



# 建设项目竣工环境保护验收调查报告

项目名称：涪陵页岩气田江东区块焦页 85 号井组立体  
开发调整项目

委托单位：中石化重庆涪陵页岩气勘探开发有限公司

编制单位：河南油田工程科技股份有限公司

二〇二三年十一月

# 建设项目竣工环境保护验收调查报告

编制单位：河南油田工程科技股份有限公司

法定代表人：史传坤

技术负责人：刘广亮

项目负责人：刘俊

编制人员：刘俊

监测单位：重庆开创环境监测有限公司

参加人员：陈平伟、刘万林、张勤等

编制单位联系方式

电话：0371-53608331

传真：0371-53608382

地址：河南省郑州市长椿路6号西美大厦A座9层

二〇二三年十一月

# 目 录

目 录 .....	I
1 前言 .....	1
2 综述 .....	3
2.1 编制依据 .....	3
2.2 调查目的 .....	4
2.3 调查原则 .....	5
2.4 调查范围 .....	5
2.5 调查重点 .....	5
2.6 调查因子 .....	5
2.7 调查方法 .....	6
2.8 验收标准 .....	6
2.9 环境保护目标 .....	13
3 工程调查 .....	4
3.1 建设过程回顾 .....	4
3.2 项目概况 .....	4
3.3 项目建设内容 .....	4
3.4 工艺及污染物产排情况 .....	12
3.5 污染防治及生态保护措施 .....	19
3.6 项目变动情况 .....	28
3.7 项目环保投资 .....	29
4 环境影响报告书及审批文件回顾 .....	33
4.1 《涪陵页岩气田江东区块焦页 85 号井组立体开发调整项目环境影响报告书》的主要评价结论与建议 .....	33
4.2 《涪陵页岩气田江东区块焦页 85 号井组立体开发调整项目环境影响报告书》批复 .....	36
5 环境保护措施落实情况调查 .....	39
6 环境影响调查与分析 .....	49
6.1 施工期环境影响调查 .....	49
6.2 调试期环境影响调查 .....	49
7 清洁生产与总量控制调查 .....	59
7.1 清洁生产措施调查 .....	59
7.2 总量控制调查 .....	60

8 环境管理及环境监测计划落实情况调查 .....	61
8.1 环境管理机构 .....	61
8.2 环境管理制度 .....	62
8.3 环境管理机构设置 .....	62
8.4 环境管理过程 .....	62
8.5 环境监测计划及其落实情况 .....	63
8.6 调查结论 .....	64
9 环境风险事故防范及应急措施调查 .....	65
9.1 环境风险因素调查 .....	65
9.2 环境风险防范措施落实情况调查 .....	69
9.3 突发环境事件应急预案及事故防范管理措施 .....	70
9.4 环境风险事故防范及应急措施调查结果 .....	71
10 调查结论 .....	72
10.1 环保制度执行情况 .....	72
10.2 污染物排放总量控制要求 .....	72
10.3 项目变动情况 .....	72
10.4 环境保护措施落实情况调查 .....	72
10.5 其他情况说明 .....	74
10.6 验收调查综合结论 .....	75
10.7 后续要求 .....	75

附图 1 地理位置示意图

附图 2-1 焦页 70 号平台施工期平面布置图

附图 2-2 焦页 70 号平台运营期平面布置图

附图 2-3 焦页 85 号平台施工期平面布置图

附图 2-4 焦页 85 号平台运营期平面布置图

附图 3-1 焦页 70 号平台外环境关系及监测布点图

附图 3-2 焦页 85 号平台外环境关系及监测布点图

附图 4 平台平面布局及现场照片

附件 1 验收委托书

附件 2 环评批复

附件 3 监测报告

- 附件 4 钻井废水处置台账
- 附件 5 剩余油基钻井液转运接收台账
- 附件 6 水基岩屑转运台账
- 附件 7 油基岩屑转运台账
- 附件 8 废油处置台账
- 附件 9 化工料桶转运台账
- 附件 10 生活垃圾转运台账
- 附件 11 压裂返排液转出处置台账及联单
- 附件 12 安全告知书发放记录及现场照片
- 附件 13 应急演练记录及现场照片
- 附件 14 采出水产生情况及转运拉运记录

# 1 前言

江东区块位于涪陵油气勘查区西部，2016 年编制了涪陵页岩气田江东区块产能建设方案。涪陵页岩气田江东区块焦页 85 号井组立体开发调整项目（以下简称“本项目”）的实施，有利于江东区块上、下部气层叠合的整体开发，从而实现江东区块的高产稳产，达到可持续发展的目的。

2021 年 8 月，重庆渝佳环境影响评价有限公司编制完成《涪陵页岩气田江东区块焦页 85 号井组立体开发调整项目环境影响报告书》；2021 年 8 月 25 日，取得《重庆市涪陵区生态环境局关于涪陵页岩气田江东区块焦页 85 号井组立体开发调整项目环境影响报告书的批复》（渝（涪）环准〔2021〕080 号）。

环境影响评价文件及批复建设内容：涪陵页岩气田江东区块焦页 85 号井组立体开发调整项目建设内容为扩建老平台 2 座（焦页 70 号平台、焦页 85 号平台），钻井 8 口；扩建集气站 2 座（焦页 70 号集气站、焦页 85 号集气站）；配套建设水、电、通讯及道路工程等配套工程。其具体工程内容包括钻前工程、钻井工程、储层改造工程、页岩气集输工程，涉及施工期、运营期与闭井期等。

建设单位实际建设内容：涪陵页岩气田江东区块焦页 85 号井组立体开发调整项目建设内容为扩建老平台 2 座（焦页 70 号平台、焦页 85 号平台），钻井 8 口；扩建集气站 2 座（焦页 70 号集气站、焦页 85 号集气站）；配套建设水、电、通讯及道路工程等配套工程。其具体工程内容包括钻前工程、钻井工程、储层改造工程、页岩气集输工程，涉及施工期、运营期与闭井期等。

焦页 70 号平台 4 口井于 2021 年 8 月开工建设，由江汉钻井二公司川东南项目部 70627JH 钻井队承担钻井施工，于 2022 年 5 月 10 日依次完井并于 2022 年 5 月 30 日迁出；2022 年 6 月 22 日由施工单位江汉井下测试公司西南项目部试油（气）158 队开始压裂试气，2022 年 9 月 20 日压裂试气结束并于 2022 年 9 月 27 日搬迁；2022 年 9 月 22 日由江汉油田瑞腾达工程潜江有限公司开始地面工程施工，于 2023 年 2 月 10 日全部完工并进入调试阶段。本项目调试期间环境保护设施与主体工程同时进入竣工验收调试阶段，满足“三同时”制度要求。

焦页 85 号平台 4 口井于 2021 年 9 月开工建设，由中原石油工程公司川东南项目部 50753ZY 钻井队承担钻井施工，于 2022 年 3 月 29 日依次完井；2022 年 5 月 16 日由施工单位中原井下西南项目部 ZY-SY811 队开始压裂试气，2022 年 7 月 5 日压裂试气结束并于 2022 年 7 月 22 日搬迁；2022 年 7 月 25 日由江汉油田瑞腾达工程

潜江有限公司开始地面工程施工，于 2022 年 12 月 14 日全部完工并进入调试阶段。本项目调试期间环境保护设施与主体工程同时进入竣工验收调试阶段，满足“三同时”制度要求。

根据《建设项目环境保护管理条例》《建设项目竣工环境保护验收暂行办法》等相关文件规定，中石化重庆涪陵页岩气勘探开发有限公司应组织对项目配套建设的环境保护设施进行验收，编制验收调查报告，公开相关信息，接受社会监督。

2023 年 3 月，中石化重庆涪陵页岩气勘探开发有限公司委托河南油田工程科技股份有限公司承担本项目竣工环境保护验收调查工作。接受委托后，河南油田工程科技股份有限公司对项目所在区域环境状况、生态恢复情况、施工期污染防治措施等进行了详细调查，并结合项目工程有关资料、验收监测报告，编制完成竣工环境保护验收调查报告。

## 2 综述

### 2.1 编制依据

#### 2.1.1 法律法规

- (1) 《中华人民共和国环境保护法》（2014年修订）；
- (2) 《中华人民共和国环境影响评价法》（2018年修正）；
- (3) 《中华人民共和国水污染防治法》（2017年修正）；
- (4) 《中华人民共和国大气污染防治法》（2018年修正）；
- (5) 《中华人民共和国环境噪声污染防治法》（2021年修正）；
- (6) 《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》（2020年修订）；
- (7) 《中华人民共和国土壤污染防治法》（2018年）；
- (8) 《中华人民共和国清洁生产促进法》（2016年修订）；
- (9) 《中华人民共和国水土保持法》（2010年修订）；
- (10) 《中华人民共和国土地管理法》（2004年修订）；
- (11) 《建设项目环境保护管理条例》（2017年修订，国务院第682号令）。

#### 2.1.2 部门规章

- (1) 《建设项目竣工环境保护验收暂行办法》（国环规环评〔2017〕4号）；
- (2) 《国家危险废物名录（2021年版）》（部令第15号）；
- (3) 《土地复垦条例实施办法》（2019年修正）；
- (4) 《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）；
- (5) 《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）。

#### 2.1.3 标准与规范

- (1) 《石油天然气工程设计防火规范》（GB 50183-2004）；
- (2) 《陆上石油天然气生产环境保护推荐作法》（SY/T 6629-2005）；
- (3) 《气田水注入技术要求》（SYT 6596-2016）；
- (4) 《建设项目竣工环境保护验收技术规范 生态影响类》（HJ/T 394-2007）；



- (5) 《建设项目竣工环境保护验收技术规范 石油天然气开采》（HJ 612-2011）；
- (6) 《环境影响评价技术导则 总纲》（HJ 2.1-2016）；
- (7) 《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ 2.2-2018）；
- (8) 《环境影响评价技术导则 地表水环境》（HJ 2.3-2018）；
- (9) 《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ 610-2016）；
- (10) 《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ 2.4-2021）；
- (11) 《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ 19-2022）；
- (12) 《建设项目环境风险影响评价技术导则》（HJ 169-2018）；
- (13) 《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ/T 349-2007）；
- (14) 《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ/ 349-2023）。

#### 2.1.4 项目有关资料

- (1) 《涪陵页岩气田江东区块焦页 85 号井组立体开发调整项目环境影响报告书》（重庆渝佳环境影响评价有限公司）；
- (2) 《重庆市涪陵区生态环境局关于涪陵页岩气田江东区块焦页 85 号井组立体开发调整项目环境影响报告书的批复》（渝（涪）环准〔2021〕080 号）；
- (3) 验收监测报告（重庆开创环境监测有限公司）；
- (4) 钻井工程竣工环保验收资料；
- (5) 试气工程竣工环保验收资料；
- (6) 焦页 70 号扩建地面工程竣工环保验收资料；
- (7) 焦页 85 号扩建地面工程竣工环保验收资料；
- (8) 现场踏勘、中石化重庆涪陵页岩气勘探开发有限公司提供的其他资料。

#### 2.2 调查目的

通过本项目竣工环境保护验收调查，确认以下三方面内容，从而为本项目竣工环境保护自主验收是否合格提供依据。

- (1) 环保设施是否按照环评及其批复要求建设。
- (2) 环保措施是否按照环评及其批复要求落实。
- (3) 本项目是否符合竣工环保自主验收条件。

## 2.3 调查原则

- (1) 调查、监测方法符合国家有关规范要求。
- (2) 充分利用已有资料，并与现场勘察、现场调研、现状监测相结合。
- (3) 进行项目前期、施工期、运营期全过程调查，根据项目特征，突出重点、兼顾一般。

## 2.4 调查范围

本次竣工环境保护验收调查范围与环评一致，详见表 2.4-1。

表 2.4-1 竣工环境保护验收调查范围一览表

序号	环境要素	环评阶段调查范围	验收阶段调查范围
1	生态环境	项目占地及周边 200m 范围	与环评一致
2	大气环境	无需设置大气环境影响评价范围	与环评一致
3	声环境	井场周边及进场道路两侧 200m 范围，放喷池周边 280m 范围	与环评一致
4	地表水环境	不划定评价范围	与环评一致
5	地下水环境	项目区所在区域的水文地质单元，面积约为 10.52km <sup>2</sup>	与环评一致
6	土壤环境	生态影响型：占地范围及范围外 1km 范围内 污染影响型：占地范围及范围外 0.2km 范围内	与环评一致
7	环境风险	不设置环境风险评价范围	与环评一致

## 2.5 调查重点

本项目重点调查环保设施是否按照环评及其批复要求建设，环保措施是否按照环评及其批复要求落实、是否存在环境遗留问题，本项目是否符合竣工环保自主验收条件。

## 2.6 调查因子

根据项目特点，本项目竣工环境保护调查因子见表 2.6-1，验收阶段调查因子为参照《建设项目竣工环境保护验收技术规范 石油天然气开采》（HJ 612-2011）进行设置。

表 2.6-1 竣工环境保护验收调查因子一览表

序号	环境要素	环评阶段调查因子	验收阶段调查因子
----	------	----------	----------

1	生态环境	土地利用、土壤、植被、动物、水土流失	土地利用、土壤、植被、动物、水土流失
2	大气环境	环境空气质量状况报告中基本污染物	非甲烷总烃、颗粒物、二氧化硫、氮氧化物
3	地下水环境	Ca <sup>2+</sup> 、Mg <sup>2+</sup> 、Na <sup>+</sup> 、K <sup>+</sup> 、CO <sub>3</sub> <sup>2-</sup> 、HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup> 、SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup> 、Cl <sup>-</sup> 、pH、氨氮、硝酸盐、亚硝酸盐、挥发酚、氰化物、砷、汞、六价铬、总硬度、铅、氟化物、镉、铁、锰、溶解性总固体、高锰酸盐指数、硫酸盐、总大肠菌群、细菌总数、石油类、氯化物、硫化物、钡	pH、总硬度、耗氧量、氨氮、硫酸盐、氯化物、石油类、挥发酚、铁、锰、钡
4	声环境	昼、夜等效连续 A 声级 L <sub>eq</sub>	昼、夜等效连续 A 声级 L <sub>eq</sub>
5	固体废物	危险废物的处置；一般工业固废的处置；生活垃圾的处置及去向	危险废物的处置；一般工业固废的处置；生活垃圾的处置及去向
6	环境风险	突发环境事件是否发生，环境风险防范措施及事故应急预案	突发环境事件是否发生，环境风险防范措施及事故应急预案
7	土壤环境	①平台外土壤 pH 值、铜、锌、铬、铅、镉、汞、砷、镍、石油烃（C10-C40）、全盐量； ②平台内土壤 pH、铅、镉、铜、汞、砷、镍、六价铬、全盐量、石油烃（C10-C40）、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]蒽、苯并[k]蒽、蒽、二苯并[a,h]蒽、茚并[1,2,3-cd]芘、萘、石油烃（C10-C40）、全盐量。	pH、石油烃、镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌、六价铬、挥发酚

## 2.7 调查方法

根据《建设项目竣工环境保护验收技术规范 生态影响类》（HJ/T 394-2007）、《建设项目竣工环境保护验收技术规范 石油天然气开采》（HJ 612-2011），同时针对项目环境影响的特点，采用资料调研、现场调查与现状监测的方法开展项目竣工环境保护验收调查；并充分利用卫星定位、遥感、航拍等手段提升工作效率和辨识度。

## 2.8 验收标准

自本项目取得环评批复以来，无对应本项目环评阶段所列污染因子的环境质量标准更新或者新颁布，验收阶段根据建设项目竣工环境保护验收相关技术规范的规定，采用与环评阶段相同的评价标准。

自本项目取得环评批复以来，危险废物贮存污染控制标准更新，验收阶段根据建

设项目竣工环境保护验收相关技术规范的规定，其他标准项目采用与环评阶段相同的评价标准，同时更新了危险废物贮存污染控制标准并增加了厂界无组织非甲烷总烃执行标准，验收执行标准如下：

表 2.8-1 环境质量执行标准变化情况

序号	类别	验收执行标准	原环评执行标准	变化情况
1	地表水	《地表水环境质量标准》（GB 3838-2002）III类	《地表水环境质量标准》（GB 3838-2002）III类	一致
2	地下水	《地下水质量标准》（GB/T 14848-2017）III类	《地下水质量标准》（GB/T 14848-2017）III类	一致
3	环境空气	《环境空气质量标准》（GB 3095-2012）二级	《环境空气质量标准》（GB 3095-2012）二级	一致
4	声环境	《声环境质量标准》（GB3096-2008）2类	《声环境质量标准》（GB3096-2008）2类	一致
5	土壤	建设用地土壤环境质量执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB 36600-2018）第二类用地筛选值及《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	建设用地土壤环境质量执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB 36600-2018）第二类用地筛选值及《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	一致

表 2.8-2 污染物排放执行标准变化情况

序号	类别	环评执行标准	验收执行标准	变化情况及原因
1	废水	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）后回用于其他工区压裂工序	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）后回用于其他工区压裂工序	一致
2	废气	《锅炉大气污染物排放标准》（DB50/658-2016）及重庆市地方标准第1号修改单中燃气锅炉排放标准（执行“新建锅炉大气污染物排放浓度限值”）	《锅炉大气污染物排放标准》（DB50/658-2016）及重庆市地方标准第1号修改单中燃气锅炉排放标准（执行“新建锅炉大气污染物排放浓度限值”） 《大气污染物综合排放标准》（DB50/418-2016）无组织排放监控点浓度限值标准	增加了厂界无组织非甲烷总烃执行标准
3	噪声	施工期噪声执行《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB 12523-2011）；调试和运营期噪声执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB 12348-2008）	施工期噪声执行《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB 12523-2011）；调试和运营期噪声执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB 12348-2008）	一致

序号	类别	环评执行标准	验收执行标准	变化情况及原因
4	固体废物	一般工业固体废物执行《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB 18599-2020）、《危险废物贮存污染控制标准》（GB 18597-2001）及 2013 修改单中相应标准	一般工业固体废物执行《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB 18599-2020）、《危险废物贮存污染控制标准》（GB 18597-2023）	危险废物标准更新

## 2.8.1 环境质量标准

### （1）地表水环境质量标准

项目区地表水环境质量执行《地表水环境质量标准》（GB 3838-2002）中的III类标准。标准限值详见表 2.8-3。

表 2.8-3 地表水环境评价执行标准 单位：mg/L，pH 除外

污染物	pH	COD	BOD <sub>5</sub>	硫酸盐	硫化物	氯化物	NH <sub>3</sub> -N	石油类
III类标准	6-9	≤20	≤4	≤250	≤0.2	≤250	≤1.0	≤0.05

### （2）地下水质量标准

本项目区地下水质量执行《地下水质量标准》（GB/T 14848-2017）III类标准，石油类参照执行《地表水环境质量标准》（GB 3838-2002）附录 A 中的标准限值。标准限值详见表 2.8-4。

表 2.8-4 地下水评价执行标准限值 单位：mg/L，pH 除外

污染物	pH	总硬度	耗氧量 (COD <sub>Mn</sub> 法)	氨氮	SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup>	Cl <sup>-</sup>
标准限值	6.5~8.5	≤450	≤3.0	≤0.5	≤250	≤250
污染物	挥发酚	铁	锰	钡	石油类*	
标准限值	≤0.002	≤0.3	≤0.10	≤0.70	≤0.05	

### （3）环境空气质量标准

项目区环境空气质量执行《环境空气质量标准》（GB 3095-2012）中二级标准。标准限值详见表 2.8-5。

表 2.8-5 环境空气评价执行标准

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 <sub>2</sub>	μg/m <sup>3</sup>	年平均	60
			24 小时平均	150
			1 小时平均	500
	NO <sub>2</sub>	μg/m <sup>3</sup>	年平均	40
			24 小时平均	80
			1 小时平均	200
	CO	mg/m <sup>3</sup>	24 小时平均	4
			1 小时平均	10
	O <sub>3</sub>	μg/m <sup>3</sup>	日最大 8 小时平均	160
			1 小时平均	200
	PM <sub>10</sub>	μg/m <sup>3</sup>	年平均	70
			24 小时平均	150
	PM <sub>2.5</sub>	μg/m <sup>3</sup>	年平均	35
			24 小时平均	75
	TSP	μg/m <sup>3</sup>	年平均	200
24 小时平均			300	

#### （4）声环境质量标准

声环境质量执行《声环境质量标准》（GB 3096-2008）中 2 类标准。标准限值详见表 2.8-6。

表 2.8-6 声环境评价执行标准限值 单位：dB（A）

项目	昼间	夜间
等效 A 声级	60	50

#### （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，标准值见表 2.8-7。平台外农用地土壤执行《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）风险筛选值，标准值见表 2.8-8。

表 2.8-7 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）第二类用地筛选值 单位：mg/kg

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

注：全盐量为特征因子，但无相应风险筛选值标准。

表 2.8-8 农用地土壤污染风险筛选值 单位：mg/kg

污染物项目	风险筛选值			
	5.5<pH≤6.5		6.5<pH≤7.5	
	水田	其他	水田	其他
镉	0.4	0.3	0.6	0.3

铅	100	90	140	120
汞	0.5	1.8	0.6	2.4
铬	250	150	300	200
砷	30	40	25	30
铜	150	50	200	100
镍	70		100	
锌	200		200	
石油烃 (C <sub>10</sub> -C <sub>40</sub> )	4500			

注:石油烃 (C<sub>10</sub>-C<sub>40</sub>) 参考执行建设用地土壤污染风险管控标准 (试行) 第二类用地筛选值。

## 2.8.2 污染物排放标准

### (1) 废气

项目施工期钻井工程采用网电供电,工区配备采用柴油发电机作为备用电源,因此施工期柴油机燃烧废气、施工机具和施工扬尘等无组织排放执行重庆市《大气污染物综合排放标准》(DB50/418-2016)其他区域标准值。验收阶段厂界无组织非甲烷总烃执行重庆市《大气污染物综合排放标准》(DB50/418-2016)无组织排放监控点浓度限值标准,水套炉加热烟气执行《锅炉大气污染物排放标准》(DB50/658-2016)及重庆市地方标准第1号修改单中燃气锅炉排放标准(执行“新建锅炉大气污染物排放浓度限值”)。详见下表:

表 2.8-9 施工期废气执行标准一览表

施工阶段	污染物	最高允许排放浓度限值 (mg/m <sup>3</sup> )	无组织排放监控点浓度限值 (mg/m <sup>3</sup> )	标准名称
施工期	SO <sub>2</sub>	550	0.40	《大气污染物综合排放标准》(DB50/418-2016)其他区域标准值
	NO <sub>x</sub>	240	0.12	
	颗粒物	120	1.0	

表 2.8-10 运营期有组织废气排放执行标准

污染物	颗粒物	SO <sub>2</sub>	NO <sub>x</sub>
浓度限值	20	50	50

表 2.8-11 运营期无组织废气排放执行标准

污染物	排放浓度	排放速率	无组织排放监控浓度限值
非甲烷总烃	/	/	4.0



## (2) 噪声

施工期噪声执行《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB 12523-2011)。标准限值详见表 2.8-12。

表 2.8-12 建筑施工场界环境噪声排放标准 单位 dB (A)

昼间	夜间
70	55

本项目调试和运营期噪声执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB 12348-2008)中 2 类标准。标准限值详见表 2.8-13。

表 2.8-13 工业企业厂界环境噪声排放标准 单位 dB (A)

昼间	夜间
60	50

## (3) 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)后回用于其他工区压裂工序，不外排。压裂回用水水质要求见表 2.8-14。

表 2.8-14 压裂液回用水水质要求

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

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

场配制压裂液，后期利用罐车拉运至涪陵页岩气采出水收集与处理系统进行处理达《污水综合排放标准》(GB8978-1996)一级标准后排放。排放标准见表 2.8-15。

表 2.8-15 采出水排放标准 单位：mg/L

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

#### (4) 固体废物

本项目导管以及一开、二开钻井阶段分别采用清水钻和水基钻井泥浆体系，不添加有毒有害重金属物质，主要成分为水、无机盐、普通有机聚合物等无毒物质，清水钻井岩屑直接综合利用，作为井场或道路垫层使用；水基钻井岩屑经不落地系统收集后暂存于水基岩屑暂存区，最终由水泥窑协同处置，按《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB 18599-2020）中第 II 类一般工业固体废物进行控制，水基岩屑已外运至丰都东方希望重庆水泥有限公司水泥厂资源化利用；焦页 70 号平台油基岩屑经钢罐收集后已外运至一号油基岩屑回收利用率站处置，焦页 85 号平台外运至二号油基岩屑回收利用率站处置，贮存环节执行《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）中相关要求。

## 2.9 环境保护目标

环评阶段调查：本项目占地范围内不涉及自然保护区、风景名胜区、饮用水源保护区等环境敏感区域，项目井口 100m 范围无居民分布，200m 范围内无铁路、高速公路，500m 范围无学校、医院和大型油库。本项目不在涪陵区划定的生态保护红线之内。

验收阶段调查：本项目占地范围内不涉及自然保护区、风景名胜区、饮用水源保护区等环境敏感区域，项目井口 200m 范围内无铁路、高速公路，500m 范围无学校、医院和大型油库。本项目不在涪陵区划定的生态保护红线之内。焦页 85 号平台井口 100m 范围内有 1 户居民分布（即 85-11#居民点中的 1 户），位于井口北侧约 77m 处，建设单位在钻井施工阶段与其进行了沟通采取了临时避让措施，满足了井口 100m 范围无居民分布的要求。

对比本项目环评报告书发现，平台建设位置无变化，除验收阶段识别的焦页 85 号平台北侧新增的 2 户居民（85-11#居民）外其外环境关系及敏感目标与环评阶段一致，无变化，环境保护目标详见下表。

表 2.9-1 焦页 70 号平台主要环境保护目标

环境要素	名称	X	Y	保护对象	保护内容	相对厂址方位	与井口距离	与井场场界距离	与井场高差	与放喷池最近距离	变化情况
环境空气、声环境、环境风险	70-1#居民点	-39	-121	居民	分散居民 1 户, 约 4 人, 1-2F 砖瓦房	SW	127	85	-9	173	与环评一致
	70-2#居民点	-64	-137	居民	分散居民 2 户, 约 6 人, 1-2F 砖瓦房	SW	151	114	-11	182	与环评一致
	70-3#居民点	149	-121	居民	分散居民 5 户, 约 20 人, 1-2F 砖瓦房	SE	192	140	-19	60	与环评一致
	70-4#居民点	344	2	居民	分散居民 6 户, 约 24 人, 1~2F 砖、瓦房	E	344	286	+6	220	与环评一致
	70-5#居民点	97	-275	居民	分散居民 12 户, 约 48 人, 1~2F 砖、瓦房	S	291	225	+1	252	与环评一致
	70-6#居民点	-172	-179	居民	分散居民 11 户, 约 45 人, 1~2F 砖、瓦房	SE	248	226	-4	64	与环评一致
	70-7#居民点	-302	-181	居民	分散居民 2 户, 约 8 人, 1~2F 砖、瓦房	SW	352	297	+22	180	与环评一致
	70-8#居民点	380	-292	居民	分散居民 5 户, 约 20 人, 1~2F 砖、瓦房	SW	479	510	+27	264	与环评一致
	零散居民点	/	/	居民	江东街道凉水村	/					与环评一致
生态环境	土壤及植被	/	/	项目占地外延 200m 范围内				属农林生态系统, 受人类活动影响强烈			与环评一致
地下水环境	70-1#井泉	-328	-111	巴东组岩溶裂隙水, 出水量约 0.33L/S, 供凉水村约 20 户 60 人居民生活用水。		W	346	291	+23	/	与环评一致
	70-2#井泉	105	32	巴东组岩溶裂隙水, 出水量约 0.46L/S, 供凉水村约 5 户 20 人居民生活用水。		SE	109	563	+40	/	与环评一致
	70-3#井泉	-343	-429	巴东组岩溶裂隙水, 出水量约 0.13L/S, 供凉水村约 3 户 12 人居民生活用水。		SW	550	604	+48	/	与环评一致

表 2.9-2 焦页 85 号平台主要环境保护目标

环境要素	名称	X	Y	保护对象	保护内容	相对厂址方位	与井口距离	与井场场界距离	与放喷池最近距离	与井场高差	变化情况
环境空气、声环境、 环境风险	85-1#居民	-170	-52	居民	分散居民 2 户，约 6 人，2F 砖瓦房	E	177	128	259	+7	与环评一致
	85-2#居民	-172	55	居民	分散居民 3 户，约 13 人，2F 砖瓦房	NE	180	150	349	+13	与环评一致
	85-3#居民	-214	167	居民	分散居民 5 户，约 16 人，2F 砖瓦房	NE	271	228	458	+25	与环评一致
	85-4#居民	-229	257	居民	分散居民 5 户，约 17 人，1~2F 砖瓦房	NE	345	298	521	+9	与环评一致
	85-5#居民	-202	328	居民	分散居民 6 户，约 24 人，1~2F 砖瓦房	NE	385	337	589	+10	与环评一致
	85-6#居民	-99	294	居民	分散居民 1 户，约 3 人，2F 砖瓦房	N	310	263	487	+16	与环评一致
	85-7#居民	9	323	居民	分散居民 7 户，约 19 人，1~2F 砖瓦房	N	323	282	463	+12	与环评一致
	85-8#居民	-37	231	居民	分散居民 1 户，约 3 人，2F 砖瓦房	N	234	188	458	+8	与环评一致
	85-9#居民	336	323	居民	分散居民 1 户，约 3 人，1F 砖瓦房	NW	466	410	589	+11	与环评一致
	85-10#居民	348	265	居民	分散居民 4 户，约 10 人，1F 砖瓦房	NW	437	381	544	+14	与环评一致
	85-11#居民	/	/	居民	分散居民 2 户（1 户居民距井口 77m，另一户距井口约 103m），约 6 人，1F~2F 砖瓦房	N	77	25	298	+2	验收阶段识别新增
		居民点	/	/		分散居民，1~2F 砖瓦房					
生态环境	植被	/	/	项目占地外延 200m 范围内				属农林生态系统，受人类活动影响强烈			与环评一致

地下水环境	85-1#井泉	-225	13	出露地层为嘉陵江组，以大气降雨补给为主，现场调查时流量约 0.3L/s，供应户数约 7 户	NE	226	148	+18	/	与环评一致
	85-2#井泉	-22	412	出露地层为嘉陵江组，以大气降雨补给为主，现场调查时流量约 0.5L/s，供应户数约 15 户	N	413	354	+17	/	与环评一致
	85-3#井泉	69	-644	出露地层为嘉陵江组，以大气降雨补给为主，现场调查时流量约 0.5L/s，供应户数约 1 户	S	648	586	-30	/	与环评一致
土壤	基本农田	/	/	井场西侧、井场南侧基本农田	/	/	/	/	/	与环评一致

## 3 工程调查

### 3.1 建设过程回顾

2021年8月，重庆渝佳环境影响评价有限公司编制完成《涪陵页岩气田江东区块焦页85号井组立体开发调整项目环境影响报告书》；2021年8月25日，取得《重庆市涪陵区建设项目环境影响评价文件批准书》（渝（涪）环准（2021）080号）；项目于2021年8月开工建设，2023年2月，全部完工并进入调试阶段。

### 3.2 项目概况

项目名称：涪陵页岩气田江东区块焦页85号井组立体开发调整项目  
建设地点：重庆市涪陵区江东街道  
建设单位：中石化重庆涪陵页岩气勘探开发有限公司  
建设性质：扩建

### 3.3 项目建设内容

环境影响评价文件及批复建设内容：项目位于重庆市涪陵区江东街道，扩建老平台2座（焦页70号平台、焦页85号平台），钻井8口，分别为焦页70-S2HF井、焦页70-S3HF井、焦页70-4HF井、焦页70-6HF井、焦页85-S2HF井、焦页85-S3HF井、焦页85-S4HF井、焦页85-8HF井，平均井深5300米，平均水平段长2005米，扩建集气站2座（焦页70号集气站、焦页85号集气站）；配套建设水、电及道路工程等配套工程。项目总投资\*\*\*万元，其中环保投资\*\*\*万元。

建设单位实际建设内容：项目位于重庆市涪陵区江东街道，扩建老平台2座（焦页70号平台、焦页85号平台），钻井8口，分别为焦页70-S2HF井、焦页70-S3HF井、焦页70-4HF井、焦页70-6HF井、焦页85-S2HF井、焦页85-S3HF井、焦页85-S4HF井、焦页85-8HF井，平均井深5297米，平均水平段长2024米，扩建集气站2座（焦页70号集气站、焦页85号集气站）；配套建设水、电及道路工程等配套工程。项目总投资38170万元，其中环保投资1016.2万元。

项目建设内容对比情况见表3.3-1。

表 3.3-1 焦页 70 号平台项目组成及建设内容对比表

类别	工程名称	环评建设内容	实际建设内容	一致性	
主体工程	钻前工程	井场建设	对现有平台进行部分改造，井场平整，碎石铺垫，局部采用混凝土硬化；扩建后平台占地为 1.14hm <sup>2</sup> 。	对现有平台进行了部分改造，井场平整，碎石铺垫，局部采用了混凝土硬化；扩建后平台占地为 1.14hm <sup>2</sup> 。	一致
		井口建设	钻井工程的井口基础，开挖砌筑方井。新建 4 口方井，焦页 70 扩平台建成后共 9 口井。	延了钻井工程的井口基础，开挖砌筑了方井。新建了 4 口方井，焦页 70 扩平台建成后共 9 口井。	一致
	钻井工程	钻井设备	搭设井架及钻井成套设备搬运、安装、调试。	搭设井架及钻井成套设备搬运、安装、调试。	一致
		钻井作业	4 页岩气井（70-S2HF、70-S3HF、70-4HF、70-6HF）钻井采用单钻机单排布井方式，“导管+三开”井身结构。钻井期间各井队均配备井控装置，包括液压泵站、阻流管汇、放喷器和井口设备。 <b>平均井深 5300 米，平均水平段长 2005 米。</b>	4 页岩气井（70-S2HF、70-S3HF、70-4HF、70-6HF）钻井采用了单钻机单排布井方式，“导管+三开”井身结构。钻井期间各井队均配备有井控装置，包括液压泵站、阻流管汇、放喷器和井口设备。 <b>平均井深 5297 米，平均水平段长 2024 米。</b>	基本一致，平均井深减少 3m，平均水平段增加 19m
		固井工程	分段采用套管进行固井。套导管（一开）采用常规固井；二开固井采用双凝水泥浆固井，Φ244.5mm 套管；三开固井 Φ139.7mm 套管下深至完井深度。	分段了采用套管进行固井。套导管（一开）采用常规固井；二开固井采用双凝水泥浆固井，Φ244.5mm 套管；三开固井 Φ139.7mm 套管下深至完井深度。	一致
		完井	采用套管射孔+趾端滑套完井，生产套管用 P110T（P110）钢级、壁厚 12.34 毫米套管。	采用了套管射孔+趾端滑套完井，生产套管用 P110T（P110）钢级、壁厚 12.34 毫米套管。	一致
		井控工程	井控装置：液压泵站、阻流管汇、防喷器和井口设备。	井控装置：液压泵站、阻流管汇、防喷器和井口设备。	一致
	试气工程（储层改造）	对完钻井进行正压射孔、水力压裂、测试放喷。	对完钻井进行正压射孔、水力压裂、测试放喷。	一致	
	油气集输工程	采气树	新建各井口建立采气树。	新建了各井口建立采气树。	一致
		集气站	依托现有集气站，利旧站内 400 千瓦水套炉 1 台。并新增旋风过滤式除砂撬 4 台、两相流量计撬 3 台、DN800 计量分离器 1 台、400 千瓦水套炉 1 台，10×10 <sup>4</sup> m <sup>3</sup> /d 压缩机 1 座，利旧站内 DN800 计量分离器 1 台。	依托了现有集气站，利旧站内 400 千瓦水套炉 1 台、DN800 计量分离器 1 台。并新增旋风过滤式除砂撬 4 台、两相流量计撬 3 台、DN800 计量分离器 1 台、400 千瓦水套炉 1 台、10×10 <sup>4</sup> m <sup>3</sup> /d 压缩机 1 座。	一致（因处于运营初期，压力暂未降低，故新增压缩机暂未设置，仅预留了基



					础)
	采气管线	新建 4 口页岩气井至焦页 70 号集气站间的采气管线, 采用无缝钢管, 采出页岩气依托江东区块已建的集输管网进入 1、2#脱水站。	新建了 4 口页岩气井至焦页 70 号集气站间的采气管线 (站内), 采用无缝钢管, 采出页岩气依托江东区块已建的集输管网进入 1、2#脱水站。		一致
辅助工程	钻井液配制罐	井场配备 2 套, 现场按需调配钻井液。	井场配备 2 套, 现场按需调配钻井液。		一致, 已搬迁
	钻井液循环罐	井场配备 6 个, 60m <sup>3</sup> /个, 含除砂器、除泥器、振动筛、离心机等装置。	井场配备 6 个, 60m <sup>3</sup> /个, 含除砂器、除泥器、振动筛、离心机等装置。		一致, 已搬迁
	钻井液储备罐	井场配备 7 个, 40m <sup>3</sup> /个。	井场配备 7 个, 40m <sup>3</sup> /个。		一致, 已搬迁
	钻井测定装置	井场配备 1 套, 对钻压、扭矩、转速、泵压、泵冲、悬重、泥浆体积等参数, 司钻台、监督房内显示。	井场配备 1 套, 对钻压、扭矩、转速、泵压、泵冲、悬重、泥浆体积等参数, 司钻台、监督房内显示。		一致, 已搬迁
	钻井监控装置	井场配备 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。	井场配备 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。		一致, 已搬迁
	可燃气体及硫化氢监测系统	井场配备 4 套移动式可燃气体(甲烷)探测器, 随时监控井场甲烷浓度; 随钻监控井下硫化氢浓度。	井场配备 4 套移动式可燃气体(甲烷)探测器, 随时监控井场甲烷浓度; 随钻监控井下硫化氢浓度。		一致
公用工程	生活设施	井场外设置 1 处生活区, 生活区占地面积约 800m <sup>2</sup> , 水泥墩基座, 活动板房, 现场吊装; 采气期间为无人值守站场, 由采气中心远端监控、巡查管理。	井场旁原有征地范围内设置 1 处生活区, 生活区占地面积约 800m <sup>2</sup> , 水泥墩基座, 活动板房, 现场吊装, 活动板房已搬迁; 采气期间为有人值守站场。		不一致, 生活区设置于原有征地范围内, 现状已拆除但未生态恢复, 用作停车场等, 采气期间为有人值守站场。
	道路工程	依托原有进场道路。	依托原有进场道路。		一致
	供电工程	施工及开采期间依托现有已建网电供电, 并配备 320kW 柴油发电机 2 台作为备用电源, 施工完毕后搬迁。	施工及开采期间依托了现有已建网电供电, 并配备有 320kW 柴油发电机 2 台作为备用电源, 施工完毕后已搬迁。		一致, 已搬迁
	供水工程	生活用水利用罐车由附近村镇拉水, 压裂用水依托已	生活用水利用罐车由附近村镇拉水, 压裂用水依托已		一致

		建供水系统。	建供水系统。	
	排水工程	施工期间钻井废水、压裂返排液等在井场水池暂存后回用，不外排；运营期采出水优先拉运至周边井场配制压裂液，后期利用罐车拉运至涪陵页岩气采产出水收集与处理系统进行处理达《污水综合排放标准》(GB8978-1996)一级标准后排放。	施工期间焦页 70 号平台钻井废水已回用于本平台配制水基泥浆，焦页 70 号平台剩余压裂返排液转运至焦页 5 号平台用于压裂液配制，未外排；运营期 2023 年 8 月期间焦页 70 号平台采出水经 20m <sup>3</sup> 污水罐暂存后进入废水池暂存，然后全部由密闭罐车转运至焦页 11 号东平台进入采水管网统一调配用于周边平台压裂。	一致
环保工程	水基钻屑不落地系统	在井场内布置 1 套水基岩屑不落系统，水基岩屑经其收集、压滤脱水后，压滤液在储备罐暂存，回用于压裂工序，滤饼堆放在水基岩屑暂存区；本次在井场外配备 1 座水基岩屑暂存区，占地约 200m <sup>2</sup> ，容积 300m <sup>3</sup> 。	在井场内布置了 1 套水基岩屑不落系统，水基岩屑经其收集、压滤脱水后，压滤液在储备罐暂存，回用于压裂工序，滤饼堆放在水基岩屑暂存区；本次在井场外配备 1 座水基岩屑暂存区，占地约 200m <sup>2</sup> ，容积 300m <sup>3</sup> 。	一致，已拆除
	清水池	本次依托现有清水池。	本次依托现有清水池。	一致
	放喷池	本次依托北侧放喷池。	本次依托北侧放喷池。	一致
	油基岩屑收集	井队现场配置油基岩屑钢罐(约 2m <sup>3</sup> /个)收集油基岩屑，运输至工区油基钻屑回收利用站回收废油，处理后灰渣按危险废物进行处置，交由有危险废物处置资质的单位进行处置。	井队现场配置有油基岩屑钢罐(约 2m <sup>3</sup> /个)收集油基岩屑，运输至工区油基钻屑回收利用站回收废油，处理后灰渣按危险废物进行处置，交由有危险废物处置资质的单位进行处置。	一致，已拆除
	井场排水沟	部分依托焦页 70 号平台排水沟，本次在平台东侧新建排水沟，M7.5 水泥砂浆砌 MU30 片石。	部分依托焦页 70 号平台排水沟，本次在平台东侧新建了排水沟，M7.5 水泥砂浆砌 MU30 片石。	一致
	生活垃圾	生活垃圾收集点收集，定期由环卫部门统一清运处理。	生活垃圾收集点收集，定期由环卫部门统一清运处理。	一致
储运工程	柴油罐	井场设 2 个柴油罐，每个 10m <sup>3</sup> ，由于本项目正常情况下采用网电供电，临时存储钻井用柴油，最大储存量 15t，日常储量 10t，储罐区设置围堰，并铺防渗膜。	井场设了 2 个柴油罐，每个 10m <sup>3</sup> ，由于本项目正常情况下采用网电供电，临时存储钻井用柴油，最大储存量 15t，日常储量 10t，储罐区设置围堰，并铺防渗膜。	一致，已拆除
	钻井、固井材料储存区	每个井队设置 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。	井队设置了 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。	一致，已拆除
	盐酸储罐	井场设置 12 个储罐，每个储罐 10m <sup>3</sup> ，盐酸仅在压裂时储存，厂家运送 31%浓度的浓盐酸至井场，在罐体内	井场设置了 12 个储罐，每个储罐 10m <sup>3</sup> ，盐酸仅在压裂时储存，厂家运送 31%浓度的浓盐酸至井场，在罐	一致，已搬迁

		稀释成 15%浓度的稀盐酸，临时储存量一般为 120m <sup>3</sup> 。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。	体内稀释成 15%浓度的稀盐酸，临时储存量为 120m <sup>3</sup> 。盐酸罐区井场地面采用混泥土硬化，并设置临时围堰，围堰容积等于单个罐体最大储存量。	
	配液罐	压裂阶段设置 40 个配液罐，40m <sup>3</sup> /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。	压裂阶段设置了 40 个配液罐，40m <sup>3</sup> /个，用于压裂液配制。罐区地面铺设防渗膜，并设置临时围堰，围堰容积等于单个罐体最大储存量。	一致，已搬迁

表 3.3-2 焦页 85 号平台项目组成及建设内容对比表

类别	工程名称		环评建设内容	实际建设内容	一致性
主体工程	钻前工程	井场建设	依托焦页 85 号平台，对现有平台进行部分改造，井场平整，碎石铺垫，局部采用混凝土硬化；对现有平台进行部分改造，扩建后平台规格为 140m×60m。	依托焦页 85 号平台，对现有平台进行了部分改造，井场平整，碎石铺垫，局部采用混凝土硬化；对现有平台进行了部分改造，扩建后平台规格为 140m×60m。	一致
		井口建设	钻井工程的井口基础，开挖砌筑方井。新建 4 口方井，建成后焦页 85 号平台共 12 口井。	修建了钻井工程的井口基础，开挖砌筑了方井。新建了 4 口方井，建成后焦页 85 号平台共 12 口井。	一致
	钻井工程	钻井设备	搭设井架及钻井成套设备搬运、安装、调试。	搭设了井架及钻井成套设备搬运、安装、调试。	一致
		钻井作业	4 页岩气井（85-S2HF、85-S3HF、85-S4HF、85-8HF）钻井采用单钻机单排布井方式，“三开”井身结构。钻井期间各井队均配备井控装置，包括液压泵站、阻流管汇、放喷器和井口设备。 <b>平均井深 5300 米，平均水平段长 2005 米。</b>	4 页岩气井（85-S2HF、85-S3HF、85-S4HF、85-8HF）钻井采用了单钻机单排布井方式，“三开”井身结构。钻井期间各井队均配备井控装置，包括液压泵站、阻流管汇、放喷器和井口设备。 <b>平均井深 5297 米，平均水平段长 2024 米。</b>	基本一致，平均井深减少 3m，平均水平段增加 19m
		固井工程	分段采用套管进行固井。套导管（一开）采用常规固井；二开固井采用双凝水泥浆固井，Φ244.5mm 套管；三开固井 Φ139.7mm 套管下深至完井深度。	分段采用了套管进行固井。套导管（一开）采用常规固井；二开固井采用双凝水泥浆固井，Φ244.5mm 套管；三开固井 Φ139.7mm 套管下深至完井深度。	一致
		完井	采用套管射孔+趾端滑套完井，生产套管用 P110T（P110）钢级、壁厚 12.34 毫米套管。	采用了套管射孔+趾端滑套完井，生产套管用 P110T（P110）钢级、壁厚 12.34 毫米套管。	一致
		井控工程	井控装置：液压泵站、阻流管汇、防喷器和井口设备。	井控装置：液压泵站、阻流管汇、防喷器和井口设备。	一致
	试气工程（储层改造）	对完钻井进行正压射孔、水力压裂、测试放喷。	对完钻井进行了正压射孔、水力压裂、测试放喷。	一致	
	油气	采气树	新建各井口建立采气树。	新建了各井口建立采气树。	一致
		集气站	依托现有焦页 85 号集气站，利旧站内 400 千瓦水套炉	依托了现有焦页 85 号集气站，利旧站内 400 千瓦水套	一致

	集输工程		2台。并新增旋风过滤式除砂撬4台、两相流量计撬4台，利旧站内DN800计量分离器2台。	炉2台。并新增旋风过滤式除砂撬4台、两相流量计撬4台，利旧站内DN800计量分离器2台。	
		采气管线	新建4口页岩气井至焦页85号集气站间的采气管线，采用无缝钢管，采出页岩气依托江东区块已建的集输管网进入1、2#脱水站。	新建了4口页岩气井至焦页85号集气站间的采气管线（站内），采用无缝钢管，采出页岩气依托江东区块已建的集输管网进入1、2#脱水站。	一致
辅助工程		钻井液配制罐	井场配备2套，现场按需调配钻井液。	井场配备了2套，现场按需调配钻井液。	一致，已搬迁
		钻井液循环罐	井场配备6个，60m <sup>3</sup> /个，含除砂器、除泥器、振动筛、离心机等装置。	井场配备了6个，60m <sup>3</sup> /个，含除砂器、除泥器、振动筛、离心机等装置。	一致，已搬迁
		钻井液储备罐	井场配备7个，40m <sup>3</sup> /个。	井场配备了7个，40m <sup>3</sup> /个。	一致，已搬迁
		钻井测定装置	井场配备1套，对钻压、扭矩、转速、泵压、泵冲、悬重、泥浆体积等参数，司钻台、监督房内显示。	井场配备了1套，对钻压、扭矩、转速、泵压、泵冲、悬重、泥浆体积等参数，司钻台、监督房内显示。	一致，已搬迁
		钻井监控装置	井场配备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。	井场配备了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。	一致，已搬迁
		可燃气体及硫化氢监测系统	井场配备4套移动式可燃气体(甲烷)探测仪，随时监控井场甲烷浓度；随钻监控井下硫化氢浓度。	井场配备了4套移动式可燃气体(甲烷)探测仪，随时监控井场甲烷浓度；随钻监控井下硫化氢浓度。	一致
公用工程		生活设施	井场外设置1处生活区，生活区占地面积约800m <sup>2</sup> ，水泥墩基座，活动板房，现场吊装；采气期间为无人值守站场，由采气中心远端监控、巡查管理。	井场旁原有征地范围内设置1处生活区，生活区占地面积约800m <sup>2</sup> ，水泥墩基座，活动板房，现场吊装，活动板房已搬迁；采气期间为有人值守站场。	不一致，生活区设置于原有征地范围内，现状已拆除但未生态恢复，现场踏勘时有施工队正在修井，故该处又重新放置有活动板房，采气期间为有人

				值守站场。
	道路工程	依托原有进场道路。	依托了原有进场道路。	一致
	供电工程	施工及开采期间依托现有已建网电供电，并配备320kW柴油发电机2台作为备用电源，施工完毕后搬迁。	施工及开采期间依托了现有已建网电供电，并配备320kW柴油发电机2台作为备用电源，施工完毕后已搬迁。	一致，已搬迁
	供水工程	生活用水利用罐车由附近村镇拉水，压裂用水依托已建供水系统。	生活用水利用了罐车由附近村镇拉水，压裂用水依托已建供水系统。	一致
	排水工程	施工期间钻井废水、压裂返排液等在井场水池暂存后回用，不外排；运营期采出水优先拉运至周边井场配制压裂液，后期利用罐车拉运至涪陵页岩气采出水收集与处理系统进行处理达《污水综合排放标准》(GB8978-1996)一级标准后排放。	施工期间焦页85号平台钻井废水已回用于焦页9平台压裂液配制，焦页85号平台剩余压裂返排液由采气站污水管线输送至焦页70平台用于压裂液配制，未外排；运营期2023年6月~9月期间焦页85号平台采出水经20m <sup>3</sup> 污水罐暂存后进入废水池暂存，然后全部进入采水管网统一调配用于周边平台压裂。	一致
环保工程	水基钻屑不落地系统	在井场内布置1套水基岩屑不落系统，水基岩屑经其收集、压滤脱水后，压滤液在储备罐暂存，回用于压裂工序，滤饼堆放在水基岩屑暂存区；本次在井场外配备1座水基岩屑暂存区，占地约200m <sup>2</sup> ，容积300m <sup>3</sup> 。	在井场内布置了1套水基岩屑不落系统，水基岩屑经其收集、压滤脱水后，压滤液在储备罐暂存，回用于压裂工序，滤饼堆放在水基岩屑暂存区；本次在井场外配备1座水基岩屑暂存区，占地约200m <sup>2</sup> ，容积300m <sup>3</sup> 。	一致，已拆除
	清水池	依托现有清水池。	依托了现有清水池。	一致
	放喷池	依托北侧放喷池。	依托了北侧放喷池。	一致
	油基岩屑收集	井队现场配置油基岩屑钢罐(约2m <sup>3</sup> /个)收集油基岩屑，运输至工区油基钻屑回收利用站回收废油，处理后灰渣按危险废物进行处置，交由有危险废物处置资质的单位进行处置。	井队现场配置了油基岩屑钢罐(约2m <sup>3</sup> /个)收集油基岩屑，运输至工区油基钻屑回收利用站回收废油，处理后灰渣按危险废物进行处置，交由有危险废物处置资质的单位进行处置。	一致，已拆除
	井场排水沟	部分依托焦页85号平台排水沟；本次在平台西侧新建排水沟，M7.5水泥砂浆砌MU30片石。	部分依托焦页85号平台排水沟；本次在平台西侧新建了排水沟，M7.5水泥砂浆砌MU30片石。	一致
	生活垃圾	生活垃圾收集点收集，定期由环卫部门统一清运处理。	生活垃圾收集点收集，已定期由环卫部门统一清运处理。	一致
储运工程	柴油罐	井场设2个柴油罐，每个10m <sup>3</sup> ，由于本项目正常情况下采用网电供电，临时存储钻井用柴油，最大储存量15t，日常储量10t，储罐区设置围堰，并铺防渗膜。	井场设了2个柴油罐，每个10m <sup>3</sup> ，由于本项目正常情况下采用网电供电，临时存储钻井用柴油，最大储存量15t，日常储量10t，储罐区设置了围堰，并铺防渗	一致，已拆除

			膜。	
	钻井、固井材料 储存区	每个井队设置 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。	井队设置了 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。	一致，已拆除
	盐酸储罐	井场设置 12 个储罐，每个储罐 10m <sup>3</sup> ，盐酸仅在压裂时储存，厂家运送 31%浓度的浓盐酸至井场，在罐体内稀释成 15%浓度的稀盐酸，临时储存量一般为 120m <sup>3</sup> 。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。	井场设置了 12 个储罐，每个储罐 10m <sup>3</sup> ，盐酸仅在压裂时储存，厂家运送 31%浓度的浓盐酸至井场，在罐体内稀释成 15%浓度的稀盐酸，临时储存量为 120m <sup>3</sup> 。盐酸罐区井场地面采用混泥土硬化，并设置临时围堰，围堰容积等于单个罐体最大储存量。	一致，已搬迁
	配液罐	压裂阶段设置 40 个配液罐，40m <sup>3</sup> /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。	压裂阶段设置了 40 个配液罐，40m <sup>3</sup> /个，用于压裂液配制。罐区地面铺设防渗膜，并设置了临时围堰，围堰容积等于单个罐体最大储存量。	一致，已搬迁

通过上表分析，本项目实际建设内容与环评建设内容基本一致，仅井深与水平段长度发生变化，生活区设置点位由新增占地变更为利用进场原有占地。

根据现场踏勘，本项目主要变动情况详见表 3.3-3。

表 3.3-3 本项目主要工程内容变动情况表

类别	工程名称	环评项目组成	实际建设内容	工程变化情况说明
建设规模	深度	平均井深 5300 米，平均水平段长 2005 米	平均井深 5297 米，平均水平段长 2024 米	根据实际地层情况，平均井深减少 3m，平均水平段增加 19m，不属于重大变动
防治污染、防止生态破坏的措施	生活区	焦页 70 号平台：井场外设置 1 处生活区，占地 800m <sup>2</sup> ，完工后植被恢复； 焦页 85 号平台：井场外设置 1 处生活区，占地 800m <sup>2</sup> ，完工后植被恢复	焦页 70 号平台：井场旁原有征地范围内设置 1 处生活区，生活区占地面积约 800m <sup>2</sup> ，活动板房已搬迁，未新增占地，未植被恢复 焦页 85 号平台：井场旁原有征地范围内设置 1 处生活区，生活区占地面积约 800m <sup>2</sup> ，施工期活动板房已搬迁，未新增占地，未植被恢复，现场踏勘时有施工队正在修井，故该处又重新放置有活动板房	未新增占地，降低了对生态环境的影响，原有征地范围内的生活区空地可用作于日常井口检修工作时施工队的活动板房安置区，避免了临时征地而造成的生态环境影响，植被恢复纳入后期井场闭井期一同进行，不属于重大变动

### 3.4 工艺及污染物产排情况

本项目验收主要包括施工期与运营期，其中施工期主要涉及钻前工程、钻井工程（钻井、固井等）、储层改造工程等，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。运营期为页岩气集输工程等。

#### 3.4.1 钻前工程

钻前工程是为钻井工程进行前期的基础设施建设，本项目钻前工程主要包括井场平整，建设井口及设备基础，设备运输安装。施工过程的主要影响包括项目新增占地而造成的植被破坏、水土流失等生态影响以及施工过程产生施工扬尘、噪声、固体废弃物等污染影响。

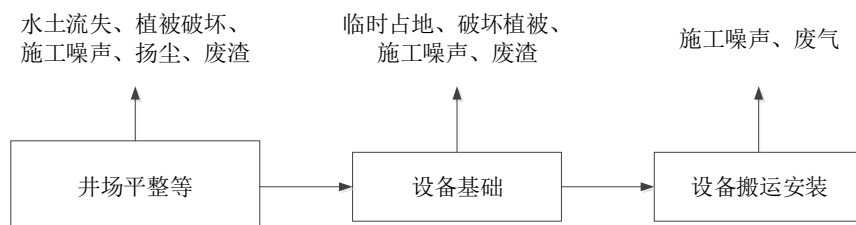


图 3.4-1 施工过程及主要环境影响因素

根据本项目施工方提供的相关竣工资料，本项目钻前工程阶段工艺与环评阶段一致。

### 3.4.2 钻井工程

#### ①清水钻井阶段

本项目导管段采用清水钻井。此阶段钻井液为清水，不添加其他成分。此阶段钻井液为清水，不添加其他成分。钻井采用网电作为钻井动力，偶尔（停电时）使用备用柴油发电机作为备用电源，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，清水钻井岩屑直接综合利用（主要用于混合水泥铺垫井场）。

该阶段主要产污环节为柴油发电机、污泥泵、污泥循环系统产生的噪声，产生的钻井岩屑。钻井过程中清水循环使用，该阶段完成后的剩余清水在循环罐内直接用于配制水基钻井液。

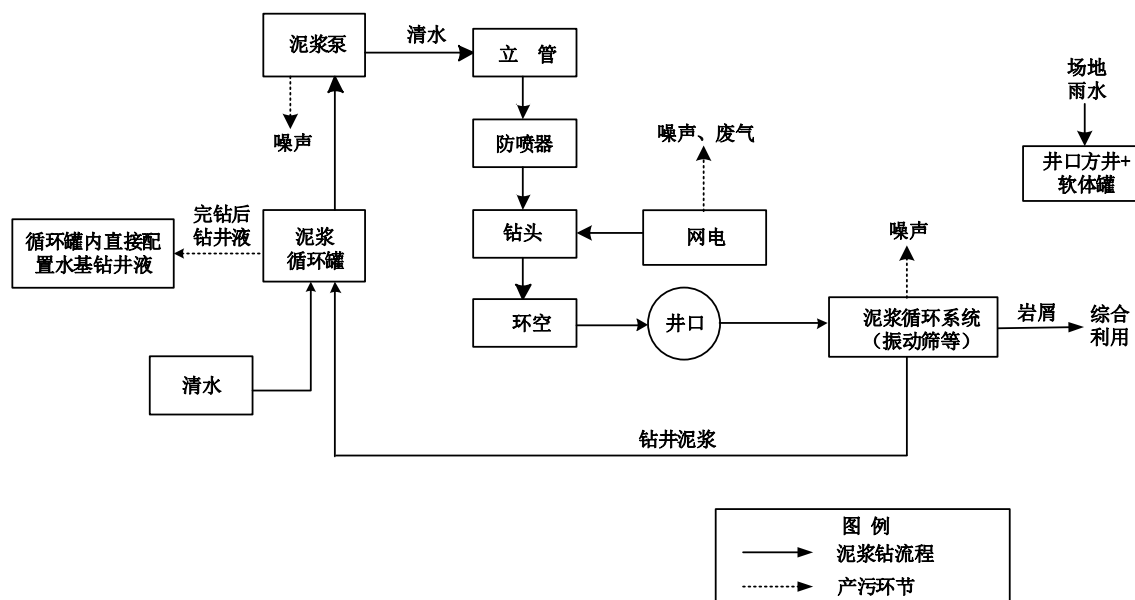


图 3.4-2 清水钻井阶段工艺流程及产污环节示意图

#### ②水基钻井阶段

二开斜井段采用水基钻井液钻井，钻井工艺与清水钻井相似，钻井过程中以水基钻井液作为载体将岩屑带至地面，振动筛分离的钻井泥浆进入泥浆罐循环利用，钻井岩屑不落地收集，经压滤机脱水后进行资源化利用。

该阶段主要产污环节为柴油发电机、污泥泵、污泥循环系统产生的噪声，产生的钻井岩屑。钻井过程中钻井液循环使用，平台内剩余水基钻井泥浆由井队回收。



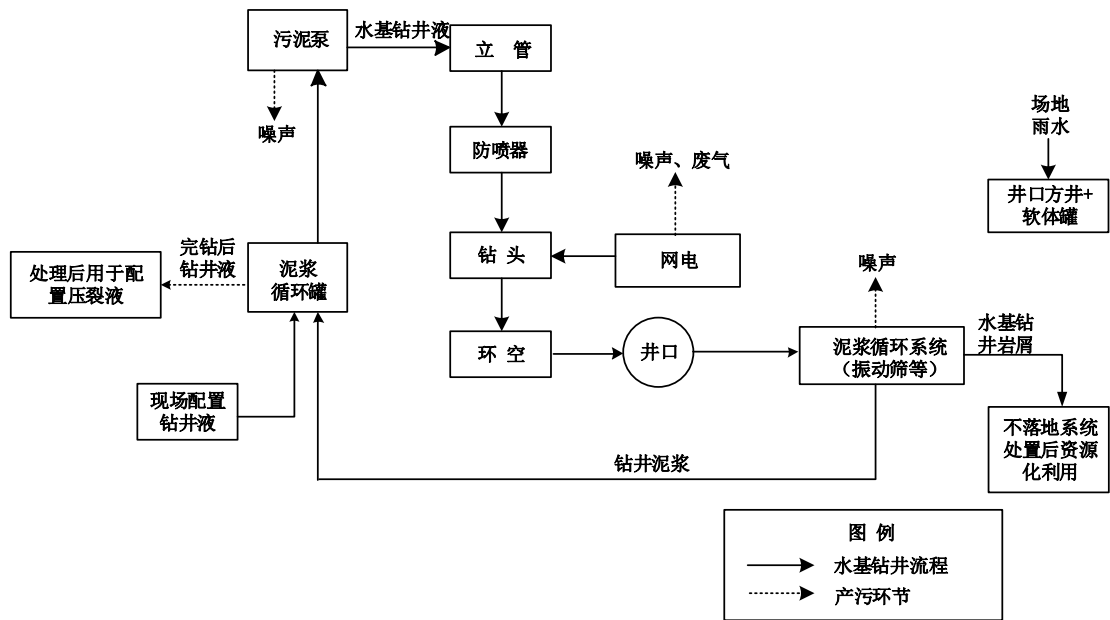


图 3.4-3 水基钻井阶段工艺流程及产污环节示意图

### ③油基钻井阶段

三开水平井段采用油基钻井液钻进。采用网电作为钻井动力，偶尔（停电时）使用备用柴油发电机作为备用电源，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柴油动力机组、污泥泵、污泥循环系统产生的噪声，柴油动力机组产生的尾气及油基岩屑。钻井过程中钻井液循环使用，平台所有井完钻后油基钻井液由井队回收，随井队用于后续钻井工程。油基岩屑经泥浆循环系统分离后集中收集运输至工区油基钻屑回收利用站回收废油，处理后灰渣按危险废物进行处置，交由有危险废物处置资质的单位进行处置。

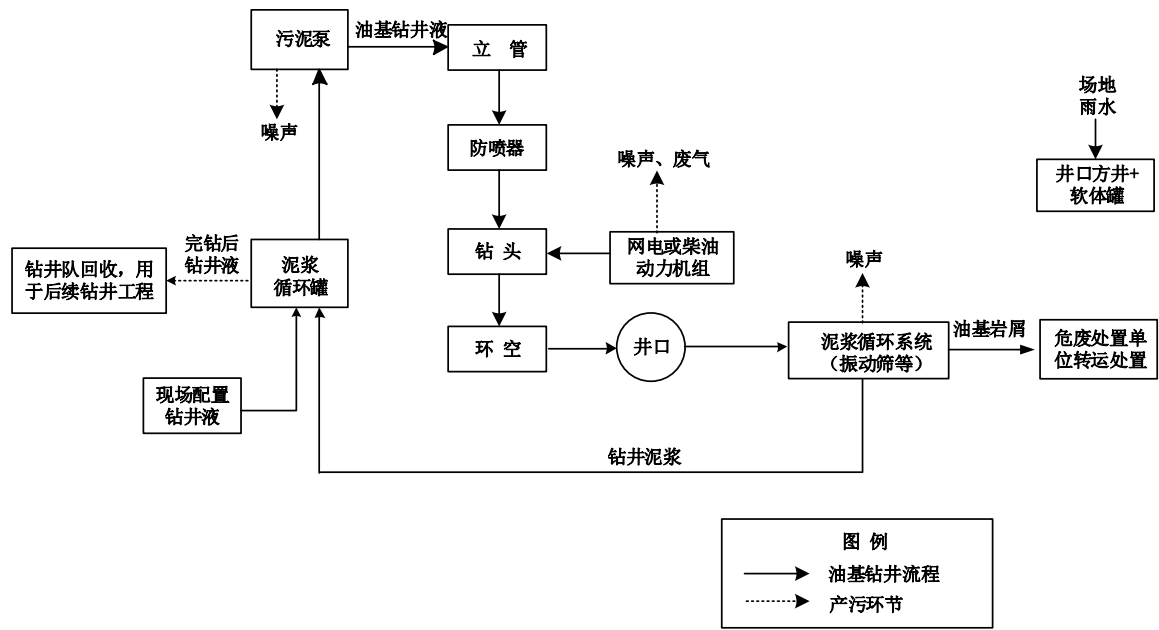


图 3.4-4 油基钻井工艺流程及产污环节示意图

#### ④固井工程

固井工艺采用降失水剂低密度水泥浆体系和采用一次上反固井工艺，低密度水泥浆密度控制在  $1.38\sim 1.5\text{g}/\text{cm}^3$  之间；纯水泥返至气层顶部 300m 以上，低密度水泥返至井口。

#### ⑤完井工程

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

根据本项目钻井队提供的相关竣工资料，本项目钻井阶段工艺与环评阶段一致。

### 3.4.3 储层改造工程

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 3.4-5。

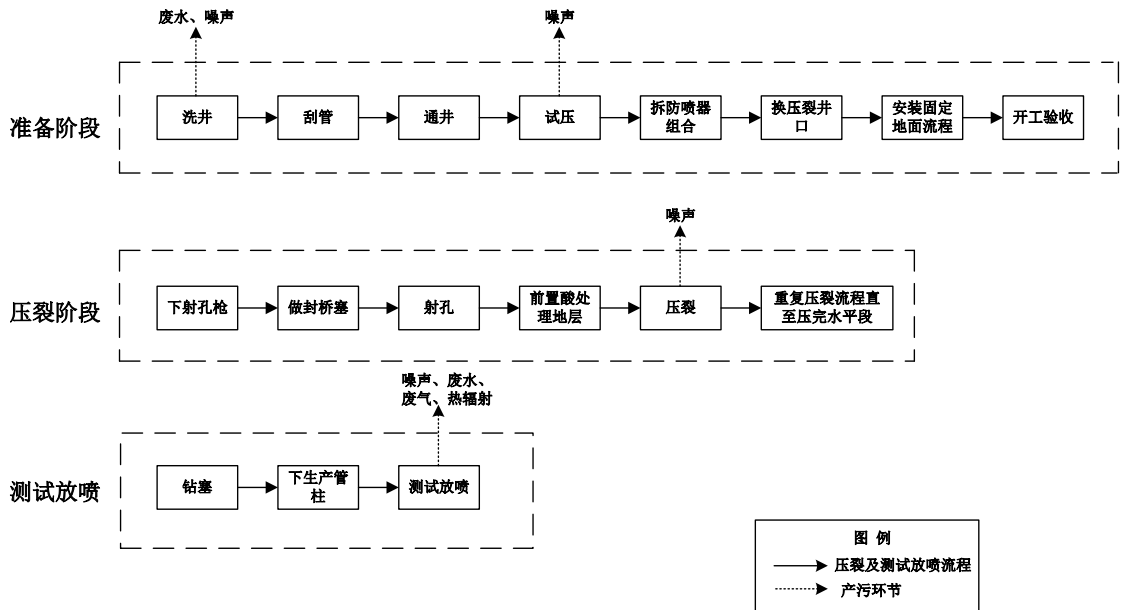


图 3.4-5 试气工艺流程及产污环节示意图

### (1) 前期准备

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

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

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

④试压：套管、井口及封井器试压 90Mpa，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 90Mpa，稳压 30min，压降不超过 0.5Mpa 为合格。

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

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

## (2) 压裂

### ①下射孔枪。

### ②做封桥塞。

### ③射孔。

在目的层压裂管段引爆射孔枪，射孔后起出射孔工具。

### ④前置酸

压裂时，厂家拉运来的 31%浓度的浓盐酸稀释 1 倍后，15%浓度的稀盐酸作为前置酸对地层进行处理，起到减压、解堵的作用。单井每段前置酸用量为 20m<sup>3</sup>。压裂持续时间一般为 10 天，盐酸储罐储存时间约 10 天。

### ⑤压裂

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

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

## (3) 钻塞

磨穿水平井各段桥塞。

### (4) 下生产管柱

下生产管柱，将压裂井口换成采气井口。

### (5) 测试放喷

为避免地层吐砂，开始返排的速度应小于 200 L/min (12m<sup>3</sup>/h)，分别采用 4、6、8mm 油嘴放喷，每个油嘴放喷时间 4-6h，再改用 10、12mm 油嘴放喷排液，根据排液情况和井口压力再定进入求产阶段；具体的要根据井口压力及出砂情况相应调整。井口压力原则上不低于 12Mpa。当产液量小于 10m<sup>3</sup>/h 或者产气量高于临界携液流量时，进入测试求产阶段。为减小井下积液的影响，采用油嘴从大到小的方式测产。

本阶段产生的污染物有放喷噪声、压裂返排液、测试放喷废气。测试过程中产

生的可燃气体引至放喷池点燃；焦页 85 号平台剩余压裂返排液由采气站污水管线输送至焦页 70 平台用于压裂液配制，焦页 70 号平台剩余压裂返排液转运至焦页 5 平台用于压裂液配制，未外排。

根据本项目压裂试气队提供的相关竣工资料，本项目压裂试气阶段工艺与环评阶段一致。

### 3.4.4 运营期

天然气集输过程中集气站主要产污环节为水套炉加热过程中产生的废气、降压阀产生的噪声、分离器撬产生分离水及放空过程中产生的噪声和废气。脱水站主要的产污环节为放空过程中产生的废气和噪声，脱水撬和过滤分离器撬产生的压裂返排水，该部分工程依托已有设施，不纳入本次验收调查范围。

由井口来的页岩气经水套炉进行加热，加热温度为 90℃，以项目采出的天然气为燃料，加热的目的为防止页岩气的降压后出现冰冻现象，后经节流阀井下降压，页岩气压力由就 32Mpa 降 6.3Mpa，必要时进行注醇防止堵管，分离的废水进入废水池暂存，经计量并进行脱水后进入天然气集输管线输送至 1#~2#脱水站。工艺流程及产污环节见图 3.4-6。

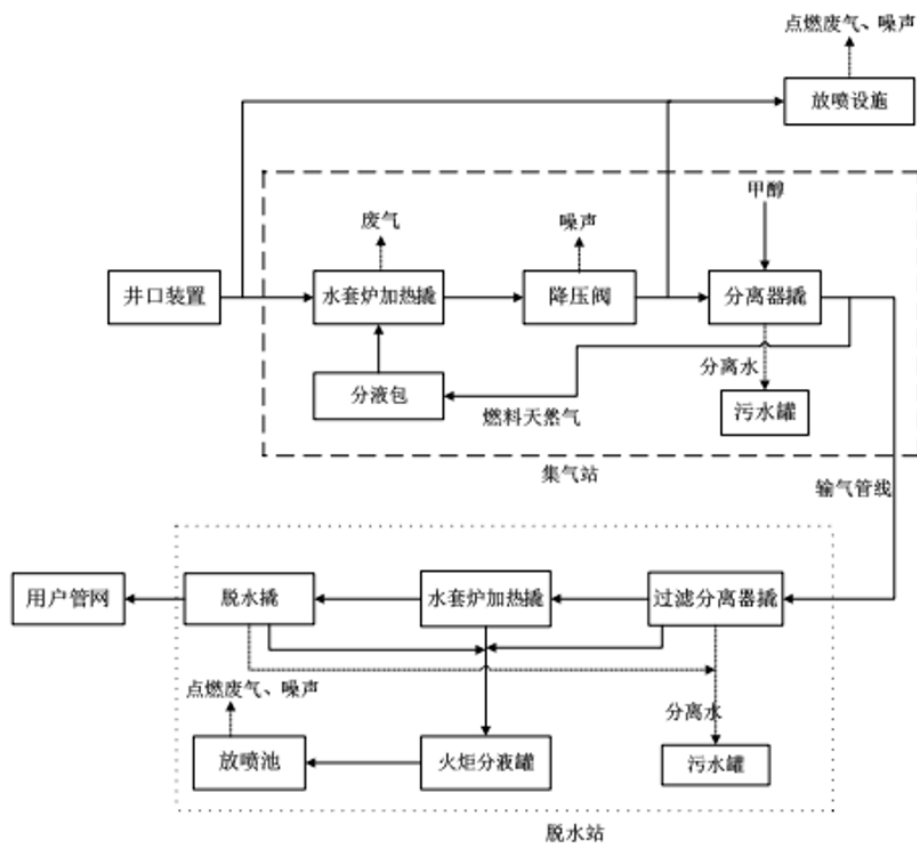


图 3.4-6 工艺流程及产物环节示意图

根据本项目地面工程施工队提供的相关竣工资料，本项目地面工程（油气集输）阶段工艺与环评阶段一致。

### 3.5 污染防治及生态保护措施

#### 3.5.1 施工期

##### （1）废水

##### ①钻前工程施工废水

钻前工程施工废水主要为井口基础建设等产生的含 SS 废水，施工废水经沉淀处理后用于施工场地洒水抑尘。

##### ②钻井废水与场地雨水

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；二开直斜井采用水基钻井液，完钻后，剩余水基钻井液在本平台经混凝沉淀处理后，上清液用于平台配制压裂液，无外排。

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，用于焦页 70 号平台配制水基泥浆与焦页 9 号平台配制压裂液。本项目钻井废水与场地雨水实际总产生量为 243m<sup>3</sup>，总治理回用量为 243m<sup>3</sup>。环评阶段预估钻井废水与场地雨水 410m<sup>3</sup>，因此项目实际施工过程中钻井废水与场地雨水较环评阶段预估量减少 167m<sup>3</sup>。

##### ③洗井废水

根据完工资料，本项目洗井废水 单井产生量为 180m<sup>3</sup>，总产生量约 1440m<sup>3</sup>（环评阶段预计单井产生量约为 200m<sup>3</sup>，总产生量约 1600m<sup>3</sup>），暂存于废水池，用于本项目配制压裂液，无外排。

##### ④压裂返排液

根据完工资料，焦页 85 号平台扣除本平台回用的压裂返排液后剩余压裂返排液 3650m<sup>3</sup>，由采气站污水管线输送至焦页 70 平台用于压裂液配制。焦页 70 号平台在压裂施工和试气放喷完井结束产生压裂返排液 3150m<sup>3</sup>，其中 1876m<sup>3</sup>用于本平台压裂回用，剩余 1274m<sup>3</sup>密闭罐车转运至焦页 5 平台用于压裂液配制，无外排。综上所述本项目最终压裂返排液产生量为 1274m<sup>3</sup>，已转运至焦页 5 平台用于压裂液配制，无外排。

环评阶段预计压裂返排液总产生量为 20400m<sup>3</sup>，其中 17850m<sup>3</sup>回用于本平台压裂，剩余压裂返排液 2550m<sup>3</sup>；实际压裂返排液产生量为 1274m<sup>3</sup>，较环评阶段预计

减少 1276m<sup>3</sup>。

⑤生活污水

钻前工程施工人员生活污水已依托周边居民旱厕处理。钻井工程生活污水（扣除如厕部分）用于同平台配制水基泥浆，两个平台共计回用约 1242m<sup>3</sup>；生活污水（如厕部分）统一清运交由环卫部门处置，两个平台共计产生转运约 126m<sup>3</sup>；环评阶段预计钻井工程生活污水产生量 4228m<sup>3</sup>，比实际产生量多 2860m<sup>3</sup>。压裂试气阶段与集气站扩建阶段现场未设置生活区，施工人员租住在当地场镇，井场区域生活污水依托周边居民旱厕收集处理，无外排。

根据现场调查，项目施工期废水处置措施均按环评要求落实，施工废水无外排现象，目前现场无施工废水遗留。

环评阶段预估废水与实际废水产生量及处置情况对比一览表如下：

表 3.5-1 环评阶段预估废水与实际废水产生量及处置情况对比一览表

污染物	环评阶段		实际情况		对比情况
	产生量	处置方式	产生量	处置方式	
钻前工程施工废水	/	沉淀处理后用于施工场地洒水抑尘	/	沉淀处理后用于施工场地洒水抑尘	处置方式一致
钻井废水与场地雨水	410m <sup>3</sup>	回用于配制水基泥浆与压裂液	243m <sup>3</sup>	用于焦页 70 号平台配制水基泥浆与焦页 9 号平台配制压裂液	处置方式一致，实际产生量比环评阶段预计产生量少 167m <sup>3</sup>
洗井废水	1600m <sup>3</sup>	暂存于废水池，用于本项目配制压裂液	1440m <sup>3</sup>	暂存于废水池，用于本项目配制压裂液	处置方式一致，实际产生量比环评阶段预计产生量少 160m <sup>3</sup>
压裂返排液	2550m <sup>3</sup>	用于其他平台压裂工序	1274m <sup>3</sup>	转运至焦页 5 平台用于压裂液配制	处置方式一致，实际产生量比环评阶段预计产生量少 1276m <sup>3</sup>
生活污水	4228m <sup>3</sup> (钻井工程)	钻前工程施工人员生活污水已依托周边居民旱厕处理。钻井及压裂试气阶段产生的生活污水利用井场及生活区环保厕所收集处理后农用，不外排。集气站建设阶段生活污水利用当地环保厕所等设施处置，作为农肥使用	1368m <sup>3</sup> (钻井工程)	钻前工程施工人员生活污水已依托周边居民旱厕处理。钻井工程生活污水（扣除如厕部分）用于同平台配制水基泥浆，生活污水（如厕部分）统一清运交由环卫部门处置。压裂试气阶段与集气站建设阶段现场未设置生活区，施工人员租住在当地场镇，井	均已妥善处置，钻井工程实际产生量比环评阶段预计产生量少 2860m <sup>3</sup>

				场区域生活污水依托周边居民旱厕收集处理，无外排	
--	--	--	--	-------------------------	--

(2) 废气

①钻前工程、油气集输工程施工废气

本项目钻前工程、油气集输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。施工机械和运输车辆尾气主要污染物为 NO<sub>x</sub> 和 CO。

项目施工材料靠汽车运输；项目地面工程施工作业时，采取了洒水等防尘工作，降低了扬尘的产生量，从源头上降低了施工扬尘对环境空气质量的影响，且该影响随着施工的结束而结束，根据调查施工期未有因扬尘引起的投诉。

②备用柴油发电机燃油废气

本项目钻井、压裂工程主要采用网电供电，钻井、压裂期间偶尔出现过停电现象，启用了备用柴油发电机，但频率较低，有少量燃油废气排放。柴油发电机采用符合国家标准的优质柴油，采用设备自带排气筒排放。

③测试放喷废气

本项目产品为龙马溪组不含硫化氢页岩气。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，污染物主要为 NO<sub>x</sub>、烟尘。各井场周边建有 1 个放喷池，且放喷池为敞开式，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，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，测试完毕后影响很快消失。

综上所述，本项目施工期间废气污染物排放量少，且排放时间较短，对当地环境影响小，施工期间未发生废气投诉事件。

环评阶段预估废气与实际废气产生量及处置情况对比一览表如下：

表 3.5-2 环评阶段预估废气与实际废气产生量及处置情况对比一览表

污染物	环评阶段		实际情况		对比情况
	产生量	处置方式	产生量	处置方式	
钻前工程、油气集输工程施工废气	少量	洒水降尘等	少量	洒水降尘等	一致
备用柴油发电机燃油废气	少量	柴油发电机仅作为备用电源，采用符合国家标准的优质柴油，采用设备自带排气筒排放	少量	柴油发电机仅作为备用电源，采用符合国家标准的优质柴油，采用设备自带排气筒排放	一致
测试放喷废气	少量	测试放喷天然气在放喷池内进行	少量	测试放喷天然气在放喷池内进行	一致



### (3) 噪声

#### ①钻前工程、油气集输工程施工噪声

本项目施工期场地开挖、站内管道设备安装，产生一定的施工噪声。本项目施工时间短，施工均在白天进行，夜间没有施工，对周围敏感目标影响小。

本项目通过尽量选用了低噪声的设备；合理安排施工，避开了中午（12:00~14:00）和夜间（22:00~6:00）施工，同时做好了与受影响的居民的协调工作；施工现场的运输车辆安排专人指挥，场内禁止运输车辆鸣笛，采取限速行驶；合理安排施工车辆进出路线；加强施工人员的管理和教育，减少不必要的金属敲击声和人为噪声。现本项目施工已结束，施工期噪声影响已消失。

#### ②柴油发电机及测试放喷噪声

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

经调查，本项目钻井、压裂工程主要采用网电供电，钻井、压裂期间偶尔出现过停电现象，启用了备用柴油发电机，但频率较低。施工过程对周围居民进行了一定的解释和安抚工作，施工期间采取了有效的环保措施，施工期间未发生噪声扰民和投诉事件。施工期产生的噪声随着施工结束已消失。

### (4) 固体废物

本项目焦页 70 号平台清水岩屑总产生量为 705m<sup>3</sup>，焦页 85 号平台清水岩屑产生量为 320m<sup>3</sup>，两个平台清水岩屑总产生量为 1025m<sup>3</sup>，全部用于井场道路敷设。

焦页 70 号平台水基岩屑总产生量为 2348m<sup>3</sup>，焦页 85 号平台水基岩屑产生量为 1652m<sup>3</sup>，两个平台的水基岩屑总产生量为 4000m<sup>3</sup>，水基岩屑暂存区暂存后外运至丰都东方希望重庆水泥有限公司水泥厂资源化利用。絮凝沉淀污泥参照重庆市生态环境工程评估中心于 2020 年 12 月编制的《南川区块页岩气采出水处理项目污泥危险特性鉴别报告》（备案稿），确定不具有相应危险特性，不属于危险废物，属于一般工业固体废物，已全部纳入水基岩屑一同处置。

焦页 70 号平台油基岩屑总产生量为 1191.2m<sup>3</sup>，钢罐收集暂存后外运至一号油基岩屑回收利用站处置；焦页 85 号平台油基岩屑产生量为 1335.5m<sup>3</sup>，钢罐收集暂存后外运至二号油基岩屑回收利用站处置；两个平台的油基岩屑总产生量为 2526.7m<sup>3</sup>。

焦页 70 号平台废油总产生量为 3.2t，全部用于配制油基泥浆；焦页 85 号平台废油总产生量为 1m<sup>3</sup>（密度按 0.9 计，则总量为 0.9t），全部用于点长明火和配制油基泥浆；两个平台的废油总产生量为 4.1t。

焦页 70 号平台钻井工程化工料桶产生量为 332 个，由厂家回收处置；储层改造工程化工料桶产生量为 1089 个，由中石化江汉石油工程有限公司环保技术服务公司江汉油田分公司物资供应处收集后交由重庆市涪陵区鑫垚环保科技有限公司处置。焦页 85 号平台钻井工程化工料桶产生量为 450 个；储层改造工程化工料桶产生量为 1780 个，由中石化江汉石油工程有限公司环保技术服务公司江汉油田分公司物资供应处收集后交由重庆市涪陵区鑫垚环保科技有限公司处置。

焦页 70 号平台钻井工程生活垃圾产生量为 3.2t，转运至焦石垃圾站处置，钻前工程、储层改造工程、油气集输工程工人租住在周边场镇，井场区域生活垃圾依托周边居民生活垃圾收集设施收集处理；焦页 85 号平台钻井工程生活垃圾产生量为 5.3t，转运至焦石垃圾站处置，钻前工程、储层改造工程、油气集输工程工人租住在周边场镇，井场区域生活垃圾依托周边居民生活垃圾收集设施收集处理。则本项目钻井工程生活垃圾总产生量为 8.5t。

根据现场调查，本项目施工期间，固废严格按照环评要求落实，现场未发现施工遗留固废堆存。

环评阶段预估固体废弃物与实际固体废弃物产生量及处置情况对比一览表如下：

表 3.5-3 环评阶段预估固体废弃物与实际固体废弃物产生量及处置情况对比一览表

污染物	环评阶段		实际情况		对比情况
	产生量	处置方式	产生量	处置方式	
清水岩屑	4731m <sup>3</sup>	铺垫井场或修建井间道路	1025m <sup>3</sup>	用于井场道路敷设	处置方式一致，实际产生量比环评阶段预计产生量少 3706m <sup>3</sup> 。环评阶段预计清水钻井深度为 12384m，实际清水钻井深度为 9572m，故清水岩屑产生量减少
水基岩屑	3209m <sup>3</sup>	用于水泥窑协同处置	4000m <sup>3</sup>	外运至丰都东方希望重庆水泥有限公司水泥厂资源化利用	处置方式一致，实际产生量比环评阶段预计产生量多 791m <sup>3</sup> ，环评阶段预计水基钻井深度为 10552m，实际水基钻井深度为 13674m，故水基岩屑

					产生量增加
絮凝沉淀污泥	/	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“渝环办〔2019〕373号”中的“5.2.3 利用处置污染控制要求”执行	/	絮凝沉淀污泥经其他项目鉴别不具有危险特性，属于一般工业固体废物，已全部纳入水基岩屑一同处置	处置方式一致
油基岩屑	2849m <sup>3</sup>	运输至工区油基岩屑回收利用站	2526.7m <sup>3</sup>	外运至一号、二号油基岩屑回收利用站处置	处置方式一致，实际产生量比环评阶段预计产生量少 322.3m <sup>3</sup> ，环评阶段预计油基岩屑深度为 19464m，实际油基岩屑深度为 19130m，故油基岩屑产生量减少
废油	4.0t	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利用	4.1t	用于点长明火和配制油基泥浆	处置方式一致，实际产生量比环评阶段预计产生量多 0.1t
化工料桶	6400 个	由厂家或有资质的单位回收	3651 个	由厂家和重庆市涪陵区鑫垚环保科技有限公司处置	处置方式一致，实际产生量比环评阶段预计产生量少 2749 个
生活垃圾	钻井工程：16t	生活垃圾定点收集后，由环卫部门统一清运处置	钻井工程：8.5t	钻井工程生活垃圾转运至焦石垃圾站处置，钻前工程、储层改造工程、油气集输工程工人租住在周边场镇，井场区域生活垃圾依托周边居民生活垃圾收集设施收集处理	处置方式一致，钻井工程阶段实际生活垃圾产生量较环评阶段预计产生量少 7.5t

### (5) 生态影响

本项目在井场周边设置了截排水沟，地面进行了碎石铺路或硬化，现场未发现明显的水土流失现象。本项目焦页 70 号平台新增占地为井场扩建占地，焦页 85 号平台新增占地为井场与进场道路扩建占地，生活区设置在井场旁原有征地范围内，未新增占地，场地周边临时采取了植草措施，因此本项目的建设未对土地利用、植被环境、陆生动物、区域水土流失等方面造成明显影响。

经现场踏勘，本项目建设区域内植被恢复情况良好，生态功能未受到较大影响，无遗留的环境问题。

## 3.5.2 调试期

### (1) 废水

本项目调试期产生的废水主要是采出水、井下作业废水与值守人员生活污水。

本项目投入调试以来于 2023 年 3 月焦页 85 号平台有 2 口井进行了修井，井下作业废水产生量约 40m<sup>3</sup>，全部进入采出水管网统一调配用于周边平台压裂。

根据站场运行数据可知，焦页 70 号平台的焦页 70-4HF 井 90 天（2023 年 6 月 11 日~9 月 8 日）共计产生采出水 3122.602m<sup>3</sup>，焦页 70-6HF 井共计产生采出水 1236.231m<sup>3</sup>，焦页 70-S2HF 井共计产生采出水 1100.983m<sup>3</sup>，焦页 70-S3HF 井共计产生采出水 1998.638m<sup>3</sup>，四口井采出水平均每日产生量为 82.87m<sup>3</sup>，2023 年 8 月期间焦页 70 号平台采出水经 20m<sup>3</sup> 污水罐暂存后进入废水池暂存，然后全部由密闭罐车转运至焦页 11 号东平台进入采出水管网统一调配用于周边平台压裂。焦页 85 号平台的焦页 85-8HF 井 110 天（2023 年 6 月 1 日~9 月 18 日）共计产生采出水 1069.6m<sup>3</sup>，焦页 85-S2HF 井共计产生采出水 4191.2m<sup>3</sup>，焦页 85-S3HF 井共计产生采出水 1247.1m<sup>3</sup>，焦页 85-S4HF 井共计产生采出水 231.9m<sup>3</sup>，四口井采出水平均每日产生量为 61.27m<sup>3</sup>，2023 年 6 月~9 月期间焦页 85 号平台采出水经 20m<sup>3</sup> 污水罐暂存后进入废水池暂存，然后全部进入采出水管网统一调配用于周边平台压裂。本项目采出水平均每日产生量为 144.14m<sup>3</sup>。

焦页 70 号平台与焦页 85 号平台各有值守人员 3 人，各平台平均生活污水产生量约 0.2m<sup>3</sup>/d，两个平台总产生量约 0.4m<sup>3</sup>/d，经环保厕所收集后定期由工区统一经密闭罐车运至周边生活污水处理厂处理。

环评阶段预估废水与实际废水产生量及处置情况对比一览表如下：

表 3.5-4 环评阶段预估废水与实际废水产生量及处置情况对比一览表

污 染 物	环评阶段		实际情况		对比情况
	产生量	处置方式	产生量	处置方式	
井 下 作 业 废 水	108.52m <sup>3</sup> /a	前期定期采用罐车运至工区内需要压裂的井场用于配制压裂液	40m <sup>3</sup>	全部进入采出水管网统一调配用于周边平台压裂	预计焦页 70 号平台处置方式一致，焦页 85 号平台与采出水一同处置
采 出 水	55.2m <sup>3</sup> /d	废水池暂存后前期定期采用罐车运至工区内需要压裂的井场用于配制压裂液。若无压裂平台则通过罐车运至涪陵页岩气田产	144.14m <sup>3</sup> /d	2023 年 8 月期间焦页 70 号平台采出水经 20m <sup>3</sup> 污水罐暂存后进入废水池暂存，然后全部由密闭罐车转运至焦页 11 号东平台进入采出水管网统一调配用于周边平台压裂，2023 年 6 月~9 月期间焦页 85 号平台采出水经 20m <sup>3</sup> 污	处置方式一致，因处于采气初期，采出水中含有部分压裂返排液，故采出水实际产生量大于环评阶段预计产生量约 88.94m <sup>3</sup> /d

		出水处理站达标处理后排放		水罐暂存后进入废水池暂存，然后全部进入采出水管网统一调配用于周边平台压裂	
生活污水	0	/	0.4m <sup>3</sup> /d	经环保厕所收集后定期由工区统一经密闭罐车运至周边生活污水处理厂处理	环评阶段预计无人值守，实际为有人值守

### (2) 废气

本项目调试期产生的废气主要有水套加热炉的燃烧废气和放空废气。

焦页 70 号平台新增水套加热炉 1 台、利旧水套加热炉 1 台，水套加热炉的燃烧废气通过水套加热炉自带的 15m 高排气筒排放。放空废气依托井场的放喷池放空系统进行点火放空。

焦页 85 号平台利旧原有集气站现有的 2 套水套加热炉，通过水套加热炉自带的 15m 高排气筒排放。放空废气依托井场的放喷池放空系统进行点火放空。

从现场调查结果看，放喷池位于地势开阔的空旷地带，大气扩散条件良好，放空的天然气不含硫化氢，且点火燃烧后排放，故放空废气未对周边大气环境造成明显不利影响。

环评阶段预估废气与实际废气产生量及处置情况对比一览表如下：

表 3.5-5 环评阶段预估废气与实际废气产生量及处置情况对比一览表

污染物	环评阶段		实际情况		对比情况
	产生量（本项目新增部分）	处置方式	产生量（本项目新增部分）	处置方式	
水套加热炉的燃烧废气	烟气流量： 467Nm <sup>3</sup> /h SO <sub>2</sub> ： 0.0056kg/h NO <sub>x</sub> ： 0.0117kg/h 烟尘： 0.0058kg/h	依托 3 台水套加热炉，新增 1 台水套加热炉，通过水套加热炉自带的 15m 高排气筒排放，年运行时间 8760h	烟气流量： 1021.7Nm <sup>3</sup> /h SO <sub>2</sub> ： 0.0061kg/h NO <sub>x</sub> ： 0.0245kg/h 烟尘： 0.0024kg/h	依托 3 台水套加热炉，新增 1 台水套加热炉，通过水套加热炉自带的 15m 高排气筒排放，年运行时间小于 8760h	处置方式一致，实际排放的烟气流量、SO <sub>2</sub> 、NO <sub>x</sub> 速率偏大，但非全年运行，且满足标准限值
放空废气	2~5Nm <sup>3</sup> /次，每次持续时间 2~5min	依托现有放空系统进行放空	2~5Nm <sup>3</sup> /次，每次持续时间 2~5min	依托井场的放喷池放空系统进行点火放空	一致

### (3) 噪声

本项目噪声主要来源于站场节流阀门、除砂器、分离器、水套加热炉等设备产生的气流摩擦噪声以及检修或事故放散噪声。

本项目已选用了先进的低噪声的设备，同时加强了安全管理，减少事故、检修

时放空噪声。从验收监测结果可见，平台厂界噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB 12348-2008）2类标准；同时距离平台最近民居点满足《声环境质量标准》（GB 3096-2008）中2类标准。

环评阶段预估噪声源强与实际噪声源强及处置措施对比一览表如下：

表 3.5-6 环评阶段预估噪声源强与实际噪声源强及处置措施对比一览表

污染物	环评阶段		实际情况		对比情况
	产生情况	处置措施	产生情况	处置措施	
站场节流阀门、除砂器、分离器、水套加热炉、压缩机设备噪声及检修或事故放空噪声	站场节流阀门、除砂器、分离器、水套加热炉、压缩机设备噪声及检修或事故放空噪声：50~100dB(A)	选用先进的低噪声的设备，加强安全管理，减少事故、检修时放空噪声	站场节流阀门、除砂器、分离器、水套加热炉设备噪声及检修或事故放空噪声：50~100dB(A)	选用了先进的低噪声的设备，同时加强了安全管理，减少事故、检修时放空噪声	一致，压力暂未降低，故拟新增的压缩机暂未设置

(4) 固体废物

验收调查期时，因焦页 70 号平台处于运营初期，压力暂未降低，故拟新增的压缩机暂未设置，仅预留了基础，故暂无废润滑油产生。各平台产生的固体废弃物为生活垃圾，焦页 70 号平台与焦页 85 号平台各有值守人员 3 人，各平台平均生活垃圾产生量约 1.5kg/d，两个平台总产生量约 3kg/d，经垃圾桶收集后定期由工区统一清运至周边场镇交由环卫部门统一清运处置。

环评阶段预估固体废弃物与实际固体废弃物产生量及处置情况对比一览表如下：

表 3.5-7 环评阶段预估固体废弃物与实际固体废弃物产生量及处置情况对比一览表

污染物	环评阶段		实际情况		对比情况
	产生量	处置方式	产生量	处置方式	
废润滑油	0.04t	危险废物暂存点暂存，交有资质单位处置	0	危险废物暂存点暂存，交有资质单位处置	一致，处于运营初期，压力暂未降低，故拟新增的压缩机暂未设置，仅预留了基础，故暂无废润滑油产生
生活垃圾	0	/	3kg/d	经垃圾桶收集后定期由工区统一清运至周边场镇交由环卫部门统一清运处置	环评阶段预计无人值守，实际为有人值守

### 3.6 项目变动情况

项目具体变动情况分析见表 3.6-1。

表 3.6-1 项目变动情况分析表

序号	类别	环评阶段	实际建设	是否重大变动
1	性质	扩建工程	扩建工程	否
2	地点	重庆市涪陵区江东街道	重庆市涪陵区江东街道	否
3	规模	<p>扩建老平台 2 座（焦页 70 号平台、焦页 85 号平台），钻井 8 口，分别为焦页 70-S2HF 井、焦页 70-S3HF 井、焦页 70-4HF 井、焦页 70-6HF 井、焦页 85-S2HF 井、焦页 85-S3HF 井、焦页 85-S4HF 井、焦页 85-8HF 井，平均井深 5300 米，平均水平段长 2005 米，扩建集气站 2 座（焦页 70 号集气站、焦页 85 号集气站）；配套建设水、电及道路工程等配套工程。</p> <p>平均井深 <b>5300</b> 米，平均水平段长 <b>2005</b> 米。</p>	<p>扩建老平台 2 座（焦页 70 号平台、焦页 85 号平台），钻井 8 口，分别为焦页 70-S2HF 井、焦页 70-S3HF 井、焦页 70-4HF 井、焦页 70-6HF 井、焦页 85-S2HF 井、焦页 85-S3HF 井、焦页 85-S4HF 井、焦页 85-8HF 井，平均井深 5297 米，平均水平段长 2024 米，扩建集气站 2 座（焦页 70 号集气站、焦页 85 号集气站）；配套建设水、电及道路工程等配套工程。</p> <p>平均井深 <b>5297</b> 米，平均水平段长 <b>2024</b> 米。</p>	否（平均井深减少 3m，平均水平段增加 19m）
4	生产工艺	站内除砂、加热、计量、分离、增压（后期），外输。	站内除砂、加热、计量、分离、增压（后期），外输。	否
5	防治污染、防止生态破坏的措施	防止生态破坏的措施：井场外各设置 1 处生活区，单个占地 800m <sup>2</sup> ，完工后植被恢复。	<p>防止生态破坏的措施：焦页 70 号平台：井场旁原有征地范围内设置 1 处生活区，生活区占地面积约 800m<sup>2</sup>，活动板房已搬迁，未新增占地，未植被恢复</p> <p>焦页 85 号平台：井场旁原有征地范围内设置 1 处生活区，生活区占地面积约 800m<sup>2</sup>，施工期活动板房已搬迁，未新增占地，未植被恢复，现场踏勘时有施工队正在修井，故该处又重新放置有活动板房。</p> <p>未新增占地，降低了对生态环境的影响，原有征地范围内的生活区空地可用作于日常井口检修工作时施工队的活动板房安置区，避免了临时征地而造成的生态环境影响，植被恢复纳入后期井场闭井期一同进行，不属于重大变动。</p> <p>平台由预计的无人值守变更为有人值守，产生了生活污水和生活垃圾，生活污水经环保厕所收集后定期由工区统一经密闭罐车运至周边生活污水处理厂处理，生</p>	否

序号	类别	环评阶段	实际建设	是否重大变动
			活垃圾经垃圾桶收集后定期由工区统一清运至周边场镇交由环卫部门统一清运处置，生活污水与生活垃圾均为项目产生的常规污染物，不属于重大变动	

综上所述，本项目建设性质、建设地点、施工工艺等基本与环评阶段一致，均未发生变化；生态恢复纳入后续建设项目是页岩气开发建设的需要，且目前占地范围内水土保持措施完善，水土流失得到防治。

根据《生态环境部办公厅关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函（2019）910号），本项目开发方式、生产工艺、井类别未发生变化；未新增污染物种类；固体废物均得到妥善处置，未加重不利影响，处置方式与环评一致；主要生态环境保护措施与环评一致，无需重新报批环评。

本项目建设内容部分发生变化，但未新增污染物，因此变动内容不属于重大变动，故将上述变动内容纳入竣工环境保护验收管理。

### 3.7 项目环保投资

该项目环评阶段建设拟总投资\*\*\*万元，环保投资为\*\*\*万元，环保投资占总投资比例为\*\*\*%；实际投资\*\*\*万元，环保投资为\*\*\*万元，占工程实际总投资的\*\*\*%；总投资略有减少的原因为实际平均单井钻井深度减少 0.06%（3m），因此工程总投资有所减少，环保投资略有减少的原因主要为：①实际压裂返排液全部回用于平台压裂，未交由涪陵区块采出水处理项目处理；②实际水基岩屑、油基岩屑产生量较环评阶段预估量减少较多，故实际处置费用降低。原环评和实际工程环保投资对比情况见表 3.7-1。



表 3.7-1 项目实际环保投资和环评阶段变化情况对比一览表 单位：万元

时期	环境因素	措施名称	环评阶段 环保措施/设施	实际 环保措施/设施	环评阶段环保投资	实际环保投资	变化情况
施工期	地表水	钻前工程施工废水处理	平台设置 5m <sup>3</sup> 的沉淀池	平台设置 5m <sup>3</sup> 的沉淀池	1.0	1.0	/
		井场废水储存设施	平台设有罐体、依托现有 2×1000m <sup>3</sup> 废水池	平台设有罐体、依托现有 2×1000m <sup>3</sup> 废水池	计入总投资	计入总投资	/
		钻井废水及压裂返排液处理与利用	钻井废水回用于压裂工序，压裂返排液优先回用，不能回用的部分依托涪陵区块采出水处理项目处理达标排放	钻井废水全部回用于配制水基泥浆与压裂工序，压裂返排液全部回用于平台压裂	296	97.8	-198.2
		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	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	计入总投资	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	井场及生活区设置环保厕所，对生活污水进行收集处理	1.0	1.0	/
	地下水	钻井工艺措施	采用近平衡钻井方式，导管段、一开、二开直井段（茅口组地层或造斜点之前）采用清水钻井，无任何添加剂，分段采用套管进行固井作业	采用近平衡钻井方式，导管段、一开、二开直井段（茅口组地层或造斜点之前）采用清水钻井，无任何添加剂，分段采用套管进行固井作业	计入总投资	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	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	计入总投资	计入总投资	/
		池体防渗	放喷池采取防渗处理	放喷池采取防渗处理	计入总投资	计入总投资	/
		应急管理措施	出现井漏时及时排查井场周边地下水饮用水源，如出现异常应立即组织集中供水设计中做好及时堵漏准备，防止钻井液漏失进入地下水	出现井漏时及时排查井场周边地下水饮用水源，未出现异常，未污染地下水	计入总投资	计入总投资	/

大气	施工场地 大气污染防治措施	设置专用洒水车定期洒水防尘，设置围栏，相关环境管理	设置专用洒水车定期洒水防尘，设置围栏，相关环境管理	60.0	60.0	/
	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	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	计入总投资	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	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	计入总投资	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	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	60.0	60.0	/
	临时撤离 措施	对受噪声影响居民协商通过临时撤离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。通过采取协调的方式来减小影响和避免纠纷与投诉	通过采取协调的方式来减小影响，未出现纠纷与投诉			
固体废物	钻井岩屑 及沉淀污 泥处置	清水岩屑用于井场铺垫或综合利用；水基岩屑经岩屑不落地系统收集、脱水后，液相回用于压裂工序，水基岩屑固相优先进行综合利用；油基岩屑采用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	清水岩屑用于井场道路敷设；水基岩屑外运至丰都东方希望重庆水泥有限公司水泥厂资源化利用；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	657	566	-91
	废油	收集后由业主或有资质的单位回收利用	收集后回收利用	/	/	/
	化工料桶	由厂家或有资质的单位回收	由厂家或有资质的单位回收	/	/	/
	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	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	1.2	1.0	-0.2
	土石方	工程总挖方 0.6 万 m <sup>3</sup> ，总填方 0.6 万 m <sup>3</sup> ，土石方平衡	工程总挖方 0.6 万 m <sup>3</sup> ，总填方 0.6 万 m <sup>3</sup> ，土石方平衡	计入主体工程 投资	计入主体工程 投资	/

	生态环境	生态恢复	放喷池、井场等设施待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；站场周边按照规范要求设置防火隔离带	放喷池、井场等设施待闭井后再进行拆除和恢复；项目不涉及表土剥离；井场周边按照规范要求设置防火隔离带；站场周边按照规范要求设置防火隔离带	150	150	/
	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	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	72	72	/
运营期	污水	采气分离废水	依托已建的废水池	依托已建的废水池	/	/	/
		生活污水	/	经环保厕所收集后定期由工区统一经密闭罐车运至周边生活污水处理厂处理（环保厕所为原集气站已建）	/	0.2	+0.2
	废气	站场放空废气	依托站场现有放空系统进行放空	依托站场现有放空系统进行放空	/	/	/
	固体废物	生活垃圾	/	经垃圾桶收集后定期由工区统一清运至周边场镇交由环卫部门统一清运处置	/	0.2	+0.2
	噪声	设备噪声	通过基础减振等措施	通过基础减振等措施	2.0	2.0	/
		放空噪声	瞬时噪声，距离居民较远	瞬时噪声，距离居民较远	/	/	/
		风险	集气站战场四周设不低于 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，制定突发环境时间应急预案，加强应急演练	集气站战场四周设 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，制定突发环境时间应急预案，加强应急演练	5.0	5.0	/
投资合计					1246.2	1016.2	-230

## 4 环境影响报告书及审批文件回顾

《涪陵页岩气田江东区块焦页 85 号井组立体开发调整项目环境影响报告书》介绍了建设项目概况、环境概况和工程分析，对钻井作业的环境空气、地表水、地下水、声环境质量、土壤环境、固体废物及生态影响、闭井环境影响进行了现状评价与环境影响预测，对项目的环境风险和环保措施进行了分析。环评报告的主要评价结论及报告批复意见如下：

### 4.1 《涪陵页岩气田江东区块焦页 85 号井组立体开发调整项目环境影响报告书》的主要评价结论与建议

#### 4.1.1 主要环境影响及环境保护措施

##### (1) 地表水环境影响及环境保护措施

本项目施工期间产生的废水包括施工废水，雨水、压裂返排液、生活污水；运营期间废水主要为采出水；退役期产生的废水主要为清洗废水、生活污水。

施工废水经沉淀处理后用于防尘洒水；生活污水利用当地环保厕所等设施处置，作为农肥使用，不外排；剩余钻井液由钻井队回收用于后续钻井使用，不外排；井场内雨水、洗井废水经沉淀处理后用于配制压裂液；压裂返排液经处理后，优先回用本平台压裂工序，最后一口井压裂返排液拉运至涪陵工区其他钻井平台回用于压裂工序；井队生活污水经环保厕所收集处置后定期清掏农用，不外排；采出水、退役期清洗废水依托采出水处理设施处理达到《污水综合排放标准》(GB8978-1996)一级标准后排放。

项目产生的污废水经妥善处理后，对地表水环境影响较小。

##### (2) 地下水环境影响及环境保护措施

本项目施工期钻井采用近平衡钻井技术，井筒内的钻井液柱压力稍大于裸露地层的压力，钻井过程中地层地下水压力及水位均维持原状。对于钻井事故性的溢流，会在第一时间由预制的堵漏剂进行处置。因此，在整个钻井过程中地层地下水位均不会受到影响。钻井达到各段预定深度后均进行固井作业，下入套管并注入水泥浆至水泥浆返至地面，封固套管和井壁之间环形空间的作业。各地层和套管之间均完全封闭，使各地层由于钻井而形成的通道被彻底封堵。因此，生产过程中油气通道对地下水水位的影响也不会造成漏失。

根据本项目钻井工艺，钻井过程从开钻至二开直井段底部的茅口组深度位于 160

0m 以下，钻井液均使用纯清水。对于有供水意义的含水层，钻井液均以清水为主，钻井液对水质基本没有影响。但钻井过程中，钻井岩屑漏失，将使 SS 和浊度升高，可能对居民生活用水产生影响。本项目周边表层岩溶小泉可能受到钻井影响，应加强对泉点的监控。

钻井工程压裂过程中会有部分压裂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，压裂对浅表具有供水意义的地下水没有影响。

井场污染物和油基岩屑堆放，在做好相关防渗和防护工作后，可以将对地下水环境影响降低至最低，对地下水影响小。但施工状况下平台内储存的施工材料、存储不到位和污废水储存设施破损，发生漏失会造成地表污染物入渗，对地下水可能造成较大的污染。

在对循环罐、储备罐，柴油罐加强管理，对地面进行硬化，对柴油罐设置围堰；加强对工程周边井泉的巡视和监测，在发生储存容器破损后，及时采取处置措施，减少工程建设对地下水环境的影响。井场污染物和油基岩屑堆放，在做好相关防渗和防护工作后，可以将对地下水环境影响降低至最低，对地下水影响小。

### (3) 大气环境影响及环境保护措施

施工期大气污染物主要为压裂燃油废气及测试放喷废气。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，利用放喷池减低辐射影响，采取上述措施后，施工期大气污染物得到有效控制，对周边环境影响小。

运营期大气环境影响主要为水套加热炉燃气废气、放空废气。本项目加热炉以页岩气为燃料，污染物排放量很小，放空废气发生的频率为 2~3 次/年，2~5Nm<sup>3</sup>/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。

综合分析本工程建设过程中，通过对各施工和生产工序采取有效的大气污染防治措施，环境空气影响可得到有效控制。

### (4) 声环境影响及环境保护措施

本项目噪声主要来自钻井、压裂试气噪声和运营期集气站设备噪声。网电供电时，钻井噪声对周边居民影响较小；压裂试气噪声虽然会造成场界和周边一定范围居民噪声超标，但通过合理的施工安排和对受影响居民采取临时撤离措施，施工噪声对居民影响可以得到控制；放空属偶发工况，对外环境及周边居民影响小。

在采取相应措施后，本项目声环境影响可以接受。

#### (5) 固体废物环境影响及处置措施

本项目施工期固体废物主要为生活垃圾、钻井岩屑、废油、化工料桶；运营期固体废物主要为废润滑油。生活垃圾交由环卫部门处置；清水岩屑进行综合利用，用于铺垫井场等；水基岩屑交进行资源化利用；油基岩屑经收集后交工区油基钻屑回收站综合利用，脱油后的灰渣交由有危废处置资质的单位进行处置；化工料桶由厂家或有资质单位回收。运营期设备产生的废润滑油经收集后交由有资质单位进行回收、处置。

本项目固体废物经妥善处理对环境影响小。

#### (6) 生态环境影响及环境保护措施

项目建设主要新增占地主要为旱地，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。

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，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，对生态环境影响较小。

#### (7) 风险防范措施及环境影响

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，工程主管部门通过完善井控、防火、防爆安全防护等措施，尤其是井喷失控后 15min 内点火、撤离居民等关键措施制定详尽有效的事故应急方案，充分提高队伍的事故防范能力，严格按照钻井设计和行业规范作业，强化健康、安全、环境管理（HSE），该项目的环境风险值会大大的降低。通过按行业规范要求进行风险防范和制定应急措施，将该项目环境风险机率和风险影响降至可接受水平。

### 4.1.2 综合评价结论

本项目符合国家页岩气发展规划和产业政策，项目选址位于重庆市生态保护红线外，项目建设有利于扩大涪陵区页岩气产能，加快构建区域能源新格局，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。项目所在区域环境空气、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。

## 4.2 《涪陵页岩气田江东区块焦页 85 号井组立体开发调整项目环境影响报告书》批复

重庆市涪陵区生态环境局对《涪陵页岩气田江东区块焦页 85 号井组立体开发调整项目环境影响报告书》的批复如下：

一、项目建设地点：重庆市涪陵区江东街道凉水村。

二、项目建设内容及规模：扩建老平台 2 座（焦页 70 号平台、焦页 85 号平台），钻井 8 口，分别为焦页 70-S2HF 井、焦页 70-S3HF、焦页 70-4HF 井、焦页 70-6HF、焦页 85-S2HF 井、焦页 85-S3HF 井、焦页 85-S4HF 井、焦页 85-8HF 井，扩建集气站 2 座（焦页 70 号集气站、焦页 85 号集气站）；配套建设水电及道路工程等配套工程。具体工程内容包括钻井工程、储层改造工程及页岩气集输工程。项目总投资\*\*\*万元，其中环保投资\*\*\*万元。

三、根据重庆渝佳环境影响评价有限公司编制的《涪陵页岩气田江东区块焦页 85 号井组立体开发调整项目环境影响报告书》及专家意见，该项目在设计、建设及运行过程中应重点落实如下环保要求：

（一）全面落实环评文件提出的各项生态环境保护措施和风险防范措施提高清洁化生产水平从源头上减少污染物产生量最大程度减少建设项目实施对生态环境的影响。

（二）落实并优化地表水环境保护措施。加强各类废水收集暂存、处理及转运过程中的环境管理，落实井场的雨污分流和废水收集、暂存池的防外溢、防渗漏等措施。地面工程施工废水经沉淀处理后用于防尘洒水；钻井废水、井场内雨水、洗井废水等经处理后用于配制压裂液，试气期间的压裂返排液经处理后回用于本平台或涪陵工区其他钻井平台压裂工序；施工期生活污水经环保厕所收集后农用；运营期采出水优先回用于区块内其他平台配制压裂液，后期通过收集管网进入涪陵页岩气田产出水处理站处理达标后排放。

（三）落实并优化地下水污染防治措施。钻井过程从开钻至开直井段底部，钻井液使用纯清水；钻井达到各段预定深度后均进行固井作业，下入套管并注入水泥浆至水泥浆返至地面，封固套管和井壁之间环形空间；按环评要求落实井场的分区

防渗措施，落实油基岩屑收集、装卸、转运“不落地”处理措施，建立地下风险应急响应。

（四）落实大气污染防治工作。通过采取防尘洒水等措施严格控制施工扬尘：加强对施工机械管理，柴油发电机等设备使用清洁柴油燃料，油基岩屑暂存、转运及处理处置过程中应做好异味控制；施工期废气排放执行重庆市《大气污染物综合排放标准》（DB50/418-2016）中其他区域标准。运营期间水套炉废气排放执行重庆市《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。

（五）强化噪声污染防治措施。结合井场周边外环境关系及噪声监测情况，优化各项噪声污染防治措施：采用网电供电，在钻井、压裂及测试放喷阶段，对受影响的居民点采取临时撤离措施；运营期间采取减振、隔声等降噪措施。施工期噪声执行《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）。运营期噪声执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2类标准。

（六）落实固废处置利用措施。纯清水岩屑用于铺垫井场等；水基岩屑外送水泥厂采用水泥窑协同处置工艺处置，并实施联单管理；油基岩屑通过专门的钢罐不落地收集后，运输至工区1#、2#油基岩屑回收利用站进行脱油，脱油后的灰渣按危险废物管理，交由危险废物处理资质的单位处置。废油交由资质的单位处置，化工原料桶由生产厂家回收用于原用途，不能用于原用途时根据固体废物属性进行合法合规处置，属于危险废物的应交由有危险废物处置资质的单位进行处置。压裂返排液絮凝沉淀污泥进行固体废物属性鉴别，在鉴别之前，按危险废物进行管理。生活垃圾定点收集后交环卫部门处置。

（七）加强生态环境保护工作。对工程建设造成的裸露地表及时采取绿化措施；项目完工后及时清场，井场及周边不得出现废水、油屑、废渣和被污染的土壤；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。

（八）加强环境风险防范工作。严格按行业相关规范防止井喷，预防井漏，加强油基岩屑、废水贮存、转运过程的监控及管理，制定环境风险防范应急预案，加强环境风险管理，防止因事故引发环境污染。

四、项目建设须严格执行环境保护设施与主体工程同时设计、同时施工、同时投入使用的环境保护“三同时”制度。

五、项目竣工后，应主动向社会公开建设项目竣工情况及污染防治设施调试情况等环境信息，并按照国务院环境保护行政主管部门规定的标准和程序，在调试期



限内，对配套建设的环境保护设施进行验收，编制验收报告。在环境保护设施验收过程中应当如实查验、监测、记载建设项目环境保护设施的建设和调试情况，不得弄虚作假。配套建设的环保设施设备经验收合格后方能正式投入生产。

六、项目的性质、规模、地点、采用的生产工艺以及防治污染、生态保护措施若发生重大变化，你单位应当重新报批该项目的环境影响评价文件。

重庆市涪陵区生态环境局

2021年8月25日

## 5 环境保护措施落实情况调查

项目环评及审批文件要求和实际采取的生态保护及污染防治措施落实情况见表 5.1-1。

表 5.1-1 环评及审批文件要求的生态保护及污染防治措施落实情况表

项目		环境影响报告书及审批文件中要求的环境保护措施	环境保护措施的落实情况	措施的执行效果及未采取措施的原因
阶段				
施工期	生态影响	<p><b>环境影响报告书：</b></p> <p><b>(1) 钻井、储层改造等施工期生态环境保护措施</b></p> <p>①在满足施工条件下，严格控制临时施工作业带，尽量减少对植被的破坏；施工期应避开雨天与大风天气，减少水土流失量。</p> <p>②井场采用碎石硬化，有效地防止雨水冲刷、场地周边修建临时排水沟。</p> <p>③制定严格的施工操作规范，建立施工期生态环境监理制度，严禁施工车辆随意开辟施工便道。</p> <p><b>(2) 封井期生态环境保护措施</b></p> <p>①若钻井、压裂工程结束后，无采气工程和地面集输工程建设计划，应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。若需进行采气工程、地面集输工程等后续工程建设，可以待后续工程建设完毕后，对因本项目建设形成的裸露地表进行统一生态恢复。</p> <p>②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。</p> <p>③对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。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》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。</p> <p>④施工完毕拆除、生活区，对占地进行生态恢复。</p> <p><b>审批文件：</b></p> <p>对工程建设造成的裸露地表及时采取绿化措施；项目完工后及时清场，井场及周边不得出现废水、油屑、废渣和被污染的土壤；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。</p>	<p>本项目钻井、压裂工程结束后经试气获得产能已建成地面集输工程。本项目在井场周边设置了截排水沟，地面进行了碎石铺路或硬化，现场未发现明显的水土流失现象。本项目焦页 70 号平台新增占地为井场扩建占地，焦页 85 号平台新增占地为井场与进场道路扩建占地，生活区设置在井场旁原有征地范围内，未新增占地，场地周边临时采取了植草措施，因此本项目的建设未对土地利用、植被环境、陆生动物、区域水土流失等方面造成明显影响。生活区未新增占地，降低了对生态环境的影响，原有征地范围内的生活区空地可用作于日常井口检修工作时施工队的活动板房安置区，避免了临时征地而造成的生态环境影响，植被恢复纳入后期井场闭井期一同进行。已对工程建设造成的裸露地表及时采取了绿化措施；项目完工后已清场，井场及周边无废水、油屑、废渣和被污染的土壤。</p>	<p>与环评及批复要求一致，落实了生态环境保护措施，因后续开发计划，平台井场及边角占地、废水池、清水池、放喷池、截排水沟继续保留使用，上述占地生态恢复纳入后续开发工程</p>

项目 阶段	环境影响报告书及审批文件中要求的环境保护措施	环境保护措施的落实情况	措施的执行效果及未采取措施的原因
污染影响	<p><b>大气污染防治措施:</b> <b>环境影响报告书:</b> (1) 施工扬尘 对易扬散材料的运输要采取包封措施, 最大程度的减少散落现象。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。</p> <p>(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。</p> <p>(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 10%, 采取以上措施后, 污染物排放影响范围较小。</p> <p>(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。放喷管线采用螺纹与标准法兰连接的专用抗硫管材。</p> <p><b>审批文件:</b> 通过采取防尘洒水等措施严格控制施工扬尘: 加强对施工机械管理, 柴油发电机等设备使用清洁柴油燃料, 油基钻屑暂存、转运及</p>	<p>(1) 施工扬尘 对易扬散材料的运输采取了包封措施。加强了施工场地的防尘洒水; 本项目不涉及临时用地; 在装卸材料时规范了作业, 减少了扬尘的产生; 施工现场未搅拌混凝土, 均使用商品混凝土; 运输车采取了密闭运输, 防止了撒漏; 进出场地口道路进行了硬化, 未超载。</p> <p>(2) 施工机具尾气影响减缓措施 燃油机械均使用优质燃料。 定期对燃油机械、消烟除尘等设备进行了检测与维护。 运输车辆均正常装载和行驶。 加强了对施工机械管理, 科学安排了运行时间, 严格按照施工时间进行作业, 未出现超时间和任意扩大施工路线的现象。</p> <p>(3) 燃油废气 柴油机发电机等设备均使用的 0#优质柴油。</p> <p>(4) 测试放喷废气 测试放喷废气均通过放喷池放喷。 油基钻屑暂存、转运及处理处置过程中做好了异味控制, 及时进行了密闭转运; 施工期废气排放满足重庆市《大气污染物综合排放标准》(DB50/418-2016) 中其他区域标准限值要求</p>	与环评及批复要求一致, 对大气环境影响较小

项目 阶段	环境影响报告书及审批文件中要求的环境保护措施	环境保护措施的落实情况	措施的执行效果及未采取措施的原因
	<p>处理处置过程中应做好异味控制；施工期废气排放执行重庆市《大气污染物综合排放标准》（DB50/418-2016）中其他区域标准。</p> <p><b>地表水污染防治措施：</b> <b>环境影响报告书：</b> ①钻井过程中钻井液全部在循环罐内循环，不外排。 ②本项目水基、油基钻井阶段结束后，剩余水基/油基钻井液可随钻井队用于本平台或其他平台后续钻井工程使用。 ③本项目压裂返排液在平台罐体暂存，回用于本平台压裂工序，最后一口井压裂返排液通过罐车运送至涪陵区块采出水处理项目处理达标排放。 ④本项目场地雨水在井口方井收集后，泵送至平台废水池暂存，回用于平台压裂工序。 ⑤洗井废水暂存于废水池，经处理后回用于压裂施工。 ⑥井场四周修建截排水沟，雨水就近排入附近溪沟；井场内沿井口基础周围修建场内排水明沟，接入井口方井。 ⑦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。 <b>审批文件：</b> 加强各类废水收集暂存、处理及转运过程中的环境管理，落实井场的雨污分流和废水收集、暂存池的防外溢、防渗漏等措施。地面工程施工废水经沉淀处理后用于防尘洒水；钻井废水、井场内雨水、洗井废水等经处理后用于配制压裂液，试气期间的压裂返排液经处理后回用于本平台或涪陵工区其他钻井平台压裂工序；施工期生活污水经环保厕所收集后农用。</p>	<p>①钻井过程中钻井液全部在循环罐内循环，未外排。 ②本项目水基、油基钻井阶段结束后，剩余水基/油基钻井液已全部随钻井队用于本平台或其他平台后续钻井工程使用，焦页 70 号平台已转运至焦页 147、焦页 84、胜业 18、红页 4、焦页 19、焦页 171 平台使用，焦页 85 号平台已转运至焦页 6、焦页 108 平台使用。 ③本项目压裂返排液在平台罐体暂存，回用于本平台压裂工序，最后一口井压裂返排液已转运至焦页 5 平台用于压裂液配制，无外排。 ④本项目场地雨水在井口方井收集后，泵送至平台废水池暂存，已回用于平台压裂工序。 ⑤洗井废水暂存于废水池，经处理后已回用于压裂施工。 ⑥井场四周修建有截排水沟，雨水就近排入附近溪沟；井场内沿井口基础周围修建场内排水明沟，接入井口方井。 ⑦井场及生活区各设置 1 个环保厕所，钻前工程施工人员生活污水已依托周边居民旱厕处理。 钻井工程生活污水（扣除如厕部分）用于同平台配制水基泥浆，生活污水（如厕部分）统一清运交由环卫部门处置。 压裂试气阶段与集气站建设阶段现场未设置生活区，施工人员租住在当地场镇，井场区域生</p>	<p>与环评及批复要求一致，对水环境影响较小</p>

项目 阶段	环境影响报告书及审批文件中要求的环境保护措施	环境保护措施的落实情况	措施的执行效果及未采取措施的原因
	<p><b>噪声污染防治措施：</b> <b>环境影响报告书：</b> 噪声控制首先是管理，施工单位必须选用符合国家标准施工机具和运输车辆，尽量选用低噪声的施工机械和工艺，加强各类施工设备的维护和保养，保持其良好的工况，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井场附近居民影响较大，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，因此主要采取临时撤离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。 <b>审批文件：</b> 结合井场周边外环境关系及噪声监测情况，优化各项噪声污染防治措施：采用网电供电，在钻井、压裂及测试放喷阶段，对受影响的居民点采取临时撤离措施。</p> <p><b>固体废物污染防治措施：</b> <b>环境影响报告书：</b></p>	<p>生活污水依托周边居民旱厕收集处理，无外排。</p> <p>施工单位选用了符合国家标准施工机具和运输车辆，尽量选用的低噪声的施工机械和施工工艺，定期对各类施工设备的维护和保养，确保保持其良好的工况，从根本上降低了噪声源强。 项目主要使用网电供电，仅在短暂停电期间柴油发电机组供电，备用柴油发电机安装在远离居民侧；备用柴油机设置了消声器降噪，设备安装基础敷设了减振垫层和阻尼涂料，减振降噪，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。未发生噪声扰民，未收到相关环保投诉。 测试放喷时通过放喷池放喷。 地面工程施工期间严格执行了建筑工程夜间施工临时许可制度，合理安排了施工时间，未在夜间（22:00~6:00）进行施工作业，运输作业均安排在昼间进行。运输车辆途经敏感点时采取了限速、禁鸣措施。</p>	<p>与环评及批复要求一致，采取措施后，并加强了与周边农户沟通协调，项目在施工期未收到附近居民关于噪声扰民的投诉</p> <p>与环评及批复要求一致，采取措</p>
		<p>①清水岩屑用于井场道路敷设。 ②水基岩屑外运至丰都东方希望重庆水泥有限</p>	<p>与环评及批复要求一致，采取措</p>

项目 阶段	环境影响报告书及审批文件中要求的环境保护措施	环境保护措施的落实情况	措施的执行效果及未采取措施的原因
	<p>①清水岩屑铺垫井场或修建井间道路。 ②水基岩屑用于水泥窑协同处置。 ③絮凝沉淀污泥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“渝环办〔2019〕373号”中的“5.2.3 利用处置污染控制要求”执行，未明确管理属性前，应按照危险废物进行管理。 ④油基岩屑运输至工区油基钻屑回收利用站。 ⑤废油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利用。 ⑥化工料桶由厂家或有资质的单位回收。 ⑦生活垃圾定点收集后，由环卫部门统一清运处置。</p> <p><b>审批文件：</b> 纯清水岩屑用于铺垫井场等；水基岩屑外送水泥厂采用水泥窑协同处置工艺处置，并实施联单管理；油基岩屑通过专门的钢罐不落地收集后，运输至工区1#、2#油基岩屑回收利用站进行脱油，脱油后的灰渣按危险废物管理，交有危险废物处理资质的单位处置。废油交有资质的单位处置，化工料桶由生产厂家回收用于原用途，不能用于原用途时根据固体废物属性进行合法合规处置，属于危险废物的应交由有危险废物处置资质的单位进行处置。压裂返排液絮凝沉淀污泥进行固体废物属性鉴别，在鉴别之前，按危险废物进行管理。生活垃圾定点收集后交环卫部门处置。</p>	<p>公司水泥厂资源化利用。 ③絮凝沉淀污泥经其他项目鉴别不具有危险特性，属于一般工业固体废物，已全部纳入水基岩屑一同处置。 ④油基岩屑外运至一号、二号油基岩屑回收利用站处置。 ⑤废油用于点长明火和配制油基泥浆。 ⑥化工料桶由厂家和重庆市涪陵区鑫垚环保科技有限公司处置。 ⑦钻井工程生活垃圾转运至焦石垃圾站处置，钻前工程、储层改造工程、油气集输工程工人租住在周边场镇，井场区域生活垃圾依托周边居民生活垃圾收集设施收集处理。</p>	<p>施后，项目施工期的固体废物得到妥善处置，未造成二次污染</p>
	<p><b>地下水和土壤污染防治措施：</b> <b>环境影响报告书：</b> ①采取先进的钻井方案和钻井液体系，实现近平衡钻井。一开、二开直井段采用清水钻井液迅速钻井，可有效保护浅层地下水。 ②各开次钻井结束后通过固井作业，有效封隔地层和套环之间的环空，防治污染地下水。 ③药品、材料堆存区集中放置在防渗漏地面，防止对地下水的污染。</p>	<p>①采取了先进的钻井方案和钻井液体系，实现了近平衡钻井。一开、二开直井段采用清水钻井液迅速钻井，有效保护了浅层地下水。 ②各开次钻井结束后均立即进行了固井作业，有效封隔了地层和套环之间的环空。 ③药品、材料堆存区集中堆存于一般防渗区。 ④施工过程中，加强了废水管理，未出现废水渗漏、外溢或水池垮塌等事故。</p>	<p>与环评及批复要求一致，采取措施后，钻井期间，未发生污染地下水和土壤的事件</p>

项目		环境影响报告书及审批文件中要求的环境保护措施	环境保护措施的落实情况	措施的执行效果及未采取措施的原因
阶段				
		<p>④施工过程中，应加强废水管理，防止出现废水渗漏、外溢或水池垮塌等事故。</p> <p>⑤加强岩屑及其他固体废物收集、运输及暂存等过程的钻井管理，固体废物堆放场应设置防雨设施，并严格按有关技术规范和规定落实各项防范措施，确保不对地下水造成污染。</p> <p>⑥本项目井口区、循环罐区、柴油罐区和盐酸罐区为本项目的一般防渗区域，生活区为简单防渗区域，场地油基岩屑不落地，危险废物暂存区、柴油罐区、盐酸罐区为重点防渗区。</p> <p>⑦油基岩屑收集罐区、油罐区、酸罐临时储存区四周应设围堰，高度应不小于 15cm，并配备油污回收罐。</p> <p>⑧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薄膜。油基岩屑采用钢罐收集，交由有危废处置资质的单位进行收运处置，钻井产生的油基岩屑 100%不落地。废油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利用。</p> <p><b>审批文件：</b> 钻井过程从开钻至开直井段底部，钻井液使用纯清水；钻井达到各段预定深度后均进行固井作业，下入套管并注入水泥浆至水泥浆返至地面，封固套管和井壁之间环形空间；按环评要求落实井场的分区防渗措施，落实油基岩屑收集、装卸、转运“不落地”处理措施，建立地下风险应急响应。</p>	<p>⑤加强了岩屑及其他固体废物收集、运输及暂存等过程的钻井管理，固体废物堆放场均设置有防雨设施，且严格按有关技术规范和规定落实了各项防范措施，未对地下水造成污染。</p> <p>⑥本项目井口区、循环罐区、柴油罐区和盐酸罐区采取了一般防渗措施，生活区采取了简单防渗措施，场地油基岩屑暂采用钢罐收集未落地，危险废物暂存区、柴油罐区、盐酸罐区采取了重点防渗措施。</p> <p>⑦油基岩屑收集罐区、油罐区、酸罐临时储存区四周均设有围堰，高度均大于 15cm，并配备有油污回收罐。</p> <p>⑧油基岩屑收集区上部搭建有雨棚防雨，地面采用了混凝土硬化并铺设有防渗膜。油基岩屑采用了钢罐收集，交由外运至一号、二号油基岩屑回收利用站处置，钻井产生的油基岩屑做到了 100%不落地。废油用于点长明火和配制油基泥浆。建立了地下风险应急响应。</p>	
运营期	污染影响	<p><b>大气污染防治措施：</b> <b>环境影响报告书：</b> 水套炉燃烧废气通过高 15m，内径 0.2m 的排气筒进行排放。 放空废气依托井场的放空系统进行放空。</p> <p><b>审批文件：</b> 运营期间水套炉废气排放执行重庆市《锅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。</p>	<p>水套炉燃烧废气通过高 15m，内径 0.2m 的排气筒进行排放。 放空废气依托井场的放喷池放空系统进行点火放空。 根据监测结果可知水套炉废气排放满足重庆市《锅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。</p>	与环评及批复要求一致，对大气环境影响较小



项目 阶段	环境影响报告书及审批文件中要求的环境保护措施	环境保护措施的落实情况	措施的执行效果及未采取措施的原因
	<p><b>地表水污染防治措施:</b> <b>环境影响报告书:</b> 分离分水（采出水）必须单独收集（采用站场内的 10m<sup>3</sup> 的污水罐进行收集），严禁分离分水与其它废水如生活废水等混合收集，严禁分离分水就地排放。 前期采用罐车运至工区内需要压裂的井场用于配制压裂液；待涪陵页岩气田产出水收集与处理系统建成后，采用罐车拉运至涪陵页岩气田产出水处理站，处理达到《污水综合排放标准》(GB8978-1996)一级标准排入乌江。 井下作业废水前期运至工区内其他井场压裂使用，若无压裂平台，则通过罐车运至涪陵页岩气田产出水处理站处理达到《污水综合排放标准》(GB8978-1996)一级标准排放。 <b>审批文件:</b> 运营期采出水优先回用于区块内其他平台配制压裂液，后期通过收集管网进入涪陵页岩气田产出水处理站处理达标后排放。</p>	<p>2023 年 8 月期间焦页 70 号平台采出水经 20m<sup>3</sup> 污水罐暂存后进入废水池暂存，然后全部由密闭罐车转运至焦页 11 号东平台进入采出水管网统一调配用于周边平台压裂，2023 年 6 月~9 月期间焦页 85 号平台采出水经 20m<sup>3</sup> 污水罐暂存后进入废水池暂存，然后全部进入采出水管网统一调配用于周边平台压裂。 本项目投入调试以来于 2023 年 3 月焦页 85 号平台有 2 口井进行了修井，井下作业废水产生量约 40m<sup>3</sup>，全部进入采出水管网统一调配用于周边平台压裂。</p>	<p>与环评及批复要求一致，对水环境影响较小</p>
	<p><b>噪声污染防治措施:</b> <b>环境影响报告书:</b> 项目的水套炉、分离设备等采用减振、隔声等降噪措施，管道采用柔性连接。泵站的提升泵置于室内，泵站室内的墙面采用吸声材料进行吸声降噪，底部采用减振基础等。场站工程中的节流阀安装消声器降噪，在站场周边、道路两旁可种植花卉、树木进行绿化。 <b>审批文件:</b> 运营期噪声执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类标准。</p>	<p>站场节流阀门、除砂器、分离器、水套加热炉选用了先进的低噪声的设备，同时加强了安全管理，减少事故、检修时放空噪声。站场周边、道路两旁树林较为茂盛。根据监测结果可知厂界噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类标准限制要求。</p>	<p>与环评及批复要求一致，能够做到达标排放</p>
	<p><b>固体废物污染防治措施:</b> 项目新增压缩机等设备产生的废润滑油收集后在危险废物暂存点暂存后定期送有资质单位回收处置。 <b>审批文件:</b></p>	<p>处于运营初期，压力暂未降低，故拟新增的压缩机暂未设置，仅预留了基础，故暂无废润滑油产生。</p>	<p>与环评及批复要求一致</p>

项目		环境影响报告书及审批文件中要求的环境保护措施	环境保护措施的落实情况	措施的执行效果及未采取措施的原因
阶段				
		/		
		<p><b>地下水和土壤污染防治措施:</b></p> <p><b>环境影响报告书:</b> 运营期采出水暂存于废水池，应加强集气站水池、管线的巡查，防止出现废水渗漏、外溢、水池垮塌、管线泄漏等事故。</p> <p><b>审批文件:</b> /</p>	运营期采出水暂存于废水池，制定了巡检制度，每日对集气站水池进行巡查，未出现废水渗漏、外溢、水池垮塌、管线泄漏等事故，本项目不涉及站外管线。	与环评及批复要求一致，未对地下水和土壤造成污染影响
	环境风险	<p><b>环境风险防范措施:</b></p> <p>①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。</p> <p>②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。</p> <p>③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。</p> <p>④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</p>	<p>①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、环境管理纳入了生产管理的各个环节。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）的要求进行了执行。</p> <p>②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》的要求进行了工程控制，在工艺设备硬件上防止了井喷事故。</p> <p>③按照本项目行业操作规范，加强了对井场附近居民宣传井喷的危害及相关知识。井队队长及安全负责制定有应急培训计划，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。应急演练定期开展，并备足了所需应急材</p>	与环评及批复要求一致，未发生环境风险事故

项目 阶段	环境影响报告书及审批文件中要求的环境保护措施	环境保护措施的落实情况	措施的执行效果及未采取措施的原因
	<p>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。</p> <p>⑤柴油储罐、油基钻井液储备罐地面应铺设防渗膜，并在四周设置围堰，围堰容积不小于单个储罐容积，同时在储罐附近配备相应应急物资。油罐周边设置围栏和警示标识，严禁烟火和不相关人员靠近，并在油罐基础设置有导油沟和集油池。日常加强油罐的管理及安全检查，防止发生泄漏等安全事故引起重大泄漏。在施工过程中，应加强废水池的管理、巡视，保证池体内液位在最高允许液位 0.5m 以下，水位达到池面 0.5m 前应转移。在雨天发生泄漏或可能发生外溢事故时，应及时调度对废水进行外输。</p> <p>⑥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<sub>2</sub> 和 H<sub>2</sub>O。放喷燃烧期间井口外 500m 范围内确保无居民。点火应监测甲烷浓度，取 5.0%和 15%作为甲烷的爆炸上、下限区域，防止爆炸事故。</p> <p>⑦本项目应落实并强化环境风险防控措施，确保环境安全。对管材选用、管道防腐、焊接工艺、焊后质量检验以及站场安装方面应严格执行相关技术标准及规范；应严格落实设置警示标志、配备可燃气体检测报警装置、截断装置、加强巡检等环境风险防范措施，控制和降低环境风险；强化和完善事故应急措施及预案。按照石油天然气行业相应管理规范和安全技术规程等要求，强化安全管理，细化程序，明确责任，若发生泄漏事故，应及时切断气源，防止安全事故次生环境污染。</p>	<p>料。</p> <p>④钻井现场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。</p> <p>⑤柴油储罐、油基钻井液储备罐地面应铺设了防渗膜，并在四周设置有围堰，围堰容积未小于单个储罐容积，同时在储罐附近配备了相应应急物资。油罐周边设置有围栏和警示标识，严禁了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。日常加强了油罐的管理及安全检查，未发生泄漏等安全事故。在施工过程中，加强了废水池的管理、巡视，保证了池体内液位在最高允许液位 0.5m 以下，水位达到池面 0.5m 前计算进行了转移。在雨天及时调度对废水进行了外运。</p> <p>⑥未发生井喷事故。</p> <p>⑦本项目对管材选用、管道防腐、焊接工艺、焊后质量检验以及站场安装方面严格执行了相关技术标准及规范；严格落实设置了警示标志、配备可燃气体检测报警装置、截断装置、加强巡检等环境风险防范措施，以控制和降低环境风险；强化和完善了事故应急措施及预案。按照石油天然气行业相应管理规范和安全技术规程等要求，强化了安全管理，细化了程序，且明确了责任人，并定期开展了演练、配备有应急物资，本项目至今未发生环境风险事故。</p>	

## 6 环境影响调查与分析

### 6.1 施工期环境影响调查

经现场调查，本项目施工已结束，现场无遗留环境问题，同时经过周边走访，施工期间未发生环境风险事故，未发生扰民纠纷，未发生环保投诉。

### 6.2 调试期环境影响调查

#### 6.2.1 生态与土壤环境影响调查

##### (1) 调查情况

经现场调查，本项目已建设完成，平台站场按照中石化标准化建设，场地为水泥地坪；场地由围墙进行封闭，并设有逃生门、风向标、警示标识等。本项目在井场周边设置了截排水沟，地面进行了碎石铺路或硬化，现场未发现明显的水土流失现象。本项目焦页 70 号平台新增占地为井场扩建占地，焦页 85 号平台新增占地为井场与进场道路扩建占地，生活区设置在井场旁原有征地范围内，未新增占地，场地周边临时采取了植草措施，因此本项目的建设未对土地利用、植被环境、陆生动物、区域水土流失等方面造成明显影响。生活区未新增占地，降低了对生态环境的影响，原有征地范围内的生活区空地可用作于日常井口检修工作时施工队的活动板房安置区，避免了临时征地而造成的生态环境影响，植被恢复纳入后期井场闭井期一同进行。

已对工程建设造成的裸露地表及时采取了绿化措施；项目完工后已清场，井场及周边无废水、油屑、废渣和被污染的土壤。

##### (2) 效果分析

为了解项目实施对周边土壤环境质量影响情况，本次竣工环境保护验收根据《建设项目竣工环境保护验收技术规范 石油天然气开采》（HJ 612-2011）中的土壤验收调查及监测要求，选取有代表性的各井场废水池所在区域、井场放喷池下游、井场地表径流下游耕地内设置监测点，共 3 个，具体监测情况见表 6.2-1。

表 6.2-1 土壤环境质量监测结果 单位：mg/kg（pH 除外）





由表 6.2-1 可知，焦页 70 号平台、焦页 85 号平台 T1、T2、T4、T5 土壤监测点位污染因子均满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB 36600-2018）第二类用地的筛选值，T3、T6 监测点位各监测因子均满足《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）筛选值标准，项目实施对土壤环境质量影响较小。

经现场调查，本项目建设区域内植被恢复情况良好，生态功能未受到较大影响，无遗留的环境问题，满足竣工环境保护验收条件。

### 6.2.2 污染环境影晌调查

#### 1、调查情况

##### (1) 废气

本项目正常情况为焦页 70 号平台新增的 1 台水套加热炉与依托的 1 台水套加热炉产生的燃烧废气通过自带的排气筒排放，焦页 85 号平台为依托的 2 台水套加热炉产生的燃烧废气通过自带的排气筒排放。非正常工况下废气为焦页 70 号平台与焦页 85 号平台设备检修或系统超压时放散废气依托井场的放喷池放空系统进行点火放空。

##### 1) 无组织废气

###### ①监测布点

在焦页 70 号平台与焦页 85 号平台厂界外 10m 范围内最大浓度点各布设 2 个监

测点。

②监测时间及频次

2023年3月31日~2023年4月1日，连续检测两天，每天检测三次。

③监测因子

非甲烷总烃。

④监测结果

验收阶段焦页70号平台与焦页85号平台厂界无组织废气监测结果见下表：

表 6.2-2 非甲烷总烃监测结果表 单位：mg/m<sup>3</sup>

检测时间	检测点位	检测项目	第一次	第二次	第三次	排放限值
3月31日	Q-1（焦页70号平台）	非甲烷总烃				
	Q-2（焦页70号平台）					
	Q-3（焦页85号平台）					
	Q-4（焦页85号平台）					
4月1日	Q-1（焦页70号平台）					
	Q-2（焦页70号平台）					
	Q-3（焦页85号平台）					
	Q-4（焦页85号平台）					

根据监测结果，本项目焦页70号平台、焦页85号平台下风向非甲烷总烃最高浓度点检测结果均可满足《大气污染物综合排放标准》（DB50/418-2016）中无组织排放监控浓度限值标准。

2) 有组织废气

①监测布点

在焦页70号平台新增的水套加热炉排气筒处设置有组织废气监测点1个。

②监测时间及频次

2023年3月31日-4月1日，连续监测两天，每天检测三次。

③监测因子

颗粒物、二氧化硫、氮氧化物。

④监测结果

焦页70号平台新增水套加热炉排气筒有组织废气监测结果见表6.2-3。

表 6.2-3 焦页70号平台新增水套加热炉排气筒有组织废气检测结果



检测时间及点位		项目		第一次	第二次	第三次	标准 限值	单位		
				FQ-1-1-1	FQ-1-1-2	FQ-1-1-3				
3.31	废气 排口 FQ-1	烟温						°C		
		氧含量						%		
		烟气流速						m/s		
		标干流量						m <sup>3</sup> /h		
		颗粒物	实测浓度					mg/m <sup>3</sup>		
			排放浓度					mg/m <sup>3</sup>		
			排放速率					kg/h		
		SO <sub>2</sub>	实测浓度					mg/m <sup>3</sup>		
			排放浓度					mg/m <sup>3</sup>		
			排放速率					kg/h		
		NO <sub>x</sub>	实测浓度					mg/m <sup>3</sup>		
			排放浓度					mg/m <sup>3</sup>		
			排放速率					kg/h		
		4.1	废气 排口 FQ-1	样品编号						/
				烟温						°C
氧含量								%		
烟气流速								m/s		
标干流量								m <sup>3</sup> /h		
颗粒物	实测浓度							mg/m <sup>3</sup>		
	排放浓度							mg/m <sup>3</sup>		
	排放速率							kg/h		
SO <sub>2</sub>	实测浓度							mg/m <sup>3</sup>		
	排放浓度							mg/m <sup>3</sup>		
	排放速率							kg/h		
NO <sub>x</sub>	实测浓度							mg/m <sup>3</sup>		
	排放浓度							mg/m <sup>3</sup>		
	排放速率							kg/h		
评价 标准	《锅炉大气污染物排放标准》（DB50/658-2016）表3及修改单表3标准。									

根据监测结果可知，水套加热炉废气排放浓度均可满足《锅炉大气污染物排放

标准》（DB50/658-2016）表 3 及修改单表 3 标准限值。

## （2）废水

本项目调试期产生的废水主要是采出水、井下作业废水与值守人员生活污水。

根据站场运行数据可知，焦页 70 号平台的焦页 70-4HF 井 90 天（2023 年 6 月 11 日~9 月 8 日）共计产生采出水 3122.602m<sup>3</sup>，焦页 70-6HF 井共计产生采出水 1236.231m<sup>3</sup>，焦页 70-S2HF 井共计产生采出水 1100.983m<sup>3</sup>，焦页 70-S3HF 井共计产生采出水 1998.638m<sup>3</sup>，四口井采出水平均每日产生量为 82.872m<sup>3</sup>，2023 年 8 月期间焦页 70 号平台采出水经 20m<sup>3</sup> 污水罐暂存后进入废水池暂存，然后全部由密闭罐车转运至焦页 11 号东平台进入采出水管网统一调配用于周边平台压裂。焦页 85 号平台的焦页 85-8HF 井 110 天（2023 年 6 月 1 日~9 月 18 日）共计产生采出水 1069.6m<sup>3</sup>，焦页 85-S2HF 井共计产生采出水 4191.2m<sup>3</sup>，焦页 85-S3HF 井共计产生采出水 1247.1m<sup>3</sup>，焦页 85-S4HF 井共计产生采出水 231.9m<sup>3</sup>，四口井采出水平均每日产生量为 61.27m<sup>3</sup>，2023 年 6 月~9 月期间焦页 85 号平台采出水经 20m<sup>3</sup> 污水罐暂存后进入废水池暂存，然后全部进入采出水管网统一调配用于周边平台压裂。本项目采出水平均每日产生量为 144.14m<sup>3</sup>。平台废水池是钻井期间修建的废水池，采取了防渗处理，污水罐为原有集气站建设的污水罐。本项目投入调试以来于 2023 年 3 月焦页 85 号平台有 2 口井进行了修井，井下作业废水产生量约 40m<sup>3</sup>，全部进入采出水管网统一调配用于周边平台压裂。

生活污水经环保厕所收集后定期由工区统一经密闭罐车运至周边生活污水处理厂处理。

为了解项目所在区域的地下水环境质量，委托重庆开创环境监测有限公司对项目周边地下水环境质量进行了监测，具体如下：

### 1) 监测布点

项目验收期间在焦页 70 号平台东南侧泉水点与焦页 85 号平台南侧放喷池东南侧泉水点处分别设置 1 个地下水监测点位。

### 2) 监测时间及频次

2023 年 3 月 31 日，监测 1 天 1 次。

### 3) 监测因子

pH、总硬度、耗氧量、氨氮、硫酸盐、氯化物、石油类、挥发酚、铁、锰、钡。

### 4) 监测结果

验收阶段地下水环境监测结果见表 6.2-4。

表 6.2-4 地下水质量监测结果

项目	焦页 70 号平台东南侧 泉水点	焦页 85 号平台南侧放喷 池东南侧泉水点	标准限值	是否达标
pH			6.5~8.5	达标
氨氮			≤0.5	达标
挥发酚			≤0.002	达标
总硬度			≤450	达标
耗氧量			≤3.0	达标
SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup>			≤250	达标
Cl <sup>-</sup>			≤250	达标
铁			≤0.3	达标
锰			≤0.10	达标
钡			≤0.70	达标
石油类			≤0.05	达标

根据监测结果显示，地下水质量各监测因子均满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中的Ⅲ类标准，石油类满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）Ⅲ类标准限值。

根据现场调查与《涪陵页岩气田江东区块焦页 85 号井组立体开发调整环境影响报告书》（2021 年 8 月）可知，本项目周边地下水环境质量良好，验收阶段较环评阶段监测结果相差不大，占标率未发生明显变化，本项目实施未对周围地下水产生明显影响。

### （3）噪声

平台正常运行时，噪声主要来源于站场节流阀门、除砂器、分离器、水套加热炉等设备产生的气流摩擦噪声；设备检修或系统超压时站场天然气放散时将产生噪声。

本项目选用了先进的低噪声的设备，降低了输送介质在阀门部位的噪声；同时加强了安全管理，现场调查时未发生事故、检修时放空噪声。

本次竣工环境保护验收委托重庆开创环境监测有限公司于 2023 年 3 月 31 日~2023 年 4 月 1 日对本项目厂界噪声、平台周边较近居民点进行了监测。

表 6.2-5 噪声监测结果表 单位：dB (A)

监测点位	监测时间	昼间	夜间	标准限值	达标情况
焦页 70 号平台厂界东侧外 1m 处	3 月 31 日			60/50	达标
焦页 70 号平台厂界南侧外 1m 处				60/50	达标
焦页 70 号平台厂界西侧外 1m 处				60/50	达标
焦页 70 号平台厂界北侧外 1m 处				60/50	达标
焦页 70 号平台西南侧居民处				60/50	达标
焦页 70 号平台东南侧居民处				60/50	达标
焦页 85 号平台厂界东侧外 1m 处				60/50	达标
焦页 85 号平台厂界南侧外 1m 处				60/50	达标
焦页 85 号平台厂界西侧外 1m 处				60/50	达标
焦页 85 号平台厂界北侧外 1m 处				60/50	达标
焦页 85 号平台北侧居民处				60/50	达标
焦页 70 号平台厂界东侧外 1m 处		4 月 1 日			60/50
焦页 70 号平台厂界南侧外 1m 处				60/50	达标
焦页 70 号平台厂界西侧外 1m 处				60/50	达标
焦页 70 号平台厂界北侧外 1m 处				60/50	达标
焦页 70 号平台西南侧居民处				60/50	达标
焦页 70 号平台东南侧居民处				60/50	达标
焦页 85 号平台厂界东侧外 1m 处				60/50	达标
焦页 85 号平台厂界南侧外 1m 处				60/50	达标
焦页 85 号平台厂界西侧外 1m 处				60/50	达标
焦页 85 号平台厂界北侧外 1m 处				60/50	达标
焦页 85 号平台北侧居民处				60/50	达标

根据验收监测结果，本项目各平台厂界噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB 12348-2008）2 类标准；各平台厂界最近居民点处声环境质量均满足《声环境质量标准》（GB 3096-2008）中 2 类标准。

#### （4）固体废弃物

生活垃圾经垃圾桶收集后定期由工区统一清运至周边场镇交由环卫部门统一清运处置。

验收调查期时，因焦页 70 号平台处于运营初期，压力暂未降低，故拟新增的压缩机暂未设置，仅预留了基础，故暂无废润滑油产生。

## **2、效果分析**

本项目调试期间各类污染物均按照环评和审批文件要求落实了污染防治措施，措施有效、可行，未对当地水环境、大气环境、声环境等产生不良影响。

经现场调查，无遗留的环境问题，满足竣工环境保护验收条件。

### **6.2.3 社会环境影响调查**

根据现场调查，项目建设及运营期间取了有效污染防治措施，施工占地均已实施占地补偿。结合现场踏勘情况，项目实施未引发突发环境事件、未对人群健康造成影响、未发生群众上访事件，项目实施没有对当地居民造成不利社会影响。

## 7 清洁生产与总量控制调查

### 7.1 清洁生产措施调查

清洁生产是指将综合预防的环境保护策略持续应用于生产过程和产品中，以减轻或者消除对人类健康和环境的危害。清洁生产的本质是通过科学管理和工艺进步，提高物质留在生产全过程的能源和资源综合利用率，以最少的投入和治理成本，获得更高的产出和更少的污染。清洁生产的方针是源头削减、过程控制、综合利用、辅之以必要的末端治理。

目前，天然气开采业建设项目没有国家已经颁布的正式指标文件，本次清洁生产分析，根据《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》中有关清洁生产的规范要求，同时结合国家、地方和行业的有关规定以及《石油天然气开采业污染防治技术政策》（环保部公告 2012 年第 18 号）中关于清洁生产的要求。从提高资源能源利用率和减少环境污染出发，对勘探、钻井等生产过程的清洁生产指标进行分析，提出相应的清洁生产改进意见与要求。

#### 7.1.1 生产工艺与设备的清洁性

本项目井组所产天然气经井口针阀节流降压后，进入除砂橇，除砂并节流降压后进入水套加热炉加热，然后进入分离计量橇，计量后汇集，经出站截断阀后至外输集气支线，项目生产工艺自动控制水平较高，生产设备先进，不属于淘汰类和限制类设备，因此，项目生产工艺和生产设备符合国家清洁生产相关标准。

#### 7.1.2 废物处理及回用

##### 1、施工期

本项目施工期的各类污染物均按要求得到了妥善的处置，现场无遗留，水基钻井液上清液、洗井废水、压裂返排液均进行了回用，污染物未对项目所在区域内的环境造成不良影响，符合清洁生产要求。

##### 2、运营期

站场运营期间采出水已用于其他平台压裂液配制，符合清洁生产要求。

#### 7.1.3 产品清洁性

平台运营期产品为天然气，天然气是清洁、优质、高效的能源和化工原料。天

然气的利用一直受到工业发达国家的重视，目前美国国内一次性能源的消费结构中，天然气已超过原煤，仅次于石油而居第二。

综上，本次验收项目产品符合清洁生产要求。

#### 7.1.4 清洁生产结论

从工程设计、施工期和运营期采取的清洁生产措施和管理措施来看，本项目严格执行了国家有关设计规范，建立了健康、安全、环境体系（HSE），认真执行了各项制度和管理程序。

本次竣工验收调查认为，项目符合清洁生产要求。

### 7.2 总量控制调查

“十四五”期间，国家对化学需氧量、氨氮、氮氧化物和挥发性有机物四种主要污染物实行排放总量控制计划管理。工程建设期间会排放少量废气污染物，但排放量少；钻井废水等在废水池暂存处理后回用，剩余压裂返排液回用于其他平台压裂液配制。项目运营期废水现阶段全部回用于其他平台压裂液配制，环评阶段预计水套炉燃烧废气排放污染物排放量为  $\text{NO}_x 0.4092\text{t/a}$ ，根据验收监测  $\text{NO}_x$  排放速率为  $2.34 \times 10^{-2}\text{kg/h}$ ，经计算后  $\text{NO}_x$  排放总量为  $0.2050\text{t/a}$ ，小于环评阶段预计排放量。

## 8 环境管理及环境监测计划落实情况调查

### 8.1 环境管理机构

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 HSE 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）。

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。

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。2022 年，建设单位于新时代新时期 HSE 发展要求，再次修订并发布实施 HSE 管理体系手册。HSE 管理体系文件包括手册、HSE 管理制度、管理规定、责任制等相关管理制度及作业文件、工作标准、记录格式、其他文件等。各部门按照职责和权限，将生产经营活动各环节 HSE 风险管控要求，分别融入业务流程和管理制度，形成相应的 HSE 管理体系文件，实现 HSE 管理与生产经营活



动一体运行。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。

## 8.2 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。项目实施过程中已落实固体废物拉运车辆登记制度，固体废物转移台账制度及转移联单制度；施工全过程监督制度；应急工作规章制度等环境管理制度。

## 8.3 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。

## 8.4 环境管理过程

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。

## 8.5 环境监测计划及其落实情况

本项目环境影响报告书中提出了施工期与运营期环境监测的要求，监测计划见下表。

表 8.5-1 施工期环境监测计划表及实施情况一览表

环境要素	监测点		监测因子	监测频次	监测时段	实际实施情况
大气环境	井喷事故情况	周边村居民点	SO <sub>2</sub> 、H <sub>2</sub> S	实时监控	事故过程	未发生井喷事故，未开展监测
		事故井场 500m 范围内		实时监控	事故过程	
地表水	废水泄漏地表水体	下游溪沟被污染河段	pH、COD、BOD <sub>5</sub> 、氨氮、硫化物、氯化物、石油类等	实时监控	事故过程	未发生废水泄露事故，未开展监测
地下水	钻井液泄漏	下游监测井泉	pH、耗氧量、氨氮、硫酸盐、铁、锰、氯化物、石油类、总大肠菌群、总硬度等	实时监控	事故过程	未发生钻井液泄露事故，未开展监测
环境噪声	正常施工	井场场界	等效 A 声级	昼夜各 1 次	/	未发生居民投诉，未开展监测

表 8.5-2 运营期环境监测计划表及实施情况一览表

环境要素	监测点		监测因子	监测频次	监测时段	实际实施情况
大气环境	管道泄漏事故情况（本项目仅涉及站内管道）	周边村居民点	SO <sub>2</sub> 、NO <sub>x</sub> 、PM <sub>10</sub> 、H <sub>2</sub> S、甲烷	实时监控	事故过程	未发生泄露事故，未开展监测
		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	项目正处于调试期，验收阶段已开展 1 次监测
土壤环境	放喷池及污水池下游		pH、铜、六价铬、铅、镉、汞、砷、镍、石油烃（C <sub>10</sub> -C <sub>40</sub> ）、全盐量等	五年一次	定期	项目正处于调试期，验收阶段已开展 1 次监测
地下水	下游监测井泉		pH、石油类、氨氮、氯化物、硫酸盐、六价铬、总硬	每年一次	定期	项目正处于调试期，验收阶段已开

环境要素	监测点	监测因子	监测频次	监测时段	实际实施情况
		度、硝酸盐及亚硝酸盐等			展 1 次监测

根据上表可知，环评阶段提出的监测计划均已落实。

## 8.6 调查结论

本项目产生的各类污染物均得到了合理处置，无遗留问题。

本项目严格按照 HSE 管理体系要求进行环保管理，严格执行了“环境影响评价”和“三同时”制度。环保管理机构和管理制度健全，环境保护相关档案质量齐备，采取的环境管理措施到位，从调查的情况来看，环境保护工作取得了较好的效果，没有因环境管理失误对环境造成不良影响。

建议项目后续运行过程中加强各类废水、固体废物等污染物的收集、转运管理工作。

## 9 环境风险事故防范及应急措施调查

### 9.1 环境风险因素调查

#### 9.1.1 风险物质识别

本项目钻井过程中使用的材料有钻井液、固井水泥、堵漏剂，钻井时使用的柴油燃料等。本项目目的层天然气的成分以甲烷等烃类物质为主，硫化氢含量很低，属不含硫化氢气井。主要材料和产品成分、物理化学特性及毒性如下：

##### (1) 钻井液、固井水泥及添加剂

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、80A51、氯化钠、羧甲基纤维素（CMC）、硅腐植酸钾、烧碱、纯碱等化学品。膨润土的主要成分是蒙脱石。钻井液中影响环境的主要成分是有有机物类、无机盐类、烧碱等配浆和加重材料中的杂质，目前采用的水基泥浆钻井液属无毒无害物质，呈碱性。

油基钻井液以 0 号柴油为主，加入了有机土 OGEL-D、乳化剂 EMUL、降滤失剂 OS-FLA、氯化钙、氧化钙、重晶石粉等化学品，存在易燃易爆物质。

水泥及添加剂主要为微硅水泥及重晶石，不含易燃、易爆、有毒物质。

##### (2) 生产废水

本项目废水主要为集气站在采气过程中产生的采出水，采出水的主要污染物为 COD 和氯化物，含较高的 COD 和色度，具有一定的腐蚀性。

##### (3) 柴油

钻井过程中油基钻井液主要成分为柴油，同时场地多种设备也通过柴油机提供动力和电力。柴油属于闪点在 28°C 与 60°C 之间的易燃、具爆炸性的液体，属于乙类危险品。

##### (4) 盐酸

在水力压裂前使用盐酸作为前置酸，主要功能为解堵地层。盐酸在压裂期间，由厂家运输至井场，采用 15m<sup>3</sup> 的钢体储灌进行储存，储存量一般为 120m<sup>3</sup>，储存时间一般为 15d，盐酸浓度为 31%，根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018），不属于危险物质。

##### (5) 天然气

本项目目的层天然气主要成分为甲烷，运营期产品主要为页岩气（天然气），页

岩气（天然气）中的主要成分为甲烷。

柴油、甲烷、盐酸主要理化特性见表 9.1-1~表 9.1-3。

综上，本项目施工期间涉及的危险物质为柴油、油基钻井液，运营期涉及的危险物质为天然气。

表 9.1-1 柴油的危险特性

标识	中文名	柴油	英文名	Diesel oil	分子式	/	分子量	/
理化性质	溶解性	与水混溶，可混溶于乙醇	外观	稍有粘性的棕色液体。				
	性能参数	沸点 (°C)	-18	熔点 (°C)	/	饱和蒸气压		0.67kPa
		相对密度 (水=1)	0.87-0.90			相对密度 (空气=1)		3.38
燃烧爆炸危险性	燃烧性	不燃	闪点 (°C)	55		引燃温度 (°C)		257
	聚合危害	不聚合	火灾危险级别			甲		
	危险特性	遇明火、高热或与氧化剂接触，有引起燃烧爆炸的危险。若遇高热，容器内压增大，有开裂和爆炸的危险。灭火方法：消防人员必须佩戴防毒面具、穿全身消防服，在上风向灭火。尽可能将容器从火场移至空旷处。喷水保持火场容器冷却，直至灭火结束。自在火场中的容器若已变色或从安全泄压装置中产生声音，必须马上撤离。灭火剂：雾状水、泡沫、干粉、二氧化碳、砂土。						
	燃烧产物	一氧化碳、二氧化碳	禁忌物	强还原剂、强氧化剂、易燃或可燃物				
毒性及健康危害	毒性	属中等毒类						
	接触极限	/		侵入途径		吸入、食入、经皮肤吸收		
	健康危害	皮肤接触可为主要吸收途径，可致急性肾脏损害。柴油可引起接触性皮炎、油性痤疮。吸入其雾滴或液体呛入可引起吸入性肺炎。能经胎盘进入胎儿血中。柴油废气可引起眼、鼻刺激症状，头晕及头痛。						
	防护	皮肤接触：立即脱去污染的衣着，用肥皂水和清水彻底冲洗皮肤。就医。 眼睛接触：立即提起眼睑，用大量流动清水或生理盐水彻底冲洗。就医。 吸入：迅速脱离现场至空气新鲜处，保持呼吸道通畅。如呼吸困难，给输氧。如呼吸停止，立即进行人工呼吸。就医。 食入：尽快彻底洗胃。就医。 工程防护：密闭操作，注意通风。 个人防护：空气中浓度超标时，建议佩戴自吸过滤式防毒面具（半面罩）。 经济事态抢救或撤离时，必须佩戴空气呼吸器。戴化学安全防护眼镜。穿一般作业防护服。戴橡胶耐油手套。工作现场禁止吸烟。避免长期反复接触。						
包装与储运	储运注意事项	不储存于阴凉、通风的库房内。远离火种、热源。应与氧化剂、卤素分开存放，切忌混储。采用防爆型照明、通风设施。禁止使用易产生火花的机械设备和工具。储区应备有泄漏应急处理设备工具和合适的收容材料。运输前应先检查包装容器是否完整、密封，运输过程中要确保容器不泄漏、不倒塌、不坠落、不损坏。运输时运输车辆配备相应的品种和数量的消防器材及泄漏应急处理设备。						

表 9.1-2 天然气主要成分 CH<sub>4</sub> 物理化学特性表

国标编号	21007
------	-------

CAS 号	74-82-8		
中文名称	甲烷		
英文名称	methane; Marsh gas		
分子式	CH <sub>4</sub>	外观与性状	无色无臭气体
分子量	16.04	蒸汽压	53.32kPa/-168.8°C闪点: -188°C
熔点	-182.5°C 沸点: -161.5°C	溶解性	微溶于水, 溶于醇、乙醚
密度	相对密度 (水=1) 0.42 相对密度 (空气=1) 0.55	稳定性	稳定
危险标记	4 (易燃液体)	主要用途	燃料和用于炭黑、氢、乙炔、甲醛等的制造
<p>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。</p> <p>2、爆炸风险 甲烷爆炸极限为 (V/V) 5.3-15.0%</p> <p>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、二氧化氧及其它强氧化剂接触剧烈反应。</p> <p>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<sup>3</sup> 美国车间卫生标准窒息性气体</p> <p>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。</p> <p>二、急救措施 皮肤接触：若有冻伤，就医治疗。 吸入：迅速脱离现场至空气新鲜处。保持呼吸道通畅。如呼吸困难，给输氧。如呼吸停止，立即进行人工呼吸。就医。 灭火方法：切断气源。若不能立即切断气源，则不允许熄灭正在燃烧的气体。喷水冷却容器，可能的话将容器从火场移至空旷处。灭火剂：雾状水、泡沫、二氧化碳、干粉。</p>			

表 9.1-3 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
<p>一、健康危害</p> <p>侵入途径：吸入。</p> <p>健康危害：本品对眼和呼吸道粘膜有强烈的刺激作用。</p> <p>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。</p> <p>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。</p> <p>二、毒理学资料及环境行为</p> <p>急性毒性：LD50400mg/kg（兔经口）；LC504600mg/m<sup>3</sup>，1小时（大鼠吸入）</p> <p>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。</p> <p>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。</p> <p>燃烧（分解）产物：氯化氢。</p> <p>三、泄漏应急处理</p> <p>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。</p> <p>四、防护措施</p> <p>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。</p> <p>五、急救措施</p> <p>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。</p> <p>眼睛接触：立即提起眼睑，用大量流动清水或生理盐水彻底冲洗至少 15 分钟。就医。</p> <p>吸入：迅速脱离现场至空气新鲜处。保持呼吸道通畅。如呼吸困难，给输氧。如呼吸停止，立即进行人工呼吸。就医。</p> <p>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。</p>			

### 9.1.2 建设与运营过程危险因素识别

钻井中常见可能诱发事故的因素有井漏、井涌、气侵，主要事故为井喷、井喷失控。

#### ①钻井作业危险性因素识别

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

## ②钻井辅助设施环境风险识别

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

## ③套管破裂事故对环境的影响

套管破裂后，页岩气体可能窜层泄漏进入地表，遇火爆炸燃烧等。

## ④地下水井涌对环境的影响

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

地面集输工程环境风险主要表现为天然气在集输过程中的突发性逸漏，并引起火灾、爆炸事故，一旦出现此类事故，将在较短时间内造成一定面积的破坏，对当地环境和人群造成一定危害，项目运营期间可能存在的环境风险有以下几种：

①集输过程中站内设备、管线、闸阀异常导致天然气泄漏污染环境；

②泄漏的天然气燃烧、爆炸危害环境。

在集输过程中，造成管线泄漏的主要原因如下：

施工材料不合格或施工质量差导致站内设备或输气管道破裂引起天然气的泄漏；操作过程中不遵守操作规程，可能造成阀门和仪表失灵而引起天然气的泄漏；由于地震、雷击等自然因素影响，造成站内管道中的天然气发生泄漏，从而造成火灾、爆炸和中毒事故；违规动火造成火灾或爆炸事故等。本项目实施与调试过程中无上述风险事故发生。

## 9.2 环境风险防范措施落实情况调查

经现场调查，工程采取了不仅限于以下的风险防范措施：

1、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《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。

2、按照本项目行业操作规范，加强了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了应急培训计划，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了综合性应急培训并做好了培训记录。

3、钻井现场仍按照含硫油气井配备了自动、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。



4、做好了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。

5、柴油储罐、油基钻井液储备罐及盐酸储罐区地面均铺设了防渗膜，并在四周设置有围堰，围堰容积未小于单个储罐容积，同时在储罐附近配备有相应应急物资。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，周边设置有围栏和警示标识，加强了管理及安全检查，未发生泄漏等安全事故。油罐周边设置了围栏和警示标识，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。日常加强了油罐的管理及安全检查，未发生泄漏等安全事故。在施工过程中，加强了污水池的管理、巡视，保证了池体内液位在最高允许液位 0.5m 以下，水位达到池面 0.5m 前及时进行了转移。在雨天发生泄漏或可能发生外溢事故时，及时调度对废水进行了外运。

6、本工程废水转运过程中，采取了如下措施：①建立了建设单位与当地政府、生态环境局等相关部门的联络机制，保障了信息畅通。②对承包废水转运的承包商实施了车辆登记制度。③转运过程做好了转运台账，严格实施了交接清单制度。④加强了罐车装载量管理，未超载。⑤加强了对废水罐车司机的安全教育，定期对罐车进行了安全检查，严格遵守了交通规则，未交通事故发生。⑥未在暴雨时节进行废水转运。

7、在平台井口设置高低压安全紧急关断阀，确保站内出现事故能自动关闭，截断气源。

8、平台设有可燃气体探测器、压力变送器、温度变送器等，当出现气体泄漏时，即可被探测到，然后传至中心站报警，由中心站进行远程关井；此外，压力变送器和温度变送器还可实时检测井口压力和温度，若变化不正常，也会将数据上传至中心站。

9、平台有钢丝网围栏封闭，并设有被动入侵探测器、防爆摄像机和声光报警器等，当有人靠近钢丝网附近，摄像机即可将其摄像，传至声光报警器进行报警，喇叭会喊话警戒离开。

10、建设单位及运营单位制定有健全的安全生产规章制度，并纳入生产考核中，建立了安全生产第一责任人及各级人员安全生产责任制。

11、平台设置有风向标，能够清晰的判断风向，便于逃生。

12、平台入口设置了醒目的进场须知和注意事项。

根据现场调查，本工程施工及运行过程中未发生环境风险事故。

### 9.3 突发环境事件应急预案及事故防范管理措施

目前，中石化重庆涪陵页岩气勘探开发有限公司已编制了《中石化重庆涪陵页岩

气勘探开发有限公司突发环境事件应急预案》和《中石化重庆涪陵页岩气勘探开发有限公司风险评估报告》，并已在涪陵区生态环境局完成备案。环境风险评估报告备案号：5001022021120001；环保应急预案备案号：500102-2021-125-LT。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。

#### 9.4 环境风险事故防范及应急措施调查结果

建设单位定期组织了应急演练，能够在事故状态下采取有效的控制措施，使危害减到最低程度，项目实施严格执行各项风险防范措施及有关操作规程。项目实施以来，严格执行有关操作规程，切实落实事故风险防范措施，没有发生对环境造成影响的环境风险事故。

## 10 调查结论

涪陵页岩气田江东区块焦页 85 号井组立体开发调整项目位于重庆市涪陵区江东街道。主要建设内容为：扩建老平台 2 座（焦页 70 号平台、焦页 85 号平台），钻井 8 口，分别为焦页 70-S2HF 井、焦页 70-S3HF 井、焦页 70-4HF 井、焦页 70-6HF 井、焦页 85-S2HF 井、焦页 85-S3HF 井、焦页 85-S4HF 井、焦页 85-8HF 井，平均井深 5297 米，平均水平段长 2024 米，扩建集气站 2 座（焦页 70 号集气站、焦页 85 号集气站）；配套建设水、电及道路工程等配套工程。

项目实际总投资 38170 万元，其中环保实际投资为 1016.2 万元，占总投资的 2.66%。

### 10.1 环保制度执行情况

本项目在建设过程中严格执行了建设项目“环境影响评价制度”和环保设施“三同时”制度，环保审查、审批手续完备。本项目未进行专项环境保护监理，环境保护监理纳入整个工程项目的监理之中，各项环保措施符合设计要求。

### 10.2 污染物排放总量控制要求

本项目运营期废水未外排，水套加热炉燃烧废气满足总量控制要求。

### 10.3 项目变动情况

本项目建设性质、规模、生产工艺、地点和防治污染、防止生态破坏的措施与环评建设内容一致，未发生重大变动。

### 10.4 环境保护措施落实情况调查

根据现场调查，本项目建设过程中已按照环评及其审批要求落实了各项生态保护及恢复措施和污染防治措施。施工占地均已实施占地补偿。结合现场踏勘情况，本项目实施未引发突发环境事件、未对人群健康造成影响、未发生群众上访事件，满足竣工环境保护验收条件。

#### 10.4.1 生态环境影响调查结论

本项目对生态环境的影响主要表现为施工期对土地资源的临时占用，使土地功能发生临时改变，植被破坏，以及因工程建设引起的水土流失问题。

根据现场调查，本项目在原有平台基础上建设，本项目焦页 70 号平台新增占地为井场扩建占地，焦页 85 号平台新增占地为井场与进场道路扩建占地，生活区设置

在井场旁原有征地范围内，未新增占地，场地周边临时采取了植草措施，因此本项目的建设未对土地利用、植被环境、陆生动物、区域水土流失等方面造成明显影响。生活区未新增占地，降低了对生态环境的影响，原有征地范围内的生活区空地可用作于日常井口检修工作时施工队的活动板房安置区，避免了临时征地而造成的生态环境影响，植被恢复纳入后期井场闭井期一同进行。

本项目已采取的生态恢复和水土保持措施运行效果良好，发挥了较好的保持水土、改善生态环境的作用，采取的生态保护（恢复）措施有效，本项目建设未对当地生态环境造成较大影响，满足竣工环境保护验收条件。

## 10.4.2 污染影响调查结论

### 1) 大气环境影响调查

本项目施工期施工机械尾气、施工扬尘对环境空气的影响范围小、影响时间短，已随施工结束而消失，无长期环境影响；本项目在施工过程中采取了车辆减速慢行、洒水抑尘、主要采用网电钻井与压裂、在放喷池内放喷等措施，施工期未发生大气污染事件，未收到环保投诉，对周边居民影响较小，施工期采取的废气污染防治措施有效。

本项目水套加热炉的燃烧废气通过水套加热炉自带的 15m 高排气筒排放。放空废气依托井场的放喷池放空系统进行点火放空。

根据验收监测结果，本项目产生的废气未造成大气污染现象，也无扰民纠纷和投诉现象发生。

### 2) 水环境影响调查

本项目施工期所有废水均得到了妥善的处置，现场无遗留。本项目投入调试以来于 2023 年 3 月焦页 85 号平台有 2 口井进行了修井，井下作业废水产生量约 40m<sup>3</sup>，全部进入采出水管网统一调配用于周边平台压裂，现阶段采出水已全部运至周边平台用于压裂液配制。

根据验收监测结果，本项目未对周边地下水环境造成影响。本项目产生的各种污水均得到合理处置。

### 3) 声环境影响调查

本项目施工期噪声主要有施工机械噪声和运输车辆噪声，均按要求得到了有效控制。根据调查，本项目施工期噪声未对周围环境和敏感点产生明显影响，且无噪声投诉现象发生。

本项目平台采用低噪声设备，并进行了合理的布局。根据验收监测结果，验收期间平台厂界噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB 12348-2008）2 类标准；同时距离平台最近居民点声环境满足《声环境质量标准》（GB 3096-2008）2 类标准。

#### 4) 固体废弃物影响调查

本项目施工期固体废弃物均得到了妥善的处置，现场无因项目建设遗留的固体废弃物。

本项目因焦页 70 号平台处于运营初期，压力暂未降低，故拟新增的压缩机暂未设置，仅预留了基础，故暂无废润滑油产生。后期产生的废润滑油妥善收集后交由有资质单位处置。

根据现场调查，本项目施工期产生的固体废弃物均得到合理处置，调试期暂无固体废弃物产生。

### 10.4.3 环境管理及监测计划落实情况调查

根据现场调查，本项目严格按照 HSE 管理体系要求进行环境管理，严格执行了建设项目“环境影响评价”和环保设施“三同时”制度。环保管理机构与管理制度健全，环境保护相关档案资料齐备，保存完整，采取的环境管理措施到位。根据环评监测计划结合项目实际情况开展环境监测。

本项目已纳入中石油 HSE 管理体系，调试期间按要求落实了环评文件中各项监测计划。从现场调查的情况来看，本项目的环境保护工作取得较好的效果，没有因环境管理失误对环境造成不良影响。

### 10.4.4 环境风险事故防范及应急措施调查

根据现场调查，本项目采取了环境风险事故防范措施，并制定完善了相关应急救援预案及应急响应程序，中石化重庆涪陵页岩气勘探开发有限公司已编制了《中石化重庆涪陵页岩气勘探开发有限公司突发环境事件应急预案》和《中石化重庆涪陵页岩气勘探开发有限公司风险评估报告》，并已在涪陵区生态环境局完成备案。环境风险评估报告备案号：5001022021120001；环保应急预案备案号：500102-2021-125-LT。本项目在施工、调试过程中未发生环境风险事件。同时进行了应急物资储备，落实了环境风险防范措施，并定期对人员进行应急演练。

## 10.5 其他情况说明

本项目分期建设、使用的环境保护设施防治环境污染和生态破坏的能力满足主体

工程的需要；施工和调试期间采取了有效污染防治措施，施工占地均已实施了占地补偿；本项目实施未引发突发环境事件、未对人群健康造成影响、未发生群众上访事件。项目建设符合国家和地方环境保护法律法规，建设单位未因本项目建设违反国家和地方环境保护法律法规受到处罚。验收报告内容符合《建设项目竣工环境保护验收技术规范 生态影响类》（HJ/T 394-2007）、《建设项目竣工环境保护验收技术规范 石油天然气开采》（HJ 612-2011）要求。

## 10.6 验收调查综合结论

（1）本项目按照环评及批复要求建成环境保护设施；严格执行“环境影响评价制度”和配套建设的环境保护设施与主体工程同时设计、同时施工、同时投产使用的环境保护“三同时”制度。

（2）本项目运营期水套加热炉废气排放满足总量控制要求。

（3）对照环评及批复要求，项目的性质、规模、地点、采用的生产工艺和防治污染、防止生态破坏的措施未发生重大变动。

（4）本项目建设未造成明显的生态破坏和污染影响。

（5）本项目运营期各项废物均得到合理处置。

（6）本项目建设、使用的环境保护设施防治环境污染和生态破坏的能力满足主体工程的需要。

（7）项目建设符合国家和地方环境保护法律法规，建设单位未因本项目建设违反国家和地方环境保护法律法规受到处罚。

（8）验收报告内容符合《建设项目竣工环境保护验收技术规范 生态影响类》（HJ/T 394-2007）、《建设项目竣工环境保护验收技术规范 石油天然气开采》（HJ 612-2011）要求。

经现场调查和监测核定，本项目已具备竣工环保自主验收条件，建议通过竣工环境保护验收。

## 10.7 后续要求

（1）后期产生的废润滑油收集后交由有资质单位处置。

（2）加强环境风险防范及管理，避免事故发生。

（3）压缩机暂未设置，后期设置时需严格按照环评要求，采取基础减振、隔声房等降噪措施，确保做到厂界噪声达标排放，废润滑油产生后需及时交由资质单位处置。

(4) 严格按照环评及审批文件要求，后期落实闭井期的环境保护措施。

(5) 建设需加强对清废水池的养护，对清废水池靠近井场一侧需设置排水沟，避免雨季时因雨水冲刷而导致的滑坡进入池体，从而发生清废水池垮塌的风险事故。

(6) 进一步完善井场标志标牌，如水套加热炉污染物排放浓度限值的标志标牌等。

(7) 建议在生产运营过程中加强废水的转运频率，后期在设计建设新污水池时建议池体底部设置收集井，便于废水等污染物的清空。

### 建设项目竣工环境保护“三同时”验收登记表

填表单位（盖章）：中石化重庆涪陵页岩气勘探开发有限公司

填表人（签字）：

项目经办人（签字）：

建设项目	项目名称	涪陵页岩气田江东区块焦页 85 号井组立体开发调整项目				建设地点	重庆市涪陵区江东街道						
	行业类别	陆地天然气开采（B0721）				建设性质	新建 <input type="checkbox"/> 改扩建 <input checked="" type="checkbox"/> 技改 <input type="checkbox"/>						
	设计生产规模	新建产能 1.11 亿方/年		开工日期	2021.8.26	实际生产规模	新建产能 1.11 亿方/年		竣工日期	2023.2.10			
	投资总概算（万元）	***				环保投资总概算（万元）	***		所占比例（%）	***			
	环评审批部门	重庆市涪陵区生态环境局				批准文号	渝（涪）环准（2021）080 号		批准时间	2021.8.25			
	初步设计审批部门	/				批准文号	/		批准时间	/			
	环保验收部门	/				批准文号	/		批准时间	/			
	环保设施设计单位	/		环保设施施工单位		江汉油田瑞腾达工程潜江有限公司		环保设施调查单位		河南油田工程科技股份有限公司			
	实际总投资（万元）	38170				实际环保投资（万元）	1016.2		所占比例（%）	2.66			
	废水治理（万元）	100	废气治理（万元）	60	噪声治理（万元）	67	固废治理（万元）	567.2	绿化及生态（万元）	150	其它（万元）	72	
新增废水处理设施能力	/				新增废气处理设施能力	/		年平均工作时	/				
运营单位	中石化重庆涪陵页岩气勘探开发有限公司		邮政编码	408000		联系电话	023-72106070		环评单位	重庆渝佳环境影响评价有限公司			
污染物排放达标与总量控制（工业建设项目详填）	污染物	原有排放量(1)	本期工程实际排放浓度(2)	本期工程允许排放浓度(3)	本期工程产生量(4)	本期工程自身削减量(5)	本期工程实际排放量(6)	本期工程核定排放总量(7)	本期工程“以新带老”削减量(8)	全厂实际排放总量(9)	全厂核定排放总量(10)	区域平衡替代削减量(11)	排放增减量(12)
	废水												
	化学需氧量												
	氨氮												
	石油类												
	废气												
	二氧化硫												
	颗粒物												
	氮氧化物												
	工业固体废物												
其它特征污染物													
生态影响及其环境保护设施（生态类项目详填）	主要生态保护目标	名称	位置	生态保护要求		项目生态影响		生态保护工程和设施		生态保护措施		生态保护效果	
	生态敏感区	/	/	/		/		/		/		/	
	保护生物	/	/	/		/		/		/		/	
	土地资源	农田	永久占地面积			恢复补偿面积		/		恢复补偿形式		/	
		林草地等	永久占地面积			恢复补偿面积				恢复补偿形式			
	生态治理工程		工程治理面积			生物治理面积				水土流失治理率		/	
其他生态保护目标													

注：1、排放增减量：（+）表示增加，（-）表示减少      2、(12)=(6)-(8)-(11)，(9)=(4)-(5)-(8)-(11)+(1)

3、输配单位：废水排放量——万吨/年；废气排放量——万标立方米/年；工业固体废物排放量——万吨/年；水污染物排放浓度——毫克/升；大气污染物排放浓度——毫克/立方米；水污染物排放量——吨/年；大气污染物排放量——吨/年。4、主要生态保护对象依据环境影响报告书（表）和验收要求填写，列表为可选对象。



## 附图及附件

附图 1 地理位置示意图

附图 2-1 焦页 70 号平台施工期平面布置图

附图 2-2 焦页 70 号平台运营期平面布置图

附图 2-3 焦页 85 号平台施工期平面布置图

附图 2-4 焦页 85 号平台运营期平面布置图

附图 3-1 焦页 70 号平台外环境关系及监测布点图

附图 3-2 焦页 85 号平台外环境关系及监测布点图

附图 4 平台平面布局及现场照片

附件 1 验收委托书

附件 2 环评批复

附件 3 监测报告

附件 4 钻井废水处置台账

附件 5 剩余油基钻井液转运接收台账

附件 6 水基岩屑转运台账

附件 7 油基岩屑转运台账

附件 8 废油处置台账

附件 9 化工料桶转运台账

附件 10 生活垃圾转运台账

附件 11 压裂返排液转出处置台账及联单

附件 12 安全告知书发放记录及现场照片

附件 13 应急演练记录及现场照片

附件 14 采出水产生情况及转运拉运记录