

目录

概 述	1
1 总 则	7
1.1 编制依据	7
1.2 评价目的	13
1.3 评价总体构思	13
1.4 环境影响识别与评价因子筛选	13
1.5 环境功能区划及评价标准	19
1.6 评价内容、重点及时段	24
1.7 环境工作等级和评价范围	24
1.8 符合性分析	29
1.9 生态环境保护目标	59
2 建设项目工程分析	65
2.1 油气田范围及油气资源特征	65
2.2 建设项目工程分析	66
2.3 影响因素分析	80
2.4 污染源强核算	85
2.5 污染物排放汇总	97
3 环境现状调查与评价	102
3.1 自然环境现状调查与评价	102
3.2 环境保护目标调查	106
3.3 环境质量现状调查与评价	107
4 环境影响预测与评价	125
4.1 地表水环境影响预测与评价	125
4.2 地下水环境影响预测与评价	127
4.3 大气环境影响预测与评价	138
4.4 声环境影响预测与评价	139
4.5 固体废物环境影响分析	145

4.6	土壤环境影响预测与评价	147
4.7	生态环境影响预测与评价	149
4.8	环境风险评价	156
4.9	碳排放评价	175
5	环境保护措施及其可行性论证	185
5.1	施工期环境污染防治措施可行性论证	185
5.2	运营期环境污染防治措施可行性论证	200
5.3	退役期环境污染防治措施可行性论证	207
5.4	环保措施汇总	207
6	环境影响经济损益分析	212
6.1	环境保护费用的确定与计算	212
6.2	环境经济效益分析	212
7	环境管理与监测计划	214
7.1	企业环境管理体系	214
7.2	环境管理要求	215
7.3	污染物排放清单及总量控制	217
7.4	环境监测计划	218
7.5	竣工环保验收	218
8	环境影响评价结论	221
8.1	建设项目概况	221
8.2	环境质量现状	221
8.3	污染物排放情况	222
8.4	主要环境影响及环境保护措施	223
8.5	公众意见采纳情况	226
8.6	环境影响经济损益分析	226
8.7	环境管理与环境监测	226
8.8	综合结论	226
9	附图、附件及附表	227
9.1	附图	227

9.2 附件	228
9.3 附表	228

概 述

1 项目由来

2011 年，自然资源部对“渝黔南川页岩气勘查”区块进行了招标，中国石油化工股份有限公司获得了该区块的探矿权。中国石油化工股份有限公司华东油气分公司（以下简称华东油气分公司）受中国石化股份有限公司委托，履行股东权利和义务，对该区块进行勘查，主要经营范围包括矿产资源勘查开采、燃气经营、石油天然气管道储运等业务。

2020 年 1 月 3 日，由中国石化股份有限公司与重庆园业（实业）集团共同投资组建的中石化重庆页岩气有限公司在南川区揭牌成立，受中国石化股份有限公司授权委托履行股东权利和义务。

2022 年，自然资源部对该区块探矿范围重新进行了核定，矿山名称为“重庆南川 1 区块页岩气勘查”，面积 656.0133 平方千米，许可证号为 T1000002020101038000060。

2023 年，中国石油化工股份有限公司获得“重庆四川盆地东南缘南川气田东胜区块页岩气开采”的采矿权。采气规模 18.82 亿立方米/年。

为进一步开发区域页岩气资源，推进南川区能源发展，2026 年 2 月，中石化重庆页岩气有限公司计划在南川区东城街道金华社区实施 DP8 井区建设项目，DP8 井区面积约 4.5km²，区块范围新建 DP8 平台，部署 8 口页岩气开发井，平台完钻后配套建设地面集输系统及集输管线（含污水管线）进行生产。

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

2 建设项目特点

①根据《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（办环评函〔2019〕910 号），油气开采项目（含新开发和滚动开发项目）原则上应当以区块为单位开展环评。本次以 DP8 井区开展区块环评，区块动用面积约 4.5km²，新部署 8 口页岩气开发井，单井配产 4.0×10⁴m³/d，新建产能 1.17×10⁸m³。

②本项目新建 DP8 号平台及外输管线约 0.55km，工程内容包括钻前工程、钻井工程、储层改造工程、油气集输工程。本次评价阶段包括施工期、运营期和退役期。

③本项目运营期的产品页岩气输送至东胜脱水站处理；废水进入采出水收集管线输送至南川区块采出水处理站（焦页 199 平台）处理。本次对依托的污染防治设施或委托第三方处置的，论证其可行性和有效性。

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

3 环境影响评价工作过程

2026 年，中石化重庆页岩气有限公司委托中煤科工重庆设计研究院（集团）有限公司（以下简称“我公司”）承担该项目环境影响评价工作。我公司接受委托后，收集了 DP8 号平台工程资料、环境敏感区等资料，组织环评技术人员进行了现场踏勘，在进行项目初步工程分析及环境现状调查等工作基础上，确定了评价工作等级、评价范围以及评价标准、评价因子等，制定了环境质量现状监测方案并委托监测。

在现场踏勘和调查、资料收集、环境质量现状调查及监测、评价因子识别以及工程分析等工作的基础上，对本项目实施可能产生的环境影响以及环境风险进行了预测分析与评价，并根据项目实施可能产生的环境影响提出了相应的环境保护措施以及风险防范措施和应急要求，在上述工作的基础上编制完成了《DP8 井区建设项目环境影响报告书》。

建设单位按照《环境影响评价公众参与办法》（生态环境部令第 4 号）要求进行了公示。2026 年 5 月 19 日，建设单位在南川区当地网站方竹论坛（<https://www.ncfz.com/forum.php>）开展了项目第一次环评公示。2026 年 6 月 9 日~6 月 22 日，通过“方竹论坛”“重庆晚报”“现场张贴”开展了项目第二次环评公示。在完善报告后，于 2026 年 7 月 14 日在“方竹论坛”进行了送审前公示，公示了报告及公众参与。公示期间，未收到公众反馈意见。

4 分析判定相关情况

（1）环境影响评价类别判定

本项目平台位于东城街道金华社区，管线位于东城街道金华社区、南城街道林堡社区，根据《重庆市南川区水土保持规划（2018—2030 年）》，东城街道金华社区、南城街道林堡社区均不涉及“水土流失重点治理区”“水土流失重点预防区”；根据“用地红线智检”系统查询，见附件 5，本项目涉及占用永久基本农田 0.3096hm²。根据重庆市南川区林业局相关资料，项目占用天然林、公益林。

表 1 项目与水土流失重点治理区、重点预防区位置关系

表 2 项目占用永久基本农田、天然林情况一览表 单位：hm²

根据《建设项目环境影响评价分类管理名录》（生态环境部令 第 16 号），本项目类别属于“石油和天然气开采业”，项目占用永久基本农田，涉及分类管理名录中的敏感区（永久基本农田、天然林），因此本项目应编制环境影响报告书。

（2）评价等级判定

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

（3）与相关环境保护法律法规、产业政策等的符合性

本项目符合《中华人民共和国长江保护法》《中华人民共和国石油天然气管道保护法》《地下水管理条例》（国令第 748 号）《产业结构调整指导目录（2024 年本）》《重庆市产业投资准入工作手册》（渝发改投资〔2022〕1436 号）《页岩气产业政策》《石油天然气开采业污染防治技术政策》等要求。

（4）与相关规划、规划环境影响评价结论及审查意见的符合性

本项目符合《重庆市矿产资源总体规划（2021—2025 年）》《重庆市矿产资源总体规划（2021—2025 年）环境影响报告书》及审查意见相关要求；符合《重庆市南川区国民经济和社会发展第十五个五年规划纲要》《“十四五”

现代能源体系规划》《重庆市“十四五”土壤生态环境保护规划（2021—2025年）》《重庆市南川区生态环境保护“十四五”规划》《重庆市国土空间总体规划（2021-2035年）》《重庆市南川区国土空间分区规划（2021-2035年）》等相关规划要求。

（5）与生态环境分区管控的符合性

本项目不占用生态保护红线；区域环境质量现状较好，施工期、运营期产生的污染物均能做到达标排放或妥善处置，对区域环境影响较小，项目建设不会突破项目所在地的环境质量底线；本项目开采的页岩气为清洁能源，消耗资源主要为施工期压裂用水，压裂用水从半溪河取水，建设单位已办理了取水许可（南川水利复〔2026〕8号），满足资源利用上线要求；本项目不属于《四川省、重庆市长江经济带发展负面清单实施细则》（试行，2022年版）中禁止建设项目，本项目满足环境准入条件。本项目符合重庆市、南川区生态环境分区管控总体管控要求。

（6）选址及选线合理性

本项目占地均不涉及生态保护红线、自然保护区、森林公园、风景名胜区、地质公园、饮用水源保护区、湿地公园、水产种质资源保护区等环境敏感区。因地下油气资源赋存特征，区域永久基本农田分布广泛且离散，地面平台会不可避免地占用永久基本农田，根据《自然资源部关于规范临时用地管理的通知》（自然资规〔2021〕2号）：“一、界定临时土地使用范围……矿产资源勘查、工程地质勘查、水文地质勘查等，在勘查期间临时生活用房、临时工棚、勘查作业及其辅助工程、施工便道、运输便道等使用的土地，包括油气资源勘查中钻井井场、配套管线、电力设施、进场道路等钻井及配套设施使用的土地……县（市）自然资源主管部门负责临时用地审批，其中涉及占用耕地和永久基本农田的，由市级或者市级以上自然资源主管部门负责审批。不得下放临时用地审批权或者委托相关部门行使审批权。城镇开发边界内使用临时用地的，可以一并申请临时建设用地规划许可和临时用地审批，具备条件的还可以同时申请临时建设工程规划许可，一并出具相关批准文件。油气资源探采合一开发涉及的钻井及配套设施建设用地，可先以临时用地方式批准使用，勘探结束转入生产使用的，办理建设用地审批手续；不转入生产的，油气企业应当完成土

地复垦，按期归还。”

本项目新钻井的目的层主要为龙马溪组，属于油气资源探采合一开发项目，若产气效果好，则进行商业开采，若不具备商业开采价值，则需要暂时关井，综上，本项目属于可以临时占用永久基本农田的项目。建设单位正在办理用地手续，完善手续后，项目符合《自然资源部关于规范临时用地管理的通知》（自然资规〔2021〕2号）相关要求，选址合理。

5 关注的主要环境问题及环境影响

本项目属于陆地天然气开采项目，主要环境问题及拟采取的环境保护措施如下：

（1）项目建设对生态环境的影响

本项目施工期间严格控制施工作业范围，并在完工后采取生态恢复措施，减缓项目建设对生态环境的影响。

（2）施工期废水、固体废物、噪声和废气的污染防治

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

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

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

废气：工程采用网电供电，备用柴油发电机选用优质燃油，污染物达标排放。

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

(3) 运营期间废水、固体废物和噪声污染防治

固体废物：废润滑油交由有危险废物处置资质的单位处置。废砂石用于资源化利用或交由一般工业固废处置场处置。

废气：正常工况下无废气排放，非正常工况下的放空废气利用放空立管排放。

废水：优先回用于本平台或南川工区其他平台压裂工序，不能回用时通过管线输送至南川区块页岩气采出水处理站处理达标后排放。

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

6 环境影响评价主要结论

DP8 井区建设项目符合国家产业政策及相关规划要求，工程选址不在重庆市生态保护红线内，项目建设有利于加快构建区域能源新格局，增强能源供应链的弹性和韧性，提高能源安全保障水平，项目建设有利于推进川渝能源保障一体化建设和地方经济可持续发展。评价区域环境空气质量、声环境质量、地表水环境质量、地下水环境质量、生态环境现状总体较好，在严格落实各项污染防治措施、生态保护措施及环境风险措施情况下，可实现污染物达标排放，满足环境功能区要求。从环境保护角度分析，项目建设可行。

1 总 则

1.1 编制依据

1.1.1 法律

- (1) 《中华人民共和国环境保护法》（2014 年 4 月 24 日修订）；
- (2) 《中华人民共和国环境影响评价法》（2018 年 12 月 29 日修订）；
- (3) 《中华人民共和国水污染防治法》（2017 年 6 月 27 日修订）；
- (4) 《中华人民共和国大气污染防治法》（2018 年 10 月 26 日修订）；
- (5) 《中华人民共和国噪声污染防治法》（自 2022 年 6 月 5 日起施行）；
- (6) 《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》（2020 年 4 月 29 日修订）；
- (7) 《中华人民共和国土壤污染防治法》（自 2019 年 1 月 1 日起施行）；
- (8) 《中华人民共和国水法》（2016 年 7 月 2 日修订）；
- (9) 《中华人民共和国水土保持法》（自 2011 年 3 月 1 日起施行）；
- (10) 《中华人民共和国森林法》（自 2020 年 7 月 1 日起施行）；
- (11) 《中华人民共和国野生动物保护法》（2022 年 12 月 30 日修订）；
- (12) 《中华人民共和国长江保护法》（自 2021 年 3 月 1 日起施行）；
- (13) 《中华人民共和国石油天然气管道保护法》（自 2010 年 10 月 1 日起施行）；
- (14) 《中华人民共和国土地管理法》（2019 年 8 月 26 日修订）；
- (15) 《中华人民共和国矿产资源法》（2009 年 8 月 27 日修订）；
- (16) 《中华人民共和国突发事件应对法》（自 2007 年 11 月 1 日起施行）；
- (17) 《中华人民共和国清洁生产促进法》（2012 年 2 月 29 日修订）；
- (18) 《中华人民共和国循环经济促进法》（2018 年 10 月 26 日修订）；
- (19) 《中华人民共和国生态环境法典》（2026 年 3 月 12 日第十四届全国人民代表大会第四次会议通过，2026 年 8 月 15 日起施行）。

1.1.2 法规

1.1.2.1 行政法规

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

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

1.1.2.2 地方性法规

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

1.1.3 规章

1.1.3.1 国务院部委规章

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

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

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

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

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

1.1.3.2 地方政府规章

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

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

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

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（2026 年版）》（生态环境部 公告 2026 年 第 2 号）；

(8)《危险化学品目录（2026 调整版）》（公告 2026 年 第 3 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)《页岩气产业政策》（国家能源局公告 2013 年第 5 号）；

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

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

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

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

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

(18)《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）；

(19)《国务院关于<重庆市国土空间总体规划（2021—2035 年）>的批复》（国函〔2024〕32 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)《重庆市南川区人民政府关于印发重庆市南川区声环境功能区划分调整方案的通知》（南川府发〔2023〕17号）；

(3)《重庆市人民政府关于印发重庆市环境空气质量功能区划分规定的通知》（渝府发〔2016〕19号）；

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

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

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

(7)《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）；

(8)《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）；

(9)《重庆市南川区人民政府办公室关于印发重庆市南川区“三线一单”生态环境分区管控调整方案（2023年）的通知》（南川府办发〔2024〕10号）；

(10)《重庆市人民政府关于<重庆市南川区国土空间分区规划（2021—2035年）>的批复》（渝府〔2024〕36号）；

(11)《重庆市天然林保护修复制度实施方案》（渝府办发〔2020〕103号）。

1.1.5 环境影响评价技术导则和规范

(1)《建设项目环境影响评价技术导则 总纲》（HJ2.1-2016）；

(2)《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ 2.2-2018）；

(3)《环境影响评价技术导则 地表水环境》（HJ 2.3-2018）；

(4)《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ2.4-2021）；

(5)《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）；

(6)《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022）；

(7)《环境影响评价技术导则 土壤导则（试行）》（HJ964-2018）；

(8)《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）；

(9)《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ 349-2023）；

(10)《生产建设项目水土保持技术标准》（GB 50433-2018）；

(11)《生产建设项目水土流失防治标准》（GB/T 50434-2018）；

(12)《排污单位自行监测技术指南 陆上石油天然气开采工业》（HJ 1248-2022）。

1.1.6 行业技术规范

(1)《石油天然气工程设计防火规范》（GB50183-2015）；

(2)《页岩气勘探开发油基岩屑处理方法及控制指标》（GB/T 41518-2022）；

(3)《钻前工程及井场布置技术要求》（SY/T5466-2013）；

(4)《非常规油气开采污染控制技术规范》（SY/T 7482-2020）；

(5)《硫化氢环境钻井场所作业安全规范》（SY/T 5087-2024）；

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

(7)《石油天然气钻井、开发、储运防火防爆安全生产技术规程》（SY/T5225-2019）；

(8)《石油天然气钻井井控技术要求》（GB/T 31033-2025）；

(9)《石油天然气工业健康、安全与环境管理体系》（SY/T 6276-2025）；

(10)《废矿物油回收利用污染控制技术规范》（HJ607-2011）；

(11)《页岩气钻井井控安全技术规范》（AQ/T2076-2020）；

(12)《页岩气与煤层气绿色矿山建设规范》（DB50/T 1260-2022）；

(13)《排污单位自行监测技术指南 陆上石油天然气开采工业》（HJ 1248-2022）；

(14)《石油天然气安全规程》（AQ2012-2007）；

(15)《含硫化氢天然气井失控井口点火时间规定》（AQ2016-2008）；

(16)《含硫化氢天然气井公众危害程度分级方法》（AQ2017-2008）；

(17)《含硫化氢天然气井公众安全防护距离》（AQ2018-2008）；

(18)《重点行业建设项目碳排放环境影响评价试点技术指南（试行）》；

(19)《重庆市建设项目环境影响评价技术指南—碳排放评价（试行）》；

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

(21)《中国石油天然气生产企业温室气体排放核算方法与报告指南（试行）》；

(22)《工业其他行业企业温室气体排放核算方法与报告指南（试行）》。

1.1.7 项目有关资料

(1)《重庆市企业投资备案证》；

(2)相关钻井工程、油气集输工程设计资料

(3)《页岩气藏措施返排液处理管理技术规范》（华东油气南页〔2016〕159号）。

1.2 评价目的

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

1.3 评价总体构思

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

(2) 本次环境影响评价时段包括施工期、运营期、退役期。

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

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之间的作用效应关系、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	修建井场、道路、水池	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	直接	占地范围	短期、不可逆	中
				生物多样性	间接	生态评价范围	短期、可逆	低
				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
		管线开挖	生态环境	天然林	直接	占地范围	短期、不可逆	中
				公益林	直接	占地范围	短期、不可逆	中

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
				生物多样性	间接	生态评价范围	短期、可逆	低
				自然景观	间接	生态评价范围	短期、可逆	中
				永久基本农田	直接	占地范围	短期、可逆	中
运营期	采气	地表水环境	鱼泉河	间接	/	长期、可逆	弱	
		声环境	周边居民	直接	声评价范围	长期、不可逆	弱	
		地下水环境	泉点	间接	水文地质单元	短期、可逆	弱	
		土壤环境	土壤	直接	占地范围	长期、可逆	弱	
		生态环境	自然景观	直接	生态评价范围	长期、可逆	中	
退役期	封井	生态环境	/	/	/	短期、可逆	无	

表 1.4-2 建设项目主要环境影响因子一览表

环境要素 单项工程	时期	大气	地表水	地下水	土壤	生态	噪声
钻前工程	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	施工期	颗粒物	BOD ₅ 、COD、氨氮	/	/	地表扰动面积及	/

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

综上，本次确定各要素评价因子如下：

①地表水

结合项目特征及区域地表水例行监测数据，确定地表水现状评价因子为：水温、pH、五日生化需氧量、化学需氧量、挥发酚、石油类。

②地下水

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

③环境空气

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

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：生态系统类型、植被类型、动植物资源、景观、水土流失、土地利用现状、土壤侵蚀等。

（2）预测评价因子

①大气环境：三级评价，不进行进一步预测与评价；

②地表水环境：三级 B，主要论证依托的可行性；

③地下水环境：COD、氯化物、石油类、钡；

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、絮凝沉淀污泥、废油、废包装材料、生活垃圾、废砂石；

⑦生态环境：生态系统类型、植被类型、动植物资源、景观、水土流失、土地利用现状、土壤侵蚀等。地表扰动面积及类型、生物量损失、物种多样性、生态系统完整性等。

1.5 环境功能区划及评价标准

1.5.1 环境功能区划

1.5.1.1 地表水

本项目周边主要地表水体为龙岩江、半溪河，本项目废水依托南川区块页岩气采出水处理站处理达标后排放至鱼泉河。根据《南川市人民政府关于印发南川市地表水域适用功能类别划分规定的通知》（南川府发〔2006〕74 号）、《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），半溪河、龙岩江（龙凤场口-永生桥）、鱼泉河属于Ⅲ类水域。

1.5.1.2 地下水

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

1.5.1.3 声环境

本项目位于乡村区域，因页岩气开发，周边工业活动较多，根据《重庆市南川区人民政府关于印发重庆市南川区声环境功能区划分调整方案的通知》

（南川府发〔2023〕17号），本次评价确定声环境执行2类声功能区要求。

1.5.1.4 环境空气

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

1.5.1.5 土壤环境

项目占地范围内井场、放喷池等用地转变为工矿用地（建设用地），其余为农用地。

1.5.1.6 生态环境

根据《重庆市生态功能区划》（修编），本项目所在区（南川区）属“IV 渝中—西丘陵—低山生态区”—“IV2 渝西南常绿阔叶林生态亚区”—“IV2-1 南川—万盛常绿阔叶林生物多样性保护生态功能区”，区域主导生态功能为生物多样性保护。

1.5.2 环境质量标准

1.5.2.1 地表水

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

表 1.5-1 地表水环境质量标准限值 **pH 无量纲，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

1.5.2.2 地下水

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

表 1.5-2 地下水质量标准限值 **单位：mg/L**

污染物	pH（无量纲）	石油类*	耗氧量	氨氮	硫酸盐	总硬度	挥发酚
III类标准值	6.5-8.5	≤0.05	≤3.0	≤0.5	≤250	≤450	≤0.002
污染物	氯化物	铁	锰	阴离子表面活性剂	溶解性总固体	钡	硫化物
III类标准值	≤250	≤0.3	≤0.1	≤0.3	≤1000	≤0.7	≤0.02
污染物	氟化物	硝酸盐	亚硝酸盐	氰化物	砷	汞	铅
III类标准值	≤1.0	≤20	≤1.0	≤0.05	≤0.01	≤0.001	≤0.01

污染物	镉	铬（六价）	菌落总数 (CFU/ml)	总大肠菌群 (MPN/100ml 或 CFU/ml)
III类标准值	≤0.005	≤0.05	≤100	≤3.0

1.5.2.3 声环境

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

1.5.2.4 环境空气

项目所在地大气环境执行《环境空气质量标准》（GB 3095—2026）中二级标准。标准值见表 1.5-3。2026 年 3 月 1 日起实施至 2030 年 12 月 31 日，环境空气污染物基本项目实施过渡阶段浓度限值；2031 年 1 月 1 日起，在全国范围内实施基本项目浓度限值。

表 1.5-3 环境空气质量标准

序号	污染物项目	平均时间	过渡阶段浓度限值	浓度限值	单位
			二级	二级	
1	二氧化硫（SO ₂ ）	年平均	60	20	μg/m ³
		日平均	150	50	
		1 小时平均	500	150	
2	二氧化氮（NO ₂ ）	年平均	40	30	
		日平均	80	50	
		1 小时平均	200	200	
3	一氧化碳（CO）	日平均	4	4	mg/m ³
		1 小时平均	10	10	
4	臭氧（O ₃ ）	日最大 8 小时平均	160	160	μg/m ³
		1 小时平均	200	200	
5	颗粒物（粒径小于等于 10μm，PM ₁₀ ）	年平均	60	50	
		日平均	120	100	
6	颗粒物（粒径小于等于 2.5μm，PM _{2.5} ）	年平均	30	25	
		日平均	60	50	

1.5.2.5 土壤质量标准

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

表 1.5-4 建设用地第二类用地筛选值 单位：mg/kg

污染物	pH（无量纲）	镉	铅	汞	砷
筛选值	/	65	800	38	60

污染物	铜	镍	六价铬	全盐量	石油烃 (C10-C40)
筛选值	18000	900	5.7	/	4500
污染物	萘	茚并[1,2,3-cd] 芘	二苯并[a,h] 蒽	蒽(1,2-苯并 菲)	苯并[k]荧蒽
筛选值	70	15	1.5	1293	151
污染物	苯并[b]荧蒽	苯并[a]芘	苯并[a]蒽	2-氯酚	苯胺
筛选值	15	1.5	15	2256	260
污染物	硝基苯	邻二甲苯	间二甲苯+对 二甲苯	甲苯	1,2-二氯苯
筛选值	76	640	570	1200	560
污染物	1,4-二氯苯	乙苯	苯乙烯	1,1,1-三氯 乙烷	1,1,2-三氯乙 烷
筛选值	20	28	1290	840	2.8
污染物	三氯乙烯	1,2,3-三氯丙 烷	氯乙烯	苯	氯苯
筛选值	2.8	0.5	0.43	4	270
污染物	1,1,2,2-四氯乙烷	1,1,1,2-四氯乙 烷	四氯乙烯	反-1,2-二氯 乙烯	二氯甲烷
筛选值	6.8	10	53	54	616
污染物	1,2-二氯丙烷	四氯化碳	氯仿	氯甲烷	1,1-二氯乙烷
筛选值	5	2.8	0.9	37	9
污染物	1,2-二氯乙烷	1,1-二氯乙烯	顺-1,2-二氯 乙烯		
筛选值	5	66	596		

平台外农用地土壤执行《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB 15618-2018)风险筛选值,标准值见 1.5-5。

表 1.5-5 农用地土壤污染风险筛选值 单位: mg/kg

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

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
锌	200		200		250		300	

1.5.3 污染物排放标准

1.5.3.1 废水

本项目施工期生活污水采用环保厕所收集后农用或交第三方环境治理公司进行清掏外运处置或资源化利用；运营期无人值守，无生活污水产生。收集的雨水、压裂返排液等经絮凝沉淀、杀菌，《页岩气藏措施返排液处理管理技术规范》（华东油气南页〔2016〕159号）优先回用区域钻井平台压裂工序，重复利用水质标准见表 1.5-6。

表 1.5-6 重复利用水质指标要求

本项目采出水优先回用区域平台压裂工序，若无平台回用，依托南川区块页岩气采出水处理站处理达标排放。2027 年 7 月 1 日前，南川区块页岩气采出水处理站执行《污水综合排放标准》（GB8978-1996）一级标准，2027 年 7 月 1 日起执行《页岩气开采水污染物排放标准》（DB50/1806—2025）表 1 水污染物排放限值，具体见 1.5-8。

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

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

1.5.3.2 噪声

施工噪声执行《建筑施工噪声排放标准》（GB12523-2025），即昼间噪声排放限值 70dB（A），夜间 55dB（A）；运营期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

施工期无组织废气执行《大气污染物综合排放标准》（DB50418-2016），排放标准见表 1.5-9。本项目运营期间正常工况下无废气排放，无组织废气执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB 39728—2020）。

表 1.5-9 废气排放标准

1.5.3.4 固体废物

生活垃圾交由环卫部门处置，清水岩屑、水基岩屑等一般工业固体废物执行《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB18599-2020）、《石油天然气开采业固体废物污染控制技术规范（试行）》（HJ 1461-2026）。废油、油基岩屑等危险废物暂存执行《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）。

1.6 评价内容、重点及时段

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

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

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

1.7 环境工作等级和评价范围

1.7.1 生态环境

（1）生态环境评价工作等级判定依据

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

表 1.7-1 生态影响评价工作等级判定

序号	确定原则	本项目情况
1	a) 涉及国家公园、自然保护区、世界自然遗产、重要生境时，评价等级为一级	影响范围不涉及国家公园、自然保护区、世界自然遗产、重要生境
2	b) 涉及自然公园时，评价等级为二级	影响范围不涉及自然公园
3	c) 涉及生态保护红线时，评价等级不低于二级	影响范围不涉及生态保护红线
4	d) 根据 HJ2.3 判断属于水文要素影响型且地表水评价等级不低于二级的建设项目，生态影响评价等级不低	不属于水文要素影响型，地表水评价等级为

序号	确定原则	本项目情况
	于二级	三级 B
5	e) 根据 HJ610、HJ964 判断地下水水位或土壤影响范围内分布有天然林、公益林、湿地等生态保护目标的建设项目，生态影响评价等级不低于二级	项目涉及公益林、天然林
6	f) 当工程占地规模大于 20km ² 时（包括永久和临时占用陆域和水域），评价等级不低于二级；改扩建项目的占地范围以新增占地（包括陆域和水域）确定	总占地面积约 2.7068hm ² ，小于 20km ²
7	g、除本条 a)、b)、c)、d)、e)、f) 以外的情况，评价等级为三级	/
8	h、当评价等级判定同时符合上述多种情况时，应采用其中最高的评价等级	/
9	建设项目涉及经论证对保护生物多样性具有重要意义的区域时，可适当上调评价等级	不涉及
10	建设项目同时涉及陆生、水生生态影响时，可针对陆生生态、水生生态分别判定评价等级	不涉及水生生态影响
11	在矿山开采可能导致矿区土地利用类型明显改变，或拦河闸坝建设可能明显改变水文情势等情况下，评价等级应上调一级	不涉及
12	线性工程可分段确定评价等级。线性工程地下穿越或地表跨越生态敏感区，在生态敏感区范围内无永久、临时占地时，评价等级可下调一级	不下调
13	涉海工程评价等级判定参照 GB/T19485	不涉及

（2）评价工作等级判定

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

（3）生态评价范围

本项目运营期正常工况无废气排放，采出水回用压裂工序或依托南川区块页岩气采出水处理站处理满足《污水综合排放标准》（GB8978-1996）一级标准后排放，运营期厂界噪声也能满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中的 2 类标准，不会影响间接影响周边的生态保护目标，根据《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ 349-2023），本项目不涉及生态红线、自然保护区等生态敏感区，本次以项目站场占地红线周围 50m 范围、管线两侧 300m 范围为评价范围。

1.7.2 地表水

（1）污染类型

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

（2）评价工作等级判定

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

（3）评价范围

本次主要论证处理站依托的可行性，不设置评价范围。

1.7.3 地下水

（1）行业类别

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

（2）地下水环境敏感程度

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

表 1.7-2 地下水环境敏感程度分级表

敏感程度	地下水环境敏感特征
敏感	集中式饮用水水源（包括已建成的在用、备用、应急水源，在建和规划的饮用水水源）准保护区；除集中式饮用水水源以外的国家或地方政府设定的与地下水环境相关的其它保护区，如热水、矿泉水、温泉等特殊地下水资源保护区。

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

（3）评价工作等级判定

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

表 1.7-3 地下水环境评价工作等级分级表

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

（4）评价范围

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

根据收集的水文地质资料，结合调查评价区域水文地质条件，本次评价范围宜选用自定义法进行划定。本次地下水调查以区块所在的水文地质单元为调查范围，以站场所在的相对独立的小水文地质单元为本次地下水评价范围：平台以南侧、西侧、东侧山脊线作为边界，北侧以龙岩江为排泄边界，大气降雨通过土壤、岩石裂缝渗入地下，地下水向南往北排泄至龙岩江，面积约 7.32km²。

1.7.4 大气环境

（1）评价等级：本项目施工期废气主要有测试放喷废气、施工扬尘、机械燃油废气及机具尾气等，运行期正常生产时页岩气处于完全密闭系统内，无工艺废气排放，仅在非正常工况（如清管作业、超压或事故检修）时放空立管产生放空废气，按照《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ2.2-2008）中关

于“评级工作等级的桶定”的相关规定，确定本次大气环境评价等级为三级。

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

1.7.5 声环境

(1) 评价工作等级判定

①声功能区划

本项目执行 2 类声功能区要求。

②敏感目标噪声级增高量

建设项目建设前后评价范围内敏感目标噪声级最大增高量小于 3dB(A)。

③受影响人口数量变化

本项目站场位于农村区域，不在城镇建成区域，区域人口数量变化不大。

综上，确定本项目声环境评价工作等级为二级。

(2) 评价范围

本项目生活区无噪声设备，对周边噪声影响小，本次重点以站场周边 200m 范围，放喷池周边 320m 作为评价范围。

1.7.6 土壤环境

(1) 污染类型

本项目位于重庆市南川区，不属于土壤盐化地区、酸化和碱化地区，根据《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》(HJ 349-2023)，本项目可按照土壤污染影响型，按相应等级开展评价工作。

(2) 项目类别

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

(3) 占地规模

本项目占地面积约 2.7068hm²，占地规模属于小型。

(4) 敏感程度

周边 200m 范围内分布有耕地，土壤环境敏感程度为敏感。

(5) 评价工作等级划分

根据土壤导则，本项目土壤环境影响评价等级为二级。

（6）评价范围

占地范围及范围外 200m 范围。

1.7.7 环境风险

（1）评价等级

本文重点分析钻井工程、储层改造工程过程中的环境风险以及运营阶段的环境风险。钻井工程阶段涉及的风险物质主要为柴油、油基钻井液等，储层改造工程阶段涉及的风险物质主要为柴油、废油等。运营期间，涉及的风险物质主要为甲烷和废润滑油，各阶段风险 Q 值均小于 1，因此，确定本项目环境风险评价工作等级为简单分析。

（2）评价范围：

①大气风险评价范围

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018），风险评价工作作为简单分析，未要求设置大气风险评价范围，考虑页岩气开采行业的风险防范要求，本次重点关注站场周边 500m 的环境敏感目标。

②地表水风险评价范围

本项目收集的雨水、压裂返排液等综合利用不外排，压滤液依托南川区块页岩气采出水处理站处理；运营期废水优先回用区域平台压裂工序，无回用平台时，依托南川区块页岩气采出水处理站处理，本次重点关注废水的转运风险防范措施，不设置地表水风险评价范围。

③地下水风险评价范围

与地下水评价范围一致。

1.8 符合性分析

1.8.1 与相关法律法规符合性分析

（1）与《地下水管理条例》（国令 第 748 号）符合性分析

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

根据区域水文地质图以及站场周边现状调查，平台占地范围内未发现落水

洞、岩溶漏斗区，不涉及泉域保护范围。

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

综上，项目选址符合《地下水管理条例》（国令第 748 号）相关规定。

（2）与《重庆市公益林管理办法》符合性分析

根据《重庆市公益林管理办法》，“建设工程应当不占或者少占公益林林地。确需占用、征收公益林林地的，应当依法办理用地审核、林木采伐审批手续”。

本项目用地占用公益林 1.71hm²，建设单位依法办理相关林地手续后，符合办法要求。

（2）与基本农田等法律法规等符合性分析

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

表 1.8-1 与基本农田等法律法规等符合性分析一览表

序号	文件名称	政策要求		拟建项目情况及符合性
1	《基本农田保护条例》（2011 年 1 月 8 日修订）	国家能源、交通、水利、军事设施等重点建设项目选址确实无法避开基本农田保护区，需要占用基本农田，涉及农用地转用或者征收土地的，必须经国务院批准。		本项目为国家能源重点建设项目，属于符合国家产业政策的能源项目，建设单位按要求办理建设用地审批手续。
2	《关于规范临时用地管理的通知》（自然资规〔2021〕2 号）	界定临时用地使用范围	矿产资源勘查、工程地质勘查、水文地质勘查等，在勘查期间临时生活用房、临时工棚、勘查作业及其辅助工程、施工便道、运输便道等使用的土地，包括油气资源勘探开发涉及的钻井井场、配套管线、电力设施、进场道路等钻井及配套设施使用的土地。	
		临时用地选址要求和使用期限	建设项目施工、地质勘查使用临时用地时应坚持“用多少、批多少、占多少、恢复多少”，尽量不占或者少占耕地。使用后土地复垦难度较大的临时用地，要严格控制占用耕地。铁路、公路等单独选址建设项目，应科学组织施工，节约集约使用临时用地。制梁场、拌合站等难以恢复原种植条件的不得以临时用地方式占用耕地和永久基本农田，可以建设用地方式或者临时占用未利用地方式使用土地。临时用地确需占用永久基本农田的，必须能够恢复原种植条件，并符合《自然资源部农业农村部关于加强和改进永久基本农田保护工作的通知》（自然资规〔2019〕1 号）中申请条件、土壤剥离、复垦验收等有关规定。	
3	《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〕	引导临时用地科学合理选址	临时用地应当合理选址，节约集约用地，尽量不占或者少占耕地。使用后土地复垦难度较大的临时用地，要严格控制占用耕地。制梁场、拌合站等难以恢复原种植条件的不得以临时用地方式占用耕地和	

序号	文件名称	政策要求		拟建项目情况及符合性
	1 号)		永久基本农田，可以建设用地方式或者临时占用未利用地方式使用土地。临时用地一般不得占用永久基本农田，确需占用永久基本农田的，必须能够恢复原种植条件，并符合《重庆市规划和自然资源局重庆市农业农村委员会关于加强和改进永久基本农田保护工作的实施意见》（渝规资规范（2020）1 号）中申请条件、土壤剥离、复垦验收等有关规定	
4	永久基本农田保护红线管理办法	第二十条 有下列情形之一的，确实难以避让永久基本农田保护红线的，应当坚持节约集约原则，依法由国务院批准，办理农用地转用审批手续： （一）党中央、国务院明确支持的重大建设项目，中央军委及其有关部门批准的军事国防类项目，经国务院批准确需就地建设的遗址保护项目； （二）按程序纳入国务院投资主管部门重大项目清单的用地项目，纳入国务院审批国土空间规划的机场、铁路、公路、水运、能源、水利等基础设施项目； （三）法律、行政法规以及国务院自然资源主管部门规定的其他情形。		

1.8.2 与相关标准符合性分析

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

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

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

《页岩气与煤层气绿色矿山建设规范》(DB50/T 1260-2022) 规定了页岩气与煤层气开发绿色矿山矿区环境、资源开发方式、节能减排与资源综合利用、科技创新与数字化矿山、企业管理与企业形象方面的要求。本项目与《页岩气与煤层气绿色矿山建设规范》(DB50/T 1260-2022) 的符合性分析详见表 1.8-2。

表 1.8-2 与绿色矿山建设规范符合性分析

内容	基本要求	本项目	相符性
矿区环境	矿区功能分区布局合理, 矿区应绿化、美化, 整体环境整洁美观。 生产、运输、储存、使用等管理规范有序。	建设单位设置有管理机构、制定管理制度、运行有序, 管理规范; 矿区地面道路、供水、供电、卫生、环保等基础配套设施完善, 道路平整规范, 油气生产、储运过程安全有序	符合
资源开发方式	页岩气与煤层气开发应与环境保护、资源保护、城乡建设相协调, 应符合国家产业政策、国土空间规划、矿产资源规划和地质环境保护规划, 满足地方“生态保护红线、环境质量底线、自然资源利用上线和环境准入负面清单”环境管控要求, 最大限度减少对自然环境的扰动和破坏, 选择资源节约型、环境友好型开发方式。 应选择符合清洁生产要求的开采工艺和装备。 应贯彻“边开采、边治理、边恢复”的原则, 及时开展地质环境治理、生态修复、土地复垦。	本项目符合国家产业政策、国土空间规划、矿产资源规划和地质环境保护规划, 满足南川区生态环境分区管控要求; 采用丛式井进行钻探, 减少了平台占地, 优化了平台布局; 本项目采用环境友好绿色钻井液体体系, 配备完善固控系统, 采用定向钻井方式, 废弃泥浆不落地技术应用率为 100%。开发过程环保措施完善, 采出水处理率为 100%。废水和固体废物应及时收集、分类储存、合规处置。钻井期间优先采用网电钻井, 减少柴油使用, 符合清洁生产要求; 退役后对临时占地进行覆土和绿化	符合

内容	基本要求	本项目	相符性
节能减排与资源综合利用	通过采取节能减排措施，控制并减少单位产品能耗、物耗、水耗，“三废”排放应符合生态环境保护部门的有关标准、规定和要求。 按照减量化、资源化、再利用的原则，综合利用固体废物、废水等，发展循环经济。	为降低能耗，本工程采取如下节能措施：（1）放空阀采用密封性和可靠性良好的阀门减少放空漏失量；（2）在满足工艺和安全要求的情况下，尽可能采用节电型产品；（3）钻井、压裂等施工过程中优先选择电驱动等低噪音设备；清水岩屑用于铺垫矿区井场道路，对水基岩屑进行资源化利用；油基岩屑交由有危险废物处置资质的单位处置；雨水和压裂返排液等废水回用压裂，不外排	符合
科技创新与数字化矿山	建立科技研发队伍，推广转化科技成果，加大技术改造力度，推动产业升级。建立数字化气田，实现企业生产、经营、管理的信息化。	实现了井站无人值守、生产集中管控、数据自动采集、安全自主操控、安防联动弹窗等多种功能	符合
企业管理与企业形象	应建立涵盖产权、责任、管理和文化等方面的企业管理制度。 应建立质量管理体系、环境管理体系和职业健康安全管理体系，确保对质量、环境、职业健康与安全的管理。	建立了相关管理制度；建立了质量管理体系、环境管理体系和职业健康安全管理体系	符合

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

《陆上石油天然气开采水基钻井废弃物处理处置及资源化利用技术规范》（SY/T 7466-2020）规定了陆上石油天然气勘探开发水基钻井废弃物处理、处置及资源化利用技术等要求，本项目与该规范符合性分析见表 1.8-3。

表 1.8-3 与《陆上石油天然气开采水基钻井废弃物处理处置及资源化利用技术规范》（SY/T 7466-2020）符合性分析

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，进一步资源化利用或安全处置	水基岩屑外送资源化利用	符合

序号	要求	本项目	符合性
3	水基钻井液废弃物处理、处置过程中应保护处置场地及周边环境，避免造成环境污染和生态破坏	水基钻井液废弃物在井场暂存后外输资源化利用，暂存场地满足《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB18599-2020）中的相关规定	符合

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

1.8.3 与相关政策的符合性

（1）与《产业结构调整指导目录（2024 年本）》符合性分析

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

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

本项目与《重庆市产业投资准入工作手册》的符合性分析见表 1.8-4。

表 1.8-4 与《重庆市产业投资准入工作手册》符合性分析表

序号	不予准入规定	符合性	结果
（一）全市范围内不予准入的产业			
1	国家产业结构调整指导目录中的淘汰类项目	不属于	项目不属于全市范围内不予准入的项目
2	天然林商业性采伐	不属于	
3	法律法规和相关政策明令不予准入的其他项目	不属于	
（二）重点区域范围内不予准入的产业			
1	外环绕城高速公路以内长江、嘉陵江水域采砂	不属于	项目不属于重点区域范围内不予准入的产业
2	二十五度以上陡坡地开垦种植农作物	不属于	
3	在自然保护区核心区、缓冲区的岸线和河段范围内投资建设旅游和生产经营项目	不属于	
4	饮用水水源一级保护区的岸线和河段范围内新建、改建、扩建与供水设施和保护水源无关的项目，以及网箱养殖、畜禽养殖、放养畜禽、旅游等可能污染饮用水水体的投资建设项目。在饮用水水源二级保护区的岸线和河段范围内新建、改建、扩建排放污染物的投资建设项目	不属于	

序号	不予准入规定	符合性	结果
5	长江干流岸线3公里范围内和重要支流岸线1公里范围内新建、改建、扩建尾矿库、冶炼渣库和磷石膏库（以提升安全、生态环境保护水平为目的的改建除外）	不属于	
6	在风景名胜区核心景区的岸线和河段范围内投资建设与风景名胜资源保护无关的项目	不属于	
7	在国家湿地公园的岸线和河段范围内挖沙、采矿，以及任何不符合主体功能定位的投资建设项目	不属于	
8	在《长江岸线保护和开发利用总体规划》划定的岸线保护区和保留区内投资建设除事关公共安全及公众利益的防洪护岸、河道治理、供水、生态环境保护、航道整治、国家重要基础设施以外的项目	不属于	
9	在《全国重要江河湖泊水功能区划》划定的河段及湖泊保护区、保留区内投资建设不利于水资源及自然生态保护的项目	不属于	
（三）限制准入类			
全市范围内限制准入的产业			
1	新建、扩建不符合国家产能置换要求的严重过剩产能行业的项目。新建、扩建不符合要求的高耗能高排放项目。	不属于	项目不属于限制准入类项目
2	新建、扩建不符合国家石化、现代煤化工等产业布局规划的项目	不属于	
3	在合规园区外新建、扩建钢铁、石化、化工、焦化、建材、有色、制浆造纸等高污染项目	不属于	
4	《汽车产业投资管理规定》（国家发展和改革委员会令 第 22 号）明确禁止建设的汽车投资项目。	不属于	
5	东北部地区、东南部地区限制发展易破坏生态植被的采矿业、建材等工业项目	不属于	
重点区域范围内限制准入的产业			
1	长江干支流、重要湖泊岸线1公里范围内新建、扩建化工园区和化工项目，长江、嘉陵江、乌江岸线1公里范围内布局新建纸浆制造、印染等存在环境风险的项目	不属于	项目不属于限制准入类项目
2	在水产种质资源保护区的岸线和河段范围内新建围湖造田等投资建设项目	不属于	

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

(3) 与《页岩气产业政策》的符合性分析

本项目与《页岩气产业政策》符合性分析判定情况见表 1.8-5。

表 1.8-5 与《页岩气产业政策》符合性分析表

文件主要政策内容	工程情况	符合性
----------	------	-----

文件主要政策内容	工程情况	符合性
环境保护： 第二十四条：坚持页岩气勘探开发与生态保护并重的原则。钻井、压裂等作业过程和地面工程建设要减少占地面积、及时恢复植被、落实各类废弃物处置措施，保护生态环境。 第二十五条：钻井液、压裂液等应做到循环利用。采取节水措施，减少耗水量。 第二十六条：加强地下水和土壤的保护。钻井、压裂、气体集输处理等作业过程采取地下水和土壤的保护措施，防止页岩气开发对地下水和土壤的污染。 第二十七条：页岩气勘探开发利用必须严格实行项目建设“三同时”制度。 第二十八条：加强页岩气勘探开发环境监管。页岩气开发过程排放的污染物必须符合相关排放标准，钻井、井下作业产生的各类固体废物必须得到有效处置 第二十九条：优化页岩气勘探开发时空布局。禁止在自然保护区、风景名胜区、饮用水源保护区和地质灾害危险区等内开采页岩气。	1、本项目按照行业规范要求规范化布置井场，采用丛式井进行钻探，减少了平台占地从而减少对植被的破坏，完成钻井各类废物无害化处置，闭井后进行封井，采取生态恢复措施恢复临时占地，保护项目区环境。 2、通过加强日常生产中的环保监测检查，防止污染物的跑冒滴漏和排放，防止土壤和地表水污染。 3、页岩气层比地下饮用水层深很多，且中间夹有多层不可渗透岩层，压裂液污染地下水的可能性很小。严格执行钻完井操作规程，保证套管和固井质量，可杜绝水层污染。 4、本项目正在办理相关环保手续，可较好的落实项目“三同时”制度。 5、本项目完钻后，废水处理达标排放，固废优先进行资源化利用，临时占地实施生态恢复，避免钻探项目各类污染物的二次污染。 6、本项目不在自然保护区、饮用水源保护区等禁采区内，符合页岩气开发时空布局要求。	符合

综上，本项目符合《页岩气产业政策》要求。

(4) 与《石油天然气开采业污染防治技术政策》的符合性分析

本项目与《石油天然气开采业污染防治技术政策》的符合性分析详见表 1.8-6。

表 1.8-6 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，	本项目采用无毒钻井液体系，钻井液循环利用率大于 95%，钻井过程	符合

序号	技术政策要求	本工程内容	符合性分析
	钻井液循环率达到 95%以上; 钻井过程产生的废水应回用	中产生的废水经沉淀后回用	
3	在井下作业过程中, 酸化液和压裂液宜集中配制, 酸化残液、压裂残液和返排液应回收利用或进行无害化处置, 压裂放喷返排入罐率应达到 100%。 酸化、压裂作业和试油(气)过程应采取防喷、地面管线防刺、防漏、防溢等措施。	本项目压裂返排液经处理后作为附近平台的压裂液使用。残余的钻井液和压裂残液入罐率 100%。在压裂、试气过程中, 在放喷池设置有点火器。地面管线采用防刺、防漏、防溢设施	符合
二	生态保护		
1	油气田建设宜布置丛式井组, 采用多分支井、水平井、小孔钻井、空气钻井等钻井技术, 以减少废物产生和占地。	本项目采用丛式井组, 水平井技术, 尽量减少了工程岩屑、废水的产生, 减少了占地	符合
2	在开发过程中, 伴生气应回收利用, 减少温室气体排放, 不具备回收利用条件的, 应充分燃烧, 伴生气回收利用率应达到 80%以上; 站场放空天然气应充分燃烧。燃烧放空设施应避开鸟类迁徙通道	本项目页岩气在测试放喷过程中有利用条件的进入采气流, 不具备利用条件的在放喷池进行充分燃烧	符合
三	污染治理		
1	在钻井和井下作业过程中, 鼓励污油、污水进入生产流程循环利用, 未进入生产流程的污油、污水应采用固液分离、废水处理一体化装置等处理后达标外排。在油气开发过程中, 未回注的油气田采出水宜采用凝析气浮和生化处理相结合的方式	钻井过程中产生的废水经过处理后尽量重复利用。油基钻井液井固液分离后, 在循环罐储存, 循环使用	符合
2	固体废物收集、贮存、处理处置设施应按照标准要求采取防渗措施。 试油(气)后应立即封闭废弃钻井液贮池	本项目固体废物分类收集, 油基岩屑交由有相应资质的危险废物处置单位进行处置。水基岩屑经不落地系统收集后, 用于资源化利用	符合
3	应回收落地原油, 以及原油处理、废水处理产生的油泥(砂)等中的油类物质, 含油污泥资源化利用率应达到 90%以上, 残余固体废物应按照《国家危险废物名录》和危险废物鉴别标准识别, 根据识别结果资源化利用或无害化处置	本工程在井口及易产生污油的生产设施底部进行防渗处理, 并采用防渗膜收集可能产生的废油	符合

序号	技术政策要求	本工程内容	符合性分析
4	对受到油污染的土壤宜采取生物或物化方法进行修复	对于可能受到油污染的土地,采用灌草+乔木结合的方式恢复植被	符合
四	运行风险和环境管理		
1	油气田企业应制定环境保护管理规定,建立并运行健康、安全与环境管理体系	建设单位制定有完善的环境保护管理规定,并建立运行健康、安全与环境管理体系	符合
2	加强油气田建设、勘探开发过程的环境监督管理。油气田建设过程应开展工程环境监理	本项目制定有监理计划	符合
3	在开发过程中,企业应加强油气井套管的检测和维护,防止油气泄漏污染地下水	本项目制定有完善的套管监测维护计划和制度,防止页岩气泄漏污染地下水	符合
4	油气田企业应建立环境保护人员培训制度,环境监测人员、统计人员、污染治理设施操作人员应经培训合格后上岗	建设单位设置有专门的环境管理部门,并制定有完善的环境管理制度和培训制度	符合
5	油气田企业应对勘探开发过程进行环境风险因素识别,制定突发环境事件应急预案并定期进行演练。应开展特征污染物监测工作,采取环境风险防范和应急措施,防止发生由突发性油气泄漏产生的环境事故	建设单位对页岩气勘探开发制定突发环境事件应急预案,并定期开展演练。在井场周边设置有事故监测点,对特征因子进行监测	符合

综上,本项目符合《石油天然气开采业污染防治技术政策》相关要求。

1.8.4 与相关规范的符合性

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

为深入贯彻落实习近平总书记关于推动长江经济带发展的重要讲话和指示批示精神,认真落实党中央、国务院关于推动长江经济带发展重大战略部署,抓好长江保护法贯彻落实,加强成渝地区双城经济圈生态环境联防联控,根据国家《长江经济带发展负面清单指南(试行, 2022 年版)》等相关文件规定和一张负面清单管川渝两地的要求,结合四川省、重庆市实际,制定了《四川省、重庆市长江经济带发展负面清单实施细则》。本项目与该实施细则的符合性见表 1.8-7。

表 1.8-7 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位调整的除外。	项目不涉及过长江通道，符合
3	禁止在自然保护区核心区、缓冲区的岸线和河段范围内投资建设旅游和生产经营项目。自然保护区的内部未分区的，依照核心区和缓冲区的规定管控。	项目不涉及自然保护区，符合
4	禁止违反风景名胜区规划，在风景名胜区内设立各类开发区。禁止在风景名胜区核心景区的岸线和河段范围内建设宾馆、招待所、培训中心、疗养院以及与风景名胜资源保护无关的项目。	项目不涉及风景名胜区，符合
5	禁止在饮用水水源准保护区的岸线和河段范围内新建、扩建对水体污染严重的建设项目，禁止改建增加排污量的建设项目。	项目不涉及饮用水水源准保护区，符合
6	饮用水水源二级保护区的岸线和河段范围内，除遵守准保护区规定外，禁止新建、改建、扩建排放污染物的投资建设项目；禁止从事对水体有污染的水产养殖等活动。	项目不涉及饮用水水源二级保护区，符合
7	饮用水水源一级保护区的岸线和河段范围内，除遵守二级保护区规定外，禁止新建、改建、扩建与供水设施和保护水源无关的项目，以及网箱养殖、畜禽养殖、旅游等可能污染饮用水水体的投资建设项目。	项目不涉及饮用水水源一级保护区，符合
8	禁止在水产种质资源保护区岸线和河段范围内新建围湖造田、围湖造地或挖沙采石等投资建设项目。	项目不涉及水产种质资源保护区，符合
9	禁止在国家湿地公园的岸线和河段范围内开（围）垦、填埋或者排干湿地，截断湿地水源，挖沙、采矿，倾倒有毒有害物质、废弃物、垃圾，从事房地产、度假村、高尔夫球场、风力发电、光伏发电等任何不符合主体功能定位的建设项目和开发活动，破坏野生动物栖息地和迁徙通道、鱼类洄游通道。	项目不涉及国家湿地公园，符合
10	禁止违法利用、占用长江流域河湖岸线。禁止在《长江岸线保护和开发利用总体规划》划定的岸线	项目未违法利用、占用长江流域河湖岸线，符合

编号	管控内容	项目符合性
	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。	
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
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	项目不属于过剩产能行业，符合

编号	管控内容	项目符合性
	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。	
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。

（2）与《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》符合性分析

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

表 1.8-8 与《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》符合性一览表

序号	要求	本项目	符合性
1	油气开采项目（含新开发和滚动开发项目）原则上应当以区块为单位开展环评（以下简称区块环评），一般包括区块内拟建的新井、加密井、调整井、站场、设备、管道和电缆及其更换工程、弃置工程及配套工程等。	根据建设单位说明材料，本项目以 DP8 井区为单位开展区块环评，包括了钻前、钻井、储层改造、油气集输等相关主体工程	符合
2	项目环评应当深入评价项目建设、运营带	本项目对可能带来的环境影响和	符合

序号	要求	本项目	符合性
	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	环境风险进行了评价，提出了相应的环境保护和环境风险防范措施	
3	滚动开发区块产能建设项目环评文件中还应应对现有工程环境影响进行回顾性评价，对存在的生态环境问题和环境风险隐患提出有效防治措施。	本项目为新建项目，不涉及现有工程回顾性评价	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	项目施工期废水为压裂返排液、收集的雨水、压滤液，运营期废水为井下作业废水和采出水等，废水优先回用配制压裂液；不能回用时废水可依托南川区块页岩气采出水处理站处理达标后最终排放至鱼泉河，该采出水处理站已经通过验收，依托可行有效；油基岩屑交由有危险废物处置资质的单位进行转运处置	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，无平台回用时，废水依托南川区块页岩气采出水处理站处理后达标排放	符合
6	油气开采产生的废弃油基泥浆、含油钻屑及其他固体废物，应当遵循减量化、资源化、无害化原则，按照国家和地方有关固体废物的管理规定进行处置；油气开采项目产生的危险废物，应当按照《建设项目危险废物环境影响评价指南》要求评价。相关部门及油气企业应当加强固体废物处置的研究，重点关注固体废物产生类型、主要污染因子及潜在环境影响，分别提出减量化的源头控制措施、资源化的利用路径、无害化的处理要求，促进固体废物合理利用和妥善处置	本项目各类固体废物均按照国家和地方有关固体废物的管理规定进行妥善处置	符合
7	施工期应当尽量减少施工占地、缩短施工时间、选择合理施工方式、落实环境敏感区管控要求以及其他生态环境保护措施，降低生态环境影响。钻井和压裂设备应当优先使用网电、高标准清洁燃油，减少废气排放。选用低噪声设备，避免噪声扰民。施工结束后，应当及时落实环评提出的生态保护措施	本项目尽量减少了工程占地，施工期间优先使用网电、高标准清洁燃油，减少了废气排放。使用网电可有效减少噪声扰民。	符合

序号	要求	本项目	符合性
8	油气企业应当加强风险防控，按规定编制突发环境事件应急预案，报所在地生态环境主管部门备案	建设单位严格按照相关规范作业，强化环境风险防范，制定了可行的环境风险应急预案，并已进行了备案，应急预案备案回执号为 500119-2023-006-LT；环境风险评估备案号为 5001192023060001	符合
9	油气企业应当切实落实生态环境保护主体责任，进一步健全生态环境保护管理体系和制度，充分发挥企业内部生态环境保护部门作用，健全健康、安全与环境（HSE）管理体系，加强督促检查，推动所属油气田落实规划、建设、运营、退役等环节生态环境保护措施	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

1.8.5 与相关规划、规划环境影响评价结论及审查意见的符合性

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

1）与《重庆市矿产资源总体规划（2021—2025 年）》的符合性分析

2022 年 10 月 24 日，重庆市人民政府办公厅印发了重庆市矿产资源总体规划（2021—2025 年），根据《重庆市矿产资源总体规划（2021—2025 年）》，“在主城新区大力推进涪陵页岩油气与新能源科创产业园建设，推动永川区、南川区、綦江区、大足区及周边区域页岩气勘探开发……大力支持油气公司加大天然气、页岩气勘探力度……重点开发利用天然气、页岩气、铝土矿、

萤石等战略性矿产，地热、锑、毒重石、岩盐、石灰岩、砂岩、页岩等优势矿产，以及重晶石、石膏等有市场需求的矿产资源……大力支持页岩气、煤层气等清洁能源扩大开发利用规模，优化能源结构”。

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

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

根据《重庆市矿产资源总体规划（2021—2025 年）环境影响报告书》及其审查意见，本项目与其符合性见表 1.8-9。

表 1.8-9 与《重庆市矿产资源总体规划（2021—2025 年）环境影响报告书》审查意见的符合性分析

序号	规划环评及审查意见要求	项目情况	符合性
1	坚持生态优先、绿色发展。坚持以习近平生态文明思想为指导，严格落实《中华人民共和国长江保护法》，按照“共抓大保护、不搞大开发”的要求，立足于生态系统稳定和生态环境质量改善，处理好生态环境保护与矿产资源开发的关系，合理控制矿产资源开发规模与强度，不得占用依法应当禁止开发的区域，优先避让生态环境敏感区域。进一步强化《规划》的生态环境保护总体要求，将细化后的绿色开发、生态修复等相关目标、指标作为《规划》实施硬约束，合理确定布局、规模、结构和开发时序，采取严格的生态保护和修复措施，确保优化后的《规划》符合绿色发展要求，推动生态环境保护与矿产资源开发同步实现，助力筑牢长江上游重要生态屏障。	本项目位于 DP8 井区，不在禁止开发区内，本项目采用丛式井标准井场，井场占地面积小，对生态环境影响小	符合
2	严格保护生态空间，优化《规划》空间布局。将生态保护红线作为保障和维护区域生态安全的底线，应进一步优化矿业权设置和空间布局，依法依规对生态空间实施严格的保护。	本项目不在生态保护红线内	符合
3	严格产业准入，合理控制矿山开采种类和规模。	本项目符合产业准入	符合
4	严格环境准入，保护区域生态功能。按照重庆市生态环境分区管控方案、生态环境保护规划等要求，与一般生态空间存在冲突的已设探矿权保留区块、空白区新设勘查区块、	本项目针对页岩气开采活动，采取了应对措施，可以有效减少对区域生态	符合

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

（2）与《重庆市南川区国民经济和社会发展第十五个五年规划纲要》

《重庆市南川区国民经济和社会发展第十五个五年规划纲要》提出，“绿色转型步伐加快。一体推进‘九治’攻坚，河流出境断面水质稳定达标，大溪河纳入全国幸福河湖建设项目，城乡黑臭水体实现动态清零，空气质量稳居主城都市区前列，森林覆盖率达到 58%；页岩气年产能突破 50 亿立方米、年稳产气 20 亿立方米，风、光等清洁能源装机容量达到 40 万千瓦，单位 GDP 能耗累计下降 38.8%、居全市第一。”

本项目的实施有助于推动页岩气能源发展，实现页岩气产能增长，符合《重庆市南川区国民经济和社会发展第十五个五年规划纲要》要求。

（3）与《“十四五”现代能源体系规划》符合性分析

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

本项目属于页岩气开发项目，项目的实施有助于天然气产量的增加，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。

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

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

本项目平台在选址上已避开了区域大断层，直井段采取清水钻井方式，施工期井场及运营期集气站实施分区防渗措施，提出了防腐蚀、防渗漏、防遗撒等土壤污染防治具体措施，可有效防控项目实施对区域地下水造成污染，且本项目属于页岩气开发项目，不涉及重金属排放，符合《重庆市“十四五”土壤生态环境保护规划（2021—2025年）》（渝环〔2022〕108号）要求。同时，建设单位应按照《工矿用地土壤环境管理办法（试行）》（生态环境部令 第3号）在“终止生产经营活动前，应当参照污染地块土壤环境管理等有关规定，开展土壤和地下水环境初步调查，编制调查报告……”。工程设施退役后，建

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

(5) 与《重庆市南川区生态环境保护“十四五”规划》符合性分析

《重庆市南川区生态环境保护“十四五”规划》提出,“优化能源结构。在保障能源安全的前提下,进一步减少燃煤比重,持续推进燃煤消费替代,降低煤炭消费比重,逐步提高非化石能源比例。积极推进高耗煤行业企业减排改造,加快推进煤炭清洁高效利用,落实散煤综合治理行动计划,压散煤、换电煤,逐步推进天然气、电力及可再生能源替代民用散煤。大力推动页岩气开发利用,研究开展页岩气开采生态环境保护示范,逐步总结推广成果与经验……落实页岩气开采企业主体责任,安全处置页岩气开采产生的岩屑、泥浆等固体废物。及时开展新型污染物调查,有序落实调查监测和环境风险评估。”

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

1.8.6 与生态环境分区管控要求的符合性分析

本项目所在地环境管控单元属重点管控单元(南川区重点管控单元-大溪河南川上游段,环境管控单元编码 ZH50011920007、南川区重点管控单元-大溪河南川中游段,环境管控单元编码 ZH50011920010)。

本项目与重庆市总体管控要求、南川区总体管控要求以及管控单元生态环境准入清单的符合性分析见表 1.8-10。

表 1.8-10 与生态环境分区管控要求符合性分析

环境管控单元编码		环境管控单元名称	环境管控单元类型	
ZH50011920007		南川区重点管控单元-大溪河南川上游段	重点管控单元	
ZH50011920010		南川区重点管控单元-大溪河南川中游段	重点管控单元	
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
重点管控单元 市级总体管控 要求	空间 布局 约束	第一条 深入贯彻习近平生态文明思想，筑牢长江上游重要生态屏障，推动优势区域重点发展、生态功能区重点保护、城乡融合发展，优化重点区域、流域、产业的空间布局。	项目总体符合国家和地方相关规划和产业政策	符合
		第二条 禁止在长江干支流、重要湖泊岸线一公里范围内新建、扩建化工园区和化工项目。禁止在长江干流岸线三公里范围内和重要支流岸线一公里范围内新建、改建、扩建尾矿库、冶炼渣库、磷石膏库，以提升安全、生态环境保护水平为目的的改建除外。禁止在长江、嘉陵江、乌江岸线一公里范围内布局新建重化工、纸浆制造、印染等存在环境风险的项目。	不涉及	符合
		第三条 禁止在合规园区外新建、扩建钢铁、石化、化工、焦化、建材、有色、制浆造纸等高污染项目（高污染项目严格按照《环境保护综合名录》“高污染”产品名录执行）。禁止新建、扩建不符合国家石化、现代煤化工等产业布局规划的项目。新建、改建、扩建“两高”项目须符合生态环境保护法律法规和相关法定规划，满足重点污染物排放总量控制、碳排放达峰目标、生态环境准入清单、相关规划环评和相应行业建设项目环境准入条件、环评文件审批原则要求。	项目为陆地天然气开发项目，符合所在环境管控单元生态环境准入清单要求	符合
		第四条 严把项目准入关口，对不符合要求的高耗能、	项目为陆地天然气开发项目，为国家鼓	符合

		高排放、低水平项目坚决不予准入。除在安全或者产业布局等方面有特殊要求的项目外，新建有污染物排放的工业项目应当进入工业集聚区。新建化工项目应当进入全市统一布局的化工产业集聚区。鼓励现有工业项目、化工项目分别搬入工业集聚区、化工产业集聚区。	励类项目。项目选址具有“地下决定地上”的特点，对选址有特殊要求	
		第五条 新建、扩建有色金属冶炼、电镀、铅蓄电池等企业应布设在依法合规设立并经过规划环评的产业园区。	不涉及	符合
		第六条 涉及环境保护距离的工业企业或项目应通过选址或调整布局原则上将环境保护距离控制在园区边界或用地红线内，提前合理规划项目地块布置、预防环境风险。	不设置环境保护距离	符合
		第七条 有效规范空间开发秩序，合理控制空间开发强度，切实将各类开发活动限制在资源环境承载能力之内，为构建高效协调可持续的国土空间开发格局奠定坚实基础。	符合区域三区三线管控要求	符合
	污染物排放管控	第八条 新建石化、煤化工、燃煤发电（含热电）、钢铁、有色金属冶炼、制浆造纸行业依据区域环境质量改善目标，制定配套区域污染物削减方案，采取有效的污染物区域削减措施，腾出足够的环境容量。严格按照国家及我市有关规定，对钢铁、水泥熟料、平板玻璃、电解铝等行业新建、扩建项目实行产能等量或减量置换。国家或地方已出台超低排放要求的“两高”行业建设项目应满足超低排放要求。加强水泥和平板玻璃行业差别化管理，新改扩建项目严格落实相关产业政策要求，满足能效标杆水平、环保绩效 A 级指	不涉及	符合

		标要求。		
		第九条 严格落实国家及我市大气污染防治相关要求，对大气环境质量未达标地区，新建、改扩建项目实施更严格的污染物排放总量控制要求。严格落实区域削减要求，所在区域、流域控制单元环境质量未达到国家或者地方环境质量的，建设项目需提出有效的区域削减方案，主要污染物实行区域倍量削减。	不涉及	符合
		第十条 在重点行业（石化、化工、工业涂装、包装印刷、油品储运销等）推进挥发性有机物综合治理，推动低挥发性有机物原辅材料和产品源头替代，推广使用低挥发性有机物含量产品，推动纳入政府绿色采购名录。有条件的工业集聚区建设集中喷涂工程中心，配备高效治污设施，替代企业独立喷涂工序，对涉及喷漆、喷粉、印刷等废气进行集中处理。	不涉及	符合
		第十一条 工业集聚区应当按照有关规定配套建设相应的污水集中处理设施，安装自动监测设备，工业集聚区内的企业向污水集中处理设施排放工业废水的，应当按照国家有关规定进行预处理，达到集中处理设施处理工艺要求后方可排放。	不涉及	符合
		第十二条 推进乡镇生活污水处理设施达标改造。新建城市生活污水处理厂全部按照一级 A 标及以上排放标准设计、施工、验收，建制乡镇生活污水处理设施出水水质不得低于一级 B 标排放标准；对现有截留制排水管网实施雨污分流改造，针对无法彻底雨污分流的老城区，尊重现实合理保留截留制区域，合理提高截留倍数；对新建的排水管网，全部按照雨污分流模式实施建设。	不涉及	符合

		第十三条 新、改、扩建重点行业（重有色金属矿采选业（铜、铅锌、镍钴、锡、锑和汞矿采选）、重有色金属冶炼业（铜、铅锌、镍钴、锡、锑和汞冶炼）、铅蓄电池制造业、皮革鞣制加工业、化学原料及化学制品制造业（电石法聚氯乙烯制造、铬盐制造、以工业固废为原料的锌无机化合物工业等）、电镀行业）重点重金属污染物排放执行“等量替代”原则。	不涉及	/
		第十四条 固体废物污染环境防治坚持减量化、资源化和无害化的原则。产生工业固体废物的单位应当建立健全工业固体废物产生、收集、贮存、运输、利用、处置全过程的污染环境防治责任制度，建立工业固体废物管理台账。	项目产生的水基岩屑、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、处置全过程的污染环境防治措施，并建立工业固体废物管理台账	
		第十五条 建设分类投放、分类收集、分类运输、分类处理的生活垃圾处理系统。合理布局生活垃圾分类收集站点，完善分类运输系统，加快补齐分类收集转运设施能力短板。强化“无废城市”制度、技术、市场、监管、全民行动“五大体系”建设，推进城市固体废物精细化管理。	生活垃圾定点收集后交环卫部门处置	
	环境风险 防控	第十六条 深入开展行政区域、重点流域、重点饮用水源、化工园区等突发环境事件风险评估，建立区域突发环境事件风险评估数据信息获取与动态更新机制。落实企业突发环境事件风险评估制度，推进突发环境事件风险分类分级管理，严格监管重大突发环境事件风险企业。	建设单位设有专门的环境管理部门，并制定有完善的 HSE 管理体系，建设项目按照要求编制风险应急预案	符合
		第十七条 强化化工园区涉水突发环境事件四级环境风险防范体系建设。持续推进重点化工园区（化工集	本项目未使用技术落后的工艺	符合

		中区)建设有毒有害气体监测预警体系和水质生物毒性预警体系。		
	资源开发利用效率	第十八条 实施能源领域碳达峰碳中和行动,科学有序推动能源生产消费方式绿色低碳变革。实施可再生能源替代,减少化石能源消费。加强产业布局和能耗“双控”政策衔接,促进重点用能领域用能结构优化和能效提升。	本项目施工期收集的雨水、压裂返排液等优先回用区域平台压裂,有效减少了新鲜水用量,从源头减少了污染物排放	符合
		第十九条 鼓励企业对标能耗限额标准先进值或国际先进水平,加快主要产品工艺升级与绿色化改造,推动工业窑炉、锅炉、电机、压缩机、泵、变压器等重点用能设备系统节能改造。推动现有企业、园区生产过程清洁化转型,精准提升市场主体绿色低碳水平,引导绿色园区低碳发展。	本项目优先使用网电施工,柴油发电机备用,不涉及高污染燃料使用	符合
		第二十条 新建、扩建“两高”项目应采用先进适用的工艺技术和装备,单位产品物耗、能耗、水耗等达到清洁生产先进水平。	本项目不属于高耗水行业	符合
		第二十一条 推进企业内部工业用水循环利用、园区内企业间用水系统集成优化。开展火电、石化、有色金属、造纸、印染等高耗水行业工业废水循环利用示范。根据区域水资源禀赋和行业特点,结合用水总量控制措施,引导区域工业布局 and 产业结构调整,大力推广工业水循环利用,加快淘汰落后用水工艺和技术。	本项目不属于高耗能项目	符合
		第二十二条 加快推进节水配套设施建设,加强再生水、雨水等非常规水多元、梯级和安全利用,逐年提高非常规水利用比例。结合现有污水处理设施提标升级扩能改造,系统规划城镇污水再生利用设施。	本项目不涉及水利水电工程	符合
区县总体管控	空间布局	第一条执行重点管控单元市级总体要求第一条、第二	本项目总体符合国家和地方相关规划	符合

要求	约束	条、第三条、第四条、第五条、第六条和第七条。	和产业政策，符合所在环境管控单元生态环境准入清单要求，项目选址具有“地下决定地上”的特点，不进入园区，不设置环境保护距离；符合区域三区三线管控要求	
		第二条加快推进先锋氧化铝环保关闭，引导城区周边工业企业搬迁进入工业园区各组团。	本项目不涉及	符合
		第三条在泉域保护范围以及岩溶强发育、存在较多落水洞和岩溶漏斗的区域内，不得新建、改建、扩建可能造成地下水污染的建设项目。	根据水文地质图、现状调查，本项目不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	符合
		第四条优化空间布局，临近居住、商业的工业地块，严格控制入驻企业类型，预留防护距离。	本项目采用丛式井组，优化了空间布局	符合
	污染物排放管控	第五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。	项目产生的水基岩屑、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、处置全过程的污染防治措施，并建立工业固体废物管理台账	符合
		第六条完善乡镇污水管网，提高乡镇污水收集率；进一步完善中心城区污水收集管网。	本项目不涉及污水管网建设	符合
		第七条根据实际页岩气区块开发和产水情况优化调整污水处理设施规模，确保废水全部处理达标排放；强化地下水污染防治措施；对页岩气开发过程中产生的工业固废合理有效处置或综合利用。	本项目施工期收集的雨水、压裂返排液等优先回用区域平台压裂，有效减少了新鲜水用量，从源头减少了污染物排放，运营期采出水优先回用区域平台压裂，无平台回用时，依托南川区块采出水处理站；本项目直井段采用清水钻井，可有效保护浅层地下水，项目采取	符合

			“源头防控”“分区防渗”等措施进行污染防治；项目产生的水基岩屑、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、处置全过程的污染防治措施，并建立工业固体废物管理台账	
		第八条在农村超过 200 户、人口超过 500 人的相对集中片区建设污水处理厂（站）；加强畜禽养殖废弃物资源化利用；加快建立废旧农膜和包装废弃物等回收处置制度；开展农药肥料包装废弃物回收处置。加强农药安全使用监督检查，加大违规使用农药问题的查处力度。	本项目不涉及建设污水处理厂、畜禽养殖及农药等	符合
		第九条严格控制 VOCs 总量，调配、喷涂和干燥等 VOCs 排放工序应配备有效的废气收集系统，提高污染物收集处理效率。	本项目不涉及调配、喷涂和干燥等工艺	符合
		第十条规划区现有重金属排放企业按重金属污染防治要求落实相应的重金属减排任务。	本项目不涉及重金属排放	符合
		第十一条建立健全严格的机动车环境监管制度，鼓励企业购置和使用清洁能源（LNG）、无轨双源电动货车、新能源（纯电动）车、甩挂车辆。落实货车差别化通行管理政策，对新能源货车提供通行便利。	本项目不涉及机动车环境监管等	符合
		第十二条引导现有企业燃气锅炉实施低氮燃烧改造，新增燃气锅炉采用低氮燃烧技术。	本项目不涉及燃气锅炉	符合
		第十三条在禁燃区内，禁止销售、燃用高污染燃料；禁止新建、扩建燃用高污染燃料的设施，已建成的，应当限期改用天然气、页岩气、液化石油气、电或者	本项目不涉及高污染燃料	符合

		其他清洁能源。		
	环境风险 防控	第十四条执行重点管控单元市级总体要求第十六条和第十七条。	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，建设项目按照要求编制风险应急预案；不使用技术落后的工艺	符合
		第十五条建设项目周边有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，应严格执行相应防渗标准，且装置的布局要根据水文地质条件优化调整；加强页岩气开采中的水环境保护和跟踪监测工作。	本项目采取“源头防控”、“分区防渗”等措施进行污染防治；建设单位加强了页岩气开采中的水环境保护和跟踪监测工作	符合
		第十六条严格执行环境风险评估制度，强化环境风险事前防范。完善预案、备案和准入管理制度，推进企业突发环境事件风险分类分级管理。完善项目和区域、流域重大环境风险源多部门联合监管机制，加强涉及重金属污染的产业规模和空间布局管控，定期排查筛选潜在重大环境风险源。各新建化工企业、涉重企业内部的生产废水管线按地面化、可视化的要求，不得地下布设，防止泄漏污染土壤。加快磷石膏和赤泥综合利用；加快赤泥堆场封场，加强渗漏液的收集和处理及地下水防控。	建设单位制定有完善的 HSE 管理体系，在南川区按照要求编制了风险应急预案	符合
		第十七条加强应对重污染天气监管，落实不利天气状况下应急措施，逐步开展空气污染预警与预报工作，完善空气质量应急响应机制。	本项目运营期间正常工况下无废气排放	符合
	资源开发 利用效率	第十八条执行重点管控单元市级总体要求第十八条、第十九条、第二十条、第二十一条和第二十二条。	本项目施工期收集的雨水、压裂返排液等优先回用区域平台压裂，有效减少了新鲜水用量，从源头减少了污染物排放；优先使用网电施工，柴油发电机备用，不涉及燃煤及高污染燃料使用；本	符合
		第十九条旅游开发建设中推行节水措施，提高水资源利用率，严格制定并落实资源保护制度和措施。		符合
		第二十条新建燃煤供热设施应达到《煤炭清洁高效利		符合

		用重点领域标杆水平和基准水平（2022 年版）》标杆水平。	项目已办理相关取水许可，见附件 15	
		第二十一条新建燃煤项目，满足能效双控要求，严格控制能耗强度，合理控制能源消费总量。		符合
		第二十二条页岩气开采规划取水应按规定开展水资源论证。		符合
ZH500119200 07 南川区重点 管控单元-大 溪河南川上游 段	空间布局 约束	1.在泉域保护范围以及岩溶强发育、存在较多落水洞和岩溶漏斗的区域内，不得新建、改建、扩建可能造成地下水污染的建设项目	根据水文地质图、现状调查，本项目不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	符合
	污染物排 放管控	1.在农村超过 200 户、人口超过 500 人的相对集中片区建设污水处理厂（站）；加强畜禽养殖废弃物资源化利用；加快建立废旧农膜和包装废弃物等回收处理制度；开展农药肥料包装废弃物回收利用。加强农药安全使用监督检查，加大违规使用农药问题的查处力度。 2.加强规模化水产养殖尾水监测与治理，规范工厂化水产养殖尾水排污口设置，推动资源化利用或达标排放。	本项目不涉及建设污水处理厂，不涉及畜禽养殖废弃物资源化利用；不涉及废旧农膜和包装废弃物等回收处理；不涉及农药肥料包装废弃物回收利用；不涉及农药使用。 本项目不涉及水产养殖及排污	符合
	环境风险 防控	无	建设单位制定有完善的HSE管理体系，在南川区按照要求编制了风险应急预案	符合
	资源开发 效率要求	1.页岩气直接取用地表水时，应办理取水许可证	本项目依托现有取水工程进行取水，已办理相关取水许可，见附件 15	符合
ZH500119200 10 南川区重点 管控单元-大 溪河南川中游 段	空间布局 约束	1.在泉域保护范围以及岩溶强发育、存在较多落水洞和岩溶漏斗的区域内，不得新建、改建、扩建可能造成地下水污染的建设项目。	根据水文地质图、现状调查，本项目不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	符合
	污染物排 放管控	1.强化地下水污染防治措施；对页岩气开发过程中产生的工业固废合理有效处置或综合利用；根据实际页岩气区块开发和产水情况优化调整污水处理设施规模，	1、本项目施工期收集的雨水、压裂返排液等优先回用区域平台压裂，有效减少了新鲜水用量，从源头减少了污染物	符合

		确保废水全部处理达标排放。 2.在农村超过 200 户、人口超过 500 人的相对集中片区建设污水处理厂（站）；加强畜禽养殖废弃物资源化利用；加快建立废旧农膜和包装废弃物等回收处理制度；开展农药肥料包装废弃物回收利用。加强农药安全使用监督检查，加大违规使用农药问题的查处力度。 3.加强规模化水产养殖尾水监测与治理，规范工厂化水产养殖尾水排污口设置，推动资源化利用或达标排放。	排放，运营期采出水优先回用区域平台压裂，无平台回用时，依托南川区采出水处理站处理达标排放；本项目直井段采用清水钻井，可有效保护浅层地下水，项目采取“源头防控”“分区防渗”等措施进行污染防治；项目产生的水基岩屑、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 2.本项目不涉及建设污水处理厂，不涉及畜禽养殖废弃物资源化利用；不涉及废旧农膜和包装废弃物等回收处理；不涉及农药肥料包装废弃物回收利用；不涉及农药使用。 3.本项目不涉及水产养殖	
	环境风险 防控	无	建设单位制定有完善的HSE管理体系，在南川区按照要求编制了风险应急预案	符合
	资源开发 效率要求	1.页岩气直接取用地表水时，应办理取水许可证	本项目依托区域取水工程进行取水，已办理相关取水许可，见附件 15	符合

1.9 生态环境保护目标

根据叠图分析，本项目位于生态保护红线之外，占地及评价范围不涉及国家公园、自然保护区、风景名胜区、世界文化和自然遗产地、饮用水水源保护区等环境敏感区。

1.9.1 生态环境保护目标

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

表 1.9-1 生态环境保护目标一览表

1.9.2 地表水环境保护目标

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

本项目施工期压裂返排液、收集的雨水不外排，在满足压裂工艺要求情况下，优先利用压裂返排液配制压裂液，回用南川工区其他平台压裂工序，若无可回用的平台，废水采用管线输送至南川区块页岩气采出水处理站处理达标后排放鱼泉河，水基岩屑压滤依托南川区块页岩气采出水处理站处理达标后排放鱼泉河。运营期采出水和井下作业废水回用南川工区其他平台压裂工序，若无可回用的平台，废水采用管线输送至南川区块页岩气采出水处理站处理达标后排放鱼泉河。区域地表水系分布情况见表 1.9-2。

表 1.9-2 区域地表水系分布情况一览表

1.9.3 地下水环境保护目标

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

表 1.9-3 地下水环境保护目标一览表

名称	类型	空间相互关系			位置关系	环境敏感特性
		经度/°	纬度/°	水位高程/m		
Q1	泉点	/	/	867	位于井场东南侧约 805m，比井场高 213m	出露地层为长兴组，现场调查时出水量约 0.011L/s，无饮用水功能
Q2	泉点	/	/	649	位于井场西北侧约 260m，比井场低 5m	出露地层为飞仙关组，现场调查时出水量约 0.06L/s，现场调查时，无饮用水功能
Q3	泉点	/	/	591	位于井场北侧约 260m，比井场低 63m	出露地层为飞仙关组，现场调查时出水量约 0.08L/s，供给约 15 户居民使用
Q4	泉点	/	/	560	位于井场西北侧约 812m，比井场低 94m	出露地层为飞仙关组，现场调查时出水量约 0.011L/s，无饮用水功能
Q5	泉点	/	/	554	位于井场西北侧约 1020m，比井场低 100m	出露地层为飞仙关组，现场调查时出水量约 0.01L/s，供给约 2 户居民使用
Q6	泉点	/	/	592	位于井场东侧约 610m，比井场低 62m	出露地层为飞仙关组，现场调查时出水量约 0.02L/s，供给约 3 户居民使用
Q7	泉点	/	/	565	位于井场东侧约 500m，比井场低 89m	出露地层为飞仙关组，现场调查时出水量约 0.02L/s，供给约 1 户居民使用
Q8	水井	/	/	556	位于井场东侧约 500m，比井场低 98m	出露地层为飞仙关组，现场调查时出水量约 0.06L/s，供给约 10 户居民使用

名称	类型	空间相互关系			位置关系	环境敏感特性
		经度/°	纬度/°	水位高程/m		
Q9	泉点	/	/	570	位于井场东北侧约 373m, 比井场低 84m	出露地层为飞仙关组, 现场调查时 出水量约 0.04L/s, 服务约 6 户居民
Q10	泉点	/	/	533	位于井场北侧约 2.93km, 比井场低 121m	出露地层为嘉陵江组, 现场调查时 出水量约 0.01L/s, 无饮用水功能
Q11	泉点	/	/	534	位于井场北侧约 2.86km, 比井场低 120m	出露地层为嘉陵江组, 现场调查时 出水量约 0.5L/s, 用于农田灌溉
Q12	泉点	/	/	539	位于井场西北侧约 2.80km, 比井场低 112m	出露地层为嘉陵江组, 现场调查时 出水量约 0.01L/s, 无饮用水功能
Q13	泉点	/	/	544	位于井场东北侧约 2.23km, 比井场低 110m	出露地层为嘉陵江组, 现场调查时 出水量约 0.5L/s, 服务约 20 户居民
长兴组	含水层	/	/	/	位于站场南侧	具有饮用水开发利用价值的含水层
飞仙关 组	含水层	/	/	/	站场出露地层	具有饮用水开发利用价值的含水层
嘉陵江 组	含水层	/	/	/	位于站场北侧	具有饮用水开发利用价值的含水层

1.9.4 大气环境保护目标

本次重点调查站场周边 500m、管线 200 米范围内的大气环境保护目标，具体见表 1.9-4。

表 1.9-4 站场周边大气环境保护目标一览表

名称	国家 2000 坐标		保护对象	保护内容	环境功能区	距最近井口距离/m	相对站场位置	相对厂界距离/m
	X	Y						
DP8-1#			居民	1 户约 4 人	二类	112	SE	83
DP8-2#			居民	3 户约 12 人	二类	220	W	147
DP8-3#			居民	14 户约 56 人	二类	284	NW	232
DP8-4#			居民	15 户约 60 人	二类	321	W	249
DP8-5#			居民	12 户约 48 人	二类	375	W	302
DP8-6#			居民	13 户约 52 人	二类	499	W	428
DP8-7#			居民	11 户约 44 人	二类	380	SW	307
DP8-8#			居民	1 户约 4 人	二类	406	SW	336
DP8-9#			居民	5 户约 20 人	二类	466	SW	400
DP8-10#			居民	3 户约 12 人	二类	464	SW	392
DP8-11#			居民	8 户约 32 人	二类	406	NW	368
DP8-12#			居民	1 户约 4 人	二类	333	N	302
DP8-13#			居民	90 户约 360 人	二类	325	NE	281
DP8-14#			居民	4 户约 16 人	二类	457	E	419

1.9.5 声环境保护目标

本次重点调查站场 200 米、放喷池 320 米范围和管线两侧 200 米范围内的声环境保护目标，根据调查，站场 200m 和放喷池 320m 范围内分布有零散居民，见表 1.9-5。管线两侧 200m 范围居民分布情况见表 1.9-6。

表 1.9-5 站场周边声环境保护目标一览表

名称	空间相对位置			方位	与厂界最近距离/m	与放喷池最近距离/m	执行标准/功能区类别	声环境保护目标情况说明
	X	Y	Z					
DP8-1#	78	-96	57	SE	83	217	2 类，《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类标	1 户约 4 人
DP8-2#	-216	-37	42	W	147	185		3 户约 12 人
DP8-3#	-220	188	-16	NW	232	197		14 户约 56 人
DP8-4#	-319	-35	6	W	249	274		15 户约 60 人

名称	空间相对位置			方位	与厂界最近距离/m	与放喷池最近距离/m	执行标准/功能区类别	声环境保护目标情况说明
	X	Y	Z					
DP8-12#	89	336	-64	N	302	310	准	1 户约 4 人
备注:								

表 1.9-6 集输支线周边声环境保护目标一览表

序号	声环境保护目标	与管线位置关系	与管线最近距离/m	高差/m	执行标准/功能区类别	情况说明
1	DP8-2#	左侧	122	31	2 类功能区,《声环境质量标准》(GB3096-2008)中 2 类标准限值	3 户约 12 人
2	DP8-8#	左侧	176	-74		1 户约 4 人
3	DP8-9#	左侧	143	-60		5 户约 20 人

1.9.6 土壤环境环保目标

本项目站场、管线 200m 范围的保护目标包括周边耕地、居民等,见表 1.9-7、表 1.9-8。

表 1.9-7 站场周边土壤环境保护目标一览表

序号	名称	与厂界距离/m	高差 m	环境特征	环境环保要求
1	DP8-1#	83	57	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	DP8-2#	147	42	分散居民	
3	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

表 1.9-8 集输管线管线周边土壤环境保护目标一览表

序号	名称	与管线最近距离(m)	高差 /m	环境特征	环境环保要求
1	DP8-2#	122	31	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	DP8-8#	176	-74	分散居民	
3	DP8-9#	143	-60	分散居民	

序号	名称	与管线最近距离(m)	高差/m	环境特征	环境环保要求
4	耕地	周边	/	耕地	满足《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）中的风险筛选值

2 建设项目工程分析

2.1 油气田范围及油气资源特征

2.1.1 油气田范围

(1) 采矿权范围

2023 年，中国石油化工股份有限公司获得“重庆四川盆地东南缘南川气田东胜区块页岩气开采”的采矿权。采气规模 18.82 亿立方米/年。矿权证见附件 3。

中国石油化工股份有限公司华东油气分公司受中国石化股份有限公司委托，履行股东权利和义务，主要经营范围包括矿产资源勘查开采、燃气经营、石油天然气管道储运等业务。中石化重庆页岩气有限公司受中国石油化工股份有限公司华东油气分公司委托，负责东胜区块的页岩气开采。

本项目位于“重庆四川盆地东南缘南川气田东胜区块页岩气开采”矿区范围内。

(2) 区块范围

根据勘探开发及生产管理因素，建设单位将开发区域划分为多个独立评价的小区块进行管理。结合气藏受控范围、井组水平段布局及生产管理单元划分，划定以 DP8 平台为核心的独立小范围气藏控制单元作为区块范围，区块控制面积约 4.5km²，区块范围内分布有 DP8 号平台，见附件 4。

图 2.1-1 DP8 号区块范围示意图

2.1.2 地质构造

本项目区域构造上隶属于川东高陡褶皱带东胜南斜坡。川东高陡褶皱带是四川盆地川东南构造区最重要的二级构造单元，也是四川盆地的重要产气区。西侧以华蓥山深大断裂为界与川中构造区相接，东侧以齐西深大断裂为界与湘鄂西断褶带相邻，北侧与秦岭褶皱带相接。本区从南至北，构造走向由北北西转向北北东，再转向北东，形成四川盆地最具特征的弧形褶皱带。本区燕山期受太平洋板块向北西的强烈挤压，形成一系列背斜高陡、向斜宽缓的典型侏罗山型构造；喜山期印度板块向欧亚板块俯冲，本区在来自北西方向的挤压应力作用下，构造得到进一步改造和重建，以正向构造为主，各背斜带之间以宽缓

向斜带为界。

2.1.3 区带或层系

区域页岩气含气地层为上奥陶统五峰组-下志留统龙马溪组页岩气层段，主要目的层为龙马溪组。

2.1.4 储层特征

(1) 储层岩矿特征

南川地区页岩主要矿物为黏土、石英和长石（包含钾长石与斜长石）。

黏土矿物包括伊利石、伊蒙混层、绿泥石和高岭土，其中伊利石平均含量 58%，伊蒙混层平均含量 30%，绿泥石平均含量 9%，高岭土平均含量 3%。脆性矿物包括石英、长石、方解石、白云石和黄铁矿等，其中石英平均含量 38%，斜长石平均含量 7%，钾长石平均含量 2%，方解石平均含量 4%，白云石平均含量 5%，黄铁矿平均含量 2%。

(2) 孔隙结构类型

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

(3) 储集特征

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

2.1.5 油气藏流体性质

根据东胜脱水站商品气总出口天然气气质分析报告，页岩气主要成分为甲烷，见表 2.1-1，气质分析报告见附件 7。本项目施工按照含硫化氢气井进行安全控制。

表 2.1-1 气质组分一览表 单位：摩尔分数浓度（%）

2.1.6 油气资源类型

东胜区块页岩埋深 2500-3500m，属于中深层-深层、高压、干气、页岩气藏。

2.2 建设项目工程分析

2.2.1 建设项目概况

2.2.1.1 地理位置与交通

本项目位于重庆市南川区东城街道金华社区、南城街道林堡社区，距离南川城区约 0.9km。项目所在地对外交通有机耕道路、G65 高速、S104 省道，交通较方便。地理位置见附图 1。

2.2.1.2 建设项目基本概况

项目名称：DP8 井区建设项目；

建设单位：中石化重庆页岩气有限公司；

建设性质：新建；

建设地点：重庆市南川区东城街道金华社区、南城街道林堡社区；

产能规模：单井产气量约 4 万方/天，产气量 1.17 亿方/年。

开发方式：自喷开采；

建设内容：新建 DP8 平台，部署 8 口页岩气井，完钻后完善地面集输工艺流程、通讯、水电等配套设施，以及外输管线 0.55km。

建设周期：约 23 个月；

项目总投资：20000 万元；

2.2.2 建设项目组成

本项目主体工程主要包括钻前工程、钻井工程、储层改造工程、油气集输工程。本项目主体工程内容见表 2.2-1~2.2-4。

表 2.2-1 项目钻前工程组成一览表

类别	工程名称	项目组成内容	备注
主体工程	井场建设	井场面积约 0.68hm ² ，长约 134m，宽约 50m，井场采用碎石铺垫，局部采用混凝土硬化，作为设备基础	新建
	井口建设	8 口井的井口基础，开挖砌筑方井	新建
辅助工程	生活区	租用周边民房	新建
	放喷池（兼废水池）	新建 1 座放喷池，放喷池容积约为 500m ³ ，兼做废水池，放喷池前端设置 5m ³ 沉淀池	新建
	截排水沟	井场四周设置截排水沟，用于收集钻井期、储层改造期场地雨水	新建
公用工程	排水工程	钻前工程施工人员租住附近民房，不设施工营地，生活污水利用当地污水处理设施处置	/

类别	工程名称	项目组成内容	备注
	供水工程	施工期生活用水利用罐车由附近村镇拉水	/
	道路工程	新建井场道路 145m，路宽约 5m	新建
环保工程	生活污水处理	钻前工程不设施工营地，施工人员租住附近民房，生活污水利用租用民房的污水处理设施处置	/
	生活垃圾收集	施工场地设置生活垃圾收集点 1 处，集中收集生活垃圾，定期交环卫部门处置	新建，施工结束后拆除
	临时表土堆场	位于井场外北侧，用临时堆放剥离的表土，占地面积约 2400m ² ，施工结束后用于生态恢复	/

表 2.2-2 项目钻井工程组成一览表

类别	工程名称	项目组成内容	备注
主体工程	钻井设备安装	部署 1 部电动钻机，搭设井架及钻井成套设备搬运、安装、调试	钻井工程结束后，钻井设备随井队搬迁
	钻井作业	8 口井钻井工程：总进尺 43480m，水平段进尺 19010m，采用“导管+二开”钻井模式，导管采用Φ406.4mm 钻头清水钻进，一开用Φ311.2mm 钻头，清水钻至造斜点后转水基钻井液；二开用Φ215.9mm 钻头、油基钻井液钻进	
	固井工程	水泥固井	
	井控工程	井控装置：液压泵站、阻流管汇、防喷器和井口设备	
	辅助工程	钻井液配制罐	
		钻井液循环系统	
		钻井测定装置	
		钻井监控装置	
		放喷点火装置	
		钻井液配制罐	
公辅工程	供水工程	生活用水、钻井用水利用罐车由附近村镇拉水	\
	临时生活区	租用周边民房	\
	供电工程	施工期间依托周边已建成的 10kV、35kV 电网供电，井场配备 560kW 柴油发电机 2 台作为备用电源	钻井工程结束后拆除

类别	工程名称	项目组成内容	备注
环保工程	环保厕所	井场设置环保厕所 1 个，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	钻井工程结束后拆除
	生活垃圾收集点	井场设置生活垃圾收集点 1 处，集中收集生活垃圾，定期由环卫部门统一清运处置	
	排水沟	依托钻前工程建设的排水沟，30cm×40cm 明沟，雨水收集至污水池	依托
	放喷池（兼废水池）	依托钻前工程建设的放喷池（兼废水池），容积 500m ³ ，施工期间设置 3 套点火装置，分别为电子、烟花、手摇点火器，异常工况下进行点火；钻井期间可用于收集雨水	依托
	水基岩屑处理	水基岩屑暂存区收集水基岩屑，水基岩屑交由有相关手续的单位进行资源化利用	钻井工程结束后拆除
	油基岩屑暂存区	设置油基岩屑暂存区，面积约 30m ² ，油基岩屑暂存区采取防风、防晒、防雨、防漏、防渗、防腐措施，顶部设置雨棚、地面采用混凝土硬化并铺设防渗膜，设置围堰及收集沟。油基岩屑最终交由具有相应资质的危险废物处置资质单位进行处置	
	危险废物贮存点	井场内设置危险废物贮存点 1 座，面积约 4m ² ，用于暂存废油、沾染矿物油的废防渗材料、油基岩屑等危险废物，危险废物贮存点按照《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）要求建设	
储运工程	柴油罐	井场内设 1~2 个双层柴油储罐，单个容积 15m ³ ~40m ³ ，临时存储钻井用柴油，日常储量 15t，储罐区防渗处理，储罐区四周设围堰，并配备油污回收罐	储层改造工程结束后，柴油罐随井队搬迁
	材料储存区	井场内设置 1 处材料储存区，用于暂存钻井、固井用的原辅材料，原辅材料桶装或袋装，储存区地面铺设防渗膜，上部采用防雨布遮盖	储层改造工程结束后拆除

表 2.2-3 项目储层改造工程组成一览表

类别	工程名称	项目组成内容	备注
主体工程	完井工程	采用套管射孔完井方式	储层改造工程结束后，仅保留井口装置，其余施工设备随井队搬迁
	压裂工程	对 8 口井水平段进行正压射孔、水力压裂、测试放喷	

类别	工程名称	项目组成内容	备注
公辅工程	供水工程	生活用水利用罐车由附近村镇拉水，压裂用水优先采用采出水或压裂返排液，不足部分依托 DP4 取水泵站从半溪河取水，利用已建管网输送至 DP8 号平台	储层改造结束后拆除
	生活区	储层改造阶段不设置生活区，施工人员食宿依托南川项目部统一调配	\
	供电工程	依托周边已建成的 10kV、35kV 电网供电，优先采用网电压裂机组压裂	依托
环保工程	环保厕所	井场设置环保厕所 1 个，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	储层改造工程结束后拆除
	生活垃圾收集点	生活区，井场设置生活垃圾收集点 1 处，集中收集生活垃圾，定期由环卫部门统一清运处置	储层改造工程结束后拆除
	排水沟	依托钻前工程建设的排水沟，30cm×40cm 明沟，雨水收集至污水池	依托
	软体罐	施工期间设置软体罐 4 座，容积约 2000m ³ ，压裂期间用于暂存清水及压裂返排液，软体罐内部采用聚氨酯（TPU）涂层布材料，外部采用钢板固定。	储层改造工程结束后拆除
	危险废物贮存点	井场内设置危险废物贮存点 1 座，面积约 3m ² ，用于暂存废油、沾染矿物油的废防渗材料危险废物，危险废物贮存点按照《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）要求建设	
	放喷池	依托现有放喷池作为放喷测试，放喷池设 3 套点火装置，分别为自动、手动和电子点火装置	\
储运工程	柴油罐	井场内设 1~2 个双层柴油储罐，单个容积 15m ³ ~40m ³ ，日常储量 10t，储罐区防渗处理，储罐区四周设围堰，并配备污油回收罐	储层改造工程结束后，柴油罐随井队搬迁
	盐酸储罐	井场设置 12 个储罐，每个储罐 10m ³ ，盐酸仅在压裂时储存，厂家运送 31%浓度的浓盐酸至井场，稀释成 15%浓度后进罐。稀盐酸临时储存量一般为 120m ³ 。盐酸罐区地面铺设防渗膜，并设置临时围堤，围堤容积不小于单个罐体最大储存量	储层改造工程结束后拆除
	配液罐	压裂阶段井场设置 40 个配液罐，40m ³ /个，用于压裂液配制。罐区地面铺设防腐、防渗膜，并设置临时围堤，围堤容积不小于单个罐体最大储存量	
依托工程	南川区块页岩气采出水处理站	无法回用的压裂返排液通过罐车拉运至南川区块页岩气采出水处理站处理	依托

表 2.2-4 项目油气集输工程组成一览表

类别	工程名称		项目组成内容	备注
主体工程	油气集输工程	采气树	生产井 8 口井，每个井口安装采气树	新建
		集气站	新建 DP8 号集气站，新建 2 台 DN1200 气液分离器、8 台两相流量计、2 座压缩机撬、8 座除砂撬、1 个放空立管、1 座分子筛脱水撬	新建
		集输管线	新建 1 条焦页 DP8 集气支线，总长度约 0.55km（规格 DN150，设计压力 6.3MPa），接入已建阀井，同沟铺设污水管线（规格 $\phi 128 \times 13$ 玻璃钢管）、两根光缆；	新建
公用工程	生活区		施工期间租用周边民房；运营期间站场无人值守	\
	供水工程		施工期生活用水利用罐车由附近村镇拉	新建
	排水工程		施工期租住附近民房，不设施工营地，施工期生活污水利用当地污水处理设施处置	依托
	供电工程		运营期间供电电源就近引自己建低压电源	依托
环保工程	排水沟		利用钻前工程的排水沟，30cm $\times$ 40cm 明沟，雨水收集至污水池	依托
	污水罐		新建 1 座 20m ³ 污水罐，收集采出水	新建
	放喷池（兼废水池）		设置点火装置，在异常工况下进行点火	依托
	废润滑油		依托焦页 208 平台废油贮存点暂存后交由有危险废物处置资质的单位进行处置	依托
	放空立管		新建 1 根 15m 高放空立管，放空废气通过集气站放空立管排放	新建
依托工程	南川区块页岩气采出水处理站		采用管线输送至南川区块页岩气采出水处理站处理	依托

2.2.2.1 钻前工程

①井场

新建 DP8 平台，井场面积约 0.68 万 m²，井场采用碎石铺垫，局部采用混凝土硬化，作为设备基础，在平台中部呈两排部署，每排部署 4 口井。

②放喷池（兼废水池）

部署放喷池 1 座，容积约 500m³，采用半地埋式钢混结构，池壁及池底进行防渗处理，上部设防火墙，钻井工程阶段放喷池用于收集施工期间的雨水和暂存清水，储层改造阶段用于暂存雨水及压裂返排液；运营阶段放喷池作为应急池使用。

③井场道路

新建井场道路 145m，碎石铺垫，路基宽 5m。

2.2.2.2 钻井工程

钻井工程包括钻井设备安装、钻井作业、固井作业、目的层取芯作业，以及完钻后钻井设备离场拆除等。根据部署开发方案，共实施 8 口水平井，总进尺 43480m，水平段进尺 19010m。

(1) 井身结构

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

表 2.2-5 本项目井身结构设计

各井身结构及套管程序设计数据见表 2.2-6。

表 2.2-6 井身结构与套管程序设计数据

①导管

采用 $\Phi 406.4\text{mm}$ 钻头，采用清水钻井方式钻进，采用水泥固井，水泥返至地面。

②技术套管

一开用 $\Phi 311.2\text{mm}$ 钻头，正常情况下，清水钻进入钻至造斜点后转钻井液钻进，钻至龙马溪组页岩气层顶部，下 $\Phi 244.5\text{mm}$ 套管固井，封小河坝组地层及以上的易漏、易垮塌地层，以钻达或钻穿龙马溪组页岩气层上部的标准层“浊积砂”为中完原则，采用水泥固井，水泥返至地面。

③生产套管

二开使用 $\Phi 215.9\text{mm}$ 钻头、油基钻井液，完成大斜度井段和水平段钻井作业，下入 $\Phi 139.7\text{mm}$ 套管完井，采用水泥固井，水泥返至地面。

(2) 主要工艺设备

本项目采用单钻机布局，钻机采用 ZJ50 钻机，钻机配备情况详见表 2.2-7。

表 2.2-7 本项目钻机配置情况表

(3) 钻井液方案

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

表 2.2-8 “导管+二开”分段钻井液体系设计

开钻序号	井段（m）	推荐钻井液体系
导管	0~360	清水
一开	~造斜点	
	~3200	水基钻井液
二开	~5500	油基钻井液

（4）井控方案设计

油气井控制按《石油天然气安全规程》（AQ2012-2007）、《石油天然气钻井井控技术要求》（GB/T 31033-2025）执行。

一开压力等级：闸板防喷器 70MPa，环形防喷器为 35MPa。

二开压力等级：闸板防喷器 70MPa，环形防喷器为 35MPa。

井控管汇压力等级按二开闸板防喷器压力等级选择。

（5）固井方案

固井作业是钻井达到各段预定深度后，下入套管并注入水泥浆至水泥浆返至地面，封固套管和井壁之间环形空间的作业。

2.2.2.3 储层改造工程

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

（1）完井工程

① 完井方式

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

②射孔压裂工艺

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

③测试放喷

每口页岩气井完成全部水平段压裂后，采用钻具进行钻塞，形成页岩气开

采通道；开始阶段返排液返排的速度应小于 $200\text{L}/\text{min}$ ($12\text{m}^3/\text{h}$)，井口压力原则上不低于 12MPa 。当产液量小于 $10\text{m}^3/\text{h}$ 或者产气量高于临界携液流量时，进入测试求产阶段。测试过程中产生的可燃气体引至放喷池点燃。

(2) 压裂主要工艺设备

本次采用电驱压裂车机组进行压裂，设备如表 2.2-9 所示。

表 2.2-9 压裂施工车辆及工具准备

(3) 压裂井场布置

根据不同钻井井场情况进行试气井场布置，摆好压裂车组，接好高、低压管线、管汇。

图 2.2-1 压裂井场布置参考示意图

2.2.2.4 油气集输工程

(1) 集气站

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集气站按照标准集气站模式进行建设。本项目集气站主要设备见表 2.2-10。

表 2.2-10 集气站主要工程量

开采流程具体如下：井口产气经井下节流降压后，经两相流量计对井口产气和产液进行连续计量，然后进入分离器进行气液分离，分离出的天然气经压缩机增压后进入分子筛脱水，之后通过外输管线外输。采出水通过排污管道收集至污水罐，采用污水管线输送。

图 2.2-2 集气站标准化流程图

(2) 外输管线

①管道走向

本次建设 DP8 集气站至已建阀室的集气管线，管线总长度约 0.55km ，无缝钢管，规格为 $\text{DN}150$ ，设计压力 6.3MPa ，管材为无缝钢管，同沟敷设采出水收集管线 $\text{DN}100$ 、通信光缆 GYTS 36 芯。

②管道敷设

根据管线路由，本项目管线不穿越铁路和高速公路、国道等，也不穿越一般道路。

图 2.2-3 管线工程走向示意图

表 2.2-11 集输工程主要工程量表

序号	型号规格	单位	数量	备注
1	线路作业带宽度	m	10	
2	Φ165*10, L360N, PSL2, 无缝钢管	km	0.55	加强级 3PE 防腐
3	DN100 玻璃钢管	km	0.55	
4	通讯光缆 GYTS 36 芯	km	0.55	
5	警示带	km	0.55	
6	标志桩（含转角桩）	个	10	
7	警示牌	个	2	

2.2.2.5 公用工程

（1）供水工程

施工期生活用水从附近村镇拉水进行补给。本项目压裂用水优先使用压裂返排液或采出水，不足部分依托 DP4 取水泵站从龙岩江取水，取水许可见附件 15，新鲜水采用管线输送至站场。

（2）排水工程

施工期间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或资源化利用；井场周边设置排水沟，井场内雨水通过排水沟进入放喷池回用配制压裂液，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，经絮凝沉淀、杀菌，满足压裂回用水质标准要求后，回用本平台或矿区其他平台压裂工序，无平台回用时，依托南川区块页岩气采出水处理站处理。采出水优先回用区域平台压裂工序，无平台回用时，可依托南川区块页岩气采出水处理站处理。

（3）供电工程

施工期钻井工程采用网电供电，井场配备 560kW 柴油发电机 2 台作为备用电源，储层改造工程采用电驱压裂机组施工；运营期间供电电源就近引自己建低压电源。

2.2.2.6 环保工程

（1）施工期

①废水

施工期间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；井场周边设置排水沟，井场内雨水通过排水沟进入污水池回用配制压裂液，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，经絮凝沉淀、杀菌，满足压裂回用水质标准要求后，回用平台压裂工序。最后一口井压裂返排液采用罐车拉运至南川工区其他平台回用压裂。水基岩屑压滤液依托南川区块页岩气采出水处理站处理达标排放。

②废气

测试放喷阶段将天然气引至放喷池点燃。

柴油发电机和动力机废气经自带排气筒排放。

③噪声

柴油发电机及动力机采用自带隔声罩进行降噪。

④固体废物

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

⑤生态环境

施工结束后，按照土地复垦要求对井场周边临时占地进行土地复垦和生态恢复。

（2）运营期

①采出水

本项目采出水优先回用区域平台压裂工序，若无平台回用，依托南川区块页岩气采出水处理站处理达标排放。2027年7月1日前，南川区块页岩气采出水处理站执行《污水综合排放标准》（GB8978-1996）一级标准，2027年7月1日起执行《页岩气开采水污染物排放标准》（DB50/1806—2025）表1水污染物排放限值。

②废气

非正常工况下放空废气通过放空立管排放。

③固体废物

废砂石、清管废物用于资源化利用或交由一般工业固废处置场处置，废分子筛由厂家更换时回收利用或交由一般工业固废处置场处置；废润滑油交由有相应危险废物处置资质的单位进行处置。

2.2.2.7 依托工程

2.2.2.7.1 采出水处理

南川区块采出水处理站位于南川区水江镇黄泥村焦页 199 号平台，该站于 2018 年 5 月完成一期工程建设，2019 年 7 月完成二期工程建设，2021 年 11 月完成三期工程建设，处理能力达 1400m³/d，服务于南川区块页岩气平台。处理站采用“均质缓冲池+预曝气+浅层离子高效气浮+预芬顿处理+AOO-MBR+中和反应+斜板沉淀”处理工艺处理采出水。污水经处理后达到《污水综合排放标准》（GB8978-1996）一级标准后排入鱼泉河。

2.2.2.7.2 脱水站

东胜脱水站属于中石化重庆页岩气有限公司商品气外输出口，负责接收中石化重庆页岩气有限公司的产气脱水处理。目前东胜脱水站已建成三套 10×10⁸ Nm³/a TEG 脱水装置（两用一备），最大处理规模达到 20×10⁸ Nm³/a。东胜脱水站工艺装置区包括进站阀组及收球装置、生产分离器撬及加热炉撬、TEG 脱水撬、发球装置及外输计量调压系统，放空火炬等。

2.2.3 主要技术经济指标

本项目主要技术经济指标见表 2.2-12。

表 2.2-12 项目主要技术经济指标一览表

序号	指标	单位	数量
1	产气量	亿 m ³ /a	1.17
2	生产井数	口	8
3	工程占地	hm ²	2.7068
4	人员编制	人	无人值守
5	总投资	万元	20000
6	环保投资	万元	817.9

2.2.4 储运工程及原辅材料消耗

（1）钻井液材料消耗

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

正常工况下，本项目每口井钻井液配制量按照标准化进行配制，清水配制 300m³，水基钻井液配制 300m³，油基钻井液配制 300m³，单井及本项目配制量见表 2.2-13，单井及本项目钻井液材料用量见表 2.2-14。如果钻井期间出现漏失等情形，需按情况及时补充配制钻井液。

表 2.2-13 项目钻井液配制量一览表

表 2.2-14 钻井液材料用量表 **单位：t**

(2) 钻井液使用情况

本项目采用“井工厂”方式施工，钻井期间按照井依次开展导管、一开、二开钻井。各开次钻井液用量与钻井液平均循环量、钻井天数、纯钻时效等参数有关。根据工区钻井液使用情况，每米进尺钻井液用量、循环量、损耗量见表 2.2-15。

表 2.2-15 单位进尺钻井液用量及消耗量

钻井阶段	单位进尺钻井液用量 (m ³ /m)	损耗率	损耗量 (m ³ /m)
一开段	44	0.20%	0.089
一开直井段	27	0.20%	0.054
一开斜井段	42	0.20%	0.083
二开段	14	0.40%	0.055

本项目钻井液用量及损耗量见表 2.2-16。

表 2.2-16 钻井液用量及消耗量

清水钻井液段：新鲜水使用量 1066m³，清水钻井阶段钻井液总用量为 435735m³，钻井液使用过程中损耗量约 875m³。清水钻完钻后，剩余钻井液 191m³，直接在循环罐内添加药品，用于各平台配置水基钻井液钻井。

水基钻井液段：回用剩余清水量 191m³，使用清水 839m³，水基钻井阶段钻井液总用量为 426090m³，钻井液使用过程中损耗量约 842m³。水基钻完钻

后，剩余钻井液 188m³，由井队回收用于后续钻井工程。若无平台回用，需要废弃时，应按照国家一般工业固废处置或资源化利用。

油基钻井液段：油基钻井阶段钻井液总用量为 266140m³，钻井液使用过程中损耗量约 1045m³。油基钻完钻后，剩余油基钻井液 170m³，由井队回收用于后续钻井工程。

（3）水力压裂材料消耗

本项目盐酸采用储罐储存，钻井过程中不储存，仅在压裂施工过程中暂存，压裂过程中所使用的化学材料均由厂家负责运输至井场。材料直接入罐配制压裂液。包装袋，包装桶待材料入罐后，随车带回，厂家回收，现场不贮存。

压裂液在井场内配液罐内配制。

根据建设单位设计资料，本项目水力压裂用量见表 2.2-17、压裂液配制材料用量见表 2.2-18。

表 2.2-17 本项目压裂液用量一览表

表 2.2-18 压裂液添加剂消耗量配方表

2.2.5 工程土石方与占地

（1）工程土石方

本项目新建 DP8 平台，预计本项目钻前工程施工过程中总挖方 2.35 万 m³，总填方 2.35 万 m³。管网工程挖方量约 0.11 万 m³，总填方 0.11 万 m³，采取分段施工的形式临时堆放于管网两侧，待管网敷设结束后全部用于覆土。

（2）项目占地

本项目占地面积 2.7068hm²，其中永久占地 0.8113hm²，临时占地 1.8955hm²，永久占地主要为井场及集气站、道路、合建池，其余均为临时占地。管线占地 0.5575hm²，作业带宽度 10m。占地情况见表 2.2-19。本项目占地类型表 2.2-20。

表 2.2-19 本项目占地情况一览表 单位：hm²

表 2.2-20 本项目占地类型一览表 单位：hm²

2.2.6 施工组织

（1）施工人员

钻前工程：施工队约 20 人，不设置施工营地，租用当地居民住房。

钻井工程：施工人员约 50 人，生活租用当地居民住房，办公为自带的活

动板房。

储层改造工程：施工人员约 50 人，施工人员采用倒班通勤方式，生活依托南川城区页岩气项目部现有生活配套设施，办公为自带的活动板房。

油气集输工程：施工队约 20 人，不设置施工营地，租用当地居民住房。

（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：由钻前施工队伍完成井场建设，施工工期为 30d。

②钻井工程：钻井作业采用“井工厂”模式，按照井号依次开展各井的导管段钻进，所有井导管段完钻后，再进行各井一开段钻进，所有井一开段完钻后，再进行各井二开段钻进。

③储层改造工程：平台内所有钻井工程完成后，钻井设备撤场，井场交给试气队伍进行储层改造，本项目新钻的 8 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。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：储层改造队伍及设备撤场后，在井场内建设集气站，以及井场外的站外管线。

表 2.2-21 本项目施工时序表

2.3 影响因素分析

2.3.1 施工期污染因素分析

2.3.1.1 钻前工程污染因素分析

钻前工程是为钻井工程进行前期的基础设施建设，本项目钻前工程主要是井场平整，建设井口及设备基础，新建池体及设备运输安装。施工过程及主要环境影响见图 2.3-1。

图 2.3-1 施工过程及主要环境影响因素

2.3.1.2 钻井工程污染因素分析

(1) 钻井工艺

建设井口及设备基础后开始钻井，页岩气井“导管+二开”钻井方式，直井段采用清水钻井，斜井段采用水基钻井液钻井，水平段采用油基钻井液钻井。清水和水基钻井液均属于水相钻井液体系，钻井过程中在循环罐内直接调整钻井液配方。待斜井段完钻后，采用油基钻井液将井筒内的水基钻井液顶替出来，剩余钻井液在循环罐循环利用。水平段采用油基钻井液体系，完钻后，采用固井水泥浆将油基钻井液顶替出来，剩余油基钻井液在泥浆储备罐储存，用于下一口井使用；在各开次施工过程中钻屑经振动筛和离心机分离钻井液和钻井岩屑。

钻井达到各段预定深度后，下入套管并注入水泥浆至水泥浆返至地面，封固套管和井壁之间环形空间的作业。

(2) 钻井产污环节分析

①清水钻井阶段

此阶段钻井液为清水，不添加其他成分。此阶段钻井液为清水，不添加其他成分。该阶段主要产污环节为泥浆泵、泥浆循环系统产生的噪声及钻井岩屑。钻井过程中清水循环使用，该阶段完成后的剩余清水在循环罐内直接用于配制水基钻井液。

图 2.3-2 清水钻井阶段工艺流程及产污环节示意图

②水基钻井阶段

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

图 2.3-3 水基钻井阶段工艺流程及产污环节示意图

“不落地”随钻处理系统由振动筛、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，固体部分外运综合利用，压滤机分离出来的压滤液系统循环使用，完钻后依托南川区块页岩气采出水处理站处理后达标排放。

“不落地”随钻处理系统工艺见图 2.3-4。

图 2.3-4 不落地系统工艺流程图

③油基钻井阶段

水平井段采用油基钻井液钻进，钻井岩屑在振动筛后集中收集，不落地。在该阶段主要的产污环节为泥浆泵、泥浆循环系统产生的噪声及油基岩屑。钻井过程中钻井液循环使用，平台所有井完钻后油基钻井液由井队回收，随井队用于后续钻井工程。油基岩屑经泥浆循环系统分离后集中收集后交由有危险废物处置资质的单位处置。

图 2.3-5 油基钻井工艺流程及产污环节示意图

钻井过程产生的废油由中石化重庆页岩气有限公司或有资质的单位回收利用配置油基钻井液。

2.3.1.3 储层改造工程污染因素分析

（1）储层改造产排污分析

储层改造工程主要包括前期准备、压裂、钻塞、放喷排液及测试求产等工序。

1) 前期准备

①更换压裂井口。

②安装固定地面流程：安装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。

③试压。施工前全井筒试压，试压结束后打开趾端滑套。

④开工验收：由现场施工总指挥召集作业监督、各施工单位负责人、设计单位负责人、各工序和岗位负责人，对施工准备情况、人员配置、HSE 进行检查，同时明确试气运行组织机构及相关注意事项。

2) 压裂

①下射孔枪。

②做封桥塞。

③射孔。

在目的层压裂管段引爆射孔枪，射孔后起出射孔工具。

④前置酸

前置酸配制主要是采用外运的 31% 盐酸在井场内的盐酸储罐中稀释至 15%（盐酸储罐内先加入适量水，然后将 31% 盐酸泵入储罐）。现场将酸罐呼吸孔排放的少量盐酸雾引至水封罐吸收。前置酸对地层进行处理，起到减压、解堵的作用。单井压裂持续时间约 10 天，盐酸储罐储存时间约 10 天。

⑤压裂

压裂即用压力将地层压开一条或几条水平的或垂直的裂缝，并用支撑剂将裂缝支撑起来，减小油、气、水的流动阻力，沟通油、气、水的流动通道，从而达到增产的效果。本项目采用水力压裂，利用地面高压泵组将清水以超过地层吸收能力的排量注入井中，在井底憋起高压，当此压力大于井壁附近的地应力和地层岩石抗张强度时，在井底附近地层产生裂缝；继续注入带有支撑剂的携砂液，裂缝向前延伸并填以支撑剂；压裂后裂缝闭合在支撑剂上，从而在井底附近地层内形成具有导流能力的填砂裂缝。压裂产生的污染物主要为噪声。待一段压裂完成后，向井下再放置桥塞，重复上段压裂过程，直至压裂全部水平井段。

3) 钻塞

磨穿水平井各段桥塞。

4) 下生产管柱

下生产管柱，将压裂井口换成采气井口。

5) 测试放喷

为避免地层吐砂，开始返排的速度应小于 200 L/min（12m³/h），分别采用 4、6、8mm 油嘴放喷，每个油嘴放喷时间 4~6h，再改用 10、12mm 油嘴放喷排液，根据排液情况和井口压力再定方案，进入求产阶段；具体的要根据井口压力及出砂情况相应调整。井口压力原则上不低于 12MPa。当产液量小于 10m³/h 或者产气量高于临界携液流量时，进入测试求产阶段。为减小井下

积液的影响，采用油嘴从大到小的方式测产。

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

图 2.3-6 储层改造工艺流程及产污环节示意图

2.3.1.4 油气集输工程污染因素分析

(1) 站场工程

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

(2) 油气集输管线工程

本项目管线工程与钻前工程同时施工。集气管道工程施工一般包括施工准备、地表清理、管沟开挖、组装下沟、覆土回填、清管试压等工序。整个施工过程由专业化队伍完成，不设施工营地，依托附近村镇和农户已有的生活设施。

图 2.3-7 管线工程施工过程及产污环节分析图

2.3.2 运营期污染因素分析

运营期，井口来的页岩气后经节流阀井下降压后，井口来气分别去计量分离器进行单井产气连续计量，再通过压缩机增压，增压后再经分子筛脱水撬进一步脱除游离水后外输，运营期工艺流程示意图见图 2.3-8。

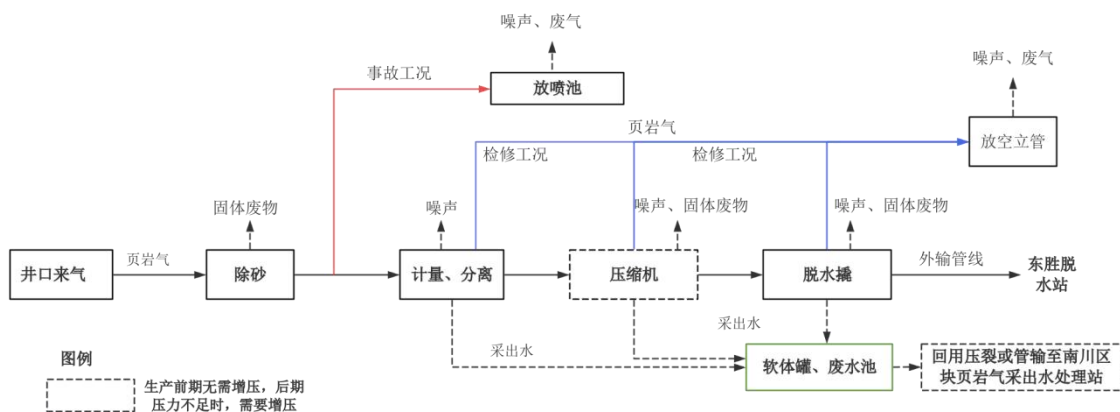


图 2.3-8 运营期集气站工艺流程图

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

运营期集气站为无人值守模式，废水主要为集气站分离器、脱水撬分离的采出水，采出水依托南川区块页岩气采出水站处理达标后外排。此外，气井后期生产过程中，会对故障的气井进行井下作业，使气井恢复正常生产，井下作业期间产生少量井下作业废水。

运营期噪声主要为集气站压缩机等生产设备产生的噪声及放空过程中产生的噪声。

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

2.3.3 退役期污染因素分析

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

2.3.4 生态环境影响因素

工程建设对生态环境的影响主要发生在施工期钻前工程和运营期。施工期工程土石方开挖、回填、构筑物建设等活动造成的水土流失，施工噪声、人为活动等对野生动物的影响，项目占用天然林、公益林，施工期土石方开挖将对天然林、公益林造成直接影响；运营期主要对生态环境的影响因素为井场运营噪声和人为活动对野生动物的影响。本项目占地面积为 2.7068hm²，生态影响主要包括改变占地范围内土地利用类型、造成水土流失、占用生态敏感区天然林等。

2.4 污染源强核算

2.4.1 施工期

2.4.1.1 废水

(1) 剩余钻井液

由 2.3.4 节分析，清水钻井液、水基钻井液、油基钻井液剩余量见表 2.2-14。本项目最后剩余 191m³ 清水钻井液，用于配制水基段钻井液，水基钻井液剩余

约 188m³，由钻井队回收利用，若需要弃置时应按照一般工业固废处置；油基钻井液剩余 170--m³，由钻井队回收利用。

(2) 场地雨水

井场外设置截水沟，井场外雨水沿截水沟就近排放至周边溪沟，井场四周设置排水沟，井场内降雨径流产生的雨水收集，排入污水池暂存。

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

$$q = \frac{1642(1+0.8151\lg P)}{(t+10.333)^{0.710}} \quad (\text{L/s} \cdot \text{hm}^2)$$

式中：

q—暴雨强度，L/s · hm²；

P—重现值，年，取值 3 年；

t—降雨历时，min，取值 15min。

计算得南川区最大暴雨强度为 229.83L/s · hm²。

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，hm²，取值 0.40hm²，井场硬化区、放喷池、污水池、雨水沟等面积之和。

q—设计暴雨强度，L/s·hm²。

经计算可得，站场初期雨水产生量约 74.5m³/次。初期雨水排入放喷池暂存，回用于压裂工序配制压裂液。

(3) 压裂返排液

本次收集了相邻平台（DP9、DP5 平台）已完井的压裂返排液产生情况及返排率，平均返排率为 13.5%，本次按照 15%进行估算，本项目压裂液使用总量约 38.02 万 m³，则本项目压裂返排液产生量为 57030m³。压裂返排液经“混凝沉淀+杀菌”处理工艺处理后，优先回用于本平台或区域平台页岩气井压裂工序，无可回用平台依托南川区块页岩气采出水处理站处理后达标排放。压裂返排液主要污染物为 pH 值、COD、石油类、氯化物。

表 2.4-1 压裂返率取值及压裂液产生量一览表

表 2.4-2 压裂返排液污染物源强及产生量

(4) 生活污水

施工期均不单独设置生活区。钻前工程、钻井工程及油气集输工程施工阶段，租用周边现有民房作为办公及生活用房，生活污水利用租住民房的污水处理设施处置；储层改造阶段，作业人员采用倒班通勤方式，食宿统一依托南川城区项目部现有生活配套设施。

井场内设置环保厕所，用于收集现场施工人员产生的生活污水，经收集后农用或交由第三方环境治理公司定期清掏外运处置。现场施工人员生活用水量按 $100\text{L/d} \cdot \text{人}$ ，排污系数取 0.8 计算。根据各阶段现场施工人员数量及施工时间，生活污水产生量详见表 2.4-3，表 2.4-4。

表 2.4-3 施工期生活用水及废水产生量

注：仅核算井场内生活污水的产生量。

表 2.4-4 施工期生活污水产生浓度及产生量

(5) 压滤液

预计压滤液产生量约 385.8m^3 ，压滤液主要污染物为 pH 值、COD、石油类、氯化物，最终依托南川区块页岩气采出水处理站处理达标后排放。

表 2.4-5 压滤液产生浓度及产生量

备注：数据来源于《水基泥浆无公害化处理环境影响报告表》（环评已批复，批复文号：渝（南川）环准〔2021〕87 号）。

(6) 施工废水

井场、集气站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 ，本项目预计钻前工程、油气集输工程的施工用水量均为 30m^3 ，废水产生量约 6m^3 ，则 SS 产生量约 0.018t ，经沉淀后回用场地洒水。

(7) 试压废水

管道敷设完成后需要采用清洁水为介质进行试压。本项目试压废水量约为 10m^3 ，试压排放废水中主要污染物为悬浮物，含少量泥沙，废水中 SS 浓度低于 100mg/L 。试压废水沉淀后用于平台场地洒水、绿化用水。

(8) 施工期废水产生情况汇总

本项目施工期水平衡见表 2.4-6。

表 2.4-6 本项目施工期水平衡一览表 单位: m³

备注: 28330m³ 外运回用区域其他压裂工序, 无平台回用时依托南川区块页岩气采出水处理站处理达标后排放

由于初期雨水总量具有不确定性, 雨水不计入水平衡。

2.4.1.2 废气

(1) 扬尘

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

(2) 燃油废气

本项目钻井、储层改造期间采用网电供电，柴油发电机作为备用电源；储层压裂期间采用电驱压裂机组作为动力。网电供电情况下无燃油废气排放，柴油发电机供电时有燃油废气排放。柴油发电机采用符合国家标准的柴油，排放量较少。

(3) 测试放喷废气

为了解气井产气量，完井后需进行测试排液放喷，测试放喷产生的废气量取决于测试时释放量，每个制度放喷时间小于 6h，单井总放喷时间小于 48h。测试放喷天然气在放喷池内，经燃烧器点火燃烧后排放。根据区域其他平台测试放喷情况，预计单井测试放喷气量约 $0.3 \times 10^4 \text{m}^3/\text{h}$ ，单井燃烧气量约 $14.4 \times 10^4 \text{m}^3$ 。本项目页岩气污染物主要为二氧化碳、氮氧化物、水、少量非甲烷总烃等。测试放喷时间短，属于临时排放。

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

(4) 前置酸配制产生盐酸雾

盐酸配制主要是采用购买的 31% 盐酸在井场内的盐酸储罐中稀释至 15%（盐酸储罐内先加入适量水，然后将 31% 盐酸泵入储罐）。现场将酸罐呼吸孔排放的少量盐酸雾引至水封罐中吸收。水封罐的水用于稀释盐酸。盐酸雾极易溶于水，经水吸收后排入环境的量极少。加上盐酸浓度较低，现场储存量不大，使用工期短，排放量小。

(5) 机具尾气

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

量较少。

2.4.1.3 噪声

(1) 钻前工程

钻前工程的噪声主要是推土机、挖掘机、载重车辆等产生的噪声，噪声声级范围源强见表 2.4-7。钻前工程施工工程量小，仅昼间施工。

表 2.4-7 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)，对环境的影响较大。

表 2.4-8 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	降噪后声源源强		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	-28	3	1	机房隔声、消声、减振	90	1	备用	1
发电机	-28	-2	1	机房隔声、消声、减振	95	1	备用	2
钻井设备	0	0	0~45	机房隔声、消声、减振	95	1	备用	1
泥浆泵	-20	16	1	\	90	1	昼夜	2
振动筛	-21	23	1	减振	85	1	昼夜	2

原点坐标：/。

(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 80dB (A)，昼间施工；测试放喷噪声源强为 100dB (A)。主要噪声源强及特性见表 2.4-9。

表 2.4-9 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	-37~-24	-11~18	1	80	1	减振	昼夜	12
放喷池	-71	67	-4	100	1	/	昼夜	/

原点坐标: /。

(4) 油气集输工程

油气集输工程施工噪声主要由施工机具和各类生产设备引起,施工机具和生产设备的噪声值参见表 2.4-10。油气集输工程施工工程量小,仅昼间施工。

表 2.4-10 油气集输工程主要噪声源强特性 单位: dB (A)

序号	噪声源	噪声值 dB (A)	备注
1	挖掘机	85~90	距离声源 5m
2	推土机	83~88	距离声源 5m
3	切割机	82~89	距离声源 5m
4	自卸汽车	75~81	距离声源 5m
5	蛙式打夯机	85~90	距离声源 5m

2.4.1.4 固体废物

本项目产生的固体废物主要有清水岩屑、水基岩屑、油基岩屑、废油、沾染废油的废防渗材料、污泥、废包装材料、生活垃圾。本项目剩余油基钻井液由钻井队回收,随钻井队用于后续钻井工程。

(1) 钻井岩屑

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

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

式中:

r——不同阶段钻头尺寸半径, m;

d——不同阶段对应的钻头进尺, m;

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

根据本项目钻井阶段各开次进尺、钻头尺寸,本项目钻井岩屑产生量见表 2.4-11。

表 2.4-11 本项目钻井岩屑产生量一览表**①清水岩屑**

清水岩屑量约 3110m³，主要作为区域内井场铺垫或修建井间道路使用。

②水基岩屑

水基岩屑产生量约 1929m³（约 3858t，密度按照 2t/m³ 考虑），经不落地系统收集后，用于资源化利用。

根据建设单位提供资料，项目水基钻井液不加入沥青类药剂和液体润滑剂类药剂，根据《危险废物排除管理清单》（2026 年版），石油和天然气开采过程中，使用清水、聚合物钻井泥浆（未加入沥青类药剂和液体润滑剂类药剂）钻井时产生的废弃钻井泥浆和岩屑，或者使用聚合物、聚磺/磺化泥浆钻井时随钻破胶压滤系统产生的废弃钻井岩屑（压滤泥饼）不作为危险废物管理。

③油基岩屑

本项目油基岩屑产生总量为 2088m³（4176t）。油基岩屑交由有危险废物处置资质的单位进行转运处置。

（2）沾染废油的废防渗材料

施工过程中，每口井产生的沾染废油的废防渗材料约 0.1t，则本项目沾染废油的废防渗材料产生量约 0.8t。集中收集后，交由有危险废物处置资质的单位进行转运处置。

（3）废油

钻井过程中废油的主要来源有：a、机械（泥浆泵、转盘、链条等）润滑废油。b、钻井设备清洗与保养、泥浆循环罐掏罐产生的废油，如更换柴油机零部件和清洗钻具、套管等。结合工区已完井废油产生情况，单井废油产生量约为 1.1t，本项目 8 口井预计废油产生量为 8.8t，由中石化重庆页岩气有限公司或有资质的单位回收。

本项目产生的各类危险废物名称、类别等信息见表 2.4-12。

表 2.4-12 本项目危险废物属性一览表

注：油基岩屑容重按 2 考虑。

危险废物贮存场所（设施）基本情况见表 2.4-13。

表 2.4-13 危险废物贮存场所（设施）基本情况样表**（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 8 口井废包装材料产生总量为 6400 个，由厂家或有资质的单位回收。

（5）絮凝沉淀污泥

本项目压裂返排液在配液罐、软体罐及污水池暂存，及时转运回用于工区其他钻井平台压裂工序，回用前压裂返排液进行絮凝沉淀处理，参考南川区块页岩气采出水循环处理系统在 201 平台、DP2、DP30 平台压裂返排液絮凝沉淀处理污泥产生情况，本项目压裂返排液产生量为 57030m^3 ，压裂返排液絮凝沉淀污泥产生量约 $33\text{t}/\text{万 m}^3$ 废水，则本项目絮凝沉淀污泥产生量约 188.20t。根据《重庆市固体废物管理中心关于南川区块页岩气采出水处理项目污泥危险特性鉴别报告的审核意见》（渝固函〔2020〕276 号），见附件 14，污泥不属于危险废物，本项目压裂返排液与采出水成分类似，絮凝沉淀工艺相同，参照南川区块页岩气采出处理项目污泥危废特性鉴别结果，本项目絮凝沉淀污泥不属于危险废物，作为一般工业固废外运至一般工业固废处置场处置或资源化利用。

（6）生活垃圾

生活垃圾按 $0.5\text{kg}/(\text{人}\cdot\text{d})$ 计算，根据施工人数及施工天数，预计本项目生活垃圾产生量为 16.6t。生活垃圾定点收集后，由环卫部门统一清运处置。本项目生活垃圾产生情况见表 2.4-14。

表 2.4-14 生活垃圾产生情况一览表**表 2.4-15 一般工业固体废物分类与代码****（8）固废产生情况汇总**

本项目施工期固体废物产生情况见表 2.4-16。

表 2.4-16 施工期固体废物汇总**2.4.2 运营期****2.4.2.1 废水****（1）井下作业废水**

井下作业过程中会产生少量井下作业废水，参考《未纳入排污许可管理行业适用的排污系数、物料衡算方法（试行）》中（与石油和天然气开采有关的

服务活动产排污系数表) 排污系数, 低渗透油田洗井工业废水产生量为 $27.13\text{m}^3/\text{井次}$, 预计每 2 年进行 1 次井下作业(洗井), 按本项目投产 8 口井计算, 井下作业废水产生量预计约 $108.52\text{m}^3/\text{a}$, 主要污染物为 COD 和石油类, 回用区域平台压裂工序。本次井下作业废水产生情况见表 2.4-17。

表 2.4-17 井下作业废水产排污情况

产品名称	原料名称	污染物指标	规模	单位	产污系数	产污量	排污量
井下作业	洗井废水	工业废水量	1 井次	吨/井次-产品	27.13	$108.52\text{m}^3/\text{a}$	0
		化学需氧量	1 井次	克/井次-产品	34679.3	$0.139\text{t}/\text{a}$	0
		石油类	1 井次	克/井次-产品	6122.1	$0.024\text{t}/\text{a}$	0

(2) 采出水

采出水产生量与气井配产规模、井下压力、储层含水特性、压裂液注入量等有关, 类比南川工区页岩气采出水产生量, 本次单井采出水预计产生量为 $5\text{m}^3/\text{d}$ 。本项目运营期共 8 口井, 废水产生量为 $40\text{m}^3/\text{d}$ ($14600\text{m}^3/\text{a}$)。

本项目运营期废水排放量及浓度见表 2.4-18、表 2.4-19。

表 2.4-18 采出水排放一览表 (2027 年 7 月 1 日前)

表 2.4-19 采出水排放一览表 (2027 年 7 月 1 日起)

(3) 生活污水

本项目集气站无人值守, 无生活污水产生。

2.4.2.2 废气

正常工况下本项目无废气排放, 非正常工况下产生的废气为放空废气, 非正常工况下废气排放见表 2.4-20 和表 2.4-21。

表 2.4-20 项目运营期非正常工况下废气排放一览表

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

表 2.4-21 非正常工况下排放方式一览表

废气标号	排放方式	排气筒		排烟温度 ($^{\circ}\text{C}$)
		高度 (m)	内径 (m)	
放空废气	有组织排放	15.0	0.15	常温

2.4.2.3 噪声

运营期噪声主要来自集气站设备运行噪声。集气站噪声源有气液分离器、压缩机等。分离器设备声源不高于 60dB (A)。污水泵噪声源强约 80dB (A)，采取减振、消声等降噪措施后噪声源强约 70dB (A)。压缩机噪声源强约 85dB (A)，采取降噪房、基础减振等措施后，噪声约 70dB (A)。

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

表 2.4-22 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	治理后声源源 强		运行 时段	设备 数量
		X	Y	Z	声压 级 dB (A)	距声 源距 离 m		声压级 dB (A)	距声 源距 离 m		
1	压缩机 1	-40	3	1	85	1	减振、 隔声	70	1	间断	1
2	压缩机 2	-39	-2	1	85	1		70	1	间断	1
3	分离器 1	-67	-1	1	55	1	减振	50	1	连续	1
4	分离器 2	-67	-5	1	55	1	减振	50	1	连续	1
5	分离器 3	-67	-8	1	55	1	减振	50	1	连续	1
6	分离器 4	-67	-11	1	55	1	减振	50	1	连续	1
7	污水泵	-40	-8	1	80	1	减振、 消声	70	1	间断	1
8	分子筛 脱水撬	-68	6		65		减振	60		连续	1

原点坐标: /。

2.4.2.4 固体废物

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

(1) 危险废物

运营期危险废物主要为废润滑油，本项目设置 2 台压缩机，废润滑油产生量约 0.02t/a，依托焦页 208 平台废润滑油暂存点统一暂存后交由有危险废物处置资质的单位处置。

危险废物贮存场所（设施）基本情况见表 2.4-23、表 2.4-24。

表 2.4-23 本项目运营期危险废物汇总一览表**表 2.4-24 焦页 208 平台危险废物贮存场所（设施）基本情况表****(2) 一般工业固废**

运营期一般工业固废主要包括集气站废砂石、废分子筛、清管废物。

除砂产生的废砂石主要成分为二氧化硅，本项目产生量约 6kg/a，属于一般工业固体废物，废砂石用于资源化利用或交由一般工业固废处置场处置，不在站场暂存。

运营期清管作业的频次为每年 1-3 次，清管作业将产生少量的固体废物，主要成分为硫化亚铁和硫化铁，属一般工业固体废物，清管废物产生量约为 0.5kg/次，则本项目清管废物总产生量约 1.5kg/a，由一般固废处理场处置。

表 2.4-25 一般工业固体废物分类与代码**2.4.3 退役期****2.4.3.1 废水**

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

单井封井施工期按照 20 天考虑，施工人员 10 人，施工人员生活用水定额取 50L/人·d，生活用水量为 10m³/井，生活污水产生量取生活用水量的 80%，则污水产生量为 8m³/井，则退役期产生的生活污水总量约为 64m³，依托当地旱厕收集后农用。

2.4.3.2 固体废物

拆除井场施工期 20d，施工人员 10 人，生活垃圾按 0.5kg/（人·d）计算，本项目生活垃圾产生量为 0.1t。生活垃圾定点收集后，由环卫部门统一清运处置。拆除的管线、设备由厂家回收利用。产生的建筑垃圾交由建筑垃圾处置场处置。

表 2.4-26 一般工业固体废物分类与代码**2.5 污染物排放汇总**

本项目施工期、运营期、退役期主要污染物产生及排放情况汇总见表 2.5-1、表 2.5-2 和表 2.5-3。

表 2.5-1 施工期主要污染物产生及预计排放情况

时段	污染物类型	排放源	污染物名称	处理前		拟采取处理措施	处理后	
				浓度	产生量		浓度	排放量
钻前工程	废水	施工废水	SS、石油类	/	6m ³	沉淀后回用	/	0
		生活污水	污水量	/	48m ³	租住附近民房，不设施工营地，生活污水利用当地污水处理设施处置	/	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	/	80-90dB(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	废水	压滤液	压滤液	/	385.8m ³	依托南川区块采出水处理站处理达标排放	/	0
		场地雨水	场地雨水	/	74.5m ³ /次	配制压裂液	/	0
		压裂废水	压裂返排液	/	57030m ³	采用“混凝沉淀+杀菌”处理后，优先回用于平台压裂，无平台回用时，依托采出水处理站处理达标排放	/	0
		生活污水	污水量	/	2560m ³	收集后农用或交由第三方环保公司处置或资源化利用	/	0
	废气	燃油废气	烟尘、NO _x 、CO	/	少量	采用符合国家标准的柴油	/	少量
		测试放喷废气	NO _x 、烟尘	/	/	放喷池燃烧排放	/	/
	噪声	钻井施工	钻井、泥浆泵等	/	85-100 dB (A)	设备自带消声器，减震	/	80-95 dB (A)
		压裂施工	压裂机组	/	80dB (A)		/	80dB (A)

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
		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	/	3110m ³	铺垫井场或修建井间道路	/	0
			水基岩屑	/	1929m ³	水基岩屑经不落地系统收集后，资源化利用	/	0
			油基岩屑	/	4176t	油基岩屑采用吨桶“不落地”收集后，交由有相应危险废物处置资质的单位处置	/	0
		絮凝沉淀	絮凝沉淀污泥	/	188.20t	外运至一般工业固废处置场处置或资源化利用	/	0
		场地清理	废防渗材料	/	0.8t	交由有危险废物处置资质的单位进行转运处置	/	0
		机械润滑废油、清洗保养	废油	/	8.8t	由中石化重庆页岩气有限公司或有资质的单位回收利用	/	/
		废包装材料	废包装材料	/	6400 个	由厂家或有资质的单位回收	/	/
		生活垃圾	生活垃圾	/	16.0 t	定点收集后，由环卫部门集中处置	/	/
油气集输	噪声	施工机具	噪声		75-90dB (A)	合理安排施工时间，禁止夜间施工		75-90dB (A)
	固体废物	生活垃圾	生活垃圾	/	0.3 t	定点收集后，由环卫部门集中处置	/	/
	废水	施工废水	施工废水	/	6m ³	沉淀后用于场地洒水	/	/
		生活污水	生活污水		48m ³	收集后农用	/	/
	废气	施工扬尘	扬尘	/	少量	洒水抑尘	/	/
		施工机具	设备尾气	CO、NO _x	少量	/	/	/

表 2.5-2 运营期主要污染物产生及预计排放情况

污染物类型	排放源	污染物名称	处理前		拟采取处理措施	处理后	
			浓度	产生量		浓度	排放量*
废水	采出水	废水量	/	14600m ³ /a	2027 年 7 月 1 日前, 满足《污水综合排放标准》(GB8978-1996) 一级标准后排放	/	14600m ³ /a
		COD	2500mg/L	36.500 t/a		100 mg/L	1.460 t/a
		Cl-	14000 mg/L	204.400t/a		14000mg/L	204.400t/a
		氨氮	85mg/L	1.241t/a		15mg/L	0.219 t/a
	采出水	废水量	/	14600m ³ /a	2027 年 7 月 1 日起, 满足《页岩气开采水污染物排放标准》(DB50/1806—2025) 表 1 水污染物排放限值后排放	/	14600m ³ /a
		COD	2500mg/L	36.500 t/a		50 mg/L	0.730 t/a
		Cl-	14000 mg/L	204.400t/a		1000mg/L	14.600 t/a
		氨氮	85mg/L	1.241t/a		5 mg/L	0.073 t/a
	井下作业废水	废水量	/	108.52m ³ /a	回用平台压裂	/	0
废气	放空废气	页岩气	2~3 次/年, 2—5Nm ³ /次		通过高 15m, 内径 0.15m 的放空立管放空	/	/
噪声	设备噪声	噪声	50~90dB		基础减振, 隔声罩	50~70dB	
	放空噪声	噪声	105 dB		通过集气站放空排气筒	105 dB	
固体废物	设备	废润滑油	0.08t/a		交由有相应危险废物处置资质的单位处置	/	
	除砂器撬	废砂石	0.006t/a		用于资源化利用或交由一般固废处置单位处置		
	清管废物	清管废物	1.5 kg/a		用于资源化利用或交由一般固废处置单位处置		
	废分子筛	废分子筛	3t (五年更换一次)		废分子筛由厂家更换时回收利用或交由一般工业固废处置场处置	/	

表 2.5-3 退役期主要污染物产生及预计排放情况

污染物类型	排放源	污染物名称	处理前		拟采取处理措施	处理后	
			浓度	产生量		浓度	排放量
废水	清洗废水	废水量	/	10m³	2027 年 7 月 1 日前，满足《污水综合排放标准》（GB8978-1996）一级标准后排放，2027 年 7 月 1 日起，满足《页岩气开采水污染物排放标准》（DB50/1806—2025）表 1 水污染物排放限值后排放	/	10m³
	生活污水	废水量	/	64m³	依托当地旱厕收集后农用	/	64m³
固体废物	生活垃圾	生活垃圾	/	0.1t	定点收集后，由环卫部门集中处置	/	/
	建筑垃圾	建筑垃圾		少量	交由建筑垃圾处置场处置	/	/
	报废设备、 管线	报废设备、 管线		少量	由厂家回收利用		

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

南川区地形走向北低南高，海拔 540~2251m，属中、低山区。地形起伏较大，横向沟谷切割较深，东南、西北两面为高山，中间为平缓低地，三者基本上平行岩层走向，呈条带状排列。东南面以阳新灰岩为岭构成顺向山，西北面以侏罗纪砂岩为岭构成逆向山，中间为嘉陵江灰岩构成的溶蚀低地。楠竹山镇（原铁村乡）属喀斯特地形，地貌地形破碎，以槽坝浅丘和低山为主，次为高山，平坝约占幅员面积的 25.7%，地貌类型多样，地势东北高，西南低，山系多东北—西南走向。

本项目所处区域属山地-丘陵地貌，地形条件复杂，沟壑纵横，地貌起伏较大。

3.1.2 气候、气象

南川区属中亚热带湿润季风气候区，具有气候温和、雨量充沛、湿度较大、四季分明、无霜期长、云雾多、日照少、风速小等气候特点。根据南川区气象站（东经 106.9333，北纬 28.9500，海拔高度 326m）20 年气象统计资料：南川区多年平均气温 16.5℃；极端最高气温 41.5℃；极端最低气温 -5.3℃。南川地区多年月平均温度 1 月最低，为 6.1℃，7 月份月平均温度最高为 26.4℃；区域多年平均降水量为 1160.7mm。年平均日照时数 1086.1h，平均雾日数 40.4d。年均相对湿度为 80%；南川区年平均风速为 0.77m/s，多年来最大风速 30.2m/s。年内各月之间平均风速变幅不大，平均风速在 0.49~1.07m/s 之间；年内春季风速较大为 0.75~1.12m/s 之间，冬季风速较小为 0.52~0.76m/s 之间；区域全年以静风最多，无明显主导风向。

3.1.3 地质构造

3.1.3.1 构造描述

本项目区域构造上隶属于川东高陡褶皱带东胜南斜坡。川东高陡褶皱带是四川盆地川东南构造区最重要的二级构造单元，也是四川盆地的重要产气区。

西侧以华蓥山深大断裂为界与川中构造区相接，东侧以齐西深大断裂为界与湘鄂西断褶带相邻，北侧与秦岭褶皱带相接。本区从南至北，构造走向由北北西转向北北东，再转向北东，形成四川盆地最具特征的弧形褶皱带。本区燕山期受太平洋板块向北西的强烈挤压，形成一系列背斜高陡、向斜宽缓的典型侏罗山型构造；喜山期印度板块向欧亚板块俯冲，本区在来自北西方向的挤压应力作用下，构造得到进一步改造和重建，以正向构造为主，各背斜带之间以宽缓向斜带为界。

3.1.3.2 区域地层

根据钻井设计，目的层为志留系龙马溪组，钻遇地层由老至新依次为志留系、石炭系、二叠系、三叠系，出露基岩地层为飞仙关组。

表 3.1-1 区域地层简述表

3.1.4 地表水系

本项目周边地表水为半溪河和龙岩江。

半溪河发源于金佛山西北坡和城南仁乐、下官村，于南川区西郊叫花岩入大溪河，河道主要功能为农业用水兼城市娱乐景观用水。

龙岩江流域面积 213.2km²，河面最宽处 25m，最窄处 8m，项目区附近土桥断面常年水位 533.28m，二十年一遇最高水位 537.17m(1999 年)，多年平均流量 4.73m³/s，平均纵坡降 0.5%。龙岩江主要功能为农业用水，兼顾工业用水。

3.1.5 水文地质

3.1.5.1 区域含隔水层特征

所在区域从含气地层底板地层奥陶系开始由老至新各地层含隔水层特征分述如下：

(1) 奥陶系古岩溶含水层

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

(2) 志留系中下统隔水层 (S_1 、 S_2)

志留系中下统隔水层，为灰绿色、黄灰色页岩、泥质粉砂岩夹薄层生物碎屑灰岩。

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

（3）二叠系下统灰岩岩溶含水层（ $P_1 \sim P_3$ ）

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

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

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

长兴、龙潭组裂隙弱含水层。岩性为由灰、深灰、灰绿色薄—中厚层状细砂岩、粉砂岩、粉砂质泥岩、泥岩及煤层等组成。地层浅部风化裂隙发育，局部含风化裂隙水，深部裂隙不甚发育，多见细小闭合状裂隙，细砂岩中见少量含水裂隙，含裂隙水，含、隔水层相间产出，显示含水层富水性弱。

（5）三叠系下统飞仙关组裂隙弱含水层（ T_{1f} ）

飞仙关组为裂隙弱含水层，岩层富水性总体较弱，但局部断裂及风化裂隙发育带富水性可达中等。

（6）三叠系下统嘉陵江组强岩溶含水层（ T_{1j} ）

岩性主要为灰、浅灰色，中厚—厚层状灰岩。地表岩溶极发育，多见溶隙、溶蚀洼地、溶斗、溶洞、暗河，该含水层富水性极强，地下水多以岩溶裂隙、岩溶管道流形式赋存，以岩溶大泉、暗河形式在低洼沟谷地带集中排泄。

（7）第四系孔隙含水层（ Q_4 ）

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

3.1.5.2 地下水类型

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

(1) 第四系孔隙水

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

第四系孔隙水由于富水性弱,且随季节性变化大。

(2) 碳酸盐岩类裂隙溶洞水

区域地下水类型总体属碳酸盐岩类岩溶水。其中平台所在位置出露地层为飞仙关组 (T_1f), 岩性为紫色中至厚层状泥灰岩与灰色灰岩。

3.1.5.3 地下水动态变化特征

区内地下水的补给条件受多种因素控制,以大气降水渗入为主要补给来源,故其变化与大气降水的年变化和多年变化呈正相关,地下水动态主要受降水和裂隙发育的控制,变化较大,以岩溶泉的形式出露,其动态随降雨变化十分明显,有的在暴雨后数小时流量剧增,水变浑浊,久旱则干枯。2026 年 5 月,对评价范围内的井泉进行了水位调查,其水位情况见 3.1-2。

表 3.1-2 区域地下水情况一览表

3.1.5.4 地下水补给、径流、排泄条件

(1) 第四系孔隙水

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

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

(2) 碳酸盐岩类裂隙溶洞水

平台及周边出露地层主要岩性为灰岩,岩溶较发育,但岩溶发育不均匀,所形成的含水层没有统一的潜水位,地下水就近补给就近排泄至溪。

3.1.5.5 评价区地下水开采利用现状

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

3.1.5.6 水文地质单元划分

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

平台以南侧、西侧、东侧山脊线作为边界,北侧以龙岩江为排泄边界,大气降雨通过土壤、岩石裂缝渗入地下,地下水由南往北排泄至龙岩江,面积约 7.32km²,区域水文地质图详见附图 6。

3.1.6 动植物资源

本项目区占地范围内以农业生产活动为主,区域以农业生态系统为主。林地多为后天人工栽种,已无原生自然林地,植被主要为次生林和野生灌草丛,灌草丛一般分布在荒草地和田坎上,灌丛高 20~80cm,占地范围内未发现珍稀濒危野生植物。经查阅相关资料及走访调查,未发现珍稀濒危野生动物分布。

3.1.7 矿产资源

南川区矿产资源丰富,已发现的矿产有煤、铁、铝土矿、水泥用灰岩、建筑石料用灰岩、玻璃用砂岩、铸型用砂岩、陶瓷用砂岩、水泥配料用砂岩、砖瓦用页岩、方解石、萤石、滑石、硫铁矿、耐火黏土、水泥配料用页岩、化肥用砂岩、镓、饰面用大理石、地热、矿泉水等 20 余种,已开发利用的有 9 种,即煤、铝土矿、石英砂岩、砖瓦用页岩、石灰岩、方解石、萤石。

3.2 环境保护目标调查

3.2.1 项目与生态保护红线位置关系

经与“三区三线”划定成果对比,本项目不在生态红线范围内,见附件 5。见附图 7。

3.2.2 区块范围内生态敏感区

根据调查,区块范围涉及永久基本农田、天然林、公益林分布,区块生态

敏感区见附图 24~附图 26。

表 3.2-1 区块范围内生态环境敏感目标一览表

3.2.3 区块范围内地下水环境敏感区

根据调查，区块范围内无暗河管道及大型地下河系统、无集中式饮用水水源保护区、特殊地下水资源保护区等分布。

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 2025 年重庆市生态环境状况公报的数据。根据判定，南川区 PM_{2.5} 超标，属于不达标区。

表 3.3-1 基本污染物环境质量现状

3.3.2 地表水环境质量现状

根据《环境影响评价技术导则 地表水环境》（HJ2.3-2018）中 6.6.3.2 “应优先采用国务院生态环境保护主管部门统一发布的水环境状况信息”，本次引用重庆市生态环境局发布《2025 年重庆市生态环境状况公报》结论进行评价。

本项目属于大溪河-乌江流域，根据《2025 年重庆市生态环境状况公报》，乌江流域 29 个监测断面均达到或优于 II 类水质。

3.3.3 声环境质量现状

本次委托环境质量监测单位对 DP8 号平台站场边界、周边居民点进行早上检测，监测时间为 2025 年 11 月 26 日~27 日。监测因子为等效连续 A 声级，监测频率为昼夜间各 1 次/天。

（1）监测点位

本项目环境噪声监测点共 2 个，C1 位于平台南侧边界处、C2 位于平台西侧居民点。

（2）评价标准

环境噪声执行《声环境质量标准》（GB3096-2008）2 类区标准。

（3）评价结果

声环境现状监测统计结果见表 3.3-2 所示。

表 3.3-2 声环境质量现状监测结果一览表

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

3.3.4 地下水环境质量现状

①监测点位及监测因子

本项目地下水评价工作等级为二级，根据《环境影响评价技术导则 地下水导则》（HJ 610-2016），“二级评价项目的潜水含水层的水质监测点应不少于 5 个”，为了解评价区域地下水环境质量现状，本次在 DP8 平台所在水文地质单元布设 5 个地下水监测点，满足《环境影响评价技术导则 地下水导则》（HJ 610-2016）布点要求，具体见表 3.3-3。

表 3.3-3 地下水监测因子、时间及监测频率一览表

监测点名称	地下水流向	监测因子	采样时间	监测频率
F1	平台南侧，地下水流向上方向	pH 值、氨氮、硝酸盐（以 N 计）、亚硝酸盐（以 N 计）、挥发酚、氰化物、砷、汞、铬（六价）、总硬度、铅、氟化物、镉、铁、锰、溶解性总固体、耗氧量、硫酸盐、氯化物、硫化物、钡、阴离子表面活性剂、石油类、总大肠菌群、细菌总数、钾离子、钠离子、镁离子、钙离子、碳酸盐、碳酸氢盐、氯离子、硫酸盐	2025 年 11 月 27 日	1 次
F2	平台西北侧，地下水流侧方向			
F3	平台北侧，地下水流下游方向			
F4	平台西北侧，地下水流下游方向			
F5	平台西北侧，地下水流下游方向			

②监测频率

每天监测 1 次。

③评价方法及标准

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

④评价结果

评价结果见表 3.3-4、表 3.3-5。

表 3.3-4 地下水现状质量评价表 pH 无量纲，其余为 mg/L

表 3.3-5 地下环境质量统计结果一览表

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

监测点八大离子数据见表 3.3-6。

表 3.3-6 八大离子监测点情况一览表

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

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

南川区境地土壤分 4 土类，6 个亚类，10 个土属及 45 个土种。土壤分布由北至南为棕紫泥、黄红紫泥、紫色潮土、老冲积黄泥及灰棕潮土。土层由薄增厚，质地沙到粘。土壤垂直分布，由山顶至山脚土层由薄增厚，质地由沙到粘，养分含量由低增高。土壤垂直分布，由山顶至山脚土层由薄增厚，质地由沙到粘，养分含量由低增高。本项目评价范围土壤类型为水稻土和黄色石灰土。

图 3.3-1 土壤类型分布图

根据现场调查，周边农用地主产水稻、玉米、红苕和多种蔬菜。土壤理化性质见表 3.3-7。

表 3.3-7 土壤理化特性调查表

3.3.5.2 土壤环境质量现状监测

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。本次考虑评价范围内土壤类型、土地利用类型、地形特征、地面径流方向等，共布置 7 个土壤监测点，柱状样 3 个，表层样 4 个；占地范围内 4 个，占地范围外 3 个，满足相关导则要求。

（1）监测点位

本次委托重庆厦美环保科技有限公司对 DP8 号平台所在区域进行了土壤环境现状监测，采样时间为 2025 年 11 月 26 日~27 日。监测布点情况见表 3.3-8。

表 3.3-8 土壤监测点一览表

监测点编号	监测点位置	备注	采样深度 m	监测因子
G1	井场西南侧林地	占地范围外	0.2	pH+GB15618 中的基本项目+石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）+全盐量
G6	井场东北侧耕地	占地范围外	0.2	
G2	西北侧放喷	占地范围内	0~3	pH+石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）+全盐量

监测点编号	监测点位置	备注	采样深度 m	监测因子
G3	南侧放喷旁	占地范围内	0~3	
G4	水池旁	占地范围内	0~3	
G5	井场内	占地范围内	0.2	pH+GB36600 中的基本项目+石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀) +全盐量
G7	井场东侧耕地	占地范围外	0.2	pH+GB15618 中的基本项目+石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀) +全盐量

(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 3.3-9，建设用地监测结果表 3.3-10。

表 3.3-9 农用地土壤监测结果一览表

表 3.3-10 建设用地土壤监测结果一览表

(5) 评价结果

农用地土壤环境质量现状评价结果见表 3.3-11，建设用地土壤环境质量现状评价结果见表 3.3-12。

表 3.3-11 农用地土壤环境质量统计结果一览表

根据表 3.3-11，各监测点指标均满足《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB 15618-2018）中的风险筛选值标准。

表 3.3-12 建设用地土壤环境质量统计结果一览表

根据表 3.3-12，各监测点均满足《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中二类用地筛选值。

3.3.6 生态环境现状

根据《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ 349-2023），本次以项目站场占地红线周围 50 米、管线两侧 300 米范围为评价范围。

生态环境现状调查主要采用资料收集和现场调查相结合的方法，充分利用“地理信息技术”“遥感技术”“全球定位系统”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“地理信息技术”“遥感技术”“全球定位系统”进行校正处理，提取评价范围的植被类型、土地利用、植被覆盖度、生态系统类型、水土流失、景观类型等数据，进行生态环境质量评价。

3.3.6.1 生态功能区划

根据《重庆市生态功能区划（修编）》（2008 年 7 月），重庆市生态功能区划分为 5 个一级区，9 个二级区，14 个三级区。本项目所在地（南川区）属“IV 渝中-西丘陵-低山生态区”-“IV2 渝西南常绿阔叶林生态亚区”-“IV2-1 南川-万盛常绿阔叶林生物多样性保护生态功能区”，区域主导生态功能为生物多样性保护。生态功能保护与建设应围绕生物多样性保护的主导方向，加强水土保持和水源涵养。重点任务是提高森林植被的覆盖率，调整森林结构，保护、完善山地森林生态系统结构，改善物种的栖息环境，强化水土保持与水文调蓄功能。加强矿山生态保护和恢复。依法强制保护和抢救珍稀濒危动植物。

3.3.6.2 植被及植物多样性调查

（1）调查方法

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

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

向进行设置。

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

C.在特别重要的植被及群系内物种变化较大的情况下，应增加设点。

D.降低主观因素影响，两人以上进行观察记录，消除观察误差。

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

（2）植被类型

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

表 3.3-13 评价范围内植物群落调查统计表

表 3.3-14 评价范围内植物群落调查统计表

本项目生态环境评价范围面积 60.52hm²，经现场调查及资料整理，植被面积约 54.65hm²，占评价范围面积的 90.30%，交通运输用地、住宅用地等其他非植被覆盖面积 5.87hm²，占评价范围面积的 9.70%。

本项目评价范围内栽培植被类型是以玉米为主的大田作物型，大田作物型面积 10.99hm²，占评价范围面积的 18.16%。自然植被类型主要包括暖性针叶林、落叶阔叶灌丛和落叶阔叶林，其中，落叶阔叶灌丛面积 25.83hm²，占评价范围面积的 42.68%，落叶阔叶林面积 8.66hm²，占评价范围面积的 14.31%，暖性针叶林面积 2.03hm²，占评价范围面积的 3.35%。评价范围内植被类型分布示意图见附图 15。

（3）植被群系

根据评价范围内植物群落分布情况，以群系为调查单元，共设置植被样方 12 个，各群系各设置样方 3 个，种植玉米、蔬菜等为主的大田作物型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，灌丛样方大小为 5m×5m，记录样方内每种乔木的名称、胸径（cm）、高度（m），灌木的名称、地径、高度，草本的名

称、盖度、高度等信息。样方调查时间为 2026 年 6 月，样方调查结果见附件 9。

表 3.3-15 评价范围内样方调查统计表

1) 暖性针叶林

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

杉木是长江流域、秦岭以南地区栽培广、生长快、经济价值高的用材树种。杉木树形美观，树干端直，适宜在园林绿地种植，也可用于道路绿化，具有观赏价值。杉木群系在评价范围内零星分布，群落发育良好，林冠较为茂密，总覆盖度可达 80% 以上，乔木郁闭度 0.5~0.7，乔木层以杉木 (*Cunninghamia lanceolata* (Lamb.) Hook.) 占优势，高度 6~14m，胸径 7~15cm，林木分布均匀，乔木林中还混生有樟 (*Cinnamomum camphora* (L.) Presl.) 等树种，但多为散生，数量不多。杉木群系灌木层发育良好，种类多样，主要有五叶地锦 (*Parthenocissus quinquefolia* (L.) Planch.)、乌藟莓 (*Cayratia japonica* (Thunb.) Gagnep.)、盐麸木 (*Rhus chinensis* Mill.)、山莓 (*Rubus corchorifolius* L. f.)、金佛山荚蒾 (*Viburnum chinshanense* Graebn.)、锈毛莓 (*Rubus reflexus* Ker.)、悬钩子 (*Rubus* L.) 等。草本层常以蕨类、芒草类植被为主。

2) 落叶阔叶林

枫香群系 (Form. *Eucalyptus robusta* Smith.)

枫香广泛分布于中国秦岭及淮河以南各省，枫香喜温暖湿润气候，性喜阳光，幼树稍耐阴，树皮灰褐色，呈方块状剥落，叶片宽卵形。枫香可用于园林绿化、防护林建设、建筑、家具及木地板制作。枫香群系在评价范围内广泛分布，总覆盖度可达 85% 以上，乔木郁闭度 0.6~0.8，乔木层还混生有桉 (*Eucalyptus robusta* Smith.)、朴树 (*Celtis sinensis* Pers.) 等树种。群系灌木层发育良好，种类多样，主要有金佛山荚蒾 (*Viburnum chinshanense* Graebn.)、牡荆 (*Vitex negundo* L. var. *cannabifolia* (Sieb. et Zucc.) Hand.-Mazz.)、小果蔷薇 (*Rosa cymosa* Tratt.)、铁仔 (*Myrsine africana* L.)、忍冬 (*Lonicera japonica* Thunb.)、鸡矢藤 (*Paederia foetida* L.)、铁线莲 (*Clematis florida* Thunb.)、悬钩子 (*Rubus* L.) 等。草本层常以蕨类、芒草类植被为主。

3) 落叶阔叶灌丛

牡荆、金佛山荚蒾群系 (Form. *Vitex negundo* L. var. *cannabifolia* (Sieb. et Zucc.) Hand.-Mazz. and *Viburnum chinshanense* Graebn.)

该群系在评价范围内广泛分布, 该群系灌木层盖度可达 75%, 以牡荆、金佛山荚蒾为优势种类, 群落高约 1~2m, 群系内常见黄荆 (*Vitex negundo* L.)、小蜡 (*Ligustrum sinense* Lour.)、火棘 (*Pyracantha fortuneana* (Maxim.) Li.)、忍冬 (*Lonicera japonica* Thunb.)、马桑 (*Coriaria nepalensis* Wall.)、插田蕪 (*Rubus coreanus* Miq.)、铁仔 (*Viburnum chinshanense* Graebn.)、悬钩子 (*Rubus* L.)、小果蔷薇 (*Rosa cymosa* Tratt.)、盐麸木 (*Rhus chinensis* Mill.) 等, 草本层主要有芒 (*Miscanthus sinensis* Anderss.)、艾 (*Artemisia argyi* H. Lév. & Vaniot.)、千里光 (*Senecio scandens* Buch.-Ham. et D. Don.)、野菊 (*Chrysanthemum indicum* L.) 等。

4) 栽培植被

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

评价范围内农田植被主要为旱地作物, 根据现场调查, 主要种植土豆等, 是区域内主要的农业经济来源。受当地气候、地形等因素影响, 与栽培植被共存的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, 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

根据现场样线调查并结合区域历史资料, 评价范围共有维管植物 102 科 266 属 412 种, 其中蕨类植物 13 科 17 属 25 种; 裸子植物 2 科 5 属 5 种; 被子植物 87 科 244 属 382 种。本项目评价范围内维管植物名录详见附件 10, 按生活型将植被分为乔木、灌木和草本三种类型。

评价范围内常见乔木有: 杉木 (*Cunninghamia lanceolata* (Lamb.) Hook.)、枫香树 (*Liquidambar formosana* Hance)、桉 (*Eucalyptus robusta* Smith.)、樟 (*Cinnamomum camphora* (L.) Presl.)、白栎 (*Quercus fabri* Hance.)、麻竹 (*Dendrocalamus latiflorus* Munro)、麻栎 (*Quercus acutissima* Carruth.)、

朴树 (*Celtis sinensis* Pers.)、白花泡桐 (*Paulownia fortunei* Hemsl.)、楝 (*Melia azedarach* L.)、毛竹 (*Phyllostachys edulis* (Carrière) J. Houz.) 等。

评价范围内常见灌木有：牡荆 (*Vitex negundo* L. var. *cannabifolia* (Sieb. et Zucc.) Hand.-Mazz.)、马桑 (*Coriaria nepalensis* Wall.)、火棘 (*Pyracantha fortuneana* (Maxim.) Li.)、金佛山荚蒾 (*Viburnum chinshanense* Graebn.)、小果蔷薇 (*Rosa cymosa* Tratt.)、三叶木通 (*Akebia trifoliata* (Thunb.) Koidz.)、铁仔 (*Myrsine africana* L.)、忍冬 (*Lonicera japonica* Thunb.)、野桐 (*Mallotus apelta* (Lour.) Müll. Arg.)、悬钩子 (*Rubus* L.)、序叶苎麻 (*Boehmeria clidemioides* var. *diffusa* (Wedd.) Hand.-Mazz.) 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.)、青绿藁草 (*Carex breviculmis* R. Br.)、野菊 (*Chrysanthemum indicum* L.)、毛蕨 (*Cyclosorus interruptus* (Willd.) H. Ito.)、芒 (*Miscanthus sinensis* Anderss.)、芒萁 (*Dicranopteris pedata* (Houtt.) Nakaike.)、鬼针草 (*Bidens pilosa* L.)、苎麻 (*Boehmeria nivea* (L.) Gaud.) 等。

(5) 生物多样性

生物多样性采用物种丰富度、Shannon-Wiener 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-Wiener 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-Wiener 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-Wiener 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 3.3-16 植被样方生物多样性统计表

由上表可知，生态评价范围内物种丰富度为落叶阔叶林 > 暖性针叶林 > 落叶阔叶灌丛 > 竹林，生物多样性指数落叶阔叶林 > 落叶阔叶灌丛 > 暖性针叶林

> 竹林。

（6）公益林

根据南川区林业局数据，本项目占地范围内有 1.71hm^2 地方公益林，评价范围内有 12.16hm^2 地方公益林。区域公益林分布示意图详见附图 16。

（7）天然林

根据南川区林业局数据，本项目占用天然林共 1.61hm^2 ，本项目生态评价范围内天然林约 17.49hm^2 ，生态评价范围内天然林分布示意图详见附图 17。

（8）重点保护野生植物

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），评价范围内没有国家和重庆市重点保护野生植物。

3.3.6.3 陆生野生动物多样性调查

（1）调查方法

采取样线法和样点法相结合的方式对评价范围内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 $1.5\sim 3\text{km/h}$ ，在样线上设置若干样点，样点距离根据生境类型确定，一般在 200m 以上，每个样点观测 $3\sim 10\text{min}$ 。

哺乳动物观测采用样线法，爬行动物、两栖动物采用样线法和样方法进行观测，观测者沿设置的样线行走，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、竹林、水田，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 4km，设置样点 8 个，样线、样点设置情况见附图 18。

表 3.3-17 动物样线设置情况一览表

表 3.3-18 动物样点设置情况一览表

（3）陆生野生动物资源

根据野外野生动物资源调查和访问调查，并结合已有资料进行了统计，本项目生态影响评价范围内有脊椎动物 8 目 35 科 61 属 76 种，其中鸟类 3 目 23 科 37 属 52 种，占总种数的 68.4%，两栖类有 1 目 4 科 6 属 6 种，占总种数的 7.9%，爬行类有 2 目 4 科 9 属 9 种，占总种数的 11.8%，哺乳类有 2 目 4 科 9 属 9 种，占总种数的 11.8%，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），生态评价范围有市级重点保护野生动物王锦蛇、乌梢蛇，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 66 种。

表 3.3-19 评价区域陆生脊椎动物统计表

①两栖类

评价区域两栖动物共有 1 目 4 科 6 属 6 种，包括中华蟾蜍、泽陆蛙等，多分布在农田、河流等区域，根据《中国生物多样性红色名录—脊椎动物卷（2020）》，黑斑侧褶蛙为易危，沼蛙为近危，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 3.3-20 评价区域主要两栖动物统计表

②爬行类

评价区域爬行动物共有 2 目 4 科 9 属 9 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、乌梢蛇濒危等级为易危，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、乌梢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 3.3-21 评价区域主要爬行动物统计表

③鸟类

评价区域鸟类共有 3 目 23 科 37 属 52 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），49 种鸟为三有野生动物。详见下表。

表 3.3-22 评价区域主要鸟类统计表

④哺乳类

本项目所在地区人类活动频繁，未发现其他大型哺乳动物分布，哺乳动物以啮齿类为主，评价区域哺乳类共有 2 目 4 科 9 属 9 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，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 3.3-23 评价区域主要哺乳动物统计表

3.3.6.4 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，有市级野生保护动物 2 种。

表 3.3-24 评价范围内重点保护野生动物调查表

（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。主要捕食对象包括鼠类、蛙类、鸟类及鸟蛋。

（2）乌梢蛇 *Zaocys dhumnades*

体形较粗大，头颈区分明显，全长可达 2m 以上；背面灰褐色或黑褐色，其上有二黑线纵贯全身，老年个体体后段色深，黑线不明显，背脊黄褐色纵线；幼蛇背面灰绿色，其上有四条黑线纵贯全身。乌梢蛇主要栖息于林地、草地，乌梢蛇对场地湿度及其环境的变化比其他蛇类更敏感，喜暖厌寒、喜静厌乱，温度越高时活动越频繁，秋末冬初进入冬眠期。乌梢蛇主要以鱼、蛙、蜥蜴为食。

3.3.6.5 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 4 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，各生态系统类型分布情况见下表。

表 3.3-25 评价范围内生态系统类型分布一览表 单位：hm²

生态评价范围内，灌丛生态系统是评价范围内主要的生态系统，占评价范围的 42.68%，其次为森林生态系统，占 29.44%，农田生态系统占比 18.16%，城镇生态系统占比 9.72%。

①森林生态系统

评价范围内森林生态系统包括针叶林、阔叶林，针叶林以杉木林为主，阔叶林主要有枫香、竹林等，评价范围内森林生长密度大，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。

②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水稻、土豆、油菜等，农田生态系统受人类干扰强烈。

③灌丛生态系统

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。灌丛生态系统一般由灌木层和草本层构成，灌木种类以牡荆、金佛山荚蒾等物种为主，灌丛生态系统多与森林生态系统相邻，与各森林类型互为补充，在物质循环和能量流动过程中有密切的联系。

④城镇生态系统

城镇生态系统是按人类的意愿创建的一种典型的人工生态系统，主要由农村居民点、工矿区和交通网络等人工要素共同构成。评价范围内城镇生态系统主要为农村居民点和交通网络共同构成。

(2) 生态系统生产力

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

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

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

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

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

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

表 3.3-26 生态系统生产力及限制因子

由上表可知，评价区内生物生产力受年均降雨量的制约，生产力为 $1611.93 \text{g}/\text{m}^2 \cdot \text{a}$ 。参照奥德姆关于地球上生态系统的平均净生产力水平的分级标准（见下表），项目区生产力水平处于较高等级。

表 3.3-27 生态系统生产力划分等级

(7) 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 2024 年 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。

表 3.3-28 评价范围内植被覆盖度等级划分

由上表可知，高覆盖度等级在评价范围植被面积中最大，占评价范围总面积的 87.96%，其次是较高覆盖度，占评价范围总面积的 9.36%，用地范围附近植被覆盖度较高，植被生长较好。

（4）生物量

单位生物量数据参考《我国森林植被的生物量和净生产量》（方精云等）、《中国西南地区森林生物量及生产力研究综述》（吴鹏等，2012）、《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 3.3-29 评价范围植被类型生物量统计表

由上表可知，生态评价范围内生物量主要由落叶阔叶灌丛贡献，占比 43.55%，其次为落叶阔叶林，占 27.37%，竹林占比 16.33%，暖性针叶林占比 9.11%，大田作物型占比 3.65%。

3.3.6.6 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、交通运输用地、住宅用地等。评价范围土地利用现状面积统计见下表。

表 3.3-30 土地利用现状面积统计 单位：hm²

林地是评价范围内主要的土地利用类型，占比达 72.12%，耕地次之，占评价范围面积的 18.16%，住宅用地占评价范围面积的 4.87%，工矿仓储用地占评价范围面积的 3.62%，交通运输用地占评价范围面积的 1.22%。评价范围土地利用现状图详见附图 21。

3.3.6.7 景观现状

景观生态体系的组成即生态系统或土地利用类型组成，可以用该评价范围的主要土地利用类型来进行景观分析。结合遥感影像和景观生态类型分类原则，评价范围内景观类型可分为：森林景观、农田景观、灌丛景观、城镇景观、交通景观，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 22。

表 3.3-31 评价范围景观类型面积统计 单位：hm²

评价范围内以灌丛景观为主，占评价范围面积的 42.68%，其他依次为森林景观、农田景观、城镇景观、工矿景观、交通景观，评价范围内灌丛景观破碎化程度较低，其次为工矿景观、森林景观、农田景观、城镇景观，交通景观破碎化程度最高，评价范围内森林景观优势度最高，其次为灌丛景观，其他景观优势度较低。

3.3.6.8 水土流失现状

根据《2024 年重庆市水土保持公报》，南川区水土流失面积 565.68km²，占国土总面积的 21.85%，其中轻度侵蚀面积 400.89km²，中度侵蚀面积 68.02km²，强烈侵蚀面积 55.38km²，极强烈侵蚀面积 36.07km²，剧烈侵蚀面积 5.32km²。

4 环境影响预测与评价

4.1 地表水环境影响预测与评价

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

4.1.1 施工期地表水环境影响分析

4.1.1.1 钻前工程及油气集输工程

(1) 生活污水

施工人员主要为临时聘用的周边居民，不设置施工营地，生活污水利用租住民房污水处理设施处理。

(2) 施工废水

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

4.1.1.2 钻井及储层改造工程

钻井及储层改造工程废水主要有场地雨水、水基岩屑压滤液、压裂返排液和生活污水。

(1) 场地雨水

本项目实施清污分流措施，场外雨水沿截水沟排入附近冲沟，站场四周设置排水沟，站内雨水经排水沟汇入至放喷池，配制压裂液，不外排，对当地地表水环境影响小。

(2) 压滤液

完钻后，板框压滤机分离出来的压滤液排入软体罐暂存，依托南川区块页岩气采出水处理站处理达标后排放。

(3) 压裂返排液

根据处理单位提供的相关资料，压裂返排液经絮凝沉淀处理后，可满足配制压裂液水质要求。本项目压裂返排液在井场软体罐、配液罐等暂存，优先回用于本平台压裂工序，最后一口井的压裂返排液优先回用于南川工区其他钻井

平台压裂工序，无可用平台回用时，2027 年 7 月 1 日前依托南川区块页岩气采出水处理站处理达到《污水综合排放标准》（GB8978-1996）一级标准后排放；2027 年 7 月 1 日起，南川区块页岩气采出水处理站处理达到《页岩气开采水污染物排放标准》（DB50/1806—2025）表 1 水污染物排放限值后排放。

本项目压裂返排液优先回用压裂是国家和重庆市鼓励和支持的压裂返排液处理方式，能减少废水排放量和水资源消耗，符合法律法规要求。不能回用的压裂返排液也可依托南川区块页岩气采出水处理站处理达标后排放，压裂返排液得到妥善处置，对周边环境影响较小。

（4）生活污水

施工不单独设置施工营地。钻井期间租用当地民房生活，污水利用当地居民污水设施处理；储层改造期间，施工人员采用倒班通勤方式，生活依托南川城区页岩气项目部现有生活配套设施，井场内设置环保厕所，生活污水经环保厕所收集后农用或交由第三方环保单位处置或资源化利用，对地表水环境影响小。

4.1.2 运营期地表水环境影响分析

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

运营期污水均可得到有效处置，对地表水环境影响较小。

4.1.3 退役期地表水环境影响分析

4.1.3.1 清洗废水

封井后的清洗污水产生量约为 10m³，主要污染物为 SS，依托南川区块页岩气采出水处理站处理达标后排放，对当地地表水环境影响很小。

4.1.3.2 生活污水

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

4.2 地下水环境影响预测与评价

4.2.1 施工期地下水环境预测与评价

(1) 钻井工程影响因素

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

①直井段

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

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

②斜井段

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

③水平段

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

(2) 压裂施工影响因素

根据工程设计，本项目压裂液体系为绿色环保型压裂液，其余主要成分为

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

（3）施工材料和废水储存事故性渗漏影响因素

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

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

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

③放喷池发生破损，废水中污染物渗漏对地下水环境的影响；

4.2.1.1 正常状况下地下水环境影响分析

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

4.2.1.2 非正常状况下地下水环境影响预测及评价

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

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

（1）井漏事故对地下水的影响分析

井漏事故对地下水的污染是钻井液漏失于地下水含水层中造成水质污染。

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

含水层，防止对浅层地下水的影晌。

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

（2）井喷事故对地下水的影响分析

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

（3）罐体、放喷池泄漏对地下水的影响分析

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

4.2.1.2.1 预测情景

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

按最不利原则，本次评价选择平台污水池泄漏作为预测对象。

4.2.1.2.2 预测时段

根据地下水导则，地下水环境影响预测时段选取可能产生地下水污染的关键时段，包括污染发生后 100d、1000d、服务年限和能反映特征因子迁移规律的其他重要的时间节点。

根据页岩气开发项目特点，本次预测时段为污染发生后 100d、365d（地下水跟踪监测频次）、1000d、3650d。

4.2.1.2.3 预测因子

根据地下水导则要求，应结合压裂返排液中的特征污染因子，本次评价选择压裂返排液中的 COD、氯化物、石油类、钡作为预测因子。

4.2.1.2.4 预测源强

结合南川页岩气田压裂返排液水质检测数据等资料，压裂返排液主要污染物浓度为 COD₂₀₀~2500mg/L、Cl-10000~14000mg/L、石油类浓度 5~20mg/L，

钡浓度 66.0~68.9mg/L。本次预测保守考虑，预测源强为 COD 2500mg/L、氯化物 14000mg/L、石油类 20mg/L，钡 68.9mg/L。

4.2.1.2.5 预测方法及预测参数

(1) 预测方法

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

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

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

式中：

X 一距注入点的距离； m；

t 一时间， d；

C (x,t) 一t 时刻 x 处的示踪剂浓度， g/L；

Co 一注入的示踪剂浓度， g/L；

u 一水流速度， m/d；

D_L—纵向弥散系数， m²/d；

erfc () 一余误差函数。

(2) 预测参数

A、渗透系数和孔隙度

本项目出露地层岩性主要为页岩、灰岩，根据郑春苗，Gordon D.Bennett 著《地下水污染物迁移模拟》所给经验值：灰岩渗透系数取值范围为 1×10⁻⁹—6×10⁻⁶m/s (8.64×10⁻⁵—0.52m/d)，本次评价按不利原则取经验值 0.52m/d，含水层孔隙度取值为 0.10。

B、地下水流速及流向

采用水动力学断面法计算地下水流速：

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

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

根据现场调查，确定水力坡度 I 取值为 0.04，按上述公式进行计算，最终确定项目地下水流速约为 0.21m/d。

C、弥散系数

x 方向纵向弥散系数 DL 参考 Gelhar 等人关于纵向弥散度 α 与观测尺度关系的理论，依据前人弥散度试验及本次污染场地的研究尺度估算而得，一般可近似求得 $DL=\alpha*u$ 。弥散度 α 受实验或观测尺度的影响，确定野外尺度迁移模拟问题的弥散度 α 有较大的难度。参考 Anderson（1979.1984）、Gelhar（1992）、Spitz 和 Moreno（1996）等研究成果，灰岩弥散度取经验值 10，则纵向弥散系数 DL 为 2.1m²/d。

4.2.1.2.6 预测结果评价与分析

（1）评价标准

为了分析与评价各种预测情景的各类污染物对地下水环境的影响程度，本次评价将预测污染物浓度叠加现状背景值浓度大于等于地下水或地表水Ⅲ类水质标准做超标分析，将预测污染物浓度大于等于各类污染物的检出限做影响分析。

表 4.2-1 评价标准一览表

类别	COD	氯化物	石油类	钡
环境质量标准限值（mg/L）	20	250	0.05	0.7
检出限（mg/L）	4	0.007	0.01	0.002
最大背景值（mg/L）	/	0.446	/	0.056

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

（2）预测结果

本项目地下水总体由南往北排泄至龙岩江，本次以放喷池到龙岩江的最近距离为预测距离（约 2590m），龙岩江为排泄边界。根据非正常状况污水罐破裂导致废水等进入含水层的情景假设，运用解析法预测出主要污染物（COD、氯化物、石油类和钡）对地下水的影响情况及运移规律的分析结果如下：

表 4.2-2 施工期 COD、氯化物地下水预测结果一览表 mg/L**表 4.2-3 施工期石油类、钡地下水预测结果一览表 mg/L****表 4.2-4 污染物泄漏预测结果分析**

由上表预测结果可知,若本项目在非正常状况下放喷池底破裂导致废水进入含水层,废水的污染物会迁移至潜水含水层,影响地下水环境。

持续渗漏 100 天时, COD 超标距离为下游 73m, 影响距离为下游 84m; 氯化物超标距离为下游 67m, 影响距离为下游 123m; 石油类超标距离为下游 81m, 影响距离为下游 91m, 钡超标距离为下游 72m, 影响距离为下游 105m。

持续渗漏 365 天时, COD 超标距离为下游 176m, 影响距离为下游 196m; 氯化物超标距离为下游 164m, 影响距离为下游 268m; 石油类超标距离为下游 191m, 影响距离为下游 210m, 钡超标距离为下游 173m, 影响距离为下游 238m。

持续渗漏 1000 天时, COD 超标距离为下游 366m, 影响距离为下游 401m; 氯化物超标距离为下游 346m, 影响距离为下游 527m; 石油类超标距离为下游 391m, 影响距离为下游 423m, 钡超标距离为下游 362m, 影响距离为下游 470m。

持续渗漏 3650 天时, COD 超标距离为下游 1064m, 影响距离为下游 1131m; 氯化物超标距离为下游 1026m, 影响距离为下游 1372m; 石油类超标距离为下游 1114m, 影响距离为下游 1173m, 钡超标距离为下游 1057m, 影响距离为下游 1264m。

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,可减少废水泄漏风险。

4.2.1.2.7 对浅层含水层影响分析

根据上述预测结果,施工期,在非正常状况下放喷池破裂导致压裂返排液泄漏会对浅层地下水含水层(特别是下游地区)产生一定的影响,各类污染物在地下水的对流弥散作用下,其超标范围随时间迁移而距渗漏点更远,影响范围随时间增加而扩大,最后污染物的浓度降至标准值以下,然后降低至检出限以下并对地下水的影响消失。

4.2.1.2.8 对分散式水源井的影响分析

考虑 Q3 泉点距离本项目近，且服务人口多，本次重点分析废水泄漏对 Q3 泉点水质的影响，预测结果见图 4.2-1～图 4.2-4。

图 4.2-1 Q3 泉点 COD 变化趋势图

根据预测，若发生持续泄漏，下游 Q3 泉点 COD 自泄漏 217 天开始超标。

图 4.2-2 Q3 泉点氯化物变化趋势图

根据预测，若发生持续泄漏，下游 Q3 泉点氯化物自泄漏 655 天开始超标。

图 4.2-3 Q3 泉点石油类变化趋势图

根据预测，若发生持续泄漏，下游 Q3 泉点石油类自泄漏 554 天开始超标。

图 4.2-4 Q3 泉点钡变化趋势图

根据预测，若发生持续泄漏，下游 Q3 泉点钡自泄漏 623 天开始超标。

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。定期每半个月检查池体完整性，同时施工期间应加强对周边泉点的巡视和水质监测，在发现居民供水泉点受项目影响时，建设单位应积极采取补救供水措施，利用供水车给受影响居民供应饮用水或采取其他供水措施，解决居民的生活饮用水问题，直至饮用水泉点水质恢复为止。

4.2.2 运营期地下水环境影响预测与评价

4.2.2.1 运营期正常状况下地下水环境影响分析

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

4.2.2.2 运营期非正常状况下地下水环境影响预测及评价

运营期，集气站可能出现工艺设备因系统老化、腐蚀等原因不能正常运行，地下水污染风险源主要集中在采出水泄漏，选取采出水管线发生破损导致采出

水渗漏为情景，预测运营期非正常状况下对地下水环境的影响。

4.2.2.2.1 预测情景

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

4.2.2.2.2 预测时段

预测时段确定原则跟施工期一致，本次预测时段为污染发生后 100d、365d（地下水跟踪监测频次）、1000d、3650d。

4.2.2.2.3 预测因子

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

4.2.2.2.4 预测源强

运营期，集气站可能出现工艺设备因系统老化、腐蚀等原因不能正常运行，污染风险源主要集中在水池和污水管线泄漏，其中水池泄漏源强及预测结果与施工期类似。本章节不再重复进行预测。本次重点预测采出水管线泄漏对地下水的影响，预测模型、预测参数、预测因子及评价标准等与施工期预测模型一致，本章节不再赘述。

（1）污染物泄漏量

本次评价假设泄漏孔径为 10mm，泄漏速度按下式计算：

$$Q_L = C_d A \rho \sqrt{\frac{2(P - P_0)}{\rho} + 2gh}$$

式中：

Q_L ——液体泄漏速度，kg/s；

C_d ——液体泄漏系数，圆形， $Re > 100$ ，取值 0.65；

A ——裂口面积， m^2 ， $0.000078m^2$ ；

P ——容器内介质压力，Pa，取 $6.4 \times 10^6 Pa$ ；

P_0 ——环境压力，Pa，近似大气压，本次取值 $1.01325 \times 10^5 Pa$ ；

g ——重力加速度；

h ——裂口之上液位高度，m，本次取 140m（管线最大高程差）。

ρ ——液体密度，本次考虑 1000kg/m^3 。

经计算，采出水泄漏速度约 5.89kg/s ，预计半小时内发现并关闭阀门，管线最大泄漏量为管线污水在线量与泄漏量之和，总泄漏量约为 20602kg ，约 20.6m^3 。

表 4.2-5 运营期管线泄漏源强一览表

4.2.2.2.5 预测方法及预测参数

(1) 预测方法

由于污染物在地下水系统中的迁移转化过程十分复杂，本次污染物模拟预测过程不考虑污染物在含水层中的吸附、挥发、生物化学反应，模型中各项参数予以保守性考虑。模型预测不考虑包气带对污染物的截留作用。根据地下水导则，本次预测工作的预测方法适合采用解析法。污水罐泄漏可概化为瞬时破裂，预测方法采用《环境影响评价技术导则 地下水环境》附录 D 中“一维无限长多孔介质柱体，示踪剂瞬时注入”预测模型，公式如下：

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

式中：

x —距注入点的距离， m ；

t —时间， d ；

$c(x, t)$ — t 时刻 x 处的污染物浓度， mg/L ；

m —注入的示踪剂质量， kg ；

w —横截面面积， m^2 ；

u —水流速度， m/d ；

n_e —有效孔隙度，无量纲；

D_L —纵向弥散系数， m^2/d ；

π —圆周率。

(2) 预测参数

预测参数与施工期一致，不再重复描述。

4.2.2.2.6 预测结果评价与分析

①评价标准

与施工期一致，本章节不再重复描述。

②预测结果

本项目地下水总体由南往北排泄至龙岩江，本次以管线到龙岩江的最近距离为预测距离（约 2650m），龙岩江为排泄边界。根据非正常状况污水罐破裂导致废水等进入含水层的情景假设，运用解析法预测出主要污染物（COD、氯化物、石油类和钡）对地下水的影响情况及运移规律的分析结果如下：

运用解析法得出主要污染物（COD、氯化物、石油类、钡）对地下水的影响情况及运移规律的分析结果如下：

表 4.2-6 运营期 COD、氯化物地下水预测结果一览表 mg/L

表 4.2-7 运营期石油类、钡地下水预测结果一览表 mg/L

表 4.2-8 污染物泄漏预测结果分析

管线渗漏 100 天时，COD 超标距离为下游 57m，影响距离为下游 73m；氯化物超标距离为下游 47m，影响距离为下游 118m；石油类超标距离为下游 69m，影响距离为下游 81m，钡超标距离为下游 55m，影响距离为下游 98m。

管线渗漏 365 天时，COD 超标距离为下游 131m，影响距离为下游 165m；氯化物超标距离为下游 99m，影响距离为下游 257m；石油类超标距离为下游 157m，影响距离为下游 183m，钡超标距离为下游 126m，影响距离为下游 218m。

管线渗漏 1000 天时，COD 超标距离为下游 272m，影响距离为下游 341m；氯化物未超标，影响距离为下游 501m；石油类超标距离为下游 326m，影响距离为下游 374m，钡超标距离为下游 260m，影响距离为下游 435m。

管线渗漏 3650 天时，COD 未超标，影响距离为下游 975m；氯化物未超标，影响距离为下游 1306m；石油类超标距离为下游 939m，影响距离为下游 1047m，钡未超标，影响距离为下游 1174m。

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

4.2.2.2.7 对浅层含水层影响分析

根据上述预测结果，在非正常状况下，采出水泄漏会对浅层地下水含水层（特别是下游地区）产生一定的影响，各类污染物在地下水的对流弥散作用下，其超标和影响面积呈现出先逐渐增大后逐渐缩小的趋势，污染影响距离逐渐增加，最后污染物的浓度降至标准值以下，然后降低至检出限以下并对地下水的影响消失。

4.2.2.2.8 对分散式水源井的影响分析

考虑 Q3 泉点距离本项目近，且服务人数多，本次重点分析管线泄漏对 Q3 泉点水质的影响。预测结果见图 4.2-1～图 4.2-4。

图 4.2-5 Q3 泉点 COD 变化趋势图

根据预测，若发生管线泄漏，下游 Q3 泉点 COD 预测浓度最大值约 25.7mg/l，预测超标时间为 1255 天至 1785 天。

图 4.2-6 Q3 泉点氯化物变化趋势图

根据预测，若发生管线泄漏，下游 Q3 泉点氯化物预测浓度最大值约 144.5mg/l，预测结果均未超标。

图 4.2-7 Q3 泉点石油类变化趋势图

根据预测，若发生管线泄漏，下游 Q3 泉点石油类预测浓度最大值约 0.2mg/l，预测超标时间为 990 天至 2266 天。

图 4.2-8 Q3 泉点钡变化趋势图

根据预测，若发生管线泄漏，下游 Q3 泉点钡预测浓度最大值约 0.77mg/l，预测超标时间为 1342 天至 1669 天。

根据上述预测结果，结合评价范围内地下水保护目标与井场的相对位置关系，评价区内地下水保护目标水质可能会发生超标现象。运营期间应加强对周边泉点的巡视和水质监测，在发现居民供水泉点受项目影响时，建设单位应积极采取补救供水措施，利用供水车给受影响居民供应饮用水或采取其他供水措施，解决居民的生活饮用水问题，直至饮用水泉点水质恢复为止。

4.2.3 退役期地下水环境影响分析

当不具备商业开采价值时或停止采气后，气井应按照《废弃井封井回填技术指南（试行）》相关规定采取封井作业。废弃井封井回填工作流程包括废弃

井判定、环境风险评估、封井回填与验收等步骤。本项目在采取相关措施后，对地下水环境的影响较小。

4.3 大气环境影响预测与评价

4.3.1 施工期大气环境影响分析

4.3.1.1 施工扬尘

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。

4.3.1.2 燃油废气

使用备用柴油发电机为钻井供电时，柴油机运行会产生柴油燃烧废气，其主要污染物 NO_x、SO₂ 和颗粒物，废气采用柴油机设备自带排气筒排放。柴油发电机仅在停电时备用，运行时间很短，其燃料燃烧产生及排放的污染物量很少。压裂车柴油机组废气主要污染物为 NO_x、SO₂ 及颗粒物，采用设备自带排气筒排放。压裂施工为短时排放，对环境影响小。

4.3.1.3 施工机具尾气

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

4.3.1.4 测试放喷废气

压裂完成后对目的层进行测试放喷定产，产生页岩气燃烧废气，测试放喷在放喷池内进行，经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影响较小。

4.3.1.5 前置酸配制产生盐酸雾

盐酸储罐内先加入适量水，然后将 31%盐酸泵入储罐，稀释至 15%盐酸，酸罐呼吸孔排放的少量盐酸雾引入水封罐中吸收。盐酸雾极易溶于水，经水吸

收后再用于稀释盐酸，盐酸雾排入环境的量极少。加上盐酸浓度较低，现场储存量不大，使用工期短，盐酸雾对环境的影响很小。

4.3.2 运营期大气环境影响分析

4.3.2.1 正常工况

正常工况下，本项目无废气产生，对环境空气的影响较小。

4.3.2.2 非正常工况下

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

4.3.3 退役期大气环境影响分析

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

4.4 声环境影响预测与评价

4.4.1 施工期声环境影响预测与评价

4.4.1.1 钻前工程

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

施工噪声可近似视为点声源处理，根据点声源噪声衰减模式，估算出离声源不同距离处的噪声值，预测模式如下：

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

式中：

$L_A(r)$ — 距声源 r 处的施工噪声预测值，dB；

$L_A(r_0)$ — 距声源 r_0 处的参考声压级，dB；

r — 预测点距声源的距离，m；

r_0 — 参考点距声源的距离，m。

ΔL — 各种衰减量（除发散衰减外），dB。

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

表 4.4-1 主要施工机械在不同距离的噪声值 单位：dB

根据预测结果可知，工程建设期易引起昼间距施工场界 100m 范围超标。工程在施工时，应选择合适的施工时间措施来降低噪声对附近居民的影响。

4.4.1.2 钻井工程

本项目采用网电供电，柴油发电机为备用电源。钻井噪声主要来源于钻井设备、泥浆泵、振动筛等连续性噪声，噪声源强在 85-100dB（A），采取减振措施后，噪声源在 80~95dB（A），采取措施后噪声源特性见表 4.4-2，主要噪声设备与场界关系详见表 4.4-3。

表 4.4-2 采取噪声防治措施后单钻机的噪声源强 单位：dB（A）

（2）噪声预测方法及模式

① 预测方法

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

② 预测模式

本项目各噪声源作为点源，预测每个噪声源在厂界贡献值，进行叠加后作为最终的噪声贡献值。本次预测考虑声源在传播过程中经过距离衰减，采用《环境影响评价技术导则声环境》（HJ2.4-2021）中的无指向性点声源几何发散衰减模式。

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

式中：

$L_p(r)$ ——距声源 r 处的 A 声级，dB（A）；

$L_p(r_0)$ ——参考位置 r_0 处的 A 声级，dB（A）；

A_{div} ——声波几何发散引起的 A 声级衰减量，dB（A）；

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

A_{gr} ——空气吸收引起的 A 声级衰减量，dB（A）；

A_{bar} ——声屏障引起的倍频带衰减，dB（A）；

A_{misc} ——其他多方面效应引起的倍频带衰减，dB（A）；

A_{atm} ——大气吸收引起的衰减，dB（A）。

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

噪声贡献值计算公式如下：

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

式中：

L_{eqg} — 建设项目在预测点的等效声级贡献值，dB；

L_{Ai} — i 声源在预测点产生的 A 声级，dB；

T — 预测计算的时间段，s；

t_i — i 声源在 T 时段内的运行时间，s。

声预测点的贡献值和背景值按能量叠加方法计算得到的声级，公式为：

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

式中：

L_{eq} — 预测点的噪声预测值，dB；

L_{eqg} — 建设项目声源在预测点产生的噪声贡献值，dB；

L_{eqb} — 预测点的背景噪声值，dB。

（3）预测结果分析

①场界噪声预测分析

钻井过程中对井场场界昼夜间噪声预测结果见表 4.4-4。

表 4.4-3 钻井工程场界噪声预测结果单位：dB（A）

根据预测，网电供电时，除北场界外，其余场界噪声在昼间满足《建筑施工噪声排放标准》（GB12523-2025）标准；夜间场界噪声超标，超标 1.1~15.4dB（A）。柴油发电机供电时，除南、北场界外，其余场界噪声在昼间满足《建筑施工噪声排放标准》（GB12523-2025）标准，夜间各场界噪声均超标，超标范围为 6.8~18.1 dB（A）。

钻井采用网电供电时，场界噪声明显小于采用柴油发电机供电情形，可有

效减小钻井噪声影响。

平台所采用的设备均符合国家产品标准，由于钻井作业为高空作业，钻机高度约 45m，对其设备进行降噪处理在技术上和安全上均不适宜，井场周边安置隔声墙的降噪效果不明显，且在钻井施工过程中存在安全隐患，本次钻井工程已通过优化井口布置，将钻井设备及高噪声源设备布置在井场中部，优先采用网电进行钻井（柴油发电机仅在停电条件下使用，使用时间短）减小了钻井噪声的影响。

②保护目标影响预测分析

结合噪声预测达标范围，本次对井场外扩 200m 范围内的居民点进行预测。本次选取平台周边居民点环境质量噪声最大值作为噪声背景值进行预测，预测结果见表 4.4-5 和表 4.4-6。

表 4.4-4 柴油供电条件周边保护目标噪声预测表 单位：dB（A）

表 4.4-5 网电供电条件周边保护目标噪声预测表单位：dB（A）

由预测结果可知：网电供电时，预测居民点噪声昼间满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）2 类功能区标准，夜间噪声超标，超标 2.8dB(A)。柴油发电机供电时，预测居民点噪声昼间满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）2 类功能区标准，夜间超标，超标 4.1~7.2dB(A)。

本项目采用网电进行钻井，仅在停电情况下使用柴油发电机供电。

平台所采用的设备均符合国家产品标准，由于钻井作业为高空作业，钻机高度约 45m，对其设备进行降噪处理在技术上和安全上均不适宜，井场周边安置隔声墙的降噪效果不明显，且在钻井施工过程中存在安全隐患，本次钻井工程已通过优化井口布置，将钻井设备及高噪声源设备布置在井场中部，优先采用网电进行钻井（柴油发电机仅在停电条件下使用，使用时间短）减小了钻井噪声的影响。建设单位应对噪声超标的居民采取临时功能置换措施（置换协议见附件 16）或宣传讲解的措施，争取周边居民谅解，将噪声对居民生活的影响降至最低，钻井噪声是暂时性的，钻井结束后影响即消失。

4.4.1.3 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。

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

仅在昼间施工；测试放喷时产生的高压气流噪声为 100dB（A），昼夜连续测试。

评价采用《环境影响评价技术导则声环境》（HJ2.4-2021）中的点声源几何发散衰减模式进行预测，预测结果见表 4.4-6。

表 4.4-6 压裂、放喷噪声影响范围预测结果单位：dB（A）

噪声源	距声源距离（m）								
	10	20	40	60	80	100	150	200	320
压裂设备	70.8	64.8	58.8	55.2	52.7	50.8	47.3	44.8	40.7
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，昼间距离压裂设备约 40m 处能够满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类标准。本项目周边居民距离压裂设备大于 40m，压裂施工对井场周边居民影响小。测试放喷期间约有 34 户居民可能受到影响，本项目压裂、测试放喷时间短，工程建设通过合理的施工安排和对受影响居民采取临时功能置换措施（具体功能置换范围根据施工过程中监测超标情况确定），施工噪声对居民的影响可以得到控制。施工噪声将随施工的结束而消失。

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

4.4.1.4 油气集输工程

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

利用距离传播衰减模式预测分析施工机械噪声的影响范围，并采用《建筑施工噪声排放标准》（GB12523-2025）进行达标分析。

本项目仅白天施工，夜间不施工。利用上述模式预测距离施工机械不同距离处的噪声贡献值，预测结果见表 4.4-8。根据预测结果，在距离施工机械约 50m 处声级低于 70 dB（A），即施工区边界外 50m 处可满足《建筑施工噪声排放标准》（GB12523-2025）。

表 4.4-7 主要施工机械在不同距离的噪声值 单位: dB (A)

机械名称	10m	20m	40m	50m	60m	80m	100m	150m	200m
挖掘机	84.0	78.0	71.9	70.0	68.4	65.9	64.0	60.5	58.0
推土机	82.0	76.0	69.9	68.0	66.4	63.9	62.0	58.5	56.0
切割机	83.0	77.0	70.9	69.0	67.4	64.9	63.0	59.5	57.0
振捣机	78.0	72.0	65.9	64.0	62.4	59.9	58.0	54.5	52.0
自卸汽车	75.0	69.0	62.9	61.0	59.4	56.9	55.0	51.5	49.0
蛙式打夯机	84.0	78.0	71.9	70.0	68.4	65.9	64.0	60.5	58.0

4.4.2 运营期声环境影响预测与评价

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

4.4.2.1 厂界噪声预测分析

根据预测,具体结果见表 4.4-9,运营期,集气站厂界噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)2 类标准。

表 4.4-8 运营期厂界噪声预测结果 单位: dB (A)

平台	场界	厂界噪声贡献值		超标量	
		昼间	夜间	昼间	夜间
DP8 集气站	南场界	49.5	49.5	/	/
	东场界	36.0	36.0	/	/
	北场界	48.2	48.2	/	/
	西场界	49.6	49.6	/	/

4.4.2.2 保护目标影响预测分析

结合噪声预测达标范围,本次对站场外扩 200m 范围内的居民点进行预测。本次选取站场周边居民点环境质量噪声最大值作为噪声背景值进行预测,预测结果见表 4.4-10。

根据预测,运营期间各声保护目标噪声均满足《声环境质量标准》(GB3096-2008)2 类标准。

表 4.4-9 运营期站场周边保护目标噪声预测表 单位: dB (A)

敏感点名 称	背景值		声环境 质量标准		贡献值		预测值		较现状增 量		超标量	
	昼 间	夜 间	昼 间	夜 间	昼 间	夜 间	昼 间	夜 间	昼 间	夜 间	昼 间	夜 间
DP8-1#	48	45	35.0	35.0	48.2	45.4	0.2	0.4	/	/	48	45
DP8-1#	48	45	34.5	34.5	48.2	45.4	0.2	0.4	/	/	48	45

③放空噪声影响分析

在站内设备、管道检修时，需要对设备、管道内的页岩气井下放空，通常在白天检修，会产生放空立管气流噪声，源强约 105dB（A），预测结果见表 4.4-11。

表 4.4-10 放空噪声预测结果 单位：dB（A）

与声源距离（m）	10	15	20	30	40	50	100	177
预测值	85	81.5	79	75.5	73	71	65	60

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

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

综上，运营期站场设备噪声对外环境及周边保护目标的影响较小。

4.4.3 退役期声环境影响分析

采气结束后，气井进行封井，站场无噪声源，噪声可恢复至原有水平。

4.5 固体废物环境影响分析

4.5.1 施工期固体废物环境影响分析

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

4.5.1.1 危险废物

4.5.1.1.1 油基岩屑

（1）油基岩屑处理方案

本项目油基岩屑产生量约 4176t，交由有相应危废处置资质的单位进行转运处置。

（2）油基岩屑的暂存

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

4.5.1.1.2 废防渗材料

本项目钻井、压裂结束后对场地进行清理，拆除防渗区域设置的防渗材料，预计产生沾染废油的废防渗材料约 0.8t，主要含废矿物油，拆除的沾染废油的废防渗材料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。

4.5.1.1.3 废油

钻井过程中废油的主要来源有：a、机械（泥浆泵、转盘、链条等）润滑废油。b、钻井设备清洗与保养、泥浆循环罐掏罐产生的废油，如更换柴油机零部件和清洗钻具、套管等。本项目废油产生总量约 8.8t，由中石化重庆页岩气有限公司回收利用或交由有资质的单位回收。

4.5.1.2 一般工业固体废物

4.5.1.2.1 普通钻井岩屑

普通钻井岩屑包括清水岩屑和水基岩屑，清水岩屑产生量约 3110m³，水基岩屑产生量约 1929m³。本项目清水钻井液体系和水基钻井液体系不涉及磺体系泥浆，根据《危险废物排除管理清单》（2026 年版），本项目清水及水基钻井液未加入沥青类药剂和液体润滑剂类药剂，不属于危险废物。清水岩屑主要作为井场铺垫或修建井间道路使用，水基岩屑经不落地系统收集后，外运用于资源化利用。

4.5.1.2.2 废包装材料

本项目预计产生废包装材料 6400 个，由厂家或有资质的单位回收。

4.5.1.2.3 絮凝沉淀污泥

本项目预计产生污泥约 188.20t，压裂返排液絮凝沉淀污泥外运至一般工业固废处置场处置或资源化利用。

4.5.1.3 生活垃圾

本项目生活垃圾产生量共计 16.6t，在平台定点收集后，由环卫部门统一清运处置。

4.5.2 运营期固体废物环境影响分析

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

4.5.2.1 危险废物

废润滑油预计产生量约 0.08t/a，交由有危险废物处置资质的单位处置。

4.5.2.2 一般工业固体废物

除砂时将产生少量的废砂石，主要成分为二氧化硅，废砂石用于资源化利用或交由一般工业固废处置场处置。清管废物主要成分为硫化亚铁和硫化铁，属一般工业固体废物，用于资源化利用或交由一般工业固废处置场处置。分子筛脱水撬更换的废分子筛由厂家更换时回收利用或交由一般工业固废处置场处置。妥善处置后对周边环境无影响。

4.5.3 退役期固体废物环境影响分析

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

4.6 土壤环境影响预测与评价

4.6.1 土壤环境影响类型及途径

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

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

表 4.6-1 项目土壤环境影响类型与影响途径表

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

表 4.6-2 建设项目土壤环境影响源及影响因子识别

工程阶段	污染源	工艺流程/节点	污染途径	全部污染指标	特征因子	备注
建设期	放喷池	废水暂存	垂直入渗	COD、SS、BOD ₅ 、石油烃、色度、氨氮、磷酸盐、氯化物等	氯化物、石油烃、钡	事故
	油基岩屑暂	油基岩屑	垂直入渗	pH、砷、镉、铜、铅、	氯化物、	事故

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
	存区	收集		六价铬、汞、镍、石油烃、钡	石油烃、钡	
	水基岩屑暂存区	水基岩屑收集	垂直入渗			
	危险废物贮存点	危险废物收集	垂直入渗			
运营期	污水罐	采出水收集	垂直入渗	COD、SS、BOD ₅ 、石油类、色度、氨氮、磷酸盐、氯化物、硫酸盐等	氯化物、石油烃、钡	事故
	放喷池、污水池	采出水	垂直入渗	COD、SS、BOD ₅ 、石油烃、色度、氨氮、磷酸盐、氯化物等	氯化物、石油烃、钡	事故

4.6.2 施工期土壤环境影响分析

(1) 施工废弃物对土壤环境的影响

项目施工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以分解，影响环境景观和作物生长，若埋于土壤中则会对作物根系的生长和发育造成影响。

(2) 事故状态下对土壤的影响

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

4.6.3 运营期土壤环境影响预测与评价

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

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

根据区域 DP11 验收监测数据，平台内各监测点均满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地的筛选值要求，建设单位在采取措施下未对土壤造成显著影响。

表 4.6-3 区域页岩气平台土壤验收监测数据 **单位：mg/kg**

本项目采取措施与现有工程一致，根据类比分析，本项目在采取相同防渗措施下，可有效防止污染物泄漏污染土壤，不会对土壤环境影响造成显著影响。

4.6.4 退役期土壤环境影响分析

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

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

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

4.7 生态环境影响预测与评价

4.7.1 施工期生态环境影响预测与评价

本项目占地包括平台占地和集输管线占地，总占地面积 2.7068hm²。占地类型主要为耕地、林地和交通运输用地。

项目临时占地在施工结束后，临时占地在施工结束后，通过土石方回填、

土地恢复、植被恢复等方式，在 1~3 年时间内即可逐步恢复至原使用功能，从区域土地利用结构看，区域内是主要由林地、耕地等相间出现的土地利用结构形式，相对区域而言，本项目永久占地面积较小，临时占地在施工结束后，及时恢复为原有土地利用类型，对区域土地利用格局影响较小。

4.7.1.1 对永久基本农田影响

本项目占用永久基本农田 0.3096hm²。根据《自然资源部关于规范临时用地管理的通知》（自然资规〔2021〕2 号）：临时用地确需占用永久基本农田的，必须能够恢复原种植条件，并符合《自然资源部 农业农村部关于加强和改进永久基本农田保护工作的通知》（自然资规〔2019〕1 号）中申请条件、土壤剥离、复垦验收等有关规定。……油气资源探采合一开发涉及的钻井及配套设施建设用地，可先以临时用地方式批准使用，勘探结束转入生产使用的，办理建设用地审批手续；不转入生产的，油气企业应当完成土地复垦，按期归还。

本项目占地按要求办理建设用地审批手续。临时用地在施工结束后应当完成土地复垦，按期归还。服务期满后，根据《土地复垦条例实施办法》要求，井场除采气井口一定范围内土地，其余部分全部进行恢复，恢复为使用前地类，确保耕地面积不减少、质量不降低。

4.7.1.2 对农田生态系统影响分析

（1）对农田生态系统稳定性的影响

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

（2）对农作物生产的影响

本项目应按照有关要求对临时占地土地复耕、青苗赔偿、占地补偿等，不会造成被占用耕地的居民生活质量下降。此外，在施工过程中，运输车辆、机械以及人员可能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。因此需要加强施工过程管理，减轻农业生产影

响。

（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使用。

4.7.1.3 对天然林、公益林的影响

本项目周围植被连片分布，天然林分布广泛，本项目在选址、选线阶段已最大限度地考虑林地的保护，但因地形地貌、区域发展、资源条件和项目条件的限制，项目将不可避免占用天然林。本项目占用天然林 1.61hm²，占用地方公益林 1.71hm²。本项目生态评价范围内有天然林 17.49hm²，地方公益林 12.16hm²。

本项目占用的天然林、公益林内植被将被全部清除，会降低局部植被覆盖率，破坏原有的植被群落结构，新增水土流失。占地范围及周边的野生动物受施工影响可能会暂时迁往附近区域活动，项目沿线占地面积小，且同类型生境分布广泛，不会造成生境破碎化。施工期，周边植被仍能通过花粉流、风媒、虫媒等方式进行基因交流，不会干扰种子传播等生物过程。本项目占用的天然林、公益林优势树种主要为马桑、金佛山荚蒾等，占地范围林地植被类型属于该区域的常见类型，不具有特有性、典型性、异质性等特性，施工结束后，随着生态恢复，野生动物不会也会逐渐回归，本项目不会对周围生物多样性造成较大影响。在严格控制施工边界，做好污染物管控和防止外泄等措施后，本项目对天然林的影响主要限于占地范围内，不会引起周边天然林的破坏和衰败，项目施工结束后临时用地如期恢复成林地，及时降低对林地影响。本项目采取表土剥离、集中堆放、植被恢复等生态保护措施，临时占用的天然林在施工结束后采用人工植树种草的措施，可以加快恢复进程，1~3 年即可同步恢复草本植被和灌木植被，3~5 年恢复森林植被，10~15 年恢复成成熟的森林植被。

同时，项目涉及占用林地，施工前需要得到南川区林业局的许可批复，在开工前应按照国家有关规定办理林地征用手续。

4.7.1.4 对植被影响分析

(1) 对生物量的影响

本项目施工期将清除施工范围内地表植被，剥离地表覆盖层，势必降低植被覆盖率，导致区域植被的损失。本项目临时占地对农作物的影响主要为当季影响，在施工结束后，第二年即可复种，根据同类工程调查，复垦地 1~2 年即可恢复到原有产量。临时占用的林地施工结束后进行植被恢复，需要 3~5 年或更长的时间才能恢复到原有产量。

根据植被类型分布情况，本项目占用植被面积 2.7048hm²，占地范围内植被类型主要为大田作物型、落叶阔叶灌丛、落叶阔叶林，占地范围内各植被类型及主要物种见表 4.7-1。

表 4.7-1 占地范围植被类型及生物量损失一览表

由上表可知，本项目占用的植被类型主要为落叶阔叶灌丛，其次为落叶阔叶林、大田作物型，其中大田作物型主要种植玉米、白菜、南瓜等蔬菜，落叶阔叶灌丛主要植物物种为马桑、金佛山荚蒾等，落叶阔叶林主要为枫香。

根据占地范围内各植被类型分布面积，占地范围内生物量损失约 145.7t，占评价范围内总生物量的 5%，占比较小，施工结束后及时对临时占地进行复耕或生态恢复，在施工期损失的生物量和生产力会逐渐恢复。

(2) 对多样性的影响

本项目占地范围内自然植被类型主要为落叶阔叶灌丛，其次为落叶阔叶林、大田作物型，占地范围内未发现有古树名木及野生保护植物分布，占用的主要植物种类如金佛山荚蒾、牡荆等在区域广泛分布，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。本项目永久占地面积不大，临时占地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。在做好地下水保护措施后，不会导致地下水漏失及水污染对植被产生影响，通过大气粉尘等对植被的间接影响有限，不会导致周边植被明显衰退，通过设置防火带及加强用火防控，井场周边植被失火风险小。

综上，本项目建设对区域植被影响小。

4.7.1.5 对景观格局影响

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

4.7.1.6 对陆生动物群落及动物资源的影响

（1）对两栖类和爬行类的影响分析

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

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

（2）对鸟类及其生境的影响分析

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

由于多数鸟类具有趋光性，在鸟类迁徙季节，如果夜间施工，迁徙鸟类会趋光而来。另外，施工期间各种人为和机械噪声会使部分鸟类受到惊吓，远离

施工区，在一定程度上影响鸟类迁徙和繁殖地的选择。施工噪声对现场活动的鸟类有影响，施工噪声对候鸟和旅鸟影响较小，主要对留鸟影响较大。候鸟具有主动适应环境变化的能力，可以通过适应和调整自己的行为方式来主动适应变化的环境。鸟类对噪声具有较大的忍耐力，很快就会适应噪声环境，但项目施工对繁殖期鸟类会造成较大干扰。

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

综上所述，项目建设直接影响范围内野生动物的栖息生境并非单一，食物来源多样化，具有一定的迁移能力，且项目施工范围小，整个施工区的环境与施工区以外的环境相同，施工区的野生动物很容易就近找到新的栖息场所，这些动物不会因为失去栖息场所和食物来源而死亡，种群数量也不会有大的变化。

（3）对哺乳类的影响分析

由于施工活动的干扰，可能会导致哺乳类向远离施工区域的方向迁移，由于项目区人类活动比较频繁，大型哺乳类动物较少见。哺乳类中鼠类的物种在项目影响区分布较多外，其他哺乳类分布于此的物种数量较少。鼠类的物种多为常见种，分布较广，适应性强，虽然施工开始会受到一定程度影响而先暂时离开此地，但施工结束后大部分兽类随着生境条件的恢复将逐步迁回。

项目区域野生动物主要为一些常见的农耕带和林灌带的小型爬行动物、哺乳动物及鸟类等，其活动范围较大，虽然在施工过程中对其生活的栖息场所产生一定的破坏或扰动，但对其在区域内的分布及数量的影响较小，不会造成区域陆生动物群落的改变及动物资源的减少。

4.7.1.7 水土流失影响的分析

项目工程建设需开挖土石方，将对地表进行剥离、挖掘和堆积，使原来的地表结构、土地利用类型、局部地貌发生变化。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。开挖土石方的临时堆放也会产生一定的水

土流失。本项目土石方可实现平衡，不产生土石方借方或弃方。

项目针对建设及自然恢复期可能产生的水土流失，设置完善的截排水沟，并对表层熟化土堆放进行覆盖，在施工结束后，及时对临时占地形成的地表扰动区域进行植被恢复和土地复耕。在采取上述措施后，将有效遏制水土流失，对生态环境及周边水体影响小。

4.7.1.8 对生态系统的影响

本项目生态评价范围以灌丛生态系统为主，其次为森林生态系统、城镇生态系统、农田生态系统、湿地生态系统。

本项目施工期间，由于工程占地的占用，特别是集输管线管沟开挖会对沿线造成一定的阻隔，但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。管道采取分段施工，施工期较短，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，及时对临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，集输管线沿线不会设置围墙、围栏等阻隔设施，集输管线两侧动植物之间信息交流不会因管道运行而中断，本项目不会对管道两侧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。

4.7.2 运营期生态环境影响分析

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

4.7.3 退役期生态环境影响分析

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

4.8 环境风险评价

4.8.1 评价依据

4.8.1.1 风险调查

4.8.1.1.1 危险物质识别

(1) 施工期

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

1) 原辅材料

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

清水钻井液成分为清水，不具有易燃易爆、有毒有害等特性。

水基钻井液以黏土（主要用膨润土）、水作为基础配浆材料，加入各种有机和无机材料形成的多种成分和相态共存的悬浮液，主要添加成分有聚丙烯酰胺钾盐、沥青 LF-TEX-1、80A51、氯化钠、羧甲基纤维素（CMC）、硅腐植酸钾、烧碱、纯碱等化学品。膨润土的主要成分是蒙脱石。钻井液中影响环境的主要成分是有機物类、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于无毒无害物质，呈碱性，不具有易燃易爆、有毒有害等特性。

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

固井水泥主要为微硅水泥及重晶石添加剂，不具有易燃易爆、有毒有害等特性。

堵漏剂主要为高分子聚合物、无机盐等，不具有易燃易爆、有毒有害等特性。

储层改造期间主要使用的材料有压裂液、压裂前置酸（15%HCl）。

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

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

2) 燃料

钻井工程、储层改造工程阶段，井场设置有柴油发电机备用，停电状况下通过柴油机提供动力和电力。柴油属于闪点在 28°C 与 60°C 之间的易燃、具有爆炸性的液体，属于乙类危险品。

3) 污染物

① 废气

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

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

② 废水

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

③ 固体废物

钻井工程阶段产生的固体废物主要为清水岩屑、水基岩屑、油基岩屑、废

油、生活垃圾、废包装桶、废防渗材料。

储层工程阶段产生的固体废物主要是废油、生活垃圾、废包装桶、废防渗材料。

油基岩屑、废油具有有毒有害等特性，属于危险物质。

4) 火灾和爆炸伴生/次生污染物

柴油泄漏遇火发生火灾时，可能产生一氧化碳和二氧化硫。

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

(2) 运营期

1) 原辅材料

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

2) 燃料

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

3) 产品

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

4) 污染物

①废气

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

②废水

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

③固体废物

固体废物主要为设备废润滑油，属于危险废物

5) 火灾和爆炸伴生/次生污染物

运营期间，站场内甲烷泄漏遇火发生火灾时，可能产生一氧化碳和二氧化硫。

各类物质主要理化特性见表 4.8-1~表 4.8-5。

表 4.8-1 柴油的危险特性

表 4.8-2 天然气主要成分 CH₄ 物理化学特性表

表 4.8-3 H₂S 物理化学特性表

表 4.8-4 SO₂ 物理化学特性表

表 4.8-5 盐酸物理化学特性表

4.8.1.1.2 危险物质数量及分布

(1) 施工期

施工期间，钻井工程阶段井场采用标准化布置，施工队配制 300m³ 油基钻井液，井场内设 1~2 个双层柴油储罐，单个容积 15m³~40m³，临时存储钻井用柴油，日常储量 15t；油基钻井液配制量 300m³，密度按 1.5t/m³，则油基钻井液最大存在总量为 450t；废油设 2 个 200L 油桶收集，密度按 0.8t/m³，废油最大存在总量为 0.32t；设 20 个~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。储层改造阶段，井场配置 1~2 个柴油罐，柴油最大存储量为 15t；废油设 2 个 200L 油桶收集，密度按 0.8t/m³，废油最大存放总量为 0.32t，则施工期间，井场危险物质及分布见表 4.8-6。

表 4.8-6 施工期间各阶段危险物质及分布情况一览表

(2) 运营期

本项目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 46.565kg/m³，集气站设 4 台 DN1200 计量分离（单台天然气在线量 4.5m³）、2 台 20 万方压缩机（单台天然气在线量 1.8m³）、1 台 45 万方分子筛脱水撬（单台天然气在线量 6m³）、站内工艺管线Φ76×12 长度约 880m，据此估算，集气站甲烷在线量约为 1.87t。外输管线以设计压力 6.3Mpa，20℃为条件计算采气管在线量。

运营期间各风险单元的危险物质及数量分布情况见表 4.8-7。

表 4.8-7 运营期间甲烷数量及分布一览表

4.8.1.2 风险潜势初判

4.8.1.2.1 危险物质及工艺系统危险性的确定

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

(1) 危险物质数量与临界量比值 (Q)

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

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

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

式中：q1, q2, ..., qn-每种危险物质的最大存在总量，t；

Q1, Q2, ..., Qn-每种危险物质的临界量，t。

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

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

表 4.8-8 施工期建设项目 Q 值确定表

表 4.8-9 运营期建设项目 Q 值确定表

(2) 环境风险潜势判断

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

4.8.1.3 评价等级

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

4.8.2 环境敏感目标概况

本项目平台位于农村区域，本次重点关注平台井场 500m 范围内的居民。本项目施工废水综合利用，运营期废水间接排放至鱼泉河，本次重点关注平台周边的地表水体。

表 4.8-10 建设项目环境风险敏感特征表

4.8.3 环境风险识别

4.8.3.1 物质危险性识别

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

表 4.8-11 物质危险性

阶段	工程内容	危险物质	物质危险性	存储方式	备注
施工期	钻井工程	柴油	可燃、有毒	柴油罐	1~2 座， 15m³~40m³ 钢罐
		油基岩屑	有毒	吨桶	10~30 个，1m³ 桶
		废油	可燃、有毒	油桶	2 个，200L 桶
		油基钻井液	有毒	储备罐	300m³
	储层改造 工程	柴油	可燃、有毒	柴油罐	1~2 座， 15m³~40m³ 钢罐
		盐酸	有毒	钢罐	12 个，10m³ 钢罐
		废油	可燃、有毒	油桶	2 个，200L 桶
运营期		甲烷	可燃、有毒	不储存	设备内

4.8.3.2 生产系统危险性识别

4.8.3.2.1 施工期潜在危险性因素识别

(1) 钻井作业危险性因素识别

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

(2) 钻井辅助设施环境风险识别

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

(3) 地下水井涌或漏失对环境的影响

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

钻遇大型溶洞和地下暗河时，可能导致地下水漏失，导致地下水水位下降。

(4) 危险物质转运事故对环境的影响

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

4.8.3.2.2 运营期潜在危险性因素识别

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

(1) 站场工程危险性因素识别

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

(2) 天然气集输管线危险因素识别

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

(3) 污水集输管线危险因素识别

污水管线因管材及施工缺陷可能导致废水泄漏，可能引发土壤和地下水污水事故。

4.8.3.2.3 退役潜在危险性因素识别

气井退役期，站内无危险物质存放，危险性较小。

4.8.3.3 危险物质向环境转移的途径识别

根据项目的危险物质的性质，项目潜在的环境风险主要是在存放的过程中由于管理或操作的失误导致危险物质的泄漏，泄漏物进入周围环境空气、地表水、土壤，从而导致对周围环境空气、地表水、土壤乃至地下水的污染，进而影响人体健康。

表 4.8-12 环境风险识别表

序号	危险单元	风险源	主要危 险物质	环境风险类 型	环境影响途径	可能受影响的 环境敏感目标	备注
1	钻井辅助 设施	储备罐	油基钻 井液	土壤、地下 水	泄漏渗入土壤	土壤和下游泉 点	施 工 期
2	柴油罐	柴油罐	柴油	大气、土壤、 地下水	泄漏渗入土壤 或引起火灾	周边居民、土 壤和下游泉点	
3	危废暂存 区	油桶	废油	大气、土壤、 地下水	泄漏渗入土壤 或引起火灾	周边居民、土 壤和下游泉点	
		吨桶	油基岩 屑				
4	集气站	集输设备 及管线	甲烷	大气	泄漏引起火灾	周边居民	运 营 期
5	放喷池、污 水池等	废水	废水	土壤、地下 水	泄漏渗入土壤	土壤和下游泉 点	

4.8.4 环境风险分析及应急要求

4.8.4.1 施工期环境风险分析及应急要求

4.8.4.1.1 井喷失控

(1) 风险源、途径、环境敏感目标

页岩气在钻探作业过程中可能因溢流、套管破裂等造成井喷失控。井喷失控是钻井工作中最大的危险，井喷失控喷射出的天然气遇火燃烧爆炸，对周边的居民造成伤人、伤亡事故。

(2) 风险防范措施

①相关制度

本项目按照含硫气井进行风险防范，根据《石油天然气钻井井控技术规范》（GB/T31033-2014）和《中国石化井控管理规定》（中国石化油〔2015〕374号）的要求，执行井控相关管理制度，即：井控分级管理制度，井控工作责任制度，井控工作检查制度，井控工作例会制度，井控持证上岗制度，井控和H₂S防护演习制度，井控设备管理制度，井控装置现场安装、调试与维护制度，开钻（开工）检查验收制度，钻（射）开油气层审批（确认）制度，干部带班值班制度，坐岗观察制度，井喷应急管理制度，井喷事故管理制度。

加强浅层气和H₂S的监测，在钻井液中提前加入堵漏材料和足量的除硫剂、缓蚀剂，将pH值提高到9.5以上。一旦监测到浅层气或H₂S显示，根据其显示级别及时进行相应的处理，确保施工安全。

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

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

对附近的居民进行防 H₂S 安全教育，制定疏散措施。

②井控设备

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

③应急设备

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

施工过程中按《含硫化氢油气井安全钻井推荐作法》（SY/T 6559-2025）的规定配备硫化氢监测仪器和防护器具。每人配备 1 套正压式空气呼吸器（且留有备用）和便携式硫化氢检测仪，井场安装固定式硫化氢检测仪传感器，可燃气体检测仪、正压式空气呼吸器、便携式应急照明灯具、防火服、半封闭式防毒口罩等。施工人员应按产品说明书检查和保养硫化氢检测仪器、防护器具，保证其处于良好的备用状态；建立使用台账，按时送往具有资质的检验单位检验。

发电房应符合《石油天然气钻井、开发、储运 防火防爆安全生产技术规程》（SY/T 5225-2019）中的相应规定。井场电器设备、照明器具及输电线路的安装应符合相应规定。柴油机排气管应无破漏和积炭，并有冷却灭火装置。

④应急演练

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

（3）应急要求

①井喷失控时，应立即停车、停炉、断电、断掉一切火源。

②井口点火，根据《含硫化氢天然气井失控井口点火时间规定》（AQ2016-2008），事故状态下应在 15min 内启动点火程序实施点火。井场内同时配备电子、烟花、手摇点火器三套独立点火系统，可有效确保按要求在井喷失控后 15min 内成功实施点火作业。

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

4.8.4.1.2 盐酸罐泄漏

（1）风险源、途径、环境敏感目标

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

（2）风险防范措施

盐酸罐区设置防腐防渗膜，周边设置围堤，围堤容积不小于单个罐容积。

进行使用盐酸操作时，应配合个人防护装备。如橡胶手套或聚氯乙烯手套、护目镜、耐化学品的衣物和鞋子等，以降低直接接触盐酸所带来的危险。密闭操作，注意通风。操作尽可能机械化、自动化。操作人员必须经过专门培训，严格遵守操作规程。

建议操作人员佩戴自吸过滤式防毒面具（全面罩），穿橡胶耐酸碱服，戴橡胶耐酸碱手套。远离易燃、可燃物。避免与碱类、胺类、碱金属接触。搬运时要轻装轻卸，防止包装及容器损坏。

在盐酸使用过程中，有少量氯化氢气体（酸雾）产生，可在盐酸中加入酸雾抑制剂，以抑制盐酸酸雾的挥发产生。

（3）应急要求

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

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

4.8.4.1.3 柴油罐泄漏

（1）风险源、途径、环境敏感目标

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

（2）风险防范措施

柴油罐区设置防渗膜，周边设置围堤，围堤容积不小于单个罐容积，设置收集坑，可防止油罐破损泄漏的柴油污染地表土壤、地表水等。

加强对柴油的储存管理，应采取减少油品蒸发、防止形成爆炸性油品混合物的一次防护措施。确保呼吸阀、测量孔、接地装置等附件完整可靠，防止油蒸汽的产生和积聚。

柴油罐区设置吸油毡、消防沙及相关消防器材。

（3）应急要求

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

4.8.4.1.4 放喷池破损或外溢

(1) 风险源、途径、环境敏感目标

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

(2) 风险防范措施

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

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

应加强池体的管理、巡视，保证池体内液位在最高允许液位 0.5m 以下，水位达到池面 0.5m 前应转移，确保池体正常情况下有一定容量空置。

(3) 应急要求

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

4.8.4.1.5 地下水井涌

(1) 风险源、途径、环境敏感目标

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

(2) 风险防范措施

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

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

（3）应急要求

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

4.8.4.1.6 钻井液漏失

（1）风险源、途径、环境敏感目标

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

（2）风险防范措施

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

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

（3）应急要求

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

4.8.4.1.7 转运事故

（1）风险源、途径、环境敏感目标

在柴油、废水、危险废物等转运过程中，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。运输单位应当根据物品危险特性采取相应的安全防护措施，并配备必要的防溢、防漏、防晒等防护用品和应急救援器材，途经村镇、地表水体时，应减速慢行，观察并安全通过。

（3）应急要求

运输车辆发生事故后，应根据货物的爆炸、易燃、腐蚀等不同性质，按照

相应的应急处置预案和操作规程妥善处置。

4.8.4.1.8 钻井液泄漏

（1）风险源、途径、环境敏感目标

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

（2）风险防范措施

钻井期间，钻井液在储备罐和循环罐内，罐体均为钢制罐，罐区地面铺设防腐、防渗膜及围堰，并有专人进行巡查，且井场四周设置监控视频，100%覆盖整个井场，若发生泄漏，可在短时间内发现，避免事态进一步扩大。

钻井液的原辅材料由供应商进行运输，井场施工队伍加强供应商管理，要求供应商对运输司机进行安全教育，定期对车辆进行安全检查，严格遵守交通规则，避免交通事故发生；加强驾驶员及其他拉运工作人员管理，要求工作人员技术过硬、经验丰富、工作认真；运输单位应当根据物品危险特性采取相应的安全防护措施，并配备必要的防溢、防漏、防晒等防护用品和应急救援器材。

（3）应急要求

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

4.8.4.1.9 压裂返排液泄漏

（1）风险源、途径、环境敏感目标

在压裂液返排期间，压裂返排液在储存或转运过程中，若池体或罐体泄漏以及发生翻车等意外造成压裂返排液泄漏，可能对周边土壤、地下水造成污染。

（2）风险防范措施

在压裂液返排期间，施工队伍应做好压裂返排液台账记录，记录废水产生、转运及回用情况；定期记录罐体或池体容积空高，当罐体或池体容积空高低于0.5m时，施工队伍应采取措施降低返排速率，同时反馈给建设单位，将压裂返排液转运至区域范围已建池体暂存保证水池保持规定的安全空高，避免废水外溢。

在废水转运过程中，需要做好废水转运台账记录，严格实施交接清单制度。

同时加强转运车辆装载量管理，严禁超载；加强对运输司机的安全教育，定期对车辆进行安全检查，严格遵守交通规则，避免交通事故发生；加强驾驶员及其他拉运工作人员管理，要求工作人员技术过硬、经验丰富、工作认真负责；废水转运时应避开大雾、暴雨等恶劣天气，减小运输环境风险。

（3）应急要求

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

4.8.4.1.10 危险废物贮存风险分析及应急要求

（1）风险源、途径、环境敏感目标

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

（2）风险防范措施

针对危险废物储存过程中的风险，采取如下措施降低产生风险的可能性：

①危险废物的储存过程应满足《危险废物贮存污染控制标准》（GB 18597-2023）和《危险废物收集 贮存 运输技术规范》（HJ 2025-2012）、《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》要求，做好贮存风险事故防范工作。

②危险废物贮存过程中产生的液态废物和固体废物应分类收集，按其环境管理要求妥善处理。贮存设施应根据危险废物的形态、物理化学性质、包装形式和污染物迁移途径，采取必要的防风、防晒、防雨、防漏、防渗、防腐以及其他环境污染防治措施，不露天堆放危险废物。

④贮存设施或贮存分区内地面、墙面裙脚、堵截泄漏的围堰、接触危险废物的隔板和墙体等应采用坚固的材料建造，表面无裂缝。贮存设施地面与裙脚应采取表面防渗措施；表面防渗材料应与所接触的物料或污染物相容，可采用

抗渗混凝土、高密度聚乙烯膜、钠基膨润土防水毯或其他防渗性能等效的材料。贮存的危险废物直接接触地面的，还应进行基础防渗，防渗层为至少 1m 厚黏土层（渗透系数不大于 10^{-7}cm/s ），或至少 2mm 厚高密度聚乙烯膜等人工防渗材料（渗透系数不大于 10^{-10}cm/s ），或其他防渗性能等效的材料。

⑤区域应配备通讯设备、照明设施和消防设施。区域应保持阴凉、干燥、通风，避免阳光直射、暴晒，远离热源、电源、火源。周边设置易燃气体、有毒有害气体检测、报警装置。

（3）应急要求

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

4.8.4.2 运营期环境风险分析及应急要求

4.8.4.2.1 甲烷泄漏

（1）风险源、途径、环境敏感目标

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

（2）风险防范措施

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

设置井口安全截断阀，可在超压或失压情况下自动快速截断，保护气井和地面设施。按要求配置灭火器材，扑灭初期火灾。

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

设置井口安全截断系统，当检测点压力超高或超低以及火灾情况下，该系

统自动关闭井口，同时也能人工紧急关闭井口。在场站出站管线设置压力检测和压力高、低报警，压力超低时对出站管线进行安全联锁截断。

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

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

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

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

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

（3）应急要求

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

4.8.4.2.2 火灾次生影响

（1）风险源、途径、环境敏感目标

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

（2）风险防范措施

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

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

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

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

集气站及平台设置语音告警广播系统，工业电视监控及周界防御系统发现警情时，自动向可疑目标发出语音警告或警报信号，威慑和阻止非正常入侵行为。保障高噪声和高危险度场合下运行和调试检修人员流动作业对调度通信的需要，并在事故状态下紧急疏散相关工作人员提供广播呼叫服务。

（3）应急要求

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

4.8.4.2.3 采出水泄漏

（1）风险源、途径、环境敏感目标

当污水罐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

污水罐周边设置围堰，围堰容积不小于 20m³，即使发生泄漏也能在围堰内进行收集。

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，聚四氟乙烯具有良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，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，应立即将罐体的废水全部转运至放喷池（事故池）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放喷池内。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 环境风险应急预案

建设单位于 2026 年对《中石化重庆页岩气有限公司南川区块突发环境事件风险评估报告》和《中石化重庆页岩气有限公司南川区块突发环境事件应急预案》进行了修订，并完成了备案。

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

本项目平台位于南川区内，且不新增环境风险类型，新增危险物质量较小，且周边敏感性未发生变化，不会导致企业风险等级变化。在完善本项目的风险防范措施后，依托现有工程环境风险控制措施和应急预案可以满足要求。因此，本项目可以纳入《中石化重庆页岩气有限公司南川区块突发环境事件应急预案》统一进行管理，本次评价不要求单独再制定事故应急预案，但应将现有应急预案进行分解，明确各岗位人员的责任，将应急任务明确到人，确保应急事故处置的时效性和有效性；同时对钻井工程施工作业应急进行分类，明确各级别应急预案的响应范围，便于事故的有效控制；同时对各类应急事故编制详细的应急处置程序，应急监测、抢险、救援、疏散及消除、减缓、控制技术方法和设施，确保应急处置的及时有效；严格按照经过备案的环境风险应急预案的要求执行，在采取上述措施后，本项目环境风险可防控。

4.8.6 风险评价结论

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

表 4.8-13 建设项目环境风险简单分析内容表

4.9 碳排放评价

本次碳排放重点关注运营期开采环节，碳排放评价参照《重点行业建设项目碳排放环境影响评价试点技术指南（试行）》的相关要求执行。碳排放评价

因子除包括二氧化碳外，本次重点考虑了甲烷，其中甲烷的排放量核算参照《中国石油天然气生产企业温室气体排放核算方法与报告指南》《重庆市企业温室气体排放核算方法与报告指南—石油和天然气生产行业》的相关要求执行。

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

4.9.1 碳排放政策符合性分析

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

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

4.9.2 建设项目碳排放分析

4.9.2.1 碳排放影响因素分析

4.9.2.1.1 核算边界

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

根据《中国石油天然气生产企业温室气体排放核算方法与报告指南（试

行)》，石油天然气生产企业碳排放源包括以下六个部分，分别是：

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

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

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

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

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

(6) 消耗的电力和热力对应的二氧化碳排放。

图 4.9-1 石油天然气行业温室气体排放源及气体种类

4.9.2.1.2 排放源

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

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

②甲烷逃逸排放。集气站内各设备、阀室由于泄漏产生的无组织甲烷排放。

③消耗的电力对应的二氧化碳排放。集气站内运营需要消耗一定的电力。

4.9.2.2 碳源强核算

4.9.2.2.1 核算方法

(1) 温室气体排放总量

根据《重庆市企业温室气体排放核算方法与报告指南—石油和天然气生产行业》，温室气体排放总量应等于核算边界内化石燃料燃烧二氧化碳排放量，加上火炬燃烧排放量，加上各个业务环节的工艺放空排放和逃逸排放之和（其中非二氧化碳温室气体应按全球增温潜势，即 GWP 值，折算成二氧化碳当量），减去企业的甲烷回收利用量（本次不考虑甲烷回收利用量），再加上企业消耗电力和热力对应的二氧化碳排放量，则计算公式见公式 1：

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

式中：

E_{GHG} ——温室气体排放总量，单位为吨二氧化碳当量（tCO₂e）；

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

$E_{GHG-火炬}$ ——火炬燃烧产生的二氧化碳排放，单位为吨二氧化碳（tCO₂）；

$E_{CH_4-工艺}$ ——企业各业务类型的工艺放空排放，单位为吨甲烷（tCH₄）；

$E_{CH_4-逃逸}$ ——企业各业务类型的设备逃逸排放，单位为吨甲烷（tCH₄）；

S——企业涉及的业务类型，包括油气勘探、油气开采、油气处理、油气储运业务。

GWP_{CH_4} ——甲烷的全球变暖潜势（GWP）值；

$E_{CO_2-电力}$ ——消耗的电力产生的排放，单位为吨二氧化碳（tCO₂）；

(2) 燃料燃烧

各化石燃料燃烧产生的二氧化碳排放量的加总，按公式（2）～公式（4）计算。

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

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

AD_i ——第 i 种化石燃料的活动数据，单位为吉焦（GJ）；

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

i——化石燃料种类。

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

式中，

AD_i —第 i 种化石燃料的活动水平，单位为吉焦（GJ）；

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

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

i —化石燃料种类。

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

式中：

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

CG —第 i 种燃料的单位热值含碳量，单位为吨碳每吉焦（tC/GJ）；

OF_i —第 i 种化石燃料的碳氧化率，无量纲，以%表示；

（3）放空排放

①天然气开采

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

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

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

j —油气开采系统中的装置类型，包括井口装置、集气站；

Num_j —第 j 个装置的数量，单位为个；

EF_j 为第 j 个装置的工艺放空 CH₄ 排放因子，单位为吨 CH₄/（年·个）。

②天然气处理

天然气处理过程工艺放空的甲烷排放，其甲烷排放量可采用以下公式计算：

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

式中：

$E_{CH_4-处理放空}$ —天然气处理过程中工艺放空甲烷排放，单位为吨甲烷(tCH₄)；

Q_{gas} —天然气处理量，单位为亿标准立方米(10⁸Nm³)；

$EF_{CH_4-处理放空}$ —天然气处理过程中工艺放空甲烷排放因子，单位为吨甲烷每

亿标准立方米(tCH₄/10⁸Nm³)。

本项目集气站不涉及天然气处理。

③天然气储运

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

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

式中：

$E_{CH_4-气输放空}$ 为天然气输送环节产生的工艺放空排放量，单位为吨甲烷(tCH₄)；

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

Num_j 为第 j 个油气输送设施的数量，单位为个；

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

(5) 甲烷逃逸排放

①天然气开采

油气开采业务甲烷逃逸排放可根据油气开采环节各类设施的数量及不同设施的甲烷逃逸排放因子进行计算：

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

式中：

$E_{CH_4-开采逃逸}$ —天然气开采中所有设施类型(包括井口装置、集气站)产生的甲烷逃逸排放，单位为吨甲烷(tCH₄)；

j—不同的设施类型；

Num_j —天然气开采业务所涉及的泄漏设施类型数量，单位为个；

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

②天然气处理

天然气处理过程的甲烷逃逸排放可根据天然气处理量估算，公式如下：

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

式中：

$E_{CH_4-气处理逃逸}$ —天然气处理过程甲烷逃逸排放，单位为吨甲烷（ tCH_4 ）；

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

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

③天然气储运

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

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

$E_{CH_4-气输逃逸}$ —天然气输送过程甲烷逃逸排放，单位为吨甲烷（ tCH_4 ）；

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

Num_j —天然气输送过程中产生逃逸排放的设施 j（包括天然气输送环节中的压气站/增压站、计量站/分输站、管线逆止阀等）的数量，单位为个；

EF_j —每个设施 j 的甲烷逃逸排放因子，单位为吨甲烷每年每个，单位为吨甲烷每年每个（ $tCH_4/（年 \cdot 个）$ ）。

（6）消耗电力对应的排放

企业消耗的电力对应的二氧化碳排放量按公式计算。

$$E_{CO_2-电力} = AD_{电力} \times EF_{电力} \quad (\text{公式 11})$$

式中：

$E_{CO_2-电力}$ —消耗的电力产生的排放，单位为吨二氧化碳（t CO₂）；

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

$EF_{电力}$ —电力排放因子，单位为吨二氧化碳/兆瓦时（t CO₂/MWh）；

4.9.2.2.2 计算系数

（1）工艺放空排放

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

天然气处理放空 CH₄ 排放因子：取《核算方法》推荐值 13.83 tCH₄/10⁸Nm³。

天然气储运放空 CH₄ 排放因子：取《核算方法》推荐值：管线（逆止阀）5.49 （吨/年·个）。

（2）甲烷逃逸排放

天然气开采业务 CH₄ 逃逸排放因子：取《核算方法》推荐值：井口装置 2.5t CH₄/（a·个）、集气站 27.9 tCH₄/（a·个）。

天然气处理逃逸 CH₄ 排放因子：取《核算方法》推荐值 40.34 tCH₄/10⁸ Nm³。

天然气处理逃逸 CH₄ 排放因子：取《核算方法》推荐值管线（逆止阀）0.85 （吨/年·个）。

（3）电力对应的二氧化碳排放

依据《关于发布 2023 年电力二氧化碳排放因子的公告》，重庆地区电力排放因子取值为 0.5581 tCO₂/MWh。

4.9.2.2.3 碳排放核算

DP8 平台共 8 口井，涉及 1 座集气站，项目建成后碳排放量见表 4.9-1~4.9-4。

表 4.9-1 工艺放空排放量计算表

类型	天然气处理量 (10 ⁸ Nm ³)	装置类型	装置个数	放空排放因子 tCH ₄ /（a·个） 或 tCH ₄ /10 ⁸ Nm ³	放空排放量
----	--	------	------	--	-------

类型	天然气处理量 (10^8Nm^3)	装置类型	装置个数	放空排放因子 $\text{tCH}_4/(\text{a} \cdot \text{个})$ 或 $\text{tCH}_4/10^8\text{Nm}^3$	放空排放量
天然气开采	/	井口装置	8	0	0.00
		集气站	1	23.60	23.60
天然气储运	/	阀室	0	5.49	0.00
小计					23.6

表 4.9-2 甲烷逃逸排放量计算表

类型	天然气处理量 (10^8Nm^3)	装置类型	装置个数	逃逸排放因子 $\text{tCH}_4/(\text{a} \cdot \text{个})$ 或 $\text{tCH}_4/10^8\text{Nm}^3$	放空排放量
天然气开采	/	井口装置	8	2.5	20.0
		集气站	1	27.9	27.90
天然气储运	/	阀室	0	0.85	0.00
小计					47.9

表 4.9-3 电力消耗碳排放量计算表

电力消耗 (MWh)	排放因子 ($\text{t CO}_2/\text{MWh}$)	排放量
1554	0.5581	867.29

综上，碳排放总量见表 4.9-4。

表 4.9-4 碳排放量计算表 单位 $\text{t CO}_2\text{e}$

类型	工艺放空排放量	逃逸排放量	电力消耗排放量	排放总量
DP8	590	1197.5	867.29	2654.79

备注：工艺放空量和逃逸排放量等效二氧化碳排放量=（工艺放空量和逃逸排放量） $\times \text{GWPC}_{\text{CH}_4}$ ； $\text{GWPC}_{\text{CH}_4}$ 采用 IPCC 第四次评估报告中的推荐值， $\text{GWPC}_{\text{CH}_4}$ 取 25。

综上，项目碳排放总量为 2654.79t CO_2 。

4.9.3 碳排放绩效水平核算

综上，本项目碳排放开采系数为： $0.032 \text{ tCO}_2\text{e}/\text{吨油气}$ ，碳排放水平较低。

4.9.4 减污降碳措施

4.9.4.1 碳减排措施

（1）降低天然气逸散

建设单位对站内易发生泄漏的设备与管线组件，制定日常巡视工作制度，定期检测、及时修复，确保设施的稳定运行；对于输气管道，采用三层 PE 防腐，并定期检查和维修，对相关设备加强监控、巡查和管理，采用高质量的阀

门和设备，正常输气情况下，安全性良好，通过上述措施可降低天然气的逸散。

（2）积极推广电驱钻井、电驱压裂

目前，建设单位在推广电驱钻井、电驱压裂技术助力减污降碳协同增效。将压裂施工由柴油驱动改为网电驱动，从施工作业直接环节减少碳排放量，同时降低噪声污染。“油改电”后，钻井施工从每口井平均消耗 300 吨柴油变为用电 120 万千瓦时；压裂施工从每口井平均消耗 260 吨柴油变为用电 120 万千瓦时。

（3）背压阀进站测试技术

在试气测试求产阶段，在满足投产条件的时候在流程上安装“背压阀”，可实现测试气量一部分放空燃烧计量，另一部分进站生产计量，最大程度减少放空燃烧浪费和二氧化碳排放量。该技术应用单井可减少天然气放空燃烧约 30 万方，大大减少二氧化碳排放。

4.9.4.2 碳排放环境影响评价结论

综上，本项目符合《成渝地区双城经济圈碳达峰碳中和联合行动方案》，项目的实施可提高油气资源利用效率，协同推进碳达峰，本项目建成后，预计碳排放总量为 2654.79 t CO₂/年，碳排放开采系数为 0.032t CO₂e/吨油气，相较于国内同类型项目碳排放开采系数，在后续加强管理、推广网电施工、技术创新情况下，建设单位可进一步降低碳排放强度。

5 环境保护措施及其可行性论证

5.1 施工期污染防治措施可行性论证

5.1.1 地表水污染防治措施分析论证

5.1.1.1 钻前工程及油气集输工程

(1) 施工废水污染防治措施

钻前工程及油气集输阶段均有施工废水产生。施工废水含有大量的 SS，在施工场地设置沉淀池，施工废水经过沉淀后，用作防尘洒水使用，不外排。

(2) 施工生活污水污染防治措施

租用附近民房，利用当地居民的污水处理设施处理。

(3) 油气集输工程试压废水

油气集输工程管道敷设完成后需要采用清洁水为介质进行试压。试压排放废水中主要污染物为悬浮物，含少量泥沙。施工场地设有沉淀池，施工废水经过沉淀后，用于平台场地洒水、绿化用水。

5.1.1.2 钻井工程

该施工阶段废水包括剩余水基钻井液、雨水、生活污水。

(1) 剩余钻井液

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

中石化重庆页岩气有限公司根据已开发的平台钻探情况，确立了区域页岩气钻井用统一的水基/油基钻井液体系，本项目水基、油基钻井阶段结束后，剩余水基/油基钻井液可随钻井队用于本平台或区域其他平台后续钻井工程使用。

图 5.1-1 本项目钻井过程中钻井液循环方式

(2) 场地雨水

井场四周修建截排水沟，雨水就近排入附近溪沟；场内雨水接入放喷池收集暂存后，用于本平台储层改造阶段的压裂工序。该措施简单，主要是修建排

水沟，效果明显，在各钻井井场广泛使用，措施可行。

（3）生活污水

井场内设环保厕所，用于处理施工人员现场施工时产生的生活污水。生活污水水质简单，经化粪池处理后用于周边农田灌溉或交第三方环境治理公司清濠外运处置，在技术、环境与经济上均具备较高的可行性。耕地主要分布于井场外北侧，面积较广。现场施工阶段产生的生活污水量小，周边耕地完全可以消纳本项目现场施工人员产生的生活污水，生活污水经化粪池收集处理后还田可行。

（4）压滤液

压滤液主要污染物为 pH、COD、石油类、氯化物，产生量预计约 385.8m^3 产生时段集中于钻井作业期，具有间歇性、阶段性特点（根据钻井时间估算，预计每天产生量不超过 1.0m^3 ），经平台废水池（或软体罐）暂存后分批次转运至南川区块页岩气采出水处理站。压滤液水质浓度小于南川区块采出水处理站进水水质指标，采出水处理站工艺（详见 5.2.1.1 章节）可以处理压滤液。该处理站已取得环评批复、完成竣工环保验收并持有排污许可证，设计处理规模 $1400\text{m}^3/\text{d}$ ，现状处理废水量约 $420\text{m}^3/\text{d}$ ，富余处理能力充裕，本项目新增压滤液量远小于其富余能力，不会对其正常运行造成冲击。

表 5.1-1 压滤液水质符合性分析一览表

综上，本项目压滤液依托南川区块页岩气采出水处理站处理达标后排放，在技术、规模上均具备可行性。

5.1.1.3 储层改造工程

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

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

（1）压裂返排液回用压裂可行性分析

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

采用边返排边转运方式，确保液位安全。当罐体容积空高低于 0.5m 时，施工单位应采取措施控制返排速率，将平台内压裂返排液转运至区域已建池体暂存，保证罐体保持规定的安全空高，避免废水外溢。

表 5.1-2 压裂液回用水质要求

图 5.1-2 污水处理工艺流程

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

(2) 压裂返排液暂存及回用可行性分析

根据施工计划，本项目页岩气井分别逐井压裂，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的压裂。

压裂返排液在井场软体罐、配液罐暂存，井场配置 40m³ 配液罐 40 个，4 座软体罐总容积 2000m³，放喷池 1 座，总计容积不小于 4100m³，剩余压裂反排液转运其他平台压裂回用。

各井压裂返排液配置量、最大可回用量、压裂液产生量见表 5.1-3。本项目目前 7 口井压裂返排液部分回用本平台，其余压裂返排液可回用至焦页 212 等平台。

表 5.1-3 压裂返排液产生、回用计划表

由于压裂返排具有一定的不规律性，若压裂返排液量增加，现场不能满足储存要求时，应立即停止返排，并及时外运处置压裂返排液。

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。

5.1.1.4 油气集输工程

（1）施工废水污染防治措施

项目施工废水含有大量的 SS，在施工场地设置沉淀池，施工废水经过沉淀后，用作防尘洒水使用。

（2）施工生活污水污染防治措施

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

5.1.2 地下水环境污染防治措施可行性论证

（1）源头控制

平台在选址上已避开了区域大断层、地下暗河等不利地质区域，导管、一开直井段采取清水钻井方式；当钻井期间钻井液发生泄漏时可采用清水强钻套管封隔技术、速凝水泥堵漏技术、井口充砂技术、复合堵漏袋、尼龙袋堵漏工具、投入用水溶性壳体组成的堵漏物质等对泄漏位置进行堵塞。

（2）分区防控

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

包气带岩性为黏土层和灰岩，包气带防污性能弱。

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

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”。软体罐布置在地面上,易于观察到污染物泄漏和处置,污染控制程度为“易”。放喷池(兼废水池)为半地下式钢筋混凝土结构,难以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物流转的区域为重点防渗区。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。

区域内场地平整,满足防腐蚀、防流失、防扬撒的要求;含油废物暂存区应满足防渗、防风、防雨、防晒的要求,周围醒目处应设置危险废物贮存标识牌;用以存放装载液体、半固体危险废物容器的区域,容器下方地面应硬化平整并采取防渗措施,设计堵截泄漏的围堰。

水基岩屑暂存区、原辅材料暂存区、软体罐等区域为一般防渗区,一般防渗区应按照 GB 18599 的要求,地面采取相当于 1.5m 厚黏土层,渗透系统不大于 10^{-7}cm/s 的防渗措施。

表 5.1-4 本项目井场各构筑物防渗要求一览表

(3) 污染监控

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

通过以上措施可有效预防地下水污染,措施可行。

(4) 应急响应

无论预防工作如何周密,污染事故总是很难根本杜绝,因此,必须制定地

下水污染应急响应预案，明确污染状况下应采取控制污染源、切断污染途径、封闭、截流等措施，提出防止受污染的地下水扩散和对受污染的地下水进行治理的具体方案。

5.1.3 大气环境污染防治措施可行性论证

(1) 扬尘

对易扬散材料（如水泥、石灰等）的运输要采取包封措施，最大限度地减少洒落现象。加强施工场地的防尘洒水，洒水频率视天气及具体情况而定；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；

运输车辆要采取密闭运输，防止撒漏；进出场地口道路应进行硬化，严禁超载。

(2) 燃油废气

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

(3) 施工机具尾气

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

(4) 测试放喷废气

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

(5) 前置酸配制产生盐酸雾

现场将酸罐呼吸孔排放的少量盐酸雾引至水中吸收。盐酸雾极易溶于水，经水吸收后排入环境的量极少。

5.1.4 噪声污染防治措施

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

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

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

测试放喷时产生的高压气流噪声源强为 100dB（A），持续时间短，通过放喷池放喷，可以降低一定的噪声，测试放喷噪声影响是暂时的。

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

5.1.5 固体废物污染防治措施

5.1.5.1 清水岩屑

本项目清水岩屑产生量约为 3110m³，根据《石油天然气开采业固体废物污染控制技术规范（试行）》（HJ 1461—2026），清水钻井岩屑可直接用于油气开采生产作业区的井场铺垫、道路铺设，因此，本项目产生的清水岩屑可用于铺垫井间道路。

5.1.5.2 水基岩屑

本项目采用泥浆不落地技术，随钻收集处理水基钻井泥浆和岩屑。水基岩屑经不落地系统收集后，暂存区采用砖混结构，池壁采用防渗砂浆抹面，表面采用防渗材料处理，渗透系数 $\leq 10^{-7}\text{cm/s}$ ，上部搭设雨棚，暂存区应满足《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB 18599-2020）相关规定，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。转移过程中采取防遗撒、防扬尘、防泄漏的措施。含油废物与水基岩屑分开收集，造斜井段的水基岩屑单独收集处理。

本项目水基岩屑产生量约 1929m³，经岩屑不落地系统收集后，外运用于资源化利用。本项目拟将水基岩屑交由重庆綦江西南水泥有限公司处置，并签订了相关处置协议，见附件 12。

根据《重庆綦江西南水泥有限公司钻井水基岩屑综合利用项目环境影响报告表》，綦江西南水泥厂可利用页岩气水基钻井岩屑生产水泥，利用 2#水泥生产线处置水基岩屑 6.2 万吨/年。2024 年 9 月 10 日，重庆市綦江区生态环境局以“渝（綦）环准〔2024〕049 号”文对《重庆綦江西南水泥有限公司钻井水基岩屑综合利用项目环境影响报告表》进行了批复，环评批复见附件 13-1，2025 年 5 月，该项目通过了竣工环境保护验收，验收意见见附件 13-2。本项目水基岩屑产生量约 1929m³（按照 2t/m³ 考虑，产生量约 3858t），远小于重庆綦江西南水泥有限公司水基岩屑处置规模，本项目水基岩屑可交由重庆綦江西南水泥有限公司处置。

5.1.5.3 油基岩屑

油基岩屑采用吨桶收集暂存，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。

（1）油基岩屑利用的合理性与可行性分析

本项目油基岩屑属于 HW08 废矿物油与含矿物油废物。2026 年，中石化重庆页岩气有限公司施工承包商已与重庆爱于微环保科技有限责任公司、贵州绿诺环保科技有限公司、忠县海螺环保科技有限公司签订油基岩屑处置框架协议及危险废物经营许可证（见附件 17、附件 18），三家单位均持有 HW08 类危险废物经营许可证，环保手续齐全，其处置工艺适用于含油钻井岩屑的无害化处置及资源化利用，在废物属性与处置工艺上具有明确的匹配性与合理性。

从区域处置能力匹配性分析，三家处置单位的油基岩屑总处理能力约 22 万 t/a，暂存危险废物能力超过 1 万 t/a。

表 5.1-5 处置单位能力情况一览表

本项目预计产生约 4176t 油基岩屑，占 3 家单位的 1.90%，占比较少，区域消纳空间充裕，上述三家单位有能力处置本项目油基岩屑。

（2）油基岩屑收集、贮存及运输管理要求

油基岩屑在井场内设置独立的暂存分区，危险废物的收集、临时储存和转运应满足《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）、《危险废物收集、贮存、运输技术规范》

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

A、收集作业

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

②作业区域内应设置危险废物收集专用通道和人员避险通道。

③收集时应配备必要的收集工具和包装物，以及必要的应急监测设备及应急装备。

④危险废物收集应填写记录表，并将记录表作为危险废物管理的重要档案妥善保存。

⑤收集结束后应清理和恢复收集作业区域，确保作业区域环境整洁安全。

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

B、危险废物贮存

危险废物贮存应按《危险废物贮存污染控制标准》（GB 18597-2023）中相关要求设计、运行和管理。包括但不限于：

①贮存设施应根据危险废物的形态、物理化学性质、包装形式和污染物迁移途径，采取必要的防风、防晒、防雨、防漏、防渗、防腐以及其他环境污染防治措施，不应露天堆放危险废物。容器应为专门收集油基岩屑的容器，采用闭口包装、封口严密，外表面保持清洁。

②贮存设施或贮存分区内地面、墙面裙脚、堵截泄漏的围堰、接触危险废物的隔板和墙体等应采用坚固的材料建造，表面无裂缝。表面防渗材料应与所接触的物料或污染物相容，可采用抗渗混凝土、高密度聚乙烯膜、钠基膨润土防水毯或其他防渗性能等效的材料。贮存的危险废物直接接触地面的，还应进行基础防渗，防渗层为至少 1m 厚黏土层（渗透系数不大于 10^{-7}cm/s ），或至

少 2mm 厚高密度聚乙烯膜等人工防渗材料（渗透系数不大于 10^{-10}cm/s ），或其他防渗性能等效的材料。

③贮存设施应采取技术和管理措施防止无关人员进入。

④危废贮存应按《环境保护图形标志-固体废物贮存（处置）场》（GB15562.2-1995）及修改单、《危险废物识别标志设置技术规范》（HJ 1276-2022）的规定设置警示标志。

⑤危险废物存入贮存设施前应对危险废物类别和特性与危险废物标签等危险废物识别标志的一致性进行核验，不一致的或类别、特性不明的不应存入。

⑥应定期检查危险废物的贮存状况，及时清理贮存设施地面，更换破损泄漏的危险废物贮存容器和包装物，保证堆存危险废物的防雨、防风、防扬尘等设施功能完好。

⑦贮存设施运行期间，应按国家有关标准和规定建立危险废物管理台账并保存，记录油基岩屑的产生、入库、出库等信息。

C、危险废物的运输

本项目危险废物委托外单位运输危险废物的，建设单位应定期对承包商进行检查：

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

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

③危险废物公路运输时，运输车辆应为专用危险货物运输车辆（密闭厢式或罐式），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，应记录转运时间、数量、车辆信息、接收单位等内容，杜绝油基岩屑沿路抛撒和随意弃置的情况。

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 0.8t，交由资质单位转运处置。

5.1.5.5 废油

本项目废油产生量约 8.8t，由中石化重庆页岩气有限公司或有资质的单位回收处理。

本项目废油和沾染废油的废防渗材料在危险废物暂存场暂存，收集、贮存、转运等要求见 5.1.5.3。

5.1.5.6 废包装材料

本项目产生的废包装材料由厂家或有资质的单位回收。

5.1.5.7 絮凝沉淀污泥

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

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

井场设 1 处垃圾收集点，定期由环卫部门统一清运处置。生活垃圾处理措施可行。

5.1.6 土壤环境保护措施

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

（1）源头控制

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

（2）过程防控

1）井场采取分区防渗措施，钻井工程中的化工药品堆存区设置遮雨棚及围堰，地面铺设防渗膜，因此只要加强化工药品的管理，就可以有效避免污染物泄漏污染土壤。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下，项目钻井废水和钻井泥浆对土壤影响很小，影响范围有限，后期土地整治后可恢复土壤生产力。

3）井场采取全覆盖监控，在平台内设置 1 台室外网络高清球形摄像机用于对新建平台的工艺设备区进行监控；设置 1 台室外网络高清枪式摄像机对大门口进出人员情况进行监视；以便预防意外闯入和及时发现险情给予报警及火灾确认等。

5.1.7 生态环境保护措施

（1）施工期生态环境影响减缓与避让措施

①施工过程中应严格控制土地占用，合理规划占地，临时占地按照用地范围线施工，不得超出用地范围，不得超过作业标准规定，并尽量沿施工段纵向平行布设，以减少土壤扰动和地表植被破坏，减少裸地和土方暴露面积。施工期应避开雨天与大风天气，减少水土流失量。

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

③制定严格的施工操作规范，严禁施工车辆随意开辟施工便道。

（2）施工迹地恢复

施工结束后，拆除井场、泥浆不落地系统、压裂液罐区、材料棚等临时建（构）筑物，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、管线作业带等临时占用的耕地，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。尽最大可能恢复临时占地区域的原有状况和使用情况。

对井场边坡、截排水沟、沉淀池等水保设施进行清理整治，保留后续有利用价值的排水设施；对裸露地表及时采取覆盖、洒水抑尘等措施，防止恢复期水土流失；雨季施工结束后，应在当年雨季前完成植被恢复，减少地表裸露时间。

对于耕地采取“分层开挖，分层堆放、分层回填”措施，减少因施工生土上翻，表土层养分损失，管沟回填时，底土回填在下，表土回填在上，还应留足适宜的堆积层，防止因降水、径流造成地表下陷和水土流失。管线穿越田坎、地坎，施工完成后采用浆砌片石护坡、挡土墙、素土草袋等方式恢复田坎、地坎，避免耕作土壤的流失。严禁向耕地内排放废水、固体废物等污染物。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。土地复垦工作遵循“谁破坏，谁复垦”的原则。

（3）植物多样性及植被保护措施

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

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、生产用火火源管理。

评价范围内涉及天然林，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报警系统和管理制度，一旦出现火情，立即向林业主管部门和地方有关主管部门进行通报，同时组织人员协同当地群众积极灭火，以确保施工期内施工区附近区域的森林资源火情安全。

（4）对陆生野生动物的保护对策

施工期保护措施如下：

①对两栖类、爬行类动物的保护措施

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

b. 在施工过程中如发现两栖类动物应停工避让或人工放逐到施工区外。

c. 不得人为损伤、捕捉爬行类动物。

②对鸟类与兽类的保护措施

a. 合理安排工作时间，尽量避免夜间施工，降低强灯光对附近山体的照射时间。

b. 施工过程中使用降噪设备，降低噪声影响范围。

c. 利用标牌、指示牌等宣教手段，开展宣传教育工作。

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

e. 运输车辆以无鸣笛方式在评价范围内运行，减少对鸟类与兽类的干扰。

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

（5）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）对天然林及公益林的保护措施

①划定施工范围，尽可能少地减少对林地的占用，特别是减少占用天然林面积。

②临时占用林地上的林木需要采伐的，必须按照现行林木采伐管理的有关规定，依法办理林木采伐许可证后方可采伐。

③施工过程中严格控制施工区域，必须在批准的地点、面积和范围内施工，不得在临时占用的林地上修建永久性建筑物，需要永久占用林地的，按规定办理相关手续。施工过程中应加强对土石方的调配管理，具备条件的地段，对使用林地的表土层应予以剥离堆放，并用于恢复时覆土，提高林地生产力。切实采取有效保护措施，防止坍塌或堆放物滚落等损毁未批准占用的林地、林木。同时应加强施工管理，防止超范围占用林地、乱砍滥伐林木和发生森林火灾，防止乱捕滥猎野生动物、破坏和污染森林环境的行为发生。

④应加大森林防火宣传力度，研究制定详细的防火措施，焊接过程中，应对焊接区一定范围设置临时的隔阻材料（如铁皮），防止电弧和火花进入林区，严禁在树林边或树林内吸烟、引火，对于材料中的易燃物质，应置于空旷的场地且远离焊接区。加强施工人员，避免引发森林火灾。

⑤按相关规定对占用的林地进行补偿。

⑥严禁向天然林内排放废水、固体废物等污染物，在天然林段施工产生的废焊条、废防腐材料每天清运，不临时堆存，堆管场尽量利用已建道路和本项目施工作业带，减少对天然林的占用，在下管阶段才将管道运至堆管场，减少堆放时间，同时做好堆管场防渗措施。

⑦合理安排、优化施工工艺，在保证施工质量和安全的前提下，快挖快填，缩短施工工期。

（7）对森林生态影响减缓措施及建议

①要采取有效措施预防森林火灾

在该项目建设施工期间，应加强防护，如在施工区、临时居住区及周围山上竖立防火警示牌，划出可生火范围、巡回检查、搞好消防队伍及设施的建设等，以预防和杜绝森林火灾发生。森林火灾主要发生的时间是11月和次年的4月，在施工期间，严禁施工人员携带火种进入森林，在林区严禁一切野外用

火。

②严格执行环境保护各项政策法规

严格执行环境保护各项方针、政策法规，认真落实森林植被和野生动物保护等各项措施，以评价范围建设为契机，促进周围生态环境保护和建设，促进本区域的社会、经济、环境协调持续发展。

③开展生态监测和管理

该项目建设施工期应进行生态影响的监测或调查。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，可以最大限度地降低负面效应。

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。

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

5.2 运营期环境污染防治措施可行性论证

5.2.1 地表水污染防治措施

5.2.1.1 依托可行性

(1) 基本概况

南川区块采出水处理站位于南川区水江镇黄泥村焦页 199 号平台，该站于 2018 年 5 月完成一期工程建设，2019 年 7 月完成二期工程建设，2021 年 11 月完成三期工程建设，并进行了竣工环保验收，处理能力达 1400m³/d，服务于南川区块页岩气平台。处理站采用“均质缓冲池+预曝气+浅层离子高效气浮+预芬顿处理+AOO-MBR+中和反应+斜板沉淀”处理工艺处理采出水。污水经处理后达到《污水综合排放标准》（GB8978-1996）一级标准后排入鱼泉河。

(2) 采出水处理工艺

采出水自各平台管输或罐车拉运至采出水缓冲调节池，经预曝气后进入浅层高效离子气浮池，去除水中悬浮物、胶体、油类、不溶性有机物等，再经芬顿氧化装置去除 COD 等污染物后，进入 AOO-MBR 系统，进一步去除 COD、氨氮、总磷、SS 等污染物，采出水中大部分悬浮物、COD、氨氮等污染物得以去除，出水进入中和反应器中和，经斜板沉淀池沉淀后，达到《污水综合排放标准》（GB8978-1996）一级标准后排放。污水处置过程中产生的污泥进入污泥浓缩池，污泥由浓缩后经污泥泵提升进入污泥脱水设备脱水，脱水后污泥含水率小于 80%，在污泥暂存间暂存，外运至砖厂制砖。

(3) 采出水处理站处理现状

南川区块采出水处理站总处理规模为 1400m³/d，目前该处理站实际日处理规模约 420m³/d。采用“均质缓冲池+预曝气+浅层离子高效气浮+预芬顿处理+AOO-MBR+中和反应+斜板沉淀”处理工艺。处理后水质达到《污水综合排放标准》（GB8978-1996）一级标准，排放至鱼泉河。

表 5.2-1 各污染因子去除效率一览表

根据《南川区块页岩气采出水处理项目三期扩建工程竣工环境保护验收监测报告表》，废水主要污染物的处理效率分别为 COD 88.1%、BOD₅ 90.3%、悬浮物 93.4%、氨氮 94.4%、氯化物 24.4%、磷酸盐 94.2%、色度 90.8%、石油类 99.1%、硫化物 99.1%、总有机碳 97.4%，废水处理系统运行效果有效可行。

本项目实施后预计新增废水量约 $40\text{m}^3/\text{d}$ ，总废水量约 $460\text{m}^3/\text{d}$ ，小于设计处理规模 $1400\text{m}^3/\text{d}$ ，该站污水处理规模能满足废水处理需求，处理工艺已得到充分论证，可有效处理页岩气田采出水，本项目运营期采出水依托其处理可行。

5.2.1.2 后续要求

(1) 考虑油气开采行业的特点，采出水量时刻受到地层压力和地层物理性质等影响，实际采出水量与本次预测的不一致，本次建议当南川区块页岩气采出水处理站处理负荷达到 95% 时，建设单位应结合后续开发计划，适时对处理站进行改扩建，保证后续页岩气采出水能有序稳定达标排放。

(2) 根据《页岩气开采水污染物排放标准》（DB50/1806—2025）要求，2027 年 7 月 1 日起应执行该标准，南川区块页岩气采出水处理站应及时进行技改，保证后续页岩气采出水能满足《页岩气开采水污染物排放标准》（DB50/1806—2025）表 1 水污染物排放限值。

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

5.2.2 地下水污染防治措施

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

(1) 源头控制

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

(2) 分区防控

根据《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）表 7 结合场地天然包气带防污性能、污染控制难易程度和污染物特性划定分区防渗区域。

包气带岩性为黏土层和灰岩，包气带防污性能弱。

井场内污水罐架空布置在地面上，易于观察到污染物泄漏和处置，污染控制程度为“易”。放喷池（兼废水池）为半地下式钢筋混凝土结构，难以观察

到污染物泄漏和处置，污染控制程度为“难”。

本项目污废水主要为采出水，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，本项目放喷池（兼废水池）设为重点防渗区，污水罐、集气站设备区为一般防渗区，其他为简单防渗区。

表 5.2-2 集气站各构筑物防渗要求一览表

（3）污染监控

依据地下水导则跟踪监测原则和《地下水环境监测技术规范》的技术要求，对于二级评价建设项目，跟踪监测点数一般不少于 3 个，结合环境管理对监测工作的需要，本项目应选择具有相关资质的监测机构和人员进行监测，监测的指标按国家现行的检测标准进行检测。

监测点布设原则：本次跟踪监测在现状监测点的基础上，根据场地所在水文地质单元情况，依据单元内井场的位置和地下水补径排特征，依托周边泉点（3 处）作为地下水跟踪监测点。

监测因子：石油类、石油烃（ $C_6\sim C_9$ ）、石油烃（ $C_{10}\sim C_{40}$ ）、汞、砷、六价铬、钡、氯化物。当监测指标出现异常时，可按照 HJ 164 的附录 F 中石油和天然气开采业特征项目开展监测等。当监测指标出现异常时，可按照 HJ 164 的附录 F 中石油和天然气开采业特征项目开展监测。监测频次：1 次/年。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。

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、应急部门、水利部门及公安部门等组成。若发生事故时，第一时间通知上述部门协作，采取应急防护措施，现场操作人员应立即以无线对讲机或电话向负责人报警；负责人在接报后立即确认事故位置及大小，及时用电话向事故应急指挥中心报警；应急指挥中心在接报后，按照应急指挥程序，立即用电话向环保部门、应急部门、水利部门以及消防部门发出指示，指挥抢险工作；应急响应的过程可分为接警、判断响应级别、应急启动、控制及救援行动、扩大应急、应急终止和后期处置等步骤。应针对应急响应分步骤制定应急程序，并按事先制定程序指导事故应急响应。

④应急措施

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

5.2.3 大气污染防治措施

项目放空废气的废气产生的频率较低，每次放空的废气量为 $2\sim 5\text{Nm}^3/\text{次}$ ，

集气站放空废气通过高 15m，内径 0.15m 的放空立管进行排放。

5.2.4 噪声污染防治措施

运营期间，项目分离设备、压缩机等采用减振等降噪措施，管道采用柔性连接，减振、隔声的设计；项目压缩机驱动方式为电驱，比燃驱压缩机噪声低 10dB（A），且压缩机撬外布设有外层降噪房，外层降噪房将压缩机撬包围在内，能有效减少压缩机撬所产生的噪声。

压缩机撬外层降噪房采用环保型保温降噪彩钢结构，该降噪设计由吸音降噪层、阻尼降噪层及隔声降噪层组成，采用吸音、隔音、阻尼 3 种综合降噪技术对高强度噪声进行综合治理。当高强度噪声穿越内彩钢压型孔板时，穿孔率一般为 25%，每个孔其在背后所占有的空气层体积形成共振吸声器，再进入环保型保温降噪板的吸声降层进行吸声降噪，可大大降低混响声，部分声能将变成热能衰减掉，其综合吸声降噪值约为 4~8dB（A）。经过吸声降噪层降噪处理后的噪声穿越阻尼层时，进行阻尼降噪，穿越隔声层（重质厚钢板）时进行隔声降噪。“环保型保温降噪夹板”相当于平板形的“阻性消声器”，其综合降噪隔声值高达 10~25dB（A），通过噪声治理措施后，可大大减小压缩机对周围声环境的影响，措施可行。

5.2.5 固体废物污染防治措施

检修产生少量的废砂石用于资源化利用或交由一般工业固废处置场。脱水撬更换的废分子筛由厂家回收或交由一般工业固废处置场，不在厂区内暂存。清管作业的清管废物用于资源化利用或交由一般工业固废处置场处置。

废润滑油交由有相应处置资质的单位处置，运营期间依托焦页 208 平台危险废物贮存点暂存废润滑油。

贮存点应按《危险废物贮存污染控制标准》（GB 18597-2023）中相关要求设计、运行和管理。

包括但不限于：

①贮存设施应根据危险废物的形态、物理化学性质、包装形式和污染物迁移途径，采取必要的防风、防晒、防雨、防漏、防渗、防腐以及其他环境污染防治措施，不应露天堆放危险废物。

②贮存设施或贮存分区内地面、墙面裙脚、堵截泄漏的围堰、接触危险废

物的隔板和墙体等应采用坚固的材料建造，表面无裂缝。表面防渗材料应与所接触的物料或污染物相容，可采用抗渗混凝土、高密度聚乙烯膜、钠基膨润土防水毯或其他防渗性能等效的材料。贮存的危险废物直接接触地面的，还应进行基础防渗，防渗层为至少 1m 厚黏土层（渗透系数不大于 10^{-7}cm/s ），或至少 2mm 厚高密度聚乙烯膜等人工防渗材料（渗透系数不大于 10^{-10}cm/s ），或其他防渗性能等效的材料。

③贮存设施应采取技术和管理措施防止无关人员进入。

④危废贮存点应按《环境保护图形标志-固体废物贮存（处置）场》（GB15562.2-1995）的规定设置警示标志。

⑤危险废物存入贮存设施前应对危险废物类别和特性与危险废物标签等危险废物识别标志的一致性进行核验，不一致的或类别、特性不明的不应存入。

⑥应定期检查危险废物的贮存状况，及时清理贮存设施地面，更换破损泄漏的危险废物贮存容器和包装物，保证堆存危险废物的防雨、防风、防扬尘等设施功能完好。

⑦贮存设施运行期间，应按国家有关标准和规定建立危险废物管理台账并保存。

⑧危险废物运输应符合《危险废物收集 贮存 运输技术规范》相关要求。

5.2.6 土壤环境保护措施

（1）源头控制措施

①根据《天然气脱水设计规范》（SY/T0076-2008）要求，单井采气管线采用加强级 3PE 防腐形式；

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

（2）过程防控措施

①运营期，站场采用分区防渗，放喷池为重点防渗区，其他为简单防渗区；

②定期对管道腐蚀情况及壁厚进行检测，发现问题及时处理，防止泄漏事故的发生；加强站场的巡视、罐车运输管理，保证废水不外溢；

③对管道及井口的压力进行实时监控，当发生泄漏事故时可通过压力变化及时发现，然后采取维抢修及回收落地油和被污染的土壤等措施控制事故对周

围环境造成的影响，进一步防止污染地下水。

（3）跟踪监测

为了建立跟踪监测制度，以便及时发现问题，本项目制定长期跟踪监测计划。结合平台所在土壤类型、平台分布情况以及现有跟踪点制定跟踪监测计划，见表 5.2-3。

表 5.2-3 土壤跟踪监测点一览表

5.2.7 生态环境保护措施

本项目生态环境影响主要集中在施工期，运营期主要是噪声和灯光对动物的影响。设备运营噪声和放喷过程中产生的噪声对动物有驱赶作用，应采取隔声、减振等噪声防治措施，水泵等设置于泵房内，墙面采用吸声材料吸声，底部设减振系统，管道设柔性连接，以最大程度降低噪声源强。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

页岩气井停采退役后，应按照《废弃井封井回填技术指南（试行）》相关规定采取封井作业。封堵后对地面设施进行拆除、永久性占地范围内水泥平台或砂砾石铺垫清理，随后进行复垦。硬化物拆除以后，平整场地，对压实的土地进行翻松，松土厚度为 30cm。

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 5.4-1。

表 5.4-1 本项目环保措施及投资估算 单位：万元

时期	环境因素	措施名称	工程内容及工程量	效果分析	投资估算
施工期	地表水	井场废水储存设施	新建放喷池、配液罐等暂存雨水、压裂返排液等	保证废水不溢流，池体满足重点防渗要求	计入总投资
		钻井废水及压裂返排液处理与利用	钻井废水、压裂返排液经处理满足压裂回用水质要求后，回用于压裂工序	废水优先回用压裂工序	53.2
		井场清污分流排水沟	井场四周边设置排水沟接入放喷池	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	施工人员租住附近民房或依托南川城区项目部，不设施工营地，生活污水利用租住民房的污水处理设施处置。井场内设环保厕所，用于处理施工人员现场施工时产生的生活污水。	农用或交由第三方环保公司处置	8.0
	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	钻机基础区域、钻井液循环系统（包括循环罐、储备罐等）、放喷池、废油暂存区、柴油罐区、油基岩屑暂存区、危险废物暂存区、柴油发电机房等涉及含油材料或废物流转的区域为重点防渗区	有效防止井场内的污水进入土壤及地下水，污染环境	计入总投资
		池体防渗	放喷池为重点防渗区	有效防止废水泄漏进入土壤及地下水，污染环境	计入总投资
		应急管理措施	出现井漏时及时排查井场周边地下水饮用水源，如出现异常应立即组织集中供水设计，做好及时堵漏准备，防止钻井液漏失进入地下水	减少井漏对区域饮用水源的影响	计入总投资

时期	环境因素	措施名称	工程内容及工程量	效果分析	投资估算
		饮用井泉保障措施	如钻井、压裂废水泄漏对周边饮用水产生影响，利用供水车从附近乡镇运水给受影响居民供应饮用水或采取其他供水措施，解决居民的生活饮用水问题，直至饮用水泉点水质恢复为止	保障周边居民的饮用水安全	计入总投资
	大气	施工场地大气污染防治措施	设置专用洒水车定期洒水防尘，设置围栏，相关环境管理	减轻施工扬尘及机具尾气对大气环境的影响	8.0
		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，修建放喷池减少辐射影响	对环境保护目标不造成影响，符合环保和钻井井控安全要求	计入总投资
	噪声	减震隔声降噪	柴油机、发电机等高噪声设备排气筒上自带高质量排气消声器降噪；设备置于活动板房内，隔声降噪；设备安装基础敷设减振垫层和阻尼涂料，减振降噪	最大程度降低噪声源强	40
		功能置换措施	对受噪声影响的居民协商通过临时搬迁或租用其房屋作为本项目生活区用房的方式解决噪声污染问题，取得居民谅解，避免环保纠纷。通过采取协调的方式来减小影响和避免纠纷与投诉	最大程度减少对当地声环境的影响，避免噪声扰民环保纠纷	
	固体废物	钻井岩屑	清水岩屑用于井场铺垫或综合利用；水基岩屑经岩屑进行综合利用；油基岩屑交由有危险废物处置资质的单位进行处置	水基岩屑资源化利用应满足国家行业技术政策和相关环保要求及相应产品质量标准，油基岩屑妥善处置	555.9
		沾染废油的废防渗材料	交由有危险废物处置资质的单位进行处置	妥善处置	0.8

时期	环境因素	措施名称	工程内容及工程量	效果分析	投资估算
		絮凝沉淀污泥	交由一般工业固废处置场进行处置或资源化利用	妥善处置	4.0
		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	8.0
		土石方	土石方平衡	不产生弃土	计入主体工程投资
	生态环境	生态恢复	放喷池、井场等设施待退役后再进行拆除和恢复；表土临时堆存并用防雨膜覆盖，后期用于井场恢复；井场周边按照规范要求设置防火隔离带；对管线施工作业带覆土回填，管线工程全线进行覆土恢复；站场周边按照规范要求设置防火隔离带	恢复地表植被，保持当地生态景观一致性	60
	环境风险	环境风险防范	钻井及试气压裂过程中严格按照规范和设计施工；各井场制定应急预案并加强演练；对周边居民进行环境风险应急培训、演练；加强环境风险管理及物资储备等；柴油储罐、盐酸储罐区设置围堰等	/	50
运营期	污水	采出水	2027 年 7 月 1 日前，南川区块页岩气采出水处理站处理达到《污水综合排放标准》（GB8978-1996）一级标准后排放；2027 年 7 月 1 日起，南川区块页岩气采出水处理站处理达到《页岩气开采水污染物排放标准》（DB50/1806—2025）表 1 水污染物排放限值	减轻对环境的污染	计入运营投资
		井下作业废水	井下作业废水回用于压裂工序，配制压裂液	回用	/

时期	环境因素	措施名称	工程内容及工程量	效果分析	投资估算
	废气	站场放空废气	通过站场放空立管进行放空	/	/
	噪声	设备噪声	采取隔声、减振等噪声防治措施，墙面采用吸声材料吸声，底部设减振系统，管道设柔性连接	最大程度降低噪声源源强	10.0
		放空噪声	瞬时噪声，距离居民点较远	最大程度降低噪声源源强	
	固体废物	废润滑油	依托焦页 208 平台废润滑油暂存点，由有资质的单位回收	现场无跑冒滴漏，回收资源化利用后，现场无排放	计入运营投资
		废砂石、清管废物	用于资源化利用，用于制砖或交由一般工业固废处置场处置	/	计入运营投资
		废分子筛	由厂家更换时回收利用或交由一般工业固废处置场处置	/	计入运营投资
	风险	环境风险防范	集气站站场四周宜设不低于 2.2m 的非燃烧材料围墙或围栏；管线设截断阀、自控系统、设置警示标志，根据安全评价划定安全防护距离，制定突发环境事件应急预案，并加强演练	/	20
投资合计					817.9

6 环境影响经济损益分析

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

6.1 环境保护费用的确定与计算

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

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

A_k —环保建设过程中的软件费(包括设计费、管理费、环境影响评价费等)；

i —“三同时”项目个数 ($i=1、2、3……m$)；

j —“三同时”以外项目 ($i=1、2、3……n$)；

k —建设过程中软件费用类目数 ($k=1、2、3……Q$)。

根据估算，本项目环保投资共计约 817.9 万元。

6.2 环境经济效益分析

6.2.1 环境经济效益分析指标

建设项目的环境效益从环境代价大小、环境成本、环境系数的高低指标来分析是比较确切的，但对于环境代价的计算难度较大，目前尚处于研究阶段，所以，本次环境经济分析采用环境保护投资比例系数 H_z 、环境经济系数 J_x 进行评价，以上各项指标所表述的意义及数学模式详见表 6.2-1。

表 6.2-1 主要环境经济损益指标一览表

指标	数学模型	参数意义	指标含义
环保投资比例系数 (H_b)	$H_z = \frac{H_i}{Z_i} \times 100\%$	H_i —环保投资 Z_i —建设项目总投资	环保投资占总投资的百分比
环境经济效益系数 (J_x)	$J_x = \frac{\sum_{i=1}^n S_i}{H_F}$	S_i —环保措施所挽救的损失 H_F —一年环保费用	因有效的环保措施而挽救的损失费用与投入的环保费用之比

6.2.2 环境经济损益分析

计算结果见表 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	废水	368.8
2	生活污水	2.7
3	钻井岩屑	382
4	生活垃圾	2.7
5	废油等	79.7
6	沾染废油的废防渗材料	8
合计		843.9

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	20000	
2	环保投资	万元	817.9	
3	挽回损失	万元	843.9	
4	环保投资与总投资之比	%	4.09	
5	环境效益系数	/	1.03	

6.2.3 小结

环保投资及所占项目总投资比例，是项目污染特性和环境特征有关，主要建设是完善环保措施的投资，该项目环保投资占该项目总投资比例系数为 4.03%，这在目前国内天然气开采钻井中建设属适当水平。

该项目环境效益系数为 1.03，即每投入 1 万元的环保费可挽回直接经济损失 1.03 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，这部分无法衡量。

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

7 环境管理与监测计划

7.1 企业环境管理体系

7.1.1 HSE 管理体系

本项目纳入中石化重庆页岩气有限公司 HSE 管理体系。

7.1.2 环境管理机构设置

中石化重庆页岩气有限公司，下设 8 个机关部门、2 个基层单位，业务上接受中石化华东油气分公司机关部门的管理、指导和监督。

8 个机关部门分别是：安全环保室、技术管理室、经营管理室、综合管理室、党群工作室、生产指挥中心、产建项目组、研究所；2 个基层单位分别为：巡检班、维护班。

中石化重庆页岩气有限公司安全环保室主要职能为负责 HSE 体系、安全管理、环保管理、职业健康管理、质量管理、计量标准化管理、节能低碳管理、HSE 监督事务等。对所辖业务的 HSE、质量、进度、投资管控、成本控制等工作承担管理职责。配备专职人员 6 人。各井队配备有专职安全环保员。

7.1.3 环境管理制度

项目业主根据生产现场需要，制定出了一批技术管理、安全标准，同时，按照标准化设计、标准化施工、标准化采购、信息化管理的“四化”要求，形成一系列标准化建设规范，有效保障了气田绿色安全开发。

7.1.4 环境监控手段

项目业主依托华东油气分公司实验研究中心环境监测站（实验中心通过 CNAS 认可，认可证书 CNASL4347）或者委托有资质证书的第三方环境监测队伍在南川工区组建有相应监测能力的环境监测小组。

中石化重庆页岩气有限公司安全环保室下达环境监测工作任务，华东油气分公司实验研究中心环境监测站或者委托有资质证书的第三方环境监测队伍监督指导工作，建立完整的质量管理体系。

项目业主同时依托地方环境监测站进行定期环境监测，主要是在出现污染扰民，投诉情况下申请环境监测、监控。

为加强项目的环境保护管理工作，根据工程性质确定环境管理任务。钻井

过程中配兼职管理干部和技术人员各 1 人，统一负责环境保护监督管理工作（运行管理等），且应有一名钻井队领导分管环保、安全工作。

7.2 环境管理要求

7.2.1 施工期环境管理要求

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

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

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

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

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

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

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

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

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

(8) 企业应按要求，组织开展环境监理工作；未开展环境监理的，应在工程监理中包含环境监理内容。企业应及时组织对环境监理过程中发现的问题进行整改。

7.2.2 运营期环境管理要求

本项目建成后由建设单位管理，建设单位已建立一个较完善的健康、安全与环境管理体系（HSE），设置安全环保室，负责环境管理。运营期间，安全环保管理部的基本任务是负责组织、落实、监督企业的环保工作，主要职责如下：

(1) 贯彻执行国家环境保护的方针、政策。

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

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

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

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

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

7.2.3 退役期环境管理要求

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

7.3 污染物排放清单及总量控制

7.3.1 废水

本项目运营期集气站为无人值守型，无生活污水产生。废水主要为集气站产生的采出水及气井维修等产生的井下作业废水。井下作业废水回用南川区块页岩气平台压裂工序。2027年7月1日前，采出水依托南川区块页岩气采出水处理站处理达到《污水综合排放标准》（GB8978-1996）一级标准后排放；2027年7月1日起，采出水应满足《页岩气开采水污染物排放标准》（DB50/1806—2025）表1水污染物排放限值后排放。本项目生产井8口，采出水日产生量为40m³/d，年产生量为14600m³/a。

表 7.3-1 废水污染物排放清单一览表（2027年7月1日前）

表 7.3-2 废水污染物排放清单一览表（2027年7月1日起）

本项目施工期废水综合利用，运营期井下作业废水回用区域平台压裂，采出水依托南川区块页岩气采出水处理站处理后达标排放，污染物总量已纳入南川区块页岩气采出水处理站。

7.3.2 废气

项目运营期间正常工况下无废气产生，废气主要为非正常工况下的放空废气。本项目不设置大气污染物排放总量。

表 7.3-3 废气污染物排放清单

7.3.3 固体废物

运营期固体废物主要为废润滑油、废砂石。废润滑油交由有相应危险废物处置资质的单位进行处置；废砂石用于资源化利用或交由一般工业固废处置场处置。

表 7.3-4 固体废物排放清单及执行标准一览表

7.3.4 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）2 类标准，即昼间噪声排放限值 60dB（A），夜间 50dB（A）。

表 7.3-5 噪声源排放执行标准

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

7.4 环境监测计划

本项目在施工期及运营期间开展定期监测，在事故时进行应急监测。施工期监测计划见表 7.4-1，运营期监测计划见表 7.4-2。

表 7.4-1 项目施工期间监测计划表

表 7.4-2 项目运营期间监测计划表

7.5 竣工环保验收

根据项目实际建成情况，建设单位可分期进行竣工环境保护验收，按照国家和重庆市相关要求验收；开采完毕后，按照《废弃井封井回填技术指南（试行）》等相关规定采取封井作业。

竣工环保验收要求见表 7.5-1。

表 7.5-1 竣工环保验收一览表

分项	验收项目	验收指标及要求
环境	环境管理制度及	具有环保机构，环保资料和污染物档案台账齐全

分项	验收项目		验收指标及要求
管理	台账		
	环境风险事故档案		编制有环境风险应急预案，如施工过程中发生环境风险事故，环境事故档案资料齐全
	施工期环境监测		出现环保投诉或环境事故时环境监测报告资料齐全
污染防治措施	废水	钻井及试气废水	收集的雨水、压裂返排液等废水经处理达标后回用区域平台压裂工序；压滤液依托南川区块页岩气采出水处理站处理达标排放；建立钻井废水转移台账，废水转移时间、转移方式、转移量、转移去向等资料清楚
		井下作业废水	处理达标后回用区域平台压裂工序，建立废水转移台账，废水转移时间、转移方式、转移量、转移去向等资料清楚
		采出水	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。无平台回用石，废水依托南川区块页岩气采出水处理站处理达标排放
		生活污水	生活污水收集后农用或交由第三方环保公司处置或资源化利用
	废气	放空废气	经放空立管放空
		清管废气	通过放空立管进行放空
	噪声	集气站	集气站厂界满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2类标准
	固体废物	水基岩屑及污泥	水基岩屑、絮凝沉淀污泥进行资源化利用或外运至一般工业固废处置场处置
		油基岩屑	收集后交由危险废物处置单位收运处置。建立井场油基岩屑转移台账，执行转移联单制度，油基岩屑转移时间、转移方式、转移量、处理后的岩屑转移量等资料清晰。验收时井场产生的油基岩屑妥善处置，无油基岩屑堆存
		沾染废油的废防渗材料	交由危险废物处置单位收运处置。建立沾染废油的废防渗材料转移台账，转移情况清楚。验收时沾染废油的废防渗材料已全部回收，无沾染废油的废防渗材料暂存
		废油	交由中石化重庆页岩气有限公司资源化利用或交由有资质的单位进行处置。建立废油转移台账，转移情况清楚。验收时废油已全部回收，无废油暂存
		油基钻井液	油基钻井液随钻井队用于下一口井钻井工程，转移时间、转移方式、转移量、处理后的岩屑转移量等资料清楚
		生活垃圾收集点及环保厕所	已拆除并做迹地恢复，现场无生活垃圾和生活污水遗留
		生活垃圾	设立收集点后交由当地环卫部门统一处置
		废砂石	废砂石用于资源化利用或交由一般工业固废处置场处置
生态保护	生态恢复措施		井场钻井设备、压裂测试设备进行搬迁，拆除生活区，生活区占地进行生态恢复，对管道占用耕地及时复耕，占用林地采用

分项	验收项目	验收指标及要求
措施		植草等措施进行恢复，考虑到采气工程和后期继续布井的需要，井场、放喷池等继续保留，待项目退役后再进行生态恢复

8 环境影响评价结论

8.1 建设项目概况

DP8 井区建设项目位于重庆市南川区东城街道金华社区、南城街道林堡社区，项目建设内容为：新建 DP8 平台，部署 8 口页岩气开发井，完钻后配套新建地面集输系统及外输管线（含污水管线）0.55km，新建集气站通讯、自控、给排水、消防等配套工程。

项目总投资 20000 万元，其中环保投资 817.9 万元，占总投资的 4.09%。

8.2 环境质量现状

（1）地表水

根据《2025 年重庆市生态环境状况公报》，乌江流域 29 个检测断面均达到或优于 II 类水质，地表水环境质量好。

（2）地下水

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

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

（3）环境空气

根据《重庆市人民政府关于印发重庆市环境空气质量功能区划分规定的通知》（渝府发〔2016〕19 号），项目区域属于环境空气二类功能区，执行《环境空气质量标准》（GB 3095—2026）中的二级标准。2025 年，南川区 PM_{2.5} 超标，属于不达标区。

（4）声环境

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

根据声环境监测数据，监测点昼、夜间噪声值均满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）2 类区标准要求，现状声环境质量较好。

（5）生态环境

根据《重庆市生态功能区划》（修编），本项目所在区域属于“IV2 渝西

南常绿阔叶林生态亚区”中的 IV2-1 南川-万盛常绿阔叶林生物多样性保护生态功能区，区域主导生态功能为生物多样性保护。

（6）土壤环境质量

本项目平台内土壤执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地筛选值。平台外农用地土壤执行《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB 15618-2018）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施工废水、压滤液、压裂返排液、试压废水、生活污水以及运营期采出水、井下作业废水。钻前工程施工废水沉淀后回用平台洒水；钻井期间平台剩余水基泥浆由钻井队回收用于后续钻井；储层改造期间产生的压裂返排液经处理后回用于本平台及其他平台压裂工序，无可用平台回用时，依托南川区块页岩气采出水处理站处理达标后排放；压滤液托南川区块页岩气采出水处理站处理达标后排放；生活污水通过环保厕所收集后农用或交由第三方环保公司处置或资源化利用；油气集输工程施工废水、试压废水沉淀后回用平台洒水、绿化。运营期集气站采出水和井下作业废水优先回用区域平台压裂工序，不能回用时，依托南川区块页岩气采出水处理站处理达标排放。

大气污染物主要为施工期压裂试气施工时的燃油废气及运营期间的放空废气，施工期燃油废气主要污染物为 SO_2 、 NO_x 、烟尘；运营期间正常工况下无废气产生。

固体废物包括施工期的钻井岩屑、沾染废油的废防渗材料、废油、废包装材料、絮凝沉淀污泥和生活垃圾。项目施工期清水岩屑用于铺垫井场或修建井间道路；水基岩屑产生量经不落地系统收集后，进行资源化利用；絮凝沉淀污泥外运至一般工业固废处置场处置或资源化利用；油基岩屑直接交由有危险废物处置资质的单位进行处置；沾染废油的废防渗材料委托持有危险废物经营许可证的单位处置；废油交由中石化重庆页岩气有限公司或由有相应危险废物处

置资质的单位处置；废包装材料产生量由厂家或有资质的单位回收；生活垃圾定点收集后交由当地环卫部门统一处置。运营期废润滑油交由有相应危险废物处置资质的单位处置；废砂石、清管废物用于资源化利用或交由一般工业固废处置场处置；废分子筛由厂家更换时回收利用或交由一般工业固废处置场处置，妥善处置后对周边环境无影响。

8.4 主要环境影响及环境保护措施

8.4.1 地表水环境影响及环境保护措施

本项目钻井过程中剩余水基钻井液由井队全部回收，用于后续钻井工程，若要废弃，则应按照一般工业固废处置或资源化利用；剩余油基钻井液由井队全部回收，用于后续钻井工程。雨水、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；压滤液依托南川区块页岩气采出水处理站处理达标后排放；生活污水经环保厕所收集后农用或交由第三方环保公司处置。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，采出水依托南川区块页岩气采出水处理站处理达标后排放。

项目产生的污废水经妥善处理后，对地表水环境影响较小。

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

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

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

响。

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

钻机基础区域、钻井液循环系统（包括循环罐、储备罐等）、放喷池、废油暂存区、柴油罐区、油基岩屑暂存区、危险废物暂存区、柴油发电机房等涉及含油材料或废物流转的区域为重点防渗区，除重点防渗区外的井场作业区为一般防渗区。加强废水、固体废物的管理，严格落实污染防治措施；管线埋地敷设并加强管线维护、泄漏监控，加强对工程周边井泉的巡视和监测，发现问题及时采取措施，减少工程建设对地下水环境的影响。在做好相关防渗和防护工作后，可以将对地下水环境影响降低至最低，对地下水影响小。

8.4.3 土壤环境影响及环境保护措施

本项目原辅材料堆存区设置遮雨棚及围堰，地面铺设有防渗膜；柴油罐、盐酸罐均设置围堰及防渗、防腐膜；水基岩屑采用岩屑不落地装置进行收集处理，保证废水、水基岩屑不落地；放喷池采取防渗处理等；通过严格落实各项环保措施，可有效防止土壤污染，项目对土壤环境影响总体较小。

8.4.4 大气环境影响及环境保护措施

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

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

8.4.5 声环境影响及环境保护措施

施工期正常工况网电供电时，钻井噪声对周边居民影响较小；压裂试气噪

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

在采取相应措施后,本项目声环境影响可以接受。

8.4.6 固体废物环境影响及处置措施

施工期间清水岩屑主要作为井场铺垫或修建井间道路使用;水基岩屑进行资源化利用;油基岩屑交由有危险废物处置资质的单位处置。沾染废油的废防渗材料委托持有危险废物经营许可证的单位处置;钻井过程中产生的废油由中石化重庆页岩气有限公司资源化利用或委托持有危险废物经营许可证的单位处置;絮凝沉淀污泥外运至一般工业固废处置场处置或资源化利用;废包装材料由厂家或有资质的单位回收;生活垃圾定点收集后交环卫部门处置;运营期废油交由有相应危险废物处置资质的单位进行处置;废砂石、清管废物用于资源化利用或交由一般工业固废处置场处置;废分子筛由厂家更换时回收利用或交由一般工业固废处置场处置。

本项目固体废物经妥善处理后可对环境的影响小。

8.4.7 生态环境影响及环境保护措施

合理安排施工时序,尽量避开雨季施工;严格控制施工扰动范围,做好表土保护与利用;不得随意开辟施工便道,施工结束后对临时占地形成的裸露地表尽量恢复原有用地性质,及时覆土,还耕或生态修复,减少水土流失量,减少对生态环境的影响。

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地降低。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。2026年5月19日，建设单位在南川区当地网站方竹论坛（<https://www.ncfz.com/forum.php>）开展了项目第一次环评公示。2026年6月9日~6月22日，通过“方竹论坛”“重庆晚报”“现场张贴”开展了项目第二次环评公示。在完善报告后，于2026年7月14日在“方竹论坛”进行了送审前公示，公示了报告及公众参与。公示期间，未收到公众反馈意见。

8.6 环境影响经济损失分析

本项目环保投资占总投资比例为4.09%，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1.03，即每投入1万元的环保费可挽回直接经济损失1.03万元。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

DP8井区建设项目符合国家产业政策及相关规划要求，工程选址不在重庆市生态保护红线内，项目建设有利于稳定南川区页岩气产能，加快构建区域能源新格局，增强能源供应链的弹性和韧性，提高能源安全保障水平，项目建设有利于推进川渝能源保障一体化建设和地方经济可持续发展。评价区域环境空气质量、声环境质量、地表水环境质量、地下水环境质量、生态环境现状总体较好，在严格落实各项污染防治措施、生态保护措施及环境风险措施情况下，可实现污染物达标排放，满足环境功能区要求，从环境保护角度分析，项目建设可行。

9 附图、附件及附表

9.1 附图

- | | |
|--------|----------------------------|
| 附图 1 | 项目地理位置图 |
| 附图 2-1 | 施工期钻井工程平面布置示意图 |
| 附图 2-2 | 施工期储层改造工程平面布置示意图 |
| 附图 3 | 运营期平面布置示意图 |
| 附图 4 | 平台周边环境保护目标及监测布点图 |
| 附图 5 | 区域地表水系图 |
| 附图 6 | 区域水文地质图 |
| 附图 7 | 项目与南川区生态保护红线位置关系示意图 |
| 附图 8 | 项目与环境管控单元位置关系示意图 |
| 附图 9 | 退役期典型生态恢复措施示意图 |
| 附图 10 | 施工期钻井工程分区防渗示意图 |
| 附图 11 | 施工期储层改造工程分区防渗示意图 |
| 附图 12 | 运营期分区防渗示意图 |
| 附图 13 | 项目与南川区水土流失重点预防区和重点治理区位置关系图 |
| 附图 14 | 土壤类型分布图 |
| 附图 15 | 生态评价范围植被类型及样方分布示意图 |
| 附图 16 | 生态评价范围公益林分布示意图 |
| 附图 17 | 生态评价范围天然林分布示意图 |
| 附图 18 | 生态评价范围生境类型及样线、样点设置示意图 |
| 附图 19 | 生态评价范围生态系统类型分布示意图 |
| 附图 20 | 区域植被覆盖度空间分布示意图 |
| 附图 21 | 生态评价范围土地利用现状分布示意图 |
| 附图 22 | 生态评价范围景观类型分布示意图 |
| 附图 23 | 生态评价范围永久基本农田分布示意图 |
| 附图 24 | 区块范围天然林分布示意图 |
| 附图 25 | 区块范围公益林分布示意图 |

附图 26 区块范围永久基本农田分布示意图

9.2 附件

附件 1 确认函

附件 2 重庆市企业投资项目备案证

附件 3 采矿许可证

附件 4 关于 DP8 井区范围的说明

附件 5 空间检测分析报告

附件 6 生态环境分区管控检测分析报告

附件 7 气质分析报告

附件 8 环境监测报告

附件 9 评价范围样方调查表

附件 10 评价范围维管植物名录

附件 11 关于南川区块页岩气采出水处理项目竣工环境保护验收的意见

附件 12-1 20263 年西南工区水基钻井液废弃物处置及尾端资源化利用项目

附件 12-2 一般工业固废水基岩屑处置合同

附件 13-1 重庆市建设项目环境影响评价批准书（渝（綦）环准〔2024〕049 号）

附件 13-2 重庆綦江西南水泥有限公司钻井水基岩屑综合利用项目竣工环境保护验收意见

附件 14 重庆市固体废物管理中心关于南川区块页岩气采出水处理项目污泥危险特性鉴别报告的审核意见

附件 15 关于页岩气 DP4 站点取水准予行政许可的决定

附件 16 DP8 号平台房屋临时功能置换补充协议

附件 17 油基岩屑处置合同

附件 18 油基岩屑处置单位危险废物经营许可证

9.3 附表

附表 1 地表水环境影响评价自查表

附表 2	大气环境影响评价自查表
附表 3	土壤环境影响评价自查表
附表 4	生态环境影响评价自查表
附表 5	声环境影响评价自查表
附件 6	环境风险评价自查表
附表 7	重庆市建设项目环境影响评价文件审批申请表