

目 录

目 录	I
概述	1
1 总则	6
1.1 编制依据	6
1.2 评价目的、总体构思、内容及重点	9
1.3 评价时段	10
1.4 环境影响识别与评价因子筛选	10
1.5 环境功能区划及评价标准	12
1.6 评价工作等级、范围	18
1.7 相关法律、法规、政策、规划符合性	22
1.8 环境保护目标	46
2 现状及回顾性评价	49
2.1 现状工程概况	49
2.2 现状工程环境影响回顾	52
3 项目概况	56
3.1 区块划定概况	56
3.2 区块与页岩气开发规划关系	56
3.3 区块范围及内容	56
3.4 项目基本情况	56
3.5 气藏开发方案	57
3.6 项目组成及概况	58
3.7 主要原辅料消耗及来源	69
3.8 占地及土石方平衡	73
3.9 施工组织	74
4 工程分析	75
4.1 施工期工程分析	75
4.2 运营期工程分析	84
4.3 退役期污染源及污染物排放情况	85

4.4	工程产排污总体水平.....	86
4.5	平面布置合理性分析.....	98
5	环境概况及环境质量现状.....	100
5.1	自然环境概况.....	100
5.2	环境质量现状评价.....	104
6	环境影响预测与评价.....	110
6.1	生态环境影响分析.....	110
6.2	大气环境影响分析.....	111
6.3	噪声环境影响分析.....	115
6.4	地表水环境影响分析.....	121
6.5	地下水环境影响分析.....	124
6.6	土壤环境影响分析.....	131
6.7	固体废物环境影响分析.....	135
7	环境风险评价.....	138
7.1	施工期环境风险.....	138
7.2	运营期环境风险.....	152
7.3	环境风险评价结论.....	160
8	环境保护措施及可行性论证.....	161
8.1	生态环境保护措施及可行性分析.....	161
8.2	大气环境保护措施及可行性分析.....	161
8.3	噪声环境保护措施及可行性分析.....	162
8.4	地表水环境保护措施及可行性分析.....	163
8.5	地下水环境保护措施及可行性分析.....	166
8.6	土壤环境保护措施及可行性分析.....	177
8.7	固体废物处置及可行性分析.....	179
8.8	环保设施及投资估算.....	184
9	环境影响经济损益分析.....	186
9.1	环境影响经济损益分析.....	186
9.2	环境保护费用的确定与计算.....	186

9.3	社会效益.....	186
9.4	环境效益.....	187
9.5	环境经济效益分析.....	187
9.6	环境经济损益分析结论.....	188
10	环境管理与监测计划	189
10.1	企业环境管理体系.....	189
10.2	企业环境监测体系.....	190
10.3	竣工环保验收.....	193
11	结论	196
11.1	建设项目概况.....	196
11.2	现状及回顾性评价.....	196
11.3	环境质量现状.....	196
11.4	污染物排放情况.....	197
11.5	主要环境影响及环境保护措施.....	198
11.6	公众参与情况.....	200
11.7	环境影响经济损益分析.....	201
11.8	环境管理与环境监测.....	201
11.9	综合结论.....	201

概述

一、由来及特点

(1) 项目由来

本次编制焦石坝区块焦页 34-Z2HF 井和焦页 26-Z1HF 井中部气层评价井位于焦石坝区块中南部，地质分区属于主 2 区。礁石坝区块中部气层外扩评价井（以下简称“本项目”）的实施，有利于礁石坝区块的整体开发，从而实现礁石坝区块的高产稳产，达到可持续发展的目的。

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》，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。结合生态环境部环境影响评价与排放管理司有关负责人就《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》答记者问中“鉴于油气开发的区块情形多且各不相同，因此《通知》未对区块大小和界定原则作出统一规定。政策施行后，企业可以根据生产或管理需要、按照油（气）藏分布情况等，自行确定开展环评的区块范围和包括的建设内容。”的精神，中石化重庆涪陵页岩气勘探开发有限公司根据礁石坝区块的实际状况，选择焦页 26 号、34 号平台作为区块，划定区块面积 10.64km²，部署中部气层开发调整井 2 口。

重庆市涪陵区发展和改革委员会以项目代码 2203-500102-04-01-257765 投资备案证对本项目予以备案，见附件 1。

本项目主要建设内容为扩建焦页 26 号、34 号平台 2 个，新部署中部气层井 2 口（分别为焦页 26-Z1HF、焦页 34-Z2HF）。扩建焦页 26 号、34 号集气站 2 座。配套水、电、讯及道路等配套设施。其具体工程内容包括钻前工程、钻井工程、压裂试气工程、地面工程，涉及施工期、营运期与闭井期等。工程总投资约 11000 万元，其中环保投资约为 385 万元。

(2) 项目特点

本项目为页岩气开发建设项目，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，通常需采用压裂技术进行开采。页岩气开发具有如下特点：

①页岩气开发建设项目兼具非污染生态影响和污染影响的特点。

②本项目根据各井场的具体情况，分别采用单向单排单钻机布井+“井工厂”钻井模式运行，一个井场可以向不同方向钻多口水平井，大大减少了井场数量，新增占地小，在施工期间严格控制施工作业范围，采取水土保持措施，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。

③优化压裂工序，压裂液循环利用减少用水量。项目根据布井方式，钻井时采用单钻机钻井，待所有井全部钻井施工完成后再依次进行水力压裂作业，适当延长压裂作业周期，减轻压裂对当地水资源的占用影响。

④钻井液设计采用分井段批钻模式，导管段、一开及二开直井段采用清水钻井，二开造斜段钻进采用水基钻井液体系，三开钻进采用油基钻井液体系，最大程度保护浅层地下水和深层地质环境。

⑤页岩气层比地下饮用水层深很多，压裂液注入层位一般在地下 2000m 以下，目的层位不含地下水或者目的层位的地下水不具有利用价值，且中间夹有多层不可渗透岩层，井下目的层压裂液污染地下水的可能性很小。

⑥压裂返排液量大、返排周期长。压裂作业完成后，压入地层的水将逐渐返排，返排周期长达几年甚至数十年，主要分两个阶段返排：第一个阶段是在压裂作业完成后至试气期间返排的压裂液，返排时间短，日返排量大（本项目重点关注的返排液环境影响情景）；第二个阶段是生产阶段返排出来的压裂液，产水量逐年减少，但返排周期较长。

⑦压裂返排液环保处置。针对压裂返排液，优先井间循环资源化利用方式减少废水产生量，通过加强日常生产中的环保监测检查，保证压裂液得到有效处置，不外排，现场土壤和地表水环境不受压裂返排液污染。

二、环境影响评价过程

2022 年 4 月，中石化重庆涪陵页岩气勘探开发有限公司委托重庆渝佳环境影响评价有限公司（以下简称我公司）承担该工程的环境影响评价工作。接受委托后，我公司随即组织环评技术人员进行现场踏勘和调查，收集资料，在进行项目初步工程分析及环境现状调查等工作基础上，确定了评价工作等级、评价范围以及评价标准、评价因子等，制定了环境质量现状监测方案并委托监测。

在现场踏勘和调查、资料收集、环境质量现状调查及监测、评价因子识别以

及工程分析等工作的基础上,对本项目实施可能产生的环境影响以及环境风险进行了预测分析与评价,并根据项目实施可能产生的环境影响提出了相应的环境保护措施以及风险防范措施和应急要求,在上述工作的基础上,编制完成了《礁石坝区块中部气层外扩评价井环境影响报告书》。

三、分析判定相关情况

(1) 选址合理性

本项目为扩建性质,位于生态保护红线之外,占地范围不涉及自然保护区、风景名胜区、世界文化和自然遗产地、饮用水水源保护区、森林公园、地质公园等环境敏感区,其选址符合国家和地方相关环保要求。

(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(2019年本)》“第一类 鼓励类 七 石油天然气 2、页岩气、页岩油、致密油、油砂、天然气水合物等非常规资源勘探开发”,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》国家地方产业政策要求。项目符合国家和重庆市页岩气发展总体规划,符合重庆市矿产资源总体规划。

(3) 涉及敏感区情况

根据“重庆市涪陵区水务局关于公布重庆市涪陵区水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果的通知”(涪水务发〔2018〕266号),本项目所在焦石坝镇瓦窑村不属于涪陵区水土流失重点防治区范围内。

经重庆市规划和自然资源局的“用途管制红线智检服务”核实,本项目扩建范围内存在基本农田,其分布示意图见图1所示。

图1 周边基本农田分布情况示意图

对照《建设项目环境影响评价分类管理名录》(2021年版),本项目属于名录中“五、石油天然气开采业 07”中“8 陆地天然气开采 0721”,且平台扩建部分涉及“永久基本农田”环境敏感区,因此,根据名录的规定,本项目应编制环境影响报告书。

根据《关于做好占用永久基本农田重大建设项目用地预审的通知》(自然资规〔2018〕3号)、《自然资源部农业农村部关于加强和改进永久基本农田保护工

作的通知》（自然资规〔2019〕1号）、《重庆市规划和自然资源局关于进一步加强占用永久基本农田管理的通知》（渝规资规范〔2020〕9号）明确“国家级规划明确的且符合国家产业政策的能源开采、油气管线、水电、核电项目”经批准可以占用永久基本农田。本项目为天然气气田开采扩建项目，且重庆市涪陵区发改委对本项目予以投资备案，因此，符合国家产业政策，属于（自然资规〔2018〕3号）中明确的“符合国家产业政策的能源开采”范畴，建设单位应按照相关文件要求，尽快办理基本农田征、占用手续。

四、主要环境影响及环境问题

根据页岩气开发的特点，环评过程关注的主要环境问题如下：

（1）本项目为扩建项目，需着重分析现有平台设施设备的可依托性和污染物达标排放情况。

（2）井场新增占地对生态环境的影响程度及生态恢复措施有效可靠。

（3）工程建设过程中备用的柴油动力机和柴油发电机废气对环境影响程度及废气控制措施的可行性、有效性和可靠性。

（4）工程建设过程中产生的钻井废水、压裂返排液等生产废水和施工人员生活污水的环境影响和处置方式，不能回用时处理方式的可行性、有效性。

（5）钻井过程中各类声源对敏感目标声环境质量的影响程度和采取的环保措施可行性、有效性和可靠性。

（6）钻井过程中产生的固体废物处置方式的可行性。

（7）工程钻井过程中对区域地下水环境的影响及拟采取的地下水污染防治措施的可行性、有效性和可靠性。

（8）甲烷等可燃气体泄漏、废水泄漏、油罐泄漏、废水外运时等环境风险影响分析及拟采取的风险防范措施和应急预案可行性和可靠性分析。

五、环境影响报告书主要结论

本项目符合国家页岩气发展规划和产业政策，项目选址不在生态保护红线内，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小，实现污染物达标排放，满足环

境功能区要求，环境影响可以接受。从环境保护角度分析，项目建设可行。

1 总则

1.1 编制依据

1.1.1 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 16 日修订);
- (5) 《中华人民共和国环境噪声污染防治法》(2018 年 12 月 29 日修订);
- (6) 《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》(2020 年 9 月 1 日实施);
- (7) 《中华人民共和国土壤污染防治法》(2019 年 1 月 1 日实施);
- (8) 《中华人民共和国长江保护法》(2020 年 12 月 26 日实施)

1.1.2 行政法规及规范性文件

- (1) 《建设项目环境保护管理条例》(国务院令 第 682 号);
- (2) 《排污许可管理条例》(国务院令 第 736 号);
- (3) 《土地复垦条例》(国务院令 592 号);
- (4) 《产业结构调整指导目录(2019 年本)》;
- (5) 《页岩气发展规划(2016-2020 年)》(国能油气〔2016〕255 号);
- (6) 《建设项目环境影响评价分类管理名录》(部令 第 16 号);
- (7) 《环境影响评价公众参与办法》(生态环境部令 第 4 号);
- (8) 《突发环境事件应急管理办法》(环境保护部令 2015 年第 34 号);
- (9) 《国家危险废物名录(2021 版)》(部令 第 15 号);
- (10) 《危险化学品目录(2015 版)》;
- (11) 《危险化学品安全管理条例》(国务院令 第 645 号);
- (12) 《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);
- (13) 《工矿用地土壤环境管理办法(试行)》(生态环境部令 第 3 号);

(14) 《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)。

1.1.3 地方行政规章及规范性文件

- (1) 《重庆市环境保护条例》(2018年7月26日修正);
- (2) 《重庆市大气污染防治条例》(2021年5月27日重庆市第五届人民代表大会常务委员会第二十六次会议《关于废止和修改部分地方性法规的决定》第二次修正);
- (3) 《重庆市水污染防治条例》(重庆市人民代表大会常务委员会公告〔五届〕第95号);
- (4) 《重庆市生态功能区划(修编)》(渝府〔2008〕133号);
- (5) 《重庆市环境噪声污染防治办法》(重庆市人民政府令第270号);
- (6) 《重庆市规划和自然资源局关于进一步加强占用永久基本农田管理的通知》(渝规资规范〔2020〕9号);
- (7) 《重庆市人民政府批准重庆市地表水环境功能类别调整方案的通知》(渝府发〔2012〕4号);
- (8) 《重庆市人民政府关于印发重庆市环境空气质量功能区划分规定的通知》(渝府发〔2016〕19号);
- (9) 《重庆市人民政府关于发布重庆市生态保护红线的通知》(渝府发〔2018〕25号);
- (10) 《重庆市人民政府关于印发贯彻落实国务院水污染防治行动计划实施方案的通知》(渝府发〔2015〕69号);
- (11) 《重庆市人民政府关于印发重庆市贯彻落实土壤污染防治行动计划工作方案的通知》(渝府发〔2016〕50号);
- (12) 《重庆市环境保护局关于天然气开采行业固体废物污染防治有关问题的通知》(渝环〔2014〕106号);
- (13) 《重庆市长江经济带发展负面清单实施细则(试行)》(渝推长办发〔2019〕40号);
- (14) 《重庆市规划和自然资源局关于进一步加强占用永久基本农田管理的通知》(渝规资规范〔2020〕9号)。

1.1.4环境影响评价技术导则

- (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》(HJ/T349-2007);
- (10) 《生产建设项目水土保持技术标准》(GB 50433-2018);
- (11) 《生产建设项目水土流失防治标准》(GB/T 50434-2018)。

1.1.5行业技术规范

- (1) 《石油天然气钻井作业健康、安全与环境管理导则》(Q/CNPC53);
- (2) 《钻井井控技术规程》(SY/T6426-2005);
- (3) 《石油天然气设计防火规范》(GB50183-2004);
- (4) 《石油天然气工业健康、安全与环境管理体系》(SY/T 6276-2014);
- (5) 《钻井废弃物无害化处理技术规范》(Q/SY XN0276-2015);
- (6) 《石油天然气安全规程》(AQ2012-2007);
- (7) 《钻井技术操作规程》(Q/SYCQZ001-2008);
- (8) 《钻前工程及井场布置技术要求》(SY/T5466-2013);
- (9) 《川东北地区天然气勘探开发环境保护规范第1部分：钻井与井下作业工程》(QSH 0099.1-2009);
- (10) 《废矿物油回收利用污染控制技术规范》(HJ607-2011);
- (11) 《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》(DZ T 0317-2018)。

1.1.6项目相关资料

- (1) 相关钻井工程、油气集输工程设计资料;
- (2) 《涪陵页岩气田焦页26#井组井网加密建设项目环境影响报告表》及批

复；

(3)《涪陵页岩气田焦页 26#井组井网加密建设项目竣工环境保护验收调查报告》；

(4)《焦页 34-6HF、34-7HF、34-87HF 井钻井工程环境影响报告表》及批复；

(5)《焦页 34-6HF、34-7HF、34-87HF 井钻井工程竣工环境保护验收调查报告》；

(6) 其他相关资料。

1.2 评价目的、总体构思、内容及重点

1.2.1 评价目的

(1) 结合相关产业政策、环境政策、行业政策以及行业规划和区域规划，根据环境特征及环境影响预测与评价结论、环境风险评价结论，分析论述项目建设的环境可行性，为环境管理部门决策提供科学依据。

(2) 及时落实项目建设和环境管理中的污染防治措施、生态保护措施、风险防范措施，为该项目实现合理布局、优化设计、清洁生产、落实环保措施及风险防范、应急措施提供科学依据；确保污染物达标排放、区域环境功能不改变，生态系统良性循环，将不利影响降至最低程度；将风险概率及风险事故影响降低到可接受程度。为项目的稳定建设、企业环境管理、环境管理部门实施监督管理提供科学依据，实现项目与区域经济、社会 and 环境的协调发展。

(3) 针对设计拟采取的环保措施进行分析，提出完善措施以符合环保要求，将环境影响控制在可接受范围内。

1.2.2 总体构思

(1) 根据《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函〔2019〕910号）要求，重点回顾区块内开发现状、生态影响及污染物产排、环境保护措施落实情况和存在的环保问题等

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

(3) 本次评价根据钻前、钻井、储层改造、运营期、退役期分别分析其环

境影响,并有针对性的提出生态保护及污染防治措施。其中本项目的产排污分析、污染防治措施、环境风险防范措施和生态环境保护措施将充分参考涪陵区页岩气开发井的实际情况。

(4) 建设单位按照《环境影响评价公众参与办法》等规范性文件要求,开展公众参调查,本环评仅在评价结论中采纳其公众参与调查结果。

1.2.3 内容及重点

(1) 内容

根据本项目的特点,结合项目区的环境状况,评价的主要内容包括总则、现状回顾、项目概况、工程分析、区域环境概况、环境质量现状调查与评价、施工期环境影响预测与评价、运营期环境影响预测与评价、环境风险评价、环境保护措施集气可行性论证、环境影响经济损益分析、环境管理与监测计划、结论与建议。

(2) 重点

以区块开发现状及回顾性评价和项目概况及工程分析为基础,以环境影响预测与评价、环境风险评价、环境保护措施及其经济、技术论证等内容为评价重点。

1.3 评价时段

总体评价时段主要为施工期、运营期,兼顾退役期。

本项目钻井工程评价时段为施工期,内部集输工程为施工期、运营期,同时兼顾退役期。

1.4 环境影响识别与评价因子筛选

(1) 环境影响识别

通过工程分析以及区域环境概况分析,工程项目在建设期对环境的影响要素及程度分别见表 1.4-1。

表 1.4-1 工程对环境的影响因素识别矩阵表

环境要素		工程因素				综合识别
		钻前准备	钻井、储层改造	地面工程	环境风险	
自然环境	地形地貌	-S	0	0	0	-S
	气候气象	0	0	0	0	0
	地表水水文	-S	0	0	0	-S

	地下水水文	0	-M	0	0	-M
生态环境	陆生植物	-S	0	0	-M	-M
	陆生动物	-S	0	0	-S	-S
	土地利用	-M	0	0	0	-M
	水土流失	-M	0	0	0	-M
	景观生态	-S	0	0	0	-S
环境质量	土壤环境	-S	-S	0	-S	-S
	地表水	-S	0	0	-M	-M
	地下水	0	-M	-S	-S	-M
	环境空气	-S	-S	-S	-M	-M
	声环境	-S	-M	-S	0	-M
	固体废物	-S	-M	0	-S	-M

注：+、-、0 分别表示有利、不利和可忽略影响，L、M、S 分别表示影响程度大、中、小。

由表 1.4-1 可知，本项目对环境的主要不利环境影响要素有土壤环境、土地利用、水土流失、陆生植物、地表水、地下水、环境空气、声环境、固体废物；主要有利环境影响因素为资源开发利用。

（2）评价因子筛选

根据本项目施工作业和生产过程的环境影响特点，结合当地环境功能和各类环境因子的重要性和可能受影响的程度，在环境影响识别的基础上，各环境影响评价因子的筛选确定见表 1.4-2。

表 1.4-2 评价因子筛选结果表

序号	环境要素	现状评价因子	预测评价因子
1	环境空气	SO ₂ 、NO ₂ 、PM ₁₀ 、TSP、CO、O ₃	水套炉废气、NO _x 、颗粒物
2	地表水	pH、COD、BOD ₅ 、氨氮、挥发酚、石油类、硫化物、氯化物	/
3	地下水	K ⁺ 、Na ⁺ 、Ca ²⁺ 、Mg ²⁺ 、CO ₃ ²⁻ 、HCO ₃ ⁻ 、Cl ⁻ 、SO ₄ ²⁻ 、pH、氨氮、硝酸盐、亚硝酸盐、挥发性酚类、氰化物、砷、汞、铬（六价）、总硬度、铅、氟、镉、铁、锰、溶解性总固体、高锰酸盐指数、硫酸盐、氯化物、总大肠菌群、菌落总数、硫化物、石油类、钡	氯化物、COD、石油类
4	声环境	等效 A 声级	等效 A 声级
5	土壤（农用地）	pH 值、镉、汞、砷、铜、铅、铬、锌、镍、石油烃、钡	/

6	土壤 (建设用地)	pH 值、镉、汞、砷、铜、铅、铬（六价）、镍、四氯化碳、氯仿、氯甲烷、1,1-二氯乙烷、1,2-二氯乙烷、1,1-二氯乙烯、顺-1,2-二氯乙烯、反-1,2-二氯乙烯、二氯甲烷、1,2-二氯丙烷、1,1,1,2-四氯乙烷、1,1,2,2-四氯乙烷、四氯乙烯、1,1,1-三氯乙烷、1,1,2-三氯乙烷、三氯乙烯、1,2,3-三氯丙烷、氯乙烯、苯、氯苯、1,2-二氯苯、1,4-二氯苯、乙苯、苯乙烯、甲苯、间二甲苯+对二甲苯、邻二甲苯、硝基苯、苯胺、2-氯酚、苯并[a]蒽、苯并[a]芘、苯并[b]荧蒽、苯并[k]荧蒽、蒽、二苯并[a,h]蒽、茚并[1,2,3-cd]芘、萘、石油烃、钡	/
7	生态环境	生境：面积、质量、连通性 生态系统：植被覆盖度、生产力、生物量、生态系统功能 自然景观：景观多样性、完整性	生境：面积、质量、连通性 生态系统：植被覆盖度、生产力、生物量、生态系统功能 自然景观：景观多样性、完整性
8	环境风险	/	火灾爆炸、井喷、泄漏等；废水和固废泄漏、油罐泄漏、项目最终废水外运时的运输风险等

1.5环境功能区划及评价标准

1.5.1环境功能区划

(1) 地表水

本项目周边主要河流为枳溪河、麻溪河，均属于乌江水系，枳溪河为麻溪河支流，无水域功能，根据《重庆市人民政府批转重庆市地表水环境功能类别调整方案的通知》（渝府发[2012]4号）、《重庆市涪陵区人民政府批转区环保局关于报批涪陵区地表水域适用功能类别划分规定的通知》（涪府发[2007]3号），乌江、麻溪河属于Ⅲ类水域，执行《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中Ⅲ类水域水质标准。

(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

根据《重庆市环境保护局关于印发城市区域环境噪声标准适用区域划分规定

调整方案的通知》（渝环发〔2007〕39号）等文件，项目所处区域属于《声环境质量标准》（GB3096-2008）2类功能区。

（4）环境空气

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

（5）生态环境

根据《重庆市生态功能区划》（修编），本项目所在区域属“IV1-1 长寿—涪陵水体保护—营养物质保持生态功能区”。区域主导生态功能为水土保持，辅助功能为农业营养物质保持、水体保护、水源涵养和地质灾害防治。重点任务是加大陡坡耕地的退耕还林、还草和天然林保护力度，调整完善森林植被的结构，强化植被的水土保持和水源涵养功能。加强水体保护。在坚持生态优先和保护第一的前提下，合理开发利用保护区内的自然资源，不断提高保护区的自养能力。

1.5.2 评价标准

1.5.2.1 环境质量标准

（1）地表水

本项目周边主要河流为枳溪河、麻溪河，枳溪河为麻溪河支流，无水域功能，根据《重庆市人民政府批转重庆市地表水环境功能类别调整方案的通知》（渝府发〔2012〕4号）、《重庆市涪陵区人民政府批转区环保局关于报批涪陵区地表水域适用功能类别划分规定的通知》（涪府发〔2007〕3号），麻溪河属于Ⅲ类水域，执行《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中Ⅲ类水域水质标准，标准值见表 1.5-1。

表 1.5-1 地表水环境质量标准限值

单位：mg/L

项目	pH (无量纲)	BOD ₅	COD	NH ₃ -N	石油类	硫酸盐	氯化物	硫化物
Ⅲ类标准值	6~9	4	20	1.0	0.05	250	250	0.2

注：硫酸盐、氯化物标准限值取《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中集中式生活饮用水地表水源地补充项目标准限值。

（2）地下水

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

表 1.5-2 地下水质量标准限值

单位: mg/L

污染物	pH(无量纲)	石油类*	耗氧量	氨氮	硫酸盐
III类标准值	6.5~8.5	≤0.05	≤3.0	≤0.2	≤250
污染物	氯化物	总硬度	铁	锰	阴离子表面活性剂
III类标准值	≤250	≤450	≤0.3	≤0.1	≤0.3
污染物	钡	镉	铅	溶解性总固体	硝酸盐
III类标准值	≤0.70	≤0.005	≤0.01	≤1000	≤20
污染物	亚硝酸盐	挥发酚	氰化物	总大肠菌群	菌落总数
III类标准值	≤1.0	≤0.002	≤0.05	≤3 (MPN/100mL)	≤100 (CFU/100mL)

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

(3) 声环境

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

(4) 环境空气

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

表 1.5-3 环境空气质量标准

序号	污染物项目	平均时间	浓度限值 (二级)	单位
1	SO ₂	年平均	60	ug/m ³
		24小时平均	150	
		1小时平均	500	
2	NO ₂	年平均	40	ug/m ³
		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	ug/m ³
		1小时平均	200	
5	PM ₁₀	年平均	70	
		24小时平均	150	
6	PM _{2.5}	年平均	35	
		24小时平均	75	

(5) 土壤质量标准

本项目平台内土壤执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地筛选值，标准值见表 1.5-4。平台外农用地土壤执行《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）》风险筛选值，标准值见 1.5-5。

表 1.5-4 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）第二类用地筛选值 单位：mg/kg

污染物	pH（无量纲）	镉	铅	汞	砷
第二类用地筛选值	/	65	800	38	60
污染物	铜	镍	六价铬	全盐量	石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）
第二类用地筛选值	18000	900	5.7	/	4500
污染物	萘	茚并[1,2,3-cd]芘	二苯并[a,h]蒽	蒽（1,2-苯并菲）	苯并[k]荧蒽
第二类用地筛选值	70	15	1.5	1293	151
污染物	苯并[b]荧蒽	苯并[a]芘	苯并[a]蒽	2-氯酚	苯胺
第二类用地筛选值	15	1.5	15	2256	260
污染物	硝基苯	邻二甲苯	间二甲苯+对二甲苯	甲苯	1,2-二氯苯
第二类用地筛选值	76	640	570	1200	560
污染物	1,4-二氯苯	乙苯	苯乙烯	1,1,1-三氯乙烷	1,1,2-三氯乙烷
第二类用地筛选值	20	28	1290	840	2.8
污染物	三氯乙烯	1,2,3-三氯丙烷	氯乙烯	苯	氯苯
第二类用地筛选值	2.8	0.5	0.43	4	270
污染物	1,1,2,2-四氯乙烷	1,1,1,2-四氯乙烷	四氯乙烯	反-1,2-二氯乙烯	二氯甲烷
第二类用地筛选值	6.8	10	53	54	616
污染物	1,2-二氯丙烷	四氯化碳	氯仿	氯甲烷	1,1-二氯乙烷
第二类用地筛选值	5	2.8	0.9	37	9
污染物	1,2-二氯乙烷	1,1-二氯乙烯	顺-1,2-二氯乙烯		
第二类用地	5	66	596		

筛选值					
-----	--	--	--	--	--

注：全盐量为特征因子，但无相应风险筛选值标准，

表 1.5-5 农用地土壤污染风险筛选值 单位：mg/kg

污染物项目	风险筛选值			
	5.5<pH≤6.5		6.5<pH≤7.5	
	水田	其他	水田	其他
镉	0.4	0.3	0.6	0.3
铅	100	90	140	120
汞	0.5	1.8	0.6	2.4
铬	250	150	300	200
砷	30	40	25	30
铜	150	50	200	100
镍	70		100	
锌	200		200	
石油烃[C10-C40]	4500			

注：石油烃[C10-C40]参考执行建设用地土壤污染风险管控标准(试行)第二类用地筛选值。

1.5.2.2 污染物排放标准

(1) 废水

本项目井队生活污水采用旱厕收集后农用，不外排；水基钻井液回用于其他平台钻井，压裂反排液经处理满足《涪陵地区页岩气藏措施反排液处理规范》(Q/SH10351031-2013)后回用于其他工区压裂工序，不外排。压裂回用水水质要求见表 1.5-6。

表 1.5-6 压裂液回用水水质要求

序号	项目	重复利用指标	处理方法
1	矿化度, mg/L	$\leq 3 \times 10^4$	絮凝沉淀、杀菌
2	pH	5.5-9.0	
3	$\text{Ca}^{2+} + \text{Mg}^{2+}$, mg/L	≤ 1800	
4	悬浮固体含量, mg/L	≤ 150	
5	硫酸盐杆菌 SRB, 个/mL	≤ 25	
6	腐生菌 TGB, 个/mL	≤ 25	
7	铁菌 FB, 个/mL	≤ 25	

压裂返排液不能利用时通过罐车运至涪陵页岩气田产出水处理站达标处理达《污水综合排放标准》(GB8978-1996)一级标准后排放，营运期采出水优先拉

运至周边井场配制压裂液，后期利用罐车拉运至涪陵页岩气采出水收集与处理系统进行处理达《污水综合排放标准》(GB8978-1996)一级标准后排放。排放标准见表 1.5-7。

表 1.5-7 采出水排放标准 单位：mg/L

序号	项目	限值
1	pH	6~9
2	COD	≤100
3	色度	≤50
4	SS	≤70
5	BOD ₅	≤20
6	石油类	≤5
7	挥发酚	≤0.5
8	氨氮	≤15
9	磷酸盐	≤0.5
10	氯化物	≤350

(2) 噪声

施工噪声执行《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2011)，即昼间噪声排放限值 70dB (A)，夜间 55dB (A)。

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

(3) 废气

项目施工期钻井工程采用网电供电，无燃油废气排放；配备采用柴油发电机作为备用电源，因此施工期柴油机燃烧废气、施工机具和施工扬尘等无组织排放执行重庆市《大气污染物综合排放标准》(DB50/418-2016) 其他区域标准值。项目运行期依托焦页 70 号、85 号集气站现有的水套炉，水套炉加热烟气执行《锅炉大气污染物排放标准》(DB50/658-2016) 及重庆市地方标准第 1 号修改单中燃气锅炉排放标准（执行“新建锅炉大气污染物排放浓度限值”）。详见表 1.5-8。

表 1.5-8 废气执行标准一览表

施工阶段	污染物	最高允许排放浓度限值 (mg/m ³)	无组织排放监控点浓度限值 (mg/m ³)	标准名称
施工期	SO ₂	550	0.40	《大气污染物综合排放标准》(DB50/418-
	NO _x	240	0.12	

	颗粒物	120	1.0	2016)其他区域标准值
运营 期	SO ₂	50	/	《锅炉大气污染物排放标准》(DB50/658-2016)及重庆市地方标准第 1 号修改单中燃气锅炉排放标准
	NO _x	50	/	
	烟尘	20	/	

(4) 固体废物

本项目导管以及一开、二开直井段钻井阶段采用清水钻，二开斜井段采用水基钻井泥浆体系，不添加有毒有害重金属物质，主要成分为水、无机盐、普通有机聚合物等无毒物质，清水钻井岩屑作为井场或道路垫层使用；水基钻井岩屑经不落地系统收集加水泥、粉煤灰后暂存于水基岩屑暂存区，最终由水泥窑协同处置，按《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》(GB 18599-2020)进行控制；油基岩屑经钢罐收集后交由工区进行回收废油，处理后灰渣按危险废物进行处置，交由有危险废物处置资质的单位进行处置，执行《危险废物贮存污染控制标准》(GB 18597-2001)及 2013 修改单中相应标准。

1.6 评价工作等级、范围

1.6.1 生态环境

(1) 评价等级

根据《环境影响评价技术导则 生态影响》(HJ19-2022)“6.1 评价等级的确定”中“f) 当工程占地规模大于 20 km²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；g) 除本条 a)、b)、c)、d)、e)、f) 以外的情况，评价等级为三级；”。

本项目属于扩建项目，不会导致土地利用明变化，在现有平台西北侧新增占地 1019m²，小于 20km²，且区块内地下水水位、土壤影响范围内无天然林、公益林、湿地等生态保护目标的分布，确定本项目生态影响等级为三级；

(2) 评价范围

根据《环境影响评价技术导则 生态影响》(HJ19-2022)“6.2.3 矿山开采项目评价范围应涵盖开采区及其影响范围、各类场地及运输系统占地以及施工临时占地范围等。”确定本项目评价范围为现有平台及新征占地周边 500m 范围。

1.6.2 环境空气

(1) 评价等级

本项目运营期废气污染源主要为站场水套炉烟气，主要污染物为 SO_2 、 NO_x 、颗粒物。

根据《环境影响评价技术导则大气环境》(HJ2.2—2018) 要求，采用估算模型 AERSCREEN 对项目主要大气污染源进行环境空气评价等级判定，判别依据见表 1.6-1，估算模型计算结果见 1.6-2。

表 1.6-1 环境空气影响评价工作等级判定表

评价工作等级	评价工作分级判据
一级	$P_{\max} \geq 10\%$
二级	$1\% \leq P_{\max} < 10\%$
三级	$P_{\max} < 1\%$

表 1.6-2 主要大气污染物估算模型计算结果表

污染物		最大落地浓度 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	最大浓度占标率 (%)	最大落地浓度出现 距离 (m)
NO_x	1#加热炉	0.179	0.53%	41
	2#加热炉	0.179	0.51%	41
颗粒物	1#加热炉	1.321	0.02%	41
	2#加热炉	1.285	0.02%	41

根据表 1.6-2 判定结果，本项目加热炉废气 NO_x 污染物最大占比率为 0.53%，确定本项目整体环境空气评价等级为三级。

(2) 评价范围

根据《环境影响评价技术导则大气环境》(HJ 2.2-2018)，本次评价不划定评价范围。

1.6.3 声环境

(1) 评价等级

本项目位于 2 类声环境功能区，主要为施工期噪声影响，建设前后评价范围内敏感目标噪声级增高不超过 5dB (A)，受噪声影响人口数量变化不大，根据《环境影响评价技术导则 声环境》(HJ2.4-2021) 要求，项目声环境评价等级为二级。

(2) 评价范围

根据《环境影响评价技术导则 声环境》(HJ2.4-2021)要求,本次确定声环境影响评价范围为井组场界周边外扩 200m 范围。

1.6.4地表水环境

本项目施工期产生的废水综合利用不外排;运营期产生的采出水在平台现有的废水池内暂存,定期装车外运优先回用于其他平台压裂工序,无法回用的采用罐车运送至白涛采出水处理站进行集中处理达标后排放。根据《环境影响评价技术导则 地表水环境》(HJ2.3-2018),确定地表水环境评价等级为三级 B,本次主要分析废水综合利用的可行性以及依托设施的环境可行性,不划定评价范围。

1.6.5地下水环境

(1) 评价等级

本方案依据《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)中建设项目地下水评价等级划分标准,在进行工程分析、现场调查和水文地质试验的基础上,结合建设项目场地的包气带防污性能、浅层含水层水文地质特征、地下水环境敏感程度、污染物排放量与污染因子复杂程度等指标特征,对本方案的地下水环境影响评价进行了等级划分。

① 建设项目行业分类

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)附录 A,本方案钻井工程属于 F: 天然气、页岩气开采,应划分为II类建设项目。

② 地下水环境敏感性

根据现场调查结果和收集的相关资料表明,本方案各建设场地不涉及当地集中式饮用水源的保护区及其准保护区,不涉及国家或地方政府设定的与地下水环境相关的其他保护区,也不涉及集中式饮用水源准保护区外的补给径流区和未划定准保护区的集中式饮用水源。井场周边农村居民主要以自打水井为水源,属于分散式饮用水水源。根据地下水环境敏感程度分级表,本方案各井站地下水环境敏感程度属于“较敏感”程度。

③ 地下水影响评价工作等级

本项目属于《环境影响评价技术导则地下水环境》(HJ 610-2016)附录 A 中“页岩气开采业”,属于地下水环境影响评价II类项目;项目区钻井平台所在水文地质单元内无集中式地下水饮用水源,仅分布居民散户的分散式饮用水源,地

下水环境较敏感；根据以上分析，确定本项目地下水环境影响评价等级为二级。

(2) 评价范围

本项目地下水环境现状调查和环境影响评价范围依据《环境影响评价技术导则地下水环境》(HJ 610-2016)，根据项目特点及其所在区域水文地质条件、地下水环境保护目标、地下水环境现状、地下水基本流场特征等因素。本次地下水环境现状调查评价范围的确定采用自定义法。根据建设项目所在区域水文地质条件确定，水文地质见附图 6。

平台所在水文地质单元以山顶分水岭、枫溪河、麻溪河为界。水文地质单元面积约 10.64km²。

1.6.6 土壤环境

(1) 评价等级

本项目为页岩气开采项目，属于《环境影响评价导则 土壤环境（试行）》(HJ 964-2018) 中的 II 类项目，平台建设和钻井主要为污染影响型。

周边环境敏感程度判别依据见表 1.6-4，土壤环境影响评价工作等级划分见表 1.6-5。

表 1.6-3 污染影响型敏感程度分级表

敏感程度	判别依据
敏感	建设项目周边存在耕地、园地、牧草地、饮用水水源地或居民区、学校、医院、疗养院、养老院等土壤环境敏感目标的
较敏感	建设项目周边存在其他土壤环境敏感目标的
不敏感	其他情况

表 1.6-4 污染影响型评价工作等级划分表

	I 类			II 类			III 类		
	大	中	小	大	中	小	大	中	小
敏感	一级	一级	一级	二级	二级	二级	三级	三级	三级
较敏感	一级	一级	二级	二级	二级	三级	三级	三级	-
不敏感	一级	二级	二级	二级	三级	三级	三级	-	-

注：“-”表示可不开展土壤环境影响评价工作。

根据《环境影响评价技术导则土壤环境（试行）》(HJ964-2018) 附录 A，本项目属于“采矿业”中“天然气开采”，为 II 类项目。平台周围分布有耕地，土壤环境敏感程度为：敏感。项目永久占地小于 5hm²，占地规模属于小型，因此，

确定本项目土壤环境影响评价等级为二级。

(2) 评价范围

调查评价范围为平台占地范围及范围外 0.2km 范围。

1.6.7 环境风险

根据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ 169-2018)，本项目危险物质最大在线量与临界量的比值(加权) $Q < 1$ ，环境风险潜势为 I，评价工作等级为“简单分析”。

评级范围：简单分析项目未明确评价范围。根据环境风险可能影响的范围，确定本次环境风险评价范围为井场周边 500m 范围。

1.7 相关法律、法规、政策、规划符合性

1.7.1 政策符合性分析

1.7.1.1 产业政策符合性

根据《产业结构调整指导目录(2019 年本)》，本项目属于“第一类 鼓励类 七 石油天然气 2、页岩气、页岩油、致密油、油砂、天然气水合物等非常规资源勘探开发”，符合国家产业政策要求。

1.7.1.2 与《重庆市长江经济带发展负面清单实施细则(试行)》(渝推长办发〔2019〕40 号)符合性分析

根据重庆市推动长江经济带发展领导小组办公室关于印发《重庆市长江经济带发展负面清单实施细则(试行)》的通知(渝推长办发〔2019〕40 号)，本项目与其符合性分析如下。

表 1.7-1 与渝推长办发〔2019〕40 号的符合性分析

序号	要求	本项目	符合性
1	一、禁止建设不符合全国和省级港口布局规划以及港口总体规划的码头项目，禁止建设不符合《长江干线过江通道布局规划》的过长江通道项目。	本项目属于页岩气开发项目，不属于过长江通道项目。	符合
2	二、禁止在自然保护区核心区、缓冲区的岸线和河段范围内投资建设旅游和生产经营项目。禁止在风景名胜区核心景区的岸线和河段范围内投资建设与风景名胜资源保护无关的项目。	本项目不涉及自然保护区和风景名胜区。	符合

3	三、禁止在饮用水水源一级保护区的岸线和河段范围内新建、改建、扩建与供水设施和保护水源无关的项目，以及网箱养殖、旅游等可能污染饮用水水体的投资建设项目。禁止在饮用水水源二级保护区的岸线和河段范围内新建、改建、扩建排放污染物的投资建设项目。	本项目不涉及集中式饮用水水源保护区。	符合
4	四、禁止在水产种质资源保护区的岸线和河段范围内新建排污口，以及围湖造田、围海造地或围填海等投资建设项目。禁止在国家湿地公园的岸线和河段范围内挖砂、采矿，以及任何不符合主体功能定位的投资建设项目。	本项目不涉及水产种质资源保护区。	符合
5	五、禁止在《长江岸线保护和开发利用总体规划》划定的岸线保护区内投资建设除保障防洪安全、河势稳定、供水安全以及保护生态环境、已建重要枢纽工程以外的项目，禁止在岸线保留区内投资建设除保障防洪安全、河势稳定、供水安全、航道稳定以及保护生态环境以外的项目。禁止在《全国重要江河湖泊水功能区划》划定的河段保护区、保留区内投资建设不利于水资源及自然生态保护的项目。	本项目不涉及长江岸线保护区。	符合
6	六、禁止在生态保护红线和永久基本农田范围内投资建设除国家重大战略资源勘查项目、生态保护修复和环境治理项目、重大基础设施项目、军事国防项目以及农牧民基本生产生活等必要的民生项目以外的项目。	本项目不涉及生态保护红线。但是涉及部分永久基本农田，根据《自然资源部、农业农村部关于加强和改进永久基本农田保护工作的通知》（自然资规〔2019〕1号），页岩气属于战略性矿产资源，本项目属于试采阶段，建设单位正在根据要求办理相关手续。	符合
7	七、禁止在长江干支流 1 公里范围内新建、扩建化工园区和化工项目。禁止在合规园区外新建、扩建钢铁、石化、化工、焦化、建材、有色等高污染项目	本项目为页岩气开采，不属于化工。	符合

1.7.1.3 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）符合性分析

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

〔2019〕910 号〕的符合性分析详见表 1.7-2。

表 1.7-2 与环办环评函（2019）910 号的符合性分析

序号	文件要求	本项目	符合性
1	(七)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。涉及污染物排放的海洋油气开发项目,应当符合《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》(GB4914)等排放标准要求。	项目运营期产生的采出水优先回用于其他钻井平台压裂液配制,无法回用的采用罐车运送至污水处理厂集中处理达标后排放。	符合
2	(八)涉及废水回注的,应当论证回注的环境可行性,采取切实可行的地下水污染防治和监控措施,不得回注与油气开采无关的废水,严禁造成地下水污染。在相关行业污染控制标准发布前,回注的开采废水应当经处理并符合《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》(SY/T5329)等相关标准要求后回注,同步采取切实可行措施防治污染。回注目的层应当为地质构造封闭地层,一般应当回注到现役油气藏或枯竭废弃油气藏。相关部门及油气企业应当加强采出水等污水回注的研究,重点关注回注井井位合理性、过程控制有效性、风险防控系统性等,提出从源头到末端的全过程生态环境保护及风险防控措施、监控要求。建设项目环评文件中应当包含钻井液、压裂液中重金属等有毒有害物质的相关信息,涉及商业秘密、技术秘密等情形的除外。	本项目不涉及废水回注。	符合
3	(九)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。鼓励企业自建含油污泥集中式处理和综合利用设施,提高废弃油基泥浆和含油钻屑及其处理产物的综合利用率。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。	本项目清水岩屑进行井场道路铺垫;水基岩屑经不落地系统收集、压滤脱水后,加水泥、粉煤灰拌合固化,随后送水泥窑协同处置;油基岩屑采用钢罐收集后运输至涪陵工区油基岩屑回收利用站脱油处置,脱油后形成的含油量小于 3000mg/kg 灰渣交由有资质的水泥窑协同处置	符合

4	(十)陆地油气开采项目的建设单位应当对挥发性有机物液体储存和装载损失、废水液面逸散、设备与管线组件泄漏、非正常工况等挥发性有机物无组织排放源进行有效管控,通过采取设备密闭、废气有效收集及配套高效末端处理设施等措施,有效控制挥发性有机物和恶臭气体无组织排放。涉及高含硫天然开采的,应当强化钻井、输送、净化等环节环境风险防范措施。含硫气田回注采出水,应当采取有效措施减少废水处理站和回注井场硫化氢的无组织排放。高含硫天然气净化厂应当采用先进高效硫磺回收工艺,减少二氧化硫排放。井场加热炉、锅炉、压缩机等排放大气污染物的设备,应当优先使用清洁燃料,废气排放应当满足国家和地方大气污染物排放标准要求。	本项目主要是钻井和压裂原辅料,均采用袋装和桶装,密闭运送至场地,储存过程均采用半封闭和封闭设施,并设置有防渗措施。 钻井液和压裂液均在密闭设备中配置,可有效控制挥发性有机物和恶臭气体的排放。 依托现有密闭集输工艺,页岩气输送至脱水站进行集中处理。 本项目属于不含硫化氢页岩气; 井场加热炉优先使用本项目采出的清洁页岩气。	符合
5	(十一) 施工期应当尽量减少施工占地、缩短施工时间、选择合理施工方式、落实环境敏感区管控要求以及其他生态环境保护措施,降低生态环境影响。钻井和压裂设备应当优先使用网电、高标准清洁燃油,减少废气排放。选用低噪声设备,避免噪声扰民。施工结束后,应当及时落实环评提出的生态保护措施。	本项目合理规划占地,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,高标准清洁燃油放。对受噪声影响居民采取临时功能置换措施,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
6	(十二)陆地油气长输管道项目,原则上应当单独编制环评文件。油气长输管道及油气田内部集输管道应当优先避让环境敏感区,并从穿越位置、穿越方式、施工场地设置、管线工艺设计、环境风险防范等方面进行深入论证。高度关注项目安全事故带来的环境风险,尽量远离沿线居民。	本项目不涉及长输管道项目,部分管道已经避让环境敏感区,本次评价提出环境风险防范措施。	
7	(十三)油气储存项目,选址尽量远离环境敏感区。加强甲烷及挥发性有机物的泄漏检测,落实地下水污染防治和跟踪监测要求,采取有效措施做好环境风险防范	本项目不涉及油气储存,仅涉及油气开采和集输。且项目选址已远离环境敏感区,	符合

		与环境应急管理；盐穴储气库项目还应当严格落实采卤造腔期和管道施工期的生态环境保护措施，妥善处理采出水。	落实了地下水污染防治和跟踪监测要求，做好了环境风险防范措施。	
8		(十四)油气企业应当加强风险防控，按规定编制突发环境事件应急预案，报所在地生态环境主管部门备案。	建设单位已编制《中石化重庆涪陵页岩气勘探开发有限公司突发环境事件应急预案》和《中石化重庆涪陵页岩气勘探开发有限公司风险评估报告》。环境风险评估报告备案号：5001022020100005；环保应急预案备案号：500102-2020-100-LT。	符合
9		(十五)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。项目正式开工后，油气开采企业应当每年向具有管辖权的生态环境主管部门书面报告工程实施或变动情况、生态环境保护工作情况，涉及自然保护区和生态保护红线的，应当说明工程实施的合法合规性和对自然生态系统、主要保护对象等的实际影响，接受生态环境主管部门依法监管。	建设单位设置有专门的环境管理部门，并制定有完善的QHSE管理体系，并落实了规划、建设、运营、退役等环节生态环境保护措施。项目开工后，企业应主动向具有管辖权的生态环境主管部门书面报告工程实施或变动情况、生态环境保护工作情况。	符合
10	四、加强事中事后监管	(十七)陆地油气开采区块项目环评批复后，产能总规模、新钻井总数量增加30%及以上，回注井增加，占地面积范围内新增环境敏感区，井位或站场位置变化导致评价范围内环境敏感目标数量增加，开发方式、生产工艺、井类别变化导致新增污染物种类或污染物排放量增加，与经批复的环境影响评价文件相比危险废物实际产生种类增加或数量增加、危险废物处置方式由外委改为自行处置或处置方式变化导致不利环境影响加重，主要生态环境保护措施或环境风险防范措施弱化或降低等情形，依法应当重新报批环评文件。	对照左列变化，若项目实际建设与批复内容有较大出入，应按照相关要求依法应当重新报批环评文件。	符合
11		(十八)建设单位或生产经营单位按规定开展建设项目竣工环境保护验收，并录入全国建设项目竣工环境保护验收信息平台。分期建设、分期投入生产或者使用的建设项目，其相应的环境保护设施应当分期验收。	项目完工后，应组织开展竣工环境保护验收，并按要求录入系统，涉及分期验收的，相应的环境保护设施应当分期验收。	符合

12	(十九)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，发现问题应及时整改。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。	本项目设置有地下水、生态、土壤等跟踪监测，并按照规定开展环境影响后评价。	符合
13	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。	评价要求工程设施退役，建设单位应当按照相关要求对永久停用、拆除或弃置的各类井、管道等工程设施落实封堵、土壤及地下水修复、生态修复等措施。	符合
14	油气企业应按照企事业单位环境信息公开办法、环境影响评价公众参与办法等有关要求，主动公开油气开采项目环境信息，保障公众的知情权、参与权、表达权和监督权。	建设单位设置有专门的环境管理部门，并制定有完善的 QHSE 管理体系，对项目环境信息依法进行公示。	符合

1.7.1.4与《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》(DZ/T0317-2018)符合性分析

《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》(DZ/T 0317-2018)规定了陆上石油和天然气开采行业绿色矿山矿区环境、资源开发方式、资源综合利用、节能减排、科技创新与信息化、企业管理与企业形象方面的要求。

本项目为页岩气开采项目，经分析，本项目拟采取的措施要求符合该规范中相关要求。本项目与《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》(DZ/T0317-2018)的符合性分析详见表 1.7-3。

表 1.7-3 本项目与绿色矿山建设规范符合性分析

内容	基本要求	本项目	相符性
矿区环境	5.1 基本要求 5.1.1 矿区功能分区布局合理，矿区应绿化、美化，整体环境整洁美观。 5.1.2 生产、运输、储存等管理规范有序。	建设单位坚持勘探开发一体化的工作思路；以涪陵一期、江东、平桥区块产能建设及焦石坝区块开发调整前期评价取得的成果认识为基础，整体部署、分步实施、评建一体、优化调整；占地集约化、流程标准化、装置系列化、设备通用化、单体撬装化、管理信息化，突出安全、环保、高效理念。 本项目平台功能分区布局合理，施工结束后均及时进行植被恢复，生产、运输、储存等管理均规范有序。	符合
	5.2 矿容矿貌 5.2.1 矿区按生产区、管理区、生活区等功能分区，各功能区符合 GB50187 的规定，建立管理机构，制订管理制度，运行有序、管理规范。 5.2.2 矿区地面道路、供水、供电、卫生、环保等基础配套设施完善，道路平整规范，标识清晰、标牌统一。在生产区设置操作提示牌、说明牌、线路示意图牌等标牌，标牌符合 GB/T13306 的规定。 5.2.3 执行各类废弃物管理制度。固体废弃物按照《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》规范堆放综合利用和处置；矿区废液污物按照《中华人民共和国水污染防治法》规范存储和处置。 5.2.4 矿区油气生产、储运过程安全有序，按照 AQ2012 安全规程执行；在需警示安全的区域设置安全标志，警示标志设置符合 GB 14161、SY 6355 的规定。	平台生产区、管理区、生活区等设计建设均符合GB50187的规定要求；同时建立完善的管理机构，制定有完善的管理制度，日常运行有序，管理规范。 本项目为页岩气田开采项目，工程配套建有地面道路、供水、供电、卫生、环保等基础配套设施，较为完善和规范。项目施工期及运营期产生的各类固体废弃物及废液均按照相关法律法规进行暂存、处理处置。 本项目开展了安全预评价相关工作，其现有工程均按照相关安全规程进行运行，同时按要求设置各类安全标志和警示标志。工程拟按照相关规范完成上述要求。	符合
	5.3 矿区绿化 5.3.1 因地制宜绿化矿区，绿化应与周边自然环境和景观相协调，绿化植物搭配合理。	项目施工期结束后及闭井后，均对施工场地及占用的土地进行植被恢复和绿化，恢复绿化率可达100%。	符合

	5.3.2 矿区绿化覆盖率应达到 100%。		
资源开发方式	6.1 基本要求 6.1.1 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。 6.1.2 因矿制宜选择开采工艺和装备，符合清洁生产要求。 6.1.3 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。	本项目评价内容主要包括新建平台、钻井及配套集输、供电、消防等配套工程；本项目环评报告将项目施工期、运营期地下水、土壤、生态、风险等要素环境影响和防治措施可行性作为评价重点，同时对依托的工程进行了可行性分析。	符合
	6.2 绿色开发 6.2.1 应遵循矿区油气资源赋存状况、生态环境特征等条件，科学合理确定开发方案，选择与油气藏类型相适应的先进开采技术和工艺，推广使用成熟、先进的技术装备，严禁使用国家明文规定的限制和淘汰的技术工艺及装备。 6.2.2 集约节约利用土地资源，土地利用符合用地指标政策。合理确定站址、场址、管网、路网建设占地规模。 6.2.3 应实施绿色钻井技术体系，科学选择钻井方式、环境友好型钻井液及井控措施，配备完善的固控系统，及时妥善处置钻井泥浆。 6.2.4 油气开发全过程应采取措施防止地下水污染，建立动态监测评估、处理及报告机制。 6.2.5 既有项目应依据开发动态情况及时调整开发方案，适时进行工艺技术革新改造。 6.2.6 对伴生有 CO ₂ 气体的油气藏，CO ₂ 气体含量未达到工业综合利用要求的，应采取有效处置方案，未制定 CO ₂ 气体处置方案的油气藏不得开发。 6.2.7 对伴生有 H ₂ S 气体的油气藏，H ₂ S 气体含量未达到工业综合利用要求的，应采取有效处置方案，未制定 H ₂ S 气体处置方案的油气藏不得开发。	本项目采用井工厂模式，有效减少占地，施工期间工艺废水全部回用，提高水资源利用率；根据不同开采层位，项目分别采用清水、水基钻井液及油基钻井液进行钻井，施工结束后清水岩屑进行井场道路铺垫；水基岩屑经不落地系统收集、压滤脱水后，加水泥、粉煤灰拌合固化，随后送水泥窑协同处置；油基岩屑采用钢罐收集后运输至涪陵页岩气田油基岩屑回收利用站脱油处置，脱油后形成的含油量小于 3000mg/kg 灰渣交由有资质的水泥窑协同处置 本评价针对项目建设对地下水环境影响进行了分析，从源头防控、过程控制，分区防渗等方面提出了地下水污染防治措施。制定了运行期地下水监测计划。 本项目页岩气为低含 CO ₂ 气体，其分压为 0.6MPa，结合龙马溪组储层主体流体性质和生产条件，选择材质为 N80 的油管。不含 H ₂ S。	符合
	6.4 矿区生态环境保护	本项目建设不在重庆市涪陵区生态保护红线范围内，不	符合

	6.4.1 上应按照矿山地质环境保护与土地复垦方案进行地质环境治理和土地复垦。具体要求如下：a) 矿区井场、联合处理站等相关站场址、矿区专用道路等生态环境保护与恢复治理符合 HJ651 的规定。 b) 矿区压占和损毁土地、相关站场址结余用地、功能废弃地等，应及时按 TD/T1036 的要求开展土地复垦，复垦率 100%。 6.4.2 防止油气生产、储存、转运过程中发生渗漏、泄露，防止对矿区生态环境造成污染和破坏。 6.4.4 应对矿区及周边生态环境进行监测监控，积极配合属地政府环境保护部门的工作。 6.4.5 应制定突发环境事件应急预案，配备相应的应急物资	涉及自然保护区、风景名胜区等生态敏感区，其占地包括临时占地和永久占地，项目施工结束后，及时对临时占地进行场地覆土和植被恢复，施工期间均按照相关要求开展环境监理工作，按照水土保持方案对产生水土流失等生态环境影响进行预防及时修复。运营期间各类废水分别进入相应处理系统进行处理，各类固体废物分离收集，按照其性质分别进行收集、暂存及处理处置，可有效降低施工及运营期对生态环境造成的污染和破坏。建设单位已编制《中石化重庆涪陵页岩气勘探开发有限公司突发环境事件应急预案》和《中石化重庆涪陵页岩气勘探开发有限公司风险评估报告》。环境风险评估报告备案号：5001022020100005；环保应急预案备案号：500102-2020-100-LT。	
资源综合利用	7.1 基本要求 按照减量化、资源化、再利用的原则，综合开发利用油气藏共生资源，综合利用固体废弃物、废水等，发展循环经济	水基岩屑进行资源化利用；油基岩屑进行脱油后，交由有危废资质的单位进行处置；雨水和压裂返排液回用进行压裂。	符合
	7.3 废物处置及利用 7.3.1 油气生产过程中产生的废液、废气、固体废物应建档分类管理，并清洁化、无害化处置，处置率应达到 100%。 7.3.2 油气生产过程中的采出水应清洁处理后循环利用；不能循环利用的，应达标排放、回注或采取其它有效利用方式。 7.3.3 油气开采过程中产生的落地原油，应及时全部回收。 7.3.4 油气开采过程中产生的含油污泥。采取技术措施进行原油回收处理和利用，处理后固体物含油率低于 2%，并按 5.2.3 要求进行处置。	压裂试气期间产生的压裂返排液在平台废水池内暂存，采用絮凝沉淀处理后，再与清水混合回用于平台压裂工序；运营期采出水在平台现有废水池暂存，定期外运至其他平台压裂工序，无法回用的采用罐车运送至白涛采出水处理站进行集中处理达标后排放。 本项目清水岩屑进行井场道路铺垫；水基岩屑经不落地系统收集、压滤脱水后，加水泥、粉煤灰拌合固化，随后送水泥窑协同处置；油基岩屑采用钢罐收集后运输至涪陵页岩气田油基岩屑回收利用站脱油处置，脱油后形成的含油量小于 3000mg/kg 灰渣交由有资质的水泥窑协同处置。	
节能减排	8.1 基本要求 建立油气田生产安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，减少“三废”排放	项目采用清洁生产方式，多方面发展了节能降耗以及其他循环经济，从源头减少污染的排放，拟采取有效的污染防治和生态保护措施。	符合

	8.2 节能降耗 8.2.1 建立油气生产全过程能耗核算体系，控制单位产品能耗，应达到设计标准及相关产品年度节能指标要求。. 8.2.2 生产主要环节应选用高效节能的新技术、新工艺、新设备和新材料，及时淘汰高能耗、高污染、低效率的工艺和装备。 8.2.3 建立健全节能监测体系，对主要耗能设备、装置、系统实施定期节能监测。 8.3 污物减排 8.3.1 油气生产过程中应采取有效的污染防治措施，全面实施清洁生产，从源头减少污染物的产生。 8.3.2 矿区 COD、氨氮、CO₂、SO₂ 和 NO_x 等排放应符合批复环评报告中指标要求，排放总量低于国家和地方环保主管部门下达的总量限值。	现有工程废水、废气污染物均按其环评及批复文件要求处理。	
--	--	------------------------------------	--

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

根据重庆市规划和自然资源局 2021 年 4 月 9 日发布的《重庆市规划和自然资源局关于进一步加强占用永久基本农田管理的通知》（渝规资规范〔2020〕9 号），本项目占用永久基本农田的符合性分析见下表。

表 1.7-4 与“渝规资规范〔2020〕9 号”符合性分析表

“渝规资规范〔2020〕9 号”相关内容		本项目	符合性
一、严格建设占用补划永久基本农田	（一）符合建设占用项目类型。一般建设项目不得占用永久基本农田。符合《自然资源部关于做好占用永久基本农田重大建设项目用地预审的通知》（自然资规〔2018〕3 号）规定的重大建设项目，深度贫困地区、集中连片特困地区、国家扶贫开发工作重点县市级以下基础设施、易地扶贫搬迁、民生发展等建设项目，自然资源部同意按重大建设项目办理的紧急用地项目建设可占用永久基本农田。	本项目属于油气战略性矿产开采，正按规定办理相关用地手续。	符合
	（二）严控建设占用。重大建设项目在可行性研究报告编制阶段，区县（自治县、两江新区、重庆高新区、万盛经开区）（以下简称区县）规划自然资源主管部门应积极参与，充分发挥源头把关作用，协助优化选址，避让永久基本农田；确实难以避让的，在可行性研究报告批准阶段，组织实地踏勘，论证占用永久基本农田的必要性和合理性，落实最严格的耕地保护制度和最严格的节约集约用地制度，少占永久基本农田。严禁通过擅自调整县乡土地利用总体规划或国土空间规划，规避占用永久基本农田的审批。	本项目占用基本农田的部分主要为新增场地，建设单位正按规定办理用地手续。	符合
	（三）严格落实补划要求。符合相关规定确需占用永久基本农田的，按照“数量不减、质量不降、布局稳定”要求，直接在永久基本农田储备区中补划。补划地块必须为小于 25 度的种植粮食作物的耕地，与占用的永久基本农田数量、质量相当，空间位置上集中连片，涉及占用城市周边永久基本农田的，原则上在城市周边范围内补划，经踏勘论证确实难以补划的，按照空间由近及远、质量由高到低的要求补划。不得将生态保护红线、自然保护地、退耕还林等范围内耕地，以及污染耕地、劣质耕地、不稳定耕地（石漠化耕地、沙荒耕地、河道耕地、湖区耕地、林区耕地、牧区耕地等）、撂荒耕地、零星耕地等补划为永久基本农田。	本项目占用基本农田的部分主要为新增场地，建设单位正按规定办理用地手续。	符合

	(四) 规范占用及补划程序。符合建设占用永久基本农田的, 按照“踏勘论证、编制方案、论证审核、落实责任”的工作程序, 补划数量和质量相当的永久基本农田。	本项目占用基本农田的部分主要为新增场地, 建设单位正按规定办理用地手续。	符合
二、严格临时占用永久基本农田	(一) 临时用地申请范围。临时用地一般不得占用永久基本农田, 建设项目施工和地质勘查用地确实无法避让永久基本农田的, 在不修建永久建筑(构)筑物、经复垦能恢复原种植条件的前提下, 土地使用者按法定程序申请临时用地并编制土地复垦方案。	本项目生活区等临时占地不占用永久基本农田	符合
	(二) 临时用地踏勘论证。在前期选址阶段, 区县规划自然资源主管部门根据用地单位需求, 主动服务, 共同踏勘选址, 避让永久基本农田; 确实难以避让的, 要指导优化选址, 少占优质耕地特别是水田, 实地核实临时占用永久基本农田地块的空间位置、地类、面积、质量状况、利用现状等, 拍摄拟临时占用地块的照片和视频, 组织编制临时用地踏勘报告。要对临时占用永久基本农田的必要性和合理性进行论证, 区县规划自然资源主管部门踏勘论证后, 利用耕地监管系统提交临时用地踏勘论证资料, 征求市规划自然资源局意见或建议, 完善后出具踏勘论证意见。	本项目占用基本农田的部分主要为新增场地, 生活区选址已避让永久基本农田, 主体工程占用正按规定办理用地手续。	符合
	(三) 临时用地审批要求。区县规划自然资源主管部门要严格审查临时用地踏勘报告、土地复垦方案等要件资料, 督促用地单位按照土地复垦方案, 足额预存土地复垦费, 符合要求的按规定程序报批。临时用地批准后, 应在一个月内将相关资料通过耕地监管系统报市规划自然资源局备案, 年底统一纳入土地变更调查数据库更新。	建设单位预留土地复垦费用。	符合
	(四) 临时用地复垦监管要求。临时用地使用前, 应通过耕地耕作层土壤剥离再利用等工程技术措施, 减少对耕作层的破坏。临时用地使用到期后, 区县规划自然资源主管部门应指导用地单位在一年内完成土地复垦恢复原种植条件, 按照土地复垦验收相关规定开展验收, 并将验收资料报市规划自然资源局备案。符合永久基本农田划定要求的地块继续按照永久基本农田保护和管理, 不符合划定要求的必须保质等量补划。	本项目临时用地不占用基本农田, 使用到期后建设单位按照相关要求进行了土地复垦。	符合

综上分析, 本项目符合《重庆市规划和自然资源局关于进一步加强占用永久基本农田管理的通知》(渝规资规范〔2020〕9号)。

1.7.2 相关规划符合性分析

1.7.2.1 与《重庆市页岩气产业发展规划（2015-2020 年）》符合性分析

根据《重庆市页岩气产业发展规划（2015-2020 年）》，“……加大中国石化涪陵、彭水，中国石油宣汉—巫溪、忠县—丰都等重点区块的页岩气勘探开发力度，……2020 年实现产能 240 亿立方米，产量达到 165 亿立方米，充分发挥示范带动作用。……（一）严守环境保护红线。严格遵守《中华人民共和国环境保护法》等法律法规，切实履行企业的环保责任和义务，依法办理环保手续。结合各功能区实施差异化环境保护政策要求，严守生态红线，严格项目环境准入，选址、选线应避开自然保护区、风景名胜区等生态敏感区。（二）加强监管体系建设。实行企业自主监管、政府部门监管和社会监督同步运行的常态化监督机制。企业应建立健全 QHSE 管理体系，制定环境风险应急预案及保障体系，主动接受各方监督。（三）探索绿色开发模式。

本项目属于页岩气开发项目，其建设将有利于增加重庆市页岩气产能，实现重庆市页岩气产业发展规划目标，建设单位建立了完善的 QHSE 管理体系，制定环境风险应急预案及保障体系，项目建设不在生态保护红线范围内，不涉及自然保护区、风景名胜区等生态敏感区，建设过程中将采取相应的环保措施来保障项目的开发，避免环境污染，因此本项目符合该规划要求。

1.7.2.2 与《重庆市矿产资源总体规划（2021-2025 年）》及规划环评的符合性分析

（1）《重庆市矿产资源总体规划（2021—2025 年）》符合性分析

表 1.7-5 与《重庆市矿产资源总体规划（2021—2025 年）》符合性分析对照表

相关规划要求		本项目情况	符合性分析
三、规划目标	到 2025 年，矿产资源供应能力稳步提升，基本保障经济社会发展的资源需求，基本形成节约高效、环境友好、矿地和谐的矿业绿色发展高质量发展格局，现代化的治理体系和治理能力在矿产资源领域基本形成。	本项目为页岩气勘探，评价提出严格措施，将开发与保护并行。	符合

四、总体布局	(一) 勘查开发保护区域布局	主城新区能源化工建材矿产资源产业发展区。继续推进涪陵国家级页岩气示范区建设，带动南川、大足、永川等区域页岩气勘探开发，促进页岩气产业发展，推进川渝能源一体化。加强锇、岩盐等资源整合和规模开发水平，保障锇化工、盐化工产业发展。提高建材矿产开发准入门槛，提升产品竞争力，促进装配式建筑产业发展，保障双城经济圈城乡和重大基础设施建设。	本项目为页岩气勘探，位于涪陵国家级页岩气示范区。	符合
	(二) 重要矿种勘查开发方向	1. 勘查开发方向 禁止勘查开发汞、砖瓦用粘土及其他对生态环境可能产生严重破坏且难以恢复的矿产。 限制勘查开发耐火粘土、高岭石粘土、硫铁矿、水泥用灰岩及其他大规模开发可能引发产能过剩的矿产。 重点勘查开发天然气、页岩气、地热、锰、铝土矿、锇、萤石、方解石、毒重石、岩盐等矿产。 2. 继续推进矿产资源勘查清洁能源勘查。合理部署页岩气、地热、煤层气等清洁能源勘查，在成矿有利区开展浅层地温能勘查开发利用示范，支撑能源产业结构调整 and 能源利用方式转变。	本项目为页岩气勘探，位于涪陵国家级页岩气示范区。	符合
	(三) 规划分区管理	严格落实矿产资源勘查开发分区管理，严守生态保护红线、环境质量底线、资源利用上线和生态环境准入清单。落实全国规划对能源资源基地和国家规划矿区管控要求，合理划定重点勘查区、重点开采区、建筑石料用灰岩集中开采区，促进找矿突破，推动资源规模开发与集约利用。 1. 能源资源基地 落实并划定重庆-涪陵石油天然气页岩气、秀山锰矿 2 个国家能源资源基地，作为保障资源安全供应的重要战略核心区域。	本项目不涉及生态保护红线，符合环境质量底线、资源利用上线和生态环境准入管理要求；且位于涪陵国家级页岩气示范区。	符合
七、矿业绿色发展		全面推进绿色矿山建设，健全绿色矿山建设长效机制、完善常态化监管体系。加强新建矿山准入管理，确保新设采矿权按照绿色矿山建设要求建成投产。持续巩固市级绿色矿山建设成效，对照国家级绿色矿山名录遴选要求，提档升级绿色矿山建设。 持续巩固提升露天矿山综合整治成效，建立完善矿山地质环境监测工作体系，健全监测网络，对矿山地质环境进行动态监测，加强对采矿权人矿山地质环境监测的指导、监督。	坚持预防为主、防治结合，谁开发谁保护、谁破坏谁治理的原则，对区域生态进行保护。	符合

综上，本项目与《重庆市矿产资源总体规划（2021—2025年）》是相符的。

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

①环境影响报告书环境准入条件（负面清单）符合性分析

表 1.7-6 与规划环评环境保护准入负面清单分析一览表

管控要求	《重庆市矿产资源总体规划（2021-2025 年）环境影响报告书》	本项目相关内容	符合性分析
严守划定的生态保护红线，依法遵守禁止开发区规定，加强规划空间管制，合法开展矿产资源勘查和开发利用与保护	①将生态保护红线作为保障和维护区域生态安全的底线，按照生态优先的原则，依法实施强制性保护；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，包括因国家重大能源资源安全需要开展的战略性能源资源勘查，公益性自然资源调查和地质勘查。禁止在依法划定的自然保护区、风景名胜区、森林公园、地质公园、湿地公园、世界文化和自然遗产地、永久基本农田、饮用水水源保护区、城镇开发边界等重要生态保护地以及其他法律法规规定的禁采区域内采矿。	本项目不涉及生态保护红线，且未在自然保护区、风景名胜区、森林公园、地质公园、湿地公园、世界文化和自然遗产地、饮用水水源保护区、城镇开发边界等重要生态保护地以及其他法律法规规定的禁采区域内。 新增临时用地涉及 814m ² 基本农田，需按照规定办理用地手续。	生活占地避开基本农田后符合
	②与生态保护红线和自然保护区等生态敏感区存在空间冲突的探矿权或区块，有关重叠区域应予以避让或不纳入《规划》。因国家重大战略资源勘查需要，在不影响生态保护红线主体功能定位的前提下，经依法批准后可予以安排勘查项目。	本项目不涉及生态保护红线和重要生态敏感区。	符合
	③与生态保护红线存在空间冲突的开采区及其他可能的矿产资源开发活动，有关重叠区域应予以避让或不纳入《规划》；区域内已存在的矿产开发，应依法有序退出并及时开展生态恢复。与自然保护区等生态敏感区存在空间冲突的开采区及其他可能的矿产资源开发活动，有关重叠区域应予以避让或不纳入《规划》，避免影响生态服务功能。	本项目不涉及生态保护红线和重要生态敏感区。不会影响影响生态服务功能。	符合
	④禁止在重要道路及重要生态环境敏感目标可视范围内进行对景观破坏明显的露天开采。铁路两侧 1000 m 范围内确需从事露天采矿、采石或爆破作业的，应当与铁路运输企业协商一致，依照有关法律法规的规定报县级以上地方人民政府有关部门批准，采取安全防护措施后方可进行。	本项目不涉及重要道路及重要生态环境敏感目标可视范围内。	符合
	⑤临近生态保护红线和自然保护区、风景名胜区和森林公园等生态保护地的矿产资源勘查开发，应采取有效措施，避免影响生态服务功能。	本项目不涉及生态保护红线，且未在自然保护区、风景名胜区、森林公园等重要生态保	符合

		护地内,且本项目采取严格的生态保护措施降低对生态服务功能的影响。	
一般生态空间	对划入一般生态空间的自然保护区、饮用水水源保护区、水产种质资源保护区等法定自然保护地,其空间布局约束管控要求按现行法律法规执行。一般生态空间中“功能评价区”、“脆弱评价区”,应当按照限制性开发管理要求,严格控制建设活动范围和强度,保证其结构和主要功能不受破坏。	本项目不涉及一般生态空间。	符合
II类水体	矿区规划涉及的河流和水库水体功能区划为II类水体,禁止新增排污口。现有排污口应按水体功能要求试行污染物总量控制。	本项目不涉及 II 类水体且不设置排污口。	符合

②规划环评审查意见符合性分析

表 1.7-7 与审查意见符合性分析一览表

序号	审查意见相关内容	本项目情况	符合性分析
1	(一) 坚持生态优先、绿色发展。坚持以习近平生态文明思想为指导,严格落实《中华人民共和国长江保护法》,按照“共抓大保护、不搞大开发”的要求,立足于生态系统稳定和生态环境质量改善,处理好生态环境保护与矿产资源开发的关系,合理控制矿产资源开发规模与强度,不得占用依法应当禁止开发的区域,优先避让生态环境敏感区域。进一步强化《规划》的生态环境保护总体要求,将细化后的绿色开发、生态修复等相关目标、 指标作为《规划》实施的硬约束,合理确定布局、规模、结构和开发时序,采取严格的生态保护和修复措施,确保优化后的《规划》符合绿色发展要求,推动生态环境保护与矿产资源开发目标同步实现,助力筑牢长江上游重要生态屏障。	本项目开发过程在已有的平台内,且采取了生态保护措施,降低了生态环境的破坏。	符合
2	(二) 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。……	本项目为页岩气的开发,位于重庆市涪陵区焦石镇瓦窑村,不涉及生态保护红线。	符合
3	(三)《规划》应严格矿山最低开采规模准入要求,合理控制矿山开采规模,降低环境影响范围和程度。同意《规划》提出的铁、铝土矿、锑等45种重点矿种矿山最低开采规模要求以及全市矿山总数控制在1000个左右、大中型矿山比例达到60%的要求;进一步整合普通建筑用砂石土、毒重石、锑等小型矿山,加大低	本项目为页岩气开发,不属于禁止开发汞、砖瓦用粘土及其他对生态环境可能产生严重破坏且难	符合

	效产能压减、无效产能腾退力度，逐步关闭退出安全隐患突出、生产不规范、违法违规问题多的“小弱散”矿山和未达到最低生产规模要求的矿山。禁止开发汞、砖瓦用粘土及其他对生态环境可能产生严重破坏且难以恢复的矿产，限制开发耐火粘土、高岭石粘土、硫铁矿、煤、锰等矿产。	以恢复的矿产。且工程在已有的平台内，降低了生态环境的破坏。	
4	（四）严格环境准入，保护区域生态功能。按照重庆市生态环境分区分管方案、生态环境保护规划等要求，与一般生态空间存在冲突的已设探矿权保留区块、空白区新设勘查区块、已设采矿权调整区块、探转采区块和空白区新设开采区块，应按照一般生态空间管控要求，严格控制勘查、开采活动范围和强度，严格落实绿色勘查、绿色开采及矿山环境保护、生态修复相关要求，确保生态系统结构稳定和生态功能不退化。严格控制涉及生物多样性保护优先区域、国家重点生态功能区、水土流失重点防治区等具有重要生态功能的区域矿产开采活动，并采取严格有针对性的保护措施，防止对区域生态功能产生不良环境影响。	本项目位于重庆市涪陵区焦石镇瓦窑村，不涉及生态保护红线和一般生态空间。且主要在已有的平台内，降低了生态环境的破坏。	符合
5	（五）加强矿山生态修复和环境治理。结合区域生态环境质量改善目标和主要生态环境问题，分区域、分矿种确定矿山生态修复和环境治理总体要求，强化生态环境保护。重视关闭矿山及历史遗留矿山的生态环境问题，明确污染治理、生态修复的任务、要求和时限。对可能造成重金属污染等环境问题的矿区，进一步优化开发方式，推进结构调整，加大治理投入。	评价提出在本项目退役后应及时按照规定进行矿山生态修复和环境治理。	符合
6	（六）加强生态环境保护监测和预警。结合生态保护、饮用水水源保护区及水环境功能区水质保护及改善要求、土壤污染防治目标等，明确责任主体、强化资金保障，推进重点矿区建立生态、地表水、地下水、土壤等环境要素的长期监测监控体系，在用尾矿库100%安装在线监测装置；组织开展主要矿种集中开采区域生态修复效果评估，并根据监测和评估结果增加和优化必要的保护措施。针对地表水环境及土壤环境累积影响、地下水环境质量下降、生态退化等情形，建立预警机制。	本项目在建设和开采过程均设置有环境保护监测和预警系统。产生的岩屑综合利用，无尾矿产生。	符合

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

1.7.2.3与《重庆市涪陵区矿产资源总体规划（2021—2025年）》及环境影响评价符合性

2022年6月，涪陵区已完成《重庆市涪陵区矿产资源总体规划（2021—2025年）》编制、审查工作。目前，涪陵区正在进行《重庆市涪陵区矿产资源总体规划（2021—2025年）》环境影响评价，待规划环评批复实施后，本项目对照环评及批复落实相关政策措施。

本项目与该规划符合性见下表。

表 1.7-8 与《重庆市涪陵区矿产资源总体规划（2021—2025 年）》性分析一览表

相关规划要求			本项目情况	符合性分析	
二、规划目标			矿产资源供应能力稳步提升，基本保障经济社会发展的资源需求，基本形成节约高效、环境友好、矿地和谐的绿色矿业高质量发展格局，守住生态保护底线，严控资源承载上限，促进市场供需平衡，服务经济社会发展。 加快推动成渝地区双城经济圈建设和全市“一区两群”协调发展，结合本区的资源禀赋、经济运输半径、区域供需平衡等因素。规划期内将按照“带状布局、点状分布、区域协调发展”原则，打造形成“两带、一基地、一中心”的矿业空间发展新格局。	本项目为页岩气开发，评价提出严格措施，将开发与保护并行。	符合
三、矿产资源开发与保护布局	（一） 矿产资源勘查开采调控方向	一资源勘查方向。持续推进页岩气、溶剂用灰岩的勘查工作。	本项目为页岩气开发。	符合	
	（二） 矿产资源重点发展区域	1.能源资源基地 落实重庆-涪陵油气资源基地建设，积极配合页岩气勘查开发等建设工作，按照涪陵城市向西拓展对接重庆中心城区的发展战略，结合涪陵绕城北环高速等东西向交通走廊，在涪陵新城区布局页岩油气与新能源装备研发制造产业园。力争在规划期内建设成为重庆市级科创产业园，到 2030 年建设成 为国家级科创产业园。	本项目为页岩气开发，位于涪陵国家级页岩气示范区。	符合	
	（三） 勘查开采与保护布局	4.保护布局 严控红线范围内进行破坏性生态环境的开采活动;严格落实本轮《矿规》成果；积极推进自然保护区内矿业权有序退出;生态保护红线、城镇开发边界、永久基本农田及生态环境敏感区域内禁止新投放和调整矿业权。	本项目不涉及生态保护红线，符合环境质量底线、资源利用上线和生态环境准入管理要求；新增临时用地涉及 814m2 基本农田，需按照规定办理用地手续。	生活区避开永久基本农田后符合	
四、加强矿产	（二） 优化开发利用	1.优化布局方向 以市场配置资源，合理调整矿产资源开发利用强度，淘汰或整合落后产能，促进资源利用规	本项目不属于淘汰落后产能，也不属于	符合	

资源 勘查 开发 利用	结构	模化、集约化。加强长江经济带的保护，对长、乌江沿线5公里直距范围内的露天开采矿山实行退出机制，不再进行增资扩界，待矿山资源枯竭后，逐步进行关闭，按照规定实施生态修复。加强部门衔接，建立沟通长效机制，引导矿山企业完善矿山用地、用林、用草等政策，依法支持企业投产、达产，提高产能利用率。	露天矿种的开采，项目在建设、试采、退役阶段均采取严格的生态保护措施。	
	(三) 严格规划准入管理	结合国家和市级矿产资源管理政策，以绿色勘查开发、开采规模、开发利用水平、绿色矿山建设及矿区生态修复等为勘查开发利用准入条件，科学制定符合矿产资源管理机制，切实抓好勘查开发利用管理。 生态保护红线内，原则上不允许探转采、空白区新设（除地热、矿泉水、页岩气）；位于长、乌江沿线直距5公里范围内的合法采矿权，实行逐步退出机制。资源枯竭的矿山出让合同到期后自动无偿退出。 勘查人必须严格遵守法律、法规及有关产业政策，申请勘查矿种、区块必须符合市、区《矿规》要求；编制科学合理的绿色勘查实施方案；勘查项目资金符合总体勘查方案的预算投入；勘查项目实施过程中加强“谁勘查谁负责、谁施工谁恢复、谁破坏谁治理”的管理。 新建矿山的绿色矿山建设时限纳入《采矿权出让合同》，投产前建成绿色矿山，在产大中型矿山建成率达100%。 新建矿山，在采矿权出让时明确矿山地质环境保护、矿区土地复垦的要求，建立矿山地质环境治理恢复基金账户；已设矿山，完善地质环境恢复治理长效责任机制和基金管理制度，落实采矿权人“边开采、边修复”的原则。	本项目属于页岩气开发工程，在现有平台进行扩建，不属于新建矿山。导管、一开、二开直井段均采用清水钻井液，减小了污染，各项污染物得到有效防治。	符合
五、 绿色 矿山 建设 和矿 区生 态保 护	(一) 绿色勘 查	以绿色发展理念，加大绿色勘查新理论、新方法、新技术、新设备和新工艺的研究与应用推广，在勘查立项、设计、实施全过程贯彻生态文明理念，推广物化探无损地表技术，减少对环境的扰动。结合我区以沉积地层、沉积矿床为主的实际情况，严格按照绿色勘查规范，完善绿色勘查管理。	本项目坚持绿色开发，导管、一开、二开直井段均采用清水钻井液，减小了污染，各项污染物得到有效防治。	符合
	(三) 矿区生 态保护 修复	坚持预防为主、防治结合，谁开发谁保护、谁破坏谁治理、谁投资谁受益；坚持“宜封则封、宜造则造，宜林则林、宜灌则灌、宜草则草”的原则。	坚持预防为主、防治结合，谁开发谁保护、谁破坏	符合

		1.新建矿山应当强化准入条件，在采矿权出让时明确矿山地质环境保护、矿区土地和生态损毁的要求，在出让合同中约定矿山生态保护修复义务及违约责任，按要求建立矿山地质环境治理恢复基金账户。 2.严格落实采矿权人《矿山地质环境保护与土地复垦方案》编制责任，按照方案和年度实施计划，开采活动中同步开展矿山地质环境保护与土地复垦工作，如实、及时计提矿山地质环境恢复基金。按照边开采边修复的原则，加强对矿山企业地质环境恢复治理和土地复垦义务履行情况或是否达到方案要求的监督检查。 3.建立完善矿山地质环境保护责任机制。因开采矿产资源造成生态环境破坏或者引发灾害的，采矿权人应当及时向所在地乡镇人民政府(街道办事处)和区级有关主管部门报告，并按照“谁破坏、谁治理”的原则，采取相应的措施进行恢复和治理，对当地居民造成损害的，应当依法予以赔偿。	谁治理的原则，对区域生态进行保护。	
--	--	---	-------------------	--

1.7.3 “三线一单”符合性分析

根据《重庆市涪陵区人民政府办公室关于印发涪陵区落实“三线一单”实施生态环境分区管控实施方案的通知》（涪陵府办发〔2020〕118号），涪陵区基于环境管控单元，统筹生态保护红线、环境质量底线、资源利用上线的分区管控要求，明确空间布局约束、污染物排放管控、风险管控防控、资源开发利用效率等方面禁止和限制的环境准入要求，建立环境准入负面清单及相应治理要求。

由“三线一单”智检服务系统检测可知，本项目位于涪陵区一般管控单元一麻溪河高桥，与“三线一单”的符合性分析见表 1.7-9。

表 1.7-9 本项目与“三线一单”的符合性分析

编码	名称	管控单元分类	管控类别	管控要求	符合性分析
ZH50010230003	涪陵区一般管控单元—麻溪河高桥	一般管控单元3	空间布局约束	页岩气开发应坚持保护优先、依法合理开发的原则，鼓励页岩气开发采用“井工厂”等先进钻井工艺，减少占地。	符合。本项目采用丛式井进行钻井，优化了布局，减小了占地。
			污染物	页岩气开采应加强废	符合。本项目

			排放管 控	水回用和固废综合处 置及利用。	废水优先回 用，产生的固 体废物均资源 化利用
			环境风 险防控	加强区域页岩气开发 中的水污染风险管 控，采用先进环保的 钻采工艺，切实保护 区域水环境。	符合。导管 段、一开段、 二开直井段采 用清水钻井， 且采用套管进 行固井作业， 降低了地下水 环境污染风 险。
			资源开 发效率 要求	无	/

本项目在涪陵区一般管控单元内。不涉涪陵区及生态保护红线中所规定的特殊重要生态功能必须实行强制性严格保护的区域，不属于环境准入负面清单中所列项目，本项目施工过程中耗电和水资源，消耗量相对区域资源利用总量较少，资源利用上线相关规定；符合环境质量底线相关要求。

综上所述，项目建设符合“三线一单”相关要求

1.7.4 选址合理性分析

1.7.4.1 选址分析

（1）城镇总体规划的相容性分析

本项目所在区域不在涪陵区城镇总体规划范围内，不属于城镇建设用地，项目所在地为农村区域，项目选址符合地方规划要求。

（2）生态保护红线符合性

本项目不涉及自然保护区、风景名胜区、文物保护单位、集中式饮用水源保护区、水土流失重点防治区和治理区；根据《重庆市人民政府关于发布重庆市生态保护红线的通知》（渝府发〔2018〕25号），本项目不在划定的生态保护红线范围内，不在划定的生态保护红线内，项目与生态保护红线位置关系图见附图 7。

（3）生态环境分区管控符合性

根据《重庆市人民政府关于落实生态保护红线、环境质量底线、资源利用上线制定生态环境准入清单实施生态环境分区管控的实施意见》（渝府发〔2020〕

11 号), 并结合重庆市生态环境局“三线一单”智检系统生成的检测分析报告, 本项目位于“一般管控单元”, 根据符合性分析结果, 本项目建设符合生态环境分区管控要求。项目与涪陵区环境管控单元位置关系图见附图 8。

(4) 环境敏感性分析

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”。因此, 在选择井口的时候是通过页岩气储层所在位置来确定井口位置, 然后根据相关技术规定使井口满足相应的环保要求。

根据《钻前工程及井场布置技术要求》(SY/T5466-2013) 及现场调查, 项目井口周边 75m 范围内无高压线及其他永久性设施, 井口 100m 范围内无居民居住, 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, 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。本项目钻井平台选址满足《钻前工程及井场布置技术要求》(SY/T5466-2013) 规范要求。

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”; 本项目依托现有集气站属于五级站场, 页岩气处理设备距 100 人以上的居住区、村镇、公共福利设施或 100 人以下的散居房屋大于 22.5m, 气井距 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。

(5) 环境影响的可接受性分析

通过采取评价提出的技术经济可行的环保措施, 根据环境影响预测评价与分析, 该项目不改变区域环境功能, 对周边居民的影响小, 环境影响可接受。

(6) 环境风险的防范和应急措施可行性分析

根据相关行业规范、环评导则要求以及在同类型项目采取的措施, 针对本项目提出环境风险的防范和应急措施, 能够满足环境风险防范要求, 可最大程度将风险事故的环境影响降低到可接受程度, 环境风险防范措施可行。

1.7.4.2 选址结论

本项目选址阶段已对城镇规划区、高压线、集中式饮用水源等进行了避让，占地涉及基本农田，建设单位应按规定办理临时占地手续；项目不涉及自然保护区、风景名胜区、文物保护单位、集中式饮用水源保护区、水土流失重点防治区和治理区，不在重庆市划定的生态保护红线内，建成运营后不会改变区域环境质量底线，能源利用未突破资源利用上线。项目不在负面清单规定范围，符合生态环境准入清单要求。

综上所述，本项目选址合理。

1.8 环境保护目标

1.8.1 生态环境保护目标

本项目评价范围内不涉及生态影响评价中需要重点关注、具有较高保护价值或保护要求的物种；也不涉及法定生态保护红线，不涉及依据法律法规、政策等规范性文件划定或确认的国家公园、自然保护区、自然公园等自然保护地、世界自然遗产、生态保护红线等区域；不涉及重要物种的天然集中分布区、栖息地，重要水生生物的产卵场、索饵场、越冬场和洄游通道，迁徙鸟类的重要繁殖地、停歇地、越冬地以及野生动物迁徙通道等。

井场周围主要为耕地和林地，受多年耕作和人类活动影响，占地区域以农业生态系统为主，井场周围无珍稀和保护野生动植物分布。故本次评价的主要生态环境保护目标为项目周边的土壤、植被。

表 1.8-1 生态环境保护目标一览表

名称	保护范围	环境敏感特性	影响时段
土壤	项目井场占地外延 500m 范围。	属农林生态系统，分布有农田	施工期
植被	项目井场占地外延 500m 范围。	属农林生态系统，受人类活动影响强烈	

1.8.2 环境空气保护目标

根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）中确定的大气环境保护目标：指评价范围内按 GB3095 规定划分为一类区的自然保护区、风景名胜区和需要特殊保护的区域，二类区中的居住区、文化区和农村地区中人群较集中的区域。

本项目处于二类环境空气功能区，不涉及自然保护区、风景名胜区和需要

要特殊保护的区域，也不涉及文化区和农村地区中人群较集中的区域。主要环境空气敏感目标为评价范围内散状分布的居民点。项目大气评价范围内保护目标见表 1.8-2。

表 1.8-2 环境空气保护目标一览表

名称	经度	纬度	保护对象	保护内容	相对场址方位/风向	相对井口距离/m	相对平台高差/m
1#居民点	107.5011	29.6671	散户	约 3 户 9 人	NW/侧风向	260	-14
2#居民点	107.5024	29.6667	散户	约 3 户 9 人	NW/侧风向	120	-6
3#居民点	107.5038	29.6685	散户	约 1 户 2 人	N/上风向	310	58
4#居民点	107.5050	29.6701	散户	约 2 户 6 人	N/上风向	500	40
5#居民点	107.5065	29.6663	散户	约 3 户 9 人	NE/上风向	270	39
6#居民点	107.5079	29.6661	散户	约 5 户 15 人	E/侧风向	418	48
7#居民点	107.5078	29.6647	散户	约 2 户 6 人	E/侧风向	426	41
8#居民点	107.5071	29.6640	散户	约 2 户 6 人	SE/侧风向	380	41
9#居民点	107.5068	29.6631	散户	约 7 户 21 人	SE/侧风向	414	48
10#居民点	107.5062	29.6619	散户	约 4 户 12 人	SE/侧风向	470	42
11#居民点	107.5051	29.6625	散户	约 1 户 3 人	SE/侧风向	372	35
12#居民点	107.5042	29.6611	散户	约 3 户 9 人	S/下风向	460	43
备注：“-”表示低于平台							

1.8.3 声环境保护目标

根据《环境影响评价技术导则 声环境》(HJ2.4-2021)中确定的声环境保护目标指依据法律、法规、标准政策等确定的需要保持安静的建筑物及建筑物集中区。

根据现场调查，本项目声环境保护目标主要为井场周边 200m 范围内的散户居民点。

表 1.8-3 本项目声环境保护目标一览表

保护目标名称	相对平台方位	与井口最近距离(m)	与井口高差(m)	环境敏感特性	影响因素
2#居民点	NW	120	-6	约 3 户 9 人	钻前施工噪声， 钻井噪声

1.8.4 地表水环境保护目标

根据《环境影响评价技术导则 地表水环境》(HJ2.3-2018)中确定的水环境

保护目标：饮用水水源保护区、饮用水取水口，涉水的自然保护区、风景名胜区，重要湿地、重点保护与珍稀水生生物的栖息地、重要水生生物的自然产卵场及索饵场、越冬场和洄游通道，天然渔场等渔业水体，以及水产种质资源保护区等。

本项目周边均不存在以上水环境保护目标。

1.8.5地下水环境保护目标

本项目周边无具有饮用水开发利用价值的含水层、集中式饮用水水源。主要地下水环境保护目标为潜水含水层、分散式饮用水水源地。

1.8.6土壤环境保护目标

本项目土壤环境保护目标主要为项目占地范围以及占地范围外 0.2km 内的耕地。

2 现状及回顾性评价

2.1 现状工程概况

2.1.1 构造

礁石坝区块中部气层外扩评价井属于焦石坝区块，该区块隶属于四川盆地川东高陡褶皱带万县复向斜的南部，处于方斗山复背斜隔挡式褶皱带与齐岳山隔槽式褶皱带的过渡区域。

构造为主体平缓、边缘被大耳山西、石门、吊水岩、天台场等断层夹持的断背斜构造。焦石坝区块构造上由焦石坝断背斜、吊水岩向斜、白涛向斜、乌江 2 号断背斜及沿江鞍部组成。可分为南、北两大构造体系，北部的焦石坝断背斜、吊水岩向斜及白涛向斜总体呈北东向展布，整体由南西向北东抬升，构造高点位于靠近大耳山西断层的三维区东北部，TO₃ 反射层构造高点-1640m，构造幅度 940m。南部的乌江 2 号断背斜和沿江鞍部受控于乌江断层呈近南北向展布。

从平行构造走向的连井剖面看焦石坝断背斜主体宽缓，奥陶系、志留系及上覆地层产状一致，向西南、东北方向倾覆，背斜形态清楚，地层平缓（5~10°）。垂直构造走向的剖面清楚地反映出焦石坝断背斜的西北部地层较陡、东南部被断层复杂化的背斜形态。

2.1.2 气藏地质特征

焦页 34-Z2HF 井和焦页 26-Z1HF 井位于焦石坝断背斜中部（焦页 4 井区），地层相对较为平缓，地层倾角 0-5 度；天然裂缝较北部叠合有利区发育，发育单组系条带状中弱曲率；同时中部气层与上部气层的层间应力差介于 4.2-5.0 兆帕，较北部叠合有利区（层间应力差 6.5 兆帕左右）明显减小。

2.1.3 现状工程开发现状

（1）焦页 26 号平台

焦页 26 号平台已有气井 8 口（焦页 26-1HF、焦页 26-2HF、焦页 26-3HF、焦页 26-4HF、焦页 26-9HF、焦页 26-10HF、焦页 26-11HF 和焦页 26-12HF），目前已完井，并正在运行采气。

表 2.1-1 焦页 26 号集气站单井生产运行参数表

平台地面设施主要包括 2 座放喷池，目前有少量放喷废水，不影响本次依托使用；1 座废水池（1000m³），池中目前有 1/3 的采出水暂存，在本项目施工前需将废水池清理。

（2）焦页 34 号平台

焦页 34 号平台已有气井 7 口（焦页 34-2HF、焦页 34-3HF、焦页 34-4HF、焦页 34-5HF、焦页 34-6HF、焦页 34-7HF 和焦页 34-8HF），目前已完井并正在运行采气。

表 2.1-2 焦页 34 号集气站单井生产运行参数表

平台地面设施主要包括 2 座放喷池，目前有少量放喷废水，不影响本次依托使用；2 座废水池（2×1000m³），分别位于平台北侧和南侧，北侧废水池现有约 1/3 废水，南侧废水池目前仅少量废水，在本项目施工前需将废水池清理。

（3）区域内建设现状

区域内建设有集输干线、脱水系统、供水系统、供电系统、自控和通信系统、采气管理基地。

表 2.1-3 现状工程开发现状表

序号	现状工程名称	工程现状
1	焦页 26 号平台	已有气井 8 口（焦页 26-1HF、焦页 26-2HF、焦页 26-3HF、焦页 26-4HF、焦页 26-9HF、焦页 26-10HF、焦页 26-11HF 和焦页 26-12HF），目前已完井，并正在运行采气。 平台地面设施主要包括 2 座放喷池，目前有少量放喷废水，不影响本次依托使用；1 座废水池（1000m ³ ）。
2	焦页 34 号平台	已有气井 7 口（焦页 34-2HF、焦页 34-3HF、焦页 34-4HF、焦页 34-5HF、焦页 34-6HF、焦页 34-7HF 和焦页 34-8HF），目前已完井并正在运行采气。 平台地面设施主要包括 2 座放喷池，目前有少量放喷废水，不影响本次依托使用；2 座废水池（2×1000m ³ ），分别位于平台北侧和南侧。
3	集输干线	乌江北气田区域内建成 DN550 和 DN300 集气干线，乌江南建成 DN200 集气干线，总体集输能力为 65×10 ⁸ m ³ /a。
4	脱水系统	涪陵页岩气田天然气净化脱水采用三甘醇脱水工艺。乌江北建成投运 1#脱水站、2#脱水站，乌江南建成 3#脱水站，脱水站处理规模为 65×10 ⁸ m ³ /a。
5	供水系统	为满足页岩气田压裂供水需求，气田内部建设压裂供水管网，

		供水能力为 35000m ³ /d。
6	供电系统	乌江北建成 110kV 供电线路和 110kV 变电站，主变容量 20+3.15MVA，气田内部配电主要采用 10kV 线路。
7	自控和通信系统	气田内控制系统采用 SCADA 系统、通信采用 48 芯通信光缆，信号接入采气管理一区基地调控中心。
8	采气管理基地	气田内部建设有采气管理一区基地、采气管理二区基地和应急救援中心，负责目前气田的生产管理、生活和抢维修。

2.1.4 现状工程与本项目开发关系

现状工程与本项目的开发关系见下表。

表 2.1-4 现状工程于本项目关系表

序号	现状工程名称	现状工程内容	与本项目关系
1	焦页 26 号平台	已有气井 8 口（焦页 26-1HF、焦页 26-2HF、焦页 26-3HF、焦页 26-4HF、焦页 26-9HF、焦页 26-10HF、焦页 26-11HF 和焦页 26-12HF），目前已完井，并正在运行采气。 平台地面设施主要包括 2 座放喷池，目前有少量放喷废水，不影响本次依托使用；1 座废水池（1000m ³ ）。	本项目利用现有平台进行建设，可利用已建废水池，已建 2 个放喷池，单个容积为 300m ³ 。作为施工、运营期废水储存和放喷使用。
2	焦页 34 号平台	已有气井 7 口（焦页 34-2HF、焦页 34-3HF、焦页 34-4HF、焦页 34-5HF、焦页 34-6HF、焦页 34-7HF 和焦页 34-8HF），目前已完井并正在运行采气。 平台地面设施主要包括 2 座放喷池，目前有少量放喷废水，不影响本次依托使用；2 座废水池（2×1000m ³ ），分别位于平台北侧和南侧。	本项目利用现有平台进行建设，可利用已建废水池，已建 2 个放喷池，单个容积为 300m ³ 。作为施工、运营期废水储存和放喷使用。
3	集输干线	乌江北气田区域内建成 DN550 和 DN300 集气干线，乌江南建成 DN200 集气干线，总体集输能力为 65×10 ⁸ m ³ /a。	一期峰值产量在 2022 年达到 60.59×10 ⁸ m ³ ，焦石坝区块一期产建区现已建成 65×10 ⁸ m ³ /a 集气能力，还剩余 4.41×10 ⁸ m ³ /a 能力，预计本项目建成后峰值产能 0.79×10 ⁸ m ³ /a，可满足本次产能接入后整体集气要求。
4	脱水系统	涪陵页岩气田天然气净化脱水采用三甘醇脱水工艺。乌江北建成投运 1#脱水站、2#脱水站，乌江南建成 3#脱水站，脱水站处理规模为 65×10 ⁸ m ³ /a。	
5	供水系统	气田内部建设压裂供水管网，供水能力为 35000m ³ /d，其供水水源为白涛工业园区供水泵站，运行良好。	本项目给水依托内部已建供水管网，平台内新增加热炉补水依托已建给水设施，无新增

			生活用水设施。
6	供电系统	乌江北建成 110kV 供电线路和 110kV 变电站，主变容量 20+3.15MVA，气田内部配电主要采用 10kV 线路。	本工程生产期间由江油四线新增用电负荷约 299.2kW，江油四线最大负荷 4800kW，现剩余负荷 2800kW，满足本次需求。
7	自控和通信系统	气田内控制系统采用 SCADA 系统、通信采用 48 芯通信光缆，信号接入采气管理一区基地调控中心。	本项目可依托焦石坝区块一期产能建设已建 48 芯通信环网、道路、采气管理一区 and 应急救援中心。
8	采气管理基地	气田内部建设有采气管理一区基地、采气管理二区基地和应急救援中心，负责目前气田的生产管理、生活和抢维修。	本项目与采气管理一区基地较近，可依托采气管理一区基地的生产管理、生活和抢维修。

2.2 现状工程环境影响回顾

2.2.1 环保手续履行情况

根据前期资料收集和现场踏勘，本项目涉及的已建工程，其环保手续履行情况见下表。

表 2.1-5 现状工程环保手续履行情况表

项目名称	平台号	井号	环评批复	是否验收
涪陵页岩气田焦石坝区块一期工程中区产能建设项目	焦页 34 号	焦页 34-1HF（未实施）、焦页 34-2HF、焦页 34-3HF、焦页 34-4HF、焦页 34-5HF	渝（涪）环准（2014）98 号	2017 年 9 月完成验收备案
焦页 34-6HF、34-7HF、34-8HF 井钻井工程	焦页 34 号	焦页 34-6HF、焦页 34-7HF、焦页 34-8HF	渝（涪）环准（2018）86 号	2020 年 6 月 14 日通过验收会议
涪陵页岩气田焦页 26#井组井网加密建设项目	焦页 26 号	焦页 26-9HF、焦页 26-10HF、焦页 26-11HF、焦页 26-12HF	渝（涪）环准（2019）20 号	未验收
涪陵页岩气田焦石坝区块一期工程北区产能建设项目	焦页 26 号	焦页 26-1HF、焦页 26-2HF、焦页 26-3HF、焦页 26-4HF	渝（涪）环准（2014）74 号	2017 年 10 月 12 日通过验收会议

2.2.2 环境影响向回顾性分析

2.2.2.1 废气

已部署各井钻井过程中采用柴油发电机供电，废气主要为燃油机械废气和测

试放喷废气，已完井施工期已结束，无废气排放。

试采期废气主要为水套炉燃烧后的烟气。水套炉燃烧废气通过高 8m，内径 0.2m 的排气筒进行排放，所使用的页岩气不含硫，烟气中的 NO_x 和烟尘均小于《锅炉大气污染物排放标准》(DB50/658-2016)及重庆市地方标准第 1 号修改单中燃气锅炉排放标准。

项目放空废气和清管作业废气的废气采取直接放空的方式。放空废气依托平台的放空系统进行放空。

综上所述，现有项目施工期和试运营期废气污染物排放量少，且施工期排放时间较短，对当地环境影响小，施工期和运营期未发生废气投诉事件。

2.2.2.2 废水

配备随钻处理系统处理钻井废水，钻井过程中钻井废水回用于钻井泥浆调配，完钻阶段废水回用于后续压裂施工作业用水，未外排；生活污水旱厕收集后作农

用。

现有采出水经废水池收集后用罐车运送至涪陵页岩气田产出水处理站处理达标后排放。

2.2.2.3 噪声

(1) 施工期

采用网电供电，柴油发电机作为备用电源。井场柴油发电机和柴油动力机设置在机房内，柴油机、发电机等高噪声设备排气筒上自带高质量排气消声器降噪，设备安装基础敷设减振垫层和阻尼涂料，减振降噪。合理安排施工时间，压裂试气仅在白天施工。

经调查，本项目施工过程对周围居民进行了一定的解释和安抚工作，施工期间未发生噪声扰民和投诉事件。施工期产生的噪声随着施工结束已消失。

(2) 运营期

噪声源主要有水套炉、节流阀噪声输送泵及各类运输车辆。运营期现状站场工程的主要噪声源为放空噪声和节流阀噪声，放空噪声和节流阀的噪声，其余的设备如水套炉及分离器等设备噪声低。

不涉及重大噪声源，通过优选设备，安装基础敷设减振垫层和阻尼涂料，减振降噪等措施后，未发生噪声扰民事件。

2.2.2.4 固体废物

(1) 施工期

施工过程中产生的固体废物主要有普通钻井岩屑、油基钻井岩屑、废油、废钻井泥浆、化工料桶、生活垃圾等。

随钻处理系统及时处理空气钻和水基钻井泥浆和岩屑利用收集罐收集贮存，板框压滤脱水后外运至满足环保要求的地方砖厂制砖综合利用或水泥厂协同处置。油基岩屑属 HW08 危废，由油基泥浆收集罐收集暂存现场按危废规范化临时贮存，交由有资质单位处置，未外排。

站内设置油桶封装贮存，完钻后交由有资质单位处置，不外排。

钻井剩余油基钻井液由井队回收，用于工区后续钻井工程。化工料桶由厂家回收。生活垃圾交当地环卫部门处置。

(2) 运营期

现状运营期无固体废物产生。

2.2.2.5 生态影响

现状在井场周边设置了截排水沟、护坡，地面进行了硬化，施工过程中表土集中堆存，采用多目网覆盖，防止水土流失。

现场未发现明显的水土流失现象，受后续钻井工程未施工完成的影响，临时占地未开展复垦工作，生态恢复纳入后续钻井工程验收；同时场地周边临时采取了植草措施，因此本项目的建设未对土地利用、植被环境、陆生动物、区域水土流失等方面造成明显影响。

2.2.3 现状主要环境问题及建议

(1) 现状问题

根据现场踏勘，焦页 26 号、34 号平台现存主要问题统计如下：

焦页 26 号平台：1 座废水池（1000m³），池中目前有 1/3 的采出水暂存。

焦页 34 号：2 座废水池（2×1000m³），分别位于平台北侧和南侧，北侧废水池现有约 1/3 废水，南侧废水池目前仅少量废水。



废水池现存废水



放喷池废水

图 2.2-1 现状问题

(2) 建议

在本项目施工前，需要将废水池、放喷池的废水清理，以保证本项目施工、运营时正常使用。

3 项目概况

3.1 区块划定概况

3.2 区块与页岩气开发规划关系

2012 年，涪陵页岩气田焦石坝区块实施了焦页 1 井钻井工程，在取得工业气流后，中石化重庆涪陵页岩气勘探开发有限公司在涪陵页岩气田焦石坝区块开展了一期产建区建设。焦石坝区块一期产建区规划气田面积 262.8km^2 ，预计区内资源储量 $1944.7\times 10^8\text{m}^3$ ，规划产气量为 50 亿 m^3/a ，由北往南划分为四个区块（试验井组、北区、中区、南区），对上奥陶统五峰组-下志留统龙马溪组页岩气进行滚动开发。

截止到 2019 年 11 月底，一期产建区稳产井 2 口，生产压力与外输压力持平的井有 252 口（占总井数 99.2%），其中能连续递减的井有 6 口、间歇生产 44 口，增压井 173 口，其余措施井 29 口。焦石坝区块整体已经进入产量递减阶段。

焦石坝区块中、南部中部气层评价井，对后续焦石坝区块中、南部中部气层分层开发整体部署具有十分重要的意义，2019 年—2021 年部署中部气层评价 6 口，其中叠合有利区内中部气层井实施效果好。若实施成功，还可部署中上部气层井，新增可采储量。

3.3 区块范围及内容

（1）区块范围

划定焦页 26 号、34 号平台为本次区块，总面积为 10.64km^2 ，本次部署井组为中部气层完善井网。

（2）区块内容

本项目主要建设内容扩建焦页 26 号、焦页 34 号平台 2 个，新部署中部气层井 2 口（焦页 26-Z1、焦页 34-Z2）。扩建焦页 26 号、34 号集气站 2 座。

3.4 项目基本情况

3.4.1 项目基本信息

项目名称：礁石坝区块中部气层外扩评价井

建设单位：中石化重庆涪陵页岩气勘探开发有限公司

建设性质：扩建

建设地点：重庆市涪陵区江东街道天福村、焦石镇瓦窑村

项目总投资：11000 万元；

构造位置：川东高陡褶皱带万县复向斜南部的白马向斜南翼

井别：开发井

井型：水平井

目的层：*****

完井方式：底带趾端滑套套管射孔方式完井

3.4.2 主要建设内容及规模

建设内容：扩建焦页 26 号、34 号平台 2 个，新部署中部气层井 2 口（分别为焦页 26-Z1HF、焦页 34-Z2HF）。扩建焦页 26 号、34 号集气站 2 座。

规模：焦页 26-Z1HF 井标定单井日产能力 4.47 万方/天；焦页 34-Z2HF 井标定单井日产能力 4.26 万方/天。

3.5 气藏开发方案

3.5.1 开发方案设计

*****。

3.5.2 开发参数

（1）设计参数

为充分发挥浅层页岩气低成本效益开发的的优势，考虑埋深、地质指标和试采情况差异，优化钻机和井身结构设计，本项目开发井设计见下表。

表 3.5-1 开发井设计参数一览表

（2）开发井长度

*****。

3.5.3 单井开发指标

焦页 26-Z1HF 井标定单井日产能力 4.47 万方/天；焦页 34-Z2HF 井标定单井日产能力 4.26 万方/天。

3.6 项目组成及概况

3.6.1 项目组成

本项目建设内容包括钻井平台建设和地面工程两大部分，其中钻井平台建设包括钻前工程、钻井工程和储层改造工程；地面工程建设包括内部天然气集输工程、供水工程、道路工程、供电工程和通讯工程，项目主要建设内容见下表。

表 3.6-1 项目组成表

名称	建设内容		建设规模	备注
主体工程	钻前工程	平台	依托平台现有平台挖筑方井，碎石铺垫、局部采用混凝土硬化。 26 号平台尺寸 120m×100m，基层为 20cm 厚砂卵石，后场面层为 C20 混凝土硬化，前场为级配碎石铺设；34 号平台尺寸 120m×75m，后场面层为 C20 混凝土硬化，前场为级配碎石铺设。	依托平台+新建井口
		井口方井	新建焦页 26-Z1HF、34-Z2HF 井井口基础，为钻井做准备	
	钻井工程	钻井设备安装、钻进	采用单钻机布局，焦页 26-Z1 采用三开式井身结构，焦页 34-Z2 采用导管+三开式井身结构，并分段采用套管进行固井。 钻井期间配备井控装置，包括液压泵站、阻流管汇、放喷器和井口设备	新建
	地面工程		焦页 26 号集气站新增 1 台 400kW 加热炉、1 台除砂撬、1 台 DN800 分离器。 焦页 34 号集气站新增 1 台除砂撬、2 台两相流量计、1 台 400kW 加热炉，1 台 DN800 分离器。	依托现有集气站+新建设备
配套工程	钻井泥浆配置系统		各平台设 1 套钻井泥浆配置系统，现场按需调配钻井泥浆，为带搅拌机的泥浆储备罐	新建
	钻井泥浆循环利用系统		主要设备有泥浆泵、管、水龙头、钻杆、高架槽、除砂除泥器、泥浆循环罐等	新建
	井控系统		根据所钻地层最高地层压力选用合适等级的液压防喷器和管汇。自动化控制系统，主要由井口防喷器组、防喷器控制装置、管汇类、钻具内防喷工具以及其他装置及监测仪表。	新建
	点火系统		每个平台设 3 套，含自动、手动和电子点火装置	新建
	道路工程		26 号平台依托平台北侧 420m 进场道路，34 号平台依托平台北侧 350m 进场道路。进场道路与平台相连，路基宽约 5m，均为水泥路面	依托

名称	建设内容	建设规模	备注
	生活区及生活设施	在 26 号平台东北侧和 34 号平台北侧各设置生活区 1 处，占地约 1000m ² /处，水泥墩基座，活动板房，现场吊装	新建
	综合室、值班室	根据需要在平台内进行布置。	新建
	监测和预警系统	分别设置有安防系统、有毒有害气体检测报警系统	新建
储运工程	柴油罐	各平台分别设 2 个柴油罐，每个 10m ³ ，临时存储柴油发电机用柴油，日常储量 15t	新建，施工结束后随施工队伍撤离
	钻井、固井材料储存区	各平台设置 1 处材料堆存区，占地面积约 300m ² ，用于暂存钻井、固井用的化学药品，药品桶装或袋装，地面硬化，彩钢板顶棚	
	钻井液循环罐	每个平台配备 6 个钻井液循环罐（5 用 1 备），单个罐体积 60m ³ ，用于钻井液循环使用。	
	盐酸储罐	试气压裂阶段单平台设置 6 个 25m ³ 的储罐（5 用 1 备），由厂家运送 31%浓度的浓盐酸至平台，在罐体内稀释成 15%浓度的稀盐酸。盐酸罐区地面铺设防渗膜（防渗系数 $\leq 10^{-7}$ cm/s）。	
公用工程	给水	施工期生活用水利用罐车取自焦石镇自来水，钻井、压裂用水依托平台已建供水系统，取水来自乌江。	依托
	排水	施工期间钻井废水等在平台水池暂存后回用，无法回用的采用罐车定期运送至白涛采出水处理站集中处理达标后排放。	依托
		生活污水经旱厕收集后用作农肥，不外排。	依托+新建
		雨水 依托平台四周现有排水沟，M7.5 水泥砂浆 MU30 片石砌成，实现平台范围内清污分流。	依托
	供电	钻井期间优先采用网电，遇停电使用柴油发电机，压裂工序采用柴油发电机。各平台分别配备 320kW 柴油发电机 2 台（一用一备），施工完毕后撤离。	依托+新建
环保工程	旱厕	各平台设置旱厕 2 处。其中焦页 26 号平台新建 1 座，依托现有 1 座。焦页 34 号平台新建 2 座。	依托+新建

名称	建设内容	建设规模	备注
	清水池、废水池	依托各平台水池，焦页 26 号平台西侧 1 座废水池容积为 1000m ³ （分清水池、废水池 2 格）。焦页 34 号平台北 1 座废水池 2×1000m ³ （分为清水池、废水池 2 格）。各废水池为钢筋混凝土结构，池壁及池底涂有防渗层，防渗系数≤10 ⁻⁷ cm/s；用于钻井废水、压裂反排液和试采期采出水暂存。	依托
	放喷池	依托各平台现有放喷池，用于施工期间钻井过程中地层间气体涌出放喷使用。单个放喷池容积为 300m ³ ，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，均做了防渗处理，防渗系数≤10 ⁻⁷ cm/s。放喷池设置 1 套点火装置。	依托
	生活垃圾	各平台和生活区分别设置 1 处集中收集点和垃圾桶，定期由环卫部门统一清运处置。	依托环卫系统 +新建收集设施
	清水岩屑	用于井场铺垫。	新建
	水基钻屑收集	在平台内布置 1 套水基钻屑不落地系统，水基钻屑经其收集后加水泥、粉煤灰拌合固化后在水基岩屑暂存区存放，进行资源化利用。	新建
	油基岩屑	油基岩屑经储罐收集后运至 1#、2#工区脱油后交由资质单位处置。	依托脱油工区 +新建收集设施
	废润滑油收集	平台内设置一处润滑油暂存点，定期交由有资质的单位进行处置。	新建

3.6.2 项目概况

3.6.2.1 依托工程

本项目在现有井场进行建设，部分设备及场地可依托现有。具体如下。

表 3.6-2 依托工程一览表

依托内容	现有概况	依托可行性
主体工程	(1) 施工 依托平台现有平台，26 号平台尺寸 120m×100m，基层为 20cm 厚砂卵石，后场面层为 C20 混凝土硬化，前场为级配碎石敷设；34 号平台尺寸 120m×75m，后场面层为 C20 混凝土硬化，前场为级配碎石敷设。 (2) 试采 焦页 34 号平台老井焦页 34-8HF 井采用两相流合并至焦页 34-6HF 井，可空出一条采气管线，老井现有流程可空出一台 DN800 分离器。	可行
配套工程	26 号平台依托平台北侧 420m 进场道路，34 号平台依托平台北侧 350m 进场道路。进场道路与平台相连，路基宽约 5m，均为水泥路面。	现有道路满足进场要求，可行。
公用工程	给水：生活用水利用罐车取自焦石镇自来水，施工用水依托平台已建供水系统，取水来自乌江。 排水：平台已建废水池、部分旱厕、排水沟，且现状完好。 供电：区域已有网电，可供使用。	给水、排水、供电可依托
环保工程	废水：焦页 26 号平台已建旱厕 1 座，目前完好可利用；各平台已建废水池，且池体已做防渗、防塌，目前完好，可供本次使用。 固废：依托现有乡镇环卫系统，对生活垃圾进行统一收集处置；油基岩屑依托现有工区进行脱油后资源化利用，工区处理工艺和能力满足本项目需求。	可行
管理措施	中石化重庆涪陵页岩气公司建立有完善的环境管理和环境风险防范措施，本项目建设过程中可遵照执行。	可行

3.6.2.2 钻前工程

本项目依托现有平台，部署 2 口页岩气评价井。根据现场调查，现有平台已按照标准化方式进行建设，已有设施包括平台、进场道路、清废水池、放喷池、截排水沟，均可为本项目利用。本项目钻前工程主要包括新建 2 口井的井口基础、新增 2 处生活区及水基岩屑暂存区。平台平面布置见附图 2。

(1) 生活区

本项目在 26 号平台东侧、34 号平台北侧各设置 1 处生活区，生活区按照 1000m²/处进行布置，采用活动板房，配备旱厕和垃圾收集点各 1 处。

(2) 井口

26 号和 34 号平台内各新布置 1 口方井，即焦页 26-Z1HF、34-Z2HF。

(3) 水基钻屑暂存区

各平台内新建水基岩屑钻存区 1 座，采用水泥混凝土围墙，容积 300m³/座，占地面积约 200m²，用于存放压滤后的水基岩屑。

3.6.2.3 钻井工程

根据部署方案，本项目部署 2 口页岩气评价井，分别为焦页 34-Z2HF 和焦页 26-Z1HF。其中焦页 34-Z2HF 完钻井深 5550m，水平段长度 2400m，26-Z1HF 完钻井深 5430m，水平段长度 2500m。

(1) 焦页 34-Z2HF 井身结构

*****。

井身结构见表 3.6-3。

表 3.6-3 焦页 34-Z2HF 井井身结构设计数据

(2) 焦页 26-Z1HF 井身结构

*****。

表 3.6-4 焦页 26-Z1HF 井井身结构设计数据

平台典型钻井井身结构见表图 3.6-1、3.6-2。

图 3.6-1 焦页 34-Z2HF 井地层与井身结构设计综合数据图

图 3.6-2 焦页 26-Z1HF 井地层与井身结构设计综合数据图

(2) 钻井设备

钻井过程采用 1 部 ZJ50 钻机单钻机布局，井口附近布置钻井设备、钻杆、套管、钻井泵房、柴油机房、发电房等。井口两侧布置钻井液配制及循环系统。主要设备配置见表 3.6-5。

钻井工程施工完毕后，钻井设备随钻井队搬迁。

表 3.6-5 钻井主要设备一览表

(3) 钻井液体系

导管段、一开段、二开直井段采用清水钻井，二开斜井段采用水基钻井液（钾胺基聚合物钻井液）。见表3.6-6。

表 3.6-6 钻井液体系选择

(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。

3.6.2.4 储层改造工程

(1) 完井方式

鉴于主要采用水平井，水平段长度 2000-2900m，实施水平井分段压裂措施，完井方式应主要考虑水平井井壁稳定性，防止产层垮塌、满足分段压裂措施的需要、满足长期安全稳定生产、满足丛式井模式快速钻井的要求、满足控制成本的要求、满足长水平段水平井作业需求。

通过对各种完井方式对比分析，从完井、储层压裂改造及从气井寿命和安全生产方面考虑，结合焦石坝页岩气藏主体的实际特点，综合考虑，采用套管射孔完井方式。

(2) 压裂工艺

压裂工艺设计的目标就是确保平均单井产能达到气藏工程方案设计要求，满足气田生产需要。

在主体工艺基础上，结合部署目的，根据地质特征变化、穿行层位，针对性优化单井压裂工艺。

3.6.2.5 地面工程

本项目地面工程主要在现有集气站内新增部分设备，焦页26号集气站新增1台400kW加热炉、1台除砂撬、1台DN800分离器。焦页34号集气站新增1台除砂

撬、2台两相流量计、1台400kW加热炉，1台DN800分离器。

表 3.6-7 本项目试采期焦页 34 号集气站主要设备一览表

序号	名称	单位	数量	备注
1	水套加热炉（低氮燃烧器改造） 400KW	座	1	新增
2	计量分离器 DN800 PN63	台	1	新增
3	两相流量计	台	2	新增
4	除砂撬	台	1	新增

表 3.6-8 本项目试采期焦页 26 号集气站主要设备一览表

序号	名称	单位	数量	备注
1	水套加热炉（低氮燃烧器改造） 400KW	座	1	新增
2	计量分离器 DN800 PN63	台	1	新增
3	除砂撬	台	1	新增

3.6.2.6 配套工程

（1）钻井泥浆配置系统

本项目主要有水基泥浆、油基泥浆，各平台设 1 套钻井泥浆配置系统，现场按需调配钻井泥浆，为带搅拌机的泥浆储备罐。

（2）钻井泥浆循环利用系统

钻井泥浆循环利用系统循环工艺为泥浆泵→地面管汇→立管→水龙头→水龙头→钻杆→钻头→环形空间→喇叭口→高架槽→振动筛→真空除气器→除砂除泥器→泥浆循环罐。

主要设备有泥浆泵、管、水龙头、钻杆、高架槽、除砂除泥器、泥浆循环罐等。

（3）井控系统

在钻井过程中，一般情况下，为了防止地层流体侵入井内，总是使井筒内的钻井液静液柱压力略大于地层压力，形成对油气井的初级压力控制。但是在钻井作业中，常因各种因素的变化，该压力控制遭到破坏而导致井喷，这时就需要依靠井控设备进行控制，重新恢复该压力控制，因此井控设备应具预防井喷、保持初级压力控制、及时发现溢流等功能。

井口防喷器组：环形防喷器、闸板防喷器、钻井四通、防溢管、旋转防喷器等；

防喷器控制装置：地面控制装置，司钻控制台，辅助控制台；

管汇类：节流管汇及其控制装置与压井管汇；

钻具内防喷工具：方钻杆旋塞阀、箭形止回阀、投入式止回阀、钻具浮阀等；

其他装置及监测仪表。

（4）点火系统

根据《钻井井控技术规程》(SY/T 6426-2005)和《含硫化氢天然气井失控井口点火时间规定》(AQ2016-2008)，钻井现场需按照含硫油气井配备自动、手动和高压高能电子点火三套独立点火系统，确保 100%的点火成功率。钻井队在现场条件不能实施井控作业而决定放喷点火时，点火人员应佩戴防护器具，并在上风方向，离火口距离不得少于 10m，用点火枪点火。

（5）道路工程

焦页 26 号和 34 号平台均为已建平台，均有已建道路与平台相通，本次可依托。

26 号平台依托平台北侧 420m 进场道路，34 号平台依托平台北侧 350m 进场道路。进场道路与平台相连，路基宽约 5m，均为水泥路面。

（6）生活区及生活设施

本项目生活区属于新增临时占地，在 26 号平台东北侧约 230m 处和 34 号平台北侧约 300m 处各设置生活区 1 处，分别占地约 1000m²，水泥墩基座，活动板房，现场吊装。主要用作钻井队、压裂试气队人员施工生活区，布置有住宿、会议室、旱厕等，生活区不设食堂，吃饭统一配送。

（7）综合室、值班室

综合室即总控制室，设置在平台内，对整个施工过程进行整体监控和调度。值班室为值班人员办公室，位于各平台大门口处。

（8）监测和预警系统

分别设置有安防系统、有毒有害气体检测报警系统。

3.6.2.7 公用工程

（1）给水

本项目施工期生活用水利用罐车取自焦石镇的自来水；钻井、压裂用水依托平台已建供水系统，取水来自乌江。本项目水平衡图如下。

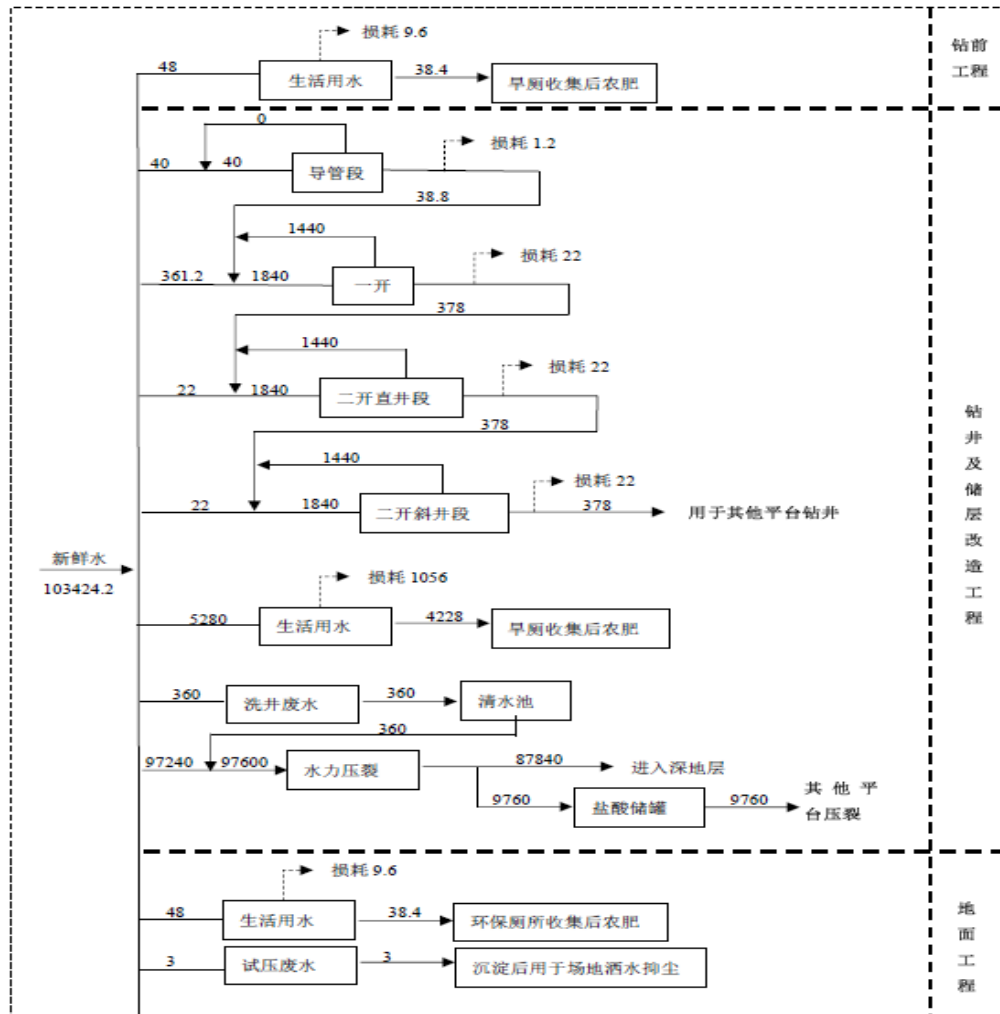


图3.6-3 水平衡图

（2）排水

施工期间钻井废水等在平台水池暂存后回用，无法回用的采用罐车定期运送至白涛采出水处理站集中处理达标后排放。生活废水经旱厕收集后用作农肥，不外排。

试采期采出水经分离后暂存于平台废水池，优先回用于其他平台压裂，无法回用的采用罐车定期运送至白涛采出水处理站集中处理达标后排放。试采期为无人值守站场，无生活污水产生。

雨水依托平台四周现有排水沟排放至附近环境，实现平台范围内清污分流，排水沟采用M7.5水泥砂浆MU30片石砌成。

（3）供电

钻前工程、钻井、地面工程正常情况下均采用网电，如遇停电，则采用柴油发电机，各平台配备320kW柴油发电机2台（一用一备），施工完毕后撤离。

压裂试气工程采用网电动力机和柴油动力机，具体采用哪种根据中标施工单位具体情况确定。本次评价按照保守估计，考虑使用柴油动力机进行压裂。

3.6.2.8 储运工程

储运工程主要包各类储罐、材料储存区等。

(1) 储罐

柴油罐，用于柴油的贮存，单个柴油储罐约 10m^3 ，每个平台分别设置 2 个柴油罐；

盐酸储罐，用于压裂试气阶段盐酸的储存，分为立式和卧式（根据中标单位自行确立），立式储罐一般单平台设置 6 个（5 用 1 备），单个储罐 25m^3 ；卧式储罐一般单平台设置 2 组（一组分为上下两个，容积分别为上 40m^3 ，下 50m^3 ）。由厂家运送 31%浓度的浓盐酸至平台，在罐体内稀释成 15%浓度的稀盐酸。盐酸罐区地面铺设防渗膜（防渗系数 $\leq 10^{-7}\text{cm/s}$ ）。

钻井液循环罐：每个平台配备 6 个钻井液循环罐（5 用 1 备），单个罐体积 60m^3 ，用于钻井液循环使用。

材料储存区：各平台设置 1 处材料堆存区，占地面积约 300m^2 ，用于暂存钻井、固井用的化学药品以及水基岩屑拌和的材料。药品或材料采用桶装或袋装，地面硬化，彩钢板顶棚。

3.6.2.9 环保工程

(1) 废水收集处置设施

各平台设置旱厕 2 处。其中焦页 26 号平台新建 1 座，依托现有 1 座。焦页 34 号平台新建 2 座。

依托各平台水池，焦页 26 号平台西侧 1 座废水池容积为 1000m^3 （分清水池、废水池 2 格）。焦页 34 号平台北 1 座废水池 $2 \times 1000\text{m}^3$ （分为清水池、废水池 2 格）。为钢筋混凝土结构，池壁及池底涂有防渗层，防渗系数 $\leq 10^{-7}\text{cm/s}$ ；用于钻井废水、压裂反排液和试采期采出水暂存。

钻井过程中地层间气体涌出放喷、收集压裂液依托各平台现有放喷池。单个放喷池容积为 300m^3 ，放喷池为半埋式，地表以下部分为钢混结构，地表以上部分为砖混结构，均做了防渗处理，防渗系数 $\leq 10^{-7}\text{cm/s}$ 。放喷池设置 1 套点火装置。

(2) 废气

施工期柴油发电机经自带 6m 高排气筒排放。试采期水套炉废气经低氮燃烧后由 8m 高排气筒排放。

(3) 固废收集处置措施

各平台和生活区分别设置 1 处集中收集点，定期由当地环卫部门统一清运。

在平台内布置 1 套水基钻屑不落地系统，水基钻屑经其收集，加水泥、粉煤灰拌合固化后在水基岩屑暂存区存放，最后进行资源化利用。

油基岩屑经储罐收集后运至 1#工区脱油后交由资质单位处置。

平台内设置一处润滑油暂存点，收集施工期和试采期机械保养维修产生的废油，定期交由有资质的单位进行处置。

3.7 主要原辅料消耗及来源

3.7.1 钻井原辅料

根据钻井工程设计，本项目所用钻井泥浆主要材料清单见下表。

表 3.7-1 钻井泥浆主要材料成分表

钻井泥浆体系		主要成分
水基钻井泥浆	聚合物防塌钻井液	(4~5)%膨润土+(0.3~0.5)%纯碱+(0.2~0.3)%HV-CMC+(0.2~0.3)%聚丙烯酸钾+(1~1.5)%聚合物降滤失剂+(2~3)%多软化点封堵防塌剂。 其它添加剂：烧碱、堵漏剂、除硫剂等。
	聚磺封堵防塌钻井液	(3~4)%膨润土+(0.3~0.5)%聚丙烯酸钾+1%有机胺+(0.5~1.0)%硅醇抑制剂+(1~1.5)%DR-II(或 JMP-1)+(2~3)%SD-202+(1~2)%非渗透处理剂+(2~3)%FDF-1+(1~1.5)%抗盐聚合物降滤失剂+(2~3)%磺化酚醛树脂+(2~3)%磺化褐煤+3%超细碳酸钙。 其它添加剂：烧碱、降粘剂、加重剂、堵漏剂、除硫剂等
油基钻井泥浆		84%基液(95%柴油：5%CaCl ₂ 盐水)+3%乳化剂+1%润湿剂+2%增黏剂+8%CaO+4%有机土+3%降滤失剂+5%高效封堵剂+3%超细碳酸钙。 其它添加剂：加重剂、除硫剂等。

本项目使用的钻井液材料由供货厂家负责运输至平台，在平台材料堆场储，化学材料堆存区顶部设置防雨棚，地面采用水泥硬化，并铺垫防渗膜（防渗系数 $\leq 10^{-7}$ ）。本项目钻井液材料用量及特性见表 2.3-2。

表 3.7-2 钻井液材料用量 单位: t

材料名称	特性	本项目材料消耗量		储存方式	单平台日常储量
		焦页 26-Z1	焦页 34-Z2		
纯碱	纯碱碳酸钠[497-19-8] Na_2CO_3 , 分子量 105.99。化学纯度大于 99.5 质量分数, 也称为纯碱。 纯碱和对泥页岩水化具有较强抑制作用的粗分散钻井液体系。	3	3	袋装, 50kg/袋	0.50
膨润土	俗称白土粉。以蒙脱石为主要成分, 化学代表式为: $(\text{Si}_{8-y}\text{Al}_y) \cdot (\text{Al}_{4-x}\text{Mg}_x) \text{O}_{20} \cdot (\text{OH})_4 \cdot n\text{H}_2\text{O}$, 外观特征是适当粒度的粉末, 因含杂质的不同, 有白色、灰色、灰黄色和紫红色等颜色, 易吸潮, 吸潮后结块。 具有良好的悬浮性、触变性, 滤失量小、造浆性能好, 配制方便、易调整钻井液比重等特点	30	30	袋装, 25kg/袋	1.00
防塌剂 (FT-388)	页岩稳定剂改性沥青, 由腐植酸钾、多种化工原料、沥青等在一定温度下经磺化改性而成。 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。	8	8	袋装, 25kg/袋	1.00
低粘羧甲基纤维素钠盐 (LV-CMC)	组分: 由棉花纤维与氯乙酸反应而成。特征: 为白色或微黄色纤维状粉末。具有吸湿性、无臭、无味、无毒、不易发酵、不溶于酸、醇等有机溶剂, 易分散于水中成胶体溶液。有一定的抗盐能力和热稳定性。 控制泥浆黏度。	6	6	袋装, 25kg/袋	0.25
聚丙烯酰胺 (PAM)	CAS 号为 9003-05-8, 分子式为 $(\text{C}_3\text{H}_5\text{NO})_n$, 聚丙烯酰胺是一种线状的有机高分子聚合物, 同时也是一种高分子水处理絮凝剂产品。	1	1	袋装, 25kg/袋	0.25
氢氧化钠粉末 (NaOH)	俗称烧碱、火碱、苛性钠, 为一种具有强腐蚀性的强碱, 一般为片状或颗粒形态, 易溶于水(溶于水时放热)并形成碱性溶液, 另有潮解性, 易吸取空气中的水蒸气(潮解)和二氧化碳(变质)。	4	4	袋装, 25kg/袋	0.25
超细碳酸钙 (QS-2)	油气井用碳酸钙粉, 白色或淡黄色粉末。	15	15	袋装, 25kg/袋	0.25
聚丙烯酰胺钾盐 (K-PAM)	一种无毒、无腐蚀的井壁稳定剂, 易溶于水。 具有抑制泥页岩及钻屑分散作用, 兼	3	3	袋装, 25kg/袋	0.25

材料名称	特性	本项目材料消耗量		储存方式	单平台日常储量
		焦页26-Z1	焦页34-Z2		
	有降失水、改善流型和增加润滑等性能。可以有效的抑制地层造浆并能与多种处理剂配伍。				
KCl	无色细长菱形或成一立方晶体，或白色结晶小颗粒粉末，外观如同食盐，无臭、味咸。增强钻井液的抑制防塌能力。	12	12	袋装，50kg/袋	0.50
石灰石粉	以碳酸钙为主要成分白色粉末状物质。	300	300	袋装，25kg/袋	0.25
多功能固体润滑剂	利用天然石墨及油脂类聚合物合成的一种油田化学剂，在钻井过程中主要作用；加固井壁，润滑钻杆，防止塌陷，增快钻进速度。	4	4	袋装，25kg/袋	0.25
钻井液润滑剂（RH-3）	以矿物油、合成烃、动植物油为原料的润滑剂，能真正溶解于水。	4	4	桶装，50kg/桶	0.50
重晶石粉（加重剂）	主要为硫酸钡，化学成分 BaO65.7%，SO ₃ 34.3%。成分中有 Sr、Pb 和 Ca 类质同像替代。无色透明的，一般则呈白、浅黄色，具有玻璃光泽。作为加重剂。	150	150	罐装，60t/罐	1.00
复合堵漏剂	把纤维制品(如纸、棉籽壳、)，颗粒物(如坚果壳)，还有片状物(如片状云母)材料按比例组合在一起，即为复合堵漏剂。	8	8	袋装，25kg/袋	0.25
主乳化剂 HIEMUL	经分子结构设计、人工合成的具有多种表面活性基团的表面活性剂。是一种优良的油基钻井液体系的主乳化剂，与 HICOAT 辅乳化剂复合使用，配制得到逆乳化油基钻井液体系。在较低加量时就可以使体系具有很强的稳定性。	10	10	桶装，25kg/桶	0.25
辅助乳化剂 HICOAT	经分子结构设计、人工合成的具有多种表面活性基团的表面活性剂，其具有较好的辅助乳化效果，能够使 HIEMUL 形成的油包水乳状液更加稳定。	9	9	桶装，25kg/桶	0.25
降滤失剂 HIFLO	羧甲基纤维素钠盐，代号为 Na-CMC，简称 CMC，目前常用的有低粘 CMC、中粘 CMC、高粘 CMC 三种。为白色纤维状粉末，具有吸湿性，不溶于酸和醇等有机溶剂，易分散于水中形成胶状液，抗温达 90~140C，有一定抗盐、抗钙能力。主要用于各种水基钻井液的降滤失	10	10	袋装，25kg/袋	0.25

材料名称	特性	本项目材料消耗量		储存方式	单平台日常储量
		焦页26-Z1	焦页34-Z2		
	剂，还具有抑制页岩水化膨胀作用、增稠作用等。				
润湿剂 HIWET	属于脂肪酸类油润湿剂，能有效润湿油基钻井液中的加重材料和钻屑，改变油基钻井液中固相的亲油亲水性能，提高加重材料及钻屑的亲油性能，有利于改善油基钻井液体系的乳化稳定性。	9	9	桶装，50kg/桶	0.50
增粘剂 MOGEL	丙烯酸盐的共聚物，在钻井液中具有增粘、絮凝、改变流型、降滤失等作用。	9	9	袋装，25kg/袋	1.00
封堵剂 HISEAL	磺化沥青，黑褐色自由流动粉末。	10	10	袋装，25kg/袋	1.00
石灰	以氧化钙为主要成分的气硬性无机胶凝材料。用于调节碱度。	12	12	袋装，25kg/袋	0.25
CaCl ₂	氯化钙，颗粒状，控制水相的活度，以防止或减弱泥页岩地层的水化膨胀，保证井壁稳定。	12	12	袋装，25kg/袋	0.25
碱式碳酸锌	白色细微无定形粉末，无臭、无味。不溶于水和醇，微溶于氨，能溶于稀酸和氢氧化钠中。	3	3	袋装，25kg/袋	0.25

3.7.2 储层改造原辅料

压裂液中主要成分为水，比例在 98%以上。单段盐酸酸液用量为 15m³，有效降低破裂压力；水平段压裂段数为 31~32 段，单井前置酸总用量为 465~480m³。盐酸储存按照使用一般储存 5 段的量 75m³。

现场用酸由具有相关资质的单位用钢罐车拉运至现场使用，在平台内采用钢罐临时配置。压裂药剂均由相关资质的单位采用桶装或者袋装的方式拉运到现场。

本项目压裂液体系及配制材料用量见下表。

表 3.7-3 压裂液体系一览表

压裂液体系		主要成分
压裂液体系	减阻水体系	减阻剂浓度<0.08%后，携砂能力下降幅度较大，储层埋深 2750-3000 米，斜坡带采用 0.08-0.12%减阻剂简化配方。 主体配方：0.08-0.12%减阻剂+0.02%消泡剂+0.02%杀菌剂。
	胶液体系	主体采用 0.25%稠化剂，条带状曲率附近采用 0.3%稠化剂。 胶液配方：0.25-0.3%稠化剂+0.02%消泡剂+0.02%杀菌剂+0.1%粘度调节剂+0.25%流变助剂+0.1%增效剂。

酸液体 系	15%HCl+2.0%缓蚀剂+1.5%助排剂+2.0%粘土稳定剂+1.5%铁离子 稳定剂。
其他液 体	钻塞液选用胶液基液，具体配方为：0.25%低分子稠化剂+0.1%复合 增效剂+0.02%消泡剂。
支撑剂 体系	综合考虑导流能力及降本要求，采用 70/140 目石英砂+40/70 目石 英砂+30/50 目覆膜砂封口。

表 3.7-4 压裂材料使用一览表

压裂化工材料用量 (t)					
序 号	药品名称	代号	特性	焦页 26- Z1	焦页 34- Z2
1	压裂液量 (m ³)	/	水+添加剂	43125	44850
2	工业盐酸	31%HCl	工业生产所得浓度为 31%的盐 酸，其主要成分是氯化氢	287	299
3	高效减阻剂	JC-J10	水溶性或油溶性的高分子聚合 物。	22	23
4	增效剂	JC-Z01		26	27
5	防膨剂	JC-FC03	小分子阳离子复合物，有效成 分为四甲基氯化铵	68	70
6	消泡剂	/	聚二甲基硅醚	5	5
7	低分子稠化剂	SRFR-CH3	改性豆胶 HOCH ₂ (CH ₃)CHO[CH ₂ CH (CH ₃)O] _n CH ₂ CH(OH)CH ₃	12	12
8	流变助剂	SRLB-2	聚氧乙烯月桂醇醚硫酸钠	12	12
9	粘度调节剂	SRVC-2	乙氧基化烷基硫酸钠	2	2
10	缓蚀剂	FL4-2	低分子量聚季铵盐	7	7
11	助排剂	FL4-4	烷基酚聚氧乙烯醚与三乙醇胺	5	5
12	铁稳定剂	FL4-7	十二烷基三甲基氯化铵	5	5
13	粘土稳定剂	FL4-3	异抗坏血酸钠	7	7
支撑剂材料用量 (m ³)					
序 号	支撑剂名称	粒径 (目)	特性	焦页 26- Z1	焦页 34- Z2
1	石英砂	70/140	石英石经破碎加工而成的石英 颗粒。是一种非金属矿物质， 是一种坚硬、耐磨、化学性能 稳定的硅酸盐矿物，其主要矿 物成分是 SiO ₂ 。	402	288
2	石英砂	40/70		712	510
3	覆膜砂	30/50	砂粒表面在造型前即覆有一层 固体树脂膜的型砂或芯砂。	172	123

3.8 占地及土石方平衡

3.8.1 占地

本项目占地主要为平台、废水池、清水池、生活区等占地，总占地面积约

1.865hm²，除生活区外均利用现有占地。

本项目占地类型见表 3.8-1。

表 3.8-1 项目占地统计表

序号	用地项目	用地面积 (m ²)		占地类型	土地类型
		焦页26-Z1	焦页34-Z2		
1	平台	5500	5500	利用现有占地	/
2	水池（清水池、 废水池）	500	1000	利用现有占地	/
3	放喷池	200	200	利用现有占地	/
5	道路	2000	1750	利用现有占地	/
7	生活区	1000	1000	新增临时占地	疏林地、旱地
合计		9200	9450	/	/

3.8.2 土石方平衡

本工程主要利用现有平台建设，施工过程仅进行设备安装，生活区采用活动板房吊装，同时根据地形减少挖方、填方量，做到工程土石方平衡。

3.9 施工组织

（1）施工组织

单平台施工期限约 82 天。平台钻前工程约 10 天；每口井钻井时间平均 55 天，24 小时连续施工；每口井储层改造施工约 15 天，压裂施工仅在昼间施工，夜间不作业，测试放喷 24 小时连续作业；地面工程施工时间为 10 天。

工程拟于 2022 年 7 月动工，施工期限约 3 个月，预计于 2022 年 10 月完井。

（2）定员

单平台日施工最大员工数量约 50 人。其中钻前工程施工人员为 10 人，钻井施工人员为 50 人，储层改施工人员为 30 人，地面工程施工人员为 10 人。

4 工程分析

4.1 施工期工程分析

4.1.1 钻前工程

钻前工程主要包括方井井口建设、钻井设备及其活动板房基础构筑等，主要为土建施工，由专业施工单位组织当地民工作业。钻前工艺流程见图 4.1-1：

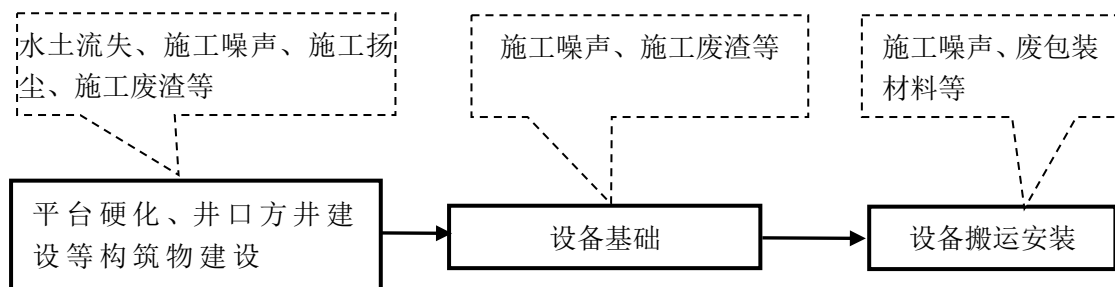


图 4.1-1 钻前工艺总流程图

4.1.2 钻井工程

钻井作业为 24h 连续作业，钻井期间主要的环境影响因素是柴油发电机运行时产生废气，钻进、起下钻和固井冲洗作业等产生的废水，机械设备运转时产生的噪声，以及钻井钻屑、废弃泥浆等固体废物。

项目钻井及完井作业流程见图 4.1-2。

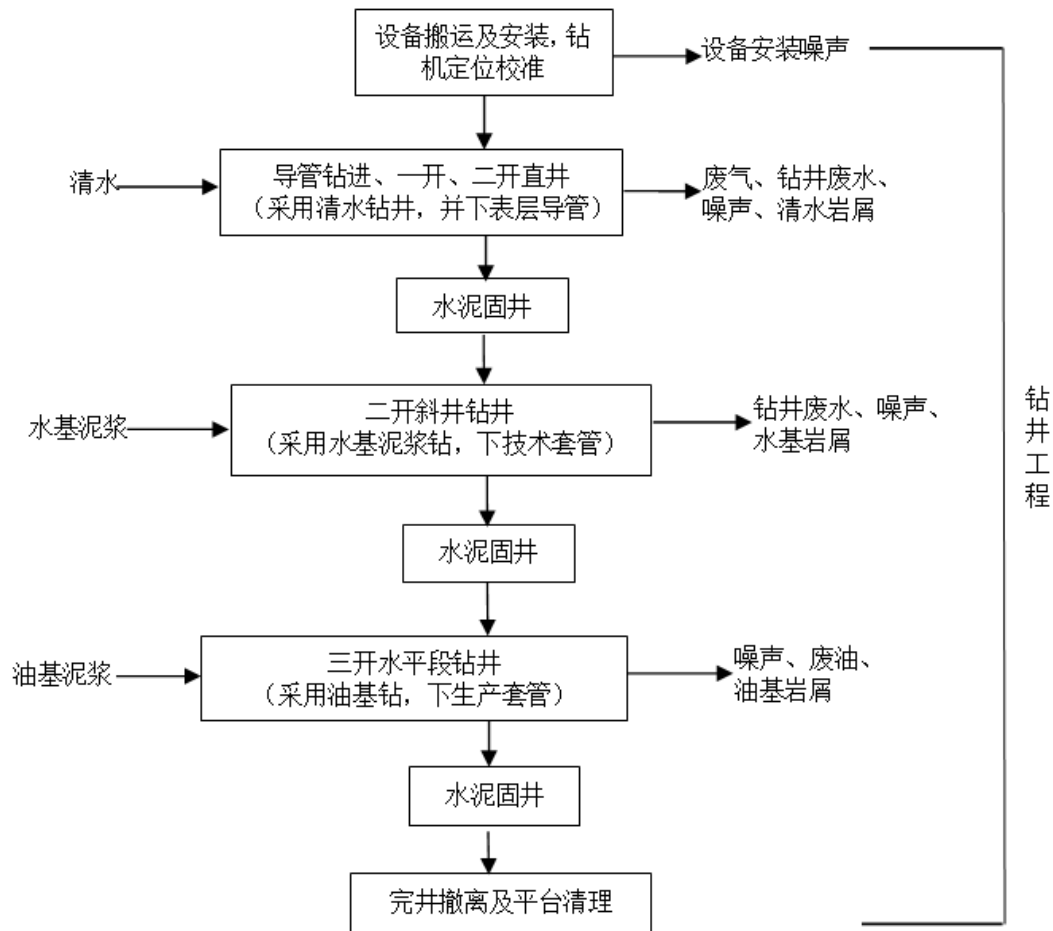


图 4.1-2 钻井作业流程及产污环节图

(1) 钻井方式

本项目采用“导管+三开式”钻井方式。导管段、一开段、二开直井段采用清水钻井，二开斜井段采用水基钻井液钻井，三开水平段采用油基钻井液。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。本工程采用柴油发电机作为电源。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。钻井中途会停钻，以便起下钻具更换钻头、下套管、测井和后续井身固井作业。

(2) 钻进

钻进过程根据井身结构先使用大钻头，后使用小钻头钻进，更换钻头时会停钻，以起下钻具更换钻头、下套管、固井、设备检修等。钻井是根据地层地质情

况，利用钻井液辅助整个过程进行钻进直至目的层的过程。

①清水钻井阶段

本项目导管段、一开段、二开直井段采用清水钻井。此阶段钻井液为清水，不添加其他成分。钻井优先采用网电动力机作为钻井动力，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，分离的钻井液带入泥浆罐循环利用。导管段产生的清水钻井岩屑直接综合利用（主要用于铺垫平台）。该阶段主要的产污环节为泥浆泵、泥浆循环系统产生的噪声及钻井清水岩屑。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。

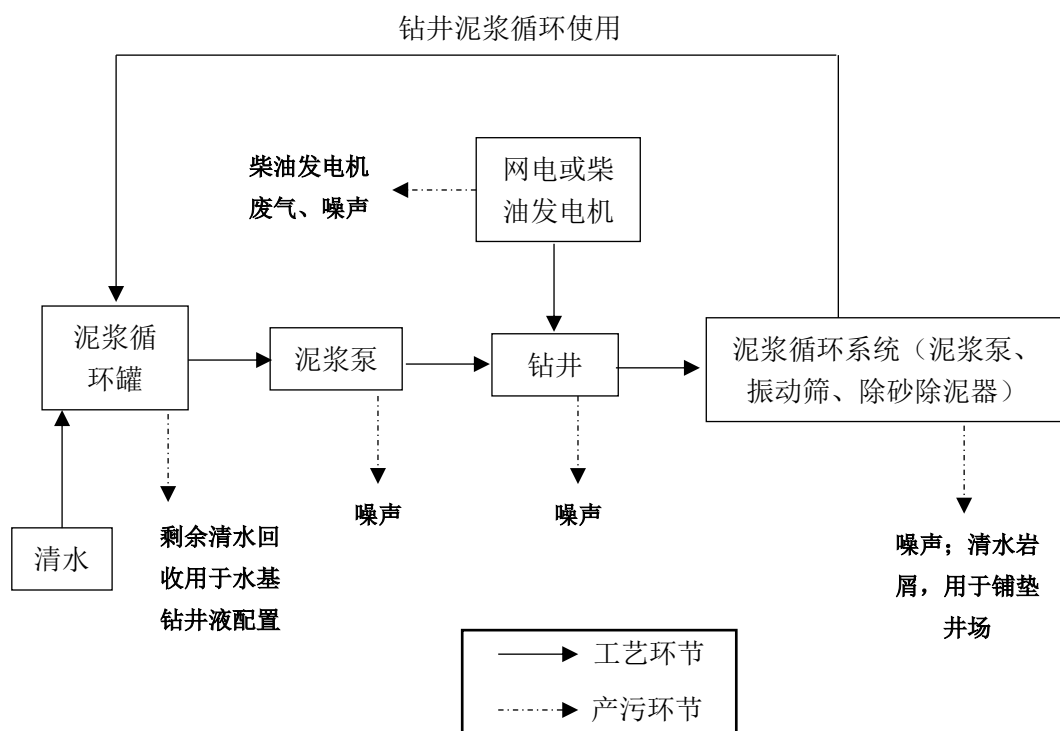


图 4.1-3 导管及清水钻井阶段工艺流程及产污环节示意图

②水基钻井阶段

二开斜井段采用水基钻井液体系，钻井工艺与清水钻井工艺相似，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，水基钻井岩屑经不落地系统收集，加水泥、粉煤灰拌和后在储存池暂存，最后送水泥窑进行资源化利用。水基钻井阶段完成后剩余水基钻井泥浆排入循环罐暂存，回用于其他钻井平台。

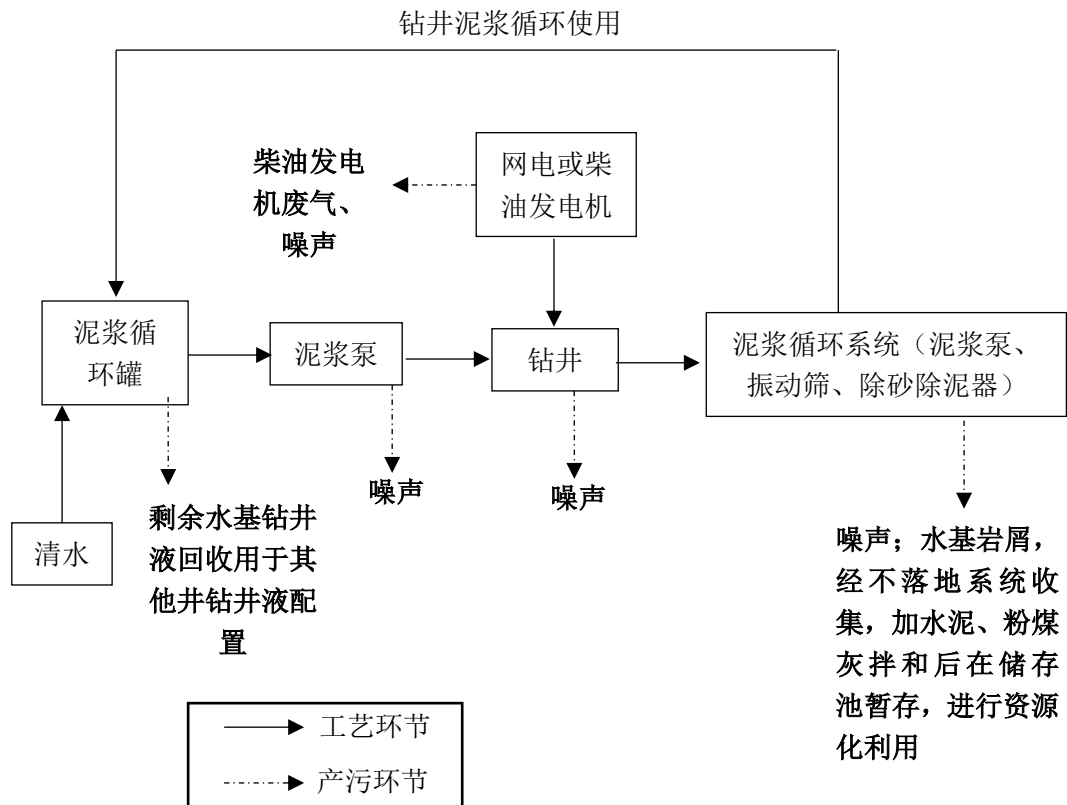


图 4.1-4 水基泥浆钻井工艺流程及产排污环节图

③三开水平段：采用油基钻井液钻进。钻井采用柴油动力机组提供动力，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，钻井岩屑在振动筛后集中收集，不落地。

在该阶段主要的产污环节为泥浆泵、泥浆循环系统产生的噪声及油基钻井岩屑。钻井过程中钻井液循环使用，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钢罐收集，经工区回收废油后灰渣交由有资质的水泥厂资源化利用。

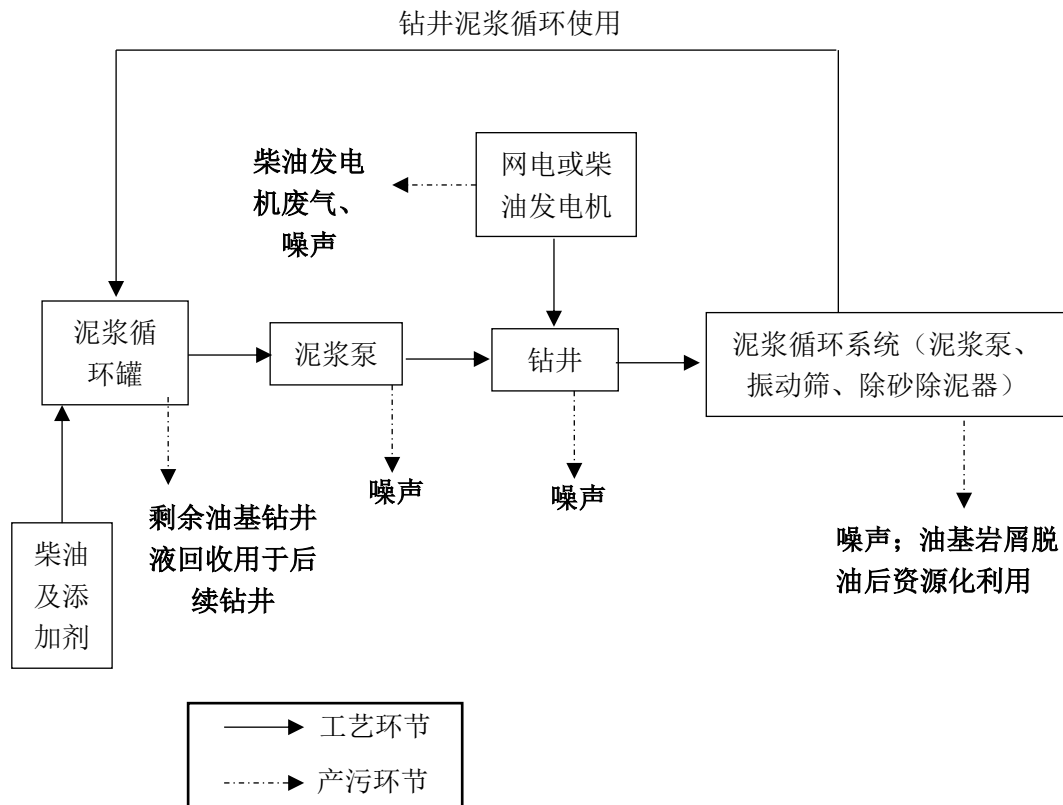


图 4.1-5 油基钻井液体系钻井工艺流程及产污环节示意图

④钻井工程主要原辅材料种类

根据钻井设计，本项目钻井阶段主要使用的原辅料主要为钻井泥浆、固井水泥、柴油、清水等。

钻井泥浆的组成根据不同地层性质和地下压力进行配比，水基钻井泥浆组成以物质化学性质稳定、无毒无害的无机盐和大型聚合物为主，不添加汞、铬、铅等重金属有毒有害物质。

（3）固井作业

固井是在已钻成的井眼内下入套管，然后在套管与井壁之间环空内注入水泥浆将套管和地层固结在一起的工艺过程。固井作业与钻井过程交替进行，各井段钻至预定深度后，下套管进行本井段固井作业，然后开始下一井段钻进及固井，依次交替进行，直至钻至目的深度并下套管固井。

（4）完井作业

本项目三开水平段完成钻井作业，下入 $\Phi 139.7\text{mm}$ 套管后即完井。

完井后对生活区和平台不能重复利用的设施、设备进行拆除利用，统一收集

交回收单位处置；对构筑的设备基础进行拆除。撤离前钻后污染物应得到妥善处理，做到工完、料净、场地清，临时占地应恢复其原来的土地利用状况。建设单位依法办理环保手续并按照钻井平台环保标准进行验收，验收合格方可交井，并对后续可能出现的环保问题负责。

4.1.3 储层改造工程

储层改造工程即压裂试气，包括前期准备、压裂、钻塞、放喷排液及测试求产等工序，产生的主要污染物为洗井废水、压裂返排液、放喷废气及各工序产生的噪声，其工艺流程及产污环境示意图 4.1-6。

(1) 前期准备

①洗井：钻井完井后，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，然后通过钻杆与套管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，最终由管道排入废水池，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。清除井下套管内壁的水泥、沙土、划痕、石蜡、毛刺以及其它附着物，使套管内壁变得清洁。

②通井：将 $\Phi 73\text{mm}$ 钻杆、 $210\text{mm} \times \Phi 105\text{mmH}$ 型安全接头、 $\Phi 112\text{mm} \times 2\text{m}$ 通井规自上而下组合成管柱，伸入井中对井径进行检查。

④试压：套管、井口及封井器试压 95MPa，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 95MPa，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，各工艺负责人就工艺衔接相互进行

交底。

（2）压裂

①下射孔枪。

采用连续油管组下射孔枪。连续油管+凹痕接头+双瓣式单流阀+液压丢手+变扣接头+压力开孔点火头+射孔枪+压力点火头+射孔枪(包括接头及引鞋)；连续油管下放至井底，下放过程中钻压不超过 300Kg。然后进行深度定位，连续油管接近井底时，下放速度 2m/min -3m/min，下探井底时施加钻压不超过 500kg，避免损坏射孔枪。

②坐封桥塞。

在压裂完成后，需要封堵已完成压裂的下部井段，为上返测试、压裂改造等工艺技术的成功实施提供保障。

③射孔。

采用特殊聚能器材进入井眼预定层位进行爆炸开孔让井下地层内流体进入孔眼。射孔后起出射孔工具。

④前置酸

钻井至目的层下套管固井射孔后，采用盐酸作为前置液，对岩层进行侵蚀。压裂液为碱性，压裂前置酸经压裂液中和后无酸返出。

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。利用地面高压泵组将压裂液以超过地层吸收能力的排量注入井中，在井底憋起高压，当此压力大于井壁附近的地应力和地层岩石抗张强度时，在井底附近地层产生裂缝；继续注入带有支撑剂的携砂液，裂缝向前延伸并填以支撑剂；压裂后裂缝闭合在支撑剂上，从而在井底附近地层内形成具有导流能力的填砂裂缝。压裂产生的污染物主要为噪声。待一段压裂完成后，向井下再放置桥塞，重复上段压裂过程，直至压裂全部水平井段。

（3）钻塞

磨穿水平井各段桥塞。

（4）下生产管柱

下生产管柱，将压裂井口换成采气井口。

(5) 测试放喷

为避免地层吐砂，开始返排的速度应小于 $200\text{L}/\text{min}$ ($12\text{m}^3/\text{h}$)，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产量规模；具体的要根据井口压力及出砂情况相应调整。井口压力原则上不低于 12MPa。当产液量小于 $10\text{m}^3/\text{h}$ 或者产气量高于临界携液流量时，进入测试求产阶段。为减小井下积液的影响，采用油嘴从大到小的方式测产。本阶段产生的污染物有放喷噪声、压裂返排液、燃烧废气及热辐射。

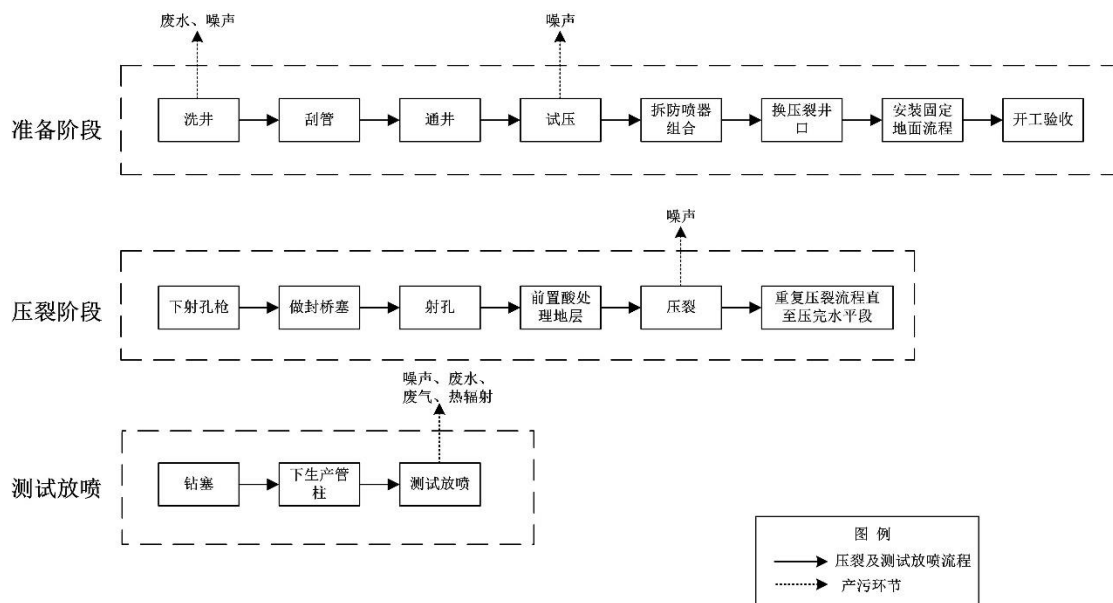


图 4.1-6 本项目储层改造工艺流程及产污环节示意图

测试过程中产生的可燃气体引至放喷池点燃；压裂返排液经放喷管线进入放喷池后最终排入废水池，经絮凝沉淀后用于后续压裂工程，无法回用的经罐车运送至白涛采出水处理站处理达标后排放。

4.1.4 地面工程

地面工程工艺流程及产污环节示意图见图 5-1 所示。

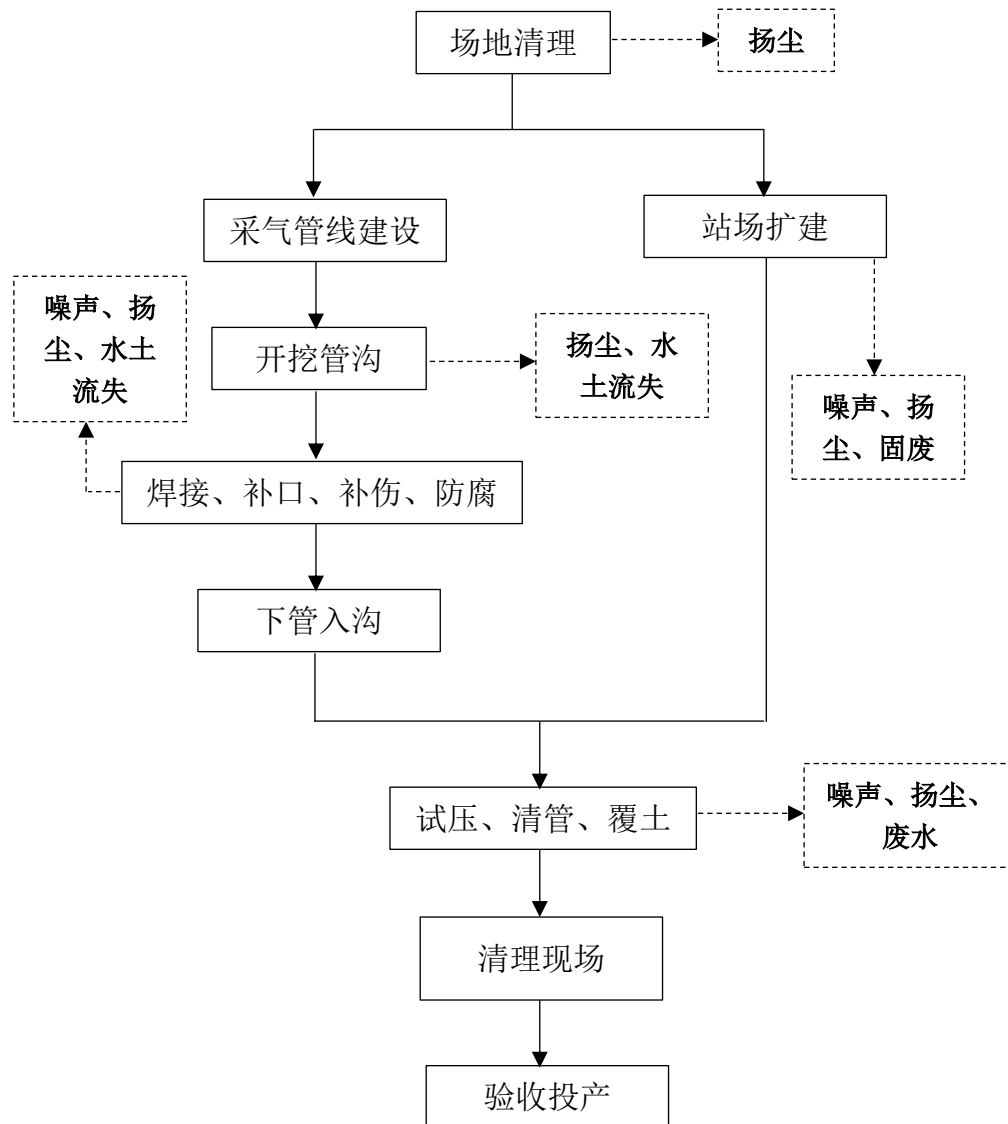


图 4.1-7 地面工程施工期工艺流程及产污环节示意图

本项目不建设外输管线，主要为集气站改造和采气管线建设。

(1) 平台内采气管线施工

管线工程一般敷设段施工工艺如下：管沟开挖→管道焊接、补口、补伤和防腐→管道入沟安装与铺设→试压、清管检验→回填土夯实→现场清理→验收投产。

沟槽开挖前，对拟开挖场地地下管网及其他构筑物的情况进行调查，以避免施工对其他地下管道的破坏。

管道焊接完成后采用超声波探伤仪对接口进行探伤。管道下沟回填后，需进行分段试压、清管作业。管道试压采用清洁的自来水，升压应缓慢，当压力升至 0.3 倍和 0.6 倍强度试验压力时，应分别停止升压，稳压 30min，并检查有无异常情况，若无异常情况继续升压；达到强度试验压力后，稳压 4h，以管道无断裂、

目测无变形、无渗漏，压降不大于 1% 试验压力为合格。管道试压合格后，需进行清管作业，目的是清除地势低洼处管道内的积水、杂物，改善管道内部光洁度。管道清管作业时在管线首端安装发球筒，将清管器置于其中，清管器皮碗的外沿与管道内壁弹性密封，用管输介质产生的压差为动力，推动清管器沿管道运行。依靠清管器自身或其所带机具所具有的刮削、冲刷作用来清除管道内的结垢或沉积物。

产污环节主要为开挖管沟产生的扬尘和水土流失；焊接、补口、补伤、防腐产生的噪声、扬尘和水土流失；试压、清管、覆土产生的噪声、扬尘和废水。

（2）集气站扩建

站场工程施工工艺流程如下：场地清理→基础施工→设备安装→地面恢复。施工过程中先对场地进行清理，然后进行基础施工，再安装设备，最后进行恢复。

本项目集气站利用现有平台建设，场地均已平整，只需基础施工和设备安装。主要产生噪声、固废和扬尘。

4.2 运营期工程分析

（1）开采

项目运营期油气开采工序产生的污染物主要为井下作业废水。气井后期生产过程中，对于发生故障的气井将进行井下作业，使其恢复正常生产，因此，项目运营期会不定期进行井下作业（洗井、清砂、修井），作业期间会产生少量的井下作业废水。

（2）集输

平台内集气站主要产污环节为水套加热炉加热过程中产生的废气、两相分离器分离出的采出水及放喷过程中产生的噪声和废气，设备维护过程产生的废润滑油。本项目运营期集输生产工艺流程及产污环节见图 4.2-1。

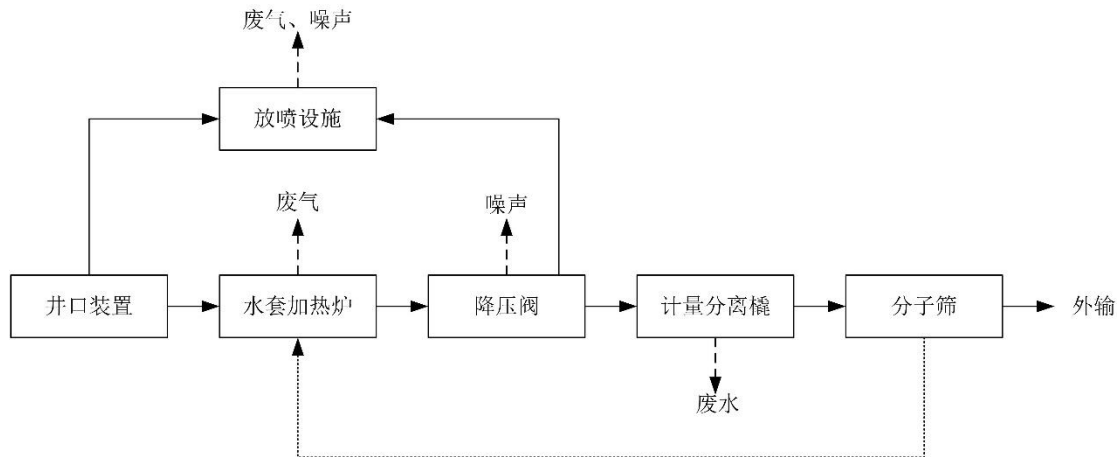


图 4.2-1 运营期集气站工艺流程及产污环节示意图

前期井口来气经水套加热炉进行加热，以项目采出的页岩气为燃料（单台加热炉天然气用量约为 $41.6\text{m}^3/\text{h}$ ），井口来气进行两次加热，第一次从 25°C 加热至 45°C ，第二次从 25°C 加热至 60°C 。加热的目的为防止页岩气的降压后出现冰冻现象，后经节流阀降压，页岩气压力由就 32Mpa 降至 6.3Mpa ，分离的采出水进入废水池，页岩气经计量并进行脱水后外输；后期井口压力降低后，井口来气越过水套加热炉，进行气液分离并脱水后，通过旁路进入压缩机橇进行增压或者直接进入外输管线，项目预留后期增压装置接口。

在项目的管线超压、检修及清管的情况，项目的各设备前设有旁通管，旁通管线与总放空管相接进入集气站内的放空排气筒口放空。

4.3 退役期污染源及污染物排放情况

随本井区开采不断进行，其地下页岩气储量将逐渐减少，最终井区逐渐进入退役期。当采气井站开发接近尾声，各种生产设施将停止运行，其产生的大气污染物、生产废水、噪声及固体废物等对环境的影响将会消失。

采气平台关井后应按照《废弃井及长停井处置指南》（SY/T 6646-2006）等技术要求对井口进行封堵。封堵后将采取一系列清理工作，包括地面设施拆除、占地范围内水泥平台或砂砾石铺垫清理，随后进行复垦和植被恢复。清理工作会产生少量扬尘和废弃建筑材料。因此，闭井操作过程中应注意采取降尘措施，将产生的废弃建筑材料集中收集后外运至指定的固体废物填埋场填埋处置。

4.4 工程产排污总体水平

4.4.1 施工期

4.4.1.1 废水

(1) 钻前工程

① 施工废水

井口基础砂石骨料加工等产生的含 SS 废水。施工单位定期检查，杜绝发生油类泄漏事故。施工期产生的施工废水经沉淀处理后全部回用，不外排，对当地地表水环境影响很小。

② 生活污水

钻前施工天数共计 20 天，施工人数 20 人，生活用水量按 120L/d 人计算，排污系数取 0.80。生活污水产生量为 38.4m³。钻前工程施工人员租住附近民房，不设施工营地，生活污水利用旱厕等设施收集处置。

(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

结合工区已完钻钻井液使用和消耗情况，单位进尺钻井液使用及消耗情况见表 4.4-1、表 4.4-2。

表 4.4-1 焦页 26-Z1 钻井液使用及消耗情况 单位：m³

钻井阶段	钻井液总用量	钻井液配置量	新鲜水用量	损耗量	循环量	剩余量	剩余量使用量	使用去向
导管段	40	40	40	1.2	0	38.8	38.8	一开、二开直井
一开	920	200	161.2	12	720	188	188	二开直井
二开直井	920	200	12	12	720	188	188	二开斜井
二开斜井段（水基）	920	200	12	10	720	190	0	回收利用

导管段：导管段钻进采用膨润土浆钻井液，配制膨润土钻井液用水量为 40m^3 ，钻井液存储于循环罐内循环使用。钻井排出的泥浆通过振动筛等机械设备清除其中夹带的岩屑后返回泥浆循环罐内循环使用，清水岩屑用于铺垫井场。钻井泥浆循环使用过程中，单井损耗水量为 1.2m^3 ；剩余钻井液中含水量为 38.8m^3 ，调整钻井液成分后用于配制本井一开、二开段的清水钻井液。

一开、二开直井段：该段工程采用清水作为钻井液，单井平均用水为 920m^3 ，清水钻井液循环使用，循环水量为 720m^3 ，新鲜水量为 161.2m^3 ，利用导管段产生的废水量 38.8m^3 ，钻井排出的钻井泥浆通过振动筛等机械设备清除其中夹杂的岩屑后，进入循环罐，该段钻井工程过程中，损耗水量为 12m^3 ；该段完成后剩余清水钻井液中含水量 188m^3 ，用于配制本井水基钻井液和压裂液。

二开斜井段：该段工程采用水基钻井液。配置水基钻井液用水量为 920m^3 ，钻井排出的泥浆通过振动筛等机械设备清除其中夹带的岩屑后返回循环罐内循环使用，循环水量为 720m^3 。新鲜水量为 170m^3 ，利用本井清水钻井液中含水量为 30m^3 。该段钻井液循环使用过程中损耗水量为 10m^3 ，剩余水基钻井液中含水量为 190m^3 。

表 4.4-2 焦页 34-Z2 钻井液使用及消耗情况 单位： m^3

钻井阶段	钻井液总用量	钻井液配置量	新鲜水用量	损耗量	循环量	剩余量	剩余量使用量	使用去向
一开	920	200	200	12	720	188	188	二开直井
二开直井	920	200	12	10	720	190	190	二开斜井
二开斜井段（水基）	920	200	10	10	720	190	0	回收利用

一开、二开直井段：该段工程采用清水作为钻井液，单井平均用水为 920m^3 ，清水钻井液循环使用，循环水量为 720m^3 ，新鲜水量为 200m^3 ，钻井排出的钻井泥浆通过振动筛等机械设备清除其中夹杂的岩屑后，进入循环罐，该段钻井工程过程中，损耗水量为 12m^3 ；该段完成后剩余清水钻井液中含水量 188m^3 ，用于配制本井水基钻井液和压裂液。

二开斜井段：该段工程采用水基钻井液。配置水基钻井液用水量为 920m^3 ，钻井排出的泥浆通过振动筛等机械设备清除其中夹带的岩屑后返回循环罐内循

环使用，循环水量为 720m^3 。新鲜水量为 12m^3 ，利用本井清水钻井液中含水量为 188m^3 。该段钻井液循环使用过程中损耗水量为 10m^3 ，剩余水基钻井液中含水量为 190m^3 。

本项目导管段、一开段、二开直井段采用清水钻井，剩余钻井泥浆在循环罐内配制水基钻井液；二开斜井段采用水基钻井液，完钻后，剩余水基钻井液在循环罐内暂存用于后续钻井。

因此，本项目钻井废水不外排，对周边地表水环境无不利影响。

②洗井废水

本项目采用清水洗井。压入井内的清水冲洗套管内壁，最终排入废水池，用于压裂液配制。洗井废水产生量约 $180\text{m}^3/\text{口井}$ ，废水中主要污染物指标为 pH 值、COD、悬浮物、阴离子表面活性剂。本项目洗井废水产生量为 360m^3 。暂存于废水池，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

本项目 26-Z1HF 压裂总段数 31 段，单段长度 80m，用液强度为 $20\text{m}^3/\text{m}$ ，则压裂液总量 49600m^3 ，根据区内压裂返排液量产生情况，根据区域压裂返排整体情况，返排率一般在 10% 以内，本次评价保守估计按照 10%，则压裂返排液总产生量为 4960m^3 。焦页 34-Z2 压裂总段数 32 段，单段长度 75m，用液强度为 $20\text{m}^3/\text{m}$ ，则压裂液总量 48000m^3 ，则压裂返排液总产生量为 4800m^3 。

表 4.4-3 压裂液用量及返排量表

井号	压裂段数	单段长度 (m)	用液强度 (m^3/m)	总用量 (m^3)	返排率	返排量 (m^3)
26-Z1	31	80	20	49600	10%	4960
34-Z2	32	75	20	48000	10%	4800
合计	/	/	/	976000	/	9760

根据建设单位提供的相关资料，压裂返排液经混凝沉淀处理后，可满足配制压裂液水质要求。优先回用于其他平台压裂，减少废水排放量和水资源消耗，无法回用的采用罐车运送至白涛采出水处理站进行集中处理达标后排放。压裂返排液得到妥善处置，符合法律法规要求，对周边环境影响较小。

④生活污水

本项目平台及生活区设置旱厕，生活污水经旱厕收集处置后定期清掏农用，不外排，对地表水环境影响小。

(3) 地面工程

①试压废水

管道敷设完成后需要采用清洁水为介质进行试压。本项目试压废水量约为 3m^3 。试压排放废水中主要污染物为悬浮物，含少量泥沙，废水中 SS 浓度低于 100mg/L ，不含有毒有害物质，试压废水暂存废水池用回用，对区域地表水环境影响很小。

②生活污水

页岩气集输工程生活污水包括集气站设备安装、管网敷设人员产生的生活污水。

单平台地面工程施工人员 10 人，施工时间 10d，生活用水量按 $120\text{L}/\text{人}\cdot\text{d}$ ，排污系数取 0.80 计算，则生活用水总量为 48m^3 ，生活污水产生量为 38.4m^3 。生活污水主要污染物为 COD、 BOD_5 、SS 和 $\text{NH}_3\text{-N}$ ，生活污水利用旱厕收集后作为农肥使用，不外排。

4.4.1.2 废气

(1) 钻前工程

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。施工扬尘为土石方开挖、材料运输、卸放等过程中产生，主要污染物为 TSP。施工机械和运输车辆尾气主要污染物为 NO_x 和 CO。该工序施工时间短，且施工量较小，废气产生量较少。

(2) 钻井及储层改造工程

①钻井工程

钻井作业期间采用当地电网供电，当地电网电力不能满足施工需要或停电时，采用柴油机和发电机组作为动力钻进；柴油发电机作为备用电源。网电供电情况下无燃油废气排放，柴油发电机供电时有燃油废气排放。

本项目钻井工程单平台配备 2 台（1 用 1 备） 1320kW 柴油动力机和 2 台（1 用 1 备） 320kW 发电机组，柴油动力机组额定油耗 $209\text{g}/\text{kW}\cdot\text{h}$ ，发电机额定油耗 $60\text{g}/\text{kW}\cdot\text{h}$ 。

柴油发电机使用符合国六标准的轻质柴油。按照《普通柴油》（GB252-2015）从 2018 年 1 月 1 日起采用柴油中硫的含量不大于 $10\text{mg}/\text{kg}$ ，则 SO_2 排放系数为

20g/t 柴油。

柴油燃烧废气主要污染物排系数参考《社会区域类环境影响评价》工程师登记培训教材中相关排污系数，柴油机污染物排放系数为：NO_x2.56g/L 柴油、颗粒物 0.714g/L 柴油、烟气量按 20Nm³/kg 柴油计。预测项目钻井作业期间采油发电机组主要污染物排放情况见表 4.4-4。

表 4.4-4 钻井作业期间柴油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)	排气筒 高度
1 台柴油动力机、 1 台发电机组	295.08	5901.6	SO ₂	0.006	1.02	6m
			NO _x	0.00089	0.15	6m
			颗粒物	0.00025	0.04	6m

注：柴油密度取 850kg/L。

柴油发电机采用符合国家标准的优质柴油，其污染物排放满足《非道路移动机械用柴油机排气污染物排放限值及测量方法（中国第三、四阶段）》（GB20891-2014）表 2 规定的限值。

②压裂施工燃油废气

本项目采用柴油发电机组作为动力进行压裂，共布置 12 台/套 2500 型压裂机组，每台压裂机组为 3000hp（1hp=0.746kW）柴油动力机，柴油动力机组额定油耗 209g/（kW·h），则单台压裂机柴油消耗速率为 467.74kg/h。柴油机排气筒距地面 8m，排气筒内径 0.5m，排放烟气温度为 100℃。根据燃料燃烧过程大气污染物排放系数计算主要污染物排放情况见表 4.4-5。

表 4.4-5 单台压裂机组燃油废气污染物排放情况

污染源	油耗 kg/h	烟气量 Nm ³ /h	污染物名称	排放速率 (kg/h)	排放浓度 (mg/m ³)	排气筒高度
压裂机组	467.74	9354.8	SO ₂	0.009	1.0	8m
			NO _x	1.392	148.8	
			颗粒物	0.388	41.5	

③测试放喷废气

为了了解和掌握气层的产气情况，在完井后，需进行测试放喷。测试放喷的废气量取决于钻井的产气量和测试时的释放量。测试放喷的天然气经专用放喷管线引至放喷池后点火燃烧，测试放喷时间约 1~2 天，依据测试气量，间歇放喷，

每次持续放喷时间约 4~6h，废气排放属不连续排放。

根据建设单位提供现有工程目的层天然气组分监测结果，不含硫化氢，测试放喷天然气在放喷池内，经 1m 高对空短火焰燃烧器点火燃烧后排放，燃烧废气主要为 NO_x、CO₂。

当钻井进入气层后，有可能遇到异常高压气流，如果井内泥浆密度值过低，达不到平衡井内压力要求时，就可能发生井涌，此时需进行事故放喷，即利用防喷器迅速封闭井口，若井口压力过高，则打开防喷管线阀门泄压；事故放喷时间短，属临时排放。另外，放喷点燃烧会产生一定的热辐射。

(3) 地面工程

本项目地面工程施工期大气污染物排放为施工机具尾气排放的少量 CO、NO_x 以及土石方施工过程中产生的扬尘。

扬尘主要产生于土石方开挖、施工材料拌和、水泥等多尘物料的装卸等施工活动中，扬尘主要产生于车辆运输。此外，各种燃油施工机械，包括挖掘机、推土机、破碎机、运输车辆等尾气中排放的少量 CO、NO_x 等。

该工序施工时间短，且施工量较小，废气产生量较少。

4.4.1.3 噪声

(1) 钻前工程

钻前工程施工期的噪声主要是推土机、挖掘机、载重车辆等产生的噪声，噪声声级范围在 80~90dB (A)。钻前工程施工工程量小，仅昼间施工。噪声声级范围源强见表 4.4-6。

表 4.4-6 钻前工程主要噪声源强特性单位：dB (A)

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

(2) 钻井及储层改造工程

本项目采用单钻机布置，噪声主要分为钻井噪声和压裂测试放喷噪声。钻井噪声主要来源于柴油动力机、发电机、钻井设备、泥浆泵、振动筛等连续性噪声，噪声源强在 85~100dB (A)，对环境的影响较大；压裂噪声主要来源于压裂机组等

设备的机械噪声，噪声源强为 90dB(A)，昼间施工；测试放喷噪声源强为 100dB(A)，属空气动力连续性噪声，持续时间约 2 天。主要噪声源强及特性见表 4.4-7。

表 4.4-7 钻井及试气工程主要噪声源强特性单位：dB(A)

时段	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
钻井工程	柴油发电机	2 台	100	1m	机械	备用，间歇排放	固定声源
	柴油动力机	1 台	95	1m	机械	备用，间歇排放	固定声源
	钻井设备	1 套	90	1m	机械	昼夜连续	固定声源
	泥浆泵	2 台	90	1m	机械	昼夜连续	固定声源
	振动筛	2 台	85	1m	机械	昼夜连续	固定声源
试气工程	压裂设备	12 台	90	1m	机械	昼间施工	固定声源
	测试放喷	/	100	1m	空气动力	昼夜连续	固定声源

(3) 地面工程

地面工程施工噪声主要由施工机具和各类生产设备引起，施工机具和生产设备的噪声值参见表 4.4-8。

表 4.4-8 集输工程主要噪声源强特性单位：dB(A)

序号	噪声源	噪声值 dB(A)	备注
1	切割机	82~89	距离声源 5m
2	振捣器	76~84	距离声源 5m
3	自卸汽车	75~81	距离声源 5m
4	蛙式打夯机	85~90	距离声源 5m

4.4.1.4 固体废物

施工期产生的固体废物主要有一般工业固废废物、危险废物、生活垃圾。其中一般工业固体废物主要为：清水岩屑、水基岩屑、盛装钻井和压裂材料的化工原料桶等。危险废物主要为：油基岩屑、剩余油基钻井液、废油。

(1) 清水岩屑、水基岩屑

本项目清水岩屑产生量约 807m³，水基岩屑产生量约 537m³（压滤后，含水率 20%）。根据《重庆市生态环境局办公室关于加强水泥窑协同处置危险废物和页岩气开采固体废物环境管理服务的通知》（渝环办〔2019〕373 号）：“清水钻

井岩屑进行固液分离后可用作平台消防砂或铺垫井间道路”，“水基钻井岩屑、废水基钻井泥浆和处理钻井废水产生污泥以水泥窑协同处置的方式处置，需满足水泥窑协同处置的入窑（磨）要求。”

本项目清水岩屑主要作为平台铺垫或修建井间道路使用。

水基岩屑经不落地系统收集加水泥、粉煤灰拌合固化后拌和后满足水泥窑协同处置的入窑（磨）要求，转运至水基岩屑暂存区，最后运送至水泥窑协同处置。暂存区按照《重庆市生态环境局办公室关于加强水泥窑协同处置危险废物和页岩气开采固体废物环境管理服务的通知》（渝环办〔2019〕373号）要求：铺设至少两层单层厚度不低于5mm的HDPE聚乙烯防渗土工膜，不得使用其它任何形式的防渗替代材料，保证防渗系数小于 $1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ 。防渗膜应沿一定方向铺设，池外至少保留2m的延伸量，以适应基体变形，边缘须要用沙袋压实。防渗膜接缝处必须要热焊接。泥浆池四周必须建不低于300mm的挡水墙，同时建设封闭式网围栏。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。

在采取评价要求的措施后，清水岩屑及水基岩屑均得到合规处置，不外排，对环境的影响很小。

（2）油基岩屑

1）油基岩屑处理总体方案

本项目油基岩屑产生量约449m³，含油率一般在15~20%，油基岩屑为危险废物，收集后运输至涪陵页岩气田1#油基岩屑综合利用场进行脱油后，交有资质单位转运至水泥窑协同处置。

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。油基钻井阶段，危险废物处置单位应配备专门的清运人员和车辆，保障油基岩屑的及时运出。

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

采取上述措施后，油基岩屑可以得到合规处置，不外排，对环境的影响很小。

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），本项目钻井岩屑产生量见表 4.6-1。

计算公示如下：

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

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

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

式中：

r_1 ——一开段钻头尺寸半径；

d_1 ——一开段长度；

r_2 ——二开直井段钻头尺寸半径；

d_2 ——二开直井段长度；

r_3 ——二开斜井段钻头尺寸半径；

d_3 ——二开斜井段长度；

r_4 ——三开油基水平段钻头尺寸半径；

d_4 ——三开油基水平段长度。

表 4.4-9 钻井岩屑计算参数

开次	钻头尺寸 mm	总进尺 (m)		计算值 (m ³)		固废类型
		26-Z1	34-Z2	26-Z1	34-Z2	
导管段	609.6	0	50	0	36	清水岩屑
一开段	406.4	552	660	179	214	清水岩屑
二开直井段	311.2	989	1002	188	190	清水岩屑
二开斜井段	311.2	1389	1438	264	273	水基岩屑
三开段	215.9	2500	2400	229	220	油基岩屑

(3) 剩余油基钻井液

本项目水平段采用油基钻井液，单井配制油基钻井液 250m³，钻井过程中损耗量约 3m³，剩余油基钻井液 247m³。则本项目 2 口井共计产生油基钻井液 494m³。剩余油基钻井液由各井队全部回收用于其它钻井工程，无废水外排。

(4) 废油

钻井过程中废油的主要来源有：（1）机械（泥浆泵、转盘、链条等）润滑废

油。(2) 钻井设备清洗与保养产生的废油、油基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。根据涪陵页岩气田已完井页岩气井废油产生情况, 单井钻井工程废油产生约为 0.5t, 预计本项目 2 口井废油产生量约 1t, 由井队回收或有资质的单位回收处置。

(5) 压裂返排液絮凝沉淀污泥

本项目压裂返排液经絮凝沉淀后回用, 压裂返排液中悬浮物浓度约 120mg/L, 经絮凝沉淀后悬浮物约 50mg/L, 絮凝沉淀产生的污泥量约 4.4t。压裂返排液絮凝沉淀污泥属于一般工业固体废物, 水基岩屑一起交由水泥窑协同处置。

(6) 废化工料桶

主要为盛装钻井、压裂材料的料桶, 根据已完钻井的统计, 单井在施工期间产生化工料桶约 800 个, 则本项目预计产生化工料桶 1600 个, 经收集后由厂家回收。

(7) 生活垃圾

本项目钻前工程、钻井及储层改造工程、地面工程施工过程最大在线人数为 100 人, 生活垃圾量按照 0.5kg/人·d 计, 则生活垃圾产生量共计 4.1t, 在各平台定点收集后, 由环卫部门统一清运处置。

综上分析, 在采取评价要求的措施后, 本项目施工期产生的固体废物均得到妥善处置, 对周边环境影响较小。

4.4.2 运营期

本项目运营期集气站为无人值守站场, 产生的污染物主要为采出水; 集气站水套加热炉燃烧废气、放空废气; 设备噪声; 设备维护润滑油。

4.4.2.1 废水

(1) 井下作业废水

项目试采期废水主要为井下作业废水, 参考《未纳入排污许可管理行业适用的排污系数、物料衡算方法(试行)》中(与石油和天然气开采有关的服务活动产排污系数表)排污系数, 低渗透油田洗井工业废水产生量为 27.13m³/井次, 试采期内本项目 2 个平台共计 2 口井井下作业废水产生量预计约 54.26m³/a, 主要污染物为 COD 和石油类, 回用其他平台压裂, 不外排。

表 4.4-10 井下作业废水产排污情况

产品名称	原料名称	污染物指标	规模	单位	产物系数	产污量	排污量
井下作业	洗井废水	工业废水量	1 井次	吨/井次-产品	27.13	54.26m ³ /a	0
		化学需氧量	1 井次	克/井次-产品	34679.3	0.07t/a	0
		石油类	1 井次	克/井次-产品	6122.1	0.012t/a	0

(2) 采出水

本项目单井采出水日产生量为 5m³，2 口井采出水日产生量为 10m³/d，年产生量为 365m³。采出水的主要污染物为 COD、氯化物和氨氮，预计污染物浓度为 COD：2500mg/L、氯化物：14000mg/L、氨氮 85mg/L。采出水经计量分离器后由管道输送至平台现有的废水池内暂存，定期装车外运优先回用于其他平台压裂工序，无法回用的采用罐车运送至涪陵白涛采出水处理站进行集中处理达标后排放。

(3) 生活污水

项目试采期集气站属于无人值守，不产生生活污水。

采取上述措施后，项目试采期产生的废水可以得到有效处理，不外排，对周围地表水体影响较小。

4.4.2.2 废气

本项目在 2 座集气站内各新建 1 台水套炉，营运期的废气主要有水套加热炉的燃烧废气、放空废气，水套炉只有在来气温度较低的时候才使用，每年使用时间约 4 个月。

根据“关于发布计算污染物排放量的排污系数和物料衡算方法的公告”，环保部（公告 2017 年 第 81 号），燃烧天然气产生的废气量：136259.17Nm³/10⁴m³ 天然气。根据本项目可研中设计资料，本项目每套水套炉每年燃料消耗量为 30 万 m³。

根据 2022 年 6 月《涪陵页岩气田白马区块焦页 149-4HF 井评价方案、焦页 149-5HF 井钻井.工程建设项目竣工环境保护验收调查报告》中对 1 台同型号的水套炉废气监测数据，已验收水套炉 SO₂ 排放浓度为未检出；NO_x 排放浓度为 34mg/m³~38mg/m³；颗粒物排放浓度为 4.7mg/m³~5.5mg/m³，本项目水套加热炉类型与已验收水套炉类型一致，单台水套炉用气量和本项目基本相同，气质不含硫化氢，因此不涉及 SO₂ 排放，验收时正常运行，且周围环境与本项目相近，均

处于山区。本次污染物排放源强类比可行，各污染物排放取监测最大值。

本项目运营期废气排放情况见表 4.4-11。

表 4.4-11 运营期单台水套炉废气排放一览表

废气	排放量			排放强度	水套炉数量/台	本项目排放量	排气筒		排烟温度/℃	排放方式
类型	项目	排放浓度	排放单位				高度/m	内径/m		
水套炉燃烧废气	烟气流量	/	万Nm³/a	409	2	818	8m	0.20m	150	有组织排放，连续24小时
	NOx	38mg/m³	t/a;	0.16		0.32				
			kg/h	0.056		0.112				
	烟尘	5.5mg/m³	t/a;	0.0225		0.045				
			kg/h	0.0078		0.0156				
放空废气	天然气	/	2~5Nm³/次，每次持续时间2~5min			15m	0.2m	常温	有组织排放；2~3次/年	

从上表可以看出，水套加热炉废气中 NO_x、烟尘排放浓度均满足《锅炉大气污染物排放标准》（DB50/658-2016）及其修改单中燃气锅炉排放标准。

项目新建的 2 台水套炉，废气排放污染物排放量为 Nox0.32t/a、烟尘 0.045t/a。

4.4.2.3 噪声

本项目运营期噪声源有主要有水套加热炉、分离器、节流阀等。正常情况下，水套加热炉、分离器等设备声源均低于 50dB（A）；站场内的节流阀的噪声大约在 70dB（A）左右。

事故状况下，安全放空阀、放空管的放空噪声可达 80dB（A）左右，持续时间在 2~5min。

4.4.2.4 固体废物

运营期产生的固体废物主要有设备维护过程产生的废润滑油。

废润滑油属于危险废物，预计产生量约 0.04t/a，交由有相应危险废物处理资质的单位回收、处置。

表 4.4-12 运营期危险废物汇总一览表

序号	危险废物名称	危险废物类别	危险废物代码	产生量(t/a)	形态	主要成分	有害成分	危险特性	污染防治措施
1	废润滑油	HW 08 废矿物油与含矿物油废物	900-209-08	0.04	液态	矿物油	矿物油	毒性	交有资质的单位处置

危险废物贮存场所（设施）基本情况见表 4.4-13。

表 4.4-13 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	危废暂存点	废润滑油	HW08 废矿物油与含矿物油废物	900-209-04	平台内	约 8m ²	集中贮存	约 0.5t	7d

4.4.3退役期

服役期满后，按照《废弃井封井回填技术指南（试行）》相关规定采取封井作业，需要封堵油气层和井口、将井场地面设备拆除并恢复井场、道路的生态。闭井期废水源主要为管线清洗产生的污水以及生活污水。

（1）管线清洗污水

管线清洗污水产生量约为 10m³/口井，主要污染物为 SS。

（2）生活污水

拆除每口井施工期 30d，施工人员 60 人，参照《建筑给水排水设计规范》(GB 50015-2003[2009 年版])，施工人员生活用水定额取 50L/人·d，则生活用水量为 90m³/井，生活污水折污系数取 0.8，则闭井期产生的生活污水总量为 72m³。依托当地旱厕收集后作农肥。

4.5平面布置合理性分析

4.5.1施工平面布置合理性

井口周边 500m 范围内未发现保护文物、风景名胜区、集中式饮用水水源地、自然保护区，无珍稀野生保护动物栖息地，无医院学校等敏感目标；另外，本项

目不在生态保护红线范围内，项目选址周边无环境限制因素。根据现场调查及相关资料，本项目井场所在区域无危岩、崩塌、山体滑坡、溶洞、暗河等不良地质条件，不会对井场安全造成威胁。放喷池距离井口大于 75m，与值班房、储油罐距离大于 30m，距有林地大于 50m，放喷池附近主要为旱地，放喷池一面临空，利于燃烧废气的扩散，平台放喷池位置选址合理。

总的来说，施工期平面布置按照《钻前工程及井场布置技术要求》(SY/T5466-2013)规范要求，采用模块化、撬装化布置。从环保角度分析，各井场施工作业井场平面布置充分利用地形、节约了土地，方便施工作业，从平面合理布置角度最大限度地保护了项目周边环境敏感目标，平台钻井施工作业布置合理可行。

4.5.2运营期平面布置合理性

站场内进行分区，均采用模块化装备，工艺装置区设置在中后场，便于设备维护作业、日常巡视，最大程度减轻检修、事故状态下的放空天然气燃烧废气对周边居民点和保障现场作业安全。通过巡视和远程监控实现各项污染物处置和环境风险控制。从环境可接受性分析，本项目各井站运营期平面布置合理，满足《石油天然气工程设计防火规范》(GB50183-2004)相关规定要求。

5 环境概况及环境质量现状

5.1 自然环境概况

5.1.1 生态环境

5.1.1.1 生态功能区

根据《重庆市生态功能区划》(修编),本项目所在区域属“IV1-1 长寿—涪陵水体保护—营养物质保持生态功能区”。区域主导生态功能为水土保持,辅助功能为农业营养物质保持、水体保护、水源涵养和地质灾害防治。重点是加大陡坡耕地的退耕还林、还草和天然林保护力度,调整完善森林植被的结构,强化植被的水土保持和水源涵养功能。加强水体保护。在坚持生态优先和保护第一的前提下,合理开发利用保护区内的自然资源,不断提高保护区的自养能力。

5.1.1.2 区域生态现状

根据“关于发布《中国生物多样性保护优先区域范围》的公告(公告 2015 年 第 94 号)”,本项目不在生物多样性保护优先区域。根据《环境影响评价技术导则 生态影响》(HJ19-2022)附录 A,本次评价主要从生境、生物群落、生态系统、自然景观等方面评价区域生态现状。

根据《重庆市生态功能区划》(修编),本项目所在区域属“IV1-1 长寿—涪陵水体保护—营养物质保持生态功能区”。区域主导生态功能为水土保持,辅助功能为农业营养物质保持、水体保护、水源涵养和地质灾害防治。重点是加大陡坡耕地的退耕还林、还草和天然林保护力度,调整完善森林植被的结构,强化植被的水土保持和水源涵养功能。加强水体保护。在坚持生态优先和保护第一的前提下,合理开发利用保护区内的自然资源,不断提高保护区的自养能力。

(1) 土壤

涪陵区内地貌类型多样,以丘陵、台地为主地貌格局形成条岭状背斜低山与宽缓的向斜谷地相间有序排列,而被长江、乌江河谷横断为江东、江北、江南三大片。

涪陵区境内以丘陵、台地为主(共占 54.4%),其次为低山(占 31.1%)、中山(占 13.3%)、平坝(仅占 1.2%)。全区土地面积共 2941.46km²,其中常用耕地 6.70 万 hm²,农业人口平均耕地 0.75 亩。涪陵区境地壤分 4 土类,6 个亚类,

10 个土属及 45 个土种。土壤分布由北至南为棕紫泥、黄红紫泥、紫色潮土、老冲积黄泥及灰棕潮土。土层由薄增厚，质地沙到粘。土壤垂直分布，由山顶至山脚土层由薄增厚，质地由沙到粘，养分含量由低增高。土壤垂直分布，由山顶至山脚土层由薄增厚，质地由沙到粘，养分含量由低增高。土壤养分含量一般有机质低，氮少、磷缺、钾够，锌、硼、钼等微量元素不足，养分含量随地形坡地及耕地薄厚而变。

(2) 植物

本项目位于农村区域，区域内以农业生产为主，系统中物种种类少，营养层次简单，尚未发现珍稀动植物。植被主要为次生林和野生灌草丛，灌草丛一般分布在荒草地和田坎上，灌丛高 20~80cm，大小不等。

(3) 动物

区内野生动物分布很少，经走访调查，主要有蛇类、蜥蜴、青蛙、山雀等，未发现受保护的野生动物分布。

本项目平台周围主要为耕地和林地，受多年耕作和人类活动影响，占地区域以农业生态系统为主。林地多为后天人工栽种，现场调查未发现珍稀和保护植被物种分布。

5.1.2 水土流失

根据《重庆市水土流失统计公报》，涪陵区水土流失面积 1662.44km²，占涪陵区幅员面积的 56.43%；其中轻度侵蚀 461.40km²，占流失面积的 27.75%；中度侵蚀 892.38km²，占流失面积的 53.68%；强度侵蚀 265.48km²，占流失面积的 15.97%；极强度 42.46km²，占流失面积的 2.55%；剧烈侵蚀 0.72km²，占流失面积的 0.04%。无明显水土流失面积为 1283.56km²，占涪陵区幅员面积的 43.57%。涪陵区平均土壤侵蚀量 524.79 万 t，土壤侵蚀模数 3156.79t/(km²•a)。

本项目所在区域土壤侵蚀以微度侵蚀为主。

5.1.3 地形、地貌

涪陵地区地处四川盆地和盆边山地过渡地带，境内地势以低山丘陵为主，横跨长江南北、纵贯乌江东西两岸。地势大致东南高而西北低，西北-东南断面呈向中部长江河谷倾斜的对称马鞍状。涪陵地区海拔最高 1977m，最低 138m，多在 200~800m 之间。本项目所在的焦石坝地区，东部为武陵山山脉，山脉南北走向，

山脊呈“一山一槽二岭”形态，出露最老岩层为二叠系灰岩，山顶峰丛发育，主要山峰有：大顶山(海拔 1372m)、鸡石尖(1319m)、大耳山(1224m)，山脉最高点为文家寨(1007m)、尖峰山(1096m)。本区地表地貌属山地丘陵地带，以中型山丘为主，地面海拔为 225~1372m，地形条件复杂，沟壑纵横，地貌起伏较大，相对高差达 500m。井点位于上坡平地，东、南边为沟谷地形。

5.1.4地质构造

(1) 构造特征

焦石坝区块构造为主体平缓、边缘被大耳山西、石门、吊水岩、天台场等断层夹持的断背斜构造。焦石坝区块构造上由焦石坝断背斜、吊水岩向斜、白涛向斜、乌江 2 号断背斜及沿江鞍部组成。可分为南、北两大构造体系，北部的焦石坝断背斜、吊水岩向斜及白涛向斜总体呈北东向展布，整体由南西向北东抬升，构造高点位于靠近大耳山西断层的三维区东北部，TO₃ 反射层构造高点-1640m，构造幅度 940m。南部的乌江 2 号断背斜和沿江鞍部受控于乌江断层呈近南北向展布。

从平行构造走向的连井剖面看焦石坝断背斜主体宽缓，奥陶系、志留系及上覆地层产状一致，向西南、东北方向倾覆，背斜形态清楚，地层平缓(5~10°)。垂直构造走向的剖面清楚地反映出焦石坝断背斜的西北部地层较陡、东南部被断层复杂化的背斜形态。

(2) 区域地层

涪陵焦石坝地区出露地层主要为侏罗系-三叠系，侏罗系主要分布于工区的西南部，出露最新地层为中侏罗统沙溪庙组，焦石坝区块主要出露地层为下三叠统嘉陵江组，钻遇地层自上而下依次为：中生界下三叠统嘉陵江组、飞仙关组；古生界二叠系上统长兴组、龙潭组，下统茅口组、栖霞组、梁山组，石炭系中统黄龙组，志留系中统韩家店组，下统小河坝组、龙马溪组，奥陶系上统五峰组、涧草沟组，中统宝塔组、十字铺组（未见底）。

表 5.1-1 地层特征柱状表

5.1.5水文地质

项目目的层即含气目的地层为志留系龙马溪组，由老至新各地层含隔水层特

征分述如下：

5.1.6 气候、气象

涪陵地区为中亚热带湿润季风气候，年平均气温 18.2℃，冬季一月平均气温℃，极端低温-4℃，夏季七月平均气温 28℃，最高温度达 42℃，5~10 月为雨季，常年降雨量为 1200~1400mm 左右，4~8 月易出现大风暴雨，容易引发洪水、滑坡等自然灾害。水系发育，山溪河流四季不断流。无霜雪天约 317 天，日照 1327.5 多小时。多年平均风速 1.85m/s，最大风速 16m/s，静风频率 54%，主导风向为东北风。

5.1.7 地表水系

项目所在区域地表水均汇入麻溪河。麻溪河是乌江支流，该河流是焦石坝周边最大的一条河流，河流上有 3 座小型水电站，枯水期平均流量约 1.2m³/s。

5.1.8 土壤

涪陵区内地貌类型多样，以丘陵、台地为主地貌格局形成条岭状背斜低山与宽缓的向斜谷地相间有序排列，而被长江、乌江河谷横断为江东、江北、江南三大片。

涪陵区境内以丘陵、台地为主(共占 54.4%)，其次为低山(占 31.1%)、中山(占 13.3%)、平坝(仅占 1.2%)。全区土地面积共 2941.46km²，其中常用耕地 6.70 万 hm²，农业人口平均耕地 0.75 亩。涪陵区境土壤分 4 土类，6 个亚类，10 个土属及 45 个土种。土壤分布由北至南为棕紫泥、黄红紫泥、紫色潮土、老冲积黄泥及灰棕潮土。土层由薄增厚，质地沙到粘。土壤垂直分布，由山顶至山脚土层由薄增厚，质地由沙到粘，养分含量由低增高。土壤垂直分布，由山顶至山脚土层由薄增厚，质地由沙到粘，养分含量由低增高。土壤养分含量一般有机质低，氮少、磷缺、钾够，锌、硼、钼等微量元素不足，养分含量随地形坡地及耕地薄厚而变。

5.1.9 矿产资源

(1) 矿产资源概况

涪陵辖区内矿产均为沉积矿产，集中分布于菁口背斜、黄草峡背斜、苟家场

背斜、梓里背斜、弹子山背斜和大耳山背斜一带，多浅埋或出露于地表；非金属矿产种类多，页岩气、建筑材料类矿产储量丰富。

截至 2020 年底，全区共发现矿产资源 11 种。其中历年来已利用矿产 10 种，包括煤、页岩气（含天然气）、地热、硫铁矿、水泥用灰岩、建筑石料用灰岩、水泥配料用砂岩、水泥配料用泥岩、建筑用砂岩、建筑用页岩；未利用的矿产：铁。

（2）矿产资源勘查储量现状

已发现各类矿产地 52 处，其中，能源矿产 12 处，金属矿产 4 处，非金属矿产 36 处；大型矿床 3 处，中型矿床 10 处，小型矿床 16 处，矿点 23 处。查明矿产资源 11 种。

5.2 环境质量现状评价

5.2.1 环境空气

根据重庆市人民政府《关于印发重庆市环境空气质量功能区划分规定的通知》（渝府发〔2016〕19 号），本项目所在地环境空气功能区划为二类区，环境空气质量执行《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准。

根据《2021 年重庆市生态环境状况公报》，2021 年重庆市涪陵区环境空气中可吸入颗粒物（PM₁₀）、二氧化硫（SO₂）、二氧化氮（NO₂）、臭氧（O₃）和一氧化碳（CO）、细颗粒物（PM_{2.5}）浓度均达到环境空气质量二级标准。综上，本项目所在区域为环境空气质量达标区。项目所在区域环境空气质量现状评价详见表 5.2-1。

表 5.2-1 环境空气质量达标判定情况一览表

污染物	年评价指标	现状浓度（ $\mu\text{g}/\text{m}^3$ ）	标准值（ $\mu\text{g}/\text{m}^3$ ）	占标率 /%	达标情况
SO ₂	年平均质量浓度	11	60	18.3	达标
NO ₂	年平均质量浓度	32	40	80.0	达标
PM ₁₀	年平均质量浓度	52	70	74.3	达标
PM _{2.5}	年平均质量浓度	34	35	97.1	达标
CO	24 小时平均值	1.2mg/m ³	4.0mg/m ³	30.0	达标
O ₃	日最大 8h 平均	126	160	78.8	达标

5.2.2 声环境

根据《声环境功能区划分技术规范》(GB/T 15190-2014)，本项目均位于农村地区，且由于钻井工艺活动明显，所属声环境功能为 2 类区，现状声环境应执行《声环境质量标准》(GB3096-2008) 2 类标准。

为全面掌握本项目所在区域声环境质量现状情况，本评价委托重庆港庆测控技术有限公司对项目所处区域声环境现状质量进行监测，布设 4 个监测点，具体布点详见附图 4。

(1) 监测点位

4 个噪声监测点，见下表所示，监测点具体见监测布点图。

表 5.2-2 声环境质量现状监测布点一览表

(2) 监测项目

昼、夜等效声级。

(3) 监测时间及频率

连续监测两天、每天昼夜各监测一次，监测时间为 2022 年 4 月 27 日~28 日。

(4) 评价方法

采用噪声值与标准值直接比较法评价项目所在区域声环境质量现状。

(5) 监测及评价结果

本项目区域声环境质量监测结果见表 5.2-3。

表 5.2-3 声环境质量现状监测结果一览表 单位：dB (A)

监测结果表明，项目所在区域环境噪声均未超标，项目区域环境噪声能够满足《声环境质量标准》(GB3096-2008) 中 2 类标准要求。

5.2.3 地表水环境

距本项目涉及平台最近的地表水体为视溪河、麻溪河，均为乌江支流，本次引用涪陵区生态环境局2020年的乌白涛断面、江麻柳嘴断面例行监测数据进行评价。

地表水现状评价采用标准指数法，评价模式如下：

$$S_{i,j} = \frac{C_{i,j}}{C_{si}}$$

pH值评价模式:

$$S_{pH} = \frac{pH_j - 7.0}{pH_{su} - 7.0} \quad pH_j > 7.0$$

$$S_{pH} = \frac{7.0 - pH_j}{7.0 - pH_{sd}} \quad pH_j \leq 7.0$$

式中:

S_{ij} — 为 i 污染物在 j 监测点处的单项污染指数;

C_{ij} — 为 i 污染物在 j 监测点处的实测浓度(mg/l);

C_{si} — 为 i 污染物的评价标准(mg/l);

S_{pH} — pH值的单项污染指数;

S_{sd} — 地表水水质标准中规定的pH值下限;

S_{su} — 地表水水质标准中规定的pH值上限;

pH_j — 在 j 监测点处实测pH值;

监测断面监测和评价结果如表5.2-4所示。

表 5.2-4 地表水监测统计和评价结果 单位 : mg/L

监测项目 断面指标			pH	溶解 氧	高锰 酸 盐指 数	氨氮	水温 (℃)	硫化 物	铜	锌	氟化 物	总磷
乌 江	2020 年 I 断面 白涛 断面	浓度 平均 值	7.92	9.16	1.28	0.12	15.1	0.005L	0.18	0.05L	0.18	0.07
		超标 率%	0	0	0	0	/	0	0	0	0	0
		最大 S_{ij} 值	0.46	0.02	0.21	0.12	/	/	0.001	/	0.18	0.07
	2020 年 II 断面 麻柳 嘴断 面	浓度 平均 值	7.91	8.29	1.49	0.18	16.1	0.005L	0.11	0.05L	0.11	0.07
		超标 率%	0	0	0	0	/	0	0	0	0	0
		最大 S_{ij} 值	0.46	0.24	0.25	0.18	/	/	0.003	/	0.11	0.07

标准值	6~9	≥5	≤6	≤1	/	≤0.2	≤1	≤1	≤1	≤0.2
-----	-----	----	----	----	---	------	----	----	----	------

续表 5.2-4 地表水监测统计和评价结果 单位：mg/L

监测项目 断面指标		COD	BOD ₅	六价铬	砷	汞	镉	铅	氰化物	挥发酚	石油 类
2020 年 I 断面 白涛 断面	浓度 平均 值	7.67	0.86	0.004L	0.0003L	0.00004L	0.0001L	0.002L	0.004L	0.0008	0.01L
	超标 率%	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	最大 S _{ij} 值	0.38	0.21	/	/	/	/	/	/		/
2020 年 II 断面 麻柳 嘴断 面	浓度 平均 值	5.83	0.80	0.004L	0.0017	0.00001	0.00005L	0.00043	0.001L	0.0003L	0.01L
	超标 率%	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	最大 S _{ij} 值	0.29	0.20	/	0.034	0.1	/	0.0086	/	/	/
标准值		≤20	≤4	≤0.05	≤0.05	≤0.0001	≤0.005	≤0.05	≤0.2	≤0.005	≤0.05

由上表可知，乌江白涛断面、麻柳嘴监测断面各监测因子均能满足《地表水环境质量标准》(GB3838-2002)III类标准的要求，区域地表水环境较好。

5.2.4地下水环境

5.2.4.1常规监测

本次评价委托重庆港庆测控技术有限公司 2022 年 4 月 27 日对地下水监测点位进行了监测，本项目在各平台场地上游、场地两侧以及下游影响区分别布设 3 个地下水水质监测点。

(1) 监测点位及项目

表 5.2-5 检测点位及项目一览表

(2) 评价标准

地下水环境质量标准执行《地下水质量标准》(GB/T14848-2017) 中 III 类标准，石油类标准限值参考《地表水环境质量标准》(GB3838-2002) 中 III 类标准。

(3) 监测及评价结果

本次地下水监测及评价结果见表表 5.2-6。根据监测结果来看，各监测点位

监测因子均能满足《地下水质量标准》(GB/T14848-2017) III 类水质标准。石油类可以满足《地表水环境质量标准》(GB3838-2002) 中 III 类标准。

表 5.2-6 地下水监测结果表

表 5.2-7 地下水监测结果表

(4) 地下水化学类型

为调查项目区地下水化学类型,本次委托重庆港庆测控技术有限公司对平台西北侧居民水井八大离子进行监测(港庆(监)字【2022】第 04085-HP 号)。

表 5.2-8 八大离子监测评价表单位: mg/L, pH 无量纲

本次评价对地下水八大主要水化学离子进行了监测来评价地下水的水化学类型。阳离子以钙离子为主,阴离子以碳酸氢根离子为主,因此,项目区地下水化学类型为 $\text{HCO}_3\text{-Ca}$ 型低矿化度水。

5.2.4.2 包气带监测

为了解项目所在区域包气带状况,本评价委托重庆港庆测控技术有限公司对项目所处区域包气带质量现状进行监测,布设 4 个监测点,具体监测结果见下表。

表 5.2-9 包气带监测结果表

由平台内与背景点包气带监测因子现状值可知,平台内与背景点包气带现状值基本处于同一水平且满足《地下水质量标准》(GB/T14848-2017) III 类标准,表明地下水包气带环境质量现状良好,未受到污染,平台现有防渗措施效果好,同时区域地下水包气带污染防治性能效果好。

5.2.5 土壤环境

本次评价委托重庆港庆测控技术有限公司 2022 年 4 月 27 日对项目所在地土壤进行了监测,具体如下。

(1) 土壤理化性质调查

表 5.2-10 土壤理化特性调查表

(2) 监测点位及监测因子

本次评价土壤监测布点情况见下表。

表 5.2-11 土壤监测布点及监测项目表

(2) 评价标准

占地范围内执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)中的第二类用地筛选值标准,用地范围外执行《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准》(GB15618-2018)中土壤污染风险筛选值标准。

(3) 土壤环境现状监测统计

表 5.2-12 土壤环境现状监测及评价结果表(单位: mg/kg, pH 无量纲)

表 5.2-13 土壤环境现状监测及评价结果表(单位: mg/kg, pH 无量纲)

表 5.2-14 土壤环境现状监测及评价结果表(单位: mg/kg, pH 无量纲)

由土壤监测结果分析可知,平台外土壤监测点监测值均低于《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB15618-2018)风险筛选值;平台内各土壤监测点监测因子均低于《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。

6 环境影响预测与评价

6.1 生态环境影响分析

6.1.1 施工期

本项目总占地面积约 1.865hm^2 ，其中钻井平台平台、放喷池、废水池等占地均依托现有平台占地，依托面积约 1.665hm^2 ，新增生活区临时占地 0.2hm^2 。占地类型主要为疏林地，其余施工均在现有平台内进行。

(1) 土地利用影响

区域是由耕地、林地、灌木林地和住宅用地等相间出现的土地利用结构形式，土地利用结构破碎程度较低。但项目施工期只新增施工临时占地约 0.2hm^2 ，占用了 57m^2 的永久基本农田，会对该区域基本农田产生一定影响。施工生活区主要采用活动板房吊装，减少了土石方施工，不会导致区域土地利用格局的发生明显变化。

(2) 对地表植被的影响

项目区受人类活动影响强烈，主要属于农田生态系统，区域内未发现重点保护及珍稀植物。本项目主体工程主要利用现有平台，生活区在平台外的疏林地新增临时占地，采用活动板房吊装建设。工程施工完毕后，将对生活区活动板房、平台内钻井设备进行拆除；施工结束后根据土地利用性质和工程特点对临时占地进行复垦和绿化；综上，本项目建设对区域植被影响小。

(3) 对陆生动物的影响分析

区域主要为人工次生林和农田生境，现场调查未发现大型野生动物栖息地，野生动物主要为一些常见的小型爬行 动物、哺乳动物及鸟类如蛇、鼠、蛙等，其活动范围较大。生活区施工以及使用过程中对野生动物具有一定的驱散作用，将迁徙到邻近区域，但随着使用的结束，该部分动物又将从新分布，工程建设对野生动物的影响是暂时的，且对其数量的影响较小，不会造成区域陆生动物群落的改变及动物资源的减少。

(4) 对区域景观格局的影响

根据调查，平台周边区域内景观单元异质性程度高，但由于本项目主体工程在现有平台内，仅新增少量生活区占地，基本不会使区域景观异质化程度进一步

提高，不会引起局部生态景观的较大变化。同时由于单个平台面积较小，项目工矿景观的加入对评价范围现有景观格局并没有太大改变，除人工建筑景观外其他景观的多样性指数、优势度均没有太大变化，各景观内部景观要素的组成稳定。因此项目的实施不会使区域景观斑块的破碎程度增加，对自然景观内部功能阻碍作用较小，斑块之间继续保持着较高的连通性。

综上所述，本项目的实施对区域的现有景观生态格局与功能产生影响很小。

（5）对生态环境累积影响

页岩气开发特点为“点”（钻井平台）、“线”（集输管线）结合式开发，短时间内多个区域开发过程中，相对于原始的环境系统，开发活动将产生破坏性干扰，因建设的复杂性以及环境因素的复杂性，这些干扰几乎不可避免的对生态产生累积影响。本项目主体工程依托现有的钻井平台，生活区新增少量临时占地，不涉及外部管线的建设，对景观无切割作用，自然景观内部功能的发挥阻碍作用较小，斑块之间继续保持着较高的连通性。

与区域生态环境相比不会造成区域景观破碎度增大，对区域土地利用结构、生态系统结构和功能产生的累积影响小。

（6）小结

评价区域无自然保护区，风景名胜区等生态环境敏感区，不涉及生态保护红线。本项目总体建设规模小，增临时占地主要为施工生活区，施工完毕后将撤离，正常钻井对各生态因子影响小，不影响生态系统的结构和稳定性，不影响评价区域的生态环境质量现状，不影响区域生态功能。总体项目对生态环境影响小。

6.1.2运营期

运营期主要为地面工程，不涉及生态环境影响。

6.2大气环境影响分析

6.2.1施工期

6.2.1.1钻前工程、地面工程

（1）施工扬尘

施工筑路材料主要靠汽车运输。运输过程产生的扬尘及汽车尾气会污染大气环境，施工工地的扬尘 50%以上是汽车运输材料引起的道路扬尘。另外，还有挖

方、填方、材料装卸等工序产生的扬尘。这些扬尘粒径在 $3\sim 80\mu\text{m}$ 之间，比重在 $1.2\sim 1.3$ 。从粒径分析，施工扬尘易于沉降。如土石方堆场在大风的作用下产生的扬尘，其影响范围可达 200m。根据类比监测统计结果：施工作业时，在距土石方施工场界 150m 处，颗粒物浓度值达 $5.0\text{mg}/\text{m}^3$ ，超过环境空气质量标准。

运输扬尘主要是运输的弃土和粉状建筑材料洒落，导致运输道路路面清洁度降低，在车辆行驶过程中和大风干燥天气颗粒物被气流从地面上扬起而产生的。根据类比相似项目的监测资料，运输扬尘的影响范围在距起尘点 100m 至 150m 范围内影响较大，对进场道路沿线的居民会造成一定影响，工程施工作业时，必须加强洒水等防尘工作，降低扬尘的产生量，从而从源头上降低施工扬尘对环境空气质量和敏感点的影响。在加强洒水防尘作业后，项目施工期对环境的影响是局部的，并随着施工的开始而结束。

（2）施工机具和运输车辆尾气

施工机具和运输车辆尾气中污染物主要有 CO 和烃类。根据相同类型工程各施工段施工机具和运输车辆尾气中污染物排放量预测可知：施工过程中施工机具和运输车辆尾气中 CO 和烃类污染物排放量小，预计工程建设过程中，项目区周围环境空气质量受施工机具和运输车辆尾气影响很小。

为了保护环境，减少施工机具作业时排放的尾气对环境的污染，施工方应尽量使用优质燃料，并对施工机具进行定期的保养和维护，不使用带“病”机具，尽可能的减少施工机具尾气的排放量。

6.2.1.2 钻井工程

（1）正常工况

正常工况下，本项目钻井工程采用网电供电，无燃油废气产生。

（2）非正常工况下

在停电等非正常工况下，本项目采用柴油发电机供电，采用符合国家标准的优质柴油，其污染物排放满足《非道路移动机械用柴油机排气污染物排放限值及测量方法（中国第三、四阶段）》（GB20891-2014）表 2 规定的限值。钻井工程阶段的大气污染物排放为短时排放，对环境的影响小。

6.2.1.3 储层改造工程

（1）燃油废气

储层改造工程的压裂机组采用柴油作为动力,采用符合国家标准的优质柴油,其污染物排放满足《非道路移动机械用柴油机排气污染物排放限值及测量方法(中国第三、四阶段)》(GB20891-2014)表2规定的限值。储层改造工程阶段的大气污染物排放为短时排放,为短时排放,对环境影响小。

(2) 测试放喷废气

本项目目的层为志留系龙马溪组,根据区块前期钻探情况,目的层不含硫化氢。测试放喷天然气在放喷池内进行,经高度为1m的对空短火焰燃烧器点火燃烧后排放,产生CO₂。

平台周边已建放喷池,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。

6.2.2运营期

废气主要来自水套加热炉天然气燃烧所产生的废气、放空废气。

6.2.2.1水套加热炉废气

本项目水套加热炉采用井口所采的页岩气供气,根据类比2022年6月《涪陵页岩气田白马区块焦页149-4HF井评价方案、焦页149-5HF井钻井.工程建设项目竣工环境保护验收调查报告》中对1台同型号的水套炉废气监测数据,水套加热炉废气中NO_x、颗粒物排放浓度均满足《锅炉大气污染物排放标准》(DB50/658-2016)及修改单中燃气锅炉排放标准。

根据《环境影响评价技术导则大气环境》(HJ2.2-2018),运营期正常工况下本项目大气环境影响采用AERSCREEN模式进行估算预测。

(1) 评价因子和评价标准

根据工程分析,项目加热炉排放的废气污染因子主要为NO_x和颗粒物。评价因子的评价标准见下表6.2-1。

表 6.2-1 本项目环境空气影响评价因子和评价标准表

评价因子	平均时间	浓度限值 (μg/m ³)	执行标准
NO _x	1h 平均	250	《环境空气质量标准》 (GB3095-2012)
颗粒物	1h 平均	450	

(2) 估算模型参数

本项目环境空气影响预测估算模式参数见表6.2-2。

表 6.2-2 估算模式参数

参数		取值
城市/乡村选项	城市/乡村	乡村
	人口数（城市选项时）	/
最高温度/°C		41
最低温度/°C		-1.8
土地利用类型		农作地/草地
区域湿度条件		中等湿度气候
是否考虑地形	考虑地形	☒ 是 ☐ 否
	地形数据分辨率/m	90
是否考虑岸线熏烟	考虑岸线熏烟	☐ 是 ☒ 否
	岸线距离/km	/
	岸线方向/°	/

(3) 预测源强

本项目环境空气影响评预测源强参数见表 6.2-3。

表 6.2-3 本项目集气站环境空气影响预测源强参数

点源名称	排气筒底部中心坐标m		排气筒底部海拔(m)	排气筒高度(m)	排气筒出口内径(m)	烟气量(Nm ³ /h)	出口温度(°C)	源强(kgh)	
	X	Y						NO _x	颗粒物
26# 加热炉排气筒	3283164.40	451954.03	482	8	0.2	1420	200	0.056	0.0078
34# 加热炉排气筒	3281614.06	449012.71	482	8	0.2	1420	200	0.056	0.0078

(4) 预测结果

采用 AERSCREEN 模式分别计算本项目加热炉排气筒排放污染物的下风向轴线浓度，并计算相应浓度占标率。预测结果见表 6.2-4。

表 6.2-4 加热炉燃烧废气排放影响估算结果表

污染物		最大落地浓度 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	最大浓度占标率 (%)	最大落地浓度出现 距离 (m)
NO _x	26#加热炉	1.310	0.52%	39
	34#加热炉	1.307	0.52%	39
颗粒物	26#加热炉	0.045	0.03%	39
	34#加热炉	0.045	0.03%	39

由估算模式预测结果可知,本项目预计排放 NO_x 污染物最大占比率为 0.53% (小于 1%), 大气评价等级为三级, 根据《环境影响评价技术导则大气环境》(HJ2.2-2018) “8.1.3 三级评价项目不进行进一步预测与评价。” 项目建成后, 大气污染物排放量小, 污染物排放对环境空气的影响较小。

6.2.2.2 管线放空废气

项目天然气集输管线在超压时会产生放空废气, 放空废气发生的频率为 2~3 次/年, 2~5Nm³/次。根据项目业主提供的页岩气成分, 项目的页岩气成分不含硫化氢, 排放的放空废气量较小, 持续时间短, 项目区扩散条件好, 对环境空气质量影响小。

6.2.3 退役期

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逸散。采取上述措施后, 退役期大气环境影响很小。

6.3 噪声环境影响分析

6.3.1 施工期

本项目施工期噪声影响主要为钻前施工、钻井工程以及储层改造,

(1) 噪声预测方法及模式

① 预测方法

本项目按照施工过程中最大噪声影响情况, 预测施工平台场界和敏感点噪声值, 并进行达标分析。

② 预测模式

预测时考虑声源在传播过程中经过距离衰减, 采用《环境影响评价技术导则声环境》(HJ2.4-2021) 中的“点声源的几何发散衰减”模式下的“无指向性点声

源几何发散衰减” 进行计算，预测模式如下：

$$L_P(r) = L_P(r_0) - 20 \lg (r/r_0)$$

式中： $L_P(r)$ — 预测点处声压级，dB；

$L_P(r_0)$ — 参考点 r_0 处的声压级，dB；

r — 预测点距声源的距离，m；

r_0 — 参考位置距声源的距离，m；

多个声源发出的噪声在同一受声点的共同影响，噪声在预测点处产生的等效声级贡献值叠加的计算公式如下：

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

式中： L_{eqg} — 建设项目在预测点的等效声级贡献值，dB；

L_{Ai} — i 声源在预测点产生的 A 声级，dB；

T — 预测计算的时间段，s；

t_i — i 声源在 T 时段内的运行时间，s。

声源在敏感点处的贡献值叠加背景值即为该敏感点处噪声预测值，计算采用《环境影响评价技术导则声环境》（HJ2.4-2021）3.11 中（3）式，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；

L_{eqb} — 预测点的背景值，dB。

6.3.1.1 钻前工程

（1）源强分析

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

本项目仅白天施工，夜间不施工。根据噪声衰减模式，各施工机具声源在不同距离处的噪声影响值（未考虑吸声、隔声等效果）参见表 6.3-1。

表 6.3-1 主要施工机械在不同距离的噪声值单位: dB (A)

序号	施工机具	预测距离 (m)							
		10	40	50	100	150	200	250	280
1	推土机	82.0	69.9	68.0	62.0	58.5	56.0	54.0	53.0
2	挖掘机	84.0	71.9	70.0	64.0	60.5	58.0	56.0	55.0
3	载重机车	79.0	66.9	65.0	59.0	55.5	53.0	51.0	50.0
4	空压机	82.0	69.9	68.0	62.0	58.5	56.0	54.0	53.0

根据预测结果, 在距离施工机械约 50m 处噪声级低于 70dB (A), 即施工区域场界外 50m 处可满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2011)。

(2) 施工期噪声对敏感点的影响分析

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

项目周边 150m 范围内存在无声环境敏感点, 由于该工序持续时间短, 且施工机械非持续性噪声, 对周边影响较小。

6.3.1.2 钻井工程

(1) 钻井工程噪声源强

项目采用网电供电, 柴油发电机作为备用电源。网电供电情况下, 钻井噪声主要来源于钻井设备、泥浆泵、振动筛等连续噪声, 噪声源强在 85~90dB (A); 在柴油发电机供电情况下, 噪声源增加了柴油发电机组和动力机组, 噪声源强在 85~100dB (A)。目前钻井噪声处理难度较大, 要减轻钻井噪声影响, 主要还是通过钻井过程中采取相应的降噪措施。在钻井过程中采取的噪声防治措施有: 柴油机和发电机自带设备机房; 在钻井过程中平稳操作, 避免产生非正常的噪声; 泥浆泵、振动筛等采用橡胶基础减震, 可起到一定降噪效果。通过以上措施可以降低噪声约 5~10dB (A)。降噪前后的噪声源强见表 6.3-2。

表 6.3-2 采取噪声防治措施后的噪声源强 单位: dB (A)

噪声设备	数量	单台源强	距声源	降噪措施	降噪后源强
柴油发电机(备用)	1 台运行	100	1m	机房、消声器	95
柴油动力机(备用)	1 台运行	95	1m	机房、消声器	90
钻井设备	1 套运行	90	1m	/	90
泥浆泵	1 台运行	90	1m	橡胶基础减震	85
振动筛	1 台运行	85	1m	橡胶基础减震	80

(3) 场界噪声预测结果分析

平台主要设备与站场边界位置关系见表 6.3-3。

表 6.3-3 平台主要设备与站场边界位置关系一览表 单位: m

场界	主要设备				
	柴油动力机	发电机	钻井设备	泥浆泵	振动筛
26 号平台					
东场界	34	35	56	52	44
南场界	81	75	79	71	72
西场界	54	54	34	38	46
北场界	39	45	41	49	48
34 号平台					
东场界	67	34	67	65	66
南场界	81	74	87	85	90
西场界	23	56	23	25	24
北场界	39	46	33	35	30

钻井过程中对平台场界昼夜间噪声值预测见表 6.3-4。

表 6.3-4 钻井工程场界噪声预测结果 单位: dB (A)

平台	预测工况	场界	噪声贡献值		超标值	
			昼间	夜间	昼间	夜间
焦页 34 号	网电供电	东场界	57	57	/	2
		南场界	59	59	/	4
		西场界	54	54	/	/
		北场界	55	55	/	/
	柴油发电机供电	东场界	66	66	/	11
		南场界	65	65	/	10
		西场界	60	60	/	5
		北场界	62	62	/	7
焦页 26 号	网电供电	东场界	55	55	/	/
		南场界	61	61	/	6
		西场界	55	55	/	/
		北场界	58	58	/	3
	柴油发电机供电	东场界	65	65	/	10
		南场界	65	65	/	10
		西场界	60	60	/	5
		北场界	66	66	/	11

由上表可知，在电网供电时，平台四个场界昼间噪声满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）标准，夜间四个场界噪声均超标；采用柴油发电机供电钻井施工期间，昼间噪声满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）标准；夜间各场界噪声均超标。本项目各平台噪声超标情况见下表。

表 6.3-5 各平台不同工段超标情况一览表

平台号	工况	超标时段	超标厂界	超标范围（dB（A））
34 号平台	网电	夜间	东、南、西、北	2~4
	柴油发电机	夜间	东、南、西、北	5~11
26 号平台	网电	夜间	东、南、西、北	3~6
	柴油发电机	夜间	东、南、西、北	3~11

由以上分析可知，网电供电时场界噪声明显小于柴油发电机供电，本项目勘探期间采用网电供电，钻井期噪声仅限于钻机施工，随钻井结束而结束，对周边声环境影响可以接受。

（4）敏感点噪声预测结果分析

结合噪声预测达标范围，本次对柴油发电机供电平台边界 200m 范围内的居民点进行预测。根据监测结果，项目区域噪声背景值较低，且变化不大，因此本项目选取最大监测值作为噪声背景值进行预测。预测结果详见表 6.3-6。

表 6.3-6 焦页 26 号平台敏感点声环境预测结果表 单位：dB（A）

预测工况	敏感点名称	背景值		贡献值		预测结果		超标范围	
		昼间	夜间	昼间	夜间	昼间	夜间	昼间	夜间
网电供电	26-2#居民点	48	45	47.1	47.1	51	49	/	/
柴油发电机供电	26-2#居民点	48	45	52	52	54	53	/	3

由预测结果可知，采用网电钻井施工期间，26 号平台平台周边 200m 范围内居民点昼夜声环境预测值均满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）。采用柴油发电机供电钻井施工期间，26 号平台周边 200m 范围内居民点昼间声环境预测值均满足《声环境质量标准》（GB3096-2008），夜间声环境预测值超标 3dB（A）。钻井施工应合理安排施工时间，并和受影响的居民商量采取临时撤离或者功能置换，降低噪声对居民点的影响。

图 6.3-1 焦页 26 号平台昼间等声值线图

图 6.3-2 焦页 34 号平台昼间等声值线图

本项目采用网电供电，仅在停电时采用柴油发电机供电，正常施工时噪声影响较小。由于钻井作业为野外作业，针对高噪声设备进行降噪处理技术上和经济难度较大，本项目尽量采用电网供电方式，同时根据施工时投诉居民的实测噪声值情况，对居民采取临时撤离或者功能置换，同时通过宣传讲解、争取谅解的方式，将噪声对周边环境的影响降至最低。钻井噪声影响是暂时性的，钻井结束后影响即消失。

6.3.1.3 储层改造工程

储层改造工程主要来源于压裂机组等设备的机械噪声，噪声源强为 90dB(A)，昼间施工；测试放喷噪声源强为 100dB(A)，属空气动力连续性噪声，持续时间约 2 天。主要噪声源强及特性见表 6.3-7。

表 6.3-7 单井储层改造工程主要噪声源强特性 单位：dB(A)

时段	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
试气工程	压裂设备	12 台	90	1m	机械	昼间施工	固定声源
	测试放喷	/	100	1m	空气动力	昼夜连续	固定声源

压裂施工作业和测试放喷根据试气计划依次开展。项目首先进行分段压裂，水平井压裂完毕后，采用连续油管钻塞，连通各个分段，开展测试放喷作业。压裂机组噪声为 90dB(A)，12 台压裂机组叠加后源强为 100.8dB(A)，仅在昼间施工；测试放喷时产生的高压气流噪声为 100dB(A)，昼夜连续测试。评价采用《环境影响评价技术导则声环境》(HJ2.4-2021)中的点声源的几何发散衰减模式进行预测，预测结果见表 6.3-8。

表 6.3-8 压裂、放喷噪声影响范围预测结果 单位：dB(A)

噪声源	距声源距离 (m)							
	10	20	40	60	80	100	150	200
压裂设备	80.8	74.8	68.8	65.2	62.7	60.8	57.3	54.8
放喷测试	80.0	74.0	68.0	64.4	61.9	60.0	56.5	54.0

本项目压裂施工时间约 30d，在昼间进行，距离压裂设备 110m 处能够满足《声环境质量标准》(GB3096-2008)中 2 类标准，压裂设备位于平台内，本项目

各平台周边 110m 范围内无声环境敏感点，压裂施工时，无受影响居民。

测试放喷排液时间一般在 2~5d，昼夜连续排放，昼间距离放喷池 100m 处能满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类标准，夜间距离放喷池约 280m 处能够满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类标准。

压裂和测试放喷期间，根据施工时投诉居民的实测噪声值情况，通过对受影响的居民采取临时撤离或者功能置换，将噪声对周边环境的影响降至最低。

6.3.2运营期

本项目运营期主要是水套加热炉、计量分离组合橇、分子筛等运行时产生的噪声。正常生产时，加热炉及流量计噪声源强较低，低于 50dB（A）。根据类比 2022 年 6 月《涪陵页岩气田白马区块焦页 149-4HF 井评价方案、焦页 149-5HF 井钻井.工程建设项目竣工环境保护验收调查报告》中对集气站厂界设备噪声的监测，满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类标准值，对周边环境影响较小。

在事故和检修放空时，产生的放空噪声等级约为 80dB（A），评价预测放空噪声在距声源不同距离的影响值见表 6.3-8。

表 6.3-8 放空噪声预测结果 单位：dB（A）

与声源距离（m）	10	15	20	30	40	50
预测值（dB（A））	60	56.5	54	50.5	48	46

由上表可知，距离放空管 10m 外的昼间噪声便可达标，约在 32m 处夜间噪声便可达标。事故和检修放空属偶发工况，对外环境及周边居民影响小。

6.4地表水环境影响分析

6.4.1施工期

6.4.1.1钻前工程

（1）施工废水

井口基础砂石骨料加工等产生的含 SS 废水。施工单位定期检查，杜绝发生油类泄漏事故。施工期产生的施工废水经沉淀处理后全部回用，不外排，对当地地表水环境影响很小。

（2）生活污水

钻前施工天数共计 20 天，施工人数 20 人，生活用水量按 120L/d 人计算，

排污系数取 0.80。生活污水产生量为 38.4m^3 。钻前工程施工人员租住附近民房，不设施工营地，生活污水利用旱厕等设施收集处置。

6.4.1.2 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

本项目导管段、一开段、二开直井段采用清水钻井，剩余钻井泥浆在循环罐内配制水基钻井液；二开斜井段采用水基钻井液，完钻后，剩余水基钻井液在循环罐内暂存，随钻井队用于工区其他平台钻井，不外排。

因此，本项目钻井废水不外排，对周边地表水环境无不利影响。

(2) 场地径流水对地表水的影响

本项目井场内外实施清污分流制度，井场四周设置有雨水排水沟，场外雨水沿雨水沟排入附近溪沟，场内雨水经收集后进入废水池，用于配制压裂液。废水池采取了防渗处理措施，能有效避免废水通过漏失和渗漏进入当地环境。本项目废水漏失、渗透对当地地表水环境影响小，在可接受范围内。

(3) 洗井废水

本项目使用清水洗井，清水中添加有少量洗涤剂，压入井内的清水会在洗井结束后从井底返排出来，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，暂存于废水池，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。

(4) 压裂返排液

根据建设单位提供的相关资料，压裂返排液经混凝沉淀处理后，可满足配制压裂液水质要求。本项目压裂返排液总产生量为 9760m^3 ，其中 9336m^3 回用本平台压裂，剩余 2850m^3 回用于其他平台压裂。

本项目压裂返排液优先回用于本平台压裂，剩余废水转运至其他平台回用，不排入地表水体，是国家和重庆市鼓励和支持的压裂返排液处理方式，能减少废水排放量和水资源消耗，符合法律法规要求。压裂返排液得到妥善处置，对周边环境的影响较小。

(5) 生活污水

本项目井场及生活区设置旱厕，生活污水经旱厕收集处置后定期清掏农用，不外排，对地表水环境影响小。

6.4.1.3地面工程

(1) 施工废水

土石方施工过程遇降雨产生的地表径流，径流雨水中夹带有悬浮物；集气站设备基础和巡检站基础开挖时混凝土搅拌等产生的含 SS 废水的混凝土养护废水，施工期产生的生产废水经沉淀处理后全部回用，不外排，对地表水环境影响很小。

(2) 试压废水

项目采气管线工程施工完成后将进行试压，试压采用清洁水进行试压。试压完成后，水质相对清洁，仅含少量的 SS，回用场地洒水，无外排，对区域地表水环境基本无影响。

(3) 生活污水

项目施工期的生活污水采用旱厕收集后最终农用，无外排，对区域地表水环境基本无影响。

6.4.1.4施工期地表水环境影响小结

综上分析，本项目施工期钻前工程、地面工程产生的施工废水经沉淀处理后用于防尘洒水；剩余水基钻井液在循环罐内暂存，随钻井队用于工区其他平台钻井；场地雨水和洗井废水在废水池暂存，用于配制压裂液；压裂返排液经处理后优先回用于本项目压裂工序，最后一口井压裂返排液进入废水池暂存，回用其他平台压裂工序；施工期生活污水经旱厕收集处置后定期清掏农用，不外排；试压废水收集后用于洒水降尘。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。

6.4.2运营期

项目运营期采出水日产生量为 20m^3 ，年产生量为 7300m^3 。采出水的主要污染物为 COD 和氯化物，预计污染物浓度为 COD: 2500mg/L 、氯化物: 14000mg/L 、氨氮 60mg/L 。采出水在平台现有的废水池内暂存，定期装车外运优先回用于其他平台压裂工序，无法回用的采用罐车运送至白涛采出水处理站进行集中处理达标后排放。

采取上述措施后，项目运营期产生的废水可以得到有效处理，不外排，对周

围地表水体影响较小。

6.4.3 退役期

(1) 清洗废水

封井后的管线清洗污水产生量约为 10m^3 ，主要污染物为 SS，经沉淀后回用场地洒水，对当地地表水环境影响很小。

(2) 生活污水

拆除每口井施工期 30d，施工人员 60 人，施工现场不设施工营地，生活污水利用当地旱厕等设施处置，作为农肥使用，对区域地表水环境无影响。

6.5 地下水环境影响分析

本项目正常工况下在采取相应的措施后对地下水影响小，本次评价采用类比加定性分析；非正常工况下可能会对地下水产生一定的影响，本次评价采用模型预测影响分析。

(1) 评价方法及范围

评价等级属二级，本次进行预测时，采用解析法计算。污染物在地下水系统中的迁移转化过程十分复杂，本次污染物模拟预测过程不考虑污染物在含水层中的吸附、挥发、生物化学反应，模型中各项参数予以保守性考虑。由于污染物预测主要针对非正常工况下污染物运移情况，因此模型预测不考虑包气带对污染物的截留作用，假设污染物可以直接通过包气带进入地下水水体，最大限度地考虑污染物对水体的影响。

地下水环境影响预测范围与调查评价范围一致，以嘉陵江组为主。

(2) 预测模型概化

① 水文地质条件及模型概化

含水层概化：根据对评价区内水文地质条件及周边勘察钻孔资料分析可知，区内地下水埋深较浅，根据区域水文地质资料分析，嘉陵江组强岩溶含水层厚度约 100m，岩性主要以灰岩、白云岩及其过度性岩类为主间夹少许页岩，岩溶发育，岩溶地下水丰富。

边界条件概化：根据对区内地形地貌、水文地质条件和地下水流场分析可知，本次水文地质单元的划分主要以地表分水岭、地表水分布范围和地下水流场作为划分依据。本次模拟预测范围为占地周边区域。

模型概化：含有污染物的废水将以入渗的方式进入含水层，从保守角度，本次计算忽略污染物在包气带的运移过程。

建设场地水文地质条件简单，因此污染物在浅层含水层中的迁移在分析污染源特征及可能的污染途径的基础上，预测方法采用解析法，解析公式选用《环境影响评价技术导则 地下水环境》附录中地下水溶质运移解析法中一维稳定流动二维水动力弥散问题：采用点源瞬时泄漏公式，公式如下所示。本次评价采用地下水导则中一维稳定流动二维水动力弥散问题瞬时注入示踪剂—平面瞬时点源公式进行预测分析，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 m；
t—时间，d；
C（x，y，t）—t时刻点 x，y 处的示踪剂浓度，mg/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，g；
u—水流速度，m/d；
n_e—有效孔隙度，无量纲；
D_L—纵向弥散系数，m²/d； D_T—横向弥散系数，m²/d；
π—圆周率。

②水文地质参数

表 6.5-1 场地水文地质参数取值

指标	含水层厚度 M (m)	地下水流速 u (m/d)	有效孔隙度 n	纵向弥散系数 (m ² /d)	横向弥散系数 (m ² /d)	水力坡度	渗透系数 m/d
焦页 26、34 号	***	***	***	***	***	***	***

(3) 预测因子

施工期选取对地下水环境质量影响负荷较大的耗氧量、石油类进行影响预测与评价。评价执行《地下水环境质量标准》（GB/T 14848-2017）中的Ⅲ类水质标准限值，考虑石油类在《地下水环境质量标准》（GB/T 14848-2017）没有相应的

III类水质标准，故本次污染物石油类预测评价参考《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中III类水域水质标准进行影响预测与评价。本次施工期地下水评价因子耗氧量、石油类超标限值分别设定为 3mg/L、0.05mg/L。

运营期选取 COD、氯化物进行影响预测与评价。评价执行《地下水环境质量标准》（GB/T 14848-2017）中的III类水质标准限值，COD 预测评价参考《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中III类水域水质标准进行影响预测与评价。本次运营期地下水评价因子 COD、氯化物超标限值分别设定为 20mg/L、250mg/L。

6.5.1 施工期

钻前工程、地面工程施工内容主要为土石方及设备安装等，对地下水环境影响小，本次重点分析钻井工程、压裂试气工程对地下水的影响。

6.5.1.1 正常工况

（1）钻井液漏失地下水水质影响分析

本项目钻井采用近平衡钻井技术，井筒内的钻井液柱压力稍大于裸露地层的地层压力，在钻井过程中可能会发生钻井液漏失的现象，若漏失地层与含水层之间存在较多的断裂或裂隙，漏失的钻井液和钻井岩屑就有可能被压入岩层断裂、裂隙进入地下水，造成地下水污染，是地下水环境影响的首要因素。

根据本项目钻井工艺，钻井过程从开钻至二开直井段底部的茅口组，钻井深度已经达约 1300m 以下，在这一钻井过程中，对于有供水意义的含水层，钻井液均以清水为主，对水质基本没有影响。且各段钻井完成后将迅速下入套管并注入水泥浆封固套管和井壁之间环形空间，在后续钻进时钻井液将被封隔在套管内，不会影响含水层。

清水钻井发生漏失时，钻头研磨形成的岩屑将会进入地下，在钻遇裂隙、溶洞等地下通道时，将使井筒下游一定范围内的地下水中 SS 和浊度有所增加，影响水质。根据对涪陵页岩气田一期产建区内受影响井泉观测情况，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。

（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。根据工程钻井设计及对已压裂地层的物探，本项目压裂采用了泵送易钻桥塞分段压裂技术。

泵送易钻桥塞分段压裂技术采用水力泵送式易钻桥塞隔离+电缆射孔联作后逐段进行封堵、射孔、压裂作业（简称泵送易钻桥塞分段压裂），最后再钻塞、排液、试气。作为一项新兴的水平井改造技术，近年来在国外页岩气藏及致密气藏开发中得到广泛应用。其分层压裂段数不受限制，理论上可实现无限级分段压裂。桥塞与射孔联作，带压作业施工快捷，井筒隔离可靠性高。

气田按照断距大于 50m 的断层作为部署边界，轨迹与断层斜交时，端点与断层的垂距大于 200m，轨迹基本平行断层时，水平轨迹与断层距离大于 300m，全部规避了大断层。再通过泵送易钻桥塞分段压裂技术结合物探技术，采用特殊段桥塞封闭的方式，有效规避小型断层，裂隙和薄岩层段。可以保证压裂作业阶段裂缝深度最大控制在为 60~80m。

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，压裂过程中压裂水及压裂完成后的滞留压裂水不会向其他地层渗透，并且龙马溪组位于地下垂深 2500m 以下，在项目区及周边范围内完全没有出露，更不会对浅层具有供水意义的嘉陵江组地下水造成影响。

（3）泉点影响分析

根据调查，本项目地下水评价范围内的具有饮用价值的为 Q1、Q2、Q3 井泉，各井泉为出露雷口坡组泉点，主要受降雨补给，Q1、Q2 井泉均位于项目区地下水流向的上游，Q3 井泉位于项目区地下水流场侧方向。项目所在区域居民饮用水源为自来水，只有当自来水供应不稳定时用井泉作为备用水源。

本项目在浅层采取清水钻井工艺，并采取套管封隔地层，可有效防止钻井对井泉的影响；井口区、油罐区、循环罐区等均采取防渗措施，防止污染物渗漏，在正常情况不会对上述井泉水质造成影响。

由于岩溶发育的不均匀性和不确定性，应加强对泉点的监测，一旦发现水质受到影响，立即采取水源替代措施。由于钻井周期短，仅在导管及一开井段可能会对地下井泉产生影响，影响时间为 1~2 个月，在钻井过程结束后，泉点水质也会逐渐恢复。

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

（4）平台内施工材料和污水储存对地下水环境影响分析

根据《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）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，柴油罐区、油基屑暂存区、盐酸罐区划为重点防渗区，水基岩屑暂存区、废水池、放喷池等为本项目的一般防渗区域，采取分区防渗措施后，可以将对地下水环境影响降低至最低，对地下水影响小。

①循环罐区、油基岩屑收集区施工期对地下水环境的影响

循环罐区和油基岩屑收集区顶部设置彩钢板防雨棚，同时基础采用 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。钻井产生的油基岩屑不落地，油基岩屑经泥浆循环系统分离后集中收集，交由资质单位进行转运处置。

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

②柴油储存期间对地下水环境的影响

在钻井、压裂期间，每个井队在井场内配备 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；防渗膜底部为厚度不小于 15cm 厚混凝土基础，四周设置高度为 20cm 高围堰，满足《石油化工工程防渗技术规范》（GB/T50934-2013）要求。在正常情况下，油罐中柴油不会发生泄漏，不会对地下水环境造成影响。

③施工材料堆存对地下水环境的影响

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

6.5.1.2非正常工况

（1）预测情景

根据井场配置情况，在井场内配备 10m^3 的柴油罐 3 个，为钢制罐体；循环罐配备 1 套，共 6 个（5 用 1 备）， $60\text{m}^3/\text{个}$ ，均为成套钢质设备。本项目所采用的循环罐和柴油罐发生 2 个或以上破损造成泄漏的可能性极小。本次评价按照使用事故下最大污染工况，即使用油基钻井液时 1 个循环罐发生破损，钻井液全部漏失，1 个柴油罐发生破损，柴油全部漏失的情况进行预测。主要污染物为耗氧量和石油类。排放形式可概化为点源，排放规律可简化为点源瞬时泄漏。

（2）预测时段

考虑到项目施工过程中随时有人在值守，将地下水环境影响预测时限定为 10 天、30 天、100 天。

（3）预测源强

本次预测评价的特征污染物耗氧量、石油类类比涪陵页岩气在涪陵的钻井液确定。

本次考虑 1 个储罐和 1 个柴油罐发生破损，全部漏失的情况。

表 6.5-2 污染物预测源强

渗漏位置	特征污染物	浓度 (mg/L)	渗漏量 (kg)	渗漏总体积 m^3
循环罐	耗氧量	10000	600	60
	石油类	850	51	
柴油罐	石油类	/	8400	10

（4）预测结果

表 6.5-3 循环罐破损污染物超标及影响范围

污染源泄漏源强	模拟时间 (天)	超标距离 (m)	中心迁移距离 (m)	中心点处浓度 (mg/L)	标准限值 (mg/L)
(耗氧量) 600kg	10	23	2.3	116.14	20
	30	29	6.9	38.71	
	100	0	23	11.61	
(石油类) 51kg	10	39	2.3	9.87	0.05
	30	64	6.9	3.29	
	100	111	23	0.99	

表 6.5-4 柴油罐破损污染物超标及影响范围

污染源泄漏源强	模拟时间 (天)	超标距离 (m)	中心迁移距离 (m)	中心点处浓度 (mg/L)	标准限值 (mg/L)
(石油类)	10	54	2.3	1626.02	0.05

8400kg	30	92	6.9	542.01	
	100	168	23	162.60	

6.5.2运营期

6.5.2.1正常工况

目运营期废水主要为采气过程中产生的采出水，正常情况下，采出水暂存于废水池中，定期装车外运优先回用于其他平台压裂工序，无法回用的采用罐车运送至涪陵白涛采出水处理站进行集中处理达标后排放。集气站水池防渗系数满足地下水导则中池体的防渗设计要求，防渗系统完好，无污染物渗入地下，对周边地下水环境造成的影响较小。

6.5.2.2非正常工况

管道运营期间的非正常状况可能有阀门泄漏或泵、管道、流量计、仪表连接处泄漏；水击及腐蚀；监控的仪器仪表出现故障而造成的误操作产生天然气泄漏；撞击或人为破坏等造成管道破裂而泄漏；由自然灾害而造成的破裂泄漏等。一旦管道破裂出现泄漏时，天然气将通过包气带土壤孔隙逸出进入大气，不会对地下水产生影响，天然气中所含少量的采出水为气态，如果发生上述泄漏，管道监测系统会立即切断并停止输气，所泄漏的气田水微乎其微，且同天然气一同扩散到大气中，因此，其基本不会对地下水环境产生影响。

平台产生的采出水在废水池暂存，评价考虑废水池破损不利情况，采出水沿破损的裂缝进入到地下水中并发生污染，本次考虑池体底部破损 5%（25m²），完全失去防渗功能的最不利情况进行预测。

（1）预测情景

废水池破裂，完全失去防渗功能，采出水泄漏至嘉陵江组含水层的最不利情况进行预测。排放形式可概化为点源，排放规律可简化为点源瞬时泄漏。

（2）预测时段

考虑到项目运营期为无人值守，发现的时间不一定及时，将地下水环境影响预测时限定为 100 天、1000 天、3650 天。

（3）预测源强

源强采用达西公式计算。达西定理计算的源强公式为：

$$Q = A \times K \times J$$

式中： Q —下渗量， m^3/d ；

A —面积，取 25m^2 ；

K —包气带渗透系数，取 $0.93\text{m}/\text{d}$ ；

J —水力梯度， 0.05 。

本次预测评价的特征污染物 COD、氯化物类比涪陵页岩气在涪陵开采的水质确定。

废水池容积为 2000m^3 ，本次考虑池体底部破损 5% ，渗漏液通过裂口渗入地下水，源强采用达西公式计算。根据公式，下渗量 Q 为 $1.16\text{m}^3/\text{d}$ 。

表 6.5-5 污染物预测源强

渗漏位置	特征污染物	浓度 (mg/L)	渗漏量	渗漏总体积 m^3
废水池破损处	COD	2500	2.9kg	1.16
	氯化物	14000	16.24kg	

(4) 预测结果

表 6.5-6 废水池破损污染物超标及影响范围

污染源泄漏源强	模拟时间 (天)	超标距离 (m)	中心迁移距离 (m)	中心点处浓度 (mg/L)	标准限值 (mg/L)
(COD) 2.9kg	100	/	23	0.0561	20
	1000	/	230	0.00561	
	3650	/	839.5	0.00154	
(氯化物) 16.24kg	100	/	23	0.314	250
	1000	/	230	0.0314	
	3650	/	839.5	0.00861	

6.6 土壤环境影响分析

6.6.1 土壤环境影响类型及途径

本项目施工期对土壤的影响主要有两方面，一是工程排放的污染物对土壤质地性状的影响，页岩气开发对土壤的污染主要是落地油污、含油固体废物、钻井泥浆等，泄漏后可能导致土壤污染；二是工程建设钻井和地面工程建设的开挖、填埋对土壤结构的破坏，挖掘、碾压、践踏及堆积物等均会使土壤结构破坏，土壤生产力下降。运营期间，采出水、废润滑油泄漏可能对土壤造成污染。服务期满后，本项目无废气、废水、废渣等污染物产生和排放，对土壤无环境影响。

本项目对土壤的影响类型与影响途径见表 6.6-1，土壤环境影响源及影响因

子识别见表 6.6-2。

表 6.6-1 本项目土壤环境影响类型与影响途径表

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

注：在可能产生的土壤环境影响类型处打“√”，列表未涵盖的可自行设计。

表 6.6-2 本项目土壤环境影响源及影响因子识别表

工程阶段	污染源	工艺流程/节点	污染途径	特征因子	备注
施工期	放喷池	压裂返排液收集	垂直入渗、地面漫流	COD、氯化物	事故
	废水池				
	油基岩屑暂存区	油基岩屑收集	垂直入渗	石油类	事故
运营期	润滑油堆存区	废润滑油收集	垂直入渗	石油类	事故
	采出水管线	采出水收集、转运	垂直入渗	COD、氨氮、氯化物	事故

6.6.2 施工期

6.6.2.1 影响因素分析

本项目施工期的工程内容主要是基础施工、钻井工程、储层改造工程、地面工程，包括地面的开挖和回填，项目施工对土壤环境最直接的影响主要有：

(1) 破坏土壤结构

土壤结构是在当地自然条件下土壤经过长期的发育过程形成的较为稳定的结构系统，在施工开挖过程中会破坏原有土壤结构。土壤中的分层特征和团粒结构是经过长期发展形成的，遭到破坏后，恢复需要较长的时间。

(2) 改变土壤质地

土壤质地因所处地形和土壤形成条件的不同而有较大的变化，即使同一土壤剖面，表层与底层的土壤质地也有明显的不同。由于土壤在形成过程中层次分明，表层为耕作层，中层一般为淋溶淀积层，底层是母质层。土壤类型不同，各层次的理化性质和厚度会存在较大的差别。管道的开沟和回填混合了原有较为稳定的层次，不同层次被打乱混在一起，影响土壤发育，影响植物的生长。

（3）影响土壤紧实度

基础施工后一般在短时期难以恢复其原有的紧实度。表层过于疏松时，因灌溉和降水容易造成水份下渗，使土层明显下陷形成凹沟。过于紧实时又会影响植物根系下扎。施工期间的车辆和重型机械的碾压也会造成管道两侧表层过于紧实，对植物生长产生不良影响。

（4）临时占地对土壤环境的影响

项目临时占用地主要是挖方的堆积、建设用材料的堆放、临时施工道路用地、施工机械场地等。临时占用的土地，一部分是可以复垦利用的，但因施工中的机械碾压、施工人员践踏、振动以等原因，对土壤的理化性质、肥力水平都有一定影响。

（5）施工废弃物对土壤环境的影响

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

（6）项目建设对土壤养分现状的影响

土体构型是土壤剖面中各种土层的组合情况。不同土层的特征及理化性质差异较大。就养分状况分布而言，表土层远较心土层好，其有机质、全氮、速效磷和速效钾等含量高，紧密度与孔隙状况适中强。施工势必扰动原有土体构型，使土壤养分分布状况受到影响，严重者会造成土壤性质的恶化，并影响其表层生长的植被，甚至难于恢复。

（7）事故状态下对土壤的影响

本项目施工期间，事故情况（钻井液、柴油罐泄漏）对土壤质量影响较大。根据本区域钻井情况，尤其是油基泥浆，洒落在地面上，污染面积较大；或当柴油罐穿孔泄漏，在泄漏初期由于泄漏的柴油量少，可收集在围堰内，不会泄漏至外环境；但若长时间泄漏，柴油可能溢出围堰，造成土壤环境的污染。泄漏的原油进入土壤环境中，油类物质在土壤中下渗至一定深度，随泄漏历时的延长，下渗深度增加不大（油类物质一般在土壤内部 20cm 左右范围内积聚），会影响土壤中微生物生存，破坏土壤结构，增加土壤中石油类污染物。

6.6.2.2 土壤环境影响类比分析

目前建设单位在重庆市涪陵区已进行了较大规模的页岩气开发，根据 2022 年区域已验收平台监测情况，场地内各土壤监测点监测结果小于《土壤环境质量 建设用土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类工业用地风险筛选值；场地外铅满足《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）其他用地性质风险筛选值，六价铬、石油烃无管控值。在采取严格的环境保护措施后，页岩气开发未对土壤造成显著影响。

表 6.6-3 已开发平台土壤监测结果统计表 单位：mg/kg

监测点位	pH（无量纲）	石油烃	铅	铬（六价）
焦页 28#西平台上游（G1）	8.86	13	23	未检出
焦页 28#西平台内（G2）	8.78	20	39	未检出
焦页 28#西平台下游（G3）	8.63	16	38	未检出
焦页 29#西平台上游（G1）	9.09	18	36	未检出
焦页 29#西平台内（G2）	9.05	17	32	未检出
焦页 29#西平台下游（G3）	9.28	30	37	未检出
焦页 9#西平台上游（G1）	4.82	21	24	未检出
焦页 9#西平台内（G2）	9.21	29	23	未检出
焦页 9#西平台下游（G3）	8.23	27	31	未检出

因此，本项目在采取相同防渗措施下，项目施工建设对土壤环境影响小。

6.6.3 运营期

运营期间，平台内仅保留井口装置，采出水在平台水池暂存，定期利用罐车运输至工区其他平台配置压裂液。运营期间，主要为废水的泄漏造成的土壤污染，会影响土壤中微生物生存，破坏土壤结构，可能增加土壤中 COD、石油类等污染物。

集气站内废润滑油泄漏存放量小，且进行防腐防渗处理，即使泄漏也不会超出围堰范围，对土壤环境影响小。

6.6.4 退役期

当页岩气井不具备商业开采价值，则将按照行业规范采取封井作业。首先，采用水泥对套管及套管壁进行固封，防止天然气串入地层；同时在射孔段上部注入水泥，形成水泥塞封隔气层。在井口套管头上安装丝扣法兰，其工作压力大于最上气层的地层压力，装放气阀，盖井口房，在丝扣法兰上标注井号、完井日期，

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环境风险事故，无土壤污染途径。综上，本项目在采取相关措施后，对土壤环境的影响较小。

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。

6.7 固体废物环境影响分析

6.7.1 施工期

施工期产生的固体废物主要有一般工业固废废物、危险废物、生活垃圾。其中一般工业固体废物主要为：清水岩屑、水基岩屑、化工料桶等。危险废物主要为：油基岩屑、剩余油基钻井液、废油。

6.7.1.1 清水岩屑、水基岩屑

本项目清水岩屑产生量约 1581m³，水基岩屑产生量约 1031m³（压滤后，含水率 20%）。

清水岩屑的贮存、处置按《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB18599-2020）有关规定执行。根据《重庆市生态环境局办公室关于加强水泥窑协同处置危险废物和页岩气开采固体废物环境管理服务的通知》（渝环办〔2019〕373号），“清水钻井岩屑进行固液分离后可用作井场消防砂或铺垫井间道路”。本项目清水岩屑主要作为井场铺垫或修建井间道路使用。

水基岩屑经不落地系统收集、压滤脱水后，加水泥、粉煤灰拌合固化后，在水基岩屑暂存区存放，交由第三方单位对水基岩屑进行处理满足入窑（磨）要求后，拉运至丰都东方希望重庆水泥有限公司水泥厂进行水泥窑协同处置。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。暂存区应满足《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB 18599-2020）标准要求，采用砖混结构，做防渗处理，上部搭设雨棚。

在采取评价要求的措施后，清水岩屑及水基岩屑均得到合规处置，不外排，对环境影响很小。

6.7.1.2油基岩屑

（1）油基岩屑处理总体方案

本项目油基岩屑产生量约 812m^3 ，含油率一般在 15~20%，油基岩屑为危险废物，收集后运输至涪陵页岩气田 1#油基钻屑综合利用场进行脱油综合利用，油基钻屑经脱油后，在条件允许的情况下对油基钻屑热解渣进行资源化综合利用，交有资质的水泥窑协同处置。

（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。油基钻井阶段，危险废物处置单位应配备专门的清运人员和车辆，保障油基岩屑的及时运出。

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

采取上述措施后，油基岩屑可以得到合规处置，不外排，对环境影响很小。

6.7.1.3剩余油基钻井液

本项目水平段采用油基钻井液，钻井期间平台内剩余油基钻井液综合利用，上一口井剩余油基钻井液用于下一口井油基钻井，最后一口井剩余油基钻井液随钻井队用于其他平台钻井工程。最终平台剩余油基钻井液量约 190m^3 ，由井队采用泥浆罐回收和转运，在需要使用时，直接将泥浆罐转运至钻井平台。

6.7.1.4废油

钻井过程中废油的主要来源有：a、机械（泥浆泵、转盘、链条等）润滑废油。b、钻井设备清洗与保养产生的废油、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。根据涪陵页岩气田已完井页岩气井废油产生情况，单井钻井工程废油产生约为 0.5t，预计本项目废油产生量约 2t，由井队或有资质的单位回收处置。

6.7.1.5压裂返排液絮凝沉淀污泥

本项目压裂返排液经絮凝沉淀后回用，压裂返排液中悬浮物浓度约 120mg/L ，

经絮凝沉淀后悬浮物约 50mg/L，絮凝沉淀产生的污泥量约 0.85t，和水基岩屑一起经预处理后由水泥窑协同处置。

6.7.1.6废化工料桶

本项目预计产生化工料桶 3200 个，经收集后由厂家回收。

6.7.1.7生活垃圾

本项目钻前工程、钻井及储层改造工程、地面工程生活垃圾产生量共计 7t，在平台定点收集后，由环卫部门统一清运处置。

综上分析，在采取评价要求的措施后，本项目施工期产生的固体废物均得到妥善处置，对周边环境影响较小。

6.7.2运营期

运营期产生的固体废物主要有设备维护过程产生的废润滑油。集气站设备维护过程产生的废润滑油，交由有危险废物处理资质的单位回收处置。

在采取评价要求的措施后，本项目运营期产生的固体废物均得到妥善处置，对周边环境影响较小。

7 环境风险评价

7.1 施工期环境风险

7.1.1 环境风险物质

7.1.1.1 钻井工程

钻井过程中使用主要原、辅材料有钻井液（水基、油基）、固井水泥、添加剂、堵漏剂、压裂液、柴油燃料等。

水基钻井液以粘土（主要用膨润土）、水作为基础配浆材料，加入各种有机和无机材料形成的多种成份和相态共存的悬浮液，主要添加成分有聚丙烯酰胺钾盐、沥青 LF-TEX-1、80A51、氯化钠、羧甲基纤维素（CMC）、硅腐植酸钾、磺化沥青钠盐、烧碱、纯碱等化学品。膨润土的主要成分是蒙脱石。钻井液中影响环境的主要成分是有机物类、无机盐类、烧碱等配浆和加重材料中的杂质，呈碱性。

因此钻井工程主要风险物质是柴油、油基岩屑以及油基钻井液。

7.1.1.2 储层改造工程

储层改造工程期间，各平台设置 6 个盐酸储罐（5 用 1 备），每个储罐 25m³，浓度为 15%，临时储存量一般为 120m³，盐酸采用钢体储罐进行储存。

盐酸在压裂期间由厂家运输至平台，采用钢体储罐将浓度为 31%的盐酸稀释至 15%。稀释后的盐酸最大储存量为 125m³（134.4t），折算成 37%的浓盐酸（54.5t），未到达《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018）中的浓度（37%），且根据盐酸 MSDS，盐酸危害水生环境性质为“急性危害，类别 2”；盐酸 LD50 为 900mg/kg（兔经口），根据《化学品分类和标签规范第 18 部分：急性毒性》（GB30000.18-2013）判定为“健康危险急性毒性物质（类别 4）”，根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018），。

项目施工期当遇到高压气体，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；其中危害程度最大的是井喷失控喷射出的天然气遇火燃烧爆炸，造成冲击波和热辐射伤人、伤亡事故。本项目目的层页岩气主要成分为甲烷，几乎不含硫化氢，由于储层改造期间不进行规模化生产，仅对甲烷进行环境风险分析，不纳入 Q 值计算。

本项目施工期危险物质主要有柴油、甲烷、盐酸的主要理化特性见表 7.1-1、表 7.1-2。

表 7.1-1 柴油的物理化学特性表

标识	中文名	柴油	英文名	Diesel oil	分子式		分子量	
理化性质	溶解性	与水混溶，可混溶于乙醇	外观	稍有粘性的棕色液体。				
	性能参数	沸点（℃）	-18	熔点（℃）		饱和蒸气压		0.67kPa
		相对密度（水=1）	0.87-0.90			相对密度（空气=1）		3.38
燃烧爆炸危险性	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。自在火场中的容器若已变色或从安全泄压装置中产生声音，必须马上撤离。灭火剂：雾状水、泡沫、干粉、二氧化碳、砂土。						
	燃烧产物	一氧化碳、二氧化碳	禁忌物		强还原剂、强氧化剂、易燃或可燃物			
毒性及健康危害	毒性	属中等毒类						
	接触极限				侵入途径		吸入、食入、经皮肤吸收	
	健康危害	皮肤接触可为主要吸收途径，可致急性肾脏损害。柴油可引起接触性皮炎、油性痤疮。吸入其雾滴或液体呛入可引起吸入性肺炎。能经胎盘进入胎儿血中。柴油废气可引起眼、鼻刺激症状，头晕及头痛。						
	防护	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）。经济事态抢救或撤离时，必须佩戴空气呼吸器。戴化学安全防护眼镜。穿一般作业防护服。戴橡胶耐油手套。工作现场禁止吸烟。避免长期反复接触。						

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 7.1-2 盐酸物理化学特性表

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

一、健康危害

侵入途径：吸入。

健康危害：本品对眼和呼吸道粘膜有强烈的刺激作用。

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

慢性影响：长期较高浓度接触，可引起慢性支气管炎、胃肠功能障碍及牙齿酸蚀症。

二、毒理学资料及环境行为

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

污染来源：氯化氢可由氯和氢直接合成，或是使氯及水蒸气通过燃烧的焦炭而制成。氯化氢主要用于制造氯化钡、氯化铵等，在冶金、制造染料、皮革的鞣制及染色，纺织以及有关化工生产中亦常用。危险特性：无水氯化氢无腐蚀性，但遇水时有强腐蚀性。能与一些活性金属粉末发生反应，放出氢气。遇氰化物能产生剧毒的氰化氢气体。

燃烧（分解）产物：氯化氢。

三、泄漏应急处理

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

四、防护措施

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

五、急救措施

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

接触：立即提起眼睑，用大量流动清水或生理盐水彻底冲洗至少 15 分钟。就医。吸入：迅速脱离现场至空气新鲜处。保持呼吸道通畅。如呼吸困难，给输氧。如呼吸停止，立即进行人工呼吸。就医。

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

表 7.1-3 甲烷物理化学特性表

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

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。当空气中甲烷体力分数达 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.环境标准:

前苏联车间空气中有毒物质的最高容许浓度 300mg/m³

美国车间卫生标准窒息性气体

5.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。

7.1.2 环境敏感目标调查

根据现场调查，本项目占地范围内及周边区域不涉及自然保护区、风景名胜區、集中式饮用水源保护区等环境敏感区，项目选址位于涪陵区划定的生态保护红线外。井口周边 100m 范围内无居民点，200m 范围内无铁路、高速公路，500m 范围内无学校、医院和大型油库等人口密集性、高危性场所。环境敏感目标见表 3.4-3。

7.1.3 环境风险潜势识别

（1）环境风险物质数量与临界量的比值 Q

本项目施工期间的风险物质包含柴油、油基钻井液、油基岩屑、废油、盐酸，施工期 Q 值计算结果见表 7.1-4。

表 7.1-4 施工期间本项目 Q 值确定表

阶段	危险物质名称	CAS 号	最大存在总量 qn/t	临界量 Qn/t	该种危险物质 Q 值
钻井工程	柴油	/	15	2500	0.006
	油基岩屑	/	40	2500	0.016
	废油	/	1	2500	0.00016
	油基钻井液	/	250	2500	0.1
	项目 Q 值 Σ				0.12216
储层改造工程	盐酸（折算成 37%）	/	54.5	7.5	7.27
	项目 Q 值 Σ				7.39216

备注：油基钻井液密度取 1.7t/m³。

根据上表可知，施工期间各阶段 Q 值为 7.39216，介于 1~10 之间。

（2）行业及生产工艺（M）

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）附录 C 表 C.1 中的

行业及生产工艺划分表对项目进行评价，得分情况见表表 7.1-5。

表 7.1-5 建设项目 M 值确定表

序号	工艺单元名称	生产工艺	数量/套	M 分值
1	钻井、压裂、试气	石油、天然气、页岩气开采	1	10
项目 MΣ				10
M 划分为 M3				

生产工艺情况 M 划分为 (1) $M > 20$; (2) $10 < M \leq 20$; (3) $5 < M \leq 10$; (4) $M = 5$, 分别以 M1、M2、M3 和 M4 表示, 本工程工艺系统危险性为 M3。

③危险物质及工艺系统危险性 (P) 分级

根据危险物质数量与临界量比值 (Q) 和行业及生产工艺 (M), 按照导则附录 C 表 C.2 确定危险物质及工艺系统危险性等级 P 为 P4。

表 7.1-6 危险物质及工艺系统危险性等级判断表

危险物质数量 与临界量比值 (Q)	行业及生产工艺 (M)			
	M1	M2	M3	M4
$Q \geq 100$	P1	P1	P2	P3
$10 \leq Q < 100$	P1	P2	P3	P4
$1 \leq Q < 10$	P2	P3	P4	P4

基于风险调查 (环境敏感目标调查), 分析建设项目环境敏感性, 对大气要素的环境敏感程度进行分级, 分级原则见导则附录 D。

依据环境敏感目标环境敏感性及其人口密度划分环境风险受体的敏感性, 共分为三种类型, E1 为环境高度敏感区, E2 为环境中度敏感区, E3 为环境低度敏感区, 分级原则见表 7.1-7。

表 7.1-7 大气环境敏感程度分级 (E)

分级	大气环境敏感性
E1	周边 5km 范围内居住区、医疗卫生、文化教育、科研、行政办公等机构人口总数大于 5 万人, 或其他需要特殊保护区域; 或周边 500m 范围内人口总数大于 1000 人; 油气、化学品输送管线管段周边 200m 范围内, 每千米管段人口数大于 200 人
E2	周边 5km 范围内居住区、医疗卫生、文化教育、科研、行政办公等机构人口总数大于 1 万人, 小于 5 万人; 或周边 500m 范围内人口总数大于 500 人, 小于 1000 人; 油气、化学品输送管线管段周边 200m 范围内, 每千米管段人口数大于 100 人, 小于 200 人

E3	周边 5km 范围内居住区、医疗卫生、文化教育、科研、行政办公等机构人口总数小于 1 万人；或周边 500m 范围内人口总数小于 500 人；油气、化学品输送管线管段周边 200m 范围内，每千米管段人口数小于 100 人
----	---

根据井场人居分布统计结果，项目井口 500m 范围内居民为 36 户 107 人，小于 500 人，项目 5km 范围人口总数大于 1 万人小于 5 万人，大气环境敏感程度为 E2。

（3）环境风险潜势初判

建设项目环境风险潜势划分为 I、II、III、IV、IV+ 级。根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018）表 2 所列的危险物质及工艺系统危害性 P 和环境敏感程度 E 的矩阵进行判断，确定环境风险潜势，如下表所示。

表 7.1-8 建设项目环境风险潜势划分

环境敏感程度（E）	危险物质及工艺系统危险性（P）			
	极高危害（P1）	高度危害（P2）	中度危害（P3）	轻度危害（P4）
环境高度敏感区（E1）	IV+	IV	III	III
环境中度敏感区（E2）	IV	III	III	II
环境低度敏感区（E3）	III	III	II	I
^a 是相对于详细评价工作内容而言，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说明。见附录 A。				

本项目危险物质及工艺系统危险性等级为 P4；大气环境敏感性为 E2。环境风险潜势为 II，可定性分析。

7.1.4 环境风险影响途径分析

7.1.4.1 生产系统危险因素识别

施工期钻井过程潜在危险性因素，钻井中常见可能诱发事故的因素有井漏、井涌、气侵，主要事故为井喷、井喷失控。

① 钻井作业危险性因素识别

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

② 钻井辅助设施环境风险识别

柴油罐、盐酸罐、循环罐等意外破损将引起周边土壤污染。柴油拉运至平台过程中出现交通事故可能引起水体、土壤污染。

③套管破裂事故对环境的影响

套管破裂后，页岩气体可能窜层泄漏进入地表，遇火爆炸燃烧等。

④地下水井涌对环境的影响

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

7.1.4.2危险物质向环境转移的途径识别

根据项目的危险物质的性质，项目潜在的环境风险主要是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、土壤，从而导致对周围环境空气、土壤乃至地下水的污染，进而影响人体健康。环境风险识别表见表 7.1-9。

表 7.1-9 环境风险识别表

序号	危险单元	风险源	主要危险物质	环境风险类型	环境影响途径	可能受影响的环境敏感目标
1	钻井辅助设施	储备罐、池体等	油基钻井液、废水等	土壤、地下水	泄漏渗入土壤	周边居民
2	压裂	盐酸储罐	盐酸	土壤、地下水	泄漏渗入土壤	周边居民
3	发电机	柴油罐	柴油	大气、土壤、地下水	泄漏渗入土壤或引起火灾	周边居民
4	井口	井喷	甲烷	大气	引起火灾	周边居民

7.1.5环境风险分析

7.1.5.1井喷失控环境风险分析

页岩气在钻探作业过程中发生泄漏后的影响后果严重，即井喷失控、着火爆炸是钻井工作中最重大的危险。

其中可能造成最大危害的是井喷失控喷射出的天然气遇火燃烧爆炸，造成冲击波和热辐射伤人、伤亡事故。参照《含硫化氢天然气井失控井口点火时间规定》

（AQ2016-2008）和本项目钻井工程设计资料，钻井现场配备自动、手动和高压高能电子点火三套独立点火系统，按照中石化集团公司对发生井喷环境风险事故时的井控管理要求，“在出现井喷事故征兆时，现场作业人员应立即进行点火准备工作”；在符合下述条件之一时，须在 5min 内实施井口点火：①“气井发生井喷失控，且距井口 500m 范围内存在未撤离的公众；②距井口 500m 范围内居

民点的 H_2S 在 3min 平均监测浓度达到 100ppm，且存在无防护措施的公众；③平台周边 1000 米范围内无有效的 H_2S 监测手段”。

本项目井口周边 500m 范围内有分散居民，事故状态下应在 5min 内启动点火程序实施点火。平台内同时配备自动、手动和高压高能电子点火三套独立点火系统，可有效确保按要求在井喷失控后 5min 内成功实施点火作业。

7.1.5.2 钻井过程中地层间气体涌出

根据现阶段钻井情况，所穿地层中雷口坡组、嘉陵江组和茅口组可能含不连续可燃气体（以甲烷为主），属于浅层气。钻井过程中地层之间的气体如果出气量较大，则会引发气体溢流。钻井过程中钻遇的层间气体可能含有硫化氢，当钻井设备测量到硫化氢气体后，立刻关闭防喷器，避免气体溢出，如气量较大，则引至放喷池点燃，如气量较小，往钻井液中配加氢氧化钠进行中和，从而消除钻井过程中硫化氢气体的影响。

7.1.5.3 套管破裂天然气窜层泄漏进入地表环境风险影响分析

套管破裂在钻井中出现的几率非常小，在严把质量关的前提下发生该事故的几率极其小。由于通过地下岩层的阻隔，事故发生后窜层泄漏进入地表的量、压力、速率比井喷量小很多，影响程度比井喷小很多。但出现的泄漏点多，出现位置不能进行有效预测，但主要在井口周边地带，泄漏范围在井口外 1km 范围内。由于该井目的层预计不含硫化氢，泄漏点主要表现为甲烷浓度过高时，使空气中氧含量明显降低，当空气中甲烷达 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。

7.1.5.4 钻井辅助设施环境风险识别

废水池、配液罐在遇雨季和山洪暴发，引起池体垮塌或溢流将引起周边土壤污染。柴油及油基钻井液拉运至平台过程中出现交通事故可能引起水体、土壤污染。水池中污水所含的其他有机处理剂使水体的 COD、SS 增高，水体污染会对地势低于水池的水环境产生破坏，破坏农作物和影响土壤质量，同时会对坡面的地表植被和土壤产生影响。

本项目中的柴油及油基钻井液的拉运车辆均为特种车辆拉运，且均外委具有相应资质的单位运输到到场，按照各自行业规范防范环境风险的发生，为此本评价不再详细分析其运输到用户过程中的车辆环境风险防范措施。

7.1.5.5柴油罐、油基钻井液储备罐事故影响分析

柴油罐、油基钻井液储备罐布置在平台地势较高处，风险影响主要是罐体区泄漏的火灾爆炸。油罐设置在水泥基础上，基础周边设置围堰。油罐密闭，柴油发生大量泄漏的几率很小，一般情况管道阀门泄漏，少量跑冒漏滴均收集在隔油池内，可有效进行防止污染。罐体破裂导致柴油大量泄漏的机率很小，一旦产生废油泄漏主要污染罐体周边旱地土壤，根据周边地势，主要流入旱地，对旱地土壤造成污染，造成经济影响。

7.1.5.6酸罐泄漏事故影响分析

压裂施工前需要对地层进行酸化解堵，由具有相关资质的单位用玻璃钢罐车拉运至现场使用。盐酸发生泄漏后的影响将引起土壤酸化，破坏土壤的结构，危害植物生长；进入地下水环境后将对局部地下水水质产生影响。酸罐设置在水泥基础上，基础周边设置围堰、且铺有防渗膜。施工过程中酸罐泄漏可能较小。

7.1.5.7油基岩屑运输过程事故影响分析

本项目油基岩屑转运至涪陵页岩气田 1#油基岩屑回收利用站，油基岩屑转运车辆在行驶过程中，严格执行危废转移联单制度，严防翻车污染河流。油基岩屑转运采用罐体装载，罐体为钢板密封罐，发生翻车泄漏的机率很小。

油基岩屑转运车辆所经的河流有III类水域，车辆在行驶过程中，严格执行危废转移联单制度，严防翻车污染河流。油基岩屑转运采用罐体装载，罐体为钢板密封罐，发生翻车泄漏的机率很小。罐车转运过程中发生事故污染的可能性极小，加强转运风险防范措施后，其环境风险值在环境可接受范围内。

7.1.6环境风险管理

7.1.6.1环境风险管理措施

建设单位以及施工钻井队各项作业均在推行国际公认的 HSE 管理模式，较成熟。结合行业作业规范，设置有专职安全环保管理人员。把安全、环境管理纳入生产管理的各个环节。为防止事故的发生起到非常积极的作用。现场作业严格按照《石油天然气工业健康、安全与环境管理体系》（SY/T 6276-2014）的要求执行。

中石化重庆涪陵页岩气勘探开发有限公司安全环保部负责指导本项目的环境保护和安全工作，同时以各钻井队队长为组长，包括钻井队各部门主要负责人

和地方政府为组员的事态应急领导小组，负责整个工程的环境风险管理。在应急领导小组下，设置抢险组、消防组、救护组、警戒组 and 环境保护组。

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

7.1.6.2 环境风险防范措施

(1) 钻井工程井控措施

所有施工人员、技术服务人员、现场指挥必须按照《中国石油化工集团公司石油与天然气井井控管理规定》、《江汉油田井控实施细则》要求，全面落实井控管理规定，在工艺设备硬件上防止井喷事故。

主要有以下几方面：

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

②防火、防爆措施：发电房摆放按 SY/T 5225 中的相应规定执行。平台电器设备、照明器具及输电线路的安装应符合 SY/T 5225 中的相应规定。柴油机排气管应无破漏和积炭，并有冷却灭火装置。

③防硫化氢措施：在井架上、平台盛行风入口处等地应设置风向标，一旦发生紧急情况，作业人员可向上风方向疏散。钻台上下、振动筛、循环罐等气体易聚积的场所，应安装防爆排风扇以驱散工作场所弥漫的有害、可燃气体。钻井队钻井作业时仍按《含硫油气井安全钻井推荐作法》(SY/T5087-2003)的规定配备硫化氢监测仪器和防护器具，并做到人人会使用、会维护、会检查。加强对返排泥浆中硫化氢浓度的测量，充分发挥除硫剂和除气器的功能，保持钻井泥浆中硫化氢浓度含量在 50mg/m³ 以下。

(2) 公众安全防护

按照本项目行业操作规范，需加强对平台附近居民宣传井喷的危害及相关知识。井队队长及安全员负责制定应急培训计划，定期对应急组织机构成员和应急

保障系统、应急信息的有关人员进行综合性应急培训并作好培训记录。应急演练应每个季度开展一次，进入气层后半个月开展一次，通过演练掌握应急人员在应急抢险中对预案的熟悉程度和能力，二是加强抢险应急设备的维护保养，检查是否备足所需应急材料。

（3）配备应急点火系统及点火时间、点火管理

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

（4）油罐和废水池事故防范

柴油储罐、油基钻井液储备罐及盐酸储罐区地面应铺设防渗膜，并在四周设置围堰，围堰容积不小于单个储罐容积，同时在储罐附近配备相应应急物资。

油罐周边设置围栏和警示标识，严禁烟火和不相关人员靠近，并在油罐基础设置有导油沟和集油池。日常加强油罐的管理及安全检查，防止发生泄漏等安全事故引起重大泄漏。

在施工过程中，应加强废水池的管理、巡视，保证池体内液位在最高允许液位 0.5m 以下，水位达到池面 0.5m 前应转移。在雨天发生泄漏或可能发生外溢事故时，应及时调度对废水进行外输。

7.1.6.3 环境风险事故应急措施

（1）环境风险应急基本要求

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

（2）环境风险应急关键措施

井喷发生后，应立即组织首先撤离井口周边 500m 的居民。井喷失控后，在 5min 内完成井口点火燃烧泄漏天然气。将天然气燃烧转化为 CO_2 和 H_2O 。放喷燃烧期间井口外 500m 范围内确保无居民。点火应监测甲烷浓度，取 5.0% 和 15% 作为甲烷的爆炸上、下限区域，防止爆炸事故。

（3）环境风险事故时人员撤离的范围及路线

①紧急撤离区

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

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

②一般撤离区

本项目井口 500m 范围外为一般撤离区，根据布置的实时监测点环境空气质量情况，判断受环境风险影响程度和指导下一步环境风险应急措施开展；若监测数值指示需撤离时，采取镇、县两级联动组织一般撤离区内的居民及时撤离。撤离路线应根据钻井平台实时风向情况，沿发生事故时的上风方向进行疏散撤离。

（4）人群自救方法

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

（5）天然气窜层泄漏进入地表应急措施

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

下堵漏措施，并通过井口放喷管放喷燃烧泄压，减少周边地表泄漏点泄漏量，此类环境风险是可控的。

（6）废水泄漏事故、油罐事故等应急措施

①废水发生泄漏和外溢的措施：在雨天发生泄漏或可能发生外溢事故时，应及时安排调度罐车对废水进行外运。泄漏进入农田的，应堵住农田缺口，挖坑收集，防止经当地冲沟汇入溪沟地表水体影响水质。对受污染土壤表层土进行剥离收集安全处置，对受污染农田水处理达标排放。对庄稼造成的经济影响进行补偿，避免造成环境纠纷。发生事故后应及时通报当地环保部门，并积极配合环保部门抢险。

②油罐及油基钻井液发生泄漏事故的措施：一旦油罐发生重大泄漏事故，首先进入导油沟后进入集油坑。若进入农田，应引导废油进入固定旱地，减少影响范围，尽量避免和减少进入水田。对收集的废油进行罐装回收利用，对受污染的土壤收集后安全处置。

（7）池体渗漏的应急措施：在发现平台池体破损或出现裂缝，应立即将池体内液体进行转移，对渗漏部位进行加固和防渗处理，经试验检测合格后方可再次使用。

（8）井漏环境风险事故应急措施

发生井漏时必须利用各种堵漏材料，处理井漏的一般规定流程如下：

①分析井漏发生的原因，确定漏层位置、类型及漏失严重程度。

②保质保量的配置堵漏泥浆。

③施工时如果能起钻，应尽可能采用光钻杆，下至漏层顶部。

④使用正确的堵剂注入方法，确保堵剂进入漏层近井筒处。

⑤施工过程中要不停地活动钻具，避免卡钻。

⑥凡采用桥堵剂堵漏，要卸掉循环管线及泵中的滤清器、筛网等，防止堵塞憋泵伤人。

⑦憋压试漏时要缓慢进行，压力一般不能过大，避免造成新的诱导裂缝。

⑧施工完成后，各种资料必须收集整理齐全、准确。

（9）环境应急监测方案

在事故现场核心区场界四周和周边居民点（东南西北四个方向）分别设置空

气应急监测点，扩散时监测项目 H_2S 、总烃、非甲烷总烃，燃烧时监测 SO_2 、 CO 。

(10) 事故发生后外环境污染物的消除方案

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

7.1.6.4 环境风险应急预案

目前，中石化重庆涪陵页岩气勘探开发有限公司已编制了《中石化重庆涪陵页岩气勘探开发有限公司突发环境事件应急预案》和《中石化重庆涪陵页岩气勘探开发有限公司风险评估报告》，并已在涪陵区生态环境局完成备案。环境风险评估报告备案号：5001022017120001；环保应急预案备案号：500102-2017-054-MT。应急预案主要包括：总则、基本情况、环境风险分析、风险分类与级、应急组织机构及职责、预防与预警、应急响应、后期处置、应急培训和演练等。通过将应急预案进行分解，明确各岗位人员的责任，将应急任务明确到人，确保应急事故处置的时效性和有效性；同时对钻井工程施工作业应急进行分类，明确各级别应急预案的响应范围，便于事故的有效控制；同时对各类应急事故编制详细的应急处置程序，应急监测、抢险、救援、疏散及消除、减缓、控制技术方法和设施，确保应急处置的及时有效。

7.2 运营期环境风险

7.2.1 环境风险物质

项目运营过程中可能诱发事故的因素有集气站集输过程中管线等压力设备破裂、泄漏引发火灾爆炸引发的大气污染等。本项目目的层天然气主要成分为甲烷，不含硫化氢。试采期涉及的风险物质为甲烷。

本项目页岩气的主要理化特性见表 7.2-1。

表 7.2-1 页岩气主要成分 CH_4 物理化学特性表

国标编号	21007
CAS 号	74-82-8
中文名称	甲烷

英文名称	methane; Marsh gas		
分子式	CH ₄	外观与性状	无色无臭气体
分子量	16.04	蒸汽压	53.32kPa/-168.8°C闪点: -188°C
熔点	-182.5°C 沸点: -161.5°C	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。当空气中甲烷体力分数达 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.环境标准: 前苏联车间空气中有害物质的最高容许浓度 300mg/m³ 美国车间卫生标准窒息性气体 5.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。			

7.2.2环境敏感目标调查

根据现场调查, 本项目占地范围内及周边区域不涉及自然保护区、风景名胜區、集中式饮用水源保护区等环境敏感区, 项目选址位于涪陵区划定的生态保护红线外。井口周边 100m 范围内无居民点, 200m 范围内无铁路、高速公路, 500m

范围内无学校、医院和大型油库等人口密集性、高危性场所。环境敏感目标见表 3.4-3。

7.2.3 环境风险潜势识别

本项目试采期间的风险物质主要为甲烷，施工期 Q 值计算结果见表 7.2-2。

表 7.2-2 施工期间本项目 Q 值确定表

阶段	危险物质名称	CAS 号	最大存在总量 qn/t	临界量 Qn/t	该种危险物质 Q 值
地面工程	甲烷	74-82-8	0.22	10t	0.022
	项目 Q 值 Σ				0.022

根据上表可知，试采期阶段 Q 值小于 1，环境风险潜势为 I。

7.2.4 环境风险影响途径分析

7.2.4.1 生产系统危险因素识别

项目运营过程中可能诱发事故的因素有集气站输气管线等压力设备破裂、泄漏引发火灾爆炸引发的大气污染及采出水收集管线破损导致废水泄漏污染地表水环境等。

(1) 站场工程危险性因素识别

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

(2) 天然气集输管线危险因素识别

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

(3) 采气分离废水收集管网危险因素识别

在采气分离废水收集过程中，因局部腐蚀引起的管道破损可能导致废水泄漏，此外第三方破坏或者地质灾害也可能引起管道破损或断裂导致废水泄漏进入地下水环境。

7.2.4.2 危险物质向环境转移的途径识别

根据项目的危险物质的性质，项目潜在的环境风险主要是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、地下水、土

壤，从而导致对周围环境空气、土壤乃至地下水的污染，进而影响人体健康。环境风险识别表见表 7.2-3。

表 7.2-3 环境风险识别表

序号	危险单元	风险源	主要危险物质	环境风险类型	环境影响途径	可能受影响的环境敏感目标
1	集气站	计量分离器	甲烷	中毒	进入大气环境	周边居民
2	废水池	采出水		泄漏	进入地下水、土壤环境	周边居民、土壤

7.2.5 环境风险影响分析

(1) 甲烷泄漏环境风险分析

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

(2) 采气分离废水泄漏污染水环境

根据前述非正常工况下采气分离废水泄漏对地下水环境影响预测可知，本项目采气分离废水泄漏对站场周边地下水水质、土壤有一定影响。试采期建设单位应加强巡检，及时采取补救措施。

7.2.6 环境风险管理

7.2.6.1 环境风险管理措施

建设单位以及施工钻井队各项作业均在推行国际公认的 HSE 管理模式，较成熟。结合行业作业规范，设置有专职安全环保管理人员。把安全、环境管理纳入生产管理的各个环节。为防止事故的发生起到非常积极的作用。现场作业严格按照《石油天然气工业健康、安全与环境管理体系》(SY/T 6276-2014)的要求执行。

中石化重庆涪陵页岩气勘探开发有限公司安全环保部负责指导本项目的环境保护和安全工作，同时以各钻井队队长为组长，包括钻井队各部门主要负责人和地方政府为组员的事态应急领导小组，负责整个工程的环境风险管理。在应急领导小组下，设置抢险组、消防组、救护组、警戒组 and 环境保护组。

7.2.6.2环境风险防范措施

(1) 站场工程安全措施

井口设安全截断阀，可在超压或失压情况下自动快速截断，保护气井和地面设施。

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

(2) 消防工程安全措施

依据 GB50140-2005 规定，本项目井站、集气站属于五级站，按要求配制灭火器材，扑灭初期火灾。

(3) 自动控制工程安全措施

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

依托场站出站管线设置的压力检测和压力高、低报警，压力超低时对出站管线进行安全联锁截断。

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

在场站的主出入口和逃生门外分别设置有火灾手动报警按钮和声光报警器，当现场操作人员发现有火灾等紧急情况发生时，迅速逃离装置区并按下手动报警按钮触发平台安全联锁，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。

(4) 工程安全管理措施

目前站场已有完善的环境风险工程安全防治对策和措施，项目建成后需按照要求执行。

①防火灾、爆炸对策措施

建立动火制度，明确责任制，对火源进行严格管理。

建立站场管道和阀门等的定期检查和防腐蚀制度，以防止因腐蚀原因和阀门

失灵等而存在的漏气现象发生。

整个场站应当严禁烟火。

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

②站场装置和管道防爆对策措施

严格执行安全生产制度及操作规程。

投产后的管线应定期防腐涂层检测、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。

安全阀与压力表要定期校验检查，保证准确灵敏。

有集气作用的设备，应特别注意防止设备漏气；并严禁烟火，防止发生天然气爆炸燃烧。

上班人员应穿戴工作服和工作鞋，以免产生静电火花和撞击火花。

③管道运行管理对策措施

建立安全技术操作规程和巡检、清管制度，并必须执行。

应制定定期检测计划，定期对照安全检查表进行安全检查。

管道防腐设备、检测仪器、仪表，应实行专人负责制，必须定期检定和正确使用。

投产后巡线工应进行经常性的巡线活动，防止管道中心各侧 5m 内修筑建构筑物占压管道和第三方施工破坏管道。

7.2.6.3环境风险事故应急措施

（1）环境风险应急基本要求

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

（2）环境风险应急关键措施

井喷发生后，应立即组织首先撤离井口周边 500m 的居民。井喷失控后，在 5min 内完成井口点火燃烧泄漏天然气。将天然气燃烧转化为 CO_2 和 H_2O 。放喷燃烧期间井口外 500m 范围内确保无居民。点火应监测甲烷浓度，取 5.0%和 15%

作为甲烷的爆炸上、下限区域，防止爆炸事故。

（3）环境风险事故时人员撤离的范围及路线

①紧急撤离区

本项目井口 500m 范围内为紧急撤离区，虽然在严格按照井喷失控 5min 后及时点火的原则，5min 内泄漏的天然气浓度不会危及平台周边农民的生命和健康，但为了确保周围居民的健康，应立即撤离周边井口 500m 范围内居民，至固井作业完成。

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

②一般撤离区

本项目井口 500m 范围外为一般撤离区，根据布置的实时监测点环境空气质量情况，判断受环境风险影响程度和指导下一步环境风险应急措施开展；若监测数值指示需撤离时，采取镇、县两级联动组织一般撤离区内的居民及时撤离。撤离路线应根据钻井平台实时风向情况，沿发生事故时的上风方向进行疏散撤离。

（4）人群自救方法

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

（5）天然气窜层泄漏进入地表应急措施

由于天然气窜层泄漏时，压力小，速率低，不会出现井喷式的泄漏，只要及时组织人员撤离，并及时采取事故应对措施一般情况下不会引起人员伤亡。应对该种事故措施主要是通过加强对钻井返空介质的监测来及时了解井下状况，采取措施避免井漏气窜的发生，钻前加强对周边 3km 居民的教育培训，遇到此类事故应立即撤离泄漏点居民，撤离距离至少应在 500m 外。企业在泄漏点周边设置

便携监测仪确定浓度，根据浓度确定具体撤离范围。气窜发生时及应立即采取井下堵漏措施，并通过井口放喷管放喷燃烧泄压，减少周边地表泄漏点泄漏量，此类环境风险是可控的。

（6）废水泄漏事故、油罐事故等应急措施

①废水发生泄漏和外溢的措施：在雨天发生泄漏或可能发生外溢事故时，应及时安排调度罐车对废水进行外运。泄漏进入农田的，应堵住农田缺口，挖坑收集，防止经当地冲沟汇入溪沟地表水体影响水质。对受污染土壤表层土进行剥离收集安全处置，对受污染农田水处理达标排放。对庄稼造成的经济影响进行补偿，避免造成环境纠纷。发生事故后应及时通报当地环保部门，并积极配合环保部门抢险。

②废油发生泄漏事故的措施：一旦暂存的废油发生泄漏，首先进入设置的围堰收集。若进入农田，应引导废油进入固定旱地，减少影响范围，尽量避免和减少进入水田。对收集的废油进行罐装回收利用，对受污染的土壤收集后安全处置。

（7）池体渗漏的应急措施：在发现平台池体破损或出现裂缝，应立即将池体内液体进行转移，对渗漏部位进行加固和防渗处理，经试验检测合格后方可再次使用。

（8）环境应急监测方案

在事故现场核心区场界四周和周边居民点（东南西北四个方向）分别设置空气应急监测点，扩散时监测项目 H_2S 、非甲烷总烃，燃烧时监测 SO_2 、 CO 。

（9）事故发生后外环境污染物的消除方案

当发生天然气扩散时，应及时进行井控，争取最短时间控制井喷源头，尽可能切断泄漏源。天然气扩散时间短，通过空气流动自然扩散和自然降雨降低空气中可燃气体浓度，可通过平台喷雾状水溶解将大气污染物转化为地表水污染物。井喷失控点燃后可通过空气流动自然扩散降低空气中污染物浓度。对洒水收集的废水经废水池收集后处理达标排放。

7.2.6.4 环境风险应急预案

目前，中石化重庆涪陵页岩气勘探开发有限公司已编制了《中石化重庆涪陵页岩气勘探开发有限公司突发环境事件应急预案》和《中石化重庆涪陵页岩气勘探开发有限公司风险评估报告》，并已在涪陵区生态环境局完成备案。环境风险评

估报告备案号:5001022017120001;环保应急预案备案号:500102-2017-054-MT。应急预案主要包括:总则、基本情况、环境风险分析、风险分类与级、应急组织机构及职责、预防与预警、应急响应、后期处置、应急培训和演练等。通过将应急预案进行分解,明确各岗位人员的责任,将应急任务明确到人,确保应急事故处置的时效性和有效性;同时对钻井工程施工作业应急进行分类,明确各级别应急预案的响应范围,便于事故的有效控制;同时对各类应急事故编制详细的应急处置程序,应急监测、抢险、救援、疏散及消除、减缓、控制技术方法和设施,确保应急处置的及时有效。

7.3环境风险评价结论

本项目风险事故发生机率低,但事故发生对环境的影响重大,建设单位及施工单位通过完善井控、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)5min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。建设单位在涪陵区、涪陵区、南川等地开发天然气至今,未发生突发环境事件。通过按行业规范要求进行风险防范和制定应急措施,该项目环境风险机率和风险影响降至可接受水平。

8 环境保护措施及可行性论证

8.1 生态环境保护措施及可行性分析

8.2 大气环境保护措施及可行性分析

8.2.1 施工期

(1) 施工扬尘

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，建议采取以下措施：

- ①对易扬散材料的运输采取包封措施，最大程度的减少撒落现象；
- ②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；
- ③临时性用地等使用完毕后要及时恢复植被；
- ④在装卸材料时应规范作业，文明施工，减少扬尘的产生；
- ⑤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

- ①燃油机械尽量使用优质燃料；
- ②定期对燃油机械、消烟除尘等设备进行检测与维护；
- ③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；
- ④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

项目钻井期间尽量使用网电供电方式钻井；需要使用柴油发电机时，柴油机发电机等设备使用优质柴油，产生的大气污染物浓度低，且柴油机发电机设备均为成套产品，经自带的排气筒排放，污染物排放占标率小，不足 1%，采取以上措施后，污染物排放影响范围较小。

(4) 测试放喷废气

测试放喷废气主要采用地面燃烧处理，测试放喷管口高为 1m，采用短火焰

灼烧器，修建放喷池降低热辐射影响。放喷管线采用螺纹与标准法兰连接的专用抗硫管材。水泥基墩坑长×宽×深为 0.8m×0.8m×1.0m，基坑体积 1.2m³；地脚螺栓直径不小于 20mm，预埋长度不小于 0.5m。本项目有 2 个放喷池，正对燃烧筒的墙均高 2.5m，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。

8.2.2运营期

本项目水套加热炉采用的燃气为平台自产的不含硫页岩气，燃烧后的废气经 8m 高排气筒排放，满足《锅炉大气污染物排放标准》(DB50/658-2016)及重庆市地方标准第 1 号修改单中燃气锅炉排放标准

项目放空废气和清管作业废气的废气产生的频率较低，每次放空或者清管放空的废气量均小于 10Nm³/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。

8.3噪声环境保护措施及可行性分析

8.3.1施工期

噪声控制首先是管理，施工单位必须选用符合国家标准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，保持良好的工况，以便从根本上降低噪声源强。

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

在柴油发电机组供电时夜间钻井噪声对场界声环境影响较大，由于钻井作业为野外作业，针对高噪声设备进行降噪处理技术上和经济合理性上均不适宜，因此主要采取功能置换的方式降低对周边居民的影响，同时通过宣传讲解、争取谅解的方式，将噪声对周边环境的影响降至最低。钻井噪声影响是暂时性的，钻井结束后影响即消失。

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

地面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。

通过以上措施，施工期对声环境的影响是可以接受的。

8.3.2运营期

运营期间，项目分离设备等采用减振、隔声等降噪措施，管道采用柔性连接，减振、隔声的建设计入总投资。通过以上措施，运营期对声环境的影响是可以接受的。

8.4地表水环境保护措施及可行性分析

8.4.1施工期

8.4.1.1钻前工程

钻前工程施工人员租住附近民房，不设施工营地，施工人员生活污水利用区域现有旱厕等污水处理设施处置。

8.4.1.2钻井及储层改造工程

（1）钻井及试气废水

钻井及试气废水包括钻井工艺废水、场地雨水、洗井废水和压裂返排液。

①钻井废水

钻井过程中钻井液全部在循环罐内循环，不外排。清水钻井液直接在循环罐内用于配制水基钻井液，水基钻井阶段完钻后，剩余水基钻井液在循环罐内暂存，随钻井队用于工区其他平台钻井。本项目钻井过程中钻井液循环方式见图 5.1-1。

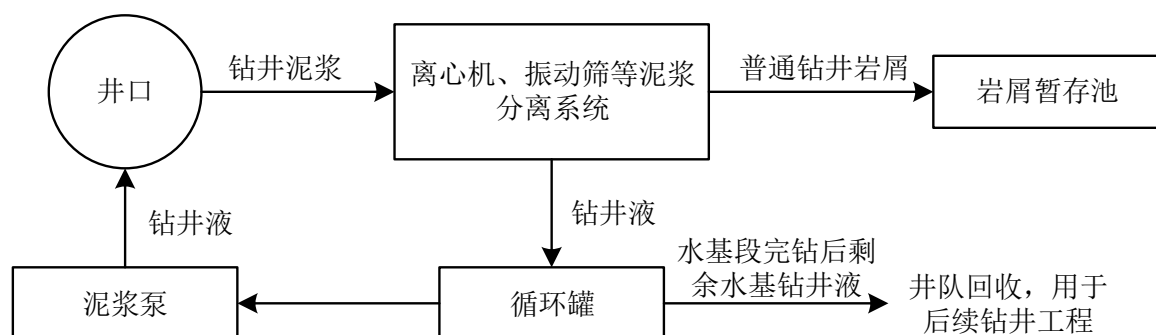


图 8.1-1 本项目钻井过程中钻井液循环方式

②压裂返排液

本项目压裂返排液回用本平台压裂，剩余暂存于废水池及配液罐内，采用罐

车转运，优先用于其他平台压裂，无法回用的采用罐车运送至白涛采出水处理站进行集中处理达标后排放。

第一口井压裂返排结束后，将井场废水池及配液罐暂存的压裂返排液用于配制第二口井的压裂液，第二井返排前水池及配液罐已清空，因此水池和配液罐可用于第二口井的压裂排液的暂存。各井依次进行压裂作业后，平台内最后一口井压裂排液转运至工区其他钻井平台回用于压裂工序。

压裂液返排期间，为避免实际返排液量超过预计产生量，导致水池溢出，在压裂返排期间，建设单位根据施工时序对压裂返排液进行调配，井场应配备污水罐车，定期将压裂返排液转运至其他平台压裂回用，无法回用的采用罐车运送至白涛水处理站进行集中处理达标后排放，并加强水池的巡检，保证水池空高不低于 0.5m，防止压裂返排液外溢造成环境污染事故。

根据工区钻井废水回用情况，压裂液回用水质要求见表 8.4-1。

表 8.4-1 压裂液回用水质要求

序号	项目	重复利用指标	处理方法
1	矿化度, mg/L	$\leq 3 \times 10^4$	絮凝沉淀、杀菌
2	pH	5.5-7.5	
3	$\text{Ca}^{2+} + \text{Mg}^{2+}$, mg/L	≤ 1800	
4	悬浮固体含量, mg/L	≤ 150	
5	硫酸盐杆菌 SRB, 个/mL	≤ 25	
6	腐生菌 TGB, 个/mL	≤ 25	
7	铁菌 FB, 个/mL	≤ 25	

压裂返排液采用“混凝沉淀+杀菌”处理工艺，污水处理工艺流程图见图 5.1-2。

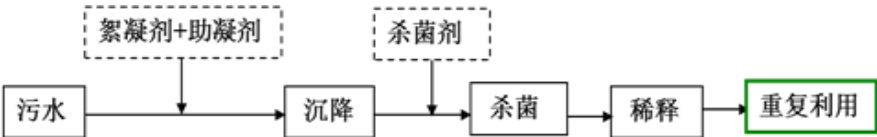


图 8.4-1 污水处理工艺流程

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

需要回用的废水在水池内进行絮凝沉淀处理后，再添加杀菌剂除菌，配清水

稀释后可满足压裂液使用性能。根据工区内钻井废水及压裂返排液回用情况，返排废水的回用未对压裂性能产生不良影响，因此，回用是合理可行的。

页岩气井目的层压裂液返排率存在一定的不确定性，因此，在测试放喷排液阶段，应控制好排液速率，在压裂液返排率出现异常且超过设计返排率时，应立即将返排液转入罐车，及时转运至涪陵页岩气田指定平台暂存，优先回用其他平台压裂，无法回用的采用罐车运送至白涛采出水处理站进行集中处理达标后排放，不得随意排入环境。

在采取评价要求的措施后，项目压裂返排液得到妥善处置，不外排地表水体，对周边地表水环境影响较小。

③场地雨水

本项目井场四周设置截排水沟，采用浆砌石结构，场外雨水经截水沟排至附近溪沟；井场内设排污沟，场内雨水收集后暂存废水池，用于配制压裂液。该措施主要是修建排水沟，效果明显，在各钻井井场广泛使用，措施可行。本项投资纳入主体工程投资。

④洗井废水

本项目采用清水洗井。压入井内的清水冲洗套管内壁，最终排入废水池，用于压裂液配制。洗井废水中主要污染物指标为 pH 值、COD、悬浮物，暂存于废水池，经处理后处理达标后用于压裂施工。

⑤生活污水处理措施

每个井场及生活区各设置 1 座旱厕，施工人员生活污水经旱厕收集后定期清掏农用，不外排。

8.4.1.3地面工程

（1）施工废水污染防治措施

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

（2）施工生活污水污染防治措施

项目施工时间短，生活污水量小，水质较为简单，施工人员采用旱厕，经旱厕收集后用作农肥，项目周边旱地较多，能够消纳，措施可行。

（3）施工试压废水污染防治措施

本项目管道采取分段试压的方法，并采用清洁水作为介质。本项目试压废水量约为 3m^3 ，经沉淀后回用场地洒水。试压废水采用清洁水，严禁在试压水中加入显色剂，示踪剂等化学药品。

8.4.2运营期

运营期废水主要为采出水，主要污染物为 COD 和氯化物，采出水在平台现有的废水池内暂存，定期装车外运优先回用于其他平台压裂工序，无法回用的采用罐车运送至白涛采出水处理站进行集中处理达标后排放。

采取上述措施后，项目运营期产生的废水可以得到有效处理，措施可行。

8.4.3退役期

退役期的清洗污水经沉淀后回用场地洒水，对当地地表水环境影响很小。拆除每口井生活污水利用当地旱厕等设施处置，作为农肥使用，对区域地表水环境无影响。

采取上述措施后，项目退役期产生的废水可以得到有效处理，措施可行。

8.5地下水环境保护措施及可行性分析

8.5.1施工期

8.5.1.1源头控制措施

根据《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ 610-2016）的要求，污染源头控制主要包括提出各类废物循环利用的具体方案，减少污染物的排放量；提出工艺、管道、设备、污水储存及处理构筑物应采取的污染防控措施，将污染物跑、冒、滴、漏降到最低限度。一方面是有有效减少各个阶段污染物的排放量，另一方面是最大限度地降低污染物发生渗漏的风险。具体源头控制措施详述如下：

（1）项目在施工建设前应充分研究地质设计资料和钻井等，并在此基础上优化钻井施工工艺、泥浆体系等，对钻井过程中可能发生的泥浆漏失的情况，应有所预见。采用强钻方式快速钻穿漏失层达到固井层位，针对这种情况应选用合理泥浆密度，实现近平衡压力钻井，降低泥浆环空压耗，降低泥浆机动压力，从而降低井筒中泥浆动压力，减小泥浆漏失量。为了最大限度的保护浅层地下水，本钻井施工过程中工程一开段利用清水钻迅速钻进，有效避开浅层地下水存储地段，随后下入套管，在套管的保护下能有效地保护浅层地下水。

(2) 每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，防止污染地下水。固井作业应提高固井质量，建议采用双凝水泥浆体系固井，可有效防止因为井漏事故造成的地下水环境污染。

(3) 施工期间钻井过程中应加强钻井废水管理，防止出现废水渗漏、外溢或排污池垮塌等事故。在施工过程中要做好水基钻井液回收及重复利用工作，做到钻井废水完全无外排。开钻前，必须对连接管试压，以保证管线的密封性，防止发生渗漏事故。钻井过程中确保循环系统各阀门、密封件的完好，避免管道破裂导致的钻井液跑漏；完钻后，需把顶替出来的混浆部分和钻井液全部回收，以备重复利用。

(4) 钻井过程产生的水基钻屑全部收集脱水后暂存于固废临时堆放区，最终外运进行资源利用专业化处理，现场无残留。

(5) 钻井井队充分做好污水回用，钻井液泵、水刹车的冷却水必须循环使用，冲洗钻台等污水，经排污池沉淀后也应循环使用。废机油、洗件油应全部回收，回收率达到 100%，杜绝倾倒废油品和原油。

(6) 井场设计做到清污分流，减少场地污水产生量和贮存量。

(7) 对于钻井废水和洗井废水等经污水罐收集处理后循环利用，完钻后用于配置压裂液，项目所在地无污废水排放。

(8) 通过按照压裂相关规范作业，加强固井质量和套管强度，进行套管监控检测，一旦发生破裂风险事故，立即停止压裂作业，启动应急预案，将套管内压裂液及时排出、修井，减少进入含水层的量。压裂液添加剂采用环保型原料，采用对地下水环境危害小的添加剂。

8.5.1.2 分区防渗措施

根据《环境影响评价技术导则地下水环境》(HJ 610-2016) 和已颁布污染控制国家标准或防渗技术等行业规范，拟建项目在建设期的防渗技术要求参照《石油化工工程防渗技术规范》(GB/T 50934-2013) 执行，对该项目各个建设工程单元可能泄漏污染物的地面需进行防渗处理，实施分区防渗本项目划分为重点防渗区、一般防渗区。

(1) 重点防渗区

本区指污染物储存、输送、生产以及固体废弃物堆放过程中的产污环节。该

项目的重点防渗区主要包括盐酸罐区、油基岩屑暂存区、柴油罐区。

(2) 一般防渗区

本区指裸露地面的各生产功能单元,对地下水环境有污染的物料或污染物泄漏后,可及时发现和处理的区域或部位。该项目的一般防渗区主要包括水基钻屑暂存区、原辅材料堆存区、放喷池、废水池、软体罐区。

(4) 后期压裂设备、压裂液罐布置在井场内,利用井场的防渗系统,按照一般防渗区控制。压裂返排液罐布置在清洁化平台,利用原有挡污墙和防渗系统,按照重点防渗区控制。

表 8.5-1 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	防渗措施
盐酸罐区	重点防渗	等效黏土防渗层 $M_b \geq 6.0m$, $k \leq 1 \times 10^{-7} cm/s$; 或参照 GB18598 执行	基础采用 C30 混凝土 15cm, 并铺设防渗膜, 顶部设置彩钢板防雨棚; 其中柴油在柴油罐内储存, 储罐基础采用混凝土结构基础, 罐区地面防渗, 并设置 20cm 高的围堰, 围堰容积满足柴油泄漏收集要求。 同时油基岩屑收集时地面铺防雨布进行防渗, 钻井产生的油基岩屑不落地, 采用钢罐收集, 钻井产生的油基岩屑 100% 不落地, 配备专车定期清运至运输至涪陵工区 1#、2#油基岩屑回收利用站脱油处置, 最终送水泥窑协同处置。
油基岩屑暂存区	重点防渗		
柴油罐区	重点防渗		
水基岩屑暂存区	一般防渗区	等效粘土防渗层 $M_b \geq 1.5m$, $K \leq 1 \times 10^{-7} cm/s$; 或参照 GB16889 执行	水基钻屑暂存区: 10cmC30 混凝土面层+防渗处理, 设置 1.5m 高砖混结构 C20 水泥抹面围堰, 修建彩钢棚防雨措施。 原辅材料堆存区: 设置雨棚防雨, 地坪简单防渗处理; 井场设置 1 处化学品堆存区, 用于暂存各类化学药品, 药品采用桶装或袋装分类分区存放, 堆存区地面铺设 HDPE 防渗膜进行防渗, 整体采用彩钢板封闭, 预留人员及物资进出口并采用软帘围挡。 放喷池、废水池: 采用砖砌结构, 底部浇筑 C15 碎石混凝土, 厚 5cm, 并做防渗处理, 池墙采用 M10 水泥砂浆抹面, 厚 5cm, 池体渗透系数小于 $1.0 \times 10^{-7} cm/s$ 。 软体罐区: 软体罐内部采用聚氨酯 (TPU) 涂层布材料, 外部采用钢板固定。 井口区、循环罐区等: 井架基层 C20 混凝土, 面层 C20 碎石混凝土, 储备罐、循环系统基层粘土层, 下部为片石浆灌, 上部为 C20 混凝土正板。混凝土均具有防渗性能。基础周边场面防渗基础周围场
原辅材料堆存区	一般防渗区		
废水池	一般防渗区		
放喷池	一般防渗区		
井口区	一般防渗区		
循环罐区、储备罐区、不落地装置区	一般防渗区		

			面采用 C15 混凝土防渗层,厚 8cm。酸罐临时储存四周设围堰,敷设 2mmHDPE 膜防渗;原辅材料区地面铺设防渗膜进行防渗,采用彩钢板顶棚防雨防风。 根据井场场面结构设计图,井场压实场基,其压实度大于 94%,场基上层采用手摆 Mu25 片石基层,厚 30~50cm,最上层地面采用碎石铺垫,和厚度约 15cm。
--	--	--	---

井场场面结构设计见图 8.5-1。

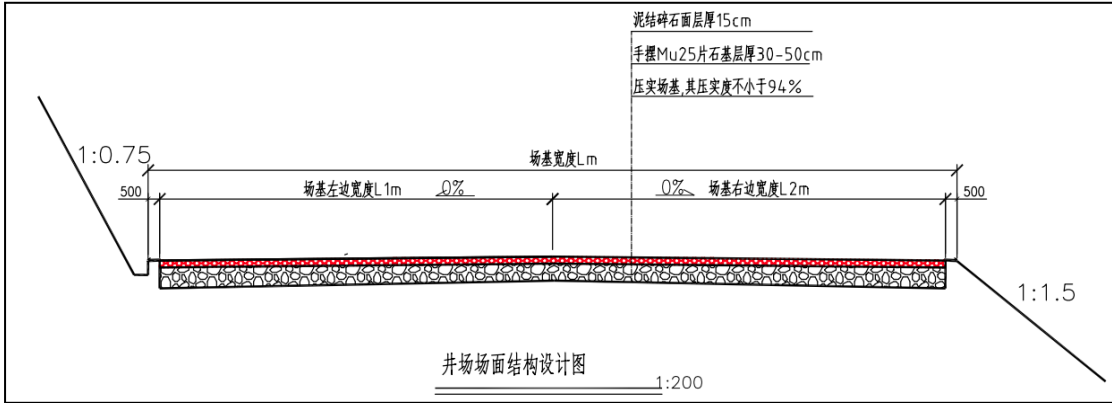


图 8.5-1 井场场面结构设计图

8.5.1.3断层导水防治措施

断层带往往也是岩溶发育带,因此钻井及压裂区域应避开断层,以免钻井液流失及压裂水通过断层污染浅层岩溶水。

各平台在选址上已避开了区域大断层,附近平台钻井时未发生钻井液流失污染周边地下水现象,钻井优先采用泵送易钻桥塞分段压裂技术,在断层发育区域,结合物探技术,采用特殊段桥塞封闭的方式,规避小型断层。

8.5.1.4非正常工况一定范围超标的强化措施

(1) 清水钻井+表层套管

周边水井、有直接供水意义的含水层主要受表层钻井(0~50m)的影响。为了减缓泥浆漏失的影响,评价提出本项目钻井设计表层套管段采用清水钻井液,并设置 50m 表层套管。能够贯穿区内主要具有供水意义的灌口组含水层,深度大于周边居民水井深度。可进一步减小对周边居民水井的影响,避免表层井漏非正常工况的影响。

(2) 应急措施

一旦发生地下水污染事故,应立即启动应急预案,并采取相应应急措施。

1) 查明并切断污染源,立即将污水、固废、油类等污染源转移,修复事故

区；一旦发生压裂破裂风险事故，立即停止压裂作业。

2) 为下游受影响居民提供桶装饮用水、另找水源等应急措施，确保居民正常用水的措施。

3) 探明地下水污染深度、范围和污染程度；

4) 依据探明的地下水污染情况，合理布置封闭、截流措施，并对受污染水体进行抽排工作；

5) 将抽取的受污染地下水进行集中收集、处理，并送实验室监测分析；

6) 当地下水中污染物浓度满足地下水功能区划的标准后，逐步停止抽水并开展土壤修复工作。

8.5.1.5地下水环境管理措施

(1) 加强各类废水收集、暂存、处理及运输过程中的环境管理，并实施全过程监控，禁止违法违规排放，引发环境污染与纠纷。

(2) 针对井场各存储池和存储罐，必须按下列要求进行管理：

①应严格按工程设计进行施工，确保各类罐体和池体有足够的容积满足工程建设的需要，应留有一定的富裕容量，以容纳暴雨增加的水量，防止废水外溢。

②对井场临时储存的废水进行及时转运，减少储存周期，降低外溢风险，特别在汛期来临前，要腾空废水池。

③为避免突降大雨引起雨水进入废水池，从而引发废水外溢，应在雨季对废水池加盖防雨篷布或架设雨蓬。在暴雨季节，加强巡查，降低废水外溢的风险。

④现场应设兼职人员进行监督管理，重点是监督各项环保措施的落实情况，确保废水不外溢和渗漏。

⑤各类储备罐，如废水储罐、泥浆储罐、柴油、压裂液、返排液罐等均置于防渗处理的地面上，应加强日常监管，一旦有物料泄漏，可及时发现并采取应急措施。

⑥定期对污水池的渗漏情况进行检查，对池体周边进行观测。

(3) 严格执行废水转运“三联单”制度（即出站单据、进站单据和接收量单据），运输车辆安装GPS，确保废水运输工程的安全性。

(4) 用罐车运送返废水时，加强对罐车司机的安全教育，定期对罐车进行安全检查，严格遵守交通规则，避免交通事故发生。加强对除驾驶员外的其他拉运工作人员管理，要求运输人员技术过硬、经验丰富、工作认真负责。加强对罐

车的管理，防止人为原因造成的污染物泄漏。

8.5.1.6 风险事故应急响应措施

(1) 地下水污染风险快速评估及决策

地下水污染风险快速评估方法与决策由连续的 3 个阶段组成（图 8.5-2）：

第 1 阶段为事故与场地调查：主要任务为搜集事故与污染物信息及场地水文地质资料等一些基本信息；

第 2 阶段为计算和评价：采用简单的数学模型判断事故对地下水影响的紧迫程度，以及对下游敏感点的影响，以快速获取所需要的信息；

第 3 阶段为分析与决策：综合分析前两阶段的结果制定场地应急控制措施。

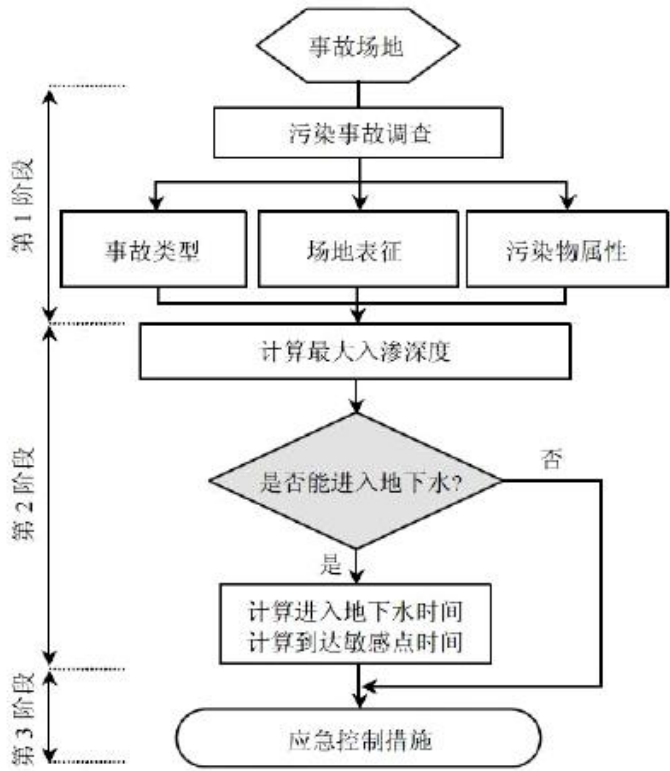


图 8.5-2 地下水污染风险快速评估与决策过程

(2) 风险事故应急程序

无论预防工作如何周密，风险事故总是难以根本杜绝，无论预防工作如何周密，风险事故总是难以根本杜绝，因此，必须制定地下水风险事故应急响应预案，明确风险事故状态下应采取封闭、截流等措施，提出防止受污染的地下水扩散和对受污染的地下水进行治理的具体方案。

制定风险事故应急预案的目的是为了在发生风险事故时，能以最快的速度发挥最大的效能，有序地实施救援，尽快控制事态的发展，降低事故对地下水的污

染。因此，建设单位应根据《中华人民共和国水污染防治法》编制相应的应急方案，并按照《关于印发<企业突发环境事件风险评估指南(试行)>的通知》（环办[2014]34号），将地下水风险纳入建设单位环境风险事故评估中，防止对周围地下水环境造成污染。针对应急工作需要，参照相关技术导则，结合地下水污染治理的技术特点，制定地下水污染应急治理程序见图 8.5-3。

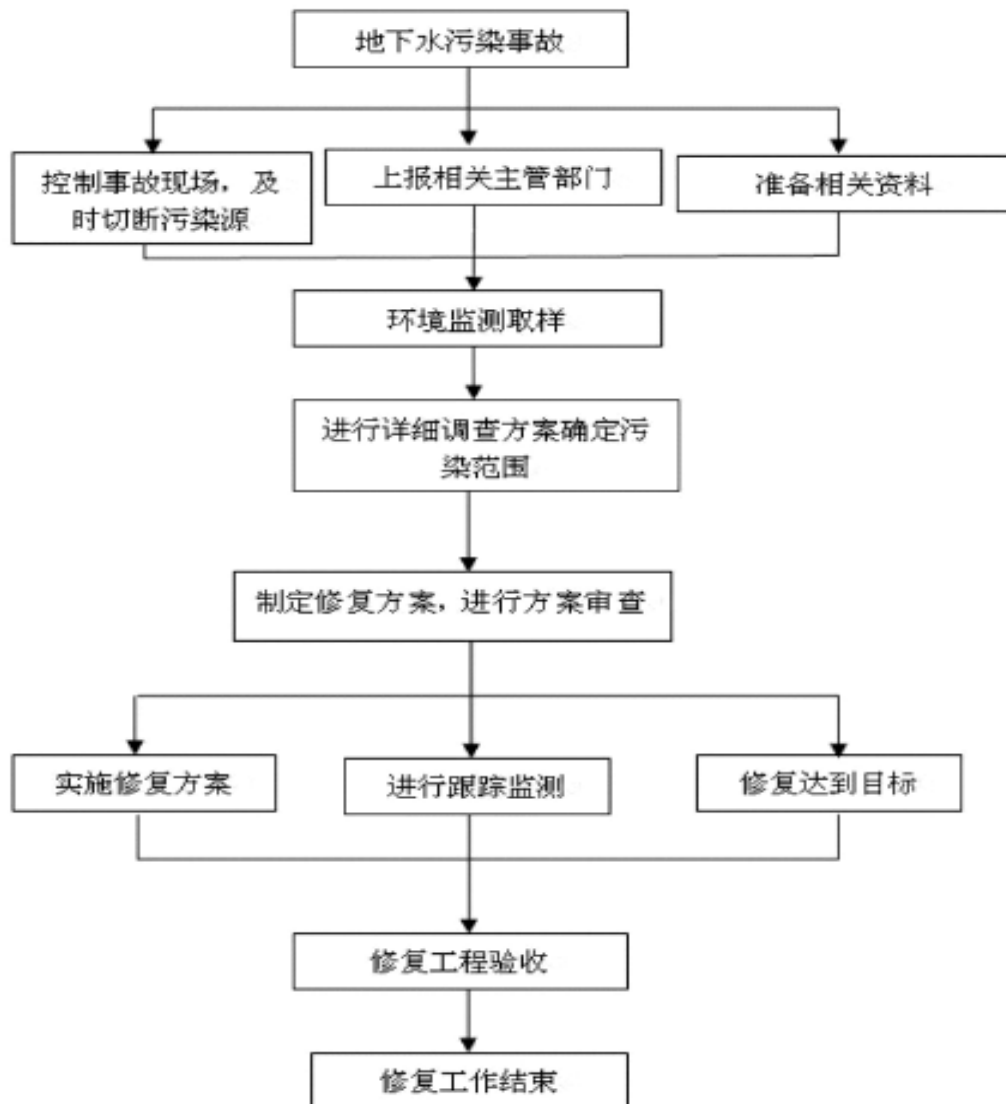


图 8.5-3 地下水污染应急响应程序

1) 制定风险应急预案

建设单位应根据《中华人民共和国水污染防治法》编制相应的应急方案，并按照《关于印发<企业突发环境事件风险评估指南(试行)>的通知》（环办[2014]34号），将地下水风险纳入建设单位环境风险事故评估中，防止对周围地下水环境造成污染。

2) 成立事故应急对策指挥中心

地下水污染事故发生后，迅速成立由建设单位及当地环保局牵头，公安、交通、消防、安全等部门参与的协调领导小组，启动应急预案，组织有关技术人员赴现场勘查、分析情况、开展监测，制定解决消除污染方案。

3) 制定应急监测方案

制定应急监测方案，确定对所受污染地段的上下游至地表水、村庄饮用水源进行加密监测，密切关注污染动向，及时向协调领导小组通报监测结果，作为应急处理决策的直接支持。

4) 建立事故应急通报网络

网络交叉点包括消防部门、环保部门、卫生部门、水利部门及公安部门等。一旦发生事故时，第一时间通知上述部门协作，采取应急防护措施。一旦发生事故，现场操作人员应立即以无线对讲机或电话向负责人报警。负责人在接报后立即确认事故位置及大小，及时用电话向事故应急对策指挥中心报警。事故应急对策指挥中心在接报后，按照应急指挥程序，立即用电话向环保部门、卫生部门、水利部门以及消防部门发出指示，指挥抢险工作。应急响应过程可分为接警、判断响应级别、应急启动、控制及救援行动、扩大应急、应急终止和后期处置等步骤。应针对应急响应分步骤制定应急程序，并按事先制定程序指导管道事故应急响应。

5) 相应的应急措施

一旦发生井漏、应急池渗漏等地下水污染事故，应立即启动应急预案，迅速控制项目区事故现场，切断污染源，对污染场地进行清源处理，同时上报相关部门进行善后。

一旦发生压裂破裂风险事故，立即停止压裂作业，启动应急预案，将套管内压裂液及时排出、修井，减少进入含水层的量。

通过长期监测井作为应急抽水井开展抽水，形成水力截获带，控制污染羽，并监测地下水污染物浓度。发生风险事故后，应急处置期间可为下游受影响居民提供桶装饮用水、另找水源等方式保证居民正常用水。解决群众饮水问题。

8.5.1.7跟踪监测

(1) 地下水监测原则

按照《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ 610-2016）及《地下水环境监测技术规范》（HJ/T 164-2004）的要求，地下水监测应按以下原则进行：

- 1) 二级评价建设项目监测点一般不少于 3 个；
- 2) 在地下水水流上游应设 1 个地下水背景（或对照）监控井；
- 3) 在项目场地外可能受到影响的地下水环境敏感目标的下游应至少布设 1 个地下水污染监控井；
- 4) 以取水层为监测目的层，以浅层潜水含水层为主，并应考虑可能受影响的承压含水层；
- 5) 在重点污染防治区加密监测；
- 6) 根据各区块地下水环境影响预测与评价结果有针对性地布设监测井；
- 7) 充分利用现有民井、监测井，污染事件发生后监测井可以作为地下水污染事故应急处置的抽水井；
- 8) 水质监测项目参照《地下水质量标准》（GB/T 14848-2017）相关要求和潜在污染源特征污染因子确定，各监测井可依据监测目的不同适当增加和减少监测项目。建设单位安全环保部门设立地下水动态监测小组，专人负责监测或者委托专业的机构分析。

（2）地下水环境跟踪监测计划

1) 监测点位

非正常工况下污水池废水外溢、泄漏可能引起池体周围地下水水质改变。井场有附近分散式地下水井，事故状态下地下水环境风险较大，应制定地下水环境影响跟踪监测计划，以便及时发现问题，采取措施。

2) 数据管理

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。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。

建设单位应建立完善的质量管理体系，实现“质量、安全、环境”三位一体的全面质量管理目标。设立地下水动态监测小组，负责对地下水环境监测和管理，或者委托专业的资质机构完成。建立有关规章制度和岗位责任制。制定风险预警方案，设立应急设施减少环境污染影响。

8.5.1.8居民饮水应急保障要求

项目所在区域居民饮用水源为自来水，只有当自来水供应不稳定时用井泉作为备用水源。

施工期间，建设单位应严格执行浅层采取清水钻井工艺，采取套管封隔地层，井场内井口区、油罐区、循环罐区等均采取防渗措施，防止污染物渗漏，在正常情况不会项目所在区域井泉水质造成影响。由于岩溶发育的不均匀性和不确定性，施工期间应加强对周边泉点的巡视和水质监测，一旦发现水质受到影响，应立即停工，并对循环罐、储备罐、柴油罐、放喷池或废水池构筑物进行检查，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；并告知周边居民停止用水，采取补救供水措施，建设单位可采用罐车运水至受影响居民点，设置临时供水点，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。

综上所述，通过采取上述地下水防治措施可有效保护项目所在地地下水环境，减轻地下水环境影响。本项目采取的合理选址、分区防渗、源头控制、优化工艺、地基处理、应急响应等措施在钻井项目中已多次成功应用，地下水防治措施可行。

8.5.2运营期

本项目地下水污染防治措施按照“源头控制、分区防治、污染监控、应急响应”相结合的原则，对污染物的产生、漏渗、扩散、应急响应全阶段进行控制。

（1）源头控制

源头控制主要包括实施清洁生产及各类废物循环利用，减少污染物的排放量；在工艺、设备、污水储存及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降到最低限度。

运营期集气站分离出的采出水在平台现有的废水池内暂存，定期装车外运优先回用于其他平台压裂工序，无法回用的采用罐车运送至白涛采出水处理站进行集中处理达标后排放。废水池采用防渗措施，将污染物泄漏的环境风险降低最低限度。

（2）分区防渗

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）的建议，本项目参照《石油化工工程防渗技术规范》（GB/T 50934-2013）中的有关要求实施

地下水污染防渗措施。污染控制难易程度分级参照表 8.5-2，天然包气带防污性能分级参照表 8.5-3，地下水污染防渗分区参照表 8.5-4 相关要求执行。

表 8.5-2 污染控制难易程度分级参照表

污染控制难易程度	主要特征
难	对地下水环境有污染的物料或污染物泄露后，不能及时发现和处理
易	对地下水环境有污染的物料或污染物泄露后，可及时发现和处理

表 8.5-3 天然包气带防污性能分级参照表

分级	包气带岩土渗透性能
强	岩（土）层单层厚度 $Mb \geq 1.0m$ ，渗透系数 $K \leq 1 \times 10^{-6} cm/s$ ，且分布连续、稳定
中	岩（土）层单层厚度 $0.5m \leq Mb < 1.0m$ ，渗透系数 $K \leq 1 \times 10^{-6} cm/s$ ，且分布连续、稳定。岩（土）层单层厚度 $Mb \geq 1.0m$ ，渗透系数 $1 \times 10^{-6} cm/s < K \leq 1 \times 10^{-4} cm/s$ ，且分布连续、稳定。
弱	岩土层不满足上述“强”和“中”条件

表 8.5-4 地下水污染防渗分区参照表

防渗分区	天然气包气带防污性能	污染控制难易程度	污染物类型	防渗技术要求
重点防渗区	弱	难	重金属、持久性有机物污染物	等效黏土防渗层 Mb≥6.0m，防渗系数 1.0×10 ⁻⁷ cm/s，或参照 GB18598 执行
	中-强	难		
	弱	易		
一般防渗区	弱	易-难	其他类型	混凝土+防渗系数达到 1.0×10 ⁻⁷ cm/s 的防渗材料，或参照 GB16889 执行
	中-强	难		
	中	易	重金属、持久性有机物污染物	
	强	易		
简单防渗区	中-强	易	其他类型	一般地面硬化

项目所在区域地下水类型主要为碳酸盐岩类裂隙溶洞水和碎屑岩夹碳酸盐岩裂隙溶洞水等类型。潜水含水层且包气带岩性为灰岩，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、氯化物等，为非重金属、持久性有机物污染物。

由以上分析，并结合导则表 7 分析，本项目采出水罐区为一般防渗区，废润滑油暂存点为重点防渗区、集气站其他区域为简单防渗区。项目分区防渗要求见表 8.5-5。

表 8.5-5 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
废润滑油暂存点	重点防渗区	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
采出水分离罐区	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
集气站其他区域	简单防渗区	一般地面硬化

运营期应对分离罐、润滑油暂存点进行定期检查,防止采出水泄漏。采取上述措施后,本项目运营期对地下水环境影响较小。

8.6 土壤环境保护措施及可行性分析

8.6.1 施工期

本项目主要通过合理选址、源头控制、分区防渗、工艺优化和建立应急响应等措施控制施工期和运行期土壤污染,保护周边土壤环境。

① 源头控制

通过减少各个阶段跑、冒、滴、漏污染物的排放量,并最大限度地降低污染物发生渗漏的风险,从源头控制土壤污染的发生。在钻井、压裂过程中应加强监控,防止泥浆、压裂液的扩散污染等,井场水池的选址避免地质灾害易发区域及影响区域。实行清污分流,作业用药品、材料集中放置在防渗漏地面,加强钻井废水管理,防止出现废水渗漏、外溢或池垮塌等事故。加强油料的管理和控制,特别应加强和完善废油的控制措施。

② 分区防渗

对站场内可能泄漏污染物的地面需进行防渗处理,防止污染物渗入地下,并能够方便及时地将泄漏、渗漏的污染物收集并进行集中处理。重点防渗区:该部分区域主要为对地下水环境有污染的物料或污染物泄漏后,不能及时发现和处理的区域或部位如:站场内钻井工程场地区、配套工程及辅助设施区的钻井基础区域、钻井液材料房区域、放喷坑以及各种储备罐区;盐酸罐区、油基岩屑暂存区、柴油罐区等区域进行重点防渗。

以上控制措施能从源头、过程中有效地控制和减少污染物对土壤的污染,技术上措施可行。

8.6.2运营期

(1) 运行期采站场要做好站场的日常巡查工作，避免管线的泄漏，从源头将污染物泄漏对地下水影响降到最低限度。

(2) 集气站内污水罐、泥水收集池、污水池均设置空高要求，预留 20% 的空白容积，防止废水漫流事故发生。

(3) 对集气站污水罐及各水池的底部和四周均采取防腐、防渗处理，并定期进行重点防渗区和上述区域进行检查、维护，防止污水垂直入渗土壤的事故发生。

(4) 加强管理和巡视，建立上报制度，并采取相应措施，减小对土壤环境的影响。

8.6.3跟踪监测计划

本项目井场、站场周边存在耕地等土壤环境敏感目标，为了及时准确掌握评价范围内土壤环境质量状况和土壤中污染物的动态变化，需要针对性开展土壤环境跟踪监测。依据《环境影响评价技术导则土壤环境（试行）》（HJ964-2018）跟踪监测原则及要求，对于二级评价建设项目，跟踪监测点位应布设在重点影响区和土壤环境敏感目标附近，监测指标应选择建设项目特征因子，每 5 年内开展 1 次，结合环境管理对监测工作的需要，本项目应选择具有相关资质的监测机构和人员进行监测，监测的指标按国家现行的检测标准进行检测。本次评价土壤跟踪监测因子及点位设置、监测频次等土壤环境管理和监测内容详见本报告土壤监测计划。

表 8.6-1 土壤跟踪监测计划一览表

环境要素	监测点		监测因子	监测频次、时段
土壤	钻井液泄漏、井喷、柴油罐泄露等	井场西南侧旱地	PH、石油烃、氯化物、含盐量	每 5 年内开展 1 次；如遇到特殊情况或发生污染事故，可能影响土壤时，可根据实际情况增加监测项目。
		废水池旁		

8.6.4土壤污染应急响应

项目建设运营期间在雨天发生泄漏或可能发生外溢事故时，应提前安排调度罐车对废水进行外运回用处理。泄漏进入农田的，应堵住农田缺口，挖坑收集，

防止流入地表水污染水体。对受污染土壤表层土进行剥离收集安全处置，对受污染农田水处理达标排放。对庄稼造成的经济影响进行补偿，避免造成环境纠纷。发生事故后应及时通报当地环保部门，并积极配合环保部门抢险。

8.7 固体废物处置及可行性分析

8.7.1 施工期

(1) 清水岩屑

本项目清水岩屑经不落地系统收集、压滤脱水处理后在一般岩屑暂存场暂存，完井后清水岩屑直接综合利用，用于铺垫井场或修建井间道路。根据《重庆市生态环境局办公室关于加强水泥窑协同处置危险废物和页岩气开采固体废物环境管理服务的通知》（渝环办〔2019〕373号），“清水钻井岩屑进行固液分离后可用作井场消防砂或铺垫井间道路”。因此，本项目产生的清水岩屑清水钻井岩屑进行固液分离后用作井场消防砂或铺垫井间道路是可行的。

(2) 水基岩屑

水基岩屑经岩屑不落地系统收集、脱水后暂存于井场岩屑收集池中，加水泥、粉煤灰后经机械拌合固化，最终送水泥窑协同处置，用于砖厂制砖等资源化利用。水基岩屑不落系统由板框压滤机、岩屑循环罐（ $2\times 40\text{m}^3$ ）、液相储备罐（ 40m^3 ）、应急罐（ 20m^3 ）、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。岩屑不落地系统工艺流程见图 8.7-1。

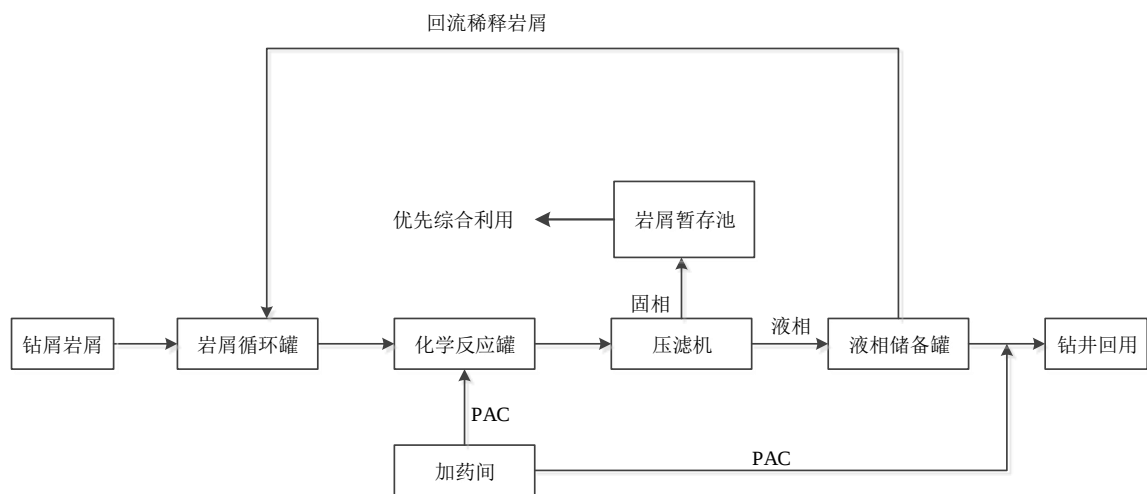


图 8.7-1 岩屑不落地系统工艺流程图

普通钻井岩屑的贮存、处置按《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》

(GB18599-2020)有关规定执行。压滤后岩屑采用装载机短距离转运至暂存区，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，避免因暂存区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区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，暂存区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。

本项目经不落地系统收集、压滤脱水后加水泥、粉煤灰拌和后，暂存在水基岩屑暂存区，交由水泥窑协同处置。

水基岩屑水泥窑协同处置措施符合《水泥窑协同处置固体废物污染防治技术政策》（环保部公告 2016 年第 72 号）、《关于加强水泥窑协同处置危险废物和页岩气开采固体废物环境管理服务的通知》（渝环办〔2019〕373 号）。

水泥窑协同处置原理为利用水泥高温煅烧窑炉焚烧处理废弃物。在焚烧过程中，有机物彻底分解无害化，产生的热量被水泥生产回收实现能量利用的最大化，灰渣作为水泥组分直接进入水泥熟料产品中，实现固废资源化，该技术在钻井废弃物处理工程中广泛应用，技术成熟可靠，措施可行。

（3）油基岩屑

①总体处理方案

根据《废矿物油回收利用污染控制技术规范》（HJ607-2011），“9.2 原油和天然气开采 9.2.1 含油率大于 5%的含油污泥、油泥沙应进行再生利用。9.2.2 油泥沙经油沙分离后含油率应小于 2%。”

本项目油基岩屑产生量约 812m³，平均日产生量约 6.8m³/d，含油率一般在 15~20%，采用钢罐收集后运输至涪陵工区 1#油基岩屑回收利用站脱油处置，脱油后形成的含油量小于 3000mg/kg 灰渣交由重庆海创环保科技有限公司运至水泥窑协同处置。

②油基岩屑的暂存和转运

油基岩屑在振动筛后采用钢罐收集，运输至油基岩屑综合利用场进行脱油。

现场接收的油基钻井岩屑，应及时装入具有防渗（漏）功能的容器中，设置警示标识，并及时安全转运或处理处置。

油基钻屑的贮存、转运应按照危险废物进行管理。油基岩屑委托第三方利用处置的，转移、运输时应按照《危险废物转移联单管理办法》的规定填写危险废物转移联单；剩余油基钻井液和油基钻井岩屑在页岩气开采企业内部转移、运输的，应如实记录转移起始位置、数量、车辆车牌号、经办人员等信息。油基钻井阶段，建设单位在井场配备专门的清运人员和车辆，保障油基岩屑的及时运出。在岩屑收集区顶部设置雨棚、地面采用混凝土进行硬化、在硬化地面上部采用防雨布进行防渗，确保油基岩屑不落地。油基钻井岩屑转移、运输按《道路危险货物运输管理规定》执行，运输工具须用危险货物专用车辆进行运输，并按《道路运输危险货物车辆标志》设置车辆标志。

油基岩屑应采用专用车辆运输，在油基钻屑运输过程中应加强运输管理，井场与运输车辆，运输车辆与油基钻屑回收利用站之间的台账应清楚，杜绝油基钻屑沿路抛洒和随意弃置的情况。危险货物运输车辆驾驶员和押运人员等必须经过危险废物和应急救援方面的培训，包括防火、防泄漏以及应急联络等。

③油基岩屑的处置

本项目产生的油基岩屑运至涪陵页岩气田 1#油基钻屑回收利用站处置。为了对页岩气钻井过程产生的油基钻屑中的废油进行回收综合利用，中石化重庆涪陵页岩气勘探有限公司在涪陵区焦石镇建设了 1#、2#油基钻屑回收利用站，对油基钻屑中岩屑、水和柴油进行分离，回收柴油；该综合利用场是配套一期产建区的环境保护工程之一，采用热解析蒸馏工艺。目前 2#回收利用站已经关停，1#回收利用站环保手续履行情况见下表。

表 8.7-1 1#回收利用站环保手续履行情况

序号	名称	时间	审批单位	文件
1	环境影响评价	2015.4	涪陵区环境保护局	渝（涪）环准（2015）55 号
2	环境风险评估及应急预案	2017.12	建设单位自主开展	环境风险评估报告备案号：5001022017120001；环境应急预案备案号：500102-2017-054-MT
3	竣工验收	2018.4	建设单位自主验收，并报送涪陵区环保局备案	涪页（2018）44 号；

4	环境影响后评价	2019.5	涪陵区生态环境局	涪环建管〔2019〕9号
5	扩建环境影响评价	2022.7	涪陵区生态环境局	正在办理中

2015年3月，中煤科工重庆设计研究院（集团）有限公司完成《涪陵页岩气田焦石坝区块一期工程南区环境影响报告书》编制，2015年4月经涪陵区生态环境局以“（涪）环准〔2015〕58号”文对项目进行了批复。

2017年12月，中石化重庆涪陵页岩气勘探开发有限公司组织验收，并委托武隆区乌江环保咨询有限责任公司编制完成《涪陵页岩气田焦石坝区块一期工程南区产能建设项目竣工环境保护验收报告》，为便于环保管理，建设单位根据各个工程建设内容，在《涪陵页岩气田焦石坝区块一期工程南区产能建设项目竣工环境保护验收报告》的基础上，单独汇总形成《61#、62#、63#、64#、65#平台钻井工程验收调查报告》、《焦页62号、63号、64号、65号集气站及支线工程调查报告》、《1号油基钻屑回收利用站建设项目竣工环境保护验收调查报告》、《2号油基钻屑回收利用站建设项目竣工环境保护验收调查报告》等。2018年6月，涪陵页岩气田焦石坝区块一期工程南区产能建设项目取得涪陵区环保局（现为重庆市涪陵区生态环境局）竣工环境保护验收资料回执单。

2018年6月25日，涪陵区生态环境局下发《关于1#、2#油基岩屑回收利用站开展环境影响后评价的通知》（涪环建管函〔2018〕），要求1#站、2#站分别开展项目环境影响后评价工作。2019年5月，1#回收利用站开展后评价工作。根据《重庆市涪陵区生态环境局关于中石化重庆涪陵页岩气勘探开发有限公司1#油基岩屑回收利用环境影响后评价报告的函》（涪环建管函〔2018〕）：1#油基岩屑回收利用站处理规模与环评阶段基本保持一致，为60.2m³/d，生产工艺与环评相比未发生变化，仍采用热脱附工艺。变更部分对环境的影响减小，其他环境保护措施与环评阶段基本相符。运营期污染物排放均满足国家及地方相关标准，未出现超标情况，表明目前环保设施有效。

2022年7月，1#回收利用站正在启动扩建工程，相关手续正在办理中。1#回收利用站现有总处理能力为60.2m³/d，目前剩余处理能力约40m³/d，本项目油基岩屑产生量约6.8m³/d，产生量小于剩余处理能力；扩建后处理能力为130m³/d，具备接受处置本项目产生油基岩屑的能力。

（4）废油处置

根据涪陵页岩气田已完井页岩气井废油处置情况，由井队回收回收处置。

（5）化工料桶处置

本项目产生的化工料桶由厂家或有资质的单位回收。

（6）生活垃圾处置

井场、生活区各设1处垃圾收集点，定期由环卫部门统一清运处置。生活垃圾处理措施可行。

（7）危险废物暂存、转移措施

施工单位应依据《危险废物收集、贮存、运输技术规范》（HJ2025-2012）等规范要求，采取以下措施：

①收集作业采取措施

- a、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。
- b、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。
- c、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。
- d、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。
- e、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。
- f、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。

②危险废物贮存

- a、危险废物贮存设施应配备通讯设备、照明设施和消防设施。
- b、贮存危险废物时应按危险废物的种类和特性进行分区贮存，每个贮存区域之间宜设置挡墙间隔，并应设置防雨、防火、防雷、防扬尘装置。
- c、建设单位应明确危险废物贮存设施现状，包括设施名称、数量、类型、面积及贮存能力，掌握贮存危险废物的类别、名称、数量及贮存原因，提出危险废物贮存过程的污染防治和事故预防措施等内容。

③危险废物的运输

本项目危险废物委托外单位运输危险废物的，建设单位应定期对承包商进行

检查、监管，检查内容包括：

a、危险废物公路运输应按照《道路危险货物运输管理规定》（交通部令[2005年]第9号）、JT617以及JT618执行。

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

c、危险废物公路运输时，运输车辆应按GB13392设置车辆标志。

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

④危险废物转移

按照《危险废物转移联单管理办法》（国家环保总局令第5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

8.7.2运营期

运营期为污染值守站场，产生的固体废物主要是机械设备保养过程中的废油，在平台内设置暂存场所，收集后交由资质单位统一处置。

8.8环保设施及投资估算

礁石坝区块中部气层外扩评价井总投资11000万元，环保投资385万元，占总投资的3.5%。环保投资主要用于废水治理、固体废物处理、噪声污染防治，以及施工迹地生态恢复等，符合项目的实际特点。具体情况见表8.8-1。

表 8.8-1 项目环保措施及总投资估算一览表

环境因素	措施名称	工程内容及工程量	环保投资（万元）
大气污染物	钻前工程施工扬尘	洒水抑尘	10
	钻井柴油机废气	采用轻质柴油为燃料，使用符合环保要求的柴油机和发电机，使用设备自带的排气设备排放	纳入工程投资
	试采期废气	站场放空废气依托站场放空立管进行放空；水套炉废气经低氮燃烧后经8m高排气筒排放	纳入工程投资
水污染物	压裂反排液处理	经混凝沉淀、杀菌等处理后回用于其他钻井压裂工序或转运至白涛水处理站达标排放	40
	生活污水	利用旱厕收集处理后农用，不外排	10
	采出水	采出水经计量分离器后在平台废水池暂存，优先回用于其他平台配置压裂液，无法回用的用罐车运送至白涛水处理站达标排放。	20

	平台分区 防渗	平台内井架基础、柴油机、循环罐区等采用混凝土硬化，油罐区和酸罐临时储存区基础硬化，四周设围堰。场区内液态化学药剂均采用桶装，集中堆存在药品堆存区，药品堆存区内设置遮雨棚及围堰，并铺设防渗膜。 废油暂存区采用重点防渗，计量分离器采取一般防渗。	40
固体废物	普通岩屑	清水岩屑用于铺垫平台；水基岩屑经不落地系统收集加水泥、粉煤灰后在暂存池暂存，定期交由水泥厂进行资源化利用	60
	油基岩屑	由有危险废物处置资质的单位进行转运至 1#油基岩屑回收利用站处置。脱油后灰渣交由有资质的水泥窑协同处置。	100
	废油	由有资质单位收集处置。	15
	化工料桶	由厂家回收	/
	生活垃圾 处置	定点收集后，交由环卫部门处置	5
噪声	减震隔声 降噪	钻井期间设备采取基础减震措施	10
	试采期噪声	分离设备等采用减振、隔声等降噪措施，管道采用柔性连接。	计入总投资
生态保护	补偿、减少 影响范围、 生态恢复	严禁砍伐野外植被；严格划定施工作业范围，限制施工范围。生活区临时板房搬迁后，进行生态修复。	35
环境风险防范 与应急措施	环境风险防范	钻井、试采过程中严格按照规范和设计施工；制定环境风险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；柴油储罐设置围堰等	40
合计			385

9 环境影响经济损益分析

9.1 环境影响经济损益分析

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

9.2 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 385 万元。

9.3 社会效益

本项目旨在开发区域内上志留系龙马溪组上部页岩气层储藏情况，为区域气田后续开采提供强有力的数据支撑，便于气藏合理、有序、有效开采。本项目的建设是为后续天然气开采服务，旨在缩小工业用气缺口、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，产品将用于保证川气东送和弥补川渝地区内天然气供销不足，进入管网后可向两湖地区、四川地区供气。工程的建设对改善两湖及川、渝地区的能源结构，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,建设西部生态保护屏障,减轻三峡库区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。

9.4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,减少颗粒物排放量约 4070t。使用天然气环境效益明显。

9.5环境经济效益分析

9.5.1环境经济效益分析指标

建设项目的环境效益从环境代价大小、环境成本、环境系数的高低指标来分析是比较确切的,但对于环境代价的计算难度较大,目前尚处于研究阶段,所以,本评价中环境经济分析根据项目属于施工期的特点,采用环境保护投资比例系数 H_z ,环境经济系数 J_x 组成,以上各项指标所表述的意义及数学模式详见表 9.5-1。

表 9.5-1 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

9.5.2环境经济损益分析

计算结果见表 9.5-2 和表 9.5-3。

表 9.5-2 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	钻井废水	231.7
2	生活污水	10.5
3	钻井岩屑	322.7
4	生活垃圾	15.6
5	废油等	24
合计		604.5

表 9.5-3 主要环境经济指标表

序号	名称	单位	指标
1	总投资	万元	11000
2	环保投资	万元	385
3	挽回损失	万元	604.45
4	环保投资与总投资之比	%	3.5%
5	环境效益系数	/	1.57

9.6环境经济损益分析结论

环保投资及所占项目总投资比例，与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 3.5%，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 1.57，即每投入 1 万元的环保费可直接挽回经济损失 1.57 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。

从以上分析可以看出，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。

10 环境管理与监测计划

10.1 企业环境管理体系

10.1.1 环境管理体系

本项目建设单位为中石化重庆涪陵页岩气勘探开发有限公司，中国石化积极推进 HSE 管理体系建设，强化健康、安全与环境的一体化管理，2001 年 2 月中国石化集团公司发布了《中国石油化工集团公司安全、环境与健康（HSE）管理体系》、《油田企业安全、环境与健康（HSE）管理规范》、《炼化企业安全、环境与健康（HSE）管理规范》、《施工企业安全、环境与健康（HSE）管理规范》、

《销售企业安全、环境与健康（HSE）管理规范》和《油田企业基层队 HSE 实施程序编制指南》、《炼化企业生产车间（装置）HSE 实施程序编制指南》、《销售企业油库、加油站 HSE 实施程序编制指南》、《施工企业工程项目 HSE 实施程序编制指南》、《职能部门 HSE 职责实施计划编制指南》。形成了系统的 HSE 管理体系标准。HSE 目标：追求零伤害、零污染、零事故，在健康、安全与环境管理方面达到国际同行业先进水平；HSE 方针：以人为本，预防为主；全员参与，持续改进。HSE 管理系统是正在建设的中国石化生产营运指挥系统的第九个子系统。2007 年已完成《中国石化 HSE 管理系统（一期）可行性研究报告》、《中国石化 HSE 管理系统专向规划》和《中国石化 HSE 管理系统应急响应子系统建设方案》的编制工作，正在进行试点企业的系统开发。本项目纳入中石化重庆涪陵页岩气勘探开发有限公司 HSE 管理体系。

10.1.2 环境管理机构

为了方便管理涪陵页岩气开发建设项目，中国石化与重庆市合资组建的中石化重庆涪陵页岩气勘探开发有限公司，下设 10 个公司机关部门，7 个机关直属部门，业务上接受江汉油田机关部门的管理、指导和监督。

10 个公司机关部门分别是：分别是生产运行部、安全环保管理部、企地工作部、计划管理部、财务资产部、企业管理部、人力资源部、纪检监察审计部、思想政治工作部、党政办公室。7 个机关直属部门分别是：钻井工程项目部、试气工程项目部、地面工程项目部、采气工程项目部、技术中心、监督中心、应急救

援中心。

中石化重庆涪陵页岩气勘探开发有限公司安全环保管理部下设环保科，并配备有专职人员 4 人（其中科长 1 人、环保管理员 3 人）。安全环保管理部建立了“三废”统计台账、综合治理台账、环境监测数据台账等各项环保资料台账，建立了安全环保信息平台 and 环保数据库信息系统，为环境管理各项工作提供有效的数据支撑。

10.1.3 环境管理制度

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

10.1.4 环境监控手段

中石化重庆涪陵页岩气勘探开发有限公司依托江汉石油管理局环境监测中心站（计量认证证书编号 2012171044U）在涪陵页岩气田组建有相应监测能力。中石化重庆涪陵页岩气勘探开发有限公司 HSE 管理部下达环境监测工作任务，江汉石油管理局环境监测中心站监督指导工作，建立完整的质量管理体系。监测机构人员配置 9 人，其中站长 1 人，监测人员 8 人，均为持证上岗。

同时依托地方环境监测站进行定期环境监测，主要是在出现污染扰民，投诉情况下申请环境监测、监控。

为加强项目的环境保护管理工作，根据工程性质确定环境管理任务。钻井过程中配兼职管理干部和技术人员各 1 人，统一负责环境保护监督管理工作（运行管理等），且应有一名钻井队领导分管环保、安全工作。

10.2 企业环境监测体系

10.2.1 环境监测

（1）大气环境监测计划

根据《排污单位自行监测技术指南总则》（HJ 819-2017），应按照最新的监测方案开展监测活动，可根据自身条件和能力，利用自有人员、场所和设备自行监测；也可委托其它有资质的检（监）测机构代其开展自行监测，本项目大气环境自行监测计划见表 10.2-1。

表 10.2-1 大气监测计划一览表

监测时段	监测对象	监测点位	监测项目	监测频次	控制标准
运营期	环境空气	集气站及厂界无组织	SO ₂ 、NO _x 、颗粒物	1 年 1 次	《锅炉大气污染物排放标准》（DB50/658-2016）及重庆市地方标准第 1 号修改单
井喷事故情况			SO ₂ 、H ₂ S	事故状态实时监控	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）

(2) 噪声环境监测

根据《排污单位自行监测技术指南总则》（HJ 819-2017），应按照最新的监测方案开展监测活动，可根据自身条件和能力，利用自有人员、场所和设备自行监测；也可委托其它有资质的检（监）测机构代其开展自行监测，噪声监测计划见下表 10.2-2。

表 10.2-2 噪声监测计划一览表

监测时段	监测对象	监测点位	监测项目	监测频次	控制标准
施工期	厂界噪声	井场厂界	等效 A 声级	事故过程或遇投诉时监测	《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）
运营期		集气站厂界		每季 1 次/昼夜噪声	《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)中的 2 类标准

(3) 土壤环境监测计划

本项目为II类项，且周边存在耕地环境敏感，根据《环境影响评价技术导则土壤环境（试行）》（HJ964-2018）的跟踪监测要求，需制定跟踪监测计划、建设跟踪监测制度，每 5 年内开展 1 次土壤跟踪监测。本项目土壤监测计划见下表 10.2-3。

表 10.2-3 土壤监测计划一览表

监测时段	监测点位	监测项目	监测频次	控制标准
运营期	各站场及周边 0.2km 范围内耕地	《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）8	每 5 年 1 次	《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准（试行）》

		项基本因子、石油 烃、氯化物、钡		(GB15618- 2018)
--	--	---------------------	--	--------------------

(4) 地下水监测计划

本项目的地下水跟踪监测计划设置综合考虑了各场地所在区地下水保护目标分布情况,各场地所在水文地质单元地下水补径排特征,监测点能够及时准确掌握场址及下游地区地下水环境质量状况和地下水体中污染物动态变化的前提等因素。根据地下水导则根据地下水导则根据监测要求,并参照《地下水环境监测技术规范》(HJ/T164-2004)中监测要求,本项目地下水跟踪监测计划设置如下。

表 10.2-4 地下水跟踪监测计划表

环境要素	监测点			监测因子	监测频次和时段
地下水	钻井液泄露	上游居民点水井处	背景值监测点	pH、氨氮、铁、锰、氯化物、硫酸盐、耗氧量、石油类、总大肠菌群、总硬度、钡等	根据区域地下水特性、工程实施情况及污染物随地下水的迁移情况,在拟建项目完钻后验收及环境污染投诉时进行地下水监测,监测 2 天,每天 1 次。如遇到特殊情况或发生污染事故,可能影响地下水水质时,可根据实际情况增加监测项目。
		两侧居民点水井处	污染扩散监测点		
		下游居民点水井处	污染扩散监测点		

10.2.2 环境监理

由于钻井工程为天然气开采的施工阶段,后期环保竣工验收时无法对其钻井过程的各项环保措施进行验收,因此在钻井期间应开展环境现场监理。

建设单位设专人负责监督施工单位在施工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。业主单位和施工单位应协作在施工前制定环境保护方案,如在施工场地的踏勘和清理中,要求在保证安全和顺利施工的前提下,尽量限制作业带外植被的人为破坏,禁止施工人员捕杀野生动物,挖掘土石方应堆放在指定场所,并修建拦挡设施防止水土流失。同时应在施工前对施工人员进行环境保护培训。钻井队应完善钻井期间的环境管理工作,钻井材料的油料集中管理,较少散失和漏失,对被污染的土壤及时妥善处理;所有泥浆材料和化学处理剂应由专人负责严格管理,整齐堆放,防风、防雨、防破损散失,减少流失量,有毒化学处理剂设明显标志,建立收发登记制度;经常检查储油容器及其管线,

阀门的工作状况，防止油料漏失污染环境。

10.2.3 环境影响后评价

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》相关要求，区块产能建设项目实施后，应开展长期跟踪监测，发现问题应及时整改。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。

10.3 竣工环保验收

10.3-1 竣工环境保护验收一览表

内容 要素	施工期			运营期	
	环境保护措施		验收要求	环境保护措施	验收要求
陆生生态	补偿、减少影响范围、生态恢复	严格划定施工作业范围	水土保持，生态影响小	/	/
	临时占地恢复	施工生活区避开永久基本农田；施工结束后，凡受到施工车辆、机械破坏的地方，都要及时修整，恢复原貌，植被（自然的、人工的）破坏应在施工结束后的当年或来年予以恢复。	占地恢复原有土地利用性质		
地表水环境	压裂反排液	经混凝沉淀、杀菌等处理后回用于其他钻井压裂工序或转运至白涛水处理站达标排放，运输过程实行五联单制度，具备交接清单。	不外排，施工现场无遗留，核查台账、转运联单	采出水经计量分离器后在废水池暂存，优先回用于压裂，无法回用的由罐车运送至白涛水处理站处理达标后排放	采出水得到有效处理
	生活污水	经旱厕收集后由当地农民用作肥料，不外排，施工完成后对生活区旱厕进行拆除或填埋。			
地下水及土壤环境	分区防渗措施	重点防渗区：钻井基础区（含井口区域）、泥浆循环系统、泥浆储备罐区、油罐区、柴油储罐、岩屑临时堆放区。 一般防渗区：平台其他区	不对周边浅层地下水以及周边土壤造成影响	源头控制：实施清洁生产及各类废物循环利用，减少污染物的排放	不对周边浅层地下水以及周边土壤造成影响

		域、旱厕。		量： 采出水定期装车外运优先回用于其他平台压裂工序，无法回用的采用罐车运送至白涛采出水处理站进行集中处理达标后排放。	
	物料堆放	钻屑临时堆放区设置防渗、防漏和雨棚，防止雨水淋滤导致污染物下渗污染		分区防渗： 废润滑油暂存点重点防渗区 计量分离器区一般防渗区 集气站其他区域简单防渗区	
	跟踪监测应急响应	平台下游较近的 1 口水井作为跟踪监测井。若发生事故，应及时跟踪监测，并进行防渗、堵漏措施。并对受污染的居民水井水源采取替代补偿方案。			
声环境	设备基础减震，设置发电机隔声，对噪声影响超标的居民点在钻井期间通过临时功能置换、撤离、加强沟通协调等方式减轻噪声影响。		不发生扰民现象	试采设备等采用减振等降噪措施，管道采用柔性连接	不发生扰民现象
大气环境	施工扬尘	采取湿法作业，定期洒水抑尘	对大气环境无明显影响	经水套加热炉低氮燃烧后的废气由高 8m 的排气筒排放	《锅炉大气污染物排放标准》（DB50/658-2016）及其修改单：颗粒物 20mg/m ³ 、NO _x 50mg/m ³
	柴油发电机组	以轻质柴油为燃料，燃烧废气经设备自带高为 6m 的排气筒外排			
	事故放喷废气	依托平台现有放喷池座，经专用放喷管线引至放喷池后点火燃烧处理。			
固体废物	水基钻井钻屑	清水岩屑用于铺垫平台，水基岩屑经不落地系统收集加水泥、粉煤灰拌和后在暂存池暂存，定期交由水泥窑资源化利用。建立有固体废物转移联单制度，具备交接清单。	合理处置，施工现场无遗留，核查台账、转运联单	废油由废油回收桶收集，设置围堰，交由有资质的单位清运处置	废油得到有效处置，现场无撒漏痕迹
	油基岩屑	由有危险废物处置资质的单位进行转运至 1#油基钻屑回收利用站脱油后灰渣交由有资质的水泥窑协同处置。			
	废油	废油由废油回收桶收集，设置围堰，完钻后交由钻探公			

		司收集后综合利用或交由有资质的单位清运处置，现场无遗留。			
	油基钻井液	随钻井队用于下一口井钻井工程，转移时间、转移方式、转移量、处理后的岩屑转移量等资料清楚。			
	生活垃圾	设置垃圾桶收集，完工后交环卫部门收集统一处置。			
环境风险	各平台依托现有防渗的废水池，油罐区设置围堰、地面硬化防渗，临时储酸灌区四周设围堰，地面防渗。严格按照规范和设计施工；制定环境风险应急预案并加强演练；加强环境管理。		不发生环境风险事故	严格按照规范和设计施工；加强环境风险应急演练；加强环境管理。	不发生环境风险事故
环境监测	地下水：验收监测 1 次。钻井过程出现发生泄露或风险事故、地下水环境污染投诉时进行监测		《地下水质量标准》（GB/T 14848-2017）	噪声：验收监测 1 次，出现扰民或投诉时进行监测	《工业企业厂界噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类标准
	土壤：验收监测 1 次平台内和平台下游土壤。钻井过程出现发生泄露或风险事故、土壤环境污染投诉时进行监测		《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中风险筛选值第二类用地标准	大气：验收监测 1 次，出现扰民或投诉时进行监测	《锅炉大气污染物排放标准》（DB50/658-2016）及其修改单：颗粒物 20mg/m ³ 、NO _x 50mg/m ³

11 结论

11.1 建设项目概况

礁石坝区块中部气层外扩评价井扩建焦页 26 号、34 号平台 2 个，新部署中部气层井 2 口（分别为焦页 26-Z1HF、焦页 34-Z2HF）。扩建焦页 26 号、34 号集气站 2 座。焦页 26-Z1HF 井标定单井日产能力 4.47 万方/天；焦页 34-Z2HF 井标定单井日产能力 4.26 万方/天。

项目总投资 11000 万元，其中环保投资 385 万元，占总投资的 3.5%。

11.2 现状及回顾性评价

通过对本项目区块已实施的工程项目环境影响回顾性调查发现，现有工程均认真地执行了环境影响评价制度和“三同时”制度，在设计期、施工期认真落实了环评文件各项要求；采取了相应的污染防治措施、生态保护与水土保持措施、环境风险事故防范措施与应急预案、环境管理与环境监控措施，污染物可以做到达标排放，环评文件要求得到较好落实，已实施的单项工程建设未对区域环境带来污染影响，环境影响在当地环境可接受的范围内。

根据现场调查及走访来看，各井场施工过程中采取了相应的环保措施，落实了环评文件及环评批复的环保要求。

11.3 环境质量现状

（1）地表水

本项目周围距离项目最近的地表水体为枳溪河、麻溪河，均属于乌江水系，根据监测结果，乌江各监测因子均能满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中Ⅲ类标准的要求。

（2）地下水

本项目所在区域地下水质量标准按《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中的Ⅲ类标准进行评价。根据地下水环境质量监测数据，监测点的所有监测因子均满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）Ⅲ类水质标准。

（3）环境空气

根据《重庆市人民政府关于印发重庆市环境空气质量功能区划分规定的通知》

（渝府发〔2016〕19号），项目区域属于环境空气二类功能区，执行《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中的二级标准，根据《2021年重庆市生态环境状况公报》，项目所在评价区域为达标区。

（4）声环境

本项目钻井平台属于2类声环境功能区，执行《声环境质量标准》（GB3096-2008）2类功能区标准，即昼间60dB（A），夜间50dB（A）。根据声环境监测数据，监测点昼、夜间噪声值均满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）2类区标准要求，声环境质量现状较好。

（5）土壤环境

根据监测结果，本项目场地外监测点各因子均低于《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）风险筛选值；场地内监测点各因子均低于《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中的第二类用地筛选值。土壤环境质量较好。

（6）生态环境

根据《重庆市生态功能区划》(修编)，本项目所在区域属“IV1-1 长寿—涪陵水体保护—营养物质保持生态功能区”。区域主导生态功能为水土保持，辅助功能为农业营养物质保持、水体保护、水源涵养和地质灾害防治。重点是加大陡坡耕地的退耕还林、还草和天然林保护力度，调整完善森林植被的结构，强化植被的水土保持和水源涵养功能。加强水体保护。在坚持生态优先和保护第一的前提下，合理开发利用保护区内的自然资源，不断提高保护区的自养能力。

11.4 污染物排放情况

施工期钻前施工废水沉淀后回用，钻前生活污水采用旱厕处置后农用；剩余水基钻井液在循环罐内暂存，随钻井队用于工区其他平台钻井产生的压裂返排液优先回用于其他平台压裂，无法回用的采用罐车运送至白涛采出水处理站进行集中处理达标后排放；钻井及储层改造期间生活污水通过井场及生活区旱厕处理后农用，不外排。地面工程施工废水沉淀后回用，生活污水利用旱厕处置，试压废水收集后运输至周边井场回用。运营期集气站采出水在平台现有的废水池内暂存，定期装车外运优先回用于其他平台压裂工序，无法回用的采用罐车运送至白涛采出水处理站进行集中处理达标后排放。

大气污染物主要为施工期压裂试气施工时的燃油废气及运营期间的放空废气及清管废气，施工期燃油废气主要污染物为 SO_2 、 NO_x 、颗粒物；正常运营期间废气主要为水套加热炉的燃烧废气，废气排放污染物排放浓度均满足《锅炉大气污染物排放标准》（DB50/658-2016）及其修改单中燃气锅炉排放标准。

项目施工期清水岩屑用于铺垫井场或修建井间道路；水基岩屑经不落地系统收集加水泥、粉煤灰拌和后，用于水泥厂资源化利用；油基岩屑钢槽罐收集后运输至涪陵页岩气田 1#油基岩屑综合利用场进行脱油处理，脱油后灰渣交由有资质的水泥窑协同处置；剩余油基泥浆随钻井队用于后续钻井；废油由井队回收利用；压裂返排液絮凝沉淀物与水基岩屑一同处置；化工料桶由厂家单位回收；生活垃圾定点收集后交由当地环卫部门统一处置。运营期产生的废润滑油在危废暂存点暂存后交由资质单位回收、处置，生活垃圾定点收集后交由当地环卫部门统一处置。

11.5 主要环境影响及环境保护措施

11.5.1 生态环境影响及保护措施

本项目利用已建平台建设，新增临时占地面积较小，占地类型主要为耕地、灌木林地；由于平台面积较小，项目工矿景观的加入对项目区现有景观格局影响轻微，通过设置完善的截排水沟，并对井场占地进行硬化，可有效减缓水土流失，在施工结束后，及时对临时占地形成的地表扰动区域进行植被恢复。在采取上述措施后，项目对生态环境影响较小。

11.5.2 大气环境影响及保护措施

施工期大气污染物主要为钻前施工扬尘、压裂燃油废气及测试放喷废气。钻前施工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，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，对周边环境影响小。钻井和压裂工程主要采用网电供电，柴油发电机燃油废气使用设备自带的排气设备排放；测试放喷时点燃放喷天然气，测试放喷管口高为 1m，采用对空短火焰灼烧器，利用放喷池减低辐射影响，采取上述措施后，施工期大气污染物得到有效控制，对周边环境影响小。

运营期大气环境影响主要为放空废气、水套加热炉燃烧废气。本项目放空废

气发生的频率低（2~3 次/年），排放的放空废气量较小（2~5Nm³/次），持续时间短，项目区扩散条件好，对环境空气质量影响小。水套加热炉废气中 NO_x、颗粒物排放浓度均满足《锅炉大气污染物排放标准》（DB50/658-2016）及其修改单中燃气锅炉排放标准，污染物排放量小，污染物排放对环境空气的影响较小。

11.5.3 声环境影响及保护措施

本项目噪声主要来自钻井、储层改造噪声和运营期设备、放空噪声。网电供电时，钻井噪声对周边居民影响较小；储层改造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置换措施，施工噪声对居民影响可以得到控制；运营期间设备采取基础减振、安装隔声罩等措施减小对周围声环境的影响，放空属偶发工况，对外环境及周边居民影响小。

11.5.4 地表水环境影响及保护措施

本项目废水包括钻前工程产生的施工废水，钻井期间的钻井废水、压裂期间的压裂返排液、管道试压废水及生活污水，运营期采出水。

钻前施工废水经沉淀处理后用于防尘洒水；钻井过程中剩余水基钻井液在循环罐内暂存，随钻井队用于工区其他平台钻井；井场内雨水、洗井废水等经沉淀处理后用于本平台配制压裂液；储层改造期间的压裂返排液经处理后拉运至涪陵页岩气田其他钻井平台回用于压裂工序；井队生活污水经旱厕收集处置后定期清掏农用，不外排；管道试压废水经沉淀后用于场地洒水降尘。

运营期采出水在平台现有的废水池内暂存，定期装车外运优先回用于其他平台压裂工序，无法回用的采用罐车运送至涪陵白涛采出水处理站进行集中处理达标后排放；井下作业废水经收集后回用于其他平台压裂工序，不外排。

项目产生的污废水经妥善处理后，对地表水环境影响较小。

11.5.5 地下水环境影响及保护措施

本项目钻井采用近平衡钻井技术，井筒内的钻井液柱压力稍大于裸露地层的地层压力，钻井过程中地层地下水压力及水位均维持原状。导管至二开直井段，钻井液均使用清水，清水钻井液对于有供水意义的含水层水质基本没有影响。

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。

11.5.6 土壤环境影响及保护措施

本项目施工过程中，化工药品堆存区设置遮雨棚及围堰，地面铺设有防渗膜；柴油罐、盐酸罐均设置围堰及防渗膜；水基岩屑采用岩屑不落地装置进行处理，保证废水、水基岩屑不落；井场内池体均采取防渗处理，在严格执行各项环保措施，可有效防止土壤污染。

11.5.7 固体废物处置及可行性分析

本项目施工期固体废物主要为生活垃圾、钻井岩屑、废油、化工料桶；运营期固体废物主要为废润滑油。生活垃圾交由环卫部门处置；清水岩屑进行铺垫井场等综合利用；水基岩屑经不落地系统收集、压滤脱水后，加水泥、粉煤灰拌合固化后，交有资质单位进行资源化利用；油基岩屑交涪陵页岩气田油基岩屑回收利用站综合利用，脱油后的灰渣交由有危废处置资质的单位进行处置；化工料桶由厂家回收；压裂返排液絮凝沉淀，经鉴别具有危险特性的，属于危险废物的，交有危废处理资质的单位回收处置；经鉴别不具有危险特性的，属于一般工业固体废物，则和水基岩屑一起经预处理后进行资源化利用。运营期产生的废润滑油交有资质单位回收、处置，生活垃圾经收集后，交当地环卫部门处置。

本项目产生的固体废物得到有效处置，对周边环境的影响小。

11.5.8 环境风险影响及防范措施

根据区域已完井的风险事故分析，项目环境风险事故发生几率较低，钻井及储层改造过程中严格按照规范和设计施工；制定环境风险应急预案并加强演练；对周边居民进行环境风险应急培训、演练；加强环境风险管理及物资储备等；柴油储罐、盐酸储罐区设置围堰等；压裂返排液、岩屑转运过程中加强环境管理。采取上述环境风险防范措施后，项目环境风险影响可降至可接受水平。

11.6 公众参与情况

根据《环境影响评价公众参与办法》要求，本项目于2022年7月17日通过建设单位公共媒体网站（中国石化江汉油田）进行了第一次公示，公示信息包括公示内容包括建设项目基本情况、建设单位名称和联系方式、环境影响报告书编制单位的名称、公众意见表的网络链接、环境影响报告书编制单位的名称、提交

公众意见表的方式和途径。

11.7环境影响经济损益分析

本项目环保投资占总投资比例为 3.5%，这在目前国内天然气开采钻井中建设属适当水平。项目环境效益系数为 2.57，即每投入 1 万元的环保费可挽直接回经济损失 1.57 万元。从社会效益、环境效益和经济效益上分析可以得出，本项目建设是可行的，符合社会、经济与环境协调发展的原则。

11.8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。项目投入正式生产前建设单位应组织项目竣工环境保护验收。

11.9综合结论

礁石坝区块中部气层外扩评价井符合国家页岩气发展规划和产业政策，有利于提升我国页岩气勘探开发水平，加快构建区域能源新格局，有利于推动重庆地区节能减排工作的深入开展和地方经济的可持续发展。区域环境空气、声环境、地表水、地下水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，实现污染物达标排放，满足环境功能区要求，环境可以接受，从环境保护角度分析，项目建设可行。