

**中石化重庆页岩气有限公司**  
**关于同意对《DP11 井区页岩气勘探开发建设项目环境**  
**影响报告书》（公示版）全本对外公开的确认函**

重庆市南川区生态环境局：

根据《中华人民共和国环境保护法》、《中华人民共和国环境影响评价法》和《建设项目环境保护管理条例》等有关规定，我司委托中煤科工重庆设计研究院（集团）有限公司编制了《中石化重庆页岩气有限公司 DP11 井区页岩气勘探开发建设项目环境影响报告书》，报告书内容及附图附件等资料均真实有效，我公司作为环境保护主体责任，愿意承担相应的责任。报告书(公示版)已删除了涉及技术和商业秘密的章节(删除内容主要包括:平台坐标、井身结构数据等)。我司同意对报告书(公示版)进行公示。

特此说明。

中石化重庆页岩气有限公司



年 月 日

# 目 录

概 述.....	1
<b>1 总 则.....</b>	<b>5</b>
1.1 评价目的.....	5
1.2 编制依据.....	5
1.3 评价总体构思.....	11
1.4 环境影响识别与评价因子筛选.....	12
1.5 环境功能区划及评价标准.....	5
1.6 评价内容、重点及时段.....	9
1.7 环境工作等级和评价范围.....	10
1.8 相关规划符合性及选址合理性分析.....	13
1.9 环境保护目标.....	40
<b>2 建设项目工程分析.....</b>	<b>42</b>
2.1 建设项目概况.....	42
2.2 影响因素分析.....	54
2.3 污染源源强核算.....	62
2.4 污染物排放汇总.....	76
<b>3 环境现状调查与评价.....</b>	<b>82</b>
3.1 自然环境现状调查与评价.....	82
3.2 环境质量现状调查与评价.....	87
<b>4 环境影响预测及评价.....</b>	<b>105</b>
4.1 地表水环境影响分析.....	105
4.2 地下水环境影响预测及评价.....	107
4.3 大气环境影响分析.....	116
4.4 声环境影响预测及评价.....	118
4.5 固体废物环境影响分析.....	125
4.6 土壤环境影响分析.....	127

4.7	生态环境影响分析 .....	130
4.8	环境风险评价 .....	134
<b>5</b>	<b>环境保护措施及其可行性论证.....</b>	<b>164</b>
5.1	施工期污染防治措施可行性论证 .....	164
5.2	运营期污染防治措施可行性论证 .....	180
5.3	环保措施汇总 .....	185
<b>6</b>	<b>环境影响经济损益分析.....</b>	<b>189</b>
6.1	环境保护费用的确定与计算 .....	189
6.2	环境经济效益分析 .....	189
<b>7</b>	<b>环境管理与环境监测.....</b>	<b>192</b>
7.1	企业环境管理体系 .....	192
7.2	污染物排放清单及总量控制 .....	193
7.3	环境监测计划 .....	195
7.4	竣工环保验收 .....	196
<b>8</b>	<b>环境影响评价结论.....</b>	<b>198</b>
8.1	建设项目概况 .....	198
8.2	环境质量现状 .....	198
8.3	污染物排放情况 .....	199
8.4	主要环境影响及环境保护措施 .....	200
8.5	公众意见采纳情况 .....	203
8.6	环境影响经济损益分析 .....	203
8.7	环境管理与环境监测 .....	203
8.8	综合结论 .....	203

## 概述

### 1 建设项目由来

2011 年，自然资源部（原国土资源部）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，该区块包括重庆市南川区、万盛区和贵州道真县、正安县、桐梓县。中国石油化工股份有限公司华东油气分公司受中国石化股份有限公司委托，履行股东权利和义务，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。

2016 年以来，受华东油气分公司委托，中石化重庆页岩气有限公司负责南川区境内页岩气勘探开发工作，相继开展了平桥南区、东胜构造区、阳春沟构造区等区域页岩气开发工作。

2024 年，为稳定东胜区块页岩气开发产能，中石化重庆页岩气有限公司拟在南川区南城街道金佛社区实施 DP11 井区页岩气勘探开发建设项目。该项目新建 1 座页岩气开发平台，共部署 6 口开发井，平台完钻后进行采气生产。其中采气工程仅包括集气站等站场工程，不包括外输集气管线。

### 2 建设项目特点

(1) 本次以 DP11 井区为区块开展环评。

(2) DP11 井区内现未部署页岩气井，本次新建 DP11 平台，部署 6 口井，并配套建设集气设施进行生产。本次评价仅包含集气站，集气管线后期单独开展环评。

(3) 本项目页岩气井目的层为龙马溪组，采用“导管+二开”方式进行钻井，导管段、一开采用清水钻井，二开造斜段采用水基钻井液钻井，二开水平段采用油基钻井液钻井；钻井采用网电钻机进行钻井。

(4) 储层改造工程采用电驱压裂车机组进行水力压裂。

(5) 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。

### 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”）开展该项目环境影响评价工作。我公司接受委托后，深入研究相关设计资料，派遣技术人员多次深入现场进行现状调查，收集有关基础资料，在对建设项目工程分析、环境影响预测与评价的基础上，依据国家及地方法律法规、相关导则、规范编制完成了《中石化重庆页岩气有限公司 DP11 井区页岩气勘探开发建设项目环境影响报告书》。

2024 年 3 月 4 日，建设单位按照《环境影响评价公众参与办法》（生态环境部 部令第 4 号）要求，在南川区当地网站方竹论坛（<https://www.ncfz.com/forum.php>）进行了首次公示，公示了建设项目名称、建设内容等基本情况、建设单位及环评机构单位名称和联系方式、提交公众意见表的方式和途径等内容。2024 年 3 月 12 日~3 月 25 日，建设单位在南川区当地网站方竹论坛（<https://www.ncfz.com/forum.php>）进行了征求意见稿公示。征求意见稿公示期间，建设单位于 2024 年 3 月 18 日、3 月 19 日在重庆晚报进行了报纸公示，并在项目所在地张贴了现场公告。2024 年 3 月 29 日，建设单位在南川区当地网站方竹论坛（<https://www.ncfz.com/forum.php>）进行了报批前公示。

### 4 分析判定相关情况

#### （1）环境影响评价类别判定

根据《建设项目环境影响评价分类管理名录（2021 年版）》，项目属于陆地天然气开采 0721。

拟建平台位于南城街道金佛社区，根据《重庆市南川区水土保持规划（2018-2030 年）》，见附图 13，金佛社区属于南川区“水土流失重点治理区”；根据重庆市规划和自然资源局“国土空间用途管制红线智检服务”查询结果，见附件 10，本项目不涉及生态保护红线、永久基本农田；根据林地资料叠图分析结果，项目占用地方公益林约 0.18hm<sup>2</sup>。项目占用公益林，且位于水土流失重点治理区，属于涉及环境敏感区的陆地天然气开采项目，应编制环境影响报告书。

## (2) 各环境要素评价等级判定

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

## (3) 选址合理性

根据重庆市规划和自然资源局“国土空间用途管制红线智检服务”查询结果，本项目不涉及生态红线、永久基本农田和城镇开发边界，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。

本项目占地类型主要为林地等。施工期和运行期采取生态恢复、废水治理、噪声污染防治、地下水防渗、固体废物治理等措施后，工程建设对环境的影响总体可接受，在按照国家法律法规办理占用林地等手续后，环境对本项目建设制约性小。从环境保护角度分析本项目选址合理。

## (4) 产业政策及相关规划符合性

本项目属于《产业结构调整指导目录（2024 本）》鼓励类项目，符合《页岩气产业政策》、《石油天然气开采业污染防治技术政策》等国家地方产业政策要求。

## 5 关注的主要环境问题及环境影响

本项目属于陆地天然气开采项目，主要环境问题及拟采取的环境保护措施如下：

### (1) 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”现代能源体系规划和页岩气产业政策等，项目选址位于生态保护红线以外，完善占地手续后，选址符合国家和地方相关环保要求。项目建设有利于提升区域页岩气产能，加快构建区域能源新格局，有利于推动地方经济的可持续发展。在严格落实各项污染防治措施、生态保护措施及环境风险措施情况下，可将项目对环境的影响降至最低，实现污染物达标排放，满足环境功能区要求，环境可以接受。从环境保护角度分析，项目建设可行。

# 1 总则

## 1.1 评价目的

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

## 1.2 编制依据

### 1.2.1 法律

- (1) 《中华人民共和国环境保护法》（2014年4月24日修订）；
- (2) 《中华人民共和国环境影响评价法》（2018年12月29日修订）；
- (3) 《中华人民共和国水污染防治法》（2017年6月27日修订）；
- (4) 《中华人民共和国大气污染防治法》（2018年10月16日修订）；
- (5) 《中华人民共和国噪声污染防治法》（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）；

## 1.2.2 法规

### 1.2.2.1 行政法规

(1) 《建设项目环境保护管理条例》（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) 《中华人民共和国水土保持法实施条例》（2011年1月8日修订。）

(4) 《中华人民共和国野生植物保护条例》（2017年10月7日修订）；

(5) 《中华人民共和国土地管理法实施条例》（2021年7月2日修订）；

(6) 《基本农田保护条例》（2011年1月8日修订）；

(7) 《土地复垦条例》（自2011年3月5日起施行）；

(8) 《排污许可管理条例》（自2021年3月1日起施行）；

(9) 《危险化学品安全管理条例》（2013年12月7日修订）。

### 1.2.2.2 地方性法规

(1) 《重庆市环境保护条例》（2022年9月28日修订）；

(2) 《重庆市大气污染防治条例》（2021年5月27日修订）；

(3) 《重庆市水污染防治条例》（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）。

## 1.2.3 规章

### 1.2.3.1 国务院部委规章

(1) 《建设项目环境影响评价分类管理名录》（生态环境部 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7号，2019年8月22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 部令第17号，2015年5月1日实施）。

### 1.2.3.2 地方政府规章

(1) 《重庆市环境噪声污染防治办法》（渝府令第330号，2019年10月10日修订）；

(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）。

#### 1.2.4 规范性文件

##### 1.2.4.1 国务院及部门规范性文件

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

(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调整版）》（公告2022年第8号）；

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

(10) 《关于规范临时用地管理的通知》（自然资规〔2021〕2号）；

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

(12) 《页岩气产业政策》（国家能源局公告2013年第5号）；

(13) 《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）

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

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

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

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

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

#### 1.2.4.2 地方政府及部门规范性文件

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

(2) 《重庆市人民政府关于批转重庆市地表水环境功能类别局部调整方案的通知》（渝府〔2016〕43 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) 《重庆市人民政府关于发布重庆市生态保护红线的通知》（渝府发〔2018〕25 号）；

(6) 《重庆市生态环境局办公室关于加强水泥窑协同处置危险废物和页岩气开采固体废物环境管理服务的通知》（渝环办〔2019〕373 号）；

(7) 《关于落实生态保护红线、环境质量底线、资源利用上线制定生态环境准入清单实施生态环境分区管控的实施意见》（渝府发〔2020〕11 号）；

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

(9) 《重庆市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)。

### 1.2.5 环境影响评价技术导则和规范

- (1) 《建设项目环境影响评价技术导则 总纲》(HJ2.1-2016)；
- (2) 《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ 2.2-2018)；
- (3) 《环境影响评价技术导则 地表水环境》(HJ 2.3-2018)；
- (4) 《环境影响评价技术导则 声环境》(HJ2.4-2021)；
- (5) 《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)；
- (6) 《环境影响评价技术导则 生态影响》(HJ19-2022)；
- (7) 《环境影响评价技术导则 土壤导则(试行)》(HJ964-2018)；
- (8) 《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018)；
- (9) 《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》(HJ349-2023)；
- (10) 《生产建设项目水土保持技术标准》(GB 50433-2018)；
- (11) 《生产建设项目水土流失防治标准》(GB/T 50434-2018)；
- (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)。

### 1.2.6 行业技术规范

- (1) 《含硫化氢油气井安全钻井推荐作法》(SY/T 5087-2005)；
- (2) 《钻井井控技术规程》(SY/T6426-2005)；
- (3) 《含硫化氢天然气井失控井口点火时间规定》(AQ2016-2008)；
- (4) 《含硫化氢天然气井公众危害程度分级方法》(AQ2017-2008)；
- (5) 《含硫化氢天然气井公众安全防护距离》(AQ2018-2008)；
- (6) 《石油天然气工程设计防火规范》(GB50183-2004)；
- (7) 《气田集输设计规范》(GB50349-2015)；
- (8) 《输气管道工程设计规范》(GB50251-2015)；
- (9) 《石油天然气工业健康、安全与环境管理体系》(SY/T 6276-2014)；
- (10) 《钻井废弃物无害化处理技术规范》(Q/SY XN0276-2015)；

- (11) 《石油天然气安全规程》（AQ2012-2007）；
- (12) 《钻井技术操作规程》（Q/SYCQZ001-2008）；
- (13) 《钻前工程及井场布置技术要求》（SY/T5466-2013）；
- (14) 《废矿物油回收利用污染控制技术规范》（HJ607-2011）；
- (15) 《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）；
- (16) 《非常规油气开采污染控制技术规范》（SY/T 7482-2020）；
- (17) 《页岩气钻井井控安全技术规范》（AQ/T2076-2020）；
- (18) 《页岩气气田集输工程设计规范》（N/BT 14006-2015）；
- (19) 《石油天然气钻井、开发、储运防火防爆安全生产技术规程》（SY/T5225-2019）；
- (20) 《油气输送管道并行敷设技术规范》（SY/T 7365-2017）；
- (21) 《页岩气勘探开发油基岩屑处理方法及控制指标》（GB/T 41518-2022）；
- (22) 《页岩气与煤层气绿色矿山建设规范》（DB50/T 1260-2022）。

### 1.2.7 项目有关资料

- (1) 征地红线图、平面布置图；
- (2) 页岩气钻井、试气等资料。

## 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) 本工程属于页岩气产能建设项目，环境影响评价时段包括施工期、运营期、退役期。

(3) 本项目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。钻前工程重点识别施工期生态环境影响。钻井工程和储层改造工程重点识别地表水、地下水环境影响及存在的环境风险。油气集输工程重点识别施工期生态环境影响及运营期存在的环境风险。本次评价根据钻前工程、钻井

工程、储层改造工程、油气集输工程分别分析其环境影响，并有针对性的提出生态保护及污染防治措施。

(4) 运营期，本项目采出水依托南川区块页岩气采出水处理站或阳春沟区块页岩气采出水处理站处理达标后排放，其环境影响分析已纳入南川区块页岩气采出水处理站或阳春沟区块页岩气采出水处理站环评内容，本次评价重点分析依托可行性。

## **1.4 环境影响识别与评价因子筛选**

### **1.4.1 环境影响因素识别**

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

### **1.4.2 评价因子筛选**

#### **(1) 环境现状评价因子**

根据建设项目特点、环境影响的主要特征和方式，结合区域自然环境情况、区域环境功能要求、环境保护目标、评价标准和环境制约因素，筛选确定特征因子，并结合各环境要素环境影响评价导则规定的基本因子，确定本项目评价因子，具体见表 1.4-2。

表 1.4-1 环境影响因素一览表

阶段	单项工程	工程内容	环境要素	受影响对象	影响方式	影响范围	影响性质	影响程度
施工期	钻前工程	井场修建、道路开挖	生态环境	公益林	直接	占地范围	长期、不可逆	中
				生物多样性	间接	生态评价范围	短期、可逆	低
				自然景观	间接	生态评价范围	长期、可逆	中
	钻井工程	钻井	地下水环境	泉点	间接	水文地质单元内	短期、可逆	中
			土壤环境	土壤	直接	占地范围	短期、可逆	弱
	储层改造工程	压裂	大气环境	周边居民	直接	大气评价范围	短期、可逆	低
			地下水环境	泉点	间接	水文地质单元内	短期、可逆	中
			土壤环境	土壤	直接	占地范围	短期、可逆	弱
			声环境	周边居民	直接	声评价范围内	短期、可逆	低
		试气	大气环境	周边居民	直接	大气评价范围	短期、可逆	低
			声环境	周边居民	直接	声评价范围内	短期、可逆	低
油气集输工程	设备安装	声环境	周边居民	直接	占地范围	短期、可逆	中	
运营期	油气集输工程	采气	大气环境	周边居民	直接	大气评价范围	短期、可逆	低
			地表水环境	大溪河	直接	/	长期、可逆	低
			声环境	周边居民	直接	声评价范围内	长期、可逆	低
退役期	封井	封井	生态环境	/	/	/	短期、可逆	无



表 1.4-2 建设项目环境影响特征因子一览表

环境要素 单项工程	时期	大气	地表水	地下水	土壤	生态	噪声
钻前工程	施工期	颗粒物	COD、BOD <sub>5</sub> 、氨氮	/	/	水土流失、土地利用现状、植被类型、动植物资源、景观、土壤侵蚀	/
钻井工程	施工期	SO <sub>2</sub> 、NO <sub>x</sub>	COD、氨氮、氯化物、石油类	耗氧量 (COD <sub>Mn</sub> )、氨氮、硫化物、氯化物、硫酸盐、石油类、总硬度、溶解性总固体、钡	石油烃、土壤含盐量、pH、钡等		昼间等效声级、夜间等效声级、
储层改造工程	施工期	SO <sub>2</sub> 、NO <sub>x</sub>	COD、氨氮、氯化物、石油类	耗氧量、氨氮、硫化物、氯化物、硫酸盐、石油类、阴离子表面活性剂、总硬度、溶解性总固体	石油烃、土壤含盐量、pH 等		昼间等效声级、夜间等效声级
油气集输工程	施工期	颗粒物	COD、氨氮、SS、BOD <sub>5</sub>	/	/	水土流失、土地利用现状、植被类型、动植物资源、景观、土壤侵蚀	/
	运营期	SO <sub>2</sub> 、NO <sub>x</sub> 、颗粒物、H <sub>2</sub> S、非甲烷总烃	BOD <sub>5</sub> 、挥发酚、COD、氨氮、硫化物、氯化物、石油类、悬浮物	耗氧量、氨氮、硫化物、氯化物、硫酸盐、阴离子表面活性剂、石油类、总硬度、溶解性总固体	石油烃、土壤含盐量、pH 等	/	昼间等效声级、夜间等效声级
退役期		/	COD、BOD <sub>5</sub> 、氨氮	/	/	进行生态恢复	/



### 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：水温、pH、五日生化需氧量、总磷、化学需氧量、挥发酚、石油类。

### ②地下水

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

### 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：

平台内土壤：pH、砷、镉、铬（六价）、铜、铅、汞、镍、四氯化碳、氯仿、氯甲烷、1,1-二氯乙烷、1,2-二乙烷，1,1-二氯乙烯、顺-1,2-二氯乙烯、反-1,2-二氯乙烯、二氯甲烷、1,2-二氯丙烷、1,1,1,2-,四氯乙烷、1,1,2,2-,四氯乙烷、四氯乙烯、1,1,1-三氯乙烷、1,1,2-三氯乙烷、三氯乙烯、1,2,3-三氯丙烷、氯乙烯、苯、氯苯、1,2-二氯苯、1,4-二氯苯、乙苯、苯乙烯、甲苯、间二甲苯+对二甲苯、邻二甲苯、硝基苯、苯胺、2-氯酚、苯并[a]蒽、苯并[a]芘、苯并[b]荧蒽、苯并[k]荧蒽、蒽（1，2-苯并菲）、二苯并[a, h]蒽、茚并[1,2,3-cd]芘、萘、石油烃（ $C_{10}$ - $C_{40}$ ）、全盐量、钡。

### ⑥生态环境

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

## (2) 预测评价因子

①大气环境：/；

②地下水环境：COD、氯化物、石油类；

③声环境：昼间等效 A 声级、夜间等效 A 声级；

④土壤环境：石油烃；

⑤固体废物：清水岩屑、水基岩屑、油基岩屑、废防渗材料、压裂返排液絮凝沉淀污泥、废油、废包装材料、生活垃圾、废砂石、废分子筛；

⑥生态环境：生态系统类型、植被类型、动植物资源、景观、水土流失、土地利用现状、土壤侵蚀等。

## 1.5 环境功能区划及评价标准

### 1.5.1 环境功能区划

#### (1) 地表水

本项目周边主要河流为大溪河（凤嘴江），根据《重庆市人民政府关于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），大溪河岭坝—龙济桥属于Ⅲ类水域，适用功能为农业用水。

#### (2) 地下水

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

#### (3) 声环境

本项目位于南城街道金佛社区，平台位于乡村区域，项目周边分布有页岩气平台，根据《声环境质量标准》（GB3096-2008），本次评价确定平台周边声环境执行 2 类声功能区要求。

#### (4) 环境空气

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

#### (5) 生态环境

根据《重庆市生态功能区划》（修编），本项目所在区（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) 地表水

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

表 1.5-1 地表水环境质量标准限值 单位：mg/L

项目	pH (无量纲)	BOD <sub>5</sub>	COD	NH <sub>3</sub> -N	石油类	总磷	挥发酚
III类标准值	6~9	4	20	1.0	0.05	0.2	0.005

#### (2) 地下水

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

表 1.5-2 地下水质量标准限值 单位：mg/L

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

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

#### (3) 声环境

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

#### (4) 环境空气

项目所在地大气环境执行《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中二

级标准。标准值见表 1.5-3。

表 1.5-3 环境空气质量标准

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	
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	

(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 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）第二类用地筛选值 单位：mg/kg

污染物	pH（无量纲）	镉	铅	汞	砷
筛选值	/	65	800	38	60
污染物	铜	镍	六价铬	全盐量	石油烃（C <sub>10</sub> -C <sub>40</sub> ）
筛选值	18000	900	5.7	/	4500
污染物	萘	茚并[1,2,3-cd]芘	二苯并[a,h]蒽	蒎（1,2-苯并菲）	苯并[k]荧蒽
筛选值	70	15	1.5	1293	151
污染物	苯并[b]荧蒽	苯并[a]芘	苯并[a]蒽	2-氯酚	苯胺
筛选值	15	1.5	15	2256	260
污染物	硝基苯	邻二甲苯	间二甲苯+对二甲苯	甲苯	1,2-二氯苯
筛选值	76	640	570	1200	560
污染物	1,4-二氯苯	乙苯	苯乙烯	1,1,1-三氯	1,1,2-三氯乙

				乙烷	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	/	/

注: 全盐量、钡为特征因子, 无相应风险筛选值标准。

### 1.5.3 污染物排放标准

#### (1) 废水

本项目施工期井队生活污水采用环保厕所收集后农用或外送第三方单位处置; 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)优先回用区域平台压裂工序, 重复利用水质标准见表 1.5-6。

表 1.5-6 重复利用水质指标要求

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

采出水前期采用罐车运送至南川区块页岩气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, 后期采用管线输送至阳春沟区块页岩气采出水处理站处理达《污水综合排放标准》(GB8978-1996)一级标准后排放, 排放标准见表 1.5-7。

表 1.5-7 采出水排放标准 单位: mg/L

标准	控制项目	pH	COD	SS	BOD <sub>5</sub>
《污水综合排放标准》 GB8978-1996 一级标准	标准值	6~9	≤100	≤70	≤20
	控制项目	NH <sub>3</sub> -N	磷酸盐	石油类	色度
	标准值	≤15	≤0.5	≤5	≤50

### (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)。

### (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。

### (4) 固体废物

清水岩屑、水基岩屑等一般工业固体废物暂存执行《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》(GB18599-2020) 中相关“防渗漏、防雨淋、防扬尘”要求。油基岩屑等危险废物暂存执行《危险废物贮存污染控制标准》(GB18597-2023)。

## 1.6 评价内容、重点及时段

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

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

评价时段: 施工期、运营期、退役期。



## 1.7 环境工作等级和评价范围

### 1.7.1 生态环境

根据《环境影响评价技术导则-生态影响》（HJ19-2022）中评价工作级别划分有关规定，本次生态环境评价工作等级判定如下，具体见表 1.7-1。

表 1.7-1 生态影响评价工作等级判定

序号	确定原则	本项目
1	a) 涉及国家公园、自然保护区、世界自然遗产、重要生境时，评价等级为一级	不涉及
2	b) 涉及自然公园时，评价等级为二级	不涉及
3	c) 涉及生态保护红线时，评价等级不低于二级	不涉及
4	d) 根据 HJ2.3 判断属于水文要素影响型且地表水评价等级不低于二级的建设项目，生态影响评价等级不低于二级	不属于水文要素影响型，地表水评价等级为三级 B
5	e) 根据 HJ610、HJ964 判断地下水水位或土壤影响范围内分布有天然林、公益林、湿地等生态保护目标的建设项目，生态影响评价等级不低于二级	本项目影响范围内公益林约 0.18hm <sup>2</sup> ，生态影响评价等级二级
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	工程占地 1.79hm <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	不涉及水生生态
11	在矿山开采可能导致矿区土地利用类型明显改变，或拦河闸坝建设可能明显改变水文情势等情况下，评价等级应上调一级	不涉及
12	线性工程可分段确定评价等级。线性工程地下穿越或地表跨越生态敏感区，在生态敏感区范围内无永久、临时占地时，评价等级可下调一级	本次评价不涉及管线工程
13	涉海工程评价等级判定参照 GB/T19485	不涉及

综上，确定本项目生态评价工作等级为二级。

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》（HJ349-2023），井场以场界周围 50m 范围为生态评价范围，“通过大气、地表水、噪声等环境要素间接影响生态保护目标的项目，其评价范围应涵盖污染物排放产生的间接生态影响区域”项目运营期正常无废气排放，废水间接排放，

声环境影响范围内无环境保护目标。确定生态评价范围为井场占地范围外扩 50m 的范围。

### 1.7.2 地表水

施工过程中产生的洗井废水、压裂返排液经絮凝沉淀、杀菌，满足压裂回用水质标准要求后，回用平台压裂工序；运营期采出水依托南川区块页岩气采出水处理站或阳春沟区块页岩气采出水处理站处理，依托现有排放口，为间接排放，根据《环境影响评价技术导则 地表水环境》（HJ2.3-2018），确定地表水评价等级为三级 B。

评价范围：本次重点分析依托设施的可行性。

### 1.7.3 地下水

本项目站场建设为“天然气、页岩气开采（含净化）”类项目，属于《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ 610-2016）中的II类建设项目。根据调查，地下水地质单元内无集中式饮用水源保护区等敏感区分布，但有居民饮用水供水泉分布，地下水环境较敏感，根据地下水评价等级划分方法，确定项目地下水环境评价工作等级为二级。

评价范围：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。本次地下水评价范围以站场所在的相对独立的水文地质单元为本次地下水评价范围。以 DP11 平台南、东侧山脊线，西、北侧地表水体为边界，大气降雨通过土壤、岩石裂缝渗入地下，地下水整体自南向北排泄，评价范围约 3.8km<sup>2</sup>。

### 1.7.4 大气环境

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。

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。

### 1.7.5 声环境

项目所在区域属于《声环境质量标准》（GB3096-2008）2 类声环境功能区，建设项目建成前后评价范围内敏感目标噪声级增高量小于 5dB（A），且建成后项目区受影响人口变化不大，根据《环境影响评价技术导则 声环境》

(HJ2.4-2021)，确定本项目声环境影响评价工作等级为二级。

评价范围：井场周边 200m 范围。

### 1.7.6 环境风险

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

评价范围：

#### (1) 大气风险评价范围

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

#### (2) 地表水风险评价范围

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

#### (3) 地下水风险评价范围

与地下水评价范围一致。

### 1.7.7 土壤环境

本项目属于页岩气开采项目，属于《环境影响评价技术导则土壤环境（试行）》（HJ964-2018）中的II类项目，本项目建设不会造成区域土壤盐化、酸化、碱化，不属于生态影响型；主要为污染物下渗对土壤环境的影响，因此，本项目土壤环境影响类型为污染影响型。本项目占地面积约 1.79 hm<sup>2</sup>；占地周边 50m 范围内无居民、耕地等环境敏感目标，土壤环境不敏感。根据《环境影响评价技术导则土壤环境（试行）》（HJ964-2018），确定项目土壤环境影响评价等级均为三级。

评价范围：平台占地范围及范围外 50m 范围。

## 1.8 相关规划符合性及选址合理性分析

### 1.8.1 与《产业结构调整指导目录（2024 年本）》符合性

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”，属于鼓励类项目，符合国家产业政策要求。

### 1.8.2 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

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

表 1-8-1 与《重庆市产业投资准入工作手册》符合性分析表

序号	不予准入规定	符合性	结果
(一) 全市范围内不予准入的产业			
1	国家产业结构调整指导目录中的淘汰类项目	不属于	项目不属于全市范围内不予准入的项目
2	天然林商业性采伐	不属于	
3	法律法规和相关政策明令不予准入的其他项目	不属于	
(二) 重点区域范围内不予准入的产业			
1	外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	不属于	

	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		
9	在《全国重要江河湖泊水功能区划》划定的河段及湖泊保护区、保留区内投资建设不利于水资源及自然生态保护的项目	不属于	
(三) 限制准入类			
全市范围内限制准入的产业			
1	新建、扩建不符合国家产能置换要求的严重过剩产能行业的项目。新建、扩建不符合要求的高耗能高排放项目。	不属于	项目不属于限制准入类项目
2	新建、扩建不符合国家石化、现代煤化工等产业布局规划的项目	不属于	
3	在合规园区外新建、扩建钢铁、石化、化工、焦化、建材、有色、制浆造纸等高污染项目	不属于	
4	《汽车产业投资管理规定》（国家发展和改革委员会令第 22 号）明确禁止建设的汽车投资项目。	不属于	
5	东北部地区、东南部地区限制发展易破坏生态植被的采矿业、建材等工业项目	不属于	
重点区域范围内限制准入的产业			
1	长江干支流、重要湖泊岸线 1 公里范围内新建、扩建化工园区和化工项目，长江、嘉陵江、乌江岸线 1 公里范围内布局新建纸浆制造、印染等存在环境风险的项目	不属于	项目不属于限制准入类项目
2	在水产种质资源保护区的岸线和河段范围内新建围湖造田等投资建设项目	不属于	

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

### 1.8.3 与《页岩气产业政策》符合性

项目与《页岩气产业政策》符合性分析判定情况见表 1.8-2。

表 1.8-2 项目与页岩气产业政策符合性判定一览表

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>1、本项目按照行业规范要求规范化布置井场，减少平台占地从而减少对植被的破坏，完成钻井各类废物无害化处置，闭井后进行封井，采取生态恢复措施恢复临时占地，保护项目区环境。</p> <p>2、本项目钻井液、压裂返排液循环利用，减小了新鲜水用量。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、本项目直井段采用清水钻井，且各</p>	符合

文件主要政策内容	工程情况	符合性
<p>第二十六条：加强地下水和土壤的保护。钻井、压裂、气体集输处理等作业过程采取地下水和土壤的保护措施，防止页岩气开发对地下水和土壤的污染。</p> <p>第二十七条：页岩气勘探开发利用必须严格实行项目建设“三同时”制度。</p> <p>第二十八条：加强页岩气勘探开发环境监管。页岩气开发过程排放的污染物必须符合相关排放标准，钻井、井下作业产生的各类固体废物必须得到有效处置</p> <p>第二十九条：优化页岩气勘探开发时空布局。禁止在自然保护区、风景名胜、饮用水源保护区和地质灾害危险区等内开采页岩气。</p>	<p>开次完钻后进行固井，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。压裂层位为龙马溪组地层，上部为隔水层，压裂液渗入到其他层位的可能性小，压裂液污染地下水的可行性很小。施工过程中井场、集气站采取“源头控制、过程防控”措施，能有效保护地下水和土壤环境。</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、本项目施工期废水回用配制压裂液，固废优先进行资源化利用，临时占地实施生态恢复，避免各类污染物的二次污染。采出水利用采出水处理站处理后达标排放。</p> <p>6、本项目不在自然保护区、饮用水源保护区等禁采区内，符合页岩气开发时空布局要求。</p>	符合性

#### 1.8.4 与《石油天然气开采业污染防治技术政策》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》（公告 2012 年第 18 号，2012 年 3 月 7 日发布）对比分析详见表 1.8-3。

表 1.8-3 项目与石油天然气开采业污染防治技术政策符合性判定一览表

序号	技术政策要求	本工程内容	符合性分析
一	<b>清洁生产</b>		
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、压裂残液和返排液应回收利用或进行无害化处置，压裂放喷返排入罐率应达到 100%。 酸化、压裂作业和试油（气）过程应采取防喷、地面管线防刺、防漏、防溢等措施。	本项目采用清水进行洗井和压裂，压裂返排液经收集处理后回用作为区域平台压裂。	符合

序号	技术政策要求	本工程内容	符合性分析
二	<b>生态保护</b>		
1	油气田建设宜布置丛式井组，采用多分支井、水平井、小孔钻井、空气钻井等钻井技术，以减少废物产生和占地。	本项目采用丛式井组，水平井技术，尽量减少了工程岩屑、废水的产生，减少了占地。	符合
2	在开发过程中，伴生气应回收利用，减少温室气体排放，不具备回收利用条件的，应充分燃烧，伴生气回收利用率应达到 80% 以上；站场放空天然气应充分燃烧。燃烧放空设施应避开鸟类迁徙通道	本项目不具备利用条件，在放喷池进行充分燃烧。	符合
三	<b>污染治理</b>		
1	在钻井和井下作业过程中，鼓励污油、污水进入生产流程循环利用，未进入生产流程的污油、污水应采用固液分离、废水处理一体化装置等处理后达标外排。在油气开发过程中，未回注的油气田采出水宜采用混凝气浮和生化处理相结合的方式。	工程设置有专门的水池或软体罐，施工过程中的废水经过处理后回用压裂。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，外运到水基岩屑处理点，集中压滤脱水后，优先用于制砖等资源化利用。	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，采用采取生物或物化方法进行修复。	符合
四	<b>运行风险和环境管理</b>		
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

序号	技术政策要求	本工程内容	符合性分析
3	在开发过程中，企业应加强油气井套管的检测和维护，防止油气泄漏污染地下水。	本项目制定有完善的套管监测维护计划和制度，防止页岩气泄漏污染地下水。	符合
4	油气田企业应建立环境保护人员培训制度，环境监测人员、统计人员、污染治理设施操作人员应经培训合格后上岗。	建设单位设置有专门的环境管理部门，并制定有完善的环境管理制度和培训制度。	符合
5	油气田企业应对勘探开发过程进行环境风险因素识别，制定突发环境事件应急预案并定期进行演练。应开展特征污染物监测工作，采取环境风险防范和应急措施，防止发生由突发性油气泄漏产生的环境事故。	建设单位制定了突发环境事件应急预案，并定期开展演练。事故过程中进行应急监测。	符合

### 1.8.5 与《“十四五”现代能源体系规划》符合性分析

根据《“十四五”现代能源体系规划》（发改能源〔2022〕210号），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”。积极扩大非常规资源勘探开发，加快页岩油、页岩气、煤层气开发力度。石油产量稳中有升，力争2022年回升到2亿吨水平并较长时期稳产。天然气产量快速增长，力争2025年达到2300亿立方米以上。

本项目属页岩气开发项目，项目的实施有助于天然气产量的增加，符合《“十四五”现代能源体系规划》要求。

### 1.8.6 与《重庆市矿产资源总体规划（2021-2025年）》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）》

根据《重庆市矿产资源总体规划（2021-2025年）》及规划环评，“重点开发天然气、页岩气、地热、铝土矿、锶、萤石、重晶石、毒重石、岩盐等矿产。限制开发耐火粘土、高岭石粘土、硫铁矿、煤、锰等矿产。禁止开发汞、砖瓦用粘土及其他对生态环境可能产生严重破坏且难以恢复的矿产……健全政府和社会资本合作模式，以财政资金为引导，鼓励社会资金投入，推动页岩气、地热、锶、毒重石、萤石重晶石方解石等矿产资源开发利用，设



置重大工程 5 个，包括涪陵、南川、荣昌、永川、大足、铜梁等页岩气开发利用……”

本项目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) 与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的资质进行处置；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》审查意见，本项目与其符合性分析如下：

表 1.8-4 项目与审查意见的符合性分析

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

序号	规划环评及审查意见要求	项目情况	符合性
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。	本项目不涉及生物多样性保护优先区域、国家重点生态功能区，项目位于水土流失重点治理区，但施工期采用临时拦挡、排水和苫盖措施，施工结束后及时进行植被恢复或复耕，可有效减小水土流失，不会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，按照相关要求要求进行土地复垦及生态恢复	符合
6	加强生态环境保护监测和预警。结合生态保护、饮用水水源保护区及水环境功能区水质保护及改善要求、土壤污染防治目标等，明确责任主体、强化资金报账，推进重点矿区建立生态、地表水、地下水、土壤等环境要求的长期监测监控体系，在用尾矿库 100% 安装在线监测装置；组织开展主要矿种区域生态修复效果评估，并根据监测和评估结果增加和优化必要的保护措施。针对地表水环境和土壤环境积累影响、地下水质量下降、生态退化等情况，监理预警机制。	建设单位设置例行监测点，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。

### 1.8.7 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《重庆市矿产资源总体规划（2021-2025 年）》，一是加快推进南川区页岩气、煤层气、铝土矿、地热、石灰岩资源的勘查工作，同时做好水泥

产业所需原料矿产资源（如：熔剂用灰岩、水泥用灰岩、制灰用灰岩）的资源接替勘查工作。大力支持天然气、页岩气勘探开发力度，支持在已设油气矿业权区域增列煤层气进行综合勘查、综合开发，依法依规解决油气勘探、开采、输送等合理用地需求。2、开采方向：以页岩气、铝土矿、地热、石灰岩等为开发重点。

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

(2) 与规划环评及审查意见符合性分析

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

表 1.8-5 本项目与重庆市南川区总管控要求的符合性分析

清单类型	准入要求	项目情况	符合性
空间布局约束	<p>(1) 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>(2) 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>(3) 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>(4) 涉及武陵山生物多样性保护优先区域的 FM008、FM011、FM014、FM015、FM017、</p>	<p>本项目不在生态环境保护红线及优先管控单元内，不涉及一般生态空间（生物多样性维护）。</p> <p>根据生态调查，不涉及珍稀动植物，项目影响范围不涉及饮用水源保护区。场地周围修建截排水沟，井场边坡采取放缓或稳固措施，施工结束后，对临时占地进行生态恢复；退役后，按照相关要求进行了土地复垦及生态恢复。</p>	符合

	<p>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>（5）《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>（6）已设矿业权保留（FM001、FM002）与永久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>（7）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>（8）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>（1）一类功能区内的建设用地及其以外所设 300 米宽的缓冲带，原则上按一类功能区对应的标准执行。FM046、FM038、FM037、FM049 部分矿区范围位于一类功能区外 300 米缓冲带范围内，执行《环境空气质量标准》（GB3095-2012）一级标准，对于位于一类功能区的采矿区块应强化粉尘排放控制。</p> <p>（2）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>（3）铝土矿开采生产废水排放标准可执行《铝</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>

	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。		
环境风险防控	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。	井场实施分区防渗，对柴油罐区、危废暂存区采取重点防渗，对不落地装置、原辅材料暂存区及软体罐区等区域采取敷设防渗膜方式防渗，可有效防止污染物泄漏污染土壤地。	符合
资源开发利用要求	（1）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； （2）单个矿山最低开采规模不得低于规划设计标准；	本项目为页岩气开采项目，未提出指标要求	/

表 1.8-6 项目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，并采取有针对性的保护措施，防止对区域生态功能产生不良影响。	本项目不在生态环境保护红线及优先管控单元内，施工作业带无古树名木。场地周围修有截排水沟，井场边坡采取放缓或稳固措施，施工结束后及时进行生态恢复措施。	符合

序号	审查意见要求	项目情况	符合性
4	加强矿山生态修复和环境治理。严结合区域生态环境质量改善目标和主要生态环境问题，分区域、分矿种确定矿山生态修复和环境治理总体要求，强化生态环境保护。	施工结束后，对临时占地进行生态恢复；退役后，按照相关要求进行了土地复垦及生态恢复	符合
5	矿产资源开发利用过程中采用技术经济可行、措施有效的污染防治措施，控制生产和运输产生的污染物排放。采矿生产、生活污水应尽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。	本项目施工废水回用不外排；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。	符合
6	严格落实矿产资源开发各项环境风险防范措施，防范突发性环境风险事故发生。邻近饮用水水源保护区的开采区块，应严格落实相关废水处理措施和风险防范措施，预防突发性环境风险事故对饮用水水源保护区造成影响。	设单位设置有专门的环境管理部门，并制定有完善的QHSE 管理体系，建设项目按照要求编制风险应急预案，项目不涉及饮用水水源保护区	符合
7	规划中所含建设项目开展环境影响评价时，应进一步与自然保护地、国土空间“三区三线”划定成果衔接，严格落实自然保护地、国土空间用途管制等要求；应结合规划环评提出的指导意见和管控要求做好环境影响评价工作，加强与规划环评的联动，重点评价项目建设对区域生态系统、水环境、土壤环境等环境影响的途径、范围和程度，深入论证生态修复工程、环境保护措施及环境风险防范措施的可行性，规划协调性分析等内容可予以简化。规划在适用期限、规模、结构和布局等方面进行重大调整或者修订的，应当按规定重新或者补充开展环境影响评价。	项目落实与三线一单、规划环评的分析，严格落实自然保护地、国土空间用途管制等要求	符合

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

#### **1.8.8 与“三线一单”符合性分析**

根据重庆市生态环境局的“三线一单”智检系统生成的检测分析报告，本项目所在的环境管控单元为南川区重点管控单元-大溪河南川上游。项目与环境管控单元生态环境准入清单管控要求的符合性分析见表 1.8-7。

2024 年 3 月 19 日，重庆市生态环境局印发了《重庆市“三线一单”生态环境分区管控调整方案（2023 年）》（渝环规〔2024〕2 号），项目与重点管控单元市级总体管控要求符合性分析见表 1.8-8。





表 1.8-7 本项目与生态环境准入清单符合性分析

环境管控单元编码		环境管控单元名称		环境管控单元类型	
ZH50011920004		南川区重点管控单元-大溪河南川上游		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
区县总体管控要求	空间布局约束	<p><b>第一条</b> 金佛山国家级自然保护区实验区内已建成的设施，其污染物排放超过国家和地方规定的排放标准的，应当限期治理；造成损害的，必须严格要求采取补救措施。</p> <p><b>第二条</b> 禁止超过生态承载力的旅游活动。在旅游资源开发利用过程中，应合理有序撤除与资源景观保护冲突的设施。</p>		本项目不涉及金佛山国家级自然保护区	符合
		<p><b>第三条</b> 优化工业园区产业布局，严把环境准入关，禁止建设南川区产业定位中明确禁止的项目，大观组团禁止引进屠宰、生物发酵制药等污水排放量大的项目。</p> <p><b>第四条</b> 根据南平、水江、龙岩和大观组团园区实际情况设定防护林及防护绿地等缓冲带。</p>		本项目不涉及工业园区	符合
		<p><b>第五条</b> 对工业用地上“零土地”（不涉及新征建设用地）技术改造升级且“两不增”（不增加污染物排放总量、不增大环境风险）的建设项目，对原老工业企业集聚区（地）在城乡规划未改变其工业用地性质的前提和期限内，且列入所在区县工业发展等规划并依法开展了规划环评的项目，依法依规加快推进环评文件审批</p>		本项目不在城乡规划区范围内，本项目在开工前应依法办理用地许可	符合
	污染物排放管控	<p><b>第六条</b> 提高农肥利用率，提高乡镇污水处理率，加强农田氮磷流失、畜禽养殖废弃物排放、农田地膜残留、耕地重金属污染等农业面源污染治理工作。</p>		本项目不涉及乡镇污水处理。不排放重金属	/

		<p><b>第七条</b> 加快推进实施《重庆市南川区龙川江水体达标方案（2017-2020 年）》，新建工业企业原则上应进入工业园区，并满足污染排放及污染物总量控制要求，园区内工业废水必需经过预处理达到集中处理要求，方可进入污水处理厂，确保龙川江水质达标。</p>	<p>本项目为页岩气开采，因安全等要求，可不进入园区；施工废水回用压裂，运营期废水优先回用，无平台回用时，进入南川区块页岩气采出水处理站或阳春沟区块采出水处理站，满足《污水综合排放标准》（GB8978-1996）一级标准后排放</p>	符合
		<p><b>第八条</b> 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。</p>	<p>本项目不在人口集中区域，场站施工期间定期洒水，可有控制扬尘污染，站场正常工况下无废气排放，集输流程为密闭流程，可有效减小气体的逸散。</p>	符合
		<p><b>第九条</b> 人口集中居住区采取规范化隔离或覆盖等防尘措施，有效控制扬尘污染。新、改、扩建项目涉及排放挥发性有机物的车间，应采取一定的废气防控措施；对产生臭气的生产单元应采取除臭措施，确保臭气浓度场界达标，避免臭气扰民。</p>	<p>本项目不在工业园区内。建设单位设置有专门的环境管理部门，并制定有完善的 QHSE 管理体系，建设项目按照要求编制风险应急预案</p>	符合
	环境风险 防控	<p><b>第十条</b> 工业园区应制定环境风险应急预案，按要求开展突发环境事件风险评估。成立应急组织机构，定期开展应急演练，提高区域环境风险防范能力。建设环境应急物资储备库，企业环境应急装备和储备物资应纳入储备体系。</p>	<p>本项目占地范围不涉及溶洞区，不在地下暗河上方。井场实施分区防渗，对柴油罐区、危废暂存区等采取重点防渗，对不落地装置、原辅材料暂存区及软体罐区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
		<p><b>第十一条</b> 涉重及涉危险化学品的设施禁止选址于溶洞区及地下暗河上方。各项目详设阶段除要求严格执行相应防渗标准外，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。</p>		

	资源开发利用效率	<b>第十二条</b> 旅游开发建设中推行节水措施和中水回用，提高水资源回用率，严格制定并落实资源保护制度和措施。	本项目施工期废水优先回用压裂，减小用水总量，维持河流合理流量	符合
ZH5001192000 4 南川区重点管控单元-大溪河 南川上游	空间布局约束	临近工业用地的居住用地，根据实际情况设置隔离缓冲带；临近居住用地的工业用地引进污染相对较轻、噪声影响相对较小的项目。对不符合产业准入政策、环境污染重的落后产能实施强制淘汰，实现工矿企业全面达标排放。	本项目属于陆地天然气开采项目，符合产业准入政策。本项目运营期间噪声影响小，各污染物可妥善处置，污染较小	符合
	污染物排放管控	新建项目原则采用天然气、电、液化气等清洁能源。对超标或超总量的排污企业限制生产或停产整治，对整治仍不能达到要求且情节严重的企业一律停业、关闭。重点加强 VOCs 污染控制，确保企业 VOCs 达标排放。在禁燃区内，禁止销售、燃用高污染燃料；禁止新建、改建、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。	项目施工期采取网电进行钻井，柴油电机备用；运营期间采用电能进行生产运营，无废气排放	符合
	环境风险防控	园区应制定环境风险应急预案，按要求开展突发环境事件风险评估。成立应急组织机构，定期开展应急演练，提高区域环境风险防范能力。建设环境应急物资储备库，企业环境应急装备和储备物资应纳入储备体系。	建设单位已开展风险评估及应急预案编制及备案，成立了应急组织机构，定期开展应急演练	符合
	资源开发效率要求	新建和改造工业项目的水资源消耗水平应达到《重庆市工业项目环境准入规定》中的准入值及行业平均值；新建和改造的能耗水平应达到《重庆市工业项目环境准入规定》中的准入值及行业平均值。	未规定页岩气开发的水资源消耗水平。本项目压裂返排液、洗井废水、雨水等均回用压裂，减小了水资源的消耗	符合

表 1.8-8 本项目与重点管控单元市级总体管控要求符合性分析

管控类型	管控要求	项目情况	符合性
空间布局约束	第一条 深入贯彻习近平生态文明思想，筑牢长江上游重要生态屏障，推动优势区域重点发展、生态功能区重点保护、城乡融合发展，优化重点区域、流域、产业的空间布局。	项目总体符合国家和地方相关规划和产业政策。	符合
	第二条 禁止在长江干支流、重要湖泊岸线一公里范围内新建、扩建化工园区和化工项目。禁止在长江干流岸线三公里范围内和重要支流岸线一公里范围内新建、改建、扩建尾矿库、冶炼渣库、磷石膏库，以提升安全、生态环境保护水平为目的的改建除外。禁止在长江、嘉陵江、乌江岸线一公里范围内布局新建重化工、纸浆制造、印染等存在环境风险的项目	不涉及	符合
	第三条 禁止在合规园区外新建、扩建钢铁、石化、化工、焦化、建材、有色、制浆造纸等高污染项目（高污染项目严格按照《环境保护综合名录》“高污染”产品名录执行）。禁止新建、扩建不符合国家石化、现代煤化工等产业布局规划的项目。新建、改建、扩建“两高”项目须符合生态环境保护法律法规和相关法定规划，满足重点污染物排放总量控制、碳排放达峰目标、生态环境准入清单、相关规划环评和相应行业建设项目环境准入条件、环评文件审批原则要求。	项目为陆地天然气开发项目，符合所在环境管控单元生态环境准入清单要求。	符合
	第四条 严把项目准入关口，对不符合要求的高耗能、高排放、低水平项目坚决不予准入。除在安全或者产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。	项目为陆地天然气开发项目，为国家鼓励类项目。项目选址具有“地下决定地上”的特点，对选址有特殊要求。	符合
	第五条 新建、扩建有色金属冶炼、电镀、铅蓄电池等企业应布设在依法合规设立并经过规划环评的产业园区。	不涉及	符合
	第六条 涉及环境防护距离的工业企业或项目应通过选址或调整布局原则上将环境防护距离控制在园区边界或用地红线内，提前合理规划项目地块布置、预防环境风险。	项目不设置环境防护距离	符合

中石化重庆页岩气有限公司 DP11 井区页岩气勘探开发建设项目环境影响报告书

	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。	项目总体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
	第九条 严格落实国家及我市大气污染防治相关要求，对大气环境质量未达标地区，新建、改扩建项目实施更严格的污染物排放总量控制要求。严格落实区域削减要求，所在区域、流域控制单元环境质量未达到国家或者地方环境质量的，建设项目需提出有效的区域削减方案，主要污染物实行区域倍量削减。	不涉及	符合
	第十条 在重点行业（石化、化工、工业涂装、包装印刷、油品储运销等）推进挥发性有机物综合治理，推动低挥发性有机物原辅材料和产品源头替代，推广使用低挥发性有机物含量产品，推动纳入政府绿色采购名录。有条件的工业集聚区建设集中喷涂工程中心，配备高效治污设施，替代企业独立喷涂工序，对涉及喷漆、喷粉、印刷等废气进行集中处理	不涉及	符合
	第十一条 工业集聚区应当按照有关规定配套建设相应的污水集中处理设施，安装自动监测设备，工业集聚区内的企业向污水集中处理设施排放工业废水的，应当按照国家有关规定进行预处理，达到集中处理设施处理工艺要求后方可排放。	不涉及	符合
	第十二条 推进乡镇生活污水处理设施达标改造。新建城市生活污水处理	不涉及	符合

中石化重庆页岩气有限公司 DP11 井区页岩气勘探开发建设项目环境影响报告书

	厂全部按照一级 A 标及以上排放标准设计、施工、验收，建制乡镇生活污水处理设施出水水质不得低于一级 B 标排放标准；对现有截留制排水管网实施雨污分流改造，针对无法彻底雨污分流的老城区，尊重现实合理保留截留制区域，合理提高截留倍数；对新建的排水管网，全部按照雨污分流模式实施建设		
	第十三条 新、改、扩建重点行业（重有色金属矿采选业（铜、铅锌、镍钴、锡、锑和汞矿采选）、重有色金属冶炼业（铜、铅锌、镍钴、锡、锑和汞冶炼）、铅蓄电池制造业、皮革鞣制加工业、化学原料及化学制品制造业（电石法聚氯乙烯制造、铬盐制造、以工业固废为原料的锌无机化合物工业等）、电镀行业）重点重金属污染物排放执行“等量替代”原则	不涉及	符合
污染物排放管控	第十四条 固体废物污染环境防治坚持减量化、资源化和无害化的原则。产生工业固体废物的单位应当建立健全工业固体废物产生、收集、贮存、运输、利用、处置全过程的污染环境防治责任制度，建立工业固体废物管理台账。	项目产生的水机岩屑、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	符合
	第十五条 建设分类投放、分类收集、分类运输、分类处理的生活垃圾处理系统。合理布局生活垃圾分类收集站点，完善分类运输系统，加快补齐分类收集转运设施能力短板。强化“无废城市”制度、技术、市场、监管、全民行动“五大体系”建设，推进城市固体废物精细化管理	生活垃圾定点收集后交环卫部门处置。	符合
环境风险防控	第十六条 深入开展行政区域、重点流域、重点饮用水源、化工园区等突发环境事件风险评估，建立区域突发环境事件风险评估数据信息获取与动态更新机制。落实企业突发环境事件风险评估制度，推进突发环境事件风险分类分级管理，严格监管重大突发环境事件风险企业。	建设单位制定有《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。	符合
	第十七条 强化化工园区涉水突发环境事件四级环境风险防范体系建设。持续推进重点化工园区（化工集中区）建设有毒有害气体监测预警体系		

	和水质生物毒性预警体系。		
资源利用效率	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。	项目为陆地天然气开发项目，项目建设有利于保障区域天然气资源供应，有利于推广清洁能源	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。	项目采用的钻井工艺、压裂工艺和采气集输工艺均为国内较新水平	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。		
	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。	项目为陆地天然气开发项目，区块已集中供水点已办理有取水许可证，在压裂施工过程中优先回用压裂返排液、采出水等废水，降低水资源消耗量。	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。			

综上，本项目符合重庆市、南川区及环境管控单元的总管控要求。





### 1.8.9 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》的符合性分析

《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函〔2019〕910号）提出：“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……”。本项目压缩机使用电能，站场不设置加热炉、锅炉等，不排放大气污染物，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 1.8-8。



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

序号	要求	本项目	符合性
1	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 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。	本项目属于区块开发项目，区块面积约 4.1km <sup>2</sup> 。本次评价将深入论证评价项目建设、运营带来的环境影响和环境风险，并提出有效的生态环境保护和环境风险防范措施，并对依托工程的可行性进行论证。	符合
2	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	项目施工废水主要包括收集的雨水、洗井废水、压裂返排液等均进行综合利用，运营期采出水依托南川区区块页岩气采出水处理站或阳春沟区块页岩气采出水处理站处理达标排放，目前，南川区区块页岩气采出水处理站已经通过验收，依托可行有效，阳春沟区块页岩气采出水处理站已建成试运行，待验收后可依托该处理站处理；水基岩屑进行资源化利用，已论证可行性；油基岩屑采用吨桶“不落地”收集后，交由有危险废物处置资质的单位进行转运处置。	符合
3	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	本项目施工期收集的雨水、洗井废水、压裂返排液回用，运营期采出水、井下作业废水优先回用，无平台回用时，依托南川区区块页岩气采出水处理站或阳春沟区块页岩气采出水处理站处理后达标排放	符合
4	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	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

中石化重庆页岩气有限公司 DP11 井区页岩气勘探开发建设项目环境影响报告书

序号	要求	本项目	符合性
	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		
5	施工期应当尽量减少施工占地、缩短施工时间、选择合理施工方式、落实环境敏感区管控要求以及其他生态环境保护措施，降低生态环境影响。钻井和压裂设备应当优先使用网电、高标准清洁燃油，减少废气排放。选用低噪声设备，避免噪声扰民。施工结束后，应当及时落实环评提出的生态保护措施	本项目尽量减少施工占地、缩短施工时间、选择合理施工方式；选用低噪声设备，避免噪声扰民	符合
6	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	本项目严格按照相关规范作业，强化环境风险防范，制定可行的环境风险应急预案	符合
7	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QHSE管理体系	符合
8	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，按相关要求落实生态环境保护措施	符合
9	油气企业应按照企事业单位环境信息公开办法、环境影响评价公众参与办法等有关要求，主动公开油气开采项目环境信息，保障公众的知情权、参与权、表达权和监督权	建设单位设置有专门的环境管理部门，并制定有完善的QHSE管理体系，对油气开采项目环境信息依法进行公示	符合

### 1.8.10 与重庆市南川区生态环境保护“十四五”规划符合性分析

根据《重庆市生态环境保护“十四五”规划》，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……实施天然气分布式能源建设，在工业园区南平组团新建天然气分布式能源建设项目……实施页岩气开发项目，持续推进水江片区页岩气开采……强化矿山管理，严格落实环境影响评价提出的各项措施及建议，强化页岩气、铝土矿、建筑石材开采产生的生态环境问题管控，确保矿产资源开发利用与生态环境保护协调发展……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……实施页岩气开采油基岩屑回收利用工程，建设32立方米/日页岩气开采油基岩屑回收利用站。

本项目属于页岩气开采，项目的实施有助于推动清洁能源发展，页岩气开采产生的清水钻井岩屑直接综合利用，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，用于制砖等资源化利用；油基岩屑经吨桶收集后交由有危险废物处置资质的单位进行转运处置，废油由中石化重庆页岩气有限公司或有资质的单位回收利用，固体废物均能妥善处置，符合《重庆市南川区生态环境保护“十四五”规划》要求。

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

《陆上石油天然气开采水基钻井废弃物处理处置及资源化利用技术规范》（SY/T 7466-2020）规定了陆上石油天然气勘探开水基钻井废弃物处理、处置及资源化利用技术等要求，本项目与该规范符合性分析见表 1.8-9。

表 1.8-9 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	对水基岩屑集中处置，采用压滤方式，进行固液分离，压滤液交由南川区块页岩气采出水处理站处置，压滤后的水基滤饼外送资源化利用（制砖或水泥窑协同处	符合

序号	要求	本项目	符合性
	后，进一步资源化处理或安全处置	置)时符合接纳企业对原材料的质量和规格要求，烧结砖符合产品质量标准	
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)中相关“防渗漏、防雨淋、防扬尘”要求。	符合

### 1.8.12 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》：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。

本项目的实施有利用天然气开发，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。

### 1.8.13 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》：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推动页岩气滚动开发，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。

### 1.8.14 与《成渝地区双城经济圈生态环境保护规划》（环综合〔2022〕12号）的符合性分析

根据《成渝地区双城经济圈生态环境保护规划》（环综合〔2022〕12号）：加快推动能源结构优化。充分发挥四川水电和天然气等清洁能源优势，统筹调配构建成渝地区“能源互联网”，创建清洁能源高质量发展示范区，提高清洁能源消费比例。重点实施气田增储上产，推进宜宾、内江、泸州、涪陵、南川等地页岩气勘探开发，建设天然气（页岩气）千亿立方米级产能基地，打造中国“气大庆”。优化天然气使用方式，新增天然气优先保障居民生活需求和船舶运输需求，加大工业用煤天然气替代规模；完善天然气产供储销体系，加快管网建设与整合，推动省级管网以市场化方式融入国家管网。

本项目为页岩气产能建设项目，项目的实施有助于推动页岩气滚动开发，建设天然气（页岩气）产能基地，符合《成渝地区双城经济圈生态环境保护规划》（环综合〔2022〕12号）要求。

### 1.8.15 与《长江经济带发展负面清单指南（试行，2022年版）》的符合性分析

根据推动长江经济带发展领导小组办公室《长江经济带发展负面清单指南（试行，2022年版）》（长江办〔2022〕7号）的要求，项目与负面清单的符合性见表 1.8-10。

表 1.8-10 与《长江经济带发展负面清单指南（试行，2022年版）》符合性分析

编号	负面清单内容	项目符合性
1	禁止建设不符合全国和省级港口布局规划以及港口总体规划的码头项目，禁止建设不符合《长江干线过江通道布局规划》的过长江通道项目	本项目不涉及，符合
2	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。禁止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	本项目不涉及，符合
3	禁止在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、旅游等可能污染饮用水水体的投资建设项目。禁止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	本项目不涉及饮用水源保护区，符合
4	禁止在水产种质资源保护区的岸线和河段范围内	本项目建设用地不涉及水产

编号	负面清单内容	项目符合性
	新建围湖造田、围海造地或围填海等投资建设项目。禁止在国家湿地公园的岸线和河段范围内挖砂、采矿，以及任何不符合主体功能定位的投资建设项目	种质资源保护区以及湿地公园，符合
5	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。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	本项目不涉及，符合
6	禁止未经许可在长江支流及湖泊新设、改设或扩大排污口	本项目不涉及，符合
7	禁止在“一江一口两湖七河”和 322 个水生生物保护区开展生产性捕捞	不属于上述项目，符合
8	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	项本项目不涉及，符合
9	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	本项目不属于高污染项目
10	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	本项目不属于国家石化、现代煤化工项目
11	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。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。禁止新建、扩建不符合要求的高能耗高排放项目	本项目不属于落后产能、高能耗、高排放项目
12	法律法规及相关政策文件有更加严格规定的从其规定	

本项目选址及类型均不在《长江经济带发展负面清单指南（试行，2022年版）》中的禁止建设范围内。

### 1.8.16 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

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）》（以下简称《指南》）等相关文件规定和一张负面清单管川渝两地的要求，结合四川省、重庆市实际，制定了《四川省、重庆市长江经济带发展负面清单实施细则》。

本项目与该实施细则的符合性见表 1.8-11。

表 1.8-11 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。	本项目不涉及港口，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。	本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。	本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。	本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。	本项目不涉及饮用水水源准保护区，符合
6	饮用水水源二级保护区的岸线和河段范围内，除遵守准保护区规定外，禁止新建、改建、扩建排放污染物的投资建设项目；禁止从事对水体有污染的水产养殖等活动。	本项目不涉及饮用水水源二级保护区，符合
7	饮用水水源一级保护区的岸线和河段范围内，除遵守二级保护区规定外，禁止新建、改建、扩建与供水设施和保护水源无关的项目，以及网箱养殖、畜禽养殖、旅游等可能污染饮用水水体的投资建设项目。	本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。	本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	本项目不涉及国家湿地公园，符合

编号	管控内容	项目符合性
	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。	
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。	本项目未违法利用、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。	本项目不涉及《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。	本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。	本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。	本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。	本项目不涉及尾矿库、冶炼渣库、磷石膏库，符合
16	禁止在生态保护红线区域、永久基本农田集中区域和其他需要特别保护的区域内选址建设尾矿库、冶炼渣库、磷石膏库。	本项目不涉及尾矿库、冶炼渣库、磷石膏库，符合
17	禁止在合规园区外新建、扩建钢铁、石化、化工、焦化、建材、有色、制浆造纸等高污染项目。	本项目不属于钢铁、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	本项目不涉及炼油、煤制烯烃、煤制芳烃，符合

编号	管控内容	项目符合性
	行)》要求。	
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。	本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。	本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）。	本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。	本项目不属于高耗能、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。

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

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）：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。

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

### **1.8.18 与《重庆市“十四五”土壤生态环境保护规划（2021—2025 年）》（渝环〔2022〕108 号）的符合性分析**

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

### 1.8.19 与《重庆市公益林管理办法》的符合性分析

根据南川区森林资源管理一张图，本项目占用公益林约 0.18hm<sup>2</sup>，本项目与《重庆市公益林管理办法》符合性分析详见表 1.8-12。

表 1.8-12 本项目与重庆市公益林管理办法符合性分析

政策	要求	符合性分析	符合性
《重庆市公益林管理办法》 (2017 年 3 月 1 日起施行)	<p><b>第十四条</b> 补进、调出地方公益林的，由区县（自治县）林业主管部门报本级人民政府同意后，报市林业主管部门和市财政部门审查，经市人民政府核准后，由市林业主管部门公布。</p> <p><b>第十九条</b> 建设工程应当不占或者少占公益林林地。确需占用、征收公益林林地的，应当依法办理用地审核、林木采伐审批手续。</p>	本项目占用地方公益林，应依法办理用地审核、林木采伐审批手续，目前，正在办理相关手续。	完善手续后，符合

由上表可知，本项目应依法办理用地审核、林木采伐审批手续，目前，正在办理相关手续，完善手续后，符合《重庆市公益林管理办法》相关要求。

### 1.8.20 选址合理性分析

#### (1) 环境敏感区涉及情况分析

根据重庆市规划和自然资源局“国土空间用途管制红线智检服务”查询结果，本项目不涉及生态红线、永久基本农田和城镇开发边界，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。

#### (2) 与行业规范符合性分析

根据现场调查，项目井口周边 75m 范围内无高压线及其他永久性设施，井口 100m 范围无民宅布，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，钻井平台选址及井口布置满足《钻前工程及井场布置技术要求》（SY/T5466-2013）等行业规范要求。

放喷池周边 50m 范围内无民宅分布，根据现场调查，周边未发现鸟内迁徙通道，环境影响小，选址合理。

#### (3) 与《地下水管理条例》（国令第 748 号）符合性分析

根据《地下水管理条例》（国令第 748 号）第四十二条“在泉域保护范围

以及岩溶强发育、存在较多落水洞和岩溶漏斗的区域内，不得新建、改建、扩建可能造成地下水污染的建设项目。”

本项目位于南川区南城街道金佛社区，根据现场调查，并结合水文地质图等资料，占地范围未发现落水洞和岩溶漏斗分布，不属于存在较多落水洞和岩溶漏斗的区域，区域未见地下暗河，选址符合《地下水管理条例》（国令第 748 号）要求。

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井泉水质造成影响。

综上，项目选址符合《地下水管理条例》（国令第 748 号）相关规定。

#### （4）环境制约性分析

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

钻井、储层改造期间产生的废水在水池或软体罐等暂存，优先回用于本平台压裂；钻井产生的清水岩屑、水基岩屑进行综合利用；油基岩屑交由有危险废物处置资质的单位进行处；沾染矿物油的废防渗材料交由有危险废物处置资质的单位收运处置，废油由建设单位或有资质的单位回收，废包装材料由厂家或有资质的单位回收，少量压裂返排液絮凝沉淀污泥外运至一般工业固废处置场处置或资源化利用；工程采用网电供电，通过对平台周边噪声超标的居民采取临时避让等措施，施工噪声对周边居民影响可控；施工期间实施分区防渗措施，可有效防控施工对区域地下水造成污染。运营期废油交由有危险废物处置资质的单位回收；采出水采用车辆运或管线输送至南川区块页岩气采出水处理站或阳春沟区块页岩气采出水处理站处理达标排放；集气站设备采用隔声罩、基础减振等措施，降低噪声对周边居民影响。总体上环境对本项目建设制约性小。通过采取评价提出的技术经济可行的环保措施和环境风险防范及应急措施后，环境影响可接受。

综上所述，工程选址符合相关技术规范要求，且不涉及重庆市生态保护红线，在采取必要的环境保护措施和风险防范措施，对环境的影响可得到控制，从环境保护角度分析本项目选址合理。

## 1.9 环境保护目标

本项目大气评级等级为三级，无需划定评价范围，本次主要列出生态、地下水、地表水、土壤环境保护目标，环境风险敏感目标见环境风险章节。

### 1.9.1 生态环境保护目标

本次工程占地不涉及国家公园、自然保护区、自然公园等自然保护地、世界自然遗产、生态保护红线等生态敏感区、重要物种等。本次重点关注项目占地外扩 50m 区域内的生态保护目标，见表 1.9-1。调查期间未发现珍稀保护动植物及古树名木，也不涉及永久基本农田。主要生态保护目标为占地及评价范围内的公益林。

表 1.9-1 生态环境保护目标一览表

序号	名称	相互关系	环境敏感特性	影响因素	环境环保要求
1	公益林	井场占地外扩 50m	占地范围内公益林约 0.18hm <sup>2</sup> ，评价范围内公益林面积约 0.47hm <sup>2</sup> ，均为地方公益林	水土流失	减少植被破坏和水土流失，维护区域生态平衡

### 1.9.2 地下水环境保护目标

根据现场调查，平台周边居民生活用水主要由自来水供给，部分居民采用出露的泉点作为饮用水水源。周边共有 10 处地下水出露泉点，其中 4 处具有饮用水功能的出露泉点情况见表 1.9-2。

表 1.9-2 地下水泉点分布情况一览表

名称	位置 (m)	环境敏感特性
Q1	107.0963°, 29.1109°, 位于平台西南侧约 650m, 高程 937m, 位于地下水流向上游	出露地层为茅口组, 水量 0.05L/s, 供周边约 5 户居民用水。
Q2	107.0958°, 29.1098°, 位于平台西南侧约 780m, 高程 970m, 位于地下水流向上方向	出露地层为茅口组, 水量 0.08L/s, 供周边约 6 户居民用水。
Q3	107.0998°, 29.1262°, 位于平台北侧约 1100m, 高程 757m, 位于地下水流向下游	出露地层为茅口组, 水量 0.01L/s, 供周边约 1 户居民用水。
Q4	107.0919°, 29.1231°, 位于平台西北侧约 990m, 高程 730m, 位于地下水流向侧方向	出露地层为茅口组, 水量 0.02L/s, 供周边约 2 户居民用水。

### 1.9.3 地表水环境保护目标

平台汇水区范围内无饮用水水源保护区、饮用水取水口、涉水的自然保护区、风景名胜区，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。区域降雨最终汇入大溪河，大溪河岭坝—龙济桥属于Ⅲ类水域，汇入点下游 10km 范围内无饮用水水源保护区、饮用水取水口，涉水的自然保护区、风景名胜区等水环境保护目标分布。平台周边地表水系见表 1.9-3。

表 1.9-3 地表水系分布情况一览表

序号	名称	水域功能	环境敏感特性	位置关系	环境环保要求
1	大溪河	Ⅲ	农业用水兼工业用水	位于井场西南侧约 3.5km	满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）Ⅲ类水域水质标准

### 1.9.4 声环境保护目标

根据调查，最近的居民距离井场边界约 560m。声环境评价范围内无环境保护目标分布。

### 1.9.5 土壤环境环保目标

根据调查，土壤环境评价范围内无环境保护目标分布。



## 2 建设项目工程分析

### 2.1 建设项目概况

#### 2.1.1 地理位置与交通

DP11 平台位于南川区南城街道金佛社区，对外交通有 G65 包茂高速及乡村道路，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。

#### 2.1.2 油气田范围及油气资源特征

##### 2.1.2.1 油气田范围

###### (1) 矿权范围

本项目属于东胜区块矿权范围内的区块开发项目。

##### 2.1.2.2 勘探开发概况

自 2017 年勘探开发以来，南川页岩气田东胜区块累计部署了 DP1、DP2、DP3-1、DP4、DP10、DP12 等平台。

##### 2.1.2.3 地质构造

本项目所在南川气田按照构造，划分为六个构造带：平桥背斜、东胜背斜、阳春沟背斜、南川断鼻、双河口向斜及石门背斜-白马向斜。

平桥背斜：呈现从北到南逐渐变得狭窄，为北东走向的长轴断背斜，长 36km，宽 5-7km，埋深 2500-3500m，总面积 171km<sup>2</sup>。

东胜背斜：呈现中间狭窄，往南、往北变得宽缓，北东向展布，长 38km，宽 3.6-7.3km，埋深 1700-3700m，面积 206km<sup>2</sup>。

阳春沟背斜：呈北西向展布的背斜，长 34km，宽 3~18km，埋深 2500~5000m，面积 234km<sup>2</sup>。

南川断鼻：为平桥西断裂下盘的一个鼻状构造，呈北东向展布，长 35km，宽 2~12km，埋深 3500~5200m，面积 257km<sup>2</sup>。

双河口向斜：呈扇形展布，由郝家沟断层和大千断层夹持形成，长 35km，宽 2~13km，埋深 500~4500m，面积 175km<sup>2</sup>。

石门背斜-白马向斜：由大千断层和白沙断层所夹持，长 33km，宽 11~

15km，埋深 500m~4500m，面积 431km<sup>2</sup>。

本项目位于四川盆地川东南构造带东胜背斜。

#### 2.1.2.4 层系

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

#### 2.1.2.5 储层特征

##### (1) 储层岩矿特征

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

##### (2) 孔隙结构类型

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

#### 2.1.2.6 油气藏流体性质

东胜区块五峰组-龙马溪组气样分析资料表明气体相对密度平约 0.566，组分以 CH<sub>4</sub> 为主，根据区块胜页 14-3 井气质组分分析报告，目的层未检出硫化氢，本项目目的层为龙马溪组，因此预计本项目页岩气不含硫。

#### 2.1.2.7 油气资源类型

东胜区块页岩埋深 1500-4500m，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。

### 2.1.2.8 开发进程

2018 年，中石化重庆页岩气有限公司在南川平桥南斜坡部署实施的焦页 10HF 井，取得常压页岩气勘探突破。2019 年，中石化重庆页岩气有限公司在南川东胜构造带部署实施预探井——胜页 2HF 井。该井采用二级井身结构、转向压裂工艺等提速降本措施，经测试获日产气量 32.26 万立方米，刷新国内常压页岩气单井日产气纪录。2020 年东胜—平桥西区块 1446 亿立方米探明储量通过国家审查，明确页岩气规模开发的产建阵地，为页岩气增产稳产提供保障。2022 年，华东油气田申报的《重庆四川盆地东南缘南川气田东胜区块页岩气开采项目开发利用方案》通过自然资源部专家审查。该开发利用方案申报采矿权面积为 260.69 平方千米，动用页岩气探明储量面积 127.91 平方千米。2023 年，自然资源部核发了东胜区块采矿权证。

### 2.1.3 建设项目基本概况

项目名称：中石化重庆页岩气有限公司 DP11 井区页岩气勘探开发建设项目；

建设单位：中石化重庆页岩气有限公司；

建设性质：新建；

建设地点：重庆市南川区南城街道金佛社区；

开发方式：自喷开采；

### 2.1.4 建设项目组成

本项目主要建设内容为钻前工程、钻井工程、储层改造工程和油气集输工程。项目组成见表 2.1-2。

表 2.1-2 项目组成一览表

#### 2.1.4.1 钻前工程及工程平面布置

##### ①井场

DP11 平台井场面积约 0.50hm<sup>2</sup>，长 96m，宽 52m，井场东西走向，采用碎石铺垫，局部采用混凝土硬化。在平台中部呈两排部署，部署 6 口井。

##### ②放喷池

1 座，放喷池位于井场北侧，容积约 500m<sup>3</sup>，半埋式结构，地表以下部

分为钢混结构，地表以上部分为砖混结构，并做防渗处理。放喷池用于施工期间测试放喷，暂存钻井废水；运营期间，用于应急放喷及应急池使用。

### ③生活区

井队设置 1 个生活区，采用活动板房，配备环保厕所和垃圾收集点各 1 座。

### ④水基岩屑暂存区

井队在井场内设置 1 座水基岩屑暂存区，用于储存水基岩屑，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，防渗系数 $\leq 10^{-7}$ cm/s。

### ⑤软体罐

储层改造期间，在井场外临时设置 2000m<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)涂层布料，外部采用钢板固定，施工结束后拆除。

### ⑥集气站

集气站位于井场东侧，属于五级站场。集气站距 100 人以上的居住区、村镇、公共福利设施大于 22.5m，气井距离距 100 人以上的居住区、村镇、公共福利设施大于 67.5m（以气井关井压力超过 25MPa 考虑）。本项目集气站及井口距周边居民区、村镇、社会福利设施防火距离，满足《石油天然气工程设计防火规范》（GB50183-2004）五级站场防火距离要求。

## 2.1.4.2 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，本项目共部署 6 口水平井，总进尺 27150m，水平段进尺 14300m，平均完钻井深 4525m，平均水平段长 2383m。

### （1）井身结构

钻井工艺采用“导管+二开”的钻井工艺，导管段、一开采用清水钻井，二开直井、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。

表 2.1-3 “导管+二开”井身结构说明

① 导管

Φ406.4mm 钻头钻进，Φ339.7mm 套管下深 100m 左右，建立井口，采用水泥固井，水泥返至地面。

② 一开

一开用 Φ311.2mm 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

二开造斜用 Φ215.9mm 钻头，正常情况下，水基钻井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 Φ139.7mm 套管固井，封小河坝组地层及以上的易漏、易垮塌地层，以钻达或钻穿龙马溪组页岩气层上部的标准层“浊积砂”为中完原则，采用水泥固井，水泥返至地面。

二开水平段使用 Φ215.9mm 钻头、油基钻井液，完成大斜度井段和水平段钻井作业，下入 Φ139.7mm 套管完井，采用水泥固井，水泥返至地面。

(2) 主要工艺设备

本项目采用单钻机布局，采用 ZJ50 钻机。钻机驱动采用电动钻机并配置顶驱，钻机配备情况详见表 2.1-5、表 2.1-6。

(3) 钻井液方案

页岩气井导管、一开采用清水钻井液，二开造斜段采用水基钻井液，二开水平段采用油基钻井液钻井。

(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。

井控管汇压力等级按二开闸板防喷器压力等级选择。

(5) 固井方案

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

### 2.1.4.3 储层改造工程

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

#### (1) 完井工程

##### ① 完井方式

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

##### ②射孔压裂工艺

电缆桥塞下到大斜度井段遇阻后，采用压裂车泵注减阻水推动桥塞管柱下行至水平段，采用套管磁定位，直至到达预定位置，先点火座封桥塞、上提丢手，封隔已措施层；上提电缆到指定射孔位置进行分簇射孔，射孔结束后，上提出电缆工具串进行验枪；射孔完毕后通过高压将前置液（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

根据区块已开发井测试压裂情况，施工车辆及设备准备如表 2.1-7 所示。

表 2.1-7 平台压裂施工车辆及工具准备

#### (4) 压裂井场布置

根据不同钻井井场情况，兼顾钻井、油气集输工程方案进行试气井场布置，摆好压裂机组，接好高、低压管线、管汇，平面布置见附图 2-2。

### 2.1.4.4 油气集输工程

集气站按照标准集气站模式进行建设。工艺方案采用高压采气、中压集输、区域脱水的总体集输工艺。采用“采气丛式井场-集气站-集气管道”的模式，单井采气管线设计压力 42MPa。

### ①站场工程

DP11 集气站内新建 6 套除砂器、3 具计量分离器，3 台压缩机、1 台分子筛脱水撬。

### ②采气管线

本次建设井口至设备的采气管线，采气管线总长度约 1200m，无缝钢管，规格为  $\Phi 76 \times 12$ ，设计压力 35MPa。

## 2.1.4.5 公用工程

### (1) 供水工程

本项目压裂用水优先使用压裂返排液或采出水，不足部分取自 Y54 集中取水点，该取水点位于南川区南城街道，已进行水资源论证，现场采用橇装化泵站提升水压至所需压力，水压水量可满足压裂供水需求。

### (2) 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；运营期间供电电源依托集气站已建低压电源。

## 2.1.4.6 依托工程

### (1) 脱水系统

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。

### (2) 采出水处理站

运营期采出水可采用车辆输送至南川区块页岩气采出水处理站或采用管线输送至阳春沟区块页岩气采出水处理站。

#### ①南川区块页岩气采出水处理站

南川区块页岩气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，采出水处理站日处理规模约 1000m<sup>3</sup>/d，本项目 6 口井采出水日产生量为 30m<sup>3</sup>/d，接纳本项目废水后总处理量约 1030m<sup>3</sup>/d，小于设计处理规模 1400 m<sup>3</sup>/d，可依托该处理站处理采出水。

### ②阳春沟页岩气采出水处理站

阳春沟区块页岩气采出水处理站位于南川区南城街道万隆村 Y5 平台附近。主要处理建设单位在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 1000m<sup>3</sup>/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。2022 年 10 月 13 日，南川区生态环境局以“渝(南川)环准〔2022〕61 号”文对《南川页岩气田阳春沟区块页岩气采出水处理项目环境影响报告表》进行了批复，目前，该污水处理站已建成，正在开展竣工环保验收工作。验收后，本项目采出水可依托该处理站处理。

### (3) 供水工程

目前，建设单位在南川区南城街道石庆村设置了取水口，并开展了水资源论证，重庆市南川区水利局以“南川水许可〔2023〕15 号”文对《页岩气田 Y54 取水点取水工程水资源论证报告书》进行批复。

综上，本项目可利用已建地面工程、采出水处理站、取水点进行生产。

## 2.1.4.7 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入放喷池燃烧。

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，用于铺垫井场或修建井间道路，钻井产生的水基岩屑经脱水后，外运资源化利用；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；沾染矿物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；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。

⑤生态环境

施工结束后，按照土地复垦要求对井场周边临时占地进行土地复垦和生态恢复。

(2) 运营期

①井下作业废水、采出水

井下作业废水、采出水优先回用南川区块钻井平台压裂工序，不能回用的采出水经罐车拉运至南川区块页岩气采出水处理站处理达到《污水综合排放标准》（GB8978-1996）一级标准后排入鱼泉河或管线输送至阳春沟区块页岩气采出水处理站处理达到《污水综合排放标准》（GB8978-1996）一级标准后排入大溪河。

②固体废物

废砂石、清管废物、废分子筛交由一般工业固废处理场处置；废润滑油交由有相应危险废物处置资质的单位进行处置。

### 2.1.5 主要技术经济指标

本项目主要技术经济指标见表 2.1-9。

### 2.1.6 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。本项目施工期在井场内设置 1 处材料堆存区，用于暂存钻井工程、储层改造工程用的化学药品，钻井所需膨润土、纯碱、烧碱等固体材料装袋，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。

### (2) 钻井工艺钻井液使用情况

本项目采用“井工厂”方式施工，钻井期间按照井依次开展导管、一开、二开钻井。各开次钻井液用量与钻井液平均循环量、钻井天数、纯钻时效等参数有关。

表 2.1-10 “导管+二开”钻井液体系及配制量

表 2.1-11 页岩气井钻井液材料用量 单位：t

根据钻井液使用情况，本项目每进尺钻井液使用量、循环量、损耗量见表 2.1-12。

表 2.1-12 单位进尺钻井液用量及消耗量

本项目钻井液用量及损耗量如表 2.1-13 所示。

表 2.1-13 钻井液用量及消耗量

平台各开次钻井液使用情况如下：

清水钻井液段：使用清水 1800m<sup>3</sup>，清水钻井阶段钻井液总用量为 66900m<sup>3</sup>，钻井液使用过程中损耗量约 134m<sup>3</sup>。清水钻完钻后，最后剩余钻井液 1666m<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 134m<sup>3</sup>，清水段回用 1666m<sup>3</sup>，水基钻井阶段钻井液总用量为 451500m<sup>3</sup>，钻井液使用过程中损耗量约 903m<sup>3</sup>。水基钻完钻后，剩余钻井液 897m<sup>3</sup>，由井队回收用于后续钻井工程。

油基钻井液段：油基钻井液配置量为 1800m<sup>3</sup>。油基钻井阶段钻井液总用量为 200200m<sup>3</sup>，钻井液使用过程中损耗量约 801m<sup>3</sup>。油基钻完钻后，剩余钻井液 999m<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

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

本项目水力压裂液用量详见表 2.1-14、压裂液配制材料用量见表 2.1-15。

表 2.1-14 本项目压裂液用量一览表

表 2.1-15 压裂液添加剂消耗量配方表

### 2.1.7 工程土石方与占地

#### (1) 工程土石方

本项目新建 DP11 平台，部署 6 口井，土石方产生量约 2.66 万 m<sup>3</sup>，土石方平衡，不产生弃土。

土石方堆存于井场东侧，占地面积约 2500m<sup>2</sup>，堆高约 3m，最大堆存量约 7500m<sup>3</sup>，表土四周夯实，覆彩条布处理减少表土层水土流失。用于后期土地恢复，井场建设结合地形及后期复垦可做到场地内土石方平衡。并对裸露边坡采用水泥砂浆喷护处理，后期用于土地恢复，井场建设结合地形及后期复垦可做到场地内土石方平衡。

表 2.1-16 土石方平衡表 单位：万 m<sup>3</sup>

工程内容	工程名称	挖方	填方
DP11 平台	钻前工程	2.66	2.66

#### (2) 项目占地

本项目总占地面积约 1.79hm<sup>2</sup>，为临时占地，在测试定产后根据需要办理永久征地手续，占地情况统计详见表 2.1-17。

表 2.1-17 本项目占地情况一览表 单位：hm<sup>2</sup>

井场	0.50
放喷池(兼废水池)	0.03
集气站区	0.07
进场道路	0.03
生活区	0.08
施工扰动、边坡等临时占地	1.08
小计	1.79

根据“国土空间用途管制红线智检服务”查询，本项目不占用永久基本农

田。

本项目占地 1.79 hm<sup>2</sup>，占地类型主要为林地（1.76hm<sup>2</sup>）、交通运输用地（0.03 hm<sup>2</sup>），具体见表 2.1-18。

表 2.1-18 本项目占地类型一览表 单位：hm<sup>2</sup>

土地利用类型		本项目占地
林地	灌木林地	1.17
	乔木林地	0.59
交通运输用地	农村道路	0.03
总计	/	1.79

### 2.1.8 施工组织

#### (1) 施工人员

钻前工程：施工人员约 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：试气压裂队有施工人员约 50 人，安排 1 个试气队，平台内的页岩气井依次完成试气施工。

油气集输工程：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三个阶段。

①钻井工程:钻井作业采用“井工厂”模式，按照井号依次开展导管、一开、二开钻进。

②储层改造工程：平台内所有钻井工程完成后，钻井设备撤场，井场交给试气队伍进行储层改造，本项目新钻的 6 口井依次进行储层改造，即先进行第一口井压裂，压裂结束后测试放喷，第一口井测试结束后再进行第二口井压裂，依次类推，单井施工工期为 30d。

③地面集输工程施工：储层改造工程完成后，储层改造设备撤场，在井场内建设集气站。

表 2.1-19 本项目施工时序表

施工类型	施工时间/天	备注
钻前工程	30	建设井场
钻井工程	480	采用单钻机布局
储层改造工程	180	每口井依次压裂，每口井施工时间约 30 天
油气集输工程	30	/
总计	720	/

## 2.2 影响因素分析

### 2.2.1 施工期污染因素分析

#### 2.2.1.1 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。

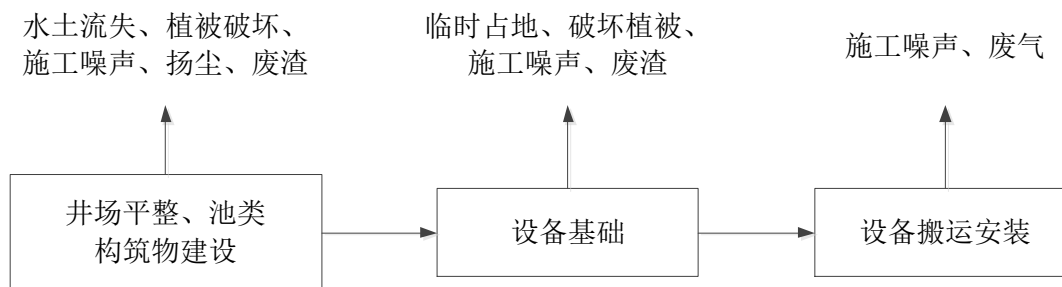


图 2.2-1 施工过程主要环境影响因素

#### 2.2.1.2 钻井工程污染因素分析

##### (1) 钻井工艺

建设井口及设备基础后开始钻井，页岩气井采用“导管+二开”钻井方式，导管段、一开采用清水钻井，二开造斜段采用水基钻井液钻井，二开水平段采用油基钻井液钻井。清水和水基钻井液均属于水相钻井液体系，钻井过程中在循环罐内直接调整钻井液配方。待二开造斜段完钻后，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。二开水平段采用油基钻井液体系，二开完钻后，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；在各开次施工过程中钻屑经振动筛和离心机分离钻井液和钻井岩屑。

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

##### (2) 钻井产污环节分析

### ①清水钻井阶段

此阶段钻井液为清水，不添加其他成分。此阶段钻井液为清水，不添加其他成分。该阶段主要产污环节为柴油动力机组、泥浆泵、泥浆循环系统产生的噪声，柴油动力机组产生的尾气，泥浆循环系统产生的钻井岩屑、井场排污沟收集的场地雨水，以及钻井施工人员产生的生活污水及生活垃圾。钻井过程中清水循环使用，该阶段完成后的剩余清水在循环罐内直接用于配制水基钻井液。

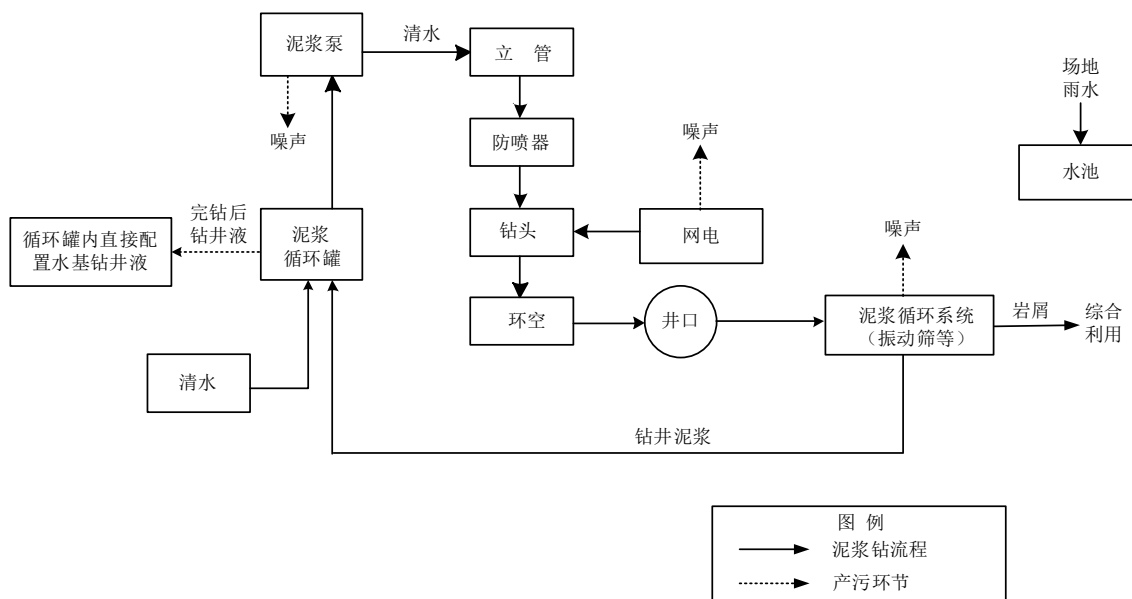


图 2.2-2 清水钻井阶段工艺流程及产污环节示意图

### 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柴油动力机组、泥浆泵、泥浆循环系统产生的噪声，柴油动力机组产生的尾气，泥浆循环系统产生的钻井岩屑，井场排污沟收集的场地雨水，以及施工人员产生的生活污水及生活垃圾。钻井过程中钻井液循环使用，平台内剩余水基钻井泥浆由井队回收。

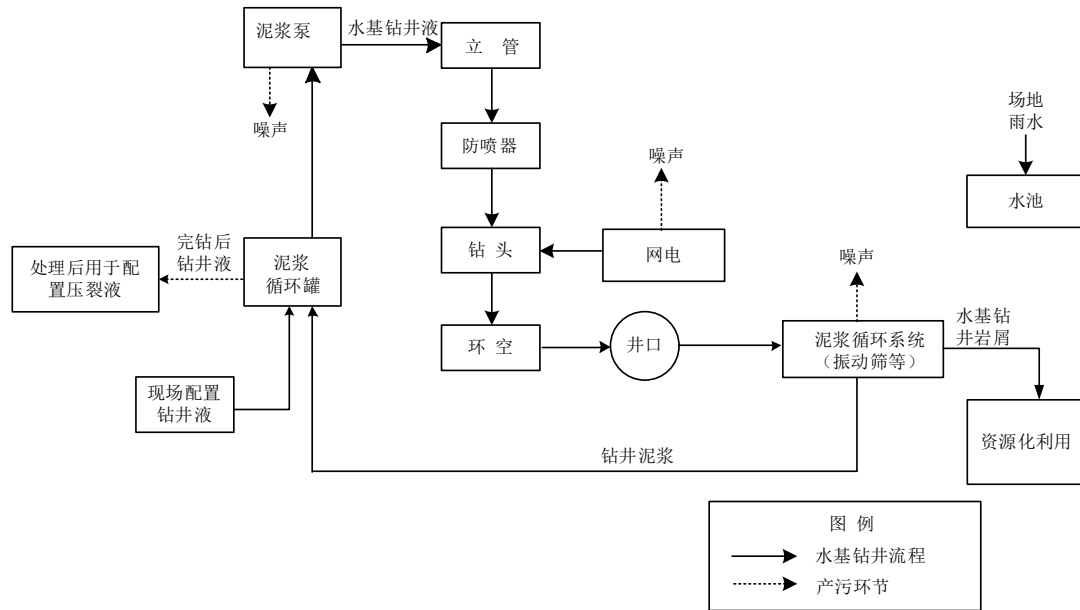


图 2.2-3 水基钻井阶段工艺流程及产污环节示意图

### ③油基钻井阶段

二开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。该阶段主要产污环节为柴油动力机组、泥浆泵、泥浆循环系统产生的噪声，柴油动力机组产生的尾气，泥浆循环系统产生的钻井岩屑，井场排污沟收集的场地雨水，以及施工人员产生的生活污水及生活垃圾。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。

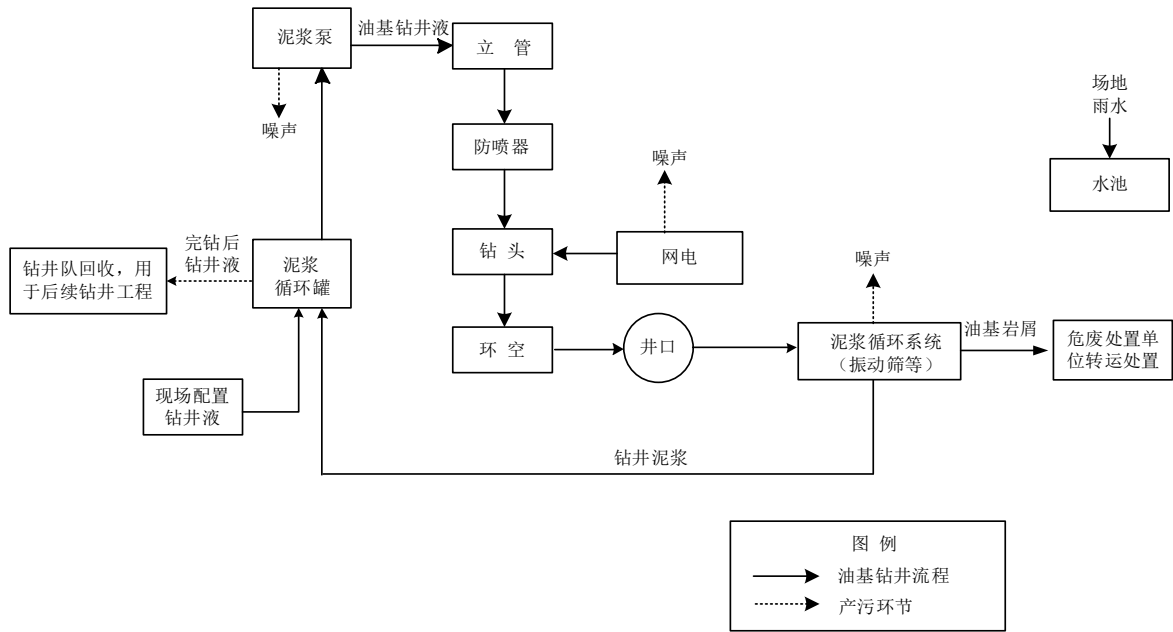


图 2.2-4 油基钻井工艺流程及产污环节示意图

#### ④清洁生产分析

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

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

工程优先采用网电供电，通过钻机带动转盘钻探，通过钻头切削地层，使井不断加深，直至目的井深。在钻井过程中，钻井液通过高压泵经管道、钻井内壁进入井下，然后经钻井外壁和钻井壁之间环空返回地面，经管道收集进入振动筛、离心机分离钻井液和岩屑。分离出的钻井液进入循环罐继续使用，清水岩屑直接综合利用，水基岩屑经不落地设施处理后外运资源化利用。油基钻井岩屑经吨桶集中收集后，交由有相应危险废物处置资质的单位进行处置。

综上，本项目采用的生产工艺符合清洁生产要求。



### 2.2.1.3 储层改造工程污染因素分析

#### (1) 储层改造产排污分析

储层改造工程主要包括前期准备、压裂、钻塞、放喷排液及测试求产等工序。

##### 1、前期准备

①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阀门。

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

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）现场储存期间盐酸浓度为 15%，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。压裂持续时间约为 10 天，盐酸储罐储存时间约 10 天。

### ⑤压裂

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

待一段压裂完成后，向井下再放置桥塞，重复上段压裂过程，直至压裂全部水平井段。

### 3、钻塞

磨穿水平井各段桥塞。

### 4、下生产管柱

下生产管柱，将压裂井口换成采气井口。

### 5、测试放喷

为避免地层吐砂，开始返排的速度应小于 200 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。

储层改造过程中主要产污环境为洗井产生的洗井废水、压裂设备噪声、测试放喷时产生的返排液、放喷燃烧废气、放喷噪声、前置酸配制时产生的盐酸雾、井场排污沟收集的场地雨水，以及施工人员产生的生活污水及生活垃圾，工艺流程见图 2.2-5。

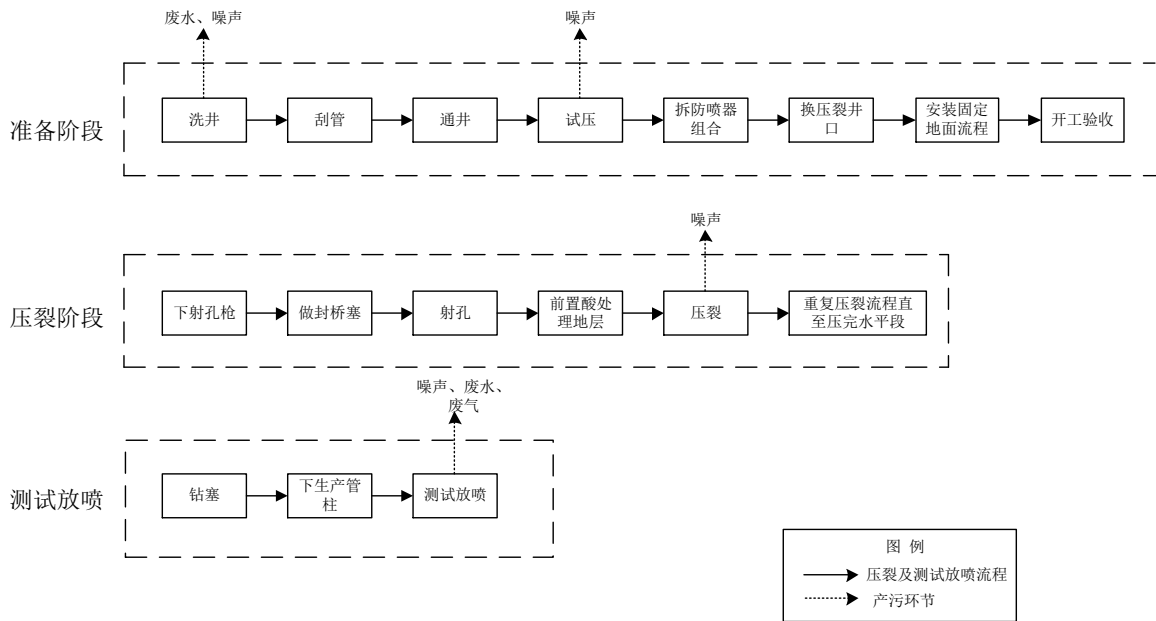


图 2.2-5 储层改造工程流程及产污环节示意图

## (2) 清洁生产分析

测试过程中产生的可燃气体引至放喷池点燃；采用背压阀缩短放喷时间，减轻对大气污染排放，生产工艺符合清洁生产要求。

### 2.2.1.4 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，先修建截排水沟，然后对场地进行夯实，敷设管道等。最后采用石子、碎石等对场地进行硬化，安装集气设备。施工过程中，主要产生施工噪声以及施工人员产生的生活污水及生活垃圾。

## 2.2.2 运营期污染因素分析

### 2.2.2.1 油气开采

气井后期生产过程中，会对故障的气井进行井下作业，使气井恢复正常生产，因此，会不定期进行井下作业（洗井、清砂、修井、侧钻等）过程，期间产生少量井下作业废水。

### 2.2.2.2 油气集输

### (1) 油气集输产排污分析

集气站采用“井下节流—单井计量—分离—脱水”的工艺流程。井口产自喷出井后，经两相流量计计量，然后进分离器进行气液分离，压缩机增压后，进入分子筛脱水，之后通过集输管线外输，分离器分出的污水在水池暂存，优先用于南川区块页岩气平台压裂。集气站出站管道设紧急切断阀和紧急放空阀。脱水采用分子筛脱水，每 3~5 年更换 1 次，产生废分子筛。

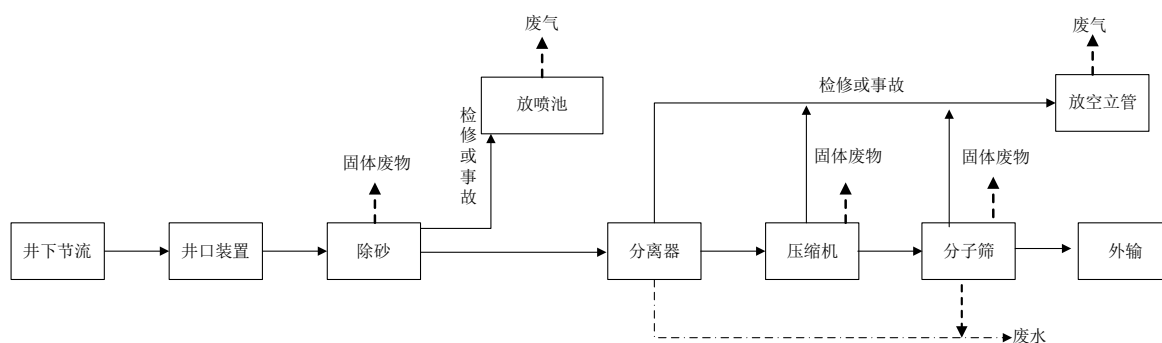


图 2.2-7 运营期集气站工艺流程图

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。

集气站主要产污环节为设备噪声、放空过程中产生的噪声、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、清管过程产生的清管废物及分子筛脱水装置更换的废分子筛。

### (2) 清洁生产分析

集气站运行需要用电能，为清洁能源，生产工艺符合清洁生产要求。

#### 2.2.3 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。

#### 2.2.4 生态环境影响因素

工程建设对生态环境的影响主要发生在施工期钻前工程和运营期。施工期工程土石方开挖、回填、构筑物建设等活动造成的水土流失，施工噪声、人为活动等对动野生动物的影响；运营期主要对生态环境的影响因素为井场运营噪声和人为活动对野生动物的影响。本项目占地面积为 1.79hm<sup>2</sup>，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。

## 2.3 污染源源强核算

### 2.3.1 施工期

#### 2.3.1.1 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) 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。DP11 平台井场收集面积约 3200m<sup>2</sup>，根据年均降雨量、蒸发量及雨水收集面积，预计场地雨水收集量约为 207m<sup>3</sup>，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。

表 2.3-1 平台雨水收集量

平台	雨水收集量 (m <sup>3</sup> )	污染物	浓度 mg/L	产生量 t
DP11 平台	207	SS	200	0.041
		石油类	20	0.004

##### (3) 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 1080m<sup>3</sup>。

表 2.3-2 洗井废水主要污染物浓度 单位：mg/L (pH 除外)

类型	pH	SS	石油类	COD	阴离子表面活性剂
洗井废水	6.5~8.0	≤4500	≤40	≤2500	≤2.15

注：类比涪陵页岩气焦石坝区块一期工程洗井废水水质检测报告，阴离子表面活性剂检出浓度范围为 0.13~2.15 mg/l，本次按照最大值 2.15 mg/l 进行核算。

表 2.3-3 洗井废水污染物产生量 单位：t

井数	洗井废水量 (m <sup>3</sup> )	SS	石油类	COD	阴离子表面活性剂
6	1080	4.86	0.043	2.7	0.002

#### (4) 压裂返排液

根据南川区块页岩气井储层改造返排率统计，返排率约 10%，本次返排率取 10%。本项目压裂液使用总量为 28.6 万 m<sup>3</sup>，则本项目压裂返排液产生量为 28600m<sup>3</sup>，根据施工时序，约 24200m<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 4400m<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，或阳春沟页岩气采出水处理站处理后达标排放。压裂返排液主要污染物为 pH 值、COD、石油类、氯化物。

表 2.3-4 平台压裂返排液污染物源强及产生量

平台	压裂返排液产生量 (m <sup>3</sup> )	污染物	浓度 mg/L	产生量 t
DP11	28600	COD	2500	71.5
		石油类	100	2.9
		氯化物	14000	400.4

#### (5) 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 2.3-5、表 2.3-6。

表 2.3-5 施工期生活用水及污水产生量

平台	施工阶段	用水量 m <sup>3</sup>	废水产量 m <sup>3</sup>
DP11	钻前工程	72	57.6
	钻井工程	2880	2304
	储层改造工程	1080	864
	油气集输工程	72	57.6
	小计	4104	3283.2

表 2.3-6 施工期生活污水污染排放量

废水量 m <sup>3</sup>	项目	COD	BOD <sub>5</sub>	SS	NH <sub>3</sub> -N
3283.2	产生浓度 mg/l	400	200	250	25
	产生量 t	1.31	0.66	0.82	0.08

## (6) 油气集输工程施工废水

施工期采用成品混凝土，产生的少量混凝土养护废水，主要污染物为 SS，浓度为 3000mg/L，本项目预计集气站施工用水量为 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。

## (7) 施工期废水产生情况汇总

本项目施工期水平衡见表 2.3-7。

表 2.3-7 施工期水平衡一览表 单位：m<sup>3</sup>

工段	用水环节	总用水量	新鲜水用量	损耗量	循环量	废水量	综合利用量		去向
							本平台 利用量	其他平台 利用量	
钻前工程	生活用水	72	72	14.4	/	57.6	/	/	利用井场及生活区环保厕所进行处置
	施工废水	30	30	24	/	6	/	6	沉淀后回用场地洒水
钻井工程	清水	66900	1800	134	65100	1666	1666	0	回用本平台水基钻井工序
	水基	451500	134	903	449700	897	785	112	随钻井队用于其他钻井工程
	生活用水	2880	2880	576	/	2304	/	/	利用井场及生活区环保厕所进行处置
	场地雨水	/	/	/	/	150	150	/	回用本平台压裂工序
储层改造工程	洗井	1080	1080	/	/	1080	1080	/	回用本平台压裂工序
	生活用水	1080	1080	216	/	864	/	/	利用井场及生活区环保厕所进行处置
	场地雨水	/	/	/	/	56	56	/	回用本平台压裂工序
	水力压裂	286000	260514	257400	/	28600	24200	4400	最后一口井返排液用于南川区块其他平台压裂
油气集输工程	生活用水	72	72	14.4	/	57.6	/	/	利用井场及生活区环保厕所进行处置
	施工废水	30	30	24	/	6	/	/	沉淀后回用场地洒水
总用水量		809644.0	267692	259305.6	514800	35745.0	27937	4518	/



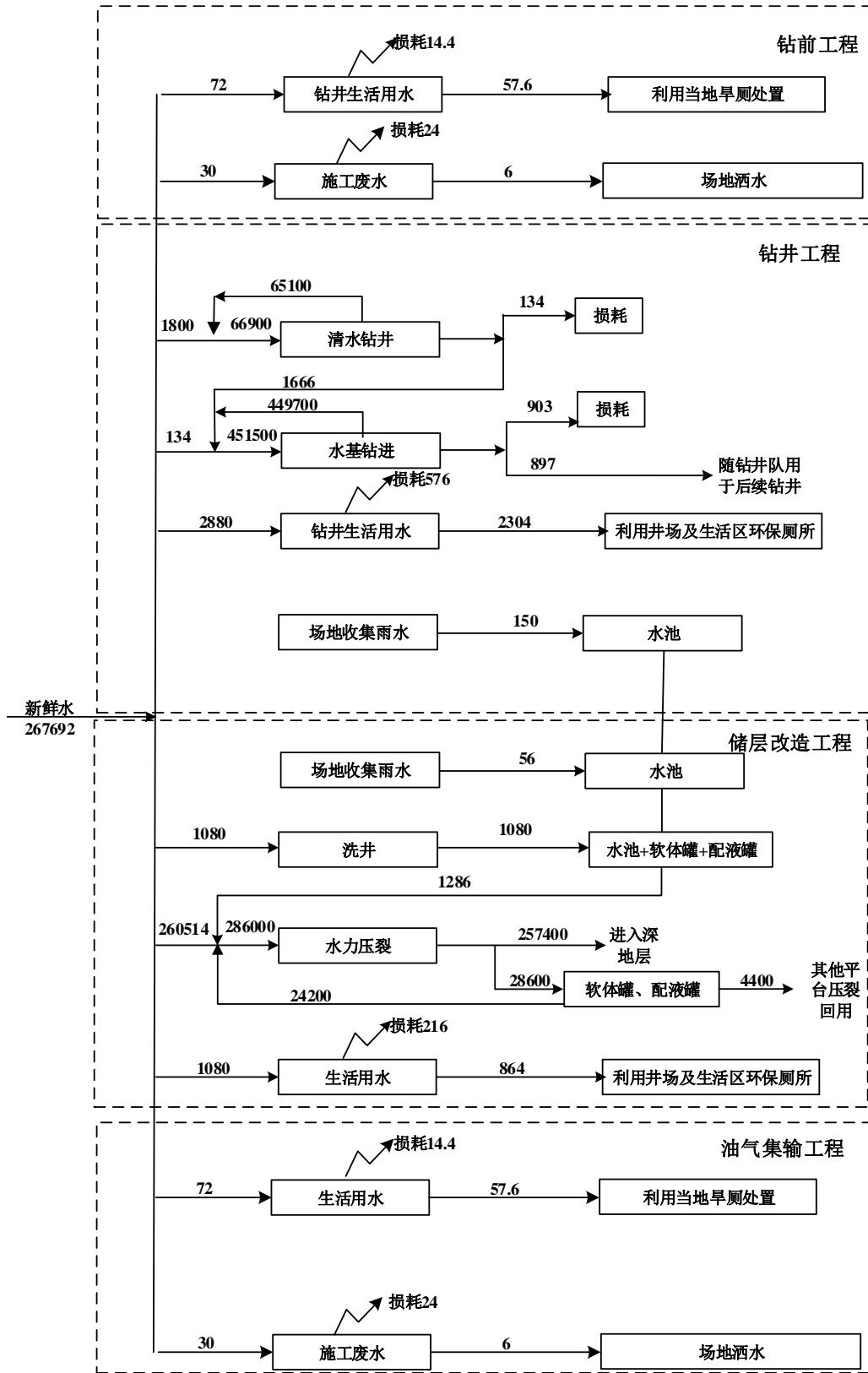


图 2.3-1 施工期水平衡图 单位：m³

### 2.3.1.2 废气

#### (1) 扬尘

钻前工程、油气集输工程施工扬尘为中材料运输、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的优质柴油，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) 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、HC 和 NO<sub>2</sub> 等。由于本项目施工期较短，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。

### 2.3.1.3 噪声

#### 1) 钻前工程

钻前工程的噪声主要是推土机、挖掘机、载重车辆等产生的噪声，噪声声级范围源强见表 2.3-8。钻前工程施工工程量小，仅昼间施工。

表 2.3-8 钻前工程主要噪声源强特性 单位：dB (A)

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

#### (2) 钻井工程

钻井噪声主要来源于钻井设备、泥浆泵、振动筛等连续性噪声，噪声源强在 85~100dB (A)，在采取降噪措施后，噪声源为 80~95dB (A) 对环境影响较大。

表 2.3-9 单钻机平台钻井工程主要噪声源强特性 单位：dB (A)

声源名称	空间相对位置/m			声源源强		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			
柴油动力机 (备用)	0	-15	1	90	1	减振	昼夜	2
发电机 (备用)	-10	-16	1	95	1	减振	昼夜	1
钻井设备	0	0	0	90	1	减振	昼夜	1
泥浆泵	5	19	1	85	1	减振	昼夜	2
振动筛	-10	18	1	80	1	减振	昼夜	2

坐标原点：经纬度坐标，107.098236101°，29.116196056°，海拔高度 970m

#### (3) 储层改造工程

压裂噪声主要来源于压裂机组等设备的机械噪声，噪声源强为 90dB (A)，昼间施工；测试放喷噪声源强为 100dB (A)，属空气动力连续性噪声，持续时间约 2 天。主要噪声源强及特性见表 2.3-10。

表 2.3-10 储层改造工程主要噪声源强特性 单位: dB (A)

声源名称	空间相对位置/m			声源源强		声源控制措施	运行时段	设备数量
	X	Y	Z	声压级 dB (A)	距声源距离 m			
电驱压裂车	-15~15	-10~-30	1	80	1	减振	昼夜	12
混砂撬	10~16	25	1	75	1	减振	昼夜	2
供液撬	15	30	1	75	1	减振	昼夜	1
配液撬	14	-10	1	75	1	减振	昼夜	1
测试放喷	41	83	-20	100	1	/	间断	1

坐标原点: 经纬度坐标, 107.098236101°, 29.116196056°, 海拔高度 970m.

#### (4) 油气集输工程

油气集输工程施工噪声主要由施工机具和各类生产设备引起, 施工机具和生产设备的噪声值参见表 2.3-11。

表 2.3-11 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	振捣棒	76~84	距离声源 5m
4	切割机	82~89	距离声源 5m
5	自卸汽车	75~81	距离声源 5m
6	打夯机	85~90	距离声源 5m

#### 2.3.1.4 固体废物

##### (1) 剩余钻井液

清水段最后剩余钻井液用于配置水基段钻井液, 剩余水基钻井液和剩余油基钻井液均由钻井队回收利用。

##### (2) 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。

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；

$\sigma$ ——扩大倍数，参考区块钻井岩屑实际产生量，清水和水基钻井取 2.5 倍，油基钻井取 4 倍；

本项目井身结构见表 2.3-12。

表 2.3-12 井身结构参数表

平台号	钻头尺寸			
	$\Phi 406.4\text{mm}$	$\Phi 311.2\text{mm}$	$\Phi 215.9\text{mm}$	
DP11	清水	清水	水基	油基
	600	1500	10750	14300

表 2.3-13 钻井岩屑产生及处置情况表

平台号	岩屑类别	产生量 ( $\text{m}^3$ )	备注或处置去向
DP11	清水岩屑	480	铺垫矿区井场或修建井间道路
	水基岩屑	983	资源化利用
	油基岩屑	2093	危废处置单位转运处置

本项目清水岩屑产生量约  $480\text{m}^3$ ，水基岩屑产生量约  $983\text{m}^3$ 。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。清水岩屑主要作为井场铺垫或修建井间道路使用，本项目水基钻井液不是弃聚磺体系泥浆，其废气钻井液及岩屑属于一般工业固废，水基岩屑经不落地系统收集、压滤脱水后，用于资源化利用。

本项目油基岩屑产生总量为  $2093\text{m}^3$ （油基岩屑容重按 2 考虑，约 4186t）。油基岩屑采用吨桶“不落地”收集后，交由有危险废物处置资质的单位进行转运处置。

本项目产生的油基岩屑收集、贮存、转运应符合《危险废物收集 贮存 运输技术规范》（HJ2025-2012）有关要求。危险废物暂存区应做好防风、防雨、防晒、防渗漏要求，并设置警示标识。

### （3）沾染矿物油的废防渗材料

钻井、压裂完工后，每口井拆除沾染矿物油的废防渗材料约 0.1t，则本项目沾染矿物油的废防渗材料产生量约 0.6t。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。

(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。结合工区已完井废油产生情况，单井废油产生量约为 0.5t，本项目 6 口井预计废油产生量为 3.0t，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 2.3-14。

表 2.3-14 本项目含油物质属性一览表

序号	危险废物名称	产生量 t	产生工序及装置	危险废物类别	危险废物代码	形态	主要成分	有害成分	产废周期	危险特性	污染防治措施*
1	油基岩屑	4186	钻井	072-001-08	HW08	半固态	柴油	柴油	施工期	毒性	危废处置单位处置
2	废油	3.0	钻机	900-201-08、 900-214-08、 900-249-08		液态				柴油	毒性、易燃性
3	沾染矿物油的废防渗材料	0.6	场地清理	900-249-08		固态	柴油			毒性	危废处置单位处置

注：油基岩屑容重按 2 考虑。

危险废物贮存场所（设施）基本情况见表 2.3-15。

表 2.3-15 危险废物贮存场所（设施）基本情况样表

序号	贮存场所（设施）	危险废物名称	危险废物类别	危险废物代码	占地面积	贮存方式	贮存能力	贮存周期
1	油基岩屑暂存区	油基岩屑	072-001-08	HW08	约 40m <sup>2</sup>	吨桶收集	约 30m <sup>3</sup>	1d
2	危险废物暂存区	废油	900-201-08、 900-214-08、 900-249-08	HW08	约 30m <sup>2</sup>	集中贮存	约 1m <sup>3</sup>	2d
3		废防渗	900-249-08	HW08		防漏胶	1t	30d

序号	贮存场所 (设施)	危险废物 名称	危险废物 类别	危险废物 代码	占地 面积	贮存 方式	贮存 能力	贮存 周期
		材料				袋盛装		

#### (5) 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 6 口井废包装材料产生总量为 4800 个，由厂家或有资质的单位回收。

#### (6) 压裂返排液絮凝沉淀污泥

本项目压裂返排液排入软体罐暂存，优先回用本平台压裂工序，回用前压裂返排液在软体罐内进行絮凝沉淀处理，参考工区压裂返排液絮凝沉淀污泥产生情况，每万方压裂返排液污泥量约 40t，则本项目压裂返排液絮凝沉淀污泥产生量约 114t。

#### (7) 生活垃圾

生活垃圾按 0.5kg/(人·d) 计算，本项目生活垃圾产生量为 16.7t。生活垃圾定点收集后，由环卫部门统一清运处置。

本项目产生的一般工业固体废物名称、类别等信息见表 2.3-16。

表 2.3-16 一般工业固体废物分类与代码

序号	名称	行业来源代码	类别代码	代码
1	清水岩屑	072	99	072-999-99
2	水基岩屑	072	99	072-999-99
3	废包装材料	072	99	072-999-99
4	絮凝沉淀污泥	072	99	072-999-99

#### (8) 固废产生情况汇总

本项目施工期固体废物产生情况见表 2.3-17。

表 2.3-17 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	480m <sup>3</sup>	铺垫井场或修建井间道路	0
水基岩屑	983m <sup>3</sup>	水基岩屑经不落地系统收集、压滤脱水后，用于资源化利用	0
油基岩屑	2093m <sup>3</sup>	油基岩屑采用吨桶“不落地”收集后，交由有危险废物处置资质的单位转运处置。油基岩屑收集、贮存、转运应符合《危险废物收集 贮存 运输技术规范》(HJ2025-2012)有关要求	0
絮凝沉淀污泥	114t	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	0

类别	产生量	处理措施	排放量
沾染矿物油的废防渗材料	0.6t	集中收集后，交由有危险废物处置资质的单位转运处置	0
废油	3t	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	4800 个	由厂家或有资质的单位回收	0
生活垃圾	16.7 t	定点收集后，由环卫部门集中处置	0

## 2.3.2 运营期

### 2.3.2.1 废水

#### (1) 井下作业废水

本项目生产井共 6 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 27.13m<sup>3</sup>/井次，预计每 2 年进行 1 次井下作业（洗井），则本项目 6 口井井下作业废水产生量预计约 81.39m<sup>3</sup>/a，主要污染物为 COD 和石油类，优先回用南川区块页岩气平台压裂工序，无平台回用时，则依托南川区块页岩气采出水处理站或阳春沟区块页岩气采出水处理站处理达到《污水综合排放标准》（GB8978-1996）一级标准后排放。

表 2.3-18 井下作业废水产排污情况

产品名称	原料名称	污染物指标	规模	单位	产物系数	产污量 t/a	排污量 t/a
井下作业	洗井废水	工业废水量	1 井次	吨/井次-产品	27.13	81.39	0
		化学需氧量	1 井次	克/井次-产品	34679.3	0.104	0
		石油类	1 井次	克/井次-产品	6122.1	0.018	0

#### (2) 采出水

类比南川区块页岩气采出水产生量，本次单井采出水预计产生量为 5m<sup>3</sup>/d，本项目 6 口井废水产生量为 30m<sup>3</sup>/d（10950m<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页岩气采出水处理站，或采用管线输送至阳春沟区块页岩气采出水处理站处理达到《污水综合排放标准》（GB8978-1996）一级标准后排放。

本项目运营期废水排放量及浓度见表 2.3-19。



表 2.3-19 项目运营期采出水排放一览表

类型	产生量 (m <sup>3</sup> /a)	污染物	产生浓度 mg/L	产生量 t/a	排放浓度 mg/L	排放量 t/a
采出水	10950	COD	2500	27.38	100	1.10
		氨氮	85	0.93	15	0.16
		Cl <sup>-</sup>	14000	153.30	14000	153.30
井下作业废 水	81.39	COD	/	0.104	/	0
		石油类	/	0.018	/	0

## (3) 生活污水

本项目集气站无人值守，无生活污水产生。

## 2.3.2.2 废气

运营期正常工况下无废气排放，非正常工况下会产生少量放空废气，放空废气通过放空立管排放，不点燃，直接排放，气体成分为甲烷，废气排放见表 2.3-20 和表 2.3-21。

表 2.3-20 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 2.3-21 非正常工况下排放方式一览表

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

## 2.3.2.3 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、分子筛及压缩机。噪声源强见表 2.3-22。检修状况下，放空立管的放空噪声可达 105dB 左右，持续时间在 2-5min。

表 2.3-22 集气站主要噪声源强特性 单位：dB (A)

声源名称	空间相对位置/m			声源源强		声源 控制 措施	运行 时段	设备 数量
	X	Y	Z	声压级 dB (A)	距声源 距离 m			
分离器撬	25	20~50	1	50	1m	减振	昼夜	3
压缩机	10	10~30	1	70	1m	减振	昼夜	3

分子筛脱水撬	25	15	1	65	1m	减振	昼夜	1
坐标原点：经纬度坐标，107.098236101°，29.116196056°，海拔高度 970m.								

### 2.3.2.4 固体废物

集气站无人值守，无生活垃圾产生。运营期固体废物主要为设备维护的废润滑油、废分子筛和废砂石。

预计 DP11 集气站废润滑油产生量约 0.05t/a，交由有危险废物处置资质的单位处置；预计废分子筛产生量约 0.2t/a，属于一般工业固体废物，由一般固废处理场处置。除砂产生的废砂石主要成分为二氧化硅，每口井产生量约 3.0kg/a，则本项目 DP11 集气站废砂石产生量约 0.02t/a，属于一般工业固体废物，由一般固废处理场处置。

表 2.3-23 运营期固体废物汇总

类别	产生量 t/a	处理措施	排放量
废润滑油	0.05	交由有危险废物处置资质的单位处置	0
废砂石	0.02	交由一般固废处理场处置	0
废分子筛	0.2	交由一般固废处理场处置	0

表 2.3-24 一般工业固体废物分类与代码

序号	名称	行业来源代码	类别代码	代码
1	废分子筛	072	99	072-999-99
2	废砂石	072	99	072-999-99

表 2.3-25 运营期危险废物汇总一览表

序号	危险废物名称	危险废物类别	危险废物代码	产生量 (t/a)	形态	主要成分	有害成分	危险特性	污染防治措施
1	废润滑油	HW08 废矿物油与含矿物油废物	900-214-08、900-249-08	0.05	液态	润滑油	润滑油	毒性、易燃性	交由有相应危废处置资质的单位处置

危险废物贮存场所（设施）基本情况见表 2.3-26。

表 2.3-26 集气站危险废物贮存场所（设施）基本情况表

序号	贮存场所（设施）名称	危险废物名称	危险废物类别	危险废物代码	位置	占地面积	贮存方式	贮存能力	贮存周期
1	润滑油存放点	废润滑油	HW08 废矿物油与含矿物油	900-214-08、900-249-08	集气站内	约 2m <sup>2</sup>	集中贮存	约 0.32t	7d

序号	贮存场所（设施）名称	危险废物名称	危险废物类别	危险废物代码	位置	占地面积	贮存方式	贮存能力	贮存周期
			废物						

### 2.3.3 退役期

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。清洗废水产生量约为  $10\text{m}^3/\text{平台}$ ，主要污染物为 SS，则清洗废水产生总量约为  $10\text{m}^3$ 。

每口井封井施工期 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  $48\text{m}^3$ ，依托当地旱厕收集后农用。

## 2.4 污染物排放汇总

本项目施工期、运营期、退役期主要污染物产生及排放情况汇总见表 2.4-1、表 2.4-2 和表 2.4-3。

表 2.4-1 施工期主要污染物产生及预计排放情况

时段	污染物类型	排放源	污染物名称	处理前		拟采取处理措施	处理后	
				浓度	产生量		浓度	排放量
钻前工程	废水	施工废水	SS、石油类	/	6	沉淀后回用	/	0
		生活污水	污水量	/	57.6m <sup>3</sup>	租住附近民房，不设施工营地，生活污水利用当地居民旱厕处置	/	0
	废气	施工扬尘及尾气	TSP、NO <sub>x</sub> 、CO	/	/	定期洒水	/	/
	噪声	施工机具	施工噪声	/	80-90dB(A)	合理布置施工场地及施工时间	/	80-90dB(A)
	固体废物	生活垃圾	生活垃圾	/	0.3t	由环卫部门定期清运	/	0
钻井及储层改造工程	废水	洗井废水	洗井废水	/	1080m <sup>3</sup>	配制压裂液	/	0
		场地雨水	场地雨水	/	207	配制压裂液	/	0
		压裂废水	压裂返排液	/	28600	采用“混凝沉淀+杀菌”处理后，优先回用于本平台压裂，不能回用的依托页岩气采出水处理站处理达标排放	/	0
		生活污水	污水量	/	3168	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	/	85-100dB(A)	设备自带消声器，减振	/	80-95dB(A)
		压裂施工	压裂设备	/	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
时段		测试放喷	放喷噪声	/	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	/	480	铺垫井场或修建井间道路	/	0
			水基岩屑	/	983	水基岩屑经不落地系统收集、压滤脱水后，进行资源化利用	/	0
			油基岩屑	/	2093	油基岩屑采用吨桶“不落地”收集后，交由有危险废物处置资质的单位进行转运处置。	/	0
		软体罐沉淀	絮凝沉淀污泥	/	114t	外运至一般工业固废处置场处置或资源化利用	/	0
		场地清理	沾染矿物油的废防渗材料	/	0.6t	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	/	3.0t	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	/	4800 个	由厂家或有资质的单位回收	/	/
		生活垃圾	生活垃圾	/	16.5t	定点收集后，由环卫部门集中处置	/	/
	油气集输工程	噪声	施工机具	噪声		75-90dB (A)	合理安排施工时间，禁止夜间施工	
固体废物		生活垃圾	生活垃圾	/	0.15t	定点收集后，由环卫部门集中处置	/	/
废水		施工废水	施工废水	/	6m <sup>3</sup>	沉淀后用于场地洒水	/	/
		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	/	/
废气		施工扬尘	扬尘	/	少量	洒水抑尘	/	/
		施工机具	设备尾气	CO、	少量	/	/	/

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
				NO <sub>x</sub>				

表 2.4-2 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	/	10950m <sup>3</sup> /a	进入南川区块页岩气采出水处理站或阳春沟区块页岩气采出水处理站处理满足《污水综合排放标准》(GB8978-1996)一级标准后排放	/	10950m <sup>3</sup> /a
		COD	2500 mg/L	27.38 t/a		100 mg/L	1.10 t/a
		Cl <sup>-</sup>	14000 mg/L	0.93 t/a		14000 mg/L	0.16 t/a
	氨氮	85 mg/L	153.3 t/a	15 mg/L		153.30 t/a	
	井下作业废水	废水量	/	81.39m <sup>3</sup> /a	回用其他平台压裂	/	
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	0.05t/a		交由有相应危险废物处置资质的单位处置	/	
	分子筛脱水撬	废分子筛	0.2t/a		一般固废处理场处置	/	
	除砂器	废砂石	0.02t/a		一般固废处理场处置	/	

表 2.4-3 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>	进入南川区块页岩气采出水处理站或阳春沟区块页岩气采出水处理站处理满足《污水综合排放标准》(GB8978-1996)一级标准后排放	/	10m <sup>3</sup>
	生活污水	废水量	/	48m <sup>3</sup>	依托当地旱厕收集后农用	/	48m <sup>3</sup>



## 3 环境现状调查与评价

### 3.1 自然环境现状调查与评价

#### 3.1.1 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。

#### 3.1.2 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。

DP11 平台位于南城街道金佛社区，所处区域主要为沟谷地形。

#### 3.1.3 地质构造

##### 3.1.3.1 构造描述

项目位于四川盆地川东高陡构造带东胜南斜坡。东胜构造呈现中间狭窄，往南、往北变得宽缓，北东向展布，长 38km，宽 3.6-7.3km。

##### 3.1.3.2 区域地层

根据查，DP11 平台出露地层为茅口组，目的层均为志留系龙马溪组，钻遇地层依次为古生界二叠系下统茅口组、栖霞组、梁山组，石炭系中统黄龙组，志留系中统韩家店组，下统小河坝组、龙马溪组，区域地层见情况见表

## 3.1-1。

表 3.1-1 地层特征柱状表

系	统	组	岩性
二叠系	下统	茅口组	上部为浅灰色、灰色、深灰色、灰岩、泥质灰岩；下部为灰色、深灰色灰岩、泥质灰岩与灰黑色灰质泥岩、泥岩略等厚互层
		栖霞组	上部为浅灰色、灰色、深灰色灰岩夹灰黑色泥岩；下部为深灰、黄灰色灰岩
		梁山组	顶部为黑色页岩，中下部为灰色泥岩
志留系	中统	韩家店组	灰绿色泥岩、粉砂质泥岩夹灰绿色泥质粉砂岩。
	下统	小河坝组	灰色泥质粉砂岩夹页岩
		龙马溪组	目的层：深灰色页岩、黑色硅质页岩
奥陶系	上统	五峰组	黑色碳质页岩
		临湘组	灰色瘤状灰岩
	中统	宝塔组	灰色灰岩

## 3.1.4 水文地质

## 3.1.4.1 区域含隔水层特征

所在区域从含气地层底板地层奥陶系开始由老至新各地层含隔水层特征分述如下：

## (1) 奥陶系古岩溶含水层

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

地层埋深约 2835m，远低于区域侵蚀基准面，本区域没有出露。

## (2) 志留系中下统隔水层（S1、S2）

志留系中下统隔水层，为灰绿色、黄灰色页岩、泥质粉砂岩夹薄层生物碎屑灰岩。

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

地层埋深达 2450-2830m，项目区内没有出露。

### (3) 二叠系下统灰岩岩溶含水层 ( $P_1\sim P_2$ )

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

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

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

茅口组地层为区域主要出露地层。

### (4) 第四系孔隙含水层 ( $Q_4$ )

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

#### 3.1.4.2 地下水类型

将区内地下水主要分为第四系孔隙水、碳酸盐岩类岩溶水。

##### (1) 第四系孔隙水

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

第四系孔隙水由于富水性弱，且随季节性变化大。

##### (2) 碳酸盐岩类岩溶水

区域地下水类型总体属碳酸盐岩类岩溶水。

其中平台所在位置出露地层为茅口组 ( $P_{2m}$ )，岩性为灰色厚层—块状灰者，底部夹薄层硅质层。地下水类型为碳酸盐岩碎屑互层裂隙溶洞水。

#### 3.1.4.3 地下水动态特征

区内地下水的补给条件受多种因素控制，以大气降水渗入为主要补给来源，故其变化与大气降水的年变化和多年变化呈正相关，地下水动态主要受

降水和裂隙发育的控制，变化较大，以裂隙岩溶泉的形式出露(流量一般在数十至数百升每秒)，其动态随降雨变化十分明显，有的在暴雨后数小时流量剧增，水变浑浊，久旱则干枯。

#### 3.1.4.4 地下水补给、径流、排泄条件

本项目所在地地下水主要受大气降水补给，地下水向下流动，在沟谷低洼地带沿裂隙排泄。地下水循环是由多个小型水循环动力单元组成，呈动态不稳定性，地下水资源长期处于降雨、入渗、自然或人工排泄的循环过程，地下水水动力条件稳定。

##### (1) 第四系孔隙水

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

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

##### (2) 碳酸盐岩类岩溶水

DP11 平台及周边出露地层主要岩性为灰岩，岩溶较发育，但岩溶发育不均匀，所形成的含水层没有统一的潜水位，地下水就近补给就近排泄至溪沟。

#### 3.1.4.5 地下水化学类型

为了解区域地下水类型，本次委托重庆厦美环保科技有限公司对平台附近地下水八大离子进行监测，结果见下表。

表 3.1-3 地下水化学类型分析计算表

离子	监测浓度 (mg/L)	分子量	离子价	毫克当量	毫克当量百分数 (%)
K <sup>+</sup>	2.41	39	1	0.06	5.19
Na <sup>+</sup>	5.4	23	1	0.34	28.54
Ca <sup>2+</sup>	22.2	40	2	0.56	46.65
Mg <sup>2+</sup>	5.6	24	2	0.23	19.61
CO <sub>3</sub> <sup>2-</sup>	0	60	2	0	0
HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	68.2	61	1	1.12	75.62

离子	监测浓度 (mg/L)	分子量	离子价	毫克当量	毫克当量百分数 (%)
Cl <sup>-</sup>	1.11	35.5	1	0.03	2.11
SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup>	31.6	96	2	0.33	22.26

由上表统计分析可知，DP11 平台地下水化学类型为重碳酸盐-钠钙型地下水。

#### 3.1.4.6 评价区地下水开采利用现状

根据水文地质资料、现场调查等，区域地下水主要来自于大气降水，当地居民饮水来源为自来水，无大型地下水水源利用工程，未对地下水进行开采。

#### 3.1.4.7 水文地质单元划分

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

以 DP11 平台南、北、东侧山脊线，西侧地表水体为边界，大气降雨通过土壤、岩石裂缝渗入地下，地下水整体自南向北排泄，评价范围约 3.8km<sup>2</sup>。结合水文地质图和现场调查，评价范围未发现暗河和消落洞分布，评价范围内的溶洞或水井分布见表 3.1-2。水文地质单元划分详见附图 6。

#### 3.1.5 地表水系

本项目位于大溪河流域，大溪河是乌江支流，发源于金佛山，流经南川区、武隆区，最终汇入长江三峡水库，全长 138km。有 6 条支流，即石钟溪、半溪河、龙岩江、黑溪河、龙川江和鱼泉河。

#### 3.1.6 矿产资源

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

## 3.2 环境质量现状调查与评价

### 3.2.1 环境空气质量现状调查

#### (1) 达标区判定

根据《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ2.2-2018）中 6.4.1“根据国家或地方生态环境主管部门公开发布的城市环境质量达标情况，判断项目所在区域是否属于达标区”，本次评价达标区判定采用《2022年重庆市生态环境状况公报》数据。项目所在区域环境空气质量现状评价详见表 3.2-1。

表 3.2-1 基本污染物环境质量现状

污染物	年评价指标	评价指标 ug/m <sup>3</sup>	现状浓度 ug/m <sup>3</sup>	达标情况
PM <sub>10</sub>	年平均浓度	70	49	达标
SO <sub>2</sub>	年平均浓度	60	9	达标
NO <sub>2</sub>	年平均浓度	40	25	达标
PM <sub>2.5</sub>	年平均浓度	35	31	达标
O <sub>3</sub>	百分位数平均	160	118	达标
CO	24h 平均浓度	4000	800	达标

根据上表可知，南川区 PM<sub>10</sub>、PM<sub>2.5</sub>、SO<sub>2</sub>、NO<sub>2</sub>、CO、O<sub>3</sub> 均满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中的二级标准，属于环境空气质量达标区。

### 3.2.2 地表水环境质量现状监测

根据《环境影响评价技术导则 地表水环境》（HJ2.3-2018）中 6.6.3.2“应有限采用国务院生态环境保护主管部门统一发布的水环境状况信息”，本次引用生态环境保护主管部门发布的大溪河例行监测断面监测结论进行评价。

根据南川区环境监测站提供的 2019~2021 年大溪河平桥断面例行监测数据，主要监测因子监测结果统计见下表。

表 3.2-2 大溪河平桥断面例行监测结果一览表

年份 \ 指标	COD	BOD <sub>5</sub>	氨氮	TP	石油类	挥发酚
2019 年	10	1.1	0.08	0.11	0.005	0.0006
2020 年	10	1.4	0.12	0.07	0.005	0.0008
2021 年	9	1.3	0.19	0.05	0.005	0.0003
III类标准	≤20	≤4	≤1	≤0.2	≤0.05	≤0.005

由上表可知，2019~2021 年期间，大溪河平桥例行监测断面 COD、BOD<sub>5</sub>、

氨氮、总磷、石油类、挥发酚等各监测因子均满足《地表水环境质量标准》(GB3838-2002)III类标准；除氨氮外，其余各因子浓度呈逐年下降趋势或总体变化不明显。项目所属流域水环境控制断面达标。

### 3.2.3 声环境质量现状调查

声环境评价范围内无环境保护目标分布，本次评价委托重庆厦美环保科技有限公司对平台周边声环境质量进行监测。监测因子为等效连续 A 声级，监测频率为昼夜间各 1 次/天，连续监测 2 天。

监测布点情况见表 3.2-3 和附图 4。

表 3.2-3 声环境监测点情况

监测点名称	监测点位置	监测时间
C1	DP11平台北侧厂界外	2024年2月28日~29日

评价标准：执行《声环境质量标准》（GB3096-2008）2类区标准。

环境噪声现状监测统计结果见表 3.2-4 所示。

表 3.2-4 环境现状监测结果

监测点	监测时段	监测结果	2类区标准值	达标情况
C1	昼间	48~50	60	达标
	夜间	42~44	50	达标

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

### 3.2.4 地下水环境质量现状监测

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 DP11 平台所在水文地质单元布设 5 个地下水监测点，满足《环境影响评价技术导则 地下水导则》（HJ 610-2016）布点要求，各监测布点情况见表 3.2-5 和附图 4。

表 3.2-5 地下水环境监测布点情况

监测点名称	监测点位置	监测因子	监测时间
F1	DP11 平台南侧泉点， 地下水流向上方向	pH 值、氨氮、硝酸盐（以 N 计）、亚硝酸盐（以 N 计）、挥发酚、氰化物、砷、汞、铬（六价）、总硬度、铅、氟化物、镉、铁、锰、溶解性总固体、耗氧量、硫酸盐、氯化物、硫化物、钡、阴离子表面活性剂、石油类、总大肠菌群、细菌总数	2024 年 2 月 28 日
F2	DP11 平台东北侧泉点， 地下水流向侧方向		
F3	DP11 平台北侧，地下 水流下游方向		
F4	DP11 平台北侧，地下 水流下游方向		
F5	DP11 平台西北侧，地 下水流侧方向		

其中，F1 点监测有钾离子、钠离子、镁离子、钙离子、碳酸盐、重碳酸盐、氯化物（Cl<sup>-</sup>）、硫酸盐（SO<sub>4</sub><sup>2-</sup>）。

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。



表 3.2-6 地下水现状质量评价表

pH 无量纲，其余为 mg/L

监测项目	F1		F2		F3		F4		F5		III类标准限值
	监测值	标准指数	监测值	标准指数	监测值	标准指数	监测值	标准指数	监测值	标准指数	
pH 值	7.9	0.60	7.4	0.27	7.6	0.4	7.8	0.53	7.5	0.33	6.5~8.5
氨氮	0.036	0.072	0.22	0.44	0.057	0.114	0.134	0.268	0.083	0.166	0.5
耗氧量	1.8	0.60	1.9	0.63	1.8	0.60	2	0.67	2.2	0.73	3
总硬度	102	0.23	171	0.38	179	0.40	200	0.44	143	0.32	450
溶解性总固体	126	0.126	203	0.203	220	0.22	241	0.241	176	0.176	1000
铬（六价）	0.004L	/	0.004L	/	0.004L	/	0.004L	/	0.004L	/	0.05
挥发酚	0.0003L	/	0.0003L	/	0.0003L	/	0.0003L	/	0.0003L	/	0.002
氰化物	0.002L	/	0.002L	/	0.002L	/	0.002L	/	0.002L	/	0.05
石油类	0.01L	/	0.01L	/	0.01L	/	0.01L	/	0.01L	/	0.05
硫化物	0.008	0.4	0.013	0.65	0.006	0.3	0.011	0.55	0.008	0.4	0.02
阴离子表面活性剂	0.05L	/	0.05L	/	0.05L	/	0.05L	/	0.05L	/	0.3
氯化物	0.938	0.004	0.42	0.002	0.444	0.002	0.748	0.003	0.307	0.001	250
硫酸盐	7.65	0.03	15.2	0.06	14.6	0.06	14	0.06	6.35	0.03	250
硝酸盐（以 N 计）	0.761	0.04	0.604	0.03	0.602	0.03	0.453	0.02	0.475	0.02	20
亚硝酸盐（以 N 计）	0.159	0.159	0.016L	/	0.016L	/	0.105	0.105	0.016L	/	1
氟化物	0.006L	/	0.03	0.03	0.01	0.01	0.036	0.04	0.021	0.02	1
铅（μg/L）	2.5L	/	2.5L	/	2.5L	/	2.5L	/	2.5L	/	10
镉（μg/L）	1L	/	1L	/	1L	/	1L	/	1L	/	5
铁	0.04	0.13	0.07	0.23	0.04	0.13	0.04	0.13	0.06	0.20	0.3
锰	0.03	0.3	0.03	0.3	0.04	0.4	0.04	0.4	0.03	0.3	0.1
钡	0.13	0.19	0.04	0.06	0.07	0.10	0.04	0.06	0.2	0.29	0.7
汞（μg/L）	0.04L	/	0.04L	/	0.04L	/	0.04L	/	0.04L	/	1
砷（μg/L）	0.3L	/	0.4	0.04	0.3L	/	0.7	0.07	0.3L	/	10
总大肠菌群 MPN/mL	20	0.67	<10	/	10	0.33	10	0.33	<10	/	30
细菌总数	89	0.89	97	0.97	85	0.85	83	0.83	91	0.91	100

L 表示未检出，检测结果以检出限加“L”表示

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。

### 3.2.5 土壤环境质量现状调查

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。

#### 3.2.5.1 土壤环境理化特性调查、利用状况调查

本次评价重点针对平台周边 50m 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），DP11 平台评价范围内土壤类型为黄壤，根据现场调查，DP11 占地范围内主要为林地。土壤理化性质见表 3.2-7。

表 3.2-7 土壤理化特性调查表

采样日期		2024 年 2 月 28 日
点号		G2
经度 (°)		107.098585
纬度 (°)		29.116228
层次		0.2m
现场记录	颜色	黄棕色
	结构	块状
	质地	壤土
	砂砾含量	5%
	其他异物	无
实验测定	氧化还原电位 (mV)	231
	阳离子交换量 (cmol <sup>+</sup> /kg)	7.1
	容重 (g/cm <sup>3</sup> )	1.16
	饱和导水率 (mm/min)	1.65
	孔隙度 (%)	45

#### 3.2.5.2 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 DP11 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”三级评价要求，场地内布置 3 个表层

样；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）。各监测点监测 1 天，取样 1 次。本项目监测布点情况见表 3.2-8，监测点位见附图 4。

表 3.2-8 土壤环境监测点情况

监测点编号	监测点	备注	采样深度 m	监测因子
G1	DP11 平台拟建废水池旁	场地内	0.2	pH 值、钡、石油烃（C <sub>10</sub> -C <sub>40</sub> ）、全盐量
G3	DP11 平台拟建设备基础旁	场地内	0.2	
G2	DP11 平台拟建井口旁	场地内	0.2	《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）表 1 中 45 项、石油烃（C <sub>10</sub> -C <sub>40</sub> ）、pH、含盐量、钡

评价标准：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。

土壤环境现状监测统计结果见下表所示。

表 3.2-10 场内土壤环境现状监测结果 单位: mg/kg, pH 无量纲

监测因子	单位	G2		标准值
		监测值	标准指数	
pH 值	无量纲	7.08	/	/
砷	mg/kg	9.36	0.156	60
镉	mg/kg	0.20	0.003	65
六价铬	mg/kg	未检出	/	5.7
铜	mg/kg	28	0.002	18000
铅	mg/kg	62	0.078	800
汞	mg/kg	0.252	0.007	38
镍	mg/kg	52	0.058	900
钡	mg/kg	1790	/	/
全盐量	g/kg	0.7	/	/
石油烃 (C10-C40)	mg/kg	36	0.008	4500
萘	mg/kg	未检出	/	70
茚并[1,2,3-cd]芘	mg/kg	未检出	/	15
二苯并[a,h]蒽	mg/kg	未检出	/	1.5
蒽(1,2-苯并菲)	mg/kg	未检出	/	1293
苯并[k]荧蒽	mg/kg	未检出	/	151
苯并[b]荧蒽	mg/kg	未检出	/	15
苯并[a]芘	mg/kg	未检出	/	1.5
苯并[a]蒽	mg/kg	未检出	/	15
2-氯酚	mg/kg	未检出	/	2256
苯胺	mg/kg	未检出	/	260
硝基苯	mg/kg	未检出	/	76
邻二甲苯	mg/kg	未检出	/	640
间二甲苯+对二甲苯	mg/kg	未检出	/	570
甲苯	mg/kg	未检出	/	1200
1,2-二氯苯	mg/kg	未检出	/	560
1,4-二氯苯	mg/kg	未检出	/	20
乙苯	mg/kg	未检出	/	28
苯乙烯	mg/kg	未检出	/	1290
1,1,1-三氯乙烷	mg/kg	未检出	/	840
1,1,2-三氯乙烷	mg/kg	未检出	/	2.8
三氯乙烯	mg/kg	未检出	/	2.8

监测因子	单位	G2		标准值
		监测值	标准指数	
1,2,3-三氯丙烷	mg/kg	未检出	/	0.5
氯乙烯	mg/kg	未检出	/	0.43
苯	mg/kg	未检出	/	4
氯苯	mg/kg	未检出	/	270
1,1,2,2-四氯乙烷	mg/kg	未检出	/	6.8
1,1,1,2-四氯乙烷	mg/kg	未检出	/	10
四氯乙烯	mg/kg	未检出	/	53
反-1,2-二氯乙烯	mg/kg	未检出	/	54
二氯甲烷	mg/kg	未检出	/	616
1,2-二氯丙烷	mg/kg	未检出	/	5
四氯化碳	mg/kg	未检出	/	2.8
氯仿	mg/kg	未检出	/	0.9
氯甲烷	mg/kg	未检出	/	37
1,1-二氯乙烷	mg/kg	未检出	/	9
1,2-二氯乙烷	mg/kg	未检出	/	5
1,1-二氯乙烯	mg/kg	未检出	/	66
顺-1,2-二氯乙烯	mg/kg	未检出	/	596
全盐量	g/kg	未检出	/	0.6

续表 3.2-10 场地内土壤环境现状监测结果 单位: mg/kg, pH 无量纲

监测因子		pH	石油烃(C <sub>10</sub> -C <sub>40</sub> )			全盐量	钒
单位		无量纲	监测值	标准指数	标准值	g/kg	mg/kg
G1	暗棕色	7.18	15	0.004	4500	0.8	2390
G2	暗棕色	7.34	15	0.005	4500	0.6	2790

场内土壤监测点各因子均低于《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中的第二类用地筛选值。

### 3.2.6 生态环境现状

#### 3.2.6.1 评价范围及调查方法

##### （1）调查范围

生态现状评价的调查范围面积约 5.83hm<sup>2</sup>。

##### （2）调查、评价方法

生态环境现状调查主要采用资料收集和现场调查相结合的方法，充分利用 3S 技术等技术手段，对评价区生态环境质量现状进行评价。首先收集评价范围及邻近地区的现有生物多样性、植被、土壤、水土流失、土地利用等方面的资料，在综合分析现有资料的基础上，结合遥感影像室内解译，确定现场调查的重点区域和考察路线，然后进行实地调查，实地调查以样方、样线、样点为主，同时走访当地居民了解动植物分布情况，最后根据实际调查情况通过 3S 技术进行校正处理，提取评价范围的植被类型、土地利用、植被覆盖度、生态系统类型、水土流失、景观类型等数据，进行生态环境质量评价。

#### ①植被及植物资源现场调查

采取样线与样方调查相结合的方式对评价范围植被及植物资源进行调查，样线主要沿已有道路和林间小路设置。

样方设置原则：

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

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

C.在特别重要的植被及群系内物种变化较大的情况下，应增加设点。

D.尽量避免非取样误差，两人以上进行观察记录，消除主观因素。

E、样方调查内容记录经纬度、坡度、坡向、海拔以及植物群落情况。其中，林地样方大小为 20m×20m，灌丛样方大小为 10m×10m，灌草丛样方大小为 5m×5m，记录样方内每种乔木的名称、胸径（cm）、高度（m），灌木的名称、地径、高度，草本的名称、盖度、高度等信息。

#### ②陆生脊椎动物资源现场调查

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

鸟类采用样线法和样点法进行观测，观测者沿固定的线路行走，并记录

样线两侧所见到的鸟类，观测时行进速度 1.5~3km/h，在样线上设置若干样点，样点距离根据生境类型确定，每个样点观测 3~10min。

哺乳动物观测采用样线法，爬行动物、两栖动物采用样线法和样方法进行观测，观测者记录样线两侧一定范围内见到的种类和数量。动物样方结合植被样方，观测样方内见到的种类和数量。

### 3.2.6.2 植被及植物多样性调查

#### (1) 植被类型

按照《中国植被》的植被分类原则对本项目评价范围内的植被类型进行划分，可分为1个植被系列，2植被型组、2个植被亚型，见表3.2-11。

表 3.2-11 评价范围内植物群落调查统计表

类别	植被型组	植被型	群系	分布区域
I.自然植被	针叶林	暖性针叶林	马尾松	平台四周广泛分布
	灌丛和灌草丛	落叶阔叶灌丛	金佛山荚蒾、水竹	平台东南、西北

本项目评价范围内主要植被类型为：暖性针叶林、落叶阔叶灌丛。本项目生态环境评价范围面积5.83hm<sup>2</sup>，经现场调查及资料整理，植被面积约5.64hm<sup>2</sup>，占评价范围面积的96.7%，其中：落叶阔叶灌丛面积1.74hm<sup>2</sup>，占评价范围面积的29.8%；暖性针叶林面积3.9hm<sup>2</sup>，占评价范围面积的66.9%。交通运输用地等其他非植被区域面积0.19hm<sup>2</sup>，占评价范围面积的3.3%。各植被类型统计汇总情况见下表，评价范围内植被类型分布示意图见附图15。

表 3.2-12 评价范围植被现状统计表

序号	植被类型	面积 (hm <sup>2</sup> )	比例
1	暖性针叶林	3.9	66.9%
2	落叶阔叶灌丛	1.74	29.8%
3	其他非植被	0.19	3.3%
合计		5.83	100%

#### (2) 植物多样性

根据评价范围内植物群落分布情况，以群系为调查单元，每个群系设置样方 3 个，共设置植被样方 6 个，样方设置情况见下表，样方设置示意图见附图 15，调查时间为 2023 年 3 月 1~2 日，样方调查结果见附件 14。

表 3.2-13 本项目植被样方设置情况一览表

样方编号	植被群系	经度	纬度	海拔(m)	样方面积
S1	暖性针叶林-马尾松	E107° 5'51.793"	N29° 6'57.576"	965	20m×20m
S2	暖性针叶林-马尾松	E107° 6'0.736"	N29° 6'58.857"	982	20m×20m
S3	暖性针叶林-马尾松	E107° 5'54.591"	N29° 7'3.301"	954	20m×20m
S4	落叶阔叶灌丛-金佛山荚蒾、水竹	E107° 5'58.589"	N29° 6'59.788"	965	10m×10m
S5	落叶阔叶灌丛-金佛山荚蒾、水竹	E107° 5'56.744"	N29° 7'3.198"	931	10m×10m
S6	落叶阔叶灌丛-金佛山荚蒾、水竹	E107° 5'54.632"	N29° 7'0.818"	966	10m×10m

注：采用 WGS84 坐标系

本项目评价范围内以暖性针叶林马尾松群系、落叶阔叶灌丛-金佛山荚蒾、水竹群系为主。

#### 1) 马尾松群系

马尾松是向阳、喜温暖的树种，多分布于酸性土壤。本项目评价范围的马尾松 (*Pinus massoniana* Lamb.) 林片状广泛分布于评价范围内，郁闭度 0.4~0.5，株高 7m~20m，胸径 6cm~45cm 左右，乔灌木层次明显。

乔木层除马尾松外，伴随有零散杉木、栎树等与之混生，林下灌木层以金佛山荚蒾、悬钩子、细圆藤、小果蔷薇等为优势，草本层有五节芒、沿阶草、蕨等。

#### 2) 落叶阔叶灌丛-金佛山、水竹荚蒾群系

该植被类型以金佛山、水竹为优势种，其他灌木层植被主要有金樱子、檵木、棕榈、细枝柃等，草本层以五节芒、蕨等为主。

#### (3) 评价范围植物资源现状

根据现场样方调查和资料记录，评价范围共有维管植物有 75 科 165 属 258 种，其中蕨类植物 12 科 15 属 23 种；裸子植物 2 科 3 属 3 种；被子植物 61 科 147 属 232 种。本评价范围内维管植物名录详见附件 15，按生活型将植被分为乔木、灌木和草本三种类型。

评价范围内常见乔木有：马尾松 (*Pinus massoniana* Lamb)、柏木



(*Cupressus funebris* Endl.)、杉木 (*Cunninghamia lanceolata* (Lamb.) Hook.)、栎 (*Q. acutissima*) 等。

评价范围内常见灌木有：金佛山荚蒾 (*Viburnum chinshanense* Graebn.)、小果蔷薇 (*Rosa cymosa* Tratt.)、铁仔 (*Myrsine africana* L.)、细枝柃 (*Eurya loquaiana* Dunn.)、菝葜 (*Smilax china* L.)、细圆藤 (*Pericampylus glaucus* (Lam.) Merr.)、三叶木通 (*Akebia trifoliata* (Thunb.) Koidz.) 等。

评价范围内常见草本有：五节芒 (*Miscanthus floridulus* (Lab.) Warb.exSchum.etLaut.)、麦冬 (*Ophiopogon japonicus* (L.f.) Ker-Gawl.)、蕨 (*Pteridium revolutum* (Bl.) Nakai)、狗脊 (*Woodwardia japonica* (L.f.) Sm.)、沿阶草 (*Ophiopogon bodinieri* Levl.) 等。

#### (4) 植物群落生物量、生产力及多样性

本评价基于植被类型绘制图，根据样方调查数据，结合参考评价范围周边植被生物量及生产力研究成果，对评价范围各区块植被类型面积、生物量及生产力进行统计。群落生物量、生产力主要通过《重庆市二元立木材积表》、《中国西南地区森林生物量及生产力研究综述》(吴鹏等, 2012)、《我国森林植被的生物量和净生产量》(方精云等, 1996 等相关文献进行整理，结合样地内乔木每木检尺，记录胸径及树高 (diameter of breast height, dbh)，计算群落生物量及生产力。生物多样性则采用现场典型样地调查获取，并采用 Shannon-Weiner 多样性指数进行计算，计算公式如下：

$$H' = -\sum P_i \times \ln P_i$$

式中： $P_i$  为种  $i$  的个体数占总个体数的比例。

根据各植被类型分布情况，评价范围内植被生物量及多样性见下表。

表 3.2-14 评价范围植被类型生物量及多样性统计表

序号	类型	植被面积 (hm <sup>2</sup> )	物种丰富度 (均值) (S)	Shannon-Weiner 多样性指数	生物量 (t/hm <sup>2</sup> )	评价范围总生物量 (t)
1	暖性针叶林	3.9	32	3.0	145.18	566.2
2	落叶阔叶灌丛	1.74	20	2.9	19.76	34.4
合计		5.64	\	\	\	600.6

由上表可知，本项目评价范围生物量主要由暖性针叶林贡献，其次为落叶阔叶灌丛。

#### (5) 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。

#### (6) 公益林

根据南川区森林资源管理一张图数据与项目评价范围叠图，本项目生态评价范围内公益林面积约 0.47hm<sup>2</sup>，均为地方公益林，占用范围内公益林约 0.18hm<sup>2</sup>，均为地方公益林，公益林分布示意图详见附图 16。

#### (7) 天然林

根据南川区森林资源管理一张图数据与项目评价范围叠图，本项目占地范围和生态评价范围内均无天然林分布，区域天然林分布示意图详见附图 17。

### 3.2.6.3 动物多样性调查

生态评价范围内人类活动频繁，群落组成和结构较简单，根据《生物多样性观测技术导则》对生境类型的划分，评价范围生境类型主要为常绿针叶林、灌丛，共设置样线 3 条，每种生境类型内设置的样线均不少于三条，样线总长约 0.96km，设置样点 7 个，样线、样点设置情况分别见表 3.2-15、表 3.2-16、附图 18。

表 3.2-15 动物样线设置情况一览表

样线编号	长度 (km)	调查生境
X1	0.28	灌丛、常绿针叶林
X2	0.43	灌丛、常绿针叶林
X3	0.25	灌丛、常绿针叶林

表 3.2-16 动物样点设置情况一览表

样点编号	经度	纬度	调查生境
Y1	E107° 5'55.055"	N29° 7'3.381"	常绿针叶林
Y2	E107° 5'57.737"	N29° 7'2.597"	灌丛
Y3	E107° 5'59.888"	N29° 7'1.283"	常绿针叶林

样点编号	经度	纬度	调查生境
Y4	E107° 5'55.051"	N29° 7'0.944"	灌丛
Y5	E107° 5'51.070"	N29° 6'57.975"	常绿针叶林
Y6	E107° 5'57.908"	N29° 6'59.362"	灌丛
Y7	E107° 6'0.259"	N29° 6'58.692"	常绿针叶林

注：坐标系采用 WGS-84 坐标。

根据野外动物资源调查和访问调查，统计结果显示本项目生态影响评价范围内有脊椎动物 4 纲 12 目 36 科 61 属 81 种。其中鸟类 5 目 26 科 48 属 68 种，占总种数的 84%。两栖类有 1 目 3 科 3 属 3 种，占总种数的 3.7%。爬行类有 2 目 3 科 6 属 6 种，占总种数的 7.4%。兽类共有 4 目 4 科 4 属 4 种，占总种数的 4.9%。

现状调查期间，评价范围内未发现国家级及市级重点保护野生动物。

表错误!文档中没有指定样式的文字。-17 生态环境影响评价范围脊椎动物种类组成

类群	目	科	属	种	占总种数	国家 I 级	国家 II 级	市级	中国特有	三有
鸟类	5	26	48	68	84.0%	0	0	0	1	45
两栖	1	3	3	3	3.7%	0	0	0	0	2
爬行	2	3	6	6	7.4%	0	0	0	0	6
兽类	4	4	4	4	4.9%	0	0	0	0	3
合计	12	36	61	81	100	0	0	0	1	56

### (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 5 目 26 科 48 属 68 种。其中，雀形目最多，有 59 种，占鸟类总种数的 86.8%。评价范围的常见鸟类详见附件 16。

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 48 种鸟类居留类型可分为留鸟、夏候鸟、冬候鸟三种类型。

### (2) 两栖类

两栖类有 1 目 3 科 3 属 3 种，包括蟾蜍科、树蛙科、蛙科，两栖动物的组成详见附件 16。

### (3) 爬行类

根据实地调查和向居民访问，评价范围共有爬行类有 2 目 3 科 6 属 6 种，包括石龙子科、游蛇科、蝮科，爬行类常见种类详见附件 16。

#### (4) 兽类

兽类共 4 目 4 科 4 属 4 种。常见兽类种类详见附件 16。

### 3.2.6.4 生态系统类型及特征

#### (1) 生态系统类型

遥感影像解译及实地调查，根据《全国生态状况调查评估技术规范——生态系统遥感解译与野外核查》（HJ1166—2021），本项目评价范围内主要有三种生态系统类型：森林生态系统、灌丛生态系统、城镇生态系统，评价范围生态系统类型及特征见下表，评价范围生态系统类型分布示意图详见附图 19。

表 3.2-18 评价范围生态系统类型及特征

序号	生态系统类型		面积 (hm <sup>2</sup> )	比例
	I级分类	II级分类		
1	城镇生态系统	工矿交通	0.19	3.3%
2	灌丛生态系统	阔叶灌丛	1.74	29.8%
3	森林生态系统	针叶林	3.9	66.9%
合计			5.83	100%

由上表可知，森林生态系统是评价范围内主要的生态系统，占评价范围的 66.9%，其次为灌丛生态系统，占评价范围的 29.8%，城镇生态系统占评价范围的 3.3%。

#### (2) 生态系统生产力

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

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

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

其中：P<sub>t</sub>是用年平均温度（t，℃）估计的热量生产力（单位：g/（m<sup>2</sup>·a））

P<sub>p</sub>用降水量（p，mm）估计的水分生产力（单位：g/（m<sup>2</sup>·a））

分别计算出热量生产力和水分生产力后，取值较小的一个生产力作为生

态系统的生产力。因为根据 Shelford 的耐受性法则和 Liebig 的最小因子定律，值较小的那个生产力所对应的环境因子就是限制生态系统生产力的关键因子。根据南川区年均气温和年均降雨量，区域生态系统生产力见下表。

表 3.2-19 生态系统生产力及限制因子

区域名称	年均温 (°C)	热量生产力 g/(m <sup>2</sup> ·a)	年降水 (mm)	水分生产力 g/ (m <sup>2</sup> ·a)	限制因子
南川区	16.5	1970	1160.7	1611.93	降水

由上表可知，评价区内生物生产力均受年均降水量的制约，生产力为 1611.9g/m<sup>2</sup>·a。参照奥德姆关于地球上生态系统的平均净生产力水平的分级标准（见下表），项目区生产力水平处于较高等级。

表 3.2-20 生态系统生产力划分等级

序号	等级	生产力 (t/ha·a)
1	最高等级	36.5-73
2	较高等级	10.95-36.5
3	较低等级	1.82-10.95
4	最低等级	<1.82

### (3) 植被覆盖度

植被覆盖度可用于定量分析区域内的植被现状，本项目基于遥感解译，采用植被指数法估算项目区的植被覆盖度。植被指数法主要是通过对各像元中植被类型及分布特征的分析，建立植被指数与植被覆盖度的转换关系。采用归一化植被指数（NDVI）估算植被覆盖度的方法如下：

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

式中:FVC——所计算像元的植被覆盖度；

NDVI——所计算像元的 NDVI 值；

NDVI<sub>v</sub>——纯植物像元的 NDVI 值；

NDVI<sub>s</sub>——完全无植被覆盖像元的 NDVI 值。

本项目根据 2023 年 8 月 Landsat8 遥感卫星影像数据，对本区域的植被覆盖度指数进行归一化分析与计算后，得到评价范围植被覆盖空间分布示意图，详见附图 20。

表 3.2-21 评价范围内植被覆盖度等级划分一览表

植被覆盖度 (FVC)	植被覆盖度等级	面积 (hm <sup>2</sup> )	面积比例
0.5<FVC≤0.75	较高覆盖度	0.36	6.15%
FVC>0.75	高覆盖度	5.47	93.85%
合计		5.83	100%

由上表可知，评价范围内植被生长状态较好，高覆盖度占 93.85%，较高覆盖度占 6.15%，总体上植被覆盖度等级较高。

### 3.2.6.5 土地利用调查

根据《土地利用现状分类》(GB/T21010-2017)分类，本评价范围内土地利用类型有耕地、工矿仓储用地、园地、林地、工矿仓储用地、住宅用地、交通运输用地、水域及水利设施用地和公共管理与公共服务用地共八种土地利用类型。评价范围土地利用现状统计见表 3.2-26，评价范围土地利用现状分布示意图详见附图 21。

表 3.2-22 评价范围土地利用现状统计表

序号	土地利用类型		面积 (hm <sup>2</sup> )	比例
	一级类	二级类		
1	交通运输用地	农村道路	0.19	3.3%
2	林地	灌木林地	1.74	29.8%
		乔木林地	3.9	66.9%
		小计	5.64	96.7%
合计			5.83	100%

根据土地利用现状面积统计，本项目生态评价范围内主要为林地，林地面积5.64hm<sup>2</sup>，占评价范围面积的96.7%，交通运输用地面积0.19hm<sup>2</sup>，占评价范围面积的3.3%。

### 3.2.6.6 景观现状

用景观生态学的原理和方法来评价范围域生态体系的组成、特征及稳定性，是评价生态环境质量的一种技术方法。

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

细统计见下表，评价范围景观类型分布示意图详见附图 22。

表 3.2-23 评价范围景观类型

序号	植被类型	面积 (hm <sup>2</sup> )	比例
1	交通景观	0.19	3.3%
2	灌丛景观	1.74	29.8%
3	森林景观	3.9	66.9%
合计		5.83	100.00%

由上表可知，评价范围内以森林景观为主，森林景观占评价范围面积的 66.9%，其他依次为灌丛景观、交通景观。系统的稳定性和抗干扰能力主要是以森林景观、灌丛景观为控制类型，从整个区域的连通性讲，生态系统层次结构保持完整。

### 3.2.6.7 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”-“IV 2-1 南川-万盛常绿阔叶林生物多样性保护生态功能区”，区域主导生态功能为生物多样性保护。生态功能保护与建设应围绕生物多样性保护的主导方向，加强水土保持和水源涵养。重点任务是提高森林植被的覆盖率，调整森林结构，保护、完善山地森林生态系统结构，改善物种的栖息环境，强化水土保持与水文调蓄功能。加强矿山生态保护和恢复。依法强制保护和抢救珍稀濒危动植物。

### 3.2.6.8 水土流失现状

根据《2021 年重庆市水土保持公报》，南川区水土流失面积 600.45km<sup>2</sup>，占南川区国土总面积的 23.19%；其中轻度侵蚀 440.83km<sup>2</sup>，占流失面积的 73.42%；中度侵蚀 70.43km<sup>2</sup>，占流失面积的 11.73%；强度侵蚀 49.46km<sup>2</sup>，占流失面积的 8.24%；极强度 35.39km<sup>2</sup>，占流失面积的 5.89%；剧烈侵蚀 4.34km<sup>2</sup>，占流失面积的 0.72%；微度侵蚀面积为 1988.55km<sup>2</sup>，占南川区国土总面积的 76.81%。

根据《重庆市南川区水土保持规划（2018-2030 年）》，本项目所在区属于南川区“水土流失重点治理区”。

## 4 环境影响预测及评价

### 4.1 地表水环境影响分析

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

#### 4.1.1 施工期地表水环境影响分析

##### (1) 施工废水

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

##### (2) 场地雨水

本项目井场内实施清污分流措施，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，场内雨水在至平台与雨水池暂存，能有效避免废水通过漏失和渗漏进入当地环境，后期用于配制压裂液。雨水漏失、渗透对当地地表水环境影响小。

##### (3) 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，排入软体罐暂存。因项目洗井采用清水洗井，废水用于配制压裂液，不外排。

##### (4) 压裂返排液

根据处理单位提供的相关资料，压裂返排液经絮凝沉淀处理后，可满足配制压裂液水质要求。本项目压裂返排液产生量 2.86 万 m<sup>3</sup>，其中 2.42 万 m<sup>3</sup> 用于本平台压裂，其余 0.44 万 m<sup>3</sup> 压裂返排液回用南川区块其他平台压裂工序。不能及时回用的压裂返排液可依托南川区块页岩气采出水处理站或阳春沟区块页岩气采出水处理站处理达标后排放。



#### (5) 生活污水

井场及生活区设置环保厕所，生活污水经环保厕所收集处置后定期清掏交由第三方环保公司处置。

钻前工程、油气集输工程施工人员生活污水经当地旱厕收集处置后定期清掏农用，不外排。

### 4.1.2 运营期地表水环境影响分析

#### ①南川区块页岩气采出水处理站

本项目 6 口井井下作业废水产生量预计约  $81.39 \text{ m}^3/\text{a}$ ，主要污染物为 COD、氯化物，回用南川区块页岩气平台压裂工序。本项目 6 口井采出水日产生量为  $30 \text{ m}^3/\text{d}$ 。目前，南川区块页岩气采出水处理实际处理量约  $1000 \text{ m}^3/\text{d}$ ，本项目实施后，总废水产生量约  $1030 \text{ m}^3/\text{d}$ ，小于设计处理规模  $1400 \text{ m}^3/\text{d}$ ，因此本项目可依托该处理站处理采出水。在污水管网建成前，本项目采出水采用罐车输送至南川区块页岩气采出水处理站处理达《污水综合排放标准》（GB8978-1996）一级标准后排放至鱼泉河。

#### ②阳春沟页岩气采出水处理站

阳春沟区块页岩气采出水处理站位于南川区南城街道万隆村 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。2022 年 10 月 13 日，南川区生态环境局以“渝（南川）环准（2022）61 号”文对《南川页岩气田阳春沟区块页岩气采出水处理项目环境影响报告表》进行了批复，目前，该污水处理站已建成，正在验收，验收后，本项目可依托该阳春沟页岩气采出水处理站处理。

### 4.1.3 退役期地表水环境影响分析

#### (1) 清洗废水

封井后的管线清洗污水产生量约为  $20 \text{ m}^3$ ，主要污染物为 SS，依托南川区块页岩气采出水处理站或阳春沟区块页岩气采出水处理站处理达标后排放，

对当地地表水环境影响很小。

## (2) 生活污水

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

## 4.2 地下水环境影响预测及评价

### 4.2.1 施工期地下水环境影响预测及评价

#### 4.2.1.1 地下水影响因素分析

##### (1) 钻井岩屑影响因素

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

##### (2) 钻井液漏失影响因素

根据钻井工程设计, 导管段、一开段采用清水钻井; 二开造斜段采用水基钻井液钻井; 二开水平段采用油基钻井液钻井。具体情况如下:

##### ① 导管、一开段

直井段在茅口组等进行, 钻井液为纯清水, 无任何添加剂。各开次开段钻完后下套管, 采用水泥封固, 封隔浅层地下水和地表水、松散粘土流砂、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, 施工结束后受影响地下水水质将会恢复, 钻井漏失对浅层地下水影响小。

##### ② 二开造斜段

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

### ③二开水平段

二开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，地表出露较少。二开水平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) 压裂施工过程影响因素

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) 平台内施工材料和废水储存事故性渗漏影响因素

平台内施工材料和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（包含油基岩屑收集时造成的渗漏）渗漏，对地下水环境的影响；

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

③放喷测试期间，放喷池、软体罐发生破损，压裂返排液渗漏对地下水环境的影响；

④发生破损条件下，废水中污染物渗漏对地下水环境的影响。

### 4.2.1.2 施工期正常状况下地下水环境影响分析

#### (1) 钻井液漏失地下水水质影响分析

本项目浅层钻井采用的钻井液均以清水为主，各段钻井完成后将迅速下入套管并注入水泥浆至水泥浆返至地面，封固套管和井壁之间环形空间，在后续钻进时钻井液将被封隔在套管内，后续钻井对浅层地下水影响极小。

清水钻井发生漏失时，钻头研磨形成的岩屑将会进入地下，在钻遇裂隙、溶洞等地下通道时，将使井筒下游一定范围内的地下水中 SS 和浊度有所增加，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。

根据对南川区块其他钻井过程对周边井泉影响情况调查，该种影响持续时间较短，施工结束后受影响地下水水质将会恢复。

平台在选址上已避开了区域大断层，当钻井期间钻井液发生泄漏时可采用清水强钻套管封隔技术、速凝水泥堵漏技术、井口充砂技术、复合堵漏袋、尼龙袋堵漏工具、投入用水溶性壳体组成的堵漏物质等对泄漏位置进行堵塞。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，利用供水车给受影响居民供应饮用水或采取其他供水措施，解决居民的生活饮用水问题，直至饮用水泉点水质恢复为止。

### (2) 压裂工程对地下水的影响

压裂过程中会有部分压裂液滞留在深层地层中，压裂液绝大部分为清水，其余主要成分为钾盐和有机聚合物，不含重金属。压裂作业阶段裂缝深度最大为 60-80m，压裂范围基本控制在目的地层，在一个圈闭层内进行，压裂过程中压裂水及压裂完成后，废水随页岩气排出地面。

### (3) 平台内施工材料和污废水储存对地下水环境影响分析

按照标准化井场建设要求，采取分区防渗措施如下：

#### ①循环罐区、油基岩屑收集区施工期对地下水环境的影响

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

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

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

#### ②柴油储存期间对地下水环境的影响

在钻井、压裂期间，井队在井场内配备 10m<sup>3</sup> 的柴油罐 2 座，为钢质罐体。在罐体底部铺厚度不小于 0.5mm HDPE 防渗膜，抗渗等级不低于 P6，防渗系数不小于 10<sup>-12</sup>cm/s；在防渗膜底部为厚度不小于 15cm 厚混凝土基础，在四周设置高度为 15cm 高围堰，满足《石油化工工程防渗技术规范》（GB/T50934-

2013) 要求。在正常情况下, 油罐中柴油不会发生泄漏, 不会对地下水环境造成影响。

### ③施工材料堆存对地下水环境的影响

钻井、压裂期间施工材料主要为烧碱(固体)、纯碱(固体)等材料, 在雨水冲刷下可能对地下水环境造成影响。施工材料堆存区地面采用 C30 混凝土 15cm, 并铺设防渗膜, 满足《石油化工工程防渗技术规范》(GB/T50934-2013) 要求。堆存区顶部设置防雨棚, 材料堆存在防渗膜上, 在材料堆存区四周设置围挡, 可有效防止雨水冲刷产生的污染。

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

#### 4.2.1.3 施工期非正常状况下地下水环境影响预测及评价

项目在建设工程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。

##### (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:

本项目施工期场站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、污染物浓度以及储罐或池子中污废水存储时间等因素考虑, 将施工过程储存压裂返排液的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。

##### (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。

### (3) 预测因子

根据地下水导则要求,应结合压裂返排液中的特征污染因子,选取标准指数计算值最大的污染物作为预测因子。结合压裂返排液水质检测报告,本次评价选择压裂返排液中的 COD、氯化物、石油类作为预测因子。

### (4) 预测源强

压裂施工期间,压裂返排液会进入废水池暂存,本次评价假定废水池由于老化腐蚀、地基不均匀沉降或者其他外力作用,导致池底出现 10%面积的破损,同时防渗层破裂,废水经包气带渗入地下含水层。

结合南川页岩气田压裂返排液水质检测数据等资料,压裂返排液主要污染物浓度为 COD 200~2500mg/L、Cl<sup>-</sup> 10000~14000mg/L、石油类浓度 5~20 mg/L。本次预测保守考虑,预测源强为 COD2500mg/L、氯化物 14000mg/L、石油类 20mg/L。

### (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。

废水池渗漏不易于观察和发现,本次预测采用《环境影响评价技术导则地下水环境》(HJ610-2016)附录 D 中推荐的一维半无限长多孔介质柱体,一端为定浓度边界的预测模型进行预测,预测公式为:

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

式中:

x—距注入点的距离, m;

t—时间, d;

c—t时刻 x 处的污染物浓度, mg/L;

c<sub>0</sub>—污染物注入浓度, mg/L;

$u$ —水流速度，m/d；

$D_L$ —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。东胜区块前期已开展多次水文地质调查和环评工作，本次评价主要充分引用前人取得勘探成果，通过对前人水文地质试验的类比分析，结合本次水文地质走访调查，最终确定了本次模拟预测评价的水文地质参数。

渗透系数  $K$  是水流和迁移模型最基本的参数，其既反映孔隙介质也反映流体的特征，它与孔隙介质本身的性质有关。地下水导则附录 B 给出了部分岩土渗透系数经验值，但不包括本次评价范围内灰岩。根据《地下水污染物迁移模拟（第二版）》（郑春苗著），灰岩渗透系数取值范围为  $1 \times 10^{-9} - 6 \times 10^{-6} m/s$  ( $8.64 \times 10^{-5} - 0.52 m/d$ )。参考前期环评等资料，本次评价  $K$  取值  $0.50 m/d$ 。

水力坡度  $I$  由现场水位调查所得，取值  $0.03$ 。孔隙度决定渗流速度，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），灰岩孔隙度推荐经验值为  $0 - 0.2$ ，本次评价参考前期环评等资料， $n_e$  取经验值  $0.1$ 。地下水的水流实际流速由公式  $u = KI/n_e$ ，计算出流速为  $0.15 m/d$ 。

$x$  方向纵向弥散系数  $D_L$  参考 Gelhar 等人关于纵向弥散度  $\alpha$  与观测尺度关系的理论，依据前人弥散度试验及本次污染场地的研究尺度估算而得，一般可近似求得  $D_L = \alpha * u$ 。弥散度  $\alpha$  受实验或观测尺度的影响，确定野外尺度迁移模拟问题的弥散度  $\alpha$  有较大的难度。参考 Anderson(1979.1984)、Gelhar(1992)、Spitz 和 Moreno(1996)等研究成果，灰岩弥散度取经验值  $20$ ，则纵向弥散系数  $D_L$  为  $3.0 m^2/d$ 。

综上，本次评价预测参数取值结果见下表。

表 4.2-1 预测参数取值表

平台号	地下水流速 m/d	纵向弥散系数 m <sup>2</sup> /d
DP11	0.15	3.0

### (6) 预测结果评价与分析

#### ①评价标准

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

表 4.2-2 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	2.5	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、石油类参照《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）标准。

#### 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 4.2-3 施工期地下水预测结果一览表

污染物	时间	最大超标距离 (m)	最大影响距离 (m)
COD	100 天	79	95
	365 天	175	200
	1000 天	347	390
氯化物	100 天	72	105
	365 天	163	230
	1000 天	325	435
石油类	100 天	88	100
	365 天	193	210
	1000 天	375	405

由上表预测结果可知，若本项目在非正常状况下废水池池底破裂导致废



水进入含水层，废水中的污染物会迁移至潜水含水层，影响地下水环境。当持续渗漏 100 天时，COD 超标距离为下游 79m 处，影响距离为下游 95m；氯化物超标距离为下游 72m 处，影响距离为下游 105m；石油类超标距离为下游 88m 处，影响距离为下游 100m。持续渗漏 365 天时，COD 超标距离为下游 175m 处，影响距离为下游 200m；氯化物超标距离为下游 163m 处，影响距离为下游 230m；石油类超标距离为下游 193m 处，影响距离为下游 210m。持续渗漏 1000 天时，COD 超标距离为下游 347m 处，影响距离为下游 390m；氯化物超标距离为下游 325m 处，影响距离为下游 435m；石油类超标距离为下游 375m 处，影响距离为下游 405m。

#### **(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，超标和污染影响距离逐渐增加。

#### **(8) 对分散式水源井的影响分析**

根据上述预测结果，结合各场地内地下水保护目标与井场的相对位置关系，评价区下游地下水保护目标可能会受到井场污染事故造成超出检出限或背景值的影响。

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。施工期加强对周边泉点的监测，一旦发现水质受到影响，应立即停工，并对可能造成地下水污染的设施进行检查，对渗漏点进行修复，避免污染物的进一步泄漏和扩散。施工期间应加强对周边泉点的巡视和水质监测，在发现居民供水泉点受影响时，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。

### **4.2.2 运营期地下水环境影响预测及评价**

#### **4.2.2.1 地下水影响因素分析**

运营期间，集气站主要污染物为采出水和废润滑油，若采出水、废油桶泄漏可能导致污染物进入地下水，造成地下水污染。

#### 4.2.2.2 运营期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页岩气采出水处理站或阳春沟区块页岩气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。

#### 4.2.2.3 运营期非正常状况下地下水环境影响分析

运营期，集气站可能出现工艺设备因系统老化、腐蚀等原因不能正常运行，污染风险源主要集中在水池和污水管线泄漏。本次评价不含外输废水管线，运营期预测仍以废水池为预测对象。

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

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 4.2-4 运营期地下水预测结果一览表

污染物	时间	最大超标距离 (m)	最大影响距离 (m)
COD	100 天	79	95
	365 天	175	200
	5475 天	1275	1370
氯化物	100 天	72	105
	365 天	163	230
	5475 天	1220	1480
石油类	100 天	88	100
	365 天	193	210
	5475 天	1340	1450

由上表预测结果可知，若本项目在非正常状况下废水池池底破裂导致废水进入含水层，废水中的污染物会迁移至潜水含水层，影响地下水环境。当持续渗漏 100 天时，COD 超标距离为下游 79m 处，影响距离为下游 95m；氯

化物超标距离为下游 72m 处，影响距离为下游 105m；石油类超标距离为下游 88m 处，影响距离为下游 100m。持续渗漏 365 天时，COD 超标距离为下游 175m 处，影响距离为下游 200m；氯化物超标距离为下游 163m 处，影响距离为下游 230m；石油类超标距离为下游 193m 处，影响距离为下游 210m。持续渗漏 5475 天时，COD 超标距离为下游 1275m 处，影响距离为下游 1370m；氯化物超标距离为下游 1220m 处，影响距离为下游 1480m；石油类超标距离为下游 1340m 处，影响距离为下游 1450m。

根据预测结果，运营期在废水池底部破损导致采出水泄漏的非正常状况下，会对浅层地下水含水层（特别是下游地区）产生一定的影响，各类污染物在地下水的对流弥散作用下，超标和污染影响距离逐渐增加。

#### 4.2.3 退役期地下水环境影响分析

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

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

### 4.3 大气环境影响分析

#### 4.3.1 施工期大气环境影响分析

##### 4.3.1.1. 施工扬尘

施工材料主要靠汽车运输、装卸等工序产生的扬尘。这些扬尘粒径在 3-80 $\mu\text{m}$  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，并随着施工的结束而结束。

##### 4.3.1.2. 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

国家标准的优质柴油，施工机具尾气中 CO 和烃类污染物排放量小，项目区周围环境空气质量受施工机具尾气影响很小。

#### 4.3.1.3. 测试放喷废气

压裂完成后对目的层进行测试放喷定产，产生页岩气燃烧废气，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，本项目井场周边设置放喷池，放喷池周边 50m 范围内无居民分布，且放喷池为敞开式，放喷燃烧废气产生后可以及时扩散，测试放喷时间短，属临时排放，测试完毕，影响很快消失。因此，测试放喷对周边环境影响较小。

#### 4.3.1.4. 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，因此盐酸雾对环境影响很小。

### 4.3.2 运营期大气环境影响分析

#### (1) 正常工况

正常工况下，本项目无废气产生。

#### (2) 非正常工况下

事故和检修时，切断井口截断阀，工艺设备及管线内气体经放空立管放空，类比南川工区页岩气组分，页岩气以甲烷为主，不含硫化氢，每次放空持续时间在 2~5min，放空废气量较小，持续时间短，集气站站场地势开阔，扩散条件好，对环境空气和敏感点影响小。

### 4.3.3 退役期大气环境影响评价

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

## 4.4 声环境影响预测及评价

### 4.4.1 施工期声环境影响预测及评价

#### 4.4.1.1 钻前工程

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

施工噪声可近似视为点声源处理，根据点声源噪声衰减模式，估算出离声源不同距离处的噪声值，无指向性点声源几何发散衰减预测模式如下：

式中： $L_p(r)$ —预测点处声压级，dB；

$L_p(r_0)$ —参考位置  $r_0$  处的声压级，dB；

$r$ —预测点距声源的距离，m；

$r_0$ —参考位置距声源的距离，m。

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

表 4.4-1 主要施工机械在不同距离的噪声值 单位：dB(A)

序号	施工机具	预测距离(m)								
		5	10	40	50	100	150	180	300	450
1	推土机	86	80.0	67.9	66.0	60.0	56.5	54.9	50.4	46.9
2	挖掘机	84	78.0	65.9	64.0	58.0	54.5	52.9	48.4	44.9
3	振捣棒	84	78.0	65.9	64.0	58.0	54.5	52.9	48.4	44.9
4	载重机车	82	76.0	63.9	62.0	56.0	52.5	50.9	46.4	42.9
5	空压机	85	79.0	66.9	65.0	59.0	55.5	53.9	49.4	45.9

根据预测结果可知，工程建设期易引起昼间距施工场界 100m 范围超标，夜间超标距离可达 450m。

工程在施工时，应选择合理的施工时间、采取功能置换等措施来降低噪声对附近居民的影响。

#### 4.4.1.2 钻井工程

本项目采用网电供电，柴油发电机为备用电源。正常工况下，钻机期间噪声主要来自钻井设备、泥浆泵、振动筛等，噪声源强在 85-90dB (A)。源

强见表 4.4-2，主要噪声设备与场界关系详见表 4.4-3。

表 4.4-2 采取噪声防治措施后单钻机的噪声源强 单位：dB（A）

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			
柴油动力机 (备用)	0	-15	1	90	1	减振	昼夜	2
发电机 (备用)	-10	-16	1	95	1	减振	昼夜	1
钻井设备	0	0	0	90	1	减振	昼夜	1
泥浆泵	5	19	1	85	1	减振	昼夜	2
振动筛	-10	18	1	80	1	减振	昼夜	2

坐标原点：经纬度坐标，107.098236101°，29.116196056°，海拔高度 970m

表 4.4-3 平台噪声设备位置表 单位:m

平台	场界	主要设备				
		柴油动力机 (备用)	发电机 (备用)	钻井设备	泥浆泵	振动筛
DP11 平台	南场界	50	60	45	45	45
	东场界	12	11	16	38	38
	北场界	49	39	38	44	44
	西场界	38	39	17	10	10

(2) 噪声预测方法及模式

②预测模式

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：

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

式中：

$L_p(r)$  ——距声源 r 处的 A 声级，dB（A）；

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

$A_{div}$  ——声波几何发散引起的 A 声级衰减量，dB（A）；

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

$A_{gr}$  ——空气吸收引起的 A 声级衰减量，dB（A）；

$A_{bar}$  ——声屏障引起的倍频带衰减，dB（A）；

$A_{misc}$  ——其他多方面效应引起的倍频带衰减，dB（A）；

$A_{atm}$ ——大气吸收引起的衰减，dB（A）。

为避免计算中增大衰减量而造成预测值偏小，计算时忽略  $A_{atm}$ 、 $A_{gr}$  和  $A_{misc}$ 。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：

$L_{eqg}$ ——建设项目在预测点的等效声级贡献值，dB；

$L_{Ai}$ ——i 声源在预测点产生的 A 声级，dB；

T——预测计算的时间段，s；

$t_i$ ——i 声源在 T 时段内的运行时间，s。

声预测点的贡献值和背景值按能量叠加方法计算得到的声级，公式为：

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

式中：

$L_{eq}$ ——预测点的噪声预测值，dB；

$L_{eqg}$ ——建设项目声源在预测点产生的噪声贡献值，dB；

$L_{eqb}$ ——预测点的背景噪声值，dB。

### （3）预测结果分析

#### ①场界噪声预测分析

钻井过程中对井场场界昼夜间噪声值预测见表 4.4-4。

表 4.4-4 钻井工程场界噪声预测结果单位：dB（A）

平台	预测情景	场界	场界噪声贡献值		超标范围	
			昼间	夜间	昼间	夜间
DP11 平台	网电供电	南场界	55.6	55.6	/	0.6
		东场界	61.8	61.8	/	6.8
		北场界	56.4	56.4	/	1.4
		西场界	67.2	67.2	/	12.2
	柴油发电机供电 (备用)	南场界	70.4	70.4	/	7.1
		东场界	71.2	71.2	5.4	20.4
		北场界	61.5	61.5	/	9.7
		西场界	68.9	68.9	/	14.0

由预测结果可知，DP11 平台网电供电时，钻井期间场界噪声在昼间满足

《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）标准；夜间，各场界噪声超标，超标 0.6~12.2dB（A）。DP11 平台柴油供电时，钻井期间除南场界外，其余场界噪声在昼间满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）标准；夜间，各场界噪声超标，超标 7.1~20.4dB（A）。

#### ②保护目标影响预测分析

项目声环境影响评价范围内无环境保护目标分布，本次评价仅进行达标距离预测，根据预测，柴油发电机供电时，距离项目厂界 250m 范围内声环境质量满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）2 类标准；采用网电供电时，距离项目厂界 80m 范围内声环境质量满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）2 类标准。该范围内无居民点等环境保护目标分布。

平台所采用的设备均符合国家产品标准，本次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，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和宣传讲解的措施，争取周边居民谅解，将噪声对居民生活的影响降至最低，钻井噪声是暂时性的，钻井结束后影响即消失。

#### 4.4.1.3 储层改造工程

压裂施工作业和测试放喷根据试气计划依次开展。压裂机组噪声为 80dB（A），12 台压裂机组叠加后源强为 90.8dB（A），仅在昼间施工；测试放喷时产生的高压气流噪声为 100dB（A），昼夜连续测试。评价采用《环境影响评价技术导则声环境》（HJ2.4-2021）中的点声源几何发散衰减模式进行预测，预测结果见表 4.4-7。

表 4.4-7 压裂、放喷噪声影响范围预测结果单位：dB（A）

噪声源	距声源距离(m)								
	10	20	40	60	80	100	150	200	320
压裂设备	70.8	64.8	58.8	55.2	52.7	50.8	47.3	44.8	40.7
放喷测试	80.0	74.0	68.0	64.4	61.9	60.0	56.5	54.0	49.9

本项目单井压裂施工时间约 10d，在昼间进行，昼间距离压裂设备 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。



单井测试放喷时间约 10d，昼夜连续排放，昼间距离放喷池 100m 处能满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类标准，夜间距离放喷池约 320m 处能够满足 2 类标准，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。

工程建设通过合理的施工布局，将压裂设备井组布置在远离居民区一侧，并安排压裂施工夜间不进行施工，可有效减小噪声对周边居民的影响，同时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。压裂施工时间较短，施工噪声将随施工结束而消失。

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

#### 4.4.1.4. 油气集输工程

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。

##### （1）施工噪声预测模式

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 4.4-6。根据预测结果，在距离施工机械约 50m 处噪声级即低于 70 分贝，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 4.4-8 主要施工机械不同距离处的噪声级 单位：dB（A）

机械名称	10m	20m	40m	50m	60m	80m	100m	150m	200m
挖掘机	84.0	78.0	71.9	70.0	68.4	65.9	64.0	60.5	58.0
推土机	82.0	76.0	69.9	68.0	66.4	63.9	62.0	58.5	56.0

机械名称	10m	20m	40m	50m	60m	80m	100m	150m	200m
切割机	83.0	77.0	70.9	69.0	67.4	64.9	63.0	59.5	57.0
振捣棒	78.0	72.0	65.9	64.0	62.4	59.9	58.0	54.5	52.0
自卸汽车	75.0	69.0	62.9	61.0	59.4	56.9	55.0	51.5	49.0
蛙式打夯机	84.0	78.0	71.9	70.0	68.4	65.9	64.0	60.5	58.0

## (2) 施工期噪声对保护目标的影响分析

从表 4.4-8 的预测结果可知，按《声环境质量标准》（GB3096-2008）2 类标准评价（昼间小于等于 60 分贝），昼间距离施工区约 150m 可满足标准要求，夜间不施工。

为了避免施工噪声对附近居民点造成较大影响，施工单位必须选用符合国家有关标准的施工机具和运输车辆，尽量选用低噪声的施工机械和工艺，振动较大的固定机械设备应加装减振机座，同时加强各类施工设备的维护和保养，保持其良好的工况，以便从根本上降低噪声源强；物料运输车辆途径居民点时减速慢行，禁止鸣笛；合理安排施工时间。

施工单位落实以上噪声污染防治措施后，可降低施工噪声对附近居民点的影响。随着工程建设完成，施工噪声的影响将不再存在，施工噪声对环境的不利影响是暂时的、短期的行为。因此，在合理安排施工时间，加强施工管理后，工程施工噪声的影响可接受。

## 4.4.2 运营期声环境影响预测及评价

本项目运营期主要是分离器、压缩机、分子筛等运行时产生的噪声。本次综合考虑项目建成后井场内所有设备对厂界和周边保护目标的影响。

表 4.4-9 运营期站场主要设备噪声源强 单位：dB (A)

声源名称	空间相对位置/m			声源源强		声源控制措施	运行时段	设备数量
	X	Y	Z	声压级 dB (A)	距声源距离 m			
分离器撬	25	20~50	1	50	1m	减振	昼夜	3
压缩机	10	10~30	1	70	1m	减振	昼夜	3
分子筛脱水撬	25	15	1	65	1m	减振	昼夜	1

坐标原点：经纬度坐标，107.098236101°，29.116196056°，海拔高度 970m.

### (1) 厂界噪声预测

本次分别预测固定声源对场界的噪声贡献值，进行叠加后作为最终的噪

声贡献值。各噪声设备距厂界距离见表 4.4-10。

表 4.4-10 站场噪声源距离厂界距离

设备	南场界	东场界	北场界	西场界
分离器撬 1	20	25	130	30
分离器撬 2	25	20	125	35
分离器撬 3	30	20	120	35
压缩机 1	120	35	30	20
压缩机 2	105	35	40	20
压缩机 3	115	30	45	25
分子筛脱水撬	110	30	40	20

运营期各集气站场界噪声预测结果见表 4.4-11。

表 4.4-11 运营期集气站厂界噪声预测结果一览表 单位：dB (A)

场界	场界噪声贡献值		超标范围	
	昼间	夜间	昼间	夜间
南场界	35.0	35.0	0	0
东场界	45.0	45.0	0	0
北场界	43.9	43.9	0	0
西场界	48.7	48.7	0	0

由预测结果可知，运营期，各厂界噪声均满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2类标准。

### （2）环境保护目标噪声预测

本次评价仅进行达标距离预测，根据预测，运营期，距离项目集气站厂界 15m 范围内声环境质量满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）2类标准，该范围内无居民点等环境保护目标分布。

根据预测，运营期间各声环境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最大增量约为 0.5dB(A)。

### （3）偶发噪声预测

放空噪声可近似视为点声源处理，预测模式详见 4.4.1.1 节。

表 4.4-13 放空噪声预测结果 单位：dB (A)

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

由上表可知，放空立管噪声影响范围约 177m，放空立管周边 177m 外的昼间噪声便可达《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，放空噪声对声环境影响较小。

综上，运营期站场设备噪声对外环境及周边保护目标的影响较小。

#### 4.4.3 退役期声环境影响分析

退役后，站场无噪声源，声环境质量恢复至原有水平。

### 4.5 固体废物环境影响分析

#### 4.5.1 施工期固体废物环境影响分析

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

##### 4.5.1.1. 普通钻井岩屑

普通钻井岩屑包括清水岩屑和水基岩屑，清水岩屑产生量约 480m<sup>3</sup>，水基岩屑产生量约 983m<sup>3</sup>。根据《危险废物排除管理清单》（2021 年版），本项目清水岩屑、水基岩屑不属于危险废物管理。清水岩屑主要作为井场铺垫或修建井间道路使用，水基岩屑经不落地系统收集，外运用于资源化利用。

##### 4.5.1.2. 油基岩屑

###### （1）油基岩屑处理方案

本项目油基岩屑产生量约 2093m<sup>3</sup>，油基岩屑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，设置围堰及收集沟，确保油基岩屑不落地。

#### 4.5.1.3. 沾染矿物油的废防渗材料

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，预计产生沾染矿物油的废防渗材料约 0.6t，主要含废矿物油，拆除的沾染矿物油的废防渗材料应交由有危废处置资质的单位进行转运处置，不在站场内暂存。

#### 4.5.1.4. 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 3t，由中石化重庆页岩气有限公司回收利用或交由有资质的单位回收。

#### 4.5.1.5. 废包装材料

本项目预计产生废包装材料 4800 个，由厂家或有资质的单位回收。

#### 4.5.1.6. 絮凝沉淀污泥

本项目预计产生污泥约 114t，压裂返排液絮凝沉淀污泥外运至一般工业固废处置场处置或资源化利用。

#### 4.5.1.7. 生活垃圾

本项目生活垃圾产生量共计 16.7t，在平台定点收集后，由环卫部门统一清运处置。

综上所述，本项目施工期产生的固体废物均得到妥善处置，对周边环境影响较小。

### 4.5.2 运营期固体废物环境影响分析

集气站无人值守，无生活垃圾产生，运营期固体废物主要为废砂石、清管废物、废分子筛和废润滑油。废润滑油预计产生量约 0.05t/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砂石，主要成分为二氧化硅，属一般工业固体废物，废分子筛总产生量约 0.2t/a，属一般工业固体废物，妥善处置后对周边环境无影响。

### 4.5.3 退役期固体废物环境影响分析

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

## 4.6 土壤环境影响分析

### 4.6.1 土壤环境影响类型及途径

本项目施工期对土壤的影响主要是落地油污、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，对土壤无环境影响。

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

表 4.6-1 项目土壤环境影响类型与影响途径表

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

表 4.6-2 建设项目土壤环境影响源及影响因子识别

工程阶段	污染源	工艺流程/节点	污染途径	全部污染指标	特征因子	备注
建设期	放喷池、雨水池、软体罐	废水收集、暂存	垂直入渗、地面漫流	COD、SS、BOD <sub>5</sub> 、石油类、色度、氨氮、磷酸盐、氯化物	COD、氯化物	事故
	危险废物暂存区	油基岩屑收集	垂直入渗	pH、砷、镉、铜、铅、六价铬、汞、镍、石油烃、钡	石油类、钡	事故
	水基岩屑暂存区	水基岩屑收集	垂直入渗			
运营期	雨水池、软体罐	采出水收集、输送	垂直入渗	COD、SS、BOD <sub>5</sub> 、石油类、色度、氨氮、磷酸盐、氯化物、硫酸盐	COD、氨氮、氯化物	事故
	废润滑油暂存点	暂存	垂直入渗	石油烃	石油烃	事故

### 4.6.2 施工期土壤环境影响分析

#### (1) 施工废弃物对土壤环境的影响

项目施工产生的泥浆若落入土地，有可能把固体废弃物残留于土壤之中。这些固体废物一般都比较难于分解，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，喷出的液体主要为泥浆，洒落在地面上，污染（扩展）面积较大；或当柴油罐穿孔泄漏，在泄漏初期由于泄漏的柴油量少，可收集在围堰内，不会泄漏至外环境；但若长时间泄漏，柴油可能溢出围堰，造成大面积土壤环境的污染。泄漏的大量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。

#### 4.6.3 运营期土壤环境影响分析

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润滑油、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三级，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分析。

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

表 4.6-3 土壤监测结果统计表 单位: mg/kg

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

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

#### 4.6.4 退役期土壤环境影响分析

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

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

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



## 4.7 生态环境影响分析

### 4.7.1 施工期生态环境影响分析

#### 4.7.1.1 对土地利用结构影响

本项目占地 1.79hm<sup>2</sup>，占地类型主要为林地（1.76hm<sup>2</sup>）、交通运输用地（0.03hm<sup>2</sup>），从评价范围土地利用现状看，主要以林地为主，土地利用结构破碎化程度较低。项目占地范围小，施工期对评价范围内的土地利用类型不会构成大的影响，土地利用结构不会发生明显变化，对土地利用的影响较小。建设单位需按照国家相关法律法规办理土地使用手续。

#### 4.7.1.2 对植被影响分析

本项目总占地面积 1.79hm<sup>2</sup>，根据植被类型分布情况，本项目占地范围内植被类型主要分布暖性针叶林、落叶阔叶灌丛。受施工的影响，占地范围内植被将被全部清除。

项目占地范围内未发现有古树名木及野生保护植物分布，占地范围内植被种类在区域广泛分布，本项目的建设不会影响植被多样性和分布现状。本项目临时占地施工结束后，可通过采取植被恢复措施，减少生物量损失，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，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。

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。

#### 4.7.1.3 对公益林影响分析

本项目所在区域公益林分布广泛，且多为连片分布，本项目在选址已最大限度的考虑林地的保护，但因地形地貌、区域发展和项目条件的限制，项目将不可避免占用公益林。本项目占用公益林 0.18hm<sup>2</sup>，在严格控制施工边界，做好污染物管控防止外泄等措施后，本项目对公益林的影响仅限于占地范围内。建设单位需按照国家相关法律法规办理土地使用手续，在施工之前必须划定施工区和施工人员活动范围，加强施工管理，优化施工工艺，最大限度

减少占用公益林，必须在批准的地点、面积和范围内施工，不得越界施工，减缓项目建设对公益林的不利影响。

#### 4.7.1.4 对陆生动物群落及动物资源的影响

##### (1) 对两栖类和爬行类的影响分析

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

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。

本项目测试时间短，在放喷池内点火燃烧，放喷池加装防火砖墙阻挡燃烧热，根据调查，本项目评价范围内无鸟类迁徙通道，且项目测试放喷前，施工人员应观察周边鸟类情况，避开鸟类，采取措施后，放喷点火燃烧不会对鸟类产生大的影响。

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。由于项目区人为活动比较频繁，大型兽类动物较少见。兽类中鼠、兔类的物种在项目影响区分布较多外，其他兽类分布于此的物种数量较少。鼠、兔类的物种多为常见种，分布较广，适应性强，虽然施工开始会受到一定程度影响而先暂时离开此地，但施工结束后大部分兽类随着生境条件的恢复将逐步迁回。

#### 4.7.1.5 对景观格局影响

本项目不涉及自然保护区、森林公园、湿地公园、风景名胜区等特殊、重要生态敏感区，也不涉及重点文物保护单位。项目评价范围内以林地占主导地位，根据项目评价范围内土地利用现状可知，评价范围森林景观具有较好的结构连接度。施工期临时性占地对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。

#### 4.7.1.6 对生态系统影响分析

施工期，对土地的占用，将对生态系统的整体性和连续性产生一定的不利影响，本项目评价范围内以林地为主，基质比较均一，由于项目的实施，将改变占地范围内的土地利用形式，破坏占地范围内动植物生境，改变原有斑块结构，使评价范围内斑块数量增加，破碎度增加。

本项目占地面积不大，施工结束后，及时对临时占地进行生态恢复，占地范围内土地利用类型将逐步恢复为原有类型，生态系统整体性和连续性可得到较好的恢复，总体上，对生态系统结构和功能影响不大。

#### 4.7.1.7 水土流失影响的分析

本项目的建设需开挖土石方，将对占地范围内地表进行剥离、挖掘和堆积，导致地表结构、土地利用类型、局部地貌发生变化。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。

本项目井场采用碎石铺垫，局部采用混凝土硬化，能有效防止雨水冲刷，井场周边修建截排水沟，井场边坡做堡坎、护坡处理，能有效防治水土流失。管沟采取分层开挖、分层回填措施，管沟及时回填，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或土地复耕。

本项目开挖面积小，施工期短，实际新增水土流失量小。施工结束后，表土作为恢复植被用，对临时占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。本项目施工期短，占地面积小，且施工时间短，工程实际水土流失量小，在环境可接受范围内。

#### 4.7.2 运营期生态环境影响分析

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

### 4.7.3 退役期生态环境影响分析

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

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

## 4.8 环境风险评价

### 4.8.1 评价依据

#### 4.8.1.1 风险调查

本项目施工过程中使用的材料有钻井液、固井水泥、堵漏剂，钻井时使用的柴油燃料等。页岩气成分以甲烷等烃类物质为主，根据气质分析报告，硫化氢含量很低，属不含硫化氢气井。主要材料和产品成分、物理化学特性及毒理性如下：

##### (1) 钻井液、固井水泥及添加剂

水基钻井液以黏土（主要用膨润土）、水作为基础配浆材料，加入各种有机和无机材料形成的多种成分和相态共存的悬浮液，主要添加成分有聚丙烯酰胺钾盐、沥青 LF-TEX-1、80A51、氯化钠、羧甲基纤维素（CMC）、硅腐植酸钾、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。

油基钻井液以 0 号柴油为主，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。

水泥及添加剂主要为微硅水泥及重晶石添加剂，不含易燃、易爆、有毒物质。

##### (2) 生产废水

本项目废水主要为集气站在采气过程中产生的气液分离废水，分离废水的主要污染物为 COD 和氯化物，但 COD 浓度小于 10000mg/L，氨氮浓度小于 2000 mg/L，不属于《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018）

重点关注的危险物质。

### (3) 柴油

钻井过程中油基钻井液主要成分为柴油，同时场地多种设备也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。

### (4) 盐酸

在水力压裂前使用盐酸作为前置酸，主要功能为解堵地层。盐酸在压裂期间，由厂家运输至井场，采用 10m<sup>3</sup> 的钢体储灌进行储存，储存量一般为 120m<sup>3</sup>，储存时间一般为 15d，盐酸浓度为 15%，本项目盐酸浓度为小于 37%，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 LD<sub>50</sub> 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），本项目稀盐酸不属于重点关注的危险物质，本次对盐酸进行环境风险分析，不纳入 Q 值计算。

### (5) 天然气物理化学特性

钻井过程中钻遇地层之间可能含有硫化氢气体，硫化氢燃烧后产物为二氧化硫。

主要理化特性见表 4.8-1-表 4.8-5。

表 4.8-1 柴油的危险特性

标识	中文名	柴油	英文名	Diesel oil	分子式		分子量
理化性质	溶解性	与水混溶，可混溶于乙醇	外观	稍有粘性的棕色液体。			
	性能参数	沸点 (°C)	-18	熔点 (°C)		饱和蒸气压	0.67kPa
		相对密度 (水=1)	0.87-0.90		相对密度 (空气=1)	3.38	
燃烧爆炸	燃烧性	不燃	闪点 (°C)	55		引燃温度 (°C)	257
	聚合危害	不聚合	火灾危险级别			甲	

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

表 4.8-2 天然气主要成分 CH<sub>4</sub> 物理化学特性表

国标编号	21007		
CAS 号	74-82-8		
中文名称	甲烷		
英文名称	methane; Marsh gas		
分子式	CH <sub>4</sub>	外观与性状	无色无臭气体
分子量	16.04	蒸汽压	53.32kPa/-168.8℃闪点：-188℃
熔点	-182.5℃ 沸点：-161.5℃	溶解性	微溶于水，溶于醇、乙醚
密度	相对密度（水=1）0.42 相对密度（空气=1）0.55	稳定性	稳定
危险标记	4（易燃液体）	主要用途	燃料和用于炭黑、氢、乙炔、甲醛等的制造

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

表 4.8-3 H<sub>2</sub>S 物理化学特性表

国标编号	21006		
CAS 号	7783-06-4		
中文名称	硫化氢		
英文名称	hydrogen sulfide		
别名	氢硫酸		
分子式	H <sub>2</sub> S	外观与性状	无色有恶臭气体
分子量	34.08	蒸汽压	2026.5kPa/25.5°C 闪点：<-50°C
熔点	-85.5°C 沸点：-60.4°C	溶解性	溶于水、乙醇
密度	相对密度（空气=1）1.19	稳定性	稳定
危险标记	4（易燃气体）	主要用途	用于化学分析如鉴定金属离子
<b>1.对环境的影响：</b>			
<p>一、健康危害                      侵入途径：吸入。                      健康危害：本品是强烈的神经毒物，对黏膜有强烈刺激作用。</p> <p>二、毒理学资料及环境行为                      急性毒性：LC<sub>50</sub>168mg/m<sup>3</sup>（大鼠吸入），人吸入：LCL<sub>0</sub> 600ppm/30min，800ppm/5min。                      污染来源：一般作为某些化学反应和蛋白质自然分解过程的产物以及某些天然物的成分和杂质，而经常存在于多种生产过程中以及自然界中。如采矿和有色金属冶炼。煤的低温焦化，含硫石油开采、提炼，橡胶、制革、染料、制糖等工业中都有硫化氢产生。开挖和整治沼泽地、沟渠、印</p>			



染、下水道以及清除垃圾、粪便等作业，还有天然气、火山喷气、矿泉中也常伴有硫化氢存在。危险特性：易燃，与空气混合能形成爆炸性混合物，遇明火、高热能引起燃烧爆炸。与浓硝酸、发烟硫酸或其他强氧化剂剧烈反应，发生爆炸。气体比空气重，能在较低处扩散到相当远的地方，遇明火会引起回燃。燃烧（分解）产物：氧化硫。

**2.现场应急监测方法:**

①便携式气体检测仪器：硫化氢库仑检测仪、硫化氢气敏电极检测仪；

②常用快速化学分析方法：醋酸铅检测管法、醋酸铅指示纸法

**3.应急处理处置方法:**

一、泄漏应急处理

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

二、防护措施

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

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

三、急救措施

皮肤接触：脱去污染的衣着，用流动清水清洗。就医。

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

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

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

表 4.8-4 SO<sub>2</sub> 物理化学特性表

国标编号	23013		
CAS 号	7446-09-5		
中文名称	二氧化硫		
英文名称	sulfur dioxide		
别名	亚硫酸酐		
分子式	SO <sub>2</sub>	外观与性状	无色有恶臭气体
分子量	64.6	蒸汽压	338.42kPa/21.1℃
熔点	-75.5℃	溶解性	溶于水、乙醇
密度	相对密度（空气=1）1.43	稳定性	稳定
危险标记	不燃，有毒，具强刺激性	主要用途	用于制造硫酸和保险粉等
<p>一、健康危害                      侵入途径：吸入。</p> <p>二、危险性概述                      健康危害：易被湿润的黏膜表面吸收生成亚硫酸、硫酸。对眼及呼吸道黏膜有强烈的刺激作用。大量吸入可引起肺水肿、喉水肿、声带痉挛而致窒息。轻度中毒时，发生流泪、畏光、咳嗽，咽、喉灼痛等；严重中毒可在数小时内发生肺水肿；极高浓度吸入</p>			

可引起反射性声门痉挛而致窒息。皮肤或眼接触发生炎症或灼伤。长期低浓度接触，可有头痛、头昏、乏力等全身症状以及慢性鼻炎、咽喉炎、支气管炎、嗅觉及味觉减退等。

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

燃爆危险：本品不燃，有毒，具强刺激性。

### 三、泄漏应急处理

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

### 四、防护措施

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

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

### 五、急救措施

皮肤接触：立即脱去污染的衣着，用大量流动清水冲洗。就医。

眼睛接触：提起眼睑，用流动清水或生理盐水冲洗。就医。

吸入：迅速脱离现场至空气新鲜处。保持呼吸道通畅。

表 4.8-5 盐酸物理化学特性表

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

#### 一、健康危害

侵入途径：吸入。

健康危害：本品对眼和呼吸道黏膜有强烈的刺激作用。

急性中毒：出现头痛、头昏、恶心、眼痛、咳嗽、痰中带血、声音嘶哑、呼吸困难、胸

闷、胸痛等。重者发生肺炎、肺水肿、肺不张。眼角膜可见溃疡或混浊。皮肤直接接触可出现大量粟粒样红色小丘疹而呈潮红痛热。

慢性影响：长期较高浓度接触，可引起慢性支气管炎、胃肠功能障碍及牙齿酸蚀症。

## 二、毒理学资料及环境行为

急性毒性：LD<sub>50</sub>400mg/kg（兔经口）；LC<sub>50</sub>4600mg/m<sup>3</sup>，1小时（大鼠吸入）

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

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

燃烧（分解）产物：氯化氢。

## 三、泄漏应急处理

迅速撤离泄漏污染区人员至上风处，并进行隔离，小泄漏时隔离 150m，大泄漏时隔离 300m，严格限制出入。建议应急处理人员戴自给正压式呼吸器，穿防毒服。从上风处进入现场。尽可能切断泄漏源。合理通风，加速扩散。喷氨水或其他稀碱液中和。构筑围堤或挖坑收容产生的大量废水。如有可能，将残余气或漏出气用排风机送至水洗塔或与塔相连的通风橱内。漏气容器要妥善处理，修复、检验后再用。建议废料用碱液-石灰水中和，生成氯化钠和氯化钙，用水稀释后排放，从加工过程的废气中回收氯化氢。

## 四、防护措施

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

## 五、急救措施

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

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

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

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

### 4.8.1.2 环境风险潜势初判

#### （1）危险物质及工艺系统危险性的确定

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

#### ①危险物质数量与临界量比值（Q）

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

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

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

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

$Q_1, Q_2, \dots, Q_n$ -每种危险物质的临界量，t。

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

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

为计算设备及管线的在线量，采气管线以设计压力 35Mpa，20°C 为条件计算采气管在线量。站场甲烷在线量情况，见表 4.8-6。

表 4.8-6 站场甲烷在线量计算表

单元	序号	名称	单位	数量	在线容积 m <sup>3</sup>	在线量 t
DP11 集 气站	1	计量分离器 DN800	具	3	4	0.166
	2	分子筛脱水撬 45 万方/天	具	1	6	0.249
	4	压缩机撬 10×10 <sup>4</sup> m <sup>3</sup> /d	具	3	4	0.166
	5	采气管线 Φ76×12	m	1200	3.6	1.07
	合计					

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。钻井工程涉及的危险物质为柴油、油基岩屑、废油、油基钻井液、甲烷。钻井工程期间井场设 2 座柴油罐，最大储量 15t；设 30 个吨桶收集油基岩屑，油基岩屑密度取 2t/m<sup>3</sup>，则井场油基岩屑最大存在总量为 60t；井场油基钻井液配置量 300m<sup>3</sup>，密度按 1.5t/m<sup>3</sup>，则井场油基钻井液最大存在总量为 450t；井场设 5 个 200L 油桶收集废油，密度按 0.8t/m<sup>3</sup>，则废油最大存在总量为 0.8t。储层改造工程涉及的危险物质为柴油、废油，井场设 2 座柴油罐，最大储量 15t，废油设 5 个 200L 油桶收集，密度按 0.8t/m<sup>3</sup>，废油最大存在总量为 0.8t。运营期间，集气站设 2 个 200L 油桶收集，密度按 0.8t/m<sup>3</sup>，废油最大存在总量为 0.32t。

表 4.8-7 建设项目 Q 值确定表

站场	时段	工程阶段	危险物质名称	CAS 号	最大存在总量 qn/t	临界量 Qn/t	Q 值	
DP11 平台	施工期	钻井工程	柴油	/	15	2500	0.006	
			油基岩屑	/	60	2500	0.024	
			废油	/	0.8	2500	0.00032	
			油基钻井液	/	450	2500	0.18	
		项目 Q 值 $\Sigma$						0.21032
		储层改造工程	柴油	/	15	2500	0.006	
			废油	/	0.8	2500	0.00032	
			项目 Q 值 $\Sigma$					
DP11 集气站	运营期	站场	甲烷	74-82-8	1.651	10	0.165	
			废润滑油	/	0.32	2500	0.000128	
			项目 Q 值 $\Sigma$					

### ②环境风险潜势判断

根据表 4.8-7，本项目各阶段 Q 值均小于 1，根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018），本项目环境风险潜势为 I。

#### 4.8.1.3 评价等级

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

#### 4.8.2 环境敏感目标概况

本项目环境风险工作等级为简单分析，根据风险导则，未要求设置大气风险评价范围，本次重点关注周边 500m 的环境敏感目标；地下水环境风险评价范围与地下水评价范围一致；地表水环境风险评价范围与地表水评价范围一致。本项目环境风险敏感特征见表 4.8-8。

表 4.8-8 环境风险敏感特征表

类别	环境敏感特征					
环境空气	序号	敏感目标名称	相对方位	最近距离/m	属性	人口数
	无					
	厂址周边 500 m 范围内人口数小计					0 人
	厂址周边 5km 范围内人口数小计					>5 万人
	大气环境敏感程度 E 值					E1
地表水	受纳水体					
	序号	受纳水体名称 (周边地表水)	排放点水域环境功能		24h 内流经范围/km	
	1	大溪河	III		其他	
	内陆水体排放点下游 10km (近岸海域一个潮周期最大水平距离两倍) 范围内敏感目标					
	序号	敏感目标名称	环境敏感特征	水质目标	与排放点距离/m	
	1	水体下游 10km 无敏感目标分布				
	地表水环境敏感程度 E 值					E2
地下水	序号	环境敏感区名称	环境敏感特征	水质目标	包气带防污性能	与下游厂界距离/m
	1	/	/	/	/	/
	地下水环境敏感程度 E 值					E1

### 4.8.3 风险识别

#### 4.8.3.1 物质危险性识别-

本项目施工期间，危险物质为油基钻井液及柴油。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，危险物质为甲烷、废润滑油，主要成分为甲烷，不含硫化氢。危险特性见 4.8.1.1 节。

#### 4.8.3.2 生产系统危险性识别

##### (1) 施工期钻井过程潜在危险性因素识别

钻井中常见可能诱发事故的因素有井漏、井涌、气侵，主要事故为井喷、井喷失控。

##### ① 钻井作业危险性因素识别

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

##### ② 钻井辅助设施环境风险识别

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

### ③套管破裂事故对环境的影响

套管破裂后，页岩气体可能窜层泄漏进入地表，遇火爆炸燃烧等。

### ④地下水井涌对环境的影响

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

## (2) 运营期潜在危险性因素识别

项目运营过程中可能诱发事故的因素有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。

### 4.8.3.3 危险物质向环境转移的途径识别

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

表 4.8-9 环境风险识别表

序号	危险单元	风险源	主要危险物质	环境风险类型	环境影响途径	可能受影响的环境敏感目标	备注
1	钻井设施	井口	甲烷、钻井液	土壤、大气、地下水	泄漏渗入土壤，甲烷泄漏或引起爆炸	周边居民	井喷
2	钻井辅助设	储备罐	油基钻	土壤、地	泄漏渗入土壤	周边居民	施

	施		井液	下水			工期
3	柴油罐	柴油罐	液态危险废物	大气、土壤、地下水	泄漏渗入土壤或引起火灾	周边居民	
4	危险废物暂存区	废油、油基岩屑	液态危险废物	大气、土壤、地下水	泄漏渗入土壤	周边居民	运营期
5	集气站	计量分离器等设备	甲烷	大气	泄漏引起火灾	周边居民	
6	集气站润滑油暂存点	油桶	废油	土壤、地下水	泄漏渗入土壤	周边居民	

#### 4.8.4 环境风险分析

##### 4.8.4.1 井喷失控环境风险分析

页岩气在钻探作业过程中发生泄漏后的影响后果严重，即井喷失控、着火爆炸是钻井工作中最重大的危险。其中可能造成最大危害的是井喷失控喷射出的天然气遇火燃烧爆炸，造成冲击波和热辐射伤人、伤亡事故。根据《含硫化氢天然气井失控井口点火时间规定》（AQ2016-2008）和本项目钻井工程设计资料，钻井现场井场配备自动、手动和高压高能电子点火三套独立点火系统，按照中石化集团公司对发生井喷环境风险事故时的井控管理要求，在“含硫化氢天然气井出现井喷事故征兆时，现场作业人员应立即进行点火准备工作”；在符合下述条件之一时，须在 15min 内实施井口点火：①“气井发生井喷失控，且距井口 500m 范围内存在未撤离的公众；②距井口 500m 范围内居民点的硫化氢 3 min 平均监测浓度达到 100ppm，且存在无防护措施的公众；③井场周边 1000 米范围内无有效的 H<sub>2</sub>S 监测手段”。

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

##### 4.8.4.2 钻井过程中地层间气体涌出

钻井过程中地层之间的气体如果出气量较大，则会引发气体溢流。钻井过程中钻遇的层间气体可能含有硫化氢，当钻井设备测量到硫化氢气体后，立刻关闭防喷器，避免气体溢出，如气量较大，则引至放喷池点燃，如气量



较小，往钻井液中配加氢氧化钠进行中和，从而消除钻井过程中硫化氢气体的影响。

#### 4.8.4.3 套管破裂天然气窜层泄漏进入地表环境风险影响分析

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

#### 4.8.4.4 池体、罐体破裂环境风险影响分析

本项目采用放喷池、软体罐等临时暂存压裂返排液。池体或罐体意外破损将引起水体污染，该废水中 pH 值呈碱性、可溶性盐含量高、含石油类，影响土壤的结构，危害植物生长。

污水所含的其他有机处理剂使水体的 COD、SS 增高，水体污染会对地势低于池体的水环境产生破坏，破坏农作物和影响土壤质量，同时会对坡面的地表植被和土壤产生影响，池体为半埋式结构，泄漏不易于发现，持续时间长，但泄漏量相对较小，对土壤影响可控。

#### 4.8.4.5 地下水井涌事故风险影响分析

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

#### 4.8.4.6 井漏环境风险影响分析

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

地层。一旦发生井漏，可能造成地下水含水层受到污染，严重时可能导致井喷事故。

#### 4.8.4.7 油罐事故影响分析

网电断电时，钻井需使用柴油，油罐布置在井场地势较高处，风险影响主要是柴油罐的区的火灾爆炸。油罐设置在混凝土基础上，基础周边设置有围堰及收油沟。油罐密闭，柴油发生大量泄漏的几率很小，一般情况管道阀门泄漏，少量跑冒漏滴均收集在隔油池内，可有效进行防止污染。罐体破裂导致柴油大量泄漏的几率很小，一旦产生废油泄漏主要污染罐体周边旱地土壤，根据周边地势，主要流入旱地，对旱地土壤造成污染，造成经济影响。

#### 4.8.4.8 压裂前置酸泄漏事故影响分析

钻井至目的层下套管固井射空后，采用盐酸作为前置液，对岩层进行侵蚀。现场用酸由具有相关资质的单位用玻璃钢罐车拉运至现场使用，在井场内采用玻璃内衬钢罐临时储存，罐区设有防渗膜及围堰。盐酸如发生泄漏将引起土壤及周边水体污染，破坏土壤的结构，危害地表植被生长，影响水体 pH 值。

#### 4.8.4.9 油基岩屑外运过程事故影响分析

本项目油基岩屑交由有危险废物处置资质的单位进行处置交由有危险废物处置资质的单位进行转运及处置，油基岩屑转运车辆在行驶过程中，应严格执行危废转移联单制度，严防翻车污染河流。

#### 4.8.4.10 废水转运事故影响分析

本项目废水优先转运至南川区块页岩气平台回用压裂，区域平台包括 Y3、Y3、Y6、Y70、Y54 等，施工期废水转运采用专用罐车，废水转运路线越路线跨域大溪河。根据转运路线，跨越点下游 10km 范围内均无集中式饮用水源取水口，油基岩屑、废水罐车拉运风险相对较小。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，转运时应避开大雾、暴雨等恶劣天气，在车辆行驶在大溪河段旁边时，应减速慢行，观察并安全通过。

经调查，运输路线主要沿现有乡村道路、县道、国道等运输，现有道路

路况较好，沿线环境保护目标主要为道路两侧居民及途经的地表水体，根据转运路线，跨越点下游 10km 范围内均无集中式饮用水源取水口，废水罐车拉运途经地表河流情况见表 4.8-10。

**表 4.8-10 转运路线途经地表水体一览表**

序号	地表水体名称	水域功能	跨越点下游 10km 是否有集中式饮用水源取水口
1	大溪河	III类	无

本项目废水转运罐体为钢板密封罐，发生翻车泄漏的几率很小，罐车转运过程中发生事故污染的可能性极小，加强转运风险防范措施后，其环境风险在环境可防可控。

#### 4.8.4.11 集输过程中环境风险分析

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

采出水在储存过程中泄漏进入土壤环境，可能导致土壤污染，同时对土壤中微生物环境产生危害，导致土壤微生物细胞渗透压升高，细胞因脱水引起质壁分离，同时还会破坏细胞膜。采出水属高含盐废水，进入地表水体可能导致水体污染，造成富营养化，导致水生生物细胞渗透压升高，细胞因脱水引起质壁分离，同时还会破坏细胞膜，影响水生生物生长。采出水泄漏进入地下水环境，可能对地下水造成不利影响。项目在做好防渗措施后，其环境风险值在环境可接受范围内。

### 4.8.5 环境风险管理

#### 4.8.5.1 环境风险管理措施

石油天然气部门建设单位以及施工钻井队各项作业均在推行国际公认的 HSE 管理模式，较成熟。结合行业作业规范，设置有专职安全环保管理人员。把安全、环境管理纳入生产管理的各个环节。为防止事故的发生起到非常积

极的作用。现场作业严格按照《石油天然气工业健康、安全与环境管理体系》（SY/T 6276-2014）等要求执行。

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

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

#### 4.8.5.2 施工期环境风险防范措施

##### （1）钻井工程井控措施

钻井过程中严格按照《石油天然气工业健康、安全与环境管理体系》、《石油天然气钻井作业健康、安全与环境管理导则》《石油与天然气钻井井控规定》和《钻井井控技术规程》（SY/T 6426-2005）、《含硫化氢油气井安全钻井推荐作法》（SY/T5087-2005）等行业相关规范和《钻井设计》的要求进行工程控制，在工艺设备硬件上防止井喷事故。

主要有以下几方面：

①钻井井口装置包括防喷器、防喷器控制系统、四通及套管头等的安装使用；井控管汇包括节流管汇、压井管汇、防喷管线和放喷管线的安装使用；钻具内防喷工具包括上部和下部方钻杆旋塞阀、钻具止回阀和防喷钻杆安装使用。根据设计，防喷器及相关井控设备抗压能力为 35MPa，而本项目地层压力低于 30MPa，因此可以有效防止井喷事故发生。

②防火、防爆措施：发电房摆放按《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）中的相应规定执行。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。

③防硫化氢措施：在井架上、井场盛行风入口处等地应设置风向标，一旦发生紧急情况，作业人员可向上风方向疏散。钻台上下、振动筛、循环罐等气体易聚积的场所，应安装防爆排风扇以驱散工作场所弥漫的有害、可燃

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

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

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

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

3) 各种井控装备及其他专用工具、消防器材、防爆电路系统配备齐全、运转正常。

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

5) 气层钻进中，必须在近钻头位置安装钻具回压阀，同时钻台上配备一只与钻具尺寸相符的回压阀，且备有相应的抢接工具，在大门坡道上准备一根防喷单根（钻杆下部有与钻铤扣相符的配合接头）。

6) 按班组进行防喷演习，并达到规定要求。

7) 严格落实坐岗制度，无论钻进还是起下钻，或其他辅助作业。

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

9) 严格控制起下钻速度，起钻必须按规定灌满钻井液。

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

11) 钻进中遇到钻速突然加快、放空、井漏、气测及油气水显示异常等情况，应立即停钻观察，如发生溢流要按规定及时发出报警信号，并按正确

的关井程序及时关井，关井求压后迅速实施压井作业。

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

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

14) 根据井站所处地形环境、交通现状，确定逃生路线及撤离方案。

## (2) 公众安全防护

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

## (3) 配备应急点火系统及点火时间、点火管理

根据《钻井井控技术规程》（SY/T 6426-2005），钻井现场仍按照含硫油气井配备自动、手动和高压高能电子点火三套独立点火系统，确保 100% 的点火成功率。钻井队在现场条件不能实施井控作业而决定放喷点火时，点火人员应佩戴防护器具，并在上风方向，离火口距离不得少于 10m，用点火枪点火。

## (4) 钻井进入目的层对居民的风险事故疏散准备

根据《含硫化氢油气井安全钻井推荐作法》（SY/T 5087-2005）8.2.2.3 节要求，“当发生井喷失控时，应按下列应急程序立即执行：（a）当现场总负责人或其指定人员向当地政府报告，协助当地政府做好井口 500m 范围内的居民的疏散工作，根据监测情况决定是否扩大撤离范围；（b）关停生产设施；（c）设立警戒区，任何人未经许可不得入内；（d）请求援助”。因此建设单位应根据本项目钻井设计，重点做好钻至目的层前 2 天随时组织井口周围 500m 范围内居民风险事故疏散的准备，同时对临时安置集中点提供必要的生活保障、服务设施。在钻井作业过程中应严格落实《钻井井控技术规程》（SY/T6426-2005）、《含硫化氢油气井安全钻井推荐作法》（SY/T 5087-

2005)、《石油天然气安全规程》(AQ2012-2007)、《石油天然气工业健康、安全与环境管理体系》(SY/T 6276-2014)等相关钻井和井控规范要求。

#### (5) 池体、罐体废水溢出事故防范措施

在施工过程中,应加池体、罐体的管理、巡视,保证液位在最高允许液位 0.5m 以下,水位达到池面 0.5m 前应转移。

#### (6) 地下水井涌防范

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

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

#### (7) 井漏防范措施

对井下压力系统和地层比较复杂的井一般采用堵漏的办法进行处理,对于井下压力系统单一、地层结构强度较大的井则可以采用降低钻井液密度的办法处理。

井漏应以预防为主,尽可能避免因人为的失误而发生井漏。在钻井施工前,要尽量将地层压力资料收集齐全,在钻井过程中,凡是可以预防井漏的工作都要尽量提前做好。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。

#### (8) 夜间特别管理机制

由于钻井工程特点需要 24 小时连续作业,所以应特别警惕夜间风险事故的防范和应急。虽然在严格按照井喷失控 15min 内及时点火的原则,15min 内泄漏的天然气不会危及井场周边农民的生命和健康。但为了确保周围居民的健康,应在井喷失控时紧急疏散撤离周边井口 500m 范围内居民,至固井作业完成。井场配备高音喇叭、防爆灯具,以便夜间事故及时通知周边居民,防爆灯具应布置在井场内风向标处,以便井场人员和周边较近居民可判断风向,带领其他人员撤离。井场实行轮班制度,保证夜间各岗位有相应值班人员。

对居民进行公众教育、培训中应强调夜间自救内容，要求居民夜间保持通讯设备的畅通，夜间不关手机等教育。强调在钻气层期间夜间保持一定的警惕，提出在夜间事故报警后及时撤离。

#### (9) 柴油罐事故防范措施

柴油储罐区地面应做硬化，罐底设置防渗膜，并在四周设置围堰，围堰高度不小于 15cm，围堰容积不小于单个罐体容积的，同时配备相应应急物资（片碱、消防器材等）。

#### (10) 盐酸储罐及盐酸配置事故防范措施

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

#### (11) 化学药品事故防范措施

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

#### (12) 废水转运事故防范措施

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

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



### (13) 岩屑转运事故防范措施

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

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

③运送车辆必须在车辆前部和后部、车厢两侧设置专用警示标识。

④应当根据岩屑数量，配备足够数量的运送车辆，合理地备用应急车辆。

⑤每辆运送车应指定负责人，对岩屑运送过程负责；从事油基岩屑运输的司机等人员应经过合格的培训并通过考核。

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

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

⑧定期对运输车辆进行全面检查，减少和防止岩屑发生泄漏和交通事故的发生。

⑨运输单位应当根据物品危险特性采取相应的安全防护措施，并配备必要的防溢、防漏、防晒等防护用品和应急救援器材。

⑩合理安排运输频次，并加强安全措施。

#### 4.8.5.3 运营期环境风险防范措施

##### (1) 管道工程安全措施

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》(GB50183-2004)中有关规定的要求。

##### ①设计选材防范措施

建设单位在委托设计单位时严格考察设计单位资质，选择具有相关资质的和设计实力的单位进行设计，确保设计及选材质量，从设计及选材上避免或降低发生风险事故的概率。钢管制管标准应达到《石油天然气工业管线输

送系统用钢管》（GB/T9711-2011）的要求。本项目采用无缝钢管，其优点在于无焊缝，质量均匀程度高，理化性能、力学性能较均匀，管道自身安全可靠，但受到管径和壁厚制作方面的限制，壁厚较直缝埋弧焊钢管厚，价格相对较高。在我国油气输送行业特别是管径不大于 DN400 的管道工程中运用较为广泛。

### ②防腐措施

根据各防腐层的性能及本工程环境条件，结合线路特点对防腐层性能的要求，从技术经济、安全可靠、维护管理等因素综合分析，本工程管道防腐选择三层 PE 防腐层。三层 PE 防腐层结合了原两层 PE 和熔结环氧粉末的优点。它既发挥了熔结环氧对钢管表面的高粘结力（物理键和化学键）、阴极剥离半径小等优良性能，又发挥了高密度聚乙烯抗冲击性好、水汽渗透率低、绝缘电阻率高等优良性能，两层之间通过特殊的共聚物胶粘剂使三者形成化学键结合和相融的复合结构，汇集两者的优势为一体，达到防腐性能、机械性能良好的组合。

### ③管理措施

严格控制输送页岩气的气质，定期清管，排除管内污物，以减轻管道内腐蚀；定期进行管道壁厚的测量，对严重减薄的管段，及时维修更换，避免爆管事故的发生。每半年检查输气管道、污水管道安全保护系统（如截断阀、安全阀、放空系统等），使页岩气管道在超压时能够得到安全处理，使危害影响范围减小到最低程度；在发现污水管道泄漏时立即进行截断，减小对地下水和土壤环境影响。加大巡线频率，提高巡线的有效性；定期检查管道施工带，查看地表情况，并关注在此地带的人员活动情况，发现对管道安全有影响的行为，应及时制止、采取相应措施并向上级报告。

### （2）站场工程安全措施

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。

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。

定期对站场内设备和管道进行巡查、检修，保证各类设备正常运行；实时对井场进行监控，发现风险事故立即启动控制措施；加强对周边群众宣传教育，避免人员误入井场造成设备、管道损坏，发生泄漏风险。

### （3）消防工程安全措施

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

### （4）自动控制工程安全措施

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

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

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。

### （5）工程安全管理措施

#### ① 防火灾、爆炸对策措施

建立动火制度，明确责任制，对火源进行严格管理。

建立站场管道和阀门等的定期检查和防腐蚀制度，以防止因腐蚀原因和阀门失灵等而存在的漏气现象发生。

整个场站应当严禁烟火。

严格执行安全生产制度及操作规程，防止因误操作而造成阀门和仪表失灵等，从而导致危险。

#### ② 站场装置和管道防爆对策措施

严格执行安全生产制度及操作规程。

投产后的管线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。

### ③ 管道运行管理对策措施

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。

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。

#### 4.8.5.4 环境风险事故应急措施

##### (1) 环境风险应急基本要求

应把防止井喷失控等作为事故应急的重点，避免造成人员及财产损失，施工单位应本着“人员的安全优先、防止事故扩展优先、保护环境优先”的原则，按照《石油天然气工业健康、安全与环境管理体系》（SY/T 6276-2014）的要求和评价要求制定和当地政府有关部门相衔接的事故应急预案。

##### (2) 环境风险应急关键措施

井喷发生后，应立即组织首先撤离井口周边 500m 的居民。井喷失控后，在 15min 内完成井口点火燃烧泄漏天然气。将天然气燃烧转化为 CO<sub>2</sub> 和 H<sub>2</sub>O。放喷燃烧期间井口外 500m 范围内确保无居民。点火应监测甲烷浓度，取 5.0% 和 15% 作为甲烷的爆炸上、下限区域，防止爆炸事故。

##### (3) 环境风险事故时人员撤离的范围及路线

###### ① 紧急撤离区

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

撤离路线应根据钻井井场风向标，沿发生事故时的上风向方向进行撤离。通过高音喇叭、广播、电话及时通知周边各户居民，保证全部及时通知撤离。

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

## ②一般撤离区

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

### (4) 人群自救方法

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

### (5) 天然气窜层泄漏进入地表应急措施

由于天然气窜层泄漏时，压力小，速率低，不会出现井喷式的泄漏，只要及时组织人员撤离，并及时采取事故应对措施一般情况下不会引起人员伤亡。应对该种事故措施主要是通过加强对钻井返空介质的监测来及时了解井下状况，采取措施避免井漏气窜的发生，钻前加强对周边 3km 居民的教育培训，遇到此类事故应立即撤离泄漏点居民，撤离距离至少应在 500m 外。企业在泄漏点周边设置便携监测仪确定浓度，根据浓度确定具体撤离范围。气窜发生时及应立即采取井下堵漏措施，并通过井口放喷管放喷燃烧泄压，减少周边地表泄漏点泄漏量，此类环境风险是可控的。

### (6) 环境应急监测方案和南川区环境应急监测能力

在事故现场核心区和周边居民点共设置 8 个空气监测点，扩散时监测项目  $\text{H}_2\text{S}$ 、 $\text{CH}_4$ ，燃烧时监测  $\text{SO}_2$ 、 $\text{CO}$ 。项目所在的南川区环境监测站设备较完善，监测人员业务能力较强，能够完成应急监测任务，不能完成的项目可申请重庆市环境监测中心协助。

### (7) 油品、盐酸等泄漏应急措施

根据现场情况，尽快切断污染源，设置拦污栅，对油品泄漏污染区进行围隔、封堵、控制污染范围，清楚泄漏区的油污染。若泄漏量较小，可采用吸油毡、棉纱等进行回收处理；若泄漏量较多，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。

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

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

### (8) 废水外溢应急措施

当池体或罐体发生渗漏时，应立即将存储设施内的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。泄漏进入农田的，应堵住农田缺口，挖坑收集，防止进入下游地表水体影响水质。对庄稼造成的经济影响进行补偿，避免造成环境纠纷。发生事故后应及时通报当地环保部门，并积极配合环保部门抢险。

### (9) 地下水污染事故应急措施

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。

#### (10) 事故发生后外环境污染物的消除方案

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

#### (11) 井漏环境风险事故应急措施

发生井漏时必须利用各种堵漏材料，处理井漏的一般规定流程如下：①分析井漏发生的原因，确定漏层位置、类型及漏失严重程度。②保质保量的配置堵漏泥浆。③施工时如果能起钻，应尽可能采用光钻杆，下至漏层顶部。④使用正确的堵剂注入方法，确保堵剂进入漏层近井筒处。⑤施工过程中要不停地活动钻具，避免卡钻。⑥凡采用桥堵剂堵漏，要卸掉循环管线及泵中的滤清器、筛网等，防止堵塞憋泵伤人。⑦憋压试漏时要缓慢进行，压力一般不能过大，避免造成新的诱导裂缝。⑧施工完成后，各种资料必须收集整理齐全、准确。井漏无法控制时，应扩大应急，上报建设单位，启动相关应急预案。

#### 4.8.5.5 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 4.8-1。

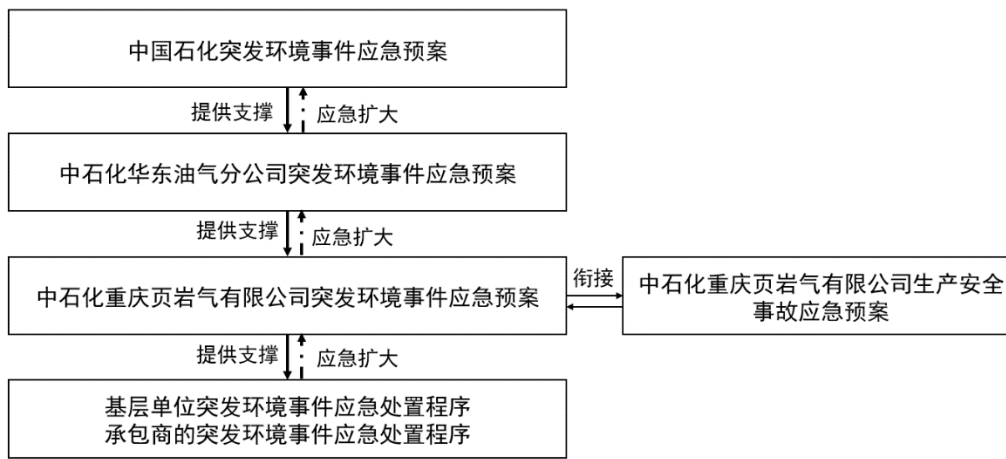


图 4.8-1 内部应急预案体系

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 4.8-2。

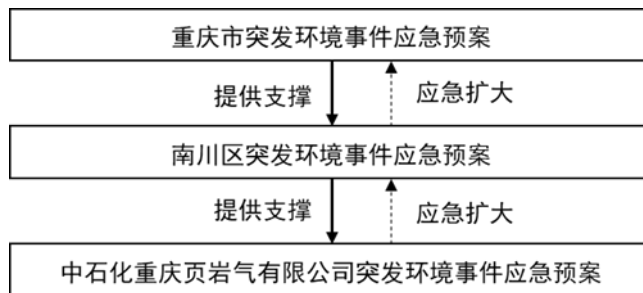


图 4.8-2 企业外部应急关系图

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。

本项目可通过将应急预案进行分解，明确各岗位人员的责任，将应急任务明确到人，确保应急事故处置的时效性和有效性；同时对钻井工程施工作业应急进行分类，明确各级别应急预案的响应范围，便于事故的有效控制；

同时对各类应急事故编制详细的应急处置程序，应急监测、抢险、救援、疏散及消除、减缓、控制技术方法和设施，确保应急处置的及时有效。

#### 4.8.6 风险评价结论

综上所述，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 4.8-10 建设项目环境风险简单分析内容表

建设项目名称	DP11 井区页岩气勘探开发建设项目				
建设地点	(/) 省	(重庆) 市	(南川) 区	南城街道	(/) 园区
地理坐标	经度	107.0988536	纬度	29.1163047	
主要危险物质及分布	施工期：柴油罐、盐酸罐、油基钻井液；运营期：天然气、废油				
环境影响途径及危害后果	池体在遇雨季和山洪暴发，引起池体垮塌或溢流将引起周边土壤污染。柴油拉运至井场过程中出现交通事故可能引起水体、土壤污染。水池中污水所含的其他有机处理剂使水体的 COD、SS 增高，水体污染会对地势低于水池的水环境产生破坏，破坏农作物和影响土壤质量，同时会对坡面的地表植被和土壤产生影响。废油泄漏主要污染周边旱地土壤，根据周边地势，主要流入旱地，对旱地土壤造成污染，造成经济影响。在集输过程中，若发生甲烷泄漏事故时，会进入周边环境，造成大气污染。当空气中甲烷浓度达 25%-30%时，将造成人体不适，甚至窒息死亡。当甲烷浓度到达爆炸极限时，会发生爆炸，引发火灾，造成人员和财产损失。爆炸和火灾引发的有毒有害气体和烟尘会破坏植被、污染土壤，对周边生态环境和居民健康产生不利影响。				
风险防范措施要求	详见 4.8.5 节				
填表说明	经风险调查、风险潜势初判，本项目 Q 值小于 1，确定项目风险潜势为 I，评价工作等级为简单分析				

## 5 环境保护措施及其可行性论证

### 5.1 施工期污染防治措施可行性论证

#### 5.1.1 地表水污染防治措施分析论证

##### 5.1.1.1 钻井及储层改造工程

###### (1) 废水污染防治措施

该施工阶段废水包括剩余水基钻井液、雨水、洗井废水和压裂返排液。

###### 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。本项目各井导管、一开段采用清水钻进，二开造斜段采用水基钻井液钻进，二开水平段采用油基钻井液钻进。钻井作业采用“井工厂”模式，依次开展各井的导管、一开、二开钻进。因此，针对各钻井阶段（清水钻井段、水基钻井段以及油基钻井段），上一口井产生的剩余钻井液可回用至下一口井的钻井。

清水和水基钻井液均属于水相钻井液体系，最后一口井清水段完钻后，产生的剩余清水钻井液直接在循环罐内用于配制水基钻井液，水基钻井阶段完钻后，剩余水基钻井液由井队回收，用于后续钻井工程。

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

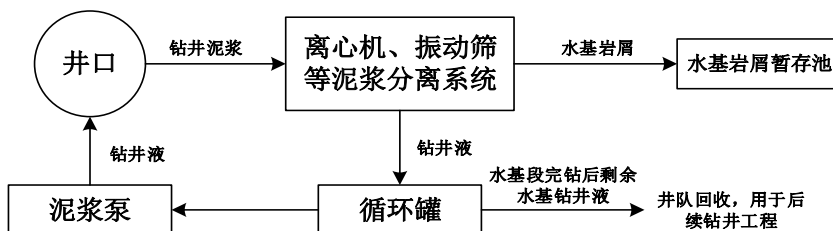


图 5.1-1 本项目钻井过程中钻井液循环方式

需要回用的废水在软体罐内添加絮凝剂和助凝剂进行絮凝沉淀处理，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。

###### ② 压裂返排液

本项目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，井间回用，即第一口井产生的压裂返排液回用于下一口井压裂液配制，依次类推，最后一口井产生的压裂返排液回用于其它钻井平台压裂液的配制，当无可回用钻井平台时，通过罐车或采出水管线输送至采出水处理站处理达标排放。

### ③场地雨水

场地雨水在水池收集暂存后，用于本平台储层改造阶段的压裂工序。

### ④洗井废水

本项目采用清水洗井，压入井内的清水冲洗套管内壁，洗井废水在软体罐暂存，用于压裂液配制。洗井废水产生量约 180m<sup>3</sup>/口井，废水中主要污染物指标为 pH 值、COD、悬浮物，经处理达标后输送至压裂施工平台回用。

## (2) 钻井及储层改造工程废水储运可行性分析

根据施工计划，本项目页岩气井分别逐井压裂，一口井压裂完毕后，再进行下一口的压裂。上一口井产生的压裂返排液经絮凝沉淀、杀菌，满足压裂回用水质标准要求后，回用于本平台下一口井的压裂。本项目单井最大压裂返排液产生量为 4400m<sup>3</sup>。储层改造期间，井场配液罐容积约 1800m<sup>3</sup>，放喷池容积为 500m<sup>3</sup>，雨水池容积 500m<sup>3</sup>，储层改造期间，在井场内新增不小于 2000m<sup>3</sup> 的软体罐，总计容积约 4800m<sup>3</sup>，大于 4400m<sup>3</sup>，可进行压裂返排液暂存。

表 5.1-1 压裂返排液产生、回用计划表

平台号	部署井号	压裂液用量	压裂返排液量	回用计划
DP11 平台	DP11-1HF	50000	5000	DP11-2HF 井压裂回用
	DP11-2HF	46000	4600	DP11-3HF 井压裂回用
	DP11-3HF	44000	4400	DP11-4HF 井压裂回用
	DP11-4HF	42000	4200	DP11-5HF 井压裂回用
	DP11-5HF	60000	6000	DP11-6HF 井压裂回用
	DP11-6HF	44000	4400	区域其他井压裂回用
合计		286000	28600	/

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 2023 年 6 月，池体现存容量约 1.56 万方，剩余可存容量约 1.7 万方，能同时暂存 4 口井的压裂返排液，可作为临时暂存池对压裂返排液进行调配。

因此，本项目可利用工区已建池体等暂存压裂返排液，可满足暂存要求。

### (3) 钻井及储层改造工程废水综合利用可行性分析

本项目压裂返排液可用于配制压裂液，处理工艺如下：

采用“混凝沉淀+杀菌”处理工艺，絮凝剂和助凝剂的添加可有效处理污水中 SS、Ca<sup>2+</sup>、Mg<sup>2+</sup>浓度，杀菌剂可有效控制硫酸盐杆菌 SRB、腐生菌 TGB、铁菌 FB 数量，通过稀释的方式可降低废水矿化度，经上述工艺处理后废水可满足压裂回用水质标准要求。

根据钻井废水回用情况，压裂液回用水质要求见表 5.1-2。

表 5.1-2 压裂液回用水质要求

项目	重复利用指标	处理方法
矿化度, mg/L	≤3×10 <sup>4</sup>	絮凝沉淀、杀菌
pH	5.5-7.5	
Ca <sup>2+</sup> +Mg <sup>2+</sup> , 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	

采用“混凝沉淀+杀菌”处理工艺，污水处理工艺流程图见图 5.1-2。

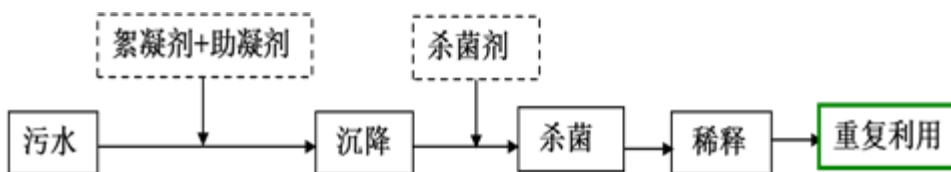


图 5.1-2 污水处理工艺流程

需要回用的废水在软体罐内进行絮凝沉淀处理，添加杀菌剂除菌。配新水稀释后可满足压裂液使用性能。

本项目废水处理、转运及回用费用约 70.6 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。

### (3) 井场清污分流沟

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。该措施简单，主要是修建排水沟，效果明显，在各钻井井场广泛使用，措施可行。

#### **(4) 生活污水处理措施**

井场及生活区各设置 1 个环保厕所，施工人员生活污水经环保厕所收集后农用或交第三方环境治理公司进行清掏外运处置，预计本项目生活污水处理措施费用为 10.0 万元。

### **5.1.1.2. 油气集输工程**

#### **(1) 施工废水污染防治措施**

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

#### **(2) 施工生活污水污染防治措施**

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

### **5.1.2 地下水防治措施分析论证**

#### **5.1.2.1 钻井施工地下水防治措施**

平台在选址上已避开了区域大断层，导管、一开采取清水钻井方式；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。

#### **5.1.2.2 井场地下水污染防治措施**

##### **(1) 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、雨水池为半地下式钢筋混凝土结构，难于观察到污染物泄漏和处置，污染控制程度为“难”。

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

由以上分析，结合地下水导则及《非常规油气开采污染控制技术规范》（SY/T 7482-2020）要求，钻机基础区域、钻井液循环系统（包括循环罐、储备罐等）、放喷池、废油暂存区、柴油罐区、油基岩屑暂存区、危险废物暂存区、柴油发电机房等涉及含油材料或废物流转的区域为重点防渗区，本项目原辅材料暂存区、水基岩屑暂存区等为一般防渗区域。

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。项目分区防渗要求见表 5.1-3。

表 5.1-3 本项目井场各构筑物防渗要求一览表

构筑物名称	防渗分区	防渗技术要求
危险废物贮存场	重点防渗	按 GB18597 的要求，应铺设 150mm 混凝土或 2mm 厚高密度聚乙烯膜、渗透系数不大于 $10^{-10}\text{cm/s}$ ，或采取铺设渗透系数不大于 $10^{-10}\text{cm/s}$ 、至少 2mm 厚的其他人工材料的防渗措施
油基岩暂存区	重点防渗	
柴油罐区	重点防渗	
盐酸罐区	重点防渗	
柴油动力机、发电机	重点防渗	
循环罐区	重点防渗	
放喷池（兼废水池）	重点防渗	
钻机基础区	重点防渗	

构筑物名称	防渗分区	防渗技术要求
水基岩屑暂存区	一般防渗区	一般防渗区应按照 GB 18599 的要求，防渗性能不低于 1.5 米厚渗透系数为 $1.0 \times 10^{-7}$ cm/s 粘土层的防渗性能
软体罐区	一般防渗区	
原辅材料暂存区	一般防渗区	
压裂液罐区、配液撬、压裂机组区域、供液撬	一般防渗区	

### 5.1.2.3 油基岩屑地下水污染防治措施

油基岩屑收集区上部搭建雨棚防雨，地面采用混凝土硬化并铺设防渗膜。油基岩屑采用吨桶收集，交由有危险废物处置资质的单位进行处置。钻井产生的油基岩屑 100%不落地。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。

### 5.1.2.4 井泉污染应急防控措施

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

通过以上措施可有效预防地下水污染，措施可行。

### 5.1.3 大气污染防治措施分析论证

#### (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操作情况而定；临时性用地等使用完毕后要及时恢复植被；

在装卸材料时应规范作业，文明施工，减少扬尘的产生；

严禁施工现场搅拌混凝土，项目应使用商品混凝土，严禁施工现场搅拌混凝土；

运输车要采取密闭运输，防止撒漏；进出场地口道路应进行硬化，严禁超载。

#### (2) 燃油废气



柴油机发电机等设备使用优质柴油，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) 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，有一定的热辐射影响，为降低热辐射影响，本次修建放喷池且采用耐火砖修建，对热辐射有一定的减缓作用。该技术在钻井工程中广泛应用，技术成熟可靠，措施可行。

### (4) 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。

本项目大气污染防治措施费用共计约 15.0 万元。

## 5.1.4 噪声控制措施分析论证

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

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

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

测试放喷时产生的高压气流噪声源强为 100dB（A），持续时间短，通过放喷池放喷，可以降低一定的噪声，测试放喷噪声影响是暂时的。

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

运营期间，项目分离设备等采用减振、隔声等降噪措施，管道采用柔性连接，减振、隔声的建设计，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。

每口井噪声防治措施投资预计 10.0 万元，本项目 6 口井噪声防治费用为 60.0 万元。

### 5.1.5 固废处置及综合利用可行性分析

#### 5.1.5.1 普通钻井岩屑

本项目清水岩屑产生量约为 480m<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，本项目产生的清水岩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。

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。

水基岩屑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，可有效防止流失。

水基岩屑产生量约 983m<sup>3</sup>，水基岩屑含水率约为 30%~60%，罐车拉运至水及岩屑处理点后，采用输送泵将水基岩屑从卸浆池输送至破胶罐中，使用药剂主要为絮凝剂（主要成分为聚丙烯酰胺，加入浓度为 2‰）和助凝剂（主要成分为氯化铝，加入浓度为 5‰），按照泥浆：絮凝剂：助凝剂为 10:1:1 的比例加入，搅拌使之分布均匀，即完成絮凝过程，絮凝后的岩屑由泥浆泵提升至板框压滤机进行压滤处理。压滤后的泥饼含水率约为 10~30%，外售有资质砖厂制砖，压滤产生的废水转运至南川区块页岩气采出水处理站进行处理。

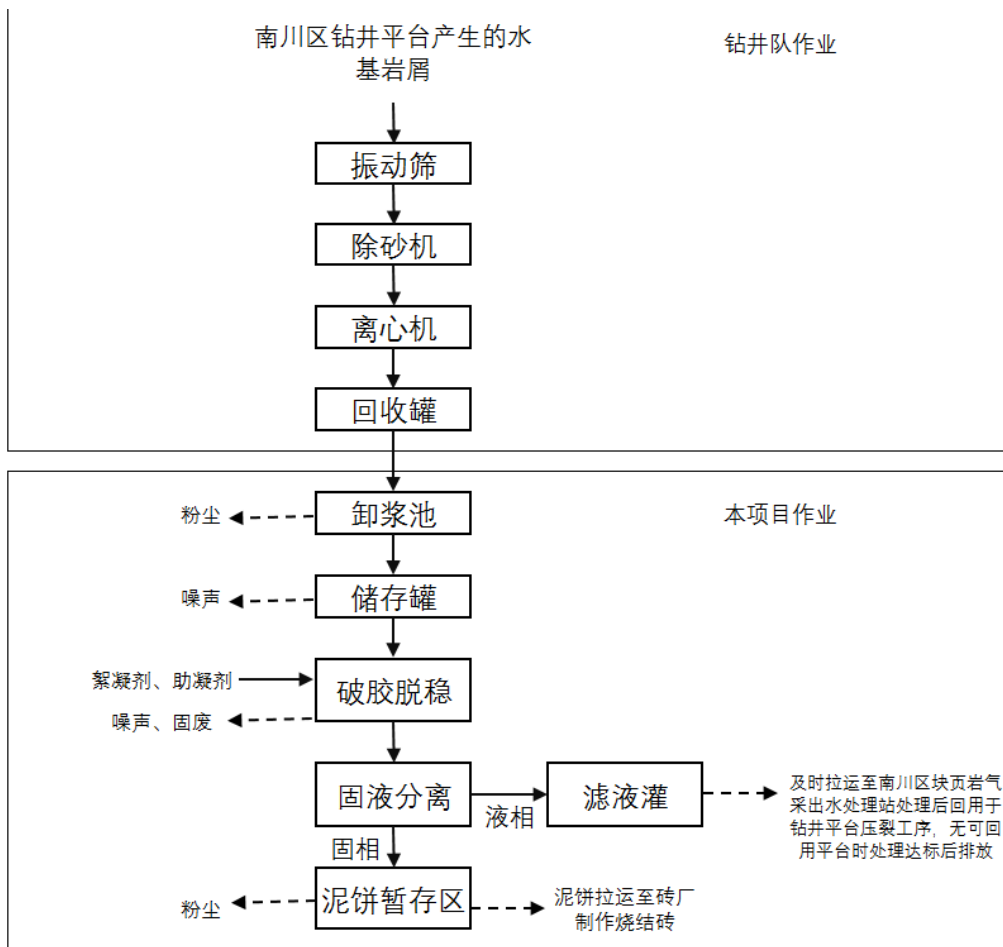


图 5.1-3 岩屑不落地系统工艺流程图

根据《重庆市生态环境局办公室关于加强水泥窑协同处置危险废物和页岩气开采固体废物环境管理服务的通知》（渝环办〔2019〕373号）：水基岩屑用于烧结制砖，烧结制砖设施应配套建设相应的固体废物贮存场所和污染防治设施，并履行相应环保手续，烧结砖应符合《烧结普通砖》（GB5101）要求。

本项目水基滤饼外送资源化利用时应符合接纳企业对原材料的质量和规格要求；企业自身加工利用水基岩屑应符合国家行业技术政策和相关环保要求；利用水基岩屑加工制成产品外售，应符合产品质量标准。

### 5.1.5.2 油基岩屑处置

油基岩屑在振动筛后在危险废物暂存区内采用吨桶收集暂存，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。2023年，中石化重庆页岩气有限公司施工承包商已与四川永津环保技术有限公司、贵州绿昇环保

科技有限责任公司、珙县华洁危险废物治理有限责任公司、重庆海创环保科技有限公司等签订了油基岩屑框架协议，且均具有危险废物处置资质，环保手续齐全，油基岩屑总处理能力约 29.8 万 t/a，5 家单位暂存危险废物能力超过 1 万 t。

表 5.1-4 危废处置单位能力情况一览表 t/a

序号	单位名称	经营规模	处置类别（列出部分）
1	重庆爱于微环保科技有限公司	15360	HW08
2	珙县华洁危险废物治理有限责任公司	29932	HW08
3	贵州绿昇环保科技有限公司	101000	HW08
4	四川永津环保技术有限公司	96000	HW08
5	重庆海创环保科技有限公司	56000	HW08
小计		298292	

本项目预计产生约 4186t 油基岩屑，占 5 家单位的 1.40%，占比较少，上述五家单位有能力处置本项目油基岩屑。

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

本项目危险废物贮存设施总体要求、污染控制要求、容器和包装物污染控制要求、贮存过程污染控制要求、污染物排放控制要求、环境监测要求、环境应急要求等应满足《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）的相关规定。

#### C、危险废物的运输

本项目危险废物委托外单位运输危险废物的，建设单位应定期对承包商进行检查、监管，检查内容包括：

①危险废物公路运输应按照《道路危险货物运输管理规定》及《交通运输部关于修改〈道路危险货物运输管理规定〉的决定》（交通运输部令 2023 年第 13 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。

本项目岩屑处置费用为 419.0 万元。

### 5.1.5.3 废防渗膜处置

场地清理时拆除的原防渗区域为防止矿物油等污染土壤和地下水而铺设的防渗膜等（如油罐区防渗膜），本项目场地清理产生沾染矿物油的废防渗材料约 0.6t，属于危险废物（HW08），临时暂存在危废暂存区，最终交由有相应危险废物处置资质的单位进行处置。

沾染废油的废防渗膜的收集、临时储存和转运应满足《中华人民共和国

《固体废物污染环境防治法》、《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）、《危险废物收集、贮存、运输技术规范》（HJ2025-2012）、《危险废物转移管理办法》（生态环境部、公安部、交通运输部令 第 23 号）等相关要求。

#### 5.1.5.4 废油处置

本项目单井废油产生量约 0.5t，本项目共产生 3t，由中石化重庆页岩气有限公司或有资质的单位回收处理。

柴油罐区、发电机房四周设置围堰，并各设 1 座废油收集池收集跑冒滴漏的废油，在井场危废暂存区设置 5 个 200L 油桶收集暂存施工期产生的废油，可作为井场内设备的保养润滑油和配置油基钻井液，剩余利用不完的部分交由有相应危险废物处置资质的单位进行处置。

#### 5.1.5.5 废包装材料

本项目产生的废包装材料由厂家或有资质的单位回收。

#### 5.1.5.6 絮凝沉淀污泥

压裂返排液絮凝沉淀污泥外运至一般工业固废处置场处置或资源化利用。

#### 5.1.5.7 生活垃圾处置

井场、生活区各设 1 处垃圾收集点，定期由环卫部门统一清运处置。生活垃圾处理措施可行。本项目施工期生活垃圾处置费用总计约 10.0 万元。

#### 5.1.5.8 土石方

工程总挖方约 2.66 万 m<sup>3</sup>，总填方 2.66 万 m<sup>3</sup>，土石方平衡，对周边环境影响较小。

### 5.1.6 土壤环境保护措施

本工程土壤保护应坚持“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，因此只要加强化工药品的管理，就可以有效避免污染物泄漏污染土壤。井队设 2 个柴油罐，每个  $10\text{m}^3$ ，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。

### 5.1.7 生态环境保护措施

#### (1) 施工期生态环境影响减缓与避免措施

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

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

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

④对因项目建设过程中形成的裸露地表，应及时采取绿化措施，选择适

宜当地生长的乔灌木及草本品种。

### (2) 施工迹地恢复

施工结束后及时拆除临时生活区、工棚等临时设施，平台除保留井场、放喷池、废水池、井场道路作为后续勘探开发设施外，其余临时占地全部进行复垦或生态恢复，占用林地的恢复为林地。

### (3) 植物多样性及植被保护措施

项目施工占地主要包括场地平整、开挖对地表土壤的破坏。

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

本项目占地区及项目评价范围内，未发现国家及地方重点保护野生保护植物。局部地带施工完成后，应立即对施工区临时占地进行生态恢复；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。

占地范围内涉及地方公益林，应按要求办理林地占用手续，加强对施工人员的防火宣传教育，提高防火意识；建立施工区森林防火及火警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；禁止强行驱赶和鸣笛惊吓野生动物。

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。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良影响。

#### (8) 公益林、天然林影响减缓措施

本项目占地范围内涉及地方公益林，不涉及天然林。公益林应按《重庆

市公益林管理办法》等相关要求办理占用手续和林木采伐审批手续。

严禁向公益林内排放废水、固体废物，减小对公益林的破坏。

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

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。

## 5.2 运营期污染防治措施可行性论证

### 5.2.1 地表水污染防治措施

#### (1) 运营期废水处置方式

运营期废水主要为采出水，前期采用车辆输送至南川区块页岩气采出水处理站，后期待阳春沟区块页岩气采出水处理站竣工验收过后，采用管线输送至阳春沟区块页岩气采出水处理站。

#### (2) 采出水依托可行性分析

南川区块页岩气采出水处理站总处理规模为  $1400\text{m}^3/\text{d}$ ，目前该处理站实际日处理规模约  $1000\text{m}^3/\text{d}$ 。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%、BOD<sub>5</sub> 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 5.2-1 各污染因子去除效率一览表

监测时间		2022 年 6 月 7 日~6 月 8 日		去除效率, %	排放标准
监测位置		进口 A1	出口 WS1		
监测因子		均值	均值		
pH	无量纲	8.4~8.5	7.3~7.6	/	6~9
COD	mg/L	598	71	88.1	≤100
BOD <sub>5</sub>	mg/L	186	18	90.3	≤20
悬浮物	mg/L	242	16	93.4	≤70
氨氮	mg/L	72	4	94.4	≤15
氯化物	mg/L	5760	4355	24.4	/
磷酸盐	mg/L	2.42	0.14	94.2	≤0.5
色度	倍	60	5.5	90.8	≤50
石油类	mg/L	53.5	0.48	99.1	≤5.0
硫化物	mg/L	3.22	0.03	99.1	≤1.0
挥发酚	mg/L	0.549	0.01L	100*	≤0.5
阴离子表面活性剂	mg/L	0.097	0.05L	100*	≤5.0
总有机碳	mg/L	486	12.8	97.4	≤20

本项目实施后预计新增废水量约 30m<sup>3</sup>/d，总废水量约 1030m<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。

阳春沟区块页岩气采出水处理站位于南川区南城街道万隆村 Y5 平台附近，预计在 2023 年 6 月完成建设，主要处理建设单位在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 1000m<sup>3</sup>/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）一级标准后排入凤嘴江。2022 年 10 月 13 日，南川区生态环境局以“渝（南川）环准〔2022〕61 号”文对《南川页岩气田阳春沟区块页岩气采出水处理项目环境影响报告表》进行了批复，处理工艺已得到充分论证，可有效处理页岩气田采出水，阳春沟页岩气采出水处理站建成后，可依托该污水处理站处理。

### 5.2.2 地下水污染防治措施

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

生。

### (1) 源头控制

运营期，集气站采出水前期用于配制压裂返排液，后期进入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。

放喷池、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 COD、氯化物等，不属于重金属、持久性有机物污染物。由以上分析，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，本项目润滑油存放点、放喷池、废水池为重点防渗区，其他为简单防渗区。项目分区防渗要求见表 5.2-2。

表 5.2-2 集气站各构筑物防渗要求一览表

构筑物名称	防渗分区	防渗技术要求
润滑油存放点	重点防渗区	按 GB18597 的要求，应铺设 150mm 混凝土或 2mm 厚高密度聚乙烯膜、渗透系数不大于 $10^{-10}$ cm/s，或采取铺设渗透系数不大于 $10^{-10}$ cm/s、至少 2mm 厚的其他人工材料的防渗措施
放喷池	重点防渗区	
废水池	重点防渗区	
站场其他区域	简单防渗区	/

### (3) 跟踪监测

建立地下水环境监测管理体系，包括制定地下水环境影响跟踪监测计划和跟踪监测制度，按照《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ10-2016）相关要求，本项在 DP11 平台所在水文地质单元下游设置 1 个地下水跟踪监测点。

根据《排污单位自行监测技术指南 陆上石油天然气开采工业》（HJ1248-2022），地下水监测因子应包括但不限于：石油类、汞、砷、六价铬等。当监测指标出现异常时，可按照 HJ164 的附录 F 中石油和天然气开采业特征项目开展监测。

监测频率：结合《排污单位自行监测技术指南 陆上石油天然气开采工业》

(HJ1248-2022) 及地下水导则, 地下水监测频次每年至少 1 次, 发现有地下水污染现象时需加密采样频次。

### 5.2.3 大气污染防治措施

项目放空废气的废气产生的频率较低, 每次放空的废气量约  $2\sim 5\text{Nm}^3$ , 集气站放空废气通过高 15m, 内径 0.15m 的放空立管进行排放。

### 5.2.4 噪声污染防治措施

集气站分离设备、压缩机等采用减振、隔声措施, 管道采用柔性连接。项目压缩机驱动方式为电驱, 比燃驱压缩机噪声低 10dB(A), 且压缩机撬外布设有外层降噪房, 外层降噪房将压缩机撬包围在内, 能有效减少压缩机撬所产生的噪声。

压缩机撬外层降噪房采用环保型保温降噪彩钢结构, 该降噪设计由吸音降噪层、阻尼降噪层及隔声降噪层组成, 采用吸音、隔音、阻尼 3 种综合降噪技术对高强度噪声进行综合治理。当高强度噪声穿越内彩钢压型孔板时, 穿孔率一般为 25%, 每个孔其在背后所占有的空气层体积形成共振吸声器, 再进入环保型保温降噪板的吸声降层进行吸声降噪, 可大大降低混响声, 部分声能将变成热能衰减掉, 其综合吸音降噪直约为 4~8dB(A)。经过吸音降噪层降噪处理后的噪声穿越阻尼层时, 进行阻尼降噪, 穿越隔声层(重质厚钢板) 时进行隔声降噪。“环保型保温降噪夹板”相当于平板形的“阻性消声器”, 其综合降噪隔声值高达 20~25dB(A), 可充分现环保型降噪功能, 通过噪声治理措施后, 可大大减小压缩机对周围声环境的影响, 措施可行。

### 5.2.5 固体废物污染防治措施

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。废分子筛交由一般固废处置场处置。

### 5.2.6 土壤环境保护措施

#### (1) 源头控制措施

1) 因采出气不含  $\text{H}_2\text{S}$ ,  $\text{CO}_2$  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，润滑油存放点为重点防渗区，水池、放喷池为一般防渗区，其他为简单防渗区；

2) 定期对管道腐蚀情况及壁厚进行检测，发现问题及时处理，防止泄漏事故的发生；加强水池的巡视、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。

设置 1 个跟踪监测点，石油烃（C10~C40）、汞、砷、六价铬等。结合《排污单位自行监测技术指南 陆上石油天然气开采工业》（HJ1248-2022）及土壤导则，土壤监测频次考虑为 5 年一次，当监测指标出现异常时，可按照 GB36600 的表 1 中的污染物项目开展监测。

## 5.2.7 生态环境保护措施

### (1) 运营期生态环境保护措施

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

项目运营期，施工结束后种植的植被暂未完全恢复。

运营期，加强巡护人员管理及生态环境保护知识的宣传，禁止巡护人员对植被、陆生和水生动物的破坏，禁止乱扔乱丢垃圾，禁止破坏和随意践踏已恢复或正在恢复中的植被。

运营期生态恢复措施示意图见附图 11。

### (2) 退役期生态环境保护措施

页岩气井停采退役后，应按照按《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 30cm，最后种植农作物，损毁土地尽可能地复垦为原土地利用类型。原为农田段，复垦后恢复农业种植；原为林地段，原则上复垦后恢复林地，不能恢复的应结合当地生态环境建设的具体要求，可考虑植草绿化。

退役期生态恢复措施示意图见附图 12。

### 5.3 环保措施汇总

拟采取的环保措施技术、经济可行，汇总如下表 5.3-1。



表 5.3-1 本项目环保措施及投资估算

单位：万元

时期	环境因素	措施名称	工程内容及工程量	效果分析	投资估算
施工期	地表水	井场废水储存设施	新建水池、放喷池，设置软体罐暂存雨水、压裂返排液等	容积保证所有钻井废水的储存，满足防渗要求	计入总投资
		钻井废水及压裂返排液处理与利用	压裂返排液、雨水、洗井废水等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	114
		井场清污分流排水沟	场内井口沿基础周围有场内排水明沟接入井口方井；井场周边设雨水沟将雨水排入附近溪沟	清污分流减少废水量，减轻对环境的污染	计入总投资
		生活污水	井场及生活区设置环保厕所，对生活污水进行收集处理，经环保厕所收集后农用或交第三方环境治理公司进行清掏外运处置	农用或交第三方环境治理公司进行清掏外运处置	10
	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、水池采取防渗处理	渗透系数达到 $1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$	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
	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	15.0
		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

中石化重庆页岩气有限公司 DP11 井区页岩气勘探开发建设项目环境影响报告书

时期	环境因素	措施名称	工程内容及工程量	效果分析	投资估算
		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	减振隔声降噪	柴油机、发电机等高噪声设备排气筒上自带高质量排气消声器降噪；设备置于活动板房内，隔声降噪；设备安装基础敷设减振垫层和阻尼涂料，减振降噪	最大程度降低噪声源源强	60
		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	419
		沾染矿物油的废防渗材料	交由有危险废物处置资质的单位进行处置	妥善处置	10.0
		废油	收集后由建设单位或有资质的单位回收利用	提高资源利用效率	/
		废包装材料	由厂家或有资质的单位回收	减轻对环境的污染	/
		生活垃圾处置	井场、生活区各设 1 处垃圾收集点，完钻后由环卫部门统一清运处置	减轻对环境的污染	10.0
		土石方	工程总挖方 2.66 万 m <sup>3</sup> ，总填方 2.66 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

中石化重庆页岩气有限公司 DP11 井区页岩气勘探开发建设项目环境影响报告书

时期	环境因素	措施名称	工程内容及工程量	效果分析	投资估算
	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	/	30
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，可通过罐车拉运至南川区块页岩气采出水处理站处理达到《污水综合排放标准》（GB8978-1996）一级标准后排放，或管线运输至阳春沟区块页岩气采出水处理站处理达到《污水综合排放标准》（GB8978-1996）一级标准后排放	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	/	/
		清管废气	通过高 15m，内径 0.15m 的放空立管排放	/	/
	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	40.0
		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	10.0
		废砂石、废分子筛	一般工业固废堆场处置，不外排	一般工业固废堆场处置	10
	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，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	/	100
投资合计					858

## 6 环境影响经济损益分析

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

### 6.1 环境保护费用的确定与计算

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

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

$A_k$ —环保建设过程中的软件费（包括设计费、管理费、环境影响评价费等）；

$i$ —“三同时”项目个数（ $i=1、2、3……m$ ）；

$j$ —“三同时”以外项目（ $i=1、2、3……n$ ）；

$k$ —建设过程中软件费用类目数（ $k=1、2、3……Q$ ）。

根据估算，本项目环保投资共计约 858 万元。

### 6.2 环境经济效益分析

#### 6.2.1 环境经济效益分析指标

建设项目的环境效益从环境代价大小、环境成本、环境系数的高低指标来分析是比较确切的，但对于环境代价的计算难度较大，目前尚处于研究阶段，所以，本次环境经济分析采用环境保护投资比例系数  $H_z$ 、环境经济系数  $J_x$  进行评价，以上各项指标所表述的意义及数学模式详见表 6.3-1。

表 6.3-1 主要环境经济损益指标一览表

指标	数学模型	参数意义	指标含义
环保投资比例系数 ( $H_b$ )	$H_z = \frac{H_i}{Z_i} \times 100\%$	$H_i$ —环保投资 $Z_i$ —建项目总投资	环保投资占总投资的百分比

指标	数学模型	参数意义	指标含义
环境经济效益系数 ( $J_x$ )	$J_x = \frac{\sum_{i=1}^n S_i}{H_F}$	$S_i$ —环保措施所挽救的损失 $H_F$ —年环保费用	因有效的环保措施而挽救的损失费用与投入的环保费用之比

### 6.2.2 环境经济损益分析

计算结果见表 6.3-2 和表 6.3-3。

表 6.3-2 环保工程所挽回的损失费用 单位：万元

序号	项目	挽回的经济损失（避免“三废”排污费、罚款等估算）	备注
1	施工、生产废水	531	
2	生活污水	4	
3	钻井岩屑	549	
4	生活垃圾	4	
5	废油等	115	
6	沾染矿物油的废防渗材料	12	
合计		1214	

表 6.3-3 主要环境经济指标表

序号	名称	单位	指标	备注
1	总投资	万元	20000	
2	环保投资	万元	858	
3	挽回损失	万元	1214	
4	环保投资与总投资之比	%	4.29	
5	环境效益系数		1.41	

### 6.2.3 小结

环保投资及所占项目总投资比例，是项目污染特性和环境特征有关，主要建设是完善环保措施的投资，该项目环保投资占该项目总投资比例系数为 4.29%，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 1.41，即每投入 1 万元的环保费可挽直接回经济损失 1.41 万元。其他环境效益包括对人体健康的影响、风险防范避免重大事故造成巨大的损失，生态环境改善等，这部分无法定量。

从上可以看出，为了保护环境，达到环境目标的要求，采取了相应的环保措施，付出了一定的经济代价。但企业能够接受，而且所支付的环保费用

还能取得一定的经济效益。

所以从社会效益、环境效益和经济效益上分析可以得出，本项目建设是可行的，符合社会、经济与环境协调发展的原则。

## 7 环境管理与环境监测

### 7.1 企业环境管理体系

#### 7.1.1 HSE 管理体系

本项目纳入中石化重庆页岩气有限公司 HSE 管理体系。

#### 7.1.2 环境管理机构设置

中石化重庆页岩气有限公司，下设 6 个机关部门、2 个基层单位，业务上接受中石化华东油气分公司机关部门的管理、指导和监督。

6 个机关部门分别是：生产指挥中心、工程技术科、地面工程科、党政办公室、安全环保室、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。

#### 7.1.3 环境管理制度

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

#### 7.1.4 环境监控手段

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

中石化重庆页岩气有限公司安全环保室下达环境监测工作任务，华东油气分公司实验研究中心环境监测站或者委托有资质证书的第三方环境监测队伍监督指导工作，建立完整的质量管理体系。监测机构人员配置人，其中站长 1 人，监测人员 5 人，均为持证上岗。

同时依托地方环境监测站进行定期环境监测，主要是在出现污染扰民，投诉情况下申请环境监测、监控。

为加强项目的环境保护管理工作，根据工程性质确定环境管理任务。钻井过程中配兼职管理干部和技术人员各 1 人，统一负责环境保护监督管理工作（运行管理等），且应有一名钻井队领导分管环保、安全工作。

### 7.1.5 环境管理要求

（1）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。

（2）落实环保“三同时”，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。

（3）严格组织施工管理，创标准化施工现场，施工前做到全员教育；施工作业不得损坏用地范围外的耕地、树木、果林及水电设施，临时用地事先将表层集中堆放，完工后复耕整平；施工过程中的原辅料等，专人专项保管，同时施工过程中加强池体、罐体巡检，严禁泄漏。

（4）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。

（5）为了减少碳排放，建设单位应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。积极推广电驱钻井、电驱压裂，从施工作业直接环节减少碳排放量，同时降低噪声污染。

## 7.2 污染物排放清单及总量控制

### （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。废水经车辆运输至南川区块页岩气采出水处理站处理满足《污水综合排放标准》（GB8978-1996）一级标准后排放至鱼泉河，或采用管线输送至阳春沟区块页岩气采出水处理站处理满足《污水综合排放标准》（GB8978-1996）一级标准后排放至大溪河。本项目采出水日产生量为 30m<sup>3</sup>/d，年产生量为 10950m<sup>3</sup>/a。

表 7.2-1 废水污染物排放清单一览表

排放源	排放标准及标准号	废水排放量 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	10950	COD	2500	27.38	100	1.10
			氨氮	85	0.93	15	0.16

(2) 废气

非正常工况下，废气为放空废气，主要成分为甲烷。

(3) 固体废物

运营期固体废物主要废润滑油、废分子筛、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；废分子筛、废砂石交一般固废处理场处置。

表 7.2-2 固体废物排放清单及执行标准一览表

固体废物名称	产生工序	形态	主要成分	属性	废物代码	预测产生量 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	0.05	交由有相应危废处置资质的单位处置
废分子筛	脱水	固体	干燥剂	一般废物	072-999-99	0.2	一般固废处理场处置
废砂石	采气	固体	砂石	一般废物	072-999-99	0.02	

(4) 噪声

运营期间，场界噪声执行《工业企业厂界噪声排放标准》（GB12348-2008），即昼间噪声排放限值 60dB（A），夜间 50dB（A）。项目污染物排放清单见表 7.2-3。

表 7.2-3 噪声源排放执行标准

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

## (5) 总量

本项目施工期废水均不外排，运营期井下作业废水优先回用平台压裂，采气分离分水依托南川区块页岩气采出水处理站或阳春沟区块页岩气采出水处理站理后达标排放，最终外排 COD:1.10t/a，氨氮:0.16t/a。废水总量由南川区块页岩气采出水处理站或阳春沟区块页岩气采出水处理站理统一购买总量。本项目正常工况下无废气排放，无需设置废气总量。

## 7.3 环境监测计划

本项目施工期及运营期间开展定期监测，在事故时进行应急监测。施工期监测计划见表 7.3-1，运营期监测计划见表 7.3-2。

表 7.3-1 项目施工期间监测计划表

环境要素	监测点		监测因子	监测频次	监测时段
大气环境	井喷事故情况	平台周边居民点	SO <sub>2</sub> 、H <sub>2</sub> S、甲烷、非甲烷总烃	实时监控	事故
		事故井场 500m 范围内		实时监控	事故
地表水	废水泄漏地表水体	被污染河流	pH、COD、BOD <sub>5</sub> 、氨氮、硫化物、氯化物、石油类等	实时监控	事故
地下水	钻井液泄漏	被污染泉点	pH 值、氨氮、溶解性总固体、耗氧量、总硬度、COD、氟化物、挥发性酚类、砷、钡、六价铬、氯化物、石油类等	实时监控	事故
环境噪声	钻井、压裂、放喷阶段	井场场界、井场周边受影响居民	昼间等效声级、夜间等效声级	昼夜各 1 次	各施工阶段内开展 1 次监测
土壤	井喷事故情况、漏油、钻井	井场下游	《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》	/	事故

环境要素	监测点		监测因子	监测频次	监测时段
	液洒落		(GB36600-2018) 的 45 项、pH 值、石油烃 (C <sub>10</sub> -C <sub>40</sub> )、全盐量等		
生态	施工场地		水土保持措施落实情况	1	施工过程中
	平台周边针叶林、落叶阔叶灌丛各设置一个		植物群落变化情况		
			野生动物分布、数量变化情况		
			野生动植物生境变化情况		

表 7.3-2 项目运营期间监测计划表

环境要素	监测点	监测因子	监测频次	监测时段	
大气环境	下风向厂界	非甲烷总烃	1 次/年	定期	
环境噪声	集气站厂界	昼间等效声级 夜间等效声级	1 次/季度	定期	
土壤环境	平台放喷池下游	pH 值、石油烃 (C <sub>10</sub> ~C <sub>40</sub> )、汞、砷、六价铬、含盐量、钡等	五年一次	定期	
地下水	井场下游	pH 值、石油类、汞、砷、六价铬、氯化物、硫酸盐、钡等	每年一次	定期	
生态	平台周边针叶林、落叶阔叶灌丛各设置一个		植物群落变化情况	三年一次	定期
			野生动物分布、数量变化情况		
			野生动植物生境变化情况		
			植被恢复措施落实情况、有效性		

## 7.4 竣工环保验收

本项目建设完成后，按照国家和重庆市相关要求验收；开采完毕后，按照《废弃井封井回填技术指南（试行）》相关规定采取封井作业。

施工结束后，竣工环保验收要求见表 7.4-1。

表 7.4-1 竣工环保验收内容及管理要求一览表

分项	验收项目	验收指标及要求
环境	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

分项	验收项目		验收指标及要求
管理	环境风险事故档案		编制有环境风险应急预案，如施工过程中发生环境风险事故，环境事故档案资料齐全
	施工期环境监测		出现环保投诉或环境事故时环境监测报告资料齐全
污染防治措施	废水	施工期废水	洗井废水、压裂返排液、收集雨水等经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
		井下作业废水	处理达标后回用南川区块平台压裂工序，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；不能回用时依托南川区块页岩气采出水处理站或阳春沟区块页岩气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
		采出水	优先回用矿区平台压裂，不能回用时依托南川区块页岩气采出水处理站或阳春沟区块页岩气采出水处理站处理达《污水综合排放标准》（GB8978-1996）一级标准后排放
		生活污水	生活污水经环保厕所收集后农用或交第三方环境治理公司进行清掏外运处置，现场无生活污水遗留及撒漏
	废气	放空废气	集气站放空废气经放空立管放空
	噪声	集气站	集气站厂界满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2类标准
	固体废物	水基岩屑及污泥	水基岩屑进行资源化利用。建立水基岩屑转移或利用台账，转移时间、转移方式、转移量、转移去向等资料清楚。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，建立一般工业固废产生、利用台账表
		油基岩屑	交由危废处置单位收运处置。建立井场油基岩屑转移台账，执行转移联单制度，油基岩屑转移时间、转移方式、转移量、处理后的岩屑转移量等资料清楚。验收时井场产生的油基岩屑妥善处置，无油基岩屑堆存
		沾染矿物油的废防渗材料	交由危废处置单位收运处置。建立转移台账，转移情况清楚。验收时含油的废防渗材料已全部妥善处置，无废防渗材料暂存
		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
		废分子筛、废砂石	资源化利用或交一般工业固废填埋场处置
生态保护措施	生态恢复措施		井场钻井设备、压裂测试设备进行搬迁，拆除生活区，生活区占地进行生态恢复，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、水池等继续保留，待项目退役后再进行生态恢复

## 8 环境影响评价结论

### 8.1 建设项目概况

本项目位于重庆市南川区南城街道金佛社区，新建 DP11 平台，部署 6 口页岩气井，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+二开”钻井工艺，导管段、一开采用清水钻井，二开造斜段(龙马溪组页岩层顶部)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。

项目总投资 20000 万元，其中环保投资 858 万元，占总投资的 4.29%。

### 8.2 环境质量现状

#### (1) 地表水

本项目周边主要河流为大溪河，根据《重庆市人民政府批转重庆市地表水环境功能类别调整方案的通知》（渝府发〔2012〕4 号），大溪河岭坝—龙济桥属于Ⅲ类水域。

根据大溪河平桥断面 2019~2021 年例行监测数据，大溪河水质满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中Ⅲ类水域水质标准，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。根据监测结果, 场地内监测点各因子均低于《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018) 中的第二类用地筛选值。

### 8.3 污染物排放情况

本项目废水包括施工期洗井废水、压裂返排液、生活污水以及运营期采出水、井下作业废水。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; 钻井期间生活污水通过井场及生活区环保厕所收集后农用或交第三方环境治理公司进行清掏外运处置。运营期集气站采出水产生量为 10950m<sup>3</sup>/a, 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。

大气污染物包括施工期储层改造期间的燃油废气, 运营期间无废气排放。

固体废物包括施工期的钻井岩屑、沾染矿物油的废防渗材料、废油、废包装材料、絮凝沉淀污泥和生活垃圾。项目施工期清水岩屑用于井场或修建矿区范围内的进场道路; 水基岩屑产生量经不落地系统收集、压滤脱水后, 进行资源化利用; 絮凝沉淀污泥若外运至一般工业固废处置场处置或资源化利用; 油基岩屑交由有危险废物处置资质的单位进行处置; 沾染矿物油的废防渗材料委托持有危险废物经营许可证的单位处置; 废油交由中石化重庆页岩气有限公司或由有相应危险废物处置资质的单位处置; 废包装材料产生量由厂家或有资质的单位回收; 生活垃圾定点收集后交由当地环卫部门统一处

置。运营期废润滑油交由有相应危险废物处置资质的单位处置。废砂石、清管废物、废分子筛交由有一般工业固废处置场处置。

## 8.4 主要环境影响及环境保护措施

### 8.4.1 地表水环境影响及环境保护措施

本项目钻井过程中剩余水基钻井液由井队全部回收，用于后续钻井工程；洗井废水、压裂返排液等经处理后回用于本平台及其他平台压裂工序，生活污水经环保厕所收集后农用或交第三方环境治理公司进行清掏外运处置。运营期井下作业废水收集处理后回用于南川区块平台压裂工序，采出水输送至南川区块页岩气采出水处理站或阳春沟区块页岩气采出水处理站处理达标《污水综合排放标准》（GB8978-1996）一级标准后排放。

项目产生的污废水经妥善处理，对地表水环境影响较小。

### 8.4.2 地下水环境影响及环境保护措施

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

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

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

井场污染物和油基岩屑堆放，在做好相关防渗和防护工作后，可以将对

地下水环境影响降低至最低，对地下水影响小。但施工状况下平台内储存的施工材料、存储不到位和污废水储存设施破损，发生漏失会造成地表污染物入渗，对地下水可能造成较大的污染。

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

#### **8.4.3 土壤环境影响及环境保护措施**

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

#### **8.4.4 大气环境影响及环境保护措施**

施工期产生的扬尘对施工区域周边一定范围内的环境空气质量造成影响，但通过采取防尘洒水措施后，影响可得到有效控制，并且随着施工期的结束而结束；施工过程中施工机具尾气所含 CO 和烃类污染物排放量小，对周围环境空气质量影响小；钻井阶段采用网电供电，柴油发电机仅作为备用电源，无燃油废气排放，影响较小；运营期间正常工况下无废气排放。

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

#### **8.4.5 声环境影响及环境保护措施**

施工期正常工况网电供电时，钻井噪声对周边居民影响较小；压裂试气噪声虽然会造成场界和周边一定范围居民噪声超标，但通过合理的施工安排和对受影响居民采取临时避让措施，施工噪声对居民影响可以得到控制。施工噪声将随施工结束而消失。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 200m 范围内无居民



分布，项运营期间对周边居民影响小，在采取相应措施后，本项目声环境影响可以接受。

#### **8.4.6 固体废物环境影响及处置措施**

施工期间清水岩屑主要作为井场铺垫或修建井间道路使用；水基岩屑经不落地系统收集、压滤脱水后，用于资源化利用；油基岩屑交由有危险废物处置资质的单位进行处置；沾染矿物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，废砂石、废分子筛交由一般工业固废处置场处置。

本项目固体废物经妥善处理对环境的影响小。

#### **8.4.7 生态环境影响及环境保护措施**

本项目不会对评价范围内的生态环境和生物多样性带来大的毁损和灭绝性的破坏，通过合理安排施工时序，尽量避开雨季施工；严格控制施工作业带，减少扰动面积；在井场周边、临时堆土区等可能产生水土流失的区域，设置临时截排水沟；对井场占地、井场道路等进行硬化，施工结束后，及时对临时占地形成的裸露地表进行植被恢复，减少水土流失量，可减小对生态环境的影响。

#### **8.4.8 风险防范措施及环境影响**

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

## 8.5 公众意见采纳情况

2024 年 3 月 4 日，建设单位按照《环境影响评价公众参与办法》（生态环境部 部令第 4 号）要求，在南川区当地网站方竹论坛（<https://www.ncfz.com/forum.php>）进行了首次公示，公示了建设项目名称、建设内容等基本情况、建设单位及环评机构单位名称和联系方式、提交公众意见表的方式和途径等内容。2024 年 3 月 12 日~3 月 25 日，建设单位在南川区当地网站方竹论坛（<https://www.ncfz.com/forum.php>）进行了征求意见稿公示。征求意见稿公示期间，建设单位于 2024 年 3 月 18 日、3 月 19 日在重庆晚报进行了报纸公示，并在项目所在地张贴了现场公告。2024 年 3 月 29 日，建设单位在南川区当地网站方竹论坛（<https://www.ncfz.com/forum.php>）进行了报批前公示。公示期间，未收到公众提出的相关意见。

## 8.6 环境影响经济损益分析

本项目环保投资总投资比例为 4.29%，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 1.41，即每投入 1 万元的环保费可挽直接回经济损失 1.41 万元。从社会效益、环境效益和经济效益上分析可以得出，本项目建设是可行的，符合社会、经济与环境协调发展的原则。

## 8.7 环境管理与环境监测

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

## 8.8 综合结论

本项目符合“十四五”现代能源体系规划和页岩气产业政策等，项目选址位于重庆市生态保护红线以外，完善占地手续后，选址符合国家和地方相关环保要求。项目建设有利于提升区域页岩气产能，加快构建区域能源新格局，有利于推动地方经济的可持续发展。在严格落实各项污染防治措施、生态保护措施及环境风险措施情况下，可将项目对环境的影响降至最低，实现污染物达标排放，满足环境功能区要求，环境可以接受。从环境保护角度分析，

项目建设可行。