

概 述

1 项目由来

中国石化江汉油田建南气田位于重庆市石柱县、湖北省利川市境内。建南气田及周缘地区的勘探始于 20 世纪 50 年代末,1970 年 11 月,江汉油田 32151 钻井队在建南构造钻探出湖北省第一口工业气井(建 3 井),获日产***立方米的工业气流,宣告建南气田的发现。1972 年,建南气田建 3 井开始利用探井试采,1997 年天然气净化站建成投产后,建南气田探井全面投入试采,并开始了气田开发建设。截至 2024 年 7 月,建南天然气田累计生产天然气 30 余亿立方,销售市场已覆盖重庆市石柱、万州、黔江和湖北省恩施州部分县市,为地方经济发展提供了丰富的清洁能源。

根据相关资料,建南气田以飞仙关组气藏为主,小河坝组等其余层位气藏勘探工作进展较慢。2006 年,建深 1 井志留系韩家店组中途测试获日产气***万方,后陆续在石柱复向斜部署井位 5 口,主要为加深井、兼探井,仅建志 1 井在小河坝组测试获日产气***万方,因埋深大、产量低,志留系地层勘探基本停滞。2023 年,建南气田外部的涪陵页岩气田平桥 2 井志留系小河坝组测试日产气***万方,显示了志留系小河坝组的开发潜力。

2024 年,为进一步验证建南气田志留系小河坝组砂岩储层及含气性,中国石油化工股份有限公司江汉油田分公司采气一厂在重庆市石柱县黄水镇清河村实施“建志 101 井勘探项目”,对建平 5 平台进行扩建,新部署 1 口探井,即建志 101 井。建志 101 井主探志留系小河坝组致密砂岩,取芯获取地质参数。2024 年 9 月 23 日,石柱县生态环境局以“渝(石)环准〔2024〕020 号”批复了项目环评。目前,建志 101 井尚未开工建设。

根据邻近的其他探井小河坝组勘探测试情况,预计区域气藏资源较好,为实际验证建南气田志留系小河坝组气藏资源情况,加快区域开发建设进度,中国石油化工股份有限公司江汉油田分公司采气一厂拟实施“建志 101 开发评价井组项目”,该项目属于新区块开发项目,区块天然气资源主要依托建平 5 平

台进行开发，在建平 5 平台内新增 3 口开发井，并将建志 101 井探转采。完钻后配套建设集气设施进行生产，依托现有集输管线外输。

本次评价不含外输管线，后期若需新建外输管线，需另行依法办理环评手续。

2 建设项目特点

(1) 本项目属于新区块开发项目，地面设施依托建平 5 平台建设，对现有平台进行扩建，本次评价将对建平 5 平台现状工程进行调查，并梳理存在的问题，提出以新带老措施。

(2) 本项目评价内容包括探井建志 101 井探转采，因此施工期产排污分析为新增的 3 口天然气开发井，运营期产排污分析包括新增的 3 口井及建志 101 井共 4 口井。

(3) 本项目钻井采用“导管+三开”方式进行钻井，导管段采用清水钻井，一开、二开段采用水基钻井液钻井，三开采用油基钻井液钻井，钻井采用网电钻机进行钻井；储层改造工程采用电驱压裂车机组进行水力压裂。测试放喷阶段优先将气接入集输流程，测试完成后进入集气站进行生产，集气站采用“加热节流+气液分离+计量”工艺处理后通过管道外输。

3 环境影响评价工作过程

2025 年 5 月，中国石油化工股份有限公司江汉油田分公司采气一厂委托中煤科工重庆设计研究院（集团）有限公司（以下简称“我公司”）承担该项目环境影响评价工作。我公司接受委托后，收集了现有工程环评、验收资料、排污许可、环境敏感区等资料，组织环评技术人员进行了现场踏勘，在进行项目初步工程分析及环境现状调查等工作基础上，确定了评价工作等级、评价范围以及评价标准、评价因子等，制定了环境质量现状监测方案并委托监测。

在现场踏勘和调查、资料收集、环境质量现状调查及监测、评价因子识别以及工程分析等工作的基础上，对本项目实施可能产生的环境影响以及环境风险进行了预测分析与评价，并根据项目实施可能产生的环境影响提出了相应的环境保护措施以及风险防范措施，在上述工作的基础上编制完成了《建志 101 开发评价井组项目环境影响报告书》。

建设单位按照《环境影响评价公众参与办法》（生态环境部令第4号）要求开展公众参与工作。2025年5月30日，建设单位在石柱生活网（<http://jhowww.45win.com>）开展了项目第一次环评公示；2025年7月2日~7月15日在石柱生活网（<http://jhowww.45win.com>）开展了第二次环评网络公示，并于2025年7月3日和7月4日在《重庆晚报》进行公示，同步在平台周边居民点张贴现场公告；向重庆市石柱县生态环境局报送环境影响报告书前，建设单位于2025年8月20日在石柱生活网（<http://jhowww.45win.com>）公示了环境影响报告书全文和公众参与说明，以上公示期间未收到反馈意见。

4 分析判定相关情况

（1）环境影响评价类别判定

根据《石柱土家族自治县人民政府办公室关于公布石柱县水土流失重点预防区和重点治理区划分成果的通知》，本项目所在的黄水镇清河村属于“水土流失重点治理区”；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，本项目不涉及永久基本农田、城镇开发边界和生态保护红线；根据石柱县林业局提供的林地资料叠图分析，项目需占用天然林约0.43hm²。根据《建设项目环境影响评价分类管理名录（2021年版）》，项目类别属于“陆地天然气开采”，新区块开发/涉及环境敏感区，应编制环境影响报告书。

（2）评价等级判定

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

（3）选址合理性

本项目不占用生态保护红线、永久基本农田、自然保护区、风景名胜区、文物保护单位、饮用水源保护区等环境敏感区。施工期和运营期采取生态恢复、废水治理、噪声污染防治、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。

(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《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《石柱土家族自治县生态环境保护“十四五”规划和二〇三五年远景目标》、《重庆市石柱土家族自治县矿产资源总体规划（2021-2025 年）》等相关规划。

5 关注的主要环境问题及环境影响

本项目属于陆地天然气开采项目，主要环境问题及环境影响如下：

(1) 关注的主要环境问题

①项目临近生态保护红线，施工期间须严格控制施工作业范围，并在完工后及时采取生态恢复措施，减缓项目建设对周边生态环境的影响。

②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，将对周边生态环境造成一定的不利影响，施工期需严格落实各项污染防治措施。

(2) 主要环境影响

①生态影响

本项目对生态影响主要体现在占地及施工产生的水土流失。

②污染影响

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

③潜在的环境风险

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

6 环境影响评价主要结论

本项目符合国家和地方相关产业政策和规划，工程选址不在生态保护红线、

永久基本农田、城镇开发边界内，项目建设有利于提升区域天然气产能，加快构建区域能源新格局，有利于推进川渝能源保障一体化建设和地方经济可持续发展。区域环境空气质量、声环境质量、地表水环境质量、地下水环境质量、生态环境现状总体较好，在严格落实各项污染防治措施、生态保护措施及环境风险防范措施情况下，可实现污染物达标排放，满足环境功能区要求。从环境保护角度分析，项目建设可行。

1 总 则

1.1 编制依据

1.1.1 法律

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

1.1.2 法规

1.1.2.1 行政法规

- (1) 《建设项目环境保护管理条例》（2017 年 7 月 16 日修订）；
- (2) 《地下水管理条例》（自 2021 年 12 月 1 日起施行）；

- (3) 《中华人民共和国野生植物保护条例》（2017 年 10 月 7 日修订）；
- (4) 《中华人民共和国土地管理法实施条例》（2021 年 7 月 2 日修订）；
- (5) 《基本农田保护条例》（2011 年 1 月 8 日修订）；
- (6) 《土地复垦条例》（自 2011 年 3 月 5 日起施行）；
- (7) 《排污许可管理条例》（自 2021 年 3 月 1 日起施行）；
- (8) 《危险化学品安全管理条例》（2013 年 12 月 7 日修订）。

1.1.2.2 地方性法规

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

1.1.3 规章

1.1.3.1 国务院部委规章

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

1 月 1 日起施行)；

(7)《固定污染源排污许可分类管理名录(2019 年版)》(生态环境部 令 第 11 号，自 2019 年 12 月 20 日起施行)；

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

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

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

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

1.1.3.2 地方政府规章

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

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

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

1.1.4 规范性文件

1.1.4.1 国务院及部门规范性文件

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

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

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

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

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

7 号)；

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

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

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

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

(10)《关于规范临时用地管理的通知》（自然资规〔2021〕2 号）；

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

(12)《自然资源部关于做好占用永久基本农田重大建设项目用地预审的通知》（自然资规〔2018〕3 号）；

(13)《自然资源部 农业农村部关于加强和改进永久基本农田保护工作的通知》（自然资规〔2019〕1 号）；

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

(15)《国家重点保护野生动物名录》（国家林业和草原局、农业农村部公告 2021 年第 3 号）；

(16)《国家重点保护野生植物名录》（国家林业和草原局、农业农村部公告 2021 年第 15 号）；

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

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

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

1.1.4.2 地方政府及部门规范性文件

(1)《重庆市人民政府批转重庆市地表水环境功能类别调整方案的通知》

（渝府发〔2012〕4号）；

(2) 《重庆市人民政府关于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）；

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

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

(7) 《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）；

(8) 《自然资源部 农业农村部 国家林业和草原局关于严格耕地用途管制有关问题的通知》（自然资发〔2021〕166号）；

(9) 《关于规范临时用地管理的通知》（自然资规发〔2021〕2号）；

(10) 《重庆市生态环境局关于印发<重庆市“三线一单”生态环境分区管控调整方案（2023年）>的通知》；

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

(12) 《石柱县“三线一单”生态环境分区管控调整方案（2023年）》（石柱府发〔2024〕20号）。

1.1.5 环境影响评价技术导则和规范

(1) 《建设项目环境影响评价技术导则 总纲》（HJ2.1-2016）；

(2) 《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ 2.2-2018）；

(3) 《环境影响评价技术导则 地表水环境》（HJ 2.3-2018）；

(4) 《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ2.4-2021）；

- (5) 《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）；
- (6) 《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022）；
- (7) 《环境影响评价技术导则 土壤导则（试行）》（HJ964-2018）；
- (8) 《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）；
- (9) 《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ 349-2023）；
- (10) 《生产建设项目水土保持技术标准》（GB 50433-2018）；
- (11) 《生产建设项目水土流失防治标准》（GB/T 50434-2018）；
- (12) 《排污单位自行监测技术指南 陆上石油天然气开采工业》（HJ 1248-2022）。

1.1.6 行业技术规范

- (1) 《含硫化氢油气井安全钻井推荐作法》（SY/T5087-2005）；
- (2) 《钻井井控技术规程》（SY/T6426-2005）；
- (3) 《含硫化氢天然气井失控井口点火时间规定》（AQ2016-2008）；
- (4) 《含硫化氢天然气井公众危害程度分级方法》（AQ2017-2008）；
- (5) 《含硫化氢天然气井公众安全防护距离》（AQ2018-2008）；
- (6) 《石油天然气工程设计防火规范》（GB50183-2015）；
- (7) 《石油天然气工业健康、安全与环境管理体系》（SY/T 6276-2014）；
- (8) 《石油天然气安全规程》（AQ2012-2007）；
- (9) 《钻井技术操作规程》（Q/SYCQZ001-2008）；
- (10) 《钻前工程及井场布置技术要求》（SY/T5466-2013）；
- (11) 《废矿物油回收利用污染控制技术规范》（HJ607-2011）；
- (12) 《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）；
- (13) 《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）；
- (14) 《非常规油气开采污染控制技术规范》（SY/T 7482-2020）；
- (15) 《重点行业建设项目碳排放环境影响评价试点技术指南（试行）》；

(16)《重庆市建设项目环境影响评价技术指南—碳排放评价（试行）》；

(17)《重庆市企业温室气体排放核算方法与报告指南—石油和天然气生产行业》；

(18)《中国石油天然气生产企业温室气体排放核算方法与报告指南（试行）》；

(19)《工业其他行业企业温室气体排放核算方法与报告指南（试行）》。

1.1.7 项目有关资料

(1)《重庆市企业投资备案证》；

(2)现有工程项目环评及批复；

(3)固定污染源排污登记回执；

(4)平面布置图及钻井、试气设计资料；

(5)应急预案及风险评估备案回执。

1.2 评价目的

本次环境影响评价是在对区域环境现状进行详细调查的基础上，对天然气开发施工期、运营期和退役期的环境影响进行预测与评价，从保护环境的角度评价本工程建设的可行性；有针对性的保护措施、缓解措施；根据环境风险评价结果，提出施工期和运营期的环境风险防范措施，使工程建设对环境产生的不利影响降到最低程度，为工程的设计、建设及运营期的环境管理提供科学依据，做到经济建设与环境保护协调发展。

1.3 评价总体构思

(1) 突出环境影响评价源头预防作用，坚持保护和改善环境质量，严格贯彻依法评价、科学评价、突出重点的评价原则。

(2) 本次环境影响评价时段包括施工期、运营期、退役期。本项目属于新区块开发，区块天然气资源依托建平 5 平台进行开发，对该平台井场、集气站进行扩建，新增 3 口开发井。本次评价通过对建平 5 平台现有工程存在的环保问题、环保手续履行情况等梳理，对现有设施可依托性进行论证，并依据现有工程产排污数据，结合区域其他气井建设情况，核算本工程产排污和进行环境影响预测，最终提出成熟可靠的生态影响减缓措施、污染防治措施和环

境风险防范措施，尽可能减缓项目建设对环境的影响。

（3）本项目施工期包括钻前工程、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、地下水环境影响及存在的环境风险。钻前工程、油气集输工程重点识别施工期生态环境影响及运营期存在的环境风险。本次评价根据钻前工程、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）本项目运营期废水优先回用区域平台压裂工序，无平台回用时，则外运建 68 侧 1 井污水处理站，经处理后通过回注管线回注到建 47 侧平 1 井，本次重点分析依托工程的可行性。

1.4 环境影响识别与评价因子筛选

1.4.1 环境影响因素识别

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

1.4.2 评价因子筛选

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

表 1.4-1 环境影响因素识别

阶段	单项工程	工程内容	环境要素	受影响对象	影响方式	影响范围	影响性质	影响程度
施工期	钻前工程	井场修建、道路开挖	大气环境	周边居民	直接	大气评价范围	短期、可逆	弱
			地下水环境	下游泉点	间接	水文地质单元	短期、可逆	弱
			土壤环境	土壤	直接	占地范围	短期、可逆	弱
			声环境	周边居民	直接	声评价范围	短期、可逆	弱
			生态环境	天然林	直接	占地范围	短期、不可逆	中
				公益林	间接	评价范围	短期、可逆	低
				生物多样性	间接	生态评价范围	短期、可逆	低
				永久基本农田	间接	生态评价范围	短期、可逆	低
				自然景观等	间接	生态评价范围	长期、可逆	中
	钻井工程	钻井	地下水环境	下游泉点	间接	水文地质单元	短期、可逆	中
			土壤环境	土壤	直接	占地范围	短期、可逆	弱
			声环境	周边居民	直接	声评价范围	短期、可逆	弱
			生态环境	生物多样性	间接	生态评价范围	短期、可逆	弱
	储层改造工程	压裂	大气环境	周边居民	直接	大气评价范围	短期、可逆	弱
			地下水环境	泉点	间接	水文地质单元	短期、可逆	中
			土壤环境	土壤	直接	占地范围	短期、可逆	弱
			声环境	周边居民	直接	声评价范围	短期、可逆	弱
			生态环境	生物多样性	间接	生态评价范围	短期、可逆	弱
	油气集输工程	设备安装	声环境	周边居民	直接	声评价范围	短期、可逆	弱

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
运营期	采气		地表水环境	洋河溪	间接	/	长期、可逆	弱
			声环境	周边居民	直接	声评价范围	长期、不可逆	弱
			地下水环境	泉点	间接	水文地质单元	短期、可逆	弱
			土壤环境	土壤	间接	占地范围	长期、可逆	弱
			生态环境	自然景观	直接	生态评价范围	长期、可逆	中
退役期	封井		生态环境	/	/	/	短期、可逆	无

表 1.4-2 建设项目主要环境影响因子一览表

环境要素 单项工程	时期	大气	地表水	地下水	土壤	生态	噪声
钻前工程	施工期	颗粒物	BOD ₅ 、COD、氨氮等	耗氧量、氨氮、石油类等	/	地表扰动面积及类型、生态系统完整性	/
钻井工程	施工期	SO ₂ 、NO _x	pH 值、COD、BOD ₅ 、氨氮、总磷、石油类、挥发酚、硫化物、阴离子表面活性剂、氯化物、石油类	pH 值、挥发酚、耗氧量（COD _{Mn} ）、氨氮、硫化物、氯化物、石油类、总硬度、溶解性总固体、钡	pH 值、石油烃（C ₁₀ ~C ₄₀ ）、土壤含盐量、pH、钡等	/	昼间等效声级、夜间等效声级、
储层改造工程	施工期	SO ₂ 、NO _x				/	昼间等效声级、夜间等效声级
油气集输工程	施工期	颗粒物	BOD ₅ 、COD、氨氮	/	/	地表扰动面积及类型、植被覆盖度、生物量损失、物种多样性、生态系统完整性等	/

环境要素 单项工程	时期	大气	地表水	地下水	土壤	生态	噪声
	运营期	SO ₂ 、NO _x 、H ₂ S、非甲烷总烃	pH 值、COD、BOD ₅ 、氨氮、总磷、石油类、挥发酚、硫化物、阴离子表面活性剂、氯化物、石油类	耗氧量、氨氮、硫化物、氯化物、硫酸盐、阴离子表面活性剂、石油类、总硬度、溶解性总固体	石油烃、土壤含盐量、pH 等	土壤肥力或林地立地条件、生物多样性、生态系统完整性等	昼间等效声级、夜间等效声级
	退役期	颗粒物	COD、BOD ₅ 、氨氮	/	/	进行生态恢复	/

综上，本次确定各要素评价因子如下：

①地表水

结合项目特征及区域地表水例行监测数据，确定地表水现状评价因子为：pH 值、五日生化需氧量、总磷等；

②地下水

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

③环境空气

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

④声环境

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

⑤土壤环境

结合项目特征及土壤导则，确定土壤环境现状评价因子为：

平台外土壤：pH、砷、镉、铬、铜、铅、汞、镍、锌、石油烃（ $C_{10}-C_{40}$ ）、全盐量、钡。

平台内土壤：pH、砷、镉、铬（六价）、铜、铅、汞、镍、四氯化碳、氯仿、氯甲烷、1,1-二氯乙烷、1,2-二氯乙烷、1,1-二氯乙烯、顺-1,2-二氯乙烯、反-1,2-二氯乙烯、二氯甲烷、1,2-二氯丙烷、1,1,1,2-四氯乙烷、1,1,2,2-四氯乙烷、四氯乙烯、1,1,1-三氯乙烷、1,1,2-三氯乙烷、三氯乙烯、1,2,3-三氯丙烷、氯乙烯、苯、氯苯、1,2-二氯苯、1,4-二氯苯、乙苯、苯乙烯、甲苯、间二甲苯+对二甲苯、邻二甲苯、硝基苯、苯胺、2-氯酚、苯并[a]蒽、苯并[a]芘、苯并[b]荧蒽、苯并[k]荧蒽、蒽（1, 2-苯并菲）、二苯并[a, h]蒽、茚并[1,2,3-cd]芘、萘、石油烃（ $C_{10}-C_{40}$ ）、全盐量、钡。

⑥生态环境

结合项目特征及生态导则，确定生态环境现状评价因子为：土地利用现状、植被现状、野生动植物现状等。

（2）预测评价因子

①大气环境：SO₂、PM₁₀、NO_x；

②地表水环境：根据地表水导则，本项目重点论证依托污水处理设施的可行性分析及地表水环境风险；

③地下水环境：COD、氯化物、石油类；

④声环境：昼间等效 A 声级、夜间等效 A 声级；

⑤土壤环境：石油烃（C₁₀-C₄₀）；

⑥固体废物：清水岩屑、水基岩屑、油基岩屑、废防渗材料、压裂返排液絮凝沉淀污泥、废油、废包装材料、生活垃圾；

⑦生态环境：土地利用现状、植被现状、野生动植物现状。

1.5 环境功能区划及评价标准

1.5.1 环境功能区划

1.5.1.1 地表水

本项目周边主要河流为洋河溪，洋河溪为磨刀溪左岸二级支流。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），洋河溪未划分水环境功能，磨刀溪属于Ⅲ类水域，执行《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中Ⅲ类水域水质标准。

1.5.1.2 地下水

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

1.5.1.3 声环境

根据《石柱土家族自治县人民政府办公室关于印发石柱县声环境功能区划调整方案的通知》（石柱府办发〔2018〕132 号），本项目所在区域未划分声

环境功能，项目位于乡村区域，因天然气开发，周边工业活动较多，根据“石柱府办发〔2018〕132号”划分原则，本次评价确定声环境执行2类声功能区要求。

1.5.1.4 环境空气

本项目距离黄水国家森林公园直线距离约5.8km，距离大风堡市级自然保护区直线距离约3.8km，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），所在地属于环境空气二类功能区。

1.5.1.5 土壤环境

项目占地范围内井场、放喷池、废水池等用地转变为工矿用地（建设用地），其余为农用地。

1.5.1.6 生态环境

根据《重庆市生态功能区划》（修编），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

1.5.2.1 地表水

磨刀溪执行《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）III类水域水质标准，标准值见表1.5-1。

表 1.5-1 地表水环境质量标准限值 pH 无量纲，其它：mg/L

项目	pH	BOD ₅	COD	NH ₃ -N	石油类
III类标准值	6~9	4	20	1.0	0.05
项目	溶解氧	汞	总磷	阴离子表面活性剂	铅
III类标准值	≥5	0.0001	0.2	0.2	0.05
项目	砷	硫化物	镉	六价铬	挥发酚
III类标准值	0.05	0.2	0.005	0.05	0.005

1.5.2.2 地下水

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

表 1.5-2 地下水质量标准限值 单位: mg/L

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

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

1.5.2.3 声环境

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

1.5.2.4 环境空气

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

表 1.5-3 环境空气质量标准

序号	污染物项目	平均时间	浓度限值 (二级)	单位
1	SO ₂	年平均	60	μg/m ³
		24 小时平均	150	
		1 小时平均	500	
2	NO ₂	年平均	40	
		24 小时平均	80	
		1 小时平均	200	
3	CO	24 小时平均	4	mg/m ³
		1 小时平均	10	
4	O ₃	日最大 8 小时平均	160	μg/m ³
		1 小时平均	200	
5	PM ₁₀	年平均	70	
		24 小时平均	150	
6	PM _{2.5}	年平均	35	
		24 小时平均	75	

1.5.2.5 土壤质量标准

平台内土壤执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018) 第二类用地筛选值, 标准值见下表。

表 1.5-4 建设用地第二类用地筛选值 单位: mg/kg

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

平台外农用地土壤执行《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB 15618-2018) 风险筛选值, 标准值见下表。

表 1.5-5 农用地土壤污染风险筛选值 单位: mg/kg

污染物项目	风险筛选值							
	pH≤5.5		5.5<pH≤6.5		6.5<pH≤7.5		7.5<pH	
	水田	其他	水田	其他	水田	其他	果园	其他

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

1.5.3 污染物排放标准

1.5.3.1 废水

本项目施工期井队生活污水采用环保厕所收集后农用或外运处置；收集的雨水、洗井废水均回用于本平台压裂工序；施工期压裂返排液及运营期采出水经絮凝沉淀、杀菌，优先回用区域钻井平台压裂工序，不能回用时采用罐车外运建 68 侧 1 井污水处理站，经处理后通过回注管线到建 47 侧平 1 井回注。

1.5.3.2 噪声

施工噪声执行《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011），即昼间噪声排放限值 70dB（A），夜间 55dB（A）；运营期集气站厂界噪声执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中的 2 类标准，即昼间 60dB（A），夜间 50dB（A）。

1.5.3.3 废气

施工期柴油机组废气排放限值执行《非道路移动机械用柴油机排气污染物排放限值及测量方法（中国第三、四阶段）》（GB20891-2014）及修改单表 2 规定的限值，无组织废气排放标准见下表。

表 1.5-6 大气污染物综合排放标准

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

运营期间水套加热炉执行《锅炉大气污染物排放标准》（DB 50/658-2016）（重庆市地方标准第 1 号修改单），排放标准见表 1.5-7；放空火炬日常燃烧废气执行《大气污染物综合排放标准》（DB 50/418—2016）标准，排放标准见表 1.5-8。

表 1.5-7 锅炉大气污染物排放标准

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

表 1.5-8 放空火炬污染物排放标准

污染物	最高允许排放浓度 (mg / m ³)	标准来源
NO _x	240	《大气污染物综合排放标准》 (DB 50/418—2016) 其他区 域排放标准
SO ₂	550	
颗粒物	120	

1.5.3.4 固体废物

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

1.6 环境工作等级和评价范围

1.6.1 生态环境

（1）生态环境评价工作等级判定依据

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

表 1.6-1 生态影响评价工作等级判定

序号	确定原则	本项目情况
1	a) 涉及国家公园、自然保护区、世界自然遗产、重要生境时, 评价等级为一级	占地及评价范围不涉及国家公园、自然保护区、世界自然遗产、重要生境。
2	b) 涉及自然公园时, 评价等级为二级	占地及评价范围不涉及自然公园
3	c) 涉及生态保护红线时, 评价等级不低于二级	占地范围不涉及生态保护红线, 评价范围内涉及生态保护红线, 用地边界与生态保护红线最近约 12m, 二级。
4	d) 根据 HJ2.3 判断属于水文要素影响型且地表水评价等级不低于二级的建设项目, 生态影响评价等级不低于二级	不属于水文要素影响型, 地表水评价等级为三级 B
5	e) 根据 HJ610、HJ964 判断地下水水位或土壤影响范围内分布有天然林、公益林、湿地等生态保护目标的建设项目, 生态影响评价等级不低于二级	占地范围内有天然林约 0.43hm ² , 二级
6	f) 当工程占地规模大于 20km ² 时(包括永久和临时占用陆域和水域), 评价等级不低于二级; 改扩建项目的占地范围以新增占地(包括陆域和水域)确定	总占地面积约 1.35hm ² , 小于 20km ²
7	g) 除本条 a)、b)、c)、d)、e)、f) 以外的情况, 评价等级为三级	/
8	h) 当评价等级判定同时符合上述多种情况时, 应采用其中最高的评价等级	/
9	建设项目涉及经论证对保护生物多样性具有重要意义的区域时, 可适当上调评价等级	不涉及
10	建设项目同时涉及陆生、水生生态影响时, 可针对陆生生态、水生生态分别判定评价等级	不穿越地表水体, 不涉及水生生态影响
11	在矿山开采可能导致矿区土地利用类型明显改变, 或拦河闸坝建设可能明显改变水文情势等情况下, 评价等级应上调一级	不涉及
12	线性工程可分段确定评价等级。线性工程地下穿越或地表跨越生态敏感区, 在生态敏感区范围内无永久、临时占地时, 评价等级可下调一级	不涉及
13	涉海工程评价等级判定参照 GB/T19485	不涉及

本项目井场北侧临近生态保护红线, 最近直线距离约 12m, 经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, 该生态保护红线属性显示为重庆石柱洋洞市级自然保护区, 但重庆市及石柱县均未发布该自然保护区名录信息。为核实该生态保护红线属性, 建设单位函询了石柱县林业局。2025 年 4 月 30 日, 石柱县林业局以《关于重庆石柱洋洞市级自然保护区有关情况

的复函》回复：重庆石柱洋洞市级自然保护区为规划创建的地方级自然保护区，该保护区申报设立工作暂未启动。根据《中华人民共和国自然保护区条例》相关规定，其不属于法定的自然保护区。本次生态环境影响评价按生态保护红线进行定级。

（2）评价工作等级判定

综上，本项目生态环境影响评价范围内涉及天然林、生态保护红线，不涉及国家公园、自然保护区、世界自然遗产、重要生境等生态敏感区。故确定本项目生态评价工作等级为二级。

（3）生态评价范围

根据《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ 349-2023），“井场、站场（含净化厂）等工程以场界周围 50 米范围、集输管道等线性工程两侧外延 300 米为评价范围。通过大气、地表水、噪声等环境要素间接影响生态保护目标的项目，其评价范围应涵盖污染物排放产生的间接生态影响区域”，根据导则要求，结合项目特点，确定生态评价范围为邻近生态保护红线一侧厂界外扩 1000m，其余厂界外扩 50m 的区域，生态评价范围面积约 308.10hm²。

1.6.2 地表水

（1）污染类型

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

（2）评价工作等级判定

本项目施工期间收集的雨水、储层改造工程中产生的洗井废水均回用于本平台压裂工序；施工期压裂返排液及运营期采出水经絮凝沉淀、杀菌，回用区域钻井平台压裂工序，不能回用时依托建 47 侧平 1 井回注。根据《环境影响评价技术导则 地表水环境》（HJ2.3-2018），地表水评价等级参照间接排放，确定为三级 B。

（3）评价范围

本次评价主要论证建 47 侧平 1 井回注站的依托可行性，不设置评价范围。

1.6.3 地下水

(1) 行业类别

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ 610-2016)附录 A 及《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》(HJ 349-2023)规定，本项目站场建设属于“天然气、页岩气开采(含净化)”类项目，评价项目类别 II 类。

(2) 地下水环境敏感程度

根据现场调查和资料收集，项目不涉及集中式地下水饮用水水源(包括已建成的在用、备用、应急水源，在建和规划的饮用水水源)保护区；也不涉及除集中式饮用水水源以外的国家或地方政府设定的与地下水环境相关的其它保护区，如热水、矿泉水、温泉等特殊地下水资源保护区，也没有分散式饮用水水源地分布。因此，根据地下水导则中地下水环境敏感程度分级表(表 1.6-2)，本项目地下水环境敏感程度属于“不敏感”程度。

表 1.6-2 地下水环境敏感程度分级表

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

(3) 评价工作等级判定

根据。根据项目所属行业类别和地下水环境敏感程度，确定本项目地下水环境影响评价等级为三级。

表 1.6-3 地下水环境评价工作等级分级表

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

(4) 评价范围

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

根据收集的水文地质图、前期环评等资料,结合调查评价区域水文地质条件,本次评价范围宜选用自定义法进行划定。本次地下水调查以平台所在的水文地质单元为评价范围。

评价范围:以平台北、东、南侧山脊分水岭为边界,大气降雨通过土壤、岩石裂缝渗入地下,地下水整体自西向东排泄至洋河溪。该水文地质单元面积约为 0.78km²。

1.6.4 大气环境

本项目涉及钻前工程、钻井工程、储层改造工程、油气集输工程。依据《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018)要求,评价等级判断主要以运营期为主,钻井期间的施工机械、施工车辆产生的尾气,由于施工期较短暂,暂不考虑其评价等级。项目运营期设置 2 台水套加热炉和 1 座放空火炬,其中水套炉型号一致,主要污染因子为 SO₂、NO_x、颗粒物,分别计算每一种污染物的最大地面浓度占标率 Pi 和地面浓度达标限值 10% 时所对应的最远距离 D10%。

(1) 源强排放参数

本项目运营期废气污染物源强见下表。

表 1.6-4 废气污染源参数表

编号		DA001
名称		单台水套加热炉燃烧废气
排气筒底部 经纬度坐标	经度	***
	纬度	***
排气筒底部海拔高度/m		1398
排气筒高度/m		8
排气筒出口内径/m		0.2
烟气流量/（万 Nm ³ /a）		80.81
烟气温度/°C		150
年排放小时数/h		7200
排放工况		正常工况
污染物排放速率， kg/a	SO ₂	21.0
	NO _x	32.0
	颗粒物（PM ₁₀ ）	11.0
编号		DA003
名称		放空火炬日常燃烧废气
排气筒底部 经纬度坐标	经度	***
	纬度	***
排气筒底部海拔高度/m		1403
排气筒高度/m		15
排气筒出口内径/m		0.15
烟气流量/（万 Nm ³ /a）		47.20
烟气温度/°C		150
年排放小时数/h		8760
排放工况		正常工况
污染物排放速率， kg/a	SO ₂	0.7
	NO _x	81.95
	颗粒物（PM ₁₀ ）	12.53

(2) 评价标准

评价标准值见下表。

表 1.6-5 评价因子和评价标准表

评价因子	平均时段	标准值（μg/m ³ ）	标准来源
颗粒物	1 小时平均	450	《环境空气质量标准》（GB3095-2012） 表 1 PM ₁₀ 二级日均值的 3 倍
SO ₂	1 小时平均	500	《环境空气质量标准》（GB 3095-2012） 表 1 SO ₂ 二级标准 1 小时平均值
NO _x	1 小时平均	250	《环境空气质量标准》（GB 3095-2012） 表 1 NO ₂ 二级标准 1 小时平均值

(3) 估算参数及结果

估算参数详见表 1.6-6。

表 1.6-6 估算参数表

参数		取值
城市/乡村选项	城市/乡村	乡村
	人口数（城市选项时）	/
最高温度/°C		42.0
最低温度/°C		-4.0
土地利用类型		林地
区域湿度条件		湿
是否考虑地形	考虑地形	☒ 是 ☐ 否
	地形数据分辨率/m	90
是否考虑岸线熏烟	考虑岸线熏烟	☐ 是 ☒ 否
	岸线距离/km	/
	岸线方向/°	/

估算结果见表 1.6-7。

表 1.6-7 估算模式计算结果一览表

编号	污染因子	最大落地浓度（ $\mu\text{g}/\text{m}^3$ ）	最大浓度落地点（m）	评价标准（ $\mu\text{g}/\text{m}^3$ ）	占标率（%）	推荐评价等级
DA001	SO ₂	0.6976	60	500	0.14	III
	NO _x	1.0464	60	250	0.42	III
	颗粒物	0.3488	60	450	0.08	III
DA001	SO ₂	0.0168	60	500	0.00	III
	NO _x	2.1844	60	250	0.87	III
	颗粒物	0.3362	60	450	0.7	III

根据预测结果，污染物排放最大占标率为 0.87%，根据《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ2.2-2018），确定本项目大气环境评价等级为三级。

评价范围：根据《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ2.2-2018），三级评价无需设置大气评价范围。结合行业特点，本次评价调查为以站场为中心，周边 500m 范围的环境空气保护目标。

1.6.5 声环境

项目所在区域属于《声环境质量标准》（GB3096-2008）2 类区，工程建成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），声环境评价工作等级确定为二级。

评价范围：以平台周边 200m 范围及放喷池周边 320m 范围作为声环境影响评价范围。

1.6.6 土壤环境

根据《环境影响评价导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018），天然气开采项目属于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；主要考虑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。

本项目占地面积约 1.35 hm²，小于 5hm²，占地规模为小型，占地及周边 200m 范围内分布有耕地、居民点，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。

1.7 符合性分析

1.7.1 与相关法律、法规符合性分析

（1）与《地下水管理条例》（国令第 748 号）符合性分析

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

本项目位于重庆市石柱县黄水镇清河村，区域地下水含水地层为侏罗系中统沙溪庙组（J_{2s}），岩性主要为泥岩、石英砂岩，非碳酸盐岩含水地层，岩溶发育条件差，根据建平 5 平台前期钻井设计、环评等资料，平台占地范围及周边浅表地层内无泉域保护范围，占地范围内未发现因地层岩溶强发育导致明显岩溶漏斗和落水洞现象。

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。

本项目选址符合《地下水管理条例》（国令第 748 号）相关规定。

1.7.2 与相关标准符合性分析

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

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

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

《陆上石油天然气开采水基钻井废弃物处理处置及资源化利用技术规范》（SY/T 7466-2020）规定了陆上石油天然气勘探开发水基钻井废弃物处理、处置及资源化利用技术等要求，本项目与该规范符合性分析见表 1.7-1。

表 1.7-1 与《陆上石油天然气开采水基钻井废弃物处理处置及资源化利用技术规范》（SY/T 7466-2020）符合性分析

序号	要求	本项目	符合性
1	对水基钻井废弃物进行不落地收集、处置、处置	本项目采用“不落地系统”收集水基岩屑	符合
2	对收集的水基钻井废弃物采用固液分离以实现钻井废弃物减量化。水基钻井废弃物进行固液分离或无害化处理后，进一步资源化处理或安全处置	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）	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	水基岩屑暂存区按照一般防渗区进行防渗处置，避免造成环境污染和生态破坏	符合

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

1.7.3 与相关政策的符合性

（1）与《产业结构调整指导目录（2024 年本）》符合性分析

根据《产业结构调整指导目录（2024 年本）》，本项目属于“第一类鼓励类 七石油天然气 1. 石油天然气开采：常规石油、天然气勘探与开采，页岩气、页岩油、致密油（气）、油砂、天然气水合物等非常规资源勘探开发”，

符合国家产业政策要求。

(2) 与《石油天然气开采业污染防治技术政策》的符合性分析

本项目与《石油天然气开采业污染防治技术政策》的符合性分析详见下表。

表 1.7-2 与《石油天然气开采业污染防治技术政策》符合性分析表

序号	技术政策要求	本工程内容	符合性分析
一	清洁生产		
1	油气田开发不得使用含有国际公约禁用化学物质的油气田化学剂,逐步淘汰微毒及以上油气田化学剂,鼓励使用无毒油气田化学剂	本项目采用无毒油气田化学剂	符合
2	在钻井过程中,鼓励采用环境友好的钻井液体系;配备完善的固控设备,钻井液循环率达到 95%以上;钻井过程产生的废水应回用	本项目采用无毒钻井液体系,钻井液循环利用率约 98%,钻井过程中产生的废水经沉淀后回用	符合
3	在井下作业过程中,酸化液和压裂液宜集中配制,酸化残液、压裂残液和返排液应回收利用或进行无害化处理,压裂放喷返排入罐率应达到 100%。酸化、压裂作业和试油(气)过程应采取防喷、地面管线防刺、防漏、防溢等措施。	本项目采用清水进行洗井和压裂,压裂返排液经处理后作为附近钻井工程的压裂水使用。残余的钻井液和压裂残液入罐率 100%。在压裂、试气过程中,在放喷池设置有点火器。地面管线采用防刺、防漏、防溢设施	符合
二	生态保护		
1	油气田建设宜布置丛式井组,采用多分支井、水平井、小孔钻井、空气钻井等钻井技术,以减少废物产生和占地。	本项目采用丛式井组,水平井技术,尽量减少了工程岩屑、废水的产生,减少了占地	符合
2	在开发过程中,伴生气应回收利用,减少温室气体排放,不具备回收利用条件的,应充分燃烧,伴生气回收利用率应达到 80%以上;站场放空天然气应充分燃烧。燃烧放空设施应避开鸟类迁徙通道	本项目天然气在放喷过程中不具备利用条件,在放喷池进行充分燃烧	符合
三	污染治理		
1	在钻井和井下作业过程中,鼓励污油、污水进入生产流程循环利用,未进入生产流程的污油、污水应采用固液分离、废水处理一体化装置等处理后达标外排。在油气开发过程中,未回注的油气田采出水宜采用凝析气浮和生化处理相结合的方式	工程设有专门的废水池,钻井过程中产生的废水经过处理后尽量重复利用。油基钻井液井固液分离后,在循环罐储存,循环使用	符合
2	固体废物收集、贮存、处理处置设施	本项目固体废物分类收集,油基岩	符合

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

综上，本项目符合《石油天然气开采业污染防治技术政策》相关要求。

1.7.4 与相关规范的符合性

（1）与《中共中央 国务院关于深入打好污染防治攻坚战的意见》的符合性分析

根据《中共中央 国务院关于深入打好污染防治攻坚战的意见》：以习近平新时代中国特色社会主义思想为指导，全面贯彻党的十九大和十九届二中、三中、四中、五中全会精神，深入贯彻习近平生态文明思想，坚持以人民为中

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

本项目的实施有利于降低推动能源清洁低碳转型，减少煤炭使用，符合《中共中央 国务院关于深入打好污染防治攻坚战的意见》要求。

（2）与《中共中央 国务院印发成渝地区双城经济圈建设规划纲要》的符合性分析

根据《中共中央 国务院印发成渝地区双城经济圈建设规划纲要》：“以习近平新时代中国特色社会主义思想为指导，全面贯彻党的十九大和十九届二中、三中、四中、五中全会精神，坚持党中央集中统一领导，坚定不移贯彻新发展理念，坚持稳中求进工作总基调，以推动高质量发展为主题，以深化供给侧结构性改革为主线，立足构建以国内大循环为主体、国内国际双循环相互促进的新发展格局，围绕推动形成优势互补、高质量发展的区域经济布局，强化重庆和成都中心城市带动作用，引领带动成渝地区统筹协同发展，促进产业、人口

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

本项目的实施有助于建设天然气产能基地，符合《中共中央 国务院印发成渝地区双城经济圈建设规划纲要》要求。

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

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

表 1.7-3 与《四川省、重庆市长江经济带发展负面清单实施细则》（试行，2022 年版）的符合性分析

编号	管控内容	项目符合性
1	禁止新建、改建和扩建不符合全国港口布局规划，以及《四川省内河水运发展规划》《泸州—宜宾—乐山 港口群布局规划》《重庆港总体规划（2035 年）》等省级港口布局规划及市级港口总体规划的码头项目。	项目不涉及港口，符合
2	禁止新建、改建和扩建不符合《长江干线过江通道布局规划（2020—2035 年）》的过长江通道项目（含桥梁、隧道），国家发展改革委同意过长江通道线	项目不涉及过长江通道，符合

编号	管控内容	项目符合性
	位调整的除外。	
3	禁止在自然保护区核心区、缓冲区的岸线和河段范围内投资建设旅游和生产经营项目。自然保护区的内部未分区的，依照核心区和缓冲区的规定管控。	项目不涉及自然保护区，符合
4	禁止违反风景名胜区规划，在风景名胜区内设立各类开发区。禁止在风景名胜区核心景区的岸线和河段范围内建设宾馆、招待所、培训中心、疗养院以及与风景名胜资源保护无关的项目。	项目不涉及风景名胜区，符合
5	禁止在饮用水水源准保护区的岸线和河段范围内新建、扩建对水体污染严重的建设项目，禁止改建增加排污量的建设项目。	项目不涉及饮用水水源准保护区，符合
6	饮用水水源二级保护区的岸线和河段范围内，除遵守准保护区规定外，禁止新建、改建、扩建排放污染物的投资建设项目；禁止从事对水体有污染的水产养殖等活动。	项目不涉及饮用水水源二级保护区，符合
7	饮用水水源一级保护区的岸线和河段范围内，除遵守二级保护区规定外，禁止新建、改建、扩建与供水设施和保护水源无关的项目，以及网箱养殖、畜禽养殖、旅游等可能污染饮用水水体的投资建设项目。	项目不涉及饮用水水源一级保护区，符合
8	禁止在水产种质资源保护区岸线和河段范围内新建围湖造田、围湖造地或挖沙采石等投资建设项目。	项目不涉及水产种质资源保护区，符合
9	禁止在国家湿地公园的岸线和河段范围内开（围）垦、填埋或者排干湿地，截断湿地水源，挖沙、采矿，倾倒有毒有害物质、废弃物、垃圾，从事房地产、度假村、高尔夫球场、风力发电、光伏发电等任何不符合主体功能定位的建设项目和开发活动，破坏野生动物栖息地和迁徙通道、鱼类洄游通道。	项目不涉及国家湿地公园，符合
10	禁止违法利用、占用长江流域河湖岸线。禁止在《长江岸线保护和开发利用总体规划》划定的岸线保护区和岸线保留区内投资建设除事关公共安全及公众利益的防洪护岸、河道治理、供水、生态环境保护、航道整治、国家重要基础设施以外的项目。	项目未违法利用、占用长江流域河湖岸线，符合
11	禁止在《全国重要江河湖泊水功能区划》划定的河段及湖泊保护区、保留区内投资建设不利于水资源及自然生态保护的项目。	项目不涉及《全国重要江河湖泊水功能区划》划定的河段及湖泊保护区、保留区，符合
12	禁止在长江流域江河、湖泊新设、改设或者扩大排污口，经有管辖权的生态环境主管部门或者长江流域生态环境监督管理机构同意的除外。	项目不涉及在长江流域江河、湖泊新设、改设或者扩大排污口，符合
13	禁止在长江干流、大渡河、岷江、赤水河、沱江、嘉陵江、乌江、汉江和 51 个（四川省 45 个、重庆市 6 个）水生生物保护区开展生产性捕捞。	项目不涉及在水生生物保护区开展生产性捕捞，符合

编号	管控内容	项目符合性
14	禁止在长江干支流、重要湖泊岸线一公里范围内新建、扩建化工园区和化工项目。	项目不在长江干支流、重要湖泊岸线一公里范围内，且不属于化工项目，符合
15	禁止在长江干流岸线三公里范围内和重要支流岸线一公里范围内新建、改建、扩建尾矿库、冶炼渣库、磷石膏库，以提升安全、生态环境保护水平为目的的改建除外。	项目不涉及尾矿库、冶炼渣库、磷石膏库，符合
16	禁止在生态保护红线区域、永久基本农田集中区域和其他需要特别保护的区域内选址建设尾矿库、冶炼渣库、磷石膏库。	项目不涉及尾矿库、冶炼渣库、磷石膏库，符合
17	禁止在合规园区外新建、扩建钢铁、石化、化工、焦化、建材、有色、制浆造纸等高污染项目。	项目不属于钢铁、石化、化工、焦化、建材、有色、制浆造纸等高污染项目，符合
18	禁止新建、扩建不符合国家石化、现代煤化工等产业布局规划的项目。 （一）严格控制新增炼油产能，未列入《石化产业规划布局方案（修订版）》的新增炼油产能一律不得建设。 （二）新建煤制烯烃、煤制芳烃项目必须列入《现代煤化工产业创新发展布局方案》，必须符合《现代煤化工建设项目环境准入条件（试行）》要求。	项目不涉及炼油、煤制烯烃、煤制芳烃，符合
19	禁止新建、扩建法律法规和相关政策明令禁止的落后产能项目。对《产业结构调整指导目录》中淘汰类项目，禁止投资；限制类的新建项目，禁止投资，对属于限制类的现有生产能力，允许企业在一定期限内采取措施改造升级。	项目属于石油天然气开采，《产业结构调整指导目录》中的鼓励类项目，不属于落后产能项目，符合
20	禁止新建、扩建不符合国家产能置换要求的严重过剩产能行业的项目。对于不符合国家产能置换要求的严重过剩产能行业，不得以其他任何名义、任何方式备案新增产能项目。	项目不属于过剩产能行业，符合
21	禁止建设以下燃油汽车投资项目（不在中国境内销售产品的投资项目除外）： （一）新建独立燃油汽车企业； （二）现有汽车企业跨乘用车、商用车类别建设燃油汽车生产能力； （三）外省现有燃油汽车企业整体搬迁至本省（列入国家级区域发展规划或不改变企业股权结构的项目除外）； （四）对行业管理部门特别公示的燃油汽车企业进行投资（企业原有股东投资或将该企业转为非独立法人的投资项目除外）。	项目不属于燃油汽车投资项目
22	禁止新建、扩建不符合要求的高耗能、高排放、低水平项目。	项目不属于高耗能、高排放、低水平项目，符合

综上，本项目位于项目选址及类型不属于《四川省、重庆市长江经济带发

展负面清单实施细则》（试行，2022 年版）中的禁止建设范围内，符合建设要求。

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

根据《国家发展改革委 国家能源局关于完善能源绿色低碳转型体制机制和政策措施的意见》（发改能源〔2022〕206 号）：十四五时期，基本建立推进能源绿色低碳发展的制度框架，形成比较完善的政策、标准、市场和监管体系，构建以能耗“双控”和非化石能源目标制度为引领的能源绿色低碳转型推进机制。到 2030 年，基本建立完整的能源绿色低碳发展基本制度和政策体系，形成非化石能源既基本满足能源需求增量又规模化替代化石能源存量、能源安全保障能力得到全面增强的能源生产消费格局……完善油气清洁高效利用机制。提升油气田清洁高效开采能力，推动炼化行业转型升级，加大减污降碳协同力度。完善油气与地热能以及风能、太阳能等能源资源协同开发机制，鼓励油气企业利用自有建设用地发展可再生能源和建设分布式能源设施，在油气田区域内建设多能融合的区域供能系统。持续推动油气管网公平开放并完善接入标准，梳理天然气供气环节并减少供气层级，在满足安全和质量标准等前提下，支持生物燃料乙醇、生物柴油、生物天然气等清洁燃料接入油气管网，探索输气管道掺氢输送、纯氢管道输送、液氢运输等高效输氢方式。鼓励传统加油站、加气站建设油气电氢一体化综合交通能源服务站。加强二氧化碳捕集利用与封存技术推广示范，扩大二氧化碳驱油技术应用，探索利用油气开采形成地下空间封存二氧化碳。

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

（6）与《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》符合性分析

根据《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函〔2019〕910 号），“井场加热炉、锅炉、压缩机等排放大气污染物的

设备，应当优先使用清洁燃料，废气排放应当满足国家和地方大气污染物排放标准要求……”。本项目符合《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函〔2019〕910号）相关要求，具体符合性分析详见下表。

表 1.7-4 与《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》符合性一览表

序号	要求	本项目	符合性
1	油气开采项目（含新开发和滚动开发项目）原则上应当以区块为单位开展环评（以下简称区块环评），一般包括区块内拟建的新井、加密井、调整井、站场、设备、管道和电缆及其更换工程、弃置工程及配套工程等。	本项目为新区块开发项目，评价内容包括了站场等主体工程	符合
2	项目环评应当深入评价项目建设、运营带来的环境影响和环境风险，提出有效的生态环境保护和环境风险防范措施	本项目对可能带来的环境影响和环境风险进行了评价，提出了相应的环境保护和环境风险防范措施	符合
3	滚动开发区块产能建设项目环评文件中还应应对现有工程环境影响进行回顾性评价，对存在的生态环境问题和环境风险隐患提出有效防治措施。	本次评价对现有工程环境影响进行了回顾性评价，对存在的生态环境问题和环境风险隐患提出有效防治措施。	符合
4	依托其他防治设施的或者委托第三方处置的，应当论证其可行性和有效性	项目施工期废水为洗井废水、压裂返排液，运营期废水为井下作业废水和采出水等，废水优先回用配制压裂液；不能回用时回注	符合
5	涉及向地表水体排放污染物的陆地油气开采项目，应当符合国家和地方污染物排放标准，满足重点污染物排放总量控制要求	本项目废水优先回用，不能回用时废水依托现有回注井回注。	符合
6	油气开采产生的废弃油基泥浆、含油钻屑及其他固体废物，应当遵循减量化、资源化、无害化原则，按照国家和地方有关固体废物的管理规定进行处置；油气开采项目产生的危险废物，应当按照《建设项目危险废物环境影响评价指南》要求评价。相关部门及油气企业应当加强固体废物处置的研究，重点关注固体废物产生类型、主要污染因子及潜在环境影响，分别提出减量化的源头控制措施、资源化的利用路径、无害化的处理要求，促进固体废物合理利用和妥善处置	本项目各类固体废物均按照国家和地方有关固体废物的管理规定进行妥善处置	符合
7	施工期应当尽量减少施工占地、缩短施工时间、选择合理施工方式、落实环境敏感	本项目依托现有平台施工，尽量减少了工程占地，钻井和压裂设	符合

序号	要求	本项目	符合性
	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	备优先使用网电、高标准清洁燃油，减少了废气排放。同时优先使用网电，可有效减小噪声扰民。	
8	油气企业应当加强风险防控，按规定编制突发环境事件应急预案，报所在地生态环境主管部门备案	建设单位严格按照相关规范作业，强化环境风险防范，制定了可行的环境风险应急预案，并已进行了备案，应急预案备案回执号为 500240-2025-003-LT；环境风险评估备案号为 5002402025040001	符合
9	油气企业应当切实落实生态环境保护主体责任，进一步健全生态环境保护管理体系和制度，充分发挥企业内部生态环境保护部门作用，健全健康、安全与环境（HSE）管理体系，加强督促检查，推动所属油气田落实规划、建设、运营、退役等环节生态环境保护措施	建设单位设置有专门的环境管理部门，并制定有完善的 HSE 管理体系	符合
10	工程设施退役，建设单位或生产经营单位应当按照相关要求，采取有效生态环境保护措施。同时，按照《中华人民共和国土壤污染防治法》《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB 36600）的要求，对永久停用、拆除或弃置的各类井、管道等工程设施落实封堵、土壤及地下水修复、生态修复等措施	本项目退役时，应按照《中华人民共和国土壤污染防治法》《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB 36600）的要求，对永久停用、拆除或弃置的各类井、管道等工程设施落实封堵、土壤及地下水修复、生态修复等措施	符合
11	油气企业应按照企事业单位环境信息公开办法、环境影响评价公众参与办法等有关要求，主动公开油气开采项目环境信息，保障公众的知情权、参与权、表达权和监督权	建设单位设置有专门的环境管理部门，并制定有完善的 HSE 管理体系，对油气开采项目环境信息依法进行公示	符合

1.7.5 与相关规划、规划环境影响评价结论及审查意见的符合性

（1）与《重庆市矿产资源总体规划（2021—2025 年）》、《重庆市矿产资源总体规划（2021—2025 年）环境影响报告书》及审查意见相关要求

1）与《重庆市矿产资源总体规划（2021—2025 年）》的符合性分析

2022 年 10 月 24 日，重庆市人民政府办公厅印发了重庆市矿产资源总体规划（2021—2025 年），根据《重庆市矿产资源总体规划（2021—2025 年）》，“在主城新区大力推进涪陵页岩油气与新能源科创产业园建设，推动永川区、

南川区、綦江区、大足区及周边区域页岩气勘探开发.....大力支持油气公司加大天然气、页岩气勘探力度.....重点开发利用天然气、页岩气、铝土矿、萤石等战略性矿产，地热、锑、毒重石、岩盐、石灰岩、砂岩、页岩等优势矿产，以及重晶石、石膏等有市场需求的矿产资源.....大力支持页岩气、煤层气等清洁能源扩大开发利用规模，优化能源结构”。

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

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

根据《重庆市矿产资源总体规划（2021—2025 年）环境影响报告书》及其审查意见，本项目与其符合性见下表。

表 1.7-5 与《重庆市矿产资源总体规划（2021—2025 年）环境影响报告书》审查意见的符合性分析

序号	规划环评及审查意见要求	项目情况	符合性
1	坚持生态优先、绿色发展。坚持以习近平生态文明思想为指导，严格落实《中华人民共和国长江保护法》，按照“共抓大保护、不搞大开发”的要求，立足于生态系统稳定和生态环境质量改善，处理好生态环境保护与矿产资源开发的关系，合理控制矿产资源开发规模与强度，不得占用依法应当禁止开发的区域，优先避让生态环境敏感区域。进一步强化《规划》的生态环境保护总体要求，将细化后的绿色开发、生态修复等相关目标、指标作为《规划》实施硬约束，合理确定布局、规模、结构和开发时序，采取严格的生态保护和修复措施，确保优化后的《规划》符合绿色发展要求，推动生态环境保护与矿产资源开发同步实现，助力筑牢长江上游重要生态屏障。	本项目不在禁止开发区内，本项目采用丛式井标准井场，井场占地面积小，对生态环境影响小	符合
2	严格保护生态空间，优化《规划》空间布局。将生态保护红线作为保障和维护区域生态安全的底线，应进一步优化矿业权设置和空间布局，依法依规对生态空间实施严格的保护。	本项目不在生态保护红线及优先管控单元内	符合
3	严格产业准入，合理控制矿山开采种类和规模。	本项目符合产业准入	符合
4	严格环境准入，保护区域生态功能。按照重庆市生态环境分区管控方案、生态环境保护	本项目控制了开采活动范围，对施工	符合

序号	规划环评及审查意见要求	项目情况	符合性
	规划等要求，与一般生态空间存在冲突的已设探矿权保留区块、空白区新设勘查区块、已设采矿区调整区块、探转采区块和空白区新设开采区块，应按照一般生态空间管控要求，严格控制勘查、开采活动范围和强度，严格落实绿色勘查、绿色开采及矿山环境保护、生态修复相关要求，确保生态系统结构稳定和生态功能不退化。严格控制涉及生物多样性保护优先区域、国家重点生态功能区、水土流失重点防治区等具有重要生态功能的区域开采活动，并采取严格有针对性的保护措施，防止对区域生态功能产生不良影响。	期、运营期、退役期有针对性的生态保护措施，防止对区域生态功能产生不良影响	
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，按照相关要求进行了土地复垦及生态恢复	符合
6	加强生态环境保护监测和预警。结合生态保护、饮用水水源保护区及水环境功能区水质保护及改善要求、土壤污染防治目标等，明确责任主体、强化资金保障，推进重点矿区建立生态、地表水、地下水、土壤等环境要求的长期监测监控体系，在用尾矿库 100%安装在线监测装置；组织开展主要矿种区域生态修复效果评估，并根据监测和评估结果增加和优化必要的保护措施。针对地表水环境和土壤环境积累影响、地下水质量下降、生态退化等情况，建立预警机制。	建设单位加强了生态环境保护监测和预警	

(2) 与《“十四五”现代能源体系规划》符合性分析

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

本项目的实施有助于天然气产量的增加，提高采收率，减缓产量递减趋势，

符合《“十四五”现代能源体系规划》要求。

(3) 与《石柱土家族自治县矿产资源总体规划（2021-2025 年）》及规划环评符合性分析

《石柱土家族自治县矿产资源总体规划（2021-2025 年）》提出，“一是大力支持天然气、页岩气勘探开发力度，支持在已设油气矿业权区域增列煤层气进行综合勘查、综合开发，依法依规解决油气勘探、开采、输送等合理用地需求，加大对地热、石灰岩、砂岩等优势矿产勘查开发利用……。”

本项目为天然气开发项目，项目的实施有助于天然气勘探开发利用，符合《石柱土家族自治县矿产资源总体规划（2021-2025 年）》相关要求。

《石柱土家族自治县矿产资源总体规划（2021-2025 年）环境影响报告书》不包括油气开发环境影响评价内容，本次不对比《石柱土家族自治县矿产资源总体规划（2021-2025 年）环境影响报告书》进行符合性分析。

(4) 与《石柱土家族自治县生态环境保护“十四五”规划和二〇三五年远景目标》符合性分析

《石柱土家族自治县生态环境保护“十四五”规划和二〇三五年远景目标》提出：“实施能源结构优化调整。严控煤炭消费总量，逐步降低煤炭消费比重，积极推进高耗煤行业企业减排改造，有序推进重点用煤领域“煤改气”、“煤改电”，大力推动散煤综合治理，实现煤炭高效清洁利用。继续推广煤改天然气、电、生物质成型燃料等，大力推广使用天然气、水电、太阳能、沼气等清洁能源。”

本项目属于天然气开发项目，项目的实施有助于推进清洁能源开发利用，符合《石柱土家族自治县生态环境保护“十四五”规划和二〇三五年远景目标》要求。

(5) 与《重庆市石柱土家族自治县“十四五”能源发展规划》符合性分析

《重庆市石柱土家族自治县“十四五”能源发展规划》提出：“大力发展天然气。加快推进石柱县常规天然气和页岩气资源的勘探、开发、利用，重点支持推进石柱南三维页岩气地震勘探项目。加强与中石化、中石油等天然气供应企业的沟通协调，保障本地所需外输气源的稳定供给。”

本项目属于天然气开发项目，符合《重庆市石柱土家族自治县“十四五”能源发展规划》要求。

1.7.6 与“三线一单”的符合性

根据重庆市生态环境局“三线一单”智检系统检测分析报告，本项目位于石柱县一般管控单元-磨刀溪化杠，环境管控单元编码 ZH50024030002，依据《重庆市生态环境局关于印发<重庆市“三线一单”生态环境分区管控调整方案（2023 年）>的通知》（渝环规〔2024〕2 号）、《石柱县“三线一单”生态环境分区管控调整方案（2023 年）》（石柱府发〔2024〕20 号）等，项目与环境管控单元生态环境准入清单管控要求的符合性分析见下表。

表 1.7-6 与“三线一单”符合性分析

环境管控单元编码		环境管控单元名称	环境管控单元类型	
ZH50024030002		石柱县一般管控单元-磨刀溪化杠	一般管控单元	
管控要求层级	管控类型	管控要求	建设项目相关情况	符合性分析结论
全市总体管控要求	空间布局约束	第一条 深入实施农村“厕所革命”，推进农村生活垃圾治理和农村生活污水治理，基本消除较大面积农村黑臭水体，整治提升农村人居环境	本项目生活污水经环保厕所收集后农用或交由第三方处置	符合
	污染物排放管控	第二条 加强畜禽粪污资源化利用，加快推动长江沿线畜禽规模化养殖场粪污处理配套设施装备提档升级，推进畜禽养殖户粪污处理设施装备配套，推行畜禽粪肥低成本、机械化、就地就近还田，推进水产养殖尾水治理，强化水产养殖投入品使用管理	本项目不涉及畜禽养殖	符合
	环境风险防控	/	/	符合
	资源开发利用效率	/	/	符合
区县总体管控要求	空间布局约束	第一条 执行重点管控单元市级总体要求第一条、第二条、第三条、第五条、第六条和第七条	本项目属于天然气开发项目，总体符合国家和地方相关规划和产业政策；不涉及禁止区域；不属于“两高”污染项目；不涉及有色金属冶炼、电镀、铅蓄电池等；不属于工业项目；本项目无运营期，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，保障有效规范空间开发秩序，合理控制空间开发强度	符合
		第二条 严把项目准入关口，对不符合要求的	本项目属于天然气开发项目，选址具有“地	符合

		高耗能、高排放、低水平项目坚决不予准入。加快布局分散的企业向园区集中，鼓励现有工业项目搬入工业园区	下决定地上”的特点，对选址有特殊要求，不进入园区	
	污染物排放管控	第三条 执行重点管控单元市级总体要求第八条、第九条、第十条、第十一条、第十二条、第十三条、第十四条和第十五条	本项目不涉及石化、煤化工、燃煤发电（含热电）、钢铁、有色金属冶炼、制浆造纸行业及两高行业；本项目仅为施工期，产生的大气污染物均能做到达标排放或妥善处理；不涉及石化、化工、工业涂装、包装印刷、油品储运销等挥发性有机物产生及治理；本项目施工期产生的洗井废水、收集的雨水回用其他平台压裂工序，压裂返排液外运建 68 侧 1 井污水处理站，经处理后通过回注管线回注到建 47 侧平 1 井，不涉及废水排放；不涉及乡镇生活污水处理设施改造；不涉及重点重金属污染物排放；本项目产生的水集岩屑、油基岩屑等固体废物按照减量化、资源化和无害化的原则进行处置，严格落实产生、收集、贮存、运输、利用、处置全过程的污染污染防治措施，并建立工业固体废物管理台账；本项目生活垃圾定点收集后交环卫部门处置	符合
		第四条 关注矿区生态保护修复。新建矿山，在采矿权出让时明确矿山地质环境保护、矿区土地和生态损毁的责任和义务，建立矿山地质环境治理恢复基金账户；已设矿山，坚持“预防为主、防治结合、边开采边治理、谁开发谁保护、谁破坏谁治理、谁投资谁受益”的原则，严格落实矿山地质环境恢复治理主体责任制度	本项目不涉及矿区生态保护修复	符合
		第五条 实施历史遗留矿山生态修复工程，对	本项目不涉及历史遗留矿山生态修复工程	符合

		历史遗留和关停矿山复垦、复绿，治理矿山地质环境问题，消除矿山地质灾害隐患，恢复损毁土地资源的使用功能		
		第六条 持续推进水磨溪湿地保护与修复工程，建设水磨溪湿地公园（整合优化后）	本项目不涉及水磨溪湿地保护与修复工程	符合
		第七条 持续关注龙潭片区等地铅锌矿重金属产业带来的土壤污染风险。切实开展石柱县铅锌矿历史遗留固体废物突出生态环境问题整改整治	本项目不属于铅锌矿重金属产业	符合
		第八条 实施黄水镇第一污水处理厂扩建及提标改造项目、黄水镇第二污水处理厂扩建及提标改造项目、黄水场镇排水系统升级改造项目。实施石柱县县城排水系统优化工程、石柱县老城区管网改造工程、下路场镇排水系统升级改造项目	本项目不属于污水处理厂扩建及提标改造项目	符合
		第九条 推进新型干法水泥窑低氮燃烧技术改造和脱硝设施建设。推进现状“两高”企业中重庆石柱西南水泥有限公司废气超低排放改造	本项目不涉及新型干法水泥窑低氮燃烧技术改造和脱硝设施建设	符合
	环境风险防控	第十条 深入开展行政区域、重点流域、重点饮用水源、工业园区等突发环境事件风险评估，建立区域突发环境事件风险评估数据信息获取与动态更新机制。落实企业突发环境事件风险评估制度，推进突发环境事件风险分类分级管理，严格监管重大突发环境事件风险企业	本项目属于天然气勘探项目，仅涉及施工期，建设单位应当编制环境风险应急预案，加强风险防控	符合
	资源开发利用效率	第十一条 执行重点管控单元市级总体要求十八条、第十九条、第二十条和第二十一条	本项目属于天然气开发项目，项目总体符合国家和地方相关规划和产业政策；本项目优先使用网电施工，柴油发电机备用；本项目不属于“两高”项目；本项目施工期产生的洗井废水、收集的雨水回用其他平台压裂工	符合

			序，压裂返排液外运建 68 侧 1 井污水处理站，经处理后通过回注管线回注到建 47 侧平 1 井，可减少新鲜水用量。	
		第十二条 高污染燃料禁燃区内禁止新建、改扩建采用高污染燃料的项目和设施	本项目不在高污染燃料禁燃区内	符合
		第十三条 2025 年，完成国家和市级下发能耗管控要求	本项目属于天然气勘探项目，仅涉及施工期，本项目优先使用网电施工，柴油发电机备用	符合
ZH500240300 02 石柱县一般管控单元-磨刀溪化杠	空间布局约束	1.执行一般管控单元市级总体管控要求	本项目生活污水经环保厕所收集后农用或交由第三方处置	符合
		2.严格执行畜禽养殖“三区”划定要求	本项目不涉及畜禽养殖	符合
		3.有序推进历史遗留和关闭矿山生态修复	本项目不涉及历史遗留和关闭矿山生态修复	符合
	污染物排放管控	1.执行一般管控单元市级总体管控要求	本项目不涉及畜禽养殖	符合
	环境风险防控	无	未作规定	符合
	资源开发效率要求	无	未作规定	符合

1.8 生态环境保护目标

1.8.1 生态环境保护目标

根据调查,本项目选址位于生态保护红线之外,工程占地不涉及国家公园、自然公园、永久基本农田等生态敏感区和饮用水源保护区,本项目生态评价范围内涉及天然林、公益林;评价范围内未发现珍稀保护动植物分布。生态环境保护目标见下表。

表 1.8-1 生态环境保护目标一览表

序号	名称	环境敏感特性	影响因素	环境环保要求
1	天然林	占地范围内涉及天然林约 0.43hm ² ; 评价范围内天然林面积约 200.06hm ² 。	水土流失	减少植被破坏和水土流失, 维护区域生态平衡
2	公益林	占地范围内不涉及公益林; 评价范围内公益林面积约 265.10hm ² , 均为地方公益林。	水土流失	
3	野生动植物	评价范围内无重要物种的天然集中分布区、栖息地, 无重要水生生物的产卵场、索饵场、越冬场和洄游通道, 无迁徙鸟类的重要繁殖地、停歇地、越冬地以及野生动物迁徙通道等, 有国家二级保护动物纵纹腹小鸢、重庆市重点保护野生动物王锦蛇。	噪声、灯光和人为活动干扰等	减少项目建设对周边野生动植物影响

1.8.2 地表水环境保护目标

本项目地表水评价等级为三级 B。站场汇水区域范围内无饮用水源保护区、饮用水取水口、涉水的自然保护区、风景名胜区, 重要湿地、重点保护与珍稀水生生物的栖息地、重要水生生物的自然产卵场及索饵场、越冬场和洄游通道, 天然渔场等渔业水体以及水产种质资源保护区等水环境保护目标分布。平台周边地表水系分布情况见下表。

表 1.8-2 区域地表水系分布情况一览表

序号	名称	位置 (m)	环境敏感特性
1	洋河溪	紧邻井场北侧	未划定水域功能, 属于磨刀溪支流
2	磨刀溪 (上游又称“油草河”)	井场东南侧约 6.3km	III类水域

1.8.3 地下水环境保护目标

根据现场调查，地下水评价范围内无集中式地下水型饮用水源地、热水、矿泉水、温泉及分散式饮用水源分布，评价范围内主要保护对象为潜水含水层。

1.8.4 大气环境保护目标

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。此外，生活区临时用地范围周边 500m 范围内的 2#、3#居民点也纳入统计。

表 1.8-3 站场周边大气环境保护目标一览表

名称	国家 2000 坐标		保护对象	保护内容	环境功能区	距井口距离/m	相对站场位置	相对井场厂界距离/m
	X	Y						
1#居民点	108.426°	30.326°	居民	2 户约 8 人	二类	277	W	153
2#居民点	108.437°	30.329°	居民	2 户约 8 人	二类	700	E	685
3#居民点	108.439°	30.327°	居民	5 户约 20 人	二类	900	S	895

注：调查范围内有两间当地村民因种植黄连临时居住的活动板房，居住时限短，故不作为保护目标统计。

1.8.5 声环境保护目标

本次调查井场周边 200m 及放喷池周边 320m 范围的声环境保护目标。此外，生活区临时用地范围周边 200m 范围内的 2#、3#居民点也纳入统计。

表 1.8-4 声环境保护目标一览表

名称	空间相对位置			方位	与井场厂界最近距离/m	与放喷池最近距离/m	执行标准/功能区类别	声环境保护目标情况说明
	X	Y	Z					
1#居民点	-278	-53	34	W	153	184	2 类	2 户约 8 人
2#居民点	680	40	-40	E	685	850	2 类	2 户约 8 人
3#居民点	975	105	-50	S	895	1080	2 类	5 户约 20 人

原点坐标：E108.***°，30.***°，1392m。

1.8.6 土壤环境环保目标

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

表 1.8-5 土壤环境保护目标一览表

序号	名称	与井场 厂界距 离/m	高差 m	环境 特征	环境环保要求
1	1#居民 点	153	34	分散 居民	满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险 管控标准（试行）》（GB36600-2018）中的 第一类用地的筛选值
2	2#居民 点	685	-40	分散 居民	
3	3#居民 点	895	-50	分散 居民	
4	耕地	周边	/	耕地	满足《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管 控标准（试行）》（GB15618-2018）中的风 险筛选值

2 建设项目工程分析

2.1 气田及区块概况

2.1.1 探矿权范围

本项目位于“鄂渝中扬子建南区块石油天然气页岩气勘查”探矿权范围内，该矿权横跨湖北省利川、恩施、建始及重庆市丰都、石柱、万州、云阳、奉节、巫山，证号为***，探矿权人为中国石油化工股份有限公司，勘查面积***平方公里。

2.1.2 区域勘探开发情况

建南气田位于湖北省利川市、重庆市石柱县境内。

2.1.3 建志 101 井区

2.1.3.1 概况

建志 101 井区为新区块。

2.1.3.2 构造特征

建南气田位于湖北省利川市和重庆市石柱县境内，构造上隶属四川盆地东缘川东褶皱带石柱复向斜中部建南构造。

2.1.3.3 地层及储层特征

建南气田是一个气藏类型多样的复合型气田，包括石炭系黄龙组地层-构造复合圈闭的层状气藏;上二叠统长兴组二段生物礁岩性-构造复合圈闭的块状气藏;下三叠统飞仙关组三段背斜圈闭层状气藏。其中飞仙关组气藏为建南气田主力气藏。

2.1.3.4 气质特征

根据相同产层（小河坝组）的建志 1 井天然气组成分析报告，气体组分以甲烷为主，预计不含硫化氢。

2.2 建平 5 平台现有工程概况

2.2.1 现有工程基本情况

2.2.1.1 建平 5 平台概况

（1）气井部署情况

根据调查，建平 5 平台位于石柱县黄水镇清河村，平台内现有生产井 1 口，即建平 5 井。

2024 年，为进一步验证建南气田志留系小河坝组砂岩储层及含气性，中国石油化工股份有限公司江汉油田分公司采气一厂拟在重庆市石柱县黄水镇清河村实施“建志 101 井勘探项目”，对建平 5 平台进行扩建，新部署 1 口探井，即建志 101 井。建志 101 井主探志留系小河坝组致密砂岩，取芯获取地质参数，不涉及后续的开采工程。目前，建志 101 井尚未施工。

（2）井场现状

根据调查，建平 5 平台紧邻 Y082 乡道，井场长 86m，宽 30m~40m，场地内面积约 3240m²。场地内现有 1 口生产井（建平 5 井），场内北侧建有流程区（1 台气液分离器、流量计等装置），大门口正前方为值班二层小楼，一楼建有仪控配电等设备。该平台无放喷池。

2.2.1.2 地面集输工程

（1）建平 5 井集输流程

根据调查，建平 5 平台内现有集输设备主要包括 1 台计量分离器撬。建平 5 井井口来气经计量、气液分离后外输。

（2）外输管网

建平 5 井天然气通过气田 2#集气支线进入南集站，再通过原料气集气干线输送至北集站的天然气净化厂（位于湖北省利川市建南镇）进行净化处理，然后将洁净的天然气外输。

目前，建平 5 平台与气田 2#支线增压站间已建成集气支线，总长约 3.45km，管径为 DN100。

本次评价不含外输管线工程。建设单位应根据平台实际部署的生产气井数

量，校核现有管线输气能力，当现有集气管线无法满足外输需求时，应及时配套新建集输管线，新建管线应依法办理环评等手续。

2.2.2 现有工程环保手续履行情况

建平 5 井于 2005 年 11 月开钻，2006 年 6 月完钻，2006 年 12 月投产。该井属于建南气田南高点采气区生产气井之一。

2013 年，根据原重庆市环境保护局《关于印发环境保护四清四治专项行动工作方案的通知》(渝环发[2013]89 号)，建南气田南高点采气区采集输气井站及管线项目中各井站、集气管网工程属于重庆市环境保护“四清四治”专项行动清理出来须完善环保手续的项目，按照该行动的要求，中国石化江汉油田分公司采气厂委托四川省国环环境工程咨询有限公司编制完成了《建南气田南高点采气区南区采集输气井站及管线项目环境影响报告书》、《建南气田南高点采气区北区采集输气井站及管线项目环境影响报告书》（含建平 5 井）。原石柱县环境保护局分别于 2014 年 11 月 23 号，以“渝(石—四治)环准〔2014〕4 号”、“渝(石—四治)环准〔2014〕5 号”对环评进行批复。

2014 年，中国石化江汉油田分公司采气厂委托重庆市地质矿产研究院对建南气田南高点采气区南区和北区进行竣工环保验收，编制了《建南气田南高点采气区采集输气井站及管线项目竣工环境保护验收调查报告》。项目为登记管理，排污许可编号 9142280288312214XP005Z。

2024 年，为进一步验证建南气田志留系小河坝组砂岩储层及含气性，中国石油化工股份有限公司江汉油田分公司采气一厂拟在重庆市石柱县黄水镇清河村实施“建志 101 井勘探项目”，并委托编制了《建志 101 井勘探项目环境影响报告表》，2024 年 9 月 23 日，石柱县生态环境局以“渝（石）环准〔2024〕020 号”批复了项目环评。目前，建志 101 井尚未施工。

2.2.3 现有工程污染物排放及达标情况

（1）废水

根据调查，建平 5 井无人值守，运营期废水主要为采气分离废水。采气废水经井场东侧废水池（容积约 30m³）收集后，定期采用罐车转运至建 68 侧 1

井污水处理站，经处理后通过回注管线到建 47 侧平 1 井回注。根据建设单位提供的石柱工区建 68 侧 1 井废水池采出水原水水质检测报告，采出水主要污染物浓度见下表。

（2）废气

根据调查，建平 5 井现状集输流程无水套加热炉，正常工况下无废气产生。

（3）噪声

根据调查，建平 5 平台站内设备较少，主要为分离撬等噪声。根据验收监测厂界噪声昼间、夜间均能达到《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类标准。

（4）固体废物

根据调查，建平 5 井无人值守，运营期无生活垃圾等固体废物产生。

2.2.4 存在的环保问题、“以新带老”措施及环保投诉情况

根据现有工程竣工环保验收调查报告及现场调查，现状无环保问题及环保投诉情况。

2.3 建设项目概况

2.3.1 地理位置与交通

本项目位于石柱县黄水镇清河村，距黄水镇直线距离约 8.8km，距离石柱县城直线距离约 43.0km。区内有 Y082 乡村公路形成的交通路网，可满足本项目施工设备及施工材料运输需要，交通较方便。

2.3.2 建设项目基本概况

项目名称：建志 101 开发评价井组项目；

建设单位：中国石油化工股份有限公司江汉油田分公司采气一厂；

建设性质：扩建；

建设地点：重庆市石柱县黄水镇清河村；

钻井方式：采用“导管+三开”钻井工艺，导管采用清水钻进，一开、二开采用水基钻井液钻进，三开采用油基钻井液钻进；

集输工艺：运营期集气站采用“井口节流—加热节流—气液分离计量—外输”的集输工艺；

劳动定员：运营期采用无人值守模式。

2.3.3 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 3 口气井，采用“导管+三开”井身结构。钻井工程结束后进行储层改造工程，在井场内对 3 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 3 口气井进行开采，本项目不含外输管线。

项目组成见下表。

表 2.2-1 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	对建平 5 平台现有井场进行扩建，扩建后本项目井场面积约 0.55hm ² ，井场采用碎石铺垫，局部采用混凝土硬化	扩建
		井口建设	3 口井的井口基础，开挖砌筑方井	新建
	钻井工程	钻井设备	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	施工结束后仅保留井口装置，其余施工设备随井队搬迁
		钻井作业	3 口井钻井工程：采用单钻机布局，“导管+三开”井身结构，并分段采用套管进行固井。本项目导管段采用清水钻井液、一开段和二开段采用水基钻井液，三开水平段采用油基钻井液。	
		固井工程	水泥固井	
		井控工程	井控装置：液压泵站、阻流管汇、防喷器和井口设备	
	储层改造工程		钻井工程结束后，对完钻井进行正压射孔、水力压裂、测试放喷	新建
	油气集输工程		将建志 101HF 井转为生产井，安装采气树，对新建的 3 口井也安装采气树，共计 4 个采气树，配套建设井口到采气设备的采气管线。井场内新增 4 台两相流量计、2 台 200kw 水套加热炉、1 台 DN600 计量分离器，集气站无人值守	
公辅工程	生活区		井队设置 1 处，占地约 2413m ² ，水泥墩基座，活动板房，现场吊装	施工结束后拆除
	道路工程		利用现有井场道路，长约 5m，路基约 4.5m。	依托
	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	新建

类别	工程名称	项目组成内容	备注
		水优先使用其他平台压裂返排液，不足部分取自洋河溪或周边其他河流水库，取水之前应根据国家有关规定办理取水手续。	
	排水工程	施工期间洗井废水、压裂返排液等在井场水池、配液罐暂存后优先回用工区其他平台压裂工序，不能回用的部分则罐车外运建 68 侧 1 井污水处理站，经处理后通过回注管线回注到建 47 侧平 1 井。	新建
	供电工程	生活区用电来自附近供电电网，井场采用网电供电，柴油发电机组作为备用电源。	新建
环保工程	放空火炬	运营期，站场设置 1 套放空火炬系统，配套放空分液罐，放空火炬高度为 15m。出现紧急情况将对天然气进行放空，平时放空火炬保持燃烧状态。	新建
	环保厕所	井场和生活区各设置环保厕所 1 处。	新建，施工结束后拆除
	截排水沟	井场四周设置排水沟，总长约 240m，50cm×50cm 明沟	依托
	放喷池	新建 1 座放喷池，容积约为 200m ³ ，位于井场西侧。放喷池为半地埋式结构，地表以下部分为钢混结构，地表以上部分为砖混结构。放喷池设置 3 套点火装置，用于测试放喷点火	新建
	废水池	井场东北侧新建 1 座废水池，总容积约 1000m ³ ，分 2 格，池体为钢筋混凝土结构，池壁及池底进行防渗处理，防渗系数≤10 ⁻⁷ cm/s。其中 1 格为废水池，用于暂存施工期钻井废水、压裂返排液及运营期采出水；1 格为清水池，压裂阶段临时暂存压裂用水，压裂完毕后作为压裂返排液暂存池。	新建
	临时表土堆场	位于井场西侧，用临时堆放剥离的表土，占地面积约 200m ² ，施工结束后用于生态恢复。	/
	危废废物贮存点	设置危险废物贮存点 1 处，暂存危险废物，按照危废管理要求进行“三防”处置，配置 4 个废油桶收集废油，废油桶地面铺设防渗膜，并设置临时围堰	新建，施工结束后拆除
	生活垃圾	井场和生活区各设置 1 处集中收集点，定期由环卫部门统一清运处置	新建，施工结束后拆除
	水基岩屑	水基岩屑经收集后外运进行制砖等资源化利用	
	油基岩屑	油基岩屑经收集后交由有相应危险废物处置资质的单位进行处置	
储运工程	柴油罐	钻井队设 2 个柴油罐，每个 10m ³ ，临时存储钻井用柴油，井场最大储存量 15t，日常储量 10t	新建，施工结束后随施工队伍搬迁
	钻井、固井材料储存区	井队设置 1 处材料堆存区，用于暂存钻井、固井用的化学药品，药品桶装或袋装，地面硬化，彩钢板顶棚	
	盐酸储罐	储层改造工程期间，井场设置 12 个储罐，每个储罐 10m ³ ，盐酸仅在压裂时储存，盐酸浓度为 15%，稀	

类别	工程名称	项目组成内容	备注
		盐酸临时储存量一般为 120m ³ 。盐酸罐区地面铺设防渗膜，并设置临时围堰，围堰容积不小于单个罐体最大储存量	
	配液罐	压裂阶段设置 40 个配液罐，40m ³ /个，用于压裂液配制。罐区地面铺设防腐、防渗膜，并设置临时围堰，围堰容积不小于单个罐体最大储存量	

2.3.3.1 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。本项目依托建平 5 平台现有井场进行扩建，扩建井场面积约 2257m²，扩建后井场总面积约 5500m²，采用碎石铺垫，局部采用混凝土硬化。本项目在井场中部新增部署 3 口井。

(2) 放喷池

井场西侧新建 1 座放喷池，容积约 200m³，采用半地埋式结构，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) 水基岩屑暂存区

在井场内新建 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。

(4) 临时生活区

井队设置 1 个临时生活区，生活区采用活动板房，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。

(5) 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。

(6) 进场道路

依托建平 5 平台现有井场道路，总长约 5m，与乡村道路连接，砂石路面，路基宽 4.5m；可满足施工及运输要求。

(7) 表土堆存场地

在井场外西侧设置表土堆存场，场地占地面积约 0.05hm²，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 2-1。

2.3.3.2 钻井工程

(1)井身结构

本项目新钻 3 口气井，采用“导管+三开式”井身结构。各井井身情况见表 2.3-5，本项目井身结构及套管程序设计见表 2.3-6。

表 2.3-1 本项目各井井身结构数据一览表(m)

表 2.3-2 井身结构与套管程序设计数据

①导管

导管用Φ609.6mm 钻头，清水钻井液钻井，下Φ473.1mm 套管 200m 左右，建立井口。

②一开

一开用Φ406.4mm 钻头，水基钻井液钻井，下Φ339.7mm 表层套管中完，表层套管设计下深 1000m 左右，应保证固井质量，水泥返至地面。

③二开

二开导眼用Φ311.2mm 钻头，水基钻井液钻井，钻进至小河坝组取心，取全资料，完成导眼段钻井作业，后续做侧钻水平段准备。

④三开水平

使用Φ215.9mm 钻头、油基钻井液钻井，侧钻小河坝组，水平段长度约 1000m，下入Φ139.7mm 套管完井。

(2)主要工艺设备

本项目采用单钻机布局，钻机驱动采用 ZJ70 系列电动钻机并配置顶驱，主要设备配置见下表。

表 2.3-3 钻机主要设备配置表

序号	名称	功率或负荷	数量
1	井架	4643 kN	1
2	天车	5000 kN	1
3	游动滑车	5000 kN	1

序号	名称	功率或负荷	数量
4	大钩	4500 kN	3
5	水龙头	4500 kN	1
6	转盘	5000 kN	1
7	绞车	1100 kW	1
8	顶驱	3430 kN	1
9	钻井泵	1180 kW	2
10	柴油机	1320 kW	1
11	发电机	320 kW	2
12	环型防喷器	35 MPa	1
13	单闸板防喷器	35MPa/70MPa	1
14	双闸板防喷器	35MPa/70MPa	1
15	压井管汇	35MPa/70MPa	1
16	节流管汇	35MPa/70MPa	1
17	液气分离器	/	1
18	自动点火装置	/	1
19	除砂器	45 kW	1
20	除泥器	45 kW	1
21	振动筛	4 kW	2
22	除气器	/	1
23	离心机	69 kW	1
24	灌浆装置	/	1
25	循环罐	60 m ³	5
26	储备罐	40 m ³	6
27	二层台逃生装置	/	1
28	加重装置	4643 kN	3

(3) 钻井液体系

① 钻井液体系选择

本项目导管采用清水钻进，一开、二开段采用水基钻井液钻进，不使用磺化钻井液，三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。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。钻井液体系见下表。

表 2.3-4 钻井液体系一览表

开钻序号	推荐钻井液体系
导管段	清水

开钻序号	推荐钻井液体系
一开段	水基钻井液
二开段	水基钻井液
三开段	油基钻井液

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。

2.3.3.3 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及压裂液注入井下，将地层压出网状裂隙，建立天然气采出通道。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

每口气井完成全部水平段压裂后，采用钻具进行钻塞，形成开采通道；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下表所示。

表 2.3-5 压裂施工车辆及工具准备

设备名称	参数	数量
压裂车	功率>33538hp	3000 型压裂车/2500 型压裂车≤15 台
仪表车	计量误差≤1%	1 台
混砂车	供液速度 ≥14m ³ /min	≤2 台
管汇车		1 台
混配车	配液速度 ≥14m ³ /min	≤2 台
供液泵	供液速度 ≥14m ³ /min	≤2 台
供酸橇	供酸速度 ≥10m ³ /min	≤2 台
高压管汇	105MPa	≥2 套
清水罐(配液罐)	总容积≥2400m ³	≤60 具
立式酸罐	总容积≥100m ³	≤15 具
立式砂罐	100m ³ 、20m ³	100m ³ 2 具、20m ³ 1 具

(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 2-2。

2.3.3.4 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，对井场内建志 101 井及新建的 3 口井进行开采。集气站按照标准集气站模式进行建设，集气流程为“井口节流—加热节流—气液分离计量—外输”，集气站平面布置见附图 2-3。本项目建成后集气站主要设备见下表。

表 2.3-6 本项目油气集输主要设施情况表

开采流程具体如下：井口产气经水套炉加热节流后，经气液分离器进行气液分离后计量外输。气液分离产生的采出水通过排污管道进入废水池，定期通过罐车转运至建 68 侧 1 井污水处理站，经处理后通过回注管线到建 47 侧平 1 井回注。

2.3.3.5 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，不足部分取自附近河流或水库，现场采用潜水泵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。压裂用水取水需按照国家相关要求办理取水许可。

本项目对新钻的 3 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，在平台可采用“清水池+配液罐”中转储存，最大储存能力 2100m³，水停留时间不超过 8h，则储水能力 4200m³/d，满足压裂用水储存要求。

表 2.3-7 压裂用水储存能力一览表

(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。

2.3.3.6 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，回用于石柱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建 68 侧 1

井污水处理站，经处理后通过回注管线到建 47 侧平 1 井回注。

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

采出水优先回用，不能回用时罐车运至建 68 侧 1 井污水处理站，经处理后通过回注管线到建 47 侧平 1 井回注。

② 废气

运营期水套加热炉燃烧废气通过 8m 高排气筒达标排放。

放空废气通过 15m 高放空火炬排放。

2.3.3.7 依托工程

本项目废水依托建 47 侧平 1 井（回注井）处理，可行性分析详见第五章，可满足本项目废水处理需求。

2.3.4 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、三开钻井。各开次钻井液用量与钻井液平均循环量、钻井天数、纯钻时效等参数有关。根据方案设计，本项目钻井液使用情况见表 2.3-8、2.3-9。

表 2.3-8 本项目钻井液体系及配制量

开次	钻井液体系	单井配制量(m ³)	本项目总配制量(m ³)
导管段	清水	300	900
一开段	水基钻井液	300	900
二开段	水基钻井液	300	900
三开段	油基钻井液	300	900

表 2.3-9 钻井液材料用量 单位：t

材料名称	单井	本项目	储存方式
膨润土	7.5	22.5	袋装，25kg/袋
纯碱	1.1	3.3	袋装，50kg/袋
防塌剂(FT-388)	4.5	13.5	袋装，25kg/袋
低粘羧甲基纤维素钠盐(LV-CMC)	2.4	7.2	袋装，25kg/袋
水解聚丙烯晴-钾盐(K-HPAN)	3	9	袋装，25kg/袋
聚丙烯酰胺(PAM)	1.1	3.3	袋装，25kg/袋
氢氧化钠粉末(NaOH)	0.3	0.9	袋装，25kg/袋
超细碳酸钙(QS-2)	7.5	22.5	袋装，25kg/袋
高粘度羧甲基纤维素钠(HV-CMC)	根据需要	根据需要	袋装，25kg/袋
聚丙烯酰胺钾盐(K-PAM)	2.4	7.2	袋装，25kg/袋
KCl	10.5	31.5	袋装，50kg/袋
石灰石粉	根据需要	根据需要	袋装，25kg/袋
多功能固体润滑剂	10.5	31.5	袋装，25kg/袋
钻井液润滑剂(RH-3)	10.5	31.5	桶装，50kg/桶
重晶石粉(加重剂)	根据需要	根据需要	罐装，60t/罐
复合堵漏剂	根据需要	根据需要	袋装，25kg/袋
主乳化剂 HIEMUL	9	27	桶装，25kg/桶
辅助乳化剂 HICOAT	4.5	13.5	桶装，25kg/桶
降滤失剂 HIFLO	8.3	24.9	袋装，25kg/袋
润湿剂 HIWET	3	9	桶装，50kg/桶
增粘剂 MOGEL	4.2	12.6	袋装，25kg/袋
封堵剂 HISEAL	4.5	13.5	袋装，25kg/袋
石灰(调节碱度)	7.5	22.5	袋装，25kg/袋
CaCl ₂ 盐水	20	60	袋装，25kg/袋

酸溶性暂堵剂	12	36	袋装, 25kg/袋
刚性堵漏剂	12	36	袋装, 50kg/袋
油基成膜剂	1.2	3.6	桶装, 50kg/桶
单封	12	36	袋装, 25kg/袋
核桃壳	7.5	22.5	袋装, 40kg/袋

根据钻井资料, 钻井液用量及损耗量如下表所示。

表 2.3-10 钻井液用量及消耗量一览表

钻井阶段	钻井液总用量 (m ³)	新鲜用 水量 (m ³)	损耗量 (m ³)	钻井液 配置量 (m ³)	循环量 (m ³)	重复利用 率	剩余量 (m ³)	去向
清水	26400	900	53	900	25500	96.59%	847	用于配置 水基钻井 液
水基	644820	953	1290	1800	643020	99.72%	510	随钻井队 用于后续 钻井
油基	42000	/	168	900	41100	97.86%	732	随钻井队 用于后续 钻井

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 900m³, 清水钻井阶段钻井液总用量为 26400m³, 钻井液使用过程中损耗量约 53 m³。清水钻完钻后, 剩余钻井液 847 m³, 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 953m³, 清水段回用量 847m³。水基钻井阶段钻井液总用量为 644820m³, 钻井液使用过程中损耗量约 1290m³。水基钻完钻后, 剩余钻井液 510m³, 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 900m³。油基钻井阶段钻井液总用量为 42000m³, 钻井液使用过程中损耗量约 168m³。油基段完钻后, 剩余钻井液 732m³, 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 3 口气井, 水平段总长 3000m,

压裂液总用量约 60000m³，压裂液在井场内配液罐内配制。

表 2.3-11 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)
3	3000	60000

表 2.3-12 压裂液添加剂消耗量配方表

压裂液配置材料				
序号	药品名称	代号	3 口井(t)	来源
1	压裂液量	/	60000m³	/
2	工业盐酸	31%HCl	900	外购
3	高效减阻剂	JC-J10	60	外购
4	增效剂	JC-Z01	42	
5	防膨剂	JC-FC03	120	
6	消泡剂	/	12	
7	低分子稠化剂	SRFR-CH3	150	
8	流变助剂	SRLB-2	18	
9	粘度调节剂	SRVC-2	3	
10	缓蚀剂	FL4-2	12	
11	助排剂	FL4-4	6	
12	铁稳定剂	FL4-7	8	
13	粘土稳定剂	FL4-3	11	
支撑剂材料用量				
序号	支撑剂名称	粒径(目)	总用量(m³)	来源
1	石英砂	70/140	2601	外购
2	覆膜砂	40/70	1401	

2.3.5 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、放喷池等施工过程中产生的土石方，剥离的表土堆存于井场西侧，堆放场总占地面积约 500m²，堆高约 2.5~3m，最大堆存量约 1500m³，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 0.5 万 m³，总填方 0.5 万 m³，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 1.3521hm²，利用现有占地 0.3808hm²，新增占地 0.9713hm²，各工程占地情况统计详见下表。

表 2.3-13 本项目占地情况一览表 单位：m²

序号	工程内容	现有工程占地	新增占地	合计
1	井场（含井场道路）	3808	1692	5500
2	放喷池	0	200	200
3	临时生活区	0	2193	2193
4	放空区	0	230	230
5	临时表土堆场、边坡等其他占地	0	5398	5398
总计		3808	9713	13521

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（附件 7），本项目不涉及生态保护红线、永久基本农田和城镇开发边界，项目总占地面积约 1.3521hm²，占用林地 0.5079 hm²、工矿仓储用地 0.3808hm²、村庄 0.3415hm²、园地 0.068hm²、耕地 0.0377hm²、其他用地 0.0162hm²，具体见下表。

表 2.3-14 本项目占地类型一览表 单位：hm²

土地利用类型		工程占地	占比（%）
林地	乔木林地	0.4922	37.56%
	灌木林地	0.0157	
工矿仓储用地	采矿用地	0.3808	28.16%
耕地	旱地（含田坎）	0.0377	2.79%
园地	其他园地	0.068	5.03%
村庄	村庄	0.3415	25.26%
其他用地	其他用地	0.0162	1.20%
总计		1.3521	100%

2.3.6 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，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、一开段钻进，所有井一开段完钻后，再进行各井二开段钻进，所有井二开段完钻后，再进行各井三开段钻进。

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 3 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 2.3-15 本项目施工时序表

施工类型	施工时间/天	备注
钻前工程	30	/
钻井工程	240	采用单钻机布局

施工类型	施工时间/天	备注
储层改造工程	90	每口井依次压裂，每口井施工时间约 30 天
油气集输工程	30	/
总计	390	/

2.4 影响因素分析

2.4.1 施工期污染因素分析

2.4.1.1 钻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。

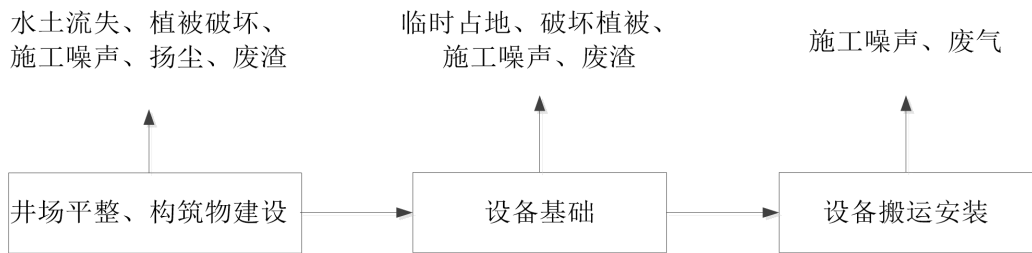


图 2.4-1 施工过程及主要环境影响因素

2.4.1.2 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、三开钻进，所有井一开段完钻后，再进行各井二开段钻进，所有井二开段完钻后，再进行各井三开段钻进。

本项目采用“导管+三开”钻井方式。导管段采用清水钻进，一开、二开段采用水基钻井液钻进，一开段完钻后在循环罐内直接调整钻井液配方，进行二开段钻进。二开段完钻后，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。三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。

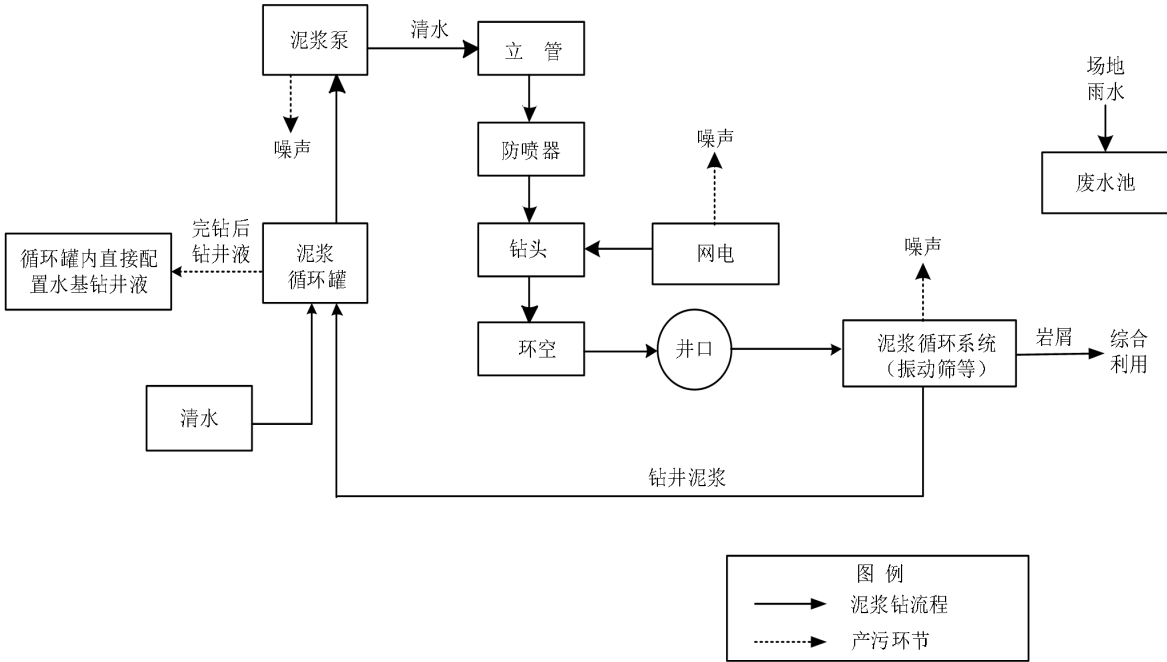


图 2.4-2 清水钻井阶段工艺流程及产污环节示意图

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。

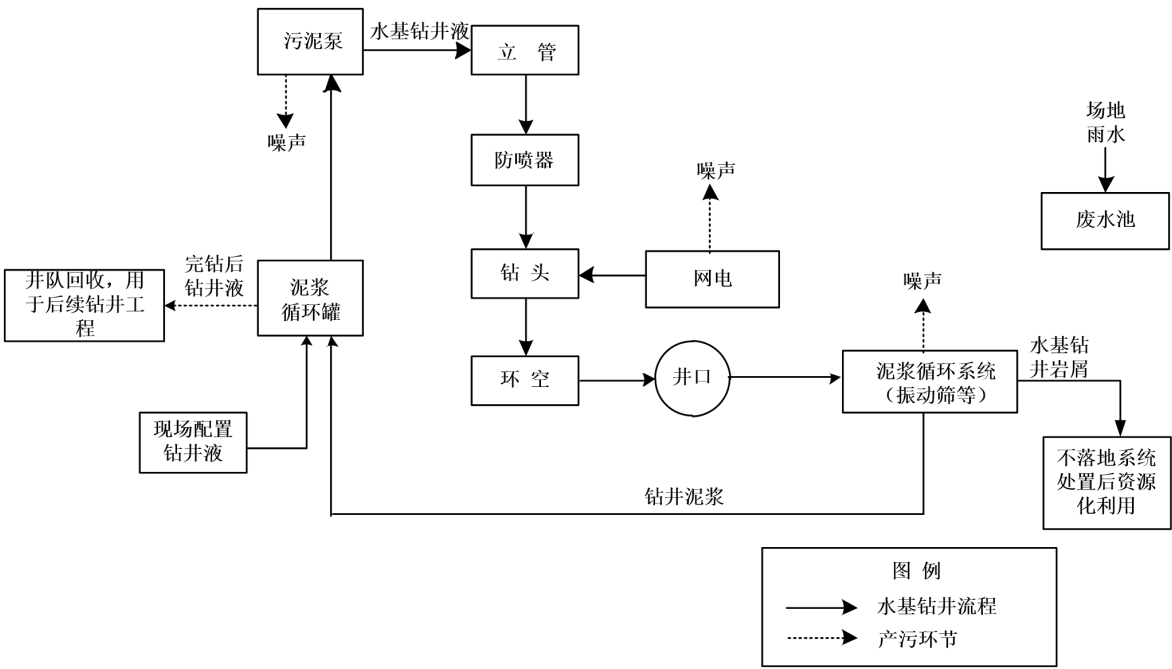


图 2.4-3 水基钻井阶段工艺流程及产污环节示意图

③油基钻井阶段

三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。废油由中国石油化工股份有限公司江汉油田分公司采气一厂或有资质的单位回收利用。

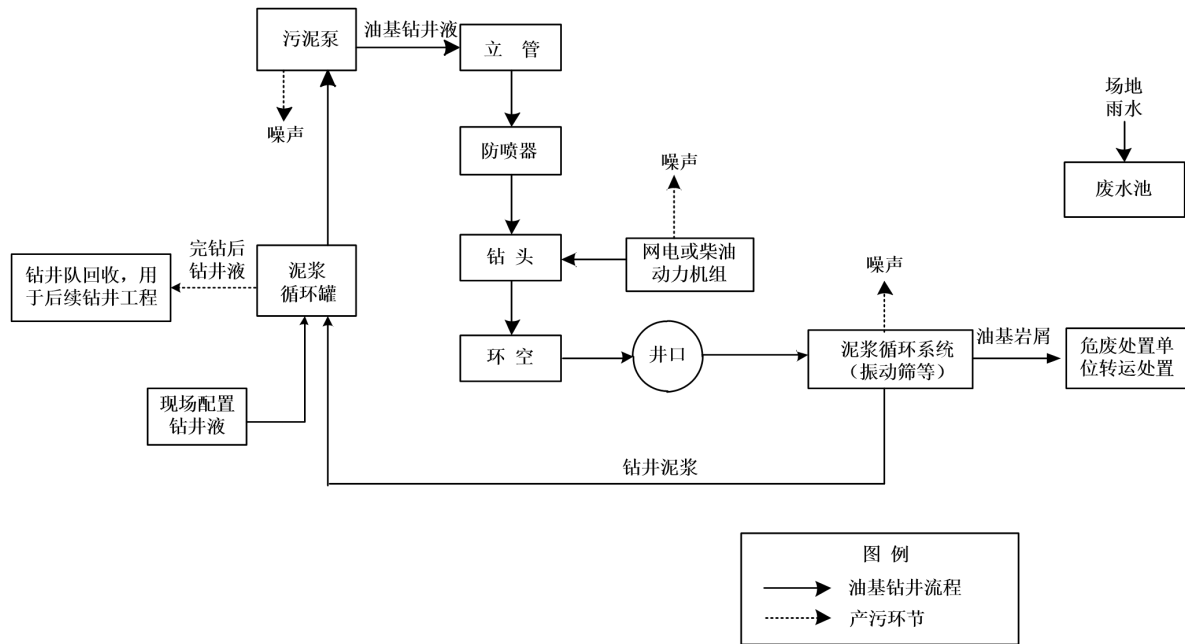


图 2.4-4 油基钻井工艺流程及产污环节示意图

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下图。

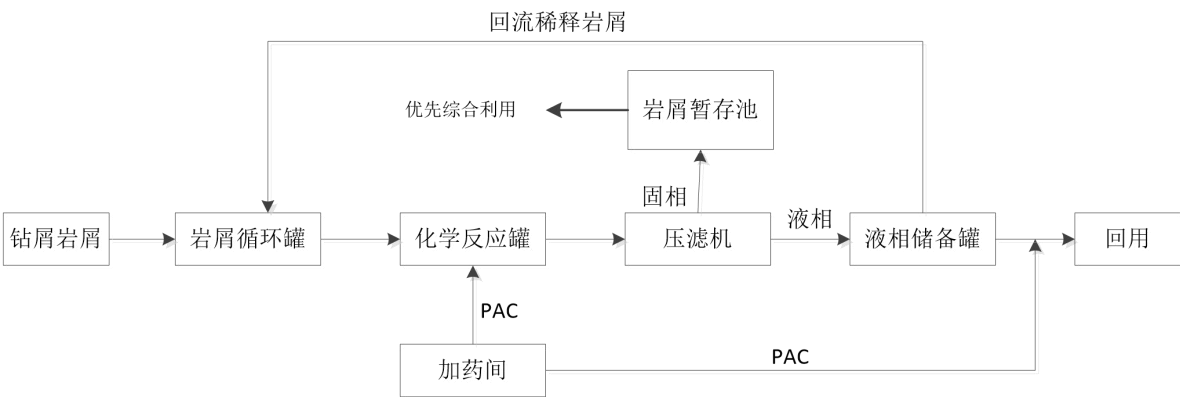


图 2.4-5 不落地系统工艺流程图

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。

2.4.1.3 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。

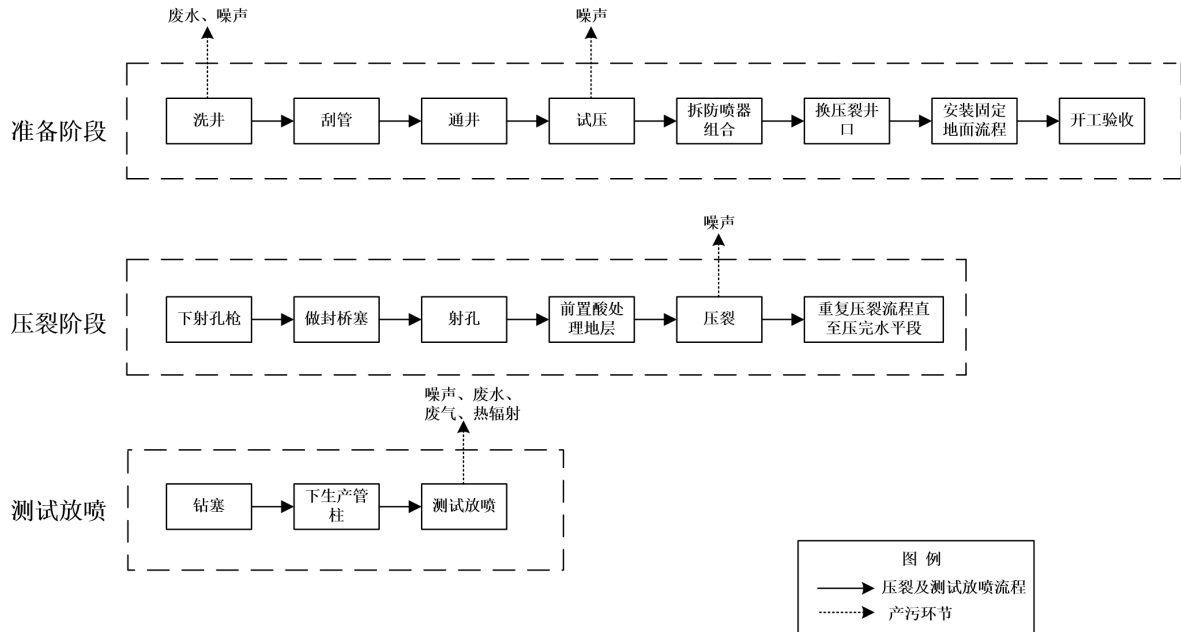


图 2.4-6 试气工艺流程及产污环节示意图

(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 10m³，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 200L/min(12m³/h)，分别采用 4、6、8mm 油嘴放喷，每个油嘴放喷时间 4-6h，再改用 10、12mm 油嘴放喷排液，根据排液情况和井口压力再定进入求产阶段；具体的要根据井口压力及出砂情况相应调整。井口压力原则上不低于 12MPa。当产液量小于 10m³/h 或者产气量高于临界携液流量时，进入测试求产阶段。为减小井下积液的影响，采用油嘴从大到小的方式测产。

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；压裂返排液排入废水池，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。

2.4.1.4 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。

2.4.2 运营期污染因素分析

运营期，井口来的天然气经水套炉加热节流后，经气液分离器进行气液分离后计量外输。运营期工艺流程示意图见下图。

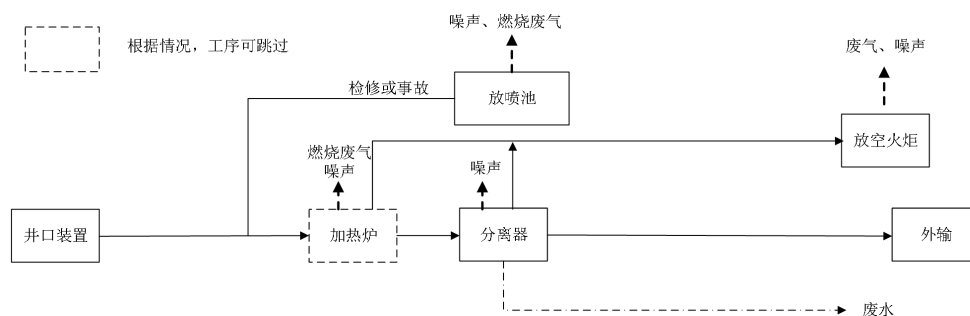


图 2.4-7 运营期采气流程及产排污环节示意图

集气站管线在超压等非常工况时会产生放空废气，通过 15m 高放空火炬

燃烧后排放，放空火炬日常保持燃烧状态。

运营期集气站为无人值守模式，废水主要为集气站分离器分离的采出水，气液分离产生的采出水通过排污管道进入废水池，定期通过罐车转运至建 68 侧 1 井污水处理站，经处理后通过回注管线到建 47 侧平 1 井回注。

运营期噪声主要为集气站水套加热炉、气液分离器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无人值守，无固体废物产生。

2.4.3 退役期污染因素分析

服役期满后，对完成采气的废弃井进行封堵，拆除井口装置，清理场地、拆除地面设施等，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。

2.4.4 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 1.35hm^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。

2.5 污染源强核算

2.5.1 施工期

2.5.1.1 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。施工用水约 30m^3 ，废水量约 6m^3 。

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 2.5-1 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	NH ₃ -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、一开钻进，所有井一开段完钻后，再进行各井二开段钻进。

本项目各井导管段采用清水钻进，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、二开钻井。

一开、二开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（510m³）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，考虑到降雨会产生一定量的含尘雨水。

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

$$q = \frac{799(1 + 0.997 \lg P)}{(t + 3.120)^{0.558}} \quad (\text{L/s} \cdot \text{hm}^2)$$

式中：q—暴雨强度，L/s·hm²；

P—重现值，年，取值 1 年；

t—降雨历时，min，取值 15min。

计算得石柱县最大暴雨强度为 $158.67\text{L/s}\cdot\text{hm}^2$ 。

初期雨水采用雨量公式，公式如下：

$$Q=\Psi f q$$

式中： Ψ —径流系数，取值 0.9；

f —汇水面积， hm^2 ，取值 0.3hm^2 ；

q —设计暴雨强度， $\text{L/s}\cdot\text{hm}^2$ 。

经计算可得，井场初期雨水产生量约 $39.0\text{m}^3/\text{次}$ 。本次评价初期雨水计算是按一年一遇暴雨量考虑，计算结果相对保守，初期雨水排入废水池暂存，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天然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 3 口天然气井，洗井废水产生总量约 540m^3 ，洗井废水在配液罐暂存回用于压裂工序配制压裂液。

表 2.5-2 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
540	产生浓度 mg/l	4500	40	2500
	产生量 t	2.43	0.022	1.35

④压裂返排液

本项目水平段总长度为 3000m ，采用分段压裂一次返排，利用油嘴控制返排速率。根据石柱工区其他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 6.0万 m^3 ，则本项目压裂返排液产生量为 6000m^3 ，压裂返排液主要污染物为 pH 值、COD、石油类、氯化物等，压裂返排液在废水池(1000m^3)、配液罐(2400m^3)中集中收集。根据建设单位在石柱、万州等地区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 3 口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，产生的压裂返排液在井场配液罐、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、外运处置情况见下表。

表 2.5-3 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			
建志 101-1HF 井	1000	19820	180	10%	2000	配制建志 101-2HF 井压裂液
建志 101-2HF 井	1000	17820	2180	10%	2000	配制建志 101-3HF 井压裂液
建志 101-3HF 井	1000	17820	2180	10%	2000	其他钻井平台配制压裂液，或罐车外运建 68 侧 1 井污水处理站，经处理后通过回注管线到建 47 侧平 1 井回注。
合计	3000	55460	4540	/	6000	\

注：由于降雨量的不确定性，初期雨水不纳入水平衡。

⑤ 生活污水

生活用水量按 120L/d 人，排污系数取 0.80 计算。根据各阶段施工人员数量及施工时间，生活污水产生量详见表 2.5-4、表 2.5-5。

表 2.5-4 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	240	1440	1152
储层改造工程	50	90	540	432
合计	/	/	1980	1584

表 2.5-5 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
1584	产生浓度 mg/l	400	200	250	25
	产生量 t	0.63	0.32	0.40	0.04

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后农用或交

由第三方环保公司拉运至地方生活污水处理厂处置。

(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 1m³/d。本项目预计施工用水量为 30m³，废水产生量约 6m³，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 38.4m³。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 2.5-6 油气集输工程生活废水产生浓度及产生量

废水量 m3	项目	COD	BOD5	SS	NH3-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见下表。

表 2.5-7 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	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	/	/	利用当地污水处理设施处理
	施工废水	30	30	24	/	6	6		沉淀后用于场地洒水
钻井工程	清水钻进	26400	900	53	25500	847	847	0	配制本项目水基钻井液
	水基钻进	644820	1800 (含回用的清水钻废水 847)	1290	643020	510	0	510	随钻井队用于其他钻井工程
	生活用水	1440	1440	288	/	1152	/	/	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
储层改造工程	洗井	540	540	/	/	540	540	/	配制本项目压裂液
	生活用水	540	540	108	/	432	/	/	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
	水力压裂	60000	55460	54000	/	6000	4000	2000	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,无法回用时罐车外运建 68 侧 1 井污水处理站,经处理后通过回注管线到建 47 侧平 1 井回注。
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		733896	60836	55806	668520	9570	5399	2549	/

注：由于初期雨水总量具有不确定性，不计入水平衡。

2.5.1.2 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。

2.5.1.3 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 2.5-8。

表 2.5-8 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 2.5-9 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	-43	-2	1	机房隔声、消声、减振	90	1	备用	1
发电机	-40	-2	1	机房隔声、消声、减振	95	1	备用	2
钻井设备	5	0	0~45	\	90	1	昼夜	1
泥浆泵	-5	20	1	减振	85	1	昼夜	1
振动筛	-8	-20	1	减振	80	1	昼夜	1

注:以井场几何中心为原点。

(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 2.5-10 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	5	18	1	90	1	减振	昼间施工	12
测试放喷	-98	-14	1	100	1	/	昼夜连续	/

注:以井场几何中心为原点。

(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,主要噪声源参见下表。

表 2.5-11 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

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
振捣器	1 台	76-84	5m	机械	间歇排放	移动声源

2.5.1.4 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 732m³，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 4 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下表。

表 2.5-12 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
导管道	609.6	600	438	清水	铺垫井场或修建井间道路
一开段	406.4	2400	778	水基	用于制砖等资源化利用
二开段	311.2	13810	2625	水基	用于制砖等资源化利用
三开段	215.9	3000	438 (876t)	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 876t。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。

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，类比建设单位其它天然气井钻井工程废防渗材料产生情况，废防渗材料产生量约 0.3t。

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。

结合建设单位同类型气井钻井期废油产生情况，单井废油产生量约为 0.5t，本项目 3 口井预计废油产生量为 1.5t，属于危险废物（HW08），废油由废油回收桶收集，临时暂存在危险废物贮存点，危险废物贮存点采取防渗防雨措施，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、类别等信息见下表。

表 2.5-13 本项目含油物质属性一览表

序号	危险废物名称	产生量 t	产生工序及装置	危险废物类别	危险废物代码	形态	主要成分	有害成分	产废周期	危险特性	污染防治措施*
1	油基岩屑	876	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	1.5	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	建设单位资源回收或交由有资质的单位进行处置
3	废防渗材料	0.3	场地清理	900-249-08		固态				毒性、易燃性	危废处置单位处置

注：油基岩屑容重按 2 考虑。

危险废物贮存场所(设施)基本情况见下表。

表 2.5-14 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	危险废物 贮存点	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		废含油 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 3 口井废包装材料产生总量为 2400 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、废水池内暂存,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废水池内进行絮凝沉淀处理,参考石柱工区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 40t/万 m³-废水,本项目压裂返排液产生量为 6000m³,则压裂返排液絮凝沉淀污泥约 24t,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 240 天;储层改造施工人员 50 人,共施工 90 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,则各阶段生活垃圾产生量为钻前工程 0.3t、钻井及储层改造工程 8.25 t、油气集输工程 0.3t,本项目施工期生活垃圾产生总量为 8.85t。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、类别等信息见下表。

表 2.5-15 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
4	絮凝沉淀污泥	SW07 污泥	非特定行业	900-099-S07

本项目施工期固体废物产生情况见下表。

表 2.5-16 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	438m ³	铺垫井场或修建井间道路	0
水基岩屑	3403m 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	876t	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	24t	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	0.3t	集中收集后，交由有危险废物处置资质的单位转运处置	0
废油	1.5t	由中国石油化工股份有限公司江汉油田分公司采气一厂或有资质的单位回收利用	0
废包装材料	2400 个	由厂家或有资质的单位回收	0
生活垃圾	8.85t	定点收集后，由环卫部门集中处置	0

2.5.2 运营期

2.5.2.1 废水

运营期废水主要为采出水及井下作业废水。

(1) 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，类比石柱工区建平 5 井等天然气井采出水产生量，本次单井采出水预计产生量为 3.5m³/d。运营期，本项目运营期共 4 口井（含探转采 1 口）废水产生量为 14m³/d(5110m³/a)，参考建设单位提供的石柱工区建 68 侧 1 井废水池采出水水质数据。运营期站内设置 1 座 1000m³废水池暂存废水，定期罐车外运回用或罐车转运至建 47 侧平 1 井回注。

(2)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（含探转采 1 口），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，优先回用石柱工区钻井平台压裂工序。

表 2.5-17 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	0.069t/a	0
		石油类	1 井次	克/井次-产品	6122.1	0.012t/a	0

(3)生活污水

项目的集气站为无人值守，无生活污水产生。

2.5.2.2 废气

本项目运营期废气主要有水套加热炉燃烧废气、放空火炬燃烧废气。

(1)水套加热炉废气

本项目单台水套加热炉废气排放情况见下表。

表 2.5-18 单台加热炉燃烧废气排放情况一览表

废气类型	排放量			排气筒		烟气温度	排放方式	年排放时长 h
	项目	排放浓度	排放量	高度	内径			
水套炉燃烧废气	废气量	/	80.81 万 m ³ /a	8m	0.20m	150℃	有组织排放	7200
	SO ₂	26.0mg/m ³	21.0 kg/a					
	NO _x	40.0mg/m ³	32.0kg/a					
	颗粒物	13.2mg/m ³	11.0 kg/a					

本项目共新增 2 台水套加热炉，则水套加热炉废气污染物排放总量为 SO₂ 0.042t/a、NO_x 0.064 t/a、颗粒物 0.022 t/a。

(2)放空火炬正常燃烧废气

运营期集气站设置 1 套放空火炬系统，平时放空火炬保持燃烧状态。本项目放空火炬正常燃烧废气排放情况见下表。

表 2.5-19 放空火炬正常燃烧废气产生情况一览表

废	耗气量	产生量	排放量
---	-----	-----	-----

气 类 型	(万 m ³ /a)						
放空 火炬 日常 燃烧 废气	4.38	污染 物	产污系数 (kg/万 m ³ -燃料)	产生量 (kg/a)	排放浓度 (mg/m ³)	(kg/a)	(t/a)
		SO ₂	0.02S (燃气含硫 量, 根据净化后的 气质分析报告, 总 硫含量为 8mg/m ³)	0.70	1.48	0.70	0.001
		NO _x	18.71 (无低氮燃 烧)	81.95	173.62	81.95	0.082
		颗粒 物	2.86 (直排)	12.53	26.54	12.53	0.013

由上表计算可知, 放空火炬正常燃烧废气排放量为 SO₂ 0.001t/a、NO_x 0.082t/a、颗粒物 0.013t/a。

(3) 放空火炬非正常燃烧废气

运营期, 集气站在生产过程中因设备故障、超压、检修等非正常工况下, 可将天然气引入放空火炬燃烧后排放, 放空火炬高度为 15m, 单次非正常放空燃烧持续时间短, 每年非正常放空燃烧次数少, 废气通过 15m 高排气筒排放, 对周边环境影响可接受。

2.5.2.3 噪声

集气站噪声源主要为气液分离器、水套加热炉等, 噪声约 50~60dB, 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 2.5-20 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	水套加热炉 1	-40	-30	1	70	1	隔声、减振、 消声	昼夜	60
2	分离器 1	-40	-10	1	55	1	减振	昼夜	50
3	放空噪声	15	105	15	80	1	\	事故	80

注: 设备空间相对位置以井场几何中心为原点。

2.5.2.4 固体废物

集气站无人值守，无生活垃圾产生。

2.5.3 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。

2.6 污染物排放汇总

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

表 2.6-1 施工期主要污染物产生及排放情况一览表

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	/	6 m ³	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、NOX、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	/	540m ³	配制压裂液	/	0
		压裂废水	压裂返排液	/	6000m ³	采用“混凝沉淀+杀菌”处理后，优先回用于本平台压裂，不能回用的依托建 47 侧平 1 井回注	/	0
		生活污水	污水量	/	1584m 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、NOX、CO	/	少量	采用符合国家标准的燃料	/	少量
		测试放喷废气	NOx、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	/	438m ³	铺垫井场或修建井间道路	/	0
			水基岩屑	/	3403m ³	水基岩屑经不落地系统收集、压滤脱水后，用于制砖等资源利用	/	0
			油基岩屑	/	876t	油基岩屑采用吨桶“不落地”收集后，	/	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
						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	/	0.3t	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	/	24t	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	/	1.5t	由中国石油化工股份有限公司江汉油田分公司采气一厂或有资质的单位回收利用	/	/
		废包装材料	废包装材料	/	2400 个	由厂家或有资质的单位回收	/	/
		生活垃圾	生活垃圾	/	8.25t	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	/	0.75t	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、NOX	少量	/	/	/

表 2.6-2 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 mg/L	产生量 t/a		浓度	排放量
废水	采出水	废水量	/	5110m ³ /a	废水池暂存，优先回用于工区其他平台压裂工序，不能回用时采用罐车拉运至建 47 侧平 1 井回注	/	0
		COD	1460	7.46		/	0
		氨氮	132	0.67		/	0
		氯化物	19800	101.18		/	0
	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	水套加热炉	废气量	/	80.81 万 m ³ /a	通过高 8m 排气筒达标排放	/	80.81 万 m ³ /a
		SO ₂	26.0mg/m ³	21.0 kg/a		26.0mg/m ³	21.0 kg/a
		NO _x	40.0mg/m ³	32.0 kg/a		40.0mg/m ³	32.0 kg/a
		颗粒物	13.2mg/m ³	11.0kg/a		13.2mg/m ³	11.0kg/a
	放空火炬燃烧废气	废气量	/	47.20 万 m ³ /a	通过高 15m 放空火炬达标排放	/	47.20 万 m ³ /a
		SO ₂	1.48 mg/m ³	0.70 kg/a		1.48 mg/m ³	0.70 kg/a
		NO _x	173.62 mg/m ³	81.95 kg/a		173.62 mg/m ³	81.95 kg/a
		颗粒物	26.54mg/m ³	12.53 kg/a		26.54mg/m ³	12.53 kg/a
		非正常燃烧废气	2-3 次/年，2-5Nm ³ /次		通过高 15m，内径 0.10m 的放空火炬放空	/	/
	水套加热炉等设备噪声	噪声	55-70dB		基础减振等	50-60dB	
	放空噪声	噪声	80dB		通过集气站放空排气筒	/	

表 2.6-3 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	/	12.8m ³

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
					施处理		

2.7 三本账核算

表 2.7-1 运营期主要污染物“三本账”核算

类别	污染物	现有工程排放量 (t/a)	本工程排放量 (t/a)	总排放量 (t/a)	增减量 (t/a)
废水	废水量	0	0	0	0
废气	废气量	0	80.81 万 m ³ /a	80.81 万 m ³ /a	80.81 万 m ³ /a
	SO ₂	0	0.021	0.021	0.021
	NO _x	0	0.032	0.032	0.032
	颗粒物	0	0.011	0.011	0.011
固体废物	固体废物	0	0	0	0

注：根据调查，现状工程废水主要为采气分离废水，均回注，现状工程无水套加热炉，正常工况无废气产生，站场无人值守，无固体废物产生。

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

石柱土家族自治县地处渝东褶皱地带，属巫山大娄山中山区。境内地势东高西低，呈起伏下降。县境为多级夷平面与侵蚀沟谷组合的山区地貌，群山连绵，重峦叠嶂，峰坝交错，沟壑纵横。地表形态以中、低山为主，兼有山原、丘陵。西北方斗山背斜、东南老厂坪背斜，顺北东、南西近似平行纵贯全境，形成“两山夹一槽”的主要地貌特征。

建志 101 井位于山谷间平地，标高为 1376m，地形相对较平坦。

3.1.2 气候、气象

石柱县属于亚热带季风气候区，具有春雨，夏（伏）旱，秋雨绵绵，冬干的特点。根据石柱县气象站资料统计，多年平均气温为 16.4℃，极端最高气温为 40.2℃（1959 年 8 月 23 日），极端最低气温为-4.7℃（1975 年 12 月 16 日）。多年平均降雨量 1247.3mm，最大年降雨 2010.7mm（1982 年），最小年降雨 555.0mm（1971 年），降雨年际变化大，年内分配不均。多年平均蒸发量 1174mm，多年平均风速为 1.0m/s，实测最大风速 12.0m/s（1975 年 8 月 7 日），风向为 WNW。流域多年平均相对湿度为 79%，多年平均日照时数为 1230h，多年平均降水日数 158.9d。

3.1.3 地表水系

石柱县水系发达，溪流密布，集雨面积在 50km² 以上的河流有 26 条，分布于各乡镇，总长 758.31km；集雨面积在 100km² 以上的河流有 11 条，其中较大的有 6 条分别是：长江、龙河、官渡河、油草河、毛滩河、马武河。

本项目井场北侧紧邻洋河溪，洋河溪为磨刀溪左岸二级支流。洋河溪发源于重庆市石柱县黄水镇清河村杨家湾，止于重庆市石柱县黄水镇洋洞村上渡口，洋河溪全长 8.72km，境内流域面积 20km²。

磨刀溪为长江右岸一级支流，磨刀溪上游又称油草河，其发源于石柱县武

陵山北麓的杉树坪，流经湖北省利川市建南镇至万州区石板滩与流经石柱县临溪镇的另一源——官渡河汇合，在大滩口右岸汇入罗田河，至赶场右岸纳入龙驹河后称为磨刀溪，在新津口注入长江，河道全长 170km，流域面积 3167km²。

3.1.4 地质构造

3.1.4.1 构造描述

项目位于川东褶皱带石柱复向斜中部。

3.1.4.2 区域地层

根据建设单位提供资料，区内地层自下而上发育：下志留统小河坝组、韩家店组，中二叠统梁山组、栖霞组、茅口组，上二叠统吴家坪组、长兴组，下三叠统飞仙关组、嘉陵江组，中三叠统巴东组，上三叠统须家河组，下侏罗统自流井组，中侏罗统沙溪庙组。本项目出露地层为沙溪庙组。

3.1.5 区域水文地质条件

3.1.5.1 地下水类型及富水性

根据调查范围内地下水在岩石中的赋存条件、岩性的组合状况等，调查范围内地下水类型主要为基岩裂隙水。

根据区域水文地质图等资料及现场调查，评价范围内基岩裂隙水类型主要为风化带网状裂隙水，主要存在于侏罗系沙溪庙组（J₂S）的砂岩中。在地表浅层，风化裂隙较为发育，但随着深度的增加，风化裂隙的发育程度逐渐减弱。

3.1.5.2 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）志留系中下统隔水层（S₁、S₂）

志留纪末，由于加里东运动使测区长期隆起，遭受剥蚀，缺失上志留统、泥盆系、下石炭统。志留系中下统隔水层，地层总厚度 898~1284m。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小河坝组（S_{1x}）。小河坝组（S_{1x}）为一套浅海相砂岩地层。储层主要岩石类型为长石石英砂岩，岩屑石英砂岩次之，石英砂岩发育最少。该地层在调查范围内没有出露，地层埋深达 1000~3000m。

下志留统韩家店组 (S_2h) 上部以紫红、棕红色泥岩、粉砂质泥岩为主夹薄层灰、绿灰色泥岩；中部以绿灰色泥岩、粉砂质泥岩夹薄层绿灰色泥质粉砂岩、粉砂岩；下部以灰色泥岩、粉砂质泥岩夹薄层灰色泥质粉砂岩、粉砂岩。

志留系中下统地层在调查范围内没有出露，地层埋深约 3000m。

(2) 二叠系下统灰岩较强岩溶含水层 (P_1)

梁山组假整合于下志留统罗惹坪组第二岩性段或中石炭统黄龙组之上，为一套滨海沼泽相沉积，未发现化石，厚度变化极大 (2.94m—8m)。但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粘土岩 (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。该组是测区内寻找铝土矿、黄铁矿的有利层位。

栖霞组连续沉积于梁山组之上，属不稳定—较稳定的浅海碳酸盐相沉积，为深灰—灰色中厚层含有机质生物碎屑灰岩，下部夹灰黑色有机质页岩，厚 89.06m。

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

梁山栖霞茅口组灰岩为较强岩溶含水层，地层厚度大于 400m，岩性主要为灰、浅灰色，中厚—厚层状灰岩。岩溶中等发育，但极不均匀，水位埋藏深。

二叠系下统地层在调查范围内没有出露，地层埋深约 2000m。

(3) 二叠系上统裂隙弱含水层 (P_2)

长兴组整合于吴家坪组之上，为一套浅海碳酸盐相沉积、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 1 米中厚层含泥质硅质灰岩。

早二叠世末期“东吴运动”使测区隆起，遭受剥蚀，沦为近海平原，气候温暖潮湿，植物繁盛，使晚二叠世早期成为一套海陆交替相及浅海碳酸盐相沉积，为煤的形成提供了良好条件。吴家坪组假整合于下二叠统茅口组之上。按岩性可分为二段：下段为 3.45m 白灰色粘土岩，粘土质页岩，炭质页岩，含黄铁矿

晶粒及团块，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。

长兴、吴家坪组裂隙弱含水层，地层厚度约 165~221m。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。

二叠系上统地层在调查范围内没有出露，地层埋深约 1500—2000m。

(4) 三叠系下统飞仙关组裂隙弱含水层 (T_{1f})

飞仙关组假整合于上二叠统长兴组之上，厚度较稳定，岩性有所变化，可划分以下四个岩性段：

第一岩性段：下部为灰黄、黑灰、灰绿色水云母页岩，夹薄层泥质灰岩，上部为黄灰色薄层含泥质灰岩，可见泥裂构造。

第二岩性段：测区东南部为灰色中厚层灰岩，含泥质灰岩夹紫灰色薄层含泥质灰岩、灰岩，发现少许化石，测区西部为暗紫色，紫红色含钙质页岩，夹浅灰—灰色灰岩，化石丰富，页岩中具泥裂构造。二者之间的过渡地域为暗紫色含钙质页岩与灰岩不等厚互层。

第三岩性段：深灰，灰，浅灰色中—厚层灰岩，夹鲕状灰岩，薄层含泥质灰岩。顶部为浅灰、白灰色厚层假鲕状灰岩，厚 4—32.59m，一般为 20m 左右。

第四岩性段：紫红色钙质页岩，夹灰黄色页岩及灰岩，化石稀少，厚度稳定 (20.71—28.13m)。

综合上述：飞仙关组为一套炎热干燥气候，地壳震荡繁的浅海页岩及灰岩相沉积。

飞仙关组为裂隙弱含水层，该地层在调查范围内没有出露，地层埋深约 1200—1500m。

(5) 三叠系下统嘉陵江组岩溶含水层 (T_{1j})

嘉陵江组整合于飞仙关组之上，地层厚度约 425~600m，岩性主要为灰、浅灰色，中厚~厚层状灰岩，地下水多以岩溶裂隙、岩溶管道流形式赋存。该

地层在评价范围内没有出露，地层埋深约 1000—1200m。

(6) 三叠系中统巴东组 (T_2b)

三叠系中统巴东组 (T_2b) 上部深灰色灰岩为主，夹黑色页岩、灰色含膏灰岩、黑色泥岩；中部泥质粉砂岩、砂质页岩、泥岩、细砂岩、白云岩不等厚互层；下部灰岩、泥灰岩为主，巴东组为弱岩溶含水地层，在评价范围内没有出露，地层埋深约 500—900m。

(7) 三叠系上统须家河组 (T_3xj)

三叠系上统须家河组 (T_3xj) 上部主要为灰色细砂岩、泥质粉砂岩、砂质泥岩互层。下部以灰色泥质粉砂岩、粉砂岩为主，底部为黑色页岩。须家河组 (T_3xj) 为弱含水地层，在评价范围内没有出露，地层埋深约 600—700m。

(8) 侏罗系中下统自流井组 (J_{1-2z})

侏罗系中下统自流井组 (J_{1-2z}) 上部黑灰色砂质页岩、灰绿色紫红色泥岩、砂质泥岩与灰色、绿灰色长石石英砂岩、粉砂岩；中部灰黑色页岩及灰色、深灰色泥岩夹褐黄色微晶介壳灰岩；下部为绿灰、灰绿色细粒石英砂岩、长石石英砂岩、粉砂岩、砂质泥岩为主夹紫红色砂质泥岩，常见植物化石碎片。自流井组 (J_{1-2z}) 为弱含水地层，在评价范围内没有出露，地层埋深约 200—300m。

(9) 侏罗系中统沙溪庙组 (J_2s)

侏罗系中统沙溪庙组 (J_2s) 为紫红色泥岩、粉砂质泥岩与薄至中厚层长石石英砂岩不等厚互层。该地层为评价范围内主要出露地层，主要为砂岩裂隙含水。

3.1.5.3 地下水化学特征

本项目委托重庆厦美环保科技有限公司对地下水 K^+ 、 Na^+ 、 Ca^{2+} 、 Mg^{2+} 、 CO_3^{2-} 、 HCO_3^- 、 Cl^- 、 SO_4^{2-} 进行监测，监测结果见 3.3.4 小节。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^- 、 $HCO_3^-+SO_4^{2-}$ 、 $HCO_3^-+SO_4^{2-}+Cl^-$ 、 SO_4^{2-} 、 $SO_4^{2-}+Cl^-$ 、 Cl^- 七组，超过 25%毫克当量的离子按照矩阵法组合出 49 类水。

根据地下水水质检测结果及区域水文地质资料，调查范围内地下水化学类型主要为重碳酸盐—钙型地下水。

3.1.5.4 地下水补给、径流、排泄条件

基岩裂隙水主要接受大气降雨补给，随地形由高到低，在浅部作短途运移，向附近地形低洼处汇集，在斜坡及低洼沟谷边缘以泉（侵蚀下降泉）的形式排出地表。在地形切割强烈区域，由于水系切割密度大，地形高差大，降雨渗入后，沿斜坡风化～卸荷裂隙带迅速运移，至岩体侧坡地形变化处或沟谷中流出地表。区内一般风化层薄，排泄较分散，形成大量季节性泉水，动态随雨量变化，旱季多断流。风化带网状裂隙水分布区降雨的渗入补给量与地形条件和风化壳的厚度有关，地形起伏小，则风化壳厚度大，降雨的渗入补给量亦大。受地形地貌特别是微地貌的控制明显，不具较大范围的水力联系，动态变化显著，具有短途径流，就近于沟谷排泄的特点。

根据《忠县幅 H-49-13 1/20 万区域水文地质普查报告》及现场调查，评价范围内风化带裂隙水的区域径流模量 0.5~1 升/秒·平方公里，泉流量 0.1 至 1 升/秒。

3.1.5.5 评价区地下水开采利用现状

调查范围内居民分布较少，居民生活用水水源主要来自溪沟等地表水体，调查范围内没有具有供水意义的地下水井泉分布。

3.1.5.6 水文地质单元划分

根据项目区水文地质条件及现场调查资料，项目区地下水类型基岩裂隙水主要受地层岩性、构造以及地形地貌的控制，因此以山脊线、山丘和山丘之间相连的鞍部为地下水分水岭补给边界、以东侧洋河溪为排泄边界作为水文地质单元范围。该范围内地下水补径排相对独立，与周边相对分隔。

以平台北、西、南侧山脊分水岭为边界，大气降雨通过土壤、岩石裂缝渗入地下，地下水整体自西向东排泄至洋河溪。该水文地质单元面积约为 0.78km²。区域水文地质及水文地质单元划分详见附图 6。

3.1.6 矿产资源

石柱土家族自治县探明的金属矿有铅、锌、铁、硫铁矿、铜、砂金、镉、锗、银；非金属矿有石灰石、石英砂岩、白云石岩、磷、含钾页岩、萤石、重晶石、盐卤水、陶瓷粘土、高岭土、泥岩、页岩、煤、天然气。其中，石灰、

石英砂岩、铅锌、煤、天然气储量分别为 200 亿吨、1.37 亿吨、167.60 万吨、1.61 亿吨、155 亿立方米。

3.2 与主要环境敏感区位置关系

3.2.1 生态保护红线

经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，本项目不在生态红线范围内，用地红线与生态保护红线最近直线距离约 12m。

3.2.2 黄水国家森林公园

黄水国家森林公园于 1998 年被国家林业和草原局批准为国家级森林公园，区域总面积 32441 公顷，可游面积 6000 公顷，公园地处三峡库区腹心地带，是重庆国家级森林公园中区域面积最大、长江三峡黄金旅游线上唯一的土家少数民族旅游景区。

根据叠图分析，本项目位于黄水国家森林公园之外，直线距离约 5.8km。

3.2.3 黄水国家级风景名胜区

黄水国家级风景名胜区地处重庆市石柱土家族自治县黄水镇，是以原始森林资源为核心的山岳型景区，最高海拔 1934 米，最低 750 米，年平均气温 12.1℃。景区总面积涵盖大风堡原始林区 1500 公顷，主要包含大风堡、云中花都、千野草场、月亮湖等核心景观单元，兼具自然观光、生态康养与土家族文化体验功能。作为国家级森林公园的重要组成部分，其植被覆盖率超 90%，富氧离子含量达主城区 10 倍。

根据叠图分析，本项目位于黄水国家级风景名胜区之外，直线距离约 7.7km。

3.2.4 大风堡市级自然保护区

大风堡市级自然保护区位于重庆市石柱土家族自治县的东北部，为三峡水库腹地，距长江南岸 30 公里，是距离三峡库区最近的自然保护区。保护区涉及石柱土家族自治县 2 个国有林场(方斗山和三星国有林场)和两林场周边 7 个乡镇的部分区域。大风堡自然保护区总面积 22250.77 公顷，其中核心区面积 6959.03 公顷，缓冲区面积 5741.89 公顷，实验区面积 9549.85 公顷。保

护区主要保护对象为水杉及其生境。

根据叠图分析，本项目位于大风堡市级自然保护区之外，直线距离约 3.8km。

3.3 环境质量现状调查与评价

3.3.1 环境空气质量现状

根据《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ2.2-2018）中 6.4.1“根据国家或地方生态环境主管部门公开发布的城市环境质量达标情况，判断项目所在区域是否属于达标区”，本次评价达标区判定采用《2024 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下表。

表 3.3-1 基本污染物环境质量现状

污染物	年评价指标	评价标准 $\mu\text{g}/\text{m}^3$	现状浓度 $\mu\text{g}/\text{m}^3$	占标率	达标情况
PM ₁₀	年平均浓度	70	31	44.29%	达标
SO ₂	年平均浓度	60	11	18.33%	达标
NO ₂	年平均浓度	40	15	37.50%	达标
PM _{2.5}	年平均浓度	35	25	71.43%	达标
O ₃	百分位数平均	160	115	71.88%	达标
CO	24h 平均浓度	4000	800	20.00%	达标

2024 年，各污染因子均满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中的二级标准，石柱县属于达标区。

3.3.2 地表水环境质量现状

本项目属于洋河溪—磨刀溪—长江流域，根据石柱土家族自治县水环境质量月报（2025 年 5 月），2025 年度，石柱土家族自治县共布设地表水例行监测断面（点位）39 个，其中：国控考核 3 个，市控评价断面 2 个，市控考核断面 1 个，区县控断面 3 个，大中型水库点位 4 个，流域面积 200 平方公里以上河流点位 2 个，“三江”一级支流中的河流点位 2 个，水功能区监测点位 22 个。5 月，石柱土家族自治县地表水总体水质为优。监测的 22 个断面中，I~III 类水质断面占 100%，同比持平，环比持平。无主要污染指标。区域地表水环境质量好。

3.3.3 声环境质量现状

为调查平台周边居民点声环境质量现状，本次委托检测单位对平台周边居民点及边界进行了噪声监测。同时，引用《建志 101 井勘探项目环境影响报告表》中平台西侧最近居民点及平台东侧厂界处声环境质量现状监测数据，监测时间为 2024 年 8 月 20 日~2024 年 8 月 21 日，监测至今，建志 101 井尚未施工，区域声环境质量未发生变化，引用该数据能较好反映区域声环境质量现状。

(1) 监测点位

本项目环境噪声监测点共 5 个，监测布点情况见下表。

表 3.3-2 声环境质量现状监测点一览表

监测点名称	监测点位置	监测时间
N1	平台西侧最近居民点	2024 年 8 月 20 日~2024 年 8 月 21 日
N2	平台东侧厂界	
N3	平台北侧厂界	2025 年 5 月 23 日~5 月 24 日
N4	平台西北侧厂界	
N5	平台西南侧厂界	

(2) 评价标准

执行《声环境质量标准》（GB3096-2008）2 类区标准。

(3) 评价结果

声环境现状监测统计结果见下表。

表 3.3-3 声环境质量现状监测结果一览表

监测点	监测时段	监测结果	2 类区标准值	达标情况
N1	昼间	46~47	60	达标
	夜间	41~42	50	达标
N2	昼间	46~47	60	达标
	夜间	41~42	50	达标
N3	昼间	45~47	60	达标
	夜间	41~43	50	达标
N4	昼间	47~48	60	达标
	夜间	42	50	达标
N5	昼间	45~47	60	达标
	夜间	40~41	50	达标

根据上表可知，各监测点昼、夜间噪声值均满足《声环境质量标准》

（GB3096-2008）2 类区标准要求，区域声环境质量较好。

3.3.4 地下水环境质量现状

（1）地下水环境质量现状

本项目地下水评价工作等级为三级，根据《环境影响评价技术导则 地下水导则》（HJ 610-2016），“三级评价项目的潜水含水层的水质监测点应不少于 3 个”，为了解评价区域地下水环境质量现状，本次在平台所在水文地质单元共布设 3 个地下水水质监测点，其中引用《建志 101 井勘探项目环境影响报告表》中平台西侧地下水监测数据，监测时间为 2024 年 8 月 20 日，监测至今，建志 101 井尚未施工，区域地下水质量未发生变化，引用该数据能较好反映区域地下水质量现状。

满足《环境影响评价技术导则 地下水导则》（HJ 610-2016）布点要求。

①监测点位及监测因子

本项目共布置地下水水质监测点 3 个，具体见下表。

表 3.3-4 地下水监测点一览表

监测点编号	监测点位置	监测因子	监测时间
D1(引用监测报告 F1)	平台西侧约 300m	水位、pH 值、氨氮、硝酸盐、亚硝酸盐、挥发酚、氰化物、砷、汞、铬（六价）、总硬度、铅、氟化物、镉、铁、锰、溶解性总固体、耗氧量、硫酸盐、氯化物、总大肠菌群、菌落总数、硫化物、钡、阴离子表面活性剂、石油类、钾离子、钠离子、钙离子、镁离子、碳酸根、重碳酸根、氯化物（Cl ⁻ ）、硫酸盐（SO ₄ ²⁻ ）	2024 年 8 月 20 日
D2(监测报告 F1)	平台东侧泉点		2025 年 5 月 24 日
D3(监测报告 F2)	平台东南侧泉点		

②监测频率

监测 1 次。

③评价方法及标准

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

④评价结果

周边共设置 6 个地下水水位监测点，地下水水位调查成果见表 3.3-5，地下水水质评价结果见表 3.3-6，监测点八大离子监测结果见表 3.3-7。

表 3.3-5 地下水水位调查结果

监测点位	D1	D2	D3	D4	D5	D6
水位高程（m）	1423	1365	1374	1345	1342	1340

表 3.3-6 地下水现状质量评价表 pH 无量纲，其余为 mg/L

检测项目	单位	D1		D2		D3		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	
pH 值	无量纲	7.9	0.6	7.9	0.60	8	0.67	6.5-8.5
氨氮	mg/L	0.06	0.12	0.025L	/	0.156	0.312	0.5
耗氧量	mg/L	1.6	0.53	1.3	0.43	2.9	0.97	3
总硬度	mg/L	21.8	0.05	44.9	0.10	42.3	0.09	450
溶解性总固体	mg/L	37	0.04	63	0.063	51	0.051	1000
铬（六价）	mg/L	<0.004	/	<0.004	/	<0.004	/	0.05
挥发酚	mg/L	0.0003L	/	0.0003L	/	0.0003L	/	0.002
氰化物	mg/L	<0.002	/	<0.002	/	<0.002	/	0.05
硫化物	mg/L	0.01L	/	0.005	0.25	0.006	0.3	0.02
阴离子表面活性剂	mg/L	0.006	0.3	0.05L	/	0.05L	/	0.3
石油类	mg/L	0.05L	/	0.01L	/	0.01L	/	0.05
氯化物	mg/L	1.62	0.01	2.05	0.008	1.68	0.007	250
硫酸盐	mg/L	3.94	0.02	9.83	0.04	6.71	0.03	250
硝酸盐	mg/L	0.535	0.03	1.24	0.06	0.8	0.04	20
亚硝酸盐	mg/L	0.016L	/	0.05	0.05	0.048	0.05	1
氟化物	mg/L	0.006L	/	0.006L	/	0.006L	/	1
铅	μg/L	<2.5	/	<2.5	/	<2.5	/	10
镉	μg/L	1L	/	1L	/	1L	/	5

铁	mg/L	0.05	0.17	0.03L	/	0.03L	/	0.3
锰	mg/L	0.06	0.6	0.01L	/	0.01L	/	0.1
钡	mg/L	0.036	0.05	0.098	0.14	0.03	0.04	0.7
汞	μg/L	0.04L	/	0.04L	/	0.04L	/	1
砷	μg/L	0.3L	/	0.5	0.05	0.4	0.04	10
总大肠菌群	MPN/L	未检出	/	未检出	/	未检出	/	30
菌落总数	CFU/mL	82	0.82	90	0.9	84	0.84	100

根据监测结果，监测点的所有监测因子均满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III 类水质标准。

表 3.3-7 地下水八大离子监测及评价结果

监测点位	K ⁺	Na ⁺	Ca ²⁺	Mg ²⁺	CO ₃ ²⁻	HCO ₃ ⁻	Cl ⁻	SO ₄ ²⁻	相对误差 (%)
D1	2.70	3.71	6.00	1.58	5L	32	1.62	3.94	0.75%
D2	0.39	2.98	16.5	0.86	5L	47	2.05	9.83	0.15%
D3	0.49	1.78	15.1	1.00	5L	43	1.68	6.71	1.99%

经对八大离子验证分析，各地下水监测点八大离子误差 0.15%~1.99%，均小于 5%，本次监测数据可信度高。根据八大离子监测结果，区域地下水化学类型主要为重碳酸盐-钙型地下水。

(2) 包气带污染现状调查

①监测布点及监测因子

为了解本项目所在区域包气带污染现状，本次评价对井场上游、及下游井场大门附近对包气带现状进行了取样，分析浸溶液成分。

表 3.3-8 包气带布点情况一览表

监测点编号	监测点位置	监测因子	采样时间
B1	井场上游	pH 值、挥发酚、石油类、硫酸盐、硫化物、氯化物、阴离子表面活性剂、镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌、钡	2025 年 5 月 24 日
B2	井场大门附近		

②监测及评价结果

包气带监测及评价结果见下表。

表 3.3-9 包气带污染现状调查结果一览表

采样日期	2025 年 5 月 24 日		检出限/ 最低检测质 量浓度	单位
采样点位 检测项目	B1(G1)	B2 (G2)		
层次 (m)	0-0.2	0-0.2		
pH 值	6.5	7.3	/	无量纲
挥发酚	0.0003L	0.0003L	0.0003	mg/L
硫化物	0.004	0.005	0.003	mg/L
阴离子表面活性剂	0.05L	0.05L	0.05	mg/L
石油类	0.11	0.08	0.01	mg/L
氯化物	1.93	1.55	0.007	mg/L
硫酸盐	3.98	3.87	0.018	mg/L
铅	<2.5	<2.5	2.5	μg/L
镉	1L	1L	1	μg/L
铜	0.02L	0.02L	0.02	mg/L
锌	0.02L	0.02L	0.02	mg/L
镍	0.007L	0.007L	0.007	mg/L
铬	0.03L	0.03L	0.03	mg/L
钡	0.047	0.003	0.002	mg/L
汞	0.04L	0.04L	0.04	μg/L
砷	0.9	0.9	0.3	μg/L

根据监测结果，上、下游包气带各监测因子无显著变化。

3.3.5 土壤环境质量现状

3.3.5.1 土壤环境理化特性调查、利用状况调查

本次评价重点针对平台周边 200m 范围进行调查，评价范围内土壤类型主要为黄壤。

表 3.3- 10 土壤理化性质特性调查表

采样日期		5 月 24 日
点位		G1
经度 (°)		***
纬度 (°)		***
层次		0-0.5m
现场记录	颜色	棕色
	结构	块状
	质地	中壤土
	砂砾含量	5%
	其他异物	无
实验测定	氧化还原电位 (mV)	283
	阳离子交换量 (cmol ⁺ /kg)	8.6
	容重 (g/cm ³)	1.32
	饱和导水率 (mm/min)	1.66
	孔隙度 (%)	44

3.3.5.2 土壤环境质量现状监测

(1) 监测点位

本项目土壤评价工作等级为二级，土壤影响类型为污染影响型，根据导则要求，监测点数不少于 6 个，其中柱状样不少于 3 个，表层样不少于 3 个。

本次评价引用《建志 101 井勘探项目环境影响报告表》中平台上游及拟建废水池处 2 个土壤监测数据，监测时间为 2024 年 8 月 20 日，监测至今，建志 101 井尚未施工，区域土壤质量未发生变化，引用该数据能较好反映区域土壤质量现状。本次评价新布设土壤监测点 4 个，监测布点情况见下表。

表 3.3- 11 土壤监测点一览表

监测点编号	监测点位置	类型	监测因子	备注
TR1(引用监测 G1)	井场上游	表层样	pH 值、石油烃 (C10-C40)、全盐量、钡、砷、汞、铅、镉、铜、锌、铬、镍	厦美 (2024) 第 HP129 号
TR2(	井场拟建废水池处	表层样	pH+GB36600 中的 45 项基本项目+	

监测点编号	监测点位置	类型	监测因子	备注
引用监测 G2)			石油烃（C10-C40）+全盐量+钡	
TR3(G1)	井场内大门附近	柱状样	pH+GB36600 中的 45 项基本项目+石油烃（C10-C40）+全盐量+钡	厦美〔2025〕第 HP31 号
TR4(G2)	井场内拟建放喷池附近	柱状样	pH 值、钡、石油烃（C10-C40）、全盐量	
TR5(G3)	井场内拟扩建井场附近	柱状样		
TR6(G4)	井场外地表径流下游附近	表层样	pH 值、石油烃（C10-C40）、全盐量、钡、镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌	

(2) 监测频次

各监测点监测 1 天，取样 1 次。

(3) 评价标准

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

(4) 监测结果

农用地监测结果见表 3.3-12，建设用地监测结果表 3.3-13。

表 3.3-12 农用地土壤监测结果一览表

监测点 \ 监测因子		pH 值	砷	镉	铜	铅	汞	镍	铬	锌	石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)	全盐量 g/kg	钡
TR1	检测值	6.37	3.2	0.27	21	28	0.143	35	33	57	114	0.8	527
	标准指数	/	0.08	0.90	0.42	0.31	0.08	0.50	0.22	0.29	/	/	/
	标准值 (6.5<pH≤6.5, 其他)	/	40	0.3	50	90	1.8	70	150	200	/	/	/
TR6	检测值	7.81	3.99	0.11	26	62	0.466	44	47	76	未检出	0.4	523
	标准指数	/	0.16	0.18	0.26	0.36	0.14	0.23	0.19	0.25	/	/	/
	标准值 (7.5<pH, 其他)	/	25	0.6	100	170	3.4	190	250	300	/	/	/

表 3.3-13 建设用地土壤监测结果一览表

采样日期	2024 年 8 月 20 日		2025 年 5 月 24 日			标准值	单位
采样点位	TR2（G2）	TR3（G1）					
检测项目							
层次（m）							
样品外观	棕色	棕色	棕色	棕色			
pH 值	7.14	7.77	7.71	7.69	/	无量纲	
砷	3.95	3.81	3.31	4.30	60	mg/kg	
镉	0.24	0.28	0.14	0.23	65	mg/kg	
六价铬	未检出	未检出	未检出	未检出	5.7	mg/kg	
铜	14	24	31	36	18000	mg/kg	
铅	24	32	43	57	800	mg/kg	
汞	0.105	0.190	0.199	0.216	38	mg/kg	

镍	41	39	37	42	900	mg/kg
钡	600	606	759	466	/	mg/kg
石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)	8	314	58	63	4500	mg/kg
全盐量	0.7	0.4	0.5	0.7	/	g/kg
萘	未检出	未检出	未检出	未检出	70	mg/kg
茚并[1,2,3-cd]芘	未检出	未检出	未检出	未检出	15	mg/kg
二苯并[a,h]蒽	未检出	未检出	未检出	未检出	1.5	mg/kg
蒽	未检出	未检出	未检出	未检出	1293	mg/kg
苯并[k]荧蒽	未检出	未检出	未检出	未检出	151	mg/kg
苯并[b]荧蒽	未检出	未检出	未检出	未检出	15	mg/kg
苯并[a]芘	未检出	未检出	未检出	未检出	1.5	mg/kg
苯并[a]蒽	未检出	未检出	未检出	未检出	15	mg/kg
2-氯酚	未检出	未检出	未检出	未检出	2256	mg/kg
苯胺	未检出	未检出	未检出	未检出	260	mg/kg
硝基苯	未检出	未检出	未检出	未检出	76	mg/kg
邻二甲苯	未检出	未检出	未检出	未检出	640	mg/kg
间二甲苯+对二甲苯	未检出	未检出	未检出	未检出	570	mg/kg
甲苯	未检出	未检出	未检出	未检出	1200	mg/kg
1,2-二氯苯	未检出	未检出	未检出	未检出	560	mg/kg
1,4-二氯苯	未检出	未检出	未检出	未检出	20	mg/kg
乙苯	未检出	未检出	未检出	未检出	28	mg/kg
苯乙烯	未检出	未检出	未检出	未检出	1290	mg/kg
1,1,1-三氯乙烷	未检出	未检出	未检出	未检出	840	mg/kg
1,1,2-三氯乙烷	未检出	未检出	未检出	未检出	2.8	mg/kg
三氯乙烯	未检出	未检出	未检出	未检出	2.8	mg/kg
1,2,3-三氯丙烷	未检出	未检出	未检出	未检出	0.5	mg/kg
氯乙烯	未检出	未检出	未检出	未检出	0.43	mg/kg
苯	未检出	未检出	未检出	未检出	4	mg/kg
氯苯	未检出	未检出	未检出	未检出	270	mg/kg

1,1,2,2-四氯乙烷	未检出	未检出	未检出	未检出	6.8	mg/kg
1,1,1,2-四氯乙烷	未检出	未检出	未检出	未检出	10	mg/kg
四氯乙烯	未检出	未检出	未检出	未检出	53	mg/kg
反-1,2-二氯乙烯	未检出	未检出	未检出	未检出	54	mg/kg
二氯甲烷	未检出	未检出	未检出	未检出	616	mg/kg
1,2-二氯丙烷	未检出	未检出	未检出	未检出	5	mg/kg
四氯化碳	未检出	未检出	未检出	未检出	2.8	mg/kg
氯仿	未检出	未检出	未检出	未检出	0.9	mg/kg
氯甲烷	未检出	未检出	未检出	未检出	37	mg/kg
1,1-二氯乙烷	未检出	未检出	未检出	未检出	9	mg/kg
1,2-二氯乙烷	未检出	未检出	未检出	未检出	5	mg/kg
1,1-二氯乙烯	未检出	未检出	未检出	未检出	66	mg/kg
顺-1,2-二氯乙烯	未检出	未检出	未检出	未检出	596	mg/kg

续表 3.3-13 建设用地土壤监测结果一览表

监测因子	单位	TR4 (G2)			TR5 (G3)			标准值
		0-0.5m	0.5—1.5m	1.5—3.0m	0-0.5m	0.5—1.5m	1.5—3.0m	
pH	无量纲	7.60	7.66	7.65	7.70	7.75	7.79	/
石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)	mg/kg	13	13	15	10	7	7	4500
全盐量	g/kg	0.4	0.3	0.7	0.6	0.6	0.6	/
钡	mg/kg	557	763	644	547	587	509	/

(5) 评价结果

各场地外监测点指标均满足《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB 15618-2018）中的风险筛选值标准。场地内各监测点均满足《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中二类用地筛选值。

3.3.6 生态环境现状调查

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。

3.3.6.1 植被及生物多样性调查

(1) 调查方法

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

A.样方设置应具有代表性,能反映评价区域植被多样性的整体状况.应涵盖评价范围内不同的植被类型及生境类型,山地区域还应结合海拔、坡度、坡向进行设置。

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

C.在特别重要的植被及群系内物种变化较大的情况下,应增加设点。

D.尽量避免非取样误差,两人以上进行观察记录,消除主观因素。

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

(2) 植被类型

按照《中国植被》的植被分类原则,本项目评价范围内植被类型主要包括 2 个植被系列,5 个植被型组、7 个植被亚型,见下表,评价范围内各植被类

型面积见下表。

表 3.3-14 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	温性针叶林	柳杉	广泛分布于评价范围内
		温性针阔混交林	马尾松、柳杉、构树	广泛分布于评价范围内
	阔叶林	落叶阔叶林	栎木、青冈	广泛分布于评价范围内
		竹林	金竹	零星分布于评价范围内
	灌丛和灌草丛	落叶阔叶灌丛	马桑	分布在林缘、沟谷
II.栽培植被	草本类型	大田作物型	蔬菜、药材等	零星分布于评价范围内
	木本类型	阔叶林型	核桃等	零星分布于评价范围内

表 3.3-15 评价范围植被类型统计表

序号	植被类型	面积 (hm ²)	比例
1	落叶阔叶林	75.77	24.59%
2	大田作物型	6.09	1.98%
3	落叶阔叶灌丛	3.11	1.01%
4	温性针叶林	95.44	30.98%
5	阔叶林型	1.22	0.40%
6	温性针阔混交林	124.21	40.31%
7	竹林	0.07	0.02%
8	其他非植被	2.19	0.71%
合计		308.10	100%

本项目生态环境评价范围面积308.10hm²，经现场调查及资料整理，植被面积约305.91hm²，占评价范围面积的99.29%，交通运输用地、工矿仓储用地和水域等其他非植被覆盖面积2.19hm²，占评价范围面积的0.71%。

本项目评价范围内栽培植被类型主要包括种植蔬菜、药材为主的大田作物型和核桃等阔叶林型，大田作物型面积6.09hm²，占评价范围面积的1.98%。自然植被类型主要包括温性针叶林、落叶阔叶灌丛、落叶阔叶林和针阔混交林，其中，温性针叶林面积95.44hm²，占评价范围面积的30.98%，落叶阔叶灌丛面积3.11hm²，占评价范围面积的1.01%，落叶阔叶林面积75.77hm²，占评价范围面积的24.59%，针阔混交林面积124.21hm²，占评价范围面积的40.31%，竹林面积0.07hm²，占评价范围面积的0.02%。

评价范围内植被类型分布示意图见附图 12。

(3) 植被群系

根据评价范围内植物群落分布情况，以群系为调查单元，共设置植被样方 18 个，其中各群系各设置样方 3 个。栽培植被种类和数量受人类耕作方式、管理水平等因素影响大，且年内变化大，不设置样方。林地样方大小为 20m×20m，竹林样方大小为 10m×10m，灌丛样方大小为 10m×10m，记录样方内每种乔木的名称、胸径（cm）、高度（m），灌丛的名称、地径、高度，草本的名称、盖度、高度等信息。样方设置情况见下表，样方设置示意图见附图 12，调查时间为 2025 年 5 月 26 日~27 日，结果见附件 6。

表 3.3-16 本项目植被样方设置情况一览表

样方编号	植被群系	经度	维度	海拔（m）	样方面积
S1	针阔混交林-马尾松、柳杉、构树	***	***	1436	20m×20m
S5		***	***	1414	
S9		***	***	1380	
S2	落叶阔叶灌丛-高粱蔗、插田蔗	***	***	1436	10m×10m
S14		***	***	1344	
S16		***	***	1345	
S3	落叶阔叶林-栎木	***	***	1431	20m×20m
S12		***	***	1380	
S15		***	***	1348	
S6	竹林-金竹	***	***	1401	10m×10m
S7		***	***	1388	
S8		***	***	1387	
S10	温性针叶林-柳杉	***	***	1361	20m×20m
S11		***	***	1397	
S13		***	***	1344	
S4	落叶阔叶灌丛-马桑	***	***	1428	10m×10m
S17		***	***	1411	
S18		***	***	1411	

1) 温性针叶林

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

柳杉广泛分布于长江以南各省区，喜温暖湿润气候，材质轻软，纹理直，耐腐性强，可用于建筑、家具、造船等。本项目柳杉（*Cryptomeria japonica* var. *sinensis* Miq.）群系总覆盖度约 80%以上，乔木郁闭度 0.5~0.7，柳杉平均高度约 8~11m，胸径 12~16cm，乔木层混生少量马尾松（*Pinus massoniana* Lamb）等，灌木层盖度较低，种类较少，主要有铁仔

(*Myrsine africana* L.)、细齿叶柃(*Eurya nitida* Korthals.)、山莓(*Rubus corchorifolius* L.f.)、金樱子(*Rosa laevigata* Michx.)、盐麸木(*Rhus chinensis* Mill.)、木蓝(*Indigofera tinctoria* L.)，草本层生长茂盛，以蕨类、芒草类植被为主。

2) 落叶阔叶灌丛

①马桑群系 (Form. *Coriaria nepalensis* Wall.)

该群系在评价范围内分布于林缘、沟谷，群落灌木层较发达，灌木层覆盖度 60%~80%左右，以马桑为优势种类，群系内常见散生三叶木通(*Akebia trifoliata* (Thunb.) Koidz.)、千里光(*Senecio scandens* Buch.-Ham. et D.Don.)、铁仔(*Myrsine africana* L.)等，群落内草本层盖度较低，主要有野菊、艾、芒萁等。

②高粱蔗、插田蔗群系 (Form. *Rubus lambertianus* Ser. and *Rubus coreanus* Miq.)

该群系在评价范围内分布于林缘、沟谷，群落灌木层较发达，灌木层覆盖度 55%~75%左右，以高粱蔗、插田蔗为优势种类，群系内常见锈毛莓(*Rubus reflexus* Ker.)、忍冬(*Lonicera japonica* Thunb.)、铁仔(*Myrsine africana* L.)等，且高度不高。群落内草本层盖度较低，以蕨类、芒草类植被为主。

3) 落叶阔叶林

栎木、青冈群系 (Form. *Cornus macrophylla* Wall. and *Quercus glauca* Thunb.)

栎木生态适应性极强，分布广泛，其木材坚硬，是制作家具、农具、桥梁及建筑等的优良用材。该群落乔木层以栎木、青冈为优势树种，混生白蜡树(*Fraxinus chinensis* Roxb.)、八角枫(*Alangium chinense* (Lour.) Harms)、枫杨(*Pterocarya stenoptera* C. DC.)，群落灌木层常见盐麸木(*Rhus chinensis* Mill.)、金佛山荚蒾(*Viburnum chinshanense* Graebn.)、鸡矢藤(*Paederia foetida* L.)等，群落内草本层盖度较低，以蕨类、芒草类植被为主。

4) 温性针阔混交林

柳杉、马尾松、构树群系 (Form. *Cryptomeria japonica* var. *sinensis* Miq.、*Pinus massoniana* Lamb、*Broussonetia papyrifera* (L.) L'Hér. ex Vent.)

乔木层以马尾松 (*Pinus massoniana* Lamb)、构树 (*Broussonetia papyrifera* (L.) L'Hér. ex Vent.)、柳杉 (*Cryptomeria japonica* var. *sinensis* Miq.) 占优势, 林木分布均匀, 生长茂盛, 乔木林中常混生有毛桐 (*Mallotus barbatus* (Wall.) Muell.-Arg.)、楝 (*Melia azedarach* L.) 等树种。灌木层主要有冬青 (*Ilex chinensis* Sims)、山胡椒 (*Lindera glauca* (Siebold & Zucc.) Blume)、小蜡 (*Ligustrum sinense* Lour.)、野蔷薇 (*Rosa multiflora* Thunb.)、荚蒾 (*Viburnum dilatatum* Thunb.)、小果蔷薇 (*Rosa cymosa* Tratt.)、悬钩子 (*Rubus* L.) 等。草本层常以蕨类、芒草类植被为主。

5) 栽培植被

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

农田植被在评价范围多为连片集中分布。受当地气候、地形等因素影响, 评价范围内农田植被主要为旱地作物, 根据现场调查, 主要种植玉米、黄连等。与栽培植被共存的还有各种杂草及灌草丛, 它们在农闲、轮作间歇期, 或者农田管理不善时, 成为栽培植被的主要替代者, 杂草以禾本科、菊科、莎草科、豆科、蓼科、唇形科植物为主。

(4) 评价范围植物资源现状

根据现场样方样线调查和资料记录, 评价范围共有维管植物有 109 科 293 属 447 种, 其中蕨类植物 14 科 20 属 29 种; 裸子植物 2 科 6 属 8 种; 被子植物 93 科 267 属 410 种。本项目评价范围内维管植物名录详见附件 5, 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: 马尾松 (*Pinus massoniana* Lamb)、构树 (*Broussonetia papyrifera* (L.) L'Hér. ex Vent.)、柳杉 (*Cryptomeria japonica* var. *sinensis* Miq.) 毛桐 (*Mallotus barbatus* (Wall.) Muell.-Arg.)、楝 (*Melia azedarach* L.)、桉木 (*Cornus macrophylla* Wall.)、青冈 (*Quercus glauca* Thunb.)、桤木 (*Alnus cremastogyne* Burk.)、油桐 (*Vernicia fordii* (Hemsl.) Airy Shaw)。

评价范围内常见灌木有：高粱蔗(*Rubus lambertianus* Ser.)、插田蔗(*Rubus coreanus* Miq.)、马桑(*Coriaria nepalensis* Wall.)、铁仔(*Myrsine africana* L.)、胡颓子(*Elaeagnus pungens* Thunb.)、冬青(*Ilex chinensis* Sims)、山胡椒(*Lindera glauca* (Sieb.et Zucc.) Bl.)、火棘(*Pyracantha fortuneana* (Maxim.)Li.)、忍冬(*Lonicera japonica* Thunb.)、三叶木通(*Akebia trifoliata* (Thunb.) Koidz.)、小果蔷薇(*Rosa cymosa* Tratt.)等。

评价范围内常见草本有：五节芒(*Miscanthus floridulus* (Lab.)Warb.ex Schum.& Laut)、艾(*Artemisia argyi* H. Lév. & Vaniot.)、麦冬(*Ophiopogon japonicus* (L. f.) Ker Gawl.)、鱼腥草(*Houttuynia cordata* Thunb.)、青绿藁草(*Carex breviculmis* R. Br.)、野菊(*Chrysanthemum indicum* L.)、芒(*Miscanthus sinensis* Anderss.)、小蓬草(*Erigeron Canadensis* L.)等。

(5) 生物多样性

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

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

式中：H 为香农-威纳多样性指数；
S 为物种种类总数
P_i 为种 i 的个体数占总个体数的比例。

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

表 3.3-17 生物多样性调查结果表

序号	植被群系	物种丰富度	Shannon-Weiner 多样性指数
1	温性针阔混交林	18	2.7
2	落叶阔叶灌丛	11	2.2
3	温性针叶林	15	2.4
4	落叶阔叶林	18	2.8
5	竹林	9	1.7

由上表可知，生态评价范围内物种丰富度为落叶阔叶林=温性针阔混交林

＞温性针叶林＞落叶阔叶灌丛＞竹林，生物多样性指数落叶阔叶林＞温性暖性针阔混交林＞温性针叶林＞落叶阔叶灌丛＞竹林。

（6）重点保护野生植物及古树名木

对照《国家重点保护野生植物名录》（国家林业和草原局、农业农村部公告 2021 年第 15 号）、《重庆市重点保护野生植物名录》（渝林规范〔2023〕2 号），评价范围内未发现古树名木和重点保护野生植物。

（7）公益林分布情况

根据石柱县林业资料，本项目生态评价范围内公益林约 265.10hm²。生态评价范围内公益林分布示意图详见附图 12。

（8）天然林分布情况

根据石柱县林业资料，本项目生态评价范围内天然林约 200.06hm²，生态评价范围内天然林分布示意图详见附图 13。

3.3.6.2 陆生野生动物现状调查

（1）调查方法

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

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

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

哺乳动物观测采用样线法，爬行动物、两栖动物采用样线法和样方法进行观测，观测者沿设置的样线行走，记录样线两侧一定范围内见到的种类和数量，爬行动物、两栖动物观测样方结合植被样方，依次翻开样方内石块，检视石块下的爬行动物、两栖动物个体。

（2）样线样点设置

生态评价范围内人类活动频繁，群落组成和结构较简单，根据《生物多样性观测技术导则》对生境类型的划分，评价范围生境类型主要为常绿针叶林、灌丛、旱田、乡村、工矿交通、落叶阔叶林、针阔叶混交林、池塘水渠、竹林和果园，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，每条样线调查沿线经过的多个生境，样线总长约 4.9km，设置样点 12 个，样线、样点设置情况分别见表 3.3-18、表 3.3-19、附图 14。

表 3.3-18 动物样线设置情况一览表

样线编号	长度 (km)	主要调查生境
X1	1.6	针阔混交林、工矿交通、落叶阔叶林、旱田、乡村、灌丛、竹林、果园、沟塘
X2	0.8	常绿针叶林、落叶阔叶林、旱田、沟塘、竹林、乡村、果园、灌丛、工矿交通
X3	2.0	工矿交通、针阔叶混交林、灌丛、沟塘、竹林、常绿针叶林、旱田、乡村、果园、落叶阔叶林
X4	0.5	针阔叶混交林、常绿针叶林、灌丛、工矿交通

表 3.3-19 动物样点设置情况一览表

样点编号	经度	纬度	调查生境
Y1	***	***	针阔叶混交林
Y2	***	***	乡村
Y3	***	***	旱田
Y4	***	***	竹林
Y5	***	***	工矿交通
Y6	***	***	常绿针叶林
Y7	***	***	落叶阔叶林
Y8	***	***	沟塘
Y9	***	***	常绿针叶林
Y10	***	***	果园
Y11	***	***	灌丛
Y12	***	***	针阔叶混交林

注：坐标系采用 CGCS2000 坐标。

(3) 陆生野生动物资源

本项目生态影响评价范围内有脊椎动物 12 目 44 科 78 属 104 种，其中鸟类 5 目 27 科 48 属 69 种，占总种数的 66.35%，两栖类有 1 目 6 科 8 属 11 种，占总种数的 10.58%，爬行类有 2 目 5 科 11 属 11 种，占总种数的 10.58%，哺乳类有 4 目 6 科 11 属 13 种，占总种数的 12.50%，详见下表。

对照《国家重点保护野生动物名录》（国家林业和草原局、农业农村部公

告 2021 年第 3 号）、《重庆市重点保护野生动物名录》（渝林规范〔2023〕2 号），生态评价范围内发现国家二级保护动物红腹锦鸡、重庆市重点保护野生动物王锦蛇，对照《有重要生态、科学、社会价值的陆生野生动物名录》（国家林业和草原局公告 2023 年第 17 号），生态评价范围三有野生动物 64 种。

表 3.3-20 评价区域陆生脊椎动物统计表

纲	目	科	属	种	占总种数	国家重点保护	重庆重点保护	中国特有	三有
鸟类	5	27	48	69	66.35%	1	0	0	45
两栖	1	6	8	11	10.58%	0	0	0	2
爬行	2	5	11	11	10.58%	0	1	1	11
哺乳	4	6	11	13	12.50%	0	0	2	6
合计	12	44	78	104	100%	1	1	3	64

①哺乳类

本项目所在地区人类活动频繁，除野猪外，未发现其它大型哺乳动物分布，哺乳动物以啮齿类为主，评价区域哺乳类共有 4 目 6 科 11 属 13 种，根据《中国生物多样性红色名录—脊椎动物卷（2020）》，鼬獾濒危等级为近危，黑家鼠濒危等级数据不足，其余均为无危，根据《有重要生态、科学、社会价值的陆生野生动物名录》（国家林业和草原局公告 2023 年第 17 号），6 种哺乳动物为三有野生动物，详见下表。

表 3.3-21 评价区域主要哺乳动物统计表

目	科	属	物种名称	区系	濒危等级	三有动物	特有动物	生境	来源
啮齿目	鼠科	白腹鼠属	社鼠 Niviventer confucianus	东洋界	无危	是	否	常绿针叶林、灌丛、针阔叶混交林、竹林	访问、资料
啮齿目	鼠科	家鼠属	大足鼠 Rattus nitidus Hodgson	东洋界	无危	否	否	农田、灌丛	访问、资料
啮齿目	鼠科	家鼠属	黑家鼠 Rattus rattus	东洋界	数据缺乏	否	否	农田、灌丛	目击
啮齿目	鼠科	鼠属	小家鼠 Mus musculus	古北界	无危	否	否	农田、乡村	访问、资料
啮齿目	松鼠科	丽松鼠属	赤腹松鼠 Callosciurus erythraeus	东洋界	无危	是	否	常绿针叶林、灌丛、针阔叶混交林	访问、资料
啮齿目	竹鼠科	竹鼠属	普通竹鼠	东洋界	无危	是	否	常绿针叶	访问、资料

			Rhizomys sinensis					林、灌丛、 针阔叶混交 林	
偶蹄目	猪科	猪属	野猪 Sus scrofa	古北界	无危	否	否	常绿针叶 林、针阔叶 混交林	访问、资料
翼手目	蹄蝠科	蹄蝠属	大蹄蝠 Hipposideros armiger	东洋界	无危	否	否	洞穴	访问、资料
啮齿目	鼠科	巢鼠属	巢鼠 Micromys minutus	古北界	无危	是	否	农田、灌丛	访问、资料
啮齿目	鼠科	大鼠属	褐家鼠 Rattus norvegicus	古北界	无危	否	否	乡村	访问、资料
食肉目	鼬科	鼬獾属	鼬獾 Melogale moschata	东洋界	近危	是	否	常绿针叶 林、灌丛	访问、资料
啮齿目	松鼠科	长吻松鼠 属	红颊长吻松 鼠 Dremomys rufigenis	东洋界	无危	是	否	常绿针叶 林、灌丛	目击
啮齿目	鼠科	姬鼠属	黑线姬鼠 Apodemus agrarius	东洋界	无危	否	否	农田	访问、资料

②两栖类

评价区域两栖动物共有 1 目 6 科 8 属 11 种，包括中华蟾蜍、泽陆蛙等，多分布在池塘、农田等湿润区域，根据《中国生物多样性红色名录—脊椎动物卷（2020）》，沼蛙濒危等级为近危，黑斑侧褶蛙为易危，其余均为无危，根据《有重要生态、科学、社会价值的陆生野生动物名录》（国家林业和草原局公告 2023 年第 17 号），生态评价范围三有野生两栖动物有 2 种，详见下表。

表 3.3- 22 评价区域主要两栖动物统计表

目	科	属	物种名称	区系	濒危等级	三有动物	特有动物	生境	来源
无尾目	叉舌蛙科	陆蛙属	泽陆蛙 Fejervarya multistriata	东洋界	无危	否	否	农田、茶园	访问、资料
无尾目	蟾蜍科	蟾蜍属	中华蟾蜍 Bufo gargarizans	广布种	无危	是	否	农田、河流、 茶园	目击
无尾目	姬蛙科	姬蛙属	粗皮姬蛙 Microhyla butleri	东洋界	无危	否	否	农田、茶园	访问、资料
无尾目	姬蛙科	姬蛙属	饰纹姬蛙 Microhyla fissipes	东洋界	无危	否	否	农田、茶园	访问、资料

无尾目	姬蛙科	姬蛙属	小弧斑姬蛙 Microhyla heymonsi	东洋 界	无危	否	否	农田、茶园	访问、资 料
无尾目	树蛙科	泛树蛙 属	斑腿泛树蛙 Polypedates megacephal us	东洋 界	无危	是	否	农田、灌丛、 茶园	访问、资 料
无尾目	蛙科	侧褶蛙 属	黑斑侧褶蛙 Pelophylax nigromacula tus	广布 种	易危	否	否	农田、茶园	目击
无尾目	蛙科	臭蛙属	花臭蛙 Odorrana schmackeri	东洋 界	无危	否	否	农田	访问、资 料
无尾目	蛙科	沼蛙属	沼蛙 Boulengeran a guentheri	东洋 界	近危	否	否	农田、茶园	访问、资 料
无尾目	雨蛙科	雨蛙属	华西雨蛙 Hyla gongshanens is	东洋 界	无危	否	否	农田、灌丛、 茶园	访问、资 料
无尾目	雨蛙科	雨蛙属	无斑雨蛙 Hyla immaculata	东洋 界	无危	否	否	农田、茶园	访问、资 料

③爬行类

评价区域爬行动物共有 2 目 5 科 11 属 11 种，以游蛇科蛇类居多，调查期间未发现大型爬行动物，根据《中国生物多样性红色名录—脊椎动物卷(2020)》，王锦蛇濒危等级为易危，其余均为无危，蹼趾壁虎为中国特有种，对照《重庆市重点保护野生动物名录》（渝林规范〔2023〕2 号），王锦蛇为重庆市重点保护野生动物。根据《有重要生态、科学、社会价值的陆生野生动物名录》（国家林业和草原局公告 2023 年第 17 号），爬行动物均为三有野生动物，详见下表。

表 3.3-23 评价区域主要爬行动物统计表

目	科	属	物种名称	区系	濒危等级	三有动物	特有动物	生境
蜥蜴目	石龙子科	石龙子属	中国石龙子 Plestiodon chinensis	东洋界	无危	是	否	常绿针叶林、灌丛、茶园、落叶阔叶林
蜥蜴目	石龙子科	铜蜓蜥	铜蜓蜥 Sphenomorphus indicus	东洋界	无危	是	否	灌丛、茶园
有鳞目	壁虎科	壁虎属	蹼趾壁虎 Gekko subpalmatus	东洋界	无危	是	是	常绿针叶林、灌丛、乡村、落叶

								阔叶林针、阔叶混交林
有鳞目	蝰科	烙铁头属	山烙铁头 Ovophis monticola	东洋界	无危	是	否	常绿针叶林、灌丛、茶园、落叶阔叶林、针阔叶混交林
有鳞目	蝰科	原矛头蝮属	菜花原矛头蝮 Protobothrops jerdonii	东洋界	无危	是	否	农田、灌丛
有鳞目	水游蛇科	颈槽蛇属	虎斑颈槽蛇 Rhabdophis tigrinus	广布种	无危	是	否	农田、池塘
有鳞目	游蛇科	翠青蛇属	翠青蛇 Eurypholis major	东洋界	无危	是	否	农田、灌丛
有鳞目	游蛇科	华游蛇属	乌华游蛇 Sinonatrix percarinata	东洋界	无危	是	否	农田、池塘
有鳞目	游蛇科	剑蛇属	黑头剑蛇 Sibynophis chinensis	东洋界	无危	是	否	农田、灌丛
有鳞目	游蛇科	锦蛇属	王锦蛇 Elaphe carinata	东洋界	易危	是	否	灌丛
有鳞目	游蛇科	链蛇属	赤链蛇 Lycodon rufozonatus	广布种	无危	是	否	农田

④鸟类

评价区域鸟类共有 5 目 27 科 48 属 69 种，鸟类主要分布在灌丛、森林、农田区域，多为留鸟，根据《中国生物多样性红色名录—脊椎动物卷（2020）》，白颈鸦濒危等级为近危，其余均为无危，黄腹山雀为中国特有种，根据《有重要生态、科学、社会价值的陆生野生动物名录》（国家林业和草原局公告 2023 年第 17 号），45 种鸟为三有野生动物，根据《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），纵纹腹小鸢为国家二级保护野生动物。详见下表。

表 3.3-24 评价区域主要鸟类统计表

目	科	属	物种名称	区系	濒危等级	三有动物	特有动物	生境	迁徙	来源
佛法僧目	翠鸟科	翠鸟属	普通翠鸟 Alcedo atthis	广布种	无危	是	否	农田	留鸟	目击
鸽形目	杜鹃科	鹰鹃属	大鹰鹃	东洋	无危	否	否	常绿针叶	夏候	访问、

			Hierococcyx sparverioides	界				林、灌丛	鸟	资料
鸽形目	鸠鸽科	斑鸠属	山斑鸠 Streptopelia orientalis	广布 种	无危	是	否	常绿针叶 林、灌丛、 农田、针阔 叶混交林	留鸟	目击
鸽形目	鸠鸽科	珠颈斑 鸠属	珠颈斑鸠 Streptopelia chinensis	广布 种	无危	是	否	农田	留鸟	目击
雀形目	百灵科	云雀属	小云雀 Alauda gulgula	古北 界	无危	是	否	农田、竹林	留鸟	目击
雀形目	鹎科	鹎属	白头鹎 Pycnonotus sinensis	东洋 界	无危	是	否	常绿针叶 林、灌丛、 农田、针阔 叶混交林、 竹林	留鸟	访问、 资料
雀形目	伯劳科	伯劳属	红尾伯劳 Lanius cristatus	广布 种	无危	是	否	农田、灌丛	冬候 鸟	访问、 资料
雀形目	伯劳科	伯劳属	虎纹伯劳 Lanius tigrinus	古北 界	无危	是	否	常绿针叶 林、灌丛	旅鸟	访问、 资料
雀形目	伯劳科	伯劳属	灰背伯劳 Lanius tephronotus	东洋 界	无危	是	否	农田、灌丛	夏候 鸟	目击
雀形目	伯劳科	伯劳属	棕背伯劳 Lanius schach	东洋 界	无危	是	否	灌丛	留鸟	访问、 资料
雀形目	鸫科	鸫属	乌鸫 Turdus merula	广布 种	无危	是	否	农田、灌丛	留鸟	访问、 资料
雀形目	鸫科	矶鸫属	蓝矶鸫 Monticola solitarius	广布 种	无危	是	否	农田	留鸟	访问、 资料
雀形目	鸫科	燕尾属	灰背燕尾 Enicurus schistaceus	东洋 界	无危	是	否	农田	留鸟	目击
雀形目	鸫科	燕尾属	小燕尾 Enicurus scouleri	东洋 界	无危	是	否	农田、茶园	留鸟	访问、 资料
雀形目	画眉科	钩嘴鹛 属	棕颈钩嘴鹛 Pomatorhinus ruficollis	东洋 界	无危	是	否	常绿针叶 林、灌丛、 农田、针阔 叶混交林	留鸟	访问、 资料
雀形目	画眉科	雀鹛属	灰眶雀鹛 Alcippe morrisonia	东洋 界	无危	是	否	常绿针叶 林、灌丛、 农田	留鸟	目击
雀形目	画眉科	噪鹛属	白颊噪鹛 Garrulax sannio	东洋 界	无危	是	否	农田、灌丛、 竹林	留鸟	目击
雀形目	画眉科	噪鹛属	灰翅噪鹛 Garrulax cineraceus	东洋 界	无危	是	否	灌丛	留鸟	访问、 资料
雀形目	鹡鸰科	鹡鸰属	白鹡鸰 Motacilla alba	广布 种	无危	是	否	农田、果园、 竹林	留鸟	目击

雀形目	鹁鸰科	鹁鸰属	灰鹁鸰 <i>Motacilla cinerea</i>	广布种	无危	是	否	农田	旅鸟	访问、资料
雀形目	鹁鸰科	鹁鸰属	树鹁 <i>Anthus hodgsoni</i>	广布种	无危	是	否	常绿针叶林、农田	冬候鸟	访问、资料
雀形目	鹁鸰科	鹁鸰属	田鹁 <i>Anthus richardi</i>	东洋界	无危	是	否	农田、灌丛	冬候鸟	访问、资料
雀形目	卷尾科	黑卷尾	黑卷尾 <i>Dicrurus macrocercus</i>	广布种	无危	是	否	农田	夏候鸟	访问、资料
雀形目	棕鸟科	八哥属	八哥 <i>Acridotheres cristatellus</i>	东洋界	无危	是	否	乡村	留鸟	目击
雀形目	雀科	绿金翅雀属	金翅雀 <i>Carduelis sinica</i>	古北界	无危	是	否	灌丛、农田、茶园	留鸟	访问、资料
雀形目	雀科	麻雀属	麻雀 <i>Passer montanus</i>	广布种	无危	是	否	灌丛、农田、茶园、竹林	留鸟	目击
雀形目	雀科	麻雀属	山麻雀 <i>Passer rutilans</i>	广布种	无危	是	否	常绿针叶林、灌丛、农田、针阔叶混交林	留鸟	目击
雀形目	山椒鸟科	鸣鹟属	暗灰鹟 <i>Lalage melaschistos</i>	东洋界	无危	是	否	常绿针叶林、灌丛	留鸟	访问、资料
雀形目	山雀科	山雀属	大山雀 <i>Parus major</i>	古北界	无危	是	否	常绿针叶林、灌丛	留鸟	访问、资料
雀形目	山雀科	山雀属	黄腹山雀 <i>Parus venustulus</i>	古北界	无危	是	是	常绿针叶林、灌丛	留鸟	目击
雀形目	山雀科	山雀属	绿背山雀 <i>Parus monticolus</i>	广布种	无危	是	否	常绿针叶林、灌丛	留鸟	目击
雀形目	文鸟科	文鸟属	白腰文鸟 <i>Lonchura striata</i>	广布种	无危	是	否	常绿针叶林、灌丛、农田、竹林	留鸟	访问、资料
雀形目	鹎科	红尾鹎属	北红尾鹎 <i>Phoenicurus auroreus</i>	古北界	无危	是	否	常绿针叶林、灌丛	冬候鸟	访问、资料
雀形目	鹎科	红尾鹎属	黑喉红尾鹎 <i>Phoenicurus hodgsoni</i>	东洋界	无危	是	否	常绿针叶林、灌丛	留鸟	目击
雀形目	鹎科	鹎属	红胁蓝尾鹎 <i>Tarsiger cyanurus</i>	古北界	无危	是	否	常绿针叶林、灌丛	冬候鸟	访问、资料
雀形目	鹎科	鹎属	鹎 <i>Copsychus saularis</i>	广布种	无危	是	否	常绿针叶林、灌丛	留鸟	访问、资料
雀形目	鹎科	树莺属	黄腹树莺 <i>Cettia robustipes</i>	东洋界	无危	是	否	灌丛	留鸟	访问、资料
雀形目	鹎科	水鹎属	红尾水鹎 <i>Rhyacornis fuliginosus</i>	东洋界	无危	是	否	农田	留鸟	目击
雀形目	鹎科	穗鹎属	红头穗鹎 <i>Stachyris ruficeps</i>	东洋界	无危	是	否	常绿针叶林	留鸟	访问、资料
雀形目	鹎科	溪鹎属	白顶溪鹎	古北	无危	是	否	农田	留鸟	访问、

			Chaimarrornis leucocephalus	界						资料
雀形目	鹟科	鹟属	紫鹟 Myophonus caeruleus	广布种	无危	是	否	灌丛、农田	留鸟	访问、资料
雀形目	鹟科	燕尾属	白额燕尾 Enicurus leschenaulti	东洋界	无危	是	否	农田	留鸟	访问、资料
雀形目	鹟科	鹟属	戈氏岩鹟 Emberiza godlewskii	古北界	无危	否	否	灌丛、农田	留鸟	访问、资料
雀形目	鹟科	鹟属	灰眉岩鹟 Emberiza cia	古北界	无危	是	否	灌丛	留鸟	访问、资料
雀形目	鹟科	鹟属	灰头鹟 Emberiza spodocephala	广布种	无危	是	否	灌丛、农田	留鸟	访问、资料
雀形目	鹟科	鹟属	三道眉草鹟 Emberiza cioides	古北界	无危	是	否	灌丛、农田	留鸟	访问、资料
雀形目	鹟科	鹟属	小鹟 Emberiza pusilla	古北界	无危	是	否	常绿针叶林、灌丛	冬候鸟	访问、资料
雀形目	鸦科	蓝鹊属	红嘴蓝鹊 Urocissa erythrorhyncha	东洋界	无危	是	否	常绿针叶林、灌丛	留鸟	访问、资料
雀形目	鸦科	鹊属	喜鹊 Pica pica	古北界	无危	是	否	常绿针叶林、灌丛、农田、竹林	留鸟	访问、资料
雀形目	鸦科	树鹊属	灰树鹊 Dendrocitta formosae	东洋界	无危	是	否	常绿针叶林、灌丛	留鸟	访问、资料
雀形目	鸦科	松鸦属	松鸦 Garrulus glandarius	广布种	无危	是	否	常绿针叶林	留鸟	访问、资料
雀形目	鸦科	鸦属	白颈鸦 Corvus torquatus	广布种	近危	是	否	灌丛	留鸟	访问、资料
雀形目	鸦科	鸦属	小嘴乌鸦 Corvus corone Linnaeus	古北界	无危	否	否	灌丛	留鸟	目击
雀形目	燕科	毛脚燕属	烟腹毛脚燕 Delichon dasypus	广布种	无危	是	否	常绿针叶林	夏候鸟	访问、资料
雀形目	燕科	燕属	家燕 Hirundo rustica	广布种	无危	是	否	农田	夏候鸟	访问、资料
雀形目	燕科	燕属	金腰燕 Hirundo daurica	广布种	无危	是	否	农田	夏候鸟	访问、资料
雀形目	燕雀科	燕雀属	燕雀 Fringilla montifringilla	广布种	无危	是	否	常绿针叶林、灌丛	冬候鸟	访问、资料
雀形目	燕雀科	长尾雀属	长尾雀 Carpodacus sibiricus	古北界	无危	是	否	常绿针叶林、灌丛	留鸟	目击
雀形目	莺科	柳莺属	黄眉柳莺 Phylloscopus inornatus	古北界	无危	是	否	常绿针叶林、灌丛	旅鸟	访问、资料

雀形目	莺科	柳莺属	黄腰柳莺 Phylloscopus proregulus	古北界	无危	是	否	常绿针叶林、灌丛	冬候鸟	访问、资料
雀形目	莺鹋科	鸦雀属	棕头鸦雀 Paradoxornis webbianus	古北界	无危	是	否	常绿针叶林、农田、灌丛	留鸟	访问、资料
雀形目	长尾山雀科	长尾山雀属	红头长尾山雀 Aegithalos concinus	东洋界	无危	是	否	常绿针叶林、灌丛、竹林	留鸟	访问、资料
雀形目	啄木鸟科	绿啄木鸟属	灰头绿啄木鸟 Picus canus	广布种	无危	是	否	农田、灌丛	留鸟	访问、资料
鸛形目	鹭科	白鹭属	白鹭 Egretta garzetta	广布种	无危	是	否	沟塘、水田	留鸟	目击
鸛形目	鹭科	池鹭属	池鹭 Ardeola bacchus	东洋界	无危	是	否	农田	夏候鸟	访问、资料
鸛形目	鹭科	鹭属	苍鹭 Ardea cinerea	广布种	无危	是	否	农田	留鸟	目击
雁形目	鸭科	鸭属	绿翅鸭 Anas crecca	广布种	无危	是	否	农田	冬候鸟	访问、资料
雁形目	鸭科	鸭属	绿头鸭 Anas platyrhynchos	广布种	无危	是	否	农田	冬候鸟	目击
鸡形目	雉科	锦鸡属	红腹锦鸡 Chrysolophus pictus	东洋界	近危	否	是	针阔叶混交林、落叶阔叶林、暖性针叶林、灌丛	留鸟	访问

3.3.6.3 重点保护野生动物

根据近年文献资料和实地调查结果，评价范围内陆生脊椎动物中，有国家二级重点保护动物 1 种、市级野生保护动物 1 种。

表 3.3-25 评价范围内生态系统类型分布一览表

序号	物种名称	保护级别	濒危等级	特有种	易见程度	分布区域	来源	工程占用情况
1	红腹锦鸡 <i>Chrysolophus pictus</i>	二级	近危	否	少见	针阔叶混交林、落叶阔叶林、暖性针叶林、灌丛	访问	否
2	王锦蛇 <i>Elaphe carinata</i>	市级	易危	否	少见	农田、灌丛、针阔叶混交林、落叶阔叶林、竹林	访问	否

(1) 王锦蛇 *Elaphe carinata*

王锦蛇头部前端具有独特的黑色“王”字形斑纹，背部呈暗黄绿色，前半

部分带有黄色横斜纹斑，腹部为黄色并伴有黑色斑点幼蛇通身浅藕褐色，鳞间皮肤略黑，栖息在山地、平原及丘陵地带，垂直分布范围为海拔 300~2300m。

(2) 红腹锦鸡 *Chrysolophus pictus*

红腹锦鸡为中型鸡类，体长 59~110 厘米，尾长约 38~42 厘米。其额、头顶金黄色；脸、颈及喉锈红色；后颈围以橙棕色扇状羽，形成披肩状、覆盖于肩胛部；上背浓绿，羽缘绒黑；下背、腰及较短的尾上覆羽金黄色。该鸟类性格机警，栖息于海拔 500~2500 米的乔木林地和林缘疏林灌丛地带，常以野豌豆、野樱桃、青蒿等植物的叶、芽、花、果实和种子为食。

3.3.6.4 生态系统评价

(1) 生态系统类型

根据《全国生态状况调查评估技术规范——生态系统遥感解译与野外核查》（HJ 1166—2021），本项目评价范围内主要有 5 种生态系统类型：农田生态系统、森林生态系统、灌丛生态系统、城镇生态系统、湿地生态系统，各生态系统类型分布情况见下表、附图 16。

表 3.3-26 评价范围内生态系统类型分布情况表

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	1.3	0.42%
		居住地	0.26	0.08%
		小计	1.56	0.51%
2	灌丛生态系统	阔叶灌丛	3.11	1.01%
3	农田生态系统	耕地	6.09	1.98%
		园地	1.22	0.40%
		小计	7.31	2.37%
4	森林生态系统	阔叶林	75.84	24.62%
		针叶林	95.44	30.98%
		针阔混交林	124.21	40.31%
		小计	295.49	95.91%
5	湿地生态系统	河流	0.26	0.08%
		沟渠	0.3	0.10%
		池塘	0.07	0.02%
		小计	0.63	0.20%
合计			308.10	100.00%

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 95.91%，

其次为农田生态系统，占比 2.37%，灌丛生态系统占比 1.01%，城镇生态系统占比 0.51%，湿地生态系统占比 0.20%。

①农田生态系统

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

②森林生态系统

生态评价范围内森林生态系统包括阔叶林、针叶林和针阔混交林，评价范围内林地成片广泛分布，评价范围内林冠层生长密度大，林下灌木层和草本层受附近居民取薪影响，取薪频繁的林内灌木层和草本层盖度较低。森林生态系统是评价范围内功能最强、生物多样性综合指数最高、结构最为完善的生态系统类型，评价范围内分布的绝大部分兽类、鸟类和爬行类在森林生态系统中均有分布。

③灌丛生态系统

评价范围内灌丛生态系统主要分布于林缘，灌丛生态系统内物种丰富度较森林生态系统少，生物多样性比森林生态系统低，抗干扰能力和稳定性也低于森林生态系统。评价范围内灌丛生态系统分布比较孤立，加之道路、耕地、房屋等的切割作用，各个灌丛之间的物质和能量交流很少，遭到破坏后容易变为草地或裸露地。

④城镇生态系统

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

⑤湿地生态系统

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

(2) 生态系统生产力

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

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

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

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

Pp 用降水量（p，mm）估计的水分生产力（单位：g/（m²·a）

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

表 3.3-27 生态系统生产力及限制因子表

区域名称	年均温（℃）	热量生产力 g/（m ² ·a）	年降水（mm）	水分生产力 g/ （m ² ·a）	限制因子
石柱县	16.4	1962	1247.3	1689.5	降水

由上表可知，评价区内生物生产力均受降水量的制约，生产力为 1689.5g/m²·a。参照奥德姆关于地球上生态系统的平均净生产力水平的分级标准（见下表），项目区生产力水平处于较高等级。

表 3.3-28 生态系统生产力划分等级表

序号	等级	生产力（t/ha·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，本项目基于遥感影像，采用植被指数法估算项目区的植被覆盖度。植被指数法主要是通过对遥感影像各像元中植被类型及分布特征的分析，建立植被指数与植被覆盖度的转换关系。采用归一化植被指数（NDVI）估算植被覆盖度的方法如下：

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

式中：FVC——所计算像元的植被覆盖度；

NDVI——所计算像元的 NDVI 值；

NDVI_v——纯植物像元的 NDVI 值；

NDVI_s——完全无植被覆盖像元的 NDVI 值。

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

式中：NIR——近红外波段的反射值；

R——为红光波段的反射值。

本项目根据 2023 年 8 月 Landsat8 遥感卫星影像(精度 30m)，利用 ENVI、Arcgis 软件进行处理，根据评价范围各像元近红外波段、红光波段的反射值计算 NDVI，再根据 FVC 计算公式得到各像元植被覆盖度，评价范围植被覆盖度统计详见下表，空间分布图详见附图 16。

表 3.3-29 评价范围内植被覆盖度等级划分

植被覆盖度 (FVC)	植被覆盖度等级	面积 (hm ²)	面积比例
0.1<FVC≤0.37	较低覆盖度	0.09	0.03%
0.37<FVC≤0.5	中覆盖度	0.18	0.06%
0.5<FVC≤0.75	较高覆盖度	2.24	0.73%
FVC>0.75	高覆盖度	305.59	99.18%
合计		308.10	100%

由上表可知，高覆盖度等级在评价范围植被面积中最大，占评价范围总面积的 99.18%，其次是较高覆盖度，占评价范围总面积的 0.73%，表明评价范围内植被覆盖度较高，植被生长较好。

(4) 生物量

单位生物量数据参考《中国西南地区森林生物量及生产力研究综述》（吴鹏等，2012）、《我国森林植被的生物量和净生产量》（方精云等，1996）、《三峡库区植被生物量和生产力的估算及分布格局》等相关资料、文献。根据评价范围内各植被类型分布面积，评价范围内总生物量见下表。

表 3.3-30 评价范围植被类型生物量统计表

序号	植被类型	植被面积 (hm ²)	生物量 (t /hm ²)	总生物量 (t)	比例
1	落叶阔叶林	75.77	90	6819.3	16.38%
2	大田作物型	6.09	7.27	44.3	0.11%
3	落叶阔叶灌丛	3.11	19.76	61.5	0.15%
4	温性针叶林	95.44	145.18	13856.0	33.28%
5	阔叶林型	1.22	41.01	50.0	0.12%

序号	植被类型	植被面积 (hm ²)	生物量 (t /hm ²)	总生物量 (t)	比例
6	温性针阔混交林	124.21	167.4	20792.8	49.95%
7	竹林	0.07	65.14	4.6	0.01%
合计		305.91	\	41628.5	100%

由上表可知,生态评价范围内生物量主要由温性针阔混交林、暖性针叶林、落叶阔叶林贡献,占 99.61%,其余植被类型由于分布面积较小或单位面积生物量较低,对生态评价范围内生物量贡献较低。

3.3.6.5 土地利用调查

根据《土地利用现状分类》(GB/T 21010-2017)分类,生态评价范围内土地利用类型有耕地、林地、工矿仓储用地、公共管理与公共服务用地、交通运输用地、园地等。评价范围土地利用现状面积统计见下表,评价范围土地利用现状图详见附图 18。

表 3.3-31 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	0.75	0.24%
2	工矿仓储用地	采矿用地	0.38	0.12%
3	交通运输用地	农村道路	0.24	0.08%
		公路用地	0.68	0.22%
		小计	0.92	0.30%
4	其他土地	裸岩石砾地	0.05	0.02%
5	草地	其他草地	1.20	0.39%
6	水域及水利设施用地	沟渠	0.3	0.10%
		河流水面	0.26	0.08%
		坑塘水面	0.07	0.02%
		小计	0.63	0.20%
7	林地	乔木林地	295.44	95.89%
		灌木林地	0.25	0.08%
		其他林地	1.66	0.54%
		小计	297.35	96.51%
8	园地	其他园地	6.61	2.15%
9	住宅用地	农村宅基地	0.21	0.07%
合计			308.10	100

由上表,本项目生态评价范围约 308.10hm²,林地是评价范围内主要的土

地利用类型，总占比达 96.51%，园地面积次之，占比达 2.15%，其余土地利用类型占比较小。

3.3.6.6 景观现状

结合遥感影像和景观生态类型分类原则，评价范围内景观类型可分为：森林景观、农田景观、灌丛景观、工业景观、城镇景观、交通景观、湿地景观，各景观类型面积统计见下表，评价范围景观类型分布示意图详见附图 19。

表 3.3-32 评价范围景观类型及景观指数

序号	景观类型	景观面积 (hm ²)	景观比例
1	城镇景观	0.26	0.08%
2	工业景观	0.38	0.12%
3	灌丛景观	3.11	1.01%
4	交通景观	0.92	0.30%
5	农田景观	7.36	2.39%
6	森林景观	295.44	95.89%
8	湿地景观	0.63	0.20%
总计		308.10	100%

由上表可知，评价范围内以森林景观为主，占评价范围面积的 95.89%，其他依次为农田景观、灌丛景观、交通景观、湿地景观、工业景观、城镇景观，评价范围内工业景观破碎化程度较低。

4 环境影响预测与评价

4.1 生态环境影响预测与评价

4.1.1 施工期生态环境影响预测与评价

4.1.1.1 对土地利用结构影响

本项目新增占地约 0.971hm²，从评价范围土地利用现状看，主要是由林地和采矿用地相间出现的土地利用结构形式组成，土地利用结构受人为影响破碎化程度较高。

本项目避让了植被良好区域，不会导致区域土地利用格局的发生明显变化，对区域土地利用结构影响甚微。建设单位需按照国家相关法律法规办理土地使用手续，并在施工结束后，及时对临时用地进行恢复。

4.1.1.2 对植被影响分析

本项目建设内容主要为井场、放喷池、废水池、进场道路等。经现状调查，项目占地区主要为林地、工矿仓储用地、园地等。

项目占地区及评价范围内未发现有古树名木及重点保护野生植物分布，本项目占地范围内自然植被类型主要为落叶阔叶林，占用的主要植物种类等在区域广泛分布，属项目所在区域的常见植物物种，不具有特有性、典型性、异质性等特性，对上述物种的影响主要体现为物种数量上的减少，不会导致评价区内植物物种的消失。本项目临时占地在施工结束后及时进行复垦或植被恢复，不会长期对植物群落及植被覆盖度造成影响，不会影响生境连通性，本项目的建设不会影响植被多样性和分布现状，也不会造成区域物种的消失，植被恢复后总体不会影响区域植被格局。

综上，本项目建设对区域植被影响小。

4.1.1.3 对天然林、公益林影响

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，项目将占用天然林，不占用公益林。本项目占用天然林面积约 0.43hm²。

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，减缓项目建设对天然林的不利影响。

4.1.1.4 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。

（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）保护动物的影响

项目区分布有国家二级重点保护野生动物纵纹腹小鸱和重庆市重点保护野生动物王锦蛇，项目施工可能对其造成惊吓，使其远离施工区，迁往它处生活，由于本项目附近有大片的农田和林地可以为其提供食地，且本身迁飞能力强，可以到离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。

综上所述，项目区域野生动物主要为一些常见的农耕带和林灌带的小型爬行动物、哺乳动物及鸟类等，其活动范围较大，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，对其在区域内的分布及数量的影响较小，不会造成区域陆生动物群落的改变及动物资源的减少。

4.1.1.5 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。

4.1.1.6 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，评价范围森林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。受项目建设影响最大的景观，呈明显人工和半人工特点。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，对景观功能影响可接受。

4.1.1.7 对生态系统影响分析

本项目生态评价范围以森林生态系统为主，其次为农田生态系统、城镇生态系统。本项目施工期间，会清除占地范围内植被，但周边植物仍能通过花粉流、风媒、虫媒等方式进行基因交流，种子生产和种子库更新等过程也不会被打断，本项目施工期破坏的植被均为广布种和常见种，且分布也较均匀，区域植物群落的物种组成不会因项目施工发生改变。评价区野生动物种类多为一些常见的鸟类、啮齿类，特别是适应农耕环境的动物群，本项目对现有野生生物的栖息及迁徙不会造成很大影响。施工期加强对施工人员的培训管理，通过划定活动范围、严禁捕猎野生动物等措施，不会导致物种数量锐减，动物种群之间的交流不会因为项目建设而消失。施工期间，不会对区域生态系统产生阻隔作用，不会对区域生态系统结构、功能和稳定性产生大的影响。

本项目施工结束后，及时对占时占地进行复耕或恢复植被，临时占地将逐步恢复为原有土地利用类型和生态系统类型，评价区动植物之间信息交流不会因项目运行而中断，本项目不会对区域生态系统产生阻隔作用，不会对区域生态系统结构、功能和稳定性产生大的影响。

4.1.1.8 对生态保护红线影响分析

（1）对植被的影响

本项目不占用生态保护红线，不会对生态保护红线内植被造成直接破坏。施工扬尘可能会使生态保护红线范围内植被叶片表面积聚灰尘，导致植物光合作用受阻，本项目施工扬尘主要来自池体开挖、回填，工期短，同时，植被叶片表面积聚的灰尘经降雨冲刷后能得到有效清除，不会对生态保护红线范围内植被产生大的影响。

（2）对动物的影响

本项目不占用生态保护红线，不会对生态保护红线范围内野生动物巢穴产生直接破坏，施工期人为活动和施工产生的噪声、灯光可能会导致靠近施工场地一侧生态保护红线内一定范围的野生动物向远离施工区域的方向迁移，但随着对施工的适应，和施工的结束，野生动物数量和种类会逐步得到恢复。

（3）施工期污染物对生态保护红线的影响

本项目不占用生态保护红线，各类原辅材料和产生的废水、固体废物不在生态保护红线范围内储存和处置，项目位于生态保护红线地表径流下游，施工期产生的各类废水、固体废物不会对生态保护红线产生影响。

（4）对生态保护红线生态系统的影响

本项目附近的生态保护红线类型为生物多样性维护，本项目不占用生态保护红线，不会对生态保护红线范围植被造成破坏，生态保护红线范围植被仍能通过花粉流、风媒、虫媒等方式进行基因交流，种子生产和种子库更新等过程也不会被打断，本项目所在区域无重要物种的天然集中分布区、栖息地，迁徙鸟类的重要繁殖地、停歇地、越冬地以及野生动物迁徙通道，区域分布的野生动物主要为区域常见种，其活动范围较大，栖息生境并非单一，食物来源多样，本项目施工范围小，施工区的环境与施工区以外的环境相同，受影响的野生动物很容易就近找到新的栖息场所，不会因为失去栖息场所和食物来源而死亡，种群数量也不会有大的变化，对其在区域内的分布及数量的影响较小，不会造成区域陆生动物群落的改变及动物资源的减少，不会对生态保护红线产生阻隔作用，不会对生态保护红线生物多样性、生态系统结构、功能和稳定性产生大的影响。

4.1.1.9 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。

4.1.1.10 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。

4.1.2 运营期生态环境影响分析

项目进入运营期后，各项施工活动已结束，施工期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。

4.1.3 退役期生态环境影响分析

本项目到期退役时，拆除地表构建筑物，表面覆盖 30cm 厚的土壤，然后撒草籽。人工种草应选择适合本地的草种，植被覆盖率应达到 80%以上。

在采取生态恢复措施后，生态环境逐步得到恢复，采取一定的管理措施后，力求融入周边环境。

4.2 地表水环境影响预测与评价

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

4.2.1 施工期地表水环境影响分析

4.2.1.1 场地雨水

本项目井场内外实施清污分流措施，井场四周设置有截排水沟，场外雨水沿截排水沟排入附近冲沟，场内雨水在平台废水池暂存，后期用于配制压裂液。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。雨水漏失、渗透对当地地表水环境影响小。

4.2.1.2 洗井废水

本项目使用清水洗井，清水中添加有少量洗涤剂，压入井内的清水会在洗井结束后从井底返排出来，单井洗井废水产生量约 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，排入水池暂存。因项目洗井采用清水洗井，废水用于配制压裂液，不外排。

4.2.1.3 压裂返排液

根据处理单位提供的相关资料，压裂返排液经絮凝沉淀处理后，可满足配

制压裂液水质要求。压裂返排液经絮凝沉淀、杀菌，满足压裂回用水质标准要求后，回用于本平台或工区其他平台钻井平台压裂工序，无法回用时，罐车转运至建 68 侧 1 井污水处理站，经处理后通过回注管线回注到建 47 侧平 1 井。

4.2.1.4 生活污水

钻井工程及储层改造工程期间，井场及生活区设置环保厕所，生活污水经环保厕所收集后农用或交由第三方环保公司拉运至地方生活污水处理厂处置。

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

4.2.2 运营期地表水环境影响分析

本项目为水污染型建设项目，运营期废水主要为采出水，优先回用区域平台压裂工序，无可回用平台时，罐车转运至建 68 侧 1 井污水处理站，经处理后通过回注管线到建 47 侧平 1 井回注。项目地表水评价工作等级为三级 B，根据《环境影响评价技术导则 地表水环境》（HJ2.3-2018），水污染影响型三级 B 评价可不进行水环境影响预测。本次重点分析依托可行性，具体见 5.2.1 节。

4.2.3 退役期地表水环境影响分析

4.2.3.1 清洗废水

封井后的管线清洗污水产生量约为 20m³，主要污染物为 SS，罐车转运至建 68 侧 1 井污水处理站，经处理后通过回注管线到建 47 侧平 1 井回注，对当地地表水环境影响很小。

4.2.3.2 生活污水

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

4.3 地下水环境影响预测及评价

4.3.1 施工期地下水环境影响分析

4.3.1.1 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，影响下游井泉水质。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小河坝组地层中，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 废水池发生破损情况下，废水中污染物渗漏对地下水环境的影响。

4.3.1.2 施工期正常状况下地下水环境影响分析

(1) 压裂工程对地下水的影响

钻井工程压裂过程中会有部分压裂水滞留在小河坝组地层中，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。

本项目完钻层位为小河坝组，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小河坝组地层以内，而小河坝组为砂岩，其上覆韩家店组以页岩为主，为相对隔水层。由此，压裂始终在一个圈闭层内进行，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 2mmHDPE 防渗膜，抗渗等级不低于 P6，防渗系数 $\leq 10^{-7}$ cm/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，在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。

4.3.1.3 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）废水泄漏影响预测

①预测情景及预测模型

本项目钻井期间，钻井废水、场地雨水在废水池暂存，储层改造期间，压裂返排液在废水池和配液罐暂存，考虑到配液罐为地面布置，一旦泄露可及时发现，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。

根据预测情景及地下水导则相关要求，本次预测工作的预测方法采用解析法。废水池渗漏不易于观察和发现，采用《环境影响评价技术导则 地下水环

境》（HJ610—2016）附录 D 中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/L；

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。

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。

②预测参数

A、渗透系数

渗透系数 K 是水流和迁移模型最基本的参数，其既反映孔隙介质也反映流体的特征，它与孔隙介质本身的性质有关。结合前期地勘及环评成果，保守考虑，渗透系数 K 取值 4.67m/d。

B、地下水流速及流向

采用水动力学断面法计算地下水流速：

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

式中， I 为断面间的水力坡度； K 为断面间平均渗透系数（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）。

水力坡度 I 由现场水位调查所得，根据现场调查地形地貌和岩层倾角，确定水力坡度取较不利情况，即 I 取较大值为 0.06。孔隙度决定渗流速度，本次预测的含水地层为砂岩，参考有效孔隙度 ne 取经验值 0.3。地下水的水流实际流速由公式 $u=KI/ne$ ，计算出地下水流速为 0.93m/d。

C、弥散系数

x 方向纵向弥散系数 DL 参考 Gelhar 等人关于纵向弥散度 α 与观测尺度关系的理论,依据前人弥散度试验及本次污染场地的研究尺度估算而得,一般可近似求得 $DL=\alpha*u$ 。弥散度 α 受实验或观测尺度的影响,确定野外尺度迁移模拟问题的弥散度 α 有较大的难度。参考 Anderson(1979.1984)、Gelhar(1992)、Spitz 和 Moreno(1996)等研究成果,砂岩弥散度取经验值 10,则纵向弥散系数 DL 为 $9.3m^2/d$ 。

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、氨氮、氯化物作为预测因子。

⑤预测源强

根据建设单位提供的石柱工区建 68 侧 1 井废水池采出水原水质数据,采出水主要污染物为 COD1460mg/L、氨氮 132mg/L、氯化物 19800 mg/L。压裂返排液水质与采出水水质相近,本次评价预测源强参考采出水水质监测结果。

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量标准做超标分析,将污染物大于等于各类污染物的检出限做影响分析,即当预测结果浓度大于等于标准限值时表明污染物对地下水产生了超标污染,当预测结果大于等于检出限时表明污染物对地下水环境产生了

影响。

表 4.3-1 评价标准一览表

类别	COD	氯化物	氨氮
环境质量标准 (mg/L)	20	250	0.50
检出限 (mg/L)	4	0.007	0.025

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

⑦预测结果

运用解析法得出主要污染物（COD、氨氮和氯化物）对地下水的影响情况及运移规律的分析结果见表 4.3-2、表 4.3-3，本项目距离南侧排泄边界约 1200m，预测边界取 1200m。

表 4.3-2 污染物浓度预测结果表（COD）

距离	事故泄漏 N 天后的污染状况		
	COD 浓度 (mg/l)		
	100d	365d	1000d
0	1460.00	1460.00	1460.00
10	1454.05	1460.00	1460.00
20	1441.61	1459.99	1460.00
30	1419.12	1459.98	1460.00
40	1382.58	1459.96	1460.00
50	1328.10	1459.93	1460.00
60	1252.83	1459.87	1460.00
70	1155.83	1459.76	1460.00
80	1038.75	1459.60	1460.00
90	906.02	1459.33	1460.00
100	764.41	1458.92	1460.00
200	13.98	1416.10	1460.00
300	0.00	1072.51	1460.00
400	0.00	395.83	1459.96
500	0.00	48.29	1459.26
600	0.00	1.61	1451.99
700	0.00	0.01	1407.75
800	0.00	0.00	1249.60
900	0.00	0.00	915.27
1000	0.00	0.00	495.74
1100	0.00	0.00	182.54
1200	0.00	0.00	43.28

注：COD 与耗氧量无明确转换系数，本次预测不叠加背景值。

表 4.3-3 污染物浓度预测结果表（氯化物）

距离	事故泄漏 N 天后的污染状况		
	氯化物浓度（mg/l, 已叠加背景值）		
	100d	365d	1000d
0	19802.05	19802.05	19802.05
10	19721.37	19802.02	19802.05
20	19552.59	19801.95	19802.05
30	19247.67	19801.81	19802.05
40	18752.05	19801.54	19802.05
50	18013.24	19801.06	19802.05
60	16992.48	19800.23	19802.05
70	15677.00	19798.84	19802.05
80	14089.19	19796.58	19802.05
90	12289.16	19792.99	19802.05
100	10368.74	19787.43	19802.05
200	191.59	19206.69	19802.05
300	2.08	14547.10	19802.03
400	2.05	5370.22	19801.51
500	2.05	656.94	19792.06
600	2.05	23.91	19693.41
700	2.05	2.23	19093.48
800	2.05	2.05	16948.67
900	2.05	2.05	12414.59
1000	2.05	2.05	6725.16
1100	2.05	2.05	2477.65
1200	2.05	2.05	588.99

注：氯化物预测结果已叠加背景值（F1 检测点）。

表 4.3-4 污染物浓度预测结果表（氨氮）

距离	事故泄漏 N 天后的污染状况		
	氨氮浓度（mg/l, 已叠加背景值）		
	100d	365d	1000d
0	132.025	132.025	132.025
10	131.487	132.025	132.025
20	130.362	132.024	132.025
30	128.329	132.023	132.025
40	125.025	132.022	132.025
50	120.100	132.018	132.025
60	113.295	132.013	132.025
70	104.525	132.004	132.025
80	93.939	131.989	132.025
90	81.939	131.965	132.025
100	69.136	131.928	132.025
200	1.289	128.056	132.025

300	0.025	96.992	132.025
400	0.025	35.813	132.021
500	0.025	4.391	131.958
600	0.025	0.171	131.301
700	0.025	0.026	127.301
800	0.025	0.025	113.002
900	0.025	0.025	82.775
1000	0.025	0.025	44.846
1100	0.025	0.025	16.529
1200	0.025	0.025	3.938

注：氨氮预测结果已叠加背景值（F1 检测点）。

图 4.3-1 COD 预测结果图

图 4.3-2 氯化物预测结果图

图 4.3-3 氨氮预测结果图

表 4.3-5 污染物浓度预测结果汇总表

污染物	时间	最大超标距离（m）
COD	100d	190
	365d	530
	1000d	1200
氯化物	100d	195
	365d	535
	1000d	1200
氨氮	100d	250
	365d	570
	1000d	1200

由上表预测结果可知，若本项目在非正常状况下废水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 190m 处，氯化物超标距离为下游 195m 处，氨氮超标距离为下游 250m 处。持续渗漏 365 天，COD 超标距离为下游 530m 处，氯化物超标距离为下游 535m 处，氨氮超标距离为下游 570m 处。持续渗漏 1000 天时，污染物超标范围均已覆盖预测范围。

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

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持续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

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。

根据调查，本项目下游没有具有饮用水功能的泉点分布，但施工期仍应加强监控，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。

4.3.2 运营期地下水环境影响分析

4.3.2.1 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，采出水在废水池收集，定期罐车外运回用于其他平台压裂或建 68 侧 1 井污水处理站，经处理后通过回注管线到建 47 侧平 1 井回注。正常情况下不会发生废水泄漏，对周边地下水环境影响小。

4.3.2.2 运营期非正常状况下地下水环境影响分析

（1）预测情景

运营期，集气站工艺设备及站内管线可能因系统老化、腐蚀等原因出现破损，导致采出水泄漏进入地下水含水层，对周边地下水水质造成影响。结合项目建设内容，本次评价预测情景设定如下：集气站内废水池（1 座，总容积 1000m³）破损，导致采出水泄漏。

（2）预测结果

运营期，非正常工况预测源强、预测方法、预测参数与施工期一致，本小节不再重复预测过程。根据施工期预测结果，若废水池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 190m 处，氯化物超标距离为下游 195m 处，氨氮超标距离为下游 250m 处。持续渗漏 365 天，COD 超标距离为下游 530m 处，氯化物超标距离为下游 535m 处，氨氮超标距离为下游 570m 处。持续渗漏 1000 天时，污染物超标范围均已覆盖预测范围。

（3）井泉影响分析

根据现场调查，下游未发现具有饮用水供水功能的井泉分布，但运营期间，建设单位仍应严格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。运营期定期对泉点的监测，一旦发现水质受到影响，应立即对可能造成地下水污染的设施进行检查，对破损的防渗层进行修复，避免污染物进一步泄漏和扩散。运营期间应加强对周边地下水的巡视和水质监测，在发现居民饮用水受影响时，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，直至饮用水水质恢复为止。

4.3.3 退役期地下水环境影响分析

当不具备商业开采价值时或停止采气后将按照《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……”。

4.4 大气环境影响预测与评价

4.4.1 施工期大气环境影响分析

4.4.1.1 施工扬尘

钻前工程、油气集输工程施工，施工材料主要靠汽车运输、装卸等工序产生的扬尘。这些扬尘粒径在 3—80 μm 之间，比重在 1.2-1.3。根据类比监测统计结果：施工作业时，在距土石方施工场界 150m 处，颗粒物浓度值达 5.0mg/m³，超过环境空气质量标准。

工程施工作业时，加强洒水防尘作业后，项目施工期对环境的影响是局部的，并随着施工的结束而结束。

4.4.1.2 燃油废气

根据调查，平台所在区域电网情况较好钻井动力可接入网电，本次储层改造优先采用电驱压裂机组。因此，本项目仅停电情况下启用备用柴油发电机发电。使用备用柴油发电机为钻井供电时，柴油机运行会产生柴油燃烧废气，其主要污染物 NO_x、SO₂ 和颗粒物，根据同类型作业情况，其浓度分别为 25、77 和 100 mg/m³，废气采用柴油机设备自带排气筒排放。柴油发电机仅在停电时备用，运行时间很短，其燃料燃烧产生及排放的污染物量很少。

4.4.1.3 测试放喷废气

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

4.4.1.4 前置酸配制产生盐酸雾

盐酸储罐内先加入适量水，然后将 31% 盐酸泵入储罐，稀释至 15% 盐酸，酸罐呼吸孔排放的少量盐酸雾引至水封罐，被罐内的水吸收。盐酸雾极易溶于水，经水吸收后排入环境的量极少，水封罐的水用于稀释盐酸，不外排。本项目盐酸浓度较低，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。

4.4.1.5 施工机具尾气

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

境空气质量受施工机具尾气影响很小。

4.4.2 运营期大气环境影响分析

4.4.2.1 正常工况

正常工况下本项目水套加热炉、放空火炬均采用天然气作为燃料，气质主要成分为甲烷，不含硫化氢，燃烧后的污染物主要为颗粒物、氮氧化物、二氧化硫等。本次评价采用《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ2.2-2018）推荐的 AERSCREEN 模式对主要污染物落地浓度进行预测。

（1）源强排放参数

根据工程分析，本项目运营期主要废气主要污染物源强见下表。

表 4.4-1 废气污染源参数表

编号		DA001
名称		单台水套加热炉燃烧废气
排气筒底部 经纬度坐标	经度	***
	纬度	***
排气筒底部海拔高度/m		1398
排气筒高度/m		8
排气筒出口内径/m		0.2
烟气流量/（万 Nm ³ /a）		80.81
烟气温度/°C		150
年排放小时数/h		7200
排放工况		正常工况
污染物排放速率， kg/a	SO ₂	21.0
	NO _x	32.0
	颗粒物（PM ₁₀ ）	11.0
编号		DA003
名称		放空火炬日常燃烧废气
排气筒底部 经纬度坐标	经度	***
	纬度	***
排气筒底部海拔高度/m		1403
排气筒高度/m		15
排气筒出口内径/m		0.15
烟气流量/（万 Nm ³ /a）		47.20
烟气温度/°C		150
年排放小时数/h		8760
排放工况		正常工况
污染物排放速率，	SO ₂	0.7
	NO _x	81.95

kg/a	颗粒物 (PM ₁₀)	12.53
------	-------------------------	-------

(2) 评价标准

评价标准值见下表。

表 4.4-2 评价因子和评价标准表

评价因子	平均时段	标准值 (μg/m ³)	标准来源
颗粒物	1 小时平均	450	《环境空气质量标准》(GB3095-2012) 表 1 PM ₁₀ 二级日均值的 3 倍
SO ₂	1 小时平均	500	《环境空气质量标准》(GB 3095-2012) 表 1 SO ₂ 二级标准 1 小时平均值
NO _x	1 小时平均	250	《环境空气质量标准》(GB 3095-2012) 表 1 NO ₂ 二级标准 1 小时平均值

(3) 估算参数及结果

估算参数详下表。

表 4.4-3 估算参数表

参数		取值
城市/乡村选项	城市/乡村	乡村
	人口数 (城市选项时)	/
最高温度/°C		42.0
最低温度/°C		-4.7
土地利用类型		农村
区域湿度条件		湿
是否考虑地形	考虑地形	√是□否
	地形数据分辨率/m	90
是否考虑岸线熏烟	考虑岸线熏烟	□是√否
	岸线距离/km	/
	岸线方向/°	/

估算结果见下表。

表 4.4-4 估算模式计算结果一览表

编号	污染因子	最大落地浓度 (μg/m ³)	最大浓度落地点 (m)	评价标准 (μg/m ³)	占标率 (%)	推荐评价等级
DA001	SO ₂	0.6976	60	500	0.14	III
	NO _x	1.0464	60	250	0.42	III
	颗粒物	0.3488	60	450	0.08	III
DA001	SO ₂	0.0168	60	500	0.00	III
	NO _x	2.1844	60	250	0.87	III
	颗粒物	0.3362	60	450	0.7	III

根据预测结果,本项目运营期水套加热炉及放空火炬燃烧废气污染物排放最大占标率为 0.87%, 污染物排放对环境空气的影响较小。

4.4.2.2 非正常工况

集气站管线在超压等非常工况时会产生放空废气,通过放空火炬燃烧后排放,非正常工况发生频率低,单次持续时间短,通过 15m 放空火炬排放的废气量较小,站场地势开阔,扩散条件好,对环境的影响可接受。

4.4.3 退役期大气环境影响分析

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

4.5 声环境影响预测及评价

4.5.1 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。

4.5.1.1 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: $LA(r)$ —距声源 r 处的施工噪声预测值, dB;

$LA(r_0)$ —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)参见下表。

表 4.5-1 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。

4.5.1.2 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 2.5.1 小节。

(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:

$$L_{eqg} = 10 \lg \left(\frac{1}{T} \sum_i t_i 10^{0.1L_{A1}} \right)$$

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下表。

表 4.5-2 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	东场界	49.7	49.7	\	\
	南场界	58.5	58.5	\	3.5
	西场界	51.9	51.9	\	\
	北场界	61.4	61.4	\	6.4
柴油发电机供电 (备用)	东场界	56.8	56.8	\	1.8
	南场界	68.4	68.4	\	13.4
	西场界	59.5	59.5	\	4.5
	北场界	67.3	67.3	\	12.3

由上表可知，网电供电时，钻井期间场界噪声在昼间满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2011)标准，夜间，南、北场界噪声均超标，超标 3.5~6.4dB(A)。柴油发电机供电时，昼间满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2011)标准，夜间，各场界噪声均超标，超标 4.5-13.4dB(A)。

② 敏感点影响预测分析

根据声环境现状监测结果，选取居民点噪声监测最大值作为噪声背景值进行预测，预测结果见表 4.5-3 和表 4.5-4。

表 4.5-3 网电供电时钻井过程敏感点噪声预测表 单位：dB(A)

敏感点名称	相对方向	距井场边界(m)	背景值		贡献值		预测值		超标范围	
			昼间	夜间	昼间	夜间	昼间	夜间	昼间	夜间
1#居民点	W	153	47	42	41.3	41.3	48.0	44.7	/	/
2#居民点	E	685	47	42	31.0	31.0	47.1	42.3	/	/
3#居民点	S	895	47	42	28.9	28.9	47.1	42.2	/	/

表 4.5-4 柴油发电机（备用）供电时敏感点噪声预测表 单位：dB(A)

敏感点名称	相对方向	距井场边界(m)	背景值		贡献值		预测值		超标范围	
			昼间	夜间	昼间	夜间	昼间	夜间	昼间	夜间
1#居民点	W	153	47	42	49.9	49.9	51.7	50.5	/	0.5
2#居民点	E	685	47	42	39.3	39.3	47.7	43.9	/	/
3#居民点	S	895	47	42	37.2	37.2	47.4	43.2	/	/

由预测结果可知：网电供电时，声环境保护目标昼间、夜间噪声均能满足《声环境质量标准》(GB3096-2008)2 类功能区标准；柴油机供电时，声环境保护目标昼间噪声均能满足《声环境质量标准》(GB3096-2008)2 类功能区标准，夜间噪声超过《声环境质量标准》(GB3096-2008)2 类区标准，超标 0.5dB(A)。

本项目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。钻井噪声是暂时性的，钻井结束后影响即消失。

4.5.1.3 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，预测结果见下表。

表 4.5-5 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 范围内无声环境保护目标分布。

单井测试放喷时间约 10d，昼夜连续排放，昼间距离放喷池 100m 处能够满足《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 范围内的 1##居民点可能受到夜间测试放喷噪声影响。本项目储层改造期间应将高噪声设备尽可能布置在远离居民点一侧，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。储层改造噪声是暂时性的，施工结束后影响即消失。

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

4.5.1.4 油气集输工程

本项目油气集输工程不含外输管线，仅对现有集气站进行扩建，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，预测结果见下表。

表 4.5-6 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，昼间在施工场地 141m 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。

4.5.2 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、水套加热炉等产生的噪声。噪声源强见 2.5.2 小节。

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 4.5-7，敏感点噪声预测结果见表 4.5-8。

表 4.5-7 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
集气站	东场界	22.6	22.6	\	\
	南场界	32.1	32.1	\	\
	西场界	25.5	25.5	\	\
	北场界	33.0	33.0	\	\

表 4.5-8 运营期各敏感点噪声预测表 单位：dB(A)

声环境保护目标名称	噪声背景值/dB(A)		噪声贡献值/dB(A)		噪声预测值/dB(A)		较现状增量/dB(A)		超标和达标情况	
	昼间	夜间	昼间	夜间	昼间	夜间	昼间	夜间	昼间	夜间
1#居民点	47	42	16.2	16.2	47.0	42.0	/	/	达标	达标
2#居民点	47	42	3.6	3.6	47.0	42.0	/	/	达标	达标
3#居民点	47	42	1.3	1.3	47.0	42.0	/	/	达标	达标

由表 4.4-7 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。由表 4.4-8 可知，运营期集气站周边敏感点噪声满足《声环境质量标准》(GB3096-2008)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 4.5-9。

放空噪声可近似视为点声源处理，预测模式详见 4.5.1.1 节。

表 4.5-9 放空噪声预测结果 单位：dB(A)

与声源距离 rx(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，距离放空火炬 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。放空火炬周边 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。

4.5.3 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。

4.6 固体废物环境影响分析

4.6.1 施工期固体废物环境影响分析

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

4.6.1.1 普通钻井岩屑

普通钻井岩屑包括清水岩屑和水基岩屑，清水岩屑产生量约 438m³，水基岩屑产生量约 3403 m³。根据《危险废物排除管理清单》（2021 年版），清水岩屑、水基岩屑不属于危险废物。清水岩屑主要作为井场铺垫或修建井间道路使用，水基岩屑经不落地系统收集后，外运用于资源化利用。

4.6.1.2 油基岩屑

（1）油基岩屑处理方案

本项目油基岩屑产生量约 876t，交由有危险废物处置资质的单位进行处置。

（2）油基岩屑的暂存

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

4.6.1.3 废防渗材料

本项目钻井、压裂结束后对场地进行清理，拆除防渗区域设置的防渗材料，预计产生沾染废油的废防渗材料约 0.3t，主要含废矿物油，拆除的沾染废油的废防渗材料直接应交由有危废处置资质的单位进行转运处置，不在站场内暂存。

4.6.1.4 废油

钻井过程中废油的主要来源有：a、机械（泥浆泵、转盘、链条等）润滑废油。b、钻井设备清洗与保养、泥浆循环罐掏罐产生的废油，如更换柴油机零部件和清洗钻具、套管等。本项目废油产生总量约 1.5t，由中国石油化工股

份有限公司江汉油田分公司采气一厂回收利用或交由有资质的单位回收。

4.6.1.5 废包装材料

本项目预计产生废包装材料 2400 个，由厂家或有资质的单位回收。

4.6.1.6 絮凝沉淀污泥

本项目预计产生污泥约 24t，压裂返排液絮凝沉淀污泥外运至一般工业固废处置场处置或资源化利用。

4.6.1.7 生活垃圾

本项目生活垃圾产生量共计 9.0t，在平台定点收集后，由环卫部门统一清运处置。

4.6.2 运营期固体废物环境影响分析

集气站无人值守，无生活垃圾产生。

4.6.3 退役期固体废物环境影响分析

停采后将进行一系列清理工作，包括地面设施拆除、封井等，在这期间，会产生少量生活垃圾。站内设备、管线等材料交由厂家回收利用。

4.7 土壤环境影响预测与评价

4.7.1 土壤环境影响类型及途径

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

本项目对土壤环境的影响主要为废水下渗影响，环境影响类型与影响途径见表 4.7-1，影响因子见表 4.7-2。

表 4.7-1 项目土壤环境影响类型与影响途径表

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 4.7-2 建设项目土壤环境影响源及影响因子识别

工程阶段	污染源	工艺流程/节点	污染途径	全部污染指标	特征因子	备注
建设期	放喷池	废水暂存	垂直入渗	COD、SS、BOD ₅ 、石油类、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			
	危险废物暂存区	危险废物收集	垂直入渗			
运营期	废水池、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、氨氮、氯化物	事故

4.7.2 施工期土壤环境影响分析

(1) 施工废弃物对土壤环境的影响

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

(2) 事故状态下对土壤的影响

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

4.7.3 运营期土壤环境影响预测与评价

运营期间，可能的影响主要为废水泄漏造成的土壤污染，会影响土壤中微生物生存，破坏土壤结构，可能增加土壤中 COD、石油类等污染物。

本项目土壤评价工作等级为二级，根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018），土壤预测与评价方法可采用附录 E 或进行类比分析，目前，建设单位在建南气田已开展多个平台建设，竣工环境保护验收时积累了较多的土壤质量监测数据，可整体反映天然气开发对土壤环境质量的影响，因此，本次选择类比分析法进行预测。

表 4.7-3 红页 3、红页 7、红页 13 平台验收土壤监测结果统计表 单位：mg/kg

监测项目	红页 3	红页 7	红页 13	GB36600-2018 第二类用地筛选值	数据来源
pH 值	8.40	5.74	8.64	/*	HBMC-监 〔2024〕第 2411618 号， 报告时间 2024 年 12 月 16 日
硫酸盐	0.36	0.06	0.25	/	
氯化物	28.5	24.94	29.92	/	
砷	16.7	14.0	13.0	60	
汞	0.040	0.028	0.038	38	
镉	0.2L*	0.2L	0.2L	65	
铜	16	24	10	18000	
铅	13	15	10	800	
镍	21	28	18	900	
铬	50	63	42	/	
锌	79.7	96.6	68.4	/	
钡	2.13	0.54	0.84	/	
石油烃 (C ₁₀ ~C ₄₀)	59	31	91	4500	

备注：“L”表示监测见过低于该方法检出限值，“/”表示该标准未制定标准值。

根据邻近其他平台验收监测数据，平台内各监测点均满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地的筛选值要求，建设单位在采取措施下未对土壤造成显著影响。本项目采取措施与区域平台采取的措施一致，根据类比分析，本项目在采取相同防渗措施下，可有效防止污染物泄漏污染土壤，不会对土壤环境影响造成显著影响。

4.7.4 退役期土壤环境影响分析

当不具备商业开采价值时或停止采气后将按照《废弃井封井回填技术指南（试行）》相关规定采取封井作业。废弃井封井回填工作流程包括废弃井判定、环境风险评估、封井回填与验收等步骤。本项目在采取相关措施后，对土壤环

境的影响较小。

同时，建设单位应按照《工矿用地土壤环境管理办法（试行）》（生态环境部令 部令 第 3 号）在“终止生产经营活动前，应当参照污染地块土壤环境管理等有关规定，开展土壤和地下水环境初步调查，编制调查报告……”。

工程设施退役后，建设单位或生产经营单位应当按照相关要求，采取有效生态环境保护措施。同时，按照《中华人民共和国土壤污染防治法》《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB 36600）的要求，对永久停用、拆除或弃置的各类井、管道等工程设施落实封堵、土壤及地下水修复、生态修复等措施。

4.8 环境风险评价

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，本项目目的层天然气主要成分为甲烷，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，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：q1，q2，...，qn-每种危险物质的最大存在总量，t；

Q1，Q2，...，Qn-每种危险物质的临界量，t。

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

根据项目特点，本次将 Q 值计算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/m³，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℃，此时，甲烷密度约 46.5kg/m³，集气站设 1 台 DN600 计量分离(单台天然气在线量约 2.0m³)、2 台 200kw 水套加热炉（约 1.6m³）、站内管线Φ168.3×6.5 长度约 100m、站内管线Φ76×12 长度约 200m，据此估算，集气站甲烷在线量约为 0.385t。

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 qn/t	临界量 Qn/t	Q 值
施工期	钻井工程	柴油	/	15	2500	0.006
		油基岩屑	/	60	2500	0.024

时段	工程阶段	危险物质名称	CAS 号	最大存在总量 qn/t	临界量 Qn/t	Q 值
		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				0.006256
运营期	站场	甲烷	74-82-8	0.385	10	0.0385
		项目 Q 值Σ				0.255142

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 169—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	W	153	散居居民	2 户约 8 人
	2	2#居民点	E	685	散居居民	2 户约 8 人
	3	3#居民点	S	895	散居居民	5 户约 20 人
	厂址周边 500m 范围内人口数小计					约 36 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	洋河溪	III		不跨国界	
	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	/	不敏感 G3	III	D1	/
	地下水环境敏感程度 E 值					E2

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，危险物质为天然气，天然气主要成分为甲烷，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，其特性见下表。

表 4.8-3 柴油的危险特性

标识	中文名	柴油	英文名	Dieseloil	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下表。

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:

苏联车间空气中有毒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，钻井过程中钻遇地层之间可能含有硫化氢气体，硫化氢特性见下表。

表 4.8-5 H₂S 物理化学特性表

国标编号	21006		
CAS 号	7783-06-4		
中文名称	硫化氢		
英文名称	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

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

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，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天然气集输过程中管线、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废水池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。

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、站内管线等	甲烷	大气	泄漏引起火灾	周边居民	运营期
4		废水池、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

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 H₂S 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洋河溪汇水区，距下游磨刀溪直线距离约 6.8km，距离较远，本项目废水池总容积 1000m³，单格池体最大容积为 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。

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 转运事故影响分析

(1) 风险源、途径、环境敏感目标

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

(2) 风险防范措施

柴油、废水、油基岩屑等的拉运车辆均采用特种车辆拉运，且外委具有相应资质的单位进行运输。为减少固废、采出水运输风险，遵循就近处置原则，建议本项目产生的水基岩屑、油基岩屑、采出水等与石柱县相关有资质单位签订处置协议。运输单位应当根据物品危险特性采取相应的安全防护措施，并配备必要的防溢、防漏、防晒等防护用品和应急救援器材，途经村镇、地表水体时，应减速慢行，观察并安全通过。

（3）应急要求

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

4.8.4.10 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。

中国石油化工股份有限公司江汉油田分公司采气一负责指导本项目的环

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、进入小河坝组地层前 $50\text{m}\sim 100\text{m}$ 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。

l、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)、《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) 钻井液漏失污染防范

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调查，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。

(7) 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。

(8) 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。

（9）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。

（10）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。

（11）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。

(12) 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。站内管线及设备设有手动放空，放空阀后与放空系统相

连；集气站设置有放空火炬，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。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，进行报警。

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，对废水池、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 8，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 采出水泄露风险防范措施

（1）风险源、途径、环境敏感目标

当废水池或采出水管线破损时，废水泄漏可能造成土壤或地下水污染。

（2）风险防范措施

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

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

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

（3）应急要求

当罐体发生渗漏时，应立即将罐体的中废水全部转运至废水池暂存。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废水池内。同时，对罐体进行修复，对渗漏部位进行加固和防渗处理，经承压试验合格后方可再次使用，避免再次发生泄漏事故。

若管线发生泄漏应立即关闭污水管线阀门，减少泄漏量；查询泄漏位置对污水管线进行修补或置换，验收合格后，方能投入使用。若因污水泄漏导致周边具有饮用水功能的泉点或水井受到污染，建设单位应积极采取补救供水措施，利用供水车给受影响居民供应饮用水或采取其他供水措施，解决居民的生活饮

用水问题，直至饮用水泉点水质恢复为止。

4.8.5.5 采出水转运事故应急措施

（1）风险源、途径、环境敏感目标

在废水转运过程中，若发生翻车等意外能可能造成危险物质外溢，对周边土壤、地下水造成污染。

（2）风险防范措施

本项目废水拉运车辆均采用特种车辆拉运，废水转运罐体为钢板密封罐，发生翻车泄漏的几率很小，且外委具有相应资质的单位进行运输。运输单位应当根据物品危险特性采取相应的安全防护措施，并配备必要的防溢、防漏、防晒等防护用品和应急救援器材，途经村镇、地表水体时，应减速慢行，观察并安全通过。转运时应避开大雾、暴雨等恶劣天气，在车辆行驶在河流旁边时，应减速慢行，观察并安全通过。加强转运风险防范措施后，其环境风险在环境可防可控。

（3）应急要求

运输车辆发生事故后，按照相应的应急处置预案和操作规程妥善处置，若无法处置，应及时扩大应急响应，上报建设单位及当地生态环境主管部门。对可能受影响的居民或企业进行通报，告知风险信息。

4.8.5.6 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 CO_2 和 H_2O 。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石柱县环境应急监测能力

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，项目所在的石柱县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。

4.8.5.7 地下水环境风险防范措施

(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) 加强地下水水质监测,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。

4.8.5.8 环境风险应急预案

中国石油化工股份有限公司江汉油田分公司采气一厂已组织编制了《石柱工区突发环境事件应急预案》和《石柱工区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：5002402025040001；应急预案备案号：500240-2025-003-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国石油化工股份有限公司江汉油田分公司采气一厂石柱工区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 4.8-7 建设项目环境风险简单分析内容表

建设项目名称	建志 101 开发评价井组项目				
建设地点	重庆市	石柱县	黄水镇	清河村	(/)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废水池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 钻井工程

该施工阶段废水包括剩余水基钻井液、雨水、生活污水。

(1) 剩余钻井液

钻井过程中钻井液全部在循环罐内循环，不外排。清水钻井液直接在循环罐内用于配制水基钻井液，水基钻井阶段完钻后，剩余水基钻井液由井队回收，用于后续钻井工程。

中国石油化工股份有限公司江汉油田分公司采气一厂根据已开发的平台钻探情况，确立了区域天然气钻井用统一的水基/油基钻井液体系，本项目水基、油基钻井阶段结束后，剩余水基/油基钻井液可随钻井队用于本平台或区域其他平台后续钻井工程使用。

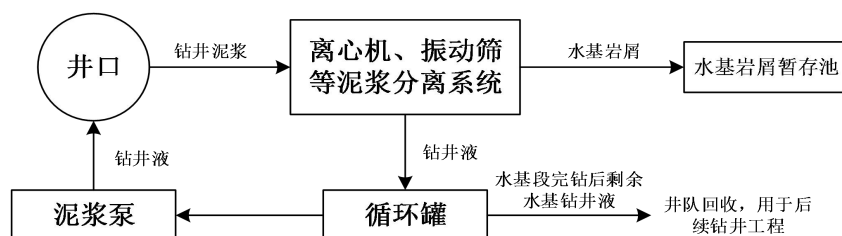


图 5.1-1 本项目钻井过程中钻井液循环方式

(2) 场地雨水

井场四周修建截排水沟，雨水就近排入附近溪沟；井场内沿井口基础周围修建场内排水明沟，接入井口方井，再泵入水池收集暂存后，用于本平台储层改造阶段的压裂工序。该措施简单，主要是修建排水沟，效果明显，在各钻井井场广泛使用，措施可行。

(3) 生活污水

井场及生活区各设置 1 个环保厕所，生活污水经环保厕所收集后农用或交由第三方环保公司拉运至地方生活污水处理厂处置。

5.1.1.2 储层改造工程

该施工阶段废水包括雨水、生活污水、洗井废水和压裂返排液，其中，雨水及生活污水的处置方式与钻井阶段一致。

在钻井阶段，废水池主要用于收集雨水及洗井废水，放喷池用于非正常工况下的点火。储层改造工程阶段，压裂施工前，废水池用于存放清水配置压裂返排液，测试放喷后，废水池和放喷池用于暂存压裂返排液。压裂施工结束后，池体无压裂返排液暂存。运营期间，废水池用于存放采出水，放喷池用于非正常工况下的应急使用。

(1) 压裂返排液

①废水暂存

根据施工计划，本项目气井分别逐井压裂，一口井压裂完毕后，再进行下一口的压裂。上一口井产生的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，回用于本平台下一口井或其他平台气井压裂工序。本项最大压裂返排液产生量为 2000m³。储层改造期间，井场配液罐容积约 1600m³，放喷池容积为 200m³，废水池容积 1000m³，平台最大暂存容积约 2800m³，可用暂存压裂返排液，容积满足本项目压裂返排液暂存要求。

②回用计划

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，优先回用本平台压裂工序，最后一口井压裂返排液拉运至区块其他平台压裂回用，无法回用时，采用罐车拉运至至建 68 侧 1 井污水处理站，经处理后通过回注管线回注到建 47 侧平 1 井。

当池体容积空高低于 0.5m 时，施工单位应采取措施控制返排速率，将平台内压裂返排液外运处置，保证水池保持规定的安全空高，避免废水外溢。

表 5.1-1 压裂液回用水质要求

项目	重复利用指标	处理方法
矿化度, mg/L	≤3×10 ⁴	絮凝沉淀、杀菌
pH	5.5-7.5	
Ca ²⁺ +Mg ²⁺ , mg/L	≤1800	
悬浮固体含量, mg/L	≤25	
硫酸盐杆菌 SRB, 个/mL	≤10	

项目	重复利用指标	处理方法
腐生菌 TGB, 个/mL	≤25	
铁菌 FB, 个/mL	≤25	

采用“混凝沉淀+杀菌”处理工艺，污水处理工艺流程图见图 6.1-2。

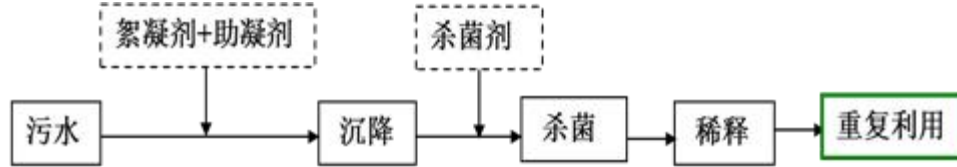


图 5.1-2 污水处理工艺流程

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

本项目压裂返排液处理、转运及回用费用约 24.0 万元。通过上述措施做到废水不外排，消除对地表水环境的影响是可行的。

5.1.1.3 油气集输工程

项目施工时间短，生活污水量小，水质较为简单，施工人员生活污水采用环保厕所收集后用作农肥，项目周边旱地较多，能够消纳，措施可行。

5.1.2 地下水污染防治措施可行性论证

(1) 选址

平台在选址上已避开了区域大断层、地下暗河等不利地质区域，导管段采取清水钻井方式；当钻井期间钻井液发生泄漏时可采用清水强钻套管封隔技术、速凝水泥堵漏技术、井口充砂技术、复合堵漏袋、尼龙袋堵漏工具、投入用水溶性壳体组成的堵漏物质等对泄漏位置进行堵塞。

(2) 防渗分区

本项目根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）、《地下水污染防治实施方案》（环土壤〔2019〕25 号）、《地下水污染源防渗技术指南（试行）》以及建设项目场地天然包气带防污性能、污染控制难易程度和污染物特性提出防渗技术要求。

项目所在区域地下水类型主要为基岩裂隙水，包气带岩性为黏土层和泥岩，包气带防污性能强。

井场内井口区（方井前后地坪，井架基础前端 1.5m 范围内的地坪，井架

基础和柴油机基础左侧 1.5m 范围内的地坪）、循环罐区（储备罐、循环罐、泥浆泵区）、柴油罐储存区、盐酸罐区布置在地面上，易于观察到污染物泄漏和处置，污染控制程度为“易”。放喷池、废水池为半地下式钢筋混凝土结构，难于观察到污染物泄漏和处置，污染控制程度为“难”。

本项目污废水主要污染物为 pH、色度、COD、石油类、SS、氯化物等，非重金属、非持久性有机物污染物。

由以上分析，并结合地下水导则及《非常规油气开采污染控制技术规范》（SY/T 7482-2020）要求，钻机基础区域、钻井液循环系统、放喷池、废油暂存区、柴油罐区、油基岩屑收集贮存区、柴油发电机房等涉及含油材料或废物流转的区域为重点防渗区，除重点防渗区外的井场作业区为一般防渗区。

表 5.1-2 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
危险废物暂存区	重点防渗	按 GB18597 的要求，应铺设 150mm 混凝土或 2mm 厚高密度聚乙烯膜、渗透系数不大于 10^{-10}cm/s ，或采取铺设渗透系数不大于 10^{-10}cm/s 、至少 2mm 厚的其他人工材料的防渗措施
油基岩暂存区	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	
循环罐区	重点防渗	
放喷池	重点防渗	
废水池	重点防渗	
钻机基础区（井口区）	重点防渗	
放控区	一般防渗区	一般防渗区应按照 GB 18599 的要求，防渗性能不低于 1.5 米厚渗透系数为 $1.0 \times 10^{-7}\text{cm/s}$ 黏土层的防渗性能
水基岩屑暂存区	一般防渗区	
原辅材料暂存区	一般防渗区	
压裂液罐区、配液撬、压裂机组区域、供液撬	一般防渗区	

（3）应急防控措施

应加强对泉点的监测，一旦发现水质受到影响，应立即停工，对渗漏区域防渗层进行检查和修复，避免污染物的进一步泄漏和扩散。施工期间应加强对周边泉点的巡视和水质监测，在发现居民泉点受影响时，建设单位应积极采取补救供水措施，利用供水车从附近乡镇运水给受影响居民供应饮用水或采取其

他供水措施，解决居民的生活饮用水问题，直至饮用水泉点水质恢复为止。

通过以上措施可有效预防地下水污染，措施可行。

5.1.3 大气环境污染防治措施可行性论证

(1) 扬尘

对易扬散材料（如水泥、石灰等）的运输要采取包封措施，最大限度地减少洒落现象。加强施工场地的防尘洒水，洒水频率视天气及具体情况而定；临时性用地等使用完毕后要及时恢复植被；

在装卸材料时应规范作业，文明施工，减少扬尘的产生；

严禁施工现场搅拌混凝土，项目应使用商品混凝土，严禁施工现场搅拌混凝土；

运输车要采取密闭运输，防止撒漏；进出场地口道路应进行硬化，严禁超载。

(2) 燃油废气

柴油机发电机等设备使用符合国家标准柴油，经自带的排气筒排放。定期对燃油机械、消烟除尘等设备进行检测与维护。

(3) 施工机具尾气

施工机具尾气中污染物主要有 NO_x 、CO 和烃类，排放量小，具有间断性特点，且施工作业均位于室外，通过加强设备维护，对环境影响小。

(4) 测试放喷废气

测试放喷废气主要采用地面燃烧处理，测试放喷管口高为 1m，采用短火焰灼烧器，修建放喷池降低热辐射影响，放喷池采用耐火砖修建。该技术在钻井工程中广泛应用，技术成熟可靠，措施可行。

(5) 前置酸配制产生盐酸雾

现场将酸罐呼吸孔排放的少量盐酸雾引至水封罐，被罐中的水吸收后排入环境的量极少，水封罐中的水用于稀释盐酸，不外排。

5.1.4 噪声污染防治措施

施工期间，尽量选用低噪声的施工机械和工艺，加强各类施工设备的维护和保养，保持其良好的工况。

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

在柴油发电机组供电时夜间钻井噪声对井场附近居民影响较大，由于钻井作业为高大施工设备，采气隔声难度大，因此主要采取租用和功能置换的方式降低对周边居民的影响，同时通过宣传讲解、争取谅解的方式，将噪声对周边环境的影响降至最低。钻井噪声影响是暂时性的，钻井结束后影响即消失。

本项目采用电驱压裂机组进行压裂，压裂噪声影响相对较小。测试放喷时产生的高压气流噪声源强为 100dB（A），持续时间短，通过放喷池放喷，可以降低一定的噪声，测试放喷噪声影响是暂时的。

油气集输工程施工期间严格执行建筑工程夜间施工临时许可制度，合理安排施工时间，禁止在夜间（22:00~6:00）进行施工作业，运输作业应尽量安排在昼间进行。运输车辆途经保护目标时应限速、禁鸣。

5.1.5 固体废物污染防治措施

5.1.5.1 清水岩屑

本项目清水岩屑产生量约为 438m³，本项目产生的清水屑清水钻井岩屑进行固液分离后可用作井场消防砂或铺垫井间道路。

5.1.5.2 水基岩屑

本项目采用泥浆不落地技术，随钻收集处理水基钻井泥浆和岩屑。水基岩屑经不落地系统收集、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》（GB 18599-2020）的相关规定在水基岩屑暂存区存放，随后外运用于资源化利用。同时应按照《一般工业固体废物管理台账制定指南（试行）》（生态环境部公告 2021 年第 82 号）建立一般工业固体废物台账。

暂存区采用砖混结构，基础下部采用 20cm 厚砂砾（卵）石层，面层为 20cm C25 混凝土+水泥基结晶型防渗涂料作防渗处理，上部搭设雨棚。

水基岩屑产生量约 3403m³，经岩屑不落地系统收集后，外运用于资源化利用。

本项目水基岩屑处置费用为 68.0 万元。

5.1.5.3 油基岩屑

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，井场内油基岩屑的贮存应按照危险废物进行管理。钻井期间产生的油基岩屑转运和处置工作交由有危险废物处置资质的单位进行转运处置。

危险废物的收集、临时储存和转运应满足《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》、《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）、《危险废物收集、贮存、运输技术规范》（HJ2025-2012）、《危险废物转移管理办法》（生态环境部、公安部、交通运输部令第23号）等相关要求。同时根据《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》要求，产生、收集、贮存、运输、利用、处置危险废物的单位，应当依法制定意外事故的防范措施和应急预案，并向所在地生态环境主管部门和其他负有固体废物污染环境防治监督管理职责的部门备案。项目应加强以下措施：

A、收集作业

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

②作业区域内应设置危险废物收集专用通道和人员避险通道。

③收集时应配备必要的收集工具和包装物，以及必要的应急监测设备及应急装备。

④危险废物收集应填写记录表，并将记录表作为危险废物管理的重要档案妥善保存。

⑤收集结束后应清理和恢复收集作业区域，确保作业区域环境整洁安全。

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

B、危险废物贮存

①危险废物贮存设施应配备通讯设备、照明设施和消防设施。

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

③建设单位应明确危险废物贮存设施现状，包括设施名称、数量、类型、

面积及贮存能力，掌握贮存危险废物的类别、名称、数量及贮存原因，提出危险废物贮存过程的污染防治和事故预防措施等内容。

C、危险废物的运输

本项目危险废物委托外单位运输危险废物的，建设单位应定期对承包商进行检查。

①危险废物公路运输应按照《道路危险货物运输管理规定》（交通运输部令 2019 年第 42 号）、JT617 以及 JT618 执行

②运输单位承运危险废物时，应在危险废物包装上按照 GB18597 附录 A 设置标志。

③危险废物公路运输时，运输车辆应按 GB13392 设置车辆标志。

④危险废物运输应遵守危险货物运输管理的相关规定，按照危险废物特性分类运输。

D、危险废物转移

按照《危险废物转移管理办法》（部令 第 23 号），实施转移联单制度，转运台账应清楚，杜绝油基岩屑沿路抛洒和随意弃置的情况。

本项目油基岩屑处置费用为 132.0 万元。

5.1.5.4 废防渗材料处置

本项目场地清理产生沾染废油的废防渗材料约 0.3t，交有资质单位转运处置。

5.1.5.5 废油

本项目废油产生量约 1.5t，由中国石油化工股份有限公司江汉油田分公司采气一厂或有资质的单位回收处理。

5.1.5.6 废包装材料

本项目产生的废包装材料由厂家或有资质的单位回收。

5.1.5.7 絮凝沉淀污泥

压裂返排液絮凝沉淀污外运至一般工业固废处置场处置或资源化利用。

5.1.5.8 生活垃圾处置

井场、生活区各设 1 处垃圾收集点，定期由环卫部门统一清运处置。生活

垃圾处理措施可行。本项目施工期生活垃圾处置费用总计约 5.0 万元。

5.1.5.9 土石方

工程总挖方 0.5 万 m^3 ，总填方 0.5 万 m^3 ，土石方平衡，对周边环境影响较小。

5.1.6 土壤环境保护措施

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

（1）源头控制

主要包括在设备、污水储存处理构筑物采取相应措施，防止和降低污染物跑、冒、滴、漏，将污染物泄漏的环境风险事故降到最低程度；放喷临时管线地上敷设，做到污染物“早发现、早处理”，减少泄漏而造成的土壤及地下水污染。在水池的工程设计、施工、运行管理等源头方面采取控制措施，施工期间，雨水、压裂返排液及时回用，将泄漏的可能性降到最低限度。

（2）过程防控

1）井场采取分区防渗措施，钻井工程中的化工药品堆存区设置遮雨棚及围堰，地面铺设防渗膜，因此只要加强化工药品的管理，就可以有效避免污染物泄漏污染土壤。井队设 2 个柴油罐，每个 10m^3 ，临时存储钻井用柴油，单个井队最大储存量 15t，日常储量 10t，柴油罐均设置围堰，且油罐为成套钢质油罐，柴油发生大量泄漏的概率很小，一般情况管道阀门泄漏，少量跑冒漏滴均收集围堰范围内，可有效防止土壤污染。在压裂过程中，井场设置 12 个盐酸储罐，每个储罐 10m^3 ，临时储存量一般为 120m^3 。盐酸罐区井场地面采用混凝土硬化，并设置临时围堰，围堰容积不小于单个罐体最大储存量。同时，压裂机组地面铺设防腐防渗膜及围堰，可有效防止土壤污染。

2）本项目钻井采用水基岩屑不落地装置进行处理，保证废水、水基岩屑不落地，井场内各池体均采取防渗处理，在严格执行各项环保措施，项目钻井废水和钻井泥浆对土壤影响很小，影响范围有限，后期土地整治后可恢复土壤生产力。

3）井场采取全覆盖监控，在平台内设置 1 台室外网络高清球型摄像机用

于对新建平台的工艺设备区进行监控；设置 1 台室外网络高清枪式摄像机对大门口进出人员情况进行监视；以便预防意外闯入和及时发现险情给予报警及火灾确认等。

5.1.7 生态环境保护措施

（1）施工期生态环境影响减缓与避免措施

①在满足施工条件下，严格控制临时施工作业带，尽量减少对植被的破坏；施工期应避开雨天与大风天气，减少水土流失量。

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

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

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

（2）施工迹地恢复

a、基本农田管控要求

项目不占用基本农田，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，按照土地复垦要求对井场、道路、放喷池、废水池以外部分全部复垦。项目对基本农田的影响较小。

b、施工迹地恢复要求

完工后及时拆除工棚、生活区等临时设施，并进行迹地恢复。其上覆土 30cm，种植区域常见植物。对施工期用于工棚、施工便道等临时占用的耕地，应严格按照占多少还多少的原则，予以全部还耕；对施工区形成的裸地要及时采取工程措施，可绿化的土地要全部进行绿化。场地内建筑物垃圾、生活垃圾清扫干净后，施工单位方可退场，防止工程弃渣挤占植被生存空间。

c、临时占地复垦规划

对本工程施工临时占用的耕地，在施工期根据占用面积给予影响人口相应的补偿，施工结束后进行土地恢复、农业复垦，及时归还农户耕种；对临时占用的林地，采取对林地上的林木进行一次性补偿，待施工结束后再进行林地恢

复。土地复垦工作应遵循“谁破坏，谁复垦”的原则，建设单位需严格按照《土地复垦条例》（国务院令第 592 号）的要求，编制项目土地复垦方案，进行土地复垦，使其恢复到可供利用状态，并优先用于农业。

（3）植物多样性及植被保护措施

为减免项目建设和运行对评价范围造成的不利影响，工程设计中应尽量减少施工影响面积，以便把施工对生物多样性的破坏降至最低。在施工过程中，林业、环保等主管部门，有权监督施工过程中生物多样性保护的措施是否落实。

本项目占地区域及项目评价范围内，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，做好施工人员吸烟和其他生活、生产用火的火源管理。

评价范围内涉及地方公益林，应加强对施工人员的防火宣传教育，增强防火意识；建立施工区森林防火及火警警报系统和管理制度，一旦出现火情，立即向林业主管部门和地方有关主管部门进行通报，同时组织人员协同当地群众积极灭火，以确保施工期内施工区附近区域的森林资源火情安全。

施工过程中若发现珍稀植物时，不得进行砍伐和破坏，应对其进行移栽及抚育，并及时向林业部门报告。

（4）对陆生野生动物的保护对策

施工期保护措施如下：

①对两栖类、爬行类动物的保护措施

a.由于两栖类动物行动速度相对较慢，在施工开始前应采用在直接占用区实施人工生境诱引的方法，使两栖类离开施工区。

b.在施工过程中如发现两栖类动物应停工避让或人工放逐到施工区外。

c.不得人为损伤、捕捉爬行类动物。

②对鸟类与兽类的保护措施

a.合理安排工作时间，尽量避免夜间施工，降低强灯光对附近山体的照射

时间。

b.施工过程中使用降噪设备，降低噪声影响范围。

c.利用标牌、指示牌等宣教手段，开展宣传教育工作。

d.施工区范围相关的施工标识应完整、规范，以合理引导评价范围交通，降低施工对评价范围的影响。

e.运输车辆以无鸣笛方式在评价范围运行，减少对鸟类与兽类的干扰。

f.施工车辆行进中发现野生动物通过公路，应主动停车避让，让其安全通过；禁止强行驱赶和鸣喇叭惊吓野生动物。

施工中如发现国家和省级珍稀保护动物，不得随意捕杀和伤害，应及时向林业部门和生态环境部门报告，并加以保护。

（5）景观生态体系的保护与减缓措施

为减缓工程建设带来的视觉影响和保持与当地自然景观的协调，建议采取标志牌等对施工临时构筑物、施工营地等进行遮挡封闭，规范施工活动，同时文明施工。对建筑物的设计也要考虑与当地景观协调一致，建议在保证工程建筑物安全稳定的基础上，体现与自然景观相融合的建筑物风格。不要标新立异，破坏当地景观的风格。

（6）对森林生态影响减缓措施及建议

①要采取有效措施预防森林火灾

在该项目建设施工期间，应加强防护，如在施工区、临时居住区及周围山上竖立防火警示牌，划出可生火范围、巡回检查、搞好消防队伍及设施的建设等，以预防和杜绝森林火灾发生。森林火灾主要发生的时间是 11 月和次年的 4 月，在施工期间，严禁施工人员携带火种进入森林，在林区严禁一切野外用火，由于山区气温较低，施工人员需要烤火，环境监理工作要把森林防火放在重要的地位。

②严格执行环境保护各项政策法规

根据生态现状调查和影响预测评价，必须严格执行环境保护各项方针、政策法规，认真落实森林植被和野生动物保护等各项措施，以评价范围建设为契机，促进周围生态环境保护 and 建设，促进本区域的社会、经济、环境协调持续

发展。

③开展生态监测和管理

该项目建设施工期应进行生态影响的监测或调查。在施工期间，对该项目建设施工有关的区域进行监测。通过监测，加强对生态的管理，在工程管理机构，应设置生态环境管理人员，建立各种管理及报告制度，开展对工程影响区的环境教育，提高施工人员和管理人员环境意识。通过动态监测和完善管理，使生态向良性或有利方向发展。

④临时占地区的合理选择及植被恢复措施

对于工程临时占地的选择必须以生态效益优先为原则，将项目的建设对林地的影响降到最低。临时施工占地应遵循以下原则：

整个项目的施工，必须严格按照划定区域以内进行，严禁突破。工程占地对植被的破坏是不可避免的，但通过相应的补救恢复措施，可以最大限度的降低负面效应。

工程建成后，对临时施工占地必须恢复植被，尽量减少对区域自然景观的影响，应植树种草，尽量恢复原有生境。重点是临时堆土场的植被恢复。树种的选择应以该地区的优势树种为主，考虑到项目的特殊位置，避免引进外来物种。结合实际效益和造林成本，推荐该地区的优势种，能和当地的环境相融合，并尽快起到恢复生境，防止水土流失的目的。

（7）开展宣传教育及培训工作

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

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

本项目生态环境保护措施费用共计约 60 万元。

5.2 运营期污染防治措施可行性论证

5.2.1 地表水污染防治措施

（1）运营期废水处置方式

运营期废水主要为采出水，采用罐车外运回用或外运至建 68 侧 1 井污水处理站，经处理后通过回注管线回注到建 47 侧平 1 井。

（2）采出水依托可行性分析

本次环评从建 47 侧平 1 井（回注井）的服务范围、处理工艺、回注能力等方面分析本项目污废水回注的可行性。

基本情况：建 47 侧平 1 井位于石柱县石家乡，隶属于本项目建设单位中国石油化工股份有限公司江汉油田分公司采气一厂。2014 年编制了环评报告，并取得了环评批复（渝（石-四治）环准〔2014〕4 号）；同年开展了竣工环保验收，取得了竣工环保验收批复（渝（石-四治）环验〔2014〕26 号）。根据《建南气田南高点采气区南区采集输气井站及管线项目环境影响报告书》，建 47 侧平 1 井为回注井，回注深度 2042.42~2095.44m，回注层位是须家河组，在当地含水层和隔水层以下，且回注层地质封闭性好；回注层段为砂岩地层，物性较好，具有较好的吸水能力，其上覆地层发育有几套完整的生储盖组合，纵向上相互不连通，均能独立成藏；同时，地震资料显示，建 47 侧平 1 井整套须家河组保存形态完好，未受到断层影响，注入水不会上窜至含水层。目前，建 47 侧平 1 井已稳定运行，可进行废水回注。

回注站服务范围：根据《建南气田南高点采气区南区采集输气井站及管线项目环境影响报告书》及建设单位提供的相关资料，建 47 侧平 1 井（回注井）主要服务对象为周边石柱、万州、梁平、云阳等地区天然气勘探开发过程中产生的污废水，包括钻井施工过程中产生的钻井废水、压裂返排液，以及生产运行过程产生的气田水等。本项目位于建 47 侧平 1 井（回注井）服务范围内。

回注污水处理工艺：建 47 侧平 1 井回注的地面污水处理站位于建 68 侧 1 井井场内，建 68 侧 1 井位于建 47 侧平 1 井东侧约 800m 处；在污水处理站处理达标后的污水通过回注水管线输送至建 47 侧平 1 井内回注。

在建 68 侧 1 井的污水处理站内设置有 1 个 $\phi 3000\text{mm} \times 5900\text{mm}$ 的玻璃钢罐、1 个容积 3600m^3 调节池、 200m^3 混凝沉淀池、2 台注水泵、1 个 100m^3 污泥浓缩池，各类池体已做防渗防腐处理。污水处理站的调节池接纳各井场来水，并调节水质水量；然后在混凝沉淀池内经混凝沉淀去除水中悬浮物；最后利用注

水泵从出口吸水增压至注水压力后，通过污水回注管注入建 47 侧平 1 井。注水水质执行《气田水回注方法》（SY/T 6596-2016）、《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T 5329-2022）的推荐水质指标。污水处理站的处理工艺如下：

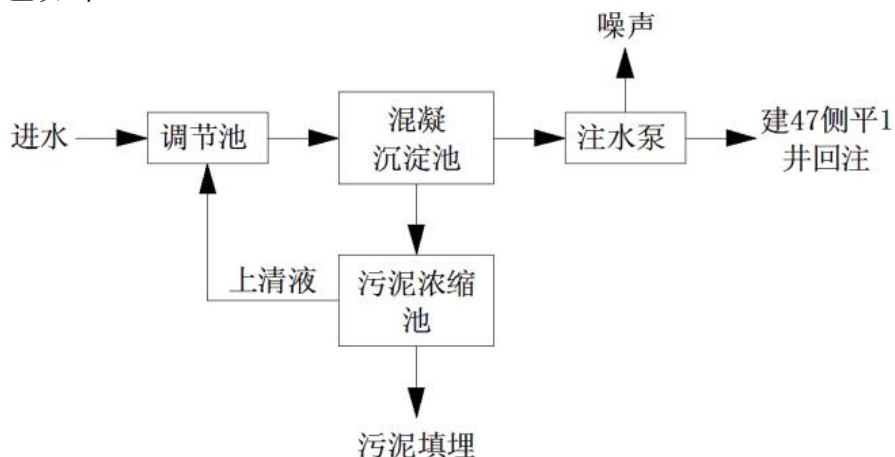


图 5-3 建 47 侧平 1 井回注污水处理站工艺流程图

回注能力分析：根据《建南气田南高点采气区南区采集输气井站及管线项目环境影响报告书》及建 47 侧平 1 井试注水情况报告可知，建 47 侧平 1 井回注站内设置有调节池约 3600m³，污水提升泵扬程 20m，注水泵出口压力 10MPa，流量 5m³/h，设计回注规模为 120m³/d；经调查，现状实际回注量约 52m³/d，富余回注能力为 68m³/d。根据试注试验和运行情况调查，表明建 47 侧平 1 井具有持续的注入能力，地层可容纳能力强，井身结构良好，能满足废水的回注要求。本项目预计每天运往回注站的水量最大约 20m³/d（每天 1 车次，每车运输量 20m³），故回注井富余能力满足本项目处理需求。

④转运措施分析

本项目采出水如果外运至建 47 侧平 1 井进行回注处理，每天运输约 1 车，每车 20m³，非连续运输。根据井场污水池内污废水的存放情况安排运输，确保污水池在安全容积的情况下运行，避免外溢。拉运路线见附图 10。

对压裂返排液转运采取如下环保管理措施：转运前制定好运输路线，主要沿 Y082 乡道方向运输；废水承运单位选择气田水专用罐车转运，转运时采取罐车密闭输送；承运单位开展运输工作前，应对运输人员进行相关安全环保培

训，废水运输车辆等必须符合安全环保要求，装卸和运输废水过程中不得溢出和渗漏；对承包废水转运的承包商实施车辆登记制度，为每台车安装 GPS，并纳入建设单位的 GPS 监控系统平台；废水承运人员进入井场装卸废水，必须遵守建设单位有关安全环保管理规定；转运过程做好转运台账，废水车辆运输严格执行三联单转运和签认制度，签认单复印件存档备案，保存期不得少于二年；尽量避免在雨天和大雾天等恶劣天气进行转运，运输车辆配备堵漏工具，定期对罐车进行安全检查，严格遵守交通规则，避免交通事故发生；废水转运前应及时向当地生态环境局报备，以便其监督管理。

综上所述，在采用严格的环境管理措施情况下，本项目压裂返排液外运回注处理措施是合理可行的。

5.2.2 地下水污染防治措施

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

（1）源头控制

运营期，集气站采出水前期用于配制压裂返排液，后期进入废水处理站处理达标后排放。在输气管道的工程设计、施工、运行管理等源头方面采取控制措施，将废水泄漏的可能性降到最低限度。

（2）分区防渗

根据《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）表 7 结合场地天然包气带防污性能、污染控制难易程度和污染物特性。本项目润滑油存放点、放喷池重点防渗区，污水罐区、泡排剂堆存区、设备区为一般防渗，其他为简单防渗区。

表 5.2-1 集气站各构筑物防渗要求一览表

构筑物名称	防渗分区	防渗技术要求
放喷池	重点防渗区	按 GB18597 的要求，应铺设 150mm 混凝土或 2mm 厚高密度聚乙烯膜、渗透系数不大于 10^{-10}cm/s ，或采取铺设渗透系数不大于 10^{-10}cm/s 、至少 2mm 厚的其他人工材料的防渗措施
废水池	重点防渗区	
设备区	一般防渗区	一般防渗区应按照 GB 18599 的要求，防渗性能不低于 1.5 米厚渗透系数为 $1.0\times 10^{-7}\text{cm/s}$ 黏土层的防渗性能
站场其他区域	简单防渗区	/

（3）跟踪监测

依据地下水导则跟踪监测原则和《地下水环境监测技术规范》的技术要求，结合环境管理对监测工作的需要，本项目应选择具有相关资质的监测机构和人员进行监测，监测的指标按国家现行的检测标准进行检测。

监测点布设原则：本次跟踪监测在现状监测点的基础上，根据场地所在水文地质单元情况，依据单元内井场的位置和地下水补径排特征，以游为监测基准点，兼顾和重点考虑单元内地下水敏感目标。

监测因子：pH、氨氮、溶解性总固体、耗氧量、总硬度、COD、氟化物、挥发性酚类、砷、钡、六价铬、氯化物、石油类等。

监测频率：每年 1 次，发现有地下水污染现象时需加密采样频次。

监测要求：本项目应选择具有相关资质的监测机构和人员进行监测，监测采样方法应符合国家现行的相关质控标准。

表 5.2-2 地下水跟踪监测点一览表

编号	监测点	备注
1#	井场东侧约 880m	地下水流向下游

本项目各阶段按照跟踪监测计划对地下水环境进行跟踪监测后，建设单位应按相关规定对监测结果及时建立档案备查。如发现异常或发生事故，加密监测频次，并根据污染物特征增加监测项目，并分析污染原因，确定泄漏污染源，及时采取应急措施，并按照《突发环境事件应急监测技术规范》（HJ589-2021）相关要求，进行地下水应急监测。

（4）应急响应

无论预防工作如何周密，污染事故总是很难根本杜绝，因此，必须制定地下水污染应急响应预案，明确污染状况下应采取的控制污染源、切断污染途径、封闭、截流等措施，提出防止受污染的地下水扩散和对受污染的地下水进行治理的具体方案。本项目制定的应急响应程序如下图所示。

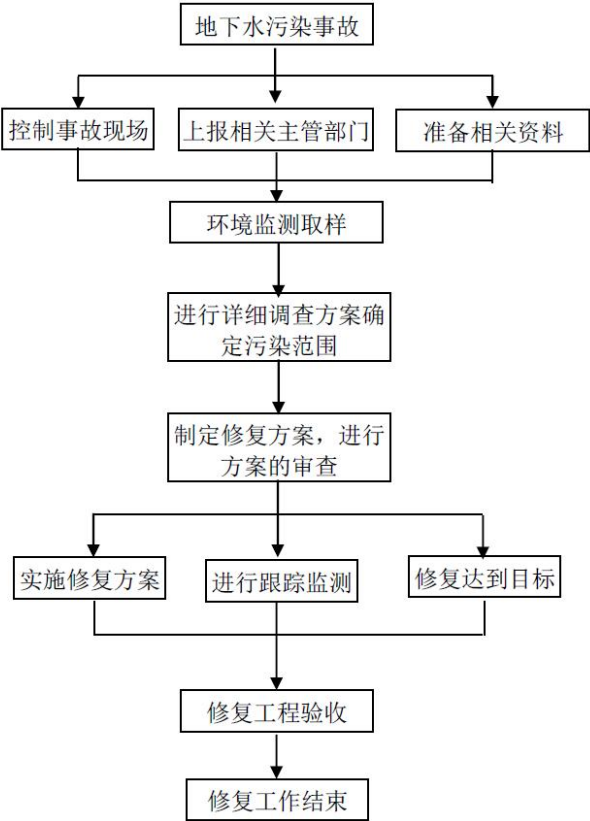


图 5.2-1 地下水应急响应

①制定风险应急预案

制定风险事故应急预案的目的是在发生风险事故时，能以最快的速度发挥最大的效能，有序地实施救援，尽快控制事态的发展，降低事故对地下水的污染。因此，建设单位应编制相应的应急方案，并将地下水风险纳入建设单位环境风险事故评估体系中，制定应急预案防止对周围地下水环境造成污染。

②成立事故应急对策指挥中心

建设单位应成立由多个部门组成的事故应急对策指挥中心，统筹负责在发生事故后进行统一指挥、协调处理好抢险工作。

③建立事故应急通报网络

建设单位应建立事故应急通报网络，由消防部门、环保部门、卫生部门、水利部门及公安部门等组成。若发生事故时，第一时间通知上述部门协作，采取应急防护措施，现场操作人员应立即以无线对讲机或电话向负责人报警；负责人在接报后立即确认事故位置及大小，及时用电话向事故应急对策指挥中心报警；事故应急对策指挥中心在接报后，按照应急指挥程序，立即用电话向环

保部门、卫生部门、水利部门以及消防部门发出指示，指挥抢险工作；应急响应过程可分为接警、判断响应级别、应急启动、控制及救援行动、扩大应急、应急终止和后期处置等步骤。应针对应急响应分步骤制定应急程序，并按事先制定程序指导事故应急响应。

④相应的应急措施

在项目建设和运营期间一旦发生地下水污染事故，应立即按照提前制定的应急预案迅速控制项目区事故现场，切断污染源，对污染场地进行清源处理，同时上报相关部门进行善后。对于受污染区域通过长期监测井作为应急抽水井开展抽水，形成水力截获带，控制污染羽，并监测地下水污染物浓度。发生风险事故后，对于受影响的饮用水源应利用罐车拉运或其他水井应急供水，解决群众饮水问题，确保区域内居民用水不会出现问题。

5.2.3 大气污染防治措施

项目运营期水套加热炉燃烧废气经 8m 高排气筒达标排放。

集气站管线在超压等非常工况时会产生放空废气，通过 15m 高放空火炬燃烧后排放，放空火炬日常保持燃烧状态。

5.2.4 噪声污染防治措施

运营期间，项目分离设备等采用减振、隔声等降噪措施，管道采用柔性连接，减小运营期设备噪声对周围声环境的影响。

5.2.5 固体废物污染防治措施

运营期间，站场无人值守，无固体废物产生。

5.2.6 土壤环境保护措施

（1）源头控制措施

①因采出气不含 H_2S ， CO_2 分压 $\leq 0.021\text{MPa}$ 。根据《天然气脱水设计规范》（SY/T0076-2008）要求，采气管线不采取内防腐措施；单井采气管线采用加强级 3PE 防腐形式；

②设备、管道及钢结构表面除锈等级均为 Sa2.5 级。本工程新增设备主要为两相流量计、计量分离器橇和水套加热炉橇，设备本身自带防腐涂层。

（2）过程防控措施

①运营期，站场采用分区防渗，润滑油存放点、水池、放喷池为重点防渗区，其他为简单防渗区；

②集气站污水罐区设置围堰，地面进行硬化处置，以防废水发生地面漫流，防止土壤污染。定期对管道腐蚀情况及壁厚进行检测，发现问题及时处理，防止泄漏事故的发生；加强水池的巡视、罐车运输管理，保证废水不外溢；

③对管道及井口的压力进行实时监控，当发生泄漏事故时可通过压力变化及时发现，然后采取维抢修及回收落地油和被污染的土壤等措施控制事故对周围环境造成的影响，进一步防止污染地下水。

5.2.7 生态环境保护措施

本项目生态环境影响主要集中在施工期，运营期主要是集输站场设备噪声和灯光对动物的影响。设备运营噪声和放喷过程中产生的噪声对动物有驱赶作用，应采取隔声、减振等噪声防治措施，水泵等设置于泵房内，墙面采用吸声材料吸声，底部设减震系统，管道设柔性连接，以最大程度降低噪声源源强。灯光主要是对鸟类的影响，减少夜间开灯时间，可降低对鸟类的影响。运营期，本项目还可采取水土保持、分区防渗的措施减小对生态环境影响。

5.3 退役期污染防治措施可行性论证

气井停采退役后，应按照《废弃井封井回填技术指南（试行）》相关规定采取封井作业。封堵后对地面设施进行拆除、永久性占地范围内水泥平台或砂砾石铺垫清理，随后进行复垦。硬化物拆除以后，平整场地，对压实的土地进行翻松，松土厚度为 30cm。土方松动后将保存的剥离表土铺覆于复垦区，覆土厚度一般为 50~60cm，最后种植农作物，区块损毁土地尽可能地复垦为原土地利用类型。

根据《企业拆除活动污染防治技术规定》（环保部公告 78 号），拆除设施、设备或者建筑物、构筑物的，应当按照相关规定，制定包括应急措施在内的土壤污染防治工作方案，并在拆除活动实施前十五个工作日报所区生态环境经济信息主管部门备案。

本项目拆除过程中的废水回用或依托建 47 侧平 1 井回注。生活垃圾、建筑垃圾交由环保部门处置。废旧设备及管线由建设单位回收利用。

拆除活动可充分利用原有雨污分流、废水收集及处理系统，对拆除现场及拆除过程中产生的各类废水（含清洗废水）、污水、积水收集处理，禁止随意排放。没有收集处理系统或原有收集处理系统不可用的，应采取临时收集处理措施。物料放空、拆解、清洗、临时堆放等区域，应设置适当的防雨、防渗、拦挡等隔离措施，必要时设置围堰，防止废水外溢或渗漏。对现场遗留的污水、废水以及拆除过程产生的废水等，应当制定后续处理方案。

同时，建设单位应按照《工矿用地土壤环境管理办法（试行）》（生态环境部令第3号）在“终止生产经营活动前，建设单位应当参照污染地块土壤环境管理等有关规定，开展土壤和地下水环境初步调查，编制调查报告”。按照《中华人民共和国土壤污染防治法》《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB 36600）的要求，对永久停用、拆除或弃置的各类井、管道等工程设施落实封堵、土壤及地下水修复、生态修复等措施。

5.4 环保措施汇总

拟采取的环保措施技术、经济可行，汇总如下表。

表 5.4-1 本项目环保措施及投资估算

单位：万元

时期	环境因素	措施名称	工程内容及工程量	效果分析	投资估算
施工期	地表水	钻前工程施工废水处理	新建沉淀池，钻前施工废水沉淀后回用；	施工废水经沉淀处理后，全部回用	计入总投资
		井场废水储存设施	利用放喷池、废水池等暂存雨水、压裂返排液等	满足重点防渗要求	计入总投资
		钻井废水及压裂返排液处理与利用	钻井废水回用于本平台压裂工序，压裂返排液优先回用于本平台或工区其他平台压裂工序，无法回用时，罐车转运至建 68 侧 1 井污水处理站，经处理后通过回注管线回注到建 47 侧平 1 井。	施工期钻井废水、压裂返排液全部回用或回注，不外排。	24
		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	井场及生活区各设置 1 个环保厕所，生活污水经环保厕所收集后农用或交由第三方环保公司拉运至地方生活污水处理厂处置。	生活污水脱水处置	1.0
	地下水	钻井工艺措施	采用近平衡钻井方式，直井段采用清水钻井，无任何添加剂，分段采用套管进行固井作业	防止钻井过程中钻井液漏失对浅层地下水水质产生严重不良影响	计入总投资
		井场分区防渗	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	满足重点防渗要求	计入总投资
		应急管理措施	出现井漏时及时排查井场周边地下水饮用水源，如出现异常应立即组织集中供水设计中做好及时堵漏准备，防止钻井液漏失进入地下水	减少井漏对区域饮用水源的影响	计入总投资
		饮用井泉保障措施	如钻井、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	保障周边居民的饮用水安全	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
	大气		复为止		
		施工场地大气污染防治措施	定期洒水防尘，设置围挡等。	减轻施工扬尘及机具尾气对大气环境的影响	5.0
		燃油废气治理	采用网电供电，停电时使用轻质柴油为燃料，使用符合环保要求的柴油机和发电机，使用设备自带的排气设备排放	对环境影响控制在可接受范围内	计入总投资
		测试放喷废气	测试放喷管口高为 1m，采用对空短火焰灼烧器，修建放喷池减少影响	对环境保护目标不造成影响，符合环保和钻井井控安全要求	计入总投资
	噪声	减震隔声降噪	柴油机、发电机等高噪声设备排气筒上自带高质量排气消声器降噪；设备置于活动板房内，隔声降噪；设备安装基础敷设减振垫层和阻尼涂料，减振降噪	最大程度降低噪声源源强	20.0
		功能置换措施	对受噪声影响居民协商通过临时搬迁或租用其房屋作为本项目生活区用房的方式解决噪声污染问题，取得居民谅解，避免环保纠纷。通过采取协调的方式来减小影响和避免纠纷与投诉	最大程度减少对当地声环境的影响，避免噪声扰民环保纠纷	
	固体废物	钻井岩屑及沉淀污泥处置	清水岩屑用于井场铺垫或综合利用；水基岩屑进行综合利用；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，污泥外运至一般工业固废处置场处置或资源化利用	水基岩屑资源化利用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、污泥妥善处置	200
		沾染废油的废防渗材料	交由有危险废物处置资质的单位进行处置	妥善处置	5.0
		废油	收集后由建设单位或有资质的单位回收利用	提高资源利用效率	/
		废包装材料	由厂家或有资质的单位回收	减轻对环境的污染	/
		生活垃圾处置	井场、生活区各设 1 处垃圾收集点，完钻后由环卫部门统一清运处置	减轻对环境的污染	5.0

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
		土石方	工程总挖方 0.5 万 m ³ ，总填方 0.5 万 m ³ ，土石方平衡	不产生弃土	计入主体工程投资
	生态环境	生态恢复	放喷池、井场等设施待退役后再进行拆除和恢复；表土临时堆存并用防雨膜覆盖，后期用于井场恢复；井场周边按照规范要求设置防火隔离带；站场周边按照规范要求设置防火隔离带。	恢复地表植被，保持当地生态景观一致性	60.0
	环境风险	环境风险防范	钻井及试气压裂过程中严格按照规范和设计施工；各井场制定应急预案并加强演练；对周边居民进行环境风险应急培训、演练；加强环境风险管理及物资储备等；柴油储罐、盐酸储罐区设置围堰等。	/	10
运营期	污水	采出水、井下作业废水	优先回用压裂；无平台压裂施工时，罐车外运建 68 侧 1 井污水处理站，经处理后通过回注管线到建 47 侧平 1 井回注。	减轻对环境的污染	计入运营投资
	废气	站场放空废气	集气站管线在超压等非常工况时会产生放空废气，通过 15m 高放空火炬燃烧后排放，放空火炬日常保持燃烧状态。	/	/
	噪声	设备噪声	采取隔声、减振等噪声防治措施，墙面采用吸声材料吸声，底部设减振系统，管道设柔性连接。	最大程度降低噪声源源强	10.0
		放空噪声	瞬时噪声，距离居民点较远。	最大程度降低噪声源源强	
	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；制定突发环境事件应急预案，并加强演练	/	10.0
合计					350

6 环境影响经济损益分析

天然气产能建设项目属于生态影响项目，项目建设在以较小经济投入，获得最大经济效益的同时，还必须确保社会经济和环境持续、稳定、协调发展，本项目的建设为了保护环境，防治污染，达到本地区环境目标要求，需实施一定的环保工程，为此就本项目的环境经济损益进行分析

6.1 环境保护费用的确定与计算

环保投资是与预防、治理污染和生态保护措施有关的所有工程费用的总和，它既包括治理污染保护环境的设施费用，又包括既为生产所需，又为治理污染服务，但主要目的是为改善环境的设施费用，计算公式为：

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

A_k —环保建设过程中的软件费(包括设计费、管理费、环境影响评价费等)；

i —“三同时”项目个数 ($i=1、2、3……m$) ；

j —“三同时”以外项目 ($i=1、2、3……n$) ；

k —建设过程中软件费用类目数 ($k=1、2、3……Q$) 。

根据估算，本项目环保投资共计约 350 万元。

6.2 环境经济效益分析

6.2.1 环境经济效益分析指标

建设项目的环境效益从环境代价大小、环境成本、环境系数的高低指标来分析是比较确切的，但对于环境代价的计算难度较大，目前尚处于研究阶段，所以，本次环境经济分析采用环境保护投资比例系数 H_z 、环境经济系数 J_x 进行评价，以上各项指标所表述的意义及数学模式详见下表。

表 6.2-1 主要环境经济损益指标一览表

指标	数学模型	参数意义	指标含义
环保投资比例系数 (H_b)	$H_z = \frac{H_i}{Z_i} \times 100\%$	H_i —环保投资 Z_i —建项目总投资	环保投资占总投资的百分比
环境经济效益系数 (J_x)	$J_x = \frac{\sum_{i=1}^n S_i}{H_F}$	S_i —环保措施所挽救的损失 H_F —年环保费用	因有效的环保措施而挽救的损失费用与投入的环保费用之比

6.2.2 环境经济损益分析

计算结果见表 6.2-2 和表 6.2-3。

表 6.2-2 环保工程所挽回的损失费用 单位：万元

序号	项目	挽回的经济损失（避免“三废”排污费、罚款等估算）
1	钻井废水	50
2	生活污水	10
3	钻井岩屑	400
4	生活垃圾	10
5	废油等	10
6	沾染废油的废防渗材料	20
合计		500

表 6.2-3 主要环境经济指标表

序号	名称	单位	指标	备注
1	总投资	万元	18000	
2	环保投资	万元	350	
3	挽回损失	万元	500	
4	环保投资与总投资之比	%	1.94	
5	环境效益系数	/	1.43	

6.2.3 小节

环保投资及所占项目总投资比例，是项目污染特性和环境特征有关，主要建设是完善环保措施的投资，该项目环保投资占该项目总投资比例系数为 1.94%，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 1.43，即每投入 1 万元的环保费可挽回直接经济损失 1.43 万元。其他环境效益包括对人体健康的影响、风险防范避免重大事故造成巨大的损失，生态环境改善等，这部分无法定量。

从上可以看出，为了保护环境，达到环境目标的要求，采取了相应的环保措施，付出了一定的经济代价。但企业能够接受，而且所支付的环保费用还能取得一定的经济效益。所以从社会效益、环境效益和经济效益上分析可以得出，本项目建设是可行的，符合社会、经济与环境协调发展的原则。

7 环境管理与监测计划

7.1 环境管理要求

7.1.1 施工期环境管理要求

为最大限度的减少施工对自然生态环境和农业生态环境的破坏，必须制定严格的管理体制，严格执行各项管理措施，在施工中应在满足施工人员健康、确保施工安全进行的前提下，通过环境管理把施工期对环境的影响降到最低。建设单位应设专人负责施工作业进行，其职责在于监督施工单位在施工过程中的履行合同，同时监督施工单位落实环境保护措施情况。施工单位也应设 HSE 管理人员负责落实环境管理制度。

由于平台涉及钻井工程、储层改造工程和油气集输工程及运营四个阶段，建设单位应设专人负责监督不同施工单位在各自实施阶段过程中的环境保护工作，同时监督施工单位落实环境保护措施。在施工承包合同中，应该包括有关环境保护条款，如生态保护措施、水土保持措施、施工设备排放的废气及噪声控制措施和环境保护目标、环境监控措施、环保专项资金的落实等。

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

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

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

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

(5) 明确施工人员作业区域，应严禁跨区域施工，还应包括对人员活动范围、生活垃圾及其它废物的管理。

(6) 工程建设不可避免地会对环境造成破坏，应制定好工程完成后的环境恢复工作计划，并配置技术人员监督恢复进度及质量。

(7) 在施工期间尽量限制作业带外植被的人为破坏，挖掘土石方应堆放在适当场所，并修建挡拦设施防止水土流失。在穿越工程施工前，制定穿越设施的建构筑物 and 环境保护方案，避免破坏穿越设施，并降低穿越施工的环境影响。

7.1.2 运营期环境管理要求

本项目建成后由中国石油化工股份有限公司江汉油田分公司采气一厂管理，中国石油化工股份有限公司江汉油田分公司采气一厂已建立有一个较完善的健康、安全与环境管理体系（HSE），设置安全环保管理部，负责环境管理。运营期间，安全环保管理部的基本任务是负责组织、落实、监督企业的环保工作，主要职责如下：

(1) 贯彻执行国家环境保护的方针、政策。

(2) 根据批准后的环境影响报告书，负责落实该项目的各项环保措施，建立环保档案，并加强生态环境保护宣传教育，增强员工的环保意识。

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

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

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

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

(7) 建立环境管理台账，制定重大环境因素的整改方案和计划，并检查

其落实情况；建立环保设备台账，制定主要环保设备的操作规程及安排专门操作人员，建立重点处理设备的“环保运行记录”等。

（8）主管环保人员应参加生产调度和管理工作会议，针对生产运行中存在的环境污染问题，向公司领导和生产部门提出建议和技术处理措施。

（9）根据项目风险评价的内容，对项目周边的居民进行安全、环保教育，提高当地居民的安全、环保意识；制定可能发生的环境事故的应急计划，定期进行演练。

7.1.3 退役期环境管理要求

根据《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函〔2019〕910号），“工程设施退役，建设单位或生产经营单位应当按照相关要求，采取有效生态环境保护措施。同时，按照《中华人民共和国土壤污染防治法》《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB 36600）的要求，对永久停用、拆除或弃置的各类井、管道等工程设施落实封堵、土壤及地下水修复、生态修复等措施”。因此，项目退役后应按照《废弃井封井回填技术指南（试行）》、《中国石化井控管理规定》（中国石化油〔2015〕374号）相关规定组织实施封井作业，并设置醒目的警示标志，加以保护，防止人为破坏和气体泄漏污染及发生环境风险事故，进而破坏生态环境。

7.2 污染物排放清单及管理要求

7.2.1 污染物排放清单

7.2.1.1 废水

本项目运营期废水主要为集气站产生的采出水、气井维修产生的井下作业废水。井下作业废水、采出水优先回用平台压裂工序，不能回用时，罐车转运至建 47 侧平 1 井回注。

7.2.1.2 废气

正常工况下，运营期间废气主要为水套炉加热炉燃烧废气和放空火炬燃烧废气。非正常工况下，废气为放空火炬应急燃烧废气。水套加热炉废气应满足《锅炉大气污染物排放标准》（DB 50/658-2016）及重庆市地方标准第 1 号修改单标准。放空火炬燃烧废气执行重庆市《大气污染物综合排放标准》（DB

50/418—2016)。

表 7.2-1 单台加热炉废气污染物排放清单一览表

废气类型	排放量			排气筒		烟气温度	排放方式	年排放时长 h
	项目	排放浓度	排放量	高度	内径			
水套炉燃烧废气	废气量	/	80.81 万 m ³ /a	8m	0.20m	150℃	有组织排放	7200
	SO ₂	26.0mg/m ³	21.0kg/a					
	NO _x	40.0mg/m ³	32.0 kg/a					
	颗粒物	13.2mg/m ³	11.0 kg/a					

表 7.2-1 放空火炬正常燃烧废气污染物排放清单一览表

废气类型	耗气量 (万 m ³ /a)	排放量			排气筒		排放方式	年排放时长 h
					高度 (m)	内径 (m)		
放空火炬日常燃烧废气	4.38	排放浓度 (mg/m ³)	(kg/a)	(t/a)	15	0.10	有组织排放	8760
		1.48	0.70	0.001				
		173.62	81.95	0.082				
		26.54	12.53	0.013				

7.2.1.3 固体废物

运营期固体废物无人值守，无固体废物产生。

7.2.1.4 噪声

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

表 7.2-2 噪声源排放执行标准

排放标准及标准号		最大允许排放值		备注
		昼间 (dB)	夜间 (dB)	
《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)	2 类	60	50	/

7.3 企业环境管理体系

7.3.1 环境管理制度

本项目纳入中国石油化工股份有限公司江汉油田分公司采气一厂 HSE 管理体系。建设单位根据生产现场需要，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。

7.3.2 组织机构

施工期：江汉油田油气产能建设管理中心（简称“产建管理中心”）设 7 个业务部门，下设 15 个专业部室，现有干部员工 83 人，立足打造一支精干高效的产建管理团队。以“高起点、高水平、高效益”为目标，着力构建“一体化统筹、市场化运作、专业化管理、信息化保障、协同化发展”运行管理新模式，加速“油气增量”上产步伐，发挥油气稳定增长“助推器”的作用，做优专业、做强管理，打响“江汉产建”品牌。

15 个专业部室包括党政办公室、生产运行室、安全管理室、环保管理室、组织人事室、党群工作室、财务管理室、计划管理室、企管法律室、企地工作室、钻井管理室、完井管理室、钻前管理室、地面管理室、技术管理室。

运营期：江汉油田采气一厂设立了 4 大运行中心和 10 个基层单位。4 大运行中心分别为生产指挥中心、党群管理中心（综合管理中心）、经营管理中心、技术管理中心等；10 个基层单位分别为巡检一班、巡检二班、巡检三班、巡检四班、综合班、维修班、计量测试班、化验班、红星净化站、兴隆净化站，其中巡检三班工区位于重庆市石柱县黄水镇工区内，负责石柱县黄水镇境内天然气井生产运行以及现场管理。

7.3.3 环境管理台账

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

7.4 环境监测计划

根据相关法规规范，建设单位施工期及运营期应开展环境监测和污染源自

行监测。

按照《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023）、《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）、《环境影响评价技术导则土壤环境（试行）》（HJ964-2018）、《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022）、《排污单位自行监测技术指南 总则》（HJ819-2017）、《排污单位自行监测技术指南 陆上石油天然气开采工业》（HJ 1248—2022）等导则规范，施工期监测计划见表 7.4-1，运营期监测计划见表 7.4-2。

表 7.4-1 项目施工期间监测计划表

环境要素	监测点		监测因子	监测频次	监测时段
大气环境	井喷事故情况	平台周边居民点	SO ₂ 、H ₂ S、甲烷	事故时实时监控	事故
		事故井场 500m 范围内		事故时实时监控	事故
地表水	废水泄漏地表水体	洋河溪、磨刀溪	pH、COD、BOD ₅ 、氨氮、硫化物、氯化物、石油类等	事故时实时监控	事故
地下水	钻井液泄漏	下游泉点	pH、耗氧量、氨氮、硫酸盐、氯化物、石油类、钡等	事故时实时监控	事故
环境噪声	出现噪声扰民投诉	井场场界、井场周边居民	昼间等效声级、夜间等效声级	昼夜各 1 次	/
土壤	井喷事故情况、漏油、钻井液洒落	井场下游	pH、砷、镉、铬（六价）、铜、铅、汞、镍、石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）等	/	事故
生态	水土流失	井场、临时堆土区	水土流失量	1	施工过程中

表 7.4-2 项目运营期间监测计划表

环境要素	监测点		监测因子	监测频次	监测时段
大气环境	站场天然气泄漏事故	平台周边居民	SO ₂ 、NO _x 、PM ₁₀ 、H ₂ S、非甲烷总烃	实时监控	事故
		泄漏点下风向		实时监控	事故
	水套加热炉排气筒		SO ₂ 、NO _x 、颗粒物、烟气黑度	1 次/年	定期
环境噪声	集气站厂界、西侧居民点		昼间等效连续 A 声级 夜间等效连续 A 声级	1 次/季度	定期

环境要素	监测点	监测因子	监测频次	监测时段
土壤环境	废水池下游	石油类、石油烃（C ₆ ~C ₉ ）、石油烃（C ₁₀ ~C ₄₀ ）、汞、砷、六价铬等	1 次/年	定期
地下水	下游地下水跟踪监测点	石油类、石油烃（C ₆ ~C ₉ ）、石油烃（C ₁₀ ~C ₄₀ ）、汞、砷、六价铬等	1 次/半年	定期
生态	临时占地和平台周边林地各设置一个	生态恢复措施落实情况、有效性	1 次/三年	定期
		植物多样性		
		野生动物分布、数量情况		

注：当地下水监测指标出现异常时，可按照 HJ 164 的附录 F 中石油和天然气开采业特征项目开展监测；当土壤监测指标出现异常时，可按照 GB 36600 的表 1 中的污染物项目开展监测。

7.5 竣工环保验收

7.5.1 竣工环保验收

根据项目建设内容及工程特点，前期部署的探井建志 101 井钻井工程可先期实施先期验收，也可本项目施工完毕后一并验收。竣工环保验收要求见下表。

表 7.5-1 竣工环保验收一览表

分项	验收项目		验收指标及要求
环境管理	环境管理制度及台账		具有环保机构，环保资料和污染物档案台账齐全
	环境风险事故档案		编制有环境风险应急预案，如施工过程中发生环境风险事故，环境事故档案资料齐全
	施工期环境监测		出现环保投诉或环境事故时环境监测报告资料齐全
污染防治措施	废水	施工期废水	收集的雨水、洗井废水等钻井期间废水回用于后续压裂工序，压裂返排液优先回用于本平台或工区其他平台压裂工序，无法回用时准运至建 47 侧平 1 井回注。施工期应建立废水转移台账，废水转移时间、转移方式、转移量、转移去向等应记录清楚。
		施工期生活污水	施工期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后农用或交由第三方环保公司拉运至地方生活污水处理厂处置。
		运营期采出水	优先回用区域平台压裂工序，无回用平台时罐车转运至建 47 侧平 1 井回注
		运营期井下作业废水	处理达标后回用区域平台压裂工序，建立废水转移台账，废水转移时间、转移方式、转移量、转移去向等资料清楚
	废气	放空废气	集气站管线在超压等非常工况时会产生放空废气，通过 15m 高放空火炬燃烧后排放，放空火炬日常保持燃烧状态。
		水套炉燃烧废气	经水套加热炉 8m 高排气筒排放，废气应满足《锅炉大气污染物排放标准》（DB 50/658-2016）及重庆市地方标准

分项	验收项目		验收指标及要求
			第 1 号修改单标准
	噪声	集气站	集气站厂界满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类标准
	固体废物	水基岩屑及污泥	水基岩屑优先进行资源化利用，外送加工利用水基岩屑，应符合接纳企业对原材料的质量和规格要求。絮凝沉淀污泥外运至一般工业固废处置场处置或资源化利用
		油基岩屑	吨桶收集后交由危废处置单位收运处置。建立井场油基岩屑转移台账，执行转移联单制度，油基岩屑转移时间、转移方式、转移量、处理后的岩屑转移量等资料清楚。验收时井场产生的油基岩屑妥善处置，无油基岩屑堆存
		沾染废油的废防渗材料	交由危废处置单位收运处置。建立沾染废油的废防渗材料转移台账，转移情况清楚。验收时沾染废油的废防渗材料已全部回收，无沾染废油的废防渗材料暂存
		废油	交由中国石油化工股份有限公司江汉油田分公司采气一厂回收利用或交由有相应危险废物处置资质的单位回收综合利用。建立废油转移台账，转移情况清楚
		油基钻井液	油基钻井液随钻井队用于下一口井钻井工程，转移时间、转移方式、转移量、处理后的岩屑转移量等资料清楚
		生活垃圾收集点及环保厕所	已拆除并作迹地恢复，现场无生活垃圾和生活污水遗留
		生活垃圾	设收集点后交由当地环卫部门统一处置
生态保护措施	生态恢复措施		井场钻井设备、压裂测试设备进行搬迁，拆除生活区，生活区占地进行生态恢复，考虑到采气和后期继续布井的需要，井场、放喷池、废水池等继续保留，待项目退役后再进行生态恢复

8 环境影响评价结论

8.1 建设项目概况

本项目位于重庆市石柱县黄水镇清河村，对建平 5 平台进行扩建，在建平 5 平台内新增 3 口开发井，并将探井建志 101 井转为开发井。完钻后配套建设集气设施进行生产，依托现有集输管线外输。建设内容不含外输管线工程。

项目总投资 18000 万元，其中环保投资 350 万元，占总投资的 1.94%。

8.2 环境质量现状

（1）地表水

本项目属于洋河溪—磨刀溪—长江流域，根据《重庆市人民政府批准重庆市地表水环境功能类别调整方案的通知》（渝府发〔2012〕4 号），磨刀溪所处河段属于Ⅲ类水域。

根据石柱县水环境质量月报，石柱县监测的 22 个断面中，Ⅰ~Ⅲ类水质断面占 100%，地表水总体水质为优良。

（2）地下水

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

根据地下水环境质量监测数据，监测点的所有监测因子均满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）Ⅲ类水质标准。

（3）环境空气

根据《重庆市人民政府关于印发重庆市环境空气质量功能区划分规定的通知》（渝府发〔2016〕19 号），项目区域属于环境空气二类功能区，执行《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中的二级标准。项目所在评价区域为达标区。

（4）声环境

本项目钻井平台属于 2 类声环境功能区，执行《声环境质量标准》（GB3096-2008）2 类功能区标准，即昼间 60dB（A），夜间 50dB（A）。

根据声环境监测数据，监测点昼、夜间噪声值均满足《声环境质量标准》

（GB3096-2008）2 类区标准要求，现状声环境质量较好。

（5）生态环境

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

（6）土壤环境质量

本项目平台内土壤执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地筛选值。平台外农用地土壤执行《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）风险筛选值。根据监测结果，场地外监测点各因子均低于《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）风险筛选值；场地内监测点各因子均低于《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中的第二类用地筛选值。

8.3 污染物排放情况

本项目废水包括施工期洗井废水、压裂返排液、生活污水以及运营期采出水、井下作业废水。钻井期间平台剩余水基钻井液、油基钻井液由钻井队回收用于后续钻井；储层改造期间产生的压裂返排液经处理后回用于本平台及其他平台压裂工序；钻井期间生活污水通过井场及生活区环保厕所收集后农用或交由第三方环境治理公司处置。运营期集气站采出水和井下作业废水优先回用区域平台压裂工序，不能回用时转运至建 47 侧平 1 井回注。井下作业废水回用平台压裂工序。

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水套炉燃烧废气。

固体废物包括施工期的钻井岩屑、沾染废油的废防渗材料、废油、废包装材料、絮凝沉淀污泥和生活垃圾。项目施工期清水岩屑用于铺垫井场或修建井间道路；水基岩屑进行资源化利用；絮凝沉淀污泥外运至一般工业固废处置场处置或资源化利用；油基岩屑直接交由有危险废物处置资质的单位进行处置；沾染废油的废防渗材料委托持有危险废物经营许可证的单位处置；废油交由中

国石油化工股份有限公司江汉油田分公司采气一厂利用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。

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、油基钻井液由井队全部回收，用于后续钻井工程；洗井废水、压裂返排液等经处理后回用于本平台及其他平台压裂工序；钻井及储层改造期间生活污水经环保厕所收集后农用或定期交由第三方单位环保公司外运至地方城镇生活污水处理厂处置；油气集输工程施工生活污水依托周边现有设施处理。运营期井下作业废水收集处理后回用于区域平台压裂工序。施工期无法回用的压裂返排液和运营期集气站采出水采用罐车转运至建 68 侧 1 井污水处理站，经处理后通过回注管线回注到建 47 侧平 1 井。

项目产生的污废水经妥善处理，对地表水环境影响较小。

8.4.2 地下水环境影响及环境保护措施

本项目施工期钻井采用近平衡钻井技术，井筒内的钻井液柱压力稍大于裸露地层的压力，钻井过程中地层地下水压力及水位均维持原状。对于钻井事故性的溢流，会在第一时间由预制的堵漏剂进行处置。因此，在整个钻井过程中地层地下水位均不会受到影响。钻井达到各段预定深度后均进行固井作业，下入套管并注入水泥浆至水泥浆返至地面，封固套管和井壁之间环形空间的作业。各地层和套管之间均完全封闭，使各地层由于钻井而形成的通道被彻底封堵。因此，生产过程中油气通道对地下水水位的影响也不会造成漏失。

根据本项目钻井工艺，直井段钻井液均使用纯清水（含少量膨润土），对于有供水意义的含水层，钻井液均以清水为主，钻井液对水质基本没有影响。但钻井过程中，钻井岩屑漏失，将使 SS 和浊度升高，可能对居民生活用水产生影响。本项目周边表层裂隙小泉可能受到钻井影响，应加强对泉点的监控。

钻井工程压裂过程中会有部分压裂水滞留在地层，压裂水绝大部分为清水，其余主要成分为钾盐和有机聚合物，压裂对浅表具有供水意义的地下水没有影响。

井场污染物和油基岩屑堆放，在做好相关防渗和防护工作后，可以将对地下水环境影响降低至最低，对地下水影响小。但施工状况下平台内储存的施工材料、存储不到位和污废水储存设施破损，发生漏失会造成地表污染物入渗，对地下水可能造成较大的污染。

在对循环罐、储备罐，柴油罐加强管理，对地面进行硬化，对柴油罐设置围堰；加强对工程周边井泉的巡视和监测，在发生储存容器破损后，及时采取处置措施，减少工程建设对地下水环境的影响。井场污染物和油基岩屑堆放，在做好相关防渗和防护工作后，可以将对地下水环境影响降低至最低，对地下水影响小。

8.4.3 土壤环境影响及环境保护措施

本项目施工期间对土壤的污染主要是落地油污、含油固体废物、钻井泥浆等泄漏后可能导致土壤污染；运营期间，采出水泄漏可能对土壤造成污染。服务期满后，本项目无废气、废水、废渣等污染物产生和排放，对土壤环境影响小。通过严格落实废气、废水、固废等污染防治措施和环境风险防范措施，项目对土壤环境影响总体较小。

8.4.4 大气环境影响及环境保护措施

施工期产生的扬尘对施工区域周边一定范围内的环境空气质量造成影响，但通过施工车辆密闭运输，加强施工机械设备维护保养，影响可得到有效控制，并且随着施工期的结束而结束；施工过程中施工机具尾气所含 CO 和烃类污染物排放量小，对周围环境空气质量影响小；钻井阶段采用网电供电，柴油发电机仅作为备用电源，储层改造阶段采用电驱压裂机组施工，正常工况下，无燃油废气排放，影响较小，备用柴油发电机使用轻质燃油做燃料，通过自带排气筒排放；测试放喷阶段天然气引至放喷池燃烧，属临时排放，对周边环境的影响小；运营期间水套炉采用天然气作为燃料，通过水套炉自带 8m 排气筒达标排放。

综上分析，本工程建设过程中，通过对各施工和生产工序采取有效的大气污染防治措施，环境空气影响可得到有效控制。

8.4.5 声环境影响及环境保护措施

施工期正常工况网电供电时，钻井噪声对周边居民影响较小；压裂试气噪声虽然会造成场界和周边一定范围居民噪声超标，但通过合理的施工安排和对受影响居民采取临时避让措施，施工噪声对居民影响可以得到控制。施工噪声将随施工的结束而消失。运营期集气站厂界噪声均满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12438-2008）2 类标准；周边各居民点处噪声均满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）2 类标准，

在采取相应措施后，本项目声环境影响可以接受。

8.4.6 固体废物环境影响及处置措施

施工期间清水岩屑主要作为井场铺垫或修建井间道路使用；水基岩屑经不落地系统收集、压滤脱水后，用于资源化利用；油基岩屑交由有危险废物处置资质的单位进行处置；沾染废油的废防渗材料委托持有危险废物经营许可证的单位处置；钻井过程中产生的废油由中国石油化工股份有限公司江汉油田分公司采气一厂或有资质的单位回收处理；絮凝沉淀污泥外运至一般工业固废处置场处置或资源化利用；废包装材料由厂家或有资质的单位回收；生活垃圾定点收集后交环卫部门处置。

本项目固体废物经妥善处理后将环境影响小。

8.4.7 生态环境影响及环境保护措施

本项目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，通过合理安排施工时序，尽量避开雨季施工；严格控制施工作业带，减少扰动面积；在井场周边、临时堆土区等可能产生水土流失的区域，设置临时截排水沟；对井场占地、井场道路等进行硬化，施工结束后，及时对临时占地形成的裸露地表进行植被恢复，减少水土流失量，可减小对生态环境的影响。

8.4.8 风险防范措施及环境影响

本项目风险事故发生概率低，但事故发生对环境的影响重大，工程主管部门通过完善井控、防火、防爆安全以及硫化氢安全防护等措施，尤其是井喷失控后按《含硫化氢天然气井失控井口点火时间规定》（AQ2016-2008）15min 内点火、撤离居民等关键措施制定详尽有效的事故应急方案，充分提高队伍的事故防范能力，严格按照钻井设计和行业规范作业，强化健康、安全、环境管

理（HSE），该项目的环境风险值会大大降低。通过按行业规范要求进行风险防范和制定应急措施，该项目环境风险可防控。

8.5 公众意见采纳情况

建设单位按照《环境影响评价公众参与办法》（生态环境部令第4号）要求进行了公示。

8.6 环境影响经济损益分析

本项目环保投资占总投资比例为1.94%，这在目前国内天然气开采钻井中建设属适当水平。项目环境效益系数为1.43，即每投入1万元的环保费可挽回直接经济损失1.43万元。从社会效益、环境效益和经济效益上分析可以得出，本项目建设是可行的，符合社会、经济与环境协调发展的原则。

8.7 环境管理与环境监测

建设单位已制定了严格的HSE程序文件和作业文件，应进一步加强HSE宣传，严格执行各项管理措施，实施各环节HSE审计。在施工过程中加强环境管理。项目在施工结束后自行组织建设项目竣工环境保护验收。

8.8 综合结论

本项目符合“十四五”现代能源体系规划和天然气产业政策等，工程选址不在重庆市生态保护红线内，项目建设有利于稳定区块天然气产能，加快构建区域能源新格局，增强能源供应链的弹性和韧性，提高能源安全保障水平，项目建设有利于推进川渝能源保障一体化建设和地方经济可持续发展。评价区域环境空气质量、声环境质量、地表水环境质量、地下水环境质量、生态环境现状总体较好，在严格落实各项污染防治措施、生态保护措施及环境风险措施情况下，可实现污染物达标排放，满足环境功能区要求。从环境保护角度分析，项目建设可行。