

目录

目录	1
前言	1
1 综述	4
1.1 编制依据	4
1.2 调查目的及原则	7
1.3 调查方法	8
1.4 调查范围	8
1.5 验收标准	9
1.6 环境敏感目标和调查重点	15
2 工程概况及变更影响调查	20
2.1 地理位置	20
2.2 工程内容及规模	20
2.3 工艺流程	26
2.4 工程占地	28
2.5 环保设施及措施调查	30
2.6 环保投资	31
2.7 工程建设内容及变动情况	32
3 环境影响报告书及审批文件回顾	33
3.1 环境影响报告主要结论及建议	33
3.2 环境影响报告批复内容	36
4 环境保护措施落实情况调查	40
5 建设过程环境影响调查	42
5.1 施工期大气影响调查	42
5.2 施工期废水影响调查	42
5.3 施工期噪声影响调查	42
5.4 施工期固体废物影响调查	42
5.5 施工期土壤影响调查	42
5.6 施工期地下水影响调查	43
6 生态影响调查	44

6.1 自然环境概况	44
6.2 生态影响调查	45
6.3 主要生态问题及采取的保护措施	48
7 污染防治措施及环境影响调查	49
7.1 环境保护措施落实情况	49
7.2 监测结果及环境影响分析	51
7.3 存在问题的补救措施与建议	58
8 清洁生产调查	59
8.1 清洁生产指标	59
8.2 清洁生产水平分析	60
9 污染物排放总量控制调查	61
10 环境风险事故防范及应急措施调查	62
10.1 环境风险因素及影响	62
10.2 环境风险防范与应急管理机构设置	63
10.3 环境风险防范措施及应急预案	63
10.4 应急物资与应急队伍培训	65
10.5 环境风险验收结论	66
11 环境管理及监测计划落实情况调查	67
11.1 环境管理	67
11.2 监测计划	70
12 公众意见调查	73
13 调查结论与建议	77
13.1 项目概况	77
13.2 环境影响及环保措施落实情况	77
13.3 监测结果及环境影响	79
13.4 清洁生产调查与分析	79
13.5 总量控制指标	79
13.6 环境风险事故防范及应急措施调查	80
13.7 环境管理及监测计划落实情况调查	80
13.8 公众意见调查结果	80
13.9 综合结论	80

13.10 建议	80
----------------	----

附图：

附图 1 项目地理位置图

附图 2 项目验收总平面布置图

附图 3 项目验收监测布点示意图

附图 4 项目验收阶段环境保护目标分布图

附件：

附件 1 项目环评批复

附件 2 项目监测报告

附件 3 项目风险应急预案备案

附件 4 项目排污许可登记表

附件 5 水基岩屑处置协议

附件 6 水基岩屑转运联单

附件 7 化工料桶转运联单

附件 8 采出水转运联单

附件 9 采出水处理项目污泥危险特性鉴别报告批复

前言

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。前期勘探表明白马区块上奥陶统五峰组-下志留统龙马溪组下部富有机质泥页岩在区块内分布稳定，页岩品质较好，主体构造相对简单，局部断裂较发育，前期评价井试气、试采效果稳步提升。

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。

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，2016-2021 年先后建设单位在白马区块部署探井、评价井 19 口，气井测试效果持续提升。

为进一步提升白马区块开发成果，制定开发技术政策，同时开展上、下部气层井试验，建设单位拟实施涪陵页岩气田白马东区产能建设项目，利用现有 4 个平台，新部署 18 口井，其中利用焦页 149#平台，新部署 9 口井，利用焦页 155#平台，新部署 4 口井，利用焦页 156#平台，新部署 1 口井，利用焦页 159#平台，新部署 4 口井。完钻后，在站场内配套建设集气设施进行生产，新建焦页 155 号集气站至焦页 107 号集气站集气支线，管沟长度约 0.81km，新建焦页 107 号集气站至长坝阀室的集气支线，管沟长度约 1.9km，新建产能 2.4 亿方/年。

（1）环评阶段

2022 年 10 月，中煤科工重庆设计研究院(集团)有限公司编制完成了《涪陵页岩气田白马东区产能建设环境影响报告书》。

2022 年 11 月 2 日重庆市武隆区生态环境局以“渝（武）环准（2022）17 号”文对《涪陵页岩气田白马东区产能建设环境影响报告书》进行了环评批复。

（2）钻前施工阶段

2022 年 11 月 26 日中石化中原油建工程有限公司开始土建施工，在焦页 149 号平台新增部署 9 口方井、井架基础及配套基础建设等。

2022 年 11 月，中石化江汉油建工程有限公司在焦页 155 号平台新建 4 口方

井、井架基础及配套基础建设等，在焦页 156 号平台新建 1 口方井、井架基础及配套基础建设等。

2022 年 11 月，焦页 159 号平台由中石化河南油建工程有限公司负责新建 4 口方井、井架基础及配套基础建设等。

(3) 钻井施工阶段

焦页 149 平台：2022 年 12 月 3 日中石化江汉石油工程有限公司钻井一公司 50812JH 钻井队对焦页 149-1HF、焦页 149-2HF、焦页 149-10HF、焦页 149-11HF 井进行钻井施工；2022 年 12 月 3 日中石化江汉石油工程有限公司钻井一公司西南项目部 50805JH 钻井队对焦页 149-3HF、焦页 149-6HF~焦页 149-9HF 井进行钻井施工。

焦页 155 号平台：2023 年 8 月 1 日中石化江汉石油工程有限公司钻井一公司 50785JH 钻井队对焦页 155-S5H~焦页 155-S8HF 井进行钻井施工。

焦页 156 号平台：2022 年 12 月 4 日中石化中原石油工程有限公司钻井三公司 50592ZY 钻井队对焦页 156-S1HF 井进行钻井施工

焦页 159 号平台：2022 年 11 月 6 日中石化江汉石油工程公司钻井二公司 70635JH 钻井队对焦页 159-2HF~焦页 159-4HF、焦页 159-S1HF 井进行钻井施工。

(4) 压裂施工阶段

焦页 149 号平台：2023 年 11 月 10 日至 2024 年 3 月 21 日中石化江汉石油工程有限公司井下测试公司西南项目部对焦页 149-1HF~焦页 149-3HF、焦页 149-6HF~焦页 149-11HF 井进行压裂试气作业，每口井施工完成后均进行了测试放喷。

焦页 155 号平台：2024 年 6 月 15 日至 2024 年 9 月 26 日华美孚泰油气增产技术服务有限责任公司重庆分公司涪陵项目部对焦页 155-S5HF、S6HF、S7HF、S8HF 井进行压裂试气作业，并于 2024 年 9 月 10 日至 2024 年 9 月 19 日进行了测试放喷。

焦页 156 号平台：2023 年 6 月 12 日至 2023 年 7 月 20 日中石化江汉石油工程有限公司井下测试公司西南项目部对焦页 156-S1HF 井进行压裂试气作业，

并于2024年6月30日至9月16日进行了测试放喷。

焦页159号平台：2023年9月27日至2023年12月21日华美孚泰油气增产技术服务有限责任公司重庆分公司涪陵项目部对焦页159-S1HF、2HF、3HF、4HF井进行压裂试气作业，并于2023年12月14日至12月20日进行了测试放喷。

(5) 地面工程施工及运营阶段

焦页149号平台：2024年5月，中石化江汉油建工程有限公司对焦页149号平台完成了地面集输工程施工并接入焦页149号集气站进行运营。

焦页155号平台：2024年11月，中石化江汉油建工程有限公司对焦页155号平台完成了地面集输工程施工并接入焦页155号集气站进行运营。

焦页156号平台：2023年9月，中石化江汉油建工程有限公司对焦页155号平台完成了地面集输工程施工并接入焦页155号集气站进行运营。

焦页159号平台：2024年1月，中石化河南油建工程有限公司对焦页155号平台完成了地面集输工程施工并接入焦页155号集气站进行运营。

根据《中华人民共和国环境保护法》、《建设项目竣工环境保护验收暂行办法》等有关规定，按照环境保护“三同时”制度要求，建设项目必须进行竣工环境保护验收，查清工程建设过程中对设计文件、环境影响评价文件及环评批复提出的环境保护设施和措施的落实情况，调查分析工程在建设、运营期阶段对环境造成的实际影响和可能的潜在影响，以便采取有效的环境补救和减缓措施。为此，中石化重庆涪陵页岩气勘探开发有限公司委托重庆渝佳环境影响评价有限公司进行涪陵页岩气田白马东区产能建设竣工环境保护验收调查工作。

接受委托后，我单位组织技术人员对项目所在地进行了多次实地勘察，并收集了项目的设计资料及项目竣工的有关资料，对区域生态、水土流失、环境敏感目标、污染源等情况进行了详细调查分析，同时还认真调查了当地群众意见。在此基础上，编制完成了《涪陵页岩气田白马东区产能建设竣工环境保护验收调查报告》。在报告编制过程中，得到了重庆市武隆区生态环境局、中石化重庆涪陵页岩气勘探开发有限公司等单位及有关专家的大力支持，在此一并表示衷心的感谢！

1 综述

1.1 编制依据

1.1.1 环境保护法律和法规

- (1) 《中华人民共和国环境保护法》（中华人民共和国主席令第9号，2014年4月24日修订，2015年1月1日实施）；
- (2) 《中华人民共和国水污染防治法》（中华人民共和国主席令第70号，2017年6月27日修订，2018年1月1日起实施）；
- (3) 《中华人民共和国大气污染防治法》（中华人民共和国主席令第31号，2018年10月26日修订，2018年10月26日起实施）；
- (4) 《中华人民共和国噪声污染防治法》，2022年6月5日起实施；
- (5) 《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》，2020年9月1日施行；
- (6) 《中华人民共和国水法》，2016年7月2日实施；
- (7) 《中华人民共和国水土保持法》（中华人民共和国主席令第39号，2010年12月25日修订，2011年3月1日起实施）；
- (8) 《中华人民共和国土地管理法》（中华人民共和国主席令第28号，2019年8月26日修订）；
- (9) 《中华人民共和国清洁生产促进法》（2012年2月29日修订，2012年7月1日实施）；
- (10) 《中华人民共和国森林法》1998年7月1日实施；
- (11) 《中华人民共和国野生动物保护法》2018年10月26日修订。

1.1.2 行政法规及规范性文件

- (1) 《建设项目环境保护管理条例》（中华人民共和国国务院令第682号，2017年10月1日实施）；
- (2) 《建设项目竣工环境保护验收暂行办法》（国环规环评〔2017〕4号）；
- (3) 《国务院关于印发全国生态环境保护纲要的通知》（国发〔2000〕38

号)；

(4) 《土地复垦条例》(国务院令 592 号, 2011 年 2 月 22 日实施)；

(5) 《关于推进环境保护公众参与的指导意见》(环办〔2014〕48 号)；

(6) 《关于加强环境影响评价管理防范环境风险的通知》(环发〔2005〕152 号文)；

(7) 《关于进一步加强环境影响评价管理防范环境风险的通知》(环发〔2012〕77 号)；

(8) 《危险化学品安全管理条例》(2011 年 2 月 16 日国务院第 144 次常务会议修订)；

(9) 《危险化学品目录》(2022 调整版)；

(10) 《国家危险废物名录(2021 年版)》(部令第 15 号)；

(11) 《企业突发环境事件风险评估指南(试行)》(环办〔2014〕34 号)；

(12) 《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, 2012 年 3 月 7 日实施)；

(13) 《水污染防治行动计划》(国发〔2015〕17 号)。

1.1.3 地方行政规章及规范性文件

(1) 《重庆市环境保护条例》(2022 年 11 月 1 日)；

(2) 《重庆市水资源管理条例》(2023 年 3 月 30 日)；

(3) 《重庆市大气污染防治条例》(2017 年 6 月 1 日)；

(4) 重庆市实施《中华人民共和国水土保持法》办法(2018 年 7 月 26 日)；

(5) 《重庆市危险废物污染防治管理办法》(2004 年 1 月 1 日)；

(6) 《重庆市财政局等 5 部门关于贯彻落实〈中华人民共和国耕地占用税法实施办法〉有关事项的通知》(渝财规〔2020〕2 号)；

(7) 《重庆市实施〈中华人民共和国野生动物保护法〉实施办法》(2014 年 9 月 25 日)；

(8) 《重庆市重点保护野生动物名录》(2023 年 1 月 18 日)；

- (9) 《《重庆市重点保护野生植物名录》》（2023年1月18日）；
- (10) 《重庆市生态环境保护“十四五”规划》（2021年1月）；
- (11) 《重庆市人民政府关于重庆市生态功能区划的批复》（渝府发〔2006〕162号）；
- (12) 《重庆市人民政府关于印发重庆市饮用水源保护区划分规定的通知》（渝府发〔2002〕83号）；
- (13) 《重庆市人民政府办公厅关于转发2006年重庆市饮用水源保护实施方案的通知》（渝办发〔2006〕90号）；

1.1.4技术规范

- (1) 《建设项目竣工环境保护验收技术规范石油天然气开采》（HJ612-2011）；
- (2) 《建设项目竣工环境保护验收技术规范生态影响类》（2008.2.1）；
- (3) 《国土资源部关于全面实行永久基本农田特殊保护的通知》（国土资规〔2018〕1号）；
- (4) 《土地复垦方案编制规程第1部分：通则》（TD/T1031.1-2011）；
- (5) 《土地复垦方案编制规程第5部分：石油天然气（含煤层气）项目》（TD/T1031.5-2011）；
- (6) 《土地复垦质量控制标准》（TD/T1036-2013）；
- (7) 《土地整治项目设计报告编制规程》（TD/T1038-2013）。
- (8) 《石油天然气工业健康、安全与环境管理体系》（SY/T6276-1997）；
- (9) 《石油天然气钻井健康、安全与环境管理体系指南》（SY/T6283—1997）；
- (10) 《石油天然气钻井作业健康、安全与环境管理导则》（Q/CNPC53-2001）；
- (11) 《环境、健康和安全（EHS）管理体系模式》（SY6609-2004）；
- (12) 《钻前工程及井场布置技术要求》（SY/T5466-2013）；
- (13) 《含硫化氢油气井安全钻井推荐作法》（SY/T5087-2017）；
- (14) 《陆上石油天然气生产环境保护推荐作法》（SY/T6628-2005）；

- (15) 《陆上钻井作业环境保护推荐作法》（SY/T6629-2005）；
- (16) 《钻井废弃物无害化处理技术规范》（Q/SYXN0276-2015）；
- (17) 《石油天然气安全规程》（AQ2012-2007）；
- (18) 《废弃井及长停井处置指南》（SYT6646-2017）。

1.1.5其他资料及依据文件

(1) 中煤科工重庆设计研究院(集团)有限公司《涪陵页岩气田白马东区产能建设环境影响报告书》；

(2) 重庆市武隆区生态环境局《关于涪陵页岩气田白马东区产能建设环境影响报告书的批复》（渝（武）环准〔2022〕17号）；

(3) 各平台钻井工程、储层改造工程、地面工程竣工资料；

(3) 环境质量现状检测。

1.2调查目的及原则

1.2.1调查目的

(1) 调查工程在施工和管理等方面落实环境影响报告书所提环保措施的情况，以及对各级环保行政主管部门批复要求的落实情况。

(2) 调查本工程已采取的生态保护、水土保持及污染控制措施，分析各项措施实施的有效性。针对该工程已产生的实际环境问题以及可能存在的潜在环境影响，提出切实可行的补救措施和应急措施，对已实施的尚不完善的措施提出改进意见。

(3) 通过公众意见调查，了解公众对本工程建设期间环境保护工作的意见、对当地经济发展的作用、对工程所在区域居民工作和生活的情况，针对公众的合理要求提出解决建议。

(4) 根据工程环境影响的调查结果，客观、公正地从技术上论证该工程是否符合竣工环境保护验收条件。

1.2.2调查原则

根据环境影响调查的目的，确定本次竣工验收调查坚持如下原则：

- (1) 认真贯彻国家和地方的环境保护法律、法规及规定。

- (2) 坚持污染防治与生态保护并重的原则。
- (3) 坚持客观、公正、科学、实用的原则。
- (4) 坚持现场监测、实地调查与理论分析相结合的原则。
- (5) 坚持对工程环境影响进行全过程分析的原则。

1.3 调查方法

本工程竣工环境保护验收调查是考虑到工程的建设在不同时期的环境影响方式、程度和范围，根据调查目的和内容，确定本次竣工验收调查主要采用环境监测、公众意见调查、文件资料核实和现场调查相结合的技术手段和方法。

(1) 原则上按照《建设项目竣工环境保护验收技术规范石油天然气开采》(HJ612-2011)中要求执行，并参照《建设项目竣工环境保护验收技术规范生态影响类》(2008.2.1)规定的方法；

- (2) 环境影响分析采用资料调研、现场调查和现状监测相结合的方法；
- (3) 调查采用“全面调查、突出重点”的方法；
- (4) 环境保护措施有效性分析采用改进已有措施与提出补救措施相结合的方法。

1.4 调查范围

按照《建设项目竣工环境保护验收技术规范 石油天然气开采》(HJ612-2011)，结合本工程主要环境影响因素以及《涪陵页岩气田白马东区产能建设环境影响报告书》中的预测分析，确定本次竣工环境保护调查的范围为：

(1) 环境空气

根据环评并结合项目特点，对项目外 500m 范围可能受影响的区域进行调查；

(2) 水环境

本项目不排放废水，重点调查废水综合利用的可行性以及依托涪陵页岩气田采出水处理站的环境可行性。

(3) 声环境

井场及集气站界周边外扩 200m 范围。

(4) 生态环境

生态环境评价范围为井场外 500m 范围，井场道路两侧 200m 范围。

(5) 地下水环境

焦页 149 号平台以南、东侧山脊线、北侧地表水体为边界，地下水整体自东南向西北排泄至石梁河，评价范围约为 4.21km²；焦页 155 号平台以北、南、西侧山脊线、东侧地表水体为边界，评价范围约为 1.97km²；焦页 156 号以东、西、南侧山脊线、北侧地表水体为边界，地下水整体自西北向东南排泄至石梁河，评价范围约为 1.61km²；焦页 159 号以北、东、西侧山脊线、南侧地表水体为边界，地下水整体自北向南排泄至石梁河，评价范围约为 4.21km²。根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016），集输管线以工程边界两侧向外延伸 200m 作为调查评价范围，重点调查周边居民饮用水井。

(6) 土壤环境

各平台占地及周边 200m 范围。

(7) 风险评价

重点调查井场及集气站周边 500m 范围；

(8) 公众意见调查范围

调查对象主要为各平台井场和集气站周边居民。

1.5 验收标准

本工程竣工验收调查，原则上采用该工程环境影响评价时所采用的环境质量标准和排放标准，同时考虑国家环境保护标准、标准的修订情况及新颁布的污染物排放标准，对已修订或新颁布的环境保护标准则按新标准进行校核。

1.5.1 环境质量标准

(1) 环境空气

环境空气质量仍执行原环境影响报告书中《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中二级标准；标准值见表 1.5-1。

表 1.5-1 《环境空气质量标准》（GB3095-2012）单位：mg/m³

评价因子	平均时段	标准值	标准来源
SO ₂	年平均	0.06	《环境空气质量标准》 （GB3095-2012）二级标准
	24 小时平均	0.15	

	1 小时平均	0.5	
NO ₂	年平均	0.04	
	24 小时平均	0.08	
	小时平均	0.2	
PM ₁₀	年平均	0.07	
	24 小时平均	0.15	
PM _{2.5}	年平均	0.035	
	24 小时平均	0.075	
CO	24 小时平均	4	
	小时平均	10	
O ₃	日最大 8 小时平均	0.16	
	1 小时平均	0.20	

(2) 地表水

地表水仍执行原环境影响报告书中《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中III类水域水质标准；详见表 1.5-2。

表 1.5-2 地表水环境质量标准单位：mg/L

污染物 标准值	pH（无量纲）	COD	BOD ₅	NH ₃ -N	石油类	挥发酚	氯化物	硫化物
III类标准值	6~9	20	4	1	0.05	0.005	250	0.2

(3) 噪声

项目所在区域声环境质量仍执行原环境影响报告书中《声环境质量标准》（GB3096-2008）2类标准；标准值见表 1.5-3。

表 1.5-3 声环境质量标准单位：dB（A）

评价标准	功能区类别	昼间	夜间
声环境质量标准(GB3096-2008)	2类	60	50

(4) 地下水

项目所在区域地下水环境仍执行原环境影响报告书中《地下水质量标准》《GB14848-2017》中III类标准执行；标准值见表 1.5-4。

表 1.5-4 地下水质量标准单位：mg/L

序号	项目	III类	序号	项目	III类
1	pH	6.5~8.5	9	挥发性酚类	≤0.002
2	溶解性总固体	≤1000	10	铁	≤0.3
3	耗氧量	≤3.0	11	铅	≤0.01

4	氨氮	≤0.5	12	砷	≤0.01
5	硫化物	≤0.02	13	六价铬	≤0.05
6	氯化物	≤250	14	细菌总数	≤100
7	氟化物	≤1.0	15	硫酸盐	≤250
8	石油类	≤0.05			

(5) 土壤

建设用地土壤执行仍执行原环境影响报告书中《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018），标准值见表 1.5-5。

表 1.5-5 建设地土壤污染风险管控标准单位：mg/kg

污染物项目	筛选值		管制值	
	第一类用地	第二类用地	第一类用地	第二类用地
砷	20	60	120	140
镉	20	65	47	172
铬（六价）	3	5.7	30	78
铜	2000	18000	8000	36000
铅	400	800	800	2500
汞	8	38	33	82
镍	150	900	600	2000
四氯化碳	0.9	2.8	9	36
氯仿	0.3	0.9	5	10
氯甲烷	12	37	21	120
1, 1-二氯乙烷	3	9	20	100
1, 2-二氯乙烷	0.52	5	6	21
1, 1-二氯乙烯	12	66	40	200
顺-1, 2-二氯乙烯	66	596	200	2000
反-1, 2-二氯乙烯	10	54	31	163
二氯甲烷	94	616	300	2000
1, 2-二氯丙烷	1	5	5	47
1, 1, 1, 2-四氯乙烷	2.6	10	26	100
1, 1, 2, 2-四氯乙烷	1.6	6.8	14	50
四氯乙烯	11	53	34	183
1, 1, 1-三氯乙烷	701	840	840	840
1, 1, 2-三氯乙烷	0.6	2.8	5	15
三氯乙烯	0.7	2.8	7	20
1, 2, 3-三氯丙烷	0.05	0.5	0.5	5

氯乙烯	0.12	0.43	1.2	4.3
苯	1	4	10	40
氯苯	68	270	200	1000
1, 2-二氯苯	560	560	560	560
1, 4-二氯苯	5.6	20	56	200
乙苯	7.2	28	72	280
苯乙烯	1290	1290	1290	1290
甲苯	1200	1200	1200	1200
间二甲苯+对二甲苯	163	570	500	570
邻二甲苯	222	640	640	640
硝基苯	34	76	190	760
苯胺	92	260	211	663
2-氯酚	250	2256	500	45000
苯并(a)蒽	5.5	15	55	151
苯并(a)芘	0.55	1.5	5.5	15
苯并(b)荧蒽	5.5	15	55	151
苯并(k)荧蒽	55	151	550	1500
蒽	490	1293	4900	12900
二苯并(a, h)蒽	0.55	1.5	5.5	15
茚并(1, 2, 3-cd)芘	5.5	15	55	151
萘	25	70	255	700

农用地土壤现状执行《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618—2018）标准要求，标准值见表 1.5-6。

表 1.5-6 农用地土壤污染风险管控标准单位：mg/kg

标准名称及级 (类)别	污染物项目		风险筛选值			
			pH≤5.5	5.5<pH≤6.5	6.5<pH≤7.5	pH>7.5
《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）	镉	水田	0.3	0.4	0.6	0.8
		其他	0.3	0.3	0.3	0.6
	汞	水田	0.5	0.5	0.6	1.0
		其他	1.3	1.8	2.4	3.4
	砷	水田	30	30	25	20
		其他	40	40	30	25
	铅	水田	80	100	140	240
		其他	70	90	120	170
	铬	水田	250	250	300	350

	其他	150	150	200	250
铜	果园	150	150	200	200
	其他	50	50	100	100
	镍	60	70	100	190
	锌	200	200	250	300

1.5.2 污染物排放标准

(1) 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。

表 1.5-7 噪声排放标准

类别	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

(2) 废气

施工期备用柴油机及柴油压裂机组废气执行《非道路移动机械用柴油机排气污染物排放限值及测量方法（中国第三、四阶段）》（GB20891-2014）表2规定的限值，标准值见表1.5-8。

项目运营期间部分依托现有水套加热炉，未新增水套加热炉。

(3) 废水

本项目施工期井队生活污水采用环保厕所收集后交由环卫部门处置，不外排；洗井废水、压裂返排液等经絮凝沉淀、杀菌，满足《涪陵地区页岩气藏措施返排液处理规范》（Q/SH10351031—2013）优先回用白马区块钻井平台压裂工序，压裂液回用水质要求见下表。

表 1.5-9 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	$Ca^{2+}+Mg^{2+}$, mg/L	≤ 1800	
3	悬浮固体含量, mg/L	≤ 25	
4	SRB 细菌含量, 个/mL	≤ 10	
5	FB 细菌含量, 个/mL	≤ 25	

序号	项目	重复利用指标	处理方法
6	TGB 细菌含量, 个/mL	≤25	
7	pH	5.5~7.5	

采出水定期罐车输送至涪陵页岩气田产出水处理站处理达《污水综合排放标准》（GB8978-1996）一级标准后排放至乌江，氯化物参照执行《四川省水污染物排放标准》（DB51/190-93）C类水域二级标准。

表 1.5-10 采出水排放标准

序号	项目	单位	限值
1	pH	无量纲	6~9
2	COD	mg/L	≤100
3	色度	mg/L	≤50
4	SS	mg/L	≤70
5	BOD ₅	mg/L	≤20
6	石油类	mg/L	≤5
7	挥发酚	mg/L	≤0.5
8	氨氮	mg/L	≤15
9	磷酸盐	mg/L	≤0.5
10	苯胺类	mg/L	≤1.0
11	苯酚	mg/L	≤0.3
12	总有机碳	mg/L	≤20
13	总铬	mg/L	≤1.5
14	总铅	mg/L	≤1.0
15	总镍	mg/L	≤1.0
16	总锌	mg/L	≤2.0
17	总锰	mg/L	≤2.0
18	苯并芘	mg/L	≤0.0003
19	氯化物	mg/L	≤350

（4）固体废物

一般固体废物暂存按《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB18599-2020）进行控制。

项目施工过程已经完成，井场内产生的废油等含油废物执行《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）。运营过程产生的危险废物按照《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）要求进行管理。

1.6环境敏感目标和调查重点

1.6.1环境敏感目标

(1) 生态环境敏感目标

本项目所在地以耕地、林地为主，不涉及自然保护区、风景名胜区、森林公园、湿地公园、集中式饮用水源保护区、生态保护红线等特殊或重要生态敏感区。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。

(2) 地表水敏感目标

根据调查，平台和集气站周边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。

区域降雨最终汇入石梁河，石梁河属于III类水域，下游 10km 范围内无饮用水水源保护区、饮用水取水口，涉水的自然保护区、风景名胜区等水环境保护目标分布。项目周边地表水体分布及敏感性见表 1.6-1。

表 1.6-1 地表水环境敏感特性一览表

名称	位置	环境敏感特性
石梁河	焦页 155 号平台井组东侧约 0.27km 处	III类水域，主要功能为行洪、灌溉、发电、饮用水功能

(3) 地下水敏感目标

根据《涪陵页岩气田白马东区产能建设项目环境影响报告书》及现场调查可知，项目位于重庆市武隆区大洞河乡幸福村、长坝镇大元村和前进村、白马镇三溪村，周边无地下水集中式饮用水水源保护区，也无分散式饮用水源，焦页 149 平台评价范围内无地下水环境保护目标。焦页 155 平台周边存在一处溶洞水，位于井场南侧 640m，水位高程约 450m，比平台低 96m，属碳酸盐岩裂隙溶洞水，现场调查时流量约 1.5L/s，具有饮用水功能。焦页 156 号平台地下水评价范围内无分散式饮用水源、无集中式饮用水源等地下水环境敏感目标。焦页 159 平台周边存在 4 处溶洞水，分别位于井场东北侧约 340m，水位高程约 400m，比平台高 29m；井场西北侧约 720m，水位高程约 477m，比平台高 106m 井场西侧约 890m，水位高程约 367m，比平台低 3m，井场南侧约 440m，

水位高程约 234m，比平台低 137m。

(4) 环境空气敏感目标

项目大气评价等级为三级，环境影响评价过程中未划定评价范围，因此无大气环境保护目标。

(5) 声环境敏感目标

根据现场调查，本项目井场周边 200m 范围内有居民点分布，主要声环境保护目标见表 1.8-4 所示。

表 1.6-4 声环境敏感目标一览表

名称	坐标			保护对象	保护内容	相对场址方位	相对井口距离/m	相对平台场界距离/m	相对集气站场界距离/m	相对放喷池距离/m	相对井场高差/m
	X	Y	Z								
焦页149号平台											
149-1#居民	85	85	-28	居民	4户，约9人	E	120	66	59	45	-28
149-3#居民	138	-60	-10	居民	8户，约30人	E	150	56	168	110	-10
149-6#居民	0	-213	9	居民	3户，约6人	S	213	110	265	262	9
焦页155号平台											
155-1#居民	162	79	-20	居民	9户，约36人	NE	180	150	192	134	-20
155-2#居民	254	-4	-20	居民	2户，约8人	E	254	215	253	86	-20
155-3#居民	181	-109	-3	居民	10户，约10人	SE	211	186	223	120	-3
155-4#居民	-56	-174	+26	居民	8户，约32人	S	183	154	196	219	+26
焦页156号平台											
156-2居民	100	-81	-9	居民	3户，9人	SE	129	116	122	220	-9
焦页159平台											
159-1#居民	21	100	+2	居民	1户，4人	NE	102	40	103	74	+2

注：以各井场中心为原点。

集输管线两侧声环境保护目标

表 1.6-5 管线两侧声环境保护目标一览表

序号	名称	与线路位置关系* (左/右)	与管线最近距离/m	执行标准/功能区类别	声环境保护目标情况说明
1	管线 1#	右	72	2 类功能区, 《声环境质量标准》(GB3096-2008) 中 2 类标准 限值	10 户, 约 40 人
2	管线 2#	右	24		2 户, 约 8 人
3	管线 3#	左	90		9 户, 约 36 人
4	管线 4#	右	76		4 户, 约 16 人
5	管线 5#	右	30		5 户, 约 20 人
6	管线 6#	右	26		6 户, 约 24 人
7	管线 7#	左	15		2 户, 约 8 人
8	管线 8#	右	36		2 户, 约 8 人
9	管线 9#	右	74		4 户, 约 16 人
10	管线 10#	左	24		2 户, 约 8 人
11	管线 11#	右	178		3 户, 约 12 人
12	管线 12#	左	106		6 户, 约 24 人

（5）土壤环境

根据《涪陵页岩气田白马东区产能建设项目环境影响报告书》及现场调查可知，土壤环境保护目标主要关注各井场周边耕地。

1.6.2调查重点

因本工程属于陆地天然气开发项目，本次调查的重点按照“以人为本”的原则，调查对象以周围居民关心内容为起点，内容确定如下：

- （1）核查实际工程内容变动情况，以及因变动导致的环境影响的变化情况。
- （2）环境敏感保护目标基本情况及变动情况；
- （3）环境影响评价文件及环境影响审批文件中提出的环境保护措施落实情况及其效果；
- （4）环保规章制度执行情况，包括应急预案的制定、完善、上报备案情况；
- （5）工程施工期及建成后实际存在的以及公众反映强烈的环境问题；
- （6）该工程环保投资分配落实情况。

2工程概况及变更影响调查

2.1地理位置

焦页 149#平台位于大洞河乡幸福村、焦页 155#平台于长坝镇大元村、焦页 156#平台位于长坝镇前进村、焦页 159#平台位于白马镇三溪村。焦页 155#平台距长坝镇最近约 2.9km，焦页 159#平台距白马镇最近约 0.5km。区内有乡村道路形成的农村交通路网，可满足本项目施工设备及施工材料运输需要，交通较方便。项目地理位置见附图 1。

2.2工程内容及规模

本项目建设内容为钻前工程、钻井工程和储层改造工程和油气集输工程。

主要建设内容为：利用现有 4 个平台，新部署 18 口井，其中利用焦页 149#平台，新部署 9 口井，利用焦页 155#平台，新部署 4 口井，利用焦页 156#平台，新部署 1 口井，利用焦页 159#平台，新部署 4 口井。平台完钻后配套建设集气设施进行生产，新建焦页 155 号集气站至焦页 107 号集气站集气支线（2 根），管沟长度约 0.81km，新建焦页 107 号集气站至长坝阀室的集气支线（1 根），管沟长度约 1.9km。

主要工程内容和工程量见表 2-1。

表 2-1 项目组成及工程变化情况统计表

类别	工程名称	环评阶段工程内容	验收阶段工程内容	变化情况	
主体工程	钻前工程	井场建设	扩建焦页149平台，扩建后井场面积约井场面积约1.10万m ² ，局部碎石铺垫，局部采用混凝土硬化。焦页155号、焦页156号、焦页159号平台井场不扩建	焦页 149 号平台经常面积约为 11000m ² ，依托焦页 155 号、焦页 156 号、焦页 159 号平台现有井场，未新增占地。	与环评一致
		井口建设	18口井的井口基础，开挖砌筑方井	焦页 149 号平台 9 口井基础、焦页 155 号平台 4 口井基础、焦页 156 号平台 1 口井基础、焦页 159 号平台 4 口井基础。	与环评一致
		截排水沟	修复完善已有的截排水沟	已对现有截排水沟进行修复完善。	与环评一致
	钻井、固井、完井工程	18 口井钻井工程：总进尺 96410m，水平段进尺 31220m，平均完钻井深	各平台采用单钻机布局，“三开”井身结构，并分段采用套管进行固井	总进尺增加 5674m	

		5356m，平均水平段长1861m。 均采用水泥固井	焦页149号平台：9口井实际总进尺：50798m 焦页155号平台：4口井总进尺22807m； 焦页156号平台：1口井进尺5203m 焦页159号平台：4口井总进尺23276m	
	井控工程	井控装置：液压泵站、阻流管汇、防喷器和井口设备	井场内已设置液压泵站、阻流管汇、防喷器和井口设备，钻井过程中未发生井喷。	与环评一致
	储层改造工程	钻井工程结束后，对完钻井进行正压射孔、水力压裂、测试放喷	已对完钻井进行了正压射孔、水力压裂和测试放喷，目前施工完成。	与环评一致
油气集输工程	采气树	每个井口安装采气树，施工结束后保留为运营期所用	焦页149号平台安装9套采气树、焦页155号平台安装4套采气树、焦页156号平台安装1套采气树、焦页159号平台安装4套采气树。	与环评一致
	集气站	焦页149号集气站新建5台水套加热炉、1台单井式移动除砂器、1具一体化集输处理撬。 焦页155号集气站新建6台加热炉，1具除砂撬，1具一体化集输处理撬。 焦页156号集气站新建1台加热炉、1具DN800分离器。 焦页159号集气站新建2台水套加热炉，1具除砂撬，3具两相流量计和1具DN800分离器。	根据现场调查，焦页149号集气站新建1台单井式移动除砂器、1具一体化集输处理撬。 焦页155号集气站新建1具除砂撬，1具一体化集输处理撬。 焦页156号集气站新建1具DN800分离器。 焦页159号集气站新建1具除砂撬，3具两相流量计和1具DN800分离器。	未建设水套加热炉，其余与环评一致
	集输管线	配套建设井口至站场设备的采气管线。新建焦页156号集气支线（2条集气管线，规格DN150，设计压力6.3MPa，0.81×2=1.62km）输送至焦页107号集气站，同沟铺设污水管线；新建焦页107号集气站-长坝阀室集气支线，规格为DN250，设计压力6.3MPa，管材无缝钢管，线路长度为1.9km，同沟铺设污水管线。	根据现场调查，各井口配套建设井口至站场设备的采气管线。已建设焦页156号集气支线输送至焦页107号集气站，同沟铺设污水管线；新建焦页107号集气站-长坝阀室集气支线，规格为DN250，设计压力6.3MPa，管材无缝钢管，线路长度为1.9km，同沟铺设污水管线。	与环评一致
公辅工程	生活区	各平台施工期各井队设置1处生活区，焦页149号平台生活区占地约2180m ² ，焦页155号平台生活区占地约2230m ² ，焦	焦页149号平台生活区占地约2180m ² ，焦页155号平台生活区占地约2230m ² ，焦页156号平台	与环评一致

		页 156 号平台生活区占地约 850m ² ，焦页 159 号平台生活区占地约 1460m ² ，均采用水泥墩基座，活动板房，现场吊装。	生活区占地约 850m ² ，焦页 159 号平台生活区占地约 1460m ² ，均采用水泥墩基座，活动板房，现场吊装。	
	道路工程	施工期依托平台现有井场道路运输	各平台均依托现有井场道路，未新增道路	与环评一致
	供水工程	施工期生活用水利用罐车由附近村镇拉水，压裂用水优先使用采出水，不足部分取自平台周边河流石梁河，取水之前应根据国家有关规定办理取水手续	施工期间生活用水，利用罐车由附近村镇拉水，压裂用水优先使用压裂返排液，其余部分取自平台周边河流，已办理相关取水证明。	与环评一致
	排水工程	施工期间压裂返排液回用，不外排；运营期采出水经罐车拉运至涪陵页岩气田产出水处理站进行处理达标排放	施工期间压裂返排液回用，不外排；运营期采出水经罐车或临时输水管线拉运至涪陵页岩气田产出水处理站进行处理达标排放	与环评一致
	供电工程	施工期间依托周边已建成的 10kV 电网供电，配备 320kW 柴油发电机 2 台作为备用电源，施工完毕后搬迁；运营期间供电电源依托集气站已建低压电源	施工期间依托周边已建成的 10kV 电网供电，配备 320kW 柴油发电机 2 台作为备用电源，施工完毕后搬迁；运营期间供电电源依托集气站已建低压电源	与环评一致
	通讯工程	运营期利用现有光缆将数据传输，平台数据通过已建站场上传至调控中心	运营期利用现有光缆将数据传输，平台数据通过已建站场上传至调控中心	与环评一致
	自控工程	站场自控系统扩容完成数据采集，运营期通过光纤传输至已建系统	站场自控系统扩容完成数据采集，运营期通过光纤传输至已建系统	与环评一致
储运工程	柴油罐	各平台设 2 个柴油罐，每个 10m ³ ，临时存储钻井用柴油，单个井队最大储存量 15t，日常储量 10t	各井场配备有 2 个柴油罐，施工结束已撤场。	与环评一致
	钻井、固井材料储存区	各平台设置 1 处材料堆存区（共 3 处），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	各井队设置 1 处材料堆存区，施工结束已拆除。现场无遗留材料。	与环评一致
	盐酸储罐	各平台试气压裂阶段设置 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	各压裂试气单位均配备有盐酸储罐用于压裂液的配置。施工结束已撤场，现场无遗留盐酸储罐。	与环评一致
	配液罐	各平台压裂期间，单个井队在井场配备 40 个配液罐，40m ³ /	各钻井队均配备有配液罐用于压裂液的配置。施工	与环评一致

		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	结束已撤场，现场无遗留配液罐。	
--	--	--	-----------------	--

2.2.1 钻井、储层改造工程调查

根据建设单位提供资料，并结合验收现场调查。本项目建设过程和运营过程中钻井、储层改造工程建设情况见下表。

表 2-2 钻井、储层改造工程调查表

名称	建设内容	环评建设内容	实际建设内容	变化情况	
钻井工程	井数	钻井18口，其中焦页149号平台9口，焦页155平台4口，焦页156号平台1口，焦页159号平台4口。	实际钻井18口，其中焦页149号平台9口，焦页155平台4口，焦页156号平台1口，焦页159号平台4口。	与环评一致	
	井别/井型	开发井/水平井	开发井/水平井	与环评一致	
	井深	焦页149-1HF井	设计井深：4910m	实际井深：4882m	减少28m
			水平段：1650m	水平段：1687m	增加37m
	焦页149-2HF井	设计井深：4880m	实际井深：4818m	减少62m	
		水平段：1400m	水平段：1441m	增加41m	
	焦页149-3HF井	设计井深：4990m	实际井深：4949m	减少41m	
		水平段：1600m	水平段：1643m	增加43m	
	焦页149-6HF井	设计井深：4930m	实际井深：4822m	减少108m	
		水平段：1400m	水平段：1414m	增加14m	
	焦页149-7HF井	设计井深：5270m	实际井深：5387m	增加117m	
		水平段：1700m	水平段：1760m	增加60m	
	焦页149-8HF井	设计井深：5300m	实际井深：5328m	增加28m	
		水平段：1750m	水平段：1783m	增加33m	
	焦页149-9HF井	设计井深：5290m	实际井深：5312m	增加22m	
		水平段：1750m	水平段：1816m	增加66m	
焦页149-10HF井	设计井深：5130m	实际井深：5061m	减少69m		
	水平段：1650m	水平段：1709m	减少59m		
焦页149-11HF井	设计井深：4810m	实际井深：4772m	减少38m		
	水平段：1450m	水平段：1497m	增加47m		
焦页155-S5HF	设计井深：5670m	实际井深：5724m	增加54m		
	水平段：1970m	水平段：2026m	增加56m		
焦页155-	设计井深：5680m	实际井深：5691m	增加11m		

	S6HF	水平段：1950m	水平段：2041m	增加 91m
	焦页 155-S7HF	设计井深：5700m	实际井深：5712m	增加 12m
		水平段：1950m	水平段：2050m	增加 100m
	焦页 155-S8HF	设计井深：5720m	实际井深：5680m	减少 40m
		水平段：1950m	水平段：2008m	增加 58m
	焦页 156-S1HF	设计井深：5040m	实际井深：5203m	增加 163m
		水平段：1700m	水平段：2253m	增加 553m
	焦页 159-2HF	设计井深：6050m	实际井深：6020m	减少 30m
		水平段：1900m	水平段：1938m	增加 30m
	焦页 159-3HF	设计井深：5610m	实际井深：5611m	增加 1m
		水平段：1850m	水平段：1908m	增加 58m
	焦页 159-4HF	设计井深：5330m	实际井深：5385m	增加 55m
		水平段：1600m	水平段：1669m	增加 69m
	焦页 159-S1HF	设计井深：6100m	实际井深：6260m	增加 160m
		水平段：1900m	水平段：1937m	增加 37m
	目的层/完钻层	均为龙马溪组	龙马溪组	与环评一致
	岩屑量	<p>水基岩屑密度按照 2.3t/m³核算量；</p> <p>环评阶段预计焦页149号平台共产生清水岩屑 1746m³；水基岩屑 5967m³；油基岩屑 3276m³。</p> <p>环评阶段预计焦页155号平台共产生清水岩屑 776m³；水基岩屑 2652m³；油基岩屑 1456m³。</p> <p>环评阶段预计焦页156号平台共产生清水岩屑 194m³；水基岩屑 663m³；油基岩屑 364m³。</p> <p>环评阶段预计焦页159号平台共产生清水岩屑 776m³；水基岩屑 2652m³；油基岩屑 456m³。</p>	<p>根据各施工井队提供的竣工环保验收资料，各平台产生的清水岩屑于水基岩屑一起用于水泥厂资源化利用。</p> <p>焦页 149 号平台实际共产生清水岩屑、水基岩屑 6640.03t；油基岩屑 812m³。</p> <p>焦页 155 号平台实际共产生清水岩屑、水基岩屑 7633.03t；油基岩屑 2636.69t。</p> <p>焦页 156 号平台实际共产生清水岩屑 50m³；水基岩屑 200m³；油基岩屑 468.49m³。</p> <p>环评阶段预计焦页 159 号平台共产生清水岩屑 560m³；水基岩屑 3110m³；油基岩屑 2298.821m³。</p>	<p>经折算，焦页 149 号平台清水岩屑、水基岩屑较环评阶段减少 4024.09m³；油基岩屑减少 2464m³。</p> <p>经折算焦页 155 号平台清水岩屑、水基岩屑增加 812m³；油基岩屑减少 309.61m³。</p> <p>经折算，焦页 156 号平台清水岩屑减少 144m³，水基岩屑减少 443m³，油基岩屑增加 104.49m³。</p> <p>经折算，焦页 159 号平台清水岩屑减少 216m³，水基岩屑增加 458m³，油基岩屑增加 1842.821m³。</p>

储层改造	压裂段数	环评阶段：焦页149-1HF~焦页149-11HF压裂总段数170段，焦页155-S5HF~焦页155-S8HF压裂总段数92段，焦页156-1HF压裂总段数21段，焦页159-S1HF~4HF总段数86段。	本项目焦页149-1HF~焦页149-11HF实际压裂总段数203段，焦页155-S5HF~焦页155-S8HF实际压裂总段数120段，焦页156-1HF实际压裂总段数40段，焦页159-S1HF~4HF实际总段数108段。	焦页149号平台实际压裂总段较环评增加33段，焦页155号平台实际压裂总段较环评增加28段，焦页156号平台压裂总段数增加19段，焦页159号平台压裂总段数较环评阶段增加22段。
	压裂返排量	环评阶段焦页149号平台压裂液预计总使用量为317900m ³ ，焦页155号平台压裂液预计总使用量为180320m ³ ，焦页156号平台压裂液预计总使用量为37800m ³ ，焦页156号平台压裂液预计总使用量为167700m ³ ，平均返排率约5%，本项目压裂返排液总产生量为35186m ³ ，其中33596m ³ 回用本项目平台压裂，剩余1590m ³ 用于白马区块其他平台压裂，若压裂返排液无回用平台时，压裂返排液可转运至涪陵页岩气田产出水处理站处理后排放至乌江。	根据施工井队提供压裂试气工程竣工环保验收资料： 焦页149号平台实际压裂液总量308547.3m ³ ，压裂液返排量为25129m ³ ； 焦页155号平台压裂液实际总使用量为187935.65m ³ ，压裂液返排量为3669m ³ ； 焦页156号平台压裂液实际总使用量为65682.3m ³ ，压裂液返排量为691m ³ ； 焦页159号平台压裂液实际总使用量为167770.17m ³ ，压裂液返排量为3076.8m ³ ； 压裂返排液经已建废水池收集暂存，现场踏勘时废水已转运至焦石坝区块内其他平台回用。	压裂液总使用量较环评增加26215.42m ³ 。压裂液返排液较环评减少2620.2m ³ 。

2.2.2地面工程调查

根据建设单位提供资料，并结合验收现场调查。本项目集气站扩建情况见下表。

表 2.3-1 地面工程调查表

名称	建设内容	环评建设内容	实际建设内容	变化情况
地面	焦页149号平台集气站	井口安装采气树，新增5台水套加热炉、1台单井式移动除砂器、一体化集输处理撬，配套建设井口至站场设	井口已安装9套采气树，已建设1台单井式移动除砂器、一体化集输处理撬，井口至站场设备的采气管线实	未建设水套加热炉，与环评一致。

		备的采气管线，约1874m。	际距离为 1874m	
焦页 155号 平台集 气站		井口安装采气树，新建1具除砂撬，6具400KW加热炉，1具一体化集输处理撬，配套建设井口至集气设备的采气管线约1762m。新建2条集气管线DN150、0.81×2=1.62km输送至焦页107号集气站，同沟铺设污水管线；新建焦页107号集气站-长坝阀室集气支线，规格为DN250，设计压力6.3MPa，管材无缝钢管，线路长度为1.9km，集气管线与污水管线同沟敷设。	井口已安装4套采气树，已建设1具4井式除砂撬，1具一体化集输处理撬，已建设配套井口至集气设备管线1762m，已建设2条集气管线至焦页107号集气站，长度为1620m，已同沟敷设污水管线，已建设焦页107号集气站至长坝阀室集气支线，长度为1900m，同沟敷设污水管线。	未建设水套加热炉，其余与环评一致。
焦页 156号 平台集 气站		井口安装采气树，新增1具400KW加热炉、1具DN800分离器，配套建设井口至集输设备的采气管线，约735m	井口已安装1套采气树，1具DN800分离器，已配套建设井口至集输设备的采气管线，长度为735m	未建设水套加热炉，与环评一致。
焦页 159号 集气站		井口安装采气树，新增1具除砂撬，2具400KW水套加热炉，3具两相流量计和1具DN800分离器。配套建设井口至站场设备的采气管线，约1931m	井口安装4套采气树，已建设1具4井式除砂撬，3具两相流量计和1具DN800分离器。已建设配套建设井口至站场设备的采气管线，长度为1931m	未建设水套加热炉，与环评一致

2.3 工艺流程

本项目施工期、运营期工艺流程与环评阶段基本一致。具体如下：

2.3.1 施工期工艺流程

验收施工期工艺流程主要包含钻前工程、钻井工程、储层改造工程、地面工程等施工环节。

2.3.1.1 钻前工程工艺

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

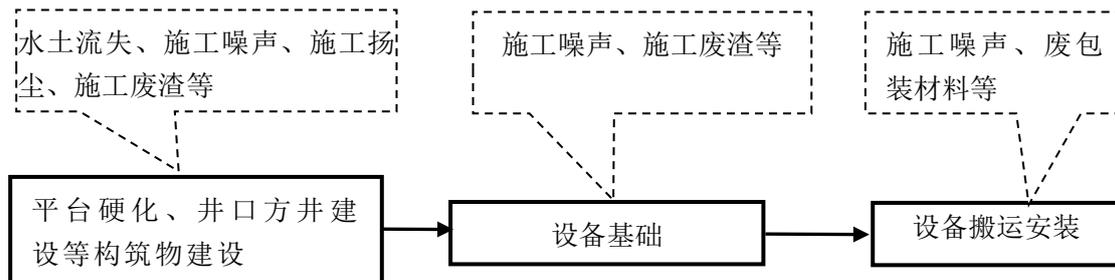


图 2.3-1 钻前工艺总流程图

2.3.1.2 钻井工艺

建设井口及设备基础后开始钻井，页岩气井采用“导管+三段式”钻井方式，导管段、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。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，剩余钻井液在循环罐循环利用。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，剩余油基钻井液在泥浆储备罐储存，用于下一口井使用；在各开次施工过程中钻屑经振动筛和离心机分离钻井液和钻井岩屑。

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

2.3.1.3 储层改造工艺

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

(1) 完井工程

① 完井方式

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

② 射孔压裂工艺

电缆桥塞下到大斜度井段遇阻后，采用压裂车泵注减阻水推动桥塞管柱下行至水平段，采用套管磁定位，直至到达预定位置，先点火座封桥塞、上提丢手，封隔已措施层；上提电缆到指定射孔位置进行分簇射孔，射孔结束后，上提出电缆工具串进行验枪；射孔完毕后通过高压将前置液（约 20m³ 浓度 31% 盐酸）及压裂液注入井下，将地层压出网状裂隙，建立页岩气采出通道。每次压裂井段为 100m 左右，由井趾开始依次射孔压裂。

③ 测试放喷

每口页岩气井完成全部水平段压裂后，采用钻具进行钻塞，形成页岩气开采通道；开始阶段返排液返排的速度应小于 200L/min（12m³/h），井口压力原

则上不低于 12MPa。当产液量小于 10m³/h 或者产气量高于临界携液流量时，进入测试求产阶段。测试过程中产生的可燃气体引至放喷池点燃。

2.3.1.4地面工程

(1) 集气站施工

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。

2.3.2运营期工艺流程

集气站按照标准集气站模式进行建设。工艺方案采用高压采气、中压集输、区域脱水的总体集输工艺。采用“采气丛式井场-试采站-集气管道”的模式，单井采气管线设计压力 42MPa，集气管线设计压力 6.3MPa。

前期井口来气经两相流量计计量后进入生产分离器进行气液分离，分离的采出水进入各平台现状污水池，分离的页岩气经集气管道外输。

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。

2.4工程占地

本项目利用已建井场和部分设施，利用现有永久占地面积为 54100m²，新增部分临时占地 30300m²，主要包括井场、放喷池、清水池、废水池、生活区、集输管线等。

项目占地与原环评相符，无变化；项目占地情况见表 2.4-1。

表 2.4-1 项目占地情况一览表单位: hm²

工程名称	工程内容	焦页 149 号平台		焦页 155 号平台		焦页 156 号平台		焦页 159 号平台		焦页 155 号集气站支线	焦页 107-长坝阀室集气支线	备注
		新增	利旧	新增	利旧	新增	利旧	新增	利旧			
钻井工程	井场	0	1.10	0	1.07	0	0.62	0	0.66	0	0	/
	废水池	0	0.05	0	0.03	0	0.03	0	0.03	0	0	/
	放喷池	0	0.03	0	0.02	0	0.02	0	0.06	0	0	/
	生活区	0.22	0	0.22	0	0.09	0	0.15	0	0	0	均已恢复
	边坡、表土堆场等	1.43	0	0.42	0	0.32	0	0.42	0	0	0	均已恢复
油气集输工程	集气站	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	/
	集气支线	0	0	0	0	0	0	0	0	0.35	1.13	均已恢复
总合计		1.65	1.18	0.64	1.12	0.41	0.67	0.57	0.75	0.35	1.13	/

以上平台均已取得相关用地手续。

2.5环保设施及措施调查

根据建设单位提供资料，并结合验收现场调查。本项目建设和运营过程中各项环保措施、设施情况见下表。

表 2.5-1 环保设施及措施对比统计表

名称	建设内容	环评建设内容	实际建设内容	变化情况
环保工程	污水池	焦页149号平台：利用井场内已设1座水池，总容积约2000m ³ ， 焦页155号平台：利用井场内设1座水池，总容积约1000m ³ 焦页156号平台：利用井场内设1座水池，总容积约1000m ³ 焦页159号平台：利用井场内已设1座水池，总容积约2000m ³ 各废水池均采用钢筋混凝土结构，压裂期间用于暂存清水，测试放喷期间用于暂存压裂返排液，池体为钢筋混凝土结构，池壁及池底进行防渗处理，防渗系数≤10 ⁻⁷ cm/s。	依托已建设废水池，焦页149号平台、焦页159号平台废水池容积为2000m ³ ，焦页155号平台、焦页156号平台废水池容积为1000m ³ ，各废水池均采用钢筋混凝土结构，压裂期间用于暂存清水，测试放喷期间用于暂存压裂返排液，池体为钢筋混凝土结构，池壁及池底进行防渗处理，防渗系数≤10 ⁻⁷ cm/s。	与环评一致
	放喷池	各平台依托已设置1个放喷池，放喷池容积约为300m ³ ， 各平台放喷池兼做废水池，砖混结构，做防渗处理，防渗系数≤10 ⁻⁷ cm/s。 各平台放喷池设置3套点火装置，分别为自动、手动和电子点火装置。	各平台已建放喷池1座，容积为300m ³ ，池体为砖混结构，做防渗处理，防渗系数≤10 ⁻⁷ cm/s。各平台放喷池设置3套点火装置，分别为自动、手动和电子点火装置	与环评一致
	厕所	各平台井场和生活区各设置环保厕所1处。	各平台井场和生活区各设置厕所1处，施工期已结束拆除。	与环评一致
	生活垃圾设施	各平台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。	各平台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。施工期结束已拆除。	与环评一致
	水基岩屑处理系统	钻井期间，每个平台设1套水基岩屑不落系统，由板框压滤机、储备罐、收集罐、应急罐、高频振动筛、高速离心机、螺旋传送器、泥浆泵、长杆泵、搅拌机等设备组成，为成套设备，水基岩屑经其收集、压滤脱水后，压滤液在储备罐暂存，回用于压裂工序，滤饼在水基岩屑暂存区暂存，	钻井期间各平台在井场内均布置有水基岩屑不落地系统。水基岩屑经收集后送入水泥厂进行资源化利用。	与环评一致

		资源化利用。		
	油基岩屑收集系统	每个平台配置约8个油基岩屑钢罐（约2m ³ /个）收集油基岩屑，优先运输至涪陵工区1#油基岩屑回收利用率站脱油资源化利用，当处理能力不足时，油基岩屑直接交由有危险废物处置资质的单位进行处置。	各平台施工期均设置有油基岩屑暂存区，施工期结束已拆除。焦页149号平台、焦页156号平台油基岩屑交由1#油基岩屑站转运处置，焦页155号平台、焦页159号平台由重庆海创环保科技有限公司处置。	焦页149号平台、焦页156号油基岩屑处置方式与环评一致，焦页155号平台、焦页159号平台按照环评要求交由有危险废物处置资质的单位进行处置
	废润滑油收集	各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	各集气站内已设置一处润滑油暂存点，定期交由有资质的单位进行处置	与环评一致

2.6 环保投资

本项目环评阶段总投资 80000 万元，其中环保投资 3395 万元，占总投资的 4.24%。

实际总投资 75230 万元，其中环保投资 2507 万元，约占总投资的 3.33%。

表 2.6-1 本项目环评与验收阶段环保投资对照表

时期	环境因素	环评阶段投资（万元）	验收阶段投资（万元）	变化原因
施工期	地表水	90.4	53	实际废水产生较环评少
	地下水	依托已建	依托已建	
	大气	23	15	实际费用较环评预估降低
	噪声	180	110	
	固体废物	2513.6	1743	实际固废产生较环评多
	生态环境	240	200	
	环境风险	180	200	完善环境风险措施
运营期	污水	计入运营投资	计入运营投资	
	废气	/	/	
	噪声	80	80	
	固体废物	8.0	6	
	环境风险	80	100	完善环境风险措

				施
	合计	3395	2507	

2.7 工程建设内容及变动情况

根据工程竣工资料和对工程现场情况的调查，本项目工程发生变动的主要有钻井深度、储层改造段数及压裂反排液、地面工程、水基岩屑处置量、环保投资，其余建设内容与环评基本一致。具体变动情况如下表所示：

表 2-9 工程建设变动情况一览表

工程内容		变动情况	是否属于重大变动
钻井工程	井深结构	本项目共计 18 口井实际完钻井深较环评共计增加了 207 米，增加了 0.2%；水平段较环评增加了 1334 米，增加了 4.27%。钻井实际深度根据钻井情况调整，不影响钻井目的层，环境影响变化不明显。	不属于
	钻井岩屑	经折算，焦页 149 号平台清水岩屑、水基岩屑较环评阶段减少 4024.09m ³ ；油基岩屑减少 2464m ³ 。 经折算焦页 155 号平台清水岩屑、水基岩屑增加 812m ³ ；油基岩屑减少 309.61m ³ 。 经折算，焦页 156 号平台清水岩屑减少 144m ³ ，水基岩屑减少 443m ³ ，油基岩屑增加 104.49m ³ 。 经折算，焦页 159 号平台清水岩屑减少 216m ³ ，水基岩屑增加 458m ³ ，油基岩屑增加 1842.821m ³ 。 环评计算岩屑产生量属于预估阶段，实际产生量受井深结构、地层结构等因素影响，钻井岩屑经现场处理后运送至水泥厂资源化利用，无外排环境。水基岩屑增加属于正常范围内的变化，不属于重大变更。	不属于
储层改造工程		焦页 149 号平台实际压裂总段较环评增加 33 段，焦页 155 号平台实际压裂总段较环评增加 28 段，焦页 156 号平台压裂总段数增加 19 段，焦页 159 号平台压裂总段数较环评阶段增加 22 段。压裂液总使用量较环评增加 26215.42m ³ 。压裂液返排液较环评减少 2620.2m ³ ，减少了对环境的影响	不属于
地面工程		各集气站未建设水套加热炉，其余与环评一致。其余平台建设内容与环评一致。 根据现场调查及监测，本项目厂界噪声满足要求，减少了燃气废气的排放，环境影响变化不明显。	不属于
环保投资		验收项目实际环保投资 2507 万元，较环评减少 888 万元主要是由于岩屑量较环评所有减少，降低了处理成本，属于正常变动范围。	不属于

根据《关于印发环评管理中部分行业建设项目重大变动清单的通知》（环办〔2015〕52 号）和《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）可知，上述变动情况不属于重大变动，可纳入本次竣工环境保护验收。

3环境影响报告书及审批文件回顾

3.1环境影响报告主要结论及建议

3.1.1地表水环境影响及控制措施

本项目钻井过程中剩余水基钻井液由井队全部回收，用于后续钻井工程；洗井废水、压裂返排液等经处理后回用于本平台及其他平台压裂工序；生活污水经环保厕所收集后定期交由环卫部门处置，不外排。运营期井下作业废水收集处理后回用于白马区块平台压裂工序，集气站采出水罐车输送至涪陵页岩气田产出水处理站处理达标《污水综合排放标准》（GB8978-1996）一级标准后排放。

项目产生的污废水经妥善处理，对地表水环境影响较小。

3.1.2地下水环境影响及控制措施

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

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

钻井工程压裂过程中会有部分压裂水滞留在地层，压裂水绝大部分为清水，其余主要成分为钾盐和有机聚合物，压裂对浅表具有供水意义的地下水没有影响。

井场污染物和油基岩屑堆放，在做好相关防渗和防护工作后，可以将对地

下水环境影响降低至最低，对地下水影响小。但施工状况下平台内储存的施工材料、存储不到位和污废水储存设施破损，发生漏失会造成地表污染物入渗，对地下水可能造成较大的污染。

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

3.1.3大气环境影响及控制措施

施工期产生的扬尘对施工区域周边一定范围内的环境空气质量造成影响，但通过采取防尘洒水措施后，影响可得到有效控制，并且随着施工期的结束而结束；施工过程中施工机具尾气所含 CO 和烃类污染物排放量小，对周围环境空气质量影响小；钻井阶段采用网电供电，柴油发电机仅作为备用电源，无燃油废气排放，影响较小；运营期间水套炉采用页岩气作为燃料，通过水套炉自带的 8m 高排气筒达标排放。

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

3.1.4声环境影响及控制措施

施工期正常工况网电供电时，钻井噪声对周边居民影响较小；压裂试气噪声虽然会造成场界和周边一定范围居民噪声超标，但通过合理的施工安排和对受影响居民采取临时避让措施，施工噪声对居民影响可以得到控制。施工噪声将随施工的结束而消失。运营期集气站厂界噪声均满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12438-2008）2 类标准；周边各居民点处噪声均满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）2 类标准，

在采取相应措施后，本项目声环境影响可以接受。

3.1.5固体废物环境影响及控制措施

施工期间清水岩屑主要作为井场铺垫或修建井间道路使用；水基岩屑经不

落地系统收集、压滤脱水后，用于资源化利用；油基岩屑运输至涪陵工区 1#油基岩屑回收利用站脱油处置，当处理能力不足时，油基岩屑直接交由有危险废物处置资质的单位进行处置；废防渗材料委托持有危险废物经营许可证的单位处置；钻井过程中产生的废油由中石化重庆涪陵页岩气勘探开发有限公司或有资质的单位回收处理；絮凝沉淀污泥进行危险特性鉴别，若鉴别为危险废物，则应交由有危废处置资质的单位进行处置；若鉴别为一般固体废物，则外运至一般工业固废处置场处置或资源化利用；废包装材料由厂家或有资质的单位回收；施工过程中产生的废金属等，经收集后外售回收利用；生活垃圾定点收集后交环卫部门处置；运营期废油交由有相应危险废物处置资质的单位进行处置；清管废物交一般工业固废场处置。本项目固体废物经妥善处理后可对环境的影响小。

3.1.6生态环境影响及控制措施

项目主要依托现有占地进行建设，施工期主要是场地平整、开挖等损毁地表植被，造成地表裸露，引发水土流失，在一定程度上影响评价范围的景观和谐，但对评价范围内的野生动植物、生态系统、景观等造成的不利影响较小，不会对评价范围内的生态环境和生物多样性带来大的毁损和灭绝性的破坏。

针对上述影响，应采取如下措施：合理安排施工时序，尽量避开雨季施工；严格控制施工作业带，减少扰动面积；在井场周边、临时堆土区等可能产生水土流失的区域，设置临时截排水沟；对井场占地、井场道路等进行硬化，施工结束后，及时对临时占地形成的裸露地表进行植被恢复，减少水土流失量，减小对生态环境的影响。

3.1.7土壤环境影响及控制措施

本项目施工期间对土壤的污染主要是落地油污、含油固体废物、钻井泥浆等泄漏后可能导致土壤污染；运营期间，采出水、废润滑油泄漏可能对土壤造成污染。服务期满后，本项目无废气、废水、废渣等污染物产生和排放，对土壤环境影响小。通过严格落实废气、废水、固废等污染防治措施和环境风险防范措施，项目对土壤环境影响总体较小。

3.1.8风险防范措施及环境影响

本项目风险事故发生概率低，但事故发生对环境的影响重大，工程主管部门通过完善井控、防火、防爆安全以及硫化氢安全防护等措施，尤其是井喷失控后按《含硫化氢天然气井失控井口点火时间规定》（AQ2016-2008）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。通过按行业规范要求进行风险防范和制定应急措施，将该项目环境风险可防控。

3.2环境影响报告批复内容

中石化重庆涪陵页岩气勘探开发有限公司：

你公司报送的涪陵页岩气田白马东区产能建设（项目代码：2203-500156-04-01-594965）环境影响评价文件审批申请表及相关材料收悉。经研究，现审批如下：

一、根据《中华人民共和国环境影响评价法》等法律法规的有关规定，我局原则同意中煤科工重庆设计研究院（集团）有限公司编写的《涪陵页岩气田白马东区产能建设环境影响报告书》结论及其提出的环境保护措施。

二、项目的主要建设内容和建设规模：利用焦页 149#平台新部署 9 口井，利用焦页 155#平台新部署 4 口井，利用焦页 156#平台新部署 1 口井，利用焦页 159#平台新部署 4 口井；平台完钻后新建焦页 155 号集气站至焦页 107 号集气站集气支线（管沟长度约 0.81km）、焦页 107 号集气站至长坝阀室集气支线（管沟长度约 1.9km）进行生产，新建产能约 2.4 亿方 1 年。

项目总投资 80000 万元，其中环保投资 3395 万元。

三、项目在设计、建设和运行管理中，应认真落实环境影响报告书提出的污染防治和生态保护措施，确保各项污染物达标排放并满足总量控制要求，防止环境污染、生态破坏、风险事故、环境危害等不良后果，并重点做好以下工作：

（一）严格落实水污染防治措施。生活污水经环保厕所收集后农用；钻前工程施工废水经沉淀处理后用于防尘洒水；井场内雨水、钻井废水、洗井废水、管道试压废水等经沉淀处理后用于配制压裂液；压裂返排液经处理后回用于压

裂液配制；井下作业废水回用于页岩气平台压裂工序；未回用的废水、采出水、退役期清洗废水优先回用于其他平台压裂工序，无法回用的运送至涪陵页岩气田产出水处理站进行集中处理后达标排放，严禁废水直接排入外环境。

（二）严格落实废气污染防治措施。施工期应采取防尘洒水等措施，严格控制施工扬尘；钻井工程采用网电供电，柴油发电机仅作为备用电源使用；储层压裂期间采用柴油发电机组作为动力，柴油发电机采用符合国家标准的优质柴油，其污染物排放满足《非道路移动机械用柴油机排气污染物排放限值及测量方法(中国第三、四阶段)》（GB20891-2014）及修改单表2规定的限值。焦页149号平台新增5台水套加热炉，焦页155号平台新增6台水套加热炉，焦页156号平台新增1台水套加热炉，焦页159号平台新增两台水套加热炉，采用页岩气作为燃料，废气排放满足《锅炉大气污染物排放标准》(DB 50/658-2016)及重庆市地方标准第1号修改单后通过配套的8m排气筒排放。

（三）严格落实噪声污染防治措施。

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，合理安排施工时间；对受影响居民采取临时避让措施；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。

（四）严格落实固体废物分类处置和综合利用措施。

生活垃圾交由市政环卫部门处置；清水岩屑回用于铺垫井场等；水基岩屑进行资源化利用；油基岩屑收集后交工区1#油基岩屑回收利用站处置，处置后的灰渣与压裂返排液絮凝沉淀污泥进行固体废物属性鉴别，若鉴别为危险废物，则应交由有危废处置资质的单位进行处置，若鉴别为一般固体废物，则外运至一般工业固废处置场处置或资源化利用，当1#油基岩屑回收利用站处理能力不足时，则直接交由有危险废物处置资质的单位进行处置；废包装材料物由生产厂家回收或有资质的单位回收；废油交有资质的单位处置。危险废物厂内暂存应符合《危险废物贮存污染控制标准》(GB18597-2001)及其修改单(环保部公告2013年第36号)要求，转移危险废物必须按照《危险废物转移管理办法》要求

执行。委托处置工业固废时，应对受托方的主体资格和技术能力进行核实，确保工业固废得到妥善处置。

（五）严格落实生态环境保护措施。

施工期应严格控制临时施工作业带，尽量减少对植被的破坏；施工应避开雨天与大风天气，设置完善的截排水沟，并对井场占地进行硬化，对表层熟化土堆进行覆盖，减少水土流失，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和土地复耕。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。

（六）严格落实环境风险防范措施。

采取分区防渗措施，危险废物暂存区、柴油罐区、盐酸罐区、盐酸装卸区为重点防渗区，井口区、循环罐区、水基岩屑暂存区、放喷池、废水池等为一般防渗区域，其防渗性能应满足相应防渗要求；柴油、盐酸等罐区应设置围堰；设置地下水监控井，定期开展自行监测；制定环境风险应急预案并备案。

四、项目建设必须严格执行环境保护设施与主体工程同时设计、同时施工、同时投产使用的环境保护“三同时”制度。项目投入运行前，应依据有关规定向生态环境行政主管部门申请排污许可，不得无证排污或不按证排污。项目竣工后，你公司应按照规定对配套建设的环境保护设施进行验收，通过网站或其他公众便于知晓的方式，向社会公开环保设施竣工时间、调试运行期限和验收报告，并在公开上述信息的同时向我局报送相关信息。验收报告公示期满5个工作日内，建设单位应登录全国建设项目竣工环境保护验收信息平台，填报验收等相关信息。

五、若项目的性质、规模、地点、采用的生产工艺或者防治污染、防止生态破坏的措施发生重大变动的，应当依法重新报批建设项目的环境影响评价文件。自项目批准之日起，若工程超过五年方决定开工建设，其环境影响评价文件应当报我局重新审核。

六、该项目的“三同时”监督检查和管理工作，由重庆市武隆区生态环境保护综合行政执法支队负责。

七、本批准书内容依据你公司报批的建设项目环境影响评价文件推荐方案

预测的环境状态和相应条件作出，若项目实施或运行后，国家和本市提出新的环境质量要求，或发布更加严格的污染物排放标准，或项目运行出现明显影响区域环境质量的状况，你公司有义务按照国家及本市的新要求或发生明显影响环境质量的新情况，采取有效的改进措施确保项目满足新的环境保护管理要求。

4环境保护措施落实情况调查

对照本项目环境影响报告和批复，结合现场调查，本项目对环境影响报告书及其审批文件环保措施落实情况见下表。

表 4-1 环评报告及批复环保措施落实情况一览表

项目	环境影响报告书要求的环保措施	环境保护措施的实际落实情况	变化情况及原因
地表水环境保护措施	生活污水经环保厕所收集后农用；钻前工程施工废水经沉淀处理后用于防尘洒水；井场内雨水、钻井废水、洗井废水、管道试压废水等经沉淀处理后用于配制压裂液；压裂返排液经处理后回用于压裂液配制；井下作业废水回用于页岩气平台压裂工序；未回用的废水、采出水、退役期清洗废水优先回用于其他平台压裂工序，无法回用的运送至涪陵页岩气田产出水处理站进行集中处理后达标排放，严禁废水直接排入外环境。	施工期、运营期井场实行了雨污分流制，加强了各类废水的收集、暂存、转运及处理。生活污水经环保厕所收集后回用于配钻井液，全部为外排。钻前施工废水洒水抑尘，无废水外排。钻井废水、场内雨水和洗井废水经处理后用于配制压裂液。运营期采出水拉运至涪陵页岩气田采出水处理站处理，废水均未外排。	与环评一致
大气污染防治措施	施工期应采取防尘洒水等措施，严格控制施工扬尘；钻井工程采用网电供电，柴油发电机仅作为备用电源使用；储层压裂期间采用柴油发电机组作为动力，柴油发电机采用符合国家标准的优质柴油，其污染物排放满足《非道路移动机械用柴油机排气污染物排放限值及测量方法（中国第三、四阶段）》（GB20891-2014）及修改单表2规定的限值。焦页149号平台新增5台水套加热炉，焦页155号平台新增6台水套加热炉，焦页156号平台新增1台水套加热炉，焦页159号平台新增两台水套加热炉，采用页岩气作为燃料，废气排放满足《锅炉大气污染物排放标准》（DB 50/658-2016）及重庆市地方标准第1号修改单后通过配套的8m排气筒排放。	施工期采取了洒水抑尘，钻井工程采用网电供电，储层改造期间柴油发电机等设备使用清洁柴油燃料作为动力。运营期间本项目未建设水套加热炉，其余与环评一致，废气排放满足重庆市《锅炉大气污染物排放标准》（DB50/658-2016）及1号修改单要求。	减少水套炉建设，其余与环评一致。
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，合理安排施工时间；对受影响居民采取临时避让措施；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	施工期间建设单位加强了对施工单位的的管理，优化了噪声污染防治措施，经验收期间调查，施工期间未对周边居民点造成影响，且目前施工期已结束，影响消失。运营期压缩机置于封闭空间内采	与环评一致

	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。	取了隔声、基础减震等措施,根据验收期间监测,噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)2类标准。	
固废处置利用措施	生活垃圾交由市政环卫部门处置;清水岩屑回用于铺垫井场等;水基岩屑进行资源化利用;油基岩屑收集后交工区1#油基岩屑回收利用站处置,处置后的灰渣与压裂返排液絮凝沉淀污泥进行固体废物属性鉴别,若鉴别为危险废物,则交由有危废处置资质的单位进行处置,若鉴别为一般固体废物,则外运至一般工业固废处置场处置或资源化利用,当1#油基岩屑回收利用站处理能力不足时,则直接交由有危险废物处置资质的单位进行处置;废包装材料物由生产厂家回收或有资质的单位回收;废油交有资质的单位处置。危险废物厂内暂存应符合《危险废物贮存污染控制标准》(GB18597-2001)及其修改单(环保部公告2013年第36号)要求,转移危险废物必须按照《危险废物转移管理办法》要求执行。委托处置工业固废时,应对受托方的主体资格和技术能力进行核实,确保工业固废得到妥善处置。	根据施工单位提供资料显示,清水岩屑用于井场的道路铺垫。水基岩屑经固化后由重庆市涪陵区鑫垚环保科技有限公司等公司拉运至水泥厂进行资源化利用。化工料桶由生产厂家回收用于原用途。焦页149号平台、焦页156号油基岩屑处置方式与环评一致,焦页155号平台、焦页159号平台按照环评要求交由有危险废物处置资质的单位进行处置。生活垃圾经收集后交由当地的环卫部门处置。沉淀池污泥目前产生量极小,暂未进行清理,后续产生后应按照《涪陵页岩气田白马东区产能建设环境影响报告书》及其环评批复中提出的要求进行完善处置。	与环评一致
生态环境保护	施工期应严格控制临时施工作业带,尽量减少对植被的破坏;施工应避开雨天与大风天气,设置完善的截排水沟,并对井场占地进行硬化,对表层熟化土堆进行覆盖,减少水土流失,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和土地复耕。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。	除井场等占地外,工程建设过程中的临时占地均进行了恢复,对井场进行了及时清理,根据现场调查井场及周边不存在废水、油屑、废渣以及被污染的土壤,根据土壤监测也满足要求。	与环评一致
环境风险防范	采取分区防渗措施,危险废物暂存区、柴油罐区、盐酸罐区、盐酸装卸区为重点防渗区,井口区、循环罐区、水基岩屑暂存区、放喷池、废水池等为一般防渗区域,其防渗性能应满足相应防渗要求;柴油、盐酸等罐区应设置围堰;设置地下水监控井,定期开展自行监测;制定环境风险应急预案并备案。	建设单位加强了管理,施工单位严格按照相关规范防止井喷,预防井漏,施工过程未发生井喷及井漏等环境风险事故。项目建设过程加强了废水贮存、转运过程的监控及管理。建设单位于2024年更新了环境风险和应急预案备案,环境风险备案编号为5001022021120001,应急预案备案编号为500102-2021-125LT。	与环评一致

5建设过程环境影响调查

主要调查建设项目在施工期的环境影响及采取的措施有效性。

5.1施工期大气影响调查

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。

根据建设单位提供资料并结合验收现场调查，在采取相关措施后，施工期大气污染物得到有效控制，未对周边环境大气环境造成影响，也无大气环境影响相关的环保投诉。

5.2施工期废水影响调查

本项目施工期废水主要为施工废水，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。

根据建设单位提供资料并结合验收现场调查，本项目施工期无污废水排放，周边无施工期废水遗留的环境问题，施工期废水对周边环境无影响，也无废水环境影响相关的环保投诉。

5.3施工期噪声影响调查

本项目施工期噪声主要来自钻井、储层改造噪声和运营期放空噪声。

钻井采用网电供电，噪声对周边居民影响较小；储层改造噪声对周边一定范围居民噪声超标，施工单位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得到了控制，也无噪声环境影响相关的环保投诉。

5.4施工期固体废物影响调查

本项目施工期固体废物主要为生活垃圾、清水岩屑、水基岩屑、油基岩屑、废油、化工料桶。

根据建设单位提供资料并结合验收现场调查，本项目施工期无固体废物排放，周边无施工期固废遗留的环境问题，施工期固废对周边环境无影响，也无固废环境影响相关的环保投诉。

5.5施工期土壤影响调查

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。

根据现场调查和监测结果，本项目在现有井场内进行扩建，不新增占用土地，无大开挖等工程，现场无钻井、压裂等施工过程遗留的废物，土壤监测结果也满足相关标准要求。因此本项目施工期对周边土壤环境影响较小。

5.6 施工期地下水影响调查

本项目施工期对地下水的影响重点为钻井工程、压裂试气工程。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。

(1) 钻井过程地下水影响

本项目导管段、一开段、二开直井段钻井过程钻井液为纯清水，无任何添加剂。二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。

二开斜井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。

因此钻井过程从工艺流程及采取的措施来看，对地下水影响较小。

(2) 压裂试气过程地下水影响

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，并且目的层位于地下垂深 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。

综上，本项目钻井、压裂试气过程均采取清洁原材料，并采取了严格的地下水控制措施，结合验收监测，施工期对地下水影响较小。

6生态影响调查

6.1自然环境概况

(1) 地形地貌

本项目位于重庆市武隆区长坝镇、白马镇、大洞河乡。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，距武隆城区约 31km，焦页 149#平台位于大洞河乡幸福村、焦页 155#平台于长坝镇大元村、焦页 156#平台位于长坝镇前进村、焦页 159#平台位于白马镇三溪村，各平台均位于山坡平地，区域主要为沟谷地形。

(2) 地质构造

本项目构造上处于川东高陡褶皱带万县复向斜南部的白马向斜南翼，构造整体呈现为一向南抬升的鼻状构造，低序级断层欠发育。焦页 149 号平台、焦页 156 号平台出露地层嘉陵江组，焦页 155 号平台、焦页 159 号平台出露地层为雷口坡组，目的层均为志留系龙马溪组，钻遇地层由老至新依次为中生界三叠系下统飞仙关组、古生界二叠系上统长兴组、龙潭组，下统茅口组、栖霞组、梁山组，石炭系中统黄龙组，志留系中统韩家店组，下统小河坝组、龙马溪组。

(3) 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) 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。

(4) 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。经查阅相关资料及走访调查现场调查井场周边未发现珍稀和保护植被物种分布。

6.2生态影响调查

6.2.1工程占地影响调查

本项目利用现有平台建设。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，工程建设已经结束，及时对施工生活区等临时占地进行了复垦，现状恢复良好，进一步减少工程占地对区域土地利用结构的改变。



占地情况（焦页 149 号平台）



占地情况（焦页 155 号平台）



占地情况（焦页 156 号平台）



占地情况（焦页 159 号平台）

6.2.2 敏感目标影响调查

本项目所在地的生态敏感目标主要为周边的耕地、植被（主要是农作物）、动物、永久基本农田，不涉及自然保护区、风景名胜区、森林公园、湿地公园、集中式饮用水源保护区、生态保护红线等特殊或重要生态敏感区。

根据现场调查，本项目利用现有平台建设，施工生活区等临时占地进行了复垦，现状恢复良好，对周边的生态敏感目标影响较小。

6.2.3 植被影响调查

本项目建设前，区域主要为耕地和疏林地，荒草地及少量林地，受多年耕作和人类活动影响，以农业生态系统为主。林地多为后天人工栽种。

项目的建设未新增占地，不砍伐树木、不占用其他草地，仅施工生活区会临时占用少量耕地农作物和其他草地，目前建设完成，从现场调查来看，与环评时期植被类型基本一样。因此本项目的建设、运营过程均为对周边植被造成较大影响，且后续生态恢复将会使周边植被生长较好。

6.2.4 土壤影响调查

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。

根据建设单位提供资料并结合现状调查，本项目井场未新增占地，主要是施工生活区临时占用的耕地和其他草地，目前已完工撤场，临时占用的土地已进行复垦，周边植被恢复良好。

项目施工期间也未发生井喷、油罐泄漏等事故，运营期间采出水在平台的

废水池暂存，现场无泄露痕迹，且加强了废水的回用和转运。根据对土壤的现状监测，未对周边土壤造成不可逆的影响。

6.2.5生态功能影响调查

根据《重庆市生态功能区划（修编）》（2008年7月），重庆市生态功能区划分为5个一级区，9个二级区，14个三级区。本项目所在地（武隆区）属“III-1方斗山-七曜山水源涵养-生物多样性生态功能区”。该区主要生态环境问题为坡耕地比重大，降雨量大且集中，水土流失严重，植被退化明显，生物多样性下降，土地石漠化严重，地质灾害频繁。主导生态功能为生物多样性保护和水利调蓄，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，强化其水利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。

根据现场调查，本项目建设、运营期间均采取了水土保持措施，且水土保持措施运行良好，周边未发现因项目建设而导致的滑坡、裸露地表，未对该区域生态功能造成影响。

6.2.6水土流失影响调查

项目占地面积较小，且均在原有平台内进行建设，无大开挖等土建工程，施工期少量土石方已在项目占地内实现平衡，无弃方产生。

根据现状调查，各平台已完善了截排水沟，并对井场占地进行了硬化，施工结束后及时对临时占地形成的地表扰动区域进行了植被恢复。

根据调查，项目建设期、运营期对周边水土流失影响较小。



排水沟及井场情况（焦页 149 号平台）



排水沟及井场情况（焦页 155 号平台）



排水沟及井场情况（焦页 156 号平台）

排水沟及井场情况（焦页 159 号平台）

6.3 主要生态问题及采取的保护措施

（1）主要生态问题

因后续页岩气开发，井场、废水池、放喷池等需要保留，临时占地尚未进行迹地恢复。

（2）采取的保护措施

随着页岩气勘探开发工作的推进，地质结构认识的加深，将进一步在现有平台部署新井进行开发页岩气。

从避免重复建设带来的生态破坏考虑，本项目拟保留井场、废水池、放喷池等，待后续页岩气勘探开发工作完成退役后统一拆除、土地复垦。

7污染防治措施及环境影响调查

7.1环境保护措施落实情况

7.1.1施工期环境保护措施落实情况

7.1.1.1水污染防治措施落实情况

施工期井场实行了雨污分流制，加强了各类废水的收集、暂存、转运及处理。

钻前施工废水洒水抑尘，无废水外排。钻井废水、场内雨水和洗井废水经处理后用于配制压裂液。本项目产生的压裂返排液用于压裂回用，未外排。

综上，本项目施工期间落实了水污染防治措施。

7.1.1.2大气污染防治措施落实情况

施工期钻前施工通过采取防尘洒水措施后，影响得到有效控制，并且随着施工期的结束而结束。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；基岩屑收集、转运过程密封；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。

综上，本项目施工期间落实了大气污染防治措施。

7.1.1.3固体废物处置措施落实情况

据施工单位提供资料显示，清水岩屑用于井场的道路铺垫；水基岩屑经固化后由重庆市涪陵区鑫垚环保科技有限公司等公司拉运至水泥厂进行资源化利用；化工料桶由生产厂家回收用于原用途；生活垃圾经收集后交由当地的环卫部门处置。压裂返排液絮凝沉淀污泥目前产生量极小，暂未进行清理，后续产生后应按照《涪陵页岩气田白马东区产能建设环境影响报告书》及其环评批复中提出的要求进行完善处置。

综上，本项目施工期间落实了固体废物污染防治措施。

7.1.1.4噪声防治措施落实情况

施工期间建设单位加强了对施工单位的管理，优化了噪声污染防治措施，经验收期间调查，施工期间未对周边居民点造成影响，且目前施工期已结束，

影响消失。

综上，本项目施工期间落实了噪声污染防治措施。

7.1.1.5土壤污染防治措施

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。

综上，本项目施工期间落实了土壤污染防治措施。

7.1.1.6地下水污染防治措施

本项目施工期落实了分区防渗，一开、二开直井段采用清水钻，二开斜井段采用水基钻井液，三开水平段采用油基钻井液。

综上，本项目施工期间落实了地下水污染防治措施。

7.1.2运营期环境保护措施落实调查

本项目运营期为无人值守站场，运营期主要环境保护措施为水污染防治措施、废气污染防治措施、噪声防治措施。

7.1.2.1水污染防治措施

本项目运营期废水主要为采出水，根据建设单位提供资料及现场调查，运营期本项目采出水定期由罐车拉运至其他平台，用于配置压裂液和管输至涪陵页岩气产生出水处理站进行处理达标后排放，无外排废水。

综上，本项目运营期间落实了废水污染防治措施。



罐车拉运



废水池（焦页 149 号）



废水池（焦页 155 号平台）



废水池（焦页 156 号）



废水池（焦页 159 号平台）

7.1.2.2 废气污染防治措施

本项目运营期废气主要为页岩气开采过程的逃逸废气和放空废气。站场页岩气逃逸废气较少，放空废气经收集后在放喷池点火燃烧放空。

综上，本项目运营期间落实了大气污染防治措施。

7.1.2.3 噪声污染防治措施

本项目运营期间噪声主要为放空噪声、压缩机和分离器等设备噪声。放空噪声属于偶发，频率低；压缩机置于房间内并采用基础减振，分离器等设备采用基础减振并加强了维修保养。根据验收监测，站场厂界噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2类标准。

综上，本项目运营期间落实了噪声污染防治措施。

7.1.2.4 土壤和地下水污染防治措施

运营期采出水在废水池暂存。废水池、放喷池已做防渗处理，无渗漏痕迹，加强了废水的转运，设置和并执行了土壤、地下水跟踪监测计划。

7.2 监测结果及环境影响分析

根据《涪陵页岩气田白马东区产能建设环境影响报告书》监测计划中的要素、因子要求，对本项目验收期间大气、地下水、土壤和噪声进行了监测。

7.2.1 监测分析方法

本项目监测分析方法见下表。

表 7.2-1 检测项目、检测方法来源

检测项目	依据的标准（方法）名称及编号（含年号）	检出限
pH	水质 pH 值的测定 电极法 HJ 1147-2020	—
总硬度	水质 钙和镁总量的测定 EDTA 滴定法 GB 7477-1987	5 mg/L
硫酸盐	水质 硫酸盐的测定 铬酸钡分光光度法（试行） HJ/T 342-2007	—
	水质 无机阴离子（F ⁻ 、Cl ⁻ 、NO ₂ ⁻ 、Br ⁻ 、NO ₃ ⁻ 、PO ₄ ³⁻ 、SO ₃ ²⁻ 、SO ₄ ²⁻ ）的测定 离子色谱法 HJ 84-2016	0.018 mg/L
氯化物	《生活饮用水标准检验方法 第 5 部分：无机非金属指标》GB/T 5750.5-2023（5.1 硝酸银容量法）	1.0 mg/L
	水质 无机阴离子（F ⁻ 、Cl ⁻ 、NO ₂ ⁻ 、Br ⁻ 、NO ₃ ⁻ 、PO ₄ ³⁻ 、SO ₃ ²⁻ 、SO ₄ ²⁻ ）的测定 离子色谱法 HJ 84-2016	0.007 mg/L
氨氮	水质 氨氮的测定 纳氏试剂分光光度法 HJ 535-2009	0.025 mg/L
亚硝酸盐 （以 N 计）	水质 亚硝酸盐氮的测定 分光光度法 GB 7493-1987	0.003 mg/L
硝酸盐 （以 N 计）	水质 硝酸盐氮的测定 酚二磺酸分光光度法 GB 7480-1987	0.02 mg/L
铬（六价）	《生活饮用水标准检验方法 第 6 部分：金属和类金属指标》GB/T 5750.6-2023（13.1 二苯碳酰二肼分光光度法）	0.004 mg/L
石油类	水质 石油类的测定 紫外分光光度法（试行）HJ 970-2018	0.01 mg/L
厂界噪声	工业企业厂界环境噪声排放标准 GB 12348-2008	—
pH	土壤 pH 值的测定 电位法 HJ 962-2018	—
石油烃 （C10-C40）	土壤和水系沉积物 石油烃（C10-C40）的测定 气相色谱法 HJ 1021-2019	6 mg/kg
水溶性盐总量	土壤检测 第 16 部分：土壤水溶性盐总量的测定 NY/T 1121.16-2006	—
汞	土壤和沉积物 汞、砷、硒、铋、锑的测定 微波消解/原子荧光法 HJ 680-2013	0.002 mg/kg
砷		0.01 mg/kg
镉	土壤和沉积物 12 种金属元素的测定 王水提取-电感耦合等离子体质谱法 HJ 803-2016	0.09 mg/kg
铅		2 mg/kg
铜	土壤和沉积物 铜、锌、铅、镍、铬的测定 火焰原子吸收分光光度法 HJ 491-2019	1 mg/kg
镍		3 mg/kg
六价铬	土壤和沉积物 六价铬的测定 碱溶液提取-火焰原子吸收分光光度法 HJ 1082-2019	0.5 mg/kg
备注	“—”表示无检出限。	

7.2.2 监测仪器

本项目监测仪器见下表。

表 7.2-3 检测使用仪器一览表

仪器设备名称	型号/规格	仪器编号	检定/校准有效期
便携式 pH 计	PHBJ-260	YQC19-1	2026/02/26
便携式 pH 计	PHB-5	YQC19-14	2026/08/27
具塞滴定管	25.00mL	YQB21-4	2028/03/01
离子色谱仪	DIONEX AQUION	YQF108	2027/02/26
紫外可见分光光度计	UV-1780	YQF107	2026/02/25
可见分光光度计	L3S	YQF203	2026/02/25
多功能噪声计	AWA6228+	YQC15-15	2025/08/18
声级校准器	AWA6221A	YQC16-4	2025/09/12
多功能声级计	AWA5688	YQC15-10	2025/08/13
声级校准器	AWA6221A	YQC16-1	2026/03/27
声级校准器	AWA6021A	YQC16-10	2026/08/05
电子天平（百分之一）	YP502N	YQF209-6	2025/09/01
电热鼓风干燥箱	DHG-9140A	YQF202-1	2025/09/01
电子天平（百分之一）	YP502N	YQF209-7	2025/09/01
酸度计	pHS-3C+	YQF205-2	2025/09/02
气相色谱仪	GC-2014C	YQF105-1	2027/02/27
电子天平（万分之一）	PX224ZH/E	YQF208-2	2025/09/01
电热鼓风干燥箱	DHG-9240A	YQF202-8	2026/02/25
电子分析天平（万分之一）	CP214	YQF207-5	2025/09/01
原子荧光光度计	AFS-9531	YQF106-2	2026/02/25
原子荧光光度计	AFS-230E	YQF106-1	2026/02/25
电感耦合等离子体质谱仪	NexION1000G	YQF115	2026/02/25
原子吸收分光光度计	PinAAcle900T	YQF102-2	2027/02/25

7.2.3人员能力

所有监测人员均经考核合格并持证上岗。监测过程中的质量保证措施按国家环境保护总局颁发的《环境监测质量保证管理规定》（暂行）的要求进行，实施全过程质量保证。保证了各监测点位布置的科学性和可比性；监测分析方法采用国家有关部门颁布的标准（或推荐）分析方法，监测人员经过考核并持有合格证书；监测数据实行了三级审核制度，经过校对、校核，最后由技术负责人审定。

7.2.4监测结果

7.2.4.1土壤监测

重庆索奥检测技术有限公司对项目所在区域土壤进行监测，详见《检测报告》（重庆索奥（2025）第环 805 号）。

（1）监测因子：pH、石油烃（C10-C40）、水溶性盐总量、汞、砷、镉、铅、铜、镍、六价铬。

（2）监测布点：共布设 4 个，各平台废水池下游。

（3）监测频次：取 1 次样。

（4）执行标准：S1、S3 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，S2、S4 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）土壤污染风险筛选值。

（5）监测结果见下表。

表 7.2-5 土壤监测一览表，单位 mg/kg，pH 除外，水溶性盐总量 g/kg

点位及标准	焦页 149 号平台	焦页 155 号平台	焦页 156 号平台	焦页 159 号平台	标准限值	评价
pH	7.84	6.88	8.09	8.31	/	达标
石油烃（C10-C40）	37	40	15	29	/	达标
水溶性盐总量	0.3	0.5	0.6	0.6	/	达标
汞	0.145	0.096	0.143	0.160	3.4	达标
砷	15.4	6.85	12.2	12.2	25	达标
镉	0.10	0.18	0.22	0.28	0.6	达标

铅	23	19	28	19	170	达标
铜	18	10	21	38	100	/
镍	33	20	27	38	190	达标
六价铬	0.5L	0.5L	0.5L	0.5L	/	/

根据监测结果，本项目验收监测期间占地范围内的监测因子满足《土壤环境质量建设用土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中“第二类用地”筛选标准，占地范围外的监测因子满足《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）土壤污染风险筛选值。

7.2.4.2地下水监测

为了解试采站运营期间对周边地下水影响，重庆索奥检测技术有限公司对项目所在区域地下水进行监测，详见《检测报告》（重庆索奥（2025）第环805号）。

（1）监测因子：pH、总硬度、硫酸盐、氯化物、氨氮、亚硝酸盐（以N计）、硝酸盐（以N计）、铬（六价）、石油类。

（2）监测布点：共8个，监测布点详见监测结果一览表。

（3）监测频次：取1次样。

（4）执行标准：石油类参照《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）表1中Ⅲ类水质标准，其余执行《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）Ⅲ类标准。

（5）监测结果见下表。

表 7.2-6 地下水监测一览表

监测因子	焦页 149 号平台	焦页 156 号平台	焦页 155 号平台			焦页 159 号平台			标准限值	评价
	东侧约 480m 居民处	下游	上游农户处	东南侧农户处	下游农户处	上游农户处	东侧农户处	下游农户处		
pH	7.3	7.8	7.3	7.3	7.3	7.4	7.5	7.5	6.5~8.5	达标
总硬度	39	287	391	120	50.2	170	289	339	450	达标
硫酸盐	5.04	10.4	44.8	3.94	15.5	25.5	71.8	28.9	250	达标
氯化物	1.36	4.6	14.4	2.8	13.5	5.9	15.2	14.4	250	达标
氨氮	0.048	0.032	0.045	0.083	0.115	0.128	0.107	0.078	0.50	达标
亚硝酸盐 (以 N 计)	0.005	0.003L	0.003L	0.015	0.003L	0.003L	0.005	0.003L	1.00	达标
硝酸盐 (以 N 计)	0.12	0.21	3.35	0.90	0.08	0.65	6.80	8.23	20.0	达标
铬(六价)	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.05	达标
石油类	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	/	达标

根据监测结果，本项目验收监测期间各平台地下水监测因子石油类未检出，其余监测因子满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类标准。

7.2.4.3 噪声监测

为了解项目建设期及运营期间对周边声环境影响，重庆索奥检测技术有限公司对项目所在区域噪声进行监测，详见《检测报告》（重庆索奥（2025）第环 805 号）。

（1）监测布点：布设 16 个监测点。分别平台四周厂界。

（2）监测项目：昼、夜等效连续 A 声级。

（3）监测频次：连续监测 2 天，每天昼、夜各 1 次。

（4）执行标准：《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类标准。

（5）监测结果见下表。

表 7.2-7 噪声监测结果一览表

平台号	监测点位	监测时间	昼间	夜间
焦页 149 号平台	南侧厂界	2025/06/24	39	37
		2025/06/25	39	38
	西侧厂界	2025/06/24	45	46
		2025/06/25	47	45
	东侧厂界	2025/06/24	44	44
		2025/06/25	47	45
	北侧厂界	2025/06/24	45	46
		2025/06/25	53	47
焦页 155 号平台	东侧厂界	2025/06/23	46	48
		2025/06/24	46	46
	南侧厂界	2025/06/23	46	49
		2025/06/24	46	48
	西侧厂界	2025/06/23	48	49
		2025/06/24	47	47
	北侧场界	2025/06/23	47	47
		2025/06/24	47	48
焦页 156 号平台	东南侧厂界	2025/06/23	55	40
		2025/06/24~25	54	37
	东北侧厂界	2025/06/23	51	36
		2025/06/24~25	51	33
	西北侧厂界	2025/06/23	46	40

		2025/06/24~25	43	37
	西南侧厂界	2025/06/23	49	38
		2025/06/24~25	48	33
焦页 159 号平台	东北侧厂界	2025/10/10	52	44
		2025/10/11	51	44
	北侧厂界	2025/10/10	54	46
		2025/10/11	54	46
	西侧厂界	2025/10/10	59	45
		2025/10/11	59	46
	南侧厂界	2025/10/10	57	45
		2025/10/11	58	45
标准限值			60	50
达标情况			达标	达标

根据监测结果，本项目厂界噪声昼间、夜间检测值均满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）表 1 中 2 类标准限值的要求。

7.3存在问题的补救措施与建议

7.3.1存在问题

根据对各项污染防治措施的调查，结合对污染物的监测结果，本项目在建设期间、运营期间较好的落实了各项污染防治措施，不存在污染问题。

7.3.2补救措施与建议

加强后续运营过程中的环境管理。

8 清洁生产调查

从生产工艺与装备、资源能源利用、污染物产生、废物回收利用等方面调查建设项目投入运营期后的能耗、物耗和污染物排放情况，核算清洁生产指标，参考环境影响评价文件要求，分析本项目的清洁生产水平。

主要清洁生产指标包括环境保护设施运转率、固体废物和危险废物处置率、钻井井场占地、落地原油回收率和废水回用率等。

8.1 清洁生产指标

8.1.1 环境保护设施运转率

环境保护设施包括水、气、声、固体废物等污染防治设施。运转率是指企业环境保护设施正常运转天数与环境保护设施应正常运转天数的百分比。

根据建设单位提供资料并结合验收调查，本项目环境保护设施运转率为100%。

8.1.2 固体废物和危险废物处置率

本项目固废主要为施工期固体废物，运营期无固体废弃物产生。施工期固体废物主要有生活垃圾、清水岩屑、水基岩屑、废油、化工料桶。

生活垃圾交由环卫部门处置；导管段清水岩屑进行综合利用，用于铺垫井场等；剩余清水岩屑与水基岩屑经岩屑不落地系统收集后最终送水泥厂协同处置；油基岩屑转运至1#油基岩屑处理站或重庆海创环保科技有限公司处置；化工料桶由厂家回收；废油由井队回收后交由有资质单位处置。

根据建设单位提供资料并结合验收调查，本项目固体废物和危险废物处置率为100%。

8.1.3 钻井井场占地

钻井井场占地在原有平台内进行，未新增占地。

8.1.4 废水回用率

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》（HJ612-2011），废水回用率计算如下：

$$E_{\text{回用}} = \frac{Q_{\text{回用}}}{Q_{\text{产生}}} \times 100\%$$

式中： $E_{\text{回用}}$ ——废水回用率，100%。

$Q_{\text{回用}}$ ——回用废水量，t；

$Q_{\text{产生}}$ ——废水产生量，t。

根据建设单位提供资料并结合验收调查，本项目钻前施工废水经沉淀处理后用于防尘洒水；钻井过程中剩余钻井液由钻井队回收用于后续钻井使用，未外排；井场内雨水、洗井废水等经沉淀处理后用于配制压裂液；试气期间的压裂返排液经处理后拉运至工区其他钻井平台回用于压裂工序；井队生活污水经厕所收集处置后定期清掏农用，未外排；管道试压废水经沉淀后用于场地洒水降尘；采出水优先罐车拉运至涪陵页岩气田其他平台回用于压裂工序。废水回用率为100%。

8.2 清洁生产水平分析

从本项目采取的清洁生产管理和措施来看，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。环境保护设施运转率、固体废物和危险废物处置率、钻井井场占地、落地原油回收率和废水回用率均满足清洁生产要求。

本次竣工验收调查认为，项目符合清洁生产要求。

9 污染物排放总量控制调查

根据本项目环境影响报告及批复，废气总量指标新增总量指标为 SO₂ 0.333t/a、NO_x 1.055t/a，废水总量由涪陵页岩气田产出水处理站统一购买总量。根据资料分析并结合现场调查，本项目废水、废气产排情况如下：

(1) 废水

本项目运营期井下作业废水回用于其他平台压裂，未外排；采出水优先回用于工区其他平台配置压裂液，未外排，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，因此未设置废水总量指标。

(2) 废气

本项目未新增水套加热炉，均为利用各平台原已批复的水套加热炉，无新增废气污染物排放，满足废气总量指标。

10环境风险事故防范及应急措施调查

10.1环境风险因素及影响

10.1.1施工期环境风险因素及影响

(1) 施工期钻井过程

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

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。

根据调查，本项目施工期间未发生环境风险事故。

10.1.2运营期环境风险因素及影响

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。

根据调查，本项目运营期间未发生环境风险事故。

10.2环境风险防范与应急管理机构设置

建设单位以及各施工单位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/T6276-2014）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，同时以各施工队队长为组长，包括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。

本项目按照高标准要求落实了环境风险防范、应急措施以及中的环境风险的管理措施。

10.3环境风险防范措施及应急预案

中石化重庆涪陵页岩气勘探开发有限公司编制有环境风险应急预案，于 2024 年更新了环境风险和应急预案备案，环境风险备案编号为 5001022024110003，应急预案备案编号为 500102-2024-137-MT。同时各施工单位也编制有环境风险应急预案。根据突发环境事件分级应急风险种类，分别从源头、现场处置、事后监测和后期处置等方面作出相应的风险防范措施，涵盖了项目建设、运营全过程。

（1）切断和控制污染源

在预警阶段或者应急处置阶段，涉事单位应第一时间采取切断和控制污染源措施，避免事态进一步扩大。其中，涉及生产安全事故应急预案的，应按照国家相关安全生产应急预案的要求立即采取关闭、封堵、围挡、喷淋等措施，切断和控制泄漏点。做好有毒有害物质和消防废水、废液等收集、清理和安全处置工作。涉及封锁事故现场和危险区域的，应当按照相关安全生产应急预案的要求，迅速撤离，疏散现场人员，设置警示标志，同时设法保护相邻设施、设备，严禁一切火源，切断一切电源，防止静电火花，采取有效措施，积极组织抢救，防止次生衍生灾害发生，避免事件扩大。

（2）现场处置

根据建设单位环境风险应急预案，现场处置分为井喷事故现场处置方案、柴油泄漏现场处置方案、火灾爆炸事故现场处置方案、天然气泄漏现场处置方案、盐酸泄漏现场处置方案、污水泄漏现场处置方案、危险化学品和危险废物等运输罐车泄漏现场处置方案、危险废物泄漏现场处置方案等 8 个方面。

（3）应急监测

当发生环境风险时，将启动环境风险应急预案，由应急指挥中心办公室立即报请最近的环境应急监测机构到达事件现场进行检测。现场应急指挥部后勤保障组负责协调开展现场环境监测。

技术处置组根据突发环境事件的污染物种类、性质以及当地自然、社会环境状况等，制订相应的应急监测方案，同时参照《突发环境事件应急监测技术规范》（HJ589-2010）进行布点并采样监测，实时掌握风险事故过程各类污染物的情况，以便于针对性的采取相应措施。

（4）后期处置

应急响应结束，应急指挥中心应认真调查分析事故原因，制定防范措施，落实安全生产责任制，防止类似事故发生。

应急指挥中心办公室应负责收集、整理应急救援工作记录、方案、文件等资料，组织专家对应急救援过程和应急救援保障等工作进行总结和评估，提出改进意见和建议，并将总结评估报告报所在地环保部门。

10.4 应急物资与应急队伍培训

10.4.1 应急物资

中石化重庆涪陵页岩气勘探开发有限公司根据相关标准和规定合理配置应急设施、储备应急物资。建立有应急设施和物资清单，确保储备充足、调运顺畅。

现场配置的应急（消防）设施实行属地管理，由岗位员工负责日常巡检，确保火灾自动报警、消防供水、消防泡沫、灭火器等各类设施完好备用；依法委托外部消防技术服务机构开展的消防维保、检测等应满足实际需求。



紧急截断阀



现场消防栓



防范标志



平台风向标

10.4.2 应急队伍培训

中石化重庆涪陵页岩气勘探开发有限公司将应急培训纳入员工年度培训计划，制定具体培训大纲，并保障培训所需经费。重点加强各级领导干部、管理人员应急管理知识和应急指挥能力的培训；加强应急救援专业人员执行应急预案和应急处置能力的培训；加强员工安全操作、应急反应、自救互救及避险能力的培训。专兼职应急管理机构和一线操作员工每年接受应急培训不得低于 8

学时。每年应至少开展一次对员工、相关方、社区群众应急知识的宣传培训工作，切实提高自救、互救和应对突发事件的能力。

同时，各施工单位也加强了现场施工人员的应急培训及演练。



应急培训（建设单位）



应急培训（建设单位）



应急培训（施工单位）



应急演练（施工单位）

10.5环境风险验收结论

本项目施工期间、运营期间，建设单位以及各施工单位均重视环境风险，通过本次竣工验收调查，结合工程的特点进行分析，本工程采取的环境风险事故防范措施得当，使得事故发生的可能性大大的降低，编制了必要的环境风险应急预案，储备了足够的应急物资，并对施工人员进行培训和演练，加强了人员的风险防范意识。

根据验收调查，施工期和运营期均未发生环境风险事故，较好地落实了环境风险防范措施。

11环境管理及监测计划落实情况调查

11.1环境管理

11.1.1HSE 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，深入推进HSE体系建设。以风险管控为主线，将生产业务过程中的主要HSE风险管控措施转化为管理要求，突出写我所做、做我所写，重点增加带压作业、检维修作业、生产异常等管理要求，确保管理要素不漏项。2022年发布涵盖6个一级要素、40个二级要素的HSE管理体系手册。

HSE管理体系包括领导、承诺和责任，策划，支持，运行过程管控，绩效评价，改进等六个一级要素。

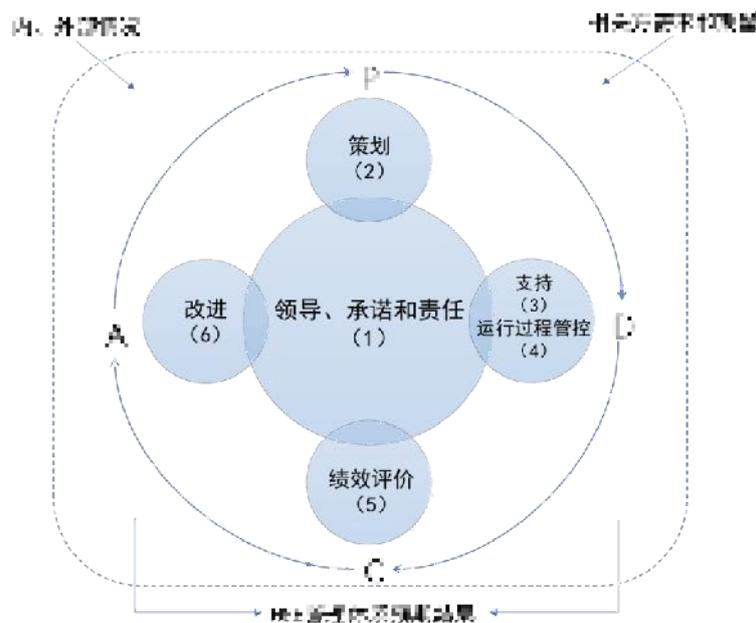


图 11.1-1HSE 管理体系要素运行关系

领导、承诺和责任：各级领导应充分发挥 HSE 工作核心推动作用，推进 HSE 管理体系与公司生产经营各环节深度融合，带头履行 HSE 职责，引领全员尽职尽责，持续改进 HSE 绩效。

策划：在组织策划 HSE 工作时，应全面考虑所处内外部环境，充分识别需应对的 HSE 风险，并将风险识别管控贯穿于体系各个要素。

支持：公司及各单位应保障 HSE 管理体系所需资源投入，提升员工意识和

能力，保持良好的内外部沟通，为 HSE 管理体系运行提供有力支持。

运行过程管控：风险管控贯穿于生产经营全过程，各层级专家、专业部门应完善本专业领域的管理制度和技术标准，各层级管理人员、操作人员应严格执行管理流程，落实各方责任，确保风险可控受控。

绩效评价：有效开展绩效监测、分析和评价，定期组织 HSE 管理体系审核和管理评审，把握规律，寻求不断改进的机会。

改进：开展事故事件和不符合项溯源分析，研究制定并落实纠正措施，持续改进，不断提升 HSE 管理体系的适宜性、充分性与有效性。

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。

11.1.2 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，中石化重庆涪陵页岩气勘探开发有限公司围绕产能建设、采气管理核心业务，融入大部制理念，搭建了以钻井、试气、地面、采气、运维 5 个产建部门为责任主体，10 个职能部门和 1 个支持中心全力提供支撑协调服务的组织架构，建立了管理型+技术型的油公司模式。公司坚持“党政同责、一岗双责、失职追责”原则，实行从公司领导到采气服务区网格化管理，建立了风险分级管控和隐患排查治理双重预防机制，通过抓实体系建设，强化领导引领力，落实全员安全环保责任制。

中石化重庆涪陵页岩气勘探开发有限公司 HSE 委员会下设 5 个专业分委员会：石油工程（井控）分委员会、生产保障分委员会、公共安全分委员会、地面工程（基建）分委员会、采输气（设备）分委员会；负责油气勘探、开发、工程技术、井控安全等专业安全管理。

安全环保管理部配备管理人员 9 人（含安全总监），设有安全管理岗、环

保管理岗、综合管理岗，主要负责公司安全环保综合管理工作。

安全管理支撑机构外聘安全环保督查队伍：督查员 9 人，主要负责生产经营现场、高风险作业现场、关键装置要害部位的全过程、全方位的安全环保督查。设置消防应急中心，配备消防车辆 10 台，外聘消防人员 24 人。外聘专业井控抢险队伍：配备专业井控抢险设备和专业人员 10 人。

中石化重庆涪陵页岩气勘探开发有限公司始终致力于构建资源节约型和环境友好型企业，全力打造绿色气田。为严格落实在生产经营各环节的环境风险识别、环境保护措施，提升公司环境管理水平，强化环保依法合规管理，公司配备有较为完善的环境管理支撑机构。



图 11.1-2HSE 管理委员会架构

11.1.3 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。

(1) 环境监管制度

明确主体责任，按照“谁主管，谁负责”的原则，明确各级环保责任主体。加强日常监管，全面推行施工现场异体监督、视频监控、智能监控，对钻、测、

录、压裂、试气等关键作业环节和重点要害部位实施全过程、全方位、全天候监管，确保各类环境风险处于实时可控状态。坚持开门办企业、开放办企业，实行企业“自主监管、第三方监督、政府监督、社会监督”相结合的四位一体监管机制。

（2）环保运行机制

强化合同管理，在与承包商签订的合同文本中，明确甲乙双方的 HSE 责任、明确环保专项费用定额，提出 HSE 要求。落实检查监督，每周召开一次安全生产例会，会前通报一周 HSE 督查情况。每月召开一次 HSE 例会，安排部署月度 HSE 工作；召开一次工区承包商协调会，进行一次 HSE 绩效考核。每季度召开一次安委会，组织一次专项检查。建立健全资料台账，建立“三废”统计、转运联单等多项环保资料台账；借助 HSE 信息平台 and 环保数据信息系统，定期上报固废、废水等数据、报表。保持与政府紧密联系机制，定期向地方政府环保部门汇报工作，研究解决地企突出问题。

（3）应急救援体系

建立应急网络，成立突发事件应急指挥部，实行“一把手”应急负责制。健全应急预案，建立涪陵工区总体应急预案、突发环境事件应急预案。现场实行“一井一案、一站一案、一事一案”。加强应急物资储备，应急救援中心储备救生艇、草袋、吸油毡、机动泵等应急物资设备，环境监测站做好人员、仪器、设备等应急准备。加强应急演练，与施工单位、周边乡镇和消防、医疗救护机构签署协议，搭建企地联动管理的有效机制和应急组织网络。每季度开展一次公司级别综合应急演练，不定期开展企地联合应急演练。

11.2 监测计划

根据《涪陵页岩气田白马东区产能建设环境影响报告书》对本项目正常施工或生产期间制定的定期监测计划，其实施情况如下。

11.2.1 施工期监测计划及实施

本项目施工期监测计划及实施情况见下表。

表 11.2-1 施工期监测计划及实施情况表

环境要素	监测点		监测因子	监测频次	环评监测	实际监测
大气环境	井喷事故情况	楠木村、狮子梁	SO ₂ 、H ₂ S、甲烷	实时监控	事故过程	未发生事故，未监测
		事故井场500m范围内		实时监控	事故过程	未发生事故，未监测
地表水	废水泄露地表水体	石梁河	pH、COD、BOD ₅ 、氨氮、硫化物、石油类、氯化物等	实时监控	事故过程	未发生事故，未监测
地下水	钻井液泄漏	井场周边泉点	pH、耗氧量、氨氮、硫酸盐、氯化物、石油类等	实时监控	事故过程	未发生事故，未监测
环境噪声	正常施工	井场场界	等效 A 声级	昼夜各 1 次	/	未监测
土壤	井喷事故、漏油、钻井液洒落	井场下游	pH、砷、镉、铬（六价）、铜、铅、汞、镍、石油烃[C10-C40]等	/	事故	未发生事故，未监测

根据上表统计，本项目施工期期间未发生事故，未对周边环境进行监测。

11.2.2运营期监测计划及实施

本项目运营期监测计划及实施情况见下表。

表 11.2-2 运营期监测计划及实施情况表

环境要素	监测点		监测因子	监测频次	环评监测	实际监测
大气环境	管道泄漏事故情况	周边敏感点	SO ₂ 、NO _x 、PM ₁₀ 、H ₂ S、甲烷、非甲烷总烃	实时监控	事故过程	未发生事故，未监测
		泄漏点下风向		实时监控	事故过程	未发生事故，未监测
	水套炉排气筒		SO ₂ 、NO _x 、烟尘	每年一次	定期	未新增水套加热炉，未检测
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	已监测
土壤环境	井场下游		pH值、铜、六价铬、铅、镉、汞、砷、镍、石油烃（C10-C40）、全盐量等	其中表层土壤监测频次为1次/年，深层土壤为1次/3年	定期	已监测

地下水	各平台井场下游泉点	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	每年一次	运营期	已监测
-----	-----------	-------------------------------------	------	-----	-----

根据上表统计，本项目运营期间管道泄漏事故情况未发生泄露事故，未对周边无组织大气环境进行监测。

中石化重庆涪陵页岩气勘探开发有限公司在运营期间对其勘探开发范围内的平台、集气站选取了特征点位进行环境噪声、土壤环境、地下水等监测，根据监测结果，各要素监测值满足相关标准要求。

12 公众意见调查

12.1 公众参与调查目的

公众意见调查是本次竣工验收环境影响调查的重要方法和手段之一，公众意见调查的目的是了解公众对项目施工期环境保护工作的意见，以及工程建设对项目周边居民的生产、生活的影响情况，弥补工程设计、建设过程中的不足，进一步改进和完善工程的环境保护工作，使该项目的建设最大限度的符合多数群众利益，从而提高工程的综合社会、环境和经济效益。

12.2 公众参与调查实施情况

12.2.1 公众参与调查形式

根据项目所在地的具体情况，本次竣工环境保护验收公众参与调查方式为在受影响区范围内发放“公众参与调查表”。2024年10月15日，在工程所在区域发放公众参与调查表5份，收回调查表5份，调查表回收率100%，以了解当地居民对本工程环保问题的疑问。

调查形式主要为：调查组人员首先向被调查对象认真详细地介绍该项目的的基本情况，项目建设带来的有利影响和不利影响，以及项目施工期间的产污情况和各项环保措施的实施效果情况，再由被调查人自愿填写公众参与调查表或以口头形式发表看法并由调查人记录备案，最后通过整理、汇总进行分析。

12.2.2 调查范围

验收调查范围原则上与环境影响评价文件的评价范围一致，根据项目实施情况适当调整。本项目调查范围主要为项目周边居民，重点是受项目直接影响的居民，与环评期间公众意见调查范围一致，验收公众意见调查期间对施工期受影响区居民的意见和要求进行了调查、统计。

12.2.3 调查内容

公众意见调查表内容包括调查对象的居住地、姓名、性别、年龄、职业及对工程的基本态度、对项目施工期的看法，以及在施工期是否有污染事故发生等内容。

12.3 公众参与调查结果统计与分析

(1) 调查范围和人员组成

调查对象统计结果见表 12.3-1。

表 12.3-1 公众参与调查人员组成表

序号	项目	类别	人数	比例, %
1	被调查总人数/单位	/	6	/
2	性别	男	3	50%
		女	3	50%
3	年龄	50 岁以下	3	50%
		50 岁以上	3	50%

(2) 调查结果统计及分析

根据调查, 其结果如下。

表 12.3-2 公众参与结果分析

调查内容		统计结果		
		调查问题内容	人数	占比
1、您是否了解本项目的建设情况	了解	5	83%	
	不了解	1	17%	
2、施工期、运营期是否发生过环境污染或扰民事件	是	0	0%	
	否	6	100%	
3	你认为项目建设期间存在的主要问题 (多选)	噪声	3	50%
		扬尘	5	83%
		废水	0	0%
		固废	0	0%
		生态破坏	1	17%
		无影响	0	0%
	您对项目建设期间采取的环保措施效果是否满意:	满意	0	0%
		较好	2	33%
		一般	4	67%
		不满意	0	0%
4	您认为项目运营期间存在的主要问题是 (多选):	噪声	0	0%
		扬尘	2	33%
		废水	0	0%
		固废	0	0%

		生态破坏	0	0%
		无影响	4	67%
	您对项目运营期间采取的环保措施效果是否满意：	满意	1	17%
		较好	4	67%
		一般	1	17%
		不满意	0	0%
5、其他意见		无		

12.4 公众参与调查结论

从本次公众调查直接走访的结果和表 12.3-2 的统计结果来看：

(1) 是否了解本项目的建设情况

在回收的份调查表中 83%被调查者认为了解本项目的建设情况。17%被调查者认为不了解本项目的建设情况

(2) 施工期、运营期是否发生过环境污染或扰民事件

在回收的份调查表中，100%被调查者反馈本项目施工期、运营期未发生过环境污染或扰民事件。

(3) 项目建设期间存在的主要问题及满意度

50%的被调查者认为建设期影响最大的是噪声，83%的被调查者认为建设期影响最大的是扬尘，17%的被调查者认为建设期影响最大的是生态破坏。

33%的被调查者对项目建设期间采取的环保措施效果较好，67%的被调查者对项目建设期间采取的环保措施效果一般。

(4) 项目运营期间存在的主要问题及满意度

33%的被调查者认为运营期影响最大的是扬尘，67%的被调查者认为本项目运营期影响无影响。

67%的被调查者认为本项目运营期影响无影响。17%的被调查者对项目运营期间采取的环保措施效果满意，67%的被调查者认为项目运营期间采取的环保措施效果较好，17%的被调查者认为项目运营期间采取的环保措施效果一般。

(5) 无其他建议和意见。

公众参与调查结果表明，本项目所在地周围居民及所属区域的被调查人员总体上是赞同的；被调查者认为施工期扬尘影响较大，建设单位在施工期加强

了与周边居民的沟通，采用了洒水抑尘等解决了此问题，本项目施工期已经结束，施工期对环境的影响已经消除；运营期影响最大的是扬尘，建设单位加强运输车辆的管理，减速慢行并定期洒水抑尘。综上，认为该项目产生的环境影响可以接受，采取的环保措施可行。

13 调查结论与建议

13.1 项目概况

涪陵页岩气田白马东区产能建设位于重庆市武隆区白马镇、长坝镇、大洞河乡，利用现有 4 个平台，新部署 18 口井，其中利用焦页 149#平台，新部署 9 口井，利用焦页 155#平台，新部署 4 口井，利用焦页 156#平台，新部署 1 口井，利用焦页 159#平台，新部署 4 口井。平台完钻后配套建设集气设施进行生产，新建焦页 155 号集气站至焦页 107 号集气站集气支线，管沟长度约 0.81km，新建焦页 107 号集气站至长坝阀室的集气支线，管沟长度约 1.9km。新建产能约 2.4 亿方/年。

实际总投资 30350 万元，其中环保投资 672.1 万元，约占总投资的 2.22%。

13.2 环境影响及环保措施落实情况

13.2.1 污染影响及措施落实情况

(1) 废水影响及措施落实情况

施工期井场实行了雨污分流制，加强了各类废水的收集、暂存、转运及处理。钻前施工废水洒水抑尘，无废水外排。钻井废水、场内雨水和洗井废水经处理后用于配制压裂液。平台压裂返排液回用于其他平台压裂使用，未外排。

运营期本项目采出水定期由采出水管道输送至涪陵页岩气田采出水处理站处理达标后排放，无外排废水。

(2) 废气影响及措施落实情况

施工期钻前施工通过采取防尘洒水措施后，影响得到有效控制，并且随着施工期的结束而结束。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；

运营期间正常工况下无废气产生，站场页岩气逃逸废气较少，放空废气经收集后在放喷池点火燃烧放空，对周边环境空气质量影响小。

(3) 噪声影响及措施落实情况

施工期间建设单位加强了对施工单位的管理，优化了噪声污染防治措施，经验收期间调查，施工期间未对周边居民点造成影响，且目前施工期已结束，影响消失。

运营期间放空噪声属于偶发，频率低；压缩机置于房间内并采用基础减振，分离器等设备采用基础减振并加强了维修保养。

经现场调查，本项目未发生附近居民的噪声污染投诉事件。

（4）固废影响及措施落实情况

施工期清水岩屑用于井场的道路铺垫；水基岩屑经固化后由重庆市涪陵区鑫垚环保科技有限公司等公司拉运至水泥厂进行资源化利用；油基岩屑转运至1#油基岩屑处理站、重庆海创环保科技有限公司处置；化工料桶由生产厂家回收用于原用途；生活垃圾经收集后交由当地的环卫部门处置。沉淀池污泥目前产生量极小，暂未进行清理，暂未进行清理，后续产生后应按照《涪陵页岩气田白马东区产能建设环境影响报告书》及其环评批复中提出的要求进行完善处置。

根据本次竣工验收调查，建设单位注重环境管理，采取了有效的污染防治措施，未对环境造成明显不良影响。

（5）土壤影响及措施落实情况

施工期钻井工程中，化工药品堆存区设置遮雨棚及围堰，地面铺设防渗膜；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、水基岩屑不落地运输；井场内池体均采取防渗处理。

运营期废水池已做防渗处理，无渗漏痕迹，加强了废水的转运，设置和并执行了土壤跟踪监测计划。

（6）地下水影响及措施落实情况

施工期落实了分区防渗，一开、二开直井段采用清水钻，二开斜井段采用水基钻井液，三开水平段采用油基钻井液。钻井过程中建立有地下水风险应急响应措施；

运营期废水池已做防渗处理，无渗漏痕迹，加强了废水的转运，设置和并执行了地下水跟踪监测计划。

13.2.2生态影响及措施落实情况

本项目建设在现有井场内进行。建设单位在施工期完善了截排水沟，并对井场占地进行了硬化，有效减缓水土流失。施工结束后及时拆除了材料棚等临时设施，场地内建筑物垃圾、生活垃圾等均已清扫干净，工程弃渣未随意丢弃。运营期周边临时占地均逐渐得到恢复，周边植被恢复良好。

本项目在施工期和运营期较好的落实了生态保护措施。

13.2.3遗留问题和补救措施及建议

因后续页岩气开发，井场、废水池、放喷池等需要保留，临时占地尚未进行迹地恢复。

从避免重复建设带来的生态破坏考虑，本项目拟保留井场、废水池、放喷池等，待后续页岩气勘探开发工作完成退役后统一拆除、土地复垦。

13.3监测结果及环境影响

(1) 噪声监测结果

验收监测期间，厂界环境噪声满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）中2类功能区标准要求。

(2) 地下水监测结果

验收监测期间，地下水监测结果满足《地下水质量标准》(GB/T14848-2017)中Ⅲ类标准。

(3) 土壤监测结果

验收监测期间，土壤监测结果满足《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）其他用地性质风险筛选值。

13.4清洁生产调查与分析

从本项目采取的清洁生产管理和措施来看，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。环境保护设施运转率、固体废物和危险废物处置率、钻井井场占地、落地原油回收率和废水回用率均满足清洁生产要求。

13.5总量控制指标

根据环境影响评价及批复，本项目未设置废水、废气总量指标。

13.6环境风险事故防范及应急措施调查

本项目施工期间、运营期间，建设单位以及各施工单位均重视环境风险，通过本次竣工验收调查，结合工程的特点进行分析，本工程采取的环境风险事故防范措施得当，使得事故发生的可能性大大的降低，编制了必要的环境风险应急预案，储备了足够的应急物资，并对施工人员进行培训和演练，加强了人员的风险防范意识。

根据验收调查，施工期和运营期均未发生环境风险事故，较好地落实了环境风险防范措施。

13.7环境管理及监测计划落实情况调查

本项目环境管理贯穿于工程施工期、运营期全过程中，建设单位多次组织相关人员到现场督促检查工程建设情况以及环保措施落实情况。总体而言，本项目环境管理机构及制度健全，环境保护档案资料齐全。结合现场调查情况看，本项目环保设施运行良好。

13.8公众意见调查结果

公众参与调查结果表明，本项目所在地周围居民及所属区域的被调查人员总体上是赞同的，被调查者认为建设单位加强了项目的环境管理，施工期、运营期存在的环保问题均得到了有效解决。

调查结果表明，建设单位环境保护措施落实情况总体较好。

13.9综合结论

本项目在建设过程中基本执行了环境影响评价制度和环保“三同时”制度，施工过程中采取的污染防治、生态保护及环境风险防范措施基本有效。钻井工程完成后区域环境质量总体符合所在地环境功能区要求，对生态环境没有产生明显的不利影响，采取的污染防治措施和生态保护措施满足项目竣工验收的要求。建议通过竣工环境保护验收。

13.10建议

(1) 加强井场管理，定期巡查。

(2) 项目应注重生态保护要求，落实好复垦、复耕等生态恢复措施。