

## 目录

概 述 .....	1
1 总 则 .....	7
1.1 编制依据 .....	7
1.2 评价目的 .....	13
1.3 评价总体构思 .....	14
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 .....	17
1.6 环境工作等级和评价范围 .....	23
1.7 符合性分析 .....	27
1.8 生态环境保护目标 .....	65
2 油气田概况 .....	69
2.1 油气田范围及油气资源特征 .....	69
2.2 区域页岩气开发概况 .....	74
3 建设项目工程分析 .....	77
3.1 原环评工程概况 .....	77
3.2 项目变动情况 .....	79
3.3 建设项目概况 .....	82
3.4 影响因素分析 .....	98
3.5 污染源强核算 .....	103
3.6 污染物排放汇总 .....	115
4 环境现状调查与评价 .....	120
4.1 自然环境现状调查与评价 .....	120
4.2 环境保护目标调查 .....	125
4.3 环境质量现状调查与评价 .....	126
5 环境影响预测与评价 .....	136
5.1 生态环境影响预测与评价 .....	136
5.2 地表水环境影响预测与评价 .....	141

5.3	地下水环境影响预测与评价 .....	142
5.4	大气环境影响预测与评价 .....	149
5.5	声环境影响预测与评价 .....	150
5.6	固体废物环境影分析 .....	155
5.7	土壤环境影响预测与评价 .....	157
5.8	环境风险评价 .....	159
6	碳排放评价 .....	177
6.1	碳排放政策符合性分析 .....	177
6.2	建设项目碳排放分析 .....	177
6.3	减污降碳措施 .....	183
7	环境保护措施及其可行性论证 .....	185
7.1	施工期环境污染防治措施可行性论证 .....	185
7.2	运营期环境污染防治措施可行性论证 .....	197
7.3	退役期环境污染防治措施可行性论证 .....	201
7.4	环保措施汇总 .....	202
8	环境影响经济损益分析 .....	207
8.1	环境保护费用的确定与计算 .....	207
8.2	环境经济效益分析 .....	207
9	环境管理与监测计划 .....	209
9.1	环境管理要求 .....	209
9.2	污染排排放清单及管理要求 .....	211
9.3	企业环境管理体系 .....	213
9.4	环境监测计划 .....	214
9.5	竣工环保验收 .....	215
10	环境影响评价结论 .....	217
10.1	建设项目概况 .....	217
10.2	环境质量现状 .....	217
10.3	污染物排放情况 .....	218
10.4	主要环境影响及环境保护措施 .....	219

10.5 公众意见采纳情况 .....	222
10.6 环境影响经济损益分析 .....	222
10.7 环境管理与环境监测 .....	222
10.8 综合结论 .....	222
11 11 附表、附图、附件 .....	223
11.1 附表 .....	223
11.2 附图 .....	223
11.3 附件 .....	224



## 概 述

### 1 项目由来

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

2019年2月，华东分公司拟在东城街道部署胜页13平台，部署5口井，并委托环评单位编制了《胜页13平台产能建设项目环境影响报告书》，2019年7月1日，南川区生态环境局以“渝（南川）环准〔2019〕39号”号对项目进行了批复，随后项目开始建设，后续平台名称变更为DP13平台，已部署了1口井（大石4HF井）

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

2022年，自然资源部对该区块探矿范围重新进行了核定，矿山名称为“重庆南川1区块页岩气勘查”项目，面积656.0133平方千米，许可证号为T1000002020101038000060；2023年5月，中国石油化工股份有限公司在原“重庆市南川1区块页岩气勘查”项目的基础上增列煤层气探矿权，许可证号为T5000002023051010057337。

为进一步提升区域页岩气的开发程度，同时也为了进一步勘探区域煤层气储层的物性、含气性和地层压力等储层参数，查明气、水产出特征、单井产能及经济价值，建设单位拟在DP13平台再新增3口煤层气井，并将原计划部署的1口页岩气井调整为煤层气井，配套建设集气设施进行生产。

根据《中华人民共和国环境影响评价法》的有关要求，结合《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函〔2019〕910号），新钻井总数量增加30%（本次新增3口井，钻井数量增加约60%），进而导致施工工期、用水量、废水产生量、岩屑产生量等均发生了相应变更，应当重

新报批环评文件。根据现场踏勘调查，DP13 平台已建成 1 座井场，配套建成 1 座放喷池、1 座水池，已部署 1 口井。

## 2 建设项目特点

(1) 根据《中华人民共和国环境影响评价法》的有关要求，结合《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函〔2019〕910 号），新钻井总数量增加 30%（本次钻井数量增加约 60%），应当重新报批环评文件。根据现场踏勘调查，DP13 平台已实施 1 口页岩气井，其他井均未动工。

(2) 本项目为重新报批，建设内容为 8 口井，已实施了 1 口井（大石 4HF 井）。本次环评回顾了原环评工程内容建成情况。

(3) 本次以 DP13 井区为区块开展环评，区块面积约 2.6 km<sup>2</sup>。

(4) 本项目运营期的天然气依托东胜脱水站处理；废水依托南川区块采出水处理站达标后排入鱼泉河。

(5) 大石 4HF 目的层位茅口组，采用“导管+二开”方式进行钻井，导管段、一开直井段采用清水钻井，一开斜井段采用水基钻井液钻井，二开水平段采用油基钻井液钻井；其余 3 口页岩气井目的层为龙马溪组，采用“导管+三开”方式进行钻井，导管段、一开、二开直井段采用清水钻井，二开斜井段采用水基钻井液钻井，三开水平段采用油基钻井液钻井；

(6) 煤层气井目的层为龙潭组，采用“导管+二开”方式进行钻井，导管段、一开直井段采用清水钻井，一开斜井段采用水基钻井液钻井，二开段采用水基钻井液钻井；钻井采用网电钻机进行钻井。储层改造工程采用电驱压裂车机组进行水力压裂。

(7) 钻井采用网电钻机进行钻井；储层改造工程采用电驱压裂车机组进行水力压裂。

(8) 集气站采用井下节流+气液分离+计量后通过管道外输；后期压力降低至管输压力以下时采用增压外输。集输管网（含污水管网）另行开展环评。

## 3 环境影响评价工作过程

2024 年 3 月，中石化重庆页岩气有限公司委托中煤科工重庆设计研究院（集团）有限公司（以下简称“我公司”）承担该项目环境影响评价工作。我

公司接受委托后，收集了 DP13 平台环评、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《DP13 井区建设项目（重新报批）环境影响报告书》。

建设单位按照《环境影响评价公众参与办法》（生态环境部令第 4 号）要求进行了公示。2024 年 3 月 14 日，建设单位在南川区当地网站方竹论坛（<https://www.ncfz.com/forum.php>）开展了项目第一次环评公示；2024 年 5 月 7 日~5 月 17 日在“方竹论坛”开展项目第二次环评网络公示；于 2024 年 5 月 8 日和 5 月 9 日在《重庆晚报》进行公示，同步在平台周边居民点张贴现场公告，建设单位向南川区生态环境局报送环境影响报告书前，于 2024 年 9 月 2 日在方竹论坛公示了环境影响报告书全文和公众参与说明，以上公示期间未收到反馈意见。

#### 4 分析判定相关情况

##### （1）环境影响评价类别判定

本项目属于“陆地天然气开采”，平台位于东城街道永生桥社区，根据《重庆市南川区水土保持规划（2018-2030 年）》，见附图 13，平台不在南川区“水土流失重点治理区”、“水土流失重点治理区”范围内；根据“国土空间用途管制红线智检服务”查询，见附件 4，本项目占用永久基本农田约 0.7932hm<sup>2</sup>，不占用天然林。

**表 1 平台占用永久基本农田、天然林情况一览表 单位：hm<sup>2</sup>**

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”，项目涉及永久基本农田，涉及分类管理名录中的敏感区，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二级，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《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）》（2021 年修改）、《重庆市产业投资准入工作手册》（渝发改投资〔2022〕1436 号）、《页岩气产业政策》、《石油天然气开采业污染防治技术政策》等要求。

（4）与相关规划、规划环境影响评价结论及审查意见的符合性

本项目符合《重庆市矿产资源总体规划（2021-2025 年）》、《重庆市矿产资源总体规划（2021-2025 年）环境影响报告书》及审查意见相关要求，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《“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》等相关规划要求。

（5）与“三线一单”的符合性

本项目符合重庆市、南川区“三线一单”总体管控要求及生态环境管控单元的管控要求。

（6）选址及选线合理性

经与自然资源部质检通过的“三区三线”划定成果对比，本项目不在生态红线范围内，也不涉及自然保护区、风景名胜区、文物保护单位、饮用水源保护区等环境敏感区。

本项目平台已办理过用地手续，但手续已过期，目前建设单位正在办理延期手续，在完善手续后，项目符合《自然资源部关于规范临时用地管理的通知》（自然资规〔2021〕2 号）相关要求，选址合理。

## 5 关注的主要环境问题及环境影响

本项目属于陆地天然气开采项目，主要环境问题及环境影响如下：

（1）主要环境问题

①根据建设内容，分析判断区域自然资源、环境质量（主要为地表水、地下水、环境空气、土壤环境）、环保基础设施资源（污水处理站、水基岩屑综合利用、油基岩屑处置）的可承载性，从而提出优化产能建设规模和时序进程的环保建议。

②钻井工程关注废固体废物产生及处置情况，比如水基岩屑、油基岩屑等处置方式可行性、有效性和可靠性；储层改造工程关注压裂返排液产生及回用情况，暂存、回用方式的可行性、有效性和可靠性；

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

（2）主要环境影响

①生态影响

本项目对生态影响主要体现在占地及施工产生的水土流失。

②污染影响

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

③潜在的环境风险

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

## 6 环境影响评价主要结论

本项目符合“十四五”现代能源体系规划、页岩气产业政策、煤层气产业政策等，工程选址不在重庆市生态保护红线内，项目建设有利于稳定南川区块天然气产能，加快构建区域能源新格局，增强能源供应链的弹性和韧性，提高

能源安全保障水平，项目建设有利于推进川渝能源保障一体化建设和地方经济可持续发展。评价区域环境空气质量、声环境质量、地表水环境质量、地下水环境质量、生态环境现状总体较好，在严格落实各项污染防治措施、生态保护措施及环境风险措施情况下，可实现污染物达标排放，满足环境功能区要求。从环境保护角度分析，项目建设可行。

# 1 总 则

## 1.1 编制依据

### 1.1.1 法律

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

### 1.1.2 法规

#### 1.1.2.1 行政法规

- (1) 《建设项目环境保护管理条例》（2017 年 7 月 16 日修订）；
- (2) 《地下水管理条例》（自 2021 年 12 月 1 日起施行）；
- (3) 《中华人民共和国野生植物保护条例》（2017 年 10 月 7 日修订）；
- (4) 《中华人民共和国土地管理法实施条例》（2021 年 7 月 2 日修订）；

- (5) 《基本农田保护条例》（2011 年 1 月 8 日修订）；
- (6) 《土地复垦条例》（自 2011 年 3 月 5 日起施行）；
- (7) 《排污许可管理条例》（自 2021 年 3 月 1 日起施行）；
- (8) 《危险化学品安全管理条例》（2013 年 12 月 7 日修订）。

#### 1.1.2.2 地方性法规

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

#### 1.1.3 规章

##### 1.1.3.1 国务院部委规章

- (1) 《建设项目环境影响评价分类管理名录》（生态环境部 部令 第 16 号，自 2021 年 1 月 1 日起施行）；
- (2) 《国家危险废物名录（2021 年版）》（生态环境部 国家发展和改革委员会 公安部 交通运输部 国家卫生健康委员会 部令第 15 号，自 2021 年 1 月 1 日起施行）；
- (3) 《危险废物转移管理办法》（生态环境部 公安部 交通运输部 部令 第 23 号，自 2022 年 1 月 1 日起施行）；
- (4) 《工矿用地土壤环境管理办法（试行）》（生态环境部 部令 第 3 号，自 2018 年 8 月 1 日起施行）；
- (5) 《产业结构调整指导目录（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 部令 第 11 号，自 2019 年 12 月 20 日施行）；
- (8) 《建设项目环境影响报告书（表）编制监督管理办法》（生态环境部 部

令 第 9 号，自 2019 年 11 月 1 日起施行）；

(9)《排污许可管理办法（试行）》（生态环境部 部令 第 32 号，2024 年 4 月 1 日修改）；

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

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

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

### 1.1.3.2 地方政府规章

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

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

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

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

### 1.1.4 规范性文件

#### 1.1.4.1 国务院及部门规范性文件

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

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

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

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

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

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

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

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

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

(10)《关于规范临时用地管理的通知》（自然资规〔2021〕2 号）；

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

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

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

(14)《页岩气产业政策》（国家能源局公告 2013 年第 5 号）；

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

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

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

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

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

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

#### 1.1.4.2 地方政府及部门规范性文件

(1)《重庆市人民政府批转重庆市地表水环境功能类别调整方案的通知》（渝府发〔2012〕4 号）；

(2) 《重庆市南川区人民政府关于印发重庆市南川区声环境功能区划分调整方案的通知》（南川府发〔2023〕17号）；

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

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

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

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

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

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

(9) 《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）；

(10) 《关于规范临时用地管理的通知》（自然资规发〔2021〕2号）；

(11) 《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）；

(12) 《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）；

(13) 《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）。

### 1.1.5 环境影响评价技术导则和规范

(1) 《建设项目环境影响评价技术导则 总纲》（HJ2.1-2016）；

(2) 《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ 2.2-2018）；

(3) 《环境影响评价技术导则 地表水环境》（HJ 2.3-2018）；

(4) 《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ2.4-2021）；

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

#### 1.1.6 行业技术规范

- (1) 《含硫化氢油气井安全钻井推荐作法》（SY/T 5087-2005）；
- (2) 《钻井井控技术规程》（SY/T 6426-2005）；
- (3) 《含硫化氢天然气井失控井口点火时间规定》（AQ 2016-2008）；
- (4) 《含硫化氢天然气井公众危害程度分级方法》（AQ 2017-2008）；
- (5) 《含硫化氢天然气井公众安全防护距离》（AQ 2018-2008）；
- (6) 《石油天然气工程设计防火规范》（GB 50183-2015）；
- (7) 《石油天然气工业健康、安全与环境管理体系》（SY/T 6276-2014）；
- (8) 《石油天然气安全规程》（AQ 2012-2007）；
- (9) 《钻前工程及井场布置技术要求》（SY/T 5466-2013）；
- (10) 《废矿物油回收利用污染控制技术规范》（HJ607-2011）；
- (11) 《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）；
- (12) 《页岩气钻井井控安全技术规范》（AQ/T2076-2020）；
- (13) 《页岩气气田集输工程设计规范》（N/BT 14006-2020）；
- (14) 《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）；
- (15) 《页岩气勘探开发油基岩屑处理方法及控制指标》（GB/T 41518-2022）；
- (16) 《页岩气与煤层气绿色矿山建设规范》（DB50/T 1260-2022）；

- (17) 《煤层气井钻井工程安全技术规范》（SYT 6818-2019）；
- (18) 《煤层气废弃井处置指南》（GB/T 41025-2021）；
- (19) 《煤层气井下作业安全技术规范》（SY 6922-2012）；
- (20) 《煤层气钻井作业规范》（DZ/T 0250-2010）；
- (21) 《煤层气评价井试采技术规范》（NB/T 10260-2019）。
- (22) 《非常规油气开采污染控制技术规范》（SY/T 7482-2020）；
- (23) 《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）；
- (24) 《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）》；
- (25) 《重庆市建设项目环境影响评价技术指南—碳排放评价（试行）》；
- (26) 《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》；
- (27) 《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）》；
- (28) 《工业其他行业企业温室气体排放核算方法与报告指南（试行）》。

### 1.1.7 项目有关资料

- (1) 《重庆市企业投资备案证》；
- (2) 胜页 13 平台产能建设项目环评及批复；
- (3) 项目竣工验收及验收意见；
- (4) 固定污染源排污登记回执；
- (5) 平面布置图及钻井、试气设计资料
- (6) 应急预案及风险评估备案回执。

### 1.2 评价目的

本次环境影响评价是在对区域环境现状进行详细调查的基础上，对施工期、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；提出有针对性的保护措施、缓解措施；根据环境风险评价结果，提出施工期和运营期的环境风险防范措施，使工程建设对环境产生的不利影响降到最低程度，为工程的设计、建设及运营期的环境管理提供科学依据，做到经济建设与环境保护协调发展。

### 1.3 评价总体构思

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

（2）本次环境影响评价时段包括施工期、运营期、退役期。本项目为滚动开发，通过现场调查、竣工验收报告、排污许可执行资料等对现有工程环境影响进行回顾性评价，对存在的生态环境问题和环境风险隐患提出有效防治措施。

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

（4）目前，DP13 平台已部署 1 口页岩气井，配套建成了井场道路、供水、供电系统。项目为重新报批项目，本次环评回顾了原环评工程内容建成情况。

### 1.4 环境影响识别与评价因子筛选

#### 1.4.1 环境影响因素识别

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

#### 1.4.2 评价因子筛选

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

**表 1.4-1 环境影响因素识别**

**表 1.4-2 建设项目主要环境影响因子一览表**

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检测数据，确定地表水现状评价因子为：pH 值、溶解氧、高锰酸盐指数、化学需氧量、五日生化需氧量、总磷、氨氮、挥发酚、硫化物、阴离子表面活性剂、汞、六价铬、镉、砷、铜、铅、氟化物、氰化物、石油类。

②地下水

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

③环境空气

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

④声环境

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

⑤土壤环境

结合项目特征及土壤导则，确定土壤环境现状评价因子为：

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

平台内土壤：pH、砷、镉、铬（六价）、铜、铅、汞、镍、四氯化碳、氯仿、氯甲烷、1,1-二氯乙烷、1,2-二乙烷，1,1-二氯乙烯、顺-1,2-二氯乙烯、反-1,2-二氯乙烯、二氯甲烷、1,2-二氯丙烷、1,1,1,2-,四氯乙烷、1,1,2,2-,四氯乙烷、四氯乙烯、1,1,1-三氯乙烷、1,1,2-三氯乙烷、三氯乙烯、1,2,3-三氯丙烷、氯乙烯、苯、氯苯、1,2-二氯苯、1,4-二氯苯、乙苯、苯乙烯、甲苯、间二甲苯+对二甲苯、邻二甲苯、硝基苯、苯胺、2-氯酚、苯并[a]蒽、苯并[a]芘、苯并[b]荧蒽、苯并[k]荧蒽、蒽（1，2-苯并菲）、二苯并[a，h]蒽、茚并[1,2,3-cd]

萘、蒽、石油烃（C<sub>10</sub>-C<sub>40</sub>）、全盐量、钡。

#### ⑥生态环境

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

#### （2）预测评价因子

①大气环境：根据大气导则，三级评价项目不进行进一步预测与评价；

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

③地下水环境：COD、氯化物、石油类；

④声环境：昼间等效 A 声级、夜间等效 A 声级；

⑤土壤环境：石油烃（C<sub>10</sub>-C<sub>40</sub>）；

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

⑦生态环境：土地利用现状、植被现状、野生动植物现状。

## 1.5 环境功能区划及评价标准

### 1.5.1 环境功能区划

#### 1.5.1.1 地表水

本项目周边主要河流为龙岩江，最后汇入大溪河。根据《南川市人民政府关于印发南川市地表水域适用功能类别划分规定的通知》（南川府发〔2006〕74号），龙岩江龙凤场口-永生桥段属于Ⅲ类水域，永生桥至大溪河汇合处属于Ⅳ类水域。

#### 1.5.1.2 地下水

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

#### 1.5.1.3 声环境

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

（南川府发〔2023〕17号，本次评价确定声环境执行2类声功能区要求。

#### 1.5.1.4 环境空气

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

#### 1.5.1.5 土壤环境

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

#### 1.5.1.6 生态环境

根据《重庆市生态功能区划》（修编），本项目所在区（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、IV类水域水质标准，标准值见表1.5-1。

表 1.5-1 地表水环境质量标准限值 pH 无量纲，其它:mg/L

项目	pH	BOD <sub>5</sub>	COD	NH <sub>3</sub> -N	石油类
III类标准值	6~9	4	20	1.0	0.05
IV类标准值	6~9	6	30	1.5	0.5
项目	溶解氧	汞	总磷	阴离子表面活性剂	铅
III类标准值	≥5	0.0001	0.2	0.2	0.05
IV类标准值	≥3	0.001	0.3	0.3	0.05
项目	砷	硫化物	镉	六价铬	挥发酚
III类标准值	0.05	0.2	0.005	0.05	0.005
IV类标准值	0.1	0.5	0.005	0.05	0.01
项目	氰化物	氟化物	水温	高锰酸盐指数	
III类标准值	0.2	1.0	/	6	
III类标准值	0.2	1.5	/	10	

### 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			

备注：石油类标准参照《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）Ⅲ标准限值

### 1.5.2.3 声环境

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

### 1.5.2.4 环境空气

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

**表 1.5-3 环境空气质量标准**

序号	污染物项目	平均时间	浓度限值（二级）	单位
1	SO <sub>2</sub>	年平均	60	ug/m <sup>3</sup>
		24 小时平均	150	
		1 小时平均	500	
2	NO <sub>2</sub>	年平均	40	
		24 小时平均	80	
		1 小时平均	200	
3	CO	24 小时平均	4	mg/m <sup>3</sup>
		1 小时平均	10	
4	O <sub>3</sub>	日最大 8 小时平均	160	ug/m <sup>3</sup>
		1 小时平均	200	

序号	污染物项目	平均时间	浓度限值（二级）	单位
5	PM <sub>10</sub>	年平均	70	
		24 小时平均	150	
6	PM <sub>2.5</sub>	年平均	35	
		24 小时平均	75	

### 1.5.2.5 土壤质量标准

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

**表 1.5-4 建设用地第二类用地筛选值 单位：mg/kg**

污染物	pH（无量纲）	镉	铅	汞	砷
筛选值	/	65	800	38	60
污染物	铜	镍	六价铬	全盐量	石油烃（C10-C40）
筛选值	18000	900	5.7	/	4500
污染物	萘	茚并[1,2,3-cd]芘	二苯并[a,h]蒽	蒽（1,2-苯并菲）	苯并[k]荧蒽
筛选值	70	15	1.5	1293	151
污染物	苯并[b]荧蒽	苯并[a]芘	苯并[a]蒽	2-氯酚	苯胺
筛选值	15	1.5	15	2256	260
污染物	硝基苯	邻二甲苯	间二甲苯+对二甲苯	甲苯	1,2-二氯苯
筛选值	76	640	570	1200	560
污染物	1,4-二氯苯	乙苯	苯乙烯	1,1,1-三氯乙烷	1,1,2-三氯乙烷
筛选值	20	28	1290	840	2.8
污染物	三氯乙烯	1,2,3-三氯丙烷	氯乙烯	苯	氯苯
筛选值	2.8	0.5	0.43	4	270
污染物	1,1,2,2-四氯乙烷	1,1,1,2-四氯乙烷	四氯乙烯	反-1,2-二氯乙烯	二氯甲烷
筛选值	6.8	10	53	54	616
污染物	1,2-二氯丙烷	四氯化碳	氯仿	氯甲烷	1,1-二氯乙烷
筛选值	5	2.8	0.9	37	9
污染物	1,2-二氯乙烷	1,1-二氯乙烯	顺-1,2-二氯乙烯		
筛选值	5	66	596		

平台外农用地土壤执行《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（G8 15618-2018）风险筛选值，标准值见 1.5-5。

**表 1.5-5 农用地土壤污染风险筛选值 单位：mg/kg**

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

### 1.5.3 污染物排放标准

#### 1.5.3.1 废水

本项目施工期井队生活污水采用环保厕所收集后农用或进入污水处理厂处置达到《城镇污水处理厂污染物排放标准》(GB18918-2002)一级 B 标准排放，生活污水排放标准见 1.5-6；收集的雨水、洗井废水、压裂返排液等经絮凝沉淀、杀菌，满足《页岩气藏措施返排液处理管理技术规范》(华东油气南页(2016) 159 号) 优先回用区域钻井平台压裂工序，重复利用水质标准见表 1.5-7。

**表 1.5-6 生活污水处理厂排放标准**

序号	控制项目	标准限值	标准来源
1	pH (无量纲)	6~9	《城镇污水处理厂污染物排放标准》(GB18918-2002)一级 B 标准
2	化学需氧量	≤60	
3	生化需氧量 (BOD5)	≤20	
4	悬浮物 (SS)	≤20	
5	动植物油	≤3	
6	石油类	≤3	
7	阴离子表面活性剂	≤1	
8	总氮 (以 N 计)	≤20	
9	氨氮 (以 N 计)	≤8 (15)	
10	总磷	≤1	
11	色度 (稀释倍数)	≤30	

序号	控制项目	标准限值	标准来源
12	粪大肠菌群数（个/L）	≤10000	

表 1.5-7 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	≤3×10 <sup>4</sup>	页岩气藏措施返排液处理管理技术规范
pH	5.5-7.5	
Ca <sub>2+</sub> +Mg <sub>2+</sub> , 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	

采出水优先回用区域平台压裂工序, 若无平台回用, 采用罐车拉运至南川区块采出水处理站处理达《污染物综合排放标准》(GB8978-1996) 一级标准后排放至鱼泉河, 排放标准见表 1.5-8。

表 1.5-8 《污水综合排放标准》(GB8978-1996) 一级标准 单位: mg/L

项目	pH	BOD <sub>5</sub>	COD	石油类	SS	氨氮
《污染物综合排放标准》(GB8978-1996) 一级标准	6~9	≤20	≤100	≤5	≤70	≤15

### 1.5.3.2 噪声

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

### 1.5.3.3 废气

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

### 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 环境工作等级和评价范围

### 1.6.1 生态环境

#### （1）生态环境评价工作等级判定依据

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

**表 1.6-1 生态影响评价工作等级判定**

序号	确定原则	本项目情况
1	a) 涉及国家公园、自然保护区、世界自然遗产、重要生境时，评价等级为一级	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	影响范围内无天然林、公益林分布
6	f) 当工程占地规模大于 20km <sup>2</sup> 时（包括永久和临时占用陆域和水域），评价等级不低于二级；改扩建项目的占地范围以新增占地（包括陆域和水域）确定	总占地面积约 2.4830hm <sup>2</sup> ，小于 20km <sup>2</sup>
7	g、除本条 a)、b)、c)、d)、e)、f) 以外的情况，评价等级为三级	/
8	h、当评价等级判定同时符合上述多种情况时，应采用其中最高的评价等级	/
9	建设项目涉及经论证对保护生物多样性具有重要意义的区域时，可适当上调评价等级	不涉及
10	建设项目同时涉及陆生、水生生态影响时，可针对陆生生态、水生生态分别判定评价等级	不穿越地表水体，不涉及水生生态影响
11	在矿山开采可能导致矿区土地利用类型明显改变，或拦河闸坝建设可能明显改变水文情势等情况下，评价等级应上调一级	不涉及
12	线性工程可分段确定评价等级。线性工程地下穿越或地	不涉及

序号	确定原则	本项目情况
	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	
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，本项目影响区域均不涉及国家公园、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

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，本次以占地范围 50 米范围为评价范围。

## 1.6.2 地表水

### （1）污染类型

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

### （2）评价工作等级判定

本项目施工期间收集的雨水、储层改造工程中产生的洗井废水、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；运营期依托南川区块采出水处理站处理，不会新增排放污染物。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。

## 1.6.3 地下水

### （1）行业类别

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ 610-2016）附录 A，本项目属于“F38 天然气、页岩气开采（含净化）”、“煤层气开采（水力压裂工艺）”类，属于 II 类建设项目。

(2) 地下水环境敏感程度

根据现场调查和资料收集，项目不涉及集中式地下水饮用水水源（包括已建成的在用、备用、应急水源，在建和规划的饮用水水源）保护区；也不涉及除集中式饮用水水源以外的国家或地方政府设定的与地下水环境相关的其它保护区，如热水、矿泉水、温泉等特殊地下水资源保护区。项目周边仅零星分布着分散式饮用水水源。因此，通过地下水导则中地下水环境敏感程度分级表（表 1.6-2）可知，本项目地下水环境敏感程度属于“较敏感”程度。

**表 1.6-2 地下水环境敏感程度分级表**

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

注：a “环境敏感区”是指《建设项目环境影响评价分类管理名录》中所界定的涉及地下水的环境敏感区。

(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 1.6-3 地下水环评价工作等级分级表**

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

(4) 评价范围

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

水环境影响预测和评价为基本原则。

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

评价范围：以平台北、东、西侧山脊分水岭为边界，大气降雨通过土壤、岩石裂缝渗入地下，地下水整体自东向西南排泄至地表溪沟，最终汇入龙岩江。该水文地质单元面积约为 5.65km<sup>2</sup>。

#### 1.6.4 大气环境

##### （1）评价工作等级判定

本项目运营期间正常工况下无废气排放，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》（HJ2.2-2018），无需设置大气环境影响评价范围。

#### 1.6.5 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建设前后评价范围内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增高量约 0.8dB(A)。

###### ③受影响人口数量变化

本项目位于农村区域，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

站场周边 200m 范围。

#### 1.6.6 土壤环境

##### （1）污染类型

本项目位于重庆市南川区，根据现状监测结果，区域土壤含盐量小于 1g/kg 不属于土壤盐化地区、pH 值介于 5.5~8.5 之间，土壤无酸化或碱化情况。因此，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）》，

非土壤盐化、酸化和碱化地区，按照土壤污染影响型，按相应等级开展评价工作。

## （2）评价工作等级划分

### ①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）》，常规天然气和页岩气、致密气等非常规天然气开采（含天然气净化厂）站场等工程，按照 II 类建设项目开展土壤环境影响评价。

### ②占地规模

本项目占地面积约 2.4830 hm<sup>2</sup>；占地规模属于“小型”。

### ③敏感程度

站场周边 200m 范围内分布有耕地，土壤环境敏感程度为敏感。

### ③评价工作等级

综上，根据土壤导则，本项目土壤环境影响评价工作等级为二级。

## （3）评价范围

占地范围及范围外 200m 范围。

## 1.7 符合性分析

### 1.7.1 与相关法律、法规符合性分析

#### （1）与《地下水管理条例》（国令第 748 号）符合性分析

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

根据 1:50000 水文地质图、周边现状调查，平台占地范围内及 500m 范围内未发现落水洞、岩溶漏斗区；通过现状监测，现有工程未对地下水造成不良影响，本次在采取相同措施的情况下，预计对周边地下水影响小。建设单位严格按照执行浅层采取清水钻井工艺，采取套管封隔地层，井场内井口区、油罐区、循环罐区等均采取防渗措施，防止污染物渗漏，在正常情况不会项目所在区域地下水水质造成影响。

综上，项目选址符合《地下水管理条例》（国令第 748 号）相关规定。

#### （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、拌合站等难以恢复原种植条件的不得以临时用地方式占用耕地和永久基本农田，可以建设用地方式或者临时占用未利用地方式使用土地。临时用地确需占用永久基本农田的，必须能够恢复原种植条件，并符合《自然资源部 农业农村部关于加强和改进永久基本农田保护工作的通知》（自然资规〔2019〕1号）中申请条件、土壤剥离、复垦验收等有关规定。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。”

根据上述要求，本项目属于国家重点能源建设项目，可以临时占用永久基本农田。DP13 平台已办理了临时用地手续（南川府函〔2021〕288号），但已过期，建设单位正在办理延期手续，完善手续后，符合相关法律法规要求。

### 1.7.2 与相关标准符合性分析

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

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、高危险性场所，井口 100m 范围内有 3 户居民分布，施工前应对井口 100m 范围的居民采取临时功能置换等方式进行安全撤离，撤离后钻井平台选址及平面布置满足

《钻前工程及井场布置技术要求》（SY/T 5466-2013）等行业规范要求。

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

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

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

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

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

### 1.7.3 与相关政策的符合性

（1）与《产业结构调整指导目录（2024 年本）》符合性分析

根据《产业结构调整指导目录（2024 年本）》，本项目属于“第一类鼓励类 七石油天然气 1. 石油天然气开采：常规石油、天然气勘探与开采，页岩气、页岩油、致密油（气）、油砂、天然气水合物等非常规资源勘探开发”、“第一类鼓励类 三煤炭 4. 煤炭清洁高效开发利用技术：煤炭共伴生资源加工与综合利用，煤制油气技术开发及应用，煤层气勘探、开发、利用和煤矿瓦斯抽采、利用”，符合国家产业政策要求。

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

符合性分析

本项目与《重庆市产业投资准入工作手册》的符合性分析见表表 1.7-2。

**表 1.7-2 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
<b>（一）全市范围内不予准入的产业</b>			
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	
<b>（二）重点区域范围内不予准入的产业</b>			
1	外环绕城高速公路以内长江、嘉陵江水域采砂	不属于	项目不属于重点区域范围内不予准入的产业
2	二十五度以上陡坡地开垦种植农作物	不属于	
3	在自然保护区核心区、缓冲区的岸线和河段范围内投资建设旅游和生产经营项目	不属于	
4	饮用水水源一级保护区的岸线和河段范围内新建、改建、扩建与供水设施和保护水源无关的项目，以及网箱养殖、畜禽养殖、放养畜禽、旅游等可能污染饮用水水体的投资建设项目。在饮用水水源二级保护区的岸线和河段范围内新建、改建、扩建排放污染物的投资建设项目	不属于	
5	长江干流岸线 3 公里范围内和重要支流岸线 1 公里范围内新建、改建、扩建尾矿库、冶炼渣库和磷石膏库（以提升安全、生态环境保护水平为目的的改建除外）	不属于	
6	在风景名胜区核心景区的岸线和河段范围内投资建设与风景名胜资源保护无关的项目	不属于	
7	在国家湿地公园的岸线和河段范围内挖沙、采矿，以及任何不符合主体功能定位的投资建设项目	不属于	
8	在《长江岸线保护和开发利用总体规划》划定的岸线保护区和保留区内投资建设除事关公共安全及公众利益的防洪护岸、河道治理、供水、生态环境保护、航道整治、国家重要基础设施以外的项目	不属于	
9	在《全国重要江河湖泊水功能区划》划定的河段及湖泊保护区、保留区内投资建设不利于水资源及自然生态保护的项目	不属于	
<b>（三）限制准入类</b>			
<b>全市范围内限制准入的产业</b>			
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、	不属于	

	有色、制浆造纸等高污染项目		
4	《汽车产业投资管理规定》（国家发展和改革委员会令第 22 号）明确禁止建设的汽车投资项目。	不属于	
5	东北部地区、东南部地区限制发展易破坏生态植被的采矿业、建材等工业项目	不属于	
重点区域范围内限制准入的产业			
1	长江干支流、重要湖泊岸线 1 公里范围内新建、扩建化工园区和化工项目，长江、嘉陵江、乌江岸线 1 公里范围内布局新建纸浆制造、印染等存在环境风险的项目	不属于	项目不属于限制准入类项目
2	在水产种质资源保护区的岸线和河段范围内新建围湖造田等投资建设项目	不属于	

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

### （3）与《页岩气产业政策》的符合性分析

本项目与《页岩气产业政策》符合性分析判定情况见表 1.7-3。

**表 1.7-3 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</p>	<p>1、本项目按照行业规范要求规范化布置井场，减少平台现有占地从而减少对植被的破坏，完成钻井各类废物无害化处置，闭井后进行封井，采取生态恢复措施恢复临时占地，保护项目区环境。</p> <p>2、通过加强日常生产中的环保监测检查，防治污染物的跑冒滴漏和排放，防止土壤和地表水污染。</p> <p>3、页岩气层比地下饮用水层深很多，且中间夹有多层不可渗透岩层，压裂液污染地下水的可能性很小。严格执行钻完井操作规程，保证套管和固井质量，可杜绝水层污染。</p> <p>4、本项目正在办理相关环保手续，可较好的落实项目“三同时”制度。</p> <p>5、本项目完钻后，废水处理达标排放，固废优先进行资源化利用，临时占地实施生态恢复，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，按照国家页岩气开采区布局而设置的，符合页岩气开发时空布局要求。</p>	符合

文件主要政策内容	工程情况	符合性
胜区、饮用水源保护区和地质灾害危险区等内开采页岩气。		

综上，本项目符合《页岩气产业政策》要求。

(4) 与《煤层气产业政策》的符合性分析

本项目与《煤层气产业政策》符合性分析判定情况见表 1.7-4。

**表 1.7-4 与《煤层气产业政策》符合性分析表**

文件主要政策内容	工程情况	符合性
<p>第十条 煤层气勘探开发应遵循整体部署、分期实施、滚动开发的原则，注重提高区块开发总体效率，努力降低建设运营成本，提高项目经济效益。煤层气勘探开发项目原则上按照评价选区、重点勘探、先导试验、探明储量、编制开发方案、产能建设、生产运营等程序进行。</p> <p>第二十四条 煤层气建设项目应依法开展环境影响评价，项目选址应避开自然保护区、饮用水水源地等生态敏感区域。严格执行煤层气排放标准，禁止煤层气直接排放。煤层气生产过程中产生的废气、废水等做到达标排放，妥善处置固体废物，避免对地下水造成污染。</p>	<p>1、本项目对区域煤层气进行勘探开发，对地质进行进一步评价</p> <p>2、本项目选址避开了自然保护区、饮用水水源地等生态敏感区域。钻探、开发期间不直接排放煤层气。固体废物进行妥善处置，避免对地下水造成污染。</p>	符合

(5) 与《石油天然气开采业污染防治技术政策》的符合性分析

本项目与《石油天然气开采业污染防治技术政策》的符合性分析详见表 1.7-5。

**表 1.7-5 与《石油天然气开采业污染防治技术政策》符合性分析表**

序号	技术政策要求	本工程内容	符合性分析
一	清洁生产		
1	油气田开发不得使用含有国际公约禁用化学物质的油气田化学剂，逐步淘汰微毒及以上油气田化学剂，鼓励使用无毒油气田化学剂	本项目采用无毒油气田化学剂	符合
2	在钻井过程中，鼓励采用环境友好的钻井液体系；配备完善的固控设备，钻井液循环率达到 95%以上；钻井过程产生的废水应回用	本项目采用无毒钻井液体系，钻井液循环利用率大于 95%，钻井过程中产生的废水经沉淀后回用	符合
3	在井下作业过程中，酸化液和压裂液宜集中配制，酸化残液、压裂残液和	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	符合

序号	技术政策要求	本工程内容	符合性分析
	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。	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	
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，尽量减少了废物的产生，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。燃烧放空设施应避免鸟类迁徙通道	本项目不具备利用条件，在放喷池进行充分燃烧	符合
三	污染治理		
1	在钻井和井下作业过程中，鼓励污油、污水进入生产流程循环利用，未进入生产流程的污油、污水应采用固液分离、废水处理一体化装置等处理后达标外排。在油气开发过程中，未回注的油气田采出水宜采用凝析气浮和生化处理相结合的方式	工程设置有专门的废水池，钻井过程中产生的废水经过处理后尽量重复利用。油基钻井液井固液分离后，在循环罐储存，循环使用	符合
2	固体废物收集、贮存、处理处置设施应按照标准要求采取防渗措施。 试油（气）后应立即封闭废弃钻井液贮池	本项目固体废物分类收集，油基岩屑交由有相应资质的危险废物处置单位进行处置。水基岩屑经不落地系统收集、压滤脱水后，优先外运用于资源化利用	符合
3	应回收落地原油，以及原油处理、废水处理产生的油泥（砂）等中的油类物质，含油污泥资源化利用率应达到90%以上，残余固体废物应按照《国家危险废物名录》和危险废物鉴别标准识别，根据识别结果资源化利用或无害化处置	本工程在井口及易产生污油的生产设施底部进行防渗处理，并采用防渗膜收集可能产生的废油	符合
4	对受到油污染的土壤宜采取生物或物化方法进行修复	对于可能受到油污染的土地，采用灌草+乔木结合的方式恢复植被	符合
四	运行风险和环境管理		

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

综上，本项目符合《石油天然气开采业污染防治技术政策》相关要求。

#### 1.7.4 与相关规范的符合性

(1) 与《中共中央 国务院关于深入打好污染防治攻坚战的意见》的符合性分析

根据《中共中央 国务院关于深入打好污染防治攻坚战的意见》：以习近平新时代中国特色社会主义思想为指导，全面贯彻党的十九大和十九届二中、三中、四中、五中全会精神，深入贯彻习近平生态文明思想，坚持以人民为中心的发展思想，立足新发展阶段，完整、准确、全面贯彻新发展理念，构建新发展格局，以实现减污降碳协同增效为总抓手，以改善生态环境质量为核心，以精准治污、科学治污、依法治污为工作方针，统筹污染治理、生态保护、应对气候变化，保持力度、延伸深度、拓宽度，以更高标准打好蓝天、碧水、净土保卫战，以高水平保护推动高质量发展、创造高品质生活，努力建设人与自然和谐共生的美丽中国……到 2025 年，生态环境持续改善，主要污染物排放总量持续下降，单位国内生产总值二氧化碳排放比 2020 年下降 18%，地级及以上城市细颗粒物(PM<sub>2.5</sub>)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《中共中央 国务院印发成渝地区双城经济圈建设规划纲要》的符合性分析

根据《中共中央 国务院印发成渝地区双城经济圈建设规划纲要》：“以习近平新时代中国特色社会主义思想为指导，全面贯彻党的十九大和十九届二中、三中、四中、五中全会精神，坚持党中央集中统一领导，坚定不移贯彻新发展理念，坚持稳中求进工作总基调，以推动高质量发展为主题，以深化供给侧结构性改革为主线，立足构建以国内大循环为主体、国内国际双循环相互促进的新发展格局，围绕推动形成优势互补、高质量发展的区域经济布局，强化重庆和成都中心城市带动作用，引领带动成渝地区统筹协同发展，促进产业、人口及各类生产要素合理流动和高效集聚，加快形成改革开放新动力，加快塑造创新发展新优势，加快构建与沿海地区协作互动新局面，加快拓展参与国际合作新空间，推动成渝地区形成有实力、有特色的双城经济圈，打造带动全国高质量发展的重要增长极和新的动力源……**统筹油气资源开发。发挥长宁—威远、涪陵国家级页岩气示范区引领作用，推动页岩气滚动开发，建设天然气千亿立方米产能基地，打造中国“气大庆”。完善天然气管网布局。优化完善成品油储运设施，有序开展中航油西南战略储运基地、陕西入川渝成品油管道、沿江成品油管道等前期工作。发挥重庆石油天然气交易中心作用，形成具有**

影响力的价格基准。完善页岩气开发利益共享机制，有序放开油气勘探开发市场，加大安岳等地天然气勘探开发力度。”

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

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

为深入贯彻落实习近平总书记关于推动长江经济带发展的重要讲话和指示批示精神，认真落实党中央、国务院关于推动长江经济带发展重大战略部署，抓好长江保护法贯彻落实，加强成渝地区双城经济圈生态环境联防联控，根据国家《长江经济带发展负面清单指南（试行，2022年版）》等相关文件规定和一张负面清单管川渝两地的要求，结合四川省、重庆市实际，制定了《四川省、重庆市长江经济带发展负面清单实施细则》。本项目与该实施细则的符合性见表 1.7-6。

**表 1.7-6 与《四川省、重庆市长江经济带发展负面清单实施细则》（试行，2022年版）的符合性分析**

编号	管控内容	项目符合性
1	禁止新建、改建和扩建不符合全国港口布局规划，以及《四川省内河水运发展规划》《泸州—宜宾—乐山港口群布局规划》《重庆港总体规划（2035年）》等省级港口布局规划及市级港口总体规划的码头项目。	项目不涉及港口，符合
2	禁止新建、改建和扩建不符合《长江干线过江通道布局规划（2020—2035年）》的过长江通道项目（含桥梁、隧道），国家发展改革委同意过长江通道线位调整的除外。	项目不涉及过长江通道，符合
3	禁止在自然保护区核心区、缓冲区的岸线和河段范围内投资建设旅游和生产经营项目。自然保护区的内部未分区的，依照核心区和缓冲区的规定管控。	项目不涉及自然保护区，符合
4	禁止违反风景名胜区规划，在风景名胜区内设立各类开发区。禁止在风景名胜区核心景区的岸线和河段范围内建设宾馆、招待所、培训中心、疗养院以及与风景名胜资源保护无关的项目。	项目不涉及风景名胜区，符合
5	禁止在饮用水水源准保护区的岸线和河段范围内新建、扩建对水体污染严重的建设项目，禁止改建增加排污量的建设项目。	项目不涉及饮用水水源准保护区，符合
6	饮用水水源二级保护区的岸线和河段范围内，除遵	项目不涉及饮用水水源二

编号	管控内容	项目符合性
	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。	级保护区，符合
7	饮用水水源一级保护区的岸线和河段范围内，除遵守二级保护区规定外，禁止新建、改建、扩建与供水设施和保护水源无关的项目，以及网箱养殖、畜禽养殖、旅游等可能污染饮用水水体的投资建设项目。	项目不涉及饮用水水源一级保护区，符合
8	禁止在水产种质资源保护区岸线和河段范围内新建围湖造田、围湖造地或挖沙采石等投资建设项目。	项目不涉及水产种质资源保护区，符合
9	禁止在国家湿地公园的岸线和河段范围内开（围）垦、填埋或者排干湿地，截断湿地水源，挖沙、采矿，倾倒有毒有害物质、废弃物、垃圾，从事房地产、度假村、高尔夫球场、风力发电、光伏发电等任何不符合主体功能定位的建设项目和开发活动，破坏野生动物栖息地和迁徙通道、鱼类洄游通道。	项目不涉及国家湿地公园，符合
10	禁止违法利用、占用长江流域河湖岸线。禁止在《长江岸线保护和开发利用总体规划》划定的岸线保护区和岸线保留区内投资建设除事关公共安全及公众利益的防洪护岸、河道治理、供水、生态环境保护、航道整治、国家重要基础设施以外的项目。	项目未违法利用、占用长江流域河湖岸线，符合
11	禁止在《全国重要江河湖泊水功能区划》划定的河段及湖泊保护区、保留区内投资建设不利于水资源及自然生态保护的项目。	项目不涉及《全国重要江河湖泊水功能区划》划定的河段及湖泊保护区、保留区内，符合
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	项目不涉及尾矿库、冶炼渣

编号	管控内容	项目符合性
	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。	库、磷石膏库，符合
17	禁止在合规园区外新建、扩建钢铁、石化、化工、焦化、建材、有色、制浆造纸等高污染项目。	项目不属于钢铁、石化、化工、焦化、建材、有色、制浆造纸等高污染项目，符合
18	禁止新建、扩建不符合国家石化、现代煤化工等产业布局规划的项目。 （一）严格控制新增炼油产能，未列入《石化产业规划布局方案（修订版）》的新增炼油产能一律不得建设。 （二）新建煤制烯烃、煤制芳烃项目必须列入《现代煤化工产业创新发展布局方案》，必须符合《现代煤化工建设项目环境准入条件（试行）》要求。	项目不涉及炼油、煤制烯烃、煤制芳烃，符合
19	禁止新建、扩建法律法规和相关政策明令禁止的落后产能项目。对《产业结构调整指导目录》中淘汰类项目，禁止投资；限制类的新建项目，禁止投资，对属于限制类的现有生产能力，允许企业在一定期限内采取措施改造升级。	项目属于石油天然气开采，《产业结构调整指导目录》中的鼓励类项目，不属于落后产能项目，符合
20	禁止新建、扩建不符合国家产能置换要求的严重过剩产能行业的项目。对于不符合国家产能置换要求的严重过剩产能行业，不得以其他任何名义、任何方式备案新增产能项目。	项目不属于过剩产能行业，符合
21	禁止建设以下燃油汽车投资项目（不在中回境内销售产品的投资项目除外）： （一）新建独立燃油汽车企业； （二）现有汽车企业跨乘用车、商用车类别建设燃油汽车生产能力； （三）外省现有燃油汽车企业整体搬迁至本省（列入国家级区域发展规划或不改变企业股权结构的项目除外）； （四）对行业管理部门特别公示的燃油汽车企业进行投资（企业原有股东投资或将该企业转为非独立法人的投资项目除外）。	项目不属于燃油汽车投资项目
22	禁止新建、扩建不符合要求的高耗能、高排放、低水平项目。	项目不属于高耗能、高排放、低水平项目，符合

综上，本项目位于项目选址及类型不属于《四川省、重庆市长江经济带发展负面清单实施细则》（试行，2022年版）中的禁止建设范围内，符合建设要求。

（4）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

制和政策措施的意见》（发改能源〔2022〕206号）符合性分析

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

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

（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

根据《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函〔2019〕910号），“井场加热炉、锅炉、压缩机等排放大气污染物的设备，应当优先使用清洁燃料，废气排放应当满足国家和地方大气污染物排放标准要求……”。本项目符合《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函〔2019〕910号）相关要求，具体符合性分析详见表1.7-7。

表 1.7-7 与《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》符合性一览表

序号	要求	本项目	符合性
1	油气开采项目（含新开发和滚动开发项目）原则上应当以区块为单位开展环评（以下简称区块环评），一般包括区块内拟建的新井、加密井、调整井、站场、设备、管道和电缆及其更换工程、弃置工程及配套工程等。	本项目以 DP13 井区为区块开展区块环评，包括了相关主体工程等	符合
2	项目环评应当深入评价项目建设、运营带来的环境影响和环境风险，提出有效的生态环境保护和环境风险防范措施	本项目对可能带来的环境影响和环境风险进行了评价，提出了相应的环境保护和环境风险防范措施	符合
3	滚动开发区块产能建设项目环评文件中还应应对现有工程环境影响进行回顾性评价，对存在的生态环境问题和环境风险隐患提出有效防治措施。	本次对存在的生态环境问题和环境风险隐患提出有效防治措施。	符合
4	依托其他防治设施的或者委托第三方处置的，应当论证其可行性和有效性	项目施工期废水为洗井废水、压裂返排液，运营期废水为井下作业废水和采出水等，废水优先回用配制压裂液；不能回用时废水可依托南川区块采出水处理站处理达标排放至鱼泉河，该采出水处理站已经通过验收，依托可行有效	符合
5	涉及向地表水体排放污染物的陆地油气开采项目，应当符合国家和地方污染物排放标准，满足重点污染物排放总量控制要求	本项目废水优先回用，不能回用时废水可依托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

序号	要求	本项目	符合性
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	本项目采用丛式井组施工，施工尽量减少了工程占地，钻井和压裂设备优先使用网电、高标准清洁燃油，减少了废气排放。同时优先使用网电，可有效减小噪声扰民。	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，环境风险评估报告备案号：5001192023060002；应急预案备案号：500119-2023-005-MT	符合
9	油气企业应当切实落实生态环境保护主体责任，进一步健全生态环境保护管理体系和制度，充分发挥企业内部生态环境保护部门作用，健全健康、安全与环境（HSE）管理体系，加强督促检查，推动所属油气田落实规划、建设、运营、退役等环节生态环境保护措施	建设单位设置有专门的环境管理部门，并制定有完善的 HSE 管理体系	符合
10	工程设施退役，建设单位或生产经营单位应当按照相关要求，采取有效生态环境保护措施。同时，按照《中华人民共和国土壤污染防治法》《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB 36600）的要求，对永久停用、拆除或弃置的各类井、管道等工程设施落实封堵、土壤及地下水修复、生态修复等措施	本项目退役时，应按照《中华人民共和国土壤污染防治法》《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB 36600）的要求，对永久停用、拆除或弃置的各类井、管道等工程设施落实封堵、土壤及地下水修复、生态修复等措施	符合
11	油气企业应按照企事业单位环境信息公开办法、环境影响评价公众参与办法等有关要求，主动公开油气开采项目环境信息，保障公众的知情权、参与权、表达权和监督权	建设单位设置有专门的环境管理部门，并制定有完善的 HSE 管理体系，对油气开采项目环境信息依法进行公示	符合

### 1.7.5 与相关规划、规划环境影响评价结论及审查意见的符合性

(1) 《南川区块页岩气“十三五”规划环境影响报告书》及其审查意见符合性分析

1) 与《南川区块页岩气“十三五”规划环境影响报告书》及其审查意见

符合性分析

①与环境影响措施符合性分析

本项目平台属于南川区块页岩气“十三五”规划部署的平台。根据《南川区块页岩气“十三五”规划环境影响报告书》中对各环境要素提出的环境影响及防治措施，分析本项目与规划环评措施的符合性，见表 1.7-8。

表 1.7-8 与《南川区块页岩气“十三五”规划环境影响报告书》符合性分析

《南川区块页岩气“十三五”规划环境影响报告书》内容		本项目	符合性分析
地表水环境影响及措施	规划钻探期钻前工程、地面工程产生的施工废水，经隔油沉淀处理后用于防尘洒水；钻井过程中剩余水基钻井液经混凝沉淀处理后，上清液用于配制压裂液，剩余污泥固化填埋，不外排；试气过程中产生的洗井废水经沉淀处理后用于配制压裂液；压裂返排液经沉淀处理后优先回用于平台内其他钻井工程压裂工序，平台内最后一口井压裂返排液利用罐车调运至工区内其他平台回用，不外排；管网施工过程中产生的试压废水，利用罐车运输至周边井场回用或沉淀后排放；井队生活污水经旱厕收集后农用。	本项目剩余水基钻井液回用后继续钻井工序，不外排，不进行固化填埋，减小了环境污染风险；洗井废水配制压裂液；压裂返排液优先回用于区域平台压裂工序；井队生活污水经环保厕所收集后交由第三方单位环保公司处置	符合
地下水环境影响及措施	规划钻井采用近平衡钻井技术，井筒内的钻井液柱压力稍大于裸露地层的压力，钻井过程中地层地下水压力及水位均维持原状。对于钻井事故性的溢流，会在第一时间由预制的堵漏剂进行处置。 对于有供水意义的含水层，钻井液均以清水为主，钻井液对水质基本没有影响。在钻井平台建设过程中，做好废水池、循环罐区、柴油罐区等区域的防渗，可有效降低对周边井泉的水质；同时加强对平台周边井泉的观测。	本项目直井段采用清水钻井液，对于钻井事故性的溢流，会在第一时间由预制的堵漏剂进行处置。根据调查已有平台，在钻井平台建设过程中，已做好了水池、循环罐区、柴油罐区等区域的防渗，本次要求各平台做好防渗措施，并在平台周边设置井泉跟踪监测点	符合
大气环境影响及措施	规划钻探期施工产生的扬尘通过采取防尘洒水措施后，影响可得到有效控制，并且随着施工期的结束而结束；施工过程中施工机具尾气所含 CO 和烃类污染物排放量小，对周围环境空气质量影响很小；钻井阶段燃油废气	施工期采取洒水抑尘措施，施工机械采用轻质燃油；平台内已有网电覆盖，燃油废气将减少；测试放喷废气在放喷池内进行，属于临时排放，对周边影响小	符合

《南川区块页岩气“十三五”规划环境影响报告书》内容	本项目	符合性分析
	最大落地浓度占标率未超过 10%，且多个平台对单个保护目标的叠加影响值较小，随着网电覆盖范围的扩大，燃油废气将逐渐减少；测试放喷阶段页岩气引至放喷池燃烧，属临时排放，对周边环境影响小。	
声环境影响及措施	项目在施工时，选择昼间作业，夜间不施工，以此来降低噪声对附近居民的影响。 在钻井及压裂试气过程中，对井场周边一定范围内居民声环境影响较大，在施工过程对受影响的居民采取临时置换方式降低对周边居民的影响。	油气集输工程施工不在夜间施工；钻井及压裂优先采用网电降低对周边居民的影响，并在施工对周边的声环境敏感的居民点进行临时功能置换降低对周边居民的影响
固体废物影响及措施	土石方就近平衡，不设取弃土场；清水钻屑直接用于铺垫井场、进场道路或综合利用；水基钻屑经不落地系统收集、脱水后优先进行综合利用，未能综合利用的钻屑参照《钻井废弃物无害化处理技术规范》（Q/SY XN 0276-2015）要求在废水池固化填埋；油基钻屑经工区油基钻屑回收利用站脱油后，条件允许的情况下优先对油基钻屑热解渣进行资源化综合利用；单井剩余水基泥浆优先回用于后续钻井工程，各平台剩余油基钻井液由各井队采用带搅拌装置的泥浆罐回收和转运，全部用于后续钻井工程；钻井过程中产生的废油由中石化重庆页岩气有限公司或有资质的单位回收处理；生活垃圾定点收集后交环卫部门处置。	本项目不涉及取土；清水岩屑用于矿区铺垫井场或进场道路；水基岩屑经不落地系统收集后进行综合利用；油基岩屑交由有危险废物处置资质的单位进行处置；沾染废油的废防渗材料交由危险废物处置资质的单位进行处置；剩余油基钻井液由各井队回收利用；钻井过程中产生的废油由中石化重庆页岩气有限公司或有资质的单位回收处理；废包装材料由厂家或有资质的单位回收；生活垃圾定点收集后交环卫部门处置。
生态环境影响及措施	通过临时占地土地复耕、青苗赔偿、占地补偿不会导致被占用耕地的居民生活质量下降。在钻前工程做好表层熟化土的堆放、保存，用于后期对井场占地进行复垦，可快速恢复土壤生产力。 对项目占地采取植被恢复或绿化措施，在建设期和运营期损失的地表植被生物总量会得到一定的补偿。针对	针对建设及自然恢复期可能产生的水土流失，井场应设置完善的截排水沟，在施工结束后，及时对临时占地形成的地表扰动区域进行植被恢复。 本项目不涉及环境敏感区，但是评价提出建设过程中应严格落实相关生态保护措施。

《南川区块页岩气“十三五”规划环境影响报告书》内容	本项目	符合性分析
建设及自然恢复期可能产生的水土流失，设置完善的截排水沟，并对井场占地进行硬化，对表层熟化土堆放进行覆盖，在施工结束后，及时对临时占地形成的地表扰动区域进行植被恢复。规划区生态环境敏感分区表明，区内生态敏感性和轻度敏感为主，页岩气开发条件良好，只要对敏感区进行严格避让，对较敏感区内的开发进行限制和强化生态保护		

②与规划中的负面清单符合性分析

根据《南川区块页岩气“十三五”规划环境影响报告书》中的“三线一单”，本项目与其符合性分析见表 1.7-9。

表 1.7-9 与规划环评审查意见书符合性分析

《南川区块页岩气“十三五”规划环境影响报告书》审查小组意见	本项目	符合性分析
（一）严格空间管控。禁止在自然保护区、饮用水源保护区等相关法律法规规定禁止开发的区域内布设新的钻井平台，新建项目选址选线应符合生态保护红线管控要求。建议将 DS7、DS8、胜页 3 井平台应调出南川城区规划范围；严控 202 平台布局，避让环境敏感区，满足生态红线管控及相关法律法规要求	本项目不涉及自然保护区，不涉及饮用水源保护区，不在生态保护红线范围内	符合
（二）强化生态环境保护。合理布置集输管线、供水管线走向，优化路由，绕避自然保护区等生态敏感区，尽量缩短管线穿越林地的长度，以减少对生态环境的影响。	本项目不涉及生态红线、自然保护区等生态敏感区域	符合
（三）落实污染防治措施。根据实际区块开发和产水情况优化调整污水处理设施规模，确保废水全部处理达标排放；强化地下水污染防治措施，避免地下水污染；加快谁家油基钻屑回收利用站的建设，积极探索水基钻屑、油基钻屑资源化综合利用途径和方式，妥善处理固体废弃物；合理安排施工时间，采取有效措施，避免噪声扰民。	本项目废水优先回用，不能回用时利用依托采出水处理站处理后达标排放；水基岩屑优先进行资源化利用；油基岩屑交由有危险废物处置资质的单位进行处置	符合
（四）强化环境风险防范。应采取有效的环境风险防范措施，制定可行的环境风险应急预案。	建设单位已编制了应急预案及风险评估。环境风险评估报告备案号：5001192023060002；应急预案备案号：500119-2023-005-MT；且本次评价针	符合

《南川区块页岩气“十三五”规划环境影响报告书》审查小组意见	本项目	符合性分析
	对本项目提出了相应的环境风险防范措施。	
（五）强化环境管理。规划区内的新建项目必须严格执行环境影响评价和环保“三同时”制度。制定长期监测计划，跟踪页岩气开发过程中主要污染源、生态影响和环境质量变化趋势。	本项目正在开展环境影响评价，本次评价能够较好的实现“三同时”制度。评价提出了监测计划，对周边生态环境的变化进行掌握。	符合

2) 与规划环评审查意见符合性分析

根据《关于南川区块页岩气“十三五”规划环境影响报告书审查意见的函》（渝环函〔2017〕）809号，本项目与该审查意见符合性分析见表 1.7-11。

表 1.7-10 与规划环评“三线一单”符合性分析

三线一单		本项目	符合性分析
生态保护红线	敏感区内禁止开发； 较敏感区限制开发。设计阶段注重占地控制、表层土壤利用，完善相关征占地手续； 开发阶段注重土壤污染防治及防治水土流失，强化森林防火控制，产生的废弃物须全部采用不落地达标处置或转移其他区域处置； 施工结束后注重临时占地生态系统构建与恢复。 轻度敏感区。优化开发。完善相关征占地手续，做好地下水污染防治，注重后期土地利用恢复及生态系统恢复和改善 不敏感区。适宜开发。做好后期植被恢复和土地复耕工作	本项目在轻度敏感区内，在完善相关征占地手续，做好地下水污染防治和后期生态恢复，可进行页岩气勘探开发项目。	符合
环境质量底线	楠竹山森林公园满足《环境空气质量标准》(GB3095-2012)一级标准，其他区域满足二级标准； 大溪河(岭坝-龙济桥)、龙岩江、黑溪河、鱼泉河(大坝—汇流口段) 满足III类标准； 规划实施对区域地下水不产生明显不利影响； 满足《土壤环境质量标准》二级标准要求	根据环境质量现状统计，各环境要素环境质量均满足要求	符合
资源利用上线	本项目钻井废水及压裂返排液优先回用于南川工区其他平台压裂工序，满足规划环评资源利用及环境总量控制上线要求	本项目施工废水优先回	符合
环境准入负面清单	禁止类 (1) 生态功能重要且敏感，主要分布饮用	本项目不涉及饮用水源保护区、自然保护区	符合

	三线一单	本项目	符合性分析
	水源保护区、自然保护区、风景名胜区、森林公园等生态敏感区，也包括河流、水库等水体 (2) 非丛式井组的开发井 (3) 钻井液循环率低于 95% (4) 使用有毒有害油气田化学剂 (5) 生产装备水平低于国内清洁生产先进水平 (6) 井口距铁路、高速公路小于 200m，距学校、医院和大型油库等人口密集性、高危性场所小于 500m	等、采用丛式井开发； 钻井液循环率大于 95%，不适用有毒有害化学剂；生产工艺不属于淘汰类工艺；井口距离铁路、高速公路大于 200m，500m 范围内无学校、医院等	

综上所述，本项目符合页岩气开发规划及规划环评要求。

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

1) 与《重庆市矿产资源总体规划（2021-2025 年）》的符合性分析

①页岩气符合性分析

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”。

本项目属于页岩气开发项目，项目的实施有助于页岩气开发利用。

②煤层气符合性分析

根据《重庆市矿产资源总体规划（2021-2025 年）》，“加强煤层气、萤石、铝土矿等战略性矿产、地热、铅锌等重要矿产重点成矿区带勘查，力争实现找矿突破。适度开展毒重石、锶、岩盐等优势矿产的勘查，增强优势资源持续保障能力……部署页岩气、煤层气、锰、铝土矿、萤石、钾盐等国家战略性矿产的勘查工作，强化资源安全保障，为能源资源基地与国家规划矿区的建设

提供资源保障，为经济社会发展提供资源基础……推进煤层气、铝土矿、锶、毒重石、萤石等矿产资源调查评价与勘查，设置重大工程 12 个，包括綦江松藻煤层气调查评价、渝南铝土矿调查评价、渝东南萤石调查评价、城口毒重石调查评价；綦江松藻煤层气勘查、万盛南桐煤层气勘查、合川天府煤层气勘查、南川煤层气勘查”，本项目部署 4 口煤层气勘探井，属于煤层气的勘探，位于“重庆南川 1 区块煤层气勘探”范围内（探矿权证见附件 9），项目的实施有助于推进南川煤层气勘探勘查工作，符合规划要求。

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

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，油基岩屑交由有危废物处置资质的单位进行处置；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 1.7-12。

**表 1.7-11 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	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

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

综上，本项目符合《重庆市矿产资源总体规划（2021-2025 年）环境影响报告书》及其审查意见的要求。

### （3）与《“十四五”现代能源体系规划》符合性分析

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

本项目的实施有助于天然气产生的增加，提高采收率，减缓产量递减趋势，符合《“十四五”现代能源体系规划》要求。

### （4）与《重庆市南川区矿产资源总体规划（2021-2025 年）》及规划环评符合性分析

#### ①与《重庆市南川区矿产资源总体规划（2021-2025 年）》符合性分析

根据《重庆市南川区矿产资源总体规划（2021-2025 年）》，“加快推进煤层气、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。”

本项目部署 4 口煤层气评价井，属于煤层气的勘探，位于“重庆南川 1 区块煤层气勘探”范围内（探矿权证见附件 9），项目的实施有助于推进南川煤层气勘探勘查工作，符合规划要求（根据规划，针对页岩气勘探开发，由页岩气勘探开采单位开展专项评价，不纳入南川区矿产资源总体规划及规划环评）。

#### ②与规划环评及审查意见符合性分析

煤层气属于《重庆市南川区矿产资源总体规划（2021-2025 年）》中的重点勘查矿种。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 1.7-12 与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**

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</p>	<p>本项目不在生态保护红线内，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。</p> <p>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>基本农田空间重叠的，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。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。</p> <p>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</p>	<p>符合</p>

		染物泄漏污染土壤地	
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；	本项目为煤层气、页岩气勘探开发项目，未提出指标要求	/

**表 1.7-13 与规划环评审查意见的符合性分析**

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 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。	本项目不在生态保护红线内，施工作业带无古树名木。场地周围修有截排水沟，井场边坡采取了放缓或稳固措施，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	施工结束后，对临时占地进行生态恢复；退役后，按照相关要	符合

序号	审查意见要求	项目情况	符合性
	和环境治理总体要求，强化生态环境保护。	求进行土地复垦及生态恢复	
5	<p>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、生活污水应尽量回用或处理后达标排放，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。</p>	<p>本项目施工期雨水、洗井废水、压裂返液等回用不外排；运营期无人值守，无生活污水产生。选用低噪声设备，合理布局，对压缩机进行基础减震、隔声等措施，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。</p>	符合
6	<p>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控措施，预防突发性环境风险事故对饮用水水源保护区造成影响。</p>	<p>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，项目不涉及饮用水源保护区</p>	符合
7	<p>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，</p>	<p>项目落实与三线一单、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</p>	符合

序号	审查意见要求	项目情况	符合性
	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。		

(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）等项关要求，对永久停用、拆除或弃置的各类井、管道等工程设施落实封堵、土壤及地下水修复、生态修复等措施。

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

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

#### **1.7.6 与“三线一单”的符合性**

本项目位于南川区重点管控单元-大溪河南川中游，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 1.7-14。

表 1.7-14 与“三线一单”符合性分析

环境管控单元编码		环境管控单元名称		环境管控单元类型	
ZH50011920010		南川区重点管控单元-大溪河南川中游段		重点管控单元	
管控要求层级	管控类型	管控要求		建设项目相关情况	符合性分析结论
重点管控单元 市级总体管控 要	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。		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		项目为国家鼓励类项目。项目选址具有“地下决定地上”的特点，对选址有特	符合

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

	<p>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。</p>	不涉及	符合
	<p>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。</p>	不涉及	符合
	<p>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。</p>	不涉及	符合
	<p>第十二条 推进乡镇生活污水处理设施达标改造。新建城市生活污水处理厂全部按照一级 A 标及以上排放标准设计、施工、验收，建制乡镇生活污水处理设施出水水质不得低于一级 B 标排放标准；对现有截留制排水管网实施雨污分流改造，针对无法彻底雨污分流的老城区，尊重现实合理保留截留制区域，合理提高截留倍数；对新建的排水管网，全部按照雨污分流模式实施建设。</p>	不涉及	符合
	<p>第十三条 新、改、扩建重点行业（重有色金属矿采</p>	不涉及	/

	<p>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。</p>		
	<p>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。</p>	<p>项目产生的水集岩屑、油基岩屑等固体废物按照减量化、资源化和无害化的原则进行处置，严格落实产生、收集、贮存、运输、利用、处置全过程的污染环境防治措施，并建立工业固体废物管理台账</p>	
	<p>第十五条 建设分类投放、分类收集、分类运输、分类处理的生活垃圾处理系统。合理布局生活垃圾分类收集站点，完善分类运输系统，加快补齐分类收集转运设施能力短板。强化“无废城市”制度、技术、市场、监管、全民行动“五大体系”建设，推进城市固体废物精细化管理。</p>	<p>生活垃圾定点收集后交环卫部门处置</p>	
环境风险 防控	<p>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。</p>	<p>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</p>	符合
	<p>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</p>	<p>本项目未使用技术落后的工艺</p>	符合

		性预警体系。		
	资源开发利用效率	第十八条 实施能源领域碳达峰碳中和行动，科学有序推动能源生产消费方式绿色低碳变革。实施可再生能源替代，减少化石能源消费。加强产业布局和能耗“双控”政策衔接，促进重点用能领域用能结构优化和能效提升。	本项目施工期收集的雨水、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，引导绿色园区低碳发展。	本项目优先使用网电施工，柴油发电机备用，不涉及高污染燃料使用	符合
		第二十条 新建、扩建“两高”项目应采用先进适用的工艺技术和装备，单位产品物耗、能耗、水耗等达到清洁生产先进水平。	本项目不属于高耗水行业	符合
		第二十一条 推进企业内部工业用水循环利用、园区内企业间用水系统集成优化。开展火电、石化、有色金属、造纸、印染等高耗水行业工业废水循环利用示范。根据区域水资源禀赋和行业特点，结合用水总量控制措施，引导区域工业布局和产业结构调整，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扩能改造，系统规划城镇污水再生利用设施。	本项目不涉及水利水电工程	符合
区县总体管控要求	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	符合

			态环境准入清单要求，项目选址具有“地下决定地上”的特点，不进入园区，不设置环境保护距离；符合区域三区三线管控要求	
		第二条加快推进先锋氧化铝环保关闭，引导城区周边工业企业搬迁进入工业园区各组团。	本项目不涉及	符合
		第三条在泉域保护范围以及岩溶强发育、存在较多落水洞和岩溶漏斗的区域内，不得新建、改建、扩建可能造成地下水污染的建设项目。	根据水文地质图、现状调查，本项目不在泉域保护范围以及岩溶强发育、存在较多落水洞和岩溶漏斗的区域	符合
		第四条优化空间布局，临近居住、商业的工业地块，严格控制入驻企业类型，预留防护距离。	本项目优化了空间布局，钻井设备设置在井场中部	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。	项目产生的水集岩屑、油基岩屑等固体废物按照减量化、资源化和无害化的原则进行处置，严格落实产生、收集、贮存、运输、利用、处置全过程的污染防治措施，并建立工业固体废物管理台账	符合
		第六条完善乡镇污水管网，提高乡镇污水收集率；进一步完善中心城区污水收集管网。	本项目不涉及污水管网建设	符合
		第七条根据实际页岩气区块开发和产水情况优化调整污水处理设施规模，确保废水全部处理达标排放；强化地下水污染防治措施；对页岩气开发过程中产生的工业固废合理有效处置或综合利用。	本项目施工期收集的雨水、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，依托南川区块采出水处理站；本项目直井段采用清水钻井，可有效保护浅层地下水，项目采取“源头防控”、“分区防渗”等	符合

			措施进行污染防治；项目产生的水集岩屑、油基岩屑等固体废物按照减量化、资源化和无害化的原则进行处置，严格落实产生、收集、贮存、运输、利用、处置全过程的污染防治措施，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、电或者其他清洁能源。	本项目不涉及高污染燃料	符合

环境风险 防控	第十四条执行重点管控单元市级总体要求第十六条和第十七条。	建设单位设置有专门的环境管理部门，并制定有完善的 HSE 管理体系，建设项目按照要求编制风险应急预案；不使用技术落后的工艺	符合
	第十五条建设项目周边有泉域保护范围以及岩溶强发育、存在较多落水洞和岩溶漏斗的，应严格执行相应防渗标准，且装置的布局要根据水文地质条件优化调整；加强页岩气开采中的水环境保护和跟踪监测工作。	本项目采取“源头防控”、“分区防渗”等措施进行污染防治；建设单位加强了页岩气开采中的水环境保护和跟踪监测工作	符合
	第十六条严格执行环境风险评估制度，强化环境风险事前防范。完善预案、备案和准入管理制度，推进企业突发环境事件风险分类分级管理。完善项目和区域、流域重大环境风险源多部门联合监管机制，加强涉及重金属污染的产业规模和空间布局管控，定期排查筛选潜在重大环境风险源。各新建化工企业、涉重企业内部的生产废水管线按地面化、可视化的要求，不得地下布设，防止泄露污染土壤。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處理及地下水防控。	建设单位制定有完善的HSE管理体系，在南川区按照要求编制了风险应急预案	符合
	第十七条加强应对重污染天气监管，落实不利天气状况下应急措施，逐步开展空气污染预警与预报工作，完善空气质量应急响应机制。	本项目运营期间正常工况下无废气排放	符合
	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；本项目已办理相关取水许可，见	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	符合		
资源开发 利用效率			

		水平。	附件 12	
		第二十一条新建燃煤项目，满足能效双控要求，严格控制能耗强度，合理控制能源消费总量。		符合
		第二十二条页岩气开采规划取水应按规定开展水资源论证。		符合
ZH500119200 10 南川区重点 管控单 元-大溪河南 川中游段	空间布局 约束	1. 在泉域保护范围以及岩溶强发育、存在较多落水洞和岩溶漏斗的区域内，不得新建、改建、扩建可能造成地下水污染的建设项目。	根据水文地质图及现场调查，平台周边未发现落水洞和岩溶漏斗区	符合
	污染物排 放管控	1. 强化地下水污染防治措施；对页岩气开发过程中产生的工业固废合理有效处置或综合利用；根据实际页岩气区块开发和产水情况优化调整污水处理设施规模，确保废水全部处理达标排放。 2. 在农村超过 200 户、人口超过 500 人的相对集中片区建设污水处理厂（站）；加强畜禽养殖废弃物资源化利用；加快建立废旧农膜和包装废弃物等回收处理制度；开展农药肥料包装废弃物回收利用。加强农药安全使用监督检查，加大违规使用农药问题的查处力度。 3. 加强规模化水产养殖尾水监测与治理，规范工厂化水产养殖尾水排污口设置，推动资源化利用或达标排放。	项目采取分区防渗的措施，固体废物全部妥善处置，根据后文分析，依托的采出水处理站可满足本项目采出水处理需求	符合
	环境风险 防控	无	建设单位编制了应急预案并备案	符合
	资源开发 效率要求	1. 页岩气直接取用地表水时，应办理取水许可证	建设单位已办理取水许可，见附件 12	符合

## 1.8 生态环境保护目标

### 1.8.1 生态环境保护目标

根据调查，本项选址位于生态保护红线之外，工程占地不涉及国家公园、自然公园等生态敏感区和饮用水源保护区，本项目生态评价范围内不涉及天然林、公益林。根据现场调查，评价范围内未发现珍稀保护动植物分布。生态环境保护目标见表 1.8-1。

表 1.8-1 生态环境保护目标一览表

序号	保护目标	环境敏感特性	环境环保要求
1	永久基本农田	本项目评价范围内永久基本农田面集约 2.9787hm <sup>2</sup> ，其中占用永久基本农田约 0.7932hm <sup>2</sup>	占地范围内永久基本农田应按照相关要求办理用地手续，开发过程中应避免对周边永久基本农田的占用和破坏

### 1.8.2 地表水环境保护目标

本项目地表水评价等级为三级 B。站场汇水区域范围内无饮用水源保护区、饮用水取水口、涉水的自然保护区、风景名胜区，重要湿地、重点保护与珍稀水生生物的栖息地、重要水生生物的自然产卵场及索饵场、越冬场和洄游通道，天然渔场等渔业水体以及水产种质资源保护区等水环境保护目标分布。平台周边地表水系分布情况表见表 1.8-2。

表 1.8-2 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	龙岩江	III、IV	农业、工业水	平台西南侧约 3.6km	防止废水泄漏至龙岩江

### 1.8.3 地下水环境保护目标

根据现场调查，地下水评价范围内无集中式地下水型饮用水源地、热水、矿泉水、温泉等，但分布有分散式饮用水源，有 11 处泉点。区域地下水环境保护目标见表 1.8-3。

表 1.8-3 地下水环境保护目标一览表

名称	类型	空间相互关系			位置关系	环境敏感特性
		经度/°	纬度/°	水位高程/m		
Q1	泉点			725	位于井场西侧约 13m，比井场低 9m	现场调查时出水量约 0.02L/s，服务约 3

名称	类型	空间相互关系			位置关系	环境敏感特性
		经度/°	纬度/°	水位高程/m		
						户居民
Q2	泉点			741	位于井场北侧约 93m，比井场高 7m	现场调查时出水量约 0.03L/s，服务约 5 户居民
Q3	泉点			747	位于井场北侧约 80m，比井场高 13m	现场调查时出水量约 0.03L/s，服务约 5 户居民
Q4	泉点			697	位于井场西侧约 150m，比井场低 37m	现场调查时出水量约 0.03L/s，服务约 5 户居民
Q5	泉点			748	位于井场东南侧约 375m，比井场高 14m	现场调查时出水量约 0.01L/s，服务约 1 户居民
Q6	泉点			703	位于井场西南侧约 170m，比井场低 31m	现场调查时无饮用水功能
Q7	泉点			782	位于井场东侧约 447m，比井场高 48m	现场调查时出水量约 0.01L/s，服务约 2 户居民
Q8	泉点			793	位于井场东侧约 376m，比井场高 59m	现场调查时出水量约 0.01L/s，服务约 1 户居民
Q9	泉点			774	位于井场东侧约 325m，比井场高 40m	现场调查时出水量约 0.02L/s，服务约 3 户居民
Q10	泉点			589	位于井场南侧约 1330m，比井场低 145m	现场调查时出水量约 0.5L/s，供给 60 户居民生活用水
Q11	泉点			587	位于井场西南侧约 1185m，比井场低 147m	现场调查时出水量约 0.1L/s，供给 2 户居民生活用水

#### 1.8.4 大气环境保护目标

本项目正常工况下无废气排放，按照《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ 2.2-2018），本项目大气环境评价工作等级为三级，可不设置大气评价范围，本次重点关注站场 500m 的大气环境保护目标。500m 范围内分布零散居民约 52 户，具体见表 1.8-4。

**表 1.8-4 站场周边大气环境保护目标一览表**

名称	国家 2000 坐标		保护对象	保护内容	环境功能区	距最近井口距离/m	相对站场位置	相对厂界距离/m
13-1#			居民	2 户约 8 人	二类	121	NW	69
13-2#			居民	2 户约 8 人	二类	72	SW	43
13-3#			居民	7 户约 28 人	二类	101	SW	59
13-4#			居民	1 户约 4 人	二类	212	SW	181
13-5#			居民	1 户约 4 人	二类	231	SW	198
13-6#			居民	1 户约 4 人	二类	236	SW	206
13-7#			居民	2 户约 8 人	二类	401	NW	354
13-8#			居民	6 户约 24 人	二类	290	S	243
13-9#			居民	3 户约 12 人	二类	425	SW	385
13-10#			居民	1 户约 4 人	二类	91	S	49
13-11#			居民	4 户约 16 人	二类	101	SE	57
13-12#			居民	5 户约 20 人	二类	154	S	111
13-13#			居民	4 户约 16 人	二类	198	SE	157
13-14#			居民	1 户约 4 人	二类	315	S	273
13-15#			居民	8 户约 32 人	二类	292	SE	247
13-16#			居民	4 户约 16 人	二类	289	SE	252

**1.8.5 声环境保护目标**

本次关注评价范围内的声环境保护目标，分布零散居民约 27 户，见表 1.8-5。

**表 1.8-5 声环境保护目标一览表**

名称	空间相对位置			方位	与厂界最近距离/m	与放喷池最近距离/m	执行标准/功能区类别	声环境保护目标情况说明
	X	Y	Z					
13-1#	-104	114	-8	NW	69	57	2 类声环境功能区，《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类标准限值	2 户约 8 人
13-2#	-70	-16	-22	SW	43	125		2 户约 8 人
13-3#	-74	-70	-24	SW	59	143		7 户约 28 人
13-4#	-215	-21	-27	SW	181	210		1 户约 4 人
13-5#	-209	-98	-25	SW	198	261		1 户约 4 人
13-10#	4	-98	-22	S	49	211		1 户约 4 人
13-11#	18	-105	-17	SE	57	219		4 户约 16 人
13-12#	-15	-160	-27	S	111	268		5 户约 20 人
13-13#	15	-205	-22	SE	157	316		4 户约 16 人

原点坐标：

**1.8.6 土壤环境环保目标**

本次重点关注站场周边 200m 范围的土壤环境保护目标，包括周边耕地、

居民等，见表 1.8-6。

**表 1.8-6 土壤环境保护目标一览表**

序号	名称	与厂界距离/m	高差 m	环境特征	环境环保要求
1	13-1#	69	-8	分散居民	满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中的第一类用地的筛选值
2	13-2#	43	-22	分散居民	
3	13-3#	59	-24	分散居	
4	13-4#	181	-27	分散居	
5	13-5#	198	-25	分散居	
6	13-10#	49	-22	分散居	
7	13-11#	57	-17	分散居	
8	13-12#	111	-27	分散居	
9	13-13#	157	-22	分散居民	
10	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 油气田概况

### 2.1 油气田范围及油气资源特征

#### 2.1.1 油气田范围

##### （1）采矿权

2023 年 6 月，中国石油股份化工有限公司申报了东胜区块页岩气采矿权，采矿权名称为“重庆四川盆地东南缘南川气田东胜区块页岩气开采”，许可证号为 C1000002023031318000495，矿权证见附件 9，采矿权人为中国石油化工股份有限公司，采矿权面积 260.6921km<sup>2</sup>，生产规模 18.82 亿立方米/年。

##### （2）探矿权

2023 年，中国石油化工股份有限公司获得“重庆南川 1 区块煤层气勘察”探矿权，勘查面积 656.013km<sup>2</sup>，矿权证号为 T5000002023051010057337，矿权证见附件 9。探矿权勘查区行政区划隶属于万盛经开区、巴南区、南川区。

##### （3）DP13 井区

焦页 DP13 井区，位于东城街道永生桥社区，井区范围内涉及 DP13 平台，区块总面积约 2.6km<sup>2</sup>，见附件 9。

#### 2.1.2 地质构造

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

#### 2.1.3 区带或层系

##### （1）煤层气目的层

本次煤层气目的层为二叠系上统龙潭组，主力煤层为 K1 煤层，赋存于龙

潭组底部。

(2) 浅层气目的层

本次浅层气目的层为二叠系茅口组。

(3) 页岩气目的层

本次页岩气目的层为上奥陶统五峰组-下志留统龙马溪组页岩气层段及茅口组页岩气层段。

### 2.1.4 储层特征

(1) 煤层气

南川地区煤层露头线大多在背斜轴线两侧分布，因区内背斜一般多为山岭，背斜轴部地层被不同程度剥蚀后，煤层一般在背斜山岭的半坡位置露头。勘查区内煤层露头最低标高仅 300 米左右，最高可达 1400 余米。受沉积控制，龙潭组煤层层数多、单层薄。从北东往西南煤层层数逐渐增多，累厚逐渐增大；南川地区发育煤 1-2 层，下部煤层 2.5 米左右，上部煤层 2.0 米左右，总厚度 3.8-5.0 米。

①煤层分布

本项目主要勘察地层为二叠系上统龙潭组，主要煤层有：C26 煤层（K11），C25 煤层（K1），C18+19 煤层（K3）等。

C26 煤层：宏观煤岩类型为黑色半亮型煤至暗淡型煤，夹少量亮煤和镜煤条带及丝炭透镜体。

C25 煤层：主要为半亮型煤，占 55~60%；次为光亮型煤，占 20~30%；半暗型煤在 15%以下，暗淡型煤仅 1~3%。光亮型煤以条带状及不明显条带状为主，少量条带-线理状及线理状。半亮型煤以条带状为主，线理-条带状及条带-线理状次之，少量鳞片状。半暗型煤以细条带-细线理状为主，次为线理状。暗淡型煤以线理状为主，次为块状，少量鳞片状。

C18+19 煤层：宏观煤岩特征为灰黑色、半亮-光亮型煤，以亮煤为主，夹镜煤、暗煤及丝炭透镜体。煤层较坚硬，具细-宽条带结构。在兴隆一带底部含黄铁矿结核。镜质组含量最低 31.0%，最高 90.2%。具西部高东部低的变化趋势。

②煤岩煤质特征

C26 煤层：镜质组含量 61.0~73.7%，平均 68.37%。惰性组含量 8.3~27.8%，平均 18.1%。无机组分总量 7.93~23.1%，平均 13.55%。无机组分中以粘土类含量最高，为 2.7~18.5%，平均 7.07%。

C25 煤层：光亮型煤以条带状及不明显条带状为主，少量条带-线理状及线理状。半亮型煤以条带状为主，线理-条带状及条带-线理状次之，少量鳞片状。半暗型煤以细条带细线-理状为主，次为线理状。暗淡型煤以线理状为主，次为块状，少量鳞片状。

C18+19 煤层：煤层较坚硬，具细-宽条带结构。在兴隆一带底部含黄铁矿结核。镜质组含量最低 31.0%，最高 90.2%。具西部高东部低的变化趋势。

## （2）页岩气

### ① 储层岩矿特征

南川地区页岩主要矿物为黏土、石英和长石（包含钾长石与斜长石）。黏土矿物包括伊利石、伊蒙混层、绿泥石和高岭土，其中伊利石平均含量 58%，伊蒙混层平均含量 30%，绿泥石平均含量 9%，高岭土平均含量 3%。脆性矿物包括石英、长石、方解石、白云石和黄铁矿等，其中石英平均含量 38%，斜长石平均含量 7%，钾长石平均含量 2%，方解石平均含量 4%，白云石平均含量 5%，黄铁矿平均含量 2%。

### ② 孔隙结构类型

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

### ③ 储集特征

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

## 2.1.5 油气藏流体性质

### （1）煤层气

此外，根据同龙潭组层位煤层气井（阳 2 井）的气质组分分析报告（见附件 7），硫化氢含量为 2.0mg/m<sup>3</sup>，根据《含硫化氢天然气井公众安全防护距离》

（AQ2018-2008），浓度小于  $75\text{mg}/\text{m}^3$ ，不属于含硫化氢天然气井，但本项目仍按含硫化氢井进行风险防范要求，落实好环境风险防范、应急措施以及环境风险管理措施。阳 2 井气质组分见表 2.1-1。

**表 2.1-1 煤层气气质组分一览表 单位：摩尔分数浓度（%）**

（2）页岩气

本项目页岩气井目的层位龙马溪组，组分以  $\text{CH}_4$  为主，根据同层位气质组分分析报告，目的层未检出硫化氢，气质组分见表 2.1-2，预计本项目页岩气井不含硫。

**表 2.1-2 页岩气气质组分一览表 单位：摩尔分数浓度（%）**

### 2.1.6 油气资源类型

东胜区块页岩埋深 3500-4500m，地层压力系数 1.0-1.5，为中深层、常温、常压-高压、干气页岩气藏。

### 2.1.7 开发进程

（1）勘探开发概况

根据《重庆南川 1 区块煤层气勘查探矿权评估报告》，区内煤层气地质工作程度较低，仅从 2010 年以来开展过煤矿煤层气及煤层气的初步评价分析工作。自 2014 年开始，中石化华东油气分公司建立南川页岩气项目部，对深部五峰组、龙马溪组黑色泥页岩层开展了页岩气勘探、开发工作。现将各气体矿产地质工作简述如下：

1) 2012 年，重庆市一三六地质队编制提交了《重庆市煤炭（煤层气）资源地质找矿突破战略行动实施方案》，该方案初步分析了勘查区内水溪井田、半溪井田内 K1 煤层的煤岩特征、含气性特征等，并估算了煤层气资源量；

2) 2012 年 3 月，重庆迪苒矿山工程设计有限公司编制提交了《重庆市南川区煤矿煤层气地质图编制说明书》，该说明书简要分析了南川区内地层层序、构造特征及水文地质等基础地质条件，并论述了区内各煤矿井田的煤层气参数及突出危险性。

3) 自 2014 年开始，中石化华东油气分公司成立了南川页岩气项目部，对涪陵页岩气田平桥南区（调查勘查区内水江镇一带），开展了页岩气勘探工作，其目的层为志留系五峰—龙马溪组地层。目前平桥南区内已部署、实施了数口

页岩气探井、参数井，所有钻井均穿越了本次调查评价的目的层龙潭组，但未对 K1 煤层进行取样分析，仅开展了气测录井、物探测井工作。

4) 2019 年重庆市地质矿产勘查开发局 107 地质队提交了“重庆市南川区双河向斜南东翼煤层气资源调查评价”项目，通过系统评价了勘查区内 K1 煤层的煤质特征、储层特征及含气性特征等，认为区内 K1 煤层厚度中等、变质程度适中、煤体结构较好、气含量中等、甲烷组分含量较高，具有形成煤层气藏的基本条件，但煤体结构一般，孔渗性特征较低。

(4) 华东油气分公司自 2011 年开始在南川区块内进行实质性勘探工作。2011-2012 年南川区块共完成 830.08km/41 条二维地震的采集工作；2015 年部署实施南页 1 井，完钻井深 4465 米；2015 部署实施三维地震 263km<sup>2</sup>，精细落实有利目标；2016 年在东胜背斜部署实施了胜页 1HF 井，10mm 油嘴下，套压 12.5MPa，日产气 11.6×10<sup>4</sup>m<sup>3</sup>，取得东胜背斜页岩气勘探突破；2016-2018 年，平桥南完成 6.5×10<sup>4</sup>m<sup>3</sup> 产能建设，提交探明储量 543.06×10<sup>4</sup>m<sup>3</sup>；2017-2019 年，甩开勘探斜坡型有利目标，优选平桥南斜坡、东胜南斜坡、阳春沟南斜坡，分别部署实施焦页 10HF、焦页 10-10HF、胜页 2HF 及胜页 3HF 井，先后获得了重大突破，落实平桥、东胜、阳春沟三个千亿方储量规模区，阳页 1 井通过总部风险井审查并实施。

## (2) 区域开发利用现状

### 1) 煤层气

目前，南川区块内已部署 3 口煤层气勘探评价井，阳 2 井、阳 2-1HF 井和阳 1-1HF 井，目的层均为龙潭组，目前，阳 1-1HF、阳 2-1HF 井处于钻井阶段，阳 2 井已完工，正在进行试采，根据煤层岩心样品现场测试结果显示，煤层解吸气量 9.9~21.0m<sup>3</sup>/t，平均 18.0m<sup>3</sup>/t，总含气量 16.8~46.8m<sup>3</sup>/t，平均 37.6m<sup>3</sup>/t；含气饱和度 38.4%~100%，稳产 0.62×10<sup>4</sup>m<sup>3</sup> 以上近 100d，累计产气 62×10<sup>4</sup>m<sup>3</sup>，日产液 5.0m<sup>3</sup>。

### 2) 页岩气

南川区块根据构造带主要分为平桥南区块、东胜区块、焦页 10 井区、阳春沟区块等区域。平桥南区块、东胜区块、焦页 10 井区已进行大规模开发，其中，东胜区块落实页岩气含气面积 135.49km<sup>2</sup>，探明储量 1446.58×10<sup>8</sup>m<sup>3</sup>；

平桥南区建成  $6.5 \times 10^8 \text{m}^3$  页岩气田；阳春沟区块正在进一步勘探开发当中。

## （2）环保工程

南川区块内建有 3 座采出水处理站配套处理区块内的页岩气采出水，分别为南川区块采出水处理站、阳春沟区块采出水处理站、南川区采出水处理站。

### ①南川区块采出水处理站

南川区块采出水处理站位于南川区水江镇黄泥村焦页 199 号平台，该站于 2018 年 5 月完成一期工程建设，2019 年 7 月完成二期工程建设，2021 年 11 月完成三期工程建设，处理能力达  $1400 \text{m}^3/\text{d}$ ，服务于南川区块页岩气平台。处理站采用“均质缓冲池+预曝气+浅层离子高效气浮+预芬顿处理+AOO-MBR+中和反应+斜板沉淀”处理工艺处理采出水。污水经处理后达到《污水综合排放标准》（GB8978-1996）一级标准后排入鱼泉河。

### ②阳春沟采出水处理站

阳春沟区块采出水处理站位于南川区南平镇万隆村 Y5 平台附近。主要处理阳春沟区块内页岩气勘探开发过程中产生的压裂返排液和采出水，建设规模为  $1000 \text{m}^3/\text{d}$ ，处理工艺为水质调节+混凝沉淀+气浮+预芬顿+预曝气+ABR 厌氧+两级接触氧化+MBR+斜板沉淀+消毒，处理达《污水综合排放标准》（GB8978-1996）一级标准后排入大溪河。

### ③南川区采出水处理站

南川区采出水处理站位于南川区东城街道永生桥社区，胜页 12 平台附近，主要服务于南川区块胜页 2、胜页 3、胜页 12、胜页 14 等平台，建设规模为  $800 \text{m}^3/\text{d}$ ，处理工艺为“调节池+气浮+芬顿氧化+厌氧+缺氧+生物接触氧化+二沉池+MBR”工艺，处理达《污水综合排放标准》（GB8978-1996）一级标准后排入龙岩江。

## 2.2 区域页岩气开发概况

目前，南川区内已批复 2 个采矿权，分别为平桥南区块、东胜区块。

### 2.2.1 平桥南区块

2020 年 9 月，中国石油股份化工有限公司申报了平桥南区块页岩气采矿权，采矿权名称为“重庆四川盆地东南缘南川气田平桥南区块页岩气开采”，许可证号为 C1000002020101318000032，采矿权人为中国石油化工股份有限公

司，采矿权面积 53.905km<sup>2</sup>，生产规模 6.5 亿立方米/年。

①内部集输系统：已建集气干线 2 条，分别为 194-东胜脱水站的 DN300 集气干线(管线长度 4.4km)和 201-东胜脱水站的 DN300 干线(管线长度 2.6km)，集气干线总长度约 7km。集气站至干线之间建设集气支线，线路总长度 4.6km，均采用 L360N 无缝钢管Φ168.3×6.5。

②站场工程：区块已建站场 13 座，其中 2 座平台仅平场，暂未钻井，11 座站场正常采气。站场采用“采气丛式井场-集气站-脱水站”两级布站模式和“井下节流-中压集气-集中处理”的湿气输送工艺。集气站设置气液分离、计量等设施，井口产气进入计量分离器进行单井连续计量，分离器出口天然气汇集在一起进入外输管道。

③供排水系统：集输管线同沟敷设污水管网。在焦页 196 平台附近设置取水泵站，通过泵站加压管道输送至区块平台清水池，供水管网在地面沿道路敷设。建设单位已办理取水许可，取水点位于鱼泉河干流左岸大河口，批复最大取水量 2.088 万 m<sup>3</sup>/d。

④供电系统：平桥南区气田电源引自宏墙变电站 10kV 侧母线段，已建宏墙变电站至 194#集气站附近的同杆双回 10kV 线路，从 194#集气站至 197#、198#、200#集气站、东胜脱水站的 10kV 线路，从 194#集气站至 195#、196#、199#、200#集气站、东胜脱水站、201#集气站的 10kV 线路等。

⑤自控、通信系统：集输管线同沟敷设通讯光缆。中石化重庆页岩气有限公司在南川建有生产指挥中心 1 座，生产指挥中心设有自控 SCADA 系统与通信系统，主要实现采气平台、集气站、脱水站数据的生产监控、分析、管理与调度等及基于局域网的视频综合监控与查询等。

采用以计算机为核心的监控及数据采集系统（SCADA）实现对生产运行数据自动采集、监控和统一生产调度控制。SCADA 系统中心控制室设在区域监控点。操作人员在调控中心通过计算机系统，即可完成对页岩气田的监控和运行管理等任务。实现井口采气平台和集气站无人值守。

⑥脱水系统：东胜脱水站属于平桥南区商品气外输出口，负责接受平桥南井区、东胜井区及焦页 10 井区的产气脱水处理。

东胜脱水站已建成两套 10×10<sup>8</sup>Nm<sup>3</sup>/a TEG 脱水装置，最大处理规模将达

到  $20 \times 10^8 \text{Nm}^3/\text{a}$ （三甘醇装置考虑最大 110% 操作弹性），最高可满足  $22 \times 10^8 \text{Nm}^3/\text{a}$  的产气处理需求。目前东胜脱水站处理量约  $380 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$ ，进站压力  $4.0 \text{MPa} \sim 4.5 \text{MPa}$ ，外输压力约  $4.05 \text{MPa}$ 。

### 2.2.2 东胜区块

①集输系统：建成 DN300 和 DN200 集气干线，总长度约 21.88km。

②站场工程：截至 2024 年 3 月底，区块内现有站场 36 个。工艺流程与平桥南区块一致。

③供排水系统：集输管线同沟敷设污水管网。在 DP18 平台、DP14 平台、DP20 平台附近设置取水泵站，通过泵站加压管道输送至区块平台清水池，供水管网在地面沿道路敷设。建设单位已办理取水许可，其中娄玲取水点位于黑溪河干流右岸，批复最大取水量  $0.744 \text{万 m}^3/\text{d}$ ，DP20 取水口位于河西和干流左岸，批复最大取水量  $0.744 \text{万 m}^3/\text{d}$ ，DP14 取水口位于龙岩江干流右岸，批复最大取水量  $2.28 \text{万 m}^3/\text{d}$ 。

④供电系统：东胜区块周边共有 4 个电源点，北固 220kV 变电站、龙凤 35kV 变电站、东胜 35kV 变电站、肖家沟 35kV 变电站。

⑤自控、通信系统：集输管线同沟敷设通讯光缆，接入调控中心。

⑥脱水系统：依托东胜脱水站处理后外输。

### 3 建设项目工程分析

#### 3.1 原环评工程概况

##### 3.1.1 原环评建设内容

2019年2月，中国石油化工股份有限公司华东油气分公司拟在东城街道部署胜页13平台，部署5口页岩气井，并委托环评单位编制了《胜页13平台产能建设项目环境影响报告书》。原环评工程项目组成一览表见表3.1-1。

表 3.1-1 原环评工程组成一览表

类别	工程名称		项目组成内容	备注
主体工程	钻前工程	井场建设	1个平台的井场平整，碎石铺垫，局部采用混凝土硬化。平台为单钻机平台，胜页13平台井场尺寸为124×50m。	新建
		井口建设	5口井的井口基础，开挖砌筑方井	
	钻井工程	钻井设备	平台部署1部电动钻机，搭设井架及钻井成套设备搬运、安装、调试。	新建
		钻井作业	5口井钻井工程，单井水平段平均长度1500m。导管采用Φ406.4mm钻头清水钻进；一开直井采用Φ311.2mm钻头清水钻井，一开斜井段采用水基钻井液钻井；二开采用Φ215.9mm钻头油基钻井液钻井。	
		固井工程	导管采用常规固井，下入Φ339.7mm套管；一开采用内插法固井工艺，下入Φ244.5mm技术套管；二开采用双凝水泥浆固井，下入Φ139.7mm生产套管	
		井控工程	井控装置：液压泵站、阻流管汇、放喷器和井口设备	
	试气工程	对完钻井进行正压射孔、水力压裂、测试放喷		
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		新建
	钻井液循环罐	井队内配备6个，60m <sup>3</sup> /个，含除砂器、除泥器、振动筛、离心机等装置		
	钻井液储备罐	井队配备6个，40m <sup>3</sup> /个		
	钻井测定装置	井队配备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	井队配备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	自动、手动和电子点火装置各2套		
	可燃气体及硫化氢监测系统	配备2套移动式可燃气体(甲烷)探测仪，随时监控井场甲烷浓度；随钻监控井下硫化氢浓度		

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 <sup>3</sup> ，临时存储钻井用柴油，最大储存量 15t，日常储量 10t，储罐区设置围堰	新建
	配液罐	压裂期间，在井场内配备 40 个配液罐，容积大于 1600m <sup>3</sup>	
	钻井、固井材料储存区	井队设置 1 处材料堆存区，堆场采用彩钢板顶棚	
	盐酸储罐	试气阶段井场设置约 12 个储罐，每个储罐 10m <sup>3</sup> ，盐酸仅在压裂时储存，厂家运送 31%浓度的浓盐酸至井场，在罐体内稀释成 15%浓度的稀盐酸，临时储存量最大量 120m <sup>3</sup> 。盐酸罐区地面采取防渗措施，并设置围堰	
	水基岩屑暂存池	平台内配套修建 300m <sup>3</sup> 水基岩屑暂存池，采用砖混结构，池壁采用防渗砂浆抹面，表面采用防渗材料处理，防渗系数≤10 <sup>-7</sup> cm/s。	新建
公用工程	生活设施	平台新建 1 处生活区，采用水泥墩基座，活动板房，现场吊装，占地约 800m <sup>2</sup>	新建
	供电工程	采用网电供电，并配 320kW 柴油发电机 2 台为备用电源	
	供水工程	生活用水采用罐车供给；压裂用水依托平桥南区已建供水管网供给	
	进场道路	新建进场道路约 120m，路基宽 5m，路面宽 4.0m	
环保工程	水基岩屑不落地系统	钻井期间，井队设 1 套水基岩屑不落系统，水基岩屑暂存池暂存，后期用于资源化利用	新建
	软体罐	平台在井场外布置一座容积为 2000m <sup>3</sup> 的软体罐，钻井期间用于暂存钻井废水，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。软体罐内部采用聚氨酯(TPU)涂层布材料，外部采用钢板固定，施工结束后拆除	
	放喷池（兼废水池）	井场设置 1 个放喷池，放喷池容积为 500 m <sup>3</sup> /个，砖混结构，做防渗处理。放喷池设置 3 套点火装置，分别为自动、手动和电子点火装置。放喷池可暂存钻井废水、压裂返排液等。	
	油基岩屑处置	油基岩屑交由危废处置单位进行转运处置	
	雨污分流系统	井场四周设置截排水沟，采用浆砌石结构，场外雨水经截水沟排至附近溪沟；井场内设排污沟，场内雨水流入井口方井暂存，然后泵送至软体罐内。	
	旱厕	平台井场和生活区各设置旱厕 1 处。	
	生活垃圾	生活垃圾收集点收集，定期由环卫部门统一清运处置，井场和生活区各设置 1 处集中收集点。	

### 3.1.2 原环评批复情况

2019年7月1日，南川区生态环境局以“渝（南川）环准〔2019〕39号”号对《胜页13平台产能建设项目环境影响报告书》进行了批复，批复见附件3。批复建设内容为：新建胜页13钻井平台、1座集气站及集气管线0.70km，平台部署5口页岩气井，分别为胜页13-1HF井、胜页13-2HF井、胜页13-3HF井、胜页13-4HF井、胜页13-5HF井。

### 3.1.3 原环评实施概况

2020年12月30日，DP13平台开始钻井，井号为大石4HF井（原井号为胜页13-5HF）。平台现状情况见表3.1-2。

表 3.1-2 原环评实施概况一览表

类别	建设内容		已实施内容	变化情况
主体工程	钻前工程		井场 122m×60m，面积约 0.73hm <sup>2</sup>	实际增加 0.11hm <sup>2</sup>
	钻井工程		1 口井，大石 4 井，井深约 2800m	剩余 4 口井未施工
	储层改造工程		完井后进行水力压裂	剩余 4 口井未施工
	油气集输工程	集气站	新建 1 座集气站，位于平台井场内	尚未建成集气站
集输管道		新建胜页 13 集气站到胜页 15 集气站的集气支线 0.7km，采用 DN300 无缝钢管	管线未建设	
公用工程	道路工程		进场道路长度约 330m	道路增加 210m
环保工程	放喷池		1 座放喷池，容积约 500m <sup>3</sup> ，砖混结构，已做防渗处理，防渗完好	/
	截排水沟		已建井场截排水沟，50cm×50cm 明沟	/
	软体罐/水池		2000m <sup>3</sup> 的软体罐	2000m <sup>3</sup> 软体罐变更为 1000m <sup>3</sup> 废水池

## 3.2 项目变动情况

### 3.2.1 项目变动情况

相较于原环评及批复，项目主体工程变动情况见表 3.2-1：

表 3.2-1 项目主体工程变动情况一览表

工程名称		原环评内容	本次	工程变化情况说明
占地面积		占地面积 1.17hm <sup>2</sup>	占地面积 2.483hm <sup>2</sup>	增加 1.313hm <sup>2</sup>
钻前工程	井场建设	井场尺寸为 124×50m	井场 122m×60m	井场面积增加 0.11hm <sup>2</sup>
	井口建设	5 口井	8 口井	增加 60%
钻井工程		导管采用Φ406.4mm 钻头清水钻进；一开直井采用Φ311.2mm 钻头清水钻井，一开斜井段采用水基钻井液钻井；二开采用Φ215.9mm 钻头油基钻井液钻井。总进尺 41600m，其中水平段 12000m	4 口煤层气井的钻井工程，水平段长度为 1500-1600m，井深 3260~3450m。“导管+二开”钻井模式，导管采用Φ406.4mm 钻头清水钻进；一开采用钻头Φ311.2mm 钻进，清水钻至造斜点后转水基钻井液；二开用Φ215.9mm 钻头、水基钻井液钻进；4 口页岩气井的钻井工程。水平段长度为 1200-2100m，井深 2800~6000m。大石 4HF 井采用“导管+二开”钻井模式，导管采用Φ406.4mm 钻头清水钻进，一开采用Φ311.2mm 钻头清水钻至造斜点后转水基钻井液；二开用Φ215.9mm 钻头、油基钻井液钻进；其余三口井采用“导管+三开”钻井模式，导管采用Φ609.6mm 钻头清水钻进，一开采用Φ406.4mm 钻头清水钻进；二开用Φ311.2mm 钻头，清水钻至造斜点后转水基钻井液；三开用Φ215.9mm 钻头、油基钻井液钻进；总进尺 33200m，其中水平段 12770m	井身结构调整，总进尺减少 8400m，水平段长度增加 770m
储层改造工程		对完钻井进行正压射孔、水力压裂	对完钻井进行正压射孔、水力压裂	一致，无变化
集输工程		新建 1 座集气站，站内部署 3 台 DN800 分离器，3 台 DN1200 分离器，各井口设置 1 台除砂器	部署 5 台抽油机、4 具计量分离器、2 台压缩机，各井井口设置 1 台除砂器	减少 2 台分离器，增加 2 台压缩机，3 台除砂器，增加 5 台抽油机
		新建胜页 13 集气站到胜页 15	无	管线另行开展环评

工程名称	原环评内容	本次	工程变化情况说明
	集气站的集气支线 0.7km，采用 DN300 无缝钢管。		
产能	年产气量 1.32 亿方	年产气量 0.66 亿方	产气量减小 0.66 亿方

### 3.2.2 重大变动界定

本项目属天然气开采项目，生态环境主管部门尚未发布该行业建设项目重大变动清单，参考《生态环境部办公厅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）第十七条，从建设项目的性质、规模、地点、采用的生产工艺或者防治污染、防止生态破坏的措施等方面对本项目变动情况是否属于重大变动进行判定。根据表 3.2-2 分析，本项目属于重大变动，需要重新报批环评。

表 3.2-2 重大变动判定情况一览表

类别	环办环评函〔2019〕910号	本项目变化情况	是否重大变动
规模	产能总规模、新钻井总数量增加 30%及以上	钻井数量由 5 口增加值 8 口，钻井数据增加 60%，产能未增加	是
	回注井增加	未布置回注井	否
地点	占地面积范围内新增环境敏感区	未新增环境敏感区	否
	井位或站场位置变化导致评价范围内环境敏感目标数量增加	站场位置变化，较原环评相比，500m 范围内新增零散居民点约 34 户，200m 评价范围内零散居民点增加约 24 户	是
生产工艺	开发方式、生产工艺、井类别变化导致新增污染物种类或污染物排放量增加	未新增污染物种类，井数增加后废水排放量增加 0.548 万方/a。	是
环境保护措施	与经批复的环境影响评价文件相比危险废物实际产生种类增加或数量增加、危险废物处置方式由外委改为自行处置或处置方式变化导致不利环境影响加重	本项目危险废物为油基岩屑、废油（含废润滑油），未新增危险废物种类，且危险废物处置方式为委托第三方有相应处置资质的单位处置，未发生变化	否
	主要生态环境保护措施或环境风险防范措施弱化或降低	本项目钻井废水回用平台压裂，采出水依托南川区块采出水处理站处理后达标排放；固体废物均得到妥善处置。总体上环评提出的主要生态环境保护措施或环境风险防范措施未弱化或降低	否

## 3.3 建设项目概况

### 3.3.1 地理位置与交通

DP13 平台位于南川区东城街道永生桥社区，区域对外连接道路有 S303 省道，区内有乡村道路形成的农村交通路网，道路多为混凝土路面，可满足本

项目施工设备及施工材料运输需要，交通较方便。项目地理位置见附图 1。

### 3.3.2 建设项目基本概况

项目名称：中石化重庆页岩气有限公司 DP13 井区建设项目（重新报批）；

建设单位：中石化重庆页岩气有限公司；

建设性质：新建；

建设地点：重庆市南川区东城街道永生桥社区；

产能规模：页岩气单井配产 4 万 m<sup>3</sup>/d，煤层气单井配产 1 万 m<sup>3</sup>/d。

开发方式：页岩气自喷开采，煤层气采用抽采；

建设内容：DP13 平台新建页岩气开发井 4 口、煤层气勘探井 4 口，完井后配套建设集气站。页岩气采用井工厂模式实施，完井后接入同平台集气站生产；煤层气先实施探井 1 口，根据试气结果再进行第二口井的实施，依次实施 4 口探井，完井后接入同平台集气站进行试采，试采期一般为 2 年，根据地质条件和试采效果可做适当调整。

建设周期：约 22 个月；

项目总投资：16000 万；

### 3.3.3 建设项目组成

根据 DP13 平台最新设计资料，本次变动内容主要在原平台基础上新增 3 口煤层气井（胜煤 13-1HF、胜煤 13-2HF、胜煤 13-3HF），并将原环评 1 口页岩气井胜页 13-4HF 井调整为煤层气井（胜煤 13-4HF），同时对井号、井口位置、井身结构进行优化调整。故本项目共部署 8 口井，分别为大石 4HF、胜页 13-1HF、胜页 13-2HF、胜页 13-3HF、胜煤 13-1HF、胜煤 13-2HF、胜煤 13-3HF、胜煤 13-4HF。

本项目主体工程主要包括钻前工程、钻井工程、储层改造工程、油气集输工程。本项目主体工程内容见表 3.3-1。

表 3.3-1 项目工程内容组成一览表

类别	工程名称		项目组成内容	备注
主体工程	钻前工程	井场建设	井场平整，碎石铺垫，局部采用混凝土硬化。平台为单钻机平台，井场尺寸为 122×60m	新建
		井口建设	8 口井的井口基础，开挖砌筑方井	已钻 1 口，新建 7 口

	钻井工程	钻井设备	部署 1 部电动钻机，搭设井架及钻井成套设备搬运、安装、调试	新建
		钻井作业	4 口煤层气井的钻井工程，水平段长度为 1500-1600m，井深 3260~3450m。“导管+二开”钻井模式，导管采用 $\Phi 406.4\text{mm}$ 钻头清水钻进；一开采用钻头 $\Phi 311.2\text{mm}$ 钻进，清水钻至造斜点后转水基钻井液；二开用 $\Phi 215.9\text{mm}$ 钻头、水基钻井液钻进； 4 口页岩气井的钻井工程。水平段长度为 1200-2100m，井深 2800~6000m。大石 4HF 井采用“导管+二开”钻井模式，导管采用 $\Phi 406.4\text{mm}$ 钻头清水钻进，一开采用 $\Phi 311.2\text{mm}$ 钻头清水钻至造斜点后转水基钻井液；二开用 $\Phi 215.9\text{mm}$ 钻头、油基钻井液钻进；其余三口井采用“导管+三开”钻井模式，导管采用 $\Phi 609.6\text{mm}$ 钻头清水钻进，一开采用 $\Phi 406.4\text{mm}$ 钻头清水钻进；二开用 $\Phi 311.2\text{mm}$ 钻头，清水钻至造斜点后转水基钻井液；三开用 $\Phi 215.9\text{mm}$ 钻头、油基钻井液钻进	
		固井工程	水泥固井	
		井控工程	井控装置：液压泵站、阻流管汇、防喷器和井口设备	
		储层改造工程	钻井工程结束后，对完钻井进行正压射孔、水力压裂	
	油气集输工程	采气树	井口安装采气树	新建
		集气站	站场内共 4 台抽油机、4 具计量分离器、2 台压缩机，各井井口设置 1 台除砂器	新建
		集输管线	配套建设井口至站场设备的采气管线	新建
	公用工程	生活区	设置 1 处生活区，水泥墩基座，活动板房，现场吊装，施工期结束后撤离	新建
		进场道路	利用现有进场道路约 330m，碎石铺垫，路基宽 5m	新建，已建成
供水工程		施工期生活用水利用罐车由附近村镇拉水，压裂用水优先使用采出水，不足部分在 DP20 平台集中取水点通过铺设临时软管和泵站引入平台	新建	
排水工程		采用罐车拉运至南川区块采出水处理站处理达标排放	依托	
供电工程		施工期间依托周边已建成的 10kV 电网供电，配备 320kW 柴油发电机 2 台作为备用电源，施工完毕后搬迁；试采期间供电电源就近引自己建低压电源	新建	

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	新建，施工期结束后撤离设备
	钻井液循环罐	井队内配备 6 个，60m <sup>3</sup> /个，含除砂器、除泥器、振动筛、离心机等装置	
	钻井液储备罐	配备 6 个，40m <sup>3</sup> /个	
	钻井测定装置	井队配备 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	井队配备 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	
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
	截排水沟	50cm×50cm 明沟排水	新建，已建成
	放喷池	平台新建 1 座放喷池，放喷池容积约为 500m <sup>3</sup> ；放喷池设置 3 套点火装置，分别为自动、手动和电子点火装置	新建，已建成
	水池	平台新建 1 座水池，容积约为 1000m <sup>3</sup>	新建，已建成
	软体罐	施工期间，设置软体罐 2 座，容积约 1000m <sup>3</sup> ，压裂期间用于暂存清水，软体罐内部采用聚氨酯 (TPU) 涂层布材料，外部采用钢板固定，施工结束后拆除	施工结束后拆除
	放空立管	放空废气通过集气站放空立管排放	新建
	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	施工结束后拆除
水基岩屑收集	钻井期间，设 1 套水基岩屑不落系统，水基岩屑最终进行资源化利用		
储运工程	柴油罐	煤层气钻井队设 2 个柴油罐，每个 10m <sup>3</sup> ，临时存储钻井用柴油，井场最大储存量 15t，日常储量 10t	施工结束后随施工队伍搬迁
	钻井、固井材料储存区	设置 1 处材料堆存区，用于暂存钻井、固井用的化学药品，药品桶装或袋装，地面硬化，彩钢板顶棚	
	配液罐	压裂阶段设置 45 个配液罐，40m <sup>3</sup> /个，用于压裂液配制。罐区地面铺设防腐、防渗膜，并设置临时围堰，围堰容积不小于单个罐体最大储存量	
依托工程	采出水处理站	南川区块采出水处理站，处置能力为 800m <sup>3</sup> /d。	依托
	东胜脱水站	东胜脱水站已建成两套 10×10 <sup>8</sup> Nm <sup>3</sup> /a TEG 脱水装置，最大处理规模将达到 20×10 <sup>8</sup> Nm <sup>3</sup> /a	依托

### 3.3.3.1 钻前工程

#### （1）井场（已建成）

井场大小 122m×60m，井场面积约 0.732 万 m<sup>2</sup>，井场采用碎石铺垫，局部采用混凝土硬化，作为设备基础；

根据现场调查，井口 100m 范围内约有 3 户居民分布，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。钻井施工前，应对井口 100m 范围内的居民进行临时撤离，撤离后选址及平面布置满足《钻前工程及井场布置技术要求》（SY/T5466-2013）等行业规范要求。

#### （2）放喷池（兼废水池）（已建成）

放喷池容积约 500m<sup>3</sup>，采用半埋式钢混结构，地表以下部分为钢混结构，地表以上部分为砖混结构，设防火墙，做防渗处理。

#### （3）水池（已建成）

井场南侧设置 1 座水池，水池容积约 1000m<sup>3</sup>，采用半埋式钢混结构，做防渗处理。

#### （4）生活区

井队设置 1 个生活区，位于井场东南侧，生活区按照 0.08 hm<sup>2</sup> 进行布置，采用活动板房，配备环保厕所和垃圾收集点各 1 座。

#### （5）水基岩屑暂存区

平台在井场内新建 1 座水基岩屑暂存区，暂存区容积约 300m<sup>3</sup>，采用砖混结构，池壁采用防渗砂浆抹面，表面采用防渗材料处理。

#### （6）软体罐

储层改造工程期间，在井场内布置 1000m<sup>3</sup> 软体罐，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，软体罐内部采用聚氨酯(TPU)涂层布材料，外部采用钢板固定，施工结束后拆除。运营期间，用于暂存采出水。

#### （7）井场道路（已建成）

新建进场道路约 330m，混凝土路面，路基宽 5m。

### 3.3.3.2 钻井工程

钻井工程包括钻井设备安装、钻井作业、固井作业、目的层取芯作业，以

及完钻后钻井设备离场拆除等。根据部署开发方案，项目共部署 8 口水平井（其中 1 口井已实施），4 口井为煤层气、4 口井为页岩气。8 口井的总进尺 33200m，水平段总进尺 12607m，平均完钻井深 4150m，平均水平段长 1576m。

### （1）井身结构

煤层气井钻井工艺采用“导管+二开”的钻井工艺，导管段、一开直井段采用清水钻井，一开斜井段、二开段采用水基钻井液钻井。

页岩气井中大石 4HF 井钻井工艺采用“导管+二开”的钻井工艺，导管段、一开、二开直井段采用清水钻井，二开斜井段采用水基钻井液钻井，三开段采用油基钻井液钻井；其余页岩气井采用“导管+三开”的钻井工艺，导管段、一开、二开直井段采用清水钻井，二开斜井段采用水基钻井液钻井，三开段采用油基钻井液钻井。

**表 3.3-2 煤层气井身结构与套管程序设计数据**

**表 3.3-3 页岩气井身结构与套管程序设计数据**

#### 1) 煤层气井

##### ①导管

采用 $\Phi 406.4\text{mm}$  钻头、清水钻进，以钻穿雷口坡组，封隔嘉陵江组上部漏失层为原则；下入 $\Phi 339.7\text{mm}$  套管固井，固井水泥返至地面，建立井口，为下一开次提供井控保障。

##### ②一开

采用 $\Phi 311.2\text{mm}$  钻头，清水钻进入钻至造斜点后转水基钻井液钻进，以钻穿嘉陵江组和飞仙关组上部漏失层位 50m 为原则，下入  $\Phi 244.5\text{mm}$  套管固井，固井水泥返至地面，封固飞仙关组、嘉陵江组等易漏失地层。

##### ③二开

采用 $\Phi 215.9\text{mm}$  钻头、水基钻井液钻至设计井深；下入 $\Phi 139.7\text{mm}$  套管固井，固井水泥返至地面。

#### 2) 页岩气井

##### A、导管+二开

##### ①导管

采用 $\Phi 406.4\text{mm}$  钻头、清水钻进，以钻穿雷口坡组，封隔嘉陵江组上部

漏失层为原则；下入 $\Phi 339.7\text{mm}$  套管固井，固井水泥返至地面，建立井口，为下一开次提供井控保障。

②一开

采用 $\Phi 311.2\text{mm}$  钻头，清水钻进入钻至造斜点后转水基钻井液钻进，以钻穿嘉陵江组和飞仙关组上部漏失层位 50m 为原则，下入  $\Phi 244.5\text{mm}$  套管固井，固井水泥返至地面，封固飞仙关组、嘉陵江组等易漏失地层。

③二开

采用 $\Phi 215.9\text{mm}$  钻头、油基钻井液钻至设计井深；下入 $\Phi 139.7\text{mm}$  套管固井，固井水泥返至地面。

B、导管+三开

①导管

$\Phi 609.6\text{mm}$  钻头钻进， $\Phi 473.1\text{mm}$  套管下深 220m 左右，建立井口，采用水泥固井，水泥返至地面。

②一开

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

③二开

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

④三开

三开使用 $\Phi 215.9\text{mm}$  钻头、油基钻井液，完成大斜度井段和水平段钻井作业，下入 $\Phi 139.7\text{mm}$  套管完井，采用水泥固井，水泥返至地面。

各井井身结构见表 3.3-4。

**表 3.3-4 本项目各井井身结构设计**

(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 3.3-5。

**表 3.3-5 本项目钻井配置情况表**

**(3) 钻井液方案**

煤层气井钻井工艺采用“导管+二开”的钻井工艺，大石 4HF 井采用“导管+二开”的钻井工艺，其余页岩气钻井工艺采用“导管+三开”的钻井工艺。

**1) 导管+二开结构**

胜煤 13-1HF~胜煤 13-4HF、大石 4HF 井导管段、一开直井段采用清水钻井，一开斜井段、二开段采用水基钻井液钻井。

**表 3.3-6 导管+二开结构分段钻井液体系设计**

**2) 导管+三开结构**

胜页 13-1HF 井~胜页 13-3HF 井导管、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 3.3-7 导管+三开结构分段钻井液体系设计**

**(4) 井控方案设计**

油气井控制按《石油天然气安全规程》（AQ2012-2007）、《钻井井控技术规程》（SY/T 6426-2005）执行。

一开压力等级：闸板防喷器 14MPa。

二开压力等级：闸板防喷器 70MPa，环形防喷器为 35MPa。

三开压力等级：闸板防喷器 70MPa，环形防喷器为 35MPa。

井控管汇压力等级按三开闸板防喷器压力等级选择。

**(5) 固井方案**

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

**3.3.3.3 储层改造工程**

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

**(1) 煤层气井**

**①完井方式**

综合储层特性和水平井压裂改造的特点，本项目采用套管射孔完井方式。

**②射孔压裂工艺**

水平段采用电缆射孔与桥塞压裂联作技术。其原理是：电缆桥塞入井后，在直井段利用自身重量下放，桥塞进入大斜度井段遇阻后，采用压裂车泵注减阻水推动桥塞管柱下行。在泵送过程中进行套管磁定位，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压裂液注入井下，将地层压出网状裂隙，建立天然气采出通道。

## （2）页岩气井

### ① 完井方式

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（约 20m<sup>3</sup> 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（12m<sup>3</sup>/h），井口压力原则上不低于 12MPa。当产液量小于 10m<sup>3</sup>/h 或者产气量高于临界携液流量时，进入测试求产阶段。测试过程中产生的可燃气体引至放喷池点燃。

## （3）压裂主要工艺设备

本次采用电驱压裂车机组进行压裂，设备如表 3.3-8 所示。

**表 3.3-8 压裂施工车辆及工具准备**

设备名称	参数	数量
电驱压裂车\压裂撬	/	12 台
高压管汇		1 套
仪表房		1 套
电动配液撬	12m <sup>3</sup> /min	1 台
电动供液撬	10m <sup>3</sup> /min	1 台

设备名称	参数	数量
电动混砂橇	16m <sup>3</sup> /min	2 台
立式砂罐	100m <sup>3</sup> 、20m <sup>3</sup>	1 台 100m <sup>3</sup> ，2 台 20m <sup>3</sup> ，共 140m <sup>3</sup>
液罐	1800m <sup>3</sup>	1 组
泵送桥塞射孔成套	140 Mpa	1 套
大通径压裂井口	140Mpa	1 套
采气树	KQ78/64 KQ78/64-105	每口井 1 套

#### （4）压裂井场布置

根据井场情况，兼顾钻井、油气集输工程方案进行试气井场布置，摆好压裂机组，接好高、低压管线、管汇。

图 3.3-1 压裂井场布置参考示意图

#### 3.3.3.4 油气集输工程

集气站按照标准集气站模式进行建设，采用“采气丛式井场-集气站-集气管道”的模式，DP13 集气站内共部署 4 具两相流量计和 4 具 DN800 分离器、2 具压缩机，新增设备与站内已有设备统一考虑布置在集气站北侧，满足五级站场安全防火间距，并对站内管网进行改造，实现新老井集气系统独立。

表 3.3-9 DP13 集气站主要工程量

序号	型号规格	单位	数量	备注
1	除砂器	台	8	各井井口
2	计量分离器 DN800 PN63	座	4	
3	两相流量计	具	4	
4	压缩机 10.0×10 <sup>4</sup> m <sup>3</sup> /d	台	2	
5	抽油机	台	5	

#### 3.3.3.5 环保工程

##### （1）施工期

##### ①废水

井场周边设置排水沟，场外雨水经排水沟排入附近溪沟，井场内雨水、压裂返排液、洗井废水经絮凝沉淀、杀菌，满足压裂回用水质标准要求后，经絮凝沉淀、杀菌，满足压裂回用水质标准要求后，回用平台压裂工序。

##### ②废气

测试放喷阶段将天然气引至放喷池点燃。

柴油发电机和动力机废气经自带排气筒排放。

③噪声

柴油发电机及动力机采用自带隔声间进行降噪。

④固体废物

生活垃圾定点收集，交当地环卫部门统一处置。钻井产生的清水岩屑直接进行综合利用，用于页岩气区域内井场铺垫或井间道路修建；水基岩屑经不落地系统收集后，用于资源化利用；油基岩屑交由有危险废物处置资质的单位进行处置；沾染废油的防渗材料委托持有危险废物经营许可证的单位处置；絮凝沉淀污泥外运至一般工业固废处置场处置或资源化利用；废油由建设单位或有资质的单位回收；废包装材料由厂家或有资质的单位回收。施工废料包括废焊条以及施工过程中产生的废金属等，经收集后外售回收利用。

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生态恢复。

（2）运营期

①采出水

采出水采用罐车拉运至南川区块采出水处理站处理达到《污水综合排放标准》（GB8978-1996）一级标准排入鱼泉河

②废气

正常工况下无废气排放，非正常工况下放空废气通过放空立管排放。

③固体废物

废润滑油交由有危险废物处置资质的单位处置。

废砂石附着于除砂器内件由厂家更换内件时回收处置或交一般工业固废填埋场处置。

### 3.3.4 依托工程可行性

#### 3.3.4.1 脱水站依托可行性

东胜脱水站属于中石化重庆页岩气有限公司商品气外输出口，负责接受中石化重庆页岩气有限公司的产气脱水处理。目前东胜脱水站已建成两套  $10 \times 10^8 \text{ Nm}^3/\text{a}$  TEG 脱水装置，最大处理规模达到  $20 \times 10^8 \text{ Nm}^3/\text{a}$ （三甘醇装置考虑最大 110%操作弹性），最高可满足  $22 \times 10^8 \text{ Nm}^3/\text{a}$  的产气处理需求。东胜脱水站工

艺装置区包括进站阀组及收球装置、生产分离器撬及加热炉撬、TEG 脱水撬、发球装置及外输计量调压系统，放空火炬等。

**图 3.3-2 脱水站平面布置示意图**

目前，东胜脱水站处理量约  $380 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$  ( $12.54 \times 10^8 \text{Nm}^3/\text{a}$ )，进站压力  $4.0 \text{MPa} \sim 4.5 \text{MPa}$ ，外输压力约  $4.05 \text{MPa}$ ，尚有  $9.46 \times 10^8 \text{Nm}^3/\text{a}$  的处理余量，此外，中石化重庆页岩气有限公司将根据南川工区页岩气产量适时启动东胜脱水站第 3 列三甘醇脱水装置扩建工程，第 3 列三甘醇脱水装置投产后，东胜脱水站处理规模可提升至  $30 \times 10^8 \text{m}^3/\text{a}$ 。

本项目运营后，年产气约  $0.66 \times 10^8 \text{Nm}^3/\text{a}$ ，东胜脱水站可满足本项目产气脱水处理外输需求。

#### 3.3.4.2 采出水依托可行性

南川区块采出水处理站位于南川区水江镇黄泥村焦页 199 号平台，该站于 2018 年 5 月完成一期工程建设，2019 年 7 月完成二期工程建设，2021 年 11 月完成三期工程建设，处理能力达  $1400 \text{m}^3/\text{d}$ ，服务于南川区块页岩气平台。处理站采用“均质缓冲池+预曝气+浅层离子高效气浮+预芬顿处理+AOO-MBR+中和反应+斜板沉淀”处理工艺处理采出水。污水经处理后达到《污水综合排放标准》（GB8978-1996）一级标准后排入鱼泉河。

目前，南川区块采出水处理站日处理约  $1000 \text{m}^3/\text{d}$ ，本项目实施后预计新增采出水量为  $40 \text{m}^3/\text{d}$ ，新增后最大采出水量为  $1040 \text{m}^3/\text{d}$ ，小于最大处理规模  $1400 \text{m}^3/\text{d}$ ，本项目可依托该采出水处理站处理。

#### 3.3.5 主要技术经济指标

本项目主要技术经济指标见表 3.3-10。

**表 3.3-10 项目主要技术经济指标一览表**

序号	指标	单位	数量
1	年最大产气量	$10^8 \text{m}^3/\text{a}$	0.66
2	设计井数	口	8
3	工程占地	$\text{hm}^2$	2.4830
4	人员编制	人	无人值守
5	总投资	万元	16000
6	环保投资	万元	667.01

### 3.3.6 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，每个井对在井场内设置 1 处材料堆存区，用于暂存钻井工程、储层改造工程用的化学药品，钻井所需膨润土、纯碱等固体材料装袋，在材料储存区堆存；多功能润滑剂、钻井液润滑剂等液体材料采用塑料桶桶装，堆存在固体材料附近，储存区顶部设置轻钢结构雨棚。

正常工况下，本项目每口井钻井液配制量按照标准化进行配制，清水配制 300m<sup>3</sup>，水基钻井液配制 300m<sup>3</sup>，油基钻井液配制 300m<sup>3</sup>，单井及本项目配制量见表 3.3-11、表 3.3-12。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 3.3-11 “导管+二开”钻井液体系及配制量

表 3.3-12 “导管+三开”钻井液体系及配制量

表 3.3-13 “导管+二开”钻井液材料用量表 单位：t

表 3.3-14 “导管+三开”钻井液材料用量表 单位：t

#### (2) 钻井液使用情况

根据钻井液使用情况，每米进尺钻井液使用量、循环量、损耗量见表 3.3-15。

表 3.3-15 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 3.3-16~表 3.3-18 所示。

表 3.3-16 煤层气钻井液用量及消耗量

表 3.3-17 页岩气钻井液用量及消耗量

表 3.3-18 大石 4HF 井钻井液用量及消耗量

各开次钻井液使用情况如下：

##### 1) 煤层气井

煤层气井依次实施，清水段剩余钻井液用于本井的水基钻井液配制，4 口井的钻井液使用情况如下：

清水钻井液段：共计使用清水 1200m<sup>3</sup>，清水钻井阶段钻井液总用量为

153290m<sup>3</sup>，钻井液使用过程中损耗量约 308m<sup>3</sup>。4 口井的清水钻完钻后，剩余钻井液共计 892m<sup>3</sup>，均直接在循环罐内添加配方，用于水基钻井液钻井。

水基钻井液段：共计使用清水 308m<sup>3</sup>，清水段共计回用 892m<sup>3</sup>，水基钻井阶段钻井液总用量为 192640m<sup>3</sup>，钻井液使用过程中损耗量约 550m<sup>3</sup>。水基钻完钻后，剩余钻井液共计 650m<sup>3</sup>，由井队回收用于后续钻井工程。

## 2) 页岩气井

清水钻井液段：使用清水 681m<sup>3</sup>，清水钻井阶段钻井液总用量为 287370m<sup>3</sup>，钻井液使用过程中损耗量约 576m<sup>3</sup>。清水钻完钻后，最后剩余钻井液 105m<sup>3</sup>，直接在循环罐内添加配方，用于水基钻井液钻井。

水基钻井液段：使用清水 484m<sup>3</sup>，清水段回用 105m<sup>3</sup>，水基钻井阶段钻井液总用量为 217560m<sup>3</sup>，钻井液使用过程中损耗量约 430m<sup>3</sup>。水基钻完钻后，剩余钻井液 159m<sup>3</sup>，由井队回收用于后续钻井工程。

油基钻井液段：油基钻井液配制量为 900m<sup>3</sup>。油基钻井阶段钻井液总用量为 75600m<sup>3</sup>，钻井液使用过程中损耗量约 298m<sup>3</sup>。油基钻完钻后，剩余钻井液 184m<sup>3</sup>，由井队回收用于后续钻井工程。

## 3) 大石 4HF 井

大石 4HF 井清水段剩余钻井液用于本井的水基钻井液配制，钻井液使用情况如下：

清水钻井液段：共计使用清水 300m<sup>3</sup>，清水钻井阶段钻井液总用量为 44196m<sup>3</sup>，钻井液使用过程中损耗量约 89m<sup>3</sup>。清水钻完钻后，剩余钻井液共计 211m<sup>3</sup>，均直接在循环罐内添加配方，用于水基钻井液钻井。

水基钻井液段：共计使用清水 89m<sup>3</sup>，清水段共计回用 211m<sup>3</sup>，水基钻井阶段钻井液总用量为 30604m<sup>3</sup>，钻井液使用过程中损耗量约 89m<sup>3</sup>。水基钻完钻后，剩余钻井液共计 211m<sup>3</sup>，由井队回收用于后续钻井工程。

## (3) 水力压裂材料消耗

根据区域煤层压裂资料，本项目煤层气井按照单井压裂 3 段设计，每段压裂液用量 6000m<sup>3</sup>，每口井压裂液用量为 18000m<sup>3</sup>，压裂液主要成分为水，仅含少量减阻剂，主要成分为 KCl 和石英砂。

页岩气井压裂需要使用盐酸，盐酸采用储罐储存，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。

根据设计资料，本项目水力压裂用量见表 3.3-18、压裂液配制材料用量见表 3.3-19、表 3.3-20。

**表 3.3-19 本项目压裂液用量一览表**

**表 3.3-20 煤层气压裂液添加剂消耗量配方表**

**表 3.3-21 页岩气压裂液添加剂消耗量配方表**

### 3.3.7 工程土石方与占地

#### (1) 工程土石方

项目土石方工程包括钻前工程土石方工程。钻前土石方工程主要为井场平整、废水池、进场道路等施工过程中产生的土石方，剥离的表土堆存于井场废水池旁，用于后期土地恢复，井场建设结合地形及后期复垦可做到场地内土石方平衡。本工程总挖方 1.48 万 m<sup>3</sup>，总填方 1.48 万 m<sup>3</sup>，无借、弃方。

#### (2) 项目占地

本项目占地情况统计详见表 3.3-21。

**表 3.3-22 本项目占地情况一览表 单位：m<sup>2</sup>**

工程内容	占地类型 工程名称	耕地		交通运输用地	林地	水域及水利设施用地	小计
		旱地	水田	农村道路	乔木林地	坑塘水面	
站场工程	井场	6502	11	0	328	0	6841
	井场道路	438	1063	1	467	0	1969
	水池	248	0	0	0	0	248
	放喷池	0	204	0	0	0	204
	井场边坡、放喷池与井场之间占地等其它占地	6309	6205	9	2635	410	15568
合计		13497	7483	10	3430	410	24830

本项目总占地约 2.4830hm<sup>2</sup>，根据《土地利用现状分类》(GB/T21010-2017)，本项目土地利用类型具体见表 3.3-22。

表 3.3-23 本项目土地利用类型一览表 单位：hm<sup>2</sup>

土地利用类型		面积
耕地	水田	0.5278
	旱地	0.3002
林地	乔木林地	0.1756
工矿仓储用地	采矿用地	1.1079
水域及水利设施用地	坑塘水面	0.0410
交通运输用地	农村道路	0.1414
其他土地	田坎	0.1890
总计	/	2.4830

### 3.3.8 施工组织

#### （1）施工人员

钻前工程：施工队约 20 人，施工人员租住附近民房，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。

钻井工程：钻井队有施工人员约 50 人，生活、办公为自带的活动板房。

储层改造工程：施工人员约 50 人，平台内的气井依次完成试气施工。

地面集输工程：施工队约 20 人，施工人员租住附近民房，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。

#### （2）施工时序

施工期分为钻前工程、钻井工程、储层改造工程、地面集输工程施工等四个阶段。首先进行煤层气井的钻井工程、储层改造工程、地面集输工程，再进行页岩气井的储层改造工程、地面集输工程施工。煤层气单井依次实施，一口井钻井、储层改造工程完井后实施下一口井，煤层气井全部完井后再部署页岩气井；页岩气采用“井工厂”模式，一次性完成 3 口井的建设，完井后 3 口井依次压裂。

①钻井工程：煤层气钻井作业时序为单井依次实施，前一口井完钻后，根据试气效果，开展第二口煤层气井的实施，依次类推。页岩气钻井作业采用“井工厂”模式，按照井号依次开展导管、一开、二开直井段钻进，所有井二开直井段完钻后，再进行二开斜井段钻进，所有井二开斜井段完钻后，再进行三开钻进。

②储层改造工程：钻井工程完成后，钻井设备撤场，井场交给压裂队伍进

行储层改造。煤层气井单井施工工期为 20d。页岩气井单井施工工期为 30d。

③地面集输工程施工：储层改造工程全部完工后，在站场内建设配套的集气设施。

**表 3.3-24 本项目施工时间表** 单位：天

单项工程	气井类别	施工时间/天	备注
钻前工程		30	/
钻井工程	煤层气	240	每口井施工时间约 60 天
	页岩气	300	每口井施工时间约 80 天（大石 4HF 井施工时间约 60 天）
储层改造工程	煤层气	80	每口井压裂时间约 20 天
	页岩气	90	每口井施工时间约 30 天
油气集输工程		20	完成设备的安装
合计		760	

### 3.4 影响因素分析

#### 3.4.1 施工期污染因素分析

##### 3.4.1.1 钻井工程污染因素分析

###### （1）钻前工程

钻前工程是为钻井工程进行前期的基础设施建设，本项目钻前工程主要是井场平整，建设井口及设备基础，新建池体、设备运输安装。

**图 3.4-1 钻前工程主要环境影响因素**

###### （2）钻井工艺

建设井口及设备基础后开始钻井。

###### ①煤层气井及大石 4HF 井：

煤层气井以及大石 4HF 井采用“导管+二开”钻井方式，导管段、一开直井段采用清水钻井，一开斜井段及二开水平段采用水基钻井液钻井。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。待一开直井段完钻后，采用顶替隔离液和水基钻井液将井筒内的清水钻井液顶替出来，顶替出来的钻井液排入储备罐暂存，回用配制水基钻井液。二开完钻后，采用固井水泥浆将水基钻井液顶替出来，进入储备罐储存，随钻井队用于后续钻井。

## ②页岩气井：

页岩气井采用“导管+三开”钻井方式，导管段、一开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。待二开斜井段完钻后，采用顶替隔离液和油基钻井液将井筒内的水基钻井液顶替出来，剩余钻井液在循环罐循环利用。三开采用油基钻井液体系，三开完钻后，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。

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。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。

### （3）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 3.4-2 清水钻井阶段工艺流程及产污环节示意图

#### ②水基钻井阶段

水基钻井液钻井工艺与清水钻井相似，水基钻屑通过不落地系统压滤形成泥饼，在暂存池暂存，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 3.4-3 水基钻井阶段工艺流程及产污环节示意图

#### ③油基钻井阶段

水平井段采用油基钻井液钻进，钻井岩屑在振动筛后集中收集，不落地。在该阶段主要的产污环节为泥浆泵、泥浆循环系统产生的噪声及油基岩屑。钻井过程中钻井液循环使用，平台所有井完钻后油基钻井液由井队回收，随井队

用于后续钻井工程。油基岩屑经泥浆循环系统分离后集中收集后交由有危险废物处置资质的单位处置。废油由中石化重庆页岩气有限公司或有资质的单位回收利用。

图 3.4-4 油基钻井工艺流程及产污环节示意图

### 3.4.1.2 储层改造工程污染因素分析

#### （1）储层改造产排污分析

储层改造工程主要包括前期准备、压裂、钻塞、放喷排液及测试求产等工序。

##### 1) 前期准备

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

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

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

③拆防喷器组合：拆掉防喷器组合，关闭上部大阀门，并在上面盖上铁板并固定，防止落物入井或落物损坏大闸门。

④换压裂井口：清水对井筒、压裂井口试压 90MPa，稳压 30min，压降不超过 0.5MPa 为合格。

⑤安装固定地面流程：安装两级地面测试流程和放喷测试管线，固定牢固；上油管头三通连接好测试流程，流程试压合格。

⑥开工验收：由现场施工总指挥召集作业监督、各施工单位负责人、设计单位负责人、各工序和岗位负责人，对施工准备情况、人员配置、HSE 进行检查，同时明确试气运行组织机构及相关注意事项。

##### 2) 压裂

①下射孔枪。

②做封桥塞。

③射孔。

在目的层压裂管段引爆射孔枪，射孔后起出射孔工具。

#### ④前置酸

根据建设单位提供资料，本项目煤层气井无需进行对地层进行酸化处理，直接采用水力压裂液进行压裂。

页岩气井采用前置酸进行酸化。前置酸配制主要是采用外运的 31% 盐酸在井场内的盐酸储罐中稀释至 15%（盐酸储罐内先加入适量水，然后将 31% 盐酸泵入储罐）。现场将酸罐呼吸孔排放的少量盐酸雾引至水中吸收。前置酸对地层进行处理，起到减压、解堵的作用，每口井压裂持续时间约为 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

页岩气压裂完成后进入测试放喷阶段。为避免地层吐砂，开始返排的速度应小于 200 L/min(12m<sup>3</sup>/h)，分别采用 4、6、8mm 油嘴放喷，每个油嘴放喷时间 4-6h，再改用 10、12mm 油嘴放喷排液，根据排液情况和井口压力再定进入求产阶段；具体的要根据井口压力及出砂情况相应调整。井口压力原则上不低于 12MPa。当产液量小于 10m<sup>3</sup>/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。

煤层气井压裂完成后对气井进行经关井憋气，经过煤系地层对压裂液的吸收，地层压力从压裂作业时的 40MPa 降至 0.2MPa，后续进入运营期排采阶段进行试采。

储层改造过程中主要产污环节为洗井产生的洗井废水、压裂设备噪声、测试放喷时产生的返排液、放喷燃烧废气、放喷噪声、前置酸配制时产生的盐酸雾、井场雨水沟收集的场地雨水，以及施工人员产生的生活污水及生活垃圾，工艺流程见图 3.2-4。

图 3.4-5 试气工艺流程及产污环节示意图

### 3.4.1.3 油气集输工程污染因素分析

集气站站场工程施工工艺如下：基础施工→设备安装→地面恢复。施工过程中先采用推土机、挖掘机对场地进行平整，然后对场地进行夯实，安装集气设备。施工过程中，主要产生施工噪声。

### 3.4.2 运营期污染因素分析

#### （1）油气集输产排污分析

采用高压采气、中压集输、区域脱水的总体集输工艺。各集气站页岩气采用“单井进站、气液分离、计量后增压外输”的工艺流程。煤层气与页岩气开采工艺主要区别在于煤层气需经过抽油机抽吸出井后，再进入后续集气站流程；页岩气则为自喷出井后直接进入后续集气站流程。

项目生产工艺流程见图 3.4-6。

图 3.4-6 运营期集气站工艺流程图

当井口压力过高（6MPa）或过低（3MPa）时报警并关断紧急切断阀。在项目的管线超压、检修的情况，进入集气站内的放空排气筒口放空。随着天然气开采的不断深入，天然气可能携带地层的砂石或者压裂液中的陶粒进入集气流程，对设备造成损坏，故需要进行除砂。

集气站设备设置手动放空及安全阀放空，在检修及事故状态下实现放空。

运营期间，集气站主要产污环节为设备噪声、放空过程中产生的噪声；非正常工况下的放空废气；气液分离器产生的采出水；设备维护等产生的废润滑

油、除砂产生的废砂石。

### （2）产气、产水规律

运营期，煤层气的产气、产水规律与页岩气也略有不同。由于页岩气储层改造阶段已有大量返排液返至地面，因此，运营期页岩气产气、产水量较为稳定。

煤层气井通过排水来降低储层压力，促进煤层气的解吸，从而促使吸附在煤层的天然气解吸出来成为游离气，从井筒排出。煤层气排采阶段一般分为排水阶段、控压产气阶段、稳定采气阶段。

①排水阶段主要指启动抽水后到气体解吸前，该阶段内气井只产水，不产气，井口产气出口处于关闭阶段。排水阶段约 1~2 个月。该阶段的水主要为压裂期间压入地层后返排至地面的水。

②控压产气阶段是指解吸到产量达到工业气流前，储层压力下降至解吸压力后，地层解吸产气，产气量逐步上升，直至达到稳产阶段。控压产气阶段预计约 1 个月。

③稳定产气阶段指达到工艺气流后的阶段，该阶段的产气、产水量较为稳定。

### 3.4.3 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。

### 3.4.4 生态环境影响因素

本项目生态影响主要包括改变占地范围内土地利用类型、造成水土流失等。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。

## 3.5 污染源强核算

### 3.5.1 施工期

#### 3.5.1.1 废水

##### （1）钻前工程施工废水

施工废水主要为井场基础建设时砂石骨料加工等产生的含 SS 废水，主要污染物为 SS，浓度为 3000mg/L。预计施工用水量为 30m<sup>3</sup>，废水产生量约 6m<sup>3</sup>，

则 SS 产生量约 0.018t，经沉淀后回用场地洒水。

### （2）剩余钻井液

煤层气井清水段最后剩余 892m<sup>3</sup> 钻井液用于配制水基段钻井液，水基钻井液剩余约 650m<sup>3</sup>，由钻井队回收利用。

页岩气井清水段最后剩余 105m<sup>3</sup> 钻井液用于配制水基段钻井液，水基钻井液剩余 159m<sup>3</sup>，由钻井队回收利用，剩余油基钻井液约 184m<sup>3</sup>，由钻井队回收利用。

大石 4HF 井清水段最后剩余 211m<sup>3</sup> 钻井液用于配制水基段钻井液，水基钻井液剩余 211m<sup>3</sup>，由钻井队回收利用。

### （3）场地雨水

南川区多年均降雨量约 1160.7mm，年均蒸发量约为 1125mm。井场四周设置有雨水排水沟，场外雨水随雨水沟排放，井场内设排污沟，场内雨水泵输至水池，回用于压裂工序。收集的雨水主要污染物为 SS 和石油类，产生浓度分别为 200mg/L 和 20mg/L。平台井场雨水收集面积约 3200m<sup>2</sup>，根据年均降雨量、蒸发量、施工时间及雨水收集面积，雨水收集量见表 3.5-1。

**表 3.5-1 雨水收集量**

### （4）洗井废水

项目采用清水洗井，清水中添加有少量洗涤剂，压入井内的清水会在排液测试阶段从井底返排出来，单口井约 180m<sup>3</sup>，主要污染物指标为 pH 值、COD、悬浮物、石油类、阴离子表面活性剂等。本项目共产生洗井废水 1440m<sup>3</sup>。

**表 3.5-2 洗井废水主要污染物浓度 单位：mg/L（pH 除外）**

**表 3.5-3 洗井废水污染物产生量 单位：t**

### （5）压裂返排液

根据周边 DP30 平台、DP12 平台压裂返排率统计，返排率平均约为 10%，本次返排率取 10%。本项目页岩气井压裂液使用总量为 10.80 万 m<sup>3</sup>，则本项目压裂返排液产生量为 128740m<sup>3</sup>，根据施工时序，约 6600m<sup>3</sup> 压裂返排液经“混凝沉淀+杀菌”处理工艺处理后，回用于本平台页岩气井压裂工序，剩余约 6274m<sup>3</sup> 用于南川工区其他平台压裂工序若压裂返排液无回用平台时，可利用南川页岩气田产出水处理站，处理达标后排放。压裂返排液主要污染物为

pH 值、COD、石油类、氯化物。煤层气压裂返排液在排采阶段以采出水排出。

**表 3.5-4 压裂液产生量一览表**

综上，本项目页岩气井压裂液使用总量约 12.87 万 m<sup>3</sup>，压裂返排液产生量为 12874m<sup>3</sup>，部分经“混凝沉淀+杀菌”处理工艺处理后，优先回用于本平台页岩气井压裂工序，剩余部分用于矿区其他平台压裂工序，若压裂返排液无回用平台时，压裂返排液可利用南川区块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。

(6) 生活污水

施工期生活用水量按 120L/d 人，排污系数取 0.80 计算。根据各阶段施工人员数量及施工时间，生活污水产生量详见表 3.5-5，表 3.5-6。

**表 3.5-5 施工期生活用水及污水产生量**

**表 3.5-6 施工期生活废水产生浓度及产生量**

平台	废水量 m <sup>3</sup>	项目	COD	BOD <sub>5</sub>	SS	NH <sub>3</sub> -N
DP13	3504	产生浓度 mg/l	400	200	250	25
		产生量 t	1.402	0.701	0.876	0.088

(7) 油气集输工程施工废水

油气集输工程采用成品混凝土，产生的少量混凝土养护废水，主要污染物为 SS，浓度为 3000mg/L，本项目预计集气站施工用水量合计为 30m<sup>3</sup>，废水产生量约 6m<sup>3</sup>，则 SS 产生量约 0.018t，经沉淀后回用场地洒水。

(8) 施工期废水产生情况汇总

本项目施工期水平衡见表 3.5-8。

表 3.5-7 本项目施工期水平衡一览表 单位：m<sup>3</sup>

### 3.5.1.2 废气

#### （1）扬尘

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

#### （2）燃油废气

本项目钻井、储层改造期间采用网电供电，柴油发电机作为备用电源；储层压裂期间采用柴油发电机组作为动力。网电供电情况下无燃油废气排放，柴油发电机供电时有燃油废气排放。柴油发电机采用符合国家标准柴油，其污染物排放满足《非道路移动机械用柴油机排气污染物排放限值及测量方法（中国第三、四阶段）》（GB20891-2014）及修改单表 2 规定的限值。

#### （3）测试放喷废气

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

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

#### （4）前置酸配制产生盐酸雾

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

#### （5）机具尾气

在管道铺设和站场建设过程，会使用工程机械和运输车辆，其工作时排放的尾气主要污染物是 CO、NO<sub>x</sub> 等。由于本项目油气集输工程施工期较短，产生的废气量较小，项目施工现场位于开阔地带，有利于废气扩散，且废气污染源具有间歇性和流动性，因此对局部地区的环境影响较轻。

### 3.5.1.3 噪声

#### (1) 钻前工程

钻前工程的噪声主要是推土机、挖掘机、载重车辆等产生的噪声，噪声声级范围源强见表 3.5-8。钻前工程施工工程量小，仅昼间施工。

**表 3.5-8 钻前工程主要噪声源强特性 单位：dB (A)**

#### (2) 钻井工程

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

**表 3.5-9 钻井工程主要噪声源强特性 单位：dB (A)**

序号	声源名称	空间相对位置 /m			声源源强		声源 控制 措施	治理后声源源强		运行 时段	设备 数量
		X	Y	Z	声压级 dB (A)	距声 源距 离 m		声压级 dB (A)	距声 源距 离 m		
1	柴油动力机(备用)	3	18	1	100	1	减 振、 隔 声	95	1	连续	1
2	发电机(备用)	-1	17	1	95	1		90	1	连续	2
3	钻井设备	0	0	0	90	1		90	1	连续	1
4	泥浆泵	-14	9	1	90	1		85	1	连续	1
5	振动筛	-24	19	1	85	1		80	1	连续	

原点坐标：

#### (3) 储层改造工程

压裂噪声主要来源于压裂机组等设备的机械噪声，噪声源强为 80dB (A)，昼间施工；测试放喷噪声源强为 100dB (A)，属空气动力连续性噪声，持续时间约 2 天。主要噪声源强及特性见表 3.5-10。

**表 3.5-10 储层改造工程主要噪声源强特性 单位：dB (A)**

序号	声源名称	空间相对位置/m			声源源强		声源 控制 措施	运行 时段	设备 数量
		X	Y	Z	声压级 dB (A)	距声 源距 离 m			
1	电驱压裂设备	-19	6	1	80	1	减 振	连续	12
2	测试放喷	-43	107	5	100	1		连续	1

原点坐标：

(4) 油气集输工程

油气集输工程施工噪声主要由施工机具和各类生产设备引起，施工机具和生产设备的噪声值参见表 3.5-11。

**表 3.5-11 油气集输工程主要噪声源强特性 单位：dB (A)**

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

**3.5.1.4 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。

本项目仅胜页 13-1HF~胜页 13-3HF 井三开阶段使用油基钻井液，最终剩余油基钻井液约 184m<sup>3</sup>，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。根据本项目钻井阶段各开次进尺、钻头尺寸，并取一定的容积扩大倍数。

本项目井身结构见表 3.5-12、表 3.5-13。

**表 3.5-12 “导管+二开” 井身结构参数表**

**表 3.5-13 “导管+三开” 井身结构参数表**

计算公式如下：

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

式中：

r——不同阶段钻头尺寸半径，m；

d——不同阶段对应的钻头进尺，m；

σ——扩大倍数，清水和水基钻井取 2.5 倍，油基钻井取 3 倍；

表 3.5-14 钻井岩屑预计产生量一览表

井场	岩屑类别	产生量 (m <sup>3</sup> )	备注或处置去向
本项目	清水岩屑	3277	铺垫矿区井场或修建井间道路
	水基岩屑	2331	资源化利用
	油基岩屑	593	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 3277m<sup>3</sup>。清水岩屑主要作为区域内井场铺垫或修建井间道路使用。

## ②水基岩屑

本项目水基岩屑产生量约 2331m<sup>3</sup>。水基岩屑经不落地系统收集后，用于资源化利用。根据《危险废物排除管理清单》（2021 年版），石油和天然气开采行业产生的以水为连续相配制钻井泥浆用于石油和天然气开采过程中产生的废弃钻井泥浆及岩屑（不包括废弃聚磺体系泥浆及岩屑）不属于危险废物。本项目水基钻井液不是聚磺体系，属于一般工业固体废物。

## ③油基岩屑

本项目油基岩屑产生总量为 1186t（密度按照 2t/m<sup>3</sup> 考虑）。油基岩屑交由有危险废物处置资质的单位进行转运处置。

## (2) 沾染废油的废防渗材料

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

## (3) 废油

钻井过程中废油的主要来源有：a、机械（泥浆泵、转盘、链条等）润滑废油。b、钻井设备清洗与保养、泥浆循环罐掏罐产生的废油，如更换柴油机零部件和清洗钻具、套管等。结合工区已完井废油产生情况，单井废油产生量约为 1.0t，本项目 8 口井预计废油产生量为 8.0t，由中石化重庆页岩气有限公司或有资质的单位回收。

本项目产生的各类危险废物名称、类别等信息见表 3.5-15。

**表 3.5-15 本项目含油物质属性一览表**

危险废物贮存场所（设施）基本情况见表 3.5-16。

**表 3.5-16 危险废物贮存场所（设施）基本情况样表****（4）废包装材料**

根据已钻井原材料使用情况，预计单井产生废包装材料 800 个，本项目 8 口井废包装材料产生总量为 6400 个，由厂家或有资质的单位回收。

**（5）压裂返排液絮凝沉淀污泥**

本项目压裂返排液排入水池暂存，及时转运回用于工区其他钻井平台压裂工序，回用前压裂返排液在水池内进行絮凝沉淀处理，参考工区压裂返排液絮凝沉淀污泥产生情况，本项目压裂返排液絮凝沉淀污泥产生量约 7m<sup>3</sup>。

**（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 18.25t。生活垃圾定点收集后，由环卫部门统一清运处置。本项目生活垃圾产生情况见表 3.5-17、表 3.5-18。

**表 3.5-17 生活垃圾产生情况一览表****表 3.5-18 一般工业固体废物分类与代码****（7）固废产生情况汇总**

本项目施工期固体废物产生情况见表 3.5-19。

**表 3.5-19 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	3277m <sup>3</sup>	铺垫井场或修建井间道路	0
水基岩屑	2331m <sup>3</sup>	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	1186t	油基岩屑采用吨桶“不落地”收集后，交由有危险废物处置资质的单位转运处置	0
絮凝沉淀污泥	7m <sup>3</sup>	外运至一般工业固废处置场处置或资源化利用	0
废防渗材料	0.8t	交由有危险废物处置资质的单位转运处置	0
废油	8.0t	由中石化重庆页岩气有限公司或有资质的单位回收利用	0
废包装材料	6400 个	由厂家或有资质的单位回收	0
生活垃圾	18.25t	定点收集后，由环卫部门集中处置	0

### 3.5.2 运营期

#### 3.5.2.1 废水

##### (1) 井下作业废水

本项目生产井共 8 口，井下作业过程中会产生少量井下作业废水，参考《未纳入排污许可管理行业适用的排污系数、物料衡算方法（试行）》中（与石油和天然气开采有关的服务活动产排污系数表）排污系数，低渗透油田洗井工业废水产生量为  $27.13\text{m}^3/\text{井次}$ ，预计每 2 年进行 1 次井下作业（洗井），则本项目 8 口井井下作业废水产生量预计约  $108.52\text{m}^3/\text{a}$ ，主要污染物为 COD 和石油类，见表 3.5-20。

表 3.5-20 井下作业废水产排污情况

##### (2) 采出水

煤层气井与页岩气井的采出水产生规律及浓度有所不同，本次评价分开进行源强核算。

##### 1) 煤层气井

运营期间废水主要为抽油机、分离器产生的采出水。采出水量产生量与气井配产规模、井下压力、储层含水特性、压裂液注入量等有关。根据煤层气井生产废水产排规律，其产水符合如下规律：

①排水降压阶段，按每小时  $2\text{m}^3$  排液考虑，排水时间按 30 天计，则排水降压阶段，4 口煤层气井的排水量约  $5760\text{m}^3$ 。

②控压采气阶段：随着压力降到煤层临界解吸压力以下，气体饱和度增加，气相渗透率提高，井口开始产气并逐渐上升。参照贵州、四川地区龙潭组等煤层气排采经验数据，该阶段产水量约  $0.1\sim 15\text{m}^3/\text{d}$ ，本次按每天  $15\text{m}^3$  排液考虑，排水时间按 30 天计，则该阶段 5 口井排水量约  $1800\text{m}^3$ 。

③稳定采气阶段：由于煤层气开采特点，单井产气量小，为平衡地层压力，维持气井最大开采比，通过控制抽油机运行频率控制井口出水量均衡井下压力，参照贵州、四川地区龙潭组等煤层气排采经验数据，排水阶段，稳产期产水  $5\text{m}^3/\text{d}$ ，本次评价按  $5\text{m}^3/\text{d}$  考虑。则 4 口井稳产期每年产出水量约  $7300\text{m}^3/\text{a}$ 。

2023 年 9 月，建设单位委托监测单位对阳 2 井采出水水质进行了检测，监测报告见附件 9，监测因子包括：pH 值、化学需氧量、氨氮、总磷、氯化

物。同时结合《煤层气开采废水处理方法与技术研究》（2020年）、《煤层气开采产出水特征及处理措施》（2019年），本项目按照污染物因子最大值进行考虑，见下表。

**表 3.5-21 煤层气采出水主要污染因子及浓度 单位：mg/L**

综上，本项目按照污染物因子最大值进行考虑，见下表。

**表 3.5-22 煤层气采出水主要污染因子及浓度 单位：mg/L**

2) 页岩气井

运营期间主要是分类器产生的采出水。类比南川区块页岩气采出水产生量，页岩气开采过程中采出水预计产生量为 5m<sup>3</sup>/d，本项目 4 口井废水产生量为 7300m<sup>3</sup>/a，主要污染物为 COD 200-2500mg/L、Cl<sup>-</sup> 10000 -14000mg/L、氨氮 15-85 mg/L。采出水优先回用平台压裂。可采用罐车输送至南川区块采出水处理站达到《污水综合排放标准》（GB8978-1996）一级标准后排放。

**表 3.5-23 采出水产生及排放一览表 单位 m<sup>3</sup>**

注“\*”煤层气井以稳产期的采出水量进行核算。

(3) 生活污水

本项目集气站不新增劳动定员，不新增生活污水。

**3.5.2.2 废气**

运营期正常工况下无废气排放，非正常工况下废气主要为放空废气。非正常工况下废气排放见表 3.5-24 和表 3.5-25。

**表 3.5-24 项目运营期非正常工况下废气排放一览表**

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

**表 3.5-25 非正常工况下排放方式一览表**

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

**3.5.2.3 噪声**

运营期噪声主要来自集气站设备运行噪声。集气站噪声源有气液分离器、压缩机等，正常情况下，分离器、抽油机声源均低于 60dB（A）。压缩采取

隔声罩、基础减震等措施后，噪声约 70dB（A）。

事故状况下，放空立管的放空噪声可达 105dB(A)左右，持续时间在 2-5min。

**表 3.5-26 集气站主要噪声源强特性 单位：dB（A）**

序号	声源名称	空间相对位置 /m			声源源强		声源 控制 措施	治理后声源源强		运行 时段	设备 数量
		X	Y	Z	声压级 dB (A)	距声 源距 离 m		声压级 dB (A)	距声 源距 离 m		
1	分离器撬	-30	56	1	50	1	减振	50	1	连续	4
2	压缩机	16	-29	1	90	1	减 振、 隔声	70	1	间断	2
3	抽油机	3	-3	1	50	1	减振	50	1	连续	4
4	抽油机	-3	38	1	50	1	减振	50	1	连续	1

原点坐标：

### 3.5.2.4 固体废物

集气站不新增劳动定员，不新增生活垃圾。运营期固体废物主要为废润滑油、废砂石。

#### （1）危险废物

运营期危险废物主要为废润滑油，集气站预计废润滑油产生量约 0.02t/a，交由有危险废物处置资质的单位处置。

危险废物贮存场所（设施）基本情况见表 3.3-27、表 3.3-28。

**表 3.5-27 集气站运营期危险废物汇总一览表**

**表 3.5-28 集气站危险废物贮存场所（设施）基本情况表**

#### （2）一般工业固废

运营期一般工业固废主要包括集气站废砂石。产生量约 0.024t/a，除砂产生的废砂石主要成分为二氧化硅，属于一般工业固体废物，废砂石附着于除砂器内件由厂家更换内件时回收处置或交一般工业固废填埋场处置。

**表 3.5-29 一般工业固体废物分类与代码**

### 3.5.3 退役期

#### 3.5.3.1 废水

服役期满后，按照《废弃井封井回填技术指南（试行）》相关规定采取封

井作业，封井作业中主要污染物为清洗废水以及生活污水。清洗废水产生量约  $10\text{m}^3$ ，主要污染物为 SS。

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  $50\text{L}/\text{人}\cdot\text{d}$ ，生活用水量为  $10\text{m}^3/\text{井}$ ，生活污水产生量取生活用水量的 80%，则污水产生量为  $8\text{m}^3/\text{井}$ ，则退役期产生的生活污水总量约为  $64\text{m}^3$ ，依托当地旱厕收集后农

### 3.5.3.2 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。

## 3.6 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 3.6-1、表 3.6-2 和表 3.6-3。

表 3.6-1 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
钻前工程	噪声	施工机具	噪声		75-90dB (A)	合理安排施工时间，禁止夜间施工		75-90dB (A)
	固体废物	生活垃圾	生活垃圾	/	0.3t	定点收集后，由环卫部门集中处置	/	/
	废水	生活污水	生活污水	/	57.6m <sup>3</sup>	利用当地旱厕等设施处置，作为农肥使用	/	/
		施工废水	施工废水		6m <sup>3</sup>	沉淀后用于场地洒水		
	废气	施工扬尘	扬尘	/	少量	洒水抑尘	/	/
		施工机具	设备尾气	CO、NO <sub>x</sub>	少量	/	/	/
钻井及储层改造工程	废水	洗井废水	洗井废水	/	1440m <sup>3</sup>	配制压裂液	/	0
		场地雨水	场地雨水	/	232m <sup>3</sup>	配制压裂液	/	0
		压裂废水	压裂返排液	/	12874m <sup>3</sup>	采用“混凝沉淀+杀菌”处理后，优先回用于本平台压裂，不能回用的依托采出水处理站处理达标排放	/	0
		生活污水	污水量	/	4032m <sup>3</sup>	依托井场及生活区环保厕所进行处置	/	0
	废气	燃油废气	烟尘、NO <sub>x</sub> 、CO	/	少量	采用符合国家标准的柴油	/	少量
		测试放喷废气	NO <sub>x</sub> 、烟尘	/	/	放喷池燃烧排放	/	/
	噪声	钻井施工	钻井、泥浆泵等	/	85-100 dB (A)	设备自带消声器，减震	/	80-95 dB (A)
		压裂施工	压裂机组	/	80dB (A)		/	80dB (A)

时段	污染物类型	排放源	污染物名称	处理前		拟采取处理措施	处理后	
				浓度	产生量		浓度	排放量
		测试放喷	放喷气流噪声	/	100dB (A)	优化试气流程，减少放喷时间	/	100dB (A)
	固体废物	钻井岩屑	清水岩屑	/	3277m <sup>3</sup>	铺垫井场或修建井间道路	/	0
			水基岩屑	/	2331m <sup>3</sup>	进行制砖等资源化利用	/	0
			油基岩屑	/	1186t	交由有危险废物处置资质的单位进行转运处置	/	0
		废水池沉淀	絮凝沉淀污泥	/	7m <sup>3</sup>	外运至一般工业固废处置场处置或资源化利用	/	
		场地清理	废防渗材料	/	0.8t	交由有危险废物处置资质的单位进行转运处置	/	0
		机械润滑废油、清洗保养	废油	/	8.0t	由中石化重庆页岩气有限公司或有资质的单位回收利用	/	/
		废包装材料	废包装材料	/	6400 个	由厂家或有资质的单位回收	/	/
	生活垃圾	生活垃圾	/	17.75t	定点收集后，由环卫部门集中处置	/	/	
油气集输工程	噪声	施工机具	噪声		75-90dB (A)	合理安排施工时间，禁止夜间施工		75-90dB (A)
	固体废物	生活垃圾	生活垃圾	/	0.2t	定点收集后，由环卫部门集中处置	/	/
	废水	生活污水	生活污水		38.4m <sup>3</sup>	环保厕所收集后交由第三方环保公司处置	/	/
		施工废水	施工废水		6m <sup>3</sup>	沉淀后用于场地洒水		
	废气	施工扬尘	扬尘	/	少量	洒水抑尘	/	/
		施工机具	设备尾气	CO、NO <sub>x</sub>	少量	/	/	/

表 3.6-2 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	/	14600m <sup>3</sup> /a	进入南川区块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	/	14600m <sup>3</sup> /a
		COD	230~2500mg/L	20.352 t/a		100 mg/L	1.460 t/a
		Cl-	5060~14000	139.14		350mg/L	5.12 t/a
		氨氮	15~85	0.725		15 mg/L	0.214 t/a
	井下作业废水	废水量	/	108.52m <sup>3</sup> /a	回用平台压裂，不外排	/	0
废气	放空废气	页岩气	2-3 次/年，2-5Nm <sup>3</sup> /次		通过高 15m，内径 0.15m 的放空立管放空	/	/
噪声	设备噪声	噪声	50~80dB		基础减振，隔声罩	/	
	放空噪声	噪声	80 dB		通过集气站放空排气筒	/	
固体废物	设备	废润滑油	0.02t/a		交由有相应危险废物处置资质的单位处置	/	
	除砂器撬	废砂石	0.024t/a		附着于除砂器内件由厂家更换内件时回收处置或交一般工业固废填埋场处置	/	

表 3.6-3 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 <sup>3</sup>	进入南川区块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	/	10m <sup>3</sup>

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
	生活污水	废水量	/	64m <sup>3</sup>	依托当地旱厕收集后农用	/	64m <sup>3</sup>
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	/	/

## 4 环境现状调查与评价

### 4.1 自然环境现状调查与评价

#### 4.1.1 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。

#### 4.1.2 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，海拔高度 326m)20 年气象统计资料：南川区多年平均气温 16.5℃；极端最高气温 41.5℃；极端最低气温-5.3℃。南川地区多年月平均温度 1 月最低，为 6.1℃，7 月份月平均温度最高为 26.4℃；区域多年平均降水量为 1160.7mm，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。

#### 4.1.3 地质构造

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

之间以宽缓向斜带为界。

#### 4.1.3.2 区域地层

根据区域钻井资料结合区域地质资料，钻遇地层层序自上而下为中三叠统雷口坡组，下三叠统嘉陵江组、飞仙关组，上二叠统长兴组、龙潭组，下二叠统茅口组、栖霞组、梁山组，中上志留统韩家店组，下志留统小河坝组、龙马溪组。

表 4.1-1 区域地层简述表

#### 4.1.4 区域水文地质条件

##### 4.1.4.1 地下水类型及富水性

###### (1) 第四系孔隙水

第四系孔隙水分布于第四系孔隙含水层，主要集中于在调查范围内河流、溪沟沿岸，山麓坡地，溶谷和溶蚀盆地，岩性为残、坡积物，冲洪积物的沙砾石，亚砂土，耕植土等。分布零散，厚度变化大，一般 1~30m。

第四系孔隙水分布区域较小，富水性弱，且随季节性变化大。

###### (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。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（ $T_2l$ ），为泥质灰岩及碎屑岩组成。水量较丰富。

##### 4.1.4.2 区域含隔水层特征

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

###### (1) 奥陶系古岩溶含水层

奥陶系古岩溶含水层，为含气地层底板，为页岩夹少量粉砂岩，或黑色页岩、粉砂质页岩与粉砂岩。

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。

该地层出露于七曜山基底断裂西侧，内地层埋深达 4800-6600m，远低于区域侵蚀基准面，本区域没有出露。

#### （2）志留系中下统隔水层（S<sub>1</sub>、S<sub>2</sub>）

志留系中下统隔水层，为深灰至浅灰色厚层状灰岩及生屑灰岩、深灰色中至厚层状灰岩及生物灰岩。

含气地层为志留系底部的下志留统龙马溪组，主要为黄、灰绿、灰白色、灰色页岩及炭质页岩，是页岩气开发的目 的层段，为深水陆棚沉积，岩性稳定。

该地层在项目区内没有出露。

#### （3）二叠系下统灰岩较强岩溶含水层（P<sub>1</sub>）

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，为滨海沼泽相沉积，厚度较小，主要为灰白色泥质页岩、深灰色页岩，灰色灰岩。

栖霞组连续沉积于梁山组之上，属不稳定—较稳定的浅海碳酸盐相沉积，为深灰-灰色中厚层含有机质生物碎屑灰岩，下部夹灰黑色有机质页岩，厚 91-92m。

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

梁山、栖霞、茅口组灰岩为较强岩溶含水层，岩性已层状泥灰岩与灰色灰岩、块状灰岩为主。岩溶中等发育，但极不均匀，水位埋藏深。

该地层在项目区内没有出露。

#### （4）二叠系上统裂隙弱含水层（P<sub>2</sub>）

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

早二叠世末期“东吴运动”使测区隆起，遭受剥蚀，沦为近海平原，气候温暖潮湿，植物繁盛，使晚二叠世早期成为一套海陆交替相及浅海碳酸盐相沉积，为含煤地层。龙潭组假整合于下二叠统茅口组之上。按岩性可分为二段：下段白灰色粘土岩，粘土质页岩，炭质页岩，含黄铁矿晶粒及团块，夹煤线上段为深灰色中厚层灰岩，含生物碎屑灰岩，含燧石团块及夹薄一中厚层硅质岩。

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

#### （5）三叠系下统飞仙关组裂隙弱含水层（T<sub>1f</sub>）

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

#### （6）三叠系下统嘉陵江组强岩溶含水层（T<sub>1j</sub>）

嘉陵江组含水层在项目区及南侧出露，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，以岩溶大泉形式在低洼沟谷地带集中排泄。在平台南侧出露。

#### （7）三叠系中统雷口坡（T<sub>2l</sub>）

雷口坡组（T<sub>2l</sub>）：可分为4个岩性段：一、三段为灰、深灰色泥质灰岩、白云质灰岩、灰岩夹页岩；二、四段为紫红色、黄绿色页岩、泥岩、粉砂岩夹泥质灰岩、灰岩；底部为水云母粘土岩（“绿豆岩”）。本项目平台所在地出露地层为雷口坡组。

#### （8）第四系孔隙含水层（Q<sub>4</sub>）

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

### 4.1.4.3 地下水化学特征

本项目委托重庆厦美环保科技有限公司对地下水 K<sup>+</sup>、Na<sup>+</sup>、Ca<sup>2+</sup>、Mg<sup>2+</sup>、CO<sub>3</sub><sup>2-</sup>、HCO<sub>3</sub><sup>-</sup>、Cl<sup>-</sup>、SO<sub>4</sub><sup>2-</sup>进行监测。根据-舒卡列夫分类，将阳离子划分为 Ca、

Ca+Mg、Mg、Na+Ca、Na+Ca+Mg、Na+Mg、Na 七组，将阴离子划分为 HCO<sub>3</sub>、HCO<sub>3</sub>+SO<sub>4</sub>、HCO<sub>3</sub>+SO<sub>4</sub>+Cl、SO<sub>4</sub>、SO<sub>4</sub>+Cl、Cl 七组，超过 25%毫克当量的离子按照矩阵法组合出 49 类水。

根据地下水水质检测结果（4.3.4 章节）及区域水文地质资料，调查范围内地下水化学类型主要为重碳酸盐-钙镁型地下水。

#### 4.1.4.4 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 0.01~0.6L/S。

##### （2）碳酸盐岩类岩溶水

三叠系下统嘉陵江组（T<sub>1j</sub>）和中统雷口坡组（T<sub>2l</sub>）碳酸盐岩岩组为本区的主要岩溶含水层组。

从垂直剖面来说，嘉陵江组（T<sub>1j</sub>）和雷口坡组（T<sub>2l</sub>）表层形成岩溶带，表层岩溶带是碳酸盐岩近地表层由于强烈的岩溶结果，表现为近地表或地表以下，由一定规模的、不同的岩溶形态组合而成的强岩溶化层（带）。表层岩溶带是相对稳定的潜水含水层以上岩溶发育的可溶岩段，所形成的含水层没有统一的潜水位，地下水就近补给就近排泄或补给下部含水层。表层岩溶带以下分别形成中间弱岩溶发育带和下部岩溶强发育系统，表层岩溶带地下水向下补给中间弱岩溶发育带，并在下部岩溶强发育系统以暗河系统径流，在低洼沟谷地带以大泉和出水洞形式集中排泄。

#### 4.1.4.5 评价区地下水开采利用现状

根据水文地质资料、现场调查等，DP13 平台评价范围内无暗河分布，周边居民用水由城镇自来水供应，井场周边出露有井泉，部分井泉有饮用水功能。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，分布及利用情况详见表 1.8-3。

#### 4.1.4.6 水质地质单元划分

根据项目区水文地质条件及现场调查资料，项目区地下水类型裂隙孔隙水

主要受地层岩性、构造以及地形地貌的控制，因此以山脊线、山丘和山丘之间相连的鞍部为地下水分水岭补给边界、以南侧河流为排泄边界作为水文地质单元范围。该范围内地下水补径排相对独立，与周边相对分隔。

以 DP13 平台北、西、东侧山脊分水岭为边界，南侧以蟹塘河为边界，大气降雨通过土壤、岩石裂缝渗入地下，地下水整体向南排泄至溪沟。该水文地质单元面积约为 5.65km<sup>2</sup>；区域水文地质及水文地质单元划分详见附图 6。

#### 4.1.5 地表水系

DP13 平台属于龙岩江-大溪河汇水区域。龙岩江位于平台西南侧约 3.6km，龙岩江河道长度 34.5km，流域面积 213.2km<sup>2</sup>，龙岩江主要流经三泉镇、东城斑竹滩，在流金渡处汇入大溪河，河口平均流量 4.73m<sup>3</sup>/s，主要功能为农业用水，兼顾工业用水。

#### 4.1.6 动植物资源

本项目所在区域主要为农林生态系统，以农业生产为主，物种种类少，营养层级简单，尚未发现珍稀动植物。经查阅相关资料及走访调查现场调查，井场周边未发现珍稀和保护植被物种分布。

#### 4.1.7 矿产资源

南川区矿产十分丰富，已发现的矿产资源有煤、铁、铝土、硫铁矿、重晶石、白云岩、耐火粘土、白金、石灰岩、泥灰岩、泥（页）岩、砂岩、含钾页石、方解石、石墨、溶洞磷矿、铜硅石（硅灰石）、水晶、黄玉、建筑石料，以及稀有金属矿产，分散元素矿产。其中铝土矿资源相当丰富，经探明的储量达 1.6 亿吨，现已具备开发条件的铁矿山大佛岩储量达 2700 万吨；白马山凉水、兰坝、牧养沟储量达 5600 万吨；仙女山双河、清水溪储量达 4100 万吨；羊角碛储量达 1600 万吨；境内其他乡镇桐梓、白果、广阳等均有铝土矿分布。

### 4.2 环境保护目标调查

#### 4.2.1 项目与生态红线位置关系

经与自然资源部质检通过的“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。

#### 4.2.2 生态敏感区概况

根据资料收集及现场调查，区块范围内无国家公园、自然保护区、自然公

园等自然保护地、世界自然遗产、生态保护红线等区域；重要生境包括：重要物种的天然集中分布区、栖息地，重要水生生物的产卵场、索饵场、越冬场和洄游通道。迁徙鸟类的重要繁殖地、停歇地、越冬地以及野生动物迁徙通道等。

### 4.3 环境质量现状调查与评价

#### 4.3.1 环境空气质量现状

本项目大气评价工作等级为三级，根据《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ2.2-2018），三级评价项目只调查所在区域质量达标情况。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《2023 年重庆市生态环境状况公报》数据。项目所在区域环境空气质量现状评价详见表 4.3-1。

**表 4.3-1 基本污染物环境质量现状**

2023 年，南川区除 PM<sub>2.5</sub> 外，其他污染因子均满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中的二级标准，属于不达标区，本项目运营期间正常工况下无废气排放，对环境空气质量小。

#### 4.3.2 地表水环境质量现状

本项目属于龙岩江-大溪河流域，本次引用南川区生态环境局发布“南川区 2024 年第一季度地表水水质公示”中大溪河平桥断面（市控考核、长江经济带）的水质监测数据进行评价。根据公布的监测，大溪河平桥断面水质情况见表 4.3-2。

**表 4.3-2 2024 年 1 月大溪河平桥断面水质达标情况**

由上表可知，2024 年 1 月，大溪河平桥断面水质满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）III类标准。项目所属流域水环境控制断面达标。

#### 4.3.3 声环境质量现状

为了了解区域声环境质量现状，本次委托监测单位对 DP13 平台周边居民点进行声环境质量监测，监测时间为 2024 年 2 月 29 日~3 月 1 日。

##### （1）监测点位

本项目环境噪声检测点共 2 个，监测布点情况见表 4.3-3。

表 4.3-3 声环境质量现状监测点一览表

监测点名称	监测点位置	监测时间	监测频次
C1	平台西南侧居民点	2024 年 2 月 29 日~3 月 1 日	连续监测 2 天，昼夜各监测 1 次

## (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 4.3-4 所示。

表 4.3-4 声环境质量现状监测结果一览表

根据由上表可知，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。

## 4.3.4 地下水环境质量现状

## (1) 地下水环境质量现状

本项目地下水评价工作等级为二级，根据《环境影响评价技术导则 地下水导则》（HJ 610-2016），“二级评价项目的潜水含水层的水质监测点应不少于 5 个”为了解评价区域地下水环境质量现状，本次在 DP13 平台所在水文地质单元布设 5 个地下水监测点，本次在上游布置 1 个地下水监测点，侧方向布置两个地下水监测点，下游布置 2 个地下水监测点，满足《环境影响评价技术导则 地下水导则》（HJ 610-2016）布点要求。各监测布点情况见表 4.4-5 和附图 4 及附图 6。

## ① 监测点位及监测因子

本项目共布置地下水监测点 5 个，具体见表 4.3-5。

表 4.3-5 地下水监测点一览表

监测点编号	监测点位置	监测因子
F1	平台北侧，地下水流向上方向	pH 值、氨氮、硝酸盐、亚硝酸盐、挥发性酚类、氰化物、砷、汞、铬（六价）、总硬度、铅、氟、镉、铁、锰、溶解性总固体、耗氧量、硫酸盐、氯化物、硫化物、石油类、钡、阴离子表面活性剂、 $K^+$ 、 $Na^+$ 、 $Ca^{2+}$ 、 $Mg^{2+}$ 、 $CO_3^{2-}$ 、 $HCO_3^-$ 、 $Cl^-$ 、 $SO_4^{2-}$
F2	平台西侧，地下水流向下方向	pH 值、氨氮、硝酸盐、亚硝酸盐、挥发性酚类、氰化物、砷、汞、铬（六价）、总硬度、铅、氟、镉、铁、锰、溶

监测点编号	监测点位置	监测因子
F3	平台东南侧，地下水流向侧方向	解性总固体、耗氧量、硫酸盐、氯化物、硫化物、石油类、钡、阴离子表面活性剂
F4	平台西侧，地下水流向侧方向	
F5	平台西南侧，地下水流向下方向	

②监测频率

每天监测 1 次。

③评价方法及标准

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

④评价结果

地下水水质评价结果见表 4.3-6，八大离子数据结果见表 4.3-7。

**表 4.3-6 地下水现状质量评价表      pH 无量纲，其余为 mg/L**

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

**表 4.3-7 地下水现状质量评价表      pH 无量纲，其余为 mg/L**

由上表统计分析可知，项目所在水文地质单元地下水化学类型为重碳酸盐-钙镁型地下水。阳离子毫克当量总数与阴离子毫克当量总数相对误差为 1.53%，相对误差小于《生活饮用水标准检验方法 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

根据《环境影响评价技术导则 地下水》（HJ610-2016）“8.3.2.2 对于一、二级的改、扩建项目，应在可能造成地下水污染的主要装置或设施附近开展包气带污染现状调查。”

本次对 DP13 平台上下游 2 个包气带监测点进行评价，可反映区域包气带的现状，具体见表 4.3-8。

**表 4.3-8 包气带布点情况一览表**

监测点编号	监测点位置	监测因子	采样时间
B1	平台北侧	pH 值、挥发酚、石油类、硫酸盐、硫化物、氯化物、阴离子表面活性剂、铬（六价）、钡、砷、汞、总硬度、铅、镉、铁、锰、耗氧量	2023.3.21
B2	平台放喷池旁		

### ②监测及评价结果

包气带监测及评价结果见表 4.3-9。

**表 4.3-9 包气带污染现状调查结果一览表**

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

## 4.3.5 土壤环境质量现状

### 4.3.5.1 土壤环境理化特性调查、利用状况调查

南川区境地土壤分 4 土类，6 个亚类，10 个土属及 45 个土种。土壤分布由北至南为棕紫泥、黄红紫泥、紫色潮土、老冲积黄泥及灰棕潮土。土层由薄增厚，质地沙到粘。土壤垂直分布，由山顶至山脚土层由薄增厚，质地由沙到粘，养分含量由低增高。土壤垂直分布，由山顶至山脚土层由薄增厚，质地由沙到粘，养分含量由低增高。本次评价重点针对平台周边 200m 范围进行调查，通过调查相关资料，并结合国家土壤信息服务平台（中国 1km 土壤类型图），评价范围内土壤类型主要黄壤，见图 4.3-1。

图 4.3-1 区域土壤类型分布图

表 4.3-10 土壤理化性质特性调查表

## 4.3.5.2 土壤环境质量现状监测

本次委托重庆厦美环保科技有限公司对平台所在区域进行了土壤环境现状监测。监测布点按照“土壤导则”二级评价要求，场地内布置 3 个柱状样，1 个表层样；场地外布置 3 个表层样；场地内监测点测建设用地 45 项基本因子及特征因子（石油烃（C<sub>10</sub>-C<sub>40</sub>）、全盐量、钡）；场地外监测点监测农用地 8 项基本因子及特征因子（石油烃（C<sub>10</sub>-C<sub>40</sub>）、全盐量、钡）。

## (1) 监测点位

本次土壤检测点共计 6 个，监测布点情况见表 4.3-11。

表 4.3-11 土壤监测点一览表

监测点编号	监测点位置	备注	采样深度 m	监测因子
G1	地表径流上游	占地范围外	0.2	pH+GB15618 中的基本项目+石油烃（C <sub>10</sub> -C <sub>40</sub> ）+全盐量+钡
G6	地表径流下游	占地范围外	0.2	
G2	放喷池旁	占地范围内	0.5~3.0	pH+石油烃（C <sub>10</sub> -C <sub>40</sub> ）+全盐量+钡
G3	井场南部	占地范围内	0.5~3.0	
G4	南侧水池	占地范围内	0.5~3.0	
G5	井场东南部	占地范围内	0.2	pH+GB36600 中的基本项目+石油烃（C <sub>10</sub> -C <sub>40</sub> ）+全盐量+钡

## (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 4.3-12，建设用地监测结果表 4.3-13。

**表 4.3-12 农用地土壤监测结果一览表**

**表 4.3-13 建设用地土壤监测结果一览表**

（5）评价结果

农用地土壤环境质量现状评价结果见表 4.3-14。

**表 4.3-14 农用地土壤环境质量统计结果一览表**

各监测点重金属指标均满足《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB 15618-2018）中的风险筛选值标准。

根据监测结果，建设用地土壤环境现状监测统计结果见表 4.3-15。

**表 4.3-15 建设用地土壤环境质量统计结果一览表**

根据表 4.3-15，各监测点均满足《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中二类用地筛选值。

### 4.3.6 生态环境现状

#### 4.3.6.1 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。

#### 4.3.6.2 评价范围及调查方法

##### （1）评价范围

本次生态影响评价的调查范围即为项目评价范围，即项目平台占地范围外扩50m的区域，评价范围总面积约9.72hm<sup>2</sup>。项目生态评价范围见附图16。

##### （2）评价方法

本项目生态评价工作等级为三级。本次以采用资料收集的方法，定性描述或面积、比例等定量指标，重点对评价范围内的土地利用现状、植被现状、野生动植物现状等进行分析。

#### 4.3.6.3 植被及生物多样性调查

##### （1）植被类型

按照《中国植被》的植被分类原则对本项目评价范围内的植被类型进行划分，可分为2个植被系列，3个植被型组、3个植被亚型，详见下表。项目生态评价范围植被类型分布见附图15。

表 4.3-16 评价范围内植物群落调查统计表

表 4.3-17 评价范围植被现状统计表

##### （2）重点保护野生植物及古树名木

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

##### （3）公益林分布情况

根据南川区林业局提供的相关资料，本项目生态评价范围内无公益林分布。

#### （4）天然林分布情况

根据南川区林业局提供的相关资料，本项目生态评价范围内无天然林分布。

#### 4.3.6.4 动物多样性调查

评价范围主要以林地为主，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属于 10 目 26 科 46 属 65 种。其中，雀形目最多，有 55 种，占鸟类总种数的 84.62%。按照《中国鸟类分类与分布名录》（第三版）的划分，评价范围内的 65 种鸟类居留类型可分为留鸟、夏候鸟、冬候鸟三种类型。

##### （2）两栖类

两栖类有 1 目 5 科 5 属 7 种，蟾蜍科、叉舌蛙科、姬蛙科、雨蛙科、树蛙科。

评价范围内分布的 7 种两栖类生态型有 3 种：陆栖、树栖和水栖。

##### （三）爬行类

根据实地调查和向居民访问，评价范围共有爬行类有 3 目 2 科 7 属 7 种，游蛇科、石龙子科。

##### （4）兽类

兽类共有 4 目 6 科 11 属 13 种。

#### 4.3.6.5 土地利用调查

根据《土地利用现状分类》（GB/T21010-2017）分类，本评价范围内土地利用类型有耕地、林地、交通运输用地、水域及水利设施用地、住宅用地五种土地利用类型。评价范围土地利用现状统计见下表，评价范围土地利用现状分布示意图详见附图 16。

表 4.3-18 评价范围土地利用现状统计表

#### 4.3.6.6 水土流失现状

根据《2023 年重庆市水土保持公报》，南川区水土流失面积 577.44km<sup>2</sup>，

占南川区国土总面积的 22.30%；其中轻度侵蚀 403.16km<sup>2</sup>，占流失面积的 69.82%；中度侵蚀 72.39km<sup>2</sup>，占流失面积的 12.54%；强度侵蚀 58.62km<sup>2</sup>，占流失面积的 10.15%；极强烈侵蚀 37.71km<sup>2</sup>，占流失面积的 6.53%；剧烈侵蚀 5.56km<sup>2</sup>，占流失面积的 0.96%。

根据《重庆市南川区水土保持规划（2018-2030 年）》，本项目在不在南川区“水土流失重点治理区”及“水土流失重点预防区”。

## 5 环境影响预测与评价

### 5.1 生态环境影响预测与评价

#### 5.1.1 施工期生态环境影响预测与评价

##### 5.1.1.1 对土地利用结构影响

本项目占地约 2.4830hm<sup>2</sup>，从评价范围土地利用现状看，主要是由林地和耕地相间出现的土地利用结构形式组成，土地利用结构受人为影响破碎化程度较高。

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

##### 5.1.1.2 对永久基本农田影响

###### （1）用地手续要求

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、拌合站等难以恢复原种植条件的不得以临时用地方式占用耕地和永久基本农田，可以建设用地方式或者临时占用未利用地方式使用土地。临时用地确需占用永久基本农田的，必须能够恢复原种植条件，并符合《自然资源部 农业农村部关于加强和改进永久基本农田保护工作的通知》（自然资规〔2019〕1号）中申请条件、土壤剥离、复垦验收等有关规定。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。”

根据上述要求，项目属于国家重点能源建设项目，临时占用永久基本农田应按国家和重庆市相关要求办理用地手续，用地过程中应规范临时用地审批，控制临时用地范围。

## （2）影响分析

项目施工期间应对施工区域耕地耕作层土壤剥离，堆放在表土堆场。施工结束后，按照土地复垦要求对生活区等临时占地进行土地复垦和生态恢复。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。

### 5.1.1.3 对植被影响分析

经现状调查，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。

#### 5.1.1.4 对生态系统影响

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

#### 5.1.1.5 对陆生动物群落及动物资源的影响

##### （1）对两栖类和爬行类的影响分析

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

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

##### （2）对鸟类及其生境的影响分析

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

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

施工对繁殖期鸟类会造成较大干扰。

项目建设会因各种人为和机械噪声使鸟类它们受到惊吓，远离施工区，造成施工期这些重点保护鸟类在该区域种群数量减少。在本项目分布的鸟类会受到影响迁往它处生活，由于本项目附近有大片的农田和其它林地可以为其提供食地，且本身迁飞能力强，可以到离栖息地十几公里外的地方觅食，所以项目建设对他们的影响不大。对于本项目分布的其他鸟类，由于其常在农田或者村庄附近活动，对人的适应性强，取食范围较广，食物来源丰富，项目建设不会改变其取食范围和食物来源，故总体上影响较小。

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

### （3）对兽类的影响分析

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

#### 5.1.1.6 对农田生态的影响

##### （1）对农田生态系统稳定性的影响

农田生态系统本身是属于人类控制的生态系统，具有相对较高的稳定性及可恢复性，本项目占地范围受人类活动干扰严重，主要为栽培植被。项目的建设只会因占地而导致其面积减少，但不会对其生态稳定性和结构完整性产生影响。项目占用农田面积小，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。

项目建设并不会导致评价范围内植被类型发生变化，也就是说，对本评价

范围内生态环境起控制作用的组分未变动，生态环境的异质性没有发生大的改变。因此，项目建设不会对评价范围的稳定性和结构完整性产生影响。

#### （2）对农作物生产的影响

占用耕地结束后，应按照有关要求对临时占地进行复耕、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用。

### 5.1.1.7 对景观格局影响

本项目不涉及国家公园、自然保护区、自然公园等自然保护地、世界自然遗产、生态保护红线等区域，也不涉及重点文物保护单位。项目评价范围内以农田景观和工矿仓储用地占主导地位，本项目均利用现有占地，不新增占地，施工期临时性占地对景观产生的影响属于短期不利影响，这种影响是可逆的，不会对评价范围内景观格局产生大的影响。

### 5.1.1.8 水土流失影响的分析

施工场地为自然地面和经过切坡、开挖后的地面，单位面积的悬浮物冲刷量和流失量较大。遇到雨天，因地表水流会带走泥沙，水土流失加剧。本项目开挖面积小，施工期短，实际新增水土流失量小。本项目完钻后，耕植土作为表层的覆土用于恢复植被用，对临时堆放场地进行植被恢复和土地复垦。通过该措施，本项目大大减小了场地开挖引起的水土流失量。本项目由于施工期短，占地面积小，且施工时间短，工程实际水土流失量小，在环境可接受范围内。

## 5.1.2 运营期生态环境影响分析

项目进入运营期后，各项施工活动已结束，施工期的临时占地通过土地复垦和植被恢复进行修复。运营期对生态环境的影响为设备运营噪声对周边动物

的影响。项目区人类活动频繁，动物主要为鸟类、小型动物为主，多为常见种，分布较广，适应性强，本项目对周边声环境影响不大，运营期对周边动物的影响范围有限，对生态环境影响较小。

### 5.1.3 退役期生态环境影响分析

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

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

## 5.2 地表水环境影响预测与评价

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

### 5.2.1 施工期地表水环境影响分析

#### 5.2.1.1 场地雨水

本项目井场内外实施清污分流措施，井场四周设置有截排水沟，场外雨水沿截排水沟排入附近冲沟，场内雨水在至平台水池暂存，后期用于配制压裂液。水池为钢筋混凝土结构，能有效避免废水通过漏失和渗漏进入当地环境。雨水漏失、渗透对当地地表水环境影响小。

#### 5.2.1.2 洗井废水

本项目使用清水洗井，清水中添加有少量洗涤剂，压入井内的清水会在洗井结束后从井底返排出来，单井洗井废水产生量约 180m<sup>3</sup>，主要污染物指标为 pH 值、COD、悬浮物、石油类、阴离子表面活性剂等，排入水池暂存。因项目洗井采用清水洗井，废水用于配制压裂液，不外排。

#### 5.2.1.3 压裂返排液

根据处理单位提供的相关资料，压裂返排液经絮凝沉淀处理后，可满足配制压裂液水质要求。压裂返排液经絮凝沉淀、杀菌，满足压裂回用水质标准要求后，回用区域平台钻井平台压裂工序。不能及时回用的压裂返排液可依托南川区块采出水处理站处理达标后排放。

#### 5.2.1.4 生活污水

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

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

#### 5.2.2 运营期地表水环境影响分析

本项目为水污染型建设项目，运营期废水主要为采出水，优先回用区域平台压裂工序，无可回用平台时，管线输送或罐车拉运至污水处理站处理或回用平台压裂工序，不新增污水排放口，属于间接排放，项目地表水评价工作等级为三级 B，根据《环境影响评价技术导则 地表水环境》（HJ2.3-2018），水污染影响型三级 B 评价可不进行水环境影响预测。本次重点分析依托可行性，具体见 7.2.1 节。

#### 5.2.3 退役期地表水环境影响分析

##### 5.2.3.1 清洗废水

封井后的管线清洗污水产生量约为 10m<sup>3</sup>，主要污染物为 SS，依托南川区块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。

##### 5.2.3.2 生活污水

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

### 5.3 地下水环境影响预测与评价

#### 5.3.1 施工期地下水环境预测与评价

##### 5.3.1.1 正常状况下地下水环境影响分析

项目施工期的建设内容主要由钻前工程、钻井工程、储层改造工程和地面集输工程组成。

##### （1）钻井工程影响因素

根据钻井工程设计，页岩气井直井段采用清水钻井；斜井段采用水基钻井液钻井；水平段采用油基钻井液钻井。煤层气井、大石 4HF 井直井段采用清水钻井；斜井段和水平段采用水基钻井液钻井

具体情况如下：

### ①直井段

页岩气井、煤层气井直井段在雷口坡、嘉陵江组等上部地层进行，钻井液为纯清水，无任何添加剂。各开次开段钻完后下套管，采用水泥封固，封隔浅层地下水和地表水、松散粘土流砂、砂砾层。

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

### ②斜井段

煤层气井斜井段主要钻遇的地层为飞仙关组、长兴组，页岩气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

煤层气井水平段、大石 4HF 水平段采用水基钻井液，全部在龙潭组或茅口组钻进，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。

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

### （3）储层改造施工影响因素

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

### （4）施工材料和废水储存事故性渗漏影响因素

平台内施工材料和污废水储存设施破损，可能发生污染物渗入地下，对浅

层地下水（主要是潜水）造成的影响：

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

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

③放喷池发生破损，废水渗漏对地下水环境的影响；

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，防渗措施对污废水的有很好的阻隔效果，所泄漏的污染物很难进入到含水层，因此本项目在正常状况下对地下水环境影响较小。

### 5.3.1.2 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到地下水含水层中，对地下水产生影响，因此，本次预测评价重点对非正常状况情景进行地下水环境影响预测。

#### 5.3.1.2.1 预测情景

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

本项目施工期油气集输工程基础设施修建主要为基建施工，场地基建施工的产排污环节较少，污染物简单，处置措施成熟，对地下水环境的影响小。

根据地下水导则预测原则，本次预测在进行工程分析的基础上，从污废水产生量、污染物浓度以及污废水存储时间等因素考虑，将施工过程中池底破损导致压裂返排液渗漏进入到浅层含水层作为预测情景。平台水池为钢筋混凝土结构，总容积为 1000m<sup>3</sup>，单格水池容积为 500m<sup>3</sup>。

#### 5.3.1.2.2 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。

### 5.3.1.2.3 预测因子

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

### 5.3.1.2.4 预测源强

运营期间采出水会进入水池暂存，本次评价假定水池由于老化腐蚀、地基不均匀沉降或者其他外力作用，导致池底出现破损，同时防渗层破裂，废水经包气带渗入地下含水层。废水主要污染物浓度为 COD 2500 mg/L、氯化物 14000mg/L、石油类 20mg/L。

### 5.3.1.2.5 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。

根据预测情景，假定渗漏时间为 1 个月，1 个月后发现问題并及时进行了修补，因此本次预测采用地下水溶质运移模型中的短时注入污染物问题的一维解析解（参考《多孔介质污染物迁移动力学》，王洪涛，2008 年 3 月）进行预测，在一维短时注入污染物条件下，注入条件可表示为：

$$c(x, t)_{x=0} = \begin{cases} c_0 & 0 < t \leq t_0 \\ 0 & t > t_0 \end{cases}$$

式中，

$t_0$ —注入污染物时间；

此时的解为：

$$c = \frac{c_0}{2} \left[ \operatorname{erfc} \left( \frac{x - ut}{2\sqrt{D_L t}} \right) - \operatorname{erfc} \left( \frac{x - u(t - t_0)}{2\sqrt{D_L (t - t_0)}} \right) \right]$$

式中：

$x$ —距注入点的距离，m；

$t$ —时间，d；

$t_0$ —注入污染物时间，d；

$C$ — $t$ 时刻  $x$  处的污染物浓度，mg/L；

$C_0$ —污染物注入浓度，mg/L；

$u$ —水流速度，m/d；

$DL$ —纵向弥散系数， $m^2/d$ ；

$erfc(\ )$ —余误差函数。

## (2) 预测参数

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

本项目出露地层岩性主要为灰岩，根据郑春苗，Gordon D.Bennett 著《地下水污染物迁移模拟》所给经验值：灰岩渗透系数为  $1 \times 10^{-9} \text{ cm/s} \sim 6 \times 10^{-6} \text{ cm/s}$ ，岩溶和礁灰岩渗透系数为  $1 \times 10^{-6} \text{ cm/s} \sim 2 \times 10^{-2} \text{ cm/s}$ ，本次取中间值  $1 \times 10^{-4} \text{ cm/s}$ （0.86m/d）。根据《地下水污染模拟预测评估工作指南》（环办土壤函〔2019〕770号），灰岩或岩溶灰岩孔隙度推荐经验值为 0.05-0.50，本次孔隙度取值 0.35。

采用水动力学断面法计算地下水流速：

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

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

根据平台周边地下水水位数据，确定水力坡度  $I$  取值约 0.12，按上述公式进行计算，最终确定项目地下水流速为 0.35m/d。

参考 Gelhar 等人关于纵向弥散度  $\alpha_L$  的统计结果以及 Lallemand-Barres 和 Peaudecerf（1978）通过拟合 Gelhar 等的统计数据得到弥散度随溶质运移距离  $L$  变化的经验函数：

$$\alpha=0.1L$$

本项目取污染源中心至下游边界距离为运移距离，约 3525m，根据经验公式计算确定含水层的纵向弥散度为 352.5m。参照《关于印发<地下水环境状况调查评价工作指南>等 4 项技术文件的通知》（环办土壤函〔2019〕770 号）附录 C 地下水模型参数 表 C.11，观测尺度在 3500m 左右，其纵向弥散度大约在 7~500m 之间，本项目所取纵向弥散度位于范围值区间，取值合理。

图 5.3-1 纵向弥散度与观测尺度之间的关系图

纵向弥散系数 DL 为纵向弥散度与地下水流速的乘积， $DL=\alpha \cdot u$ ，约 103.94 m<sup>2</sup>/d。结合项目区现场调查情况进行调整校验，各项水文地质参数取值见下表。

表 5.3-1 预测参数取值表

### 5.3.1.2.6 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，本次评价考虑各预测因子的背景值，以污染物进入地下水环境中相对浓度作为预测分析结果，将污染物大于等于地下水或地表水三类水质量标准做超标分析，将污染物大于等于各类污染物的检出限或背景值做影响分析，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或背景值时表明污染物对地下水环境产生了影响。

表 5.3-2 评价标准一览表

类别	COD	氯化物	石油类
环境质量标准（mg/L）	20	250	0.05
检出限（mg/L）	4	5.40*（背景值）	0.01

注：上述标准参照《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中Ⅲ类水标准，COD、石油类执行《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）标准。\*表示取地下水现状值的最小值作为背景。

#### （2）预测结果

根据非正常状况废水池池底破裂导致废水等进入含水层的情景假设，运用解析法得出主要污染物（COD、氯化物和石油类）对地下水的影响情况及运移规律的分析结果如下：

表 5.3-3 地下水影响范围一览表

非正常状况，废水中的污染物 COD 会迁移至潜水含水层，影响地下水环

境。预测结果表明：渗漏 100 天时，超标范围为渗漏点下游 0~363m，影响范围为渗漏点下游 0~448m；渗漏 365 天时，超标范围为下游 29~601m，影响范围为下游 0~825m；渗漏 1000 天时，超标范围为下游 310~769m，影响范围为下游 0~1317m。

非正常状况下，废水中的污染物氯化物会迁移至潜水含水层，影响地下水环境。预测结果表明：渗漏 100 天时，超标范围为渗漏点下游 9~308m，影响范围为渗漏点下游 0~511m；渗漏 365 天时，超标范围为下游 200~381m，影响范围为下游 0~969m；渗漏 1000 天时，预测结果均未超标，影响范围为下游 0~1594m。

非正常状况下，废水中的污染物石油类会迁移至潜水含水层，影响地下水环境。预测结果表明：渗漏 100 天时，超标范围为渗漏点下游 0~427m，影响范围为渗漏点下游 0~500m；渗漏 365 天时，超标范围为下游 0~773m，影响范围为下游 0~945m；渗漏 1000 天时，超标范围为下游 0~1209m，影响范围为下游 0~1549m。

#### 5.3.1.2.7 对浅层含水层影响分析

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

#### 5.3.1.2.8 对分散式水源井的影响分析

施工期间，建设单位应严格按照执行浅层采取清水钻井工艺，采取套管封隔地层，井场按照分区防渗要求进行防渗。施工期间应加强对周边泉点的巡视和水质监测，在发现居民供水泉点受影响时，建设单位应积极采取补救供水措施，利用供水车给受影响居民供应饮用水或采取其他供水措施，解决居民的生活饮用水问题，直至饮用水泉点水质恢复为止。

### 5.3.2 运营期地下水环境影响预测与评价

#### 5.3.2.1 正常状况下地下水环境影响分析

运营期，采出水定期运输至南川区块采出水处理站处理达标后排放，在严

格落实分区防渗等污染防治措施情况下，对周边地下水环境影响小。废润滑油暂存点设置围堰，且地面铺设防渗膜，废润滑油泄漏可有效收集至围堰内，不会继续下渗至地下水中，对外环境影响小。

### 5.3.2.2 运营期非正常状况下地下水环境影响预测及评价

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

运营期，集气站可能出现工艺设备因系统老化、腐蚀等原因不能正常运行，污染风险源主要集中在水池泄漏，其中水池泄漏源强及预测结果与施工期较类似。本次评价不再重复预测

### 5.3.3 退役期地下水环境影响分析

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

## 5.4 大气环境影响预测与评价

### 5.4.1 施工期大气环境影响分析

#### 5.4.1.1 施工扬尘

钻前工程、油气集输工程施工，施工材料主要靠汽车运输、装卸等工序产生的扬尘。这些扬尘粒径在 3-80 $\mu\text{m}$  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 $\text{mg}/\text{m}^3$ ，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，并随着施工的开始而结束。

#### 5.4.1.2 燃油废气

根据调查平台所在区域电网情况较好钻井动力可接入网电，本次储层改造优先采用电驱压裂机组。因此，本项目仅停电情况下启用备用柴油发电机发电。使用备用柴油发电机为钻井供电时，柴油机运行会产生柴油燃烧废气，其主要污染物  $\text{NO}_x$ 、 $\text{SO}_2$  和颗粒物，根据同类型作业情况，其浓度分别为 25、77 和 100  $\text{mg}/\text{m}^3$ ，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。

#### 5.4.1.3 施工机具尾气

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

#### 5.4.1.4 测试放喷废气

压裂完成后对目的层进行测试放喷定产，产生页岩气燃烧废气，测试放喷在放喷池内进行，经排气筒高度为 1m 的对空短火焰燃烧器点火燃烧后排放，污染物主要为 SO<sub>2</sub>、NO<sub>x</sub>、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。

#### 5.4.1.5 前置酸配制产生盐酸雾

盐酸储罐内先加入适量水，然后将 31% 盐酸泵入储罐，稀释至 15% 盐酸，酸罐呼吸孔排放的少量盐酸雾引至水中吸收。盐酸雾极易溶于水，经水吸收后排入环境的量极少。加上盐酸浓度较低，现场储存量不大，使用工期短，因此盐酸雾对环境的影响很小。

### 5.4.2 运营期大气环境影响分析

#### 5.4.2.1 正常工况

正常工况下，本项目无废气产生。

#### 5.4.2.2 非正常工况下

集气站管线在超压时会产生放空废气，放空废气发生的频率为 2-3 次/年，根据建设单位提供的气体成分，气体以甲烷为主，硫化氢含量低，但废气量较小，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。

#### 5.4.3 退役期大气环境影响分析

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

### 5.5 声环境影响预测与评价

## 5.5.1 施工期声环境影响预测与评价

### 5.5.1.1 钻井工程

本项目采用网电供电，柴油发电机为备用电源。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），采取措施后声噪声源特性见表 5.5-1。

**表 5.5-1 采取噪声防治措施后单钻机的噪声源强 单位：dB（A）**

主要噪声设备与场界关系详见表 5.5-2。

**表 5.5-2 各噪声设备与厂界位置关系表 单位：m**

#### （2）噪声预测方法及模式

##### ① 预测方法

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

##### ② 预测模式

本次将钻机及其配套设施噪声源作为点源，分别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。

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

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

式中：

$L_p(r)$  ——距声源 r 处的 A 声级，dB（A）；

$L_p(r_0)$  ——参考位置  $r_0$  处的 A 声级，dB（A）；

$A_{div}$  ——声波几何发散引起的 A 声级衰减量，dB（A）；

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

$A_{gr}$  ——空气吸收引起的 A 声级衰减量，dB（A）；

$A_{bar}$  ——声屏障引起的倍频带衰减，dB（A）；

$A_{misc}$  ——其他多方面效应引起的倍频带衰减，dB（A）；

A<sub>atm</sub>——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<sub>atm</sub>、A<sub>gr</sub> 和 A<sub>misc</sub>。主要考虑距离衰减和声屏障引起的噪声衰减。

噪声贡献值计算公式如下：

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

式中：

L<sub>eqg</sub>—建设项目在预测点的等效声级贡献值，dB；

L<sub>Ai</sub>—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<sub>i</sub>—i 声源在 T 时段内的运行时间，s。

声预测点的贡献值和背景值按能量叠加方法计算得到的声级，公式为：

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

式中：

L<sub>eq</sub>—预测点的噪声预测值，dB；

L<sub>eqg</sub>—建设项目声源在预测点产生的噪声贡献值，dB；

L<sub>eqb</sub>—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 5.5-3。

**表 5.5-3 钻井工程场界噪声预测结果单位：dB（A）**

根据预测，在网电供电时，DP13 平台昼间场界噪声满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011），夜间，除北场界外，其余场界噪声超标，超标 2.1~13.1dB（A）；在柴油发电机供电时，昼间，除东、西场界外，其余场界噪声满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011），夜间，各场界噪声超标，超标 6.7~15.6dB（A）

平台所采用的设备均符合国家产品标准，由于钻井作业为野外露天作业，在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一定的安

全隐患，本次通过优化井口布置，将钻井设备及高噪声源设备布置在井场中部，优先采用网电进行钻井，可有效降低噪声对周边居民的影响。

### ②保护目标影响预测分析

结合噪声预测达标范围，本次对井场外扩 200m 范围内的居民点进行预测，同时施工期间井口 100m 范围内居民需要进行临时置换，本次不对井口 100m 范围内的居民进行预测。本次选取各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 5.5-4 和表 5.5-5。

**表 5.5-4 柴油供电条件周边保护目标噪声预测表 单位：dB（A）**

**表 5.5-5 网电供电条件周边保护目标噪声预测表 单位：dB（A）**

由预测结果可知：在网电供电条件下，昼间，周边居民点噪声能满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）2 类标准；夜间，除 13-3#、13-11#居民点外，其余居民点夜间噪声能满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）2 类标准；采用柴油供电时周边居民点噪声影响远高于网电供电。

建设单位应在钻井期间对现场实测噪声超标的居民采取临时撤离措施或宣传讲解的措施，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。

#### 5.5.1.2 储层改造工程

压裂施工作业和测试放喷根据试气计划依次开展。

电驱压裂机组噪声为 80dB(A)，12 台压裂机组叠加后源强为 90.8dB(A)，仅在昼间施工；测试放喷时产生的高压气流噪声为 100dB(A)，昼夜连续测试。

评价采用《环境影响评价技术导则声环境》（HJ2.4-2021）中的点声源几何发散衰减模式进行预测，预测结果见表 5.5-6。

**表 5.5-6 压裂、放喷噪声影响范围预测结果单位：dB（A）**

本项目单井压裂施工时间约 10d，在昼间进行，昼间距离压裂设备 40m 处能够满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类标准，压裂设备位于井场内，井场周边 40m 范围的居民点将会受到影响。

单井测试放喷时间不超过 10d，昼夜连续排放，昼间距离放喷池 100m 处能满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类标准，夜间距离放喷池约

320m 处能够满足 2 类标准，放喷池周边 320m 范围内的有居民点将受到测试放喷噪声影响，放喷是临时的，放喷结束后可恢复至原有水平。

工程建设通过合理的施工安排和对受影响居民采取功能置换措施（具体功能置换范围根据施工过程中监测超标情况确定），施工噪声对居民影响可以得到控制。施工噪声将随施工的开始而消失。

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，物料运输车辆途径居民点时减速慢行，禁止鸣笛等措施后，项目交通噪声对道路两边居民影响可以得到控制。

### 5.5.1.3 油气集输工程

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

利用距离传播衰减模式预测分析施工机械噪声的影响范围，并采用《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）进行达标分析。

本项目仅白天施工，夜间不施工。利用上述模式预测距离施工机械不同距离处的噪声贡献值，预测结果见表 5.5-7。根据预测结果，在距离施工机械约 50m 处噪声级即低于 70 dB（A），即施工区边界外 50m 处可满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）。

**表 5.5-7 主要施工机械在不同距离的噪声值 单位：dB（A）**

### 5.5.2 运营期声环境影响预测与评价

本项目运营期主要是压缩机、分离器运行时产生的噪声。本次综合考虑项目建成后站内所有设备对厂界和周边保护目标的影响。

#### 5.5.2.1 厂界噪声预测分析

站场内的压缩机，采取隔声罩、基础减振等措施后，噪声约 70dB（A）。集气站声源空间相对位置及源强特性见表 5.5-8，主要噪声设备与场界关系详见表 5.5-9。

**表 5.5-8 采取噪声防治措施后的噪声源强 单位：dB（A）**

**表 5.5-9 运营期站场噪声源与厂界关系 单位：m**

(2) 噪声预测方法及模式

噪声预测方法及模式建 5.5.1 节，本章节不在赘述。

(3) 预测结果分析

①场界噪声预测分析

运营期间，厂界昼夜间噪声预测结果见表 5.5-10。

**表 5.5-10 运营期各场界噪声预测结果 单位：dB（A）**

由预测结果可知，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。

### 5.5.2.2 保护目标影响预测分析

结合噪声预测达标范围，本次对站场外扩 200m 范围内的居民点进行预测。本次选取站场周边居民点环境质量噪声最大值作为噪声背景值进行预测，预测结果见表 5.5-11。

**表 5.5-11 运营期站场周边保护目标噪声预测表 单位：dB（A）**

根据预测，运营期间各保护目标噪声均满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）2 类标准，项目建设前后评价范围内声环境保护目标噪声级增量约 0~0.8dB(A)。

③放空噪声影响分析

放空噪声可近似视为点声源处理，预测结果见表 5.5-12。

**表 5.5-12 放空噪声预测结果 单位：dB（A）**

由上表可知，放空立管噪声影响范围约 177m，放空立管周边 177m 外的昼间噪声便可达《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，检修前对周边居民做好沟通工作，放空噪声对周边保护目标声环境影响较小。

综上，运营期站场设备噪声对外环境及周边保护目标的影响较小。

### 5.5.3 退役期声环境影响分析

采气结束后，气井进行封井，站场无噪声源，噪声可恢复至原有水平。

## 5.6 固体废物环境影响分析

### 5.6.1 施工期固体废物环境影响分析

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

#### 5.6.1.1 普通钻井岩屑

普通钻井岩屑包括清水岩屑和水基岩屑，清水岩屑产生量约 2960m<sup>3</sup>，水基岩屑产生量约 2144m<sup>3</sup>。根据《危险废物排除管理清单》（2021 年版），清水岩屑、水基岩屑不属于危险废物。清水岩屑主要作为井场铺垫或修建井间道路使用，水基岩屑经不落地系统收集后，外运用于资源化利用。

#### 5.6.1.2 油基岩屑

##### （1）油基岩屑处理方案

本项目油基岩屑产生量约 1186t，交由有危险废物处置资质的单位进行处置。

##### （2）油基岩屑的暂存

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

#### 5.6.1.3 废防渗材料

本项目钻井、压裂结束后对场地进行清理，拆除防渗区域设置的防渗材料，预计产生沾染废油的废防渗材料约 0.7t，主要含废矿物油，拆除的沾染废油的废防渗材料直接应交由有危废处置资质的单位进行转运处置，不在站场内暂存。

#### 5.6.1.4 废油

钻井过程中废油的主要来源有：a、机械（泥浆泵、转盘、链条等）润滑废油。b、钻井设备清洗与保养、泥浆循环罐掏罐产生的废油，如更换柴油机零部件和清洗钻具、套管等。本项目废油产生总量约 7.0t，由中石化重庆页岩气有限公司回收利用或交由有资质的单位回收。

#### 5.6.1.5 废包装材料

本项目预计产生废包装材料 5600 个，由厂家或有资质的单位回收。

### 5.6.1.6 絮凝沉淀污泥

本项目预计产生污泥约 8m<sup>3</sup>，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。

### 5.6.1.7 生活垃圾

本项目生活垃圾产生量共计 16.45t，在平台定点收集后，由环卫部门统一清运处置。

## 5.6.2 运营期固体废物环境影响分析

集气站无人值守，无生活垃圾产生，运营期固体废物主要为废砂石和废润滑油。

废润滑油预计产生量约 0.02t/a，交由有危险废物处置资质的单位处置。

除砂时将产生少量的废砂石，主要成分为二氧化硅，废砂石附着于除砂器内件由厂家更换内件时回收处置或交一般工业固废填埋场处置。

## 5.6.3 退役期固体废物环境影响分析

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

## 5.7 土壤环境影响预测与评价

### 5.7.1 土壤环境影响类型及途径

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

本项目对土壤环境的影响主要为废水下渗影响，环境影响类型与影响途径见表 5.7-1，影响因子见表 5.7-2。

表 5.7-1 项目土壤环境影响类型与影响途径表

表 5.7-2 建设项目土壤环境影响源及影响因子识别

### 5.7.2 施工期土壤环境影响分析

#### (1) 施工废弃物对土壤环境的影响

项目施工的产生的泥浆若落入土地，有可能把固体废弃物残留于土壤之中。这些固体废物一般都比较难于分解，影响环境景观和作物生长，若埋于土壤中

则会对作物根系的生长和发育造成影响。

## （2）事故状态下对土壤的影响

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

### 5.7.3 运营期土壤环境影响预测与评价

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

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

根据焦页 210 平台验收监测数据，平台内各监测点均满足《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地的筛选值要求，建设单位在采取措施下未对土壤造成显著影响。

**表 5.7-3 平台土壤验收监测数据 单位：mg/kg**

本项目采取措施与焦页 210 平台一致，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。

### 5.7.4 退役期土壤环境影响分析

当不具备商业开采价值时或停止采气后将按照《废弃井封井回填技术指南

（试行）》相关规定采取封井作业。废弃井封井回填工作流程包括废弃井判定、环境风险评估、封井回填与验收等步骤。本项目在采取相关措施后，对土壤环境的影响较小。

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

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

## 5.8 环境风险评价

### 5.8.1 评价依据

#### 5.8.1.1 风险调查

##### 5.8.1.1.1 危险物质识别

###### （1）施工期

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

###### 1) 原辅材料

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

清水钻井液成分为清水，不具有易燃易爆、有毒有害等特性。

水基钻井液以粘土(主要用膨润土)、水作为基础配浆材料，加入各种有机和无机材料形成的多种成分和相态共存的悬浮液，主要添加成分有聚丙烯酰胺钾盐、沥青 LF-TEX-1、80A51、氯化钠、羧甲基纤维素(CMC)、硅腐植酸钾、磺化沥青钠盐、烧碱、纯碱等化学品。膨润土的主要成分是蒙脱石。钻井液中影响环境的主要成分是有有机物类、无机盐类、烧碱等配浆和加重材料中的杂质，目前采用的水基泥浆钻井液属无毒无害物质，呈碱性，不具有易燃易爆、有毒有害等特性。

油基钻井液以 0 号柴油、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。

储层改造阶段先采用电驱压裂机组，柴油压裂机组备用，当采用柴油压裂机组时，废气主要为柴油燃烧废气，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2000mg/L，不属于《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ 169-2018)重点关注的危险物质。

### (2) 运营期

#### 1) 原辅材料

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

#### 2) 燃料

运营期，站场内采用电能。

#### 3) 产品

本项目产品为页岩气，主要成分为甲烷，属于危险物质。

#### 4) 污染物

##### ①废气

正常工况下无废气排放，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 5.8-1-表 5.8-5。

**表 5.8-1 柴油的危险特性**

**表 5.8-2 天然气主要成分 CH<sub>4</sub> 物理化学特性表**

**表 5.8-3 H<sub>2</sub>S 物理化学特性表**

**表 5.8-4 SO<sub>2</sub> 物理化学特性表**

**表 5.8-5 盐酸物理化学特性表**

### 5.8.1.2 危险物质数量及分布

#### (1) 施工期

施工期间，钻井工程阶段井场采用标准化布置，每个施工队配制 300m<sup>3</sup> 油基钻井液，设置 2 个柴油罐，柴油最大存储量为 15t，废油暂存量约 1.6t，油基岩屑暂存量约 24t。储层改造阶段，每个井场配制 15 配制 2 个柴油罐，柴油最大存储量为 15t，废油暂存量约 1.6t，则施工期间，各井场危险物质及分布见表 5.8-6。

**表 5.8-6 施工期间各阶段危险物质及分布情况一览表**

#### (2) 运营期

运营期间，站场内的危险物质主要分布在采气管线内和集输设备内。考虑到采气管线容积小，暂存量较小，不会影响环境风险评价工作等级判定，本次重点计算扩建后站场集输设备的总在线量。本次计算以设计压力为 6.3Mpa，温度为 20℃为条件进行计算。根据甲烷物性参数计算，在该条件下，甲烷密度为 46.55kg/m<sup>3</sup>，则站场甲烷在线量情况见表 5.8-7。

**表 5.8-7 运营期间危险物质数量计算一览表**

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ/T169-2018）及安全技术说明书，对上述物质进行危险物质识别，本项目不同时序下涉及的危险物质及数量分布情况见表 5.8-8。

**表 5.8-8 运营期间危险物质数量及分布一览表**

序号	平台或站场	危险物质	最大暂存量 t	暂存位置
1	DP13	甲烷	0.35	设备
		废油	0.02	废润滑油暂存间

### 5.8.1.3 风险潜势初判

#### 5.8.1.3.1 危险物质及工艺系统危险性的确定

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

##### （1）危险物质数量与临界量比值（Q）

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

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

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

式中：q<sub>1</sub>, q<sub>2</sub>, ..., q<sub>n</sub>-每种危险物质的最大存在总量，t；

Q<sub>1</sub>, Q<sub>2</sub>, ..., Q<sub>n</sub>-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设备内甲烷。Q 值情况见表 5.8-9、表 5.8-10。

**表 5.8-9 施工期建设项目 Q 值确定表****表 5.8-10 运营期建设项目 Q 值确定表**

##### （2）环境风险潜势判断

根据表 5.8-9、表 5.8-10，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。

#### 5.8.1.4 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。

#### 5.8.2 环境敏感目标概况

本项目平台位于农村区域，本次重点关注各平台井场 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 5.8-11 建设项目环境风险敏感特征表

#### 5.8.3 环境风险识别

##### 5.8.3.1 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 5.8-12 物质危险性

##### 5.8.3.2 生产系统危险性识别

###### 5.8.3.2.1 施工期潜在危险性因素识别

###### （1）钻井作业危险性因素识别

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

###### （2）钻井辅助设施环境风险识别

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

###### （3）地下水井涌或漏失对环境的影响

钻井过程中，钻遇含水地层时，易发生承压地下水涌出地表，从而发生地

下水及钻井液污染地表水体的情况发生。

钻遇大型溶洞和地下暗河时，可能导致地下水漏失，导致地下水水位下降。

#### （4）危险物质转运事故对环境的影响

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

### 5.8.3.2.2 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。

### 5.8.3.2.3 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。

### 5.8.3.3 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 5.8-13 环境风险识别表

## 5.8.4 环境风险分析及应急要求

### 5.8.4.1 施工期环境风险分析及应急要求

#### 5.8.4.1.1 井喷失控

##### （1）风险源、途径、环境敏感目标

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

##### （2）风险防范措施

###### ①相关制度

按照《石油天然气钻井井控技术规范》（GB/T 31033-2014）和《中国石化井控管理规定》（中国石化油〔2015〕374号）的要求，执行井控相关管理制度，即：井控分级管理制度，井控工作责任制度，井控工作检查制度，井控工作例会制度，井控持证上岗制度，井控和H<sub>2</sub>S防护演习制度，井控设备管理制度，井控装置现场安装、调试与维护制度，开钻（开工）检查验收制度，钻（射）开油气层审批（确认）制度，干部带班值班制度，坐岗观察制度，井喷应急管理制度，井喷事故管理制度。

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

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

###### ②井控设备

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

###### ③应急设备

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

按《含硫油气井安全钻井推荐作法》（SY/T 6559-2005）的规定配备硫化氢监测仪器和防护器具。每人配备1套正压式空气呼吸器（且留有备用）和便携式

硫化氢检测仪，井场安装固定式硫化氢检测仪传感器，可燃气体检测仪、正压式空气呼吸器、便携式应急照明灯具、防火服、半封闭式防毒口罩等。施工人员应按产品说明书检查和保养硫化氢监测仪器、防护器具，保证其处于良好的备用状态；建立使用台账，按时送往具有资质的检验单位检验。

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

#### ④应急演练

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

### （3）应急要求

①井喷失控时，应立即停车、停炉、断电、断掉一切火源。

②井口点火，根据《含硫化氢天然气井失控井口点火时间规定》（AQ2016-2008），事故状态下应在 15min 内启动点火程序实施点火。井场内同时配备自动、手动和高压高能电子点火三套独立点火系统，可有效确保按要求在井喷失控后 5min 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有毒有害气体含量，划分安全范围，撤离危险区人员。撤离路线应根据钻井井场风向标，沿发生事故时的上风方向进行撤离。通过高音喇叭、广播、电话及时通知周边各户居民，保证全部及时通知撤离。可通过广播系统和电话系统通知，应通过协调村委会通过电话通知，设立 1 个联络点。指定 5 人负责通知周边居民。

#### 5.8.4.1.2 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，对周边居民也造成影响。

### （2）风险防范措施

盐酸罐区设置防渗、防腐防渗膜，周边设置围堤，围堤容积不小于单个罐容积。

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

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

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

### （3）应急要求

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

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

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

#### 5.8.4.1.4 池体破损或外溢

##### （1）风险源、途径、环境敏感目标

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

##### （2）风险防范措施

为防止水池垮塌，清废水池、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《石油化工工程防渗技术规范》（GB/T50934-2013）等相关要求规定对池体进行防渗处理。

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

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

##### （3）应急要求

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

#### 5.8.4.1.5 地下水井涌

##### （1）风险源、途径、环境敏感目标

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

##### （2）风险防范措施

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

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

##### （3）应急要求

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

#### 5.8.4.1.6 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，采用高密度电法勘查地下 100m 内暗河、溶洞分布情况进行水文勘探，避免勘探开发过程中污染地下水。

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

下水的影响。

(3) 应急要求

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

**5.8.4.1.7 转运事故**

(1) 风险源、途径、环境敏感目标

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

(2) 风险防范措施

柴油、废水、油基岩屑等的拉运车辆均采用特种车辆拉运，且外委具有相应资质的单位进行运输。运输单位应当根据物品危险特性采取相应的安全防护措施，并配备必要的防溢、防漏、防晒等防护用品和应急救援器材，途经村镇、地表水体时，应减速慢行，观察并安全通过。

(3) 应急要求

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

**5.8.4.2 运营期环境风险分析及应急要求**

**5.8.4.2.1 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。按要求配制灭火器材，扑灭初期火灾。

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

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

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

在场站的主出入口和逃生门外分别设置有火灾手动报警按钮和声光报警器，当现场操作人员发现有火灾等紧急情况发生时，迅速逃离装置区并按下手动报警按钮触发井场安全连锁，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，定期鉴定和正确使用。

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

### （3）应急要求

当站场出现设备、设施故障引起天然气泄漏时，应立即关闭进站阀和出站阀，关闭站内一切火种，采用自动或手动方式放空站内气体，用便携式可燃气体报警仪监测天然气浓度，确定泄漏点，并设置警戒区。按照相关作业规范对

泄漏处进行维修，修复完后进行试压和安装，验收合格后恢复采气流程。若发生火灾则立即启动应急预案，开展救援工作。

#### 5.8.4.2.2 采出水泄漏

##### （1）风险源、途径、环境敏感目标

腐蚀穿孔是导致管线泄漏的最主要原因，当采出水管线刺漏时，废水泄漏可能造成土壤或地下水污染。

##### （2）风险防范措施

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，通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

若发生泄漏应立即关闭污水管线阀门，减小泄漏量；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，应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。

#### 5.8.5 环境风险应急预案

中石化重庆页岩气有限公司已编制了《中石化重庆页岩气有限公司南川区块页岩气勘探开发项目突发环境事件应急预案》和《中石化重庆页岩气有限公

司南川区块页岩气勘探开发项目突发环境事件风险评估报告》，并已在南川区生态环境局完成备案。

该应急预案适用于中石化重庆页岩气有限公司南川管辖区域内页岩气开发项目的突发环境事件的处置。因此，本项目可依托该应急预案进行事故救援。环境风险评估报告备案号：5001192023060002；应急预案备案号：500119-2023-005-MT。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。

本项目不新增环境风险类型，新增危险物质量较小，周边敏感性未发生变化，不会导致企业风险等级变化，因此本次评价不再单独制定突发环境事件应急预案，但企业应严格按照经过备案的环境风险应急预案中的要求执行。

中石化重庆页岩气有限公司、下属基层单位及承包商均制定了突发环境事件应急预案，内部应急预案体系见图 5.8-1。

### 图 5.8-1 内部应急预案体系

同时，预案与南川区突发环境事件应急预案、重庆市突发环境事件应急预案相衔接，外部应急关系见图 5.8-2。

### 图 5.8-2 企业外部应急关系图

根据《中石化重庆页岩气有限公司南川区块页岩气勘探开发项目突发环境事件应急预案》：环境污染事故应急指挥部办公室要按照公司总体安排，组织进行应急预案的演练。要通过演练，发现应急工作体系和工作机制存在的问题，不断完善应急预案，提高突发环境事件的应急处置能力，应明确突发环境污染应急预案的演习和训练的内容、范围、频次和组织等内容。

**演练准备：**演习前应做好充分的准备，编制演习方案，制定演习规则，准备好演习道具，明确演习相关责任人及队伍，演练要从实战角度出发，深入发动和依靠全体员工，普及相关知识和技能，切实提高应急救援能力。

**演练范围与频次：**在整个公司范围内或者重点防范单元每年至少进行一次环境污染事故的应急预案演习。

**演练内容：**包括但不限于井喷事故、H<sub>2</sub>S 泄漏事故、废水池泄漏事故、盐

酸泄漏事故、柴油泄漏事故等。

演习组织：演习由环境保护工作部门牵头组织，公司领导及全体员工或者部分员工参与观摩。

应急演习的评价、总结与追踪：演习结束后及时做好本次演习的评价和总结，在肯定演习取得的成绩的同时，改进此次演习存在的不足之处。具体如下：

（1）演练方案制定的合理性；

（2）应急预案以及应急响应程序内容是否完善，是否与演练结果有冲突之处，是否有需要修订之处；

（3）应急预案相关参加人员素质是否能满足应急响应的要求，是否需要进一步培训；

（4）应急响应资源能否满足，如通讯器材、报警设施、消防器具等是否需要添置或更新。

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

本项目不新增新的风险物质，可依托现有突发环境事件风险应急预案进行防线防控。通过将应急预案进行分解，明确各岗位人员的责任，将应急任务明确到人，确保应急事故处置的时效性和有效性；同时对钻井工程施工作业应急进行分类，明确各级别应急预案的响应范围，便于事故的有效控制；同时对各类应急事故编制详细的应急处置程序，应急监测、抢险、救援、疏散及消除、减缓、控制技术方法和设施，确保应急处置的及时有效。

#### **5.8.6 风险评价结论**

综上所述，本项目风险事故发生概率低，但事故发生对环境的影响重大，工程主管部门通过完善井控、防火、防爆安全以及硫化氢安全防护等措施，尤其是井喷失控后按《含硫化氢天然气井失控井口点火时间规定》（AQ2016-2008）

15min 内点火、撤离居民等关键措施，建设单位在建设过程中应落实项目提出的风险对策措施，当发生风险事故时立即启动事故应急预案，能确保事故不扩大，不会对周边环境造成较大危害。在采取完善的环境风险防范措施下，本项目环境风险可防控。

**表 5.8-14 建设项目环境风险简单分析内容表**

## 6 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。

### 6.1 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级页岩气示范区，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。

### 6.2 建设项目碳排放分析

#### 6.2.1 碳排放影响因素分析

##### 6.2.1.1 核算边界

根据《重庆市企业温室气体排放核算方法与报告指南—石油和天然气生产行业》，本次核算边界包括主要生产系统和辅助生产系统，不包括附属生产系

统，也不包括建设、改造产生的排放和生活源排放（如企业内宿舍、学校、文化娱乐、医疗保健、商业服务等）。

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

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

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

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

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

（5）甲烷回收利用量，主要指企业通过节能减排技术回收工艺放空废气流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 6.2-1 石油天然气行业温室气体排放源及气体种类

#### 6.2.1.2 排放源

本项目施工期相对较短，且采用网电进行施工，碳排放量较小，本次重点核算运营期的碳排放。本项目运营期涉及的碳排放源包括 3 个部分，工艺放空排放、甲烷逃逸排放、消耗的电力对应的二氧化碳排放。

①工艺放空排放。集气站设置放空立管，在非正常工况或事故情况下，需

要进行放空，将站场内甲烷直接排放进行大气环境。

②甲烷逃逸排放。集气站内各设备、阀室由于泄漏产生的无组织甲烷排放。

③消耗的电力对应的二氧化碳排放。集气站内运营需要消耗一定的电力。

## 6.2.2 碳源强核算

### 6.2.2.1 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（其中非二氧化碳气体应按全球增温潜势，即 GWP 值，折算成二氧化碳当量），减去企业的甲烷回收利用量（本次不考虑甲烷回收利用量），再加上企业消耗电力和热力对应的二氧化碳排放量，则计算公式见公式 1：

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

式中：

$E_{GHG}$ ——温室气体排放总量，单位为吨二氧化碳当量（tCO<sub>2</sub>e）；

$E_{CO_2-燃烧}$ ——化石燃料燃烧的排放量，单位为吨二氧化碳（tCO<sub>2</sub>）；

$E_{GHG-火炬}$ ——火炬燃烧产生的二氧化碳排放，单位为吨二氧化碳（tCO<sub>2</sub>）；

$E_{CH_4-工艺}$ ——企业各业务类型的工艺放空排放，单位为吨甲烷（tCH<sub>4</sub>）；

$E_{CH_4-逃逸}$ ——企业各业务类型的设备逃逸排放，单位为吨甲烷（tCH<sub>4</sub>）；

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（tCO<sub>2</sub>）；

#### （2）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，包括的井口装置、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  $CH_4$  排放因子，单位为吨  $CH_4/(年 \cdot 个)$ 。

### 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（ $10^8 Nm^3$ ）；

$EF_{CH_4-处理放空}$  —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/ $10^8 Nm^3$ ）。

### ③天然气储运

油气储运环节的工艺放空排放主要源于管线（逆止阀）的放空活动，工艺放空排放因子进行计算：

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

式中：

$E_{CH_4-气输放空}$  为天然气输送环节产生的工艺放空排放量，单位为吨甲烷（tCH4）；

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

$Num_j$  为第  $j$  个油气输送设施的数量，单位为个；

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

### （3）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（tCH<sub>4</sub>）；

$j$ —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（tCH<sub>4</sub>/（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（tCH<sub>4</sub>）；

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

$EF_{CH_4-气处理逃逸}$ —单位天然气处理量的甲烷逃逸排放因子，单位为吨甲烷每亿标准立方米天然气（tCH<sub>4</sub>/10<sup>8</sup>Nm<sup>3</sup>天然气）

### ③天然气储运

天然气输送环节的逃逸排放主要来源于阀门、压气站/增压站、计量站/分输站、管线（逆止阀）等设施的泄漏，可以根据各设施的数量及不同设施的甲烷逃逸排放因子进行计算。

$$E_{CH_4-气输逃逸} = \sum_j (Num_j \times EF_j) \quad (\text{公式 10})$$

$E_{CH_4-气输逃逸}$ —天然气输送过程甲烷逃逸排放，单位为吨甲烷（tCH<sub>4</sub>）；

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

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

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

#### （4）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（ $t CO_2/MWh$ ）；

### 6.2.2.2 计算系数

#### （1）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  $19.7t/10^4Nm^3$ 。

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

GWPC $CH_4$  甲烷的全球变暖趋势：取《IPCC 第四次评估报告》推荐值 25。

#### （2）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  $0tCH_4/(a \cdot 个)$ 、集气站  $23.60 tCH_4/(a \cdot 个)$ 。

天然气处理放空  $CH_4$  排放因子：取《核算方法》推荐值  $13.83 tCH_4/10^8Nm^3$ 。

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)  $5.49 (吨/年 \cdot 个)$ 。

#### （3）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

2.5t CH<sub>4</sub>/(a·个)、集气站 27.9 tCH<sub>4</sub>/(a·个)。

天然气处理逃逸 CH<sub>4</sub> 排放因子：取《核算方法》推荐值 40.34 tCH<sub>4</sub>/108 Nm<sup>3</sup>。

天然气处理逃逸 CH<sub>4</sub> 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

电力排放因子取值为 0.581tCO<sub>2</sub>/MWh。

### 6.2.2.3 碳排放核算

本项目共 8 口井生产井, 涉及 1 个集气站, 本项目碳排放量见表 6.2-1~6.2-3。

表 6.2-1 工艺放空排放量计算表

表 6.2-2 甲烷逃逸排放量计算表

表 6.2-3 电力消耗碳排放量计算表

综上, 本项目碳排放总量见表 6.2-4。

表 6.2-4 扩建后碳排放量计算表 单位 t CO<sub>2</sub>e

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)×GWPCH<sub>4</sub>；GWPCH<sub>4</sub>采用 IPCC 第四次评估报告中的推荐值，GWPCH<sub>4</sub>取 25。

综上, 本项目碳排放总量为 4968.76t CO<sub>2</sub>。

### 6.2.3 碳排放绩效水平核算

本次扩建后碳排放开采系数为：0.105tCO<sub>2</sub>e/吨油气，相较于国内同类型项目碳排放开采系数，本方案碳排放水平较低。

## 6.3 减污降碳措施

### 6.3.1 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，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噪协同增效。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

本项目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，大大减小二氧化碳排放。

### 6.3.2 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 4968.76t CO<sub>2</sub>/年，碳排放开采系数为：0.105t CO<sub>2</sub>e/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，建设单位可进一步碳排放强度。

## 7 环境保护措施及其可行性论证

### 7.1 施工期污染防治措施可行性论证

#### 7.1.1 地表水污染防治措施分析论证

##### 7.1.1.1 钻前工程

钻前工程施工人员租住附近民房，不设施工营地，施工人员生活污水利用周边居民现有旱厕收集后农用。

##### 7.1.1.2 钻井工程

该施工阶段废水包括剩余水基钻井液、雨水、生活污水。

###### (1) 剩余钻井液

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

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

图 7.1-1 本项目钻井过程中钻井液循环方式

###### (2) 场地雨水

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

###### (3) 生活污水

井场及生活区各设置 1 个环保厕所，施工人员生活污水经环保厕所收集后交由第三方环保公司处置。

##### 7.1.1.3 储层改造工程

该施工阶段废水包括雨水、生活污水、洗井废水和压裂返排液，其中，雨

水及生活污水的处置方式与钻井阶段一致。

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

#### （1）废水暂存

根据施工计划，页岩气井分开进行压裂，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，回用于下一口井的压裂。本项目单井最大压裂返排液产生量为 4200m<sup>3</sup>，本项目平台废水储存能力为 4300m<sup>3</sup>（水池 1000m<sup>3</sup>+配液罐 1800m<sup>3</sup>+放喷池 500m<sup>3</sup>+软体罐 1000 m<sup>3</sup>），可满足压裂返排液的暂存需求。

#### （2）回用计划

压裂返排液经絮凝沉淀、杀菌，满足压裂回用水质标准要求后，优先回用本平台压裂工序，最后一口井压裂返排液拉运至区块其他平台压裂回用。

根据平台气井的施工计划，本项目页岩气井逐井压裂，一口井压裂完毕后，再进行下一口的压裂，因此，压裂返排液可优先回用于本平台气井，无法回用的情况下，水池暂存后可采用罐车拉运至同时段压裂的平台进行回用。

**表 7.1-1 压裂返排液产生及回用计划表**

当罐体或池体容积空高低于 0.5m 时，施工单位应采取措施控制返排速率，将平台内返排液转运至南川区块已建池体暂存，保证水池保持规定的安全空高，避免废水外溢。根据建设单位提供资料，目前南川区块 194 平台~202 平台已建池体总容积约 3.26 万方，截至 2024 年 3 月，池体已使用 1.98 万方，剩余可存容量约 1.28 万方，可作为临时暂存池对压裂返排液进行调配。

**表 7.1-2 压裂液回用水质要求**

采用“混凝沉淀+杀菌”处理工艺，污水处理工艺流程图见图 7.1-2。

**图 7.1-2 污水处理工艺流程**

需要回用的废水在废水池内进行絮凝沉淀处理，上清液在废水池内添加杀

菌剂除菌。配新水稀释后可满足压裂液使用性能。

本项目压裂返排液处理、转运及回用费用约 24.53 万元。通过上述措施做到废水不外排，消除对地表水环境的影响是可行的。

#### 7.1.1.4 油气集输工程

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

### 7.1.2 地下水污染防治措施可行性论证

#### （1）选址

平台在选址上已避开了区域大断层、地下暗河等不利地质区域，导管、一开、二开直井段采取清水钻井方式；当钻井期间钻井液发生泄漏时可采用清水强钻套管封隔技术、速凝水泥堵漏技术、井口充砂技术、复合堵漏袋、尼龙袋堵漏工具、投入用水溶性壳体组成的堵漏物质等对泄漏位置进行堵塞。

#### （2）防渗分区

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

项目所在区域地下水类型主要为碳酸盐岩裂隙溶洞水，包气带岩性为黏土层和灰岩，包气带防污性能为弱。

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

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

由以上分析，并结合地下水导则及《非常规油气开采污染控制技术规范》（SY/T 7482-2020）要求，钻机基础区域、钻井液循环系统、放喷池、废油暂存区、柴油罐区、油基岩屑收集贮存区、柴油发电机房等涉及含油材料或废物

流转的区域为重点防渗区，除重点防渗区外的井场作业区为一般防渗区。

根据，《非常规油气开采污染控制技术规范》（SY/T 7482-2020），重点防渗区地面按照 GB 18597 的要求，应铺设 150cm 混凝土或 2mm 厚高密度聚乙烯膜、渗透系数不大于  $10^{-10}\text{cm/s}$ ，或采取铺设渗透系统不大于  $10^{-10}\text{cm/s}$ 、至少 2mm 厚的其他人工材料的防渗措施，膜类材料重叠区域应采取热熔或熔焊技术，重叠压覆距离不小于 150mm，确保叠合良好；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。

一般防渗区应按照 GB 18599 的要求，地面采取相当于 1.5m 后黏土层，渗透系统不大于  $10^{-7}\text{cm/s}$  的防渗措施。

**表 7.1-3 本项目井场各构筑物防渗要求一览表**

### （3）应急防控措施

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

通过以上措施可有效预防地下水污染，措施可行。

## 7.1.3 大气污染防治措施可行性论证

### （1）扬尘

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

在装卸材料时应规范作业，文明施工，减少扬尘的产生；

严禁施工现场搅拌混凝土，项目应使用商品混凝土，严禁施工现场搅拌混凝土；

运输车要采取密闭运输，防止撒漏；进出场地口道路应进行硬化，严禁超

载。

#### （2）燃油废气

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

#### （3）施工机具尾气

施工机具尾气中污染物主要有 NO<sub>x</sub>、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。

### 7.1.4 噪声污染防治措施

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

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

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

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

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

## 7.1.5 固体废物污染防治措施

### 7.1.5.1 清水岩屑

本项目清水岩屑产生量约为 3277m<sup>3</sup>，根据《重庆市生态环境局办公室关于加强水泥窑协同处置危险废物和页岩气开采固体废物环境管理服务的通知》（渝环办〔2019〕373 号），“清水钻井岩屑进行固液分离后可用作井场消防砂或铺垫井间道路”。因此，本项目产生的清水屑清水钻井岩屑进行固液分离后可用作井场消防砂或铺垫井间道路。

### 7.1.5.2 水基岩屑

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

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

水基岩屑产生量约 2331m<sup>3</sup>，经岩屑不落地系统收集后，外运用于资源化利用。

目前，建设单位正在招标，将水基岩屑外委给有相关资质并具备完善环保手续的单位（具体单位由建设单位招投标确定）进行处置。

本项目水基岩屑处置费用为 71.59 万元。

### 7.1.5.3 油基岩屑

油基岩屑在振动筛后在危险废物暂存区内采用吨桶收集暂存，井场内油基岩屑的贮存应按照危险废物进行管理。钻井期间产生的油基岩屑转运和处置工作交由有危险废物处置资质的单位进行转运处置。

危险废物的收集、临时储存和转运应满足《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》、《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）、《危险废物收集、贮存、运输技术规范》（HJ2025-2012）、《危险废物转移管理办法》（生态环境部、公安部、交通运输部令第 23 号）等相关要求。同时根据《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》要求，产生、收集、贮存、运输、

利用、处置危险废物的单位，应当依法制定意外事故的防范措施和应急预案，并向所在地生态环境主管部门和其他负有固体废物污染环境防治监督管理职责的部门备案。项目应加强以下措施：

#### A、收集作业

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

②作业区域内应设置危险废物收集专用通道和人员避险通道。

③收集时应配备必要的收集工具和包装物，以及必要的应急监测设备及应急装备。

④危险废物收集应填写记录表，并将记录表作为危险废物管理的重要档案妥善保存。

⑤收集结束后应清理和恢复收集作业区域，确保作业区域环境整洁安全。

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

#### B、危险废物贮存

①危险废物贮存设施应配备通讯设备、照明设施和消防设施。

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

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

#### C、危险废物的运输

本项目危险废物委托外单位运输危险废物的，建设单位应定期对承包商进

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

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

③危险废物公路运输时，运输车辆应按 GB13392 设置车辆标志。

④危险废物运输应遵守危险货物运输管理的相关规定，按照危险废物特性

分类运输。

#### D、危险废物转移

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

本项目油基岩屑处置费用为 198.63 万元。

#### 7.1.5.4 废防渗材料处置

本项目场地清理产生沾染废油的废防渗材料约 0.8t，交有资质单位转运处置。

#### 7.1.5.5 废油

本项目废油产生量约 8.0t，由中石化重庆页岩气有限公司或有资质的单位回收处理。

#### 7.1.5.6 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。

#### 7.1.5.7 絮凝沉淀污泥

压裂返排液絮凝沉淀污外运至一般工业固废处置场处置或资源化利用。

#### 7.1.5.8 生活垃圾处置

井场、生活区各设 1 处垃圾收集点，定期由环卫部门统一清运处置。生活垃圾处理措施可行。本项目施工期生活垃圾处置费用总计约 8 万元。

#### 7.1.5.9 施工废料

集输管线工程施工期产生的施工废料，包括废焊条，以及施工过程中产生的废金属等，经收集后外售回收利用。

#### 7.1.5.10 土石方

工程总挖方 1.48 万 m<sup>3</sup>，总填方 1.48 万 m<sup>3</sup>，土石方平衡，对周边环境影响较小。

### 7.1.6 土壤环境保护措施

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

#### （1）源头控制

主要包括在设备、污水储存处理构筑物采取相应措施，防止和降低污染物

跑、冒、滴、漏，将污染物泄漏的环境风险事故降到最低程度；放喷临时管线地上敷设，做到污染物“早发现、早处理”，减少泄漏而造成的土壤及地下水污染。在水池的工程设计、施工、运行管理等源头方面采取控制措施，施工期间，雨水、压裂返排液及时回用，将泄漏的可能性降到最低限度。

## （2）过程防控

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

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

3）井场采取全覆盖监控，在平台内设置 1 台室外网络高清球型摄像机用于对新建平台的工艺设备区进行监控；设置 1 台室外网络高清枪式摄像机对大门口进出人员情况进行监视；以便预防意外闯入和及时发现险情给予报警及火灾确认等。

### 7.1.7 生态环境保护措施

#### （1）施工期生态环境影响减缓与避免措施

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

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

③制定严格的施工操作规范，建立施工期生态环境监理制度，严禁施工车

辆随意开辟施工便道。

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

## （2）施工迹地恢复

### a、基本农田管控要求

项目施工期间对耕地耕作层土壤剥离，堆放在表土堆场。施工结束后，按照土地复垦要求对井场、道路、放喷池、废水池以外部分全部复垦。项目对基本农田的影响可控。

### b、施工迹地恢复要求

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

### c、临时占地复垦规划

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

## （3）植物多样性及植被保护措施

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

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

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

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

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

#### （4）对陆生野生动物的保护对策

施工期保护措施如下：

##### ①对两栖类、爬行类动物的保护措施

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

b.在施工过程中如发现两栖类动物应停工避让或人工放逐到施工区外。

c.不得人为损伤、捕捉爬行类动物。

##### ②对鸟类与兽类的保护措施

a.合理安排工作时间，尽量避免夜间施工，降低强灯光对附近山体的照射时间。

b.施工过程中使用降噪设备，降低噪声影响范围。

c.利用标牌、指示牌等宣教手段，开展宣传教育工作。

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

e.运输车辆以无鸣笛方式在评价范围运行，减少对鸟类与兽类的干扰。

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

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

#### （5）景观生态体系的保护与减缓措施

为减缓工程建设带来的视觉影响和保持与当地自然景观的协调，建议采取

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

#### （6）对森林生态影响减缓措施及建议

##### ①要采取有效措施预防森林火灾

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

##### ②严格执行环境保护各项政策法规

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

##### ③开展生态监测和管理

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

##### ④临时占地区的合理选择及植被恢复措施

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

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

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

#### （7）开展宣传教育及培训工作

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

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

本项目生态环境保护措施费用共计约 840 万元。

## 7.2 运营期污染防治措施可行性论证

### 7.2.1 地表水污染防治措施

#### （1）运营期废水处置方式

运营期废水主要为采出水，依托南川区块采出水处理站。

#### （2）采出水依托可行性分析

南川区块采出水处理站总处理规模为 1400m<sup>3</sup>/d，目前该处理站实际日处理规模约 1000m<sup>3</sup>/d。采用“均质缓冲池+预曝气+浅层离子高效气浮+预芬顿处理+AOO-MBR+中和反应+斜板沉淀”处理工艺。处理后水质达《污水综合排放标准》（GB8978-1996）一级标准，排放至鱼泉河。

根据《南川区块页岩气采出水处理项目三期扩建工程竣工环境保护验收监测报告表》，废水主要污染物的处理效率分别为 COD 88.1%、BOD5 90.3%、悬浮物 93.4%、氨氮 94.4%、氯化物 24.4%、磷酸盐 94.2%、色度 90.8%、石油类 99.1%、硫化物 99.1%、总有机碳 97.4%，废水处理系统运行效果有效可行。

**表 7.2-1 各污染因子去除效率一览表**

本项目实施后预计新增废水量约 40m<sup>3</sup>/d，总废水量约 1040m<sup>3</sup>/d，小于设计处理规模 1400m<sup>3</sup>/d，该站污水处理规模能满足废水处理需求，处理工艺已

得到充分论证，可有效处理页岩气田采出水，本项目运营期采出水依托其处理可行。

### 7.2.2 地下水污染防治措施

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

#### （1）源头控制

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

#### （2）分区防渗

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

**表 7.2-2 集气站各构筑物防渗要求一览表**

#### （3）跟踪监测

依据地下水导则跟踪监测原则和《地下水环境监测技术规范》的技术要求，对于二级评价建设项目，跟踪监测点数一般不少于 3 个，结合环境管理对监测工作的需要，本项目应选择具有相关资质的监测机构和人员进行监测，监测的指标按国家现行的检测标准进行检测。

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

**表 7.2-3 地下水跟踪监测点一览表**

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

监测频率：每年 1 次，发现有地下水污染现象时需加密采样频次。

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

本项目各阶段按照跟踪监测计划对地下水环境进行跟踪监测后，建设单位

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

#### （4）应急响应

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

图 7.2-1 地下水应急响应

##### ①制定风险应急预案

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

##### ②成立事故应急对策指挥中心

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

##### ③建立事故应急通报网络

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

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

#### 7.2.3 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  $10\text{Nm}^3$ /次，集气站放空废气通过高 15m，内径 0.15m 的放空立管进行排放。

#### 7.2.4 噪声污染防治措施

运营期间，项目分离设备等采用减振、隔声等降噪措施，管道采用柔性连接，同时将压缩机布置在站场中部，采取基础减振、安装隔声罩等措施减小压缩机对周围声环境的影响。

#### 7.2.5 固体废物污染防治措施

场站产生的少量清管废渣主要成分为硫化亚铁及硫化铁，交由一般固废处置场处置。废润滑油交由有相应处置资质的单位处置。

#### 7.2.6 土壤环境保护措施

##### （1）源头控制措施

①因采出气不含  $\text{H}_2\text{S}$ ， $\text{CO}_2$  分压  $\leq 0.021\text{MPa}$ 。根据《天然气脱水设计规范》（SY/T0076-2008）要求，采气管线不采取内防腐措施；单井采气管线采用加强级 3PE 防腐形式；

②设备、管道及钢结构表面除锈等级均为 Sa2.5 级。本工程新增设备主要为两相流量计、计量分离器橇和压缩机橇，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、水池、放喷池为重点防渗区，其他为简单防渗区；

②集气站污水罐区设置围堰，地面进行硬化处置，以防废水发生地面漫流，防止土壤污染。定期对管道腐蚀情况及壁厚进行检测，发现问题及时处理，防

止泄漏事故的发生；加强水池的巡视、罐车运输管理，保证废水不外溢；

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

### （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 7.2-4。

表 7.2-4 土壤跟踪监测点一览表

## 7.2.7 生态环境保护措施

本项目生态环境影响主要集中在施工期，运营期主要是集输管线临时占地生态恢复及加强管理，噪声和灯光对动物的影响。设备运营噪声和放喷过程中产生的噪声对动物有驱赶作用，应采取隔声、减振等噪声防治措施，水泵等设置于泵房内，墙面采用吸声材料吸声，底部设减振系统，管道设柔性连接，以最大程度降低噪声源源强。灯光主要是对鸟类的影响，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。

## 7.3 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

#### **7.4 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 7.4-1。

**表 7.4-1 本项目环保措施及投资估算**

**单位：万元**

时期	环境因素	措施名称	工程内容及工程量	效果分析	投资估算
施工期	地表水	井场废水储存设施	利用放喷池等暂存雨水、压裂返排液等	满足重点防渗要求	计入总投资
		钻井废水及压裂返排液处理与利用	钻井废水、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	24.53
		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	交由第三方环保公司处置	8.0
	地下水	钻井工艺措施	采用近平衡钻井方式，直井段采用清水钻井，无任何添加剂，分段采用套管进行固井作业	防止钻井过程中钻井液漏失对浅层地下水水质产生严重不良影响	计入总投资
		井场分区防渗	井场内井架基础、柴油机、循环罐区等采用混凝土硬化，油罐区和酸罐临时储存区基础硬化，四周设围堰，并设污油回收罐	有效防止井场内的污水进入土壤，污染环境	计入总投资
		池体防渗	放喷池采取防渗处理	满足重点防渗要求	计入总投资
		应急管理措施	出现井漏时及时排查井场周边地下水饮用水源，如出现异常应立即组织集中供水设计中做好及时堵漏准备，防止钻井液漏失进入地下水	减少井漏对区域饮用水源的影响	计入总投资
		饮用井泉保障措施	如钻井、压裂废水泄漏对周边饮用水产生影响，利用供水车从附近乡镇运水给受影响居民供应饮用水或采取其他供水措施，解决居民的生活饮用水问题，直至饮用水泉点水质恢复为止	保障周边居民的饮用水安全	计入总投资

时期	环境因素	措施名称	工程内容及工程量	效果分析	投资估算
	大气	施工场地大气污染防治措施	设置专用洒水车定期洒水防尘，设置围栏，相关环境管理	减轻施工扬尘及机具尾气对大气环境的影响	8.0
		燃油废气治理	采用网电供电，停电时使用轻质柴油为燃料，使用符合环保要求的柴油机和发电机，使用设备自带的排气设备排放	对环境影响控制在可接受范围内	计入总投资
		测试放喷废气	测试放喷管口高为 1m，采用对空短火焰灼烧器，修建放喷池减低辐射影响	对环境保护目标不造成影响，符合环保和钻井井控安全要求	计入总投资
	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	80.0
		功能置换措施	对受噪声影响居民协商通过临时搬迁或租用其房屋作本项目生活区用房的方式解决噪声污染问题，取得居民谅解，避免环保纠纷。通过采取协调的方式来减小影响和避免纠纷与投诉	最大程度减少对当地声环境的影响，避免噪声扰民环保纠纷	
	固体废物	钻井岩屑及沉淀污泥处置	清水岩屑用于井场铺垫或综合利用；水基岩屑经岩屑不落地系统收集、脱水后，液相回用于压裂工序，水基岩屑固相优先进行综合利用；油基岩屑采用吨桶不落地收集后交由有危险废物处置资质的单位进行处置，污泥外运至一般工业固废处置场处置或资源化利用	水基岩屑资源化利用应满足国家行业技术政策和相关环保要求及相应产品质量标准，油基岩屑、污泥妥善处置	270.22
		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	0.7
		施工废料	经收集后外售回收利用	妥善处置	/
		废油	收集后由建设单位或有资质的单位回收利用	提高资源利用效率	/
		废包装材料	由厂家或有资质的单位回收	减轻对环境的污染	/

时期	环境因素	措施名称	工程内容及工程量	效果分析	投资估算
		生活垃圾处置	井场、生活区各设 1 处垃圾收集点，完钻后由环卫部门统一清运处置	减轻对环境的污染	8.0
		土石方	工程总挖方 1.48 万 m <sup>3</sup> ，总填方 1.48 万 m <sup>3</sup> ，土石方平衡	不产生弃土	计入主体工程投资
	生态环境	生态恢复	放喷池、井场等设施待退役后再进行拆除和恢复；表土临时堆存并用防雨膜覆盖，后期用于井场恢复；井场周边按照规范要求设置防火隔离带；站场周边按照规范要求设置防火隔离带	恢复地表植被，保持当地生态景观一致性	30.0
	环境风险	环境风险防范	钻井及试气压裂过程中严格按照规范和设计施工；各井场制定应急预案并加强演练；对周边居民进行环境风险应急培训、演练；加强环境风险管理及物资储备等；柴油储罐、盐酸储罐区设置围堰等	/	80.0
运营期	污水	采出水、井下作业废水	优先回用压裂；无平台压裂施工时，依托南川区块采出水处理站处理达标后排放	减轻对环境的污染	计入运营投资
	废气	站场放空废气	通过站场放空立管进行放空	/	/
	噪声	设备噪声	采取隔声、减振等噪声防治措施，墙面采用吸声材料吸声，底部设减振系统，管道设柔性连接	最大程度降低噪声源源强	80.0
		放空噪声	瞬时噪声，距离居民点较远	最大程度降低噪声源源强	
	固体废物	废润滑油	修建废润滑油暂存设施，由有资质的单位回收	现场无跑冒滴漏，回收资源化利用后，现场无排放	计入运营投资
废砂石		废砂石附着于除砂器内件由厂家更换内件时回收处置或交一般工业固废填埋场处置，不外排	优先资源化利用	计入运营投资	

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
	风险	环境风险防范	集气站站场四周宜设不低于 2.2m 的非燃烧材料围墙或围栏； 管线设截断阀、自控系统、设置警示标志，根据安全评价划定安全防护距离，制定突发环境事件应急预案，并加强演练	/	20.0
投资合计					667.01

## 8 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

### 8.1 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 667.01 万元。

### 8.2 环境经济效益分析

#### 8.2.1 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 8.2-1。

表 8.2-1 主要环境经济损益指标一览表

#### 8.2.2 环境经济损益分析

计算结果见表 8.2-2 和表 8.2-3。

表 8.2-2 环保工程所挽回的损失费用 单位：万元

表 8.2-3 主要环境经济指标表

#### 8.2.3 小节

环保投资及所占项目总投资比例，是项目污染特性和环境特征有关，主要建设是完善环保措施的投资，该项目环保投资占该项目总投资比例系数为 4.17%，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 1.20，即每投入 1 万元的环保费可挽直接回经济损失 1.20 万元。其他环境效益包括对人体健康的影响、风险防范避免重大事故造成巨大的损失，生态环境改善等，这部分无法定量。

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

## 9 环境管理与监测计划

### 9.1 环境管理要求

#### 9.1.1 施工期环境管理要求

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

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

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

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

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

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

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

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

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

### 9.1.2 运营期环境管理要求

本项目建成后由中石化重庆页岩气有限公司管理，中石化重庆页岩气有限公司已建立有一个较完善的健康、安全与环境管理体系（HSE），设置安全环保管理部，负责南川页岩气田环境的管理。运营期间，安全环保管理部的基本任务是负责组织、落实、监督企业的环保工作，主要职责如下：

（1）贯彻执行国家环境保护的方针、政策。

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

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

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

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

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

（7）建立环境管理台账，制定重大环境因素的整改方案和计划，并检查其落实情况；建立环保设备台账，制定主要环保设备的操作规程及安排专门操作人员，建立重点处理设备的“环保运行记录”等。

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

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

### 9.1.3 退役期环境管理要求

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

## 9.2 污染排放清单及管理要求

### 9.2.1 污染排放清单

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

#### 9.2.1.1 废水

本项目运营期废水主要为集气站产生的采出水、气井维修产生的井下作业废水。井下作业废水、采出水优先回用页岩气平台压裂工序。废水经管线输送至南川区块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。采出水日均产生量为 40m<sup>3</sup>/d, 年产生量为 14600m<sup>3</sup>/a。

表 9.2-1 废水污染物排放清单一览表

排放源	排放标准及标准号	废水排放量 m <sup>3</sup> /a	污染物名称	产生量		处理后	
				浓度 mg/L	产生量 t/a	浓度 mg/L	排放量 t/a
采出水	污水综合排放标准 (GB8978-1996) 一级标准	14600	COD	230~2500	20.352	100	1.460
			氨氮	15~85	0.725	15	0.214

### 9.2.1.2 废气

非正常工况下，废气为放空废气，主要成分为甲烷。

### 9.2.1.3 固体废物

运营期固体废物主要为废润滑油、废砂石。废润滑油交由有相应危险废物处置资质的单位进行处置；废砂石附着于除砂器内件由厂家更换内件时回收处置或交一般工业固废填埋场处置。

**表 9.2-2 固体废物排放清单及执行标准一览表**

固体废物名称	产生工序	形态	主要成分	属性	废物代码	预测产生量 t/a	去向
废润滑油	设备润滑	液体	矿物油类	危险废物	900-214-08、 900-249-08	0.02	交由有相应危废处置资质的单位处置
废砂石	采气	固体	砂石	一般废物	072-999-99	0.024	废砂石附着于除砂器内件由厂家更换内件时回收处置或交一般工业固废填埋场处置

### 9.2.1.4 噪声

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

**表 9.2-3 噪声源排放执行标准**

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

本项目施工期废水均不外排，运营期井下作业废水回用平台压裂，采气分离分水依托入南川区块采出水处理站处理，最终外排 COD：1.460t/a，氨氮：0.214t/a。废水总量由水处理站统一购买总量。本项目正常工况下无废气排放，无需设置废气总量。

## 9.2.2 社会公开信息内容

### 9.2.2.1 公开内容

建设单位应当如实向社会公开其主要污染物的名称、排放方式、排放浓度

和总量、超标排放情况，以及防治污染设施的建设和运行情况，接受社会监督。  
本项目公开信息如下：

（1）企业基本信息

企业名称：中石化重庆页岩气有限公司

地理位置：重庆市南川区东城街道永生桥社区；

主要产品及规模：页岩气单井配产 4 万 m<sup>3</sup>/d，煤层气单井配产 1 万 m<sup>3</sup>/d。

（2）排污信息

排放的污染物种类、排放浓度、总量指标见 9.2.1 节。

（3）环境风险防范措施

环境风险防范措施见 5.8 节。

（4）环境监测计划

环境监测计划见 9.4 节。

### 9.2.2.2 公开方式及时间要求

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

（一）公告或者公开发行的信息专刊；

（二）广播、电视等新闻媒体；

（三）信息公开服务、监督热线电话；

（四）本单位的资料索取点、信息公开栏、信息亭、电子屏幕、电子触摸屏等场所或者设施；

（五）其他便于公众及时、准确获得信息的方式。

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

## 9.3 企业环境管理体系

### 9.3.1 环境管理制度

本项目纳入中石化重庆页岩气有限公司 HSE 管理体系。建设单位根据生产现场需要，制定出了一批技术管理、安全标准，同时，按照标准化设计、标准化施工、标准化采购、信息化管理的“四化”要求，形成一系列标准化建设

规范，有效保障了气田绿色安全开发。

### 9.3.2 组织机构

中石化重庆页岩气有限公司，下设 6 个机关部门、2 个基层单位，业务上接受中石化华东油气分公司机关部门的管理、指导和监督。

6 个机关部门分别是：生产指挥中心、工程技术科、地面工程科、党政办公室、安全环保室、计划财务科；2 个基层单位分别为：页岩气采气班(站)、煤层气采气班(站)。

中石化重庆页岩气有限公司安全环保室负责 HSSE 管理、现场 HSSE 督查、“三同时”制度落实、“三废”管理、牵头所辖业务的开工验收等。对所辖业务的 HSSE、质量、进度、投资管控、成本控制等工作承担管理职责。配备有专职人员 6 人(其中安全总监兼科长 1 人、环保管理员 5 人)。各井队配备有专职安全环保员。

### 9.3.3 环境管理台账

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

### 9.3.4 后评价管理要求

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

## 9.4 环境监测计划

本项目施工期及运营期间开展定期监测，在事故时进行应急监测。施工期

监测计划见表 9.4-1，运营期监测计划见表 9.4-2。

**表 9.4-1 项目施工期间监测计划表**

**表 9.4-2 项目运营期间监测计划表**

## 9.5 竣工环保验收

### 9.5.1 竣工环保验收

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

竣工环保验收要求见表 9.5-1。

**表 9.5-1 竣工环保验收一览表**

分项	验收项目		验收指标及要求
环境管理	环境管理制度及台账		具有环保机构，环保资料和污染物档案台账齐全
	环境风险事故档案		编制有环境风险应急预案，如施工过程中发生环境风险事故，环境事故档案资料齐全
	施工期环境监测		出现环保投诉或环境事故时环境监测报告资料齐全
污染防治措施	废水	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
		采出水	优先回用区域平台压裂工序，无回用平台时依托南川区块采出水处理站处理达《污水综合排放标准》（GB8978-1996）一级标准后排放
		生活污水	对生活污水进行收集，并交由第三方环保公司处置
	废气	放空废气	集气站放空废气经高 15m，内径 0.15m 的放空立管放空
	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。企业自身加工利用水基岩屑，应符合国家行业技术政策和相关环保要求；利用水基岩屑加工制作成品外售，应符合产品质量标准，其浸出液应满足《污水综合排放标准》（GB 8978-1996）一级标准要求。絮凝沉淀污泥外运至一般工业固废处置场处置或资源化利用
		油基岩屑	吨桶收集后交由危废处置单位收运处置。建立井场油基岩屑转移台账，执行转移联单制度，油基岩屑转移时间、转

分项	验收项目	验收指标及要求
		移方式、转移量、处理后的岩屑转移量等资料清楚。验收时井场产生的油基岩屑妥善处置，无油基岩屑堆存
	沾染废油的废防渗材料	交由危废处置单位收运处置。建立沾染废油的废防渗材料转移台账，转移情况清楚。验收时沾染废油的废防渗材料已全部回收，无沾染废油的废防渗材料暂存
	废油	交由中石化重庆页岩气有限公司或有资质的单位回收综合利用。建立废油转移台账，转移情况清楚。验收时废油已全部回收，无废油暂存
	油基钻井液	油基钻井液随钻井队用于下一口井钻井工程，转移时间、转移方式、转移量、处理后的岩屑转移量等资料清楚
	生活垃圾收集点及环保厕所	已拆除并作迹地恢复，现场无生活垃圾和生活污水遗留
	生活垃圾	设收集点后交由当地环卫部门统一处置
	废砂石	废砂石附着于除砂器内件由厂家更换内件时回收处置或交一般工业固废填埋场处置，妥善处置后对周边环境无影响
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、废水池等继续保留，待项目退役后再进行生态恢复

## 10 环境影响评价结论

### 10.1 建设项目概况

本项目位于重庆市南川区东城街道永生桥社区，DP13 平台新建页岩气开发井 4 口、煤层气勘探井 4 口，完井后配套建设集气站。平台完钻后配套建设集气设施进行生产，页岩气井采用“导管+三开”钻井工艺，导管段、一开、二开直井段(造斜点之前)采用清水钻井，二开斜井段(龙马溪组页岩层顶部)井段采用水基钻井液钻井，三开采用油基钻井液钻井；煤层气井以及大石 4HF 采用“导管+二开”钻井工艺，导管段、一开直井段采用清水钻井，一开斜井段和水平段井段采用水基钻井液钻井。

项目总投资 16000 万元，其中环保投资 667.01 万元，占总投资的 4.17%。

### 10.2 环境质量现状

#### (1) 地表水

本项目属于龙岩江-大溪河流域，根据《重庆市人民政府批准重庆市地表水环境功能类别调整方案的通知》（渝府发〔2012〕4 号），龙岩江所处河段属于Ⅲ类、Ⅳ水域。

根据重庆市南川区生态环境质量月报（2024 年 1 月），2024 年 1 月，大溪河平桥断面水质均满足《地表水环境质量标准》(GB3838-2002)Ⅲ类标准。项目所属流域水环境控制断面达标，地表水环境质量好。

#### (2) 地下水

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

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

#### (3) 环境空气

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

#### （4）声环境

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

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

#### （5）生态环境

根据《重庆市生态功能区划》（修编），本项目所在区域属“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）》（GB15618-2018）风险筛选值。根据监测结果，场地外监测点各因子均低于《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）风险筛选值；场地内监测点各因子均低于《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中的第二类用地筛选值。

### 10.3 污染物排放情况

本项目废水包括施工期洗井废水、压裂返排液、生活污水以及运营期采出水、井下作业废水。钻井期间平台剩余水基钻井液、油基钻井液由钻井队回收用于后续钻井；储层改造期间产生的压裂返排液经处理后回用于本平台及其他平台压裂工序；钻井期间生活污水通过井场及生活区环保厕所收集后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，不能回用时依托南川区块采出水处理站处理达《污水综合排放标准》（GB8978-1996）一级标准后排放。井下作业废水回用平台压裂工序。

运营期间无废气排放。

固体废物包括施工期的钻井岩屑、沾染废油的废防渗材料、废油、废包装材料、絮凝沉淀污泥、施工废料和生活垃圾。项目施工期清水岩屑用于铺垫井场或修建井间道路；水基岩屑进行资源化利用；絮凝沉淀污泥外运至一般工业

固废处置场处置或资源化利用；油基岩屑直接交由有危险废物处置资质的单位进行处置；沾染废油的废防渗材料委托持有危险废物经营许可证的单位处置；废油交由中石化重庆页岩气有限公司或由有相应危险废物处置资质的单位处置；废包装材料产生量由厂家或有资质的单位回收；生活垃圾定点收集后交由当地环卫部门统一处置。运营期废润滑油交由有相应危险废物处置资质的单位处置；废砂石附着于除砂器内件由厂家更换内件时回收处置或交一般工业固废填埋场处置。

## 10.4 主要环境影响及环境保护措施

### 10.4.1 地表水环境影响及环境保护措施

本项目钻井过程中剩余水基钻井液、油基钻井液由井队全部回收，用于后续钻井工程；洗井废水、压裂返排液等经处理后回用于本平台及其他平台压裂工序；钻井及储层改造期间生活污水经环保厕所收集后定期交由第三方单位环保公司外运处置生活污水处理厂处置；油气集输工程施工生活污水依托周边现有设施处理。运营期井下作业废水收集处理后回用于区域平台压裂工序，集气站采出水管线输送至南川区块采出水处理站处理达《污水综合排放标准》（GB8978-1996）一级标准后排放。

项目产生的污废水经妥善处理，对地表水环境影响较小。

### 10.4.2 地下水环境影响及环境保护措施

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

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

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

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

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

#### 10.4.3 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。

#### 10.4.4 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；运营期间水正常工况下无废气排放。

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，环境空气质量影响可得到有效控制。

#### 10.4.5 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。

#### 10.4.6 固体废物环境影响及处置措施

施工期间清水岩屑主要作为井场铺垫或修建井间道路使用；水基岩屑经不落地系统收集、压滤脱水后，用于资源化利用；油基岩屑交由有危险废物处置资质的单位进行处置；沾染废油的废防渗材料委托持有危险废物经营许可证的单位处置；钻井过程中产生的废油由中石化重庆页岩气有限公司或有资质的单位回收处理；絮凝沉淀污泥外运至一般工业固废处置场处置或资源化利用；废包装材料由厂家或有资质的单位回收；生活垃圾定点收集后交环卫部门处置；运营期废油交由有相应危险废物处置资质的单位进行处置；除砂产生的废砂石附着于除砂器内件由厂家更换内件时回收处置或交一般工业固废填埋场处置；

本项目固体废物经妥善处理对环境的影响小。

#### 10.4.7 生态环境影响及环境保护措施

本项目不会对评价范围内的生态环境和生物多样性带来大的毁损和灭绝性的破坏，通过合理安排施工时序，尽量避开雨季施工；严格控制施工作业带，减少扰动面积；在井场周边、临时堆土区等可能产生水土流失的区域，设置临时截排水沟；对井场占地、井场道路等进行硬化，施工结束后，及时对临时占地形成的裸露地表进行植被恢复，减少水土流失量，可减小对生态环境的影响。

#### 10.4.8 风险防范措施及环境影响

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

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

### 10.5 公众意见采纳情况

建设单位按照《环境影响评价公众参与办法》（生态环境部令第4号）要求进行了公示。2024年3月14日，建设单位在南川区当地网站方竹论坛（<https://www.ncfz.com/forum.php>）开展了项目第一次环评公示；2024年5月7日~5月17日在“方竹论坛”开展项目第二次环评网络公示；于2024年5月8日和5月9日在《重庆晚报》进行公示，同步在平台周边居民点张贴现场公告，建设单位向南川区生态环境局报送环境影响报告书前，于2024年9月2日在方竹论坛公示了环境影响报告书全文和公众参与说明，以上公示期间未收到反馈意见。

### 10.6 环境影响经济损益分析

本项目环保投资占总投资比例为4.17%，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1.20，即每投入1万元的环保费可挽直接回经济损失1.20万元。从社会效益、环境效益和经济效益上分析可以得出，本项目建设是可行的，符合社会、经济与环境协调发展的原则。

### 10.7 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。

### 10.8 综合结论

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

## 11 11 附表、附图、附件

### 11.1 附表

- 附表 1 生态环境影响评价自查表
- 附表 2 地表水环境影响评价自查表
- 附表 3 大气环境影响评价自查表
- 附表 4 土壤环境影响评价自查表
- 附表 5 声环境影响评价自查表
- 附表 6 重庆市建设项目环境影响评价文件审批申请表

### 11.2 附图

- 附图 1 项目地理位置图；
- 附图 2-1 钻井工程平面布置示意图；
- 附图 2-2 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图；
- 附图 8 项目与环境管控单元位置关系图；
- 附图 9 运营期典型生态恢复措施图；
- 附图 10 退役期典型生态恢复措施图；
- 附图 11-1 施工期钻井工程分区防渗示意图；
- 附图 11-2 施工期储层改造工程分区防渗示意图；
- 附图 12 运营期分区防渗示意图；
- 附图 13 项目与南川区水土流失重点预防区和重点治理区位置关系图；
- 附图 14 土壤类型分布图；
- 附图 15 评价范围土地利用现状图；
- 附图 16 评价范围植被类型分布图；
- 附图 17 评价范围永久基本农田分布图；
- 附图 18 项目区域天然林、公益林分布示意图；

### 11.3 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 胜页 13 平台产能建设项目环评批复；
- 附件 4 环境监测报告；
- 附件 5 空间检测分析报告；
- 附件 6 三线一单检测分析报告；
- 附件 7 气质分析报告；
- 附件 8 功能置换补偿协议；
- 附件 9 矿权证；
- 附件 10 区块说明；
- 附件 11 阳 2 井采出水检测报告；
- 附件 12 关于南川页岩气田大河口、DP14、DP5 取水准予行政许可的批  
复；