

中石化重庆涪陵页岩气勘探开发有限公司
关于同意《焦页 188 号扩评价井组环境影响报告书（公示版）》
对外公开的确认函

重庆市南川区生态环境局：

我公司委托中煤科工重庆设计研究院(集团)有限公司编制了《焦页 188 号扩评价井组环境影响报告书》。报告书内容及附图附件等资料真实有效，我公司作为环境保护主体责任，愿意承担相应责任。

报告书（公示版）中已删除了涉及国家秘密和商业秘密内容的章节（删除内容主要包括主要原辅材料技术参数、主要生产设备、工艺流程、附图附件等），我公司同意对报告书（公示版）进行公示。

特此说明。

中石化重庆涪陵页岩气勘探开发有限公司



2016年6月24日

目录

目录	I
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	14
1.5 环境功能区划及评价标准	18
1.6 评价内容、重点及时段	25
1.7 环境工作等级和评价范围	25
1.8 符合性分析	30
1.9 生态环境保护目标	68
2 建设项目工程分析	73
2.1 油气田范围及油气资源特征	73
2.2 现有工程概况	75
2.3 建设项目工程分析	79
2.4 影响因素分析	93
2.5 污染源强核算	97
2.6 污染物排放汇总	109
3 环境现状调查与评价	115
3.1 自然环境现状调查与评价	115
3.2 环境保护目标调查	121
3.3 环境质量现状调查与评价	122
4 环境影响预测与评价	138
4.1 地表水环境影响预测与评价	138
4.2 地下水环境影响预测与评价	139
4.3 大气环境影响预测与评价	151

4.4	声环境影响预测与评价	152
4.5	固体废物环境影响分析	159
4.6	土壤环境影响预测与评价	160
4.7	生态环境影响预测与评价	163
4.8	环境风险评价	167
4.9	碳排放评价	196
5	环境保护措施及其可行性论证	206
5.1	施工期污染防治措施可行性论证	206
5.2	运营期污染防治措施可行性论证	220
5.3	退役期污染防治措施可行性论证	228
5.4	环保措施汇总	228
6	环境影响经济损益分析	233
6.1	环境保护费用的确定与计算	233
6.2	环境经济效益分析	233
7	环境管理与监测计划	235
7.1	企业环境管理体系	235
7.2	环境管理要求	236
7.3	污染物排放清单及总量控制	238
7.4	环境监测计划	240
7.5	竣工环保验收	241
8	环境影响评价结论	243
8.1	建设项目概况	243
8.2	环境质量现状	243
8.3	污染物排放情况	244
8.4	主要环境影响及环境保护措施	245
8.5	公众意见采纳情况	247
8.6	环境影响经济损益分析	248
8.7	环境管理与环境监测	248
8.8	综合结论	248

9 附图、附件及附表	249
9.1 附图	249
9.2 附件	249
9.3 附表	250

概 述

1 项目由来

2012 年 8 月，国土资源部（现自然资源部）授予中国石油化工股份有限公司“重庆市四川盆地涪陵地区油气勘查”探矿权，包括重庆市南川、武隆、涪陵、丰都、长寿、垫江、忠县、梁平、万州九区县，勘查面积 7307.77km²。2014 年 8 月，中国石油化工股份有限公司勘探南方分公司在南川区水江镇开始了焦页 8 井钻井工程，2015 年 5 月完钻，钻遇五峰-龙马溪组富有机质页岩厚达 111.5m，气测显示良好。随后，中国石油化工股份有限公司勘探南方分公司将焦页 8 井移交给中石化重庆涪陵页岩气勘探开发有限公司作后续压裂测试工作。2015 年 8 月完成焦页 8 井压裂工作，开始放喷求产，测试稳定产量为 $20.9 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 。地质评价认为焦页 8 井所处的区域上奥陶统五峰组-下志留统龙马溪组下部富有机质泥页岩在区块内分布稳定，页岩品质较好，构造相对简单，与涪陵页岩气田焦石坝区块一期产建区具有相似的页岩气地质特征，且焦页 8 井测试产量较高，该区块具有较好的开发潜力。

2015 年 10 月，建设单位决定在焦页 8 井周边部署焦页 188 号平台，先后实施了“焦页 188#平台钻井工程”“焦页 188-3HF 井钻井工程”“涪陵页岩气田平桥北区产能建设地面工程”“平桥 101 井勘探工程”“平桥 101 井产建项目”“平桥 101 井试采地面工程”等项目，共计部署 4 口井，其中 3 口井（188-1HF~188-3HF 井）为龙马溪组不含硫页岩气井，1 口井（平桥 101 井）为洗象池群含硫气井。实际已实施上述 4 口井，均已验收。其中，188-1HF~188-3HF 井均正常采气，平桥 101 井因压力降低已关井，计划封井，配套地面设备待拆除。根据建设单位提供资料，目前，焦页 188 号平台单日产气量约 $6.63 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，产水量约 $1 \text{m}^3/\text{d}$ 。

2020 年 12 月，焦页 188 平台所在的平桥区域（已部署 14 个平台）取得了采矿许可证（矿权证号：C1000002020011318000071），目前，平桥矿区范围已全面进入产量递减阶段，气田稳产需要新建产能来弥补产量递减。

为进一步提高区域储量动用程度和采收率，建设单位拟在开发调整实施效果较好的焦页 188 号井区实施焦页 188 号扩评价井组项目，部署页岩气井 2 口，平均井深约 5200m，平均水平段长 2020m，本项目实施后产能新增约

$0.23 \times 10^8 \text{m}^3/\text{a}$ 。

2 建设项目特点

①本项目新部署井及新增采气设备均布置于现有工程征地红线内,不涉及新增永久占地。新增临时占地主要为平台西侧扩建区域、生活区及边坡等。对环境的影响主要集中在钻井工程和储层改造工程阶段;项目依托现有工程的站场、废水池、放喷池等建设,施工期开挖土石方量小,对生态环境影响小。

②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。本次以焦页 188 号井区开展区块环评,区块动用面积约 2.3km^2 ,新部署 2 口页岩气开发井,新建产能 $0.23 \times 10^8 \text{m}^3$ 。区块地面投影范围内仅涉及焦页 188 号平台。

③本项目扩建焦页 188 号平台,工程内容包括钻井工程、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。

④本项目运营期的产品页岩气经管网外输至 4#脱水站集中处置后外输;废水优先回用区域平台压裂,无平台回用时进入采出水收集管线输送至四川兴澳涪陵气田平桥水处理站处理。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。

⑤本项目部署的页岩气井目的层为龙马溪组,钻井采用“三开”井身结构,一开段、二开直井段采用清水钻井,二开斜井段采用水基钻井液钻井,三开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-外输”工艺。

3 环境影响评价工作过程

2026 年 1 月,中石化重庆涪陵页岩气勘探开发有限公司委托中煤科工重庆设计研究院(集团)有限公司(以下简称“我公司”)承担该项目环境影响评价工作。我公司接受委托后,收集了设计资料、环境敏感区等资料,组织环评技术人员进行了现场踏勘,在进行项目初步工程分析及环境现状调查等工作基础上,确定了评价工作等级、评价范围以及评价标准、评价因子等,制定了环境质量现状监测方案并委托监测。

在现场踏勘和调查、资料收集、环境质量现状调查及监测、评价因子识别以及工程分析等工作的基础上,对本项目实施可能产生的环境影响以及环境风险进行了预测分析与评价,并根据项目实施可能产生的环境影响提出了相应的环境保护措施以及风险防范措施和应急要求,在上述工作的基础上编制完成了《焦页 188 号扩评价井组环境影响报告书》。

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)进行了公示。2026 年 1 月 29 日,建设单位在建设单位网站(http://jhof.sinopec.com/jhof/csr/public_infor/)开展了项目第一次环评公示。2026 年 2 月 11 日,建设单位在建设单位网站进行项目环评征求意见稿公示,公示时间不少于 10 个工作日,并于 2026 年 2 月 12 日、2026 年 2 月 13 日在《重庆晚报》进行公示,同时在平台周边居民点张贴现场公告。向南川区生态环境局报送环境影响报告书前,建设单位于 2026 年 4 月 16 日在建设单位网站(http://jhof.sinopec.com/jhof/csr/public_infor/)进行了报批前公示,公示期间未收到反馈意见。

4 分析判定相关情况

(1) 环境影响评价类别判定

本项目位于南川区中桥乡中溪村,根据《重庆市南川区水土保持规划(2018—2030 年)》,不属于水土流失两区;根据“用地红线智检”系统查询,见附件 4,本项目占用永久基本农田 0.1851hm²。根据林地资料查询,项目不占用天然林、公益林。

根据《建设项目环境影响评价分类管理名录》(生态环境部令 第 16 号),本项目类别属于“石油和天然气开采业”,项目占用永久基本农田约 0.1851hm²,涉及分类管理名录中的敏感区(永久基本农田),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三级,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要求的符合性

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，压裂用水优先采用采出水，对区域水资源利用影响较小，满足资源利用上线要求；本项目不属于《四川省、重庆市长江经济带发展负面清单实施细则》（试行，2022 年版）中禁止建设项目，本项目满足环境准入条件。本项目符合重庆市、南川区“三线一单”生态分区管控要求及“南川区重点管控单元-大溪河鱼泉河”（重点管控单元）的管控要求。

(6) 选址合理性

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，属于可以临时占用永久基本农田的项目。本项目现有平台的站场、放喷池、废水池用地已经获得永久用地手续，其余用地为临时用地，在完善新增临时用地手续后，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、水池等暂存，优先回用于压裂，不能回用的部分管输至四川兴澳涪陵气田平桥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原有高架火炬点燃后排放。

废水：优先回用于本平台或工区其他平台压裂工序，不能回用时通过管线管输至四川兴澳涪陵气田平桥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

焦页 188 号扩评价井组符合国家产业政策及相关规划要求，工程选址不在重庆市生态保护红线内，项目建设有利于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 日实施);

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

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

1.1.3.2 地方政府规章

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

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

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

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)《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）；

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

(12)《自然资源部关于规范临时用地管理的通知》（自然资规〔2021〕2 号）；

(13)《页岩气产业政策》（国家能源局公告 2013 年第 5 号）；

(14)《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）；

(15)《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）；

(16)《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）；

(17)《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）；

(18)《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）；

(19)《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）；

(20)《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)《重庆市规划和自然资源局关于进一步加强占用永久基本农田管理的通知》（渝规资规范〔2020〕9号）；
- (5)《重庆市规划和自然资源局关于规范临时用地管理的通知》（渝规资规范〔2022〕1号）；
- (6)《重庆市生态环境局办公室关于加强水泥窑协同处置危险废物和页岩气开采固体废物环境管理服务的通知》（渝环办〔2019〕373号）；
- (7)《重庆市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》（HJ 2.1-2016）；
- (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》（HJ 2.4-2021）；
- (5)《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ 610-2016）；

- (6)《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ 19-2022）；
- (7)《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ 964-2018）；
- (8)《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018）；
- (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)》。

1.1.7 项目有关资料

- (1)《重庆市企业投资备案证》；
- (2)现有工程资料；
- (3)相关钻井工程、油气集输工程设计资料。

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。

(4) 本项目为滚动开发, 通过现场调查、竣工验收报告、排污许可执行资料等对现有工程环境影响进行回顾性评价, 对存在的生态环境问题提出有效防治措施。

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	钻井工程	钻井	地下水环境	下游泉点	间接	水文地质单元	短期、可逆	中
			土壤环境	土壤	直接	占地范围	短期、可逆	弱
			声环境	周边居民	直接	声评价范围	短期、可逆	弱
			生态环境	生物多样性	间接	生态评价范围	短期、可逆	弱
	储层改造工程	压裂	大气环境	周边居民	直接	大气评价范围	短期、可逆	弱
			地下水环境	泉点	间接	水文地质单元	短期、可逆	中
			土壤环境	土壤	直接	占地范围	短期、可逆	弱
			声环境	周边居民	直接	声评价范围	短期、可逆	弱
			生态环境	生物多样性	间接	生态评价范围	短期、可逆	弱
	油气集输工程	设备安装	声环境	周边居民	直接	声评价范围	短期、可逆	弱
运营期	采气	地表水环境	鱼泉河	间接	/	长期、可逆	弱	
		声环境	周边居民	直接	声评价范围	长期、不可逆	弱	
		地下水环境	泉点	间接	水文地质单元	短期、可逆	弱	
		土壤环境	土壤	直接	占地范围	长期、可逆	弱	
		生态环境	自然景观	直接	生态评价范围	长期、可逆	中	
退役期	封井	生态环境	/	/	/	短期、可逆	无	

表 1.4-2 建设项目主要环境影响因子一览表

环境要素 单项工程	时期	大气	地表水	地下水	土壤	生态	噪声
钻井工程	施工期	SO ₂ 、NO _x	pH 值、COD、BOD ₅ 、氨氮、总磷、石油类、挥发酚、硫化物、阴离子表面活性剂、氯化物、石油类	pH 值、挥发酚、耗氧量 (COD _{Mn})、氨氮、硫化物、氯化物、石油类、总硬度、溶解性总固体、钡	pH 值、石油烃 (C ₁₀ ~C ₄₀)、土壤含盐量、pH、钡等	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、
储层改造工程	施工期	SO ₂ 、NO _x				/	昼间等效声级、夜间等效声级
油气集输工程	施工期	颗粒物	BOD ₅ 、COD、氨氮	/	/	/	/
	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、氨氮、石油类、总磷、挥发酚。

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 评价，主要论证依托处理设施的环境可行性；
- 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：pH、石油烃（C₁₀-C₄₀）、铬（六价）；
- 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

本项目平台周边主要地表水体主要为乌杨溪（双龙河），属于大溪河流域。根据《重庆市人民政府批转重庆市地表水环境功能类别调整方案的通知》（渝府发〔2012〕4号）、《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），乌杨溪（双龙河）所处河段属于Ⅲ类水域，执行《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中Ⅲ类水域水质标准。

1.5.1.2 地下水

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

1.5.1.3 声环境

本项目位于乡村区域，区域不属于以居住为主的乡村区域，因页岩气开发，

周边有工业活动，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 (无量纲)	BOD ₅	COD	NH ₃ -N	石油类	总磷	挥发酚
Ⅲ类标准值	6~9	4	20	1.0	0.05	0.2	0.005

1.5.2.2 地下水

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

表 1.5-2 地下水质量标准限值 单位：mg/L

污染物	pH (无量纲)	石油类*	耗氧量	氨氮	硫酸盐	总硬度	挥发酚
Ⅲ类标准值	6.5-8.5	≤0.05	≤3.0	≤0.5	≤250	≤450	≤0.002
污染物	氯化物	铁	锰	阴离子表面活性剂	溶解性总固体	钡	硫化物

III类标准值	≤250	≤0.3	≤0.1	≤0.3	≤1000	≤0.7	≤0.02
污染物	氟化物	硝酸盐	亚硝酸盐	氰化物	砷	汞	铅
III类标准值	≤1.0	≤20	≤1.0	≤0.05	≤0.01	≤0.001	≤0.01
污染物	镉	铬(六价)	菌落总数 (CFU/ml)	总大肠菌群 (MPN/100ml 或 CFU/ml)			
III类标准值	≤0.005	≤0.05	≤100	≤3.0			

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

1.5.2.3 声环境

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

1.5.2.4 环境空气

项目所在地大气环境执行《环境空气质量标准》（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	蒎(1,2-苯并菲)	苯并[k]荧蒽
筛选值	70	15	1.5	1293	151
污染物	苯并[b]荧蒽	苯并[a]芘	苯并[a]蒽	2-氯酚	苯胺
筛选值	15	1.5	15	2256	260
污染物	硝基苯	邻二甲苯	间二甲苯+对二甲苯	甲苯	1,2-二氯苯
筛选值	76	640	570	1200	560
污染物	1,4-二氯苯	乙苯	苯乙烯	1,1,1-三氯乙烷	1,1,2-三氯乙烷
筛选值	20	28	1290	840	2.8
污染物	三氯乙烯	1,2,3-三氯丙烷	氯乙烯	苯	氯苯
筛选值	2.8	0.5	0.43	4	270
污染物	1,1,2,2-四氯乙烷	1,1,1,2-四氯乙烷	四氯乙烯	反-1,2-二氯乙烯	二氯甲烷
筛选值	6.8	10	53	54	616
污染物	1,2-二氯丙烷	四氯化碳	氯仿	氯甲烷	1,1-二氯乙烷
筛选值	5	2.8	0.9	37	9
污染物	1,2-二氯乙烷	1,1-二氯乙烯	顺-1,2-二氯乙烯		
筛选值	5	66	596		

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

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
汞	0.5	1.3	0.5	1.8	0.6	2.4	1.0	3.4
铬	250	150	250	150	300	200	350	250
砷	30	40	30	40	25	30	20	25
铜	150	50	150	50	200	100	200	100
镍	60		70		100		190	
锌	200		200		250		300	

1.5.3 污染物排放标准

1.5.3.1 废水

本项目施工期井队生活污水采用环保厕所收集后农用或外送第三方单位处置；收集的雨水、洗井废水、压裂返排液等经絮凝沉淀、杀菌，满足《涪陵地区页岩气藏措施返排液处理规范》（Q/SH3140 0215-2018）优先回用区域钻井平台压裂工序，重复利用水质标准见表 1.5-6。

表 1.5-6 重复利用水质指标要求

项目	重复利用指标	标准来源
矿化度, mg/L	≤1×10 ⁴	涪陵地区页岩气藏措施 返排液处理规范
pH	6.5~7.5	
Ca ²⁺ +Mg ²⁺ , mg/L	≤110	
悬浮固体含量, mg/L	≤25	
硫酸还原菌含量 SRB, 个/mL	≤10	
腐生菌含量 TGB, 个/mL	≤25	
铁细菌含量 FB, 个/mL	≤25	

本项目采出水优先回用区域平台压裂工序，若无平台回用，依托四川兴澳涪陵气田平桥采出水处理站处理达标排放。2027 年 7 月 1 日前，四川兴澳涪陵气田平桥采出水处理站执行《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 水污染物直接排放限值，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

序号	项目	限值	标准来源
1	pH	6~9	《污水综合排放标准》 （GB8978-1996）其它排污单位一级 排放标准
2	COD	≤100	
3	色度	≤50	

序号	项目	限值	标准来源	
4	SS	≤70		
5	BOD ₅	≤20		
6	石油类	≤5		
7	挥发酚	≤0.5		
8	氨氮	≤15		
9	磷酸盐	≤0.5		
10	苯胺类	≤1.0		
11	苯酚	≤0.3		
12	总有机碳	≤20		
13	总铬	≤1.5		
14	总铅	≤1.0		
15	总镍	≤1.0		
16	总锌	≤2.0		
17	总锰	≤2.0		
18	苯并芘	≤0.00003		
19	氯化物	≤350		《四川省水污染物排放标准》 (DB51/190-93) C 类水域二级标准

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

序号	污染物控制项目	排放限值	
		直接排放	间接排放
1	pH (无量纲)	6~9	6~9
2	色度 (稀释倍数)	30	64
3	悬浮物 (SS)	10	400
4	化学需氧量 (COD _{Cr})	50	500
5	五日生化需氧量 (BOD ₅)	10	300
6	氨氮 (以 N 计)	5	45
7	总氮 (以 N 计)	15	70
8	总磷 (以 P 计)	0.5	8.0
9	总有机碳 (TOC)	15	150
10	石油类	1.0	15
11	硫化物	1.0	1.0
12	氟化物	10	20
13	氯化物	1000	3000
14	溶解性总固体 (TDS)	2000	4000

序号	污染物控制项目	排放限值	
		直接排放	间接排放
15	阴离子表面活性剂	0.5	20
16	急性毒性（以 HgCl ₂ 浓度计）	0.07	-
17	挥发酚	0.5	0.5
18	砷	2.0	3.0
19	可溶性钡	2.0	2.0
20	总 α 放射性（Bq/L）	1	1
21	总 β 放射性（Bq/L）	10	10

1.5.3.2 噪声

施工噪声执行《建筑施工噪声排放标准》（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

施工期无组织废气排放标准见表 1.5-10。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 污染物综合排放标准

污染物	无组织排放监控点浓度限值 mg/m ³	标准来源
NO _x	0.12	《大气污染物综合排放标准》 (DB50418-2016)
SO ₂	0.40	
颗粒物	1.0	
非甲烷总烃	4.0	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB 39728—2020）

1.5.3.4 固体废物

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

1.6 评价内容、重点及时段

评价工作内容：建设项目工程分析、环境现状调查与评价、环境影响预测及评价、环境保护措施及其可行性论证、环境影响经济损益分析、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进入采气阶段；退役期主要是页岩气资源枯竭后实施的闭井作业。

1.7 环境工作等级和评价范围

1.7.1 生态环境

(1) 生态环境评价工作等级判定依据

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

表 1.7-1 生态影响评价工作等级判定

序号	确定原则	本项目情况
1	a) 涉及国家公园、自然保护区、世界自然遗产、重要生境时，评价等级为一级	影响范围不涉及国家公园、自然保护区、世界自然遗产、重要生境
2	b) 涉及自然公园时，评价等级为二级	影响范围不涉及自然公园
3	c) 涉及生态保护红线时，评价等级不低于二级	影响范围不涉及生态保护红线
4	d) 根据 HJ2.3 判断属于水文要素影响型且地表水评价等级不低于二级的建设项目，生态影响评价等级不低于二级	不属于水文要素影响型，地表水评价等级为三级 B
5	e) 根据 HJ610、HJ964 判断地下水水位或土壤影响范围内分布有天然林、公益林、湿地等生态保护目标的建设项目，生态影响评价等级不低于二级	本项目主要利用现有占地进行施工，以用地外扩 50m 范围作为土壤影响扰动范围，范围内无天然林、公益林分布。
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	1.2067hm ² ，小于 20km ²
7	g、除本条 a)、b)、c)、d)、e)、f) 以外的情况，	/

序号	确定原则	本项目情况
	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、重要生境等生态敏感区。故确定本项目生态评价工作等级为三级。

(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间接排放，运营期厂界噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中的 2 类标准，不会直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 50 米作为评价范围。

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的洗井废水、压裂返排液经絮凝沉淀、杀菌，满足压裂回用水质标准要求后，回用区域钻井平台压裂工序；运营期采出依托四川兴澳涪陵气田平桥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 1.7-2）可知，本项目地下水环境敏感程度属于“较敏感”程度。

表 1.7-2 地下水环境敏感程度分级表

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

（3）评价工作等级判定

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

表 1.7-3 地下水环境评价工作等级分级表

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

(4) 评价范围

焦页 188 号平台为现有平台，根据收集的前期水文地质、环评等资料，评价范围宜采用《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ 610-2016)中自定义法划定。结合调查评价范围水文地质条件，以站场所在的相对独立的水文地质单元为本次地下水评价范围，具体为以西北、西南、东北侧分水岭、东南侧乌杨溪为界，地下水自西南向东北径流至乌杨溪排泄，地下水评价范围约 12.9km²

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、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 1.2067hm²，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。

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、洗井废水、压裂返排液等综合利用不外排，运营期废水优先回用区域平台压裂工序，无回用平台时，依托四川兴澳涪陵气田平桥采出水处理站处理，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”。

本项目主要利用原有焦页 188 号平台。根据焦页 188 号平台地质灾害危险性评估报告(见附件 13)对平台岩溶发育程度进行分析，评估区平台区域岩溶较发育，不属于岩溶强发育，地表岩溶主要以溶蚀类型为主，未发现大型溶洞，平台区域未见暗河、天窗等，并且通过例行监测、现状监测，现有工程未对地下水造成不良影响，本次在采取相同措施的情况下，预计对周边地下水影响小。

浅层严格按照清水钻井工艺执行，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) 与基本农田等法律法规等符合性分析

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）：“二、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、拌和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。临时用地使用期限一般不超过两年。建设周期较长的能源、交通、水利等基础设施建设项目施工使用的临时用地，期限不超过四年。城镇开发边界内临时建设用地规划许可、临时建设工程规划许可的期限应当与临时用地期限相衔接。临时用地使用期限，从批准之日起算……四、落实临时用地恢复责任：临时用地使用人应当按照批准的用途使用土地，不得转让、出租、抵押临时用地。临时用地使用人应当自临时用地期满之日起一年内完成土地复垦，因气候、灾害等不可抗力因素影响复垦的，经批准可以适当延长复垦期限。严格落实临时用地恢复责任，临时用地期满后应当拆除临时建（构）筑物，使用耕地的应当复垦为耕地，确保耕地面积不减少、质量不降低；使用耕地以外的其他农用地的应当恢复为农用地；使用未利用地的，对于符合条件的鼓励复垦为耕地。”

本项目属于国家重点能源建设项目，根据上述要求，可以临时占用永久基本农田。本项目占地涉及永久基本农田（选址合理性论证见 1.8.7 章节），主要为新增临时占地占用。目前，平台现有占地已取得用地手续（见附件 14），建设单位正在办理新增临时占地用地手续，完善手续后，符合相关法律法规要求。

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，现有工程的站场、放喷池、废水池已办理永久用地手续，平台西侧扩建区域、生活区及边坡等用地为临时用地，建设单位正在办理临时用地手续（见附件 14），根据后续需要，勘探结束转入生产使用的，建设单位应依法办理建设用地审批手续；不转入生产的，油气企业应当完成土地复垦，按期归还。
2	《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）	界定临时用地使用范围	矿产资源勘查、工程地质勘查、水文地质勘查等，在勘查期间临时生活用房、临时工棚、勘查作业及其辅助工程、施工便道、运输便道等使用的土地，包括油气资源勘探开发涉及的钻井井场、配套管线、电力设施、进场道路等钻井及配套设施使用的土地。	本项目为页岩气开发项目，钻井井场、配套管线、电力设施、进场道路等钻井及配套设施使用的土地可作为临时用地。现有工程的站场、放喷池、废水池已办理永久用地手续，平台西侧扩建区域、生活区及边坡等用地为临时用地，建设单位正在办理临时用地手续（见附件 14）
		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、拌和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	本项目为页岩气开发项目，项目位于农村区域，基本农田分布密集，部分临时用地不可避免占用耕地，退役后应按照复垦方案恢复原种植条件，符合要求

序号	文件名称	政策要求		拟建项目情况及符合性
			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〕1号）	引导临时用地科学合理选址	临时用地应当合理选址，节约集约用地，尽量不占或者少占耕地。使用后土地复垦难度较大的临时用地，要严格控制占用耕地。制梁场、拌和站等难以恢复原种植条件的不得以临时用地方式占用耕地和永久基本农田，可以建设用地方式或者临时占用未利用地方式使用土地。临时用地一般不得占用永久基本农田，确需占用永久基本农田的，必须能够恢复原种植条件，并符合《重庆市规划和自然资源局重庆市农业农村委员会关于加强和改进永久基本农田保护工作的实施意见》（渝规资规范〔2020〕1号）中申请条件、土壤剥离、复垦验收等有关规定	本项目采用丛式井组开发，节约集约用地，减少了占地面积。现有工程的站场、放喷池、废水池已办理永久用地手续，平台西侧扩建区域、生活区及边坡等用地为临时用地，建设单位正在办理临时用地手续（见附件 14），根据后续需要，勘探结束转入生产使用的，建设单位应依法办理建设用地审批手续；不转入生产的，油气企业应当完成土地复垦，按期归还。

1.8.2 与相关标准符合性分析

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

本项目井口周边 75m 范围内无高压线及其他永久性设施, 200m 范围内无铁路、高速公路, 500m 范围内无医院、学校和大型油库等人口密集性、高危性场所, 平台井口 100m 范围内有 1 户居民分布, 对井口 100 米范围内的居民实施搬迁后(已签署搬迁协议, 附件 10), 选址及平面布置满足《钻前工程及井场布置技术要求》(SY/T 5466-2013)等行业规范要求。

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

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

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	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, 满足南川区生态分区管控要求; 采用丛式井进行钻探, 减小了平台占地, 优化了平台布局; 本项目采用环境友好绿色钻井液体系, 配备完善固控系统, 采用定向钻井方式, 废弃泥浆不落地技术应用率为 100%。开发过程环保措施完善, 采出水处理率为 100%。废水和固体废物应及时收集、分类储存、合规处置。钻井期间优先采用网电钻井, 减少柴油使用, 符合清洁生产要求; 退役后对临时占地进行覆土和绿化	符合

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

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

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

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。	水基岩屑外送资源化利用	符合

序号	要求	本项目	符合性
	水基钻井废弃物进行固液分离或无害化处理后,进一步资源化处理或安全处置		
3	水基钻井液废弃物处理、处置过程中应保护处置场地及周边环境,避免造成环境污染和生态破坏	水基钻井液废弃物在井场暂存后外输资源化利用,暂存场地满足《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》(GB18599-2020)中的相关规定	符合

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

1.8.3 与相关政策的符合性

(1) 与《产业结构调整指导目录(2024年本)》符合性分析

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

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

本项目与《重庆市产业投资准入工作手册》的符合性分析见表 1.8-5。

表 1.8-4 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	不属于	

序号	不予准入规定	符合性	结果
	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		
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
<p>环境保护：</p> <p>第二十四条：坚持页岩气勘探开发与生态保护并重的原则。钻井、压裂等作业过程和地面工程建设要减少占地面积、及时恢复植被、落实各类废弃物处置措施，保护生态环境。</p> <p>第二十五条：钻井液、压裂液等应做到循环利用。采取节水措施，减少耗水量。</p> <p>第二十六条：加强地下水和土壤的保护。钻井、压裂、气体集输处理等作业过程采取地下水和土壤的保护措施，防止页岩气开发对地下水和土壤的污染。</p> <p>第二十七条：页岩气勘探开发利用必须严格实行项目建设“三同时”制度。</p> <p>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</p> <p>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、饮用水源保护区和地质灾害危险区等内开采页岩气。</p>	<p>1、本项目按照行业规范要求规范化布置井场，减少平台现有占地从而减少对植被的破坏，完成钻井各类废物无害化处置，闭井后进行封井，采取生态恢复措施恢复临时占地，保护项目区环境。</p> <p>2、通过加强日常生产中的环保监测检查，防止污染物的跑冒滴漏和排放，防止土壤和地表水污染。</p> <p>3、页岩气层比地下饮用水层深很多，且中间夹有多层不可渗透岩层，压裂液污染地下水的可能性很小。严格执行钻完井操作规程，保证套管和固井质量，可杜绝水层污染。</p> <p>4、现有工程环保手续齐全，本项目正在办理相关环保手续，可较好的落实项目“三同时”制度。</p> <p>5、本项目完钻后，废水处理达标排放，固废优先进行资源化利用，临时占地实施生态恢复，避免钻探项目各类污染物的二次污染。</p> <p>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。</p>	符合

综上，本项目符合《页岩气产业政策》要求。

(4) 与《石油天然气开采业污染防治技术政策》的符合性分析

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

表 1.8-6 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
—	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	本项目采用无毒油气田化学剂	符合

序号	技术政策要求	本工程内容	符合性分析
	使用无毒油气田化学剂		
2	在钻井过程中,鼓励采用环境友好的钻井液体系;配备完善的固控设备,钻井液循环率达到 95%以上;钻井过程产生的废水应回用	本项目采用无毒钻井液体系,钻井液循环利用率大于 95%,钻井过程中产生的废水经沉淀后回用	符合
3	在井下作业过程中,酸化液和压裂液宜集中配制,酸化残液、压裂残液和返排液应回收利用或进行无害化处理,压裂放喷返排入罐率应达到 100%。 酸化、压裂作业和试油(气)过程应采取防喷、地面管线防刺、防漏、防溢等措施。	本项目采用清水进行洗井和压裂,压裂返排液经处理后作为附近钻井工程的压裂水使用。残余的钻井液和压裂残液入罐率 100%。在压裂、试气过程中,在放喷池设置有点火器。地面管线采用防刺、防漏、防溢设施	符合
二	生态保护		
1	油气田建设宜布置丛式井组,采用多分支井、水平井、小孔钻井、空气钻井等钻井技术,以减少废物产生和占地。	本项目采用丛式井组,水平井技术,尽量减少了工程岩屑、废水的产生,减少了占地	符合
2	在开发过程中,伴生气应回收利用,减少温室气体排放,不具备回收利用条件的,应充分燃烧,伴生气回收利用率应达到 80%以上;站场放空天然气应充分燃烧。燃烧放空设施应避开鸟类迁徙通道	本项目页岩气在测试放喷过程中有利用条件的进入采气流,不具备利用条件的在放喷池进行充分燃烧	符合
三	污染治理		
1	在钻井和井下作业过程中,鼓励污油、污水进入生产流程循环利用,未进入生产流程的污油、污水应采用固液分离、废水处理一体化装置等处理后达标外排。在油气开发过程中,未回注的油气田采出水宜采用混凝气浮和生化处理相结合的方式	钻井过程中产生的废水经过处理后尽量重复利用。油基钻井液井固液分离后,在循环罐储存,循环使用	符合
2	固体废物收集、贮存、处理处置设施应按照标准要求采取防渗措施。 试油(气)后应立即封闭废弃钻井液贮池	本项目固体废物分类收集,油基岩屑交由有相应资质的危险废物处置单位进行处置。水基岩屑经不落地系统收集后,优先外运用于资源化利用	符合
3	应回收落地原油,以及原油处理、废水处理产生的油泥(砂)等中的油类物质,含油污泥资源化利用率应达到	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
	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		
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, 采用生物或物化方法进行修复	符合
四	运行风险和环境管理		
1	油气田企业应制定环境保护管理规定, 建立并运行健康、安全与环境管理体系	建设单位制定有完善的环境保护管理规定, 并建立运行健康、安全与环境管理体系	符合
2	加强油气田建设、勘探开发过程的环境监督管理。油气田建设过程应开展工程环境监理	本项目制定有监理计划	符合
3	在开发过程中, 企业应加强油气井套管的检测和维护, 防止油气泄漏污染地下水	本项目制定有完善的套管监测维护计划和制度, 防止页岩气泄漏污染地下水	符合
4	油气田企业应建立环境保护人员培训制度, 环境监测人员、统计人员、污染治理设施操作人员应经培训合格后上岗	建设单位设置有专门的环境管理部门, 并制定有完善的环境管理制度和培训制度	符合
5	油气田企业应对勘探开发过程进行环境风险因素识别, 制定突发环境事件应急预案并定期进行演练。应开展特征污染物监测工作, 采取环境风险防范和应急措施, 防止发生由突发性油气泄漏产生的环境事故	建设单位对页岩气勘探开发制定突发环境事件应急预案, 并定期开展演练。在井场周边设置有事故监测点, 对特征因子进行监测	符合

综上, 本项目符合《石油天然气开采业污染防治技术政策》相关要求。

1.8.4 与相关规范的符合性

(1) 与《中共中央 国务院关于深入打好污染防治攻坚战的意见》的符合性分析

根据《中共中央 国务院关于深入打好污染防治攻坚战的意见》: 以习近平新时代中国特色社会主义思想为指导, 全面贯彻党的十九大和十九届二中、三中、四中、五中全会精神, 深入贯彻习近平生态文明思想, 坚持以人民为中心的发展思想, 立足新发展阶段, 完整、准确、全面贯彻新发展理念, 构建新发展格局, 以实现减污降碳协同增效为总抓手, 以改善生态环境质量为核心, 以精准治污、科学治污、依法治污为工作方针, 统筹污染治理、生态保护、应

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

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

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

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

表 1.8-7 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，	项目不涉及港口，符合

编号	管控内容	项目符合性
	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。	
2	禁止新建、改建和扩建不符合《长江干线过江通道布局规划(2020—2035年)》的过长江通道项目(含桥梁、隧道),国家发展改革委同意过长江通道线位调整的除外。	项目不涉及过长江通道,符合
3	禁止在自然保护区核心区、缓冲区的岸线和河段范围内投资建设旅游和生产经营项目。自然保护区的内部未分区的,依照核心区和缓冲区的规定管控。	项目不涉及自然保护区,符合
4	禁止违反风景名胜区规划,在风景名胜区内设立各类开发区。禁止在风景名胜区核心景区的岸线和河段范围内建设宾馆、招待所、培训中心、疗养院以及与风景名胜资源保护无关的项目。	项目不涉及风景名胜区,符合
5	禁止在饮用水水源准保护区的岸线和河段范围内新建、扩建对水体污染严重的建设项目,禁止改建增加排污量的建设项目。	项目不涉及饮用水水源准保护区,符合
6	饮用水水源二级保护区的岸线和河段范围内,除遵守准保护区规定外,禁止新建、改建、扩建排放污染物的投资建设项目;禁止从事对水体有污染的水产养殖等活动。	项目不涉及饮用水水源二级保护区,符合
7	饮用水水源一级保护区的岸线和河段范围内,除遵守二级保护区规定外,禁止新建、改建、扩建与供水设施和保护水源无关的项目,以及网箱养殖、畜禽养殖、旅游等可能污染饮用水水体的投资建设项目。	项目不涉及饮用水水源一级保护区,符合
8	禁止在水产种质资源保护区岸线和河段范围内新建围湖造田、围湖造地或挖沙采石等投资建设项目。	项目不涉及水产种质资源保护区,符合
9	禁止在国家湿地公园的岸线和河段范围内开(围)垦、填埋或者排干湿地,截断湿地水源,挖沙、采矿,倾倒有毒有害物质、废弃物、垃圾,从事房地产、度假村、高尔夫球场、风力发电、光伏发电等任何不符合主体功能定位的建设项目和开发活动,破坏野生动物栖息地和迁徙通道、鱼类洄游通道。	项目不涉及国家湿地公园,符合
10	禁止违法利用、占用长江流域河湖岸线。禁止在《长江岸线保护和开发利用总体规划》划定的岸线保护区和岸线保留区内投资建设除事关公共安全及公众利益的防洪护岸、河道治理、供水、生态环境保护、航道整治、国家重要基础设施以外的项目。	项目未违法利用、占用长江流域河湖岸线,符合

编号	管控内容	项目符合性
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的严重过剩产能行业，不得以其他任何名义、任何方式备案新增产能项目。	项目不属于过剩产能行业，符合
21	禁止建设以下燃油汽车投资项目（不在中国境内销售产品的投资项目除外）：	项目不属于燃油汽车投资项目

编号	管控内容	项目符合性
	(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）。	
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。

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

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

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

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

（5）与《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》符合性分析

《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函〔2019〕910号）提出：推进石油天然气开发与生态环境保护相协调，深化石油天然气行业环评“放管服”改革，助力打好污染防治攻坚战。本项目与《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函〔2019〕910号）的符合性分析详见表 1.8-9。

表 1.8-8 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，本项目以焦页 188 号井区为单位开展区块环评，包括了钻井、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、运营带来的环境影响和环境风险，提出有效的生态环境保护和环境风险防范措施	本项目对可能带来的环境影响和环境风险进行了评价，提出了相应的环境保护和环境风险防范措施	符合
3	滚动开发区块产能建设项目环评文件中还应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。	本项目已对现有工程进行回顾性评价	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	项目施工期废水为洗井废水、压裂返排液，运营期废水为井下作业废水和采出水等，废水优先回用配制压裂液；不能回用时废水可依托四川兴澳涪陵气田平桥采	符合

序号	要求	本项目	符合性
		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	
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，废水依托四川兴澳涪陵气田平桥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	本项目主要利用原有工程占地，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
8	油气企业应当加强风险防控，按规定编制突发环境事件应急预案，报所在地生态环境主管部门备案	建设单位严格按照相关规范作业，强化环境风险防范，制定了可行的环境风险应急预案，并已进行了备案，应急预案备案回执号为 500102-2024-137-MT；环境风险评估备案号为 5001021202411003	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	建设单位设置有专门的环境管理部门，并制定有完善的 HSE 管理体系	符合

序号	要求	本项目	符合性
	田落实规划、建设、运营、退役等环节生态环境保护措施		
10	工程设施退役，建设单位或生产经营单位应当按照相关要求，采取有效生态环境保护措施。同时，按照《中华人民共和国土壤污染防治法》《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB 36600）的要求，对永久停用、拆除或弃置的各类井、管道等工程设施落实封堵、土壤及地下水修复、生态修复等措施	本项目退役时，应按照《中华人民共和国土壤污染防治法》《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB 36600）的要求，对永久停用、拆除或弃置的各类井、管道等工程设施落实封堵、土壤及地下水修复、生态修复等措施	符合
11	油气企业应按照企事业单位环境信息公开办法、环境影响评价公众参与办法等有关要求，主动公开油气开采项目环境信息，保障公众的知情权、参与权、表达权和监督权	建设单位设置有专门的环境管理部门，并制定有完善的 HSE 管理体系，对油气开采项目环境信息依法进行公示	符合

1.8.5 与相关规划、规划环境影响评价结论及审查意见的符合性

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

1) 规划符合性分析

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、锶、毒重石、岩盐、石灰岩、砂岩、页岩等优势矿产，以及重晶石、石膏等有市场需求的矿产资源……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) 与规划环评及审查意见符合性分析

本项目符合重庆市生态环境分区管控要求和生态环境准入清单要求；施工期的清水岩屑进行综合利用、水基岩屑用于制砖等资源化利用；钻井平台避开

了岩溶漏斗、地裂缝等不良地质发育的地带，从源头上避免对地下水的影响；开采过程中，采用先进环保的钻采工艺，直井段采用防止钻井压裂过程中外溢的钻井液和压裂液对水资源的污染；钻透浅层地下含水层后，即下表层套管注水泥封固，阻隔浅层含水层与开采层之间水力联系，符合《重庆市矿产资源总体规划（2021-2025 年）环境影响报告书》污染防治要求。

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。	本项目不在禁止开发区内，本项目采用丛式井标准井场，井场占地面积小，对生态环境影响小	符合
2	严格保护生态空间，优化《规划》空间布局。将生态保护红线作为保障和维护区域生态安全的底线，应进一步优化矿业权设置和空间布局，依法依规对生态空间实施严格的保护。	本项目不在生态保护红线内	符合
3	严格产业准入，合理控制矿山开采种类和规模。	本项目符合产业准入	符合
4	严格环境准入，保护区域生态功能。按照重庆市生态环境分区管控方案、生态环境保护规划等要求，与一般生态空间存在冲突的已设探矿权保留区块、空白区新设勘查区块、已设采矿区调整区块、探转采区块和空白区新设开采区块，应按照一般生态空间管控要求，严格控制勘查、开采活动范围和强度，	本项目控制了开采活动范围，对施工期、运营期、退役期有针对性的生态保护措施，防止对区域生态功能产生不良影响	符合

序号	规划环评及审查意见要求	项目情况	符合性
	严格落实绿色勘查、绿色开采及矿山环境保护、生态修复相关要求，确保生态系统结构稳定和生态功能不退化。严格控制涉及生物多样性保护优先区域、国家重点生态功能区、水土流失重点防治区等具有重要生态功能的区域开采活动，并采取严格有针对性的保护措施，防止对区域生态功能产生不良环境影响。		
5	加强矿山生态修复和环境治理。结合区域生态环境质量改善目标和主要生态环境问题，分区域、分矿种确定矿山生态修复和环境治理总体要求，强化生态环境保护。	施工结束后，对临时占地进行生态恢复；退役后，按照相关要求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。	建设单位加强了生态环境保护监测和预警	

(2) 与《重庆市南川区矿产资源总体规划（2021-2025 年）》及审查意见相关要求

① 规划符合性分析

根据《重庆市矿产资源总体规划（2021-2025 年）》，一是加快推进南川区页岩气、煤层气、铝土矿、地热、石灰岩资源的勘查工作，同时做好水泥产业所需原料矿产资源（如：熔剂用灰岩、水泥用灰岩、制灰用灰岩）的资源接替勘查工作。大力支持天然气、页岩气勘探开发力度，支持在已设油气矿业权区域增列煤层气进行综合勘查、综合开发，依法依规解决油气勘探、开采、输送等合理用地需求。2、开采方向：以页岩气、铝土矿、地热、石灰岩等为开发重点。

本项目属于页岩气开发建设项目，项目的实施有助于推进南川页岩气开发，符合规划要求。

②与规划环评及审查意见符合性分析

本项目与《重庆市南川区矿产资源总体规划（2021-2025 年）环境影响报告书》中“南川区十四五矿产资源勘探开发环境管控要求”符合性分析如下：

表 1.8-10 与报告书总体管控要求符合性分析

清单类型	准入要求	项目情况	符合性
空间布局约束	<p>对于涉及一般生态空间（生物多样性维护）的集中开采区 KJ003，评价建议 KJ003 内合理布局建筑石料用灰岩、熔剂用灰岩采矿区块，严格开采准入条件，一般生态空间内严格控制采矿活动范围和强度，做好生物多样性保护，保证该单元生态系统结构和主要功能不受破坏，按照绿色矿山要求做好矿山建设，实现绿色开采。</p> <p>对于涉及一般生态空间（生物多样性维护）的开采区块 FM029、FM037（KQ007）、FM041，应严格执行一般生态空间管控要求，严格控制在规划划定区块范围内采矿，严禁非法采矿，严格控制采矿活动范围和强度，落实好生物多样性保护措施，保证该单元生态系统结构和主要功能不受破坏。</p> <p>FM038（KQ013）、FM049（KQ008）、FM046、FM037 等临近自然保护区、森林公园等自然保护地的矿产资源勘查开发，应强化污染治理措施，避免影响生态服务功能，在勘查开采过程中若珍稀保护植物，应首先采取避让措施，无法避让的应当采取拯救措施，项目环评阶段应对矿山开采对该区域的珍稀动植物影响进一步评价。</p> <p>涉及武陵山生物多样性保护优先区域的 FM008、FM011、FM014、FM015、FM017、FM020、FM021 等 17 个开采规划区块，应严格执行《中共中央办公厅 国务院办公厅关于进一步加强生物多样性保护的意見》（2021 年 10 月 19 日）等相关规定和要求，加强矿区及采矿活动影响区域生物多样性保护调查保护，以及水土流失预防与综合治理工作，维护好区域生物多样性和生态功能系统完整性。</p> <p>《规划》划定的 21 个露天开采区块与重点治理区重叠，应严格控制生产建设活动，施行积极有效水土保持措施，不加重区域水土流失。</p> <p>已设矿业权保留（FM001、FM002）与永久基本</p>	<p>本项目不在生态环境保护红线及优先管控单元内，不涉及一般生态空间（生物多样性维护）。</p> <p>根据生态调查，不涉及珍稀动植物，项目影响范围不涉及饮用水源保护区。场地周围修建截排水沟，井场边坡采取放缓或稳固措施，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</p>	符合

	<p>农田空间重叠的，加强永久基本农田保护、土地复垦等日常监管，允许在原矿业权范围内办理延续变更等登记手续；地下开采矿山 FM042（矿泉水）、FM034（地热）、FM003，井下开采所配套建设的地面工业广场等设施，要合理选址，主动避让永久基本农田；</p> <p>对于位于现状省道、高速可视范围内的区块 FM005、FM006、FM028、FM041、FM020、FM050、FM044、FM023、FM039、FM029、FM038、FM036、FM024 项目实施时应详细核实矿区可视范围，禁止在直观可视范围内进行露天开采。对于临近规划高速、铁路的开采区块 FM039、FM003、FM017、FM050、FM026、FM048、FM031、FM039、FM047、FM011，区块投放前，应进一步与规划铁路、高速进行衔接，并禁止在其直观可视范围内进行露天开采。</p> <p>规划区块 FM047（KQ011），应与洪塘水库水源保护区划分成果相衔接，调整区块范围，避让水源地保护区，在开采过程中强化监管，确保不对饮用水源水质造成影响。</p>		
<p>污染物排放管控</p>	<p>一类功能区内的建设用地及其以外所设 300 米宽的缓冲带，原则上按一类功能区对应的标准执行。FM046、FM038、FM037、FM049 部分矿区范围位于一类功能区外 300 米缓冲带范围内，执行《环境空气质量标准》（GB3095-2012）一级标准，对于位于一类功能区的采矿区块应强化粉尘排放控制。</p> <p>大气污染物排放执行《重庆市大气污染物综合排放标准》（DB 50/418-2016）中影响区限值。其中，水泥用灰岩粉尘执行《水泥工业大气污染物排放标准》（GB 4915-2013）特别排放限值。铝土矿开采生产废水排放标准可执行《铝工业污染物排放标准》（GB25465-2010）表 2 直排标准，确保矿井涌水达标排放。</p>	<p>本项目不涉及大气一类功能区，运营期无废气排放。</p>	<p>符合</p>
<p>环境风险防控</p>	<p>加强工业场地污染源管理，做好分区防渗，避免机修废油、含油废弃物、污废水等进入地下水系统。</p>	<p>井场实施分区防渗，对柴油罐区、危废暂存区采取重点防渗，对不落地装置、原辅材料暂存区及软体罐区等区域采取敷设防渗膜方式防渗，可有效防止污染物</p>	<p>符合</p>

		泄漏污染土壤地。	
资源开发利用要求	建筑石料用灰岩、水泥用灰岩开采总量不得高于规划设置指标值； 单个矿山最低开采规模不得低于规划设计标准；	本项目为页岩气开采项目，未提出指标要求	/

表 1.8-11 与规划环评审查意见符合性分析

序号	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，推动生态环境保护与矿产资源开发目标同步实现。	本项目不在禁止开发的区域，采取生态保护措施后，对环境的影响小。	符合
2	严格产业准入，合理控制开采。严格落实《规划》提出的全区矿山数量控制在 42 个以内、矿山最低开采规模准入要求、大中型矿山比例达到 60% 等要求，水泥用灰岩、建筑石料用灰岩矿石产量严格控制在《规划》提出的约束性指标内。	本项目符合产业准入	符合
3	严格保护生态空间，维护区域生态功能。按照重庆市“三线一单”生态环境分区管控、生态环境保护规划等要求及国土空间“三区三线”划定成果，进一步优化矿权设置和空间布局，依法依规对生态空间实施严格保护。针对发现的古树名木应优先避让并采取有效的保护措施。邻近生态保护红线、自然保护区、森林公园的开采区块应切实加强对生态环境的保护，严控生产建设活动，工业场地尽量远离生态环境敏感区布设，降低对生态环境的影响。严格控制涉及水土流失重点预防区和重点治理区等具有重要生态功能的区域矿产开采活动，并采取严格的有针对性的保护措施，防止对区域生态功能产生不良影响。	本项目不在生态环境保护红线及优先管控单元内。场地周围修有截排水沟，井场边坡采取放缓或稳固措施，施工结束后及时进行生态恢复措施。	符合
4	加强矿山生态修复和环境治理。严结合区域生态环境质量改善目标和主要生态环境问题，分区域、分矿种确定矿山生态修复和环境治理总体要求，强化生态环境保护。	施工结束后，对临时占地进行生态恢复；退役后，按照相关要求进行了土地复垦及生态恢复	符合
5	矿产资源开发利用过程中采用技术经济可行、措施有效的污染防治措施，控制生产和运输产生的污染物排放。采矿生产、生活污水应尽可能回用或处理	本项目施工废水回用不外排；运营期无人值守，无生活	符合

序号	审查意见要求	项目情况	符合性
	后达标排放,铝土矿开采产生的生产废水应满足《铝工业污染物排放标准》(GB25465-2010)后排放,地热开采产生的尾水应处理达标后排放。采取密闭、除尘、洒水降尘等有效措施控制矿山开采和破碎加工过程中粉尘等大气污染物排放,严格控制矿产品及弃渣运输过程中的粉尘污染;加强矿区绿化,邻近环境空气一类功能区矿山应强化粉尘排放控制措施,确保300米缓冲带内环境空气质量满足《环境空气质量标准》(GB3095-2012)一级标准要求。合理布局工业场地,合理安排作业时间,选用低噪声设备,采取消声、隔声、减振等措施,减缓噪声不利影响,确保符合声环境相关标准。矿山剥离表土、废石妥善处置,实现资源化利用,危险废物依法依规交有资质单位处置;做好矿区工业场地分区防渗措施,做好废石场、弃渣场土壤和地下水污染防治措施。	污水产生。选用低噪声设备,合理布局,避免噪声扰民;水基岩屑进行资源化利用,危险废物交有资质的单位处置;井场实施分区防渗,对柴油罐区、危废暂存区等区域采取重点防渗,对不落地装置、原辅材料暂存区及软体罐区等区域采取敷设防渗膜方式防渗,可有效防止污染物泄漏污染土壤地。	符合性
6	严格落实矿产资源开发各项环境风险防范措施,防范突发性环境风险事故发生。邻近饮用水水源保护区的开采区块,应严格落实相关废水处理措施和风险防范措施,预防突发性环境风险事故对饮用水水源保护区造成影响。	设单位设置有专门的环境管理部门,并制定有完善的QHSE管理体系,建设项目按照要求编制风险应急预案,项目不涉及饮用水源保护区	符合
7	规划中所含建设项目开展环境影响评价时,应进一步与自然保护地、国土空间“三区三线”划定成果衔接,严格落实自然保护地、国土空间用途管制等要求;应结合规划环评提出的指导意见和管控要求做好环境影响评价工作,加强与规划环评的联动,重点评价项目建设对区域生态系统、水环境、土壤环境等环境影响的途径、范围和程度,深入论证生态修复工程、环境保护措施及环境风险防范措施的可行性,规划协调性分析等内容可予以简化。规划在适用期限、规模、结构和布局等方面进行重大调整或者修订的,应当按规定重新或者补充开展环境影响评价。	项目落实与三线一单生态分区管控、规划环评的分析,严格落实自然保护地、国土空间用途管制等要求	符合

(3) 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。

(4) 与《“十四五”现代能源体系规划》符合性分析

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

本项目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。

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

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

本项目平台在选址上已避开了区域大断层，直井段采取清水钻井方式，施

工期井场及运营期集气站实施分区防渗措施，提出了防腐蚀、防渗漏、防遗撒等土壤污染防治具体措施，可有效防控项目实施对区域地下水造成污染，且本项目属于页岩气开发项目，不涉及重金属排放，符合《重庆市“十四五”土壤生态环境保护规划（2021—2025年）》（渝环〔2022〕108号）要求。同时，建设单位应按照《工矿用地土壤环境管理办法（试行）》（生态环境部令 部令第3号）在“终止生产经营活动前，应当参照污染地块土壤环境管理等有关规定，开展土壤和地下水环境初步调查，编制调查报告……”。工程设施退役后，建设单位或生产经营单位应当按照相关要求，采取有效生态环境保护措施。同时，按照《中华人民共和国土壤污染防治法》《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB 36600）等相关要求，对永久停用、拆除或弃置的各类井、管道等工程设施落实封堵、土壤及地下水修复、生态修复等措施。

（6）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；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

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-大溪河鱼泉河，环境管控单元编码 ZH50011920008）。

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 1.8-12。

表 1.8-12 与生态分区管控的符合性分析

环境管控单元编码		环境管控单元名称		环境管控单元类型	
ZH50011920008		南川区重点管控单元-大溪河鱼泉河		重点保护单元	
管控要求层级	管控类型	管控要求		建设项目相关情况	符合性分析结论
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、高排放、低水平项目坚决不予准入。除在安全或者产		项目为陆地天然气开发项目，为国家鼓励类项目。项目选址具有“地下决定地	符合

环境管控单元编码		环境管控单元名称		环境管控单元类型	
ZH50011920008		南川区重点管控单元-大溪河鱼泉河		重点保护单元	
管控要求层级	管控类型	管控要求		建设项目相关情况	符合性分析结论
		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。		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 涉及环境防护距离的工业企业或项目应通过选址或调整布局原则上将环境防护距离控制在园区边界或用地红线内，提前合理规划项目地块布置、预防环境风险。		不设置环境防护距离	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		不涉及	符合

环境管控单元编码		环境管控单元名称	环境管控单元类型	
ZH50011920008		南川区重点管控单元-大溪河鱼泉河	重点保护单元	
管控要求层级	管控类型	管控要求	建设项目相关情况	符合性分析结论
		高”行业建设项目应满足超低排放要求。加强水泥和平板玻璃行业差别化管理，新改扩建项目严格落实相关产业政策要求，满足能效标杆水平、环保绩效 A 级指标要求。		
		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	不涉及	符合

环境管控单元编码		环境管控单元名称	环境管控单元类型	
ZH50011920008		南川区重点管控单元-大溪河鱼泉河	重点保护单元	
管控要求层级	管控类型	管控要求	建设项目相关情况	符合性分析结论
		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。		
		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	生活垃圾定点收集后交环卫部门处置	

环境管控单元编码		环境管控单元名称		环境管控单元类型	
ZH50011920008		南川区重点管控单元-大溪河鱼泉河		重点保护单元	
管控要求层级	管控类型	管控要求		建设项目相关情况	符合性分析结论
		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。			
	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	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。		本项目未使用技术落后的工艺	符合
	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、洗井废水、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，		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

环境管控单元编码		环境管控单元名称		环境管控单元类型	
ZH50011920008		南川区重点管控单元-大溪河鱼泉河		重点保护单元	
管控要求层级	管控类型	管控要求		建设项目相关情况	符合性分析结论
		引导绿色园区低碳发展。			
		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，引导区域工业布局和产业结构调整，大力推广工业水循环利用，加快淘汰落后用水工艺和技术。		本项目不属于高耗能项目	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
区县总体管控要求	空间布局约束	第一条执行重点管控单元市级总体要求第一条、第二条、第三条、第四条、第五条、第六条和第七条。		本项目总体符合国家和地方相关规划和产业政策，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	符合
		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		根据水文地质图、现状调查，本项目不	符合

环境管控单元编码		环境管控单元名称		环境管控单元类型	
ZH50011920008		南川区重点管控单元-大溪河鱼泉河		重点保护单元	
管控要求层级	管控类型	管控要求		建设项目相关情况	符合性分析结论
		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。		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	
		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。		本项目不设置防护距离	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。		本项目不涉及乡镇污水管网建设	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、洗井废水、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，依托四川兴澳涪陵气田平桥采出水处理站；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“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	符合

环境管控单元编码		环境管控单元名称		环境管控单元类型	
ZH50011920008		南川区重点管控单元-大溪河鱼泉河		重点保护单元	
管控要求层级	管控类型	管控要求		建设项目相关情况	符合性分析结论
				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

环境管控单元编码		环境管控单元名称		环境管控单元类型	
ZH50011920008		南川区重点管控单元-大溪河鱼泉河		重点保护单元	
管控要求层级	管控类型	管控要求		建设项目相关情况	符合性分析结论
		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，不得地下铺设，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，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

环境管控单元编码		环境管控单元名称		环境管控单元类型	
ZH50011920008		南川区重点管控单元-大溪河鱼泉河		重点保护单元	
管控要求层级	管控类型	管控要求		建设项目相关情况	符合性分析结论
	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、洗井废水、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；项目按要求办理相关取水许可	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《煤炭清洁高效利用重点领域标杆水平和基准水平（2022年版）》标杆水平。			符合
		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
南川区重点管控单元-大溪河鱼泉河	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		根据地灾报告、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。		本项目不涉及农村生活污水及农药、畜禽养殖等	符合
	环境风险防控	无		建设单位制定有完善的HSE管理体系，按照要求编制了风险应急预案	符合

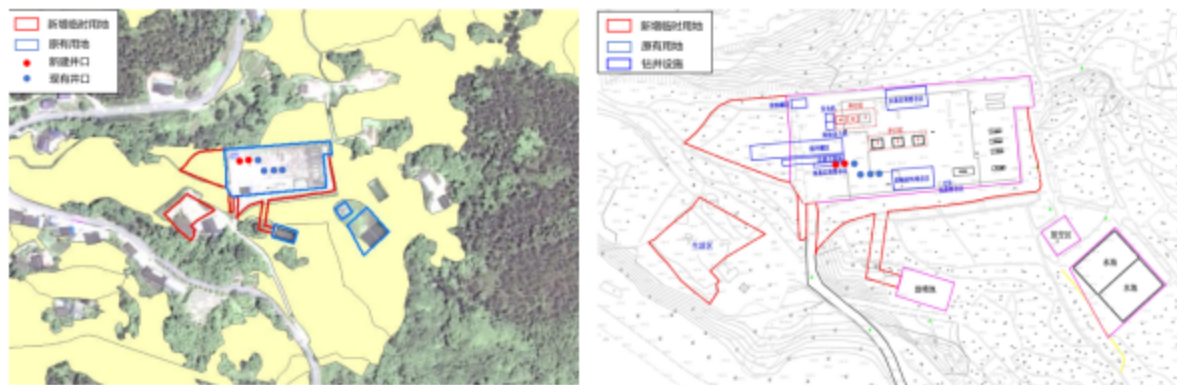
环境管控单元编码		环境管控单元名称		环境管控单元类型	
ZH50011920008		南川区重点管控单元-大溪河鱼泉河		重点保护单元	
管控要求层级	管控类型	管控要求		建设项目相关情况	符合性分析结论
	资源开发效率要求	1.页岩气直接取用地表水时，应办理取水许可证		按要求办理相关取水许可	符合

1.8.7 井场选址环境合理性

页岩气开发具有井下决定地面的特点，且选址受地面构筑物以及周边环境限制，可选用的地面位置有限。本项目依托已建平台进行滚动开发，可有效利用已有井场及道路，平台占地范围内涉及的主要敏感区为永久基本农田，主要为新增临时用地占用。原有用地已办理用地手续（附件 14），本次仅对新增用地部分的合理性进行分析。

根据下图可知，本次新建井口位于平台偏西侧，受井位限制，需向平台西侧扩建，方能满足钻机布置、泥浆循环系统及安全作业空间需求。平台周边平台区域大量分布基本农田，平台扩建工程不可避免地占用部分永久基本农田。

本次新增用地均为临时占地，施工结束或临时用地手续到期后可及时恢复耕种，对农业生产影响可控，综合周边土地制约条件及基本农田复垦恢复可行性综合分析，新增用地选址是合理的。



平台用地周边永久基本农田分布示意图

施工期钻井工程平面布置示意图

图 1.8-1 平台用地周边敏感区及平台钻井工程布置示意图

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、生态保护红线、饮用水源保护区、天然林、公益林等生态敏感区，评价范围涉及永久基本农田，不涉及天然林、公益林等。

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

序号	保护目标	环境敏感特性	环境环保要求
1	永久基本农田	占地范围内永久基本农田面积 0.1851hm ² ，生态评价范围内基本农田内分布 2.8873hm ²	占地范围内永久基本农田应按照国家相关要求办理用地手续，开发过程中应避免对周边永久基本农田的占用和破坏

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，回用涪陵工区其他平台压裂工序，若无可回用的平台，废水采用管输至四川兴澳涪陵气田平桥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，废水采用管输至四川兴澳涪陵气田平桥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

序号	名称	水域功能类别	适用功能类别	位置关系	环境环保要求
1	乌杨溪	III	农业用水	平台东南侧约 2.24km	废水不得泄漏至该地表水体
2	鱼泉河	III	农业用水	采出水排放受体	

1.9.3 地下水环境保护目标

根据现场调查、现有工程及周边开发平台资料收集，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。调查范围内的中溪村 4 社主要由市政自来水供给，少量分散居民用水由出露井泉供给。

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	环境保护要求
		经度/°	纬度/°	高程/m			
Q2	水井	****	****	730	井场北侧 190m, 海拔+730m, 相对井场高差+50m	出露地层为嘉陵江组的岩溶裂隙水, 主要受大气降雨补给, 平台地下水流向侧方向, 供给约 1 户	满足《地下水质量标准》(GB/T14848-2017) 中 III 类水质标准
Q6	水井	****	****	697	井场南侧约 650m, 海拔+697m, 与井场高差+17m	出露地层为嘉陵江组的岩溶裂隙水, 主要受大气降雨补给, 平台地下水流向下游, 供给约 1 户	
Q8	水井	****	****	559	井场东南侧约 1418m, 海拔+559m, 与井场高差-121	出露地层为嘉陵江组的岩溶裂隙水, 主要受大气降雨补给, 平台地下水流向下游, 供给约 2 户	
Q11	泉点 (岩溶大泉)	****	****	534	井场南侧约 1600m, 海拔+534m, 与井场高差-143	出露地层为嘉陵江组的岩溶裂隙水, 主要受大气降雨补给, 平台地下水流向下游, 流量 4.5L/s, 无饮用水功能	
嘉陵江组		含水层			平台出露地层		具有供水意义的含水层

1.9.4 大气环境保护目标

本次重点调查井场周边 500m 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	方位	距最近井口距离/m	相对站场位置
	X	Y						
1#居民点	****	****	居民	约 1 户 4 人	二类	SW	75	32
2#居民点	****	****	居民	约 5 户 20 人	二类	W	160	111
3#居民点	****	****	居民	约 2 户 8 人	二类	N	106	83
4#居民点	****	****	居民	约 1 户 4 人	二类	E	179	97
5#居民点	****	****	居民	约 6 户 24 人	二类	W	234	213
6#居民点	****	****	居民	约 30 户 120 人	二类	N	235	225
7#居民点	****	****	居民	约 5 户 20 人	二类	S	335	297

1.9.5 声环境保护目标

本次重点调查站场 200m、放喷池 320m 范围的声环境保护目标,见表 1.9-6。

表 1.9-5 站场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	与放空火炬最近距离/m	执行标准/功能区类别	声环境保护目标情况说明
	X	Y	Z						
1#居民点	****	****	****	SW	32	70	137	2 类功能区,《声环境质量标准》(GB3096-2008)	约 1 户 4 人
2#居民点	****	****	****	W	111	110	188		约 5 户 20 人
3#居民点	****	****	****	N	83	182	218		约 2 户 8 人
4#居民点	****	****	****	E	97	146	79		约 1 户 4 人
5#居民点	****	****	****	W	218	230	303		约 6 户 24 人
7#居民点	****	****	****	S	312	264	301		约 5 户 20 人

注: 5#居民点、7#居民点为放喷池 320m 范围内居民。

1.9.6 土壤环境环保目标

本项目站场 200m 范围内的保护目标包括周边耕地、居民等,见表 1.9-6。

表 1.9-6 站场周边土壤环境保护目标一览表

序号	名称	位置 (m)			环境敏感特性	环境环保要求
		方位	与厂界最近距离	高差		
1	1#居民点	SW	32	10	分散居民	满足《土壤环境质量建设用土壤污染风险管控标准(试行)》
2	2#居民点	W	111	35	分散居民	

3	3#居民点	N	83	44	分散居民	(GB36600-2018)中的 第一类用地的筛选值
4	4#居民点	E	97	12	分散居民	
5	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) 油气田范围

2020 年, 中国石油化工股份有限公司就平桥气田申报了页岩气采矿权, 采矿权名称为“重庆市四川盆地东南缘涪陵气田平桥区块页岩气开采”, 许可证号为 C1000002020011318000071, 采矿权人为中国石油化工股份有限公司, 采矿权面积 249.057km², 生产规模 10.51 亿立方米/年。

本项目位于采矿权“重庆市四川盆地东南缘涪陵气田平桥区块页岩气开采”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, 划定以焦页 188 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 3.32km², 结合地面投影分布情况, 区块范围内仅分布有焦页 188 平台, 属于滚动开发区块。

区块范围及水平段走向示意图 2.1-1。图 2.1-1 焦页 188 区块范围及水平走向示意图

2.1.2 地质构造

2.1.3 油气资源类型

按气藏流体性质划分属干气藏。结合气藏埋深、驱动类型、压力系数等因素综合考虑, 确定该气藏为中深层、弹性气驱、高压、干气、页岩气藏。

2.1.4 油气藏流体性质

根据焦页 182-2HF 井的天然气质分析报告, 页岩气主要成分为甲烷, 不含硫化氢, 气质组分见表 2.1-1, 气质分析报告见附件 14。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 (%)

2.1.5 开发概况

2.1.5.1 区域开发概况

(1) 集输系统

平桥北区已建成 14 座集气站，完井 65 口，DN350 集气干线，总集气能力为 $10 \times 10^8 \text{m}^3/\text{a}$ 。区域产气经 4#脱水站脱水后，接入南川输气站，依托南川-涪陵管道外输，该管线输气能力为 40 亿方/年。

(2) 脱水系统

气田已建成 4#脱水站，采用三甘醇脱水工艺，处理规模为 $10 \times 10^8 \text{m}^3/\text{a}$ ，产气进 4#脱水站处理。4#脱水站为平桥北区内部集输工程的终点，外输联络线的起点。平桥北区页岩气经其脱水净化处理后外输，总处理规模为 $10.0 \times 10^8 \text{m}^3/\text{a}$ 。

(3) 供水系统

气田内采取分散取水的供水模式，供水能力为 $4000 \text{m}^3/\text{d}$ 。

(4) 供电系统

气田内供电电源引自宏墙变电站，已建 10kV 开闭所 1 座（与 4#脱水站合建），气田内部已建成 2 回 10kV 供电线路。

(5) 自控、通信系统

气田内控制系统采用 SCADA 系统、通信采用 24 芯通信光缆，信号接入采气管理四区基地。

(6) 基地

气田内部建设有采气管理四区基地，负责目前气田的生产管理和生活，抢维修依托一期工程应急救援中心。

(7) 平桥水处理站

涪陵气田平桥水处理站位于重庆市南川区水江镇双河村 190 号平台，服务于平桥气田，依托平桥区域内已建成的采出水收集管网（污水管网与集输管线、集输支线同沟敷设），总长约 33.1km。污水处理工艺为“预处理+四效蒸发”工艺，处理规模 $600 \text{m}^3/\text{d}$ ，处理达标排放的尾水采用压力管输送至鱼泉河排放。南川区生态环境局以“渝（南川）环准（2019）28 号”对《四川兴澳涪陵气田平桥水处理站环境影响报告表》予以批准。

目前，涪陵气田平桥水处理站已验收并投入运行，实际处理污水量约 300m³/d。本项目属于涪陵气田平桥水处理站服务范围，可依托该处理系统进行处置。

2.1.5.2 区块滚动开发概况

根据勘探开发及生产管理等因素，建设单位将区域划分为多个独立评价的小区块进行管理。根据区块地面投影范围核查结果，该区块投影范围内仅布设 1 座开发平台，即焦页 188 号平台（区块范围示意图 2.1-1）。

本次扩建工程依托主体为焦页 188 号平台，与区块范围内平台完全重合，本次扩建工程整体纳入焦页 188 区块滚动开发体系。鉴于区块开布局单一、建设主体高度对应，本节不再对区块滚动开发建设概况、回顾性评价内容进行重复性论述，区块滚动开发总体概况、开发历程、现状回顾等内容统一详见本报告 2.2 及 2.3 章节。

2.2 现有工程概况

2.2.1 现有工程主要内容

焦页 188 号平台于 2016 年开始施工，井场已部署 3 口页岩气井及 1 口含硫气井，3 口页岩气井处于采气阶段，1 口含硫气井目前为关井状态，待封井。平台东侧、南侧各布置有 1 座放喷池。焦页 188 号平台现有工程组成一览表见表 2.2-1。

表 2.2-1 焦页 188 号平台现有工程组成一览表

类别	工程名称	项目组成内容	备注
主体工程	钻前工程	井场长约 120m，宽约 60m	已竣工验收
	钻井工程	共 4 口	已竣工验收
	储层改造工程	钻井至目的层后，进行压裂作业，并测试天然气产能	已竣工验收
	油气集输工程	采气树 井口安装 4 套采气树 站场工程 页岩气井：3 台分离器、1 台压缩机； 含硫气井：1 台加热炉、1 台酸气分离器、 1 台气田水脱硫橇、1 台放空分液罐	已竣工验收
环保工程	废水池	1 座，容积约 1000m ³	已竣工验收
	放喷池	2 座，总容积约 600m ³	已竣工验收
	排水沟	明沟排水	已竣工验收
	放空火炬	高 25m，DN150，高空电点火（自动）+ 外传火方放空（手动，备用）	已竣工验收

集气站与平台合建。地面采气设备区位于井场内北侧和东侧，北侧主要为含硫气井配套地面集输设备；东侧主要为 3 口页岩气地面集输设备。设备平面布置如图 2.2-1 所示。

图 2.2-1 集气站平面布置示意图

焦页 188 号集气站目前已建井 4 口，其中 1 口含硫井（平桥 101 井，已关井，待封井）单独一套装置处理后去焦页 193 号集气站。其余 3 口气井均在本站处理，站内已建的 3 口不含硫气井经气液分离、计量、增压后外输。站内 3 口不含硫气井日产气量约为 6.63 万 m^3/d ，日产水量约为 $1\text{m}^3/\text{d}$ 。

图 2.2-2 平台现有工程工艺流程图

2.2.2 现有工程产排污排放情况

根据现有工程验收报告，施工期间，各平台废水、固废均已妥善处置，本次重点调查运营期间的产排污排放情况。

2.2.2.1 废水

根据调查，平台日产水量约为 $1\text{m}^3/\text{d}$ ，采出水回用区域平台压裂，无平台回用时依托四川兴澳涪陵气田平桥采出水处理站处理满足《污水综合排放标准》(GB8978-1996)一级标准后排放至鱼泉河。

2.2.2.2 废气

目前，站场水套加热炉（服务于平桥 101 井）已停用。正常工况下，无废气排放。

2.2.2.3 噪声

现有工程站场内主要噪声源包括分离器和压缩机。噪声影响较大的设备为压缩机。站场采用的压缩机驱动方式为电驱，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。根据竣工验收报告，验收检测时，站场内设备正常运行，厂界噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)中的 2 类标准。

表 2.2-2 厂界排放噪声监测结果一览表

平台号	监测点位	检测值		标准值	
		昼间	夜间	昼间	夜间

焦页 188 号 平台	东侧厂界	53~55	45~46	60	50
	南侧厂界	54~56	46~47	60	50

2.2.2.4 固体废物

运营期现有工程固体废物为废润滑油，产生量约 0.01t/a。废润滑油依托焦页 173 号平台的危险废物贮存点暂存后，现阶段交由重庆途维环保科技有限公司进行处置。该贮存点已按《危险废物贮存污染控制标准》（GB 18597-2023）中相关要求进行了设计、运行和管理，地面进行了重点防渗，且已采取了防风、防晒、防雨、防漏、防渗、防腐以及其他环境污染防治措施，按《环境保护图形标志-固体废物贮存（处置）场》（GB15562.2-1995）及修改单的规定设置警示标志，本项目可依托该贮存点贮存废油。

图 2.2-3 焦页 173 平台危险废物暂存点

2.2.3 环境管理情况

2.2.3.1 排污许可执行情况

建设单位已按要求填报了排污登记表，登记回执号为：91500102304951438R009X。

2.2.3.2 环评及“三同时”执行情况

本项目涉及的平台共编制环评 5 个，已验收环评 5 个，各环评项目“三同时”执行情况见表 2.2-7。验收意见见附件 6。

表 2.2-3 现有工程环评及验收情况

项目名称	环评内容	环评批复及时间	验收内容	验收意见及时间
焦页 188#平台钻井工程建设项目环境影响报告书	2 口井, 188-1HF、188-2HF	渝(南川)环准(2016)28 号, 2016 年 4 月 25 日	2 口井, 188-1HF、188-2HF	渝(南川)环验(2019)24 号, 2019 年 9 月 10 日
焦页 188-3HF 井钻井工程环境影响报告书	1 口井, 188-3HF	渝(南川)环准(2017)3 号, 2017 年 3 月 31 日	1 口井, 188-3HF	
涪陵页岩气田平桥北区产能建设地面工程环境影响报告书	集气站、管线	渝(南川)环准(2017)11 号	集气站、管线	江环审(2021)35 号, 2021 年 2 月 4 日
平桥 101 井勘探工程环境影响报告表	平桥 101 井钻井工程(含硫气井)	渝(南川)环准(2021)29 号, 2021 年 3 月 15 日	平桥 101 井钻井工程	涪页工单(2022)41 号, 2022 年 8 月 2 日
平桥 101 井产建项目环境影响报告表	平桥 101 井压裂试气工程(含硫气井)	渝(南川)环准(2022)1 号, 2022 年 1 月 18 日	平桥 101 井压裂试气工程	产建工单(2025)41 号, 2025 年 5 月 12 日
平桥 101 井试采地面工程环境影响报告书	平桥 101 井采气工程(含硫气井)	渝(南川)环准(2022)24 号, 2022 年 5 月 9 日	平桥 101 井采气工程	产建工单(2025)39 号, 2025 年 5 月 12 日

2.2.3.3 环境风险及应急预案

建设单位已编制了《中石化重庆涪陵页岩气勘探开发有限公司突发环境事件应急预案》和《中石化重庆涪陵页岩气勘探开发有限公司风险评估报告》。应急预案备案回执号为 500102-2024-137-MT；环境风险评估备案号为 5001021202411003。

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

2.2.4 环保投诉情况及分析

根据竣工验收调查报告及调查，区块内涉及的焦页 188 号平台施工及运营期间未发生污染投诉。

2.2.5 主要生态环境问题

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

2.2.6 拟采取的“以新带老”措施和整改方案

本项目依托工程部署的井场、水池、放喷池、进场道路等，开发活动结束后，退役期应按照土地复垦要求对井场及配套设施等占地进行土地复垦和迹地恢复，若后续需利用站场继续进行产能开发，可保留井场、井场道路、放喷池、水池等设施便于后续继续利用，生态恢复纳入后续工程进行竣工环境保护验收。

2.3 建设项目工程分析

2.3.1 建设项目概况

2.3.1.1 地理位置与交通

焦页 188 号平台位于重庆市南川区中桥乡，区域对外连接道路有包茂高速、G65、G69 等，区内有乡村道路形成的农村交通路网，可满足本项目施工设备及施工材料运输需要，交通较方便，地理位置见附图 1。

2.3.1.2 建设项目基本概况

项目名称：焦页 188 号扩评价井组；

建设单位：中石化重庆涪陵页岩气勘探开发有限公司；

建设性质：扩建；

建设地点：重庆市南川区中桥乡；

开发方式：自喷开采；

产能规模：0.23 亿方/年；

建设内容：扩建焦页 188 号平台 1 座，部署钻井 2 口，完善集输工艺流程、通讯、水电、道路等配套设施。

建设周期：约 6 个月；

项目总投资：9000 万元。

2.3.2 建设项目组成

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

表 2.3-1 项目主体工程组成一览表

类别	工程名称		项目组成内容		备注	
主体工程	钻井工程	钻井作业	2 口井钻井工程：总进尺 10400m，水平段进尺 4040m，采用“三开”钻井模式，一开采用 $\Phi 374.7\text{mm}$ 钻头清水钻进；二开用 $\Phi 269.9\text{mm}$ 钻头，清水钻至造斜点后转水基钻井液；三开用 $\Phi 190.5\text{mm}$ 钻头、油基钻井液钻进。		新建，施工结束后仅保留井口采气树及配套设施，其余施工设备随井队搬迁	
		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	井队配备 1 套，现场按需调配钻井液		
			钻井液循环系统	井队内配备 6 个循环罐， $60\text{m}^3/\text{个}$ ，含除砂器、除泥器、振动筛、离心机等装置		
			钻井测定装置	配备 1 套，对钻压、扭矩、转速、泵压、泵冲、悬重、泥浆体积等参数，司钻台、监督房内显示		
			钻井监控装置	配备 1 套，含司钻控制台、节流控制室、远程控制台，均可独立开启井控装置		
		放喷点火装置	放喷池设置 3 套点火装置			
	储层改造工程	钻井工程结束后，对完钻井进行正压射孔、水力压裂、测试放喷				

类别	工程名称	项目组成内容	备注
油气集输工程	采气树	生产井 2 口井，每个井口安装采气树	新建
	集气站	完钻后在井场内扩建集气站，新建 2 座除砂器橇、5 座两相流量计、1 座 5 井式泡排橇、1 座排砂池	新建
公用工程	生活区	设置 1 处，水泥墩基座，活动板房，现场吊装	新建，施工结束后拆除
	供水工程	施工期生活用水从附近村镇拉水进行补给，压裂供水优先采用气田采出水，不足部分采用分散取水的供水模式	新建
	排水工程	施工期间压裂返排液、洗井废水、收集的雨水回用，不外排； 运营期采出水、井下作业废水优先回用区域平台压裂工序，无平台回用时，依托至四川兴澳涪陵气田平桥采出水处理站处理	依托
	供电工程	供电电源就近引自己建低压电源	依托
环保工程	环保厕所	井场和生活区各设置环保厕所 1 处	施工结束后拆除
	排水沟	依托井场现有的排水沟	依托
	清污水池	依托现有 1 座清污水池，半埋式钢混结构，分两格，其中 1 格作为污水池（兼做放喷池），另一格作为清水池；水池总容积 1000m ³	依托
	生活垃圾	井场和生活区各设置 1 处集中收集点，定期由环卫部门统一清运处置	新建，施工结束后拆除
	水基岩屑	水基岩屑收集后，交由有相关手续的单位进行资源化利用	
	油基岩屑	采用吨桶收集油基岩屑后暂存在危险废物暂存区，交由有危险废物处置资质的单位进行处置	依托
	废润滑油	废润滑油依托焦页 173 号平台危废贮存点暂存后，定期交由有危险废物处置资质的单位进行处置	
	放空火炬	放空废气依托现有放空火炬排放。火炬高 25m，DN150，点火形式：高空电点火（自动）+外传火方放空（手动，备用）	依托
污水罐	运营期间，依托现有污水罐	依托	

类别	工程名称	项目组成内容	备注
储运工程	柴油罐	井队设 2 个柴油罐，每个 10m ³ ，临时存储钻井用柴油	施工结束后随施工队伍搬迁
	钻井、固井材料储存区	井队设置 1 处材料堆存区，用于暂存钻井、固井用的化学药品，药品桶装或袋装，地面硬化，彩钢板顶棚	
	盐酸储罐	仅压裂阶段使用；每个井场设置 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	
	配液罐	压裂阶段使用；压裂阶段每个井场设置 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	四川兴澳涪陵气田平桥采出水处理站	采用管线输送至四川兴澳涪陵气田平桥采出水处理站处理	依托
	4#脱水站	平桥区域产气进 4#脱水站处理，脱水站采用三甘醇脱水工艺，处理规模为 10×10 ⁸ m ³ /a	依托

2.3.2.1 钻井工程

钻井工程包括钻井设备安装、钻井作业、固井作业、目的层取芯作业，以及完钻后钻井设备离场拆除等。根据部署开发方案，共实施 2 口水平井，总进尺 10400m，水平段进尺 4040m。

(1) 井身结构

根据部署开发方案，本项目采用“三开”的钻井工艺，一开段及二开直井段采用清水钻井，二开斜井段采用水基钻井液钻井，三开段采用油基钻井液钻井。

表 2.3-2 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 2.3-3。

表 2.3-3 井身结构与套管程序设计数据

①表层导管

一开用 $\Phi 374.7\text{mm}$ 钻头，采用清水钻井方式钻进，采用水泥固井，水泥返至地面。

②技术套管

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

③生产套管

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

(2) 主要工艺设备

本项目采用单钻机布局，钻机采用 ZJ50 钻机，钻机配备情况详见表 2.3-4。

表 2.3-4 本项目钻机配置情况表

(3) 钻井液方案

页岩气井一开、二开直井段采用清水钻井液，二开斜井段采用水基钻井液，三开井段采用油基钻井液钻井。

表 2.3-5 “三开”分段钻井液体系设计

(4) 井控方案设计

油气井控制按《石油天然气安全规程》（AQ2012-2007）、《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 14MPa。

二开压力等级：闸板防喷器 70MPa，环形防喷器为 35MPa。

三开压力等级：闸板防喷器 70MPa，环形防喷器为 35MPa。

井控管汇压力等级按三开闸板防喷器压力等级选择。

(5) 固井方案

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

2.3.2.2 储层改造工程

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

(1) 完井工程

① 完井方式

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

② 射孔压裂工艺

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

③ 测试放喷

每口页岩气井完成全部水平段压裂后，采用钻具进行钻塞，形成页岩气开采通道；开始阶段返排液返排的速度应小于 200L/min（12m³/h），井口压力原则上不低于 12MPa。当产液量小于 10m³/h 或者产气量高于临界携液流量时，进入测试求产阶段。测试过程中产生的可燃气体引至放喷池点燃。

(2) 压裂主要工艺设备

本次采用电驱压裂车机组进行压裂，设备如表 2.3-6 所示。

表 2.3-6 压裂施工车辆及工具准备

(3) 压裂井场布置

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

图 2.3-1 压裂井场布置参考示意图

2.3.2.3 油气集输工程

本次在焦页 188 号集气站内新增 2 台除砂器撬、5 台两相流量计、1 具 5 井式泡排计量泵撬，新建井口至设备的站内管线共计 520m。主要工程量见下表。

表 2.3-7 焦页 188 号集气站现有工程及本次扩建主要工程量

本次改扩建后，新增的 2 口气井经过本次新建的除砂器除砂后，利旧原有的 1 台 DN800 气液分离器进行计量分离，后期压力降低时，依托原有的 1 台压缩机增压后外输。

DN800 分离器设计气量为： $30 \times 10^4 \text{ Nm}^3/\text{d}$ （标准工况），设计液量为 $100 \text{ m}^3/\text{d}$ 。本次新建 2 口气井的平均新增气量约为 $6.4 \times 10^4 \text{ Nm}^3/\text{d}$ ，水量为 $10 \text{ m}^3/\text{d}$ ，因此利旧原有的 DN800 分离器可满足本次新建 2 口井的处理需求

图 2.3-2 集气站工艺流程示意图

2.3.2.4 公用工程

（1）供水工程

施工期生活用水从附近村镇拉水进行补给。本项目压裂用水优先使用压裂返排液或采出水，不足部分单独取水，取水前应办理取水许可证。

运营期站场无人值守。

（2）排水工程

施工期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清水池回用配制压裂液，压裂返排液、洗井废水经絮凝沉淀、杀菌，满足压裂回用水质标准要求后，经絮凝沉淀、杀菌，满足压裂回用水质标准要求后，回用平台压裂工序。最后一口井压裂返排液采用罐车或管线输送至工区其他平台回用压裂；采出水优先回用区域平台压裂工序，无平台回用时，管输至四川兴澳涪陵气田平桥采出水处理站处理。

（3）供电工程

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

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。

2.3.2.5 环保工程

(1) 施工期

① 废水

施工期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放喷池回用配制压裂液，压裂返排液、洗井废水经絮凝沉淀、杀菌，满足压裂回用水质标准要求后，经絮凝沉淀、杀菌，满足压裂回用水质标准要求后，回用平台压裂工序。最后一口井压裂返排液采用罐车拉运至工区其他平台回用压裂。

② 废气

测试放喷阶段将天然气引至放喷池点燃。

备用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，依托四川兴澳涪陵气田平桥采出水处理站处理达标排放。2027年7月1日前，四川兴澳涪

陵气田平桥采出水处理站执行《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火炬点燃排放。

③ 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。

2.3.2.6 依托工程

2.3.2.6.1 站场依托可行性

（1）焦页 188 井场

① 井场

井场采用碎石铺垫，局部采用混凝土硬化，站场内现有 4 口方井，本次新增 2 口井在井场中部排列分布。现有井场面积及硬化条件满足新增井施工需求，依托可行。

② 放喷池

井场南侧建 1 有座放喷池，容积约 300m³/座，采用半地理式结构，地表以下部分为钢混结构，地表以上部分为砖混结构，做防渗处理。放喷池用于施工期间测试放喷、储存压裂返排液和雨水。运营期间，用于应急放喷及应急池使用。

③ 废水池

井场外南侧已建 1 座废水池，容积约 1000m³。采用半地理式钢混结构，做防渗处理。钻井期间用于收集雨水及洗井废水，压裂期间用于暂存清水，测试放喷期间用于暂存压裂返排液。水池内部进行防渗处理，防渗等级符合要求，依托可行。

根据环境质量监测数据，站场土壤、地下水、声环境质量等良好，依托现有井场、放喷池、水池施工是可行

（2）集气站

本次改扩建后，新增 2 口气井经过平台新建的除砂器除砂后，利旧原有的 1 台 DN800 气液分离器进行计量分离，后期压力降低时，依托原有的 1 台压

缩机增压后外输。

DN800 分离器设计气量为： $30 \times 10^4 \text{ Nm}^3/\text{d}$ （标准工况），设计液量为 $100 \text{ m}^3/\text{d}$ 。本次新建 2 口气井的平均新增气量约为 $6.4 \times 10^4 \text{ Nm}^3/\text{d}$ ，水量为 $10 \text{ m}^3/\text{d}$ ，因此利旧原有的 DN800 分离器可满足本次新建 2 口井的处理需求。

本项目扩建 2 口井前期直接进行外输，不使用压缩机。后期套管压力降低，产量降低至 2 万方/天左右时，需依托压缩机增压后外输。结合生产数据以及页岩气井初期自喷、后期增压、错峰递减的开发规律，根据开发预测，后续采用增压开采时，站场总体产气能力约 7.8 万方/天，平台已建 1 台设计处理规模为 10 万方/天的压缩机，可满足处理需求，无需增加压缩机。

综上，本项目依托现有站场、采气设备等施工是可行的。

2.3.2.6.2 四川兴澳涪陵气田平桥水处理站

四川兴澳涪陵气田平桥水处理站于 2019 年 6 月取得环评批复（渝（南川）环准（2019）28 号），于 2020 年 9 月办理了排污许可证（证书编号：91500119MA60BXUM9M001V），并于 2020 年 10 月完成项目自主验收，环保手续齐全。根据环评及批复，四川兴澳涪陵气田平桥水处理站服务于涪陵页岩气田焦页 108#、181#、182#、183#、184#、185#、186#、187#、188#、189#、190#、191#、192#、193#等平台，本项目属于服务范围内。

四川兴澳涪陵气田平桥水处理站采用“预处理+四效蒸发结晶”处理工艺，根据验收监测报告，采出水经处理后水质均满足《污水综合排放标准》（GB8978-1996）一级标准。处理站设计处理规模 $600 \text{ m}^3/\text{d}$ ，实际现阶段平均处理量约 $300 \text{ m}^3/\text{d}$ ，尚有较大处理余量。本项目运营期采出水产生量约 $10 \text{ m}^3/\text{d}$ ，运营期采出水依托其处理可行。

2.3.2.6.3 脱水站

4#脱水站为平桥北区内部集输工程的终点，外输联络线的起点，总处理规模为 $10.0 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{a}$ 。目前，平桥区域内现阶段产气量约为 $3.65 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{a}$ ，本项目投产后仅新增 $0.23 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{a}$ ，总规模为 $3.88 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{a}$ ，小于脱水站处理规模，本项目可依托现有脱水站进行脱水。

2.3.3 主要技术经济指标

本项目主要技术经济指标见表 2.3-8。

表 2.3-8 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	0.23
2	生产井数	口	2
3	工程占地	hm ²	1.2067
4	人员编制	人	无人值守
5	总投资	万元	9000
6	环保投资	万元	230.6

2.3.4 储运工程及原辅材料消耗

(1) 钻井液材料消耗

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

正常工况下，本项目每口井钻井液配制量按照标准化进行配制，清水配制 300m³，水基钻井液配制 300m³，油基钻井液配制 300m³，单井及本项目配制量见表 2.3-9，单井及本项目钻井液材料用量见表 2.3-10。如果钻井期间出现漏失等情形，需按情况及时补充配制钻井液。

表 2.3-9 项目钻井液配制量一览表

表 2.3-10 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一开、二开、三开钻井。各开次钻井液用量与钻井液平均循环量、钻井天数、纯钻时效等参数有关。根据工区钻井液使用情况，每米进尺钻井液用量、循环量、损耗量见表 2.3-11。

表 2.3-11 单位进尺钻井液用量及消耗量

本项目钻井液用量及损耗量如表 2.3-12 所示。

表 2.3-12 钻井液用量及消耗量

钻井阶段	钻井液总用量 (m ³)	新鲜用水量 (m ³)	损耗量 (m ³)	循环量 (m ³)	剩余量 (m ³)	去向
清水	73700	382	148	73318	234	用于配制水基钻井液
水基	140700	197	278	140269	153	随钻井队用于后续钻井
油基	69300	/	273	68865	162	随钻井队用于后续钻井

清水钻井液段：清水钻井阶段钻井液总用量为 73700m³，钻井液使用过程中损耗量约 148m³。清水钻完钻后，剩余钻井液 234m³，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 234m³，使用清水 197m³，水基钻井阶段钻井液总用量为 140700m³，钻井液使用过程中损耗量约 278m³。水基钻完钻后，剩余钻井液 153m³，由井队回收用于后续钻井工程。若无平台回用，需要废弃时，应按照一般工业固废处置或资源化利用。

油基钻井液段：油基钻井阶段钻井液总用量为 69300m³，钻井液使用过程中损耗量约 273m³。油基钻完钻后，剩余油基钻井液 162m³，由井队回收用于后续钻井工程。

(3) 水力压裂材料消耗

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

根据建设单位设计资料，本项目水力压裂用量见表 2.2-13、压裂液配制材料用量见表 2.3-14。

表 2.3-13 本项目压裂液用量一览表

表 2.3-14 压裂液添加剂消耗量配方表

2.3.5 工程土石方与占地

(1) 工程土石方

本次仅新增井口及生活区用地，土石方量小，井场内平衡。

(2) 项目占地

本项目占地面积 1.2067hm^2 。其中，约 0.7821hm^2 为永久占地，已办理永久用地手续，主要为井场、放喷池、水池区域；约 0.4246hm^2 为临时占地，主要包括井场边坡、生活区占地，正在办理临时用地手续。

本项目占地情况见表 2.3-15，占地类型见表 2.3-16。

表 2.3-15 本项目占地情况一览表 单位： hm^2

工程名称	类型	土地利用类型		面积	小计	类型	
		一级类	二级类				
焦页 188 号平 台	井场及集气站	工矿仓储用地	采矿用地	0.5896	0.5963	永久占地	
		耕地	水田	0.0057			
		林地	竹林地	0.0007			
		交通运输用地	农村道路	0.0003			
	水池	工矿仓储用地	采矿用地	0.0457	0.0462		
		耕地	水田	0.0005			
	放喷池	工矿仓储用地	采矿用地	0.0337	0.0373		
		耕地	旱地	0.0035			
			水田	0.0001			
	放空区	工矿仓储用地	采矿用地	0.0200	0.0200		
	生活区	住宅用地	农村宅基地	0.1258	0.1310		临时用地
		林地	竹林地	0.0018			
			乔木林地	0.0034			
	平台边坡等其它占地	工矿仓储用地	采矿用地	0.065	0.0823		永久占地
		耕地	水田	0.0173			
林地		竹林地	0.0111	0.2936	临时用地		
工矿仓储用地		采矿用地	0.1001				
耕地		水田	0.1559				
		旱地	0.0021				
水域及水利设施用地		河流水面	0.0009				
住宅用地		农村宅基地	0.0001				
交通运输用地	农村道路	0.0234					
总计					1.2067	/	

表 2.3-16 本项目占地类型一览表 单位： hm^2

序号	土地利用类型		永久占地	临时占地	合计
	一级类	二级类			
1	耕地	旱地	0.0035	0.0021	0.0056

		水田	0.0236	0.1559	0.1795
2	交通运输用地	农村道路	0.0003	0.0234	0.0237
3	林地	乔木林地	0	0.0034	0.0034
		竹林地	0.0007	0.0129	0.0136
4	水域及水利设施用地	河流水面	0	0.0009	0.0009
5	住宅用地	农村宅基地	0	0.1259	0.1259
6	工矿仓储用地	采矿用地	0.754	0.1001	0.8541
合计			0.7821	0.4246	1.2067

2.3.6 施工组织

(1) 施工人员

钻井工程：施工人员约 50 人，生活、办公为自带的活动板房；

储层改造工程：施工人员约 50 人，生活、办公为自带的活动板房。

油气集输工程：施工队约 20 人，不设置施工营地。

(2) 施工时序

本项目施工期分为钻井工程、储层改造工程、油气集输工程施工等三个阶段。

①钻井工程：钻井作业采用“井工厂”模式，按照井号依次开展各井的一开段钻进，所有井一开段完钻后，再进行各井二开段钻进，所有井二开段完钻后，再进行各井三开段钻进。

②储层改造工程：平台内所有钻井工程完成后，钻井设备撤场，井场交给试气队伍进行储层改造，本项目新钻的 1 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。根据测试放喷求产情况，若测试效果好，则暂时关井，待油气集输工程建成后进行正式开采，若未获可开发工业气流，则进行闭井作业。

③油气集输工程：储层改造队伍及设备撤场后，在井场内建设集气站，本项目不含站外集输管线建设。

表 2.3-17 本项目施工时序表

施工类型	施工时间/天	备注
钻井工程	100 天	采用单钻机布局，每口井施工时间约 50 天
储层改造工程	60 天	每口井依次压裂，每口井施工时间约 30 天

施工类型	施工时间/天	备注
油气集输工程	20 天	/
总计	180 天	/

2.4 影响因素分析

2.4.1 施工期污染因素分析

2.4.1.1 钻井工程污染因素分析

(1) 钻井工艺

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

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

(2) 钻井产污环节分析

①清水钻井阶段

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

图 2.4-1 清水钻井阶段工艺流程及产污环节示意图

②水基钻井阶段

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

图 2.4-2 水基钻井阶段工艺流程及产污环节示意图

③油基钻井阶段

三开井段采用油基钻井液钻进，钻井岩屑在振动筛后集中收集，不落地。在该阶段主要的产污环节为泥浆泵、泥浆循环系统产生的噪声及油基岩屑。钻井过程中钻井液循环使用，平台所有井完钻后油基钻井液由井队回收，随井队用于后续钻井工程。油基岩屑经泥浆循环系统分离后集中收集后交由有危险废物处置资质的单位处置。废油由中石化重庆涪陵页岩气勘探开发有限公司或有资质的单位回收利用。

图 2.4-3 油基钻井工艺流程及产污环节示意图

2.4.1.2 储层改造工程污染因素分析

(1) 储层改造产排污分析

储层改造工程主要包括前期准备、压裂、钻塞、放喷排液及测试求产等工序。

1) 前期准备

①刮管：下 $\Phi 73\text{mm}$ 钻杆底带套管刮削器至井底，并分别在桥塞坐封处反复刮削不少于 3 次。

②通井：管柱组合（自上而下）为 $\Phi 73\text{mm}$ 钻杆+ $210\text{mm}\times\Phi 105\text{mmH}$ 型安全接头+ $\Phi 112\text{mm}\times 2\text{m}$ 通井规。

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

④拆防喷器组合：拆掉防喷器组合，关闭上部大阀门，并在上面盖上铁板并固定，防止落物入井或落物损坏大阀门。

⑤换压裂井口：清水对井筒、压裂井口试压 90MPa ，稳压 30min ，压降不超过 0.5MPa 为合格。

⑥安装固定地面流程：安装两级地面测试流程和放喷测试管线，固定牢固；上油管头三通连接好测试流程，流程试压合格。

⑦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 $10\text{m}^3/\text{h}$ 或者产气量高于临界携液流量时，进入测试求产阶段。为减小井下积液的影响，采用油嘴从大到小的方式测产。

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

图 2.4-4 储层改造工艺流程及产污环节示意图

2.4.1.3 油气集输工程污染因素分析

平台集气站已经建成，地面已完成硬化，本次仅新增集气设备、敷设站内管道等。施工过程中，主要产生施工噪声、扬尘、生活污水等。

2.4.2 运营期污染因素分析

集气站采用“井口节流—气液分离计量—增压（压力降低时）—外输”的工艺流程。井口产自喷出井后在井口节流后，除砂计量后进入分离器，分离出的页岩气过集输管线外输，分离器分出的污水在污水罐、废水池暂存，优先回用于区块页岩气平台压裂，无平台回用时，通过污水管线输送至四川兴澳涪陵气田平桥水处理站处理后排放至鱼泉河。后期地层压力不足时，分离出的页岩气需要依托原有的压缩机增压后再通过集输管线外输。

集气站出站管道设紧急切断阀和紧急放空阀。运营期工艺流程示意图见图 2.4-5。

图 2.4-5 运营期集气站工艺流程图

运营期采取密闭集输工艺，正常情况下无废气排放，事故工况时，井口页岩气由管线导入放喷池内进行放喷燃烧，产生燃烧废气。当井口压力过高（ 6MPa ）或过低（ 3MPa ）时报警并关断紧急切断阀。在项目的管线超压、检修的情况下，设备及管线的页岩气通过原有的放空火炬等离子点火放空，产生放空燃烧废气，每次持续时间在 $2\sim 5\text{min}$ ，发生频率为 $2\sim 3$ 次/年。

运营期集气站为无人值守模式，废水主要为采出水，采出水优先回用区域平台压裂工序，或依托四川兴澳涪陵气田平桥采出水处理站处理达标后外排。

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新增泡排撬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新增除砂器设备产生的废砂石。项目后期压力低时，依托原有压缩机，不新增废油产污节点。

2.4.3 退役期污染因素分析

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

2.4.4 生态环境影响因素

施工期工程新增占地造成的水土流失，施工噪声、人为活动等对野生动物的影响；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 1.2067hm^2 ，生态影响主要包括改变新增占地范围内土地利用类型、造成水土流失等。

2.5 污染源强核算

2.5.1 施工期

2.5.1.1 废水

(1) 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 2.2-12。本项目最后剩余 234m^3 清水钻井液，用于配制水基段钻井液，水基钻井液剩余约 203m^3 ，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 162m^3 ，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，排入放喷池暂存。

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：

$$q = \frac{1642(1+0.815\lg P)}{(T+10.333)^{0.710}}$$

式中：

q —暴雨强度, $L/s \cdot hm^2$;

P —重现值, 年, 取值 3 年;

t —降雨历时, min , 取值 15min。

计算得最大暴雨强度为 $229.833L/s \cdot hm^2$ 。

初期雨水采用雨量公式, 公式如下:

$$Q = \Psi f q$$

式中:

Ψ —径流系数, 取值 0.9;

f —汇水面积, hm^2 , 取值 $0.40hm^2$, 井场硬化区、放喷池、雨水沟等面积之和。

q —设计暴雨强度, $L/s \cdot hm^2$ 。

经计算可得, 站场初期雨水产生量约 $74.5m^3/次$ 。初期雨水排入废水池暂存, 回用于压裂工序配制压裂液。

(3) 洗井废水

项目采用清水洗井, 不添加表面活性剂等, 压入井内的清水会在排液测试阶段从井底返排出来, 单口井约 $180m^3$, 主要污染物指标为 pH 值、COD、悬浮物、石油类等, 不涉及 LAS。本项目共产生洗井废水 $360m^3$ 。

表 2.5-1 洗井废水污染物产生量 单位: t

废水量 m^3	项目	SS	石油类	COD
360	产生浓度 mg/l	4500	40	2500
	产生量 t	6.48	0.058	3.6

(4) 压裂返排液

本次收集了平台已完页岩气井 (188-1HF~188-3HF) 的压裂返排液产生情况及返排率, 返排率平均为 3.36%, 本次按照平均 3.36% 进行估算, 本项目压裂液使用总量约 10.908 万 m^3 , 则本项目压裂返排液产生量为 $3927m^3$ 。

表 2.5-2 压裂返率取值及压裂液产生量一览表

平台	压裂液用量 m^3	压裂返排液量 m^3	备注
焦页 188 号	109080	3927	返排率考虑 3.36%

压裂返排液经“混凝沉淀+杀菌”处理工艺处理后, 第一口井压裂返排液回用于第二口井, 第二口井压裂返排液回用矿区其他平台压裂工序, 若压裂返

排液无回用平台时,压裂返排液可利用四川兴澳涪陵气田平桥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 2.5-3 压裂返排液污染物源强及产生量

压裂返排液产生量 (m ³)	污染物	浓度 mg/L	产生量 t
3927	COD	2500	9.82
	石油类	100	0.39
	氯化物	14000	54.98

(5) 生活污水

施工期生活用水量按 120L/d 人,排污系数取 0.8 计算。根据各阶段施工人员数量及施工时间,生活污水产生量详见表 2.5-4,表 2.5-5。

表 2.5-4 施工期生活用水及废水产生量

施工阶段	施工人数	总施工天数	用水量 m ³	废水量 m ³
钻井储层	50	100	600	480
储层改造工程	50	60	360	288
油气集输工程	20	20	48	38.4
总计	/	180	1008	806.4

表 2.5-5 施工期生活污水产生浓度及产生量

总废水量 m ³	项目	COD	BOD ₅	SS	NH ₃ -N
806.4	产生浓度 mg/L	400	200	250	25
	产生量 t	0.323	0.161	0.202	0.020

(6) 施工废水

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,本项目预计施工用水量合计为 30m³,废水产生量约 6m³,则 SS 产生量约 0.018t,经沉淀后回用场地洒水。

(7) 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 2.5-6 本项目施工期水平衡一览表 单位: m³

工段	用水环节	总用水量	新鲜水用量	损耗量	循环量	废水量			废水去向
						产生量	本平台利 用量	其它平台或 工艺利用量	
钻井工程	清水	73700	382	148	73318	234	234	/	配制水基钻井液
	水基	140700	197	278	140269	153	/	153	随钻井队用于其他钻井工程
	生活用水	600	600	120	/	480	/	/	环保厕所收集后农用或交第三方环境治理公司外运处置
储层改造工程	洗井	360	360	/	/	360	360	/	配制压裂液
	生活用水	360	360	72	/	288	/	/	环保厕所收集后农用或交第三方环境治理公司外运处置
	水力压裂	109080	106786	105153	/	3927	1934	1993	优先配制压裂液回用本平台或区域其他压裂工序, 无平台回用时依托四川兴澳涪陵气田平桥采出水处理站处理达标后排放
油气集输工程	施工用水	48	48	9.6	/	38.4	/	/	沉淀后回用场地洒水
	生活用水	30	30	24	/	6	6	/	依托周边居民旱厕收集后农用
总用水量		324878	108763	105804.6	213587	5486.4	2534	2146	/

备注: 1993m³为最后一口井的压裂返排液产生量, 外运回用区域其他压裂工序, 无平台回用时依托四川兴澳涪陵气田平桥采出水处理站处理达标后排放

2.5.1.2 废气

(1) 扬尘

油气集输工程施工扬尘为材料运输、卸放、拌和等过程中产生，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柴油，其污染物排放满足《非道路移动机械用柴油机排气污染物排放限值及测量方法（中国第三、四阶段）》（GB20891-2014）及修改单表 2 规定的限值。

(3) 测试放喷废气

为了解气井产气量，完井后需进行测试排液放喷，测试放喷产生的废气量取决于测试时释放量，每个制度放喷时间小于 6h，总放喷时间小于 48h。测试放喷天然气在放喷池内，经燃烧器点火燃烧后排放。

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

(4) 前置酸配制产生盐酸雾

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

(5) 机具尾气

在站场建设过程中，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。

2.5.1.3 噪声

(1) 钻井工程

钻井噪声主要来源于钻井设备、泥浆泵、振动筛等连续性噪声，噪声源强在 85-100dB (A)，对环境的影响较大。

表 2.5-7 钻井工程主要噪声源强特性 单位：dB (A)

平台	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		
焦页 188 号	柴油动力机	13	37	1	机房隔声、消声、减振	90	1	备用	1
	发电机	14	42	1		95	1	备用	2
	钻井设备	41	27	1	\	90	1	昼夜	1
	泥浆泵	45	19	1	减振	85	1	昼夜	2
	振动筛	47	15	1	减振	80	1	昼夜	2
注：平台原点坐标：***，***，，高程 680m									

(2) 储层改造工程

压裂噪声主要来源于压裂机组等设备的机械噪声，噪声源强为 80dB (A)，昼间施工；测试放喷噪声源强为 100dB (A)。主要噪声源强及特性见下表。

表 2.5-8 储层改造工程主要噪声源强特性 单位：dB (A)

平台	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			
焦页 188 号	压裂设备	35~71	29~48	1	80	1	减振	昼夜	12
	放喷池	62	-45	1	100	1	/	昼夜	/
注：平台原点坐标：***，***，高程 680m									

(3) 油气集输工程

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

表 2.5-9 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	切割机	82~89	距离声源 5m
2	自卸汽车	75~81	距离声源 5m
3	蛙式打夯机	85~90	距离声源 5m

2.5.1.4 固体废物

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

(1) 钻井岩屑

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

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

式中：

r——不同阶段钻头尺寸半径，m；

d——不同阶段对应的钻头进尺，m；

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

根据本项目钻井阶段各开次进尺、钻头尺寸，本项目钻井岩屑产生量见表 2.5-10。

表 2.5-10 本项目钻井岩屑产生量一览表

开次	钻头尺寸 mm	总进尺 (m)	估算值 (m ³)	岩屑类别	处置去向
一开段	374.7	1000	276	清水	铺垫井场或修建井间道路
二开直井段	269.9	1100	157	清水	铺垫井场或修建井间道路
二开斜井段	269.9	3460	575	水基	用于制砖等资源化利用
三开段	190.5	4840	423	油基	危废处置单位转运处置

①清水岩屑

本项目清水岩屑产生量约 433m³（约 649.5t，密度按照 1.5t/m³考虑），主要作为区域内井场铺垫或修建井间道路使用。

②水基岩屑

本项目水基岩屑产生量约 575m³（约 862.5t，密度按照 1.5t/m³考虑），收集后用于制砖等资源化利用水基岩屑经不落地系统收集后，用于资源化利用。

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 423m³(约 846t)。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 0.2t。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 1.08t,本项目 2 口井预计废油产生量为 2.16t,由中石化重庆涪陵页岩气勘探开发有限公司或有资质的单位回收。

本项目产生的各类危险废物名称、类别等信息见表 2.5-11。

表 2.5-11 本项目危险废物属性一览表

序号	危险废物名称	产生量 t	产生工序及装置	危险废物类别	危险废物代码	形态	主要成分	有害成分	产废周期	危险特性	污染防治措施*
1	油基岩屑	846	钻井	072-001-08	HW08	液态	矿物油/	矿物油	施工期	毒性	危废处置单位处置
2	废油	2.16	钻机	900-201-08、 900-214-08、 900-249-08						毒性、易燃性	资源回收
3	沾染废油的废防渗材料	0.2	场地清理	900-249-08		固态				毒性	危废处置单位处置

注:油基岩屑容重按 2 考虑。

危险废物贮存场所（设施）基本情况见表 2.5-12。

表 2.5-12 危险废物贮存场所（设施）基本情况样表

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

（4）废包装材料

根据工区已钻井原材料使用情况，预计单井产生废包装材料 745 个，本项目 2 口井废包装材料产生总量为 1490 个，由厂家或有资质的单位回收。

（5）絮凝沉淀污泥

本项目压裂返排液在配液罐或软体罐暂存，及时转运回用于工区其他钻井平台压裂工序，回用前压裂返排液进行絮凝沉淀处理，参考工区压裂返排液絮凝沉淀污泥产生情况，本项目絮凝沉淀污泥产生量约 13t。根据《重庆市固体废物管理中心关于涪陵气田平桥采出水处理站预处理污泥危险特性鉴别报告的审核意见》（渝固函〔2021〕80 号），采出水絮凝沉淀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，参照涪陵气田平桥采出水处理站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 0.5kg/（人·d）计算，根据施工人数及施工天数，预计本项目生活垃圾产生量为 4.2t。本项目生活垃圾产生情况见表 2.5-13。

表 2.5-13 生活垃圾产生情况一览表

年度	钻井工程	储层改造工程	油气集输工程	小计
合计	2.5	1.5	0.2	4.2

表 2.5-14 一般工业固体废物分类与代码

序号	名称	废物种类	代码
1	清水岩屑	SW12 钻井岩屑	900-099-S12
2	水基岩屑		072-001-S12
3	废包装材料	SW59 其他工业固体废物	900-099-S59
4	絮凝沉淀物	SW07 污泥	900-099-S07

(8) 固废产生情况汇总

本项目施工期固体废物产生情况见表 2.5-15。

表 2.5-15 施工期固体废物汇总

类别	产生量	处理措施	排放量
清水岩屑	649.5t	铺垫井场或修建井间道路	0
水基岩屑	862.5t	水基岩屑经不落地系统收集后，用于资源化利用	0
油基岩屑	846t	油基岩屑交由有危险废物处置资质的单位转运处置	0
絮凝沉淀污泥	13t	外运至一般工业固废处置场处置或资源化利用	0
沾染废油的废防渗材料	0.2t	集中收集后，交由有危险废物处置资质的单位转运处置	0
废油	2.16t	由中石化重庆涪陵页岩气勘探开发有限公司或有资质的单位回收利用	0
废包装材料	1490 个	由厂家或有资质的单位回收	0
生活垃圾	4.2t	定点收集后，由环卫部门集中处置	0

2.5.2 运营期

2.5.2.1 废水

(1) 井下作业废水

井下作业过程中会产生少量井下作业废水，参考《未纳入排污许可管理行业适用的排污系数、物料衡算方法（试行）》中（与石油和天然气开采有关的服务活动产排污系数表）排污系数，低渗透油田洗井工业废水产生量为 27.13m³/井次，预计每 2 年进行 1 次井下作业（洗井），按本项目投产 2 口井计算，井下作业废水产生量预计约 27.13m³/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 2.5-16。

表 2.5-16 井下作业废水产排污情况

产品名称	原料	污染物指标	规模	单位	产污系数	产污量	排污量
------	----	-------	----	----	------	-----	-----

	名称						
井下作业	洗井 废水	工业废水量	1 井次	吨/井次-产品	27.13	27.13m ³ /a	0
		化学需氧量	1 井次	克/井次-产品	34679.3	0.035t/a	0
		石油类	1 井次	克/井次-产品	6122.1	0.006t/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，类比涪陵工区页岩气采出水产生量，本次单井采出水预计产生量为 5m³/d。本项目运营期共 2 口井，废水产生量为 10m³/d (3650m³/a)。

本项目运营期废水排放量及浓度见表 2.5-17、表 2.5-18。

表 2.5-17 采出水排放一览表 (2027 年 7 月 1 日前)

类型	产生量 (m ³ /a)	污染物	产生浓 度 mg/L	产生量 t/a	排放浓 度 mg/L	排放量 t/a	削减量 t/a
采出水	3650	COD	2500	9.13	100	0.37	8.76
		氨氮	85	0.31	15	0.05	0.26
		Cl-	14000	51.10	1000	3.65	47.45

表 2.5-18 采出水排放一览表 (2027 年 7 月 1 日起)

类型	产生量 (m ³ /a)	污染物	产生浓 度 mg/L	产生量 t/a	排放浓 度 mg/L	排放量 t/a	削减量 t/a
采出水	3650	COD	2500	31.938	50	0.18	8.95
		氨氮	85	1.086	5	0.02	0.29
		Cl-	14000	178.850	1000	3.65	47.45

(3) 生活污水

本项目集气站无人值守，无生活污水产生。

2.5.2.2 废气

正常工况下本项目无废气排放。

非正常工况下产生的废气为放空废气，非正常工况放空废气通过放空火炬点燃（采用等离子点火装置）排放。废气排放见表 2.5-19 和表 2.5-20。

表 2.5-19 项目运营期非正常工况下废气排放一览表

废气类型	排放频次	排放量	污染物	备注
放空废气	2~3 次/年， 每次持续时间 2~5min	少量	NO _x 、颗 粒物、SO ₂	各设备设有旁通管，单 次放空废气较少

表 2.5-20 非正常工况下排放方式一览表

废气标号	排放方式	排气筒		排烟温度 (℃)
		高度 (m)	内径 (m)	
放空废气	有组织排放	25.0	0.10	150

2.5.2.3 噪声

运营期噪声主要来自集气站设备运行噪声。本次扩建后，集气站新增噪声源为泡排计量泵撬等。事故状况下，安全放空阀、放空火炬的放空噪声可达 105dB (A) 左右，持续时间在 2~5min。各类设备噪声源强见下表。

表 2.5-21 集气站主要噪声源强特性 单位：dB (A)

平台	序号	声源名称	空间相对位置 m			声源源强		声源控制措施	运行时段	降噪后源强 dB (A)
			X	Y	Z	声压级 dB (A)	距声源距离 m			
焦页 188 号	1	泡排计量泵撬	19	5	1	70	1	降噪房、减振	昼夜	60
	2	放空火炬	116	-21	25	105	1	/	昼间	105

注：平台原点坐标：***，***，，高程 680m。

2.5.2.4 固体废物

集气站无人值守，无生活垃圾产生。运营期新增固体废物主要为废砂石。

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。

表 2.5-22 一般工业固体废物分类与代码

序号	名称	废物种类	代码	产生量 (t/a)
1	废砂石	SW59 其他工业固体废物	900-099-S59	0.006

2.5.3 退役期

2.5.3.1 废水

服役期满后，按照《废弃井封井回填技术指南（试行）》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。

拆除井场施工期 20d，施工人员 10 人，施工人员生活用水定额取 50L/人·d，生活用水量为 10m³/井，生活污水产生量取生活用水量的 80%，则污水产生量

为 8m^3 /井，则退役期产生的生活污水总量约为 16m^3 ，依托当地旱厕收集后农
用。

2.5.3.2 固体废物

拆除井场施工期 20d，施工人员 10 人，生活垃圾按 $0.5\text{kg}/(\text{人}\cdot\text{d})$ 计算，
本项目生活垃圾产生量为 0.1t 。生活垃圾定点收集后，由环卫部门统一清运处
置。拆除的管线、设备由厂家回收利用。产生的建筑垃圾交由建渣场处置。拆
除过程可能产生少量的沾染废油的废防渗膜、废油等，属于危险废物，不在场
地内暂存，直接交由危险废物处置单位处置。

表 2.5-23 一般工业固体废物分类与代码

序号	名称	废物种类	代码	产生量
1	建筑垃圾	SW73 拆除垃圾	502-099-S73	少量
2	报废设备、管线	SW17 可再生类废物	900-099-S17	少量

表 2.5-24 退役期危险废物汇总一览表

序号	危险废物名称	产生量 t	产生工序及装置	危险废物类别	危险废物代码	形态	主要成分	有害成分	产废周期	危险性	污染防治措施*
1	废油	少量	设备拆除	9900-249-08	HW08	液态	矿物油/ 矿物油	矿物油	退役期	毒性	危废处置单位处置
2	沾染废油的废防渗材料	少量	场地清理	900-249-08		固态				毒性、易燃性	危废处置单位处置

2.6 污染物排放汇总

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

表 2.6-1 施工期主要污染物产生及预计排放情况

时段	污染物类型	排放源	污染物名称	处理前		拟采取处理措施	处理后	
				浓度	产生量		浓度	排放量
钻井及储层改造	废水	洗井废水	洗井废水	/	360m ³	配制压裂液	/	0
		场地雨水（初期雨水）	场地雨水	/	74.5m ³	配制压裂液	/	0
		压裂废水	压裂返排液	/	3927m 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	/	768m ³	井场及生活区环保厕所收集后农用或交由生活污水处理厂处置	/	0
	废气	燃油废气	烟尘、NO _x 、CO	/	少量	采用符合国家标准的柴油	/	少量
		测试放喷废气	NO _x 、烟尘	/	/	放喷池燃烧排放	/	/
	噪声	钻井施工	钻井、泥浆泵等	/	85-100dB（A）	设备自带消声器，减震	/	80-95dB（A）
		压裂施工	压裂机组	/	80dB（A）		/	80dB（A）
		测试放喷	放喷气流噪声	/	100dB（A）	优化试气流程，减少放喷时间	/	100dB（A）
	固体废物	钻井岩屑	清水岩屑	/	649.5t	铺垫井场或修建井间道路	/	0
			水基岩屑	/	862.5t	水基岩屑经不落地系统收集后，进行制砖等资源化利用	/	0
			油基岩屑	/	846t	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	/	13t	外运至一般工业固废处置场处置或	/	0

时段	污染物类型	排放源	污染物名称	处理前		拟采取处理措施	处理后	
				浓度	产生量		浓度	排放量
						资源化利用		
		场地清理	废防渗材料	/	0.2t	交由有危险废物处置资质的单位进行转运处置	/	0
		机械润滑废油、清洗保养	废油	/	2.16t	由中石化重庆涪陵页岩气勘探开发有限公司或有资质的单位回收利用	/	/
		废包装材料	废包装材料	/	1490 个	由厂家或有资质的单位回收	/	/
		生活垃圾	生活垃圾	/	4t	定点收集后，由环卫部门集中处置	/	/
油气集输	噪声	施工机具	噪声		75-90dB(A)	合理安排施工时间，禁止夜间施工		75-90dB(A)
	固体废物	生活垃圾	生活垃圾	/	0.2 t	定点收集后，由环卫部门集中处置	/	/
	废水	施工废水	施工废水	/	6m ³	沉淀后用于场地洒水	/	/
		生活污水	生活污水		38.4m ³	生活污水利用租住民房污水处理设施处理	/	/
	废气	施工扬尘	扬尘	/	少量	洒水抑尘	/	/
		施工机具	设备尾气	CO、NO _x	少量	/	/	/

表 2.6-2 运营期主要污染物产生及预计排放情况

污染物类型	排放源	污染物名称	处理前		拟采取处理措施	处理后	
			浓度	产生量		浓度	排放量
废水	采出水	废水量	/	3650m 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	/	3650m ³ /a
		COD	2500mg/L	9.13t/a		100 mg/L	0.37 t/a
		氨氮	85mg/L	0.31t/a		15mg/L	0.05 t/a
		Cl ⁻	14000 mg/L	51.10t/a		1000mg/L	3.65 t/a
	采出水	废水量	/	3650m 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	/	3650m ³ /a
		COD	2500mg/L	9.13t/a		50 mg/L	0.18 t/a
		氨氮	85mg/L	51.10t/a		5 mg/L	0.02 t/a
		Cl ⁻	14000 mg/L	0.31t/a		1000mg/L	3.65 t/a
	井下作业废水	废水量	/	27.13m ³ /a	回用平台压裂, 不外排	/	0
废气	放空废气	颗粒物、NO _x 、SO ₂	2~3 次/年, 2-5Nm ³ /次		通过高 25m, 内径 0.15m 的放空火炬点火放空	/	/
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		通过集气站放空火炬	105 dB	
固体废物	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	/	

表 2.6-3 退役期主要污染物产生及预计排放情况

污染物类型	排放源	污染物名称	处理前		拟采取处理措施	处理后	
			浓度	产生量		浓度	排放量
废水	清洗废水	废水量	/	10m ³	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	/	10m ³
	生活污水	废水量	/	16m ³		依托当地旱厕收集后农用	/
固体废物	生活垃圾	生活垃圾	/	0.1t	定点收集后, 由环卫部门集中处置	/	/
	建筑垃圾	建筑垃圾		少量	交由建渣场处置	/	/
	报废设备、 管线	报废设备、 管线		少量	由厂家回收利用		

2.7 三本账

项目实施后主要增加排污为采出水。三本账核算见下表。

表 2.7-1 主要污染物三本账核算

平台	分类	污染物名称	现有工程排放量(固体废物产生量)①	现有工程许可排放量②	在建工程排放量(固体废物产生量)③	本项目排放量(固体废物产生量)④	以新带老削减量(新建项目不填)⑤	本项目建成后全厂排放量(固体废物产生量)⑥	变化量⑦
焦页 188 号	废气	NO _x (t/a)	0	0.0222	0	0	0	0.0222	0
		颗粒物 (t/a)	0	0.0009	0	0	0	0.0009	0
	废水	废水量 (m ³ /a)	365	10950	0	3650	0	4015	3650

平台	分类	污染物名称	现有工程排放量(固体废物产生量)①	现有工程许可排放量②	在建工程排放量(固体废物产生量)③	本项目排放量(固体废物产生量)④	以新带老削减量(新建项目不填)⑤	本项目建成后全厂排放量(固体废物产生量)⑥	变化量⑦
		COD (t/a)	0.04	1.10	0	0.37	0	0.41	0.37
		氨氮 (t/a)	0.01	0.16	0	0.05	0	0.06	0.05
	一般工业固体废物	废砂石 (t/a)	0	0	0	0.006	0	0.006	0.006
	危险废物	废润滑油 (t/a)	0.01	0.01	0	0	0	0.01	0

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 400—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。

平台均位于山坡平地，区域主要为沟谷地形。

3.1.2 气候、气象

南川区地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 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，一年最大降水量 121.4mm，一日最大降水量 112.4mm。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

区域构造上隶属于川东高陡褶皱带万县复向斜南部的平桥背斜带，桐麻湾背斜西翼。

3.1.3.2 区域地层

结合区域地质资料，占地范围内出露地层为三叠系下统嘉陵江组，地层自下而上发育：奥陶系、志留系、石炭系、二叠系、三叠系地层。

区域地层情况见表 3.1-1。

表3.1-1 区域地层简述表

3.1.4 地表水系

平台周边 500m 范围内无地表水体，区域降雨经井场北侧季节性无名冲沟汇入乌杨溪，经约 6.5km 后汇入大溪河，焦页 188#平台距离乌杨溪约 2.24km，高差+180m。乌杨溪为溪沟，水量随季节降雨变化。乌杨溪汇入的大溪河为常年地表径流水，自西南向东北经 20km 后汇入乌江。

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 (O₁、O₂、O₃)

奥陶系古岩溶含水层，地层厚度约 500m，为含气地层底板。为灰色中厚层状灰岩，或白云灰岩加薄层钙质页岩。

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

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

(2) 志留系中下统隔水层 (S₁、S₂)

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

(3) 石炭系中统黄龙组 (C_{2h}) 较强岩溶含水层

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

(4) 二叠系下统栖霞茅口组灰岩较强岩溶含水层 (P1q+m)

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

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

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

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

(5) 二叠系上统长兴、龙潭组裂隙弱含水层 (P_2^{ch+1})

长兴、龙潭组裂隙弱含水层，地层厚度约 200m。岩性为由灰、深灰、灰绿色薄~中厚层状细砂岩、粉砂岩、粉砂质泥岩、泥岩及煤层等组成。地层浅部风化裂隙发育，局部含风化裂隙水，深部裂隙不甚发育，多见细小闭合状裂隙，细砂岩中见少量含水裂隙，含裂隙水，含、隔水层相间产出，显示含水层富水性弱。

该地层在评价范围内没有出露，地层埋深约 700m。

(6) 三叠系下统飞仙关组裂隙弱含水层 (T_{1f})

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

(7) 三叠系下统嘉陵江组强岩溶含水层 (T_{1j})

嘉陵江组整合于飞仙关组之上，嘉陵江组含水层为调查范围内主要出露地层，地层厚度约 425~600m，岩性主要为灰、浅灰色，中厚~厚层状灰岩，地下水多以岩溶裂隙、岩溶管道流形式赋存，以岩溶大泉、暗河形式在低洼沟谷地带集中排泄。嘉陵江组岩溶含水层为项目区主要出露地层。

(8) 三叠系中统雷口坡组 (T_{2l})

雷口坡组 (T_{2l}) 地层以灰色中厚-薄层状灰岩、泥质灰岩夹少许钙质页岩及白云岩为主。厚度约 239m, 该地层出露于项目区北侧。

(9) 三叠系上统须家河组 (T_{3xj})

须家河组岩性为白灰、黄灰色中厚-块状泥质胶结的岩屑石英砂岩, 夹少量泥质粉砂岩页岩和煤线, 砂岩见斜交和帚状层理。底为 0-0.3 米厚粘土层、来菱铁矿和煤线, 平均厚 156m。

须家河组 (T_{3xj}) 砂岩裂隙较发育, 主要赋存碎屑岩类孔隙裂隙水, 该地层出露于项目区北侧。

(9) 第四系孔隙含水层 (Q₄)

第四系零星分布于山麓、河床及缓坡地带, 厚度一般 1~2m, 不整合覆盖于各老地层之上。由风化残积、坡积、崩积的灰岩、粉砂岩、砂岩、泥岩碎块、粘土、粉砂质粘土、砂砾等组成, 结构松散, 旱季一般透水而不含水, 雨季局部地形低洼处含季节性孔隙水, 具有就地补给、排泄、径流短的特点。区域出露形式一般以人工开挖民井为主, 流量小于 0.1L/S, 与下伏地层因基底岩性及风化程度不同具有一定的水力联系。但富水性弱, 季节性变化大, 由于厚度小, 分布面积有限, 其水文地质意义不大。

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可分为碎屑岩类孔隙裂隙水、碳酸盐岩溶裂隙水。

(1) 碎屑岩类孔隙裂隙水

碎屑岩孔隙裂隙水含水层主要为三叠系上统须家河组 (T_{3xj}), 该地层分布于调查范围北侧。须家河组 (T_{3xj}) 为一套陆相碎屑岩煤系地层, 地下水主要贮存于砂岩裂隙中, 水量较小。

(2) 碳酸盐岩类岩溶水

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

按岩溶地下水的赋存特征, 调查范围内地下水分为纯碳酸盐岩裂隙溶洞水

和不纯碳酸盐岩裂隙溶洞水两类。纯碳酸盐岩裂隙溶洞水含水层组主要为三叠系下统嘉陵江组（T_{1j}），主要岩性为灰岩、白云质灰岩、灰质白云岩及白云岩，水量较丰富。不纯碳酸盐岩裂隙溶洞水含水层组主要为三叠系中统雷口坡组（T_{2l}），为泥质灰岩及白云岩组成，水量较丰富。

3.1.5.3 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。2025 年 12 月，对评价范围内的井泉进行了水位调查，见下表。

表 3.1-2 水位统计一览表

名称	地理坐标		水位高程（m）
	经度（度）	纬度（度）	
Q1	***	***	702
Q2	***	***	730
Q3	***	***	696
Q4	***	***	711
Q5	***	***	715
Q6	***	***	697
Q7	***	***	594
Q8	***	***	559
Q9	***	***	746
Q10	***	***	752
Q11	***	***	534

3.1.5.4 地下水补给、径流、排泄条件

（1）第四系孔隙水

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

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

(2) 碳酸盐岩类裂隙溶洞水

三叠系下统嘉陵江组 (T_{1j}) 碳酸盐岩岩组为本区的主要岩溶含水层组。

嘉陵江组纯碳酸盐岩分布于调查范围内,地下水埋藏较浅,一般小于 50m。补给区与排泄区高差一般仅数十米,水力坡度亦不大。地下水就近补给就近排泄至溪沟。

3.1.5.5 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作为水文地质单元范围边界。本项目以平台所在山脊分水岭为边界,大气降雨通过土壤、岩石裂缝渗入地下,地下水整体自东向西排泄至乌杨溪,水文地质单元面积约为 12.9km²。

区域水文地质图详见附图 6。

3.1.5.6 暗河及岩溶大泉分布情况

(1) 暗河

根据现场调查、收集资料,以及各平台前期环评等资料,本项目评价范围内有一处地下暗河,为大龙洞暗河,位于平台东南侧 2.0km (见附图 6)。该地下河地下水赋存于三叠系下统嘉陵江组灰岩管道及裂隙中,表层为落水洞、漏斗等洞穴系统为该地下河提供补给通道,沿岩溶管道及裂隙由西南向东北径流,于大龙洞出露排泄于地表。出口标高约 515m 左右,出口流量约 15L/s。地下河径流途径较短,无岩溶泉子系统。

从水文地质单元划分来看,该暗河出口位于区域水文地质单元下游排泄边界,出口汇入乌杨溪,地下河无饮用水功能,不涉及集中式或分散式地下水饮用水源保护区,无其他开发利用方式。

表 3.1-3 地下河系一览表

图 3.1-1 地下河平面图

(2) 岩溶大泉

表层岩溶泉是赋存表层岩溶带强岩溶化的溶隙、溶孔中的岩溶水,其系统结构特征不但与岩性组合、构造、地形地貌部位有关,地表土壤植被的发育情

况亦是主要影响因素之一。就岩性组合来说，表层岩溶泉主要发育于纯质碳酸盐岩组中，在三叠系下统嘉陵江组纯碳酸盐岩中表层岩溶泉分布较多。

评价区内共发现表层岩溶泉 1 处，无供水意义。

表 3.1-4 岩溶大泉一览表

编号	水量 (L/s)	地层	位置关系
S575 (Q11)	5.6	T1j	平台东南侧 1.6km，位于本项目区下游

3.1.5.7 评价区地下水开采利用现状

区域内无大型地下水水源利用工程，调查范围内场镇居民生活用水主要为自来水，少量农村居民生活用水主要由分散井泉供给，无大规模的地下开采用水，区域地下水主要来自大气降水。

本次评价重点调查了平台所在的独立水文地质单元内具有供水意义的井泉，分布情况详见表 1.9-3。

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 4。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，不涉及公益林，分布情

况见下表。

表 3.2-1 区块范围内敏感目标一览表

序号	敏感目标	环境敏感特性
1	天然林	区块范围内有天然林 78.57hm ²
2	永久基本农田	区块范围内有永久基本农田约 26.5274hm ²

3.2.3 区块范围内地下水敏感区域

根据调查，区块范围内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《2025 年重庆市生态环境状况公报》，南川区属于达标区。

3.3.2 地表水环境质量现状

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

本项目周边水体为乌杨溪，属于大溪河-乌江流域，根据《2024 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。

3.3.3 声环境质量现状

本次委托环境质量监测单位对平台站场边界（厦美[2026]第 HP02 号）的现状声环境质量进行监测。监测因子为等效连续 A 声级，监测频率为昼夜间各 1 次/天。同时，为了解周边敏感点的声环境质量，本次引用平桥 101 井试采地面工程竣工验收报告（厦美[2024]第 YS133 号）中对最近敏感点的声环境质量监测数据进行评价。监测引用时间为 2024 年 11 月，在 3 年有效期内，且噪声监测时，站场内所有生产设备均已投入运行，且区域内未新增重大噪声源，引用数据有效。

（1）监测点位

本项目环境噪声监测点共 2 个。

表 3.3-1 环境噪声监测点一览表

监测点名称	监测点位置	监测时间	备注
C1	平台东侧边界处	2026 年 1 月 22 日~2026 年 1 月 23 日	厦美【2026】第 HP02 号 (C1)
C2	平台东北侧最近居民点*	2024 年 11 月 9 日~2024 年 11 月 10 日	厦美【2024】第 YS133 号 (C3)

注：居民点为平台原最近居民点，现已拆迁。

(2) 评价标准

环境噪声执行《声环境质量标准》(GB3096-2008) 2 类区标准。

(3) 评价结果

声环境现状监测统计结果见表 3.3-3 所示。

表 3.3-2 声环境质量现状监测结果一览表

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

3.3.4 地下水环境质量现状

(1) 监测点位及监测因子

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，本次在焦页 188 号平台所在水文地质单元布设 5 个地下水监测点，各平台上、下游均设置有监测点，满足《环境影响评价技术导则 地下水导则》(HJ 610-2016) 布点要求。

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	位置关系	监测因子	采样时间	监测频率	对应监测报告
F1	井场西侧 190m (平台侧方向)	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	2025 年 11 月 27 日	1 次	厦美【2025】第 HP88 号
F2	井场北侧 77m (平台上游)				
F4	井场东南侧 约 704m (平				

监测点名称	位置关系	监测因子	采样时间	监测频率	对应监测报告
	台下游)	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			
F5	井场东南侧约 1418m (平台下游)				
F3	井场南侧约 650m (平台下游)		2025 年 12 月 3 日		

(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

监测因子	样本数量	最大值	最小值	均值	标准差*	检出数	检出率%	超标率%
pH 值	5	8.3	7.3	7.94	0.42	5	100%	0%
氨氮	5	0.071	0.034	0.0495	0.017	4	80%	0%
耗氧量	5	1.3	0.5	0.975	0.36	4	80%	0%
总硬度	5	287	74	226.8	88.2	5	100%	0%
溶解性总固体	5	428	286	364.6	60	5	100%	0%
铬(六价)	5	未检出	未检出	未检出	/	0	0%	0%
挥发酚	5	未检出	未检出	未检出	/	0	0%	0%
氰化物	5	未检出	未检出	未检出	/	0	0%	0%
石油类	5	未检出	未检出	未检出	/	0	0%	/
阴离子表面活性剂	5	未检出	未检出	未检出	/	0	0%	0%
硫化物	5	0.009	0.004	0.0064	0.002	5	100%	0%
氯化物	5	38.1	1.2	18.1	17.2	5	100%	0%
硫酸盐	5	73.7	22.8	48.7	21	5	100%	0%
硝酸盐	5	10.9	0.473	4.43	4.02	5	100%	0%
亚硝酸盐	5	未检出	未检出	未检出	/	0	0%	0%
氟化物	5	0.42	0.115	0.268	0.119	5	100%	0%
铅	5	未检出	未检出	未检出	/	0	0%	0%

监测因子	样本数量	最大值	最小值	均值	标准差*	检出数	检出率%	超标率%
镉	5	未检出	未检出	未检出	/	0	0%	0%
铁	5	未检出	未检出	未检出	/	0	0%	0%
锰	5	0.02	0.02	0.02	/	1	20%	0%
钡	5	0.148	0.028	0.057	0.049	5	100%	0%
汞	5	未检出	未检出	未检出	/	0	0%	0%
砷	5	2	0.6	1	0.65	4	80%	0%
总大肠菌群	5	2	1	1.25	0.5	4	80%	0%
菌落总数	5	93	81	87	4.5	5	100%	0%

注：标准差中“/”数据量不够，表示无法计算。

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

监测点八大离子数据见表 3.3-7。

表 3.3-6 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。

(2) 包气带污染现状调查

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

① 监测布点及监测因子

包气带监测点共 2 个,具体见表 3.3-7。

表 3.3-7 包气带布点情况一览表

监测点编号	监测点位置	监测因子	监测时间	监测报告	监测报告点位编号
B1	焦页 188 号平台北侧	pH 值、挥发酚、石油类、硫酸盐、硫化物、阴离子表面活性剂、铬(六价)、氯化物、钡、砷、汞、总硬度、铅、镉、铁、锰、耗氧量	2026 年 3 月 3 日	厦美[2026]第 HP23 号	G1
B2	焦页 188 号平台放喷池旁				G2

② 监测及评价结果

包气带监测及评价结果见表 3.3-8。

表 3.3-8 包气带污染现状调查结果一览表

根据监测结果显示,下游硫酸盐有所升高,其余因子(石油类、挥发酚、六价铬等重金属)均低于检出限或无明显变化。参照《地下水质量标准》(GB/T 14848-2017) III 类标准,硫酸盐占标率最大为 8.84%,综上,项目区上下游包气带浸出液整体处于同一水平,页岩气开发未对平台包气带未造成明显影响。

3.3.5 土壤环境质量现状

3.3.5.1 土壤环境理化特性调查、利用状况调查

根据现场调查,周边农用地主产水稻、玉米、红苕和多种蔬菜。本项目评价范围土壤类型为黄壤。

土壤理化性质见表 3.3-9。

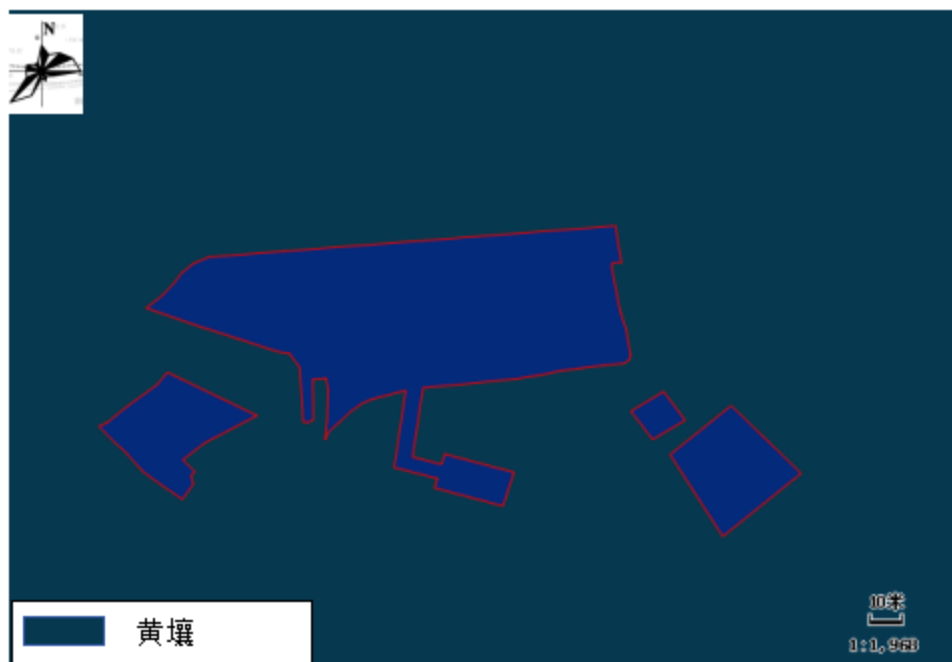


图 3.3-1 区域土壤类型分布图

表 3.3-9 土壤理化特性调查表

采样日期		1 月 23 日
点位		G4
经度 (°)		***
纬度 (°)		***
层次		0-0.5m
现场记录	颜色	棕色
	结构	团状
	质地	砂壤土
	砂砾含量	11%
	其他异物	草根
实验测定	氧化还原电位 (mV)	293
	阳离子交换量 (cmol+/kg)	10.1
	容重 (g/cm ³)	1.42
	饱和导水率 (mm/min)	1.69
	孔隙度 (%)	40

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。本次土壤监测点共计 6 个，柱状样 3 个，表层样 3 个（占地范围内 1 个，占地范围外 2 个），满足相关导则要求。

(1) 监测点位

本次土壤检测点共计 6 个，其中 2 个点引用平桥 101 井试采地面工程竣工验收报告中的土壤环境质量数据进行评价。引用监测数据时间为 2024 年 11 月，在 3 年有效期内，站场内所有生产设备均已投入运行，且区域内未新增污染源，引用数据有效。

监测点按照采样深度划分，表层样监测点 4 个，柱状样监测点 2 个；按照调查范围划分，占地范围内 4 个，占地范围外监测点 2 个，满足土壤导则要求。监测布点情况见表 3.3-8。

表 3.3-10 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	监测报告	对应监测报告点位编号
G1	井场上游林地	占地范围外	0.2	pH+GB15618 中的基本项目+石油烃(C10-C40)	厦美[2026]第 HP02 号	G1
G6*	放喷池下游	占地范围外	0.2	+全盐量	厦美[2024]第 YS133 号	G2
G2	放喷池	占地范围内	0~3	pH+石油烃(C10-C40)+全盐量	厦美[2026]第 HP02 号	G2
G3	废水池	占地范围内	0~3			G3
G4	井场西侧	占地范围内	0~3			G4
G5*	平台站场内	占地范围内	0.2	pH+GB36600 中的基本项目+石油烃(C10-C40)+全盐量	厦美[2024]第 YS133 号	G1

注：G5、G6为引用监测点。

(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 3.3-11 农用地土壤监测结果一览表

表 3.3-12 建设用地土壤监测结果一览表

表 3.3-13 建设用地土壤监测结果一览表

监测因子	单位	G2			G3			G4		
		0-0.5	0.5-1.5	1.5-3.0	0-0.5	0.5-1.5	1.5-3.0	0-0.5	0.5-1.5	1.5-3.0
pH	无量纲	8.90	9.15	9.19	9.19	9.26	9.33	9.13	8.90	9.21
钡	mg/kg	346	358	182	506	792	1100	330	379	236
石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)	mg/kg	12	15	24	25	32	17	18	13	52
全盐量	g/kg	0.4	0.7	0.3	0.5	0.8	0.5	0.4	0.3	0.6

(5) 评价结果

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

表 3.3-14 农用地土壤环境质量统计结果一览表

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

表 3.3-15 建设用地土壤环境质量统计结果一览表

根据表 3.3-12，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 米范围为评价范围。

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）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 3.3-16 评价范围内植物群落调查统计表

类别	植被型组	植被型	群系	群系拉丁名	分布区域
I.自然植被	针叶林	暖性针叶林	柏木	Form. <i>Cupressus funebris</i> Endl.	评价范围内零星分布
	阔叶林	竹林	慈竹	Form. <i>Bambusa emeiensis</i> L. C. Chia & H. L. Fung	评价范围内广泛分布
	灌丛和灌草丛	落叶阔叶灌丛	插田蔗	Form. <i>Rubus coreanus</i> Miq.	分布于林地边缘、农灌结合带
II.栽培植被	草本类型	大田作物型	油菜、水稻		评价范围内呈片广泛分布

项目评价范围内栽培植被类型主要包括种植水稻、油菜等为主的大田作物型；自然植被类型主要包括暖性针叶林、落叶阔叶灌丛和竹林。

评价范围受人为活动扰动程度较高；大田作物型广泛分布于评价范围内。评价范围植被类型分布见附图 14。

（2）天然林、公益林等生态保护目标分布

根据收集到的南川区林调数据与项目评价范围叠图，项目评价范围内无天然林、公益林分布。

3.3.6.3 陆生野生动物多样性调查

评价范围以林地为主，交通便利，人类活动频繁，因此常见陆生动物主要为鸟类、两栖类、兽类和爬行类动物现状调查期间，评价范围内未发现国家级及市级重点保护野生动物。

(1) 鸟类

根据现场调查并结合入户寻访，项目区评价范围鸟类隶共有 4 目 24 科 38 属 54 种。鸟类主要分布在灌丛、森林、农田区域，多为留鸟。

(2) 两栖类

两栖类共有 1 目 4 科 5 属 5 种，包括中华蟾蜍、泽陆蛙等，多分布在农田、水域等区域。

(3) 爬行类

根据实地调查和向居民访问，评价范围共有 2 目 5 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。

(4) 兽类

本项目所在地区人类活动频繁，没有大型哺乳动物，项目区哺乳动物以啮齿类为主，评价区域哺乳类共有 2 目 4 科 8 属 9 种。

3.3.6.4 生态系统评价

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

表 3.3-17 评价范围内生态系统类型分布一览表 单位：hm²

序号	生态系统类型		面积	比例
	I 级分类	II 级分类		
1	城镇生态系统	工矿交通	1.21	20.17%
		居住地	0.31	5.17%
		小计	1.52	25.33%
2	灌丛生态系统	阔叶灌丛	0.09	1.50%

序号	生态系统类型		面积	比例
	I 级分类	II 级分类		
3	农田生态系统	耕地	3.31	55.17%
4	森林生态系统	针叶林	0.18	3.00%
		阔叶林	0.89	14.83%
		小计	1.07	17.83%
5	湿地生态系统	河流	0.01	0.17%
合计			6.00	100%

生态评价范围内，农田生态系统是评价范围内主要的生态系统，占比 55.17%，其次为城镇生态系统，占比 25.33%，森林生态系统占比 17.83%，灌丛生态系统占比 1.50%，湿地生态系统占比 0.17%。

①森林生态系统

森林生态系统是评价范围内最主要的生态系统，包括针叶林、阔叶林，针叶林以柏木林为主，阔叶林主要有竹林等，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、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，灌木种类以插田蔗类悬钩子等物种为主，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。

⑤湿地生态系统

评价范围内湿地生态系统主要为河流,该生态系统内分布较多的植物物种是喜旱莲子草、水蓼等湿生种类。

3.3.6.5 土地利用调查

根据《土地利用现状分类》(GB/T 21010-2017)分类,生态评价范围内土地利用类型有耕地、林地、交通运输用地、水域及水利设施用地、住宅用地等。评价范围土地利用现状面积统计见下表,评价范围土地利用现状图详见附图 20。

表 3.3-18 生态评级范围土地利用现状面积统计 单位: hm²

序号	土地利用类型		面积	比例
	一级	二级		
1	耕地	水田	2.52	42.00%
		旱地	0.80	13.17%
		小计	3.31	55.17%
2	林地	竹林地	0.89	14.83%
		乔木林地	0.18	3.00%
		灌木林地	0.09	1.50%
		小计	1.16	19.33%
3	工矿仓储用地	采矿用地	0.96	16.00%
4	住宅用地	农村宅基地	0.31	5.17%
5	交通运输用地	农村道路	0.16	2.67%
		公路用地	0.09	1.50%
		小计	0.25	4.17%
6	水域及水利设施用地	河流水面	0.01	0.17%
总计			6.00	100%

耕地是评价范围内主要的土地利用类型,占比达 55.17%,林地占比 19.33%,工矿仓储用地占比 16.00%,其余土地利用类型占比较小。

3.3.6.6 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、湿地景观，各景观类型面积统计见下表，评价范围景观类型分布示意图详见附图 21。

表 3.3-19 评价范围景观类型面积统计 单位：hm²

景观类型	斑块数量 (个)	景观面积 (hm ²)	景观比例	景观 破碎度	景观 优势度	最大斑 块指数
城镇景观	5	0.31	5.17%	16.13	0.06	0.033
工矿景观	5	0.96	16.00%	5.21	0.11	0.112
灌丛景观	1	0.09	1.50%	11.11	0.10	0.015
交通景观	5	0.25	4.17%	20.00	0.05	0.015
农田景观	10	3.31	55.17%	3.02	0.34	0.293
森林景观	11	1.07	17.83%	10.28	0.33	0.083
湿地景观	1	0.01	0.17%	100	0.01	0.002

生态评价范围内，评价范围内以农田景观为主，农田景观占评价范围面积的 55.17%，其次为森林景观，占比 17.83%，其他依次为工矿景观、城镇景观、交通景观、灌丛景观、湿地景观。农田、工矿景观破碎度较低，其次为森林景观、灌丛景观、城镇景观、交通景观，湿地景观破碎度最高。评价范围内农田景观优势度最高，其次为森林景观、工矿景观、灌丛景观，其他景观优势度较低。

3.3.6.7 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。

本项目位于重庆市南川区中桥乡，根据《重庆市南川区水土保持规划(2018—2030 年)》，不属于水土流失两区范围。

4 环境影响预测与评价

4.1 地表水环境影响预测与评价

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

4.1.1 施工期地表水环境影响分析

4.1.1.1 钻井及储层改造工程

钻井及储层改造工程废水主要有场地雨水、洗井废水、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) 洗井废水

本项目使用清水洗井，清水中添加有少量洗涤剂，压入井内的清水会在洗井结束后从井底返排出来，单井洗井废水产生量约 180m³，主要污染物指标为 pH 值、COD、悬浮物、石油类、阴离子表面活性剂等，排入污水池暂存。项目洗井采用清水洗井，废水用于配制压裂液，不外排。

(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清污水池、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涪陵工区其他钻井平台压裂工序，无可用平台回用时依托四川兴澳涪陵气田平桥采出水处理站处理达标后排放。

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四川兴澳涪陵气田平桥采出水处理站处理达标后排放，压裂返排液得到妥善处置，对周边环境影响较小。

(4) 生活污水

本项目井场及生活区设置环保厕所，生活污水经环保厕所收集后农用或交由生活污水处理厂处置，对地表水环境影响小。

4.1.1.2 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，生活污水经当地旱厕收集处置后定期清掏农用，不外排。

(2) 施工废水

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

4.1.2 运营期地表水环境影响分析

本项目为水污染型建设项目，气井后期生产过程中，会对故障的气井进行井下作业（洗井、清砂、修井、侧钻等），使气井恢复正常生产。井下作业过程会产生少量井下作业废水，预计每 2 年进行 1 次井下作业（洗井）。井下作业废水回用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四川兴澳涪陵气田平桥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，经尾水排放管排入乌江；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 10m^3 ，主要污染物为 SS，依托四川兴澳涪陵气田平桥采出水处理站处理达标后排放，对当地地表水环境影响很小。

4.1.3.2 生活污水

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

4.2 地下水环境影响预测与评价

4.2.1 施工期地下水环境预测与评价

(1) 钻井工程影响因素

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

①直井段

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

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

②斜井段

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

③水平段

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

(2) 压裂施工影响因素

根据工程设计，本项目压裂液体系为绿色环保型压裂液，其余主要成分为水、钾盐和有机聚合物，不含重金属，且压裂层位深，影响方式主要通过岩溶裂隙和地层渗透影响深层的地下水水质。

(3) 施工材料和废水储存事故性渗漏影响因素

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

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

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

③ 放喷池发生破损，废水中污染物渗漏对地下水环境的影响；

4.2.1.1 正常状况下地下水环境影响分析

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

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) 池体泄漏对地下水的影响分析

池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，本次评价选择平台放喷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，选取标准指数计算值最大的污染物作为预测因子。本次评价选择压裂返排液中的 COD、氯化物、石油类和钡作为预测因子。

4.2.1.2.4 预测源强

根据建设单位提供的压裂返排液水质检测报告，COD、氯化物、石油类的平均浓度分别为 1200mg/L、14000mg/L、20 mg/L，钡 1324mg/L。

4.2.1.2.5 预测方法及预测参数

(1) 预测方法

由于污染物在地下水系统中的迁移转化过程十分复杂，本次污染物模拟预测过程不考虑污染物在含水层中的吸附、挥发、生物化学反应，模型中各项参

数予以保守性考虑。模型预测不考虑包气带对污染物的截留作用。根据地下水导则，本次预测工作的预测方法适合采用解析法。

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

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

式中：

X—距注入点的距离；m；

t—时间，d；

C(x,t)—t时刻 x 处的示踪剂浓度，g/L；

C₀—注入的示踪剂浓度，g/L；

u—水流速度，m/d；

D_L—纵向弥散系数，m²/d；

erfc()—余误差函数。

(2) 预测参数

A、渗透系数和孔隙度

水文地质模拟参数的确定是地下水溶质运移模拟模型建立的重要环节，各水文地质参数通常情况下通过野外和室内试验进行确定。在解析法预测模拟中，水力坡度、孔隙度、地下水流速、渗透系数和弥散系数等是最重要的水文地质参数。

本项目出露地层为嘉陵江组，岩性主要为灰岩，根据前期《涪陵页岩气田二期产能建设规划环境影响报告书》《平桥 101 井试采地面工程环境影响报告书》，评价区灰岩渗透系数取值 0.95m/d，孔隙度取值 0.25。

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)。

结合前期环评报告，确定水力坡度 I 取值为 0.07，按上述公式进行计算，

最终确定项目地下水流速为 0.27m/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 $2.7m^2/d$ 。

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，本次评价以污染物进入地下水环境中相对浓度作为预测分析结果，将污染物大于等于地下水或地表水 III 类水质标准做超标分析，将污染物大于等于各类污染物的检出限做影响分析，即当预测结果浓度大于等于标准限值时表明污染物对地下水产生了超标污染，当预测结果大于等于检出限时表明污染物对地下水环境产生了影响。

表 4.2-1 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	0.07
检出限 (mg/L)	4	0.007	0.01	0.002
背景值 (mg/L)	/	7.44	未检出	0.045

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北往南排泄至乌杨溪，预测距离约 2158m，乌杨溪为排泄边界。根据非正常状况放喷池池底破裂导致废水等进入含水层的情景假设，运用解析法预测出主要污染物 (COD、氯化物、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 4.2-2 施工期地下水预测结果一览表

污染物	时间	最大超标距离 m	最大影响距离 m
-----	----	----------	----------

COD	100 天	80	93
	365 天	198	224
	1000 天	426	469
	3650 天	1284	1366
氯化物	100 天	80	143
	365 天	198	315
	1000 天	426	629
	3650 天	1284	1672
石油类	100 天	95	106
	365 天	228	249
	1000 天	476	511
	3650 天	1379	1447
钡	100 天	106	138
	365 天	249	305
	1000 天	512	613
	3650 天	1448	1641

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

当持续渗漏 100 天时,COD 超标距离为下游 80m 处,影响距离为下游 93m;氯化物超标距离为下游 80m 处,影响距离为下游 143m;石油类超标距离为下游 9m 处,影响距离为下游 106m,钡超标距离为下游 106m 处,影响距离为下游 138m。

持续渗漏 365 天时,COD 超标距离为下游 350m 处,影响距离为下游 395m;氯化物超标距离为下游 198m 处,影响距离为下游 315m;石油类超标距离为下游 228m 处,影响距离为下游 249m,钡超标距离为下游 249m 处,影响距离为下游 305m。

持续渗漏 1000 天时,COD 超标距离为下游 426m 处,影响距离为下游 469m;氯化物超标距离为下游 426m 处,影响距离为下游 629m;石油类超标距离为下游 476m 处,影响距离为下游 511m,钡超标距离为下游 512m 处,影响距离为下游 613m。

持续渗漏 3650 天时,COD 超标距离为下游 1284m 处,影响距离为下游

1366m；氯化物超标距离为下游 1284m 处，影响距离为下游 1672m；石油类超标距离为下游 1379m 处，影响距离为下游 1447m，钡超标距离为下游 1448m 处，影响距离为下游 1641m。

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

根据预测结果，在非正常状况下，污水池（放喷池）渗漏 100 天时，下游 106m 内的地下水保护目标可能会发生超标现象；渗漏 365 天时，下游 249m 内的地下水保护目标可能会发生超标现象；渗漏 1000 天时，下游 512m 内的地下水保护目标可能会发生超标现象；渗漏 3650 天时，下游 1448m 内的地下水保护目标可能会发生超标现象。

表 4.2-3 可能受影响的下游泉点/水井及减缓措施

序号	泉点	减缓措施
1	Q7	对有饮用水功能的泉点，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
2	Q8	

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，采取套管分隔地层，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，选取采出水罐发生破损导致采出水渗漏为情景，预测运营期非正常状况下对地下水环境的影响。

4.2.2.2.1 预测情景

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

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采出水泄漏，本次重点预测污水罐泄漏对地下水的影响。发现泄漏后立即关停，泄漏量按照各厂界最大污水罐容积考虑，约 20m³。

表 4.2-4 运营期污水罐源强一览表

预测因子	污染物			
	COD	氯化物	石油类	钡

污染物浓度 (mg/L)	2500	14000	20	68.9
渗漏量 (kg)	50	280	0.4	1.38

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, m²;

u—水流速度, m/d;

n_e—有效孔隙度, 无量纲;

D_L—纵向弥散系数, m²/d;

π—圆周率。

(2) 预测参数

预测参数与施工期一致, 不再重复描述。

4.2.2.2.6 预测结果评价与分析

① 评价标准

与施工期一致, 本章节不再重复描述。

② 预测结果

运用解析法得出主要污染物(COD、氯化物、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 4.2-5 污染物泄漏预测结果分析

污染物	时间	最大超标距离 m	最大影响距离 m
COD	100 天	88	101
	365 天	205	231
	1000 天	430	477
	3650 天	1247	1348
氯化物	100 天	82	146
	365 天	190	321
	1000 天	403	630
	3650 天	1185	1656
石油类	100 天	98	109
	365 天	224	247
	1000 天	465	506
	3650 天	1323	1407
钡	100 天	87	126
	365 天	202	281
	1000 天	425	564
	3650 天	1235	1524

渗漏 100 天时，COD 超标距离为下游 88m 处，影响距离为下游 10m；氯化物超标距离为下游 82m；影响距离为下游 146m；石油类超标距离为下游 98m，影响距离为下游 109m，钡超标距离为下游 87m，影响距离为下游 126m。

渗漏 365 天时，COD 超标距离为下游 205m，影响距离为下游 231m；氯化物超标距离为下游 190m，影响距离为下游 321m；石油类超标距离为下游 224m，影响距离为下游 247m，钡超标距离为下游 202m，影响距离为下游 281m。

渗漏 1000 天时，COD 超标距离为下游 430m，影响距离为下游 477m；氯化物超标距离为下游 403m，影响距离为下游 630m；石油类超标距离为下游 465m，影响距离为下游 506m；钡超标距离为下游 425m，影响距离为下游 564m。

渗漏 3650 天时，COD 超标距离为下游 1247m，影响距离为下游 1348m；氯化物超标距离为下游 1185m，影响距离为下游 1656m；石油类超标距离为下游 1323m，影响距离为下游 1407m；钡超标距离为下游 1235m，影响距离为下

游 1524m。

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。

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

4.2.2.2.7 对浅层含水层影响分析

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

4.2.2.2.8 对分散式水源井的影响分析

根据预测结果，在非正常状况下，渗漏 100 天时，下游 98m 内的地下水保护目标可能会发生超标现象；渗漏 365 天时，下游 224m 内的地下水保护目标可能会发生超标现象；渗漏 1000 天时，下游 465m 内的地下水保护目标可能会发生超标现象；渗漏 3650 天时，下游 1323m 内的地下水保护目标可能会发生超标现象。

表 4.2-6 可能受影响的下游泉点及减缓措施

序号	泉点	减缓措施
1	Q7	对有饮用水功能的泉点，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
2	Q8	

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 5.0 mg/m^3 ，超过环境空气质量标准。

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

4.3.1.2 燃油废气

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

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 SO_2 、 NO_x 、颗粒物，但排放量小，且本项目井场周边设置放喷池，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，主要污染因子为 NO_x 、颗粒物、 SO_2 ，通过放空火炬排放的废气量较小，持续时间短，站场地势开阔，扩散条件好，不会对环境空气和保护目标产生影响。

4.3.3 退役期大气环境影响分析

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

4.4 声环境影响预测与评价

4.4.1 施工期声环境影响预测与评价

4.4.1.1 钻井工程

本项目采用网电供电，柴油发电机为备用电源。钻井噪声主要来源于钻井设备、泥浆泵、振动筛等连续性噪声，噪声源强在 85-100dB(A)，采取减振措施后，噪声源在 80~95dB(A)，采取措施后噪声源特性见表 2.5-8，主要噪声设备与场界关系详见表 4.4-1。

表 4.4-1 噪声设备与厂界位置关系表 单位：m

场界	主要设备				
	柴油动力机 (备用)	发电机 (备用)	钻井设备	泥浆泵	振动筛
东场界	89	90	62	55	57
南场界	37	39	25	18	12
西场界	16	17	45	50	48
北场界	14	12	26	32	38

(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：

$$L_{eq} = 10 \lg(10^{0.1L_{max}} + 10^{0.1L_{eq0}})$$

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_{eq0} — 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 4.4-2 钻井工程场界噪声预测结果单位：dB (A)

预测工况	场界	现有工程贡献值		场界噪声贡献值		预测值		超标范围	
		昼间	夜间	昼间	夜间	昼间	夜间	昼间	夜间
网电供电	东场界	55	46	56.0	56.0	58.5	56.4	/	1.4
	南场界	56	47	65.1	65.1	65.6	65.2	/	10.1
	西场界	56	47	58.2	58.2	60.3	58.5	/	3.2
	北场界	56	47	62.7	62.7	63.5	62.8	/	7.7
柴油发电机供电(备用)	东场界	55	46	60.2	60.2	61.3	60.3	/	5.3
	南场界	56	47	68.4	68.4	68.6	68.4	/	13.4
	西场界	56	47	73.0	73.0	73.1	73.0	3.1	18.0
	北场界	56	47	75.0	75.0	75.1	75.0	5.1	20.0

根据预测，网电供电时，钻井期间场界噪声在昼间满足《建筑施工噪声排放标准》（GB12523-2025）标准；夜间，除东场界外，其余场界噪声超标，超标范围 1.4~10.1dB (A)。柴油发电机供电时，北、西场界噪声在昼间超标，其余场界满足《建筑施工噪声排放标准》（GB12523-2025）标准；夜间各场界噪声均超标。

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（1~4#居民点）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 4.4-3 柴油供电条件周边保护目标噪声预测表 单位：dB (A)

敏感点名称	相对方向	距井场边界 (m)	背景值		贡献值		预测值		预测结果	
			昼间	夜间	昼间	夜间	昼间	夜间	昼间	夜间
2#居民点	111	W	52	46	32.1	32.1	52.0	46.2	达标	达标
3#居民点	83	N	52	46	36.7	36.7	52.1	46.5	达标	达标
4#居民点	97	E	52	46	20.4	20.4	52.0	46.0	达标	达标

注：1#居民点钻井期间需撤离，本次施工期不再进行预测。

表 4.4-4 网电供电条件周边保护目标噪声预测表 单位：dB (A)

敏感点名称	相对方向	距井场边界 (m)	背景值		贡献值		预测值		预测结果	
			昼间	夜间	昼间	夜间	昼间	夜间	昼间	夜间
2#居民点	111	W	52	46	17.3	17.3	52.0	46.0	达标	达标
3#居民点	83	N	52	46	24.3	24.3	52.0	46.0	达标	达标
4#居民点	97	E	52	46	16.2	16.2	52.0	46.0	达标	达标

注：1#居民点钻井期间需撤离，本次不再进行预测。

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。根据预测结果，敏感点噪声预测昼夜间均达标。

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

4.4.1.2 储层改造工程

压裂施工作业和测试放喷根据试气计划依次开展。

柴油压裂机组噪声为 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 4.4-7。

表 4.4-5 压裂、放喷噪声影响范围预测结果单位：dB(A)

噪声源	距声源距离 (m)								
	10	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。

单井测试放喷时间不超过 10d，昼夜连续排放，昼间距离放喷池 100m 处能满足《声环境质量标准》(GB3096-2008)中 2 类标准，夜间距离放喷池约 320m 处能够满足 2 类标准，放喷池周边 320m 范围内的居民点(1#~5#居民点、7#居民点)将受到测试放喷噪声影响。

本项目压裂、测试放喷时间短，工程建设通过合理的施工安排和对受影响居民采取临时功能置换措施(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开始而消失。

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

4.4.1.3 油气集输工程

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

影响。

利用距离传播衰减模式预测分析施工机械噪声的影响范围，并采用《建筑施工噪声排放标准》（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 4.4-6 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

集气站各设备采取措施后声噪声源特性见表 2.5-9，主要噪声设备与厂界关系详见表 4.4-7。

表 4.4-7 运营期站场主要设备与厂界关系 单位：m

设备	东场界	南场界	西场界	北场界
泡排计量泵撬	86	7	19	44

由预测结果可知，见表 4.4-11，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）

场界	现有工程噪声贡献值		场界噪声贡献值		预测值		超标范围	
	昼间	夜间	昼间	夜间	昼间	夜间	昼间	夜间
东场界	55	46	21.3	21.3	55.0	46.0	/	/
南场界	56	47	43.1	43.1	56.2	48.5	/	/
西场界	56	47	34.4	34.4	56.0	47.2	/	/

北场界	56	47	27.1	27.1	56.0	47.0	/	/
-----	----	----	------	------	------	------	---	---

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（1~4#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 4.4-9。

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	相对方向	距站场边界(m)	背景值		噪声标准		贡献值		预测值		较现状增量		超标和达标情况	
			昼间	夜间	昼间	夜间	昼间	夜间	昼间	夜间	昼间	夜间	昼间	夜间
1#居民点	32	SW	52	46	60	50	4.3	4.3	52.0	46.0	0.0	0.0	达标	达标
2#居民点	111	W	52	46	60	50	0	0	52.0	46.0	0.0	0.0	达标	达标
3#居民点	83	N	52	46	60	50	0	0	52.0	46.0	0.0	0.0	达标	达标
4#居民点	97	E	52	46	60	50	0	0	52.0	46.0	0.0	0.0	达标	达标

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，会产生放空气流噪声，源强约 105dB(A)，预测结果见表 4.4-10。

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，放空火炬噪声影响范围约 177m，放空火炬周边 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可控。

站场放空频率低、时间短，一般在 2~5min，通过加强生产期间的安全管理，加强设备的维护，可降低放空的概率，同时加强与周边农户的宣传和沟通，争取理解，检修放空作业应尽量避免夜间和午休时间，尽可能降低放空噪声对周边居民影响。

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 846t，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，储存设施应做好四防防风、防雨、防晒、防渗漏要求，并设置警示标识定期转运。在危险废物暂存区顶部设置雨棚、地面采用混凝土硬化并铺设防渗膜，设置围堤及收集沟，确保油基岩屑不落地。

4.5.1.1.2 废防渗材料

本项目钻井、压裂结束后对场地进行清理，拆除防渗区域设置的防渗材料，预计产生沾染废油的废防渗材料约 0.2t，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 2.16t，由中石化重庆涪陵页岩气勘探开发有限公司回收利用或交由有资质的单位回收。

4.5.1.2 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 649.5t，水基岩屑产生量约 862.5t。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 1490 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 13t，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 4.2t，在平台定点收集后，由环卫部门统一清运处置。

4.5.2 运营期固体废物环境影响分析

集气站无人值守，无生活垃圾产生，运营期固体废物主要为废砂石。

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。妥善处置后对周边环境无影响。

4.5.3 退役期固体废物环境影响分析

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

4.6 土壤环境影响预测与评价

4.6.1 土壤环境影响类型及途径

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

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

表 4.6-1 项目土壤环境影响类型与影响途径表

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

表 4.6-2 建设项目土壤环境影响源及影响因子识别

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

4.6.2 施工期土壤环境影响分析

(1) 施工废弃物对土壤环境的影响

项目施工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，建设单位已在工区内大规模开发页岩气，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。

根据平台验收监测数据，占地内监测点均满足《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，占地外监测点均满足《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB 15618—2018）筛选值要求建设单位在采取措施下未对土壤造成显著影响。

表 4.6-3 现有工程平台土壤验收监测数据 单位：mg/kg

监测点位	pH (无量纲)	铅	石油烃	铬(六价)
188号平台内部	7.61	68	11	未检出
188号平台放喷池下游	6.31	68	15	/

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

4.7.1.1 对土地利用格局的影响

本项目总占地面积 1.2067hm^2 ，主要依托原有平台建设。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。

4.7.1.2 对永久基本农田影响

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。

本项目占用永久基本农田 0.1851hm^2 ，主要为平台西侧扩建区域占用，受本次井位限制，需向平台西侧扩建，方能满足钻机布置、泥浆循环系统及安全作业空间需求。平台周边平台区域大量分布基本农田，平台扩建工程不可避免地占用部分永久基本农田。施工期应严格控制临时用地范围，后续勘探结束转入生产使用的，建设单位应办理建设用地审批手续；不转入生产的，应当完成土地复垦，按期归还。服务期满后，根据《土地复垦条例实施办法》要求，井场除采气井口一定范围内土地，其余部分全部进行恢复，恢复为使用前地类，确保耕地面积不减少、质量不降低，本项目对基本农田的占用较小，采取措施后对基本农田影响小，项目对基本农田的影响可控。

4.7.1.3 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。

4.7.1.4 对植被影响分析

经现状调查，项目占地主要为工矿用地，其次为耕地、林地和其他土地。项目占地区及评价范围内未发现有古树名木及野生保护植物分布，植被以栽培植被为主。由于区域植被类型和植物种类广泛分布，因此本项目的建设及临时占地总体上不会影响陆生植物的多样性和分布现状。

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

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

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

综上,本项目建设对区域植被影响小。

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

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

项目建设会因各种人为和机械噪声使鸟类它们受到惊吓，远离施工区，造成施工期这些鸟类在该区域种群数量减少。在本项目施工范围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，可以到高原栖息场所十几公里外的地方觅食，所以项目建设对他们的影响不大。

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

（3）对兽类的影响分析

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

项目区域野生动物主要为一些常见的农耕带和林灌带的小型爬行动物、哺乳动物及鸟类等，其活动范围较大，虽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农田生态系统为主，其次为城镇生态系统、森林生态系统、灌丛生态系统、湿地生态系统。

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，不会对区域生态系统结构、功能和稳定性产生大的影响。

4.7.2 运营期生态环境影响分析

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

4.7.3 退役期生态环境影响分析

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

4.8 环境风险评价

4.8.1 评价依据

4.8.1.1 风险调查

4.8.1.1.1 危险物质识别

(1) 施工期

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

1) 原辅材料

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

清水钻井液成分为清水，不具有易燃易爆、有毒有害等特性。

水基钻井液以黏土（主要用膨润土）、水作为基础配浆材料，加入各种有机和无机材料形成的多种成分和相态共存的悬浮液，主要添加成分有聚丙烯酰胺钾盐、沥青 LF-TEX-1、80A51、氯化钠、羧甲基纤维素（CMC）、硅腐殖酸钾、磺化沥青钠盐、烧碱、纯碱等化学品。膨润土的主要成分是蒙脱石。钻井液中影响环境的主要成分是有有机物类、无机盐类、烧碱等配浆和加重材料中的杂质，目前采用的水基泥浆钻井液属于无毒无害物质，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、洗井废水、收集的雨水；储层改造工程阶段产生的废水为压裂返排液、收集的雨水，废水均不具有易燃易爆、有毒有害等特性。

③ 固体废物

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

储层工程阶段产生的固体废物主要是废油、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，属于危险物质

5) 火灾和爆炸伴生/次生污染物

运营期间，站场内甲烷泄漏遇火发生火灾时，可能产生一氧化碳和二氧化硫。

各类物质主要理化特性见表 4.8-1—表 4.8-5。

表 4.8-1 柴油的危险特性

标识	中文名	柴油	英文名	Diesel oil	分子式	分子量
理化性质	溶解性	与水混溶,可混溶于乙醇	外观	稍有黏性的棕色液体。		
	性能参数	沸点(℃)	-18	熔点(℃)	饱和蒸汽压	0.67kPa
相对密度(水=1)		0.87-0.90		相对密度(空气=1)	3.38	
燃烧爆炸危险性	燃烧性	不燃	闪点(℃)	55	引燃温度(℃)	257
	聚合危害	不聚合	火灾危险级别		甲	
	危险特性	遇明火、高热或与氧化剂接触,有引起燃烧爆炸的危险。若遇高热,容器内压增大,有开裂和爆炸的危险。灭火方法:消防人员必须佩戴防毒面具、穿全身消防服,在上风向灭火。尽可能将容器从火场移至空旷处。喷水保持火场容器冷却,直至灭火结束。在火场中的容器若已变色或从安全泄压装置中产生声音,必须马上撤离。灭火剂:雾状水、泡沫、干粉、二氧化碳、砂土。				
	燃烧产物	一氧化碳、二氧化碳	禁忌物	强还原剂、强氧化剂、易燃或可燃物		
毒性及健康危害	毒性	属中等毒类				
	接触极限		侵入途径	吸入、食入、经皮肤吸收		
	健康危害	皮肤接触可为主要吸收途径,可致急性肾脏损害。柴油可引起接触性皮炎、油性痤疮。吸入雾滴或液体呛入可引起吸入性肺炎。能经胎盘进入胎儿血中。柴油废气可引起眼、鼻刺激症状,头晕及头痛。				
	防护	皮肤接触:立即脱去污染的衣着,用肥皂水和清水彻底冲洗皮肤。就医。 眼睛接触:立即提起眼睑,用大量流动清水或生理盐水彻底冲洗。就医。 吸入:迅速脱离现场至空气新鲜处,保持呼吸道通畅。如呼吸困难,给输氧。如呼吸停止,立即进行人工呼吸。就医。 食入:尽快彻底洗胃。就医。 工程防护:密闭操作,注意通风。				
包装与储运	储运注意事项	个人防护:空气中浓度超标时,建议佩戴自吸过滤式防毒面具(半面罩)。紧急事态抢救或撤离时,必须佩戴空气呼吸器。戴化学安全防护眼镜。穿一般作业防护服。戴橡胶耐油手套。工作现场禁止吸烟。避免长期反复接触。 不储存于阴凉、通风的库房内。远离火种、热源。应与氧化剂、卤素分开存放,切忌混储。采用防爆型照明、通风设施。禁止使用易产生火花的机械设备和工具。储区应备有泄漏应急处理设备工具和合适的收容材料。运输前应先检查包装容器是否完整、密封,运输过程中要确保容器不泄漏、不倒塌、不坠落、不损坏。运输时运输车辆配备相应的品种和数量的消防器材及泄漏应急处理设备。				

表 4.8-2 天然气主要成分 CH₄ 物理化学特性表

国标编号	21007		
CAS 号	74-82-8		
中文名称	甲烷		
英文名称	methane; Marsh gas		
分子式	CH ₄	外观与性状	无色无臭气体
分子量	16.04	蒸汽压	53.32kPa/-168.8℃ 闪点: -188℃
熔点	-182.5℃ 沸点: -161.5℃	溶解性	微溶于水, 溶于醇、乙醚
密度	相对密度(水=1) 0.42 相对密度(空气=1) 0.55	稳定性	稳定
危险标记	4 (易燃液体)	主要用途	燃料和用于炭黑、氢、乙炔、甲醛等的制造
<p>1、健康危害 侵入途径：吸入。 健康危害：甲烷对人基本无毒，但浓度过高时，使空气中氧含量明显降低，使人窒息。当空气中甲烷体积分数达 25%~30%时，可引起头痛、头晕、乏力、注意力不集中、呼吸和心跳加速、共济失调。若不及时脱离，可致窒息死亡。皮肤接触液化本品，可致冻伤。</p> <p>2、爆炸风险 甲烷爆炸极限为 (V/V) 5.3%~15.0%</p> <p>3、毒理学资料及环境行为 毒性：属微毒类。允许气体安全地扩散到大气中或当作燃料使用。在高浓度时因缺氧窒息而引起中毒。空气中达到 25%~30%出现头昏、呼吸加速、运动失调。 危险特性：易燃，与空气混合能形成爆炸性混合物，遇热源和明火有燃烧爆炸的危险。与五氧化溴、氯气、三氟化氮、液氧、二氧化氯及其他强氧化剂接触剧烈反应。</p> <p>4.应急处理处置方法： 一、泄漏应急处理 迅速撤离泄漏污染区人员至上风处，并进行隔离，严格限制出入。切断火源。建议应急处理人员戴自给正压式呼吸器，穿消防防护服。尽可能切断泄漏源。合理通风，加速扩散。喷雾状水稀释、溶解。构筑围堤或挖坑收容产生的大量废水。如有可能，将漏出气用排风机送至空旷地方或装设适当喷头烧掉。也可以将漏气的容器移至空旷处，注意通风。漏气容器要妥善处理，修复、检验后再用。</p> <p>二、急救措施 皮肤接触：若有冻伤，就医治疗。 吸入：迅速脱离现场至空气新鲜处。保持呼吸道通畅。如呼吸困难，给输氧。如呼吸停止，立即进行人工呼吸。就医。 灭火方法：切断气源。若不能立即切断气源，则不允许熄灭正在燃烧的气体。喷水冷却容器，可能的话将容器从火场移至空旷处。灭火剂：雾状水、泡沫、二氧化碳、干粉。</p>			

表 4.8-3 H₂S 物理化学特性表

国标编号	21006
CAS 号	7783-06-4

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

1.对环境的影响：

一、健康危害

侵入途径：吸入。

健康危害：本品是强烈的神经毒物，对黏膜有强烈刺激作用。

二、毒理学资料及环境行为

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

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

2.现场应急监测方法：

①便携式气体检测仪器：硫化氢库仑检测仪、硫化氢气敏电极检测仪；

②常用快速化学分析方法：醋酸铅检测管法、醋酸铅指示纸法

3.应急处理处置方法：

一、泄漏应急处理

迅速撤离泄漏污染区人员至上风处，并立即进行隔离，小泄漏时隔离 150m，大泄漏时隔离 300m，严格限制出入。切断火源。建议应急处理人员戴自给正压式呼吸器，穿防毒服。从上风处进入现场。尽可能切断泄漏源。合理通风，加速扩散。喷雾状水稀释、溶解。构筑围堤或挖坑收容产生的大量废水。如有可能，将残余气或漏出气用排风机送至水洗塔或与塔相连的通风橱内。或使其通过三氯化铁水溶液，管路装止回装置以防溶液吸回。

二、防护措施

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

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

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

三、急救措施

皮肤接触：脱去污染的衣着，用流动清水清洗。就医。

眼睛接触：立即提起眼睑，用大量流动清水或生理盐水彻底清洗至少 5min。就医。

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

即进行人工呼吸。就医。

灭火方法：消防人员必须穿戴全身防火防毒服。切断气源。若不能立即切断气源，则不允许熄灭正在燃烧的气体。喷水冷却容器，可能的话将容器从火场移至空旷处。灭火剂：雾状水、泡沫、二氧化碳。

表 4.8-4 SO₂ 物理化学特性表

国标编号	23013		
CAS 号	7446-09-5		
中文名称	二氧化硫		
英文名称	sulfur dioxide		
别名	亚硫酸酐		
分子式	SO ₂	外观与性状	无色有恶臭气体
分子量	64.6	蒸汽压	338.42kPa/21.1℃
熔点	-75.5℃	溶解性	溶于水、乙醇
密度	相对密度（空气=1）1.43	稳定性	稳定
危险标记	不燃，有毒，具有强刺激性	主要用途	用于制造硫酸和保险粉等

一、健康危害

侵入途径：吸入。

二、危险性概述

健康危害：易被湿润的黏膜表面吸收生成亚硫酸、硫酸。对眼及呼吸道黏膜有强烈的刺激作用。大量吸入可引起肺水肿、喉水肿、声带痉挛而致窒息。轻度中毒时，发生流泪、畏光、咳嗽，咽、喉灼痛等；严重中毒可在数小时内发生肺水肿；极高浓度吸入可引起反射性声门痉挛而致窒息。皮肤或眼接触发生炎症或灼伤。长期低浓度接触，可有头痛、头昏、乏力等全身症状以及慢性鼻炎、咽喉炎、支气管炎、嗅觉及味觉减退等。

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

燃爆危险：本品不燃，有毒，具有强刺激性。

三、泄漏应急处理

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

四、防护措施

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

眼睛防护：戴化学安全防护眼镜。身体防护：穿防静电工作服。手防护：戴防化学品手套。
其他：工作现场严禁吸烟、进食和饮水。工作毕，淋浴更衣。及时换洗工作服。作业人员应学会自救互救。进入罐、限制性空间或其他高浓度区作业，须有人监护。

五、急救措施

皮肤接触：立即脱去污染的衣着，用大量流动清水冲洗。就医。

眼睛接触：提起眼睑，用流动清水或生理盐水冲洗。就医。

吸入：迅速脱离现场至空气新鲜处。保持呼吸道通畅。

表 4.8-5 盐酸物理化学特性表

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

一、健康危害

侵入途径：吸入。

健康危害：本品对眼和呼吸道黏膜有强烈的刺激作用。

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

慢性影响：长期较高浓度接触，可引起慢性支气管炎、胃肠功能障碍及牙齿酸蚀症。

二、毒理学资料及环境行为

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

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

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

燃烧（分解）产物：氯化氢。

三、泄漏应急处理

迅速撤离泄漏污染区人员至上风处，并进行隔离，小泄漏时隔离 150m，大泄漏时隔离 300m，严格限制出入。建议应急处理人员戴自给正压式呼吸器，穿防毒服。从上风处进入现场。尽可能切断泄漏源。合理通风，加速扩散。喷氨水或其他稀碱液中和。构筑围堤或挖坑收容产生的大量废水。如有可能，将残余气或漏出气用排风机送至水洗塔或与塔相连的通风橱内。

漏气容器要妥善处理，修复、检验后再用。建议废料用碱液—石灰水中和，生成氯化钠和氯化钙，用水稀释后排放，从加工过程的废气中回收氯化氢。

四、防护措施

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

五、急救措施

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

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

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

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

4.8.1.1.2 危险物质数量及分布

(1) 施工期

施工期间，钻井工程阶段井场采用标准化布置，施工队配制 300m³油基钻井液，设置 2 个柴油罐，柴油最大存储量为 15t；油基钻井液配制量 300m³，密度按 1.5t/m³，则油基钻井液最大存在总量为 450t；废油设 4 个 200L 油桶收集，密度按 0.8t/m³，废油最大存在总量为 0.64t；设 30 个 1m³ 吨桶收集油基岩屑，油基岩屑密度取 2t/m³，则油基岩屑最大存在总量为 60t。储层改造阶段，井场配置 2 个柴油罐，柴油最大存储量为 15t；废油设 4 个 200L 油桶收集，密度按 0.8t/m³，废油最大存放总量为 0.64t，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

时段	工程阶段	危险物质名称	CAS 号	最大存在总量 qn/t	临界量 Qn/t
施工期	钻井工程	柴油	/	15	2500
		油基岩屑	/	60	2500
		废油	/	0.64	2500
		油基钻井液	/	450	2500
	项目 Q 值Σ				
	储层改造工程	柴油	/	15	2500
		废油	/	0.64	2500
项目 Q 值Σ					

(2) 运营期

本项目不含外输管线，集气站内设备及管线最大工作压力为 6.3Mpa，工

作温度为 20°C，此时，甲烷密度约 46.565kg/m³，DN800 计量分离单台天然气在线量 2m³）、单台 10 万方压缩机天然气在线量约 1m³，据此估算，集气站的甲烷在线量如下。

表 4.8-7 运营期间甲烷数量及分布一览表

单元	序号	设备名称或规格	数量	单个设备容积 m ³	在线容积 m ³	在线量 t
188 集气站	1	气液分离器 DN800	3	2	6	0.279
	2	压缩机	1	1	1	0.047
	3	采气管线 Φ76×12	/	/	1	0.050
	小计					0.376

4.8.1.2 风险潜势初判

4.8.1.2.1 危险物质及工艺系统危险性的确定

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

(1) 危险物质数量与临界量比值 (Q)

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

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

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

式中：q₁，q₂，…，q_n-每种危险物质的最大存在总量，t；

Q₁，Q₂，…，Q_n-每种危险物质的临界量，t。

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

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

表 4.8-8 施工期建设项目 Q 值确定表

时段	工程阶段	危险物质名称	CAS 号	最大存在总量 qn/t	临界量 Qn/t	Q 值
施工期	钻井工程	柴油	/	15	2500	0.006
		油基岩屑	/	60	2500	0.024
		废油	/	0.64	2500	0.000256
		油基钻井液	/	450	2500	0.18
	项目 Q 值Σ					0.21
	储层改造工程	柴油	/	15	2500	0.006
		废油	/	0.64	2500	0.000256
项目 Q 值Σ					0.006256	

表 4.8-9 运营期建设项目 Q 值确定表

危险单元	危险物质名称	CAS 号	最大存在总量 qn/t	临界量 Qn/t	Q 值
焦页 188 号集气站	甲烷	74-82-8	0.376	10	0.0376
	小计				0.0376

(2) 环境风险潜势判断

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

4.8.1.3 评价等级

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

4.8.2 环境敏感目标概况

本项目平台位于农村区域，本次重点关注平台井场 500m 范围内的居民。本项目施工废水不外排，运营期废水间接排放至鱼泉河，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

类别	环境敏感特征					
环境	序号	敏感目标名称	相对方位	最近距离/m	属性	人口数
空气	1	1#居民点	SW	32	居民区	4

类别	环境敏感特征					
	2	2#居民点	W	111	居民区	20
	3	3#居民点	N	83	居民区	8
	4	4#居民点	E	97	居民区	4
	5	5#居民点	W	213	居民区	24
	6	6#居民点	N	225	居民区	120
	7	7#居民点	S	297	居民区	20
	厂址周边 500 m 范围内人口数小计					200
	厂址周边 5km 范围内人口数小计					1~5 万
	管线周边 200m 范围内					
	序号	敏感目标名称	相对方位	距离/m	属性	人口数
	本项目不涉及外输管线					
大气环境敏感程度 E 值					E2	
地表水	受纳水体					
	序号	受纳水体名称 (最近地表水体)	排放点水域环境功能		24h 内流经范围/km	
	1	乌杨溪	III		其他	
	内陆水体排放点下游 10km (近岸海域一个潮周期最大水平距离两倍) 范围内敏感目标					
	序号	敏感目标名称	环境敏感特征	水质目标	与排放点距离/m	
	1	水体下游 10km 无敏感目标分布				
地表水环境敏感程度 E 值					E2	
地下水	序号	环境敏感区名称	环境敏感特征	水质目标	包气带防污性能	与下游厂界距离/m
	1	Q7	较敏感 G2	III	D1	650
	2	Q9	较敏感 G2	III	D1	1418
	地下水环境敏感程度 E 值					E1

4.8.3 环境风险识别

4.8.3.1 物质危险性识别

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

表 4.8-11 物质危险性

阶段	工程内容	危险物质	物质危险性	存储方式	备注
----	------	------	-------	------	----

阶段	工程内容	危险物质	物质危险性	存储方式	备注
施工期	钻井工程	柴油	可燃、有毒	柴油罐	2 座，10m ³ 钢罐
		油基岩屑	有毒	吨桶	30 个，1m ³ 桶
		废油	可燃、有毒	油桶	4 个，200L 桶
		油基钻井液	有毒	储备罐	300m ³
	储层改造工程	盐酸	有毒	钢罐	12 个，10m ³ 钢罐
		废油	可燃、有毒	油桶	4 个，200L 桶
运营期		甲烷	可燃、有毒	不储存	设备内
		废油	可燃、有毒	油桶	桶装

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

4.8.3.2.2 运营期潜在危险性因素识别

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

(1) 站场工程危险性因素识别

项目站场工程中因设备故障引起的天然气泄漏引发的火灾爆炸事故；放空

系统可能因阀门密封不严或者破裂、操作不当、维护不到位易造成设备的破裂和泄漏，可能发生火灾爆炸事故。

(2) 天然气集输管线危险因素识别

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

(3) 污水集输管线危险因素识别

污水管线因管材及施工缺陷可能导致废水泄漏，可能引发土壤和地下水污水事故。

4.8.3.2.3 退役潜在危险性因素识别

气井退役期，站内无危险物质存放，危险性较小。

4.8.3.3 危险物质向环境转移的途径识别

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

表 4.8-12 环境风险识别表

序号	危险单元	风险源	主要危险物质	环境风险类型	环境影响途径	可能受影响的环境敏感目标	备注
1	钻井辅助设施	储备罐	油基钻井液	土壤、地下水	泄漏渗入土壤	土壤和下游泉点	施工期
2	柴油罐	柴油罐	柴油	大气、土壤、地下水	泄漏渗入土壤或引起火灾	周边居民、土壤和下游泉点	
3	危废暂存间	油桶 吨桶	废油 油基岩屑	大气、土壤、地下水	泄漏渗入土壤或引起火灾	周边居民、土壤和下游泉点	
4	集气站	集输设备及管线	甲烷	大气	泄漏引起火灾	周边居民	运营期
5	润滑油暂存点	润滑油暂存点	废润滑油	土壤、地下水	泄漏渗入土壤	土壤和下游泉点	
6	放喷池、污水管线等	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可能因溢流、套管破裂等造成井喷失控。井喷失控是钻井工作中最重大的危险，井喷失控喷射出的天然气遇火燃烧爆炸，对周边的居民造成伤人、伤亡事故。

(2) 风险防范措施

① 相关制度

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。

根据气质分析报告，本项目页岩气目的层不含硫化氢，但施工过程仍按《硫化氢环境钻井场所作业安全规范》（SY/T 5087-2024）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 池体破损或外溢

(1) 风险源、途径、环境敏感目标

井场配套建有清污水池、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

（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》中要求，做好贮存风险事故防范工作。

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

④贮存设施或贮存分区内地面、墙面裙脚、堵截泄漏的围堰、接触危险废物的隔板和墙体等应采用坚固的材料建造，表面无裂缝。贮存设施地面与裙脚应采取表面防渗措施；表面防渗材料应与所接触的物料或污染物相容，可采用抗渗混凝土、高密度聚乙烯膜、钠基膨润土防水毯或其他防渗性能等效的材料。贮存的危险废物直接接触地面的，还应进行基础防渗，防渗层为至少 1m 厚黏土层（渗透系数不大于 10^{-7}cm/s ），或至少 2mm 厚高密度聚乙烯膜等人工防渗材料（渗透系数不大于 10^{-10}cm/s ），或其他防渗性能等效的材料。

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

(3) 应急要求

发生泄漏后立即组织清理，防止污染扩大。若发生火灾事故时严格按照消防相关要求进行灭火，采用磷酸铵盐干粉灭火器及二氧化碳灭火器。启动灭火

等事故消除措施，控制事故影响扩散范围。若无法控制影响，应立即通报上级单位，扩大应急，启动应急预案。

4.8.4.2 运营期环境风险分析及应急要求

4.8.4.2.1 甲烷泄漏

(1) 风险源、途径、环境敏感目标

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

(2) 风险防范措施

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

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

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

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

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

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

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

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

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

(3) 应急要求

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

4.8.4.2.2 火灾次生影响

(1) 风险源、途径、环境敏感目标

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

(2) 风险防范措施

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

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

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

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

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

(3) 应急要求

在发生火灾事故时严格按照消防相关要求进行灭火，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 20m^3 ，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质，具有非常好的防腐性能；管线中层的金属材料起到增加管线强度的作用，既不接触管道内的产出水，也不接触管道外的地下水，腐蚀的可能性很小。

本工程柔性复合高压输送管由于其本身特点，管段之间不能直接连接，需采用专用转换接头，转换接头为金属制品，采用内丝外扣方式与管材相连，由于本工程产出水氯离子含量较高，因此转换接头材质采用 825 合金，并刷环氧

树脂涂料，以隔绝产出水与金属的接触。每节管段两头分别采用外丝型接头和螺母型接头，管段之间采用螺纹连接。相互连接的内丝接头和套筒接头之间加聚四氟乙烯密封垫，聚四氟乙烯具有很好的密封性能和防腐性能，可以隔绝产出水与金属接头的接触并能长期运行。

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

(3) 应急要求

当罐体发生渗漏时，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 2024 年对《中石化重庆涪陵页岩气勘探开发有限公司突发环境事件风险评估》和《中石化重庆涪陵页岩气勘探开发有限公司突发环境事件应急预案》进行了修订，并完成了备案。

应急预案主要内容包括：环境风险分析、应急组织机构及职责、预防与预警、应急响应、后期处置、监督管理等。该应急预案适用于中石化重庆涪陵页岩气勘探开发有限公司涪陵、南川、武隆等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，可依托现有工程环境风险控制措施和应急预案可以满足要求。因

此，本项目可以纳入《中石化重庆涪陵页岩气勘探开发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》(AQ 2016-2008) 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

建设项目名称	焦页 188 号扩评价井组				
建设地点	(/) 省	重庆市	南川区	中桥乡	中溪村
地理坐标	经度	***	纬度	***	
主要危险物质及分布	施工期：柴油、油基岩屑等；运营期：天然气、废油				
环境影响途径及危害后果	池体在遇雨季和山洪暴发，引起池体垮塌或溢流将引起周边土壤污染。柴油拉运至井场过程中出现交通事故可能引起水体、土壤污染。水池中污水所含的其他有机处理剂使水体的 COD、SS 增高，水体污染会对地势低于水池的水环境产生破坏，破坏农作物和影响土壤质量，同时会对坡面的地表植被和土壤产生影响。废油泄漏主要污染周边旱地土壤，根据周边地势，主要流入旱地，对旱地土壤造成污染，造成经济影响。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。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				

	<p>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。</p>
<p>风险防范措施要求</p>	<p>钻井工程:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1、钻井过程按照《石油天然气工业健康、安全与环境管理体系》《石油天然气钻井井控技术规范》等行业相关规范和钻井设计的要求进行工程控制; 2、井场安装固定式硫化氢检测仪传感器, 可燃气体检测仪、正压式空气呼吸器、便携式应急照明灯具、防火服、半封闭式防毒口罩等; 3、配备三套独立点火系统; 4、柴油罐设置围堰, 周边设置围堰, 围堰容积不小于单个柴油罐容积; 重点防渗区; 施工队配备吸油毡、消防砂及相关消防器材; 5、定期巡检, 保证废水不外溢; 6、井场进行分区防渗, 其中危险废物贮存设施、柴油罐区等应进行重点防渗; 原辅材料(药剂)区一般防渗, 应满足相应防渗漏、防雨淋、防扬尘等环境保护要求。 7、施工队伍制定应急培训计划, 定期对应急组织机构、应急保障系统等有关人员进行综合性应急培训并做好培训记录; 对井场附近居民宣传风险防范及相关知识 <p>储层改造工程阶段:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1、井场安装固定式硫化氢检测仪传感器, 可燃气体检测仪、正压式空气呼吸器、便携式应急照明灯具、防火服、半封闭式防毒口罩等; 2、配备三套独立点火系统; 3、柴油罐设置围堰, 周边设置围堰, 围堰容积不小于单个柴油罐容积; 重点防渗区; 施工队配备吸油毡、消防砂及相关消防器材; 4、定期巡检, 保证废水不外溢; 5、井场进行分区防渗, 其中危险废物贮存设施, 柴油罐区、盐酸罐区应进行重点防渗; 原辅材料(药剂)区一般防渗, 应满足相应防渗漏、防雨淋、防扬尘等环境保护要求。 6、盐酸罐区设置防腐防渗膜, 周边设置围堰, 围堰容积不小于单个罐容积, 重点防渗区; 7、施工队伍制定应急培训计划, 定期对应急组织机构、应急保障系统等有关人员进行综合性应急培训并做好培训记录; 对井场附近居民宣传风险防范及相关知识 8、配液罐区(压裂返排液储罐)周边设置围堰, 一般防渗区, 围堰容积不小于单个罐容积; <p>运营期:</p>

	1、场站设置固定式可燃气体检测报警系统； 2、设置井口安全截断系统，当检测点压力超高或超低以及火灾情况下，该系统自动关闭井口，同时也能人工紧急关闭井口； 3、按规定进行设备维修、保养，及时更换易损及老化部件，防止天然气泄漏事故的发生 4、药剂棚为一般防渗，应满足相应防渗漏、防雨淋、防扬尘等环境保护要求，设置围堰。
填表说明	经风险调查、风险潜势初判，本项目 Q 值小于 1，确定项目风险潜势为 I，评价工作等级为简单分析

4.9 碳排放评价

本次碳排放重点关注运营期开采环节，碳排放评价参照《重点行业建设项目碳排放环境影响评价试点技术指南（试行）》的相关要求执行。碳排放评价因子除包括二氧化碳外，本次重点考虑了甲烷，其中甲烷的排放量核算参照《中国石油天然气生产企业温室气体排放核算方法与报告指南》《重庆市企业温室气体排放核算方法与报告指南—石油和天然气生产行业》的相关要求执行。

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

4.9.1 碳排放政策符合性分析

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

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

4.9.2 建设项目碳排放分析

4.9.2.1 碳排放影响因素分析

4.9.2.1.1 核算边界

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

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

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

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

（3）工艺放空排放。主要指天然气生产各业务环节通过工艺装置泄放口或安全阀门有意释放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。

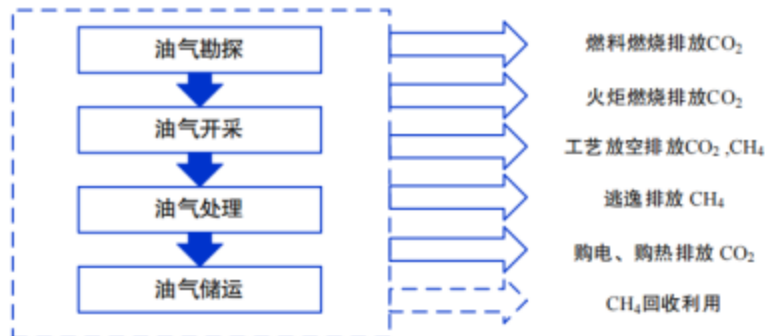


图 4.9-1 石油天然气行业温室气体排放源及气体种类

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：

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

式中：

E_{GHG} ——温室气体排放总量，单位为吨二氧化碳当量（tCO_{2e}）；

$E_{CO_2-燃烧}$ ——化石燃料燃烧的排放量，单位为吨二氧化碳（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。

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

$E_{CO_2-燃烧}$ ——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）；

CC_i —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；

本项目集气站不涉及燃料燃烧。

(3) 放空排放

① 天然气开采

油气开采工艺放空甲烷排放可根据油气开采环节各类设施的数量及不同设施的工艺放空排放因子进行计算：

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

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

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

式中：

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

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

式中：

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

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

Num_j 为第 j 个油气输送设施的数量，单位为个；

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

（5）甲烷逃逸排放

① 天然气开采

油气开采业务甲烷逃逸排放可根据油气开采环节各类设施的数量及不同设施的甲烷逃逸排放因子进行计算：

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

式中：

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

j —不同的设施类型；

Num_j —天然气开采业务所涉及的泄漏设施类型数量，单位为个；

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

② 天然气处理

天然气处理过程的甲烷逃逸排放可根据天然气处理量估算，公式如下：

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

式中：

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

Q_{gas} —天然气的处理量，单位为亿标准立方米（10⁸Nm³）；

$EF_{CH_4-天然气处理量}$ —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。

$$E_{CH_4-天然气输送} = \sum_j (Num_j \times EF_j) \quad (\text{公式 10})$$

$E_{CH_4-天然气输送}$ —天然气输送过程甲烷逃逸排放，单位为吨甲烷 (tCH_4)；

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

Num_j —天然气输送过程中产生逃逸排放的设施 j （包括天然气输送环节中的压气站/增压站、计量站/分输站、管线逆止阀等）的数量，单位为个；

EF_j —每个设施 j 的甲烷逃逸排放因子，单位为吨甲烷每年每个，单位为吨甲烷每年每个 ($tCH_4/(\text{年} \cdot \text{个})$)。

(6) 消耗电力对应的排放

企业消耗的电力对应的二氧化碳排放量按公式计算。

$$E_{CO_2-电力} = AD_{电力} \times EF_{电力} \quad (\text{公式 11})$$

式中：

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

$AD_{电力}$ —消耗的电量，包含电网电量、自备电厂电量、可再生能源电量和余热电量，单位为兆瓦时 (MWh)；

$EF_{电力}$ —电力排放因子，单位为吨二氧化碳/兆瓦时 ($t CO_2/MWh$)；

4.9.2.2.2 计算系数

(1) 燃料燃烧排放

天然气的单位热值含碳量：取指南推荐值 $0.0153 tC/GJ$ 。

天然气的低位发热值，取指南推荐值 $389.31 \text{ GJ}/10^4 \text{ Nm}^3$ 。

天然气的碳氧化率：取《核算方法》推荐值 99%。

(2) 火炬燃烧放

火炬气碳氧化率：取《核算方法》推荐 98%。

CO_2 在标准状况下的密度：取《核算方法》推荐值 $19.7\text{t}/10^4 \text{ Nm}^3$ 。

CH_4 在标准状况下的密度：取《核算方法》推荐值 $7.17\text{t}/10^4 \text{ Nm}^3$ 。

GWPCH_4 甲烷的全球变暖趋势：取《IPCC 第四次评估报告》推荐值 25。

(3) 工艺放空排放

天然气开采业务 CH_4 放空排放因子：取《核算方法》推荐值：井口装置 $0\text{tCH}_4/(\text{a}\cdot\text{个})$ 、集气站 $23.60 \text{ tCH}_4/(\text{a}\cdot\text{个})$ 。

天然气处理放空 CH_4 排放因子：取《核算方法》推荐值 $13.83 \text{ tCH}_4/10^8 \text{ Nm}^3$ 。

天然气储运放空 CH_4 排放因子：取《核算方法》推荐值：管线（逆止阀） 5.49 （吨/年·个）。

(4) 甲烷逃逸排放

天然气开采业务 CH_4 逃逸排放因子：取《核算方法》推荐值：井口装置 $2.5\text{t CH}_4/(\text{a}\cdot\text{个})$ 、集气站 $27.9 \text{ tCH}_4/(\text{a}\cdot\text{个})$ 。

天然气处理逃逸 CH_4 排放因子：取《核算方法》推荐值 $40.34 \text{ tCH}_4/10^8 \text{ Nm}^3$ 。

天然气处理逃逸 CH_4 排放因子：取《核算方法》推荐值管线（逆止阀） 0.85 （吨/年·个）。

(5) 电力对应的二氧化碳排放

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 $0.5581\text{tCO}_2/\text{MWh}$ 。

4.9.2.2.3 碳排放核算

本项目新建 2 口井，扩建 1 座集气站，平台共计部署 5 口页岩气井（平桥 101 已关井），本项目碳排放量见表 4.9-1~4.9-4。

表 4.9-1 工艺放空排放量计算表

平台	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 $\text{tCH}_4/(\text{a}\cdot\text{个})$ 或 $\text{tCH}_4/10^8 \text{ Nm}^3$	放空排放量

平台	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
焦页 188 号	天然气开采	/	井口装置	8	0	0
			集气站	1	23.6	23.6
			小计			

注：以各平台全厂范围核算。

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	5	2.5	12.5
		集气站	1	23.	27.90
小计					33.75

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
285	0.5338	152.133

综上，本项目碳排放总量见表 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
本项目	590	1947.5	152.13	2689.63

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） $\times\text{GWPCH}_4$ ； GWPCH_4 采用 IPCC 第四次评估报告中的推荐值， GWPCH_4 取 25。

综上，本项目碳排放总量为 $2689.63 \text{ t CO}_2\text{e}$ 。

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： $0.056 \text{ tCO}_2\text{e}/\text{吨油气}$ ，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 2689.63t CO₂/年，碳排放开采系数为 0.056t CO₂e/吨油气，相较于国内同类型项目碳排放开采系数，在后续加强管理、推广网电施工、技术创新情况下，建设单位可进一步降低碳排放强度。

5 环境保护措施及其可行性论证

5.1 施工期污染防治措施可行性论证

5.1.1 地表水污染防治措施分析论证

5.1.1.1 钻井工程

该施工阶段废水包括剩余水基钻井液、雨水、生活污水。

(1) 剩余钻井液

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

中石化重庆涪陵页岩气勘探开发有限公司根据已开发的平台钻探情况，确立了区域页岩气钻井用统一的水基/油基钻井液体系，本项目水基、油基钻井阶段结束后，剩余水基/油基钻井液可随钻井队用于本平台或区域其他平台后续钻井工程使用。

图 5.1-1 本项目钻井过程中钻井液循环方式

(2) 场地雨水

场内外实施清污分流制度，井场四周设置截排水沟，井场外雨水随截排水沟就近排放；场内雨水通过污水沟汇入污水池/放喷池，雨水收集暂存后，用于本平台储层改造阶段的压裂工序，雨水成分简单，主要污染物为 SS，沉淀后即可用于配制压裂液。结合 2.5.1.1 章节分析，各站场初期雨水产生量约 74.5m³/次。放喷池/废水池容积满足初期雨水的暂存需求。场地雨水回用于压裂工序配制压裂液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场地雨水回用情况，场地雨水配制压裂液未对压裂性能产生不良影响，回用可行的。

(3) 生活污水

井场及生活区各设置 1 个环保厕所，施工人员生活污水经环保厕所收集后农用或交由生活污水处理厂处置。

5.1.1.2 储层改造工程

该施工阶段废水包括雨水、生活污水、洗井废水和压裂返排液，其中，雨水及生活污水的处置方式与钻井阶段一致。洗井用水为纯清水，洗井产生废水主要污染物为 SS，沉淀后即可用于配制压裂液。

(1) 压裂返排液

压裂返排液等收集后在配液罐、清污水池等池体暂存，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，依托四川兴澳涪陵气田平桥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。

1) 压裂返排液回用压裂可行性分析

压裂返排液采用“混凝沉淀+杀菌”处理后回用于压裂工序，污水处理工艺流程图见图 5.1-2，压裂液回用水质要求见表 5.1-1。

采用边返排边转运方式，确保液位安全。当池体容积空高低于 0.5m 时，施工单位应采取措施控制返排速率，将平台内压裂返排液转运至区域已建池体暂存，保证罐体保持规定的安全空高，避免废水外溢。

表 5.1-1 压裂液回用水质要求

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

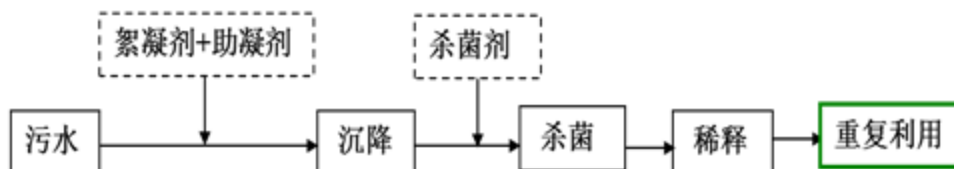


图 5.1-2 污水处理工艺流程

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、Ca²⁺、Mg²⁺浓度，杀菌剂可有效控制硫酸盐杆菌 SRB、腐生菌 TGB、铁菌 FB 数量，通过稀释的方式可降低废水矿化度，经上述工艺处理后废水可满足压裂回用水质标准要求。采用“混凝沉淀+杀菌”处理工艺，直接在软体罐和配液罐添加絮凝剂和杀菌剂，不需其他处理设施，操作简单，在页岩气勘探开发中已得到广泛应用，根据建设单位其他页岩气井压裂返排液回用情况，返排废水的回用未对压裂性能产生不良影响，因此，回用是合理可行的。

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

通过上述措施做到废水不外排，消除对地表水环境的影响是可行的。

2) 压裂返排液暂存及回用的可行性分析

根据施工计划，本项目各平台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。

根据建设单位提供资料，压裂液中压裂返排液量或采出水量占总配制液量的 20%。各井压裂返排液配置量、最大可回用量、压裂液产生量见表 5.1-2。从表 5.1-2 可以看出，各井压裂返排液回用量小于理论最大可回用量，各平台压裂返排液井间回用，最后一口井可回用至工区其他平台。

表 5.1-2 压裂返排液产生、回用计划表

平台	井号	本平台压裂液 配制量 m ³	本平台压裂返 排液产生量 m ³	压裂液处置去向
焦页 188	焦页 188-Z1HF	53730	1934	回用焦页 188-4HF
	焦页 188-4HF	55350	1993	回用区域其他平台

储层改造期间，井场配液罐容积约 1600m³，放喷池容积为 300m³，污水池 1000m³，总容积约 2900m³，可满足压裂返排液暂存需求。施工期间应加强对废水储存情况进行观察，定期巡检，防止出现废水渗漏等情况，同时。压裂施工期间建设单位应配置罐车及时对压裂返排液进行转移，边返排边转运，保证水位达到池面 0.5m 前应将废水进行转移，采取措施后，站场可满足压裂返

排液暂存需要

5.1.1.3 油气集输工程

(1) 施工废水污染防治措施

项目施工废水含有大量的 SS，在施工场地设置沉淀池，施工废水经过沉淀后，用作防尘洒水使用，不外排。

(2) 施工生活污水污染防治措施

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

5.1.2 地下水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，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。

由以上分析，并结合地下水导则及《非常规油气开采污染控制技术规范》(SY/T 7482-2020)要求，钻机基础区域、钻井液循环系统、放喷池、废油暂

存区、柴油罐区、油基岩屑收集贮存区、柴油发电机房等涉及含油材料或废物流转的区域为重点防渗区。

区域内场地平整，满足防腐蚀、防流失、防扬撒的要求；含油废物暂存区应满足防渗、防风、防雨、防晒的要求，周围醒目处应设置危险废物贮存标识牌；用以存放装载液体、半固体危险废物容器的区域，容器下方地面应硬化平整并采取防渗措施，设计堵截泄漏的围堰。

水基岩屑暂存区、原辅材料暂存区等区域为一般防渗区，一般防渗区应按照 GB 18599 的要求，地面采取相当于 1.5m 厚黏土层，渗透系统不大于 10^{-7} cm/s 的防渗措施。

表 5.1-3 本项目井场各构筑物防渗要求一览表

构筑物名称	防渗分区	防渗技术要求
危险废物暂存区	重点防渗	按 GB18597 的要求，应铺设 150mm 混凝土或 2mm 厚高密度聚乙烯膜、渗透系数不大于 10^{-10} cm/s，或采取铺设渗透系数不大于 10^{-10} cm/s、至少 2mm 厚的其他人工材料的防渗措施
油基岩暂存区	重点防渗	
柴油罐区	重点防渗	
盐酸罐区	重点防渗	
柴油动力机、发电机	重点防渗	
循环罐区	重点防渗	
放喷池	重点防渗	
钻机基础区（井口区）	重点防渗	
水基岩屑暂存区	一般防渗区	
原辅材料暂存区	一般防渗区	
压裂液罐区、配液撬、压裂机组区域、供液撬	一般防渗区	
办公室	简单防渗区	一般地面硬化

（3）污染监控

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

通过以上措施可有效预防地下水污染，措施可行。

（4）应急响应

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

5.1.3 大气污染防治措施可行性论证

(1) 扬尘

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

在装卸材料时应规范作业，文明施工，减少扬尘的产生；

严禁施工现场搅拌混凝土，项目应使用商品混凝土，严禁施工现场搅拌混凝土；

运输车要采取密闭运输，防止撒漏；进出场地口道路应进行硬化，严禁超载。

(2) 燃油废气

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

(3) 施工机具尾气

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

(4) 测试放喷废气

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

(5) 前置酸配制产生盐酸雾

现场将酸罐呼吸孔排放的少量盐酸雾引至水中吸收。盐酸雾极易溶于水，经水吸收后排入环境的量极少。

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

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），本项目清水岩屑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。

5.1.5.2 水基岩屑

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

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

水基岩屑经岩屑不落地系统收集后，外运用于资源化利用。

本项目水基岩屑最终送至水泥厂等资源化利用。本项目水基岩屑外送资源化利用时应符合接纳企业对原材料的质量和规格要求；企业自身加工利用水基岩屑应符合国家行业技术政策和相关环保要求；利用水基岩屑加工制成产品外

售，应符合产品质量标准。

5.1.5.3 油基岩屑

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

A、收集作业

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

②作业区域内应设置危险废物收集专用通道和人员避险通道。

③收集时应配备必要的收集工具和包装物，以及必要的应急监测设备及应急装备。

④危险废物收集应填写记录表，并将记录表作为危险废物管理的重要档案妥善保存。

⑤收集结束后应清理和恢复收集作业区域，确保作业区域环境整洁安全。

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

B、危险废物贮存

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。

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）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。

C、危险废物的运输

本项目危险废物委托外单位运输危险废物的，建设单位应定期对承包商进行检查：

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

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

③ 危险废物公路运输时，运输车辆应按 GB13392 设置车辆标志。

④ 危险废物运输应遵守危险货物运输管理的相关规定，按照危险废物特性分类运输。

D、危险废物转移

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

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 0.2t，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 2.16t，由中石化重庆涪陵页岩气勘探开发有限公司或有资质的单位回收处理。

本项目废油和沾染废油的废防渗材料在危险废物暂存场暂存，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。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、生活区各设 1 处垃圾收集点，定期由环卫部门统一清运处置。生活垃圾处理措施可行。

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

2) 本项目钻井采用水基岩屑不落地装置进行处理，保证废水、水基岩屑不落地，井场内各池体均采取防渗处理，在严格执行各项环保措施下，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，严格限制占地面积，特别是穿越基本农田、天然林、公益林等管段应尽量减小施工作业带宽度，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。施工期应避免雨天与大风天气，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

完工后及时拆除工棚、生活区等临时设施，并进行迹地恢复。其上覆土

30cm，种植区域常见植物。对施工期用于工棚、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

对于耕地、永久基本农田采取“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、永久基本农田内排放废水、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

项目施工占地主要包括场地平整、开挖对地表土壤和植被的破坏。为减免项目建设和运行对评价范围造成的不利影响，工程设计中应尽量减少施工影响面积，以便把施工对生物多样性的破坏降至最低。在施工过程中，林业、环保等主管部门，有权监督施工过程中生物多样性保护的措施是否落实。

本项目占地区及项目评价范围内，未发现重点保护野生植物。局部地带施工完成后，应立即恢复施工区临时占地上破坏了的植被；所有工程结束后，应立即对施工临时占地进行全面植被构建；生活区的建筑须拆除绿化、复耕或交付地方继续使用。

火灾对森林植被影响极大，项目施工方应结合工程施工规划，做好施工人员吸烟和其他生活、生产用火的火源管理。

本项目涉及天然林和公益林，应加强对施工人员的防火宣传教育，增强防火意识；建立施工区森林防火及火警警报系统和管理制度，一旦出现火情，立即向林业主管部门和地方有关主管部门进行通报，同时组织人员协同当地群众

积极灭火，以确保施工期内施工区附近区域的森林资源火情安全。

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

(4) 对陆生野生动物的保护对策

施工期保护措施如下：

①对两栖类、爬行类动物的保护措施

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

b. 在施工过程中如发现两栖类动物应停工避让或人工放逐到施工区外。

c. 不得人为损伤、捕捉爬行类动物。

②对鸟类与兽类的保护措施

a. 合理安排工作时间，尽量避免夜间施工，降低强灯光对附近山体的照射时间。

b. 施工过程中使用降噪设备，降低噪声影响范围。

c. 利用标牌、指示牌等宣教手段，开展宣传教育工作。

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

e. 运输车辆以无鸣笛方式在评价范围内运行，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。

尽量避开重点保护野生动物的繁殖期施工，尽量避开夜间施工。施工中如发现重点保护野生动物，不得随意捕杀和伤害，应及时向林业部门和生态环境部门报告，并加以保护。

(5) 景观生态体系的保护与减缓措施

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

破坏当地景观的风格。

(6) 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内进行，严禁突破。工程占地对植被的破坏是不可避免的，但通过相应的补救恢复措施，可以最大限度地降低负面效应。

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,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良影响。

(8) 生态补偿措施

本项目应依法办理占地、林地使用等相关手续,依法对耕地、园地、林地等所有者或经营者进行补偿,依法支付耕地、林地和林木补偿费,缴纳森林植被恢复费、水保补偿费等。

本项目生态环境保护措施费用共计约 60 万元。

5.2 运营期污染防治措施可行性论证

5.2.1 地表水污染防治措施

5.2.1.1 依托可行性

(1) 运营期废水处置方式

运营期废水主要为采出水,采用管线输送四川兴澳涪陵气田平桥采出水处理站。

(2) 采出水依托可行性分析

1) 基本概况

四川兴澳涪陵气田平桥水处理站于 2019 年 6 月取得环评批复(渝(南川)环准(2019)28 号),于 2020 年 9 月办理了排污许可证(证书编号:91500119MA60BXUM9M001V),并于 2020 年 10 月完成项目自主验收。根据环评及批复(附件 8),四川兴澳涪陵气田平桥水处理站服务于涪陵页岩气田平桥矿区焦页 108#、181#、182#、183#、184#、185#、186#、187#、188#、189#、190#、191#、192#、193#等平台,本项目属于服务范围内。根据验收监测报告,采出水经处理后水质均满足《污水综合排放标准》(GB8978-1996)一级标准。

2) 采出水处理工艺

采用“预处理+四效蒸发结晶”处理工艺。采出水自各平台经收集管网或

罐车拉运至处理站，经过调节池调节水质，沉淀去除部分 SS，在一级反应罐（石灰反应槽）投加硫酸钠、石灰、碳酸钠、氨氮去除剂等化学试剂去除水中的悬浮物、COD、胶体、油类、不溶性有机物、钙镁离子等，COD 去除率约 70%，经回收的锅炉烟气在二级反应罐（烟气曝气槽）在碱性环境下，将离子态铵转化为分子态氨，然后通入空气将氨吹脱出，吹脱法除氨氮，去除率可达 60%~95%，并进一步去除水中的钙镁离子等，处理后的采出水进入四效蒸发结晶系统，蒸汽放热后冷凝为水经冷却塔降温后达到《污水综合排放标准》（GB8978-1996）一级标准后排入鱼泉河。蒸发器内达到饱和并析出氯化钠固体，由泵打入稠厚器后喂料给离心机过滤，得到氯化钠固体，经盐浆脱水干燥装置干燥后生成工业盐。

3) 采出水处理现状

根据《四川兴澳涪陵气田平桥水处理站竣工环境保护验收监测报告表》，废水 COD 去除率为 95.17%~97.16%，BOD₅ 去除率为 97.03%~97.42%，悬浮物去除率为 97.03%~97.16%，氨氮去除率为 97.22%~97.26%，氯化物去除率为 99.28%~99.34%，磷酸盐去除率为 83.33%~90.48%，色度去除率为 92.00%，石油类去除率为 85.55%~88.05%。采出水经处理后水质均满足《污水综合排放标准》（GB8978-1996）一级标准，废水处理系统运行效果有效可行。

目前，处理站设计处理规模 600m³/d，实际平均处理量约 300m³/d，尚有较大处理余量。本项目运营期采出水产生量约 10m³/d，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，本次建议当四川兴澳涪陵气田平桥采出水处理站处理负荷达到 95%时，建设单位应结合后续开发计划，适时对处理站进行扩建，保证后续页岩气采出水能有序稳定达标排放。

(2) 根据《页岩气开采水污染物排放标准》（DB50/1806—2025）要求，2027 年 7 月 1 日起应执行该标准，建设单位及时对四川兴澳涪陵气田平桥采出水处理站进行技改，保证后续页岩气采出水能满足《页岩气开采水污染物排放标准》（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。本项目润滑油存放点、放喷池为重点防渗区，设备区为一般防渗区，其他为简单防渗区。

表 5.2-1 集气站各构筑物防渗要求一览表

构筑物名称	防渗分区	防渗技术要求
润滑油存放点	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
清污水池	重点防渗区	
设备区	一般防渗区	一般防渗区应按照 GB 18599 的要求，防渗性能不低于 1.5 米厚渗透系数为 1.0×10^{-7} cm/s 黏土层的防渗性能
站场其他区域	简单防渗区	/

(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，依托周边泉点作为地下水跟踪监测点。

监测因子 pH、氨氮、溶解性总固体、耗氧量、总硬度、COD、氟化物、挥发性酚类、砷、汞、钡、六价铬、氯化物、石油类、硫酸盐等。当监测指标出现异常时，可按照 HJ 164 的附录 F 中石油和天然气开采业特征项目开展监测。

监测频率：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的控制污染源、切断污染途径、封闭、截流等措施，提出防止受污染的地下水扩散和对受污染的地下水进行治理的具体方案。本项目制定的应急响应程序如下图所示。

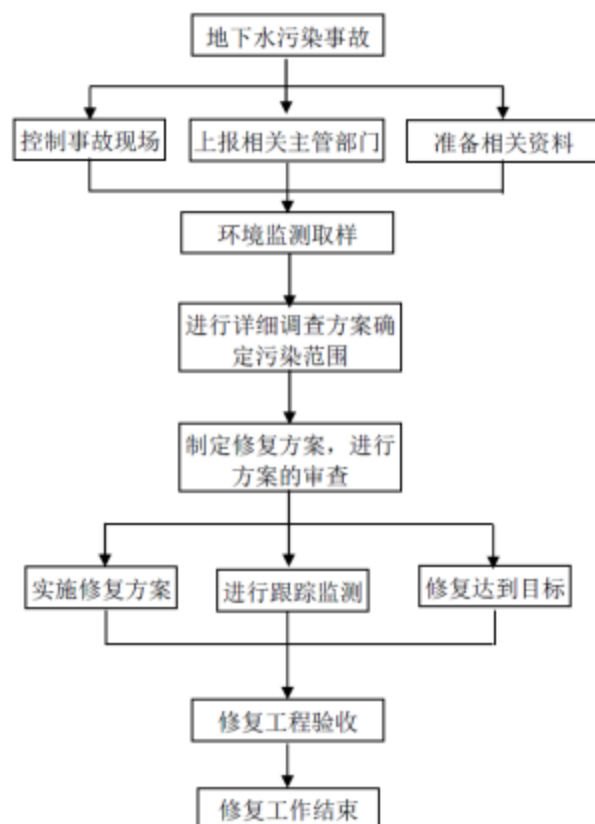


图 5.2-1 地下水应急响应

① 制定风险应急预案

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

② 成立事故应急对策指挥中心

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

③ 建立事故应急通报网络

建设单位应建立事故应急通报网络，由消防部门、环保部门、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，每次放空的废气量均小于 10Nm^3 /次，集气站放空废气通过高 15m ，内径 0.1m 的放空立管进行排放。

5.2.4 噪声污染防治措施

运营期间，项目分离设备、水套加热炉等采用减振等降噪措施，管道采用柔性连接，减振、隔声的设计；项目压缩机驱动方式为电驱，比燃驱压缩机噪声低 $10\text{dB}(\text{A})$ ，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 $4\sim 8\text{dB}(\text{A})$ 。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 $20\sim 25\text{dB}(\text{A})$ ，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，不在站场暂存。废润滑油交由有相应处置资质的单位处置，运营期间设置 1 处危险废物贮存点用预存暂存废润滑油。

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

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

(2) 过程防控措施

①运营期，站场采用分区防渗，润滑油存放点、清污水池等为重点防渗区，设备区为一般防渗，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 5.2-2 土壤跟踪监测点一览表

序号	监测点	监测因子
1	井场内	pH 值、《土壤环境质量建设用土壤污染风险管控标准（试行）》(GB36600-2018) 的 45 项基本因子+石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)、全盐量、钡等
2	放喷池下游	pH 值、《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准（试行）》(GB15618-2018) 的 8 项基本因子+石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)、全盐量、钡等

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。土方松动后将保存的剥离表土铺覆于复垦区，覆土厚度一般为 50~60cm，最后种植农作物，区块损毁土地尽可能地复垦为原土地利用类型。

同时，建设单位应按照《工矿用地土壤环境管理办法（试行）》（生态环境部令 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	依托现有	保证废水不溢流，池体满足重点防渗要求	计入总投资
		钻井废水及压裂返排液处理与利用	钻井废水、压裂返排液经处理满足压裂回用水质要求后，回用于压裂工序	《污染物综合排放标准》(GB8978-1996)一级标准	9.1
		井场清污分流排水沟	场内井口沿基础周围有场内排水明沟接入井口方井；井场周边设雨水沟将雨水排入附近溪沟	清污分流减少废水量，减轻对环境的污染	计入总投资
		生活污水	井场及生活区设置环保厕所，对生活污水进行收集	农用或交由生活污水处理厂处置	2.0
	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	1.0
		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	30
		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	131.6
		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	0.2

时期	环境因素	措施名称	工程内容及工程量	效果分析	投资估算
		絮凝沉淀污泥	交由一般工业固废处置场进行处置或资源化利用	妥善处置	0.7
		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	1.0
		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	10
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	/	20	
运营期	污水	采出水	2027 年 7 月 1 日前，四川兴澳涪陵气田平桥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，四川兴澳涪陵气田平桥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	通过站场放空火炬进行放空	/	/
	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	5.0
		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	废砂石	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
	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					230.6

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 230.6 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）	备注
1	废水	168.02	
2	生活污水	1.23	
3	钻井岩屑	110.41	
4	生活垃圾	1.23	
5	废油等	36.32	
6	沾染废油的废防渗材料	1.60	
合计		318.83	

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	9000	
2	环保投资	万元	230.6	
3	挽回损失	万元	318.83	
4	环保投资与总投资之比	%	2.56	
5	环境效益系数	/	1.23	

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 2.56%，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 1.23，即每投入 1 万元的环保费可挽回直接经济损失 1.23 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涪陵页岩气勘探开发有限公司 HSE 管理体系。

7.1.2 环境管理机构设置

中石化重庆涪陵页岩气勘探开发有限公司，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。

中石化重庆涪陵页岩气勘探开发有限公司安全环保室主要职能为负责 HSE 体系、安全管理、环保管理、职业健康管理、质量管理、计量标准化管理、节能低碳管理、HSE 监督事务等。对所辖业务的 HSE、质量、进度、投资管控、成本控制等工作承担管理职责。配备有专职人员 6 人。各井队配备有专职安全环保员。

7.1.3 环境管理制度

项目业主根据生产现场需要，制定出了一批技术管理、安全标准，同时，按照标准化设计、标准化施工、标准化采购、信息化管理的“四化”要求，形成一系列标准化建设规范，有效保障了气田绿色安全开发。

7.1.4 环境监控手段

项目业主依托华东油气分公司实验研究中心环境监测站（实验中心通过 CNAS 认可，认可证书 CNASL4347）或者委托有资质证书的第三方环境监测队伍在涪陵工区组建有相应监测能力的环境监测小组。

中石化重庆涪陵页岩气勘探开发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的履行合同，同时监督施工单位落实环境保护措施情况。施工单位也应设 HSE 管理人员负责落实环境管理制度。

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

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

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

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

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

(5) 明确施工人员作业区域，应严禁跨区域施工，还应包括对人员活动

范围、生活垃圾及其他废物的管理。

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

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

(8) 企业应按要求，组织开展环境监理工作；未开展环境监理的，应在工程监理中包含环境监理内容。企业应及时组织对环境监理过程中发现的问题进行整改。

7.2.2 运营期环境管理要求

本项目建成后由建设单位管理，建设单位已建立一个较完善的健康、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。井下作业废水回用矿区页岩气平台压裂工序。2027年7月1日前，采出水依托四川兴澳涪陵气田平桥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2口，采出水日产生量为10m³/d，年产生量为3650m³/a。

表 7.3-1 废水污染物排放清单一览表（2027年7月1日前）

排放源	排放标准及标准号	废水排放量 m ³ /a	污染物名称	产生量		处理后*	
				浓度 mg/L	产生量 t/a	浓度 mg/L	排放量 t/a
采出水	污水综合排放标准 (GB8978-1996)	3650	COD	2500	9.13	100	0.37
			氨氮	85	0.31	15	0.05

排放源	排放标准及标准号	废水排放量 m ³ /a	污染物 名称	产生量		处理后*	
				浓度 mg/L	产生量 t/a	浓度 mg/L	排放量 t/a
	一级标准						

表 7.3-2 废水污染物排放清单一览表（2027 年 7 月 1 日起）

排放源	排放标准及标准号	废水排放量 m ³ /a	污染物 名称	产生量		处理后*	
				浓度 mg/L	产生量 t/a	浓度 mg/L	排放量 t/a
采出水	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	3650	COD	2500	9.13	50	0.18
			氨氮	85	0.31	5	0.02

本项目施工期废水均不外排，运营期井下作业废水回用区域平台压裂，采出水依托四川兴澳涪陵气田平桥采出水处理站处理后达标排放，污染物总量已纳入四川兴澳涪陵气田平桥采出水处理站。

7.3.2 废气

项目运营期间正常工况下无废气产生，废气主要为非正常工况下的放空废气。本项目不设置大气污染物排放总量。

表 7.3-3 废气污染物排放清单

废气类型	生产设施	排放频次	排放量 (t/a)	污染物	备注
有组织废气	放空火炬	2~3 次/年，每次持续时间 2~5min	2-5Nm ³ /次	NO _x 、颗粒物、SO ₂	通过放空火炬点燃排放

7.3.3 固体废物

运营期固体废物主要为清管废物、废砂石。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。

表 7.3-4 固体废物排放清单及执行标准一览表

固体废物名称	产生工序	形态	主要成分	属性	废物代码	预测产生量	去向
--------	------	----	------	----	------	-------	----

固体废物名称	产生工序	形态	主要成分	属性	废物代码	预测产生量	去向
废砂石	采气	固体	砂石	一般废物	900-099-S59	0.006t/a	废砂石用于资源化利用或交由一般工业固废处置场处置

7.3.4 噪声

运营期间，厂界噪声执行《工业企业厂界噪声排放标准》(GB12348-2008) 2 类标准，即昼间噪声排放限值 60dB (A)，夜间 50dB (A)。

表 7.3-5 噪声源排放执行标准

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

7.4 环境监测计划

本项目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

环境要素	监测点		监测因子	监测频次	监测时段
大气环境	井喷事故情况	平台周边居民点	SO ₂ 、H ₂ S、甲烷	1 天 3 次	事故
		事故井场 500m 范围内		1 天 3 次	事故
地表水	废水泄漏地表水体	乌杨溪	pH、COD、BOD ₅ 、氨氮、硫化物、氯化物、石油类等	1 天 1 次	事故
地下水	钻井液泄漏	平台下游受污染泉点	pH、耗氧量、氨氮、硫酸盐、氯化物、石油类、钡等	1 天 1 次	事故
环境噪声	出现噪声扰民投诉	井场场界、井场周边居民	昼间等效声级、夜间等效声级	昼夜各 1 次	/
土壤	井喷事故情况、漏油、钻井液洒落	井场下游	pH、砷、镉、铬(六价)、铜、铅、汞、镍、石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)等	/	事故

表 7.4-2 项目运营期间监测计划表

环境要素	监测点		监测因子	监测频次	监测时段
大气环境	泄漏事故情况	平台周边居民	SO ₂ 、NO _x 、PM ₁₀ 、H ₂ S、非甲烷总烃	1天3次	事故
		泄漏点下风向		1天3次	事故
环境噪声	集气站厂界		昼间等效声级 夜间等效声级	1次/季度	定期
地下水	依托周边泉点		pH、石油类、氨氮、氯化物、硫酸盐、六价铬、总硬度、硝酸盐及亚硝酸盐等	一年一次	定期
土壤环境	井场内、放喷池旁		pH值、铜、六价铬、铅、镉、汞、砷、镍、石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)、全盐量、钡等	五年一次	定期

注：根据《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）“5.3.3 节 采油气井场、配气站、集气站（输气站）、计量站、转油站、污水处理站、配注站、放水站、注水站（回注站）、脱水站等场站内声源装置稳定运行且厂界环境噪声远低于标准限值的小型场站可不开展厂界环境噪声监测。”本项目为已建成平台扩建项目，原有项目竣工环保验收监测数据证实，场站各类声源设备运行工况稳定，厂界环境噪声监测结果远低于排放标准限值。本项目为声源装置稳定运行、厂界噪声远低于标准限值的集气站，可无需按季度开展厂界噪声自行监测，仅待本次扩建工程完成竣工环保验收时同步开展噪声监测即可。

7.5 竣工环保验收

根据项目实际建成情况，建设单位可分期进行竣工环境保护验收，按照国家和重庆市相关要求验收；开采完毕后，按照《废弃井封井回填技术指南（试行）》等相关规定采取封井作业。

竣工环保验收要求见表 7.5-1。

表 7.5-1 竣工环保验收一览表

分项	验收项目	验收指标及要求
环境管理	环境管理制度及台账	具有环保机构，环保资料和污染物档案台账齐全
	环境风险事故档案	编制有环境风险应急预案，如施工过程中发生环境风险事故，环境事故档案资料齐全
	施工期环境监测	出现环保投诉或环境事故时环境监测报告资料齐全
污染防治措施	钻井及试气废水	收集的雨水、洗井废水、压裂返排液等废水经处理达标后回用区域平台压裂工序，建立钻井废水转移台账，废水转移时间、转移方式、转移量、转移去向等资料清楚
	井下作业废水	处理达标后回用区域平台压裂工序，建立废水转移台账，废水转移时间、转移方式、转移量、转移去向等资料清楚

分项	验收项目	验收指标及要求
	采出水	项目废水依托四川兴澳涪陵气田平桥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
废气	放空废气	经放空立管放空
噪声	集气站	集气站厂界满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008) 2 类标准
固体废物	水基岩屑及污泥	水基岩屑优先进行资源化利用。外送加工利用水基岩屑, 应符合接纳企业对原材料的质量和规格要求。絮凝沉淀污泥外运至一般工业固废处置场处置或资源化利用
	油基岩屑	收集后交由危废处置单位收运处置。建立井场油基岩屑转移台账, 执行转移联单制度, 油基岩屑转移时间、转移方式、转移量、处理后的岩屑转移量等资料清晰。验收时井场产生的油基岩屑妥善处置, 无油基岩屑堆存
	沾染废油的废防渗材料	交由危废处置单位收运处置。建立沾染废油的废防渗材料转移台账, 转移情况清楚。验收时沾染废油的废防渗材料已全部回收, 无沾染废油的废防渗材料暂存
	废油	交由中石化重庆涪陵页岩气勘探开发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
生态保护措施	生态恢复措施	井场钻井设备、压裂测试设备进行搬迁, 拆除生活区, 生活区占地进行生态恢复, 对管道占用耕地及时复耕, 占用林地采用植草等措施进行恢复, 考虑到采气工程和后期继续布井的需要, 井场、放喷池等继续保留, 待项目退役后再进行生态恢复

8 环境影响评价结论

8.1 建设项目概况

焦页 188 号扩评价井组位于重庆市南川区中桥乡，扩建焦页 188 号平台，部署钻井 2 口，完善集输工艺流程、通讯、水电、道路等配套设施。

项目总投资 9000 万元，其中环保投资 230.6 万元，占总投资的 2.56%。

8.2 环境质量现状

(1) 地表水

本项目周边为乌杨溪，属于大溪河-乌江流域，为Ⅲ类水域。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。根据《2025 年重庆市生态环境状况公报》，项目所在评价区域为达标区。

(4) 声环境

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

根据声环境监测数据，监测点昼、夜间噪声值均满足《声环境质量标准》(GB3096-2008) 2 类区标准要求，现状声环境质量较好。

(5) 生态环境

根据《重庆市生态功能区划》(修编)，本项目所在区域属“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洗井废水、压裂返排液、生活污水以及运营期采出水、井下作业废水。钻井期间平台剩余水基泥浆由钻井队回收用于后续钻井；储层改造期间产生的压裂返排液经处理后回用于本平台及其他平台压裂工序，无可用平台回用时，依托四川兴澳涪陵气田平桥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；生活污水通过环保厕所收集后农用或交由第三方环境治理公司处置。运营期集气站采出水和井下作业废水优先回用区域平台压裂工序，不能回用时，依托四川兴澳涪陵气田平桥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涪陵页岩气勘探开发有限公司或由有相应危险废物处置资质的单位处置；废包装材料产生量由厂家或有资质的单位回收；生活垃圾定点收集后交由当地环卫部门统一处置。运营期废砂石用于资源

化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。洗井废水、压裂返排液等经处理后回用于本平台及其他平台压裂工序；生活污水经环保厕所收集后农用或第三方环境治理公司处置。运营期井下作业废水、采出水优先回用于区域平台压裂工序，无平台回用时，依托四川兴澳涪陵气田平桥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质压力，钻井过程中地层地下水压力及水位均维持原状。对于钻井事故性的溢流，会在第一时间由预制的堵漏剂进行处置。因此，在整个钻井过程中地层地下水位均不会受到影响。钻井达到各段预定深度后均进行固井作业，下入套管并注入水泥浆至水泥浆返至地面，封固套管和井壁之间环形空间的作业。各地层和套管之间均完全封闭，使各地层由于钻井而形成的通道被彻底封堵。因此，生产过程中油气通道对地下水水位的影响也不会造成漏失。

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

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

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

钻机基础区域、钻井液循环系统（包括循环罐、储备罐等）、放喷池、废油暂存区、柴油罐区、油基岩屑暂存区、危险废物暂存区、柴油发电机房等涉及含油材料或废物流转的区域为重点防渗区，除重点防渗区外的井场作业区为一般防渗区。加强废水、固体废物的管理，严格落实污染防治措施；管线埋地敷设并加强管线维护、泄漏监控，加强对工程周边井泉的巡视和监测，发现问题及时采取措施，减少工程建设对地下水环境的影响。在做好相关防渗和防护工作后，可以将对地下水环境影响降低至最低，对地下水影响小。

8.4.3 土壤环境影响及环境保护措施

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

8.4.4 大气环境影响及环境保护措施

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

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

8.4.5 声环境影响及环境保护措施

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

境质量标准》（GB3096-2008）2 类标准，

在采取相应措施后，本项目声环境影响可以接受。

8.4.6 固体废物环境影响及处置措施

施工期间清水岩屑主要作为井场铺垫或修建井间道路使用；水基岩屑进行资源化利用；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涪陵页岩气勘探开发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；运营期废砂石用于资源化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对环境的影响小。

8.4.7 生态环境影响及环境保护措施

合理安排施工时序，尽量避开雨季施工；严格控制施工扰动范围，做好表土保护与利用；不得随意开辟施工便道，施工结束后对临时占地形成的裸露地表尽量恢复原有用地性质，及时覆土，还耕或生态修复，减少水土流失量，减小对生态环境的影响。

8.4.8 风险防范措施及环境影响

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

2026 年 1 月 29 日，建设单位在建设单位网站（http://jhof.sinopec.com/jhof/csr/public_infor/）开展了项目第一次环评公示。

2026 年 2 月 11 日，建设单位在建设单位网站（http://jhof.sinopec.com/jhof/csr/public_infor/）进行项目环评征求意见稿公示，公示了建设项目名称、建设内容等基本情况、建设单位名称和联系方式、环境影响报告书编制单位名称、征求意见的公众范围、提交公众意见表的方式和途径，查阅纸质报告书的方式及途径，以及环境影响报告书（征求意见稿）、公众意见表等内容，公示时间不少于 10 个工作日，并于 2026 年 2 月 12 日、2026 年 2 月 13 日在《重庆晚报》进行公示，并同步在平台周边居民点张贴现场公告。

2026 年 4 月 16 日，建设单位在报送环境影响报告书前，在建设单位网站（http://jhof.sinopec.com/jhof/csr/public_infor/）进行项目报批前公示。

公示期间未收到任何公众的反馈意见和建议，符合《环境影响评价公众参与办法》（生态环境部令第 4 号）的程序要求。

8.6 环境影响经济损益分析

本项目环保投资占总投资比例为 2.56%，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 1.23，从社会效益、环境效益和经济效益上分析可以得出，本项目建设是可行的，符合社会、经济与环境协调发展的原则。

8.7 环境管理与环境监测

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

8.8 综合结论

焦页 188 号扩评价井组符合国家产业政策及相关规划要求，工程选址不在重庆市生态保护红线内，项目建设有利于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 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 10 退役期典型生态恢复措施示意图
- 附图 11-1 钻井工程分区防渗示意图
- 附图 11-2 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 生态评价范围永久基本农田分布示意图
- 附图 14 生态评价范围植被类型图
- 附图 15 生态评价范围公益林分布示意图
- 附图 16 生态评价范围天然林分布示意图
- 附图 17 生态评价范围生态系统类型分布示意图
- 附图 18 区域植被覆盖度空间分布示意图
- 附图 19 生态评价范围土地利用现状分布示意图
- 附图 20 生态评价范围景观类型分布示意图

9.2 附件

- 附件 1 确认函

- 附件 2 重庆市企业投资项目备案证
- 附件 3 关于焦页 188 井区范围的说明
- 附件 4 空间检测分析报告
- 附件 5 “三线一单”检测分析报告
- 附件 6 现有工程环评批复以及验收意见
- 附件 7 环境监测报告
- 附件 8 兴澳水处理站污泥危废鉴别报告批复
- 附件 9 功能置换补偿协议
- 附件 10 井口 100m 范围居民搬迁协议
- 附件 11 水基岩屑协议
- 附件 12 油基岩屑协议
- 附件 13 现有工程地灾评估报告
- 附件 14 用地手续
- 附件 15 焦页 188-2HF 井天然气组分分析

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