.2.4.1. 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）；

(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）；

(3) 《长江经济带发展负面清单指南（试行，2022 年版）》（长江办〔2022〕7 号）；

(4) 《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）；

(5) 《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，2021 年 1 月 23 日发布）；

(6) 《危险化学品目录（2015 版）》（2015 年 5 月 1 日起施行）；

(7) 《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，2012 年 3 月 7 日发布）；

(8) 《关于规范临时用地管理的通知》（自然资规〔2021〕2 号，2021 年 11 月 4 日发布）；

(9) 《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，2019 年 12 月 13 日发布）；

(10) 《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，2018 年 8 月 3 日发布）；

(11) 《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，2019 年 1 月 3 日发布）；

(12) 《页岩气产业政策》（国家能源局公告 2013 年第 5 号，2013 年 10 月 22 日发布）；

(13) 《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，2021 年 2 月 1 日发布）；

(14) 《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，2021 年 9 月 7 日）；

(15) 《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，2022 年 1 月 30 日发布）；

(16) 《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，2021 年 12 月 31 日发布）；

(17) 《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，2022 年 1 月 29 日发布）。

1.2.4.2. 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）；

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

(4) 《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）；

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

(6) 《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）；

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

1.2.5 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》（HJ349-2023）；
- (10) 《生产建设项目水土保持技术标准》（GB 50433-2018）；
- (11) 《生产建设项目水土流失防治标准》（GB/T 50434-2018）。

1.2.6 行业技术规范

- (1) 《含硫化氢油气井安全钻井推荐作法》（SY/T5087-2005）；
- (2) 《石油天然气钻井作业健康、安全与环境管理导则》（Q/CNPC53）；
- (3) 《钻井井控技术规程》（SY/T6426-2005）；
- (4) 《含硫化氢天然气井失控井口点火时间规定》（AQ2016-2008）；
- (5) 《含硫化氢天然气井公众危害程度分级方法》（AQ2017-2008）；
- (6) 《含硫化氢天然气井公众安全防护距离》（AQ2018-2008）；
- (7) 《石油天然气工程设计防火规范》（GB50183-2015）；
- (8) 《气田集输设计规范》（GB50349-2015）；
- (9) 《输气管道工程设计规范》（GB50251-2015）；
- (10) 《石油天然气工业健康、安全与环境管理体系》（SY/T 6276-2014）；
- (11) 《钻井废弃物无害化处理技术规范》（Q/SY XN0276-2015）；
- (12) 《石油天然气安全规程》（AQ2012-2007）；
- (13) 《钻井技术操作规程》（Q/SYCQZ001-2008）；
- (14) 《钻前工程及井场布置技术要求》（SY/T5466-2013）；

- (15) 《废矿物油回收利用污染控制技术规范》（HJ607-2011）；
- (16) 《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）；
- (17) 《页岩气钻井井控安全技术规范》（AQ/T2076-2020）；
- (18) 《页岩气气田集输工程设计规范》（N/BT 14006-2015）；
- (19) 《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）；
- (20) 《油气输送管道并行敷设技术规范》（SY/T 7365-2017）；
- (21) 《页岩气勘探开发油基岩屑处理方法及控制指标》（GB/T 41518-2022）；
- (22) 《页岩气与煤层气绿色矿山建设规范》（DB50/T 1260-2022）。

1.2.7 项目有关资料

- (1) 相关钻井工程、油气集输工程设计资料；
- (2) 《页岩气藏措施返排液处理管理技术规范》（华东油气南页〔2016〕159 号）。

1.3 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) 本项目属于页岩气开发项目，环境影响评价时段包括施工期、运营期、退役期。

(3) 本项目建设阶段包括钻前工程、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、声环境影响及存在的环境风险。钻前工程重点识别生态环境影响。本次评价根据钻前工程、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) 运营期，本项目采出水依托武隆工区采出水处理站处理达标后排放，其环境影响分析已纳入武隆工区采出水处理站相关环评内容，本次评价重点分析依托可行性。

(5) 建设单位按照《环境影响评价公众参与办法》等规范性文件要求，开展公众参与调查，本次环评在评价结论中引用相关结论。

1.4 环境影响识别与评价因子筛选

1.4.1 环境影响因素识别

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

1.4.2 评价因子筛选

(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，具体见表 1.4-2。

①地表水

结合项目特征，确定地表水现状评价因子为：pH 值、氨氮、溶解氧、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。

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	钻前工程	井场修建、道路开挖	生态环境	公益林	直接	占地范围	长期、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	长期、可逆	中
				自然景观	直接	生态评价范围	长期、可逆	中
			声环境	周边居民	直接	声评价范围内	短期、可逆	低
			大气环境	周边居民	直接	大气评价范围	短期、可逆	低
	钻井工程	钻井	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
	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
		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	中
运营期	油气集输工程	采气	大气环境	周边居民	直接	大气评价范围	短期、可逆	低
			地表水环境	乌江	间接	/	长期、可逆	低
			声环境	周边居民	直接	声评价范围内	长期、可逆	低
退役期	封井	封井	生态环境	/	/	/	短期、可逆	无

表 1.4-2 建设项目主要环境影响评价因子一览表

环境要素 单项工程	时期	大气	地表水	地下水	土壤	生态	噪声
钻前工程	施工期	颗粒物	COD、BOD ₅ 、氨氮等	/	/	地表扰动面积及类型、生态系	昼间等效声级、夜间等效声级

中石化重庆页岩气有限公司坪地 8 平台环境影响报告书

环境要素 单项工程	时期	大气	地表水	地下水	土壤	生态	噪声
						统完整性、生物 量损失、水土流 失、土地利用现 状、植被类型、 动植物资源、景 观、植被覆盖 度、生物多样性 等	
钻井工程	施工期	SO ₂ 、NO _x	COD、BOD ₅ 、氨氮、 氯化物、石油类等	耗氧量、氨氮、硫化 物、氯化物、硫酸盐、 石油类、阴离子表面 活性剂、总硬度、溶 解性总固体等	石油烃、土壤含 盐量、pH 等	水土流失	昼间等效声级、 夜间等效声级
储层改造工程	施工期	SO ₂ 、NO _x	COD、BOD ₅ 、氨氮、 氯化物、石油类等	耗氧量、氨氮、硫化 物、氯化物、硫酸盐、 石油类、阴离子表面 活性剂、总硬度、溶 解性总固体等	石油烃、土壤含 盐量、pH 等		昼间等效声级、 夜间等效声级
油气集输工程	施工期	颗粒物	COD、BOD ₅ 、氨氮等	/	/	水土流失	昼间等效声级、 夜间等效声级
	运营期	非甲烷总烃	pH、BOD ₅ 、挥发酚、 COD、氨氮、硫化物、 氯化物、石油类、悬 浮物、阴离子表面活 性剂等	耗氧量、氨氮、硫化 物、氯化物、硫酸盐、 阴离子表面活性剂、 石油类、总硬度、溶 解性总固体等	石油烃、土壤含 盐量、pH 等	生态系统完整 性、生物多样性	昼间等效声级、 夜间等效声级
退役期		/	COD、BOD ₅ 、氨氮	/	/	进行生态恢复	/

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：

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

占地范围内土壤：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、蒽（1,2-苯并菲）、二苯并[a, h]蒽、茚并[1,2,3-cd]芘、萘、石油烃（C₁₀-C₄₀）、全盐量、钡。

⑥生态环境

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

（2）预测评价因子

①大气环境：颗粒物、NO_x、SO₂；

②地下水环境：COD、氯化物、石油类、氨氮；

③声环境：昼间等效 A 声级、夜间等效 A 声级；

④土壤环境：石油烃；

⑤固体废物：土石方、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、废分子筛；

⑥生态环境：地表扰动面积及类型、生态系统完整性、生物量损失、水土

流失等。

⑦环境风险：甲烷。

1.5 环境功能区划及评价标准

1.5.1 环境功能区划

(1) 地表水

本项目废水不直接排入地表水体，运营期采出水依托武隆工区采出水处理项目处理达标后经尾水排放管排入白笋溪，最终汇入乌江。本项目所在地属清水溪汇水区，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），清水溪属于Ⅲ类水域。

(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。

(3) 声环境

本项目位于双河镇石坝村，有清木路经过，根据《声环境质量标准》（GB3096-2008），“工业活动较多的村庄以及有交通干线经过的村庄（指执行4类声环境功能区要求以外的地区）可局部或全部执行2类声环境功能区要求”，本项目所在区域为《声环境质量标准》（GB3096-2008）2类功能区。

(4) 环境空气

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

(5) 生态环境

根据《重庆市生态功能区划》（修编），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”，区域主导生态功能为生物多样性保护和水文调蓄。

1.5.2 环境质量标准

(1) 地表水

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 单位：mg/L

项目	pH(无量纲)	BOD ₅	COD	NH ₃ -N	高锰酸盐指数
III类标准值	6~9	4	20	1.0	6

(2) 地下水

区域地下水执行《地下水质量标准》(GB/T14848-2017)中III类标准,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)	细菌总数(CFU/mL)		总大肠菌群(MPN/100mL)		/
III类标准值	≤0.005	≤0.05	≤100		≤3.0		/

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

(3) 声环境

本项目所在区属 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)。

(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 单位: $\mu\text{g}/\text{m}^3$

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	$\mu\text{g}/\text{m}^3$
		24小时平均	150	
		1小时平均	500	
2	NO ₂	年平均	40	
		24小时平均	80	
		1小时平均	200	
3	CO	24小时平均	4	mg/m^3
		1小时平均	10	
4	O ₃	日最大8小时平均	160	$\mu\text{g}/\text{m}^3$

序号	污染物项目	平均时间	浓度限值(二级)	单位
		1小时平均	200	
5	PM ₁₀	年平均	70	
		24小时平均	150	
6	PM _{2.5}	年平均	35	
		24小时平均	75	

(5) 土壤质量标准

占地范围内土壤执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)中第二类用地筛选值,标准值见表 1.5-4。占地范围外土壤执行《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,标准值见 1.5-5。

表 1.5-4 建设用地土壤污染风险筛选值(第二类用地) 单位: mg/kg

序号	污染物项目	第二类用地 筛选值	序号	污染物项目	第二类用地 筛选值
1	砷	60	24	1,2,3-三氯丙烷	0.5
2	镉	65	25	氯乙烯	0.43
3	六价铬	5.7	26	苯	4
4	铜	18000	27	氯苯	270
5	铅	800	28	1,2-二氯苯	560
6	汞	38	29	1,4-二氯苯	20
7	镍	900	30	乙苯	28
8	四氯化碳	2.8	31	苯乙烯	1290
9	氯仿	0.9	32	甲苯	1200
10	氯甲烷	37	33	间二甲苯+对二甲苯	570
11	1,1-二氯乙烷	9	34	邻二甲苯	640
12	1,2-二氯乙烷	5	35	硝基苯	76
13	1,1-二氯乙烯	66	36	苯胺	260
14	顺-1,2-二氯乙烯	596	37	2-氯酚	2256
15	反-1,2-二氯乙烯	54	38	苯并[a]蒽	15
16	二氯甲烷	616	39	苯并[a]芘	1.5
17	1,2-二氯丙烷	5	40	苯并[b]荧蒽	15
18	1,1,1,2-四氯乙烷	10	41	苯并[k]荧蒽	151
19	1,1,2,2-四氯乙烷	6.8	42	蒽	1293
20	四氯乙烯	53	43	二苯并[a,h]蒽	1.5
21	1,1,1-三氯乙烷	840	44	茚并[1,2,3-cd]芘	15
22	1,1,2-三氯乙烷	2.8	45	萘	70
23	三氯乙烯	2.8	46	石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)	4500

表 1.5-5 农用地土壤污染风险筛选值 单位: mg/kg

序号	污染物项目	风险筛选值			
		pH≤5.5	5.5<pH≤6.5	6.5<pH≤7.5	pH>7.5

序号	污染物项目		风险筛选值			
			pH≤5.5	5.5<pH≤6.5	6.5<pH≤7.5	pH>7.5
1	镉	水田	0.3	0.4	0.6	0.8
		其他	0.3	0.3	0.3	0.6
2	汞	水田	0.5	0.5	0.6	1.0
		其他	1.3	1.8	2.4	3.4
3	砷	水田	30	30	25	20
		其他	40	40	30	25
4	铅	水田	80	100	140	240
		其他	70	90	120	170
5	铬	水田	250	250	300	350
		其他	150	150	200	250
6	铜	果园	150	150	200	200
		其他	50	50	100	100
7	镍		60	70	100	190
8	锌		200	200	250	300

注：重金属和类金属砷均按元素总量计。对于水旱轮作地，采用较严格的风险筛选值。

1.5.3 污染物排放标准

(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交第三方环境治理公司进行清掏外运处置；洗井废水、压裂返排液等收集后在软体罐、配液罐等暂存，经絮凝沉淀、杀菌，满足压裂回用水质标准要求后，优先回用于本平台压裂工序，最后一口井压裂返排液优先拉运至武隆工区其他钻井平台压裂工序配制压裂液，无可用平台回用时，依托武隆工区采出水处理站处理达《污水综合排放标准》（GB8978-1996）一级标准后排放。运营期采出水依托武隆工区采出水处理站处理达《污水综合排放标准》（GB8978-1996）一级标准后排放，排放标准见表 1.5-6。

表 1.5-6 采出水排放标准 单位：mg/L

序号	指标	标准值(mg/L)
1	pH	6~9
2	COD	≤100
3	SS	≤70
4	BOD ₅	≤20
5	石油类	≤5
6	色度	≤50

序号	指标	标准值(mg/L)
7	氨氮	≤15
8	磷酸盐	≤0.5

(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)。

(3) 废气

施工期柴油机组废气排放限值执行《非道路移动机械用柴油机排气污染物排放限值及测量方法(中国第三、四阶段)》(GB20891-2014)及修改单表 2 规定的限值。本项目运营期间正常工况下无废气产生。

(4) 固体废物

一般工业固废暂存过程应满足防渗漏、防雨淋、防扬尘等环境保护要求；油基岩屑等危险废物暂存执行《危险废物贮存污染控制标准》(GB18597-2023)。

1.6 评价内容、重点及时段

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

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

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

1.7 环境工作等级和评价范围

(1) 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 1.7-1 生态影响评价工作等级判定

序号	确定原则	本项目情况
1	a) 涉及国家公园、自然保护区、世界自然遗产、重要生境时，评价等级为一级	不涉及
2	b) 涉及自然公园时，评价等级为二级	不涉及
3	c) 涉及生态保护红线时，评价等级不低于二级	不涉及
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且地表水评价等级不低于二级的建设项目
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	开发目的层位（龙马溪组）为隔水层，且属于深层开发，不影响项目区浅表含水层地下水水位，本项目占用公益林
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	本项目总占地小于 20km ²
7	g、除本条 a)、b)、c)、d)、e)、f) 以外的情况，评价等级为三级	\
8	h、当评价等级判定同时符合上述多种情况时，应采用其中最高的评价等级	\
9	建设项目涉及经论证对保护生物多样性具有重要意义的区域时，可适当上调评价等级	不涉及
10	建设项目同时涉及陆生、水生生态影响时，可针对陆生生态、水生生态分别判定评价等级	不涉及
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
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：本项目占地范围外扩 50m 的区域，确定本项目生态评价范围面积约 4.57hm²。

(2) 地表水

施工过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，回用武隆工区钻井平台压裂工序，无可用平台回用时，依托武隆工区采出水处理项目处理达《污水综合排放标准》（GB8978-1996）一级标准后排放；运营期采出水依托武隆工区采出水处理站处理达《污水综合排放标准》（GB8978-1996）一级标准后经尾水排放管排入白笋溪，最终汇入乌江，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。

(3) 地下水

本项目站场建设为“天然气、页岩气开采（含净化）”类项目，属于《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ 610-2016）中的 II 类建设项目，进场道路属于《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ 610-2016）中的 IV 类建设项目。本项目所在水文地质单元内无地下水集中式饮用水源分布，但分布有分散式饮用水源，同时，位于清水老龙洞溪沟水源地保护区以外的补给径流区，项目区地下水环境较敏感，根据导则中地下水评价等级划分方法，确定地下水环境评价等级为二级。

评价范围：根据项目区水文地质特点，地下水环境采用自定义法确定评价范围，以平台所在水文地质单元作为评价范围。北侧以山脊线为补给边界，东、西、南侧以河流和暗河为排泄边界，大气降雨通过土壤、岩石裂缝渗入地下，地下水向东西两侧排泄至暗河，评价范围约为 12.1km²。

(4) 环境空气

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

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。

(5) 声环境

项目所在区域属于《声环境质量标准》（GB3096-2008）2 类区，工程建设前后评价范围内敏感目标噪声级增高量小于 5dB(A)，受噪声影响人口数量未显著增加，根据《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ2.4-2021），声环境影响评价工作等级确定为二级。

评价范围：以平台周边 200m、进场道路两侧 200m 和放喷池周边 320m 范围作为声环境影响评价范围。

(6) 环境风险

本次重点分析钻井工程、储层改造工程过程中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废润滑油，各评价阶段风险 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：在描述危险物质、环境影响途径、环境危害后果、风险防范措施等方面给出定性的说明。

(7) 土壤环境

根据《环境影响评价导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018），本项目井场道路土壤环境影响评价类别为“IV类”，可不开展土壤环境影响评价。本项目重点对平台的土壤环境影响进行评价，页岩气开采项目属于《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）中的II类项目，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；主要为污染物下渗对土壤环境的影响，因此本项目土壤环境影响类型为污染影响型。本项目占地面积小于 5hm²，占地规模为小型，占地及周边 200m 范围内分布有耕地，土壤环境敏感。根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018），本项目平台土壤环境影响评价等级为二级。

评价范围：平台占地范围及范围外 0.2km 范围。

1.8 相关规划符合性及选址合理性分析

1.8.1 与《产业结构调整指导目录(2024 年本)》符合性

本项目为页岩气开发项目，属于《产业结构调整指导目录（2024 年本）》“第一类 鼓励类-七、石油类天然气-1、页岩气、页岩油、致密油（气）、油砂、天然气水合物等非常规资源勘探开发”类项目，符合国家产业政策。

1.8.2 与《页岩气产业政策》符合性

本项目与《页岩气产业政策》符合性分析判定情况见表 1.8-1。

表 1.8-1 本项目与页岩气产业政策符合性判定一览表

政策要求	工程情况	符合性
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	本项目按照行业规范要求规范化布置井场，减少项目占地，从而减少对植被的破坏，各类污染物能做到达标排放或妥善处置	符合

政策要求	工程情况	符合性
物处置措施，保护生态环境		
第二十五条：钻井液、压裂液等应做到循环利用。采取节水措施，减少耗水量	本项目钻井液、压裂液循环利用，最后剩余的部分由井队回收，随井队用于下一口井钻井。压裂返排液井间回用，配制压裂液，减少新鲜水用量	符合
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	本项目钻井采用近平衡钻井技术，采取随钻堵漏措施，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固井。导管段使用纯清水。对施工期循环罐、储备罐，柴油罐、盐酸储罐等加强管理，地面铺设防渗膜并设置围堰，做好相关防渗和防护，防止对地下水和土壤的污染	符合
第二十七条：页岩气勘探开发利用必须严格实行项目建设“三同时”制度	本项目严格落实“三同时”制度	符合
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	本项目各类污染物能做到达标排放或妥善处置	符合
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、风景名胜区、饮用水源保护区和地质灾害危险区等内开采页岩气	本项目不在自然保护区、风景名胜区、饮用水源保护区和地质灾害危险区内	符合

1.8.3 与《石油天然气开采业污染防治技术政策》符合性

本项目符合《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）相关规定，符合性分析见表 1.8-2。

表 1.8-2 与《石油天然气开采业污染防治技术政策》符合性分析一览表

序号	技术政策要求	本项目	符合性
一	清洁生产		
1	油气田建设应总体规划，优化布局，整体开发，减少占地和油气损失，实现油气和废物的集中收集、处理处置	本项目采用丛式井组，减少了工程占地	符合
2	油气田开发不得使用含有国际公约禁用化学物质的油气田化学剂，逐步淘汰微毒及以上油气田化学剂，鼓励使用无毒油气田化学剂	本项采用无毒油气田化学剂	符合
3	在钻井过程中，鼓励采用环境友好的钻井液体系；	本项目采用环境友好的钻井液体	符合

序号	技术政策要求	本项目	符合性
	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	系，钻井液循环利用率大于 95%，钻井过程中产生的废水全部回用	
4	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%。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	本项目压裂液集中配制，压裂返排液集中收集，井间回用，上一口井产生的压裂返排液回用于下一口井配制压裂液，最后一口井产生的返排液优先回用于武隆工区其他钻井平台压裂工序配制压裂液，无可用平台时外运处理达标后排放，压裂作业和试气过程采取防喷、地面管线防刺、防漏、防溢等措施	符合
5	在油气集输过程中，应采用密闭流程，减少烃类气体排放	本项目运营期采气采用密闭集输流程	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	在油气开发过程中，应采取措施减轻生态影响并及时用适地植物进行植被恢复。井场周围应设置围堤或井界沟。应设立地下水水质监测井，加强对油气田地下水水质的监控，防止回注过程对地下水造成污染	本项目施工结束后，对临时占地进行生态恢复。井场四周修建有截排水沟。本项目不涉及回注	符合
三	污染治理		
1	在钻井和井下作业过程中，鼓励污油、污水进入生产流程循环利用，未进入生产流程的污油、污水应采用固液分离、废水处理一体化装置等处理后达标外排。在油气开发过程中，未回注的油气田采出水宜采用混凝气浮和生化处理相结合的方式	本项目钻井废水循环利用，压裂返排液井间回用，上一口井产生的压裂返排液回用于下一口井配制压裂液，最后一口井产生的返排液优先回用于武隆工区其他钻井平台压裂工序配制压裂液，无可用平台时外运处理达标后排放。采出水外运处理达标后排放	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	本项目严格落实分区防渗措施，钻井岩屑、废油等固废收集、贮存采取防渗措施。不设钻井液贮池	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	废油由井队综合利用或交由有相应危险废物处置资质的单位进行处置	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	废油等含油固废集中收集，临时储存点采取严格的防渗措施，防止对区域土壤产生污染	符合
四	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	建设单位制定有完善的环境保护	符合

序号	技术政策要求	本项目	符合性
	行健康、安全与环境管理体系	管理规定, 并建立运行有健康、安全与环境管理体系	
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	建设单位加强本项目环境监督管理, 建设过程中开展工程环境监理	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	建设单位加强油气井套管的检测和维护, 防止油气泄漏污染地下水	符合
4	油气田企业应建立环境保护人员培训制度, 环境监测人员、统计人员、污染治理设施操作人员应经培训合格后上岗	建设单位设置有专门的环境管理部门, 并制定有完善的环境管理制度和培训制度	符合
5	油气田企业应对勘探开发过程进行环境风险因素识别, 制定突发环境事件应急预案并定期进行演练。应开展特征污染物监测工作, 采取环境风险防范和应急措施, 防止发生由突发性油气泄漏产生的环境事故	建设单位制定有突发环境事件应急预案, 并定期举行演练。事故发生时, 开展应急监测, 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	符合

1.8.4 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。”

本项目属页岩气勘探开发项目, 项目的实施有助于提高区域页岩气开发力度, 增加天然气产量, 符合《“十四五”现代能源体系规划》要求。

1.8.5 与《重庆市矿产资源总体规划(2021-2025 年)》符合性分析

根据《重庆市矿产资源总体规划(2021-2025 年)》, “重点勘查天然气、页岩气、煤层气、地热、锰、铝土矿、锑、萤石、重晶石、毒重石、岩盐、钾盐等矿产。……推动页岩气、地热、锑、毒重石、萤石重晶石方解石等矿产资源开发利用, 设置重大工程 5 个, 包括涪陵、南川、荣昌、永川、大足、铜梁等页岩气开发利用。”

本项目位于重庆市武隆区, 为页岩气勘探开发类项目, 页岩气属于《重庆

市矿产资源总体规划(2021-2025 年)》鼓励勘探开发矿种，符合《重庆市矿产资源总体规划(2021-2025 年)》相关要求。

1.8.6 与《重庆市矿产资源总体规划(2021-2025 年)环境影响报告书》及审查意见符合性分析

本项目与《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（环审〔2022〕64 号）符合性分析见下表。

表 1.8-3 本项目与重庆市矿产资源总体规划(2021-2025 年)

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	本项目选址不属于依法应当禁止开发的区域，本项目采取的各项污染防治措施和生态保护措施合理可行，污染物能达标排放，对周边环境影响减小	符合
2	严格保护生态空间，优化《规划》空间布局。将生态保护红线作为保障和维护区域生态安全的底线，应进一步优化矿业权设置和空间布局，依法依规对生态空间实施严格的保护	本项目不在生态保护红线范围内	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条件	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、已设采矿权调整区块、探转采区块和空白区新设开采区块，应按照一般生态空间管	本项目施工期间严格控制施工范围，施工结束后及时对临时占地进行生态恢复，不会对区域生态功能产生不良环境影响	符合

	控要求，严格控制勘查、开采活动范围和强度，严格落实绿色勘查、绿色开采及矿山环境保护、生态修复相关要求，确保生态系统结构稳定和生态功能不退化。严格控制涉及生物多样性保护优先区域、国家重点生态功能区、水土流失重点防治区等具有重要生态功能的区域开采活动，并采取严格有针对性的保护措施，防止对区域生态功能产生不良环境影响		
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，按照相关要求要求进行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积累影响、地下水质量下降、生态退化等情况，监理预警机制。	建设单位已建立 QHSE 管理体系，环境监测和预警制度完善	符合

由上表可知，本项目符合《重庆市矿产资源总体规划(2021-2025 年)环境影响报告书》及审查意见（环审〔2022〕64 号）相关要求。

1.8.7 与《武隆区“十四五”能源发展规划（2021 年-2025 年）》及其环境影响篇章符合性

《武隆区“十四五”能源发展规划（2021 年-2025 年）》提出：加快推进页岩气规模化开发。立足于武隆区页岩气资源禀赋现状，重点依托中石化和中石油技术优势、前期地质勘探成果以及白马区块新增的 1048.83 亿立方米探明储量，加强武隆区页岩气地质构造、成藏机理及开发适应性技术的基础性研究。加大勘探开发和先导性试验的投资力度，抢抓页岩气开发黄金期，尽快实现有利区块页岩气的商业化开发。谋划页岩气“产学研用”一体化发展，规划布局

页岩气开发利用研发中心，吸引一批优秀的页岩气专业技术研究院落地武隆。加大对开发区内环境敏感区的调查，优化页岩气勘探开发项目选址，引导勘探开发企业做好白马区块（白马镇、长坝镇、白云乡、大洞河乡）、平桥北区块（平桥镇）、凤来区块（涉及鸭江镇、凤来镇、和顺镇、平桥镇、庙垭乡）、武隆区块（仙女山街道、火炉镇、凤山街道、芙蓉街道、沧沟乡）、双河区块（双河镇）页岩气勘探开发工作，力争到 2025 年，完成钻井 265 口，建成产能 45 亿立方米/年，产量 36 亿立方米/年，产值 50 亿元/年，将武隆区建成重庆重要页岩气生产基地。

本项目与《武隆区“十四五”能源发展规划（2021 年-2025 年）环境影响篇章》及其审查意见符合性分析见表 1.8-4。

表 1.8-4 与武隆区“十四五”能源发展规划环境影响篇章符合性分析

序号	环境影响篇章要求	项目情况	符合性
1	严禁在自然保护区核心区、缓冲区，建设生产经营活动，在自然保护区实验区内组织地质勘探、基础设施建设等活动，应经过自然保护区主管部门同意。禁止在森林公园、风景名胜区、自然遗产地、地质公园保护范围内开展页岩气开发、风电等破坏植被、景观和污染环境的建设项目，建设其他项目应当经主管管理机构同意后，依照有关法律、法规的规定办理审批手续	本项目不在自然保护区、森林公园、风景名胜区、自然遗产地、地质公园保护范围内	符合
2	禁止在文物保护范围内实施破坏文物的活动，在文物保护单位外围保护带开展建设活动，不得危害文物安全	本项目不在文物保护范围内	符合
3	页岩气开发项目、水电开发、风电等能源项目应优先避让永久基本农田，无法避让的须按《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》（自然资源规〔2018〕3 号）要求，办理用地手续，做到“占补平衡”	本项目按自然资源规〔2018〕3 号文办理用地手续	符合
4	禁止在饮用水水源一级保护区内新建、改建、扩建与供水设施和保护水源无关的建设项目；禁止在饮用水水源二级保护区内新建、改建、扩建及排放污染物的建设项目；禁止在饮用水水源准保护区内新建、扩建对水体污染严重的建设项目。在饮用水源上游建设危害饮用水源安全的设施，应经过充分论证，建设应急防控措施，编制突发环境事件应急预案	本项目不在饮用水水源保护区。本项目按要求编制应急预案	符合

本项目位于武隆区双河镇石坝村，由上表可知，本项目符合《武隆区“十四五”能源发展规划（2021 年-2025 年）》及其环境影响篇章相关要求。

1.8.8 与《重庆市武隆区矿产资源总体规划（2021—2025 年）》符合性

《重庆市武隆区矿产资源总体规划（2021—2025 年）》提出：鼓励勘查开发国家战略性矿产、经济社会发展所需的矿产和短缺矿产以及综合开发利用、后续加工工艺成熟的矿产，矿种有页岩气、铝土矿、地热等矿产。

本项目为页岩气勘探开发类项目，页岩气属于《重庆市武隆区矿产资源总体规划（2021—2025 年）》鼓励勘探开发矿种，符合《重庆市武隆区矿产资源总体规划（2021—2025 年）》相关要求。

《重庆市武隆区矿产资源总体规划（2021—2025 年）环境影响报告书》不包括页岩气勘探开发环境影响评价内容，本次不对比《重庆市武隆区矿产资源总体规划（2021—2025 年）环境影响报告书》进行符合性分析。

1.8.9 与《重庆市武隆区生态环境保护“十四五”规划》符合性

《重庆市武隆区生态环境保护“十四五”规划》提出：加快清洁能源建设。依托武隆丰富的水能、风能、页岩气等能源资源，在保护好生态环境前提下，加快有序发展清洁能源和新能源，建成重庆市清洁能源基地……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。……以工业园区、页岩气开采区、危险废物处置单位、垃圾填埋场、加油站等区域为重点，开展防渗情况检测评估，统筹推进地下水安全源头预防和风险管控，实施地表水—地下水、土壤—地下水、区域—地块地下水污染协同防治。……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。……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；油基岩屑交有相应资质单位处置；废油

由中石化重庆页岩气有限公司或有资质的单位回收利用，固体废物均能妥善处理。采取严格的分区防渗措施，防止污染物跑、冒、滴、漏。本项目符合《重庆市武隆区生态环境保护“十四五”规划》要求。

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

《陆上石油天然气开采水基钻井废弃物处理处置及资源化利用技术规范》（SY/T 7466-2020）规定了陆上石油天然气勘探开水基钻井废弃物处理、处置及资源化利用技术等要求，本项目与该规范符合性分析见表 1.8-5。

表 1.8-5 与《陆上石油天然气开采水基钻井废弃物处理处置及资源化利用技术规范》（SY/T 7466-2020）符合性分析

序号	要求	本项目	符合性
1	对水基钻井废弃物进行不落地收集、处置、处置	本项目采用“不落地系统”收集水基岩屑	符合
2	对收集的水基钻井废弃物采用固液分离以实现钻井废弃物减量化。水基钻井废弃物进行固液或无害化处理后，进一步资源化处理或安全处置	采用压滤方式，进行固液分离，压滤液在储备罐暂存，回用于压裂工序，压滤后的水基滤饼外送资源化利用（制砖或水泥窑协同处置）时符合接纳企业对原材料的质量和规格要求，烧结砖符合产品质量标准	符合
3	水基钻井液废弃物处理、处置过程中应保护处置场地及周边环境，避免造成环境污染和生态破坏	水基钻井液废弃物在井场内处置，处置、堆放场地满足《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB18599-2020）中的相关规定	符合

由上表可知，本项目符合《陆上石油天然气开采水基钻井废弃物处理处置及资源化利用技术规范》（SY/T 7466-2020）相关要求。

1.8.11 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 1.8-6。

表 1.8-6 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》	第十四条 补进、调出地方公益林的，由区县（自治县）	本项目占用地方公益林，应依	符合

政策	要求	符合性分析	符合性
(2017年3月1日起施行)	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。	法办理用地审核、林木采伐审批手续	

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，符合《重庆市公益林管理办法》相关要求。

1.8.12 与《关于规范临时用地管理的通知》的符合性分析

根据《关于规范临时用地管理的通知》（自然资规〔2021〕2号），“临时用地的范围包括：……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。……油气资源探采合一开发涉及的钻井及配套设施建设用地，可先以临时用地方式批准使用，勘探结束转入生产使用的，办理建设用地审批手续；不转入生产的，油气企业应当完成土地复垦，按期归还。”

本项目为油气资源探采合一开发项目，根据《关于规范临时用地管理的通知》（自然资规〔2021〕2号），可先以临时用地方式批准使用，建设单位目前在办理临时占地手续，完善手续后，符合《关于规范临时用地管理的通知》（自然资规〔2021〕2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。

1.8.13 “三线一单”符合性

（1）生态保护红线

本项目位于重庆市武隆区双河镇石坝村，地理位置见附图1。本项目不位于生态保护红线范围之内，与武隆区生态保护红线位置关系见附图2。

（2）环境质量底线

根据《2022年重庆市生态环境状况公报》，2022年重庆市武隆区环境空

气中可吸入颗粒物（ PM_{10} ）、细颗粒物（ $PM_{2.5}$ ）、二氧化硫（ SO_2 ）、二氧化氮（ NO_2 ）、臭氧（ O_3 ）和一氧化碳（CO）浓度均达到《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准，项目所在评价区域为达标区。根据《重庆市武隆区生态环境质量月报（2023 年 4 月）》，乌江锣鹰、白马断面水质类别为 II 类，满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中 III 类水域水质标准。项目周边地下水质量满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中 III 类标准。项目周边声环境质量能够满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类标准限值。占地范围内土壤满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地筛选值，占地范围外土壤满足《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）“其他类”风险筛选值。本项目所在区域环境质量现状总体较好。

本项目施工期、运营期产生的污染物均能做到达标排放或妥善处置，对区域环境影响较小，项目建设不会突破项目所在地的环境质量底线，符合环境质量底线要求。

（3）资源利用上线

本项目为页岩气开发项目，开采的页岩气为清洁能源，本项目消耗资源主要为施工期压裂用水，压裂用水从莽子溪水库取水，为临时取水，对区域水资源利用影响较小。本项目总占地面积约 11155m²，占地面积不大，同时应按相关规定办理用地手续。总体上，本项目满足资源利用上线要求。

（4）环境准入负面清单

本项目属于《产业结构调整指导目录（2014 年本）》中的鼓励类项目，不涉及生态保护红线。对照《长江经济带发展负面清单指南（试行，2022 年版）》、《四川省、重庆市长江经济带发展负面清单实施细则》（试行，2022 年版），本项目不属于其中规定的禁止建设项目。本项目满足环境准入条件。

（5）与“三线一单”分区管控实施方案符合性分析

根据重庆市生态环境局“三线一单”智检系统出具的检测分析报告（附件 3），本项目位于武隆区一般管控单元-乌江白马（环境管控单元编码：ZH50015630005）单元内，符合相应管控要求，符合性分析见表 1.8-7。

1.8.14 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

《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函〔2019〕910 号）提出：推进石油天然气开发与生态环境保护相协调，深化石油天然气行业环评“放管服”改革，助力打好污染防治攻坚战。本项目与《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函〔2019〕910 号）的符合性分析详见表 1.8-8。

表 1.8-7 与生态环境准入清单符合性分析

环境管控单元编码		环境管控单元名称	环境管控单元类型	
ZH50015630005		武隆区一般管控单元-乌江白马	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
市级总体管控要求	空间布局约束	严格控制开发建设活动范围和强度，落实生态修复相关要求，确保生态系统结构稳定和生态功能不退化。	本项目按相关要求办理用地手续，施工过程中严格划定施工作业范围，严禁占用、破坏占地外植被，施工结束后，及时进行生态恢复，不会导致区域生态系统结构稳定和生态功能退化	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。 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。 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。	本项目不涉及风景名胜区、自然保护区、地质公园等	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	本项目不属于工业项目	符合

中石化重庆页岩气有限公司坪地 8 平台环境影响报告书

环境管控单元编码		环境管控单元名称	环境管控单元类型	
ZH50015630005		武隆区一般管控单元-乌江白马	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
		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。 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。		
	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”。 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。	本项目不属于工业项目	符合
	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。 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。 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保护区，本项目采取严格的分区防渗措施，防止对区域土壤产生污染	符合
单元管控要求	空间布局约束	适时开展农用地污染状况详查，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	本项目为页岩气开发项目，不涉及农牧业生产活动	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”	本项目为页岩气开发项目，平台选址主要根据页岩气储层情况确	符合

中石化重庆页岩气有限公司坪地 8 平台环境影响报告书

环境管控单元编码		环境管控单元名称	环境管控单元类型	
ZH50015630005		武隆区一般管控单元-乌江白马	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
			定，不适合布置在园区，同时，项目各类污染物能得到妥善处置、达标排放	
	环境风险防控	实施农用地分类管理，保障农产品质量安全	本项目采取严格的污染防治措施，防止对周边土壤环境产生不利影响	符合
	资源开发利用效率	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	本项目施工结束后及时对临时占地进行生态恢复	符合

表 1.8-8 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

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	本项目在坪地 8 井区内部署坪地 8 平台，对坪地 8 井区进行页岩气勘探开发，以区块为单位开展环评，包含新井、站场、设备及配套工程等	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	本次环评对项目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	符合
3	依托其他防治设施的或者委托第三方处置的，应当论证其可行性和有效性	本项目对依托工程的依托可行性进行了分析	符合
4	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	本项目采出水依托武隆工区采出水处理站处理达《污水	符合

中石化重庆页岩气有限公司坪地 8 平台环境影响报告书

序号	要求	本项目	符合性
	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	综合排放标准》(GB 8978-1996) 一级标准后排放	
5	油气开采产生的废弃油基泥浆、含油钻屑及其他固体废物，应当遵循减量化、资源化、无害化原则，按照国家和地方有关固体废物的管理规定进行处置；油气开采项目产生的危险废物，应当按照《建设项目危险废物环境影响评价指南》要求评价。相关部门及油气企业应当加强固体废物处置的研究，重点关注固体废物产生类型、主要污染因子及潜在环境影响，分别提出减量化的源头控制措施、资源化的利用路径、无害化的处理要求，促进固体废物合理利用和妥善处置	本项目各类固体废物均按照国家和地方有关固体废物的管理规定进行妥善处置	符合
6	施工期应当尽量减少施工占地、缩短施工时间、选择合理施工方式、落实环境敏感区管控要求以及其他生态环境保护措施，降低生态环境影响。钻井和压裂设备应当优先使用网电、高标准清洁燃油，减少废气排放。选用低噪声设备，避免噪声扰民。施工结束后，应当及时落实环评提出的生态保护措施	本项目合理规划占地，严格控制占地面积，加强施工期环境管理，严格控制施工作业范围；施工期间优先使用网电，高标准清洁燃油。对受噪声影响居民采取临时避让措施，减小噪声扰民。施工结束后，对临时占地进行植被绿化或复垦	符合
7	油气企业应当加强风险防控，按规定编制突发环境事件应急预案，报所在地生态环境主管部门备案	建设单位已编制《武隆区块页岩气勘探开发项目突发环境事件应急预案》和《武隆区块页岩气勘探开发项目突发环境事件风险评估报告》，并已完成备案。环境风险评估报告备案号：500119202306001；应急预案备案号：2023-500119-006-LT	符合
8	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
9	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，	退役后，建设单位按照《工矿用地土壤环境管理办法(试	符合

中石化重庆页岩气有限公司坪地 8 平台环境影响报告书

序号	要求	本项目	符合性
	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	行）》（生态环境部令 部令 第 3 号）、《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）》（GB36600）的相关要求执行	
10	油气企业应按照企事业单位环境信息公开办法、环境影响评价公众参与办法等有关要求，主动公开油气开采项目环境信息，保障公众的知情权、参与权、表达权和监督权	建设单位设置有专门的环境管理部门，并制定有完善的QHSE 管理体系，对油气开采项目环境信息依法进行公示	符合

1.8.15 选址合理性分析

(1) 环境敏感区涉及情况分析

本项目不涉及国家公园、自然保护区、风景名胜区、世界文化和自然遗产地、海洋特别保护区、饮用水水源保护区，不涉及生态保护红线，不涉及基本草原、自然公园（森林公园、地质公园、海洋公园等）、重要湿地、天然林、重点保护野生动物栖息地、重点保护野生植物生长繁殖地、重要水生生物的自然产卵场、索饵场、越冬场和洄游通道，不涉及天然渔场、水土流失重点预防区、沙化土地封禁保护区，不涉及以居住、医疗卫生、文化教育、科研、行政办公为主要功能的区域和文物保护单位。本项目不在《重庆市生态功能区划》禁止开发区、重点保护区范围内。本项目涉及永久基本农田、水土流失重点治理区，地下天然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天然气，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，然后通过人为的方式使井口满足相应的环保要求。本项目位于重庆市武隆区双河镇石坝村，属水土流失重点治理区，所在区域基本农田分布广泛，受天然气资源储层的限制，井场选址无法避开基本农田。本项目占用基本农田 0.6973hm²。

根据《基本农田保护条例》：“国家能源、交通、水利、军事设施等重点建设项目选址确实无法避开基本农田保护区，需要占用基本农田，涉及农用地转用或者征用土地的，必须经国务院批准。经国务院批准占用基本农田的，当地人民政府应当按照国务院的批准文件修改土地利用总体规划，并补充划入数量和质量相当的基本农田。占用单位应当按照占多少、垦多少的原则，负责开垦与所占基本农田的数量与质量相当的耕地；没有条件开垦或者开垦的耕地不符合要求的，应当按照省、自治区、直辖市的规定缴纳耕地开垦费，专款用于开垦新的耕地。”《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）提出：“要处理好涉及永久基本农田的矿业权设置。全国矿产资源规划确定的战略性矿产，区分油气和非油气矿产、探矿和采矿阶段、露天和井下开采等情况，在保护永久基本农田的同时，做好矿产资源勘查和开发利用。非战略性矿产，申请新设矿业权，应避让永久

基本农田，其中地热、矿泉水勘查开采，不造成永久基本农田损毁、塌陷破坏的，可申请新设矿业权。矿业权申请人依法申请战略性矿产探矿权，开展地质勘查需临时用地的，应依法办理临时用地审批手续。石油、天然气、页岩气、煤层气等油气战略性矿产的地质勘查，经批准可临时占用永久基本农田布设探井。在试采和取得采矿权后转为开采井的，可直接依法办理农用地转用和土地征收审批手续，按规定补划永久基本农田”。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）：“油气资源探采合一开发涉及的钻井及配套设施建设用地，可先以临时用地方式批准使用，勘探结束转入生产使用的，办理建设用地审批手续；不转入生产的，油气企业应当完成土地复垦，按期归还。”本项目为油气资源探采合一开发项目，属于可以占用基本农田的项目。本项目施工期间对耕地耕作层土壤剥离，堆放在表土堆场。施工结束后，除井场、放喷池、废水池、井场道路外，建设单位按照土地复垦要求对其它临时占地进行土地复垦和生态恢复，并组织土地复垦验收。

综上，根据《基本农田保护条例》、《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）等相关文件，本项目可先以临时用地方式占用基本农田，按法定程序申请临时用地并编制土地复垦方案。临时用地到期后，不转入生产时应及时复垦恢复原种植条件，转入生产使用时，应依法办理农用地转用和土地征收审批手续，自然资源主管部门按照“数量不减、质量不降、布局稳定”的要求进行补划基本农田，并按照法定程序修改相应的土地利用总体规划。

本项目应依法办理占用林地、基本农田相关手续。

(2) 与《地下水管理条例》（国令第 748 号）符合性分析

根据《地下水管理条例》（国令第 748 号）“...第四十二条 在泉域保护范围以及岩溶强发育、存在较多落水洞和岩溶漏斗的区域内，不得新建、改建、扩建可能造成地下水污染的建设项目...”。

本项目位于重庆市武隆区双河镇石坝村，与本项目地面活动联系较为紧密的地下水主要分为第四系孔隙水和碳酸盐岩类裂隙溶洞水，主要接受大气降雨和部分地表水补给；占地范围内无落水洞、岩溶漏斗及暗河发育，不属于岩溶强发育、未发现落水洞和岩溶漏斗分布，附件 4。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、盐酸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。本选址符合《地下水管理条例》（国令第 748 号）相关规定。

（3）与《重庆仙女山机场净空及电磁环境保护有关事项》符合性分析

根据《重庆市武隆区人民政府重庆市涪陵区人民政府丰都县人民政府关于重庆仙女山机场净空及电磁环境保护有关事项的通告》，重庆仙女山机场净空保护区域包括距跑道中心线两侧各 10KM、跑道端外 20KM 以内的区域，该区域内禁止从事下列活动：（一）修建可能在空中排放大量烟雾、粉尘、火焰、废气等不符合机场净空要求、影响飞行安全的建（构）筑物或者其他设施；（二）修建靶场、强烈爆炸物仓库等影响飞行安全的建（构）筑物或者其他设施；（三）设置影响机场目视助航设施使用或者民用航空器驾驶员视线的灯光、激光、标志或者物体；（四）种植影响飞行安全或者影响机场助航设施使用的植物；（五）饲养、放飞影响飞行安全的鸟类动物，升放无人驾驶的自由气球、系留气球、风筝、孔明灯、航模和其他升空物体；（六）排放大量烟雾、粉尘、火焰、废气等影响飞行安全的物质；（七）焚烧产生大量烟雾的农作物秸秆、垃圾等物质，或者燃放烟花、爆竹、焰火；（八）在机场围界外五米范围内，搭建建筑物、种植树木，或者从事挖掘、堆积物体等影响机场运营安全的活动；（九）国务院民用航空主管部门规定的其他影响民用机场净空保护的行为。重庆仙女山机场飞行区电磁环境保护区包括以跑道两端入口为圆心 10 千米为半径的弧和与两条弧相切的跑道的平行线围成的区域，该区域内禁止从事下列活动：（一）修建架空高压输电线、架空金属线、铁塔、铁路、公路、电力排灌站；（二）存放金属堆积物；（三）种植高大植物；（四）从事掘土、采砂、采石等改变地形地貌的活动；（五）修建影响机场电磁环境的建（构）筑物或者其他设施；（六）国务院民用航空主管部门规定的其他影响民用机场电磁环境的行为。

本项目位于重庆仙女山机场净空保护区域和飞行区电磁环境保护区内，本项目为页岩气勘探开发项目，但不属于《重庆市武隆区人民政府重庆市涪陵区

人民政府丰都县人民政府关于重庆仙女山机场净空及电磁环境保护有关事项的通告》所列禁止从事的项目。

(4) 选址合理性分析

根据《石油天然气工程设计防火规范》(GB50183-2004)中“第 3.2.3 节”天然气站场规模分类规定：“集气、集输工程中任何生产规模的集气站、计量站、输气站(压气站除外)、清管站、配气站等定为五级站场”，本项目集气站属于五级站场，满足《石油天然气工程设计防火规范》(GB50183-2004)防火间距要求。

放空立管位于井场内西南角，放喷池位于井场外西北侧，占地范围内不涉及自然保护区、风景名胜区、饮用水源保护区、文物保护单位等环境敏感区，不在生态保护红线范围内，项目选址无重大制约因素，选址合理。

(5) 环境制约性分析

本项目总占地面积约 1.1155hm²，占地类型主要为耕地和林地，在施工期间严格控制施工作业范围，并在完工后采取生态恢复措施，减缓项目建设对生态环境的影响。本项目不在城市规划区范围内，与城市规划不冲突，项目不涉及饮用水源保护区。

钻井、储层改造期间产生的废水在软体罐、配液罐等暂存，优先回用于本平台压裂，不能回用的部分运输至武隆工区采出水处理站处理达标排放；土石方井场平衡，钻井产生的清水岩屑、水基钻屑进行综合利用，油基岩屑及废防渗材料交由有危险废物处置资质的单位收运处置，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，少量压裂返排液絮凝沉淀污泥交由一般工业固废处置单位处置或资源化利用；工程采用网电供电；工程采用网电供电，通过对平台周边噪声超标的居民采取临时避让等措施，施工噪声对周边居民影响可控；施工期间实施分区防渗措施，可有效防控施工对区域地下水造成污染。运营期废油由有危险废物处置资质的单位回收；废分子筛及废砂石交一般工业固废处置单位处置；采出水由罐车转运至武隆工区采出水处理站处理达标排放；采用隔声罩、基础减震等措施，降低噪声对周边居民影响。通过对井场区域大气环境、地表水环境、土壤环境、地下水环境、噪声环境监测，不会制约拟建项目建设，总体上环境对拟建项目建设制约性小。通过采取

可行的环保措施,根据各要素环境影响预测结果,本项目对周边环境的影响较小,环境影响可接受。通过按行业规范要求风险防范和制定应急措施,该项目环境风险可防控。

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拟建项目选址合理。

1.9 主要环境保护目标

(1) 环境空气保护目标

本项目大气评价等级为三级,不设大气评价范围,主要调查井场周边 500m 范围环境空气保护目标分布情况。井场周边 500m 范围内无自然保护区、风景名胜、学校、医院等,主要环境空气保护目标为周边农村居民点,分布情况附图 3。

(2) 声环境敏感目标

本项目以平台、井场道路周边 200m 和放喷池周边 320m 范围为声环境评价范围,该评价范围内无医院、学校、机关、科研单位、自然保护区、居民点等声环境敏感目标。

(3) 地表水环境保护目标

本项目废水不直接排入地表水体,所在地属清水溪汇水区,施工期压裂取水从莽子溪水库取水,清水溪和莽子溪水库无饮用水水源保护区、饮用水取水口、涉水的自然保护区、风景名胜、重要湿地、重点保护与珍稀水生生物的栖息地、重要水生生物的自然产卵场及索饵场、越冬场和洄游通道,天然渔场等渔业水体以及水产种质资源保护区等水环境保护目标分布。

本项目平台所在区域地下水向东西两侧排泄至暗河,其中东侧暗河规模较小,出水口位于莽子溪水库附近,汇入清水溪,清水溪无饮用功能,西侧老龙洞暗河在龙洞口流出,部分水量汇入清水溪,部分水量经土坎发电站渠道(约 6.1km)引至清水老龙洞溪沟水源地,本项目不在划定的清水老龙洞溪沟水源地保护区范围内,属清水老龙洞溪沟水源地补给径流区。

(4) 地下水环境保护目标

本项目平台所在区域地下水向东西两侧排泄至暗河,其中东侧暗河规模较小,出水口位于莽子溪水库附近,汇入清水溪,清水溪无饮用功能,西侧老龙

洞暗河在龙洞口流出，部分水量汇入清水溪，部分水量经土坎发电站渠道（约 6.1km）引至清水老龙洞溪沟水源地，本项目不在划定的清水老龙洞溪沟水源地保护区范围内，属清水老龙洞溪沟水源地补给径流区，同时本项目地下水评价范围内分布有分散式饮用水源，本项目地下水环境保护目标见表 1.9-2。

(5) 土壤环境保护目标

本次重点关注站场周边 200m 范围的土壤环境保护目标，见表 1.9-3。

(6) 生态环境保护目标

本项目位于生态保护红线之外，占地及评价范围内不涉及国家公园、自然保护区、自然公园等生态敏感区，但涉及永久基本农田、公益林，评价范围内生态环境保护目标见表 1.9-4。

表 1.9-1 地表水外环境关系一览表

名称	位置 (m)	环境敏感特性
清水溪	本项目东侧，最近距离约 1.8km	III 类水体，无饮用水功能
莽子溪水库	本项目东南侧，最近距离约 2.2km	III 类水体，无饮用水功能
清水老龙洞溪沟水源地	老龙洞暗河位于平台西侧约 800m，再经约 6.2km 在龙洞口流出，部分水量经土坎发电站渠道（约 6.1km）引至清水老龙洞溪沟水源地，清水老龙洞溪沟水源地为河流型集中式饮用水源地	

表 1.9-2 评价范围内地下水环境主要保护目标一览表

名称	相互关系	环境敏感特性
Q1	水位高程约为 1558m，地下水流向下游，井场西南侧约 320m，比井场低约 65m	以大气降雨补给为主，现场调查时流量约 0.01L/s，供约 1 户居民饮用
Q2	水位高程约为 1561m，地下水流向侧方向，井场西北侧约 890m，比井场低约 62m	以大气降雨补给为主，现场调查时流量约 0.15L/s，供约 10 户居民饮用
Q3	水位高程约为 1551m，地下水流向侧方向，井场西南侧约 600m，比井场低约 72m	以大气降雨补给为主，现场调查时流量约 0.02L/s，供约 3 户居民饮用
Q4	水位高程约为 1586m，地下水流向下游，井场南侧约 270m，比井场低约 37m	以大气降雨补给为主，现场调查时流量约 0.06L/s，供约 5 户居民饮用
Q5	水位高程约为 1546m，地下水流向侧方向，井场西北侧约 630m，比井场低约 77m	以大气降雨补给为主，现场调查时流量约 0.01L/s，供约 1 户居民饮用
Q6	水位高程约为 1620m，地下水流向侧方向，井场北侧约 510m，比井场低约 3m	以大气降雨补给为主，现场调查时流量约 0.01L/s，供约 1 户居民饮用
Q7	水位高程约为 1556m，地下水流向下游，井场西南侧约 325m，比井场低约 67m	以大气降雨补给为主，现场调查时流量约 0.01L/s，供约 1 户居民饮用
Q8	水位高程约为 1515m，地下水流向侧方向，井场东南侧约 520m，比井场低约 108m	以大气降雨补给为主，现场调查时流量约 0.01L/s，供约 1 户居民饮用

Q9	水位高程约为 1531m,地下水流向侧方向,井场东南侧约 590m,比井场低约 92m	以大气降雨补给为主,现场调查时流量约 0.02L/s,供约 5 户居民饮用
Q10	水位高程约为 1531m,地下水流向侧方向,井场东南侧约 590m,比井场低约 92m	以大气降雨补给为主,现场调查时流量约 0.03L/s,供约 2 户居民饮用
Q11	水位高程约为 1434m,地下水流向侧方向,井场东南侧约 1.8km,比井场低约 189m	以大气降雨补给为主,现场调查时流量约 0.1L/s,供约 5 户居民饮用
Q12	水位高程约为 1449m,地下水流向侧方向,井场南侧约 2.5km,比井场低约 174m	以大气降雨补给为主,现场调查时流量约 0.1L/s,供约 4 户居民饮用
Q13	水位高程约为 1375m,地下水流向侧方向,井场东南侧约 2.5km,比井场低约 248m	以大气降雨补给为主,现场调查时流量约 0.15L/s,供约 6 户居民饮用
Q14	水位高程约为 1375m,地下水流向侧方向,井场东南侧约 2.6km,比井场低约 304m	以大气降雨补给为主,现场调查时流量约 0.2L/s,供约 8 户居民饮用
Q15	水位高程约为 1356m,地下水流向侧方向,井场南侧约 2.9k,比井场低约 267m	以大气降雨补给为主,现场调查时流量约 0.03L/s,供约 2 户居民饮用
Q16	水位高程约为 1360m,地下水流向侧方向,井场南侧约 2.9km,比井场低约 263m	以大气降雨补给为主,现场调查时流量约 0.06L/s,供约 5 户居民饮用
老龙洞暗河	老龙洞暗河位于平台西侧约 800m,再经约 6.2km 在龙洞口流出,部分水量经土坎发电站渠道(约 6.1km)引至清水老龙洞溪沟水源地,老龙洞暗河流量 1195L/s	
潜水含水层	可能受本项目影响的潜水含水层	

表 1.9-3 土壤环境保护目标一览表

序号	名称	方位	距井场最近距离/m	高差 m	环境特征	环保要求
1	耕地	周边	/	/	旱地	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

表 1.9-4 生态环境敏感特性一览表

中石化重庆页岩气有限公司坪地 8 平台环境影响报告书

序号	名称	相互关系	环境敏感特性	影响因素
1	野生动植物	项目占地外延 50m 范围内	评价范围主要以森林生态系统和农田生态系统为主,受人类活动影响强烈,农田生态系统主要以栽培植被为主,森林生态系统植被以针叶林为主	占地, 植被破坏、水土流失
2	基本农田	评价范围内基本农田面积约 1.46hm ² , 占用基本农田 0.6973hm ²		
3	公益林	评价范围内公益林面积约 4.14hm ² , 均为地方公益林, 占用公益林面积约为 1.08hm ² , 均为地方公益林		

2 建设项目工程分析

2.1 区块概况

2.1.1 探矿权范围

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

2020 年 1 月 3 日，中国石油化工股份有限公司华东油气分公司组建的中石化重庆页岩气有限公司在南川区揭牌成立，负责南川、武隆等区块页岩气的勘探开发。本项目位于探矿权“黔渝彭水 1 区块页岩气勘查”范围内。

2.1.2 区域勘探开发情况

武隆区是常压页岩气潜力区块，页岩气勘探开发有利区面积 1187km²，页岩气地质资源潜力 1.05 万亿 m³，全区已部署或实施的页岩气平台 26 个，页岩气井 80 余口，页岩气日产能 70 万 m³，建成页岩气产能达 4.5 亿 m³。

2.1.3 区域页岩气勘探开发规划

2022 年 2 月 15 日，武隆区人民政府办公室发布了《武隆区“十四五”能源发展规划（2021 年-2025 年）》，根据该规划，武隆区要尽快实现有利区块页岩气的商业化开发，……引导勘探开发企业做好白马区块（白马镇、长坝镇、白云乡、大洞河乡）、平桥北区块（平桥镇）、凤来区块（涉及鸭江镇、凤来镇、和顺镇、平桥镇、庙垭乡）、武隆区块（仙女山街道、火炉镇、凤山街道、芙蓉街道、沧沟乡）、双河区块（双河镇）页岩气勘探开发工作，力争到 2025 年，完成钻井 265 口，建成产能 45 亿立方米/年，产量 36 亿立方米/年，产值 50 亿元/年，将武隆区建成重庆重要页岩气生产基地。……合理规划布局武隆

区脱水站及外输管网。在武隆区块乌江南建设武隆脱水站，规划隆页 1 井至朱家分输截断阀室管线，通过武隆仙女山—南川水江天然气管道、武陵山管线外输；乌江北岸建设火炉脱水站，经武陵山管线外输，远期辐射彭水区块；规划火炉脱水站至武隆脱水站联络线，构建环状输气管网；白马区块建设白马脱水站通过武隆仙女山—南川水江天然气管道、武陵山管线外输；双河区块建设双河脱水站，经武陵山管线外输；凤来区块建设凤来脱水站通过南川—涪陵管线外输。规划武隆—白马朱家截断阀室管线工程和长坝—平桥—凤来新城输气管道工程，构建武隆区页岩气输送主干网，确保武隆页岩气外输通道畅通，产能不受压制。页岩气勘探开发公司应结合我区已建的 107 平台至长坝分输站支线管道、隆页 2 平台至武隆分输站支线管道，143 平台至长南线平马支线管道、隆页 3 平台至火炉阀室支线管道等工程，根据页岩气区块开发规划做好气田内部集输管网规划和建设，确保平台页岩气输送管道通畅，实现新建页岩气平台就近接入已建管网。

2.1.4 坪地 8 井区

2.1.4.1. 概况

坪地 8 井区位于武隆区双河镇，根据区域气藏分布和储层特征，坪地 8 井区控制面积约 1.5 平方千米（见附件 5），坪地 8 井区为新区块，目前尚未进行页岩气勘探开发。

2.1.4.2. 构造特征

坪地 8 井区构造上隶属于川东南地区利川复向斜武隆向斜。武隆向斜位于武隆区附近，构造形迹呈盾状，轴长约 10km，长宽比约为 1:1；呈 NNE 向。核部由中、下侏罗统组成，两翼依次为三叠系及二叠系，向斜核部平缓而开阔，两翼地层倾角变陡，约为 25-35°，北西翼倾角陡于东南翼，呈不对称向斜，轴面倾向北西。

2.1.4.3. 地层及储层特征

区内烃源岩主要发育于上奥陶统五峰组-下志留统龙马溪组、下寒武统水井沱组。由于经过多期次的构造运动，下志留统龙马溪组主要分布在向斜中，背斜带剥蚀严重，寒武系-志留系均有不同程度的出露，坪地 8 井区出露地层

为下三叠统飞仙关组。

2.1.4.4. 气质特征

坪地 8 井区为新区块, 区块内尚无气质组分分析报告, 根据周边隆页 5-1HF 井页岩气气质分析报告, 页岩气主要成分为甲烷, 不含硫化氢, 见表 2.1-1、附件 6。本项目部署的页岩气井目的层也为龙马溪组, 与隆页 5-1HF 井位于同一气藏, 因此, 预计本项目部署的页岩气井属不含硫化氢井。

表 2.1-1 气质组分一览表

2.2 建设项目概况

2.2.1 地理位置与交通

本项目位于武隆区双河镇石坝村, 距离武隆城区直线距离约 19km。区内有 S203、清木路形成的交通路网, 可满足本项目施工设备及施工材料运输需要, 交通较方便。

2.2.2 建设项目基本概况

项目名称: 中石化重庆页岩气公司坪地 8 平台;

建设单位: 中石化重庆页岩气有限公司;

建设性质: 新建;

建设地点: 重庆市武隆区双河镇石坝村;

项目总投资: 12500 万元;

构造位置: 川东南地区利川-武隆复向斜武隆向斜;

井别: 开发井;

井型: 水平井;

目的层: 龙马溪组;

完井方式: 钻探至龙马溪组地层设计的水平井靶点后完钻;

建设内容: 新建坪地 8 平台, 平台部署 4 口页岩气井 (PD8-1 井、PD8-2 井、PD8-3 井、PD8-4 井); 配套建设 1 座集气站 (PD8 集气站), 集气规模 20 万 m^3/d , 本项目不含外输管线;

钻井方式: 采用“导管+二开”钻井工艺, 导管段采用清水钻进, 一开用

清水钻进，钻至造斜点后转水基钻井液钻进，二开采用油基钻井液钻进；

集输工艺：运营期集气站采用“井下节流—单井计量—气液分离—增压—分子筛脱水—外输”的集输工艺；

劳动定员：运营期采用无人值守模式。

2.2.3 建设项目组成

本项目建设内容为钻前工程、钻井工程、储层改造工程和油气集输工程。

钻前工程主要为井场、临时生活区、钻井设备基础、水基岩屑暂存区等构筑物建设；钻前工程结束后在井场内新钻 4 口页岩气井，采用“导管+二开”井身结构。钻井工程结束后进行储层改造工程，在井场内对 4 口井的井下目的层实施压裂，采用水力压裂方式，压裂结束后进行测试放喷。储层改造工程完成后，在地面安装采气井口装置、站内设备、井口至集气站设备的站内管线，对本次部署的 4 口页岩气井进行开采，本项目不含外输管线。

项目组成分别见表 2.2-1~2.2-4。

表 2.2-1 钻前工程项目组成一览表

类别	工程名称		项目组成内容	备注
主体工程	钻前工程	井场建设	井场面积 6450m ² ，碎石铺垫，局部采用混凝土硬化	\
		井口建设	4 口井的井口基础，开挖砌筑方井	\
辅助工程	水基岩屑暂存区		井场内设置 1 处水基岩屑暂存区，用作钻井期暂存水基岩屑，暂存区容积约 300m ³ ，采用砖混结构，池壁采用防渗砂浆抹面，表面采用防渗材料处理，渗透系数 $\leq 10^{-7}$ cm/s	钻井工程结束后拆除
	临时生活区		设置 1 处活动板房式生活区，作为钻井工程、储层改造工程生活场所，占地约 450m ² ，水泥墩基座	储层改造工程结束后拆除
	钻井设施基础		包括井架基础、钻机设备基础、柴油罐区基础等	钻井工程结束后拆除
公用工程	排水工程		钻前工程施工人员租住附近民房，不设施工营地，生活污水利用当地污水处理设施处置	\
	供水工程		施工期生活用水利用罐车由附近村镇拉水	\
	道路工程		新建井场道路 15m，路宽约 5m，砂石路面	\
环保工程	生活污水处理		钻前工程施工人员租住附近民房，不设施工营地，生活污水利用当地污水处理设施处置	\
	生活垃圾收集点		施工场地设置生活垃圾收集点 1 处，集中收集生活垃圾，定期交环卫部门处置	施工结束后拆除
	放喷池		井场西北侧新建 1 座放喷池，用于测试放喷。放喷池	\

类别	工程名称	项目组成内容	备注
		容积为 300m ³ ，砖混结构，做防渗处理，防渗系数 $\leq 10^{-7}$ cm/s。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	
	废水池	井场西北侧新建 1 座废水池，总容积约 500m ³ ，砖混结构，做防渗处理，防渗系数 $\leq 10^{-7}$ cm/s。钻井期间用于暂存场地雨水和钻井废水	\
	临时表土堆场	位于井场东侧，用临时堆放剥离的表土，占地面积约 600m ² ，施工结束后用于生态恢复	\

表 2.2-2 钻井工程项目组成一览表

类别	工程名称		项目组成内容	备注
主体工程	钻井工程	钻井设备	平台部署 1 部电动钻机，搭设井架及钻井成套设备搬运、安装、调试	钻井工程结束后仅保留井口采气树及配套设施，其余施工设备随井队搬迁
		钻井作业	4 口井钻井工程，采用“导管+二开”井身结构，设计总井深 13670m，导管采用 $\Phi 406.4$ mm 钻头清水钻进，一开直井段采用 $\Phi 311.2$ mm 钻头清水钻进，斜井段转水基钻井液钻进，二开段采用 $\Phi 215.9$ mm 钻头油基钻井液钻进	
		固井工程	水泥固井	
		井控工程	井控装置：液压泵站、阻流管汇、放喷器和井口设备	
公辅工程	临时生活区		利用钻前工程建成的生活区	储层改造工程结束后拆除
	供水工程		生活用水、钻井用水利用罐车由附近村镇拉水	\
	供电工程		依托周边已建成的 10kV 电网供电，配备 1 台 810kW 柴油动力机作为备用钻井动力，2 台 320kW 柴油发电机作为备用电源	\
	围栏		四周设 2.2m 高的非燃烧材料围栏	\
环保工程	生活污水处理		井场和生活区各设置环保厕所 1 处	施工结束后拆除
	生活垃圾收集点		井场和生活区各设置生活垃圾收集点 1 处，集中收集生活垃圾，定期交环卫部门处置	施工结束后拆除
	钻井废水、场地雨水处理		钻井废水全部回用，钻井期场地雨水经废水池收集后回用于后续压裂工序配制压裂液	利用钻前工程布置的废水池
	水基岩屑收集		钻井期间，井队设 1 套水基岩屑不落系统，由板框压滤机、储备罐、收集罐、应急罐、高频振动筛、高速离心机、螺旋传送器、泥浆泵、长杆泵、搅拌机等设备组成，为成套设备，水基岩屑经其收集、压滤脱水后，压滤液在储备罐暂存，回用于压裂工序，滤饼在水基岩屑暂存区暂存，资源化利用	钻井工程结束后设备随井队搬迁
	油基岩屑处理		配置约 30 个吨桶(约 1m ³ /个)收集油基岩屑，委托具有相应资质的危险废物处置资质单位进行处置	钻井工程结束后设备随井队搬迁

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

表 2.2-3 储层改造工程项目组成一览表

类别	工程名称	项目组成内容	备注
主体工程	完井工程	采用套管射孔完井方式	储层改造工程结束后，仅保留井口装置，其余施工设备随井队搬迁
	压裂工程	对完钻井进行正压射孔、水力压裂、测试放喷	
公辅工程	生活区	利用钻前工程建设的生活区	储层改造工程结束后拆除
	供水工程	施工期生活用水利用罐车由附近村镇拉水，压裂用水从莽子溪水库取水，取水之前应根据国家有关规定办理取水手续	\
	排水工程	施工期间压裂返排液井间回用	\
	供电工程	依托周边已建成的 10kV 电网供电	\
	围栏	四周设 2.2m 高的非燃烧材料围栏	\
环保工程	环保厕所	利用钻井工程设置的环保厕所	\
	压裂返排液处理	压裂返排液井间回用，最后一口井产生的压裂返排液优先回用于其它钻井平台压裂工序配制压裂液，没有钻井平台可回用时，依托武隆工区采出水处理站处理达到《污水综合排放标准》(GB8978-1996) 一级标准后排放	\
	洗井废水处理	经配液罐收集后回用于压裂工序配制压裂液	储层改造工程结束后配液罐随井队搬迁
	场地雨水处理	回用于压裂工序配制压裂液	\
	放喷池	放喷池设置 3 套点火装置，分别为自动、手动和电子点火装置	利用钻前工程布置的水池、放喷池
	废水池	暂存压裂返排液	
	软体罐	储层改造期间，临时布置 4 座 500m ³ 软体罐，总容积 2000m ³ ，压裂期间用于暂存清水，放喷测试期间用于暂存压裂返排液，软体罐内部采用聚氨酯(TPU) 涂层布材料，外部采用钢板固定	储层改造工程结束后拆除

类别	工程名称	项目组成内容	备注
	生活垃圾	利用钻井工程设置的生活垃圾收集点集中收集生活垃圾，定期交环卫部门处置	储层改造工程结束后拆除
	危废暂存区	利用钻井工程设置的危险废物暂存区暂存危险废物	
储运工程	柴油罐	设 2 个柴油罐，每个 10m ³ ，临时存储钻井用柴油，井场最大储存量 15t，日常储量 10t，储罐区防渗处理，储罐区四周设围堰，围堰容积大于 10m ³ ，并配备油污回收罐	储层改造工程结束后拆除
	材料储存区	利用钻井工程设置的材料堆存区暂存压裂用的化学药品，药品桶装或袋装，地面硬化，储存区设置彩钢板顶棚	
	盐酸储罐	储层改造工程期间，井场设置 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	储层改造工程结束后拆除
	配液罐	压裂阶段设置 60 个配液罐，40m ³ /个，用于压裂液配制。罐区地面铺设防腐、防渗膜，并设置临时围堰，围堰容积不小于单个罐体最大储存量	

表 2.2-4 油气集输工程项目组成一览表

类别	工程名称	项目组成内容	备注
主体工程	油气集输工程	采气树	每个井口安装采气树
		集气站	在井场内新建PD8 集气站，设置 2 台两相流量计、2 台DN800 计量分离器、4 台除砂器、2 台空气压缩机、1 台分子筛脱水撬，集气站无人值守
公辅工程	排水工程	采出水由罐车转运至武隆工区采出水处理站进行处理	依托
	供电工程	供电电源就近引自己建低压电源	部分依托
	围栏	集气站场四周场界设高约 2.2m 的非燃烧材料围栏	新建
环保工程	放空立管	放空废气通过集气站 1 根高 15m，内径 0.15m 的放空立管排放，为不点火放空，放空立管位于井场东北角	新建
	废润滑油收集	集气站内设置 1 座危险废物暂存间，暂存废润滑油，贮存能力约 0.2m ³ ，废油桶地面铺设防渗膜，并设置围堰，废润滑油定期交由有资质的单位进行处置	新建
依托工程	采出水处理站	采出水依托武隆工区采出水处理站处理达到《污水综合排放标准》(GB8978-1996) 一级标准后排放	依托

2.2.3.1. 钻前工程

(1) 井场

井场是钻井工程施工的主要场地，井场采用标准化方式建设，井场以井口相对进场道路方向为前场，相反方向为后场。本项目井场面积约 6450m²，采用碎石铺垫，局部采用混凝土硬化。本项目在平台中部部署 4 口井。

(2) 放喷池

井场西北侧新建 1 座放喷池，容积约 300m³，采用半埋式结构，地表以下部分为钢混结构，地表以上部分为砖混结构，均做防渗处理。放喷池用于施工期间测试放喷。

(3) 废水池

井场外西北侧新建 1 座废水池，容积约 500m³。采用半埋式结构，地表以下部分为钢混结构，地表以上部分为砖混结构，均做防渗处理。施工期间暂存场地内雨水、压裂返排液等。

(4) 水基岩屑暂存区

在井场内设置 1 座水基岩屑暂存区，用于储存水基岩屑压滤脱水后的滤饼，暂存区容积约 300m³，采用砖混结构，池壁采用防渗砂浆抹面，表面采用防渗材料处理，防渗系数 $\leq 10^{-7}$ cm/s，施工结束后拆除。

(5) 临时生活区

井队设置 1 个临时生活区，生活区按照 450m²进行布置，采用活动板房，配备环保厕所和垃圾收集点各 1 座，施工结束后拆除临时生活区。

(6) 钻井设施基础

包括井架基础、钻机设备基础、柴油罐区基础等。

(7) 进场道路

新建井场道路约 15m，与乡村道路连接，砂石路面，路基宽 5m；可满足施工及运输要求。

(8) 表土堆存场地

在井场外东侧设置表土堆存场，场地占地面积约 0.06hm²，拟堆存高度为 2.5~3.0m，施工完毕后复垦。

本项目平面布局示意图见附图 4。

2.2.3.2. 钻井工程

(1) 井身结构

本项目新钻 4 口页岩气井，设计总进尺 20850m，其中水平段长度 8000m，采用“导管+二段式”井身结构。各井井身情况见表 2.2-5，本项目井身结构及套管程序设计见表 2.2-6。

表 2.2-5 本项目各井井身结构数据一览表

表 2.2-6 井身结构与套管程序设计数据

井身结构示意图见图 2.2-1。

图 2.2-1 井身结构示意图(PD8-1HF 井)

①导管

导管用 $\Phi 406.4\text{mm}$ 钻头钻进， $\Phi 339.7\text{mm}$ 套管下深约 300m，采用清水钻进，目的是建立井口，满足下一开次井控要求，固井水泥返至地面，固井后在井口安装防喷器组。

②表层套管

一开用 $\Phi 311.2\text{mm}$ 钻头清水钻进，钻至造斜点后转水基钻井液钻进，钻至龙马溪组页岩气层顶部，下 $\Phi 244.5\text{mm}$ 套管固井，封龙马溪组页岩气层之上的易漏、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

二开用 $\Phi 215.9\text{mm}$ 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，水泥返至上层套管鞋以上 300m。

(2) 主要工艺设备

本项目采用单钻机布局，钻机驱动采用电动钻机并配置顶驱，主要设备配置见下表。

表 2.2-7 钻机主要设备配置表

(3) 钻井液体系

① 钻井液体系选择

本项目导管段采用清水钻进，一开段采用清水钻进，钻至造斜点后转水基钻井液钻进，不使用磺化钻井液，二开采用油基钻井液钻井。根据钻遇地层特

点，钻井液要保持低失水、优良的造壁性和润滑性，以及良好的流变性，保证安全快速钻进。龙马溪组页岩气层应保护气层、防喷、防塌、防漏、润滑等。在气层段实施近平衡压力钻井，确保气层污染降至最低限度。钻井液体系见表 2.2-8。

表 2.2-8 钻井液体系一览表

② 分段钻井液配置

本项目施工期在井场内设置 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、烧碱等固体材料袋装，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。

(4) 井控方案设计

井控方案按《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。

Φ215.9mm 井眼采用 14MPa 压力级别防喷器装置；采用 70MPa 压力等级套管头。

(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。固井主要目的是封隔疏松易塌、易漏地层；同时封隔油、气、水层，防止互相窜漏、形成油气通道。固井作业主要设备有下灰罐车、混合漏斗和其他附属设备等。

2.2.3.3. 储层改造工程

(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 洗井

采用清水对井壁进行清洗。

③ 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(约 20m³ 浓度 31% 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。

④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

根据区块已开发井测试压裂情况,施工车辆及设备准备如表 2.2-9 所示。

表 2.2-9 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,摆好压裂机组,接好高、低压管线、管汇,平面布置见附图 5。

2.2.3.4. 油气集输工程

储层改造工程完成后,在地面安装采气井口装置、井口至集气站设备的站内管线,在井场内建设集气站对井场内新建的 4 口井进行开采。集气站按照标准集气站模式进行建设,平面布置见附图 6。本项目建成后集气站主要设备见表 2.2-10。

表 2.2-10 本项目油气集输主要设施情况表

序号	模块名称	功能	规格/数量
1	井口工艺安装	井口紧急关断,压力及温度显示远传	4口井每口井1套
2	井口除砂器	井口来气除砂	4口井每口井1套
3	计量分离器	井口来气气液分离、计量	DN800(2台)
4	压缩机	增压,压缩机撬10×10 ⁴ m ³ /d	2台
5	脱水撬	脱水,分子筛脱水撬20×10 ⁴ m ³ /d	1台
6	放空立管	15m	DN150, 1根
7	采出水罐	55m ³	1座

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

图 2.2-2 页岩气开采流程示意图

2.2.3.5. 公用工程

(1) 供水工程

本项目压裂用水优先使用压裂返排液或采出水，不足部分取自平台东南侧莽子溪水库，供水量较为稳定，现场采用橇装化泵站提升水压至所需压力，水压水量可满足压裂供水需求。压裂用水采用临时软管地面敷设至平台，临时软管沿道路明管敷设，不需开挖管沟，压裂工程结束后回收软管，敷设方式示例见图 2.2-4。压裂用水取水需按照国家相关要求办理取水许可。



图 2.2-3 压裂供水临时软管敷设示例图

本项目对新钻的 4 口井水平段分段进行水力压裂，每段长约 100m，每段压裂用水量约 2000m³，每天平均压裂 2 段，需水量约 4000m³/d，采用临时软管从莽子溪水库取水，在平台可采用“软体罐+配液罐+废水池”中转储存，最大储存能力 4900m³，满足压裂用水储存要求。

表 2.2-11 压裂用水储存能力一览表

日用水量 (m ³ /d)	日最大取水能力 (m ³ /d)	平台最大储水能力 (m ³)		
		软体罐	配液罐	废水池
4000	4800	2000	2400	500

(2) 供电工程

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

2.2.3.6. 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，回用武隆工区钻井平台压裂工序；无法及时回用的压裂返排液转运至武隆工区采出水处理站处理达《污水综合排放标准》（GB8978-1996）一级标准后排放。

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。清水岩屑直接综合利用，水基岩屑经不落地系统收集后，在平台内压滤脱水，压滤后的岩屑优先运用于砖厂制砖等资源化利用。压裂返排液絮凝沉淀污泥交一般工业固废场处置或进行资源化利用；废防渗材料委托有相应资质的单位处置。油基岩屑采用吨桶集中收集后，交由有相应资质的单位进行转运处置。

⑤ 生态环境

施工结束后,按照土地复垦要求对临时占地全部复垦,种植普通杂草绿化恢复生态。

(2) 运营期

① 采出水

采出水由罐车转运至武隆工区采出水处理站处理满足《污水综合排放标准》(GB8978-1996)一级标准后,经尾水排放管排入白笋溪,最终汇入乌江。

② 废气

正常工况下,无废气排放,非正常工况下废气通过放空立管放空。

③ 固体废物

废润滑油交由有相应危险废物处置资质的单位进行处置;废分子筛及废砂石交一般工业固废场处置。

2.2.3.7. 依托工程

武隆工区采出水处理站位于武隆区凤山街道,采用“混凝沉淀+化学氧化法+双滤料过滤+折点氯化法除氨氮”工艺,设计处理能力 $400\text{m}^3/\text{d}$,尾水满足《污水综合排放标准》(GB8978-1996)一级标准后,经尾水排放管排入白笋溪,最终汇入乌江,目前运行正常,实际处理量约 $30\sim 50\text{m}^3/\text{d}$,尚有较大处理余量,可满足本项目废水处理需求。

2.2.4 储运工程及原辅材料消耗

(1) 钻井液材料消耗

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。

(2) 钻井工艺钻井液使用情况

本项目采用“井工厂”方式施工,钻井期间按照井依次开展导管、一开、二开钻井。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。根据方案设计,本项目钻井液使用情况见表 2.2-12、2.2-13。

表 2.2-12 本项目钻井液体系及配制量

表 2.2-13 钻井液材料用量 单位: t

根据钻井资料，钻井液用量及损耗量如表 2.2-14 所示。

表 2.2-14 钻井液用量及消耗量

本项目各开次钻井液使用情况如下：

清水钻井液段：使用清水 465m³，清水钻井阶段钻井液总用量为 110580m³，钻井液使用过程中损耗量约 222m³。清水钻完钻后，剩余钻井液 243m³，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 145m³，清水段回用量 243m³。水基钻井阶段钻井液总用量为 62160m³，钻井液使用过程中损耗量约 123m³。水基钻完钻后，剩余钻井液 265m³，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 1200m³。油基钻井阶段钻井液总用量为 123900m³，钻井液使用过程中损耗量约 488m³。油基段完钻后，剩余钻井液 184m³，由井队回收用于后续钻井工程。

(3) 水力压裂材料消耗

根据本项目所在区域已完井压裂情况，每 100m 水平段压裂液用量约为 2000m³；压裂液中主要成分为水，比例在 98%以上。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。本项目共部署 4 口页岩气井，水平段总长 8000m，压裂液总用量约 160000m³，压裂液在井场内配液罐内配制。

表 2.2-15 本项目压裂液用量一览表

井数(口)	水平段总长度(m)	压裂液总用量(m ³)
4	8000	160000

表 2.2-16 压裂液添加剂消耗量配方表

2.2.5 工程土石方与占地

(1) 工程土石方

本项目土石方主要为钻前工程井场平整、废水池、放喷池、进场道路等施工过程中产生的土石方，剥离的表土堆存于井场东侧，堆放场总占地面积约 600m²，堆高约 2.5~3m，最大堆存量约 1800m³，表土四周夯实，覆彩条布处理

减少表土层水土流失，用于后期土地恢复，预计本项目总挖方 0.87 万 m^3 ，总填方 0.87 万 m^3 ，建设结合地形及后期复垦可做到场地内土石方平衡。

(2) 项目占地

本项目总占地面积约 1.1155 hm^2 ，占地情况统计详见表 2.2-17。根据重庆市规划和自然资源局“国土空间用途管制红线智检服务”查询（附件 7），本项目占用永久基本农田约 0.6973 hm^2 ，均为旱地。

表 2.2-17 本项目占地情况一览表 单位： hm^2

序号	工程内容	合计
1	井场	0.645
2	废水池	0.02
3	放喷池	0.02
4	进场道路	0.0075
5	临时生活区	0.045
6	临时表土堆场	0.06
7	软体罐	位于井场内
8	井场、井场道路边坡等其他占地	0.318
总计		1.1155

本项目总占地面积 1.1155 hm^2 ，占地类型主要为旱地（0.698 hm^2 ）、乔木林地（0.0895 hm^2 ），占用灌木林地 0.319 hm^2 ，占用农村道路 0.009 hm^2 ，具体见表 2.2-18。

表 2.2-18 本项目占地类型一览表 单位： hm^2

土地利用现状		占地面积
林地	灌木林地	0.319
	乔木林地	0.0895
	小计	0.4085
耕地	旱地	0.698
交通运输用地	农村道路	0.009
总计		1.1155

2.2.6 施工计划及施工组织

(1) 施工人员

钻前工程：施工人员约 20 人。

钻井工程：钻井队施工人员约 50 人，生活、办公为自带的活动板房。钻井队由专业人员组成，钻井队管理人员有队长、副队长、钻井工程师等。

储层改造工程：试气压裂队施工人员约 50 人，页岩气井依次完成试气施工。

油气集输工程：施工人员约 20 人。

(2) 施工时序

本项目施工期分为钻前工程、钻井工程、储层改造工程、油气集输工程施工等四个阶段。

①钻前工程：本项目首先进行钻前工程施工，钻前工程主要为临时生活区、钻井设备基础、水基岩屑暂存区等建构物建设，为后续钻井工程提供施工场地和辅助设施。

②钻井工程：钻前工程完工后，整个井场交给钻井队钻井，钻井作业采用“井工厂”模式，按照井号依次开展各井的导管段钻进，所有井导管段完钻后，再进行各井一开段钻进，所有井一开段完钻后，再进行各井二开段钻进。

③储层改造工程：平台内所有钻井工程完成后，钻井设备撤场，井场交给试气队伍进行储层改造，本项目新钻的 4 口井依次进行储层改造，即先进行第一口井压裂，压裂结束后测试放喷，第一口井测试结束后再进行第二口井压裂，依次类推，单井施工工期为 30d。根据测试放喷求产情况，若测试效果好，则暂时关井，待油气集输工程建成后进行正式开采，若未获可开发工业气流，则进行闭井作业。

④油气集输工程施工：储层改造工程完成后，储层改造设备撤场，在井场内建设集气站，本项目不含站外集输管线建设。

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

表 2.2-19 本项目施工时序表

施工类型	施工时间/天	备注
钻前工程	2024 年 9 月/30 天	/
钻井工程	2024 年 10 月~2025 年 5 月/220 天	采用单钻机布局
储层改造工程	2025 年 6 月~2025 年 9 月/120 天	每口井依次压裂，每口井施工时间约 30 天
油气集输工程	2025 年 10 月/30 天	/

施工类型	施工时间/天	备注
总计	400 天	/

2.3 影响因素分析

2.3.1 施工期污染因素分析

2.3.1.1. 钻前工程污染因素分析

钻前工程是为钻井工程进行前期的基础设施建设，主要包括井场平整、建设井口及设备基础，新建池体、设备运输安装等。施工过程及主要环境影响因素见图 2.4-1。

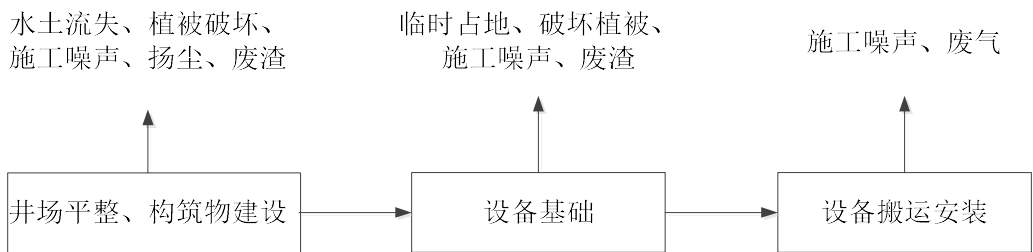


图 2.3-1 施工过程及主要环境影响因素

2.3.1.2. 钻井工程污染因素分析

(1) 钻井工艺

钻井作业采用“井工厂”模式，按照井号依次开展各井的导管、一开、二开钻进，所有井导管段完钻后，再进行各井一开段钻进，所有井一开段完钻后，再进行各井二开段钻进。

本项目采用“导管+二开”钻井方式。导管、一开直井段采用清水钻进，一开斜井段采用水基钻井液钻进，一开直井段完钻后在循环罐内直接调整钻井液配方，进行一开斜井段钻进。一开斜井段完钻后，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，与循环罐内的钻井液一起进入泥浆储备罐储存，用于下一口井使用。二开段采用油基钻井液钻井，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。钻井采用网电作为钻井动力，通过钻机转盘带动钻杆切削地层，同时将清水泵入钻杆注入井内高压冲刷井底地层，将钻头切削的岩屑不断地带至地面，利用振动筛分离岩屑和钻井液，分离的钻井液进入泥浆罐循环利用，钻井岩屑外运综合利用。

该阶段主要污染物为钻井设备、泥浆泵、泥浆循环系统、备用发电机等设备产生的噪声，备用柴油发电机产生的尾气及钻井岩屑。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 2.3-2 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，钻井过程中以水基钻井液作为载体将岩屑带至地面，振动筛分离的钻井泥浆进入泥浆罐循环利用，钻井岩屑不落地收集，经压滤机脱水后进行资源化利用。

该阶段主要污染物为钻井设备、泥浆泵、泥浆循环系统、备用发电机等设备产生的噪声，备用柴油发电机产生的尾气及钻井岩屑。钻井过程中钻井液循环使用，最后剩余的水基钻井液由井队回收。

图 2.3-3 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

二开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柴油动力机组、泥浆泵、泥浆循环系统产生的噪声，柴油动力机组产生的尾气及油基岩屑。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，交由有相应危险废物处置资质的单位进行转运处置。废油由中石化重庆页岩气有限公司或有资质的单位回收利用。

图 2.3-4 油基钻井工艺流程及产污环节示意图

④ “不落地”随钻处理系统工艺

处理系统由输送系统（螺旋输送机）、泥水分离系统（振动、水喷淋、搅拌沉淀单元）、板框压滤单元、贮存单元四部分组成，实现岩屑和泥浆的不落地随钻处理，废水回用钻井系统用水，减少新鲜用水量。

由振动筛、旋流除砂器、除泥器排出的废弃物通过螺旋输送机送至预处理罐振动筛上，预处理罐中浆液在浆液泵的作用下排入混凝罐，启动加药系统向混凝罐不断加入适量水溶液药剂，搅拌后破胶沉淀处理，通过泥浆泵不断向压滤机中挤入泥浆，压滤机的滤室内的压力逐渐提高，把水基泥浆中的水分不断挤出，从而实现固液分离，固体部分外运附近砖厂、水泥厂用于制砖或制水泥，综合利用，压滤机分离出来的水用于钻井泥浆循环系统调配新泥浆时用水，从而实现钻井废水的循环利用，不外排，“不落地”随钻处理系统工艺见图 2.3-5。

图 2.3-5 不落地系统工艺流程图

压滤后岩屑采用装载机短距离转运至水基岩屑暂存区，装载机转运时，应加强操作人员环保意识，确保岩屑不落地，严格管理，岩屑堆存高度不可超过围墙高度。在水基岩屑暂存区储存量达到 80%以前应及时对处理后的滤饼进行综合利用，避免因暂存池储存空间不足导致滤饼露天堆放。

⑤清洁生产分析

水基钻井主要以水、盐水、膨润土、各种处理剂、聚合物形成的钻井液为动力和介质，进行钻井的工艺。水基钻井技术适用于坚硬、有地层水的非产层段地层，可提高机械钻速，避免井塌、井漏等复杂情况的发生，可有效防塌、防卡钻、防漏、防斜、防井涌、防井喷、防火等钻井事故。该钻井技术工艺成熟，措施可靠，在国内属于先进水平。

油基钻井主要以柴油、少量盐水、各种处理剂、聚合物形成的钻井液为动力和介质，进行钻井的工艺。本项目采用的是较为先进、环保的 LVHS 钻井液，对环境的影响较小。油基钻井液分离后回收循环利用，不作为固废管理。

工程采用网电供电，通过钻机带动转盘钻探，通过钻头切削地层，使井不断加深，直至目的井深。在钻井过程中，钻井液通过高压泵经管道、钻井内壁进入井下，然后经钻井外壁和钻井壁之间环空返回地面，经管道收集进入振动

筛、离心机分离钻井液和岩屑。分离出的钻井液进入循环罐继续使用，清水岩屑直接综合利用，水基岩屑经不落地设施处理后外运用于砖厂制砖等资源化利用。油基钻井岩屑经吨桶集中收集后，交由有相应危险废物处置资质的单位进行处置。

综上，本项目采用的生产工艺符合清洁生产要求。

2.3.1.3. 储层改造工程污染因素分析

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。

图 2.3-6 试气工艺流程及产污环节示意图

(1) 前期准备

①洗井：完井后，采用清水对井壁进行清洗，利用水泵将水通过钻杆内部压入井下，然后通过钻杆与井壁之间的环空返回地面。本阶段产生的污染物主要为废水和噪声，其中废水中主要含 SS、石油类，在配液罐暂存，用于配制压裂液。

②刮管：下 $\phi 73\text{mm}$ 钻杆底带套管刮削器至井底，并分别在桥塞坐封处反复刮削不少于 3 次。

③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。

④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；起钻。本阶段主要污染物为噪声。

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

⑥换压裂井口：清水对井筒、压裂井口试压 90MPa，稳压 30min，压降不超过 0.5MPa 为合格。

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

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

(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

压裂时，厂家拉运来的 31%浓度的浓盐酸稀释为 15%浓度，15%浓度的稀盐酸作为前置酸对地层进行处理，起到减压、解堵的作用。单井每段前置酸用量为 20m^3 ，压裂持续时间一般为 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 $200\text{L}/\text{min}$ ($12\text{m}^3/\text{h}$)，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 $10\text{m}^3/\text{h}$ 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。

测试过程中产生的可燃气体引至放喷池点燃。

(6) 清洁生产分析

测试过程中产生的可燃气体引至放喷池点燃；压裂返排液排入软体罐，用于后续压裂工程。完井测试时，利用井场放喷池，将测试放喷的天然气通过专门的放喷管线引至放喷池燃烧，减轻对大气的污染。因此本项目采用的生产工艺符合清洁生产要求。

2.3.1.4. 油气集输工程污染因素分析

油气集输工程施工主要为采气树、井口至集气站管线和集气站新增设备安装，施工工艺如下：场地平整→基础施工→设备安装→地面恢复。

2.3.2 运营期污染因素分析

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

图 2.3-7 页岩气开采流程及产排污环节示意图

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

运营期集气站为无人值守模式，废水主要为集气站分离器、脱水撬分离的采出水，分离的废水由罐车转运至武隆工区采出水站处理达标后外排。此外，气井后期生产过程中，会对故障的气井进行井下作业，使气井恢复正常生产，因此，会不定期进行井下作业(洗井、清砂、修井、侧钻等)过程，期间产生少量井下作业废水。

运营期噪声主要为集气站压缩机等生产设备产生的噪声及放空过程中产生的噪声。

运营期固体废物主要为压缩机维护过程产生的废润滑油、脱水撬替换分子

筛产生的废分子筛，以及除砂器产生的废砂石。

2.3.3 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，产生的污染物主要为施工扬尘、生活污水、生活垃圾和废弃设备等，封井结束后，本项目无废气、废水、固体废物、噪声等污染物产生和排放。

2.3.4 生态环境影响因素

本项目对生态环境的影响主要发生在施工期和运营期。施工期工程占地、土石方开挖、回填、构筑物建设等活动对地表植被的破坏，施工噪声、人为活动等对动野生动物的影响；运营期主要对生态环境的影响因素为集气站运营噪声和人为活动对野生动物的影响。本项目总占地面积约 1.1155hm^2 ，生态影响主要包括植被破坏、改变占地范围内土地利用类型、造成水土流失等。

2.4 污染源强核算

2.4.1 施工期

2.4.1.1 废水

(1) 钻前工程

钻前工程废水包括施工废水和施工人员生活污水。施工废水主要为井场基础建设时砂石骨料加工等产生的含 SS 废水，施工废水经沉淀处理后回用。

钻前工程工期为 30 天，施工人员约为 20 人，生活用水量按 80L/d 人计算，则生活用水量为 48m^3 ($1.6\text{m}^3/\text{d}$)，排污系数取 0.80，生活污水量为 38.4m^3 ($1.28\text{m}^3/\text{d}$)。钻前工程施工人员租住附近民房，不设施工营地，生活污水利用租住民房污水处理设施处理。

表 2.4-1 钻前工程生活废水产生浓度及产生量

废水量 m^3	项目	COD	BOD_5	SS	$\text{NH}_3\text{-N}$
38.4	产生浓度 mg/l	400	200	250	25
	产生量 t	0.015	0.008	0.01	0.001

(2) 钻井及储层改造工程

①钻井废水

钻井作业采用“井工厂”模式，按照井号依次开展各井的导管钻进，所有井导管段完钻后，再进行各井一开段钻进。

本项目各井导管、一开段采用清水钻进，钻进过程中从井下返回地面的混合物经泥浆循环系统分离处理，分离的液相循环利用，最后一口井完钻时剩余的液相直接在循环罐内添加配方，配制水基钻井液，用于一开斜井段钻井。

一开斜井段钻进采用水基钻井液钻进，钻进过程中从井下返回地面的混合物经泥浆循环系统分离处理，分离的液相循环利用，分离的固相经“不落地”随钻处理系统进一步处理，“不落地”随钻处理系统分离出来的水用于钻井泥浆循环系统调配新泥浆时用水，从而实现钻井废水的循环利用，不外排，最后一口井一开斜井段钻井结束时剩余的液相（ 265m^3 ）由钻井队回收，回用于其它钻井平台。

综上，本项目钻井废水由钻井队回收利用，不外排。

②场地雨水

井场四周设置截排水沟，井场外雨水随截排水沟就近排放，钻井及储层改造期主要设备区设场内排污沟，排污沟与废水池连通，场内雨水排入废水池暂存，回用于压裂工序配制压裂液。武隆区年均降雨量为 1197.2mm ，年均蒸发量约为 1137.8mm ，井场雨水收集面积约 3200m^2 ，根据年均降雨量、蒸发量及雨水收集面积，钻井及储层改造工期按 340 天计算，则雨水收集量约 164m^3 。结合本项目特征，场地雨水主要污染物为 SS 和石油类，产生浓度分别为 200mg/L 和 20mg/L ，场地雨水经废水池收集后回用于压裂工序配制压裂液。

③洗井废水

本项目采用清水对井壁进行清洗，利用水泵将水通过钻杆内部压入井下，然后通过环空返回地面，洗井时，由于井筒内存在大比重泥浆，起始洗井排量较小，泵压比较高，伴随着井筒内泥浆等污染物的逐渐替出，洗井排量逐渐增大，泵压恢复到正常泵压。根据建设单位已实施的页岩气井洗井资料统计结果，单井洗井废水产生量约 180m^3 ，本项目新钻 4 口页岩气井，洗井废水产生总量约 720m^3 ，洗井废水在配液罐暂存回用于压裂工序配制压裂液。

表 2.4-2 洗井废水污染物浓度及产生量

废水量 m ³	项目	SS	石油类	COD
720	产生浓度 mg/l	4500	40	2500
	产生量 t	3.24	0.0288	1.8

④压裂返排液

本项目水平段总长度为 8000m, 共分为 80 段进行压裂(每段长度约 100m), 采用分段压裂一次返排, 利用油嘴控制返排速率。根据武隆工区其他页岩气井储层改造返排率统计, 返排率约 5%~10%, 本次返排率取 10%。本项目压裂液使用总量为 16 万 m³, 则本项目压裂返排液产生量为 16000m³, 压裂返排液主要污染物为 pH 值、COD、石油类、氯化物等, 压裂返排液在软体罐(2000m³)、配液罐(2400m³)、废水池中集中收集。根据建设单位在南川、武隆等地区页岩气勘探开发过程中压裂返排液实际处置情况, 采用“混凝沉淀+杀菌”处理工艺处理后的压裂返排液可全部回用于配制压裂液, 不会对压裂性能产生不良影响, 本项目新钻的 4 口页岩气井逐井进行储层改造作业, 即首先对第一口井进行压裂作业, 压裂完成后测试放喷排液, 产生的压裂在井场软体罐、配液罐、废水池等设施暂存, 测试放喷结束后, 再进行下一口井的储层改造作业, 上一口井产生的压裂返排液回用于下一口井压裂液配制, 依次类推, 由于最后一口井压裂结束后, 本项目不再进行配制压裂液, 因此, 最后一口井产生的压裂返排液需外运处置。本项目压裂返排液产生、回用、外运处置情况见表 2.4-3。

表 2.4-3 压裂返排液产生、回用和外运处置情况一览表

井号	水平段长 m	压裂液用量		返排率	返排液产生量 m ³	返排液去向
		新鲜水 m ³	回用水 m ³			
PD8-1HF 井	2000	39116	884 (场地雨水 164, 洗井废水 720)	10%	4000	配制 PD8-2HF 井压裂液
PD8-2HF 井	2000	36000	4000	10%	4000	配制 PD8-3HF 井压裂液
PD8-3HF 井	2000	36000	4000	10%	4000	配制 PD8-4HF 井压裂液
PD8-4HF 井	2000	36000	4000	10%	4000	其他钻井平台配制压裂液, 或转运至武隆工区采出水处理项目处理达标后排放
合计	8000	147116	12884	\	16000	\

注: 由于降雨量的不确定性, 为便于统计, 表中将场地雨水全部回用于 PD8-1HF 井压裂液配制。

⑤ 生活污水

生活用水量按 80L/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 2.4-4、表 2.4-5。

表 2.4-4 钻井及储层改造期生活用水及废水产生量

施工阶段	施工人数/人	施工时间/天	用水量 m^3	废水产量 m^3
钻井工程	50	220	880	704
储层改造工程	50	120	480	384
合计	/	/	1360	1088

表 2.4-5 钻井及储层改造生活废水产生浓度及产生量

废水量 m^3	项目	COD	BOD ₅	SS	NH ₃ -N
1088	产生浓度 mg/l	400	200	250	25
	产生量 t	0.435	0.218	0.272	0.0272

(3) 油气集输工程

① 施工废水

施工期采用成品混凝土，产生的少量混凝土养护废水，主要污染物为 SS，浓度为 3000mg/L，混凝土养护用水量约为 $1m^3/d$ 。本项目预计施工用水量为 $30m^3$ ，废水产生量约 $6m^3$ ，经沉淀后回用场地洒水。

② 生活污水

油气集输工程施工人员 20 人，施工时间 30d，生活用水量按 80L/人·d，排污系数取 0.80 计算；则生活污水产生量为 64L/(人·d)，生活污水产生量为 $38.4m^3$ 。施工人员租住附近民房，不设施工营地，生活污水利用租住民房污水处理设施处理。

表 2.4-6 油气集输工程生活废水产生浓度及产生量

废水量 m^3	项目	COD	BOD ₅	SS	NH ₃ -N
38.4	产生浓度 mg/l	400	200	250	25
	产生量 t	0.015	0.008	0.010	0.0010

本项目施工期总水平衡表 2.4-7。

表 2.4-7 施工期总水平衡一览表 单位: m³

工段	用水环节	总用水量	新鲜水用量	回用水量	损耗量	循环量	废水量			废水去向
							产生量	本工艺利用量	其它工艺利用量	
钻前工程	生活用水	48	48	/	9.6	/	38.4	/	38.4	利用当地污水处理设施处理
钻井工程	清水钻进	110580	465	/	222	110115	243	243	/	配制本项目水基钻井液
	水基钻进	62160	145	243	123	61772	265	/	265	随钻井队用于其他钻井工程
	生活用水	880	880	/	176	/	704	/	704	生活污水经环保厕所收集后农用或交第三方环境治理公司进行清掏外运处置
	场地雨水	/	/	/	/	/	106	106	/	配制本项目压裂液
储层改造工程	洗井	720	720	/	/	/	720	720	/	配制本项目压裂液
	生活用水	480	480	/	96	/	384	/	384	生活污水经环保厕所收集后农用或交第三方环境治理公司进行清掏外运处置
	场地雨水	/	/	/	/	/	58	58	/	配制本项目压裂液
	水力压裂	160000	147116	12884	144000	/	16000	12000	4000	井间回用, 上一口井的压裂返排液用于下一口井压裂液配制, 最后一井的压裂返排液用于其它钻井平台配制压裂液
油气集输工程	生活用水	48	48	/	9.6	/	38.4	/	38.4	生活污水利用租住民房污水处理设施处理
	施工废水	30	30	/	24	/	6	/	6	沉淀后用于场地洒水
总用水量		334946	149932	13127	144660.2	171887	18562.8	13127	5435.8	/

2.4.1.2. 废气

(1) 扬尘

钻前工程、油气集输工程施工扬尘为土石方开挖、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

① 钻井工程

本项目采用网电供电，柴油发电机作为备用电源。网电供电情况下无燃油废气排放，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，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。

② 储层改造工程

本项目采用柴油发电机组作为动力进行压裂，柴油发电机采用符合国家标准的柴油，其污染物排放满足《非道路移动机械用柴油机排气污染物排放限值及测量方法(中国第三、四阶段)》(GB20891-2014)及修改单表 2 规定的限值。

(3) 测试放喷废气

为了解气井产气量，完井后需进行测试排液放喷，测试放喷产生的废气量取决于测试时释放量，每个制度放喷时间小于 6h，总放喷时间小于 48h。测试放喷天然气在放喷池内，经 1m 高对空短火焰燃烧器点火燃烧后排放，燃烧废气污染因子主要为 CO₂。

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

2.4.1.3. 噪声

(1) 钻前工程

钻前工程主要是井场、井场道路、池体、临时生活区、钻井设施基础等构筑物施工和钻井设备运输安装，钻前施工仅在白天进行，夜间不施工，钻前

工程施工期的噪声主要是挖掘机、载重车辆等重型机械产生的噪声，见表 2.4-8。

表 2.4-8 钻前工程主要噪声源强特性 单位：dB(A)

序号	设备名称	测点距施工机具距离	噪声值 dB(A)	运行方式	运行时间
1	推土机	5m	83-88	移动设备	间断, <4h
2	挖掘机	5m	85-90	移动设备	间断, <2h
3	振捣机	5m	76-84	移动设备	间断, <2h
4	载重机车	5m	80-85	移动设备	间断, <2h
5	空压机	5m	85-88	移动设备	间断, <4h

(2) 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 2.4-9 钻井工程主要噪声源强特性 单位：dB(A)

声源名称	空间相对位置 /m			声源控制措施	声源源强		运行时段	设备数量
	X	Y	Z		声压级 dB(A)	距声源距离 m		
柴油动力机	41	38	1	机房隔声、消声、减振	90	1	备用	1
发电机	39	38	1	机房隔声、消声、减振	95	1	备用	2
钻井设备	45	40	1	\	90	1	昼夜	1
泥浆泵	52	32	1	减振	85	1	昼夜	1
振动筛	65	37	1	减振	80	1	昼夜	1

注：以井场西南角为原点，南北方向为 Y 轴，东西方向为 X 轴，北、东为正。

(3) 储层改造工程

压裂噪声主要来源于压裂机组等设备的机械噪声，噪声源强为 90dB(A)，昼间施工；测试放喷噪声源强为 100dB(A)，属空气动力连续性噪声。

表 2.4-10 储层改造工程主要噪声源强特性 单位：dB(A)

声源名称	空间相对位置/m			声源源强		声源控制措施	运行时段	设备数量
	X	Y	Z	声压级 dB(A)	距声源 距离 m			
压裂设备	54	51	1	90	1	减振	昼间施工	12
测试放喷	-25	87	1	100	1	/	昼夜连续	/

注：以井场西南角为原点，南北方向为 Y 轴，东西方向为 X 轴，北、东为正。

(4) 油气集输工程

油气集输工程施工噪声主要来自集气站设备安装机具噪声，主要噪声源参见表 2.4-11。

表 2.4-11 油气集输工程施工主要噪声源特性 单位: dB(A)

噪声设备	数量	单台源强	距声源	噪声特性	排放时间	声源种类
切割机	1 台	82-89	5m	机械	间歇排放	移动声源
振捣器	1 台	76-84	5m	机械	间歇排放	移动声源

2.4.1.4. 固体废物

本项目产生的固体废物主要有土石方、清水岩屑、水基岩屑、油基岩屑、废油、废钻井泥浆和污泥、废包装材料、废防渗材料及生活垃圾。本项目剩余油基钻井液约 184m³，由钻井队回收，随钻井队用于后续钻井工程。

①钻井岩屑

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

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

式中：

r——不同阶段钻头尺寸半径，m；

d——不同阶段对应的钻头进尺，m；

σ——扩大倍数，清水和水基钻井取 2.5 倍，油基钻井取 3 倍；

根据本项目钻井阶段各开次进尺、钻头尺寸，本项目钻井岩屑产生量见表 2.4-12。

表 2.4-12 钻井岩屑产生情况

开次	钻头尺寸 mm	总进尺(m)	估算值(m ³)	岩屑类别	处置去向
导管段	406.4	1200	389	清水	铺垫井场或修建井间道路
一开直井段	311.2	2140	407	清水	铺垫井场或修建井间道路
一开斜井段	311.2	1480	281	水基	用于制砖等资源化利用
二开段	215.9	8850	972 (1944t)	油基	危废处置单位转运处置

注：油基岩屑容重按 2 考虑。

根据《危险废物排除管理清单》（2021 年版），石油和天然气开采行业产生的以水为连续相配制钻井泥浆用于石油和天然气开采过程中产生的废弃钻井泥浆及岩屑（不包括废弃聚磺体系泥浆及岩屑）不作为危险废物管理。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，

压滤后岩屑用于制砖等资源化利用。

本项目油基岩屑产生总量为 1944t。油基岩屑采用吨桶“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。

本项目产生的油基岩屑收集、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。危险废物暂存区应做好防风、防雨、防晒、防渗漏要求，并设置警示标识。

②废防渗材料

场地清理时拆除的原防渗区域为防止矿物油等污染土壤和地下水而铺设的防渗材料等（如油罐区防渗膜），若沾染矿物油，属于危险废物（HW08），临时暂存在危废暂存间，最终交由有相应危险废物处置资质的单位进行处置，类比建设单位其它页岩气井钻井工程废防渗材料产生情况，废防渗材料产生量约 0.5t。

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。

结合建设单位页岩气钻井期废油产生情况，单井废油产生量约为 1.1t，本项目 4 口井预计废油产生量为 4.4t，属于危险废物（HW08），废油由废油回收桶收集，临时暂存在危废暂存间，暂存间采取防渗防雨措施，最终由井队综合利用或交由有相应危险废物处置资质的单位进行处置。

拟建项目产生的各类危险废物名称、类别等信息见表 2.4-13。

表 2.4-13 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	1944	钻井	072-001-08	HW08	固态	矿物油	矿物油	施工期	毒性	危废处置单位处置
2	废油	4.4	机械设备清洗、保养、检修等	900-201-08、 900-214-08、 900-249-08		液态				毒性、易燃性	资源回收
3	废防渗材	0.5	场地清	900-249-08		固				毒性、	危废处置

	料		理			态				易燃 性	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 2.4-14。

表 2.4-14 危险废物贮存场所(设施)基本情况表

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 40m ²	30 个吨 桶	约 30m ³	5d
2	危废暂存区	废油	900-201-08、 900-214-08、 900-249-08	HW08	约 12m ²	4 个 200L 油 桶收集	约 0.8m ³	30d
3		废防渗 材料	900-249-08	HW08		防漏胶 袋盛装	1t	30d

④废包装材料

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

⑤压裂返排液絮凝沉淀污泥

本项目压裂返排液排入配液罐、软体罐内暂存，井间回用，最后一口井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软体罐内进行絮凝沉淀处理，参考南川区块页岩气采出水循环处理系统在 201 平台、DP2、DP30 平台压裂返排液絮凝沉淀处理污泥产生情况，压裂返排液絮凝沉淀污泥产生量约 33t/万 m³-废水，本项目压裂返排液产生量为 16000m³，则压裂返排液絮凝沉淀污泥约 52.8t，交一般工业固废场处置或进行制砖等资源化利用。

⑥生活垃圾

钻前施工人员 20 人，共施工 30 天；钻井施工人员 50 人，共施工 220 天；储层改造施工人员 50 人，共施工 120 天；油气集输工程施工人员 20 人，施工共 30 天，按照生活垃圾按 0.5kg/(人·d) 计算，则本项目生活垃圾产生量为 9.1t。生活垃圾定点收集后，由环卫部门统一清运处置。

⑦土石方

本项目土石方量较小，结合地形可做到场地内土石方平衡，无弃方。

拟建项目产生的一般工业固体废物名称、类别等信息见表 2.4-15。

表 2.4-15 一般工业固体废物分类与代码

序号	名称	废物种类	行业来源	代码
1	清水岩屑	SW12 钻井岩屑	天然气开采	072-001-S12
2	水基岩屑		天然气开采	072-001-S12
3	废包装材料	SW59 其他工业固体废物	非特定行业	900-099-S59

本项目施工期固体废物产生情况见表 2.4-16。

表 2.4-16 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	796m ³	铺垫井场或修建井间道路	0
水基岩屑	281m ³	水基岩屑经不落地系统收集、压滤脱水后，用于制砖等资源化利用	0
油基岩屑	1944t	油基岩屑采用吨桶“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	52.8t	交一般工业固废场处置或用于制砖等资源化利用	0
废防渗材料	0.5t	集中收集后，交由有危险废物处置资质的单位转运处置	0
废油	4.4t	由中石化重庆页岩气有限公司或有资质的单位回收利用	0
废包装材料	3200 个	由厂家或有资质的单位回收	0
生活垃圾	9.1t	定点收集后，由环卫部门集中处置	0

2.4.2 运营期

2.4.2.1. 废水

(1) 井下作业废水

项目运营期废水主要为井下作业废水，参考《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》（部公告 2021 年 24 号）中《1120 石油和天然气开采专业及辅助性活动行业系数手册》，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)，则本项目运营期共服务 4 口井，则 4 口井井下作业废水产生量预计约 54.26m³/a，主要污染物为 COD 和石油类，回用武隆工区页岩气平台压裂工序。

表 2.4-17 井下作业废水产排污情况

产品名称	原料名称	污染物指标	规模	单位	产污系数	产污量	排污量
井下作业	洗井废水	工业废水量	1 井次	吨/井次-产品	27.13	54.26m ³ /a	0
		化学需氧量	1 井次	克/井次-产品	34679.3	0.0694t/a	0
		石油类	1 井次	克/井次-产品	6122.1	0.012t/a	0

(2) 采出水

采出水量产生量与气井配产规模、井下压力、储层含水特性、压裂液注入量等有关，类比武隆工区页岩气采出水产生量，本次单井采出水预计产生量为 5m³/d。运营期，本项目运营期共 4 口井，本项目 4 口井废水产生量为 20m³/d(7300m³/a)，主要污染物为 COD 200~2500mg/L、Cl⁻ 10000~14000mg/L、氨氮 15~85mg/L。集气站站设置 1 座 55m³污水罐，定期由罐车转运至武隆工区采出水处理站处理达到《污水综合排放标准》(GB8978-1996)一级标准后，经尾水排放管排入白笋溪，最终汇入乌江。

本项目运营期废水排放量及浓度见表 2.4-18。

表 2.4-18 项目运营期采出水排放一览表

类型	产生量 (m ³ /a)	污染物	产生浓度 mg/L	产生量 t/a	排放浓度 mg/L	排放量 t/a	削减量 t/a
采出水	7300	COD	2500	18.25	100	0.73	17.52
		氨氮	85	0.62	15	0.11	0.51
		Cl ⁻	14000	102.20	14000	102.20	0
井下作业 废水	54.26	COD	/	0.0694	/	0	0.0694
		石油类	/	0.012	/	0	0.012

(3) 生活污水

项目的集气站为无人值守，无生活污水产生。

2.4.2.2. 废气

项目采用井下节流技术，不设加热炉，运营期间无废气产生，事故和检修时，切断井口截断阀，工艺设备及管线内气体经高 15m，内径 0.15m 的放空立管放空，产生放空废气，放空为不点火放空。非正常工况下废气排放见表 2.4-19 和表 2.4-20。

表 2.4-19 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 2.4-20 非正常工况下排放方式一览表

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

2.4.2.3. 噪声

集气站噪声源主要为气液分离器、压缩机等，压缩机裸机噪声大约在 80dB 左右，采取隔声罩、基础减震等措施后，噪声约 70dB，无指向性发散。

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 2.4-21 集气站主要噪声源强特性 单位：dB(A)

序号	声源名称	空间相对位置 m			声源源强		声源控制措施	运行时段	降噪后 源强
		X	Y	Z	声压级 dB(A)	距声源距离 m			
1	压缩机 1	23	36	1	80	1	隔声、减振、消声	昼夜	70
2	压缩机 2	88	61	1	80	1	隔声、减振、消声	昼夜	70
3	分离器 1	27	26	1	55	1	减振	昼夜	50
4	分离器 2	92	51	1	55	1	减振	昼夜	50
5	脱水撬	45	62	1	65	1	减振	昼夜	60
6	放空噪声	3	4	15	80	1	\	事故	80

注：设备空间相对位置以各井场西南角为原点，西南角中心地面为纵向零点进行统计。

2.4.2.4. 固体废物

集气站无人值守，无生活垃圾产生。运营期固体废物主要为压缩机维护过程产生的废润滑油、分子筛脱水撬更换的废分子筛以及除砂器产生的废砂石。

压缩机润滑油定期更换，更换的废润滑油为危险废物，预计产生量约 0.02t/a，交由有危险废物处置资质的单位处置。

脱水采用分子筛脱水撬脱水，分子筛设计使用寿命为 5 年，每 5 年更换 1 次，集气站每次更换量为 0.2t，集气站设 1 台分子筛脱水撬，则废分子筛产生量为 0.04t/a，属于一般工业固体废物，由一般工业固废场处置。

除砂产生的废砂石主要成分为二氧化硅，集气站产生量约 12kg/a，属于一般工业固体废物，由一般工业固废处置单位处置。

表 2.4-22 一般工业固体废物分类与代码

序号	名称	废物种类	行业来源	代码
1	废砂石	SW12 钻井岩屑	天然气开采	072-002-S12
2	废分子筛	SW59 其他工业固体废物	非特定行业	900-005-S59

表 2.4-23 废润滑油属性一览表

序号	危险废物名称	危险废物类别	危险废物代码	产生量(t/a)	形态	主要成分	有害成分	危险特性	污染防治措施
1	废润滑油	HW08 废矿物油与含矿物油废物	900-214-08	0.02	液态	润滑油	润滑油	毒性、易燃性	交由有相应危废处置资质的单位处置

危险废物贮存场所(设施)基本情况见表 2.4-24。

表 2.4-24 集气站危险废物贮存场所(设施)基本情况表

序号	贮存场所(设施)名称	危险废物名称	危险废物类别	危险废物代码	位置	占地面积	贮存方式	贮存能力	贮存周期
1	危废暂存间	废润滑油	HW08 废矿物油与含矿物油废物	900-214-08	集气站内	约 2m ²	1 个 200L 油桶收集	约 0.2m ³	30d

2.4.3 退役期

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。封井作业主要污染物为扬尘、废弃设备、施工人员生活污水和生活垃圾,工期约 20d,作业人员 10 人,生活用水定额取 80L/人·d,排污系数取 0.80,则产生的生活污水总量约为 12.8m³,施工人员租住附近民房,不设施工营地,生活污水利用租住民房污水处理设施处理。生活垃圾产生量按 0.5kg/(人·d)计算,则生活垃圾产生量为 0.1t,集中收集后交由当地环卫部门统一处置。

封井结束后,本项目无废气、废水、固体废物、噪声等污染物产生和排放。

2.5 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 2.5-1、表 2.5-2 和表 2.5-3。

表 2.5-1 施工期主要污染物产生及排放情况一览表

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
钻前工程	废水	施工废水	SS、石油类	/	/	沉淀后回用	/	0
		生活污水	污水量	/	38.4m ³	租住附近民房，不设施工营地，生活污水利用租住民房污水处理设施处置	/	0
	废气	施工扬尘及尾气	TSP、NO _x 、CO	/	/	定期洒水	/	/
	噪声	施工机具	施工噪声	/	76-90dB(A)	合理布置施工场地及施工时间	/	80-90dB(A)
	固体废物	生活垃圾	生活垃圾	/	0.3t	由环卫部门定期清运	/	0
钻井及储层改造工程	废水	洗井废水	洗井废水	/	720m ³	配制压裂液	/	0
		场地雨水	场地雨水	/	164m ³	配制压裂液	/	0
		压裂废水	压裂返排液	/	16000m ³	采用“混凝沉淀+杀菌”处理后，优先回用于本平台压裂，不能回用的依托武隆工区采出水处理站处理达标排放	/	0
		生活污水	污水量	/	1088m ³	生活污水经环保厕所收集后农用或交第三方环境治理公司进行清掏外运处置	/	0
	废气	燃油废气	烟尘、NO _x 、CO	/	少量	采用符合国家标准燃料	/	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	钻井设备、泥浆泵等	/	85-100dB(A)	设备自带消声器，减振	/	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	/	796m ³	铺垫井场或修建井间道路	/	0
			水基岩屑	/	281m ³	水基岩屑经不落地系统收集、压滤脱水后，用于制砖等资源化利用	/	0
			油基岩屑	/	1944t	油基岩屑采用吨桶“不落地”收集	/	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
						后，交由有相应危险废物处置资质的单位进行转运处置。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		
		场地清理	废防渗材料	/	0.5t	交由有危险废物处置资质的单位进行转运处置	/	0
		絮凝沉淀池污泥	絮凝沉淀池污泥	/	52.8t	交一般工业固废场处置或资源化利用	/	0
		机械润滑废油、清洗保养	废油	/	4.4t	由中石化重庆页岩气有限公司或有资质的单位回收利用	/	/
		废包装材料	废包装材料	/	3200 个	由厂家或有资质的单位回收	/	/
		生活垃圾	生活垃圾	/	8.5t	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		76-89dB(A)	合理安排施工时间，禁止夜间施工		76-89dB(A)
	固体废物	生活垃圾	生活垃圾	/	0.3t	定点收集后，由环卫部门集中处置	/	/
	废水	施工废水	施工废水	/	6m ³	沉淀后用于场地洒水	/	/
		生活污水	生活污水		38.4m ³	生活污水利用租住民房污水处理设施处理	/	/
	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 2.5-2 运营期主要污染物产生及排放情况一览表

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	采气分离废水	废水量	/	7300m ³ /a	送至武隆工区采出水处理站处理满足《污水综合排放标准》(GB8978-1996)一级标准后排放	/	7300m ³ /a
		COD	2500 mg/L	18.25t/a		100mg/L	0.73t/a
		氨氮	85mg/L	0.62t/a		15mg/L	0.11t/a
		Cl ⁻	14000 mg/L	102.2t/a		14000mg/L	102.2t/a
	井下作业废水	废水量	/	54.26m 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	压缩机等设备噪声	噪声	55-80dB		基础减振, 隔声罩	50-70dB	
	放空噪声	噪声	80dB		通过集气站放空排气筒	/	
固体废物	压缩机	废润滑油	0.02t/a		交由有相应危险废物处置资质的单位处置	/	
	除砂器	废砂石	12kg/a		交由一般固废处置单位处置	/	
	分子筛脱水撬	废分子筛	0.04t/a		交由一般固废处置单位处置	/	

表 2.5-3 退役期主要污染物产生及排放情况一览表

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	生活垃圾	生活垃圾	/	0.1t	定点收集后, 由环卫部门集中处置	/	0
	生活污水	废水量	/	12.8m ³	生活污水利用租住民房污水处理设施处理	/	12.8m ³

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。

本项目所在区域地貌起伏较大，井场地面海拔 1625m 左右。

3.1.2 地质构造

3.1.2.1. 构造描述

武隆向斜位于武隆区附近，构造形迹呈盾状，轴长约 10km，长宽比约为 1:1；呈 NNE 向。核部由中、下侏罗统组成，两翼依次为三叠系及二叠系，向斜核部平缓而开阔，两翼地层倾角变陡，约为 25-35°，北西翼倾角陡于东南翼，呈不对称向斜，轴面倾向北西。

3.1.2.2. 区域地层

武隆区内地层层系发育较全，基底为前震旦系板溪群浅变质岩，上覆盖层除局部缺失泥盆系、石炭系、全区缺失白垩系、第三系外，从震旦系至第四系地层总厚度近万米。其中，尤以下古生界发育最佳，厚约 4540 米，分布面积占 75%左右。上古生界发育不全，仅有晚泥盆世及二叠纪的沉积，厚度不大，约为 860 米，分布面积较小，约占 10%。中生界三迭系分布广泛，占 15%，厚达 1980 余米。下侏罗统厚约 100 米，仅见于图幅西北角。新生界第四系不甚发育，厚约 0-100 米，分布零星，面积很小，成角度不整合盖于不同时代的老地层之上。

根据钻井设计资料，本项目钻遇地层自上而下为三叠系飞仙关组，上二叠统长兴组、龙潭组，下二叠统茅口组、栖霞组、梁山组，中上志留统韩家店组，下志留统小河坝组、龙马溪组。出露地层为飞仙关组。

表 3.1-1 区域地层简述表

3.1.3 水文地质

3.1.3.1. 区域含隔水层特征

所在区域从含气地层底板地层奥陶系开始由老至新各地层含隔水层特征分述如下：

(1) 奥陶系古岩溶含水层

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

地层埋深约 2835m，远低于区域侵蚀基准面，本区域没有出露。

(2) 志留系中下统隔水层（S1、S2）

志留系中下统隔水层，为灰绿色、黄灰色页岩、泥质粉砂岩夹薄层生物碎屑灰岩。

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

地层埋深达 2450-2830m，项目区内没有出露。

(3) 二叠系下统灰岩岩溶含水层（P₁）

梁山组按其岩性大致可划分为三部分：底部为灰绿色鲕状绿泥石铁矿透镜体及黏土岩，中部为白灰—深灰色含高岭石水云母黏土岩（含黄铁矿）或铝土矿，顶部为灰黑色炭质页岩夹煤线，含黄铁矿。

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

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

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

(4) 二叠系上统裂隙弱含水层 (P_2)

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

龙潭组假整合于下二叠统茅口组之上。按岩性可分为二段：下段白灰色黏土岩，黏土质页岩，炭质页岩，夹煤线上段为深灰色中厚层灰岩，含生物碎屑灰岩，含燧石团块及夹薄一中厚层硅质岩，岩层厚度 98-143m。

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

(5) 三叠系下统飞仙关组裂隙弱含水层 (T_{1f})

飞仙关组裂隙弱含水层，平均厚约 420.00m。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。该地层为占地范围内出露地层。

(6) 第四系孔隙含水层 (Q_4)

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

3.1.3.2. 地下水类型

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

(1) 第四系孔隙水

第四系孔隙水分布于第四系孔隙含水层，主要集中于在区域内河流、溪沟沿岸，山麓坡地，溶谷和溶蚀盆地，岩性为残、坡积物，冲洪积物的砂砾石，亚砂土，耕植土等。分布零散，厚度变化大，一般 1~2m。

第四系孔隙水由于富水性弱，且随季节性变化大。

(2) 碎屑岩碳酸盐岩类裂隙溶洞水含水层

主要由三叠系下统飞仙关组含盐溶角砾岩、石膏层的可溶性碳酸盐岩类组成，上述含水层出露区地表溶蚀洼地、槽谷、落水洞、竖井等垂直岩溶形态串状发育，而地表以下则串状分布，由水平溶洞、地下暗河等顺层发育，地下水赋存、补给、运移及排泄严格受区域性侵蚀基面制约，大泉及暗河出口流量一般为 5.0~15L/s。该含水层属极富水的含水层。

3.1.3.3. 地下水动态变化特征

区内地下水的补给条件受多种因素控制，以大气降水渗入为主要补给来源，故其变化与大气降水的年变化和多年变化呈正相关，地下水动态主要受降水和裂隙发育的控制，变化较大，以岩溶泉的形式出露（流量一般在数十至数百升每秒），其动态随降雨变化十分明显，有的在暴雨后数小时流量剧增，水变浑浊，久旱则干枯。2024 年 3 月，对评价范围内的井泉进行了水位监测，其水位情况见表 3.1-2。

表 3.1-2 区域地下水水位监测情况表

名称	地面高程（m）	埋深/m
F1	1639	-0.1
F2（Q1）	1558	-0.1
F3（Q2）	1561	0
F4（Q3）	1551	-0.1
F5（Q4）	1586	0
F6（Q5）	1546	-0.1
F7（Q6）	1620	0
F8（Q7）	1556	-0.1
F9（Q8）	1515	-0.2
F10（Q9）	1531	-0.15

3.1.3.4. 地下水补给、径流、排泄条件

(1) 第四系孔隙水

第四系孔隙含水层补给上主要接受大气降雨和部分地表水补给。无定向径

流排泄方向，一般与基岩无隔水层，有时呈互补关系；在河流沿岸与地表水有时也呈互补关系。其富水性主要随季节，旱季一般透水而不含水，雨季局部地形低洼处含季节性孔隙水，泉水流量在 0.01~0.61L/S。

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

(2) 碎屑岩碳酸盐岩类裂隙溶洞水

坪地 8 平台出露基岩地层为飞仙关组，岩层上受风化和水力侵蚀形成网状裂隙，地下水赋存在裂隙中，地下水受大气降雨补给和上部地层补给，沿裂隙径流排泄至下游泉或暗河。

3.1.3.5. 地下水化学类型

为了解区域地下水类型，本次委托重庆厦美环保科技有限公司对本项目周边地下水八大离子（F2）进行监测，监测结果见下表。根据舒卡列夫分类，将阳离子划分为 Ca、Ca+Mg、Mg、Na+Ca、Na+Ca+Mg、Na+Mg、Na 七组，将阴离子划分为 HCO_3^- 、 $\text{HCO}_3^-+\text{SO}_4^{2-}$ 、 $\text{HCO}_3^-+\text{SO}_4^{2-}+\text{Cl}^-$ 、 SO_4^{2-} 、 $\text{SO}_4^{2-}+\text{Cl}^-$ 、 Cl^- 七组，超过 25%毫克当量的离子按照矩阵法组合出 49 类水。

表 3.1-3 地下水化学类型分析计算表

离子	浓度 (mg/L)	分子量	离子价	毫克当量百分数%
K^+	0	39	1	0.00%
Na^+	0.25	23	1	0.32%
Ca^{2+}	63.6	40	2	94.13%
Mg^{2+}	2.25	24	2	5.55%
CO_3^{2-}	0	60	2	0
HCO_3^-	187	61	1	95.32%
Cl^-	0.851	35.5	1	0.75%
SO_4^{2-}	6.07	96	2	3.93%

由上表统计分析可知，项目区地下水类型为 HCO_3^- —Ca 型地下水。

3.1.3.6. 评价区地下水开采利用现状

根据水文地质资料、现场调查等，区块内无大型地下水水源利用工程，当地居民对地下水资源利用方式主要是修建小型井取水，即无大规模的开采用水，地下水水质、水量、水位在一定时期内处于稳定状态，地下水主要来自于

大气降水，井泉利用具体信息见表 1.9-2。

3.1.3.7. 水文地质单元划分

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

以坪地 8 平台北测以山脊线为补给边界，东、西、南侧以河流和暗河为排泄边界，大气降雨通过土壤、岩石裂缝渗入地下，地下水向东西两侧排泄至暗河，评价范围约为 12.1km²。区域水文地质图详见附图 7。

3.1.4 气候、气象

武隆地区属典型的亚热带湿润季风气候区，其特点是气候温和，降雨充沛，晴少阴多，云雾多，霜雪少。据当地气象部门多年气象资料统计，年平均气温 17.2℃，最冷月（1 月）平均气温 6.7℃，最热月（8 月）平均气温 27.3℃，极端最低气温-1.8℃，极端最高气温 40.7℃；年平均无霜期 296d；年平均相对湿度 79%；区域静风频率高，主导风向不明显，年平均风速 1.8m/s。

3.1.5 地表水系

武隆区河流众多，流域面积在 50km² 以上的大小河流 13 条，均属乌江水系。乌江发源于贵州省咸宁县乌蒙山东麓香炉山；由三岔河、六冲河南北两源在鸭池河汇合后始称乌江。全长 1070km，流域面积 88000km²。经贵州沿河，重庆彭水等县，在龙坝乡进入区境，流经 17 个乡镇，在大溪河口出境，流长 79km，流域面积 748.8km²。

本项目废水不直接排入地表水体，所在地属清水溪汇水区。区域水系图见附图 8。

3.1.6 土壤

武隆区土壤类型多样，全区共有 4 类土壤类型，即紫色土、黄壤土、黄棕壤土、水稻土，土属 11 个，土种 42 个。土壤垂直分布，由山顶至山脚土层由薄增厚，质地由沙到粘，养分含量由低增高。土壤垂直分布，由山顶至山脚土层由薄增厚，质地由沙到粘，养分含量由低增高。各类土壤以中性偏酸为主，一般情况粘度适中、耕性较好，宜种性广，适合多种绿色粮油食品产业发展，

但有机质含量较低，氮少、磷缺、钾够，锌、硼、钼等微量元素不足，养分含量随地形坡地及耕地薄厚而变，一些土块土层偏薄，特别是窄谷阴山、低山两翼多冷浸烂泥田，产量不高不稳。

3.1.7 矿产资源

武隆非金属矿产十分丰富，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；羊角街道储量达 1600 万吨；境内其他乡镇桐梓、白果、广阳等均有铝土矿分布。

本项目所在区域矿产资源开发程度低，根据本项目前期踏勘成果，本项目不涉及矿产资源压覆。

3.1.8 生态功能区划

根据《重庆市生态功能区划》（修编），项目所在地属“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。

3.1.9 水土流失现状

根据《2022 年重庆市水土保持公报》，武隆区水土流失面积 807.08km²，占武隆区国土总面积的 27.91%，其中轻度侵蚀 668.44km²，占水土流失面积的 82.82%，中度侵蚀 89.74km²，占水土流失面积的 11.12%，强烈侵蚀 46.22km²，占水土流失面积的 5.73%，极强烈侵蚀 2.68km²，占水土流失面积的 0.33%。

根据《重庆市武隆区人民政府办公室关于公布武隆区水土流失重点预防区

和重点治理区划分成果的通知》（武隆府办发(2019)20 号），本项目不在“水土流失重点预防区”，在“水土流失重点治理区”范围内。

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

年评价指标	污染物	评价标准 ug/m ³	现状浓度 ug/m ³	占标率%	达标情况
年平均质量浓度	SO ₂	60	13	21.7%	达标
年平均质量浓度	NO ₂	40	23	57.5%	达标
年平均质量浓度	PM ₁₀	70	42	60.0%	达标
年平均质量浓度	PM _{2.5}	35	24	68.6%	达标
日均浓度的第 95 百分位数	CO (mg/m ³)	4	0.9	22.5%	达标
日最大 8h 平均浓度的第 90 百分位数	O ₃	160	119	74.4%	达标

根据表 3.2-1 可知，PM₁₀、PM_{2.5}、SO₂、NO₂、CO、O₃均满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中的二级标准，武隆区属于环境空气质量达标区。

3.2.2 地表水环境质量现状监测

本项目所在区域主要河流为清水溪，清水溪无例行监测断面，清水溪是乌江右岸支流，根据《重庆市武隆区生态环境质量月报（2024 年 1 月）》，乌江锣鹰、白马断面水质类别为Ⅱ类。满足《地表水环境质量标准》(GB3838-2002)中Ⅲ类水域水质标准。

3.2.3 声环境质量现状调查

（1）监测布点

共设 1 个噪声监测点，位于平台北侧厂界处（C1），监测点位示意图见附

图 3。

(2) 监测因子

昼间等效 A 声级，夜间等效 A 声级。

(3) 监测时间与频率

监测时间为 2024 年 2 月 29 日~2024 年 3 月 1 日。连续监测 2 天，昼、夜各一次。

(4) 监测及评价结果

监测结果见下表。

表 3.2-2 声环境监测结果统计表 单位：dB(A)

监测点	监测日期	昼间监测结果	夜间监测结果	达标情况	执行标准
C1	2 月 29 日	42	36	达标	《声环境质量标准》 (GB3096-2008) 2 类 标准
	3 月 1 日	40	37	达标	
标准值		60	50	/	/

由上表可知，各监测点处声环境质量满足《声环境质量标准》(GB3096-2008) 中 2 类标准，区域声环境质量较好。

3.2.4 地下水环境质量现状监测

(1) 监测布点

本项目地下水评价工作等级为二级，根据《环境影响评价技术导则 地下水导则》（HJ 610-2016），“二级评价项目的潜水含水层的水质监测点应不少于 5 个”，本项目共设置 5 个地下水现状监测点（F1~F5）。F1 位于平台北侧，地下水流向上游；F2（Q1）位于平台西南侧，地下水流向下游；F3（Q2）位于平台西北侧，地下水流向侧方向；F4（Q3）位于平台西南侧，地下水流向侧方向；F5（Q4）位于平台南侧，地下水流向下游。监测点位示意图见附图 7。

(2) 监测因子、监测时间及监测频率

监测因子、监测时间及监测频率见表 3.2-3。

表 3.2-3 地下水环境监测布点、监测因子一览表

类别	监测点名称	监测因子	采样时间	监测频率
地下水	F1、F3、F4、F5	pH 值、氨氮、硝酸盐（以 N 计）、亚硝酸盐（以 N 计）、	2024 年 2 月 29 日	1 次

类别	监测点名称	监测因子	采样时间	监测频率
		挥发酚、氰化物、砷、汞、铬（六价）、总硬度、铅、氟化物、镉、铁、锰、溶解性总固体、耗氧量、硫酸盐、氯化物、硫化物、钡、阴离子表面活性剂、石油类、总大肠菌群、细菌总数		
	F2	钾离子、钠离子、镁离子、钙离子、碳酸盐、重碳酸盐、氯化物（Cl ⁻ ）、硫酸盐（SO ₄ ²⁻ ）、水位、pH 值、氨氮、硝酸盐（以 N 计）、亚硝酸盐（以 N 计）、挥发酚、氰化物、砷、汞、铬（六价）、总硬度、铅、氟化物、镉、铁、锰、溶解性总固体、耗氧量、硫酸盐、氯化物、硫化物、钡、阴离子表面活性剂、石油类、总大肠菌群、细菌总数		

（3）评价标准

执行《地下水质量标准》(GB/T14748-2017)中III类标准。

（4）监测及评价结果

监测及评价结果见表 3.2-4。

表 3.2-4 地下水质量现状监测及评价结果一览表

检测项目	单位	F1		F2		F3		F4		F5		III标准值
		监测结果	标准指数	监测结果	标准指数	监测结果	标准指数	监测结果	标准指数	监测结果	标准指数	
pH 值	无量纲	7.9	0.6	8	0.667	7.6	0.4	7.8	0.533	8	0.667	6.5-8.5
钠离子	mg/L	/	/	0.25	0.001	/	/	/	/	/	/	200
氨氮	mg/L	0.32	0.64	0.257	0.514	0.198	0.396	0.109	0.218	0.226	0.452	0.5
耗氧量	mg/L	1.6	0.533	1.4	0.467	1.6	0.53	1.7	0.567	1.8	0.6	3
总硬度	mg/L	149	0.331	163	0.362	182	0.40	204	0.453	149	0.331	450
挥发酚	mg/L	0.0003L	/	0.0003L	/	0.0003L	/	0.0003L	/	0.0003L	/	0.002
溶解性总固体	mg/L	183	0.183	176	0.176	214	0.214	239	0.239	183	0.183	1000
硫化物	mg/L	0.01	0.5	0.005	0.25	0.009	0.45	0.007	0.35	0.006	0.3	0.02
阴离子表面活性剂	mg/L	0.05L	/	0.05L	/	0.05L	/	0.05L	/	0.05L	/	0.3
氰化物	mg/L	0.002L	/	0.002L	/	0.002L	/	0.002L	/	0.002L	/	0.05
铬（六价）	mg/L	0.004L	/	0.004L	/	0.004L	/	0.004L	/	0.004L	/	0.05
氯化物	mg/L	0.813	0.003	0.851	0.003	1.08	0.004	1.31	0.005	0.977	0.004	250
硫酸盐	mg/L	6.23	0.025	6.07	0.024	4.4	0.018	4.31	0.017	3.12	0.012	250
硝酸盐（以 N 计）	mg/L	0.662	0.033	0.648	0.032	0.625	0.031	0.696	0.035	0.665	0.033	20
亚硝酸盐（以 N 计）	mg/L	0.006L	/	0.006L	/	0.006L	/	0.006L	/	0.006L	/	1
氟化物	mg/L	0.006L	/	0.006L	/	0.006L	/	0.006L	/	0.006L	/	1
铁	mg/L	0.03L	/	0.03L	/	0.03L	/	0.03L	/	0.11	0.367	0.3
锰	mg/L	0.01L	/	0.01L	/	0.01L	/	0.02	0.2	0.01L	/	0.1
铅	mg/L	0.0025L	/	0.0025L	/	0.0025L	/	0.0025L	/	0.0025L	/	0.01
钡	mg/L	0.45	0.643	0.45	0.643	0.27	0.386	0.05	0.071	0.01L	/	0.7
石油类	mg/L	0.01L	/	0.01L	/	0.01L	/	0.01L	/	0.01L	/	0.05
镉	mg/L	0.001L	/	0.001L	/	0.001L	/	0.001L	/	0.001L	/	0.005

中石化重庆页岩气有限公司坪地 8 平台环境影响报告书

汞	mg/L	0.00004L	/	0.00004L	/	0.00004L	/	0.00004L	/	0.00004L	/	0.001
砷	mg/L	0.0003L	/	0.0003L	/	0.0003L	/	0.0003	0.03	0.0003	0.03	0.01
总大肠菌群	MPN/L	<10	/	<10	/	<10	/	<10	/	<10	/	30
细菌总数	CFU/mL	88	0.88	90	0.9	87	0.87	86	0.86	89	0.89	100

注：“L”表示未检出，检测结果以检出限加“L”表示，标准指数无量纲。石油类标准参照《地表水环境质量标准》(GB3838-2002)中 III 类水域水质标准限值。

由表 3.2-5 可知，各监测点各监测因子均满足《地下水质量标准》(GB/T14848-2017)Ⅲ类水质标准，区域地下水环境质量现状较好。

3.2.5 土壤环境质量现状调查

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)，本项目土壤评价范围内土壤亚类均为暗黄棕壤（见附图 9）。土壤理化性质见表 3.2-5。据现场调查，周边农用地主要种植玉米、油菜、蔬菜等。

表 3.2-5 土壤理化特性调查表

点号		G3	时间	2024.2.29
经度		E107.659700°	纬度	N29.486973°
层次		0~30cm		
现场记录	颜色	黄棕色		
	结构	柱状		
	质地	中壤土		
	砂砾含量	5%		
	其他异物	少量植物根系		
实验室测定	氧化还原电位（mV）	354		
	阳离子交换量（cmol ⁺ /kg）	7.5		
	容重（g/cm ³ ）	1.28		
	饱和导水率（mm/min）	1.63		
	孔隙度（%）	44		

3.2.5.2. 土壤环境质量现状监测

（1）监测点位

为了解项目所在区域的环境质量现状，监测布点按照“土壤导则”二级评价要求，占地范围内布置 3 个柱状样（G3、G4、G5，取样深度 1.8m），1 个表层样（G2，取样深度 0.2m）；占地范围外布置 2 个表层样（G1、G6，取样深度 0.2m）。G2 监测点监测建设用地 45 项基本因子、pH 及特征因子（石油烃（C₁₀-C₄₀）、全盐量、钡），G3-G5 监测点监测 pH 及特征因子（石油烃（C₁₀-C₄₀）、全盐量、钡）；占地范围外监测点 G1、G6 监测农用地 8 项基本因子及特征因子（石油烃（C₁₀-C₄₀）、全盐量、钡）。各监测点监测 1 天，取样 1 次。本项目监测布点情况

见表 3.2-6，监测点位见附图 3。

表 3.2-6 土壤环境监测点情况

监测点 编号	监测点	备注	采样深度 m	监测因子
G1	地表径流 上游	占地范围 外林地	0.2	pH 值、全盐量、石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）、 钡、砷、汞、铅、镉、铜、锌、铬、 镍
G6	地表径流 下游	占地范围 外旱地		
G3	井场中部	占地范围 内	0.3、0.8、 1.8	pH 值、全盐量、石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）、 钡、阳离子交换量、氧化还原电位、 容重、饱和导水率、孔隙度
G4	井场内西 部	占地范围 内	0.3、0.8、 1.8	pH 值、全盐量、石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）、 钡
G5	拟建放喷 池位置	占地范围 内	0.3、0.8、 1.8	
G2	井场内东 部	占地范围 内	0.2	pH 值、全盐量、石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）、 钡、砷、汞、镉、铜、铅、镍、六价 铬、四氯化碳、氯仿、氯甲烷、1,1- 二氯乙烷、1,2-二氯乙烷、1,1-二氯 乙烯、顺-1,2-二氯乙烯、反-1,2-二 氯乙烯、二氯甲烷、1,2-二氯丙烷、 1,1,1,2-四氯乙烷、1,1,2,2-四氯乙 烷、四氯乙烯、1,1,1-三氯乙烷、 1,1,2-三氯乙烷、三氯乙烯、1,2,3- 三氯丙烷、氯乙烯、苯、氯苯、1,2- 二氯苯、1,4-二氯苯、乙苯、苯乙烯、 甲苯、间，对二甲苯、邻二甲苯、硝 基苯、苯胺、2-氯酚、苯并[a]蒽、 苯并[a]芘、苯并[b]荧蒽、苯并[k] 荧蒽、蒽、二苯并[a,h]蒽、茚并 [1,2,3-cd]芘、萘

(2) 采样时间

采样时间为 2024 年 3 月 1 日。

(3) 评价标准

监测点 G1、G6 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)中的“其他类”风险筛选值标准，监测点 G2~G5 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。

(4) 监测结果

土壤环境现状监测与评价结果见表 3.2-7~3.2-9。

表 3.2-7 G1、G6 土壤环境现状监测与评价结果 单位：mg/kg，pH 无量纲

监测因子 监测点		pH 值	砷	镉	铬	铜	铅	汞	镍	锌	石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)	全盐 量	钡
G1	监测值	7.08	14.7	0.23	72	48	84	0.24 ₈	57	98	169	0.7	770 ₀
	标准指数	/	0.49	0.77	0.36	0.48	0.70	0.10	0.57	0.39	/	/	/
	标准值 (6.5< pH≤7.5, 其他)	/	30	0.3	200	100	120	2.4	100	250	/	/	/
G6	监测值	6.11	10.6	0.27	79	44	52	0.22 ₈	61	92	17	0.6	808
	标准指数	/	0.27	0.90	0.53	0.88	0.58	0.13	0.87	0.46	/	/	/
	标准值 (5.5< pH≤6.5, 其他)	/	40	0.3	150	50	90	1.8	70	200	/	/	/

表 3.2-8 G3~G5 土壤环境现状监测与评价结果 单位：mg/kg，pH 无量纲

监测点 监测因子		pH	全盐量 g/kg	钡 mg/kg	石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)	
					监测值	标准指数
G3	0.3m	6.34	0.4	4.40×10 ³	16	0.004
	0.8m	6.44	0.6	4.04×10 ³	7	0.002
	1.8m	5.66	0.8	935	18	0.004
G4	0.3m	5.72	0.5	1.42×10 ³	9	0.002
	0.8m	6.2	0.9	2.55×10 ³	6	0.001
	1.8m	6.11	0.5	1.07×10 ³	8	0.002
G5	0.3m	6.38	0.6	4.42×10 ³	16	0.004
	0.8m	6.73	0.5	673	138	0.031
	1.8m	6.77	0.4	988	13	0.003
标准值		/	/	/	4500	

表 3.2-9 G2 土壤环境现状监测与评价结果

监测因子	单位	G2		标准值
		监测值	标准指数	
pH	无量纲	6.53	-	-
铜	mg/kg	62	0.003	18000
铅	mg/kg	104	0.130	800
镉	mg/kg	0.28	0.004	65
镍	mg/kg	66	0.073	900
砷	mg/kg	9.38	0.156	60

监测因子	单位	G2		标准值
		监测值	标准指数	
汞	mg/kg	0.195	0.005	38
六价铬	mg/kg	未检出	-	5.7
钡	mg/kg	7750	-	-
全盐量	g/kg	0.8	-	-
石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)	mg/kg	14	0.003	4500
萘	mg/kg	未检出	-	70
茚并[1, 2, 3-cd]芘	mg/kg	未检出	-	15
二苯并[a, h]蒽	mg/kg	未检出	-	1.5
蒽	mg/kg	未检出	-	1293
苯并[k]荧蒽	mg/kg	未检出	-	151
苯并[b]荧蒽	mg/kg	未检出	-	15
苯并[a]芘	mg/kg	未检出	-	1.5
苯并[a]蒽	mg/kg	未检出	-	15
2-氯酚	mg/kg	未检出	-	2256
苯胺	mg/kg	未检出	-	260
硝基苯	mg/kg	未检出	-	76
邻二甲苯	mg/kg	未检出	-	640
间二甲苯+对二甲苯	mg/kg	未检出	-	570
甲苯	mg/kg	未检出	-	1200
1, 2-二氯苯	mg/kg	未检出	-	560
1, 4-二氯苯	mg/kg	未检出	-	20
乙苯	mg/kg	未检出	-	28
苯乙烯	mg/kg	未检出	-	1290
1, 1, 1-三氯乙烷	mg/kg	未检出	-	840
1, 1, 2-三氯乙烷	mg/kg	未检出	-	2.8
三氯乙烯	mg/kg	未检出	-	2.8
1, 2, 3-三氯丙烷	mg/kg	未检出	-	0.5
氯乙烯	mg/kg	未检出	-	0.43
苯	mg/kg	未检出	-	4
氯苯	mg/kg	未检出	-	270
1, 1, 2, 2-四氯乙烷	mg/kg	未检出	-	6.8
1, 1, 1, 2-四氯乙烷	mg/kg	未检出	-	10
四氯乙烯	mg/kg	未检出	-	53
反-1, 2-二氯乙烯	mg/kg	未检出	-	54
二氯甲烷	mg/kg	未检出	-	616
1, 2-二氯丙烷	mg/kg	未检出	-	5
四氯化碳	mg/kg	未检出	-	2.8
氯仿	mg/kg	未检出	-	0.9
氯甲烷	mg/kg	未检出	-	37
1, 1-二氯乙烷	mg/kg	未检出	-	9
1, 2-二氯乙烷	mg/kg	未检出	-	5
1, 1-二氯乙烯	mg/kg	未检出	-	66
顺-1, 2-二氯乙烯	mg/kg	未检出	-	596

由表 3.2-7、表 3.2-8、表 3.2-9 可知，G1 点其余各监测因子和 G6 点各监测因子均低于《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB15618-2018)“其他类”风险筛选值；G2~G5 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。

3.2.6 生态环境现状调查

3.2.6.1. 评价范围及调查方法

(1) 调查范围

陆生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 4.57hm²。

(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 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 $20\text{m} \times 20\text{m}$ ，灌丛样方大小为 $10\text{m} \times 10\text{m}$ ，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 $1.5 \sim 3\text{km/h}$ ，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 $3 \sim 10\text{min}$ 。

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。

3.2.6.2. 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，3个植被型组、3个植被亚型。具体见表3.2-10。

表 3.2-10 评价范围内植物群落调查统计表

类别	植被型组	植被型	群系	分布区域
I. 自然植被	针叶林	暖性针叶林	落叶松	平台北侧、西北侧
			杉木	平台南侧、东北侧
	灌丛和灌草丛	落叶阔叶灌丛	茛苳、交让木	平台西侧和东南侧
II. 栽培植被	草本类型	大田作物型	玉米、蔬菜	平台占地及东侧、西南侧、西北侧

本项目评价范围受人为活动扰动程度较高，评价范围内主要植被类型为：暖性针叶林、落叶阔叶灌丛和大田作物型等三种植被型。

本项目生态环境评价范围面积 4.57hm^2 ，经现场调查及资料整理，植被面

积约 4.54hm²，占评价范围面积的 99.3%，其中：暖性针叶林面积 1.9hm²，占评价范围面积的 41.6%；落叶阔叶灌丛面积 1.19hm²，占评价范围面积的 26%；大田作物型栽培植被面积 1.45hm²，占评价范围面积的 31.7%。农村道路等其他非植被面积 0.03hm²，占评价范围面积的 0.7%。各植被类型统计汇总情况见下表，评价范围植被类型分布示意图见附图 10。

表 3.2-11 评价范围植被现状统计表

序号	植被类型	面积 (hm ²)	比例
1	大田作物型	1.45	31.7%
2	落叶阔叶灌丛	1.19	26.0%
3	暖性针叶林	1.90	41.6%
4	其他非植被	0.03	0.7%
总计		4.57	100.00%

(2) 植物多样性

栽培植被群系植被种类和数量受人类活动影响大，仅对自然植被进行植物多样性调查，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 9 个，样方设置情况见下表，样方设置示意图见附图 10，调查时间为 2024 年 3 月 19 日-20 日，样方调查结果见附件 9。

表 3.2-12 本项目植被样方设置情况一览表

样方编号	植被群系	海拔 (m)	样方面积
S1	针叶林-杉木	1638	20m×20m
S2	针叶林-杉木	1627	20m×20m
S3	针叶林-杉木	1630	20m×20m
S4	落叶阔叶灌丛-荚蒾、交让木	1638	10m×10m
S5	落叶阔叶灌丛-荚蒾、交让木	1632	10m×10m
S6	落叶阔叶灌丛-荚蒾、交让木	1633	10m×10m
S7	针叶林-落叶松	1621	20m×20m
S8	针叶林-落叶松	1618	20m×20m
S9	针叶林-落叶松	1623	20m×20m

本项目评价范围内暖性针叶林以杉木群系、落叶松群系为主，落叶阔叶灌丛以荚蒾、交让木群系为主，大田作物型主要种植玉米、蔬菜。

1) 暖性针叶林

A、杉木群系 (Form.*Cunninghamia lanceolata* (Lamb.) Hook. Lamb.)

杉木群系总覆盖度约80%以上，乔木郁闭度0.55-0.65，杉木(*Cunninghamia*

lanceolata (Lamb.) Hook.) 平均高度约11m, 胸径12cm, 乔木层混生少量落叶松 (*Larix gmelinii* (Rupr.) Kuzen.)、柳杉 (*Cryptomeria japonica* var. *sinensis* Miq.), 灌木层盖度较低, 种类较少, 主要有皱叶荚蒾 (*Viburnum rhytidophyllum* Hemsl.)、小果蔷薇 (*Rosa cymosa* Tratt.)、常春藤 (*Hedera nepalensis* var. *sinensis* (Tobl.) Rehder)、交让木 (*Daphniphyllum macropodum* Miq.), 草本层以五节芒占优势。

B、落叶松群系 (Form. *Larix gmelinii* (Rupr.) Kuzen. Lamb.)

落叶松群系总覆盖度约75%以上, 乔木郁闭度0.45-0.6, 落叶松 (*Larix gmelinii* (Rupr.) Kuzen.) 平均高度约13m, 胸径12cm, 乔木层混生少量杉木 (*Cunninghamia lanceolata* (Lamb.) Hook.), 灌木层盖度较低, 种类较少, 主要有皱叶荚蒾 (*Viburnum rhytidophyllum* Hemsl.)、川莓 (*Rubus setchuenensis* Bur. et Franch.)、小果蔷薇 (*Rosa cymosa* Tratt.)、常春藤 (*Hedera nepalensis* var. *sinensis* (Tobl.) Rehder)、交让木 (*Daphniphyllum macropodum* Miq.), 草本层以五节芒占优势。

2) 落叶阔叶灌丛-荚蒾、交让木群系

该群系在评价范围内主要分布于平台西侧和东南侧, 群系内灌木层种类多, 林下草本层生长旺盛, 灌木层盖度约 80%~85%, 草本层盖度约 10%, 灌木层主要分布皱叶荚蒾 (*Viburnum rhytidophyllum* Hemsl.)、金佛山荚蒾 (*Viburnum chinshanense* Graebn.)、交让木 (*Daphniphyllum macropodum* Miq.)、小果蔷薇 (*Rosa cymosa* Tratt.)、常春藤 (*Hedera nepalensis* var. *sinensis* (Tobl.) Rehder)、火棘 (*Pyracantha fortuneana* (Maxim.) Li.) 等, 草本层以五节芒占优势。

3) 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以及具有一定经济效益的蔬菜等。

本评价范围内常见的栽培植被主要有玉米、蔬菜等。与栽培植被共存的还有各种农田杂草及田间灌草丛, 它们在农闲, 轮作间歇期, 或者农田管理不善时, 成为栽培植被的主要替代者, 此时即为杂草丛生的农田外貌, 杂草以禾本

科、菊科、莎草科、豆科、蓼科、唇形科植物为主。常见种类有藜、狗尾草、蒿等。

(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 74 科 154 属 216 种,其中蕨类植物 9 科 10 属 13 种;裸子植物 3 科 5 属 5 种;被子植物 62 科 139 属 198 种。本评价范围内维管植物名录详见附件 10,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:杉木(*Cunninghamialanceolata*(Lamb.)Hook.)、落叶松(*Larix gmelinii* (Rupr.) Kuzen.)、柳杉(*Cryptomeria japonica* var. *sinensis* Miq.)、白栎(*Quercusfabrii*Hance)、女贞(*Ligustrumlucidum*)、等。

评价范围内常见灌木有:皱叶荚蒾(*Viburnum rhytidophyllum* Hemsl.)、川莓(*Rubus setchuenensis* Bur.et Franch.)、小果蔷薇(*Rosa cymosa* Tratt.)、常春藤(*Hedera nepalensis* var. *sinensis* (Tobl.) Rehder)、交让木(*Daphniphyllum macropodum* Miq.)、金佛山荚蒾(*Viburnum chinshanense* Graebn.)等。

评价范围内常见草本有:五节芒(*Miscanthusfloridulus*(Lab.)Warb.ex Schum.etLaut.)、麦冬(*Ophiopogon japonicus* (L. f.) Ker Gawl.)、路边青(*Geum aleppicum* Jacq.)、地果(*Ficus tikoua* Bur.)、一枝黄花(*Solidago decurrens* Lour.)、酢浆草(*Oxalis corniculata* L.)、大白茅(*Imperata cylindrica* var.*major* (Nees)C.E.Hubb.)、蛇莓(*Duchesnea indica* (Andrews) Focke in Engler & Prantl)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,根据样方实地调查数据,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、生物量及生产力进行统计。群落生物量、生产力主要通过《重庆市二元立木材积表》、《中国西南地区森林生物量及生产力研究综述》(吴鹏等,2012)、《马尾松人工林生物量和生产力研究》(丁贵杰,2000)、《我国森林植被的生物量和净生产量》(方精云等,1996)等相关文献进行整理,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 3.2-13 评价范围植被类型生物量及多样性统计表

序号	类型	植被面积 (hm^2)	物种丰富度 (均值) (S)	Shannon-Weiner 多样性指数	生物量 (t/hm^2)	评价范围总生物量 (t)
1	大田作物型	1.45	\	\	7.27	10.54
2	落叶阔叶灌丛	1.19	20	2.3	19.76	23.51
3	暖性针叶林	1.90	22	2.2	145.18	275.84
合计		4.54	\	\	\	309.9

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和大田作物型栽培植被，其中针叶林占 89.01%，落叶阔叶灌丛占 7.59%，栽培植被占 3.4%。

(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，本项目评价范围内未发现有古树名木和保护野生植物。

(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，评价范围内公益林面积约 4.14hm^2 ，均为地方公益林。占地范围内公益林面积约 1.08hm^2 ，均为地方公益林。项目评价范围内公益林分布示意图详见附图 11。

(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，占地范围及评价范围内均无天然林分布，区域天然林分布示意图详见附图 12。

3.2.6.3. 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、落叶针叶林、旱田、灌丛，共设置样线 4 条，每种生境类型内设置的样线均不少于三条，样线总长约 0.84km ，设置样点 9 个，样线、样点设置情况分别见

表 3.2-14、表 3.2-15、附图 13。

表 3.2-14 动物样线设置情况一览表

样线编号	长度 (km)	调查生境
X1	0.21	落叶针叶林、旱田、灌丛
X2	0.19	常绿针叶林、落叶针叶林、旱田、灌丛
X3	0.28	常绿针叶林、旱田、灌丛
X4	0.16	常绿针叶林、落叶针叶林、旱田

表 3.2-15 本次评价动物样点设置情况

样点编号	经度	纬度	调查生境
Y1	E107°39'39.012"	N29°29'10.930"	灌丛
Y2	E107°39'35.075"	N29°29'12.109"	旱田
Y3	E107°39'33.125"	N29°29'9.944"	常绿针叶林
Y4	E107°39'31.694"	N29°29'10.534"	灌丛
Y5	E107°39'31.684"	N29°29'13.563"	落叶针叶林
Y6	E107°39'33.094"	N29°29'14.829"	落叶针叶林
Y7	E107°39'36.650"	N29°29'14.723"	灌丛
Y8	E107°39'35.758"	N29°29'13.518"	旱田
Y9	E107°39'38.373"	N29°29'13.374"	常绿针叶林

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 10 目 36 科 61 属 80 种。其中鸟类 3 目 24 科 44 属 63 种,占总种数的 78.7%。两栖类有 1 目 3 科 4 属 4 种,占总种数的 5%。爬行类有 2 目 3 科 6 属 6 种,占总种数的 7.5%。兽类共有 4 目 6 科 7 属 7 种,占总种数的 8.8%。

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。

表 3.2-16 生态环境影响评价范围脊椎动物种类组成

类群	目	科	属	种	占总种数	国家 I 级	国家 II 级	市级	中国特有	三有
鸟类	3	24	44	63	78.7%	0	0	0	1	40
两栖	1	3	4	4	5.0%	0	0	0	0	2
爬行	2	3	6	6	7.5%	0	0	0	0	6
兽类	4	6	7	7	8.8%	0	0	0	0	6
合计	10	36	61	80	100	0	0	0	0	54

(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 3 目 24 科 44 属 63 种。其中，雀形目最多，有 57 种，占鸟类总种数的 90.5%。评价范围的常见鸟类详见附件 11。

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 63 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 3 科 4 属 4 种，包括蟾蜍科、蛙科、树蛙科。两栖动物的组成详见附件 11。

(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 3 科 6 属 6 种，包括游蛇科、石龙子科、蝮科。爬行类常见种类详见附件 11。

(4) 兽类

兽类共有 4 目 6 科 7 属 7 种。常见兽类种类详见附件 11。

3.2.6.4. 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 4 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，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 14。

表 3.2-17 评价范围生态系统类型及特征

序号	生态系统类型		面积 (hm ²)	比例
	I 级分类	II 级分类		
1	城镇生态系统	工矿交通	0.03	0.66%
2	灌丛生态系统	阔叶灌丛	1.19	26.04%
3	农田生态系统	耕地	1.45	31.73%
4	森林生态系统	针叶林	1.90	41.58%
合计			4.57	100%

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

41.58%，其次为农田生态系统，占评价范围的 31.73%，灌丛生态系统占评价范围的 26.04%，城镇生态系统占评价范围的 0.66%。

(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 ， $^{\circ}\text{C}$ ）估计的热量生产力（单位： $\text{g}/(\text{m}^2 \cdot \text{a})$ ）

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

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表 3.2-18。

表 3.2-18 生态系统生产力及限制因子

区域名称	年均温（ $^{\circ}\text{C}$ ）	热量生产力 $\text{g}/(\text{m}^2 \cdot \text{a})$	年降水（ mm ）	水分生产力 $\text{g}/(\text{m}^2 \cdot \text{a})$	限制因子
武隆区	16	2025.6	1197.2	1645.17	降水

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（见表 3.2-19），项目区生产力水平处于较高等级。

表 3.2-19 生态系统生产力划分等级

序号	等级	生产力（ $\text{t}/\text{ha} \cdot \text{a}$ ）
1	最高等级	36.5-73
2	较高等级	10.95-36.5
3	较低等级	1.82-10.95
4	最低等级	<1.82

(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：

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

式中:FVC——所计算像元的植被覆盖度；

NDVI——所计算像元的 NDVI 值；

NDVI_v——纯植物像元的 NDVI 值；

NDVI_s——完全无植被覆盖像元的 NDVI 值。

本项目根据 2023 年 8 月 24 日 Landsat8 遥感卫星影像数据（精度 30m），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，评价范围植被覆盖均在 0.75 以上，植被覆盖度等级较高，植被覆盖空间分布示意图详见附图 15。

3.2.6.5. 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林地、耕地、交通运输用地等 5 种土地利用类型。评价范围土地利用现状面积统计见表 3.2-21，评价范围土地利用现状分布示意图详见附图 16。

表 3.2-21 评价范围土地利用现状统计表

序号	土地利用类型		面积（hm ² ）	比例
	一级类	二级类		
1	耕地	旱地	1.45	31.73%
2	林地	灌木林地	1.19	26.04%
		乔木林地	1.90	41.58%
		小计	3.09	67.62%
3	交通运输用地	农村道路	0.03	0.66%
合计			4.57	100%

根据土地利用现状面积统计，本项目生态评价范围内林地面积3.09hm²，占评价范围面积的67.62%；耕地面积1.45hm²，占评价范围面积的31.73%；交通运输用地面积0.03hm²，占评价范围面积的0.66%。

3.2.6.6. 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、灌丛景观、农田景观、交通景观,详细统计见表 3.2-22,评价范围景观类型分布示意图详见附图 17。

表 3.2-22 评价范围景观类型

序号	生态系统分类	面积 (hm ²)	比例
1	灌丛景观	1.19	26.04%
2	交通景观	0.03	0.66%
3	农田景观	1.45	31.73%
4	森林景观	1.9	41.58%
总计		4.57	100%

由表 3.2-22 可知,评价范围内以森林景观为主,森林景观占评价范围面积的 41.58%,其他依次为农田景观、灌丛景观、交通景观。

4 环境影响预测及评价

4.1 地表水环境影响预测及评价

拟建项目地表水环境影响评价等级为三级 B，根据地表水导则 7.1.2，水污染影响型三级 B 评价可不进行水环境影响预测。本次评价主要分析项目水污染控制和水环境影响减缓措施有效性以及依托污水处理设施的环境可行性。

4.1.1 施工期地表水环境影响预测及评价

4.1.1.1. 钻前工程

钻前工程废水主要为施工人员生活污水，钻前工程施工期约 30 天，施工现场不设施工营地，钻前工程施工人员租住附近民房，生活污水利用租住民房污水处理设施处理，对环境影响较小。

4.1.1.2. 钻井及储层改造工程

钻井及储层改造工程废水主要有钻井废水、场地雨水、洗井废水、压裂返排液和生活污水。

(1) 钻井废水

钻井废水全部回用，不外排。

(2) 场地雨水

本项目井场内外实施清污分流措施，井场四周设置有截排水沟，场外雨水沿截排水沟排入附近冲沟，井口周边主要设备设置有场内排污沟，与废水池连通，井场内雨水排入废水池暂存，后期回用于压裂工序。废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，对地表水环境影响小。

(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 180m³，主要污染物指标为 pH 值、COD、悬浮物、石油类、阴离子表面活性剂等，排入配液罐暂存，用于配制压裂液，不外排，不会对周边地表水环境造成不利影响。

(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。本项目压裂返排液在井场软体罐、配液罐、废水池等暂存，优先回用于本平台压裂工序，最后一口井的压裂返排液优先回用于武隆工区其他钻井平台压裂工序，无可用平台回用时，依托武隆工区采出水处理站处理达《污水综合排放标准》（GB8978-1996）一级标准后排放。

本项目压裂返排液优先回用于压裂，是国家和重庆市鼓励和支持的压裂返排液处理方式，能减小废水排放量和水资源消耗，符合法律法规要求。不能回用的压裂返排液也可依托武隆工区采出水处理站处理达标后排放，压裂返排液得到妥善处置，对周边环境影响较小。

（4）生活污水

本项目井场及生活区设置环保厕所，生活污水经环保厕所收集后农用或交第三方环境治理公司进行清掏外运处置，对地表水环境影响小。

4.1.1.3. 油气集输工程

油气集输工程建设时施工人员租住附近民房，施工现场不设施工营地，生活污水利用租住民房污水处理设施处理，对区域地表水环境基本无影响。

综上分析，本项目施工期产生的污废水经妥善处理后，对地表水环境影响较小。

4.1.2 运营期地表水环境影响预测及评价

气井后期生产过程中，会对故障的气井进行井下作业，使气井恢复正常生产，因此，会不定期进行井下作业（洗井、清砂、修井、侧钻等）过程，期间产生少量井下作业废水，预计每 2 年进行 1 次井下作业（洗井），井下作业废水回用武隆工区页岩气平台压裂工序。

采出水由罐车转运至武隆工区采出水处理站处理达到《污水综合排放标准》（GB8978-1996）一级标准后，经尾水排放管排入白笋溪，最终汇入乌江。

运营期污水均得到有效处置，对地表水环境影响较小。

4.1.3 退役期地表水环境影响预测及评价

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。封井作业时，生活污水经环保厕所收集后作为农用或交第三方环境治理公司进行清掏外运处置。封井结束后，本项目无废水排放，对周边地表水不会产生影响。

4.2 地下水环境影响预测及评价

4.2.1 施工期地下水环境影响分析

4.2.1.1. 地下水影响因素分析

(1) 钻井液漏失影响因素

钻井过程中，钻井液若发生漏失可能对地下水产生不利影响。

(2) 钻井岩屑影响因素

钻井过程中，由于钻头的研磨，会形成大量的岩屑，这些岩屑将可能进入地下水，增加地下水中的 SS 和浊度，影响下游岩溶泉水质。影响方式主要通过裂隙和地层渗透影响地下水水质。

(3) 压裂施工过程影响因素

钻井工程压裂施工中会有部分压裂水滞留在龙马溪组地层中，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，不含重金属。根据工程设计，本项目压裂作业阶段裂缝深度为 60~80m。

(4) 平台内施工材料和废水储存事故性渗漏影响因素

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

① 钻井施工过程中，井场内循环罐和储备罐损坏，造成水基钻井液渗漏，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，放喷池池体发生破损，压裂返排液渗漏对地下水环境的影响；

④ 软体罐、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。

4.2.1.2. 施工期正常状况下地下水环境影响分析

(1) 压裂工程对地下水的影晌

钻井工程压裂过程中会有部分压裂水滞留在龙马溪组地层中,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,不含重金属。

本项目完钻层位为龙马溪组,由于采用泵送易钻桥塞分段压裂技术,压裂作业阶段裂缝深度最大为 60~80m,压裂范围基本控制在龙马溪组地层以内,而龙马溪组为页岩夹灰岩,为区域相对隔水层,其上覆韩家店组、小河坝组同样以页岩为主,同为相对隔水层。由此,压裂始终在一个页岩圈闭层内进行,压裂过程中压裂水及压裂完成后的滞留压裂水不会向其它地层渗透,压裂施工对浅层具有供水意义的岩溶地下水水质影响小。

(2) 平台内施工材料和污废水储存对地下水环境影响分析

采取分区防渗措施后,可以将对地下水环境影响降低至最低,对地下水影响小。

① 循环罐区施工期对地下水环境的影响

循环罐区基础采用 C30 混凝土 15cm,并铺设防渗膜,满足《石油化工工程防渗技术规范》(GB/T50934-2013)要求。

循环罐区和油基岩屑收集区顶部设置彩钢板防雨棚,同时油基岩屑收集时地面铺防渗膜进行防渗,钻井产生的油基岩屑不落地,油基岩屑经泥浆循环系统分离后集中收集,交由有危险废物处置资质的单位进行转运处置。

在做好油基岩屑的收集管理,及时外运处理,并对收集区做好防渗和防雨,可以将对地下水环境影响降低至最低,对地下水影响小。

② 柴油储存期间对地下水环境的影响

在钻井、压裂期间,在井场内配备 10m³ 的柴油罐 2 座,为钢质罐体。在罐体底部铺厚度不小于 0.5mmHDPE 防渗膜,抗渗等级不低于 P6,防渗系数不小于 10⁻¹²cm/s;在防渗膜底部为厚度不小于 15cm 厚混凝土基础,在四周设置高度为 15cm 高围堰,满足《石油化工工程防渗技术规范》(GB/T50934-2013)要求。在正常情况下,油罐中柴油不会发生泄漏,不会对地下水环境造成影响。

③ 施工材料堆存对地下水环境的影响

钻井、压裂期间施工材料主要为烧碱(固体)、纯碱(固体)等材料,在雨水冲刷下可能对地下水环境造成影响。施工材料堆存区地面采用 C30 混凝土

15cm，并铺设防渗膜，满足《石油化工工程防渗技术规范》(GB/T50934-2013)要求。堆存区顶部设置防雨棚，材料堆存在防渗膜上，在材料堆存区四周设置围挡，可有效防止雨水冲刷产生的污染。

综上所述，只要本项目做好相关防渗和防护工作，可以将对地下水环境影响降低至最低，对地下水影响小。

4.2.1.3. 施工期非正常状况下地下水环境影响分析

本项目施工期间非正常工况下导致地下水污染的情况包括：在钻井过程及井下作业过程中，因操作失误或处理措施不当而发生的井喷或井漏等工程事故；钻井液漏失；池体泄漏污染；自然灾害引起的污染事故。无论是人为因素还是自然因素所造成的事故，对开发区域的地下水而言均有产生污染的可能。

(1) 钻井液漏失地下水水质影响分析

本项目浅层钻井采用的钻井液均以清水为主，各段钻井完成后将迅速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，在后续钻进时钻井液将被封隔在套管内，后续钻井对浅层地下水影响极小。

清水钻井发生漏失时，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 pH 值、硬度、矿化度等。根据对项目所在区域其他钻井过程对周边井泉影响情况调查，该种影响持续时间较短，施工结束后受影响地下水水质将会恢复。

平台在选址上已避开了区域大断层，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) 井喷失控事故对地下水的影响分析

井喷失控事故对地下水的影响，是天然气、钻井液以超高的压力喷出地表，漫流至井口区域，污染迁移途径为地表以下的包气带和含水层，然后随地下水流动而污染地下水。

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

(3) 水池泄漏影响预测

①预测模型

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采用解析法。

本项目钻井期间,废水池暂存场地雨水,储层改造期间,压裂返排液在废水池、软体罐和配液罐暂存,考虑到软体罐和配液罐为地面布置,一旦泄露可及时发现,压裂返排液污染物浓度较高,本次预测采用最不利原则,选取废水池发生破损导致压裂返排液渗漏为情景,预测施工期非正常状况下对地下水环境的影响。废水池渗漏不易于观察和发现,采用持续性泄漏的一维半无限长多孔介质柱体,一端为定浓度边界模型,表示为:

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

式中:

x —距注入点的距离; m;

t —时间, d;

$C(x, t)$ — t 时刻 x 处的示踪剂浓度, g

C_0 —注入的示踪剂浓度, g/L;

u —水流速度, m/d;

D_L —纵向弥散系数, m^2/d ;

$\operatorname{erfc}()$ —余误差函数。

②预测参数

A、渗透系数和孔隙度

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

B、地下水流速及流向

采用水动力学断面法计算地下水流速:

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

式中, I 为断面间的水力坡度; K 为含水层渗透系数(m/d); n 为含水层的

孔隙率； V 为渗透速度(m/d)； u 为实际流速(m/d)。

根据现场调查，确定水力坡度 I 取值为 0.27，按上述公式进行计算，最终确定项目地下水流速为 1.4m/d。

C、弥散系数

x 方向纵向弥散系数 D_L 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 $D_L = \alpha * u$ 。弥散度 α 受实验或观测尺度的影响，确定野外尺度迁移模拟问题的弥散度 α 有较大的难度。参考 Anderson(1979. 1984)、Gelhar(1992)、Spitz 和 Moreno(1996)等研究成果，灰岩弥散度取经验值 20，则纵向弥散系数 D_L 为 $28\text{m}^2/\text{d}$ 。

③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，至少包括污染发生后 100d、1000d，服务年限或能反映特征因子迁移规律的其他重要的时间节点。

根据本项目特点，本次预测时段为污染发生后 100d、365 天（跟踪监测频次）、1000d。

④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，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。

⑤预测源强

压裂返排液主要污染物浓度为 COD 200~2500mg/L、Cl- 10000~14000mg/L、石油类浓度 5~20 mg/L。本次预测保守考虑，预测源强为 COD2500mg/L、氯化物 14000mg/L、石油类 20mg/L。

⑥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，以污染物进入地下水环境中相对浓度作为预测分析结果，将污染物大于等于地下水或地表水三类水质标准做超标分析，将污染物大于等于各类污染物的检出

限做影响分析, 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 4.2-1 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	0.007	0.01

注: 上述标准参照《地下水质量标准》(GB/T14848-2017) 中 III 类水标准, COD、石油类执行《地表水环境质量标准》(GB3838-2002) 标准。

⑦ 预测结果

运用解析法得出主要污染物 (COD、氯化物和石油类) 对地下水的影响情况及运移规律的分析结果见表 4.2-2, 表 4.2-3, 预测边界至暗河, 约 1.6km。

表 4.2-2 污染物浓度迁移预测结果单位: mg/L

距离	事故泄漏 N 天后的污染状况								
	COD 浓度 (mg/l)			氯化物浓度 (mg/l)			石油类浓度 (mg/l)		
	100d	365d	1000d	100d	365d	1000d	100d	365d	1000d
0	2500.00	2500.00	2500.00	14000.00	14000.00	14000.00	20.00	20.00	20.00
100	2010.00	2500.00	2500.00	11200.00	14000.00	14000.00	16.10	20.00	20.00
200	681.00	2480.00	2500.00	3810.00	13900.00	14000.00	5.45	19.80	20.00
300	57.50	2380.00	2500.00	322.00	13300.00	14000.00	0.46	19.10	20.00
400	0.99	2070.00	2500.00	5.55	11600.00	14000.00	0.01	16.50	20.00
500	0.00	1480.00	2500.00	0.01	8270.00	14000.00	0.00	11.80	20.00
600	0.00	778.00	2500.00	0.00	4360.00	14000.00	0.00	6.23	20.00
700	0.00	233.00	2500.00	0.00	1300.00	14000.00	0.00	1.86	20.00
800	0.00	54.00	2490.00	0.00	303.00	13900.00	0.00	0.43	19.90
900	0.00	8.14	2460.00	0.00	45.60	13800.00	0.00	0.07	19.70
1000	0.00	0.78	2390.00	0.00	4.38	13400.00	0.00	0.01	19.10
1100	0.00	0.05	2240.00	0.00	0.27	12600.00	0.00	0.00	18.00
1200	0.00	0.00	2000.00	0.00	0.01	11200.00	0.00	0.00	16.00
1300	0.00	0.00	1660.00	0.00	0.00	9290.00	0.00	0.00	13.30
1400	0.00	0.00	1250.00	0.00	0.00	7000.00	0.00	0.00	10.00
1500	0.00	0.00	841.00	0.00	0.00	4710.00	0.00	0.00	6.73
1600	0.00	0.00	498.00	0.00	0.00	2790.00	0.00	0.00	3.98

表 4.2-3 污染物泄漏预测结果分析

污染物	时间	最大超标距离 (m)	最大影响距离 (m)
COD	100d	330	369
	365d	855	932
	1000d	>1600	>1600
氯化物	100d	307	477
	365d	811	1142

污染物	时间	最大超标距离 (m)	最大影响距离 (m)
	1000d	>1600	>1600
石油类	100d	359	395
	365d	912	981
	1000d	>1600	>1600

由上表预测结果可知,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,废水中的污染物会迁移至潜水含水层,影响地下水环境。当持续渗漏 100 天时,COD 超标距离为下游 330m 处,影响距离为下游 369m;氯化物超标距离为下游 307m 处,影响距离为下游 477m;石油类超标距离为下游 359m 处,影响距离为下游 395m。持续渗漏 365 天,COD 超标距离为下游 855m 处,影响距离为下游 932m;氯化物超标距离为下游 811m 处,影响距离为下游 1142m;石油类超标距离为下游 912m 处,影响距离为下游 981m。持续渗漏 1000 天时,污染晕超出预测范围。

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

⑧对浅层含水层的影响

根据上述预测结果,施工期,在非正常状况下废水池破裂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,超标和污染影响距离逐渐增加。

⑨井泉影响分析

平台下游出露的泉点 Q1、Q4、Q7 具有饮用水功能,发生泄漏泉点 Q1、Q4、Q7 处水质预测结果见下表。

表 4.2-4 废水池泄漏饮用泉点处污染物浓度预测结果 单位: mg/L

时间 (天)	COD 浓度 (mg/l)			氯化物浓度 (mg/l)			石油类浓度 (mg/l)		
	Q1	Q4	Q7	Q1	Q4	Q7	Q1	Q4	Q7
0	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
100	29.00	142.00	24.20	162.00	796.00	135.00	0.23	1.14	0.19
200	1040.00	1530.00	994.00	5830.00	8560.00	5560.00	8.33	12.20	7.95
300	2080.00	2280.00	2050.00	11600.00	12800.00	11500.00	16.60	18.30	16.40
400	2410.00	2460.00	2400.00	13500.00	13800.00	13500.00	19.30	19.70	19.20

500	2480.00	2490.00	2480.00	13900.00	14000.00	13900.00	19.90	19.90	19.90
600	2500.00	2500.00	2500.00	14000.00	14000.00	14000.00	20.00	20.00	20.00
700	2500.00	2500.00	2500.00	14000.00	14000.00	14000.00	20.00	20.00	20.00
800	2500.00	2500.00	2500.00	14000.00	14000.00	14000.00	20.00	20.00	20.00
900	2500.00	2500.00	2500.00	14000.00	14000.00	14000.00	20.00	20.00	20.00
1000	2500.00	2500.00	2500.00	14000.00	14000.00	14000.00	20.00	20.00	20.00

由上表预测结果可知，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，废水中的污染物会迁移至下游泉点，影响饮用泉点水质。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，在正常情况不会项目所在区域井泉水质造成影响。施工期加强对泉点的监测，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，在发现居民饮用泉点水质受影响时，一旦发现居民饮用泉点水质受影响时，应立即通知暂停取水，同时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。

⑩清水老龙洞溪沟水源地影响分析

本项目平台所在区域地下水向东西两侧排泄至暗河，其中东侧暗河规模较小，出水口位于莽子溪水库附近，汇入清水溪，西侧老龙洞暗河在龙洞口流出，部分水量汇入清水溪，部分水量经土坎发电站渠道（约 6.1km）引至清水老龙洞溪沟水源地，本项目距老龙洞暗河出口约 6.2km，与清水老龙洞溪沟水源地位置关系见附图 24。

老龙洞暗河在平台附近埋深约 180m，本项目导管、一开直井段（约 800m）为清水钻井，各段钻井完成后将迅速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，在后续钻进时钻井液将被封隔在套管内，清水钻井发生漏失时，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 pH 值、硬度、矿化度等。根据对项目所在区域其他钻井过程对周边井泉影响情况调查，该种影响持续时间较短，施工结束后受影响地下水水质将会恢复，因此，项目钻井对暗河影响

小。

本项目平台距西侧老龙洞暗河约 800m，废水池渗漏点至暗河段采用一维半无限长多孔介质柱体，一端为定浓度边界模型进行预测，暗河中的污染物运移采用《环境影响评价技术导则 地表水环境》(HJ 2.3-2018)中的河流均匀混合模型，公式为：

$$C=(C_pQ_p+C_hQ_h)/(Q_p+Q_h)$$

式中：C—污染物浓度，mg/L；

C_p —污染物排放浓度，mg/L；

Q_p —污水排放量，m³/s；

C_h —河流上游污染物浓度，mg/L；

Q_h —河流流量，m³/s。

本次考虑池体底部破损 5%，完全失去防渗功能，压裂返排液通过裂口渗入地下水中，源强采用达西公式计算。达西定理计算的源强公式为：

$$Q = K \frac{H+D}{D} A$$

式中：Q—为渗入到地下水的污水量，m³/d；

A—池体的泄漏面积，取值 10m²（池体面积约 200m²）；

K—取包气带渗透系数，0.52m/d；

H—为池内水深（m），池内最大水深约 2.5m；

D—为地下水埋深（m），取 10m；

由上式计算，压裂返排液泄漏量为 6.5m³/d，根据《中华人民共和国区域水文地质普查报告 涪陵幅 H-48-[24]》等资料，老龙洞暗河流量取 1195L/s，则老龙洞暗河污染物混合后 COD、氯化物、石油类浓度见下表。

表 4.2-5 老龙洞暗河污染物浓度预测结果 单位：mg/L

污染物	泄露时间		
	100d	365d	1000d
COD 浓度（mg/l）	1.80	1.80	1.96
氯化物浓度（mg/l）	1.31	1.33	2.18
石油类浓度（mg/l）	0.01	0.01	0.01

注：暗河背景浓度取地下水监测最大值。

由上表可知，当持续渗漏 100 天、365 天、1000 天时，老龙洞暗河水质满足《地表水环境质量标准》(GB3838-2002)III类水质标准要求，即不对清水老龙洞溪沟水源地水质产生大的影响。

4.2.2 运营期地下水环境影响分析

4.2.2.1. 运营期正常状况下地下水环境影响分析

运营期废水主要为采气过程中产生的采出水，正常情况下，采出水在采出水罐收集后通过罐车转运至武隆工区采出水处理站处理达标后排放，废润滑油在危废暂存间暂存，废润滑油收集设施四周设置围堰，且地面铺设防渗膜，废润滑油泄漏可有效收集至围堰内，正常情况下不会发生废水泄漏，对周边地下水环境影响小。

4.2.2.2. 运营期非正常状况下地下水环境影响分析

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

(1) 预测结果

除预测时段为 100d、365d（跟踪监测频次）、1000d、5475d（服务年限 15 年）外，预测模型、预测参数、预测因子及评价标准等与施工期非正常工况地下水预测一致，详见 4.2.1.3。本小节不再重复文字，仅列出预测结果。

运用解析法得出主要污染物（COD、氯化物和石油类）对地下水的影响情况及运移规律的分析结果见表 4.2-6，表 4.2-7，预测边界至暗河，约 1.6km。

表 4.2-6 污染物浓度迁移预测结果单位：mg/L

距离	事故泄漏 N 天后的污染状况											
	COD 浓度 (mg/l)				氯化物浓度 (mg/l)				石油类浓度 (mg/l)			
	100d	365d	1000d	5475d	100d	365d	1000d	5475d	100d	365d	1000d	5475d
0	2500.00	2500.00	2500.00	2500.00	14000.00	14000.00	14000.00	14000.00	20.00	20.00	20.00	20.00
100	2010.00	2500.00	2500.00	2500.00	11200.00	14000.00	14000.00	14000.00	16.10	20.00	20.00	20.00
200	681.00	2480.00	2500.00	2500.00	3810.00	13900.00	14000.00	14000.00	5.45	19.80	20.00	20.00
300	57.50	2380.00	2500.00	2500.00	322.00	13300.00	14000.00	14000.00	0.4	19.00	20.00	20.00

0		00	00	00		00	00	00	6	10	0	0
40	0.99	2070.00	2500.00	2500.00	5.55	11600.00	14000.00	14000.00	0.01	16.50	20.00	20.00
50	0.00	1480.00	2500.00	2500.00	0.01	8270.00	14000.00	14000.00	0.00	11.80	20.00	20.00
60	0.00	778.00	2500.00	2500.00	0.00	4360.00	14000.00	14000.00	0.00	6.23	20.00	20.00
70	0.00	233.00	2500.00	2500.00	0.00	1300.00	14000.00	14000.00	0.00	1.86	20.00	20.00
80	0.00	54.00	2490.00	2500.00	0.00	303.00	13900.00	14000.00	0.00	0.43	19.90	20.00
90	0.00	8.14	2460.00	2500.00	0.00	45.60	13800.00	14000.00	0.00	0.07	19.70	20.00
100	0.00	0.78	2390.00	2500.00	0.00	4.38	13400.00	14000.00	0.00	0.01	19.10	20.00
110	0.00	0.05	2240.00	2500.00	0.00	0.27	12600.00	14000.00	0.00	0.00	18.00	20.00
1200	0.00	0.00	2000.00	2500.00	0.00	0.01	11200.00	14000.00	0.00	0.00	16.00	20.00
1300	0.00	0.00	1660.00	2500.00	0.00	0.00	9290.00	14000.00	0.00	0.00	13.30	20.00
1400	0.00	0.00	1250.00	2500.00	0.00	0.00	7000.00	14000.00	0.00	0.00	10.00	20.00
1500	0.00	0.00	841.00	2500.00	0.00	0.00	4710.00	14000.00	0.00	0.00	6.73	20.00
1600	0.00	0.00	498.00	2500.00	0.00	0.00	2790.00	14000.00	0.00	0.00	3.98	20.00

表 4.2-7 污染物泄漏预测结果分析

污染物	时间	最大超标距离 (m)	最大影响距离 (m)
COD	100d	330	369
	365d	855	932
	1000d	>1600	>1600
	5475d	>1600	>1600
氯化物	100d	307	477
	365d	811	1142
	1000d	>1600	>1600
	5475d	>1600	>1600
石油类	100d	359	395
	365d	912	981
	1000d	>1600	>1600
	5475d	>1600	>1600

由上表预测结果可知,若本项目在非正常状况下采出水罐罐底破裂导致废水进入含水层,废水中的污染物会迁移至潜水含水层,影响地下水环境。当持续渗漏 100 天时, COD 超标距离为下游 330m 处,影响距离为下游 369m;氯化物超标距离为下游 307m 处,影响距离为下游 477m;石油类超标距离为下游 359m 处,影响距离为下游 395m。持续渗漏 365 天, COD 超标距离为下游

855m 处，影响距离为下游 932m；氯化物超标距离为下游 811m 处，影响距离为下游 1142m；石油类超标距离为下游 912m 处，影响距离为下游 981m。持续渗漏 1000 天、5475 天时，污染晕超出预测范围。

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

（2）对浅层含水层的影响

根据上述预测结果，运营期，在非正常状况下采出水罐破裂导致采出水持续性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，超标和污染影响距离逐渐增加。

（3）井泉影响分析

平台下游出露的泉点 Q1、Q4、Q7 具有饮用水功能，发生泄漏泉点 Q1、Q4、Q7 处水质预测结果见 4.2-8。

表 4.2-8 废水池泄漏饮用泉点处污染物浓度预测结果 单位：mg/L

时间 (天)	COD 浓度 (mg/l)			氯化物浓度 (mg/l)			石油类浓度 (mg/l)		
	Q1	Q4	Q7	Q1	Q4	Q7	Q1	Q4	Q7
0	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
100	29.00	142.00	24.20	162.00	796.00	135.00	0.23	1.14	0.19
200	1040.00	1530.00	994.00	5830.00	8560.00	5560.00	8.33	12.20	7.95
300	2080.00	2280.00	2050.00	11600.00	12800.00	11500.00	16.60	18.30	16.40
400	2410.00	2460.00	2400.00	13500.00	13800.00	13500.00	19.30	19.70	19.20
500	2480.00	2490.00	2480.00	13900.00	14000.00	13900.00	19.90	19.90	19.90
600	2500.00	2500.00	2500.00	14000.00	14000.00	14000.00	20.00	20.00	20.00
700	2500.00	2500.00	2500.00	14000.00	14000.00	14000.00	20.00	20.00	20.00
800	2500.00	2500.00	2500.00	14000.00	14000.00	14000.00	20.00	20.00	20.00
900	2500.00	2500.00	2500.00	14000.00	14000.00	14000.00	20.00	20.00	20.00
1000	2500.00	2500.00	2500.00	14000.00	14000.00	14000.00	20.00	20.00	20.00
5475	2500.00	2500.00	2500.00	14000.00	14000.00	14000.00	20.00	20.00	20.00

由上表预测结果可知，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，废水中的污染物会迁移至下游泉点，影响饮用泉点水质。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，在正常情况不会项目所在区域井泉水质造成影响。施工期加强对泉点的监测，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，在发现居民饮用泉点水质受影响时，一旦发现居民饮用泉点水质受影响时，应立即通知暂停取水，同时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) 清水老龙洞溪沟水源地影响分析

本次考虑采出水罐底部破损 5%，完全失去防渗功能采出水通过裂口渗入地下水中，源强采用达西公式计算。达西定理计算的源强公式为：

$$Q = K \frac{H+D}{D} A$$

式中：Q—为渗入到地下水的污水量，m³/d；

A—泄漏面积，取值 0.25m²（面积约 5m²）；

K—取包气带渗透系数，0.52m/d；

H—为水深（m），最大水深约 2.5m；

D—为地下水埋深（m），取 10m；

由上式计算，采出水泄漏量为 0.1625m³/d，根据《中华人民共和国区域水文地质普查报告 涪陵幅 H-48-[24]》等资料，老龙洞暗河流量取 1195L/s，则老龙洞暗河污染物混合后 COD、氯化物、石油类浓度见下表。

表 4.2-9 老龙洞暗河污染物浓度预测结果 单位：mg/L

污染物	泄露时间			
	100d	365d	1000d	5475d
COD 浓度（mg/l）	1.80	1.80	1.80	1.80
氯化物浓度（mg/l）	1.31	1.31	1.33	1.33
石油类浓度（mg/l）	0.01	0.01	0.01	0.01

注：暗河背景浓度取地下水监测最大值。

由上表可知，当持续渗漏 100 天、365 天、1000 天、5475 天时，老龙洞暗河水质满足《地表水环境质量标准》(GB3838-2002)III类水质标准要求，即不对清水老龙洞溪沟水源地水质产生大的影响。

4.2.3 退役期地下水环境影响分析

当不具备商业开采价值时或停止采气后将按照《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，对地下水环境的影响较小。

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……”。

4.3 大气环境影响预测及评价

4.3.1 施工期大气环境影响预测及评价

施工期大气环境影响主要有钻前工程、油气集输工程施工过程中产生的扬尘，钻井工程、储层改造工程中柴油发电机、施工机具产生的尾气。

4.3.1.1. 钻前工程、油气集输工程

(1) 施工扬尘

施工筑路材料主要靠汽车运输。运输过程产生的扬尘及汽车尾气会污染大气环境，施工工地的扬尘 50%以上是汽车运输材料引起的道路扬尘。另外，还有挖方、填方、材料装卸等工序产生的扬尘。这些扬尘粒径在 $3\sim 80\mu\text{m}$ 之间，比重在 $1.2\sim 1.3$ 。从粒径分析，施工扬尘易于沉降。如土石方堆场在大风的作用下产生的扬尘，其影响范围可达 200m。根据类比监测统计结果：施工作业时，在距土石方施工场界 150m 处，颗粒物浓度值达 $5.0\text{mg}/\text{m}^3$ ，超过环境空气质量标准。

运输扬尘主要是运输的弃土和粉状建筑材料洒落，导致运输道路路面清洁度降低，在车辆行驶过程中和大风干燥天气颗粒物被气流从地面上扬起而产生的。根据类比相似项目的监测资料，运输扬尘的影响范围在距起尘点 100m 至 150m 范围内影响较大。

工程施工作业时，必须加强洒水等防尘工作，降低扬尘的产生量，从而从源头上降低施工扬尘对环境空气质量和敏感点的影响。在加强洒水防尘作业后，项目施工期对环境的影响是局部的，并随着施工的结束而结束。

(2) 施工机具尾气

施工机具尾气中污染物主要有 CO 和烃类。根据相同类型工程各施工段施工机具尾气中污染物排放量预测可知：施工过程中施工机具尾气中 CO 和烃类污染物排放量小，预计工程建设过程中，项目区周围环境空气质量受施工机具尾气影响很小。

为了保护环境，减少施工机具作业时排放的尾气对环境的污染，施工方应尽量使用优质燃料，并对施工机具进行定期的保养和维护，不使用带“病”机具，尽可能地减少施工机具尾气的排放量。

4.3.1.2. 钻井工程

(1) 正常工况

正常工况下，本项目钻井工程采用网电供电，无燃油废气产生。

(2) 非正常工况下

在停电等非正常工况下，本项目采用柴油发电机供电。本项目采用符合国家标准的柴油，其污染物排放满足《非道路移动机械用柴油机排气污染物排放限值及测量方法(中国第三、四阶段)》(GB20891-2014)及修改单表 2 规定的限值。钻井工程阶段的大气污染物排放为短时排放，对环境的影响小。

4.3.1.3. 储层改造工程

(1) 燃油废气

压裂车柴油机组废气主要污染物为 NO_x 、 SO_2 及颗粒物，采用设备自带排气筒排放。压裂施工为短时排放，对环境的影响小。

(2) 测试放喷废气

本项目目的层为下志留统龙马溪组，根据区域页岩气井目的层天然气组分分析报告，预计本项目页岩气井属于不含硫化氢天然气井。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 NO_x 、烟尘。

本项目井场周边设有 1 座放喷池，放喷池周边 50m 范围内无居民分布，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的影响较小。

4.3.1.4. 前置酸配置产生的盐酸雾

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，因此盐酸雾对环境的影响很小。

4.3.2 运营期大气环境影响评价及预测

(1) 正常工况

正常工况下，本项目无废气产生。

(2) 非正常工况下

集气站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。根据项目业主提供的页岩气成分，预计不属于含硫化氢井，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，不会对环境空气和敏感点产生大的影响。

4.3.3 退役期大气环境影响评价

停采后将进行一系列清理工作，包括地面设施拆除、封井等，在这期间，将会引起扬尘。在闭井施工操作中应注意采取洒水降尘措施，文明施工，防止水泥等的洒落与飘散。

4.4 声环境影响预测及评价

4.4.1 施工期声环境影响预测及评价

本项目施工期噪声主要为钻前基础施工过程中，挖掘机、运输车辆产生的施工噪声；钻井过程中泥浆泵、钻井设备、振动筛产生的设备噪声；储层改造过程中压裂机械噪声和放喷噪声；油气集输工程基础施工过程中，各类动力设备、施工机械、运输车辆等产生的施工噪声。

4.4.1.1 钻前工程

在施工期间噪声主要来自施工机械和运输车辆辐射的噪声，施工噪声影响虽然是暂时的，但施工过程中采用的施工机械一般都具有噪声高、无规则等特点，如不加以控制，将会对施工区域周边环境产生一定的影响。

施工噪声可近似视为点声源处理，根据点声源噪声衰减模式，估算出离声

源不同距离处的噪声值，预测模式如下：

$$L_p = L_{p_0} - 20L_g(r/r_0) - \Delta L$$

式中： $L_A(r)$ —距声源 r 处的施工噪声预测值，dB；

$L_A(r_0)$ —距声源 r_0 处的参考声压级，dB；

r —预测点距声源的距离，m；

r_0 —参考点距声源的距离，m。

ΔL —各种衰减量(除发散衰减外)，dB。室外噪声源 ΔL 取为零。

根据噪声衰减模式，各施工机具声源在不同距离处的噪声影响值(未考虑吸声、隔声等效果)参见表 4.4-1。

表 4.4-1 主要施工机械在不同距离的噪声值单位：dB

机械名称	10m	30m	50m	100m	160m	200m	300m	400m	500m
推土机	82.0	72.4	68.0	62.0	57.9	56.0	52.4	49.9	48.0
挖掘机	84.0	74.4	70.0	64.0	59.9	58.0	54.4	51.9	50.0
振捣机	78.0	68.4	64.0	58.0	53.9	52.0	48.4	45.9	44.0
载重机车	79.0	69.4	65.0	59.0	54.9	53.0	49.4	46.9	45.0
空压机	82.0	72.4	68.0	62.0	57.9	56.0	52.4	49.9	48.0

本项目钻前工程仅在白天作业，夜晚不施工，由上表可知，昼间在施工机场地 160m 范围内超过《声环境质量标准》(GB3096-2008) 2 类标准，白天施工时应选择合理的施工时间，尽量避开居民午休时间，以此来降低噪声对附近居民的影响。本项目钻前工程施工期较短，总体上对声环境影响是可以接受的。

4.4.1.2. 钻井工程

(1) 钻井噪声

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，噪声源强在 80-90dB(A)。钻井工程主要设备噪声源强见表 2.4-9。

(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敏感点噪声值，并进行达标分析。

② 预测模式

预测时考虑声源在传播过程中经过距离衰减，采用《环境影响评价技术导则声环境》(HJ2.4-2021)中的无指向性点声源几何发散衰减模式进行计算。

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。

声源在敏感点处的贡献值叠加背景值即为该敏感点处噪声预测值，计算公式为：

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

式中：

L_{eqg} —建设项目声源在预测点的等效声级贡献值，dB；

L_{eqb} —预测点的背景值，dB。

(3) 预测结果分析

① 场界噪声预测分析

根据钻井设备布置，钻井过程中对井场场界昼夜间噪声值预测见表 4.4-2。

表 4.4-2 钻井工程场界噪声预测结果单位：dB(A)

预测工况	场界	场界噪声值		超标范围	
		昼间	夜间	昼间	夜间
网电供电	东北场界	54.7	54.7	\	\
	东南场界	63.5	63.5	\	8.5
	西南场界	55.6	55.6	\	0.6
	西北场界	60.8	60.8	\	5.8
柴油发电机供电 (备用)	东北场界	61.7	61.7	\	6.7
	东南场界	70.9	70.9	0.9	15.9
	西南场界	64.6	64.6	\	9.6
	西北场界	66.6	66.6	\	11.6

由表 4.4-2 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，东南场界、西南场界、西北场界噪声超标，超标 0.6~8.5dB(A)。柴油发电机供电时，昼间东东南场界噪声超标，超标 0.9dB(A)，夜间，平台各场界噪声均超标，超标 6.7-15.9dB(A)。

②敏感点影响预测分析

本项目声环境评价范围内无声环境保护目标分布，钻井期应尽量选用低噪声设备，在钻井期间应将高噪声设备布置在远离居民点一侧，对周边实测噪声超标的居民采取临时避让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。

4.4.1.3. 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。压裂机组噪声为 90dB(A)，12 台压裂机组叠加后源强为 100.8dB(A)，仅在昼间施工；测试放喷时产生的高压气流噪声为 100dB(A)，昼夜连续测试。评价采用《环境影响评价技术导则声环境》(HJ2.4-2021)中的无指向性点声源几何发散衰减模式进行预测，预测结果见表 4.4-3。

表 4.4-3 压裂、放喷噪声影响范围预测结果单位：dB(A)

噪声源	距声源距离(m)								
	10	50	40	60	80	100	150	200	320
压裂设备	80.8	74.8	68.8	65.2	62.7	60.8	57.3	54.8	50.7
放喷测试	80.0	74.0	68.0	64.4	61.9	60.0	56.5	54.0	49.9

本项目单井压裂施工时间约 10d，在昼间进行，昼间距离压裂设备 110m 处能够满足《声环境质量标准》(GB3096-2008)中 2 类标准，压裂设备位于井场内，110m 范围无居民点分布。

单井测试放喷时间约 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。本项目放喷池 320m 范围内无声环境保护目标分布。

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。

4.4.1.4. 油气集输工程

油气集输工程施工噪声主要来自设备安装噪声。油气集输工程仅白天施工，夜间不施工。油气集输工程施工噪声可近似视为点声源处理，按点声源噪声衰减模式，估算出离声源不同距离处的噪声值，预测结果见表 4.4-4。

表 4.4-4 主要施工机械不同距离处的噪声级 单位：dB(A)

序号	施工机具	预测距离(m)								
		10	30	50	100	141	200	300	445	500
1	振捣机	83.0	73.4	69.0	63.0	60.0	57.0	53.4	50.0	49.0
2	切割机	78.0	68.4	64.0	58.0	55.0	52.0	48.4	45.0	44.0

由上表可知，昼间在施工机场地 141m 范围内超过《声环境质量标准》(GB3096-2008)中 2 类标准，夜间在施工机场地 445m 范围内超过《声环境质量标准》(GB3096-2008)中 2 类标准。

本项目油气集输工程仅在白天作业，夜晚 10 点后不施工，白天施工时应选择合理的施工时间，尽量避开居民午休时间，以此来降低噪声对附近居民的影响。本项目油气集输工程施工期较短，总体上对声环境影响是可以接受的。

4.4.2 运营期声环境影响预测及评价

运营期间，噪声源主要为集气站设备产生的噪声。噪声源强主要有分离器、分子筛脱水撬、压缩机等产生的噪声。噪声源强见表 2.4-21。

根据本项目运营期集气站平面布置，运营期厂界噪声预测结果见表 4.4-5。

表 4.4-5 运营期集气站厂界噪声预测结果一览表单位：dB(A)

站场	场界	厂界噪声贡献值		超标范围	
		昼间	夜间	昼间	夜间
PD8 集气站	东北场界	44.0	44.0	\	\
	东南场界	40.5	40.5	\	\
	西南场界	38.9	38.9	\	\
	西北场界	43.4	43.4	\	\

本项目声环境评价范围内无声环境保护目标分布，由表 4.4-5 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。

在事故和检修放空时，产生的放空噪声约为 80dB(A)，在距声源不同距离

的影响值见表 4.4-6。放空噪声可近似视为点声源处理，预测模式详见 4.4.1.1 节。

表 4.4-6 放空噪声预测结果单位：dB(A)

与声源距离 r_x (m)	10	15	20	30	40	50
预测值 (dB(A))	60	56.5	54	50.5	48	46

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敏感点的影响较小。

4.4.3 退役期声环境影响分析

服役期满后，按照相关规定采取封井作业，封井作业一般仅在白天作业，施工期较短，对声环境影响是可以接受的。封井结束后，本项目无噪声排放，对周边声环境无影响。

4.5 固体废物环境影响分析

4.5.1 施工期固体废物环境影响分析

本项目施工期固体废物主要为普通钻井岩屑、油基岩屑、废油、防渗材料、废包装材料、生活垃圾等。

4.5.1.1. 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 796m³，水基岩屑产生量约 281m³。本项目不使用磺化泥浆，根据《危险废物排除管理清单》（2021 年版），清水岩屑、水基岩屑不作为危险废物管理。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、压滤脱水后，外运用于砖厂制砖等资源化利用。

4.5.1.2. 油基岩屑

(1) 油基岩屑处理方案

本项目油基岩屑产生量约 1944t，油基岩屑为危险废物，应交由有相应危废处置资质的单位进行转运处置。

(2) 油基岩屑的暂存

油基岩屑的贮存、转运应按照危险废物进行管理。油基岩屑在振动筛后采用吨桶收集，在危险废物暂存区暂存，储存设施应做好的防风、防晒、防雨、防漏、防渗、防腐以及其他环境污染防治措施，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。

4.5.1.3. 废防渗材料

本项目钻井、压裂结束后对场地进行清理，根据《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》，场地清理时拆除的原防渗区域为防止矿物油等污染土壤和地下水而铺设的防渗材料等（如油罐区防渗膜），若沾染废矿物油，则属于危险废物（HW08），拆除的废防渗材料应交由有相应危废处置资质的单位进行转运处置。

4.5.1.4. 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 4.4t，由中石化重庆页岩气有限公司回收利用或交由有资质的单位回收。

4.5.1.5. 废包装材料

本项目预计产生废包装材料 3200 个，由厂家或有资质的单位回收。

4.5.1.6. 絮凝沉淀污泥

本项目预计产生污泥约 52.8t，交一般工业固废场处置或进行制砖等资源化利用。

4.5.1.7. 生活垃圾

本项目生活垃圾产生量共计 9.1t，在平台定点收集后，由环卫部门统一清运处置。

4.5.2 运营期固体废物环境影响分析

集气站无人值守，无生活垃圾产生，运营期固体废物主要为废润滑油和废分子筛、废砂石。废润滑油预计产生量约 0.02t/a，交由有相应危险废物处置

资质的单位处置。废分子筛每 5 年进行更换，产生量约 0.04t，由一般固废处置单位处置；除砂产生的废砂石预计产生量为 12kg/a，由一般固废处置单位处置，妥善处置后对周边环境无影响。

4.5.3 退役期固体废物环境影响分析

封井作业人员生活垃圾集中收集后交由当地环卫部门统一处置，拆除的设备、站内管线等能再次利用的综合利用，不能利用的交回收公司回收，各类固体废物妥善处置后对周边环境影响小。封井结束后，本项目无固体废物产生，不会对周边环境产生影响。

4.6 土壤环境影响分析

4.6.1 土壤环境影响类型及途径

本项目施工期对土壤的影响主要有两方面，一是工程排放的污染物对土壤质地性状的影响，页岩气开发对土壤的污染主要是落地油污、含油固体废物、钻井泥浆等，泄漏后可能导致土壤污染；二是工程建设钻井和地面工程建设的开挖、填埋对土壤结构的破坏，挖掘、碾压、践踏及堆积物等均会使土壤结构破坏，土壤生产力下降。运营期间，采出水、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，对土壤无环境影响。

根据项目污染物类别及排放情况，结合前述环境影响识别结果，对区域土壤环境的影响主要为项目运营期废水下渗影响。其土壤环境影响类型与影响途径见表 4.6-1，影响因子见表 4.6-2。

表 4.6-1 项目土壤环境影响类型与影响途径表

不同时段	污染影响型				生态影响型			
	大气沉降	地面漫流	垂直入渗	其他	盐化	碱化	酸化	其他
建设期			√					
运营期			√					
服务期满后								

表 4.6-2 建设项目土壤环境影响源及影响因子识别

工程阶段	污染源	工艺流程/节点	污染途径	全部污染指标	特征因子	备注
------	-----	---------	------	--------	------	----

工程阶段	污染源	工艺流程/节点	污染途径	全部污染指标	特征因子	备注
建设期	放喷池、软体罐	废水收集	垂直入渗	COD、SS、BOD ₅ 、石油类、色度、氨氮、磷酸盐、氯化物	COD、氯化物	事故
	油基岩屑暂存区	油基岩屑收集	垂直入渗	pH、砷、镉、铜、铅、六价铬、汞、镍、石油类、钡	石油类、钡	事故
	水基岩屑暂存区	水基岩屑收集	垂直入渗			
	危废暂存区	危废暂存	垂直入渗	石油类	石油类	事故
运营期	污水罐、站内采出水管线	采出水收集	垂直入渗	COD、SS、BOD ₅ 、石油类、色度、氨氮、磷酸盐、氯化物、硫酸盐	COD、氯化物	事故
	危废暂存区	废润滑油收集	垂直入渗	石油类	石油类	事故

4.6.2 施工期土壤环境影响分析

本项目施工期的工程内容主要是基础施工、钻井工程、储层改造工程、油气集输工程，包括地面的开挖和回填以及对深层土壤的破坏，对土壤环境的影响最直接，项目施工对土壤环境的影响主要有：

①破坏土壤结构

土壤结构是在当地自然条件下土壤经过长期的发育过程形成的较为稳定的结构系统，在施工开挖过程中会破坏原有土壤结构。土壤中的分层特征和团粒结构是经过长期发展形成的，遭到破坏后，恢复需要较长的时间。

②改变土壤质地

土壤质地因所处地形和土壤形成条件的不同而有较大的变化，即使同一土壤剖面，表层与底层的土壤质地也有明显的不同。由于土壤在形成过程中层次分明，表层为耕作层，中层一般为淋溶淀积层，底层是母质层。土壤类型不同，各层次的理化性质和厚度会存在较大的差别。

③影响土壤紧实度

基础施工后一般在短时期难以恢复其原有的紧实度。表层过于疏松时，因灌溉和降水容易造成水分下渗，使土层明显下陷形成凹沟。过于紧实时又会影

响植物根系下扎。

④项目建设临时占地对土壤环境的影响

临时占用的土地，一部分是可以复垦利用的，但因施工中的机械碾压、施工人员践踏、振动等原因，对土壤的理化性质、肥力水平都有一定影响。

⑤施工废弃物对土壤环境的影响

项目施工产生的废弃物若落入土地，有可能把固体废弃物残留于土壤之中。这些固体废物一般都比较难于分解，影响环境景观和作物生长，若埋于土壤中则会对作物根系的生长和发育造成影响。

⑥项目建设对土壤养分现状的影响

土体构型是土壤剖面中各种土层的组合情况。不同土层的特征及理化性质差异较大。就养分状况分布而言，表土层远较心土层好，其有机质、全氮、速效磷和速效钾等含量高，紧密度与孔隙状况适中。施工势必扰动原有土体构型，使土壤养分分布状况受到影响，严重者会造成土壤性质的恶化，并影响其表层生长的植被，甚至难于恢复。

⑦事故状态下对土壤的影响

本项目施工期间，事故情况(井喷、柴油罐泄漏、池体破损泄漏等)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。泄漏的大量柴油进入土壤环境中，油类物质在土壤下下渗至一定深度，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。

4.6.3 运营期土壤环境影响分析

运营期间，采出水由罐车转运至武隆工区采出水处理站处理达标后排放，废润滑油在危险废物暂存间暂存，采出水在井场采出水罐暂存。运营期间，可能的影响主要为废水、废润滑油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《环境影响评价技术导则土壤环境》（试行）（HJ964-2018）8.7.3：“污染影响型建设项目，其评价等级为一级、二级的，预测方法可参见附录 E 或进行类比分析”，本次采用类比分析法分析页岩气开发对土壤的影响。

根据建设单位已运行平台竣工环境保护验收监测情况，平台内各监测点均满足《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)第二类用地的筛选值要求，建设单位在采取措施下未对土壤造成显著影响。

表 4.6-3 土壤监测结果统计表单位：mg/kg

监测点位	pH(无量纲)	石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)
194 平台井场上游(G1)	7.8	未检出
194 平台井场内(G2)	7.9	未检出
194 平台井场下游(G3)	7.6	未检出
195 平台井场上游(G4)	7.1	未检出
195 平台井场内(G5)	7.2	未检出
195 平台井场下游(G6)	7.3	未检出
198 平台井场上游(G7)	8.0	未检出
198 平台井场内(G8)	8.2	未检出
198 平台井场下游(G9)	7.8	未检出
200 平台井场上游(G10)	8.0	未检出
200 平台井场内(G11)	8.3	未检出
200 平台井场下游(G12)	8.1	未检出

通过类比分析，预计本项目的实施对周边土壤环境影响不大。

4.6.4 退役期土壤环境影响分析

当不具备商业开采价值时或停止采气后将按照《废弃井封井回填技术指南(试行)》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土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600）的要求，对永久停用、拆除或弃置的各类井、管道等工程设施落实封堵、土壤及地下水修复、生态修复等措施。

4.7 生态环境影响预测及评价

4.7.1 施工期生态环境影响分析

4.7.1.1. 对土地利用结构的影响

本项目占地面积约 1.1155hm^2 ，从生态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。项目占地范围小，施工期对评价范围内的土地利用类型不会构成大的影响，土地利用结构不会发生明显变化，对土地利用的影响较小。建设单位需按照国家相关法律法规办理土地使用手续。

4.7.1.2. 对基本农田影响

根据重庆市规划和自然资源局“国土空间用途管制红线智检服务”查询结果，项目建设需占用永久基本农田 0.6973hm^2 。

根据《基本农田保护条例》、《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）等相关文件，本项目可先以临时用地方式占用基本农田，按法定程序申请临时用地并编制土地复垦方案。临时用地到期后，不转入生产时应及时复垦恢复原种植条件，转入生产使用时，应依法办理农用地转用和土地征收审批手续，自然资源主管部门按照“数量不减、质量不降、布局稳定”的要求进行补划基本农田，并按照法定程序修改相应的土地利用总体规划。

本项目施工期间对耕地耕作层土壤剥离，堆放在表土堆场。施工结束后，除井场、放喷池、废水池、井场道路外，建设单位按照土地复垦要求对其它临时占地进行土地复垦和生态恢复，并组织土地复垦验收。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。

本项目占用的永久基本农田应按国家和重庆市相关要求办理用地手续，用

地过程中应规范用地审批，控制用地范围，严禁破坏征地范围外土地，可有效控制占地对区域土地资源及群众生活所造成的负面影响，对基本农田的影响可控。

4.7.1.3. 对植被影响分析

本项目建设内容主要为井场、放喷池、雨水池、进场道路等。经现状调查，项目占地区主要为耕地。项目占地区及评价范围内未发现有古树名木及野生保护植物分布，植被以栽培植被为主。由于区域植被类型和植物种类广泛分布，因此本项目的建设及临时占地总体上不会影响陆生植物的多样性和分布现状。

项目施工期，对场地进行平整、开挖，造成植被破坏并可能造成水土流失。根据陆生生态调查结果，占地类型主要为耕地，其次为林地；项目占地面积约 1.1155hm^2 ，其中永久占地 0.6925hm^2 ，临时占地 0.423hm^2 ，占地面积不大，永久占地对植被的破坏是长期的，不可恢复的，临时占地时暂时的，可恢复的。

临时占地施工结束后，可通过采取植被恢复措施，将对植被的影响减小到最低。植被恢复时宜根据临时占地类型恢复至原有状态，即占耕地恢复成耕地，占林地恢复成林地。植被恢复后总体不会影响区域植被格局。周边农业种植结构不会产生变化，沿线重要的农田植被格局也不会产生明显变化。

评价范围内植物种类多样，井场、放喷池、雨水池、进场道路为永久占地，损毁的植被无法恢复，临时占地主要为旱地，不会长期对植物群落及植被覆盖度造成影响，涉及的物种在该区域广泛分布，不会影响生境连通性，也不会造成物种的消失。

拟建项目所在地区评价范围内分布的物种主要为一些常见种，调查期间未发现重点保护植物分布，也未发现有古树名木。

综上，本项目建设对区域植被影响小。

4.7.1.4. 对公益林的影响

本项目在选址、选线阶段已最大限度的考虑林地的保护，但因地形地貌、区域发展和项目条件的限制，项目将占用公益林。本项目占用公益林面积约 0.6973hm^2 ，为地方公益林。

本项目占用林地应在开工前按照国家有关规定办理林地征用手续。在项目

设计和施工过程中，严格控制施工范围，最大限度减少占用林地，保护林业设施，同时做好植被恢复工作，减缓项目建设对公益林的不利影响。

4.7.1.5. 对陆生动物群落及动物资源的影响

（1）对两栖类和爬行类的影响分析

施工期土地占用以及产生的噪声、粉尘、生产生活产生的废弃物和污水以及人为活动干扰，会对两栖类、爬行类动物的生存产生一定影响，它们会暂时迁往附近区域活动。施工所需要的临时场地也会占用两栖类、爬行类的部分栖息地，其个体数量可能会有一定程度的减少。施工期两栖类和爬行类会离开项目占地区，到附近的农田、林地、河流、坑塘中生活。

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

（2）对鸟类及其生境的影响分析

施工期对鸟类的主要影响因素是：施工占地及扰动、施工机械和交通工具等产生的噪声；施工期所产生的粉尘，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。

综上所述,项目建设直接影响范围内野生动物的栖息生境并非单一,食物来源多样化,具有一定的迁移能力,且项目施工范围小,整个施工区的环境与施工区以外的环境相同,施工区的野生动物很容易就近找到新的栖息地,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。

(3) 对兽类的影响分析

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

4.7.1.6. 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,本项目占地范围受人类活动干扰严重,主要为栽培植被。项目的建设只会因占地而导致其面积减少,但不会对其生态稳定性和结构完整性产生影响。项目占地面积小,仍可以维持现状,生态系统保持稳定。项目建成后,对临时占地进行植被恢复,将丰富评价范围内的植被种类。

项目建设并不会导致评价范围内植被类型发生变化,也就是说,对本评价范围内生态环境起控制作用的组分未变动,生态环境的异质性没有发生大的改变。因此,项目建设不会对评价范围的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，运输车辆、机械以及人员会对邻近耕地造成干扰，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。

（3）对耕作土壤的影响

项目施工在造成占地区生物量损失的同时，也对占地区耕作土壤造成不利影响，而且这种影响是永久性的，不可恢复的。因此，项目区域在施工中应将农田区约 30cm 厚的上层土壤层先行剥离，临时堆积保存起来，采取有效的水土保持措施，用于后期土地复垦和植被恢复用。

4.7.1.7. 对景观格局影响

施工期本项目未涉及自然保护区、森林公园、湿地公园、风景名胜区等特殊、重要生态敏感区，也不涉及重点文物保护单位。项目评价范围内以农田和森林景观占主导地位，根据项目评价范围内土地利用现状可知，评价范围农田景观具有较好的结构连接度。施工期临时性占地对农田景观产生的影响属于短期不利影响，这种影响是可逆的，不会改变评价范围内农业生产结构，项目施工结束后不利影响会逐渐消失。项目评价范围内农业生产历史久远，景观生态类型呈明显人工和半人工特点，从整个评价范围来看，无论是景观比例还是景观优势度，占据重要位置的景观类型均为人工栽培植被景观，同时也是受项目建设影响最大的景观。因此，根据项目特点及区域景观类型组成，施工不会影响评价范围内优势景观类型，对评价范围内农田景观格局影响很小，对景观功能影响也很小。

4.7.1.8. 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。

4.7.1.9. 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。本项目开挖面积小，施工期短，实际新增水土流失量小。本项目完钻后，耕植土作为

表层的覆土用于恢复植被用，对临时堆放场地进行植被恢复和土地复垦。通过该措施，本项目大大减小了场地开挖引起的水土流失量。本项目由于施工期短，占地面积小，且施工时间短，工程实际水土流失量小，在环境可接受范围内。

4.7.1.10. 施工结束后生态影响分析

工程施工完毕后，将对井场内不能为后续排采测试作业所利用的设施和建筑全部拆除，并对临时用地进行回填、植被恢复和土地复垦，对临时用地进行整治，恢复土地到原利用状态。工程完工后，施工的污染影响将消失。

4.7.2 运营期生态环境影响分析

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

4.7.3 退役期生态环境影响分析

本项目到期退役时，拆除地表构建筑物，表面覆盖 30cm 厚的土壤，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。

4.8 环境风险评价

环境风险评价的目的是分析和预测项目存在的潜在危险、有害因素，钻井期间可能发生的突发性事件或事故，引起井内天然气泄漏，所造成的人身安全、环境影响的损害程度，提出合理可行的防范、应急与减缓措施，以使事故率、损失和环境风险影响达到可接受水平。

本次风险评价把施工期钻井过程中出现的井喷失控、危险物质泄漏事故引起井场周边环境质量恶化及运营期集输过程中甲烷泄漏和池体破损导致污水泄漏作为评价工作重点。

4.8.1 评价依据

4.8.1.1. 风险调查

本项目钻井过程中使用的材料有钻井液、固井水泥、堵漏剂，钻井时使用的柴油燃料等。本项目目的层天然气的成分以甲烷等烃类物质为主，本项目页岩气井属不含硫化氢气井。主要材料和产品成分、物理化学特性及毒理性如下：

(1) 钻井液、压裂液、固井水泥

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，主要添加成分有纯碱、氯化钾、低粘羧甲基纤维素钠盐、氢氧化钠等化学品。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。

本项目采用水力压裂，压裂液体系选用减阻水和活性液混合液体系，压裂液主要成分为水，添加有减阻剂、防膨剂、增效剂等。

水泥及添加剂主要为微硅水泥及重晶石添加剂，不含易燃、易爆、有毒物质。

(2) 柴油

场地多种设备通过柴油机提供动力和电力。柴油属于闪点在 28℃ 与 60℃ 之间的易燃、具爆炸性的液体，属于乙类危险品。

(3) 盐酸

在水力压裂前使用盐酸作为前置酸，主要功能为解堵地层。盐酸在压裂期间，由厂家运输至井场，采用 10m³ 的钢体储罐进行储存，储存量一般为 120m³，储存时间一般为 10d，盐酸浓度小于 37%，未到达《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018)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》(GB30000.18-2013)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》(HJ169-2018)，本项目稀盐酸不属于重点关注的危险物质，本次对盐酸进行环境风险分析，不纳入 Q 值计算。

(4) 甲烷

若发生井喷失控事故，可能发生泄漏事故，本项目目的层页岩气主要成分

为甲烷，根据钻井地质资料，预计目的层不含硫化氢，钻井过程中钻遇地层之间可能含有硫化氢气体，本项目按照含硫气井进行安全把控。

(5) 生产废水

本项目废水主要为施工期压裂返排液和运营期采出水，其 COD 浓度小于 10000mg/L，氨氮浓度小于 2000mg/L，不属于《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018) 重点关注的危险物质。

4.8.1.2. 环境风险潜势初判

(1) 危险物质及工艺系统危险性的确定

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

① 危险物质数量与临界量比值(Q)

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

当只涉及一种危险物质时，计算该物质的总量与其临界量比值，即为Q；当存在多种危险物质时，则按式计算物质总量与其临界量比值(Q)：

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

式中： $q_1, q_2, \dots, q_n$ —每种危险物质的最大存在总量，t；

$Q_1, Q_2, \dots, Q_n$ —每种危险物质的临界量，t。

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

根据项目特点，本次将 Q 值计算评价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。钻井工程涉及的危险物质为柴油、油基岩屑、废油、油基钻井液。钻井期井场设 2 座柴油罐，最大储量 15t；设 30 个 1m³ 吨桶收集油基岩屑，油基岩屑密度取 2t/m³，则油基岩屑最大存在总量为 60t；油基钻井液配置量 300m³，密度按 1.5t/m³，则油基钻井液最大存在总量为 450t；废油设 4 个 200L 油桶收集，密度按 0.8t/m³，废油最大存在总量为 0.64t。储层改造工程涉及的危险物质为柴油、废油，井

场设 2 座柴油罐，最大储量 15t，废油设 4 个 200L 油桶收集，密度按 0.8t/m^3 ，废油最大存在总量为 0.64t。

本项目不含外输管线，运营期，本项目将集气站作为功能单元进行评价。集气站内设备及管线最大工作压力为 6.3Mpa，工作温度为 20°C ，此时，甲烷密度约 46.5kg/m^3 ，集气站设 2 台 DN800 计量分离（单台天然气在线量 1.3m^3 ）、2 台 10 万方压缩机（单台天然气在线量 1.2m^3 ）、1 台 20 万方分子筛脱水撬（单台天然气在线量 4m^3 ）、站内管线 $\Phi 168.3 \times 6.5$ 长度约 150m、站内管线 $\Phi 76 \times 12$ 长度约 300m，据此估算，集气站甲烷在线量约为 0.58t。运营期废润滑油年产生量约 0.02t，危废间最大贮存能力为 0.2m^3 ，考虑到危废暂存时间不超过 1 年，运营期废润滑油最大存在总量取 0.02t。

表 4.8-1 建设项目 Q 值确定表

时段	工程阶段	危险物质名称	CAS 号	最大存在总量 q_n/t	临界量 Q_n/t	Q 值
施工期	钻井工程	柴油	/	15	2500	0.006
		油基岩屑	/	60	2500	0.024
		废油	/	0.64	2500	0.000256
		油基钻井液	/	450	2500	0.18
	项目 Q 值 Σ					0.210256
	储层改造工程	柴油	/	15	2500	0.006
		废油	/	0.64	2500	0.000256
		项目 Q 值 Σ				
运营期	站场	甲烷	74-82-8	0.58	10	0.058
		废润滑油	/	0.02	2500	0.000008
		项目 Q 值 Σ				

②环境风险潜势判断

根据表 4.8-1，拟建项目施工期间各施工阶段、运营期 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/T169-2018)，环境风险评价等级按照项目环境风险潜势确定，拟建项目环境风险潜势为 I 类，因此，拟建项目环境风险评价工作等级为简单分析。

4.8.2 保护目标概况

本项目环境风险敏感特征见下表。

表 4.8-2 建设项目环境风险敏感特征表

类别	环境敏感特征					
环境空气	序号	敏感目标名称	相对方位	最近井场距离/m	属性	人口数
	1	1#居民点	SW	355	散居居民	约 12 人
	2	2#居民点	SE	362	散居居民	约 10 人
	3	3#居民点	SE	360	散居居民	约 10 人
	4	4#居民点	SE	482	散居居民	约 4 人
	厂址周边 500m 范围内人口数小计					约 26 人
	厂址周边 5km 范围内人口数小计					大于 1 万人, 小于 5 万人
大气环境敏感程度 E 值					E2	
地表水	受纳水体					
	序号	受纳水体名称 (最近地表水)	排放点水域环境功能		24h 内流经范围/km	
	1	清水溪	III		不跨国界、省界	
	内陆水体排放点下游 10km (近岸海域一个潮周期最大水平距离两倍) 范围内敏感目标					
	序号	敏感目标名称	环境敏感特征	水质目标	与排放点距离/m	
	1	水体下游 10km 无敏感目标分布				
	地表水环境敏感程度 E 值					E2
地下水	序号	环境敏感区名称	环境敏感特征	水质目标	包气带防污性能	与下游厂界距离/m
	1	分散式饮用井泉 Q1、Q4、Q7, 集中式饮用水水源准保护区以外的补给径流区	较敏感 G2	III	D1	/
	地下水环境敏感程度 E 值					E1

4.8.3 风险识别

4.8.3.1. 物质危险性识别

本项目施工期间, 危险物质为柴油。运营期间, 危险物质为页岩气, 页岩气主要成分为甲烷, 不含硫化氢。

(1) 柴油

柴油属于闪点在 28℃ 与 60℃ 之间的易燃、具爆炸性的液体, 属于乙类危险品, 其特性见表 4.8-3。

表 4.8-3 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（℃）	-18	熔点（℃）		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（℃）	55		引燃温度（℃）	257
	聚合危害	不聚合	火灾危险级别			甲	
	危险特性	遇明火、高热或与氧化剂接触，有引起燃烧爆炸的危险。若遇高热，容器内压增大，有开裂和爆炸的危险。灭火方法：消防人员必须佩戴防毒面具、穿全身消防服，在上风向灭火。尽可能将容器从火场移至空旷处。喷水保持火场容器冷却，直至灭火结束。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			
毒性及健康危害	毒性	属中等毒类					
	接触极限			侵入途径		吸入、食入、经皮肤吸收	
	健康危害	皮肤接触可为主要吸收途径，可致急性肾脏损害。柴油可引起接触性皮炎、油性痤疮。吸入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。 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。					
包装与储运	储运注意事项	不储存于阴凉、通风的库房内。远离火种、热源。应与氧化剂、卤素分开存放，切忌混储。采用防爆型照明、通风设施。禁止使用易产生火花的机械设备和工具。储区应备有泄漏应急处理设备工具和合适的收容材料。运输前应先检查包装容器是否完整、密封，运输过程中要确保容器不泄漏、不倒塌、不坠落、不损坏。运输时运输车辆配备相应的品种和数量的消防器材及泄漏应急处理设备。					

（2）甲烷危险性分析

甲烷属于《化学品分类和危险性公示通则》(GB13690-2009)中的气相爆炸物质，泄漏在环境中与空气混合后易达到爆炸极限，此时若遇火或静电可能引起燃烧和爆炸。其爆炸极限范围为 5%~15%(体积比)。当空气中甲烷浓度达到

10%时,就使人感到氧气不足;当空气中甲烷浓度达 25%~30%时,可引起头痛、头晕、注意力不集中,呼吸和心跳加速、精细动作障碍等;当空气中甲烷浓度达 30%以上时可能会因缺氧窒息、昏迷等。甲烷的物理化学特性详见表 4.8-4。

表 4.8-4 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; Marshgas		
分子式	CH ₄	外观与性状	无色无臭气体
分子量	16.04	蒸汽压	53.32kPa/-168.8℃ 闪点: -188℃
熔点	-182.5℃ 沸点: -161.5℃	溶解性	微溶于水,溶于醇、乙醚
密度	相对密度(水=1) 0.42 相对密度(空气=1) 0.55	稳定性	稳定
危险标记	4(易燃液体)	主要用途	燃料和用于炭黑、氢、乙炔、甲醛等的制造
1、健康危害 侵入途径:吸入。 健康危害:甲烷对人基本无毒,但浓度过高时,使空气中氧含量明显降低,使人窒息。当空气中甲烷体积分数达 25%-30%时,可引起头痛、头晕、乏力、注意力不集中、呼吸和心跳加速、共济失调。若不及时脱离,可致窒息死亡。皮肤接触液化本品,可致冻伤。 2、爆炸风险 甲烷爆炸极限为(V/V) 5.3-15.0% 3、毒理学资料及环境行为 毒性:属微毒类。允许气体安全地扩散到大气中或当作燃料使用。在高浓度时因缺氧窒息而引起中毒。空气中达到 25~30%出现头昏、呼吸加速、运动失调。 危险特性:易燃,与空气混合能形成爆炸性混合物,遇热源和明火有燃烧爆炸的危险。与五氧化溴、氯气、三氟化氮、液氧、二氟化氧及其它强氧化剂接触剧烈反应。 4. 环境标准: 前苏联车间空气中有害物质的最高容许浓度 300mg/m³ 美国车间卫生标准窒息性气体 5. 应急处理处置方法: 一、泄漏应急处理 迅速撤离泄漏污染区人员至上风处,并进行隔离,严格限制出入。切断火源。建议应急处理人员戴自给正压式呼吸器,穿消防防护服。尽可能切断泄漏源。合理通风,加速扩散。喷雾状水稀释、溶解。构筑围堤或挖坑收容产生的大量废水。如有可能,将漏出气用排风机送至空旷地方或装设适当喷头烧掉。也可以将漏气的容器移至空旷处,注意通风。漏气容器要妥善处理,修复、检验后再用。 二、急救措施 皮肤接触:若有冻伤,就医治疗。 吸入:迅速脱离现场至空气新鲜处。保持呼吸道通畅。如呼吸困难,给输氧。如呼吸停止,立即进行人工呼吸。就医。 灭火方法:切断气源。若不能立即切断气源,则不允许熄灭正在燃烧的气体。喷水冷却			

容器，可能的话将容器从火场移至空旷处。灭火剂：雾状水、泡沫、二氧化碳、干粉。

(3) 硫化氢

根据钻井地质资料，预计目的层不含硫化氢，钻井过程中钻遇地层之间可能含有硫化氢气体，硫化氢特性见表 4.8-5。

表 4.8-5H₂S 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	hydrogensulfide		
别名	氢硫酸		
分子式	H ₂ S	外观与性状	无色有恶臭气体
分子量	34.08	蒸汽压	2026.5kPa/25.5℃ 闪点：<-50℃
熔点	-85.5℃ 沸点：-60.4℃	溶解性	溶于水、乙醇
密度	相对密度（空气=1）1.19	稳定性	稳定
危险标记	4（易燃气体）	主要用途	用于化学分析如鉴定金属离子

1. 对环境的影响：

一、健康危害

侵入途径：吸入。

健康危害：本品是强烈的神经毒物，对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：LCL₀600ppm/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、发烟硫酸或其它强氧化剂剧烈反应，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。其它：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、限制性空间或其它高浓度区作业，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。

4.8.3.2. 生产系统危险性识别

(1) 施工期钻井过程潜在危险性因素识别

钻井中常见可能诱发事故的因素有井漏、井涌、气侵，主要事故为井喷、井喷失控。

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，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

软体罐、柴油罐、盐酸罐、储备罐等意外破损将引起周边土壤污染。柴油拉运至井场过程中出现交通事故可能引起水体、土壤污染。

③ 套管破裂事故对环境的影响

套管破裂后，页岩气体可能窜层泄漏进入地表，遇火爆炸燃烧等。

④ 地下水井涌对环境的影响

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。

(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页岩气集输过程中管线、生产设备等压力设备破裂、泄漏引发火灾爆炸引发的大气污染及采出水罐破损导致废水泄漏污染地表、地下水环境等。

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站内管线危险因素识别

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。

4.8.3.3. 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 4.8-6 环境风险识别表

序号	危险单元	风险源	主要危险物质	环境风险类型	环境影响途径	可能受影响的环境敏感目标	备注
1	钻井辅助设施	储备罐、池体等	钻井液、废水等	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	液态危险废物	大气、土壤、地下水	泄漏渗入土壤或引起火灾	周边居民	
3	集气站	分离器、压缩机、站内管线等	甲烷	大气	泄漏引起火灾	周边居民	运营期
4		采出水罐、站内采出水管线	废水	土壤、地下水	泄漏	周边农田	

4.8.4 环境风险分析

4.8.4.1. 井喷失控环境风险分析

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。其中可能造成最大危害的是井喷失控喷射出的天然气遇火燃烧爆炸，造成冲击波和热辐射伤人、伤亡事故。根据《含硫化氢天然气井失控井口点火时间规定》（AQ2016-2008）和本项目钻井工程设计资

料，钻井现场井场配备自动、手动和高压高能电子点火三套独立点火系统，按照中石化集团公司对发生井喷环境风险事故时的井控管理要求，在“含硫化氢天然气井出现井喷事故征兆时，现场作业人员应立即进行点火准备工作”；在符合下述条件之一时，须在 15min 内实施井口点火：①“气井发生井喷失控，且距井口 500m 范围内存在未撤离的公众；②距井口 500m 范围内居民点的硫化氢 3min 平均监测浓度达到 100ppm，且存在无防护措施的公众；③井场周边 1000 米范围内无有效的 H_2S 监测手段”。

由于本项目井口周边 500m 范围内有分散居民，事故状态下应在 15min 内启动点火程序实施点火。井场内同时配备自动、手动和高压高能电子点火三套独立点火系统，可有效确保按要求在井喷失控后 15min 内成功实施点火作业。

4.8.4.2. 钻井过程中地层间气体涌出

钻井过程中地层之间的气体如果出气量较大，则会引发气体溢流。钻井过程中钻遇的层间气体可能含有硫化氢，当钻井设备测量到硫化氢气体后，立刻关闭防喷器，避免气体溢出，如气量较大，则引至放喷池点燃，如气量较小，往钻井液中配加氢氧化钠进行中和，从而消除钻井过程中硫化氢气体的影响。

4.8.4.3. 套管破裂天然气窜层泄漏进入地表环境风险影响分析

套管破裂在钻井中出现的几率非常小，在严把质量关的前提下发生该事故的几率极其小。由于通过地下岩层的阻隔，事故发生后窜层泄漏进入地表的量、压力、速率比井喷量小很多，影响程度比井喷小很多。但出现的泄漏点多，出现位置不能进行有效预测，但主要在井口周边地带。主要表现为可燃气体的泄漏遇火爆炸环境风险，形成的爆炸冲击波较井喷失控时甲烷扩散遇火爆炸形成的爆炸冲击波影响小得多。

4.8.4.4. 废水暂存环境风险影响分析

施工期废水和运营期采出水在井场暂存过程中若发生泄漏可能对周边土壤、地表水、地下水环境产生不利影响。

①对土壤环境的影响

废水泄露进入土壤环境，可能导致土壤污染，同时对土壤中微生物环境产生危害，导致土壤微生物细胞渗透压升高，细胞因脱水引起质壁分离，同时还

会破坏细胞膜。压裂返排液、采出水呈碱性、可溶性盐含量高、含石油类，影响土壤的结构，危害植物生长。

②对地表水环境的影响

本项目施工期、运营期废水不直接排入地表水体，亦不设事故性排放口。本项目平台所在区域属清水溪汇水区，距清水溪约 1.7km，距离较远，本项目单个池体最大容积为 500m³，即使发生泄漏，废水直接进入地表水体的可能性很低，施工期、运营期应加强对各类废水储存设施的管理，加强巡检，防止废水泄漏。

③对地下水环境的影响

本项目施工期、运营期废水在井场储存时，若发生泄漏可能对下游地下水环境产生不利影响。

本项目施工期、运营期废水在井场储存时，若发生泄漏可能对下游地下水环境产生不利影响。当持续渗漏 100 天时，COD 超标距离为下游 286m 处，影响距离为下游 321m；氯化物超标距离为下游 266m 处，影响距离为下游 453m；石油类超标距离为下游 312m 处，影响距离为下游 344m。持续渗漏 365 天、1000 天、5475 天时，污染晕超出预测范围。

4.8.4.5. 地下水井涌事故风险影响分析

钻井过程中，钻遇含水地层时，易发生含压地下水涌出地表，从而发生地下水及钻井液污染地表水体的情况发生。在钻井液钻井过程中发生井涌，混合钻井液的地下水涌出地表流入地表水体，会造成一定的污染。

4.8.4.6. 井漏环境风险影响分析

井漏是指钻井过程中，井筒内钻井液或其他介质（固井水泥浆等）漏入地层孔隙、裂缝等空间的现象。井漏是钻井工程中常见的井内复杂情况，多数钻井过程都有不同程度的漏失。严重的井漏会导致井内压力下降，影响正常钻井、引起井壁失稳、诱发地层流体涌入井筒并井喷。井漏的原因通常是井筒内液柱压力大于地层压力，地层孔隙大、渗透性好、存在溶洞、裂隙等。钻井措施不当也会引发井漏，如开泵过猛、下钻速度过快引起压力激增压漏地层。一旦发生井漏，可能造成地下水含水层受到污染，严重时可能导致井喷事故。

4.8.4.7. 油罐事故影响分析

网电断电时，钻井需使用柴油，油罐设置在混凝土基础上，基础周边设置有围堰及收油沟。油罐密闭，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在围堰和隔油池内，可有效进行防止污染。罐体破裂导致柴油大量泄漏的机率很小，若一旦产生大量泄漏，可能污染罐体周边土壤和附近地下水环境。

4.8.4.8. 压裂前置酸泄漏事故影响分析

钻井至目的层下套管固井射空后，采用盐酸作为前置液，对岩层进行侵蚀。现场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，前置酸配制时，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，因此盐酸雾对环境的影响很小。

盐酸罐区设有防渗膜及围堰。盐酸如发生泄漏将引起土壤及周边水体污染，破坏土壤的结构，危害地表植被生长，影响水体 pH 值。

4.8.4.9. 废水转运事故影响分析

施工期压裂返排液井间回用，最后一口井产生的压裂返排液优先拉运至建设单位武隆工区其他钻井平台回用于压裂工序配制压裂液，无可用平台回用时，转运至武隆工区采出水处理站处理达《污水综合排放标准》（GB8978-1996）一级标准后排放。运营期采出水采用罐车转运至武隆工区采出水处理站处理达《污水综合排放标准》（GB8978-1996）一级标准后排放。

本项目压裂返排液由专用罐车装载转运时，罐车罐体为钢板密封罐，发生翻车泄漏的机率很小，加强转运风险防范措施后，其环境风险在可接受范围内。

4.8.4.10. 油基岩屑外运过程事故影响分析

本项目油基岩屑利用交由有危险废物处置资质的单位进行转运及处置，不在评价范围。油基岩屑转运车辆在行驶过程中，应严格执行危废转移联单制度，加强运输过程中的安全管理，严防翻车污染河流。

4.8.4.11. 运营期甲烷泄漏环境风险分析

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。

4.8.5 环境风险防范措施及应急要求

4.8.5.1. 环境风险管理措施

石油天然气部门建设单位以及施工钻井队各项作业均在推行国际公认的 HSE 管理模式，较成熟。结合行业作业规范，设置有专职安全环保管理人员。把安全、环境管理纳入生产管理的各个环节。为防止事故的发生起到非常积极的作用。现场作业严格按照《石油天然气工业健康、安全与环境管理体系》(SY/T6276-2014)的要求执行。

中石化重庆页岩气有限公司安全环保室负责指导本项目的环境保护和安全工作，同时以钻井队队长为组长，包括钻井队各部门主要负责人和地方政府为组员的事态应急领导小组，负责整个工程的环境风险管理。在应急领导小组下，设置抢险组、消防组、救护组、警戒组 and 环境保护组。

本项目虽属不含硫化氢气井，但钻井所穿的部分地层可能含有硫化氢气体，因此整个钻井施工中严格按照含硫气井进行风险防范，并按照含硫气井高标准要求落实好环境风险防范、应急措施以及环境风险管理措施。

4.8.5.2. 施工期环境风险防范措施

(1) 钻井工程井控措施

钻井过程中严格按照《石油天然气工业健康、安全与环境管理体系》、《石油天然气钻井作业健康、安全与环境管理导则》和《钻井井控技术规程》(SY/T6426-2005)、《含硫化氢油气井安全钻井推荐作法》(SY/T5087-2005)等行业相关规范和《钻井设计》的要求进行工程控制，在工艺设备硬件上防止井喷事故。

主要有以下几方面：

①钻井井口装置包括防喷器、防喷器控制系统、四通及套管头等的安装使

用；井控管汇包括节流管汇、压井管汇、防喷管线和放喷管线的安装使用；钻具内防喷工具包括上部和下部方钻杆旋塞阀、钻具止回阀和防喷钻杆安装使用。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，因此可以有效防止井喷事故发生。

②防火、防爆措施：发电房摆放按 SY/T5225 中的相应规定执行。井场电器设备、照明器具及输电线路的安装应符合 SY/T5225 中的相应规定。柴油机排气管应无破漏和积炭，并有冷却灭火装置。

③防硫化氢措施：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。钻井队钻井作业时仍按《含硫化氢油气井安全钻井推荐作法》(SY/T5087-2005)的规定配备硫化氢监测仪器和防护器具，并做到人人会使用、会维护、会检查。加强对返排泥浆中硫化氢浓度的测量，充分发挥除硫剂和除气器的功能，保持钻井泥浆中硫化氢浓度含量在 $50\text{mg}/\text{m}^3$ 以下。

④根据井控技术标准和规范中的有关规定执行，制定具体的可操作的实施方案，主要包括：

a、开钻前向全队职工、钻井现场的所有工作人员进行地质、工程、钻井液和井控装备等方面的技术交底，并提出具体要求。

b、严格执行井控工作九项管理制度，落实溢流监测岗位、关井操作岗位和钻井队干部 24h 值班制度，井控准备工作及应急预案必须经验收合格后，方可钻开油气层。

c、各种井控装备及其它专用工具、消防器材、防爆电路系统配备齐全、运转正常。

d、进入龙马溪组地层前 50m~100m 对上部裸眼段进行承压试验无井漏后将钻井液密度逐步调整值设计要求值；每次起钻前必须活动方钻杆旋塞一次，每次起钻完检查活动闸板封井器一次，半月活动检查环型封井器一次，以保证其正常可靠。

e、气层钻进中，必须在近钻头位置安装钻具回压阀，同时钻台上配备一只与钻具尺寸相符的回压阀，且备有相应的抢接工具，在大门坡道上准备一根

防喷单根(钻杆下部有与钻铤扣相符的配合接头)。

f、按班组进行防喷演习, 并达到规定要求。

g、严格落实坐岗制度, 无论钻进还是起下钻, 或其它辅助作业。

h、认真搞好随钻地层压力的监测工作中, 发现地层压力异常、溢流、井涌等情况, 应及时关井并调整钻井液密度, 同时上报有关部门。

i、严格控制起下钻速度, 起钻必须按规定灌满钻井液。

j、加强井场设备的运行、保养和检查, 保证设备的正常运行, 设备检修必须按有关规定执行。

k、钻进中遇到钻速突然加快、放空、井漏、气测及油气水显示异常等情况, 应立即停钻观察, 如发生溢流要按规定及时发出报警信号, 并按正确的关井程序及时关井, 关井求压后迅速实施压井作业。

1、发生溢流后, 根据关井压力, 尽快在井口、地层和套管安全条件下压井, 待井内平稳后才恢复钻进。

m、关井压力不得超过井口装置的工作压力、套管抗内压强度的 80%地层破裂压力三者中的最小值。

n、根据井站所处地形环境、交通现状, 确定逃生路线及撤离方案。

(2) 公众安全防护

按照本项目行业操作规范, 需加强对井场附近居民宣传井喷的危害及相关知识。井队队长及安全员负责指定应急培训计划, 定期对应急组织机构成员和应急保障系统、应急信息的有关人员进行综合性应急培训并作好培训记录。应急演练应每个月开展一次, 进入气层后半个月开展一次, 通过演练掌握应急人员在应急抢险中对预案的熟悉程度和能力, 二是加强抢险应急设备的维护保养, 检查是否备足所需应急材料。

(3) 配备应急点火系统及点火时间、点火管理

根据《钻井井控技术规程》(SY/T6426-2005), 钻井现场仍按照含硫油气井配备自动、手动和高压高能电子点火三套独立点火系统, 确保 100%的点火成功率。钻井队在现场条件不能实施井控作业而决定放喷点火时, 点火人员应佩戴防护器具, 并在上风方向, 离火口距离不得少于 10m, 用点火枪点火。

(4) 钻井进入目的层对居民的风险事故疏散准备

根据《含硫化氢油气井安全钻井推荐作法》(SY/T5087-2005)8.2.2.3 节要求,“当发生井喷失控时,应按下列应急程序立即执行:(a)当现场总负责人或其指定人员向当地政府报告,协助当地政府做好井口 500m 范围内的居民的疏散工作,根据监测情况决定是否扩大撤离范围;(b)关停生产设施;(c)设立警戒区,任何人未经许可不得入内;(d)请求援助”。因此建设单位应根据本项目钻井设计,重点做好钻至目的层前 2 天随时组织井口周围 500m 范围内居民风险事故疏散的准备,同时对临时安置集中点提供必要的生活保障、服务设施。在钻井作业过程中应严格落实《石油天然气钻井井控技术规范》(GB/T31033-2014)、《页岩气钻井井控安全技术规范》(AQ/T2076-2020)、《钻井井控技术规程》(SY/T6426-2005)、《含硫化氢油气井安全钻井推荐作法》(SY/T5087-2005)、《石油天然气安全规程》(AQ2012-2007)、《石油天然气工业健康、安全与环境管理体系》(SY/T6276-2014)等相关钻井和井控规范要求。

(5) 废水储存风险防范

在施工过程中,应加强废水储存设施的管理、巡视,保证废水池、软体罐液位在最高允许液位 0.5m 以下,水位达到池面 0.5m 前应转移。

在雨天发生泄漏或可能发生外溢事故时,应及时调度对废水进行外输,泄漏进入农田的,应堵住农田缺口,挖坑收集,防止进入下游地表水体影响水质。对庄稼造成的经济影响进行补偿,避免造成环境纠纷。发生事故后应及时通报当地环保部门,并积极配合环保部门抢险。

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。

(6) 地下水井涌防范

在钻井过程中,为防范发生地下水涌出污染地表土壤和水体的事情发生,在发生井涌后,应将涌出水引入池体中。

此外,为防范井涌,钻井过程中还配备了加重材料,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。

(7) 地下水漏失方法

钻遇大型溶洞和地下暗河时,钻井液漏失一般比较严重。开工建设前应进一步开展水文地质条件勘察,查明地下溶洞、暗河分布情况。解决钻井液漏失的方法一般为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。

(8) 夜间特别管理机制

由于钻井工程特点需要 24 小时连续作业,所以应特别警惕夜间风险事故的防范和应急。为了确保周围居民的健康,应在井喷失控时紧急疏散撤离周边井口 500m 范围内居民,至固井作业完成。井场配备高音喇叭、防爆灯具,以便夜间事故及时通知周边居民,防爆灯具应布置在井场内风向标处,以便井场人员和周边较近居民可判断风向,带领其他人员撤离。井场实行轮班制度,保证夜间各岗位有相应值班人员。对居民进行公众教育、培训中应强调夜间自救内容,要求居民夜间保持通讯设备的畅通,夜间不关手机等。强调在钻气层期间夜间保持一定的警惕,提出在夜间事故报警后及时撤离。

(9) 柴油罐事故防范措施

柴油储罐区地面应做硬化,罐底设置防渗膜,并在四周设置围堰,围堰高度不小于 15cm,同时配备相应应急物资(片碱、消防器材等),柴油装卸时严格按照操作规程进行,严禁违规操作,定期对柴油罐进行巡查,防止事故发生。

(10) 盐酸储罐及盐酸配置事故防范措施

盐酸(31%)由厂家运输至井场,再由储层改造施工队进行前置酸(15%)的配置。盐酸储罐及盐酸罐配置作业区地面应做硬化,盐酸罐底设置防渗膜,并在四周设置围堰,围堰容积不小于单个盐酸罐容积。盐酸配置作业由储层改造施工队伍负有环保主体责任,施工期间,施工队伍应配备相应的应急物资(片碱等),严格执行配制酸液的作业规范,操作人员应穿戴防护服、正压自携式呼吸器、防护目镜,耐腐蚀手套,避免接触皮肤。定期对盐酸储罐进行巡查,

防止事故发生

(11) 化学药品事故防范措施

化学药品堆放于药品堆放仓库，地面铺设防渗膜及遮雨棚。药品必须堆放整齐、标志明显，并有专人保管，严格执行定置管理，防湿、防潮、防渗，加强安全保管措施。

(12) 废水转运事故防范措施

①建立建设单位与当地政府等相关部门的联络机制，保障信息畅通。

②对承包废水转运的承包商实施车辆登记制度。

③转运过程做好转运台账，严格实施交接清单制度。

④加强转运车辆装载量管理，严禁超载。

⑤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。

⑥废水转运应避开大雾、暴雨等恶劣天气。

⑦运输单位应当根据物品危险特性采取相应的安全防护措施，并配备必要的防溢、防漏、防晒等防护用品和应急救援器材。

⑧合理选择运输路线，转运路线尽量避开饮用水源保护区、自然保护区等环境敏感区。

(13) 岩屑转运事故防范措施

①运输车辆必须是专用车或经有关部门批准使用符合安全规定的运载工具，并符合相关要求；运输车辆、储罐及管道进行定期的维护和检查，防患于未然，保持槽车和良好的工作状态，保证接地正常。

②担任运输人员必须经过上岗培训，经定期考核通过后方能持证上岗。工作人员应熟悉事故应急设备的使用和维护，了解应急手册应急处理流程，一旦发生意外，在采取应急处理的同时，迅速报告公安、交通部门和环保等有关部门，必要时疏散群众，防止事态进一步扩大和恶化。

③运送车辆必须在车辆前部和后部、车厢两侧设置专用警示标识。

④应当根据岩屑数量，配备足够数量的运送车辆，合理地备用应急车辆。

⑤每辆运送车应指定负责人，对岩屑运送过程负责；从事油基岩屑运输的

司机等人员应经过合格的培训并通过考核。

⑥在运输前应事先制定周密的运输计划，安排好运输车经过各路段的时间，尽量避免运输车在交通高峰期通过人口集中区域。

⑦应制定事故应急和防止运输过程中泄漏的保障措施和配备必要的设备，在油基岩屑发生泄漏时可以及时将油基岩屑收集。

⑧定期对运输车辆进行全面检查，减少和防止岩屑发生泄漏和交通事故的发生。

⑨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。

⑩合理安排运输频次，并加强安全措施。

4.8.5.3. 运营期环境风险防范措施

(1) 站场工程安全措施

设井口安全截断阀，可在超压或失压情况下自动快速截断，保护气井和地面设施。

为防止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。站内管线及设备上设有手动放空，放空阀后与防空系统相连；集气站设置有放空立管，作为检维修、事故站内管线的放散。

(2) 消防工程安全措施

依据 GB50140-2005 规定，井站、集气站属于五级站，按要求配制灭火器材，扑灭初期火灾。

(3) 自动控制工程安全措施

设置井口安全截断系统，当检测点压力超高或超低以及火灾情况下，该系统自动关闭井口，同时也能人工紧急关闭井口。

在场站出站管线设置压力检测和压力高、低报警，压力超低时对出站管线进行安全联锁截断。

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

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

(4) 工程安全管理措施

① 防火灾、爆炸对策措施

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。

② 站场装置和管道防爆对策措施

严格执行安全生产制度及操作规程。

投产后的管线应定期防腐涂层检测、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。

安全阀与压力表要定期校验检查，保证准确灵敏。

仪表间及安装有集气设备的其它工作间，应特别注意防止设备漏气；室内要通风良好，防止可能漏失天然气的聚集，并严禁烟火，防止发生天然气爆炸燃烧。

上班人员应穿戴工作服和工作鞋，以免产生静电火花和撞击火花。

③ 管道运行管理对策措施

建立安全技术操作规程和巡检、清管制度，并必须执行。

应制定定期检测计划，定期对照安全检查表进行安全检查。

管道防腐设备、检测仪器、仪表，应实行专人负责制，必须定期检定和正确使用。

(5) 废水储存风险防范

运营期，对采出水罐、站内采出水管线进行定期检查，防止采出水泄漏，

同时加强对采出水产生情况的监控，根据采出水产生情况，及时转运采出水，做好转运台账，加强采出水转运过程中的环境管理，防止发生污染事故，废水储存设施采取严格的防渗措施。

(6) 废水转运事故防范措施

①建立建设单位与当地政府等相关部门的联络机制，保障信息畅通。

②对承包废水转运的承包商实施车辆登记制度。

③转运过程做好转运台账，严格实施交接清单制度。

④加强转运车辆装载量管理，严禁超载。

⑤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。

⑥废水转运应避开大雾、暴雨等恶劣天气。

⑦运输单位应当根据物品危险特性采取相应的安全防护措施，并配备必要的防溢、防漏、防晒等防护用品和应急救援器材。

⑧合理选择运输路线，转运路线尽量避开饮用水源保护区、自然保护区等环境敏感区，本项目转运路线见附图 23，该路线不涉及饮用水源保护区、自然保护区等环境敏感区。

4.8.5.4. 环境风险事故应急措施

(1) 环境风险应急基本要求

应把防止井喷失控等作为事故应急的重点，避免造成人员及财产损失，施工单位应本着“人员的安全优先、防止事故扩展优先、保护环境优先”的原则，按照《石油天然气工业健康、安全与环境管理体系》(SY/T6276-2014)的要求和评价要求制定和当地政府有关部门相衔接的事故应急预案。

(2) 环境风险应急关键措施

井喷发生后，应立即组织首先撤离井口周边 500m 的居民。井喷失控后，在 15min 内完成井口点火燃烧泄漏天然气。将天然气燃烧转化为 CO₂ 和 H₂O。放喷燃烧期间井口外 500m 范围内确保无居民。点火应监测甲烷浓度，取 5.0% 和 15%作为甲烷的爆炸上、下限区域，防止爆炸事故。

(3) 环境风险事故时人员撤离的范围及路线

①紧急撤离区

本项目井口 500m 范围内为紧急撤离区，虽然在严格按照井喷失控 15min 后及时点火的原则，15min 内泄漏的天然气浓度不会危及井场周边农民的生命和健康，但为了确保周围居民的健康，应立即撤离周边井口 500m 范围内居民，至固井作业完成。

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。由于涉及人员多，应通过应急组织机构负责组织撤离，通过广播系统和电话系统通知。由于远处居民不能看到风向标，在通知撤离时要由专业人员根据风向标说明撤离方向。可通过广播系统和电话系统通知，应通过协调村委会通过电话通知，设立 1 个联络点。指定 5 人负责通知周边居民。

②一般撤离区

本项目井口 500m 范围外为一般撤离区，根据布置的实时监测点环境空气质量情况，判断受环境风险影响程度和指导下步环境风险应急措施开展；若监测数值指示需撤离时，采取镇、区两级联动组织一般撤离区内的居民及时撤离。撤离路线应根据钻井井场实时风向情况，沿发生事故时的上风方向进行疏散撤离。

(4) 人群自救方法

迅速撤离远离井场，沿井场上风向撤离，位于井场下风向的应避免逆风撤离，应从风向两侧撤离后再沿上风方向撤离，同时尽量撤离到高地。撤离过程中采用湿毛巾或棉布捂住嘴，穿戴遮蔽皮肤完全的衣服和戴手套。有眼镜的佩戴眼镜。该自救措施应在宣传单、册中注明，在应急演练中进行演练。

(5) 井喷失控燃烧井口的应急措施

项目钻至含气层后密切注意井口返空物质情况，同时防止周围有人使用明火，避免造成安全事故。

(6) 天然气窜层泄漏进入地表应急措施

由于天然气窜层泄漏时，压力小，速率低，不会出现井喷式的泄漏，只要及时组织人员撤离，并及时采取事故应对措施一般情况下不会引起人员伤亡。应对该种事故措施主要是通过加强对钻井返空介质的监测来及时了解井下状

况，采取措施避免井漏气窜的发生，钻前加强对周边 3km 居民的教育培训，遇到此类事故应立即撤离泄漏点居民，撤离距离至少应在 500m 外。在泄漏点周边设置便携监测仪确定浓度，根据浓度确定具体撤离范围。气窜发生时及应立即采取井下堵漏措施，并通过井口放喷管放喷燃烧泄压，减少周边地表泄漏点泄漏量，此类环境风险是可控的。

(7) 环境应急监测方案和武隆区环境应急监测能力

发生事故时，在事故现场及周边设置监测点，监测环境质量状况，项目所在的武隆区环境监测站设备较完善，监测人员业务能力较强，能够完成应急监测任务，不能完成的项目可申请重庆市环境监测中心协助。

(8) 油品、盐酸等泄漏应急措施

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；若泄漏量较多，考虑用中转泵回收同品空罐，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。

由于盐酸为强酸性腐蚀物品，并在高浓度下对人体油烧伤的可能，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。

(8) 废水泄漏应急措施

当废水储存设施发生渗漏时，应立即将储存的废水全部转移，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，对储存设施进行修复，对渗漏部位进行加固和防渗处理，经承压试验合格后方可再次使用，避免再次发生泄漏事故。

若废水泄漏已对周边饮用泉点造成污染，业主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。

(9) 事故发生后外环境污染物的消除方案

当发生天然气扩散时，应及时进行井控，争取最短时间控制井喷源头，尽可能切断泄漏源。天然气扩散时间短，通过空气流动自然扩散和自然降雨降低空气中可燃气体浓度，可通过消防车喷雾状水溶解，将大气污染物转化为地表水污染物。井喷失控点燃后可通过空气流动自然扩散和自然降雨降低空气中污染物浓度。

4.8.5.5. 水源地环境风险防范措施

(1) 浅层钻井采用的钻井液均以清水为主，各段钻井完成后将迅速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，当钻井期间钻井液发生泄漏时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。钻井优先采用泵送易钻桥塞分段压裂技术，在断层发育区域，结合物探技术，采用特殊段桥塞封闭的方式，规避小型断层。

(2) 施工期、运营期采取严格的分区防渗措施，防止废水、柴油等发生泄露。

(3) 施工期、运营期加强巡检，发现泄露或者池体、储罐等出现破损情况，立即更换或进行修复，避免污染物的进一步泄漏和扩散。

(4) 优化施工方案，压裂返排结束后，回用不完的剩余废水及时转移处置，减小废水在现场储存时间。

(5) 运营期集气站采出水罐采用优质材料，采取离地布置，以便于及时发现采出水罐泄露情况。

(6) 加强对泉点、老龙洞暗河的水质监测，一旦发现水质受到影响，立即对可能造成地下水污染的设施进行检查，对渗漏区域防渗层进行修复，避免污染物的进一步泄漏和扩散。

(7) 应加强区域环境风险联动，与清水老龙洞溪沟水源地进行联动，切断老龙洞暗河水量进入清水老龙洞溪沟水源地，环境风险解除和保证水质安全后，再进行输水，确保下游饮用水源安全。

4.8.5.6. 环境风险应急预案

中石化重庆页岩气有限公司已组织编制了《武隆区块页岩气勘探开发项目突发环境事件应急预案》和《武隆区块页岩气勘探开发项目突发环境事件风险评估报告》，并已完成备案，环境风险评估报告备案号：500119202306001；应急预案备案号：2023-500119-006-LT。应急预案主要包括：环境风险分析、应急组织机构及职责、预防与预警、应急响应、后期处置、监督管理等。该应急预案适用于中石化重庆页岩气有限公司武隆管辖区域内页岩气开发项目的突发环境事件的处置。本项目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。

4.8.6 风险评价结论

综上所述，该项目风险事故发生机率低，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，将该项目环境风险机率和风险影响降至可接受水平。

表 4.8-8 建设项目环境风险简单分析内容表

建设项目名称	坪地 8 平台				
建设地点	重庆市	武隆区	双河镇	石坝村	(/)园区
地理坐标	经度	/	纬度	/	
主要危险物质及分布	施工期：柴油罐、盐酸罐、油基钻井液；运营期：甲烷				

环境影响途径及危害后果	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及采出水罐破损导致废水泄漏污染地表水环境等。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。
风险防范措施要求	详见 4.8.5 节
填表说明	经风险调查、风险潜势初判，拟建项目 Q 值小于 1，确定项目风险潜势为 I，评价工作等级为简单分析

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. 钻前工程

钻前工程施工人员租住附近民房，不设施工营地，生活污水利用租住民房污水处理设施处理。

5.1.1.2. 钻井及储层改造工程

(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。一开直井段剩余钻井液直接在循环罐内用于配制一开斜井段钻井液，一开斜井段完钻后，剩余水基钻井液由井队回收，用于后续钻井工程。目前，中石化重庆页岩气有限公司根据已开发的平台钻探情况，确立了区域页岩气钻井用统一的水基钻井液体系，因此，本项目水基钻井阶段结束后，剩余水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) 压裂返排液

压裂返排液等收集后在配液罐、软体罐等池体暂存，优先回用于本平台压裂工序，最后一口井压裂返排液优先拉运至武隆工区其他钻井平台经絮凝沉淀、杀菌，满足压裂回用水质标准要求后，回用于后续新钻井压裂工序配制压裂液，无可回平台回用时，依托武隆工区采出水处理项目处理达《污水综合排放标准》（GB8978-1996）一级标准后排放。

1) 压裂返排液回用压裂可行性分析

本项目新钻的 4 口页岩气井逐井进行储层改造作业，即首先对第一口井进行压裂作业，压裂完成后测试放喷排液，产生的压裂在井场软体罐、配液罐暂存，测试放喷结束后，再进行下一口井的储层改造作业，上一口井产生的压裂返排液回用于下一口井压裂液配制，依次类推。

压裂返排液收集后在软体罐和配液罐暂存，采用“混凝沉淀+杀菌”处理后回用于压裂工序，污水处理工艺流程图见图 5.1-2，压裂液回用水质要求见表 5.1-1。

图 5.1-2 污水处理工艺流程

表 5.1-1 压裂液回用水质要求

采用“混凝沉淀+杀菌”处理工艺，絮凝剂和助凝剂的添加可有效处理污水中 SS、 Ca^{2+} 、 Mg^{2+} 浓度，杀菌剂可有效控制硫酸盐杆菌 SRB、腐生菌 TGB、铁菌 FB 数量，通过稀释的方式可降低废水矿化度，经上述工艺处理后废水可满足压裂回用水质标准要求。采用“混凝沉淀+杀菌”处理工艺，直接在软体罐和配液罐添加絮凝剂和杀菌剂，不需其他处理设施，操作简单，在页岩气勘探开发中已得到广泛应用，根据建设单位其他页岩气井压裂返排液回用情况，返排废水的回用未对压裂性能产生不良影响，因此，回用是合理可行的。

2) 依托采出水处理站处理可行性分析

本项目压裂返排液无可用平台回用于压裂工序时，拉运至武隆工区采出水处理站处理，武隆工区采出水处理站位于武隆区凤山街道隆页 1-1 井场范围内，主要服务于武隆区境内隆页 1 平台及附近的页岩气井采出水和压裂返排液处理，设计处理能力 $400\text{m}^3/\text{d}$ ，采用“混凝沉淀+化学氧化法+双滤料过滤+折点氯化法除氨氮”工艺，出水水质达到《污水综合排放标准》（GB8978-1996）一级标准后经尾水排放管排入白笋溪，最终汇入乌江。

武隆工区采出水处理项目于 2020 年 9 月 23 日取得环评批复（渝（武）环准〔2020〕027 号），目前已建成并处于调试运行阶段，已办理排污许可登记，正开展竣工环境保护验收。

目前，武隆工区采出水处理项目平均每天处理水量约 $30\sim 50\text{m}^3$ ，尚有较大处理余量，本项目 4 口气井逐井压裂，一口井压裂完毕后，再进行下一口的压裂，上一口井的压裂返排液优先回用于下一口井压裂工序，最后一口井压裂返排液约 3200m^3 ，优先拉运至武隆工区其他钻井平台回用于压裂工序，无可用平台回用于压裂工序时，拉运至武隆工区采出水处理站处理。

根据地层、相近地层应力、同等压裂压力页岩气井返排气液量统计资料，开井排液时 1~2d 内返排水量较小，3~15d 后返排水量逐渐增大，约在 12~15d 左右达到峰值（单井最大返排液产生量约为 $300\text{m}^3/\text{d}$ ），峰值返排时间一般约为 1~2d，而后返排水量逐渐减小，直至趋近于气水平衡。本项目最后一口井压裂返排液产生量约 $4000\text{m}^3/\text{d}$ ，最大返排水量约为 $300\text{m}^3/\text{d}$ ，产生量不大，根据现行运行工况，武隆工区采出水处理项目每天现有约 350m^3 的处理余量，压裂返排液采取分时分批次转运至武隆工区采出水处理项目是可行的。

当武隆工区采出水处理项目无法及时处理的压裂返排液可在平台软体罐、配液罐及废水池暂存，总计容积不小于 4900m^3 ，同时武隆工区采出水处理项目有 1 座 1000m^3 调节池，可用于压裂返排液暂存。

综上，压裂返排阶段只要做好与其他页岩气平台、武隆工区采出水处理项目的运行协调，压裂返排液依托武隆工区采出水处理项目进行处理是可行的。

3) 暂存、转运过程环境管理要求

在钻井期间应加强对废水储存情况进行观察，定期巡检，防止出现废水渗漏等情况，同时保证池体液位在最高允许液位 0.5m 以下，水位达到池面 0.5m 前应将废水进行转移。

转运过程中应采取以下措施，加强环境管理：

- ①对承包废水转运的承包商实施车辆登记制度。
- ②转运过程做好转运台账，严格实施交接清单制度。
- ③加强转运车辆装载量管理，严禁超载。
- ④加强对运输司机的安全教育，定期对车辆进行安全检查，严格遵守交通规则，避免交通事故发生。加强驾驶员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。
- ⑤转运车辆行驶至河流（含河沟、塘堰等）较近位置或者穿越河流（含河沟等）的道路时，应放慢行驶速度，观察并安全通过。
- ⑥转运应避开大雾、暴雨等恶劣天气。
- ⑦合理选择运输路线，转运路线尽量避开饮用水源保护区、自然保护区等环境敏感区。

（3）场地雨水

井场四周修建截排水沟，雨水就近排入附近溪沟；井口周边主要设备区设置有场内排污沟，与废水池连通，井场内雨水排入废水池暂存，后期回用于压裂工序，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。

(4) 洗井废水

本项目采用清水洗井，压入井内的清水冲洗套管内壁，通过高压临时软管(聚乙烯高压软管 DN200, 4MPa)输送至配液罐暂存，用于压裂液配制。洗井废水产生量约 $180\text{m}^3/\text{口井}$ ，废水中主要污染物指标为 pH 值、COD、悬浮物，回用于压裂工序。

(5) 生活污水处理措施

井场及生活区各设置 1 个环保厕所，生活污水经环保厕所收集处置后定期清掏农用或交第三方环境治理公司进行清掏外运处置。

5.1.1.3. 废水储存可行性分析

钻井过程产生的废水直接进入循环罐回用，不排入其他池体，钻井期 220 天，场地雨水产生量约 106m^3 ，排入废水池暂存，废水池容积 500m^3 ，可满足钻井期场地雨水暂存需求。

钻井结束后进入储层改造阶段，首先利用清水对 4 口井进行洗井。本项目洗井废水产生量 720m^3 ，洗井废水仅在洗井阶段暂存，压裂作业开始后用作洗井废水全部用作第一口井压裂液的配制，后续不再产生和储存洗井废水，储层改造阶段设置 60 个 40m^3 配液罐、软体罐 2000m^3 ，再加上钻前工程布置的 1 座 500m^3 废水池，储层改造阶段可储存废水 4900m^3 ，可满足洗井废水暂存要求。

洗井结束后，对页岩气井分别逐井压裂，第一口井压裂完毕后，再进行下一口的压裂，压裂返排液井间回用，即第一口井产生的压裂返排液回用于下一口井压裂液配制，依次类推，最后一口井产生的压裂返排液回用于其它钻井平台压裂液的配制，若压裂返排液无回用平台时，压裂返排液可利用采出水处理站处理后达标排放。本项目单井压裂返排液产生量为 4000m^3 ，储层改造期 120 天，场地雨水产生量约 58m^3 ，储层改造期需储层的废水最大约 4058m^3 ，储层改造阶段设置 60 个 40m^3 配液罐、软体罐 2000m^3 ，再加上钻前工程布置的 1 座 500m^3

废水池，储层改造阶段可储存废水 4900m³，可以满足压裂返排液和场地雨水暂存要求。废水存储可行性见表 5.1-2。

表 5.1-2 废水存储可行性分析一览表

废水类别		产生量	储存设施	可储存量	储存阶段	储存可行性
钻井期	场地雨水	106	废水池	500	钻井阶段，用作第一口井压裂液配制	可行
储层改造期	场地雨水	58	废水池	500	储层改造期阶段，用作压裂液配制	可行
	洗井废水	720	软体罐+配液罐+废水池	4900	洗井阶段，用作第一口井压裂液配制	可行
	压裂返排液	4000（单井最大产生量）	软体罐+配液罐+废水池	4900	测试放喷返排阶段，用作下一口井压裂液配制	可行

5.1.1.4. 油气集输工程

油气集输工程建设时施工人员租住附近民房，施工现场不设施工营地，生活污水利用租住民房污水处理设施处理。

5.1.2 地下水防治措施分析论证

5.1.2.1. 断层导水防治措施

断层带往往也是岩溶发育带，因此钻井及压裂区域应避开断层，以免钻井液流失及压裂水通过断层污染浅层岩溶水。

平台在选址上已避开了区域大断层，钻井优先采用泵送易钻桥塞分段压裂技术，在断层发育区域，结合物探技术，采用特殊段桥塞封闭的方式，规避小型断层。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。钻井优先采用泵送易钻桥塞分段压裂技术，在断层发育区域，结合物探技术，采用特殊段桥塞封闭的方式，规避小型断层。

5.1.2.2. 井场地下水污染防治措施

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。

项目所在区域地下水类型主要为碎屑岩夹碳酸盐岩裂隙溶洞水，包气带岩性为黏土层和灰岩，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，结合地下水导则及《非常规油气开采污染控制技术规范》（SY/T7482-2020）要求，钻机基础区域、钻井液循环系统（包括循环罐、储备罐等）、放喷池、废油暂存区、柴油罐区、油基岩屑暂存区、危险废物暂存区、柴油发电机房等涉及含油材料或废物流转的区域为重点防渗区，本项目原辅材料暂存区、水基岩屑暂存区等为一般防渗区域。项目分区防渗要求见表 5.1-3，分区防渗示意图见附图 18、附图 19。

表 5.1-3 本项目井场各构筑物防渗要求一览表

构筑物名称	防渗分区	防渗技术要求
危险废物贮存场	重点防渗	等效黏土防渗层 $M_b \geq 6.0m$, $k \leq 1 \times 10^{-7}cm/s$; 或参照 GB18598 执行
油基岩屑暂存区	重点防渗	
柴油罐区	重点防渗	
盐酸罐区	重点防渗	
柴油动力机、发电机	重点防渗	
钻井液循环系统区	重点防渗	
放喷池（兼废水池）	重点防渗	
钻机基础区	重点防渗	
水基岩屑暂存区	一般防渗区	等效粘土防渗层 $M_b \geq 1.5m$, $K \leq 1 \times 10^{-7}cm/s$; 或参照
软体罐区	一般防渗区	

构筑物名称	防渗分区	防渗技术要求
原辅材料暂存区	一般防渗区	GB16889 执行
压裂液罐区、配液撬、压裂机组区域、供液撬	一般防渗区	

油罐区、酸罐临时储存区四周应设围堰，高度应不小于 15cm，并配备污水回收罐。

5.1.2.3. 供水泉点水源污染防治措施

根据地下水影响预测可知，拟建项目在废水泄漏等非正常情况下可能对周边地下水环境有一定影响。施工期加强对泉点的监测，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，对渗漏区域防渗层进行修复，避免污染物的进一步泄漏和扩散。在发现居民饮用泉点受影响时，业主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。

通过以上措施可有效预防地下水污染，措施可行。

5.1.3 大气污染防治措施分析论证

(1) 施工扬尘

对易扬散材料的运输要采取包封措施，最大程度的减少撒落现象。

加强施工场地的防尘洒水，洒水频率视天气及具体情况而定；

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) 施工机具尾气影响减缓措施

燃油机械尽量使用优质燃料。

定期对燃油机械、消烟除尘等设备进行检测与维护。

运输车辆要统一调度，避免出现拥挤，尽可能正常装载和行驶。

加强对施工机械管理，科学安排其运行时间，严格按照施工时间作业，不允许超时间和任意扩大施工路线。

(3) 燃油废气

钻井期采用网电供电，柴油机发电机备用，柴油机发电机等设备使用符合国家标准的柴油，产生的大气污染物浓度低，柴油机发电机设备均为成套产品，经自带的排气筒排放，污染物排放量小。

(4) 测试放喷废气

测试放喷废气主要采用地面燃烧处理，测试放喷管口高为 1m，采用短火焰灼烧器，修建放喷池降低热辐射影响。放喷管线采用螺纹与标准法兰连接的专用抗硫管材。水泥基墩坑长×宽×深为 0.8m×0.8m×1.0m，遇地表松软时，基坑体积应大于 1.2m³；地脚螺栓直径不小于 20mm，预埋长度不小于 0.5m。本项目有 2 个放喷池，正对燃烧筒的墙高 2.5m，厚 0.5m，其余墙厚 0.25m，内层采用耐火砖修建。该技术在钻井工程中广泛应用，技术成熟可靠，措施可行。

5.1.4 噪声控制措施分析论证

噪声控制首先是管理，施工单位必须选用符合国家标准的施工机具和运输车辆，尽量选用低噪声的施工机械和工艺，加强各类施工设备的维护和保养，保持其良好的工况，以便从根本上降低噪声源强。

本项目钻井平台采用网电供电，柴油发电机组作为备用电源。固定机械设备(柴油动力机、发电机组)自带消声器，施工单位还对其加装基座减震进行噪声控制。

由于钻井作业为高大施工设备，采取隔声难度大，建设单位在钻井、储层改造期间应将高噪声设备布置在远离居民点一侧，同时对现场实测噪声超标的居民采取临时避让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。运输车辆途经敏感点时应限速、禁鸣。

通过以上措施，施工期对声环境的影响是可以接受的。

5.1.5 固废处置及综合利用可行性分析

5.1.5.1. 普通钻井岩屑

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进行固液分离后可用作井场消防砂或铺垫井间道路。

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、脱水后，固相（滤饼）应满足《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB18599-2020）的相关规定在水基岩屑暂存区存放，随后外运用于资源化利用。同时应按照《一般工业固体废物管理台账制定指南（试行）》（生态环境部公告 2021 年第 82 号）建立一般工业固体废物台账。暂存区采用砖混结构，基础下部采用 20cm 厚砂砾（卵）石层，面层为 20cmC25 混凝土+水泥基结晶型防渗涂料作防渗处理，上部搭设雨棚。压滤后岩屑采用装载机短距离转运至暂存池，装载机转运时，应加强操作人员环保意识，确保岩屑不落地，严格管理，岩屑堆存高度不可超过围墙高度。在水基岩屑暂存区储量达到 80%以前应及时对处理后的滤饼进行综合利用，避免因暂存池储存空间不足导致滤饼露天堆放。结合本项目不落地系统实际运行情况，滤饼在不落地系统至暂存池转运途中容易发生散落、地漏等现象，因此要求及时清理滤饼转运途中撒落的部分，暂存池均采用砖混结构并做好防雨、防渗处理，避免雨水对滤饼产生冲刷。在采取上述措施后，处理后的水基岩屑（滤饼）其收集、转运、暂存、运输过程中均不会对周围环境产生二次污染。

本项目水基岩屑最终送至附近砖厂、水泥厂等资源化利用。根据《重庆市生态环境局办公室关于加强水泥窑协同处置危险废物和页岩气开采固体废物环境管理服务的通知》（渝环办〔2019〕373 号）：水基岩屑以水泥窑协同处置的方式处置的，需满足水泥窑协同处置的入窑（磨）要求，协同处置过程应满足《水泥窑协同处置固体废物污染控制标准》《水泥窑协同处置固体废物环境保护技术规范》《水泥窑协同处置固体废物技术规范》等要求；水基岩屑用于烧结制砖，烧结制砖设施应配套建设相应的固体废物贮存场所和污染防治设施，并履行相应环保手续，烧结砖应符合《烧结普通砖》（GB5101）要求。

根据重庆市计量质量检测研究院于 2016 年 4 月 11 日对水基岩屑进行的烧结砖质量检测结果表明，水基钻井岩屑固化体制备的烧结砖能满足《烧结普通砖》(GB5101-2003)和《建筑材料放射性核素限量》(GB6566-2010)中各项性能指标要求，检测结果详见表 5.1-4，检测报告详见附件 12。

表 5.1-4 普通烧结砖检验数据表

序号	检测项目		检验结果	标准值	备注
1	抗压强度 (MPa)		14.3	≥ 10	合格
2	强度标准 (MPa)		12.7	≥ 6.5	合格
3	吸水率	平均值	11	≤ 18	合格
		单块最大值	12	≤ 20	合格
4	饱和系数	平均值	0.54	≤ 0.78	合格
		单块最大值	0.57	≤ 0.80	合格
5	放射性	IRa	0.4	≤ 1.0	合格
6		Ir	0.4	≤ 1.0	合格

根据中石化华东分公司实验研究中心对南川区块水基岩屑烧结砖浸出液进行检测，浸出液指标监测达到《污水综合排放标准》(GB8978-1996)中一级标准，检测报告详见附件 13。

表 5.1-5 水基岩屑烧结砖浸出液检测报告数据表

序号	检测项目	单位	检验结果	标准值	备注
1	pH	/	7.06	6~9	达标
2	铜	mg/L	0.05L	0.5	
3	锌	mg/L	0.02L	2.0	
4	铅	$\mu\text{g/L}$	22.3	1000	
5	镉	$\mu\text{g/L}$	1.22	100	
6	镍	mg/L	0.05L	1.0	
7	总铬	mg/L	0.05	1.2	

综合分析，水基岩屑用于制砖可满足产品质量要求，水基岩屑用于制作砖的综合利用处理方式能够满足水基钻井岩屑处理要求。本项目现场仅对水基岩屑进行“不落地”工艺板框压滤脱水处理，其余的处理均外委给其他有资质并具备完善环保手续的单位。

本项目水基滤饼外送资源化利用时应符合接纳企业对原材料的质量和规

格要求；企业自身加工利用水基岩屑应符合国家行业技术政策和相关环保要求；利用水基岩屑加工制成产品外售，应符合产品质量标准。

5.1.5.2. 油基岩屑处置

油基岩屑在振动筛后在危险废物暂存区内采用吨桶收集暂存，属于危险废物，其收集、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。

本项目井场内油基岩屑的贮存应按照危险废物进行管理，转运和处置工作交由有危险废物处置资质的单位进行处置。依据《危险废物收集、贮存、运输技术规范》(HJ2025-2012)等要求规范，项目应加强以下措施：

A、收集作业

①应根据收集设备、转运车辆以及现场人员等实际情况确定相应作业区域，同时要设置作业界限标志和警示牌。

②作业区域内应设置危险废物收集专用通道和人员避险通道。

③收集时应配备必要的收集工具和包装物，以及必要的应急监测设备及应急装备。

④危险废物收集应填写记录表，并将记录表作为危险废物管理的重要档案妥善保存。

⑤收集结束后应清理和恢复收集作业区域，确保作业区域环境整洁安全。

⑥收集过危险废物的容器、设备、设施、场所及其它物品转作它用时，应消除污染，确保其使用安全。

B、危险废物贮存

①危险废物贮存设施应配备通讯设备、照明设施和消防设施。

②贮存危险废物时应按危险废物的种类和特性进行分区贮存，每个贮存区域之间宜设置挡墙间隔，并应设置防雨、防火、防雷、防扬尘装置。

③建设单位应明确危险废物贮存设施现状，包括设施名称、数量、类型、面积及贮存能力，掌握贮存危险废物的类别、名称、数量及贮存原因，提出危险废物贮存过程的污染防治和事故预防措施等内容。

C、危险废物的运输

本项目危险废物委托外单位运输危险废物的，建设单位应定期对承包商进行检查、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[2005 年]第 9 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。

5.1.5.3. 废防渗材料处置

本项目钻井、压裂结束后对场地进行清理，根据《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》，场地清理时拆除的原防渗区域为防止矿物油等污染土壤和地下水而铺设的防渗材料等（如油罐区防渗膜），若沾染废矿物油，属于危险废物（HW08），拆除的废防渗材料应交由有相应危废处置资质的单位进行转运处置，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。

5.1.5.4. 废油处置

本项目单井废油产生量约 1.1t，本项目共产生 4.4t，由中石化重庆页岩气有限公司或有资质的单位回收处理。废油的收集、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。

5.1.5.5. 废包装材料

本项目产生的废包装材料由厂家或有回收资质的单位回收。

5.1.5.6. 压裂返排液絮凝沉淀污泥

压裂返排液收集后采用“混凝沉淀+杀菌”处理后回用于压裂工序，压裂返排液处理过程中将产生絮凝沉淀污泥。

根据《中石化重庆页岩气有限公司南川区块页岩气采出水循环处理系统污泥危险废物特性鉴别报告》，表明南川区块页岩气采出水循环处理系统脱水污泥不具有危险特性，不属于危险废物。南川区块页岩气采出水循环处理系统采用混凝沉淀工艺处理南川区块页岩气开采返排液以及采出水，处理后回用于页岩气井压裂工序配制压裂。本项目压裂返排液与南川区块页岩气采出水循环处理系统处理的废水成分类似，添加的絮凝剂和助凝剂种类一致，因此，参考《中石化重庆页岩气有限公司南川区块页岩气采出水循环处理系统污泥危险废物特性鉴别报告》，本项目压裂返排液回用处理过程中产生的絮凝沉淀污泥不属于危险废物，凝沉淀污泥按照一般工业固体废物进行处置或资源化利用。

5.1.5.7. 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。

5.1.5.8. 土石方

工程总挖方量小，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

本项目土壤保护应坚持“源头控制、过程区防控”，重点突出土壤质量质安全的原则，其宗旨是采取主动控制，避免泄漏事故发生。

(1) 源头控制

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，因此只要加强化工药品的管理，就可以有效避免污染物泄漏污染土壤。井队设 2 个柴油罐，每个 10m^3 ，临时存储钻井用柴油，单个井队最大储存量 15t，日常储量 10t，柴油罐均设置围堰，且油罐为成套钢质油罐，柴油发生大量泄漏的几率很小，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平台的工艺设备区进行监控；设置 1 台室外网络高清枪式摄像机对大门口进出人员情况进行监视；以便预防意外闯入和及时发现险情给予报警及火灾确认等。

5.1.7 生态环境保护措施

(1) 施工期生态环境影响减缓与避免措施

①在满足施工条件下，严格控制临时施工作业带，尽量减少对植被的破坏；土石方开挖、回填应避开大雨天与大风天气，减少水土流失量。

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

③制定严格的施工操作规范，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

a、基本农田管控要求

项目施工期间对耕地耕作层土壤剥离，堆放在表土堆场。施工结束后，按照土地复垦要求，除井场、进场道路、放喷池、雨水池外，其余临时占用的耕地全部复垦。项目对基本农田的影响可控，目前建设单位正在办理用地手续。

b、施工迹地恢复要求

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。对施工期临时占用的耕地，应严格按照占多少还多少的原则，予以全部还耕；对施工区形成的裸地要及时采取工程措施，可绿化的土地要全部进行绿化。场地内建筑物垃圾、生活垃圾清扫干净后，施工单位方可退场，防止工程弃渣挤占植被生存空间。

c、临时占地复垦规划

对本工程施工临时占用的耕地，在施工期根据占用面积给予影响人口相应的补偿，施工结束后进行土地恢复、农业复垦，及时归还农户耕种；对临时占用的林地，采取对林地上的林木进行一次性补偿，待施工结束后再进行林地恢复。土地复垦工作应遵循“谁破坏，谁复垦”的原则，建设单位需严格按照《土地复垦条例》（国务院令第 592 号）的要求，编制项目土地复垦方案，进行土地复垦，使其恢复到可供利用状态，并优先用于农业。

施工期结束后生态恢复措施示意图见附图 20。

（3）植物多样性及植被保护措施

为减小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。

评价范围占地范围内涉及天然林和地方公益林,应按要求办理林地占用手续,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报警系统和管理制度,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。

(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。

(5) 对珍稀植物及野生动物的保护

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。

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环境保护部门报告,并加以保护。

(6) 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。

(7) 对森林生态影响减缓措施及建议

①要采取有效措施预防森林火灾

在项目建设施工期间,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。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,与该项目建设工程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。重点是临时占地范围内的植被恢复。树种的选择应以该地区的优势树种为主，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。

（8）开展宣传教育及培训工作

在施工开始前，对施工人员进行法律法规、主要保护对象、外来入侵物种知识、动植物保护知识等方面的培训，培训考核合格后方可施工。通过培训和施工期的监管，杜绝施工期人为捕猎、侵害野生动植物的事件发生。

施工期，出入口设警示宣传牌，内容以保护生态环境、保护自然资源为主，提醒施工人员落实保护措施，在施工过程中控制及减少对环境的不利影响。

（8）公益林、天然林影响减缓措施

本项目占地范围内涉及地方公益林，不涉及天然林。公益林应按《重庆市公益林管理办法》等相关要求办理占用手续和林木采伐审批手续。

严禁向公益林内排放废水、固体废物，减小对公益林的破坏。

发生火灾爆炸时，可能对周边林地起火，造成林地面积减少，危害人身安全等，施工单位野外用火时，应提高防火意识，防止发生森林火灾，放喷池严格按规范设计，清除放喷池周边一定范围内植被，保证放喷点火安全。

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

运营期，集气站站设置 55m^3 污水罐暂存采出水，采出水由罐车转运至武隆工区采出水处理站处理达到《污水综合排放标准》(GB8978-1996) 一级标准后，经尾水排放管排入白笋溪，最终汇入乌江。

根据本项目施工计划，本项目预计于 2025 年 9 月进入正式采气。根据建设单位开发计划，到 2029 年 9 月，武隆工区预计新增约 50 口页岩气开发井，新增采出水约 $250\text{m}^3/\text{d}$ ，届时，武隆工区采出水处理站预计废水处理量约 $300\text{m}^3/\text{d}$ ，尚有 $100\text{m}^3/\text{d}$ 处理余量，本项目运营期采出水产生量约 $20\text{m}^3/\text{d}$ ，武隆工区采出水处理项目是建设单位专门建设用于处理页岩气勘探开发过程中产生的压裂返排液、采出水等废水的处理设施，武隆工区采出水处理站富余处理

能力可以满足本项目采出水处理需求。

运营期应对采出水罐、站内采出水管线进行定期检查，防止采出水泄漏，同时加强对采出水产生情况的监控，根据采出水产生情况，及时转运采出水，做好转运台账，加强采出水转运过程中的环境管理，防止发生污染事故。

5.2.2 地下水污染防治措施

本工程地下水保护应坚持“源头控制、分区防控、污染监控、应急响应”，重点突出饮用水水质安全的原则，其宗旨是采取主动控制，避免泄漏事故发生。

(1) 源头控制

运营期，采出水由罐车转运至武隆工区采出水处理站处理达标后排放。

(2) 分区防渗

评价结合地下水环境影响评价结果，对工程设计或可行性研究报告提出的地下水污染防治方案提出优化调整的建议，给出不同分区的具体防渗技术要求。页岩气开采目前未颁布防渗的行业标准，根据《环境影响评价技术导则地下水环境》(HJ610-2016)表 7，或根据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，参照提出防渗技术要求。

本项目所在区域包气带防污性能为弱。

采出水罐体布置在地面上，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，本项目采出水罐区为一般防渗区，危废暂存间为重点防渗区，站场其他区域为简单防渗区。项目分区防渗要求见表 5.2-2，分区防渗示意图见附图 21。

表 5.2-2 本项目井场各构筑物防渗要求一览表

构筑物名称	防渗分区	防渗技术要求
危废暂存间	重点防渗	等效黏土防渗层 $M_b \geq 6.0m$, $k \leq 1 \times 10^{-7} cm/s$; 或参照 GB18598 执行
采出水罐区	一般防渗区	等效粘土防渗层 $M_b \geq 1.5m$, $K \leq 1 \times 10^{-7} cm/s$; 或参照 GB16889 执行
站场其他区域	简单防渗区	一般地面硬化

(3) 应急响应

运营期应加强对泉点、老龙洞暗河的水质监测，一旦发现水质受到影响，立即对可能造成地下水污染的设施进行检查，对渗漏区域防渗层进行修复，避免污染物的进一步泄漏和扩散。在发现居民饮用泉点受影响时，业主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）跟踪监测

建立地下水环境监测管理体系，包括制定地下水环境影响跟踪监测计划和跟踪监测制度，按照《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ10-2016）相关要求，本项目应设置地下水跟踪监测点 3 个，其中应至少在场址及其上、下游各布设 1 个。

5.2.3 大气污染防治措施

项目放空废气产生的频率较低，每次放空废气量均小于 $10\text{Nm}^3/\text{次}$ ，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、脱水撬设备等采用减振降噪措施，管道采用柔性连接，同时将压缩机布置在站场中部，采取基础减振、安装隔声罩等措施减小压缩机对周围声环境的影响。

5.2.5 固体废物污染防治措施

站场脱水撬产生的废分子筛、除砂产生的废砂石，交由一般固废处置单位处置。废润滑油交由有相应危险废物处置资质的单位处置，废润滑油的收集、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 2021 年第 23 号）等相关要求。

5.2.6 生态环境保护措施

运营期对生态环境的影响为设备运营噪声对周边动物的影响，运营期应采取低噪声设备，降低对周边环境的影响。

本项目退役后，除保留井口一定区域外，对其他全部区域因地制宜开展生态恢复，实施复耕复种或植草绿化。土地复垦工作应遵循“谁破坏，谁复垦”的原则，建设单位需严格按照《土地复垦条例》（国务院令 592 号）的要求，编制项目土地复垦方案，进行土地复垦，使其恢复到可供利用状态。退役期结束后生态恢复措施见附图 22。

5.2.7 土壤污染防治措施

运营期废润滑油在危险废物暂存间暂存，危险废物暂存间应满足《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2001）相关要求，加强运营期管理，保证废油不泄漏。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；加强废水池、采出水罐的巡视，加强罐车运输管理，保证废水不外溢；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。

5.3 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 5.3-1。

表 5.3-1 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	钻前工程施工废水处理	平台设置 5m ³ 的沉淀池	施工废水经沉淀处理后全部回用	1.0
		井场废水储存设施	平台新建 1 座 300m ³ 放喷池、1 座 500m ³ 废水池暂存废水；储层改造期间设置 4 座 500m ³ 软体罐，储层改造施工结束后拆除	容积保证所有钻井废水的储存，池体渗透系数达到 1.0×10^{-7} cm/s，满足第 II 类一般工业固体废物处置要求	计入总投资
		钻井废水及压裂返排液处理与利用	钻井废水循环利用，压裂返排液井间回用，最后一口井压裂返排液优先回用于其它钻井平台压裂工序配制压裂液，没有钻井平台可回用时，罐车拉运至武隆工区采出水处理站处理	妥善处置	40
		井场清污分流排水沟	场内井口沿基础周围有场内排水明沟接入井口方井；井场周边设雨水沟将雨水排入附近溪沟	清污分流减少废水量，减轻对环境的污染	计入总投资
		生活污水	井场及生活区设置环保厕所，对生活污水进行收集处理	定期清掏农用，或交第三方环境治理公司进行清掏外运处置	4
	地下水	钻井工艺措施	采用近平衡钻井方式，导管段、一开直井段(造斜点之前)采用清水钻井，无任何添加剂，分段采用套管进行固井作业	防止钻井过程中钻井液漏失对浅层地下水水质产生不良影响	计入总投资
		井场分区防渗	井场内井架基础、柴油机、循环罐区等采用混凝土硬化，油罐区和酸罐临时储存区基础硬化，四周设围堰，并设污油回收罐	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	放喷池、废水池采取防渗处理	渗透系数达到 1.0×10^{-7} cm/s，满足第 II 类一般工业固体废物处置要求	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
		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	若钻井、压裂废水泄漏对周边饮用水产生影响，利用供水车从附近乡镇运水给受影响居民供应饮用水或采取其他供水措施，解决居民的生活饮用水问题，直至饮用水泉点水质恢复为止	保障周边居民的饮用水安全	计入总投资
	大气	施工场地大气污染防治措施	设置专用洒水车定期洒水防尘，设置围栏，相关环境管理	减轻施工扬尘及机具尾气对大气环境的影响	2
		燃油废气治理	采用网电供电，停电时使用轻质柴油为燃料，使用符合环保要求的柴油机和发电机，使用设备自带的排气设备排放	对环境影响控制在可接受范围内	计入总投资
		测试放喷废气	测试放喷管口高为 1m，采用对空短火焰灼烧器，修建放喷池减低辐射影响	对环境敏感点不造成影响，符合环保和钻井井控安全要求	计入总投资
	噪声	减震隔声降噪	柴油机、发电机等高噪声设备排气筒上自带高质量排气消声器降噪；设备置于活动板房内，隔声降噪；设备安装基础敷设减振垫层和阻尼涂料，减振降噪	最大程度降低噪声源源强	10
	固体废物	钻井岩屑及沉淀污泥处置	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、脱水后，液相回用于压裂工序，水基岩屑固相优先进行综合利用，絮凝沉淀池污泥交一般工业固废场处置或进行资源化利用；油基岩屑采用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	水基岩屑资源化利用应满足国家行业技术政策和相关环保要求及相应产品质量标准，油基岩屑妥善处置	450
		废防渗材料	交由有危险废物处置资质的单位进行处置	妥善处置	1
		废油	收集后由业主或有资质的单位回收利用	提供资源利用效率	/
		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	/

中石化重庆页岩气有限公司坪地 8 平台环境影响报告书

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
		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	3
		土石方	工程土石方平衡	不产生弃土	计入主体工程投资
	生态环境	生态恢复	放喷池、井场等设施待退役后再进行拆除和恢复；表土临时堆存并用防雨膜覆盖，用于临时占地恢复；井场周边按照规范要求设置防火隔离带，对管线施工作业带覆土回填，管线工程全线进行覆土恢复	恢复地表植被，保持当地生态景观一致性	60
	环境风险	环境风险防范	钻井及试气压裂过程中严格按照规范和设计施工；制定应急预案并加强演练；对周边居民进行环境风险应急培训、演练；加强环境风险管理及物资储备等；柴油储罐、盐酸储罐区设置围堰；加强岩屑、废水等转运过程的风险管理	/	40
运营期	污水	采气分离废水	由罐车转运至武隆工区采出水处理站处理达到《污水综合排放标准》(GB8978-1996) 一级标准后排放	减轻对环境的污染	计入运营投资
		井下作业废水	回用于压裂工序，配制压裂液	回用	计入运营投资
	废气	站场放空废气	通过站场放空立管进行放空	/	/
	噪声	压缩机、泵等设备噪声	压缩机采取隔声、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	最大程度降低噪声源源强	10.0
		放空噪声	瞬时噪声，加强日常巡检，减小放空频次	减小放空频次	
	固体废物	废润滑油	修建废润滑油暂存设施，由有资质的单位回收	现场无跑冒滴漏，回收资源化利用后，现场无排放	1.0

时期	环境因素	措施名称	工程内容及工程量	效果分析	投资估算
		废分子筛、废砂石	交由一般固废处置单位处置	现场无排放	2.0
	风险	环境风险防范	集气站站场四周宜设不低于 2.2m 的非燃烧材料围墙或围栏； 管线设截断阀、自控系统、设置警示标志，根据安全评价划定安全防护距离，制定突发环境事件应急预案，并加强演练	/	20.0
投资合计					644

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：

$$H_T = \sum_{i=1}^m \sum_{j=1}^n X_{ij} + \sum_{k=1}^Q A_k$$

式中： X_{ij} —包括“三同时”在内的用于防治污染，“三废”综合利用等项目费用；

A_k —环保建设过程中的软件费(包括设计费、管理费、环境影响评价费等)；

i —“三同时”项目个数($i=1、2、3\cdots\cdots m$)；

j —“三同时”以外项目($i=1、2、3\cdots\cdots n$)；

k —建设过程中软件费用类目数($k=1、2、3\cdots\cdots Q$)。

根据估算，本项目环保投资共计约 644 万元。

6.2 社会效益

本项目属于页岩气田产能建设工程，项目实施对于缩小工业用气缺口、提高民用气压力和保证率以及增加项目区居民收入，具有重要的社会效益。立足于本工程基础数据可对区域内气藏进行开采，产品将用于保证川气东输和弥补川渝地区内天然气供销不足，进入管网后可向两湖地区、四川地区供气。工程的建设对改善两湖及川、渝地区的能源结构，促进经济发展，改善环境质量具有重要的影响；对改善当地的经济条件，调整当地的燃料结构，建设西部生态保护屏障，减轻三峡库区大气环境污染有一定作用；工程的实施可增加当地部分居民(通过承担施工作业)收入。因此，本项目的建设具有良好的社会效益。

6.3 环境效益

天然气利用可减少环境空气污染物的排放量。研究表明以天然气置换煤作燃料，每利用 $1 \times 10^8 \text{ m}^3$ 天然气可减少 SO_2 排放量约 1210t，减少 NO_x 排放量约 1650t，减少烟尘排放量约 4070t。使用天然气环境效益明显。

6.4 环境经济效益分析

6.4.1 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，采用环境保护投资比例系数 H_z ，环境经济系数 J_x 组成，以上各项指标所表述的意义及数学模式详见表 6.4-1。

表 6.4-1 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_z)	$H_z = \frac{H_i}{Z_i} \times 100\%$	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 —一年环保费用	因有效的环保措施而挽救的损失费用与投入的环保费用之比

6.4.2 环境经济损益分析

本项目运营期环保费用主要包括环保设施的运行、维护、管理费用、折旧费用等，每年投入的环保费用约 20 万，因有效的环保措施而挽救的损失费用主要为避免“三废”排污费、罚款等，避免“三废”排污费参考《中华人民共和国环境保护税法》以及《重庆市大气污染物和水污染物环境保护税适用税额方案》估算，罚款参考《中华人民共和国水污染防治法》、《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》等估算，计算结果见表 6.4-2 和表 6.4-3。

表 6.4-2 环保工程所挽回的损失费用单位：万元

序号	项目	挽回的经济损失(避免“三废”排污费、罚款等估算)
1	采出水	20
2	废润滑油	10
3	噪声	1
合计		31

表 6.4-3 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	12500	
2	环保投资	万元	644	
3	环保投资与总投资之比	%	5.15	
4	环境效益系数		1.55	

6.4.3 小结

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 5.15%，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 1.55，即每投入 1 万元的环保费可挽直接回经济损失 1.55 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 环境管理与环境监测

7.1 企业环境管理体系

7.1.1 HSE 管理体系

本项目纳入中石化重庆页岩气有限公司 HSE 管理体系。

7.1.2 环境管理机构设置

中石化重庆页岩气有限公司，下设 6 个机关部门、2 个基层单位，业务上接受中石化华东油气分公司机关部门的管理、指导和监督。

6 个机关部门分别是：生产指挥中心、工程技术科、地面工程科、党政办公室、安全环保科、计划财务科；2 个基层单位分别为：页岩气采气班（站）、煤层气采气班（站）。

中石化重庆页岩气有限公司安全环保室负责 HSSE 管理、现场 HSSE 督查、“三同时”制度落实、“三废”管理、牵头所辖业务的开工验收等。对所辖业务的 HSSE、质量、进度、投资管控、成本控制等工作承担管理职责。配备有专职人员 6 人（其中安全总监兼科长 1 人、环保管理员 5 人）。各井队配备有专职安全环保员。

7.1.3 环境管理制度

项目业主根据生产现场需要，制定出了一批技术管理、安全标准，同时，按照标准化设计、标准化施工、标准化采购、信息化管理的“四化”要求，形成一系列标准化建设规范，有效保障了气田绿色安全开发。

7.1.4 环境监控手段

项目业主依托华东油气分公司实验研究中心环境监测站（实验中心通过 CNAS 认可，认可证书 CNASL4347）或者委托有资质证书的第三方环境监测队伍在武隆工区组建有相应监测能力的环境监测小组。

中石化重庆页岩气有限公司安全环保室下达环境监测工作任务，华东油气分公司实验研究中心环境监测站或者委托有资质证书的第三方环境监测队伍监督指导工作，建立完整的质量管理体系。监测机构人员配置人，其中站长 1 人，监测人员 5 人，均为持证上岗。

项目业主同时依托地方环境监测站进行定期环境监测，主要是在出现污染扰民，投诉情况下申请环境监测、监控。

为加强项目的环境保护管理工作，根据工程性质确定环境管理任务。钻井过程中配兼职管理干部和技术人员各 1 人，统一负责环境保护监督管理工作（运行管理等），且应有一名钻井队领导分管环保、安全工作。

7.2 污染物排放清单及总量控制

(1) 废水

本项目运营期集气站为无人值守型，无生活污水产生。废水主要为集气站产生的采出水及气井维修等产生的井下作业废水。井下作业废水回用武隆区块页岩气平台压裂工序。采出水由罐车转运至武隆工区采出水处理站处理满足《污水综合排放标准》(GB8978-1996)一级标准后排放。本项目共 4 口井，采出水日产生量为 20m³/d，年产生量为 7300m³/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 吨/年	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
集气站 采出水	污水综合排放标准 (GB8978-1996) 一级标准	7300	COD	2500	18.25	100	0.73
			氨氮	85	0.62	15	0.11

(2) 废气

项目运营期间无燃烧废气产生，废气主要为非正常工况下的放空废气。

(3) 固体废物

运营期固体废物主要为废润滑油，废润滑油交由有相应危险废物处置资质的单位进行处置。

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	去向
废润滑油	压缩机润滑	液体	矿物油类	危险废物	900-214-08	0.02t/a	交由有相应危废处置资质的单位处置
废分子筛	脱水单元	固体	干燥剂	一般废物	072-999-99	0.2t/5a	一般固废处置单位处置
废砂石	除砂	固体	二氧化硅	一般废物	072-999-99	12kg/a	一般固废处置单位处置

(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)。项目污染物排放清单见表 7.2-3。

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	/

本项目运营期井下作业废水回用平台压裂,采气分离分水依托武隆工区采出水处理站理后达标排放,污染物总量由纳入武隆工区采出水处理站。本项目正常情况下无废气排放,无需设置大气总量控制指标。

7.3 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 7.3-1,运营期监测计划见表 7.3-2。

表 7.3-1 项目施工期间监测计划表

环境要素	监测点		监测因子	监测频次	监测时段
大气环境	井喷事故情况	平台周边居民点	SO ₂ 、H ₂ S、甲烷、非甲烷总烃	事故后及时取样	事故过程
		事故井场 500m 范围内		事故后及时取样	事故过程
地表水	废水泄漏进入地表水体	被污染河段	pH、COD、BOD ₅ 、氨氮、硫化物、氯化物、石油类、钡等	事故后及时取样	事故过程
地下水	钻井液泄漏、废水泄露	下游泉点	pH 值、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、钡等	事故后及时取样	事故过程
噪声	出现噪声扰民投诉	井场场界、井场周边居民点	昼间等效声级、夜间等效声级	昼夜各 1 次	/
土壤	井喷事故	井场下游	pH、砷、镉、铬(六	/	事故过程

环境要素	监测点		监测因子	监测频次	监测时段
	情况、柴油泄露、钻井液洒落、废水泄露等		价)、铜、铅、汞、镍、石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)、钡等		
生态	施工场地		水土保持措施落实情况	1	施工过程中
	平台周边针叶林、落叶阔叶灌丛设置一个		植物群落变化情况		
			野生动物分布、数量变化情况		
			野生动植物生境变化情况		

表 7.3-2 项目运营期间监测计划表

环境要素	监测点		监测因子	监测频次	监测时段
大气环境	集气站泄漏事故情况	平台周边区居民	SO ₂ 、NO _x 、PM ₁₀ 、H ₂ S、甲烷、非甲烷总烃	事故后及时取样	事故过程
		泄漏点下风向		事故后及时取样	事故过程
厂界噪声	集气站厂界		昼间等效声级 夜间等效声级	1 次/季度	定期
土壤环境	平台下游		pH 值、铜、六价铬、铅、镉、汞、砷、镍、石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)、全盐量、钡等	五年一次	定期
地下水	跟踪监测点(应设置地下水跟踪监测点 3 个,其中应至少在场址及其上、下游各布设 1 个),老龙洞暗河出口		pH、石油类、氨氮、氯化物、耗氧量、硫酸盐、六价铬、总硬度、硝酸盐、亚硝酸盐、挥发酚、阳离子表面活性剂、钡等	每年一次	定期
生态	临时占地和平台周边针叶林、落叶阔叶灌丛各设置一个		生态恢复措施落实情况、有效性	三年一次	定期
			植被覆盖率		
			植物多样性		
			野生动物分布、数量情况		

7.4 竣工环保验收

本项目建设完成后，按照国家及重庆相关要求验收。竣工环保验收要求见表 7.4-1。

表 7.4-1 竣工环保验收内容及管理要求一览表

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，若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	压裂返排液、场地雨水、洗井废水等	场地雨水、洗井废水回用于压裂工序配制压裂液，压裂返排液优先回用于本平台页岩气井压裂工序，剩余部分用于武隆工区其他平台压裂工序，若压裂返排液无回用平台时，压裂返排液可利用武隆工区采出水处理站处理后达标排放。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	回用于武隆区块页岩气平台压裂工序配制压裂液，建立钻井废水转移台账，废水转移时间、转移方式、转移量、转移去向等资料清楚
		采出水	由罐车转运至武隆工区采出水处理站处理达《污水综合排放标准》(GB8978-1996)一级标准后排放
		生活污水	生活污水经环保厕所收集后农用或交第三方环境治理公司进行清掏外运处置，现场无生活污水遗留
	废气	放空废气	集气站放空废气经高 15m，内径 0.15m 的放空立管进行放空
	噪声	集气站	集气站厂界噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)2 类标准
	固体废物	水基岩屑及污泥	外送加工利用水基岩屑，应符合接纳企业对原材料的质量和规格要求。企业自身加工利用水基岩屑，应符合国家行业技术政策和相关环保要求；利用水基岩屑加工制作成品外售，应符合产品质量标准，其浸出液应满足《污水综合排放标准》(GB8978-1996)一级标准要求。絮凝沉淀污泥外运至一般工业固废处置单位处置或资源化利用
		油基岩屑	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
		废防渗材料	交由危废处置单位收运处置。建立废防渗材料转移台账，转移情况清楚。验收时废防渗材料已全部处置，无废防渗材料暂存
		施工期废油	交由中石化重庆页岩气有限公司或有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。验收时废油已全部回收，无废油暂存

分项	验收项目		验收指标及要求
		废砂石、废分子筛	集中收集，交一般工业固废处置单位处置
		压缩机润滑油	交有相应危险废物处理资质的单位进行处置。建立废润滑油转移台账，执行转移联单制度
		剩余油基钻井液	剩余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	设收集点集中收集后交由当地环卫部门统一处置
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，拆除临时占地进行生态恢复，占用耕地及时复耕，占用林地采用植草等措施进行恢复，考虑到采气工程和后期继续布井的需要，井场、放喷池、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

本项目建设内容为钻前工程、钻井工程和储层改造工程和油气集输工程。钻前工程主要为井场、临时生活区、钻井设备基础、水基岩屑暂存区等建构筑物建设；钻前工程结束后在井场内新钻 4 口页岩气井，采用“导管+一开”井身结构。钻井工程结束后进行储层改造工程，在井场内对 4 口井的井下目的层实施压裂，采用水力压裂方式，压裂结束后进行测试放喷。储层改造工程完成后，在地面安装采气井口装置、站内设备、井口至集气站设备的站内管线，对本次部署的 4 口页岩气井进行开采，本项目不含外输管线。

项目总投资 12500 万元，其中环保投资 644 万元，占总投资的 5.15%。

8.2 环境质量现状

(1) 地表水

根据《重庆市武隆区生态环境质量月报（2024 年 1 月）》，乌江铧鹰、白马断面水质类别为 II 类，满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中 III 类水域水质标准。

(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。根据《2022 年重庆市生态环境状况公报》，项目所在评价区域为达标区，区域环境空气质量现状较好。

(4) 声环境

本项目所在区域属于 2 类声环境功能区，执行《声环境质量标准》

(GB3096-2008) 2 类功能区标准，即昼间 60dB(A)，夜间 50dB(A)。

根据声环境监测数据，监测点昼、夜间噪声值均满足《声环境质量标准》(GB3096-2008) 2 类区标准要求，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水文调蓄，辅助功能有水土保持、水源涵养和地质灾害防治。

(6) 土壤环境质量

占地范围内土壤执行《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，占地范围外农用地土壤执行《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，占地范围内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；占地范围外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生活污水、压裂返排液、生活污水以及运营期采出水等。施工期钻前工程施工人员租住附近民房，不设施工营地，生活污水利用租住民房污水处理设施处理；钻井期间平台剩余水基泥浆由钻井队回收用于后续钻井；压裂返排液在井场配液罐、软体罐暂存，压裂返排液优先回用于本平台压裂工序，最后一口井的压裂返排液优先回用于武隆工区其他钻井平台压裂工序，无可用平台回用时，依托武隆工区采出水处理项目处理达《污水综合排放标准》(GB8978-1996) 一级标准后排放；钻井期间生活污水通过井场及生活区环保厕所处理后农用或交第三方环境治理公司进行清掏外运处置。油气集输工程施工人员租住附近民房，不设施工营地，生活污水利用租住民房污水处理设施处理。运营期集气站采出水由罐车转运至武隆工区采出水处理站，处理达《污水综合排放标准》(GB8978-1996) 一级标准后排放。

大气污染物主要为施工期压裂试气施工时的燃油废气及运营期间的放空

废气，施工期燃油废气主要污染物为 SO_2 、 NO_x 、烟尘；运营期间正常工况下无废气产生。

固体废物包括施工期的钻井岩屑、废防渗材料、废油、废包装材料、管线定向钻岩屑、絮凝沉淀污泥和生活垃圾。项目施工期清水岩屑用于铺垫井场或修建井间道路；水基岩屑产生量经不落地系统收集、压滤脱水后，优先用于制砖等资源化利用；絮凝沉淀污泥外运至一般工业固废处置单位处置或资源化利用；油基岩屑和废防渗材料交由有危废处置资质的单位进行转运处置；废油交由中石化重庆页岩气有限公司或由有相应危险废物处置资质的单位处置；废包装材料产生量由厂家或有资质的单位回收；生活垃圾定点收集后交由当地环卫部门统一处置。运营期废润滑油交由有相应危险废物处置资质的单位处置；废分子筛、废砂石交一般工业固废场处置。

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处置后定期清掏农用或交第三方环境治理公司进行清掏外运处置。运营期井下作业废水收集处理后回用于武隆区块平台压裂工序，集气站采出水由罐车转运至武隆工区采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后，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

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。本项目周边表层岩溶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。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 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；运营期间正常工况下无废气产生。

综上分析本工程建设过程中，通过对各施工和生产工序采取有效的大气污染防治措施，环境空气影响可得到有效控制。

8.4.4 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、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功能避让措施，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。

在采取相应措施后，本项目声环境影响可以接受。

8.4.5 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、压滤脱水后，用于制砖等资源化利用；油基岩屑和废防渗材料交由有危废处置资质的单位收运处置；钻井过程中产生的废油由中石化重庆页岩气有限公司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单位处置或资源化利用；废包装材料由厂家或有资质的单位回收；生活垃圾定点收集后交环卫部门处置；运营期废油交由有相应危险废物处置资质的单位

进行处置，废分子筛及废砂石交一般工业固废场处置。

本项目固体废物经妥善处理对环境的影响小。

8.4.6 生态环境影响及环境保护措施

项目施工期主要是场地平整、开挖等损毁地表植被，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。

本项目应严格控制施工作业带，减少扰动面积；在井场周边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。

8.4.7 风险防范措施及环境影响

本项目风险事故发生几率低，但事故发生对环境的影响重大，工程主管部门通过完善井控、防火、防爆安全以及硫化氢安全防护等措施，尤其是井喷失控后按《含硫化氢天然气井失控井口点火时间规定》(AQ2016-2008)15min 内点火、撤离居民等关键措施制定详尽有效的事故应急方案，充分提高队伍的事故防范能力，严格按照钻井设计和行业规范作业，强化健康、安全、环境管理(HSE)，该项目的环境风险值会大大的降低。通过按行业规范要求进行风险防范和制定应急措施，将该项目环境风险几率和风险影响降至可接受水平。

8.4.8 公众意见采纳情况

根据《中石化重庆页岩气有限公司坪地 8 平台环境影响评价公众参与说明》，建设单位于 2024 年 2 月 28 日通过武隆在线网站(<http://www.wulong.ccoo.cn/post/shenghuo/3411026x.html>)进行了首次环境影响评价信息公开，环境影响报告书征求意见稿形成后，建设单位于 2024 年 4 月 3 日通过武隆在线网站(<http://www.wulong.ccoo.cn/post/shenghuo/3411903x.html>)、于 2024 年 4 月 4 日现场张贴公告的方式进行了征求意见稿公示，同时于 2024 年 4 月 8 日、2024 年 4 月 9 日在重庆晚报进行了征求意见稿公示，向生态环境主管部门报批环境影响报告书前，于 2024 年 5 月 17 日在武隆在线网站(<http://www.wulong.ccoo.cn/post/shenghuo/3411903x.html>)进行了征求意见稿公示。

//www.wulong.ccoo.cn/post/shenghuo/3412856x.html) 进行报批前的公示。公示期间均未收到反馈信息。

8.5 环境影响经济损益分析

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。

8.6 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。

8.7 综合结论

本项目符合国家产业政策和相关规划,符合“三线一单”相关要求,项目选址位于重庆市生态保护红线以外,完善占地手续后,选址符合国家和地方相关环保要求。项目建设有利于提升区域页岩气产能,加快构建区域能源新格局,有利于推动地方经济的可持续发展。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,可将项目对环境的影响降至最低,实现污染物达标排放,满足环境功能区要求,环境可以接受。从环境保护角度分析,项目建设可行。