



中石化重庆涪陵页岩气勘探开发有限公司
涪陵页岩气田白马区块焦页 155 号井组试验项目

环境影响报告书

(公示版)

重庆渝佳环境影响评价有限公司

二〇二一年八月

目录

概述.....	1
一、项目背景及特点.....	1
二、评价工作过程.....	2
三、分析判定相关情况.....	3
四、关注的主要环境问题.....	3
五、报告书主要结论.....	4
1 总则.....	5
1.1 评价目的.....	5
1.2 编制依据.....	5
1.2.1 环境保护相关法律.....	5
1.2.2 行政法规及规范性文件.....	6
1.2.3 地方行政规章及规范性文件.....	6
1.2.4 环境影响评价技术导则和规范.....	8
1.2.5 行业技术规范.....	8
1.2.6 项目有关资料.....	9
1.3 评价原则.....	9
1.4 环境影响因素识别和评价因子筛选.....	9
1.4.1 环境对工程制约因素分析.....	9
1.4.2 工程对环境的影响因素识别.....	10
1.4.3 环境评价因子识别和筛选.....	11
1.5 环境功能区划.....	12
1.6 评价标准.....	12
1.6.1 环境质量标准.....	12
1.6.2 污染物排放标准.....	16
1.7 评价工作等级和评价范围.....	18
1.7.1 环境空气.....	18
1.7.2 生态环境.....	19
1.7.3 声环境.....	20
1.7.4 地表水环境.....	20
1.7.5 地下水环境.....	20
1.7.6 土壤环境.....	20
1.7.7 环境风险.....	20
1.8 主要环境保护目标.....	21
1.8.1 生态环境保护目标.....	21
1.8.2 地表水环境保护目标.....	21
1.8.3 地下水环境保护目标.....	21
1.8.4 环境空气保护目标.....	21
1.8.5 声环境保护目标.....	23
1.8.6 土壤保护目标.....	23
1.8.7 环境风险保护目标.....	23
1.9 产业政策及相关规划符合性分析.....	24

1.9.1 产业政策符合性分析	24
1.9.2 相关规划符合性分析	25
1.9.3 其他规章、政策符合性分析	28
1.9.4 “三线一单”符合性分析	33
1.9.5 选址合理性分析	35
1.10 评价内容、重点及时段	36
2 建设项目工程分析	38
2.1 建设项目概况	38
2.1.1 地理位置与交通	38
2.1.2 建设项目基本概况	38
2.1.3 矿权概况及气藏特征	38
2.1.4 平台、集气站现状及环保手续履行情况	39
2.1.5 建设项目组成	41
2.1.6 储运工程及原辅材料消耗	12
2.1.7 工程土石方与占地	13
2.1.8 施工组织	14
2.2 影响因素分析	15
2.2.1 施工期污染因素分析	15
2.2.2 运营期污染因素分析	22
2.2.3 退役期污染因素分析	23
2.2.4 生态环境影响因素	23
2.3 污染源源强核算	23
2.3.1 施工期	24
2.3.2 运营期	42
2.3.3 退役期	45
2.4 污染物排放汇总	45
2.5 集气站扩建前后的“三本账”情况	50
3 环境现状调查与评价	51
3.1 自然环境现状调查与评价	51
3.1.1 地形地貌	51
3.1.2 地质构造	51
3.1.3 水文地质	52
3.1.4 气候、气象	56
3.1.5 地表水系	56
3.1.6 土壤	56
3.1.7 动植物资源	57
3.1.8 矿产资源	57
3.1.9 生态功能区划	57
3.1.10 水土流失现状	58
3.2 环境保护目标调查	58
3.2.1 生态红线划定概况	58
3.2.2 本项目与生态红线的位置关系	59
3.3 环境质量现状调查与评价	59
3.3.1 环境空气质量现状调查	59

3.3.2 地表水环境质量现状调查	60
3.3.3 声环境质量现状调查	62
3.3.4 地下水环境质量现状监测	62
3.3.5 土壤环境质量现状调查	65
4 环境影响预测及评价	67
4.1 地表水环境影响预测及评价	67
4.1.1 施工期地表水环境影响预测及评价	67
4.1.2 运营期地表水环境影响预测及评价	69
4.1.3 退役期地表水环境影响预测及评价	69
4.2 地下水环境影响预测及评价	70
4.2.1 施工期地下水环境影响分析	70
4.2.2 运营期地下水环境影响分析	77
4.3 大气环境影响预测及评价	80
4.3.1 施工期大气环境影响预测及评价	80
4.3.2 运营期大气环境影响预测及评价	81
4.3.3 退役期大气环境影响预测及评价	83
4.4 声环境影响预测及评价	83
4.4.1 施工期声环境影响预测及评价	83
4.4.2 运营期声环境影响预测及评价	89
4.5 固体废物环境影响分析	89
4.5.1 施工期固体废物环境影响分析	89
4.5.2 运营期固体废物环境影响分析	91
4.6 土壤环境影响分析	91
4.6.1 土壤环境影响类型及途径	91
4.6.2 施工期土壤环境影响分析	92
4.6.2 运营期土壤环境影响分析	94
4.6.3 退役期土壤环境影响分析	94
4.7 生态环境影响预测及评价	95
4.7.1 对土地利用结构影响	95
4.7.2 对农业生产的影响分析	95
4.7.3 对植被影响分析	95
4.7.4 对区域景观格局的影响	98
4.7.5 对陆生动物群落及动物资源的影响	98
4.7.6 水土保持	98
4.8 环境风险评价	99
4.8.1 评价目的	99
4.8.2 环境风险源调查	99
4.8.3 环境敏感目标调查	103
4.8.4 环境风险潜势识别	103
4.8.5 环境风险评价等级	104
4.8.6 环境风险识别	105
4.8.7 环境风险分析	107
4.8.8 环境风险管理	109
4.8.9 环境风险评价结论	117

5 环境保护措施及其可行性论证	118
5.1 施工期污染防治措施可行性论证	118
5.1.1 地表水污染防治措施分析论证	118
5.1.2 地下水污染防治措施分析论证	121
5.1.3 大气污染防治措施分析论证	124
5.1.4 噪声控制措施分析论证	125
5.1.5 固废处置及综合利用可行性分析	125
5.1.6 生态环境保护措施可行性分析	131
5.2 运营期污染防治措施可行性论证	134
5.2.1 地表水污染防治措施	134
5.2.2 地下水污染防治措施	135
5.2.3 大气污染防治措施	136
5.2.4 噪声污染防治措施	137
5.2.5 固体废物污染防治措施	137
5.3 环保措施汇总	137
6 环境影响经济损益分析	141
6.1 环境保护费用的确定与计算	141
6.2 社会效益	141
6.3 环境效益	142
6.4 环境经济效益分析	142
6.4.1 环境经济效益分析指标	142
6.4.2 环境经济损益分析	142
6.5 环境经济损益分析结论	143
7 环境管理与环境监测	144
7.1 企业环境管理体系	144
7.1.1 HSE 管理体系	144
7.1.2 环境管理机构设置	144
7.1.3 环境管理制度	145
7.1.4 环境监控手段	145
7.2 企业环境监理体系	145
7.2.1 环境监测	145
7.2.2 环境监理	146
7.2.3 竣工环保验收	147
7.3 污染物排放清单及总量控制要求	148
7.3.1 污染物排放清单	148
7.3.2 总量控制要求	149
8 环境影响评价结论	152
8.1 建设项目概况	152
8.2 环境质量现状	152
8.3 污染物排放情况	153
8.4 主要环境影响及环境保护措施	154
8.4.1 地表水环境影响及控制措施	154
8.4.2 地下水环境影响及控制措施	154
8.4.3 大气环境影响及控制措施	155

8.4.4 声环境影响及控制措施	155
8.4.5 固体废物环境影响及控制措施	155
8.4.6 生态环境影响及控制措施	156
8.4.7 土壤环境影响及控制措施	156
8.4.8 风险防范措施及环境影响	156
8.5 公众参与情况	156
8.6 环境影响经济损益分析	156
8.7 环境管理与环境监测	157
8.8 综合结论	157

概述

一、项目背景及特点

(1) 项目背景

涪陵页岩气田白马区块位于涪陵油气勘查区块的南部，涪陵页岩气田平桥产建区的东部。

2015 年 12 月 29 日，中石化集团公司在重庆举行涪陵页岩气田建成 50 亿方产能暨二期产能建设启动媒体见面会，正式宣布：首个国家级页岩气示范区——涪陵页岩气田一期 50 亿方产能建设顺利建成，二期 50 亿方产能建设正式启动。本次项目属于二期范围。

在白马区块焦页 6HF、焦页 7HF 井取得突破后，针对白马区块开展了多轮次的评价工作，2015-2020 年相继论证部署了水平评价井 7 口，评价白马区块不同构造位置页岩储层含气性和单井产能。2019-2020 年，为进一步落实储量，扩大评价，部署滚动评价井 8 口。

为进一步提升白马区块不同构造部位水平井单井产能和开发效果，制定开发技术政策，按照“整体部署、分步实施、评价先行”的思路，中石化涪陵页岩气勘探开发有限公司开展下部气层井试验，确定开展本次白马区块部署焦页 155 号井组试验项目（以下简称“本项目”）。本项目新建平台 1 个，钻井 7 口，平均水平段长 1823 米，预计平均单井产能*****万方/天，井组新建产能*****亿方，新增可采储量*****亿方。

(2) 项目特点

本工程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本项目采用双钻机双排布井和“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。项目钻井时采用双钻机钻井，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行性很小。

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，优先井间和区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、评价工作过程

根据《中华人民共和国环境保护法》、《中华人民共和国环境影响评价法》、《建设项目环境保护管理条例》等有关法律法规的规定，“涪陵页岩气田江东区块焦页 155 号井组试验项目”应开展环境影响评价工作。

本项目位于重庆市武隆区长坝镇大园村，根据《重庆市武隆区人民政府办公室关于公布武隆区水土流失重点预防区和重点治理区划分成果的通知》（武隆府办发〔2019〕20 号），长坝镇大园村不在武隆区水土流失重点预防区和重点治理区范围内。

根据建设单位提供资料，本项目占地范围内存在基本农田，井组周边基本农田分布情况见图 1（黄色区域为基本农田）。

图 2 井组周边基本农田分布情况

根据《建设项目环境影响评价分类管理名录》（2021 年版），本项目属于“五、石

油和天然气开采业 07”中的“8 陆地天然气开采 0721”，为“新区块开发”且涉及基本农田环境敏感区，应编制环境影响报告书。

2021 年 5 月，中石化重庆涪陵页岩气勘探开发有限公司（以下简称“建设单位”）委托重庆渝佳环境影响评价有限公司（以下简称“我公司”）承担该项目环境影响评价工作。我公司接受委托后，迅速组织有关技术人员进行了现场实地踏勘，收集和研究了与项目有关的技术资料，并结合项目特点及开发区域概况实施了评价区域环境现状调查与监测，通过深入类比调查与综合分析，依据国家相关环保法律法规、环境影响评价技术导则的要求，编制完成了《涪陵页岩气田江东区块焦页 155 号井组试验项目环境影响报告书》，敬请审查。

三、分析判定相关情况

（1）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）》中第一类 鼓励类中“七、石油、天然气”中“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《重庆市产业投资准入工作手册》（渝发改投〔2018〕541 号）、《页岩气产业政策》等国家及地方产业政策。

（2）选址合理性

本项目在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，占地涉及少量基本农田，目前建设单位正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。项目不属于负面清单规定范围，符合生态环境准入清单要求。

四、关注的主要环境问题

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）井场占地对生态环境的影响程度及生态恢复措施有效可靠。

（2）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的影响程度及废气控制措施的可行性、有效性和可靠性。

（3）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

水的环境影响和处置方式，不能回用时的处理方式的可行性、有效性和可靠性。

（4）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。

（5）钻井过程中产生的固体废物处置方式的可行性。

（6）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。

（7）甲烷等可燃气体泄漏、废水泄漏、油罐泄漏、废水外运时的运输风险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、报告书主要结论

本项目的建设符合国家产业政策，符合相关法规、规范，符合地方相关规划要求。评价区域环境空气质量、地表水环境质量、声环境质量、地下水质量、土壤质量现状均可满足功能区划要求；在严格落实本项目钻井设计和本次评价提出的各项环保措施后，项目建设和运营期间对大气环境、地表水、地下水、土壤、生态环境影响较小，声环境会产生短期影响，但不会改变区域的声环境功能。在严格按行业规范和环境影响评价要求完善事故防范措施和制定较详尽有效的事故应急方案的情况下，项目环境风险事故发生机率较低，环境风险控制在可接受范围内。项目达到清洁生产国内先进水平，采用的环保措施可行，经济效益十分显著。

综上，在严格落实本项目钻井设计和本次评价提出的各项环保措施和环境风险防范以及应急措施后，从环境保护角度分析，本项目的建设是可行的。

1 总则

1.1 评价目的

(1) 结合国家相关产业政策、环境政策，石油天然气开采行业政策，结合行业规划及区域规划，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选址可行性、环境可行性，为环境管理部门决策提供科学依据。

(2) 将污染防治措施、生态保护措施、风险防范措施及时落实到项目建设和环境管理中，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、社会和环境的协调发展。

(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，将环境影响降低到最小，以控制在当地环境可接受范围内。

1.2 编制依据

1.2.1 环境保护相关法律

- (1) 《中华人民共和国环境保护法》（2014 年 4 月 24 日修订）；
- (2) 《中华人民共和国环境影响评价法》（2018 年 12 月 29 日修订）；
- (3) 《中华人民共和国水污染防治法》（2017 年 6 月 27 日修订）；
- (4) 《中华人民共和国大气污染防治法》（2018 年 10 月 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 4 月 29 日修订）；
- (7) 《中华人民共和国土壤污染防治法》（2019 年 1 月 1 日实施）；
- (8) 《中华人民共和国水法》（2016 年 7 月 2 日修订）；
- (9) 《中华人民共和国水土保持法》（2011 年 3 月 1 日）；
- (10) 《中华人民共和国森林法》（2019 年 12 月 28 日修订）；
- (11) 《中华人民共和国野生动物保护法》（2018 年 10 月 26 日修订）；
- (12) 《中华人民共和国长江保护法》（2020 年 12 月 26 日第十三届全国人民代

表大会常务委员会第二十四次会议通过）；

(13) 《中华人民共和国石油天然气管道保护法》（2010 年 10 月 1 日）。

1.2.2 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 682 号）；

(2) 《土地复垦条例》（国务院令 592 号）；

(3) 《排污许可管理条例》（国务院令 736 号）；

(4) 《产业结构调整指导目录（2019 年本）》（中华人民共和国国家发展和改革委员会令 29 号）；

(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》（2021 年版）；

(7) 《环境影响评价公众参与办法》（生态环境部令 4 号，2019 年 1 月 1 日起实施）；

(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 年版）；

(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 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，2012-03-07 实施）。

(13) 《工矿用地土壤环境管理办法（试行）》（生态环境部令 3 号，2018 年 8 月 1 日起实施）；

(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）；

(15) 《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）。

1.2.3 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 日修订）；

(2) 《重庆市大气污染防治条例》（2017 年 3 月 29 日）；

(3) 《重庆市长江三峡水库库区及流域水污染防治条例（2011 修订）》；

(4) 《重庆市生态环境局关于加强建设项目全过程环境监管有关事项的通知》

（渝环规〔2021〕1 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；

（7）《重庆市环境保护局关于修正城市区域环境噪声标准适用区域划分规定调整方案有关内容的通知》（渝环发〔2007〕78 号）；

（8）《重庆市环境保护局关于调整重庆市部分地表水域适用功能类别的通知》（渝环发〔2007〕15 号）；

（9）《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）；

（10）《重庆市人民政府办公厅关于调整万州区等 31 个区县（自治县）集中式饮用水水源保护区的通知》（渝府办〔2013〕40 号）；

（11）《重庆市人民政府办公厅关于调整万州区等 36 个区县（自治县）集中式饮用水水源保护区的通知》（渝府办发〔2016〕19 号）；

（12）《重庆市人民政府办公厅关于印发万州区等 18 个区县（开发区）集中式饮用水水源地保护区划分及调整方案的通知》（渝府办〔2017〕21 号）

（13）《重庆市人民政府办公厅关于印发万州区等区县（开发区）集中式饮用水水源地保护区划分及调整方案的通知》（渝府办〔2018〕7 号）；

（14）《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）；

（15）《中共重庆市委重庆市人民政府关于加快推进生态文明建设的意见》（渝委发〔2014〕19 号）；

（16）《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）；

（17）《重庆市人民政府关于贯彻落实大气污染防治行动计划实施意见》（渝府发〔2013〕86 号）；

（18）《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）；

（19）《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）；

（20）《重庆市页岩气产业发展规划（2015-2020 年）》（渝府办发〔2015〕43 号）；

（21）《重庆市环境保护局关于印发重庆市页岩气勘探开发行业环境保护指导意见（试行）的通知》（渝环〔2016〕316 号）；

（22）《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）；

（23）《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）。

1.2.4 环境影响评价技术导则和规范

- （1）《建设项目环境影响评价技术导则 总纲》（HJ 2.1-2016）；
- （2）《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ 2.2-2018）；
- （3）《环境影响评价技术导则 地表水环境》（HJ 2.3-2018）；
- （4）《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ 2.4-2009）；
- （5）《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ 610-2016）；
- （6）《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ 19-2011）；
- （7）《环境影响评价技术导则 土壤导则（试行）》（HJ 964-2018）；
- （8）《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018）；
- （9）《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ/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/T50434-2018）。

1.2.5 行业技术规范

- （1）《含硫油气井安全钻井推荐作法》（SY/T5087-2005）；
- （2）《石油天然气钻井作业健康、安全与环境管理导则》（Q/CNPC53）；
- （3）《钻井井控技术规程》（SY/T6426-2005）；
- （4）《含硫化氢天然气井失控井口点火时间规定》（AQ 2016-2008）；
- （5）《含硫化氢天然气井公众危害程度分级方法》（AQ 2017-2008）；
- （6）《含硫化氢天然气井公众安全防护距离》（AQ 2018-2008）；
- （7）《石油天然气设计防火规范》（GB50183-2004）；

- (8) 《石油天然气工业健康、安全与环境管理体系》(SY/T 6276-2014)；
- (9) 《钻井废弃物无害化处理技术规范》(Q/SYXN 0276-2015)；
- (10) 《石油天然气安全规程》(AQ 2012-2007)；
- (11) 《钻井技术操作规程》(Q/SYCQZ 001-2008)；
- (12) 《钻前工程及井场布置技术要求》(SY/T5466-2013)；
- (13) 《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》(QSH0099.1-2009)；
- (14) 《废矿物油回收利用污染控制技术规范》(HJ 607-2011)；
- (15) 《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》(DZT 0317-2018)；
- (16) 《石油天然气勘探规范》(GB/T 39537-2020)。

1.2.6 项目有关资料

*****。

1.3 评价原则

(1) 依法评价

本次环境影响评价工作执行国家、重庆市颁布的有关环境保护法律、法规、规范、标准，优化项目建设，服务环境管理。

(2) 科学评价

规范环境影响评价方法，科学分析建设项目对环境质量的影响。

(3) 突出重点

根据建设项目的工程内容及特点，明确与环境要素间的作用效应关系，充分利用符合时效的数据资料及成果，对建设项目主要环境影响予以重点分析和评价。

1.4 环境影响因素识别和评价因子筛选

1.4.1 环境对工程制约因素分析

通过对拟建项目评价周围的环境现状调查，外环境对工程建设的制约因素分析见表 1.4-1。

表 1.4-1 区域环境对工程的制约因素识别表

序号	外环境因素	对工程制约程度	序号	外环境因素	对工程制约程度
----	-------	---------	----	-------	---------

1	气候气象	轻度	8	陆生植物资源	轻度
2	地形地貌	轻度	9	水土流失	轻度
3	气藏资源	中度	10	环境空气质量	轻度
4	地表水文	轻度	11	声环境质量	轻度
5	地下水文	轻度	12	地表水环境质量	轻度
6	土地资源	中度	13	地下水环境质量	轻度
7	陆生动物资源	轻度	14	社会关注区分布	轻度

拟建项目所处环境为农村地区，距离医院、学校等社会关注区较远，各环境要素质量现状较好，环境容量相对较大，社会环境和环境质量现状对工程的制约较小。项目占地周边不涉及重要生态敏感目标，视觉景观敏感程度较低，占地范围不涉及其他更具有开发价值的自然资源。综上所述，环境对工程的中度制约因素为气藏资源、土地资源，无重大制约因素。

1.4.2 工程对环境的影响因素识别

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 1.4-2。

表 1.4-2 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	钻井压裂	采气工程	环境风险	
自然环境	地形地貌	-S	0	0	0	-S
	地质构造	0	-S	-M	0	-M
	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
	土壤侵蚀	-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 1.4-2 可知，拟建项目对环境的主要不利环境影响要素有土地利用、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。

1.4.3 环境评价因子识别和筛选

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及可能受影响的程度，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 1.4-3。

表 1.4-3 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	燃气水套炉废气、SO ₂ 、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	废水不外排，简单分析
3	地下水	K ⁺ 、Na ⁺ 、Ca ²⁺ 、Mg ²⁺ 、CO ₃ ²⁻ 、HCO ₃ ⁻ 、Cl ⁻ 、SO ₄ ²⁻ 、pH、氨氮、总硬度、耗氧量、挥发酚、溶解性总固体、氯化物、硫酸盐、石油类、硫化物、阴离子表面活性剂、铁、锰、钡 包气带：pH、氨氮、挥发性酚类、石油类、六价铬、硝酸盐、氯化物、钡	氯化物、COD
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、蔡、石油烃、钡	
7	生态环境	区域生态系统、植被类型、动植物资源、土地利用、土壤侵蚀等	工程占地、水土流失、植被、土壤、动物
8	环境风险	/	火灾爆炸、井喷、集输管线泄漏等；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

（1）环境空气

本项目位于农村地区，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），项目所在地属于二类环境空气功能区，环境空气质量执行《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准。评价区环境空气功能区属二类区。

（2）声环境

本项目所在区域属《声环境质量标准》（GB3096-2008）规定的 2 类声环境功能区。

（3）地表水环境

距离本项目较近的地表水体为项目东侧 280m 的石梁河，根据《重庆市人民政府批转重庆市地表水环境功能类别调整方案的通知》（渝府发[2012] 4 号），石梁河的水域功能为饮用水源，全河段适用 III 类水域功能。执行 III 类水域水质标准。

（4）地下水环境

本项目所在区域地下水未划分水域功能，评价按照《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中对地下水质量分类依据，对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。

1.6 评价标准

1.6.1 环境质量标准

（1）声环境

本项目所在区域属《声环境质量标准》（GB3096-2008）规定的 2 类声环境功能区适用区域，声环境质量执行《声环境质量标准》（GB3096-2008）2 类功能区标准。

表 1.6-1 声环境标准限值 单位：dB（A）

类别	昼间	夜间
2 类	60	50

（2）环境空气

本项目所在区域为二类区，执行《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中的二级标准。

表 1.6-2 环境空气质量标准 单位： $\mu\text{g}/\text{m}^3$

标准名称及级（类）别	项目	标准值		
		单位	限值	
《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准	SO ₂	μg/m ³	年平均	60
			24 小时平均	150
			1 小时平均	500
	NO ₂		年平均	40
			24 小时平均	80
			1 小时平均	200
	CO		24 小时平均	4000
			1 小时平均	10000
	O ₃		日最大 8 小时平均	160
			1 小时平均	200
	PM ₁₀		年平均	70
			24 小时平均	150
	PM _{2.5}		年平均	35
			24 小时平均	75

（3）地表水环境

本项目所在区域地表水执行《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中 II 类水域。

表 1.6-3 地表水环境质量标准 单位: mg/L

项目	pH (无量纲)	COD	BOD ₅	氨氮	石油类	挥发酚	硫化物	氯化物
II 类	6~9	15	3	0.5	0.05	0.002	0.1	250

(4) 地下水环境

对本项目所在区域地下水质量执行《地下水质量标准》(GB/T14848-2017) 中的 III 类标准。

表 1.6-4 地下水质量标准限值 单位: mg/L (pH 无量纲)

指标	pH	氨氮	总硬度	耗氧量	挥发酚	溶解性总 固体	氯化物
III 类标准值	6.5~8.5	≤0.5	≤450	≤3.0	≤0.002	≤1000	≤250
指标	硫酸盐	石油类	硫化物	阴离子表面 活性剂	铁	锰	钡
III 类标准值	≤250	≤0.05	≤0.02	≤0.3	≤0.3	≤0.1	≤0.7
备注	石油类参照执行《地表水环境质量标准》(GB3838-2002) III 类标准。						

(5) 土壤

项目建设用地执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018) 中“第二类用地”筛选标准, 其他土壤执行《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB15618-2018) “其他”土壤污染风险筛选值, 具体见表 1.6-5。

表 1.6-5 土壤环境质量标准 单位: mg/kg (pH 无量纲)

标准名称及级(类)别	污染物项目	筛选值	管制值
《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》 (GB36600-2018)	砷	60	140
	镉	65	172
	铬(六价)	5.7	78
	铜	18000	36000

		铅	800	2500
		汞	38	82
		镍	900	2000
	挥发性有机物	四氯化碳	2.8	36
		氯仿	0.9	10
		氯甲烷	37	120
		1,1-二氯乙烷	9	100
		1,2-二氯乙烷	5	21
		1,1-二氯乙烯	66	200
		顺-1,1-二氯乙烯	596	2222
		反-1,1-二氯乙烯	54	163
		二氯甲烷	616	2000
		1,2-二氯丙烯	5	47
		1,1,1,2-四氯乙烷	10	100
		1,1,2,2-四氯乙烷	6.8	50
		四氯乙烯	53	183
		1,1,1-三氯乙烷	840	840
		1,1,2-三氯乙烷	2.8	15
		三氯乙烯	2.8	20
		1,2,3-三氯丙烷	0.5	5
		氯乙烯	0.43	4.3
		苯	4	40
		氯苯	270	1000
		1,2-二氯苯	560	560
		1,4-二氯苯	20	200
		乙苯	28	280
		苯乙烯	1290	1290
		甲苯	1200	1200
		间二甲苯+对二甲苯	570	570

		邻二甲苯		640	640
	半挥发性有机物	硝基苯		76	760
		苯胺		260	663
		2-氯酚		2256	4500
		苯并[a]蒽		15	151
		苯并[a]芘		1.5	15
		苯并[b]荧蒽		15	151
		苯并[k]荧蒽		151	1500
		蒽		1293	12900
		二苯并[a,h]蒽		1.5	15
		茚并[1,2,3-cd]芘		15	151
		奈		70	700
	石油烃类	石油烃（C10-C40）		4500	9000
《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》 （GB15618-2018）	镉	6.5<pH<7.5	其它	0.3	3.0
	汞		其它	2.4	4.0
	砷		其它	30	120
	铅		其它	120	700
	铬		其它	200	1000
	铜		其它	100	/
	镍		/	100	/
	锌		/	250	/

1.6.2 污染物排放标准

（1）废水

本项目井队生活污水采用环保厕所收集后农用，不外排；水基钻井液回用于其他平台钻井，压裂返排液经处理满足《涪陵地区页岩气藏措施返排液处理规范》（Q/SH10351031-2013）后回用于涪陵工区其他钻井平台压裂工序，不外排，压裂液回用水质要求见表 1.6-6。

表 1.6-6 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	

本项目运营期产生的采出水在平台现有的废水池内暂存，定期装车外运回用于涪陵页岩气田其他平台压裂工序，不外排。

(2) 噪声

施工期执行《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）。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，详见表 1.6-7。

表 1.6-7 噪声排放标准 单位：dB（A）

标准	昼间	夜间	时段
《建筑施工场界环境噪声排放标准》GB12523-2011	70	55	施工期
《工业企业厂界噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类标准	60	50	运营期

(3) 废气

项目区位于环境空气二类区，项目钻前、钻井及压裂施工期的大气污染源主要包括施工扬尘和施工机具尾气，以及在地方网电停电时使用备用柴油机产生的燃油尾气。施工期废气排放执行重庆市地方标准《大气污染物综合排放标准》（DB50/418-2016）中“其它区域”标准。排放标准值见表 1.6-8。根据 2017 年 1 月 12 日环保部长《关于 GB16297-1996 适用范围的回复》，对“固定式柴油发电机排气筒高度和排放速率暂不作要求”。

运营期产生的水套炉废气排放执行重庆市地方标准《锅炉大气污染物排放标准》（DB50/658-2016）及 1 号修改清中“新建锅炉大气污染物排放浓度限值”标准，标准值详见表 1.6-9。

表 1.6-8 大气污染物综合排放标准

污染物	最高允许排放浓度	无组织排放监控浓度	
		监控点	浓度
SO ₂	55	周界外浓度最高点	0.40
NO _x	240		0.12
颗粒物	120		1.0

表 1.6-9 锅炉大气污染物排放标准（非主城区）

污染物	最高允许排放浓度（mg/m ³ ）	监控位置
NO _x	50	烟囱或烟道
SO ₂	50	
颗粒物	20	

（4）固体废物

本项目导管、一开、二开直井段，采用清水钻井，清水岩屑用于井场铺垫或修建井间道路使用，清水岩屑暂存按《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB 18599-2020）中第 I 类一般工业固体废物进行控制。

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等物质，主要成分为水、无机盐、普通有机聚合物等无毒物质，类比其他页岩气钻井井场水基废弃泥浆相关参数资料，废弃泥浆浸出液 pH 值可达到 11，超过 6~9，钻井固废按《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB 18599-2020）中第 II 类一般工业固体废物进行控制。

三开段采用油基泥浆钻井液钻井，产生的油基岩屑按照危险废物进行管理（HW08 072-001-08 废矿物油与含矿物油废物），执行《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2001）。井场内产生的废油及含油固废按照危险废物进行管理，完井后废油由钻井队综合利用，含油固废交具有相应危废处置资质单位处置。

1.7 评价工作等级和评价范围

1.7.1 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 SO₂、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 1.7-1，估算模型计算结果见 1.7-2。

表 1.7-1 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 1.7-2 主要大气污染物估算模型计算结果表

污染源		污染物	最大落地浓度 C_i ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	环境标准 C_{0i} ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	$P_{\max}$ (%)	评价 等级
站场水套炉烟气	加热炉	SO ₂	0.153	500	0.03	三级
		NO ₂	0.32	250	0.13	
		颗粒物	0.158	450	0.02	

根据表 1.7-2 判定结果，本项目各站场加热炉废气最大地面环境空气质量浓度占标率均小于 1%，根据《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ2.2-2018）分级判据，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），无需设置大气环境影响评价范围，但考虑到页岩气开发项目建设特点，本次评价重点关注井场、集气站周边 500m 范围内的大气环境保护目标。

1.7.2 生态环境

本项目占地主要为井场、放喷池、废水池、清水池、生活区，新增占地 2.35hm²，主要为耕地。评价区域为农林生态系统，生态系统单一，结构简单，项目占地不涉及自然保护区、风景名胜区等特殊或重要生态敏感区，本项目生态环境影响区域生态敏感性属一般区域。根据《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2011）导则对生态

环境评价等级的划分，本项目生态环境评价工作等级定为三级。

生态环境评价范围为井场外 500m 范围，井场道路两侧 200m 范围。

1.7.3 声环境

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》（HJ2.4-2009）要求，项目声环境评价等级为二级，声环境评价范围为井组场界周边外扩 200m 范围。

1.7.4 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，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，定期装车外运回用于涪陵页岩气田其他平台压裂工序，不外排。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水处理站的环境可行性，不划定评价范围。

1.7.5 地下水环境

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，评价范围为项目区所在区域水文地质单元，水文地质单元面积为 1.49km²。

1.7.6 土壤环境

本项目为页岩气开采项目，土壤环境影响类型为污染影响型，属于《环境影响评价技术导则 土壤环境》（HJ964-2018）中 II 类项目，项目占地周边 200m 范围内分布有农田，土壤环境敏感。根据《环境影响评价技术导则 土壤环境》（HJ 964-2018），确定本项目土壤环境影响评价等级为二级，评价范围为项目占地及周边 200m 范围。

1.7.7 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”。

1.8 主要环境保护目标

1.8.1 生态环境保护目标

本项目所在地以耕地、林地为主，评价范围内不涉及自然保护区、风景名胜区、森林公园、湿地公园、集中式饮用水水源保护区、生态保护红线等特殊或重要生态敏感区。故本次评价的主要生态环境保护目标为项目周边的耕地、植被（主要是农作物）、动物、永久基本农田等。

1.8.2 地表水环境保护目标

根据调查，本项目平台和集气站地表水评价范围内无集中式饮用水水源保护区、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。

距离本项目较近的地表水体为石梁河，项目周边地表水体分布及敏感性见表 1.8-1。

表 1.8-1 本项目地表水环境保护目标及环境敏感特性一览表

1.8.3 地下水环境保护目标

本项目所在区域大部分居民已接入自来水，地下水保护目标主要为项目周边出露的岩溶井泉。根据调查，地表水环境保护目标见 1.8-2。

表 1.8-2 地下水环境保护目标一览表

1.8.4 环境空气保护目标

(1) 155 号井场周边

本项目井口 100m 范围内无居民住宅。井场距铁路及高速公路直线距离均远大于 200m，距公共设施及城镇中心均远大于 500m；井场及放喷池、清废水池 500m 范围内的敏感点主要为散状分布的居民点，无医院、学校、城镇等特别敏感区域。环境空气保护目标见表 1.8-3。

表 1.8-3 155 号平台环境空气保护目标一览表

名称	X	Y	保护对象	保护内容	相对场址方位	相对井口距离/m	相对场界距离/m	相对放喷池距离/m	相对井场高差/m
----	---	---	------	------	--------	----------	----------	-----------	----------

155-1#居民点	96	411	居民	9 户, 约 27 人	N	422	381	399	-61
155-2#居民点	123	161	居民	6 户, 约 18 人	NE	203	174	148	-27
155-3#居民点	145	80	居民	1 户, 约 3 人	NE	165	108	70	-19
155-4#居民点	208	120	居民	1 户, 约 3 人	NE	240	180	137	-39
155-5#居民点	278	-1	居民	1 户, 约 3 人	E	278	196	157	-29
155-6#居民点	217	-129	居民	8 户, 约 24 人	SE	253	226	171	-4
155-7#居民点	289	-82	居民	1 户, 约 3 人	E	301	220	192	-17
155-8#居民点	338	-233	居民	2 户, 约 6 人	SE	411	380	327	-17
155-9#居民点	-20	-286	居民	25 户, 约 75 人	S	287	236	331	24
155-10#居民点	139	-348	居民	3 户, 约 9 人	S	374	325	361	18
155-11#居民点	-20	-467	居民	1 户, 约 3 人	S	467	416	500	57
注: 以井场中心点为坐标原点 (E107.467222904, N29.306453558)									

(2) 107 集气站周边

本项目利用现有 107 平台集气站进行扩建, 本次评价对 107 平台周边 500m 范围的环境空气敏感点进行统计。

表 1.8-4 107 号集气站环境空气保护目标一览表

名称	X	Y	保护对象	保护内容	相对场址方位	相对井口距离/m	相对场界距离/m	相对放喷池距离/m	相对井场高差/m
107-1#居民点	-164	58	居民	3 户, 约 9 人	W	174	104	264	-18
107-2#居民点	-142	196	居民	4 户, 约 12 人	NW	242	217	350	-1
107-3#居民点	38	356	居民	4 户, 约 12 人	N	358	318	453	53
107-4#居民点	45	216	居民	4 户, 约 12 人	N	221	180	312	62
107-5#居民点	285	192	居民	1 户, 约 3 人	NE	343	339	371	114
107-6#居民点	319	120	居民	2 户, 约 6 人	NE	341	324	344	127
107-7#居民点	414	-11	居民	6 户, 约 18 人	NE	414	377	373	157
107-8#居民点	279	-229	居民	22 户, 约 66 人	E	361	306	264	79
107-9#居民点	219	-130	居民	2 户, 约 6 人	E	255	202	172	59

107-10#居民点	161	-77	居民	2 户, 约 6 人	E	178	128	112	40
107-11#居民点	116	-234	居民	2 户, 约 6 人	E	261	208	152	29
107-12#居民点	-161	-296	居民	1 户, 约 3 人	S	337	310	291	31
107-13#居民点	-145	-374	居民	1 户, 约 3 人	S	401	377	340	40
107-14#居民点	-214	-417	居民	8 户, 约 24 人	S	469	443	416	55
107-15#居民点	-283	-144	居民	6 户, 约 18 人	SW	317	286	337	28
107-16#居民点	-332	148	居民	9 户, 约 27 人	W	364	293	454	-9
107-17#居民点	-299	318	居民	1 户, 约 3 人	NW	436	368	542	4
注: 以集气站中心点为坐标原点 (E 107.471614373, N29.309119632)									

1.8.5 声环境保护目标

根据现场调查, 本项目井场周边 200m 范围内无居民点分布, 距离最近的声环境敏感点为井场东北侧 174m、108m、180m、东侧 196m 的居民点。

1.8.6 土壤保护目标

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、居民点等。

1.8.7 环境风险保护目标

本项目环境风险潜势划分为 I, 根据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ 169-2018), 对本项目环境风险进行简单分析, 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, 主要调查居民点、地表水、地下水等保护目标。

表 1.8-5 本项目环境风险保护目标

类别	大气环境敏感特征					
环境 空气	井场周边 500m 范围内					
	序号	敏感目标名称	相对方位	距离/m	属性	人口数
	1	155-1#居民点	N	381	分散居民点	约 30 人
	2	155-2#居民点	NE	174	分散居民点	约 15 人
	3	155-3#居民点	NE	108	分散居民点	约 3 人

	4	155-4#居民点	NE	180	分散居民点	约 3 人
	5	155-5#居民点	E	196	分散居民点	约 3 人
	6	155-6#居民点	SE	226	分散居民点	约 24 人
	7	155-7#居民点	E	220	分散居民点	约 3 人
	8	155-8#居民点	SE	380	分散居民点	约 6 人
	9	155-9#居民点	S	236	分散居民点	约 75 人
	10	155-10#居民点	S	325	分散居民点	约 9 人
	11	155-11#居民点	S	416	分散居民点	约 3 人
	项目周边 500m 范围内人口数小计					约 174 人
地下水	序号	环境敏感区名称	环境敏感特征	水质目标		与场界距离 /m
	1	井场周边出露井泉	分散式地下饮用水源	III 类		185
	2	井场周边出露井泉	分散式地下饮用水源	III 类		647

1.9 产业政策及相关规划符合性分析

1.9.1 产业政策符合性分析

本项目属于《产业结构调整指导目录（2019 年本）》中第一类鼓励类中“七、石油、天然气”中“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《产业结构调整指导目录（2019 年本）》、《重庆市产业投资准入工作手册》（渝发改投〔2018〕541 号）、《页岩气产业政策》等国家及地方产业政策要求。具体分析见表 1.9-1。

表 1.9-1 本项目与相关产业政策的符合性分析

序号	政策文件	文件主要内容	工程与政策符合性对比
1	《产业结构调整指导目录（2019 年本）》	鼓励类：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（鼓励类）
			本项目属页岩气开采，属鼓励类项目
2	重庆市产业投资准入工作手册	石油和天然气开采业：主城区内环以内不予准入，内环以外不予准入	本项目位于武隆区长坝镇大园村，不在主城区内。不属于“不予准入类”和“限制准入类”项目
3	《页岩气产业政策》	环境保护：第二十四条：坚持页岩气勘探开发与生态保护并重的原	符合
			1、本项目按照行业规范要求规范化布置井场减少钻探工程临时占地从而减

		则。钻井、压裂等作业过程和地面工程建设要减少占地面积、及时恢复植被、落实各类废弃物处置措施，保护生态环境 第二十五条：钻井液、压裂液等应做到循环利用。采取节水措施，减少耗水量 第二十六条：加强地下水和土壤的保护。钻井、压裂、气体集输处理等作业过程采取地下水和土壤的保护措施，防止页岩气开发对地下水和土壤的污染 第二十七条：页岩气勘探开发利用必须严格实行项目建设“三同时”制度 第二十八条：加强页岩气勘探开发环境监管。页岩气开发过程排放的污染物必须符合相关排放标准，钻井、井下作业产生的各类固体废物必须得到有效处置 第二十九条：优化页岩气勘探开发时空布局。禁止在自然保护区、风景名胜区、饮用水源保护区和地质灾害危险区等内开采页岩气	少对植被的破坏，开发任务完成后即关井，完成钻井各类废物无害化以及采取生态恢复措施恢复临时占地，保护项目区环境 2、通过加强日常生产中的环保监测检查，防治污染物的跑冒滴漏和排放，防止土壤和地表水污染 3、页岩气层比地下饮用水层深很多，且中间夹有多层不可渗透岩层，压裂液污染地下水的可能性很小。严格执行钻完井操作规程，保证套管和固井质量，可彻底杜绝水层污染 4、本项目正在办理相关环保手续，可较好的落实项目“三同时”制度 5、本项目完钻后，废水回收利用，固废优先进行综合利用，临时占地实施生态恢复，避免钻探项目各类污染物的二次污染 6、本项目不在自然保护区、饮用水源保护区等禁采区内，且按照国家页岩气勘探开采区布局而设置的，符合页岩气勘探开发时空布局要求
--	--	--	---

1.9.2 相关规划符合性分析

1.9.2.1 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，本项目的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，项目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，项目建设不在重庆市武隆区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，并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。

1.9.2.2 与《重庆市矿产资源总体规划（2016-2020 年）》符合性分析

根据《重庆市矿产资源总体规划（2016-2020 年）》：“大力发展页岩气、煤层气、地热等清洁能源，严格控制煤炭开采总量，……大力发展页岩气。加快涪陵、忠县—丰都、南川、綦江、荣昌—永川、渝西（潼南、璧山、大足）等六大区块页岩气产能建设，支持企业加大页岩气开发力度，力争实现产能建设目标。……都市功能拓展区范围内除地热、矿泉水、页岩气、煤层气外，禁止新建、扩建其它矿产资源开发利用项目，其中二环及两江新区范围内禁止露天开采。……三峡库区两岸第一山脊线之间区域；长江及其主要支流（包括乌江、嘉陵江、大宁河、阿蓬江、涪江、渠江）两侧可视范围；铁路线路路堤坡脚、路堑坡顶或者铁路桥梁两侧外侧起各向外 1000 米范围；国道、省道、县道的公路用地两侧外缘起各向外 100 米范围；乡道的公路用地外缘起向外 50 米范围；公路渡口和中型以上公路桥梁周围 200 米；公路隧道上方和洞口外 100 米；铁路、国道、省道两侧直观可视范围；重要工业区、大中型水利工程及其淹没区、铁路、公路、港口、机场、军事禁区、军事管理区、国防工程区等区域作为禁止开采区。……禁止在各级自然保护区内所有区域进行矿产资源开采”。

本项目页岩气开发井不涉及上述禁止开采区，符合重庆市矿产资源总体规划（2016-2020 年）要求。

1.9.2.3 与《重庆市矿产资源总体规划（2016-2020 年）环境影响报告书》

及其批复的符合性分析

根据《重庆市矿产资源总体规划（2016-2020 年）环境影响报告书》及批复“环审〔2017〕77 号”，项目与规划环评审查意见的符合性分析见表 1.9-2。

表 1.9-2 与规划环境影响报告书及其批复符合性分析

《重庆市矿产资源总体规划（2016-2020 年）环境影响报告书》审查小组意见	本项目	符合性分析
矿产资源开发利用与保护规划内容：2020 年页岩气开采量达到 200 亿立方米，……，规划 20 个重大矿区和 18 个	本项目位于武隆区，属于重点矿区之一。	符合

重大工程、224 个禁止开采区，明确都是功能拓展区、四山地区等为限制开采区……，确定重庆市页岩气等 8 个勘查开发基地。		
目前，矿产资源长期开发已造成一定程度的生态破坏和环境影响，页岩气等用水强度较大的矿产起源开发已对水资源造成一定影响，因此，必须充分关注《规划》实施对区域生态系统结构和功能、水环境、土壤环境等可能长期不良影响，根据区域环境质量目标要求，进一步优化《规划》空间布局、规模，严格环境准入要求，明确落实各项环境保护对策与措施，有效预防和减轻《规划》实施的不良影响。	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。	符合
进一步明确生态优先、绿色发展的规划理念。	本项目的实施立足生态系统稳定和环境质量改善，区域生态环境质量较好。	符合
严格保护生态空间，引导优化《规划》空间布局	本项目未在生态保护红线范围内。	符合
《规划》应进一步控制开发规模，降低影响环境影响范围和程度。……控制涉及环境敏感区的规划开采规模……。	本项目的周边不涉及饮用水水源保护区等环境敏感区、水土保持和生物多样性维护型等生态功能区。	符合
严格矿产资源开发的环境准入条件。……全市禁止开采汞、砂金、砖瓦粘土、泥炭以及对环境可能产生严重破坏且不可恢复的矿产……	本项目属于页岩气开采井，不属于禁止开采项目。	符合
加强矿山生态恢复和环境治理。	本项目完工后，进行土地复垦及生态恢复。	符合
加强环境监测和预警。	建设单位已建立完善的地表水、地下水、土壤等环境要素的长期监测监控体系。	符合

综上，在落实本环评提出的相关污染防治措施和生态保护、恢复措施的前提下，本项目与《重庆市矿产资源总体规划（2016-2020 年）环境影响报告书》及审查意见是相符的。

1.9.2.4 与《武隆区矿产资源总体规划（2016-2020 年）》符合性分析

据《武隆区矿产资源总体规划（2016-2020 年）》，“矿产资源供应能力稳步增强。大力加强页岩气、地热等的开发利用，重要矿产资源基本走上规模化、集约化发展道路，使重要矿产品产量平稳增长。到 2020 年，页岩气产量达到 10 亿立方米，地热达到 40 万立方米/年；矿业产值力争达到 5 亿元以上。……本次规划设置一个矿业经济区：鸭江—和顺—白马页岩气及建筑石料用灰岩矿业经济区主要覆盖鸭江镇、和顺镇、平桥镇、白云乡、长坝镇、长坝镇等乡镇。规划期间重点实施页岩气、建筑石料用灰岩等综合开发；到 2020 年，预计矿业产值 3 亿元/年。”

本项目为页岩气田井组试验，其实施有助于页岩气的开发，符合武隆区矿产资源

总体规划。

1.9.3 其他规章、政策符合性分析

1.9.3.1 与《重庆市污染防治攻坚战实施方案（2018-2020 年）》符合性分析

根据《重庆市污染防治攻坚战实施方案（2018—2020 年）》以下简称《实施方案》），实施方案内容分为总体要求、加强突出环境问题治理、加快补齐环保设施“短板”、夯实污染防治基础、强化环境全过程管理、深化环境监管制度改革、组织实施 6 个部分，以持续改善环境质量为核心，统筹“建、治、改、管”，突出抓重点、补短板、强弱项，并按照项目化、工程化的要求，提出了 4 方面 25 项共 180 个工程任务。《实施方案》立足重庆实际，提出水更清、天更蓝、地更绿、土更洁、声更静、环境更安全等 6 个方面 34 项指标，主要包括 42 个断面水质优良比例稳定达到 95.2%以上，年空气优良天数稳定在 300 天以上，森林覆盖率达到 51%以上，受污染耕地安全利用率达到 95%左右，区域环境噪声平均值不高于 53 分贝，不发生重特大突发环境事件等，其中，全面消除城市建成区黑臭水体和长江支流劣 V 类断面、乡镇集中式饮用水水源地水质达标率达到 86%以上、细颗粒物年平均浓度控制在 40 微克/立方米以内等指标高于国家要求。

本项目产生的施工期生产废水均回用，施工期废气排放主要为钻井、储层改造阶段产生的柴油燃烧废气，施工期短，不会对环境造成不利影响。运营期水套炉采用天然气为原料，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，定期装车外运回用于涪陵页岩气田其他平台压裂工序，不外排。对周边环境影响较小。因此，符合《重庆市污染防治攻坚战实施方案（2018-2020 年）》相关要求。

1.9.3.2 与《重庆市实施生态优先绿色发展行动计划（2018—2020 年）》符合性分析

根据《重庆市实施生态优先绿色发展行动计划（2018—2020 年）》，“到 2020 年，全市初步构建起节约资源和保护环境的空间格局、形成绿色产业结构和生产生活方式，生态文明建设水平与全面建成小康社会相适应，生态文明建设走在全国前列，筑牢长江上游重要生态屏障，实现浑然天成自然之美和悠久厚重人文之美取得积极成效的总体目标。”

本项目不在生态红线范围内，且属于《产业结构调整指导目录（2019 年本）》中的鼓励类项目，本项目的实施有助于形成绿色产业结构，符合《重庆市实施生态优先绿色发展行动计划（2018—2020 年）》相关要求。

1.9.3.3 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 1.9-3。

表 1.9-3 与环办环评函〔2019〕910 号的符合性分析

序号	要求	本项目	符合性
1	涉及向地表水体排放污染物的项目，应当符合国家和地方污染物排放标准，满足重点污染物排放总量控制要求	本项目运营期产生的采出水回用于涪陵页岩气田钻井平台压裂液配制，不外排	符合
2	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；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。企业应当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 1#、2#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
3	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	项目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	符合
4	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。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

5	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
6	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
7	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

1.9.3.4 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 1.9-4。

表 1.9-4 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，	符合

		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。	
	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环境防治法》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。 本项目为页岩气田井组试验项目，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，绿化应与周边环境景观相协调，绿化植物搭配合理。 5.3.2 矿区绿化覆盖率应达到 100%。	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
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。	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	符合

	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 CO₂ 气体的油气藏，CO₂ 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 CO₂ 气体处置方案的油气藏不得开发。 6.2.7 对伴生有 H₂S 气体的油气藏，H₂S 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 H₂S 气体处置方案的油气藏不得开发。	田1#、2#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。 本项目页岩气中无CO₂气体，不含H₂S。	
	6.4 矿区生态环境保护 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	本项目建设不在重庆市武隆区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，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。	符合
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伴生资源，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；雨水和压裂返排液进行回用进行压裂	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	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	

	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。	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，定期外运至涪陵页岩气田其他平台压裂工序，不外排。 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 1#、2#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		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。	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。 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。	
	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。		

本项目为页岩气田井组试验项目，经以上分析，本项目拟采取的措施要求符合该规范中相关要求。

1.9.4 “三线一单”符合性分析

根据《重庆市环境管控单元分布图》，本项目位于“一般管控单元”；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）中相关内容要求：

优先保护单元指以生态环境保护为主的区域，主要包括饮用水水源保护区、环境空气一类功能区等。重点管控单元指涉及水、大气、土壤、自然资源等资源环境要素重点管控的区域，主要包括人口密集的城镇规划区和产业集聚的工业园区（工业集聚区）。一般管控单元指除优先保护单元和重点管控单元之外的其他区域。一般管控单元主要落实生态环境保护基本要求。

根据调查，本项目不涉及自然保护区、风景名胜区、集中式饮用水源保护区等环境敏感区域，不在武隆区划定的生态保护红线内。钻井液及压裂返排液循环利用，产生的固体废物全部综合利用不外排，有效的提升了资源利用效率；大气、废水、噪声均可达标排放，环境风险防范措施有效可行，武隆区属于环境空气质量达标区，地表水、地下水、土壤、声环境均可满足相应质量标准要求，项目建成后，不会改变区域环境功能区划，因此，本项目的建设符合《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）管控要求。

根据重庆市生态环境局“三线一单”智检系统出具的检测分析报告（见附件3），本项目位于武隆区一般管控单元-石梁河长坝镇单元内，相应管控要求符合性见表 1.9-5。

本项目不属于《重庆市长江经济带发展负面清单实施细则（试行）》中禁止建设项目，本项目满足环境准入条件，符合“三线一单”相关要求。

表 1.9-5 拟建项目与“三线一单”管控要求符合性分析

名称	分类	执行的市级总体管控要求	管控类别	管控要求	本项目	符合性分析
武隆区一般管控单元-石梁河长坝镇单元	一般管控单元	武隆区总体管控要求，一般管控单元，渝东南武陵山区城镇群总体管控方向	空间布局约束	适时开展农用地污染状况详查，对结论为污染严重的严格用途控制、禁止种植食用农产品和饲草	本项目为页岩气开发机组试验项目，不涉及农牧业生产活动	符合
			污染物排放控制	推动污染企业推出，鼓励企业自愿“退城进园”	本项目为页岩气开发项目，各类污染物能得到妥善处置、达标排放	符合
			环境风险防控	实施农用地分类管理，保障农产品质量安全	本项目采取严格的污染防治措施，防止对周边土壤环境产生不利影响	符合
			资源开发效率要求	区域小水电站按照相关要求核定生态流量，增加生态流量监测设施并加强监督管理；矿山企业严格按照年度《矿山环境恢复治理和植	本项目施工结束后及时对临时占地进行生态恢复	符合

				被恢复实施方案》进行植被恢复等相关治理工作		
--	--	--	--	-----------------------	--	--

本项目不属于环境分区管控中禁止建设项目，满足环境准入条件。综上所述，拟建项目建设符合“三线一单”相关要求。

1.9.5 选址合理性分析

1.9.5.1 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武隆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，项目选址不违背地方规划要求。

（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），本项目不在重庆市划定的生态保护红线范围内，不在武隆区划定的生态保护红线内，项目与武隆区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”智检系统出具的检测分析报告，本项目位于武隆区一般管控单元-石梁河长坝镇单元内；根据“三线一单”符合性分析结果，本项目建设符合生态环境分区管控要求。项目与武隆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在 107 号平台井场内建设，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，气井距离距 100 人以上的居住区、村镇、公共福利设施大于 67.5m（以气井关井压力超过 25MPa 考虑），满足《石油天然气工程设计防火规范》（GB50183-2004）中“表 4.0.4 石油天然气站场区域布置防火间距”和“表 4.0.7 油气井与周围构筑物、设施防火间距”防火距离要求。

（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。

1.9.5.2 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，目前建设单位正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。

1.10 评价内容、重点及时段

（1）评价工作内容

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

（2）评价重点

建设项目工程分析、地下水环境现状调查与影响评价、生态环境现状调查与影响

评价、环境风险评价、环境保护措施及其可行性论证等。

（3）评价时段

施工期、运营期、退役期。其中施工期包括钻前工程、钻井工程、储层改造工程、地面工程（集输管线、集气站扩建）；运营期指平台施工结束进入采气阶段；退役期主要是页岩气资源枯竭后实施的闭井作业。

2 建设项目工程分析

2.1 建设项目概况

2.1.1 地理位置与交通

涪陵页岩气田白马区块焦页 155 号井组试验位于重庆市武隆区长坝镇大园村，距武隆区直线距离约 28km。井场周边有乡村公路，交通较为方便。项目地理位置见附图 1。

2.1.2 建设项目基本概况

项目名称：涪陵页岩气田江东区块焦页 155 号井组试验项目；

建设单位：中石化重庆页岩气勘探开发有限公司；

建设性质：新建；

建设地点：重庆市武隆区长坝镇大园村；

项目总投资：*****；

构造位置：*****；

*****；

*****；

*****；

*****；

建设内容：新建焦页 155 号平台，新钻井 7 口，采用双钻机双排布井和“井工厂”钻井模式运行，“导管+三开次”井身结构，采用套管射孔+趾端滑套完井方式。

155 号平台新增除砂撬 7 台，充分依托已建地面集输系统，新建采气管线 7 根（单根采气管线长度约为 0.81km）至 107 号集气站后外输，107 号集气站内新增两相流量计 2 台、计量分离器 1 台，水套加热炉 4 台（400kW/台）。配套完善自控、通信、消防、土建等工程。

2.1.3 矿权概况及气藏特征

2.1.3.1 探矿权范围

*****。

2.1.3.2 区域构造特征

白马区块构造上隶属于川东高陡褶皱带万县复向斜南部的白马断褶带。川东高陡

褶皱带是四川盆地川东南构造区最重要的二级构造单元，也是四川盆地的重要产气区。西侧以华蓥山深大断裂为界与川中构造区相接，东侧以齐西深大断裂为界与湘鄂西断褶带相邻，北侧与秦岭褶皱带相接。本区从南至北，构造走向由北北西转向北北东，再转向北东，形成四川盆地最具特征的弧形褶皱带。本区燕山期受太平洋板块向北西的强烈挤压，形成一系列背斜高陡、向斜宽缓的典型侏罗山型构造；喜山期印度板块向欧亚板块俯冲，本区在来自北西方向的挤压应力作用下整体构造较复杂，北断裂分割复杂化，平面总体呈现“背斜窄陡、向斜宽缓”的特征。

2.1.3.3 主要地质特征

*****。

2.1.3.4 储层特征

*****。

2.1.4 平台、集气站现状及环保手续履行情况

2.1.4.1 平台和集气站建设情况

根据建设单位提供的设计资料，本项目利用现有焦页 107 号平台集气站。

焦页 107 号集气站与焦页 107 号平台同台建设，站内管辖焦页 107 号平台共 7 口气井，站内布置 400kW 加热炉 3 台，DN800 分离器 2 台，DN1200 分离器 1 台，DN65 两相流量计 3 台，20 万方/天分子筛 1 台，DN350×DN250 收球筒 1 具。

根据现场踏勘调查，目前焦页 107 号平台现有 7 口井中 2 口为已建生产井（焦页 107-2HF、焦页 7HF），5 口为在钻井（焦页 107-3HF、焦页 107-4HF、焦页 107-5HF 焦页 107-6HF、焦页 107-7HF），焦页 107 号集气站所布置页岩气收集及处理设施待实施。

表 2.1-1 焦页 107 号平台及集气站现有工程组成表

类别	工程名称	项目组成内容
主体工程	钻前工程	井场建设：已建的焦页 107 号平台占地约 15000m ² ，平台尺寸 125m×120m
	钻井工程	5 口页岩气开发井，2 口评价井
	集输工程	采气：8 套采气树 集输处理：除砂撬 5 具、水套加热炉 3 台（400kW）、两相流量计 3 具（DN65 PN63）、计量分离器 2 具（DN800 PN63）、生产分离器 1 具（DN1200 PN63）、分子筛脱水撬 1 具（20×10 ⁴ m ³ /d）、收球筒 1 具（DN350×DN250）、放空立管 1 根（DN150）

公用工程	站外道路	进场道路300m，与平台相连，路基宽约5m，砂石路面
环保工程	废水池	容积约1500m ³ ，设计渗透系数不大于1.0×10 ⁻⁷ cm/s
	放喷池	2座300m ³ 放喷池，设计渗透系数不大于1.0×10 ⁻⁷ cm/s
	井场排水沟	50cm×50cm明沟排水

2.1.4.2 现有平台和集气站环保手续履行情况

本项目现有工程环评、竣工环境保护验收履行情况见表 2.1-2。

表 2.1-2 107 号平台及集气站环保手续履行情况一览表

环评名称	建设内容	环评批复时间	环评批复	验收时间
焦页7井钻探工程环境影响报告书	建设1个页岩气平台，建设1口页岩气井，井号为焦页7HF井。	渝（武）环准〔2014〕032号	2014.5.26	2020.9.24
焦页7井压裂试气工程环境影响报告表	利用焦页7HF井现有井场、井场道路、废水池、放喷池等设施，在井场新增压裂试气相关的储油罐、储酸罐、压裂机组及其附属的配液罐、混配车等设施。对焦页7井进行压裂测试工程，主要包括水力压裂和测试工程。	渝（武）环准〔2015〕037号	2015.8.14	2020.9.24
焦页107-4HF井钻探工程环境影响报告表	利用现有平台建设页岩气勘探井1口（井号根据生产管理需要已调整为焦页107-2HF）。	渝（武）环准〔2016〕007号	2016.3.22	正在验收
涪陵页岩气田焦页107#平台试采地面工程环境影响报告表	对平台现有2口井进行试采，建设1座生产规模为5.5×10 ⁴ m ³ /d集气站和站内配套采气管线（包括1台水套加热炉撬、1台计量分离器撬、1套分子筛脱水撬、1台高架水箱等）。	渝（武）环准〔2019〕030号	2019.7.11	2020.9.24
涪陵页岩气田白马区块焦页107号井组建设项目环境影响报告表	扩建焦页107号集气站（扩建两相流量计3台、计量分离器撬1台、生产分离器撬1台、水套加热炉撬3台，拆除原有水套加热炉撬1台），并在原有焦页107号平台新增5口页岩气生产井（焦页107-3HF、焦页107-4HF、焦页107-5HF、焦页107-6HF与焦页107-7HF）。	渝（武）环准〔2020〕038号	2020.11.24	钻井施工中，集气站扩建内容待建

2.1.4.3 设施依托可行性

（1）集输工程依托可行性

焦页 155 号平台共新建 7 口井，新井采用除砂撬除砂后，采用 7 根 DN65 采气管线

输至 107 号集气站与 107 号集气站新扩 5 口井统一处理，107 号集气站经加热炉加热节流后，经新增计量分离组合撬（由 2 台两相流量计和 1 台计量分离器组成）计量分离后，进入分子筛脱水后外输。其中计量分离器预留增压接口，新井前期压力高直接外输，后期增压外输，站内改造实现新老井集气系统独立，同时兼顾考虑新井增压工程实施。

焦页 107 号集气站现有工艺流程见图 2.1-1。

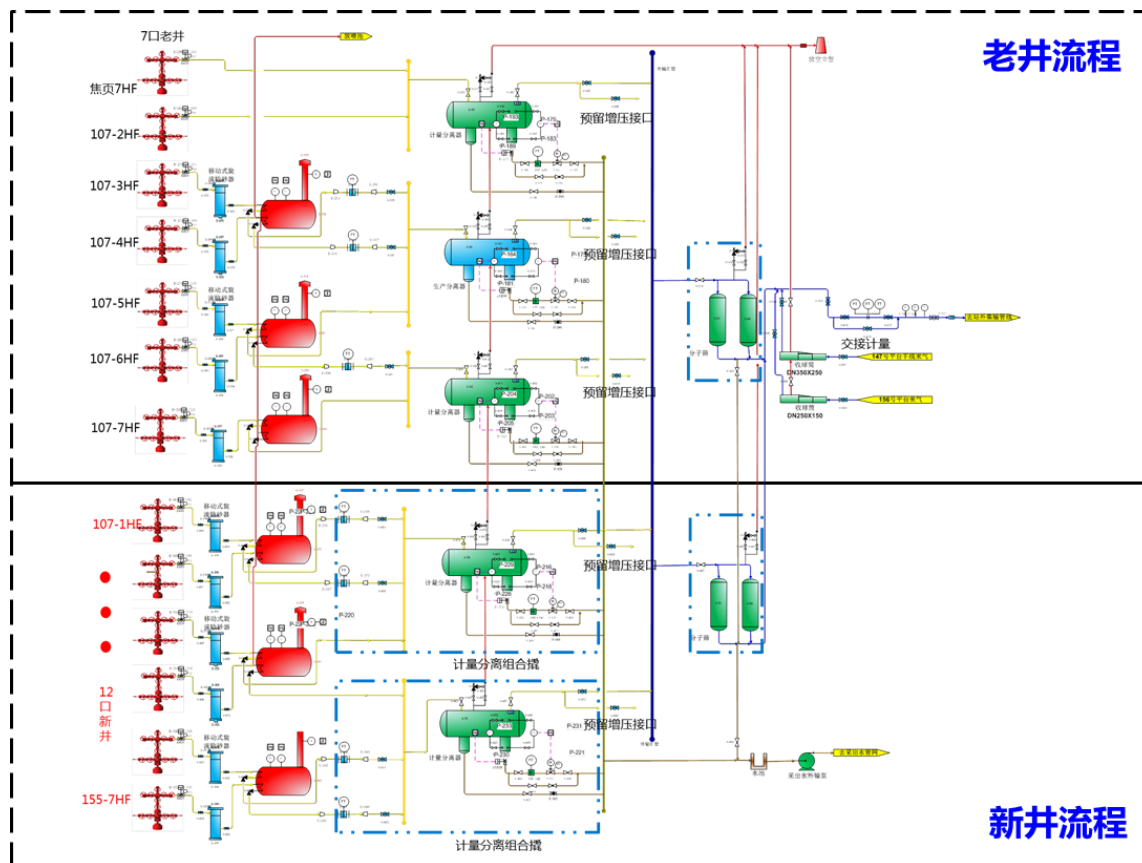


图 2.1-1 焦页 107 号集气站工艺流程图

(2) 采出水集输工程依托可行性

运营期产生的采出水在平台现有的废水池内暂存，定期装车外运回用于涪陵页岩气田其他平台压裂工序，不外排。

现有平台西北侧现有 1 座废水池，容积为 1500m³，现场调查时，池体完好，未发现渗漏情况，本项目采出水储存可依托使用。

2.1.5 建设项目组成

本项目建设内容主要包括主体工程、辅助工程、环保工程、储运工程等，其中主体工程主要包括钻前工程、钻井工程、储层改造工程、地面工程等。项目组成见表 2.1-

3。

表 2.1-3 项目组成一览表

类别	工程名称		项目组成内容	备注
主体工程	钻前工程	井场建设	井场平整，碎石铺垫，局部采用混凝土硬化；焦页155号井组按照126m×100m=12600m ² 修建	新建
		井口建设	7口井的井口基础，开挖砌筑方井，井间距 8m，排间距 10m。	新建
	钻井、固井、完井工程		采用双钻机双排布井，采用“导管+三开次”井身结构，并分段采用套管进行固井。	施工结束后仅保留井口采气树及配套设施，其余施工设备随井队搬迁
	井控工程		井控装置：液压泵站、阻流管汇、防喷器和井口设备	
	储层改造工程		洗井后进行射孔，采用 10 台 5000 型压裂车进行压裂，配置配液罐、混砂车等压裂设备，进行水力压裂	
	地面工程	采气树	井口安装 7 套采气树	新建
		集气站	107 号集气站经加热炉（新增 4 台 400kW水套加热炉）加热节流后，经新增计量分离组合撬（由 2 台两相流量计和 1 台计量分离器组成）计量分离后，进入分子筛脱水后外输。	依托+新建
辅助工程	钻井测定装置		井队配备 2 套，对钻压、扭矩、转速、泵压、泵冲、悬重、泥浆体积等参数，司钻台、监督房内显示	新建
	钻井监控装置		井队配备 1 套，含司钻控制台、节流控制室、远程控制台，均可独立开启井控装置	新建
	放喷点火装置		放喷池设置 3 套点火装置	新建
	可燃气体及硫化氢监测系统		配备 2 套移动式可燃气体（甲烷）检测仪，随时监控井场甲烷浓度。随钻监控井下硫化氢浓度	新建
公用工程	站外道路		站外需维修道路长 6600m，宽 4~5m； 横断面：0.5m(级配碎石路肩)+4~5m(车行道)； 路面结构为：C30 混凝土 20cm+级配碎石 10cm+切除破损混凝土板。	依托+新建
	供电工程		网电供电，配备 320kW柴油发电机 2 台作为备用电源	新建
	供水工程		生活用水由罐车拉运供水，压裂用水采用撬装式泵站分散供水。就近从集气站或者管网接入。	
	供热工程		新增 4 台 400kW水套加热炉	新建

	生活设施	平台北侧，设置 1 处，占地约 800m ² ，水泥墩基座，活动板房，现场吊装	新建
环保工程	废水池	新建 1 座废水池，位于平台东北侧，面积 250m ² ，总容积约 1000m ³ ，钢筋混凝土结构，池体内部采用水泥砂浆勾缝，并作防渗处理，设计渗透系数不大于 1.0×10 ⁻⁷ cm/s	新建
	清水池	新建 1 座 1000m ³ 清水池，位于平台东北侧，设计渗透系数不大于 1.0×10 ⁻⁷ cm/s	新建
	放喷池	焦页 155 号井组东北侧 70m 新建放喷池 1 个，容积 300m ³ ，设计渗透系数不大于 1.0×10 ⁻⁷ cm/s	新建
	环保厕所	井场和生活区各设置环保厕所 1 处	新建
	生活垃圾	井场和生活区各设置 1 处集中收集点，定期由当地环卫部门统一清运处置	施工结束后拆除
	水基岩屑处理系统	钻井期间，井队在井场内布置 2 套水基岩屑不落地系统，固液分离后岩屑暂存于岩屑收集池中，加水、粉煤灰后经机械拌合固化，最终进行资源化利用	
	水基岩屑暂存区	水基岩屑暂存区容积约 300m ³ ，用于暂存水基岩屑	
	油基岩屑处理	油基岩屑收集至钢罐后，直接运送至涪陵工区 1#、2#油基岩屑回收利用站回收废油，处理后的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	
	废润滑油收集	集气站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	依托
储运工程	柴油罐	设 4 个柴油罐，每个 10m ³ ，临时存储钻井用柴油，最大储存量 30t，日常储量 20t	施工结束后随施工队伍搬迁
	钻井、固井材料储存区	每个设置 1 处材料堆存区，用于暂存钻井、固井用的化学药品，药品桶装或袋装，地面硬化，彩钢板顶棚	
	盐酸储罐	试气压裂阶段设置 12 个储罐，每个储罐 10m ³ ，由厂家运送 31%浓度的浓盐酸至井场，在罐体内稀释成 15%浓度的稀盐酸。盐酸罐区地面铺设防渗膜，并设置临时围堰，围堰容积不小于单个罐体最大储存量	
	配液罐	压裂期间，在井场配备 40 个配液罐，40m ³ /个，用于压裂液配制；罐区地面铺设防渗膜，并设置临时围堰，围堰容积不小于单个罐体最大储存量	
	钻井液配制罐	每个钻井队配备 1 套，现场按需调配钻井液	
	钻井液循环罐	每个钻井队配备 5 个，60m ³ /个，含除砂器、除泥器、振动筛、离心机等装置	
	钻井液储备罐	每个钻井队配备 6 个，40m ³ /个	

2.1.5.1 钻前工程

本项目按照标准化方式进行建设，井场总体呈东西走向，井场东北侧 20m 为放喷池，清水池及废水池位于井场东北侧，进场道路位于井场南侧。平台钻前工程平面布置见附图 2。

(1) 井场

本项目采用双钻机布井模式，井场尺寸面积为 $119\text{m} \times 98\text{m} = 11662\text{m}^2$ ，采用碎石铺垫，局部采用混凝土硬化，井场内布置 7 口方井。

(2) 进场道路

焦页 155 号井组南侧与乡村公路相连，站外需维修道路长 6600m，宽 4~5m 路面结构为 C30 混凝土 20cm+级配碎石 10cm+切除破损混凝土板。

(3) 放喷池

焦页 155 号井组配套建设 1 座放喷池，放喷池容积为 300m^3 ，用于钻井期间放喷，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，并做防渗处理，防渗系数 $\leq 10^{-7}\text{cm/s}$ ；钻井期间用于应急使用，压裂测试期间用于完井后的天然气测试放喷储存页岩气带出的少量压裂液，仅进行临时储存，容积满足井控要求。

(4) 清水池及废水池

焦页 155 号井组外东北处新建有 1 座废水池和清水池，容积分别约 1000m^3 ，采用钢筋混凝土结构，做防渗处理，防渗系数 $\leq 10^{-7}\text{cm/s}$ 。本项目钻井、压裂试气产生的废水在新建废水池进行暂存。

(5) 生活区

井场外每个井队设置 1 处生活区，占地 800m^2 ，采用活动板房，配备垃圾收集点 1 处和环保厕所 1 座

(6) 水基岩屑暂存区

井场西南侧新建 2 处水基岩屑暂存区，容积 $300\text{m}^3/\text{处}$ ，占地面积约 $100\text{m}^2/\text{处}$ ，用于存放压滤后的水基岩屑。池体采用砖混结构，池壁采用防渗砂浆抹面，表面采用防渗材料处理，贮存场应采取防雨、防渗、防粉尘污染，应满足《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB 18599-2020）的相关规定。

2.1.5.2 钻井工程

(1) 井身结构

本项目采用“导管+三段式”井身结构，井深结构与套管程序见表 2.1-4。

表 2.1-4 井身结构与套管程序设计数据

① 导管段

导管用*****钻头，采用清水钻井，下*****套管*****左右，建立井口，为一开创造稳定条件。

②一开：用*****钻头，采用清水钻进（严禁使用污水）至*****，下*****表层套管中完，以封嘉陵江组等浅表漏失地层为原则确定中完深度，表层套管设计下深*****左右（若钻遇漏层、适当加深），应保证固井质量，水泥返至地面。

③二开：用*****钻头，原则上清水钻井至茅口组底，后转化为水基钻井液钻井，以进入龙马溪组*****（斜深）为中完原则，下*****套管固井，封小河坝组及之上的易漏、易垮塌地层，水泥返至地面。

④三开：使用*****钻头、油基钻井液，完成大斜度井段和水平段钻井作业，下入*****套管完井，水泥不返地面。

⑤完井方式：采用套管射孔（分段压裂）完井

图 2.1-4 本项目典型井井身结构设计示意图

(2) 主要工艺设备

考虑到水平井摩擦阻力大，为了确保水平段的安全钻进以及提速提效要求，以及生产运行、钻台钻杆摆放量以及采用井工厂作业模式，要求选用 1 部 ZJ50 电动带导轨的钻机，1 部 ZJ70 电动带导轨的钻机，配套大功率顶驱，高压钻井泵和地面管线。钻井主要设备配置标准见表 2.1-5。

表 2.1-5 钻井主要设备配置标准一览表

序号	名称	功率或负荷		数量
		ZJ50 钻机	ZJ70 钻机	
1	*****	*****	*****	*****
2	*****	*****	*****	*****
3	*****	*****	*****	*****

4	*****	*****	*****	*****
5	*****	*****	*****	*****
6	*****	*****	*****	*****
7	*****	*****	*****	*****
8	*****	*****	*****	*****
9	*****	*****	*****	*****
10	*****	*****	*****	*****
11	*****	*****	*****	*****
12	*****	*****	*****	*****
13	*****	*****	*****	*****
14	*****	*****	*****	*****
15	*****	*****	*****	*****
16	*****	*****	*****	*****
17	*****	*****	*****	*****
18	*****	*****	*****	*****
19	*****	*****	*****	*****
20	*****	*****	*****	*****
21	*****	*****	*****	*****
22	*****	*****	*****	*****
23	*****	*****	*****	*****
24	*****	*****	*****	*****
25	*****	*****	*****	*****
26	*****	*****	*****	*****
27	*****	*****	*****	*****
28	*****	*****	*****	*****

(3) 钻井液方案

①钻井液体系选择

导管及一开采用清水，二开直井段采用清水钻完造斜点/茅口组，其余井段采用水基钻井液钻进；三开井段采用油基钻井液钻井。分段钻井液体系设计见表 2.1-6。

表 2.1-6 分段钻井液体系设计一览表

开钻序号		井眼尺寸 (mm)	推荐钻井液体系
*****		*****	*****
*****		*****	*****
*****	*****	*****	*****
	*****		*****
*****		*****	*****

根据钻遇地层特点，钻井液要保持低失水、优良的造壁性和润滑性，以及良好的流变性，保证安全快速钻进。龙马溪组页岩气层应保护气层、防喷、防塌、防漏、润滑等。采用油基钻井液，在气层段实施近平衡压力钻井，确保气层污染降至最低限度。油基钻井液具有强抑制性，有利于保持井壁稳定；钻速快、对油气层的损害小，能最大限度地保护油气层，特别是水敏性地层；抗污染能力强，有良好的润滑性，压差卡钻的几率小。与水基钻井液相比，油基钻井液更适于钻水敏性易坍塌复杂地层，能够更有效地保护水敏性油气层。

②分段钻井液配置

钻井所需膨润土、纯碱、烧碱等固体材料袋装，在材料储存区堆存；多功能润滑剂、钻井液润滑剂等液体材料采用塑料桶桶装，堆存在固体材料附近，储存区顶部设置轻钢结构雨棚。本项目单井钻井液体系及配置量见表 2.1-7，单井钻井液原材料用量见表 2.1-8。

表 2.1-7 单井钻井液体系及配制量

开次	钻井液体系	单井配制量 (m ³)	本项目配制量 (m ³)
*****	*****	*****	*****
*****	*****	*****	*****
*****	*****	*****	*****
	*****	*****	*****
*****	*****	*****	*****

表 2.1-8 原材料消耗情况一览表 单位：t

材料名称	单井材料消耗量	本项目材料消耗量	储存方式	日常储量
*****	*****	*****	*****	*****

辅助乳化剂主要成分为磺酸盐、硬脂酸盐、改性阴离子表面活性剂混合物;

润湿剂主要成分为非离子表面活性剂混合物;

增粘剂主要成分为季铵盐蒙脱石:

封堵剂主要成分为高分子聚合物。

(4) 井坑方案设计

法与基础制度。《不动产统一登记条例》（2014年12月27日）《不动产登记暂行条例》

(五) 因此方案

因此作具且柱并注列各印字深度后，(下)左旁并注(上)阳将至(上)阳将近地面

时封隔油、气、水层，防止互相窜漏、形成油气通道。固井作业主要设备有下灰罐车、混合漏斗和其他附属设备等。

2.1.5.3 储层改造工程

(1) 完井工程

①完井方式

白马区块龙马溪-五峰组页岩气属非常规天然气，投产前要进行大规模分段压裂改造。综合储层特性和水平井分段压裂改造的特点，采用 114.3mm 底带趾端滑套套管射孔完井方式。

②射孔工艺

在第一段套管射孔位置处，预置趾端破裂盘阀滑套，依靠绝对压力将破裂盘阀打开，破裂盘阀打开的绝对井底压力为 106Mpa。滑套出现问题时采用牵引器补射孔。

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

③压裂井口

根据储层地质条件及形成复杂缝网理论为基础，考虑到充分提高净压力，提升裂缝复杂程度，储层垂深 2623m~3303m，水平段长 1718m~2098m，延伸压力梯度为 0.2MPa/m~0.024MPa/m 时，施工井口压力 46MPa~89MPa。因此推荐该地区压裂井口压力等级设计为 105MPa。

(2) 压裂工程

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

①压裂液体系

本项目选用减阻水和活性胶液混合液体系，所用盐酸采用储罐储存，仅在压裂施工过程中暂存，压裂过程中所使用的化学材料均由厂家负责运输至井场。项目压裂液体系及配方详见表 2.1-9，压裂液配制材料用量见表 2.1-10。

表 2.1-9 本项目压裂液体系及配方一览表

压裂液体系	配方
*****	*****
*****	*****
*****	*****
*****	*****
*****	*****

2.1-10 单井压裂材料主要参数表

***** **	***** **	***** **	***** **	*****			*****			***** **	***** **
				***** **	***** **	***** **	***** **	***** **	***** **		
***** **	***** **	***** **	***** **	***** **	***** **	***** **	***** **	***** **	***** **	***** **	***** **
***** **	***** **	***** **	***** **	***** **	***** **	***** **	***** **	***** **	***** **	***** **	***** **
***** **	***** **	***** **	***** **	***** **	***** **	***** **	***** **	***** **	***** **	***** **	***** **
***** **	***** **	***** **	***** **	***** **	***** **	***** **	***** **	***** **	***** **	***** **	***** **
***** **	***** **	***** **	***** **	***** **	***** **	***** **	***** **	***** **	***** **	***** **	***** **
***** **	***** **	***** **	***** **	***** **	***** **	***** **	***** **	***** **	***** **	***** **	***** **
***** **	***** **	***** **	***** **	***** **	***** **	***** **	***** **	***** **	***** **	***** **	***** **

②压裂液配置工艺

压裂期间在井场内配备 40 个配液罐，容积大于 1600m³，压裂液在现场进行配置，压裂液配置完成后在配液罐内暂存待用。采用连续混配工艺，配置工艺见图 2.1-5。

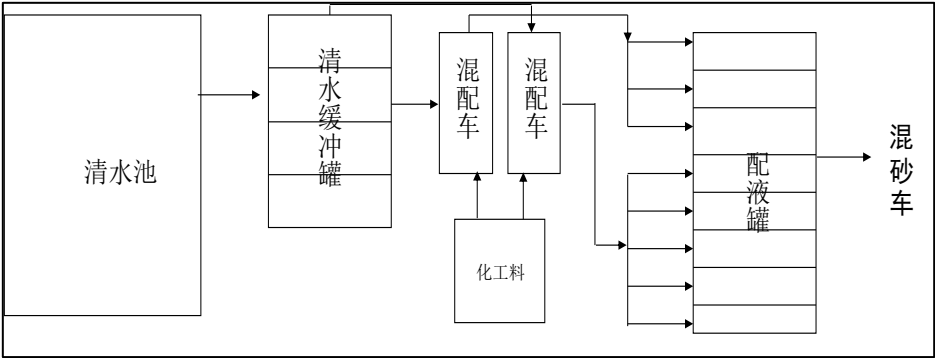


图 2.1-5 连续混配工艺流程图

③注入方式及压力控制

采用套管注入方式。根据已开井施工情况，考虑套管材质、施工安全限压、压力安全窗口影响，控制施工规模，使施工压力为 62MPa-75MPa，特殊情况施工压力不得大于 95MPa。

④返排工艺

排液初期，返排速率以不出砂为原则，在初始 12h 内采用油嘴控制返排速率在 $5\text{m}^3/\text{h} \sim 10\text{m}^3/\text{h}$ ，其后返排速率控制在 $8\text{m}^3/\text{h} \sim 25\text{m}^3/\text{h}$ 。

⑤返排液处理及重复利用工艺

压裂试气期间产生的压裂返排液在水池内暂存，采用絮凝沉淀处理后，再与清水混合回用于平台压裂工序。根据室内实验和现场应用分析，返排液中采用自然沉降+杀菌剂，使悬浮物的含量降到 50mg/L 以下，处理后的回用水按比例进行清污混合，添加杀菌剂杀菌后，可满足配成减阻水要求。

⑥单井工艺参数

焦页 155 井组（1-4 井）4 口水平井，水平段长 1500-2000m，埋深 3200-3500m，针对天然裂缝欠发育，应力较低的特点，设计主体采用“簇密切割+限流射孔+复合暂堵转向+连续加砂”压裂工艺，4 口井采用 6-7 簇射孔，簇间距 8-15m，单段长度 65-75m。用液强度 $21\text{-}23\text{m}^3/\text{m}$ ，加砂强度 $2.0\text{-}2.3\text{t}/\text{m}$ ，每段设计 1 次缝内暂堵工艺、1 次胶液携粉陶转向，连续加砂。

焦页 155 井组（5-7 井）3 口水平井，水平段长 2200-2300m，埋深 3500-4400m，以挤压应力环境为主，针对天然裂缝欠发育，应力较高的特点，设计主体采用“综合降压+细密分簇+缝内转向+分级支撑”压裂工艺，3 口井采用 4-5 簇射孔，簇间距 8-10m，单段长度 60-70m。用液强度 $23\text{-}25\text{m}^3/\text{m}$ ，加砂强度 $2.3\text{-}2.5\text{t}/\text{m}$ ，每段前置线性胶 $200\text{-}300\text{m}^3$ ，高、中粘减阻水施工、低砂比长段塞。

（3）压裂主要工艺设备

根据焦石坝区块已开发井测试压裂情况，水平井单段正常压裂施工时间为 3h、施工泵压 $\leq 65\text{MPa}$ 、施工排量为 $12 \sim 14\text{m}^3/\text{h}$ 。混砂设备：供液能力 $\geq 14\text{m}^3/\text{min}$ ，混砂车 ≤ 2 台；仪表车 1 台、高压管汇、低压管汇、化学添加剂比例泵、各种抽化学剂的配液小泵若干台、化学剂混注小管汇和管线 2 套。施工车辆及设备准备如表 2.1-11 所示。

表 2.1-11 压裂队伍施工车辆及工具准备

(1) 新建产能 1.042 亿方/年，气田现有的南北联络集气干线能够满足白马区块的集气需求，产气在各平台上处理后依托武隆-水江联络线外销。

(2) 集气系统采用高压采气、中压集气、区域脱水的集输工艺，布站采用“采气丛式井场-集气站”一级布站模式，集气依托焦页 107 号集气站，155 号平台新建 N65 PN42 兆帕采气管线 5.78 千米至 107 集气站处理，155 号平台新增除砂撬 7 台。

焦页 155 号平台和 107 号集气站主要工程量见表 2.1-12。

表 2.1-12 焦页 105 平台集气主要工程量

序号	型号规格	单位	数量	备注
(一)	设备			
1	除砂器 42MPa	台	7	
(二)	管材			
1	Φ76×10 BG L360Q-RCB SMLS PSL2	m	730	加强级3PE防腐
2	Φ76×4.5 Q345E SMLS	m	400	加强级3PE防腐
3	配套管件	套	1	

表 2.1-13 焦页 107 号集气站扩建主要工程量

序号	型号规格	单位	数量
1	设备		
1.1	水套加热炉	座	4
1.2	生产分离器撬 DN1200 PN63	套	2
1.3	两相流量计	台	2
2	管材		
2.1	DN65 PN42MPa 无缝钢管	km	5.78
3	站外部分		
3.1	Φ76×12mm L360N PSL2 无缝钢管 加强级 3PE 防腐	m	945
3.2	管沟开挖土方	m ³	4088
3.3	管沟开挖石方	m ³	1682
3.4	管沟回填细土量	m ³	2059
3.5	原土回填量	m ³	1113
3.6	原石回填量	m ³	2597

2.1.5.5 公用工程

(1) 供水工程

本项目压裂用水优先使用平台采出水，不足部分采用分散供水模式，水压水量可满足压裂供水需求。

(2) 供电工程

本项目用电负荷主要来自供给钻井网电钻机和页岩气开发生产及生活用电，本项目利用当地 35kV 电网供电，井场配备 320kW 柴油发电机，作为备用电源。

2.1.5.6 环保工程

(1) 施工期

①废水

井场雨污分流，井场周边设置排水沟，场外雨水经排水沟排入附近溪沟。

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、压裂返排液、洗井废水平台废水池暂存，经絮凝沉淀、杀菌，满足压裂回用水质标准要求后，回用平台内钻井工程压裂工序，平台内最后一口井剩余压裂返排液根据试气计划依次回用于工区其他平台。

地面工程施工废水及管道试压废水经收集沉淀后回用场地洒水。

各井队生活区和井场配套环保厕所，生活污水经环保厕所收集后农用，不外排。

②废气

本项目设置放喷池，测试放喷阶段将天然气引至放喷池点燃。

柴油发电机、动力机废气经自带排气筒排放。

③噪声

柴油发电机及动力机采用自带隔声间进行降噪。

④固体废物

清水岩屑直接综合利用，用于井场铺垫或修建井间道路；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，用于砖厂制砖等资源化利用；油基岩屑采用钢罐收集后运输至涪陵工区 1#、2#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。

废油由井队回收或有资质的单位回收处置。

废化工料桶由厂家或有资质的单位回收。

生活垃圾定点收集，交当地环卫部门统一处置。

(2) 运营期

①采出水

运营期产生的采出水在平台现有的废水池内暂存，定期装车外运回用于涪陵页岩气田其他平台压裂工序，不外排。

②废气

燃气加热炉燃烧废气通过 15m 高排气筒排放，非正常工况下放空废气通过放空立管排放。

③固体废物

废润滑油交由有相应危险废物处置资质的单位进行处置。

2.1.6 储运工程及原辅材料消耗

2.1.6.1 钻井材料消耗

本工程钻井材料中钻头、套管、套管附件等在平台材料区储存，钻杆、套管等在井架附近堆存，材料堆存区设置雨棚防雨，地坪简单防渗处理；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。本工程使用材料消耗见表 2.1-14。

表 2.1-14 本工程主要钻井材料消耗表

注：柴油消耗量是在不考虑网电供电情况下的全部消耗量。

2.1.6.2 水力压裂材料消耗

本项目压裂总段数 190 段，平均单井压裂段数 27 段，压裂液总量 317988m³，平均单井压裂液总量 45427m³。单井压裂段数及用液量见表 2.1-15。

表 2.1-15 单井压裂段数及用液量一览表

压裂液中主要成分为水，比例在 98%以上。本项目盐酸采用储罐储存，钻井过程中不储存，仅在压裂施工过程中暂存，压裂过程中所使用的化学材料均由厂家负责运输至井场。本项目压裂液配制材料用量见表 2.1-16。

表 2.1-16 压裂液添加剂消耗量配方表

2.1.7 工程土石方与占地

2.1.7.1 土石方工程

本项目土石方工程包括钻前工程、集输工程。

钻前土石方工程主要为井场平整、废水池等施工过程中产生的土石方，剥离的表土临时堆存于井场西南侧，表土四周夯实，覆彩条布处理减少表土层水土流失，对井场四周挖方边坡高于 2m 的边坡采用重力式挡墙进行支挡，并对裸露边坡采用水泥砂浆喷护处理。剥离的表土后期用于土地恢复，井场建设结合地形及后期复垦可做到场地内土石方平衡。

集输工程土石方工程主要为管线开挖，剥离的表土临时堆存管线两侧，铺设完毕后，进行全部回填，地表进行恢复，土石方平衡。

根据设计资料，项目施工过程中总挖方约 7390m³，总填方约 7390m³，结合地形及后期复垦可做到土石方平衡。

表 2.1-17 各工程土石方统计表单位：m³

工程名称	挖方	填方
钻前工程	1620	1620
集输工程	5770	5770
合计	7390	7390

2.1.7.2 项目占地

本项目占地主要为井场、放喷池、生活区、集输管线占地，新增占地总面积约 3.15hm²，其中钻井占地 1.7hm²，集输工程占地 1.45hm²，占地类型主要为耕地。利旧占地 0.75hm²，占地详情见表 2.1-18。

表 2.1-18 工程占地范围内占地类型统计表 单位：hm²

工程名称	工程内容	现有占地	新增占地类型		小计
			耕地	林地	
钻井工程	井场	/	1.26		1.26
	清水池	/	0.025		0.025

	废水池	/	0.025		0.025
	放喷池	/	0.04		0.04
	生活区	/	0.08	0.08	0.16
	道路	/	0.1		0.1
	表土堆场	/	0.17		0.17
	小计	/	1.7		1.7
集输工程（平台至集气站管线）	管线	/	0.7		0.7
	集气站	0.75	/		0.75
合计		0.75	2.4		3.15

本项目新增占地均属于临时占地，测试定产后具备开采价值后再按照永久占地完善用地手续。

2.1.8 施工组织

2.1.8.1 建设周期

平台钻前工程约 20 天；每口井钻井时间平均 62 天，24 小时连续施工；每口井储层改造施工约 30 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；油气集输工程施工时间为 30 天。

表 2.1-19 本项目井组具体施工时序

施工类型	施工时间/d	备注
钻前工程	20	一次性完成整个平台钻前工程
钻井工程	217	采用双钻机布局，两口井钻井工程同时作业
储层改造	210	每口井依次压裂，每口井施工时间约 30 天
集输工程	30	一次性完成整个管线和设备安装
合计	477	/

2.1.8.2 施工人员

钻前工程施工人员约 25 人；各钻井工程钻井队施工人员约 50 人，生活、办公为自带的移动式板房；钻井队由专业人员组成，钻井队管理人员有队长、副队长、钻井工

程师等；储层改造工程试气压裂队施工人员约 50 人；集输工程施工人员约 10 人。

2.2 影响因素分析

2.2.1 施工期污染因素分析

2.2.1.1 钻前工程污染因素分析

钻前工程是为钻井工程进行前期的基础设施建设，本项目钻前工程主要是井场平整，建设井口及设备基础，设备运输安装。钻前工程工艺及主要环境影响见图 2.2-1。

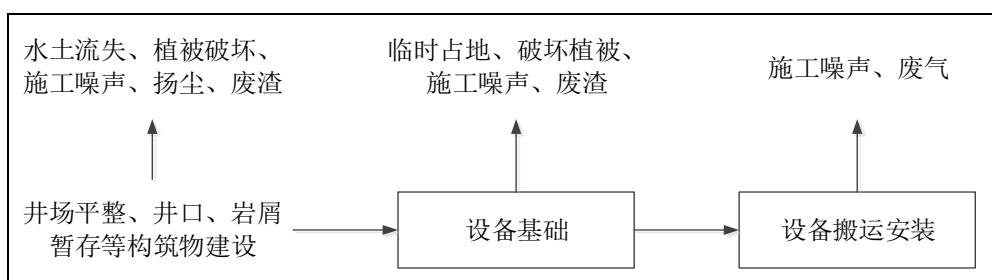


图 2.2-1 钻前工程工艺及主要环境影响示意图

2.2.1.2 钻井工程污染因素分析

(1) 钻井工艺

本项目采用“导管+三开次”井身结构，导管段、一开段、二开直井段采用清水钻井工艺，二开斜井段采用水基钻井液钻井工艺，三开采用油基钻井液钻井工艺。

导管、一开、二开直井段采用的清水和水基钻井液均属于水相钻井液体系，钻井过程中在循环罐内直接调整钻井液配方。待二开斜井段完钻后，采用顶替隔离液和油基钻井液将井筒内的水基钻井液顶替出来，顶替出来的钻井液和循环罐内水基钻井液一起排入废水池暂存。三开采用油基钻井液体系，三开完钻后，采用固井水泥浆将油基钻井液顶替出来，与循环罐内的油基钻井液一起进入泥浆储备罐储存，用于下一口井使用。

施工期选用网电钻井，并配备柴油发电机作为备用电源。钻井工程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、钻杆柱内腔进入井下，然后经环空返回地面，经管道收集进入振动筛、离心机分离钻井液和岩屑。分离出的钻井液进入循环罐继续使用，清水岩屑直接用于铺垫井场或综合利用，水基岩屑经不落地系统收集处理后滤饼在暂存池暂存，完钻后进行资源化利用；油基岩屑经钢罐不落地收集后，运输至涪陵工区油基岩屑回

收利用站进行脱油处理后，灰渣送水泥窑协同处置。

钻井达到各段预定深度后，下入套管并注入水泥浆至水泥浆返至地面，封固套管和井壁之间环形空间的作业。固井主要目的是封隔疏松易塌、易漏地层；同时封隔油、气、水层，防止互相窜漏、形成油气通道。固井作业主要设备有下灰罐车、混合漏斗和其他附属设备等。

（2）油水转换工艺

水基和油基钻井过程，其转换工艺如下：

①准备 10m³ 高粘度（Fv>80s）顶替隔离液，比重和入井的油基钻井液一致，其配方如下：油基泥浆基浆+3%MOGEL+2.5%主乳化剂（HIEMUL）+1.5%降滤失剂（HIFLO）。

②泵入 10m³ 高粘顶替隔离液，然后是油基钻井液。顶替过程中不能停泵，确保顶替效率。

③隔离液返回到分离罐，直到未受污染的油基泥浆返出，才使油基泥浆返回至循环罐，顶替作业结束。隔离液可重复使用。

（3）钻井液固相分离工艺

钻井液其主要功能有带出岩屑。钻井过程中，岩屑在机械及化学作用下，分散成大小不等的颗粒而混入钻井液中，使钻井液性能变坏，给钻井工程及油、气层带来危害，因此必须消除有害固相。

本项目采用机械设备强制清除有害固相，改变固相级配。从井底返出的钻井液首先经过振动筛清除较大的固相颗粒，故称振动筛为第一级固控设备。再通过不同规格的除砂器和除泥器对钻井液进一步进行固相分离，进行回用。最后采用离心机尽可能除去泥浆中的固相颗粒。

（4）钻井产污环节分析

①清水钻阶段

此阶段钻井液为清水，不添加其他成分。钻井采用网电或柴油发电机作为钻井动力，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，其中导管及一开清水钻井岩屑直接综合利用（主要用于混合水泥后铺垫井场）。

该阶段主要产污环节为泥浆泵、泥浆循环系统产生的噪声及钻井岩屑。钻井过程中清水循环使用，该阶段完成后的剩余清水在循环罐内直接用于配制水基钻井液。工艺流程及产污环节见图 2.2-2。

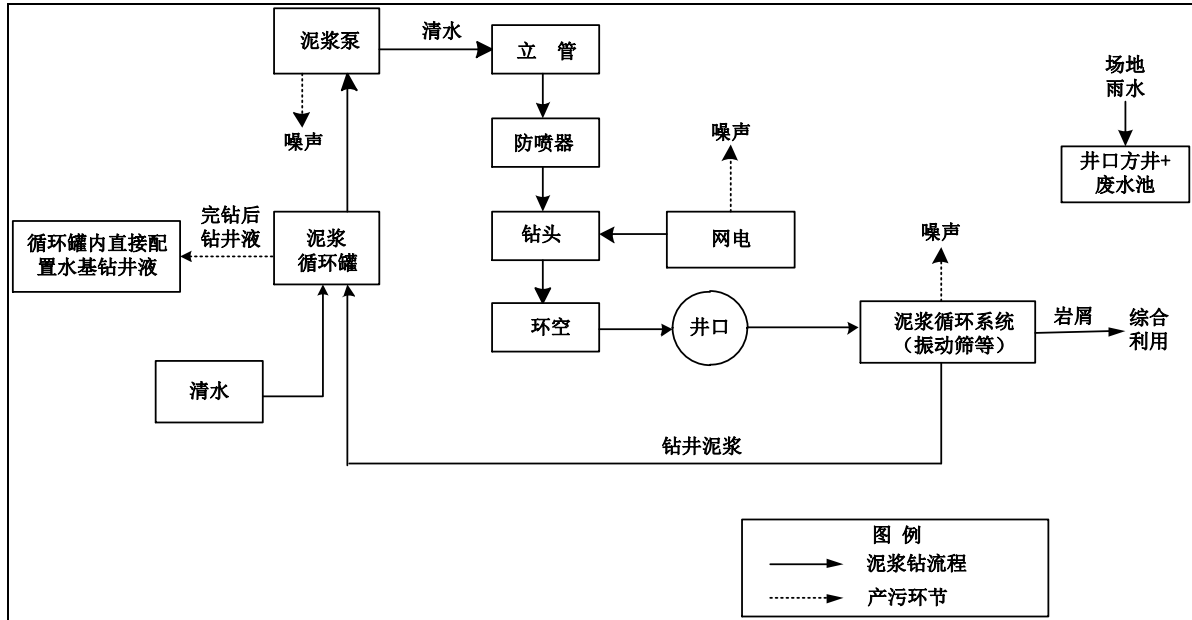


图 2.2-2 本项目清水钻井阶段工艺流程及产污环节示意图

②二开斜井水基钻井段

采用水基钻井液钻井，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，水基钻井阶段完成后剩余水基钻井泥浆排入储备罐中暂存，随钻井队用于后续钻井。水基钻井岩屑经不落地系统收集、压滤脱水处理后在储存池暂存，完井后进行资源化利用；脱出的液相经处理后回用于压裂工序。工艺流程及产污环节见图 2.2-3。

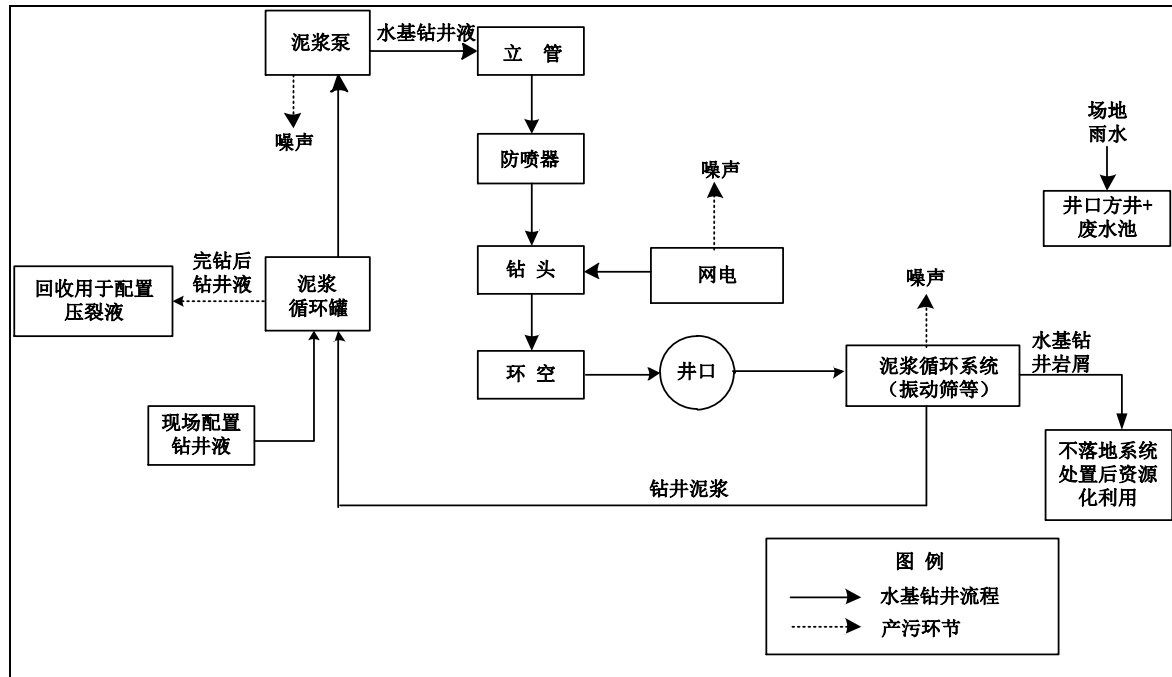


图 2.2-3 本项目水基钻井阶段工艺流程及产污环节示意图

③油基钻井阶段

三开水平井段采用油基钻井液钻进。钻井优先采用网电为钻井提供动力，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，平台所有井完钻后油基钻井液由井队回收，随井队用于后续钻井工程。钻井油基岩屑经泥浆循环系统分离后钢罐收集，交由有危险废物处置资质的单位负责转运处置。项目油基钻井阶段工艺流程及产污环节见图 2.2-4。

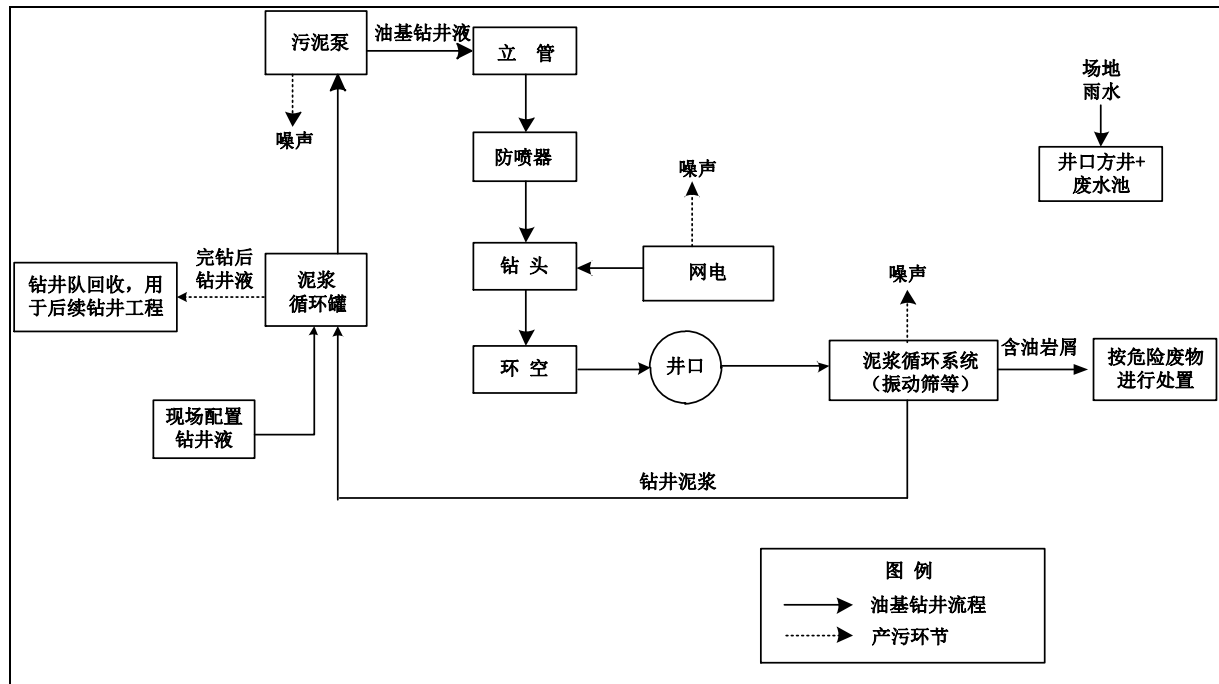


图 2.2-4 本项目油基钻井液体系钻井工艺流程及产污环节示意图

2.2.1.3 储层改造工程污染因素分析

储层改造工程主要包括前期准备、压裂、钻塞、放喷排液及测试求产等工序，工艺流程见图 2.2-5。

(1) 前期准备

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

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

④试压：套管、井口及封井器试压 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。

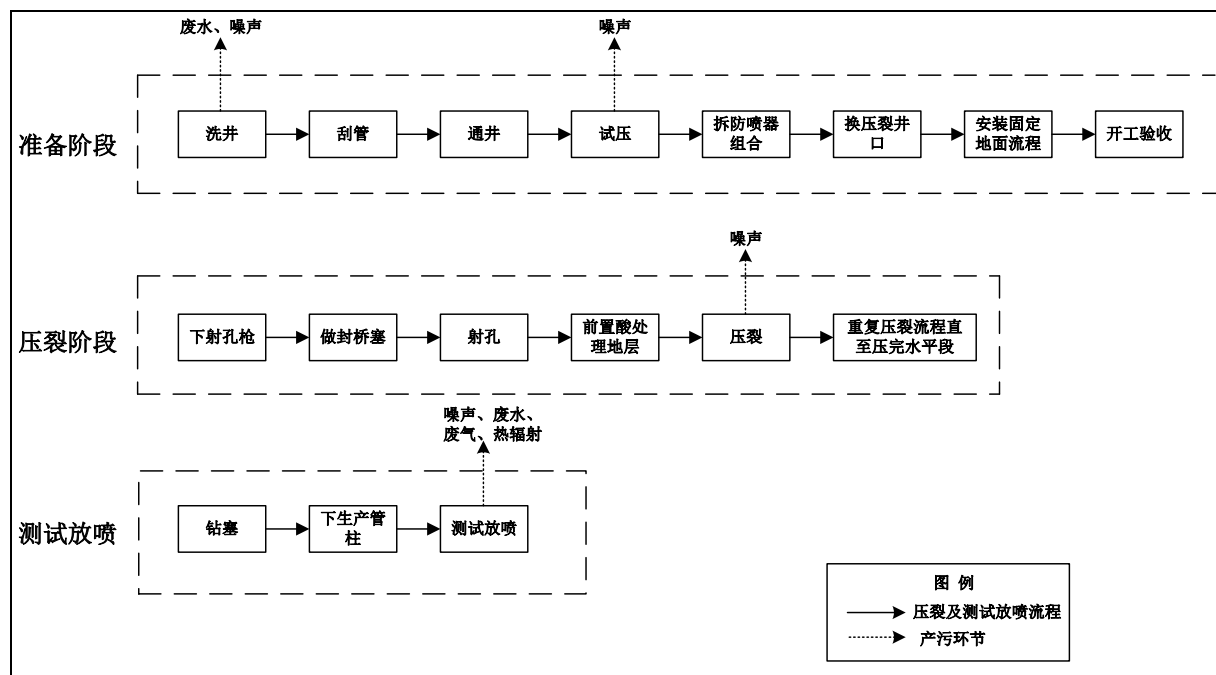


图 2.2-5 本项目储层改造工艺流程及产污环节示意图

（2）压裂

①下射孔枪。

②做封桥塞。

③射孔。

在目的层压裂管段引爆射孔枪，射孔后起出射孔工具。

④前置酸

利用 15%浓度的盐酸作为前置酸对地层进行处理，起到减压、解堵的作用。每段前置酸用量为 15~20m³，水平段压裂段数为 21~32 段，单井前置酸总用量为 440~700m³。单井压裂持续时间一般为 10 天，盐酸储罐储存时间约 15 天。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。本项目采用水力压裂，利用地面高压泵组将清水以超过地层吸收能力的排量注入井中，在井底憋起高压，当此压力大于井壁附近的地应力和地层岩石抗张强度时，在井底附近地层产生裂缝；继续注入带有支撑剂的携砂液，裂缝向前延伸并填以支撑剂；压裂后裂缝闭合在支撑剂上，从而在井底附近地层内形成具有导流能力的填砂裂缝。压裂产生的污染物主要为噪声。待一段压裂完成后，向井下再放置桥塞，重复上段压裂过程，直至压裂全部水平井段。

（3）钻塞

磨穿水平井各段桥塞。

（4）下生产管柱

下生产管柱，将压裂井口换成采气井口。

（5）测试放喷

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

测试过程中产生的可燃气体引至放喷池点燃；压裂返排液排入废水池，用于后续压裂工程。

2.2.1.4 集输工程污染因素分析

本工程需在焦页 155 号井组新增 7 台除砂器，焦页 107 号集气站改造新增 4 台水套加热炉、1 台生产分离器、2 台两相流量计。铺设从焦页 155 号井组至焦页 107 号集气站的集气管线约 5.67km，并对集气站内管网进行改造。

（1）集气站施工

集气站站场工程施工工艺如下：场地平整→基础施工→设备安装→地面恢复。施工过程中先采用推土机、挖掘机对场地进行平整，修建截排水沟，然后对场地进行夯实，敷设管道等。最后采用石子、碎石等对场地进行硬化，安装集气设备。本项目依

托已建集气站，场地均已平整，只需基础施工和设备安装。

（2）平台至集气站集气管线施工

管线工程一般敷设段施工工艺如下：沟槽开挖→槽壁平整、槽底夯实→管道安装与铺设→清管检验→沟槽回填→回填土夯实→地面恢复。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。

2.2.2 运营期污染因素分析

2.2.2.1 油气开采

采气过程中，含采出水的天然气在两相分离器中进行气水分离，会产生采出水。

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

2.2.2.2 油气集输

天然气集输过程中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、压缩机产生的噪声、采出水及放喷过程中产生的噪声和废气，固体废物主要是设备维护过程产生的废润滑油。项目生产工艺流程及产污环节见图 2.2-6。

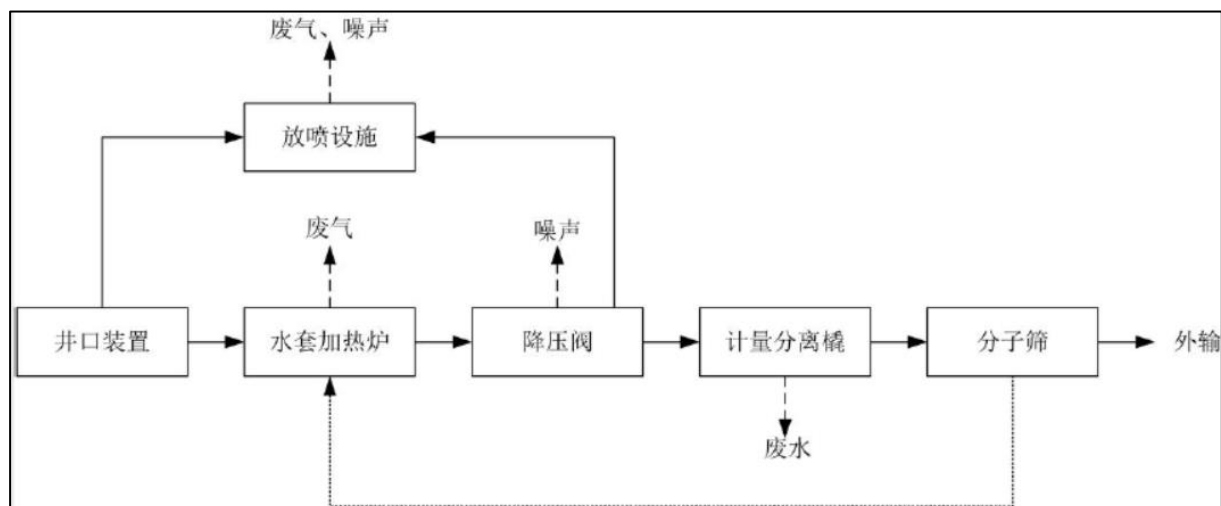


图 2.2-6 运营期集气站工艺流程及产污环节示意图

前期井口来气经水套加热炉进行加热，以项目采出的天然气为燃料（单台加热炉天然气用量约为 $22.3\text{m}^3/\text{h}$ ），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

2.2.3 退役期污染因素分析

服役期满后，对完成采气的废弃井，进行封堵，拆除井口装置，清理场地、拆除地面设施等。

2.2.4 生态环境影响因素

工程施工对生态环境的影响因素包括工程占地、土石方开挖、回填、构筑物建设等活动对的土地的扰动作用。本项目新增临时占地面积为 3.15hm^2 ，生态影响主要包括植被破坏、改变土地利用性质、造成水土流失等。

2.3 污染源强核算

2.3.1 施工期

2.3.1.1 废水

(1) 钻前工程

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

井场钻前工程施工人员约为 25 人，生活用水量按 120L/d 人计算，钻前工期为 20d，则本项目钻前施工期生活用水量为 60m³（3m³/d），排污系数取 0.80，钻前工程生活污水量为 48m³（2.4m³/d）。生活污水主要污染物为 COD、BOD₅、SS 和 NH₃-N，浓度分别为 400mg/L、200mg/L、250mg/L、25mg/L。钻前工程施工人员租住附近民房，不设施工营地，生活污水利用当地环保厕所等设施处置。

(2) 钻井及储层改造工程

① 钻井工艺废水

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 2.3-1。本项目钻井液用量及损耗量见表 2.3-2。

表 2.3-1 单位进尺钻井液用量及消耗量

*****	*****	*****	*****
*****	*****	*****	*****
*****	*****	*****	*****
*****	*****	*****	*****
*****	*****	*****	*****
*****	*****	*****	*****

表 2.3-2 本项目 7 口井钻井液用量及损耗量一览表 单位：m³

*****	*****	*****	*****	*****	*****	*****	*****	*****	*****	处置去向
*****	*****	*****	*****	*****	*****	*****	*****	*****	*****	用于下口井使用
	*****	*****	*****	*****	*****	*****	*****	*****	*****	用于下口井使用
	*****	*****	*****	*****	*****	*****	*****	*****	*****	用于下口井使用
	*****	*****	*****	*****	*****	*****	*****	*****	*****	用于下口井使用
	*****	*****	*****	*****	*****	*****	*****	*****	*****	用于下口井使用
	*****	*****	*****	*****	*****	*****	*****	*****	*****	用于下口井使用
	*****	*****	*****	*****	*****	*****	*****	*****	*****	用于下口井使用
	*****	*****	*****	*****	*****	*****	*****	*****	*****	用于一开段使用
*****	*****	*****	*****	*****	*****	*****	*****	*****	*****	用于下口井使用
	*****	*****	*****	*****	*****	*****	*****	*****	*****	用于下口井使用
	*****	*****	*****	*****	*****	*****	*****	*****	*****	用于下口井使用
	*****	*****	*****	*****	*****	*****	*****	*****	*****	用于下口井使用
	*****	*****	*****	*****	*****	*****	*****	*****	*****	用于下口井使用
	*****	*****	*****	*****	*****	*****	*****	*****	*****	用于下口井使用
	*****	*****	*****	*****	*****	*****	*****	*****	*****	用于下口井使用
	*****	*****	*****	*****	*****	*****	*****	*****	*****	用于二开直井段使用

*****	*****	*****	*****	*****	*****	*****	*****	*****	*****	用于下口井使用
	*****	*****	*****	*****	*****	*****	*****	*****	*****	用于下口井使用
	*****	*****	*****	*****	*****	*****	*****	*****	*****	用于下口井使用
	*****	*****	*****	*****	*****	*****	*****	*****	*****	用于下口井使用
	*****	*****	*****	*****	*****	*****	*****	*****	*****	用于下口井使用
	*****	*****	*****	*****	*****	*****	*****	*****	*****	用于下口井使用
	*****	*****	*****	*****	*****	*****	*****	*****	*****	用于下口井使用
	*****	*****	*****	*****	*****	*****	*****	*****	*****	用于二开斜井段使用
*****	*****	*****	*****	*****	*****	*****	*****	*****	*****	用于下口井使用
	*****	*****	*****	*****	*****	*****	*****	*****	*****	用于下口井使用
	*****	*****	*****	*****	*****	*****	*****	*****	*****	用于下口井使用
	*****	*****	*****	*****	*****	*****	*****	*****	*****	用于下口井使用
	*****	*****	*****	*****	*****	*****	*****	*****	*****	用于下口井使用
	*****	*****	*****	*****	*****	*****	*****	*****	*****	用于下口井使用
	*****	*****	*****	*****	*****	*****	*****	*****	*****	用于下口井使用
	*****	*****	*****	*****	*****	*****	*****	*****	*****	随钻井队用于后续钻井

表 2.3-3 平台钻井液使用和消耗情况一览表 单位: m^3

*****	*****	*****	*****	*****	*****	*****	*****
*****	*****	*****	*****	*****	*****	*****	*****
*****	*****	*****	*****	*****	*****	*****	*****
*****	*****	*****	*****	*****	*****	*****	*****
*****	*****	*****	*****	*****	*****	*****	*****
*****	*****	*****	*****	*****	*****	*****	*****

结合已完井钻井液消耗情况，本项目钻井液用量及损耗量预计如下：

导管段：使用清水 290.24m^3 ，导管段钻井液总用量为 122640m^3 ，重复利用率为 99.67%，钻井液使用过程中损耗量约 245.28m^3 。导管段完钻后，剩余清水 44.96m^3 ，直接用于一开段钻井。

一开段：使用清水 731.30m^3 ，一开段钻井液总用量为 277816m^3 ，重复利用率为 99.74%，钻井液使用过程中损耗量约 555.63m^3 。一开段完钻后，剩余清水 220.62m^3 ，直接用于二开直井段钻井。

二开直井段：使用清水 804.62m^3 ，其中新鲜用水量为 584m^3 ，回用清水 220.62m^3 ，二开直井段钻井液总用量为 203741m^3 ，重复利用率为 99.79%，钻井液使用过程中损耗量约 585m^3 。二开直井段完钻后，剩余清水 241.79m^3 ，用于配制二开斜井段水基钻井液。

二开斜井段：使用清水 849.29m^3 ，其中新鲜水用量为 607.5m^3 ，利用二开直井段剩余清水量 241.79m^3 。二开斜井段钻井液总用量为 347508m^3 ，重复利用率为 99.83%，钻井液使用过程中损耗量约 2025.20m^3 。钻完钻后剩余钻井液 201m^3 ，在储备罐储存随钻井队用于后续钻井。

本项目导管、一开、二开直井段采用清水钻井，所用的钻井液直接用于配制水基钻井液，钻井剩余水基钻井液排入废水池，其主要污染物为 pH、色度、COD、石油类、SS、氯化物等。主要污染物浓度 pH：7~11，色度：300~1800，COD：2000~16000mg/L，SS：1000~8000mg/L，氯化物：1500~10000mg/L，石油类：1.0~15.0mg/L。

②场地雨水

依据《室外排水设计规范》（GB 50014-2006）(2016 年版)的暴雨强度计算方法确定

项目初期雨水量。初期雨水收集时间为 15min。

计算公式如下：

$$Q = \Psi \cdot q \cdot F$$

式中：Q—初期雨水量（L/s）

Ψ —径流系数，按地面覆盖确定，综合径流系数为 0.50；

F—雨水汇水面积（ hm^2 ），本项目取平台场内排污沟及池体集雨面积 2000m^2 ，即 0.2hm^2 。

q—设计暴雨强度（ $\text{L/s} \cdot \text{hm}^2$ ），采用武隆区暴雨强度公式：

$$q = \frac{1793(1 + 0.997\lg P)}{t + 12.292^{0.724}}$$

式中：P—重现期，采用 2 年；

t—降雨地面集水历时，取 15 分钟，

计算得设计暴雨强度 $q=110.22\text{L/s} \cdot \text{万 m}^2$ ，雨水流量 $Q=11.02\text{L/s}$ ，则单平台单次雨水量约为 10m^3 。

钻井及试气阶段雨水收集量为 10m^3 。场地雨水主要污染物为 SS 和石油类，产生浓度分别为 200mg/L 和 20mg/L ，产生量分别为 0.002t 、 0.0002t 。雨水排入平台废水池暂存，用于压裂工序。

③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。本项目井组洗井废水产生量为 1260m^3 。

④压裂返排液

根据压裂设计资料，本项目压裂总段数 190 段，平均单井压裂段数 27 段，压裂液总量 317988m^3 ，根据江东区块压裂返排液量产生情况，平均返排率约 5%，则本项目压裂返排液总产生量为 15899.4m^3 ，其中 13211.3m^3 回用本平台压裂，剩余 2688.1m^3 用于其他平台压裂。详见表 2.3-4。

表 2.3-4 各井压裂用水、压裂返排液产生及利用情况统计表 单位： m^3

平台号	*****	*****	*****	*****	*****
焦页 155 号井组	*****	*****	*****	*****	*****
	*****	*****	*****	*****	*****
	*****	*****	*****	*****	*****
	*****	*****	*****	*****	*****
	*****	*****	*****	*****	*****
	*****	*****	*****	*****	*****
	*****	*****	*****	*****	*****
合计		*****	*****	*****	*****

压裂返排液主要污染物为氯离子、COD、SS、石油类等，暂存于废水池及配液罐内，采用罐车转运至涪陵页岩气工区需要压裂的平台配置压裂液，不外排。

为了解水力压裂返排液水质情况，本项目引用建设单位委托川庆钻探工程有限公司安全环保质量检验检测研究院对焦页 8-2HF 井压裂返排液的水质的监测结果，监测结果见表 2.3-5。

表 2.3-5 焦页 8-2HF 井压裂返排液水质一览表

*****	*****	*****
*****	*****	*****
*****	*****	*****
*****	*****	*****
*****	*****	*****
*****	*****	*****
*****	*****	*****
*****	*****	*****
*****	*****	*****
*****	*****	*****
*****	*****	*****
*****	*****	*****
*****	*****	*****
*****	*****	*****

*****	*****	*****
*****	*****	*****
*****	*****	*****
*****	*****	*****
*****	*****	*****
*****	*****	*****

⑤生活污水

本项目钻井工程施工期间两个井队共计 100 人，施工时间 217d，试气期间施工人员为 50 人，施工时间 210d，生活用水按 120L/d 人计算，则钻井及试气期间生活用水量为 4860m³，排污系数取 0.80，钻井期间生活污水产生量为 3888m³。钻井及试气期间生活废水产生情况见表 2.3-6。

表 2.3-6 钻井及试气期间生活废水产生情况一览表

废水量 m ³	项目	COD	BOD ₅	SS	NH ₃ -N
3091	产生浓度 (mg/L)	400	200	250	25
	产生量 (t)	1.24	0.62	0.77	0.08

本项目井场及生活区设置环保厕所，生活污水经环保厕所收集处置后定期清掏农用，不外排，对地表水环境影响小。

(3) 集输工程

①施工废水

施工期采用成品混凝土，生产废水为集气站产生的少量混凝土养护废水，主要污染物为 SS，浓度为 3000mg/L，混凝土养护用水量约为 1m³/d。本项目预计施工用水量为 30m³，废水产生量约 6m³，经沉淀后回用场地洒水。

②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 5m³。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，经沉淀后回用场地洒水。

③生活污水

油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。油

气集输工程施工人员约 10 人，施工时间为 30 天，生活用水量按 120L/人·d，则生活用水量 36m³（1.2m³/d），排污系数取 0.80 计算，则生活污水产生量为 28.8m³。生活污水主要污染物为 COD、BOD₅、SS 和 NH₃-N，浓度分别为 400mg/L、200mg/L、250mg/L、25mg/L。施工人员租住附近民房，不设施工营地，生活污水利用当地环保厕所等设施处置，作为农肥使用。集输工程生活废水产生情况见表 2.3-7。

表 2.3-7 油气集输工程生活废水产生情况一览表

废水量 m ³	项目	COD	BOD ₅	SS	NH ₃ -N
28.8	产生浓度（mg/L）	400	200	250	25
	产生量（t）	0.0115	0.0058	0.0072	0.0007

（4）施工期废水产生情况汇总

综上，焦页 155 号井组施工期废水产生及去向见表 2.3-8，施工期水平衡见图 2.3-1。

表 2.3-8 焦页 155 号井组施工期废水产生及去向一览表

施工阶段	工段及用水环节	总用水量 (m³)	新鲜水量用量 (m³)	损耗量 (m³)	循环量 (m³)	废水量 (m³)	综合利用量 (m³)		排放量 (m³)	去向
							本项目利用量 (m³)	其它平台利用量 (m³)		
钻前工程	生活用水	60	60	12	0	48	0	0	0	环保厕所收集后农用
钻井及储层改造工程	导管段	122640	290.24	245.28	122349.76	44.96	44.96	0	0	用于一开段
	一开段	277816	731.30	555.63	277084.70	220.62	220.624	0	0	用于二开直井段
	二开直井段	203742	584	585	203313.35	241.79	241.788	0	0	用于配制水基钻井液
	二开斜井段	347508	607.5	639.29	346900.5	201	0	201		随钻井队用于后续钻井
	生活用水	3864	3864	772.8	0	3091.2	0	0	0	环保厕所收集后农用
	洗井	95	95	0	0	95	95	0	0	本项目平台压裂
	场地雨水	/	/	/	/	10	10	0	0	本项目平台压裂
	水力压裂	317988	288772	15899.4	13211.3	15899.4	13211.3	2688.1	0	转运其他平台压裂
油气集输工程	施工废水	30	30	24	0	6	6	0	0	沉淀后用于场地洒水
	试压废水	5	5	0	0	5	5	0	0	沉淀后用于场地洒水
	生活用水	36	36	7.2	0	28.8	0	0	0	环保厕所收集后农用
合计		1273783.96	295075.42	18740.60	962859.62	/	13834.55	2889.10	0	/

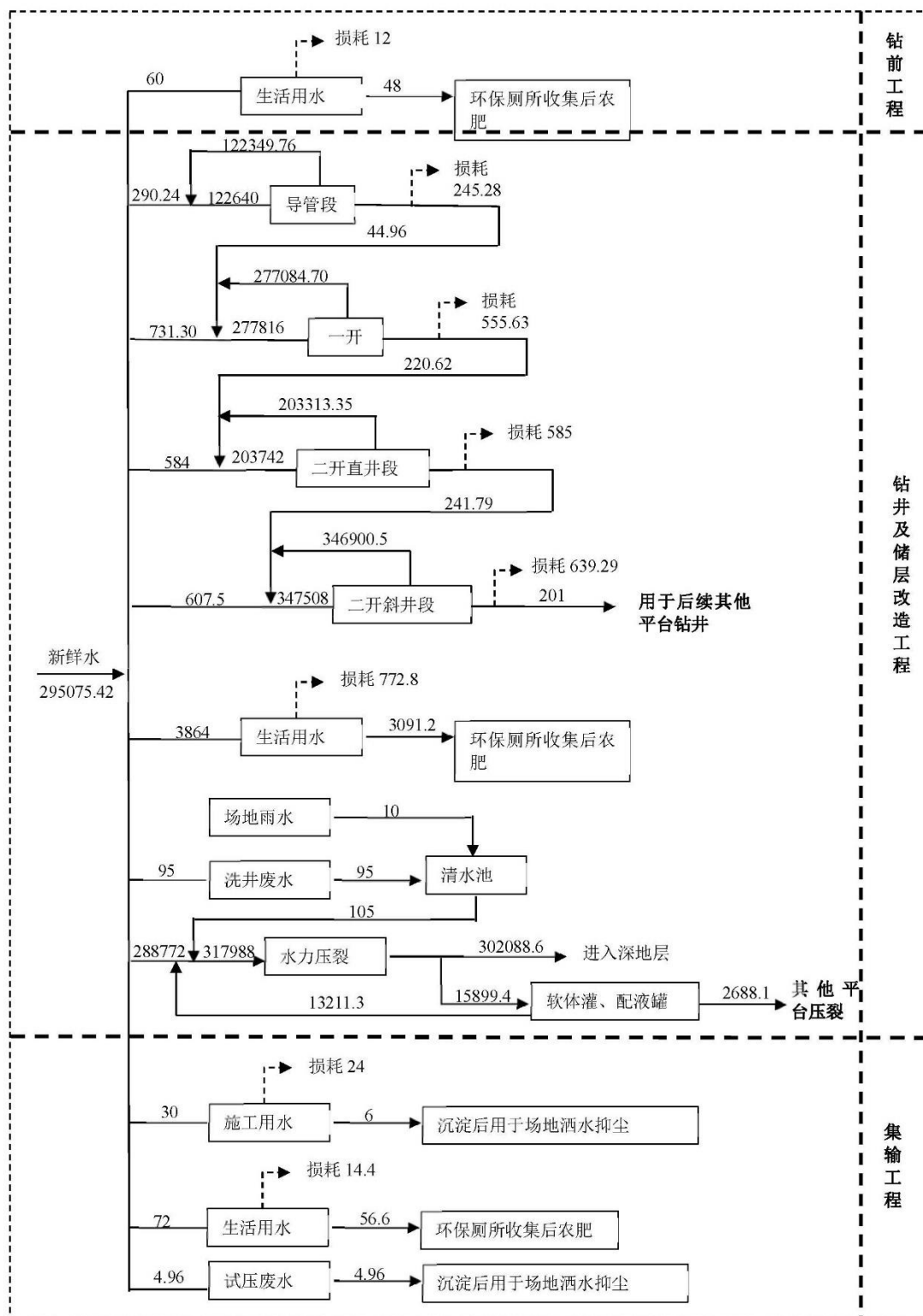


图 2.3-1 施工期水平衡图 单位: m³

2.3.1.2 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。

(2) 钻井及试气工程

① 钻井工程

本项目采用网电供电，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。

本项目钻井工程配备 3 台（2 用 1 备）882kW 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 209g/kW·h，发电机额定油耗 60g/kW·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》（GB 252-2015）从 2018 年 1 月 1 日起采用柴油中硫的含量不大于 10mg/kg，则 SO₂ 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_x 2.56g/L、烟尘 0.714g/L、烟气的量按 20Nm³/kg 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 2.3-9。

表 2.3-9 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
2 台柴油动力机、1 台发电机组，运行时间约 786h	388	7760	SO ₂	0.008	1.0	6m
			NO _x	1.17	150	6m
			烟尘	0.33	41	6m

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 2.3-10。

表 2.3-10 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	NO _x	1.41	150	8m
			SO ₂	0.01	1.0	
			烟尘	0.40	41	

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。

根据目前已完井试气情况, 预计本项目单井产能为 4.53 万 m³/d。。根据建设单位提供焦页 7HF 井、焦页 107-2HF 井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。

2.3.1.3 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 2.3-11。

表 2.3-11 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

本工程采用双钻机布置，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 2.3-12。

表 2.3-12 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	4 台	100	1m	机械	备用，间歇排放	固定声源
	柴油动力机	2 台	95	1m	机械	备用，间歇排放	固定声源
	钻井设备	2 套	90	1m	机械	昼夜连续	固定声源
	泥浆泵	4 台	90	1m	机械	昼夜连续	固定声源
	振动筛	4 台	85	1m	机械	昼夜连续	固定声源
	压裂设备	12 台	90	1m	机械	昼间施工	固定声源

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	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 2.3-13。

表 2.3-13 油气集输工程主要噪声源强特性 单位：dB (A)

序号	噪声源	噪声值 dB (A)	备注
1	挖掘机	85~90	距离声源 5m
2	推土机	83~88	距离声源 5m
3	切割机	82~89	距离声源 5m
4	振捣器	76~84	距离声源 5m
5	自卸汽车	75~81	距离声源 5m
6	蛙式打夯机	85~90	距离声源 5m

2.3.1.4 固体废物

(1) 钻前工程

钻前工程固体废物主要为场地土石方及施工人员生活垃圾。

钻前土石方工程主要为井场平整、废水池等施工过程中产生的土石方，本项目钻前工程挖方量 4.02 万 m³，井场可做到土石方平衡。

钻前工程生活垃圾按 0.5kg/人·d 计算，钻前施工人员 25 人，钻前施工时间为 20 天，则钻前工程生活产生量约 0.25t。生活垃圾定点收集后，由环卫部门统一清运处置。

(2) 钻井及试气工程

本项目产生的固体废物主要有清水岩屑、水基岩屑、油基岩屑、废油、剩余油基钻井液、废化工料桶、生活垃圾。

① 钻井岩屑

钻井岩屑是在钻井过程中钻头切削地层岩石而产生的碎屑，其产生量与井眼长度、

平均井径有关。根据本项目钻井阶段各开次进尺、钻头尺寸，并取一定的容积扩大倍数（清水和水基钻井取 2.5 倍，油基钻井取 3 倍），本项目钻井岩屑产生量见表 2.3-14，钻井岩屑产生及处置情况见表 2.3-15。

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 2.3-14 钻井岩屑计算参数

平台号	开次	钻头尺寸 mm	总进尺 (m)	计算值 (m³)	固废类型
焦页 155 号井组	导管段	609.6	360	263	清水岩屑
	一开段	406.4	5940	1925	清水岩屑
	二开直井段	311.2	10850	2062	清水岩屑
	二开斜井段	311.2	13143	2498	水基岩屑
	三开段	215.9	17727	1946	油基岩屑

表 2.3-15 钻井岩屑产生及处置情况一览表

岩屑类别	产生量 (m³)	处置去向	类别及代码
清水岩屑	4093	用于井场铺垫或修建井间道路	其他废物，99
水基岩屑	1573	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	其他废物，99

油基岩屑	1305	钢槽罐收集后运输至涪陵页岩气田 1#、2#油基钻屑综合利用场进行脱油处理，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	危险废物
------	------	--	------

②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，第 1 口井，井深 5320m，设计油基钻井液用量 400m³，钻探作业消耗 60m³，可回收利用=地面 96 m³（80%）+井筒 143m³（65%）=239m³。之后每口井，新增油基钻井液用量 200m³，重复利用上口井的 239m³。

钻井过程中损耗量约 60m³，剩余油基钻井液 239m³。油基钻井液储存于储备罐内，用于平台内下一口井钻井工程。平台剩余油基钻井液由各井队采用带搅拌装置的泥浆罐回收和转运，在需要使用时，直接将泥浆罐转运至钻井平台。

③废油

钻井过程中废油的主要来源有：a、机械（泥浆泵、转盘、链条等）润滑废油。b、钻井设备清洗与保养产生的废油、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。根据涪陵工区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 3.5t，由井队回收或有资质的单位回收处置。

④废化工料桶

根据工区已完井使用情况，预计单井产生化工料桶 800 个，本项目预计产生化工料桶 5600 个，由厂家回收处置。化工料桶产生环节及处置方式见表 2.3-16。

表 2.3-16 本项目化工料桶产生环节及处置方式一览表

产生环节	名称	固废属性	处置方式	类别及代码
钻井	聚合醇（环氧乙烷、环氧丙烷）空桶	一般工业固体废物	厂家回收	其他废物，99
	钻井液润滑剂（RH-3）空桶			
	主乳化剂 HIEMUL 空桶			
	辅助乳化剂 HICOAT 空桶			
	润湿剂 HIWET 空桶			
	油基成膜剂空桶			
压裂	复合增效剂空桶	一般工业固	厂家回收	

	复合防膨剂空桶	体废物		
	消泡剂空桶			
	缓蚀剂空桶			
	助排剂空桶			
	粘土稳定剂空桶			
	铁稳定剂空桶			

⑤压裂返排液处理污泥

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，压裂返排液总处理量约 15899.4m³，絮凝沉淀产生的污泥量约 0.79t。

⑥生活垃圾

钻井施工期两个钻井队人员约 100 人，钻井工程施工时间 217d；试气压裂队施工人员约 50 人，单井试气周期为 210d。施工期间生活垃圾按 0.5kg/人·d 计算，则生活垃圾产生量为 16.1t。

施工人员生活垃圾定点收集后，由环卫部门统一清运处置。

（3）集输工程

挖填管线施工土石方量通过调整井场高程，可做到土石方平衡。油气集输工程产生的固体废物主要为施工人员产生的生活垃圾。施工期间生活垃圾按 0.5kg/人·d 计算，施工人员 10 人，则产生量约为 5kg/d，油气集输工程施工期约 30 天，则生活垃圾产生量共计 0.15t，生活垃圾交环卫部门处置。

（4）固废产生情况汇总

本项目施工期固体废物产生情况见表 2.3-17。

表 2.3-17 本项目施工期固体废物汇总

阶段	类别	单位	产生量	处理措施	排放量
钻前工程	土石方	m ³	7390	井场内平衡	0
	生活垃圾	t	0.25	定点收集后，由环卫部门集中处置	0
	清水岩屑	m ³	4093	铺垫井场及道路	0

钻井及试气工程	水基岩屑	m ³	1573	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	0
	油基岩屑	m ³	1305	钢槽罐收集后运输至涪陵页岩气田 1#、2#油基岩屑综合利用场进行脱油处理，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	0
	废油	t	3.5	由井队或有资质的单位回收处理	0
	剩余油基钻井液	m ³	239	剩余钻井液在储备罐内暂存，用于工区其他钻井工程	0
	压裂返排液絮凝沉淀污泥	t	0.79	根据鉴定结果属于一般工业固体废物，由水泥窑协同处置；如属于危险废物，交由有资质单位处置。未明确管理属性前，应按照危险废物进行管理。	0
	化工料桶	个	5600	由厂家或有资质的单位回收	0
地面工程	生活垃圾	t	16.1	定点收集后，由环卫部门集中处置	0
	生活垃圾	t	0.15	定点收集后，由环卫部门集中处置	0

(5) 施工期危险废物产生及处置情况

本项目施工期危险废物产生及处置情况见表 2.3-18。

2.3-18 施工期危险废物汇总一览表

序号	危险废物名称	产生量(t)	危险废物类别	危险废物代码	形态	主要成分	有害成分	危险特性	污染防治措施
1	油基岩屑	1305	HW08	072-001-08	半固态	柴油	柴油	T	脱油后交由有资质的水泥窑协同处置
2	剩余油基钻井液	239		072-001-08	液态			T	钻井队回收用于其他平台钻井
3	废油	3.5		900-249-08	液态			T, I	由井队或有资质的单位回收处理

注：油基岩屑容重按 2 计，油基钻井液容重按 1.45 计。

平台危险废物贮存场所（设施）基本情况见表 2.3-19。

表 2.3-19 平台危险废物贮存场所（设施）基本情况一览表

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	油基岩屑钢罐（12 个）	油基岩屑、污泥	废矿物油与含矿物油废物	HW08	循环罐旁	约 15m ²	集中贮存	约 45m ³	1d

2	油桶 (8个)	废油	废矿物油 与含矿物 油废物	HW08	设备堆 存区	约 8m ²	集中 贮存	约 4m ³	2d
---	------------	----	---------------------	------	-----------	-------------------	----------	----------------------	----

2.3.2 运营期

2.3.2.1 废水

本项目运营期集气站无人值守，因此无生活污水产生，运营期废水主要为井下作业废水和采出水。

(1) 井下作业废水

项目运营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，预计每 2 年进行 1 次井下作业（洗井），则本项目 9 口井井下作业废水产生量预计约 122m³/a，主要污染物为 COD 和石油类，回用江东区块其他平台压裂。井下作业废水产排污情况见表 2.3-20。

表 2.3-20 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	95m ³ /a	0
		化学需氧量	1 井次	克/井次-产品	34679.3	0.12t/a	0
		石油类	1 井次	克/井次-产品	6122.1	0.02t/a	0

(2) 采出水

本项目单井采出水日产生量为 5m³，7 口井采出水日产生量为 35m³/d，年产生量为 12775m³。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 85mg/L。

运营期产生的采出水在平台现有的废水池内暂存，定期装车外运回用于涪陵页岩气田其他平台压裂工序，不外排。

(3) 生活污水

运营期平台和集气站不新增劳动定员，因此无生活污水增加。依托平台现有旱厕等设施处置，定期清运作为农肥使用。

综上，本项目运营期废水产生及排放情况见表 2.3-21。

表 2.3-21 运营期废水产生及排放情况一览表

类型	产生量 (m ³ /a)	污染物	产生浓度 mg/L	产生量 t/a	排放浓度 mg/L	排放量 t/a	削减量 t/a
采出水	12775	COD	2500	31.94	100	1.28	30.66
		氨氮	85	1.09	15	0.19	0.89
		氯化物	14000	178.85	350	4.47	174.38
井下作业 废水	95	COD	/	0.12	/	0	0.12
		石油类	/	0.02	/	0	0.02

2.3.2.1 废气

本项目拟在焦页 107 号集气站内新建 4 台水套炉，运营期的废气主要有水套加热炉的燃烧废气、放空废气。

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《涪陵页岩气田平桥北区产能建设地面工程竣工环境保护验收调查报告》中对 4 台型号相同的水套炉废气监测数据，已验收水套炉 SO₂ 排放浓度为 6mg/m³~12mg/m³；NO_x 排放浓度为 13mg/m³~25mg/m³；颗粒物排放浓度为 8.5mg/m³~12.5mg/m³，本项目水套加热炉类型与平桥北区产能已验收水套炉类型一致，本次污染物排放源强可进行类比，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 2.3-22。

表 2.3-22 项目运营期废气排放一览表

废气 类型	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/°C	排放方 式
	项 目	排放浓度	排放 单位				高度 /m	内径 /m		
水套 炉燃	烟 气	/	万 Nm ³ /a	409	4	1636	15m	0.20m	150	有组织 排放，

烧废气	流量								连续 24 小时
	SO ₂	12mg/m ³	t/a;	0.0491		0.1964			
			kg/h	0.0056		0.0224			
	NO _x	25mg/m ³	t/a;	0.1023		0.4092			
			kg/h	0.0117		0.0468			
	烟尘	12.5mg/m ³	t/a;	0.0511		0.2044			
			kg/h	0.0058		0.0232			
放空废气	天然气	/	2~5Nm ³ /次，每次持续时间 2~5min			15m	0.2m	常温	无组织排放；2~3 次/年

从上表可以看出，水套加热炉废气中 SO₂、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 4 台水套炉，废气排放污染物排放量为 SO₂0.1964t/a、NO_x0.4092t/a、烟尘 0.2044t/a。

2.3.2.3 噪声

本项目营运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。

2.3.2.4 固体废物

营运期平台和集气站不新增劳动定员，故其无生活垃圾增加。营运期产生的固体废物主要有设备维护过程产生的废润滑油和巡检站巡检人员日常生活垃圾。

废润滑油属于危险废物，预计产生量约 0.02t/a，交由有相应危险废物处理资质的单位回收、处置。

表 2.3-23 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	0.02	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 2.3-24。

表 2.3-24 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	废废暂存点	废润滑油	HW08 废矿物油与含矿物油废物	900-209-08	平台内	约 2m ²	集中贮存	约 0.02t	7d

2.3.3 退役期

服役期满后，按照《废弃井封井回填技术指南（试行）》相关规定采取封井作业，封井作业中主要污染物为管线清洗废水以及生活污水。管线清洗废水产生量约为 10m³/平台，主要污染物为 SS，则管线清洗污水产生总量约为 10m³。拆除井场施工期 20d，施工人员 10 人，施工人员生活用水定额取 50L/人·d，生活用水量为 10m³/井，生活污水产生量取生活用水量的 80%，则污水产生量为 8m³/井，则退役期产生的生活污水总量约为 56m³，依托当地环保厕所收集后作农肥。

2.4 污染物排放汇总

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

表 2.4-1 本项目施工期主要污染物产生及预计排放情况

时段	污染物类型	排放源	污染物名称	处理前		拟采取处理措施	处理后	
				浓度	产生量		浓度	排放量
钻前工程	废水	施工废水	SS	/	/	沉淀后回用	/	0
		生活污水	污水量	/	57.6m ³	租住附近民房，不设施工营地，生活污水依托现有环保厕所处置	/	0
	废气	施工扬尘及尾气	TSP、NO _x 、CO	/	/	定期洒水抑尘	/	/
	噪声	施工机具	施工噪声	/	80~90dB(A)	合理布置施工场地及施工时间	/	80~90dB(A)
	固体废物	土石方	土石方	/	4.2 万 m ³	挖填土石方平衡	/	0
		生活垃圾	生活垃圾	/	0.3t	由环卫部门定期清运	/	0
钻井及试气工程	废水	钻井工艺	导管段	/	68.32	用于一开段配制钻井液	/	0
			一开段	/	242m ³	用于二开直井段配制钻井液		
			二开直井段	/	241m ³	用于配制水基钻井液	/	0
			二开斜井段	/	144m ³	储备罐储存随钻井队用于后续钻井	/	0
		洗井废水	洗井废水	/	1620m ³	废水池暂存，配制压裂液	/	0
		场地雨水	场地雨水	/	600m ³	废水池暂存，配制压裂液	/	0
		压裂废水	压裂返排液	/	2307.55m ³	根据试气压裂计划回用到其他平台压裂工序	/	0
		生活污水	污水量	/	3888m ³	生活区环保厕所进行处置	/	0
	废气		烟气量	/	7760m ³ /h	自带 6m 高排气筒达标排放	/	6214m ³ /h

		钻井工程 燃油废气	SO ₂	1mg/m ³	0.008kg/h		1mg/m ³	0.008kg/h
			NO _x	150mg/m ³	1.17kg/h		150mg/m ³	1.17kg/h
			烟尘	41mg/m ³	0.33kg/h		41mg/m ³	0.33kg/h
		压裂施工 燃油废气 (12 台压 裂车)	烟气量	/	112258m ³ /h	每台压裂车自带 8m 高排气筒达标排放	/	89808m ³ /h
			SO ₂	1mg/m ³	0.12kg/h		1mg/m ³	0.12kg/h
			NO _x	150mg/m ³	16.9kg/h		150mg/m ³	16.9kg/h
			烟尘	41mg/m ³	4.8kg/h		41mg/m ³	4.8kg/h
		测试放喷 废气	SO ₂	0.7mg/m ³	0.82kg/h	放喷池燃烧排放	0.7mg/m ³	0.82kg/h
	噪声	钻井施工	柴油机、发电 机、钻井、泥 浆泵等	/	85~100dB (A)	设备自带消声器，减震	/	80~95dB (A)
		压裂施工	压裂机组	/	90dB (A)		/	90dB (A)
		测试放喷	放喷气流噪声	/	100dB (A)	优化试气流程，减少放喷时间	/	100dB (A)
	固体 废物	钻井岩屑	清水岩屑	/	4250m ³	井场硬化或修建道路	/	0
			水基岩屑	/	2498m ³	用于制砖等资源化利用	/	0
			油基钻岩屑	/	1946m ³	钢槽罐收集后运输至涪陵页岩气田 1#、2# 油基钻屑综合利用场进行脱油处理，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。	/	0
		机械润滑 废油、清 洗保养	废油	/	4.5t	废油桶集中收集，由中石化重庆涪陵页岩 气勘探开发有限公司或有资质的单位回收	/	/
		剩余油基 钻井液	剩余油基钻井 液	/	204m ³	剩余钻井液在储备罐内暂存，用于工区其 他钻井工程	/	0

		化工料桶	化工料桶	/	7200 个	由厂家或有资质的单位回收	/	/
		生活垃圾	生活垃圾	/	20.3t	定点收集后，由环卫部门集中处置	/	/
油气集输工程	噪声	施工机具	噪声	/	75-90dB (A)	合理安排施工时间，禁止夜间施工	/	75-90dB (A)
	固体废物	生活垃圾	生活垃圾	/	0.15t	定点收集后，由环卫部门集中处置	/	/
	废水	生活污水	生活污水	/	28.8m ³	新建井场及生活区环保厕所进行处置	/	0
		施工废水	SS	/	6m ³	经沉淀后回用场地洒水	/	0
		试压废水	SS	/	5m ³	经沉淀后回用场地洒水	/	0
	废气	施工扬尘	扬尘	/	少量	洒水抑尘	/	/
		施工机具	CO、NOx	/	少量	/	/	/

表 2.4-2 本项目运营期主要污染物产生及预计排放情况

污染物类型	排放源	污染物名称	处理前		拟采取处理措施	处理后	
			浓度	产生量		浓度	排放量
废水	气田采出水	废水量	/	12775m ³ /a	采出水在平台现有的废水池内暂存，定期装车外运回用于涪陵页岩气田其他平台压裂工序，不外排	/	12775m ³ /a
		COD	2500mg/L	31.94t/a		100mg/L	1.28t/a
		氯化物	14000mg/L	178.85t/a		350mg/L	4.47t/a
		氨氮	85mg/L	1.09t/a		15mg/L	0.19t/a
	井下作业废水	废水量	/	95m ³ /a	在平台现有的废水池内暂存，定期装车外运回用于涪陵页岩气田其他平台压裂工序，不外排	/	/
		COD	/	0.12t/a			

		石油类	/	0.02t/a			
废气	放空废气	页岩气	2~3 次/年, 2-5Nm ³ /次		通过高 15m, 内径 0.15m 的放空立管放空	/	2-5Nm ³ /次
	水套炉燃烧废气	废气量	/	1636 万 m ³ /a	通过高 15m 高排气筒排放	/	1636 万 m ³ /a
		SO ₂	12mg/m ³	0.1964t/a		12mg/m ³	0.1964t/a
		NOx	25mg/m ³	0.4092t/a		25mg/m ³	0.4092t/a
		烟尘	12.5mg/m ³	0.2044t/a		12.5mg/m ³	0.2044t/a
噪声	压缩机等设备噪声	噪声	50~75dB		基础减振, 隔声罩	/	
	放空噪声	噪声	80dB		通过集气站放空排气筒	/	
固体废物	压缩机	废润滑油	0.02t/a		交由有相应危险废物处置资质的单位处置	0	

表 2.4-3 本项目退役期主要污染物产生及预计排放情况

污染物类型	排放源	污染物名称	处理前		拟采取处理措施	处理后	
			浓度	产生量		浓度	排放量
废水	清洗废水	废水量	/	10m ³	经沉淀后回用场地洒水	/	0
	生活污水	废水量	/	56m ³	依托当地旱厕收集后农用	/	0

2.5 集气站扩建前后的“三本账”情况

本次焦页 107 号集气站扩建前后“三本帐”见表 2.5-1。

表 2.5-1 本项目改扩建前后“三本账” 单位：t/a

类别	污染物	现有工程排放量	拟建项目		“以新带老” 削减量	改扩建工程完 成后总排放量	增减变化 量
			产生量	排放量			
燃烧烟气	SO ₂	0.0491	0.1964	0.1964	0	0.2455	+0.1964
	NO _x	0.645	0.4092	0.4092	0	1.0542	+0.4092
	烟尘	0.0058	0.2044	0.2044	0	0.2102	+0.2044
采出水	水量	0	12775	0	0	12775	+12775
	COD	0	31.94	1.28		1.28	+1.28
	氨氮	0	178.85	4.47		4.47	+4.47
	氯化物	0	1.09	0.19		0.19	+0.19
固体废物	废润滑油	0	0.02	0	0	0	0

3 环境现状调查与评价

3.1 自然环境现状调查与评价

3.1.1 地形地貌

本项目位于重庆市武隆区长坝镇。该区域属渝东南边缘大娄山脉褶皱带，多深丘、河谷，以山地为主。地势东北高，西南低。境内东山菁、白马山、弹子山由北向南近似平行排列，分割组成桐梓、木根、双河、铁矿、白云高地。因娄山褶皱背斜宽广而开阔，为寒武系石灰岩构成，在地质作用过程中，背斜被深刻溶蚀，境内地势最大相对高差达 1800m。

本项目地处武隆区西南部，距武隆城区直线距离约 28km，平台位于长坝镇大园村山坡平地，东西两侧为沟谷地形。

3.1.2 地质构造

3.1.2.1 构造描述

项目区位于大焦石坝地区东南部，紧邻齐岳山断层，属槽档过渡带，构造较为复杂，平面上呈现“宽向斜、窄背斜”的北东向隔档式褶皱构造特征，背斜窄长、断裂发育；向斜相对宽缓，断裂发育程度降低。受晚燕山期以来多期构造运动叠加作用及多重滑脱作用的影响，白马区块构造总体表现为隆凹相间的构造特征，具有东西分带，南北分块的特点。白马区块西部边界为石门断层，东部边界为齐岳山断层，受两条断层的夹持作用形成，具有东西分带的特点，西部金坪-石门断背斜带受石门断层控制，断背斜高陡且两翼明显不对称，靠近断层一翼陡，冲断作用强烈，局部志留系地层出露，为一狭长的北东向构造；东部白马向斜带相对较为宽缓，北东走向，呈现北窄南宽的特征，局部受断层改造，埋深最大达 6000 米。从平行构造走向的地震解释剖面看白马向斜主体宽缓，奥陶系、志留系及上覆地层产状一致，向西南、东北方向抬升，向斜斜形态清楚。

3.1.2.2 地层岩性描述

白马区块自西向东地表依次出露层位上二叠统长兴组、下三叠统飞仙关组、下三叠统嘉陵江组、中三叠统雷口坡组、上三叠统须家河组、侏罗系自流井组、主体出露

下三叠统嘉陵江组和中三叠统雷口坡组。钻井揭示区内地层发育较为齐全（表 3-1-1）。根据 6 口导眼井钻井资料，区内地层自下而上发育：中奥陶统十字铺组，上奥陶统宝塔组、涧草沟组、五峰组，下志留统龙马溪组、小河坝组、韩家店组，中石炭统黄龙组，下二叠统梁山组、栖霞组、茅口组，上二叠统龙潭组、长兴组，下三叠统飞仙关组，嘉陵江组、中三叠统雷口坡组、须家河组及上侏罗统自流井组。地层岩性简述见表 3.1-1。

表 3.1-1 区域地层简表

3.1.3 水文地质

3.1.3.1 区域含隔水层特征

本项目目的层即含气地层为志留系底部的五峰-龙马溪组，钻井深度 4800~5600m，从含气地层底板地层奥陶系开始由老至新各地层含隔水层特征分述如下：

（1）奥陶系古岩溶含水层桐梓组（O₁、O₂、O₃）

奥陶系古岩溶含水层，地层厚度约 40m，为含气地层底板。为灰色中厚层状灰岩，或白云灰岩加薄层钙质页岩。

该地层出露于项目区外东部涪陵幅接龙场背斜翼部及羊角背斜轴部，本区域没有出露，地层埋深达 2000-2500m，不仅大大低于现代区域侵蚀基准面，甚至远远低于海平面 2000m 以上。

（2）志留系中下统隔水层（S₁、S₂）

志留系中下统隔水层，地层总厚度约为 1000m。为灰绿色、黄灰色页岩、泥质粉砂岩夹薄层生物碎屑灰岩。

含气地层为志留系底部的志留系下统龙马溪组。龙马溪组为一套浅海相砂页岩地层。下部以大套灰黑色页岩、碳质页岩及灰黑色泥岩、碳质泥岩为主上部以深灰色泥岩为主；中部灰-灰黑色泥质粉砂岩、粉砂岩互层。志留系下统龙马溪组是本项目所在区域页岩气开发的目的层段，为深水陆棚沉积，岩性稳定，该地层厚度 238-407m。

该地层出露于项目区外东南涪陵幅东南接龙场背斜、羊角背斜翼部及桐麻湾背斜轴部本，项目区内没有出露，地层埋深达 1000~2000m

（3）石炭系隔水层

志留纪末，由于加里东运动使测区长期隆起，遭受剥蚀，缺失上志留统、泥盆系、下石炭统。

石炭系中统黄龙组为岩溶含水层，地层厚度 0~5m，部分区域缺失。为层状灰岩，含裂隙水、溶洞水。

该地层项目区内没有出露，地层埋深约 1500m。

(4) 二叠系下统栖霞、茅口、梁山组灰岩较强岩溶含水层 (P_{1q+m+l})

梁山栖霞茅口组灰岩为较强岩溶含水层，地层厚度约 450m，岩性主要为灰、浅灰色，中厚~厚层状灰岩。岩溶中等发育，但极不均匀，水位埋藏深。

该地层项目区内没有出露，地层埋深约 1500m。

(5) 二叠系上统长兴、龙潭组裂隙弱含水层 (P_{2ch+l})

长兴、龙潭组裂隙弱含水层，地层平均厚度约 230m。岩性为由灰、深灰、灰绿色薄~中厚层状细砂岩、粉砂岩、粉砂质泥岩、泥岩及煤层等组成。地层浅部风化裂隙发育，局部含风化裂隙水，深部裂隙不甚发育，多见细小闭合状裂隙，细砂岩中见少量含水裂隙，含裂隙水，含、隔水层相间产出，显示含水层富水性弱。

该地层主要出露于项目区外东侧桐麻湾背斜轴部，且出露面积小。项目区内没有出露，地层埋深约 600m。

(6) 三叠系下统飞仙关组裂隙弱含水层 (T_{1f})

飞仙关组为裂隙弱含水层，岩层厚约 430m。岩层富水性总体较弱，但局部断裂及风化裂隙发育带富水性可达中等。

该地层主要出露于项目区外东侧桐麻湾背斜翼部，且出露面积非常小。项目区内没有出露，地层埋深约 560-600m。

(7) 三叠系下统嘉陵江组强岩溶含水层 (T_{1j})

嘉陵江组整合于飞仙关组之上，按岩性可分为四个段：

第一岩性段：灰，浅灰色中一薄层灰岩，夹鲕状灰岩及少许白云质灰岩。

第二岩性段：灰色中一厚层白云岩、灰岩及盐溶角砾岩，夹含石膏假晶白云岩，未发现化石。

第三岩性段：灰、浅灰色薄一中一厚层灰岩，夹少许白云质灰岩，发现极少化石。

第四岩性段：测区内该段按岩性可分为：下部为浅灰、灰色厚一中厚层白云岩，

坚硬，刀砍状沟纹清晰。风化后岩石表面凹凸不平呈癞痢状构造，显黑灰色。厚 32.98~62.52 米。上部为盐溶角砾岩，夹灰岩、白云岩。

嘉陵江组强岩溶含水层在项目区西侧出露地层，地层厚度约 500m，岩性主要为灰、浅灰色，中厚~厚层状灰岩。地表岩溶极发育，多见溶隙、溶蚀洼地、溶斗、溶洞、暗河，该含水层富水性极强，地下水多以岩溶裂隙、岩溶管道流形式赋存，以岩溶大泉、暗河形式在低洼沟谷地带集中排泄。该含水层是属于具有饮用水供水功能的含水层

(8) 第四系孔隙含水层 (Q₄)

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

3.1.3.2 地下水类型及化学类型

根据项目区的含隔水层分布及水文地质特征，区域地下水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。为碳酸盐岩类裂隙溶洞地下水主要赋存于三叠系下统嘉陵江组、雷口坡组，碎屑岩夹碳酸盐岩裂隙溶洞零星赋存在各类第四系的残坡积层 (Q_{4el}+dl)、崩坡积层 (Q_{4col}+dl)、填土层 (Q_{4ml}) 和冲积层 (Q_{4al}) 中，主要接受大气降水补给，受当地侵蚀基面影响，地下水接受补给后会沿陡地形就近运移和排泄。

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焦页 155 号井组试验西南侧出水点八大离子进行监测 (开创环 (检) 字 (2021) 第 HP139 号)。

表 3.1-2 八大离子监测评价表单位: mg/L, pH 无量纲

项目 监测点	K ⁺	Na ⁺	Ca ²⁺	Mg ²⁺	CO ₃ ²⁻	HCO ₃ ⁻	Cl ⁻	SO ₄ ²⁻
焦页 155 号井组试验	0.70	1.14	38.8	30.2	未检出	241.7	5.84	25.0

由数据统计分析可知，项目区地下水类型为 HCO₃⁻—Ca²⁺型地下水。

3.1.3.3 地下水补给、径流、排泄条件

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

3.1.3.4 评价区地下水开采利用现状

经调查和查阅资料，项目井场周边未发现岩溶大泉、暗河、落水洞等排泄通道。井场周边出露有井泉，部分井泉有饮用水功能，分布情况详见表 3.1-3。

表 3.1-3 本项目周边岩溶泉特征表

名称	位置 (m)	环境敏感特性
Q1	东经 107.467100216，北纬 29.304315796，出露地层 T _{1j} ，位于井场南侧约 180m 处，海拔高度 375m，与平台高差约+21m	以大气降雨补给为主，流量约 2L/s，无饮水功能，为东北侧池塘补充水源，无饮水功能
Q2	东经 107.466595960，北纬 29.300136914，所处地层 T _{1j} ，位于井场南侧约 640m 处，海拔高度 450m，与平台高差约 96m	以大气降雨补给为主，流量约 1.5 L/s，周边居民利用自建供水管线分散供水，作为备用水源

3.1.3.4 地下水埋藏特征

目区地下水基本为裸露型碳酸盐岩岩溶水。大部分区域内岩溶地下水埋藏较浅，局部地带岩溶水埋藏较深。

项目区内三叠系下统嘉陵江组纯碳酸盐岩岩溶水在焦石、罗云一线，岩溶水埋藏较浅，一般在溶蚀洼地、条形溶蚀谷地地下水埋深小于 30m，在地溶蚀丘陵、低山区区域内地下水埋藏较浅在 30~50m。焦石坝逆断层东翼及麻溪河南岸山脊处，地下水埋深在 50~100m，另外在大耳山背斜西翼至焦石坝逆断层区域的垄脊低山区域，由于卷洞河切割，地表水径流速度大，切割相对较深，岩溶地下水埋藏深度大于 100m 左右。

3.1.3.5 水文地质单元划分

根据项目区水文地质条件及现场调查自流，项目所在水文地质单元以山顶分水岭、东侧石梁河为界，地下水自西南向东北排泄至石梁河，水文地质单元面积约为 1.48km²。区域水文地质及水文地质单元划分详见附图 5。

3.1.4 气候、气象

本项目所在地武隆区属典型的亚热带湿润季风气候区，其特点是气候温和，降雨充沛，晴少阴多，云雾多，霜雪少。据当地气象部门多年气象资料统计，年平均气温 17.2℃，最冷月（1 月）平均气温 6.7℃，最热月（8 月）平均气温 27.3℃，极端最低气温 -1.8℃，极端最高气温 40.7℃；年平均无霜期 296d；年平均降雨量 1065mm，最大年降雨量 1470mm，最大月降雨量 182mm；年平均相对湿度 79%；区域静风频率高，主导风向不明显，年平均风速 1.8m/s。

3.1.5 地表水系

本项目位于长坝镇大园村，东侧为沟谷地形，西侧为上坡地形，属石梁河汇水区域。石梁河距离井场约 280m，高差 -80m，为常年地表径流水体，自西南向东北经 13km 后汇入乌江。

石梁河发源于武隆县铁矿乡境内的牧羊沟，为乌江一级支流，属于乌江水系，全河段为Ⅲ类水体，水域功能为饮用水源，兼农业生产和生态用水。在流域上游河段为大洞河（源头至么站铁索桥段长 13.9km），上河段呈南北走向，下河段呈东西走向；在流域中下游河段（么站铁索桥段至河口（沉船背）段长 23km），其中，么站铁索桥至猪嘴岩和回沱至桂龙溪段呈东西走向，其余河段呈南北走向，在白马镇沉船背处汇入乌江，流经铁矿、长坝和白马等乡镇，流域全长 46.9km，流域面积 489km²，流域内地势南高北低，地貌起伏较大，地貌类型以山地为主，山地面积占流域面积 95%左右。

长坝镇水厂饮用水源位于石梁河支流上，该支流在本项目所在地下游 3km 处与石梁河连接。饮用水源取水口位于支流上游 1km 的芭鸡沟处，该饮用水源地属于河流型水源地，主要为长坝镇供水。取水口所在区域有次级河流饮用水源保护区（水域范围：次级河流饮用水源一级保护区水域范围为取水口上游 1000m，下游 100m 的整个河段水域；二级保护区为上游 1000m 至 2000m，下游 100m 至 200m 的整个河宽水域。陆域范围：洪水期正常水位河道边缘水平纵深 30m。

本项目所在区域地表水系图见附图 4。

3.1.6 土壤

本项目所在地武隆区土壤类型多样，全区共有 4 类土壤类型，即紫色土、黄壤土、

黄棕壤土、水稻土，土属 11 个，土种 42 个。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。各类土壤以中性偏酸为主，一般情况粘度适中、耕性较好，宜种性广，适合多种绿色粮油食品产业发展，但有机质含量较低，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，一些土块土层偏薄，特别是窄谷阴山、低山两翼多冷浸烂泥田，农作物产量不高不稳。

3.1.7 动植物资源

本项目所在区域主要为农林生态系统，以农业生产为主，物种种类少，营养层级简单，尚未发现珍稀动植物。区域内已无原生自然林地，植被主要为次生林和野生灌草丛，灌草丛一般分布在荒草地和田坎上，灌丛高 20~80cm，大小不等。

区内野生动物分布很少，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。

本项目井场周围主要为耕地和疏林地，荒草地及少量林地。林地多为后天人工栽种，现场调查井场周边未发现珍稀和保护植被物种分布。项目区域植被类型图见附图 12。

3.1.8 矿产资源

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

本项目周边 3km 范围内无煤矿等其他矿产企业，根据前期踏勘成果，本项目不涉及矿产资源压覆。

3.1.9 生态功能区划

根据《重庆市生态功能区划（修编）》（2008 年 7 月），本项目所在地属“III1-1

方斗山-七曜山水源涵养-生物多样性生态功能区”。主导生态功能为生物多样性保护和
水文调蓄，辅助功能有水土保持、水源涵养和地质灾害防治。建立植被结构优化的中
低山森林生态系统，强化其水文调蓄和生物多样性保护功能是本区域生态功能保护与
建设的主导方向。方斗山—七曜山等条状山脉，是区域生态系统廊道，应重点保护；
自然保护区、自然文化遗产地、风景名胜区等区域的核心区为禁止开发区，严格保护。

本项目评价区域主要为农林生态系统，呈不规则斑块分布于区域内平坦、缓坡处，
面积小，农作物种类单一。主要为水稻、小麦、豆类、红薯等。评价区域内没有特殊
的生态系统或生境等生态敏感保护目标，生态系统较稳定，承受干扰的能力较强。目
前受人类活动影响明显，生态系统单一，结构简单，环境异质性差。区域以人工生境
为主，易于恢复，评价区域不涉及无自然保护区，风景名胜区，文物古迹等。评价区
域内没有发现大型野生哺乳动物，现有的野生动物多为一些常见的鸟类、啮齿类等，
无珍稀濒危保护野生动物。

3.1.10 水土流失现状

根据《重庆市水土流失统计公报》，武隆区水土流失面积 1943.04km²，占全区面
积的 66.98%；其中轻度侵蚀 197.17km²，占流失面积的 10.15%；中度侵蚀 1150.77km²，
占流失面积的 59.23%；强度侵蚀 471.75km²，占流失面积的 24.28%；极强度 86.49km²，
占流失面积的 4.45%；剧烈侵蚀 36.87km²，占流失面积的 1.89%。全区平均土壤侵蚀模
数 4020.22t/（km²·a），为中度侵蚀，土壤年流失总量为 781.14×10⁴t。

本项目为长坝镇大园村，根据《重庆市武隆区人民政府办公室关于公布武隆区水
土流失重点预防区和重点治理区划分成果的通知》（武隆府办发〔2019〕20 号），长
坝镇大园村不在武隆区水土流失重点预防区和重点治理区范围内。

3.2 环境保护目标调查

3.2.1 生态红线划定概况

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），为优化市域国土空间格局，维护和改善生态功能，保障国家和区域生态安全，
划定了生态保护红线，面积 2.04 万 km²，占全市总面积的 24.82%，在 38 个区县（自治
县）、万盛经开区均有分布，主要分布区域为渝东北生态涵养发展区、渝东南生态保

护发展区。森林生态系统和湿地生态系统是我市生态保护红线的主要生态系统类型。

根据环发〔2015〕56 号文件要求，结合我市实际，将以下区域划入生态保护红线：

——重点生态功能区。包括水源涵养区、水土保持区、生物多样性维护区。在划定生态保护红线时，按照环发〔2015〕56 号文件确定的技术方法对国土空间进行生态功能重要性定量评价，评价结果分为一般重要、比较重要、中等重要、高度重要、极重要等级别，将极重要的区域划入生态保护红管控范围。

——生态敏感区。包括水土流失敏感区、石漠化敏感区。在划定生态保护红线时，按照环发〔2015〕56 号文件确定的技术方法对国土空间进行生态敏感性定量评价，评价结果分为不敏感、轻度敏感、中度敏感、高度敏感、极敏感等级别，将极敏感的区域划入生态保护红线管控范围。

——禁止开发区。包括饮用水水源保护区、自然保护区、自然文化遗产地、湿地公园、森林公园、风景名胜区、地质公园。其中，饮用水水源保护区包括一级保护区和二级保护区；自然保护区包括县级及以上自然保护区的核心区、缓冲区、实验区；自然文化遗产地、湿地公园、森林公园、风景名胜区、地质公园包括规划范围以内全部区域。

——其他区域。包括四山禁建区、三峡水库消落区、生态公益林地等。其中，三峡水库消落区不含流经城市规划区的江段；生态公益林地包括Ⅰ级保护林地、国家级一级公益林地。

3.2.2 本项目与生态红线的位置关系

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）及其附图，本项目平台不在生态红线范围内。项目与重庆市武隆区生态保护红线位置关系图见附图 7。

3.3 环境质量现状调查与评价

3.3.1 环境空气质量现状调查

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《2020 年重庆市生态环境状况公报》，2020 年重庆市武隆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 3.3-1。

表 3.3-1 空气质量达标区判定情况一览表

污染物	年评价指标	现状浓度（μg/m ³ ）	标准值（μg/m ³ ）	占标率/%	达标情况
SO ₂	年平均质量浓度	13	60	22	达标
NO ₂	年平均质量浓度	22	40	55	达标
PM ₁₀	年平均质量浓度	38	70	54	达标
PM _{2.5}	年平均质量浓度	27	35	77	达标
CO	24 小时平均值	1.0mg/m ³	4.0mg/m ³	25	达标
O ₃	日最大 8h 平均	99	160	62	达标

3.3.2 地表水环境质量现状调查

本次评价引用《焦页 147-1HF 井钻探工程项目环境影响评价报告》中 2019 年 1 月对石梁河进行监测的数据，根据调查，区域未新增地表水污染物，其余地表水环境质量现状未有明显变化，且监测数据在有效期内，监测因子及断面能够满足本次评价要求。

监测因子：pH、COD、BOD₅、氨氮、硫化物、石油类、硫酸盐、氯化物。

评价方法及评价模式：采用水质指数法进行地表水环境质量现状评价。水质指数计算公式为：

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

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 4.2-1 所示。

表 3.3-2 监测结果分析 单位：mg/L

监测因子	pH	BOD ₅	COD	氨氮	硫化物	石油类	硫酸盐	氯化物
监测数据	7.62~7.82	1.2~1.5	6~9	0.877~0.930	0.007~0.01	0.03	58.6~58.7	6.64~6.67
III 类标准	6~9	4	20	1	0.2	0.05	250	250
标准指数	0.31~0.41	0.3~0.375	0.3~0.45	0.877~0.930	0.035~0.05	0.6	0.23	0.027

监测及分析结果见表 3.3-2，根据监测结果，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，地表水环境质量较好。

3.3.3 声环境质量现状调查

为调查区域声环境质量现状，本次委托重庆港庆测控技术有限公司对本项目所在区域声环境进行现状监测，现场监测时，拟建平台及敏感点周边无其他噪声源，可代表区域声环境质量。

(1) 监测布点

布设 2 个声环境质量监测点，位于井组南侧和东北侧居民点位置。监测布点情况见表 3.3-3 和附图 3。

表 3.3-3 声环境监测点情况

监测点名称	监测点位置	监测因子	监测时间	监测频率
1#监测点		昼间等效 A 声级，夜间等效 A 声级		连续 2 天，昼夜间各一次
2#监测点				

(2) 评价标准

执行《声环境质量标准》（GB3096-2008）2 类标准。

(3) 监测数据分析及评价结果

本项目所在地声环境现状监测与评价结果见表 3.3-4。

表 3.3-4 本项目所在地声环境现状监测与评价结果 单位：dB（A）

监测点编号	监测日期	监测时段	监测结果	2 类区标准值	达标情况	监测数据来源
E-1	6 月 1 日	昼间		60	达标	
		夜间		50	达标	
	6 月 2 日	昼间		60	达标	
		夜间		50	达标	

由表 3.3-4 可知，本项目周边声环境质量能够满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类标准限值，区域声环境质量较好。

3.3.4 地下水环境质量现状监测

(1) 监测点位

项目位于三叠系下统嘉陵江组（T_{1j}），地下水埋藏较浅，一般小于 50m。具有保护价值的地下水均为周边出露的泉眼，本次评价委托重庆港庆测控技术有限公司对区域地下水环境进行现状监测。

（1）监测布点

共布设 5 个监测点，地下水监测布点、监测因子及监测频率情况见表 3.3-5。

表 3.3-5 本次评价地下水监测布点情况

（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 3.3-6。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 3.3-6 地下水监测及评价结果一览表

3.3.5 土壤环境质量现状调查

3.3.5.1 土壤理化性质调查、利用状况调查

本次评价重点针对平台周边 200m 范围进行调查，通过调查相关资料，并结合国家土壤信息服务平台（中国 1km 土壤类型图），焦页 155 号井组区域评价范围内土壤亚类为黄色石灰土。黄色石灰土在重庆地区主要分布于万州、涪陵等地，该土种母质为石灰岩风化残坡积物，呈黄棕或灰黄色，质地多为壤质粘土和粘土，心土层有少量铁锰和粘粘胶膜淀积。该土种质地粘重，物理性状不良，耕性差，多处于峰丛低洼处，通风透光差，久雨积水，作物易感病，农业利用多以小麦、玉米、甘薯为主。

本项目所在地为基岩山区，区域土层厚度较薄，厚度约为 0.5m 左右。周边土壤理化特性见表 3.3-7。

表 3.3-7 土壤理化特性调查表

3.3.5.2 土壤环境质量现状调查

根据调查，项目占地范围外大多为农用地及林地，本次评价委托重庆港庆测控技术有限公司于 2021 年 8 月 12 日对焦页 155 号井组内外的 6 处土壤进行了取样监测（开创环（检）字〔2021〕第 HP139 号），井组占地范围内布置 3 个柱状样，1 个表层样；场地外布置 2 个表层样，监测点位设置符合《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ 964-2018）中的布点原则和现状监测点数量要求，监测布点见附图 3。

（3）监测点位及监测因子

本次评价土壤监测布点情况见表 3.3-8。

表 3.3-8 本项目土壤环境监测布点情况

（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

土壤环境现状监测及评价结果见表 3.3-9、表 3.3-10、表 3.3-11。

表 3.3-9 本项目场外土壤环境现状监测及评价表 单位：mg/kg，pH 无量纲

表 3.3-10 本项目场内土壤环境现状监测及评价表 单位：mg/kg，pH 无量纲

表 3.3-11 场内土壤环境现状监测结果

由表 3.3-9、表 3.3-10、表 3.3-11 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。

4 环境影响预测及评价

4.1 地表水环境影响预测及评价

本项目地表水环境影响评价等级为三级 B，根据《环境影响评价技术导则 地表水环境》（HJ2.3-2018），水污染影响型三级 B 评价可不进行水环境影响预测。本次评价主要分析项目水污染控制和水环境影响减缓措施有效性以及依托污水处理设施的环境可行性。

4.1.1 施工期地表水环境影响预测及评价

4.1.1.1 钻前工程

（1）施工废水

井场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

钻前工程施工期约 20d，施工人员主要为临时聘用的周边居民，施工现场不设施工营地，施工现场生活污水经环保厕所等处置后农用，不外排，对当地地表水环境影响很小。

4.1.1.2. 钻井及储层改造工程

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

（1）钻井废水

本项目导管、一开、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，单口井 180m^3 ，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。本项目压裂返排液产生量约 15899.4m^3 ，其中 13211.3m^3 回用本平台压裂，剩余 2688.1m^3 排入废水池暂存，用于后续井压裂工序。

本项目压裂返排液优先回用于压裂，剩余废水转运至涪陵页岩气田其他钻井平台回用，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，对周边环境影响较小。

（5）生活污水

本项目井场及生活区设置环保厕所，生活污水经环保厕所收集处置后定期清掏农用，不外排，对地表水环境影响小。

4.1.1.3 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，对当地地表水环境影响很小。

（2）试压废水

项目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，经沉淀后回用场地洒水，无外排，对区域地表水环境基本无影响。

(3) 生活污水

项目施工期的施工人员主要为临时聘用的周边居民，施工现场不设施工营地，施工人员均回家吃住，生活污水纳入居民的厕所等污水系统最终农用，无外排，对区域地表水环境基本无影响。

4.1.1.4 施工期地表水环境影响小结

综上所述，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，经絮凝沉淀、杀菌，满足压裂回用水质标准要求后，回用其他钻井平台压裂工序；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井场洒水降尘。项目施工期产生的污废水经妥善处理，对地表水环境影响较小。

4.1.2 运营期地表水环境影响预测及评价

气井后期生产过程中，会对故障的气井进行井下作业，使气井恢复正常生产，因此会不定期进行井下作业（洗井、清砂、修井、侧钻等）过程，期间产生少量井下作业废水，预计每 2 年进行 1 次井下作业（洗井），则本项目 7 口井井下作业废水产生量预计约 $95\text{m}^3/\text{a}$ ，主要污染物为 COD 和石油类，回用于白马区块其他平台压裂。

项目运营期采出水日产生量为 $35\text{m}^3/\text{d}$ ，年产生量为 12775m^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 85mg/L 。采出水在平台现有的废水池内暂存，定期装车外运回用于涪陵页岩气田其他平台压裂工序，不外排。

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。

4.1.3 退役期地表水环境影响预测及评价

(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 10d，施工人员 20 人，施工现场不设施工营地，生活污水利用当地环保厕所等设施处置，作为农肥使用，对区域地表水环境无影响。

4.2 地下水环境影响预测及评价

4.2.1 施工期地下水环境影响分析

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。

4.2.1.1 地下水影响因素分析

(1) 钻井液漏失影响因素

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

①导管及一开段

导管段钻井过程在雷口坡组，一开段钻井过程在嘉陵江组进行，钻井液为纯清水，无任何添加剂。一般采用塔式钻具约 1~2 天即可达到设计深度完成套管固井作业，一开段钻完后下套管，采用水泥封固，封隔浅层地下水和地表水、松散粘土流砂、砂砾层。

采用纯清水钻井，若发生漏失，钻头研磨形成的岩屑将会进入地下，在钻遇裂隙、溶洞等地下通道时，将使井筒下游一定范围内的地下水中 SS 和浊度有所增加，但随着 SS 随地下水流动，SS 会被逐步过滤，地下水中 SS 和浊度会逐步降低，施工结束后受影响地下水水质将会恢复，钻井漏失对浅层地下水影响小。

②二开直井段

该井段主要钻遇的地层为飞仙关组、长兴组、龙潭组、茅口组，该段采取近平衡技术钻井，钻井液为纯清水，无任何添加剂，钻井液漏失对地下水影响较小。

二开开段钻井完成后下入套管并注入水泥浆返至地面，封固套管和井壁之间环形空间，在后续钻进时钻井液将被封隔在套管内，不会进入钻遇地层。

③二开斜井段

该井段主要钻遇的地层为栖霞组、梁山组、韩家店组、小河坝组，该段采取近平

衡技术钻井，钻井液为水基钻井液，具有良好的环保性能，无毒、无味。由于钻井液中添加有纯碱，因此钻井液漏失可能造成地下水中 pH 升高，但不会产生毒性。

④三开段

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

（2）钻井岩屑影响因素

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

（3）压裂施工过程影响因素

压裂作业期间，井场设置 12 个盐酸储罐，每个储罐 10m^3 ，临时储存量最大为 120m^3 。盐酸罐区井场地面采用混泥土硬化，并设置临时围堰，围堰容积不小于单个罐体最大储存量。

在水力压裂之前，注入前置酸，通过酸液溶蚀作用提高储层渗透性、抑制粘土矿物膨胀、溶解压裂液滤饼及残胶，反应后几乎无酸残留。

本项目采用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。注入压裂液进行压裂，可进一步稀释酸浓度。同时，本项目完钻层位为龙马溪组，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，而龙马溪组以页岩为主，为区域相对隔水层，其上覆小河坝组同样以灰岩为主，同为相对隔水层。由此，压裂始终在一个圈闭层内进行，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，压裂施工对浅层具有供水意义的岩溶地下水水质影响小。

（4）平台内施工材料和污水储存事故性渗漏影响因素

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

①钻井施工过程中，井场内循环罐和储备罐损坏，造成水基钻井液、油基钻井液（包含油基岩屑收集时造成的渗漏），由此造成污染物渗漏，对地下水环境的影响；

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

③放喷测试期间，放喷池池体发生漏失，压裂返排液漏失对地下水环境的影响；

④压裂施工过程中，盐酸罐发生破损，造成盐酸泄漏，渗入地下，对地下水环境的影响；

⑤废水池发生破损条件下，废水中污染物渗漏对地下水环境的影响。

4.2.1.2 施工期正常状况下地下水环境影响分析

（1）钻井液漏失地下水水质影响分析

本项目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，钻井液均使用纯清水。也就是说，对于有供水意义的含水层，钻井液均以清水为主，钻井液对水质基本没有影响。且各段钻井完成后将迅速下入套管并注入水泥浆至水泥浆返至地面，封固套管和井壁之间环形空间，在后续钻进时钻井液将被封隔在套管内，后续钻井不会影响含水层。

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

钻井工程压裂过程中会有部分压裂水滞留在龙马溪组地层中，压裂水绝大部分为清水，其余主要成分为钾盐和有机聚合物，不含重金属。根据工程钻井设计及对已压裂地层的物探，本工程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。

泵送易钻桥塞分段压裂技术作为一项新兴的水平井改造技术，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岩溶地下水造成影响。

（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 井泉，各井泉为出露底层嘉陵江组泉点，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。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。

本工程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，这种影响具有不确定性。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》（HJ 610-2016）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、清水池、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基础采用 C30 混凝土 15cm，并铺设防渗膜，满足《石油化工工程防渗技术规范》（GB/T50934-2013）要求。

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

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

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；在防渗膜底部为厚度不小于 15cm 厚混凝土基础，在四周设置高度为 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。

4.2.1.3 施工期非正常状况下地下水环境影响分析

按照最不利原则，本次预测选取平台池体发生破损导致压裂返排液渗漏为情景预测非正常状况下对地下水环境的影响。

(1) 预测模型

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

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

式中：

x—距注入点的距离，m；

t—时间，d；

C—t 时刻 x 处的污染物浓度，mg/L；

C₀—污染物注入浓度，mg/L；

u—水流速度，m/d；

D_L—纵向弥散系数，m²/d；

erfc（）—余误差函数。

(2) 预测参数

*****。

(3) 污染物源强

本项目废水池容积为 1000m³，池体为钢筋混凝土结构，防渗系数≤10⁻⁷cm/s。本次考虑池体底部破损 5%（12.5m²），完全失去防渗功能的最不利情况进行预测。压裂返排液主要污染物为 COD 和氯化物，参照江东区块其他井场压裂返排液污染物浓度，压裂返排液中主要污染物为 COD：1290mg/L、氯化物：1110mg/L，本次评价参照进行取值。渗漏液通过裂口渗入地下水中，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 12.5m^2 ；

K—包气带渗透系数，取雷口坡组灰层的渗透系数 0.95m/d ；

J—水力梯度，0.2。

根据公式，Q 为 $0.6\text{m}^3/\text{d}$ 。各污染物漏失量见表 4.2-1。

表 4.2-1 池体底部 5%面积破损情况下渗漏污染物源强表

预测因子		污染物	
		COD	氯化物
标准值 (mg/L)	III 类地下水水质标准	/	250
	III 类地表水水质标准	20	/
污染物浓度 (mg/L)		1290	1110
影响浓度 (mg/L)		5	0.007

注：地下水质量标准中无标准值的，参考地表水水质标准

(4) 预测结果

本次预测各特征因子浓度超过标准限值即为超标，影响浓度定义为各指标的检出下限，当预测结果小于影响浓度（检出限）时则视同对地下水环境几乎没有影响。根据《地下水质量标准》（GB/T 14848-2017）及项目执行的环保标准，该项目所在区域地下水属 III 类水质，因此，Cl⁻标准限值参照《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III 类标准，为 250mg/L ；COD 标准限值参照《地表水环境质量标准 GB3838-2002》III 类标准，为 20mg/L 。COD 影响浓度为 5mg/L ，Cl⁻影响浓度为 0.007mg/L 。

本次评价选取 10d、30d、100d、365d 四个时间节点进行预测。预测结果见表 4.2-2。

表 4.2-2 污染物浓度迁移预测结果 单位：mg/L

根据预测结果，泄漏发生 10 天时，COD 污染物浓度超标距离为下游 33m，影响距离为 38m；30 天时，COD 污染物浓度超标距离为下游 64m，影响距离为 70m；100 天

时，COD 污染物浓度超标距离为下游 126m，影响距离为 138m；365 天时，COD 污染物浓度超标距离为下游 341m，影响距离为 364m。

10 天时，氯化物污染物浓度超标距离为下游 21m，影响距离为 62m；30 天时，氯化物污染物浓度超标距离为下游 37m，影响距离为 109m；100 天时，氯化物污染物浓度超标距离为下游 87m，影响距离为 213m；365 天时，氯化物污染物浓度超标距离为下游 232m，影响距离为 477m。

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，应加强对周边泉点的监测，一旦发现水质受到影响，应立即停工，并对循环罐、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。

4.2.2 运营期地下水环境影响分析

4.2.2.1 正常状况下

项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，定期装车外运回用于涪陵页岩气田其他平台压裂工序，不外排。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。

4.2.2.2 非正常状况下

本项目污染风险源主要集中在采出水。运营期，采出水利用平台废水池进行暂存和中转，本次预测以废水池意外破损导致污水泄漏为情景，预测非正常状况下对地下水环境的影响。

预测模型及水文参数与施工期相同，采出水主要污染物为 COD 和氯化物，参照焦石坝区块其他平台采出水污染物浓度，采出水中主要污染物为 COD2500mg/L、氯化物 14000mg/L。

焦页 155 号井组废水池容积为 1000m^3 ，池体为钢筋混凝土结构，防渗系数 $\leq 10^{-7}\text{cm/s}$ 。本次考虑池体底部破损 5% (12.5m^2)，完全失去防渗功能的最不利情况进行预测。渗漏液通过裂口渗入地下水中，源强采用达西公式计算。根据公式，下渗量 Q 为 $0.6\text{m}^3/\text{d}$ 。各污染物源强如下。

表 4.2-3 池体底部 5%面积破损情况下渗漏污染物源强表

预测因子		污染物	
		COD	氯化物
标准值 (mg/L)	III 类地下水水质标准	/	250
	III 类地表水水质标准	20	/
污染物浓度 (mg/L)		2500	14000
影响浓度 (mg/L)		5	0.007

注：地下水质量标准中无标准值的，参考地表水水质标准

(1) 预测结果

本次预测，各特征因子浓度超过标准限值即为超标，影响浓度定义为各指标的检出下限，当预测结果小于影响浓度（检出限）时则视同对地下水环境几乎没有影响。根据《地下水质量标准》（GB/T 14848-2017）及项目执行的环保标准，该项目所在区域地下水属 III 类水质，因此， Cl^- 标准限值参照《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III 类标准，为 250mg/L ；COD 标准限值参照《地表水环境质量标准 GB3838-2002》III 类标准，为 20mg/L 。COD 影响浓度为 5mg/L ， Cl^- 影响浓度为 0.007mg/L 。

本次评价选取 10d、100d、365d、1000d 四个时间节点进行预测。预测结果见表 4.2-4。

表 4.2-4 污染物浓度迁移预测结果 单位：mg/L

距离 X (m)	COD 浓度 (mg/l)				氯化物浓度 (mg/l)			
	10d	100d	365d	1000d	10d	100d	365d	1000d
0	2500	2500	2500	2500	14000	14000	14000	14000
10	1320	2420	2500	2500	7380	13500	14000	14000
20	390	2280	2490	2500	2190	12800	14000	14000
30	59.90	2080	2490	2500	335	11600	13900	14000
40	4.57	1820	2480	2500	25.60	10200	13900	14000

50	0.17	1520	2470	2500	0.95	8540	13800	14000
60	0.00	1210	2450	2500	0.02	6790	13700	14000
70	0.00	911	2420	2500	0.00	5100	13600	14000
80	0.00	646	2390	2500	0.00	3620	13400	14000
90	0.00	430	2340	2500	0.00	2410	13100	14000
100	0.00	268	2290	2500	0.00	1500	12800	14000
150	0.00	9.07	1800	2500	0.00	50.80	10100	14000
200	0.00	0.05	1070	2490	0.00	0.29	5970	13900
250	0.00	0.00	435	2470	0.00	0.00	2430	13800
300	0.00	0.00	115	2400	0.00	0.00	645	13400
350	0.00	0.00	19.50	2260	0.00	0.00	109	12600
400	0.00	0.00	2.31	2000	0.00	0.00	12.90	11200
450	0.00	0.00	0.08	1620	0.00	0.00	0.46	9080
500	0.00	0.00	0.00	1080	0.00	0.00	0.02	6030
1000	0.00	0.00	0.00	0.01	0.00	0.00	0.00	0.04
2000	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
3000	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
4000	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
5000	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

10 天时，COD 污染物浓度超标距离为下游 34m，影响距离为 46m；100 天时，COD 污染物浓度超标距离为下游 140m，影响距离为 180m；365 天时，COD 污染物浓度超标距离为下游 349m，影响距离为 419m；1000 天时，COD 污染物浓度超标距离为下游 754m，影响距离为 883m。

10 天时，氯化物污染物浓度超标距离为下游 31m，影响距离为 61m；100 天时，氯化物污染物浓度超标距离为下游 129m，影响距离为 228m；365 天时，氯化物污染物浓度超标距离为下游 328m，影响距离为 512m；1000 天时，氯化物污染物浓度超标距离为下游 719m，影响距离为 1037m。

在 5%池底面积破损后，COD 污染物超标范围在破损后 96 天达到石梁河，氯化物污染物超标范围在破损后 118 天达到石梁河，污染物渗漏对石梁河水质有一定影响。

4.3 大气环境影响预测及评价

4.3.1 施工期大气环境影响预测及评价

施工期大气环境影响主要有钻前工程施工过程中产生的扬尘，压裂过程中柴油发电机、施工机具产生的尾气。

4.3.1.1 钻前工程、油气集输工程

(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 1.2~1.3。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，并随着施工的结束而结束。

(2) 施工机具尾气

施工机具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尾气中污染物排放量预测可知：施工过程中施工机具尾气中 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。

4.3.1.2 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。本项目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，对环境影响小。

4.3.1.3 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。本项目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。

井场周边建放喷池，且放喷池为敞开式，放喷燃烧废气产生后可以及时扩散，测试放喷时间短，属临时排放，测试完毕，影响很快消失。

4.3.2 运营期大气环境影响预测及评价

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。

4.3.2.1 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，类比《涪陵页岩气田平桥北区产能建设地面工程竣工环境保护验收调查报告》对各集气站加热炉排气筒的监测结论，各水套加热炉废气中 SO₂、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）及修改单中燃气锅炉排放标准。

采用大气导则估算模式—AERSCREEN 进行估算，源强详见表 2.3-23，估算参数详见表 4.3-1，估算结果详见表 4.3-2。

表 4.3-1 估算模型参数表

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		-2
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	/
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/°	/

表 4.3-2 估算模式计算结果一览表

污染因子	最大落地浓度 (ug/m ³)	最大浓度落地点 (m)	评价标准 (ug/m ³)	占标率 (%)	推荐评价等级
SO ₂	0.153	69	500	0.03	III
NO _x	0.32	69	250	0.13	III
颗粒物	0.158	69	450	0.02	III

根据上述预测分析可知，本项目污染物排放最大占标率 0.13%，小于 1%，评价等级为三级，污染物排放量小，污染物排放对环境空气的影响较小。

4.3.2.2 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。

4.3.3 退役期大气环境影响预测及评价

停采后将进行一系列清理工作，包括地面设施拆除、封井等，在这期间，将会引起扬尘。在闭井施工操作中应注意采取洒水降尘措施，文明施工，防止水泥等的洒落与逸散。采取上述措施后，退役期大气环境影响很小。

4.4 声环境影响预测及评价

4.4.1 施工期声环境影响预测及评价

4.4.1.1 钻前工程

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。

(1) 施工噪声预测模式

施工噪声可近似视为点声源处理，根据点声源噪声衰减模式，估算出离声源不同距离处的噪声值，预测模式如下：

$$L_A(r) = L_A(r_0) - 20L_g(r/r_0) - \Delta L$$

式中： $L_A(r)$ — 距声源 r 处的施工噪声预测值，dB(A)；

$L_A(r_0)$ — 距声源 r_0 处的参考声压级，dB(A)；

r — 预测点距声源的距离，m；

r_0 — 参考点距声源的距离，m。

ΔL — 各种衰减量（除发散衰减外），dB(A)。室外噪声源 ΔL 取为零。

根据工程设计，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 4.4-1。

表 4.4-1 主要施工机械在不同距离的噪声值 单位：dB(A)

序号	施工机具	预测距离 (m)							
		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

序号	施工机具	预测距离 (m)							
		10	40	50	100	150	200	250	280
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)，即施工区边界外 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 200m 内无声环境敏感点，因此钻前工程施工对周边保护目标影响很小。

4.4.1.2 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铁皮设备机房，排气筒加消声罩；在钻井过程中平稳操作，避免产生非正常的噪声；泥浆泵、振动筛等采用弹性垫料，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 4.4-2。

表 4.4-2 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)	2 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	2 台运行	90	1m	加衬弹性垫料	85
振动筛	2 台运行	85	1m	加衬弹性垫料	80

(2) 噪声预测方法及模式

① 预测方法

本项目按照钻井过程中最大噪声影响情况，预测钻井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》（HJ2.4-2009）中的点声源几何发散衰减模式进行计算，预测模式如下：

$$L_A(r) = L_A(r_0) - 20L_g(r/r_0) - \Delta L$$

式中：

$L_A(r)$ — 距声源 r 处的施工噪声预测值，dB(A)；

$L_A(r_0)$ — 距声源 r_0 处的参考声压级，dB(A)；

r — 预测点距声源的距离，m；

r_0 — 参考点距声源的距离，m。

ΔL — 各种衰减量（除发散衰减外），dB(A)。室外噪声源 ΔL 取为零。

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：

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

式中：

L_{eqg} — 建设项目在预测点的等效声级贡献值，dB(A)；

L_{Ai} — i 声源在预测点产生的 A 声级，dB(A)；

T — 预测计算的时间段，s；

t_i — i 声源在 T 时段内的运行时间，s。

声源在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，计算采用评价导则 8.2.2 中（2）式，公式为：

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

式中：

L_{eqg} — 建设项目声源在预测点的等效声级贡献值，dB(A)；

L_{eqb} — 预测点的背景值，dB(A)。

（3）场界噪声预测结果分析

井场主要设备与站场边界位置关系见表 4.4-3。

表 4.4-3 井场主要设备与站场边界位置关系一览表 单位：m

钻井队	场界	主要设备				
		柴油动力机	发电机	钻井设备	泥浆泵	振动筛
北侧钻井队	东场界	90	72	35	73	50
	西场界	23	28	80	30	52
	北场界	34	35	30	22	20
	南场界	54	54	58	65	67
南侧钻井队	东场界	97	77	35	81	50
	西场界	23	26	86	28	59
	北场界	80	81	75	67	65
	南场界	10	9	15	21	24

钻井过程中对井场场界昼夜间噪声值预测见表 4.4-4。

表 4.4-4 钻井工程场界噪声预测结果 单位：dB（A）

平台	预测工况	场界	噪声贡献值		背景值		预测值		超标值	
			昼间	夜间	昼间	夜间	昼间	夜间	昼间	夜间
焦页 155 号井组	网电供电	东场界	52.9	52.9	47	39	53.9	53.0	/	3.0
		南场界	54.4	54.4	47	39	55.1	54.5	/	4.5
		西场界	56.5	56.5	47	39	57.0	56.6	/	6.6
		北场界	58.4	58.4	47	39	58.7	58.4	/	8.4
	柴油发电机供电	东场界	57.7	57.7	47	39	58.1	57.8	/	7.8
		南场界	64.4	64.4	47	39	64.5	64.4	4.5	14.4
		西场界	66.8	66.8	47	39	66.9	66.8	6.9	16.8
		北场界	59.6	59.6	47	39	59.9	59.7	/	9.7

图 4.4-1 网电钻井时各场界噪声模拟预测图

图 4.4-2 柴油发电机钻井时各场界噪声模拟预测图

由上表可知，在电网供电时，井场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，超标范围 3~8.4dB（A）；采用柴油发电机供电钻井施工期间，南场界昼间噪声超标 4.5dB（A），西场界昼间噪声超标 6.9dB（A），东场界和北场界昼间噪声满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）标准；夜间四个场界噪声超标范围为 7.8~16.8dB（A）。

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，拟建项目钻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

本项目噪声评价范围内无敏感点，钻井期采用网电供电，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，对居民采取临时避让措施（临时避让范围根据施工过程中噪声监测超标情况确定），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。

4.4.1.3 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 4.4-5。

表 4.4-5 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》(HJ2.4-2009) 中的点声源几何发散衰减模式进行预测，预测结果见表 4.4-6。

表 4.4-6 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，压裂设备位于井场内，本项目平台周边 200m 范围内无居民点分布，在压裂施工时不会受到噪声影响。

测试放喷排液时间约 2d，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。测试放喷期间，通过对受影响的居民采取临时避让措施，将噪声对周边环境的影响降至最低。

总体上，工程建设通过合理的施工安排，施工噪声对居民影响可以得到控制。同时建议建设单位应积极采取相应的技术研究，尽量减少放喷时间，尽量缩短压裂放喷测试阶段对周边居民影响。

4.4.1.4 油气集输工程

该施工阶段主要噪声源为各类动力设备、施工机械、运输车辆等。

施工单位必须选用符合国家有关标准的施工机具和运输车辆，尽量选用低噪声的施工机械和工艺，振动较大的固定机械设备应加装减振机座，同时加强各类施工设备的维护和保养，保持其良好的工况，以便从根本上降低噪声源强；物料运输车辆途径居民点时减速慢行，禁止鸣笛；合理安排施工时间，除夜间禁止施工外，昼间施工时间避开居民午休时间（12:00~14:00）。

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

4.4.2 运营期声环境影响预测及评价

本项目依托焦页 107 号集气站，新增 4 台水套加热炉、由 2 台两相流量计和 1 台计量分离器组成，1 台 45 万方/天分子筛，正常生产时，加热炉及流量计噪声源强较低，低于 50dB（A），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 4.4-1。

表 4.4-1 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

由表 4.4-1 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。

4.5 固体废物环境影响分析

4.5.1 施工期固体废物环境影响分析

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。

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、油基钻井液、废油。

4.5.1.1 清水岩屑、水基岩屑

本项目清水岩屑产生量约 4093m³，水基岩屑产生量约 1573m³（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，在水基岩屑暂存区存放，暂存区采用砖混结构，做防渗处理，上部搭设雨棚。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。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。水基岩屑在水基岩屑暂存区暂存，交由重庆市涪陵区鑫垚环保科技有限公司对水基岩屑进行预处理后，满足入窑（磨）要求后方可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。

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。

4.5.1.2 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 1305m³，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#、2#油基钻屑综合利用场进行脱油综合利用，油基钻屑经综合利用含油率≤2.0%，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，如建设单位无法处理，应按照危险废物处置要求交有资质的单位处理。

（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。

4.5.1.3 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 239m³，由各井队采用带搅拌装置的泥浆罐回收和转运，在需要使用时，直接将泥浆罐转运至钻井平台。

4.5.1.4 废油

钻井过程中废油的主要来源有：a、机械（泥浆泵、转盘、链条等）润滑废油。b、钻井设备清洗与保养产生的废油、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。根据涪陵工区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 3.5t，由井队回收或有资质的单位回收处置。

4.5.1.5 废化工料桶

本项目预计产生化工料桶 5600 个，由厂家或有资质的单位回收。

4.5.1.6 生活垃圾

本项目钻前工程、钻井及储层改造工程、集输工程生活垃圾产生量共计 16.5t，在平台定点收集后，由环卫部门统一清运处置。

综上所述，本项目施工期产生的固体废物均得到妥善处置，对周边环境影响较小。

4.5.2 运营期固体废物环境影响分析

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和巡检站巡检人员日常生活垃圾。

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。

综上所述，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。

4.6 土壤环境影响分析

4.6.1 土壤环境影响类型及途径

本项目施工期对土壤的影响主要有两方面，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 4.6-1，土壤环境影响源及影响因子识别见表 4.6-2。

表 4.6-1 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 4.6-2 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	全部污染指标	特征因子	备注
建设期	放喷池	压裂返排液收集	垂直入渗、地面漫流	COD、SS、BOD ₅ 、石油类、色度、氨氮、磷、酸盐、氯化物	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	pH、砷、镉、铜、铅、六价铬、汞、镍、石油类	石油类	事故
	水基岩屑暂存区	水基岩屑收集	垂直入渗			
运营期	润滑油堆存区	废润滑油收集	垂直入渗	石油类	石油类	事故
	采出水管线	采出水收集、转运	垂直入渗	COD、SS、BOD ₅ 、石油类、色度、氨氮、磷、酸盐、氯化物、硫酸盐	COD、氨氮、氯化物	事故

4.6.2 施工期土壤环境影响分析

4.6.2.1 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、油气集输工程，包括地面的开挖和回填以及对深层土壤的破坏，对土壤环境的影响最直接，项

目施工对土壤环境的影响主要有：

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

4.6.2 运营期土壤环境影响分析

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

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。

4.6.3 退役期土壤环境影响分析

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，形成水泥塞封隔天然气层。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 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB 36600）的要求，对永久停用、拆除或弃置的各类井、管道等工程设施落实封堵、土壤及地下水修复、生态修复等措施。

4.7 生态环境影响预测及评价

4.7.1 对土地利用结构影响

本项目临时占地面积 3.15hm^2 ，地类型主要为旱地、林地。

从评价区范围内土地利用现状看，区域内是由有林地、灌木林地、耕地和住宅用地相间出现的土地利用结构形式。项目占地占区域同类型总土地利用量的比例较小，不会导致区域土地利用格局的变化，对区域土地利用结构影响甚微。同时，本项目在建设期内对占用的土地进行青苗补偿，工程建设结束后及时对占地进行复垦，尽量恢复土地原有生产力，可进一步减少工程占地对区域土地利用结构的改变。

综上所述，本项目实施对区域土地利用格局影响较小。

4.7.2 对农业生产的影响分析

根据占地类型分析可知，项目占用耕地 3.15hm^2 ，可考虑耽误两季粮食作物耕作，经调查，区域粮食亩产约 680kg ，则项目对农业生产损失结果见表 4.7-1。

表 4.7-1 项目对区域农业生产损失结果汇总

项目	系数 (t/hm^2)	损失面积 (hm^2)	损失产生 (t/a)
粮食作物	10.2	3.15	32.13

由上表可知，项目建设因占用部分耕地会导致区域农业粮食产量减少，减少量约为 $32.13\text{t}/\text{a}$ 。以整个评价区分析，减少量较小，通过临时占地土地复耕、青苗赔偿、占地补偿不会导致被占用耕地的居民生活质量下降。

4.7.3 对植被影响分析

项目区受人类活动影响强烈，主要为于农田生态系统，区域内未发现重点保护及

珍稀植物。本项目对植被的影响主要表现在占地对少量农作物的破坏，工程建设单位按相关规定对占用的旱地进行赔偿；在工程施工完毕后，将对井场钻井设备、压裂测试设备进行拆除、搬迁；如需继续钻井，待后续钻井工程完钻后，开展土地复垦；如确定平台不再钻井时，将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；储层改造过程中的供水管线为临时耐压软管，不需要开挖管沟，不会破坏沿线植被，压裂结束后拆除；油气集输工程的集输管线需开挖管沟，安装完毕后，覆土绿化。综上，本项目建设对区域植被影响小。

（1）对生物量的影响

钻前工程将清除地表植被，剥离地表覆盖层，势必降低植被覆盖率，导致区域植被的损失。一般工程临时占地对农作物的影响主要为当季影响，在施工结束后，第二年即可复种，根据同类工程调查，复垦地 1~2 年即可恢复到原有产量。临时占用的林草地在施工结束后进行植被恢复，需要 3~10 年或更长的时间才能恢复到原有产量。

植被生物量损失的植被类型主要为人工植被，包括马尾松林及柏木林，对天然次生林的植被生物量损失较低。项目的建设对地表农作物或植被产生一定的扰动和破坏，但是这种影响会随着项目闭井后逐步消减。若对项目占地采取植被恢复或绿化措施，在建设期损失的地表植被生物总量和生产力会得到一定的补偿。

（2）对多样性的影响

由于地表工程建设等因素，造成植物生境的破坏，使得植被覆盖率降低，植物生产能力下降，生物多样性降低，从而导致环境功能的下降，使评价范围内的总生物量减少，对局部区域的生物量有一定影响。根据现场调查，工程建设破坏的植被以人工生态系统为主，天然次生林较少，破坏所在地现存的植物物种是周边地区常见的物种，如马尾松、柏木、桉、芒、丝茅、白栎等。

项目选址不涉及自然保护区、森林公园等特有生物多样性保护区；在施工结束后，及时采用当地乡土树种进行植被恢复。落实相关措施后，不会造成区域生物多样性的降低及保护植物数量的减少，不会造成生物物种入侵以及对当地及邻近地区植物种类的生存和繁衍造成影响。对整个地区生态系统的功能和稳定性不会产生大的影响，也不会引起物种的损失。

（3）地下水漏失及水污染对植被影响分析

地下水包括土壤水、潜水和承压水，其中土壤水是供给植被生长的主要来源。土壤水可通过大气降水、地表径流、灌溉水等自上而下补给，也可通过毛细管作用从地下潜水补给即自下而上补给。工程钻井过程中可能诱导地下潜水层水位下降，将减少地下潜水补给土壤水，若地下水位下降过大，土壤下层可能出现含水率极低的干化层，潜水将无法补给土壤水，进而影响地表植被生长。同时若在钻井过程中产生钻井液漏失将污染地下水，通过地下潜水补给土壤，进而污染土壤水，影响植被。

根据同类钻井工程对植被影响调查结果，工程钻井过程中均进行套管封隔地层，造成的地下水漏失时间和漏失量有限，造成浅水层水量大量漏失的可行性小。此外，项目区水热条件较好，且常见的马尾松、柏木等植物不属于高耗水量的植物，植物对水分主要来自于区域内的大气降水，来自地下潜水很少，加之林地茂盛处一般表土层土壤较厚，结构良好，腐殖质层比例较大，具有较强的持水能力和涵养水源能力，且土壤表层覆有植被枯落物，具有良好的蓄水保墒能力，即使在发生地下水渗漏且持续干旱的情况下，地表土壤也能在较长时间内为植被提供所需水分，因此潜水位下降对植被生长需水基本无影响。

根据本项目钻井工艺和特性，浅层钻井采取清水钻，在导管段和一开段完钻后采用套管固井，对地下水水质和水量影响小，且钻井目的层位于地下 2000m 以下，压裂施工不会对地下水水质和水量造成明显的影响，因此，工程建设造成表层土壤水污染的概率极小。

综上，工程建设造成地下水位下降和水污染对项目区域植被影响甚微。

（4）大气影响分析

施工扬尘、烟尘等附近区域植物产生一定影响。粉尘降落在植物叶面上，吸收水分形成深灰色的一层薄壳，降低叶面的光合作用。堵塞叶面气孔，阻碍叶面气孔的呼吸作用，及水分蒸发，减弱调湿和机体代谢功能，造成叶尖失水、干枯、落叶和减产。粉尘的碱性物质能破坏叶面表层的蜡质和表皮茸毛，使植株生长减退。

根据类比相似项目的监测资料，扬尘及烟尘的影响范围在距起尘点 100m 至 150m 范围内影响较大，250m 以外基本无影响。二氧化硫、氮氧化物为酸性气体，在降水作用下进入土壤，可能降低土壤 pH 值，这对于喜酸环境的植物影响较小，对喜中性、碱性的植物（侧柏、杨树等）存在一定影响；但一般通过排水，井场周边土壤 pH 值不会

发生明显变化。此外，二氧化硫、氮氧化物污染产生于钻井、压裂时的燃油废气等，属于临时排放，施工结束后将随之消失，周期很短，因此对周边植被的影响能力有限。

（5）失火风险

根据施工规范，在放喷池周边设置 30m 防火带，加上井场施工自身的防火要求，将严格控制施工人员的管理，规范使用用火。做好相关管控措施后，造成周边植被起火风险性小。

4.7.4 对区域景观格局的影响

区域内景观单元异质性程度高，工程的开展可使区域景观异质化程度进一步提高，引起局部生态景观的变化。但由于单个井场面积较小，项目工矿景观的加入对整个评价区现有景观格局并没有太大改变，除人工建筑景观外其它景观的多样性、优势度均没有太大变化，各景观内部景观要素的组成稳定。但项目的实施将会使区域景观斑块的破碎程度有一定的增加，但对自然景观内部功能的发挥阻碍作用较小，斑块之间继续保持着较高的连通性。本项目施工结束后，将拆除井架及相关设备，并对井场临时用地进行恢复，项目建设对周边景观影响较小。

4.7.5 对陆生动物群落及动物资源的影响

本次评价区受人类活动影响，野生动物种类及数量均较少，无大型野生哺乳动物，现有的野生动物为常见的蛇类、啮齿类、鸟类及昆虫等，无重点保护和珍稀动物。

钻井活动对野生动物的影响主要来自钻井过程中人类活动、生产机具噪声等影响，但这种影响是局部和暂时的，随钻井工程的结束而消失，不会引起该区域野生动物大面积迁移或消亡。

4.7.6 水土保持

项目钻前工程建设需开挖土石方，将对地表进行剥离、挖掘和堆积，使原来的地表结构、土地利用类型、局部地貌发生变化。施工场地为自然地面和经过切坡、开挖后的地面，单位面积的悬浮物冲刷量和流失量较大。遇到雨天，因地表水流会带走泥沙，水土流失加剧。开挖土石方的临时堆放也会产生一定的水土流失。项目占地面积较小，其施工期土石方可在本工程占地内实现平衡，不产生弃方。

项目针对建设及自然恢复期可能产生的水土流失，设置完善的截排水沟，修建

50cm×50cm 明沟排水，水泥砂浆抹面，并对井场占地进行硬化，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，项目将进一步减少水土流失量，对生态环境及周边水体影响极小。

4.8 环境风险评价

4.8.1 评价目的

分析和预测该项目钻井、储层改造、运营过程中存在的潜在危险、有害因素，建设项目建设期和运行期间可能发生的突发性事件或事故（不包括人为破坏及自然灾害），引起有毒有害和易燃易爆等物质泄漏，所造成的人身安全与环境影响和损害程度，提出合理可行的防范、应急与减缓措施，以使建设项目事故率、损失和环境影响达到可接受水平。

4.8.2 环境风险源调查

4.8.2.1 施工期环境风险源调查

（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，目前采用的水基泥浆钻井液属无毒无害物质，呈碱性。

（2）储层改造工程

储层改造工程期间，井场设置 12 个储罐，每个储罐 10m³，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井场，采用钢体储罐进行储存。本项目盐酸浓度为 31%，在井场稀释至 15%，未到达《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018）

中的浓度（37%），且根据盐酸 MSDS，盐酸危害水生环境性质为“急性危害，类别 2”；盐酸 LD50 为 900mg/kg（兔经口），根据《化学品分类和标签规范 第 18 部分：急性毒性》（GB 30000.18-2013）判定为“健康危险急性毒性物质（类别 4）”，根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018），本项目盐酸（31%）不属于重点关注的危险物质，本次对盐酸进行环境风险分析，不纳入 Q 值计算。

项目钻井施工期当钻进遇到高压气体，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。项目施工期不涉及页岩气的生产及输送，施工期页岩气数量为 0，施工期仅对页岩气（甲烷）进行环境风险分析，不纳入 Q 值计算。

4.8.2.2 运营期环境风险源调查

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，几乎不含硫化氢。运营期涉及的风险物质为天然气。

本项目柴油、天然气、盐酸的主要理化特性见表 4.8-1、表 4.8-2、表 4.8-3。

表 4.8-1 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	毒性	属中等毒类						

性及健康危害	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 4.8-2 天然气主要成分 CH₄ 物理化学特性表

国标编号	21007		
CAS 号	74-82-8		
中文名称	甲烷		
英文名称	methane; Marsh gas		
分子式	CH ₄	外观与性状	无色无臭气体
分子量	16.04	蒸汽压	53.32kPa/-168.8℃ 闪点：-188℃
熔点	-182.5℃ 沸点：-161.5℃	溶解性	微溶于水，溶于醇、乙醚
密度	相对密度（水=1）0.42 相对密度（空气=1）0.55	稳定性	稳定
危险标记	4（易燃液体）	主要用途	燃料和用于炭黑、氢、乙炔、甲醛等的制造
1、健康危害 侵入途径：吸入。 健康危害：甲烷对人基本无毒，但浓度过高时，使空气中氧含量明显降低，使人窒息。当空气中甲烷体积分数达 25%-30% 时，可引起头痛、头晕、乏力、注意力不集中、呼吸和心跳加速、共济失调。若不及时脱离，可致窒息死亡。皮肤接触液化本品，可致冻伤。 2、爆炸风险 甲烷爆炸极限为（V/V）5.3-15.0% 3、毒理学资料及环境行为 毒性：属微毒类。允许气体安全地扩散到大气中或当作燃料使用。在高浓度时因缺氧窒息而引起中毒。空气中达到 25~30% 出现头昏、呼吸加速、运动失调。 危险特性：易燃，与空气混合能形成爆炸性混合物，遇热源和明火有燃烧爆炸的危险。与五氧化溴、氯气、三氟化氮、液氧、二氟化氧及其它强氧化剂接触剧烈反应。 4.环境标准： 前苏联车间空气中有害物质的最高容许浓度 300mg/m ³			

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。

表 4.8-3 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。

4.8.3 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、风景名胜区、集中式饮用水源保护区等环境敏感区，项目选址位于武隆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。环境敏感目标见第一章表 1.8-7。

4.8.4 环境风险潜势识别

（1）施工期

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，施工期 Q 值计算结果见表 4.8-4。

表 4.8-4 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	/	60	2500	0.024
	废油	/	0.2	2500	0.00008
	油基钻井液	/	150	2500	0.06
	项目 Q 值 Σ				0.09
储层改造工程	柴油	/	15	2500	0.006
	项目 Q 值 Σ				0.006

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 值均小于 1，环境风险潜势为 I。

(2) 运营期

本项目运营期间的风险物质仅涉及管线内的甲烷。平台内集气站 Q 值计算见表 4.8-5。

表 4.8-5 运营期间建设项目 Q 值确定表

项目	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
焦页 155 号井组 建设项目	甲烷	74-82-8	0.6	10	0.06
	项目 Q 值 Σ				0.06

根据上表，本项目运营期间集气站 Q 值小于 1。本项目集气站环境风险潜势为 I。

4.8.5 环境风险评价等级

本项目施工期及运营期环境风险潜势均为 I，根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018），评价工作等级为简单分析。

施工期间环境风险简单分析表见表 4.8-6，运营期环境风险简单分析表见表 4.8-7。

表 4.8-6 施工期间本项目环境风险简单分析内容表

建设项目名称	涪陵页岩气田江东区块焦页 155 号井组试验项目			
建设地点	重庆市	武隆区	长坝镇	大园村
地理坐标	经度	107.467222904	纬度	29.306453558
主要危险物质及分布	柴油罐内柴油、储备罐油基钻井液、盐酸罐内盐酸等			
环境影响途径及危害后果（大气、地表水、地下水等）	柴油罐、储备罐、盐酸罐布置在井场内，一旦发生泄漏对井场周边土壤直接造成污染。油类、酸类物质泄漏后会随地表径流扩散破坏水质、危害农作物生长。渗入地下水中污染地下水环境。			
风险防范措施要求	风险风范措施见 4.8.8 章节			
填表说明：环境风险潜势为 I				

表 4.8-7 运营期间本项目环境风险简单分析内容表

建设项目名称	涪陵页岩气田江东区块焦页 155 号井组试验项目			
建设地点	重庆市	武隆区	长坝镇	大园村
地理坐标	经度	107.467222904	纬度	29.306453558
主要危险物质及分布	管线、设备内甲烷			
环境影响途径及危害后果（大气、地表水、地下水等）	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。
风险防范措施要求	风险风范措施见 4.8.8 章节
填表说明：环境风险潜势为 I	

4.8.6 环境风险识别

4.8.6.1 物质危险性识别

本项目施工期间，危险物质为油基钻井液及柴油。油基钻井液存放于储备罐内，柴油存放于柴油罐内。运营期间，危险物质为页岩气，主要成分为甲烷，不含硫化氢。危险特性见 4.8.2 节。

4.8.6.2 生产系统危险性识别

（1）施工期钻井过程潜在危险性因素识别

钻井中常见可能诱发事故的因素有井漏、井涌、气侵，主要事故为井喷、井喷失控。

①钻井作业危险性因素识别

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

②钻井辅助设施环境风险识别

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

③套管破裂事故对环境的影响

套管破裂后，页岩气体可能窜层泄漏进入地表，遇火爆炸燃烧等。

④地下水井涌对环境的影响

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

（2）运营期潜在危险性因素识别

项目运营过程中可能诱发事故的因素有集气站集输过程中管线等压力设备破裂、

泄漏引发火灾爆炸引发的大气污染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周边河流而污染地表水环境。

4.8.6.3 危险物质向环境转移的途径识别

根据项目的危险物质的性质，项目潜在的环境风险主要是存放的过程中由于管理或操作的失误导致危险物质的泄漏，泄漏物进入周围环境空气、地表水、土壤，从而导致对周围环境空气、地表水、土壤乃至地下水的污染，进而影响人体健康。环境风险识别表见表 4.8-8。

表 4.8-8 环境风险识别表

序号	危险单元	风险源	主要危险物质	环境风险类型	环境影响途径	可能受影响的环境敏感目标	备注
1	生产单元	储备罐	油基钻井液	土壤、地下水	泄漏渗入土壤	周边居民	/
2	盐酸储罐	盐酸储罐	盐酸	土壤、地下水	泄漏渗入土壤	周边居民	/
3	柴油罐	柴油罐	液态危险废物	大气、土壤、地下水	泄漏渗入土壤或引起火灾	周边居民	/
4	集气站	计量分离器	甲烷	大气	泄漏引起火灾	周边居民	
5	集气管线	管线	甲烷	大气	泄漏引起火灾	周边居民	

4.8.7 环境风险分析

4.8.7.1 井喷失控环境风险分析

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

其中可能造成最大危害的是井喷失控喷射出的天然气遇火燃烧爆炸，造成冲击波和热辐射伤人、伤亡事故。根据《含硫化氢天然气井失控井口点火时间规定》（AQ2016-2008）和本项目钻井工程设计资料，钻井现场配备自动、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井场周边 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。井场内同时配备自动、手动和高压高能电子点火三套独立点火系统，可有效确保按要求在井喷失控后 5min 内成功实施点火作业。

4.8.7.2 钻井过程中地层间气体涌出

根据现阶段钻井情况，所穿地层中长兴组、龙潭组和茅口组可能含不连续可燃气体，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。

4.8.7.3 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，泄漏点主要表现为可燃气体的泄漏遇火爆炸环境风险，形成的爆炸冲击波较井喷失控时甲烷扩散遇火爆炸形成的爆炸冲击波影响小得多。

4.8.7.4 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井场过程中出现交通事故可能引起水体、土壤污染。水池中污水所含的其他有机处理剂使水体的 COD、SS 增高，水体污染会对地势低于水池的水环境产生破坏，破坏农作物和影响土壤质量，同时会对坡面的地表植被和土壤产生影响。

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。

4.8.7.5 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井场地势较高处，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。

4.8.7.6 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；进入地表水环境后将破坏地表水水质，危害农作物生长。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。

4.8.7.7 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工区 1#、2#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。

转运路线经长坝镇、白马镇、白涛镇、焦石镇最终到达终点，运输距离约 75km，沿线跨越石梁河、乌江、麻溪河，油基岩屑转运车辆所经的河流为Ⅲ类水域。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。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。

4.8.7.8 集输过程中环境风险分析

（1）甲烷泄漏环境风险分析

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

（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有一定影响。运营期建设单位应加强巡检，及时采取补救措施。

4.8.8 环境风险管理

4.8.8.1 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。

4.8.8.2 施工期环境风险防范措施

（1）钻井工程井控措施

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

主要有以下几方面：

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

②防火、防爆措施：发电房摆放按 SY/T 5225 中的相应规定执行。井场电器设备、照明器具及输电线路的安装应符合 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、井场盛行风入口处等地应设置风向标，一旦发生紧急情况，作业人员可向上风方向疏散。钻台上下、振动筛、循环罐等气体易聚积的场所，应安装防爆排风扇以驱散工作场所弥漫的有害、可燃气体。钻井队钻井作业时仍按《含硫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，需加强对井场附近居民宣传井喷的危害及相关知识。井队队长及安全员负责制定应急培训计划，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）目的层压裂对居民的风险事故疏散准备

根据《含硫油气井安全钻井推荐作法》（SY/T5087-2003）8.2.2.3 节要求，“当发生井喷失控时，应按下列应急程序立即执行：（a）当现场总负责人或其指定人员向当地政府报告，协助当地政府做好井口 500m 范围内的居民的疏散工作，根据监测情况决定是否扩大撤离范围；（b）关停生产设施；（c）设立警戒区，任何人未经许可不得入内；（d）请求援助”。因此建设单位应根据本项目设计，重点做好压裂过程中随时组织井口周围 500m 范围内居民风险事故疏散的准备，同时对临时安置集中点提供必要的生活保障、服务设施。

（5）酸罐、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。

压裂用酸在压裂前拉运至现场，在现场用玻璃钢罐短期临时储存，周边设置围栏和警示标识，加强管理及安全检查，防止发生泄漏等安全事故。

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。

（6）压裂返排液转运过程环境风险防范措施

为降低废水转运对地表水的污染风险，确保本工程废水得到妥善处理，本着切实保护环境的原则，本工程废水转运过程中，采取如下措施：

①建立建设单位与当地政府、生态环境局等相关部门的联络机制，保障信息畅通。

②对承包废水转运的承包商实施车辆登记制度。

③转运过程做好转运台账，严格实施交接清单制度。

④加强罐车装载量管理，严禁超载。

⑤加强对废水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。加强对废水罐车的管理，防止人为原因造成的废水外溢。

⑥转运罐车行驶至河流（含河沟、塘堰等）较近位置或者穿越河流（含河沟等）的道路时，应放慢行驶速度。

⑦废水转运应提前安排，尽量避开暴雨时节等路况较差的季节。

4.8.8.3 运营期环境风险防范措施

（1）站场工程安全措施

设井口安全截断阀，可在超压或失压情况下自动快速截断，保护气井和地面设施。

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

（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。

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

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

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

（4）工程安全管理措施

①防火灾、爆炸对策措施

建立动火制度，明确责任制，对火源进行严格管理。

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

整个场站应当严禁烟火。

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

②站场装置和管道防爆对策措施

严格执行安全生产制度及操作规程。

投产后的管线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。

仪表间及安装有集气设备的其它工作间，应特别注意防止设备漏气；室内要通风良好，防止可能漏失天然气的聚集，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 内修筑构筑物占

压管道和第三方施工破坏管道。

4.8.8.4 环境风险事故应急措施

(1) 环境风险应急基本要求

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

(2) 环境风险应急关键措施

井喷发生后，应立即组织首先撤离井口周边 500m 的居民。井喷失控后，在 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井场周边农民的生命和健康，但为了确保周围居民的健康，应立即撤离周边井口 500m 范围内居民，至固井作业完成。

撤离路线应根据钻井井场风向标，沿发生事故时的上风方向进行撤离。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井场实时风向情况，沿发生事故时的上风方向进行疏散撤离。

（4）人群自救方法

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

（5）天然气窜层泄漏进入地表应急措施

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

（6）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压裂用酸发生泄漏事故的措施：一旦发生泄漏进入农田的，应堵住农田缺口，挖坑收集，防治进入下游地表径流。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。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。

③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）饮用水源受影响等的应急措施

建设单位应立即暂停施工，对饮用水源水质进行监测，若因施工导致饮用水源污染，施工单位应查明原因，并及时整改，积极采取补救供水措施，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，至饮用水泉点水质恢复为止。

(8) 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。

(9) 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。

(10) 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 。

(11) 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。

4.8.8.5 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。应急预案主要内容包括：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。

4.8.9 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。

5 环境保护措施及其可行性论证

5.1 施工期污染防治措施可行性论证

5.1.1 地表水污染防治措施分析论证

5.1.1.1 钻前工程

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环保厕所等污水处理设施处置。

5.1.1.2 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，剩余水基钻井液由井队回收，用于后续钻井工程。本项目钻井过程中钻井液循环方式见图 5.1-1。

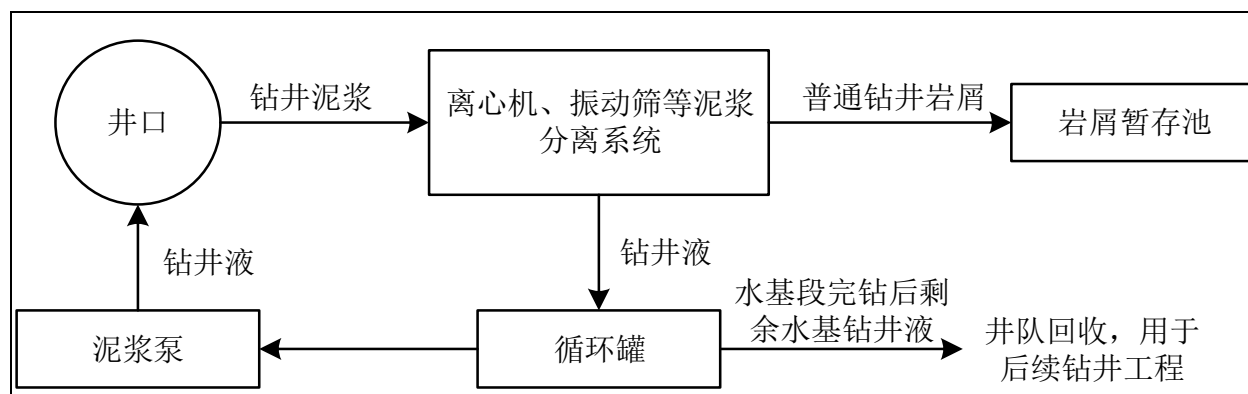


图 5.1-1 本项目钻井过程中钻井液循环方式

② 压裂返排液

本项目压裂返排液总产生量为 15899.4m^3 ，其中 13211.3m^3 回用本平台压裂，剩余 2688.1m^3 用于其他平台压裂，暂存于废水池及配液罐内，采用罐车转运至涪陵页岩气工区需要压裂的平台配置压裂液，不外排。

平台内废水池容积为 1000m^3 ，同时在压裂液返排时，井场配置有配液罐约 40 个，容积 1600m^3 ，可用于储存压裂返排液。因此，井场压裂返排液存储容积总计为 2600m^3 ，

大于单井压裂返排液产生量。第一口井压裂返排结束后，将井场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，井场应配备不少于三辆的污水罐车，定期将压裂返排液转运至其他平台压裂回用，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 5.1-1。

表 5.1-1 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。

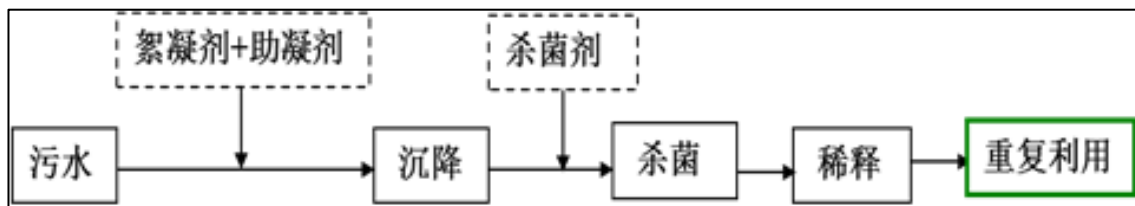


图 5.1-2 污水处理工艺流程

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，回用其他平台压裂，不得排入环境。

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清水池，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，最终排入清水池，用于压裂液配制。洗井废水产生量约 180m³/口井，废水中主要污染物指标为 pH 值、COD、悬浮物，暂存于配液罐中或清水池，经处理后处理达标后输送至压裂施工平台回用。

⑤生活污水处理措施

井场及生活区各设置 1 个环保厕所，施工人员生活污水经环保厕所收集后定期清掏农用，不外排。

5.1.1.3 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，施工人员采用环保厕所，经环保厕所收集后用作农肥，项目周边旱地较多，能够消纳，措施可行。

（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 5m^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。

5.1.2 地下水污染防治措施分析论证

5.1.2.1 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。

平台在选址上已避开了区域大断层，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。

5.1.2.2 井场、集气站地下水防治措施

（1）防渗分区

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ 610-2016）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提出防渗技术措施。

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、包气带岩性为灰岩，包气带防污性能为弱。

井场内井口区（方井前后地坪，井架基础前端 1.5m 范围内的地坪，井架基础和柴油机基础左侧 1.5m 范围内的地坪）、循环罐区（储备罐、循环罐、泥浆泵区）、柴油罐储存区、盐酸罐区布置在地面上，易于观察到污染物泄漏和处置，污染控制程度为“易”。放喷池、软体罐为半地下式钢筋混凝土结构，难于观察到污染物泄漏和处置，污染控制程度为“难”。软体罐、压裂水池为地上半敞开式池体结构，难于观察到污染物泄漏和处置，污染控制程度为“难”。采气分离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 pH、色度、COD、石油类、SS、氯化物等，无重金属及持久性有机物污染物。

根据以上分析，并结合导则表 7 分析，本项目将柴油罐区、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、清水池、放喷池等为本项目的一般防

渗区域，项目分区防渗要求见表 5.1-2。

表 5.1-2 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
盐酸罐区	重点防渗	等效黏土防渗层 $Mb \geq 6.0m$, $k \leq 1 \times 10^{-7} cm/s$; 或参照 GB18598 执行
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 $Mb \geq 1.5m$, $K \leq 1 \times 10^{-7} cm/s$; 或参照 GB16889 执行
原辅材料堆存区	一般防渗区	
清水池	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	

防渗具体要求：

（1）重点防渗区

重点防渗区为盐酸罐区、油基岩屑暂存区、柴油罐区，基础采用 C30 混凝土 15cm，并铺设防渗膜，。应按照《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2001）及其修改单执行，并满足《石油化工工程防渗技术规范》（GB/T50934-2013）要求，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。

（2）一般防渗区：

水基岩屑暂存区：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 $1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ 。

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 5.1-3。

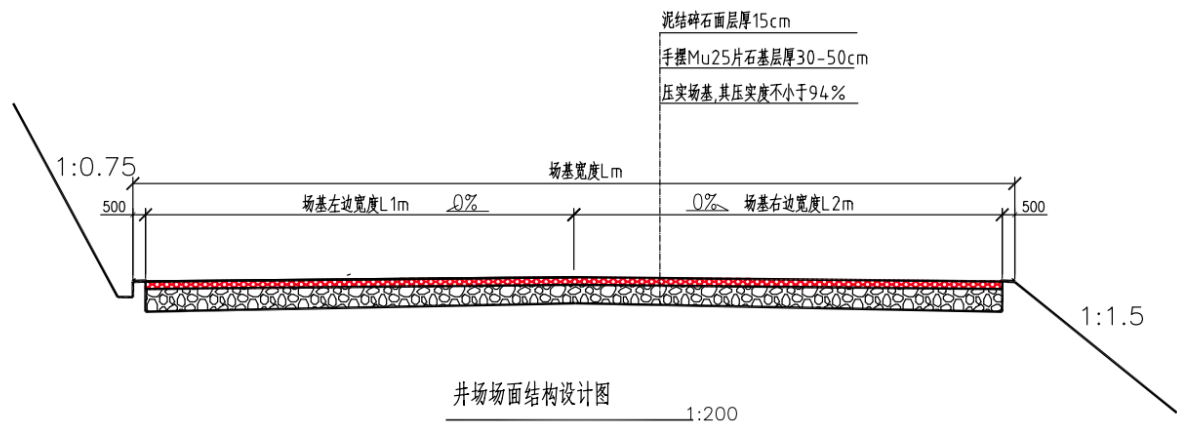


图 5.1-3 井场场面结构设计图

通过以上措施可有效预防地下水污染，措施可行。

5.1.2.3 油基岩屑地下水污染防治措施

油基岩屑收集区上部搭建雨棚防雨，地面采用混凝土硬化并铺设防渗膜。油基岩屑采用钢罐收集，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。

通过以上措施可有效预防地下水污染，措施可行。

5.1.2.4 供水泉点水源污染防治措施

根据地下水影响预测可知，拟建项目在废水池渗漏、柴油罐破损等非正常情况下对周边地下水环境有一定影响。施工期间应加强对周边泉点的巡视和水质监测，在发现居民泉点受影响时，业主应积极采取补救供水措施，利用供水车给受影响居民供应饮用水或采取其他供水措施，解决居民的生活饮用水问题，直至饮用水泉点水质恢复为止。

通过以上措施可有效预防地下水污染，措施可行。

5.1.3 大气污染防治措施分析论证

（1）施工扬尘

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。

加强施工场地的防尘洒水，洒水频率视天气及具体操作情况而定；

临时性用地等使用完毕后要及时恢复植被；

在装卸材料时应规范作业，文明施工，减少扬尘的产生；

严禁施工现场搅拌混凝土，项目应使用商品混凝土，严禁施工现场搅拌混凝土；运输车要采取密闭运输，防止撒漏；进出场地口道路应进行硬化，严禁超载。

（2）施工机具尾气影响减缓措施

燃油机械尽量使用优质燃料。

定期对燃油机械、消烟除尘等设备进行检测与维护。

运输车辆要统一调度，避免出现拥挤，尽可能正常装载和行驶。

加强对施工机械管理，科学安排其运行时间，严格按照施工时间作业，不允许超时间和任意扩大施工路线。

（3）燃油废气

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 1 个放喷池，正对燃烧筒的墙高 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。

5.1.4 噪声控制措施分析论证

噪声控制首先是管理，施工单位必须选用符合国家标准的施工机具和运输车辆，尽量选用低噪声的施工机械和工艺，加强各类施工设备的维护和保养，保持其良好的工况，以便从根本上降低噪声源强。

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。

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。

5.1.5 固废处置及综合利用可行性分析

5.1.5.1 普通钻井岩屑

（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 5.1-3。

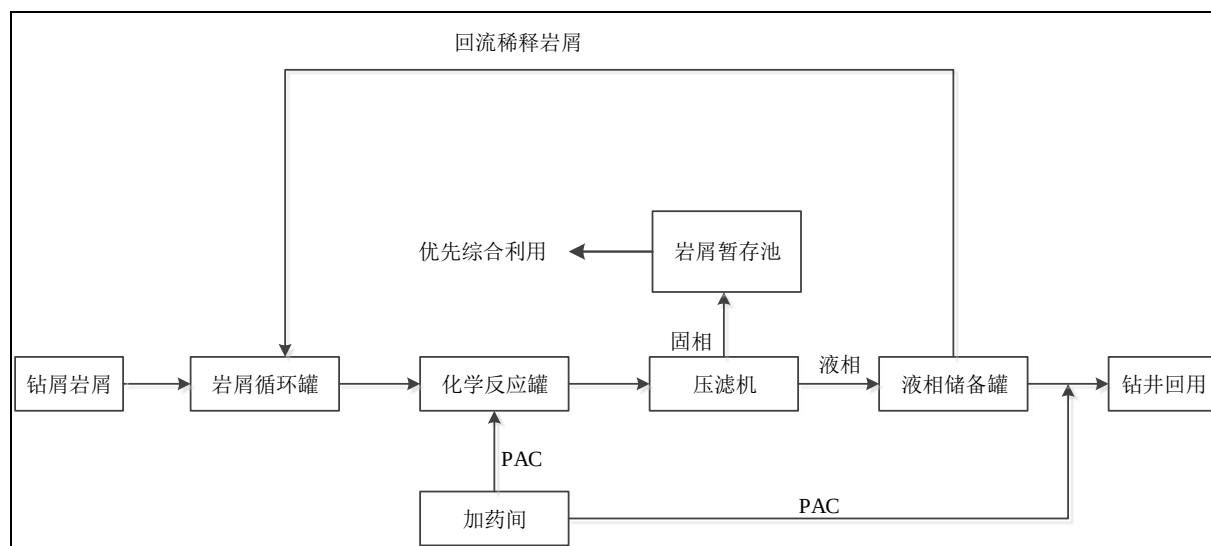


图 5.1-4 岩屑不落地系统工艺流程图

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，暂存在水基岩屑暂存区暂存，交由重庆市涪陵区鑫垚环保科技有限公司对水基岩屑进行预处理后进行水泥窑协同处置（处置协议见附件 6）。

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。

5.1.5.2 油基岩屑处置

（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 1305m³，平均日产生量约 6.2m³/d，含油率一般在 15~20%，采用钢罐收集后运输至涪陵工区 1#、2#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责任公司运至水泥窑协同处置（油基岩屑处置协议见附件 5）。

（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。

油基岩屑的贮存、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#、2#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。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 月起，中石化重庆涪陵页岩气勘探开发有限公司组织验收，并委托武隆县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，根据各工程建设内容，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竣工环境保护验收资料回执单。

为更好的了解 1#、2#站的建设情况、运行情况及客观真实的反映项目运行以来对周边带来的环境影响，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。随后，1#、2#站开展后评价工作。

根据《1 号油基岩屑回收利用站环境影响后评价报告书》结论：中石化重庆涪陵页岩气勘探开发有限公司 1 号油基岩屑回收利用站目前建成处理规模与环评阶段基本保持一致，目前可达 $60.2\text{m}^3/\text{d}$ ，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。根据建设项目近年委托监测结果，建设项目运营期废气、噪声、固体废物污染防治措施切实有效，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，建设单位及运营单位在采取本项目所提出的整改措施并保证治理设施稳定运行的条件下，项目继续运行不会对周围环境造成进一步的影响。

根据《2 号油基岩屑回收利用站环境影响后评价报告书》结论：中石化重庆涪陵页岩气勘探开发有限公司 2 号油基岩屑回收利用站处理规模从环评阶段的 $60\text{m}^3/\text{d}$ 变为 $40\text{m}^3/\text{d}$ ，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。根据建设项目近年委托监测结果，建设项目运营期废气、噪声、固体废物污染防治措施切实有效，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，建设单位及运营单位在采取本项目所提出的整改措施并保证治理设施稳定运行的条件下，项目继续运行不会对周围环境造成明显的影响。

综上，油基岩屑回收利用站废气、噪声、固体废物污染防治措施切实有效，污染物排放均满足国家及地方相关标准，未出现超标情况，目前环保设施有效，总处理能力为 $100.2\text{m}^3/\text{d}$ ，目前剩余处理能力约 $40\text{m}^3/\text{d}$ ，本项目油基岩屑产生量约 $6.2\text{m}^3/\text{d}$ ，产生量小于剩余处理能力，因此具备接受处置本项目产生油基岩屑的能力。。

5.1.5.3 压裂返排液絮凝沉淀污泥

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），压裂返排液和采气废水处理污泥需根据国家危险废物鉴别标准和方法进行属性鉴别。经鉴别具有危险特性的，属于危险废物，其利用处置按照 5.3.5 执行；经鉴别不具有危险特性的，属于一般工业固体废物，其利用处置按照 5.2.3 执行。未明确管理属性前，应按照危险废物进行管理。评价要求建设单位应对项目产生的絮凝沉淀污泥进行属性鉴别，在属性鉴别之前，按

照危险废物进行管理。

5.1.5.4 废油处置

根据涪陵工区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 3.5t，由井队回收或有资质的单位回收处置。

5.1.5.5 化工料桶处置

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），化工料桶等包装物由生产厂家回收用于原用途或按照其固体废物属性进行分类管理处置。评价要求本项目产生的化工料桶由厂家用于原用途，不能用于原用途时应交有资质的单位回收。

5.1.5.6 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。

5.1.5.7 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]200

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。

5.1.6 生态环境保护措施可行性分析

5.1.6.1 钻井及试气工程生态环境保护措施

项目建设对生态环境的影响在该区域环境系统承受能力之内，但在基建及开采过程中仍需重视对周边生态环境的保护，严格落实各项环评提出的环境保护措施，以达到对生态环境扰动影响最小化，并在相应时期对造成的生物损失进行必要的恢复与补偿。具体措施如下：

（1）施工期生态环境影响减缓与避免措施

①充分利用区域内地形地貌，尽可能减少占地面积。在满足施工条件下，严格控制临时施工作业带，临时占地应避开植被良好区以及容易引起水土流失的地段，尽量减少对植被的破坏；同时根据地形减少挖方、填方量，做到工程土石方平衡。施工期应避开雨天与大风天气，减少水土流失量。

②井场表面铺一层碎石有效地防止雨水冲刷、场地周场围修临时排水沟，排水沟建设费用已纳入总投资，投资少，技术经济上合理可行。

③在钻前工程开挖时，尽可能将表土、底土和适于植物生长的土壤进行保护堆存，及时堆放在就近表土堆存区，作为井场复垦时所需的复垦土源；施工完毕后应尽快清理施工现场，对可以进行植被恢复的场地覆盖表土，做到及时对场地绿化。表土四周采用土袋进行砌护，堆土表面采用密目网进行遮盖。

④制定严格的施工操作规范，建立施工期生态环境监理制度，严禁施工车辆随意开辟施工便道。

⑤各施工场地平整时，要求在各开挖面采取临时拦挡措施。挖方及时回填，不能立即回填的，在指定场所集中堆放，并做好临时防护措施。

⑥对因项目建设过程中形成的裸露地表，应及时采取绿化措施，选择适宜当地生长的乔灌木及草本品种。

⑦做好施工的组织安排工作，减轻损失。应根据当地农业活动特点组织施工，减轻对农业生产破坏造成的损失。施工期应选择在一季作物生长期间完成，尽量不占用作物的生长时间。

（2）施工迹地恢复

①施工迹地恢复要求

竣工后及时拆除工棚、砂石料加工系统等临时设施，并进行迹地恢复。其上覆土 30cm，种植区域常见植物。对施工期用于工棚、施工便道等临时占用的耕地，应严格按照占多少还多少的原则，予以全部还耕；对施工区形成的裸地要及时采取工程措施，可绿化的土地要全部进行绿化。场地内建筑物垃圾、生活垃圾清扫干净后，施工单位方可退场，防止工程弃渣挤占植被生存空间。

②临时占地复垦规划

对本工程施工临时占用的耕地，在施工期根据占用面积给予影响人口相应的补偿，

施工结束后进行土地恢复、农业复垦，及时归还农户耕种；对临时占用的林地，采取对林地上的林木进行一次性补偿，待施工结束后再进行林地恢复。土地复垦工作应遵循“谁破坏，谁复垦”的原则，建设单位需严格按照《土地复垦条例》（国务院令 592 号）的要求，编制项目土地复垦方案，进行土地复垦，使其恢复到可供利用状态，并优先用于农业。

（3）闭井期生态环境影响减缓与避免措施

①对固化后的废水池、放喷池表面覆土回填，种植普通杂草绿化恢复生态，应在固化池设置标志，禁止用于种植农作物。

②按照《矿山生态环境保护与恢复治理技术规范（试行）》（HJ651—2013）、《矿山生态环境保护与恢复治理方案（规划）编制规范（试行）》（HJ 652—2013）要求。对地表设施进行拆除，并对迹地进行土地整治或复耕，恢复至原土地利用类型。

5.1.6.2 地面工程

（1）陆生植被保护措施

在开挖前应将表层土进行清理，在场区划出区域进行堆放，施工完毕后，应该在采取水土保持措施的同时将清出的表土层进行回填覆土，并种植当地乔、灌、草，进行迹地恢复。若占地中原有的可移栽的树木苗木应在施工中进行移栽，施工完成后可用于站场工程周边的绿化用树。对于集气站，应在建筑物周围种植花、草、灌等植物，控制水土流失和美化环境。

（2）陆生动物保护措施

施工期间不准随便破坏动物巢穴，严禁捕杀野生动物。缩小施工人员在非施工期间的活动范围。施工期间若发现受伤的保护动物，应及时通知林业部门，应在相关部门采取措施前，对其进行保护，不得捕杀；如遇保护类动物，应及时将其送归山林。减少夜间作业，避免灯光、噪声对夜间动物活动的惊扰。

施工工期尽量避开生物的繁殖期，尤其是避开鸟类的繁殖季节，同时避免早晚鸟类活动的时间进行施工。提高施工人员的保护意识，严禁捕猎野生动物。对施工人员进行《中华人民共和国野生动物保护法》的宣传教育；为减少工程对野生鸟类和兽类的影响，应做好施工方式和时间的计划，依据鸟类和兽类的活动规律进行施工，力求避免在鸟类和兽类休息、觅食的时间内进行高噪声的施工。在施工期间对施工情况进

行监督管理。

(3) 生态恢复措施

施工前将占地范围内的绿化用地表层熟土进行剥离，定点堆放，并用防水膜加以覆盖。待施工完成后，将熟土作为工程绿化用地的表层覆土。

施工过程贯彻水土保持思想，施工过程中实施“先挡后弃”思想，在施工场界布置临时排水沟和临时沉沙池，并对道路两侧建设绿化植被。

合理布置施工场地，将施工活动全部布置在施工征占地范围内。特别是在林区的施工阶段，要尽量缩小施工作业范围，加强施工人员的安全防火意识，避免人为原因引起火灾事故，造成对林区植被的毁坏。

加强施工队伍职工环境保护思想教育，规范施工人员行为。教育职工爱护环境，保护施工场所周围的一草一木，不随意摘花损木，严禁砍伐、破坏施工带以外的作物和树木。不准乱挖、乱采野生植物。

做好施工的组织安排工作，减轻损失。应根据当地农业活动特点组织施工，减轻对农业生产破坏造成的损失。施工期应选择在一季作物生长期间完成，尽量不占用作物的生长时间。

施工结束后，应按《土地复垦条例》要求进行复垦。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。

5.2 运营期污染防治措施可行性论证

5.2.1 地表水污染防治措施

运营期废水主要为井下作业废水、采出水。

项目运营期 7 口井井下作业废水产生量预计约 $95\text{m}^3/\text{a}$ ，经收集后回用于白马区块其他平台压裂，不外排。

项目运营期采出水日产生量为 $35\text{m}^3/\text{d}$ ，年产生量为 12775m^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 85mg/L 。采出水在平台现有的废水池内暂存，定期装车外运回用于涪陵页岩气田其他平台压裂工序，不外排。

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。

5.2.2 地下水污染防治措施

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事故降到最低限度。

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，定期装车外运回用于涪陵页岩气田其他平台压裂工序，不外排。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治措施。污染控制难易程度分级参照表 5.2-1，天然包气带防污性能分级参照表 5.2-2，地下水污染防渗分区参照表 5.2-3 相关要求执行。

表 5.2-1 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 5.2-2 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 5.2-3 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。

采气分离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 5.2-4。

表 5.2-4 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
采气分离废水罐区	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

运营期应对废水罐、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。

5.2.3 大气污染防治措施

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 $10Nm^3/次$, 集气站放空废气通过高 15m, 内径 0.15m 的放空立管进行排放。

5.2.4 噪声污染防治措施

运营期间，项目分离设备等采用减振、隔声等降噪措施，管道采用柔性连接，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。

5.2.5 固体废物污染防治措施

场站产生的少量废润滑油在危险废物暂存点暂存后定期送有资质单位回收处置，生活垃圾收集后定期由环卫部门统一清运处置。

5.3 环保措施汇总

综上，本项目施工期、运营期拟采取的环保措施技术、经济可行，汇总如下表 5.3-1。

表 5.3-1 本项目环保措施及投资估算一览表 单位：万元

时期	环境因素	措施名称	工程内容及工程量	效果分析	投资估算
施工期	地表水	钻前工程施工废水处理	设置 5m ³ 的沉淀池	施工废水经沉淀处理后全部回用	0.5
		井场废水储存设施	新建废水池，总容积 1000m ³	容积保证所有钻井废水的储存，池体渗透系数达到 1.0×10 ⁻⁷ cm/s，满足第Ⅱ类一般工业固体废物处置要求	50
		钻井废水处理与利用	钻井废水经混凝沉淀、杀菌处理后上清液用于配制压裂液	满足压裂用水要求	25.0
		压裂返排液处理与利用	对压裂返排废水进行处理，回用于平台及周边平台钻井工程	《污染物综合排放标准》（GB8978-1996）一级标准	20.0
		井场清污分流排水沟	场内井口沿基础周围有场内排水明沟接入井口方井；井场周边设雨水沟将雨水排入附近溪沟	清污分流减少废水量，减轻对环境的污染	计入总投资
		生活污水	井场及生活区设置环保厕所，对生活污水进行收集处理	定期清掏农用，不外排	1.0
	地下水	钻井工艺措施	采用近平衡钻井方式，三开钻井工艺，表层、一开及二开直井段采用纯清水钻井，无任何添加剂，分段采用套管进行固井作业	防止钻井过程中钻井液漏失对浅层地下水水质产生严重不良影响	计入总投资
		井场分区防渗	井场内井架基础、柴油机、循环罐区等采用混凝土硬化，油罐区和酸罐临时储存区基础硬化，四周设围堰，并设污油回收罐	有效防止井场内的污水进入土壤，污染环境	计入总投资
		池体防渗	废水池、放喷池、清水池采取防渗处理	渗透系数达到 1.0×10 ⁻⁷ cm/s，满足第Ⅱ类一般工业固体废物处置要求	20
		应急管理措施	出现井漏时及时排查井场周边地下水饮用水源，如出现异常应立即组织集中供水设计中做好及时堵漏准备，防止钻井液漏失进入地下水	减少井漏对区域饮用水源的影响	计入总投资
		饮用井泉保障措施	如钻井队周边饮用水产生影响，对于供水规模较小的表层岩溶泉可采用供水车的方式	保障周边居民的饮用水安全	计入总投资

	大气	施工场地大气污染防治措施	设置专用洒水车定期洒水防尘，相关环境管理	减轻施工扬尘及机具尾气对大气环境的影响	20.0
		燃油废气治理	采用网电供电，停电时使用轻质柴油为燃料，使用符合环保要求的柴油机和发电机，使用设备自带的排气设备排放	对环境影响控制在可接受范围内	计入总投资
		测试放喷废气	测试放喷管口高为 1m，采用对空短火焰灼烧器，修建放喷池减低辐射影响	对环境敏感点不造成影响，符合环保和钻井井控安全要求	计入总投资
	噪声	减震隔声降噪	柴油机、发电机等高噪声设备排气筒上自带高质量排气消声器降噪；设备置于活动板房内，隔声降噪；设备安装基础敷设减振垫层和阻尼涂料，减振降噪	最大程度降低噪声源源强	30.0
		功能置换措施	对受噪声影响居民协商通过临时搬迁或租用其房屋作本项目生活区用房的方式解决噪声污染问题，取得居民谅解，避免环保纠纷。通过采取协调的方式来减小影响和避免纠纷与投诉	最大程度减少对当地声环境的影响，避免噪声扰民环保纠纷	
	固体废物	钻井岩屑处置	清水岩屑用于井场铺垫或综合利用；水基岩屑经岩屑不落地系统收集、脱水后，液相回用于压裂工序，水基岩屑固相优先进行综合利用；油基岩屑采用钢罐不落地收集后交由有危险废物处置资质的单位进行处置	水基岩屑资源化利用应满足国家行业技术政策和相关环保要求及相应产品质量标准，油基岩屑妥善处置	1045
		废油	收集后由业主或有资质的单位回收利用	提供资源利用效率	/
		化工料桶	由厂家或有资质的单位回收	减轻对环境的污染	/
		生活垃圾处置	井场、生活区各设 1 处垃圾收集点，完钻后由环卫部门统一清运处置	减轻对环境的污染	1.0
	生态环境	生态恢复	放喷池、井场等设施待钻探完毕后再进行拆除和恢复；表土临时堆存并用防雨膜覆盖，后期用于井场恢复；井场周边按照规范要求设置防火隔离带；对管线施工作业带覆土回填，管线工程全线进行覆土恢复；站场周边按照规范要求设置防火隔离带	恢复地表植被，保持当地生态景观一致性	20.0
	环境风险	环境风险防范	钻井及试气压裂过程中严格按照规范和设计施工；各井场制定应急预案并加强演练；对周边居民进行环境风险应急培训、演练；加强环境风险管理及物资储备等；柴油储罐、盐酸储罐区设置围堰等	/	30.0
运营期	污水	采气分离废水	依托集气站站场 20m ³ 的分离废水罐及 1500m ³ 废水池	减轻对环境的污染	依托已建

	废气	站场放空废气	依托站场放空立管进行放空	/	/
		清管废气	依托高 15m，内径 0.15m 的放空立管排放	/	/
	噪声	水泵等设备噪声	水泵等设置于泵房内，墙面采用吸声材料吸声，底部设减振系统，管道设柔性连接	最大程度降低噪声源源强	2.0
		放空噪声	瞬时噪声，距离居民点较远	最大程度降低噪声源源强	1.0
	固体废物	危险废物	危险废物暂存点	不外排	2.0
	风险	环境风险防范	集气站站场四周宜设不低于 2.2m 的非燃烧材料围墙或围栏；管线设截断阀、自控系统、设置警示标志，根据安全评价划定安全防护距离，制定突发环境事件应急预案，并加强演练	/	20.0
投资合计					1286.5

6 环境影响经济损益分析

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

6.1 环境保护费用的确定与计算

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

$$H_T = \sum_{i=1}^m \sum_{j=1}^n X_{ij} + \sum_{k=1}^Q A_k$$

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 1028.5 万元。

6.2 社会效益

本工程旨在开发区域内上志留系龙马溪组下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。本工程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 and 保证率以及增加项目区居民收入，具有重要的社会效益。立足于本工程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；工程的事实可增加当地部分居民（通过承担施工作业）收入。因此，本项目的建设具有良好的社会效益。

6.3 环境效益

天然气利用可减少环境空气污染物的排放量。研究表明以天然气置换煤作燃料，每利用 $1 \times 10^8 \text{m}^3$ 天然气可减少 SO_2 排放量约 1210t，减少 NO_x 排放量约 1650t，减少烟尘排放量约 4070t。使用天然气环境效益明显。

6.4 环境经济效益分析

6.4.1 环境经济效益分析指标

建设项目的环境效益从环境代价大小、环境成本、环境系数的高低指标来分析是比较确切的，但对于环境代价的计算难度较大，目前尚处于研究阶段，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 6.4-1。

表 6.4-1 主要环境经济损益指标一览表

指标	数学模型	参数意义	指标含义
环保投资比例系数 (H_b)	$H_z = \frac{H_i}{Z_i} \times 100\%$	H_i —环保投资 Z_i —建项目总投资	环保投资占总投资的百分比
环境经济效益系数 (J_x)	$J_x = \frac{\sum_{i=1}^n S_i}{H_F}$	S_i —环保措施所挽救的损失 H_F —年环保费用	因有效的环保措施而挽救的损失费用与投入的环保费用之比

6.4.2 环境经济损益分析

计算结果见表 6.4-2 和表 6.4-3。

表 6.4-2 环保工程所挽回的损失费用 单位：万元

序号	项目	挽回的经济损失（避免“三废”排污费、罚款等估算）	备注
1	钻井废水	*****	
2	生活污水	*****	
3	钻井岩屑	*****	
4	生活垃圾	*****	

5	废油等	*****	
合计		*****	

表 6.4-3 主要环境经济指标表

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

6.5 环境经济损益分析结论

环保投资及所占项目总投资比例，是项目污染特性和环境特征有关，主要建设是完善环保措施的投资，该项目环保投资占该项目总投资比例系数为 3.39%，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 1.22，即每投入 1 万元的环保费可挽直接回经济损失 1.22 万元。其他环境效益包括对人体健康的影响、风险防范避免重大事故造成巨大的损失，生态环境改善等，这部分无法定量。

从上可以看出，为了保护环境，达到环境目标的要求，采取了相应的环保措施，付出了一定的经济代价。但企业能够接受，而且所支付的环保费用还能取得一定的经济效益。

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

7 环境管理与环境监测

7.1 企业环境管理体系

7.1.1 HSE 管理体系

本项目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》、《炼油化工企业安全、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》、《炼油化工企业生产车间（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。

7.1.2 环境管理机构设置

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。

7.1.3 环境管理制度

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

7.1.4 环境监控手段

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）在涪陵工区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。

7.2 企业环境监理体系

7.2.1 环境监测

本项目正常施工或生产期间开展定期监测，在事故时进行应急监测。施工期监测计划见表 7.2-1，运营期监测计划见表 7.2-2。

表 7.2-1 本项目施工期间监测计划表

环境要素	监测点		监测因子	监测频次	监测时段
大气环境	井喷事故情况	大园村	SO ₂ 、H ₂ S	实时监控	事故过程
		事故井场 500m 范围内		实时监控	事故过程
地表水	废水泄露地表水体	被污染水体	pH、COD、BOD ₅ 、氨氮、硫化物、石油类等	实时监控	事故过程
地下水	钻井液泄露	井场周边泉点	pH、氨氮、铁、锰、氯化物、硫酸盐、高锰酸盐指数、石油类、总大肠菌群、总硬度等	实时监控	事故过程
环境噪声	正常施工	井场场界	等效 A 声级	昼夜各 1 次	/
土壤	钻井液泄漏、井喷、柴油罐泄露等	被污染土壤	pH、砷、镉、铬（六价）、铜、铅、汞、镍、锌、石油烃（C10-C40）等	/	事故过程

表 7.2-2 本项目运营期间监测计划表

环境要素	监测点		监测因子	监测频次	监测时段
大气环境	管道泄漏事故情况	大园村等	SO ₂ 、NO _x 、PM ₁₀ 、H ₂ S、甲烷	实时监控	事故过程
		泄漏点下风向		实时监控	事故过程
环境噪声	集气站场界		昼间等效声级 夜间等效声级	1 次/季度	定期
土壤环境	放喷池及废水池下游		pH 值、铜、六价铬、铅、镉、汞、砷、镍、石油烃（C10-C40）、全盐量等	验收监测 1 次，后续五年 1 次	定期
地下水	Q1、Q2		pH、石油类、氨氮、氯化物、硫酸盐、六价铬、总硬度、硝酸盐及亚硝酸盐等	验收监测 1 次，后续每年 1 次	定期

7.2.2 环境监理

由于钻井工程是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。

7.2.3 竣工环保验收

本项目施工结束后，按照国家及重庆相关要求验收。竣工环保验收要求见表 7.2-1。

表 7.2-1 竣工环保验收内容及管理要求一览表

分项	验收项目		验收指标及要求
环境管理	环境管理制度及台账		具有环保机构，环保资料和污染物档案台账齐全
	环境风险事故档案		具备符合行业规范和环评要求的环境风险应急预案，建立与当地村、镇、涪陵区相关部门联动机制；如发生环境风险事故，环境事故档案资料齐全
	施工期环境监测		出现环保投诉或环境事故时环境监测报告资料齐全
污染防治措施	废水	钻井及试气废水	钻井及试气废水优先在平台内回用，剩余废水转运至工区其他钻井平台回用。建立钻井废水转移台账，废水转移时间、转移方式、转移量、转移去向等资料清楚。验收时井场无废水残留
		生活污水	环保厕所收集后农利用，不外排，现场无遗留，占地恢复原貌
		采气分离废水	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，定期装车外运回用于涪陵页岩气田其他平台压裂工序，不外排。
		井下作业废水	运营期间，井下作业废水优先回用工区其他平台压裂回用
	废气	放空废气	依托集气站放空废气经高 15m，内径 0.15m 的放空立管进行放空
		清管废气	通过放空管依托井场的放空立管进行放空
		水套炉废气	通过配套的 15m 高排气筒排放
	噪声	集气站	集气站厂界满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类标准
	固体废物	水基岩屑	清水岩屑进行综合利用，用于铺垫井场等；水基岩屑资源化利用，应符合接纳企业对原材料的质量和规格要求；企业自

分项	验收项目		验收指标及要求
			已加工利用水基岩屑，应符合国家行业技术政策和相关环保要求
		油基岩屑	钢罐收集后交由危废处置单位收运处置。建立井场油基岩屑转移台账，执行转移联单制度，油基岩屑转移时间、转移方式、转移量、处理后的岩屑转移量等资料清楚。验收时井场产生的油基岩屑妥善处置，无油基岩屑堆存
		压裂返排液沉淀污泥	根据鉴定结果属于一般工业固体废物，由水泥窑协同处置；如属于危险废物，交由有资质单位处置。未明确管理属性前，应按照危险废物进行管理。
		废油	交由有资质的单位回收综合利用。建立废油转移台账，转移情况清楚。验收时废油已全部回收，无废油暂存
		油基钻井液	油基钻井液随钻井队用于下一口井钻井工程，转移时间、转移方式、转移量、处理后的岩屑转移量等资料清楚
		生活垃圾收集点及环保厕所	已拆除并作迹地恢复，现场无生活垃圾和生活污水遗留
		清管废物	交由一般工业固废堆场处置
		生活垃圾	设收集点后交由当地环卫部门统一处置
生态保护措施	生态恢复措施		按照土地复垦要求对井场及配套设施进行土地复垦和恢复。井场除采气井口一定范围内土地，其余部分全部复垦；井场排水沟进行拆除，种植普通杂草绿化恢复生态；井场临时占地、集气管线施工作业带进行生态恢复

7.3 污染物排放清单及总量控制要求

7.3.1 污染物排放清单

(1) 废水

本项目运营期平台废水主要为集气站产生的采气分离水。

本项目共 7 口井，采气分离废水日产生量为 35m³/d，年产生量为 12775m³/a。运营期集气站分离出的采出水在现有的废水池内暂存，定期装车外运回用于涪陵页岩气田其他平台压裂工序，不外排。

(2) 废气

项目运营期间废气主要为放空废气及清管作业的废气、水套炉燃烧废气。水套加热炉废气排放污染物排放量为 SO₂0.1964t/a、Nox0.4092t/a、颗粒物 0.2044t/a。

(3) 固体废物

运营期产生的固体废物主要是设备维护过程产生的废润滑油，预计产生量约

0.02t/a，交由有相应危险废物处理资质的单位回收、处置。

(4) 噪声

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

7.3.2 总量控制要求

本项目运营期采出水优先回用于工区其他平台配置压裂液，不外排，无回用需求时经采出水治理设施处理达标排放，废水总量纳入采出水治理设施，因此无需设置废水总量指标。

运营期间废气为水套炉燃烧废气，新增 SO₂0.1964t/a、NO_x0.4092t/a、颗粒物 0.2044t/a。

项目污染物排放清单见表 7.3-1。

表 7.3-1 本项目污染物排放清单一览表

污染物类型	排放源	污染物名称	处理前		拟采取处理措施	处理后	
			浓度	产生量		浓度	排放量
废水	气田采出水	废水量	/	12775m ³ /a	采出水在平台现有的废水池内暂存，定期装车外运回用于涪陵页岩气田其他平台压裂工序，不外排	/	12775m ³ /a
		COD	2500mg/L	31.94t/a		100mg/L	1.28t/a
		氯化物	14000mg/L	178.85t/a		350mg/L	4.47t/a
		氨氮	85mg/L	1.09t/a		15mg/L	0.19t/a
	井下作业废水	废水量	/	95m ³ /a	在平台现有的废水池内暂存，定期装车外运回用于涪陵页岩气田其他平台压裂工序，不外排	/	/
		COD	/	0.12t/a			
		石油类	/	0.02t/a			
	放空废气	页岩气	2~3 次/年，2-5Nm ³ /次		通过高 15m，内径 0.15m 的放空立管放空	/	2-5Nm ³ /次
废气	水套炉燃烧废气	废气量	/	1636 万 m ³ /a	通过高 15m 高排气筒排放	/	1636 万 m ³ /a
		SO ₂	12mg/m ³	0.1964t/a		12mg/m ³	0.1964t/a
		NO _x	25mg/m ³	0.4092t/a		25mg/m ³	0.4092t/a
		烟尘	12.5mg/m ³	0.2044t/a		12.5mg/m ³	0.2044t/a
	放空噪声	噪声	80dB		通过集气站放空排气筒	/	
噪声	压缩机等设备噪声	噪声	50~75dB		基础减振，隔声罩	/	
	放空噪声	噪声	80dB		通过集气站放空排气筒	/	

固体 废物	压缩机	废润滑油	0.02t/a	交由有相应危险废物处置资质的单位处置	0
----------	-----	------	---------	--------------------	---

8 环境影响评价结论

8.1 建设项目概况

“涪陵页岩气田江东区块焦页 155 号井组试验项目”位于重庆市武隆区长坝镇大园村，新建平台 1 座，新钻井 7 口，采用双钻机双排布井和“井工厂”钻井模式运行，“导管+三开次”井身结构，采用套管射孔+趾端滑套完井方式。充分依托已建地面集输系统，155 号平台新增除砂撬 7 台，新建采气管线 7 根（单根采气管线长度约为 0.81km）至 107 号集气站后外输，107 号集气站内新增两相流量计 2 台、计量分离器 1 台，水套加热炉 4 台（400kW/台）。配套完善自控、通信、消防、土建等工程。

项目采用双钻机双排布井和“井工厂”钻井模式运行，*****。

8.2 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项目东侧 280m 的石梁河，根据监测结果，石梁河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《2020 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

本项目平台内土壤执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地筛选值。平台外农用地土壤执行《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）风险筛选值。根据监测结果，场地外监测点各因子均低于《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）风险筛选值；场地外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。

（6）生态环境

根据《重庆市生态功能区划（修编）》（2008 年 7 月），本项目所在地属“III1-1 方斗山-七曜山水源涵养-生物多样性生态功能区”。主导生态功能为生物多样性保护和水文调蓄，辅助功能有水土保持、水源涵养和地质灾害防治。重点任务是建立植被结构优化的中低山森林生态系统，强化其水文调蓄和生物多样性保护功能是本区域生态功能保护与建设的主导方向。方斗山—七曜山等条状山脉，是区域生态系统廊道，应重点保护；自然保护区、自然文化遗产地、风景名胜区等区域的核心区为禁止开发区，严格保护。

8.3 污染物排放情况

本项目废水包括施工期钻前施工废水、钻前生活污水、钻井期间废水、压裂返排液、生活污水以及运营期采气分离废水、地面工程施工废水、地面工程生活污水、试压废水。施工期钻前施工废水沉淀后回用，钻前生活污水产生量约 48m³，依托租赁民房现有旱厕处置；剩余水基钻井液约 201m³，在循环罐内暂存，随钻井队用于工区其他平台钻井；压裂试气期间最终产生压裂返排液约 15899.4m³，回用于其他平台压裂；钻井期间生活污水产生量约 3091.2m³，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，试压废水收集后罐车运输至周边井场回用。运营期集气站采出水产生量为 12775m³/a，在平台现有的废水池内暂存，定期装车外运回用于涪陵页岩气田其他平台压裂工序，不外排。

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 ($1\text{mg}/\text{m}^3$)、 NO_x ($148.8\text{mg}/\text{m}^3$)、颗粒物 ($41.5\text{mg}/\text{m}^3$)；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量为 $\text{NO}_x 0.3728\text{t/a}$ 、颗粒物 0.1864t/a ，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。

固体废物包括施工期的钻井岩屑、废油、化工料桶和生活垃圾及运营期清管废弃物。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、压滤脱水后，优先用于制砖等资源化利用；油基岩屑脱油后形成的含油量小于 $3000\text{mg}/\text{kg}$ 灰渣交由有资质的水泥窑协同处置；剩余水基泥浆及油基泥浆随钻井队用于后续钻井；废油及化工料桶由建设单位或有资质的单位回收利用；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有资质单位回收、处置。

8.4 主要环境影响及环境保护措施

8.4.1 地表水环境影响及控制措施

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；试气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，定期装车外运回用于涪陵页岩气田其他平台压裂工序，不外排；巡检站生活污水经旱厕收集处置后定期清掏农用，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。

8.4.2 地下水环境影响及控制措施

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。从开钻至一开直井段底部的飞仙关组，钻井液均使用纯清水。对于有供水意义的含水层，钻井液均以清水为主，钻

井液对水质基本没有影响。

在做好相关防渗和防护工作后，可以将对地下水环境影响降低至最低，对地下水影响小。

8.4.3 大气环境影响及控制措施

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。钻井工程采用网电供电，压裂机组产生的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，利用放喷池降低辐射影响，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为 2~3 次/年，2~5Nm³/次，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。各水套加热炉废气中 SO₂、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，污染物排放量小，污染物排放对环境空气的影响较小。

8.4.4 声环境影响及控制措施

本项目噪声主要来自钻井、储层改造噪声和运营期放空噪声。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，压缩机采取基础减振、安装隔声罩等措施减小压缩机对周围声环境的影响，放空属偶发工况，对外环境及周边居民影响小。

8.4.5 固体废物环境影响及控制措施

拟建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；清水岩屑进行综合利用，用于铺垫井场等；水基岩屑交进行资源化利用；油基岩屑交涪陵页岩气田 1#、2#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。运营期产生的废润滑油交有资质单位回收、处置。

采取上述措施后，拟建项目产生的固体废物得到有效处置，对周边环境影响小。

8.4.6 生态环境影响及控制措施

本项目主要为新增占地，占地类型为旱地，因占用部分耕地会导致区域农业粮食产量减少，通过青苗赔偿及占地补偿等措施，不会导致被占用耕地的居民生活质量下降。由于井场面积较小，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。

8.4.7 土壤环境影响及控制措施

本项目钻井工程中，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。

8.4.8 风险防范措施及环境影响

根据涪陵区、南川区、武隆区等地已完井的风险事故分析，项目环境风险事故发生几率较低，项目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。

8.5 公众参与情况

本项目按照《环境影响评价公众参与办法》（生态环境部 令 第 4 号）开展了公众参与调查，采取了网络、报纸、张贴公告相结合的公开方式。

公示期间未收到任何公众的反馈意见。

8.6 环境影响经济损益分析

本项目环保投资占总投资比例为 2.15%，这在目前国内天然气开采钻井中建设属适当水平。项目环境效益系数为 1.84，即每投入 1 万元的环保费可挽直接回经济损失 1.84

万元。从社会效益、环境效益和经济效益上分析可以得出，本项目建设是可行的，符合社会、经济与环境协调发展的原则。

8.7 环境管理与环境监测

建设单位已制定了严格的 HSE 程序文件和作业文件，应进一步加强 HSE 宣传，严格执行各项管理措施，实施各环节 HSE 审计。在施工过程中加强环境管理。

项目投入正式生产前建设单位应组织项目竣工环境保护验收，通过竣工环境保护验收后应向涪陵区生态环境局申请项目竣工环境保护验收调查报告（非污染生态类）备案。

8.8 综合结论

“涪陵页岩气田江东区块焦页 155 号井组试验项目”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。