

真页 1 井组建设项目 环境影响报告书

(公示版)

建设单位：中国石油化工股份有限公司华东油气分公司

编制单位：中煤科工重庆设计研究院(集团)有限公司

二〇二五年七月

关于办理环境影响报告书审批的 申 请

贵州省生态环境厅：

我公司真页 1 井组建设项目已委托中煤科工重庆设计研究院（集团）有限公司编制了《真页 1 井组建设项目环境影响报告书》，现报贵厅审批。

中国石油化工股份有限公司

华东油气分公司

2025 年 7 月 28 日

打印编号: 1753341224000

编制单位和编制人员情况表

项目编号	yqjnbq		
建设项目名称	真页1井组建设项目		
建设项目类别	05--008陆地天然气开采		
环境影响评价文件类型	报告书		
一、建设单位情况			
单位名称 (盖章)	中国石油化工股份有限公司华东油气分公司		
统一社会信用代码	91320000746823636E		
法定代表人 (签章)	姚红生		
主要负责人 (签字)	包凯		
直接负责的主管人员 (签字)	李雄		
二、编制单位情况			
单位名称 (盖章)	中煤科工重庆设计研究院(集团)有限公司		
统一社会信用代码	915000002028031195		
三、编制人员情况			
1. 编制主持人			
姓名	职业资格证书管理号	信用编号	签字
何芳	2014035550350000003512550047	BH008028	何芳
2. 主要编制人员			
姓名	主要编写内容	信用编号	签字
何芳	概述、总则、工程分析、结论	BH008028	何芳
谭浩	环境现状调查与评价、环境影响预测与评价	BH008068	谭浩
燕明芝	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	BH064527	燕明芝



照 执 营
(副 本)

统一社会信用代码

915000002028031195

中煤科工重庆设计研究院(集团)有限公司

注册资本 贰亿壹仟万元整

类型 有限责任公司(法人独资)

成立日期 1990年09月27日

法定代表人 欧凯

住所 重庆市渝中区大坪长江二路179号

圖
范
營
經

[illegible]

登记机关

2023年 10月 16日

国家企业信用信息公示系统网址：
副本号：14-1

<http://www.gsxt.gov.cn>

市场应当于每年1月1日至6月30日通过国

国家市场监督管理总局监制

本证书由中华人民共和国人力资源和社会保障部、环境保护部批准颁发。它表明持证人通过国家统一组织的考试,取得环境影响评价工程师的职业资格。

This is to certify that the bearer of the Certificate has passed national examination organized by the Chinese government departments and has obtained qualifications for Environmental Impact Assessment Engineer.



Ministry of Human Resources and Social Security
The People's Republic of China



Ministry of Environmental Protection
The People's Republic of China

编号: HP 00016071
No.



持证人签名:
Signature of the Bearer

何芳

管理号: 20140355503500
File No. 00003512550047

姓名: 何芳
Full Name
性别: 女
Sex
出生年月:
Date of Birth
专业类别:
Professional Type
批准日期: 2014年5月
Approval Date

签发单位盖章:

Issued by

签发日期: 2014 年 10 月 29 日
Issued on

编制单位承诺书

本单位中煤科工重庆设计研究院(集团)有限公司(统一社会信用代码915000002028031195)郑重承诺: 本单位符合《建设项目环境影响报告书(表)编制监督管理办法》第九条第一款规定, 无该条第三款所列情形, 不属于 (属于/不属于) 该条第二款所列单位; 本次在环境影响评价信用平台提交的下列第1项相关情况信息真实准确、完整有效。

1. 首次提交基本情况信息
2. 单位名称、住所或者法定代表人(负责人)变更的
3. 出资人、举办单位、业务主管部门或者挂靠单位等变更的
4. 未发生第3项所列情形、与《建设项目环境影响报告书(表)编制监督管理办法》第九条规定的符合性发生变更的
5. 编制人员从业单位已变更或者已调离从业单位的
6. 编制人员未发生第5项所列情形, 全职情况发生变更、不再属于本单位全职人员的
7. 补正基本情况信息

真页1井组建设项目

承诺单位(公章): 中煤科工重庆设计
研究院(集团)有限公司

2025年 7 月 28 日



建设项目环境影响报告书（表） 编制情况承诺书

本单位中煤科工重庆设计研究院(集团)有限公司（统一社会信用代码 915000002028031195）郑重承诺：本单位符合《建设项目环境影响报告书（表）编制监督管理办法》第九条第一款规定，无该条第三款所列情形，不属于（属于/不属于）该条第二款所列单位；本次在环境影响评价信用平台提交的由本单位主持编制的真页1井组建设项目环境影响报告书基本情况信息真实准确、完整有效，不涉及国家秘密；该项目环境影响报告书的编制主持人为何芳（环境影响评价工程师职业资格证书管理号2014035550350000003512550047，信用编号BH008028），主要编制人员包括何芳（信用编号BH008028、谭浩（信用编号BH008068）、燕明芝（信用编号BH064527）（依次全部列出）等3人，上述人员均为本单位全职人员；本单位和上述编制人员未被列入《建设项目环境影响报告书（表）编制监督管理办法》规定的限期整改名单、环境影响评价失信“黑名单”。

承诺单位(公章)：中煤科工重庆设计
研究院(集团)有限公司

2025年7月23日

中国石油化工股份有限公司华东油气分公司

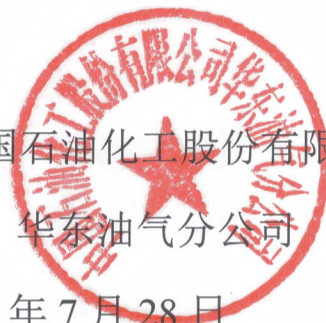
承诺函

贵州省生态环境厅：

由我单位建设的真页 1 井组建设项目现已委托中煤科工重庆设计研究院（集团）有限公司编制了《真页 1 井组建设项目环境影响报告书》，该编制单位已经按照国家有关法律法规和相关技术导则、规范要求完成了报告书编制工作，现按程序将报告书报贵厅审批。我单位承诺对所申请报批的报告书内容、数据及提供材料的真实性等负责。该报告书不涉及国家机密、商业机密、个人隐私以及国家安全、公共安全、经济安全和社会稳定等内容，可对外进行公开（公示）。

特此承诺。

单位（盖章）：中国石油化工股份有限公司
华东油气分公司



日期：2025 年 7 月 28 日

中煤科工重庆设计研究院（集团）有限公司

承诺函

贵州省生态环境厅：

我单位受中国石油化工股份有限公司华东油气分公司委托编制的《真页 1 井组建设项目环境影响报告书》已经按照国家有关法律法规和相关技术导则、规范要求编制完成，现按程序将报告书报贵厅审批。我单位承诺对所申请报批的报告书内容、数据及提供材料的真实性等负责。该报告书不涉及国家机密、商业机密、个人隐私以及国家安全、公共安全、经济安全和社会稳定等内容，可对外进行公开（公示）。

特此承诺。

单位：中煤科工重庆设计研究院
（集团）有限公司

日期：2025 年 7 月 28 日



编制人员承诺书

本人 何芳 (身份证件号码) 郑重承诺：本人在 中煤科工重庆设计研究院(集团)有限公司 (统一社会信用代码 915000002028031195) 全职工作，本次在环境影响评价信用平台提交的下列第 1 项相关情况信息真实准确、完整有效。

1. 首次提交基本情况信息
2. 从业单位变更的
3. 调离从业单位的
4. 建立诚信档案后取得环境影响评价工程师职业资格证书的
5. 被注销后从业单位变更的
6. 被注销后调回原从业单位的
7. 编制单位终止的
8. 补正基本情况信息

承诺人(签字): 何芳

年 月 日

编制人员承诺书

本人燕明芝（身份证件号码 ）郑重承诺：

本人在中煤科工重庆设计研究院（集团）有限公司单位（统一社会信用代码915000002028031195）全职工作，本次在环境影响评价信用平台提交的下列第1项相关情况信息真实准确、完整有效。

1. 首次提交基本情况信息
2. 从业单位变更的
3. 调离从业单位的
4. 建立诚信档案后取得环境影响评价工程师职业资格证书的
5. 被注销后从业单位变更的
6. 被注销后调回原从业单位的
7. 编制单位终止的
8. 补正基本情况信息

承诺人(签字): 燕明芝

年 月 日

编制人员承诺书

本人 谭浩 (身份证件号码

郑重承诺:

本人在中煤科工重庆设计研究院(集团)有限公司单位(统一社会信用代码915000002028031195)全职工作,本次在环境影响评价信用平台提交的下列第1项相关情况信息真实准确、完整有效。

1. 首次提交基本情况信息
2. 从业单位变更的
3. 调离从业单位的
4. 建立诚信档案后取得环境影响评价工程师职业资格证书的
5. 被注销后从业单位变更的
6. 被注销后调回原从业单位的
7. 编制单位终止的
8. 补正基本情况信息

承诺人(签字): 谭浩
年 月 日



项目负责人现场踏勘



真页 1-4HF 井、真页 1-5HF 井钻井



真页 1 平台周边现状



真页 1 平台边坡现状



已有清水池



已有放喷池

目 录

概 述	1
1 总 则	7
1.1 评价目的	7
1.2 编制依据	7
1.3 环境影响识别与评价因子筛选	13
1.4 环境功能区划及评价标准	17
1.5 评价内容、重点及时段	25
1.6 环境工作等级和评价范围	25
1.7 相关政策符合性分析	29
1.8 相关规划符合性分析	40
1.9 选址合理性分析	57
1.10 环境保护目标	61
2 工程分析	68
2.1 区块概况	68
2.2 真页 1 平台现有工程概况	69
2.3 建设项目概况	81
2.4 影响因素分析	107
2.5 污染源源强核算	114
2.6 污染物排放汇总	135
3 环境现状调查与评价	140
3.1 自然环境现状调查与评价	140
3.2 环境质量现状调查与评价	148
4 环境影响预测及评价	184
4.1 地表水环境影响预测及评价	184
4.2 地下水环境影响预测及评价	186
4.3 大气环境影响预测及评价	216
4.4 声环境影响预测及评价	217
4.5 固体废物环境影响分析	226
4.6 土壤环境影响分析	227
4.7 生态环境影响预测及评价	238
4.8 环境风险评价	241
4.9 热辐射影响	272
5 环境保护措施及其可行性论证	273
5.1 施工期污染防治措施可行性论证	273
5.2 运营期污染防治措施可行性论证	293
5.3 环保措施汇总	298
6 环境影响经济损益分析	303
6.1 环境保护费用的确定与计算	303
6.2 社会效益	303
6.3 环境效益	303
6.4 环境经济效益分析	304
7 环境管理与环境监测	306
7.1 环境管理要求	306
7.2 企业环境管理	308
7.3 污染物排放清单	311

7.4 环境监测计划	312
7.5 竣工环保验收	316
8 碳排放评价	318
8.1 碳排放政策符合性分析	318
8.2 碳排放评价	318
8.3 小结	322
9 排污许可证申请	323
10 环境影响评价结论	325
10.1 建设项目概况	325
10.2 环境质量现状	325
10.3 污染物排放情况	326
10.4 主要环境影响及环境保护措施	327
10.5 环境影响经济损益分析	330
10.6 环境管理与环境监测	330
10.7 综合结论	330

概 述

一、建设项目背景

贵州省非常规天然气资源丰富，原油资源缺乏，油气自身供给能力不足，油气产业发展基础相对薄弱。“十三五”以来，贵州省深入贯彻落实党中央、国务院对油气产业的各项决策部署，扎实做好“六稳”工作，全面落实“六保”任务，深化油气体制改革，持续推进油气产供储销体系建设，加强监督管理，实现了非常规天然气勘探开发新突破，成为了全国首批矿业权出让制度改革和油气体制改革试点省份，油气产业发展成效显著。《贵州省“十四五”油气产业发展规划》提出：“要加大贵州省内非常规天然气勘探开发，到 2025 年底，在正安、习水、道真、桐梓、岑巩等页岩气区块形成产能 35 亿立方米/年、产量 21 亿立方米/年。……要围绕满足省内油气需求，统筹考虑省内、省外两种资源，持续推进油气管网建设，优化资源流向，着力打造稳定可靠的油气输配体系。……到 2025 年，全省天然气输气管道总里程突破 4000 公里”。

2010 年 8 月原国土资源部授予中国石油化工股份有限公司“黔、渝彭水地区石油天然气（页岩气）勘查”探矿权，矿权区包括重庆市彭水县、武隆区及贵州省道真仡佬族苗族自治县，勘查面积 6837.087km²。2021 年 11 月，自然资源部重新下发了“黔、渝彭水 2 区页岩气勘查”探矿权，矿权区包括贵州省道真仡佬族苗族自治县、务川仡佬族苗族自治县、正安县、重庆市彭水苗族土家族自治县、武隆区，勘查面积 1783.779km²。2020 年 4 月，中国石油化工股份有限公司勘探分公司在该矿权区范围内建成真页 1 平台，平台内部署一口预探井，即真页 1HF 井，获良好页岩气显示，真页 1HF 井完成勘探任务后，中国石油化工股份有限公司勘探分公司将该井移交给中国石油化工股份有限公司华东油气分公司；2021 年 4 月，中国石油化工股份有限公司华东油气分公司对真页 1HF 井进行试采，试采效果较好；2024 年 7 月，真页 1 平台新增一口评价井，即真页 1-1HF 井，并其进行试采；2024 年 8 月，真页 1 平台新增勘探井真页 1-2HF、真页 1-3HF 井，并完成真页 1-2HF、真页 1-3HF 井勘探任务；2025 年 3 月开始施工建设勘探井真页 1-4HF、真页 1-5HF 井。截至 2025 年 6 月，真页 1 平台已建页岩

气勘探井 4 口（分别为真页 1HF 井、真页 1-1HF 井、真页 1-2HF、真页 1-3HF 井），在建页岩气勘探井 2 口（真页 1-4HF、真页 1-5HF 井），井场内建有试采站 1 座，对真页 1HF 井、真页 1-1HF 井进行试采。

根据真页 1 平台已部署完成的页岩气勘探井勘探情况，真页 1 平台所在区块页岩气具备开采价值，为进一步开发区域页岩气资源，根据勘探开发部署计划，中国石油化工股份有限公司华东油气分公司拟依托真页 1 平台实施“真页 1 井组建设项目”（以下简称“本项目”），在真页 1 平台内部署 14 口页岩气开采井，其中新钻 8 口，探转采 6 口，配套建设集气站 1 座。

二、建设项目特点

本项目依托真页 1 平台实施，建设内容包括：钻前工程、钻井工程、储层改造工程和油气集输工程等主体工程及相关配套工程。钻前工程主要为临时生活区、钻井设备基础、水基岩屑暂存区等建构物建设；钻前工程结束后在井场内新钻真页 1-6HF 井、真页 1-7HF 井、真页 1-8HF 井、真页 1-9HF 井、真页 1-10HF 井、真页 1-11HF 井、真页 1-12HF 井、真页 1-13HF 井等 8 口页岩气井，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；钻井工程结束后进行储层改造工程，在井场内对新钻的 8 口页岩气井井下目的层实施水力压裂，构造“人工气藏”，压裂结束后进行测试放喷；储层改造工程完成后，在井场内建设集气站对井场内已建的 4 口页岩气井，在建的 2 口页岩气井和本项目新钻的 8 口页岩气井共 14 口井进行开采。

页岩气藏的储层一般呈低孔、低渗透率的物性特征，气流的阻力比常规天然气大，通常需要采取储层改造后才可获可供工业开采的稳定气流。本项目具有如下特点：

（1）本项目依托原有占地，不新增占地，对生态环境的影响因素主要为对土地的继续占用，同时施工期和运营期产生的废水、固废、噪声等可能对周边环境产生影响，因此，兼具生态影响和污染影响。

（2）本项目在已有真页 1 平台内部署 14 口页岩气开采井，其中新钻 8 口，探转采 6 口，采用丛式井组布置方式，大大减少了占地。

(3) 钻井作业采用“井工厂”模式，按照井号依次开展各井的导管、一开段钻进，所有井一开段完钻后，再进行各井二开直井段钻进，所有井二开直井段完钻后，再进行各井二开斜井段、水平段钻进。采用“井工厂”模式提高了钻井效率，缩短了钻井周期，减少了钻井过程中污染物产生量。

(4) 导管、一开段采用清水钻进，二开直井段采用水基钻井液钻进，二开斜井段、水平段采用油基钻井液钻进。浅层采用清水钻进，各开次采取套管+水泥固井方式固井，最大程度保护浅层地下水。

(5) 采用“不落地”随钻处理系统工艺，实现钻井岩屑和泥浆的不落地随钻处理，实现钻井废水的循环利用，减少新鲜用水量。

(6) 储层改造作业产生的压裂返排液主要在平台内井间回用，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建设单位其它钻井平台压裂液的配制，当无可回用钻井平台时，依托采出水处理站处理达标后排放，压裂返排液回用，节约了水资源，减少了污染物的排放。

(7) 水基岩屑资源化利用，油基岩屑交由有资质单位处置，现场无固废永久堆存和排放。

三、环境影响评价工作过程

2024 年 9 月，中国石油化工股份有限公司华东油气分公司委托中煤科工重庆设计研究院（集团）有限公司（以下简称“我公司”）承担本项目环境影响评价工作。本次环境影响评价主要包括以下三个阶段：

(1) 调查分析和工作方案制定阶段

接受委托后，我公司随即组织评价人员进行现场踏勘，收集、分析研究本项目相关资料，开展产业政策符合性判断，进行初步工程分析、环境影响识别、评价因子筛选等工作，确定评价工作重点和环境保护目标，明确评价工作等级、评价范围、评价标准等，制定工作方案。

(2) 分析论证和预测评价阶段

我公司委托监测单位对区域环境质量现状进行监测，组织评价人员进行环境质量现状评价、工程分析，开展各环境要素环境影响预测与评价。

(3) 环境影响报告书编制阶段。

提出环境保护措施，进行技术经济论证，给出污染物排放清单，给出环境影响评价结论，编制完成《真页 1 井组建设项目环境影响报告书》。

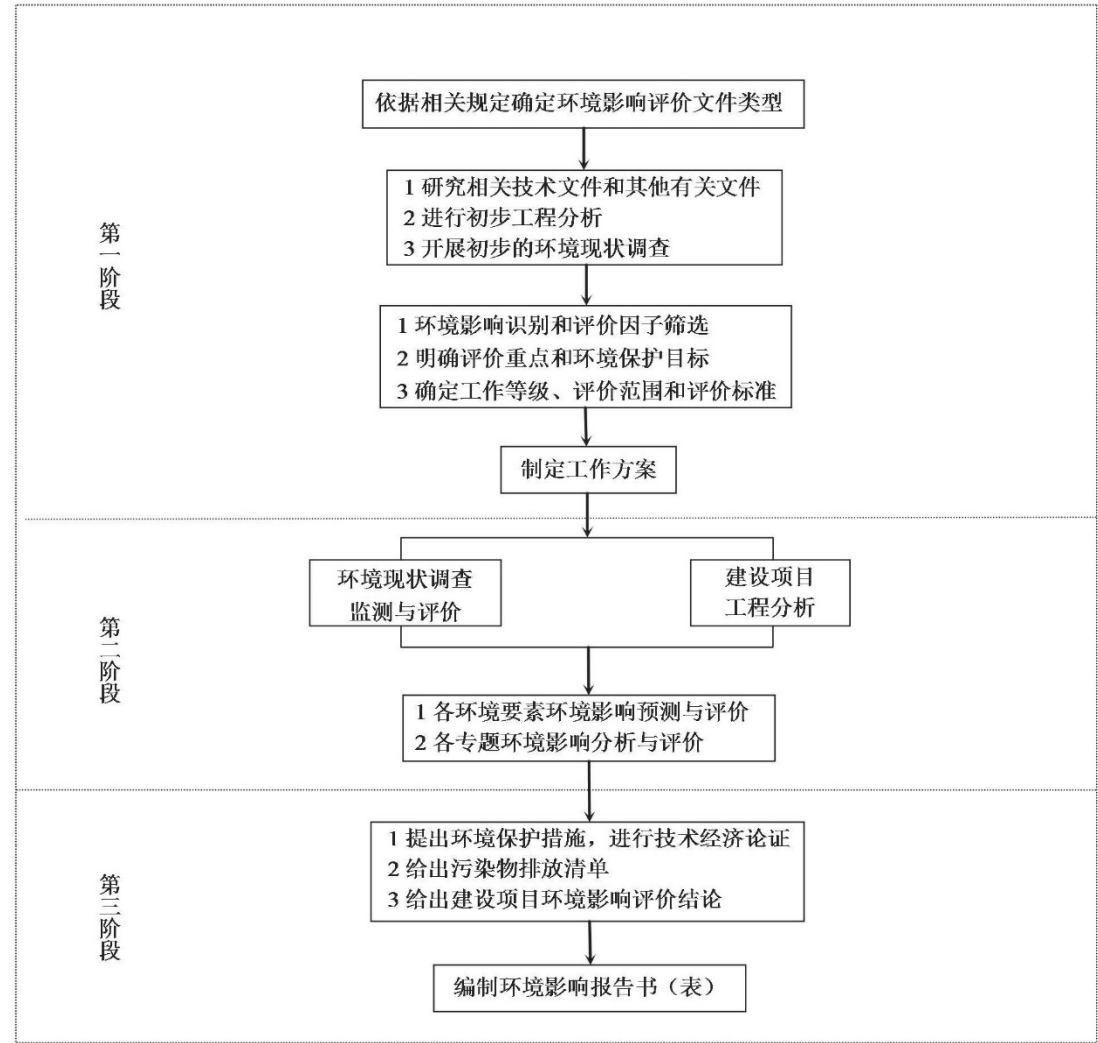


图 1 环境影响评价工作程序图

四、分析判定相关情况

（1）环评类别

本项目为页岩气新区块开发项目，位于水土流失重点治理区，评价范围涉及永久基本农田、天然林，根据《建设项目环境影响评价分类管理名录》（2021 年版），本项目环评类别为报告书。

（2）产业政策及相关规划符合性

本项目属于《产业结构调整指导目录（2024 年本）》鼓励类项目，符合《页岩气产业政策》、《石油天然气开采业污染防治技术政策》、《贵州省人民政府关于加快推进页岩气产业发展的指导意见(2019-2025 年)》等

国家地方产业政策要求，符合《贵州省矿产资源总体规划(2021-2025 年)》、《贵州省“十四五”油气产业发展规划》、《道真仡佬族苗族自治县国土空间总体规划（2021-2035）》等相关规划。

（3）“三线一单”符合性

本项目不占用生态保护红线；区域环境质量现状较好，施工期、运营期产生的污染物均能做到达标排放或妥善处置，对区域环境影响较小，项目建设不会突破项目所在地的环境质量底线；本项目开采的页岩气为清洁能源，消耗资源主要为施工期压裂用水，压裂用水从梅江取水，按照国家相关要求办理取水许可，为临时取水，满足资源利用上线要求。

根据贵州省“三线一单”公众应用平台查询结果，本项目占地范围所在管控单元属于道真仡佬族苗族自治县一般管控单元（环境管控单元编码：ZH52032530001）、道真仡佬族苗族自治县优先保护单元（环境管控单元编码：ZH52032510006），本项目符合《省人民政府办公厅关于印发贵州省生态环境分区管控方案的通知》（黔府办函〔2024〕67 号）中相关要求。

本项目符合“三线一单”相关要求。

（4）选址合理性

本项目利用已有平台部署页岩气井，不占用生态保护红线、自然保护区、风景名胜区、文物保护单位、饮用水源保护区等。施工期和运行期采取生态恢复、废水治理、噪声污染防治、分区防渗、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地手续后，环境对本项目建设制约性小，从环境保护角度分析本项目选址合理。

（5）各环境要素评价等级判定

本项目大气环境评价等级为三级；地表水评价工作等级为三级 B；地下水环境影响评价工作等级为二级；声环境评价工作等级为二级；土壤评价工作等级为二级；生态环境评价工作等级为二级；环境风险评价等级为简单分析。

五、关注的主要环境问题及环境影响

（1）项目建设对生态环境的影响；

（2）施工期、运营期废水和对地下水环境的影响；

- (3) 施工期、运营期产生的固体废物对环境的影响；
- (4) 施工期、运营期噪声对周边环境的影响；
- (5) 施工期、运营期可能存在的环境风险。

六、环境影响评价主要结论

本项目符合国家产业政策和相关规划，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。项目所在区域环境空气、声环境、地表水、地下水、土壤环境质量现状总体较好，在严格落实各项污染防治措施、生态保护措施及环境风险措施情况下，可将项目对环境的影响降至最低，能实现污染物达标排放，满足环境功能区要求，环境影响可接受。从环境保护角度分析，项目建设是可行的。

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》等相关评价技术手段，在充分调查项目区生态环境和环境质量现状基础上，结合页岩气勘探开发产排污及环境影响调查，预测、评估本项目建设对环境可能带来的影响，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，维持或改善影响区的环境功能，降低本项目带来的不利环境影响，为项目建设和环境管理提供依据。

1.2 编制依据

1.2.1 环境保护相关法律

- (1) 《中华人民共和国环境保护法》（2014 年 4 月 24 日修订）；
- (2) 《中华人民共和国环境影响评价法》（2018 年 12 月 29 日修订）；
- (3) 《中华人民共和国水污染防治法》（2017 年 6 月 27 日修订）；
- (4) 《中华人民共和国大气污染防治法》（2018 年 10 月 26 日修订）；
- (5) 《中华人民共和国噪声污染防治法》（2022 年 6 月 5 日实施）；
- (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》（2019 年 1 月 1 日实施）；
- (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》（2011 年 3 月 1 日实施）；
- (10) 《中华人民共和国森林法》（2020 年 7 月 1 日实施）；
- (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》（2021 年 3 月 1 日实施）；
- (13) 《中华人民共和国石油天然气管道保护法》（2010 年 10 月 1 日）；
- (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) 《中华人民共和国森林法》（2020 年 7 月 1 日实施）；

- (17) 《中华人民共和国突发事件应对法》（2024 年 6 月 28 日修订）；
- (18) 《中华人民共和国清洁生产促进法》（2012 年 2 月 29 日修订）；
- (19) 《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》（国务院令第 682 号，2017 年 7 月 16 日修订）；
- (2) 《地下水管理条例》（国务院令 第 748 号，2021 年 12 月 1 日实施）；
- (3) 《中华人民共和国水土保持法实施条例》（国务院令第 588 号，2011 年 1 月 8 日修订。）
- (4) 《中华人民共和国野生植物保护条例》（国务院令第 687 号，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》（国务院令第 743 号，2021 年 7 月 2 日修订）；
- (6) 《土地复垦条例》（国务院令 592 号，2011 年 3 月 5 日实施）；
- (7) 《排污许可管理条例》（国务院令第 736 号，2021 年 3 月 1 日实施）；
- (8) 《危险化学品安全管理条例》（国务院令第 645 号，2013 年 12 月 7 日修订）。

1.2.2.2. 地方性法规

- (1) 《贵州省生态环境保护条例》（2019 年 8 月 1 日起施行）；
- (2) 《贵州省水污染防治条例》（2018 年 11 月 29 日修正）；
- (3) 《贵州省大气污染防治条例》（2023 年 11 月 29 日修正）；
- (4) 《贵州省噪声污染防治条例》（2023 年 11 月 29 日修正）；
- (5) 《贵州省水资源保护条例》（2018 年 11 月 29 日修正）；
- (6) 《贵州省固体废物污染环境防治条例》（2024 年 9 月 25 日修正）；

1.2.3 规章

- (1) 《建设项目环境影响评价分类管理名录》（生态环境部令 第 16 号，2021 年 1 月 1 日实施）；
- (2) 《国家危险废物名录（2025 年版）》（生态环境部 国家发展和改革委员会 公安部 交通运输部 国家卫生健康委员会 部令第 36 号，2025 年 1 月 1 日实施）；
- (3) 《危险废物转移管理办法》（生态环境部 公安部 交通运输部 部令 第 23 号，2022 年 1 月 1 日实施）；
- (4) 《工矿用地土壤环境管理办法（试行）》（生态环境部令第 3 号，2018 年 8 月 1 日实施）；
- (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 2023 年第 7 号）；
- (6) 《环境影响评价公众参与办法》（生态环境部令 第 4 号，2019 年 1 月 1 日实施）；
- (7) 《环境保护公众参与办法》（环境保护部令 第 35 号，2015 年 9 月 1 日实施）；
- (8) 《固定污染源排污许可分类管理名录（2019 年版）》（生态环境部令 第 11 号，2019 年 12 月 20 日实施）；
- (9) 《建设项目环境影响报告书（表）编制监督管理办法》（生态环境部令 第 9 号，2019 年 11 月 1 日实施）；
- (10) 《排污许可管理办法》（环境保护部令 第 32 号，2024 年 7 月 1 日实施）；
- (11) 《突发环境事件应急管理办法》（环境保护部令 第 34 号，2015 年 6 月 5 日实施）；
- (12) 《突发环境事件信息报告办法》（环境保护部令 第 17 号，2015 年 5 月 1 日实施）。

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）；

- (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）；
- (3) 《长江经济带发展负面清单指南（试行，2022 年版）》（长江办〔2022〕7 号）；
- (4) 《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，2021 年 1 月 23 日发布）；
- (5) 《危险化学品目录（2022 调整版）》（公告 2022 年 第 8 号）；
- (6) 《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，2012 年 3 月 7 日发布）；
- (7) 《关于规范临时用地管理的通知》（自然资规〔2021〕2 号，2021 年 11 月 4 日发布）；
- (8) 《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，2019 年 12 月 13 日发布）；
- (9) 《页岩气产业政策》（国家能源局公告 2013 年第 5 号，2013 年 10 月 22 日发布）；
- (10) 《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，2021 年 2 月 1 日发布）；
- (11) 《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，2021 年 9 月 7 日）；
- (12) 《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，2022 年 1 月 30 日发布）；
- (13) 《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，2021 年 12 月 31 日发布）；
- (14) 《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，2022 年 1 月 29 日发布）；
- (15) 《国家发展改革委 国家能源局关于完善能源绿色低碳转型体制机制和政策措施的意见》（发改能源〔2022〕206 号，2022 年 1 月 30 日发布）。

1.2.4.2. 地方政府及部门规范性文件

- (1) 《贵州省土壤污染防治工作方案》（黔府发〔2016〕31 号）；
- (2) 《贵州省深入打好大气污染防治攻坚战实施方案》（黔环气〔2022〕8 号）；
- (3) 《关于印发<贵州省生态保护红线监管办法（试行）>的通知》（黔自然资发〔2023〕4 号）；
- (4) 《贵州省环境保护厅关于强化建设项目环境保护“三同时”监管职责的通知》（黔环通〔2015〕146 号）；
- (5) 《贵州省环境保护厅关于进一步加强突发环境事件应急预案管理的通知》（黔环通〔2018〕110 号）；
- (6) 《贵州省生态环境厅关于印发<贵州省生态保护红线生态环境监督办法（试行）>的通知》（黔环综合〔2023〕38 号）
- (7) 《省人民政府办公厅关于印发贵州省生态环境分区管控方案的通知》（黔府办函〔2024〕67 号）；
- (8) 《省林业局关于贯彻落实<建设项目使用林地审核审批管理规范>的通知》（黔林发〔2022〕16 号）；
- (9) 《省人民政府关于印发贵州省地方级公益林划定和管理办法的通知》（黔府发〔2023〕2 号）
- (10) 《贵州省重点保护野生动物名录》（黔府发〔2023〕20 号）；
- (11) 《贵州省重点保护野生植物名录》（黔府发〔2023〕17 号）
- (12) 《贵州省生态功能区划》（2005 年）；
- (13) 《贵州省人民政府关于贵州省水功能区划有关问题的批复》（黔府函〔2015〕30 号）；
- (14) 《遵义市地表水环境功能区划类规定》（2011 年修订本）；
- (15) 《贵州省推动长江经济带发展负面清单实施细则（试行）》（2019 年 11 月 4 日）。

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 土壤环境（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) 《建设项目危险废物环境影响评价指南》（环境保护部公告 2017 年 第 43 号）；
- (11) 《生产建设项目水土保持技术标准》（GB 50433-2018）；
- (12) 《生产建设项目水土流失防治标准》（GB/T 50434-2018）。

1.2.6 行业技术规范

- (1) 《硫化氢环境钻井场所作业安全规范》（SY/T5087-2024）；
- (2) 《石油天然气钻井作业健康、安全与环境管理导则》（Q/CNPC53）；
- (3) 《钻井井控技术规程》（SY/T6426-2005）；
- (4) 《含硫化氢天然气井失控井口点火时间规定》（AQ2016-2008）；
- (5) 《含硫化氢天然气井公众危害程度分级方法》（AQ2017-2008）；
- (6) 《含硫化氢天然气井公众安全防护距离》（AQ2018-2008）；
- (7) 《石油天然气工程设计防火规范》（GB50183-2015）；
- (8) 《气田集输设计规范》（GB50349-2015）；
- (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) 《页岩气钻井井控安全技术规范》（AQ/T2076-2020）；
- (17) 《页岩气气田集输工程设计规范》（N/BT 14006-2015）；

- (18) 《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)；
- (19) 《页岩气勘探开发油基岩屑处理方法及控制指标》(GB/T 41518-2022)；
- (20) 《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》(DZ/T 0317-2018)。

1.2.7 项目有关资料

- (1) 本项目钻井工程、油气集输工程设计资料；
- (2) 《真页 1HF 井钻探工程竣工环境保护验收调查报告》(2021 年 5 月)；
- (3) 《真页 1HF 井至 CNG 站试采线路工程建设项目竣工环境保护验收调查表》(2022 年 2 月)。
- (4) 《真页 1-1HF 评价井建设项目竣工环境保护验收调查表》(2024 年 12 月)。
- (5) 《真页 1 井组勘探建设项目（一期）竣工环境保护验收调查表》(2024 年 12 月)。

1.3 环境影响识别与评价因子筛选

1.3.1 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 1.3-1。

表 1.3-1 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	临时生活区、钻井设备基础、水基岩屑暂存区等构筑物建设	生态环境	物种	间接	生态评价范围	短期、可逆	低
				生境	间接	生态评价范围	短期、可逆	低
				生物群落	间接	生态评价范围	短期、可逆	低
				生态系统	间接	生态评价范围	短期、可逆	低
				生物多样性	间接	生态评价范围	短期、可逆	低
				公益林	间接	生态评价范围	短期、可逆	低
				天然林	间接	生态评价范围	短期、可逆	低
				永久基本农田	间接	生态评价范围	短期、可逆	低
				自然景观	直接	生态评价范围	长期、可逆	中
			声环境	周边居民、野生动物等	直接	声评价范围	短期、可逆	低
			土壤环境	土壤	间接	土壤评价范围	短期、可逆	低
			大气环境	周边居民	直接	大气评价范围	短期、可逆	低
	钻井工程	钻井	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、潜水含水层	间接	水文地质单元内	短期、可逆	低
			土壤环境	土壤	间接	土壤评价范围	短期、可逆	低
			声环境	周边居民、野生动物等	直接	声评价范围	短期、可逆	中
	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、潜水含水层	间接	水文地质单元内	短期、可逆	低
			地表水环境	地表水体	直接	地表水评价范围	短期、可逆	低
			土壤环境	土壤	间接	土壤评价范围	短期、可逆	低

			声环境	周边居民、野生动物等	直接	声评价范围内	短期、可逆	中
		试气	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、潜水含水层	间接	水文地质单元内	短期、可逆	低
			地表水环境	地表水体	间接	地表水评价范围	短期、可逆	低
			土壤环境	土壤	间接	土壤评价范围	短期、可逆	低
			声环境	周边居民、野生动物等	直接	声评价范围	短期、可逆	中
	油气集输工程	设备安装	声环境	周边居民、野生动物等	直接	声评价范围	短期、可逆	低
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	长期、可逆	低
			地下水环境	泉点、潜水含水层	间接	水文地质单元内	长期、可逆	低
			地表水环境	地表水体	间接	地表水评价范围	长期、可逆	低
			声环境	周边居民、野生动物等	直接	声评价范围内	长期、可逆	低
			土壤环境	土壤	间接	土壤评价范围	长期、可逆	低
			生态环境	自然景观	直接	生态评价范围	长期、可逆	中
				野生动物	直接	生态评价范围	长期、可逆	低
退役期	封井	封井	生态环境	自然景观	直接	生态评价范围	短期、可逆	中
			声环境	周边居民、野生动物等	直接	声评价范围	短期、可逆	低
			大气环境	周边居民	直接	大气评价范围	短期、可逆	低

1.3.2 评价因子筛选

(1) 环境现状评价因子

①地表水

结合项目特征及《环境影响评价技术导则 地表水环境》(HJ 2.3-2018), 确定地表水现状评价因子为: pH、溶解氧、高锰酸盐指数、化学需氧量、五日生化需氧量、氨氮、总磷、总氮、铜、锌、氟化物、硒、砷、汞、镉、六价铬、铅、氰化物、挥发酚、石油类、阴离子表面活性剂、硫化物、粪大肠菌群、氯化物等。

②地下水

结合项目特征及《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016), 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《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ 2.2-2018), 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、非甲烷总烃、硫化氢。

④声环境

结合项目特征及《环境影响评价技术导则 声环境》(HJ2.4-2021), 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《环境影响评价技术导则 土壤环境(试行)》(HJ964-2018), 确定土壤环境现状评价因子为:

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

占地范围内土壤: 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、蒎（1，2-苯并菲）、二苯并[a, h]蒽、茚并[1,2,3-cd]芘、萘、石油烃（C₁₀-C₄₀）、全盐量、钡。

⑥生态环境

结合项目特征及《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022），确定生态环境现状评价因子为：地表扰动类型及面积、生态系统完整性、生物量损失、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、植被覆盖度、生物多样性等。

（2）预测评价因子

①地下水环境：COD、氯化物、石油类、钡；

②声环境：昼间等效 A 声级、夜间等效 A 声级；

③土壤环境：石油烃；

④固体废物：土石方、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、废润滑油；

⑤生态环境：地表扰动面积及类型、生态系统完整性、生物量损失、水土流失、生物多样性等。

⑥环境风险：柴油、废油、油基岩屑、油基钻井液、废润滑油、甲烷、硫化氢等。

1.4 环境功能区划及评价标准

1.4.1 环境功能区划

（1）地表水

本项目周边主要地表水体为梅江、凌霄河、洋渡水电站库区，距离梅江、洋渡水电站库区最近距离约 0.48km，距离凌霄河最近距离约 1.1km。本项目场址所在区域属梅江汇水区，根据《贵州省水功能区划》（黔府函〔2015〕30 号），梅江属于Ⅲ类水域。

（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

本项目拟选场址未划分声环境功能区，根据《声环境质量标准》(GB3096-2008)：“工业活动较多的村庄以及有交通干线经过的村庄（指执行4类声环境功能区要求以外的地区）可局部或全部执行2类声环境功能区要求”。本项目利用已有平台建设，项目所在的车田村有S102道路、X340道路经过，执行《声环境质量标准》(GB3096-2008)中2类声环境功能区。

(4)环境空气

本项目所在地属于环境空气二类功能区。

(5)生态环境

根据《贵州省生态功能区划》，本项目所在区域属II、中部湿润亚热带喀斯特脆弱生态区，II-1、黔北山原中山常绿落叶阔叶混交林、农业与水流失控制生态亚区，道真-务川土壤保持与农林业生态功能区。

1.4.2 环境质量标准

(1)地表水

本项目拟选场址属梅江汇水区，梅江执行《地表水环境质量标准》(GB3838-2002)III类水域水质标准，标准值见表1.4-1。

表 1.4-1 地表水环境质量标准限值 单位：mg/L

序号	项目	III类水域标准
1	pH（无量纲）	6~9
2	化学需氧量	≤20
3	五日生化需氧量	≤4
4	氨氮	≤1.0
5	总磷	≤0.2
6	石油类	≤0.05
7	总氮	≤1.0
8	溶解氧	≥5
9	高锰酸盐指数	≤6
10	挥发酚	≤0.005
11	氰化物	≤0.2

序号	项目	III类水域标准
12	阴离子表面活性剂	≤ 0.2
13	硫化物	≤ 0.2
14	粪大肠菌群 (个/L)	≤ 10000
15	铜	≤ 1.0
16	锌	≤ 1.0
17	氟化物 (以 F-计)	≤ 1.0
18	硒	≤ 0.01
19	砷	≤ 0.05
20	汞	≤ 0.0001
21	铬 (六价)	≤ 0.05
22	镉	≤ 0.005
23	铅	≤ 0.05
24	氯化物	≤ 250

(2)地下水

区域地下水执行《地下水质量标准》(GB/T14848-2017)中III类标准，标准值见表 1.4-2。

表 1.4-2 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)	细菌总数(CFU/mL)		总大肠菌群(MPN/100mL)		/
III类标准值	≤ 0.005	≤ 0.05	≤ 100		≤ 3.0		/

注: 石油类标准限值参考《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

本项目所在区属 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 $\leq 60\text{dB(A)}$ ，夜间 $\leq 50\text{dB(A)}$ 。

(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,硫化氢参照执行《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018)中附录 D 参考限值,非甲烷总烃参考执行《大气污染物综合排放标准详解》中制定非甲烷总烃排放标准时选用的数值,即 $2.0\text{mg}/\text{m}^3$ 。标准值见表 1.4-3。

表 1.4-3 环境空气质量标准 单位: $\mu\text{g}/\text{m}^3$

序号	污染物项目	平均时间	浓度限值(二级)	单位
1	SO_2	年平均	60	$\mu\text{g}/\text{m}^3$
		24 小时平均	150	
		1 小时平均	500	
2	NO_2	年平均	40	
		24 小时平均	80	
		1 小时平均	200	
3	CO	24 小时平均	4	mg/m^3
		1 小时平均	10	
4	O_3	日最大 8 小时平均	160	$\mu\text{g}/\text{m}^3$
		1 小时平均	200	
5	PM_{10}	年平均	70	
		24 小时平均	150	
6	$\text{PM}_{2.5}$	年平均	35	
		24 小时平均	75	
7	非甲烷总烃	1h 平均	2	mg/m^3
8	硫化氢	1h 平均	10	$\mu\text{g}/\text{m}^3$

(5)土壤质量标准

占地范围内土壤执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)中第二类用地标准值,标准值见表 1.4-4。占地范围外土壤执行《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB15618-2018),标准值见 1.4-5。

表 1.4-4 第二类建设用地土壤污染风险筛选值和管制值 单位: mg/kg

序号	污染物项目	第二类用地筛选值	第二类用地管制值
1	砷	60	140
2	镉	65	172

序号	污染物项目	第二类用地筛选值	第二类用地管制值
3	六价铬	5.7	78
4	铜	18000	36000
5	铅	800	2500
6	汞	38	82
7	镍	900	2000
8	四氯化碳	2.8	36
9	氯仿	0.9	10
10	氯甲烷	37	120
11	1,1-二氯乙烷	9	100
12	1,2-二氯乙烷	5	21
13	1,1-二氯乙烯	66	200
14	顺-1,2-二氯乙烯	596	2000
15	反-1,2-二氯乙烯	54	163
16	二氯甲烷	616	2000
17	1,2-二氯丙烷	5	47
18	1,1,1,2-四氯乙烷	10	100
19	1,1,2,2-四氯乙烷	6.8	50
20	四氯乙烯	53	183
21	1,1,1-三氯乙烷	840	840
22	1,1,2-三氯乙烷	2.8	15
23	三氯乙烯	2.8	20
24	1,2,3-三氯丙烷	0.5	5
25	氯乙烯	0.43	4.3
26	苯	4	40
27	氯苯	270	1000
28	1,2-二氯苯	560	560
29	1,4-二氯苯	20	200
30	乙苯	28	280
31	苯乙烯	1290	1290
32	甲苯	1200	1200
33	间二甲苯+对二甲苯	570	570
34	邻二甲苯	640	640
35	硝基苯	76	760
36	苯胺	260	663
37	2-氯酚	2256	4500

序号	污染物项目	第二类用地筛选值	第二类用地管制值
38	苯并[a]蒽	15	151
39	苯并[a]芘	1.5	15
40	苯并[b]荧蒽	15	151
41	苯并[k]荧蒽	151	1500
42	蒽	1293	12900
43	二苯并[a,h]蒽	1.5	15
44	茚并[1,2,3-cd]芘	15	151
45	萘	70	700
46	石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)	4500	9000

表 1.4-5 农用地土壤污染风险标准值 单位: mg/kg

序号	污染物项目		pH≤5.5		5.5<pH≤6.5		6.5<pH≤7.5		pH>7.5	
			筛选值	管制值	筛选值	管制值	筛选值	管制值	筛选值	管制值
1	镉	水田	0.3	1.5	0.4	2.0	0.6	3.0	0.8	4.0
		其他	0.3	1.5	0.3	2.0	0.3	3.0	0.6	4.0
2	汞	水田	0.5	2	0.5	2.5	0.6	4	1	6
		其他	1.3	2	1.8	2.5	2.4	4	3.4	6
3	砷	水田	30	200	30	150	25	120	20	100
		其他	40	200	40	150	30	120	25	100
4	铅	水田	80	400	100	500	140	700	240	1000
		其他	70	400	90	500	120	700	170	1000
5	铬	水田	250	800	250	850	300	1000	350	1300
		其他	150	800	150	850	200	1000	250	1300
6	铜	果园	150	\	150	\	200	\	200	\
		其他	50	\	50	\	100	\	100	\
7	镍		60	\	70	\	100	\	190	\
8	锌		200	\	200	\	250	\	300	\

注：重金属和类金属砷均按元素总量计。对于水旱轮作地，采用较严格的风险筛选值。

1.4.3 污染物排放标准

(1) 废水

本项目施工期生活污水经化粪池收集处理后还田或交第三方环境治理公司进行清掏外运处置；场地雨水、洗井废水回用于压裂工序配制压裂

液；压裂返排液井间回用，最后一口井产生的压裂返排液优先转运至建设单位其他钻井平台回用于压裂工序配制压裂液，无可用平台回用时，依托上坝污水处理厂处理达标后排放，运营期采出水依托上坝污水处理厂处理达标后排放，上坝污水处理厂尾水排放标准见表 1.4-6。上坝污水处理厂页岩气返排液及采出水处理工程未建成前，转运至南川区块页岩气采出水处理站或其他页岩气采出水处理站处理。

表 1.4-6 上坝污水处理厂尾水排放标准 单位：mg/L

控制项目	标准值	执行标准
pH（无量纲）	6~9	《城镇污水处理厂污染物排放标准》（GB18918-2002）一级 A 标准
色度（稀释倍数）	30	
COD _{Cr}	50mg/L	
SS	10mg/L	
BOD ₅	10mg/L	
氨氮	5mg/L	
TN	15mg/L	
TP	0.5mg/L	
石油类	1mg/L	
总铁	1mg/L	《贵州省环境污染物排放标准》（DB52/864-2022）直接排放标准
氯化物	250mg/L	
钡	2mg/L	
总汞	0.001mg/L	《城镇污水处理厂污染物排放标准》（GB18918-2002）表 2
烷基汞	不得检出	
总镉	0.01mg/L	
总铬	0.1mg/L	
六价铬	0.05mg/L	
总砷	0.1mg/L	
总铅	0.1mg/L	

(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≤70dB(A)，夜间≤55dB(A)；运营期厂界噪声执行《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

本项目运营期间正常工况下无废气产生，施工期废气主要为施工扬尘、测试放喷废气、施工机械和运输车辆尾气，均为无组织排放，无组织排放的 SO_2 、 NO_x 、颗粒物、非甲烷总烃执行《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996），施工场地扬尘执行《施工场地扬尘排放标准》（DB52/1700-2022）。排放标准值见表 1.4-7、表 1.4-8。

表 1.4-7 大气污染物综合排放标准 单位： mg/m^3

污染物	无组织排放监控浓度	
	监控点	浓度
SO_2	周界外浓度最高点	0.40
NO_x		0.12
颗粒物		1.0
非甲烷总烃		4.0

表 1.4-8 施工场地扬尘排放限值 单位： mg/m^3

控制项目	监测点浓度限值* ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	达标判定依据	
		手工监测	自动监测
PM_{10}	150	超标次数 ≤ 1 次/天	超标次数 ≤ 4 次/天
*当采用手工监测时，一天内监测点自监测起持续 1h 排放 PM_{10} 的平均浓度不得超过的限值，一天内监测次数不少于 2 次。当采用自动监测时，一天内监测点自整时起依次顺延 15min 排放 PM_{10} 的平均浓度不得超过的限值。			
注 1：监测点实测值大于 $150\mu\text{g}/\text{m}^3$ ，且小于等于同时段所属县(市、区) PM_{10} 小时平均浓度时，不执行本限值。			
注 2：当施工场地跨两个及以上县(市、区)时，取同时段县(市、区) PM_{10} 小时平均浓度中最大值作为执行本限值的依据。			
注 3：当采用手工监测时，采样起始时间在任意一小时 00min00s 到 30min00s 之间时，取同时段所属县(市、区) PM_{10} 小时平均浓度作为执行本限值的依据；采样起始时间在任意一小时 30min01s 到 59min59s 之间时，取下一时段所属县(市、区) PM_{10} 小时平均浓度作为执行本限值的依据。			

钻井工程、储层改造工程临时生活区食堂油烟参照执行《饮食业油烟排放标准（试行）》（GB18483-2001），标准值见下表。

表 1.4-10 饮食业油烟排放标准

规模	小型 (灶头数 ≥ 1 , < 3)	中型 (灶头数 ≥ 3 , < 6)	大型 (灶头数 ≥ 6)
最高允许排放浓度 (mg/m^3)	2.0		

净化设施最低去除效率 (%)	60	75	85

(4)固体废物

一般工业固废暂存过程应满足防渗漏、防雨淋、防扬尘等环境保护要求；油基岩屑、废油等危险废物暂存执行《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）。

1.5 评价内容、重点及时段

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

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

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

1.6 环境工作等级和评价范围

(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：

表 1.6-1 生态影响评价工作等级判定

序号	确定原则	本项目情况
1	a) 涉及国家公园、自然保护区、世界自然遗产、重要生境时，评价等级为一级	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且地表水评价等级不低于二级的建设项目
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	开发目的层位（龙马溪组）为隔水层，且属于深层开发，不影响项目

序号	确定原则	本项目情况
		区浅表含水层地下水水位，土壤影响范围内分布有天然林、公益林
6	f) 当工程占地规模大于 20km ² 时（包括永久和临时占用陆域和水域），评价等级不低于二级；改扩建项目的占地范围以新增占地（包括陆域和水域）确定	本项目总占地 19671m ² ，小于 20km ²
7	g、除本条 a)、b)、c)、d)、e)、f) 以外的情况，评价等级为三级	\
8	h、当评价等级判定同时符合上述多种情况时，应采用其中最高的评价等级	\
9	建设项目涉及经论证对保护生物多样性具有重要意义的区域时，可适当上调评价等级	不涉及
10	建设项目同时涉及陆生、水生生态影响时，可针对陆生生态、水生生态分别判定评价等级	不涉及水域施工
11	在矿山开采可能导致矿区土地利用类型明显改变，或拦河闸坝建设可能明显改变水文情势等情况下，评价等级应上调一级	不涉及
12	线性工程可分段确定评价等级。线性工程地下穿越或地表跨越生态敏感区，在生态敏感区范围内无永久、临时占地时，评价等级可下调一级	不涉及
13	涉海工程评价等级判定参照 GB/T19485	不涉及

由表 1.6-1，确定本项目生态评价工作等级为二级。

评价范围：根据《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023），本项目生态评价范围为占地范围外扩 50m 的区域，生态评价范围总面积约 7.33hm²。

(2)地表水

本项目施工期生活污水经化粪池收集处理后还田或交第三方环境治理公司进行清掏外运处置；场地雨水、洗井废水回用于压裂工序配制压裂液；压裂返排液井间回用，最后一口井产生的压裂返排液优先转运至建设单位其他钻井平台回用于压裂工序配制压裂液，无可用平台回用时，依托采出水处理站处理达标后排放。运营期采出水依托采出水处理站处理达标后排放。

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），本项目属水污染型建设项目。本项目废水间接排放，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，考虑地表水环境风险等因素，确定地表水评价范围为平台地表径流汇入梅江处上游 500m 至下游 10km 范围。

(3)地下水

①行业类别

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

②地下水环境敏感程度

根据现场调查和资料收集，项目不涉及集中式地下水饮用水水源（包括已建成的在用、备用、应急水源，在建和规划的饮用水水源）保护区；也不涉及除集中式饮用水水源以外的国家或地方政府设定的与地下水环境相关的其它保护区，如热水、矿泉水、温泉等特殊地下水资源保护区。项目周边零星分布有分散式饮用水水源。因此，本项目地下水环境敏感程度属于“较敏感”程度。

表 1.6-2 地下水环境敏感程度分级表

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

③评价工作等级判定

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

表 1.6-3 地下水环评价工作等级分级表

项目类别 环境敏感程度	I类项目	II类项目	III类项目

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

④评价范围

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

根据相关水文地质资料及现场调查,本项目所在区域出露地层主要为三叠系中统雷口坡组(T21),岩性为紫红、黄灰、灰绿色页岩,钙质页岩、砂质页岩夹灰岩白云岩及泥质灰岩,以赋存碳酸岩岩溶水为主,不满足公式计算法的要求。根据平台及周边水文地质条件,本次评价采用自定义法确定评价范围如下:

北侧:本项目平台北侧有凌霄河支流,该支流常年有水,两侧地下水补给河流特征明显,该支流形成项目北侧地下水排泄边界,边界类型为定水头边界。

东侧:本项目东侧为凌霄河,该河流常年有水,在项目东侧形成地下水排泄边界,边界类型为定水头边界。

南侧:本项目南侧为梅江,该河流常年有水,在项目南侧形成地下水排泄边界,边界类型为定水头边界。

西侧:以项目西侧的大屋基—生基湾—关子山一线分水岭为边界,边界类型为零通量边界。

评价范围面积约为 3.93km²。

(4)环境空气

本项目施工期废气主要为施工扬尘、测试放喷废气、施工机械和运输车辆尾气,施工期废气随着施工结束而结束,影响消失。运营期间正常工况下无废气产生。根据《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018),本项目大气环境评价等级为三级。

评价范围:根据《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018),

无需设置大气环境影响评价范围。

(5)声环境

项目所在区域属于《声环境质量标准》(GB3096-2008)2 类区,工程建设前后评价范围内敏感目标噪声级增高量小于 5dB(A),受噪声影响人口数量未显著增加,根据《环境影响评价技术导则 声环境》(HJ2.4-2021),声环境评价工作等级确定为二级。

评价范围:以井场周边 200m 和放喷池周边 320m 范围作为声环境评价范围。

(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、油基岩屑、废油等,储层改造工程阶段涉及的风险物质主要为废油,运营期间,涉及的风险物质主要为甲烷和废润滑油,各评价阶段风险 Q 值均小于 1,因此,确定本项目环境风险评价工作等级为简单分析,在描述危险物质、环境影响途径、环境危害后果、风险防范措施等方面给出定性的说明。

大气环境风险评价范围:不设置评价范围。地表水环境风险评价范围:与地表水评价范围一致。地下水环境风险评价范围:与地下水评价范围一致。

(7)土壤环境

本项目属于《环境影响评价技术导则 土壤环境(试行)》(HJ964-2018)中的II类项目,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。本项目占地面积小于 5hm²,占地规模为小型,占地及周边 200m 范围内分布有耕地、居民点,土壤环境敏感。根据《环境影响评价技术导则 土壤环境(试行)》(HJ964-2018),本项目土壤环境影响评价等级为二级。

评价范围:平台占地范围及范围外 0.2km 范围。

1.7 相关政策符合性分析

1.7.1 与《产业结构调整指导目录(2024 年本)》符合性

本项目为页岩气勘探开发项目，属于《产业结构调整指导目录（2024 年本）》“第一类 鼓励类-七、石油类天然气-1、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”类项目，符合国家产业政策。

1.7.2 与《页岩气产业政策》符合性

本项目符合《页岩气产业政策》相关规定，符合性分析见下表。

表 1.7-1 项目与《页岩气产业政策》符合性分析一览表

政策要求	工程情况	符合性
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	本项目按照行业规范要求规范化布置井场，利用已有井场减少项目占地，从而减少对植被的破坏，各类污染物能做到达标排放或妥善处置	符合
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	本项目钻井液循环利用，最后剩余的部分由井队回收，随井队用于下一口井钻井。压裂返排液井间回用，配制压裂液，减少新鲜水用量	符合
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	本项目钻井采用近平衡钻井技术，采取随钻堵漏措施，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固井。钻井过程从开钻至一开段底部钻井液均使用纯清水。对施工期循环罐、储备罐，柴油罐、盐酸储罐等加强管理，地面铺设防渗膜并设置围堰，做好相关防渗和防护，防止对地下水和土壤的污染	符合
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	本项目严格落实“三同时”制度	符合
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	本项目各类污染物能做到达标排放或妥善处置	符合
第二十九条：优化页岩气勘探开发时空布局。禁止在自然保护区、风景名胜区、饮用水源保护区和地质灾害危险区等内开采页岩气	本项目不在自然保护区、风景名胜区、饮用水源保护区和地质灾害危险区内	符合

1.7.3 与《石油天然气开采业污染防治技术政策》符合性

本项目符合《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）相关规定，符合性分析见下表。

表 1.7-2 与《石油天然气开采业污染防治技术政策》符合性分析一览表

序号	技术政策要求	本项目	符合性
一	清洁生产		
1	油气田建设应总体规划，优化布局，整体开发，减少占地和油气损失，实现油气和废物的集中收集、处理处置	本项目新钻井位于原有同一井场内，采用丛式井组布置方式，减小了占地	符合
2	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
3	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	本项目采用环境友好的钻井液体系，钻井液循环利用率大于 95%，钻井过程中产生的废水全部回用	符合
4	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%。压裂作业和试油（气）过程应采取防喷、地面管线防刺、防漏、防溢等措施	本项目压裂液集中配制，压裂返排液集中收集，优先回用于其他钻井平台压裂工序配制压裂液，无可用平台时外运处理达标后排放，压裂作业和试气过程采取防喷、地面管线防刺、防漏、防溢等措施	符合
5	在油气集输过程中，应采用密闭流程，减少烃类气体排放。	本项目运营期采气采用密闭集输流程	符合
二	生态保护		
1	油气田建设宜布置丛式井组，采用多分支井、水平井、小孔钻井、空气钻井等钻井技术，以减少废物产生和占地	本项目新钻井位于原有同一井场内，采用丛式井组布置方式	符合
2	在油气开发过程中，应采取措施减轻生态影响并及时用适地植物进行植被恢复。井场周围应设置围堤或井界沟。应设立地下水水质监测井，加强对油气田地下水水质的监控，防止回注过程对地下水造成污染	本项目施工结束后，对临时占地进行生态恢复。井场四周修建有截排水沟。本项目不涉及回注	符合
三	污染治理		
1	在钻井和井下作业过程中，鼓励油污、污水进入生产流程循环利用，未进入生产流程的油污、污水应采用固液分离、废水处理一体化装置等处理后达标外排。在油气开发过程中，未回注的油气田采出水宜采用凝析气浮和生化处理相结合的方式	本项目钻井废水循环利用，压裂返排液优先回用于其他钻井平台压裂工序配制压裂液，无可用平台时外运处理达标后排放	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	本项目严格落实分区防渗措施，钻井岩屑、废油等固废收集、贮存采取防渗措施，不设钻井液贮池	符合

序号	技术政策要求	本项目	符合性
		池	
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《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	油基岩屑委托有资质单位进行处置，废油由井队综合利用或交由有相应危险废物处置资质的单位进行处置	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	若出现油类物质泄漏，对受到油污染的土壤采取生物或物化方法进行修复	符合
四	环境管理		
1	油气田企业应制定环境保护管理规定，建立并运行健康、安全与环境管理体系	建设单位制定有完善的环境保护管理规定，并建立运行有健康、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	建设单位加强本项目环境监督管理，建设过程中开展工程环境监理	符合
3	在开发过程中，企业应加强油气井套管的检测和维护，防止油气泄漏污染地下水	建设单位加强油气井套管的检测和维护，防止油气泄漏污染地下水	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	建设单位应制定突发环境事件应急预案，并定期进行演练。事故发生时，开展应急监测，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	符合

1.7.4 与《国务院关于支持贵州在新时代西部大开发上闯新路的意见》（国发〔2022〕2号）符合性

《国务院关于支持贵州在新时代西部大开发上闯新路的意见》（国发〔2022〕2号）提出：“加强清洁能源开发利用，建设新型综合能源基地。在毕节、六盘水、黔西南布局建设大型煤炭储配基地，打造西南地区煤炭保供中心。加快现役煤电机组节能升级和灵活性改造，推动以原址扩能升级改造及多能互补方式建设清洁高效燃煤机组。推进川气入黔、海气入黔等工作。加快煤层气、页岩气等勘探开发利用，推进黔西南、遵义等煤矿

瓦斯规模化抽采利用。推进川滇黔桂水风光综合基地建设，加快实施大型风电、光伏、抽水蓄能项目，在开阳等县(市、区)开展屋顶分布式光伏开发试点。开展源网荷储一体化、能源数字化试点,研究建设能源数据中心。”

本项目属于页岩气勘探开发项目，属于清洁能源开采，本项目符合《国务院关于支持贵州在新时代西部大开发上闯新路的意见》（国发〔2022〕2号）相关要求。

1.7.5 与《国家发展改革委 国家能源局关于完善能源绿色低碳转型体制机制和政策措施的意见》符合性

《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）提出：“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。”

本项目属于页岩气勘探开发项目，属于清洁能源开采，本项目符合《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。

1.7.6 与《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》符合性

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

表 1.7-3 与环办环评函〔2019〕910号文符合性分析一览表

序号	要求	本项目	符合性
1	油气开采项目（含新开发和滚动开发项目）原则上应当以区块为单位开展环评（以下简称区块环评），一般包括区块内拟建的新井、加密井、调整井、站场、设备、管道和电缆及其更	本项目对真页 1 井区进行页岩气勘探开发，以区块为单位开展环评，包含新井、站场、设备及配套工程等	符合

序号	要求	本项目	符合性
	换工程、弃置工程及配套工程等		
2	项目环评应当深入评价项目建设、运营带来的环境影响和环境风险，提出有效的生态环境保护和环境风险防范措施	本次环评对项目可能带来的环境影响和环境风险进行了评价，提出了相应的环境保护和环境风险防范措施	符合
3	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	本项目对依托原有废水池、放喷池的可行性进行了分析，对废水、固体废物依托处置的可行性和有效性进行了论证，依托可行	符合
4	涉及向地表水体排放污染物的陆地油气开采项目，应当符合国家和地方污染物排放标准，满足重点污染物排放总量控制要求	本项目废水不直接向地表水体排放，压裂返排液、采出水依托采出水处理站处理达标后外排	符合
5	油气开采产生的废弃油基泥浆、含油钻屑及其他固体废物，应当遵循减量化、资源化、无害化原则，按照国家和地方有关固体废物的管理规定进行处置；油气开采项目产生的危险废物，应当按照《建设项目危险废物环境影响评价指南》要求评价。相关部门及油气企业应当加强固体废物处置的研究，重点关注固体废物产生类型、主要污染因子及潜在环境影响，分别提出减量化的源头控制措施、资源化的利用路径、无害化的处理要求，促进固体废物合理利用和妥善处置	本项目水基岩屑交水泥厂进行资源化利用，油基岩屑交有相应危废处置资质的单位进行处置，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
6	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环境保护措施	本项目合理规划占地，严格控制占地面积，加强施工期环境管理，严格控制施工作业范围；施工期间优先使用网电，高标准清洁燃油。对受噪声影响居民采取临时避让措施，减小噪声扰民。施工结束后，对临时占地进行植被绿化或复垦	符合
7	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	本项目应加强风险防控，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	符合
8	油气企业应当切实落实生态环境保护主体责任，进一步健全生态环境保护管理体系和制度，充分发挥企业内部生态环境保护部门作用，健全健康、安全与环境（HSE）管理体系，加强督促检查，推动所属油气田落实规划、建设、运营、退役等环节生态环境保护措施	建设单位设置有专门的环境管理部门，并制定有完善的 HSE 管理体系	符合

序号	要求	本项目	符合性
9	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	退役后，建设单位按照《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)、《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)》(GB36600-2018)的相关要求执行	符合
10	油气企业应按照企事业单位环境信息公开办法、环境影响评价公众参与办法等有关要求，主动公开油气开采项目环境信息，保障公众的知情权、参与权、表达权和监督权	建设单位设置有专门的环境管理部门，并制定有完善的 HSE 管理体系，对油气开采项目环境信息依法进行公示	符合

1.7.7 与《贵州省人民政府关于加快推进页岩气产业发展的指导意见(2019-2025 年)》符合性

《贵州省人民政府关于加快推进页岩气产业发展的指导意见(2019-2025 年)》提出：“以正安、习水等为重点建产区，以道真、桐梓、岑巩等为勘探突破区，以威宁、水城、兴仁、黄平、长顺、务川等为资源潜力后备区。力争到 2022 年，页岩气探明储量达 100 亿立方米，建成页岩气年产能达 15 亿立方米、年产量达 9 亿立方米；力争到 2025 年，探明页岩气储量达 500 亿立方米，建成页岩气年产能达 20 亿立方米、年产量达 12 亿立方米。……加大勘探力度。在沿河、德江、务川、黔西南、黔南等地实施一批基础调查评价项目。优选页岩气勘查区块，向自然资源部提出页岩气探矿权设置及出让建议，推动加快页岩气探矿权出让速度。加快岑巩、凤冈、道真、桐梓、威宁、水城等页岩气潜力研究区基础地质条件研究和优选评价，取得勘探突破。力争到 2020 年，获得调查突破区 1—2 个；力争到 2022 年，获得调查突破区 3—5 个，出让探矿权 3 个左右；力争到 2025 年，获得调查突破区 8—10 个，出让探矿权 6 个左右，为滚动开发页岩气提供资源支撑。……加快推进“探转采”。加大正安、习水等页岩气评价突破区开发评价和井组先导性试验，加快勘探和提交资源探明储量报告进度，力争页岩气探明储量到 2022 年达 100 亿立方米、到 2025 年达 500 亿立方米。加强向自然资源部汇报，推进“探转采”工作，加快

取得采矿权证，推动规模开发。……加快产能释放。依托正安、习水页岩气勘探开发重大项目，加快产能建设，将黔北页岩气勘探开发项目打造成为全省重点建产示范区，力争页岩气年产能、年产量到 2022 年分别达 15、9 亿立方米，到 2025 年分别达 18、11 亿立方米。加大岑巩、凤冈、道真、桐梓、威宁、水城等勘探突破“甜点区”的开发力度，尽快形成产能释放，力争到 2025 年，页岩气年产能达 2 亿立方米、年产量达 1 亿立方米。支持页岩气、煤层气及致密气等多气共存区域多气共采，统筹资源开发。……完善输出通道。依托中缅、中贵国家天然气干线管道和全省天然气“县县通”工程，结合页岩气产能建设和市场需求，按照整体规划、适度超前、分步实施的原则，统筹规划全省页岩气输出管道建设，将习水—正安—务川—德江天然气管道打造成为黔北页岩气资源输出主通道，确保页岩气就近消纳和余量外输通道互联互通。”

本项目位于道真仡佬族苗族自治县，项目的建成有利于加快提高区域页岩气开发能力，保障外输通道，提升页岩气产能，符合《贵州省人民政府关于加快推进页岩气产业发展的指导意见(2019-2025 年)》相关要求。

1.7.8 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

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

表 1.7-4 与 SY/T 7466-2020 符合性分析一览表

序号	要求	本项目	符合性
1	对水基钻井废弃物进行不落地收集、处置、处置	本项目采用“不落地系统”收集水基岩屑	符合
2	对收集的水基钻井废弃物采用固液分离以实现钻井废弃物减量化。水基钻井废弃物进行固液分离或无害化处理后，进一步资源化处理或安全处置	水基钻井废弃物采用固液分离，固体部分外运综合利用，液态部分回用于钻井泥浆循环系统调配新泥浆，完钻剩余的由井队回收	符合
3	水基钻井液废弃物处理、处置过程中应保护处置场地及周边环境，避免造成环境	水基钻井液废弃物在井场暂存后外输资源化利用，暂存场地满足《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标	符合

序号	要求	本项目	符合性
	污染和生态破坏	准》（GB18599-2020）中的相关规定	

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

1.7.9 与《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》（DZ/T 0317-2018）符合性

本项目与《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》（DZ/T 0317-2018）符合性分析见下表。

表 1.7-5 与 DZ/T 0317-2018 符合性分析一览表

序号	要求		本项目	符合性
1	矿区环境	矿区功能分区布局合理，应绿化和美化矿区，使矿区整体环境整洁美观。生产、运输、储存等管理规范有序	本项目总体布局合理，临时工程施工结束后，及时进行生态恢复，生产、运输、储存等过程制定有完善的管理制度，管理规范有序	符合
2	资源开发方式	资源开发应与环境保护、资源保护、城乡建设相协调，最大限度减少对自然环境的扰动和破坏，选择资源节约型、环境友好型开发方式。因矿制宜选择开采工艺和装备，符合清洁生产要求。应贯彻“边开采、边治理、边恢复”的原则，及时治理恢复矿区地质环境，复垦矿区压占和损毁土地	本项目采用的开采工艺和装备，符合清洁生产要求。临时工程施工结束后，及时进行生态恢复，	符合
3	资源综合利用	按照减量化、再利用、资源化的原则，综合开发利用油气藏共伴生资源，综合利用固体废弃物、废水等，发展循环经济	本项目开采矿种为页岩气，无伴生资源，水基岩屑综合利用，钻井废水、压裂返排液等废水优先回用	符合
4	节能减排	建立油气田生产全过程能耗核算体系，通过采取节能减排措施，控制并减少单位产品能耗、物耗、水耗，“三废”排放符合生态环境保护部门的有关标准、规定和要求	建设单位建有生产全过程能耗核算体系，通过采取节能减排措施，控制并减少单位产品能耗、物耗、水耗，本项目各类污染物能实现达标排放	符合
5	科技创新与信息化	建立科技研发队伍，推广转化科技成果，加大技术改造力度，推动产业升级。建设数字化油气田，实现企业生产、经营、管理的信息化	建设单位建有科技研发队伍，推广转化科技成果，不断加大技术改造力度，推动产业升级，积极推进数字化油气田建设，实现企业生产、经营、管理的信息化	符合

序号	要求		本项目	符合性
6	企业管理与企业形象	应建立涵盖产权、责任、管理和文化等方面的企业管理制度。应建立绿色矿山管理体系	建设单位建有涵盖产权、责任、管理和文化等方面的企业管理制度,建有绿色矿山管理体系	符合

由上表可知,本项目符合《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》(DZ/T 0317-2018)相关要求。

1.7.10 与《页岩气开发过程水资源保护要求》(GB/T41519-2022)符合性

本项目与《页岩气开发过程水资源保护要求》(GB/T41519-2022)符合性分析见下表。

表 1.7-6 与 GB/T41519-2022 符合性分析一览表

序号	要求		本项目	符合性
1	取水要求	①页岩气开发取水应遵循合理利用、节约使用、有效保护的原则,且符合江河流域或区域的综合规划及水资源保护规划等专项规划,遵守经批准的水量分配方案或协议。②取水源可选用地表水城市自来水等。③建设单位直接取用地表水(江河湖泊水)时,应办理取水许可证。④取水构筑物的型式,应根据取水量和水质要求,结合河床地形及地质、河床冲淤、水深及水位变幅泥沙及漂浮物冰清和航运等因素以及施工条件,在保证安全可靠的前提下,通过技术经济比较后确定。可采用的取水构筑物型式主要有:岸边式、河床式、缆车式、浮船式、低坝式等,设计应符合 GB50013 的相关规定	本项目压裂取水从梅江取水,取水前按规定办理取水许可,采用管道从梅江取水,不在河道内建设取水构筑物	符合
2	用水要求	①页岩气开发用水应充分考虑水资源的可持续利用及时空分布特性,提高废水回收利用率,控制废水产生量,有条件地区宜建立集中供水系统及水库、蓄水池等调蓄设施;②钻井废水宜收集后重复利用,平台内单井剩余废水量宜不大于 150m ³ ;③返排液应优先收集回用	本项目钻井过程中钻井废水全部回用,不外排,场地雨水、洗井废水回用于压裂工序配制压裂液;压裂返排液井间回用,最后一口井产生的压裂返排液优先转运至建设单位其他钻井平台回用于压裂工序配制压裂液,无可用平台回用时,依托采出水处理站处理达标后排放	符合
3	废水	①回用处置废水经处理后应达到相应回用水质要求,若尚未制定回用水	场地雨水、洗井废水回用于压裂工序配制压裂液,上一口井产生	符合

序号	要求	本项目	符合性
	处置要求 质标准宜参照 NB/T14002.3 执行。②回注处置：注入层的选择和注入井的选择及建造宜参照 SY/T6596 的有关要求执行。注人前应对注入水进行处理，保证不发生严重的结垢堵塞。当不同水源的水混合注入时，应首先进行室内评价，证实其相互之间以及与地层水之间配伍性适宜，对注入层无伤害。③外排处置：水质应满足 GB8978 水质指标要求及地方水质标准要求同时取得排污许可证。	的压裂返排液回用于下一口井压裂液配制，回用水质需满足《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)相关要求，压裂返排液若无可用平台回用时，依托采出水处理站处理达标后排放	
4	钻（完）井、压裂过程地下水保护要求：钻井作业时应按照 GB/T31033 的要求预防井漏事故发生；结合区域水文地质资料，合理选择井眼位置，尽量避开溶洞和暗河等复杂地质；实时监控钻井液量、井口压力，并配备足够堵漏材料	钻井作业严格按照 GB/T31033 等行业规范作业，井眼位置避开了溶洞和暗河等复杂地质，钻井过程中实时监控钻井液量、井口压力，并配备足够堵漏材料	符合
	水污染预防要求 地面设施要求：①防渗漏要求废水储存区域防渗性能应满足 GB/T50934、HJ610 的要求；水基岩屑和废弃水基钻井液收集、贮存区域防渗性能应满足 GB18599 的要求；油基岩屑和废弃油基钻井液、废机油、洗件油等收集、贮存区域防渗性能应满足 GB18597、HJ2025 的要求。②防泄漏要求：废水池(罐)选址应避开地质结构不稳定的地方；重点防控区(柴油罐区、泥浆储备和循环系统区、清洁化生产处理工艺区、压裂配液区、材料库堆存区)宜设置围堰、集水沟；井场内应设置清污分流或雨污分流系统，防止污水进雨水系统；废水池(罐)、岩屑不落地装置区应设置截排水沟架设雨棚等必要的防雨设施；废水应及时清理转运，废水池(罐)剩余容量不少于 10%；定期检查井场清水沟、废水池(罐)液量,暴雨季节加强巡查	①本项目严格采取分区防渗措施，废水储存区域防渗性能满足 GB/T50934、HJ610 的要求；水基岩屑和废弃水基钻井液收集、贮存区域防渗性能满足 GB18599 的要求；油基岩屑和废弃油基钻井液、废油等收集、贮存区域防渗性能应满足 GB18597、HJ2025 的要求。②本项目选址避开了地质结构不稳定的地方；柴油罐区、泥浆储备和循环系统区、清洁化生产处理工艺区、压裂配液区、材料库堆存区设置有围堰或集水沟；井场内设置雨污分流系统；废水池(罐)、岩屑不落地装置区设置必要的防雨设施；废水应及时清理转运，废水池(罐)剩余容量不少于 10%；定期检查井场清水沟、废水池(罐)液量,暴雨季节加强巡查	符合
5	废水输送要求 废水输送管材应根据水质、工作温度、工作压力及线路敷设地形地貌等特点，经方案比选后确定；废水输送管道线路走向应符合气田（区块）总体规划的要求，并与供电、道路等基础设施协调确定；废水输	本项目建设内容不含废水输送管线，运营期采出水依托的输送管线为玻璃钢材质	符合

序号	要求	本项目	符合性
	送路线宜避开人口稠密区，减少拆迁，少占农田；废水输送管道埋地敷设时，金属管道穿越三级以上公路、非金属管道穿越四级以上公路，应设保护套管；废水输送管道应进行水力计算，根据计算结果设置安全防护措施；应根据输送介质、温度、距离等情况宜参照 SY/T0600 的方法进行废水输送管道结垢趋势预测，采取相应的防垢措施		
	废水车辆运输要求：罐体宜采用耐腐蚀容器；装卸时应防止泄漏、洒落；采用罐、箱进行装载，配备切断阀和快速密封接头；应建立车辆管理及废水运输台账	本项目废水采用车辆转运时，采用密闭罐车运输，罐体采用耐腐蚀容器，装卸时严格按照规范作业，防止泄漏、洒落，采用罐、箱进行装载，配备切断阀和快速密封接头，转运时建立车辆管理及废水运输台账	符合
6	事故应急要求 ①应针对页岩气田开发全过程开展水资源环境风险识别评估,编制环境突发事件应急预案。②建立水污染事故预防和控制措施，主要包括围堰、排水切断系统、拦污坝，导流设施，中间或末端事故缓冲设施等。③发生废水外溢或泄漏时，按照应急预案及时启动应急响应措施	本项目按相关要求编制环境突发事件应急预案，建立水污染事故预防和控制措施，发生废水外溢或泄漏时，按照应急预案及时启动应急响应措施	符合

由上表可知，本项目符合《页岩气开发过程水资源保护要求》（GB/T41519-2022）相关要求。

1.8 相关规划符合性分析

1.8.1 与《“十四五”现代能源体系规划》符合性

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

本项目属于页岩气勘探开发项目，本项目的实施有利于提升页岩气产量，符合《“十四五”现代能源体系规划》相关要求。

1.8.2 与《贵州省矿产资源总体规划(2021-2025 年)》及规划环评符合性分析

《贵州省矿产资源总体规划（2021-2025）》提出：“大力推进黔北习水、务川、正安、道真等区块页岩气开发，加强遵义-铜仁页岩气示范区建设，到 2025 年页岩气年产量 21 亿立方米”。

本项目与《关于<贵州省矿产资源总体规划(2021—2025 年)环境影响报告书>的审查意见》（环审〔2022〕90 号）的符合性分析见下表。

表 1.8-1 与“环审〔2022〕90 号”文符合性分析一览表

“环审〔2022〕90 号”要求	本项目符合情况
坚持生态优先、绿色发展。《规划》应严格执行国家矿产资源合理开发“三率”水平标准。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，加快结构调整和转型升级，推动生态环境保护与矿产资源开发目标同步实现，助力筑牢长江、珠江上游重要生态屏障	符合，本项目利用已建平台部署页岩气井，采用丛式井组，减少了工程占地，施工结束后，及时对临时占地进行绿化或复垦
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保护	符合，本项目不涉及生态保护红线
严格产业准入，合理控制矿山开采种类和规模。严格落实《规划》目标和准入要求，重点矿种新设矿山执行最低开采规模要求，进一步控制矿山总数，提高大中型矿山比例，加大低效产能压减、无效产能腾退力度，逐步稳妥关闭退出安全隐患突出、生态环境问题明显、违法违规问题多的“小弱散”矿山和未达到最低生产规模的矿山。禁止开发采、可耕地砖瓦用粘土及其它对生态环境可能产生严重破坏且难以恢复的矿产，限制开发钒矿、硫铁矿、砂金等重砂矿物矿产。严格尾矿库的新建和管理，确保符合相关要求	符合，页岩气为属《贵州省矿产资源总体规划(2021-2025 年)》鼓励勘探开发矿种
加强矿区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的总体要求，强化生态环境保护	符合，本项目施工结束后，及时对临时占地进行绿化或复垦
加强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要求及改善要求、土壤污染防治目标等，推进重点矿区建立生态、地表水、地下水、土壤等环境要素长期监测监控体系。在用尾矿库 100%安装在线监测装置，明确责任主体、强化资金保障。组织开展主要矿种集中开采区域生态修复效果评估。针对地表水环境及土壤环境累计影响、地下水环境质量下降、生态退化等情形，建立预警机制	符合，本项目提出了大气、地表水、地下水、土壤等监测计划

本项目位于遵义市道真仡佬族苗族自治县，页岩气属《贵州省矿产资源总体规划(2021-2025 年)》鼓励开发矿种之一，本项目产生的污染物均能做到达标排放或妥善处置，对区域环境影响较小，本项目符合《贵州省矿产资源总体规划(2021-2025 年)》及规划环评要求。

1.8.3 与《贵州省“十四五”油气产业发展规划》符合性

《贵州省“十四五”油气产业发展规划》提出：加快遵义-铜仁页岩气和毕水兴煤层气等非常规天然气基地建设，开展省内非常规天然气勘探开发技术攻关，大力提升非常规天然气勘探开发工作力度，助力贵州打造国家新型综合能源战略基地。到 2025 年底，力争累计探明非常规天然气有利区 30 个，其中煤层气 20 个，页岩气 10 个。在纳雍-平坝、盘州、水城、六枝、钟山、金沙、大方、黔西、普安、赤水等煤层气区块形成产能 8 亿立方米/年、产量 4 亿立方米/年，在正安、习水、道真、桐梓、岑巩等页岩气区块形成产能 35 亿立方米/年、产量 21 亿立方米/年。以正安、习水、道真等为重点建产区，以桐梓、岑巩等为勘探突破区，以威宁、水城、兴仁、黄平、长顺、务川、都匀、丹寨等为资源潜力后备区，滚动开发页岩气。重点开展黔北试验区、紫云-水城以及雪峰隆起西缘页岩气调查评价，优选页岩气调查评价区 6-9 个。

本项目属于页岩气勘探开发项目，位于《贵州省“十四五”油气产业发展规划》道真重点建产区，符合《贵州省“十四五”油气产业发展规划》相关要求。

1.8.4 与《贵州省“十四五”生态环境保护规划》符合性

《贵州省“十四五”生态环境保护规划》提出：“实施新能源提升工程，以风能、太阳能、水能为重点，加快构建多元化的新能源供应体系，实施天然气“县县通”工程，完善天然气产供储销体系。推进煤层气（煤矿瓦斯）、页岩气、地热能、氢能开发利用”。本项目属于页岩气勘探开发项目，本项目符合《贵州省“十四五”生态环境保护规划》相关要求。

1.8.5 与《贵州省“十四五”自然资源保护和利用规划的通知》（黔府办发〔2022〕5 号）符合性

本项目与《省人民政府办公厅关于印发贵州省“十四五”自然资源保护

和利用规划的通知》（黔府办发〔2022〕5号）符合性分析见下表。

表 1.8-2 与黔府办发〔2022〕5号文符合性分析一览表

序号	要求	本项目	符合性
1	第三章、构建国土空间规划管控体系。第四节、落实区域协调发展战略。……加强页岩气勘探、开采、利用等领域合作，建设黔渝页岩气智能化开发基地	本项目属于页岩气勘探开发项目，利于建设黔渝页岩气智能化开发基地	符合
2	第六章、构建自然资源保护和高效利用体系。第四节、提高矿产资源开发保护水平：加强能源资源安全保障。围绕构建全国重要能源基地和资源深加工基地，坚持和完善能源工业运行新机制，加快转型升级，推进煤炭、煤层气、页岩气、地热(温泉)等能源资源勘查开发利用，着力构建清洁低碳、安全高效的现代能源体系	本项目属于页岩气勘探开发项目，项目建设有利于构建区域清洁低碳、安全高效的现代能源体系	符合
3	第六章、构建自然资源保护和高效利用体系。专栏 9、矿产资源调查评价与勘查开发：页岩气勘查开发。加快黔北页岩气综合勘查开发试验区建设，推进正安、习水、道真等重点建产区，相梓、岑巩等勘探突破区，威宁、水城、兴仁、黄平、长顺、务川等资源潜力后备区项目建设。开展黔北习水、务川、正安、道真等区块页岩气勘查，力争探明页岩气资源储量 500 亿立方米以上	本项目属于页岩气勘探开发项目，位于道真仡佬族苗族自治县境内	符合

由上表可知，本项目符合《省人民政府办公厅关于印发贵州省“十四五”自然资源保护和利用规划的通知》（黔府办发〔2022〕5号）相关要求。

1.8.6 与《遵义市国民经济和社会发展第十四个五年规划和二〇三五年远景目标纲要》符合性

本项目与《遵义市国民经济和社会发展第十四个五年规划和二〇三五年远景目标纲要》符合性分析见下表。

表 1.8-3 与遵义十四五规划符合性分析一览表

序号	要求	本项目	符合性
1	第二章第三节：提质发展其他传统优势产业。提质发展安全高效能源工业。……加快建设黔北页岩气勘探开发重点项目，推进正安、习水等重点建产区，道真、桐梓等勘探突破区，务川、凤冈、绥阳、赤水等资源潜力后备区项目建设，重点建设正安页岩气新型能源工业园区。……以正安页岩气新型能源工业园区建设为重点，加快黔北页岩气勘探开发，建成正安县页岩气勘探开发项目，全力推进道真仡佬族苗族自治县页岩气勘探与开发利用项	本项目属于页岩气勘探开发项目，位于道真仡佬族苗族自治县境内，属于左列规划项目	符合

序号	要求	本项目	符合性
	目、桐梓县热电联产项目、习水县页岩气勘探开发建设项目、赤水市和绥阳县页岩气勘探钻采工程前期工作并力争早日开工建设		
2	第二章第五节：提升产业链现代化水平。优化工业产业布局。结合各地资源禀赋、产业基础、发展条件和功能定位，打造中心城区以科技创新为引领的高端装备制造产业经济圈、仁习赤以茅台为龙头的酱香型白酒产业经济带、湄凤余以优质茶叶为重点的茶产品精深加工集聚区、务正道以页岩气开发为重点的能源产业集聚区	本项目属于页岩气勘探开发项目，位于道真仡佬族苗族自治县境内，有利于打造区域能源产业集聚区	符合
3	第八章第三节构建全面开放新格局。利用资源优势，大力推进“川渝资金技术+遵义资源”合作模式，积极融入川渝产业链。利用煤炭、煤层气、页岩气等资源，与川渝开展新能源开发利用合作，推动正安黔北页岩气向渝南地区输气管道建设，打造黔北综合能源基地	本项目属于页岩气勘探开发项目，位于道真仡佬族苗族自治县境内，有利于打造黔北综合能源基地	符合
4	第九章第四节大力提升能源基础设施安全性加强天然气基础设施建设。……加快正安、习水、凤冈、绥阳、道真等县页岩气勘探开发，尽快形成规模产能。加快建设桐梓等煤层气产业化基地。	本项目属于页岩气勘探开发项目，位于道真仡佬族苗族自治县境内，有利于形成区域页岩气规模产能	符合

由上表可知，本项目符合《遵义市国民经济和社会发展第十四个五年规划和二〇三五年远景目标纲要》相关要求。

1.8.7 与《道真仡佬族苗族自治县国土空间总体规划（2021-2035）》符合性

《道真仡佬族苗族自治县国土空间总体规划（2021-2035）》油气能源类重点项目清单包括：“省级：道真自治县页岩气勘探开采项目（道真真页 1 至 9 井、洛浅 1 井、洛浅 2、洛页 3、洛页 23、洛页 4、洛页 5、真页 20 井、27 井、28 井、31 井、32 井、33 井、34 井、35 井、37 井、39 井、40 井、41 井、45 井、52 井、53 井、55 井、56 井、57 井、58 井、66 井组勘探开发）、正安至道真至大磏天然气输气管道项目，道真至上玉工业园天然气输气管道建设项目、黄莺乡至洛龙镇至镇南镇天然气管道输气工程、河口至忠信至洛龙至武隆天然气输气管道建设项目、道真县至重庆南川区天然气管道建设项目、道真县天然气管道建设项目（14 个乡镇）、真页 2

至道浅 1 集输管道建设项目、真页 58-真页 2 集输管道建设项目、真页 56-真页 55-真页 52 集输管道建设项目、真页 52-真页 2 集输管道建设项目、真页 27-真页 1 集输管道建设项目、真页 37 支线集输管道建设项目、真页 40 支线集输管道建设项目、真页 20-真页 27 集输管道建设项目、真页 35-真页 27 集输管道建设项目、洛页 2-真页 27 集输管道建设项目、洛页 3 支线集输管道建设项目、洛页 23 支线集输管道建设项目”。

本项目已列入《道真仡佬族苗族自治县国土空间总体规划(2021-2035)》重点项目清单中，符合《道真仡佬族苗族自治县国土空间总体规划(2021-2035)》。

1.8.8 与“三区三线”符合性分析

本项目位于贵州省遵义市道真仡佬族苗族自治县河口镇，地理位置见附图 1，根据道真仡佬族苗族自治县“三区三线”数据，本项目不占用生态保护红线、永久基本农田、城镇开发边界，与生态保护红线位置关系见附图 2，与永久基本农田位置关系见附图 3，与城镇开发边界位置关系见附图 4。

1.8.9 与“三线一单”符合性分析

(1) 生态保护红线

本项目不在生态保护红线范围内。

(2) 环境质量底线

根据《2024 年遵义市生态环境状况公报》：“2024 年，全市 15 个县（市、区，含新蒲新区）环境空气质量较好，六参数监测项目全部达标”，表明本项目所在区域环境空气质量为达标区。根据 H_2S 、非甲烷总烃监测结果， H_2S 满足《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ2.2-2018）表 D.1 中限值要求，非甲烷总烃满足《大气污染物综合排放标准详解》中制定非甲烷总烃排放标准时选用的数值，区域环境空气质量现状较好。本项目废水不直接排入地表水体，本项目所在地属梅江汇水区域，根据《2024 年遵义市生态环境状况公报》，梅江断面实达Ⅱ类，优于规定的Ⅲ类水质考核标准。本项目周边地下水满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）Ⅲ类水质标准，项目周边声环境质量能够满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）

中 2 类标准。本项目占地范围外土壤各监测因子均低于《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB15618-2018)“其他类”风险筛选值,占地范围内各监测因子均低于《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。区域环境质量现状较好。

本项目施工期、运营期产生的污染物均能做到达标排放或妥善处置,对区域环境影响较小,项目建设不会突破项目所在地的环境质量底线,符合环境质量底线要求。

(3) 资源利用上线

本项目为页岩气开发项目,开采的页岩气为清洁能源,本项目消耗资源主要为施工期压裂用水,压裂用水从梅江取水,为临时取水,取水量占径流量比例很小。本项目占地利用原有占地,占地面积较小,对区域土地利用格局影响较小。本项目满足资源利用上线要求。

(4) 环境准入负面清单

本项目属于《产业结构调整指导目录(2024 年本)》中的鼓励类项目,不涉及生态保护红线。对照《长江经济带发展负面清单指南(试行,2022 年版)》、《贵州省推动长江经济带发展负面清单实施细则(试行)》,本项目不属于其中规定的禁止建设项目。本项目满足环境准入条件。

(5) 与“三线一单”分区管控实施方案符合性分析

根据贵州省“三线一单”公众应用平台查询结果,本项目占地范围所在管控单元属于道真仡佬族苗族自治县一般管控单元(环境管控单元编码:ZH52032530001)和道真仡佬族苗族自治县优先保护单元(环境管控单元编码:ZH52032510006,为一般生态空间,生态评估区-芙蓉江小流域水土流失),与管控单元位置关系见附图 5-1,与优先保护单元位置关系见附图 5-2,与集中式饮用水源地位置关系见附图 5-3。本项目符合《省人民政府办公厅关于印发贵州省生态环境分区管控方案的通知》(黔府办函〔2024〕67 号)中相关要求,符合性分析见表 1.8-4~1.8-7。

综上,本项目符合“三线一单”相关要求。

表 1.8-4 与贵州省总体管控要求符合性分析一览表

管控单元分类	管控类型	管控要求	本项目	符合性
优先保护单元	布局要求	1.规范管控对生态功能不造成破坏的有限人为活动。生态保护红线是国土空间规划中的重要管控边界，生态保护红线内自然保护区核心保护区外，禁止开发性、生产性建设活动，在符合法律法规的前提下，仅允许以下对生态功能不造成破坏的有限人为活动。生态保护红线内自然保护区、风景名胜区、饮用水水源保护区等区域，依照法律法规执行。 （1）管护巡护、保护执法、科学研究、调查监测、测绘导航、防灾减灾救灾、军事国防、疫情防控等活动及相关的必要设施修筑； （2）原住民和其他合法权益主体，允许在不扩大现有建设用地、耕地、水产养殖规模和放牧强度（符合草畜平衡管理规定）的前提下，开展种植、放牧、捕捞、养殖等活动，修筑生产生活设施； （3）经依法批准的考古调查发掘、古生物化石调查发掘、标本采集和文物保护活动； （4）按规定对人工商品林进行抚育采伐，或以提升森林质量、优化栖息地、建设生物防火隔离带等为目的的树种更新，依法开展的竹林采伐经营； （5）不破坏生态功能的适度参观旅游、科普宣教及符合相关规划的配套性服务设施和相关的必要公共设施建设及维护； （6）必须且无法避让、符合县级以上国土空间规划的线性基础设施、通讯和防洪、供水设施建设和船舶航行、航道疏浚清淤等活动；已有的合法水利、交通运输等设施运行维护改造； （7）地质调查与矿产资源勘查开采。包括：基础地质调查和战略性矿产资源远景调查等公益性工作；铀矿勘查开采活动，可办理矿业权登记；已依法设立的油气探矿权继续勘查活动，可办理探矿权延续、变更（不含扩大勘查区块范围）、保留、注销，当发现可供开采油气资源并探明储量时，可将开采拟占用的地表或海域范围依照国家相关规定调出生态保护红线；已依法设立的油气采矿权不扩大用地用海范围，继续开采，可办理采矿权延续、变更（不含扩大矿区范围）、注销；已依法设立的矿泉水和地热采矿权，在不超出已经核定的生产规模、不新增生产设施的前提下继续开采，可办理采矿权延续、变更（不含扩大矿区范围）、注销；已依法设立和新立铬、铜、镍、锂、钴、锆、钾盐、（中）重稀土矿等战略性矿产探矿权开展勘查	本项目不在生态保护红线、自然保护区、森林公园、风景名胜区、国家级自然公园、饮用水水源保护区、湿地、河道管理范围内。 本项目利用真页 1 平台已有占地，不新增占地，不对周边现有林地造成破坏，不向林地排放重金属或者其他有毒有害物质含量超标的污水、污泥，以及可能造成林地污染的清淤底泥、尾矿、矿渣等，本项目按规定办理占用林地手续	符合

	活动，可办理探矿权登记，因国家战略需要开展开采活动的，可办理采矿权登记。上述勘查开采活动，应落实减缓生态环境影响措施，严格执行绿色勘查、开采及矿山环境生态修复相关要求； （8）依据县级以上国土空间规划和生态保护修复专项规划开展的生态修复； （9）法律法规规定允许的其他人为活动。 2.生态保护红线内，自然保护地核心保护区原则上禁止人为活动，其他区域严格禁止开发性、生产性建设活动，在符合现行法律法规前提下，除国家重大战略项目外，仅允许对生态功能不造成破坏的有限人为活动。 3.生态保护红线原则上按禁止开发区域的要求进行管理。严禁不符合主体功能定位的各类开发活动，严禁任意改变用途，严格禁止单位和个人擅自占用和改变用地性质，鼓励按照规划开展维护、修复和提升生态功能的活动。因国家重大战略资源勘查需要，在不影响主体功能定位的前提下，经依法批准后予以安排。 生态保护红线外的生态空间，原则上按限制开发区域的要求进行管理。按照生态空间用途分区，依法制定区域准入条件，明确允许、限制、禁止的产业和项目类型清单，根据空间规划确定的开发强度，提出城乡建设、工农业生产、矿产开发、旅游康体等活动的规模、强度、布局和环境护等方面的要求，由同级人民政府予以公示。 4.禁止在自然保护区内进行砍伐、放牧、狩猎、捕捞、采药、开垦、烧荒、开矿、采石、挖沙等活动；但是，法律、行政法规另有规定的除外。 5.禁止毁林开垦、采石、采砂、采土以及其他毁坏林木和林地的行为。 禁止向林地排放重金属或者其他有毒有害物质含量超标的污水、污泥，以及可能造成林地污染的清淤底泥、尾矿、矿渣等。 禁止在幼林地砍柴、毁苗、放牧。 禁止擅自移动或者损坏森林保护标志。 6.在森林公园内禁止下列行为： （1）损坏花草； （2）乱扔垃圾； （3）采挖花草、树根(兜)； （4）污损、损坏林木及其标识、公共服务设施、设备； （5）燃放烟花爆竹、焚烧香蜡纸烛、在非吸烟区吸烟； （6）乱搭乱建建筑物、构筑物 and 乱拉乱接电源线； （7）新建、改建坟墓；	

	(8) 法律, 法规禁止的其他行为。 7.禁止毁林开垦, 禁止毁林采石、采砂、采土、采种和违反操作规程采脂、挖笋、掘根、剥树皮以及过度修枝等毁林行为。 8.在风景名胜区内禁止进行下列活动: (1) 开山、采石、开矿、开荒、修坟立碑等破坏景观、植被和地形地貌的活动; (2) 修建储存爆炸性、易燃性、放射性、毒害性、腐蚀性物品的设施; (3) 在景物或者设施上刻划、涂污; (4) 乱扔垃圾。 9.风景名胜区内禁止进行下列活动: (1) 非法占用风景名胜资源或者风景名胜区土地, 擅自改变风景名胜资源性质或者风景名胜区土地使用性质; (2) 开山、采石、开矿、开荒、修坟立碑等破坏景观、植被和地形地貌的活动; (3) 修建储存爆炸性、易燃性、放射性、毒害性、腐蚀性物品的设施; (4) 修建破坏景观、污染环境、妨碍游览和危害风景名胜区安全的建筑物、构筑物、设施; (5) 擅自建造、设立宗教活动场所或者塑造佛像、神像等; (6) 砍伐、毁坏风景林木, 采挖花草苗木, 在游览区及保护区内砍柴、放牧; (7) 损坏景物、公共设施, 在景物或者设施上刻划、涂污; (8) 在禁火区内吸烟、燃放烟花爆竹、用火; (9) 乱扔垃圾; (10) 其他破坏风景名胜资源、景观的行为。 10.严格保护国家级自然公园内的森林、草原、湿地、荒漠、海洋、水域、生物等珍贵自然资源, 以及自然遗迹、自然景观和文物古迹等人文景观。在国家级自然公园内开展相关活动和设施建设, 不得擅自改变其自然状态和历史风貌。禁止擅自在国家级自然公园内从事采矿、房地产、开发区、高尔夫球场、风力光伏电场等不符合管控要求的开发活动。禁止违规侵占国家级自然公园, 排放不符合水污染物排放标准的工业废水、生活污水及其他的废水、污水, 倾倒、堆放、丢弃、遗撒固体废物等污染环境的行为。 11.饮用水水源一级保护区内除饮用水水源准保护区、二级保护区内禁止行为外, 还禁止下列行为: (1) 新建、改建、扩建与供水设施和保护水源无关的建设项目;		

	(2) 设置与供水需要无关的码头和停靠船舶; (3) 从事旅游、垂钓、捕捞、游泳、水上运动和其他可能污染水体的活动。 12. 饮用水水源二级保护区内除饮用水水源准保护区内禁止的行为外, 还禁止下列行为: (1) 建设排污口; (2) 新建、改建、扩建有污染的建设项目; (3) 设置装卸垃圾、粪便、油渍和有毒物品的码头; (4) 葬坟、掩埋动物尸体; (5) 设置油库; (6) 经营有污染物排放的餐饮、住宿和娱乐场所; (7) 建设畜禽养殖场、养殖小区, 散养、放养畜禽; (8) 建设产生污染的建筑物、构筑物; (9) 采矿。 13. 禁止下列破坏湿地及其生态功能的行为: (1) 开(围)垦、排干自然湿地, 永久性截断自然湿地水源; (2) 擅自填埋自然湿地, 擅自采砂、采矿、取土; (3) 排放不符合水污染物排放标准的工业废水、生活污水及其他污染湿地的废水、污水, 倾倒、堆放、丢弃、遗撒固体废物; (4) 过度放牧或者滥采野生植物, 过度捕捞或者灭绝式捕捞, 过度施肥、投药、投放饵料等污染湿地的种植养殖行为; (5) 其他破坏湿地及其生态功能的行为。 14. 在湿地保护范围内禁止下列行为: (1) 倾倒和堆置废弃物、排放有毒有害物质或者超标废水; (2) 擅自新建、改建、扩建建筑物和构筑物; (3) 非法捕捞鱼类及其他水生生物; (4) 擅自排放湿地蓄水或者修建阻水、排水设施, 截断湿地与外围水系联系; (5) 擅自猎捕、采集国家和省重点保护的野生动植物, 捡拾或者破坏野生鸟卵; (6) 擅自开垦、围垦、填埋、占用湿地或者改变湿地用途; (7) 擅自挖砂、采矿、取土、烧荒、采集泥炭或者泥炭藓、揭取草皮; (8) 其他破坏湿地及其生态功能的行为。 15. 在河道管理范围内开展水上旅游、水上运动等活动, 应当符合河道水域保护规划,		

		不得影响河道防洪安全、行洪安全、工程安全和公共安全，不得污染河道水体。		
一般管 控单元	布局 要求	1.对国家明令淘汰的生产工艺技术、装备和产品，一律不得进口、转移、生产、销售、使用和采用。 2.在永久基本农田集中区域，不得新建可能造成土壤污染的建设项目；已经建成的，应当限期关闭拆除。	1.本项目不使用国家明令淘汰的生产工艺技术、装备和产品。 2.本项目不占用永久基本农田	符合
	污染 物排 放管 控	企业事业单位和其他生产经营者排放污染物应当符合国家或者地方规定的污染物排放标准和重点污染物排放总量控制指标。	本项目施工期、运营期各类污染物能实现达标排放	符合
	环境 风险 防控	排放污染物的企业事业单位和其他生产经营者应当建立生态环境保护责任制度，明确单位负责人和相关人员的责任，强化生态环境风险防范。	本项目建设单位制定生态环境保护责任制度，明确单位负责人和相关人员的责任，按规定编制突发环境事件应急预案，成立应急组织机构，配备应急物资，加强环境风险演练，强化生态环境风险防范	符合
	资源 利用 效率 要求	实行区域用水总量和强度控制制度，建立省、市、县三级行政区域用水总量和强度控制指标体系。县级以上人民政府水行政主管部门应当依据本行政区域年度用水总量和强度控制指标，制定年度用水计划并组织实施。	本项目生活用水、钻井用水利用罐车由附近村镇拉水，压裂用水从梅江取水，压裂用水取水需按照国家相关要求办理取水许可	符合

表 1.8-5 与黔东生物多样性区管控要求符合性分析一览表

适用范围	管控类型	管控要求	本项目	符合性
黔东生物	布局要求	1.落实就地保护体系。在国土空间规划中统筹划定生态保护红线，优化调整自然保护区，加强对生物多样性保护优先区域的保护监管，明确重点生态功能区生物多样性保	本项目不占用生态保护红线，不捕捞水产品	符合

多样性区		护和管控政策。因地制宜科学构建促进物种迁徙和基因交流的生态廊道，着力解决自然景观破碎化、保护区域孤岛化、生态连通性降低等突出问题。合理布局建设物种保护空间体系，重点加强珍稀濒危动植物、旗舰物种和指示物种保护管理，明确重点保护对象及其受威胁程度，对其栖息生境实施不同保护措施。选择重要珍稀濒危物种、极小种群和遗传资源破碎分布点建设保护点。 2.保持高压严管态势。有关地方要聚焦重点时段，紧盯重点区域、重点场所、重点对象、重要物种，持续组织开展水上巡航、陆上检查、线上排查，依法严厉查处“电毒炸”、“绝户网”等非法捕捞以及市场销售非法渔获物等违法犯罪行为。建立合法捕捞水产品信息管理制度，落实水产品加工、经营环节进货查验要求，禁止以“长江野生鱼”等为噱头进行虚假宣传，禁止非法渔获物上市交易。依法查处收购、加工、销售非法渔获物以及非法制造、销售禁用渔具和发布相关非法信息等行为。		
	污染物排放管控	严格落实长江流域水环境质量和污染物排放、生态环境修复、水资源节约集约利用、生态流量、生物多样性保护、水产养殖、防灾减灾等标准体系的相关规定。	本项目各项污染物达标排放，各类固体废物均得到妥善处置	符合
	环境风险防控	根据《长江保护法》关于建立健全长江流域突发生态环境事件应急联动工作机制的规定，与国家突发事件应急体系相衔接，加强对长江流域船舶、港口、矿山、化工厂、尾矿库等发生的突发生态环境事件的应急管理。	本项目加强风险防控，按规定编制突发环境事件应急预案，成立应急组织机构，配备应急物资，加强环境风险演练，避免环境风险事故发生	符合
	资源利用效率要求	有下列情形之一的，禁止新建、扩建、改建地下水取水工程或者设施： （1）地表水能够满足用水需要的； （2）公共供水管网覆盖范围内能够满足用水需要的； （3）地下水开采达到或者超过年度取水计划可采总量控制的； （4）因地下水开采引起地面沉降的； （5）地下水水位低于规定控制水位的。 作为应急开采的地下水，只能作为应急时使用。	本项目不属于地下水取水工程或者设施	符合

表 1.8-6 与遵义市普适性管控要求符合性分析一览表

适用范围	管控类型	管控要求	本项目	符合性
遵义市	布局要求	1.禁止在长江干支流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；但是以提升安全、生态环境保护水平为目的的改建除外。 2.赤水河流域县级以上人民政府应当根据流域产业发展规划，将节水、节能、节地、资源综合利用、可再生能源项目列为重点发展领域，积极采取措施发展低水耗、低能耗、高附加值的产业。 3.乌江流域产业结构和布局应当与乌江流域生态系统和资源环境承载能力相适应。禁止在乌江流域重点生态功能区布局对生态系统有严重影响的产业。 4.禁止在乌江流域内发展下列产业： （1）不符合国家产业政策的； （2）不符合生态环境保护要求的； （3）不符合乌江流域综合保护规划的。 5.乌江流域县级以上人民政府依法划定禁止采砂区和禁止采砂期，严格控制采砂区域、采砂总量和采砂区域内的采砂船舶数量。禁止在乌江流域禁止采砂区和禁止采砂期从事采砂活动。 6.湘江沿岸新建排放重点水污染物的工业项目应当进入开发区、工业园区等工业集聚区。鼓励和引导现有工业项目入驻工业集聚区。	本项目不涉及左列禁止行业和行为	符合
	污染物排放管控	1.禁止在城市规划区内新建改建扩建水泥、煤化工、燃煤火电、焦化、金属冶炼、陶瓷等大气污染严重的产业项目。禁止引进严重污染大气环境的落后生产工艺、落后设备。 2.禁止向农用地排放重金属或者其他有毒有害物质含量超标的污水、污泥，以及可能造成土壤污染的清淤底泥、尾矿、矿渣等。县级以上人民政府有关部门应当加强对畜禽粪便、沼渣、沼液等收集、贮存、利用、处置的监督管理，防止土壤污染。 3.城镇公共污水收集管网覆盖区域，不得向湘江水体直排生活污水，排水单位和个人应当按照国家规定将污水排入城镇排水设施。公共污水收集管网尚不能覆盖的区域，应当自行建设配套的污水处理设施，确保生活污水达标排放。向公共污水收集管网排放水污染物，应当达到截污纳管要求。 4.湘江沿岸企业事业单位和其他生产经营者应当依法建立完善环境保护责任制度，建设、完善企业污水处理设施并保持处理设施正常运行，禁止通过未经批准的排污口排放水污染物或者利用渗井、渗坑、裂隙、溶洞，私设暗管，篡改、伪造监测数据，或者不正常运行	本项目不涉及左列禁止行业和行为	符合

适用范围	管控类型	管控要求	本项目	符合性
		水污染防治设施等逃避监管的方式排放水污染物。 5.在湘江设置排放水污染物的排污口应当满足受纳水体功能区划要求，不得超过国家、地方规定的水污染物排放标准和重点水污染物排放总量控制指标排放。		
	环境风险防控	1.实施风险管控、修复活动，应当因地制宜、科学合理，提高针对性和有效性。实施风险管控、修复活动，不得对土壤和周边环境造成新的污染。 2.建立湘江环境污染监测预警机制，重点污染行业的企业事业单位应当依法制定突发水环境事件应急预案，报生态环境行政主管部门备案。	本项目加强风险防控，按规定编制突发环境事件应急预案，成立应急组织机构，配备应急物资，加强环境风险演练，避免环境风险事故发生。本项目采取严格的分区防腐防渗措施，加强各类废水、固废的管理，在做好相关防渗和防护工作后，不对土壤和周边环境造成新的污染	符合
	水资源利用效率要求	1.湘江实行最严格的水资源管理制度，建立水资源消耗总量和强度双控管理制度。湘江水资源开发利用应当符合水资源保护规划，优先满足城乡居民生活用水，兼顾农业、工业、生态环境等用水需要。 2.在湘江沿岸从事地下勘探、采矿、工程降排水、地下空间开发利用等可能干扰地下含水层的活动，应当采取措施防止污染或者破坏地下水资源；输送、贮存污水或者其他废弃物应当采取防渗漏、防流失等措施。	本项目不在湘江流域	符合

表 1.8-7 与所属管控单元的管控要求符合性分析一览表

管控单元编码	名称	管控要求	本项目	符合性
ZH52032510006	道真仡佬族	空间布局约束 1.涉及斑块分别执行贵州省普适性管控要求中对应的生态保护区红线公益林、极重要敏感区、水产种质资源、天然林、饮用水源、重要湖库、重要敏感区等普适性准入要求。 2.畜禽养殖业执行贵州省农业污染禁养区、限养区普	1、本项目涉及芙蓉江小流域水土流失，利用原有占地，无新增占地，井口开挖产生的土石方堆放时采用土工布覆盖，开挖结束后及时用于井场周边场地平整，并采取绿化措施，可大大降低水土流失影响。	符合

	苗族 自治县 优先 保护 单元		适性管控要求；畜禽养殖业规模的确定执行贵州省农业污染普适性管控要求。 3.执行贵州省自然岸线普适性管控要求。	2、本项目不属于畜禽养殖业。 3、本项目属梅江汇水区域，距梅江最近距离约480m，本项目不属于化工行业，所在段梅江无饮用水功能，亦不涉及地表水环境敏感区，符合岸线普适性管控要求。	
		污染物排放管控	/	/	符合
		环境风险防控	1.发生饮用水水源严重污染、威胁供水安全等紧急情况时，饮用水源地责任政府应当立即启动已发布的应急预案，采取应急措施，最大程度减轻可能造成的污染和危害。 2.执行贵州省土壤污染风险防控普适性管控要求。 3.与重庆市联合建立水污染联防联控机制，保障乌江干流及其入河支流水质安全。	建设单位应严格按照浅层采取清水钻井工艺，采取套管封隔地层，采取严格的分区防渗措施，加强各类废水、固废和化工材料的管理，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。同时加强跟踪监测，如发现周边饮用水源受到污染，应及时寻找防渗设施漏点并进行修复，同时采取临时供水措施保证居民供水，并通知当地政府主管部门。本项目采取严格的分区防渗措施，加强各类废水、固废和化工材料的管理，在做好相关防渗和防护工作后，不会造成土壤污染	符合
		资源开发效率要求	/	/	符合
ZH5203 253000 1	道真仡佬族苗族 自治县一	空间布局约束	1.畜禽养殖业执行贵州省农业污染禁养区、限养区普适性管控要求；畜禽养殖业规模的确定执行贵州省农业污染普适性管控要求 2.城镇开发边界执行贵州省土地资源普适性管控要求。 3.高速公路、铁路沿线以及城镇建成区上风向等重点区域限制露天矿山建设；对现有造成污染的露天矿山进行有序退出。 4 现有茶叶等主要种植基地附近限制排放氟化物严重的企业 5 加强和规范城镇开发边界管理，不得擅自突破城镇	本项目为页岩气勘探开发项目，不属于畜禽养殖业、露天矿山企业，不排放氟化物，不占用城镇开发边界，本项目占地按规定办理用地手续，项目选址合理	符合

	般 管 控 单 元		建设用地区域和城镇开发边界扩展倍数，严禁违反法律和规划开展用地审批。 6.涉及农用地优先保护区严格耕地用途管制，坚决制止耕地“非农化”、防止耕地“非粮化”。		
		污染物排放管控	1.生活污水处理率、污泥无害化处置率、新建城镇生活污水处理、旅游基础设施执行贵州省水环境城镇生活污染普适性管控要求。 2.按照“户分类、村收集、镇转运、县处理”的模式，乡镇生活垃圾无害化处理率达到相关要求。 3.化肥农药使用量执行遵义市普适性管控要求。 4.大气污染物排放执行贵州省大气环境污染物排放普适性管控要求。 5.畜禽养殖业废弃污染物管控要求执行遵义市普适性管控要求。	本项目生活污水经化粪池处理后还田；生活垃圾集中收集后交环卫部门清运处置；项目不使用化肥农药；各类大气污染物达标排放；项目不属于畜禽养殖业	符合
		环境风险防控	1.执行贵州省土壤污染风险防控普适性管控要求。 2.执行全省及遵义市环境风险防控普适性管控要求。 3.加强对区域内现有工矿企业的环境监管，避免环境风险事故发生。 4.与重庆市联合建立水污染联防联控机制，保障乌江干流及其入河支流水质安全。	本项目采取严格的分区防渗措施，各类废水、固体废物、原辅材料均能得到妥善储存或处置；施工期、运营期严格按照行业规范要求进行，积极采取风险防范措施和应急措施，确保风险可控	符合
		资源开发效率要求	1.执行遵义市道真县资源开发利用效率普适性要求。	项目为页岩气勘探开发项目，页岩气为清洁能源；项目占地面积较小，按规定办理用地手续，不会改变区域土地利用格局；压裂用水从梅江取水，未临时取水，取水量占径流量比例很小	符合

1.9 选址合理性分析

(1) 钻井平台

地下页岩气开采具有明显的行业特殊性,在选址上很大程度上是“井下决定井上”,首先需考虑的是该区域是否含有页岩气,是否具有开采价值。因此,在选择井口的时候具有很大的约束,是通过页岩气所在位置来确定井口位置,然后通过人为的方式使井口满足相应的环保要求。

本项目利用已有平台部署页岩气井,占地范围内不涉及自然保护区、风景名胜区、饮用水源保护区、文物保护单位等环境敏感区,不在生态保护红线范围内,项目选址无重大制约因素。根据《钻前工程及井场布置技术要求》(SY/T5466-2013),井场选址应符合:“油、气井井口距离高压线及其他永久设施不小于 75m,距民宅不小于 100m,距铁路、高速公路不小于 200m,距学校、医院和大型油库等人口密集性、高危性场所不小于 500m”。本项目井口周边 75m 范围内无高压线及其他永久性设施,井口 100m 范围内无居民居住,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,放喷池周边 50m 范围内无居民点,选址满足《钻前工程及井场布置技术要求》(SY/T5466-2013)相关规定。

(2) 集气站

本项目集气站在钻井平台井场内建设。根据《石油天然气工程设计防火规范》(GB50183-2004)中“第 3.2.3 节”天然气站场规模分类规定:“集气、集输工程中任何生产规模的集气站、计量站、输气站(压气站除外)、清管站、配气站等定为五级站场”,本项目集气站属于五级站场。

本项目集气站距 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),满足《石油天然气工程设计防火规范》(GB50183-2004)中“表 4.0.4 石油天然气站场区域布置防火间距”和“表 4.0.7 油气井与周围构筑物、设施防火间距”防火距离要求。

(3) 与《地下水管理条例》(国令第 748 号)符合性分析

本项目位于道真仡佬族苗族自治县河口镇车田村，本项目不在泉域保护范围，根据建设单位组织开展的地灾评价、地勘取芯和高密度电法勘察等专项论证结果，真页 1 平台占地范围及周边不属于岩溶强发育、存在较多落水洞和岩溶漏斗的区域（见附件 4）。建设单位严格按照执行浅层采取清水钻井工艺，采取套管封隔地层，井场内井口区、油罐区、循环罐区、盐酸罐区等均采取防渗措施，防止污染物渗漏，在正常情况不会对项目所在区域地下水造成影响。本项目与《地下水管理条例》（国令第 748 号）对比分析详见表 1.9-1，符合《地下水管理条例》（国令第 748 号）相关规定。

表 1.9-1 本项目与“地下水管理条例”符合性分析（摘录）

序号	条例要求	项目内容	符合性
一	节约与保护		
第二十一条	取用地下水的单位和个人应当遵守取水总量控制和定额管理要求，使用先进节约用水技术、工艺和设备，采取循环用水、综合利用及废水处理回用等措施，实施技术改造，降低用水消耗。对下列工艺、设备和产品，应当在规定的期限内停止生产、销售、进口或者使用：（一）列入淘汰落后的、耗水量高的工艺、设备和产品名录的；（二）列入限期禁止采用的严重污染水环境的工艺名录和限期禁止生产、销售、进口、使用的严重污染水环境的设备名录的。	本项目不取用地下水	符合
第二十二条	新建、改建、扩建地下水取水工程，应当同时安装计量设施。已有地下水取水工程未安装计量设施的，应当按照县级以上地方人民政府水行政主管部门规定的期限安装。单位和个人取用地下水量达到取水规模以上的，应当安装地下水取水在线计量设施，并将计量数据实时传输到有管理权限的水行政主管部门。取水规模由省、自治区、直辖市人民政府水行政主管部门制定、公布，并报国务院水行政主管部门备案。		符合
第二十六条	建设单位和个人应当采取措施防止地下工程建设对地下水补给、径流、排泄等造成重大不利影响。对开挖达到一定深度或者达到一定排水规模的地下工程，建设单位和个人应当于工程开工前，将工程建设方案和防止对地下水产生不利影响的措施方案报有管理权限的水行政主管部门备案。	本项目导管、一开直井段采用清水钻井，钻井各开次结束后下入套管并注入水泥浆固井，井场采取分区防渗措施，柴油、盐酸、各类废水、固体废物、原辅材料能得到妥善储存，在做好相关防渗和防护工作后，正常情况下不会对地下水环境造成影响	符合
二	污染防治		
第四十条	禁止下列污染或者可能污染地下水的行为：（一）利用渗井、渗坑、裂隙、溶洞以及私设暗管等逃避监管的方式排放水污染物；（二）利用岩层孔隙、裂隙、溶洞、废弃矿坑等贮存石化原料及产品、农药、危险废物、城镇污水处理设施产生的污泥和处理后的污泥或者其他有毒有害物质；（三）利用无防渗漏措施的沟渠、坑塘等输送或者贮存含有毒污染物的废水、含病原体的	本项目无左列所列行为	符合

	污水和其他废弃物；（四）法律法规禁止的其他污染或者可能污染地下水的行为。		
第四十一条	企业事业单位和其他生产经营者应当采取下列措施，防止地下水污染：（一）兴建地下工程设施或者进行地下勘探、采矿等活动，依法编制的环境影响评价文件中，应当包括地下水污染防治的内容，并采取防护性措施；（二）化学品生产企业以及工业集聚区、矿山开采区、尾矿库、危险废物处置场、垃圾填埋场等的运营、管理单位，应当采取防渗漏等措施，并建设地下水水质监测井进行监测；（三）加油站等的地下油罐应当使用双层罐或者采取建造防渗池等其他有效措施，并进行防渗漏监测；（四）存放可溶性剧毒废渣的场所，应当采取防水、防渗漏、防流失的措施；（五）法律、法规规定应当采取的其他防止地下水污染的措施。	本项目为页岩气开发项目，按要求正在编制环境影响评价报告，环境影响评价报告中提出了地下水污染防治措施	符合
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。	本项目不在泉域保护范围，根据建设单位组织开展的地灾评价、地勘取芯和高密度电法勘察等专项论证结果，真页 1 平台占地范围及周边不属于岩溶强发育、存在较多落水洞和岩溶漏斗的区域	符合
第四十九条	报废的矿井、钻井、地下水取水工程，或者未建成、已完成勘探任务、依法应当停止取水的地下水取水工程，应当由工程所有权人或者管理单位实施封井或者回填；所有权人或者管理单位应当将其封井或者回填情况告知县级以上地方人民政府水行政主管部门；无法确定所有权人或者管理单位的，由县级以上地方人民政府或者其授权的部门负责组织实施封井或者回填。实施封井或者回填，应当符合国家有关技术标准。	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规范(试行)》相关规定采取封井作业	符合

(4) 环境制约性分析

本项目利用已有平台部署页岩气井，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。本项目不在城市规划区范围内，与城市规划不冲突，项目不涉及饮用水源保护区。

钻井、储层改造期间产生的废水在软体罐、配液罐等暂存，优先回用于本平台压裂，无钻井平台可回用的压裂返排液依托采出水处理站处理达标排放；钻井产生的清水岩屑、水基钻屑进行综合利用，油基岩屑及废防渗材料交由有危险废物处置资质的单位收运处置，废油由井队综合利用或交由有相应危险废物处置资质的单位进行处置，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。运营期废油由有危险废物处置资质的单位回收；废分子筛由厂家更换时回收处置，废砂石附着于除砂器内件由厂家更换内件时回收处置；采出水依托采出水处理站处理达标排放；采用隔声罩、基础减震等措施，降低噪声对周边居民影响。通过对井场区域大气环境、地表水环境、土壤环境、地下水环境、噪声环境监测，不会制约拟建项目建设，总体上环境对拟建项目建设制约性小。通过采取可行的环保措施，根据各要素环境影响预测结果，本项目对周边环境的影响较小，环境影响可接受。通过按行业规范要求风险防范和制定应急措施，该项目环境风险可防控。

综上所述，工程选址符合相关技术规范要求，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有效控制，从环境保护角度分析拟建项目选址合理。

1.10 环境保护目标

(1) 环境空气保护目标

本项目大气评价等级为三级，不设大气评价范围，主要调查井场周边 500m 范围环境空气保护目标分布情况。井场周边 500m 范围内无自然保护区、风景名胜区、学校、医院等，主要环境空气保护目标为散居居民点，

分布情况见表 1.10-1、附图 6。

(2)声环境保护目标

本项目井场周边 200m 和放喷池周边 320m 范围内无医院、学校、机关、科研单位等，主要声环境保护目标为为散居居民点，见表 1.10-2、附图 6。

(3)地表水环境保护目标

本项目废水不直接排入地表水体，项目附近地表水体主要为梅江、凌霄河、洋渡水电站库区，距梅江、洋渡水电站库区最近距离约 0.48km，距凌霄河最近距离约 1.1km。本项目所在地属梅江汇水区域，施工期压裂用水从梅江取水，取水点位于项目西侧约 2.4km，本项目压裂用水取水口和地表径流汇入梅江处上游 500m 及下游 10km 范围内无饮用水水源保护区、饮用水取水口，无涉水的自然保护区、风景名胜区，无重要湿地、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，无天然渔场等渔业水体，无水产种质资源保护区等水环境保护目标分布。本项目与梅江、凌霄河位置关系见表 1.10-3、附图 15。

(4)地下水环境保护目标

本项目周边无千人以上集中式地下水饮用水水源，地下水环境保护目标主要为评价范围内出露的具有饮用功能的分散式饮用泉点和潜水含水层，周边泉点分布见表 1.10-4、附图 14。

(5)土壤环境保护目标

本项目土壤环境评价范围内土壤环境保护目标主要为耕地和散居居民点，分布情况见表 1.10-5。

(6)生态环境保护目标

本项目位于生态保护红线之外，不涉及国家公园、自然保护区、自然公园等生态敏感区，生态环境保护目标见表 1.10-6。

表 1.10-1 大气环境保护目标分布一览表

居民点	坐标	方位	与井场高差/m	距井口最近距离/m	距井场最近距离/m	距放喷池最近距离/m	保护对象	保护内容	大气环境功能区
1#居民点	***	E	+27	102	71	195	散居居民	1 户约 4 人	二类
2#居民点	***	E	+18	154	96	225	散居居民	2 户约 8 人	二类
3#居民点	***	NE	+32	302	297	339	散居居民	1 户约 4 人	二类
4#居民点	***	E	-70	490	461	548	散居居民	6 户约 24 人	二类
5#居民点	***	W	-42	202	186	155	散居居民	约 4 户 16 人	二类
6#居民点	***	W	-55	313	278	228	散居居民	1 户约 4 人	二类
7#居民点	***	W	-87	394	362	294	散居居民	1 户约 4 人	二类
8#居民点	***	W	-120	462	398	321	散居居民	10 户约 44 人	二类
9#居民点	***	W	-45	233	171	107	散居居民	1 户约 4 人	二类
10#居民点	***	SW	-40	270	199	123	散居居民	2 户约 8 人	二类
11#居民点	***	SW	-80	422	355	289	散居居民	2 户约 8 人	二类
12#居民点	***	SW	-70	466	373	301	散居居民	1 户约 4 人	二类
13#居民点	***	S	-57	373	276	253	散居居民	1 户，已废弃	二类
14#居民点	***	S	-64	312	212	161	散居居民	2 户约 8 人	二类

表 1.10-2 声环境保护目标分布一览表

名称	空间相对位置*			方位	距井口最近距离/m	距井场最近距离/m	距放喷池最近距离/m	执行标准/功能区类别	声环境保护目标情况说明
	X	Y	Z						
1#居民点	150	58	27	E	102	71	195	《声环境质量标准》 (GB3096-2008) 2 类标准	2 层砖瓦结构, 1 户约 4 人

2#居民点	188	-5	18	E	154	96	225	《声环境质量标准》 (GB3096-2008) 2 类标准	1 层砖瓦结构, 2 户约 8 人
5#居民点	-225	125	-42	W	202	186	155	《声环境质量标准》 (GB3096-2008) 2 类标准	1~2 层砖瓦结构, 约 4 户 16 人
6#居民点	-331	89	-55	W	313	278	228	《声环境质量标准》 (GB3096-2008) 2 类标准	2 层砖瓦结构, 1 户约 4 人
7#居民点	-420	47	-87	W	394	362	294	《声环境质量标准》 (GB3096-2008) 2 类标准	2 层砖瓦结构, 1 户约 4 人
9#居民点	-211	-10	-45	W	233	171	107	《声环境质量标准》 (GB3096-2008) 2 类标准	2 层砖瓦结构, 1 户约 4 人
10#居民点	-226	-88	-40	SW	270	199	123	《声环境质量标准》 (GB3096-2008) 2 类标准	2 层砖瓦结构, 2 户约 8 人
11#居民点	-410	-81	-80	SW	422	355	289	《声环境质量标准》 (GB3096-2008) 2 类标准	2 层砖瓦结构, 2 户约 8 人
12#居民点	-339	-238	-70	SW	466	373	301	《声环境质量标准》 (GB3096-2008) 2 类标准	2 层砖瓦结构, 1 户约 4 人
13#居民点	-31	-278	-57	S	373	276	253	《声环境质量标准》 (GB3096-2008) 2 类标准	1 层砖瓦结构, 1 户, 已废弃
14#居民点	-96	-205	-64	S	312	212	161	《声环境质量标准》 (GB3096-2008) 2 类标准	2 层砖瓦结构, 2 户约 8 人

注*: 以该井场西南角为原点, 南北方向为 Y 轴, 东西方向为 X 轴, 北、东为正。

表 1.10-3 地表水外环境关系一览表

名称	位置 (m)	环境敏感特性
凌霄河	本项目北侧、东侧, 最近距离约 1.1km	III 类水体, 与本项目地表径流无水力联系
梅江、洋渡水电站库区	本项目南侧, 最近距离约 480m	III 类水体, 本项目压裂用水取水口和地表径流汇入梅江、洋渡水电站处上游 500m 及下游 10km 范围内无饮用水水源保护区、饮用水取水口, 无涉水的自然保护区、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

名称	位置 (m)	环境敏感特性
		场及索饵场、越冬场和洄游通道, 无天然渔场等渔业水体, 无水产种质资源保护区等水环境保护目标分布

表 1.10-4 地下水环境保护目标分布一览表

名称	位置关系	环境敏感特性
泉点	Q1 水位高程约为 554.8m, 地下水流向下方向, 平台西南侧约 620m, 比井场低约 146m	现场调查时流量约 0.2L/s, 供约 15 户居民饮用
	Q2 水位高程约为 614.5m, 地下水流向下方向, 平台西侧约 320m, 比井场低约 85m	现场调查时流量约 0.01L/s, 供 1 户居民饮用
	Q3 水位高程约为 614.0m, 地下水流向下方向, 平台西侧约 325m, 比井场低约 84m	现场调查时流量约 0.2L/s, 供约 10 户居民饮用
	Q4 水位高程约为 663.5m, 地下水流向下方向, 平台西南侧约 190m, 比井场低约 37m	现场调查时流量约 0.005L/s, 无饮用功能
	Q5 水位高程约为 655.7m, 地下水流向侧方向, 平台西侧约 600m, 比井场低约 45m	现场调查时流量约 0.2L/s, 供约 10 户居民饮用
	Q6 水位高程约为 696.3m, 地下水流向侧方向, 平台西北侧约 270m, 比井场低约 4m	现场调查时流量约 0.01L/s, 供 1 户居民饮用
	Q7 水位高程约为 693.2m, 地下水流向侧方向, 平台西北侧约 273m, 比井场低约 5m	现场调查时流量约 0.01L/s, 供 1 户居民饮用
	Q8 水位高程约为 699.8m, 地下水流向侧方向, 平台西北侧约 350m, 比井场高约 1m	现场调查时流量约 0.2L/s, 供约 15 户居民饮用
	Q9 水位高程约为 773.5m, 地下水流向侧方向, 平台北侧约 550m, 比井场高约 73m	现场调查时流量约 0.01L/s, 供 1 户居民饮用
	Q10 水位高程约为 713.5m, 地下水流向上游, 平台东侧约 150m, 比井场高约 10m	现场调查时流量约 0.002L/s, 无饮用功能
	Q11 水位高程约为 597.3m, 地下水流向侧方向, 平台东侧约 580m, 比井场低约 103m	现场调查时流量约 0.001L/s, 无饮用功能
	Q12 水位高程约为 591.5m, 地下水流向侧方向, 平台东北侧约 650m, 比井场低约 108m	现场调查时流量约 0.01L/s, 供 1 户居民饮用
	Q13 水位高程约为 590.8m, 地下水流向侧方向, 平台东北侧约 653m, 比井场低约 109m	现场调查时流量约 0.005L/s, 供 1 户居民饮用

名称		位置关系	环境敏感特性
	Q14	水位高程约为 590.6m，地下水流向侧方向，平台东北侧约 651m，比井场低约 109m	现场调查时流量约 0.005L/s，供 1 户居民饮用
	Q15	水位高程约为 601.9m，地下水流向侧方向，平台东北侧约 614m，比井场低约 98m	现场调查时流量约 0.01L/s，供 1 户居民饮用
	Q16	水位高程约为 554.0m，地下水流向侧方向，平台东北侧约 836m，比井场低约 145m	现场调查时流量约 0.005L/s，供 1 户居民饮用
	Q17	水位高程约为 549.7m，地下水流向侧方向，平台东北侧约 888m，比井场低约 151m	现场调查时流量约 0.002L/s，无饮用功能
潜水含水层		可能受本项目影响的潜水含水层及具有饮用水开发利用价值的含水层	

表 1.10-5 土壤环境保护目标一览表

序号	名称	方位	距井场最近距离 m	高差 m	环境特征	环保要求
1	1#居民点	E	71	+27	散居居民点	满足《土壤环境质量 建设地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中的一类用地的风险筛选值
2	2#居民点	E	96	+18	散居居民点	
3	5#居民点	W	186	-42	散居居民点	
4	9#居民点	W	171	-45	散居居民点	
5	10#居民点	SW	199	-40	散居居民点	
6	14#居民点	S	212	-57	散居居民点	
7	旱地	周边	紧邻	/	旱地	满足《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）中的风险筛选值

表 1.10-6 生态环境敏感特性一览表

序号	名称	相互关系	环境敏感特性	影响因素
1	野生动植物	项目周边	评价范围内无重要物种的天然集中分布区、栖息地，无	噪声、灯光和人为

			重要水生生物的产卵场、索饵场、越冬场和洄游通道，无迁徙鸟类的重要繁殖地、停歇地、越冬地以及野生动物迁徙通道等	活动干扰
2	永久基本农田	不占用永久基本农田，生态评价范围内永久基本农田面积 0.39hm ²	永久基本农田	污染物泄漏
3	公益林	本项目不占用公益林，生态评价范围内公益林面积 1.20hm ²	均为国家二级公益林	污染物泄漏
4	天然林	本项目不占用天然林，生态评价范围内天然林面积 0.41hm ²	天然林	污染物泄漏

2 工程分析

2.1 区块概况

2.1.1 构造特征

道真区块构造上位于川东南地区槽档转换带道真向斜，总体近南北向。以齐岳山断裂和彭水-建始断裂为界，该褶皱-冲断带分为西部隔挡式褶皱带、中部隔槽-隔档转换带和东部隔槽式褶皱-冲断带三个构造带。利川-武隆复向斜是在雪峰山挤压与大娄山走滑作用的共同影响下形成，区内整体构造变形强。受走滑作用的影响，向斜形态多表现出近南北向。由于变形强烈，向斜构造轴向多发生变形。燕山晚期受齐岳山断层、南北向走滑断层茶园断层的共同制约，受到挤压走滑双重作用，形成道真向斜。区内以出露志留系-三叠系为主，局部出露寒武系。

2.1.2 地层及储层特征

道真向斜出露地层以三叠系、二叠系地层为主，南部地区出露小范围的侏罗系地层，页岩气层发育于奥陶系五峰组-志留系龙马溪组一段，顶板为龙二段泥岩、粉砂岩，底板为临湘组-宝塔组瘤状灰岩，五峰组-龙马溪组页岩埋深一般 2900-3400m，优质页岩厚约 31m，TOC3.5-4.0%，孔隙度 4.5-5.0%。区域地质图见图 2.1-1。

图 2.1-1 区域地质示意图

2.1.3 气藏特征

根据真页 1 平台已建井相关资料，页岩气气体相对密度 0.5665，CH₄ 含量 97.99%，硫含量低；地温梯度 2.698°C/100m，属正常地温系统；气藏压力 28-31MPa，压力系数 0.95-1.0。气藏类型为中深层、常温、常压、干气页岩气藏。

2.1.4 前期勘探开发情况

道真区块目前已实施二维地震 564.7km/24 条，三维地震 342km² 已经完成采集和处理。

2012 年 12 月国土资源部在道真仡佬族苗族自治县部署页岩气调查井道页 1 井，完钻井深 633.3m，钻遇暗色页岩 108.1m，优质页岩 27m，平

均含气量 $2.12\text{m}^3/\text{t}$ ，获得五峰-龙马溪组页岩良好地质参数。

2014 年 10 月华东油气分公司在彭水区块道真向斜洛龙构造部署洛浅 1 井，开口层位韩家店组，井深 940m，钻遇暗色泥岩 159m，优质页岩 32m，优质页岩气测显示良好，现场解吸总含气量 $0.16\sim 1.97\text{m}^3/\text{t}$ ，获得五峰组-龙马溪组页岩良好地质参数。

2018 年中石化勘探分公司在道真向斜部署实施真页 1HF 井，压力系数 1.006，试获 $9.6\times 10^4\text{m}^3/\text{天}$ ，实现勘探突破。

2020 年优选道真向斜西翼署真页 3HF 井，采用敞放求产，井口压力 1.1MPa，测试日产气 $3.1\times 10^4\text{m}^3$ 。

2021 年甩开向斜东翼，向南部署真页 2HF 井，埋深 3357m，钻遇良好页岩气层。

2022 年在真页 1 平台部署真页 1-1HF、真页 1-2HF、真页 1-3HF 井，水平段长分别为 2067m、2006m、1800m，优质页岩钻遇率 100%，2024 年 1 月测试获 $7.5\sim 13\times 10^4\text{m}^3$ ，平均 $10.9\times 10^4\text{m}^3$ ，套压 $5.7\sim 8.7\text{MPa}$ ，平均 7.1MPa。

2.2 真页 1 平台现有工程概况

2.2.1 平台建设情况

2.2.1.1. 已建工程概况

2018 年，中国石油化工股份有限公司勘探分公司实施“真页 1HF 井钻探工程”，在道真仡佬族苗族自治县河口镇车田村建成真页 1 平台，平台内部署预探井 1 口，即真页 1HF 井，真页 1HF 井完钻井深 5244m，其中水平段长 1869m，配套建有 1 座清水池、2 座放喷池、1 座废水池、井场道路等。真页 1HF 井建成后由已移交中国石油化工股份有限公司华东油气分公司下属子公司中石化重庆页岩气有限公司。

根据真页 1HF 井储层改造测试放喷结果，真页 1HF 井获良好页岩气显示，为进一步获取真页 1HF 井目的层油气藏类型、流体性质等，2021 年 3 月，中石化重庆页岩气有限公司实施“真页 1HF 井至 CNG 站试采线路工程建设项目”，在真页 1HF 井井场内建成试采站 1 座对真页 1HF 井试采，建成真页 1HF 井至 CNG 站的试采管线 3.085km。

2022 年 5 月，开始在真页 1 平台施工建设“真页 1-1HF 评价井建设项目”，扩建原井场，回填废水池，新建真页 1-1HF 井，2024 年 7 月完工，并投入试运行，对真页 1-1HF 井进行试采。

2022 年 9 月，开始在真页 1 平台施工建设“真页 1 井组勘探建设项目”，该项目计划在真页 1 平台新增真页 1-2HF 井、真页 1-3HF 井、真页 1-4HF 井、真页 1-5HF 井共 4 口勘探井，目前真页 1-2HF 井、真页 1-3HF 井已建成并完成勘探任务，真页 1-4HF 井、真页 1-5HF 井正在建设。

真页 1 平台已建工程见表 2.2-1，已建工程主要设备见表 2.2-2。

表 2.2-1 真页 1 平台现有工程主要内容一览表

类别	工程名称	项目组成内容
主体工程	井场	占地面积约 10015m ² ，地面采用碎石铺垫，局部采用混凝土硬化，井场内现有 4 口页岩气井，即真页 1HF 井、真页 1-1HF 井、真页 1-2HF 井、真页 1-3HF 井
	试采站	位于井场内，包括 4 台分离器、2 台压缩机、1 台分子筛脱水撬、1 根 15m 高放空立管、1 座采出水罐
	试采管线	真页 1HF 井至 CNG 站的试采管线，全长 3.085km，管道规格为 168.3×6.5mm，设计压力 6.3Mpa，真页 1HF 井、真页 1-1HF 井采出的页岩气经试采管线外输
公用工程	井场道路	长约 170m，砂石路面
环保工程	放喷池	2 座，单座容积为 300m ³
	清水池	1 座，容积约 1000m ³

表 2.2-2 真页 1 平台试采站现有主要设备一览表

序号	模块名称	功能	处理能力/规格	单位	数量
1	井口安装	井口紧急关断，压力及温度显示远传	\	套	2
2	井口除砂器	井口来气除砂	\	套	2
3	4 井式两相流量计撬	井口来气计量	\	套	1
4	4 井式一体化阀组撬	产气进流程	\	套	1
5	生产分离器	气液分离	DN800	套	1
			DN1200	套	3
6	压缩机	增压	10×10 ⁴ m ³ /d	套	1

			$20 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$	套	1
7	分子筛脱水撬	脱水	$45 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$	套	1
8	采出水罐	采出水暂存	20m^3	座	1
9	放空立管	试采站放空	DN150	具	1
10	采出水外输泵	采出水外输	90kw	台	2

截至 2025 年 6 月，真页 1 平台已建页岩气勘探井 4 口，分别为真页 1HF 井、真页 1-1HF 井、真页 1-2HF、真页 1-3HF 井，井场内建有试采站 1 座，对真页 1HF 井、真页 1-1HF 井进行试采，真页 1-2HF、真页 1-3HF 井暂时关井，真页 1HF 井、真页 1-1HF 井目前单井日产气约 3~4 万 m^3/d ，单井日产水约 $5 \text{m}^3/\text{d}$ ，产气经真页 1-CNG 站试采管线输至 CNG 站，或经真页 2-真页 1 集气干线、真页 2-道真 LNG 液化储配站集气试采干线输至道真 LNG 液化储配站处理后外销，采出水由罐车转运至南川区页岩气采出水处理站处理。

2.2.1.2. 在建工程概况

目前，正在建设“真页 1 井组勘探建设项目”中的真页 1-4HF 井、真页 1-5HF 井，截至 2025 年 6 月，正在进行真页 1-4HF 井、真页 1-5HF 井钻井作业，主要建设内容见表 2.2-3。

表 2.2-3 在建工程主要内容一览表

类别	工程名称	项目组成内容
主体工程	钻井工程	2 口井钻井工程，总井深 11422m，水平段总长度 4700m
	储层改造工程	钻井工程结束后，对完钻井进行正压射孔、水力压裂、测试放喷

2.2.2 环保手续履行情况

真页 1 平台前期共办理建设项目环评 4 个，根据《固定污染物排污许可分类管理名录》，前期项目均不纳入排污许可管理，前期涉及的建设项目环保手续履行情况详见表 2.2-4、附件 5。

表 2.2-4 真页 1 平台环保手续履行情况

项目名称	环评主要建设内容	环评批复	环评批复时间	实际建设主要内容	验收情况	验收时间

项目名称	环评主要建设内容	环评批复	环评批复时间	实际建设主要内容	验收情况	验收时间
真页 1HF 井钻井工程	新建预探井真页 1HF 井	黔环审(2018) 120 号	2018 年 10 月	真页 1HF 井	已通过企业自主验收	2021 年 5 月
真页 1HF 井至 CNG 站试采线路工程建设项目	新建试采站 1 座、试采管线 3.2km	遵环审(2020) 884 号	2020 年 12 月	试采站 1 座、试采管线 3.085km	已通过企业自主验收	2022 年 1 月
真页 1-1HF 评价井建设项目	新建评价井真页 1-1HF 井，依托原有试采站试采	遵环审(2022) 172 号	2022 年 3 月	真页 1-1HF 井，依托原有试采站试采	已通过企业自主验收	2024 年 11 月
真页 1 井组勘探建设项目	新建勘探井真页 1-2HF 井、真页 1-3HF 井、真页 1-4HF 井、真页 1-5HF 井，无运营期	遵环审(2022) 500 号	2022 年 9 月	真页 1-2HF 井、真页 1-3HF 井已建成	分期验收，已通过企业自主验收	2024 年 11 月
				真页 1-4HF 井、真页 1-5HF 井两口井正在施工建设	\	\

2.2.3 主要环境影响

主要根据《真页 1HF 井钻井工程竣工环境保护验收调查报告》、《真页 1HF 井至 CNG 站试采线路工程建设项目竣工环境保护验收调查表》、《真页 1-1HF 评价井建设项目竣工环境保护验收调查表》、《真页 1 井组勘探建设项目（一期）竣工环境保护验收调查表》以及现场调查情况，对真页 1 平台已建工程和在建工程主要污染物产生、排放情况及环境影响进行评价。

2.2.3.1. 大气环境影响

（1）大气污染物产生、排放情况及污染防治措施

1）施工期

施工期大气污染源主要为施工扬尘、施工机具尾气、燃油废气、测试放喷废气等。

扬尘主要来自井场平整、土石方开挖、材料运输、卸放、拌合及车辆运输等过程，采取了洒水降尘措施。

钻井期采用网电供电，柴油机作为备用电源，压裂机组施工采取轻质柴油燃料，选取满足国家标准要求的柴油机和发电机，设备自带排气筒排放。

施工期燃油机械设备使用优质燃料，并对施工机具进行定期的保养和维护，加强对施工机械管理，科学安排其运行时间，减少施工机具尾气的排放量。

测试放喷阶段将页岩气引至放喷池点燃。

2) 试采期

真页 1HF 井、真页 1-1HF 井试采期采取密闭集输工艺，正常生产时，无废气产生和排放，井场内设有 1 根 15m 高放散管，作为事故或检修等非正常工况下页岩气放空。

(2) 大气污染防治措施有效性验证

根据已建工程竣工环境保护验收报告，真页 1 平台已建工程施工期、试采期间未引发大气污染事件，未造成大气环境污染，落实了环评报告提出的各项大气污染防治措施。本次环评于 2024 年 11 月对真页 1 平台附近非甲烷总烃、硫化氢的监测结果表明， H_2S 满足《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）表 D.1 中限值要求，非甲烷总烃满足《大气污染物综合排放标准详解》中制定非甲烷总烃排放标准时选用的数值，表明区域环境空气质量现状较好，真页 1 平台已建工程未对区域大气环境造成大的影响。

目前，真页 1 平台正在进行真页 1-4HF 井、真页 1-5HF 井钻井作业，钻井采用网电供电，柴油发电机、柴油动力机作为备用，备用柴油动力机、柴油发电机采用符合国家标准的优质柴油，落实了原环评报告提出的各项大气污染防治措施。

2.2.3.2. 水环境影响

(1) 水污染物产生、排放情况及主要污染防治措施

1) 施工期

施工期废水主要有钻井废水、洗井废水、压裂返排液、施工人员生活

污水。

真页 1HF 井、真页 1-1HF 井、真页 1-2HF 井、真页 1-3HF 井钻井过程中产生的钻井废水回用于钻井泥浆调配用水，完钻后剩余的钻井废水全部回用于压裂液的配制。

真页 1HF 井储层改造阶段产生的压裂返排液在平台内分批分次采取“调节+絮凝沉淀+板框压滤+UF 超滤+SRO 超级反渗透+RO 反渗透”工艺处理达标后排入梅江。

真页 1-1HF 井、真页 1-2HF 井、真页 1-3HF 井洗井废水收集用于配制压裂液。

真页 1-1HF 井、真页 1-2HF 井、真页 1-3HF 井储层改造阶段产生的压裂返排液由罐车拉运至南川区页岩气采出水处理站处理达标后排放。

目前，真页 1 平台正在进行真页 1-4HF 井、真页 1-5HF 井钻井作业，尚未进入储层改造阶段，暂未产生洗井废水和压裂返排液，钻井过程中产生的钻井废水回用于钻井泥浆调配用水，井场主要设备区场地雨水经场内排污沟收集至井口方井，通过临时高压软管输送至软体罐暂存，落实了原环评报告提出的各项水污染防治措施。

施工期施工人员生活污水经化粪池收集后作为农肥使用。

2) 试采期

真页 1HF 井、真页 1-1HF 井试采期废水主要为压缩机、分离器和分子筛分离出的采出水，产生量约 $10\text{m}^3/\text{d}$ ，采出水在井场内采出水罐暂存，定期由罐车转运至南川区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。

真页 1 平台前期工程主要废水产生及处置情况见下表。

表 2.2-5 废水产生及处置情况一览表

类别			产生量	去向
施工期	钻井废水	真页 1HF 井钻井工程	\	配制该项目压裂液
		真页 1-1HF 评价井建设项目	145m³	配制该项目压裂液
		真页 1 井组勘探建设项目（一期）	290m³	配制该项目压裂液
	洗井废水	真页 1HF 井钻井工程	\	配制该项目压裂液
		真页 1-1HF 评价井建设项目	190m³	配制该项目压裂液
		真页 1 井组勘探建设项目	420m³	配制该项目压裂液

类别			产生量	去向
		(一期)		
	压裂返排液	真页 1HF 井钻井工程	2970m ³	自建临时处理装置处理达标后排放
		真页 1-1HF 评价井建设项目	3627.39m ³	罐车转运至南川区页岩气采出水处理站处理达标后排放
		真页 1 井组勘探建设项目(一期)	7647.96m ³	
	生活污水		3965m ³	化粪池处理后还田
试采期	采出水		10m ³ /d	罐车转运至南川区页岩气采出水处理站处理达标后排放

注：“\”表示对应验收报告中未明确具体产生量。

(2) 地下水污染防治措施

施工期，井场采取了严格的分区防渗措施，放喷池、废水池采用钢筋混凝土防渗结构，软体罐内部采用聚氨酯(TPU)涂层布材料，外部采用钢板固定，柴油、盐酸等罐区四周设置围堰，浅层钻井采用清水钻进。

试采期采出水罐架空布置。

(3) 水污染防治措施有效性验证

根据前期工程竣工环境保护验收报告，真页 1 平台已建工程施工期、试采期间各类废水均得到妥善处置，本次环评对真页 1 平台附近地下水的监测结果表明，各地下水监测点各监测因子均满足《地下水质量标准》(GB/T14848-2017)III类水质标准，表明区域地下水环境质量现状较好，真页 1 平台已建工程未对区域地下水环境造成大的影响。

目前，真页 1 平台正在进行真页 1-4HF 井、真页 1-5HF 井钻井作业，钻井过程中产生的钻井废水回用于钻井泥浆调配用水，井场主要设备区场地雨水经场内排污沟收集至井口方井，各类废水均得到妥善处置，未发生废水泄露、溢流等事故，未对周边泉点水质造成污染，未造成水环境污染。

2.2.3.3. 声环境影响

(1) 主要噪声源及声环境影响减缓措施

1) 施工期

钻前工程仅昼间施工，噪声主要是推土机、挖掘机、载重车辆等产生的噪声，通过合理安排施工计划，避免多台高噪声设备同时运行等措施减缓声环境影响。

钻井工程噪声主要来源于钻井泵、泥浆泵、振动筛等连续性噪声，采用网电供电，备用柴油发电机排气筒上自带高质量排气消声器降噪，钻井泵、泥浆泵、振动筛等采取基础减振措施降噪。

储层改造工程压裂仅安排在昼间，测试放喷在放喷池内，压裂设备位于车辆上，通过设备基础减振等措施降低噪声影响。

2) 试采期

试采期噪声主要来自压缩机、分离器、分子筛脱水撬、采出水外输泵等，压缩机采取基础减振、隔声罩等措施降噪，分离器、分子筛脱水撬等采取基础减振，减小对周围声环境的影响。

(2) 噪声污染防治措施有效性验证

真页 1 平台前期工程施工期除对主要噪声设备采取隔声、消声、基础减振等措施降低噪声源强外，还主要通过沟通的方式，做好解释工作，取得了谅解。根据《真页 1-1HF 评价井建设项目竣工环境保护验收调查表》，真页 1 平台厂界噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB 12348-2008) 2 类标准，平台最近居民点处噪声满足《声环境质量标准》(GB3096-2008) 中 2 类标准，真页 1 平台已建工程未对周边声环境造成大的影响。

目前，真页 1 平台正在进行真页 1-4HF 井、真页 1-5HF 井钻井作业，噪声主要来源于钻井泵、泥浆泵、振动筛等噪声，建设单位、施工单位与附近居民进行了沟通、解释，未引起噪声投诉事件。

2.2.3.4. 固体废物环境影响

施工期固体废物主要为钻井岩屑、废油、废包装材料、生活垃圾等，试采至今，真页 1 平台未对分子筛脱水撬、除砂器内件和压缩机内润滑油进行过更换，试采暂未产生固体废物，已建工程固体废物产生及处置情况见下表。

表 2.2-6 已建工程固体废物产生及处置情况一览表

类别		产生量	去向
普通 钻井 岩屑	真页 1HF 井钻井工程	\	经固化稳定剂和水泥进行固化后在井场岩屑池填埋
	真页 1-1HF 评价井建设项目	233m ³	交由道真仡佬族苗族自治县宏业水泥有限责任公司资源化利用
	真页 1 井组勘探建设项目(一)	417.79m ³	

类别		产生量	去向
	期)		
油基岩屑	真页 1HF 井钻井工程	\	交重庆利特聚欣资源循环科技有限责任公司处置
	真页 1-1HF 评价井建设项目	814.159m ³	交贵州绿诺环保科技有限公司处置
	真页 1 井组勘探建设项目(一期)	944.938t	真页 1-2HF 井产生的 472.983t 油基岩屑交由贵州绿诺环保科技有限公司处置, 真页 1-3HF 井产生的 471.955t 油基岩屑交由贵阳海创环保科技有限公司处置
废油	真页 1HF 井钻井工程	\	交重庆利特聚欣资源循环科技有限责任公司处置
	真页 1-1HF 评价井建设项目	0.8t	配制油基钻井液
	真页 1 井组勘探建设项目	1.6t	
废包装材料	真页 1HF 井钻井工程	\	厂家回收
	真页 1-1HF 评价井建设项目	1105 个	
	真页 1 井组勘探建设项目(一期)	2300 个	
生活垃圾	真页 1HF 井钻井工程	\	集中收集后交环卫部门处置
	真页 1HF 井至 CNG 站试采线路工程建设项目	\	
	真页 1-1HF 评价井建设项目	11.25t	
	真页 1 井组勘探建设项目(一期)	6.75t	

注：“\”表示对应验收报告中未明确具体产生量。

目前, 真页 1 平台正在进行真页 1-4HF 井、真页 1-5HF 井钻井作业, 处于水基钻井阶段, 现阶段产生的固体废物主要为水基岩屑、废包装材料、废油、生活垃圾, 产生的水基岩屑在井场水基岩屑暂存区暂存, 定期交贵州诺客环境科技有限公司在遵义市播州西南水泥有限公司厂区内利用水泥窑协同处置制水泥, 生活垃圾定期交当地环卫部门处置, 废包装材料、废油在井场内集中收集, 暂未外运处置。已建工程、在建工程各类固体废物均得到了妥善处置, 处置措施可行, 对周边环境影响较小。



图 2.2-1 真页 1 平台在建项目主要环境保护措施

2.2.3.5. 土壤环境影响

(1) 土壤污染防治措施

施工期对各构筑物采取了分区防渗措施，钻井、储层改造工程中，钻井液材料、压裂液材料堆存区设置遮雨棚及围堰，地面铺设防渗膜，柴油罐、盐酸罐区地面铺设防渗膜并设置有临时围堰，井场内井口区域等重点防渗处理区域定期巡查，未发生污染物渗入土壤而产生污染的情况。

试采期间，采出水罐架空布置，巡检人员定期对采出水罐、采出水管

线和各类设备进行检测，未发生泄漏情况。

（2）土壤污染防治措施有效性验证

根据《真页 1HF 井至 CNG 站试采线路工程建设项目竣工环境保护验收调查表》、《真页 1-1HF 评价井建设项目竣工环境保护验收调查表》、《真页 1 井组勘探建设项目（一期）竣工环境保护验收调查表》土壤监测数据和本次环评对土壤环境质量的监测结果表明，各场地内监测点土壤监测结果满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)第二类用地风险筛选值标准，场地外土壤监测结果满足《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB 15618-2018）风险筛选值标准，真页 1 平台已建工程未对平台及附近的土壤环境产生明显的负面影响。

2.2.3.6. 生态环境影响

（1）生态环境保护措施

1) 减量化、集约化用地

已建试采站、真页 1-1HF、真页 1-2HF、真页 1-3HF 和正施工建设的真页 1-4HF、真页 1-5HF 均利用原有平台，采用一台多井的“丛式井”设计，大幅减少土地的征用面积，做到了“减量化”和“集约化”，把对土地的占用减到了最少。对于占地造成的农作物减产，建设单位与耕种农户签订了补偿协议，进行了经济补偿。

2) 复垦或绿化措施

平台建设时对场地平整产生的剥离表层土堆存于井场南侧表土堆场内，目前已用于临时占地的复垦表层用土。现状除井场、井场道路、放喷池、清水池依然保留外，边坡等临时占地已采取了复耕或播撒草籽等生态恢复措施。



图 2.2-2 真页 1 平台生态恢复现状照片

3) 水土流失防治措施

在施工期间严格落实了环评文件提出的生态保护措施，在井场表面铺一层碎石有效地防止雨水冲刷，且根据站场地形，在站场周边修建了截排水沟，井场边坡采取了放缓或稳固措施，及时进行了生态恢复措施。

(2) 生态影响回顾性分析

1) 占地影响分析

从区域土地利用结构看，区域内是由林地、耕地相间出现的土地利用结构形式，土地利用结构破碎程度较高，真页 1 平台总占地面积不大，占用的土地利用类型面积在区域内比例较小，建设单位按照国家相关法律法规办理了土地使用手续，区域土地利用格局未发生明显变化，对区域土地利用结构影响不大。

2) 对植物的影响

对植被的影响主要体现在占地范围内植被与植物资源的损失，原真页 1 平台占地范围内无珍稀保护野生植物及名木古树分布，占地主要为农用地及少量林地，占地范围内植被为当地常见物种，在周边区域广泛分布，

未对植物种类组成造成明显影响。

3) 对动物的影响

真页 1 平台周边区域内野生动物种类较少，未见大型野生哺乳动物出没，野生动物多为一些常见的蛇类、啮齿类、鸟类及昆虫等，未见珍稀保护动物。真页 1 平台占地面积较小，对当地地表植被的影响也是局部的，没有引起该区域野生动物生存环境大面积的明显改变，对野生动物影响不大。

4) 对区域生态系统的影响分析

真页 1 平台建设前后，区域生态系统仍以农田生态系统、森林生态系统、灌丛生态系统、城镇生态系统等为主，未对区域生态系统类型造成较大改变。真页 1 平台的建设未造成区域内植被面积和植被类型发生较大变化，植物种类及生物量未发生显著减少，动物种类未减少，动物之间信息交流没有发生中断，亦即对本区域生态环境起控制作用的组分未变动，生境的异质性没有发生大的改变，未对生态系统结构的完整性和功能的连续性造成破坏，对区域生态系统的稳定性未造成较大影响。

2.2.3.7. 环境风险

根据调查，真页 1 平台已建工程和在建工程均未发生过环境风险事故。

2.2.4 主要环境问题及环保投诉情况

根据《真页 1HF 井钻井工程竣工环境保护验收调查报告》、《真页 1HF 井至 CNG 站试采线路工程建设项目竣工环境保护验收调查表》、《真页 1-1HF 评价井建设项目竣工环境保护验收调查表》、《真页 1 井组勘探建设项目（一期）竣工环境保护验收调查表》和本次环评现场调查情况，真页 1 平台已建工程和在建工程落实了原环评及批复提出的各项环境保护措施，项目建设和运行对周边生态环境没有产生明显的不利影响，无环保相关投诉，未受到生态环境保护主管部门和各级环境保护督察处罚，现状产生的污染物能达标排放或妥善处理，无遗留生态环境问题。

2.3 建设项目概况

2.3.1 地理位置与交通

本项目位于贵州省遵义市道真仡佬族苗族自治县河口镇车田村，距道

真仡佬族苗族自治县城直线距离约 9km，本项目依托已建的真页 1 平台，井场已建有井场道路与外部道路相接，交通较方便，地理位置见附图 1。

2.3.2 建设项目基本概况

项目名称：真页 1 井组建设项目；

建设单位：中国石油化工股份有限公司华东油气分公司；

建设性质：新建；

建设地点：贵州省遵义市道真仡佬族苗族自治县河口镇车田村；

项目总投资：15000 万元；

构造位置：四川盆地东南缘武陵褶皱带利川-武隆复向斜带道真向斜；

井别：开发井；

井型：水平井；

目的层：龙马溪组；

完井方式：钻探至龙马溪组地层设计的水平井靶点后完钻；

主要建设内容：依托真页 1 平台新建 8 口页岩气井（真页 1-6HF 井、真页 1-7HF 井、真页 1-8HF 井、真页 1-9HF 井、真页 1-10HF 井、真页 1-11HF 井、真页 1-12HF 井、真页 1-13HF 井），撤销原试采站，建设 1 座集气站（真页 1 集气站），集气规模 56 万 m^3/d 。

钻井方式：采用“导管+二开”钻井工艺，导管、一开段采用清水钻井，二开直井段采用水基钻井液钻井，二开斜井、水平段采用油基钻井液钻井；

集输工艺：运营期集气站采用“井下节流—单井计量—气液分离—增压—分子筛脱水—外输”的集输工艺；

施工周期：本项目总工期 636d，其中：钻前工程施工时间为 30d，仅昼间施工；8 口井钻井期为 336d，昼夜连续施工；8 口井储层改造时间为 240d，压裂作业昼间施工，测试放喷作业昼夜连续施工；地面集输工程建设时间约 30d，仅昼间施工。

劳动定员：运营期集气站无人值守。

2.3.3 主要建设内容

本项目建设内容包括：钻前工程、钻井工程、储层改造工程和地面集输工程等主体工程及相关配套工程。钻前工程主要为临时生活区、钻井设

备基础、水基岩屑暂存区等构筑物建设；钻前工程结束后在井场内新钻真页 1-6HF 井、真页 1-7HF 井、真页 1-8HF 井、真页 1-9HF 井、真页 1-10HF 井、真页 1-11HF 井、真页 1-12HF 井、真页 1-13HF 井等 8 口页岩气井，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，采用“导管+二开”井身结构，设计总进尺 42709m，其中水平段总长度 16800m，导管、一开段采用清水钻井，二开直井段采用水基钻井液钻井，二开斜井、水平段采用油基钻井液钻井。钻井工程结束后进行储层改造工程，在井场内对新钻 8 口页岩气井井下目的层实施压裂，采用水力压裂方式，压裂结束后进行测试放喷。储层改造工程完成后，在地面安装采气井口装置、站内管线，在井场内建设集气站对井场内已建的真页 1HF 井、真页 1-1HF 井、真页 1-2HF 井、真页 1-3HF 井，在建的真页 1-4HF 井、真页 1-5HF 井和本项目新钻的真页 1-6HF 井、真页 1-7HF 井、真页 1-8HF 井、真页 1-9HF 井、真页 1-10HF 井、真页 1-11HF 井、真页 1-12HF 井、真页 1-13HF 井共 14 口井进行开采。本项目不含外输管线。

2.3.3.1. 钻前工程

钻前工程主要为临时生活区、钻井设备基础、水基岩屑暂存区等构筑物建设。钻前工程主要内容见下表。

表 2.3-1 钻前工程项目组成一览表

类别	工程名称	项目组成内容	备注
主体工程	井场	井场采取碎石铺垫，局部采用混凝土硬化	依托，利用现有
	井口建设	8 口井的井口基础，开挖砌筑方井	新建
	水基岩屑暂存区	井场内设置 1 处水基岩屑暂存区，用作钻井期暂存水基岩屑，暂存区容积约 300m ³ ，采用砖混结构，池壁采用防渗砂浆抹面，表面采用防渗材料处理，渗透系数 $\leq 10^{-7}$ cm/s	新建，钻井工程结束后拆除
	临时生活区	设置 1 处活动板房式生活区，作为钻井工程、储层改造工程生活场所，占地约 800m ² ，水泥墩基座，配备化粪池和垃圾收集点各 1 座	新建，储层改造工程结束后拆除
	钻井设施基础	包括井架基础、钻机设备基础、柴油罐区基础等	新建，钻井工程结束后拆除
环	生活	施工场地设置生活垃圾收集点 1 处，集中收集生活垃圾，	\

类别	工程名称	项目组成内容	备注
保工程	垃圾收集点	定期由环卫部门统一清运处置	

(1) 井口

依托已建真页 1 平台井场，在井场内开挖砌筑 8 口方井。

(2) 水基岩屑暂存区

在井场内设置 1 座水基岩屑暂存区，用于储存水基岩屑压滤脱水后的滤饼，暂存区容积约 300m³，采用砖混结构，池壁采用防渗砂浆抹面，表面采用防渗材料处理，防渗系数 $\leq 10^{-7}$ cm/s，施工结束后拆除。

(3) 临时生活区

井队设置 1 个临时生活区，生活区按照 800m² 进行布置，采用活动板房，配备化粪池和垃圾收集点各 1 座，施工结束后临时生活区拆除。

(4) 钻井设施基础

包括井架基础、钻机设备基础、柴油罐区基础等。

2.3.3.2. 钻井工程

本项目新钻 8 口页岩气井，钻井工程主要工程内容见下表。

表 2.3-2 钻井工程项目组成一览表

类别	工程名称	项目组成内容	备注
主体工程	钻井设备安装	部署 1 部电动钻机，搭设井架及钻井成套设备搬运、安装、调试	钻井结束后仅保留井口装置，其余施工设备随井队搬迁
	钻井作业	8 口井钻井工程，采用“导管+二开”井身结构，设计总进尺 42709m，其中水平段长度 16800m，导管采用 $\Phi 406.4\text{mm}$ 钻头清水钻进，一开采用 $\Phi 311.2\text{mm}$ 钻头清水钻进，二开直井段采用 $\Phi 215.9\text{mm}$ 钻头水基钻井液钻进，二开斜井段、水平段采用 $\Phi 215.9\text{mm}$ 钻头油基钻井液钻进	
	固井工程	水泥固井	
	井控工程	井控装置：液压泵站、阻流管汇、防喷器和井口设备	
公辅工程	临时生活区	利用钻前工程建设的生活区	储层改造工程结束后拆除
	供水工程	生活用水、钻井用水利用罐车由附近村镇拉水	\
	供电工程	依托周边已建成的 10kV 电网供电，配备 2 台 810kw	\

类别	工程名称	项目组成内容	备注
		柴油动力机作为备用钻井动力，2 台 320kW 柴油发电机作为备用电源	
环保工程	生活污水处理	利用生活区设置的化粪池收集生活污水，生活污水经处理后还田或交第三方环境治理公司进行清掏外运处置	储层改造工程结束后拆除
	生活垃圾收集点	利用生活区设置的生活垃圾收集点集中收集生活垃圾，定期由环卫部门统一清运处置	储层改造工程结束后拆除
	场地雨水收集和处理	井场内主要设备区设置场内排污沟，场地雨水经场内排污沟收集至井口方井，通过高压临时软管输送至软体罐暂存，回用于压裂工序配制压裂液	\
	水基岩屑暂存	钻井期间，设 1 套水基岩屑不落地随钻处理系统，由板框压滤机、储备罐、收集罐、应急罐、高频振动筛、高速离心机、螺旋传送器、泥浆泵、长杆泵、搅拌机等设备组成，为成套设备，水基岩屑经其收集、压滤脱水后，压滤液在储备罐暂存，回用于钻井，滤饼在水基岩屑暂存区暂存，用于制水泥，资源化利用	新建，钻井结束后设备随井队搬迁
	油基岩屑暂存	设置油基岩屑暂存区一个，面积 60m ² ，油基岩屑暂存区采取防风、防晒、防雨、防漏、防渗、防腐措施，顶部设置雨棚、地面采用混凝土硬化并铺设防渗膜，设置围堰及收集沟，配置 30 个吨桶(约 1m ³ /个)暂存油基岩屑，油基岩屑最终交由具有相应资质的危险废物处置资质单位进行处置	新建，钻井结束后设备随井队搬迁
	危险废物贮存库	设置危险废物贮存库 1 座，面积 5m ² ，用于暂存废油、沾染矿物油的废防渗材料等危险废物，危险废物贮存库按照危废管理要求进行防风、防晒、防雨、防漏、防渗、防腐，设置 2 个油桶暂存废油，油桶地面铺设防渗膜，并设置临时围堰	新建，储层改造工程结束后拆除
	放喷池	依托原有 2 座放喷池，用于事故放喷，放喷池设 3 套点火装置，分别为自动、手动和电子点火装置	依托，利用现有
储运工程	柴油罐	设 2 个柴油罐，每个 10m ³ ，临时存储柴油，井场最大储存量 17t，储罐区防渗处理，储罐区四周设围堰，围堰容积大于 10m ³ ，并配备污油回收罐	新建，储层改造工程结束后，柴油罐随井队搬迁，清理柴油罐区防渗膜，若沾染柴油，集中收集后交有相应危废处置资质的单位处置
	材料储存区	设置 1 处材料储存区，用于暂存钻井、固井用的原辅材料，原辅材料桶装或袋装，储存区地面硬化，设置彩钢板顶棚	新建，储层改造工程结束后拆除

(1)井身结构

本项目新钻 8 口页岩气井，设计总进尺 42709m，其中水平段长度 16800m，采用“导管+二开”井身结构，各井井身情况见表 2.3-3，套管程序设计见表 2.3-4。

表 2.3-3 本项目各井井身结构数据一览表

表 2.3-4 本项目套管程序设计一览表

井身结构示意图见图 2.3-1。

图 2.3-1 井身结构示意图

①导管（表层导管）

导管段采用 $\Phi 406.4\text{mm}$ 钻头开孔，采用清水钻井方式钻进，下 $\Phi 339.7\text{mm}$ 导管，建立井口，采用常规水泥固井，水泥返至地面。

②一开（技术套管）

一开采用 $\Phi 311.2\text{mm}$ 钻头，采用清水钻井方式钻进，下入 $\Phi 244.5\text{mm}$ 技术套管，水泥返至地面。

③二开（生产套管）

二开采用 $\Phi 215.9\text{mm}$ 钻头，水基钻井液钻至造斜点（约 2400m~2700m）转油基钻井液，完成大斜度井段、水平段施工，下入 $\Phi 139.7\text{mm}$ 套管完井，水泥返至上层套管鞋以上 300m。

(2)主要工艺设备

本项目采用单钻机布局，钻机驱动采用电动钻机并配置顶驱，主要设备配置见下表。

表 2.3-5 钻机主要设备配置表

(3)钻井液

①钻井液体系选择

导管、一开段采用清水钻井液钻进，二开直井段采用水基钻井液钻进，二开斜井段、水平段采用油基钻井液钻进。根据钻遇地层特点，钻井液要

保持低失水、优良的造壁性和润滑性，以及良好的流变性，保证安全快速钻进。龙马溪组页岩气层应保护气层、防喷、防塌、防漏、润滑等。采用油基钻井液，在气层段实施近平衡压力钻井，确保气层污染降至最低限度。

②分段钻井液配置

本项目施工期在井场内设置 1 处材料堆存区，用于暂存钻井工程、储层改工程用的原辅材料，钻井所需膨润土、纯碱、烧碱等固体材料袋装，在材料储存区堆存；钻井液润滑剂、润湿剂等液体材料采用塑料桶桶装，堆存在固体材料附近，储存区顶部设置彩钢板顶棚。钻井液体系见表 2.3-6，钻井液配方见表 2.3-7。

表 2.3-6 钻井液体系一览表

开次		钻井液体系
导管段		清水
一开		
二开	直井段	水基钻井液
	斜井段	油基钻井液

表 2.3-7 单井各阶段钻井液材料配方表 单位：kg/m³

(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：环形防喷器为 35MPa，闸板防喷器 70MPa。井控管汇压力等级 70MPa。

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。固井主要目的是封隔疏松易塌、易漏地层；同时封隔油、气、水层，防止互相窜漏、形成油气通道。固井作业主要设备有下灰罐车、混合漏斗和其他附属设备等。

2.3.3.3. 储层改造工程

钻井工程结束后进行储层改造工程，在井场内对新钻的 8 口井井下目的层实施压裂，采用水力压裂方式，压裂结束后进行测试放喷，储层改造工程主要内容见下表。

表 2.3-8 储层改造工程项目组成一览表

类别	工程名称	项目组成内容	备注
主体工程	完井工程	采用套管射孔完井方式	储层改造工程结束后，仅保留井口装置，其余施工设备随井队搬迁
	压裂工程	对完钻井进行正压射孔、水力压裂、测试放喷	
公辅工程	生活区	利用钻前工程建设的生活区	储层改造工程结束后拆除
	供水工程	生活用水利用罐车由附近村镇拉水，压裂用水从梅江取水，采用临时软管输送至井场，压裂用水取水需按照国家相关要求办理取水许可	新建，施工结束后拆除供水软管
	供电工程	依托周边已建成的 10kV 电网供电，配备 2 台 320kW 柴油发电机作为备用电源	\
环保工程	生活污水处理	利用生活区设置的化粪池收集生活污水，生活污水经处理后还田或交第三方环境治理公司进行清掏外运处置	储层改造工程结束后拆除
	生活垃圾收集点	利用生活区设置的生活垃圾收集点集中收集生活垃圾，定期由环卫部门统一清运处置	储层改造工程结束后拆除
	洗井废水处理	经配液罐收集后回用于压裂工序配制压裂液	新建，储层改造工程结束后配液罐随井队搬迁
	场地雨水处理	井场内主要设备区设置场内排污沟，场地雨水经场内排污沟收集至井口方井，通过高压临时软管输送至软体罐暂存，回用于压裂工序配制压裂液	\
	压裂返排液处理	压裂返排液井间回用，最后一口井产生的压裂返排液优先回用于其它平台钻井压裂工序配制压裂液，没有钻井平台可回用时，依托采出水处理站处理达标后排放	\
	软体罐	储层改造期间，临时布置 4 座 500m ³ 软体罐，总容积 2000m ³ ，压裂期间用于暂存清水，放喷测试期间用于暂存压裂返排液，软体罐内部采用聚氨酯(TPU)涂层布材料，外部采用钢板固定	新建，储层改造工程结束后拆除
	危险废物贮存库	利用钻井工程设置的危险废物贮存库暂存危险废物	储层改造工程结束后拆除
储	材料储存区	利用钻井工程设置的材料堆存区暂存压裂用的原辅	储层改造工

类别	工程名称	项目组成内容	备注
运工程		材料, 原辅材料桶装或袋装, 地面硬化, 储存区设置彩钢板顶棚	程结束后拆除
	盐酸储罐	储层改造工程期间, 井场设置 8 个储罐, 每个储罐 10m ³ , 盐酸仅在压裂时储存, 厂家运送 31%浓度的浓盐酸至井场, 稀释成 15%浓度后进罐。稀盐酸临时储存量为 80m ³ 。盐酸罐区地面铺设防渗膜, 并设置临时围堰, 围堰容积大于 10m ³	新建, 储层改造工程结束后搬迁
	配液罐	压裂阶段设置 60 个配液罐, 40m ³ /个, 用于压裂液配制和储存。罐区地面铺设防渗膜, 并设置临时围堰, 围堰容积大于 40m ³	

(1)完井工程

①完井方式

龙马溪组页岩气属非常规天然气, 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, 本项目采用套管射孔完井方式。

②射孔工艺

水平段采用电缆射孔与桥塞压裂联作技术。其原理是: 电缆桥塞入井后, 在直井段利用自身重量下放, 桥塞进入大斜度井段遇阻后, 采用压裂电泵注减阻水推动桥塞管柱下行。在泵送过程中进行套管磁定位, 直至到达预定位置, 先点火座封桥塞、上提丢手, 封隔已措施层; 上提电缆到指定射孔位置进行分簇射孔, 射孔结束后, 上提出电缆工具串进行验枪。

③压裂井口

压裂井口压力等级设计为 140MPa。

(2)压裂工程

射孔完毕后通过高压将压裂液注入井下, 将地层压出网状裂隙, 建立页岩气采出通道。

①压裂液体系

本项目选用减阻水和活性液混合液体系。主体配方见表 2.3-9。

表 2.3-9 本项目压裂液配方一览表

②压裂液配制

压裂期间在井场内配备 60 个配液罐, 总容积约 2400m³, 压裂液在现

场进行配制，压裂液配制完成后在配液罐内暂存待用。

图 2.3-2 连续混配工艺流程图

③注入方式

采用套管注入方式。

④返排工艺

排液初期，返排速率以不出砂为原则，采用油嘴控制返排速率在 $5\text{m}^3/\text{h} \sim 10\text{m}^3/\text{h}$ ，其后返排速率控制在 $8\text{m}^3/\text{h} \sim 35\text{m}^3/\text{h}$ 。

⑤返排液处理及重复利用工艺

返排液采用“自然沉降+杀菌剂”处理，使悬浮物的含量降到 25mg/L 以下，处理后的回用水按比例进行清污混合，添加杀菌剂杀菌后，可满足配成减阻水要求。

⑥单井工艺参数

压裂工艺参数见下表。

表 2.3-10 压裂施工工艺参数一览表

(3)压裂主要工艺设备

根据真页 1 平台已部署页岩气井、以及重庆南川、武隆等已开发井测试压裂情况，水平井单段正常压裂施工时间为 3h、施工泵压 $\leq 65\text{MPa}$ 、施工排量为 $12 \sim 14\text{m}^3/\text{h}$ 。混砂设备：供液能力 $\geq 14\text{m}^3/\text{min}$ ，混砂车 ≤ 2 台；仪表车 1 台、高压管汇、低压管汇、化学添加剂比例泵、各种抽化学剂的配液小泵若干台、化学剂混注小管汇和管线 2 套。

施工车辆及设备准备如表 2.3-11 所示。

表 2.3-11 压裂施工车辆及工具准备

2.3.3.4. 地面集输工程

储层改造工程完成后，在地面安装采气井口装置、站内管线，在井场内建设集气站对已建的真页 1HF 井、真页 1-1HF 井、真页 1-2HF 井、真页 1-3HF 井，在建的真页 1-4HF 井、真页 1-5HF 井和本项目新钻的真页 1-6HF 井、真页 1-7HF 井、真页 1-8HF 井、真页 1-9HF 井、真页 1-10HF

井、真页 1-11HF 井、真页 1-12HF 井、真页 1-13HF 井共 14 口井进行开采。本项目不含外输管线。地面集输工程主要内容见下表。

表 2.3-12 地面集输工程项目组成一览表

类别	工程名称	项目组成内容	备注
主体工程	采气树	本项目新钻的 8 口井每个井口安装采气树	新建
	集气站	撤销原试采站，利用原试采站设备建设集气站 1 座，同时新增 1 台 DN1200 计量分离器，2 台空气压缩机，1 台分子筛脱水撬，8 台页岩气井两相流量计	\
公辅工程	供电工程	改扩建原有仪控房、配电室	改扩建
	排水工程	采出水管输或罐车转运至采出水处理站进行处理	\
	围栏	场界设高约 2.2m 的非燃烧材料围栏	依托，利用现有
环保工程	采出水收集	设置 1 座 20m ³ 采出水罐、1 座 40m ³ 采出水罐暂存采出水，采出水管输或罐车转运至采出水处理站进行处理	新建 1 座 40m ³ 采出水罐
	集气站放空	放空废气通过集气站 1 根高 15m，内径 0.15m 的放空立管排放，为不点火放空	依托，利用现有放空立管
	废润滑油收集	集气站内设置 1 座危险废物贮存库，暂存废润滑油，贮存能力约 0.2m ³ ，废润滑油定期交由有资质的单位进行处置	新建
	废分子筛	由厂家更换时回收，集气站内不设储存设施	\
	废砂石	废砂石附着于除砂器内件，由厂家更换内件时回收处置，集气站内不设储存设施	\
依托工程	采出水处理站	依托道真仡佬族苗族自治县上坝污水处理厂处理，上坝污水处理厂页岩气返排液及采出水处理工程未建成前，转运至南川区块页岩气采出水处理站或其他采出水处理站处理	依托

本项目建成后对真页 1 平台共 14 口井进行开采，撤销原试采站，建设集气站一座，配产 56×10⁴m³/d，采用标准化流程，井口采出的高压气由采气管线输至集气站，各井井口设紧急切断阀，井口压力温度远传，同时在井口配备可移动式除砂装置，集气站主要设备见表 2.3-13。

表 2.3-13 集气站主要设备一览表

序号	模块名称	功能	处理能力/规格	单位	数量	备注
1	井口安装	井口紧急关断，压力及温度显示远传	\	套	14	每口井 1 套，利用现有 2 套，新增 12 套
2	井口除砂器	井口来气除砂	\	套	14	每口井 1 套，利用现有 2 套，新增 12 套

3	4 井式两相流量计撬	井口来气计量	\	套	4	利用现有 1 套, 新增 3 套
4	4 井式一体化阀组撬	产气进流程	\	套	4	利用现有 1 套, 新增 3 套
5	生产分离器	气液分离	DN800	套	1	利用现有
			DN1200	套	4	新增 1 套, 利用现有 3 套
6	压缩机	增压	10×10 ⁴ m ³ /d	套	1	利用现有
			20×10 ⁴ m ³ /d	套	3	利用现有 1 套, 新增 2 套
7	分子筛脱水撬	脱水	45×10 ⁴ m ³ /d	套	2	新增 1 套, 利用现有 1 套
8	采出水罐	采出水暂存	20m ³	座	1	利用现有
			40m ³	座	1	新增
9	放空立管	集气站放空	DN150	具	1	利用现有
10	采出水外输泵	采出水外输	90kw	台	2	利用现有 (1 用 1 备)

2.3.4 公用工程

(1) 供水工程

施工期、运营期生活用水利用罐车由附近村镇拉水。

施工期压裂用水从梅江取水, 采用临时软管地面敷设至平台, 取水点位于项目西侧约 2.4km、车田村村委会东侧约 200m 处, 供水临时软管沿道路敷设达到平台, 临时软管总长约 3.7km。临时软管沿道路明管敷设, 不需开挖管沟, 压裂工程结束后回收软管, 敷设方式示例见图 2.3-3, 取水能力约 200m³/h。压裂用水取水需按照国家相关要求办理取水许可。



图 2.3-3 压裂供水临时软管敷设示例图

本项目对新钻的 8 口井水平段分段进行水力压裂，每段长约 100m，每段压裂用水量约 2000m³，每天平均压裂 2 段，需水量约 4000m³/d。新钻的真页 1-6HF 井、真页 1-7HF 井、真页 1-8HF 井、真页 1-9HF 井、真页 1-10HF 井、真页 1-11HF 井、真页 1-12HF 井、真页 1-13HF 等 8 口页岩气水平段分别长 2200m、2100m、2100m、2000m、2200m、2000m、2100m、2100m，按每天压裂 2 段，压裂时间分别为 11d、11d、11d、10d、11d、10d、11d、11d。本项目压裂总用水量 33.6 万 m³，其中使用新鲜水约 31.7 万 m³，采用临时软管从梅江取水，在平台可采用“清水池+软体罐+配液罐”中转储存。

（2）供电工程

真页 1 平台已建有 10kv 电力线路，施工期采用网电供电，井场配备 2 台 320kW 柴油发电机作为备用电源。

运营期，本项目新增设备用电接入现有供电系统。

2.3.5 储运工程及原辅材料消耗

2.3.5.1. 原辅材料消耗

(1) 钻井工程

钻井工程原辅材料消耗主要为钻井液、柴油。本项目采用“井工厂”模式施工，钻井期间按照井依次开展导管、一开、二开钻井。各开次钻井液用量与钻井液平均循环量、钻井天数、纯钻时效等参数有关，根据方案设计，本项目钻井液使用情况见表 2.3-14、2.3-15。

表 2.3-14 本项目钻井液配制量一览表

开次	钻井液体系	单井配制量(m ³)	本项目总配制量(m ³)
导管、一开段	清水	300	2400
二开直井段	水基钻井液	300	2400
二开造斜段、水平段	油基钻井液	400	3200

表 2.3-15 钻井液材料用量 单位：t

根据钻井设计资料，钻井液用量及损耗量见下表。

表 2.3-16 钻井液平衡一览表

钻井阶段	钻井液总用量（新鲜钻井液量+循环量）(m ³)	钻井液配制量(m ³)	新鲜钻井液用量(m ³)	损耗量(m ³)	循环量(m ³)	重复利用率	剩余量(m ³)	剩余钻井液去向
导管、一开段（清水）	439482	2400	1067	881	438415	99.76%	186	用于二开直井段钻井配制水基钻井液
二开直井段（水基）	240660	2400	720（回用清水钻井液 186）	477	239940	99.70%	243	随钻井队用于后续钻井
二开斜井、水平段（油基）	310982	3200	1472	1221	309510	99.53%	251	随钻井队用于后续钻井

备注：钻井液循环量根据泥浆泵排量及钻机时效计算。

各开次钻井液使用情况如下：

导管、一开段：首先进行真页 1-6HF 井导管钻进，配制清水 300m³，真页 1-6HF 井导管段完钻后，剩余的清水用于真页 1-7HF 井导管钻进，依次类推，真页 1-13HF 井导管段完钻后，更换钻头，剩余的清水用于真页

1-13HF 井一开段钻进，真页 1-13HF 井一开段完钻后，剩余的清水用于真页 1-12HF 井一开段钻进，依次类推。本项目总配制清水 2400m^3 。清水钻井阶段清水总用量为 439482m^3 ，重复利用率为 99.76%，钻使用过程中损耗量约 881m^3 。清水钻完钻后，最后一口井（真页 1-6HF 井一开段完钻）剩余清水 186m^3 直接在循环罐内添加配方，配制水基钻井液，用于二开直井段钻井。

二开直井段：首先进行真页 1-6HF 井二开直井段钻进，配制水基钻井液 300m^3 ，真页 1-6HF 井二开直井段完钻后，剩余的钻井液用于真页 1-7HF 井二开直井段钻进，配制钻井液 300m^3 ，依次类推。本项目总配制水基钻井液 2400m^3 ，水基钻井阶段钻井液总用量为 240660m^3 ，重复利用率为 99.7%，钻井液使用过程中损耗量约 477m^3 。水基钻完钻后，最后一口井（真页 1-13HF 井）剩余钻井液约 243m^3 ，由钻井队回收利用。

二开斜井、水平段：各井造斜点以下转油基钻井液钻进，首先进行真页 1-13HF 井二开斜井、水平段钻进，配制油基钻井液 400m^3 ，真页 1-13HF 井完钻后，剩余的钻井液用于真页 1-12HF 井二开斜井、水平段钻进，配制钻井液 400m^3 ，依次类推。本项目总配制油基钻井液 3200m^3 ，油基钻井阶段钻井液总用量为 310982m^3 ，重复利用率为 99.53%，钻井液使用过程中损耗量约 1221m^3 。油基钻完钻后，最后一口井剩余油基钻井液约 251m^3 ，由钻井队回收利用。

钻井期间依次进行导管、一开、二开钻进，导管、一开段采用清水钻进，各井钻进时配制清水 300m^3 ，井场配备 8 个 60m^3 循环罐，可以满足清水存储要求。最后一口井一开段完钻后剩余清水直接在循环罐内添加配方，用水配制二开直井段水基钻井液，各井二开直井段钻进时配制水基钻井液 300m^3 ，井场配备 8 个 60m^3 循环罐，可以满足水基钻井液存储要求。最后一口井二开直井段完钻后剩余水基钻井液由钻井队回收，用于其他钻井平台钻井，不在本项目井场储存。二开斜井、水平段钻进时，各井配制油基钻井液 400m^3 ，井场配备 8 个 60m^3 循环罐，可以满足油基钻井液存储要求，最后一口井完钻后剩余油基钻井液由钻井队回收，用于其他钻井平台钻井，不在本项目井场储存。

(2) 储层改造工程

储层改造工程原辅材料消耗主要为压裂用水、压裂液添加剂、柴油。根据本项目所在区域已完页岩气井压裂情况，每 100m 水平段压裂液用量约为 2000m³，压裂液中主要成分为水，比例在 98%以上。压裂用水从梅江取水，采用临时软管输送至井场清水池、软体罐暂存。压裂液需添加增效剂、防膨剂、支撑剂等，由供货厂家负责运输至井场，在井场材料堆存区存储，添加剂用量见下表。

表 2.3-17 本项目压裂液用量一览表

井数(口)	水平段总长度(m)	压裂液总用量(m ³)
8	16800	336000

表 2.3-18 压裂液添加剂消耗量配方表

(3)原辅材料衔接关系

本项目主要原辅材料衔接关系见下表。

表 2.3-19 原辅材料衔接关系

原辅材料	钻井工程	储层改造工程
水	钻井液调配用水	压裂液用水
柴油	钻井备用发电机、动力机燃料	\
钻井液	各井钻井使用	\
压裂液添加剂	\	配制压裂液，供各井压裂使用

2.3.5.2. 储运工程

(1)钻井工程

钻井期，设 2 个柴油罐，每个 10m³，存储钻井用柴油；井场内设置 1 处水基岩屑暂存区，用作钻井期暂存水基岩屑，暂存区容积约 300m³；设置 1 处材料堆存区，用于暂存钻井液原料；油基岩屑暂存区设 30 个吨桶(约 1m³/个)收集油基岩屑，油基岩屑暂存区面积 60m²；设置危险废物贮存库 1 座，用于暂存废油、沾染矿物油的废防渗材料等危险废物，危险废物贮存库内设 2 个 200L 油桶收集废油。

钻井时设 8 个 60m³ 泥浆循环罐作为钻井液储存设施，钻井生产过程产生的钻井废水直接进入循环罐回用，不排入其他池体，场地雨水排入软

体罐暂存，设 2 座软体罐，软体罐总容积 1000m³，整个钻井期场地雨水产生量 621m³，可满足废水暂存需求。废水存储可行性分析见表 2.3-20。

表 2.3-20 压裂用水储存能力一览表

日用水量 (m ³ /d)	日最大取水能力 (m ³ /d)	平台最大储水能力 (m ³)		
		清水池	软体罐	配液罐
4000	4800	1000	2000	2400

(2)储层改造工程

储层改造工程期，设置 1 处材料堆存区，用于暂存压裂液原料；设置危险废物贮存库 1 座，用于暂存废油、沾染矿物油的废防渗材料等危险废物，危险废物贮存库内设 2 个 200L 油桶收集废油；设 8 个 10m³ 盐酸储罐储存盐酸；设置 60 个 40m³ 配液罐作为压裂液调配和储存设施；压裂用清水采用“清水池+软体罐+配液罐”暂存，最大储存能力 5400m³，满足压裂用水储存要求。

洗井废水经配液罐收集后回用于压裂工序配制压裂液，配液罐总容积 2400m³，洗井废水产生量 720m³，仅在洗井阶段暂存，压裂作业开始后用作第一口井压裂液配制，后续不再产生和储存洗井废水；场地雨水排入软体罐暂存，压裂返排液在软体罐和配液罐暂存，软体罐和配液罐总容积 4400m³，单井压裂返排液最大产生量 2420m³，储存改造期场地雨水总产生量 444m³，可满足废水暂存需求。废水存储可行性分析见表 2.3-21。

表 2.3-21 废水存储可行性分析一览表

废水类别		产生量	储存设施	可储存量	储存阶段	储存可行性
钻井期	场地雨水	621	2 座软体罐	1000	钻井阶段，用作第一口井压裂液配制	可行
	洗井废水	720	配液罐	2400	洗井阶段，用作第一口井压裂液配制	可行
储存改造期	场地雨水	444	4 座软体罐+配液罐	4400	储存改造期阶段，用作压裂液配制	可行
	压裂返排液	2420（单井最大产生量）			测试放喷返排阶段，用作下一口井压裂液配制	可行

2.3.6 环保工程

(1) 施工期

① 废水

井场四周设置有截排水沟，场外雨水经截排水沟排入附近溪沟，井场内主要设备区设置场内排污沟，场地雨水收集后泵入软体罐暂存，用于配制压裂液。洗井废水回用于压裂工序配制压裂液。

设 500m³ 软体罐 4 座、40m³ 配液罐 60 个暂存压裂返排液，压裂返排液井间回用，最后一口井产生的压裂返排液优先转运至建设单位其他钻井平台回用于压裂工序配制压裂液，无可用平台回用时，依托采出水处理站处理达标后排放。

② 废气

测试放喷阶段将页岩气引至放喷池点燃。

备用的柴油发电机和动力机废气经自带排气筒排放。

③ 噪声

采取隔声、消声、基础减振等措施降低噪声。

④ 固体废物

钻井期井场内设置 1 处水基岩屑暂存区，用作钻井期暂存水基岩屑，暂存区容积约 300m³，采用砖混结构，池壁采用防渗砂浆抹面，表面采用防渗材料处理，渗透系数 $\leq 10^{-7}$ cm/s，上部搭设雨棚。

钻井期井场内设置油基岩屑暂存区一个，面积 60m²，油基岩屑暂存区采取防风、防晒、防雨、防漏、防渗、防腐措施，顶部设置雨棚、地面采用混凝土硬化并铺设防渗膜，设置围堰及收集沟，配置 30 个吨桶(约 1m³/个)暂存油基岩屑。

钻井期井场内设置危险废物贮存库 1 座，面积 5m²，用于暂存废油、沾染矿物油的废防渗材料等危险废物，危险废物贮存点按照《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）要求建设，设置 2 个油桶暂存废油，油桶地面铺设防渗膜，并设置围堰。

生活区设置生活垃圾收集点 1 处，集中收集生活垃圾，定期由环卫部门统一清运处置。

(2) 运营期

①采出水

集气站内设置 1 座 20m³ 采出水罐、1 座 40m³ 采出水罐暂存采出水。

②废气

正常工况下，无废气排放，非正常工况下废气通过放空立管放空。

③固体废物

集气站内设置 1 座危险废物贮存库，暂存压缩机更换的废润滑油，废润滑油交由有相应危险废物处置资质的单位进行处置。

废分子筛由厂家更换时回收处置，集气站内不设储存设施。

废砂石附着于除砂器内件，由厂家更换内件时回收处置，集气站内不设储存设施。

2.3.7 依托工程

(1) 真页 1 平台原有设施

本项目依托真页 1 平台井场、清水池、放喷池等设施。

①井场

本项目新钻的 8 口页岩气井位于真页 1 平台井场内，井场面积 10015m²，满足本项目施工期钻井、储层改造施工设备设施和运营期集气站布置要求。

②放喷池

井场外西北侧和西南侧各有 1 座放喷池，放喷池容积为 300m³，放喷池为半地埋式，地表以下部分为钢混结构，地表以上部分为砖混结构，放喷池池体已做防垮塌、防渗漏处理，现状放喷池池体完好，未发现渗漏情况。本项目测试放喷依托原有放喷池。

③清水池

井场外东南侧现有 1 座清水池，容积约 1000m³，为钢筋混凝土结构，现状清水池池体完好，未发现渗漏情况，清水池用作储存本项目压裂用清水。

④试采站

真页 1 平台井场内现有试采站 1 座，对真页 1HF 井、真页 1-1HF 井进行试采，试采站包括 1 台分离器、1 台压缩机、1 台分子筛脱水撬、1 根 15m 高放空立管、1 座采出水罐。

本项目撤销原试采站，利用原试采站设备建设集气站，同时新增 1 台

分离器，新增 2 台压缩机，1 台分子筛脱水撬。

⑤截排水沟

原有井场周边设置有截排水沟，截排水沟总长约 350m，为 20cm×20cm 明沟，水泥砂浆抹面防渗处理。本项目不新建截排水沟。

本项目实施前，应对清水池、放喷池进行检查，确保池体完好，无渗漏，满足防渗要求，本项目依托真页 1 平台原有设施建设是可行的。

(2) 采出水处理

本项目压裂返排液井间回用，最后一口井产生的压裂返排液优先转运至建设单位其他钻井平台回用于压裂工序配制压裂液，无可用平台回用时，依托采出水处理站处理达标后排放。运营期采出水依托采出水处理站处理达标后排放。目前，真页 1 平台至真页 2 平台采出水管线已建成，真页 2 平台至上坝污水处理厂的采出水管线正在规划建设中，同时，上坝污水处理厂正在规划建设具备 500m³/d 处理能力的页岩气返排液及采出水处理工程。本项目压裂返排液和采出水按以下顺序进行外输和处理：

①压裂返排液井间回用，最后一口井产生的压裂返排液优先转运至建设单位其他钻井平台回用于压裂工序配制压裂液。

②若上坝污水处理厂页岩气返排液及采出水处理工程已建成，同时，真页 1 平台至上坝污水处理厂采出水管线已全线连通建成，则压裂返排液、采出水管输至上坝污水处理厂处理。采出水管网示意图见下图。



图 2.3-4 采出水外输管网示意图

③若上坝污水处理厂页岩气返排液及采出水处理工程已建成，但真页 1 平台至上坝污水处理厂采出水管线未全线连通，则压裂返排液、采出水由罐车转运至上坝污水处理厂处理。

④若上坝污水处理厂页岩气返排液及采出水处理工程未建成，则压裂返排液、采出水由罐车转运至南川区块页岩气采出水处理站或其他页岩气采出水处理站处理。

上坝污水处理厂位于道真仡佬族苗族自治县上坝土家族乡，处理能力为 $4000\text{m}^3/\text{d}$ ，于 2015 年建成投运，2023 年进行提标改造，采用“粗格栅+调节池+细格栅及沉砂池+AAO 生化池+斜管沉淀池+砂滤池+紫外消毒”工艺，目前实际处理污水量约 $1500\text{m}^3/\text{d}$ ，尾水满足《城镇污水处理厂污染物

排放标准》(GB18918-2002)一级 A 标准后排入玉溪河。目前,上坝污水处理厂正在进规划建设具备 500m³/d 处理能力的页岩气返排液及采出水处理工程,主要负责处理道真区块页岩气勘探开发过程中产生的压裂返排液和采出水,采用“调节池—气浮机—芬顿反应池—絮凝沉淀池—双碱软化装置—砂滤膜—UF 膜—清水池—两级 NF 膜分离—RO 膜浓缩—三效蒸发装置—排放池”的工艺,压裂返排液和采出水经该工程预处理后,再进入上坝污水处理厂现有污水处理流程处理达标后排放。

南川区块页岩气采出水处理站位于重庆市南川区水江镇黄泥村,主要处理建设单位在页岩气勘探开发过程中产生的压裂返排液和采出水,总设计处理规模 1400m³/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,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。目前正常运行,日处理废水约 900m³/d,尚有 500m³/d 处理余量。

2.3.8 工程土石方与占地

(1)工程土石方

本项目压裂临时供水软管地面敷设,不开挖管沟,施工期土石方主要来自井口开挖砌筑方井和临时生活区场地平整等,根据设计资料,挖方量很小,结合地形可做到场地内土石方平衡,无弃方。

(2)项目占地

本项目压裂用水采用临时软管输送至井场,临时软管地面敷设,不需要开挖管沟,因此,本项目占地不考虑临时软管占地。本项目利用原有占地,不新增占地,总占地面积 19671m²,占地情况见下表。

表 2.3-22 本项目占地情况一览表 单位: m²

序号	工程内容	占地面积	备注
1	井场	10015	利用原有
2	清水池	950	利用原有
3	放喷池(2座)	600	利用原有
4	井场道路	540	利用原有
5	临时生活区	800	利用原有
6	边坡等其他占地	6766	利用原有
合计		19671	\

2.3.9 产品方案

2.3.9.1. 产能

运营期，本项目对井场内已建的真页 1HF 井、真页 1-1HF 井、真页 1-2HF 井、真页 1-3HF 井，在建的真页 1-4HF 井、真页 1-5HF 井和本项目新钻的真页 1-6HF 井、真页 1-7HF 井、真页 1-8HF 井、真页 1-9HF 井、真页 1-10HF 井、真页 1-11HF 井、真页 1-12HF 井、真页 1-13HF 井共 14 口井进行开采，真页 1 井组控制面积约 12.02km²，区块范围示意图见附图 9。

本项目单井配产 4×10⁴m³/d，年运行时间 330d，本项目建设产能为 1.848×10⁸m³。

2.3.9.2. 气质组分

本项目新钻 8 口页岩气井，已建的真页 1HF 井、真页 1-1HF 井、真页 1-2HF 井、真页 1-3HF 井，在建的真页 1-4HF 井、真页 1-5HF 井目的层位均为志留系龙马溪组，参考真页 1 平台现有页岩气井气质组分报告（见附件 6），页岩气满足《天然气》（GB17820-2018）一类标准，硫化氢含量低。根据《含硫化氢天然气井公众安全防护距离》（AQ2018-2008）、《含硫化氢天然气井公众危害程度分级方法》（AQ2017-2008）、《含硫化氢天然气井失控井口点火时间规定》（AQ2016-2008），含硫化氢天然气井的定义为：“天然气中硫化氢含量大于 75mg/m³（50ppm），且硫化氢释放速率不小于 0.01m³/s 的天然气井”。因此，预计本项目页岩气井不属于含硫化氢天然气井。

表 2.3-23 页岩气气质组分一览表

2.3.9.3. 产品外输

目前，真页 1 平台现有真页 1HF 井、真页 1-1HF 井试采产生的页岩气经真页 1-CNG 站试采管线输至 CNG 站，或经真页 2-真页 1 集气干线、真页 2-道真 LNG 液化储配站集气试采干线输至道真 LNG 液化储配站。本项目建成后，真页 1 平台产气通过以下几种方案外输：

- （1）经已建真页 1-CNG 站试采管线输至 CNG 站处理后外销。
- （2）经已建真页 2-真页 1 集气干线、真页 2-道真 LNG 液化储配站集

气试采干线输至道真 LNG 液化储配站处理后外销。

(3) 经已建真页 2-真页 1 集气干线，正规划建设真页 2-道浅 1 集输管线，接入已建正安-大碛管道。

本项目页岩气外输管网示意图见下图。



图 2.3-5 页岩气外输管网示意图

2.3.10 总平面布局

(1) 钻前工程

本项目利用真页 1 平台，井场、井场道路、放喷池、清水池等利用原有。现有真页 1 平台井场通过井场道路与农村道路相连，大门位于井场南侧，井场外西北侧和西南侧各有 1 座放喷池，清水池位于井场东南侧。钻前工程主要为临时生活区、钻井设备基础、水基岩屑暂存区等建构物建设，为后续钻井工程提供施工场地和辅助设施，临时生活区布置在井场外南侧，钻井设备基础、水基岩屑暂存区等布置在原井场内。钻前工程施工人员租住附近民房，不设施工营地。平面布置满足《钻前工程及井场布置技术要求》（SY/T5466-2013），布局合理。

(2) 钻井工程

井场是钻井工程以及储层改造工程的主要场地，钻井时，井场内布置柴油罐、水基岩屑暂存区、油基岩屑暂存区、原辅材料暂存区、钻井液循环罐区、水基岩屑不落地随钻处理系统等。钻井工程施工完毕后，钻井设备随井队搬迁。本项目钻井期井场主要设施平面布置见附图 10。平面布置满足《钻前工程及井场布置技术要求》（SY/T5466-2013），布局合理。

（3）储层改造工程

储层改造作业时，在井场内主要布置配液罐、电动压裂泵、盐酸储罐、原辅材料暂存区、软体罐等压裂设施设备，压裂完毕后上述设备搬迁，储层改造作业平面布置示意图见附图 11。

（4）地面集输工程

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，集气站部分设备利用现有试采站，集气站新增设备位于井场内北侧，从东向西，依次布置分离器、压缩机、分子筛脱水撬。集气站平面布置见附图 12。

本项目集气站距 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)，满足《石油天然气工程设计防火规范》(GB50183-2004)中“表 4.0.4 石油天然气站场区域布置防火间距”和“表 4.0.7 油气井与周围构筑物、设施防火间距”防火距离要求。

2.3.11 施工组织

（1）施工规划

本项目施工期分为钻前工程、钻井工程、储层改造工程、地面集输工程施工等四个阶段。

①钻前工程：本项目首先进行钻前工程施工，钻前工程主要为临时生活区、钻井设备基础、水基岩屑暂存区等建构筑物建设，为后续钻井工程提供施工场地和辅助设施。

②钻井工程：钻前工程完工后，整个井场交给钻井队钻井，钻井作业采用“井工厂”模式，按照井号依次开展各井的导管段钻进，所有井导管段完钻后，再进行各井一开段钻进，所有井一开段完钻后，再进行各井二开直井段钻进，所有井二开直井段完钻后，再进行各井二开斜井段、水平段钻进

③储层改造工程：平台内所有钻井工程完成后，钻井设备撤场，井场交给试气队伍进行储层改造，本项目新钻的 8 口井依次进行储层改造，即先进行第一口井压裂，压裂结束后测试放喷，第一口井测试结束后再进行第二口井压裂，依次类推，单井施工工期为 30d。根据测试放喷求产情况，若测试效果好，则暂时关井，待地面集输工程建成后进行正式开采，若未获可开发工业气流，则进行闭井作业。

④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，本项目不含站外集输管线建设。

(2)施工工期

本项目总工期 636d，其中：钻前工程施工时间为 30d，仅昼间施工；8 口井钻井期为 336d，昼夜连续施工；8 口井储层改造时间为 240d，压裂作业昼间施工，测试放喷作业昼夜连续施工；地面集输工程建设时间约 30d，仅昼间施工。本项目施工工序及施工工期见下表。

表 2.3-24 本项目施工工序及施工工期一览表

施工工序		施工工期 (d)
钻前工程	临时生活区、钻井设施基础等钻前施工	30
钻井工程	8 口井钻井工程	336
储层改造工程	8 口井压裂、测试放喷	240
地面集输工程施工	集气站建设	30
合计		636

(3)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。

钻井工程：钻井队施工人员约 50 人，在临时生活区办公、生活，提供食宿，24 小时连续施工。钻井队由专业人员组成，钻井队管理人员有队长、副队长、钻井工程师等。

储层改造工程：施工人员约 50 人，在临时生活区办公、生活，提供食宿，压裂作业昼间施工，测试放喷作业昼夜连续施工。

油气集输工程：施工人员约 20 人，施工人员租住附近民房，不设施工营地。

2.3.12 工作制度和劳动定员

本项目年运行时间 330d，运营期集气站无人值守，采取定期巡检管理方式，依托建设单位现有工区巡管人员，不新增定员。

2.4 影响因素分析

2.4.1 施工期污染因素分析

2.4.1.1. 钻前工程污染因素分析

钻前工程是为钻井工程进行前期的基础设施建设，本项目依托原有井场、放喷池、清水池等，钻前工程主要是井口开挖砌筑方井、临时生活区、钻井设施基础等构筑物建设和钻井设备运输安装，钻前过程施工过程及主要环境影响因素见图 2.4-1。

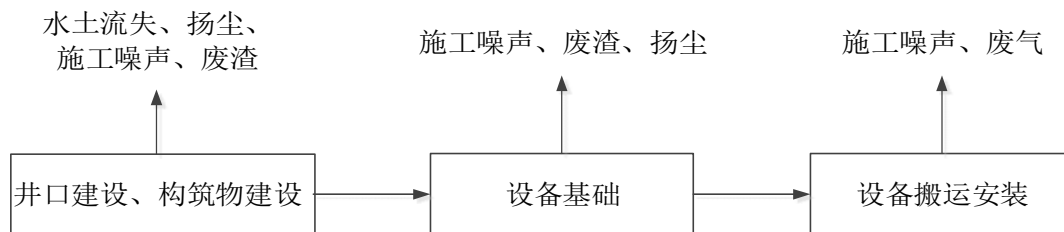


图 2.4-1 钻前工程施工过程及主要环境影响因素

钻前工程大气污染物主要为施工扬尘、施工机械和运输车辆尾气。施工扬尘主要来自井口建设、临时生活区、钻井设备基础等过程。施工机械和运输车辆尾气主要污染物为 NO_x 和 CO 。

钻前工程废水包括施工废水和施工人员生活污水。施工废水主要为井场基础建设时砂石骨料加工等产生的含 SS 废水，施工废水经沉淀处理后回用。

钻前工程噪声主要是机械设备产生的噪声和设备搬运安装噪声，钻前施工仅在白天进行，夜间不施工。

钻前工程固体废物主要来自井口建设、构筑物建设、设备基础施工产生的土石方、少量建筑垃圾等。

2.4.1.2. 钻井工程污染因素分析

(1) 钻井工艺

钻井作业采用“井工厂”模式，按照井号依次开展各井的导管段钻进，

所有井导管段完钻后，再进行各井一开段钻进，所有井一开段完钻后，再进行各井二开直井段钻进，所有井二开直井段完钻后，再进行各井二开斜井段、水平段钻进。

本项目采用“导管+二段式”钻井方式，导管、一开段采用清水钻井，二开直井段采用水基钻井液钻井，二开斜井段、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。二开斜井段、水平段开钻时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，顶替出来的钻井液由井队回收。二开斜井段、水平段采用油基钻井液体系，完钻后，采用固井水泥浆将油基钻井液顶替出来，与循环罐内的油基钻井液一起进入泥浆储备罐储存，用于下一口井使用。

钻井工程采用网电供电，柴油发电机作备用电源。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，水基岩屑经不落地系统收集处理后，进行资源化利用；油基岩屑经吨桶统一收集后，交由有相应危险废物处置资质的单位进行转运处置。

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。固井主要目的是封隔疏松易塌、易漏地层；同时封隔油、气、水层，防止互相窜漏、形成油气通道。固井作业主要设备有下灰罐车、混合漏斗和其他附属设备等。

(2) 钻井产污环节分析

① 清水钻井阶段

此阶段钻井液为清水，不添加其他成分。钻井采用网电作为钻井动力，通过钻机转盘带动钻杆切削地层，同时将清水泵入钻杆注入井内高压冲刷井底地层，将钻头切削的岩屑不断地带至地面，利用振动筛分离岩屑和钻井液，分离的钻井液进入泥浆罐循环利用，钻井岩屑外运综合利用。

该阶段主要污染物为钻井设备、泥浆泵、泥浆循环系统、备用柴油发电机、备用柴油动力机等设备产生的噪声，柴油发电机、备用柴油动力机

产生的尾气及钻井岩屑。钻井过程中清水循环使用，该阶段完成后的剩余清水在循环罐内直接用于配制水基钻井液。

图 2.4-2 清水钻井阶段工艺流程及产污环节示意图

②水基钻井阶段

水基钻井液钻井工艺与清水钻井相似，钻井过程中以水基钻井液作为载体将岩屑带至地面，振动筛分离的钻井泥浆进入泥浆罐循环利用，钻井岩屑不落地收集，经压滤机脱水后进行资源化利用。

该阶段主要污染物为钻井设备、泥浆泵、泥浆循环系统、水基岩屑不落地随钻处理系统、备用发电机、备用柴油动力机等设备产生的噪声，柴油发电机、备用柴油动力机产生的尾气及钻井岩屑。钻井过程中钻井液循环使用，最后剩余的水基钻井液由井队回收。

图 2.4-3 水基钻井阶段工艺流程及产污环节示意图

③油基钻井阶段

二开斜井段、水平段采用油基钻井液钻进。钻井采用网电作为钻井动力，通过电动钻机转盘带动钻杆切削地层，同时将油基钻井液泵入钻杆注入井内高压冲刷井底地层，将钻头切削的岩屑不断地带至地面，利用振动筛分离岩屑和钻井泥浆，分离的钻井液带入泥浆循环罐循环利用，钻井岩屑在振动筛由吨桶集中收集，不落地。

图 2.4-4 油基钻井工艺流程及产污环节示意图

该阶段主要污染物为钻井设备、泥浆泵、泥浆循环系统、备用发电机、备用柴油动力机等设备产生的噪声，柴油发电机、备用柴油动力机产生的尾气及钻井岩屑。钻井过程中钻井液循环使用，平台所有井完钻后油基钻井液由井队回收，随井队用于后续钻井工程。油基岩屑经泥浆循环系统分离后集中收集，交由有危险废物处置资质的单位进行处置。

④“不落地”随钻处理系统工艺

处理系统由输送系统（螺旋输送机）、泥水分离系统（振动、水喷淋、搅拌沉淀单元）、板框压滤单元、贮存单元四部分组成，实现岩屑和泥浆的不落地随钻处理，分离的水回用于钻井系统用水，减少新鲜用水量。

由振动筛、旋流除砂器、除泥器排出的废弃物通过螺旋输送机送至预

处理罐振动筛上，预处理罐中浆液在浆液泵的作用下排入混凝罐，启动加药系统向混凝罐不断加入适量水溶液药剂，搅拌后破胶沉淀处理，通过泥浆泵不断向压滤机中挤入泥浆，压滤机的滤室内的压力逐渐提高，把水基泥浆中的水分不断挤出，从而实现固液分离，固体部分外运综合利用，压滤机分离出来的水用于钻井泥浆循环系统调配新泥浆时用水，从而实现钻井废水的循环利用，不外排，“不落地”随钻处理系统工艺见图 2.4-5。

图 2.4-5 不落地系统工艺流程图

压滤后岩屑采用装载机短距离转运至水基岩屑暂存区，装载机转运时，应加强操作人员环保意识，确保岩屑不落地，严格管理，岩屑堆存高度不可超过围墙高度。在水基岩屑暂存区储存量达到 80%以前应及时对处理后的滤饼进行综合利用，避免因暂存池储存空间不足导致滤饼露天堆放。

⑤清洁生产分析

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

油基钻井主要以柴油、少量盐水、各种处理剂、聚合物形成的钻井液为动力和介质，进行钻井的工艺。本项目采用的是较为先进、环保的钻井液，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、水基岩屑外运资源化利用。

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。

2.4.1.3. 储层改造工程污染因素分析

(1) 储层改造工艺

储层改造工程主要包括前期准备、压裂、钻塞、放喷排液及测试求产等工序。

图 2.4-6 储层改造工艺流程及产污环节示意图

1) 前期准备

①洗井：完井后，采用清水对井壁进行清洗，利用水泵将水通过钻杆内部压入井下，然后通过钻杆与井壁之间的环空返回地面。本阶段产生的污染物主要为废水和噪声，其中废水中主要含 SS，排入配液罐暂存，用于配制压裂液。

②刮管：下 $\phi 73\text{mm}$ 钻杆底带套管刮削器至井底，并分别在桥塞坐封处反复刮削不少于 3 次。

③通井：管柱组合(自上而下)为 $\phi 73\text{mm}$ 钻杆+ $210\text{mm}\times\phi 105\text{mmH}$ 型安全接头+ $\phi 112\text{mm}\times 2\text{m}$ 通井规。

④试压：套管、井口及封井器试压 140MPa ，稳压 30min ，压降不超过 0.5MPa 为合格；起钻。本阶段主要污染物为噪声。

⑤拆防喷器组合：拆掉防喷器组合，关闭上部大阀门，并在上面盖上铁板并固定，防止落物入井或落物损坏大闸门。

⑥换压裂井口：清水对井筒、压裂井口试压 140MPa ，稳压 30min ，压降不超过 0.5MPa 为合格。

⑦安装固定地面流程：安装两级地面测试流程和放喷测试管线，固定牢固；上油管头三通连接好测试流程，流程试压合格。

⑧开工验收：由现场施工总指挥召集作业监督、各施工单位负责人、设计单位负责人、各工序和岗位负责人，对施工准备情况、人员配置、HSE 进行检查，同时明确试气运行组织机构及相关注意事项。

2) 压裂

①下射孔枪。

②做封桥塞。

③射孔。

在目的层压裂管段引爆射孔枪，射孔后起出射孔工具。

④前置酸

压裂时，厂家拉运来的 31%浓度的浓盐酸稀释为 15%浓度，15%浓度的稀盐酸作为前置酸对地层进行处理，起到减压、解堵的作用。单井每段前置酸用量为 10m³。

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，直至压裂完全部水平井段。

3)钻塞

磨穿水平井各段桥塞。

4)下生产管柱

下生产管柱，将压裂井口换成采气井口。

5)测试放喷

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

(2)产排污

储层改造工程大气污染物主要为测试放喷废气。

储层改造工程废水包括洗井废水、压裂返排液和施工人员生活污水。

储层改造工程噪声主要来源于压裂泵、混砂车等设备的机械噪声和测试放喷噪声。

储层改造工程固体废物主要有废油、废包装材料、废防渗材料、生活垃圾等。

(3)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，减轻对大气的污染，压裂返排液用于后续压裂工程。本项目采用的生产工艺符合清洁生产要求。

2.4.1.4. 地面集输工程污染因素分析

地面集输工程施工主要为采气树、井口至集气站管线和集气站新增设备安装，施工工艺如下：场地平整→基础施工→设备安装→地面恢复，其主要污染物为施工扬尘、施工噪声、施工废水和施工人员生活污水、生活垃圾等。

2.4.2 运营期污染因素分析

(1) 采气工艺

运营期，页岩气后经节流阀井下降压后，经井口除砂器去除可能携带的地层砂石或者压裂液中的陶粒进入集气流程，经两相流量计对井口产气和产液进行连续计量，然后进分离器进行气液分离，分离出的天然气经压缩机增压后进入分子筛脱水撬进一步脱除游离水，之后通过外输管线外输，集气站不使用加热炉，采出水管输或罐车转运至采出水处理站进行处理。运营期工艺流程示意图见下图。

图 2.4-7 页岩气开采流程及产排污环节示意图

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

若采气过程中井下积液严重，则向井内注入泡排剂，井底积水与泡排剂接触以后，利用气流的搅动生成低密度含水泡沫，从而将井底积液携带到地面，以清除井底积液。泡排剂主要成分为表面活性剂。

(2) 产排污

运营期集气站为无人值守模式，废水主要为集气站分离器、压缩机、分子筛脱水撬分离出的采出水，采出水在采出水罐暂存，管输或由罐车转

运至采出水站处理达标后排放。此外，气井后期生产过程中，会对故障的气井进行井下作业，使气井恢复正常生产，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。

运营期噪声主要为集气站压缩机、分离器、分子筛脱水撬等生产设备产生的噪声及放空过程中产生的噪声。

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

2.4.3 退役期污染因素分析

服役期满后，对完成采气的废弃井进行封堵，拆除井口装置，清理场地、拆除地面设施等，产生的污染物主要为施工扬尘、生活污水、生活垃圾和废弃设备等，封井结束后，无废气、废水、固体废物、噪声等污染物产生和排放。

2.4.4 生态环境影响因素

本项目依托原有占地，不新增占地，对生态环境的影响因素主要为对土地的继续占用、可能造成水土流失、施工和运营期噪声对周边野生动物的影响等。

2.5 污染源强核算

2.5.1 施工期

2.5.1.1. 废水

(1) 钻前工程

采用成品混凝土，产生的少量混凝土养护废水，主要污染物为 SS，浓度为 3000mg/L，混凝土养护用水量约为 0.5m³/d。本项目预计施工用水量为 15m³，废水产生量约 3m³，经沉淀后回用于场地洒水。钻前工程施工人员约为 20 人，生活用水量参考《用水定额》（DB52/T 725-2025）中农村居民生活用水（农村分散式供水）量，取 100L/d·人，钻前工程工期为 30 天，则生活用水量为 60m³（2m³/d），排污系数取 0.80，生活污水量为 48m³（1.6m³/d）。生活污水主要污染物为 COD、BOD₅、SS 和 NH₃-N，浓度约为 400mg/L、200mg/L、250mg/L、25mg/L。钻前工程施工人员租住附近民

房，不设施工营地，生活污水利用当地污水处理设施处置。

表 2.5-1 钻前工程生活污水产生情况一览表

废水量 m ³	项目	COD	BOD ₅	SS	NH ₃ -N
48	产生浓度/mg/l	400	200	250	25
	产生量/t	0.019	0.010	0.012	0.0012

(2) 钻井工程

① 钻井废水

本项目各井导管、一开段采用清水钻进，二开直井段采用水基钻井液钻进，二开斜井段、水平段采用油基钻井液钻进，钻井用水及废水产生阶段主要为清水和水基泥浆钻进阶段，钻井废水主要为清水钻进阶段泥浆循环系统分离处理产生的废水和水基钻井液钻进阶段泥浆循环系统分离处理产生的废水及“不落地”随钻处理系统分离出来的废水。

本项目清水钻进阶段新鲜水用量 1067m³，一部分水在井下钻井过程中损耗进入地层，一部分水以混合物的形式返回地面，返回地面的混合物经泥浆循环系统分离处理，分离的废水回用于泥浆循环系统循环利用，分离的固相即为清水岩屑，钻井过程中无废水外排，最后一口井一开段钻井结束时，泥浆循环系统剩余的水直接在循环罐内添加配方配制水基钻井液。

二开直井段钻进采用水基钻井液钻进，一部分钻井液在井下钻井过程中损耗进入地层，一部分钻井液以混合物的形式返回地面，返回地面的混合物经泥浆循环系统分离处理，分离的废水回用于泥浆循环系统循环利用，分离的固相经“不落地”随钻处理系统进一步处理，“不落地”随钻处理系统分离出来的废水用于钻井泥浆循环系统调配新钻井液时用水，从而实现钻井废水的循环利用，不外排，“不落地”随钻处理系统分离出来的固相即为水基岩屑。最后一口井二开直井段完钻时泥浆循环系统中剩余的钻井液和“不落地”随钻处理系统分离出来的废水由钻井队回收，回用于其它钻井平台配制钻井液。

表 2.5-2 钻井作业水平衡一览表 单位：m³

用水环节	配制量	新鲜水用量	回用量	最终去向及量	
清水钻井	3200	1067	\	进入地层	529
				进入清水岩屑	352

				剩余钻井液	186
水基钻井液 钻井	3200	534	186（清水钻井 剩余量清水量）	进入地层	286
				进入水基岩屑	191
				剩余钻井液	243
小计	\	1601	\	\	\

钻井废水主要污染物以 pH、COD、石油类、氯化物等为主，参考川、渝地区已实施的页岩气清水钻进和水基钻井液钻进产生的废水监测资料，钻井废水中污染物浓度见下表。

表 2.5-3 钻井废水主要污染物及浓度一览表 单位：mg/L，pH 除外

污染物 废水类别	pH	石油类	COD	Cl ⁻
水基钻井液钻进后废水	9.0~11.5	≤5	≤1400	≤2000
清水钻井后的废水	6.5~8.0	≤1	≤800	≤1000

综上，本项目钻井过程中废水全部回用，不外排。

②场地雨水

井场内外实施清污分流制度，井场四周设置截排水沟，井场外雨水随截排水沟就近排放，井场内主要设备区设置场内排污沟，场地雨水经场内排污沟收集至井口方井，通过高压临时软管输送至软体罐暂存，回用于压裂工序配制压裂液。

根据井场设计，井场内排污沟集雨面积约为 1500m²，钻井工期为 336 天，按道真仡佬族苗族自治县年均降雨量为 1100mm，年均蒸发量约为 650mm 估算，场地雨水收集量约 621m³。结合本项目特征，场地雨水主要污染物为 SS 和石油类，产生浓度约为 200mg/L 和 20mg/L，场地雨水经软体罐收集后回用于压裂工序配制压裂液。

③生活污水

钻井工程施工人员约 50 人，生活用水量参考《用水定额》（DB52/T 725-2025）中农村居民生活用水（农村分散式供水）量，取 100L/d·人，钻井时间为 336 天，则生活用水量为 1680m³，排污系数取 0.80，钻井期间生活污水产生量为 1344m³。钻井期间生活区设一座容积为 20m³ 化粪池收集施工人员产生的生活污水，生活污水经化粪池处理后还田或交第三方环境治理公司进行清掏外运处置。

表 2.5-4 钻井工程生活污水产生情况一览表

废水量 m ³	项目	COD	BOD ₅	SS	NH ₃ -N
1344	产生浓度/mg/l	400	200	250	25
	产生量/t	0.538	0.269	0.336	0.0336

(3) 储层改造工程

①洗井废水

本项目采用清水对井壁进行清洗，利用水泵将水通过钻杆内部压入井下，然后通过环空返回地面，洗井时，由于井筒内存在大比重泥浆，起始洗井排量较小，泵压比较高，伴随着井筒内泥浆等污染物的逐渐替出，洗井排量逐渐增大，泵压恢复到正常泵压。根据建设单位已实施的页岩气井洗井资料统计结果，单井洗井废水产生量约 180m³，本项目新钻 8 口页岩气勘探井，洗井废水产生总量约 1440m³，洗井废水主要污染物以 COD、石油类、氯化物等为主，洗井废水中污染物浓度见表 4.2-5，洗井废水经配液罐收集后回用于压裂工序配制压裂液。

表 2.5-5 洗井废水主要污染物及浓度一览表 单位：mg/L，pH 除外

废水类别	pH	石油类	COD	SS
洗井废水	6.5~8.0	≤80	≤4500	≤2500

②场地雨水

井场内排污沟集雨面积约为 1500m²，储层改造工期 240d，按道真侏族苗族自治县年均降雨量为 1100mm，年均蒸发量约为 650mm 估算，场地雨水产生量约为 444m³，回用于压裂工序配制压裂液。

③压裂返排液

本项目压裂目的层含水性弱，一般不产地层水，压裂返排液主要为压裂作业时注入目的层的压裂液。本项目采用分段水力压裂方式，压裂结束后关井稳压，地下稳压结束后开井返排，在开井排液时严格控制井口压力，通过最大压降（尽量控制在地层压力的 30~50%）实现对井口返排液量的控制。根据同地层、相近地层应力、同等压裂压力页岩气井返排气液量统计资料，开井排液时 1~2d 内返排水量较小，3~15d 后返排水量逐渐增大，约在 12~15d 左右达到峰值（单井最大返排液产生量约为 300m³/d），峰值

返排时间一般约为 1~2d，而后返排水量逐渐减小，直至趋近于气水平衡。进入采气期后，压裂液继续以气水混合物形式返排，直至全部返排完毕。

本项目 8 口页岩气井全部钻井结束后，进入储层改造阶段，逐井进行储层改造作业，即首先对第一口井进行压裂作业，压裂完成后测试放喷排液，产生的压裂返排液在井场软体罐、配液罐等设施暂存，测试放喷结束后，再进行下一口井的储层改造作业，上一口井产生的压裂返排液全部回用于下一口井压裂液配制，依次类推，由于最后一口井压裂结束后，本项目所有井已压裂结束，不再进行配制压裂液，因此，最后一口井产生的压裂返排液需外运处置。本项目采用分段水力压裂方式，按 100m/段进行，每段压裂用水量预计为 2000m³，本项目水平段总长 16800m，分 168 段压裂，压裂总用水量 33.6 万 m³，其中使用新鲜水 31.7 万 m³，根据《真页 1-1HF 井试气测试报告》、《真页 1-2HF 井试气测试报告》、《真页 1-3HF 井试气测试报告》，真页 1-1HF 井、真页 1-2HF 井、真页 1-3HF 井测试放喷期间压裂液返排率分别为 5.54%、4.83%、6%，本项目返排率取均值为 5.5%，则本项目压裂返排液产生、回用情况见表 2.5-6。

表 2.5-6 压裂返排液产生、回用情况一览表

井号	水平段长 m	压裂液用量		返排率	返排液产生量 m ³	返排液去向
		新鲜水 m ³	回用水 m ³			
真页 1-6HF 井	2200	41495	2505（场地雨水 1065，洗井废水 1440）	5.50%	2420	配制真页 1-7HF 井压裂液
真页 1-7HF 井	2100	39580	2420	5.50%	2310	配制真页 1-8HF 井压裂液
真页 1-8HF 井	2100	39690	2310	5.50%	2310	配制真页 1-9HF 井压裂液
真页 1-9HF 井	2000	37690	2310	5.50%	2200	配制真页 1-10HF 井压裂液
真页 1-10HF 井	2200	41800	2200	5.50%	2420	配制真页 1-11HF 井压裂液
真页 1-11HF 井	2000	37580	2420	5.50%	2200	配制真页 1-12HF 井压裂液
真页 1-12HF 井	2100	39800	2200	5.50%	2310	配制真页 1-13HF 井压裂液
真页	2100	39690	2310	5.50%	2310	配制其他钻井平台压裂液或

1-13HF 井						处理达标后排放
合计	16800	317325	18675	\	\	\

注：由于降雨量的不确定性，为便于统计，表中将场地雨水全部回用于真页 1-6HF 井压裂液配制

压裂返排液的成分与页岩气井压裂时使用的压裂液成分和地层岩性相关，本项目采用水力压裂，压裂液中主要成分为水，比例在 98%以上，同时添加有减阻剂、防膨剂、低分子稠化剂、流变助剂等，添加剂主要成分以聚丙烯酰胺、四甲基氯化铵、聚氧乙烯月桂醇醚硫酸钠等有机物质为主，配置压裂液的原辅料中不含镉、铅、汞、砷、铬、镍等重金属物质，结合《低渗透地层水力压裂返排机制及其污染控制研究》（佟乐，博士学位论文，2024 年），受地层岩性的影响，压入地下的压裂液因接触地层岩石而混入悬浮物、重金属、油脂、酚类及酮类等物质，压裂返排液可能含有少量重金属。参考贵州、重庆等地页岩气压裂返排液水质资料，压裂返排液主要污染物浓度见下表。

表 2.5-7 压裂返排液主要污染物浓度一览表 单位：mg/L，pH 无量纲

项目	pH	COD _{Cr}	SS	氯化物	钡	氨氮	石油类
浓度	6-9	≤2000	≤500	≤15000	≤70	45	≤50

④生活污水

储层改造工程施工人员约 50 人，生活用水量参考《用水定额》(DB52/T 725-2025)中农村居民生活用水（农村分散式供水）量，取 100L/d·人，施工时间为 240 天，则生活用水量为 1200m³，排污系数取 0.80，储层改造期间生活污水产生量为 960m³。生活区设一座容积为 20m³化粪池收集施工人员产生的生活污水，生活污水经化粪池处理后还田或交第三方环境治理公司进行清掏外运处置。

表 2.5-8 储存改造工程生活污水产生情况一览表

废水量 m³	项目	COD	BOD ₅	SS	NH ₃ -N
960	产生浓度/mg/l	400	200	250	25
	产生量/t	0.384	0.192	0.240	0.0240

(4) 地面集输工程施工

①施工废水

采用成品混凝土，产生的少量混凝土养护废水，主要污染物为 SS，浓度为 3000mg/L，混凝土养护用水量约为 0.5m³/d。本项目预计施工用水量为 15m³，废水产生量约 3m³，经沉淀后回用于场地洒水。

②生活污水

油气集输工程施工人员 20 人，施工时间 30d，生活用水量参考《用水定额》（DB52/T 725-2025）中农村居民生活用水（农村分散式供水）量，取 100L/d·人，排污系数取 0.80 计算；则生活污水产生量为 80L/(人·d)，生活污水产生量为 48m³。地面集输工程施工人员租住附近民房，不设施工营地，生活污水利用当地污水处理设施处置。

表 2.5-9 油气集输工程生活污水产生情况一览表

废水量 m³	项目	COD	BOD ₅	SS	NH ₃ -N
48	产生浓度/mg/l	400	200	250	25
	产生量/t	0.019	0.010	0.012	0.0012

本项目施工期水平衡见图 2.5-1 和表 2.5-10。

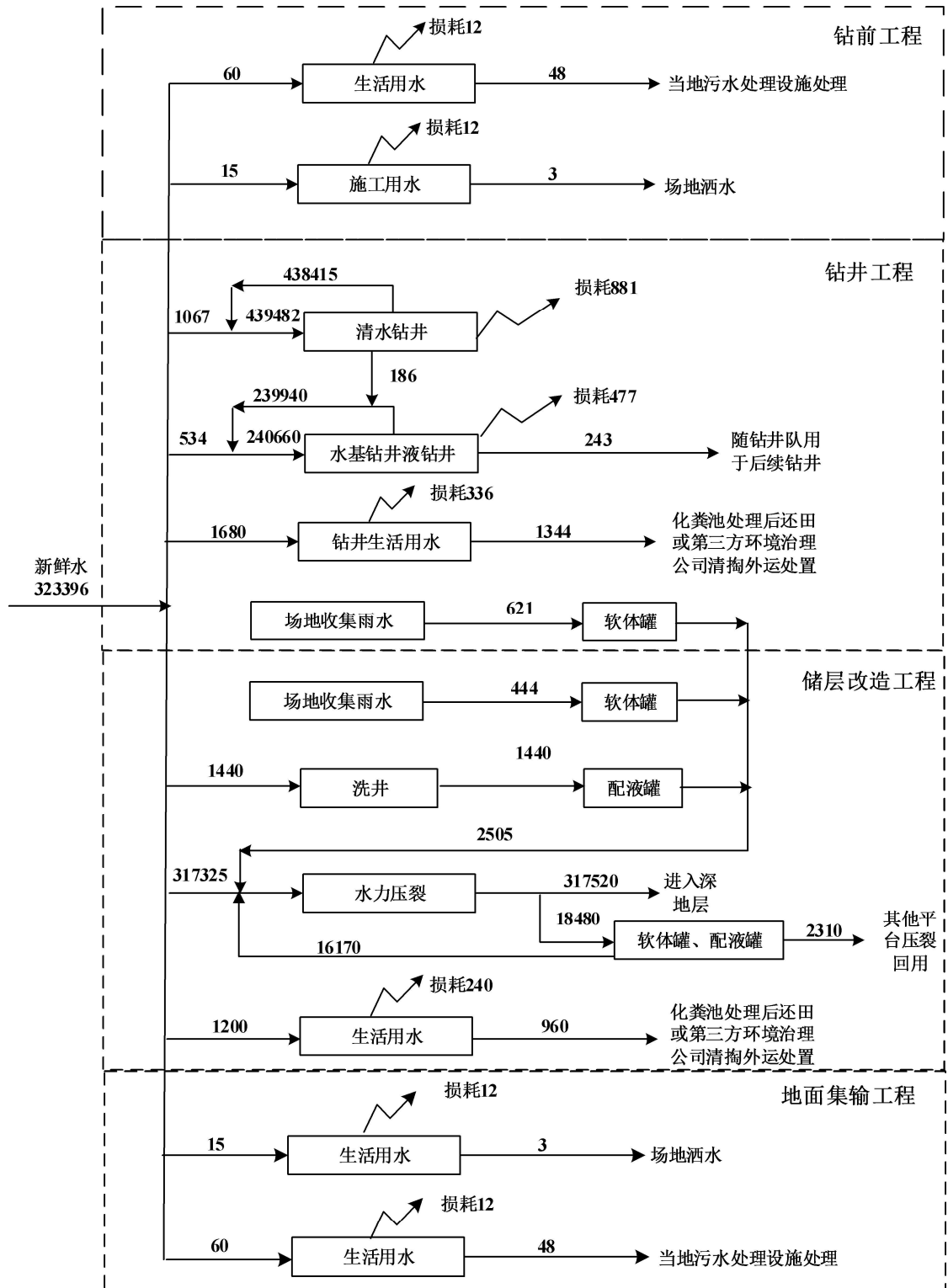


图 2.5-1 施工期水平衡图 单位：m³

表 2.5-10 施工期水平衡一览表 单位: m³

工段	用水环节	总用水量	新鲜水 用量	回用水 量	损耗量	循环量	废水产 生量	废水利用量			废水去向
								本项目 利用量	外运处置 量	小计	
钻前 工程	生活用水	60	60	\	12	\	48	\	48	48	利用当地污水处理设施处理
	施工废水	\	15	\	12	\	3	\	3	3	沉淀后用于场地洒水
钻井 工程	清水钻进	439482	1067	\	881	438415	186	186	\	186	配制本项目水基钻井液
	水基钻进	240660	534	186	477	239940	243	\	243	243	随钻井队用于其他钻井工程
	生活用水	1680	1680	\	336	\	1344	\	1344	1344	生活污水经化粪池处理后还田或交第三方环境治理公司进行清掏外运处置
	场地雨水	\	\	\	\	\	621	621	\	621	配制本项目压裂液
储层 改造工程	洗井	1440	1440	\	\	\	1440	1440	\	1440	生活污水经化粪池处理后还田或交第三方环境治理公司进行清掏外运处置
	生活用水	1200	1200	\	240	\	960	\	960	960	利用井场及生活区环保厕所进行处置
	场地雨水	\	\	\	\	\	444	444	\	444	配制本项目压裂液
	水力压裂	336000	317325	18675	317520	\	18480	16170	2310	18480	井间回用，上一口井的压裂返排液用于下一口井压裂液配制，最后一井的压裂返排液用于其它钻井平台配制压裂液或依托采出水处理站处理达标后排放
油气 集输 工程	生活用水	60	60	\	12	\	48	\	48	48	生活污水经化粪池处理后还田或交第三方环境治理公司进行清掏外运处置
	施工废水	\	15	\	12	\	3	\	3	3	沉淀后用于场地洒水
总用水量		1020582	323396	18861	319502	678355	23820	18861	4959	23820	\

2.5.1.2. 废气

(1)扬尘

施工扬尘主要来自井口建设、临时生活区、钻井设备基础等建构筑物过程产生的扬尘以及材料运输、卸放、拌合等过程中产生的扬尘，本项目土石方工程量小，扬尘产生量小。

(2)燃油废气

本项目压裂采用电力作为动力进行压裂，钻井采用网电供电，柴油发电机作为备用电源，配备 2 台 810kw 柴油动力机作为备用钻井动力，2 台 320kW 柴油发电机作为备用办公、生活用电电源，备用动力机、发电机油耗量约 203g/kw·h，采用符合国家标准的优质柴油。按照原国家环保总局《关于排污费征收核定有关工作的通知》（环发[2003]64 号）中有关排放污染物物料衡算的规定，预测柴油动力机、发电机主要污染物排放情况见下表。

表 2.5-11 单台柴油机、发电机组废气污染物排放情况

污染源	油耗 kg/h	烟气量 m ³ /h	污染物名称	排放速率 (kg/h)	排放浓度 (mg/m ³)
810kw 柴油动力机	164.43	2137.59	NO _x	0.053	25
			SO ₂	0.165	77
			颗粒物	0.214	100
200kw 柴油发电机	40.6	527.8	NO _x	0.013	25
			SO ₂	0.041	77
			颗粒物	0.053	100

注：烟气量系数取 13m³/kg 柴油。

(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，单井每个制度放喷时间小于 6h，总放喷时间小于 48h。测试放喷页岩气在放喷池内，经 1m 高对空短火焰燃烧器点火燃烧后排放，燃烧废气污染因子主要为 NO_x、烟尘、CO₂ 等。

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

泄压，事故放喷时间短，属临时排放。

(4)施工机具尾气

施工过程中工程机械和运输车辆，其工作时排放的尾气主要污染物是 CO、NO_x 等。

(5)前置酸配制产生盐酸雾

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

(6)食堂油烟

钻井工程、储层改造工程临时生活区设食堂一座，设置 2 个灶头，燃料采用电能，产生废气主要为食堂烹饪时的油烟废气。

食堂用餐人数为 50 人次/d，灶头排风量以 4000m³/h 计，日工作时间约 5h。按每人消耗动植物油 0.02kg/d 计，烹饪时油烟挥发份取用油量的 2.5%，则钻井工程、储层改造工程临时生活区食堂油烟产生量为 14.4kg，产生浓度为 1.25mg/m³。油烟通过油烟净化器处理后经专用烟道引至所在建筑物楼顶排放，油烟净化器效率取 80%，则钻井工程、储层改造工程临时生活区食堂油烟产生量为 2.88kg，产生浓度为 0.25mg/m³。

2.5.1.3. 噪声

(1) 钻前工程

本项目依托原有井场、放喷池、清水池等，钻前工程主要是井口开挖砌筑方井、临时生活区、钻井设施基础等建构筑物建设和钻井设备运输安装，钻前施工仅在白天进行，夜间不施工，钻前工程噪声主要是挖掘机、载重车辆等重型机械产生的噪声，见表 2.5-12。

表 2.5-12 主要施工机械噪声源强 单位：dB(A)

序号	设备名称	测点距施工机具距离	最大声级 (dB (A))	运行方式	运行时间(h)
1	挖掘机	5m	85-90	移动设备	间断，<2h
2	载重汽车	5m	80-85	移动设备	间断，<2h

(2) 钻井工程

钻井噪声主要来源于钻井设备、泥浆泵、泥浆循环系统、水基岩屑不落地随钻处理系统、备用发电机、备用柴油动力机等设备产生的噪声，钻井工程主要噪声源见下表。

表 2.5-13 钻井主要噪声源强特性单位：dB(A)

声源名称	空间相对位置*/m			声源控制措施	降噪后声源源强		运行时段	设备数量
	X	Y	Z		声压级 dB(A)	距声源距离 m		
柴油动力机 1	34	154	1	隔声、消声、减振	90	1	备用	1
柴油动力机 2	38	154	1	隔声、消声、减振	90	1	备用	1
发电机 1	31	157	1	隔声、消声、减振	95	1	备用	1
发电机 2	33	157	1	隔声、消声、减振	95	1	备用	1
钻井泵 1	30	148	1	减振	85	1	昼夜	1
钻井泵 2	30	142	1	减振	85	1	昼夜	1
除砂器	48	144	1	减振	70	1	昼夜	1
除泥器	48	136	1	减振	70	1	昼夜	1
振动筛 1	48	129	1	减振	80	1	昼夜	1
振动筛 2	48	118	1	减振	80	1	昼夜	1
离心机	48	107	1	减振	80	1	昼夜	1
绞车	41	149	1	减振	80	1	昼夜	1
板框压滤机	55	109	2	减振	75	1	昼夜	1
高频振动筛	54	118	2	减振	75	1	昼夜	1
高速离心机	54	128	2	减振	75	1	昼夜	1
泥浆泵	54	137	2	减振	75	1	昼夜	1
长杆泵	54	144	2	减振	75	1	昼夜	1
搅拌机	54	151	2	减振	75	1	昼夜	1

注：以井场西南角为原点，南北方向为 Y 轴，东西方向为 X 轴，北、东为正。

(3) 储层改造工程

压裂噪声主要来源于压裂泵、混砂车等设备的机械噪声，昼间作业；测试放喷噪声源强为 100dB(A)，属空气动力连续性噪声。主要噪声源强及特性见下表。

表 2.5-14 储层改造测试主要噪声源特性

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	距声源			

				dB(A)	距离 m			
压裂泵 1	43	135	1	90	1	减振	昼间	1
压裂泵 2	43	130	1	90	1	减振	昼间	1
压裂泵 3	43	126	1	90	1	减振	昼间	1
压裂泵 4	43	122	1	90	1	减振	昼间	1
压裂泵 5	42	116	1	90	1	减振	昼间	1
压裂泵 6	42	112	1	90	1	减振	昼间	1
压裂泵 7	42	107	1	90	1	减振	昼间	1
压裂泵 8	42	103	1	90	1	减振	昼间	1
压裂泵 9	42	98	1	90	1	减振	昼间	1
压裂泵 10	42	94	1	90	1	减振	昼间	1
压裂泵 11	42	90	1	90	1	减振	昼间	1
压裂泵 12	42	86	1	90	1	减振	昼间	1
混砂车 1	25	145	1	80	1	减振	昼间	1
混砂车 2	25	139	1	80	1	减振	昼间	1
混配车 1	43	147	1	80	1	减振	昼间	1
混配车 2	43	142	1	80	1	减振	昼间	1
供液泵 1	43	150	1	80	1	减振	昼间	1
供液泵 2	41	150	1	80	1	减振	昼间	1
测试放喷(西北侧放喷池)	-28	211	1	100	1	/	昼夜连续	/
测试放喷(西南侧放喷池)	-78	14	1	100	1	/	昼夜连续	/

注：以井场西南角为原点，南北方向为 Y 轴，东西方向为 X 轴，北、东为正。

(4) 地面集输工程施工

地面集输工程施工噪声主要来源于设备安装机具噪声，主要噪声源强及特性见下表。

噪声设备	数量	单台源强	距声源	噪声特性	排放时间	声源种类
切割机	1 台	82-89	5m	机械	间歇排放	移动声源
振捣器	1 台	76-84	5m	机械	间歇排放	移动声源

表 2.5-15 地面集输工程施工主要噪声源特性

噪声设备	数量	单台源强	距声源	噪声特性	排放时间	声源种类
切割机	1 台	82-89	5m	机械	间歇排放	移动声源
振捣器	1 台	76-84	5m	机械	间歇排放	移动声源

2.5.1.4. 固体废物

本项目产生的固体废物主要有清水岩屑、水基岩屑、油基岩屑、废油、压裂返排液絮凝沉淀污泥、废包装材料、废防渗材料及生活垃圾、土石方等。本项目剩余油基钻井液约 251m³，由钻井队回收，随钻井队用于后续钻井工程。

① 钻井岩屑

钻井岩屑是在钻井过程中钻头切削地层岩石而产生的碎屑，其产生量与井眼长度、平均井径有关。根据本项目钻井阶段各开次进尺、钻头尺寸，并取一定的容积扩大倍数(清水和水基钻井取 2.5 倍，油基钻井取 3 倍)，计算公示如下：

计算公示如下：

$$V_{\text{清水}} = \pi(r_1^2 \cdot d_1 + r_2^2 \cdot d_2) \cdot 2.5$$

$$V_{\text{水基}} = \pi r_3^2 \cdot d_3 \cdot 2.5$$

$$V_{\text{油基}} = \pi r_4^2 \cdot d_4 \cdot 3$$

式中：

r_1 ：导管段钻头尺寸半径；

d_1 ：导管段长度；

r_2 ：一开段钻头尺寸半径；

d_2 ：一开段长度；

r_3 ：二开直井段钻头尺寸半径；

d_3 ：二开直井段长度；

r_4 ：二开斜井段、水平段钻头尺寸半径；

d_4 ：二开斜井段、水平段长度。

根据本项目各井各开次进尺、钻头尺寸，本项目钻井岩屑产生量见表 2.5-17。

表 2.5-17 钻井岩屑产生情况

开次	钻头尺寸 mm	总进尺(m)	估算值(m ³)	岩屑类别	处置去向
导管	406.4	2400	778	清水	资源化利用
一开	311.2	12366	2351	清水	资源化利用
二开直井段	215.9	5730	524	水基	资源化利用

开次	钻头尺寸 mm	总进尺(m)	估算值(m ³)	岩屑类别	处置去向
导管	406.4	2400	778	清水	资源化利用
一开	311.2	12366	2351	清水	资源化利用
二开斜井段、水平段	215.9	22213	2440	油基	危废处置单位处置

本项目导管、一开段采用清水钻进，岩屑产生量为 3129m³。二开直井段采用水基钻井液钻进，钻井过程中返回地面的混合物经泥浆循环系统分离处理，分离的固相再经“不落地”随钻处理系统处理，“不落地”随钻处理系统压滤机分离的液相用于钻井泥浆循环系统调配新泥浆时用水，固相即水基岩屑产生量为 524m³，综合利用。根据《危险废物排除管理清单（2021 年版）》：以水为连续相配制钻井泥浆用于石油和天然气开采过程中产生的废弃钻井泥浆及岩屑（不包括废弃聚磺体系泥浆及岩屑）不属于危险废物，本项目二开直井段采用的水基钻井液不属于聚磺体系泥浆，因此，本项目二开直井段产生的水基岩屑不属于危险废物。

本项目二开斜井段、水平段采用油基钻井液钻进，油基岩屑产生量约 2440m³，油基岩屑采用吨桶“不落地”收集后，交由有相应危险废物处置资质的单位进行处置。本项目产生的油基岩屑收集、贮存、转运应符合《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）有关要求，暂存区应做好防风、防晒、防雨、防漏、防渗、防腐以及其他环境污染防治措施。

②废防渗材料

场地清理时拆除的原防渗区域为防止矿物油等污染土壤和地下水而铺设的防渗材料等（如油罐区防渗膜），若沾染矿物油，属于危险废物（HW08），临时暂存在危险废物贮存库，最终交由有相应危险废物处置资质的单位进行处置，若未沾染矿物油，则交一般工业固体废物处置单位处置，类比建设单位其它页岩气井钻井工程废防渗材料产生情况，废防渗材料产生量约 1.6t。

③废油

钻井过程中废油的主要来源有：a、机械(泥浆泵、转盘、链条等)润滑废油。b、钻井设备清洗与保养、泥浆循环罐掏罐产生的废油，如更换柴油机零部件和清洗钻具、套管等。C：地层凝析油：钻遇含油气地层时可

能产生。

根据区块内已建真页 1HF 井、真页 1-1HF 井等井资料，未发现地层凝析油产出，结合建设单位页岩气钻井期、储层改造期废油产生情况，本项目预计废油产生量为 4t，属于危险废物（HW08），废油由废油回收桶收集，临时暂存在危险废物贮存库，危险废物贮存库采取防风、防晒、防雨、防漏、防渗、防腐措施，最终由井队综合利用或交由有相应危险废物处置资质的单位进行处置。

拟建项目产生的各类危险废物名称、类别等信息见表 2.5-18。

表 2.5-18 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	4880 (2440m ³)	钻井	072-001-08	HW08	固态	矿物油	矿物油	施工期	毒性	危废处置单位处置
2	废油	4	机械设备清洗、保养、检修等	900-201-08、 900-214-08、 900-249-08		液态				毒性、易燃性	资源回收
3	废防渗材料	1.6	场地清理	900-249-08		固态				毒性、易燃性	危废处置单位处置

注：油基岩屑容重按 2 考虑。

危险废物贮存场所(设施)基本情况见表 2.5-19。

表 2.5-19 危险废物贮存场所(设施)基本情况表

序号	贮存场所(设施)	危险废物名称	危险废物类别	危险废物代码	占地面积	贮存方式	贮存能力	贮存周期
1	油基岩屑暂存区	油基岩屑	072-001-08	HW08	约 40m ²	30 个吨桶	约 30m ³	5d
2	危险废物贮存库	废油	900-201-08、 900-214-08、 900-249-08	HW08	约 12m ²	4 个 200L 油桶收集	约 0.8m ³	30d
3		废防渗材料	900-249-08	HW08		防漏胶袋盛装	1t	30d

④废包装材料

根据钻井液材料、压裂液材料使用情况，预计本项目产生的废包装材料约 9t，由厂家或有回收资质的单位回收。

⑤压裂返排液絮凝沉淀污泥

本项目压裂返排液排入配液罐、软体罐内暂存，井间回用，最后一口井及时转运回用于工区其他钻井平台压裂工序，回用前压裂返排液在软体罐内进行絮凝沉淀处理，参考南川区块页岩气采出水循环处理系统在 201 平台、DP2、DP30 平台压裂返排液絮凝沉淀处理的污泥产生情况，压裂返排液絮凝沉淀污泥产生量约 33t/万 m³-废水，本项目压裂返排液产生量为 18480m³，则压裂返排液絮凝沉淀污泥约 61t，资源化利用。

⑥生活垃圾

钻前施工人员 20 人，共施工 30 天；钻井施工人员 50 人，共施工 336 天；储层改造施工人员 50 人，共施工 240 天；油气集输工程施工人员 20 人，施工共 30 天。按照生活垃圾按 0.5kg/(人·d)计算，则本项目生活垃圾产生量为 15t。生活垃圾定点收集后，由环卫部门统一清运处置。

⑦土石方

本项目土石方量较小，结合地形可做到场地内土石方平衡，无弃方。拟建项目产生的一般固体废物名称、类别等信息见表 2.5-20。

表 2.5-20 一般固体废物分类与代码

序号	名称	废物种类	行业来源	代码
1	清水岩屑	SW12 钻井岩屑	天然气开采	072-001-S12
2	水基岩屑		天然气开采	072-001-S12
3	废包装材料	SW17 可再生类废物	非特定行业	900-003-S17、 900-005-S17、 900-099-S17
4	压裂返排液絮凝沉淀污泥	SW07 污泥	非特定行业	900-099-S07
5	生活垃圾	生活垃圾	办公、生活	900-002-S61、 900-001-S62、 900-002-S62

本项目施工期固体废物产生情况见表 2.5-21。

表 2.5-21 施工期固体废物汇总

类别	产生量	处理措施	排放量

类别	产生量	处理措施	排放量
清水岩屑	3129m ³	资源化利用	0
水基岩屑	524m ³	水基岩屑经不落地系统收集、压滤脱水后资源化利用	0
油基岩屑	4880t	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	61t	资源化利用	0
废防渗材料	1.6t	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	4t	井队综合利用或交由有相应危险废物处置资质的单位进行处置	0
废包装材料	9t	由厂家或有资质的单位回收	0
生活垃圾	15t	定点收集后，交环卫部门集中处置	0

2.5.1.5. 热辐射

热辐射主要来自于测试放喷或目的层事故放喷燃烧时高温烟气所含热量，与气井产量、压力、燃烧时间、火焰温度有关，测试放喷页岩气将点火燃烧处理，以地面火炬形式形成喷射火，页岩气热值取 46892.42kJ/kg，本项目预计测试放喷产能约 5 万 m³/d，单井测试放喷页岩气质量流速为 0.41kg/s。

2.5.2 运营期

2.5.2.1. 废水

(1) 井下作业废水

参考《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》（部公告 2021 年 24 号）中《1120 石油和天然气开采专业及辅助性活动行业系数手册》，低渗透油田洗井工业废水产生量为 27.13m³/井次，预计每 2 年进行 1 次井下作业(洗井)，本项目运营期共服务 14 口井，则 14 口井井下作业废水产生量预计平均约 189.91m³/a，主要污染物为 COD 和石油类，井下作业废水回用于建设单位页岩气平台压裂工序配制压裂液，本项目井下作业废水产排污情况见下表。

表 2.5-22 井下作业废水产排污情况

产品名称	原料名称	污染物指标	规模	单位	产污系数	产污量	排放量

井下作业	洗井废水	工业废水量	1 井次	吨/井次-产品	27.13	189.91m ³ /a	0
		化学需氧量	1 井次	克/井次-产品	34679.3	0.24t/a	0
		石油类	1 井次	克/井次-产品	6122.1	0.04t/a	0

(2) 采出水

运营期，采出水主要来自集气站分离器、压缩机、分子筛脱水撬分离的采气分离水，采出水产生量与气井配产规模、井下压力、储层含水特性、压裂液注入量等有关，参考真页 1HF 井、真页 1-1HF 井试采期生产数据，本项目运营期 14 口井采出水产生量约 70m³/d。采出水主要为压裂期间注入的压裂液，参考贵州、重庆等地页岩气采出水水质资料，主要污染物浓度见下表。

表 2.5-23 采出水水质一览表 单位：mg/L，pH 无量纲

项目	pH	COD _{Cr}	SS	氯化物	钡	氨氮	石油类
浓度	6-9	≤2000	≤500	≤15000	≤70	45	≤50

表 2.5-24 本项目采出水产生情况一览表

名称	污染物名称	处理前		拟采取处理措施	处理后	
		浓度 (mg/L)	产生量 (t/a)		浓度 (mg/L)	排放量 (t/a)
采出水	废水量	\	23100m ³ /a	依托上坝污水处理厂处理后达标排放	\	23100m ³ /a
	COD	2000	46.2		50	1.16
	石油类	50	1.16		1	0.02
	氯化物	15000	346.5		250	5.78
	氨氮	45	1.04		5	0.12

(3) 生活污水

本项目运营期集气站无人值守。

2.5.2.2. 废气

本项目采取密闭集输工艺，采用井下节流技术，不设加热炉，正常情况下无废气排放。

事故和检修时，切断井口截断阀，工艺设备及管线内废气经放空立管放空，每次持续时间在 2~5min，发生频率为 2~3 次/年。非正常工况下废

气排放见表 2.5-25 和表 2.5-26。

表 2.5-25 项目运营期非正常工况下废气排放一览表

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

表 2.5-26 非正常工况下排放方式一览表

废气类型	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

2.5.2.3. 噪声

集气站噪声源主要为压缩机、采出水外输泵、分离器等, 压缩机裸机噪声大约在 85dB 左右, 采取隔声罩、基础减震等措施后, 噪声约 70dB, 无指向性发散。

检修或紧急事故状态下进行放空时, 会产生放空噪声, 放空噪声可达 100dB 左右。

表 2.5-27 集气站新增主要设备噪声源强特性 单位: dB(A)

序号	声源名称	空间相对位置*m			声源源强		声源控制措施	运行时段	降噪后源强
		X	Y	Z	声压级 dB(A)	距声源距离 m			
1	压缩机 1	43	166	1	85	1	隔声、减振、消声	昼夜	70
2	压缩机 2	48	166	1	85	1	隔声、减振、消声	昼夜	70
3	分离器	52	166	1	55	1	减振	昼夜	50
4	脱水撬	39	166	1	65	1	减振	昼夜	60

注*: 以该井场西南角为原点, 南北方向为 Y 轴, 东西方向为 X 轴, 北、东为正。

2.5.2.4. 固体废物

集气站无人值守, 无生活垃圾产生。运营期固体废物主要为压缩机维护过程产生的废润滑油、分子筛脱水撬更换的废分子筛以及除砂器产生的废砂石。

压缩机润滑油定期更换, 更换的废润滑油为危险废物, 预计产生量平

均约 0.04t/a，交由有危险废物处置资质的单位处置。

脱水采用分子筛脱水撬脱水，分子筛设计使用寿命为 5 年，每 5 年更换 1 次，集气站设 2 台分子筛脱水撬，单台每次更换量为 0.4t，则废分子筛产生量平均为 0.16t/a，属于一般工业固体废物，废分子筛由厂家更换时回收利用。

除砂产生的废砂石主要成分为二氧化硅，产生量约 40kg/a，属于一般工业固体废物，废砂石附着于除砂器内件由厂家更换内件时回收处置。

表 2.5-28 一般工业固体废物分类与代码

序号	名称	废物种类	行业来源	代码
1	废砂石	SW12 钻井岩屑	天然气开采	072-002-S12
2	废分子筛	SW59 其他工业固体废物	非特定行业	900-005-S59

表 2.5-29 废润滑油属性一览表

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	0.04	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 2.5-30。

表 2.5-30 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	危险废物贮存库	废润滑油	HW08 废矿物油与含矿物油废物	900-214-08	集气站内	约 2m ²	1 个 200L 油桶收集	约 0.2m ³	30d

2.5.3 退役期

当不具备商业开采价值时或停止采气后将按照《废弃井封井回填技术指南(试行)》相关规定采取封井作业。封井作业主要污染物为扬尘、废弃设备、施工人员生活污水和生活垃圾，工期约 20d，作业人员 10 人，生活用水定额取 100L/人·d，排污系数取 0.80，则产生的生活污水总量约为 16m³，施工人员租住附近民房，不设施工营地，生活污水利用租住民房污水处理

设施处理。生活垃圾产生量按 $0.5\text{kg}/(\text{人}\cdot\text{d})$ 计算，则生活垃圾产生量为 0.1t ，集中收集后交由当地环卫部门统一处置。

封井结束后，无废气、废水、固体废物、噪声等污染物产生和排放。

2.6 污染物排放汇总

本项目撤销现有试采站，建设前后真页 1 平台主要污染物排放变化情况见表 2.6-1，本项目施工期、运营期、退役期主要污染物产生及排放情况汇总见表 2.6-2、表 2.6-3 和表 2.6-4。

表 2.6-1 本项目建设前后真页 1 平台主要污染物排放变化情况一览表

污染源	污染物	现有工程排放量 (固体废物产生量)	在建工程排放量 (固体废物产生量)	本工程排放量(固体废物产生量)	以新带老削减量	总排放量(固体废物产生量)	增减量变化
采出水	废水量 m ³ /a	3300	0	23100	3300	23100	19800
	COD t/a	0.33	0	1.16	0.33	1.16	0.83
	氨氮 t/a	0.05	0	0.12	0.05	0.12	0.07
一般工业 固体废物	废砂石	0	0	0.04	0	0.04	0.04
	废分子筛	0	0	0.16	0	0.16	0.16
危险废物	废润滑油	0	0	0.04	0	0.04	0.04

表 2.6-2 施工期主要污染物产生及排放情况一览表

时段	污染物类型	排放源	污染物名称	处理前		拟采取处理措施	处理后	
				浓度	产生量		浓度	排放量
钻前工程	废水	施工废水	SS	\	3m ³	沉淀后回用	\	0
		生活污水	污水量	\	48m ³	租住附近民房，不设施工营地，生活污水利用租住民房污水处理设施处置	\	0
	废气	施工扬尘及尾气	TSP、NO _x 、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	废水	洗井废水	洗井废水	\	1440m ³	配制压裂液	\	0
		场地雨水	场地雨水	\	1065m ³	配制压裂液	\	0

时段	污染物类型	排放源	污染物名称	处理前		拟采取处理措施	处理后	
				浓度	产生量		浓度	排放量
层改造工程		压裂	压裂返排液	\	16170m ³	井间回用，上一口井的压裂返排液用于下一口井压裂液配制，最后一井的压裂返排液用于其它钻井平台配制压裂液或依托采出水处理站处理达标后排放	\	0
		生活污水	污水量	\	2304m ³	生活污水经环保厕所收集后还田或交第三方环境治理公司进行清掏外运处置	\	0
	废气	燃油废气	烟尘、NO _x 、CO	\	少量	采用符合国家标准的燃料	\	少量
		测试放喷废气	NO _x 、烟尘	\	\	放喷池燃烧排放	\	\
	噪声	钻井施工	钻井设备、泥浆泵等	\	80-110dB(A)	隔声、消声、减振等	\	70-95dB(A)
		压裂施工	压裂泵、混砂车等	\	80-90dB(A)		\	80-90dB(A)
		测试放喷	放喷气流噪声	\	100dB(A)	优化试气流程，减少放喷时间	\	100dB(A)
	固体废物	钻井岩屑	清水岩屑	\	3129m ³	资源化利用	\	0
			水基岩屑	\	524m ³	水基岩屑经不落地系统收集、压滤脱水后资源化利用	\	0
			油基岩屑	\	4880t	油基岩屑采用吨桶“不落地”收集后，交由有相应危险废物处置资质的单位进行转运处置。油基岩屑收集、贮存、转运应符合《危险废物收集 贮存 运输技术规范》(HJ2025-2012)有关要求	\	0
		场地清理	废防渗材料	\	1.6t	若沾染矿物油，交由有危险废物处置资质的单位进行处置，若未沾染矿物	\	0

时段	污染物类型	排放源	污染物名称	处理前		拟采取处理措施	处理后	
				浓度	产生量		浓度	排放量
						油，则交一般固废处置单位处置		
		絮凝沉淀池污泥	絮凝沉淀池污泥	\	61t	资源化利用	\	0
		机械润滑废油、清洗保养	废油	\	4t	井队综合利用或交由有相应危险废物处置资质的单位进行处置	\	\
		废包装材料	废包装材料	\	9t	由厂家或有资质的单位回收	\	\
		生活垃圾	生活垃圾	\	14.4t	定点收集后，由环卫部门集中处置	\	\
油气集输工程	噪声	施工机具	噪声	\	76-89dB(A)	合理安排施工时间，禁止夜间施工		76-89dB(A)
	固体废物	生活垃圾	生活垃圾	\	0.3t	定点收集后，由环卫部门集中处置	\	\
	废水	施工废水	施工废水	\	6m ³	沉淀后用于场地洒水	\	\
		生活污水	生活污水	\	48m ³	生活污水利用租住民房污水处理设施处理	\	\
	废气	施工扬尘	扬尘	\	少量	洒水抑尘	\	\
		施工机具	设备尾气	CO、NO _x	少量	\	\	\

表 2.6-3 运营期主要污染物产生及排放情况一览表

污染物类型	排放源	污染物名称	处理前		拟采取处理措施	处理后	
			浓度	产生量		浓度	排放量
废水	采出水	废水量	\	23100m ³ /a	依托上坝污水处理厂处理达标后排放	\	23100m ³ /a
		COD	2000mg/L	46.2t/a		50mg/L	1.16t/a
		石油类	50mg/L	1.16t/a		1mg/L	0.023t/a
		氯化物	15000mg/L	346.5t/a		250mg/L	5.78t/a

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
		氨氮	45mg/L	1.04t/a		5mg/L	0.12t/a
	井下作业废水	废水量	\	189.91m ³ /a	回用平台压裂，不外排	\	0
废气	放空废气	页岩气	2-3 次/a，2-5Nm ³ /次		通过高 15m，内径 0.15m 的放空立管放空	\	\
噪声	压缩机等设备噪声	噪声	55-85dB		基础减振，隔声	50-70dB	
	放空噪声	噪声	100dB		通过集气站放空立管放空，放空前做好附近居民协商沟通工作	\	
固体废物	压缩机	废润滑油	0.04t/a		交由有相应危险废物处置资质的单位处置	\	
	除砂器	废砂石	40kg/a		废砂石附着于除砂器内件由厂家更换内件时回收处置	\	
	分子筛脱水撬	废分子筛	0.16t/a		由厂家更换时回收利用	\	

表 2.6-4 退役期主要污染物产生及排放情况一览表

污染物类型	排放源	污染物名称	处理前		拟采取处理措施	处理后	
			浓度	产生量		浓度	排放量
废水	生活垃圾	生活垃圾	\	0.1t	定点收集后，由环卫部门集中处置	\	0
	生活污水	废水量	\	16m ³	生活污水利用租住民房污水处理设施处理	\	16m ³

3 环境现状调查与评价

3.1 自然环境现状调查与评价

3.1.1 地形地貌

道真仡佬族苗族自治县属大娄山系中支和东支余脉，最高海拔麻抓岩 1939.9m，最低海拔芙蓉江出境处 317.9m。地貌以溶蚀浸蚀低山峰丛和槽谷为主，碳酸盐岩广布，属典型的喀斯特地貌。

本项目所处区域位于梅江左岸，属山地-丘陵地貌，井场地面高程 700m 左右，地形条件复杂，沟壑纵横，地貌起伏较大。

3.1.2 水文地质条件

3.1.2.1. 区域地下水类型

根据区域水文地质资料及现场勘查，结合评价区地下水赋存条件等，项目区域地下水类型可分为碳酸盐岩类岩溶水、碎屑岩类孔隙裂隙层间水两大类型。

(1) 碳酸盐岩类岩溶水

该类型水主要分布于三叠系中统雷口坡组 (T_{2l})、三叠系下统嘉陵江组 (T_{1j})，是评价范围内主要的地下水类型，含水层岩性为钙质页岩、砂质页岩夹灰岩，白云岩及泥质灰岩，浅灰、灰色薄至中厚层状灰岩、白云质灰岩夹盐溶角砾岩。以赋存碳酸岩岩溶水为主，受地形控制，岩溶水地下水埋藏深度变化很大，暗河、溶洞不发育~中等发育，泉流量多小于 5 升/秒，属重碳酸钙镁型或重碳酸钙型水。

(2) 碎屑岩类孔隙裂隙水层间水

碎屑岩类孔隙裂隙层间水主要赋存于须家河组 (T_{3xj})，为一套内陆湖泊沼泽相含煤碎屑沉积，主要岩性为灰、灰白色厚层至块状细至中粒岩屑长石石英砂岩，夹深灰、灰色薄层至中厚层状粉砂岩、泥岩、少量页岩及薄煤层。该地层中，砂岩裂隙发育，其中，又以层面裂隙及因层间滑动所引起的扭裂隙最发育，这些裂隙为地下水赋存提供了储水空间。地下水以下降泉形式出露于地表低洼点，一般泉流量 0.08~0.8L/s，大者可达 3~15L/s，单井涌水量 100~1000t/d，多为重碳酸钙钠型水。

3.1.2.2. 地层特征

根据设计资料，本项目平台出露地层为三叠系中统雷口坡组（T_{2l}），目的层为龙马溪组，钻遇地层自上而下简述如下：

（1）三叠系中统雷口坡组(T_{2l})：预计钻厚 400m

上部灰色泥质灰岩、白云岩、泥质白云岩夹角砾状灰岩；中部灰色页岩、灰质页岩、紫红色、灰色粉砂质页岩、泥质白云岩夹（或互层）薄层状粉砂岩、泥质粉砂岩、白云质粉砂岩、泥质灰岩、泥质白云岩；下部泥质灰岩、灰质白云岩，底部为约 0.5 米厚“绿豆岩”。与下伏嘉陵江组整合接触。雷口坡组为评价范围内主要出露地层，为盐岩类裂隙溶洞水含水层，也是具有饮用水供水功能的含水层。

（2）三叠系下统嘉陵江组（T_{1j}）：预计钻厚 649m

以台地碳酸盐岩沉积为主，上部岩性主要为灰色灰质白云岩、角砾状灰质白云岩或岩溶角砾岩夹白云质灰岩；中部为灰色灰岩、含云灰岩偶夹白云岩、含灰白云岩或角砾状含灰白云岩；下部为灰色灰岩含云灰岩夹假鲕状含云灰岩。与下伏飞仙关组呈整合接触关系。岩层富水性中等。该地层分布于评价范围东侧。

（3）三叠系下统飞仙关组（T_{1f}）：预计钻厚 439m

为碳酸盐岩与泥质岩互层，可分为四段：飞四段，顶部为紫红色泥岩，下部为灰色灰质页岩；飞三段为浅灰色、灰色灰岩、鲕状灰岩、假鲕状灰岩夹泥质灰岩、白云质灰岩；飞二段为浅灰色、暗紫色泥质灰岩、泥岩互层，中、下部为灰色、灰白色变鲕状灰岩与暗紫色白云质泥质灰岩；飞一段，灰色灰岩、泥质灰岩，底部为灰色泥质灰岩与下伏长兴组深灰色含泥灰岩呈整合接触。该地层为较弱至中等含水岩组，在评价范围内未出露。

（4）二叠系上统长兴组（P_{2ch}）：预计钻厚 107m

浅灰至深灰色灰岩含少许燧石团块，顶部偶见灰色页岩或硅质页岩。与下伏龙潭组呈整合接触关系，在评价范围内未出露。

（5）二叠系上统龙潭组（P_{2l}）：预计钻厚 63m

上部为深灰色、灰色灰岩、生物碎屑灰岩夹燧石条带及团块，下部深灰色灰岩夹页岩及煤层，底部为一层灰色、灰白色粘土岩。与下伏茅口组呈假整合接触关系。长兴、龙潭组地层浅部风化裂隙发育，局部含风化裂

隙水，深部裂隙不甚发育，多见细小闭合状裂隙，细砂岩中见少量含水裂隙，含裂隙水，含、隔水层相间产出，显示含水层富水性弱，在评价范围内未出露。

(6) 二叠系下统茅口组 (P_{1m})：预计钻厚 342m

岩性总体为深灰色、灰色灰岩及生屑灰岩，夹燧石团块；下部夹含泥灰岩、泥质灰岩不等厚互层，偶夹薄层泥岩。与下伏栖霞组呈整合接触关系，在评价范围内未出露。

(7) 二叠系下统栖霞组 (P_{1q})：预计钻厚 115m

厚层灰色、深灰色灰岩及生屑灰岩，底部为灰色含泥灰岩。与下伏梁山组呈整合接触关系，在评价范围内未出露。

(8) 二叠系下统梁山组 (P_{1l})：预计钻厚 10m

灰白色铝土质泥岩、深灰色泥岩。与下伏韩家店组呈假整合接触关系。二叠系下统灰岩为较强岩溶含水层，岩溶中等发育，但极不均匀，水位埋藏深，在评价范围内未出露。

(9) 石炭系中统黄龙组 (C_{2h})：预计钻厚 5m

黄色灰岩石炭系中统黄龙组为岩溶含水层，地层厚度薄，部分区域缺失。为层状灰岩，含裂隙水、溶洞水，在评价范围内未出露。

(10) 志留系中统韩家店组 (S_{2h})：预计钻厚 495m

岩性总体以页岩为主，夹灰岩、粉砂岩。上部为黄灰、灰绿色粉砂岩与页岩互层，中、下部为黄绿色、紫红色页岩偶夹灰岩、粉砂岩。与下伏石牛栏组呈整合接触关系，在评价范围内未出露。

(11) 志留系下统石牛栏组 (S_{1x})：预计钻厚 159m

上部灰色粉砂岩、泥质粉砂岩夹灰色页岩、粉砂质页岩或互层；下部灰色灰岩、灰质页岩夹薄层灰色粉砂岩、泥质粉砂岩、灰质粉砂岩或条带。与下伏龙马溪组呈整合接触关系，在评价范围内未出露。

(12) 志留系下统龙马溪组 (S_{1l})：预计钻厚 289m

上部灰色页岩、灰质页岩偶夹泥质灰岩、灰岩；中部以灰质页岩为主；下部深灰色、黑色粉砂质页岩、含碳质粉砂质页岩。与下伏奥陶系五峰组呈整合接触关系。志留系中下统韩家店组、石牛栏组、龙马溪组为相对隔水层，在评价范围内未出露。

本项目钻井设计地质剖面见下表。

表 3.1-1 钻井设计地质剖面数据表

3.1.2.3. 评价区地下水补径排条件

评价区域内地下水主要受大气降水补给，不同地下水类型根据赋存介质特性具有不同径流及排泄形式。

(1) 碳酸盐岩类岩溶水

岩溶水系统的补给主要靠露头区的大气降水，其次是地表水体、上覆非岩溶层中的裂隙水等。评价区地下水的排泄区主要分布在河流、溪沟中或旁侧，另外在低洼地区、地形从陡变缓处亦易成为排泄区，评价区岩溶水系统主要在本区梅江及其支流等侵蚀基准面附近排泄。暴雨季节流量剧增，该处为评价区水系统的主要的排泄点之一。根据地形地势，总体来看，地下水整体流向由北向南，最终排泄于梅江沿岸。

(2) 碎屑岩类孔隙裂隙水

碎屑岩类孔隙裂隙水系统地下水的富集主要受裂隙发育、地貌形态等影响。大气降水为地下水主要补给来源。由于地下水含水层产状较为平缓，植被茂密，利于地下水沿裂隙下渗。下渗地下水向较深部运移，或由分水岭向河谷切割的低处运动，但运移途径都较短，当遇到有与地表相通的裂隙，或人工开挖切割裂隙时，地下水以下降泉的形式出露。泉多出露于坡脚或坡面上，并往往形成溢出带。但泉水流量都不大，流量动态均随季节变化，与降雨量关系密切。

3.1.2.4. 评价区地下水化学特征

区域水文地质基础资料显示区内重碳酸型水分布较广泛，说明地下水受降雨影响，并具有良好的强烈交替条件。而重碳酸硫酸型水分布较少，一般分布于某些向斜区内，这与侏罗系中含有石膏成份的岩石溶滤作用以及须家河组中含煤层有关。水化学成份的改变，除决定于岩石含盐成份外，还与径流条件、地形地貌等有关。

区内浅层地下水具有湿润多雨气候区之地下水的水化学特征，大面积分布的重碳酸型水，构成整个区域水化学类型背景，在局部地区出现与地

形、岩性、构造与植被、人类活动相关的重碳酸硫酸型水，水化学成份的改变，除决定于岩石的含盐组份外，还与径流条件、生物活动有关，在径流条件差，地下水汇流区附近的水质相对显的复杂多样，并可能造成与深部地下水的混合。

由于区域内降雨丰富，气候湿润，水文网深切，区内浅层地下水交替强烈，故矿化度普遍较低。根据区域水文地质普查报告，区内重碳酸型水分布较广泛，地下水矿化度小于 0.3g/L 的占总数的 95.9%，矿化度 0.5-1.0g/L 占总数的 0.9%，其间的细微差异反映了地下水循环运动的具体特点。一般来说，在褶皱山地或向斜台地径流条件好，矿化度普遍偏低，一般小于 0.3g/L；在低平构造和丘陵山区矿化度略高，一般为 0.3~0.5g/L。

根据本项目周边地下水监测数据（Q1，监测报告编号：厦美[2024]第 YS125 号，附件 8），地下水化学类型分析下表。

表 3.1-2 地下水化学类型分析计算表

离子名称	离子毫克数	离子化合价	离子原子量	当量浓度	当量百分数	阳离子毫克当量总数	阴离子毫克当量总数	相对误差
钾	1.78	1	39	0.04564	0.62%	7.39	7.31	0.58%
钠	14	1	23	0.6087	8.23%			
钙	128	2	40	6.4	86.56%			
镁	4.07	2	24	0.33917	4.59%			
碳酸根	5L	2	60	0	0.00%			
碳酸氢根	334	1	61	5.47541	74.92%			
氯离子	56.4	1	35.5	1.58873	21.74%			
硫酸根	11.7	2	96	0.24375	3.34%			

根据舒卡列夫分类，将阳离子划分为 Ca、Ca+Mg、Mg、Na+Ca、Na+Ca+Mg、Na+Mg、Na 七组，将阴离子划分为 HCO₃、HCO₃+SO₄、HCO₃+SO₄+Cl、SO₄、SO₄+Cl、Cl 七组，超过 25%毫克当量的离子按照矩阵法组合出 49 类水。由上表分析可知，项目区地下水类型为 HCO₃—Ca 型地下水。根据地下水八大离子监测结果，阳离子毫克当量总数与阴离子毫克当量总数相对误差为 0.58%，参考《生活饮用水标准检验方法 第 3 部分：水质分析质量控制》（GB/T5750.3-2023），相对误差满足要求。

3.1.2.5. 评价区地下水动态变化特征

区内地下水动态变化特征不一，主要受控于不同的补径排特征。对于补给范围广、地下水径流途径长、排泄区固定的岩溶地下水系统，其水质水量动态变化均较小，反之则动态变化较大。对于非岩溶水系统，地下水动态变化受地下水的补、径、排条件及气候因素控制，动态变化属降水类型，季节变化明显，丰、枯季水量差异较大。根据现场调查和收集相关资料表明，地下水位的变幅在每年 5~7 月为丰水期，12 月至下年 2 月为枯水期。枯丰期泉流量变化大，大多数泉水枯期流量较丰水期削减 50~85%，干旱季节水枯井干现象常见。

2024 年 9 月，对评价范围内的井泉分布情况进行了调查，其水位情况见表 3.1-3。

表 3.1-3 区域地下水水位调查情况表

序号	编号	地理坐标	水位高程（m）
1	Q1	***	554.8
2	Q2	***	614.5
3	Q3	***	614.0
4	Q4	***	663.5
5	Q5	***	655.7
6	Q6	***	696.3
7	Q7	***	693.2
8	Q8	***	699.8
9	Q9	***	773.5
10	Q10	***	713.5
11	Q11	***	597.3
12	Q12	***	591.5
13	Q13	***	590.8
14	Q14	***	590.6
15	Q15	***	601.9
16	Q16	***	554.0
17	Q17	***	549.7

3.1.2.6. 水文地质单元划分

本项目平台出露地层为雷口坡组，地下水类型为碳酸盐碎屑互层裂隙

溶洞水，水文地质单元北以凌霄河支流为界，东以凌霄河为界，南以梅江为界，西以大屋基—生基湾—关子山一线分水岭为界，水文地质单元范围面积约为 3.93km²。

3.1.2.7. 评价区地下水开发利用现状

本项目周边 15km 范围内，无温泉、地热井分布，虽然在梅江南侧分布有嘉陵江组暗河，但该暗河最近距离约 2.5km，与本项目中间有梅江阻隔，地下水无水力联系。区域出露岩溶泉均为下降泉，未发现上升泉分布。

根据现场调查，项目建设场地及周边无大型工矿企业，未进行大规模的地下水开发利用。井场周边居民大多以小型浅表层裂隙岩溶泉（流量小于 1L/s）作为生活饮用水及畜禽养殖用水水源。

本项目所在区域水文地质图见附图 13、附图 14。

3.1.3 气候、气象

道真仡佬族苗族自治县属于亚热带湿润性季风气候，冬无严寒，夏无酷暑，水热同季，四季分明，年平均气温 8~16.4℃，降雨量 800~1400 毫米，日照时数 1076 小时，无霜期 270 天以上，年平均风速 1.6m/s，年平均相对湿度 76%。主要自然灾害为春旱、倒春寒、冰雹、凝冻、暴雨及秋季低温绵雨。

3.1.4 地表水系

道真全县均在芙蓉江流域之内，全县河流流域面积大于 20km² 的有 33 条，大于 100km² 的有丁家溪、玉溪、永锡河、濯水河、洛龙河、凌霄河、三江、梅江和芙蓉江。三江、梅江和芙蓉江的流域面积均大于 1000km²。全县河长大于 5km 的河流 45 条，总长 567.8km。河网密度，按 5km 以上河流计算，为 26.34km/km²。

本项目周边主要地表水体为梅江、凌霄河、洋渡水电站库区，距离梅江、洋渡水电站库区最近距离约 0.48km，距离凌霄河最近距离约 1.1km，区域水系图见附图 15。

梅江发源于重庆南川区笋子山，河源高程 1440m，向南流，于道真仡佬族苗族自治县西北的三桥镇进入道真仡佬族苗族自治县境内，折向东流。上游河名为灰矸河。复南流，至瓦铺子，右岸有奇连河注入，至雷家坝处

纳左岸支流永锡河后折向东南、流经塘村、大河、车田、梅江等地后进入洋渡水电站库区，并与库区的大竹窝处纳左岸北来之支流凌霄河，后于浑水洞纳右岸支流玉溪河。后经洋渡水电站、五家院子水文站、淞江等地后在忠信镇的三合口注入芙蓉江，河口高程 376.00m。梅江全流域面积 1251km²，河长 67.0km，梅江常年平均流量 25.1m³/s，自然落差 1184m，河床比降 17.1%。洋渡水电站库区功能为引水发电，无航运、供水等功能，电站坝址位于本项目下游约 5.1km 处，水库总库容 1320 万 m³，正常蓄水位库容 932 万 m³，死库容 591 万 m³，兴利库容 341 万 m³。

本项目平台所在区域大气降雨经附近冲沟、道路截排水沟等汇集后排入西南侧梅江，自然排水路径示意图见下图。

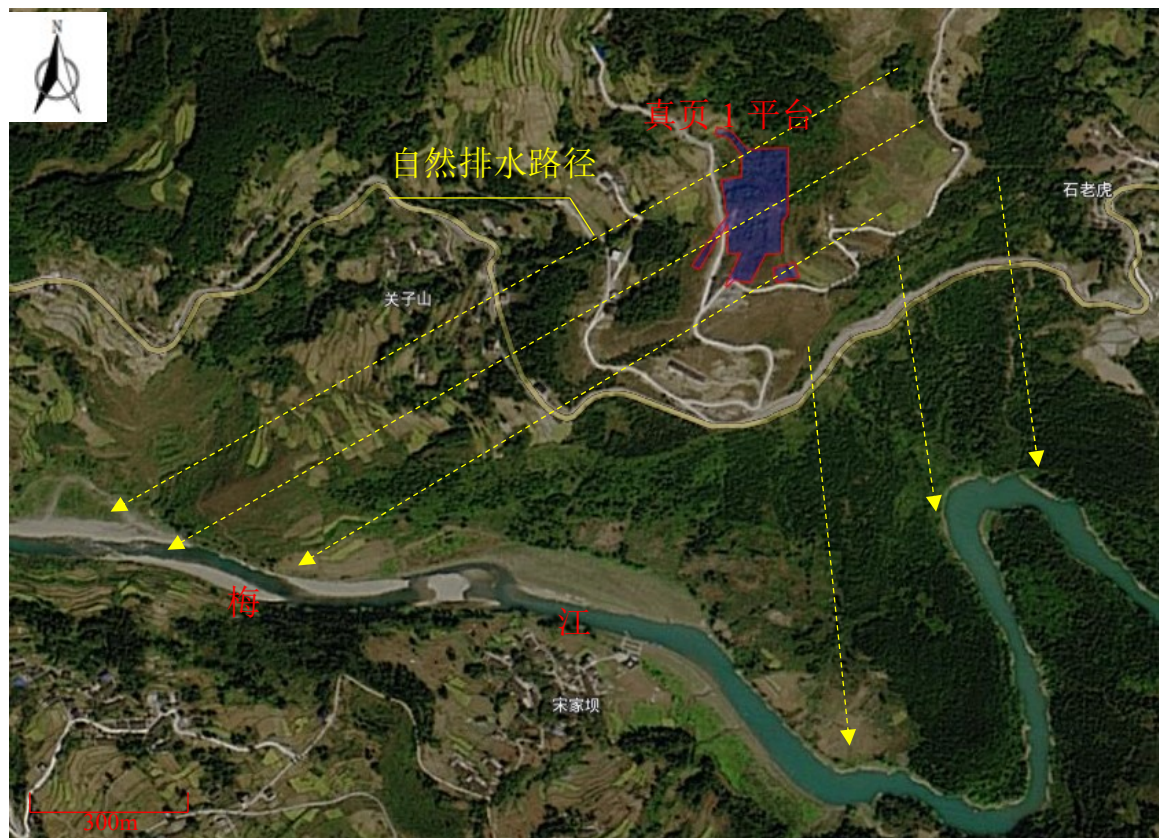


图 3.1-1 自然排水路径示意图

3.1.5 土壤

道真仡佬族苗族自治县土壤类型主要有黄壤、石灰土、潮土、黄棕壤、粗骨土、紫色土等，共分为 14 个亚类，42 个土属和 92 个土种。本项目土壤评价范围内土壤亚类均为黄色石灰土。

3.1.6 矿产资源

道真仡佬族苗族自治县矿藏主要有煤、油、页岩气、铝、铁、铅、锌、银、石膏、方解石等近 20 种。其中煤炭储量 34811 万吨，系遵义四大煤田之一；硫铁矿储量 2 亿吨；铁矿 8000 万吨；铝土矿储量上亿吨。

根据现场调查和建设单位开展的压覆矿调查资料，本项目不涉及其他矿产资源压覆。

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

3.2.1.1. 基本污染物环境质量现状评价

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”。本项目位于遵义市道真仡佬族苗族自治县，根据《2024 年遵义市生态环境状况公报》：“2024 年，全市 15 个县（市、区，含新蒲新区）环境空气质量较好，六参数监测项目全部达标”，表明本项目所在区域环境空气质量为达标区。

3.2.1.2. 其他污染物环境质量现状评价

（1）监测点、监测因子

本次评价共布置 1 个大气监测点，位于真页 1 平台多年主导风向下风向，西侧约 200m 处，监测因子为非甲烷总烃、硫化氢，监测点位示意图见附图 6，监测点位基本信息见下表。

表 3.2-1 监测点位基本信息

监测点名称	监测点坐标	监测因子	监测时段	相对厂址方位	相对厂界距离/m
E1	E107.620558°， N28.965148°	非甲烷总 烃、硫化氢	2024 年 11 月 2 日~11 月 8 日	西	约 200

（2）监测时间及频率

监测时间为 2024 年 11 月 2 日~11 月 8 日，连续监测 7 天，监测小时均值。

（3）评价标准

H₂S 执行《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ2.2-2018）表 D.1

中限值要求，非甲烷总烃参考执行《大气污染物综合排放标准详解》中制定非甲烷总烃排放标准时选用的数值，即 2.0mg/m³。

(4) 评价方法

采用占标率评价大气污染物在评价区域内的环境质量现状，计算公式如下。

$$Pi=Ci/Co_i\times100\%$$

式中：Pi—某种污染物的占标率；

Ci—某种污染物的实际监测浓度，mg/m³；

Co_i—某种污染物的环境空气标准浓度，mg/m³。

(5) 评价结果

监测评价结果统计见下表。

表 3.2-2 监测与评价结果

监测点名称	监测点坐标	污染物	平均时间	评价标准 mg/m ³	监测浓度范围 mg/m ³	最大浓度 占标率%	超标率%	达标情况
E1	E107.620558°， N28.965148°	非甲烷总烃	1h	2	0.41~0.63	31.5	0	达标
		硫化氢	1h	0.01	0.001~0.003	30	0	达标

由上表可知，H₂S 满足《环境影响评价技术导则大气环境》(HJ2.2-2018)表 D.1 中限值要求，非甲烷总烃满足《大气污染物综合排放标准详解》中制定非甲烷总烃排放标准时选用的数值，区域环境空气质量现状较好。

3.2.2 地表水环境质量现状

本项目属水污染影响型建设项目，废水排放属于间接排放，确定地表水环境影响评价等级为三级 B，根据《环境影响评价技术导则 地表水环境》(HJ 2.3-2018)、《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)，可不开展地表水环境质量现状监测。

本项目平台所在区域属梅江汇水区，根据《2024 年遵义市生态环境状况公报》，梅江断面实达Ⅱ类，优于规定的Ⅲ类水质考核标准。根据《市级河长制河流断面水质监测》（报告编号：JC250196-H020）中梅江例行监测数据，梅江河梅江断面水质满足《地表水环境质量标准》(GB3838-2002)Ⅲ类水域水质标准，监测数据见下表。

表 3.2-3 梅江河梅江断面水质监测及评价结果 单位：mg/L，水温℃，
粪大肠菌群个/L，pH、标准指数无量纲

序号	项目	Ⅲ类标准限值	2025.4.8	
			监测值	标准指数
1	水温	\	18.6	\
2	pH 值	6-9	7.4	0.200
3	溶解氧	≥5	8.874	0.563
4	高锰酸盐指数	≤6	1.5	0.250
5	COD	≤20	11	0.550
6	BOD5	≤4	1.3	0.325
7	氨氮	≤1	0.141	0.141
8	总磷	\	0.03	\
9	总氮	≤1	2.09	2.090
10	铜	≤1	0.001L	\
11	锌	≤1	0.009L	\
12	氟化物	≤1	0.091	\
13	硒	≤0.01	0.0004L	\
14	砷	≤0.05	0.0003L	\
15	汞	≤0.0001	0.00004L	\
16	镉	≤0.005	0.0001L	\
17	铬（六价）	≤0.05	0.004L	\
18	铅	≤0.05	0.001L	\
19	氰化物	≤0.2	0.004L	\
20	挥发酚	≤0.005	0.0003L	\
21	石油类	≤0.05	0.01L	\
22	阴离子表面活性剂	≤0.2	0.05L	\
23	硫化物	≤0.2	0.003L	\
24	粪大肠菌群	≤10000	190	0.019
25	硝酸盐	≤10	1.128	0.113

注：总氮、粪大肠菌群不做评价。

3.2.3 声环境质量现状调查

（1）监测布点

本次评价引用《真页 1-1HF 评价井建设项目竣工环境保护验收调查表》
（监测报告编号：厦美〔2024〕第 YS125 号，附件 8）对真页 1 平台北侧

厂界（C1）、西侧厂界（C2）、东侧厂界（C3）、南侧厂界（C4）和东侧居民点处（C5）噪声监测结果进行评价，监测时试采站正常运行，平台内除试采站运行外，无其他施工活动。监测至今，区域未新增噪声源，引用可行。监测点位示意图见附图 6。

（2）监测因子

昼间等效 A 声级，夜间等效 A 声级。

（3）监测时间与频率

监测时间为 2024 年 11 月 2 日~2024 年 11 月 3 日。连续监测 2 天，昼、夜各一次。

（4）评价标准

执行《声环境质量标准》(GB3096-2008)2 类区标准。

（5）监测及评价结果

监测结果见下表。

表 3.2-4 真页 1 平台场界处噪声监测结果一览表 单位：dB(A)

监测点	监测日期	昼间			夜间		
		测量值	背景值	贡献值	测量值	背景值	贡献值
C1	2024 年 11 月 2 日	54.2	49.4	52	45.3	40.9	43
	2024 年 11 月 3 日	54.6	48.1	54	46.2	41.7	44
C2	2024 年 11 月 2 日	56.6	50.3	56	46.6	40.8	46
	2024 年 11 月 3 日	57.6	52	57	47.8	43	46
C3	2024 年 11 月 2 日	55.7	48.7	55	47.1	43.3	45
	2024 年 11 月 3 日	56.7	50.2	56	45.3	41.1	43
C4	2024 年 11 月 2 日	51.9	46.8	50	45.6	41.4	44
	2024 年 11 月 3 日	52.9	48.2	51	46.2	43.1	43

表 3.2-5 声环境保护目标噪声监测结果一览表 单位：dB(A)

监测点	监测日期	昼间	夜间	达标情况	执行标准
C5	2024 年 11 月 2 日	48	42	达标	《声环境质量标准》 (GB3096-2008) 2 类标准
	2024 年 11 月 3 日	48	44	达标	
标准值		60	50	/	/

由表 3.2-4、表 3.2-5 可知，各监测点处声环境质量满足《声环境质量

标准》(GB3096-2008)中 2 类标准，区域声环境质量较好。

3.2.4 地下水环境质量现状监测

(1) 监测布点

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 地下水环境》(HJ 610-2016)，本项目共设置 5 个地下水水质监测点 (F1~F5)，2 个包气带监测点 (B1、B2)，包气带进行了浸溶试验，测试分析浸溶液成分。F1 (Q8) 位于平台西北侧，地下水流向侧方向；F2 (Q11) 位于平台东侧，地下水流向侧方向；F3 (Q3) 位于平台西侧，地下水流向下游；F4 (Q1) 位于平台西侧，地下水流向下游；F5 (Q10) 位于平台东侧，地下水流向上游，满足《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ 610-2016)地下水水质监测布点要求。其中 F4、F5 水质监测点数据引用《真页 1-1HF 评价井建设项目竣工环境保护验收调查表》(监测报告编号：厦美[2024]第 YS125 号，附件 8) 中 F1、F2 监测数据，监测至今，区域未新增污染源，引用可行。监测点位示意图见附图 6。

(2) 监测因子、监测时间及监测频率

监测因子、监测时间及监测频率见表 3.2-6。

表 3.2-6 地下水监测因子、监测时间及监测频率一览表

监测点名称	监测因子	采样时间	监测频率
F1(Q8)、 F2(Q11)、 F3(Q3)	pH 值、氨氮、硝酸盐、亚硝酸盐、挥发酚、氰化物、砷、汞、铬(六价)、总硬度、铅、氟化物、镉、铁、锰、溶解性总固体、耗氧量、硫酸盐、氯化物、硫化物、钡、铜、锌、阴离子表面活性剂、石油类、总大肠菌群、菌落总数	2024 年 11 月 2 日	1 次
F4 (Q1, 厦 美[2024]第 YS125 号中 F1)	钾离子、钠离子、钙离子、镁离子、碳酸根、重碳酸根、氯化物 (Cl ⁻)、硫酸盐 (SO ₄ ²⁻)、pH 值、氨氮、硝酸盐、亚硝酸盐、挥发酚、氰化物、砷、汞、铬 (六价)、总硬度、铅、氟化物、镉、铁、锰、溶解性总固体、耗氧量、硫酸盐、氯化物、硫化物、钡、阴离子表面活性剂、石油类、总大肠菌群、菌落总数		
F5 (Q10, 厦美[2024] 第 YS125 号中 F2)	pH 值、氨氮、硝酸盐、亚硝酸盐、挥发酚、氰化物、砷、汞、铬 (六价)、总硬度、铅、氟化物、镉、铁、锰、溶解性总固体、耗氧量、硫酸盐、氯化物、硫化物、钡、阴离子表面活性剂、石油类、总大肠菌群、菌落总数		

(3) 评价标准

执行《地下水质量标准》(GB/T14848-2017)中Ⅲ类标准。

(4) 监测及评价结果

①包气带监测结果

本次布设的 2 个包气带监测点位,B1 包气带监测点位于平台地表径流上游(厦美(2024)第 HP170-1 号中 G1),为背景对照点,B2 包气带监测点位于真页 1 平台内现有软体罐附近(厦美(2024)第 HP170-1 号中 G2)。包气带监测结果见下表。

表 3.2-7 包气带监测结果一览表

监测项目	单位	监测结果	
		B1	B2
pH 值	无量纲	8.3	7.8
挥发酚	mg/L	0.0003L	0.0003L
石油类	mg/L	0.01L	0.01L
硫酸盐	mg/L	3.61	8.33
硫化物	mg/L	0.004	0.004
阴离子表面活性剂	mg/L	0.05L	0.05L
铬(六价)	mg/L	<0.004	<0.004
氯化物	mg/L	5.53	3.09
钡	mg/L	0.245	0.260
砷	μg/L	0.3L	0.3
汞	μg/L	0.04L	0.04L
锰	mg/L	0.01L	0.01L
铅	μg/L	<2.5	<2.5
镉	μg/L	1L	1L
铁	mg/L	0.03L	0.03L
氨氮	mg/L	0.349	0.209
总硬度	mg/L	25.6	28.2
耗氧量	mg/L	2.0	1.5

注：“L”表示未检出，检测结果以检出限加“L”表示。

由上表可知，两个包气带监测点监测数据相差不大，表明真页 1 平台前期工程未对区域包气带产生大的影响。

②地下水水质监测结果

地下水监测及评价结果见表 3.2-8，由监测结果可知，各监测点各监测因子均满足《地下水质量标准》(GB/T14848-2017)III类水质标准，区域地下水环境质量现状较好。

表 3.2-8 地下水质量现状监测及评价结果一览表

序号	项目	单位	F1		F2		F3		F4		F5		III标准限值
			监测结果	标准指数	监测结果	标准指数	监测结果	标准指数	监测结果	标准指数	监测结果	标准指数	
1	pH 值	无量纲	7	0.000	7.6	0.400	7.1	0.067	8.1	0.733	7.7	0.467	6.5-8.5
2	钠离子	mg/L	\	\	\	\	\	\	14	0.070	\	\	200
3	氨氮	mg/L	0.077	0.154	0.048	0.096	0.094	0.188	0.074	0.148	0.117	0.234	0.5
4	耗氧量	mg/L	1.5	0.500	1	0.333	1.4	0.467	0.8	0.267	2.7	0.900	3
5	总硬度	mg/L	47.2	0.105	338	0.751	403	0.896	324	0.720	271	0.602	450
6	挥发酚	mg/L	0.0003L	\	0.0003L	\	0.0003L	\	0.0003L	\	0.0003L	\	0.002
7	溶解性总固体	mg/L	95	0.095	502	0.502	724	0.724	415	0.415	369	0.369	1000
8	硫化物	mg/L	0.004	0.200	0.004	0.200	0.005	0.250	0.004	0.200	0.004	0.200	0.02
9	阴离子表面活性剂	mg/L	0.05L	\	0.05L	\	0.05L	\	0.05L	\	0.05L	\	0.3
10	氰化物	mg/L	<0.002	\	<0.002	\	<0.002	\	<0.002	\	<0.002	\	0.05
11	铬（六价）	mg/L	<0.004	\	<0.004	\	<0.004	\	<0.004	\	<0.004	\	0.05
12	氯化物	mg/L	0.275	0.001	18.4	0.074	178	0.712	56.4	0.226	2.96	0.012	250
13	硫酸盐	mg/L	2.05	0.008	31	0.124	20.4	0.082	11.7	0.047	4.72	0.019	250
14	硝酸盐（以 N 计）	mg/L	0.359	0.018	2.86	0.143	6.96	0.348	2.73	0.137	0.398	0.020	20
15	亚硝酸盐（以 N 计）	mg/L	0.016L	\	0.016L	\	0.016L	\	0.016L	\	0.016L	\	1
16	氟化物	mg/L	0.006L	\	0.006L	\	0.407	0.407	0.006L	\	0.006L	\	1
17	铁	mg/L	0.06	0.200	0.07	0.233	0.04	0.133	0.08	0.267	0.12	0.400	0.3
18	锰	mg/L	0.03	0.300	0.01L	\	0.03	0.300	0.01L	\	0.01L	\	0.1

19	铅	mg/L	<0.0025	\	<0.0025	\	<0.0025	\	0.0071	0.710	<0.0025	\	0.01
20	钡	mg/L	0.06	0.086	0.113	0.161	0.064	0.091	0.162	0.231	0.028	0.040	0.7
21	石油类	mg/L	0.01L	\	0.01L	\	0.01L	\	0.01L	\	0.01L	\	0.05
22	镉	mg/L	0.001L	\	0.001L	\	0.001L	\	0.001L	\	0.001L	\	0.005
23	汞	mg/L	0.00004L	\	0.00004L	\	0.00004L	\	0.00004L	\	0.00004L	\	0.001
24	砷	mg/L	0.0006	0.060	0.0005	0.050	0.0004	0.040	0.0007	0.070	0.0007	0.070	0.01
25	总大肠菌群	MPN/L	未检出	\	未检出	\	未检出	\	10	0.333	15	0.500	30
26	细菌总数	CFU/mL	79	0.790	81	0.810	86	0.860	84	0.840	88	0.880	100
27	铜	mg/L	0.02L	\	0.02L	\	0.02L	\	\	\	\	\	1
28	锌	mg/L	0.04	0.040	0.02L	\	0.04	0.040	\	\	\	\	1

注：“L”表示未检出，检测结果以检出限加“L”表示，标准指数无量纲。石油类标准参照《地表水环境质量标准》(GB3838-2002)中 III 类水域水质标准限值。

3.2.5 土壤环境质量现状调查

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 200m 范围进行调查，通过调查相关资料，并结合国家土壤信息服务平台(中国 1km 土壤类型图)，本项目土壤评价范围内土壤亚类均为黄色石灰土（见附图 16）。土壤理化性质见表 3.2-9。据现场调查，周边农用地主要种植玉米、油菜、蔬菜等。

表 3.2-9 土壤理化特性调查表

点号		G1	时间	2024.11.4
经度		E107.623336°	纬度	N28.965476°
层次		0.2m		
现场记录	颜色	棕色		
	结构	团状		
	质地	壤土		
	砂砾含量	4%		
	其他异物	无		
实验室测定	氧化还原电位（mV）	381		
	阳离子交换量（cmol ⁺ /kg）	7.4		
	容重（g/cm ³ ）	1.32		
	饱和导水率（mm/min）	1.66		
	孔隙度（%）	49		

3.2.5.2. 土壤环境质量现状监测

（1）监测点位

为了解项目所在区域的环境质量现状，监测布点按照“土壤导则”二级评价要求，占地范围内布置 3 个柱状样（G2、G3、G4，0~0.5m、0.5~1.5m、1.5~3m 分别取样），1 个表层样（G5，0~0.2m 取样）；占地范围外布置 2 个表层样（G1、G6，0~0.2m 取样）。G2-G5 监测点监测建设用地 45 项基本因子、pH 及特征因子(石油烃(C₁₀-C₄₀)、全盐量、钡)；G1、G6 监测点监测农用地 8 项基本因子及特征因子(石油烃(C₁₀-C₄₀)、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 3.2-6，监测点位见附图 6。其中 G5、G6 监测点数据引用《真页 1-1HF 评价井建设项目竣工环境保护验收调查表》（监测报告编号：厦美[2024]第 YS125 号，附件 8）中

G1、G2 监测数据，监测至今，区域未新增重大污染源，各监测点位于土壤环境影响评价范围内，监测时间未超过三年，能较好反映区域土壤环境质量，引用可行。

表 3.2-10 土壤环境监测点情况

监测点编号	监测点位置	范围内外	采样深度 m	监测因子
G1	真页 1 平台地表径流上游	占地范围外林地	0~0.2m 取样	pH 值、全盐量、石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）、钡、砷、汞、铅、镉、铜、锌、铬、镍、阳离子交换量、氧化还原电位、容重、饱和导水率、孔隙度
G6（厦美[2024]第 YS125 号中 G2）	真页 1 平台地表径流下游	占地范围外旱地	0~0.2m 取样	pH 值、全盐量、石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）、钡、砷、汞、铅、镉、铜、锌、铬、镍
G2	真页 1 井井口附近	占地范围内	0~0.5m、0.5~1.5m、1.5~3m 分别取样	pH 值、全盐量、石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）、钡、砷、汞、镉、铜、铅、镍、六价铬、四氯化碳、氯仿、氯甲烷、1,1-二氯乙烷、1,2-二氯乙烷、1,1-二氯乙烯、顺-1,2-二氯乙烯、反-1,2-二氯乙烯、二氯甲烷、1,2-二氯丙烷、1,1,1,2-四氯乙烷、1,1,1,2-四氯乙烷、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，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、二苯并[a,h]蒽、茚并[1,2,3-cd]芘、萘
G3	井场内软体罐附近	占地范围内		
G4	放喷池附近	占地范围内		
G5（厦美[2024]第 YS125 号中 G1）	井场内原废水池位置	占地范围内	0~0.2m 取样	

（2）采样时间

G1、G3、G4 采样时间为 2024 年 11 月 4 日，G2、G5 采样时间为 2024 年 11 月 3 日，G6 采样时间为 2024 年 11 月 2 日。

（3）评价标准

监测点 G1、G6 执行《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB15618-2018)中“其他类”风险筛选值标准，监测点 G2~G5 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)中的第二类用地风险筛选值标准。

（4）监测结果

土壤环境现状监测与评价结果见表 3.2-11~3.2-12。

表 3.2-11 G1、G6 土壤环境现状监测与评价结果 单位: mg/kg, pH、标准指数无量纲, 全盐量 g/kg

序号	污染物项目	G1			G6		
		监测值	标准值	标准指数	监测值	标准值	标准指数
1	pH	6.58	\	\	7.5	\	\
2	镉	0.27	0.3	0.900	0.19	0.3	0.633
3	汞	0.347	2.4	0.145	0.213	2.4	0.089
4	砷	6.63	30	0.221	4.1	30	0.137
5	铅	32	120	0.267	64	120	0.533
6	铬	114	200	0.570	63	200	0.315
7	铜	33	100	0.330	31	100	0.310
8	镍	58	100	0.580	40	100	0.400
9	锌	91	250	0.364	66	250	0.264
10	石油烃(C10-C40)	13	\	\	12	\	\
11	全盐量	0.4	\	\	0.5	\	\
12	钡	271	\	\	270	\	\

表 3.2-12 G2~G5 土壤环境现状监测与评价结果 单位: mg/kg, pH、标准指数无量纲, 全盐量 g/kg

序号	污染物项目	G2 (0~0.5)		G2 (0.5~1.5)		G2 (1.5~3)		G3 (0~0.5)		G3 (0.5~1.5)		G3 (1.5~3)		G4 (0~0.5)		G4 (0.5~1.5)		G4 (1.5~3)		G5 (0~0.2)		筛选标准值
		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	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	
1	砷	2.33	0.039	5.01	0.084	6.87	0.115	1.79	0.030	5.89	0.098	4.55	0.076	3.85	0.064	2.99	0.050	4.32	0.072	4.95	0.083	60
2	镉	0.07	0.001	0.7	0.011	0.28	0.004	0.06	0.001	0.14	0.002	0.12	0.002	0.18	0.003	0.09	0.001	0.06	0.001	0.16	0.002	65
3	铬(六价)	未检出	\	未检出	\	未检出	\	未检出	\	未检出	\	未检出	\	未检出	\	未检出	\	未检出	\	未检出	\	5.7
4	铜	22	0.001	54	0.003	65	0.004	30	0.002	45	0.003	48	0.003	47	0.003	56	0.003	39	0.002	39	0.002	18000
5	铅	21	0.026	41	0.051	52	0.065	25	0.031	47	0.059	49	0.061	52	0.065	50	0.063	41	0.051	47	0.059	800
6	汞	0.087	0.002	0.153	0.004	0.407	0.011	0.154	0.004	0.315	0.008	0.244	0.006	0.125	0.003	0.168	0.004	0.113	0.003	0.248	0.007	38
7	镍	73	0.081	68	0.076	70	0.078	55	0.061	60	0.067	59	0.066	53	0.059	51	0.057	62	0.069	56	0.062	900
8	四氯化碳	未检出	\	未检出	\	未检出	\	未检出	\	未检出	\	未检出	\	未检出	\	未检出	\	未检出	\	未检出	\	2.8
9	氯仿	未检出	\	未检出	\	未检出	\	未检出	\	未检出	\	未检出	\	未检出	\	未检出	\	未检出	\	未检出	\	0.9
10	氯甲烷	未检出	\	未检出	\	未检出	\	未检出	\	未检出	\	未检出	\	未检出	\	未检出	\	未检出	\	未检出	\	37
11	1,1-二氯乙烷	未检出	\	未检出	\	未检出	\	未检出	\	未检出	\	未检出	\	未检出	\	未检出	\	未检出	\	未检出	\	9
12	1,2-二氯乙烷	未检出	\	未检出	\	未检出	\	未检出	\	未检出	\	未检出	\	未检出	\	未检出	\	未检出	\	未检出	\	5
13	1,1-二氯乙烯	未检出	\	未检出	\	未检出	\	未检出	\	未检出	\	未检出	\	未检出	\	未检出	\	未检出	\	未检出	\	66
14	顺-1,2-二氯乙烯	未检出	\	未检出	\	未检出	\	未检出	\	未检出	\	未检出	\	未检出	\	未检出	\	未检出	\	未检出	\	596

15	反-1,2-二氯乙烯	未检出	\	未检出	\	未检出	\	未检出	\	未检出	\	未检出	\	未检出	\	未检出	\	未检出	\	未检出	\	54
16	二氯甲烷	未检出	\	未检出	\	未检出	\	未检出	\	未检出	\	未检出	\	未检出	\	未检出	\	未检出	\	未检出	\	616
17	1,2-二氯丙烷	未检出	\	未检出	\	未检出	\	未检出	\	未检出	\	未检出	\	未检出	\	未检出	\	未检出	\	未检出	\	5
18	1,1,1,2-四氯乙烷	未检出	\	未检出	\	未检出	\	未检出	\	未检出	\	未检出	\	未检出	\	未检出	\	未检出	\	未检出	\	10
19	1,1,2,2-四氯乙烷	未检出	\	未检出	\	未检出	\	未检出	\	未检出	\	未检出	\	未检出	\	未检出	\	未检出	\	未检出	\	6.8
20	四氯乙烯	未检出	\	未检出	\	未检出	\	未检出	\	未检出	\	未检出	\	未检出	\	未检出	\	未检出	\	未检出	\	53
21	1,1,1-三氯乙烷	未检出	\	未检出	\	未检出	\	未检出	\	未检出	\	未检出	\	未检出	\	未检出	\	未检出	\	未检出	\	840
22	1,1,2-三氯乙烷	未检出	\	未检出	\	未检出	\	未检出	\	未检出	\	未检出	\	未检出	\	未检出	\	未检出	\	未检出	\	2.8
23	三氯乙烯	未检出	\	未检出	\	未检出	\	未检出	\	未检出	\	未检出	\	未检出	\	未检出	\	未检出	\	未检出	\	2.8
24	1,2,3-三氯丙烷	未检出	\	未检出	\	未检出	\	未检出	\	未检出	\	未检出	\	未检出	\	未检出	\	未检出	\	未检出	\	0.5
25	氯乙烯	未检出	\	未检出	\	未检出	\	未检出	\	未检出	\	未检出	\	未检出	\	未检出	\	未检出	\	未检出	\	0.43
26	苯	未检出	\	未检出	\	未检出	\	未检出	\	未检出	\	未检出	\	未检出	\	未检出	\	未检出	\	未检出	\	4
27	氯苯	未检出	\	未检出	\	未检出	\	未检出	\	未检出	\	未检出	\	未检出	\	未检出	\	未检出	\	未检出	\	270
28	1,2-二氯苯	未检出	\	未检出	\	未检出	\	未检出	\	未检出	\	未检出	\	未检出	\	未检出	\	未检出	\	未检出	\	560
29	1,4-二氯苯	未检出	\	未检出	\	未检出	\	未检出	\	未检出	\	未检出	\	未检出	\	未检出	\	未检出	\	未检出	\	20

30	乙苯	未检出	\	未检出	\	未检出	\	未检出	\	未检出	\	未检出	\	未检出	\	未检出	\	未检出	\	未检出	\	28
31	苯乙烯	未检出	\	未检出	\	未检出	\	未检出	\	未检出	\	未检出	\	未检出	\	未检出	\	未检出	\	未检出	\	1290
32	甲苯	未检出	\	未检出	\	未检出	\	未检出	\	未检出	\	未检出	\	未检出	\	未检出	\	未检出	\	未检出	\	1200
33	间二甲苯 +对二甲苯	未检出	\	未检出	\	未检出	\	未检出	\	未检出	\	未检出	\	未检出	\	未检出	\	未检出	\	未检出	\	570
34	邻二甲苯	未检出	\	未检出	\	未检出	\	未检出	\	未检出	\	未检出	\	未检出	\	未检出	\	未检出	\	未检出	\	640
35	硝基苯	未检出	\	未检出	\	未检出	\	未检出	\	未检出	\	未检出	\	未检出	\	未检出	\	未检出	\	未检出	\	76
36	苯胺	未检出	\	未检出	\	未检出	\	未检出	\	未检出	\	未检出	\	未检出	\	未检出	\	未检出	\	未检出	\	260
37	2-氯酚	未检出	\	未检出	\	未检出	\	未检出	\	未检出	\	未检出	\	未检出	\	未检出	\	未检出	\	未检出	\	2256
38	苯并[a]蒽	未检出	\	未检出	\	未检出	\	未检出	\	未检出	\	未检出	\	未检出	\	未检出	\	未检出	\	未检出	\	15
39	苯并[a]芘	未检出	\	未检出	\	未检出	\	未检出	\	未检出	\	未检出	\	未检出	\	未检出	\	未检出	\	未检出	\	1.5
40	苯并[b]荧蒽	未检出	\	未检出	\	未检出	\	未检出	\	未检出	\	未检出	\	未检出	\	未检出	\	未检出	\	未检出	\	15
41	苯并[k]荧蒽	未检出	\	未检出	\	未检出	\	未检出	\	未检出	\	未检出	\	未检出	\	未检出	\	未检出	\	未检出	\	151
42	蒽	未检出	\	未检出	\	未检出	\	未检出	\	未检出	\	未检出	\	未检出	\	未检出	\	未检出	\	未检出	\	1293
43	二苯并[a,h]蒽	未检出	\	未检出	\	未检出	\	未检出	\	未检出	\	未检出	\	未检出	\	未检出	\	未检出	\	未检出	\	1.5
44	茚并	未检出	\	未检出	\	未检出	\	未检出	\	未检出	\	未检出	\	未检出	\	未检出	\	未检出	\	未检出	\	15

	[1,2,3-cd] 芘	出		出		出		出		出		出		出		出		出		出		
45	萘	未检出	\	未检出	\	未检出	\	未检出	\	未检出	\	未检出	\	未检出	\	未检出	\	未检出	\	未检出	\	70
46	石油烃 (C10-C40)	26	0.006	12	0.003	10	0.002	22	0.005	11	0.002	12	0.003	12	0.003	11	0.002	25	0.006	26	0.006	4500
47	pH 值	7.93	\	7.56	\	7.62	\	8.38	\	7.37	\	8.24	\	7.28	\	8.78	\	8.14	\	7.66	\	\
48	钡	272	\	290	\	264	\	326	\	295	\	212	\	245	\	268	\	259	\	322	\	\
49	全盐量	0.5	\	0.5	\	0.7	\	0.6	\	0.5	\	0.6	\	0.8	\	0.6	\	0.9	\	0.6	\	\

由表 3.2-10、表 3.2-11 可知，G1 点各监测因子和 G6 点各监测因子均低于《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB15618-2018)“其他类”风险筛选值；G2~G5 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 生态环境质量现状调查与评价

本项目生态评价等级为二级，生态环境质量现状调查范围以占地范围外延 50m，面积 7.33hm²。

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。

3.2.6.1. 生态功能区划

根据《贵州省生态功能区划》，本项目所在区域属 II、中部湿润亚热带喀斯特脆弱生态区，II-1、黔北山原中山常绿落叶阔叶混交林、农业与水土流失控制生态亚区，道真-务川土壤保持与农林业生态功能区。

3.2.6.2. 植被及植物多样性调查

(1) 调查方法

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

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

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

C.在特别重要的植被及群系内物种变化较大的情况下，应增加设点。

D.尽量避免非取样误差，两人以上进行观察记录，消除主观因素。

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

（2）植被类型

按照《中国植被》的植被分类原则，本项目评价范围内植被类型主要包括 2 个植被系列，4 个植被型组、4 个植被型，见表 3.2-13，评价范围内各植被类型面积见表 3.2-14。

表 3.2-13 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	零星分布，主要分布于平台西南侧
			柏木	广泛分布，主要分布于平台北侧、东侧和西侧
	灌丛和灌草丛	落叶阔叶灌丛	黄荆	平台四周广泛分布
II.栽培植被	草本类型	大田作物型	玉米	广泛分布，主要分布于平台西北侧、西侧和东南侧
	木本类型	阔叶林型	果园	零星分布，主要分布于平台西侧

表 3.2-14 评价范围植被类型统计表

序号	植被类型	面积（hm ² ）	比例
1	大田作物型	1.07	14.60%
2	阔叶林型	0.31	4.23%
3	落叶阔叶灌丛	2.71	36.97%
4	暖性针叶林	0.88	12.01%
5	其他非植被	2.36	32.20%
合计		7.33	100.00%

本项目生态环境评价范围面积 7.33hm²，经现场调查及资料整理，植被面积约 4.97hm²，占评价范围面积的 67.8%，交通运输用地、工矿仓储用地、水利设施用地等其他非植被覆盖面积 2.36hm²，占评价范围面积的

32.20%。

本项目评价范围内栽培植被类型主要包括种植玉米、蔬菜等为主的大田作物型和种植水果为主的阔叶林型，大田作物型面积 1.07hm²，占评价范围面积的 14.60%，阔叶林型面积 0.31hm²，占评价范围面积的 4.23%。自然植被类型主要包括暖性针叶林、落叶阔叶灌丛，其中，暖性针叶林面积 0.88hm²，占评价范围面积的 12.01%，落叶阔叶灌丛面积 2.71hm²，占评价范围面积的 36.97，落叶阔叶灌丛是评价范围内主要的植被类型。

评价范围内植被类型分布示意图见附图 17。

（3）植被群系

根据评价范围内植物群落分布情况，以群系为调查单元，共设置植被样方 7 个，马尾松仅在平台西南侧有集中分布，评价范围内分布面积约 0.06m²，分布面积较小，因此马尾松群系仅设置样方 1 个，栽培植被植被种类和数量受人类耕作方式、管理水平等因素影响大，且年内变化大，不设置样方，其余各群系各设置样方 3 个。林地样方大小为 20m×20m，灌丛样方大小为 10m×10m，记录样方内每种乔木的名称、胸径（cm）、高度（m），灌木的名称、地径、高度，草本的名称、盖度、高度等信息。样方设置情况见下表，样方设置示意图见附图 17，调查时间为 2024 年 9 月 20～21 日，样方调查结果见附件 9。

表 3.2-15 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	样方面积	位置	代表性
S1	暖性针叶林-柏木	E107°37'24"	N28°57'52"	719	20m×20m	平台西侧 44m	天然林
S2	暖性针叶林-柏木	E107°37'23"	N28°57'58"	718	20m×20m	平台东北侧 32m	公益林
S3	暖性针叶林-柏木	E107°37'17"	N28°57'52"	673	20m×20m	平台西侧 70m	公益林
S4	落叶阔叶灌木-黄荆	E107°37'23"	N28°57'55"	714	10m×10m	平台东侧 20m	公益林
S5	落叶阔叶灌木-黄荆	E107°37'21"	N28°57'49"	700	10m×10m	平台东南侧 30m	/
S6	落叶阔叶灌木-黄荆	E107°37'24"	N28°57'52"	718	10m×10m	平台东侧 36m	天然林
S7	暖性针叶林-马尾松	E107°37'17"	N28°57'50"	678	20m×20m	平台西南侧 100m	公益林

1) 暖性针叶林

① 柏木群系 (Form. *Cupressus funebris* Endl.)

柏木主要分布在长江流域及以南地区, 垂直分布主要是在海拔 300~1000 米之间, 树姿端庄, 适应性强, 抗风力强, 耐烟尘, 木材纹理细, 质坚, 能耐水, 供桥梁、家具用材, 该群系在本项目评价范围内多为连片分布, 分布较广。柏木群落发育良好, 林冠较为茂密, 总覆盖度可达 80% 以上, 乔木郁闭度 0.5 以上, 评价范围内柏木群系乔木层偶见马尾松 (*Pinus massoniana* Lamb)、白栎 (*Quercus fabri* Hance) 等其他树种, 灌木层主要有江南越橘 (*Vaccinium mandarinorum* Diels)、牡荆 (*Vitex negundo* L. var. *cannabifolia* (Sieb. et Zucc.) Hand.-Mazz.)、细枝柃 (*Eurya loquaiana* Dunn)、铁仔 (*Myrsine africana* L.)、皱叶荚蒾 (*Viburnum rhytidophyllum* Hemsl.)、鸡矢藤 (*Paederia foetida* L.)、马桑 (*Coriaria nepalensis* Wall.)、海金子 (*Pittosporum illicioides* Makino.) 等, 草本层常以蕨类、芒草类植被为主。

② 马尾松群系 (Form. *Pinus massoniana* Lamb.)

马尾松分布极广, 北自河南及山东南部, 南至两广、湖南 (慈利县)、台湾, 东自沿海, 西至四川中部及贵州, 遍布于华中华南各地。一般在长江下游海拔 600~700m 以下, 中游约 1200m 以上, 上游约 1500m 以下均有分布。马尾松是中国南部主要材用树种, 经济价值高有弹性, 富树脂, 耐腐力弱, 是重要的用材树种, 也是荒山造林的先锋树种。乔木层以马尾松 (*Pinus massoniana* Lamb) 占优势, 高度约 6-12m, 胸径约 9—13cm, 林木分布均匀, 生长茂盛, 乔木林中常混生有柏木 (*Cupressus funebris* Endl.) 等树种, 但多为散生, 数量不多。马尾松群系灌木层发育良好, 种类多样, 主要有烟管荚蒾 (*Viburnum utile* Hemsl.)、冬青 (*Ilex chinensis* Sims)、山胡椒 (*Lindera glauca* (Siebold & Zucc.) Blume)、牡荆 (*Vitex negundo* L. var. *cannabifolia* (Sieb. et Zucc.) Hand.-Mazz.)、三叶崖爬藤 (*Tetrastigma hemsleyanum* Diels & Gilg)、皱叶荚蒾 (*Viburnum rhytidophyllum* Hemsl.)、小果蔷薇 (*Rosa cymosa* Tratt.)、悬钩子 (*Rubus* L.) 等。草本层常以蕨类、芒草类植被为主。

2) 落叶阔叶灌丛

①黄荆群系 (Form. *Vitex negundo* L.)

黄荆广泛分布于我国长江以南各地, 常见于荒山、荒坡、林缘、道路两侧, 适应性很强, 本项目评价范围内黄荆群系广泛分布, 总盖度 70%~90%, 灌木层较发达, 灌木层盖度 40%~70%, 以黄荆 (*Vitex negundo* L.) 为优势种类, 群落高约 1~2m, 群系内常见金樱子 (*Rosa laevigata* Michx.)、铁仔 (*Myrsine africana* L.)、忍冬 (*Lonicera japonica* Thunb.)、火棘 (*Pyracantha fortuneana* (Maxim.) Li.)、算盘子 (*Glochidion puberum* (L.) Hutch.)、小果蔷薇 (*Rosa cymosa* Tratt.)、牡荆 (*Vitex negundo* var. *cannabi folia* (Siebold & Zucc.) Hand.-Mazz.)、小果蔷薇 (*Rosa cymosa* Tratt.) 等灌木, 草本层主要有大白茅、狗牙根、荩草、铺地黍等。

4) 栽培植被

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

受当地气候、地形等因素影响, 评价范围内农田植被主要为旱地作物, 根据现场调查, 主要种植玉米和高粱。玉米、高粱是区域内主要的农业经济来源。

与栽培植被共存的还有各种杂草及灌草丛, 它们在农闲、轮作间歇期, 或者农田管理不善时, 成为栽培植被的主要替代者, 杂草以禾本科、菊科、莎草科、豆科、蓼科、唇形科植物为主。

(4) 评价范围植物资源现状

根据现场样方样线调查和资料记录, 评价范围共有维管植物有 87 科 198 属 271 种, 其中蕨类植物 11 科 12 属 16 种; 裸子植物 2 科 4 属 4 种; 被子植物 74 科 182 属 251 种。本项目评价范围内维管植物名录详见附件 10, 按生活型将植被分为乔木、灌木和草本三种类型。评价范围内有假马齿苋、苏门白酒草、小蓬草、野苘蒿、落葵薯、喜旱莲子草、刺槐、野胡萝卜、婆婆针等外来入侵植物。

评价范围内常见乔木有: 马尾松 (*Pinus massoniana* Lamb)、柏木 (*Cupressus funebris* Endl.)、白栎 (*Quercus fabri* Hance)、盐麸木 (*Rhus chinensis* Mill.) 等。

评价范围内常见灌木有：黄荆（*Vitex negundo* L.）、铁仔（*Myrsine africana* L.）、金樱子（*Rosa laevigata* Michx.）、江南越橘（*Vaccinium mandarinorum* Diels）、皱叶荚蒾（*Viburnum rhytidophyllum* Hemsl.）、马桑（*Coriaria nepalensis* Wall.）、牡荆（*Vitex negundo* L.var.*cannabifolia*(Sieb.et Zucc.) Hand.-Mazz.）、算盘子（*Glochidion puberum* Linn）、海金子（*Pittosporum illicioides* Makino.）、小果蔷薇（*Rosa cymosa* Tratt.）、悬钩子等。

评价范围内常见草本有：五节芒（*Miscanthus floridulus* (Lab.)Warb.ex Schum.& Laut）、大白茅（*Imperata cylindrica* var.*major* (Nees) C.E.Hubb.）、芒萁（*Dicranopteris pedata* (Houtt.) Nakaike.）、青绿藁草（*Carex breviculmis* R. Br.）、沿阶草（*Ophiopogon bodinieri* H.Lév.）、野菊（*Chrysanthemum indicum* L.）、芒（*Miscanthus sinensis* Anderss.）、蜈蚣凤尾蕨（*Pteris vittata* L.）等。

（5）生物多样性

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

$$H = - \sum_{i=1}^s P_i \ln P_i$$

式中：H 为香农-威纳多样性指数；

S 为物种种类总数

P_i 为种 i 的个体数占总个体数的比例。

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

表 3.2-16 植被样方生物多样性统计表

植被类型	样方编号	植被群系	物种丰富度	Shannon-Weiner 多样性指数
落叶阔叶灌丛	S4	落叶阔叶灌丛-黄荆	22	2.72
	S5	落叶阔叶灌丛-黄荆	22	2.53
	S6	落叶阔叶灌丛-黄荆	17	2.52
	均值		20	2.6

暖性针叶林	S1	暖性针叶林-柏木	31	3.15
	S2	暖性针叶林-柏木	27	2.91
	S3	暖性针叶林-柏木	29	3.11
	S7	暖性针叶林-马尾松	30	3.09
	均值		29	3.07

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

（6）重点保护野生植物及古树名木

对照《国家重点保护野生植物名录》（国家林业和草原局、农业农村部公告 2021 年第 15 号）、《贵州省重点保护野生植物名录》（黔府发〔2023〕17 号），生态评价范围内未发现重点保护野生植物和古树名木。

（7）公益林分布情况

根据道真仡佬族苗族自治县林业局数据，本项目生态评价范围内公益林约 1.20hm²，均为国家二级公益林，占地范围内无公益林分布，评价范围内的公益林林种为水土保持林、水源涵养林，优势树种主要为柏木、马尾松、黄荆。生态评价范围内公益林分布示意图详见附图 18。

（8）天然林分布情况

根据道真仡佬族苗族自治县林业局数据，本项目生态评价范围内天然林约 0.41hm²，占地范围内无天然林分布，评价范围内的天然林林种为一般用材林等，优势树种为柏木、黄荆。生态评价范围内天然林分布示意图详见附图 19。

3.2.6.3. 陆生野生动物现状调查

（1）调查方法

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

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

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

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

（2）样线样点设置

生态评价范围内人类活动频繁，群落组成和结构较简单，根据《生物多样性观测技术导则》对生境类型的划分，评价范围生境类型主要为常绿针叶林、灌丛、旱田、工矿交通和果园，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 1.65km，设置样点 7 个，样线、样点设置情况分别见表 3.2-17、表 3.2-18、附图 20。

表 3.2-17 动物样线设置情况一览表

样线编号	长度 (km)	主要调查生境
X1	0.59	灌丛、工矿交通、旱田、果园、常绿针叶林
X2	0.50	灌丛、工矿交通、旱田、果园、常绿针叶林
X3	0.56	灌丛、工矿交通、旱田、果园、常绿针叶林

表 3.2-18 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°37'17"	N28°57'58"	旱田
Y2	E107°37'16"	N28°57'52"	常绿针叶林
Y3	E107°37'23"	N28°57'58"	常绿针叶林
Y4	E107°37'24"	N28°57'52"	灌丛
Y5	E107°37'20"	N28°57'50"	工矿交通
Y6	E107°37'24"	N28°57'50"	果园
Y7	E107°37'21"	N28°57'49"	灌丛

注：坐标系采用 CGCS2000 坐标。

（3）陆生野生动物资源

本项目所在地区开发历史久远、人类活动频繁，野生动物资源以常见种类为主。群落的组成和结构都较简单。根据野外野生动物资源调查和访

问调查，并结合已有资料进行了统计，本项目所在区域域内有脊椎动物 9 目 35 科 60 属 84 种，其中鸟类 4 目 25 科 43 属 6 种，占总种数的 73.8%，两栖类有 1 目 3 科 4 属 4 种，占总种数的 4.8%，爬行类有 2 目 3 科 7 属 9 种，占总种数的 10.7%，哺乳类有 2 目 4 科 6 属 9 种，占总种数的 10.7%，详见下表。对照《国家重点保护野生动物名录》（国家林业和草原局、农业农村部公告 2021 年第 3 号）、《贵州省重点保护野生动物名录》（黔府发〔2023〕20 号），生态评价范围内未发现重点保护野生动物，对照《有重要生态、科学、社会价值的陆生野生动物名录》（国家林业和草原局公告 2023 年第 17 号），三有野生动物有 76 种。

表 3.2-19 评价区域陆生脊椎动物统计表

纲	目	科	属	种	占总种数	国家 I 级	国家 II 级	中国特有	三有
鸟	4	25	43	62	73.8%	0	0	2	59
两栖	1	3	4	4	4.8%	0	0	0	1
爬行	2	3	7	9	10.7%	0	0	1	9
哺乳类	2	4	6	9	10.7%	0	0	0	7
合计	9	35	60	84	100%	0	0	3	76

①两栖类

评价区域两栖动物共有 1 目 3 科 4 属 4 种，包括中华蟾蜍、泽陆蛙、黑斑侧褶蛙、沼蛙等，多分布在农田等区域，根据《中国生物多样性红色名录—脊椎动物卷（2020）》，沼蛙濒危等级为近危，黑斑侧褶蛙为易危，其余均为无危，无中国特有种，根据《有重要生态、科学、社会价值的陆生野生动物名录》（国家林业和草原局公告 2023 年第 17 号），生态评价范围三有野生两栖动物有 1 种，详见下表。

表 3.2-20 评价区域主要两栖动物统计表

目	科	属	物种名称	区系	濒危等级	三有动物	特有动物	生境	来源
无尾目	叉舌蛙科	陆蛙属	泽陆蛙 <i>Fejervarya multistriata</i>	东洋界	无危	否	否	农田	访问、资料
无尾目	蟾蜍科	蟾蜍属	中华蟾蜍 <i>Bufo gargarizans</i>	广布种	无危	是	否	农田	目击
无尾目	蛙科	侧褶蛙属	黑斑侧褶蛙 <i>Pelophylax nigromaculatus</i>	广布种	易危	否	否	农田	访问、资料

无尾目	蛙科	沼蛙属	沼蛙 <i>Boulengerana guentheri</i>	东洋界	近危	否	否	农田	目击

②爬行类

评价区域爬行动物共有 2 目 3 科 7 属 9 种，以游蛇科蛇类居多，调查期间未发现大型爬行动物，根据《中国生物多样性红色名录—脊椎动物卷（2020）》，黑眉锦蛇、王锦蛇、乌梢蛇濒危等级为易危，玉斑锦蛇为近危，其余均为无危，蹼趾壁虎为中国特有种，根据《有重要生态、科学、社会价值的陆生野生动物名录》（国家林业和草原局公告 2023 年第 17 号），均为三有野生动物，详见下表。

表 3.2-21 评价区域主要爬行动物统计表

目	科	属	物种名称	区系	濒危等级	三有动物	特有动物	生境	来源
蜥蜴目	石龙子科	石龙子属	中国石龙子 <i>Plestiodon chinensis</i>	东洋界	无危	是	否	常绿针叶林、灌丛	目击
蜥蜴目	石龙子科	铜蜓蜥	铜蜓蜥 <i>Sphenomorphus indicus</i>	东洋界	无危	是	否	灌丛	访问、资料
有鳞目	壁虎科	壁虎属	蹼趾壁虎 <i>Gekko subpalmatus</i>	东洋界	无危	是	是	常绿针叶林、灌丛、乡村	访问、资料
有鳞目	游蛇科	翠青蛇属	翠青蛇 <i>Eurypholis major</i>	东洋界	无危	是	否	农田、灌丛	访问、资料
有鳞目	游蛇科	锦蛇属	黑眉锦蛇 <i>Elaphe taeniura</i>	广布种	易危	是	否	农田、灌丛、乡村	访问、资料
有鳞目	游蛇科	锦蛇属	王锦蛇 <i>Elaphe carinata</i>	东洋界	易危	是	否	灌丛	访问、资料
有鳞目	游蛇科	锦蛇属	玉斑锦蛇 <i>Euprepophis mandarina</i>	东洋界	近危	是	否	常绿针叶林、灌丛	访问、资料
有鳞目	游蛇科	链蛇属	赤链蛇 <i>Lycodon rufozonatus</i>	广布种	无危	是	否	农田	访问、资料
有鳞目	游蛇科	乌梢蛇属	乌梢蛇 <i>Zoocys dhumnades</i>	东洋界	易危	是	否	农田	访问、资料

③鸟类

评价区域鸟类共有 4 目 25 科 43 属 62 种，鸟类主要分布在灌丛、森林、农田区域，多为留鸟，根据《中国生物多样性红色名录—脊椎动物卷（2020）》，白颈鸦濒危等级为近危，其余均为无危，灰胸竹鸡、黄腹山雀为中国特有种，根据《有重要生态、科学、社会价值的陆生野生动物名录》（国家林业和草原局公告 2023 年第 17 号），59 种鸟为三有野生动物，详见下表。

表 3.2-22 评价区域主要鸟类统计表

目	科	属	物种名称	区系	濒危等级	三有动物	特有动物	生境	迁徙	来源
佛法僧目	翠鸟科	翠鸟属	普通翠鸟 <i>Alcedo atthis</i>	广布种	无危	是	否	农田	留鸟	目击
鸽形目	杜鹃科	鹰鹃属	大鹰鹃 <i>Hierococcyx sparveriioides</i>	东洋界	无危	否	否	常绿针叶林、灌丛	夏候鸟	访问、资料
鸽形目	鸠鸽科	斑鸠属	山斑鸠 <i>Streptopelia orientalis</i>	广布种	无危	是	否	常绿针叶林、灌丛、农田	留鸟	目击
鸽形目	鸠鸽科	珠颈斑鸠属	珠颈斑鸠 <i>Streptopelia chinensis</i>	广布种	无危	是	否	农田	留鸟	目击
鸡形目	雉科	竹鸡属	灰胸竹鸡 <i>Bambusicola thoracica</i>	东洋界	无危	是	是	灌丛	留鸟	访问、资料
雀形目	百灵科	云雀属	小云雀 <i>Alauda gulgula</i>	古北界	无危	是	否	农田	留鸟	目击
雀形目	鹎科	鹎属	白头鹎 <i>Pycnonotus sinensis</i>	东洋界	无危	是	否	常绿针叶林、灌丛、农田	留鸟	目击
雀形目	伯劳科	伯劳属	红尾伯劳 <i>Lanius cristatus</i>	广布种	无危	是	否	农田、灌丛	冬候鸟	目击
雀形目	伯劳科	伯劳属	虎纹伯劳 <i>Lanius tigrinus</i>	古北界	无危	是	否	常绿针叶林、灌丛	旅鸟	访问、资料
雀形目	伯劳科	伯劳属	灰背伯劳 <i>Lanius tephronotus</i>	东洋界	无危	是	否	农田、灌丛	夏候鸟	目击
雀形目	伯劳科	伯劳属	棕背伯劳 <i>Lanius schach</i>	东洋界	无危	是	否	灌丛	留鸟	访问、资料
雀形目	鸫科	鸫属	乌鸫 <i>Turdus merula</i>	广布种	无危	是	否	农田、灌丛	留鸟	目击
雀形目	鸫科	矶鸫属	蓝矶鸫 <i>Monticola solitarius</i>	广布种	无危	是	否	农田	留鸟	访问、资料

雀形目	鹎科	燕尾属	灰背燕尾 <i>Enicurus schistaceus</i>	东洋界	无危	是	否	农田	留鸟	访问、资料
雀形目	鹎科	燕尾属	小燕尾 <i>Enicurus scouleri</i>	东洋界	无危	是	否	农田	留鸟	访问、资料
雀形目	画眉科	钩嘴鹛属	棕颈钩嘴鹛 <i>Pomatorhinus ruficollis</i>	东洋界	无危	是	否	常绿针叶林、灌丛、农田	留鸟	访问、资料
雀形目	画眉科	雀鹛属	灰眶雀鹛 <i>Alcippe morrisonia</i>	东洋界	无危	是	否	常绿针叶林、灌丛、农田	留鸟	目击
雀形目	画眉科	噪鹛属	白颊噪鹛 <i>Garrulax sannio</i>	东洋界	无危	是	否	农田、灌丛	留鸟	访问、资料
雀形目	画眉科	噪鹛属	灰翅噪鹛 <i>Garrulax cineraceus</i>	东洋界	无危	是	否	灌丛	留鸟	访问、资料
雀形目	鹑科	鹑属	白鹑 <i>Motacilla alba</i>	广布种	无危	是	否	农田	留鸟	访问、资料
雀形目	鹑科	鹑属	灰鹑 <i>Motacilla cinerea</i>	广布种	无危	是	否	农田	旅鸟	访问、资料
雀形目	鹑科	鹑属	树鹑 <i>Anthus hodgsoni</i>	广布种	无危	是	否	常绿针叶林、农田	冬候鸟	访问、资料
雀形目	鹑科	鹑属	田鹑 <i>Anthus richardi</i>	东洋界	无危	是	否	农田、灌丛	冬候鸟	访问、资料
雀形目	卷尾科	黑卷尾	黑卷尾 <i>Dicrurus macrocercus</i>	广布种	无危	是	否	农田	夏候鸟	访问、资料
雀形目	棕鸟科	八哥属	八哥 <i>Acridotheres cristatellus</i>	东洋界	无危	是	否	乡村	留鸟	目击
雀形目	雀科	绿金翅雀属	金翅雀 <i>Carduelis sinica</i>	古北界	无危	是	否	灌丛、农田	留鸟	访问、资料
雀形目	雀科	麻雀属	麻雀 <i>Passer montanus</i>	广布种	无危	是	否	灌丛、农田	留鸟	目击
雀形目	雀科	麻雀属	山麻雀 <i>Passer rutilans</i>	广布种	无危	是	否	常绿针叶林、灌丛、农田	留鸟	目击
雀形目	山椒鸟科	鸣鹟属	暗灰鹟 <i>Lalage melaschistos</i>	东洋界	无危	是	否	常绿针叶林、灌丛	留鸟	访问、资料
雀形目	山雀科	山雀属	大山雀 <i>Parus major</i>	古北界	无危	是	否	常绿针叶林、灌丛	留鸟	访问、资料
雀形目	山雀科	山雀属	黄腹山雀 <i>Parus</i>	古北界	无危	是	是	常绿针叶林、灌丛	留鸟	目击

			<i>venustus</i>					丛		
雀形目	山雀科	山雀属	绿背山雀 <i>Parus monticolus</i>	广布种	无危	是	否	常绿针叶林、灌丛	留鸟	访问、资料
雀形目	文鸟科	文鸟属	白腰文鸟 <i>Lonchura striata</i>	广布种	无危	是	否	常绿针叶林、灌丛、农田	留鸟	访问、资料
雀形目	鹎科	红尾鹎属	北红尾鹎 <i>Phoenicurus aureus</i>	古北界	无危	是	否	常绿针叶林、灌丛	冬候鸟	访问、资料
雀形目	鹎科	红尾鹎属	黑喉红尾鹎 <i>Phoenicurus hodgsoni</i>	东洋界	无危	是	否	常绿针叶林、灌丛	留鸟	访问、资料
雀形目	鹎科	鹎属	红肋蓝尾鹎 <i>Tarsiger cyanurus</i>	古北界	无危	是	否	常绿针叶林、灌丛	冬候鸟	访问、资料
雀形目	鹎科	鹎属	鹊鹎 <i>Copsychus saularis</i>	广布种	无危	是	否	常绿针叶林、灌丛	留鸟	访问、资料
雀形目	鹎科	树莺属	黄腹树莺 <i>Cettia robustipes</i>	东洋界	无危	是	否	灌丛	留鸟	访问、资料
雀形目	鹎科	穗鹎属	红头穗鹎 <i>Stachyris ruficeps</i>	东洋界	无危	是	否	常绿针叶林	留鸟	访问、资料
雀形目	鹎科	溪鹎属	白顶溪鹎 <i>Chaimarrornis leucocephalus</i>	古北界	无危	是	否	农田	留鸟	访问、资料
雀形目	鹎科	鹎属	紫啸鹎 <i>Myophonus caeruleus</i>	广布种	无危	是	否	灌丛、农田	留鸟	访问、资料
雀形目	鹎科	鹎属	戈氏岩鹎 <i>Emberiza godlewskii</i>	古北界	无危	否	否	灌丛、农田	留鸟	访问、资料
雀形目	鹎科	鹎属	灰眉岩鹎 <i>Emberiza godlewskii</i>	古北界	无危	是	否	灌丛	留鸟	访问、资料
雀形目	鹎科	鹎属	灰头鹎 <i>Emberiza spodocephala</i>	广布种	无危	是	否	灌丛、农田	留鸟	访问、资料
雀形目	鹎科	鹎属	三道眉草鹎 <i>Emberiza cioides</i>	古北界	无危	是	否	灌丛、农田	留鸟	访问、资料
雀形目	鹎科	鹎属	小鹎 <i>Emberiza pusilla</i>	古北界	无危	是	否	常绿针叶林、灌丛	冬候鸟	访问、资料
雀形目	鹎科	蓝鹎属	红嘴蓝鹎 <i>Urocissa erythrorhyncha</i>	东洋界	无危	是	否	常绿针叶林、灌丛	留鸟	访问、资料

雀形目	鸦科	鹊属	喜鹊 <i>Pica pica</i>	古北界	无危	是	否	常绿针叶林、灌丛、农田	留鸟	目击
雀形目	鸦科	树鹊属	灰树鹊 <i>Dendrocitta formosae</i>	东洋界	无危	是	否	常绿针叶林、灌丛	留鸟	访问、资料
雀形目	鸦科	松鸦属	松鸦 <i>Garrulus glandarius</i>	广布种	无危	是	否	常绿针叶林	留鸟	访问、资料
雀形目	鸦科	鸦属	白颈鸦 <i>Corvus torquatus</i>	广布种	近危	是	否	灌丛	留鸟	访问、资料
雀形目	鸦科	鸦属	小嘴乌鸦 <i>Corvus corone Linnaeus</i>	古北界	无危	否	否	灌丛	留鸟	访问、资料
雀形目	燕科	毛脚燕属	烟腹毛脚燕 <i>Delichon dasypus</i>	广布种	无危	是	否	常绿针叶林	夏候鸟	访问、资料
雀形目	燕科	燕属	家燕 <i>Hirundo rustica</i>	广布种	无危	是	否	农田	夏候鸟	访问、资料
雀形目	燕科	燕属	金腰燕 <i>Hirundo daurica</i>	广布种	无危	是	否	农田	夏候鸟	访问、资料
雀形目	燕雀科	燕雀属	燕雀 <i>Fringilla montifringilla</i>	广布种	无危	是	否	常绿针叶林、灌丛	冬候鸟	访问、资料
雀形目	燕雀科	长尾雀属	长尾雀 <i>Carpodacus sibiricus</i>	古北界	无危	是	否	常绿针叶林、灌丛	留鸟	访问、资料
雀形目	莺科	柳莺属	黄眉柳莺 <i>Phylloscopus inornatus</i>	古北界	无危	是	否	常绿针叶林、灌丛	旅鸟	访问、资料
雀形目	莺科	柳莺属	黄腰柳莺 <i>Phylloscopus proregulus</i>	古北界	无危	是	否	常绿针叶林、灌丛	冬候鸟	访问、资料
雀形目	莺鹟科	鸦雀属	棕头鸦雀 <i>Paradoxornis webbianus</i>	古北界	无危	是	否	常绿针叶林、农田、灌丛	留鸟	访问、资料
雀形目	长尾山雀科	长尾山雀属	红头长尾山雀 <i>Aegithalos concinnus</i>	东洋界	无危	是	否	常绿针叶林、灌丛	留鸟	访问、资料
雀形目	啄木鸟科	绿啄木鸟属	灰头绿啄木鸟 <i>Picus canus</i>	广布种	无危	是	否	农田、灌丛	留鸟	访问、资料

④哺乳类

本项目所在地区人类活动频繁，未发现大型哺乳动物分布，哺乳动物以啮齿类为主，评价区域哺乳类共有 2 目 4 科 6 属 9 种，根据《中国生物

多样性红色名录—脊椎动物卷（2020）》，均为无危，无中国特有种，根据《有重要生态、科学、社会价值的陆生野生动物名录》（国家林业和草原局公告 2023 年第 17 号），4 种哺乳动物为三有野生动物，详见下表。

表 3.2-23 评价区域主要哺乳动物统计表

目	科	属	物种名称	区系	濒危等级	三有动物	特有动物	生境	来源
啮齿目	鼠科	家鼠属	大足鼠 <i>Rattus nitidus</i> <i>Hodgson</i>	东洋界	无危	否	否	农田、灌丛	访问、资料
啮齿目	鼠科	家鼠属	黑家鼠 <i>Rattus rattus</i>	东洋界	数据缺乏	否	否	乡村	访问、资料
啮齿目	鼠科	家鼠属	黄毛鼠 <i>Rattus losea</i>	东洋界	无危	否	否	农田、灌丛	访问、资料
啮齿目	鼠科	家鼠属	黄胸鼠 <i>Rattus flavipectus</i>	东洋界	无危	否	否	乡村	访问、资料
啮齿目	鼠科	鼠属	小家鼠 <i>Mus musculus</i>	古北界	无危	否	否	乡村	目击
啮齿目	松鼠科	丽松鼠属	赤腹松鼠 <i>Callosciurus erythraeus</i>	东洋界	无危	是	否	常绿针叶林、灌丛	访问、资料
啮齿目	松鼠科	长吻松鼠属	红颊长吻松鼠 <i>Dremomys rufigenis</i>	东洋界	无危	是	否	常绿针叶林、灌丛	访问、资料
啮齿目	竹鼠科	竹鼠属	普通竹鼠 <i>Rhizomys sinensis</i>	东洋界	无危	是	否	竹林、灌丛	访问、资料
兔形目	兔科	兔属	草兔 <i>Lepus capensis</i>	东洋界	无危	是	否	农田、灌丛	访问、资料

3.2.6.4. 生态系统评价

（1）生态系统类型

根据《全国生态状况调查评估技术规范——生态系统遥感解译与野外核查》（HJ 1166—2021），本项目评价范围内主要有 4 种生态系统类型：农田生态系统、森林生态系统、灌丛生态系统、城镇生态系统，各生态系统类型分布情况见表 3.2-24、附图 21。

表 3.2-24 评价范围内生态系统类型分布一览表

序号	生态系统类型		面积（hm ² ）	比例
	I级分类	II级分类		
1	城镇生态系统	工矿交通	2.36	32.20%

序号	生态系统类型		面积 (hm ²)	比例
	I级分类	II级分类		
2	灌丛生态系统	阔叶灌丛	2.71	36.97%
3	农田生态系统	耕地	1.07	14.60%
		园地	0.31	4.23%
		小计	1.38	18.83%
4	森林生态系统	针叶林	0.88	12.01%
合计			7.33	100%

由上表可知，灌丛生态系统、城镇生态系统是评价范围内主要的生态系统，分别占 36.97%、32.20%，其次为农田生态系统，占比 18.83%，森林生态系统占比 12.01%。

①城镇生态系统

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

②灌丛生态系统

评价范围内灌丛生态系统广泛分布于平台四周，是评价范围内主要的自然生态系统，灌丛生态系统内物种丰富，植被盖度较高。

③农田生态系统

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

④森林生态系统

生态评价范围内森林生态系统主要为针叶林，针叶林主要以柏木林为主，评价范围内森林结构单一，林冠层一般只有一层，生长密度大，林下灌木层和草本层受附近居民取薪影响，取薪频繁的林内灌木层和草本层盖度较低。森林生态系统是评价范围内功能最强、生物多样性综合指数最高、结构最为完善的生态系统类型。

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

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

分别计算出热量生产力和水分生产力后，取值较小的一个生产力作为生态系统的生产力。因为根据 Shelford 的耐受性法则和 Liebig 的最小因子定律，值较小的那个生产力所对应的环境因子就是限制生态系统生产力的关键因子。根据道真自治县年均气温和年均降雨量，区域生态系统生产力见表 3.2-25。

表 3.2-25 生态系统生产力及限制因子

区域名称	年均温 ($^{\circ}\text{C}$)	热量生产力 $\text{g}/(\text{m}^2 \cdot \text{a})$	年降水 (mm)	水分生产力 $\text{g}/(\text{m}^2 \cdot \text{a})$	限制因子
道真仡佬族苗族自治县	16	1929.41	1100	1554.85	降水

由上表可知，评价区内生物生产力均受降水量的制约，生产力为 $15.5485\text{t}/\text{hm}^2 \cdot \text{a}$ 。参照奥德姆关于地球上生态系统的平均净生产力水平的分级标准（见表 3.2-26），项目区生产力水平处于较高等级。

表 3.2-26 生态系统生产力划分等级

序号	等级	生产力 ($\text{t}/\text{ha} \cdot \text{a}$)
1	最高等级	36.5-73
2	较高等级	10.95-36.5
3	较低等级	1.82-10.95
4	最低等级	<1.82

(3) 植被覆盖度

植被覆盖度可用于定量分析区域内的植被现状，本项目基于遥感影像，采用植被指数法估算项目区的植被覆盖度。植被指数法主要是通过对遥感影像各像元中植被类型及分布特征的分析，建立植被指数与植被覆盖度的

转换关系。采用归一化植被指数（NDVI）估算植被覆盖度的方法如下：

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

- 式中：FVC——所计算像元的植被覆盖度；
NDVI——所计算像元的 NDVI 值；
NDVI_v——纯植物像元的 NDVI 值；
NDVI_s——完全无植被覆盖像元的 NDVI 值。

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

- 式中：NIR——近红外波段的反射值；
R——为红光波段的反射值。

本项目根据 2024 年 7 月 17 日 Landsat8 遥感卫星影像（精度 30m），利用 ENVI、Arcgis 软件进行处理，根据评价范围各像元近红外波段、红光波段的反射值计算 NDVI，再根据 FVC 计算公式得到各像元植被覆盖度，评价范围植被覆盖度统计详见下表，空间分布图详见附图 22。

表 3.2-27 评价范围内植被覆盖度等级划分

植被覆盖度（FVC）	植被覆盖度等级	面积（hm ² ）	面积比例
FVC≤0.1	低覆盖度	1.24	16.87%
0.25<FVC≤0.5	中覆盖度	0.88	12.05%
0.5<FVC≤0.75	较高覆盖度	2.47	33.73%
FVC>0.75	高覆盖度	2.74	37.35%
合计		7.33	100.00%

由上表可知，高覆盖度等级在评价范围植被面积中最大，占评价范围总面积的 37.35%，其次是较高覆盖度，占评价范围总面积的 33.73%，用地范围附近植被覆盖度较高，植被生长较好。

（4）生物量

单位生物量数据参考《我国森林植被的生物量和净生产量》（方精云等）、《中国西南地区森林生物量及生产力研究综述》（吴鹏等，2012）、《三峡库区植被生物量和生产力的估算及分布格局》等相关资料、文献。根据评价范围内各植被类型分布面积，评价范围内总生物量见表 3.2-28。

表 3.2-28 评价范围植被类型生物量统计表

序号	植被类型	植被面积（hm ² ）	生物量（t/hm ² ）	总生物量（t）	生物量占比

1	大田作物型	1.07	9.45	10.11	5.09%
2	阔叶林型	0.31	41.01	12.71	6.40%
3	落叶阔叶灌丛	2.43	19.76	48.02	24.18%
4	暖性针叶林	0.88	145.18	127.76	64.33%
合计		4.69	/	198.6	100%

由上表可知，生态评价范围内生物量主要由暖性针叶林贡献，占 64.33%，其次为落叶阔叶灌丛，占 24.18%，阔叶林型占 6.40%，大田作物型占 5.09%。

3.2.6.5. 土地利用调查

根据《土地利用现状分类》（GB/T 21010-2017）分类，生态评价范围内土地利用类型有耕地、林地、工矿仓储用地、其他土地、公共管理与公共服务用地、交通运输用地、草地、水域及水利设施用地和园地等。评价范围土地利用现状面积统计见表 3.2-29，评价范围土地利用现状图详见附图 23。

表 3.2-29 评价范围土地利用现状统计表

序号	土地利用类型		面积 (hm ²)	比例
	一级类	二级类		
1	耕地	旱地	1.33	18.12%
2	工矿仓储用地	采矿用地	0.23	3.15%
		物流仓储用地	2.15	29.39%
		小计	2.39	32.53%
3	公共管理与公共服务用地	公用设施用地	0.10	1.34%
4	交通运输用地	农村道路	0.28	3.78%
5	林地	灌木林地	2.08	28.35%
		乔木林地	0.88	11.97%
		小计	2.96	40.32%
6	其他土地	设施农用地	0.07	1.02%
7	草地	其他草地	0.16	2.13%
8	园地	果园	0.01	0.14%
9	水域及水利设施用地	水工建筑用地	0.04	0.55%
合计			7.33	100%

由上表，本项目生态评价范围约 7.33hm²，林地、工矿仓储用地是评价范围内主要的土地利用类型，总占比达 72.85%，其中林地面积最大，为 2.96hm²，占评价范围面积的 40.32%，工矿仓储用地面积次之，为 2.39hm²，占评价范围面积的 32.53%，耕地面积为 1.33hm²，占评价范围面积的 18.12%，交通运输用地面积为 0.28hm²，占评价范围面积的 3.78%，其余土地利用类型占比较小。

3.2.6.6. 景观现状

景观生态体系的组成即生态系统或土地利用类型组成，可以用该评价范围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，评价范围内景观类型可分为：森林景观、农田景观、灌丛景观、工业景观、交通景观，各景观类型面积统计见下表，评价范围景观类型分布示意图详见附图 24。

表 3.2-30 评价范围景观类型及景观指数

序号	景观类型	斑块数量 (个)	景观面积 (hm ²)	景观比例	景观 破碎度	景观 优势度	最大斑 块指数
1	工业景观	4	2.08	28.38%	1.923	16.97%	0.267
2	灌丛景观	12	2.71	36.97%	4.428	37.53%	0.139
3	交通景观	5	0.28	3.82%	17.857	5.38%	0.022
4	农田景观	10	1.38	18.83%	7.246	16.36%	0.043
5	森林景观	5	0.88	12.01%	5.682	23.76%	0.059

由上表可知，评价范围内以灌丛景观、工业景观为主，灌丛景观、工业景观占评价范围面积的 65.35%，其他依次为农田景观、森林景观、交通景观，评价范围内工业景观破碎化程度较低，其次为灌丛景观、森林景观、农田景观，交通景观破碎化程度最高，评价范围内灌丛景观优势度最高，其次为森林景观、工业景观、农田景观、交通景观。

4 环境影响预测及评价

4.1 地表水环境影响预测及评价

拟建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预测及评价

4.1.1.1. 钻前工程

钻前工程废水包括施工废水和施工人员生活污水。施工废水经沉淀处理后用于场地洒水。施工现场不设施工营地，钻前工程施工人员租住附近民房，生活污水利用租住民房污水处理设施处理，对环境的影响较小。

4.1.1.2. 钻井及储层改造工程

钻井及储层改造工程废水主要有钻井废水、场地雨水、洗井废水、压裂返排液和生活污水。

(1) 钻井废水

钻井废水全部回用，不外排。

(2) 场地雨水

井场内外实施清污分流制度，井场四周设置截排水沟，井场外雨水随截排水沟就近排放，井场内主要设备区设置场内排污沟，场地雨水经场内排污沟收集至井口方井，泵送至软体罐暂存，回用于压裂工序配制压裂液。井口方井为钢筋混凝土结构，软体罐为聚氨酯(TPU)涂层布材料，能有效避免废水通过漏失和渗漏进入当地环境，对当地地表水环境影响小。

(2) 洗井废水

本项目使用清水洗井，清水中添加有少量洗涤剂，压入井内的清水会在洗井结束后从井底返排出来，单井洗井废水产生量约 180m³，主要污染物指标为 pH 值、COD、悬浮物、石油类、阴离子表面活性剂等，排入配液罐暂存，用于配制压裂液，不外排，不会对周边地表水环境造成不利影响。

(3)压裂返排液

根据处理单位提供的相关资料，压裂返排液经絮凝沉淀处理后，可满足配制压裂液水质要求。本项目压裂返排液在井场软体罐、配液罐等暂存，优先回用于本平台压裂工序，最后一口井的压裂返排液优先回用于工区其他钻井平台压裂工序，无可用平台回用时，依托采出水处理站处理达标后排放。

本项目压裂返排液优先回用于压裂工序配制压裂液，是国家鼓励和支持的压裂返排液处理方式，能减小废水排放量和水资源消耗，符合法律法规要求。不能回用的压裂返排液也可依托采出水处理站处理达标后排放，压裂返排液得到妥善处置，对周边水环境影响较小。

(4)生活污水

生活污水经化粪池收集处理后还田或交第三方环境治理公司进行清掏外运处置，对地表水环境影响小。

(5)压裂取水对地表水环境影响分析

本项目压裂用水取水点位于项目西侧约 2.4km、车田村村委会东侧约 200m 处的梅江，主要是会造成短期的水量减少。本项目仅施工期压裂用水从梅江取水，为临时取水，取水时间较短。本项目压裂期间取水能力 200m³/h，每天最大取水量为 4800m³，每天最大取水量仅占梅江常年平均流量（25.1m³/s）的 0.22%，占比很小，对梅江水面宽度、水面面积影响很小，取水不会改变区域水文情势。取水点下游约 3.5km 为洋渡水电站库区，水库总库容 1320 万 m³，正常蓄水位库容 932 万 m³，死库容 591 万 m³，兴利库容 341 万 m³，本项目临时取水占洋渡水电站库区来水量的比例很小，不会对洋渡水电站库区产生大的影响。

本项目取水点至洋渡水电站库区坝址河段不涉及自然保护区、饮用水源、鱼类三场等地表水环境敏感区，亦无其它取水口分布，本项目为临时性取水，取水不会导致区域水资源紧张，不会对区域水资源利用格局产生影响。

本项目采取昼夜连续小流量取水方式，避免压裂时短时间内大规模取水，从而减小单位时间内取水冲击负荷，减小取水对地表水环境的影响。本项目取水为临时性取水，对地表水环境影响较小。

4.1.1.3. 地面集输工程

地面集输工程施工主要为集气站建设，废水主要为施工废水和施工人员生活污水，施工废水沉淀后用于场地晒水，地面集输工程施工人员租住附近民房，不设施工营地，生活污水利用当地污水处理设施处置，对地表水环境影响小。

综上分析，本项目施工期产生的污废水经妥善处理后，对地表水环境影响较小。

4.1.2 运营期地表水环境影响预测及评价

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，预计每 2 年进行 1 次井下作业(洗井)，井下作业废水回用工区页岩气平台压裂工序。

采出水依托采出水处理站处理达标后排放。

运营期污水均得到有效处置，对地表水环境影响较小。

4.1.3 退役期地表水环境影响预测及评价

当不具备商业开采价值时或停止采气后将按照《废弃井封井回填技术指南(试行)》相关规定采取封井作业。封井作业时，施工人员租住附近民房，不设施工营地，生活污水利用租住民房污水处理设施处理。封井结束后，本项目无废水排放，对周边地表水不会产生影响。

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分析

4.2.1.1. 地下水影响因素分析

(1) 钻井液漏失影响因素

钻井过程中，钻井液若发生漏失可能对地下水产生不利影响。

(2) 钻井岩屑影响因素

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

(3)压裂施工过程影响因素

钻井工程压裂施工中会有部分压裂液滞留在龙马溪组地层中，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。根据工程设计，本项目压裂作业阶段裂缝深度为 60~80m。

(4)平台内施工材料和废水储存事故性渗漏影响因素

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

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

②钻井施工过程中，柴油罐发生损坏，造成柴油泄漏，对地下水环境的影响；

③放喷测试期间，放喷池池体发生破损，废水渗漏对地下水环境的影响；

④软体罐发生破损条件下，废水中污染物渗漏对地下水环境的影响。

⑤钻井液、压裂液配制原辅材料、固废废物储存不当发生泄露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) 钻井过程对地下水水质影响分析

项目区具有供水意义的含水层为雷口坡组，本项目导管、一开段采用清水钻进，中完后采用钢管固井、水泥封隔地层，在后续钻进时钻井液将被封隔在套管内，后续水基、油基钻井液不会透过封隔层污染雷口坡组具有供水意义的含水层，钻井过程对浅层地下水影响小。

在钻井过程中，岩层中可能存在裂隙等，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，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。

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，业主应积极采取补救供水措施，利用供水车给受影响居民供应饮用水或采取其他供水措施，解决居民的生活饮用水问题，直至饮用水泉点水

质恢复为止。

(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龙马溪组地层中，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。

本项目完钻层位为龙马溪组，由于采用泵送易钻桥塞分段压裂技术，压裂作业阶段裂缝深度最大为 60~80m，压裂范围基本控制在龙马溪组地层以内，而龙马溪组为页岩夹灰岩，为区域相对隔水层，其上覆韩家店组、小河坝组同样以页岩为主，同为相对隔水层。由此，压裂始终在一个页岩圈闭层内进行，压裂过程中压裂液及压裂完成后的滞留压裂液不会向其它地层渗透，压裂施工对浅层具有供水意义的岩溶地下水水质影响小。

(3)平台内施工材料、污废水和固废储存对地下水环境影响分析

①循环罐区对地下水环境的影响

循环罐区基础采用 C30 混凝土 15cm，并铺设防渗膜，满足《石油化工工程防渗技术规范》(GB/T50934-2013)要求，循环罐区顶部设置防雨棚，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

在钻井期间，在井场内配备 10m³ 的柴油罐 2 座，为钢质罐体。在罐体底部铺厚度不小于 0.5mmHDPE 防渗膜，抗渗等级不低于 P6，防渗系数不小于 10⁻¹²cm/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

钻井液、压裂液配制原辅材料在雨水冲刷下或储存不当发生泄漏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。盐酸罐区地面铺设防渗膜并设置临时围堰，柴油动力机和发电机四周设置围堰。

④废水、固体废物储存不当对地下水环境的影响

油基岩屑在吨桶内暂存，油基岩屑暂存区、水基岩屑暂存区设置遮雨棚，钻井液、压裂液在罐内流转，洗井废水在配液罐暂存，压裂返排液在配液罐、软体罐暂存，软体罐为聚氨酯(TPU)涂层布材料，外部采用钢板固定，正常情况下，本项目各类废水、固体废物等能做到妥善储存，在做好相关防渗和防护工作，可以将对地下水环境影响降低至最低，对地下水影响小。

4.2.1.3. 施工期非正常状况下地下水环境影响分析

施工期间非正常工况下导致地下水污染的情景主要包括：钻井工程中，途经嘉陵江组、飞仙关组等碳酸盐地层时，可能钻遇溶洞等，造成钻井液漏失，经岩溶裂隙或管道等可能对地下造成污染；在钻井过程及井下作业过程中，因操作失误或处理措施不当而发生的井喷或井漏等工程事故；钻井液漏失；池体泄漏污染；自然灾害引起的污染事故等。

(1) 预测情景

根据项目所处的水文地质条件，以及项目对地下水的影响因素分析，施工期非正常工况预测情景如下：

- ①软体罐破裂导致废水渗漏至含水层，污染地下水环境；
- ②压裂阶段井管破裂，压裂液进入含水层污染地下水；

(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，本次施工期预测时段为污染发生后 100d、365d（地下水跟踪监测频次）、1000d。

(3) 预测范围

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)相关要求，结合项目周边地质条件、水文地质条件、地形地貌特征及附近的地下水环境保护目标的分布情况等，确定本次预测范围与调查评价范围一致。预测范围面积约 3.93km²，渗漏点距离下游边界约 800m，本次预测范围边界为渗漏点至下游 800m。

(4) 预测因子

根据工程分析,采出水中主要污染物为 COD、石油类、氯化物、钡等。根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016) 9.5 规定,根据识别出的建设项目可能导致地下水污染的特征因子,“按照重金属、持久性有机污染物和其他类别进行分类,并对每一类别中的各项因子采用标准指数法进行排序,分别取标准指数最大的因子作为预测因子”。本次评价选择特征污染物 COD、石油类、氯化物及重金属钡作为预测因子。

考虑到区域水质波动性,保守考虑,测浓度分别为 COD2000mg/L、石油类 50mg/L、氯化物 15000mg/L、钡 70mg/L。

(5) 预测源强

①软体罐破裂

根据设计资料,压裂期间设置 4 座软体罐(每座容积约 500m³),60 个配液罐(40m³/个)暂存压裂返排液。4 座软体罐、60 个配液罐同时破裂几率较低,本次预测假定 1 座软体罐 10%池底面积破损,水池内蓄有水,包气带充满水,池水进入地下属于有压渗透。考虑最不利情况,软体罐破损不易观察,持续泄漏,一直未发现。软体罐按达西公式计算源强,公式如下:

$$Q=K\frac{H+D}{D}A$$

式中: Q —下渗量, m³/d;

K —包气带垂向渗透系数 (m/d), 根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)附录 B 黄土经验值及前期环评等资料, 项目区域取值 0.25m/d;

H —池内水深(m), 本次预测取 2.0m;

D —地下水埋深(m), 根据平台前期环评等资料, 取 10m;

A —裂缝面积 (m²), 按池底面积的 10%考虑, 取 20m²。

根据计算, 软体罐破损渗漏的污水量为 6.0m³/d。

②井筒破裂

根据压裂工艺, 压裂液注入量大约 12~15m³/min, 根据保守估计原则, 假设泄漏时间为 1 小时, 按最大注入速率计算, 设定渗漏速度为注入量的 5%, 则 1 小时的渗漏量为 45m³。压力检测很快就能发现问题, 因此, 该污染源排放规律可概化为瞬时泄漏。

保守考虑，压裂液主要污染物浓度同压裂返排液监测浓度保持一致。

表 4.2-1 施工期地下水预测源强一览表

预测情景	预测因子	浓度 (mg/L)	废水渗漏量 (m ³)	污染物渗漏量
软体罐池底破损 (持续渗漏)	COD	2000	6.0m ³ /d (持续渗漏)	12.00kg/d
	石油类	50		0.30kg/d
	氯化物	15000		90.00kg/d
	钡	20		0.12kg/d
压裂井筒破裂 (瞬时渗漏)	COD	2000	45m ³	90.00kg
	石油类	50		2.25kg
	氯化物	15000		675.00kg
	钡	20		0.90kg

(6) 预测模型及参数选取

① 预测模型

通过对项目建设工程的分析，该项目建设期产生污染物在泄露情景下会对地下水环境造成一定的影响。通过井场所在地区的水文地质条件的分析，结合评价等级划分情况，本次预测工作的预测方法适合采用解析法。

软体罐池底破裂属于持续泄露，泄露点位置不变，泄露面积占池底面积 10%，概化为点源，预测方法采用《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)附录 D 中二维水动力弥散问题：连续注入示踪剂—平面连续点源，公式如下：

$$C(x, y, t) = \frac{m_t}{4\pi M n \sqrt{D_L D_T}} e^{\frac{xu}{2D_L}} \left[2K_0(\beta) - W\left(\frac{u^2 t}{4D_L}, \beta\right) \right]$$

$$\beta = \sqrt{\frac{u^2 x^2}{4D_L^2} + \frac{u^2 y^2}{4D_L D_T}}$$

式中：

x,y—计算点处的位置坐标；

t—时间，d；

C(x,y,t)—t 时刻点 x，y 处的示踪剂浓度，g/L；

M—含水层的厚度，m；

m_t—单位时间注入示踪剂的质量，kg/d；

u —水流速度, m/d;

n_e —有效孔隙度, 无量纲;

D_L —纵向弥散系数, m^2/d ;

D_T —横向 y 方向的弥散系数, m^2/d ;

π —圆周率。

$K_0(\beta)$ —第二类零阶修正贝塞尔函数;

$W\left(\frac{u^2 t}{4D_L}, \beta\right)$ —第一类越流系统井函数。

井筒破裂概化为瞬时破裂, 预测方法采用《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)附录 D 中二维水动力弥散问题: 瞬时注入示踪剂—平面瞬时点源, 公式如下:

$$C(x, y, t) = \frac{m_M / M}{4\pi n t \sqrt{D_L D_T}} e^{-\left[\frac{(x-ut)^2}{4D_L t} + \frac{y^2}{4D_T t}\right]}$$

式中:

x, y —计算点处的位置坐标;

t —时间, d;

$C(x, y, t)$ — t 时刻点 x, y 处的示踪剂浓度, g/L;

M —含水层的厚度, m;

m_M —长度为 M 的线源瞬时注入的示踪剂质量, kg;

u —水流速度, m/d;

n_e —有效孔隙度, 无量纲;

D_L —纵向弥散系数, m^2/d ;

D_T —横向 y 方向的弥散系数, m^2/d ;

π —圆周率。

②预测参数

按照场地地下水环境影响评价的工作等级, 对场地水文地质条件及可能的环境污染状况进行简化处理。由于环境污染的敏感性, 做模型概化时, 按照最不利组合原则设置解析模型的相关参数。

A. 实际渗流速度 $u=V/N_e$, 其中渗流速度 V 按公式 $V=KI$ 计算, 三叠系雷口坡组岩性主要是以灰岩及泥岩夹粗砂砾石, 参考前期环评等资料,

类比渗透系数取值 0.2m/d, 根据厂区地形特征及地下水水位情况等, 水力坡度为 0.3。经计算, 实际渗透流速为 0.30m/d。

B.纵向弥散系数 $D_r = u \cdot aZ + D_o$, D_o 为分子孔散系数, 由于此值很小, 不做考虑, 本次评价的弥散度按照偏保守的评价原则, 取纵向弥散度 aZ 为 10m, 故 $D_L = 3m^2/d$, 横向弥散系数 D_T 取 0.1 倍 D_L , 即 $0.3m^2/d$ 。

C.距离注入点的距离:根据时间和具体模拟情况而定。

D.有效孔隙度考虑含水层岩性特征, 根据相关经验, 有效孔隙度 N_e 取值为 0.2。

E.含水层厚度参考区域水文地质资料及前期环评等, 含水层厚度 50m。

(7) 预测结果分析

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, 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	钡
环境质量标准 (mg/L)	20	250	0.05	0.7
检出限 (mg/L)	4	0.007	0.01	0.002

注: 执行《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) Ⅲ类标准。

②软体罐预测结果

运用解析法得出主要污染物对地下水的影响情况及运移规律的分析结果见表 4.2-3~表 4.2-6。

表 4.2-3 非正常状况下软体罐渗漏预测结果 (COD, mg/L)

时间 距离 (m)	100d	365d	1000d
0	10	1	0
10	14	1	0
20	19	2	0
30	20	2	0

时间 距离 (m)	100d	365d	1000d
40	19	3	0
50	14	5	0
60	10	6	0
70	5	7	0
80	3	9	0
90	1	10	0
100	0	10	0
190 (Q4)	0	2	2
200	0	2	3
300	0	0	6
320(Q2)	0	0	6
325(Q3)	0	0	6
400	0	0	3
500	0	0	0
600	0	0	0
620(Q1)	0	0	0
700	0	0	0
800	0	0	0

表 4.2-4 非正常状况下软体罐渗漏预测结果 (石油类, mg/L)

时间 距离 (m)	100d	365d	1000d
0	0.24	0.02	0.00
10	0.36	0.03	0.00
20	0.46	0.04	0.00
30	0.50	0.06	0.00
40	0.46	0.09	0.00
50	0.36	0.12	0.00
60	0.24	0.15	0.00
70	0.13	0.18	0.00
80	0.06	0.22	0.00
90	0.03	0.24	0.00
100	0.01	0.26	0.01
190 (Q4)	0.00	0.06	0.06
200	0.00	0.04	0.07
300	0.00	0.00	0.16

时间 距离 (m)	100d	365d	1000d
320(Q2)	0.00	0.00	0.15
325(Q3)	0.00	0.00	0.15
400	0.00	0.00	0.07
500	0.00	0.00	0.01
600	0.00	0.00	0.00
620(Q1)	0.00	0.00	0.00
700	0.00	0.00	0.00
800	0.00	0.00	0.00

表 4.2-5 非正常状况下软体罐渗漏预测结果（氯化物，mg/L）

时间 距离 (m)	100d	365d	1000d
0	71.322	5.116	0.026
10	108.187	8.244	0.043
20	138.915	12.692	0.069
30	150.988	18.669	0.110
40	138.915	26.234	0.171
50	108.187	35.218	0.261
60	71.322	45.169	0.393
70	39.800	55.346	0.581
80	18.800	64.790	0.846
90	7.517	72.459	1.210
100	2.544	77.419	1.703
190 (Q4)	0.000	17.999	17.419
200	0.000	12.181	20.751
300	0.000	0.020	47.746
320(Q2)	0.000	0.003	46.181
325(Q3)	0.000	0.002	45.323
400	0.000	0.000	20.751
500	0.000	0.000	1.703
600	0.000	0.000	0.026
620(Q1)	0.000	0.000	0.009
700	0.000	0.000	0.000
800	0.000	0.000	0.000

表 4.2-6 非正常状况下软体罐渗漏预测结果（钡，mg/L）

时间 距离 (m)	100d	365d	1000d
0	0.10	0.01	0.00
10	0.14	0.01	0.00
20	0.19	0.02	0.00
30	0.20	0.02	0.00
40	0.19	0.03	0.00
50	0.14	0.05	0.00
60	0.10	0.06	0.00
70	0.05	0.07	0.00
80	0.03	0.09	0.00
90	0.01	0.10	0.00
100	0.00	0.10	0.00
190 (Q4)	0.00	0.02	0.02
200	0.00	0.02	0.03
300	0.00	0.00	0.06
320(Q2)	0.00	0.00	0.06
325(Q3)	0.00	0.00	0.06
400	0.00	0.00	0.03
500	0.00	0.00	0.00
600	0.00	0.00	0.00
620(Q1)	0.00	0.00	0.00
700	0.00	0.00	0.00
800	0.00	0.00	0.00

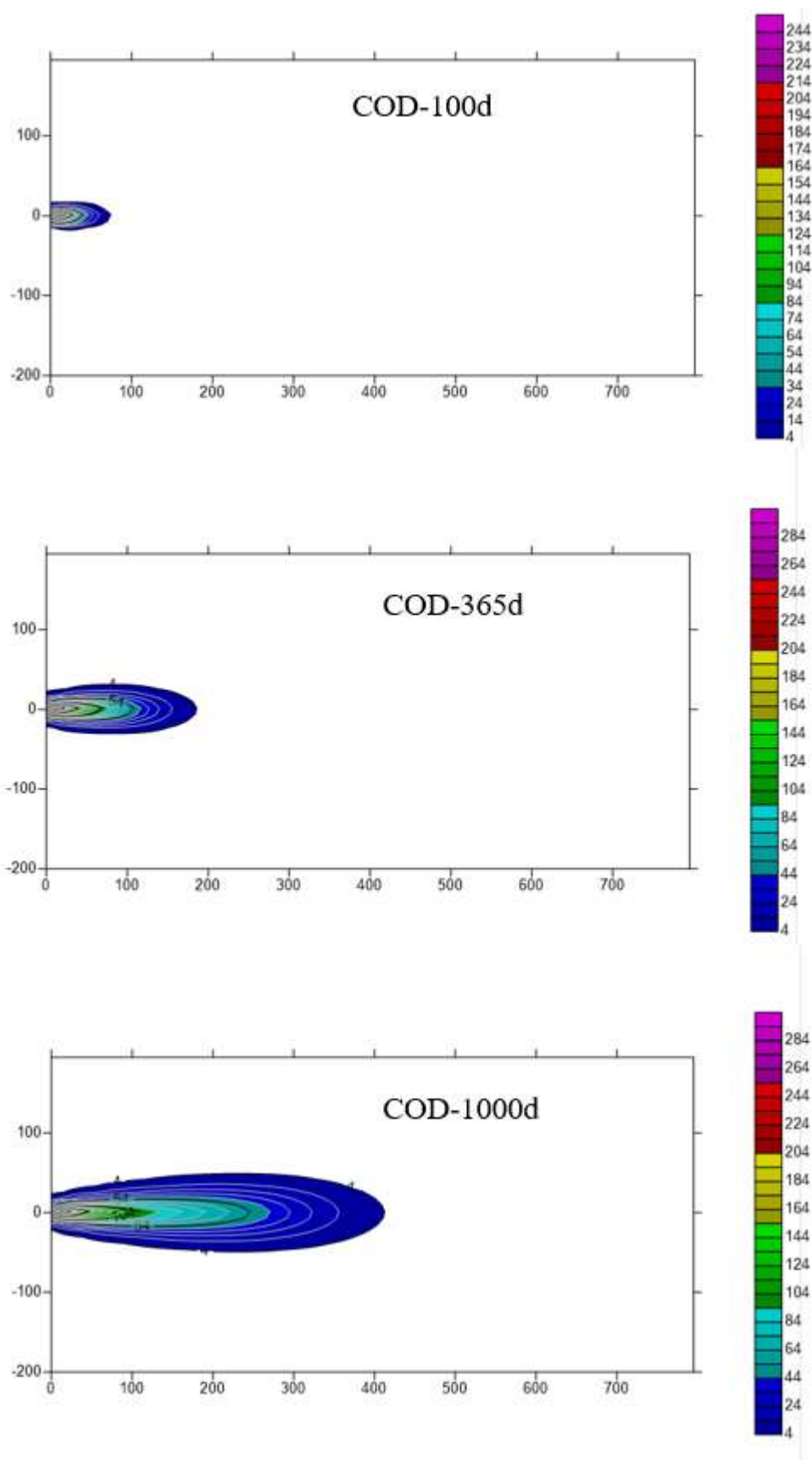


图 4.2-1 施工期软体罐泄露不同预测时间 COD 影响范围图

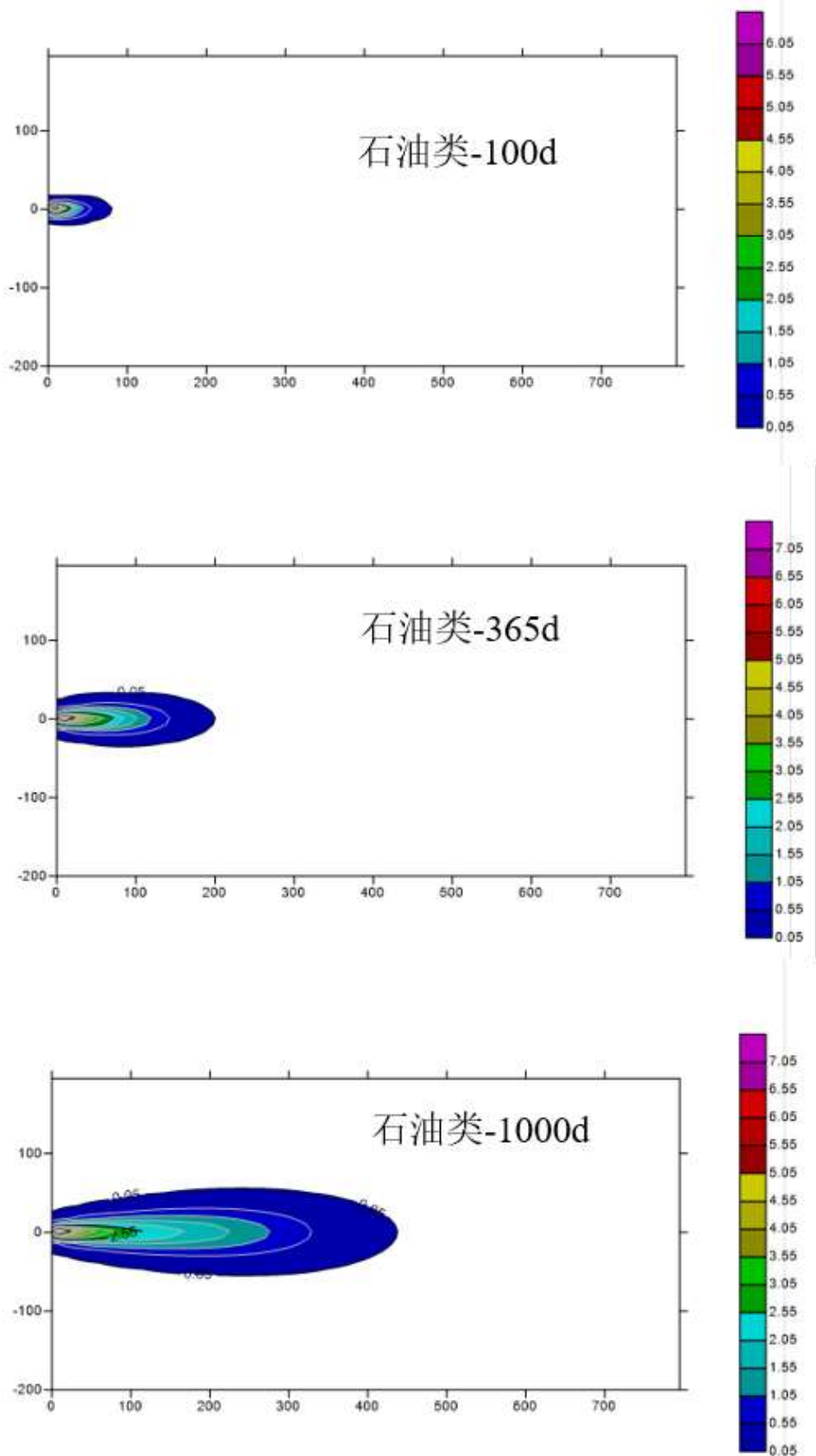


图 4.2-2 施工期软体罐泄露不同预测时间石油类影响范围图

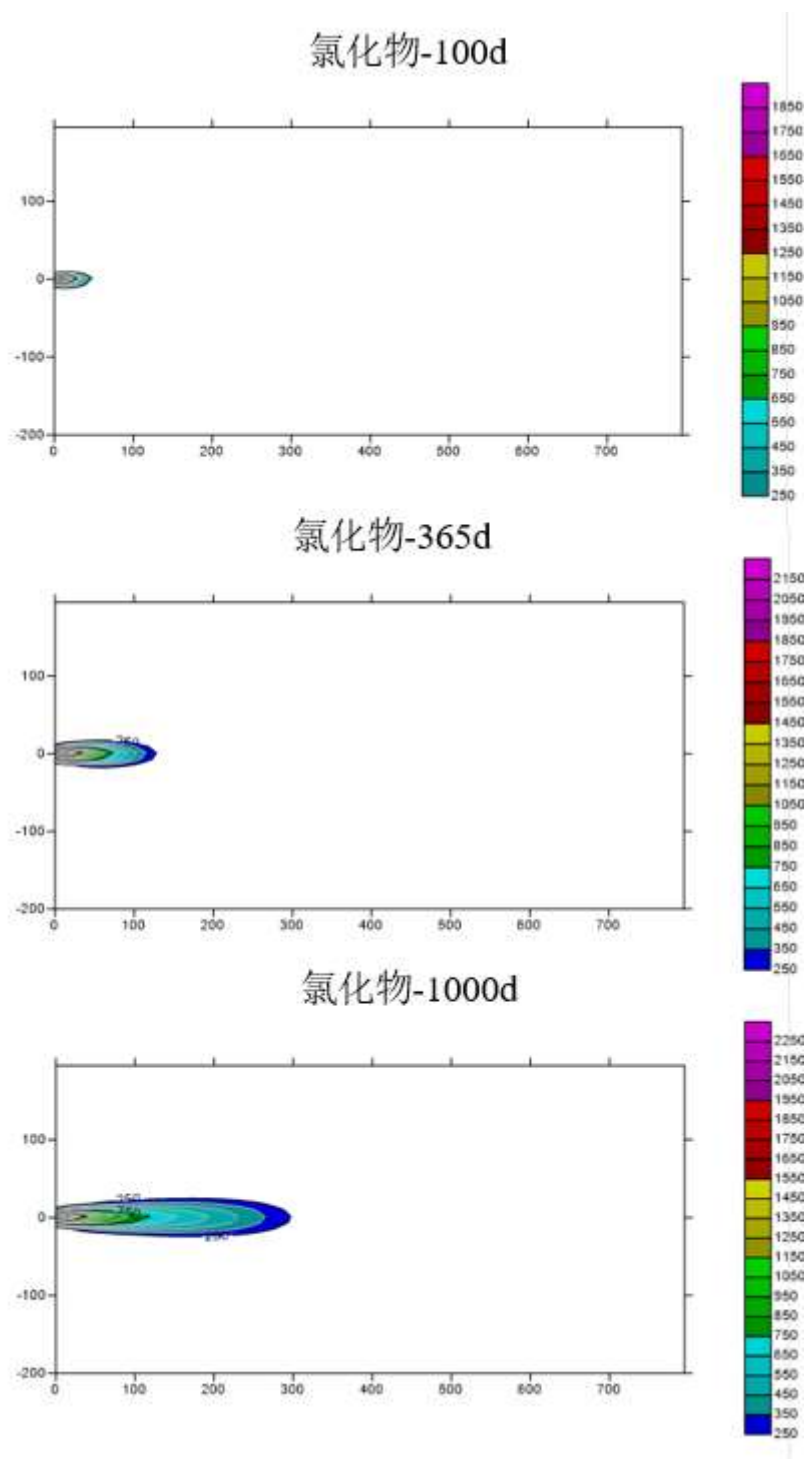


图 4.2-3 施工期软体罐泄露不同预测时间氯化物影响范围图

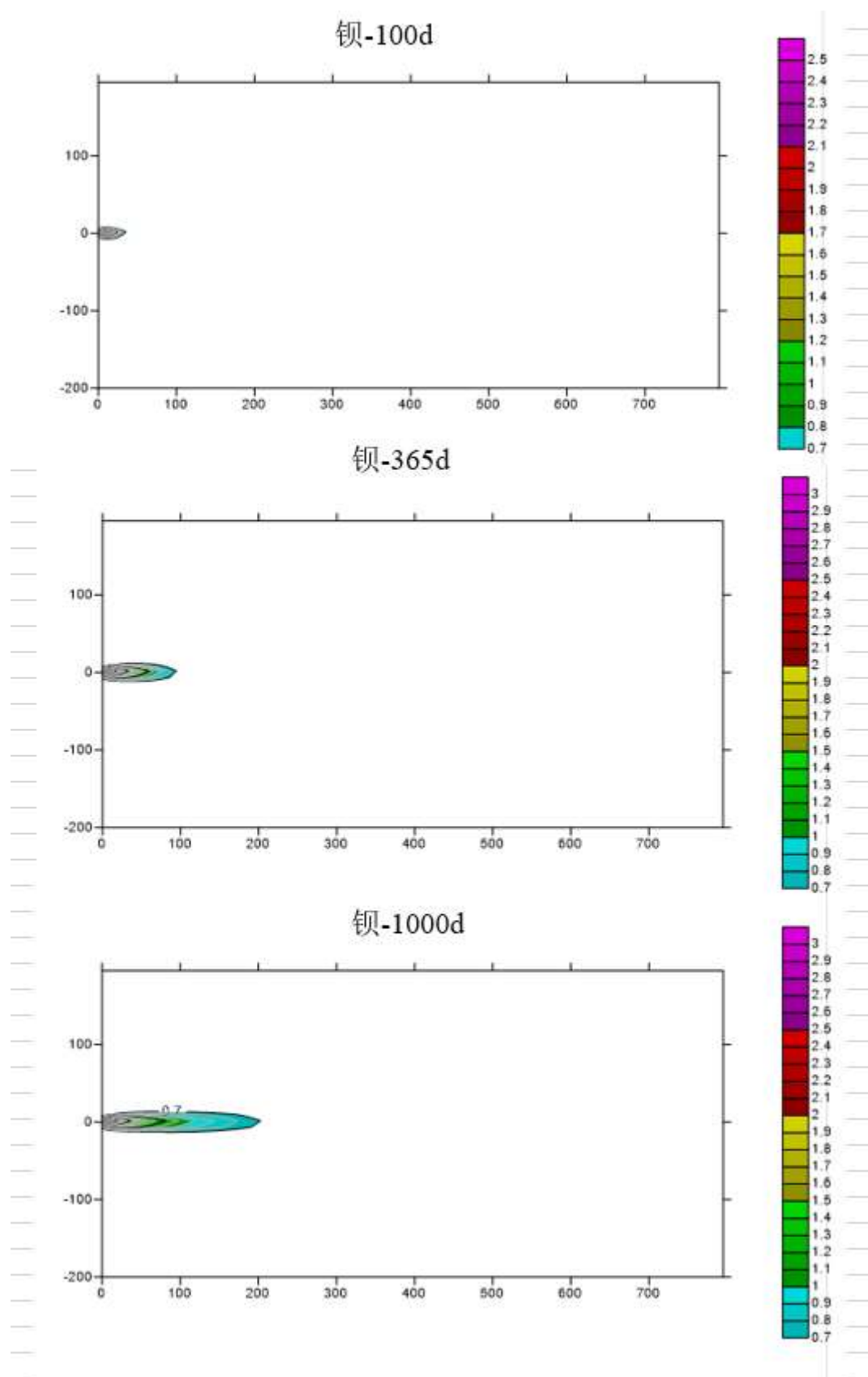


图 4.2-4 施工期软体罐泄露不同预测时间钡影响范围图

表 4.2-7 施工期软体罐渗漏非正常工况地下水预测结果一览表

污染物	预测时间 (d)	X 方向最大超标范围 (m)
COD	100	60
	365	150
	1000	340
石油类	100	75
	365	210
	1000	430
氯化物	100	60
	365	135
	1000	315
钡	100	35
	365	105
	1000	220

由上表预测结果可知，若本项目施工期软体罐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，污染物超标距离分别为 COD60m、石油类 75m、氯化物 60m、钡 35m；当持续渗漏 365 天时，污染物超标距离分别为 COD150m、石油类 210m、氯化物 135m、钡 105m；当持续渗漏 1000 天时，污染物超标距离分别为 COD340m、石油类 430m、氯化物 315m、钡 220m。

③压裂阶段井管破裂预测结果

假设在压裂过程中井管破裂，在非正常状况下，污染物渗漏至地下潜水含水层，对地下水环境的超标、污染范围及运移距离如下：

表 4.2-8 非正常状况下井筒破裂预测结果 (COD, mg/L)

时间 距离 (m)	100d	365d	1000d
0	36	3	0
10	54	4	0
20	69	6	0
30	75	9	0
40	69	13	0
50	54	18	0
60	36	23	0
70	20	28	0

时间 距离 (m)	100d	365d	1000d
80	9	32	0
90	4	36	1
100	1	39	1
190 (Q4)	0	9	9
200	0	6	10
300	0	0	24
320(Q2)	0	0	23
325(Q3)	0	0	23
400	0	0	10
500	0	0	1
600	0	0	0
620(Q1)	0	0	0
700	0	0	0
800		0	0

表 4.2-9 非正常状况下井筒破裂预测结果 (石油类, mg/L)

时间 距离 (m)	100d	365d	1000d
0	0.89	0.06	0.00
10	1.35	0.10	0.00
20	1.74	0.16	0.00
30	1.89	0.23	0.00
40	1.74	0.33	0.00
50	1.35	0.44	0.00
60	0.89	0.56	0.00
70	0.50	0.69	0.01
80	0.24	0.81	0.01
90	0.09	0.91	0.02
100	0.03	0.97	0.02
190 (Q4)	0.00	0.22	0.22
200	0.00	0.15	0.26
300	0.00	0.00	0.60
320(Q2)	0.00	0.00	0.58
325(Q3)	0.00	0.00	0.57
400	0.00	0.00	0.26
500	0.00	0.00	0.02

时间 距离 (m)	100d	365d	1000d
600	0.00	0.00	0.00
620(Q1)	0.00	0.00	0.00
700	0.00	0.00	0.00
800	0.00	0.00	0.00

表 4.2-10 非正常状况下井筒破裂预测结果（氯化物，mg/L）

时间 距离 (m)	100d	365d	1000d
0	267	19.184	0.099
10	406	30.916	0.162
20	521	47.597	0.260
30	566	70.008	0.412
40	521	98.376	0.640
50	406	132.068	0.980
60	267	169.385	1.474
70	149	207.549	2.180
80	71	242.962	3.172
90	28	271.721	4.539
100	10	290.320	6.387
190 (Q4)	0	67.497	65.322
200	0	45.680	77.815
300	0	0.075	179.049
320(Q2)	0	0.012	173.179
325(Q3)	0	0.007	169.963
400	0	0.000	77.815
500	0	0.000	6.387
600	0	0.000	0.099
620(Q1)	0	0.000	0.035
700	0	0.000	0.000
800	0	0.000	0.000

表 4.2-11 非正常状况下井筒破裂预测结果（钡，mg/L）

时间 距离 (m)	100d	365d	1000d
0	0.36	0.03	0.00
10	0.54	0.04	0.00
20	0.69	0.06	0.00

时间 距离 (m)	100d	365d	1000d
30	0.75	0.09	0.00
40	0.69	0.13	0.00
50	0.54	0.18	0.00
60	0.36	0.23	0.00
70	0.20	0.28	0.00
80	0.09	0.32	0.00
90	0.04	0.36	0.01
100	0.01	0.39	0.01
190 (Q4)	0.00	0.09	0.09
200	0.00	0.06	0.10
300	0.00	0.00	0.24
320(Q2)	0.00	0.00	0.23
325(Q3)	0.00	0.00	0.23
400	0.00	0.00	0.10
500	0.00	0.00	0.01
600	0.00	0.00	0.00
620(Q1)	0.00	0.00	0.00
700	0.00	0.00	0.00
800	0.00	0.00	0.00

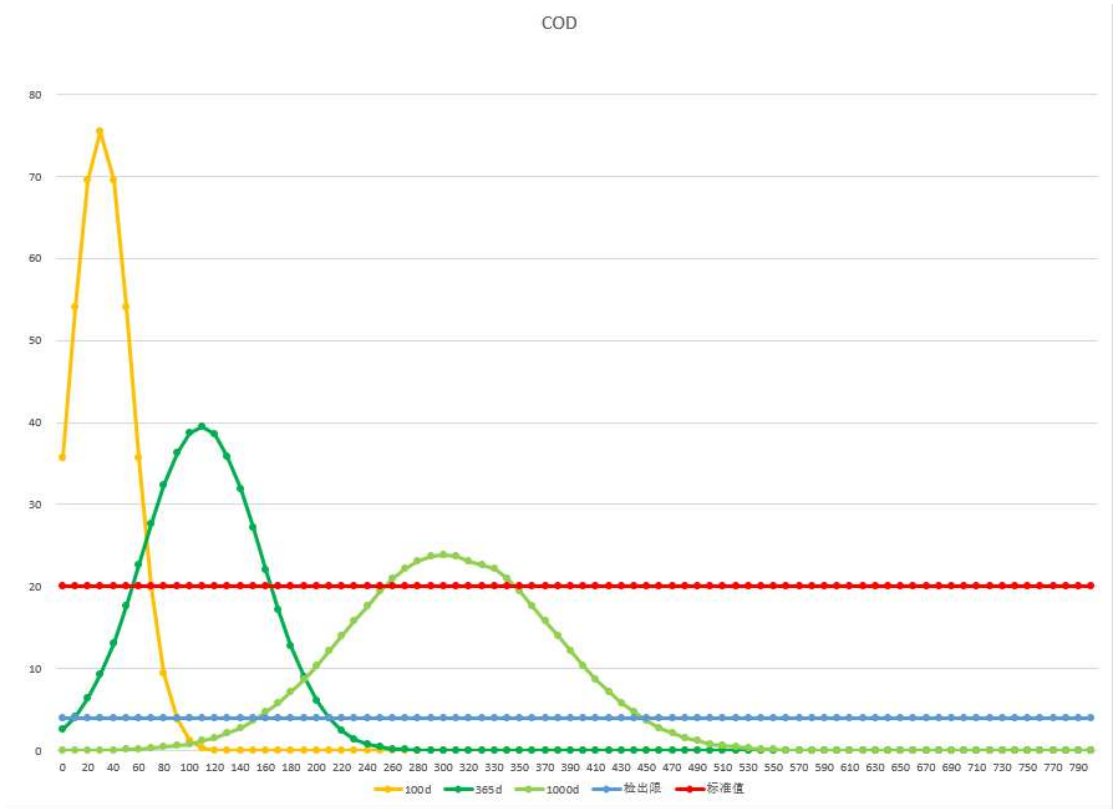


图 4.2-5 施工期井筒泄露不同预测时间 COD 影响范围图

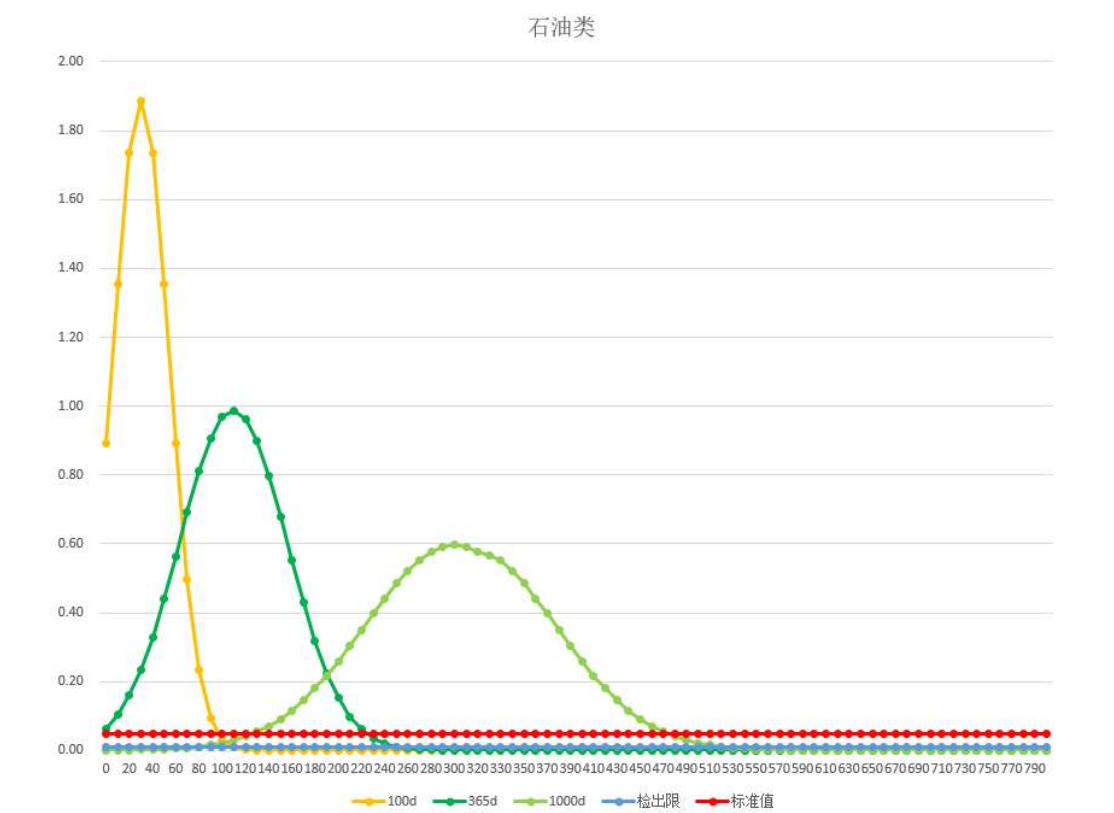


图 4.2-6 施工期井筒泄露不同预测时间石油类影响范围图

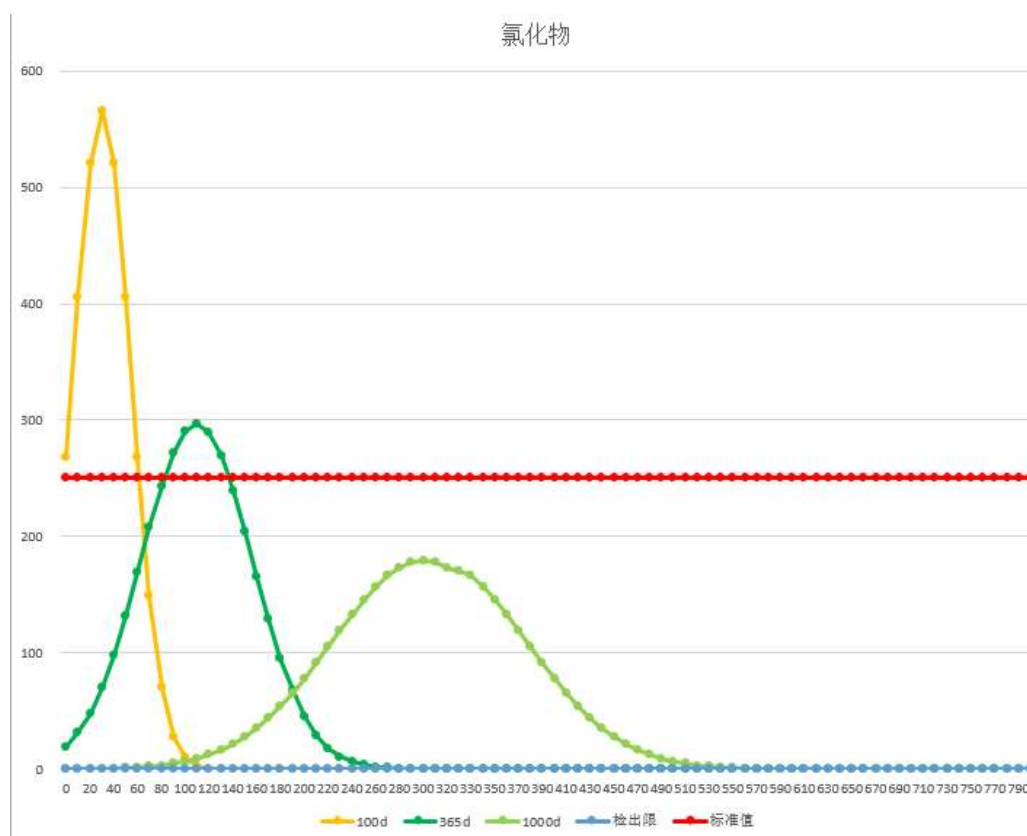


图 4.2-7 施工期井筒泄露不同预测时间氯化物影响范围图

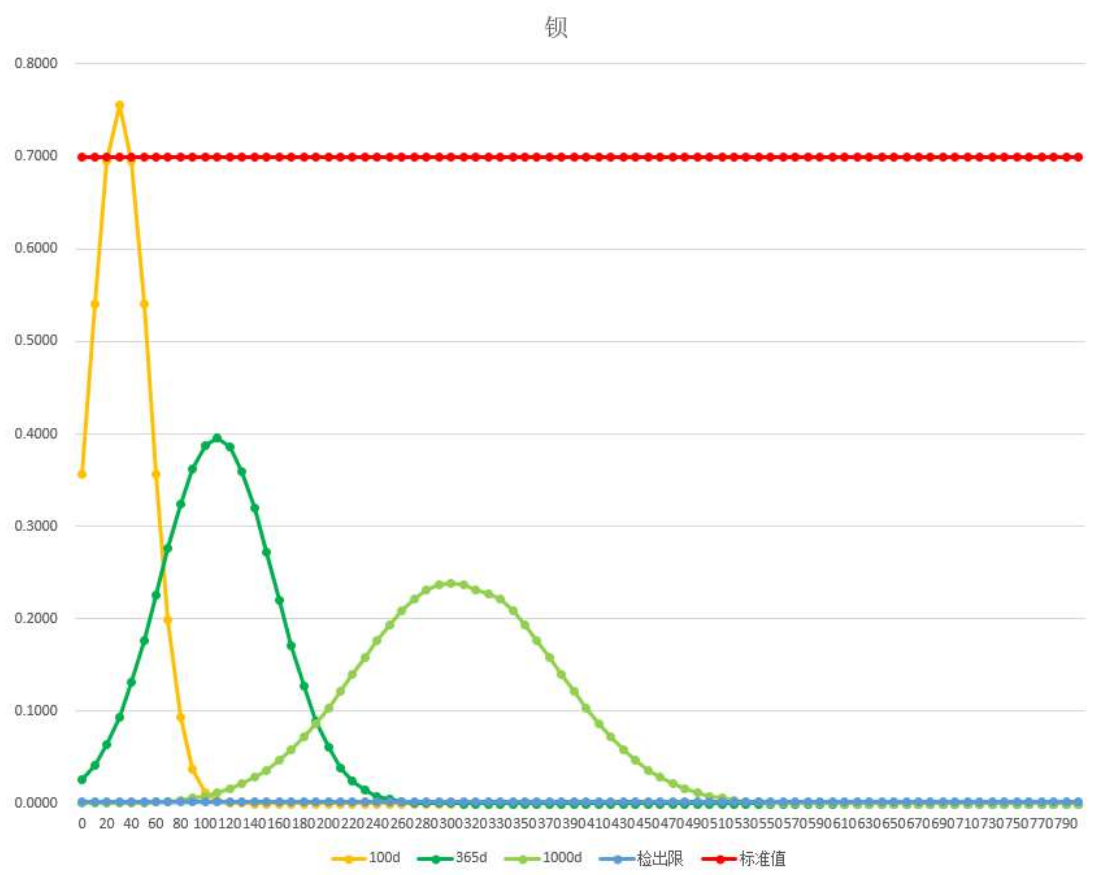


图 4.2-8 施工期井筒泄露不同预测时间钡影响范围图

表 4.2-12 施工期井筒非正常工况地下水预测结果一览表

污染物	预测时间 (d)	X 方向最大影 响范围 (m)	X 方向最大超标 范围 (m)	最大浓度(mg/L)
COD	100	90	70	75
	365	210	165	40
	1000	450	345	24
石油类	100	110	95	1.89
	365	260	225	0.99
	1000	530	470	0.60
氯化物	100	145	65	566.2
	365	325	135	296.3
	1000	650	0	179.0
钡	100	115	35	0.75
	365	265	0	0.40
	1000	535	0	0.24

压裂过程井管破裂对潜水含水层造成影响，并存在超标现象。因泄露事件较短，1 小时后污染源虽被截断，但渗漏进入含水层的污染物初始浓度大，将会对含水层及地下水造成影响。污染物从地表进去含水层后，主要受地形控制，随地下水径流、自斜坡上部向下迁移、扩散，影响范围逐渐增大，污染物的浓度则逐渐降低，影响范围扩大到一定程度后，污染物浓度逐渐降低至标准限值以下。根据预测结果，渗漏发生 100d 时，污染物最大超标距离为 95m；渗漏发生 365d 时，污染物最大超标距离为 225m；渗漏发生 1000d 时，污染物最大超标距离为 470m。

(8) 对分散式饮用水源影响分析

发生本评价预设的非正常工况下泄漏事故情景时，泄漏的污染物主要沿着地下水径流方向扩散，下游的分散式饮用井泉主要有 Q1、Q2、Q3、Q4，距离井场的距离分别是 620m、320m、325m、190m，均在影响范围内，可能出现水质超标情形。

(9) 小结

施工期间，建设单位应严格按照执行浅层采取清水钻井工艺，采取套管封隔地层，井场按照分区防渗要求进行防渗，在正常情况不会项目所在区域井泉水质造成影响。施工期应加强对下游 Q1、Q2、Q3、Q4 及周边泉

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，转移暂存的废水和其他物料，对渗漏部位进行修复，或更换储存设施，经承压试验合格后方可再次使用，避免再次发生泄漏事故。一旦发现居民饮用泉点水质受影响时，应立即通知暂停取水，直至水质恢复正常。同时，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，保证正常用水。

4.2.2 运营期地下水环境影响分析

4.2.2.1. 运营期正常状况下地下水环境影响分析

运营期废水主要为采气过程中产生的采出水，正常情况下，采出水在采出水罐收集后通过罐车转运或管线输送至采出水处理站处理达标后排放，废润滑油在危险废物贮存库暂存，废润滑油收集设施四周设置围堰，且地面铺设防渗膜，废润滑油泄漏可有效收集至围堰内，正常情况下不会对地下水环境产生影响。

4.2.2.2. 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，地下水污染风险源主要集中在采出水泄漏，选取采出水罐发生破损导致采出水渗漏为情景，预测运营期非正常状况下对地下水环境的影响。

(1) 预测情景、源强、因子、模型

运营期，站场内设置 2 个采出水罐（1 个 20m^3 ，1 个 40m^3 ）暂存采出水。假设 1 个采出水罐（地面不锈钢罐，保守考虑，按最大的 40m^3 ）破裂且底部防渗层发生破裂，设非正常状况下，渗漏量达总容积的 30%时，可被现场人员发现并采取相应的封堵措施，即瞬时泄漏至潜水含水层的废水量为 12m^3 。

保守考虑，采出水主要污染物及浓度参考压裂返排液，即 COD 2000mg/L 、石油类 50mg/L 、氯化物 15000mg/L 、钡 70mg/L 。

预测方法及模型与施工期井筒破裂一致，评价标准及预测参数等均与施工期一致，本小节不再重复文字，仅列出预测结果。

综上所述，通过上述各环节产生的污染物浓度、种类和污染物泄漏量

的分析取值，本次预测评价的各环节产生污染物的源强计算如下表所示。

表 4.2-13 运营期地下水预测源强一览表

预测情景	预测因子	浓度 (mg/L)	废水渗漏量 (m ³)	污染物渗漏量 (kg)
采出水罐泄露	COD	2000	12.0	24.00
	石油类	50		0.60
	氯化物	15000		180.00
	钡	20		0.24

(2) 预测时间

根据页岩气开发项目特点，预测时段为 100d、365d（跟踪监测频次）、1000d。

(3) 预测结果

假设在非正常状况下，运营期采出水罐破裂导致污染物渗漏至地下潜水含水层，对地下水环境的超标、污染范围及运移距离如下：

表 4.2-14 非正常状况下采出水罐渗漏预测结果（COD，mg/L）

时间 距离 (m)	100d	365d	1000d
0	10	1	0
10	14	1	0
20	19	2	0
30	20	2	0
40	19	3	0
50	14	5	0
60	10	6	0
70	5	7	0
80	3	9	0
90	1	10	0
100	0	10	0
190 (Q4)	0	2	2
200	0	2	3
300	0	0	6
320(Q2)	0	0	6
325(Q3)	0	0	6
400	0	0	3

时间 距离 (m)	100d	365d	1000d
500	0	0	0
600	0	0	0
620(Q1)	0	0	0
700	0	0	0
800	0	0	0

表 4.2-15 非正常状况下采出水罐渗漏预测结果（石油类，mg/L）

时间 距离 (m)	100d	365d	1000d
0	0.24	0.02	0.00
10	0.36	0.03	0.00
20	0.46	0.04	0.00
30	0.50	0.06	0.00
40	0.46	0.09	0.00
50	0.36	0.12	0.00
60	0.24	0.15	0.00
70	0.13	0.18	0.00
80	0.06	0.22	0.00
90	0.03	0.24	0.00
100	0.01	0.26	0.01
190 (Q4)	0.00	0.06	0.06
200	0.00	0.04	0.07
300	0.00	0.00	0.16
320(Q2)	0.00	0.00	0.15
325(Q3)	0.00	0.00	0.15
400	0.00	0.00	0.07
500	0.00	0.00	0.01
600	0.00	0.00	0.00
620(Q1)	0.00	0.00	0.00
700	0.00	0.00	0.00
800	0.00	0.00	0.00

表 4.2-16 非正常状况下采出水罐渗漏预测结果（氯化物，mg/L）

时间 距离 (m)	100d	365d	1000d
0	71.322	5.116	0.026

时间 距离 (m)	100d	365d	1000d
10	108.187	8.244	0.043
20	138.915	12.692	0.069
30	150.988	18.669	0.110
40	138.915	26.234	0.171
50	108.187	35.218	0.261
60	71.322	45.169	0.393
70	39.800	55.346	0.581
80	18.800	64.790	0.846
90	7.517	72.459	1.210
100	2.544	77.419	1.703
190 (Q4)	0.000	17.999	17.419
200	0.000	12.181	20.751
300	0.000	0.020	47.746
320(Q2)	0.000	0.003	46.181
325(Q3)	0.000	0.002	45.323
400	0.000	0.000	20.751
500	0.000	0.000	1.703
600	0.000	0.000	0.026
620(Q1)	0.000	0.000	0.009
700	0.000	0.000	0.000
800	0.000	0.000	0.000

表 4.2-17 非正常状况下采出水罐渗漏预测结果 (钡, mg/L)

时间 距离 (m)	100d	365d	1000d
0	0.10	0.01	0.00
10	0.14	0.01	0.00
20	0.19	0.02	0.00
30	0.20	0.02	0.00
40	0.19	0.03	0.00
50	0.14	0.05	0.00
60	0.10	0.06	0.00
70	0.05	0.07	0.00
80	0.03	0.09	0.00
90	0.01	0.10	0.00

时间 距离 (m)	100d	365d	1000d
100	0.00	0.10	0.00
190 (Q4)	0.00	0.02	0.02
200	0.00	0.02	0.03
300	0.00	0.00	0.06
320(Q2)	0.00	0.00	0.06
325(Q3)	0.00	0.00	0.06
400	0.00	0.00	0.03
500	0.00	0.00	0.00
600	0.00	0.00	0.00
620(Q1)	0.00	0.00	0.00
700	0.00	0.00	0.00
800	0.00	0.00	0.00

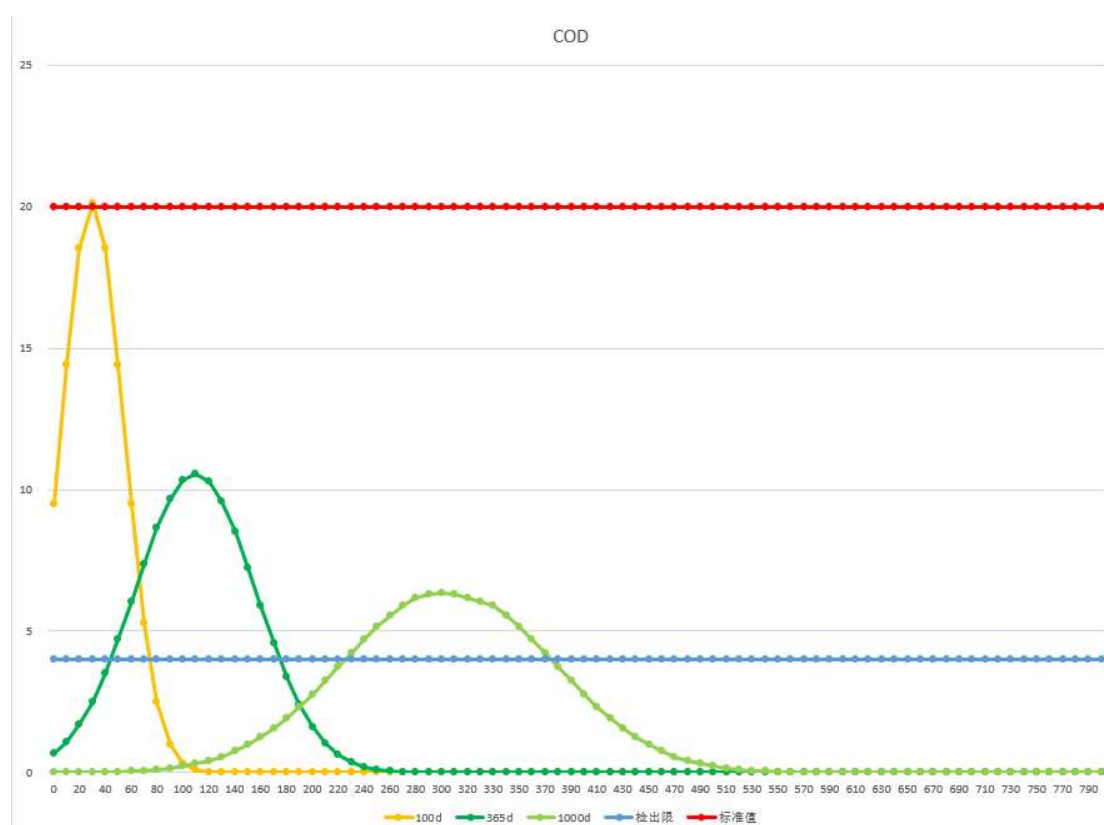


图 4.2-9 采出水罐泄露不同预测时间 COD 影响范围图

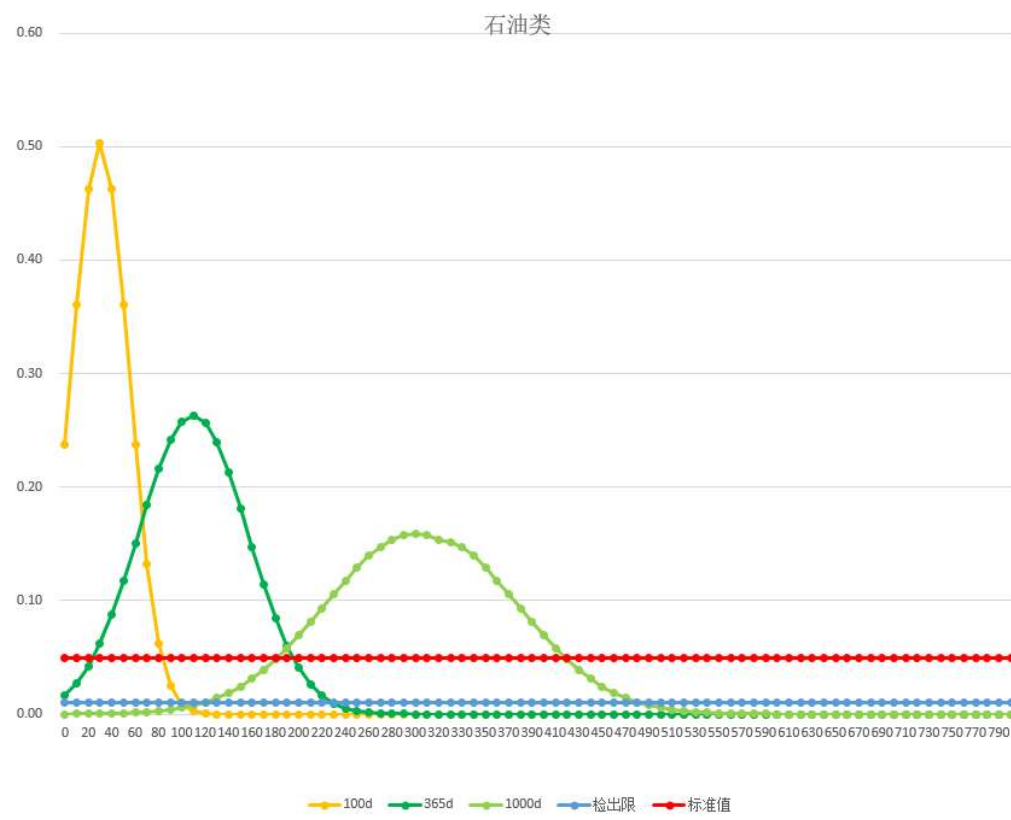


图 4.2-10 采出水罐泄露不同预测时间石油类影响范围图

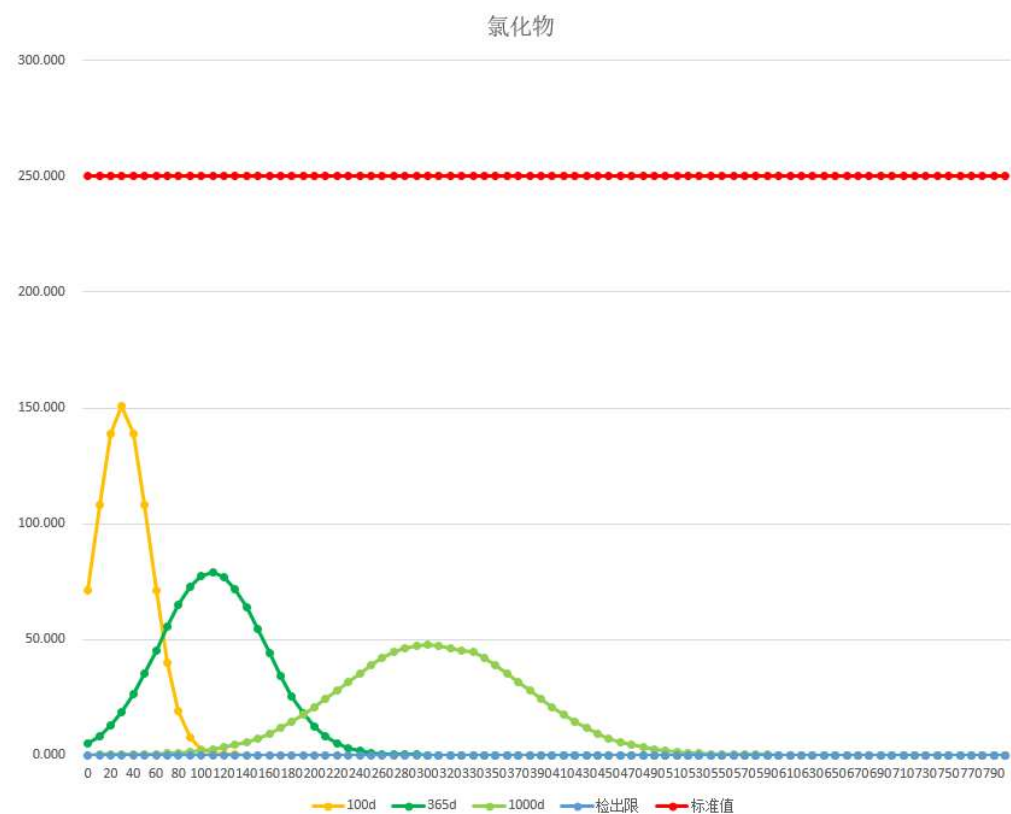


图 4.2-11 采出水罐泄露不同预测时间氯化物影响范围图

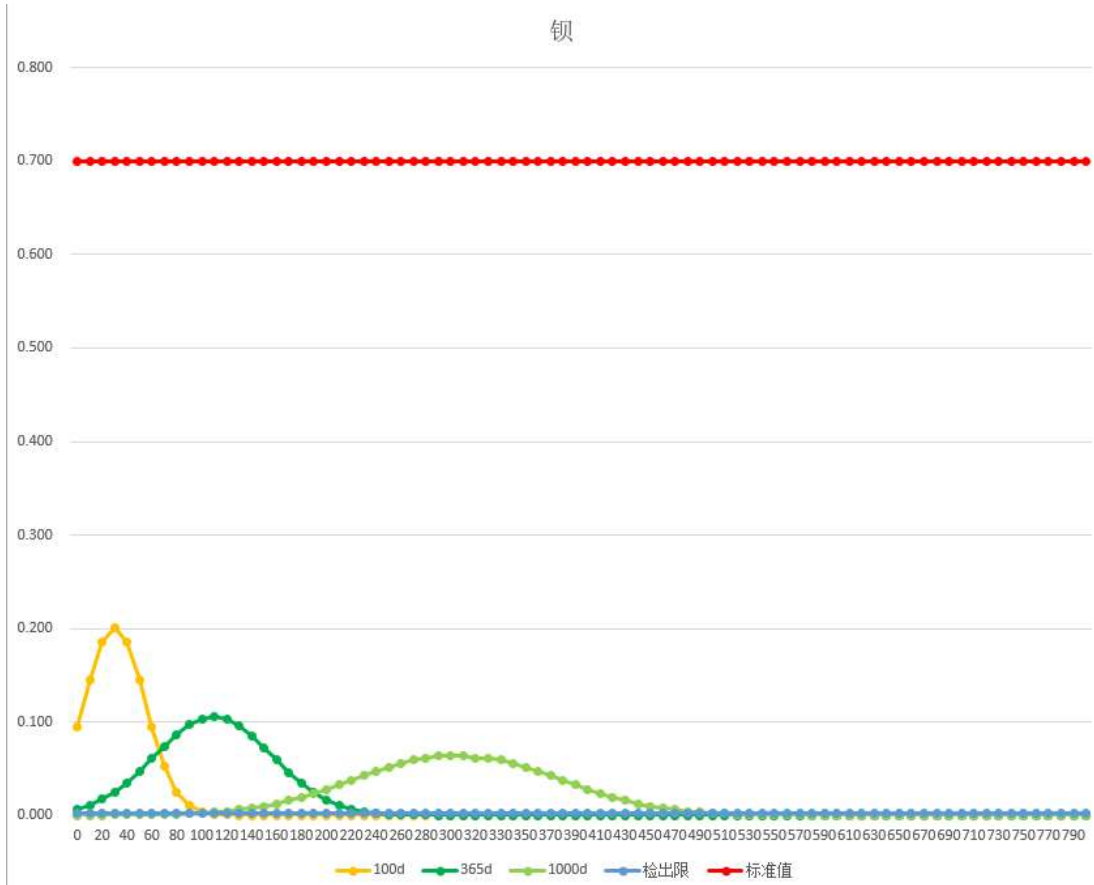


图 4.2-12 采出水罐泄露不同预测时间钡影响范围图

表 4.2-18 运营期采出水罐非正常工况地下水预测结果一览表

污染物	预测时间 (d)	X 方向最大影 响范围 (m)	X 方向最大超标 范围 (m)	最大浓度(mg/L)
COD	100	75	30	20.1
	365	170	0	10.5
	1000	380	0	6.4
石油类	100	100	85	0.50
	365	240	195	0.26
	1000	500	420	0.16
氯化物	100	135	0	151.0
	365	315	0	79.0
	1000	625	0	47.7
钡	100	105	0	0.20
	365	240	0	0.11
	1000	500	0	0.06

从模拟结果可以看出，采出水暂存罐破裂对潜水含水层造成影响，并存在超标现象。因泄露事件较短，污染源虽被截断，但渗漏进入含水层的

污染物初始浓度大，将会对含水层及地下水造成影响。污染物从地表进去含水层后，主要受地形控制，随地下水径流、自斜坡上部向下迁移、扩散，影响范围逐渐增大，污染物的浓度则逐渐降低，影响范围扩大到一定程度后，污染物浓度逐渐降低至标准限值以下。根据预测结果，渗漏发生 100d 时，污染物最大超标距离为 90m；渗漏发生 365d 时，污染物最大超标距离为 195m；渗漏发生 1000d 时，污染物最大超标距离为 420m。

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

（2）对浅层含水层的影响

根据上述预测结果，运营期，在非正常状况下采出水罐破裂导致采出水持续性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。

（3）井泉影响分析

根据预测结果，发生本评价预设的非正常工况下泄漏事故情景时，泄漏的污染物主要沿着地下水径流方向扩散，下游的分散式饮用井泉主要有 Q1、Q2、Q3、Q4，均在影响范围内，渗漏发生 100d 时，污染物尚未迁移至井泉处；渗漏发生 365d、1000d 时，Q1、Q2、Q3、Q4 泉点水质超标。

运营期间，建设单位应严格按照分区防渗要求进行防渗，在正常情况不会项目所在区域井泉水质造成影响。运营期定期对泉点的监测，一旦发现水质受到影响，应立即对可能造成地下水污染的设施进行检查，对渗漏区域防渗层进行修复，避免污染物的进一步泄漏和扩散。运营期间应加强对周边泉点的巡视和水质监测，在发现居民饮用泉点水质受影响时，一旦发现居民饮用泉点水质受影响时，应立即通知暂停取水，同时积极采取补救供水措施，利用供水车给受影响居民供应饮用水或采取其他供水措施，解决居民的生活饮用水问题，直至饮用水泉点水质恢复为止。

4.2.3 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 大气环境影响预测及评价

4.3.1 施工期大气环境影响预测及评价

(1)施工扬尘

施工扬尘主要来自井口建设、临时生活区、钻井设备基础等构筑物过程产生的扬尘以及材料运输、卸放、拌合等过程中产生的扬尘，本项目土石方工程量小，扬尘产生量小。施工作业时，加强洒水防尘作业后，施工扬尘对环境的影响是局部的，并随着施工的结束而结束。

(2)燃油废气

本项目压裂采用电力作为动力进行压裂，钻井采用网电供电，柴油发电机作为备用电源，配备柴油动力机作为备用钻井动力。因此，本项目仅停电情况下启用备用柴油发电机、柴油动力机。使用备用柴油发电机、柴油动力机时会产生柴油燃烧废气，其主要污染物 NO_x 、 SO_2 和颗粒物，根据同类型作业情况，其浓度分别为 $25\text{mg}/\text{m}^3$ 、 $77\text{mg}/\text{m}^3$ 和 $100\text{mg}/\text{m}^3$ ，废气采用柴油机设备自带的 3m 高排气筒排放。柴油发电机、柴油动力机仅在停电时备用，运行时间很短，其燃烧产生及排放的污染物量很少。

(3)施工机具尾气

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

(4)测试放喷废气

本项目目的层为下志留统龙马溪组，根据区域页岩气井目的层天然气组分分析报告，预计本项目页岩气井属于不含硫化氢天然气井。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 NO_x 、烟尘。

本项目设有 2 座放喷池，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的影响较小。

(5)前置酸配制产生盐酸雾

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

(5)食堂油烟

食堂油烟通过油烟净化器处理后经专用烟道引至所在建筑物楼顶排放，对环境的影响小。

4.3.2 运营期大气环境影响评价

(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

集气站事故和检修时，集气站工艺设备及管线内废气经放空立管放空，每次持续时间在 2~5min，发生频率为 2~3 次/年，放空量小，持续时间短，集气站场地势开阔，扩散条件好，对大气环境和周边敏感点影响不大。

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 预测方法

本项目噪声源主要为室外声源，采用《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ 2.4-2021）推荐的预测模式。

(1) 户外声传播衰减基本公式

户外声传播衰减包括几何发散（ A_{div} ）、大气吸收（ A_{atm} ）、地面效应（ A_{gr} ）、障碍物屏蔽（ A_{bar} ）、其他多方面效应（ A_{misc} ）引起的衰减。根

据声源声功率级或参考位置处的声压级、户外声传播衰减，计算预测点的声级，用下式计算。

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

式中：Dc—指向性校正，它描述点声源的等效连续声压级与产生声功率级 L_w 的全向点声源在规定方向的声级的偏差程度，dB；

(2) 点声源的几何发散衰减

无指向性点声源几何发散衰减的基本公式是：

$$L_P(r) = L_P(r_0) - 20 \lg(r/r_0)$$

式中： $L_P(r)$ —预测点处声压级，dB；

$L_P(r_0)$ —参考位置 r_0 处声压级，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。

公式中第二项表示了点声源的几何发散衰减：

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

(3) 噪声叠加

多个声源在预测点处产生的等效声级贡献值的计算采用公式如下：

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

式中：

L_{eqg} — 建设项目在预测点的等效声级贡献值，dB(A)；

L_{Ai} — i 声源在预测点产生的 A 声级，dB(A)；

T — 预测计算的时间段，s；

t_i — i 声源在 T 时段内的运行时间，s。

声源在声环境保护目标处的贡献值叠加背景值即为该声环境保护目标处噪声预测值，计算公式为：

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

式中：

L_{eqg} — 建设项目声源在预测点的等效声级贡献值，dB(A)；

L_{eqb} — 预测点的背景值，dB(A)。

4.4.2 施工期声环境影响预测及评价

4.4.2.1. 钻前工程

钻前工程主要是井口开挖砌筑方井、临时生活区、钻井设施基础等构筑物建设和钻井设备运输安装，钻前工程噪声主要是挖掘机、载重车辆等重型机械产生的噪声，挖掘机、载重车辆等为移动设备，间断运行，各施工机具声源在不同距离处的噪声值（未考虑大气吸收、地面效应等）见表 4.4-1。

表 4.4-1 钻前工程主要施工机械在不同距离的噪声值 单位：dB

机械名称	10m	30m	50m	100m	160m	200m	300m	400m	500m
挖掘机	84.0	74.4	70.0	64.0	59.9	58.0	54.4	51.9	50.0
载重汽车	79.0	69.4	65.0	59.0	54.9	53.0	49.4	46.9	45.0

本项目钻前工程仅在白天作业，夜晚不施工，由上表可知，昼间在施工场地 160m 范围内超过《声环境质量标准》(GB3096-2008)2 类标准，施工时应选择合理的施工时间，尽量避开居民午休时间，以此来降低噪声对附近居民的影响。本项目钻前工程施工期较短，总体上对声环境影响是可以接受的。

4.4.2.2. 钻井工程

本项目采用网电供电，柴油发电机、柴油动力机备用，正常情况下，钻机期间噪声主要来自各泥浆泵、振动筛等，均为室外声源。本项目钻井工程施工时，现有已建工程正常生产，场界噪声叠加现有已建工程场界噪声监测数据，声环境保护目标噪声叠加居民点处噪声监测数据，根据钻井设备布置情况（见表 2.5-13），场界噪声、声环境保护目标噪声预测结果（未考虑大气吸收、地面效应等）见表。

表 4.4-2 钻井工程场界噪声预测结果 单位：dB(A)

预测工况	场界	现有已建工程场界贡献值		本项目贡献值		预测值		超标值	
		昼间	夜间	昼间	夜间	昼间	夜间	昼间	夜间
网电供电	东场界	56	45	61	61	62.2	61.1	\	6.1
	南场界	51	44	48.2	48.2	52.8	49.6	\	\
	西场界	57	46	59.1	59.1	61.2	59.3	\	4.3
	北场界	54	44	57.6	57.6	59.2	57.8	\	2.8
柴油发电	东场界	56	45	68.4	68.4	68.6	68.4	\	13.4
	南场界	51	44	55.8	55.8	57.0	56.1	\	1.1

机供电(备用)	西场界	57	46	68.9	68.9	69.2	68.9	\	13.9
	北场界	54	44	70.1	70.1	70.2	70.1	0.2	15.1

表 4.4-3 网电供电时钻井过程声环境保护目标噪声预测结果 单位: dB(A)

敏感点名称	背景值		贡献值		预测值		超标值	
	昼间	夜间	昼间	夜间	昼间	夜间	昼间	夜间
1#居民点	48	44	49.4	49.4	51.8	50.5	\	0.5
2#居民点	48	44	45.2	45.2	49.8	47.7	\	\
5#居民点	48	44	42.8	42.8	49.1	46.5	\	\
6#居民点	48	44	39.5	39.5	48.6	45.3	\	\
7#居民点	48	44	37.0	37.0	48.3	44.8	\	\
9#居民点	48	44	41.5	41.5	48.9	45.9	\	\
10#居民点	48	44	40.1	40.1	48.7	45.5	\	\
11#居民点	48	44	36.4	36.4	48.3	44.7	\	\
12#居民点	48	44	35.6	35.6	48.2	44.6	\	\
13#居民点	48	44	37.7	37.7	48.4	44.9	\	\
14#居民点	48	44	39.1	39.1	48.5	45.2	\	\

表 4.4-4 柴油发电机供电时钻井过程声环境保护目标噪声预测结果 单位: dB(A)

敏感点名称	背景值		贡献值		预测值		超标值	
	昼间	夜间	昼间	夜间	昼间	夜间	昼间	夜间
1#居民点	48	44	57.1	57.1	57.6	57.3	\	7.3
2#居民点	48	44	53.3	53.3	54.4	53.8	\	3.8
5#居民点	48	44	51.8	51.8	53.3	52.5	\	2.5
6#居民点	48	44	48.4	48.4	51.2	49.7	\	\
7#居民点	48	44	45.8	45.8	50.0	48.0	\	\
9#居民点	48	44	50.3	50.3	52.3	51.2	\	1.2
10#居民点	48	44	48.7	48.7	51.4	50.0	\	\
11#居民点	48	44	45.1	45.1	49.8	47.6	\	\
12#居民点	48	44	44.3	44.3	49.5	47.2	\	\
13#居民点	48	44	46.3	46.3	50.2	48.3	\	\
14#居民点	48	44	47.7	47.7	50.9	49.2	\	\

由表 4.4-2 可知, 钻井期间网电供电时, 场界噪声在昼间满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2011)标准, 夜间南场界达标, 东场界、西场界、北场界噪声均超标, 超标 2.8~6.1dB(A)。柴油发电机供电时, 昼间东场界、南场界、西场界满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2011)标准, 北场界噪声超标, 超标 0.2dB(A), 夜间各场界噪声均超标, 超标为 1.1~15.1dB(A)。

由表 4.4-3 可知, 钻井期间网电供电时, 各声环境保护目标昼间均能满足《声环境质量标准》(GB3096-2008)2 类功能区标准, 夜间 1#居民点处噪声超过《声环境质量标准》(GB3096-2008)2 类功能区标准, 超标 0.5dB(A)。由表 4.4-4 可知, 柴油发电机供电时, 声环境保护目标昼间均能满足《声环境质量标准》(GB3096-2008)2 类功能区标准, 夜间 1#居民点、2#居民点、5#居民点、9#居民点处噪声超过《声环境质量标准》(GB3096-2008)2 类功能区标准, 分别超标 7.3dB(A)、3.8dB(A)、2.5dB(A)、1.2dB(A)。

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安置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。

4.4.2.3. 储层改造工程

(1) 压裂噪声影响分析

压裂噪声主要来源于压裂泵、混砂车等设备的机械噪声, 仅在昼间施工, 本项目储层改造工程施工时, 现有已建工程正常生产, 场界噪声叠加现有工程场界噪声监测数据, 声环境保护目标噪声叠加居民点处噪声监测数据, 根据压裂设备布置情况 (见表 2.5-14), 场界噪声、声环境保护目标噪声预测结果 (未考虑大气吸收、地面效应等) 见表。

表 4.4-5 压裂作业场界噪声预测结果 单位: dB(A)

场界	现有已建工程 场界贡献值 (昼间)	本项目贡献值 (昼 间)	预测值 (昼间)	超标值
东场界	56	72.7	72.8	2.8
南场界	51	60.3	60.8	\
西场界	57	66.9	67.3	\
北场界	54	64.3	64.7	\

表 4.4-6 压裂作业时声环境保护目标噪声预测结果 单位: dB(A)

敏感点名称	背景值 (昼间)	贡献值 (昼间)	预测值 (昼间)	超标值
1#居民点	48	60.1	60.4	0.4
2#居民点	48	56	56.6	\
5#居民点	48	52.7	54.0	\
6#居民点	48	49.5	51.8	\
7#居民点	48	47	50.5	\
9#居民点	48	52	53.5	\
10#居民点	48	50.6	52.5	\
11#居民点	48	46.5	50.3	\
12#居民点	48	45.9	50.1	\
13#居民点	48	48.4	51.2	\
14#居民点	48	49.8	52.0	\

由表 4.4-5 可知, 昼间压裂作业时南场界、西场界、北场界噪声满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2011)标准, 东场界噪声超标, 超标 2.8dB(A)。

由表 4.4-6 可知, 昼间压裂作业时, 1#居民点处噪声超过《声环境质量标准》(GB3096-2008)2 类功能区标准, 超标 0.4dB(A), 其余各声环境保护目标满足《声环境质量标准》(GB3096-2008)2 类功能区标准。

(2) 测试放喷噪声影响分析

测试放喷时产生的高压气流噪声源强约 100dB(A), 昼夜连续测试, 单井每个制度放喷时间小于 6h, 单井总放喷时间小于 48h。

表 4.4-7 放喷噪声影响范围预测结果 单位: dB(A)

噪声源	距声源距离(m)								
	10	50	40	60	80	100	150	200	320
放喷测试	80.0	74.0	68.0	64.4	61.9	60.0	56.5	54.0	49.9

选取居民点处噪声监测值作为噪声背景值进行预测, 放喷测试时声环境敏感点处噪声预测结果见表 4.4-8。

表 4.4-8 放喷测试作业时敏感点噪声预测表 单位: dB(A)

敏感点名称	距放喷池距离 (m)	背景值		贡献值		预测值		超标值	
		昼间	夜间	昼间	夜间	昼间	夜间	昼间	夜间

敏感点名称	距放喷池距离 (m)	背景值		贡献值		预测值		超标值	
		昼间	夜间	昼间	夜间	昼间	夜间	昼间	夜间
1#居民点	195	48	44	54.2	54.2	55.1	54.6	\	4.6
2#居民点	225	48	44	53.0	53.0	54.2	53.5	\	3.5
5#居民点	155	48	44	56.2	56.2	56.8	56.4	\	6.4
6#居民点	228	48	44	52.8	52.8	54.1	53.4	\	3.4
7#居民点	294	48	44	50.6	50.6	52.5	51.5	\	1.5
9#居民点	107	48	44	59.4	59.4	59.7	59.5	\	9.5
10#居民点	123	48	44	58.2	58.2	58.6	58.4	\	8.4
11#居民点	289	48	44	50.8	50.8	52.6	51.6	\	1.6
12#居民点	301	48	44	50.4	50.4	52.4	51.3	\	1.3
13#居民点	253	48	44	51.9	51.9	53.4	52.6	\	2.6
14#居民点	161	48	44	55.9	55.9	56.5	56.1	\	6.1

由表 4.4-8 可知,测试放喷作业时,各声环境敏感点昼间均能满足《声环境质量标准》(GB3096-2008)2 类功能区标准,夜间均超标,超标 1.3dB(A)~9.5dB(A)。

本项目压裂作业仅在昼间进行,测试放喷昼夜连续测试,单井每个制度放喷时间小于 6h,单井总放喷时间小于 48h,测试放喷作业时间短,工程建设通过合理的施工安排和对受影响居民采取临时安置措施(具体范围根据施工过程中监测超标情况确定),储层改造工程噪声对居民影响可以得到控制,储层改造作业噪声是暂时性的,储层改造结束后影响即消失。

4.4.2.4. 地面集输工程

地面集输工程施工噪声主要来自集气站设备安装噪声,仅昼间施工,夜间不施工。地面集输工程施工噪声可近似视为点声源处理,按点声源噪声衰减模式,估算出离声源不同距离处的噪声值,预测结果见表 4.4-9。

表 4.4-9 主要施工机械不同距离处的噪声级 单位: dB(A)

序号	施工机具	预测距离(m)								
		10	30	50	100	141	200	300	445	500
1	振捣机	83.0	73.4	69.0	63.0	60.0	57.0	53.4	50.0	49.0
2	切割机	78.0	68.4	64.0	58.0	55.0	52.0	48.4	45.0	44.0

由上表可知,昼间在施工场地 141m 范围内超过《声环境质量标准》

(GB3096-2008)中 2 类标准, 施工时应选择合理的施工时间, 尽量避开居民午休时间, 以此来降低噪声对附近居民的影响。本项目钻前工程施工工期较短, 总体上对声环境影响是可以接受的。

4.4.3 运营期声环境影响预测及评价

(1) 正常情况

本项目利用原试采站设备建设集气站 1 座, 同时新增 1 台 DN1200 计量分离器, 2 台空气压缩机, 1 台分子筛脱水撬, 噪声源强见表 2.5-27。原试采站设备型号和位置均无变化, 根据集气站平面布置, 运营期厂界噪声预测结果见表 4.4-11, 敏感点噪声预测结果见表 4.4-12。

表 4.4-11 运营期集气站界噪声预测结果一览表 单位: dB(A)

名称	噪声标准		现有工程贡献值		本项目贡献值		预测值		达标情况	
	昼间	夜间	昼间	夜间	昼间	夜间	昼间	夜间	昼间	夜间
东厂界	60	50	56	45	47.9	47.9	56.6	49.7	达标	达标
南厂界	60	50	51	44	28.6	28.6	51.0	44.1	达标	达标
西厂界	60	50	57	46	43.2	43.2	57.2	47.8	达标	达标
北厂界	60	50	54	44	47.7	47.7	54.9	49.2	达标	达标

注: 现有工程贡献值取表 3.2-4 中各厂界最大贡献值。

表 4.4-12 运营期各敏感点噪声预测表 单位: dB(A)

声环境保护目标名称	噪声背景值 /dB (A)		噪声标准 /dB (A)		噪声贡献值 /dB (A)		噪声预测值 /dB (A)		较现状增量 /dB (A)		超标和达标情况	
	昼间	夜间	昼间	夜间	昼间	夜间	昼间	夜间	昼间	夜间	昼间	夜间
1#居民点	48	44	60	50	30.5	30.5	48.1	44.2	0.1	0.2	达标	达标
2#居民点	48	44	60	50	26.6	26.6	48.0	44.1	0.0	0.1	达标	达标
5#居民点	48	44	60	50	24.6	24.6	48.0	44.0	0.0	0.0	达标	达标
6#居民点	48	44	60	50	21.4	21.4	48.0	44.0	0.0	0.0	达标	达标
7#居民点	48	44	60	50	19.0	19.0	48.0	44.0	0.0	0.0	达标	达标
9#居民点	48	44	60	50	23.1	23.1	48.0	44.0	0.0	0.0	达标	达标
10#居民点	48	44	60	50	21.7	21.7	48.0	44.0	0.0	0.0	达标	达标
11#居民点	48	44	60	50	18.3	18.3	48.0	44.0	0.0	0.0	达标	达标
12#居民点	48	44	60	50	17.5	17.5	48.0	44.0	0.0	0.0	达标	达标
13#居民点	48	44	60	50	19.4	19.4	48.0	44.0	0.0	0.0	达标	达标
14#居民点	48	44	60	50	20.6	20.6	48.0	44.0	0.0	0.0	达标	达标

注: 背景值为平台最近居民点处噪声监测最大值。

由表 4.4-11 可知，运营期，各厂界噪声均满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)2 类标准。由表 4.4-12 可知，运营期集气站周边敏感点噪声满足《声环境质量标准》(GB3096-2008)2 类标准。

(2) 非正常情况

检修或紧急事故状态下进行放空时，会产生放空噪声，源强约 100dB(A)，放空时在距声源不同距离的影响值见表 4.4-13，对周边声环境保护目标影响预测见表 4.4-14。

表 4.4-13 放空噪声预测结果 单位：dB(A)

与声源距离 (m)	10	50	100	150	200	250	300	315
预测值 (dB(A))	80.0	66.0	60.0	56.5	54.0	52.0	50.5	50.0

表 4.4-14 放空时周边敏感点噪声预测表 单位：dB(A)

名称	距放空管最近距离 m	背景值		贡献值		预测值		超标值	
		昼间	夜间	昼间	夜间	昼间	夜间	昼间	夜间
1#居民点	120	48	44	58.4	58.4	58.8	58.6	\	8.6
2#居民点	176	48	44	55.1	55.1	55.9	55.4	\	5.4
5#居民点	193	48	44	54.3	54.3	55.2	54.7	\	4.7
6#居民点	296	48	44	50.6	50.6	52.5	51.4	\	1.4
7#居民点	380	48	44	48.4	48.4	51.2	49.7	\	\
9#居民点	221	48	44	53.1	53.1	54.3	53.6	\	3.6
10#居民点	266	48	44	51.5	51.5	53.1	52.2	\	2.2
11#居民点	416	48	44	47.6	47.6	50.8	49.2	\	\
12#居民点	464	48	44	46.7	46.7	50.4	48.5	\	\
13#居民点	385	48	44	48.3	48.3	51.2	49.7	\	\
14#居民点	332	48	44	49.6	49.6	51.9	50.6	\	0.6

注：背景值为平台最近居民点处噪声监测最大值。

由表 4.4-14 可知，放空噪声在 100m 外的昼间噪声便可达到《声环境质量标准》(GB3096-2008)2 类标准，约在 315m 处夜间噪声可达到《声环境质量标准》(GB3096-2008)2 类标准，由表 4.4-6 可知，放空时周边敏感点昼间噪声满足《声环境质量标准》(GB3096-2008)2 类标准，夜间有超标。根据有关资料和类比调查，放空频率为 1~2 次/年，每次持续时间约 15min，放空频率较低，持续时间短，放空时还可以通过调节放空阀的开度来控制

放空时间，以减小放空时的气体流速，降低噪声，放空结束后影响即可消失，对周围环境影响可接受。

4.4.4 退役期声环境影响分析

服役期满后，按照相关规定采取封井作业，封井作业一般仅在白天作业，施工期较短，对声环境影响是可以接受的。封井结束后，本项目无噪声排放，对周边声环境无影响。

4.5 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、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。本项目不使用磺化泥浆，根据《危险废物排除管理清单》（2021年版），清水岩屑、水基岩屑不作为危险废物管理。清水岩屑主要作为井场铺垫、修建井间道路、制砖、制水泥等资源化利用，水基岩屑经不落地系统收集、压滤脱水后，送至砖厂、水泥厂等资源化利用。

4.5.1.2. 油基岩屑

(1)油基岩屑处理方案

油基岩屑为危险废物，交有相应危废处置资质的单位进行转运处置。

(2)油基岩屑的暂存

油基岩屑的贮存、转运应按照危险废物进行管理。油基岩屑在振动筛后采用吨桶收集，在油基岩屑暂存区暂存，储存设施应做好的防风、防晒、防雨、防漏、防渗、防腐以及其他环境污染防治措施，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. 废防渗材料

本项目钻井、压裂结束后对场地进行清理，根据《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》，场地清理时拆除的原防渗区域为防止矿物

油等污染土壤和地下水而铺设的防渗材料等（如油罐区防渗膜），若沾染废矿物油，则属于危险废物（HW08），拆除的废防渗材料应交由有相应危废处置资质的单位进行转运处置，若未沾染矿物油，则交一般工业固体废物处置单位处置。

4.5.1.4. 废油

废油由废油回收桶收集，临时暂存在危险废物贮存库，危险废物贮存库采取防风、防晒、防雨、防漏、防渗、防腐措施，最终由井队综合利用或交由有相应危险废物处置资质的单位进行处置。

4.5.1.5. 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。

4.5.1.6. 压裂返排液絮凝沉淀污泥

压裂返排液回用前絮凝沉淀产生的污泥，资源化利用。

4.5.1.7. 生活垃圾

本项目生活垃圾集中收集后，由环卫部门统一清运处置。

4.5.2 运营期固体废物环境影响分析

集气站无人值守，无生活垃圾产生，运营期固体废物主要为废润滑油和废分子筛、废砂石。废润滑油交由有相应危险废物处置资质的单位处置；废分子筛每 5 年进行更换，废分子筛由厂家更换时回收处置；除砂产生的废砂石附着于除砂器内件，由厂家更换内件时回收处置。采取上述措施后，对外环境的影响较小。

4.5.3 退役期固体废物环境影响分析

封井作业人员生活垃圾集中收集后交由当地环卫部门统一处置，拆除的设备、站内管线等能再次利用的综合利用，不能利用的交回收公司回收，各类固体废物妥善处置后对周边环境影响小。封井结束后，本项目无固体废物产生，不会对周边环境产生影响。

4.6 土壤环境影响分析

4.6.1 施工期土壤环境影响分析与预测

4.6.1.1. 钻前工程土壤环境影响分析

本项目钻前工程主要是依托现有井场开挖井口，不新增占地，不会对占地范围外的土壤造成扰动，对土壤环境影响小。

4.6.1.2. 钻井工程土壤环境影响预测

(1) 土壤环境影响类型及途径

钻井工程期间优先采用网电供电，柴油机发电机、柴油动力机备用。柴油机发电机、柴油动力机等设备使用符合国家标准柴油，使用时产生的大气污染物主要包括 SO_2 、 NO_x 、烟尘等，使用产生时间短，污染排放量小，且无有毒有害重金属，大气沉降对土壤的影响很小，故不考虑大气沉降影响。该工程阶段对土壤的影响主要是含油固体废物、钻井岩屑、钻井泥浆、废水等事故或意外泄漏后导致的土壤污染，主要污染途径为地面漫流、垂直入渗，土壤环境影响范围主要为井场区域和放喷池区域，其土壤环境影响属于污染影响型。

表 4.6-1 钻井工程土壤环境影响类型与影响途径表

不同时段	污染影响型			
	大气沉降	地面漫流	垂直入渗	其他
建设期-钻井工程		√	√	

表 4.6-2 钻井工程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
钻井工程	井场	落地油	垂直入渗	石油烃	石油烃	事故
	循环罐	钻井废水循环	地面漫流	pH、COD、石油烃、钡、SS 等	石油烃、钡	事故
	油基岩屑暂存区	油基岩屑收集	垂直入渗			事故
	水基岩屑暂存区	水基岩屑收集	垂直入渗			
	危险废物贮存库	废油收集	垂直入渗	石油烃	石油烃	事故

(2) 土壤环境影响分析与预测

1、正常工况下

本项目井场及配套区域均进行了分区防渗措施，防渗层发生破损可能性低，井场周边设置截排水沟，井场内设置了软体罐，正常情况下无污废

水漫流或泄露入渗情况发生，不会对土壤环境产生影响。

2、非正常工况下

1) 事故情景

本项目非正常工况下的事故情景主要包括：①循环罐中钻井废水破裂，导致废水泄漏，发生漫流、入渗进入周边土壤，对土壤造成污染；②柴油罐破裂导致泄漏，且防渗层损坏，导致石油烃垂直入渗进入土壤，对土壤质量造成影响；③井场落地油污或废油未妥善收集，导致石油烃垂直入渗进入土壤，对土壤质量造成影响。

通常来说，柴油罐破裂，且同时防渗层失效的可能较小，泄漏后的柴油进入集油池及时收集，对土壤环境影响小；井场落地油污量较小，也不会对大范围土壤造成影响，且及时处理后也不会对土壤环境造成较大影响。本次按照不利情形，考虑循环罐破裂，钻井废水泄漏全部漫流进入土壤的影响。

2) 预测因子

钻井废水中不含重金属，根据环境影响识别，主要污染物为废水中的石油烃。

3) 预测模型

依据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018），本次采用导则推荐的 E.1.3 中预测方法进行计算，该方法适用地面漫流，废水中的石油类是指各种烃类的混合物，是矿物油类化学物质的总称。石油烃（C₁₀~C₄₀）是指石油中正癸烷（包含）与正四十烷（包含）之间的烃类化合物。石油类范围大于石油烃（C₁₀~C₄₀）范围，石油类浓度大于石油烃（C₁₀~C₄₀）浓度，考虑不利情况，本次以石油类浓度作为源强开展土壤预测。

$$\Delta S = n(I_s - L_s - R_s) / (\rho_b \times A \times D) \quad (E.1)$$

式中：

ΔS —单位质量表层土壤中某种物质的增量，mg/kg；

I_s —预测评价范围内单位年份表层土壤中某种物质的输入量，g；

按不利情况考虑，单个循环罐废水全部泄漏，废水量为 60m³，石油类浓度为 5mg/L，单次全部泄漏的石油类量约为 300000mg。

L_s —预测评价范围内单位年份表层土壤中某种物质经淋溶排出的量, g, 本次取 0。

R_s —预测评价范围内单位年份表层土壤中某种物质经径流排出的量, g, 本次取 0。

ρ_b ——表层土壤容重, kg/m^3 ; 根据土壤理化性质, 区域土壤容重为 1320kg/m^3 。

A ——预测评价范围, m^2 ; 井场周边有截排水沟, 废水溢流出井场的可能性小, 本次井场面积作为评价范围, 井场面积约 10015m^2 。

D ——表层土壤深度, 本项目取 0.2m ;

n ——持续年份, a , 钻井工程不持续施工, 考虑一次泄漏量, 取值 1。

4) 预测参数及结果

单位质量土壤中某种物质的预测值可根据其增量叠加现状值进行计算, 如式 (E.2) :

$$S=S_b+\Delta S \quad (\text{E.2})$$

式中:

S_b —单位质量土壤中某种物质的现状值, mg/kg , 取现状值最大值, 26mg/kg ;

S —单位质量土壤中某种物质的预测值, mg/kg 。

根据预测参数, 土壤预测结果见表 4.6-3。

表 4.6-3 评价预测结果

序号	参数	石油类
1	输入量 I_s (mg)	300000
2	$\Delta S(\text{mg/kg})$	0.11
3	S_b (mg/kg)	26
4	S (mg/kg)	26.11
5	评价标准 (mg/kg)	4500

由上表可看出, 钻井废水中石油类在事故下泄漏后漫流至土壤内, 土壤内石油烃在表层未超过《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, 对土壤环境质量影响小。

4.6.1.3. 储层改造工程土壤环境影响预测

(1) 土壤环境影响类型及途径

储层改造工程期间采用电驱压裂机组供电，井场无柴油存放，测试放喷期间，页岩气在放喷池内点火燃烧，燃烧废气主要污染物为 NO_x 、烟尘等，测试放喷产生时间短，污染排放量小，且无有毒有害重金属，大气沉降对土壤的影响很小，故不考虑大气沉降影响。该工程阶段对土壤的影响主要是压返排液泄漏后导致的土壤污染，主要污染途径为地面漫流、垂直入渗，土壤环境影响范围主要为软体罐区、放喷池、配液罐等区域，其土壤环境影响属于污染影响型。

表 4.6-4 储层工程土壤环境影响类型与影响途径表

不同时段	污染影响型			
	大气沉降	地面漫流	垂直入渗	其他
建设期—储层改造工程		√	√	

表 4.6-5 储层改造工程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
储层改造工程	放喷池、软体罐、配液罐	洗井废水、压裂返排液收集	地面漫流、垂直入渗	pH、COD、SS、石油烃、氨氮、氯化物、钡等	COD、氯化物、石油烃、钡	事故
	危险废物废暂存库	废油收集	垂直入渗	石油烃	石油烃	事故

(2) 土壤环境影响分析与预测

1、正常工况下

本项目放喷池、软体罐区进行了重点防渗，防渗层发生破损可能性低，软体罐内部采用聚氨酯（TPU）涂层布材料，外部采用钢板固定，正常情况下无污废水漫流或泄露入渗情况发生，不会对土壤环境产生影响。

2、非正常工况下

1) 事故情景

本项目非正常工况下的事故情景主要包括：①放喷池、软体罐、配液罐底部破裂，导致废水泄漏，发生垂直入渗进入周边土壤，对土壤造成污染；②放喷池、软体罐、配液罐溢流，导致废水漫流，污染物流入土壤，对土壤质量造成影响。

一般来说，测试放喷速率可以控制，即返排液产生速率可以控制，发生溢流的可能性较小；放喷池属于半地埋式结构，具有一定的隐蔽性，本次按照不利情形，池体底部发生泄漏后，垂直入渗至土壤。

2) 预测因子

根据环境影响识别，结合《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)，土壤预测因子选择石油烃。

3) 预测模型

本次采用导则推荐的一维非饱和溶质垂向运移模型开展预测。

①控制方程

在水流模型的基础上，以不同情境泄漏的污染物为研究对象，不考虑溶液密度的变化，且本着风险最大的原则，忽略污染物的吸附、解吸和自然衰减等物理、化学、生物反应，只关注对流、弥散作用，建立包气带一维垂向溶质运移方程：

$$\frac{\partial(\theta c)}{\partial t} = \frac{\partial}{\partial z} \left(\theta D \frac{\partial c}{\partial z} \right) - \frac{\partial}{\partial z} (qc)$$

式中：

c 为污染物在包气带介质中的浓度， mg/L ；

D 为包气带的弥散系数， m^2/d ；

q 为包气带中水流的实际速度， m/d ；

z 为沿 z 轴的距离， m ；

t 为时间变量， d 。

q 为土壤含水率， $\%$ 。

②初始条件

$$c(z,t) = 0 \quad t = 0, L \leq z < 0$$

③边界条件

上边界条件：

如果是在连续点源污染（污染物以定浓度 C_0 连续注入）的情境下，地表为给定浓度的第一类 Dirichlet 边界条件。

$$c(z,t) = c_0 \quad t > 0, z = 0$$

如果是在短期点源污染（污染物以定浓度 C_0 注入一段时间 t_0 后，被及

时控制)的情境下,地表为随时间脉冲变化的第一类 Dirichlet 边界条件。

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

下边界条件:

由于模拟选择的下边界为潜水面,污染物质呈自由渗漏状态,边界内外的浓度相等,故而将其认为是不存在弥散通量的第二类 Neumann 零梯度边界。

④模拟软件选择

本次土壤影响预测选择用 HYDRUS 1D 软件计算。模拟废水泄漏在包气带中的运移情况,进而说明泄漏对土壤的影响。

根据区域钻孔,包气带厚度约 10.0m,本次在垂向上将模拟区剖分为 1 层,按不利条件,本次模拟层厚度取 1000cm,设置 2 个观测点,分别为 N1 (500cm)、N2 (1000cm)。考虑不利情况,持续泄漏时间考虑为 240 天。本次在时间 T1 (10d)、T2 (30d, 1 口井压裂时间)、T3 (100d)、T4 (240d, 储层改造施工时间)对剖面浓度进行观察。本次模拟不考虑土壤对污染物的吸附和转化。

4) 预测参数

①非饱和带水分特征曲线参数

在非饱和带中,含水率和渗透系数都是随压力水头变化的函数,其中含水率和压力水头的关系可以用水分特征曲线来表征。目前水分特征曲线的确定主要是通过实验来获得,但也可使用经验公式进行拟合计算。本次模拟则采用 Van Genuchten 模型拟合计算:

$$\theta(h) = \theta_r + \frac{\theta_s - \theta_r}{[1 + |\alpha h|^b]^a} \quad (\text{其中, } a = 1 - 1/b, b > 1)$$

$$K(h) = K_s S_e^l [1 - (1 - S_e^{1/a})^3]^2 \quad (\text{其中 } S_e = \frac{\theta - \theta_r}{\theta_s - \theta_r})$$

式中:

θ_r 、 θ_s 分别为残余含水率和饱和含水率, m^3/m^3 ;

K_s 为饱和渗透系数, m/d ;

S_e 为有效饱和度, 无量纲;

α 为进气值, $1/m$;

a, b, l 为经验参数, 无量纲。

其中, θ_r 、 θ_s 、 K_s 、 α 、 b 和 l 六个参数通常根据美国国家盐分实验室 (U.S. Salinity Laboratory) 通过室内或田间脱湿试验完成的一个非饱和土壤水力性质的数据库 UNSODA 获得。该数据库汇集了从砂土到粘土共 11 种不同质地土壤 (粒径为 2mm 以下)、554 个样品的水分特征曲线、水力传导率和土壤水扩散度、颗粒大小分布、容重和有机质含量等土壤物理性质的数据。根据土壤理化性质调查, 本区域土壤为壤土, 因此, 本文选取数据库中的壤土数据, 其中饱和导水率取理化性质参数, 参数如表 4.6-6 所示。

表 4.6-6 包气带水力特征参数表

土壤类型	θ_r	θ_s	Alpha	n	K_s	l
壤土	0.078	0.43	0.036	1.56	239.04	0.5

②边界条件

水流模型: 将泄漏源看作注入的点源, 假定包气带各层为一维均质且各向同性多孔单元体, 污染物发生点源泄漏持续进入到各层土壤中, 上边界概化为稳定的定通量边界, 通量为 0.25m/d。本次模拟忽略地下水水位变化对水流及溶质运移的影响, 下边界选择自由排水边界作为下边界条件。

溶质运移模型: 根据实际情况, 溶质运移模型上边界选择定浓度边界, 压裂返排液石油类浓度取 50mg/L。

下边界选择零浓度梯度边界。

3) 初始条件

假定包气带中各污染物初始浓度均为 0mg/L。本次以压力水头值作为包气带水分的初始条件, 由于缺少研究区包气带各层位的土壤水分资料, 同时模拟为长时间泄漏过程, 故可以忽略土壤初始含水率对模拟结果的影响, 认为其初始时刻包气带处于完全无水状态, 在模型中设定压力水头均为 -100cm。

4) 预测结果

随着污染物持续垂直下渗进入包气带, 一段时间后下渗污染物将抵达稳定潜水面, 即此时泄漏污染物已穿透包气带并进入地下水中。建设项目场地包气带分布有一定厚度的黏土层, 相当于天然的污染物防渗层, 有利于减缓泄漏污染物垂直入渗向下部运移的速率。观测点浓度随时间变化统

计见图 4.6-1。

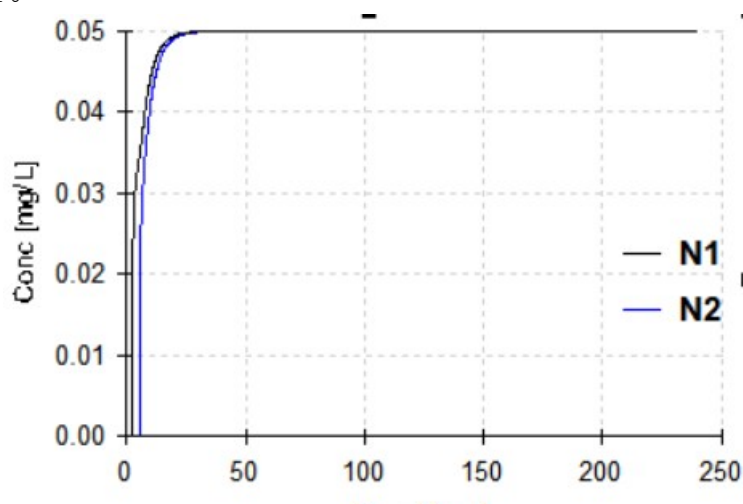


图 4.6-1 不同观测点污染物随时间的变化曲线

随污染物不断下渗累积，观测点位置污染物浓度逐渐增加，直至污染物迁移的土壤环境达到稳定平衡的输入、输出状态，观测点位置土壤中的污染物浓度稳定在源强浓度。石油烃垂直下渗约 5d 时到达稳定潜水面，在 42d 时达到恒定浓度污染物，最后整个包气带剖面污染物达到平衡浓度，见图 4.6-2。总体而言，污染物随着泄漏的废水进入土壤中，会对土壤环境造成一定影响。因此需要加强对池体的巡视检查，如果发现破裂及时对池体进行检修、补漏，杜绝出现长期渗漏的情况。

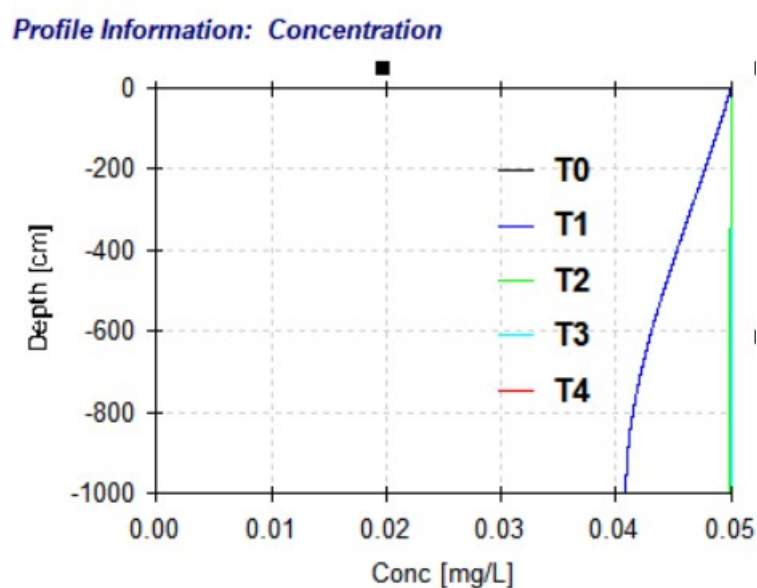


图 4.6-2 不同时间污染物随土壤深度的变化曲线

4.6.1.4. 地面集输工程土壤环境影响分析

本项目地面集输工程主要是在井场安装设备及管线，对土壤环境影响小。

4.6.2 运营期土壤环境影响分析与预测

(1) 土壤环境影响类型及途径

运营期，本项目正常工况下无废气排放，故不考虑大气沉降影响。采气工程期间产生的采出水在采出水罐暂存，采出水采用管输或罐车转运至采出水处理站处理后达标排放。放喷池作为应急池使用。

该工程阶段对土壤的影响主要是采出水、废油事故或意外泄漏后导致的土壤污染，主要污染途径为地面漫流、垂直入渗，土壤环境影响范围主要为井场或者水池区域，其土壤环境影响属于污染影响型。

表 4.6-7 运营期土壤环境影响类型与影响途径表

不同时段	污染影响型			
	大气沉降	地面漫流	垂直入渗	其他
运营期		√	√	

表 4.6-8 运营期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
运营期	污水罐、水池	采出水收集	地面漫流、垂直入渗	pH、COD、SS、石油烃、氨氮、氯化物、钡等	COD、氯化物、石油烃、钡	事故
	危险废物贮存库	废润滑油收集	垂直入渗	石油烃	石油烃	事故

(2) 土壤环境影响分析与预测

1、正常工况下

本项目放喷池进行了重点防渗，防渗层发生破损可能性极低，污水罐采取地上罐，所在区域进行防渗处理，并设置围堰，定期运走处理，正常情况下无污废水漫流或垂直入渗情况发生，不会对土壤环境产生影响。

2、非正常工况下

1) 事故情景

一般来说，放喷池主要作为应急池使用，通常无废水储存，本次重点考虑运营期事故情况下采出水罐破裂泄漏至土壤环境，对土壤造成污染。按不利情况考虑，污水罐 30%废水泄漏，泄漏量为 12m³，石油类浓度取值

50mg/L，单次全部泄漏的石油类量约为 600000mg。

2) 预测因子

石油烃。

3) 预测模型

依据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018），本次采用导则推荐的 E.1.3 中预测方法进行计算，该方法适用地面漫流。与 4.6.1.2 节一致，本章节不再赘述。

4) 预测参数及结果

根据预测参数，土壤预测结果见表 4.6-7。

表 4.6-7 评价预测结果

序号	参数	石油类
1	输入量 I_s (mg)	600000
2	ΔS (mg/kg)	0.23
3	S_b (mg/kg)	26
4	S (mg/kg)	23.53
5	评价标准 (mg/kg)	4500

由上表可看出，采出水石油烃在事故下泄漏后漫流至土壤中后，土壤内石油烃在表层未超过《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，对土壤环境质量影响小。

4.6.3 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)》（GB36600-2018）

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

4.7 生态环境影响预测及评价

4.7.1 施工期生态环境影响分析

4.7.1.1. 对土地利用格局的影响

从现状土地利用结构看，生态评价范围内土地利用类型以林地、工矿仓储用地为主，本项目总占地面积 19671m²，占地面积不大，且全部利用原有占地，无新增占地，对区域土地利用格局的影响较小，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. 对永久基本农田影响

本项目不占用永久基本农田，但周边有永久基本农田分布，在严格控制施工边界，做好污染物管控，防止外泄等措施后，本项目不会对永久基本农田产生大的影响。本项目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，必须在批准的地点、面积和范围内施工，不得越界施工。

4.7.1.3. 对植被及植被覆盖度影响分析

本项目全部利用原有占地，无新增占地，不会引起生物量的损失，不会对植物群落及植被覆盖度造成影响，不会影响生境连通性，本项目的建设不会影响植被多样性和分布现状，也不会造成区域物种的消失。

4.7.1.4. 对天然林、公益林的影响

本项目不占用公益林、天然林，但周边有公益林、天然林，在严格控制施工边界，做好污染物管控防止外泄等措施后，本项目不会对周边天然林、公益林产生大的影响。本项目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，必须在批准的地点、面积和范围内施工，不得越界施工。

4.7.1.5. 对陆生动物群落及动物资源的影响

（1）对两栖类和爬行类的影响分析

施工期人为活动和施工产生的噪声、粉尘、灯光、固体废物、废水，

可能会导致两栖类、爬行类动物向远离施工区域的方向迁移，导致附近两栖类和爬行类个体数量有一定程度的减少，本项目附近的两栖类和爬行类物种多为常见种，分布较广，适应性强，虽然施工开始可能受到一定程度影响而暂时向外迁移，但随着对施工的适应，和施工的结束，项目附近两栖类、爬行类动物数量和种类会逐步得到恢复。

（2）对鸟类的影响分析

施工期对鸟类的主要影响因素是：项目占地，人为活动、施工机械和交通工具等产生的噪声，夜间施工灯光。

项目钻井期为昼夜连续施工，夜间灯光可能导致附近鸟类远离施工区，影响鸟类繁殖。项目建设可能会因各种人为和机械噪声使鸟类受到惊吓，远离施工区，造成施工期鸟类在该区域种群数量减少，但本项目附近有大片的农田和其它林地可以为其提供食地，且本身迁飞能力强，可以到十几公里外的地方觅食，鸟类取食范围较广，食物来源丰富，项目建设不会改变其取食范围和食物来源，故总体上影响较小。

（3）对兽类的影响分析

由于施工活动的干扰，可能会导致兽类向远离施工区域的方向迁移，导致附近兽类个体数量有一定程度的减少，本项目所在区域人为活动频繁，除野猪外，未发现其它大型哺乳动物分布，野猪主要出没于远离人类活动的茂密林木内，施工场地附近兽类以小型兽类，如鼠、兔为主，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远离，但随着对施工的适应，和施工的结束，项目附近兽类数量和种类会逐步得到恢复。

综上所述，本项目所在区域无重要物种的天然集中分布区、栖息地，迁徙鸟类的重要繁殖地、停歇地、越冬地以及野生动物迁徙通道，区域分布的野生动物主要为区域常见种，其活动范围较大，栖息生境并非单一，食物来源多样，本项目施工范围小，施工区的环境与施工区以外的环境相同，受影响的野生动物很容易就近找到新的栖息场所，不会因为失去栖息场所和食物来源而死亡，种群数量也不会有大的变化，对其在区域内的分布及数量的影响较小，不会造成区域陆生动物群落的改变及动物资源的减少。

4.7.1.6. 对景观格局影响

本项目总占地面积 19671m²，占地面积不大，且全部利用原有占地，无新增占地，不会新增景观类型，对现有各景观类型比例、景观破碎度等均不造成影响，项目的实施不会对区域的现有景观生态格局与功能产生影响。

4.7.1.7. 对生物多样性的影响

本项目占地范围及周边区域无集中的野生动物栖息地，施工期由于工程占地和施工活动的干扰，附近的野生动物可能远离施工区域，但不会引起区域野生动物种类和数量的降低。本项目不会对生物多样性产生影响。

4.7.1.8. 对生态系统影响分析

本项不新增占地，区域植物群落的物种组成不会因项目施工发生改变。评价区野生动物种类多为一些常见的鸟类、啮齿类，特别是适应农耕环境的动物群，本项目对现有野生生物的栖息及迁徙不会造成大的影响。施工期加强对施工人员的培训管理，通过划定活动范围、严禁捕猎野生动物等措施，不会导致物种数量锐减，动物种群之间的交流不会因为项目建设而消失。施工期间，不会对区域生态系统产生阻隔作用，不会对区域生态系统结构、功能和稳定性产生大的影响。

4.7.1.9. 水土流失影响的分析

本项目全部利用原有占地，无新增占地，土石方工程主要为开挖砌筑井口方井，井口开挖时，若遇到雨天，因地表水流会带走泥沙，造成水土流失。本项目井口方井开挖面积小，工程量较小，且施工时间短，开挖时避开雨天，开挖产生的土石方堆放时采用土工布覆盖，开挖结束后及时用于井场周边场地平整，并采取绿化措施，可大大降低水土流失影响。

4.7.1.10. 压裂临时取水水生生态影响

本项目仅施工期压裂用水从梅江取水，为临时取水，压裂期间取水能力 200m³/h，每天最大取水量为 4800m³，总取水量约 31.7 万 m³，梅江多年平均径流量为 25.1m³/s，每天最大取水量仅占梅江常年平均流量的 0.22%，占比很小，对梅江水面宽度、水面面积影响很小，取水不会改变区域水文情势。取水对浮游生物、底栖动物和鱼类等水生生物的影响主要是生物量

的下降，但不会导致水生生物生境质量的下降，也不会阻隔水生生物的洄游、扩散和种群交流，水生生物群落组成不会发生大的变化。本项目取水量占梅江径流量小，取水时间短，不会导致取水口下游形成新的消落带，对水生植物影响较小。

本项目应做好压裂取水调蓄规划，采取连续小流量提前取水方式，避免压裂时短时间内大规模取水，从而减小单位时间内取水冲击负荷，同时压裂取水尽量安排在丰水期，加强与区域其他页岩气钻井平台联动，压裂液配制时优先采用其他平台产生的废水，减少取水量。

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主要为设备运营噪声和灯光对周边动物的影响，项目区人类活动频繁，野生动物以鸟类、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。

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

环境风险评价的目的是分析和预测项目存在的潜在危险、有害因素，可能发生的突发性事件或事故，所造成的人身安全、环境影响的损害程度，提出合理可行的防范、应急与减缓措施，以使事故率、损失和环境风险影响达到可接受水平。

本次风险评价把施工期钻井过程中出现的井喷失控、危险物质泄漏事故引起井场周边环境质量恶化及运营期集输过程中甲烷泄漏和污水泄漏作为评价工作重点。

4.8.1 风险源调查

4.8.1.1. 危险物质识别

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018），本次物质识别范围主要包括：主要原辅材料、燃料、中间产品、最终产品及生产过程中排放的“三废”污染物等。本次按照不同施工阶段和运营阶段开展识别。其中，施工期的钻前工程主要为临时生活区、钻井设备基础、水基岩屑暂存区等构筑物建设，地面集输工程阶段主要为集气站设备安装，环境风险较小，本次施工期重点识别钻井工程和储层改造工程的危险物质。

（1）施工期

1）原辅材料

钻井工程阶段使用的材料有清水、水基井钻井液及添加剂、油基钻井液及添加剂、固井水泥、堵漏剂。

①清水钻井液

成分为清水，不具有易燃易爆、有毒有害等特性。

②水基钻井液及添加剂

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、氯化钾、羧甲基纤维素（CMC）、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机物类、无机盐类、烧碱等配浆和加重材料中的杂质，目前采用的水基泥浆钻井液属无毒无害物质，呈碱性，不具有易燃易爆、有毒有害等特性。

③油基钻井液及其添加剂

油基钻井液以柴油为主，加入了乳化剂、降滤失剂、氯化钙、氧化钙、重晶石粉等化学品，存在易燃易爆物质，属于危险物质。

④固井水泥

固井水泥主要为微硅水泥及重晶石添加剂，不具有易燃易爆、有毒有害等特性。

⑤堵漏剂

堵漏剂主要为高分子聚合物、无机盐等，不具有易燃易爆、有毒有害等特性。

储层改造工程阶段主要使用的材料有压裂液、压裂前置酸（15%HCl）。

⑥压裂液及添加剂

压裂液主要成分为清水，并添加少量减阻水、防膨剂、支撑剂（陶粒）等，不添加重金属等有毒有害物质，不具有易燃易爆、有毒有害等特性。

⑦盐酸

在水力压裂前使用盐酸作为前置酸，主要功能为解堵地层。盐酸在压裂期间，由厂家运输至井场，采用 10m³ 的钢体储罐进行储存，储存量为 80m³，储存时间一般为 10d，盐酸浓度小于 37%，未到达《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）中的浓度（37%），且稀盐酸挥发性低，大气环境风险小；依据《危险化学品分类信息表》，盐酸属于危害水生环境-急性危害类别 2，根据盐酸 MSDS（化工助手网查询），盐酸 LD50 为 900mg/kg（经口），根据《化学品分类和标签规范 第 18 部分：急性毒性》（GB 30000.18-2013），可判定为“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。

表 4.8-1 施工期主要原辅材料成分及理化性质一览表

类别	序号	材料名称	主要化学成分及理化性质
水基 钻井 液材 料	1	膨润土	膨润土是以蒙脱石为主要矿物成分的非金属矿产，由于蒙脱石晶胞形成的层状结构存在某些阳离子，如 Cu、Mg、Na、K 等，且这些阳离子与蒙脱石晶胞的作用很不稳定，易被其它阳离子交换，故具有较好的离子交换性，密度 2~3g/cm ³ ，沸点 381.8℃，闪点 184.7℃
	2	纯碱	碳酸钠（Na ₂ CO ₃ ），常温下为白色无味的粉末或颗粒，有吸水性，分子量 105.99，熔点 851℃，分解温度 1744℃，沸点 1600℃，密度 2.532g/cm ³ ，易溶于水和甘油，微溶于无水乙醇，难溶于丙醇，溶液显碱性，较稳定
	3	防塌剂	含沥青的页岩抑制剂。主要功能是抑制粘土水化和防塌作用，并具有抗盐、降滤失和降摩阻的功能
	4	羧甲基纤维素钠盐	为纤维素羧甲基醚的钠盐，属阴离子型纤维素醚，为白色或乳白色纤维状粉末或颗粒。易溶于水，溶液透明，在碱性溶液中很稳定，遇酸则易水解
	5	水解聚丙烯腈-钾盐	水解聚丙烯腈-钠盐是以腈纶丝废丝为原料，经氢氧化钠水解而得，分子中含腈基、酰胺基及羧甲基等。水解聚丙烯腈-钠盐为一种聚丙烯腈页岩抑制剂，有较强的降低钻井液的滤失量的作用，抗盐性能好，耐高温

	6	聚丙烯酰胺	为白色或淡黄色末状，是一种含羧钾聚丙烯酰胺衍生物，是很强的抑制页岩分散剂，具有控制地层造浆的作用并兼有降失水、改善流型及增加润滑性等功能
	7	NaOH	氢氧化钠（NaOH），俗称烧碱、火碱、苛性钠，为一种具有强腐蚀性的强碱，白色半透明片状或块状形态，分子量 39.996，密度 2.13g/cm ³ ，闪点 176-178℃，熔点 318.4℃，沸点 1390℃，易溶于水并形成碱性溶液，有潮解性，溶于乙醇和甘油，不溶于丙醇、乙醚，具有强腐蚀性
	8	石灰石粉	主要成分碳酸钙，呈中性，基本上不溶于水，溶于盐酸，适用于各类钻井液加重
	9	KCl	白色结晶小颗粒粉末，外观如同食盐，无臭、味咸、无毒性，分子量 74.55，熔点 770℃，沸点 1420℃，密度 1.98g/ml，闪点 1500℃，易溶于水、醚、甘油及碱类，不溶于无水乙醇，有吸湿性，易结块，稳定
	10	多功能固体润滑剂	降低井壁和钻具之间的摩擦，主要成分可以为石墨粉、塑料小球等
	11	重晶石粉	以硫酸钡为主要成份的矿石，经机械加工成为细度适宜的粉末。为不溶于水和酸的惰性物质，用作各类钻井液的加重剂
	12	复合堵漏剂	用于封堵裂缝、多孔隙地层，防止钻井液的漏失，同时保护油气层，主要成分为橡胶制品、核桃壳、锯末、云母片等
油基钻井液材料	13	主乳化剂	人工合成的具有多种表面活性基团的表面活性剂，
	14	辅助乳化剂	人工合成的具有多种表面活性基团的表面活性剂
	15	降滤失剂	在高温条件下人工合成的高分子聚合物，主要成分为低粘度羟甲基纤维素 CMC-LV、磺甲基酚醛树脂 SMP-n
	16	润湿剂 HIWET	脂肪酸类油润湿剂，能有效润湿油基钻井液中的加重材料和钻屑
	17	增粘剂 MOGEL	MOGEL 有机土是一种用于油基钻井液的油溶性增粘粘土，是一种经有机处理的蒙脱石矿物粘土，是由亲水的膨润土与季铵盐类阳离子表面活性剂发生相互作用后制成的亲油黏土
	18	封堵剂 HISEAL	主要成分为高活性腐殖酸盐及其衍生物、纤维素和植物胶等
	19	石灰(调节碱度)	以氧化钙为主要成分的气硬性无机胶凝材料
	20	CaCl ₂ 盐水	CaCl ₂ ，白色硬质碎块或颗粒，微苦，分子量 111，熔点 782℃，易溶于水，溶解时放热，溶于醇、丙酮、醋酸，与氨或乙醇作用，生成络合物
压裂液材料	21	减阻剂	主要成分为阳离子聚合物，有效成分为阳离子聚丙烯酰胺
	22	防膨剂	主要成分为小分子阳离子复合物，有效成分为四甲基氯化铵
	23	增效剂	主要成分为阴阳离子复配表面活性剂，包括十四烷基三甲基氯化铵和十二烷基硫酸钠
	24	消泡剂	主要成分为聚二甲基硅醚
	25	低分子稠化剂	主要成分为改性豆胶，易溶于水，增粘性能良好。豆胶由豆科植物的种子提取，白色至浅黄褐色粉末
	26	流变助剂	主要成分为聚氧乙烯月桂醇醚硫酸钠
	27	粘度调节	主要成分为乙氧基化烷基硫酸钠

		剂	
	28	缓蚀剂	主要成分为低分子量聚季铵盐
	29	助排剂	主要成分为烷基酚聚氧乙烯醚与三乙醇胺
	30	粘土稳定剂	主要成分为十二烷基三甲基氯化铵
	31	铁离子稳定剂	主要成分为异抗坏血酸钠

2) 燃料

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

3) 污染物

①废气

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

储层改造阶段废气主要为测试放喷燃烧废气（页岩气燃烧废气），污染因子主要为氮氧化物、颗粒物。

②废水

钻井工程阶段产生的废水为生活污水、钻井废水等；储层改造工程阶段产生的废水为压裂返排液、洗井废水等。

③固体废物

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

储层工程阶段产生的固体废物主要废油、生活垃圾、废包装材料、废防渗材料、压裂返排液絮凝沉淀污泥。

油基岩屑、废油具有有毒有害等特性，属于危险物质。

4) 火灾和爆炸伴生/次生污染物

柴油泄漏遇火发生火灾时，可能产生一氧化碳和二氧化硫。

5) 钻遇地层可能产生的气体

钻井过程中钻遇地层之间可能含有硫化氢气体。硫化氢是一种易燃的酸性气体，无色，低浓度时有臭鸡蛋气味，浓度极低时便有硫黄味，有剧

毒，水溶液为氢硫酸，酸性较弱，比碳酸弱，但比硼酸强，能溶于水，易溶于醇类、石油溶剂和原油。硫化氢为易燃危化品，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。

（2）运营期

1）原辅材料

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

2）燃料

运营期，集气站主要使用电。

3）产品

本项目产品为页岩气，页岩气是指附存于以富有机质页岩为主的储集岩系中的非常规天然气，主要成分为甲烷，可能含有少量硫化氢，属于危险物质。

4）污染物

①废气

废气主要为放空废气，放空废气主要污染物为甲烷。

②废水

废水主要为采出水和井下作业废水，污染物主要为 COD 和氯化物，COD 浓度小于 10000mg/L，氨氮浓度小于 2000mg/L，不属于《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）重点关注的危险物质。

③固体废物

固体废物主要为设备废润滑油，属于危险物质。

5）火灾和爆炸伴生/次生污染物

运营期间，站场内甲烷泄漏遇火发生火灾时，可能产生一氧化碳和二氧化硫。

4.8.1.2. 危险物质分布

根据识别项目使用的原辅材料、生产中间产物及产品、三废污染物等，本项目危险物质情况见表 4.8-2。

表 4.8-2 危险物质分布

时期	工程阶段	序号	贮存场所	物料名称	储存方式	贮存条件	状态	规格	数量	最大贮存量 t
施工期	钻井工程	1	储备罐	油基钻井液	罐装	常温常压	液态	60m ³	8	600
		2	柴油罐	柴油	罐装	常温常压	液态	10m ³	2	17
		3	油基岩屑暂存区	油基岩屑	袋装	常温常压	半固态	1m ³	30	60
		4	危险废物贮存库	废油	桶装	常温常压	半固态	0.2m ³	4	0.64
	储层改造工程	5	危险废物贮存库	废油	桶装	常温常压	半固态	0.2m ³	4	0.64
		6	放喷池	SO ₂	测试放喷	/	气态	/	/	不储存
运营期	油气集输工程	8	设备及采气管线	甲烷	设备内	高温高压	气态	/	/	2.11
				硫化氢	设备内	高温高压	气态	/	/	4.3×10 ⁻⁶
		9	危险废物贮存库	废油	桶装	常温常压	半固态	0.2m ³	1	0.16
施工期、运营期		10	火灾次生污染物	SO ₂	/	/	/	/	/	不储存
		11	火灾次生污染物	CO	/	/	/	/	/	不储存

4.8.2 保护目标概况

本项目位于河口镇车田村，项目厂界周围 5km 范围内主要分布有石桥村、幸民村、车田村、梅江村等居民点。项目周边水体为梅江，水域功能为Ⅲ类，区域地下水属《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中Ⅲ类标准。

表 4.8-3 建设项目环境风险敏感特征表

类别	环境敏感特征					
环境空气	厂址周边 5km 范围内					
	序号	敏感目标名称	相对方位	距离/m	属性	人口数
	1	1#居民点	E	71	居住区	约 4 人
	2	2#居民点	E	96	居住区	约 8 人
	3	3#居民点	NE	297	居住区	约 4 人
	4	4#居民点	E	461	居住区	约 24 人
	5	5#居民点	W	186	居住区	约 16 人
	6	6#居民点	W	278	居住区	约 4 人
	7	7#居民点	W	362	居住区	约 4 人

类别	环境敏感特征					
	8	8#居民点	W	398	居住区	约 44 人
	9	9#居民点	W	171	居住区	约 4 人
	10	10#居民点	SW	199	居住区	约 8 人
	11	11#居民点	SW	355	居住区	约 8 人
	12	12#居民点	SW	373	居住区	约 4 人
	13	13#居民点	S	276	居住区	1 户，已废弃
	14	14#居民点	S	212	居住区	约 8 人
	15	石桥村	E	71	居住区	约 2700 人
	16	幸民村	E	96	居住区	约 2800 人
	17	车田村	NE	297	居住区	约 3900 人
	18	梅江村	E	461	居住区	约 2800 人
	厂址周边 500m 范围内人口数小计					约 132 人
	厂址周边 5km 范围内人口数小计					1 万~5 万人
	大气环境敏感程度 E 值					E2
地表水	受纳水体					
	序号	受纳水体名称	排放点水域环境功能		24h 内流经范围/km	
	1	梅江	III		不跨国界、省界	
	内陆水体排放点下游 10km（近岸海域一个潮周期最大水平距离两倍）范围内敏感目标					
	序号	敏感目标名称	环境敏感特征	水质目标	与排放点距离/m	
	事故排放点水体下游 10km 无敏感目标					
	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	Q1	较敏感	III	D1	620
	2	Q2	较敏感	III	D1	320
	3	Q3	较敏感	III	D1	325
	4	Q4	较敏感	III	D1	190
	地下水环境敏感程度 E 值					E1

4.8.3 环境风险潜势初判

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。

当 $Q < 1$ 时，该项目环境风险潜势为 I 级。

当 $Q \geq 1$ 时，将 Q 值划分为：（1） $1 \leq Q < 10$ ；（2） $10 \leq Q < 100$ ；（3） $Q \geq 100$ 。

本项目各工程阶段不同时施工，按照施工时序，不同阶段 Q 值见表 4.8-4。

表 4.8-4 建设项目 Q 值确定表

时段	工程阶段	危险物质名称	CAS 号	最大存在总量 q_n/t	临界量 Q_n/t	Q 值
施工期	钻井工程	柴油	/	17	2500	0.0068
		油基岩屑	/	60	2500	0.024
		废油	/	0.64	2500	0.000256
		油基钻井液	/	600	2500	0.24
		项目 Q 值 Σ				0.271056
	储层改造工程	废油	/	0.64	2500	0.000256
		项目 Q 值 Σ				0.000256
运营期	站场	甲烷	74-82-8	2.11	10	0.211
		硫化氢	7783-06-4	4.3×10^{-6}	2.5	1.7×10^{-6}
		废润滑油	/	0.16	2500	0.000008
		项目 Q 值 Σ				0.2110097

根据计算，施工期钻井工程阶段 Q 值为 0.271056，储层改造阶段 Q 值为 0.000256，运营期站场 Q 值 0.2110097，本次评价按照 Q 最大值考虑进行评价等级判定。

4.8.4 环境风险潜势判断

本项目危险物质数量与临界量比值 $Q < 1$ ，依据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169—2018），该项目环境风险潜势为 I。

4.8.5 评价工作等级及评价范围

4.8.5.1. 评价工作等级

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018），环境风险评价等级根据项目涉及的物质及工艺系统危险性和所在地的环境敏感性确定环境风险潜势判断，见表 4.8-5。

表 4.8-5 评价工作等级划分

环境风险潜势	IV、IV+	III	II	I
环境风险评价等级	一	二	三	简单分析

综上，本项目环境风险潜势综合为 I 级，环境风险评价工作等级为简单分析。

4.8.5.2. 评价工作范围

项目的环境风险评价范围具体如下：

（1）大气环境风险评价范围

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018），评价工作等级为简单分析，未要求设置大气环境风险评价范围，本次重点调查站场 500m 范围。

（2）地表水环境风险评价范围

与地表水评价范围一致。

（3）地下水环境风险评价范围

与地下水评价范围一致。

4.8.6 环境风险识别

4.8.6.1. 物质危险性识别

本项目施工期间，危险物质为柴油，油基钻井液、油基岩屑、废油、盐酸（15%）等。运营期间，危险物质为页岩气，页岩气主要成分为甲烷，含少量硫化氢。

（1）柴油

柴油属于闪点在 28℃与 60℃之间的易燃、具爆炸性的液体，属于乙类危险品，其特性见表 4.8-6。

表 4.8-6 柴油的危险特性

标识	中文名	柴油	英文名	Dieseloil	分子式		分子量	

理化性质	溶解性	与水混溶,可混溶于乙醇	外观	稍有黏性的棕色液体。			
	性能参数	沸点（℃）	-18	熔点（℃）		饱和蒸汽压	0.67kPa
		相对密度（水=1）	0.87-0.90		相对密度（空气=1）		3.38
燃烧爆炸危险性	燃烧性	不燃	闪点（℃）	55		引燃温度（℃）	257
	聚合危害	不聚合	火灾危险级别			甲	
	危险特性	遇明火、高热或与氧化剂接触，有引起燃烧爆炸的危险。若遇高热，容器内压增大，有开裂和爆炸的危险。灭火方法：消防人员必须佩戴防毒面具、穿全身消防服，在上风向灭火。尽可能将容器从火场移至空旷处。喷水保持火场容器冷却，直至灭火结束。在火场中的容器若已变色或从安全泄压装置中产生声音，必须马上撤离。灭火剂：雾状水、泡沫、干粉、二氧化碳、砂土。					
	燃烧产物	一氧化碳、二氧化碳	禁忌物	强还原剂、强氧化剂、易燃或可燃物			
毒性及健康危害	毒性	属中等毒类					
	接触极限			侵入途径		吸入、食入、经皮肤吸收	
	健康危害	皮肤接触可为主要吸收途径，可致急性肾脏损害。柴油可引起接触性皮炎、油性痤疮。吸入雾滴或液体呛入可引起吸入性肺炎。能经胎盘进入胎儿血中。柴油废气可引起眼、鼻刺激症状，头晕及头痛。					
	防护	皮肤接触：立即脱去污染的衣着，用肥皂水和清水彻底冲洗皮肤。就医。 眼睛接触：立即提起眼睑，用大量流动清水或生理盐水彻底冲洗。就医。 吸入：迅速脱离现场至空气新鲜处，保持呼吸道通畅。如呼吸困难，给输氧。如呼吸停止，立即进行人工呼吸。就医。 食入：尽快彻底洗胃。就医。 工程防护：密闭操作，注意通风。 个人防护：空气中浓度超标时，建议佩戴自吸过滤式防毒面具（半面罩）。紧急事态抢救或撤离时，必须佩戴空气呼吸器。戴化学安全防护眼镜。穿一般作业防护服。戴橡胶耐油手套。工作现场禁止吸烟。避免长期反复接触。					
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 4.8-7 盐酸理化性质及危险特性

1、物质的理化常数			
国标编号:	81013	CAS:	7647-01-0
中文名称:	盐酸		
英文名称:	Hydrochloric acid; Chlorohydric acid		

别 名:	氢氯酸	分子量:	36.46
分子式:	HCl		
熔 点:	-114.8°C/		
密 度:	相对密度（水=1）1.20;		
蒸汽压:			
溶解性:	与水混溶，溶于碱液		
稳定性:	稳定		
外观与性状:	无色或微黄色发烟液体，有刺鼻的酸味		
危险标记:	20（酸性腐蚀品）		
用 途:	重要的无机化工原料，广泛用于染料、医药、食品、印染、皮革、冶金等行业		
2.对环境的影响: 一、健康危害 侵入途径：吸入、食入。 健康危害：接触其蒸气或烟雾，引起眼结膜炎，鼻及口腔粘膜有烧灼感，鼻衄、齿龈出血、气管炎；刺激皮肤发生皮炎，慢性支气管炎等病变。误服盐酸中毒，可引起消化道灼伤、溃疡形成，有可能胃穿孔、腹膜炎等。 二、毒理学资料及环境行为 急性毒性：LD₅₀900mg/kg（兔经口）；LC₅₀3124ppm，1 小时（大鼠吸入） 危险特性：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。与碱发生中和反应，并放出大量的热。具有强腐蚀性。 燃烧（分解）产物：氯化氢。 3.应急处理处置方法: 一、泄漏应急处理 疏散泄漏污染区人员至安全区，禁止无关人员进入污染区，建议应急处理人员戴好面罩，穿化学防护服。不要直接接触泄漏物，禁止向泄漏物直接喷水。更不要让水进入包装容器内。用沙土、干燥石灰或苏打灰混合，然后收集运至废物处理场所处置。也可以用大量水冲洗，经稀释的洗水放入废水系统。如大量泄漏，利用围堤收容，然后收集、转移、回收或无害处理后废弃。 二、防护措施 呼吸系统防护：可能接触其蒸气或烟雾时，必须佩戴防毒面具或供气式头盔。紧急事态抢救或逃生时，建议佩戴自给式呼吸器。 眼睛防护：戴化学安全防护眼镜。 防护服：穿工作服（防腐材料制作）。 手防护：戴橡皮手套。 其它：工作后，沐浴更衣。单独存放被毒物污染的衣服，洗后再用。保持良好的卫生习惯。 三、急救措施 皮肤接触：立即用水冲洗至少 15 分钟。或用 2%碳酸氢钠溶液冲洗。若有灼伤，就医治疗。 眼睛接触：立即提起眼睑，用流动清水冲洗 10 分钟或用 2%碳酸氢钠溶液冲洗。 吸入：迅速脱离现场至空气新鲜处。呼吸困难时给输氧。给予 2-4%碳酸氢钠溶液雾化吸入。就医。 食入：误服者立即漱口，给牛奶、蛋清、植物油等口服，不可催吐。立即就医。			

灭火方法：雾状水、砂土。

(3) 甲烷危险性分析

甲烷属于《化学品分类和危险性公示通则》(GB13690-2009)中的气相爆炸物质，泄漏在环境中与空气混合后易达到爆炸极限，此时若遇火或静电可能引起燃烧和爆炸。其爆炸极限范围为 5%~15% (体积比)。当空气中甲烷浓度达到 10%时，就使人感到氧气不足；当空气中甲烷浓度达 25%~30%时，可引起头痛、头晕、注意力不集中，呼吸和心跳加速、精细动作障碍等；当空气中甲烷浓度达 30%以上时可能会因缺氧窒息、昏迷等。甲烷的物理化学特性详见表 4.8-8。

表 4.8-8 页岩气主要成分 CH₄ 物理化学特性表

国标编号	21007		
CAS 号	74-82-8		
中文名称	甲烷		
英文名称	methane; Marshgas		
分子式	CH ₄	外观与性状	无色无臭气体
分子量	16.04	蒸汽压	53.32kPa/-168.8℃闪点: -188℃
熔点	-182.5℃沸点: -161.5℃	溶解性	微溶于水，溶于醇、乙醚
密度	相对密度 (水=1) 0.42 相对密度 (空气=1) 0.55	稳定性	稳定
危险标记	4 (易燃液体)	主要用途	燃料和用于炭黑、氢、乙炔、甲醛等的制造
1、健康危害 侵入途径：吸入。 健康危害：甲烷对人基本无毒，但浓度过高时，使空气中氧含量明显降低，使人窒息。当空气中甲烷体积分数达 25%-30%时，可引起头痛、头晕、乏力、注意力不集中、呼吸和心跳加速、共济失调。若不及时脱离，可致窒息死亡。皮肤接触液化本品，可致冻伤。 2、爆炸风险 甲烷爆炸极限为 (V/V) 5.3-15.0% 3、毒理学资料及环境行为 毒性：属微毒类。允许气体安全地扩散到大气中或当作燃料使用。在高浓度时因缺氧窒息而引起中毒。空气中达到 25~30%出现头昏、呼吸加速、运动失调。 危险特性：易燃，与空气混合能形成爆炸性混合物，遇热源和明火有燃烧爆炸的危险。与五氧化溴、氯气、三氟化氮、液氧、二氟化氧及其它强氧化剂接触剧烈反应。 4.应急处理处置方法： 一、泄漏应急处理 迅速撤离泄漏污染区人员至上风处，并进行隔离，严格限制出入。切断火源。建议应急处理人员戴自给正压式呼吸器，穿消防防护服。尽可能切断泄漏源。合理通风，加速扩散。喷雾状水稀释、溶解。构筑围堤或挖坑收容产生的大量废水。如有可能，将漏出气			

用排风机送至空旷地方或装设适当喷头烧掉。也可以将漏气的容器移至空旷处，注意通风。漏气容器要妥善处理，修复、检验后再用。

二、急救措施

皮肤接触：若有冻伤，就医治疗。

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

灭火方法：切断气源。若不能立即切断气源，则不允许熄灭正在燃烧的气体。喷水冷却容器，可能的话将容器从火场移至空旷处。灭火剂：雾状水、泡沫、二氧化碳、干粉。

(3) 硫化氢

根据钻井地质资料，预计目的层不含硫化氢，钻井过程中钻遇地层之间可能含有硫化氢气体，硫化氢特性见表 4.8-9。

表 4.8-9 H₂S 物理化学特性表

国标编号	21006		
CAS 号	7783-06-4		
中文名称	硫化氢		
英文名称	hydrogensulfide		
别名	氢硫酸		
分子式	H ₂ S	外观与性状	无色有恶臭气体
分子量	34.08	蒸汽压	2026.5kPa/25.5°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
1.对环境的影响： 一、健康危害 侵入途径：吸入。 健康危害：本品是强烈的神经毒物，对粘膜有强烈刺激作用。 二、毒理学资料及环境行为 急性毒性：LC₅₀168mg/m³（大鼠吸入），人吸入：LCL₀600ppm/30min，800ppm/5min。 污染来源：一般作为某些化学反应和蛋白质自然分解过程的产物以及某些天然物的成分和杂质，而经常存在于多种生产过程中以及自然界中。如采矿和有色金属冶炼。煤的低温焦化，含硫石油开采、提炼，橡胶、制革、染料、制糖等工业中都有硫化氢产生。开挖和整治沼泽地、沟渠、印染、下水道以及清除垃圾、粪便等作业，还有天然气、火山喷气、矿泉中也常伴有硫化氢存在。危险特性：易燃，与空气混合能形成爆炸性混合物，遇明火、高热能引起燃烧爆炸。与浓硝酸、发烟硫酸或其它强氧化剂剧烈反应，发生爆炸。气体比空气重，能在较低处扩散到相当远的地方，遇明火会引起回燃。燃烧（分解）产物：氧化硫。 2.现场应急监测方法： ①便携式气体检测仪器：硫化氢库仑检测仪、硫化氢气敏电极检测仪； ②常用快速化学分析方法：醋酸铅检测管法、醋酸铅指示纸法 3.应急处理处置方法： 一、泄漏应急处理			

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

二、防护措施

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

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

三、急救措施

皮肤接触：脱去污染的衣着，用流动清水清洗。就医。

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

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

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

4.8.6.2. 生产系统危险性识别

（1）施工期潜在危险性因素

1）钻井作业危险性因素识别

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

2）钻井辅助设施环境风险识别

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

3）地下水井涌或漏失对环境的影响

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

钻遇大型溶洞和地下暗河时，可能导致地下水漏失，导致地下水水位下降。

4）危险物质转运事故对环境的影响

在废水、固废转运过程出现意外事故时，可能导致危险物质泄漏至外

环境，对土壤和地下水造成影响。

（2）运营期潜在危险性因素

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、生产分离器等压力设备破裂、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）集输管线危险因素识别

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

3）污水集输管线危险因素识别

污水管线因管材及施工缺陷可能导致废水泄漏，可能引发土壤和地下水污水事故。

（3）退役期潜在危险性因素

气井退役期，站内无危险物质存放，危险性较小。

4.8.6.3. 环境风险类型及危害分析

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 4.8-10 项目可能发生的环境风险类型及危害分析表

序号	危险单元	风险源	主要危险物质	环境风险类型	环境影响途径	可能受影响的环境敏感目标	备注
1	钻井辅助设施	储备罐	钻井液	土壤、地下水	泄漏渗入土壤、地下水	土壤、地下水	施工期
2	柴油罐	柴油罐	液态危险废物	大气、土壤、地下水	泄漏渗入土壤或引起火灾	周边居民	
3	盐酸罐	盐酸罐	盐酸	大气	挥发进入大气环境	周边居民	
4	油基岩屑暂存	油基岩屑	油基岩屑	土壤、地下水	泄漏渗入土壤	土壤、地下水	

	区						
5	危险废物贮存库	废油	废油	土壤、地下水	泄漏渗入土壤	土壤、地下水	
6	集气站	分离器、压缩机、站内管线等	甲烷、硫化氢	大气	泄漏或引起火灾	周边居民	运营期
7		采出水罐、站内采出水管线	废水	土壤、地下水	泄漏	土壤、地下水	
8		危险废物贮存库	废油	土壤、地下水	泄漏渗入土壤	土壤、地下水	

4.8.7 环境风险分析

根据项目特点，本项目环境风险主要集中在施工期及运营期，本文重点分析施工期及运营期的环境风险。

4.8.7.1. 施工期环境风险分析

（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页岩气遇火燃烧爆炸，造成冲击波和热辐射伤人、伤亡事故。

（2）钻井过程中地层间气体涌出环境风险分析

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，气体逸散至空气中会引发周边居民中毒。

（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概率非常小，在严把质量关的前提下发生该事故的概率很小。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）废水暂存环境风险影响分析

施工期废水在井场暂存过程中若发生泄漏可能对周边土壤、地表水、地下水环境产生不利影响。

①对土壤环境的影响

废水泄漏进入土壤环境，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。压裂返排液、采出水呈碱性、可溶性盐含量高、含石油类，影响土壤的结构，危害植物生长。

②对地表水环境的影响

本项目施工期废水不排入地表水体，亦不设事故性排放口。本项目平台所在区域属梅江汇水区，距梅江约 0.48km，施工期单个废水储存设施容积最大的为软体罐，最大容积为 500m³，若发生泄漏，废水可能进入梅江，施工期应加强对各类废水储存设施的管理，加强巡检，防止废水泄漏。

③对地下水环境的影响

废水在井场暂存时，若池体发生泄漏可能对下游地下水环境产生不利影响。

（5）地下水井涌环境风险影响分析

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。

（6）井漏环境风险影响分析

井漏是指钻井过程中，井筒内钻井液或其他介质（固井水泥浆等）漏入地层孔隙、裂缝等空间的现象。井漏是钻井工程中常见的井内复杂情况，多数钻井过程都有不同程度的漏失。严重的井漏会导致井内压力下降，影响正常钻井、引起井壁失稳、诱发地层流体涌入井筒并井喷。井漏的原因通常是井筒内液柱压力大于地层压力，地层孔隙大、渗透性好、存在溶洞、裂隙等。钻井措施不当也会引发井漏，如开泵过猛、下钻速度过快引起压力激增压漏地层。一旦发生井漏，可能造成地下水含水层受到污染，严重时可能导致井喷事故。

（7）柴油泄漏环境风险分析

网电断电时，钻井需使用柴油，油罐设置在混凝土基础上，基础周边设置有围堰及收油沟。油罐密闭，柴油发生大量泄漏的概率很小，一般情况管道阀门泄漏，少量跑冒漏滴均收集在围堰和隔油池内，可有效防治污

染。罐体破裂导致柴油大量泄漏的概率很小，若一旦产生大量泄漏，可能污染罐体周边土壤和附近地下水环境。

（8）盐酸罐泄漏环境风险分析

钻井至目的层下套管固井射空后，采用盐酸作为前置液，对岩层进行侵蚀。现场用酸由具有相关资质的单位用玻璃钢罐车拉运至现场使用，前置酸配制时，盐酸储罐内先加入适量水，然后将 31%盐酸泵入储罐，稀释至 15%盐酸，酸罐呼吸孔排放的少量盐酸雾引至水封罐中吸收。水封罐的水用于稀释盐酸，不外排。盐酸雾极易溶于水，经水吸收后排入环境的量极少。加上盐酸浓度较低，现场储存量不大，使用工期短，因此盐酸雾对环境的影响很小。

盐酸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。

（9）废水转运事故影响分析

施工期压裂返排液井间回用，最后一口井产生的压裂返排液优先拉运至建设单位其他钻井平台回用于压裂工序配制压裂液，无可用平台回用时，依托采出水处理站处理达标后排放。由于压裂返排液回用的具体平台较难确定，本次主要评价由罐车转运至上坝污水处理厂或南川区块页岩气采出水处理站，转运路线为出井场后沿乡村道路向南行驶约 500m，折向西沿 X340 行驶约 3.5km 进入 S102，再向南行驶约 10km 驶入 S207，再向南行驶约 7km 到达上坝污水处理厂，转运至南川区块页岩气采出水处理站时，经上坝污水处理厂后沿 S207 向南行驶约 0.5km 进入银白高速，再经银白高速、包茂高速行驶至水江镇，再经 S303 行驶约 3.5km 经乡村道路至南川区块页岩气采出水处理站，废水转运路线见附图 25。

废水转运过程若发生翻车等意外事故可能造成废水泄漏，对周边土壤、地下水、地表水造成污染，本项目压裂返排液由专用罐车装载转运，罐体为钢板密封罐，发生翻车泄漏的概率小，罐车转运过程中发生事故污染的可能性小，加强转运风险防范措施后，其环境风险值在环境可接受范围内。

（10）钻井液泄漏环境风险分析

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

（11）危险废物泄漏环境风险分析

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

4.8.7.2. 运营期环境风险分析

（1）甲烷、硫化氢泄漏环境风险分析

在集输过程中，若发生泄漏事故时，会造成大气污染，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。硫化氢属剧毒物质，高浓度可致人猝死。

（2）次生火灾环境风险分析

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。

（3）采出水泄漏环境风险分析

采出水罐破损、采出水管线腐蚀穿孔、转运事故泄漏是导致采出水泄漏的最主要原因，采出水泄漏可能造成土壤或地下水污染。

4.8.8 环境风险防范措施及应急要求

4.8.8.1. 施工期环境风险防范措施及应急要求

（1）井控、气体涌出、套管破裂风险防范措施及应急要求

钻井过程中严格按照《石油天然气工业健康、安全与环境管理体系》、《石油天然气钻井作业健康、安全与环境管理导则》和《钻井井控技术规程》（SY/T 6426-2005）、《硫化氢环境钻井场所作业安全规范》（SY/T5087-2024）等行业相关规范和本项目《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) 相关制度

本项目按照含硫气井进行风险防范，根据《石油天然气钻井井控技术

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

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

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

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

对附近的居民进行防H₂S安全教育,制定疏散措施。

2) 井控设备

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

3) 应急设备

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

本项目页岩气井不属于含硫化氢,但施工过程仍按《硫化氢环境钻井场所作业安全规范》(SY/T5087-2024)的规定配备硫化氢检测仪器和防护器具。

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

4) 应急演练

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

5) 应急要求

①井喷失控时，应立即停车、停炉、断电、断掉一切火源。

②井口点火，根据《含硫化氢天然气井失控井口点火时间规定》（AQ2016-2008），事故状态下应在 15min 内启动点火程序实施点火。井场内同时配备自动、手动和高压高能电子点火三套独立点火系统，可有效确保按要求在井喷失控后 15min 内成功实施点火作业。

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

1) 风险防范措施

①废水暂存设施应避开不良地质或岩土松散区域。

②废水暂存设施选用优质材料，建设时严格按照规范流程施工，投入使用前经承压试验合格后方可投入使用。

③加强对废水暂存设施的巡视和管理，一旦发现泄漏及时采取补救措施，转移暂存的废水，对渗漏部位进行修复，或更换储存设施，经承压试验合格后方可再次使用，避免再次发生泄漏事故。

④为防止污水外溢，应保证池体在最高允许液位 0.5m 以下，水位达到池面 0.5m 前应及时对废水进行转移，在雨天，应加强巡查，确保池体

留有一定的富余容量，以容纳雨水量。

2) 应急要求

当池体发生渗漏时，应立即将池体中废水全部转运井场场内可用罐体或采用罐车拉运至区域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。

(3) 地下水井涌风险防范措施及应急要求

1) 风险防范措施

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。

2) 应急要求

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

(4) 地下水漏失风险防范措施及应急要求

1) 风险防范措施

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

2) 应急要求

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

(5) 柴油泄漏风险防范措施及应急要求

1) 风险防范措施

柴油罐区设置防渗膜，周边设置围堤，围堤容积不小于单个罐容积，

设置收集坑，可防止油罐破损泄漏的柴油污染地表土壤、地表水等。

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

柴油罐区设置吸油毡、消防沙及相关消防器材。

2) 应急要求

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

(6) 盐酸泄漏风险防范措施及应急要求

1) 风险防范措施

盐酸罐区设置防腐防渗膜，周边设置围堤，围堤容积不小于单个罐容积。

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

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

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

2) 应急要求

由于盐酸为强酸性腐蚀物品，并在高浓度下对人体有烧伤的可能，挥发出的氯化氢气体对呼吸道有强烈的刺激性，因此盐酸泄漏后，进入现场进行泄漏控制的人员必须穿防酸服、防酸碱雨鞋，戴防护面罩。对泄漏点

及时修补和堵漏，防止盐酸的进一步泄漏。酸少量泄漏，可以用大量的消防水冲洗泄漏处，稀释泄漏的工业盐酸；大量盐酸泄漏，地面上会四处蔓延扩散，难以收集处理。可以采用筑堤堵截或者引流到安全地点，并将泄漏物抽入容器或槽车内。同时为降低泄漏物向大气的蒸发，可以采用泡沫或其他覆盖物进行覆盖。

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

（7）废水转运风险防范措施及应急要求

1）风险防范措施

①加强运输管理工作，确保运输安全，使用专用的密闭罐车进行转运，严禁“跑、冒、滴、漏”，严禁造成次生环境污染事故；

②建立与当地政府相关部门的联络机制，保障信息畅通，主动接受主管部门的监督管理；

③对废水转运车辆实施登记管理制度，每台车均安装 GPS，并纳入监控系统；

④转运过程做好转运台账，严格实施交接清单制度；

⑤定期对转运车辆进行安全检查，确保转运车辆性能完好；

⑥加强对运输司机的安全教育，严格遵守交通规则，严禁超载、超速，避免交通事故发生；

⑦转运车辆行驶至河流（含河沟、塘堰等）较近位置或者穿越河流（含河沟等）的道路时，放慢行驶速度，观察并安全通过；

⑧废水转运避开大雾、暴雨等恶劣天气；

⑨合理选择转运路线，尽量避开饮用水源保护区、自然保护区等环境敏感区，降低环境风险；

⑩制定转运过程中的环境风险防范措施和应急预案，定期对工作人员进行培训，提升转运过程中出现环境风险的应对能力。

2）应急要求

废水运输或转运过程中，一旦发生泄漏，应首先最大限度减少泄漏量，同时对泄漏污染区进行围隔、封堵，对泄漏物料进行回收，控制污染范围，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，泄漏进入河流水体时，在泄漏点下游设置拦水坝和过滤吸附水坝，防止污染进一步扩大。

（8）钻井液泄漏环境风险防范措施及应急要求

1）风险防范措施

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

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

2）应急要求

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

（9）危险废物泄漏环境风险防范措施及应急要求

1）风险防范措施

针对危险废物储存过程中的风险，采取如下措施降低产生风险的可能性：

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

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

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

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

2) 应急要求

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

4.8.8.2. 运营期环境风险防范措施及应急要求

(1) 泄漏风险防范措施及应急要求

1) 风险防范措施

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。按要求配置灭火器材，扑灭初期火灾。

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

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

场站设置固定式可燃气体检测报警系统，固定式气体检测报警系统由现场探测器、控制器及配套报警喇叭等设备组成。井口装置区设置可燃气体（甲烷）探测器，现场探测器的检测信号采用铠装控制电缆敷设至控制

器，信号传入控制器进行显示，当控制器接收到超标信号，传送至喇叭进行报警。

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

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

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

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

2) 应急要求

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

(2) 次生火灾风险防范措施及应急要求

1) 风险防范措施

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

的推车式及移动式磷酸铵盐干粉灭火器及二氧化碳灭火器。一旦发生火灾，可随时启用扑救。

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

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

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

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

2) 应急要求

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

(3) 采出水泄漏风险防范措施及应急要求

1) 风险防范措施

运营期，对采出水罐、站内采出水管线进行定期检查，防止采出水泄漏，同时加强对采出水产生情况的监控，根据采出水产生情况，及时外输或转运采出水，做好转运台账，加强采出水转运过程中的环境管理，防止发生污染事故，废水储存设施采取严格的防渗措施。

2) 应急要求

当池体、罐体发生渗漏时，应立即将容器的中废水全部转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。

若因污水泄漏导致周边具有饮用水功能的泉点或水井受到污染，建设单位应积极采取补救供水措施，利用供水车给受影响居民供应饮用水或采取其他供水措施，解决居民的生活饮用水问题，直至饮用水泉点水质恢复为止。

采出水转运风险防范措施同施工期废水转运环境风险防范措施。

4.8.8.3. 环境风险应急预案

建设单位应充分重视项目潜在的环境风险，定期开展环境风险评估工作，对重点风险部位、风险源、风险保护目标开展评估，为项目平稳建设和运行保驾护航；此外，建设单位应编制项目总体应急预案和各类专项应急预案，并在当地相关部门进行备案，定期开展应急演练，确保各项应急措施有效实施。

4.8.9 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 4.8-11 建设项目环境风险简单分析内容表

建设项目名称	真页 1 井组建设项目				
建设地点	（贵州）省	（遵义）市	（道真）县	河口镇车田村	（/）园区
地理坐标	经度	***	纬度	***	
主要危险物质及分布	施工期：柴油、油基岩屑等；运营期：天然气、废油				
环境影响途径及危害后果	施工期循环罐、池体等泄漏可能引起周边土壤、地下水污染。柴油罐、油基岩屑、废油泄漏或引发火灾，可能拉运引起周边大气、土壤、地下水污染；盐酸罐泄漏可能引起周边大气、土壤、地下水污染；				

	运营期若站场发生甲烷泄漏事故，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。采出水泄漏可能引起周边土壤、地下水污染
风险防范措施要求	钻井工程： 1、钻井过程按照《石油天然气工业健康、安全与环境管理体系》《石油天然气钻井井控技术规范》等行业相关规范和钻井设计的要求进行工程控制； 2、井场安装固定式硫化氢检测仪传感器，可燃气体检测仪、正压式空气呼吸器、便携式应急照明灯具、防火服、半封闭式防毒口罩等； 3、配备自动、手动和电子点火三套独立点火系统； 4、柴油罐设置围堰，施工队配备吸油毡、消防沙及相关消防器材； 5、定期巡检，保证在废水池内水位达到池面 0.5m 前应转运至其他钻井平台废水池； 6、井场进行分区防渗，其中危险废物贮存场，油基岩屑暂存区、柴油罐区应进行重点防渗； 7、施工队伍制定应急培训计划，定期对应急组织机构、应急保障系统等有关人员进行综合性应急培训并做好培训记录；对井场附近居民宣传风险防范及相关知识 储层改造工程阶段： 1、井场安装固定式硫化氢检测仪传感器，可燃气体监测仪、正压式空气呼吸器、便携式应急照明灯具、防火服、半封闭式防毒口罩等； 2、配备自动、手动和电子点火三套独立点火系统； 3、柴油罐设置围堰，施工队配备吸油毡、消防沙及相关消防器材； 4、定期巡检，保证在废水池内水位达到池面 0.5m 前应转运至其他钻井平台废水池； 5、井场进行分区防渗，其中危险废物贮存场，柴油罐区、盐酸罐区应进行重点防渗； 6、盐酸罐区设置防腐防渗膜，周边设置围堰，围堰容积不小于单个罐容积； 7、施工队伍制定应急培训计划，定期对应急组织机构、应急保障系统等有关人员进行综合性应急培训并做好培训记录；对井场附近居民宣传风险防范及相关知识 运营期： 1、场站设置固定式可燃气体检测报警系统； 2、设置井口安全截断系统，当检测点压力超高或超低以及火灾情况下，该系统自动关闭井口，同时也能人工紧急关闭井口； 3、按规定进行设备维修、保养，及时更换易损及老化部件，防止天然气泄漏事故的发生
填表说明	经风险调查、风险潜势初判，拟建项目 Q 值小于 1，确定项目风险潜势为 I，评价工作等级为简单分析

4.9 热辐射影响

放喷燃烧产生的热辐射对放喷池周边植被有一定程度影响，放喷时，出于防火安全控制要求，须对放喷池周围 50m 范围树木砍伐或移栽清理，由于本项目测试放喷燃烧时间短，放喷池加装有防火砖墙阻挡燃烧热，热辐射影响时间短，一般情况下此类影响植被可自行恢复。

测试放喷页岩气以地面火炬形式形成喷射火，因本项目目的层测试放喷时间 4~6h，属短期排放，且测试前后间隔时间长，故不考虑太阳热辐射强度和各测试层位间的热辐射叠加。暴露时间按 30s 进行计算。根据 EIAProA 预测软件进行计算。在 30s 的暴露时间下，各伤害（概率=50%）对应辐射强度及伤害半径件，见表 4.9-1，在 30s 的暴露时间下，给定辐射强度 $q(\text{kW}/\text{m}^2)$ 下的死或伤概率(%), 见表 4.9-2。

表 4.9-1 30s 暴露时间下伤害对应辐射强度及伤害半径

伤害类型	对应辐射强度	测试放喷燃烧热辐射伤害半径 (m)
有衣服保护时(20%皮肤裸露)的死亡伤害	18.420kW/m ²	8.65m
有衣服保护时(20%皮肤裸露)的二度烧伤	12.200kW/m ²	10.55m
有衣服保护时(20%皮肤裸露)的一度烧伤	5.360kW/m ²	15.71m
财产损失(持续时间为 30s)	25.843kW/m ²	7.33m

表 4.9-2 30s 暴露时间下给定辐射强度下的死或伤概率

Q (KW/m ²)	皮肤裸露时死亡概率(%)	有衣服保护时(20%皮肤裸露)死亡概率(%)	有衣服保护时(20%皮肤裸露)二度烧伤概率(%)	有衣服保护时(20%皮肤裸露)一度烧伤概率(%)
37.5	99.95	99.24	100.00	100.00
25.0	97.08	85.14	99.81	100.00
12.5	31.80	9.29	53.90	99.97
4.0	0.00	0.00	0.00	11.93
1.6	0.00	0.00	0.00	0.00

根据以上预测可知，本项目测试放喷点火燃烧产生的热辐射致死最大半径为 8.65m，伤害半径为 15.71m。根据本项目周边居民点分布情况，距放喷池最近的居民点距离约 107m，热辐射预测伤害半径内无居民点，且按照测试放喷要求，放喷时，放喷池周边 20m 处应设置警戒线，严防不相关人员靠近，故放喷页岩气燃烧热辐射不会对周边居民造成影响。

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. 钻井废水

(1) 钻井废水循环利用可行性分析

钻井过程中钻井液全部在循环罐内循环，不外排。本项目导管、一开段采用清水钻进，钻井过程中返回地面的混合物经泥浆循环系统分离处理，分离的液相回用于泥浆循环系统循环利用，分离的固相即为清水岩屑，钻井过程中无废水外排，所有井一开段钻井结束时，泥浆循环系统剩余的水直接在循环罐内添加配方配制水基钻井液。二开直井段钻进采用水基钻井液钻进，钻井过程中返回地面的混合物经泥浆循环系统分离处理，分离的液相回用于泥浆循环系统循环利用，分离的固相经“不落地”随钻处理系统进一步处理，“不落地”随钻处理系统分离出来的水用于钻井泥浆循环系统调配新泥浆时用水，从而实现钻井废水的循环利用，不外排。根据建设单位已钻页岩气井钻井液配制情况，钻井液对调配用水水质无特殊要求，将钻井过程中废水回用于泥浆循环系统作为钻井液调配用水，是钻井行业通行做法。目前，建设单位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钻井液体系，因此，本项目水基钻井阶段结束后，剩余水基钻井液可随钻井队用于区域其他平台后续钻井工程使用。

图 5.1-1 本项目钻井过程中钻井液循环方式

(2) 废水贮存合理性分析

根据钻井液使用情况，单井清水钻井阶段配制清水 300m³，水基钻井液钻井阶段配制水基钻井液 300m³，泥浆循环系统分离处理产生的废水直接进入循环罐回用，本项目钻井过程中泥浆循环系统配备 8 个 60m³ 循环罐，可以满足钻井液循环存储要求。

综上所述，参考建设单位已钻页岩气井钻井废水回用实际经验，钻井废水全部回用具有经济、技术可行，管理方便，具有可操作性，避免了钻井废水外运处理和现场外排，降低了环境风险，同时节约了水资源，钻井

废水处置措施可行。

5.1.1.2. 压裂返排液

本项目压裂返排液井间回用，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，最后一口井的压裂返排液回用于其他钻井平台，若回用不完，依托采出水处理站处理达标后排放。

(1) 储运可行性分析

1) 井场暂存可行性

本项目 8 口页岩气井全部钻井结束后，进入储层改造阶段，逐井进行储层改造作业，即首先对第一口井进行压裂作业，压裂完成后测试放喷排液，产生的压裂返排液在井场软体罐、配液罐等设施暂存，测试放喷结束后，再进行下一口井的储层改造作业，上一口井产生的压裂返排液全部回用于下一口井压裂液配制，本项目测试放喷期返排率按压裂液用量的 5.5% 考虑，单井压裂返排液最大产生量约 2420m³，每天最大产生量约 300m³/d，压裂返排液排入软体罐和配液罐暂存，作为下一口井压裂液配制。储层改造期，井场配置 40m³ 配液罐 60 个，4 座软体罐总容积 2000m³，总计容积不小于 4400m³，可以满足压裂返排液暂存需求。

由于最后一口井压裂结束后，本项目所有井已压裂结束，不再进行配制压裂液，因此，最后一口井产生的压裂返排液需外运处置，最后一口井压裂返排液产生量为 2310m³，压裂返排液可利用软体罐和配液罐暂存，放喷池、软体罐和配液罐容量合计 4400m³，可以满足最后一口井压裂返排液暂存需求。压裂返排液转运采取密闭罐车进行，单车单次转运量 20m³，每天转运 10 车次，12 天即可全部转运，由于压裂返排具有一定的不规律性，若压裂返排液量增加，现场不能满足储存要求时，应立即关井，停止返排，并及时外运处置压裂返排液。

表 5.1-1 废水存储可行性分析一览表

废水类别		产生量	储存设施	可储存量	储存阶段	储存可行性
钻井期	场地雨水	621	2 座软体罐	1000	钻井阶段，用作第一口井压裂液配制	可行
储	洗井废水	720	配液罐	2400	洗井阶段，用作第一口井压裂液配制	可行

存改造期	场地雨水	444	4 座软体罐+配液罐	4400	储存改造期阶段, 用作压裂液配制	可行
	压裂返排液	2420 (单井最大产生量)			测试放喷返排阶段, 用作下一口井压裂液配制	可行

2) 转运方式可行性

最后一口井的压裂返排液回用于其他井场配制压裂液, 若回用不完, 转运至采出水处理站处理达标后排放, 本项目需转运处置压裂返排液 2310m³, 采取密闭罐车进行转运, 单车单次转运量 20m³, 每天转运 10 车次。

由于压裂返排液回用的具体平台较难确定, 本次主要评价由罐车转运至上坝污水处理厂或南川区块页岩气采出水处理站, 转运路线为出井场后沿乡村道路向南行驶约 500m, 折向西沿 X340 行驶约 3.5km 进入 S102, 再向南行驶约 10km 驶入 S207, 再向南行驶约 7km 到达上坝污水处理厂, 转运至南川区块页岩气采出水处理站时, 经上坝污水处理厂后沿 S207 向南行驶约 0.5km 进入银白高速, 再经银白高速、包茂高速行驶至水江镇, 再经 S303 行驶约 3.5km 经乡村道路至南川区块页岩气采出水处理站, 废水转运路线见附图 25。

本项目压裂返排液采取密闭罐车进行转运, 正常情况下, 不会发生“跑、冒、滴、漏”现象, 对转运路线沿线地表水、地下水、土壤环境不会产生影响, 转运对沿线居民点的影响主要是交通噪声、扬尘和汽车尾气影响, 转运路线路况较好, 均为沥青或水泥路面, 压裂返排液每天转运 10 车次, 转运频次较低, 14 天即可全部转运, 转运周期短, 且只在昼间进行转运, 噪声影响不大, 转运车辆途径居民点处应限速、禁止鸣笛, 同时保持车况良好, 减小对转运沿线环境的不利影响。

压裂返排液转运过程中采取以下措施防止污染事故:

- ①加强运输管理工作, 确保运输安全, 使用专用的密闭罐车进行转运, 严禁“跑、冒、滴、漏”, 严禁造成次生环境污染事故;
- ②建立与当地政府相关部门的联络机制, 保障信息畅通, 主动接受主管部门的监督管理;
- ③对废水转运车辆实施登记管理制度, 每台车均安装 GPS, 并纳入监

控系统；

- ④转运过程做好转运台账，严格实施交接清单制度；
- ⑤定期对转运车辆进行安全检查，确保转运车辆性能完好；
- ⑥加强对运输司机的安全教育，严格遵守交通规则，严禁超载、超速，避免交通事故发生；
- ⑦转运车辆行驶至河流（含河沟、塘堰等）较近位置或者穿越河流（含河沟等）的道路时，放慢行驶速度，观察并安全通过；
- ⑧废水转运避开大雾、暴雨等恶劣天气；
- ⑨合理选择转运路线，避开饮用水源保护区、自然保护区等环境敏感区，降低环境风险；
- ⑩制定转运过程中的环境风险防范措施和应急预案，定期对工作人员进行培训，提升转运过程中出现环境风险的应对能力。

（2）压裂返排液回用配制压裂液可行性分析

压裂返排液收集后在软体罐和配液罐暂存，采用“混凝沉淀+杀菌”处理后回用于压裂工序，污水处理工艺流程图见图 5.1-2。压裂液回用水质要求见表 5.1-2。

图 5.1-2 压裂返排液处理工艺流程

表 5.1-2 压裂液回用水质要求

采用“混凝沉淀+杀菌”处理工艺，絮凝剂和助凝剂的添加可有效处理污水中 SS、Ca²⁺、Mg²⁺浓度，杀菌剂可有效控制硫酸盐杆菌 SRB、腐生菌 TGB、铁菌 FB 数量，通过稀释的方式可降低废水矿化度，经上述工艺处理后废水可满足压裂回用水质标准要求。采用“混凝沉淀+杀菌”处理工艺，直接在软体罐和配液罐添加絮凝剂和杀菌剂，不需其他处理设施，操作简单，在页岩气勘探开发中已得到广泛应用，根据建设单位其他页岩气井压裂返排液回用情况，返排废水的回用未对压裂性能产生不良影响。根据建设单位在道真县内的页岩气勘探开发规划，预计每年新增页岩气井 30 口，每口井压裂液用量约 3~5 万 m³，本项目压裂返排液实际需外运处置的

量仅为最后一口井产生的压裂返排液，为 2310m^3 ，每年压裂液配制用水完全可消纳本项目产生的压裂返排液，综上，压裂返排液回用配制压裂液是合理可行的。

（3）压裂返排液转运至采出水处理站处理可行性分析

1）依托上坝污水处理厂处理可行性分析

目前，真页 1 平台至真页 2 平台采出水管线已建成，真页 2 平台至上坝污水处理厂的采出水管线正在规划建设中，同时，上坝污水处理厂正在进规划建设具备 $500\text{m}^3/\text{d}$ 处理能力的页岩气返排液及采出水处理工程。

若上坝污水处理厂页岩气返排液及采出水处理工程已建成，同时，真页 1 平台至上坝污水处理厂采出水管线已全线连通建成，则压裂返排液管输至上坝污水处理厂处理。若上坝污水处理厂页岩气返排液及采出水处理工程已建成，但真页 1 平台至上坝污水处理厂采出水管线未全线连通，则压裂返排液由罐车转运至上坝污水处理厂处理。上坝污水处理厂位于道真仡佬族苗族自治县上坝土家族乡，处理能力为 $4000\text{m}^3/\text{d}$ ，于 2015 年建成投运，2023 年进行提标改造，采用“粗格栅+调节池+细格栅及沉砂池+AAO 生化池+斜管沉淀池+砂滤池+紫外消毒”工艺，目前实际处理污水量约 $1500\text{m}^3/\text{d}$ ，尾水满足《城镇污水处理厂污染物排放标准》（GB18918-2002）一级 A 标准后排入玉溪河。目前，上坝污水处理厂正在进规划建设具备 $500\text{m}^3/\text{d}$ 处理能力的页岩气返排液及采出水处理工程，主要负责处理道真区块页岩气勘探开发过程中产生的压裂返排液和采出水，采用“调节池—气浮机—芬顿反应池—絮凝沉淀池—双碱软化装置—砂滤膜—UF 膜—清水池—两级 NF 膜分离—RO 膜浓缩—三效蒸发装置—排放池”的工艺，压裂返排液和采出水经该工程预处理后，再进入上坝污水处理厂现有污水处理流程处理达标后排放。上坝污水处理厂拟建的页岩气返排液及采出水处理工程已取得环评手续（见附件 11，遵义市生态环境局关于道真自治县上坝污水处理厂建设项目(变更)“二合一”环境影响报告书的批复），预计 2025 年 12 月可建成投运，中石化重庆页岩气有限公司（华东油气分公司下属单位，本项目建成后运营单位）与中黔环境技术有限公司（上坝污水处理厂运营单位）签署有废水处理合作备忘录（见附件 13），该工程建成后，本项目依托上坝污水处理厂处理是可行的。

2) 依托南川区块页岩气采出水处理站处理可行性分析

若上坝污水处理厂页岩气返排液及采出水处理工程未建成，则将压裂返排液由密闭罐车转运至南川区块页岩气采出水处理站处理。南川区块页岩气采出水处理站位于重庆市南川区水江镇黄泥村，由中石化重庆页岩气有限公司负责运营管理，中石化重庆页岩气有限公司为华东油气分公司下属单位（见附件 12）。南川区块页岩气采出水处理站主要处理页岩气勘探和开发过程中产生的压裂返排液和采出水，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，总设计处理规模 1400m³/d，一期、二期、三期工程环保手续齐全（附件 14、附件 15），均已完成竣工环境保护验收，目前整体运行正常，可实现稳定达标排放，日处理废水约 900m³/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，压裂返排液、采出水经处理后达到《污水综合排放标准》(GB8978-1996)一级标准后排入鱼泉河。

本项目需外运处置的压裂返排液总量为 2310m³，采取密闭罐车进行转运，单车单次转运量 20m³，每天转运 10 车次，12 天即可全面转运，每天转移至南川区块页岩气采出水处理站的压裂返排液为 200m³，目前，南川区块页岩气采出水处理站每天尚有 500m³的处理余量，同时该站设有总容积约 600m³的收集池暂存废水，综上，本项目压裂返排液转运至南川区块页岩气采出水处理站处理是可行的。

本项目压裂返排液转运至南川工区内部压裂回用或南川区块页岩气采出水处理站处理已得到遵义市生态环境局道真分局和重庆市南川区生态环境局同意，详见附件 16。

综上，南川区块页岩气采出水处理站环保手续齐全，运行正常，可以满足本项目压裂返排液处置需求，本项目压裂返排液转运至该站处理已取得相关生态环境主管部门同意，压裂返排液转运过程中严格遵守各项法律法规，加强环境管理，严格落实各项环境风险防控措施，本项目压裂返排液转运至南川区块页岩气采出水处理站处理是可行的。

5.1.1.3. 场地雨水

井场内外实施清污分流制度，井场四周设置截排水沟，井场内主要设

备区设置场内雨水沟，主要设备区场地雨水经场内雨水沟收集至井口方井，通过高压临时软管（聚乙烯高压软管 DN200，4MPa）输送至软体罐暂存，回用于压裂工序配制压裂液，暂存可行性见表 5.1-1。场地雨水回用于压裂工序配制压裂液在页岩气勘探开发中已得到广泛应用，根据建设单位其他页岩气井场地雨水回用情况，场地雨水配制压裂液未对压裂性能产生不良影响，回用可行的。

5.1.1.4. 洗井废水

本项目储层改造作业前采用清水对井壁洗井，单井洗井废水产生量约 180m³，仅在洗井阶段暂存，压裂作业开始后用作第一口井压裂液配制，后续不再产生和储存洗井废水，储层改造期井场配置 40m³ 配液罐 60 个，总容积 2400m³，可满足洗井废水暂存需求，暂存可行性见表 5.1-1。

5.1.1.5. 生活污水处理措施

钻前工程、地面集输工程施工人员租住附近民房，不设施工营地，生活污水利用租住民房的污水处理设施处置。

钻井期、储层改造期，施工人员在临时生活区办公、生活，生活污水经化粪池处理后还田，施工期生活污水水质简单，本项目所在的车田村耕地面积达 525.86hm²，钻井和储层改造期每天生活污水产生量约 4m³，生活污水产生量较小，可以消纳本项目施工人员产生的生活污水，生活污水处置措施可行。

5.1.1.6. 井场清污分流

井场内外实施清污分流制度，井场四周设置截排水沟，井场外雨水随截排水沟就近排放，井场内主要设备区设置场内雨水沟，场地雨水经场内雨水沟收集至井口方井，通过高压临时软管输送至软体罐暂存，回用于压裂工序配制压裂液。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。

5.1.2 取水环境影响减缓措施

（1）加强与区域其他页岩气钻井平台联动，压裂液配制时优先采用其他平台产生的废水，减少取水量。

（2）合理安排压裂施工和取水规划，压裂时在井场增加压裂用水储

存规模，采取连续小流量提前取水方式，避免压裂时短时间内大规模取水，从而减小单位时间内取水冲击负荷。

(3) 压裂取水尽量安排在丰水期，减小取水对地表水环境的影响。

5.1.3 地下水防治措施分析论证

5.1.3.1. 源头控制措施

(1) 钻遇大型溶洞和地下暗河时，钻井液漏失一般比较严重。开工建设前应进一步开展水文地质条件勘察，查明地下溶洞、暗河分布情况，优化钻井施工工艺、泥浆体系等，对钻井过程中可能发生的泥浆漏失的情况，制定预防措施、应对方案，钻井过程中一旦发生漏失，采用清水强钻方式快速钻穿漏失层，或采取速凝水泥堵漏技术、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措施进行堵漏。

(2) 各开次钻井结束后的固井作业可有效封隔地层与套管之间的环空，固井作业应提高固井质量，可有效防止因为井漏事故造成的地下水环境污染。

(3) 施工期间应加强各类废水的管理，防止出现废水渗漏、外溢或废水储存设施垮塌等事故。

(4) 合理优化施工工序，减小废水储存周期。

5.1.3.2. 分区防渗

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。

项目所在区域包气带岩性为黄土层和灰岩，包气带防污性能为弱。

项目所在区域包气带防污性能为弱。钻井、钻井液循环罐、钻井液储备罐、柴油动力机、发电机、柴油罐、盐酸罐、压裂液罐、配液撬、压裂泵、软体罐等钻井、储层改造设施设备布置在地面上，易于观察到污染物泄漏和处置，污染控制程度为“易”。放喷池为半地下式钢筋混凝土结构，难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、COD、石油类、氯化物、钡等。参考《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)和《非常规油气开采污染控制技术规范》(SY/T 7482-2020)相关要求,钻机基础区、钻井液循环系统区(包括循环罐、储备罐等)、放喷池、软体罐、柴油罐区、油基岩屑暂存区、危险废物贮存库、盐酸罐区、柴油动力机和发电机等区域为重点防渗区,原辅材料暂存区、水基岩屑暂存区等为一般防渗区域。项目分区防渗要求见表 5.1-3,分区防渗示意图见附图 26、附图 27。

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
钻机基础区	重点防渗	等效黏土防渗层 $Mb \geq 6.0m$, $k \leq 1 \times 10^{-7} cm/s$; 或参照 GB18598 执行
钻井液循环系统区	重点防渗	
放喷池	重点防渗	
软体罐	重点防渗	
柴油罐区	重点防渗	
盐酸罐区	重点防渗	
油基岩暂存区	重点防渗	
危险废物贮存库	重点防渗	
柴油动力机、发电机	重点防渗	
压裂液罐区、配液撬、压裂泵区域、供液撬	重点防渗	
水基岩屑暂存区	一般防渗区	等效粘土防渗层 $Mb \geq 1.5m$, $K \leq 1 \times 10^{-7} cm/s$; 或参照 GB16889 执行
原辅材料暂存区	一般防渗区	

5.1.3.3. 应急响应

建设单位应加强对软体罐和其他废水、物料暂存设施防渗情况的巡视,一旦发现泄露及时采取补救措施,转移暂存的废水和其他物料,对渗漏部位进行修复,或更换储存设施,经承压试验合格后方可再次使用,避免再次发生泄漏事故,同时加强跟踪监测,一旦发现周边饮用泉点水质超标,应及时查找原因并进行修复,停止从饮用泉点取水,直至水质恢复正常。同时,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,保证正常用水。

5.1.3.4. 跟踪监测

施工期采取地下水应急监测措施，在井场西侧，地下水流向下游设一个监测井，监测项目为 pH、耗氧量、氨氮、硫酸盐、氯化物、挥发酚、石油类等。特殊情况或发生污染事故，可能影响地下水水质时，应根据需求增加采样监测频次，并根据实际情况增加监测项目。

通过以上措施可有效预防地下水污染，措施可行。

5.1.4 大气污染防治措施分析论证

(1)施工扬尘

对易扬散材料的运输要采取包封措施，最大程度的减少撒落现象；

加强施工场地的防尘洒水，洒水频率视天气及具体情况而定；

临时性用地等使用完毕后要及时恢复植被；

在装卸材料时应规范作业，文明施工，减少扬尘的产生；

严禁施工现场搅拌混凝土，项目应使用商品混凝土，严禁施工现场搅拌混凝土；运输车要采取密闭运输，防止撒漏；进出场地口道路应进行硬化，严禁超载。

(2)施工机具尾气影响减缓措施

燃油机械使用优质燃料。

定期对燃油机械、消烟除尘等设备进行检测与维护，保持正常运行状态。

运输车辆要统一调度，避免出现拥挤，尽可能正常装载和行驶。

加强对施工机械管理，科学安排其运行时间，严格按照施工时间作业，不允许超时间和任意扩大施工路线。

(3)燃油废气

钻井期采用网电供电，备用的柴油发电机、柴油动力机等设备使用符合国家标准的柴油，产生的大气污染物浓度低，柴油机发电机设备均为成套产品，经自带的排气筒排放，污染物排放量小。

(4)测试放喷废气

测试放喷时，页岩气在放喷池内经 1m 高对空短火焰燃烧器点火燃烧后排放，放喷池正对燃烧筒的墙高约 3.5m，厚 0.5m，其余墙厚 0.25m，内层采用耐火砖修建。该技术在钻井工程中广泛应用，技术成熟可靠，措施可行。压裂测试阶段，进一步优化测试放喷工艺，尽量减少测试频次和时

长；测试放喷时，页岩气在放喷池内经 1m 高对空短火焰燃烧器点火燃烧后排放，确保废气满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）无组织排放限值要求。

（5）食堂油烟

临时生活区设食堂一座，食堂油烟通过油烟净化器处理后经专用烟道引至所在建筑物楼顶排放，确保满足《饮食业油烟排放标准（试行）》（GB18483-2001）表 2 最高允许排放浓度限值要求。

5.1.5 噪声控制措施分析论证

噪声控制首先是管理，施工单位必须选用符合国家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，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。

对高噪声设备采取消声、隔声、基础减振等措施降噪，备用柴油机、发电机自带隔声罩，排气筒上自带高质量排气消声器降噪，同时，底座安装减振垫层，泥浆泵、振动筛等采取基础减振措施降低噪声。合理布局，将高噪声设备尽量靠近场地中间布置，并将材料堆放间等布置在井场外围，增加衰减距离和建筑隔声。

钻井、储层改造作业噪声对井场附近居民点会造成一定的影响，由于钻井、储层改造作业为野外作业，针对高噪声设备进行降噪处理技术上和经济合理性上难度较大，钻井、储层改造作业时应进一步优化施工工艺，缩短施工期，优化作业时段（如压裂作业时避免午休时间），钻井、储层改造作业时，若附近居民点噪声超标，可在井场周围靠近居民点的一侧设置临时声屏障，或将超标居民点门窗更换为隔声门窗，或对受影响居民采取临时避让的方式等措施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。

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，可一定程度降低噪声，测试放喷噪声影响是暂时的。

地面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。运输车辆途经敏感点时应限速、禁鸣。

施工期噪声影响是暂时性的，施工结束后影响即消失。通过以上措施，

施工期对声环境的影响是可以接受的。

5.1.6 固废处置及综合利用可行性分析

5.1.6.1. 普通钻井岩屑

本项目导管、一开段采用清水钻进，清水岩屑产生量为 3129m³，二开直井段采用水基钻井液钻进，水基岩屑约 524m³，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。水基岩屑不落地系统工艺流程见图 5.5-1。

图 5.5-1 岩屑不落地系统工艺流程图

清水岩屑、水基岩屑应满足《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，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。

压滤后岩屑采用装载机短距离转运至暂存池，装载机转运时，应加强操作人员环保意识，确保岩屑不落地，严格管理，岩屑堆存高度不可超过围墙高度。在水基岩屑暂存区储存量达到 80%以前应及时对处理后的滤饼进行综合利用，避免因暂存池储存空间不足导致滤饼露天堆放。结合本项目不落地系统实际运行情况，滤饼在不落地系统至暂存池转运途中容易发生散落、地漏等现象，因此要求及时清理滤饼转运途中撒落的部分，暂存池均采用砖混结构并做好防雨、防渗处理，避免雨水对滤饼产生冲刷。在采取上述措施后，处理后的水基岩屑(滤饼)其收集、转运、暂存、运输过程中均不会对周围环境产生二次污染。

根据建设单位提供的说明（附件 17），本项目钻井施工单位为中石化华东石油工程有限公司，中石化华东石油工程有限公司与任丘市绿邦环保科技有限公司签订有泥浆不落地工程服务合同（附件 18），由任丘市绿邦环保科技有限公司进行岩屑和泥浆的不落地随钻处理，处理后的岩屑由任丘市绿邦环保科技有限公司委托贵州诺客环境科技有限公司综合利用（协议见附件 19）。

贵州诺客环境科技有限公司在遵义市播州西南水泥有限公司厂区内利用水泥窑年处置 10 万吨危废、10 万吨一般固废，一般固废主要为污染

土和水基岩屑，该项目于 2022 年 1 月 30 日取得贵州省生态环境厅环评批复（见附件 20），2022 年 10 月 20 日通过竣工环境保护验收（见附件 21），目前运行正常。本项目普通岩屑产生量总计约 3653m³，产生量不大，贵州诺客环境科技有限公司完全可满足本项目处置需求。

本项目清水岩屑、水基岩屑交贵州诺客环境科技有限公司制水泥或者交其他手续齐全的一般固废处置单位进行综合利用，能实现清水岩屑、水基岩屑的无害化，解决最终处置问题，同时实现废弃物回收利用，具有重要的环保效益、社会效益和经济效益，对清水岩屑、水基岩屑进行综合利用在页岩气钻井中应用广泛，广泛应用，技术成熟可靠，措施可行。

若企业自身加工利用水基岩屑，应符合国家行业技术政策和相关环保要求；利用水基岩屑加工制作成产品外售，应符合产品质量标准。无害化填埋水基岩屑，其填埋场所应符合《土壤污染防治行动计划》、《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。

5.1.6.2. 危险废物处置

（1）处置要求

本项目施工期产生的危险废物包括油基岩屑、废油、沾染矿物油的废防渗材料，其中废油由井队综合利用或交由有相应危险废物处置资质的单位进行处置，油基岩屑、沾染了废矿物油的废防渗材料交由有相应危险废物处置资质的单位进行处置。危险废物的收集、临时储存和转运应满足《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》、《危险废物贮存污染控制标准》(GB18597-2023)、《危险废物收集 贮存 运输技术规范》(HJ2025-2012)、《危险废物转移管理办法》(生态环境部、公安部、交通运输部令第 23 号)等相关要求：

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、场所及其它物品转作它用时，应消除污染，确保其使用安全。

B、危险废物贮存

油基岩屑暂存区、危险废物贮存库严格按照《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）采取必要的防风、防晒、防雨、防漏、防渗、防腐以及其他环境污染防治措施，按照《危险废物识别标志设置技术规范》（HJ 1276-2022）及《环境保护图形标志—固体废物贮存（处置）场》（GB 15562.2-1995）修改单要求，规范设置标识标牌。应根据危险废物的类别、数量、形态、物理化学性质和污染防治等要求设置必要的贮存分区，避免不相容的危险废物接触、混合。

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，危险废物公路运输应按照《道路危险货物运输管理规定》（交通运输部令 2023 年第 13 号）执行。

D、危险废物转移

按照《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），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。

（2）废油处置措施

柴油罐区、柴油动力机和发电机四周设置围堰，并各设 1 座 1×1×0.2m 的废油收集池收集跑冒滴漏的废油，在井场危险废物贮存库设置 2 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制油基钻井液，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。

（3）废防渗材料处置措施

场地清理时拆除的原防渗区域为防止矿物油等污染土壤和地下水而铺设的防渗材料等（如油罐区防渗膜），若沾染废矿物油，属于危险废物

(HW08)，临时暂存在危险废物贮存点，最终交由有相应危险废物处置资质的单位进行处置，若未沾染废矿物油，则按一般固废进行处置。

(4) 油基岩屑处置可行性分析

根据建设单位提供的说明（附件 17），本项目钻井施工单位为中石化华东石油工程有限公司，中石化华东石油工程有限公司与贵州绿诺环保科技有限公司签订有油基岩屑处理协议（见附件 22），贵州绿诺环保科技有限公司具有油基岩屑处置资质（危险废物经营许可证编号：5203220004，见附件 23），HW08 废矿物油与含矿物油废物（072-001-08）核准处置规模为 90000 吨/年。本项目油基岩屑（072-001-08）仅在施工期二开斜井段、水平段钻井时产生，且随着钻井的结束而停止产生，本项目产生量约 4880t，产生量不大，仅占贵州绿诺环保科技有限公司油基岩屑处置能力的 5.42%，采取分批分次转运处置，不会对贵州绿诺环保科技有限公司处置能力产生影响。本项目油基岩屑交贵州绿诺环保科技有限责任公司处置可行。

本项目油基岩屑在油基岩屑暂存区采用吨桶暂存，暂存区严格按照《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）采取必要的防风、防晒、防雨、防漏、防渗、防腐以及其他环境污染防治措施，分批次外运至贵州绿诺环保科技有限责任公司或其他有相应危险废物处置资质的单位进行处置，采用转运五联单制度，确保油基岩屑按照规定交有资质单位处置，现场临时暂存时间不得超过 1 年。

5.1.6.3. 废包装材料

本项目产生的废包装材料由厂家或有回收资质的单位回收。

5.1.6.4. 压裂返排液絮凝沉淀污泥

压裂返排液收集后采用“混凝沉淀+杀菌”处理后回用于压裂工序，压裂返排液处理过程中将产生絮凝沉淀污泥。

根据《中石化重庆页岩气有限公司南川区块页岩气采出水循环处理系统污泥危险废物特性鉴别报告》，表明南川区块页岩气采出水循环处理系统脱水污泥不具有危险特性，不属于危险废物。南川区块页岩气采出水循环处理系统采用混凝沉淀工艺处理南川区块页岩气开采返排液以及采出水，处理后回用于页岩气井压裂工序配制压裂。本项目压裂返排液与南川

区块页岩气采出水循环处理系统处理的废水成分类似，添加的絮凝剂和助凝剂种类一致，因此，参考《中石化重庆页岩气有限公司南川区块页岩气采出水循环处理系统污泥危险废物特性鉴别报告》，本项目压裂返排液回用处理过程中产生的絮凝沉淀污泥不属于危险废物，凝沉淀污泥按照一般工业固体废物进行处置或资源化利用，本项目交贵州诺客环境科技有限公司利用遵义市播州西南水泥有限公司厂区水泥窑协同处置。

5.1.6.5. 生活垃圾处置

施工期生活垃圾集中收集，定期由环卫部门统一清运处置，生活垃圾处理措施可行。

5.1.6.6. 土石方

工程总挖方量小，土石方平衡，对周边环境影响较小。

5.1.7 土壤环境保护措施

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

(1) 源头控制

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

(2) 过程防控

1)井场采取分区防渗措施，原辅材料堆存区设置遮雨棚及围堰，地面铺设防渗膜，因此只要加强原辅材料的管理，就可以有效避免污染物泄漏污染土壤。钻井期设 2 个柴油罐，每个 10m^3 ，临时存储钻井用柴油，最大储存量 17t，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 8 个盐酸储罐，每个储罐 10m^3 ，临时储存量一般为 80m^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。加强对井场内井口区域等重点防渗处理区域的巡查及管理，确保各构筑物的防渗措施发挥作用，避免污染物渗入土壤而产生污染影响。

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。

5.1.8 生态环境保护措施

(1) 生态环境影响减缓措施

①施工前，工程占地应按国家和地方有关规定依法履行手续，尽量减少临时占地面积，严格按照用地范围施工，减少施工影响范围，缩短施工期，减少土壤裸露时间。

②土石方开挖、回填应避开大雨天与大风天气，开挖产生的土石方堆放时采用土工布覆盖，开挖结束后及时用于井场周边场地平整，并采取绿化措施，减少水土流失量。

③井场前场压实并铺设碎石面层，井场后场及各构筑分区硬化，防止雨水冲刷，井场周边设置临时截排水沟。

④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。

⑤对因项目建设过程中形成的裸露地表，应及时采取绿化措施，选择适宜当地生长的乔灌木及草本品种。

(2) 施工迹地恢复

a、施工迹地恢复要求

施工结束及时拆除临时生活区、工棚等临时设施，对施工区形成的裸地要及时进行复垦或生态恢复，场地内建筑物垃圾、生活垃圾等固体废物清扫干净后，施工单位方可退场，防止工程弃渣挤占植被生存空间。

b、生态恢复措施

施工结束后，除保留井场、放喷池、清水池、井场道路作为后续勘探开发设施外，其余占地全部进行复垦或生态恢复。土地复垦应遵循“谁破坏，谁复垦”的原则，严格按照《土地复垦条例》（国务院令第 592 号）的要求，编制项目土地复垦方案，进行土地复垦，使其恢复到可供利用状态，并优先用于农业。占用耕地的，尽量恢复为耕地，占用林地的，尽量恢复为林地，井场边坡等坡度较大，不易于恢复为耕地、林地的区域，应采取工程措施，防止水土流失，同时播撒草籽等措施进行生态恢复。

施工期结束后生态恢复措施示意图见附图 7。

（3）植物多样性及植被保护措施

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

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

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

（4）对陆生野生动物的保护对策

施工期保护措施如下：

①对两栖类、爬行类动物的保护措施

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

b.在施工过程中如发现两栖类动物应停工避让或人工放逐到施工区外。

c.不得人为损伤、捕捉爬行类动物。

②对鸟类与兽类的保护措施

a.合理安排工作时间，使用低亮度的灯具或采用遮光措施，将光线限

制在需要的区域，避免不必要的照明，选择使用光污染友好型灯具，减少向上散射的光线，减少对夜间天空的干扰，降低对周边环境的影响。

b.施工过程中使用降噪设备，降低噪声影响范围。

c.利用标牌、指示牌等宣教手段，开展宣传教育工作。

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

e.运输车辆以无鸣笛方式在评价范围运行，减少对鸟类与兽类的干扰。

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

（5）对重点保护野生动植物的保护

施工过程中若发现重点保护野生植物时，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。

施工中如发现重点保护野生动物，不得随意捕杀和伤害，应及时向林业部门和环境保护部门报告，并加以保护。

（6）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。

（7）对森林生态影响减缓措施及建议

①要采取有效措施预防森林火灾

在项目建设施工期间，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。

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。重点是临时占地范围内的植被恢复。树种的选择应以该地区的优势树种为主，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。

（8）开展宣传教育及培训工作

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

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

（8）公益林、天然林、永久基本农田影响减缓措施

本项目不占用公益林、天然林、永久基本农田，但评价范围内有天然林、公益林、永久基本农田分布。严禁向公益林、天然林、永久基本农田内排放废水、固体废物，合理选择物料、废水、固体废物堆存位置，同时做好防渗措施，防止外泄，减小对公益林、天然林、永久基本农田的影响。

发生火灾爆炸时，可能引起周边林地起火，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。

5.1.9 热辐射污染防治措施

本项目在测试放喷阶段页岩气在放喷池内点火燃烧，应优化放喷流程，尽量缩短放喷时间，在放喷前清理放喷池周边 50m 范围内的植被，放喷池周边 20m 处设置警戒线，严防不相关人员靠近，放喷池 3 面采用耐火砖墙，喷射火对面墙高 3.5m，可减少热辐射影响，同时在放喷池内储存约 1.5m 深的清水，有利于燃烧废气的扩散和减少热辐射污染。该技术在油气勘探开发中广泛应用，技术成熟可靠，措施可行。

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

运营期井下作业时，作业队伍自带废水收集罐收集井下作业废水，废水收集罐下铺防渗膜，井下作业废水回用工区页岩气平台压裂工序。运营期，集气站站设置 1 座 40m³ 采出水罐、1 座 20m³ 采出水罐暂存采出水，采出水依托采出水处理站处理达标后排放。

本项目运营后，若上坝污水处理厂页岩气返排液及采出水处理工程已建成，同时，真页 1 平台至上坝污水处理厂采出水管线已全线连通建成，则采出水管输至上坝污水处理厂处理。若上坝污水处理厂页岩气返排液及采出水处理工程已建成，但真页 1 平台至上坝污水处理厂采出水管线未全线连通，则采出水由罐车转运至上坝污水处理厂处理。上坝污水处理厂页岩气返排液及采出水处理工程未建成前，转运至南川区块页岩气采出水处理站处理。

上坝污水处理厂位于道真仡佬族苗族自治县上坝土家族乡，处理能力为 4000m³/d，于 2015 年建成投运，2023 年进行提标改造，采用“粗格栅+调节池+细格栅及沉砂池+AAO 生化池+斜管沉淀池+砂滤池+紫外消毒”工艺，目前实际处理污水量约 1500m³/d，尾水满足《城镇污水处理厂污染物排放标准》（GB18918-2002）一级 A 标准后排入玉溪河。目前，上坝污水处理厂正在进规划建设具备 500m³/d 处理能力的页岩气返排液及采出水处

理工程，主要负责处理道真区块页岩气勘探开发过程中产生的压裂返排液和采出水，采用“调节池—气浮机—芬顿反应池—絮凝沉淀池—双碱软化装置—砂滤膜—UF 膜—清水池—两级 NF 膜分离—RO 膜浓缩—三效蒸发装置—排放池”的工艺，压裂返排液和采出水经该工程预处理后，再进入上坝污水处理厂现有污水处理流程处理达标后排放。上坝污水处理厂拟建的页岩气返排液及采出水处理工程已取得环评手续（见附件 11，遵义市生态环境局关于道真自治县上坝污水处理厂建设项目(变更)“二合一”环境影响报告书的批复），预计 2025 年 12 月可建成投运，中石化重庆页岩气有限公司（华东油气分公司下属单位，本项目建成后运营单位）与中黔环境技术有限公司（上坝污水处理厂运营单位）签署有废水处理合作备忘录（见附件 13），该工程建成后，本项目依托上坝污水处理厂处理是可行的。

若上坝污水处理厂页岩气返排液及采出水处理工程未建成，则将采出水由密闭罐车转运至南川区块页岩气采出水处理站处理。南川区块页岩气采出水处理站位于重庆市南川区水江镇黄泥村，由中石化重庆页岩气有限公司负责运营管理，中石化重庆页岩气有限公司为华东油气分公司下属单位。南川区块页岩气采出水处理站主要处理页岩气勘探和开发过程中产生的压裂返排液和采出水，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，总设计处理规模 $1400\text{m}^3/\text{d}$ ，一期、二期、三期工程环保手续齐全（附件 14、附件 15），均已完成竣工环境保护验收，目前整体运行正常，可实现稳定达标排放，日处理废水约 $900\text{m}^3/\text{d}$ ，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，压裂返排液、采出水经处理后达到《污水综合排放标准》(GB8978-1996)一级标准后排入鱼泉河。本项目运营期采出水产生量为 $70\text{m}^3/\text{d}$ ，目前，南川区块页岩气采出水处理站每天尚有 500m^3 的处理余量，同时该站设有总容积约 600m^3 的收集池暂存废水。道真区块页岩气采出水转运至南川工区内部压裂回用或南川区块页岩气采出水处理站处理已得到遵义市生态环境局道真分局和重庆市南川区生态环境局同意（附件 16）。综上，本项目采出水转运至南川区块页岩气采出水处理站处理是可行的。

运营期应对采出水罐、站内采出水管线进行定期检查，防止采出水泄漏，同时加强对采出水产生情况的监控，根据采出水产生情况，及时转运采出水，做好转运台账，加强采出水转运过程中的环境管理，防止发生污染事故。采出水罐车转运过程中采取以下措施防止污染事故：

①加强运输管理工作，确保运输安全，使用专用的密闭罐车进行转运，严禁“跑、冒、滴、漏”，严禁造成次生环境污染事故；

②建立与当地政府相关部门的联络机制，保障信息畅通，主动接受主管部门的监督管理；

③对废水转运车辆实施登记管理制度，每台车均安装 GPS，并纳入监控系统；

④转运过程做好转运台账，严格实施交接清单制度；

⑤定期对转运车辆进行安全检查，确保转运车辆性能完好；

⑥加强对运输司机的安全教育，严格遵守交通规则，严禁超载、超速，避免交通事故发生；

⑦转运车辆行驶至河流（含河沟、塘堰等）较近位置或者穿越河流（含河沟等）的道路时，放慢行驶速度，观察并安全通过；

⑧废水转运避开大雾、暴雨等恶劣天气；

⑨合理选择转运路线，尽量避开环境敏感区，降低环境风险；

⑩制定转运过程中的环境风险防范措施和应急预案，定期对工作人员进行培训，提升转运过程中出现环境风险的应对能力。

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，集气站工艺、管道、设备等区域采取相应措施，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限度。采出水依托采出水处理站处理达标后排放。

(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，根据

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，参照提出防渗技术要求。

本项目所在区域包气带防污性能为弱。

采出水罐体布置在地面上，易于观察到污染物泄漏和处置，污染控制程度为“易”。本项目污废水主要污染物为 COD、氯化物、钡等。

由以上分析，并结合导则表 7 分析，本项目采出水罐区、危险废物贮存库、放喷池为重点防渗区，站场其他区域为简单防渗区。项目分区防渗要求见表 5.2-1，分区防渗示意图见附图 28。

表 5.2-1 集气站各构筑物防渗要求一览表

构筑物名称	防渗分区	防渗技术要求
危险废物贮存库	重点防渗	等效黏土防渗层 $Mb \geq 6.0m$, $k \leq 1 \times 10^{-7} cm/s$; 或参照 GB18598 执行
放喷池	重点防渗	
采出水罐区	重点防渗	
站场其他区域	简单防渗区	一般地面硬化

(3) 应急响应

建设单位应加强对采出水罐、站内采出水管线的巡视，一旦发现泄露及时采取补救措施，转移暂存的废水，对渗漏部位进行修复，或更换储存设施，经承压试验合格后方可再次使用，避免再次发生泄漏事故，同时加强跟踪监测，一旦发现周边饮用泉点水质超标，应及时查找原因并进行修复，停止从饮用泉点取水，直至水质恢复正常。同时，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，保证正常用水。

(4) 跟踪监测

根据项目所在区域地下水赋存特征、地下水走向、补径排关系以及监控井布置的难易程度，结合地形及位置关系，以及井场地下水环境现状调查评价及污染预测评价结果，按照《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ10-2016)相关要求，设置地下水环境跟踪监测点 3 个，见表 5.2-2。

表 5.2-2 地下水监测计划表

环境要素	监测点	监测因子	监测频次	监测时段
地下水	Q10 (平台上游泉点)、 Q1 (平台下游泉点)、	pH 值、挥发性酚类、耗氧量、 氨氮、硫化物、氯化物、石油	半年一次	定期

环境要素	监测点	监测因子	监测频次	监测时段
	Q3（平台下游泉点）	类、总硬度、溶解性总固体、钡、汞、砷、六价铬等		

按跟踪监测计划对地下水环境进行跟踪监测后，建设单位应按相关规定对监测结果及时建立档案，并按照国家环保部门相关规定定期向相关部门汇报并备案。如发现异常或发生事故，加密监测频次，并根据污染物特征增加监测项目，并分析污染原因，确定泄漏污染源，及时采取应急措施。同时将包括“建设项目特征因子的地下水环境监测值”在内的信息上报至相关部门。

5.2.3 大气污染防治措施

运营期加强日常巡检，保证集气站正常运行，减少放空频次，集气站放空废气通过高 15m，内径 0.15m 的放空立管进行排放。

5.2.4 噪声污染防治措施

运营期间，选用低噪声设备，生产分离器、分子筛脱水撬、采出水外输泵等设备采取基础减振，压缩机采取基础减振、安装隔声罩等措施，加强对各类生产减小对周围声环境的影响。

运营期间，尽量避免在夜间放空，天然气放空前，应事先及时通知站场附近居民，取得居民谅解，根据《放空工艺操作规范》，放空管周围 50m 范围内不得有人员靠近。

5.2.5 固体废物污染防治措施

废分子筛由厂家更换时回收处置，废砂石附着于除砂器内件由厂家更换内件时回收处置。废润滑油交由有相应危险废物处置资质的单位处置，废润滑油的收集、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。

5.2.6 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和灯光对周边野生动物的

影响，运营期应采取低噪声设备，使用低亮度的灯具或采用遮光措施，将光线限制在需要的区域，避免不必要的照明，选择使用光污染友好型灯具，减少向上散射的光线，减少对夜间天空的干扰，降低对周边环境的影响。

本项目退役后，除保留井口一定区域外，对其他全部区域因地制宜开展生态恢复，实施复耕复种或植草绿化。土地复垦工作应遵循“谁破坏，谁复垦”的原则，建设单位需严格按照《土地复垦条例》(国务院令第 592 号)的要求，编制项目土地复垦方案，进行土地复垦，使其恢复到可供利用状态。退役期结束后生态恢复措施见附图 8。

5.2.7 土壤污染防治措施

运营期废润滑油在危险废物暂存间暂存，危险废物暂存间应满足《危险废物贮存污染控制标准》(GB18597-2023)相关要求，加强运营期管理，保证废油不泄漏。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；加强采出水罐、站内管线的巡视，采用罐车转运废水时，加强罐车运输管理，保证废水不外溢；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。

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	施工废水处理	设 1 个 5m ³ 的储罐收集施工废水，经沉淀后回用于场地洒水	妥善处置，不外排	1
		钻井废水处理	钻井废水回用于钻井过程	妥善处置，不外排	计入总投资
		场地雨水处理	井场内外实施清污分流制度，井场四周设置截排水沟，井场外雨水随截排水沟就近排放，井场内主要设备区设置场内排污沟，场地雨水经场内排污沟收集至井口方井，通过高压临时软管输送至软体罐暂存，回用于压裂工序配制压裂液	清污分流减少废水量，减轻对环境的污染	计入总投资
		压裂返排液处理与利用	压裂返排液井间回用，最后一口井压裂返排液优先回用于其它钻井平台压裂工序配制压裂液，没有钻井平台可回用时，依托采出水处理站处理达标后排放	妥善处置	45
		洗井废水处理	排入配液罐暂存，用于配制压裂液，不外排	妥善处置，不外排	计入总投资
		生活污水	钻前工程、地面集输工程施工人员租住附近民房，不施工营地，生活污水利用当地污水处理设施处置。钻井期、储层改造期临时生活区设置化粪池 1 座，对生活污水进行收集处理	生活污水经化粪池处理后还田或交第三方环境治理公司进行清掏外运处置	4
	地下水	钻井工艺措施	采用近平衡钻井方式，导管段、一开段采用清水钻井，无任何添加剂，分段采用套管进行固井作业	防止钻井过程中钻井液漏失对浅层地下水水质产生严重不良影响	计入总投资
		井场分区防渗	钻机基础区、钻井液循环系统区（包括循环罐、储备罐等）、放喷池、软体罐、柴油罐区、油基岩屑暂存区、危险废物贮存库、盐酸罐区、柴油动力机和发电机等区域为重点防渗区，原辅材料暂存区、水基岩屑暂存区等为一般防渗区域	有效防止污染物泄露进入土壤和地下水，污染环境	计入总投资
		应急管理措施	出现井漏、污染物泄露时及时排查井场周边地下水饮用水	减小井漏对区域饮用水源	计入总投资

时期	环境因素	措施名称	工程内容及工程量	效果分析	投资估算
		施	源，如出现异常应立即采取补救措施	的影响	
		饮用井泉保障措施	若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	施工扬尘治理措施	设置专用洒水车定期洒水防尘	减轻施工扬尘对大气环境的影响	2
		施工机具尾气污染防治	使用优质燃料，定期对施工机具进行检测与维护，保持正常运行状态	对环境影响控制在可接受范围内	计入总投资
		燃油废气污染防治	采用网电供电，备用的柴油发电机、柴油动力机等设备使用符合国家标准柴油，使用设备自带的排气设备排放	对环境影响控制在可接受范围内	计入总投资
		测试放喷废气污染防治	页岩气在放喷池内经 1m 高对空短火焰燃烧器点火燃烧后排放	对环境影响控制在可接受范围内	计入总投资
		食堂油烟治理	食堂油烟通过油烟净化器处理后经专用烟道引至所在建筑物楼顶排放	对环境影响控制在可接受范围内	1
	噪声	源头降噪	选用低噪声的施工机械和工艺，对高噪声设备采取消声、隔声、基础减振等措施降噪	最大程度降低噪声源源强	计入总投资
		声环境保护目标防护	针对噪声超标的居民点，可在井场周围靠近居民点的一侧设置临时声屏障，或将超标居民点门窗更换为隔声门窗，或对受影响居民采取临时避让的方式等措施降低对周边居民的影响，同时加强宣传讲解，争取取得居民谅解	避免噪声扰民	10
	固体废物	普通钻井岩屑处置	设 1 套水基岩屑不落地随钻处理系统，设置水基岩屑暂存区 1 座用于临时暂存清水岩屑、水基岩屑，清水岩屑、水基岩屑最终资源化利用	资源化利用应满足国家行业技术政策和相关环保要求，油基岩屑妥善处置	185
		油基岩屑处置	设置油基岩屑暂存区一个，暂存区满足《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）相关要求，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	妥善处置	660
		压裂返排液絮凝沉淀污	絮凝沉淀污泥资源化利用	妥善处置	3

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
		泥处置			
		废防渗材料、废油处置	设 1 座危险废物暂存库暂存废防渗材料、废油，暂存库满足《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）相关要求，废防渗材料、废油交由有危险废物处置资质的单位进行处置	妥善处置	1
		废包装材料处置	由厂家或有资质的单位回收	妥善处置	/
		生活垃圾处置	临时生活区设 1 处垃圾收集点，定期由环卫部门统一清运处置	妥善处置	4
		土石方	工程土石方平衡	不产生弃土	计入主体工程投资
	生态环境	生态恢复	严格划定施工作业范围，严禁占用、破坏占地外植被，施工结束后搬迁施工设备，平整、清理施工场地，拆除临时生活区，对临时生活区占地进行生态恢复	恢复地表植被	60
	环境风险	环境风险防范	钻井及试气压裂过程中严格按照规范和设计施工；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；加强岩屑、废水等转运过程的风险管理	有效防范环境风险	40
运营期	废水	采出水处理	集气站站内置 1 座 40m ³ 采出水罐、1 座 20m ³ 采出水罐暂存采出水，采出水依托采出水处理站处理	减轻对环境的污染	2
		井下作业废水处理	作业队伍自带废水收集罐收集井下作业废水，废水收集罐下铺防渗膜，井下作业废水回用工区页岩气平台压裂工序	回用	计入运营投资
	废气	放空废气污染防治	依托现有放空立管进行放空	/	/
	噪声	源头降噪	选用低噪声设备，采取隔声、基础减振等措施降噪	最大程度降低噪声源源强	10
		放空噪声治理	加强日常巡检，减小放空频次	减小放空频次	
	固体废	废润滑油处	设 1 座危险废物暂存库暂存废润滑油，暂存库满足《危险	现场无跑冒滴漏，妥善处置	1

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
	物	置	废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）相关要求，废润滑油交由有危险废物处置资质的单位进行处置		
		废分子筛、废砂石处置	废分子筛由厂家更换时回收处置，废砂石附着于除砂器内件由厂家更换内件时回收处置	现场无排放	计入运营投资
	环境风险	环境风险防范	集气站站场四周设不低于 2.2m 的非燃烧材料围墙或围栏；设截断阀、自控系统、设置警示标志，根据安全评价划定安全防护距离，制定突发环境事件应急预案，并加强演练	有效防范环境风险	10
投资合计					1039

6 环境影响经济损益分析

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:

$$H_T = \sum_{i=1}^m \sum_{j=1}^n X_{ij} + \sum_{k=1}^Q A_k$$

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 1039 万元。

6.2 社会效益

本项目属于页岩气产能建设工程,项目实施对于缩小工业用气缺口、提高民用气压力和保证率以及增加项目区居民收入,具有重要的社会效益。立足于本项目基础数据可对区域内气藏进行开采,项目的建设对改善区域能源结构,促进经济发展,改善环境质量具有重要的影响;对改善当地的经济条件,调整当地的燃料结构,减轻大气环境污染有一定作用;工程的实施可增加当地部分居民(通过承担施工作业)收入。因此,本项目的建设具有良好的社会效益。

6.3 环境效益

天然气利用可减少环境空气污染物的排放量，研究表明以天然气置换煤作燃料，每利用 $1 \times 10^8 \text{m}^3$ 天然气可减少 SO_2 排放量约 1210t，减少 NO_x 排放量约 1650t，减少烟尘排放量约 4070t。使用天然气环境效益明显。

6.4 环境经济效益分析

6.4.1 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，本次采用环境保护投资比例系数 H_z 、环境经济系数 J_x 对本项目环境经济效益进行评价，各项指标所表述的意义及数学模式详见表 6.4-1。

表 6.4-1 主要环境经济损益指标一览表

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

6.4.2 环境经济损益分析

本项目运营期环保费用主要包括采出水委托处理、固体废物委托处置和环保设施的运行、维护、管理费用、折旧费用等，每年投入的环保费用约 130 万元，因有效的环保措施而挽救的损失费用主要为避免“三废”排污费、罚款等，避免“三废”排污费参考《中华人民共和国环境保护税法》以及《贵州省大气污染物和水污染物环境保护税适用税额的方案》估算，罚款参考《中华人民共和国水污染防治法》、《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》、《中华人民共和国噪声污染防治法》等估算，计算结果见表 6.4-2 和表 6.4-3。

表 6.4-2 环保工程所挽回的损失费用 单位：万元

序号	项目	挽回的经济损失(避免“三废”排污费、罚款等估算)
1	废水处理	100
2	固体废物处置	100
3	噪声治理	20
合计		220

表 6.4-3 主要环境经济指标表

序号	名称	单位	指标
1	总投资	万元	15000
2	环保投资	万元	1039
3	环保投资与总投资之比	%	6.93
4	环境效益系数	%	1.69

6.4.3 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 6.93%，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 1.69，即每投入 1 万元的环保费可挽直接回经济损失 1.69 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 环境管理要求

7.1.1 施工期环境管理要求

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

由于本项目涉及钻前工程、钻井工程、储层改造工程和油气集输工程及运营五个阶段，建设单位应设专人负责监督不同施工单位在各自实施阶段过程中的环境保护工作，同时监督施工单位落实环境保护措施。在施工承包合同中，应该包括有关环境保护条款，如生态保护措施、水土保持措施、施工设备排放的废气及噪声控制措施和环境保护目标、环境监控措施、环保专项资金的落实等。

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

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

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

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

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

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

(7) 在施工期间严禁破坏作业带外植被，挖掘土石方应堆放在适当场所，并修建挡拦设施防止水土流失。

7.1.2 运营期环境管理要求

本项目建成后由建设单位管理，建设单位已建立有一个较完善的健康、安全与环境管理体系（HSE），设置有安全环保部，负责环境的管理。运营期间，安全环保部的基本任务是负责组织、落实、监督企业的环保工作，主要职责如下：

(1) 贯彻执行国家环境保护的方针、政策。

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

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

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

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

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

(7) 建立环境管理台账，制定重大环境因素的整改方案和计划，并检查其落实情况；建立环保设备台账，制定主要环保设备的操作规程及安排专门操作人员，建立重点处理设备的“环保运行记录”等。

(8) 主管环保人员应参加生产调度和管理工作会议，针对生产运行

中存在的环境污染问题，向公司领导和生产部门提出建议和技术处理措施。

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

7.1.3 退役期环境管理要求

根据《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函〔2019〕910号），工程设施退役，建设单位或生产经营单位应当按照相关要求，采取有效生态环境保护措施。同时，按照《中华人民共和国土壤污染防治法》、《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)的要求，对永久停用、拆除或弃置的各类井、管道等工程设施落实封堵、土壤及地下水修复、生态修复等措施。因此，项目退役后应按照《废弃井封井回填技术指南（试行）》《中国石化井控管理规定》（中国石化油〔2015〕374号）相关规定组织实施封井作业，并设置醒目的警示标志，加以保护，防止人为破坏和气体泄漏污染及发生环境风险事故，防止破坏生态环境。

7.2 企业环境管理

7.2.1 HSE 管理体系

中国石油化工股份有限公司华东油气分公司始终坚持“安全第一、预防为主”指导思想，坚持体系思维，积极开展 HSE 管理提升行动，持续推进油气田 HSE 管理系统化、规范化、科学化，制定有《HSE 管理体系手册》，该手册融合了《中华人民共和国安全生产法》、《中国石油化工集团有限公司 HSE 管理体系手册》、《国内上游 HSE 管理体系评分细则》、《环境管理体系要求及使用指南》、《职业健康安全管理体系要求及使用指南》、《企业安全生产标准化基本规范》等法律法规、制度规范有关要求，能够满足油气田 HSE 管理要求。

本项目纳入中国石油化工股份有限公司华东油气分公司 HSE 管理体系。

7.2.2 管理机构及职责

(1) 组织机构

①中国石油化工股份有限公司华东油气分公司设立有 HSE 委员会，委员会主任由主要负责人担任，HSE 委员会下设 HSE 委员会办公室。

②设立 HSE 分委员会，HSE 分委员会主任由分管负责人担任，HSE 分委员会下设 HSE 分委员会办公室。

③设置专职安全环保管理机构，具备安全环保、督查检查、职业卫生等管理职能。

④设置安全督查、环境监察和职业病防治、环境监测机构，提供专业技术支撑。

⑤直属单位设立 HSE 委员会，委员会主任由本单位主要负责人担任。

⑥直属生产单位设置专职安全环保管理机构，直属非生产单位设置具有安全环保管理职能的部门或配备专职安全环保管理人员。

（2）HSE 队伍

①中国石油化工股份有限公司华东油气分公司、直属生产单位配置安全总监，协助分管领导对 HSE 第一责任人负责，履行 HSE 委员会办公室主任职责，列席领导班子相关会议，推进 HSE 管理体系建设。

②配置安全生产相关专业副总师，协助业务分管领导抓好 HSE 工作，督促职能部门履行 HSE 职责。

③中国石油化工股份有限公司华东油气分公司、直属单位 HSE 管理机构配置具有 HSE 从业资格的管理人员。

④体系运行部门、要素主管部门应明确体系（要素）运行管理员，要素主管人员应参加内审培训并取证。

⑤基层生产单位配置专（兼）职安全环保监督管理员。

（3）HSE 机构职责

①HSE 委员会统筹 HSE 管理体系的建设和运行管理，明确体系要素主管和责任部门，建立完善体系要素监测、报告、分析、持续改进工作机制，并纳入一体化管理。

②HSE 分委员会负责业务领域的 HSE 管理工作，协助 HSE 委员会对要素主管部门实施监督检查，为 HSE 管理体系运行、纠偏提供专业支撑。

③HSE 委员会办公室负责 HSE 管理体系运行的监督管理，组织 HSE 管理体系审核，指导和监督体系的有效运行；当法律法规、部门职责发生

变化时，及时修订完善 HSE 责任制。

④HSE 管理体系要素主管部门负责相应要素的运行、纠偏和持续改进；要素责任部门应在业务流程、规章制度、工作表单中，落实 HSE 管理体系要求。

⑤安全督查大队、环境监察大队负责结合 HSE 管理体系运行要求，对所有生产、经营和施工现场，特别是重点场所、直接作业环节实施全覆盖、全过程 HSE 督查。

⑥职能部门、直属单位按照职责分工，落实业务领域的 HSE 管理工作，将本单位（部门）HSE 职责分解到各级岗位，并监督落实。

7.2.3 环境管理制度

中国石油化工股份有限公司华东油气分公司根据生产运行和管理需要，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，形成了一系列标准化建设规范，有效保障了绿色安全开发，制定的主要环境管理制度有《华东石油局 华东油气分公司领导班子成员及机关部门环境保护责任制》、《华东石油局 华东油气分公司环保隐患管理办法》、《华东石油局 华东油气分公司合资合作企业生态环境保护管理实施细则》、《华东石油局 华东油气分公司承包商 HSSE 业绩考核管理办法》、《华东石油局 华东油气分公司危险化学品管理规定》、《华东石油局 华东油气分公司环境保护管理办法》、《华东石油局 华东油气分公司建设项目环境保护管理实施细则》、《华东石油局 华东油气分公司突发环境事件风险与应急管理实施细则》、《华东石油局 华东油气分公司污染防治管理办法》、《华东石油局 华东油气分公司生态保护管理细则》、《华东石油局 华东油气分公司清洁生产管理办法》等。

7.2.4 环境管理台账

建设单位应根据《陆上石油天然气开采行业危险废物环境管理指南》、《一般工业固体废物管理台账制定指南（试行）》、《危险废物管理计划和管理台账制定技术导则》等文件要求，建立“三废”台账、转运联单等环保资料台账，如实记录废物的种类、数量、流向、贮存、利用、处置等信

息；并借助 HSE 信息平台 and 环保数据信息系统，定期上报固废、废水等数据、报表，落实《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》第三十六条关于建立工业固体废物管理台账的要求。

7.2.5 后评价管理要求

根据《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函〔2019〕910 号）：陆地区块产能建设项目实施后，建设单位或生产经营单位应对地下水、生态、土壤等开展长期跟踪监测，发现问题应及时改正。项目正式投入生产或运营后，每 3~5 年开展一次环境影响后评价，依法报生态环境主管部门备案。按要求开展环评的现有滚动开发区块，可以不单独开展环境影响后评价，法律法规另有规定的除外。

7.3 污染物排放清单

(1) 废水

本项目运营期集气站为无人值守型，无生活污水产生。废水主要为集气站产生的采出水及气井维修等产生的井下作业废水，井下作业废水回用于建设单位页岩气平台压裂工序配制压裂液，采出水依托采出水处理站处理达标后排放。本项目运营期 14 口井采出水产生量约 70m³/d，年产生量为 23100m³/a。

表 7.2-1 废水污染物排放清单一览表

名称	污染物名称	处理前		拟采取处理措施	处理后	
		浓度 (mg/L)	产生量 (t/a)		浓度 (mg/L)	排放量 (t/a)
采出水	废水量	\	23100m ³ /a	依托采出水处理站处理后达标排放	\	23100m ³ /a
	COD	2000	46.2		50	1.16
	石油类	50	1.16		1	0.02
	氯化物	15000	346.5		250	5.78
	氨氮	45	1.04		5	0.12

(2) 废气

项目运营期间无燃烧废气产生，废气主要为非正常工况下的放空废气。

(3) 固体废物

运营期固体废物主要为压缩机维护过程产生的废润滑油、分子筛脱水

撬更换的废分子筛以及除砂器产生的废砂石。

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	去向
废润滑油	压缩机润滑	液体	矿物油类	危险废物	900-214-08	0.04t/a	交由有相应危废处置资质的单位处置
废分子筛	脱水单元	固体	干燥剂	一般固体废物	900-005-S59	0.16t/a	由厂家更换时回收处置
废砂石	除砂	固体	二氧化硅	一般固体废物	072-002-S12	40kg/a	废砂石附着于除砂器内件由厂家更换内件时回收处置

(4)噪声

运营期，厂界噪声执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB 12348-2008）中的 2 类标准，即昼间≤60dB(A)，夜间≤50dB(A)。

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)总量控制

本项目运营期井下作业废水回用平台压裂，采出水依托采出水处理站理后达标排放，污染物总量由纳入依托的采出水处理站。本项目正常情况下无废气排放，无需设置大气总量控制指标。

7.4 环境监测计划

本项目施工期及运营期间开展定期监测，在事故时进行应急监测。施工期监测计划见表 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	监测数据采集与处理、采样分析方法	监测频次	监测时段
大气环境	平台周边居民点	SO ₂ 、H ₂ S、甲烷、非甲烷总烃	《环境空气质量标准》(GB3095-2012)	实时监控	井喷事故情况
	平台周边 500m 范围内				
地表水	被污染河段	pH、COD、BOD ₅ 、氨氮、硫化物、氯化物、石油类、钡等	《地表水环境质量标准》(GB3838-2002)	实时监控	废水泄漏进入地表水体
地下水	平台地下水流向下游泉点	pH 值、挥发性酚类、耗氧量、氨氮、硫化物、氯化物、石油类、总硬度、溶解性总固体、钡、汞、砷、六价铬等	《地下水环境监测技术规范》(HJ164-2020)、《地下水质量标准》(GB/T14848-2017)	实时监控	柴油、钻井液、废水等泄露
噪声	井场场界	昼间等效声级、夜间等效声级	《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2011)	昼夜各 1 次	出现噪声扰民投诉
	井场周边居民点		《声环境质量标准》(GB3096-2008)		
土壤	井场下游	pH、砷、镉、铬(六价)、铜、铅、汞、镍、石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)、钡等	《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)、《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB15618-2018)	实时监控	井喷事故情况，柴油、钻井液、废水等泄露
生态	施工场地	水土保持措施落实情况	\	1 次	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	《环境影响评价技术导则 生态影响》(HJ19-2022)、《生物多样性观测技术导则》		
		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	监测数据采集与处理、采样分析方法	监测频次	监测时段

环境要素	监测点	监测因子	监测数据采集与处理、采样分析方法	监测频次	监测时段
大气环境	平台周边区居民、泄漏点下风向	SO ₂ 、NO _x 、PM ₁₀ 、H ₂ S、甲烷、非甲烷总烃	《环境空气质量标准》(GB3095-2012)	实时监控	集气站泄露，发生火灾、爆炸等
				实时监控	
噪声	集气站厂界	昼间等效声级 夜间等效声级	《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2011)	1 次/季度	定期
	东侧居民点（1#居民点）	昼间等效声级 夜间等效声级	《声环境质量标准》(GB3096-2008)	1 次/季度	定期
土壤环境	平台下游	pH 值、铜、六价铬、铅、镉、汞、砷、镍、石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）、全盐量、钡等	《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)、《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB15618-2018)	每年一次	定期
地下水	Q10（平台上游泉点）、Q1（平台下游泉点）、Q3（平台下游泉点）	pH 值、挥发性酚类、耗氧量、氨氮、硫化物、氯化物、石油类、总硬度、溶解性总固体、钡、汞、砷、六价铬等	《地下水环境监测技术规范》(HJ164-2020)、《地下水质量标准》(GB/T14848-2017)	半年一次	定期
生态	施工期临时占地范围	生态恢复措施落实情况、有效性	\	三年一次	定期
		植被覆盖率			
		植物多样性			
	平台周边针叶林、落叶阔叶灌丛各设置一	植物群落变化情况			

环境要素	监测点	监测因子	监测数据采集与处理、采样分析方法	监测频次	监测时段
	个	野生动物分布、数量变化情况	多样性观测技术导则》		
		野生动物分布、数量情况			

7.5 竣工环保验收

本项目建设完成后，按照国家及贵州省相关要求进行验收。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
环境管理	环境管理制度及台账		具有环保机构，环保资料和污染物档案台账齐全
	环境风险事故档案		编制有环境风险应急预案，若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	施工期压裂返排液、场地雨水、洗井废水处理	场地雨水、洗井废水回用于压裂工序配制压裂液，压裂返排液优先回用于本平台页岩气井压裂工序，剩余部分用于工区其他平台压裂工序，若压裂返排液无回用平台时，压裂返排液依托采出水处理站处理达标后排放。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
		运营期井下作业废水处理	回用于工区页岩气平台压裂工序配制压裂液，建立转移台账，废水转移时间、转移方式、转移量、转移去向等资料清楚
		运营期采出水处理	依托采出水处理站处理达标后排放
		施工期生活污水处理	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
	废气	放空废气	集气站放空废气经高 15m，内径 0.15m 的放空立管进行放空
	噪声	集气站	集气站厂界噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)2 类标准
	固体废物	施工期水基岩屑及污泥处理	外送加工利用水基岩屑，应符合接纳企业对原材料的质量和规格要求。企业自身加工利用水基岩屑，应符合国家行业技术政策和相关环保要求；利用水基岩屑加工制作成品外售，应符合产品质量标准，其浸出液应满足《污水综合排放标准》(GB8978-1996)一级标准要求。絮凝沉淀污泥资源化利用
		施工期油基岩屑处理	吨桶收集后交由危废处置单位收运处置。建立井场油基岩屑转移台账，执行转移联单制度，油基岩屑转移时间、转移方式、转移量、处理后的岩屑转移量等资料清楚。验收时井场产生的油基岩屑妥善处置，无油基岩屑堆存
		施工期剩余油基钻井液处理	剩余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
		施工期废防渗材料处理	交由危废处置单位收运处置。建立废防渗材料转移台账，转移情况清楚。验收时废防渗材料已全部处置，无废防渗材料暂存
		施工期施工期废油处理	井队综合利用或交由有相应危险废物处置资质的单位进行处置。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

分项	验收项目		验收指标及要求
		施工期生活垃圾处理	设收集点集中收集后交由当地环卫部门统一处置
		运营期废砂石、废分子筛处理	废分子筛由厂家更换时回收处置，废砂石附着于除砂器内件由厂家更换内件时回收处置，转运台账等相关佐证材料齐全
		运营期压缩机润滑油处理	交有相应危险废物处理资质的单位进行处置。建立废润滑油转移台账，执行转移联单制度
生态保护措施	生态恢复措施		施工结束后，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，其余占地全部进行复垦或生态恢复。本项目退役后，除保留井口一定区域外，对其他全部区域因地制宜开展生态恢复，实施复耕复种或植草绿化。
环境风险防范措施	环境风险防范		设截断阀、自控系统、设置警示标志，制定突发环境事件应急预案并加强演练

8 碳排放评价

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

8.1 碳排放政策符合性分析

《贵州省碳达峰实施方案》（黔党发〔2022〕24号）提出：“合理控制成品油消费，大力推进生物乙醇、生物甲醇等替代传统燃油，提升终端燃油产品能效。加快非常规天然气勘探开发，推动“毕水兴”煤层气产业化基地、遵义—铜仁页岩气示范区增储上产。构建气源来源多元、管网布局完善、储气调峰配套、用气结构合理、运行安全可靠的天然气产供储销体系。”

本项目的实施可加快区域非常规天然气勘探开发，提升页岩气开发力度，有利于遵义—铜仁页岩气示范区增储上产，符合《贵州省碳达峰实施方案》（黔党发〔2022〕24号）中相关要求。

8.2 碳排放评价

8.2.1 核算边界及排放源

根据《中国石油天然气生产企业温室气体排放核算方法与报告指南（试行）》和本项目建设内容，本项目运营期涉及的碳排放源主要包括：工艺放空排放、甲烷逃逸排放、消耗的电力对应的二氧化碳排放。

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

②甲烷逃逸排放。集气站内各设备由于泄漏产生的无组织甲烷排放。

③消耗的电力对应的二氧化碳排放。集气站运营需要消耗一定的电力。

8.2.2 核算方法

（1）温室气体排放总量

温室气体排放总量等于各个环节的工艺放空排放和逃逸排放之和（其中非二氧化碳气体应按全球增温潜势，即 GWP 值，折算成二氧化碳当量），再加上企业消耗电力对应的二氧化碳排放量，则计算公式如下：

$$E_{GHG} = \sum_s (E_{CH_4-工艺} + E_{CH_4-逃逸}) \times GWP_{CH_4} + E_{CO_2-电力}$$

式中：

E_{GHG} ——温室气体排放总量，单位为吨二氧化碳当量（tCO₂e）；

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

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

S——企业涉及的业务类型，包括油气勘探、油气开采、油气处理、油气储运业务。

GWP_{CH_4} ——甲烷的全球变暖潜势（GWP）值；

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

（2）放空排放

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

$$E_{CH_4-开开放空} = \sum_j (Num_j \times EF_j)$$

$E_{CH_4-开开放空}$ ——油气开采环节产生的工艺放空甲烷排放量，单位为吨甲烷（tCH₄）；

j——油气开采系统中的装置类型，包括井口装置、集气站；

Num_j ——第 j 个装置的数量，单位为个；

EF_j 为第 j 个装置的工艺放空 CH₄ 排放因子，单位为吨 CH₄/（年·个）。

（3）甲烷逃逸排放

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

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

式中：

$E_{CH_4-开采逃逸}$ ——天然气开采中所有设施类型（包括井口装置、集气站）产生的甲烷逃逸排放，单位为吨甲烷（tCH₄）；

j——不同的设施类型；

Num_j ——天然气开采业务所涉及的泄漏设施类型数量，单位为个；

EF_j —天然气开采业务中涉及到的每种设施类型 j 的甲烷逃逸排放因子，单位为吨甲烷每年每个（ $tCH_4/（年 \cdot 个）$ ）。

（4）消耗电力对应的排放

企业消耗的电力对应的二氧化碳排放量按公式计算。

$$E_{CO_2-电力} = AD_{电力} \times EF_{电力}$$

式中：

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

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

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

8.2.3 计算系数

（1）工艺放空排放

天然气开采业务 CH_4 放空排放因子：取《中国石油天然气生产企业温室气体排放核算方法与报告指南》推荐值：井口装置 $0tCH_4/（a \cdot 个）$ 、集气站 $23.60 tCH_4/（a \cdot 个）$ 。

（2）甲烷逃逸排放

天然气开采业务 CH_4 逃逸排放因子：取《中国石油天然气生产企业温室气体排放核算方法与报告指南》推荐值：井口装置 $2.5t CH_4/（a \cdot 个）$ 、集气站 $27.9 tCH_4/（a \cdot 个）$ 。

（3）电力对应的二氧化碳排放

根据《生态环境部、国家统计局关于发布 2022 年电力二氧化碳排放因子的公告》（公告 2024 年 第 33 号），贵州省电力排放因子取值为 $0.4989tCO_2/MWh$ 。

8.2.4 碳排放核算

本项目共 14 口页岩气井、1 座集气站，本项目碳排放量见下表。

表 8.2-1 本项目碳排放量计算表

类型	装置类型	装置个数	排放因子 $tCH_4/（a \cdot 个）$	电力消耗 (MWh)	排放因子 (tCO_2/MWh)	排放总量 $t CO_2e$
工艺放空 排放量	井口装置	14	0	\	\	0
	集气站	1	23.60	\	\	290
逃逸排放	井口装	14	2.5	\	\	875

量	置					
	集气站	1	27.9	\	\	697.5
电力消耗 排放量	\	\	\	14209.8	0.4989	7089.3
合计						9251.8

备注：工艺放空量和逃逸排放量 GWPCH₄ 采用 IPCC 第四次评估报告中的推荐值，取 25。

综上，本项目碳排放总量为 9251.8 t CO₂。

8.2.5 碳排放绩效水平核算

本项目碳排放开采系数为：0.088 tCO₂e/吨油气，相较于国内同类型项目碳排放开采系数，本项目碳排放水平较低。

8.2.6 减污降碳措施

（1）降低天然气逸散

天然气生产期采气、集输整个过程采用全密闭流程，一般情况下不会泄漏，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，对输气管道定期检查和维修，相关设备加强监控、巡查和管理，采用高质量的阀门和设备，通过上述措施可降低天然气的逸散。

（2）减少工艺放空

加强对集气站设备的定期检查和维修，确保阀门、管道、压缩机等设备处于良好状态，减少因设备故障导致的意外放空。通过科学调度和预防性维护，减少非计划停机次数，从而减少因紧急泄压导致的放空。

（3）节约用电

优选高性能节电设备，严禁选用高耗能淘汰设备，合理匹配变压器，选用绿色、环保且经国家认证的电气产品，在满足国家规范及供电行业标准的前提下，选用高性能变压器及相关配电设备，选用高品质电缆、电线降低自身损耗。采用高光效光源、高效灯具。强化压缩机运行节能管控，明确经济运行参数，并严格按照要求运行。

（4）减少测试放喷燃烧

放喷测试期间可使用 CNG 等方式回收页岩气，减少页岩气测试放喷燃烧量，减小资源的浪费，降低燃烧产生的温室气体。

8.3 小结

综上，本项目符合《贵州省碳达峰实施方案》（黔党发〔2022〕24号），项目的实施可提高油气资源利用效率，协同推进碳达峰，本项目建成后，预计碳排放总量为 9251.8 t CO₂/年，碳排放开采系数为：0.088t CO₂e/吨油气，相较于国内同类型项目碳排放开采系数，本项目碳排放水平较低。

9 排污许可证申请

根据《排污许可管理条例》以及《固定污染源排污许可分类管理名录》（2019 年版）等文件要求：纳入固定污染源排污许可分类管理名录的排污单位应当按照规定的时限申请并取得排污许可证。本项目为页岩气开发项目，属于《固定污染源排污许可分类管理名录》（2019 年版）中的“4 石油开采 071，天然气开采 072”行业，不涉及通用工序，属于登记管理。

建设单位已取得固定污染源排污登记回执，登记编号：91320000746823636E004X，需对排污登记进行变更，本项目相关信息如下：

（1）排污单位信息

排污单位信息见表 8.1-1。

表 8.1-1 排污单位信息

单位名称		中国石油化工股份有限公司华东油气分公司			
省份	贵州	地市	遵义	区县	道真仡佬族苗族自治县
注册地址		南京市建邺区江东中路 315 号 15-16 层			
生产经营场所地址		贵州省遵义市道真仡佬族苗族自治县河口镇车田村			
行业类别		陆地天然气开采			
其他行业类别		陆地天然气开采			
生产经营场所中心经度			中心纬度		
统一社会信用代码		91320000746823636E	组织机构代码/其他注册号	/	
法定代表人/实际负责人		姚红生	联系方式		
是否应当申领排污许可证，但长期停产		否			

（2）主要产品信息

主要产品信息见表 8.1-2。

表 8.1-2 主要产品信息

行业类别	生产工艺名称	主要产品	主要产品产能	计量单位	备注
陆地天然气开采	页岩气开采	页岩气	18480	万立方米	\

（3）燃料使用信息

本项目运营期不使用燃料，不填写燃料使用信息。

(4) 涉 VOCs 辅料使用信息

本项目运营期不使用涉 VOCs 辅料，不填写涉 VOCs 辅料使用信息。

(5) 废气排放信息

本项目运营期无有组织废气排放，不填写废气排放信息。

(6) 废水排放信息

本项目运营期废水依托处置，不设排污口，不填写废水排放信息。

(7) 工业固体废物排放信息

工业固体废物排放信息见表 8.1-3。

表 8.1-3 工业固体废物排放信息

工业固体废物名称	是否属于危险废物	去向	备注
废润滑油	是	有相应危险废物处理资质的单位处置	\

(8) 工业噪声

工业噪声排放信息见表 8.1-4。

表 8.1-4 工业噪声排放信息

工业噪声	工业噪声污染防治设施	执行标准名称及标准号
√有 无	√减振等噪声源控制设施 声屏障等噪声传播途径控制设施	《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)中的 2 类标准

(9) 其他需要说明的信息

无。

10 环境影响评价结论

10.1 建设项目概况

本项目建设内容为钻前工程、钻井工程和储层改造工程和地面集输工程。钻前工程主要为临时生活区、钻井设备基础、水基岩屑暂存区等构筑物建设；钻前工程结束后在井场内新钻真页 1-6HF 井、真页 1-7HF 井、真页 1-8HF 井、真页 1-9HF 井、真页 1-10HF 井、真页 1-11HF 井、真页 1-12HF 井、真页 1-13HF 井等 8 口页岩气井，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，采用“导管+二开”井身结构，设计总进尺 42709m，其中水平段总长度 16800m，导管、一开段采用清水钻井，二开直井段采用水基钻井液钻井，二开斜井、水平段采用油基钻井液钻井。钻井工程结束后进行储层改造工程，在井场内对新钻 8 口页岩气井井下目的层实施压裂，采用水力压裂方式，压裂结束后进行测试放喷。储层改造工程完成后，在地面安装采气井口装置、站内管线，在井场内建设集气站对井场内已建的真页 1HF 井、真页 1-1HF 井、真页 1-2HF 井、真页 1-3HF 井，在建的真页 1-4HF 井、真页 1-5HF 井和本项目新钻的真页 1-6HF 井、真页 1-7HF 井、真页 1-8HF 井、真页 1-9HF 井、真页 1-10HF 井、真页 1-11HF 井、真页 1-12HF 井、真页 1-13HF 井共 14 口井进行开采。本项目不含外输管线。

项目总投资 15000 万元，其中环保投资 1039 万元，占总投资的 6.93%。

10.2 环境质量现状

(1)地表水

根据《2024 年遵义市生态环境状况公报》，梅江断面实达Ⅱ类，优于规定的Ⅲ类水质考核标准。

(2)地下水

各监测点各监测因子均满足《地下水质量标准》(GB/T14848-2017)Ⅲ类水质标准，区域地下水环境质量现状较好。

(3)环境空气

本项目位于遵义市道真仡佬族苗族自治县，根据《2024 年遵义市生态

环境状况公报》：“2024 年，全市 15 个县（市、区，含新蒲新区）环境空气质量较好，六参数监测项目全部达标”，表明本项目所在区域环境空气质量为达标区。

根据本次监测结果，区域 H_2S 满足《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ2.2-2018）表 D.1 中限值要求，非甲烷总烃满足《大气污染物综合排放标准详解》中制定非甲烷总烃排放标准时选用的数值，区域环境空气质量现状较好。

(4)声环境

各监测点处声环境质量满足《声环境质量标准》(GB3096-2008)中 2 类标准，区域声环境质量较好。

(5)生态环境

根据《贵州省生态功能区划》，本项目所在区域属 II、中部湿润亚热带喀斯特脆弱生态区，II-1、黔北山原中山常绿落叶阔叶混交林、农业与水土流失控制生态亚区，道真-务川土壤保持与农林业生态功能区。

(6)土壤环境质量

土壤监测点 G1、G6 点位各监测因子均满足《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB15618-2018)中“其他类”风险筛选值标准，土壤监测点 G2~G5 点位各监测因子均满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)中的第二类用地风险筛选值标准。

10.3 污染物排放情况

本项目施工期废水主要为生活污水、钻井废水、洗井废水、压裂返排液等，生活污水经化粪池收集处理后还田或交第三方环境治理公司进行清掏外运处置，钻井废水回用于钻井过程，场地雨水、洗井废水回用于压裂工序配制压裂液，压裂返排液井间回用，最后一口井产生的压裂返排液优先转运至建设单位其他钻井平台回用于压裂工序配制压裂液，无可用平台回用时，依托上坝污水处理厂处理，上坝污水处理厂未建成前依托南川区块页岩气采出水处理站或其他采出水处理站处理达标后排放。运营期废水主要为井下作业废水和采出水，井下作业废水回用于建设单位页岩气平台

压裂工序配制压裂液，采出水依托上坝污水处理厂处理，上坝污水处理厂未建成前依托南川区块页岩气采出水处理站或其他采出水处理站处理达标后排放。

本项目施工期废气主要为施工扬尘、燃油废气、测放喷废气、施工机具尾气、前置酸配制产生的盐酸雾和食堂油烟。本项目采取密闭集输工艺，正常情况下无废气排放，事故和检修时，有放空废气排放。

本项目施工期固体废物主要为钻井岩屑、废防渗材料、废油、废包装材料、絮凝沉淀污泥和生活垃圾。清水岩屑、水基岩屑交贵州诺客环境科技有限公司制水泥或者交其他手续齐全的一般固废处置单位进行综合利用；絮凝沉淀污泥资源化利用；油基岩屑和沾染矿物油的废防渗材料交由有危废处置资质的单位进行转运处置，未沾染矿物油的废防渗材料交一般工业固体废物处置单位处置；废油井队综合利用或交由有相应危险废物处置资质的单位进行处置；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，废分子筛由厂家更换时回收处置，废砂石附着于除砂器内件由厂家更换内件时回收处置。

本项目施工期噪声主要来自钻井设备、泥浆泵、泥浆循环系统、水基岩屑不落地随钻处理系统、备用发电机、备用柴油动力机、压裂泵等设备产生的噪声，施工期噪声主要来自压缩机、采出水外输泵等。

10.4 主要环境影响及环境保护措施

10.4.1 地表水环境影响及环境保护措施

本项目钻井过程中剩余水基钻井液由井队全部回收，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；生活污水经化粪池处理后还田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页岩气平台压裂工序，集气站采出水由罐车转运至南川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后，对地表水环境影响较小。

10.4.2 地下水环境影响及环境保护措施

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。本项目周边表层岩溶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液滞留在地层，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，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。在做好相关防渗和防护工作后，可以将对地下水环境影响降低至最低，对地下水影响小。

10.4.3 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产生。

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

10.4.4 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、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功能避让措施，施工噪声对居民影响可以得到控制。施工噪声将随施工的结束而消失。运营期集气站厂界噪声均满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12438-2008)2 类标准。

在采取相应措施后，本项目声环境影响可以接受。

10.4.5 固体废物环境影响及处置措施

施工期间普通岩屑资源化利用；油基岩屑和废防渗材料交由有危废处置资质的单位收运处置；钻井过程中产生的废油由井队综合利用或交由有相应危险废物处置资质的单位进行处置；絮凝沉淀污泥资源化利用；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，废分子筛由厂家更换时回收处置，废砂石附着于除砂器内件由厂家更换内件时回收处置。

本项目固体废物经妥善处理对环境的影响小。

10.4.6 生态环境影响及环境保护措施

项目施工期主要是场地平整、开挖等损毁地表植被，造成地表裸露，引发水土流失，在一定程度上影响评价范围的景观和谐，但对评价范围内的野生动植物、生态系统、景观等造成的不利影响较小，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。

本项目应严格控制施工范围，减少扰动面积，在可能产生水土流失的区域，设置临时截排水沟，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，减小对生态环境的影响。

10.4.7 风险防范措施及环境影响

本项目风险事故发生率低，但事故发生对环境的影响重大，工程主管部门通过完善井控、防火、防爆安全以及硫化氢安全防护等措施，尤其是井喷失控后按《含硫化氢天然气井失控井口点火时间规定》(AQ2016-2008)15min 内点火、撤离居民等关键措施制定详尽有效的事故应急方案，充分提高队伍的事故防范能力，严格按照钻井设计和行业规范作业，强化健康、安全、环境管理(HSE)，该项目的环境风险值会大大的降低。通过按行业规范要求风险防范和制定应急措施，将该项目环境风险机率和风险影响降至可接受水平。

10.4.8 公众意见采纳情况

根据《真页 1 井组建设项目环境影响评价公众参与说明》，建设单位于 2024 年 9 月 24 日通过道真家乡通网站 (<http://www.daozhen.ccoo.cn/pos>

t/shenghuo/4681905x.html)进行了首次环境影响评价信息公开。环境影响报告书征求意见稿后,于2025年1月17日通过道真家乡通网站(<http://www.daozhen.ccoo.cn/post/shenghuo/4683711x.html>)、于2025年1月23日现场张贴公告的方式进行了征求意见稿公示,同时于2025年1月21日、2025年1月22日在贵州法治报进行了公示。2025年7月25日,在道真家乡通网站(<http://www.daozhen.ccoo.cn/post/shenghuo/4686556x.html>)进行了报批前公示,公开拟报批环境影响报告书全文和公众参与说明。公示期间均未收到反馈信息。

10.5 环境影响经济损益分析

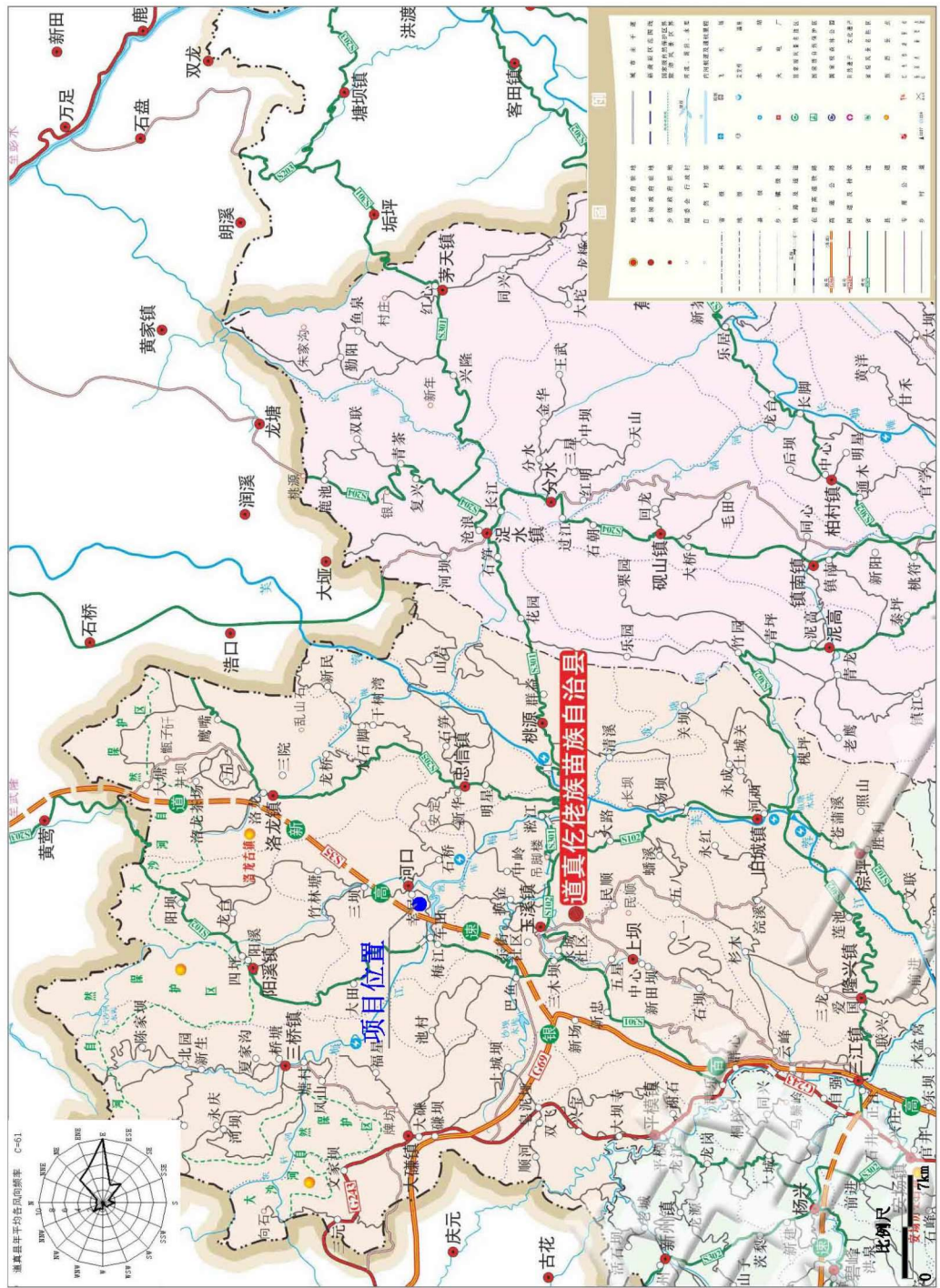
从社会效益、环境效益和经济效益上分析可以得出,本项目建设是可行的,符合社会、经济与环境协调发展的原则。

10.6 环境管理与环境监测

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

10.7 综合结论

本项目符合国家产业政策和相关规划,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。项目所在区域环境空气、声环境、地表水、地下水、土壤环境质量现状总体较好,在严格落实各项污染防治措施、生态保护措施及环境风险措施情况下,可将项目对环境的影响降至最低,能实现污染物达标排放,满足环境功能区要求,环境影响可接受。从环境保护角度分析,项目建设是可行的。



附图1 本项目地理位置示意图

贵州省企业投资项目备案证明

项目编码：2411-520325-04-01-977680



项目名称：真页1井组建设项目

项目单位：中国石油化工股份有限公司华东油气分公司

社会统一信用代码：91320000746823636E

单位性质：股份制企业

建设地址：河口镇

建设性质：新建

项目总投资：15000万元

建设工期：24个月

建设规模及内容：依托真页1平台部署8口页岩气井，新建真页1集气站1座，配套建设通讯、自控、给排水、消防等土建施工工程。

有效期至：2026 年 11 月 26 日

赋码机关：遵义市道真自治县发展和改革局

2024 年 11 月 26 日

提示：备案证明有效期为两年。项目两年内未开工建设且未办理延期的，备案证明自动失效。项目在备案证明有效期内开工建设的，备案证明长期有效。

填表人（签字）：李维

建设单位	项目名称	真页1井组建设项目				建设内容	依托真页1平台新建8口页岩气井，建设1座集气站											
	项目代码	2411-520325-04-01-977680					建设规模	依托真页1平台新建8口页岩气井，建设1座集气站										
	环评报告书台项目编号	yqjnbq						计划开工时间	2025年10月									
	建设地点	贵州省遵义市道真县河口镇							预计投产时间	2027年7月								
	项目建设周期(月)	21.0								国民经济行业类型及代码	B0721陆地天然气开采							
	环境影响评价行业类别	新建(迁建)									项目申请类别	新申报项目						
	现有工程排污许可证或排污登记备案号(改、扩建项目)	现有工程排污许可证或排污登记备案号(改、扩建项目)										规划环评文件名称	无					
	规划环评开展情况	无											规划环评审查意见文号	无				
	规划环评审查意见	无												环评文件类别	环境影响报告书			
	建设地点(非线性工程)	无													环评文件类别	环境影响报告书		
建设地点坐标(线性工程)	无				环评文件类别	环境影响报告书												
总投资(万元)	15000.00					环评文件类别	环境影响报告书											
单位名称	中国石化石油化工有限公司华东油气分公司						环评文件类别	环境影响报告书										
统一社会信用代码(组织机构代码)	91320000746823636E							环评文件类别	环境影响报告书									
通讯地址	重庆市南川区渝南大道10号								环评文件类别	环境影响报告书								
建设单位	中国石化石油化工有限公司华东油气分公司									环评文件类别	环境影响报告书							
单位代码	91320000746823636E										环评文件类别	环境影响报告书						
统一社会信用代码(组织机构代码)	91320000746823636E											环评文件类别	环境影响报告书					
通讯地址	重庆市南川区渝南大道10号												环评文件类别	环境影响报告书				
建设单位	中国石化石油化工有限公司华东油气分公司													环评文件类别	环境影响报告书			
单位代码	91320000746823636E				环评文件类别										环境影响报告书			
统一社会信用代码(组织机构代码)	91320000746823636E					环评文件类别									环境影响报告书			
通讯地址	重庆市南川区渝南大道10号						环评文件类别								环境影响报告书			
建设单位	中国石化石油化工有限公司华东油气分公司							环评文件类别							环境影响报告书			
单位代码	91320000746823636E								环评文件类别						环境影响报告书			
统一社会信用代码(组织机构代码)	91320000746823636E									环评文件类别					环境影响报告书			
通讯地址	重庆市南川区渝南大道10号										环评文件类别				环境影响报告书			
建设单位	中国石化石油化工有限公司华东油气分公司											环评文件类别			环境影响报告书			
单位代码	91320000746823636E												环评文件类别		环境影响报告书			
统一社会信用代码(组织机构代码)	91320000746823636E													环评文件类别	环境影响报告书			
通讯地址	重庆市南川区渝南大道10号				环评文件类别										环境影响报告书			
建设单位	中国石化石油化工有限公司华东油气分公司					环评文件类别									环境影响报告书			
单位代码	91320000746823636E						环评文件类别								环境影响报告书			
统一社会信用代码(组织机构代码)	91320000746823636E							环评文件类别							环境影响报告书			
通讯地址	重庆市南川区渝南大道10号								环评文件类别						环境影响报告书			
建设单位	中国石化石油化工有限公司华东油气分公司									环评文件类别					环境影响报告书			
单位代码	91320000746823636E										环评文件类别				环境影响报告书			
统一社会信用代码(组织机构代码)	91320000746823636E											环评文件类别			环境影响报告书			
通讯地址	重庆市南川区渝南大道10号												环评文件类别		环境影响报告书			
建设单位	中国石化石油化工有限公司华东油气分公司													环评文件类别	环境影响报告书			
单位代码	91320000746823636E				环评文件类别										环境影响报告书			
统一社会信用代码(组织机构代码)	91320000746823636E					环评文件类别									环境影响报告书			
通讯地址	重庆市南川区渝南大道10号						环评文件类别								环境影响报告书			
建设单位	中国石化石油化工有限公司华东油气分公司							环评文件类别							环境影响报告书			
单位代码	91320000746823636E								环评文件类别						环境影响报告书			
统一社会信用代码(组织机构代码)	91320000746823636E									环评文件类别					环境影响报告书			
通讯地址	重庆市南川区渝南大道10号										环评文件类别				环境影响报告书			
建设单位	中国石化石油化工有限公司华东油气分公司											环评文件类别			环境影响报告书			
单位代码	91320000746823636E												环评文件类别		环境影响报告书			
统一社会信用代码(组织机构代码)	91320000746823636E													环评文件类别	环境影响报告书			
通讯地址	重庆市南川区渝南大道10号				环评文件类别										环境影响报告书			
建设单位	中国石化石油化工有限公司华东油气分公司					环评文件类别									环境影响报告书			
单位代码	91320000746823636E						环评文件类别								环境影响报告书			
统一社会信用代码(组织机构代码)	91320000746823636E							环评文件类别							环境影响报告书			
通讯地址	重庆市南川区渝南大道10号								环评文件类别						环境影响报告书			
建设单位	中国石化石油化工有限公司华东油气分公司									环评文件类别					环境影响报告书			
单位代码	91320000746823636E										环评文件类别				环境影响报告书			
统一社会信用代码(组织机构代码)	91320000746823636E											环评文件类别			环境影响报告书			
通讯地址	重庆市南川区渝南大道10号												环评文件类别		环境影响报告书			
建设单位	中国石化石油化工有限公司华东油气分公司													环评文件类别	环境影响报告书			
单位代码	91320000746823636E				环评文件类别										环境影响报告书			
统一社会信用代码(组织机构代码)	91320000746823636E					环评文件类别									环境影响报告书			
通讯地址	重庆市南川区渝南大道10号						环评文件类别								环境影响报告书			
建设单位	中国石化石油化工有限公司华东油气分公司							环评文件类别							环境影响报告书			
单位代码	91320000746823636E								环评文件类别						环境影响报告书			
统一社会信用代码(组织机构代码)	91320000746823636E									环评文件类别					环境影响报告书			
通讯地址	重庆市南川区渝南大道10号										环评文件类别				环境影响报告书			
建设单位	中国石化石油化工有限公司华东油气分公司											环评文件类别			环境影响报告书			
单位代码	91320000746823636E												环评文件类别		环境影响报告书			
统一社会信用代码(组织机构代码)	91320000746823636E													环评文件类别	环境影响报告书			
通讯地址	重庆市南川区渝南大道10号				环评文件类别										环境影响报告书			
建设单位	中国石化石油化工有限公司华东油气分公司					环评文件类别									环境影响报告书			
单位代码	91320000746823636E						环评文件类别								环境影响报告书			
统一社会信用代码(组织机构代码)	91320000746823636E							环评文件类别							环境影响报告书			
通讯地址	重庆市南川区渝南大道10号								环评文件类别						环境影响报告书			
建设单位	中国石化石油化工有限公司华东油气分公司									环评文件类别					环境影响报告书			
单位代码	91320000746823636E										环评文件类别				环境影响报告书			
统一社会信用代码(组织机构代码)	91320000746823636E											环评文件类别			环境影响报告书			
通讯地址	重庆市南川区渝南大道10号												环评文件类别		环境影响报告书			
建设单位	中国石化石油化工有限公司华东油气分公司													环评文件类别	环境影响报告书			
单位代码	91320000746823636E				环评文件类别										环境影响报告书			
统一社会信用代码(组织机构代码)	91320000746823636E					环评文件类别									环境影响报告书			
通讯地址	重庆市南川区渝南大道10号						环评文件类别								环境影响报告书			
建设单位	中国石化石油化工有限公司华东油气分公司							环评文件类别							环境影响报告书			
单位代码	91320000746823636E								环评文件类别						环境影响报告书			
统一社会信用代码(组织机构代码)	91320000746823636E									环评文件类别					环境影响报告书			
通讯地址	重庆市南川区渝南大道10号										环评文件类别				环境影响报告书			
建设单位	中国石化石油化工有限公司华东油气分公司											环评文件类别			环境影响报告书			
单位代码	91320000746823636E												环评文件类别		环境影响报告书			
统一社会信用代码(组织机构代码)	91320000746823636E													环评文件类别	环境影响报告书			
通讯地址	重庆市南川区渝南大道10号				环评文件类别										环境影响报告书			
建设单位	中国石化石油化工有限公司华东油气分公司					环评文件类别									环境影响报告书			
单位代码	91320000746823636E						环评文件类别								环境影响报告书			
统一社会信用代码(组织机构代码)	91320000746823636E							环评文件类别							环境影响报告书			
通讯地址	重庆市南川区渝南大道10号								环评文件类别						环境影响报告书			
建设单位	中国石化石油化工有限公司华东油气分公司									环评文件类别					环境影响报告书			
单位代码	91320000746823636E										环评文件类别				环境影响报告书			
统一社会信用代码(组织机构代码)	91320000746823636E											环评文件类别			环境影响报告书			
通讯地址	重庆市南川区渝南大道10号												环评文件类别		环境影响报告书			
建设单位	中国石化石油化工有限公司华东油气分公司													环评文件类别	环境影响报告书			
单位代码	91320000746823636E				环评文件类别										环境影响报告书			
统一社会信用代码(组织机构代码)	91320000746823636E					环评文件类别									环境影响报告书			
通讯地址	重庆市南川区渝南大道10号						环评文件类别								环境影响报告书			
建设单位	中国石化石油化工有限公司华东油气分公司							环评文件类别							环境影响报告书			
单位代码	91320000746823636E								环评文件类别						环境影响报告书			
统一社会信用代码(组织机构代码)	91320000746823636E									环评文件类别					环境影响报告书			
通讯地址	重庆市南川区渝南大道10号										环评文件类别				环境影响报告书			
建设单位	中国石化石油化工有限公司华东油气分公司											环评文件类别			环境影响报告书			
单位代码	91320000746823636E												环评文件类别		环境影响报告书			
统一社会信用代码(组织机构代码)	91320000746823636E													环评文件类别	环境影响报告书			
通讯地址	重庆市南川区渝南大道10号				环评文件类别										环境影响报告书			
建设单位	中国石化石油化工有限公司华东油气分公司					环评文件类别									环境影响报告书			
单位代码	91320000746823636E						环评文件类别								环境影响报告书			
统一社会信用代码(组织机构代码)	91320000746823636E							环评文件类别							环境影响报告书			
通讯地址	重庆市南川区渝南大道10号								环评文件类别						环境影响报告书			
建设单位	中国石化石油化工有限公司华东油气分公司									环评文件类别					环境影响报告书			
单位代码	91320000746823636E										环评文件类别				环境影响报告书			
统一社会信用代码(组织机构代码)	91320000746823636E											环评文件类别			环境影响报告书			
通讯地址	重庆市南川区渝南大道10号												环评文件类别		环境影响报告书			
建设单位	中国石化石油化工有限公司华东油气分公司													环评文件类别	环境影响报告书			
单位代码	91320000746823636E				环评文件类别										环境影响报告书			
统一社会信用代码(组织机构代码)	91320000746823636E					环评文件类别									环境影响报告书			
通讯地址	重庆市南川区渝南大道10号						环评文件类别								环境影响报告书			
建设单位	中国石化石油化工有限公司华东油气分公司							环评文件类别							环境影响报告书			
单位代码	91320000746823636E								环评文件类别						环境影响报告书			
统一社会信用代码(组织机构代码)	91320000746823636E									环评文件类别					环境影响报告书			
通讯地址	重庆市南川区渝南大道10号										环评文件类别				环境影响报告书			
建设单位	中国石化石油化工有限公司华东油气分公司											环评文件类别			环境影响报告书			
单位代码	91320000746823636E												环评文件类别		环境影响报告书			
统一社会信用代码(组织机构代码)	91320000746823636E													环评文件类别	环境影响报告书			
通讯地址	重庆市南川区渝南大道10号				环评文件类别										环境影响报告书			
建设单位	中国石化石油化工有限公司华东油气分公司					环评文件类别									环境影响报告书			
单位代码	91320000746823636E						环评文件类别								环境影响报告书			
统一社会信用代码(组织机构代码)	91320000746823636E							环评文件类别							环境影响报告书			
通讯地址	重庆市南川区渝南大道10号								环评文件类别						环境影响报告书			
建设单位	中国石化石油化工有限公司华东油气分公司									环评文件类别					环境影响报告书			
单位代码	91320000746823636E										环评文件类别				环境影响报告书			
统一社会信用代码(组织机构代码)	91320000746823636E											环评文件类别			环境影响报告书			
通讯地址	重庆市南川区渝南大道10号												环评文件类别		环境影响报告书			
建设单位	中国石化石油化工有限公司华东油气分公司													环评文件类别	环境影响报告书			
单位代码	91320000746823636E				环评文件类别										环境影响报告书			
统一社会信用代码(组织机构代码)	91320000746823636E					环评文件类别									环境影响报告书			
通讯地址	重庆市南川区渝南大道10号						环评文件类别								环境影响报告书			
建设单位	中国石化石油化工有限公司华东油气分公司							环评文件类别							环境影响报告书			
单位代码	91320000746823636E								环评文件类别						环境影响报告书			
统一社会信用代码(组织机构代码)	91320000746823636E									环评文件类别					环境影响报告书			
通讯地址	重庆市南川区渝南大道10号										环评文件类别				环境影响报告书			
建设单位	中国石化石油化工有限公司华东油气分公司											环评文件类别			环境影响报告书			
单位代码	91320000746823636E												环评文件类别		环境影响报告书			
统一社会信用代码(组织机构代码)	91320000746823636E													环评文件类别	环境影响报告书			
通讯地址	重庆市南川区渝南大道10号				环评文件类别										环境影响报告书			
建设单位	中国石化石油化工有限公司华东油气分公司					环评文件类别									环境影响报告书			
单位代码	91320000746823636E						环评文件类别								环境影响报告书			
统一社会信用代码(组织机构代码)	91320000746823636E							环评文件类别							环境影响报告书			
通讯地址	重庆市南川区渝南大道10号								环评文件类别						环境影响报告书			
建设单位	中国石化石油化工有限公司华东油气分公司									环评文件类别					环境影响报告书			
单位代码	91320000746823636E										环评文件类别				环境影响报告书			
统一社会信用代码(组织机构代码)	91320000746823636E											环评文件类别			环境影响报告书			
通讯地址	重庆市南川区渝南大道10号												环评文件类别		环境影响报告书			
建设单位	中国石化石油化工有限公司华东油气分公司													环评文件类别	环境影响报告书			
单位代码	91320000746823636E				环评文件类别										环境影响报告书			
统一社会信用代码(组织机构代码)	91320000746823636E					环评文件类别									环境影响报告书			
通讯地址	重庆市南川区渝南大道10号						环评文件类别								环境影响报告书			
建设单位	中国石化石油化工有限公司华东油气分公司							环评文件类别							环境影响报告书			
单位代码	91320000746823636E								环评文件类别						环境影响报告书			
统一社会信用代码(组织机构代码)	91320000746823636E									环评文件类别					环境影响报告书			
通讯地址	重庆市南川区渝南大道10号										环评文件类别				环境影响报告书			
建设单位	中国石化石油化工有限公司华东油气分公司											环评文件类别			环境影响报告书			
单位代码	91320000746823636E												环评文件类别		环境影响报告书			
统一社会信用代码(组织机构代码)	91320000746823636E													环评文件类别	环境影响报告书			
通讯地址	重庆市南川区渝南大道10号				环评文件类别										环境影响报告书			
建设单位	中国石化石油化工有限公司华东油气分公司					环评文件类别									环境影响报告书			
单位代码	91320000746823636E						环评文件类别								环境影响报告书			
统一社会信用代码(组织机构代码)	91320000746823636E							环评文件类别							环境影响报告书			
通讯地址	重庆市南川区渝南大道10号								环评文件类别						环境影响报告书			
建设单位	中国石化石油化工有限公司华东油气分公司									环评文件类别					环境影响报告书			
单位代码	91320000746823636E										环评文件类别				环境影响报告书			
统一社会信用代码(组织机构代码)	91320000746823636E											环评文件类别			环境影响报告书			
通讯地址	重庆市南川区渝南大道10号												环评文件类别		环境影响报告书			
建设单位	中国石化石油化工有限公司华东油气分公司													环评文件类别	环境影响报告书			
单位代码	91320000746823636E				环评文件类别										环境影响报告书			
统一社会信用代码(组织机构代码)	91320000746823636E					环评文件类别									环境影响报告书			
通讯地址	重庆市南川区渝南大道10号						环评文件类别								环境影响报告书			
建设单位	中国石化石油化工有限公司华东油气分公司							环评文件类别							环境影响报告书			
单位代码	91320000746823636E								环评文件类别						环境影响报告书			
统一社会信用代码(组织机构代码)	91320000746823636E									环评文件类别					环境影响报告书			
通讯地址	重庆市南川区渝南大道10号										环评文件类别				环境影响报告书			
建设单位	中国石化石油化工有限公司华东油气分公司											环评文件类别			环境影响报告书			
单位代码	91320000746823636E												环评文件类别		环境影响报告书			
统一社会信用代码(组织机构代码)	91320000746823636E													环评文件类别	环境影响报告书			
通讯地址	重庆市南川区渝南大道10号				环评文件类别										环境影响报告书			
建设单位	中国石化石油化工有限公司华东油气分公司					环评文件类别									环境影响报告书			
单位代码	91320000746823636E						环评文件类别								环境影响报告书			
统一社会信用代码(组织机构代码)	91320000746823636E							环评文件类别							环境影响报告书			
通讯地址	重庆市南川区渝南大道10号								环评文件类别						环境影响报告书			
建设单位	中国石化石油化工有限公司华东油气分公司									环评文件类别					环境影响报告书			
单位代码	91320000746823636E										环评文件类别				环境影响报告书			
统一社会信用代码(组织机构代码)	91320000746823636E											环评文件类别			环境影响报告书			
通讯地址	重庆市南川区渝南大道10号												环评文件类别		环境影响报告书			
建设单位	中国石化石油化工有限公司华东油气分公司													环评文件类别	环境影响报告书			
单位代码	91320000746823636E				环评文件类别										环境影响报告书			
统一社会信用代码(组织机构代码)	91320000746823636E					环评文件类别									环境影响报告书			
通讯地址	重庆市南川区渝南大道10号						环评文件类别								环境影响报告书			
建设单位	中国石化石油化工有限公司华东油气分公司							环评文件类别							环境影响报告书			
单位代码	91320000746823636E								环评文件类别						环境影响报告书			
统一社会信用代码(组织机构代码)	91320000746823636E									环评文件类别					环境影响报告书			
通讯地址	重庆市南川区渝南大道10号										环评文件类别				环境影响报告书			
建设单位	中国石化石油化工有限公司华东油气分公司											环评文件类别			环境影响报告书			
单位代码	91320000746823636E												环评文件类别		环境影响报告书			
统一社会信用代码(组织机构代码)	91320000746823636E													环评文件类别	环境影响报告书			
通讯地址	重庆市南川区渝南大道10号				环评文件类别										环境影响报告书			
建设单位	中国石化石油化工有限公司华东油气分公司					环评文件类别									环境影响报告书			
单位代码	91320000746823636E						环评文件类别								环境影响报告书			
统一社会信用代码(组织机构代码)	91320000746823636E							环评文件类别							环境影响报告书			
通讯地址	重庆市南川区渝南大道10号								环评文件类别						环境影响报告书			
建设单位	中国石化石油化工有限公司华东油气分公司									环评文件类别					环境影响报告书			
单位代码	91320000746823636E										环评文件类别				环境影响报告书			
统一社会信用代码(组织机构代码)	91320000746823636E											环评文件类别			环境影响报告书			
通讯地址	重庆市南川区渝南大道10号												环评文件类别		环境影响报告书			
建设单位	中国石化石油化工有限公司华东油气分公司													环评文件类别	环境影响报告书			
单位代码	91320000746823636E				环评文件类别										环境影响报告书			
统一社会信用代码(组织机构代码)	91320000746823636E					环评文件类别									环境影响报告书			
通讯地址	重庆市南川区渝南大道10号						环评文件类别								环境影响报告书			
建设单位	中国石化石油化工有限公司华东油气分公司							环评文件类别							环境影响报告书			
单位代码	91320000746823636E								环评文件类别						环境影响报告书			
统一社会信用代码(组织机构代码)	91320000746823636E									环评文件类别					环境影响报告书			
通讯地址	重庆市南川区渝南大道10号										环评文件类别				环境影响报告书			
建设单位	中国石化石油化工有限公司华东油气分公司											环评文件类别			环境影响报告书			
单位代码	91320000746823636E												环评文件类别		环境影响报告书			
统一社会信用代码(组织机构代码)																		

	废气	颗粒物								0.000	0.000	
		挥发性有机物								0.000	0.000	
		铅								0.000	0.000	
		汞								0.000	0.000	
		镉								0.000	0.000	
		铬								0.000	0.000	
		类金属砷								0.000	0.000	
		其他特征污染物								0.000	0.000	

项目涉及法律法规规定的保护区情况	影响及主要措施	名称	级别	主要保护对象（目标）	工程影响情况	是否占用	占用面积（公顷）	生态防护措施			
	生态保护目标										
	生态保护红线	（可增行）						☐ 避让 ☐ 减缓 ☐ 补偿 ☐ 重建（多选）			
	自然保护区	（可增行）		/	核心区、缓冲区、实验区			☐ 避让 ☐ 减缓 ☐ 补偿 ☐ 重建（多选）			
	饮用水水源保护区（地表）	（可增行）		/	一级保护区、二级保护区、准保护区			☐ 避让 ☐ 减缓 ☐ 补偿 ☐ 重建（多选）			
	饮用水水源保护区（地下）	（可增行）		/	一级保护区、二级保护区、准保护区			☐ 避让 ☐ 减缓 ☐ 补偿 ☐ 重建（多选）			
	风景名胜區	（可增行）		/	核心景区、一般景区			☐ 避让 ☐ 减缓 ☐ 补偿 ☐ 重建（多选）			
其他	（可增行）						☐ 避让 ☐ 减缓 ☐ 补偿 ☐ 重建（多选）				

主要原料及燃料信息	主要原料							主要燃料					
	序号	名称	年最大使用量	计量单位		有毒有害物质及含量（%）		序号	名称	灰分（%）	硫分（%）	年最大使用量	计量单位

大气污染治理与排放信息	有组织排放（主要排放口）	序号（编号）	排放口名称	排气筒高度（米）	污染防治设施工艺			生产设施		污染物排放				
					序号（编号）	名称	污染防治设施处理效率	序号（编号）	名称	污染物种类	排放浓度（毫克/立方米）	排放速率（千克/小时）	排放量（吨/年）	排放标准名称
	无组织排放	序号		无组织排放源名称					污染物种类	排放浓度（毫克/立方米）	排放标准名称			

水污染治理与排放信息（主	车间或生产设施排放口	序号（编号）	排放口名称	废水类别	污染防治设施工艺			排放去向	污染物排放				
					序号（编号）	名称	污染治理设施处理水量（吨/小时）		污染物种类	排放浓度（毫克/升）	排放量（吨/年）	排放标准名称	
	总排放口（间	序号（编号）	排放口名称	污染防治设施工艺	污染防治设施处理水量（吨/小时）	名称	编号	受纳污水处理厂排放标准名称	污染物排放				
								污染物种类	排放浓度（毫克/升）	排放量（吨/年）	排放标准名称		

[illegible]