

中国石油集团川庆钻探工程有限公司
页岩气勘探开发项目经理部

川庆威远页岩气田东区产能建设项目
(一期)

环境影响报告书

(公示本)

建设单位：中国石油集团川庆钻探工程有限公司页岩气勘探开发
项目经理部

环评单位：中煤科工重庆设计研究院（集团）有限公司



二〇二五年五月

目 录

概述	5
1 总 则	6
1.1 评价目的	6
1.2 评价时段	6
1.3 编制依据	6
1.4 相关法律、法规、政策、规划符合性	13
1.5 环境影响识别与评价因子筛选	25
1.6 环境功能区划及评价标准	28
1.7 评价工作等级、范围	30
1.8 环境保护目标	39
2 区域开发现状及回顾性评价	43
2.1 本项目区块范围与川庆威远页岩气田位置关系	43
2.2 区块气藏地质特征	43
2.3 区块开发现状	43
2.4 区块已有工程环境影响回顾	45
3 项目概况	47
3.1 项目基本情况	47
3.2 建设内容	49
3.3 项目组成及概况	52
3.4 钻前工程	53
3.5 钻井工程	55
3.6 储层改造工程	60

3.7 采气工程	64
3.8 集输工程	66
3.9 供、排水工程	77
3.10 工程占地及土石方平衡	78
3.11 组织机构定员及施工进度	79
3.12 项目主要指标统计	80
4 工程分析	81
4.1 施工期工程分析	81
4.2 运营期工程分析	109
4.3 退役期污染源及污染物排放情况	114
5 区域环境概况及环境质量现状	116
5.1 自然环境概况	116
5.3 环境质量现状评价	119
5.4 生态环境现状评价	134
6 施工期环境影响评价与预测	146
6.1 施工期生态环境影响分析	146
6.2 施工期大气环境影响分析	150
6.3 施工期地表水环境影响分析	154
6.4 施工期地下水环境影响分析	157
6.5 施工期噪声环境影响分析	167
6.6 施工期固体废物环境影响分析	174
6.7 施工期土壤环境影响分析	177
7 运营期环境影响评价与预测	181
7.1 运营期生态环境影响分析	181

7.2 运营期大气环境影响分析	182
7.3 运营期地表水环境影响分析	183
7.4 地下水环境影响分析	184
7.5 运营期噪声环境影响分析	190
7.6 运营期固体废物环境影响分析	190
7.7 运营期土壤环境影响分析	191
8 环境风险评价	193
8.1 评价依据	193
8.2 环境风险潜势初判	195
8.3 环境风险识别	200
8.4 风险事故情形分析	205
8.5 环境风险预测与评价	210
8.6 环境风险管理	222
8.7 环境风险防范措施投资	246
8.8 环境风险评价小结	247
9 环境保护措施可行性论证	248
9.1 水污染防治措施	248
9.2 大气污染防治措施	254
9.3 噪声污染防治措施	257
9.4 固废污染防治措施	259
9.5 地下水污染防治措施	270
9.6 土壤污染防治措施	279
9.7 温室气体防控措施	281
9.8 生态环境保护措施	282

9.9 环保设施及投资估算	287
10 总量控制与碳排放建议	289
10.1 总量控制	289
10.2 碳排放建议	289
11 环境影响经济损益分析	290
11.1 社会效益分析	290
11.2 经济效益分析	290
11.3 环境经济损益分析	290
12 环境管理与监测计划	293
12.1 企业环境管理现状	293
12.2 施工期环境管理建议	293
12.3 运营期环境管理建议	294
12.4 环境监测及环境保护监控计划	296
12.5 竣工环保验收	299
13 结 论	302

概述

按照“整体部署、分区实施、滚动评价、接替稳产、逐步优化、稳步推进”的气藏开发总体思路，中国石油集团川庆钻探工程有限公司页岩气勘探开发项目经理部拟实施川庆威远页岩气田东区产能建设项目（一期），本次产能建设涉及威 204 井区东部区域和威 217 井区，目的层为龙马溪组，开采气体为不含硫化氢的页岩气，区块面积 245km²，位于中国石油天然气股份有限公司四川省四川盆地西南内江-犍为地区石油天然气页岩气勘查矿权、四川省四川盆地威 208 井区页岩气开采矿权和四川省四川盆地威 204 井区页岩气开采矿权范围内。

川庆威远页岩气田东区产能建设项目（一期）位于四川省内江市市中区、资中县和威远县境内，拟部署 16 个钻采平台（其中 6 座利旧，10 座新建），新增 92 口页岩气钻井和 6 口勘探井转为开发井；新建气田内部集输管线 19 条，长度共计 71.5km；同时建设与主体工程配套的供配电、自动控制、通信、给排水、建筑结构、消防等公用工程及辅助生产设施，拟新建产能规模 20.42×10⁸m³/a。本项目总投资 57.35 亿元，其中环保投资 9019 万元。

2025年3月，中国石油集团川庆钻探工程有限公司页岩气勘探开发项目经理部委托中煤科工重庆设计研究院（集团）有限公司（以下简称我公司）承担川庆威远页岩气田东区产能建设项目（一期）的环境影响评价工作。接受委托后，我公司随即组织环评技术人员进行现场踏勘和调查，收集资料，在进行项目初步工程分析及环境现状调查等工作基础上，确定了评价工作等级、评价范围以及评价标准、评价因子等，制定了环境质量现状监测方案并委托监测。

在现场踏勘和调查、资料收集、环境质量现状调查及监测、评价因子识别以及工程分析等工作的基础上，对本项目实施可能产生的环境影响以及环境风险进行了预测分析与评价，并根据项目实施可能产生的环境影响提出了相应的环境保护措施以及风险防范措施和应急要求，在上述工作的基础上，编制完成了《川庆威远页岩气田东区产能建设项目（一期）环境影响报告书》。

1 总 则

1.1 评价目的

本次环境影响评价是在对区域环境现状进行详细调查的基础上，对页岩气开发施工期、运行期和退役期的环境影响进行预测与评价，从保护环境的角度评价本工程建设的可行性；根据区域现有工程运行产生的实际影响，以及后续开发单项工程（井场、平台井站、管线）与不同的环境保护目标的关系，从单项工程和区域两个层面提出有针对性的保护措施、缓解措施；根据环境风险评价结果，提出施工期和运行期的环境风险防范措施，使工程建设对环境产生的不利影响降到最低程度，为工程的设计、建设及运行期的环境管理提供科学依据，做到经济建设与环境保护协调发展。

1.2 评价时段

根据《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》(HJ349-2023)中的有关规定，本次评价时段分施工期、运营期和退役期三个时段来开展环境影响评价，重点是施工期和运营期的环境影响，故本评价环境影响要素识别从单项工程项目环境影响开展识别。

1.3 编制依据

1.3.1 环境保护法律和法规

- (1) 《中华人民共和国环境保护法》（2015.1.1）；
- (2) 《中华人民共和国环境影响评价法》（2018.12.29修正）。
- (3) 《中华人民共和国环境噪声污染防治法》（2022.6.5实施）；
- (4) 《中华人民共和国森林法》（2019.12.28修订，2020.7.1实施）；
- (5) 《中华人民共和国水法》（2016.7.2修订）；
- (6) 《中华人民共和国土地管理法》（2019.8.26修订，2020.1.1实施）；
- (7) 《中华人民共和国节约能源法》（2018.10.26修订）；
- (8) 《中华人民共和国野生动物保护法》（2018年10月）；
- (9) 《中华人民共和国农业法》（2012.12.28修订，2013.1.1实施）
- (10) 《中华人民共和国循环经济促进法》（2018.10.26修订）；

- （11）《中华人民共和国水土保持法》（2010.10.25修订，2011.3.1实施）；
- （12）《中华人民共和国清洁生产促进法》（2012.2.29，修正2012.7.1施行）；
- （13）《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》（2020.4.29修订，2020.9.1实施）；
- （14）《中华人民共和国水污染防治法》（2017.6.27修订，2018.1.1实施）；
- （15）《中华人民共和国大气污染防治法》（2018.10.26修订）；
- （16）《中华人民共和国文物保护法》（2017.11.4修订，2018.1.1实施）；
- （17）《中华人民共和国石油天然气管道保护法》（2010.10.1 实施）等。

1.3.2 行政法规与国务院发布的规范性文件

- （1）《国务院关于环境保护若干问题的决定》（国发〔1996〕31号，1996.8）；
- （2）《建设项目环境保护管理条例》（国务院令682号，2017.6.21通过常务会议，2017.10.1施行）；
- （3）《全国生态环境保护纲要》（国发〔2000〕38号，2000.11.26）；
- （4）《国务院办公厅转发发展改革委等部门关于加快推进清洁生产意见的通知》（国发〔2003〕100号，2003.12.17）；
- （5）《国务院关于印发“十三五”节能减排综合工作方案的通知》（国发〔2016〕74号，2016.12.20）；
- （6）《基本农田保护条例》（2011.1.8修订）；
- （7）《土地复垦条例》（国务院令592号，2011.3.5实施）；
- （9）《全国生态保护与建设规划》（2013-2020年，2013.10）；
- （10）《土壤污染防治行动计划》（国发〔2016〕31号，2016.5.28）；
- （11）《国务院关于印发“十三五”生态环境保护规划的通知》（国发

〔2016〕65号，2016.11.24）；

（12）《中华人民共和国陆生野生动物保护实施条例》（2016.2.6修订）；

（13）《中华人民共和国野生植物保护条例》（2017.10.7修订）；

（14）《关于进一步加强生物多样性保护的意見》（中共中央办公厅 国务院办公厅）；

（15）《中共中央办公厅、国务院办公厅关于印发〈天然林保护修复制度方案〉的通知》（厅字〔2019〕39号）；

（16）《关于印发“十四五”土壤、地下水和农村生态环境保护规划的通知》（环土壤〔2021〕120号）；

（17）《空气质量持续改善行动计划》（国发〔2023〕24号）；

（18）《一般工业固体废物管理台账制定指南（试行）》（2021年12月30日）；

（19）《地下水管理条例》（2021年12月1日实施）等。

1.3.3 部门规章与部门发布的规范性文件

（1）《自然资源部 农业农村部关于加强和改进永久基本农田保护工作的通知》（自然资规〔2019〕1号）；

（2）《自然资源部关于做好占用永久基本农田重大建设项目用地预审的通知》（自然资规〔2018〕3号）；

（3）《自然资源部 农业农村部 国家林业和草原局关于严格耕地用途管制有关问题的通知》（自然资发〔2021〕166号）；

（4）《环境影响评价公众参与办法》（2018年7月16日）；

（5）《突发环境事件应急管理办法》（部令第34号，2015.6.5）；

（6）《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，2012.7.3）；

（7）《关于切实加强风险防范严格环境影响评价管理的通知》（环发〔2012〕98号，2012.8.8）；

（8）《石油天然气开采业污染防治技术政策》（原环保部公告2012年

第 18 号，2012.03.07 实施）；

（9）《产业结构调整指导目录（2024 年本）》；

（10）《关于进一步加强环境保护信息公开工作的通知》（环办〔2013〕103 号）；

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

（12）《关于落实大气污染防治行动计划严格环境影响评价准入的通知》（环办〔2014〕30 号）；

（13）《建设项目环境影响评价分类管理名录》，生态环境部令第 16 号，2021.1.1 起施行；

（14）《国家危险废物名录》环境保护部令第 15 号，2021.1.1 起施行；

（15）《关于划定并严守生态保护红线的若干意见》（中共中央办公厅、国务院办公厅，2017.2.7）；

（16）《全国生态环境保护纲要》（国发〔2000〕38 号）；

（17）《国家重点生态功能保护区规划纲要》（环发〔2007〕165 号）；

（18）《全国生态功能区划（修编版）》（环境保护部、中国科学院公告 2015 年第 61 号）；

（19）《关于加强国家重点生态功能区环境保护和管理的意见》（环发〔2013〕16 号）；

（20）《关于推进污水资源化利用的指导意见》（发改环资〔2021〕13 号）

（21）《水利部办公厅关于印发〈全国水土保持规划国家级水土流失重点预防区和重点治理区符合划分成果〉的通知》（办水保〔2013〕188 号）；

（22）《关于推行清洁生产的若干意见》（环控〔1997〕232 号，1997.4.14）；

（23）《国家重点保护野生动物名录》（2021.2.5）；

（24）《国家重点保护野生植物名录》（国家林业和草原局 农业农村部

公告 2021 年第 15 号，2021.9.7）；

（25）《自然资源部关于规范临时用地管理的通知》（自然资规〔2021〕2 号）等。

1.3.4 地方行政规章及规范性文件

（1）《四川省重点保护野生动物名录》（2024.8.9）；

（2）《四川省重点保护野生植物名录》（2024.8.9）；

（3）《四川省永久基本农田保护实施细则》（1996.2.29）；

（4）《四川省环境保护条例》（2017年9月22日修订）；

（5）《四川省重污染天气应急预案》（川办发〔2024〕46号）；

（6）《四川省生态功能区划》（2010年）；

（7）《关于进一步加强我省农村饮用水水源保护区环境保护工作的通知》（川环办发〔2011〕98号）；

（8）《四川省〈中华人民共和国野生动物保护法〉实施办法》（2012.7.27）；

（9）《四川省〈中华人民共和国水土保持法〉实施办法》（2012.12.1）；

（10）《四川省人民政府办公厅关于加强灰霾污染防治的通知》（川办发〔2013〕32号）；

（11）《四川省灰霾污染防治实施方案》（川环发〔2013〕78号）；

（12）《四川省固体废物污染环境防治条例》（2018.7.26修订）；

（13）《中共四川省委关于制定四川省国民经济和社会发展第十四个五年规划和二〇三五年远景目标的建议》（2020年12月4日）；

（14）《四川省“十四五”生态环境保护规划》（222.1.17）；

（15）《四川省生态保护红线实施意见》（2016.9.30）；

（16）《关于印发四川省生态保护红线方案的通知》（川府发〔2018〕24号）；

（17）《四川省人民政府关于落实生态保护红线、环境质量底线、资源利用上线制定生态环境准入清单实施生态环境分区管控的通知》（川府发

〔2020〕9号）。

（18）《四川省自然资源厅关于加强重大项目用地保障工作的通知》（川自然资规〔2019〕4号）；

（19）《四川省饮用水水源保护管理条例》（2019年修订）；

（20）《四川省水利厅关于印发四川省省级水土流失重点预防区和重点治理区划分成果的通知》（川水函〔2017〕482号）；

（21）《四川省、重庆市长江经济带发展负面清单实施细则（试行，2022年版）》；

（22）《四川省人民政府办公厅关于进一步加强天然林保护的通知》（川办函〔2016〕91号）；

（23）《四川省沱江流域水环境保护条例》（2019年）；

（24）《四川省天然林保护修复制度实施方案》（川林规发〔2020〕22号）；

（25）《四川省水资源条例》（2024.4.3修订）；

（26）《四川省矿产资源总体规划》(2021—2025)；

（27）《成渝地区双城经济圈“六江”生态廊道建设规划（2022—2035年）》（渝府办发〔2023〕85号）；

（28）《四川省生态环境厅办公室关于印发《产业园区规划环评“三线一单”符合性分析技术要点(试行)》和《项目环评“三线一单”符合性分析技术要点(试行)》的通知》（川环办函〔2021〕469号）等。

1.3.5 环境影响评价技术规范

（1）《环境影响评价技术导则 总纲》（HJ2.1-2016）；

（2）《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）；

（3）《环境影响评价技术导则 地表水环境》（HJ2.3-2018）；

（4）《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）；

（5）《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ2.4-2021）；

（6）《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022）；

（7）《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）；

- （8）《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）；
- （9）《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023）；
- （10）《突发环境事件应急监测技术规范》（HJ589-2021）；
- （11）《危险废物收集、贮存、运输技术规范》（HJ 2025-2012）；
- （12）《固体废物再生利用污染防治技术导则》（HJ1091-2020）；
- （13）《页岩气开发工程地下水环境监测技术规范》（NBT10848-2021）；
- （14）《排污单位自行监测技术指南 陆上石油天然气开采工业》（HJ 1248-2022）。

1.3.6 页岩气开采行业技术规范

- （1）《页岩气钻前工程作业规范》（Q/SY 16005-2017）；
- （2）《页岩气平台钻前土建工程作业要求》（NB/T 14021-2017）；
- （3）《页岩气水平井钻井作业技术规范》（NB/T 10252-2019）；
- （4）《页岩气井试气技术规范》（NB/T 14014-2016）；
- （5）《页岩气钻井井控安全技术规范》（AQ/T 2076-2020）；
- （6）《页岩气井压裂设计规范》（Q/SY 1852-2015）；
- （7）《页岩气井压裂施工规范》（Q/SY 1853-2015）；
- （8）《非常规油气开采污染控制技术规范》（SY/T 7482-2020）；
- （9）《陆上石油天然气开采水基钻井废弃物处理处置及资源化利用技术规范》（SY/T 7466-2020）；
- （10）《石油天然气钻井健康、安全与环境管理体系指南》（SY/T6283-1997）；
- （11）《石油天然气设计防火规范》（GB50183-2004）；
- （12）《石油天然气工程总图设计规范》（SY/T0048-2016）；
- （13）《石油天然气安全规程》（AQ2012-2007）；
- （14）《石油天然气钻井井控技术要求》（GB/T31033-2025）；
- （15）《井下作业安全规程》（SY 5727-2014）；
- （16）《气井试气、采气及动态监测工艺规程》（SYT6125-2013）；

- (17) 《油气井井喷着火抢险作法》（SY/T6203-2014）；
 - (18) 《气田水回注技术规范》（Q/SY 01004-2016）；
 - (19) 《丛式井平台布置及井眼防碰技术要求》（SY/T6396-2014）；
 - (20) 《油井井下作业防喷技术规程》（SY/T5974-2014）；
 - (21) 《石油天然气钻井、开发、储运防火防爆安全生产技术规程》（SY/T 5225-2019）；
 - (22) 《钻井井场、设备、作业安全技术规程》（SY/T 5974-2020）；
 - (23) 《输气管道工程设计规范》（GB50251-2015）；
 - (24) 《气田集输设计规范》（GB50349-2015）；
 - (25) 《气田水注入技术要求》（SY/T 6596-2016）；
 - (26) 《钻前工程及井场布置技术要求》（SY/T 5466-2013）；
 - (27) 《石油天然气钻井、开发、储运防火防爆安全生产技术规程》（SY/T 5225-2019）；
 - (28) 《油气输送管道穿越工程设计规范》（GB 50423-2013）；
 - (29) 《油气输送管道穿越工程施工规范》（GB 50424-2015）；
 - (30) 《陆上石油天然气集输环境保护推荐作法》（SY/T7294-2016）
- 等。

1.3.7 项目资料

(1) 川庆威远页岩气田东区产能建设项目（一期）内现有工程环评报告及批复；

(2) 川庆威远页岩气田东区产能建设项目（一期）相关设计资料等。

1.4 相关法律、法规、政策、规划符合性

1.4.1 产业政策符合性分析

(1) 与《产业结构调整指导目录》的符合性

本项目为页岩气开发工程，项目属于《产业结构调整指导目录（2024 年本）》第七类第 1 条“石油天然气开采：页岩气、页岩油、致密油（气）、油砂、天然气水合物等非常规资源勘探开发”，符合国家产业政策。

本项目不属于国务院规定关停的 15 类严重污染环境的“十五”小项目，不属于列入《第一批严重污染环境（大气）的淘汰工艺与设备名录》、《淘汰

落后生产能力、工艺和产品的目录》（第一批、第二批、第三批）和《工商投资领域制止重复建设目录》的项目，因此本项目不违反国家有关产业政策。

（2）与《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函〔2019〕910号）符合性分析

本项目与《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函〔2019〕910号）对比分析详见表 1.4-1。

表 1.4-1 与《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》对比

序号	技术政策要求	本工程内容	符合性
一	推进规划环境影响评价		
（二）	油气企业在编制内部相关油气开发专项规划时，鼓励同步编制规划环境影响报告书。	未编制相应油气开发专项规划环境影响报告书。	非强制性要求，不违背
二	深化项目环评“放管服”改革		
（四）	油气开采项目（含新开发和滚动开发项目）原则上应当以区块为单位开展环评（以下简称区块环评），一般包括区块内拟建的新井、加密井、调整井、站场、设备、管道和电缆及其更换工程、弃置工程及配套工程等。	本次评价为川庆威远页岩气田东区产能建设项目（一期）环评，包括拟建的新井、站场、集输管道工程及配套工程等。	符合
三	强化生态环境保护措施		
（七）	涉及向地表水体排放污染物的陆地油气开采项目，应当符合国家和地方污染物排放标准，满足重点污染物排放总量控制要求。	废水优先重复利用，不能利用的废水转运回注，不向地表水体排放污染物。	符合
（八）	涉及废水回注的，应当论证回注的环境可行性，采取切实可行的地下水污染防治和监控措施，不得回注与油气开采无关的废水，严禁造成地下水污染。在相关行业污染控制标准发布前，回注的开采废水应当经处理并符合《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329）等相关标准要求后回注，同步采取切实可行措施防治污染。回注目的层应当为地质构造封闭地层，一般应当回注到现役油气藏或枯竭废弃油气藏。	不能回用的废水转运至回注井回注或环保手续齐全且有处理能力且环保手续齐全的污水处理厂进行处理，回注废水水质满足《气田水回注技术规范》（Q/SY01004-2016）相关要求后回注。	符合
（九）	油气开采产生的废弃油基泥浆、含油钻屑及其他固体废物，应当遵循减量化、资源化、无害化原则，按照国家和地方有关固	油气开采产生的废弃油基泥浆、含油钻屑及其他固体废物，遵循减量化、资	符合

序号	技术政策要求	本工程内容	符合性
	体废物的管理规定进行处置。鼓励企业自建含油污泥集中处理和综合利用设施，提高废弃油基泥浆和含油钻屑及其处理产物的综合利用率。油气开采项目产生的危险废物，应当按照《建设项目危险废物环境影响评价指南》要求评价。	源化、无害化原则，收集后交具有危废资质的单位处置。	
(十)	陆地油气开采项目的建设单位应当对挥发性有机物液体储存和装载损失、废水液面逸散、设备与管线组件泄漏、非正常工况等挥发性有机物无组织排放源进行有效管控，通过采取设备密闭、废气有效收集及配套高效末端处理设施等措施，有效控制挥发性有机物和恶臭气体无组织排放。涉及高含硫天然气开采的，应当强化钻井、输送、净化等环节环境风险防范措施。含硫气田回注采出水，应当采取有效措施减少废水处理站和回注井场硫化氢的无组织排放。高含硫天然气净化厂应当采用先进高效硫磺回收工艺，减少二氧化硫排放。井场加热炉、锅炉、压缩机等排放大气污染物的设备，应当优先使用清洁燃料，废气排放应当满足国家和地方大气污染物排放标准要求。	工程为页岩气开发区块，开采气体不含硫，井场管道密闭，有效控制非甲烷总烃的无组织排放；井场、站场均优先采用当地电网供电，运营期正常工况下无大气污染物排放。	符合
(十一)	施工期应当尽量减少施工占地、缩短施工时间、选择合理施工方式、落实环境敏感区管控要求以及其他生态环境保护措施，降低生态环境影响。钻井和压裂设备应当优先使用网电、高标准清洁燃油，减少废气排放。选用低噪声设备，避免噪声扰民。施工结束后，应当及时落实环评提出的生态保护措施。	施工期项目按照标准井场布置尽可能少占用地，选用先进的钻井技术，缩短施工时间。井场、站场均采用当地电网供电，不设置水套炉等加热装置，减少废气排放。选用低噪声设备，避免噪声扰民。提出了施工结束后及时落实生态保护措施的要求。	符合
(十二)	陆地油气长输管道项目，原则上应当单独编制环评文件。	本项目管道为内部集输管道，不涉及油气长输管道。	符合
(十三)	油气企业应当加强风险防控，按规定编制突发环境事件应急预案，报所在地生态环境主管部门备案。海洋油气勘探开发溢油应急计划报相关海域生态环境监督管理局备案。	本项目制定了严格的环境风险防范措施，本评价提出了按规定编制突发环境事件应急预案的相关要求。	符合

综上所述，本项目符合《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函〔2019〕910号）的相关要求。

(3) 与《石油天然气开采业污染防治技术政策》符合性分析

通过将本项目工程内容、环保措施内容与《石油天然气开采业污染防治技术政策》中清洁生产、生态保护、污染治理、运行风险和环境管理等内容进行对比分析，项目建设符合《石油天然气开采业污染防治技术政策》要求。

(4) 与《四川省页岩气开采业污染防治技术政策》符合性分析

为合理开发页岩气资源、防止环境污染和生态破坏，原四川省环境保护厅于 2018 年 2 月颁布了《四川省页岩气开采业污染防治技术政策》。根据分析，本项目符合《四川省页岩气开采业污染防治技术政策》的相关要求。

(5) 与《地下水管理条例》符合性分析

本项目与《地下水管理条例》（中华人民共和国国务院令 第 748 号文，2021 年 12 月 1 日实施）对比分析详见表 1.4-5。

表 1.4-5 项目与《地下水管理条例》（2021 年）符合性分析

序号	技术政策要求	本工程内容	符合性
一	污染防治		
1	兴建地下工程设施或者进行地下勘探、采矿等活动，依法编制的环境影响评价文件中，应当包括地下水污染防治的内容，并采取防护性措施	本项目为页岩气开采项目，本次环评中已有地下水污染防治的相关内容，并提出了相关防护性措施	符合
2	禁止下列污染或者可能污染地下水的行为： （1）利用渗井、渗坑、裂隙、溶洞以及私设暗管等逃避监管的方式排放水污染物；（2）利用岩层孔隙、裂隙、溶洞、废弃矿坑等贮存石化原料及产品、农药、危险废物、城镇污水处理设施产生的污泥和处理后的污泥或者其他有毒有害物质；（3）利用无防渗漏措施的沟渠、坑塘等输送或者贮存含有毒污染物的废水、含病原体的污水和其他废弃物；	本项目污染物均得到了妥善处置，不存在所列的污染或者可能污染地下水的行为	符合
3	企业事业单位和其他生产经营者应当采取下列措施，防止地下水污染：（1）兴建地下工程设施或者进行地下勘探、采矿等活动，依法编制的环境影响评价文件中，应当包括地下水污染防治的内容，并采取防护性措施；	本项目属于页岩气开采项目，本次环评对钻井工艺和泥浆体系提出了源头控制措施，并在各井场实施分区防渗等保护地下水环境的措施。	符合
4	在泉域保护范围以及岩溶强发育、存在较多落水洞和岩溶漏斗的区域内，不得新建、改建、扩建可能造成地下水污染的建设项目。	本项目属于红层碎屑岩地区，项目未在泉域保护范围以及岩溶强发育、存在较多	符合

		落水洞和岩溶漏斗的区域内	
--	--	--------------	--

由上表分析可知，本项目建设符合《地下水管理条例》（2021 年）中的相关要求。

1.4.2 规划符合性分析

（1）与能源发展规划符合性分析及矿产资源规划符合性分析

①与《国家发展改革委关于印发“十四五”现代能源体系规划》（发改能源〔2022〕210 号）符合性分析

根据《国家发展改革委关于印发“十四五”现代能源体系规划》中提及“十四五”时期现代能源体系建设的主要目标是——能源保障更加安全有力。到 2025 年，国内能源年综合生产能力达到 46 亿吨标准煤以上，原油年产量回升并稳定在 2 亿吨水平，天然气年产量达到 2300 亿立方米以上，发电装机总容量达到约 30 亿千瓦，能源储备体系更加完善，能源自主供给能力进一步增强。本工程属于页岩气开发项目，符合《国家发展改革委关于印发“十四五”现代能源体系规划》。

②与《四川省“十四五”规划和 2035 年远景目标纲要》符合性分析

根据《四川省“十四五”规划和 2035 年远景目标纲要》，实施中国“气大庆”建设行动，加强天然气产供储销体系建设，建成全国最大天然气（页岩气）生产基地，天然气年产量力争达到 630 亿立方米。大力推进天然气（页岩气）勘探开发，完善资源开发利益共享机制，加快增储上产，重点实施川中安岳、川东北高含硫、川西致密气等气田滚动开发，加快川南长宁、威远、泸州等区块页岩气产能建设。优化城乡天然气输配网络，加快重点区域天然气长输管道建设，延伸和完善天然气支线管道，天然气管道达到 2.25 万公里以上，年输配能力达 700 亿立方米。

本项目为页岩气开发产能建设工程，位于威远区块，符合《四川省“十四五”规划和 2035 年远景目标纲要》要求。

③与《四川省“十四五”能源发展规划》（川府发〔2022〕8 号）符合性

根据《四川省“十四五”能源发展规划》，大力推进天然气(页岩气)勘探开发，实施国家天然气（页岩气）千亿立方米级产能基地建设行动方案，建

成全国最大的现代化天然气（页岩气）生产基地。加大德阳—安岳古裂陷周缘、川中下古生界—震旦系、下二叠统、川西雷口坡组、川南五峰组—龙马溪组层系勘探力度。加快川中下古生界—震旦系气藏、川西和川中致密气藏、川东北高含硫气田、川西致密气田以及长宁、威远、泸州等区块产能建设，稳定主产区产量，开发接续区块。到2025年，天然气（页岩气）年产量达到630亿立方米。

本项目属《四川省“十四五”能源发展规划》规划的非常规天然气勘探开发项目，属于威远区块产能建设项目，符合《四川省“十四五”能源发展规划》规划要求。

④与《四川省矿产资源总体规划（2021—2025）》及其规划环评的符合性分析

四川省自然资源厅组织编制了《四川省矿产资源总体规划（2021—2025年）环境影响报告书》，2022年7月生态环境部正式印发《关于〈四川省矿产资源总体规划（2021—2025年）环境影响报告书〉的审查意见》（环审〔2022〕105号）。项目与《四川省矿产资源总体规划（2021—2025年）环境影响报告书》及审查意见的符合性分析见表1.4-7。***

项目建设与《四川省矿产资源总体规划（2021—2025）》及其规划环评相符合。

（2）与长江经济带生态保护要求的相关规划符合性

①与《长江经济带生态环境保护规划》（环规财〔2017〕88号）的符合性分析

根据《长江经济带生态环境保护规划》中第六条：“全面推进环境污染治理，建设宜居城乡环境专栏”，该条要求中提出改善城市环境质量，推进成渝城市大气污染防治。增加天然气的开发程度，提供天然气供应量，有利于加速产业升级和能源结构的调整，本项目属于页岩气开发项目，页岩气为清洁能源，项目的建设能够改善成渝地区区域大气环境质量，符合《长江经济带生态环境保护规划》要求。

②与《长江经济带发展负面清单指南（试行，2022年版）》及《四川

省、重庆市长江经济带发展负面清单实施细则（试行，2022年版）》符合性分析

按照《四川省、重庆市长江经济带发展负面清单实施细则（试行，2022年版）》中对建设项目提出了一系列的管控要求，项目的建设符合《长江经济带发展负面清单指南（试行，2022年版）》及《四川省、重庆市长江经济带发展负面清单实施细则（试行，2022年版）》要求。

（3）与《四川省“十四五”生态环境保护规划》的符合性

四川省“十四五”生态环境保护规划针对页岩气开发指出：“加快推进天然气（页岩气）勘探开发,建成全国最大的天然气（页岩气）生产基地。”“推动国家天然气（页岩气）千亿立方米级产能基地绿色化发展”。本项目属于川南页岩气气田区块开发产能建设项目，项目实施过程中严格按照相关要求落实环保措施，并积极地回收测试过程中的甲烷；油基泥浆钻井过程中油基泥浆循环使用，油基岩屑外委具有危废资质单位处理，得到了妥善的处置；钻井实施过程中，加强了地下水污染防治措施，进行分区防渗，能够有效地避免钻井过程中对地下水的污染，项目的实施与符合四川省“十四五”生态环境保护规划相关要求。

（4）与国土空间规划的符合性

①项目与《内江市国土空间总体规划（2021-2035年）》符合性分析

《内江市国土空间总体规划（2021-2035年）》提出：“构建以‘4+2’为核心的现代产业体系，突出“页岩气+、钒钛+、甜味+、装备+”四大产业高端化、智能化、绿色化、集群化发展，推进产业基础再造和强链补链延链，加快培育电子信息、生物医药等新兴产业，打造一批产业规模大、布局结构优、创新能力强、发展质量高、区域协作紧密的先进制造业集群。做好安全生产空间管控”以及“加强页岩气开采工程项目周边建设管控，避免出现次生灾害。落实页岩气开采工程安全管理责任，开展安全评价，根据安全评价采取应对风险的措施，减少页岩气开采工程对周边环境的影响。预留应急用地和大型危险品储存用地”。

本项目的建设符合《内江市国土空间总体规划（2021-2035年）》中的现

代化产业体系要求，并在项目开展过程中将落实页岩气开采工程安全管理责任，按照相关法律法规开展安全评价，项目的建设符合《内江市国土空间总体规划》（2021-2035年）相关要求。

同时本次也查询了《内江市市中区国土空间总体规划（2021-2035年）》、《资中县国土空间总体规划(2021-2035年)》和《威远县国土空间总体规划（2021—2035年）》相关要求，项目属于页岩气开发项目，项目的实施对地区经济发展具有积极意义，项目符合各地区国土空间规划相关要求。

（5）与生态功能区划的符合性

①与《国务院关于印发全国主体功能区规划的通知》的符合性

根据《国务院关于印发全国主体功能区规划的通知》（国发〔2010〕46号），本项目所在地属国家重点开发区域，不属于重点生态功能区。根据调查，项目占地不涉及国家级自然保护区、世界文化遗产、国家风景名胜区、国家森林公园和国家地质公园，因此本项目符合通知要求。

②与《四川省生态功能区划》的符合性分析

本项目所在区域生态功能区划属“1四川盆地亚热带湿润气候生态区”、“1-2 盆中丘陵农林复合生态亚区”、“1-2-5 沱江中下游城镇—农业生态功能区”，该生态功能区主要生态功能为人居保障功能，农产品提供功能。本项目不属于高耗水产业，且项目废水不外排，不影响区域生态服务功能，符合《四川省生态功能区划》要求。

（6）与《关于加强生态环境分区管控的指导意见》符合性分析

《关于加强生态环境分区管控的指导意见》于2023年11月7日中央全面深化改革委员会第三次会议上通过，意见指出：“科学划分生态环境分区；建立健全生态环境分区管控机制；加强环保力度，提高生态环境质量；推进生态文明建设”，本项目位于内江市要素重点管控单元和一般环境管控单元，未涉及优先保护单元，未涉及生态保护红线，项目的选址符合生态环境分区管控要求，与《关于加强生态环境分区管控的指导意见》不相违背。

（7）与“三区三线”符合性分析

“三区三线”是指农业空间、生态空间、城镇空间三种类型空间，以及分

别对应划定的永久基本农田保护红线、生态保护红线、城镇开发边界三条控制线。本项目主要位于农田生态系统，占用的土地现状主要为耕地，项目涉及内江市市中区、经济技术开发区、资中县和威远县，根据各区县“三区三线”资料，项目和各平台及管线选址均未在城镇规划建设用地范围内，本项目不违背地方城镇发展规划要求。此外，项目不涉及生态保护红线，项目占用永久基本农田，但本项目属于重大项目类型，已最大程度避让永久基本农田，无法避让的情况下，将按照相关文件要求办理用地手续。因此项目的实施与“三区三线”相关要求不相违背。

（8）与永久基本农田相关产业政策符合性分析

由于地下页岩气开采具有明显的行业特殊性，在选址上很大程度上是“井下决定井上”，首先需考虑的是该区域是否含有页岩气，是否具有开采价值。因此，在选择井口的时候具有很大的约束，是通过页岩气所在位置来确定井口位置，同时须平衡站场与周边居民点位置关系、林地占用、永久基本农田占用等因素。因此，在选择井口的时候具有很大的约束，建设单位在选井阶段已开展选址比选工作，尽可能地避让永久基本农田，四川省自然资源厅发布的《关于加强重大项目用地保障工作的通知》（川自然资规〔2019〕4号）中规定“石油、天然气、页岩气、煤层气等油气战略性矿产的地质勘查，经批准可临时占用永久基本农田布设探井。在试采和取得采矿权后转为开采井的，可直接依法办理农用地转用和土地征收手续，按规定补划永久基本农田”，本项目为页岩气开发项目，属于重大项目类型，可占用永久基本农田，项目用地将严格落实《土地管理法》、《土地复垦条例》、《自然资源部 农业农村部关于加强和改进永久基本农田保护工作的通知》（自然资规〔2019〕1号）以及《自然资源部 农业农村部 国家林业和草原局关于严格耕地用途管制有关问题的通知》（自然资发〔2021〕166号）等相关规定，临时用地结束后应按照土地复垦方案实施土地复垦。本项目满足通知相关要求。

1.4.3 与生态环境分区管控符合性分析

本次评价按照四川省生态环境厅办公室关于印发《产业园区规划环评“三

线一单”符合性分析技术要点（试行）》和《项目环评“三线一单”符合性分析技术要点（试行）》的通知开展本项目与“三线一单”的符合性分析。

（1）项目所在环境管控单元

根据《内江市人民政府办公室关于发布内江市 2023 年生态环境分区管控动态更新成果的通知》（内府办函〔2024〕28 号）可知，本项目各工程位于内江市要素重点管控单元和一般管控单元内，涉及的要素重点管控单元为内江市市中区要素重点管控单元 ZH51100220006、威远县要素重点管控单元：ZH51102420006 和资中县一般管控单元 ZH51102530001。项目与内江市环境管控单元位置关系图见附图 1-8。

川庆威远页岩气田东区产能建设项目（一期）区块范围内不涉生态保护红线，项目工程占地均已避让生态保护红线，位于一般生态空间，本项目与生态保护红线最近距离为 1.8km，即本次威 217H27 平台东北侧距离与内江市三水厂沱江对口滩水源地饮用水源一级保护区边界最近距离为 1.8km，威 217H27 平台未在内江市三水厂沱江对口滩水源地饮用水源保护区集雨范围内，因此项目的实施对保护区影响较小，对生态保护红线的影响较小。此外，本项目占地不涉及自然保护区、森林公园、风景名胜区、地质公园、湿地公园、水产种质资源保护区等生态敏感区。因此项目与生态保护红线的相关规定不相违背。

（2）与生态环境准入清单的符合性分析

根据项目所在地所属环境管控单元的生态环境准入清单，从空间布局约束、污染物排放管控、环境风险防控、资源开发效率四个维度，论述项目的符合性，项目与生态环境准入清单及管控要求符合性分析表见下表。

表 1.4-9 项目与生态环境准入清单及管控要求符合性分析表

综上所述，项目不涉及生态保护红线以及生态优先保护单元，项目主要位于重点管控单元和一般管控单元内，项目符合生态准入清单的要求，符合《内江市人民政府关于落实生态保护红线、环境质量底线、资源利用上线制定生态环境准入清单实施生态环境分区管控的通知》（内府发〔2021〕7号）和《内江市人民政府办公室关于发布内江市 2023 年生态环境分区管控动态更新成果的通知》（内府办函〔2024〕28 号）相关要求。

1.4.4 选址环境合理性分析

（1）总体规划的相容性分析

本项目所在区域不在城市总体规划区域以及各城镇总体规划内，不属于城镇用地，项目所在地为农村地区，主要发展农业、矿产品提供，项目不违背当地地方城镇发展规划要求。

（2）选址选线合理性分析

本次评价重点针对本次新选址的 16 个新建钻井平台和拟建集输管线进行选址合理性分析。

本项目各单项工程不涉及自然保护区、风景名胜区、森林公园等特殊或重要生态敏感区，井场占地和管线穿越范围均未在集中式饮用水源保护区内，井场选址符合《四川省页岩气开采业污染防治技术政策》。

针对区域内分布乡镇集中式饮用水源保护区，采取绕避措施，符合四川省“三线一单”的相关要求。本次产能建设所涉及的各项工程占地不涉及文物保护单位、风景名胜区、自然保护区、森林公园以及生态保护红线等环境敏感区。

拟建项目选址内无泉眼、地下暗河等控制性水点分布，严格按照相关规定取得土地使用手续后开工，采取措施后符合永久基本农田保护区管理要求，不涉及其他各类保护区及环境敏感区，符合规划和国土管理方面的规定，其选址比较理想。本项目建设前占地为耕地为主，建设用地为临时占地，在采取补偿等措施后，对失地农民和企业的生活影响较小。选址位于当地城镇规划区外，不涉及环境敏感区，符合“三线一单”管控要求，因此项目选址合理。

综上所述，川庆威远页岩气田东区产能建设项目（一期）环境限制因素

较少，项目选址合理、可行。

1.5 环境影响识别与评价因子筛选

根据页岩气开发项目建设特点以及本项目工程内容及开发方案，本次产能建设项目对各单项工程项目分为施工期、运营期和退役期，重点是施工期和运营期的环境影响，故本评价环境影响要素识别从单项工程项目环境影响开展识别。

1.5.1 环境影响识别

施工期影响主要为井区内拟部署16个平台的平台钻采工程（包括钻前工程、钻井工程和储层改造测试工程）和集输管道建设带来的。施工过程中由于场地平整、进站道路、运输车辆、施工作业带的整理、管沟的开挖、布管等施工活动对周围环境产生的不利影响：一是对土壤扰动和自然植被等的破坏，这种影响是比较持久的，在施工完成后的一段时间内仍将存在；二是在施工过程中产生的“三废”排放对环境造成的影响，这种影响是短暂的，随施工结束而消失。此外，平台钻井工程的钻井和压裂过程将会产生钻井废水、钻井固废、压裂返排液等污染物，这些污染物必须得到有效的环保处置，否则将会对当地环境产生很大的环境影响。

运行期影响主要为16座采气站场以及集输管道运营产生，正常情况下排污主要来自井站场等工艺过程中产生的少量废气、气田水、固体废物等。

退役期影响主要为各种生产、生活设施相继拆除和停用，拆除过程中会产生施工噪声和固体废物。

（1）施工期影响要素识别

①施工期生态环境影响

工程施工期间对生态环境的影响主要表现为钻前工程及地面集输工程土石方开挖引起自然地貌的改变和地表自然及人工植被的破坏引起土地利用的改变，生物量和生产力的变化，由此引发的区域生态环境破坏；施工中临时道路、临时施工场地占用耕地、林地及其它土地导致农业、林业生态系统发生较大变化；管线穿越河流等产生的弃渣和施工行为对当地地表水环境质量的影响，若处置不当，会造成新的水土流失，增加区域内的水土流失量，加

剧环境的破坏。

②施工期污染影响

本工程施工期废水主要来自钻井废水、压裂返排液、施工人员在施工作业中产生的生活污水、管道安装之后清管试压排放的废水；施工废气主要来自地面开挖、运输车辆行驶产生的扬尘、放喷测试废气及施工机械柴油机排放的烟气；施工期产生的固体废物主要为钻井固废（废泥浆及岩屑）、废油、生活垃圾和施工废料等；噪声源主要来自施工作业机械，如钻机、振动筛、离心机、挖掘机、压裂车等，其强度在75dB(A)~95dB(A)。

③事故状态

事故状态的环境影响包括天然气的事故环境风险、可燃气体遇火爆炸冲击波、放喷池、废渣罐等一旦发生泄漏而引发的事故风险，均会对周围水环境、生态环境和人员造成影响，同时还涉及社会经济等问题。

（2）运行期环境影响影响要素识别

页岩气产能建设运行期间对环境的影响分为正常和非正常两种情况。

① 正常工况

正常运行状况下，页岩气全线采用密闭输送，且工程自动化程度较高，没有污染物排放。因此，运行期主要废气污染源为采气站内无组织逸散的少量非甲烷总烃废气；主要废水污染源为各采气站场气液分离产生的气田水；噪声源主要为各采气站工艺设备气流噪声；固体废物主要为清管检修废渣、砂砾、水罐水池沉渣、废油。

② 非正常工况

非正常工况时，站场清管、检修及事故放空时排放的废气、噪声对大气环境和声环境的影响。

（3）退役期环境影响识别

各种生产、生活设施相继拆除和停用，拆除过程中会产生施工噪声和固体废物，当完成拆除和地表恢复后，由于采用水泥封井措施，将不会有废气产生。采取生态恢复措施以后，环境空气、水质和土壤等将逐渐恢复。

本项目环境影响因子和影响要素识别结果统计情况见表1.5-1。

1.5.2 评价因子筛选

根据当地环境特征及前文识别结果，确定本项目环境评价因子如下：

（1）现状调查评价因子

声环境：昼间等效声级（ L_d ）、夜间等效声级（ L_n ）。

环境空气： SO_2 、 NO_2 、 PM_{10} 、 $PM_{2.5}$ 、CO、 O_3 、非甲烷总烃。

地表水环境：pH、水温、SS、 COD_{Cr} 、 BOD_5 、氨氮、DO、铁、锰、硫酸盐、硫化物、氯化物、石油类。

地下水环境：背景离子（ K^+ 、 Na^+ 、 Ca^{2+} 、 Mg^{2+} 、 CO_3^{2-} 、 HCO_3^- 、 Cl^- 、 SO_4^{2-} ）；基本水质因子（pH、氨氮、耗氧量、硝酸盐、亚硝酸盐、挥发性酚类、氰化物、砷、汞、铬（六价）、总硬度、铅、氟、镉、铁、锰、溶解性总固体、硫酸盐、总大肠菌群、细菌总数）；特征因子（COD、石油类、氯化物、钡）。

土壤：土壤理化性质；砷、镉、铬（六价）、铜、铅、汞、镍、四氯化碳、氯仿、氯甲烷、1,1-二氯乙烷、1,2-二氯乙烷、1,1-二氯乙烯、顺-1,2-二氯乙烯、反-1,2-二氯乙烯、二氯甲烷、1,2-二氯丙烷、1,1,1,2-四氯乙烷、1,1,2,2-四氯乙烷、四氯乙烯、1,1,1-三氯乙烷、1,1,2-三氯乙烷、三氯乙烯、1,2,3-三氯丙烷、氯乙烯、苯、氯苯、1,2-二氯苯、1,4-二氯苯、乙苯、苯乙烯、甲苯、间二甲苯+对二甲苯、邻二甲苯、硝基苯、苯胺、2-氯酚、苯并〔a〕蒽、苯并〔a〕芘、苯并〔b〕荧蒽、苯并〔k〕荧蒽、蒽、二苯并〔a,h〕蒽、茚并〔1,2,3-cd〕芘、萘；钡离子；镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌；石油烃、氯化物、硫酸盐、钡。

（2）环境影响分析因子

声环境：昼间等效声级（ L_d ）、夜间等效声级（ L_n ）；

环境空气：施工期：颗粒物、氮氧化物、非甲烷总烃；运营期：非甲烷总烃、氮氧化物。

地表水：pH值、悬浮物、COD、 BOD_5 、氨氮、总磷、石油类、挥发酚、硫化物、阴离子表面活性剂、汞、总铬、六价铬、镉、砷、镍、铅、氯化物。

地下水：pH 值、挥发酚、耗氧量、氨氮、硫化物、氯化物、石油类、总硬度、溶解性总固体、钡、汞、砷、六价铬等。

固体废物：表土、土石方、水基钻井固废（岩屑和废弃钻井泥浆）、废矿物油及含矿物油废物、生活垃圾以及运营期清管检修废渣、除砂器砂砾、污泥。

土壤环境：pH、石油烃、汞、砷、六价铬、土壤盐分含量、氯化物、钡。

生态环境：地表扰动面积及类型、植被覆盖度、生物量损失、土壤肥力或林地立地条件物种多样性、生态系统完整性等。

环境风险：甲烷等气体泄漏引发火灾爆炸产生的次生环境事故；石油类、化学需氧量、氯化物（废水泄漏、油罐泄漏、钻井岩屑现场贮存泄漏、外运处置运输时泄漏以及废水等污染物转运时的泄漏等）。

温室气体：CO₂ 和 CH₄。

1.6 环境功能区划及评价标准

1.6.1 环境功能区划

根据四川省环境功能区划相关文件，确定本项目所在地环境功能区划情况见表 1.6-1。

表1.6-1 环境所在区域功能区划情况

序号	项目	功能属性及执行标准
1	环境空气	环境空气二类区
2	地表水环境	井区属于沱江水系，范围内流域面积较大的河流主要有纪家河、乌龙河、桂溪河、五凤溪等。此外，区块内和区块周边分布有多个水库，如黄河湖水库、八一水库、金龟桥水库、黄石板水库、响滩子水库、杨柳水库、靖民水库等，均为 III 类地表水环境功能区，水体功能为饮用、灌溉、泄洪、养殖等。
3	地下水环境	评价区内地下水功能主要为提供当地分散居民生活用水、农牧业生产的水资源和维持地表植被生态系统稳定，因此参照执行《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类标准功能。
4	声环境	声环境 2 类区、4a 类区、4b 类区
5	土壤环境	《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）、《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）二类筛选值

6	生态功能	区域生态功能区划属于“I四川盆地亚热带湿润气候生态区”、“I-2 盆地中丘陵农林复合生态亚区”、“I-2-5 沱江中下游城镇—农业生态功能区”。该区域主要生态服务功能为人居保障功能，农产品提供功能。
---	------	---

1.6.2 环境质量标准

本项目环境质量标准执行情况如下：

（1）环境空气质量标准

评价区内区域环境空气评价执行《环境空气质量标准》（GB 3095-2012）中的二级标准；项目特征因子非甲烷总烃执行《大气污染物综合排放标准详解》中制定非甲烷总烃排放标准时选用的环境质量标准。

（2）地表水环境质量标准

本项目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。

（3）地下水环境质量标准

地下水环境执行《地下水质量标准》(GB/T14848-2017)中的Ⅲ类标准，COD、石油类参照执行《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）的Ⅲ类水标准限值。

（4）声环境质量标准

项目所在区域声环境功能区大部分为2类区，区域声环境质量执行《声环境质量标准》(GB3096-2008)2类功能区标准。交通干线两侧声环境质量执行《声环境质量标准》(GB3096-2008)4a及4b类功能区标准。

（5）土壤环境质量标准

农用地执行《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）中风险筛选值，建设用地执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）和《四川省建设用地土壤污染风险管控标准》（DB51 2978-2023），石油烃建设用地土壤污染风险筛选值和管制值标准。

1.6.3 污染物排放标准

（1）废气

施工期扬尘执行《四川省施工场地扬尘排放标准》（DB51/2682-2020），施工期和运行期非甲烷总烃无组织排放执行《四川省固定污染源大气挥发性有机污染物排放标准》（DB51/2377-2017）；施工期和运营期其他废气排放执行《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996），同时柴油发电机满足《非道路柴油移动机械污染物排放控制技术要求》相关要求。

总烃。

（2）废水

本项目钻前施工废水循环利用，不外排；钻井废水全部回用于配置压裂液，压裂返排液和采气废水大部分回用于区块内平台配置压裂液，最终无法回用的转运至回注井回注或转运至手续齐全且有处理能力的污水处理厂处理后回用，不外排；钻井及压裂期间生活污水经移动式厕所收集后，就近委托乡镇污水处理厂处理。本项目施工及运营期间废水均不在现场外排。

（3）噪声

施工噪声执行《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011），即昼间70dB(A)，夜间55dB(A)。运行期采气站厂界噪声依据《声环境质量标准》(GB3096-2008)所在声环境功能区执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)中的2类标准。

（4）固体废物污染控制标准

本项目固体废物主要为钻井施工水基钻井固废（水基泥浆和岩屑）、油基钻井固废（油基泥浆和岩屑）、返排砂、废矿物油及含矿物油废物、生活垃圾和运营期清管检修废渣、水池污泥、除砂器砂砾等。

危险废物执行《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）相关要求，一般工业固体废物执行《陆上石油天然气开采水基钻井废弃物处理处置及资源化利用技术规范》（SY/T 7466-2020）、《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB18599-2020）相关要求。

1.7 评价工作等级、范围

根据《环境影响评价技术导则》(HJ19-2022、HJ2.3-2018、HJ2.2-2018、

HJ610-2016、HJ2.4-2021、HJ169-2018)，同时参照《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023）中的有关规定确定本项目各环境要素的评价工作等级。

1.7.1 生态环境

（1）评价等级

本项目不涉及各类生态敏感区和生态保护红线等，也不属于地表水水文要素影响型项目。针对陆生生态影响，本项目对地下水水位基本无影响，土壤影响范围内不涉及天然林、公益林等生态保护目标；针对水生生态产生影响，仅部分管线穿越河流产生水生生态影响，穿越河流均为小型河流或人工渠道，不涉及重要水生生物的产卵场、索饵场、越冬场和洄游通道等重要生境。综上，项目生态环境影响评价等级确定为三级。

（2）评价范围

根据《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022）和《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023），本项目评价范围划分如下：管线工程以线路中心线向两侧外延 300m 为评价范围，平台以场界周围 50m 为评价范围。

1.7.2 环境空气

（1）评价等级

本次产能建设工程涉及钻井工程、地面集输工程。依据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）要求，评价等级判断主要以地面集输工程为主，钻井期间的施工机械、施工车辆产生的尾气，由于施工期较短暂，单井钻井时间短，暂不考虑其评价等级。本项目运营期正常情况下产生的大气污染物主要为采气平台井站工艺区逸散的无组织废气和集液池含油的采气废水产生的无组织废气，均表征为 NMHC；由于各平台井站储存池容积规格相同，仅污染物排放速率差异，因此本次评价选取各平台井站中有代表性井站集液池的产污源强进行评价等级判定。根据环境影响识别，地面集输工程选取非甲烷总烃为候选因子进行核算，计算该污染物的最大地面浓度占标率 P_i 和地面浓度达标限值 10% 时所对应的最远距离 $D_{10\%}$ 。其中 P_i 定义为：

$$P_i = \frac{C_i}{C_{0i}} \times 100\%$$

式中：

P_i —第 i 个污染物的最大地面浓度占标率，%；

C_i —采用估算模式计算出的第 i 个污染物的最大地面浓度， mg/m^3 ；

C_{0i} —环境控制质量标准， mg/m^3 ，取 GB3095-2012 中 1 小时平均取样时间的二级标准浓度限值。

表 1.7-2 评价因子和评价标准表

评价因子	平均时段	标准值 ug/m^3	标准来源
NMHC	小时值	2000	参照《大气污染物综合排放标准详解》中制定非甲烷总烃排放标准时选用的环境质量标准

表 1.7-3 HJ2.2-2018 评价工作等级

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

备注：式 1： $P_i = C_i/C_{0i} \times 100\%$ 。 C_{0i} 为第 i 个污染物的环境空气质量标准。

根据预测结果，运营期平台无组织废气污染物浓度最大占标率 $P_{\max}$ 均小于 1%，根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018），因此项目评价等级为三级评价。

（2）评价范围

本项目大气评价等级为三级，根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018），项目不需设置大气环境影响评价范围。各钻采工程施工期重点评价井场 500m 范围。

1.7.3 地表水环境

（1）评价工作等级

根据现场调查情况，本项目区域属长江水系，项目施工期间所有废水尽量回用，不能回用的转运至回注井回注或手续齐全且有处理能力的污水处理厂处理后回用，不外排；运行期中产生的废水尽量回用，不能回用的转运至

回注井回注或手续齐全且有处理能力的污水处理厂处理后回用，不外排。根据《环境影响评价技术导则地表水环境》（HJ2.3-2018）中的评价工作分级原则，本项目废水不直接排放到外环境，地表水评价等级为三级 B。

（2）评价范围

由于本项目生产运用期无污废水直接外排至当地地表水环境，故本次地表水评价范围为重点分析依托污水处理设施环境可行性和有效性。

1.7.4 地下水环境

（1）评价等级

本项目依据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）（以下简称“地下水导则”）和《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023）（以下简称“石油天然气导则”）中建设项目地下水评价等级划分标准，在进行工程分析、现场调查和水文地质试验的基础上，结合建设项目场地的包气带防污性能、含水层水文地质特征、地下水环境敏感程度、污染物排放量与污染因子复杂程度等指标特征，对本项目的地下水环境影响评价进行了等级划分。

①建设项目行业分类

根据地下水导则附录 A，本项目属于 **F：石油天然气（41.天然气、页岩气开采（含净化））**，划分为**II类**地下水环境影响评价项目；根据石油天然气导则，常规天然气和页岩气、致密气等非常规天然气开采井场、站场（含净化厂）等工程，油类和废水等输送管道，按照**II类**建设项目开展地下水环境影响评价，输气管道按照**III类**建设项目开展地下水环境影响评价。

②地下水环境敏感性

根据地下水导则中对地下水敏感程度划分要求，结合本项目的影 响程度、污染方式、渗漏途径等特征，结合现场调查和资料收集成果，结合本项目各场地周边地下水环境敏感区的分布情况和敏感点类型，最终得出本项目各场地及评价范围均不涉及地下水集中式饮用水水源（包括已建成的在用、备用、应急水源，在建和规划的地下水饮用水水源）准保护区、除地下水集中式饮用水水源以外的国家或地方政府设定的与地下水环境相关的其他保护区（如热水、矿泉水、温泉等特殊地下水资源保护区）等地下水环境敏感

区，现场调查结果表明该情况场地评价范围内仅分布有居民饮用水井的分散式饮用水源及具有供水价值的含水层，因此，本项目各场地所在评价范围的地下水环境敏感程度属于“较敏感”。

根据地下水导则和石油天然气导则的评价要求，当同一建设项目涉及两个或两个以上场地时，各场地应分别判定评价工作等级。因此，本次地下水等级划分根据该类项目各场地可能对地下水的影响程度及影响情况，结合项目场地所在水文地质单元分布情况和地下水环境敏感程度，再依据本项目行业类进行评价等级判定，基于上述原则，各场地地下水环境影响评价工作等级划分情况见表 1.6-5。综上，本项目地下水评价井场、井站和气田水管线为 II 类建设项目的二级地下水环境影响评价，输气管线为 III 类建设项目的三级地下水环境影响评价。综上，最终确定本项目总体地下水评价等价为二级。

（2）评价范围

根据地下水导则和石油天然气导则中评价范围的划分要求，建设项目地下水环境影响评价范围可采用公式计算法、查表法和自定义法。由现场调查和水文地质资料分析可知，本项目位于四川盆地丘陵地区，区域内地下水补径排条件主要受地形地貌、地表水系和地质构造控制，使得项目所在区域被切分成多个水文地质单元，每个单元具有各自的补给径流条件。因此，本次评价对水文地质单元进行合理划分，确定不同层级的水文地质单元，是更加准确评价地下水环境影响变化的基础，也是采用地下水导则规定的地下水环境影响评价工作方法实施的前提。由于本项目各场地所在的最后一级水文地质单元分别具有相对彼此独立的地下水补径排条件，每个单元整体表现为地下水自分水岭位置沿地形坡向向低洼处的溪沟处径流排泄的典型水文地质单元特点，因此，本项目评价范围宜以水文地质单元为基础，采用自定义法进行评价范围划定。

本次评价在考虑区块项目的整体性、水文地质条件时空分布的差异性和地下水评价工作内容要求的基础上，通过对各级水文地质单元的水文地质特征分析，结合项目各场地工程内容和地下水环境影响途径识别，最终确定本项目地下水环境影响评价范围由各项目场地所在的最后一级水文地质单元决

定，该水文地质单元对于浅层且具有供水价值的含水层而言，既具有相对独立的地下水补径排特征，又能细化评价分析项目各场地的地下水环境影响程度。因此，本次各场站评价范围划定宜选用自定义法划定的最后一级水文地质单元作为评价范围。本项目各场地评价范围划分情况见表 1.6-6 和附图 1.7-1。

同时，本项目集输管线为线性工程，依据地下水导则评价要求，本项目线性工程评价范围宜采用工程边界两侧向外延伸200m的区域作为评价范围，由于本项目管线外扩200m不涉及与地下水集中式饮用水源及其保护区等相关的地下水环境敏感区，因此，本项目管线评价范围最终确定为各管线外扩200m作为评价范围，空间分布情况如附图1.7-1。

表1.7-9 各场站及管线评价范围划分情况一览表

1.7.5 噪声

（1）评价等级

根据页岩气开采运行环境影响特性，集输管线无噪声影响，主要噪声源位于各井场、井站内，本项目涉及各井场和井站均位于 2 类声环境功能区适用区域，集输管线有穿越 4a、4b 类声环境功能区适用区域；周边 200m 范围内仅有少量分散居民点分布，受噪声影响人口数量少，项目钻井期间优先采用网电供电，声环境质量前后变化幅度小，约 3~5dB（A）；根据《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ2.4-2021）中关于评价工作等级的划分原则，确定本项目声环境评价工作等级为二级，判断等级详见表 1.7-10。

表 1.7-10 声环境评价等级

划分依据	项目基本情况	判别	评价等级
区域声环境功能区类别	农村地区	2 类地区	二级
建设项目建设前后所在区域的声环境质量变化程度	厂界噪声达标，区域声环境质量变化程度小	变化幅度约 3~5 dB（A）	
受影响人口的数量	井场声环境评价范围内以及井场道路沿线仅少量分散居民点分布	受噪声影响人口数量少	

（2）评价范围

根据导则要求，结合项目周边居民点分布情况以及钻井设备高噪声值、昼夜连续施工的工程特点，声环境影响评价区涵盖所有噪声影响区域。本项目施工期声环境评价范围按照导则要求确定钻井井场周边 300m 范围，集输管线两侧 200m 范围；运营期声环境评价范围为各采气平台井站厂界外 200m 范围，集输管线两侧 200m 范围。

表 1.7-11 声环境评价范围表

单项工程	阶段	评价范围
钻井井场	施工期：钻井、压裂	井场周边 300m 范围
采气平台井站	施工期、运营期	平台井站周边 200m 范围
集输管线	施工期、运营期	管线两侧 200m 范围

1.7.6 土壤环境

（1）评价等级

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）附录 A.1，本项目行业类别属于“采矿业”中“页岩气开采”类，属于土壤环境影响评价的Ⅱ类建设项目。

根据《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023）中“7.4 土壤环境评价等级和评价范围依据 HJ 964 的相关原则来确定，并符合下列要求：a）项目类别，依据 HJ 964 的规定，土壤盐化、酸化和碱化地区，建设项目应按照土壤污染影响型和生态影响型，按相应等级分别开展评价工作；非土壤盐化、酸化和碱化地区，按照土壤污染影响型，按相应等级开展评价工作。常规天然气和页岩气、致密气等非常规天然气开采（含天然气净化厂）站场等工程，油类和废水等输送管道，按照Ⅱ类建设项目开展土壤环境影响评价。天然气管道按照Ⅳ类建设项目开展土壤环境影响评价。”

本项目所有集输管道均集气管道和气田水管道同沟敷设，综合判定本项目按照土壤污染影响型开展评价工作，项目井场、集输管线均按照Ⅱ类建设项目开展土壤环境影响评价。周边环境敏感程度判别依据见表 1.7-12，土壤环境影响评价工作等级划分见表 1.7-13。

表 1.7-12 污染影响型敏感程度分级表

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

表 1.7-13 污染影响型评价工作等级划分表

项目类别 敏感程度	Ⅰ类			Ⅱ类			Ⅲ类		
	大	中	小	大	中	小	大	中	小
敏感	一级	一级	一级	二级	二级	二级	三级	三级	三级
较敏感	一级	一级	二级	二级	二级	三级	三级	三级	-
不敏感	一级	二级	二级	二级	三级	三级	三级	-	-

注：“-”表示可不开展土壤环境影响评价工作

井场、站场、集输管线周围分布有耕地和居民区，土壤环境敏感程度为敏感。本项目永久占地规模 12.87hm^2 ， $5\text{hm}^2 < 12.87\text{hm}^2 < 50\text{hm}^2$ ，占地规模属于中型（ $5\sim 50\text{hm}^2$ ），因此，本项目土壤环境影响评价等级确定为二级。

（2）评价范围

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》(HJ964-2018)二级评价工作调查评价范围的要求，本项目土壤调查评价范围为井场、平台井站和集输管线占地范围内以及占地范围外 0.2km 范围内。

1.7.7 环境风险

（1）评价等级

本项目钻井井场环境风险潜势为III级，环境风险评价等级为二级。威 217H3 平台~威 217H1 平台集输管线、威 217H10 平台~威 217H9 平台集输管线、威 217H9 平台~威 204H65 平台集输管线环境风险潜势均为II，环境风险评价等级为三级。采气平台和其他集输管线的环境风险潜势均为I，开展简单分析。

（2）评价范围

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018），本项目环境风险评价范围如下：本项目大气环境风险评价范围为各井场周边 5km 以及各集输管线周边 200m 的范围。地表水环境风险范围为井场（井站）周边地表水体，管线穿越以及污染物转运路线沿线穿越的地表水体；地下水环境风险评价范围为各井场（井站）周边浅层含水层、可能受建设项目影响且具有饮用水开发利用价值的含水层以及集中式饮用水源和分散式饮用水源取水井。

1.8 环境保护目标

1.8.1 区块范围内主要环境敏感目标

根据现场调查及与内江市相关部门对接情况，本项目区块范围内不涉及自然保护区、风景名胜区、森林公园、地质公园等，也不涉及生态保护红线区域。评价范围内主要敏感区为地表水集中式饮用水源保护

区、永久基本农田、文物保护单位以及水土流失重点治理区。本项目单项工程占地均不涉及饮用水源保护区，也不位于文物保护单位及控制范围。

1.8.2 项目主要环境保护目标

（1）生态环境保护目标

根据《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022），生态环境保护目标为受影响的重要物种、生态敏感区以及其他需要保护的物种、种群、生物群落及生态空间等。本项目不涉及生态敏感区，也无其他需要保护的物种、种群、生物群落及生态空间等，主要生态保护目标为存在此区域的重要物种（《中国脊椎动物红色名录》中的易危物种、特有种），本项目生态影响主要是占地影响，因此也将基本农田纳入生态保护目标。

（2）地表水环境保护目标

地表水保护目标为项目周围分布的地表水体、集输管线穿越的地表水体、项目运输路线所经过的地表水体、永安镇凌家镇黄河水库梨儿沱集中式饮用水水源保护区和内江市第三水厂沱江对口滩集中式饮用水水源保护区及其取水点。本项目所在区域位于沱江流域，主要地表水体有纪家河（乌龙河）、桂溪河、黄石河等，此外，区块内和区块周边分布有多个水库，如黄河水库、八一水库、金龟桥水库、响滩子水库等，均为Ⅲ类地表水环境功能区，水体功能为饮用、灌溉、泄洪、养殖等。项目所在区域水系分布图见附图1-3。

（3）地下水环境保护目标

现场走访调查结果表明，区内地下水主要具有如下功能：①作为区内生态系统的基本组成部分，维持着生态系统水资源平衡及地表植被生存；②作为区内居民的生活供水水源。基于上述考虑，评价范围内地下水环境保护目标主要分为两种类型，一种为当地居民利用的分散式水井；另外一种为具有供水价值的侏罗系上沙溪庙组、下沙溪庙组孔隙裂隙含水层和零星分布的第四系孔隙含水层及其他可能具有供水价值的含水层。

通过现场对区内地下水保护目标基本情况的调查，结合本项目各场地的空间分布特征，本项目评价范围内分散式地下水饮用水源保护目标 229 处，分散保护目标类型均为水井，总共供水人口约 1280 户（约 4500 人）；井口和管线与下游分散式保护目标水井最近距离分别约 50m、17m。各保护目标基本情况及与项目场地的位置关系见表 1.8-4，评价范围内地下水环境保护目标空间分布情况见附图 1-4。***

（4）环境空气、声环境保护目标

川庆威远页岩气田东区产能建设项目（一期）环境空气保护目标为工程周围的居民点，本项目重点统计各钻井采气平台 500m 范围以及管线两侧 200m 范围的环境空气保护目标。声环境保护目标为钻井平台井口 300m 范围的分散居民点、采气平台和集气站周围 200m 范围内的居民点以及集输管线两侧 200m 内的分散居民点。各平台周围人居分布情况统计表见下表 1.8-5，钻井平台井口 300m 范围的分散居民点分布情况见表 1.8-6，采气平台井站周围 200m 范围内的居民点分布情况见表 1.8-5，集输管线两侧 200m 范围内居民分布总体情况见表 1.8-7。

表 1.8-5 各平台周围人居分布情况统计表

平台名称	井口 100m 范围内	井口 100~300m 范围	井口 300~500m 范围
威 204H89 平台	0	约 13 户 52 人	约 29 户 116 人
威 204H91 平台	0	约 59 户 236 人	约 135 户 540 人
威 204H97 平台	0	约 19 户 76 人	约 30 户 120 人
威 217H1 平台	0	约 53 户 212 人	约 114 户 456 人
威 217H3 平台	0	约 32 户 128 人	约 29 户 116 人
威 217H5 平台	0	约 34 户 136 人	约 36 户 144 人
威 217H7 平台	0	约 42 户 168 人	约 48 户 192 人
威 217H9 平台	0	约 31 户 124 人	约 89 户 356 人
威 217H10 平台	0	约 57 户 228 人	约 72 户 288 人
威 217H12 平台	0	约 34 户 136 人	约 93 户 372 人
威 217H13 平台	0	约 60 户 240 人	约 68 户 272 人
威 217H24 平台	0	约 15 户 60 人	约 57 户 228 人
威 217H25 平台	1 户 4 人（工程搬迁）	约 37 户 148 人	约 81 户 324 人
威 217H26 平台	2 户 8 人（工程搬迁）	约 68 户 272 人	约 46 户 184 人
威 217H27 平台	0	约 46 户 184 人	约 97 户 388 人
威 217H28 平台	0	约 67 户 268 人	约 104 户 416 人

（5）环境风险保护目标

本项目环境风险保护目标主要为新建平台周边 5km 范围及管线周边 0.2km 范围内分散居民点和场镇等，本项目大气环境风险保护目标见章节 8.1.2。地表水风险保护目标主要为项目周边可能受影响的地表水体以及集输管线穿越和运输路线跨越的地表水体；地下水风险保护目标为周边浅层含水层、可能受建设项目影响且具有饮用水开发利用价值的含水层以及集中式饮用水源和分散式饮用水源取水井；土壤风险保护目标为项目占地范围及周边 200m 范围的土壤。

（6）土壤保护目标

本项目土壤保护目标为项目占地范围内以及占地范围外 0.2km 的土壤和分散居民点等。

2 区域开发现状及回顾性评价

川庆威远页岩气田东区产能建设项目（一期）涉及区块面积约245km²，为川庆威远区块东部区域，本次评价对川庆威远区块气藏的开发总体情况进行概括性调查，并根据《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函〔2019〕910号）和《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023）相关要求，重点回顾川庆威远页岩气田东区产能建设项目（一期）涉及的区块范围内的页岩气开发现状、生态影响及污染物产生情况、环境保护措施落实情况，对存在的生态环境问题和环境风险隐患提出有效整改措施。

2.1 本项目区块范围与川庆威远页岩气田位置关系

（1）川庆威远区块在威远页岩气田内的位置

威远页岩气田位于四川省内江市威远县、资中县、自贡市荣县等市、县境内，面积6500km²，气田范围地势西北高、东南低，为低山、丘陵地貌。威远页岩气田由川庆钻探、长城钻探、中石化等多家公司承担开发，其中川庆钻探负责开发的川庆威远区块位于威远页岩气田北侧区域，位置见下图。

川庆威远区块地理位置属内江市威远县、资中县、市中区境内，位于四川省四川盆地西南内江-犍为地区石油天然气页岩气勘查探矿权范围内，面积约 823km²。

（2）本项目涉及区块范围在川庆威远区块内的位置

川庆威远页岩气田东区产能建设项目（一期）涉及区块面积约245km²，为川庆威远页岩气田区块中部偏东的区域，主要为威204井区东侧和威217井区。

2.2 区块气藏地质特征

2.3 区块开发现状

2.3.1 川庆威远页岩气田开发进程

第一阶段：常规天然气勘探开发与页岩气资源潜力评价阶段（1938～

2009 年)

第二阶段：页岩气开发先导试验阶段（2009～2013 年）

第三阶段：页岩气工业化开采示范工程建设（2014 年～现今）

截止 2025 年 3 月底，川庆威远区块已建成平台井站 57 座，累计完钻井 35 口，建成集气站 6 座，清管站 2 座，集气管线 255km，气田水管线 133.3km。2024 年日产气量 $678 \times 10^8 \text{m}^3/\text{d}$ ，年产气量 $22.67 \times 10^8 \text{m}^3/\text{a}$ ，历年累产气量 $163.86 \times 10^8 \text{m}^3$ 。

2.3.2 川庆威远页岩气田集输工程建设现状

川庆威远页岩气田集输采用分区气液分输集输工艺，气田地面工程总体布局采用枝状集气管网布置，集气支线采用枝状+放射状组合管网布局方式将各平台连接在一起，将各片区内气井天然气汇集、集输至集气站，在集气站经气液分离后通过集气干线输送至脱水站脱水后外输。川庆威远区块内未建设脱水站，区块内页岩气依托临近区块南侧的威 202 脱水站、威 202-1 脱水站和威 204 脱水站进行脱水后外输。

整个威远页岩气田产品气依托已建的威 202 脱水站～泸威线龙泉阀室、威 202 脱水站～南干线西段复线护堡阀室和威 204 脱水站～泸威线徐家冲站、威 202-1 脱水站～威远输气站和威 204 脱水站～威远输气站等 5 条集输气干线输往泸威线和南干线西段复线，外输至下游市场。

目前川庆威远页岩气田共建成集气站 6 座，集气管线 255km，气田水管线 133.3km。

2.3.3 本次项目区块范围内建设现状

川庆威远页岩气田东区产能建设项目（一期）涉及威 204 井区东部区域和威 217 井区，区块面积 245km^2 ，本次区块内已部署钻采平台 14 座，其中 7 座平台（37 口井）已建成投产，4 座平台正在钻井，3 座平台未动工，目前区块内已建成集输管线 21.24km，工程统计情况见下表。

表 2.3-5 川庆威远页岩气田东区产能建设项目（一期）区块范围内已部署钻采平台情况统计表

序	平台名称	井口数	钻井工程环	采气工程	建设情况	验收情况
---	------	-----	-------	------	------	------

号		量 (口)	评批复	环评批复		
1	威 204H63 平台	16	川环审批 (2022) 41 号		已建成投产	正在验收
2	威 204H65 平台	11			已建成投产	正在验收
3	威 204H69 平台	8	资中环许可 (2018) 84 号	川环审批 (2022) 41 号	正在钻井	未达到验收 条件
4	威 204H70 平台	10	川环审批 (2022) 41 号		未建	
5	威 204H83 平台	6			正在钻井	
6	威 204H85 平台	10			正在钻井	
7	威 204H86 平台	6			正在钻井	
8	威 204H90 平台	10			未建	
9	威 204H95 平台	13			未建	
10	威 204H96 平台	6			已建成投产	正在验收
11	威 211 井	1	内市环审批 (2018) 34 号		已建成投产	已通过竣工 环保验收
12	威 215 井	1	内市环市中审批 (2022) 6 号		建成测试中	已通过竣工 环保验收
13	威 216 井	1	内市环市中审批 (2022) 7 号		建成测试中	已通过竣工 环保验收
14	威 217 井	1	内市环市中审批 (2022) 5 号		建成测试中	已通过竣工 环保验收

表 2.3-6 区块范围内已建集输管线统计表

序号	集输管线名称	管径	长度 km	环评手续	验收手续
1	威 204H69-威 204H50 集气 站集输管线	DN150	5.73	川环审批 (2022) 41 号	已通过竣工 环保验收
2	威 204H65-威 204H50 集气 站集输管线	DN150	4.01		正在验收
3	威 204H66-威 204H50 集气 站集输管线	DN200	3.08		已通过竣工 环保验收
4	威 204H83-威 204H96 平台 集输管线	DN150	4.97		正在验收
5	威 204H96-威 204H65 平台 集输管线	DN200	3.45		正在验收
6	合计		21.24		

2.4 区块已有工程环境影响回顾

根据对本项目区块内在建工程的资料收集、现场调查以及取样监测，现场调查未发现污废水以及固体废物在工程周边排放及丢弃的情况，未产生明显的水土流失和生态破坏；区内地下水环境质量整体较好，前期已开发实施井场对地下水环境影响较小，区内未发生明显的地下水环境污染事故；区内

地下水环境质量主要受区内生活的居民和与本项目无关的厂矿企业影响，如分散居民生活垃圾、污水不合理处置；因此本项目在实施期间要做好地下水污染防治措施，做好各类污染物的妥善收集管理处置。同时，本项目地下水污染防治措施应该加强地下水跟踪监测计划的实施，以便及时掌控区块开发对地下水环境的影响；还应该加强对集液池等构筑物施工的管理，确保集液池在使用过程中防渗防漏、质量可靠；还要确保应急管理措施的健全。通过对上述措施的加强，降低地下水环境污染风险。页岩气勘探开发主要为临时占地，建议施工完成后，及时对临时占地进行生态恢复，尽快复耕，恢复农业生产，可设置生态监测，定期监测临时用地施工完毕后生态恢复情况，发现生态问题及时采取强有效的生态恢复措施。

总体而言，现有工程在此前的实施过程中较好的落实了环评报告提出的相关环保要求，未发生环境投诉，未发生明显的环境问题。在后续实施过程中，应继续落实环评及批复的相关环保要求。

3 项目概况

3.1 项目基本情况

3.1.1 项目名称及建设性质

项目名称：川庆威远页岩气田东区产能建设项目（一期）；

建设单位：中国石油集团川庆钻探工程有限公司页岩气勘探开发项目
经理部；

建设性质：新建；

建设地点：四川省内江市市中区（含内江经济技术开发区）、资中
县和威远县；

建设内容及规模：拟部署页岩气钻采平台 16 座，其中 10 座新建，6
座利旧，新建 92 口页岩气井和 6 口勘探井转为开发井，新建集输管线长
度 71.5km，同沟敷设集气管线和气田水管线，本次项目预计设计最大产
能规模 20.42 亿 m^3/a ；

开采气种：页岩气；

目的层位：五峰组-龙马溪组；

建设周期：2026 年~2030 年；

总投资：57.35 亿元。

3.1.2 矿权范围

（1）井区位置及范围

本项目川庆威远页岩气田东区产能建设项目（一期）区块范围总面
积约 245km^2 ，位于川庆威远区块东部区域，涉及威 204 井区和威 217 井
区，地理位置属四川省内江市市中区（包括内江经济技术开发区）、威
远县和资中县境内，属于四川省四川盆地西南内江-犍为地区石油天然气
页岩气勘查矿权、四川省四川盆地威 208 井区页岩气开采矿权和四川省
四川盆地威 204 井区页岩气开采矿权范围内。

3.1.3 建设地点

川庆威远页岩气田东区产能建设项目（一期）建设内容位于内江市
市中区（包括内江经济技术开发区）、资中县和威远县境内，拟部署页

岩气钻采平台 16 座，新建集输管线长度约 71.5km，各区县域内分布的井场数量和管线长度见表 3.1-1，建设内容具体位置见表 3.1-2，管线具体穿越位置见表 3.1-3，川庆威远页岩气田东区产能建设项目（一期）地理位置见附图 1-1。

表 3.1-2 本项目新建钻井/采气平台地理位置统计表

序号	平台名称	地理位置
1	威 204H89 平台	四川省内江市市中区凌家镇***
2	威 204H91 平台	四川省内江市市中区凌家镇***
3	威 204H97 平台	四川省内江市资中县公民镇***
4	威 217H1 平台	四川省内江市市中区永安市镇***
5	威 217H3 平台	四川省内江市市中区白马镇***
6	威 217H5 平台	四川省内江市市中区史家镇***
7	威 217H7 平台	四川省内江市市中区史家镇***
8	威 217H9 平台	四川省内江市市中区（内江经济技术开发区）靖民镇***
9	威 217H10 平台	四川省内江市市中区白马镇***
10	威 217H12 平台	四川省内江市市中区永安市镇***
11	威 217H13 平台	四川省内江市市中区（内江经济技术开发区）靖民镇***
12	威 217H24 平台	四川省内江市市中区史家镇***
13	威 217H25 平台	四川省内江市市中区（内江经济技术开发区）靖民镇***
14	威 217H26 平台	四川省内江市市中区史家镇跨虹村
15	威 217H27 平台	四川省市中区（内江经济技术开发区）靖民镇***
16	威 217H28 平台	四川省内江市市中区白马镇***

3.1.3 主要建设规模及开采时序

（1）主要建设内容及规模

川庆威远页岩气田东区产能建设项目（一期）拟部署页岩气钻采平台 16 座，其中 10 座新建，6 座利旧，新建 92 口页岩气井和 6 口勘探井转为开发井，新建集输管线 71.5km，气水管线同沟敷设，本次项目预计设计最大产能规模 20.42 亿 m³/a。

（2）建设时序

本次产能建设预计分 5 年实施，计划从 2026 年开始实施，2030 年全部建成投产，2026 年~2030 年为建产期，根据该区域页岩气生产情况，一

一般采用前 2 年相对稳产生产制度，首年配产最高 $9 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，从第 3 年开始递减率依次为 25%、25%、30%、20%、15%、12%、10%.....，本次产能项目按照稳产期为 2 年考虑，根据开发计划，预计川庆威远页岩气田东区产能建设项目（一期）页岩气产能建设最大规模为 $20.42 \times 10^8 \text{m}^3/\text{a}$ ；集输管线建设时序随井站投产时间而定。

3.1.4 气质成分

本项目所涉及的五峰组-龙马溪组页岩气为优质页岩气，烃类气组分以甲烷 CH_4 占绝对优势，根据前期区块实施的勘探井威 217 井和开发井威 204H87-4 井气质组分分析， CH_4 含量分别达到 98.549%和 97.333%，与烷烃气组分含量相关性良好，显示气体组分种类简单。川庆威远区块页岩气中不含硫化氢。

3.2 建设内容

3.2.1 钻井平台部署

本项目共部署 16 个钻井平台，其中新部署 10 个平台，依托已部署 6 个平台（勘探井平台），共新建 92 口井，目的层位均为龙马溪组，钻井平台部署情况见下表。

表 3.2-1 项目各钻井平台部署情况表

序号	钻井平台名称	井口数量	井型	井深	钻井体系
1	威 204H89 平台	6	水平井	典型井深 6319m，垂直井深 3550 米，水平长度 2400 米	导管+“三开三完”井身结构； (0~80m) 清水钻井+一开段 (80~966m) 水基泥浆钻井+二开段 (966~3332m) 水基泥浆钻井+三开 (3332~6319m) 油基泥浆钻井
2	威 204H91 平台	6			
3	威 204H97 平台	5			
4	威 217H1 平台（依托威 215）	6			
5	威 217H3 平台	7			
6	威 217H5 平台	6			
7	威 217H7 平台（依托威 216）	6			
8	威 217H9 平台	7			
9	威 217H10 平台	5			
10	威 217H12 平台	6			
11	威 217H13 平台（依托威 217）	5			
12	威 217H24 平台	5			
13	威 217H25 平台	6			
14	威 217H26 平台	5			
15	威 217H27 平台	5			
16	威 217H28 平台	6			
17	合计	92			

3.2.2 采气平台部署

本项目共部署 16 个采气平台，共计 98 口井采气，其中 92 口为本次新钻井，另外 6 口为已建勘探井转为勘探井，单井最大产气规模约 $9 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，约 $0.27 \times 10^8 \text{m}^3/\text{a}$ ，各采气平台采取“计量+气液砂分离+增压”工艺后，输送至下一平台，其中增压工艺主要为后期气压降低后使用，采气平台部署情况见表 3.2-2。

表 3.2-2 项目各采气平台井站部署情况表

序号	采气井站名称	井口数量 (口)	采气工艺	平台最大产气规模 ($\times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$)
1	威 204H89 平台	6	计量+ 气液砂 分离+ 增压	54
2	威 204H91 平台	6		54
3	威 204H97 平台	5		45
4	威 217H1 平台（依托威 215）	7		63
5	威 217H3 平台	7		63
6	威 217H5 平台	6		54
7	威 217H7 平台（依托威 216）	7		63
8	威 217H9 平台（依托威 217H9-1）	8		72
9	威 217H10 平台（依托威 217H10-1）	6		54
10	威 217H12 平台	6		54
11	威 217H13 平台（依托威 217）	6		54
12	威 217H24 平台（依托威 217H24-1）	6		54
13	威 217H25 平台	6		54
14	威 217H26 平台	5		45
15	威 217H27 平台	5		45
16	威 217H28 平台	6		54
合计		98		

3.2.3 集输管线部署

川庆威远页岩气田东区产能建设项目（一期）投产井所产页岩气经平台流程分离、计量后，通过新建集气支线和威 204 井区已建集气支、干线集输至井区威 204 脱水站处理，再通过外输干线进入川渝输气干网和新建外输干线，输往下游市场。本次产能建设工程集气和气田水管道与前期川庆页岩气已建工程管网全部联通，开采的页岩气依托已有的集气脱水站设施进行脱水后外输，气田水可在整个气田区域进行回用。

本次产能建设项目拟新建内部集输管线 19 条，总长 71.5km，各集输管道同沟敷设集气管道和集水管道，集输管线参数表见下表。

表 3.2-3 集输管线参数表

序号	管线名称	长度 km	集气管道管径	集气管道压力 MPa	气田水管道管径	气田水管道压力 MPa	备注
1	威 204H89 平台~威 204H86 平台集输管线（含复线）	3.8	DN200 /复线 DN150	8.5	DN150	6.4	同沟敷设集气管道和气田水管道。集气管道材质采用 L360N PSL2 无缝钢管，气田水管道材质采用柔性复合高压输送管
2	威 204H89 平台~威 204H95 平台集输管线	4.1	DN150	8.5	DN150	6.4	
3	威 204H91 平台~威 204H89 平台集输管线	3.0	DN200	8.5	DN150	6.4	
4	威 217H3 平台~威 217H1 平台集输管线	7.4	DN150	8.5	DN150	6.4	
5	威 217H1 平台~威 204H91 平台集输管线	3.6	DN200	8.5	DN150	6.4	
6	威 204H97 平台~威 204H69 平台集输管线	1.5	DN150	8.5	DN150	6.4	
7	威 204H97 平台~威 204H70 平台集输管线	2.3	DN150	8.5	DN150	6.4	
8	威 217H5 平台~威 204H70 平台集输管线	3.1	DN150	8.5	DN150	6.4	
9	威 217H24 平台~威 217H5 平台集输管线	1.8	DN150	8.5	DN150	6.4	
10	威 217H24 平台~威 204H69 平台集输管线	6.8	DN150	8.5	DN150	6.4	
11	威 217H26 平台~威 217H24 平台集输管线	1.2	DN150	8.5	DN150	6.4	
12	威 217H7 平台~威 217H26 平台集输管线	2.4	DN150	8.5	DN150	6.4	
13	威 217H27 平台~威 217H7 平台集输管线	3.5	DN150	8.5	DN150	6.4	
14	威 217H12 平台~威 217H10 平台集输管线	2.1	DN150	8.5	DN150	6.4	
15	威 217H10 平台~威 217H9 平台集输管线	10.3	DN150	8.5	DN150	6.4	
16	威 217H13 平台-T 接威 217H10 至 H9 管线集输管线	1.8	DN150	8.5	DN150	6.4	
17	威 217H28-T 接威 217H10 至 H9 管线集输管线	1.2	DN150	8.5	DN150	6.4	
18	威 217H9 平台~威 204H65	10.4	DN150	8.5	DN150	6.4	

	平台集输管线						
19	威 217H25 平台~威 217H9 平台集输管线	1.2	DN150	8.5	DN150	6.4	
20		71.5					

3.3 项目组成及概况

川庆威远页岩气田东区产能建设项目（一期）主体工程由钻井工程和地面集输工程两部分组成，另涉及部分依托工程，具体情况详见表 3.3-1。

表 3.3-1 川庆威远页岩气田东区产能建设项目（一期）项目组成表

类别	项目		建设内容	主要环境影响	
				施工期	运营期
主体工程	钻前工程		部署页岩气钻采平台 16 座，其中 10 座新建，6 座利旧；新建平台钻井工程井场采用标准化建设	改变土地利用现状，破坏地表植被，改变自然地形地貌，水土流失，施工扬尘、噪声、废水、生活污水、生活垃圾等	/
	钻井、储层改造工程		包括钻井工程和储层改造测试部分，共新建 92 口页岩气井	施工废气、噪声、钻井废水、压裂返排液、生活污水、生活垃圾等	/
	地面集输工程	采气平台井站	新建采气站场 16 座，单井设计规模 $9 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ ，采用“计量+气液砂分离+增压”采气工艺	施工噪声；施工人员生活污水、生活垃圾等	设备运行噪声；放空废气；除砂废渣、气田水罐沉渣；分离气田水；环境风险
		集输管道	新建集输管线 19 条，总长 71.5km，同沟敷设集气管道和集水管道	临时占地，破坏植被，造成水土流失；管道施工机械及车辆噪声、废气；试压废水；生活污水、生活垃圾等	环境风险
依托工程	井场依托	本项目 3 座钻井平台依托已部署的勘探井平台新增钻井		噪声、废水、废气、固废等	噪声、废水、废气、固废

川庆威远页岩气田东区产能建设项目（一期）环境影响报告书

类别	项目		建设内容	主要环境影响	
				施工期	运营期
					等
	集输工程依托	威 204 井区集气站、威 204 井区集气中心站、威 205H50 集气站和威 204H51 集气站	依托集气站集气后外输至脱水站	/	/
		已建集输管网	依托已建的内部集输管网集输，最后将页岩气集输至集气站，最后外输至脱水站	/	/
	脱水站及外输干线依托	依托威 204 脱水站脱水，脱水后利用集输气干线输往泸威线和南干线西段复线，外输至下游市场		/	/
	储液池依托	依托威 204H41 平台 15000m ³ 储液池、威 204H63 平台集液池 6000m ³ 、威 204H84 平台集液池 6000m ³ ，实现项目实施过程压返液中转调配		废水	废水
	回注井	依托中石油蜀南气矿自 23 井、纳 59 井回注井回注本项目无法回用的气田水		废水	废水
	当地污水处理厂	依托当地具有处理能力和具有完善环保手续的污水处理站处理气田水后回用		废水	废水
	水基固废综合利用单位	项目产生的水基泥浆钻井固废收集后交由内江瑞丰环保科技有限公司等有资质的单位进行资源化利用		固废	固废
	危废资质单位	油基钻井固废有危废处理资质单位进行妥善处置，项目产生的废油等危废，交由钻井队综合利用后，无法利用的交由有危废处理资质单位进行妥善处置		固废	固废

3.4 钻前工程

钻前工程包括新建井场、清洁生产操作区、集液池、应急池、放喷坑、油水罐区以及钻井办公生活区活动板房、钻井设备基础、给排水、

供配电等辅助工程。本项目各平台钻前工程均需严格按照《钻前工程及井场布置技术要求》（SY/T5466-2013）、《陆上石油天然气钻井环境保护技术规范》（SY/T 7298—2024）要求实施标准化井场建设。

（1）根据《钻前工程及井场布置技术要求》（SY/T 5466-2013）中 3.3.2 要求：“油、气井井口距离高压线及其他永久性设施不小于 75m，距民宅不小于 100m，距铁路、高速公路不小于 200m，距学校、医院和大型油库等人口密集性、高危性场所不小于 500m”，根据现场踏勘，各平台在选址阶段已尽可能避让居民点，16 个平台中仅威 217H25 平台井口 100m 范围内分布有 3 户居民，威 217H26 平台井口 100m 范围内分布有 2 户居民，其余平台井口 100m 范围内无住户分布，新建平台井口 100m 范围内分布的居民建设单位将按《石油天然气钻井、开发、储运防火防爆安全生产技术规程》（SY/T 5225-2019）要求执行，对井口 100m 范围内的住户实施临时搬迁，不属于环保搬迁。同时井口 500m 范围无学校、医院和大型油库等人口密集性、高危性场所，井口 200m 范围内无铁路和高速公路分布。

（2）井场：井场长、宽由井场部署井数和井场现场情况按照钻井工程井场布置设置，钻前工程主要完成井场占地平整、设备基础构筑、场地截排水沟、工艺区围堰、工艺区防渗层等隐蔽工程施工。

（3）场外放喷池：每个井场设置 A 类燃烧池 2 座，宜采用半埋式，内层采用耐火砖修建。距离井口 75m 外。本项目设置 2 个放喷池，放喷池 50m 周围无住户居住，无林地分布。

（4）集液池和应急池：每个钻井井场配套建设 1 个容积为 2000m³ 集液池，分为四格，每个 250m³，此外，各井场各设置 1 个容积为 300m³ 应急池，池底开挖并夯实整平后，先铺设 10cm 厚 C15 混凝土垫层，再铺设 45cm 厚 C25 钢筋混凝土，上层再铺设 2cm 厚防水砂浆、水泥基渗透结晶型防渗层，进行全池体防腐防渗处理，场地四周设置截排水沟，减少雨水进入。

（5）清洁生产操作区：为减轻各井场施工期钻井泥浆、岩屑、钻井废水等污染物现场贮存量，减轻施工期环境影响，各井场均配套建设清洁生产操作区，紧邻井场边界，暂存水基钻井固废和油基钻井固废，整个清洁生产操作区域重点防渗处理。

（6）井场道路：根据当地路网情况，修建井场道路连接井场和地方公路，道路路肩宽度 4.5m，路面宽度为 3.5m。

（7）表土堆场：钻前施工中优先剥离 0.3m 厚表土各井场就近独立设置表土堆场集中堆存（就近堆存便于施工结束后的临时占地恢复用土），本项目位于丘陵地区，土石方主要为钻前工程剥离表土的挖方，填方量小，本项目在井场下风向设置的临时堆土区。

（8）井场布置方式：

根据井位布置方式，结合项目周边地势情况，井场尺寸大小各异，不同钻机井场有效尺寸各异，根据气田前期开发取得的布井经验，井场井位布置方式有单排布置和双排布置两种方式，井间距一般为 5m，同时各井场配置标准的泥浆不落地及循环系统区域、清洁化堆放场的布置，井场尺寸类比区块已布置井场尺寸，根据井口数量给出井场尺寸大小，实际根据井位的布置以及现场实际条件进行微调。

本项目典型井场平面布置见附图 **3.4-1**。

本项目钻前工程共占地 33.03hm²，其中依托占地面积约 3.8hm²，新增占地面积 29.23hm²。

3.5 钻井工程

3.5.1 井身结构设计

本项目为页岩气开发，目的层为五峰-龙马溪组，钻井工程主要包括实施泥浆钻井、套管固井，以及完钻后钻井设备离场拆除等。本项目典型井身结构为“导管+三开三完”井身结构，井深约 6319m，垂直井深 3550 米，水平井长度 2400 米，项目典型井身结构图见下图 3.5-1。

图 3.5-1 典型井身结构图

3.5.2 钻井方式及钻井设备

采用丛式水平井平台、双钻机“工厂化”作业模式，提高钻井作业时效、缩短平台建井周期，降低建井成本；钻机具备高运移性和灵活井场布局，多项作业交替进行并无缝衔接，提高设备利用率，以实现钻井、固井、测井交叉作业，缩短作业时间。采用“工厂化”批量钻井作业模式，完成一口井水基钻井液段进尺工作后，钻机平移至下口井继续完成水基钻井液段进尺工作，待完成平台或半支所有井后，替入油基钻井液再依次完成储层段钻进工作，实现技术措施统一、区域资源共享、钻井液重复利用，钻井效率提高、作业费用降低。

项目钻进工程阶段主要包括清水钻阶段、水基泥浆钻阶段及油基泥浆钻阶段，其中导管段采用清水钻井液钻进，可有效保护浅层地下水；一开和二开段采用水基钻井液钻进；三开采用油基钻井液钻进。钻进以及随钻进作业实施的固井、录井和钻屑随钻处理工程，整个钻进阶段均为 24 小时连续作业。

泥浆常规钻井工艺属过平衡钻井技术，作用于井底的压力大于该处地层孔隙压力情况下的钻井作业；本工程通过钻机、转盘带动钻杆切削地层，同时由钻井泥浆泵经钻杆向井内注入高压钻井泥浆，冲刷井底，将切削下的岩屑不断地带至地面，整个过程循环进行，使井不断加深，直至目的井深。钻井中途会停钻，以便下钻更换钻头、下套管、取芯测井和后续井身固井作业，钻井作业为 24h 连续作业。

为加快钻井施工进度，缩短钻井施工对当地环境的影响，本项目采用工厂化施工作业，平台优先采用双机钻井工艺，平台内布置的井分为两组，每组依次实施各井 0~2 开钻井，待全部井 0~2 开完钻后，再将钻井泥浆转化为油基泥浆，对各井 3 开（水平井段）依次实施钻井作业。

本项目各平台优先采用双机钻井，单套钻井设备组成见下表 3.5-2。

表3.5-2 单套钻机钻井主要设备配置表

**

3.5.3 钻井液体系

（1）钻井液性质及作用

钻井液是钻探过程中，孔内使用的循环冲洗介质。钻井液是钻井的血液，又称钻孔冲洗液。钻井液按组成成分可分为清水、泥浆、无粘土相冲洗液、乳状液、泡沫和压缩空气等。泥浆是广泛使用的钻井液，主要适用于松散、裂隙发育、易坍塌掉块、遇水膨胀剥落等孔壁不稳定岩层。

钻井液主要功用是：①冷却钻头、清静孔底、带出岩屑。②润滑钻具。③停钻时悬浮岩屑，保护孔壁防止坍塌，平衡地层压力、压住高压油气水层。④输送岩心，为孔底动力机传递破碎孔底岩石需要的动力等。钻井中钻井液的循环程序包括：钻井、液罐、经泵→地面、管汇→立管→水龙带、水龙头→钻柱内→钻头→钻柱外环形空间→井口、泥浆（钻井液）槽→钻井液净化设备→钻井液罐。

（2）钻井液类型及本工程钻井液组成

钻井液的类型较多，根据不同的地层地质情况，选用不同的钻井液，钻井液主要分为水基钻井液和油基钻井液两种基本类型。本项目导管采用清水钻井，一开和二开采用水基泥浆钻井，三开段采用油基泥浆钻井，共涉及 92 口井钻井作业。本工程钻井液体系及成分表见下表。

表 3.5-3 本工程钻井液体系及成分

钻井液类型	主要成分
导管	清水
一开和二开段，水基钻井液	***
三开段，油基钻井液	***

所用钻井液主要材料清单见表3.5-4。

表 3.5-4 钻井液主要材料成分表

钻井液的组成是根据不同地层性质和地下压力进行调整变化的，根据对钻井液使用材料判断，水基钻井液的组成物质化学性质稳定，以无毒无害的无机盐和大型聚合物为主，产生的废水主要污染物以COD、SS、pH、盐分、Cl⁻为主，不含汞、铬、铅等重金属有毒有害物质。

表 3.5-5 钻井液密度设计表

油基钻井液是油、水、有机粘土和油溶性化学处理剂。油基钻井液抗高温、抗盐钙侵蚀，有利于井壁稳定、润滑性好、对油气层损害小。本工程油基钻井液由白油或柴油、有机土、主乳化剂、润湿剂、降滤失剂、封堵剂、加重剂等组成的钻井液体系。白油主要成分白油为无色透明油状液体，没有气味，比重0.831~0.883，闪点（开式）164~223℃，运动黏度（50℃）5.7~26mm²/s，酸值≤0.05。对酸、光、热均稳定，不溶于乙醇，溶于乙醚、苯、石油醚等，并可与多数脂肪油互溶。为液体类烃类的混合物，主要成分为C₁₆~C₃₁的正异构烷烃的混合物，是自石油分馏的高沸馏分，依据黏度等性质的不同。白油的分子量通常都在250~450范围之内，具有良好的氧化安定性、化学稳定性、光安定性，无色、无味，不腐蚀纤维纺织物。

3.5.4 固井方案及井控作业

（1）固井方案

固井是在已钻成的井眼内下入套管，然后在套管与井壁之间环空内注入水泥浆将套管和地层固结在一起的工艺过程，可防止复杂情况以保证安全继续钻进下一段井眼或保证顺利开采生产层中的油、气。

固井工程包括下套管和注水泥两个过程。下套管就是在已经钻成的井眼中按规定深度下入一定直径、由某种或几种不同钢级及壁厚的套管组成的套管柱。注水泥就是在地面上将水泥浆通过套管柱注入到井眼与套管柱之间的环形空间中的过程。固井的主要目的是封隔疏松的易塌、易漏地层；封隔油、气、水层，防止互相窜漏。固井作业的主要设备有水泥搅拌机、下灰罐车、混合漏斗和其他附属安全放喷设备等。

另外，现场施工前根据实际情况要作水泥浆配方及性能复核试验，

同时，如果是钻进中井漏严重，则应考虑采用双凝水泥浆体系固井，从而提高固井质量，防止因为井漏事故造成地下水环境污染。

本项目全井段实施套管保护+水泥固井，套管选型参数见下表3.5-6、3.5-7。

表 3.5-6 套管选型参数表

套管程序	规范		钢级	壁厚 mm	抗外挤强度 MPa	抗内压强 度 MPa	抗拉强度 kN
	尺寸 (mm)	扣型					
导管	508	偏梯	J-55	11.13	3.6	14.6	6236
表层套管	339.7	气密封	110TS	12.19	20.6	47.6	8892
技术套管	250.8	气密封	110TS	15.16	73.6	86.4	6647
	244.5	气密封	110TS	11.99	49.0	65.1	6641
油层套管	139.7	气密封	140V	12.70	172.4	153.0	4880

表 3.5-7 套管串设计

套管程序	套管串结构
导管	Φ508mm 引鞋+Φ508mm 套管鞋+Φ508mm 套管 1 根+Φ508mm 浮箍+Φ508mm 套管
表层套管	Φ339.7mm 引鞋+Φ339.7mm 套管鞋+Φ339.7mm 套管 2 根+Φ339.7mm 浮箍+Φ339.7mm 套管 1 根+Φ339.7mm 插管座+Φ339.7mm 套管+双公短节+套管悬挂器+联顶节
技术套管	Φ244.5mm 引鞋+Φ244.5mm 套管鞋+Φ244.5mm 套管 2 根+Φ244.5mm 浮箍+Φ244.5mm 套管 3 根+Φ244.5mm 浮箍+Φ244.5mm 套管+Φ250.8mm 套管+双公短节+套管悬挂器+联顶节
油层套管	Φ139.7mm 铝质加长引鞋+Φ139.7mm 套管鞋+Φ139.7mm 套管 2 根+Φ139.7mm 浮箍+Φ139.7mm 套管 3 根+Φ139.7mm 浮箍+Φ139.7mm 套管+双公短节+套管悬挂器+联顶节

（2）井控作业

油气井井控应严格执行《石油天然气钻井井控技术要求》（GB/T 31033-2025）、《钻井井控技术规范》（Q/SY02552-2018）、《页岩气钻井井控安全技术规范》（AQ/T 2076-2020）、《川渝页岩气钻井指导意见》和《西南油气田分公司钻井井控实施细则》等相关要求执行。井口装置的安装应符合《四川油气田钻完井井口高度调节会议纪要》的要求。

3.5.5 钻井工程主要原辅材料及来源

本项目施工使用的钻井泥浆原材料由供货厂家负责运输至井场，在井场材料堆场存储。项目单平台钻井工程钻井泥浆材料用量见表3.5-8。

表3.5-8 钻井工程原材料消耗表（单井）

泥浆	材料名称	用量（t）	储存方式
水基泥浆	膨润土	18	袋装，25kg/袋
	KCl	1.1	袋装，25kg/袋
	高粘聚阴离子纤维素（PAC-HV）	根据需要	袋装，25kg/袋
	聚合物强包被剂（FA367）	13.5	袋装，25kg/袋
	氧化钙	1.1	袋装，50kg/袋
	氢氧化钠粉末（NaOH）	0.3	袋装，25kg/袋
	低粘聚阴离子纤维素 PAC-LV	10.5	桶装，50kg/桶
	聚合物降滤失剂 DR-II	7.5	袋装，25kg/袋
	生物聚合物黄原胶 XCD	根据需要	袋装，25kg/袋
	聚合物降黏剂	10.5	桶装，50kg/桶
	无荧光润滑剂	10.5	桶装，50kg/桶
	重晶石粉（加重剂）	根据需要	袋装，50kg/袋
油基泥浆	多软化点封堵防塌剂 FDF-1	根据需要	袋装，25kg/袋
	抗高温降黏降滤失剂 SD-202	8.1	袋装，25kg/袋
	固体润滑剂	8.2	袋装，25kg/袋
	流型调节增黏剂	4.2	桶装，25kg/桶
	高效堵漏剂	12	袋装，50kg/袋
	有机土	20	袋装，25kg/袋
	主乳化剂/辅乳化剂	30	桶装，50kg/桶
	白油或柴油	200	桶装，50kg/桶

注：本项目钻井泥浆不含重金属等有毒有害物质。

3.6 储层改造工程

3.6.1 储层改造方案

当钻井钻至目的层后，对气井进行完井作业，以取得该井施工段流体性质、测试产能、地层压力等详细工程资料。拟建工程完井作业包括洗井、分段射孔压裂、测试放喷等过程。

（1）洗井

项目完钻后首先要进行洗井作业，替换井下的泥浆，为下一步压裂作业做准备；根据类比调查，单口井洗井所需清水量与最终返排出的水量大致相当，约是 180m³。大部分洗井废水从井口返排进入废水罐中；少部分洗井废水从放喷口返排，经燃烧池侧面的混凝土明沟进入集酸池，

然后泵入废水罐中，用于压裂阶段用水。洗井废水主要污染物为 COD、石油类、SS。

（2）分段射孔压裂

①套管射孔完井

本工程采用射孔完井方式。射孔完井是指下入油层套管封固产层后再用射孔弹将套管、水泥环、部分产层射穿，形成油气流通通道。射穿产层后油气井的生产能力受产层压力、产层性质、射孔参数及质量影响。射孔噪声一般产生在地表以下上千米的产层，不会对地表的声环境造成影响。

②压裂作业

射孔后，为提高产层的渗透能力，实施压裂作业。压裂即用压力将地层开一条或几条水平的或垂直的裂缝（裂缝长度控制在 100m 长度范围内），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。

本工程对深层压裂工艺进行了“三增一减”的优化，采取增加裂缝复杂程度（段内多簇+暂堵转向）、增加裂缝改造体积（前置胶液+变粘滑溜水压裂液组合工艺+大排量、大液量工艺）、增加裂缝导流能力（高强度加砂+多粒径陶粒）、减小储层应力敏感（闷井、控制、连续、稳定）的针对性措施，采用 90m 的长段压裂方案，单井采用约 27 段左右压裂，单段压裂液用量在 2200m³ 左右，单井压裂液用量约 5.94 万 m³。

本项目采用水力压裂，注水加压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，从而达到增产的效果。水平井段采用分段压裂方式压裂，约 27 段，每天压裂约 2~3 段；项目采用拉链式压裂方式，压裂施工结束后，闷井 1~2 天。压裂前根据地层情况选择利用 15%盐酸的前置酸对分隔井段内灰岩地层进行腐蚀，前置酸留在地层中，随返排液逐渐返排。

③钻磨可钻桥塞

待水平井段全部压裂结束后，对目的层内设置可钻桥塞进行钻磨，

联通各压裂段气层，为放喷测试做准备。

（3）测试放喷

目前威远页岩气田闷井 1~2 天，然后采用 2~3mm 油嘴开井排液的排采制度，关井稳压结束后需开井排液（压裂时压入的大量压裂液）。开井排液期间记录开关井时间、排液量、产气量，每 30min 记录一次井口油、套压力，并观察出砂量及砂粒形状。开井排液时必须控制井口压力，其最大压降控制在地层压力的 30~50%。本项目各井钻井压裂完成后采用两口井同时开井返排测试方式进行，返排液趋于稳定时（气水平衡），对井下页岩气进行测试放喷作业。测试放喷前需换装井口接测试管线，井内页岩气经该管线，通过专用产量测试仪器测定页岩气产量、压力、气质。为了测试安全和减轻对环境的污染，点火烧掉测试放喷的页岩气，测试放喷燃烧筒一般为高度 1.5m 的地面火炬，放喷坑内点火放喷，放喷坑设有耐火砖挡墙减轻热辐射影响。为了解探井的气量，在完井后，需进行测试。测试放喷是在射孔作业后，利用测试放喷专用管线将井内油气引至燃烧池点火燃烧对探井进行产量测试的过程。

（4）完井撤离

本项目钻井和压裂测试完工后，将进行设备和井场清理。

3.6.2 压裂作业设备及原辅材料

（1）压裂作业设备

本项目压裂改造作业采用加砂压裂工艺，该工艺主要设备情况见表 3.6-2。

表 3.6-2 拉链式压裂压裂车组设备设施一览表（单井）

序号	设备	规格/数量	序号	设备	规格
1	压裂车	36000HHP	10	发电机	2 台
2	高压管汇车	4 台	11	21T 吊车	2 台
3	仪表车	2 台	12	支撑剂运输车	据砂量定
4	混砂车	2 台	13	酸液运输车	据酸量定
5	供液车	2 台	14	油料补给车	每天 6 台
6	压裂液罐	16 个	11	交通车	6 台
7	砂罐	4 个	16	井口六通	2 个
8	酸罐	2 个	17	特殊高压分配器	2 个

9	配酸车	1 台			
---	-----	-----	--	--	--

（2）压裂材料

根据本项目设计资料，压裂液由破乳助排剂、活化剂、支撑剂等构成。本项目共涉及 92 口井的压裂作业，单井目的层水力压裂所需的材料见表 3.6-3。

表 3.6-3 项目水力压裂材料一览表（单井）

压裂液用料				
药品名称	代号	主要成分	用量 (t)	储存位置及方式
前置酸	/	***	200m ³	玻璃钢罐盛装、材料区堆存
压裂液量	/	***	5.94 万 m ³	压裂液罐存储
高效减阻剂	JC-J10	***	9	袋装、材料区堆存
防膨剂	JC-FC03	***	29	桶装、材料区堆存
消泡剂	/	***	2	桶装、材料区堆存
低分子稠化剂	SRFR-CH3	***	4	袋装、材料区堆存
流变助剂	SRLB-2	***	4	桶装、材料区堆存
粘度调节剂	SRVC-2	***	1	桶装、材料区堆存
缓蚀剂	FL4-2	***	3	桶装、材料区堆存
助排剂	FL4-4	***	2	桶装、材料区堆存
铁稳定剂	FL4-7	***	2	桶装、材料区堆存
粘土稳定剂	FL4-3	***	3	袋装、材料区堆存
支撑剂用料				
支撑剂名称	粒径 (目)	主要成分	用量 (t)	储存位置及方式
粉陶	100	陶粒	64	袋装、材料区堆存
树脂覆膜砂	40/70	石英砂	308	袋装、材料区堆存
树脂覆膜砂	30/50	石英砂	40	袋装、材料区堆存

项目推荐主体的压裂液体系为变粘滑溜水，使用的压裂液液体性能指标满足 NB/T 14003.1《页岩气压裂液 第 1 部分：滑溜水性能指标及评价方法》、SY/T 6376《压裂液通用技术条件》的相关规定；返排液回收再利用应严格按照 NB/T 14002.3《页岩气储层改造 第 3 部分：压裂返排液回收和处理方法》进行处理后再入井利用。同时可开展压裂液配方简化现场试验，不加入助排剂、粘土稳定剂等添加剂，探索进一步降本增效的途径。

3.7 采气工程

3.7.1 采气平台井站总体建设情况

威远区块集输采用气液分输集输工艺，采用“计量+气液砂分离+增压”工艺，各井口采气在站内产气经两相流量计计量、气液砂分离器分离后通过集输管线输送至下一个站场或集气站。站内均设置增压流程，后期来气压力较高时，可越站直接输往下游，来气压力较低时，可通过增压流程，经增压后输至下游站场，各采气平台井站前期为有人值守，后期均按无人值守设计。

根据川庆威远页岩气田东区产能建设项目（一期）开发方案总体布局和集输工艺方案，本次产能建设项目各平台来气经节流、计量、分离就近接入下游新建/已建平台，再经已建管网输至集气站，集中进行天然气汇集、气液分离计量等，集中汇集分离后的天然气经集气干线管道输至威 204 脱水站进行脱水处理，经脱水处理后的净化天然气经泸威线、南干线西段复线，威远至江津输气管道及威远至乐山等输气管道输往下游天然气市场。

川庆威远页岩气田东区产能建设项目（一期）包含建设采气平台井站 16 座，新增 98 口采气井，其中 92 口井为本次产能建设新建钻井，另外 6 口井为勘探井转为采气井。

3.7.2 采气平台井站工艺

各采气站场建设内容包括：新建两相流量计轮换阀组橇、卧式气液砂分离橇、收发球筒橇、出站阀组、仪表风橇和放空管等设备，项目单个站场面积约 6850~7953m²，各平台地面工程均在钻井工程井场占地范围内实施，不新增占地。单井设计规模 9×10⁴m³/d，设计压力 8.5Mpa。

各井站按标准化、模块化建设。为满足单井及时较准确计量要求，采用两相流量计一对一连续分离计量流程。原料气在井口分别采用固定式油嘴、气动角式节流阀两级节流压力降至 8.0MPa 以下后，进入中压除砂器。除去砂砾的气体进入分离橇，进行气液分离。分离后的气相进入增压模块增压后或直接进入清管出站阀组橇至下游，液相汇入排污系

统。

3.7.4 采气井站功能设置

平台井站设置井口装置区、工艺区、放空区、增压区（后期）等三个主要区块。工艺区主要设置有两相流量计模块、卧式气液砂分离橇及进出站阀组等功能橇块。

3.7.5 采气井站主要设备

根井组生产工艺情况，采气井站生产流程采用标准化、一体化、橇装化、模块化设计，便于井站流程管理和设备轮换，各采气井站生产设备如下表。

表 3.7-3 各新建采气平台井站主要生产设备表

名称	规格	单位	数量
1	采气树	KQ70 DN65	1 口井配置 1 个
1	两相流量计轮换阀组橇	套	4 口井共用 1 套
2	P8.5MPa DN800 卧式气液砂分离橇	套	4 口井共用 1 套
3	P8.5MPa DN150/200 清管收发球筒橇	套	根据接入管线和接出管线数量而定
4	放散管 DN250 H=15m	套	1
5	PN4.0MPa DN100/DN150/ DN200 清管/出站阀橇	套	1
6	DY500kW 压缩机橇（预留）	台	1
7	阀门	只	若干
8	2000m ³ 集液池	个	1
9	300m ³ 应急池	个	1
10	土石方总量	m ³	约 300
11	10 方/小时仪表风橇	套	1

3.7.6 采气平台井站平面布置及占地

各采气井站采用标准化的平面布置，井站总平面布置，根据生产工艺特点、火灾危险性等级、功能要求，结合地形、风向等条件确定。井站平面布置包括井口区域、工艺装置区、放空区、增压区（后期）、气田水水池区等，站场为永久性占地，在钻井工程用地范围内建设，不另新增占地。

本项目各站场占地面积不一样，采气平台井站考虑利用原有的钻井

井场进行修建，不新增占地，根据川庆钻探采气平台井站标准化工作以及目前的建设模式，各井站占地情况见下表。各采气站占地包括井站占地、水池占地和井场道路占地，均为永久占地。

3.7.7 站场运营原辅材料消耗

各站场采气利用井下压力采用衰竭式开采，站场原辅材料消耗种类较少，用量较小，项目运营期为页岩气的开采，控制系统消耗一定的电能，站场前期为有人值守，每个平台井站按照临时配备 4 个工作人员，预计 2 年，2 年后转为无人值守井站。各井站原辅材料消耗见下表：

表 3.7-5 项目单个采气井站原辅材料消耗表

项目	名称	单位	数量	来源
采气平台 井站	电	KW·h/a	约 30 万	当地电网
	水	m ³ /a	约 100	罐车拉运

3.8 集输工程

3.8.1 集输管线走向比选

本工程共新建集输管线 19 条，总长 71.5km。输送介质均为原料气，并同沟敷设气田水管线。管道采用“枝状”管网布局，路由首先避开了不良地质段，其次尽可能减少施工占地和工程拆迁量，在考虑地形、沿线敏感区分布、管线服务范围等多方面因素的前提下，以选择最短路径为原则进行布局。本项目选择管线走向情况较为复杂的威 217H9 平台~威 204H65 平台集输管线（10.4km）进行路由比选，其他集输管线的起、终点相对确定，且平台间距离较近，大部分管线长度较短，线路的路由不涉及自然保护区、生态保护红线、集中式饮用水源保护区等敏感区，走向相对唯一，管线路由已是最优路线，不再进行比选。

威 217H9 平台~威 217H65 平台集输管线起于威 217H9 平台，整体呈西北方向敷设，途经内江市市中区靖民镇、全安镇、资中县全安镇、公民镇、陈家镇，线路从北绕过威 204H66 平台，最后接入威 204H65 平台。管线穿越途中主要有永安镇凌家镇黄河水库梨儿沱集中式饮用水水

源保护区、八一水库、全安镇城镇、桂溪河和朱家桥河等，同时管线穿越永久基本农田和少量林地。由于永久基本农田在该区域分布较为广泛，避让可能性较小，因此，本项目主要针对线路绕避永安镇凌家镇黄河水库梨儿沱集中式饮用水水源保护区和全安镇城镇开发边界设计了南线和北线两个方案进行比选。

两条线路路由走向见上图。比选结果见下表。

根据以上分析结果，南线方案线路总长度较北线短，穿越林地和永久基本农田长度较北线短，但南线方案穿越了永安镇凌家镇黄河水库梨儿沱集中式饮用水水源保护区二级保护区2次，施工期间对饮用水源保护区影响较大，而北线避让了水源保护区，穿越水源水库上游支流优先采取不涉水的定向钻穿越，对水源影响较小，因此，本项目从环保角度推荐北线方案，与设计推荐方案一致。穿越永久基本农田和林地处尽可能减少作业带宽度，减少施工占地面积，施工完成后及时对临时用地进行生态恢复，减少管线施工对生态环境以及农业生产的影响。

3.8.2 集输管线敷设方式

（1）管道基本情况

本项目新建 19 条集气管线，总长度约 71.5km，均同沟敷设气田水管道，集气管线设计压力为 8.5MPa，集气管道管径为 D114.3/168.3，集气管道材质采用 L245N PSL2 无缝钢管材质，管径为 DN150/200；气田水管道设计压力 6.4MPa，管道管径为 DN150，材质为柔性复合高压输送管，集气管道和气田水管道均为地埋式敷设。

（2）施工方案

根据本项目可行性研究资料，本项目管道采用机械开挖为主，人力施工为辅的作业方式，施工作业带宽度为 8~14m，局部地形受限制地段，可适当减少施工作业带宽度。

管道施工采用“开挖一段、敷设一段”的方式分段施工，管道间采用焊

接方式进行连接，最后经碰头、吹扫、试压、置换后进行集输工程，施工期间不设施工营地。

②管沟坡度：管沟允许边坡坡度应根据试挖或土壤的内摩擦角、粘聚力、湿度和密度等物理力学特性确定，根据项沿线土壤类别，边坡坡度取 1:0.3~1:0.67。管沟开挖土石方堆放于管沟一侧，另一侧为施工场地，为有效保护耕作层，一般采取“分层开挖，分层堆放，分层回填”的原则，将表层耕作土和底层生土分层堆放。

管沟开挖过程中，地表扰动剧烈，特别是如果遇到雨季，水土流失将十分严重。在斜坡和沟槽地段应采用石料或编织袋装土砌筑挡土墙（护坡），避免出现水土流失同时加固作业便道。

管道埋深：一般地段管道敷设以沟埋敷设为主，敷设时根据地形、地质条件，采用弹性敷设、弯头以适应管道在平面和竖面上的变化的要求。同时，为确保管道安全，减少人为和外力因素造成破坏的可能性，本工程集气管道应有足够的埋设深度。

沟边便道：为便于管线机械布管，以及保证大型机械、设备进场，在管道施工中，沿施工作业带旁修筑一条贯通全线的沟边便道，已满足施工需要。便道选择作业带旁地形较平坦、地势较开阔的一侧（或同侧）修筑，并与施工作业带相结合，满足管沟开挖、管道敷设等要求。

沟边便道修筑宽度一般为 4m，先对施工作业带清理、平整，然后在平整后的作业带内形成沟边便道，对于在无法通过的难点段，可在平坝、浅丘段两头修筑便道，形成“断头路”，在“断头路”尽头处平整出一块 10m 宽、20m 长的车辆调头场地。

在山区修筑沟边便道时，尽可能利用原有的道路。对有利用价值的道路应进行拓宽、推填、垫平、碾压，使其在承载力和宽度方面满足施工要求；对没有可利用的道路，经现场测量，采用爆破、机械和人工相结合的方式修建。

在地势较为平缓的山间台地或者坡度 $\leq 10^\circ$ 的平缓地段修筑沟边便道，尽量与施工作业带结合，统一考虑，以减少施工工程量与征地面

积。当山坡坡度大于 25° 时，在必要的地段绕行修筑施工便道。当沟边便道通过山谷、沟、渠时，根据过水量的大小并结合现场地形地貌，修建具有足够承载力的桥、涵。

按有关法规及从节约工程投资出发对沟边便道只进行临时性使用土地，施工完毕后应立即还复耕种。

管道敷设：管道敷设的设计必须满足《气田集输设计规范》（GB 50349-2015）及《油气输送管道线路工程抗震技术规范》（GB/T 50470-2017）的相关要求。

结合本工程线路沿途地形地貌、工程地质、水文及气候等自然条件，本工程管道采用沟埋敷设，管道敷设时在水平和纵向转角处，优先采用弹性敷设来实现管道方向改变，以减小沿途摩阻损失和增强管道的整体柔韧性；当在弹性敷设受地形条件限制时，优先采用曲率半径不小于 $40D$ 的现场冷弯弯管，冷弯弯管无法实现管道转向时使用曲率半径为 $5D$ 的热煨弯管。在满足最小埋深要求的前提下，管道纵向曲线尽可能少设弯管（尽管部分地段挖深会增加）。

管道敷设中对管道通过陡坎、陡坡、冲沟等复杂地段时，应分别采用放坡、护坡、堡坎、排水、分段设置挡土墙及锚固等措施，保证管道的安全。沟埋敷设施工简单，技术成熟，并且占地相对较少，不妨碍农业耕种，不妨碍交通，对环境的影响小，运行比较安全，维护和管理方便。

管道组焊：考虑到沿线地形、地貌和沿途气候等外界环境因素，同时也考虑到管道直径、壁厚和材质等因素，本工程管道采用半自动、手工焊两种焊接方式，该焊接工艺技术成熟，应用广泛，且质量能有效保证。

本工程相邻管段必须连头、碰死口，焊接工艺评定和焊接工艺规程应符合《钢制管道焊接与验收》以及《石油天然气金属管道焊接工艺评定》的要求，管道焊缝质量在外观检查合格后需进行无损探伤检查。考虑到管道在后期的运行安全，本工程集气管道环向焊缝均进行 $100\%X$ 射

线探伤检查和 100%超声波复验。集气管道 X 射线无损检验应按《承压设备无损检测 第 2 部分：射线检测》相关内容执行，达到Ⅱ级为合格；超声波无损检验应按《承压设备无损检测 第 3 部分：超声检测》相关内容执行，达到 I 级为合格。当环境条件不能满足焊接工艺规程所规定的条件时，必须按要求采取措施后才能进行焊接，保证焊接质量，不允许有根部未焊透、未融合欠缺现象。另外设置警告标

志，避免管道施工对周边居民造成伤害。

管道清管、试压：为保证管道在建设中不进入杂物，保持整个管道系统的清洁，须进行管道清扫。单根管道在组焊前，应先进行人工清扫，集气管道施工完成后应采用清管器对全线管道进行清管。本项目采用清管器（球）进行清管，清管次数不少于 3 次，以开口端不再排除杂物为合格。

管道清扫合格后，然后进行强度试验，强度试验合格后再进行严密性试验。本工程管道沿线为二级地区和三级地区，工程强度试验、严密性试验均采用清水作为试压介质。管道河流穿越、二级公路穿越、县级以上公路等应采用洁净水单独进行强度试压。管道穿越二级以下公路的管段，其试压可与所在管段一并进行。

试压合格后，应将管道内积水清扫干净，清扫出的废水应排放到规定区域，清扫以不再排出游离水为合格。

干燥、氮气置换：管道干燥采用干空气法（用露点低于-40℃的干燥空气）。干燥前，应用清管器清扫管道内残余水，用泡沫清管器清扫检验之后采用干燥压缩空气进行吹扫。干燥空气吹扫时，在管道末端配置水露点分析仪，干燥后排出气体水露点应连续 4h 比管道输送条件下最低环境温度至少低 5℃。

清扫干净后再采用氮气进行置换空气工作，以保证在未投产前管内的防锈蚀和天然气进气时的安全。新旧管线碰口前，要对原管道进行切割，为防止因动火发生事故，应先关闭原管道上下游的截断阀（应确保该阀无内漏），再通过放空管对该段管道内的天然气进行放空（压力为

零)之后,对原管道进行氮气置换。

管沟回填及复耕:管道在沟下焊接检验合格后,应及时进行环焊缝的补口,补口检验合格后应及时进行管沟回填。管沟回填前宜将阴极保护测试线焊好并引出,待管沟回填后安装测试桩。管道穿越地下电缆、管道、构筑物处的保护处理,应在管沟回填前按设计的要求配合管沟回填施工。回填前,如管沟内有积水,应排除,并立即回填。地下水位较高时,如沟内积水无法完全排除,应制定保证管道埋深的稳管措施。

根据施工方法及土壤性质不同,石方或碎石段管沟挖深应比土壤地区超过 0.2m,并用细软土作垫层,回填应先用细土回填至管顶以上 0.3m,石方区管沟才允许用粒径小于 0.1m 的碎石回填并压实,以保护管道外防腐层。覆土要与管沟中心线一致,其宽度为管沟上开口宽度,并应做成弧形。沿线施工时破坏的挡水墙、田埂、排水沟、便道等地面设施回填后应按原貌恢复。对于回填后可能遭受洪水冲刷或浸泡的管沟,应按设计要求采取分层压实回填、引流或压砂袋等防冲刷和防管道漂浮的措施。

运行投产:在完成清管试压,并对管沟进行回填、复耕后,管道可进行运行投产。

(3) 管道标识

管道线路标志包括线路标志桩和警示牌,其设置按《油气管道线路标识设置技术规范》(SY/T 6064-2017)执行,做法应符合《西南油气田分公司输气管道标准化图册》相关要求。

埋地管道应连续在管道的正上方,距管顶 0.5m 处敷设警示带。

线路施工完毕后,应每公里设置一个里程桩,里程桩宜和测试桩合并设置。里程桩宜设置在管道正上方,当无法设置在正上方时,应在管道气流前进方向左侧,距管中心 $1m+0.5D$ 处设置线路里程桩。

管道在水平方向一次转角大于 5° ,应在转折管道中心点正上方设置转角桩。

两条管道同沟敷设时,标志桩、加密桩、警示牌可共用,并标明同

沟敷设管道和输送介质。

对于长距离管段壁厚或防腐层结构发生变化的位置设标志桩。

管道通过学校附近等人群聚集场所设警示牌；管道靠近人口集中居住区、工业建设地段等需加强管道安全保护的地方设警示牌。

施工完毕后，应对全线的护坡、堡坎等水工构筑物用油漆进行外表着色，采用红、黄二色从左到右竖条间隔设置，每种颜色着色间隔10cm，每条颜色的着色宽度为10~15cm。

埋地管道与其他管道、光缆交叉时，应在交叉处设置标志桩。

（4）施工便道

施工便道为临时工程在满足通行的情况下，应遵循节约投资、降低施工难度、便于施工后恢复地貌的原则，故路面设计如下：

路宽：4.0 m，平原地段占地宽约7m，丘陵地段道路两侧路边坡脚范围内为用地范围；在300m左右的距离内，选择有利地段设置错车道。

施工要求：40cm素土压实（压实度93%）。

地形起伏较大，在沿管道纵向10km以上，丘陵地带管道两侧3km、山地地带管道两侧2km的范围内没有交通依托，运管及维护车辆进入作业带有困难的地段，应修建伴行道路；

地形起伏高差过大，超过车辆的爬坡能力时，可修建与管道相交的横向施工便道到达作业带；

对路面破坏严重或路宽不足3.5m的进行整修扩宽；

（8）阴极保护及防腐

集气管线防腐：线路管道外防腐层推荐采用加强级二层PE防腐层，管道补口推荐采用无溶剂液体环氧涂料+辐射交联聚乙烯热收缩带，补伤推荐采用聚乙烯补伤片和聚乙烯热收缩带，热煨弯管防腐涂层采用无溶剂液体环氧涂料+聚乙烯热收缩缠绕带。

地面管线（站场）防腐：防腐采用聚氨酯防腐涂装，除锈后刷防锈漆两道，刷黄色调和漆两道。管道外防腐涂料面漆颜色按《油气田地面管线和设备涂色规范》（SY/T 0043-2006）的规定执行。

阀门防腐：平板闸阀本体刷红调和漆两道，手轮（柄）刷黑色调和漆两道。阀套式排污阀本体刷蓝色漆两道。

对于管道沿线与高压线交叉、并行等可能存在交流干扰处实施交流排流保护措施。气田水管线为柔性复合管，材质防腐。

3.8.3 集输管线穿越工程

（1）公路穿越工程

①穿越公路情况

本项目管道穿越铁路 2 次，分别为成渝铁路 1 次和成渝客专高铁 1 次，穿越成渝铁路拟采用顶管的施工方式穿越，穿越成渝客专高铁 1 次，为桥下穿越，拟采取开挖+套管施工方式穿越；穿越 2 次高速公路，分别为内宜高速公路 1 次和内威荣高速公路 1 次，内宜高速公路为桥下穿越，采取开挖+套管施工方式穿越，内威荣高速为涵洞穿越，采取开挖+套管施工方式穿越；穿越省道 1 次，县道 6 次，采取顶管的施工方式穿越；穿越水泥乡村公路 88 次，采取开挖+套管施工方式穿越，管道穿越的机耕道、碎石路一般穿越采用开挖+套管方式。

②穿越施工设计原则

管道穿越道路一般采用顶管和开挖两种方式。本工程穿越铁路、高速公路、国道、省道、乡村水泥路面优先采用顶管穿越，机耕道、碎石路穿越采用开挖+套管方式。管道穿越位置，宜选在稳定的公路路基下，尽量避开石方区、高填方区、路堑和道路两侧为半挖半填的同坡向陡坡地段。采用钢筋混凝土套管进行保护，套管顶埋深不小于 1.2m。

管道穿越道路应垂直交叉通过。必须斜交时，斜交角度应大于 60°。路基下面的管段不允许出现转角或进行平、竖面曲线敷设。穿越公路在取得公路主管部门的许可后方可实施，采用随自然地形沟埋方式通过。穿越点前后做好截水墙和排水沟。穿越段环焊缝均须进行 100%射线照相探伤和 100%超声波探伤，焊缝无损检测执行标准《石油天然气钢质管道无损检测》（SY/T4109-2020）。

管道探伤合格后应单独进行强度试验，按《油气输送管道穿越工程

设计规范》GB 50423-2013 相关要求执行。

（2）河流穿越

①穿越河流基本情况

本项目所在区域为沱江水系，新建的集输管线未穿越大中型河流，主要水体穿越工程为小河沟渠，穿越的河流有纪家河、桂溪河、朱家桥河、五凤溪等河流，其余均为小河和沟渠等，具有水面宽度较小，水流量不大等特点，本项目穿越小河沟渠均采用“开挖+套管”方式穿越水体。威217H9~威204H65平台集输管线平台位于永安镇凌家镇黄河水库梨儿沱集中式饮用水水源保护区北侧，管线穿越该饮水水源保护区上游支流桂溪河和朱家桥河，穿越宽度分别为6m和8m。朱家桥河穿越处距离饮水水源二级保护区的距离为1.4km，距离饮水水源一级保护区的距离为9.6km，距离饮水水源取水口的距离为10.1km；桂溪河穿越处距离饮水水源二级保护区的距离为0.9km，距离饮水水源一级保护区的距离为9.2km，距离饮水水源取水口的距离为9.7km，穿越方式优先采用不涉水施工作业方式（主要为定向钻）施工，确保管线建设对集中式饮用水水源保护区的影响降到最小。

②穿越施工方式

目前主要的河流穿越方式如下表所示。

表 3.8-7 主要河流穿越方式一览表

穿越方式	施工方式和特点	适用条件	优、缺点
定向钻穿越	用泥浆通过钻杆推动钻头旋转破土前进，按照设计的管道穿越曲线钻导向孔。然后连接回拖，完成管道的穿越	穿越适合的地层主要为：黏土、粉质粘土、粉土、粉细砂、细砂、泥岩等。难于成孔的流砂、淤泥或高强度且变化复杂的基岩层，不宜采用定向钻穿越敷设管段	优：无涉水施工； 缺：对施工场地面积、地貌和穿越长度有要求，投资较开挖穿越大
开挖穿越	将管道埋置于河床稳定层内的穿越敷设方式	用于各种地层。对于穿越河段属于水源地一级保护区的河流禁止采用开挖穿越；对于通航的河流，不宜采用开挖穿越	优：施工操作简单，施工周期短，造价低； 缺：扰动水体，施工期间会短期增加水中SS浓度

A、河流定向钻穿越工程

威217H9平台~威204H65平台集输管线未穿越永安镇凌家镇黄河水库梨儿沱集中式饮用水水源保护区范围内，但管线穿越了黄河水库上游支流桂溪河和朱家桥河，为减少管线施工对黄河水库产生的不利影响，管线穿越黄河水库支流水体施工时优先选择对水体扰动最小的定向钻施工穿越方式，同时确保管线埋深足够，避免因冲刷或外力破坏导致管道暴露。

由于采用定向钻穿越方式的穿越长度长，要求两侧场地满足布设钻机、泥浆池、材料堆放、管道阻焊和管道回拖等要求，场地要求高，而威217H9平台~威204H65平台集输管线穿越的河流较窄，且地形起伏较大，有可能无法满足定向钻施工要求。施工踏勘时，若发现穿越处施工条件无法满足定向钻施工作业方式的场地要求，则采用围堰开挖方式穿越，要求选择在枯水期进行施工，尽量缩短施工周期，减少施工泥浆、悬浮物进入水体，施工机械应严格检查，防止油污泄漏，同时制定应急预案和配备充足物资储备，明确泄漏封堵、污染拦截、水源替代等流程；在穿越段附近储备吸油毡、围油栏、活性炭等应急物资，在桂溪河和朱家桥沟入黄河水库口设置拦水坝，施工作业一旦对水体产生污染，确保能够及时清理污染物质，避免污染物进入黄河水库，减少对饮用水源产生影响。

气田水管道穿越黄河水库上游支流桂溪河和朱家桥河采用钢筋混凝土套管护管，管道埋深至基岩以下不少于1.0米，管段下沟前，应先填200mm厚的砂类土或细土垫层，管沟回填时，采用C20现浇混凝土封顶。对于埋设在50年遇洪水位以下管道进行稳管，稳管采用现浇混凝土连续覆盖。为提高穿越管道的安全性，及考虑到河沟洪水位、枯水位状态下的地下水水位更替对岸坡的影响，应做好岸坡护岸稳管措施，与自然地貌衔接好，护岸应置于稳定的地基上，推荐采用浆砌条石挡土墙护岸、浆砌块石护坡，并按5%频率复核稳定层位置及埋深。穿越段应选用质量好的管子进行组焊。穿越完成后，应将原水渠按开挖前的结构和质量进

行恢复。

B、河流沟渠开挖穿越工程

本项目穿越其他小型河流及沟渠时均采用开挖方式穿越，沟埋敷设。根据《油气输送管道工程 水域开挖穿越设计规范》（SY/T 7366-2017），对于不通航、水深浅、流量较小的河流宜采用不带水开挖方式。

管道埋深：小型河流不小于设计洪水频率冲刷线下 1.0m；河床为基岩时，管顶距基岩面 $\geq 0.5\text{m}$ 。管道穿越水渠时，埋设深度要保证管道处在清淤之后渠底深度 1.0m 以下，无法取得清淤资料的，必须保证管道埋设深度在现状渠底以下 2.5m。2）稳管方式：采用平衡压袋稳管、混凝土配重块稳管、现浇混凝土稳管方式；3）护岸：采用石笼或干砌石、浆砌石护岸进行防护；4）围堰：围堰为土石围堰，堰体迎水面采用防渗膜；5）导流：河床外导流和河床内导流；6）降排水方式：降水和集水明排两种方法控制地下水；7）施工季节：开挖穿越要求在枯水季节施工。

（3）其他穿越工程

管道与原有埋地输气管、电缆、水管等交叉时，应从原有管道下方 0.3m 通过。新管道与其它管道交叉处必须保证 0.3m 净空间距，为避免管道沉降不能满足间距要求，以及避免管道防腐层受损伤而发生交叉管道电气短路，采用绝缘材料垫隔。管线和电缆交叉穿越的净空距离应保证不低于 0.5 米。

（4）临时工程

①施工便道

本项目管线施工在交通不便利处需修建施工便道，总长约 5.0km，路面宽 3.5~4.5m。

②堆管场

本项目集气管线部分小于 3km，长度较短，堆管主要依托两端平台站场；集输管线较长的支线需在沿线设置堆管场，本项目共设置堆管场约 14 处，单个堆管场占地面积约 1000m²。

③施工作业带

水田地段施工作业带宽 12m，旱地施工作业带宽 10m，林地施工作业带宽 8m。管道施工作业带内只进行临时性使用土地，施工完毕后应立即还耕复种，并恢复原地貌。

④施工营地

本工程管线均为内部集输管线，线路长度较短，施工工程量较小，工期较短，因此，管线和平台井站施工均可依托周边农户，不单独另设施工营地。

3.9 供、排水工程

根据页岩气开发项目用水特点，在钻井、压裂施工过程中因调配钻井泥浆和各井场现场配置压裂液用水量较大，测试放喷期间返排液量较大，而在开采运营期主要为气田水。

3.9.1 供水工程

（1）项目用水量

①施工期

2026 年~2030 年度总需完成部署的 92 口页岩气井，预计每口井钻井用水量为 500m³，压裂液配置用水量单井约 5.94 万 m³。因此，项目钻井用水总量约为 4.6 万方，压裂液配置用水总需求量约为 546.48 万方，共计 551.08 万方，共计 569.05 万方。施工期除钻井和压裂液配置用水以外，还有生活用水、试压用水等等，但用水量均较少。

②运营期

运营期无生产用水，主要为各采气井站临时值班人员生活用水，用水量较少，生活用水由罐车拉运自来水至井站。

3.9.2 排水工程

本项目各井场采用清污分流制。雨水依靠井场设置的地面坡度，就地散排至四周设置的雨水排水沟排出场外。井场四周设置双环沟（内环沟和外环沟），截留井场散落的污水，内环沟中的污水汇入隔油池中抽至放喷池，避免进入雨水排水系统。

工程污废水主要包括钻井废水、方井雨水及初期雨水、压裂返排液、采气废水、试压废水、检修废水和生活污水。本项目钻井废水经泥浆不落地工艺处理后可回用部分用于本井场回用，压裂返排液和采气废水能达到回用要求的回用于配置压裂液，不能回用的压裂返排液、采气废水用密闭罐车转运回注井回注或有处理能力的气田水处理单位处置后回用，值班人员生活污水环保厕所收集后由当地城镇污水处理厂处理。施工期间和运营期间现场均无废水外排。

3.10 工程占地及土石方平衡

3.10.1 工程占地

川庆威远页岩气田东区产能建设项目（一期）总占地面积 122.7073hm²，其中临时占地 109.8408hm²（主要为各井场钻井施工井场及场外附属设施临时占地和集输管道施工临时占地），永久占地 12.8665hm²（主要为采气平台井站、管线附属设施标志桩以及警示牌等占地）。

3.10.2 土石方平衡及堆存

川庆威远页岩气田东区产能建设项目（一期）包括钻井工程、采气工程和集输管线工程。由于各采气平台建设主要是撬装设备的安装，以及站内管线的安装（多为地面），均在相应的钻井井场内建设完成，各采气平台建设开挖土石方量较小，各平台施工土石方均可做到各自井场场地内平衡，因此本次土石方量主要为钻井井场及集输管线。

根据各钻井平台所在位置地形情况以及施工量统计，预计本项目钻井工程建设过程中土石方挖方约 15 万 m³，填方 15 万 m³；管道建设过程中土石方挖方量约 13.95 万 m³，填方 13.95 万 m³，能做到挖填平衡。钻前施工优先剥离 0.3m 厚表土各井场就近独立设置表土堆场集中堆存（就近堆存便于施工结束后的临时占地恢复用土），管线施工耕植土暂存于管沟两侧，用于后期管沟填埋，场地平整产生的土石方均可做到场地挖填自行平衡，管沟开挖产生的土石方回填管沟后全部摊铺在施工作业带内（8~12m 宽），对地面抬高约 1cm 左右，对地形地貌影响甚微。故项

目施工期产生的土石方全部可实现土石方平衡，无弃方产生。

3.11 组织机构定员及施工进度

3.11.1 钻井工程组织机构定员及施工进度

钻前工程：主要为土建施工，由土建施工单位组织当地民工施工作业为主，高峰时单平台每天施工人员约 30 人。仅白天施工，夜间不作业，单平台施工时间约 1 个月。

钻井工程：本项目钻井工程施工队由钻井专业人员组成，每个钻井队共计 50 人左右，管理人员有队长、副队长、地质工程师、钻井工程师、钻井泥浆工程师、动力机械师、安全监督、环保员等，24h 连续不间断作业。双排布置的平台根据计划和施工条件，实施双排钻井同时作业，单井钻井工程施工时间约 2 个月。

压裂作业：由页岩气井下压裂作业专业人员组成，包含储层水力压裂、稳压、返排测试放喷定产作业，每个平台共计 30 人左右，办公、生活依托钻井工程的活动板房，仅白天施工，夜间不作业，采用拉链式压裂作业，两口井压裂测试时间约 2 个月。

3.11.2 地面集输工程组织机构定员及施工进度

采气平台井站施工作业：采气平台井站施工作业由专业人员和民工组成，各平台采气站施工时间根据平台钻井作业而定，在平台钻井作业完井后开展。每个平台采气站施工作业预计每天 20 人左右，仅白天施工，夜间不作业。单个平台采气站施工作业时间约 1 个月。

集输管道施工作业：集输管道施工作业由专业人员和周边民工组成，集输管道开工时间可以和平台钻井工程以及采气平台井站施工作业同步开展，具体施工时间根据井区建产计划以及井区内污染物（气田水）转运需求而定。预计各条集输管道工程施工期间每人施工人数 20 人左右，仅白天施工，夜间不作业。

项目采气工程建设平台井站，井站前期（约 2 年）按有人值守站设计，每个平台井站按照临时配备 4 个工作人员，后期为无人值守。管道巡检人员由建设单位另行设置。

3.12项目主要指标统计

项目主要技术经济指标统计如下表。

表 3.12-1 项目主要经济指标统计表

序号	名称	类型	规模
1	设计动用资源储量		20.42×10 ⁸ m ³ /a
2	平台井站数量	钻井平台	16 座
		采气平台	16 座
3	钻井井口数量		92 口井
4	采气井口数量		98 口井
5	新建管道长度		71.5km
6	能源消耗情况	水资源	569.05 万方
		电	225 万 KW·h/a
7	占地面积	永久占地面积	12.8665hm ²
		临时占地面积	109.8408hm ²
8	工作制度	三班倒	
9	在册职工人数	3000 余人	
10	总投资	573500 万元	
11	环境保护投资	9019 万元	

4 工程分析

根据天然气开发产能建设项目“滚动开发、接替生产”的项目特点，同一时间节点，施工期和运营期的不同单项工程同时存在，故本评价采取逐一分析单项工程各不同阶段产排污特点，各单项工程根据区块产能建设进度安排，整体部署、滚动实施、通过单项工程的接替实现区块产能目标。

4.1 施工期工程分析

4.1.1 钻前工程施工

钻前工程为钻井工程以及后续储层改造压裂作业施工构筑场地和设备基础，主要为土建施工，由专业施工单位组织当地民工施工，施工人员生活依托项目附近农户，施工现场不设钻前工程集中营地。钻前工程建议根据《页岩气平台钻前土建工程作业要求》（NB/T 14021—2017）、《陆上石油天然气钻井环境保护技术规范》（SY/T 7298—2024）进行施工。

项目共部署 16 个页岩气平台，其中威 217H1、威 217H7、威 217H13 个平台分别依托勘探井威 215、威 216、威 217、威 217H9-1、威 217H10-1、威 217H24-1 平台，本次依托其平台新增开发井，并将勘探井转为开发井，本次依托勘探井平台的建设内容包括井场、应急池和放喷池等设施。

（1）钻前施工工序及产污环节分析

由于各井场的钻前工程施工主要为土建施工，施工过程简单，施工过程及主要环境影响因素见图 4.1-1。

**

图 4. 1-1 钻前工程施工过程及主要环境影响

钻井的井位确定后，将修建井场公路，平整井场，在此期间会对所租用土地上的作物、植被进行清除，利用井场凸起处的土石方和外购连砂石进行填方作业，对场地进行平整、硬化；井场及井场公路建好后，再用汽车将钻井设备运到井场安装，井场设备几天内即可安装完毕。井场及井场公路建设的主要环境影响是占用土地并造成地表土壤和植被、作物的破坏，处置不当还可能造成水土流失。本工程在钻前施工期间，影响环境的阶段主要是在井场公路和井场的建设阶段。

（2）钻前施工内容

本项目钻前工程主要包括新建井场（规格：110m×85m）、清洁生产操作区（450m²）、集液池（2000m³）、应急池（300m³）、放喷池（8m×7m×3m，各配套20m³集酸池1个）、钻井办公生活区活动板房、钻井设备基础，以及对钻井设备工艺区场地实施防腐防渗作业、给排水、供配电等辅助工程。

施工作业主要以土建施工为主，为保证后期复垦需要，对钻前施工场地进行表层土去除0.3m，就近设置表土堆场集中堆存，通过对表土堆场设置截、排水沟，覆彩条布处理，防止水土流失；对井场四周挖方边坡高于2m的边坡采用重力式挡墙进行支挡，并对裸露边坡采用水泥砂浆喷浆护坡处理。

钻前工程道路建设部分造成的环境影响主要表现在占用土地、占地地表土壤和植被、农作物的破坏、清除使地表裸露，可能引起水土流失。同时，因开挖的土石方临时就近堆放，防护措施不当也会引起水土流失。因此钻前工程主要环境影响：占地并造成地表土壤和植被的破坏、清除，引起水土流失；施工噪声、废气、弃渣等。

2）分区防渗

新建平台井场防渗区用防渗混凝土对地面进行硬化，特别是在钻井基础区域、放喷池、柴油罐区、储存池、发电机房基础、清洁化操作平台和泥浆循环系统等区域进行分区防渗处理。通过将加强井场防渗等级，避免污染物入渗，拟采取分区防渗措施。

①井场防渗措施：井场防渗区用防渗混凝土对地面进行硬化，井场区域、柴油罐区、钻井岩屑暂存区采用C20碎石砼硬化层，厚度为20cm，以及砂砾石层，厚度为30cm。

②集液池和应急池防渗措施：池底开挖后先用原土夯实、整平，整平后铺设10cm厚C15混凝土垫层，然后打40cm厚的C30防渗钢筋混凝土，最后刷一层防水材料，防渗等级为P8，总共厚度为55cm。墙身和基础处理：外墙墙身、立柱均采用C30防渗钢筋混凝土，防渗等级为P8，混凝土采用商

品混凝土。池内壁、池底和池墙转脚防水层采用 1:3 水泥砂浆抹面，厚度 2cm。

③放喷池防渗：放喷池坑底开挖整平后，先浇筑 10cm 厚 C20 碎石砼，再进行新型耐火水泥砂浆抹面，并按“三油两布”作防腐、防酸处理。放喷池墙身采用耐火砖与标砖相结合砌筑；内墙下部 2m 为耐火砖砌 37 墙，上部为耐火砖砌 24 墙，砌筑用水泥采用新型耐火水泥砂浆；外墙采用 Mu10 页岩标砖砌筑。放喷池前墙高度为 600mm，宽 240mm，待放喷管线安装完毕后用 Mu10 页岩标砖封堵。

④集酸池：集酸坑采用标砖砌筑，墙身内侧、墙顶采用 M10 水泥砂浆 30mm 厚抹面，坑底用 C20 小石子混凝土，厚 100mm，然后再刷 2 层水泥基涂料。

⑤清洁生产操作区、油罐区、泥浆储备罐区防渗：清洁生产操作区先铺设 20cm 厚片石层，再铺设 20cm 厚 C25 砼层；泥浆储备罐区先铺设 10cm 厚 C15 砼垫层，再铺设 50cm 厚 C25 钢筋砼。油水罐基础均采用 Mu30 条石浆砌，砌筑砂浆为 M7.5 水泥砂浆，基础顶面采用 1:3 水泥砂浆找平，厚度 30mm。

3) 井场清污分流

井场修建双环沟，实施清污分流，场外雨水经井场外围排水沟排入附近冲沟。井场内以井架基础周围外沿为起点，设置井场排水坡，井场内雨水经井场四周内环沟收集后进入隔油池收集，然后用泵输入集污罐或放喷池内，经沉淀处理后回用于钻井泥浆调配用水；方井雨水通过泵泵入集污罐内，经处理后用于钻井泥浆调配用水。钻井废水、井场内初期雨水、方井雨水均在井场内经处理后回用，不外排。

(3) 钻前施工主要污染工序及产污情况

①生态环境

井场道路修建、井场平整、设备基础开挖过程，将导致地表原有农作物、灌草林地植被破坏，造成的地面裸露，形成水土流失。

根据对井区内拟选井站位置现场调查和土地利用现状卫片资料解译结

果，井场选址占地类型以农用地为主，少量林灌地，表层土具备耕种功能，钻前施工前采取剥离表层 0.3m 后表土方式集中堆存，便于井站施工结束后对临时占地的复耕复种用表土，恢复临时占用耕地的生产力。

②废气

钻前施工人员多为临时聘请的当地民工，租住在附近农户家中，本项目钻前工程不设集中生活营区，无集中生活废气排放。钻前工程大气污染物主要为施工扬尘和运输、作业车辆排放的汽车尾气，但属短期影响（钻前施工工期约 1 个月）。粉尘主要源于材料运输、使用过程中的粉尘散落以及修筑钻井场地和井场外道路的挖填方转运工程中的二次扬尘。

③ 废水

钻前工程的水污染主要来自各井场道路修建、井场平整和基础施工过程中产生的施工废水（主要污染物为 SS）以及施工人员的生活污水（主要污染物为 COD、BOD₅、SS 和 NH₃-N 等）。单个井场钻前施工高峰时日上工人数约 30 人，主要为就近聘请的当地民工。上述人员租住在附近农户，其产生的生活废水利用农户现有设施进行收集处置；钻前施工主要为土建施工，产生的施工废水由场地截排水沟截留，经简单沉淀处理后循环利用于施工场地洒水抑尘和混凝土养护用水，无施工废水排放。

④噪声

钻前工程主要噪声源为推土机、挖掘机、载重汽车等机械设备噪声，钻前工程仅昼间施工，各声源噪声级见表 4.1-1。

表 4.1-1 主要施工机具噪声源强

序号	设备名称	测点距施工机具距离（m）	最大声级（dB(A)）	运行方式	运行时间（h）	作业范围
1	推土机	5	85	移动设备	间断，<4	工程区内
2	挖掘机	5	84	移动设备	间断，<2	工程区内
3	载重汽车	5	82	移动设备	间断，<2	工程区内
4	钻孔机	1	85	移动设备	间断，<4	工程区内
5	空压机	1	88	移动设备	间断，<4	工程区内
6	振动棒	1	86	移动设备	间断，<4	工程区内

⑤ 固体废物

钻前施工中优先剥离 0.3m 表土，就近独立设置表土堆场集中堆存，便于施工结束后的临时占地恢复用土，开挖的土石方由场地内实现挖填平衡。类比区块内已实施井场钻前施工实际情况，井场土石方均可做到各自井场场地内平衡，无弃方和借方。

根据《固体废物鉴别标准通则》（GB34330-2017），现场开挖产生的土石方做场填方区填方，属于《固体废物鉴别标准通则》（GB34330-2017）中的第 6.1 a 条“任何不需要修复和加工即可用于其原始用途的物质”，属“不作为固体废物管理的物质”，钻前施工现场应按照各单项工程水土保持方案要求落实临时挖填方的水保措施。

施工人员多为临时聘请的当地民工，租住在附近农户，其产生的生活垃圾利用附近农户现有的设施进行收集处置，无集中生活垃圾产生。

4.1.2 钻井工程施工

钻井工程主要包括实施设备安装、泥浆钻井、套管固井，以及完钻后钻井设备离场拆除等。

（1）钻井工艺流程及产污环节分析

①设备搬运及安装

施工单位用汽车将钻井设备和泥浆循环罐等钻井设备运至进场并进行安装，通常 5~10 天可安装完毕。

②钻井作业流程

根据区块开发方案，项目钻井平台均优先采用双机钻井，钻井方式主要为泥浆钻井，各开发井平台采用导管+三开井身结构，导管（0~80m）采用清水钻井，一开段和二开段（80~3332m）采用水基泥浆钻井，三开段（3332~6319m）采用油基泥浆钻井。

泥浆常规钻井工艺属过平衡钻井技术，作用于井底的压力大于该处地层孔隙压力情况下的钻井作业；本项目通过钻机、转盘带动钻杆切削地层，同时由钻井泥浆泵经钻杆向井内注入高压钻井泥浆，冲刷井底，将切削下的岩屑不断地带至地面，整个过程循环进行，使井不断加深，直至目的井深。钻井中途会停钻，以便起下钻具更换钻头、下套管、取芯测井和后续井身固井

作业，钻井作业为 24h 连续作业，平台内各井依次实施钻进作业。

③钻井工艺

泥浆钻井过程中以钻井泥浆作为载体将岩屑带至地面，返排钻井泥浆经泥浆循环系统分离处理实现钻井泥浆的循环利用，分离的固相（钻井岩屑、失效钻井泥浆）进入钻井污染物“不落地”生产系统收集处理，钻井过程中钻井泥浆循环使用。主要的产污环节为污泥泵、污泥循环系统产生的噪声及钻井泥浆、岩屑等。不能循环利用的水基泥浆钻井固废外运用于制砖、制水泥等方式进行综合利用，油基固废交由有资质单位进行处理。

导管段采用清水钻，一开、二开段采用水基泥浆钻井，三开段采用油基泥浆钻井，清水及水基泥浆钻井工艺流程及产排污环节见图 4.1-2。

图 4.1-2 清水及水基泥浆钻井工艺流程及产排污环节图

图 4.1-3 油基泥浆钻井工艺流程及产排污环节图

清洁生产随钻处理系统工艺步骤：钻井液循环处理系统分离的油基钻井岩屑（振动筛和除砂器、除泥器分离的岩屑）收集后通过螺旋输送机送入油基岩屑甩干机处理，甩干后的干岩屑通过岩屑收集罐和储存罐收集及暂存中转后交有资质单位外运处置，甩干机脱油进入钻井液循环系统重新用于钻井；钻井废水、方井雨水以及井场初期雨水收集后，经过污水处理罐处理后暂存用于设备清洗或后期压裂液配置。

清洁生产随钻处理系统分离后的油基岩屑，经场内 $30 \times 2.5 \text{m}^3$ 岩屑罐或吨袋盛装转移至清洁生产操作区内的油基岩屑贮存场地（按危废贮存场地采取防渗、防扩散、防流失措施）暂存，及时交由危废处置资质单位妥善处置。钻井液及岩屑采用岩屑罐或吨袋盛装贮存可免除油基钻井液、岩屑现场贮存污染物渗漏地下水污染环境风险。

泥浆钻井液钻井清洁化生产作业流程见下图。

图 4.1-4 泥浆钻井液钻井清洁化生产作业流程图

④钻井泥浆类型及组成

钻井泥浆的组成是根据不同地层性质和地下压力进行调整变化的，根据对项目各井钻井工程钻井泥浆使用材料判断，清水钻井液主要成分为水，产生的废水主要污染物为 SS；水基泥浆主要成分以无毒无害的无机盐和聚合物为主，组成物质化学性质稳定，产生的废水主要污染物以 COD、SS、pH、盐分、Cl-为主，不含汞、铬、铅等重金属有毒有害物质。因此，本工程水基钻井泥浆主要污染物为 COD、SS、高 pH 值，最终完井时钻井液 pH 值达到 9~10。油基泥浆的基础油主要为白油或者柴油，其他成分主要有有机土、乳化剂、加重剂等。

本项目水基和油基钻井过程，其转换工艺如下：

A. 准备 10m³ 高粘度（FV>80s）顶替隔离液，比重和入井的油基钻井泥浆一致，其配方如下：油基泥浆基浆+3%MOGEL+2.5%主乳化剂(HIEMUL)+1.5%降滤失剂(HIFLO)。

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

C. 隔离液返回到分离罐，直到未受污染的油基泥浆返出，才使油基泥浆返回至循环罐，顶替作业结束。顶替液进入油基泥浆进行循环。

⑤钻井辅助作业

钻井辅助作业由电测井、取心钻进、综合录井、井控等作业组成，根据需要实施。其中井控主要是在井口安装管汇控制气浸、气漏，先根据本井预测地层压力及套管抗内压强度等情况，确定井控装置压力等级，再根据等级要求选择相应的井控装置进行井控作业。主要控制设备有环形防喷器、闸板防喷器、阻流管汇、节流管汇、压井管汇等设备。

⑥固井作业

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

交替进行，直至钻至目的深度并下套管固井。

⑦完井撤离

固井完钻后对钻井设备实施撤离，撤离后的设备基础保留用于下阶段压裂设备井场安装；备用柴油、钻前修建的集液池及燃烧池等保留至压裂试气阶段继续使用。

（2）钻井施工主要污染源及污染物排放情况

①废气

本项目各平台钻井工程以当地电网做动力，在停电状态下，井场将使用柴油机作为备用电源，将产生一定量的柴油机废气。此外项目井下返排污以“湿”泥浆形式返排，产尘率很低。钻井过程中产生的废气主要为车辆尾气等。

A、柴油发电机废气

根据调查，区块所在区域电网情况较好，故钻井动力可接入网电，仅停电情况下启用备用柴油发电机发电。使用备用柴油发电机为钻井供电时，柴油机运行会产生柴油燃烧废气，其主要污染物 NO_x 、 SO_2 和颗粒物的浓度分别约为 $25\text{mg}/\text{m}^3$ 、 $77\text{mg}/\text{m}^3$ 和 $100\text{mg}/\text{m}^3$ ，废气采用柴油机设备自带的 6m 高排气筒排放。柴油发电机仅在停电时备用，运行时间很短，一般不会超过 2 天，其燃料燃烧产生及排放的污染物量很少。

B、车辆尾气

钻进过程中需拉运钻井用辅助材料，本项目进场道路主要为本项目货运车辆，进场道路距离较短且路面经夯实并洒水，车辆运输产生的路面扬尘及汽车尾气排放量少。

C、油基泥浆钻井时产生的有机废气

油基泥浆钻井产生的有机废气来源于油基泥浆钻井过程、油基泥浆和油基岩屑暂存时挥发产生的无组织废气，油基泥浆主要成分为白油或柴油，废气成分主要为非甲烷总烃，产生量较小。项目油基泥浆配置好后用泥浆罐拉运至现场进行钻井，暂存时间较短；油基岩屑由岩屑罐或吨袋收集临时存放于清洁生产操作区内的油基岩屑贮存场地，定期由危废资质单位进行转运，

现场暂存时间短。项目 1 口井油基泥浆钻井时间约 15d，废气的产生随着施工的开始而结束。

本项目三开段采用油基钻井液钻井油基泥浆钻井时有机废气产生量。油基泥浆一般含油量在 50%左右，油基泥浆钻井过程产生的无组织排放的废气主要成分是非甲烷总烃。由于油基泥浆中基础油为白油或柴油，单井最大使用油基泥浆用量约 200m³（约 400t），本项目油基泥浆钻井过程中有机物无组织排放量参照《散装液态石油产品损耗》(GB11085-1989)中油类贮存损耗率 0.01%（按月计算），则估算单井实施油基泥浆钻井过程中无组织有机废气产生量约 0.056kg/h，约 0.02t，本项目新部署 92 口井，本项目实施油基泥浆钻井无组织有机废气产生量约 1.84t。参照《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728—2020）相关要求，在钻井过程中，在气田内需将气井采出的井产物应进行汇集、处理、输送的全过程应采用密闭工艺流程，因此，本项目要求对油基泥浆和油基岩屑的暂存必须采用密闭罐进行密闭，同时转运过程中应采用密闭的储罐罐车进行转运，减少气田内有机物挥发量。

C、测试放喷废气

测试放喷的页岩气经专用放喷管线引至燃烧池后点火燃烧，测试放喷时间约 1~2 天，依据测试气量，间歇放喷，每次持续放喷时间约 4~6h，废气排放属不连续排放。本项目气井为不含硫化氢页岩气井，页岩气燃烧主要产物为 NO_x、CO₂ 和水。

钻井进入气层后，有可能遇到异常高压气流，如果井内泥浆密度值过低，达不到平衡井内压力要求，就可能发生井场放喷。此时利用防喷器迅速封闭井口，若井口压力过高，则打开防喷管线阀门泄压，即事故放喷。事故放喷一般时间较短，约 2~4h，属于临时排放，放喷的天然气经专用放喷管线引至燃烧池后点火燃烧，其燃烧主要产物为 NO_x、CO₂ 和水。

②废水

根据本项目产能建设方案以及井区内已实施钻井平台的钻井作业情况，本项目严格实施雨污分流制度和钻井污染物“不落地”处理，钻井过程中实现

废水收集处理循环利用，钻井工程钻进过程中无废水外排。本项目废水主要为完井施工阶段产生的钻井废水（包括泥浆压滤脱水以及设备冲洗废水）、洗井废水、方井雨水、井场初期雨水以及钻井队人员生活污水。

A、钻井废水

水基泥浆钻井阶段钻井废水：水基泥浆钻井过程中钻井废水全部经井场配备的随钻处理系统处理后上清液循环用于钻井泥浆循环系统，钻井过程中无废水外排。水基泥浆钻井完钻阶段废水主要为水基泥浆洗井废水和设备清洗废水。根据对井区内页岩气钻井过程的钻井废水产生量的调查统计，单套钻机完钻阶段钻井废水产生量约 120m³，双机钻井平台的完钻阶段钻井废水产生量约 240m³，本项目 16 个平台，实施钻井废水共产生总量约 3840m³。钻井废水经隔油沉淀处理后暂存于清洁生产操作区配备的 2×4×40m³ 废水收集罐或 2000m³ 集液池内，用于后续井压裂用水。

根据川渝已实施的页岩气钻井废水监测资料，钻井废水中主要污染物及浓度见表 4.1-3。

表 4.1-3 钻井废水中的主要污染物与浓度（mg/L，pH 除外）

废水类别 \ 污染物	pH	石油类	COD	Cl ⁻
清水钻进后的废水	6.5~8.0	≤1	≤800	≤1000
水基钻井液钻进后废水	9.0~11.5	≤4.79	≤1360	≤2000

钻井过程中废水全部循环用于钻井泥浆循环系统，不外排；水基泥浆钻井完钻阶段废水主要为水基泥浆压滤出水和设备保洁废水，经随钻处理系统配备的污水罐或钻前已建的集液池收集贮存，经清洁化生产平台处理后全部回用于压裂阶段压裂液调配用水。根据调查，目前本区块内钻井废水可全部满足压裂用水条件，且产生量小于压裂用水需求量，因此该治理措施可行。

B、洗井废水

钻井过程中为了确保下套管顺利、防岩屑床的形成和确保测试顺利进行洗井作业而产生的洗井废水。根据西南油气田分公司通过大量钻井数据的统计分析，项目单井洗井废水量产生量约 90m³，92 口井共产生洗井废水

8280m³，该部分废水回用于配置压裂液，不外排。经类比调查，洗井作业产生的废水污染物浓度情况见下表。

表 4.1-4 单井洗井作业废水产生情况统计表

废水种类	产生量 (m ³)	主要污染物浓度 mg/L (pH 无量纲)				
		pH	COD	石油类	氯化物	SS
洗井废水	90	6.5~9	≤2000	≤80	500~1500	≤200

C、方井雨水

由于方井区域在钻井施工过程中会产生一定的散落污泥，下雨时产生的方井雨水会含有一定的污染物，主要为 SS 和石油类。根据区域气象资料以及区块同类型井类比调查，并结合本项目各井场区域占地情况，1 口方井雨水产生量约 10m³，项目实施方井雨水产生总量约 920m³，其 SS 和石油类浓度分别约为 200mg/L 和 20mg/L。方井雨水钻井期间回用于水基泥浆或压裂液调配用水。

D、井场初期雨水

根据内江市暴雨降雨强度，按最不利情况考虑，计算单个钻井平台在 15min 内初期雨水收集量为 230m³，项目共产生初期雨水量为 3680m³。初期雨水染物主要为 SS 和少量石油类，本项目各井场均采用雨污分流制，井场外的雨水通过四周修建的截排水沟排入附近的冲沟排放；井场内的初期雨水通过修建的排水明沟导入各井场的集液池内暂存，用于钻井泥浆或压裂液配置用水。

E、生活污水

各平台优先实施双机钻，两个钻井队约 100 人，生活用水按每人每天 80L 计，双钻机 2 口井钻井作业期间（2 个月）生活用水量约为 480m³，污水按用水量的 90%计，则生活污水产生量共计 432m³（约 7.2m³/d）；单机钻单口井钻井时间约 2 个月，单个钻井队约 50 人，生活污水产生量共计 216m³（约 3.6m³/d）。生活污水产生量较少，主要污染物 COD 约为 300mg/L，BOD₅ 约为 150 mg/L，SS 约为 250mg/L、NH₃-N 约为 20mg/L，水质较为简单，经移动式水冲厕所收集后拉运地方城镇污水处理厂，不外排。

③噪声

井场钻井期主要噪声设备有：

泥浆泵区：主要为直流电机、泥浆泵、振动筛、搅拌器、除砂器等，位于井场后场。

放喷区：主要是在钻遇地层遇高压大气量时（本项目现有地质资料判定无此地层，但鉴于地层的不可预见性，配置放喷池）应急放喷产生的气流噪声，位于井场外的放喷池。

“不落地”处理工艺区：主要振动筛、搅拌机、污水转输泵等，位于井场后场。

井场在停电情况下，柴油机备用电源运行将产生柴油机噪声。

根据目前西南地区已钻井的主要钻井设备噪声源强监测数据，以及类比同类项目环评报告中的数据，钻井工程主要噪声源设备噪声值见表 4.1-5。

表 4.1-7 钻井工程主要噪声源（单套设备）

阶段	噪声设备	数量	单台源强 dB(A)	采取的降噪措施	降噪后源强 dB(A)（1m 处）	噪声特性	排放时间	声源种类
正常工况	钻井设备	1 套	95~900	安装减振垫层	88-93	机械	昼夜连续	固定声源
	泥浆泵	1 台	85~90		80-85			
	振动筛	1 台	70~80		70			
	搅拌机	1 台	70~80	软垫基座	70		间断	
事故状态	放喷高压气流	/	95	/	/	空气动力	/	固定声源
非正常工况	柴油发电机组	1 套	95~100	排气筒上自带消声器，活动板房隔声，安装减振垫层	85-90	机械	昼夜连续	固定声源
	钻井设备	1 套	95~100	安装减振垫层	88-93			
	泥浆泵	1 台	85~90		80-85			
	振动筛	1 台	70~80		70			
	搅拌机	1 台	70~80	软垫基座	70		间断	

④固体废物

主要有钻井过程产生的水基钻井固废、油基钻井固废、生活垃圾和废包装材料、钻井及其配套设备保养产生的废矿物油及含矿物油废物等。

A、水基钻井固废

水基钻井固废为废钻井泥浆、岩屑等经“不落地”系统进行固液分离产生的固相废渣（泥饼）。根据《危险废物排除管理清单（2021年版）》（公告2021第66号），废弃水基钻井泥浆及岩屑不属于危险废物，为一般工业固废。根据区域页岩气钻井固废统计情况，水基泥浆钻井固废单位进尺产生量控制在 $0.3\text{m}^3/\text{m}$ 左右，本次评价清水和水基泥浆钻井埋深约3550m，单井平均水基钻井固废产量为 1065m^3 （2130t），本项目共产生水基钻井固废19.596万t。

B.顶替泥浆

水基泥浆转油基泥浆钻井时将产生的顶替泥浆（属于含矿物油废物），单井产生量约 30m^3 ，本项目92口井采用油基泥浆钻井，共产生顶替泥浆约 2850m^3 ，容重约 $2.0\text{t}/\text{m}^3$ ，约5520t，根据《国家危险废物名录》（2025年版）和《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》，顶替泥浆属于“HW08 废矿物油与含矿物油废物危险废物中”的“072-001-08 以矿物油为连续相配制钻井泥浆用于天然气开采所产生的钻井岩屑和废弃钻井泥浆”。各井产生的顶替泥浆与油基钻井作业产生的油基岩屑、含矿物油废物一并处理，实时收集和短暂贮存后全部交由具有相应危废处置资质单位外运妥善处置，现场采用废渣罐收集实现场内转运，现场不外排。

C、油基钻井固废

钻井过程中油基泥浆循环使用，完钻后剩余油基泥浆全部收集后利用于钻井队其他钻井井场使用，无废弃油基泥浆产生，因此油基泥浆钻井固废主要为油基岩屑。根据井身结构计算得三开段井身容积约 110m^3 （密实岩屑量），考虑岩屑破碎松散情况，单井钻井岩屑产生量约为井身理论计算体积的2倍，因此，单井油基岩屑产生量约 220m^3 （440t），本项目92口井共计产生油基岩屑量为 2.024万 m^3 （4.048万t）。各平台产生的油基岩屑通过离心甩干后采用岩屑罐或防渗防漏的吨袋（含防水内层）收集后，现场设规范的危废暂存场地临时贮存，分批分次交由资质单位处置，不外排，对当地环境基本无影响，不外排。

C、废包装材料

废包装材料包括膨润土、防塌剂、纯碱、氢氧化钠、水泥等各类钻井和压裂原辅材料的包装袋和盛装桶。根据《固体废物鉴别标准通则》（GB34330-2017）中的规定，“任何不需要修复和加工即可用于其原始用途的物质，或者在产生点经过修复和加工后满足国家、地方制定或行业通行的产品质量标准并且用于其原始用途的物质”不作为固体废物管理。上述包装材料可回收直接回用于各类材料的包装，因此不纳入固体废物管理，对其在井场内集中收集后，全部交由供应商回收利用。本项目预计单平台产生废包装材料 0.4t，项目产生总量约 6.4t。

D、废矿物油及含矿物油废物

钻井、完井工程中废矿物油及含矿物油废物主要来源于机械（泥浆泵、转盘、链条等）润滑废油固废。根据区块同类型项目类比和现场调查，本项目单平台废矿物油及含矿物油废物产生量约 0.1t，产生总量约 1.6t。废矿物油及含矿物油废物属于危险废物（废物类别为 HW08，废物代码 900-249-08），现场配备废油收集桶收集后在危废暂存间进行暂存，最终交由钻井队综合利用或交有资质单位进行处理，不外排。

E、生活垃圾和包装材料

生活垃圾产生量按 0.5kg/人·d 计算，钻井期间单个钻井队钻井人员 50 人，则预计单个钻井队生活垃圾产生量约 25kg/d，双钻机钻井队生活垃圾产生量约 50kg/d，本项目钻井期间生活垃圾产生总量约 138t。生活垃圾均存放在生活区修建的垃圾池中，定期交由当地环卫部门处理。

表 4.1-12 钻井作业危险废物汇总表

名称	类别	代码	产生量	产生工序及装置	形态	主要成分	有害成分	危险特性	污染防治措施
废矿物油及含矿物油废物	HW08	900-249-08	0.1t/平台	钻井机具	半固态	废润滑油	润滑油	T、I	废油桶收集，危废间贮存，完钻后交有相应危险废物处理资质的单位处置
顶替泥浆、油基岩屑	HW08	072-001-08	440t/口	油基钻井	固态	油基泥浆、油基岩屑	油基泥浆、油基岩屑	T	用防渗防漏吨袋收集装袋，现场设规范的危废暂存场地临时贮存，分批分次交由资质单位处置

4.1.3 压裂测试工程

当钻井钻至目的层后，将进行储层改造作业，对气井进行油气测试作业，以取得该井施工段流体性质、测试产能、地层压力等详细工程资料。油气测试作业包括射孔、压裂和测试放喷等过程，其作业工艺流程及产污环节见下图。

图 4.1-5 压裂测试作业工艺流程及产污节点示意图

1、洗井

项目完钻后首先要进行洗井作业，替换井下的泥浆，为下一步压裂作业做准备；根据类比调查，单口井洗井所需清水量与最终返排出的水量大致相当，约是 180m^3 。大部分洗井废水从井口返排进入废水罐中；少部分洗井废水从放喷口返排，经燃烧池侧面的混凝土明沟进入集酸池，然后泵入废水罐中，用于压裂阶段用水。洗井废水主要污染物为 COD、石油类、SS。

2、射孔完井

本工程采用射孔完井方式。射孔完井是目前国内外使用最广泛的完井方法。射孔技术是将射孔专用设备送至井下预定深度，对准目的层引爆射孔器，射孔弹被导爆索引爆后，产生高温、高压冲击波，从而穿透套管、水泥环进入地层，形成一个孔道，构成目的层至套管内连通的一项技术。射穿产层后油气井的生产能力受产层压力、产层性质、射孔参数及质量影响。射孔噪声一般产生在地表以下上千米的产层，不会对地表的声环境造成影响

3、压裂测试施工工序及产污环节

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（裂缝长度控制在 100m 长度范围内），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。关井稳压结束后需开井排液（压裂时压入的大量压裂液），平台内各井钻井压裂完成后采用依序单井开井返排测试方式进行，测试结束后换装采气树关井待产。

A、压裂过程

①压裂液

根据本项目设计资料，压裂液由破乳助排剂、活化剂、支撑剂等构成，水平井段水力压裂所需的材料见表 3.4-2。

②压裂供水工程

本项目压裂施工预计单井压裂液用量约 5.94 万 m^3 ，由其他平台返排液（重复利用）和平台内配置（取新鲜水配置）两部分组成。根据区块内已建平台数据，区块内已建平台重复利用威远区块相邻井区其它平台返排液量约占压裂液总量的 30%，平台内新配置压裂液量约占 70%。重复利用压裂液优先采用管线运输，新鲜水采用潜水泵取水、管道输水方式输送至平台压裂液罐（ 1600m^3 ）+集液池（ 2000m^3 ）储存供给。

③压裂过程

单段压裂作业时间约 3h，每天压裂约 2~3 段（仅白天作业，夜间不施工），平台各井采用拉链式压裂。各井压裂完后采用连续油管钻塞或可溶桥塞方式，连通各个分段，然后开井返排，测试放喷定产，前两口井关井后开始后二口井的压裂，依次类推。压裂施工结束后，关井稳压 1~2 天左右。

⑤测试放喷过程

关井稳压结束后需开井排液（压裂时压入的大量压裂液）。开井排液期间记录开关井时间、排液量、产气量，每 30min 记录一次井口油、套压力，并观察出砂量及砂粒形状。开井排液时必须控制井口压力，其最大压降控制在地层压力的 30~50%。平台各井压裂完成后采用依序单井开井返排测试方式进行，测试结束后换装采气树关井待产。

根据川庆威远页岩气田不同类型投产井返液量统计资料，单井开井排液时 1~2d 内返排水量较小，4~15d 后返排水量逐渐增大，约在 12~15d 左右达到峰值，最大返排水量约为 $300\text{m}^3/\text{d}$ ，而后从 16~30d 返排水量逐渐减小，直至趋近于气水平衡，排水量约 $30\text{m}^3/\text{d}$ ，返排液由返排废水转为气水混合物形式返排（页岩气开发井返排液可一直持续到气井开采的中后期），气水同产时启用井场内安装的气液分离器，分离出来的废水排入钻井阶段使用应急池+重叠液罐内暂存中转运至钻井平台配置压裂液回用；分离出的气体管输至放喷坑点火燃烧处理。

返排液趋于稳定时（气水平衡），对井下页岩气进行测试放喷作业。测

试放喷前需换装井口接测试管线，井内页岩气经该管线，通过专用产量测试仪器测定页岩气产量、压力、气质。为了测试安全和减轻对环境的污染，点火烧掉测试放喷的页岩气，单井测试放喷时间一般不超过 3h，测试放喷燃烧筒一般为高度 1.5m 的地面火炬，放喷坑内点火放喷。出于安全操作和有利于燃烧废气污染物大气扩散考虑，测试放喷一般在白天进行。测试放喷时可能产生燃烧废气和高压气流噪声。

（2）压裂测试主要污染物及污染物排放情况

根据对储层改造测试工程分析，产污环节主要出现在储层改造（压裂）环节和开井返排测试环节。由于压裂是将压裂液高压注入地层，此阶段无返排液外排，主要污染源为压裂设备噪声；开井返排测试环节由于采取的是无动力泄压外排，此阶段主要污染源为返排废水以及测试放喷气体燃烧废气。

①噪声

本项目各平台压裂采用单井逐次压裂，压裂噪声分布区域主要分为压裂泵车设备区、压裂液调配泵区等，其主要噪声设备有：

压裂泵车设备区：约 10 辆压裂泵车，围绕井口后场两列并排布置。

压裂液调配泵区：主要为直流电机和提升设备噪声。位于井场后场。

根据压裂作业工作制度，仅昼间施工，夜间不施工作业，单井压裂持续时间约 15 天；测试放喷时产生的噪声主要为气流噪声，噪声源位于燃烧池，单井测试放喷持续时间一般不超 3h，且安排在昼间进行。压裂测试主要噪声源设备噪声值见表 4.1-12。

表 4.1-12 压裂测试主要噪声源特性

阶段	噪声设备	数量	单台源强 dB(A) (1m 处)	采取的降 噪措施	降噪后源强 dB(A) (1m 处)	噪声 特性	排放时 间	频谱特性	声源 种类
压裂	压裂设备	10 套	95~100	置于钻井平台内，基础安装减振垫层	90-95	机械	昼夜连续，夜间停止	以低频噪声为主，具有波长较长，方向性弱，衰减消失缓慢等特点	固定声源
	提升设备	1 台	85~90		80-85				
测试	放喷池	/	110	/	/	气流噪声	测试 3h/次		固定声源

②废水

A 压裂返排液

本项目压裂长度为 2400m，采用约 90m/段的长段压裂方案，每段压裂用水量预计为 2200m³，压裂段数约为 27 段，单井压裂用水量约为 5.94 万 m³。

地下稳压结束后开井返排，在开井排液时严格控制井口压力，通过最大压降（尽量控制在地层压力的 30~50%）实现对井口返排液量的控制。

根据威远区块页岩气勘探井同地层、相近地层应力、同等压裂压力页岩气井返排气液量统计资料，在开井返排期间压裂返排液量为压入量的 20%。本区块返排液量约 11880m³/口，返排持续时间约 1 个月，返排量峰值约为 600m³/d；剩余的井下压裂液在采气阶段以气水混合物形式返排，直至全部返排完毕。本项目预计共产生压裂返排液量约 109.296 万 m³，返排液出井后由压裂液罐（容积 16×100m³）+集液池（容积 2000m³）暂存，同时区域内威 204H41 平台储水池 15000m³、威 204H63 平台集液池 6000m³和威 204H84 平台集液池 6000m³可作为区块内压返液暂存中转地供返排液回用，压返液优先回用于平台内压裂液配置，其次采用管道运至区域其它平台用于压裂液配置，根据目前区域开发实际情况，压裂返排液基本全部可回用配置压裂液，无法回用（约 5%）的转运至回注井回注或手续齐全且有处理能力的污水处理厂处理后回用，不外排。

根据类比本项目井区内及周边区块已实施项目统计结果，压裂返排液水质情况见下表 4.1-14。

表 4.1-14 压裂返排液水质 mg/L，pH 无量纲

主要污染物	pH	石油类	SS	COD	Cl ⁻
返排液浓度	7.5~9.0	18.01	1000	4160	15900

B 生活污水

单平台压裂施工人员共计 30 人左右，压裂施工人员生活污水产生量约 2.16m³/d，本项目压裂期间生活污水产生总量约 6156m³，生活污水依托钻井期间移动式水冲厕所，收集后外运污水处理厂处理。

③废气

压裂测试工程产生的废气主要为放喷燃烧废气以及非正常状态事故放喷

废气。

A 测试放喷废气

每口井开井返排结束后进行一次测试放喷确定目的层产能，为地面采气阶段定产。为了测试安全和减轻对环境的污染，本项目采取点火燃烧方式处置测试放喷的页岩气，根据本项目钻井设计资料，本项目目的层获取的页岩气不含硫化氢，页岩气经燃烧后产物主要为 NO_x 、 CO_2 和水蒸气，单井测试放喷时间约 3h，燃烧产物对环境的影响较小。

B.集液池无组织排放的挥发性有机废气

本项目目的层龙马溪组不含凝析油，但由于钻井过程中采用了油基泥浆钻井，因此井筒中残留部分油类物质，返排过程中产生的压返液排出进入集液池，油类物质在集液池暂存过程中将产生少量无组织挥发性废气，主要成分为 VOCs，预计单座 2000m³ 集液池池面含油量约 1t，本项目集液池挥发性有机物无组织排放量参照《散装液态石油产品损耗》(GB11085-1989)中油类贮存损耗率 0.01%（按月计算），估算单座 2000m³ 集液池池面中无组织有机废气产生量约 0.0002kg/h。

C 非正常状态事故放喷废气

钻井进入气层后，有可能遇到异常高压气流，如果井内泥浆密度值过低，达不到平衡井内压力要求，就可能发生井场放喷。此时利用防喷器迅速封闭井口，若井口压力过高，则打开放喷管线阀门泄压，即事故放喷。事故放喷一般时间较短，属于临时排放，放喷的页岩气经专用放喷管线引至燃烧池后点火燃烧，其燃烧主要产物为 NO_x 、 CO_2 和水。

④固体废物

压裂期间固体废物主要为返排砂和生活垃圾。

返排砂主要为压裂期间随返排液带出的少量砂砾，属于一般工业固废。具有前期多后期少的特点，类比井区已实施平台，施工期返排砂产生量约为 1t/口，本项目 92 口井共产生返排砂约 92t，由于井筒内含油，因此为危险固废，收集后交由有相应危废处理资质单位处置。

压裂测试期间施工人员产生的生活垃圾依托已有设施进行收集，各平台

产生量约为 15kg/d，项目压裂测试期间共产生生活垃圾合计约 42.75t，经垃圾收集池收集后统一运至当地环卫部门统一进行处理。

4.1.4 采气平台井站建设工程

采气平台井站建设内容仅为井站内管沟开挖、敷设、阻焊工艺管道、采气设备安装等施工。无新增占地，施工期环境影响主要为土建施工环境影响，场内土石方平衡，无弃土方量。设备基础构筑及安装施工时间短，其环境影响较小。

（1）站场施工工序及产污环节

采气场站施工主要包括：场地平整、设备基础施工、设备安装、场地清理四个阶段。主要工艺流程见图 4.1-6。

图 4.1-6 场站施工工序及产污环节示意图

（2）场站施工期主要污染物及污染物排放情况

①生态环境

场站施工在钻井井场范围内进行，不新增占地，对生态环境影响很小。

②废气

施工期废气主要为施工机具作业时产生的含 CO₂ 和 NO_x 废气，土石方开挖、场地平整及物料装卸等施工过程产生的粉尘，车辆运输产生的二次扬尘等。

③废水

施工期污水主要来自施工废水、站场管线试压废水和施工人员生活污水。

施工场地废水：主要为来自于砂石料拌合及混凝土养护废水、施工机具保洁废水等，主要污染为以 SS 为主，施工废水经各场地修建的截排水沟截留后简单沉淀处理后循环利用于各场站施工场地洒水抑尘和混凝土养护用水，各场站施工无施工废水排放。

站场管线试压废水：本项目站场管线采用清水试压，预计单个平台试压

废水产生量约 4m^3 ，本项目试压废水产生总量为 64m^3 ，试压废水经沉淀后回用于施工洒水抑尘等，不外排。

生活污水：每个站场施工人员按高峰时日工人数约 20 人计，主要为就近聘请的当地民工和专业设备安装调试人员，上述人员租住在附近农户家中，其产生的生活废水利用农户已有设施进行收集处置，不外排。

④噪声

本项目各采气平台井站均在已有场地范围内建设，不新增占地，施工内容主要为撬装设备的安装，不涉及大规模土建工程，因此不涉及高噪声作业，施工期对周边声环境影响较小。

表 4.1-17 单个场站施工主要施工机具噪声源特征

序号	设备名称	数量	声源 (dB) /参考 距离 (m)	运行方式	运行时间	移动范围或路 径
1	装载机	2	90/5	间歇、不稳定	昼间	施工场地内
2	推土机	1	86/5	间歇、不稳定	昼间	施工场地内
3	挖掘机	2	84/5	间歇、不稳定	昼间	施工场地内
4	混凝土罐车	1	85/5	间歇、不稳定	昼间	施工场地内
5	重型碾压机	1	86/5	间歇、不稳定	昼间	施工场地内
6	电锯	3	93/5	间歇、不稳定	昼间	施工场地内
7	载重汽车	4	85/5	间歇、不稳定	昼间	施工场地内

⑤固体废物

土石方：站场建设主要是撬装设备的安装，以及站内管线的安装（多为地面），因此开挖土石方产生量较小。根据区块内已实施站场的实际情况，各站场施工土石方均可做到各自站场内平衡，未出现过土石方弃方和借方量情况。

生活垃圾：施工人员施工期间租住在附近农户，其产生的生活垃圾利用附近农户现有设施进行收集处置，无集中生活垃圾产生。

4.1.5 集输管线施工

(1) 集输管线施工工序及产污环节

本井区集输管线包括集气管线和气田水管道，集气管道均同沟敷设气田水管道。集输管道工程施工一般包括施工准备、地表清理、管沟开挖、组装下沟、覆土回填、清管试压等工序。整个施工过程由专业化队伍完成，不设

施工营地，依托附近村镇和农户已有的生活设施。施工工序及主要产污环节见图 4.1-6。

***图 4.1-7 集输管线主要施工工序及产污环节示意图

管线铺设主要过程有：路由确定后进行作业线路清理、修建临时施工便道，完成管沟开挖，河流、公路穿越等基础工程后，将钢管运至各施工现场。将管段组装后，焊接并检查焊缝、进行管道防腐，按管道施工规范下到管沟内，然后对管道进行吹扫试压，覆土回填，清理作业现场并恢复地貌，管道试运行正常并验收合格后投入运营。

①施工作业带清理、道路建设

管道工程施工过程中的作业带清理、施工便道和伴行路建设以及管沟开挖作业总是同时进行的。在此期间，所产生的渣土可以互相利用，其对生态环境的影响也大致相同。

A、施工作业带清理、管沟开挖

管道施工前，首先要对施工作业带进行清理和平整，以便施工人员、车辆和机械通行，然后才能进行管沟开挖作业。

清理施工作业带对生态环境的影响主要表现为：在施工作业带范围内，用推土机和挖掘机进行扫线清理时，不但会破坏施工作业带范围内的原生植被、次生植被以及人工植被，而且还会对土壤造成扰动，使土壤的结构、组成及理化特性等发生变化，进而影响农作物的生长，造成农业生产减产。

本工程地面集输管道主要采用沟埋方式敷设，本工程管道最小埋设深度不小于 1m。管沟断面一般呈梯形，埋地管道沟底宽 1.1m；管沟边坡取 1:0.1~1:0.67。管沟开挖土石方堆放于管沟一侧，另一侧为施工场地。

施工中采用后退式扫线作业，整个施工作业带范围内的土壤和植被会受到扰动或破坏，尤其是在开挖管沟两侧 4m 范围内的植被破坏较为严重；开挖管沟造成的土体扰动将使土壤的结构、组成及理化特性等发生变化，进而影响土壤的侵蚀状况、植被的恢复、农作物的生长发育等。

B、施工便道

施工便道的建设是管道施工期间对生态环境产生影响的主要活动之一。该过程常会破坏表层土的土壤结构和理化性质、毁坏大量的植被和破坏动物的生存环境等，进而形成大量的生物斑痕。因此，施工过程中应尽量充分利用现有道路（包含乡村路），对于无乡村道路至管线位置的部分地段如林地地带和丘陵地带可以在适当位置临时修筑一定长度的施工便道来满足施工要求。此外，在道路交通状况较差的地区，为方便管道的建设以及将来的运行和维护，可在原有乡村公路的基础上进行整修。

本工程管道沿线道路依托主要为乡村公路，局部地段无道路依托，总体交通依托较好。为便于后期施工，考虑新修部分施工便道。施工便道按照普通砂石路等级设计，砂石路面，坡度能适应运送管道，宽度按 3.5m~4.5m 考虑。

②穿越工程

管道穿越工程包括河流、公路穿越。根据本项目地面建设方案，集输管线河流穿越主要为纪家河、桂溪河、朱家桥河、五凤溪等河流，无大型河流穿越，公路穿越有高速公路、省道、乡村水泥路、乡村碎石路、机耕道等，铁路穿越主要有成渝铁路和成渝客专高铁。

A 河流穿越

本项目穿越桂溪河和朱家桥河优先采用定向钻方式，其他河流沟渠主要采用大开挖方式，一般为围堰开挖，根据河流的地形、水文和地质条件、施工场地和设备，拟利用河床 1/3 做导流沟、2/3 做围堰区、采用分两侧交替围堰、干水、大开挖的施工方式。为避免河流冲刷及动水浮力对管道安全的影响，本穿越管道开挖通过河流穿越时，在有冲刷河流，管顶埋深应在设计洪水冲刷线以下大于 1m。无冲刷水域应在水床底大于 1m。河床为基岩时，嵌入基岩深度大于 0.5m。采用开挖法通过河渠中型穿越时，在有冲刷河流，管顶埋深应在设计洪水冲刷线以下大于 1.2m。无冲刷水域应在水床底大于 1.3m。河床为基岩时，嵌入基岩深度大于 0.6m。当管道采用大开挖方式穿越河流时，对边坡进行扰动，在雨季极易发生滑坡泥石流等破坏，应采用浆砌

石护岸保护管道敷设的边坡，河槽内设置混凝土压重块或石笼护底来进行稳管。

大开挖穿越河流的影响主要表现为增加河水的泥沙含量，从而影响河水水质；管沟回填后，多余的土石方处置不当，有可能会造成水土流失或阻塞河道。

定向钻施工系统主要包括钻机、动力源、泥浆系统、钻具、控向测量仪器及重型吊车、推土机等辅助设备。其穿越施工场地要求较大；施工机具庞大，大型钻机全套设备重达 115t；对运输车辆和便道有一定要求。河流两侧需有足够开阔的平坦空地可用作入土点、出土点和回拖场地的施工区域，同时将新建施工便道实现外部道路与定向钻施工区域的衔接。

施工使用的泥浆的主要成分是膨润土和少量的添加剂（ Na_2CO_3 ），其成分无毒无害。每次河流定向钻穿越施工过程中的泥浆可循环利用，剩余的废弃泥浆在做好防渗的泥浆池中固化，并在固化层上覆盖防水层，防止雨水冲刷，最后在防水层上覆土恢复原有植被。

B 道路穿越

管道穿越道路一般采用顶管及开挖两种方式。本项目管道穿越成渝铁路拟采用顶管的施工方式穿越，穿越成渝客专高铁为桥下穿越，拟采取开挖+套管施工方式穿越；穿越内宜高速公路为桥下穿越，内威荣高速为涵洞穿越，均采取开挖+套管施工方式穿越；穿越国道、省道、乡村水泥路面优先采用顶管穿越，机耕道、碎石路穿越采用大开挖+套管方式。管道穿越位置，宜选在稳定的公路路基下，尽量避开石方区、高填方区、路堑和道路两侧为半挖半填的同坡向陡坡地段。采用钢筋混凝土套管进行保护，套管顶埋深不小于 1.2m。

a. 顶管

顶管穿越套管采用钢筋混凝土套管（适用于较长距离）以及钢套管（适用于较短距离），以增加承载能力。管道穿越公路时，输送管道或套管顶部最小覆盖层厚度应满足：公路路面以下 1.2m，公路边沟底面以下 1.0m。

顶管施工技术是国内外比较成熟的一项非开挖敷设管线的施工技术，该

技术分为泥水平衡法、土压平衡法和人工掘土顶进法。目前国内采用较多的是采用大推力的千斤顶直接将预制套管压入土层中，再在管内采用人工或机械掏挖土石、清除余土而成管的施工方法。主要分为测量放线、开挖工作坑、铺设导向轨道、安装液压千斤顶、吊放混凝土预制管、挖土、顶管、再挖土、再顶管、竣工验收等工序。

在顶管施工过程中将使用到泥浆，泥浆可减少顶进过程中管壁与土体之间的摩擦力，并填充流失的土体，减少土体变形、沉降和隔水。泥浆产品是由膨润土加水勾兑而成。在顶管施工过程中，泥浆会因土质的不同而要求有不同黏度、比重等，比重须控制在 1.03~1.30 之间。为保证泥浆性能，需要根据不同的地质加入少量的添加剂（添加剂主要为纯碱）。

顶管和沟埋开挖穿越方式将产生一定量土石方，数量少，就地选择坑凹地或公路两侧管道护坡内填埋，不产生弃方，无需设置土石方堆放场。

b.开挖

管道穿越机耕道、碎石路等乡村路时，为节省投资，加快施工进度，采用开挖沟埋穿越方式，并采用混凝土套管加以保护，套管顶的埋深 $\geq 1.2\text{m}$ ，套管应伸出公路边沟外 2m，管线与公路交叉尽量垂直，必须斜交时，斜交角度大于 60° 。穿越施工时，应设置警示标志，并设置专门人员指挥、引导交通。当采用开挖穿越时，应设置行车通道指向标志、减速标志和隔离标志；施工完毕后，做好路面恢复。

B. 其他穿越

管道与原有埋地输气管、电缆、水管等交叉时，应从原有管道下方通过。交叉处必须保证 0.3m 净空间距，采用绝缘材料垫隔。管线和电缆交叉穿越的净空距离应保证不低于 0.5m。

③清管、试压、干燥、置换

A. 清管

管道在下沟后进行分段清管和分段试压。进行分段试压前必须采用清管器进行分段清管，清管次数不少于 4 次。清管时应及时检查清管效果，将管

道内的水、泥土、杂物清理干净。

B. 管道试压

清管合格后应进行管道试压，首先进行强度试压，强度试压合格后进行严密性试压。本项目采用分段试压的方式进行，管道强度试压和严密性试压介质采用洁净水。

各试压段应考虑静水压的影响，管道试验压力应以高处的压力表为准，最低点的管道环向应力不超过屈服强度的 90%。二级地区强度试验压力不小于管道设计压力的 1.25 倍，稳压不小于 4 小时，管道无断裂、目测管道无变形、无泄漏为合格。严密性试验压力为管道设计压力，稳压 24 小时，当管道无泄漏、压降率不大于试验压力值的 1%且不大于 0.1MPa 时为合格。

试压中如有泄漏，应泄压后立即修补，修补合格后应重新试压。试压宜在环境温度 5℃以上进行，当不能满足时，应采取防冻措施。试压合格后，应将管段内积水清扫干净。

C 干燥

管道在投产之前须进行管道内水分的清除和管道干燥。管道干燥的方法采用干燥空气法（用露点低于-40℃干燥空气）。管道干燥时，在管道末端配置水露点分析仪，干燥后排出气体水露点值应连续 4h 低于-20℃（常压下的露点），变化幅度不大于 3℃为合格。

D 氮气置换

管道内空气的置换在清管、试压、干燥合格后进行。应采用低压氮气或其他无腐蚀、无毒害性的惰性气体作为介质，站间进行全线置换。置换管道末端、站场应配备气体含量检测设备，当置换管道末端气体含氧量不大于 2%时即可认为置换合格。

（2）管线施工期产排污情况分析

①废气

施工期产生的废气主要为施工扬尘、施工机具尾气以及焊接烟尘。

A. 施工扬尘

管沟开挖、车辆运输、装卸材料时将产生扬尘，影响起尘量的因素包括

管沟开挖起尘量、施工渣土堆场起尘量、进出车辆泥砂量、水泥搬运量以及起尘高度、采取的防护措施、空气湿度、风速等。由于开挖埋管及站场建设过程为逐段进行，施工期较短，西南地区空气潮湿，在采取洒水抑尘、加强施工现场高抛高接等施工扬尘控制环境管理措施的情况下，开挖过程产生的扬尘较少。

B. 机具尾气

在管道铺设和站场建设过程，会使用工程机械和运输车辆，其工作时排放的尾气主要污染物是 CO、NO_x 等。由于本项目是线性工程，施工期较短，产生的废气量较小，项目施工现场位于开阔地带，有利于废气扩散，且废气污染源具有间歇性和流动性，因此对局部地区的环境影响较轻。

C. 焊接烟尘

管道焊接过程会产生少量的焊接烟尘，焊接过程位于开阔地带，有利于废气扩散，对环境的影响较轻。

②废水

管道施工期产生的废水主要有施工废水、试压废水、生活污水。

A. 施工废水

主要为施工机械冲洗废水和顶管施工废水，该类废水中主要污染物为 SS，并含少量石油类，可通过沉淀处理后，回用于施工场地洒水降尘，不外排。

B. 试压废水

本项目管道全线均采用清水试压。根据项目设计，本工程共新建集气管线 71.5km，气田水管线 71.5km，试压废水产生总量约为 3598m³。试压废水主要污染物为悬浮物，包括机械杂质和泥沙等。试压废水施工管道分段产生，分段收集，经沉淀处理后用于管道施工过程中洒水抑尘或区域钻井施工用水，不外排。

C. 生活污水

施工人员在施工过程中会产生少量的生活污水，生活用水以每人 80L/d 计，考虑每天施工人员为 20 人，产污系数为 0.9，因此，生活污水产生量约

1.44m³/d。本项目管道施工不设施工营地，施工人员生活污水依托沿线周边居民现有设施处理，无集中生活污水产生。

③噪声

管道施工噪声源主要来自施工作业机械，如挖掘机、电焊机、运输车辆等，其强度在 80~95dB(A)之间；本项目主要施工机械噪声源强见表 4.1-18。

表 4.1-18 主要施工机具噪声源强

序号	机械设备名称	空间相对位置关系	测点距施工机具距离	噪声源强 dB(A)	声源控制措施	运行时段 (h)
1	挖掘机	管线两侧作业带范围内	5	84	选用先进设备，合理安排施工时间	仅白天使用，间断使用
2	推土机		5	86		
3	吊管机		5	86		
4	电焊机		5	83		
5	切割机		5	93		
6	载重汽车		5	88		
7	顶管机械		5	85		
8	柴油发电机		5	98		

④固体废物

施工期产生的固体废物主要是生活垃圾、施工废料和顶管施工产生的废弃泥浆及施工岩屑等。

A. 施工废料

本项目管道运至施工现场前，已进行了相应的防腐处理。因此，施工废料主要包括废包装材料、废焊条，吹扫清管所产生的少量铁锈、机械杂质，以及施工过程中产生的废金属等。根据类比调查，管道施工废料的产生量约 0.2t/km，本项目新建管道总长 71.5km，管道施工废料的产生量约 14.3t，收集后外售回收利用。

B. 废弃泥浆

本项目废弃泥浆来自穿越工程采取定向钻或顶管施工过程，该施工过程中所用泥浆主要用来减少打钻和顶进过程管壁与土体之间的摩擦力，并填充流失的土体，减少土体变形、沉降和隔水。泥浆产品主要由膨润土加水勾兑而成，为保证泥浆性能，根据不同的地质会加入少量的添加剂（纯碱）。为回收泥浆和减少环境污染，定向钻施工将设置泥浆池。施工过程中返回的泥浆过滤除钻渣后循环使用，施工结束后预计产生废弃泥浆量约 20t，干重约

10t，施工完后交由有处理能力且环保手续齐备的单位进行资源化利用（砖厂或水泥厂等）。

C. 生活垃圾

本项目管道施工不设施工营地，施工人员生活垃圾依托沿线周边居民现有设施处理，无集中生活垃圾产生。

⑤生态环境

工程施工占地改变将原有土地属性，破坏土壤结构，对耕地和土壤肥力产生影响。管道穿越林地，破坏森林植被，森林保持水土、涵养水源和维持生物多样性功能下降。受项目影响的植被在当地分布广、数量大，施工最大的影响就是造成物种个体数量减少，但不会发生某种植物区系成分的丧失或者消亡。项目占地不涉及珍稀濒危野生动物天然集中分布区、栖息地，不涉及鱼类“三场”，在施工期、运营期采取生态环境保护措施后，对野生动物多样性影响较小。

随着施工结束后的复种、复垦以及植被恢复，工程施工对生态环境的影响将逐渐减弱。总体上看，工程建设对生态环境影响可控。

本项目穿越的主要为南井河、石鹿溪（久桥河（石鹿溪））及和尚洞河，采用开挖方式施工，对水生生态将造成一定影响。管线穿越施工是临时工程，仅在施工期对水体水质和水生物生长环境有短期影响，施工结束后，水生生态将恢复原状。

管沟开挖、施工作业、回填土的沉积过程中都容易诱发水土流失，施工过程中应采取适当的措施减少水土流失的影响。

4.2 运营期工程分析

4.2.1 采气平台井站

（1）采气平台井站工艺流程分析

本项目实施后，各采气站场页岩气由管线外输至集气站处理，其主要工艺流程采用“计量+气液砂分离+增压”的集输工艺，其中增压功能主要为后期来气压力降低后对气体进行增压。页岩气在管线、设备中封闭运输，正常情况下不产生废气，仅有少量除砂砂砾、气田水及设备噪声。

采气平台井站地面采气工艺流程及产污环节见图 4.2-1。

图 4.2-1 采气平台井站工艺流程及产污环节示意图

本项目各平台站场采气初期设置临时值班室值守，后期均为无人值守站（采用巡检方式管理），检修状况下的放空采用自动放空泄压方式进行，放空页岩气量小，不含硫化氢。

（2）采气井站运营期主要污染源及污染物排放情况

①废水

本项目运营期产生的废水主要为采气废水（气田水）和前期值班人员的生活废水。

1) 采气废水（气田水）

根据区块内已实施试采平台井站及相邻区块采气平台生产情况统计，根据页岩气生产特点，将页岩气井生产划分为 4 个阶段：排采期、相对稳定期、递减期、低压小产期，随着开采逐渐稳定，产出气中气田水含量将明显下降，并逐年呈下降趋势。结合川庆威远区块已建采气平台井站采气废水量统计情况，预计该区域内单井日均产水量见下表，单井按照 20 年开采时间计算，预计单口井共产生气田水约 23856m³，约占压裂液量的 40%。各平台采气废水产生情况统计如下。

表 4.2-1 川庆威远页岩气田区域内单口井采出水预测表 单位：m³/d

第 1 年	第 2 年	第 3 年	第 4 年	第 5 年	第 6 年	第 7 年
35	9	7	4.46	2.88	2.00	1.49
第 8 年	第 9 年	第 10 年	第 11 年	第 12 年	第 13 年	第 14 年
1.25	1.12	1.01	0.95	0.88	0.83	0.78
第 15 年	第 16 年	第 17 年	第 18 年	第 19 年	第 20 年	
0.71	0.67	0.62	0.58	0.55	0.51	

本项目预计共产生采气废水约 233.79 万 m³，由于目的层龙马溪含地层水量较少，因此采气废水主要为压裂返排液，可回用于区域内平台配置压裂液，本项目各平台产生的采气废水经气田水管线回用于区块内压裂液的配置，最终无法回用的（约 5%，11.69 万 m³）由罐车转运至回注井回注或手续

齐全且有处理能力的污水处理厂处理后回用，不外排。

2) 检修废水

清管检修废水：各站场设备清管检修时会产生少量的清管检修废水，预计每年进行 1~2 次清管检修作业，每次清管检修产生的废水量约 $1.0\text{m}^3/\text{次}$ ，单平台井站清管检修产生的废水量约 $2.0\text{m}^3/\text{a}$ ，16 个采气平台井站清管检修产生量约 $32\text{m}^3/\text{a}$ ，暂存于站场内集液池，与采气废水一并外运处置。

3) 生活污水

本项目运营期各井站均为临时有人值守井站，仅前期（前半年）有人值守，后期采用巡检方式，因此前期有生活用水需求，单个井站值班人员最多为 4 人，由于不在站内洗浴做饭等，生活水用量约 $0.4\text{m}^3/\text{d}$ ，排放系数取 0.85，生活污水产生量约 $0.34\text{m}^3/\text{d}$ 。本项目 16 个采气平台井站合计生活污水产生量约 $5.44\text{m}^3/\text{d}$ ，站内设置环保厕所收集处理后定期转运至周边污水处理厂处理。

②废气

在正常情况下，井站排放的废气为少量逸散的无组织废气和集液池无组织排放的挥发性有机废气，此外，项目清管、检修等非正常工况下进行放空，相关设备及管线中页岩气通过放散管排放，主要污染物为甲烷。

A 正常工况

a、工艺装置区无组织废气

项目各站场无组织排放废气主要来自各工艺装置区页岩气泄漏产生的非甲烷总烃。各采气平台井站正常工况下主要大气污染物为设备、管道接口处无组织逸散的少量挥发性有机物（结合工程特点，主要为非甲烷总烃），根据泸州气田平台井口数量和生产运行资料，运营期每十万方气集输流程挥发性有机废气无组织排放量约 $0.0001\text{kg}/\text{h}$ ，由此计算本项目运行期挥发性有机废气排放量约 $0.07\text{t}/\text{a}$ 。

b、集液池无组织排放的挥发性有机废气

本项目目的层龙马溪组不含凝析油，但由于钻井过程中采用了油基泥浆钻井，因此井筒中残留部分油类物质，将随着开采运营过程中产生的气田水

排出进入集液池，油类物质在集液池暂存过程中将产生少量无组织挥发性废气，主要成分为 VOCs，预计单座 2000m³ 集液池池面含油量约 1t，本项目集液池挥发性有机物无组织排放量参照《散装液态石油产品损耗》(GB11085-1989)中油类贮存损耗率 0.01%（按月计算），估算单座 2000m³ 集液池池面中无组织有机废气产生量约 0.0002kg/h，1.752kg/a，本项目各平台布置 1 个 2000m³ 集液池，因此项目集液池预计无组织有机废气产生量约 28kg/a。

为减少集液池无组织有机废气的产生，本环评要求定期对集液池污泥进行清掏，同时对含油量较大的废水及时进行输运，避免在集液池内长期暂存，减少有机废气的挥发量的产生。

B. 非正常工况（清管、检修及事故放空废气）

a. 清管、检修废气

根据生产情况，管道运行一定周期后采用密闭不停气清管技术进行清管、检修作业。内部集输工程的清管作业频率为 1 次/年，清管排放时间为几分钟，经集气站放散管直接排放。

b. 事故放空废气

采气平台井站事故状态下时，将对站内工艺设备和管道内的页岩气进行放空，页岩气最大放空量考虑配产规模 2min（考虑 2min 内截断井口阀门）内的排放量。各采气平台井站的事故放空废气经放散管直接排放，主要污染物为甲烷，为瞬时排放，对周围环境影响较小。

③ 噪声

本工程正常生产时，各井站噪声主要来源于分离器等设备噪声，噪声大小与产量有关，一般产量越大，噪声也越大，各采气站场增压机均设置隔音罩，隔音后噪声较小，源强约 55dB(A)，采气站场噪声类比本次监测的采气平台井站威 204H65 平台昼间厂界噪声约 55dB(A)，夜间厂界噪声约 47dB(A)，能够满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)中的 2 类标准相关要求。

检修或事故时，噪声主要来源于放空管的气流声，其声级大小取决于放空量的大小。经调查，放空噪声一般较大，其声级一般为 105dB(A)，但放空时间短，一般 1~2 次/一年，每次持续时间 2~5min。

根据类比调查，本工程各站场各噪声源强见表 4.2-3。

表 4.2-3 站场运营期主要噪声源强 单位：dB(A)

站场	噪声源	单台声级（隔音后）	排放规律
采气站场	计量撬	50	连续排放
	卧式气液砂分离器	50	连续排放
	500KW 压缩机	55	连续排放
放空管		105	临时排放

④固废

采气站均无人值守，运行期间产生的固体废物主要来自站场卧式气液砂分离器产生的除砂废渣、清管检修废渣、废油、集液池污泥和生活垃圾。

除砂废渣：卧式气液砂分离器产生的废渣主要为压裂阶段压入地层的支撑剂（石英砂和陶粒）以及页岩气层随气体带出的少量砂砾，为一般工业固废（900-999-99）。单井除砂器废渣产量为 20kg/a，本项目新增投产井 98 口，除砂器废渣合计产生量约 1.96t/a。

检修废渣：站内设备正常情况下 24 小时连续运行，需定期进行维护管理，并根据实际情况不定期进行检修，将产生少量检修废渣，主要为分离器检修废渣。经类比调查，每个井站检修废渣产生量约为 2kg/a，本项目共建设井站 16 座，合计检修废渣产生量约 0.032t/a，检修废渣主要成分为井内杂屑、机械杂质。

清管废渣：清管作业频率为 1 次/年，清管收发球装置产生的清管废渣主要成分为铁屑、井内杂屑、机械杂质等，属一般固体废物，产生量约为 0.5kg/km，本次新增输气管线 71.5km，则清管废渣产生量为 0.036t/a。

除砂、检修和清管废渣均属于一般工业固废，收集后交有处置资质的水泥厂协同窑处置或附近制砖添加剂资源化利用。

集液池污泥：各采气平台采用集液池暂存气田水，集液池需定期清掏，产生污泥，产生量与气田水水质、水量有关，开采初期污泥产生量大，后期气田水水量逐年减少，污泥产生量也随之减少，单井污泥产生量共计约 2t/a，本次共新增投产井 98 口，新增污泥 196t/a，通过调查，污泥含一定量

的石油类物质，属于危险废物，危废类别为 HWO8，废物代码 900-210-08，交有相应的危废资质单位处置。

废油：平台井站设备检修、换油时有废润滑油产生，每个平台井站废润滑油产生量约 0.05t/a，16 个井站合计约 0.8t/a，废矿物油属于危险废物(废物类别为 HWO8，废物代码 900-214-08)，及时交由有危险废物处理资质的单位处置。

生活垃圾：采气井站初期 2 年需设置临时值班房，值班人员将产生生活垃圾，值班人员按照 4 人考虑，产生量按 0.5kg/人·d 计算，预计单井站生活垃圾产生量约 20kg/d。

表 4.2-4 采气作业危险废物汇总表

名称	类别	代码	产生量	产生工序及装置	形态	主要成分	有害成分	危险性	污染防治措施
废油	HW08	900-249-08	0.8t/a	采气工艺设备	半固态	废润滑油	润滑油	T、I	收集后及时交有相应危险废物处理资质的单位处置
集液池污泥	HW08	900-210-08	190t/a	集液池	固态	白油或柴油	白油或柴油	T	收集后及时交有相应危险废物处理资质的单位处置

4.2.2 集输管线

本工程共涉及集气管线 19 条，总长 71.5km，集气管线与气田水管线同沟敷设。管线运营期密闭输送，且埋于地下，其截断、清管、检修、放空等均依托两端站场，运营期管线本身无污染物排放，主要影响为环境风险，本项目在环境风险评价章节中予以详细评价。

4.3 退役期污染源及污染物排放情况

随着气田开采的不断进行，其储量逐渐下降，最终气田进入退役期（各井站退役时间根据产气情况而定），各气井停采后应按照《废弃井及长停井处置指南》（SY/T6646-2017）等技术要求对井口及时进行封堵。封堵后将采取一系列清理工作，包括地面设施拆除、永久性占地范围内水泥平台或砂砾石铺垫清理，随后进行复垦和植被恢复。当气井开发接近尾声时，各种机械设备将停止使用，进驻其中的气田开发工作人员将陆续撤离气田区域，由此

带来的大气污染物、生产废水、噪声及固体废物等对环境的影响将会消失。

退役期产生的主要污染物类型及治理措施如下：

（1）废气：主要指地面设备拆除和场地清理过程产生的扬尘以及运输车辆尾气等，产生量较少；

（2）废水：主要为井站设备清洗和集输管道清洗过程产生的废水，该废水主要污染为石油类、氯化物等，废水产生量较少，污染物浓度较低，可满足气田压裂液配置要求，因此退役期产生的废水回用于气田内附近钻井平台配置泥浆或压裂液使用，不外排。

（3）噪声：主要为封井、地面设备设施拆除、场地清理等施工作业噪声，已经运输车辆噪声，时间较短，通过合理安排作业时间，减少噪声扰民。

（4）固废：井站退役期后，地埋式集输管道采用封堵方式退役，井口和管线拆除作业过程中产生的落地油和受污染的土壤，集中收集后交有危废处置资质的单位处置，不可随意丢弃或就地掩埋，以避免对浅层地下水造成污染；拆除过程中产生的其它垃圾及时外运，送至指定的垃圾处置场处理，其中建筑垃圾送当地指定的建渣场处置，报废设备和管道交厂家回收。

（5）生态：退役期将对地面设施拆除、永久性占地范围内水泥平台或砂砾石铺垫清理，随后进行复垦和植被恢复，按照生态修复方案恢复成钻井前的原貌。

5 区域环境概况及环境质量现状

5.1 自然环境概况

5.1.1 地理位置

川庆威远页岩气田东区产能建设项目（一期）位于四川省内江市市中区（含经济技术开发区）、资中县和威远县境内。

市中区为内江市主城区，位于内江市中部、沱江西岸，地理坐标北纬 $29^{\circ}34' \sim 29^{\circ}38'$ ，东经 $104^{\circ}59' \sim 105^{\circ}05'$ ，东西宽约 12 千米，南北长约 15 千米，幅员面积 387 平方千米。市中区地处四川盆地中部浅丘地带，地势西北略高、东南略低，以平缓丘陵为主，沱江穿城而过，沿江分布冲积平坝，平均海拔约 350 米。城区沿沱江呈带状分布，为内江市政治、经济、文化中心，成渝铁路、高铁、高速公路在此交汇，交通枢纽地位突出。

内江经济开发区位于市中区与东兴区交界处，地理坐标北纬 $29^{\circ}33' \sim 29^{\circ}38'$ ，东经 $105^{\circ}00' \sim 105^{\circ}06'$ ，幅员面积约 156 平方千米。开发区地处沱江中游丘陵区，地势平坦开阔，以浅丘和河谷平坝为主，平均海拔约 340 米。作为国家级经济技术开发区，该区域产业集中，交通便利，成渝高速公路、内宜高速公路在此交汇，是内江市工业发展和科技创新的核心区域。

资中县位于内江市西部，地理坐标北纬 $29^{\circ}34' \sim 30^{\circ}09'$ ，东经 $104^{\circ}27' \sim 105^{\circ}07'$ ，东西宽约 60 千米，南北长约 80 千米，幅员面积 1734 平方千米。资中县属川中丘陵地貌，地势由西北向东南倾斜，沱江纵贯全境，形成河谷与丘陵相间的地形，海拔高度 300~500 米。北部以浅丘为主，农业发达；南部丘陵起伏较大，局部有低山分布。成渝铁路、成渝高速公路横贯县境，交通条件优越，历史上为川中商贸重镇。

威远县位于内江市南部，地理坐标北纬 $29^{\circ}22' \sim 29^{\circ}50'$ ，东经 $104^{\circ}16' \sim 104^{\circ}53'$ ，东西宽约 55 千米，南北长约 60 千米，幅员面积 1289 平方千米。威远县地处川南低山丘陵区，地势西北高、东南低，以低山和深丘为主，海拔高度 400~800 米。西北部为威远穹窿构造区，页岩气资源丰富；东南部丘陵广布，越溪河等河流深切，形成典型丘陵河谷地

貌。该县矿产资源丰富，是川南重要的能源基地，成自泸高速公路贯穿全境，交通便利。

5.1.2 气候特征

内江市市中区属中亚热带湿润季风气候，气候温和，降水充沛，四季分明，雨热同季。春季回暖早，但时有倒春寒；夏季炎热多雨，易出现伏旱和短时强降水；秋季阴雨绵绵；冬季温暖少霜雪。多年平均蒸发量约 950mm。市中区年平均气温 17.8℃，月平均最高气温出现在 8 月，为 27.5℃，日极端最高气温 40.5℃；月平均最低气温在 1 月，为 6.5℃，日极端最低气温-2.0℃。年温差 21.0℃，无霜期平均 340 天。多年平均降水量 1050mm；年平均相对湿度 82%，最大相对湿度出现在 9-10 月，达 85%，最小相对湿度出现在 4 月，为 78%。

内江经济开发区属中亚热带湿润季风气候，具有热量丰富、降水集中、湿度较大的特点。春夏之交多雷雨，盛夏易发伏旱，秋季多连阴雨，冬季雾日较多。多年平均蒸发量约 940mm。年平均气温 17.9℃，月平均最高气温 8 月达 27.8℃，极端最高气温 40.8℃；月平均最低气温 1 月为 6.3℃，极端最低气温-2.2℃。年温差 21.5℃，无霜期 345 天。多年平均降水量 1030mm；年平均相对湿度 83%，9-10 月湿度最大（86%），4 月最小（77%）。

内江市资中县属中亚热带湿润季风气候，兼具盆地气候特征，冬暖春早，夏热秋凉，降水时空分布不均。春季易发春旱，夏季多暴雨洪涝，秋季阴雨频繁，冬季多雾少雪。多年平均蒸发量 920mm。年平均气温 17.5℃，8 月平均最高 27.2℃，极端最高 40.2℃；1 月平均最低 6.0℃，极端最低-2.5℃。年温差 21.2℃，无霜期 338 天。多年平均降水量 980mm；年平均相对湿度 81%，10 月最大（84%），4 月最小（76%）。

内江市威远县属中亚热带湿润季风气候，受地形抬升影响，降水较周边更丰沛。气候垂直差异明显，低山多雾，丘陵区夏热冬暖。春季多雷暴，夏季易发山洪，秋季降温快，冬季霜冻略多。多年平均蒸发量 890mm。年平均气温 16.8℃，8 月平均最高 26.5℃，极端最高 39.0℃；1 月平均最低 5.5℃，极端最低-3.0℃。年温差 21.0℃，无霜期 330 天。多年平均降水量 1100mm；年平均相对湿度 85%，9-10 月达 88%，4 月最低

（80%）。

5.1.3 地形地貌

工作区地貌类型以低山和丘陵为主。低山一般海拔 500-800m，形态为方山、台地、深沟峡谷；深丘一般海拔 400-500m，坡河切割不大，地形多变；中丘海拔 280-400m，谷宽 50-100m，多方山、漫岗状丘陵及馒头丘；低丘海拔 290-370m，形态为圆顶状、馒头状缓丘坳谷及宽谷地形；缓丘海拔高度<350m，一般没有明显的脉络，顶部浑圆。本项目所在区域地形高程情况见图 5.1-1。本区所在流域属于沱江支流釜溪河流域，区块主要分布水系为釜溪河支流乌龙河和威远河。

5.1.4 区域地表水系概况

内江市市中区地处沱江中游，属沱江水系，水资源较为丰富。境内主要河流为沱江及其支流，全区分布大小河流 5 条，其中流域面积大于 50km²的有 2 条（沱江、小青龙河）。沱江自西北向东南贯穿全境，区内干流长约 25km，流域面积约 320km²，多年平均流量约 150m³/s；小青龙河为沱江一级支流，区内段长约 18km，流域面积约 85km²，多年平均流量约 12m³/s。其余河流多为季节性溪流，流域面积均在 30km²以下。多年平均降水量 1050mm，多年平均径流深约 480mm。全区多年平均水资源总量约 1.8 亿 m³，其中地下水约 500 万 m³，水资源利用以沱江过境水为主。

内江经济开发区属沱江水系，主要河流包括沱江及其支流太子湖河、谢家河等。沱江在区内流长约 15km，流域面积约 180km²，多年平均流量约 145m³/s；太子湖河为沱江二级支流，区内段长约 12km，流域面积约 45km²，多年平均流量约 5m³/s。全区河流呈树枝状分布，流域面积在 10~50km²的河流有 3 条，10km²以下的溪流有 5 条。多年平均降水量 1030mm，多年平均径流深约 470mm。全区多年平均水资源总量约 1.2 亿 m³，其中地下水约 300 万 m³，水资源利用以沱江及支流为主。

内江市资中县属沱江水系，河流呈不对称树枝状分布。全县流域面积大于 100km²的河流有 3 条（沱江、球溪河、麻柳河），50~100km²的河流有 5 条（龙结河、归德河、铁佛河、罗泉河、走马河），10~50km²的河流有 12 条。沱江纵贯全县，境内干流长约 75km，流域面积约

850km²，多年平均流量约 160m³/s；球溪河为沱江一级支流，全长约 65km（县境内 45km），流域面积约 520km²，多年平均流量约 25m³/s。多年平均降水量 980mm，多年平均径流深约 450mm。全县多年平均水资源总量约 5.6 亿 m³，其中地下水约 1200 万 m³，沱江过境水占主要部分。

内江市威远县属沱江与岷江水系分水岭区域，主要河流包括越溪河（岷江支流）、威远河（沱江支流）等。全县流域面积大于 100km²的河流有 2 条（越溪河、威远河），50~100km²的河流有 4 条（新场河、镇西河、山王河、观音滩河），10~50km²的河流有 15 条。越溪河为岷江二级支流，县境内长约 55km，流域面积约 620km²，多年平均流量约 30m³/s；威远河为沱江二级支流，县境内长约 50km，流域面积约 580km²，多年平均流量约 28m³/s。多年平均降水量 1100mm，多年平均径流深约 520mm。全县多年平均水资源总量约 4.8 亿 m³，其中地下水约 1000 万 m³，水系分布受穹窿构造影响显著，河流多呈放射状。

5.1.5 地质条件

5.3 环境质量现状评价

5.3.1 大气环境现状调查与评价

本次区域环境空气质量评价基本污染物所采用数据为地方生态环境主管部门公开发布的评价基准年环境质量公告中的数据或结论。其他污染物环境质量现状数据为补充监测数据。

（1）区域环境空气质量达标情况

根据内江市生态环境局发布的《内江市生态环境质量状况公报 2023 年度》（2024 年 5 月）。本项目涉及的内江市市中区、经济开发区、资中县和威远县的环境空气质量状况见表 5.3-1~5.3-4。

表 5.3-1 2023 年市中区环境空气质量状况统计表

污染物	年评价指标	现状浓度 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	标准值 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	占比率 (%)	达标情况
PM _{2.5}	年平均质量浓度	39	35	111.43%	超标
PM ₁₀	年平均质量浓度	52	70	74.29%	达标
SO ₂	年平均质量浓度	7	60	11.67%	达标
NO ₂	年平均质量浓度	23	40	57.50%	达标
CO	日均值第 95 百分位数	1100	4000	27.50%	达标

O ₃	日最大 8 小时平均第 90 百分位数	154	160	96.25%	达标
----------------	---------------------	-----	-----	--------	----

表 5.3-2 2023 年经济开发区环境空气质量状况统计表

污染物	年评价指标	现状浓度 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	标准值 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	占比率 (%)	达标情况
PM _{2.5}	年平均质量浓度	42	35	120.00%	超标
PM ₁₀	年平均质量浓度	55	70	78.57%	达标
SO ₂	年平均质量浓度	8	60	13.33%	达标
NO ₂	年平均质量浓度	26	40	65.00%	达标
CO	日均值第 95 百分位数	1000	4000	25.00%	达标
O ₃	日最大 8 小时平均第 90 百分位数	154	160	96.25%	达标

表 5.3-3 2023 年资中县环境空气质量状况统计表

污染物	年评价指标	现状浓度 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	标准值 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	占比率 (%)	达标情况
PM _{2.5}	年平均质量浓度	29	35	82.86%	达标
PM ₁₀	年平均质量浓度	52	70	74.29%	达标
SO ₂	年平均质量浓度	6	60	10.00%	达标
NO ₂	年平均质量浓度	20	40	50.00%	达标
CO	日均值第 95 百分位数	1100	4000	27.50%	达标
O ₃	日最大 8 小时平均第 90 百分位数	151	160	94.38%	达标

表 5.3-4 2023 年威远县环境空气质量状况统计表

污染物	年评价指标	现状浓度 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	标准值 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	占比率 (%)	达标情况
PM _{2.5}	年平均质量浓度	34	35	97.14%	达标
PM ₁₀	年平均质量浓度	60	70	85.71%	达标
SO ₂	年平均质量浓度	7	60	11.67%	达标
NO ₂	年平均质量浓度	19	40	47.50%	达标
CO	日均值第 95 百分位数	900	4000	22.50%	达标
O ₃	日最大 8 小时平均第 90 百分位数	153	160	95.63%	达标

由上表可知，2023 年内江市资中县和威远县 SO₂、NO₂、PM₁₀、PM_{2.5}、CO 和 O₃ 年评价结果达标，市中区、经济开发区 SO₂、NO₂、PM₁₀、CO 和 O₃ 年评价结果达标，但 PM_{2.5} 年评价结果超标。根据《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ2.2-2018），项目所在区域市中区和经济开发区属于环境空气质量不达标区，资中区和威远县属于环境空气质量达标区。

内江市人民政府于 2018 年 9 月发布《内江市大气环境质量限期达标规划》（内府办发〔2018〕64 号），以改善大气环境质量。

规划范围：内江市辖区，包括市中区、东兴区、内江经开区、内江高新区、隆昌市、资中县和威远县，共计 5384.7 平方千米。

规划目标：规划目标分近期至 2020 年和 2020-2025 年两个阶段。到 2025 年，城区环境质量优良标准以上天数比例达 85%，PM_{2.5} 浓度达到国家二级标准 35 微克/立方米；PM₁₀、SO₂、NO₂、CO、O₃ 全部达标，空气质量明显改善。

空气质量限期达标战略：以空气质量达标为核心，以 PM_{2.5} 作为重点控制对象，实施空气质量限期达标战略。第一，明确重点污染源，不断加强工业源污染治理和减排，推动燃煤锅炉淘汰升级，提高生物质燃烧、扬尘、餐饮业管理水平，深化机动车、农业机械等移动源污染控制。第二，明确重点区域和时间，以资中县、威远县、市中区为内江市污染源重点控制区域；以春季秸秆焚烧高发期和秋冬季为重点控制时间。第三，重视结构调整，优化产业布局 and 结构，推进能源结构调整，积极调整交通体系，发展绿色交通。第四，明确责任对象，政府部门各司其职，建立自上而下的责任体系，确保各项污染控制措施落地实施。

改善空气质量主要措施：优化能源结构，构建清洁能源体系；深化工业大气污染治理，推动产业转型升级；加强移动源污染防治；深化城市扬尘等面源污染治理；推进农业源大气污染防治；重视二次污染及臭氧的控制；推动区域联防联控与多污染物协同控制；有效应对重污染天气。

综上，执行《内江市大气环境质量限期达标规划》（内府办发〔2018〕64 号）后，可有效改善内江市市中区和经济技术开发区空气质量，实现区域经济发展和友好可持续发展。本项目属于页岩气开发项目，清洁能源的开发有利于改善区域能源利用结构，有利于改善区域环境空气质量。

（2）污染物环境质量现状评价

为全面了解与本项目相关污染物的区域环境空气质量现状，本次评

价委托四川力博检测有限公司于 2025 年 4 月 8 日~4 月 14 日对区域环境空气质量现状进行了现场补充监测，本次评价实际监测设置大气监测点 4 个，选择不同地区的井场进行了环境空气质量背景值监测，同时选择区域内正在测试的井站监测废气厂界排放情况。监测点位、监测因子及监测频次详见表 5.3-5。

表 5.3-5 大气环境质量补充监测点

监测 点位	监测位置	行政区	监测 因子	监测频次
Q1	拟建威 217H13 平台（利旧威 217 平台）西南侧 120m 居民点处	经开区	非甲烷总烃	连续监测 7 天，监测 1 小时均值
Q2	拟建威 217H1 平台（利旧威 215 平台）西南侧 140m 居民点处	市中区		
Q3	拟建威 204H97 平台西南侧 292m 居民点处	资中县		
Q4	拟建威 217H7 平台（利旧威 216 平台）西南侧厂界处	市中区		连续监测 3 天，监测 1 小时均值

监测时间：2025 年 4 月 08 日~4 月 14 日。

采样及分析方法：本次现状监测按照《环境空气质量手工监测技术规范》（HJ 194-2017）、《环境空气 总烃、甲烷和非甲烷总烃的测定 直接进样-气相色谱法》（HJ 604-2017）进行。

评价标准：居民点监测点非甲烷总烃参考执行《大气污染物综合排放标准详解》中制定非甲烷总烃排放标准时选用的环境质量标准；厂界非甲烷总烃执行《四川省固定污染源大气挥发性有机物排放标准》（DB51/2377-2017）。

评价方法：根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ 2.2-2018），现状监测结果以列表的方式给出各监测点大气污染物的不同取值时间的变化范围，并给出各取值时间最大浓度值占相应标准浓度限值的百分比和超标率，并评价达标情况。

监测及评价结果见表 5.3-6。

表 5.3-6 项目环境空气质量监测及评价结果统计

表 5.3-7 项目环境空气质量监测及评价结果统计

监测点位	监测因子	采样个数(个)	浓度范围	标准值	最大浓度占标准值百分比(%)	超标率(%)
Q1	非甲烷总烃	28	0.27~0.55mg/m ³	2 mg/m ³	27.5	0
Q2		28	0.30~0.73mg/m ³	2 mg/m ³	36.5	0
Q3		28	0.26~0.58mg/m ³	2 mg/m ³	29.0	0
Q4		12	0.34~0.69mg/m ³	2 mg/m ³	34.5	0

由上表可知，本项目拟建威 217H13 平台、拟建威 217H1 平台、拟建威 204H97 平台附件居民点监测点的非甲烷总烃监测值结果能满足《大气污染物综合排放标准详解》中制定非甲烷总烃排放标准时选用的环境质量标准，拟建威 217H7 平台（利旧威 216 平台）厂界非甲烷总烃监测值结果能满足《四川省固定污染源大气挥发性有机物排放标准》。

综上所述，本项目所处的内江市市中区、经济开发区 2023 年属于环境空气质量不达标区，内江市目前已制定《内江市大气环境质量限期达标规划》（内府办发〔2018〕64 号），本项目属于清洁能源项目，项目的实施不违背上述规划；项目对区域的环境空气质量进行了补充监测，井站附近居民点监测因子非甲烷总烃监测值结果能满足《大气污染物综合排放标准详解》中制定非甲烷总烃排放标准时选用的环境质量标准，井站厂界非甲烷总烃监测值结果能满足《四川省固定污染源大气挥发性有机物排放标准》，表面项目区大气环境质量较好。

5.3.2 地表水环境现状调查与评价

本项目所在区域主要为沱江水系，涉及的主要河流为小型河流，包括乌龙河（纪家河）、桂溪河等。

（1）水污染源调查

本项目地表水环境影响评价等级为三级 B，可不开展区域污染源调查，本项目钻井期产生的废水和压裂返排液全部进行回用，采气期间产生的气田水等均外运回注或污水处理厂处理。

（2）水环境质量现状调查与评价

①区域地表水环境质量达标情况

根据《内江市生态环境质量状况公报 2023 年度》（2024 年 5 月），2023 年，内江市共监测 14 条河流和 1 个湖库，其中，6 条河流（湖库）水质为优，5 条河流水质为良好，4 条河流水质轻度污染（分别是乌龙

河、小青龙河、龙市河、三江河）。内江市河流水质优良率同比总体有所上升。43个监测断面中，达Ⅲ类（优良）水质断面39个，优良率占比90.7%，同比上升2.3个百分点，Ⅳ类水质4个，占比9.3%，同比下降2.3个百分点，无Ⅴ类、劣Ⅴ类水质断面。

2023年，乌龙河水质总体轻度污染，同比水质无变化。3个断面中二郎桥为Ⅳ类水质，主要污染因子为化学需氧量、高锰酸盐指数，花朝门、双河口2个断面为Ⅲ类水质。

②污染物环境质量现状评价

本次评价委托四川力博检测有限公司对地表水断面进行现场取样监测，监测设置情况如下：

监测断面：本次地表水监测布设4个监测点位，位于拟建威217H9平台~泸204H65平台集输管线穿越溪桂溪河上游500m处和下游500m处、威204H86平台~威204H89平台集输管线穿越纪家河上游500m处和下游500m处。

监测因子：pH、水温、SS、COD_{Cr}、BOD₅、氨氮、DO、铁、锰、硫酸盐、硫化物、氯化物、石油类

监测时间及频率：2025年4月10日~4月11日，每日取样1次，连续监测3天。

评价标准：采用执行《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中Ⅲ类标准作评价标准。

评价方法及评价模式：统计分析水质监测结果，采用单因子指数法进行地表水环境质量现状评价。单因子标准指数计算公式为：

$$S_i = C_i / C_{oi}$$

式中：S_i——第i种污染物的评价指数；

C_i——第i种污染物的监测平均值(mg/L)；

C_{oi}——第i种污染物的评价标准(mg/L)。

评价pH值时采用下述模式：

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

式中： S_{pH_j} ——pH 的标准指数；

pH_j ——pH 的实测值；

pH_{su} ——地表水质质量标准中规定的 pH 值上限。

监测结果如表 5.3-7 所示。***

根据上表评价结果，本次地表水取样断面中，桂溪河断面化学需氧量、五日生化需氧量等监测因子不满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）III类标准，化学需氧量超标倍数最大为 1.7 倍，五日生化需氧量超标倍数最大为 1.67 倍；纪家河断面化学需氧量、五日生化需氧量等监测因子不满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）III类标准，五日生化需氧量超标倍数最大为 1.75 倍。

通过调查，桂溪河和纪家河 COD、BOD₅监测值超标的主要原因是河流周边存在村镇、居民区或分散式养殖，未经充分处理的生活污水（含洗涤剂、粪便、厨余废水等）可能直排或渗漏进入水体，此外，流域内农田施肥、畜禽养殖废水等可能随降雨径流进入河道，增加水体有机负荷，从而导致 COD、BOD₅监测值超标，同时也导致了河流氯化物监测值占标率较大。

5.3.3 地下水环境现状调查与评价

（1）水文地质调查

本次对评价区进行水文地质调查面积约 298km²，主要为区块各场地及外围地区。本次调查工作主要进行了渗水试验、地下水位的统测、地形地貌和地表水系的调查和水样采集测试等工作。调查实际工作量见表 5.3-8 和图 5.3-1。

表 5.3-8 水文地质调查实际工作量统计表

项目		单位	完成工作量	备注
水文地质调查	调查面积	km ²	298	
	水文地质点	个	229	
	观测路线长度	km	136	
	地表河流调查	条	7	
	本次水样采集测试	个	32	本次委托专业单位
	地质点	个	11	

地下水位统测	个/天	229	
地下水开发利用现状调查	村组数	20	

（2）地下水水位调查

为了查清评价区地下水流向及动态变化特征，本次评价工作于 2025 年 3 月在项目所在水文地质单元开展了地下水位测量工作，监测点个数和监测频率均满足导则要求。本次地下水水位调查点主要为水井，区内地下水位埋深主要受地表水系和地貌条件控制，一般地势低洼处的沟谷、河溪处地下水埋深较小，丘顶分水岭处地下水埋深较大。本次地下水位调查点共有 229 个，地下水位高程约 257.2~372.8m。整体上分水岭处的高地一带地下水位高，沱江及其支流低洼处的地下水位低，受红层含水层岩性及构造作用，区内含水层富水性较差，地下水位季节变化较大，受降水影响明显。本次调查水位调查点空间分布情况见附图水文地质图，水位调查监测信息见表 1.8-7 和附图 1-4。

（3）地下水污染源现状调查

①原生水文地质问题

通过水文地质资料分析和现场环境水文地质调查可知，评价区内未见由水、土引发的地方性疾病，但是根据相关资料及现场调查访问可知，由于评价区位于红层丘陵地区，受红层地层沉积环境影响，使得含水层中富集膏盐、芒硝，在地下水的溶滤作用下，矿物中离子会溶解到水中，使得地下水中矿化度和总硬度含量较高，部分水质偏硬，煮水容易出现水垢。此外，根据现场走访可知，区内地下水资源受红层含水层限制，相对匮乏，枯水期经常出现水井干枯现象，尤其是 2008 年西南大旱，地下水资源枯竭现象尤为明显。

②人类活动对地下水的影响

根据本次现场调查可知，评价区内地下水近些年受人类活动干扰，存在着少量的生活、农业和工矿企业污染源。评价区内地下水开采井相对分散，井径小，开采量小，不会形成较大的地下水疏干区，也无因农业灌溉导致的土壤次生盐渍化、次生沼泽化等环境水文地质问题。由于区内居民住户比较分散，部分居民生活区存在生活污水储存和排放不合

理，对附近地下水存在潜在污染；区内少量的农业生产使用的化肥农药和畜牧业养殖产生的污水粪便，也存在一定处置不当的情况，影响着区内地下水环境。近些年，评价区外北部区域分布有多处煤矿，但都已关闭。

由于区域内已实施页岩气开采工程，本次评价重点对区内已实施的同类型项目场地进行了调查和监测，结果表明，区内已实施的页岩气开采项目未对周边地下水环境产生明显影响，也未发生明显的因页岩气开采实施而引起的地下水污染事故，已实施的项目所产生的污染废物均得到合理的处置，区内地下水环境整体较好。

（4）地下水环境质量调查与评价

①本次评价监测点布设情况

根据地下水导则和石油天然气导则要求，为查清本项目场地及周边地下水的环境质量现状，本次评价以最后一级水文地质单元为监测范围，结合各场地地下水流向，主要在各场地的上游、侧方向、下游位置布点，选取了具有代表性的监测点进行了地下水质量监测。本次评价在各项目场地所在评价范围内布设了 32 个（含 8 个回顾性评价监测点）地下水质量现状监测点，各监测点位的空间分布位置见表 5.3-2 和附图 5.3-8。

②引用监测数据点情况

同时，本次评价部分场站引用了区内已有的地下水环境质量监测数据，共9个点，引用情况如下：《威215井平台钻井工程（2022年07月07日）》、《威216井平台钻井工程（2022年07月21日）》和《威217井平台钻井工程（2022年07月21日）》。根据分析可知，各监测点空间分布位置均符合水文地质单元内与项目的上下游关系，监测因子包含了项目特征因子和地下水环境基本指标，评价期间的监测时段均位于三年监测时限内，因此所引用监测数据均符合地下水导则和石油天然气导则要求，能够满足本次评价需求。监测点位分布情况见表5.3-2和附图 5.3-8。

③检测因子与监测频率

地下水环境现状监测因子： K^+ 、 Na^+ 、 Ca^{2+} 、 Mg^{2+} 、 CO_3^{2-} 、 HCO_3^- 、

Cl⁻、SO₄²⁻、pH、氨氮、硝酸盐、亚硝酸盐、挥发性酚类、氰化物、砷、汞、铬（六价）、总硬度、铅、氟、镉、铁、锰、钡、溶解性总固体、硫化物、耗氧量、硫酸盐、总大肠菌群、菌落总数、石油类、COD、氯化物。

地下水环境现状监测频率：一期

④评价标准

根据项目工程所在地区地下水环境功能要求，为了监管和保护地下水不受建设项目影响，故本次评价地下水环境质量标准参照《地下水质量标准》（GB/T 14848-2017）中的III类质量标准（地下水组分含量中等，以 GB 5749-2006 为依据，主要适用于集中式生活饮用水水源及工农业用水），此外，地下水质量标准中没有涉及的监测因子参照《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）执行，各因子执行标准值见表 5.3-3。

④评价方法

根据地下水导则中地下水水质现状评价的有关要求，本次地下水水质现状评价采用标准指数法进行评价。根据计算得出标准指数，如该指数 ≥ 1 ，则表明该水质因子已超过了规定的水质标准，指数值越大，超标越严重；反之，则表明地下水水质在质量标准规定范围内，周边地下水环境较好。

⑤地下水质量评价结果

本项目评价区内地下水质量监测结果见表5.3-3和监测报告附件，本次监测和引用地下水质量现状评价结果表明，评价区内地下水质量总体良好，仅引用数据监测点WD228的氟化物超标，标准指数为2.59，超标率为2.8%，属于轻微超标。其他点位的监测指标均能满足地下水III类水质量标准。本项目周边仅氟化物出现轻微超标，结合现场调查和相关资料，可能是由当地农业源（含氟农药）造成的。

同时，本次评价对项目特征因子分析结果表明，项目特征因子氯化物、石油类和 COD 均能满足地下水III类水质量标准。综上所述，评价区内地下水质量现状较好，本项目特征污染因子（氯化物、石油类和 COD）在地下水环境质量现状评价中均不存在超标现象。

5.3.4 噪声环境现状调查与评价

（1）区域声环境功能区划

本项目所在区域为 2 类区，声环境影响区域内主要为分散居民点，属一般居住区。本项目所在地周围部分居民区位于交通干线两侧，执行《声环境质量标准》(GB3096-2008)中的 4 类标准要求，其中位于高速公路两侧的居民执行 4a 类标准要求，位于铁路两侧的居民执行 4b 类标准要求。

（2）污染源调查

本项目区块范围内各单项工程声环境影响评价范围内主要噪声源为分散居民点生活噪声、交通噪声，根据现场调查，无高噪声源分布，区块内居民生活噪声、交通噪声声级小、不持续，无环境限制因素。

（3）声环境现状调查与评价

根据石油天然气行业规范要求，新建井场选址将避开场镇、医院、学校等集中居住区或社会关注区域（500m），本项目区块范围内各单体项目声环境影响评价范围内除分散居民点生活噪声外，无其他声环境敏感区。

本项目根据区块内的项目组成，按照钻井平台和集输工程单体项目分布情况布置声环境质量监测点。

①布点原则及布点情况

为实现对产能建设各单项工程项目的全覆盖，本环评对本项目部署的各平台、集输工程均布设监测点位，以了解其声环境质量情况。

共布设 25 个环境噪声监测点，布点情况及具体位置见表 5.3-11。

表 5.3-11 本项目噪声监测布点

编号	监测点位置	类型	备注
N1	拟建威 204H89 平台西北侧约 190m 居民点处	环境噪声	新建平台
N2	拟建威 204H91 平台西侧约 100m 居民点处	环境噪声	新建平台
N3	拟建威 204H97 平台西北约 130m 居民点处	环境噪声	新建平台
N4	拟建威 217H1 平台（利旧威 215 平台）西侧厂界处	厂界噪声	利旧威 215 平台
N5	拟建威 217H1 平台（利旧威 215 平台）西侧 120m 居民点处	环境噪声	利旧威 215 平台
N6	拟建威 217H3 平台西北侧 105m 居民点处	环境噪声	新建平台
N7	拟建威 217H5 平台北侧约 146m 居民点处	环境噪声	新建平台

N8	拟建威 217H7 平台（利旧威 216 平台）西北侧厂界处	厂界噪声	利旧威 216 平台
N9	拟建威 217H7 平台（利旧威 216 平台）西北侧 100m 居民点处	环境噪声	利旧威 216 平台
N10	拟建威 217H9 平台西侧约 126m 居民点处	环境噪声	新建平台
N11	拟建威 217H10 平台北侧约 121m 居民点处	环境噪声	新建平台
N12	拟建威 217H12 平台南侧约 130m 居民点处	环境噪声	新建平台
N13	拟建威 217H13 平台（利旧威 217 平台）东南侧厂界处	厂界噪声	利旧威 217 平台
N14	拟建威 217H13 平台（利旧威 217 平台）东南侧 100m 居民点处	环境噪声	利旧威 217 平台
N15	拟建威 217H24 平台南侧 146m 居民点处	环境噪声	新建平台
N16	拟建威 217H25 平台西南侧约 75m 居民点处	环境噪声	新建平台
N17	拟建威 217H26 平台东南侧 80m 居民点处	环境噪声	新建平台
N18	拟建威 204H27 平台西北约 169m 居民点处	环境噪声	新建平台
N19	拟建威 217H28 平台东侧约 124m 居民点处	环境噪声	新建平台
N20	管线依托威 204H65 平台厂界处	厂界噪声	依托平台
N21	威 204H65 平台厂界东侧 160m 居民点处	环境噪声	依托平台
N22	拟建威 217H9~威 217H20 管线穿越内威荣高速处南侧 75m 居民点	环境噪声	新建管线
N23	拟建威 217H91~威 217H1 管线穿越内宜高速处北侧 68m 居民点	环境噪声	新建管线
N24	拟建威 204H91~威 217H1 管线穿越内昆铁路处北侧 120 最近居民点	环境噪声	新建管线
N25	威 217H3~威 217H1 管线穿越绵泸高速铁路处北侧 120 最近居民点	环境噪声	新建管线

②监测项目

等效声级 L_{Aeq} 。

③监测时间和频次

监测时间：2025 年 4 月 7 日~2025 年 4 月 12 日。

监测频次：每个监测点昼、夜各一次，连续 2 天。

④评价标准

《声环境质量标准》(GB3096-2008)中的 2 类、4a 类、4b 类标准要求。

⑤评价方法

采用比标值法。即将监测结果与标准值相比较。

⑥监测结果及评价

区域声环境现状监测值和评价结果见表 5.3-13。

表 5.3-12 噪声监测结果 单位: dB(A)

从上表可以看出, 本项目拟建平台和管线周边居民点昼、夜间环境噪声监测值满足《声环境质量标准》(GB3096-2008)中的 2 类标准要求, 位于交通干线及铁路两侧且距离较近位置满足《声环境质量标准》(GB3096-2008)中 4a 及 4b 类标准要求, 依托原有井场的厂界噪声监测值能满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)中 2 类标准。项目所在区域敏感目标噪声现状值均达到相关标准, 表明项目拟建区域声环境质量良好。

5.3.5 土壤环境现状调查与评价

(1) 土壤类型及理化性质调查

①区域土壤类型

根据国家土壤信息服务平台查询分析结果, 项目所在区域内土壤主要分布有渗育水稻土、中性紫色土、水稻土、其他等。

表 5.3-13 项目所在区域土壤主要理化性质

项目	具体内容
渗育水稻土	
母质	冲积物
分布与地形地貌	丘陵区小溪河谷阶地中部
剖面构型	Aa--Ap--P 型
有效土体深度	100cm 以上
主要性状	该土种母质为冲积物。剖面为 Aa--Ap--P 型。土体厚度 100cm 以上, 通体以棕色或浊橙色为主, 质地多为粘壤土。Aa 层有少量鳃血斑, Ap 层和 P 层有少量浅色胶膜和铁锰淀积斑纹。全剖面有石灰反应, 碳酸钙含量 2%--3%。土壤 pH7.0--8.1, 呈中性至微碱性反应。阳离子交换量 12--22me/100g 土。
生产性能	该土种土体深厚, 质地适中, 耕性好, 肥力较高, 水、肥、气、热状况协调, 有较强的保水保肥能力, 宜种性广, 主要种植小麦、油菜、水稻等多种作物, 产量高, 品质好, 为丘陵区高产田, 常年粮食亩产 800-850kg。该土种复种指数较高, 应注意合理轮作, 搞好养用结合, 增施有机肥和速效肥及微肥, 协调土壤养分供应能力, 确保丰收。冬作物注意搞好田间沟渠, 防止多雨年湿害及病害对作物的影响。
典型剖面理化性质	Aa 0-17cm, 浊红棕色(湿, 5YR5/4), 粘壤土, 粒状结构, 疏松, 有少量根锈和鳃血斑, 根多, 石灰反应强, pH7.9
	Ap 17-27cm, 浊橙色(湿, 5YR6/4), 粘壤土, 块状结构, 紧实, 有少量铁锰斑, 根较多, 石灰反应强, pH7.9
	P 27-80cm, 浊橙色(湿, 5YR6/4), 粘壤土, 小棱块状结构, 紧实, 有少量铁锰斑, 根少, 石灰反应强, pH7.9

中性紫色土		
母质	侏罗纪和三迭纪暗色泥岩风化物	
分布与地形地貌	盆地南部丘陵和低山中上部	
剖面构型	A11—C 型	
有效土体深度	40cm 左右	
主要性状	土壤发育轻，砾石含量高达 30%--35%，质地多为粘壤土。土壤发育轻，砾石含量高达 30%--35%，质地多为粘壤土	
生产性能	该土种土层浅薄，松散，适耕期长，但砾石含量高，不利耕作。水土流失严重，漏水漏肥严重，供肥快，后劲不足，粮食产量低，常年亩产 400--450kg，主要种植豌豆、绿豆、甘薯等作物。	
土类描述	热带、亚热带紫红色岩层直接风化形成的 A—C 型土壤。其理化性质与母岩组成直接相关，土层浅薄，剖面层次发育不明显，仍为初育阶段。由于母岩富含矿质养分，且风化迅速，不失为良好的肥沃土壤。但其他较干旱地区的此类母岩风化物不具有此肥沃特性。	
典型剖面理化性质	A11 层	0-25cm，棕色（湿，7.5YR4/4），砂质粘壤土，团块状结构，疏松，根多，pH6.5。
	AC 层	25-40cm，棕色（湿，7.5YR4/4），粘壤土，小块状结构，稍紧，根少，pH6.6。
	C 层	40cm 以下，灰棕色（湿，5YR5/2），块状结构，夹岩石碎屑，根极少。
水稻土		
母质	河流冲积物	
分布与地形地貌	河流阶地	
剖面构型	Aa—Ap—W—C	
有效土体深度	100cm	
主要性状	土壤质地为粘壤土至壤质粘土，土壤呈微酸性至中性反应。潜育层平均厚度 36cm，以灰黄棕色为主，棱柱状结构，结构面多暗灰色胶膜和锈色斑纹，pH 与盐基饱和度较其他层次高。	
生产性能	该土种土体薄，质地适中，疏松易耕，有良好的通透性，宜种性广，在良好的栽培管理措施下可获高产。	
土类描述	该土种土体薄，质地适中，疏松易耕，有良好的通透性，宜种性广，在良好的栽培管理措施下可获高产。	
典型剖面理化性质	Aa 层	0-17cm，棕灰色(干，10YR5/1)，粘质壤土，小块状结构，疏松，有较多的锈色铁锰斑纹，容重 1.15g/cm ³ ，根系多
	Ap 层	17-22cm，棕灰色(干，10YR5/1)，粘质壤土，块状结构，根孔多锈条，容重 1.25g/cm ³
	W 层	22-45cm，灰黄棕色(干，10YR5/2)，壤质粘土，棱柱状结构，紧实，有较多的灰色胶膜和锈色斑纹并有较多的铁锰结核
	C 层	45—100cm，亮黄棕色(干，10YR7/6)，壤质粘土，块状结构，紧实，有少量锈色斑纹

②土壤理化特性调查

本次委托四川力博检测有限公司于 2025 年 3 月 31 日~4 月 2 日对区块内不同土壤类型代表性平台附近的土壤进行理化性质分析。理化特性调查结果表见表 5.3-14。

表 5.3-14 土壤理化特性调查结果表

（2）现状监测

本次环评委托四川力博检测有限公司对项目所在区域土壤进行现场取样监测，监测设置情况如下：

①监测时间及频率

2025 年 3 月 31 日~4 月 2 日，一次取样监测。

②监测因子

GB36600 基本因子：砷、镉、铬（六价）、汞、铅、铜、镍、四氯化碳、氯仿、氯甲烷、1,1-二氯乙烷、1,2-二氯乙烷、1,1-二氯乙烯、顺-1,2-二氯乙烯、反-1,2-二氯乙烯、二氯甲烷、1,2-二氯丙烷、1,1,1,2-四氯乙烷、1,1,2,2-四氯乙烷、四氯乙烯、1,1,1-三氯乙烷、1,1,2-三氯乙烷、三氯乙烯、1,2,3-三氯丙烷、氯乙烯、苯、氯苯、1,2-二氯苯、1,4-二氯苯、乙苯、苯乙烯、甲苯、间二甲苯+对二甲苯、邻二甲苯、硝基苯、苯胺、2-氯酚、苯并（a）蒽、苯并（a）芘、苯并（b）荧蒽、苯并（k）荧蒽、蒽、茈、二苯并（a、h）蒽、茚并（1,2,3-cd）芘、萘。

GB15168 基本因子：镉、汞、砷、铬、铅、锌、铜、镍。

特征因子：pH、石油烃、氯化物、硫酸盐、钡

③监测布点

本项目在各拟建平台均设置柱状点，不同土壤类型选择代表性的平台设置表层样点，监测土壤环境质量现状背景值，同时对依托平台已建的集液池附近设置回顾性监测点以评价已实施工程对土壤环境的影响，本次评价共设置 23 个土壤监测点。

④评价标准

农用地土壤监测因子执行《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018），建设用地土壤监测因子执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）与《四川省建设用地土壤污染风险管控标准（DB51 2978-2023）》中对

应筛选值。

⑤评价方法

农用地特征因子中石油类、氯化物、硫酸盐监测结果仅作为背景值，不开展评价。其他监测因子监测结果采用单顶污染指数法进行评价，公式如下：

$$P_i = C_i / S_i$$

式中： P_i ——第 i 种污染物的污染指数；

C_i ——第 i 种污染物的实测浓度(mg/kg)；

S_i ——第 i 种污染物的评价标准(mg/kg)。

⑥土壤环境现状监测结果及评价

本项目建设后站场占地属于建设用地第二类用地，其他占地属于农用地，各监测点的监测结果见表 5.3-16~17。

由监测结果可知，各监测点土壤环境质量监测值均满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中二类用地筛选值、《四川省建设用地土壤污染风险管控标准（DB51 2978-2023）》中对应筛选值及《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）筛选值要求，区域土壤环境质量较好。同时，对于已建工程威 215/216/217 井场土壤监测值相比环评阶段监测值，未出现异常增大的现象，表明项目实施过程中未对土壤环境造成污染。

5.4 生态环境现状评价

5.4.1 生态环境调查技术方法

生态环境现状调查采用资料收集法、遥感解译、现场勘查法对评价区生态环境现状进行调查。

（1）资料收集

主要收集整理评价区以及邻近地区的现有生物多样性资料，包括植被资料和动植物资料，主要收集并参考到的资料有：《中国植物志》（吴征镒，2010 年）、《中国植被》（吴征镒，1995 年）、《中国动物志》（中国科学院动物所，2001 年）、《中国动物地理》（张荣祖，

2011年8月）、《四川植被》（四川植被协作组，1980年）、《四川资源动物志》（四川人民出版社，1982年）。

（2）遥感解译

本次工作采用3S技术结合的方法进行环境影响项目区生态环境信息的获取。首先，根据国家或相关行业规范，结合遥感图像的时相与空间分辨率，建立土地利用现状、植被类型等分类或分级体系；其次，对遥感图像数据进行投影转换、几何纠正、直方图匹配等预处理；第三，以项目区遥感影像为信息源，结合项目区的相关资料，建立基于土地利用现状、植被类型的分类分级系统的遥感解译标志，采用人机交互式目视判读对遥感数据进行解译，编制项目区土地利用现状、植被类型等生态环境专题图件。第四，采用专业制图软件ARCGIS进行专题图件数字化，并进行分类面积统计。

①遥感图像处理及其评价

a) 遥感信息源的选取

以2024年7月的Worldview影像数据作为基本信息源，经过融合处理后的图像地表信息丰富，有利于生态环境因子遥感解译标志的建立，保证了各生态环境要素解译成果的准确性。

b) 卫星遥感影像图处理

在ENVI等遥感图像处理软件的支持下，对影像数据进行了投影转换、几何纠正、直方图匹配等图像预处理。根据土地利用现状、植被类型等生态环境要素的地物光谱特征的差异性，选择全波段合成方案，全波段合成图像色彩丰富、层次分明，地类边界明显，有利于生态要素的判读解译。

②生态环境专题信息遥感解译说明

根据遥感解译技术要求，解译了土地利用现状、植被类型等。

a) 植被类型遥感解译

项目区植被类型的划分主要依据《森林植被分类、调查与制图规范》（LY/T 3118-2019）和《中国植被志》的分类系统进行划分，并对数据进行了统计。

b) 土地利用现状遥感解译

按照《土地利用现状分类》（GB/T 21010-2017）标准的进行地类划分，并对数据进行了统计。

（3）现场勘查

在遥感解译的基础上，对项目所在区域的植被类型分布进行了进一步确定，并通过走访评价范围内及周边居民，核实所见动物种类、数量、时间、地点等信息，以此了解评价范围及周边区域的陆生动物资源。由于时间局限和野生动物特点，无论鸟类还是其他隐蔽性更强的类群的动物均不可能在短期内通过实地观察得出满意结论，所以在野外了解影响区动物生境特征等，然后综合对文献资料和访问调查的结果进行分析，最后得出结论。

5.4.2 生态功能区划

（1）全国生态功能区划

区块位于四川省内江市市中区（含内江经济技术开发区）、资中县和威远县，根据《全国生态功能区划》，区块所在位置属于“II-01-30 四川盆地农产品提供功能区”，不涉及全国重要生态功能区。

图 5.4-1 项目与全国生态功能区划位置关系

本项目为页岩气产能建设项目，项目建设的环境影响控制在当地环境可接受范围内，环境风险可防可控，采取的各项环保措施满足项目各项环境保护目标长期稳定达标要求以及区域生态保护要求，随着页岩气清洁能源的开采和利用，区域能源结构得到优化，区域环境质量将得以改善，满足《全国生态功能区划》（2015 修编版）提出的管控要求。

（2）四川省生态功能区划

根据《四川省生态功能区划》，区块所在区域属于“Ⅰ四川盆地亚热带湿润气候生态区”—“Ⅰ-2 盆地丘陵农林复合生态亚区”—“Ⅰ-2-5 沱江中下游城镇—农业生态功能区。”区块所在生态功能区三级区特征一览表具体情况见表 5.4-1。

表 5.4-1 区三级区特征一览表

生态区	生态亚区	生态功能区	主要生态特征	主要生态问题	生态环境敏感性	主要生态服务功能	生态保护与发展方向
I 四川盆地亚热带湿润气候生态区	I-2 盆地中丘陵农林复合生态亚区	I-2-5 沱江中下游城镇-农业生态功能区。	地貌以丘陵为主。年均气温 16.4℃~17.5℃，≥10℃活动积温 5300-5800℃，年降水量 900~1078 毫米。河流均属沱江水系。森林植被主要由人工或次生林构成。	森林覆盖率低，人口密度较大，土地垦殖过度，工业污染、城镇污染、农村面源污染突出，河流污染严重。	土壤侵蚀中度敏感，水环境污染极敏感，酸雨轻度敏感。	城镇与农业发展功能，水环境净化功能。	发挥区域中心城市辐射作用；科学调整产业结构和布局，发展以循环经济为核心的生态经济和现代产业，以高新技术产业为主导，重点发展资源节约型的工业；建设机械制造、盐化工和食品工业基地。发展生态农业、节水型农业，保护耕地。发展沼气等清洁能源。限制高耗水的产业。防治工业污染、城镇污染及农村面源污染；防治水环境污染，保障饮用水安全。

本项目为页岩气产能建设项目，项目建设采取的各项环保措施满足项目各项环境保护目标长期稳定达标要求以及区域生态保护要求，页岩气清洁能源的开采和利用，区域能源结构得到优化，区域环境质量将得以改善，满足《四川省生态功能区划》提出的管控要求。

5.4.3 土地利用现状

本次评价以 2024 年 7 月 Worldview 卫星影像数据作为信息源，提取评价范围土地利用信息，空间分辨率为 0.5m，数据质量满足 1:2.5 万~1:10 万国土资源调查监测精度要求，最小监测图斑面积达到 0.2 亩。根据最新卫星遥感影像图片解译结果，结合现场调查，采用《土地利用现状分类》（GB/T 21010-2017）对土地利用类型进行分类，本项目评价范围的土地利用现状情况如下。

本项目生态评价范围约 3382.72hm²，土地利用类型以水田、旱地、乔木林地、竹林地、城镇住宅用地、农村宅基地等为主。评价范围土地利用类型统计见表 5.4-2。

表 5.4-2 评价范围内土地利用现状

土地利用类型	评价范围
--------	------

一级类	二级类	面积 (hm ²)	占比 (%)
01 耕地	0101 水田	2037.75	60.24
	0103 旱地	583.85	17.26
03 林地	0301 乔木林地	311.89	9.22
	0302 竹林地	106.56	3.15
	0305 灌木林地	8.79	0.26
04 草地	0404 其他草地	4.05	0.12
07 住宅用地	0702 农村住宅用地	292.26	8.64
10 交通运输用地	1003 公路用地	25.37	0.75
11 水域及水利设施用地	1101 河流水面	8.12	0.24
	1103 水库水面	4.06	0.12
合计		3382.72	100

评价范围内的土地利用类型按照一级分类有 6 类，按照二级分类有 10 类。在整个评价范围内，以水田和旱地为主，分别占比 60.24% 和 17.26%，乔木林地占比 9.22%，农村住宅用地占比 8.64%，其余土地利用类型占比较小。

5.4.4 水土流失现状调查与评价

根据《四川省水利厅关于印发四川省省级水土流失重点预防区和重点治理区划分成果的通知》（川水函〔2017〕482 号），本项目所在的威远县、资中县被划定为嘉陵江及沱江中下游国家级水土流失重点治理区，市中区被划定为沱江下游省级水土流失重点治理区。

本项目作为页岩气产能建设项目，在施工过程中不可避免地会对地表植被造成破坏，改变土地利用现状，进而增加水土流失的风险，可通过采取一系列有效的生态保护措施，将这种影响显著降低。在施工前，对临时占用的土地进行表土剥离并妥善保存，施工结束后及时回填并恢复植被，有效保护了土壤结构和肥力。同时在平台和管道铺设区域设置排水系统和挡土设施，减少了地表径流的冲刷作用。此外，优化施工时间和方式，避免在雨天进行大规模土地扰动，进一步降低了水土流失的可能性。这些措施的实施，使得本项目所在区域的水土流失程度得到有效控制，生态环境得到了较好保护。

5.4.5 生态系统现状调查与评价

（1）生态系统类型

根据《全国生态状况调查评估技术规范-生态系统遥感解译与野外核

查》（HJ1166-2021）中的生态系统分类体系，评价区生态系统生态可分为6个I级类型和9个II级类型。主要包括森林生态系统、灌丛生态系统、草地生态系统、湿地生态系统、农田生态系统，城镇生态系统等。

（2）生态系统完整性评价

，评价区的生态系统在结构和功能上具有较好的稳定性；在气候调节、水源涵养、水土保持、生物多样性维持等生态服务功能方面发挥了重要作用，整个生态系统展现出良性发展的潜力和适度的抗干扰能力。

5.4.6 植物资源现状调查与评价

（1）植物种类组成

根据现状调查并参考历史文献资料，区域维管束植物包含蕨类植物、裸子植物、被子植物等。

区域蕨类植物各科所含的物种数较少，数最多也仅为3种，如木贼科、凤尾蕨科、鳞毛蕨科、卷柏科，其他科所含种数均为1~2种。由于评价区的人类干扰活动大，垦殖指数高，生境较为单一，因此蕨类植物常见的种类有翠云草、芒萁、凤尾蕨、金星蕨、铁角蕨、贯众等。

区域裸子植物分布种类和分布面积都很小，各科内所含种类都很少。区域海拔低，裸子植物栽培物种丰富，供绿化、观赏、用材等用途。常见裸子植物有柏木，偶见马尾松、杉木，在居民点周围可见苏铁、银杏、罗汉松等作为庭院观赏树种栽培。

（2）植物区系组成

在植物分类学上，属的形态特征相对稳定，并占有比较稳定的分布区；在演化过程中，随环境条件的变化而产生分化，表现出明显的地区性差异。同时，每一个属所包含的种常具有同一起源和相似的进化趋势。所以属比科更能反映植物系统发育过程中的进化与分化情况和地区特征。根据吴征镒关于中国种子植物属、种的分布区类型划分的原则，评价区的种子植物分属14个类型和18个变型。从评价区现知的种子植物分析，世界分布不计入区系成分统计（世界分布属于广布种，无区系属性，因此一般不参与区系成分的统计）；热带分布占该区种子植物总属数41.06%；温带分布占种子植物总属数的54.97%；中国特有分布占种子

植物总属数的 2.65%；另有地中海、西亚至中亚成分占总属数的 1.32%。

评价区种子植物带有明显的温带成分性质。值得注意的是，评价区人类干扰活动强烈，农业生产活动规模大、历史久，可见评价区的种子植物组成和分布受到长期的人类活动干扰，因此评价区种子植物的区系特征也会受到一定影响。

（3）植被分区

本项目位于内江市市中区（含内江经济技术开发区）、资中县和威远县。根据《四川植被》中关于四川省内植被区划的描述，应属IA₃₍₁₎ 长江上游低山丘陵植被小区。

从本次项目评价区植被现状调查结果来看，评价区植被构成及分布情况大致与《中国植被区划》和《四川植被》一致，但评价区植被组成也有自身的特点。从现场调查情况来看，评价区基本无原生的森林植被，耕地（包括水田和旱地）广泛分布在评价区的平缓洼地和丘陵山丘。人工或次生植被分布于耕地、居民点周围：竹林受人类的管理、利用影响极大，是当地主要的经济林型，经过长期的砍伐、栽植、再砍伐过程，基本成为人工林性质；桉树林、白栎林等林型也为次生林或人工林，在评价区分布面积不大，在居民点周围、丘陵山脊有小片分布，分布较为零散的是落叶阔叶灌丛和亚热带草丛植被，分布于林地与耕地间的过渡区域，多为砍伐迹地、撂荒地等逐渐演化而来。

（4）野外植被调查

根据《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022）中对生态现状的调查要求，生态三级评价以搜集资料为主，本项目除收集资料外，在遥感解译的基础上对主要占地及周边范围内的植物群落分布进行了现场踏勘，以详细掌握评价范围的主要植被类型。

现场调查发现整个评价区为农耕地区，地带性植被、垂直分布特征均不显著，无原始森林分布。现状植被乔木类主要有柏木、桉树、构树；竹类主要有慈竹，灌木类主要有马桑、盐肤木、牡荆等，草本类主要有白茅、蕨类、苔草、荩草、鬼针草、狗尾草等。栽培植被主要是水稻、油菜、大豆、蚕豆、玉米、土豆及花生。经济林木和果树有桑树、

梨树、枇杷、茶、甜橙、橘柑、油桐等。

（5）植被类型

根据本项目涉及区县的本底资料及《四川植被》等文献记载，同时又在遥感影像解译成果和实地样方调查结果相结合的基础上，可知评价区内植被类型主要有 4 个植被型、7 个群系。

（6）重点保护野生植物及古树名木

根据现场调查及相关资料，评价区域的受人为因素影响较大，在居民区附件偶见的银杏等保护植物，均非野生、自然生长，均属人工栽培植物，且多作为行道树、河岸护堤植被、庭院绿化树，不属于重点保护野生植物的保护对象，因此，评价区无国家重点保护野生植物、四川省重点保护野生植物等分布。

根据四川省林业和草原局官网发布的《四川省绿化委员会关于发布全省古树名木名录的通告》（2023 年 8 月 18 日），经核实，本项目占地范围内无古树名木分布。

（8）公益林

本项目区块范围内分布无公益林分布，因此项目不占用公益林。

（9）极小物种

结合现有的资料并根据现场调查，未发现国家和地方政府列入拯救保护的极小种群野生植物，本项目评价范围内不存在国家和地方政府列入拯救保护的极小种群野生植物分布。

5.4.7 评价区陆生动物现状

为了解评价范围内的动物状况，在收集资料的基础上，在野外进行了调查，并记录了发现的动物，主要以鸟类为主。

根据实地考察及对相关资料的综合分析，评价区未发现国家重点保护野生动物和四川省重点保护野生动物。评价区两栖类、爬行类、鸟类、兽类如下：

（1）两栖类

①物种组成

本次两栖爬行种类调查通过现场调查和询访群众分析得到两栖类 1

目、4科、7种。

②栖息环境及分布

两栖动物在进化的历程中，经过长期自然选择适应了多种多样的生态环境，包括不同的陆地、水域、植被以及多样的气候因子，因此在不同的生态环境中生活着不同类型的两栖动物。两栖动物的生态类型可分为水栖类型、陆栖类型和树栖类型。评价区的两栖类生态类型主要有水栖静水类型、水栖溪流类型和穴栖静水繁殖型3种。两栖动物主要栖息在评价区的小型河流及各大水库和水塘附近。

③重点保护和特有物种

通过野外调查和资料查阅，评价区未发现国家重点保护两栖动物，未发现四川省重点保护两栖动物，也无《中国脊椎动物红色名录》中极危、濒危、易危物种和特有种。

（2）爬行类

①物种组成

现场调查和询访群众分析得到爬行类1目3科6种。

②栖息环境及分布

本次调查发现评价区有分布的6种爬行类动物，在评价区内各乡镇均有分布。

③重点保护和特有物种

通过野外调查和资料查阅，评价区内尚未发现国家重点保护爬行动物，未发现四川省重点保护爬行动物。根据《中国脊椎动物红色名录》，有濒危（EN）物种2种，分别是王锦蛇、黑眉锦蛇；易危（VU）物种1种，为乌梢蛇；发现中国特有爬行类有1种，为北草蜥。

（3）兽类

①物种组成

本次兽类种类调查通过现场调查和询访群众，分析得到共有5目7科13种。

②栖息环境及分布

评价区分布的 13 种兽类动物，在评价区内各乡镇均有分布。四川短尾鼯、蒙古兔主要分布在农田系统、黄鼬、褐家鼠、黄胸鼠和小家鼠主要分布在居民居住处和赤腹松鼠、大足鼠和黑线姬鼠主要分布在森林系统。

农田生境为评价区的主要生境类型之一，生活在其中的兽类主要是四川短尾鼯、蒙古兔。人居生境为评价区的主要生境类型之一，主要是民居及其附属设施等，生活在其中的兽类主要有黄鼬、褐家鼠、黄胸鼠和小家鼠，数量最多的是褐家鼠。灌丛生境主要包括河流、沟渠两边的各类灌丛以及河漫滩上各类型的草丛，生活在其中的兽类主要有黄鼬、白腹鼠、褐家鼠和蒙古兔。森林环境在评价区生活的兽类主要包括赤腹松鼠、大足鼠和黑线姬鼠等。湿地环境包括河流、人工水塘、人工渠等，生活于该区的兽类主要是四川短尾鼯。

③重点保护和特有物种

评价区内未发现国家重点保护兽类，未发现中国特有兽类及四川省省级保护兽类。无《中国脊椎动物红色名录》中极危、濒危、易危物种及特有种。

（4）鸟类

①物种组成

本次鸟类调查主要通过查阅该区域相关资料和询问群众，评价区有鸟类 7 目 14 科 17 种。从评价区区鸟类的分布型上看，有东洋型、古北型、广布型、南中国型、全北型、东北型等。

②栖息环境及分布

湿地环境：是栖息于评价区区内水田、库塘、河流及两边生境中的鸟类。常见的有白鹭。

灌丛、竹林环境：是栖息于评价区内灌丛、竹林生境中的鸟类，包括常见的有小云雀、灰胸竹鸡等。

森林环境：森林环境：生活在森林生境中的鸟类。常见的有山麻雀、大山雀等。

③重点保护和特有物种

本次调查未发现国家级重点保护鸟类与四川省重点保护鸟类，未发现《中国脊椎动物红色名录》中极危、濒危、易危物种。存在有中国特有种鸟类灰胸竹鸡。

灰胸竹鸡 *Bambusicola thoracicus*：栖息于海拔 2000 米以下的低山丘陵和山脚平原地带的竹林、灌丛和草丛中，也出现于山边耕地和村屯附近。常成群活动，群由数只至 20 多只组成，冬季结群较大，繁殖季节则分散活动。每群有固定的活动区域，取食地和栖息地较固定，领域性较强。通常在天一亮即开始活动，一直到黄昏。晚上栖于竹林或树上，常成群在一起栖息，头朝向同一方向。

5.4.8 评价区水生生物现状调查

本项目管线穿越的河流主要为小型河流及人工渠道。水生资料来源主要参考《川庆威远区块页岩气产能建设项目（一期）环境影响报告书》，该项目在 2022 年 4 月取得了四川省生态环境厅的批复。

（1）浮游植物

根据参考资料，评价区域共有水生藻类植物 7 门、9 纲、20 目、31 科、57 属、96 种。硅藻门和绿藻门的种类数占总数的 75%；其中，绿藻门 11 科、22 属、40 种，占 41.67%；硅藻门 9 科、16 属、32 种，占 33.33%；蓝藻门 5 科、10 属、12 种，占 12.5%；裸藻门 2 科、2 属、4 种；黄藻门 3 科、3 属、3 种；隐藻门 1 科、2 属、3 种；甲藻门 2 科、2 属、2 种。浮游植物中硅藻门以舟形藻属、脆杆藻属、针杆藻属为常见种；绿藻门以空球藻和盘星藻较为常见；蓝藻门的直链藻和甲藻门的角甲藻较常见。

（2）浮游动物

根据参考资料，评价流域有浮游动物 4 门、34 属、46 种，其中原生动物 13 属 16 种占浮游动物总数的 34.78%；轮虫 12 属 18 种，占浮游动物总数的 39.13%；枝角类 5 属 6 种，占浮游动物总数的 13.04%；桡足类 4 属 6 种，占浮游动物总数的 13.04%。种类数量最多的为轮虫，其次为原生动物。常见的轮虫为曲腿龟甲轮虫和角突臂尾轮虫等，常见枝角类为简弧象鼻溞和缺刺秀体溞，评价区常见的桡足类为台湾温剑水蚤。

（3）底栖动物

根据参考资料，评价流域河流中有大型底栖动物 31 种，隶属于 3 门，6 纲，10 目，24 科，30 属。评价区域内常见底栖动物有：淡水壳菜、扁蜉科、水蛭、河蚬、摇蚊幼虫、中国圆田螺等。其中淡水壳菜在水坝、引水渠以及以基岩为底质的河床生境中数量最多，常结成较厚的团块。中国圆田螺在各河流中分布广泛，数量较多。河蚬主要分布在以细沙或粗砂为底质的河床。扁蜉科生活于流水环境中，在溪流的各种底质如石块、枯枝落叶等下方表面往往采到大量稚虫。

（4）鱼类

①种类组成

本项目集输管线穿越的河流有纪家河、桂溪河、朱家桥河、五凤溪等，鱼类资源较少。根据参考资料，评价流域的鱼类主要有 5 目 6 科 11 属 11 种，以鲤形目为主，还包括鲇形目、鲈形目、鲢形目、合鳃鱼目。

鲤形目鱼类有 2 科 6 属 6 种，鳅科 1 属 1 种，为泥鳅；鲤科 5 属 5 种，为马口鱼、麦穗鱼、草鱼、鲫、白鲢；鲇形目有 1 科 2 属 2 种，为凹尾拟鲿、黄颡鱼；鲈形目有 1 科 1 属 1 种，即子陵吻鰕虎鱼；鲢形目有 1 科 1 属 1 种，即食蚊鱼；合鳃鱼目有 1 科 1 属 1 种，即黄鳝。经走访调查及查阅资料文献，无珍稀保护鱼类存在。

②鱼类三场和洄游通道

根据走访调查及资料文献，区域鱼类三场和洄游通道主要集中在沱江，本项目工程均不穿越沱江，因此在本次评价区域的河流无鱼类三场和洄游通道存在。

6 施工期环境影响评价与预测

6.1 施工期生态环境影响分析

6.1.1 对土地利用的影响评价

（1）占地类型统计

拟建工程占地分为永久占地和临时占地，永久占地主要是站场、管线三桩等，临时占地主要为钻井井场、施工作业带、堆管场、施工便道等。根据项目占地情况分析，项目占用的土地类型主要为耕地。

（2）永久占地对土地利用的影响

永久占地将改变现有土地利用现状，一定程度上导致耕地、林地等用地的减少，造成粮食作物、经济作物减产，林地面积损失，以及局部森林覆盖率降低。根据占地类型统计工程永久占地主要包括站场、管道三桩等占地，永久占地面积较小，约占整个区块面积的 0.05%，且永久占地以耕地为主，项目沿线区域分布有广阔的林地、耕地，项目站场、管道三桩等永久占地对区域土地利用的改变较小，对土地利用的影响较小。

项目建设前，业主应向沿线地区的国土部门提出工程用地申请，得到主管部门的批复后方可动工；建设单位要与地方政府及有关职能部门积极协调，在施工前认真落实地方有关征地补偿手续及其费用，配合地方政府解决工程沿线扰动区域内的土地占补平衡问题；同时在施工和运营期间要落实本报告书中的有关环境保护措施，将永久性工程占地对沿线地区土地利用的影响减到最小。

（3）临时占地对土地利用的影响

施工队伍租用当地民房，不设施工营地，工程临时占地主要为临时用地为钻井工程占地、管道施工占地、材料堆放场占地、施工道路工程占地等。

根据占地类型统计，项目占用的土地类型主要为耕地和林地。从宏观整体区域看，站场及管道沿线林地、耕地面积分布较广，项目临时占地面积较小，不会对该区域的土地利用结构造成较大改变。管道施工完毕，对施工临时占地进行恢复，管线两侧 5m 范围外可以重新种植深根作物，对土地利用

的影响也会逐渐消失。

6.1.2 对陆生生态的影响评价

（1）对植物资源的影响

①对施工区域的影响

本项目建设对植被的影响主要为钻前工程及集输管线占地对植被的影响。根据现场样方调查，管线穿越区域及新建钻井工程占地范围内主要以农田为主，穿越部分灌草地和林地，植物种类都是区域内分布广泛的常见种和广布种。工程施工会对施工区域内的植被进行清除，使相关种类的个体数量减少。但施工区域范围有限，严格控制施工作业带，站场为占地范围，受影响的个体数量非常有限，工程建设不会造成相关区域植物种群数量的明显改变，不会造成植物种类的减少和植物区系的改变。

总体来说，项目施工过程中会对该区域植被造成一定的影响，但由于植被均为当地常见物种，不会导致评价区内植物群落的种类数量发生变化，也不会造成植物物种的消失，对区域植被稳定性的破坏较弱。由于项目占地面积较小，施工活动造成的植物生物量损失极小，且项目施工周期短，施工结束后，通过复垦、恢复植被、补偿等措施，评价范围内被破坏的植被可以得到有效的恢复。

②对公益林的影响

本项目不占用公益林，因此不会对其进行施工扰动，本项目建设对无影响。

（2）对动物资源影响

根据现场调查、走访及资料收集，评价区受人类活动的干扰较大，未发现发现国家级保护野生动物与四川省重点保护野生动物。但本项目也应制定重点保护野生动物保护方案，在施工过程中加强巡查，若发现珍稀保护野生动物，应停止施工，立即按照保护方案采取保护措施，采取措施后对国家级重点保护野生动物及四川省级重点保护野生动物的影响可控。

6.1.3 对水生生态的影响评价

本项目在跨河管线建设会涉水，涉及河流为小型河流，采用开挖埋沟+稳管的方式穿越，涉河施工会影响河流水质，进而对水生生态造成影响。运行

期无需从河道取水、也无生产废水排入河道，对水生生物的影响很小。因此项目建设对河流生态的主要影响体现在施工期。

（1）对浮游生物的影响

施工导致水体颗粒悬浮浓度升高以及污染物对水体的污染，造成浮游生物种类组成和优势度的变化。另外，路面开挖后裸露的土石，工程的弃土弃渣，在雨水冲刷下形成路面径流也会进入水体，这些施工材料将会导致水体浑浊，破坏浮游生物的生长环境。

虽然施工期会改变原有浮游生物的优势度和物种种类组成，但是这种影响都是暂时的，浮游生物种类均为常见种，施工结束后能够恢复到原有状况，因此对浮游生物影响较小。

（2）对底栖动物的影响

水体底层为富含有机质的泥炭层，施工期水体底泥被搅动、搬运或疏挖后，底栖动物也将随底泥的取走而死亡或迁移它地。施工期间由于各种原因造成了对河流的水质的破坏，将造成部分物种的减少。施工结束后一些耐污抗低氧的底层生物如摇蚊类幼虫较快能够得到恢复，但短期内不会出现软体动物。当水生植物有所恢复后，吸附水草生活的虾、螺会逐渐增多，大型底栖动物也可望得到恢复。因沿线水生底栖动物在附近其他地区相似的环境中亦有分布，并非本地区的特有种，从物种保护的角度看，工程建设的影响可接受。

（3）对鱼类的影响

施工使水质受到一定程度破坏，浮游生物、底栖动物等饵料生物量的减少，改变了原有鱼类的生存、生长和繁衍条件，鱼类将择水而栖迁到其他地方，施工区域鱼类密度降低。

施工期在水下作业时，搅动水体和河床底泥，局部范围内破坏了鱼类的栖息地，对鱼类有驱赶作用，也会使鱼类远离施工现场，迁到其他地方，使施工区域鱼类密度降低。鱼类等水生生物生存空间的减少导致食物竞争加剧，致使种间和种内竞争加剧，鱼类的种群结构和数量都会发生一定程度的变化而趋于减少。根据历史资料记载及本次现场调查，项目穿越的河流为小型河流，鱼类数量较少，不属于鱼类集中分布区域。

管线施工时应尽可能将穿越河流工程施工时间选择在枯水季节，并加快管道穿越河流的施工速度，施工对水体的影响较小，故对鱼类产生的影响较小。

（4）项目取水对水生生态的影响

本项目在取水前，会办理相关取水手续并满足生态流量要求，能够有效降低对水生生态的影响。办理取水手续意味着开采活动必须在合法合规的框架内进行，取水量受到严格限制，避免了过度取水对河道生态系统的破坏。同时，确保生态流量的满足是保护水生生态的关键举措。生态流量能够维持河道内水生生物的生存空间和适宜的水文条件，保障水生生物的栖息地稳定。水生生物依赖稳定的水流和适宜的水深来完成洄游、繁殖等生命活动，合理的取水不会破坏这些基本条件。此外，生态流量的保障还能促进河道水质的自我净化，维持水生生态系统的健康状态。在这样的前提下，取水对水生生态的影响是有限且可控的，河道内的水生生物仍能在相对稳定的环境中生存和繁衍。

从长期来看，页岩气开采取水在满足生态要求的情况下，水生生态系统能够逐渐适应这种人为干预模式。生态系统具有一定的自我调节能力，经过一段时间的适应，水生生物的种群结构和数量分布会达到新的平衡。因此，只要严格遵循相关要求，页岩气开采取水对水生生态的影响是可以接受的。

6.1.4 对生态系统完整性的影响评价

施工活动对生态系统的影响主要体现在植被覆盖度、生物量和生态多样性等方面。首先，施工过程中清除或破坏原有植被会导致植被覆盖度下降，土壤结构的扰动可能进一步影响植被生长。本项目临时占用的耕地虽然面积较小，但施工结束后采取植被恢复和补植措施，可以有效促进植被覆盖度的恢复，减少对生态环境的不良影响，确保生态系统的可持续性。此外，施工活动的性质、强度和期限对生物量的影响显著，包括植物清除和生境改变等。尽管本项目施工导致的生物量损失相对较小，但通过生态恢复和土地复垦措施，可以促进生物量的恢复，保护区域生物多样性。

其次，施工活动对生态多样性的影响相对较小。尽管施工会直接侵占原有植被，但由于主要占用的是耕地且影响的植被为常见种，不会引起区域植

被生物多样性的显著减少。施工过程中的噪声和振动可能对周围野生动物产生干扰，但不太可能导致区域动物物种的减少，因此对区域动物的生物多样性影响有限。生态系统的完整性方面，由于项目占地面积较小，且主要为林地和耕地，施工活动不会降低区域生物多样性，也不会造成区域景观破碎化或生境异质性的改变。只要在施工过程中采用严格的管理制度和植被恢复措施，项目建设不会改变现有生态系统结构的完整性和功能的连续性，从而保障生态系统的健康和稳定。

6.2 施工期大气环境影响分析

6.2.1 钻前施工

各井场钻前工程主要包括新建井场、集液池、燃烧池、钻井办公生活区活动板房、钻井设备基础，以及对钻井设备工艺区场地实施防腐防渗作业、给排水、供配电等辅助工程，单个井场钻前工程施工期约为1个月，高峰时每天施工人员约30人，施工人员以当地民工为主。

钻前施工对环境空气的影响主要是道路扬尘及施工机械废气。扬尘主要来自施工现场运输车辆、筑路机械作业过程中扬起的灰尘。根据经验数据，在风速为1.2m/s或2.4m/s下土方和灰土的装卸、运输、施工或现场施工以及石料运输时距离50~150m处下风方向粉尘浓度为11.7~5.0mg/m³。项目所在区域的年平均风速约为1.5m/s，风速小，产生的扬尘量小，同时在易产尘施工点采取定点洒水湿式作业措施，可有效降低局部施工产尘点扬尘。钻前工程施工时间很短，完成后影响即可消失，无长期影响，对区域环境影响小。

各类施工机械在现场进行场地挖填、运输、施工等作业时，排放的废气中含CO和NO_x等污染物，由于施工机械为间断施工，加之污染物排放量小，本项目施工区域均位于开阔地带，利于扩散，对环境空气的不利影响很小，施工结束后，影响将消失。

施工期废气对当地环境空气影响较小，可控制在当地环境可接受范围内。

6.2.2 钻井工程

根据前文工程分析，本项目钻井阶段废气主要为车辆尾气，在停电状态下，井场将使用柴油机作为备用电源，将产生一定量的柴油机废气，油基泥

浆钻井有机废气，以及非常状态下事故放喷废气。

①柴油机废气

根据调查，区块所在区域电网情况较好，故钻井动力可接入网电，仅停电情况下启用备用柴油发电机发电。使用备用柴油发电机为钻井供电时，柴油机运行会产生柴油燃烧废气，其主要污染物 NO_x 、 SO_2 和颗粒物的浓度分别约为 25、77 和 $100\text{mg}/\text{m}^3$ ，废气采用柴油机设备自带的消烟除尘装置处理后经排气筒排放。柴油发电机仅在停电时备用，运行时间很短，一般不会超过 2 天，其燃料燃烧产生及排放的污染物量很少。

②油基泥浆钻井有机废气对大气环境的影响

油基泥浆钻井产生的有机废气来源于油基泥浆钻井过程、油基泥浆和油基岩屑暂存时挥发产生的无组织废气，油基泥浆主要成分为白油或柴油，废气成分主要为非甲烷总烃，产生量较小。项目油基泥浆配置好后用泥浆罐拉运至现场进行钻井，暂存时间较短；油基岩屑由废渣罐收集临时存放于泥浆不落地及循环系统区域，定期由危废资质单位进行转运，现场暂存时间短；在钻井过程中，对基础油、油基泥浆和油基岩屑的收集、暂存和储运必须采用全程密闭工艺流程，减少有机物挥发量；项目油基泥浆钻井时间较短，废气的产生随着施工的结束而结束。在此基础上，油基泥浆钻井时产生的有机废气对大气环境影响较小，在当地环境可接受范围内。

6.2.3 压裂测试工程

根据前文工程分析，压裂测试工程产生的废气主要为测试放喷燃烧废气以及非正常状态事故放喷废气。

（1）测试放喷废气

压裂完成后仅在目的层进行的测试放喷定产时产生页岩气燃烧废气，本项目目的层获取的页岩气不含硫化氢，页岩气经燃烧后产物主要为 NO_x 、 CO_2 和水蒸气，单井测试放喷时间约 3h，燃烧产物对环境的影响甚微，在当地环境可接受范围内。

（2）事故放喷废气

钻井进入气层后，有可能遇到异常高压气流，如果井内泥浆密度值过低，达不到平衡井内压力要求，就可能发生井场放喷。此时利用防喷器迅速

封闭井口，若井口压力过高，则打开放喷管线阀门泄压，即事故放喷。事故放喷一般时间较短，属于临时排放，放喷的页岩气经专用放喷管线引至燃烧池后点火燃烧，其燃烧主要产物为 NO_x 、 CO_2 和水。

事故放喷时间短，属临时排放，对环境的影响是可接受的。各钻井井场燃烧池据现场实际情况摆放，点火口距井眼距离 $\geq 75\text{m}$ ，距民房及公路等各种设施 $\geq 50\text{m}$ ，不在当地主导风向的上风向。根据设计及调查，各井场燃烧池周边 50m 无各种设施和民房，事故放喷不会对周边农户产生影响。

6.2.4 平台建设工程

根据前文分析，项目采气平台井站建设期间产生的废气主要为施工机械废气、施工粉尘、道路扬尘等。

（1）施工机械废气

由于施工机械为间断作业，且使用数量不多，本项目施工区域均位于开阔地带，利于扩散，因此施工期产生的机械废气对空气的不利影响较小。

（2）施工扬尘

工程基础施工时产生粉尘污染，一般情况下，其影响范围主要在施工区域周围 100m 范围内。在施工过程中，施工方应做到合理组织施工，严格遵守施工管理条例，做到文明施工，对产尘点进行洒水抑尘及推广湿式作业、禁止物料高空抛洒、必须使用商品砼、禁止设置混凝土搅拌站、易撒漏物质采用密闭车辆运输等措施，减少施工中土石方开挖、场地平整和物料装卸拟将产生的施工粉尘对周边环境的影响。在采取相应的措施后，施工扬尘对周边环境的影响小。

（3）汽车运输二次扬尘

对汽车运输产生的二次扬尘，施工过程中应加强进出车辆的清洗和进出道路的清扫工作，以减少物料运输二次扬尘对环境的污染。

总体来说，施工扬尘主要集中在开挖期，项目区周边敏感目标均较远，项目施工采取相应措施后，施工扬尘对其影响不大。

6.2.5 集输管线施工

施工废气主要为施工扬尘、施工机具尾气以及焊接烟尘。

（1）扬尘

扬尘主要产生于两个部分：管沟的地面开挖、填埋、土石方堆放，以及车辆运输过程产生的扬尘。施工期间产生的扬尘污染主要取决于施工作业方式、材料的堆放以及风力等因素，其中受风力的影响因素最大，随着风速的增大，施工扬尘的污染程度和超标范围也将随之增强和扩大。

管道的地面开挖、填埋、土石方堆放过程为分段进行，施工时间较短，作业带内产生的扬尘为无组织面源排放，根据类似工程的实际现场调查：在大风情况下施工现场下风向 1m 处扬尘浓度可达 $3\text{mg}/\text{m}^3$ 以上，25m 处为 $1.53\text{mg}/\text{m}^3$ ，下风向 60m 范围内 TSP 浓度超标。管道沿线的较近居民施工期内会受到施工扬尘的影响，但由于施工过程为分段进行，施工时间较短，且本项目拟建管道沿线土壤多比较湿润，因此总体而言，管线施工作业扬尘污染是短时的，且影响不会很大。由于四川气候湿润，再加上土壤本身的湿润性，地面开挖时产生的扬尘很少；在采取合理化管理、作业面和土堆适当喷水、土堆与建筑材料遮盖、大风天停止作业等措施后，施工扬尘对周围保护目标的影响会大为降低。

汽车施工阶段运输过程中，也会产生扬尘污染。扬尘量、粒径大小等与多种因素有关，如路面状况、车辆行驶速度、载重量、天气情况等。其中风速、风向等天气状况直接影响扬尘的传输方向和距离。由于汽车运输过程中产生的扬尘时间短、扬尘落地快、影响范围主要集中在运输道路两侧，故汽车运输扬尘对周边的环境空气影响程度和范围较小，影响时间也较短。如果采用道路定时洒水抑尘、车辆不要装载过满并采取密闭或遮盖措施，可大大减少运输扬尘对周围环境空气的影响。

总体而言，施工期扬尘对管道沿经各大气敏感点影响很小，属可接受范围。

（2）施工机具尾气

施工期间，运输汽车、施工机械由于使用汽油或柴油，将产生燃烧尾气，主要污染物为 CO 、 NO_x 等。但由于废气量较小，且施工现场均在野外，有利于空气的扩散，同时废气污染源具有间歇性和流动性，该类污染源对大气环境的影响较小。

（3）焊接烟尘

管道焊接过程会产生少量的焊接烟尘，焊接过程位于开阔地带，有利于废气扩散，对环境的影响较轻。且这种污染是短期的，工程结束后，污染也随之消失。

6.2.6 项目施工期对区域大气环境影响分析

根据典型单项工程各施工阶段大气环境影响预测分析，本项目各单项工程各阶段大气环境影响范围小，主要表现为单项工程周边小范围的大气环境影响，影响距离一般小于 200m 范围，且仅表现为污染物浓度的小幅度增加，均控制在当地环境可接受范围内。综上所述，本项目施工期不会改变区域环境空气功能区划，对区域大气环境影响可接受。

6.3 施工期地表水环境影响分析

6.3.1 钻前施工

钻前工程的水污染主要来自各井场道路、井场平整和基础施工过程中产生的施工废水（主要污染物为 SS）以及施工人员的生活污水（主要污染物为 COD、SS 和 $\text{NH}_3\text{-N}$ 等）。

（1）施工废水

钻前施工主要为土建施工，产生的施工废水由场地截排水沟截留，经简单沉淀处理后循环用于施工场地洒水抑尘和混凝土养护用水。钻前施工无废水排放，对当地地表水环境影响很小，环境可接受。

（2）生活污水

本项目单井场钻前工程施工期约 1 个月，施工队伍主要临时聘用周边居民，施工现场不设置施工营地，施工人员生活污水依托周边现有设施处理，对当地地表水环境影响较小，环境可接受。

综上所述，本项目钻前工程无废水外排。

6.3.2 钻井施工

本项目钻井期间废水主要为完井施工阶段产生的钻井废水（包括泥浆压滤脱水以及设备冲洗废水）、洗井废水、方井雨水、井场初期雨水以及钻井队人员生活污水。

本项目严格实施雨污分流制度和钻井污染物“不落地”处理，钻井过程中实现废水收集处理循环利用，无废水外排。

（1）钻井废水

水基泥浆钻井完钻阶段废水主要为水基泥浆压滤出水、洗井废水和设备清洗废水。水基泥浆钻井过程中钻井废水全部经井场配备的随钻处理系统处理后上清液循环利用于钻井泥浆循环系统，完钻后，钻井废水暂存于集液池内，用于后续配置压裂液，钻井过程中无废水外排。

（2）洗井废水

钻井过程中为了确保下套管顺利、防岩屑床的形成和确保测试顺利进行洗井作业而产生的洗井废水。洗井废水回用于配置压裂液，不外排。

（3）方井雨水

由于方井区域在钻井施工过程中会产生一定的散落污泥，下雨时产生的方井雨水会含有一定的污染物，主要为 SS 和石油类。方井雨水钻井期间回用于水基泥浆或压裂液调配用水。

（4）井场初期雨水

初期雨水染物主要为 SS 和少量石油类，本项目各井场均采用雨污分流制，井场外的雨水通过四周修建的截排水沟排入附近的冲沟排放；井场内的初期雨水通过修建的排水明沟导入各井场的集液池内暂存，用于钻井泥浆和压裂液配置用水。

（5）生活污水

本项目钻井平台采用双机钻时，生活污水产生量为 $7.2\text{m}^3/\text{d}$ ；钻井平台采用单机钻时，生活污水产生量为 $3.6\text{m}^3/\text{d}$ 。生活污水水质较为简单，经移动式厕所收集后拉运地方城镇污水处理厂，不外排。

综上所述，本项目钻井期间无废水外排。

6.3.3 压裂测试工程施工

本项目压裂测试工程废水主要包括压裂返排液和施工人员生活污水。

（1）压裂返排液

本项目水力压裂采用 90m/段的长段压裂方案，平台压裂返排液产生总量约为 109.296 万 m^3 。压裂返排液由压裂液罐（容积 $16\times 100\text{m}^3$ ）+集液池（容积 2000m^3 ）暂存，同时区域内威 204H41 平台储水池 15000m^3 、威 204H63 平台集液池 6000m^3 、威 204H84 平台集液池 6000m^3 ，可作为区块内压返液暂存

中转地，根据建设单位对区域滚动开发情况，压裂返排液将大部分回用于平台内压裂液配置以及区域其他平台用于压裂液配置，无法回用的（5%）转运至回注井回注处置或有处理能力污水处理厂处置后回用，不外排。

（2）生活污水

各平台压裂施工人员生活污水依托钻井期间移动式厕所收集后外运污水处理厂处理。

综上所述，本项目压裂测试工程期间无废水外排。

（3）压裂取水影响

本项目钻井和压裂取水均优先使用其他井场产生压裂返排液，不够的就近取自平台附近的水库或者河流等地表水体取水，采用潜水泵取水、软管管道输水方式输送至井场压裂液罐（1600m³）+集液池（2000m³）储存供给。根据项目施工时序、项目供水量以及取水河流或水库水流量调查，项目施工期取水情况及占取水河流流量占比非常小，取水比例远远小于生态流量10%，项目所在区域地表水水资源丰富，故本项目实施期间取水不会对区域地表水体造成较大影响；同时项目取水点不涉及无集中式饮用水源保护区，本项目要求在施工取水前，须取得水务部门同意取水后方可取水，项目施工取水对当地地表水环境影响较小，可接受。

6.3.4 采气平台井站工程施工

本项目采气平台井站施工期废水主要来自施工废水、站场管线试压废水和施工人员生活污水。

（1）施工废水

主要为砂石料拌合及混凝土养护废水、施工机具保洁废水等，主要污染为以SS为主，施工废水由各场地修建的截排水沟截留，经简单沉淀处理后循环利用于各场站施工场地洒水抑尘和混凝土养护用水，不外排。

（2）站场管线试压废水

本项目站场管线采用清水试压，预计单个平台试压废水产生量约4m³，试压废水经沉淀后回用于施工洒水抑尘等，不外排。

（3）生活污水

本项目各采气平台井站施工人员主要为就近聘请的当地民工和专业设备

安装调试人员，生活污水依托周边农户现有设施进行收集处置，不外排。

综上所述，本项目采气平台井站施工期间无废水外排。

6.3.5 集输管线施工

本项目集输管线施工期对地表水的影响主要包括施工废水、试压废水、施工人员生活污水及管线穿越沟渠对地表水的影响。

（1）施工废水

集输工程施工废水主要为施工机械冲洗废水，主要污染物为 SS，通过沉淀处理后，回用于施工场地洒水降尘，不外排。

（2）试压废水

试压废水主要污染物为悬浮物，包括机械杂质和泥沙等。本项目试压废水总产生量约为 3598m³，试压废水施工管道分段产生，分段收集，经沉淀处理后用于管道施工过程中洒水抑尘或区域钻井施工用水，不外排。

（3）生活污水

本项目管道施工不设施工营地，施工人员生活污水依托沿线周边居民现有设施处理，无集中生活污水产生。

（4）管道穿越水体对地表水环境影响

围堰导流开挖在施工期将对水体水质产生短期影响，主要是使水中泥沙含量显著增加。但这种影响是局部的，本项目穿越水体在枯水期施工作业，施工时间短，工程量小，在水体流过一段距离后，由于泥沙的重新沉积会使水体的水质恢复到原有状况，施工过后，原有河床形态得到恢复，不会对水体功能和水质产生明显影响。

综上所述，本项目集输管线施工期无废水外排，管线穿越工程对水体影响较小，环境可接受。

6.4 施工期地下水环境影响分析

本项目主要由钻井、储层改造、采气和地面集输工程组成，结合各场地各阶段地下水环境影响识别结果，由于区块内各场地均为标准化建设，施工工艺、建设流程、地下水污染影响途径与方式、特征污染物等特征相似，故区块内同类型项目对地下水影响也相近。由于区块内场地分散且分属于不同水文地质单元，且各场地由于所在区域水文地质条件相近程度较高。因此，

本次评价依据项目场地建设类型、项目组成内容、水文地质特征、场地空间分布情况、地下水环境敏感点分布等情况，考虑各同类型项目对地下水的影响方式、影响程度和水文地质条件相近性，在区块内选取典型场地作为典型影响预测评价对象，然后由点及面综合分析本项目各类型项目建设对地下水环境的综合影响。同时，本次评价不仅考虑各场地建设工程对地下水环境的影响，还要分析本项目工程建设对区内地下水环境的叠加影响，以及分析项目建设对分散式地下水敏感点的影响，为项目建设对地下水环境影响程度分析、地下水污染防控措施制定提供可靠依据。

根据上述预测评价原则，本次评价选取了位于不同水文地质单元、不同工程内容、不同水文地质特征、不同地貌特征等场地作为本次预测分析的对象。根据上述原则，本次评价将威 217H3、威 217H9、威 217H24、威 204H91 场站和采出水管线作为本次重点预测评价对象。

6.4.1 预测情景假设

（1）正常状况

本项目施工期的建设内容主要由钻井工程的钻前工程、钻井工程、储层改造工程和地面集输工程的场站基建、设备安装、管线埋设等组成。正常状况下，各施工建设环节均按照设计要求施工，采取严格的防渗、防溢流、防泄漏、防腐蚀、处置达标排放、定期巡检维护等措施，结合多年页岩气开采实践，在正常状况下各场地污废物发生跑冒滴漏情况并产生地下水污染影响的可能性较小。同时，本区块开发项目在建设过程中严格执行地下水导则要求的地下水污染防渗措施，防渗措施对污废水的有很好的阻隔效果，所泄漏的污染物很难进入到含水层，因此本项目实施在正常状况下对地下水环境影响较小。

（2）非正常状况

本项目非正常状况是指根据地下水导则，各场地项目在建设施工过程中可能会出现工艺设备或地下水环境保护措施因系统老化、腐蚀等原因不能正常运行或保护效果达不到设计要求，导致项目产生的污废水会进入到地下水含水层中，对地下水产生影响，因此，本次预测评价重点对非正常状况情景

进行地下水环境影响预测。根据石油天然气导则，结合工程分析及地下水环境影响识别结果，本次评价非正常状况施工期预测情景假设如下：

本项目施工期钻前、场站、管线基础设施修建主要为基建施工，场地基建施工的产排污环节较少，污染物简单，处置措施成熟，对地下水环境的影响小。根据地下水导则和石油天然气导则预测原则，本次施工期预测在进行工程分析的基础上，从污废水产生量、污染物浓度以及储罐、池体或管线中污废水存储时间等因素考虑，对施工周期长、污染物产生量大、种类多、部分工程内容隐蔽复杂的钻井阶段和储层改造阶段进行预测。综上，本次评价将钻井工程套管破损钻井泥浆通过井壁渗漏、储存压裂返排液的集液池池体破损泄漏后进入到浅层含水层的非正常状况作为本次施工期的预测情景。

（3）管线建设期对地下水环境影响预测与评价

管道在敷设过程中，主要影响来自其开挖对地下水的扰动。由于局部地段地下水埋深小，管沟施工可能揭露地下水位，扰动浅表地下水，增加地下水浊度，但因施工时间短，对地下水扰动较小，泥沙影响范围小，管线在施工结束后即可恢复正常。

此外，管线建设过程的其他类污染源还包括：管道施工人员生活污水和施工废水。根据设计资料，本项目在管道施工期间就近租用民房可不设置施工营地，施工期生活污水主要依托当地的生活污水处理系统得到妥善处置；若需要设置施工营地的应设临时旱厕或采用移动厕所，生活污水及粪便经化粪池简单处理后用作农家肥。因此，施工期生活污水对沿线地下水环境的影响较小。施工生产废水主要包括施工机械维护和冲洗废水，施工生产单位应根据相应的环保要求设置污水处理设施，施工废水优先回用，不能回用的将废水统一收集起来进行集中处理，防止生产废水未经处理直接排放进入环境污染地下水。管线试压采用清水作为试压介质，试压结束后对排水进行处理，经沉淀后回用于洒水降尘，试压废水禁止排放至具有饮用水功能的水源保护区。因此，整体上管线建设施工废水对地下水造成影响较小。

6.4.2 预测时段及预测因子

（1）预测时段

根据地下水导则，建设期地下水环境影响预测时段选取可能产生地下水污染的关键时段，包括污染发生后 100d、1000d、跟踪评价年限和能反映特征因子迁移规律的其他重要的时间节点。

（2）预测因子

本项目预测因子的选择既考虑了区块内已实施项目废水污染物监测结果，又考虑了预测因子的类别、浓度、代表性、预测的可行性，预测因子标准指数计算值最大，根据上述原则，本次评价将钻井废水、压裂返排液废水中所含的石油类、氯化物、钡和 COD 作为预测因子。

6.4.3 污染源强概化

各场地污染物泄漏量计算结果见表6.4-1。

表 6.4-1 施工期典型场地池体泄漏量计算结果表

井场编号	泄漏情景	包气带渗透系数 m/d	井场地下水埋深/m	池中液体深度/m	池底面积 m ²	泄漏时间/天	泄漏量 m ³ /d
威 217H24	压裂返排液暂存的储存池泄漏	**	**	**	**	**	**
威 217H9		**	**	**	**	**	**
威 217H3		**	**	**	**	**	**
威 204H91		**	**	**	**	**	**

（3）源强计算结果

根据本次地下水的评价原则最终确定以威 217H3、威 217H9、威 217H24、威 204H91 场站作为典型预测场地，其他场地对地下水的影响特征可参照分析。本次评价污染物浓度取值主要根据本区块周边区块的污水水质监测数据所得，且类比污废水数据所对应的工程内容、施工工艺和开采层位与本项目一致，故本次所采用参数能够代表本区块的特征，最终依据区块内已实施页岩气开采项目施工期污水的水质成分情况，非正常状况下施工期污染物浓度及源强计算结果见表 6.4-2。

表 6.4-2 施工期非正常状况污染物预测源强

井位编号	预测阶段	泄漏位置	污染物	污染物浓度 (mg/L)	渗漏量 (m³)	污染物渗 漏量 (g)
威 217H24、 威 217H9、威 217H3、威 204H91	施工期	钻井泥浆 漏失	COD	**	24	**
			石油类	**		**
			氯化物	**		**
威 217H24		储存池压 返液泄漏	钡	**	42.39	**
			石油类	**		**
			氯化物	**		**
威 217H9			钡	**	45.72	**
			石油类	**		**
			氯化物	**		**
威 217H3			钡	**	38.57	**
			石油类	**		**
			氯化物	**		**
威 204H91			钡	**	49.8	**
			石油类	**		**
			氯化物	**		**

6.4.4 预测与评价范围

本次施工期评价模拟预测范围为各场地所在评价范围，包含了地下水保护目标和可能的环境影响区域，预测范围见评价范围一节。

6.4.5 水文地质条件概化

各项水文地质参数取值见表 6.4-3。

表 6.4-3 水文地质模拟参数取值

场地	含水层厚度/m	地下水流速 m/d	有效孔隙度	纵向弥散系数 m ² /d	横向弥散系数 m ² /d	渗透系数 m/d	水力坡度
威 217H24	30	0.0110	0.1	0.22	0.022	0.038	0.029
威 217H9	30	0.0084	0.09	0.18	0.018	0.045	0.0167
威 217H3	30	0.0141	0.115	0.31	0.031	0.033	0.049
威 204H91	30	0.0090	0.105	0.22	0.022	0.041	0.023
管线	30	0.0218	0.1	0.39	0.039	0.052	0.042

6.4.7 预测结果评价与分析

通过对项目各阶段可能对地下水产生的影响分析可知，本钻井工程钻井阶段在非正常状况下可能发生风险并对地下水产生影响，下面将就各阶段对地下水的影响分析如下。此外，本次评价污染物影响与超标情况将以各预测因子的预测贡献值、检出限、地下水质量标准值和叠加环境质量现状值作为判别依据（表6.4-4），当预测的贡献值叠加环境质量现状值的结果超过环境质量标准限值时即可视为污染物对地下水产生超标污染，当贡献值的预测结果超过检出限时即可视为污染物对地下水环境产生影响。

表 6.4-4 各污染指标质量标准及检出限一览表

类别	COD	氯化物	钡	石油类
环境质量标准 mg/l	20	250	0.7	0.05
检出限 mg/l	4	0.15	0.01	0.01
环境质量现状值 mg/l（威 217H3）	7	39.2	0.433	0
环境质量现状值 mg/l（威 217H9）	8	10.1	0.686	0
环境质量现状值 mg/l（威 217H24）	6	25.8	0.473	0
环境质量现状值 mg/l（威 204H91）	6	65.7	0.292	0
环境质量现状值 mg/l（管线）	6	30.9	0.378	0

注：上述标准参照《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中Ⅲ类水标准，COD、石油类参考《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）。

（1）非正常状况威 217H3 场站预测评价结果

①钻井阶段——钻井泥浆滤失

根据钻井阶段钻井泥浆漏失假设情景预测结果（图 6.4-1~3 和表 6.4-5）可知，随着泄漏发生后时间的推移，污染晕随地下水流向下游迁移，污染晕的浓度逐渐降低。污染物 COD 在泄漏发生 365 天时，最大超标距离为 23m，最大影响距离至下游 34m 处；1000 天时，污染物浓度降低至标准值以下，超标影响消失，影响距离迁移至下游 47m 处；1000 天时，污染物浓度降低至检出限以下，污染影响消失。污染物氯化物在泄漏发生 30 天时，最大超标距离为 5m，最大影响距离至下游 18m 处；污染物氯化物在泄漏发生 100 天时，污染物浓度降低至标准值以下，超标影响消失，影响距离迁移至下游 30m 处；3650 天时污染物影响范围至下游 170m 处。污染物石油类在泄漏发生 100 天时，最大超标距离为 10m，最大影响距离至下游 18m 处；365 天时，污染物浓度降低至标准值以下，超标影响消失，影响距离为下游 25m 处；

1000 天后污染物浓度降低至检出限以下，污染影响消失。

②压裂返排阶段——集液池泄漏

根据钻井阶段集液池泄漏假设情景预测结果（图 6.4-4~6 和表 6.4-5）可知，随着泄漏发生后时间的推移，污染晕随地下水流向下游迁移，污染晕的浓度逐渐降低。污染物钡在泄漏发生 1000 天时，污染物最大超标距离迁移至下游 42m 处，影响距离迁移至下游 84m 处；3650 天时污染物浓度降低至标准值以下，影响距离迁移至下游 161m 处，随后较短时间内污染物影响消失。污染物氯化物在泄漏发生 365 天时，污染物最大超标距离迁移至下游 23m 处，影响距离迁移至下游 65m 处；1000 天时，污染物浓度降低至标准值以下，污染物最大影响距离迁移至下游 107m 处；3650 天时污染物影响范围至下游 211m 处。污染物石油类在泄漏发生 1000 天时，污染物最大超标距离迁移至下游 41m 处，影响距离迁移至下游 66m 处；3650 天时污染物浓度降低至检出限以下，影响距离迁移至下游 115m 处，随后较短时间内污染影响消失。

（2）非正常状况威 217H9 场站预测评价结果

① 钻井阶段——钻井泥浆滤失

根据钻井阶段钻井泥浆漏失假设情景预测结果（图 6.4-7~9 和表 6.4-6）可知，随着泄漏发生后时间的推移，污染晕随地下水流向下游迁移，污染晕的浓度逐渐降低。污染物 COD 在泄漏发生 1000 天时，最大超标距离为 28m，最大影响距离至下游 43m 处；1825 天时，污染物浓度降低至标准值以下，超标影响消失，影响距离迁移至下游 52m 处；3650 天时，影响距离迁移至下游 61m 处，随后较短时间污染影响消失。污染物氯化物在泄漏发生 30 天时，最大超标距离为 6m，最大影响距离至下游 14m 处；污染物氯化物在泄漏发生 365 天时，污染物浓度降低至标准值以下，超标影响消失，影响距离迁移至下游 44m 处；3650 天时污染物影响范围至下游 132m 处。污染物石

油类在泄漏发生 100 天时，最大超标距离为 11m，最大影响距离至下游 15m 处；1000 天时，污染物浓度降低至标准值以下，超标影响消失，影响距离为下游 30m 处；3650 天后污染物浓度降低至检出限以下，污染影响消失。

②压裂返排阶段——集液池泄漏

根据钻井阶段集液池泄漏假设情景预测结果（图 6.4-10~12 和表 6.4-6）可知，随着泄漏发生后时间的推移，污染晕随地下水流向下游迁移，污染晕的浓度逐渐降低。污染物钡在泄漏发生 3650 天时，污染物最大超标距离迁移至下游 123m 处，影响距离迁移至下游 128m 处；由于该场地环境质量现状值较高，在 3650 天叠加时已接近标准值，随后较短时间内超标影响消失。污染物氯化物在泄漏发生 1000 天时，污染物最大超标距离迁移至下游 28m 处，影响距离迁移至下游 84m 处；1825 天时，污染物浓度降低至标准值以下，污染物最大影响距离迁移至下游 113m 处；3650 天时污染物影响范围至下游 162m 处。污染物石油类在泄漏发生 3650 天时，污染物最大超标距离迁移至下游 56m 处，影响距离迁移至下游 101m 处，在 3650 天时已接近标准值，随后较短时间内污染影响消失。

图 6.4-12 污染物氯化物迁移距离与贡献值浓度关系曲线示意图

（3）非正常状况威 217H24 场站预测评价结果

①钻井阶段——钻井泥浆滤失

根据钻井阶段钻井泥浆漏失假设情景预测结果（图 6.4-13~15 和表 6.4-7）可知，随着泄漏发生后时间的推移，污染晕随地下水流向下游迁移，污染晕的浓度逐渐降低。污染物 COD 在泄漏发生 365 天时，最大超标距离为 23m，最大影响距离至下游 31m 处；1825 天时，污染物浓度降低至标准值以下，超标影响消失，影响距离迁移至下游 54m 处；3650 天时，影响距离迁移至下游 51m 处，随后较短时间污染影响消失。污染物氯化物在泄漏发生 30 天时，最大超标距离为 56m，最大影响距离至下游 15m 处；污染物氯化物在泄漏发生 100 天时，污染物浓度降低至标准值以下，超标影响消失，影响距

离迁移至下游 26m 处；3650 天时污染物影响范围至下游 148m 处。污染物石油类在泄漏发生 100 天时，最大超标距离为 11m，最大影响距离至下游 16m 处；365 天时，污染物浓度降低至标准值以下，超标影响消失，影响距离为下游 25m 处；1825 天后污染物浓度降低至检出限以下，污染影响消失。

② 压裂返排阶段——集液池泄漏

根据钻井阶段集液池泄漏假设情景预测结果（图 6.4-16~18 和表 6.4-7）可知，随着泄漏发生后时间的推移，污染晕随地下水流向下游迁移，污染晕的浓度逐渐降低。污染物钡在泄漏发生 3650 天时，污染物最大超标距离迁移至下游 57m 处，影响距离迁移至下游 142m 处；由于该场地环境质量现状值较高，在 3650 天叠加时已接近标准值，随后较短时间内超标影响消失。污染物氯化物在泄漏发生 1000 天时，污染物最大超标距离迁移至下游 24m 处，影响距离迁移至下游 92m 处；1825 天时，污染物浓度降低至标准值以下，污染物最大影响距离迁移至下游 125m 处；3650 天时污染物影响范围至下游 182m 处。污染物石油类在泄漏发生 1825 天时，污染物最大超标距离迁移至下游 50m 处，影响距离迁移至下游 79m 处，在 3650 天时，污染物浓度降低至标准值以下，影响距离迁移至下游 109m 处，随后较短时间内污染影响消失。

（4）非正常状况威 204H91 场站预测评价结果

① 钻井阶段——钻井泥浆滤失

根据钻井阶段钻井泥浆漏失假设情景预测结果（图 6.4-19~21 和表 6.4-8）可知，随着泄漏发生后时间的推移，污染晕随地下水流向下游迁移，污染晕的浓度逐渐降低。污染物 COD 在泄漏发生 365 天时，最大超标距离为 22m，最大影响距离至下游 30m 处；1825 天时，污染物浓度降低至标准值以下，超标影响消失，影响距离迁移至下游 49m 处；3650 天时，污染物浓度降低至检出限以下，污染影响消失。污染物氯化物在泄漏发生 30 天时，最大超

标距离为 6m，最大影响距离至下游 15m 处；污染物氯化物在泄漏发生 365 天时，污染物浓度降低至标准值以下，超标影响消失，影响距离迁移至下游 47m 处；3650 天时污染物影响范围至下游 140m 处。污染物石油类在泄漏发生 100 天时，最大超标距离为 10m，最大影响距离至下游 16m 处；365 天时，污染物浓度降低至标准值以下，超标影响消失，影响距离为下游 24m 处；1825 天后污染物浓度降低至检出限以下，污染影响消失。

② 压裂返排阶段——集液池泄漏

根据钻井阶段集液池泄漏假设情景预测结果（图 6.4-22~24 和表 6.4-8）可知，随着泄漏发生后时间的推移，污染晕随地下水流向下游迁移，污染晕的浓度逐渐降低。污染物钡在泄漏发生 1825 天时，污染物最大超标距离迁移至下游 39m 处，影响距离迁移至下游 97m 处；3650 天时污染物浓度降低至标准值以下，影响距离迁移至下游 136m 处，随后较短时间内污染物影响消失。污染物氯化物在泄漏发生 1000 天时，污染物最大超标距离迁移至下游 30m 处，影响距离迁移至下游 91m 处；1000 天时，污染物浓度降低至标准值以下，污染物最大影响距离迁移至下游 123m 处；3650 天时污染物影响范围至下游 175m 处。污染物石油类在泄漏发生 1825 天时，污染物最大超标距离迁移至下游 49m 处，影响距离迁移至下游 77m 处；3650 天时污染物浓度降低至检出限以下，影响距离迁移至下游 104m 处，随后较短时间内污染影响消失。

6.4.8 地下水预测结果及其影响情况分析

（1）对含水层的影响分析

根据施工期地下水环境影响预测结果表明，钻井泥浆泄漏、集液池泄漏时各类污染物在地下水的对流弥散作用下，向下游逐渐迁移，超标和影响面积呈现出先逐渐增大后逐渐缩小的趋势，污染物浓度逐渐增加。预测情景中管线泄漏对地下水环境的超标影响相对较大，钻井泥浆泄漏、集液池泄漏对地下水环境的污染影响相对较小，但由于氯化物的检出限较低，叠加背景值后远小于标准值，使得分析出影响时间较久、距离较远。预测时段，钻井泥

浆泄漏各类污染物最大超标距离在下游 22~28m（COD），最大影响距离在下游 132~170m（氯化物）；预测时段，集液池泄漏各类污染物最大超标距离在下游 42~123m（钡），各类污染物最大影响距离在下游 162~211m（氯化物），因此，根据预测结果，本项目若发生钻井泥浆泄漏和集液池泄漏应重点跟踪监测地下水中钡、COD 和氯化物的变化情况。本次评价结合各场地所在水文地质条件特征，类比了典型场站的预测结果，分析了各水文地质单元内分布场地实施过程中发生钻井泥浆泄漏、集液池泄漏对地下水环境的影响分析。

（2）对分散保护目标的影响分析

根据施工期情景污染影响的预测结果，结合各场地内地下水保护目标与井场的相对位置关系，评价区内地下水保护目标影响结果表明井场下游28m或123m以内的地下水保护目标可能会发生超标现象，下游170m或211m以内的地下水保护目标可能会受到井场污染事故的影响。根据上述地下水污染事故可能的影响范围的预测分析结果，各井场下游地下水保护目标可能受影响情况分析情况见表6.4-10，由分析结果可知，在预测情景下下游个别保护目标存在影响情况，但都未发生超标，对地下水影响相对较小，因氯化物检出限较低的原因导致污染晕迁移距离较远，使得多数保护目标表现为受影响，而COD和石油类运移至保护目标处已降低至检出限以下。因此，在发生假设情景事故时，应重点跟踪监测上述范围内的保护目标，若发生污染应及时修复。

6.5 施工期噪声环境影响分析

由于本项目噪声影响范围小，各单项工程项目噪声环境影响不叠加，同时由于井场钻前施工和采气站、集输管线施工工艺类似（主要为土建施工），故本评价按照单项工程施工期分阶段论述声环境影响分析。

本项目噪声预测模式采用《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ2.4-2009）中规定的点源衰减模式进行声环境预测。

点声源衰减模式如下：

$$L_P = L_{P_0} - 20L_g(r/r_0)$$

式中： L_P —距声源 r （m）处声压级，dB（A）；

L_{PO} —距声源 r_o (m) 处声压级, dB (A)。

施工机具综合影响采用以下预测模式:

a) 建设项目声源在预测点产生的等效声级贡献值(L_{eqg})计算公式:

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

式中: L_{eqg} —建设项目声源在预测点的等效声级贡献值, dB (A);

L_{Ai} — i 声源在预测点产生的 A 声级, dB (A);

T —预测计算的时间段, s;

t_i — i 声源在 T 时段内的运行时间, s。

b) 预测点的预测等效声级(L_{eq})计算公式:

$$L_{eq} = 10 \lg \left(10^{0.1L_{eqg}} + 10^{0.1L_{eqd}} \right)$$

式中: L_{eqg} —建设项目声源在预测点的等效声级贡献值, dB (A);

L_{eqd} —预测点的背景值, dB (A)。

利用公式对施工机械噪声的影响范围(作业点至噪声值达到标准的距离)进行预测, 施工机械在不同距离处噪声影响。

6.5.1 钻前施工

(1) 源强

根据工程分析可知, 钻前工程施工期的噪声主要是推土机、挖掘机、载重汽车等运行中产生的, 噪声源强见前文表 4.1-2。

(2) 预测分析

利用噪声衰减公式对施工机械噪声的影响范围(作业点至噪声值达到标准的距离)进行预测, 在不考虑任何声屏障和噪声防治措施的情况下, 施工机械在不同距离处噪声影响见表 6.5-1。

表 6.5-1 钻前施工机械噪声影响范围预测结果 单位: dB (A)

机械名称	10m	30m	50m	70m	100m	130m	150m	200m
推土机	79.0	69.4	65.0	62.1	59.0	56.7	55.5	53.0
挖掘机	78.0	68.4	64.0	61.1	58.0	55.7	54.5	52.0
载重汽车	76.0	66.4	62.0	59.1	56.0	53.7	52.5	50.0
钻孔机	65.0	55.5	51.0	48.1	45.0	42.7	41.5	39.0
空压机	68.0	58.5	54.0	51.1	48.0	45.7	44.5	42.0
振动棒	66.0	56.5	52.0	49.1	46.0	43.7	42.5	40.0

由上表可知，在不考虑任何声屏障和噪声防治措施的情况下，在距离 50m 处施工机具对声环境的贡献值为 51.0~65.0dB（A），在距离 100m 处施工机具对声环境的贡献值为 45.0~59.0dB（A），在距离 200m 处施工机具对声环境的贡献值为 39.0~53.0dB（A）。

本项目各平台井场钻前工程夜间不施工，不存在施工噪声夜间超标环境影响；在不采取任何土建施工噪声防治措施的情况下，通过施工期噪声预测可知，在临近厂界 28m 范围内使用高噪声设备可能造成施工场界噪声不能满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）规定的昼间 70dB（A）限值要求，需要采取适当措施降低环境影响。在钻前工程施工过程中，应尽量将高噪声设备安排在井场内远离周边居民点的位置布置，并选择合理的施工时间，避开周边居民休息时间进行施工，尽量将施工噪声对居民的影响降到最小，避免噪声扰民。

（3）敏感点噪声影响

根据现场调查，本项目各井场外 300m 评价范围内均有少量散户居民分布，各井场在钻前施工时产生的噪声均不可避免会对附近居民点产生一定的影响；但由于钻前施工全部在昼间进行，夜间不施工，钻前施工时间较短，约 1 个月，因此对周围居民的影响是短暂的。在钻前工程施工过程中，应尽量选择合理的施工时间，高噪声设备作业可尽量避开周边居民午间休息时间，最大程度的避免噪声扰民；同时，各井场周围分布有树木、山体等自然声屏障，对噪声的传播会起到一定的阻隔作用；另外，本项目各井场钻前工程施工期较短，且仅昼间施工，施工噪声对环境影响程度有限，且周边居民分布较少，施工噪声影响随施工的结束而消失，不会形成施工噪声的长期声环境影响，其环境影响可控制在当地环境可接受范围内。

6.5.2 钻井施工

（1）源强

钻井工程优先采用市政供电，因实际情况无法采用网电时使用柴油发电机供电，可能会对周围居民产生影响。本项目各井场设柴油动力机 4 台（3 用 1 备），考虑最不利情况下使用柴油动力机、发电机钻井作业对周围人居

环境产生的影响。则各井场钻井阶段钻井噪声主要来源于 4 台（3 用 1 备）柴油机、2 台发电机、2 台钻机、6 台泥浆泵、6 台振动筛等设备产生的机械噪声；此外，在压裂测试过程将产生压裂噪声。本项目单井场噪声源性质见表 3.1-15。

根据各噪声设备的噪声级和布置，其中主要噪声源为柴油机组，钻机、泥浆泵、振动筛、柴油机主要分布在井场井口周边 20m 内，发电机布置在后场左方。在预测敏感点的噪声值时，将井口周围 20m 范围内的噪声源简化为 1 个噪声源点，位置为井口位置。噪声源简化后，钻井期间噪声源为 2 个，其中一个为叠加噪声源，根据噪声叠加模式计算井口周围 20m 范围内各主要噪声设备近似点源的噪声值为 97.0dB（A），另一个为发电机噪声源，噪声值为 85dB（A）。各钻井井场噪声源见下表：

表 6.5-2 典型井场钻井工程主要噪声源强调查清单

阶段	噪声设备	数量	空间相对位置关系 m			源强dB（A）（1m处）	声源控制措施	降噪后源强	运行时段	声源种类
			X	Y	Z					
正常工况	钻井设备	2套	-1	-1	1.5	90~100	置于钻井井场内，基础安装减振垫层	85~95	昼夜连续	固定声源
	泥浆泵	6台	11	-10	1	85~90		80~85		
	振动筛	6台	12	-15	1.2	85~90		80~85		
	离心机	6台	13	-20	1.5	85~90		80~85		
停电	柴油机	8台	27	6	1.2	90~95	排气筒上自带高质量消声器	80~85	昼夜连续	固定声源
	发电机	2台	27	8	1.2	85~90	设置发电机房，减震、吸声	75~85	昼夜连续	固定声源
非正常工况	放喷高压气流	/	75	105	2	110	/	110	昼间测试3h	固定声源
备注：以典型井场空间相对位置以井口中心为原点（0，0，0）										

（2）钻井阶段场界噪声影响预测

根据各井场的平面布置，高噪声设备主要分布在井口和井场后场发电机位置。建设单位对各井场钻井施工噪声均实施有例行监测，通过监测数据统计类别可知，钻井施工是井场厂界噪声约为 60~75dB（A），钻井过程为连续 24 小时作业，昼、夜噪声值变化不大，噪声影响较大，钻井工程昼、夜间

各厂界噪声无法满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）要求。

（3）钻井阶段敏感目标处噪声预测

本项目 100 米范围内的居民已临时搬迁，只对井口 100~300 米范围内敏感目标进行噪声预测，各平台双机钻井，因此噪声源强考虑两套钻井设备源强，敏感目标噪声的预测根据《环境影响评价技术导则 声环境》中点声源的几何发散衰减模式进行预测。预测结果如下：

本次选取威 204H89 平台和威 217H25 平台两个平台绘制钻井期间的昼夜间噪声等值线图，如下图 6.5-1 所示。

图 6.5-1 钻井期间典型井场昼夜间噪声等值线图

根据本项目的预测结果：双钻机井场，钻井期间昼间噪声达标距离为井口约 90m，夜间噪声达标距离为距离井口约 290m。根据上述对井口周边居民点的噪声预测结果可知，各井场钻井期间部分敏感点夜间噪声预测值不能满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类区标准。

项目各井场采取柴油机、发电机等高噪声设备置于活动板房内、设备安装基础敷设减振垫层和阻尼涂料等措施降噪。本次评价按照最不利情况，即无法使用网电采用柴油动力机、发电机钻井时进行噪声影响预测，但正常情况下区块电网情况较好，各井场优先采用网电供电，确因实际情况无法采用网电的井场才使用柴油动力机、发电机，使用网电情况下项目钻井噪声将显著降低，可减小对周围声环境的不利影响；建设单位应在开钻前与当地村委会、居民提前沟通，做好宣传、解释及安抚工作，以取得农户谅解，最终降低噪声对周围农户所产生的影响。

根据《石油天然气钻井、开发、储运防火防爆安全生产技术规程》（SY/T 5225-2019）的要求，本项目在钻井施工阶段将对各平台井口 100m 范围内的居民人员实施临时搬迁（不属于环保和占地拆迁范畴）以落实“井口距

民宅不小于 100m”井场布置要求，降低钻井期间噪声对周边居民造成的影响。

6.5.3 压裂测试施工

①源强

井场压裂作业中产生的噪声主要压裂设备噪声和柴油发电机噪声。压裂作业周期为 5~15d/井且非连续作业（各口井依次实施，待上一口井测试求产后再实施下一口井），仅白天进行，夜晚不进行压裂作业。噪声源性质见表 6.5-4。根据压裂作业期间各噪声设备的噪声级和布置，压裂设备分布在井场后场位置，距井口约 20m 位置，发电机布置在后场左方。在预测敏感点的噪声值时，将压裂设备简化为 1 个噪声源点，根据噪声叠加模式计算压裂设备近似点源的噪声值为 100dB（A），位置为井口位置。

表 6.5-4 井场压裂作业主要噪声源强调查清单

阶段	噪声设备	数量	空间相对位置关系 m			源强dB（A）（1m处）	声源控制降噪措施	降噪后源强	运行时段	声源种类
			X	Y	Z					
压裂作业	压裂设备	20	0	20	1.5	95~100	置于钻井井场内，基础安装减振垫层	90~95	昼间	固定声源

备注：以典型井场空间相对位置以井口中心为原点（0，0，0）。

②敏感目标处噪声预测

根据《环境影响评价技术导则 声环境》中点声源的几何发散衰减模式预测施工噪声对周边居民的影响。由于压裂施工仅在昼间进行，故只预测压裂噪声在昼间对各敏感点的影响，其预测结果详见表 6.5-5。本次选取威 204H89 平台和威 217H25 平台两个平台绘制压裂期间的昼夜间噪声等值线图，如下图 6.5-2 所示。

图 6.5-2 压裂期间典型井场昼夜间噪声等

预测结果表明：各井场压裂作业期间昼间噪声达标距离为井口约 230m，夜间不施工。根据上述对井口周边居民点的噪声预测结果可知，各井场压裂

作业期间部分敏感点噪声预测值不能满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类区标准。

项目各井场压裂设备均位于井场后场，从平面布置上最大限度的增加了高噪声设备与声环境敏感点的距离，且压裂作业夜间不施工作业。在实际施工时，应针对实际监测噪声值超标的居民采取协商补偿、临时撤离（可租用当地民房、在噪声达标距离之外进行妥善安置）等噪声防治措施；同时，本项目压裂周期较短，且各口井之间非连续作业（各口井依次实施，待上一口井测试求产后再实施下一口井），并且压裂施工仅白天进行，建设单位应在压裂施工前与当地村委会、居民提前沟通，做好宣传、解释及安抚工作，以取得农户谅解，最终降低噪声对周围农户所产生的影响。

6.5.4 采气站场施工

本项目各采气站场均在已有场地范围内建设，施工内容主要为撬装设备的安装，不涉及大规模土建工程，因此不涉及高噪声作业，施工期对周边声环境影响较小。

6.5.5 集输管线施工

利用噪声衰减公式对施工机械噪声的影响范围进行预测，在不考虑任何声屏障和噪声防治措施的情况下，施工机械在不同距离处噪声影响见表 6.5-8。

表 6.5-8 施工机械噪声影响范围预测结果 单位：dB（A）

机械名称	10m	30m	50m	70m	100m	130m	150m	200m
挖掘机	78.0	68.4	64.0	61.1	58.0	55.7	54.5	52.0
推土机	80.0	70.4	66.0	63.1	60.0	57.7	56.5	54.0
吊管机	80.0	70.4	66.0	63.1	60.0	57.7	56.5	54.0
电焊机	77.0	67.4	63.0	60.1	57.0	54.7	53.5	51.0
切割机	87.0	77.4	73.0	70.1	67.0	64.7	63.5	61.0
载重汽车	82.0	72.4	68.0	65.1	62.0	59.7	58.5	56.0
顶管机械	79.0	69.4	65.0	62.1	59.0	56.7	55.5	53.0

由上表可知，在不考虑任何声屏障和噪声防治措施的情况下，在距离 50m 处施工机具对声环境的贡献值为 63.0~73.0dB（A），在距离 100m 处施工机具对声环境的贡献值为 57.0~67.0dB（A），在距离 200m 处施工机具对

声环境的贡献值为 51.0~61.0dB（A）。

本项目管线夜间不施工，不存在施工噪声夜间超标环境影响；在不考虑任何声屏障和噪声防治措施的情况下，当施工机具周边一定范围内将出现噪声超标，需要采取适当措施降低环境影响。

6.5.6 项目施工期噪声对区域环境影响分析

根据前述各单项工程各阶段声环境影响与预测结果可知，本产能建设工程声环境影响主要表现在各井场钻前施工及钻井期间设备噪声对周围敏感点的影响，不同施工阶段对声环境的影响主要体现在各单项工程周边 300m 范围内的区域。施工期会对各单项工程周边一定范围内声环境及敏感点产生一定影响，但施工噪声影响随施工的结束而消失，不会形成施工噪声的长期、大范围的声环境影响，其环境影响可控制在当地环境可接受范围内。

6.6 施工期固体废物环境影响分析

6.6.1 钻前施工

钻前施工产生的固体废物主要为剥离的表土和施工人员的生活垃圾。

（1）表土

本项目钻前工程优先剥离 0.3m 表土，就近独立设置表土堆场集中堆存，待施工结束后用作临时占地恢复用土；项目场地平整产生的土石方可做到场地挖填自行平衡，无弃方产生。

（2）生活垃圾

本项目钻前工程施工人员多为临时聘请的当地民工，租住在附近农户，其产生的生活垃圾利用附近农户现有的设施进行收集处置，无集中生活垃圾产生。

6.6.2 钻井施工

本项目钻井工程固体废物主要有水基钻井固废、油基钻井固废、生活垃圾和废包装材料、钻井及其配套设备保养产生的废矿物油及含矿物油废物等。

（1）水基钻井固废

本项目水基钻井固废不具有相关危险特性，属于一般工业固废。本项目

共产生水基钻井固废 19.596 万 t，由“不落地”工艺处理收集后交由有处理能力且环保手续齐备的单位进行资源化利用（砖厂或水泥厂等），就近外委处理，对区域环境影响较小。

（2）顶替泥浆

水基泥浆转油基泥浆钻井时将产生的顶替泥浆（属于含矿物油废物），本项目共产生顶替泥浆约 2850m³，容重约 2.0t/m³，约 5520t，根据《国家危险废物名录》（2025 年版）和《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》，顶替泥浆属于“HW08 废矿物油与含矿物油废物危险废物中”的“072-001-08 以矿物油为连续相配制钻井泥浆用于天然气开采所产生的钻井岩屑和废弃钻井泥浆”。各井产生的顶替泥浆与油基钻井作业产生的油基岩屑、含矿物油废物一并处理，实时收集和短暂贮存后全部交由具有相应危废处置资质单位外运妥善处置，现场采用废渣罐收集实现场内转运，现场不外排。

（3）油基钻井固废

本项目油基钻井固废产生总量约 2.024 万 m³（4.048 万 t），属于危险废物，各平台产生的油基岩屑通过离心甩干后采用岩屑罐或防渗防漏的吨袋（含防水内层）收集后，现场设规范的危废暂存场地临时贮存，分批分次交由资质单位处置，不外排，对当地环境基本无影响，不外排。

（4）废包装材料

包装材料可回收直接回用于各类材料的包装，因此不纳入固体废物管理，对其在井场内集中收集后，全部交由供应商回收利用。本项目预计单平台产生废包装材料 0.4t，项目产生总量约 6.4t。

（5）废矿物油及含矿物油废物

钻井、完井工程中废矿物油及含矿物油废物主要来源于机械（泥浆泵、转盘、链条等）润滑废油固废。根据区块同类型项目类比和现场调查，本项目单平台废矿物油及含矿物油废物产生量约 0.1t，产生总量约 1.6t。废矿物油及含矿物油废物属于危险废物（废物类别为 HW08，废物代码 900-249-08），现场配备废油收集桶收集后在危废暂存间进行暂存，最终交由钻井队综合利用或交有资质单位进行处理，不外排。

（6）生活垃圾

本项目单个钻井队生活垃圾产生量约 25kg/d，双钻机钻井队生活垃圾产生量约 50kg/d，本项目钻井期间生活垃圾产生总量约 138t。生活垃圾均存放在生活区修建的垃圾池中，定期交由当地环卫部门处理。

6.6.3 压裂测试工程施工

压裂期间施工人员租住在附近农户，其产生的生活垃圾利用农户已有设施进行收集处置。产生的返排砂属于一般工业固废，收集后外送地方水泥厂或砖厂综合利用。

6.6.4 采气平台井站工程施工

本项目采气平台井站均在现有场地内安装撬装设备，土建工程量较小，施工期固废主要为施工人员生活垃圾。

采气平台井站施工人员施工期间租住在附近农户，其产生的生活垃圾利用附近农户现有设施进行收集处置，无集中生活垃圾产生。

6.6.5 集输管线工程施工

集输管线工程施工期产生的固体废物主要是生活垃圾、施工废料和顶管施工产生的废弃泥浆。

（1）施工废料

本项目管道运至施工现场前，已进行了相应的防腐处理。因此，施工废料主要包括废包装材料、废焊条，吹扫清管所产生的少量铁锈、机械杂质，以及施工过程中产生的废金属等。本项目新建管道总长 71.5km，管道施工废料的产生量约 14.3t，收集后外售回收利用。

（2）废弃泥浆

本项目废弃泥浆来自穿越工程采取定向钻或顶管施工过程，该施工过程中所用泥浆主要用来减少打钻和顶进过程管壁与土体之间的摩擦力，并填充流失的土体，减少土体变形、沉降和隔水。泥浆产品主要由膨润土加水勾兑而成，为保证泥浆性能，根据不同的地质会加入少量的添加剂（纯碱）。为回收泥浆和减少环境污染，定向钻施工将设置泥浆池。施工过程中返回的泥浆过滤除钻渣后循环使用，施工结束后预计产生废弃泥浆量约 20t，干重约 10t，施工完后交由有处理能力且环保手续齐备的单位进行资源化利用（砖厂或水泥厂等）。

（3）生活垃圾

本项目管道施工不设施工营地，施工队伍除施工技术人员外，其余均雇佣当地居民，施工期生活垃圾依托当地现有设施收集处置。

6.6.6 项目施工期固废对区域环境影响分析

根据前述各单项工程固废产排污及环境影响分析可知，各单项工程产生的固体废物经以上分类处置措施处理后，去向明确，充分做到了资源化、减量化、无害化，不会产生二次污染，对各单项工程所在地的环境影响较小。

各单项工程中产生量最大的固体废物类型为水基钻井固废，其余固体废物产生量相对较小。水基钻井固废运至水泥厂及砖厂处置是目前工艺成熟的常规处置方式，在川渝地区的页岩气钻井工程中广泛应用，处置方式合理可行。区域内已实施多个页岩气平台，境内水泥厂及砖厂接收处置水基钻井固废已经有比较成熟的处理流程，且有水泥厂及多个砖厂可以接收，区域水泥厂及砖厂完全有能力接收本项目实施期间产生的水基钻井固废，可确保本项目产生的水基钻井固废全部资源化利用。综上分析，对于本项目产生量最大的固体废物水基钻井固废，依托周边水泥厂及砖厂进行资源利用是可以实现的（具体可行性分析见 9.4.1），措施可行，采取该措施后对周边环境影响小。

6.7 施工期土壤环境影响分析

6.7.1 钻前工程施工建设

钻前施工期土壤环境影响主要包括挖填方、机械碾压等活动影响土壤的理化性质：改变土壤的孔隙度、含水率、饱和导水率等；另外，施工机械跑冒滴漏的少量废油，通过垂直入渗途径会发生局部土壤污染。

钻前工程为临时占地，施工扰动、开挖、堆存的土壤，在钻井施工结束后，将进行土地复垦，对各类池体进行回填，对池体表层进行覆土并种植浅根植物，随着时间的推移，前期扰动的土壤，其理化性质将得到逐渐恢复。

因此，本项目钻前施工对区域土壤环境的影响较小。

6.7.2 钻井工程施工建设

（1）土壤环境影响途径、影响源及影响因子识别

钻井工程对土壤的污染主要为产生的污染物对土壤环境的影响，污染物经大气沉降对土壤的影响很小，主要为事故工况下泄漏的钻井废水通过地面漫流或垂直入渗途经污染土壤。钻井工程施工期对土壤的影响类型与影响途径见表 6.7-1，土壤环境影响源及影响因子识别见表 6.7-2。

表 6.7-1 土壤环境影响类型与影响途径表

时段	污染影响型			
	大气沉降	地面漫流	垂直入渗	其他
建设期		√	√	

注：在可能产生的土壤环境影响类型处打“√”，列表未涵盖的可自行设计。

表 6.7-2 土壤环境影响源及影响因子识别表

污染源	工艺流程/节点	污染途径	全部污染物指标 a	特征因子	备注 b
场地	钻井过程	大气沉降	/	/	/
		地面漫流	/	石油烃、氯化物、SS、COD	事故
		垂直入渗	/	石油烃、氯化物、SS、COD	事故
		其他	/	/	/

a 根据工程分析结果填写
b 应描述污染源特征：如连续、间断、正常、事故等，涉及大气沉降途径的，应识别建设项目周边的土壤环境敏感目标。

（2）土壤影响分析

本项目井场及配套区域均进行了分区防渗措施，防渗层发生破损可能性极低，井场内设置了排水沟和收集池体，可有效的收集井场内的雨污废水，正常情况下无井场污废水漫流情况发生，对周边土壤环境影响较小。

在事故工况下，即在暴雨情况下井场内形成雨污废水漫流进入附近土壤，可能对土壤环境产生一定的影响。为了有效控制井场污废水漫流情况发生，在重点污染物产生区域设置了具有强防渗性的围堰，在柴油罐区、危废暂存间、柴油动力机和发电机房区域均设置集污池，并可将井场内污废水引至集液池内暂存，可防止非正常工况下污染物进入附近土壤内，土壤环境的影响在可控制范围内。

因此，根据项目对土壤环境影响途径分析和类比同类项目同类地区的建设经验，本项目各井场的建设对土壤环境的影响是很小的，施工期的土壤环境影响是可以接受的。本项目除采取上述土壤污染防治措施外，还应将土壤

污染防治措施和地下水污染防治、生态环境治理措施相结合，综合做好土壤环境、地下水环境和生态环境的保护。

6.7.3 压裂测试工程施工

本项目压裂液配制和暂存均在重叠液罐内进行，压裂之后的返排液在集液池、重叠液罐内暂存，并及时外运，回用于区块内其他平台压裂用水使用或回注处置，无污水外排。本项目在集液池、重叠液罐区进行防渗处理，能有效的防止非正常工况下压裂液或返排液漫流、入渗进入周边土壤内。另外，本项目设置了集液池，可在非正常工况下收集漫流的压裂液或返排液，减小对周边土壤的影响。

根据本区块在建勘探井类比分析，本项目压裂、测试过程在采取上述措施后，发生污染物漫流的可能性较低，能有效的控制污染物进入周边土壤环境内，对区域土壤环境影响较小，影响可接受。

本项目随着工程施工的结束，生态保护和临时占地的植被恢复措施的进行，有效的保护和恢复措施能保证工程对井场周边的土壤和农作物的影响得到尽快的恢复。

6.7.4 采气平台井站施工

采气平台井站建设施工期土壤环境影响主要包括挖填方、机械碾压等活动影响土壤的理化性质：改变土壤的孔隙度、含水率、饱和导水率等；另外，施工机械跑冒滴漏的少量废油，通过垂直入渗途会发生局部土壤污染。

采气平台井站工程主要建设内容为站场内管沟开挖、敷设、阻焊工艺管道、设备安装等施工，施工集中在已建站场，无新增占地。建设施工机械设备跑冒滴漏的少量废油，由于其排放量极少，对区域土壤环境的影响很小。

因此，本项目采气平台井站施工建设对区域土壤环境的影响较小。

6.7.5 集输管线施工

集输管线建设施工期间，管沟开挖和回填将破坏土壤的结构，施工产生焊渣、焊条等废焊接材料，如不妥善管理，一旦进入土壤将污染土壤环境。

管道开挖会扰乱和破坏土壤的耕作层，使土壤的容量、土体结构、土壤腐蚀指数等发生较大的变化。施工车辆碾压、施工人员践踏等因素可引起土壤结构的改变。集输管线两侧 5m 范围内，深根植物无法恢复原貌。施工应

尽量缩小作业带范围，减少对区域土壤的破坏，坚持“分层开挖、分层回填”原则。采取上述措施后，施工期对土壤环境影响较小。

6.7.6 项目施工期对区域土壤的环境影响分析

本项目随着工程施工的结束，生态保护和临时占地的植被恢复措施的进行，有效的保护和恢复措施能保证各单项工程施工对施工区周边的土壤和农作物的影响得到尽快的恢复，采取措施后，施工活动对周边土壤环境影响小。

7 运营期环境影响评价与预测

本项目运营期管线埋于地下密闭输送，其清管、检修、放空等均依托两端站场，因此管线运营期无污染物产生和排放，主要影响为泄漏的环境风险，本评价将在风险章节详细分析，本项目运营期环境影响重点针对采气平台井站进行分析和评价。

7.1 运营期生态环境影响分析

7.1.1 对土地利用现状的影响

项目运营期，临时用地都已逐步进行恢复，对土地利用现状的影响主要体现在平台等永久占地。

（1）对耕地的影响

项目永久占地面积较小，主要为站场等占地。根据现场调查，耕地在区域分布内广泛分布，项目占用的耕地面积占比极小，故项目运营期永久占地对耕地的影响较小。

（2）对林地的影响

根据《中华人民共和国石油天然气管道保护法》第三十三条相关内容，项目输气管道线路中心线两侧各 5m 地域范围内禁止种植乔木、灌木、藤类、芦苇、竹子或其他根系深达管道埋设部位可能损坏管道防腐层的深根植物。因此，运营期管道线路中心线两侧各 5m 范围内将确保以种植草本植物为主，林地、灌丛等植被将被草本层或农田植被替代。项目管线长度较短，穿越林地面积较小，改变的土地利用类型占整个区块的面积很小，对区块的土地利用结构影响小。运营期管道中心线 5m 范围外受损的林地，的可通过演替或人工方式逐渐恢复，因此项目对林地的影响较小。

7.1.2 陆生生态的影响评价

（1）对植被的影响

项目投入运营后，永久占地范围内的耕地、草地植被等将完全被破坏，取而代之的是站场、标志桩、警示牌等辅助设施，形成建筑用地类型，但项目永久占地面积较小，且以占用耕地及井场用地为主，占用林地、草地等面积较小，项目运营期永久占地造成植被的损失较小。工程临时占地在运营期

进行植被恢复，占地区周边植物以林地和农作物为主，其自然生长不会受到管线的影响。管道输送影响范围最小，是一种清洁的运输方式，正常输气过程中，管道对地表植被无不良影响。项目运营期对植被主要的影响体现在进场天然气放喷及火炬排放放空时产生的热辐射对植被的影响。项目燃烧池、放空管均设于远离周边植被丰富区域，对植被影响较小。

（2）对动物的影响

集输管线正常运营期是深埋于地下，在施工期产生的廊道效应随着正常运行开始而逐渐消失，对野生动物迁移不会产生阻隔效应。本项目运营期对野生动物的影响主要是站场天然气放空系统排放产生的瞬时强噪声对周边动物造成一定惊吓。本项目新建站场均位于农业生态环境，且已有大量开发建设活动，区域野生动物多为常见物种，为常见啮齿类和爬行类动物，周围具有适合其生存的相似生境，项目运营期对野生动物影响很小。

7.1.3 对水生生态的影响

在本项目的运行期间，对于废水的处理与排放问题，项目方采取了科学、合理且环保的策略。项目运行过程中所产生的废水最大程度的回用，不能回用的外委污水处理站处理后外排，不现场直接外排。因此不会对周边水环境和水生生态造成的潜在压力。在项目的运营阶段，得益于前期的精心施工与生态恢复工作，项目对周边水生生态系统已经不再产生任何负面影响。

7.1.4 对生态系统的影响

项目运营期，管线沿线植被逐渐恢复，对生态系统的分割效应减小，站场等永久占地面积较小，不会对区域生物量的大量损失，站场等放空噪声会对周边动物造成一定影响，但持续时间较短，动物可通过移动来减弱对自身的影响，但不会影响生物的多样性，也不会破坏整个生态系统的结构和稳定性，故项目运营期对生态系统影响较小。

7.2 运营期大气环境影响分析

本项目管线埋于地下密闭输送，正常工况下无大气污染物排放，风险状况下的气体泄漏本评价将在风险章节进行详细论述。项目运营期大气环境影响主要为各采气平台井站无组织逸散的少量页岩气以及非正常工况下的放空废气。

7.2.1 正常工况

根据 AERSCREEN 估算模型预测结果，本工程大气环境为三级评价，无需进行进一步预测。项目运营期各站场将无组织逸散少量页岩气，主要污染物为非甲烷总烃。

7.2.2 非正常工况

本项目页岩气不含硫化氢，采气平台井站清管及检修作业时，需放空量小，将相关设备及管线中页岩气通过放空立管排放，一般 1~2 次/年，每次持续时间 2~5min，放空废气中主要污染物为少量的非甲烷总烃。事故放空时，对放空页岩气实施点火燃烧后排放，以降低温室气体排放量。

本项目采气平台井站放空频率低，时间短，放空排放的污染物质较少，对区域环境空气影响较小。

7.3 运营期地表水环境影响分析

本项目运营期各采气平台井站分离将产生一定量气田水；检修等非正常工况下，将产生检修废水；本项目各采气平台井站均为有人值守井站，有生活污水产生。

本项目预计共产生采气废水约 233.79 万 m^3 ，由于目的层龙马溪含地层水量较少，因此采气废水主要为压裂返排液，可回用于区域内平台配置压裂液，本项目各平台产生的采气废水经气田水管线回用于区块内压裂液的配置，最终无法回用的（约 5%，11.69 万 m^3 ）由罐车转运至回注井回注或手续齐全且有处理能力的污水处理厂处理后回用，不外排。

各站场设备清管检修时会产生少量的清管检修废水，预计每年进行 1~2 次清管检修作业，检修废水暂存于站场内集液池，与采气废水一并外运处置。

本项目运营期各井站均为临时有人值守井站，仅前期（前半年）有人值守，后期采用巡检方式，因此前期有生活用水需求，产生的生活污水在站内设置环保厕所收集处理后，定期转运至周边污水处理厂处理。

本项目集输管线为气水同沟敷设，均为地埋式敷设，正常条件下运营期对地表水环境无影响。

综上所述，本项目运营期无废水外排，对区域地表水影响较小，环境可接受。

7.4 地下水环境影响分析

7.4.1 预测情景假设

本项目运营期地下水环境影响预测评价思路与同建设期一致，通过分析典型场地威217H3、威217H9、威217H24、威204H91场站和采出水管线环境影响分析表征区块建设的地下水环境影响。

（1）正常状况

本项目运营期的主要为地面集输工程的采气集输工程的站场和管线组成。正常状况下，各运行环节均按照地下水污染防治要求采取了严格的防渗、防溢流、防泄漏、防腐蚀、定期巡检维护等措施，正常状况下各场地污废物发生跑冒滴漏情况并产生地下水污染影响的可能性较小，各场地采取的污染防治措施对污废水的有很好的阻隔效果，泄漏的污染物很难进入到含水层，对地下水环境影响较小。

（2）非正常状况

根据设计资料，运营期采气平台井站与井场位于同一场地，场站产生的废水主要为采气过程分离出的采出水，现场暂存入站内集液池。在非正常状况下，运营期站场采出水集液池因老化腐蚀导致防渗层失效，采出水会渗漏进入到浅层含水层并对地下水产生影响，因此，本项目评价将上述情景做为假设预测情景。

运营期采出水管道输送介质为采出气田水。在非正常状况下，运营期采出水管线因老化腐蚀或其它外力导致破损，采出水会渗漏进入到浅层含水层并对地下水产生影响，因此，本项目评价将上述情景做为假设预测情景。

7.4.2 预测时段与预测因子

（1）预测时段

根据地下水导则，运营期地下水环境影响预测时段选取可能产生地下水污染的关键时段，包括污染发生后100d、1000d、跟踪评价年限和能反映特征因子迁移规律的其他重要的时间节点。

（2）预测因子

本项目预测因子的选择既考虑了区块内已实施项目采出水污染物监测结果，又考虑了预测因子的类别、浓度、代表性、预测的可行性，选取了标准指数计算值最大的污染物作为预测因子，根据上述原则，本次评价将采出水中所含的石油类、氯化物和钡污染物为预测因子。

7.4.3 预测源强概化

本项目站场主要利用集液池暂存开采过程中产生的采出水，在非正常状况下集液池防渗层受老化腐蚀影响发生破损，采出水会泄漏至地下水中，沿破损的防渗层裂缝进入到地下水中并发生污染。由于本项目运营期阶段集液池依托钻井阶段所修建池体，故运营期池体预测泄漏量参照施工期间集液池泄漏量。

本次评价采出水管线最大泄漏量由截断前带压管道泄漏量和截断后管道内留存量两部分组成，计算结果见表 7.4-1。本次评价各类预测因子的浓度确定主要依据区块内已实施的页岩气开采项目运营期期间采出水等污水的水质成分情况，由于页岩气开采井钻遇的地层及地下水赋存条件不同，区内采出水的浓度也各不相同，按最不利影响考虑，本次各类污染浓度的选择以最大值作为最终结果，基于上述原则，本次评价非正常状况下运营期污染物预测指标及浓度见表 7.4-2。

表 7.4-1 运营期采出水泄漏量计算结果表

井场编号	气田水管线
环境压力 P_0 (Pa)	**
容器内介质压力 P (Pa)	**
液体密度 ρ (kg/m^3)	**
裂口面积 A (m^2)	**
裂口之上液位高度 (m)	**
液体泄漏系数 C_d	**
重力加速度 m/s^2	**
液体泄漏速度 QL (kg/s)	**
管道带压泄漏量 (m^3)	**
管线内留存泄漏量	**

表 7.4-2 运营期非正常状况下污染物预测源强

井位编号	预测阶段	泄漏位置	污染物	污染物浓度 (mg/L)	渗漏量 (m ³)	污染物渗漏量 (g)
威 217H24	运营 期	采出水罐 泄漏	钡	***		***
			石油类	***		***
			氯化物	***		***
威 217H9			钡	***	45.72	***
			石油类	***		***
			氯化物	***		***
威 217H3			钡	***	38.57	***
			石油类	***		***
			氯化物	***		***
威 204H91		钡	***	49.8	***	
		石油类	***		***	
		氯化物	***		***	
管线	采出水管 线泄漏	钡	***	96.89	***	
		石油类	***		***	
		氯化物	***		***	

7.4.4 预测与评价范围

本次运营期的模拟预测范围同施工期一致，为各场地所在评价范围，且包括地下水保护目标和可能的环境影响区域。

7.4.5 水文地质条件概化及预测方法与预测参数确定

运营期水文地质条件概化及预测方法与预测参数确定同施工期一致，见6.4.5和6.4.6一节。

7.4.6 预测结果评价与分析

(1) 非正常状况威217H3场站预测评价结果

根据运营期污水池泄漏假设情景预测结果可知（图7.4-1~3和表7.4-3），随着泄漏发生后时间的推移，污染晕随地下水流向下游迁移，污染晕的浓度逐渐降低。污染物钡在泄漏发生1825天时，污染物最大超标距离迁移至下游59m处，影响距离迁移至下游118m处；3650天时污染物迁移至下游169m处，污染物浓度降低至标准值以下，超标影响消失。污染物氯化物在泄漏发生365天时，污染物最大超标距离迁移至下游20m处，影响距离迁移至下游64m处；

1000天时污染物迁移至下游106m处，浓度降低至标准值以下，超标影响消失；3650天时污染物影响范围至下游209m处。污染物石油类在泄漏发生1825天时，污染物最大超标距离迁移至下游51m处，影响距离迁移至下游91m处；3650天时污染物迁移至下游125m处，污染物浓度降低至标准值以下，超标影响消失。

（2）非正常状况威217H9场站预测评价结果

根据运营期采气阶段站场采出水集液池泄漏假设情景预测结果可知（图7.4-4~6和表7.4-4），随着泄漏发生后时间的推移，污染晕随地下水流向下游迁移，污染晕的浓度逐渐降低。污染物钡在泄漏发生3650天时，污染物最大超标距离迁移至下游129m处，影响距离迁移至下游134m处，由于场地环境质量现状值较高，随后较短时间内超标影响消失。污染物氯化物在泄漏发生1000天时，污染物最大超标距离迁移至下游24m处，影响距离迁移至下游83m处；1825天时污染物迁移至下游112m处，浓度降低至标准值以下，超标影响消失；3650天时污染物影响范围至下游161m处。污染物石油类在泄漏发生3650天时，污染物最大超标距离迁移至下游68m处，影响距离迁移至下游106m处，此时污染物已接近标准值，随后较短时间超标影响消失。

（3）非正常状况威217H24场站预测评价结果

根据运营期采气阶段站场采出水集液池泄漏假设情景预测结果可知（图7.4-7~9和表7.4-5），随着泄漏发生后时间的推移，污染晕随地下水流向下游迁移，污染晕的浓度逐渐降低。污染物钡在泄漏发生3650天时，污染物最大超标距离迁移至下游81m处，影响距离迁移至下游148m处，由于场地环境质量现状值较高，随后较短时间内超标影响消失。污染物氯化物在泄漏发生3650天时，污染物最大超标距离迁移至下游22m处，影响距离迁移至下游56m处；1825天时污染物迁移至下游124m处，浓度降低至标准值以下，超标影响消失；3650天时污染物影响范围至下游179m处。污染物石油类在泄漏发生3650天时，污染物最大超标距离迁移至下游63m处，影响距离迁移至下游116m

处，此时污染物已接近标准值，随后较短时间超标影响消失。

（4）非正常状况威204H91场站预测评价结果

根据运营期采气阶段站场采出水集液池泄漏假设情景预测结果可知（图7.4-10~12和表7.4-6），随着泄漏发生后时间的推移，污染晕随地下水流向下游迁移，污染晕的浓度逐渐降低。污染物钡在泄漏发生3650天时，污染物最大超标距离迁移至下游46m处，影响距离迁移至下游143m处，由于场地环境质量现状值较高，随后较短时间内超标影响消失。污染物氯化物在泄漏发生1000天时，污染物最大超标距离迁移至下游26m处，影响距离迁移至下游90m处；1825天时污染物迁移至下游121m处，浓度降低至标准值以下，超标影响消失；3650天时污染物影响范围至下游173m处。污染物石油类在泄漏发生3650天时，污染物最大超标距离迁移至下游62m处，影响距离迁移至下游111m处，此时污染物已接近标准值，随后较短时间超标影响消失。

（5）非正常状况采出水管线预测评价结果

根据运营期采气阶段站场采出水集液池泄漏假设情景预测结果可知（图7.4-13~15和表7.4-7），随着泄漏发生后时间的推移，污染晕随地下水流向下游迁移，污染晕的浓度逐渐降低。污染物钡在泄漏发生3650天时，污染物最大超标距离迁移至下游129m处，影响距离迁移至下游229m处，由于场地环境质量现状值较高，随后较短时间内超标影响消失。污染物氯化物在泄漏发生1000天时，污染物最大超标距离迁移至下游44m处，影响距离迁移至下游131m处；1825天时污染物迁移至下游181m处，浓度降低至标准值以下，超标影响消失；3650天时污染物影响范围至下游269m处。污染物石油类在泄漏发生3650天时，污染物最大超标距离迁移至下游128m处，影响距离迁移至下游187m处，此时污染物已接近标准值，随后较短时间超标影响消失。

7.4.7 地下水预测结果及其影响情况分析

本项目在正常或非正常状况下的假设情境下都可能会对场站周围区域（特别是下游地区）的地下水产生一定污染或影响，但由于地下水对流、弥

散和生化反应作用以及含水层的吸附截留等影响，产生的污染物最后会降解消失。由于各类污染物质的性质特征和水文地质条件影响，污染物在区内迁移速度较慢，影响范围较小，污染物主要向下游迁移。假设情景的预测分析结果表明，采出水集液池和采出水管线泄漏都会对浅层地下水产生一定的影响，但污染影响距离和范围有限且能在一定时间内降至标准值及检出限以下。现将本项目各场地预测情景的环境影响详述如下：

（1）对含水层的影响分析

预测结果表明，采出水集液池和采出水管线泄漏时各类污染物在地下水的对流弥散作用下，向下游逐渐迁移，超标和影响面积呈现出先逐渐增大后逐渐缩小的趋势，污染物浓度逐渐增加。预测时段，采出水集液池泄漏各类污染物最大超标距离在下游 59~129m（钡），各类污染物最大影响距离在下游 161~209m（氯化物）；预测时段，采出水管线泄漏各类污染物最大超标距离在下游 129m（钡）和 128m（石油类），各类污染物最大影响距离在下游 269m（氯化物），采出水管线发生泄漏污染后，石油类和钡污染物对地下水的影响程度较大。因此，在上述情景污染发生后，应重点关注石油类在地下水环境中的变化。同理，本次评价也同建设期一致，结合了典型场地的预测分析结果，类比分析了各场地运行过程中发生采出水集液池泄漏对地下水环境的影响分析。

（2）对保护目标的影响分析

根据运营期情景污染影响的预测结果，结合各场地内地下水保护目标与井场的相对位置关系，评价区内地下水保护目标影响结果表明场站下游59m或129m以内的地下水保护目标可能会发生超标现象，下游161m或209m以内的地下水保护目标可能会受到场站污染事故的影响；管线下游129m以内的地下水保护目标可能会发生超标现象，下游269m以内的地下水保护目标可能会受到场站污染事故的影响。根据上述分析结果，各场站和管线下游地下水保护目标可能受影响分析情况见表7.4-9，由分析结果可知，在预测情景下场站下游个别保护目标存在影响情况，但都未发生超标，对地下水影响相对较小；但采出水管线下游保护目标会受到污染泄漏的超标影响，因此后期要加

强对采出水管线的维护管理。同时，因氯化物检出限较低的原因导致污染晕分析结果的迁移距离较远，使得氯化物污染物影响距离相对较远影响。因此，在发生假设情景事故时，应重点跟踪监测上述范围内的保护目标，若发生污染应及时修复。

7.5 运营期噪声环境影响分析

7.5.1 采气平台井站运营期噪声

本项目各采气平台井站均采用标准化、模块化生产工艺，各采气平台井站无高噪声设备，正常工况下主要噪声源为井口节流阀、站场分离器的运营噪声，源强为 62~65dB(A)。根据同类型项目运行经验，类比已建设的采气平台间井站，正常工况下，各井站厂界噪声能满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB 12348-2008）2 类标准要求；各站场周边敏感点噪声监测值均满足《声环境质量标准》(GB3096-2008)2 类标准。因此本项目运营期站场噪声对周围敏感目标贡献小，不会出现噪声扰民环境问题。

7.5.2 放空噪声

本项目采气平台井站放空系统在事故放空情况下将产生放空噪声，其源强可达105dB，放空噪声不同距离的贡献值见表7.5-1。

表 7.5-1 放空噪声影响范围预测结果

距声源(m)	50	100	150	200	300	400	500
贡献值(dB/A)	71.0	65.0	61.5	59.0	55.5	53.0	51.0
《声环境质量标准》（GB3096-2008）中的 2 类标准达标距离：昼间 177m，夜间 560m。							

根据预测结果可以看出，不考虑噪声在传播过程中山体、建筑阻隔等作用情况下，放空噪声在 2 类区昼间达标距离为 177m，夜间达标距离为 560m。但考虑到本工程仅在非正常工况下才会使用放空系统，放空频率低、时间短，且非事故情况下尽可能不在夜间放空。因此，在做好附近居民协商沟通工作的前提下，放空噪声对声环境的影响可接受。

7.6 运营期固体废物环境影响分析

本项目各采气平台井站前期为有人值守，后期均为无人值守，运营期除砂器、检修清管废渣主要成分为铁屑、砂砾，属于一般工业固废，统一收集

后外运地方水泥厂或砖厂处置，废油和集液池污泥交由有资质危废单位进行处置，不外排。

综上所述，本项目各单项工程产生的固体废物去向明确，充分做到了资源化、减量化、无害化，不会产生二次污染，环境可接受。

7.7 运营期土壤环境影响分析

7.7.1 采气平台井站对土壤的影响分析

（1）土壤环境影响途径、影响源及影响因子识别

采气平台井站运营期正常工况下无废气排放，非正常工况下，页岩气燃烧主要污染物为 CO_2 、 NO_x 和水，大气沉降对周边土壤环境影响极小，主要为事故工况下，泄漏的废水通过地面漫流或垂直入渗途经污染土壤。钻井工程施工期对土壤的影响类型与影响途径见表 7.6-1，土壤环境影响源及影响因子识别见表 7.7-2。

表 7.7-1 土壤环境影响类型与影响途径表

时段	污染影响型			
	大气沉降	地面漫流	垂直入渗	其他
运营期		√	√	

注：在可能产生的土壤环境影响类型处打“√”，列表未涵盖的可自行设计。

表 7.7-2 土壤环境影响源及影响因子识别表

污染源	工艺流程/节点	污染途径	全部污染物指标 a	特征因子	备注 b
场地	地面采气、集气过程	大气沉降	/	/	/
		地面漫流	/	石油烃、氯化物、SS、COD	事故
		垂直入渗	/	石油烃、氯化物、SS、COD	事故
		其他	/	/	/

a 根据工程分析结果填写
b 应描述污染源特征：如连续、间断、正常、事故等，涉及大气沉降途径的，应识别建设项目周边的土壤环境敏感目标。

（2）土壤影响分析

本项目运营期各采气平台井站将产生一定量气田水和检修废水，正常情况下站场无污废水漫流情况发生，对周边土壤环境影响较小。

在暴雨或事故等非正常工况下，采气平台井站内的应急池、集液池可能发生地面漫流或垂直入渗进入附近土壤，污水中的主要污染物有 pH、SS、

氯化物、石油类、COD 等，可能对土壤环境产生一定的影响，对土壤中的农作物或其他植被生长产生影响。为有效应对上述非正常工况，应急池和集液池预留 15%的空白容积，防范废水漫流事故，对周边土壤环境影响较小。

根据本区块在建勘探井周边土壤环境质量数据，通过类比分析，本项目在采取上述措施后，发生废水漫流或入渗的可能性较低，能有效的控制污染物进入周边土壤环境内，对区域土壤环境影响较小，影响可接受。

7.7.2 集输管线对土壤的影响分析

本项目页岩气和气田水均采用管线输送，采用外防腐层、强制电流阴极保，正常情况下，不会对土壤环境造成影响。返排液管道发生事故非正常工况，气田水（含检修废水、清管废水）将进入土壤环境，从而影响土壤结构和植被生长，造成区域土壤环境质量降低。当发生上述非正常工况时，站场压力阀将显示异常，可及时发现事故并进行修复处理，将污水管泄漏对土壤环境的影响控制在可接受范围内。在落实本项目泄漏事故防范措施前提下，返排液管道事故对周边土壤环境影响较小。

8 环境风险评价

8.1 评价依据

8.1.1 风险源调查

本项目所开采的页岩气不含硫，单项工程主要包括：平台钻井工程和地面集输工程，按照各单项工程分别进行风险源调查。

（1）平台钻井工程风险源调查

根据查阅《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018）等资料及平台钻井工程主要原、辅材料使用情况，平台钻井工程主要原辅材料、废水、固废和产品的成分、物理化学特性及毒理性如下：

①水基泥浆

由清水、增稠剂、抑制剂、防塌剂、堵塞剂、碱度调节剂、杀菌剂、加重剂等组成。水基钻井液以膨润土、水作为基础配浆材料，加入各种有机和无机材料形成的多种成分和相态共存的悬浮液。膨润土的主要成分是蒙脱石。水基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，目前采用的水基钻井液不含重金属及其他有毒物质，呈碱性。水泥及添加剂主要为微硅水泥及重晶石添加剂，不含易燃、易爆、有毒物质。

②油基泥浆

油基泥浆：基本组成是油、水、有机粘土和油溶性化学处理剂。油基钻井液抗高温、抗盐钙侵蚀，有利于井壁稳定、润滑性好、对油气层损害小。本工程使用油基钻井液由白油、有机土、主乳化剂、润湿剂、降滤失剂、封堵剂、加重剂组成的钻井液体系。主要成分为白油，无色透明液体，没有气味。闪点 164~223℃，相对密度（水=1）0.831~0.883，运动黏度 5.7~26mm²/s，酸值≤0.05，对酸、光、热均稳定，不溶于乙醇，溶于乙醚、苯、石油醚等，并可与多数脂肪油互溶。为液体类烃类的混合物，主要成分为 C16~C31 的正异构烷烃的混合物，是从石油分馏的高沸馏分，依据黏度等性质的不同白油的分子量通常都在 250~450 范围之内，具有良好的氧化安

定性、化学稳定性、光安定性，无色、无味，不腐蚀纤维纺织物。

③压裂液及压裂返排液危险性分析

压裂液为破乳助排剂、活化剂、支撑剂等构成的混合液体系，主要成分为清水，并添加少量 JC-J10 减阻水、活性胶液及支撑剂（陶粒），均不添加重金属等有毒有害物质。

压返液与压裂液水质无明显变化，故亦不含重金属元素等有毒有害物质。

④页岩气（甲烷）危险性分析

从地层中开采出的页岩气属易燃、易爆物质，极易在环境中引起燃烧和爆炸。作为页岩气主要烃组分的甲烷属于《化学品分类和危险性公示通则》(GB13690-2009)中的气相爆炸物质，泄漏在环境中与空气混合后易达到爆炸极限，若遇火或静电可能引起燃烧和爆炸，其爆炸极限5%~15%。当浓度达到10%时，使人感到氧气不足；当浓度达25%~30%时，可引起头痛、头晕、注意力不集中，呼吸和心跳加速、精细动作障碍等；当浓度达30%以上时可能会因缺氧窒息、昏迷等。《石油天然气工程设计防火规范》(GB50183-2004)将使用或产生甲烷(CH₄)的生产列为甲类火灾危险性生产。

（2）地面集输工程风险源调查

根据查阅《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018）等资料及地面集输工程主要原、辅材料使用情况，主要原辅材料、废水、固废和产品的成分、物理化学特性及毒理性如下：

①气田水危险性分析

气田水为压入地下压裂液的返排液，水质与压返液基本相同，危险性见8.1.1 章节平台钻井工程。

②页岩气（甲烷）危险性分析

危险性见表 8.1-1。

③柴油危险性分析

危险性见表 8.1-2。

8.1.2 环境敏感目标调查

本项目的环境风险敏感目标重点调查各项目井场周围 5km 范围内和管线两侧 200m 范围内的集中居民点、医院、学校、养老院和分散居民点。

8.2 环境风险潜势初判

8.2.1 危险物质数量与临界量比值（Q）

区块施工期各平台、集输工程为独立施工，集输管线分段建设，各施工单位相对独立。区块运营期站场与站场之间通过进/出站阀组实现单元独立控制，集输管线设有截断阀门。因此本项目环境风险危险源判定按各控制单元分别判断。

根据本项目所涉及的每种危险物质在厂界内的最大存在总量，及其在《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ/T 169-2018）附录B中对应临界量的比值确定Q。

（1）施工期

本项目钻井工程预计可获气层为不含硫化氢气层，比对《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）附录 B，钻井施工期涉及钻井废水、洗井废水、压裂返排液的暂存和转运，钻井废水、洗井废水、压裂废水不属于 HJ/T169-2018 附录 B.2 危害水环境物质（急性毒性类别 1），无临界量规定，因此不参与 Q 值计算，仅进行相关的环境风险分析。

本区块页岩气不含硫，不属于含硫气井，涉及的主要危险物质包括 CH₄（易燃易爆）、柴油、白油、盐酸。各平台依次实施钻井工程，因此施工期页岩气最大流量按照单井最大无阻流量进行计算。

根据中石油集团公司环境风险管理规定，风险事故状态下 15min 内实施点火，井场先实施一口井钻井作业，再依次实施下一口井，因此，同一时间，一个井场仅一口井实施钻井作业，钻井施工期采气井安装了井控装置进行采气，几乎不会发生井喷事故。本项目区块内单井天然气最大流量 9 万方/天，涉及最大无阻流量取正常工况下天然气流量的 5 倍值，井喷点燃时间为 15 分钟，故钻井施工现场风险事故泄漏的甲烷按 15min 计算。项目环境风险

事故时单井 15min 页岩气泄漏量最大为 3.36t（临界量为 10t），钻井阶段现场柴油的最大储存量约为 50t，水平井段钻井油基泥浆作为油基的白油现场贮存量约 250t；盐酸最大存放量为 50m³（15%盐酸），折合 37%盐酸量约为 21.79t。

当存在多种危险物质时，则按式（C.1）计算物质总量与其临界量比值（Q）：

$$Q = \frac{q_1}{Q_1} + \frac{q_2}{Q_2} + \dots + \frac{q_n}{Q_n}$$

式中： $q_1, q_2, \dots, q_n$ ——每种危险物质的最大存在总量，t；

$Q_1, Q_2, \dots, Q_n$ ——每种危险物质的临界量，t。

当 $Q < 1$ 时，该项目环境风险潜势为 I。

当 $Q \geq 1$ 时，将 Q 值划分为：① $1 \leq Q < 10$ ；② $10 \leq Q < 100$ ；③ $Q \geq 100$ 。

本项目 Q 值计算结果见下表：

表 8.2-1 施工期 Q 值计算表

危险物质名称	储存量（泄漏量）/t（qn）	临界量/t（Qn）	qn/Qn
盐酸	21.79t（37%盐酸）	7.5（37%盐酸）	2.90
甲烷	3.36	10	0.336
柴油	50	2500	0.02
白油	250	2500	0.1
Q 值	3.356		

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ/T169-2018）附录 C 可知：

当 $Q < 1$ 时，该项目环境风险潜势为 I。

当 $Q \geq 1$ 时，将 Q 值划分为：（1） $1 \leq Q < 10$ ；（2） $10 \leq Q < 100$ ；（3） $100 \leq Q$ 。

根据计算结果，危险单元的 Q 值最大值为 3.356，即 $1 \leq Q < 10$ 。

（2）运营期

根据区块建设内容，主要产品为页岩气，项目运营期间涉及的风险物质主要为采出的页岩气。根据导则要求，针对长输管线项目应按照站场、管线

分段进行评价。本项目共部署 16 个钻井平台，拟新建内部集输管线 19 条，项目运营期环境风险共计 35 个风险单元。本项目各站场页岩气暂存量根据管线长度、压力、管径进行计算，各集输管线页岩气存在量根据单元独立管道容积进行页岩气存量计算。运行期各单元危险物质基本情况见下表 8.2-2。

由表 8.2-1~8.2-2 可知，本项目施工期 Q 值为 3.356，运营期单项工程中威 217H3 平台~威 217H1 平台集输管线 Q 值为 1.282，威 217H10 平台~威 217H9 平台集输管线 Q 值为 1.003、威 217H9 平台~威 204H65 平台集输管线 Q 值为 1.013，其余单项工程 Q 值均 ≤ 1 。

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）判定，本项目施工期钻井井场 $1 < Q < 10$ ，运营期威 217H3 平台~威 217H1 平台集输管线、威 217H10 平台~威 217H9 平台集输管线、威 217H9 平台~威 204H65 平台集输管线均为 $1 < Q < 10$ ，需进一步判断环境风险潜势。站场运营期、其余管线环境风险潜势均为 I，可开展简单分析。

8.2.2 行业及生产工艺（M）

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ/T169-2018）附录 C，将 M 划分为（1） $M > 20$ ；（2） $10 < M \leq 20$ ；（3） $5 < M \leq 10$ ；（4） $M = 5$ ，分别以 M1、M2、M3 和 M4 表示。本项目属于石油天然气行业，且运营期集气干线为管道运输项目，生产工艺不涉及高温工艺（温度 $\geq 300^{\circ}\text{C}$ ）和高压（设计压力 $P \geq 10.0\text{MPa}$ ），本项目 M 值详见按照表 8.2-3。

表 8.2-3 行业及生产工艺（M）

行业	评估依据	分值
石化、化工、医药、轻工、化纤、有色冶炼等	涉及光气及光气化工艺、电解工艺（氯碱）、氯化工艺、硝化工艺、合成氨工艺、裂解（裂化）工艺、氟化工艺、加氢工艺重氮化工艺、氧化工艺、过氧化工艺、胺基化工艺、磺化工艺聚合工艺、烷基化工艺、新型煤化工工艺、电石生产工艺、偶氮化工艺	10/套
	无机酸制酸工艺、焦化工艺	5/套
	其他高温或高压，且涉及危险物质的工艺过程 ^a 、危险物质贮存罐区	5/套（罐区）
管道、港口/码头等	涉及危险物质管道运输项目、港口/码头等	10
石油天然气	石油、天然气、页岩气开采（含净化），气库（不含加气站的气库），油库（不含加气站的油库）、油气管线 ^b （不含城镇燃气管	10

线)		
其他	涉及危险物质使用、贮存的项目	5
a 高温指工艺温度 $\geq 300^{\circ}\text{C}$ ，高压指压力容器的设计压力 (P) $\geq 10.0\text{ MPa}$; b 长输管道运输项目应按站场、管线分段进行评价。		

由上表可知，本项目施工期钻井井场行业及生产工艺 M 总计为 15，划分为 M2；集输管线的 M 为 10，划分为 M3。

8.2.3 危险物质及工艺系统危险性 (P) 分级

根据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ/T169-2018) 附录 C，已知危险物质数量与临界量比值 (Q) 和行业及生产工艺 (M)，按照表 8.2-3 确定危险物质及工艺系统危险性等级 (P)，分别以 P1、P2、P3、P4 表示。

表 8.2-4 危险物质及工艺系统危险性等级判断 (P)

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

本项目施工期在钻井平台 Q 值范围为 $1 \leq Q < 10$ ，M 值为 15 ($10 < M \leq 20$)，运营期威 217H3 平台~威 217H1 平台集输管线、威 217H10 平台~威 217H9 平台集输管线、威 217H9 平台~威 204H65 平台集输管线的 Q 值均为 $1 \leq Q < 10$ ，M 值为 10 ($5 < M \leq 10$)。由上表可知，本项目施工期钻井平台的危险物质及工艺系统危险性等级均为 P3；威 217H3 平台~威 217H1 平台集输管线、威 217H10 平台~威 217H9 平台集输管线、威 217H9 平台~威 204H65 平台集输管线的危险物质及工艺系统危险性等级均为 P4。

8.2.4 环境敏感程度 (E) 的分级

(1) 大气环境

根据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ/T169-2018) 附录 D，依据环境敏感目标环境敏感性及人口密度划分环境风险受体的敏感性，共分为三种类型，E1 为环境高度敏感区，E2 为环境中度敏感区，E3 为环境低度敏感区。对比上表可知，施工期钻井平台周边 500m 范围内人口总数最大为 168~776 人，周边 5km 范围内人口数最大约 2.1~4.4 万人，大气环境敏感程度等级为 E2；威 217H3 平台~威 217H1 平台集输管线、威 217H10 平台~威

217H9 平台集输管线、威 217H9 平台~威 204H65 平台集输管线每千米管段人口数分别为 158 人、125 人、182 人，均大于 100 人且小于 200 人，因此的三条管线的大气环境敏感程度等级为 **E2**。

（2）地表水环境

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）附录 D，依据事故情况下危险物质泄漏到水体的排放点受纳地表水体功能敏感性，与下游环境敏感目标情况，共分为三种类型，E1 为环境高度敏感区，E2 为环境中度敏感区，E3 为环境低度敏感区。本项目施工期钻井平台地表水环境敏感程度为 E2，威 217H3 平台~威 217H1 平台集输管线、威 217H10 平台~威 217H9 平台集输管线、威 217H9 平台~威 204H65 平台集输管线均为地埋式敷设，发生事故时，污染物质不会进入地表水环境，地表水环境敏感程度为 E2。

（3）地下水环境

施工期占地周边不涉及集中式饮用水水源保护区，地下水功能敏感性分区 G2 较敏感，包气带防污性能分级 D2。根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）附录 D，依据地下水功能敏感性与包气带防污性能，施工期钻井平台环境敏感程度分级均为 E2 环境中度敏感区，威 217H3 平台~威 217H1 平台集输管线、威 217H10 平台~威 217H9 平台集输管线、威 217H9 平台~威 204H65 平台集输管线的地表水环境敏感程度为 E2。

8.2.5 环境风险潜势划分

建设项目环境风险潜势划分为 I、II、III、IV/IV⁺ 级，根据建设项目涉及的物质和工艺系统的危险性及其所在地的环境敏感程度，结合事故情形下环境影响途径，对建设项目潜在环境危害程度进行概化分析，按照表 8.2-9 确定环境风险潜势。

表 8.2-9 建设项目施工期环境风险潜势划分

环境敏感程度（E）	危险物质及工艺系统危险性（P）			
	极高危害 （P1）	高度危害 （P2）	中度危害 （P3）	轻度危害 （P4）
环境高度敏感区（E1）	IV ⁺	IV	III	III
环境中度敏感区（E2）	IV	III	III	II
环境低度敏感区（E3）	III	III	II	I

注：IV⁺为极高环境风险。

本项目钻井平台地下水环境敏感程度 E2，地表水环境敏感程度与大气环境敏感程度为 E2，危险物质及工艺系统危险性等级为 P3，因此，钻井平台环境风险潜势为Ⅲ。

本项目威 217H3 平台~威 217H1 平台集输管线、威 217H10 平台~威 217H9 平台集输管线、威 217H9 平台~威 204H65 平台集输管线地下水环境敏感程度 E2，地表水环境敏感程度与大气环境敏感程度为 E2，危险物质及工艺系统危险性等级为 P4，因此，三条管线的环境风险潜势为Ⅱ。

8.2.6 评价等级

根据建设项目涉及的物质及工艺系统危险性和所在地的环境敏感性确定环境风险潜势，将环境风险评价工作等级划分为一级、二级、三级。

表 8.2-10 评价工作等级划分

环境风险潜势	IV、IV ⁺	Ⅲ	Ⅱ	I
评价工作等级	一	二	三	简单分析 ^a
^a 是相对于详细评价工作内容而言，在描述危险物质、环境影响途径、环境危害后果、风险防范措施等方面给出定性的说明。				

由上表可知，本项目钻井井场环境风险潜势为Ⅲ级，环境风险评价等级为二级。威 217H3 平台~威 217H1 平台集输管线、威 217H10 平台~威 217H9 平台集输管线、威 217H9 平台~威 204H65 平台集输管线环境风险潜势均为Ⅱ，环境风险评价等级为三级。采气平台和其他集输管线的环境风险潜势均为Ⅰ，可开展简单分析。

8.3 环境风险识别

8.3.1 物质危险性识别

本项目主要包括平台钻井工程、地面集输工程。根据工程分析，开发过程所涉及的主要物料包括：水基泥浆、油基泥浆、钻井废水、柴油、白油、盐酸、页岩气（甲烷）、气田水等，具体见“8.1.1 风险源调查”章节内容。

8.3.2 生产系统危险性识别

生产系统危险性识别首先参照本工程各生产装置、储运设施、公用工程和辅助生产设施以及环境保护措施，由此可识别各工程建设生产过程的风险

源。

危险单元是由一个或多个风险源构成的具有相对独立功能的单元。一个独立的危险单元在事故状况下应可实现与其他功能单元的分割。本项目涉及的危险单元主要为站场施工期，运营期采气平台井站和集输管道等。

（1）集输管道主要危险及有害因素分析

集输管道涉及的危险性物料输送量大，对管道的承压、密封和耐腐蚀要求较高，存在因管道破裂发生物料泄漏的可能。在设计、施工、运行管理过程中，可能存在设计不合理、施工质量问题、腐蚀、疲劳等因素，造成管线、设备及连接部位破损引起泄漏事故。

其风险因素主要包括：

①设计不合理包括：a、材料选材、设备选型不合理。在确定管子、管件、法兰、阀门、机械设备材料时，未充分考虑材料的强度，若管线的选材不能满足强度要求，管道存在应力开裂危险。b、管线布置、柔性考虑不周。管线布置不合理，造成管道因热胀冷缩产生变形破坏或振动；埋地管道弯头的设置、弹性敷设、埋设地质影响、温差变化等，对运行管道产生管道位移具有重要影响，柔性分析中如果未充分考虑或考虑不全面，将会引起管道弯曲、拱起甚至断裂。管内介质不稳定流动和穿越公路处地基振动产生的管道振动也可能导致管道位移。

②管材及施工缺陷：管材本身质量差多是因为金属材质及制造工艺的缺陷引起，其中管材卷边、分层、制管焊缝缺陷、管段热处理等工艺均可影响到管材质量；管道焊接缺陷主要表现在焊接边缘错位、未焊透与未熔合、夹渣、气孔和裂纹等，这些缺陷大多数是由于焊工责任心不强、工作不认真以及违反焊接工艺规程所造成的。制管质量事故多出现于有缝钢管（多见于螺旋缝钢管）。我国由于生产螺旋缝钢管的生产历史较长，输送页岩气几乎全部采用螺旋缝钢管。螺旋焊钢管有其自身的优点，但它的焊缝长度具有应力集中现象，因而焊缝缺陷引发的事故比直缝钢管概率高。施工不良还表现在以下方面：管道除锈、去污、防腐和现场补口等工序未按施工要求去做；管道下沟动作粗鲁以及回填作业草率，使泥土、岩石冲击防腐层，造成防腐层破坏；阴极保护没有与管道埋地同时进行；还有管道搬运时不仔细，管道产

生疲劳裂纹。

③腐蚀、磨蚀：本工程管道所经土壤腐蚀性较强。腐蚀既有可能大面积减薄管的壁厚，导致过度变形或爆破，也有可能导致管道穿孔，引发漏气事故。另外，如果管道的阴极保护系统故障或受到人为破坏，使被保护管段短时失去保护，也可能导致管线腐蚀。在管输工艺过程中，若页岩气中所含尘粒等固体杂质未被有效分离清除，同时管输页岩气的流速较高，会冲击、磨蚀管道或设备材料表面，在管线转弯处尤为严重，从而可能导致局部减薄、刺漏。

④疲劳失效：管道、设备等设施在交变应力作用下发生的破坏现象称为疲劳破坏。所谓交变应力即为因载荷作用而产生随时间周期或无规则变化的应力。交变应力引起的破坏与静应力引起的破坏现象截然不同，即使在交变应力低于材料屈服极限的情况下，经过长时间反复作用，也会发生突然破坏。管道经常开停车或变负荷，系统流动不稳定，穿越公路处地基振动产生管道振动等均会产生交变应力。而管道、设备等设施在制造过程中，不可避免的存在开孔或支管连接、焊缝缺陷，这些几何不连续造成应力集中，由于交变应力的作用将在这些部位产生疲劳裂纹，疲劳裂纹逐渐扩展贯穿整个壁厚后，会导致页岩气泄漏或火灾、爆炸事故。

⑤第三方破坏：第三方破坏指人为偷盗油气造成的管道损伤以及管道沿线修筑道路、建筑施工、农民耕地等活动引起的管道损伤等。面对第三者破坏情况，2010年1月中华人民共和国主席令（第三十号）颁发了《中华人民共和国石油天然气管道保护法》，这对确保石油天然气管道安全起到了积极作用，是打击和扼制第三方破坏的有效依据。

（2）钻井过程主要危险及有害因素分析

表 8.3-1 钻井过程主要危险及有害因素分析

序号	主要危险、有害因素	可能导致的事故
1	司钻控制下放速度不当或操作不平稳，井下泥浆压力大于地层压力，井漏如果发生在潜水层，则泄漏的泥浆可能会污染潜水层	发生井漏事故
2	暴雨导致废水外溢，柴油储罐泄漏，柴油装卸操作失误导致柴油的泄漏，卸油连接管破裂导致柴油泄漏等	废水和柴油外溢，污染土壤、影响农作物生长发育和产量，污染地表水

3	工程废渣、部分废水罐车或管线输送，由于转运路线较长，沿途经过的地区多，存在发生事故所引发的次生环境污染。一旦发生交通事故或其他原因导致废渣、废水外溢，一方面可能会造成土壤和地下水体污染，另一方面，若事故发生在跨河桥梁段，泄漏的废水、废渣会直接污染地表水体。	运输车发生交通事故或气田水管线破裂，污染地表水体、地下水、土壤
4	地层压力不准；导致设计不准确，钻井液密度低于地层空隙压力梯度，埋下井喷事故	井喷失控、天然气燃烧爆炸、大气环境及人群健康影响
5	阀板与阀座之间密封不好或是井控装置部件表面生锈腐蚀使节流压井管失效，方钻杆上下旋转开关不灵活，有可能因不能正常开关而发生井喷事故	天然气燃烧爆炸、大气环境及人群健康影响
6	换装井口、起下管柱作业和循环施工作业中，对作业时间估计不足，压井时间短，井内压力失衡导致井喷或井喷失控	天然气燃烧爆炸、大气环境及人群健康影响
7	下完套管，当套管内钻井液未灌满时，若直接水龙头带开泵洗井	井喷失控、天然气燃烧爆炸、大气环境及人群健康影响
8	防喷器件、管线有刺漏，压力等级不符合要求；非金属材料不符合要求，密封失效	管线、设备失效导致井喷

8.3.3 环境风险类型及危害分析

环境风险类型包括危险物质泄漏，火灾、爆炸等引发的伴生/次生污染物排放，同一种危险物质可能有多种环境风险类型。

本项目主要环境风险物质为盐酸、CH₄、柴油和气田水等。一般来说，风险事故的触发因素多为设备（包括管线、阀门或其它设施）腐蚀、材质缺陷或操作失误等，有毒有害的危险物质 CH₄ 泄漏至空气中，对周围大气环境造成污染；对于可能引发火灾、爆炸事故的危险物质 CH₄，还需要考虑到伴生/次生污染物如 CO 的排放引发的环境影响。

另外，气田水、扑救火灾时产生的消防水及污染雨水等沿地面漫流，可能会对地表水、地下水及土壤环境造成污染。本工程涉及的危险物质及每种危险物质涉及的风险类型、扩散途径和可能影响方式见表 8.3-2。

表 8.3-2 环境风险类型及危害分析

序号	危险物质	环境风险类型	类型	扩散途径和可能的影响方式
1	甲烷	危险物质泄漏	大气扩散	钻井施工和采气、集输期间，页岩气泄漏后直接进入大气环境，通过大气扩散对项目周围环境造成危害，致使居民甲烷窒息
		火灾引发	大气扩散	钻井施工和采气、集输期间，页岩气泄漏发生火灾

		的伴生/次生污染物排放		事故，引发伴生污染物 CO 等进入大气环境，对项目周围环境造成危害
		火灾引发的伴生/次生污染物排放	地表水、地下水环境扩散	钻井施工和采气、集输期间，页岩气泄漏发生火灾事故时产生的消防废水或泄漏的液体未能得到有效收集而进入清浄下水系统或雨排系统，通过排水系统排入外界水体，引起水环境污染次生事故，对外界水环境造成影响
2	气田水	渗漏	土壤环境	气田水输送、贮存及回注期间，管道或储罐中的气田水泄漏未能得到有效收集进入土壤，危害土壤环境
			地表水、地下水环境扩散	气田水输送、贮存及回注期间，泄漏未能得到有效收集进入周边地表水或地下水，引起水环境污染事故
3	柴油	渗漏	土壤环境	钻井期间，储罐中的柴油泄漏未能得到有效收集进入土壤，危害土壤环境
			地表水、地下水环境扩散	钻井期间，储罐中的泄漏未能得到有效收集进入周边地表水或地下水，引起水环境污染事故
4	盐酸	泄漏	地表水、地下水环境扩散、土壤环境	钻井期间，盐酸储罐中的盐酸未能得到有效收集进入周边地表水、地下水、土壤或空气重，引起污染

8.3.4 风险识别结果

本项目环境风险识别见表 8.3-3。

表 8.3-3 本项目环境风险识别表

阶段	危险单元	风险源	主要危险物质	环境风险类型	环境影响途径	可能受影响的环境敏感目标
施工期	井口	地层天然气	甲烷	井喷、伴生/次生污染物排放	大气	周边居民、学校、城镇等大气保护目标
	井身	钻井泥浆	SS、COD、氯离子等	井漏	地下水	区域地下水环境
	废水运输罐车	钻井废水等	SS、COD、氯离子等	泄漏	地表水、土壤、地下水	外运道路沿线地表水、土壤、地下水环境
	储液罐	储液罐	SS、COD、氯离子等	泄漏	地表水、土壤、地下水	周边土壤、地表水、居民水井等
	柴油罐区	柴油罐	柴油	泄漏	地表水、土壤、地下水	周边土壤、地表水、居民水井等
	危废	废油桶	废矿物油	泄漏	地表水、	周边土壤、地表

	暂存间				土壤、地下水	水、居民水井等
	放喷池	压裂返排液	SS、COD、氯离子等	泄漏、溢流	地表水、土壤、地下水	周边土壤、地表水、居民水井等
运营期	井站、管线	天然气	甲烷	泄漏、伴生/次生污染物排放	大气	周边居民、学校、城镇等大气保护目标
	井站储液罐	采气废水	SS、COD、氯离子等	泄漏	地表水、土壤、地下水	周边土壤、地表水、居民水井等

8.4 风险事故情形分析

风险事故触发因素具有不确定性。在不能包含全部可能环境风险的情况下，为了加强风险管理，为风险管理提供科学依据，在风险识别结果的基础上，首先根据危险物质、扩散途径等将识别的事故总结划分为不同类型（表 8.4-1），再筛选出对环境影响较大并具有代表性的事故类型，即为风险事故情形。风险事故情形的设定应体现在危险物质、环境危害、影响途径等方面的代表性。

表 8.4-1 本项目环境风险事故类型

序号	危险物质	扩散途径	事故类型
1	CH ₄	大气扩散	页岩气泄漏后火灾爆炸事故
2	钻井废水、气田水、盐酸	地表水、地下水、土壤	池体、水罐泄漏，介质进入外界地表水体、地下水和土壤

8.4.1 大气风险事故情形分析

（1）施工期井喷风险

钻井作业中，当钻头钻入气层后，由于气层压力的突然增大，钻井泥浆开始湍动，并出现溢流，随之发生井喷，此时如能够及时关井，控制井口，将气流引入放喷管线泄压、点火，再采取补救措施，如加重泥浆强行压井，平衡井内压力可使井喷得到控制。若井喷后，未能及时关井，失去对井口控制，大量天然气将从井口喷射释放，这不但将使天然气资源受到严重浪费，释放的页岩气以及点火燃烧后产生的二次污染也会对周边的居民产生影响。

（2）钻井期套管破裂页岩气窜层泄漏进入地表环境风险

套管破裂在钻井中出现的概率非常小，在严把质量关的前提下发生该事

故的概率极其小。由于通过地下岩层的阻隔，事故发生后窜层泄漏进入地表的量、压力、速率比井喷量小很多，影响程度比井喷小很多。但出现的泄漏点多，出现位置不能进行有效预测，但主要在井口周边地带，泄漏范围在井口外 1km 范围内。

（3）运营期场站、采输气管道泄漏风险

井站、输气管道运行过程中，存在有因管道腐蚀、材料和施工缺陷、误操作等因素引发事故的可能性，若输气管线发生破裂，页岩气外溢，遇明火易发生火灾，不完全燃烧的一氧化碳进入大气中可能对大气造成污染。

集输管线井站配备压力阀，能够及时发现事故，集输管线各截断阀在事故情况下及时关闭，避免大量页岩气外泄。且巡线工能够及时赶赴现场进行处理，对周边影响较小。

根据调查区块内已运行井站和集输管线，通过配备截断阀、定期巡视等，采取设计及规范措施，运行至今未发生大的环境风险事故。

（4）页岩气点火燃烧对生态环境的影响

钻井过程发生井喷失控后页岩气逸散到空气中遇明火发生火灾爆炸或主动点火发生火灾爆炸情形、施工期柴油或白油泄漏后遇明火燃烧情形以及采气过程井站或集输管线发生页岩气泄漏后遇明火燃烧等情形产生污染物对大气将产生一定的影响。由于本项目可能发生火灾爆炸的部位位于露天环境，燃烧物质与空气接触较充分，充分燃烧情况下燃烧产物主要为CO₂，毒性较大的CO的量相对较少。且本项目处于农村环境，周边大气敏感点分散，且环境空气流通性较好，火灾爆炸燃烧产物对大气产生的影响较小。

8.4.2 地表水、地下水、土壤污染环境风险

（1）施工期

①井漏风险

本项目在钻井工程实施阶段存在井漏的风险，井漏是钻井过程中遇到复杂地层，钻井液等泄漏入地层孔隙、裂缝等空间的现象。本项目在钻井工程阶段，可能破坏浅层碎屑岩含水层，改变地下水补径排特征，造成周边的农户泉点出现水量减少，严重情况下可导致干涸，对当地居民用水及生产生活

造成影响。一旦由本项目造成周边居民用水影响，建设单位立即启动风险应急供水措施，用临时供水（桶装水或其他水井）形式，保证周边居民用水安全。

②废水、废油、柴油泄漏或外溢风险

一般情况下废水、废油、柴油发生泄漏的概率很小，当发生泄漏时，均可由罐区围堰或收集坑收集，并进行妥善处理，不会进入周边土壤、地表水及地下水环境中。若罐体发生泄漏的同时发生强降雨，可能随降雨形成的地表径流外溢出井场，进入附近冲沟、土壤、浅层地下水中，污染物可能随着冲沟径流进入项目周边地表水体，可能对其水质产生一定影响。

本项目各井场池体为半地下式结构，在遇雨季和山洪暴发时，发生泄漏事故的可能性小，主要是溢流风险。该废水中 pH 值高、可溶性盐含量高、含石油类，影响土壤的结构，危害植物生长。根据统计分析，已实施的各钻井工程几乎未发生过池体事故，概率很小。

③废水、废油、柴油泄漏或外溢风险

一般情况下废水、废油、柴油发生泄漏的概率很小，当发生泄漏时，均可由罐区围堰或收集坑收集，并进行妥善处理，不会进入周边土壤、地表水及地下水环境中。若罐体发生泄漏的同时发生强降雨，可能随降雨形成的地表径流外溢出井场，进入附近冲沟、土壤、浅层地下水中，污染物可能随着冲沟径流进入项目周边地表水体，可能对其水质产生一定影响。

本项目各井场池体为半地下式结构，在遇雨季和山洪暴发时，发生泄漏事故的可能性小，主要是溢流风险。该废水中 pH 值高、可溶性盐含量高、含石油类，影响土壤的结构，危害植物生长。

④废水、固废外运过程中的事故风险

本项目产生的压裂返排液采用管线输送至区块内各平台进行回用，钻井固废主要采用罐车外运综合利用。本环评要求转运路线应尽量避免自然保护区、风景名胜区、集中式饮用水水源保护区等环境敏感目标，同时保证运输路线不穿越集中式饮用水水源保护区。若无法完全绕避饮用水源保护区，路由必须绕避饮用水源一级保护区，并遵守饮用水源保护规定，且按照《四川省饮用水水源保护条例》的规定，应在驶入该区域的二十四小时前向当地公安

机关交通管理部门报告，配备防止污染物散落、溢流、渗漏的设施设备，指定专人保障废物运输安全。通过时严格控制车速，提高警惕，缓慢通过，杜绝事故，并制定相应应急预案和应急措施。在其他区域若发生泄漏事故，也应参照上述处理方法及时对废物进行处理。

⑤压裂前置酸泄漏事故影响分析

各井场井站单井井下压裂作业时，钻井至目的层下套管固井射孔后，采用盐酸作为前置液，对岩层进行侵蚀。现场用酸由具有相关资质的单位用玻璃钢罐车拉运至现场使用，在井场内采用玻璃内衬钢罐临时储存。酸发生泄漏后的影响将引起土壤酸化，破坏土壤的结构，危害植物生长；本工程井场周边设置有清污排水沟，发生泄漏时可有效避免对井场外土壤及地表水体的影响。同时通过协调运输关系，酸罐车一般仅提前1~2d拉运成品前置酸至需求井场，减少前置酸在现场贮存时间，减少泄漏环境风险。

（2）运营期

本项目运行期污水管线输送介质为气田水、检修废水、清管废水等污水，主要考虑管道腐蚀或管材及施工缺陷引起的污水泄漏事故，进而进入地下水、土壤环境，直接影响地下水水质，造成的主要影响为COD、氯化物和石油类指标增高，降低地下水水质及土壤质量，影响植被生长和饮水水源水质。

①采气废水外溢和运输事故风险

本项目运营期气田水优先回用，最终无法回用的气田水则通过回注井回注处理或转运至有处理能力且环保手续齐全的污水处理厂进行处理，现场不外排，仅设置污水罐进行暂存。本项目运营期产生采气废水暂存于井场内的污水罐内，污水罐设置外溢报警器，同时污水罐所在区域四周均有防渗且设置围堰，定期定点对污水罐的容量进行检查，达到容量的80%则进行转运，因此出现污水外溢的可能性小；最终无法回用的气田水外运均由专用运输车进行运输，运输车为密闭罐车，在转运过程中可能出现运输事故，气田水泄漏会对周围土壤的结构造成不利影响，如果下渗会对地下水、土壤造成污染，雨水冲刷进入地表水也会对地表水造成不利影响。

②运营期返排液管道、采气废水泄漏事故环境风险

本项目压裂返排液主要采用管道输送方式，管道泄漏将导致采气废水泄漏进入土壤和水体中，污染土壤和水环境。

③集液池泄漏环境风险

气田水的危害主要表现在：可溶性盐含量高，含石油类。集液池泄漏和外溢废水对周围环境的影响一般有以下几种情况：

a 泄漏后直接进入水体造成污染、由降雨形成的地表径流将泄漏废水或受污染的土壤一起带入水体造成污染，使地表水中的 COD、BOD、石油类增高，影响水生生物的生长；b 泄漏后进入土壤造成污染，使周围植物及农作物的生长受到影响；c 泄漏后通过土壤渗透进入地下水含水层造成污染，使周围居民及畜牧饮水存在安全隐患。

8.4.3 源项分析

（1）事故源强的确定

① 情形 1：施工期井喷事故甲烷泄漏

发生井喷时（点火前）天然气泄漏量按照无阻流量 15min 泄漏计算（15min 内实施井口点火燃烧），天然气点火前主要污染物是甲烷，计算结果见表 8.2-1。

② 情形 2：运营期采气平台井站内部管线事故泄漏甲烷

项目运营期井站紧急截断阀可在 30s 内响应，因此井站泄漏时间按照 30s 计算，泄漏量见前文表 8.2-2。

③情形 3：运营期集输管线事故泄漏甲烷

本项目运营期管道事故情况下截断阀可在 30s 内响应，泄漏量按照管道内天然气存在量加上 30s 内天然气输送量计算。

（2）最大可信事故

A、施工期：钻井过程中主要事故类型为井喷、井漏、钻井废水、柴油、白油外溢等，主要危害为释放的页岩气，可能引发火灾、爆炸事故，以及对周围生态环境和人群健康的危害影响。页岩气开采期间主要事故类型为站内设备腐蚀等因素造成的页岩气泄漏，引发的火灾和爆炸事故，对周围环境和人群健康的影响，以及对生态环境的影响等。

从事故类型来讲，钻井和页岩气开采阶段事故类型和可能造成的后果基本相同，但针对页岩气开采来讲，主要设备类型比较简单，可控程度比较高，而钻井过程中可能引发事故的因素较多，可控程度较天然气开采低，事故的后果较天然气开采阶段稍大，因此，将钻井过程可能发生事故作为最大可信事故。

钻井工程危害最大的事故为井喷失控，其可能引发系列环境风险事故。最大可信事故下，事故危害主要火灾、爆炸、天然气释放对大气环境影响和人群健康的危害等。

B、运营期：根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）附录 E，项目运营期环境风险事故情况下，内径 $>150\text{mm}$ 的管道全管径泄漏的概率约为 $1.00\times 10^{-7}/\text{m}\cdot\text{a}$ 。一般而言，发生频率小于 $10^{-6}/\text{年}$ 的事件是极小概率事件。因此，本项目站场、集输管线泄漏发生的概率极低。

（3）事故概率分析

施工期井喷概率：根据川渝地区各气藏已钻井出现井喷及井喷失控事故的概率极小，主要不良显示为水侵和气侵、井涌。类比分析本项目出现井喷失控的概率很小。据不完全统计，中国在油气勘探开发的 40 年间，累计发生井喷失控事故 230 次，占完井总数的 2.41‰，其中井喷失控着火 78 次，占井喷失控总数的 34%，因此井喷失控的事故率约为 0.603×10^{-4} 次/年，其中井喷失控着火事故率约为 0.203×10^{-4} 次/年，未着火事故率约为 0.4×10^{-4} 次/年，其中井喷事故未着火的多数为非含硫气田开发。

8.5 环境风险预测与评价

8.5.1 大气环境风险

1、环境风险评价标准

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJT169-2018），本项目大气环境风险评价主要采用附录 H 大气毒性终点浓度作为风险预测标准，详见下表 8.5-1。

表 8.5-1 危险物质判定标准

序	预测因子	关注限值 (mg/m^3)	备注
---	------	---------------------------------	----

号		毒性终点浓度-1	毒性终点浓度-2	
1	甲烷	260000	150000	《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ/T169-2018）附录 H

2、大气环境风险预测

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJT169-2018），本项目仅对钻井期井喷进行预测。

（1）预测模型

①排放模式

判定连续排放还是瞬时排放，可以通过对比排放时间 T_d 和污染物到达最近的受体点（网格点或敏感点）的时间 T 确定。

$$T=2X/U_r$$

式中： X ——事故发生地与计算点的距离， m ；

U_r ——10m 高处风速， m/s 。取 $1m/s$ 。假设风速和风向在 T 时间段内保持不变。

计算 $T=2*102/1=204s$ ，小于设定泄漏时间 $15min$ ，认为是连续排放。

②气质特性

判定烟团/烟羽是否为重质气体，取决于它相对空气的“过剩密度”和环境条件等因素。通常采用理查德森数（ Ri ）作为标准进行判断。

连续排放：

$$Ri = \frac{\left[\frac{g(Q/\rho_{rel})}{D_{rel}} \times \left(\frac{\rho_{rel}-\rho_a}{\rho_a} \right) \right]^{\frac{1}{5}}}{U_r}$$

式中： ρ_{rel} ——排放物质进入大气的初始密度， kg/m^3 ；甲烷约为 $0.70021kg/m^3$ ；

ρ_a ——环境空气密度， kg/m^3 ； $1.18kg/m^3$ ；

Q ——连续排放烟羽的排放速率， kg/s ；

D_{rel} ——初始的烟团宽度，即源直径 m ；按照井口宽度取 $0.508m$ ；

U_r ——10m 高处风速， m/s 。取 $1.5m/s$ 。

通过 EIAProA2018 软件计算，甲烷的烟初始密度未大于空气密度，不计算理查德森数，扩散计算建议采用 AFTOX 模式。

（2）预测参数

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJT169-2018），二级评价选取最不利气象条件进行预测，最不利气象条件取 F 类稳定度，详见表 8.5-2。

表 8.5-2 本项目大气风险预测模型主要参数表

参数类型	选项	参数
基本情况	事故源类型	泄漏
气象参数	气象条件类型	最不利气象
	风速（m/s）	1.5
	环境温度（℃）	25
	相对湿度（%）	50
	稳定度	F
其他参数	地表粗糙度（m）	0.1
	是否考虑地形	否

本项目事故源参数见表 8.5-3。

表 8.5-3 本项目大气风险预测模型主要参数表

事故情形	物质	废气泄漏量 ($10^4\text{m}^3/\text{h}$)	释放速率 (kg/s)	泄漏总量 (kg)	泄漏时间 (min)	源强高度 (m)	源面积 (m^2)
情形 1	甲烷	1.875	3.646	3280	15	0	/

（3）预测结果

采用《建设项目环境风险评价技术导则》（HJT169-2018）附录 G 推荐的大气风险预测模式（AFTOX 模型），计算最不利气象条件下风向不同距离处污染物的高峰浓度和毒性终点浓度，详见表 8.5-4。

表 8.6-4 最不利气象条件下本项目下风向污染物浓度范围统计表

下风向距离（m）	井喷点火前 15min 甲烷高峰浓度（ mg/m^3 ）
10	1.96
20	4537
30	20074
40	30372
50	33599
60	33359
70	31883

80	30074
90	28240
100	26475
200	14161
400	5628.5
800	1924.3
1600	643.33
3200	257.17
5000	142.86
毒性终点 浓度范围	终点 1: /
	终点 2: /

附图 8.5-1 事故状态下天然气（甲烷）泄漏的影响范围预测结果

本环评认为最不利气象条件下本项目井喷事故点火前井喷的甲烷未达到毒性终点浓度-1 及毒性终点浓度-2。

(4) 预测评价

根据川渝地区各气藏已钻井出现井喷及井喷失控事故的概率极小，主要不良显示为水侵和气侵、井涌。类比分析本项目出现井喷失控的概率很小。据不完全统计，中国在油气勘探开发的 40 年间，累计发生井喷失控事故 230 次，占完井总数的 2.41%，其中井喷失控着火 78 次，占井喷失控总数的 34%，因此井喷失控的事故率约为 0.603×10^{-4} 次/年，其中井喷失控着火事故率约为 0.203×10^{-4} 次/年，未着火事故率约为 0.4×10^{-4} 次/年，其中井喷事故未着火的多数为非含硫气田开发。

3、施工期大气环境风险评价

(1) 施工期井喷

钻井作业中，当钻头钻入气层后，由于气层压力的突然增大，钻井泥浆开始湍动，并出现溢流，随之发生井喷，此时如能够及时关井，控制井口，将气流引入放喷管线泄压、点火，再采取补救措施，如加重泥浆强行压井，平衡井内压力可使井喷得到控制。若井喷后，未能及时关井，失去对井口控制，大量页岩气将从井口喷射释放，这不但将使页岩气资源受到严重浪费，释放的页岩气也会对周边的居民产生影响。

由于本项目页岩气不含硫化氢。在事故状态下，井喷失控释放的页岩气，多数通过燃烧处理，使甲烷等转化成 CO_2 和 H_2O ，仅在事故刚发生时有少量页岩气释放，其对环境的影响较小。在事故状态下，若井喷失控释放的页岩气未点燃，则页岩气向环境中扩散。由于页岩气主要成分为甲烷，其密度比空气的一半还小，且扩散很快，对环境、人和动物的影响是局部影响，但不会造成人员窒息现象。因此，对大气环境影响小。

根据对项目周围环境情况的调查，井口周围环境风险敏感点主要为 3km 评价范围内的场镇、医院、学校等，事故条件下及时采取应急措施及时撤离后，对周围风险敏感点影响较小。

此外，在实际钻井过程中，若出现井喷失控事故时，还应根据天然气的释放量、释放压力等，确定应急疏散半径。同时还要将应急预案落实到实处，确保事故发生时能及时采取紧急措施，确保危害的最小化，确保周围人民群众的安全。

因此，在采取有效的风险防范措施和应急措施的情况下，井喷事故发生概率较小，环境风险可接受。

（2）施工期套管破裂页岩气窜层泄漏进入地表环境风险影响分析

套管破裂在钻井中出现的概率非常小，在严把质量关的前提下发生该事故的概率极其小。由于通过地下岩层的阻隔，事故发生后窜层泄漏进入地表的量、压力、速率比井喷量小很多，影响程度比井喷小很多。但出现的泄漏点多，出现位置不能进行有效预测，但主要在井口周边地带，泄漏范围在井口外 1km 范围内。由于该井产气中不含硫化氢，不会引起周边居民的硫化氢中毒危害，泄漏点主要表现为可燃气体的泄漏遇火爆炸环境风险，形成的爆炸冲击波较井喷失控时甲烷扩散遇火爆炸形成的爆炸冲击波影响小得多。

（3）井眼碰撞或压裂作业导致套管破裂页岩气窜层泄漏进入地表环境风险影响分析

本项目在钻井施工中各井组内井眼距离 5~15m，符合《丛式井平台布置及井眼防碰技术要求》（SY/T 6396-2014）、《钻井井控技术规范》（Q/SY1552-2012），且各井均为不同方向的定向井或水平井，在钻井作业

中严格控制直井段井斜和斜井水平段的位置方向，加强钻井位置监测，类比同类丛式水平井组钻井，从未发生过串井事故，因此井下工具破坏已完钻井套管的可能性基本不存在。

完井套管均采用高压无缝钢管，压裂作业在高压压裂时破坏已完钻井套管的可能性也很小。根据川渝地区多年来的钻井记录，井眼碰撞以及压裂作业导致套管损坏在钻井中出现的概率非常小，在严把质量关的前提下发生该事故的概率极其小。由于通过地下岩层的阻隔，事故发生后页岩气窜层泄漏进入地表的量、压力、速率比井喷量小很多，影响程度比井喷小很多，但出现的泄漏点多，出现位置不能进行有效预测，但主要在井口周边地带，泄漏范围在井口外 1km 范围内。由于该井产气中不含硫化氢，不会引起周边居民的硫化氢中毒危害，泄漏点主要表现为可燃气体的泄漏遇火爆炸环境风险，形成的爆炸冲击波较井喷失控时甲烷扩散遇火爆炸形成的爆炸冲击波影响小得多。

4、运营期站场和页岩气集输管线泄漏风险分析

由于地面采气工程时在测试放喷定产后配产规模下生产（单井站最大配产规模 $9 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ），地面采气阶段环境风险源较钻井和储层改造施工阶段小，其环境风险影响范围较施工期小，且在站内工艺管道发生断裂泄漏事故后，自控系统控制的截断阀能在 2min 内截断上游气源，管道两边截断阀（井口截断阀、出站阀组区截断阀）在第一时间响应关闭并启动放空程序，最大泄漏量为管线在线量和 2min 的页岩气流量，页岩气泄漏量很小。由于页岩气主要成分为甲烷，其密度比空气的一半还小，且稀释扩散很快，对环境、人和动物的影响是局部影响，但不会造成人员窒息现象。因此，对大气环境影响小。

井站、输气管道运行过程中，存在有因管道腐蚀、材料和施工缺陷、误操作等因素引发事故的可能性，若输气管线发生破裂，页岩气外溢，可能造成周边居民中毒、窒息。平台井站配备报警装置及应急截断阀，能够及时发现事故，集输管线各截断阀在事故情况下及时关闭，避免大量页岩气外泄，且巡线工能够及时赶赴现场进行处理，对周边影响较小。

采气过程井站或集输管线发生页岩气泄漏后遇明火燃烧等情形产生污染物对大气将产生一定的影响。由于本项目可能发生火灾爆炸的部位位于露天环境，燃烧物质与空气接触较充分，泄漏天然气量小，充分燃烧情况下燃烧产物主要为 CO_2 ，毒性较大的 CO 的量相对较少。且本项目处于农村环境，周边大气敏感点分散，且环境空气流通性较好， CO 对大气产生的影响较小。

8.5.2 地表水环境风险影响

（1）施工期

①废水泄漏或外溢影响分析

钻井废水、压裂废水、气田水的危害主要表现在： pH 值过高过低、可溶性盐含量高，含石油类。泄漏和外溢废水对地表水的影响一般有两种途径，一种是泄漏后直接进入水体；另一种是泄漏于地表，由降雨形成的地表径流将泄漏废水或受污染的土壤一起带入水体造成污染。由于本项目位于农业生态环境中，主要为耕地，项目附近有冲沟等，泄漏的废水可能随着降雨进入地表水，使地表水中的 COD 、 BOD 、石油类增高，影响水生生物的生长。

钻井井场设置清污分流系统，使井场内废水经处理后进入泥浆循环系统内，同时避免雨水流入废水系统增加负荷，项目高出地面的放喷池集污坑等池壁也可有效避免周边雨水进入废水之中。采气期气田水于储存池内暂存，储存池均有采取防渗处理，也有效防止气田水外溢。因此只要加强管理，完善风险防范措施，发生废水外溢事故的概率较低。此外，工程也有相应的事故应急预案，事故时能及时采取控制措施，确保对地表水环境的影响降至最低限度。

考虑到初期雨水以及井场内所有储水设备泄漏收集处理不及时等极端情况时，集污坑规格不够，废水流出井场，对周围环境造成影响，建议建设单位（尤其如果项目施工在雨季时）应确保集污坑的利用效率，保证井场内废水能有效收集进入泥浆循环系统或放喷池。建议建设单位适当加大集污坑的规格或者将集污坑改建为隔油放喷池并做好防渗，增大废水储存规格，避免初期雨水控制不好或极端情况对附近水环境的污染，同时也能更加降低污水

泄漏对外环境（如地下水、农田）的影响。本次环评要求构建“三级”防控体系：具体如下：

第一级防控措施是对存放废水和原料的罐池定期检查，确认储存池容量不超过设计容量，并及时清空，确保废水暂存容量足够；

第二级防控措施是通过对可能发生废水泄漏的罐、池区以及作业区等区域修建围堰，避免泄漏废水散排进入井场其他区域；

第三级防控措施是内环沟集污坑、方井、井场四周集水坑等废水汇集处低进高出，同时设置水泵，将废水抽至泥浆不落地区暂存罐或应急罐、放喷池，拦截可能流出井场外的废水，保持内环沟、集污坑、方井、泥浆循环系统应急罐等常空。

在废水外溢事故发生，集水坑拦截失效时，在集水坑附近等低洼区域以及外溢口处采用沙包、装土编织袋等拦截措施阻止废水进入外环境，同时保持泥浆不落地区暂存罐常空，通过泵将井场场内外溢废水引流至储存池、放喷池，并及时处理转运。

②油类物质的泄漏或外溢

柴油、白油、凝析油及废矿物油泄漏对地表水的影响一般有两种途径，一种是泄漏后直接进入水体；另一种是柴油、白油或废矿物油泄漏于地表，由降雨形成的地表径流将受污染的土壤一起带入水体造成污染。由于本项目位于农业生态环境中，主要为耕地，项目附近有冲沟等，泄漏的柴油、凝析油、白油或废矿物油可能随着降雨进入地表水，将产生如下危害：表层油在地表水体中可大大降低水体及动植物对氧的摄取，能引起某些生物死亡率的增加。因此，加强管理尽量杜绝风险事故发生是控制污染的主要手段，应加强对储油罐和废油罐的检查，以减少事故的发生。钻井施工期油罐布置在井场外地势较高处，风险影响主要是柴油罐区的泄漏及引发火灾、爆炸造成的次生环境污染风险。钻井期油罐设置在基础上，基础周边设置围栏、收油沟以及集污坑，油罐临时调配在油罐区暂存。油罐密闭，柴油发生大量泄漏的概率很小，一般情况管道阀门泄漏，少量跑冒漏滴均收集在集污坑内，可有效进行防止污染。钻井施工期废矿物油采用油桶收集暂存，油桶置于危废暂

存间，废矿物油在施工生产过程中随时利用，废矿物油暂存量小，废矿物油发生泄漏并进入外环境的可能性很小。采气期凝析油和废矿物油采用油桶收集暂存，其产生量很小，油桶置于站内防渗区域，凝析油定期转运处理外售；废矿物油一般站内能完全利用；废矿物油在生产过程中随时利用，废矿物油暂存量小，废矿物油发生泄漏并进入外环境的可能性很小。

尽管项目存在对地表水环境产生影响的风险因素，但项目有完善的QHSE管理体系，以及有效的风险防范措施，发生事故的概率较低。此外，工程也有相应的事故应急预案，事故时能及时采取控制措施，确保对地表水环境的影响降至最低限度。

③物质外运过程事故影响分析

本项目液体类物质转运采用管输或罐体装载，固废采用密封袋装运输，罐体为钢板密封罐，发生翻车泄漏的概率很小，且合格泥浆、返排液、钻井固废等无有毒有害物质，主要是含有机污染物，罐车输送的量约10t/车，一次运输量不大，不会产生严重后果。根据沿海对盐碱地改造的经验，一块盐碱地经2~3次灌淡水浸泡后，便可种植水稻。内江地区自然降雨量大，受污染的植被、土壤、农田经过几场雨后便可基本得到恢复。物质转运过程中发生事故污染的可能性极小，在环境所能接受的范围内。本环评要求固废转运路线应尽量避让自然保护区、风景名胜区、集中式饮用水水源保护区等环境敏感目标，若无法完全绕避饮用水源保护区，路由必须绕避饮用水源一级保护区，并遵守饮用水源保护规定，且按照《四川省饮用水水源保护条例》的规定，应当在驶入该区域的二十四小时前向当地公安机关交通管理部门报告，配备防止污染物散落、溢流、渗漏的设施设备，指定专人保障废物运输安全。通过时严格控制车速，提高警惕，缓慢通过，杜绝事故，并制定相应应急预案和应急措施。在其他区域若发生泄漏事故，也应参照上述处理方法及时对废物进行处理。

（2）运营期

本项目在正常运营时无废水外排，对周边地表水体无不利影响。但在非正常工况下，可能发生气田水泄漏或运输事故。

①气田水泄漏事故影响分析

运营期气田水优先回用于区块内配制压裂液，无法回用的废水则转运至回注站或污水处理厂处理后回用，不外排。平台井站内设置储存池暂存气田水，储存池采取重点防渗措施并设置外溢报警器，定期检查容量，达到 80% 时及时转运，因此气田水外溢风险较低。然而，返排液管线或密闭罐车在输送过程中可能发生泄漏事故，泄漏的气田水若下渗，会对地下水和土壤造成污染，雨水冲刷后也可能进入地表水体，导致地表水污染。气田水含有高浓度可溶性盐和石油类物质，泄漏后可能通过地表径流进入水体，使地表水中的 COD、BOD、石油类含量升高，影响水生生物生长；也可能进入土壤，影响植物和农作物生长，甚至渗透至地下水含水层，威胁居民和畜牧饮水安全。为降低风险，建设单位在集液池周围修建了雨水导流沟和截污沟，并采取重点防渗和污水防控措施，同时采用地陷式构造降低水池垮塌风险，通过这些措施，可将泄漏事故的影响控制在可接受范围内。

（2）气田水运输事故影响分析

在气田水的运输过程中，管道破裂可能出现运输事故，导致气田水泄漏。泄漏的气田水会对周围土壤结构造成不利影响，破坏土壤的物理和化学性质，进而影响植物生长和土壤生态系统的稳定性。若泄漏的气田水下渗，还会污染地下水，使地下水中的污染物浓度升高，影响地下水水质。此外，泄漏的气田水在雨水冲刷下可能进入地表水体，导致地表水污染，使水体中的污染物含量增加，影响水生生物的生存和繁殖。为应对运输事故，项目配备了出站阀组撬和截断阀，能够在事故发生时及时关闭，防止气田水进一步泄漏。同时，巡线工能够迅速赶赴现场进行处理，最大限度减少事故对周边环境的影响。通过这些措施，运输事故对环境的影响可得到有效控制，总体影响较小。

8.5.3 地下水、土壤环境风险影响

（1）施工期

①井漏环境风险分析

井漏是钻井过程中遇到复杂地层，钻井液或其他介质（固井水泥浆等）漏入地层孔隙、裂缝等空间的现象。若漏失地层与含水层之间存在较多的断裂或裂隙，漏失的钻井液就有可能顺着岩层断裂、裂隙进入地下水，造成地

下水污染。另外，钻井过程可能破坏含水层结构，影响地下水流场，造成井场周边的农户水井出现水量减少，严重情况下可导致水井干涸。

本项目钻井过程中对钻井液漏失量进行监控，发现钻井液漏失时，及时堵塞固井，各开完钻后及时下套管水泥固井，能有效避免钻井液漏失对环境造成污染。项目浅层采用清水钻，能避免对浅层含水层造成污染，同时一开段施工时间短，完成后立即固井，能大大降低对浅层含水层流场的影响，同时采取了事故监控井措施，能及时发现和处理对地下水环境的不利影响，因此对周边农户饮用水影响小。

②废水、柴油泄漏或外溢风险

一般情况下废水、柴油发生泄漏的概率很小，当发生泄漏时，均可由罐区围堰或收集坑收集，并进行妥善处理，不会进入周边土壤、地表水及地下水环境中。若罐体发生泄漏的同时发生强降雨，可能随降雨形成的地表径流外溢出井场，进入附近冲沟、土壤、浅层地下水中，污染物可能随着冲沟径流进入项目周边地表水体，可能对其水质产生一定影响。

本项目各井场集液池为半地下式结构，在遇雨季和山洪暴发时，发生泄漏事故的可能性小，主要是溢流风险。该废水中 pH 值高、可溶性盐含量高、含石油类，影响土壤的结构，危害植物生长。根据统计分析，已实施的各钻井工程几乎未发生过集液池泄漏事故，发生概率很小。各井场钻井过程备用柴油储罐为钢制密闭储罐，正常情况下不会出现泄漏的情况，若发生泄漏则柴油进入周边地表水、地下水及土壤环境，可能产生石油类污染影响。根据统计分析，已实施的各钻井工程未发生柴油罐泄漏事故，发生概率很小。

③固废外运过程中的事故风险

本项目产生的钻井固废主要外运至周边水泥厂、砖厂及危废处置单位等进行综合利用。本环评要求固废转运路线应尽量避让自然保护区、风景名胜区、集中式饮用水水源保护区等环境敏感目标，若无法完全绕避饮用水源保护区，路由必须绕避饮用水源一级保护区，并遵守饮用水源保护规定，且按照《四川省饮用水水源保护条例》的规定，应当在驶入该区域的二十四小时前向当地公安机关交通管理部门报告，配备防止污染物散落、溢流、渗漏

施设备，指定专人保障废物运输安全。通过时严格控制车速，提高警惕，缓慢通过，杜绝事故，并制定相应应急预案和应急措施。在其他区域若发生泄漏事故，也应参照上述处理方法及时对废物进行处理。

④污水集输管道发生泄漏的事故风险

本项目一旦事故状态下发生地下水污染，可能对上述范围内保护目标存在影响，应迅速采取相应的应急措施，应立即利用其他井（泉）水或送水车应急供水解决居民的饮水问题，将污水管发生事故泄漏后对水环境的影响控制在可接受范围内，并跟踪监测。

⑤盐酸泄漏或外溢事故风险

本项目在压裂作业前需要使用稀盐酸酸洗水平压裂井段，采用成品盐酸拉运现场使用方式避免前置酸的现场调配作业，其 pH 低，泄漏后对外环境影响较大。泄漏和外溢废水对地表水的影响一般有两种途径，一种是泄漏后直接进入水体；另一种是泄漏于地表，由降雨形成的地表径流将泄漏废水或受污染的土壤一起带入水体造成污染。由于本项目位于农业生态环境中，主要为水田和旱地。盐酸在拉运过程和现场存储一旦发生泄漏后，一方面，挥发的酸雾会造成一定范围内的环境空气污染；另一方面，泄漏的盐酸将引起土壤酸化，破坏土壤的结构，危害植物生长，若控制不当流入井场周围的水体将会污染水体。

⑥套管返水风险影响

套管腐蚀损坏的概率很小，固井质量是产生套管内外返水的控制因素。一旦由于固井质量问题而出现套外返水，将对地下水、土壤产生影响。深部高矿化度地层水（主要在 700m 以下地层）Cl⁻离子浓度达到 19000～23000mg/L，水型以 CaCl₂ 为主，矿化度 8.62～14g/L。沿套管外形成的环状空隙带上窜，在水头压力差的作用下直接进入各含水层，并随地下水的流动和在弥散作用下，在含水层中扩散迁移，将引起盐污染。

本项目固井水泥返至地面，地层水通过水泥固封断产生的裂纹和缝隙带出地层水的量也不会太大，会对含水层产生一定影响，可能对附近农户水井水质产生影响，通过目前较好的固井工艺，这种深层地层水窜入表层的概率

很小，对地下水和土壤环境影响小。

（2）运营期

运行期气田水采用压力管道输送，正常情况下不会发生泄漏污染地表水、地下水及土壤环境的情况，在返排液管道发生破裂等泄漏情况下将导致气田水进入土壤和水体中，污染土壤和水环境。从事故类型来讲，返排液管道破裂气田水泄漏事故影响与施工期可能造成的后果基本相同。

8.5.4 生态环境风险影响

放喷燃烧产生的热辐射对放喷池周边植被有一定程度影响。项目预计井下气量较小，且单井测试放喷定产燃烧时间短（每次持续放喷时间约8~12h），加装防火砖墙阻挡燃烧热，热辐射影响时间短，一般情况下此类影响植被可自行恢复。

另外，井喷时点火燃烧产生的热辐射可能会对周边区域的植被产生不良影响。由于本项目可能发生火灾爆炸的部位位于露天环境，周边植被已清除，不会对区域植被产生明显影响。

根据前述分析，在采取一系列风险防范措施后本项目发生井喷的概率很小，因此可最大限度避免对周边植被产生不利影响。

8.6 环境风险管理

8.6.1 环境风险管理目标

环境风险管理目标是采用最低合理可行原则管控环境风险。采取的环境风险防范措施应与社会经济技术发展水平相适应，运用科学的技术手段和管理方法，对环境风险进行有效的预防、监控、响应。

本项目建设单位制定环境保护管理规定，建立并运行健康、安全与环境管理体系，采取环境风险防范和应急措施，防止由突发性油气泄漏产生的环境风险事故。

8.6.2 环境风险防范措施

1、钻井过程风险防范措施

本项目钻遇地层均为不含硫气层，钻井过程中应严格按照《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》、《石油天然气钻井井控技术规范》（GB/T 31033-2014）和《钻井井控技术规程》（SY/T 6426-2005）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。

（1）施工设计中的防井喷措施

1）选择合理的压井液。新井投产和试油、试气施工应参照钻穿油、气层时钻井泥浆性能，认真选择合理的压井液，避免因压井液性能达不到施工要求而造成井喷污染；

2）选择合理的射孔方式；

3）规定上提钻具的速度，井内下有大直径工具（工具外径超过油层套管内径 80%以上）的井，严禁高速起钻，防止因高速起钻引起抽汲作用造成井喷污染；

4）设置防喷器等井控装置、严格执行井控技术标准和规范；

5）选择使用有利于防止和控制井喷的井下管柱和工具，以适应突发事件的处理和补救措施的需要。

（2）钻井作业中的井喷防范措施

施工单位应按《石油天然气钻井健康、安全与环境管理体系指南》（SY/T6283-1997）、中国石油天然气集团公司《石油天然气钻井作业健康、安全与环境管理导则》及相关的井控技术标准和规范中的有关规定执行，并针对本工程情况制定具体的可操作的实施方案，主要包括：

1）开钻前向全队职工、钻井现场的所有工作人员进行地质、工程、钻井液和井控装备等方面的技术交底，并提出具体要求；

2）严格执行井控工作九项管理制度，落实溢流监测岗位、关井操作岗位和钻井队干部 24h 值班制度，井控准备工作及应急预案必须经验收合格后，方可钻开油气层；

3）各种井控装备及其它专用工具、消防器材、防爆电路系统配备齐全、运转正常；

4）每次起钻前必须活动方钻杆上、下旋塞一次，以保证其正常可靠；

5) 气层钻进中，必须在近钻头位置安装钻具回压阀，同时钻台上配备一只与钻具尺寸相符的回压阀，且备有相应的抢接工具，在大门坡道上准备一根防喷单根（钻杆下部有与钻铤扣相符的配合接头）；

6) 按班组进行防喷演习，并达到规定要求；

7) 严格落实坐岗制度，无论钻井还是起下钻，或其它辅助作业，钻井班落实专人坐岗观察钻井液池液面变化和钻井液出口情况，录井人员除了在仪表上观察外，还对钻井液池液面变化和钻井液出口进行定时观察，定时测量进出口钻井液性能，两个岗都必须作好真实准确记录，值班干部必须对上述两个岗位工作情况进行定时和不定时检查，并当班签认；

8) 认真搞好随钻地层压力的监测工作中，发现地层压力异常、溢流、井涌等情况，应及时关井并调整钻井液密度，同时上报有关部门；

9) 严格控制起下钻速度，起钻必须按规定灌满钻井液；

10) 加强井场设备的运行、保养和检查，保证设备的正常运行，设备检修必须按有关规定执行；

11) 钻井中遇到钻速突然加快、井漏、气测及油气水显示异常等情况，应立即停钻观察，如发生溢流要按规定及时发出报警信号，并按正确的关井程序及时关井，关井求压后迅速实施压井作业；

12) 发生溢流后，根据关井压力，尽快在井口、地层和套管安全条件下压井，待井内平稳后才恢复钻井；

13) 关井压力不得超过井口装置的工作压力、套管抗内压强度的 80% 和地层破裂压力三者中的最小值。

14) 强化员工的爱岗敬业教育，严格执行操作规程，确保钻井作业过程中不因操作失误导致井喷事故的发生。

(3) 防井喷装置

1) 以半封和全封防喷器为主体的防喷装置，包括高压闸门、自封、四通、套管头、过渡法兰等；

2) 以节流管汇为主体的井控管汇，包括放喷管线、压井管线等；

3) 井下管柱防喷工具，包括钻具、防喷单流阀等；

4) 具有净化、加大密度、原料储备及自动调配、自动灌装等功能的压井液储备系统;

5) 防止井喷失控的专用设备、设施, 包括高压自封、不压井起下管柱装置等。

(4) 井喷前期气侵、井涌防范措施

1) 选择合理的压井液。新井投产和试油、试气施工应参照钻穿油、气层时钻井泥浆性能, 认真选择合理的压井液, 避免因压井液性能达不到施工要求而造成井喷污染;

2) 选择合理的射孔方式;

3) 规定上提钻具的速度。井内下有大直径工具(工具外径超过油层套管内径 80%以上)的井, 严禁高速起钻, 防止因高速起钻引起抽汲作用造成井喷污染;

4) 发生气侵时, 及时检查调整钻井液密度, 发现井涌时及时关泵压井。

(5) 含硫化氢地质层位钻进作业要求

1) 钻井过程中应严格按照《石油天然气钻井井控技术规范》(GB/T 31033-2014)、《石油天然气钻井、开发、储运防火防爆安全生产技术规程》(SY/T5225-2019)规定的有关内容。

2) 应加强地层对比, 及时提出可靠的地质预报。探井在进入目的层前 50m~100m, 对裸眼地层进行承压能力试验。

3) 发现钻时明显加快、蹩跳钻、循环泵压异常、悬重变化、初始气侵、气测异常、氯根含量变化、钻井液密度和粘度变化、气泡、气味、油花等情况应停钻观察。

4) 坚持用短程起下钻方法检查油气侵和溢流, 下列情况需进行短程起下钻:

① 钻开油气层后每次起钻前。

② 钻进中曾发生严重油气侵但未溢流的起钻前。

③ 溢流压井后起钻前。

④ 调低井内钻井液密度后起钻前。

⑤钻开油气层井漏堵漏后起钻前。

⑥钻开油气层后需长时间停止循环进行其他作业（电测、下套管、下油管、中途测试等）起钻前。

5) 短程起下钻基本做法

①一般情况下试起 15 柱钻具或起至套管鞋，再下入井底循环一周半，若无气侵，则可起钻；不具备起钻条件时，应循环排除受侵污钻井液并适当调整钻井液密度至短程起下钻正常后再起钻。

②特殊情况时（需长时间停止循环或井下复杂时），将钻具起至套管鞋内或安全井段，停泵观察一个起下钻周期加其他空井作业时间，再下入井底循环一周半观察。

6) 起、下钻中防止溢流、井喷的主要技术措施

①起钻前循环井内钻井液时间不应少于一周半；短程起下钻后的循环观察时间也应达到一周半以上；进出口密度差不超过 0.02g/cm^3 。短程起下钻应测油气上窜速度，满足井控安全要求才能进行起下钻作业。

②起钻中严格按照规定每起出 3 柱~5 柱钻杆灌满钻井液一次，每起出 1 柱钻铤灌满钻井液一次；若钻具水眼堵塞，起钻中应每柱灌满钻井液一次或连续灌注。

③钻头在油气层中和油气层顶部以上 300m 井段内起钻速度不应超过 0.5m/s ，维持钻井液良好的造壁性和流变性，避免起钻中井内发生严重抽吸。

④下钻中应控制钻具下放速度，避免因井下压力激动导致井漏。若井内钻井液静止时间长，应分段循环钻井液。

⑤起下钻过程中，设备检修应安排在下钻至套管鞋进行；若起钻过程中因故不得不检修设备时，检修中应采取相应的防喷措施，检修完后立即下钻到井底循环一周半，正常后再起钻。严禁在空井情况下进行设备检修。

7) 钻进中气侵钻井液处理

①改善钻井液的脱气性能，发现气侵应及时排除，气侵钻井液未经排气不应重新注入井内。

②若需加重，应在气侵钻井液排完气后停止钻进的情况下进行，严禁边钻进边加重；加重速度要均匀，每个循环周密度增量控制在 0.05g/cm^3 以内。

8) 坚持“坐岗”制度。钻进作业，应注意观察钻时、放空、井漏、泵压、气测值和钻井液出口流量、气泡、气味、油花，测量循环罐液面、钻井液密度和粘度、氯根含量等变化情况，每隔 15min 对所有循环罐液面作一次观察记录，液面增减量超过 0.5m^3 要及时分析并注明原因，遇特殊情况应加密观察记录，发现异常情况及时报告司钻。

9) 电测前井内应正常、稳定。若电测时间长，油气上窜速度不能满足井控安全要求时，应进行中途通井循环。电测时准备一柱带止回阀的钻杆，以备有条件时抢下钻具。电测队配备用于剪断电缆的工具。

10) 下套管前，应换装与套管尺寸相同的半封闸板；下尾管作业可不换装套管闸板，但应准备好相应防喷钻杆。固井作业全过程应保持井内压力平衡，防止固井作业中因井漏、注水泥候凝期间水泥失重造成井内压力平衡被破坏而导致井喷。

11) 由于地层高含硫化氢，不宜开展常规式中途测试。

12) 取心过程中发生溢流时，立即停止出心作业，快速抢接防喷钻杆或将取心工具快速提出井口，按程序控制井口。

13) 在钻开含硫气层前 50m，将钻井液密度调整至设计上限，pH 值调整至 9.5 以上；采用铝制钻具时，pH 值控制在 $9.5 \sim 10.5$ 。加强对钻井液中硫化氢浓度的测量，充分发挥除硫剂和除气器的功能。含硫化氢地层禁止使用欠平衡钻井和气体钻井。

14) 钻进中发生井漏应将钻具提离井底，方钻杆提出转盘，以便关井观察。采取定时、定量反灌钻井液措施保持井内液柱压力与地层压力平衡防止发生溢流，其后采取相应措施处理井漏。

(6) 钻开气层前验收

钻开气层时极容易发生井下事故从而导致环境污染事故。钻开气层前验收就是在钻开气层前对井队的安全和井控工作进行全面大检查，以消除事故隐患，实现安全生产和清洁生产。

（7）钻井防腐措施

应加强油管腐蚀监测，掌握气井腐蚀状况，按井下作业流程检查油管腐蚀情况，记录每口作业井的油管腐蚀情况，根据井油管腐蚀情况进行专门的更换油管修井，以避免油管腐蚀穿孔、断落。

（8）井眼防碰措施

1）钻井施工保证直井段打直，造斜段误差在控制范围内，采用多点测斜（测井斜与方位）并及时计算轨迹数据，注意各井之间防碰计算。采用防碰计算软件，作出防碰预测，如果进行测斜时，磁干扰严重，采用陀螺测斜仪测斜。

2）当井眼与已钻的邻井井眼距离在 1.5-2.0 米警戒范围内时，必须对钻井参数作调整，采取其它有效措施或提前定向或填井侧钻，防止两井眼相碰。

3）井眼相碰时，由于首先要钻穿邻井已下套管周围的水泥环，钻井施工中要严密监测钻屑中的水泥颗粒检查。

4）当钻头碰到水泥或套管时，司钻应能感觉鳖跳、扭矩变化，井口返出砂子里面有水泥、铁屑等现象时，当班司钻要立即停钻，查清原因方可继续钻井。

5）钻井施工作业过程中应加强干部值班制度，严格监督执行施工技术措施，若发现上述情况，应立即停止作业。

2、集输管道泄漏防范措施

引发输气管道出现事故的最主要原因是腐蚀，其次是材料缺陷及人工缺陷，排在第三的是外部干扰。因此，主体工程在设计阶段已经提出了风险削减措施。

（1）设计选材防范措施

建设单位在委托设计单位时严格考察设计单位资质，选择具有相关资质的和设计实力的单位进行设计，确保设计及选材质量，从设计及选材上避免或降低发生风险事故的概率。钢管制管标准应达到《石油天然气工业管线输送系统用钢管》（GB/T9711-2011）的要求。本项目采用无缝钢管，其优点在

于无焊缝，质量均匀程度高，理化性能、力学性能较均匀，管道自身安全可靠，但受到管径和壁厚制作方面的限制，壁厚较直缝埋弧焊钢管厚，价格相对较高。在我国油气输送行业特别是管径不大于DN400的管道工程中运用较为广泛。

（2）防腐措施

根据各防腐层的性能及本工程环境条件，结合线路特点对防腐层性能的要求，从技术经济、安全可靠、维护管理等因素综合分析，本工程管道防腐选择三层 PE 防腐层。三层 PE 防腐层结合了原两层 PE 和熔结环氧粉末的优点。它既发挥了熔结环氧对钢管表面的高粘结力（物理键和化学键）、阴极剥离半径小等优良性能，又发挥了高密度聚乙烯抗冲击性好、水汽渗透率低、绝缘电阻率高等优良性能，两层之间通过特殊的共聚物胶粘剂使三者形成化学键结合和相融的复合结构，汇集两者的优势为一体，达到防腐性能、机械性能良好的组合。

（3）外部干预消除

近年来，随着国家经济发展，外部干扰（第三方破坏）导致页岩气管道环境风险事故的情况持续上升。针对这一情况，建设单位制定了一系列的宣传、保护措施。管道敷设完毕后，建设单位在管道沿线设置明显的标志桩，在穿越公路的地段设置宣传牌，组织站场、管道沿线居民学习《中华人民共和国石油天然气管道保护法》，强化“保护管道安全就是保护群众自身安全”的教育，并密切与地方有关部门共同协调保护管道，以法律来约束管道保护中的违规行为，确保管道安全运行。

（4）设计阶段

管线河流穿越段尽量加大埋深，将输气管道、污水管道敷设在基岩以下，尽量采用现浇混凝土稳管。环评要求污水管线穿越河道段采取围堰分段施工，钢筋混凝土套管采取保护，确保污水管线如果发生泄漏事故，气田水、清管废水、检修废水也不会直接进行河道内，减小对河道水环境的影响。对于管线穿越河段处尽可能采用完整长度的气田水管道敷设，避免气田水管道接头碰管而增加气田水泄漏风险。

对不良地质地段的泥石流、滑坡、崩塌等进行调查，并提出的治理措施进行地质灾害治理措施设计。在断层、地震带内敷设管道时，采用浅埋措施，管道回填厚度应适当减小（不宜超过 1.2m），管道回填土可采用疏松至中等密度的无粘性材料，断层过渡段可设有膨胀节，断层区管道不宜采用不同直径和壁厚的钢管，断层过渡段不宜设三通、旁通和阀门等部件，增加管道柔性（采用合适的管材、接头采用柔性连接等）。

管道穿越等级公路等交通要道，通行车辆多，负荷大，设计时应根据《输气管道工程设计规范》（GB50251-2015）要求设计管道强度系数。集中居民点附近应设置风向标，以便事故情况下为人群紧急疏散提供风向参考。应按照《石油天然气工程设计防火规范（GB50183）》的要求落实本项目防火设施设计，尽量避免或降低项目发生火灾事故的可能性，并保障在发生火灾事故的情况下及时进行灭火。

（5）施工阶段

加强对施工人员的培训及管理，主要技术人员持证上岗施工，辅助施工人员在技术人员的监督下施工；在施工过程中，加强监理，确保防腐、探伤等施工工艺的质量；严格保证各类建设材料的质量，严禁使用不合格产品；施工过程中加强监理，确保涂层、管道接口焊接等工程施工质量；进行水压试验，排除更多的存在于焊缝和母材的缺陷；制定严格的规章制度，发现缺陷及时正确修补并做好记录；建立施工质量保证体系，提高施工检验人员水平，加强检验手段；进行水压实验，严格排除焊缝和母材缺陷；选择有丰富经验的单位进行施工，并有优秀的第三方对其施工质量进行强有力的监督，减少施工误操作。

输气管道试压过程中用氮气吹扫管线时，吹扫口应选择在空旷开阔的地区，其前方 100m，左右 50m 以内不得有人、畜和火源。吹扫口 50m 范围内应有专人警戒，有具体的防火、防爆措施。

（6）运营期

严格控制输送页岩气的气质，定期清管，排除管内污物，以减轻管道内腐蚀；定期进行管道壁厚的测量，对严重减薄的管段，及时维修更换，避免爆管事故的发生。每半年检查输气管道、污水管道安全保护系统（如截断

阀、安全阀、放空系统等），使页岩气管道在超压时能够得到安全处理，使危害影响范围减小到最低程度；在发现污水管道泄漏时立即进行截断，减小对地下水和土壤环境影响。加大巡线频率，提高巡线的有效性；定期检查管道施工带，查看地表情况，并关注在此地带的人员活动情况，发现对管道安全有影响的行为，应及时制止、采取相应措施并向上级报告。站场事故放空时，应注意防火。

在运营期，建设单位应加强与当地相关规划管理的沟通，协助规划部门做好管道、场站周边的规划。按《石油天然气管道保护条例》的要求，禁止管道两侧 5m 范围新建居民住宅；50m 范围内禁止爆破、开山和修筑大型建筑物、构筑物工程；在管道中心线两侧各 50m 至 500m 范围内进行爆破的，应当事先征得管道企业同意，在采取安全保护措施后方可进行；加强页岩气管道安全宣传工作，减少第三方破坏活动的发生。

3、废水泄漏及外溢防范措施

（1）废水泄漏防范措施

1）为防止废水池垮塌，池体选址已避开了不良地质或岩土松散的地段等地质结构不稳定的地方。

2）按《石油化工工程防渗技术规范》（GB/T50934-2013）等相关要求规定对井场进行了防渗处理。

3）气田水等采用管道输送，涉及到车辆运输，应加强员工操作规范管理，尽量避免废渣、废水装车失误。装车过程若遇到泄漏，立即停止装车作业，减少泄漏量，并利用井场内的污水沟将泄漏废水收集至池体或罐内，不外流。

（2）废水外溢防范措施

1）确保井场循环系统连续稳定运行，减小废水现场贮存，同时确保池体正常情况下有一定容量空置，以便于应急使用。

2）井场采用清污分流系统，防止雨水进入池体，并定期进行雨水沟维护，从而有效控制因暴雨而导致废水外溢。

3) 为了防止污水罐、重叠液罐污水渗漏或外溢污染地表水及浅层地下水，要求建设方对污水罐、重叠液罐内废水及时回用或外运处置；在暴雨季节，加强对池体的巡查，降低废水外溢的环境风险。

4) 各站场气田水储存池设置外溢报警器和水压变动报警器，避免废水泄漏。

（3）废水外溢应急措施

一旦发生废水外溢，要立即启动废水外溢应急预案，建议设置地表水防控机制；一是在污水罐、重叠液罐设置围堰，将溢出的污水截留下来，截留的废水收集至污水罐中，避免其流入项目周围的沟渠中；二是对井场外溢的废水进行封堵或利用较近的水塘和冲沟进行导流，防止废水顺沟渠进入河流。另外，在井场内设置沙袋、吸水材料等，防止突发事件。

（4）气田水管线泄漏防范措施

A、本工程气田水管线地处农村地区，管线为柔性复合高压输送管，管线设计压力为6.4MPa，禁止超压输送气田水，评价要求穿越河流段管线应设置抗浮设施，防止其由于浮力原因造成管线破裂；通过陡坡、陡坎及其他自然起伏地段时，在高点及低点线路转角处每隔一定距离做一个止推座，用混凝土将管道现浇在止推座内，防止管道发生水锤现象时移位。

B、气田水管线在设计中采用了较高的安全系数，转水泵出口安装有止回阀。在输水过程中管道的工作压力应限制在安全使用范围内。管道采用埋地敷设，土壤对管道的外压束缚可减缓水击对管道的影响。

C、各井站设置压力自动关闭阀，当管道压力出现急剧降低后，能及时切断气田水的输送，将泄漏量控制到最小。

D、气田水管线建设时，应严格按照设计要求进行施工，确保气田水管线的埋设深度，避免耕作时造成气田水管线的破裂。

E、管道沿线人类活动频繁区以及穿越河流和公路处，应设置醒目的标志桩，管道沿线应标志清晰，定期对管道情况进行检查，发现危及管道运行的情况及时处理和汇报。

F、加强管道沿线的居民宣传工作，防止人为破坏气田水管线。此外，向

管道沿线居民等发放卡片，表明输送介质、单位联系人、联系电话等，以防事故时能及时进行控制，减少泄漏。

G、为防止采气平台井站内管道腐蚀，站内设备、露空管配件与气田水接触部分均采用防腐蚀措施。

H、建立严格的操作规程检验制度，降低因误操作而引发环境风险事故的可能性。

（5）管道穿越地表水体风险防范措施

威 217H9~威 204H65 平台集输管线穿越永安镇凌家镇黄河水库梨儿沱集中式饮用水水源保护区上游支流桂溪河和朱家桥河处，采用混凝土套管的形式保护气田水管道，穿越河流段避免设置管道接头碰管，减少气田水泄漏风险，同时，按照规范设置标志桩，并增加穿越河流管道巡检频次，并在气田水管道两端的水池设置自动监控设备，若感应输水管线水压发生变化，立马检查是否存在气田水泄漏情况。

穿越地表水体的管道在发生事故后应及时采取应急措施，及时堵漏和控制污染尽量不扩散，并向主管部门汇报启动预案，同时通报当地生态环境部门，并积极配合生态环境部门抢险，立即治理污染水源。

本项目一旦事故状态下发生地下水污染，若对饮用水源产生了影响，应迅速采取相应的应急措施，应立即利用其他井（泉）水或送水车应急供水解决居民的饮水问题，将污水管发生事故泄漏后对水环境的影响控制在可接受范围内，并跟踪监测。

（6）转运过程的保护措施

本项目废水转运时主要采取管线输送，特殊情况下无法管输时，采用罐车辅助转运；固废采用罐车运输。为降低废水、固废转运对地表水的污染风险，确保本工程废水、固废得到妥善处理，本着切实保护环境的原则，本工程废水、固废转运过程中，采取如下措施：

①建立建设单位与当地政府、环保局等相关部门的联络机制，若有险情发生，应及时与作业区值班人员取得联系，若确认发生废水、固废外溢事故，应及时上报当地政府、环保局等相关部门。

②对承包废水、固废转运的承包商实施车辆登记制度，为每台车安装

GPS，并纳入建设方的GPS监控系统平台。

③转运过程做好五联单转运台账，严格实施交接清单制度。

④加强罐车装载量管理，严禁超载。

⑤加强对运输司机的安全教育，定期对车辆进行安全检查，严格遵守交通规则，避免交通事故发生。加强对除驾驶员外的其他拉运工作人员管理，要求运输人员技术过硬、经验丰富、工作认真负责。

⑥转运车辆行驶至河流（含河沟、塘堰等）较近位置或者穿越河流（含河沟等）的道路时，应放慢行驶速度，观察并安全通过。

⑦废水、固废转运应提前安排，尽量避开暴雨时节等路况较差的季节。

⑧运输前规划运输路线，钻井固废转运过程中应严格按照规定的路线运输到相应的目的地；运输过程中应尽量避免避开自然保护区、风景名胜区、集中式饮用水水源保护区等环境敏感区，废水、钻井固废转运应建立交接联单制度，确保运至目的地。

4、柴油使用、储运过程中的风险防范措施

（1）提高柴油危险性的认识。从柴油的燃烧爆炸危险性分析可以看出，正常条件下，如炎热干燥的天气、附近存在火源、工作中违章操作、油库的安全设备、设施配备不合理或管理使用不当等，都有可能将柴油引燃、引爆。

（2）加强对柴油的储存管理，应采取减少油品蒸发、防止形成爆炸性油品混合物的一次防护措施。工程采用柴油罐对柴油进行储存，确保呼吸阀、测量孔、接地装置等附件完整可靠，防止油蒸气的产生和积聚。柴油罐区设置有围堰和收集坑，可防止油罐破损泄漏的柴油污染地表土壤、地表水等。

（3）柴油储存和使用场所要设置在通风条件较好的地势较高处，设置机械排风系统。柴油储存和使用场所内的通风、照明、通信、控制等电气设备的选型、安装、电力线路敷设等，必须符合现行国家标准《爆炸和火灾危险环境电力装置设计规范》的规定。

（4）依据《四川省饮用水水源保护管理条例》，地表水饮用水水源准保护区内，禁止通行装载剧毒化学品或者危险废物的船舶、车辆。装载其他危险品的船舶、车辆确需驶入饮用水水源保护区内的，应当在驶入该区域的二

十四小时前向当地海事管理机构或者公安机关交通管理部门报告，配备防止污染物散落、溢流、渗漏的设施设备，指定专人保障危险品运输安全。

5、井漏防范措施

在钻井过程中对井漏应坚持预防为主的原则，主要包括避开复杂地质环境、选用和维持较低的井筒内钻井介质压力、提高地层承压能力等防范措施：

（1）通过地质勘探合理选址

本项目所处地区地表条件相对简单，业主单位已结合区域水文地质资料和勘查资料，对井眼位置进行了合理选择，避开了溶洞和暗河等复杂地质，从井位选择上降低钻井工程风险。

（2）降低井下环空压耗

在保证钻井介质（钻井泥浆）能携带钻屑的前提下，尽可能降低钻井介质粘度，做到近平衡钻井。

（3）提高地层承压能力

地层的漏失主要取决于地层的特性，通过人为的方法提高地层的承压能力，封堵漏失孔道，从而达到防漏的目的。通常采用以下三种方法来提高地层承压能力。

1）调整钻井泥浆性能，对于轻微渗透性漏失，进入漏层前，适当提高钻井泥浆粘度、增加泥浆切力以防漏。

2）在钻井泥浆中加入堵漏材料随钻堵漏，对于孔隙型或孔隙—裂缝性漏失，进入漏层前，在钻井泥浆中加入堵漏材料（主要由植物硬质果壳，云母和其它植物纤维组成等），在压差作用下，堵漏剂进入漏失通道，提高地层的承压能力，达到防漏的目的。

3）先期堵漏，当下部地层孔隙压力超过上部地层破裂压力时，进入高压层前，须按下部高压层的孔隙压力确定钻井泥浆密度，这样容易导致上部地层漏失，为了防止上部地层漏失而引起的井涌、井场放喷等复杂情况发生，在进入高压层之前，应进行先期堵漏，提高上部地层承压能力。

④若发现地下水受到污染，立即告知村民，停止饮用地下水源，启动地下水紧急监测方案，并采取临时供水措施（配送桶装水等）以保障居民的饮

水安全，并给受影响的农户另觅水源，保证居民的正常生活用水。

6、其他环境风险防范措施

（1）公众安全防护

按照本项目行业操作规范，需加强对井场附近居民宣传井场放喷的危害及相关知识。井队队长及安全员负责制定应急培训计划，定期对应急组织机构成员和应急保障系统、应急信息的有关人员进行综合性应急培训并做好培训记录。应急演练应每个月开展一次，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。

按照钻井行业环境风险应急预案规范要求，发生井场放喷失控等风险事故时应及时撤离疏散紧急撤离区内（井口周边0~500m范围）居民，保护周围居民生命安全和健康，同时井场放喷失控后，还需在井口周边500m范围外布设环境应急监测点，并根据监测结果及时按照环境风险应急预案制订的临时撤离方案组织一般撤离区（井口周边0.5~3.0km范围）居民撤离。

（2）钻井、压裂期间配备应急点火系统及点火时间、点火管理

钻井现场设置点火系统，确保100%的点火成功率。钻井队在现场条件不能实施井控作业而决定放喷点火时，点火人员应佩戴防护器具，并在上风方向，离火口距离不得少于10m，用点火枪点火。

（3）地质灾害防范

对项目地周边开展详尽地质勘探工作，进而指导钻前施工和钻井施工，严防地质灾害环境影响诱发本项目环境风险。

（4）夜间特别管理机制

由于钻井工程特点需要24小时连续作业，所以应特别警惕夜间风险事故的防范和应急。严格落实井场放喷失控15min内及时点火以及应急预案确定的周边居民事故状态下的撤离方案，至压井作业完成。井场配备高音喇叭、防爆灯具，以便夜间事故及时通知周边居民，防爆灯具应布置在井场内风向标处，以便井场人员和周边较近居民可判断风向，带领其他人员撤离。井场实行轮班制度，保证夜间各岗位有相应值班人员。对居民进行公众教育、培训中应强调夜间自救内容，要求居民夜间保持通讯设备的畅通，夜间不关手机

等，在钻开气层前后及钻开过程中夜间保持一定的警惕性。

（5）运营期环境风险控制措施

本项目运营期环境风险主要为设备、管道内页岩气泄漏引发的事故，当井场内仪器监测到页岩气泄漏后，会自动关闭阀组，启动页岩气放空作业，环境风险可控。

本项目采取的主要风险控制措施有定期对井场内设备和管道进行巡查、检修，保证各类设备正常运行；实时对井场进行监控，发现风险事故立即启动控制措施；加强对周边群众宣传教育，避免人员误入井场造成设备、管道损坏，发生泄漏风险。

（6）运营期气田水管线风险控制措施

在发生事故后应及时采取应急措施，及时堵漏和控制污染尽量不扩散，并向主管部门汇报启动预案，同时通报当地生态环境部门，并积极配合生态环境部门抢险，尽量避免发生污染物泄漏进入保护区。若污染物事故情况下进入二级保护区，应立即采取应急措施、启动应急预案，及时处理污染，控制污染扩散，并加强取水点的监测，确保不对分散式饮用水源造成污染。若对饮用水源造成影响，应立即采取水源替代措施，解决供水问题，并立即治理污染水源，待治理达标后方可供水。在其他区域若发生泄漏事故，也应参照上述处理方法及时对废物进行处理。

8.6.3 环境风险事故应急措施

（1）页岩气窜层泄漏进入地表应急措施

由于页岩气窜层泄漏时，压力小，速率低，不会出现大规模的泄漏，只要及时组织人员撤离，并及时采取事故应对措施一般情况下不会引起人员伤亡。应对此类事故措施主要是通过加强对钻井返空介质的监测来及时了解井下状况，采取措施避免井漏气窜的发生，钻前加强对周边1km居民的教育培训，遇到此类事故应立即撤离并远离泄漏点。企业在泄漏点周边设置便携监测仪确定浓度，根据浓度确定具体撤离范围。气窜发生时及应立即采取井下堵漏措施，并通过井口放喷管放喷燃烧泄压，减少周边地表泄漏点泄漏量，此类环境风险是可控的。

（2）井漏环境风险事故应急措施

发生井漏时必须利用合格的堵漏材料进行堵漏，并解决漏失带来的负面影响，处理井漏的一般规定流程如下：

①若钻井过程中出现井漏现象，应立即停转，直至解决井漏问题后再恢复钻井；如果对周边环境造成影响，应采取应急措施和恢复措施，保证周边居民的生活、生产活动。

②分析井漏发生的原因，确定漏层位置、类型及漏失严重程度。

③保质保量的配置堵漏泥浆，立即进行堵漏。

④使用正确的堵剂注入方法，确保堵剂进入漏层近井筒处。

⑤施工过程中要不停地活动钻具，避免卡钻。

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

⑦憋压试漏时要缓慢进行，压力一般不能过大，避免造成新的诱导裂缝。

⑧施工完成后，各种资料必须收集整理齐全、准确。

（3）事故发生后外环境污染物的消除方案

当发生页岩气扩散时，应及时进行井控，争取最短时间控制井场放喷源头，尽可能切断泄漏源。页岩气扩散时间短，通过空气流动自然扩散降低空气中可燃气体浓度。井场放喷失控点燃后可通过空气流动自然扩散和自然降雨降低空气中污染物浓度，对洒水收集的废水经收集后单独处理达标排放。

（4）废水泄漏事故、废水外运途中泄漏事故、柴油罐泄漏事故等应急措施

①废水发生泄漏和外溢的措施：在雨天发生泄漏或可能发生外溢事故时，应提前安排调度罐车辅助外运。外溢进入农田的，应堵住农田缺口，挖坑收集，防止流入地表水污染水体。对受污染土壤表层土进行剥离收集安全处置，对受污染农田水处理达标排放。对庄稼造成的经济影响进行补偿，避免造成环境纠纷。发生事故后应及时通报当地生态环境部门，并积极配合各部门抢险。

②气田水外运途中发生泄漏事故的措施：返排液回用于区块内均采用管线外输，如特殊情况需采用罐车运输，则应采用密闭运输，最大程度的避免

或减少废水洒落。应急抢险应以尽量减少泄漏量，控制废水扩散范围为基本原则。罐车污水进入耕地和农田不会造成重大环境影响，主要影响土壤和植被生长。由于一罐车水量仅约10t，量不大，影响到范围较小，同时事故应急在泄漏事故处挖坑截流等措施，能更小的控制影响到面积。泄漏进入农田的，应堵住农田缺口，挖坑收集，防止进入冲沟影响河流水体。泄漏入冲沟的，同时在冲沟筑坝截流，防止进入下游河沟影响水质。泄漏进入河流水体时应首先最大限度减少泄漏量，同时应及时通报当地生态环境部门和下游用水相关部门，并积极配合生态环境部门抢险统一部署，在泄漏点下游设置拦水坝和过滤吸附水坝，减少污染物下泄量。可能污染下游饮用水源的应及时通报当地环保局和相关取用水单位和个人，并按规定程序启动应急预案采取联动处理。

③柴油罐泄漏事故的措施：本项目柴油储罐区修建了围堰和集污池，泄漏时可将泄漏的柴油进行收集，不会进入外环境。当发现泄漏时应立即查找泄漏源，并采取应急堵漏措施并观察周围修建的围堰和集污池存放情况，杜绝泄漏柴油进入地表；并将罐内剩余柴油转移至安全区域，防止柴油罐继续泄漏，对集污池收集的泄漏柴油进行处置。

④气田水管线泄漏事故的措施

A、通过站内仪器，及时发现并判定有无泄漏情况。一旦发现泄漏情况，立即停止输送，并进行巡线检查，找出泄漏点，采取措施抢修。

B、立即进行现场验证泄漏现状，查清故障原因；向上级管理部门报告，并立即按照应急处置卡组织人员用泥土、砂石在污水下游设置1~2道围堰；在应急处置组到场后加固围堰并建立第二道围堰；组织专人监控围堰有无渗漏，并做好应急封堵准备，随时将情况向现场指挥组报告；环境监测中心到场组织对围堰内溢出污水进行处理，然后车载转运，并组织对下游地表水进行监测。

C、气田水泄漏对土壤造成污染，建设方对受污染的土壤进行剥离，单独收集后，建设单位进行统一无害化处理，对庄稼造成的经济损失应进行适当的补偿，避免造成环境纠纷。对剥离后的地表进行借土回填，种植或移植表层植物，使受影响的植被能快速恢复到受影响前的状况。气田水泄漏进入

河流后，气田水在河流中进行快速的扩散，短时间内形成一段的污染带，环评要求建设方在泄漏处至污染带由专人进行短期巡视，防止周边居民在污染带取水灌溉，造成庄稼减产，直至污染带消除，对周边居民做好解释、说明工作。

本项目配备防止污染物散落、溢流、渗漏的应急设施设备，一旦事故状态下发生地下水污染，应迅速采取应急措施，立即查找泄漏点，并采取相关围堵、抽取等保护措施，将气田水管线发生事故泄漏后对环境的影响控制在可接受范围内。对受影响的饮用水源，采取应急供水解决居民的饮水问题。

（5）套外返水的应急措施

套外返水若是固井质量问题应采用工程措施及时进行封堵、封隔，消除套外返水情况。对受盐污染地下水采用抽采方式减缓污染，加快恢复。

（6）事故发生后外环境污染物的消除方案

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

（7）宣传、培训和演习

1）公众信息交流。各级政府、页岩气开采企业要按规定向公众和员工说明页岩气开采的危险性及发生事故可能造成的危害，广泛宣传应急救援有关法律法规和天然气开采事故预防、避险、避灾、自救、互救的常识。

2）培训。页岩气开采有关应急救援队伍按照有关规定参加业务培训；天然气开发企业按照有关规定对员工进行应急培训；各级安全生产监督管理部门负责对应急救援培训情况进行监督检查。各级应急救援管理机构加强应急管理、救援人员的上岗前培训和常规性培训。

3）演习。中国石油集团川庆钻探工程有限公司及所属单位每年至少组织一次环境事故应急的桌面演练或全面演习，并将演习总结报应急办公室。

（8）风险管理措施

中国石油集团川庆钻探工程有限公司成立专门的为应对油气勘探、开发

等生产经营过程中可能发生的重大突发事故，最大限度地保障人民群众生命和财产安全，减轻事故灾害。中国石油集团川庆钻探工程有限公司建立了详细周密的应急救援体系，设立了三级应急救援网络。

中国石油集团川庆钻探工程有限公司应急领导小组负责所属范围内所有重、特大事故的应急管理。定期组织、检查、审核等五个专业事故应急小组职责履行情况。发生重大事故，专业应急小组进行应急指挥、调度、抢险、施救、现场调查、恢复生产等工作，中国石油集团川庆钻探工程有限公司应急领导小组协调有关工作。对特大事故，中国石油集团川庆钻探工程有限公司应急领导小组直接负责事故现场指挥、调度、抢险、施救、恢复生产，并会同地方政府、股份公司开展事故调查等工作。

（9）应急联动

上层联动：本项目所在的内江市市中区（包括内江经济技术开发区）、资中县和威远县下属乡镇等政府均设置有应急管理办公室，工程的建设和运行得到了当地各级政府的大力支持，因此，在企业自身建立并完善应急响应机制的前提下，与地方进一步强化应急联动，应急联动具有可行性。

下层联动：开展项目周边人居调查工作，结合项目周边人员分布情况，落实紧急情况下的应急联络人，确保有效组织环境风险事故下的应急撤离。

8.6.4 环境风险应急预案

针对本项目站场、管线的页岩气和污水泄漏事故，制定应急预案。本次评价仅提出原则性、关键性的要求，建设单位应在运营期编制具体、完善的应急预案，应急预案主要内容见下表。

表 8.6-1 应急预案内容

序号	项目	内容及要求
1	应急计划区	安全预评价制定的应急计划区及本项目环境保护目标
2	应急组织机构、人员	地区应急组织机构、人员
3	预案分级响应条件	规定预案的级别及分级响应程序
4	应急救援保障	应急设施，设备与器材等
5	报警、通讯联络方式	规定应急状态下的报警通讯方式、通知方式和交通保障、管制
6	应急环境监测、抢险、救援及控制措施	由专业队伍负责对事故现场进行侦察监测，对事故性质、参数与后果进行评估，为指挥部门提供决策依据
7	应急检测、防护措施、	事故现场、邻近区域、控制防火区域，控制和清除污

序号	项目	内容及要求
	清除泄漏措施和器材	染措施及设备
8	人员紧急撤离、疏散， 应急剂量控制、撤离计划	事故现场、工厂邻近区、受事故影响的区域人员及公众对毒物应急剂量控制规定，撤离组织计划及救护，医疗救护公众健康
9	事故应急救援关闭程序 与恢复措施	规定应急状态终止程序；事故现场善后处理，恢复措施；邻近区域解除事故警戒及善后恢复措施
10	应急培训计划	应急计划制定后，平时安排人员培训与演练
11	公众教育和信息	对工厂邻近地区开展公众教育、培训和发布有关信息

（1）应急计划区

建设单位应根据本项目的安全预评价制定应急计划区，评价要求将本报告提出的环境敏感点纳入应急计划区。

（2）应急组织结构

建设单位对项目下属各站场，应急组织结构进行明确划分，分别成立事故抢修指挥小组、技术组、调度组、安全、消防组、抢险组、作业组、物资供应和后勤保障组。对各小组的职责进行规定。同时确定事故抢修组织体系，采取分级处理原则。

根据事故的严重程度和现场能够处理的能力，本级能够处理的在处理以后再向上一级汇报，本级不能处理的必须立即向上一级汇报。

（3）应急设施

可燃性气体检测仪、管道泄漏检测仪（各站均应配置）、安全帽、防毒面具、抢险机具、防爆排风扇、抢险棉絮、自驱动焊机、红外线焊条烘烤箱、套丝机、电锤、角向磨光机、对口管卡、堵漏管卡、隔离球、葫芦、油压千斤顶、齿轮千斤顶等，评价参照国内同业单位的配置提出原则性要求，运营单位根据实际需要数量进行配置。

（4）应急响应

①应急响应流程

应急响应的过程分为接警、判断响应级别、应急启动、控制及救援行动、扩大应急、应急终止和后期处置等步骤。

②通讯联系方式

1) 报告方式：通常方式有捎口信、固定电话、移动电话、传真和网络。

作业区向上级报告，除特别紧急的情况采用电话报告外，其它一律书面

报告（电传）。作业区向当地乡镇、县、市级政府及其职能部门报告事故时，采用先电话告之，后附书面报告。作业区向村社报告事故时，采用电话或口头报告形式。

2) 报警方式：作业区确认事故后，对社会公众报警的方式为：电告当地市、县、镇人民政府和所属村社；电告 110、119；电告社会团体或企事业单位；用高音喇叭通知社会居民或采用口信，一传十，十传百的方式；借助页岩气抢险车的扩音设备，巡回告之用高音喇叭通知社会居民或采用口信，一传十，十传百的方式。借助页岩气抢险车的扩音设备，巡回告之。

3) 联动：作业区确认事故后，应立即与风景名胜区管委会联系，并于周边乡镇、城镇区域形成联动。

（5）应急处理措施

①应急响应

页岩气泄漏险情发生后，应急指挥启动应急预案；应急指挥组立即形成，由应急指挥组组长统一发布应急指挥命令；生产抢修组负责现场流程的切换，协调、配合抢险单位实施应急抢险工作，以及在应急情况下现场人员的疏散；HSE 监护组负责现场可燃气体的检测，安全警戒线的设置，并配合相关单位实施应急救援；通讯联络组负责建立抢险单位、救援单位及地方政府有关部门的联络；后勤保障组负责抢险物资组织，后勤、车辆的保障；二级应急指挥组完成一级应急指挥组交于的任务。

污水管线泄漏发生后，立即截断上下游站场阀门，立即查找泄漏点并及时进行修复；对污水影响区域的地下水和土壤进行监测，根据监测结果采取相应处理措施。

②事故现场警戒区的设立

警戒区的划定：根据站场及输气管道系统事故影响，结合事故现场可燃气体浓度检测结果划定警戒区。

事故现场隔离措施：HSE 监护组在事故现场设置警戒线、警示标志，专人配合进行警戒，防止无关人员和机动车辆进入警戒区；HSE 监护组负责检测事故现场周围页岩气浓度，确认安全后，方可允许抢险车辆进入警戒区；所有进入警戒区的车辆必须佩戴好防火帽。所有抢修车辆、发电机、电焊机

等抢修工具必须停放在上风口，距事故点 50m 以外，未经允许不准发动；进入警戒区的抢修人员必须佩戴个人防护用品，熟悉撤离路线；在未确认事故现场抢修部位页岩气浓度低于爆炸下限 20%LEL 时，严禁在警戒区域内使用非防爆工具和能够产生火花的电动工具。

③现场检测、监测与人员的防护

HSE 监护组负责对现场页岩气浓度进行检测和监测工作；现场检测工作指进入事故现场前，检测人员对甲烷浓度、可燃气体浓度的检测。现场监测工作指应急抢修过程中检测人员对甲烷浓度、可燃气体浓度的检测；应急救援人员进入事故现场前，HSE 监护组应首先对事故现场进行气体检测，确认事故现场检测合格后，应急救援人员方可进入事故现场；检测人员应携带必要的检测仪器对事故现场进行可燃气体检测工作；检测人员必须熟悉检测仪器的使用方法，具备必要的检测专业知识；检测人员必须穿戴防静电劳保服、佩戴安全帽、防护镜，必要时佩戴空气呼吸器；检测人员必须熟悉异常情况下的应急措施和逃生路线；实施现场检测时，检测人员不得单独进入事故现场进行检测，要与外界保持通信联络；HSE 监护组在整个应急抢修过程中，应对事故现场实时监测。监测人员应根据现场情况合理布置现场可燃气体监测点，确定具体数量和位置；现场监测过程中，监测人员一旦发现异常情况，应立即向现场人员发出警告，同时报告现场管理单位负责人。

④异常情况下抢险人员的撤离

HSE 监护组负责事故抢修现场异常情况的监测，包括甲烷超过毒性浓度终点值、可燃气体浓度超过报警值、可燃气体浓度达到爆炸范围、现场发生火灾、现场发生爆炸等；异常情况下，HSE 监护组及时向现场人员发出警报，生产抢修组立即组织现场抢修人员安全撤离；抢险人员接到警报后，立即按照既定撤离路线组织撤离；撤离应根据实际情况，本着“先人员、后机具、设备”的原则进行；到达安全区域集合地点后，站场负责清点人数，发现人员失踪，向应急救援指挥部报告。

⑤事故扩大后的应急措施

根据现场情况应立即扩大警戒范围，根据现场情况组织疏散危险区范围内群众，消灭火源，保证安全；立即组织现场应急救援人员撤离危险区；及

时组织对事故扩大原因进行分析，采取果断措施控制事态进一步发展；针对现场情况，迅速制定进一步的应急救援方案；报请项目部调集更多救援队伍，赶赴现场进行支援。

站场发生异常情况(大面积泄漏、火灾、爆炸)：①值班人员在站控室按下装置 ESD 按钮，实行全站 ESD 紧急关断，生产系统闭式放空，同时即向应急指挥汇报起火部位、情况；②应急指挥下令启动应急预案，在站控室向现场下达应急指令；③通讯联络组迅速打电话报警，向公司值班人员、公司调度汇报现场情况，并联系抢险单位实施紧急抢险工作，同时向有关地方政府机构通报情况，请求救援；④生产抢修组人员立即切断生产现场电源，并对现场流程切断情况进行确认；⑤后勤保障组负责组织相关的应急抢险物资；⑥若现场情况无法控制，现场抢修组组织现场人员进行撤离。

⑥管线发生异常情况：巡检人员立即向应急指挥汇报泄漏（或起火）部位、情况；应急指挥下令启动应急预案；通讯联络组向应急指挥组汇报现场情况，联系应急抢险单位实施紧急抢险工作，并打电话报警，寻求地方政府部门援助；生产抢修组负责现场流程的切换，对发生异常情况管线实施泄压操作；HSE 监护组在泄漏（或起火）部位周围使用可燃气体检测仪进行检测，现场设置警戒线进行警戒，等待消防部门和抢险救援队伍到来；施工抢险单位到达现场后，生产抢修组立即组织施工单位进行现场抢修；如需要清理现场工作面，生产抢修组组织施工单位利用施工机具对施工作业面进行清理，以满足施工抢险需要；生产抢修组负责配合施工单位根据现场情况，制订应急抢修方案，并上报公司应急指挥部，待方案批准后负责现场的组织实施。

⑦火灾次生污染物环境风险影响消除措施

在发生火灾事故时严格按照消防相关要求进行了灭火，发生事故后，首先立即关闭事故管段两侧的站场、平台的截断阀，然后立即启动灭火等事故消除措施，控制事故影响扩散范围。对灭火产生消防废水，采取截留收集措施，根据现场情况修建截水沟和沉淀池对消防废水进行收集暂存，然后根据消防废水水质情况采取下一步处理措施，若火灾范围很小，消防废水中的除 SS 外无其他污染物，则可就近沉淀处理后排放；若火灾范围较大，消防废水

中污染物成分较为复杂，则采用罐车将收集的消防废水就近运至可接受且环保手续齐全的污水处理厂处理。

（6）事故后恢复程序

当恢复生产后，善后工作由现场人员负责具体落实，主要包括以下内容：对现场进行清理，撤除所有的机具设备；恢复地貌、植被；疏通河道、交通；根据事故破坏情况，进行评估，按照相关法律，进行赔偿；做好各项记录，进行归档整理。

（7）应急培训与演练

应急培训和演练是培养和提高各岗位操作人员以及其他人员的日常应急处理能力的重要手段。应急预案应明确规定以下内容：①演练及考核计划：演练计划包括应急预案类型、演练时间、演练内容、参加人员、考核方式等要求。②演练记录：演练记录包括应急预案类型、演练时间、演练人员名单、演练过程、考核结果、存在问题等内容。演练记录存档备查。③演练内容和形式：强化应急器材、医疗急救等方面的演练；采用答卷方式对操作人员进行应急预案教育；按照事故应急预案，以岗位为单位进行实战模拟演练；和地方消防、医疗等单位举行较大规模的实战模拟演练；采取各种形式(如电视、电影、宣传手册等)对管道工程周边的民众进行应急知识宣传，在距管道 200m 内有居民的村庄进行居民疏散演练。④总结：演练结束后应就演练过程与应急预案的要求进行对比，可采取自我评估或第三方评估的方式对预案实施过程中存在的问题进行评估，根据评估结果对应急预案进行修改、完善。

8.7 环境风险防范措施投资

项目环境风险防控措施及投资见表 8.7-1。

表 8.7-1 项目单井场环境风险防控措施及投资一览表

序号	风险类型	防控措施	投资（万元）
1	井喷和井喷失控	安装防井喷装置等，严格执行井控技术标准和规范，编制应急预案等	计入工程投资
2	井漏	配备泥浆监控系统及堵漏应急物资	计入工程投资

序号	风险类型	防控措施	投资（万元）
3	分区防渗	根据井场防渗等级，避免污染物入渗，采取了分区防渗措施，划分为重点防渗区、一般防渗区和非防渗区。	计入工程投资
4	柴油、油类措施	柴油罐区设置围堰，加强柴油储运过程管理	15
5	废水等防范措施	合理选址，雨季加盖防水篷布、三级放空措施； 避开暴雨季节钻井施工； 储存池暂存的废水及时运走处理； 加强与政府部门信息沟通，做好暴雨季节的防汛准备工作； 制定废水泄漏应急预案。	计入工程投资
6	压裂返排液、油基钻井固废等运输管理	落实废物转移联单制度，制定废物转运泄漏事故应急预案、为转运车辆安装 GPS 等	80
7	废油转运泄漏	制定风险应急预案，严格执行《废矿物油回收利用污染控制技术规范》（HJ607-2011）的相关规定	5
8	—	应急疏散	10
9	—	应急监测	
合计			110

8.8 环境风险评价小结

项目涉及的危险物质包括：盐酸、甲烷、柴油等。项目涉及危险单元：集输管线、采气平台井站、井场等。

结合风险识别，项目大气环境风险主要为钻井井场放喷、集输管线中甲烷意外释放或泄漏造成的影响、污染物质泄漏环境风险影响等。本工程发生环境风险事故的概率小，但发生风险事故后，会对环境产生较为明显的负面影响，项目应严格落实风险防范措施，制定完善的突发环境事件应急预案，落实各项应急保障技术，加强区域应急联动，强化应急演练后，项目环境风险可控。

9 环境保护措施可行性论证

鉴于本项目川庆威远页岩气田东区产能建设项目（一期）工程是由钻井、采气以及集输管线等若干个单项工程组成，从区域层面看处于施工期和运营期的不同单项工程重叠存在，故本评价环境保护措施按环境要素分类，结合各单项工程施工期和运营期所处不同阶段产排污情况分别进行单项工程和区域整体排污水平环保处置措施分析论证。

9.1 水污染防治措施

本评价水污染防治措施在各产水节点水污染防治措施的基础上，叠加分析区域层面废水循环回用、外委处置措施的可行性和合理性。

9.1.1 施工期水污染防治措施

（1）钻前施工

本项目钻前工程的水污染主要来自各井场道路、井场平整和基础施工过程中产生的施工废水以及施工人员的生活污水。

由于钻前土建施工工程量较小，工期较短（约1个月），废水产生量也较小。施工废水主要污染物为SS，水质成分简单，经简易沉淀处理后循环利用于施工场地洒水抑尘和混凝土养护用水，不外排；钻前工程施工人员主要就近聘请当地民工，生活污水依托周边现有设施处理，不外排。

综上所述，本项目钻前工程无废水外排。结合区域内已实施平台经验，以上水污染防治环保措施成熟、可靠，具有可行性和有效性。

（2）钻井施工

本次产能建设工程各井场钻井过程中废水主要为泥浆钻井废水、洗井废水、压裂返排液、方井雨水和生活污水。

①各井场钻井废水的暂存、处理回用及最终处置

本项目清水钻井液和水基钻井液钻进过程中，从井底排出的钻井液及岩屑混合物经振动筛分离后，钻井液（筛下物）由泥浆循环罐收集并经除砂、除泥处理后部分循环回用，不能回用的钻井液（与岩屑（筛上物）经压滤后，滤液部分回用于配置压裂返排液。由于各井场均独自配套建设服务于各

自井场的泥浆不落地处理工艺，钻井废水暂时贮存在泥浆不落地工艺处理系统配套的废水收集罐（ $2\times4\times40\text{m}^3$ /个的污水罐）或集液池（ 2000m^3 ）内，用于配置压裂液，各井场在钻井过程中无废水外排。

根据对清水钻及水基钻井废水污染物调查，清水钻及水基钻井废水中的主要污染物为石油类、SS 和 COD，水质满足水基泥浆或压裂液配置要求，不会影响水基泥浆或压裂液的使用效果。因此清水钻及水基钻井废水主要回用于钻井液或压裂液的配置。清水钻及水基钻井废水储存于泥浆储备罐中，钻井时由泥浆泵经钻杆向井内高压注入泥浆，冲刷井底，切削下来的岩屑进入泥浆循环罐，经振动筛筛分后分离出岩屑和泥浆，泥浆经泥浆循环系统处理检测，其性能满足要求后进入泥浆储备罐循环使用。钻井固废经不落地循环系统两次压滤后固液分离，固相钻井固废进入废渣收集罐，液相为钻井废水进入废水收集罐。钻井过程中，上段钻井液用于下段钻井液配置，钻井过程中钻井液均不离开泥浆循环系统。同时根据区域已实施井位钻井废水回用情况统计，钻井废水能全部回用，无需外委处置。

②洗井废水

项目单井洗井废水量产生量约 90m^3 ，在污水罐内暂存，根据页岩气钻井经验，该部分废水回用于配置钻井泥浆以及压裂液可行，洗井废水回用不外排。

③方井雨水和初期雨水

井场方井雨水主要污染物为 SS 和石油类，单井产生量较少，约 10m^3 。钻井期间方井雨水经收集后与清水池内暂存，后续回用于水基泥浆调配用水，确保钻井废水不外排。

本项目各井场均采用雨污分流制，井场外的雨水通过四周修建的截排水沟排入附近的冲沟排放；井场内的初期雨水通过修建的排水明沟导入各井场的应急池内暂存，用于钻井泥浆和压裂液配置用水。

④生活污水

本项目各井场钻井期间将设置生活区，施工期施工人员将产生一定量的生活污水。生活污水水质较简单，主要污染物为 SS、COD、 BOD_5 和 $\text{NH}_3\text{-}$

N，经井场收集池收集后拉运地方城镇污水处理厂，不外排。

综上所述，本项目钻井施工期间无废水外排。结合区域内已实施平台经验，以上水污染防治环保措施成熟、可靠，具有可行性和有效性。

（3）储层改造测试工程施工

本项目储层改造测试工程废水主要包括压裂返排液和施工人员生活污水。

①压裂返排液

本项目单井压裂液用量为5.4万m³，单井压裂返排液产生量约1.188万m³，各平台产生的返排压裂液由集液池（容积为2000m³）以及1600m³的压裂液罐收集暂存，优先用于平台内压裂液配置，平台内无法回用的部分采用管道输送或罐车转运至区域其他平台用于压裂液配置，确保本项目各平台压裂返排液均不外排。根据建设单位建设进度，2026~2030年拟实施92口井，压裂液配置需水量约546.5万m³，年度需水量在71.28~136.62万m³之间，需水量较大，项目年度压裂返排液的产生量在14.26万m³/a~27.32万m³/a之间，同期压裂用水量远远大于压裂返排液产生量，产生的压裂返排液完全可以及时的回用于区块内平台配置压裂液，同时区域内威204H41平台储水池15000m³、威204H63平台集液池6000m³、威204H84平台集液池6000m³均可作为区块内压返液暂存中转地，形成有效的缓冲。根据目前区域开发实际情况，压裂返排液基本全部可回用配置压裂液，无法回用（约5%）的转运至回注站处理或环保手续齐全且有能力的污水处理厂处理后回用，不外排。

本项目区块内管线工程拟先于平台实施，管线建成后，区域气田水管线将各平台之间连通，压裂返排液、气田水等均可由气田水管线输送至各平台。区域返排液管网平面布置图见附图。

②生活污水

本项目各井场压裂期间将设置生活区，施工期施工人员将产生一定量的生活污水。生活污水水质较简单，主要污染物为SS、COD、BOD₅和NH₃-N，经井场移动厕所收集后拉运地方城镇污水处理厂，不外排。

综上所述，本项目储层改造测试工程施工期间无废水外排。结合区域内

已实施平台经验，以上水污染防治环保措施成熟、可靠，具有可行性和有效性。

（4）采气站场、集气站施工

本项目采气站场和集气站施工期污水主要来自施工废水和施工人员生活污水。

①施工废水

主要为砂石料拌合及混凝土养护废水、施工机具保洁废水等，主要污染为以 SS 为主，施工废水由各场地修建的截排水沟截留，经简单沉淀处理后循环利用于各场站施工场地洒水抑尘和混凝土养护用水，不外排。

②生活污水

本项目各采气站场施工人员主要为就近聘请的当地民工和专业设备安装调试人员，生活污水依托周边农户现有设施进行收集处置，不外排。

综上所述，本项目采气站场和集气站施工期间无废水外排。结合区域内已实施站场经验，以上水污染防治环保措施成熟、可靠，具有可行性和有效性。

（5）集输管线施工

本项目集输管线施工期对地表水的影响主要包括施工废水、试压废水以及施工人员生活污水。

①施工废水

集输工程施工废水主要为施工机械冲洗废水，主要污染物为 SS，通过沉淀处理后，回用于施工场地洒水降尘，不外排。

②试压废水

主要为砂石料拌合及混凝土养护废水、施工机具保洁废水等，主要污染为以 SS 为主，施工废水由各场地修建的截排水沟截留，经简单沉淀处理后循环利用于各场站施工场地洒水抑尘和混凝土养护用水，不外排。

③生活污水

本项目管道施工不设施工营地，施工队伍除施工技术人员外，其余均雇佣当地农民，施工人员租住在周边农户家中，生活污水依托周边现有设施处理，不外排。

综上所述，本项目集输管线施工期无废水外排。结合区域内已实施管线经验，以上水污染防治环保措施成熟、可靠，具有可行性和有效性。

（6）施工期管线穿越地表水体保护措施

本项目管线施工期将开挖穿越部分地表水体，但穿越的水体均为小型沟渠，不涉及中大型河流穿越。威 217H9~威 204H65 平台集输管线平台位于永安镇凌家镇黄河水库梨儿沱集中式饮用水水源保护区北侧，管线穿越该饮用水水源保护区上游支流桂溪河和朱家桥河，穿越宽度分别为 6m 和 8m。朱家桥河穿越处距离饮用水水源二级保护区的距离为 1.4km，距离饮用水水源一级保护区的距离为 9.6km，距离饮用水源取水口的距离为 10.1km；桂溪河穿越处距离饮用水水源二级保护区的距离为 0.9km，距离饮用水水源一级保护区的距离为 9.2km，距离饮用水源取水口的距离为 9.7km。本项目施工期穿越水体拟采取以下环境保护措施：

①威 217H9~威 204H65 平台集输管线穿越黄河水库支流桂溪河和朱家桥河优先采用不涉水的定向钻施工作业方式施工，减少施工对水体的扰动。

②若威 217H9~威 204H65 平台集输管线穿越黄河水库支流桂溪河和朱家处施工条件无法满足定向钻的施工要求，需采用围堰开挖方式穿越，要求选择在枯水期进行施工，尽量缩短施工周期，减少施工泥浆、悬浮物进入水体，施工机械应严格检查，防止油污泄漏，同时制定应急预案和配备充足物资储备，明确泄漏封堵、污染拦截、水源替代等流程；在穿越段附近储备吸油毡、围油栏、活性炭等应急物资；同时施工时在桂溪河和朱家桥沟入黄河水库口设置拦水坝，一旦发现水污染事故，立马截断河流，避免污染物进行入黄河水库，同时做好应急供水措施，确保集中式饮用水源保护区的生态环境和水质安全。

③工程开挖穿越河流段避开雨季进行施工，管道入沟后，覆土复原，并采取稳管措施，施工结束后，对水体可能产生的少量建筑垃圾和土方进行清理和疏浚。

④在穿越河道施工过程中，应加强施工队伍的管理，严禁在河道范围内设置营地，严禁施工废料和生活污水排入河道中。

⑤在穿越水体的两侧禁止给施工机械加油或存放油品储罐，不准在穿越

水体内存清洗施工机械或车辆。

⑥防止施工污染物的任意弃置，特别是防止设备漏油遗撒在水体中，防止设备漏油污染的主要措施包括：加强设备的维修保养、在易发生泄漏的设备底部铺防漏油布、及时清理漏油。

⑦在穿越水体时，应尽可能控制施工作业面，避免对水体造成大面积扰动。

⑧管线分段施工，穿越各条河流沟渠的施工不宜同时进行。

⑨穿越时需开挖埋深至基岩以下不少于 1.0 米，管段下沟前，应先填 200mm 厚的砂类土或细土垫层，管沟回填时，采用 C20 现浇混凝土封顶。对于埋设在 50 年遇洪水位以下管道进行稳管，稳管采用现浇混凝土连续覆盖。为提高穿越管道的安全性及考虑到河沟洪水位、枯水位状态下的地下水水位更替对岸坡的影响，应做好岸坡护岸稳管措施，与自然地貌衔接好，护岸应置于稳定的地基上，推荐采用浆砌条石挡土墙护岸、浆砌块石护坡，并按 5% 频率复核稳定层位置及埋深。穿越段应选用质量好的管子进行组焊。穿越完成后，应将原水渠按开挖前的结构和质量进行恢复。

通过以上措施后，开挖的施工期穿越工程将对水体水质产生短期影响，主要是使水中泥沙含量显著增加，但这种影响是局部的，在水体流过一段距离后，由于泥沙的重新沉积会使水体的水质恢复到原有状况，严格采取以上防治措施后，管线河流的穿越施工不会对水体功能和水质产生明显影响。

9.1.2 运营期水污染防治措施

本项目运营期各采气站场分离器将产生一定量采气废水；清管检修等非正常工况下，将产生清管检修废水；本项目各采气站场前期有人值守，值班人员生活污水定期收集转运至地方生活污水处理厂进行处置。区块产生的采气废水和检修废水优先回用于本区块平台配制压裂液用水，无法回用的采气废水（约 5%）将回注处理或交由环保手续齐全且有处理能力的污水处理厂处理后回用，不外排。

根据区块内已实施试采平台井站及相邻区块采气平台生产情况统计，根据页岩气生产特点，将页岩气井生产划分为 4 个阶段：排采期、相对稳定

期，递减期、低压小产期，随着开采逐渐稳定，产出气中气田水含量将明显下降，并逐年呈下降趋势。结合川庆威远区块已建采气平台井站采气废水量统计情况，单井按照 20 年开采时间计算，预计单口井共产生气田水约 23856m³，采气废水主要成分为压裂返排液，优先回用于区域平台配置压裂液使用。

本次产能建设项目采气废水年度产生量较大的为 2026 年~2030 年，产生量约 6.93~38.13 万 m³/a。本次产能建设项目建产期为 2026 年~2030 年，压裂液配置需求量为 71.28~136.62 万 m³/a，压返液产生量约 14.26~27.32 万 m³/a，采气废水产生量约 6.93~38.13 万 m³/a，压裂液用量除去可回用的压返液后，需水量仍远远大于本项目采气井所产生的采气废水，因此建产期内采气废水回用于区域平台配置压裂液是可行的。2030 年以后采气废水量逐年递减，本区域后续每年预计实施 10~15 口井，压裂液用量约 50~90 万 m³/a，远远大于本次产能建设项目生产期采气废水产生量，此外本区域返排液管网将与威 202 井区和威 204 井区联通，本区域采气废水也可输送至威远区块大范围内的钻井平台配置压裂液，因此，项目生产期产生的采气废水充分的回用配置压裂液的措施是可行的。

此外，本项目每个采气平台井站均依托施工期间设置的 2000m³集液池和 300m³应急池对气田水进行暂存，可形成有效的暂存缓冲并形成区域利用，且本项目集气管线均将同沟敷设气田水管线，实现返排液管网便利输送，可满足气田水的暂存缓冲、利用要求。

综上所述，本项目运营期无废水外排。结合区域内已实施采气平台井站运行经验，以上水污染防治环保措施成熟、可靠，具有可行性和有效性。

9.2 大气污染防治措施

根据项目产排污各环节分析，本项目主要的大气污染物产排点在各单项工程的施工现场扬尘、完井测试放喷废气、管线施工焊接烟尘等，运营期废气主要为设备检修/事故放散废气、井站无组织废气等。

9.2.1 施工期大气污染防治措施

施工期大气环境的影响主要来自于管线敷设、道路建设和地面工程建设

过程中的施工扬尘、测试放喷废气，以及管道焊接烟尘等。为减少大气环境影响，主要从以下几方面做好措施：

（1）在各施工现场进行合理化管理，统一堆放材料，设置专门库房堆放水泥等易产尘原辅材料，尽量减少搬运环节，搬运时轻举轻放，防止包装袋破裂，严禁高抛高接。

（2）施工现场设置围栏或部分围栏，缩小施工扬尘的扩散范围。

（3）当风速过大时，应停止施工作业，并对堆存的沙粉等建筑材料采取遮盖措施。

（4）保持运输车辆完好，不超载，尽量采取遮盖、密闭措施，减少沿程抛洒，及时清扫散落在路面上的泥土与建筑材料，冲洗轮胎，定时洒水压尘，减少运输过程中的扬尘。

（5）运输车辆在通过软土路面等路段应控制车速；在运输车辆进出场沿途软土路面地段应适当采取硬化处理或洒水抑尘等措施降低扬尘。

（6）通过采取合理化管理、控制作业面积、土堆适当喷水、土堆与建筑材料遮盖、围金属板、大风天停止作业等措施，施工扬尘对周围环境空气的影响会明显降低。

（7）测试放喷废气引入放喷坑燃烧后排放。

（8）针对测试放喷废气主要采用地面灼烧处理，同时应对测试放喷时周边居民进行临时疏散。除了必要的放喷测试外，采取先建内部集输管网的方式及时将井下天然气接管外输，减少天然气放喷量。

（9）施工现场要加强对建设工地的监督检查，督促建设单位落实降尘、压尘和抑尘措施。严格落实《空气质量持续改善行动计划》（国发〔2023〕24号）和《四川省重污染天气应急预案》（川办发〔2024〕46号）中要求，尤其是在重污染天气时做好施工场地扬尘减排措施。施工期扬尘满足《四川省施工场地扬尘排放标准》（DB51/2682-2020）。

（10）备用柴油机、发电机采用合格轻质柴油，燃烧废气经自带的消烟除尘装置处理后通过 6m 高排气筒达标排放，柴油的暂存和储运罐均密闭，加强柴油机设备保养，使设备在良好、稳定状态下运行，减少燃油废气排放和环境影响；钻井工程优先采用市政供电，仅停电情况下使用备用柴油机、发

电机，可进一步减少燃油废气排放和环境影响。

（11）项目油基泥浆配置好后用泥浆罐拉运至现场进行钻井，暂存时间较短；油基岩屑由岩屑罐或蹲点收集临时存放于清洁生产操作区内的油基岩屑贮存场地，定期由危废资质单位进行转运，现场暂存时间短；在钻井过程中，对基础油、油基泥浆和油基岩屑的暂存和储运必须采用密闭罐，减少有机物挥发量。

综上所述，本项目施工期废气环境影响较小，采取的大气污染物控制措施在区域前期部署的天然气开发井和采气井站建设中已成功运用，取得了较好的施工期大气污染物控制效果，采取的环保措施简单易行，施工期大气污染防治措施有效、可行。

9.2.2 运营期大气污染防治措施

项目产生的废气主要为设备检修/事故放散废气、无组织逸散废气和集液池无组织排放的挥发性有机废气等。

本项目页岩气不含硫化氢，采气平台井站清管及检修作业时，需放空量小，将相关设备及管线中页岩气通过放空立管排放，一般 1~2 次/年，每次持续时间 2~5min，放空废气中主要污染物为少量甲烷，产生量较少，对周围大气环境影响较小。为减少温室气体排放量，建议在有条件的情况下，对检修事故的放空页岩气实施点火燃烧后排放。

运营期各站场设置完善的安全截断系统和可燃气体报警系统，站场周围设置明显的安全警示标志，并告知附近居民可能性危险、危害及安全注意事项，定期对站场及管线进行巡检，检查设备及管线有无漏点，确保其设备完好，无泄漏发生，减少井站无组织逸散废气。

此外，需定期对集液池污泥进行清掏转运，同时对含油量较大的废水及时进行运输，避免在集液池内长期暂存，减少有机废气的挥发量的产生。

本项目各采气平台井站废气采用的处理措施均为页岩气开发项目处理过程中常用的处置措施，已在建设单位同类型采气平台井站工程项目中广泛应用，各节点废气均能做到达标排放，不会改变区域环境功能，废气处理措施合理、可行。

9.2.3 退役期大气污染防治措施

退役期的井场不再生产，气压很低，有时可能有少量天然气泄漏。首先利用钻井过程中套管及套管壁用水泥固封天然气产层，防止天然气串入其他地层。同时在油管射孔段的上部注水泥形成水泥塞面封隔气井，防止天然气泄漏，对环境的影响很小。

封堵后，定期检测封堵井的井口压力、检查井口周围地表是否窜气，形成台账便于后期跟踪管理。封堵井正常井每季度巡检一次。

退役期施工将产生少量扬尘，通过洒水降尘，对周围环境影响小。

9.3 噪声污染防治措施

鉴于页岩气开发建设项目噪声产排污特性，主要噪声环境影响表现为施工期噪声影响，且各单项工程噪声影响不叠加，故本评价噪声污染防治措施按照各单项工程施工期和运营期分别给出。

9.3.1 施工期噪声污染防治措施

（1）井场施工期噪声防治

鉴于本工程的施工期特性，各井场在完钻后噪声消失的实际情况，选用在目前钻井工程使用最多，容易被接受并能够减少和避免噪声影响导致的环保纠纷投诉的降噪措施。

对钻井期间主要产生噪声的设备具体采取以下降噪措施：

①在钻井设备选型时选取高效低噪声设备。

②采用网电，仅停电情况下采用的柴油发电机，修建带隔音功能的活动板房隔声，安装减振垫层和阻尼涂料。

③钻井期间，应根据周边居民点分布情况优化井场布置，钻机设备位于井场中部井口区域，其余高噪声设备尽可能远离居民点布置，“不落地”随钻处理系统以及材料堆放区、井控用房等在布置在高噪声设备外围，通过井场内的设施隔声降低噪声影响范围；放喷坑位于井场外尽量远离居民点一侧。

④合理安排压裂作业期间平台内各设施布置方式，高噪声设备压裂泵车围绕井口布置，压裂液配置区、压裂原材料堆放区以及重叠液罐等则布置在高噪声设备外围，通过井场内的设施隔声降低噪声影响范围。推荐采用电驱式压裂，能够有效降低噪声影响。

⑤在实际施工时，针对实际监测噪声值超标的居民采取协商补偿、临时

撤离（可租用当地民房、在噪声达标距离之外进行妥善安置）等噪声防治措施，取得居民谅解，避免环保纠纷。

通过以上措施，钻井工程对声环境的影响是可以接受的。降噪费用纳入工程主体投资中，具体补偿费用由井队与居民协商解决。

针对测试放喷等短期噪声影响，虽影响程度大，但由于影响时间太短，重点做好对居民的解释和沟通工作，争取受影响居民的理解，避免噪声扰民投诉。

通过以上措施，各井场钻井工程对当地声环境的影响是可以接受的，噪声污染控制措施可行。

（2）站场、集输管线施工噪声防治

①施工单位必须选用符合国家有关标准的施工机具，尽量选用低噪声的施工机械或工艺，从根本上降低噪声源强。同时加强施工机械的维护保养，避免由于设备性能差而使机械噪声增大的现象发生。

②合理布局施工机械，尽可能将施工机械布置在远离居民点的地方，并安放在临时建筑房内作业。

③合理安排施工强度，做好施工组织设计，将高噪声施工机械尽量远离周围的敏感目标，减轻施工噪声对周边环境的影响。

④合理安排施工作业时间，避免周边居民休息时间高噪声设备施工作业。

⑤为防止物料运输造成的噪声污染，除生产工艺要求或者特殊需要必须连续施工造成夜间施工外，禁止夜间施工作业。

站场及集输管线施工噪声源强较小且施工时间短，通过类比以往工程建设施工期噪声环境影响情况，本项目各站场、管线建设施工采取上述措施后，施工噪声对外环境影响小，环境影响可控制在当地环境可接受范围内，处理措施合理、可行。

9.3.2 运营期噪声污染防治措施

本项目涉及的各场站单项工程运营期正常生产时，各站场噪声主要来源于工艺设备的运行噪声，本项目拟采取以下降噪措施：

（1）场内设备选用低噪声设备；分离器汇管采取放大管径，降低流速措

施降噪。

（2）在总图布置上进行闹静分区，室外高噪声工艺设施可尽量布置在站场工艺区中央，站场区内工艺装置周围绿化地，种植花卉、低矮树木，这样既可美化场地环境，也可达到降低噪声目的。

（3）采气站和集气站的压缩机置于隔声材料的隔音房内，采取减振降噪措施。

通过类比以往采气平台井站运营期噪声环境影响实际情况分析，结合本次评价实际监测结果，本项目各采气平台井站运营期采取上述措施后，运营期噪声对外环境影响小，环境影响可控制在当地环境可接受范围内，处理措施有效、可行。

9.3.3 退役期噪声污染防治措施

项目结束后，将对退役井站实施永久封堵和废弃，各井站、集气站和管线噪声源将不存在，其周围声环境质量将恢复到项目建设前的水平。

9.4 固废污染防治措施

本项目施工期固废产生环节主要包括：各平台钻井作业的水基钻井固废（废水基泥浆、水基岩屑）、油基岩屑、废包装材料、废矿物油及含矿物油废物，管线施工废料、定向钻和顶管施工产生的废泥浆，以及施工人员生活垃圾；运营期站场清管/检修废渣、除砂器废渣、废油、集液池污泥以及值守人员生活垃圾等。根据页岩气产能建设项目固废具有各工程单位点状产生的特点，结合《固体废物鉴别标准通则》（GB34330-2017）相关规定，本评价按照不同固废类型分类论述分析固体废物污染防治措施的合理、可行性。

9.4.1 施工期固废处置措施

（1）钻前工程固废处置措施

本项目钻前工程主要固体废物为集中剥离的表土，就近独立设置表土堆场集中堆存，用于施工结束后的临时占地恢复用土。根据区块已实施井场钻前施工实际情况，井场土石方均可做到各自井场场地内平衡，未出现过土石方弃方和借方量情况。

钻前工程施工人员多为临时聘请的当地民工，租住在附近农户，其产生

的生活垃圾利用附近农户现有的设施进行收集处置，无集中生活垃圾产生。

（2）钻井工程固废处置措施

①水基钻井固废

项目产生的水基固废严格按照《陆上石油天然气钻井环境保护技术规范》（SY/T 7298—2024）相关要求执行处置，水基钻井固体废物与油基钻井固体废物分开处理。优先选择将一开表层井段和二开至油气层顶部井段（包括斜井段、水平段）产生的水基钻井固体废物分开处理的方式。水基钻井固体废物进行资源化利用。一般钻井固体废物贮存和填埋的污染控制要求按照GB18599执行。

根据《陆上石油天然气开采水基钻井废弃物处理处置及资源化利用技术规范》（SY/T7466-2020）要求，本项目出场时的水基钻井固废含水率不大于60%且不呈流动态，装车外运，出场后按要求转运，无泄漏、遗撒。若水基钻井固废用于制烧结砖，其浸出液应满足《陆上石油天然气开采水基钻井废弃物处理处置及资源化利用技术规范》（SY/T7466-2020）中表1规定的限值，抗压强度不小于10Mpa，并根据用途满足对应建材标准要求；若水基钻井固废用作水泥窑协同处置的原料，其协同处置过程的技术要求和污染控制要求应符合《水泥窑协同处置固体废物技术规范》（GB 30760-2024）和《水泥窑协同处置固体废物污染控制标准》（GB 30485-2013）的要求。

A、水基钻井固废处理措施

水基钻井固废主要为废水基泥浆和钻井岩屑，属于第Ⅱ类一般工业固体废物。按照《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB18599-2020）中对第Ⅱ类一般工业固体废物的处置要求，本项目钻井固废暂存于清洁化生产平台配备的废渣收集罐，废渣收集罐渗透系数 $\leq 10^{-7}\text{cm/s}$ ，满足第Ⅱ类一般工业固体废物处置场防渗要求，同时，各井场设置有450m²的清洁化操作平台临时暂存水基钻井固废，操作平台采取了重点防渗以及防风防雨防晒等措施，可以满足水基钻井固废3天以上的临时存放量，确保能及时转运处置水基钻井固废。综上分析，现场贮存从防范污染及存放规模上，均满足要求，现场临时贮存设施可行。

根据本次产能建设方案，本项目水基钻井固废定期外运砖厂或水泥厂进行处理后综合利用。川庆威远区块近年来所产生的水基钻井固废均转运至内江瑞丰环保科技有限公司进行资源化利用，未出现环保事故，依托可靠，因此本次产能建设项目所产生的水基固废优先转运至内江瑞丰环保科技有限公司进行资源化利用。

内江瑞丰环保科技有限公司对钻井固废采用加药预处理+机械筛分+压滤工艺处理，处理得到的筛分渣和压滤渣外售给四川成实天鹰水泥有限公司或砖厂作为原料使用。根据分析可知，利用水基钻井固废制烧结砖或水泥的工艺均为传统熟悉的工艺，且在川渝地区钻井已经得到了广泛运用，在使用岩屑为原料进行生产时，采取的污染防治措施符合环保要求，未出现污染环境事故，因此，本项目水基钻井固废外运综合利用在工艺上、措施上是可行的。

B、水基钻井固废处理能力

根据建设单位提供的资料以及实际调查，内江瑞丰环保科技有限公司位于威远县连界镇先锋村 11 社，2016 年建成了年处理 4.5 万吨/a 水基岩屑的生产线及配套设施并于 2017 年通过竣工环保验收；2017 年拟将水基岩屑处理能力由 4.5 万吨/年扩大至 12 万吨/年并取得环评批复（威环审批〔2018〕110 号）但未实施；2019 年经调查论证后将水基岩屑处理能力由 4.5 万吨/年扩大至 30 万吨/年，该项目已取得内江市威远生态环境局下发的环评批复（威环审批〔2019〕70 号），并于 2019 年 12 月进行了自主竣工环保验收。目前内江瑞丰环保科技有限公司水基岩屑生产线仍运行正常，近年来一直服务于威远区块等页岩气田水基钻井固废的处理。

据接收单位提供数据，瑞丰公司水基钻井固废处置能力 30 万吨/年，目前剩余水基钻井固废处置能力约 15 万吨/年，本项目钻井期间产生水基钻井固废（水基泥浆+岩屑）峰值为 2027 年产生量约 4.899 万 t/a，瑞丰公司水基钻井固废剩余处置能力远大于本项目水基固废产生量，因此，能够接纳本项目产生的水基钻井固废。且若区域周边有其他水泥厂或砖厂有能力接收并处

置水基固废，建设单位也可按相关规定委托其进行处置，可进一步保证水基钻井固废资源化处置单位的接收能力。

C、制作水泥或烧结砖可行性分析

a、制作水泥处理工艺可行性

预处理后的废水基泥浆（泥饼）及岩屑转运至水泥厂后，在分析其化学成分的基础上，可加入生石灰进行破胶处理，之后采用输送泵或铲车将岩屑从暂存仓输送至初步筛网上，以去除泥浆中的杂物、石子等大颗粒物质。筛上物质为筛分渣，由铲车铲至筛分渣暂存仓储存；筛下物质再经振动筛进行筛分，项目建设振动筛粒径为 0.3mm，筛上物质仍为筛分渣，送筛分渣暂存仓储存；筛下物质即为浆状，经自留至加药间进行加药处理，药剂主要为絮凝剂（主要成分为聚丙烯酰胺，加入浓度为 2‰）和助凝剂（主要成分为三氯化二铝，加入浓度为 5%），按照泥浆：絮凝剂：助凝剂为 10:1:1 的比例加入，搅拌使之分布均匀，即完成絮凝过程，絮凝后的泥浆由泥浆泵提升至压滤间进行压滤处理，压滤后的压滤渣送筛分渣暂存仓储存。筛分渣、压滤渣作为添加剂用于制作水泥，从而实现水基泥浆（泥饼）和水基岩屑的资源化利用。

根据瑞丰公司提供的《钻井水基岩屑资源化利用竣工环境保护验收申请》，钻井水基岩屑资源化利用项目在试运行期间，项目无组织排气中颗粒物排放浓度符合《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）中表2无组织排放监控浓度限值；项目生产废水处理设施总排口水质中pH、SS、化学需氧量、五日生化需氧量、氨氮、总磷、石油类排放浓度均符合《城市污水再生利用 工业用水水质》（GB/T 19923-2005）中“工艺与产品回用水”标准限值要求；项目6个监测点位厂界噪声监测值昼间最大值为59.8dB（A），夜间最大值为47.9dB（A），均满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中表1中2类标准值；项目设置有临时渣场，筛分渣、压滤渣外售四川成实天鹰水泥有限责任公司或其他有资质砖厂生产综合利用，污水处理站污泥送至内江瑞丰环保科技有限公司“油基岩屑资源化综合利用项

目”焚烧炉进行焚烧处理，生活垃圾送至连界镇场镇指定地点处理。

根据四川成实天鹰水泥有限公司提供的资料，瑞丰公司提供的钢渣粉混合物，作为生产水泥的原材料，供应期间质量稳定，符合水泥厂原材料的要求，使用后水泥产品质量合格，相关接收证明及产品质量合格证明见附件。因此水基固废用于制作水泥资源化利用的方式是可行的。

b、制作烧结砖可行性分析

制砖原材料主要包含钻井的岩屑，井场预处理后的废水基泥浆（泥饼）及岩屑转运至砖厂棚后，在分析其化学成分的基础上，可以加入一定量无毒的激活剂进行激活处理，用装载机将激活处理后的固化体和内燃煤混合均匀，混合物用皮带输送到双齿辊式破碎机和球磨机中进行破碎，破碎后的原料经皮带输送到练泥机中，加水进行搅拌、捏和、均匀后用皮带输送到螺旋挤压机中成型，生胚砖转运到干燥室进行干燥，干燥后的胚砖转运到砖窑中进行焙烧，砖烧结成品合格冷却至室温后出窑形成产品砖。

经调查了解，该工艺为传统熟悉的工艺，且在川渝地区钻井已经得到了广泛运用，以下为本次收集的川渝地区同类型项目已有的水基钻井固废制砖资料：

①废水基泥浆烧结砖产品质量检验分析

四川省建材产品质量监督检验中心于2016年1月10日对应用长宁H5平台水基岩屑进行了烧结砖质量检测，检测结果表明，水基钻井岩屑固化体制备的烧结砖能够满足《烧结普通砖》（GB5101-2003）和《建筑材料放射性核素限量》（GB6566-2010）中各项性能指标要求，检测结果详见表9.4-2。

表 9.4-2 普通烧结砖检验数据表

序号	检测项目		检验校果	标准值	备注
1	抗压强度（MPa）		19.3	≥15	合格
2	5h 吸水率（%）		17	≤18	合格
3	饱和系数		0.7	≤0.78	合格
4	放射性	IRa	0.13	合格	合格
5		Ir	0.41	合格	合格

②水基岩屑烧结砖浸出液检测分析

宜宾市环境监测中心站对长宁地区水基岩屑烧结砖的浸出液进行检测，监测报告（宜市环监字（2016-061）第 031 号）结果表明，浸出液指标监测达到《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中Ⅲ类水域水质标准限值。本项目与长宁区块钻井项目水基钻井液成分相似，且地层岩性相似，该浸出液检测报告具有可类比性。

表 9.4-3 水基泥浆烧结砖浸出液检测数据表

序号	检测项目	检测值	标准值	备注
1	pH	8.3	6~9	合格
2	铬	0.013	0.05	合格
3	镉	未检出	0.005	合格
4	铜	未检出	1.0	合格
5	汞	0.00006	0.0001	合格

经调查了解，在使用水基钻井岩屑为原料进行制砖生产时，采取的污染防治措施符合环保要求，未出现污染环境事故，因此，本项目钻井时产生的水基岩屑和水基泥浆也可用作制砖，工艺可行。

项目在实施过程中，可根据实际生产情况将水基钻井固废转运至符合水基钻井固废资源化处理相关要求的单位进行处置。

D、环境管理措施

a、在各平台开钻前，建设单位应根据平台周边可接纳情况，与已签订的处置单位核实可接纳情况，就近确定各平台水基钻井固废具体接纳处置单位，确定的接纳处置单位应具有接纳能力且环保手续齐全。建设单位也可积极寻求项目附近其他可接纳的砖厂或水泥厂等，以便就近处置本项目产生的钻进岩屑和废泥浆，减少运输距离，降低运输环节的环境风险。

b、水基钻井固废在现场储存以及外运处置过程中应加强环境管理，钻前施工阶段确保水基钻井固废临时贮存场地按要求进行防渗处理，并按要求在临时贮存场地周边修建高0.5m的围堰，顶部搭设防雨等措施。

c、建设单位应严格按照外运处置协议进行外运处置，运输过程采取三联

单及台账制度，并报当地环保主管部门备案。

d、外运车辆应设置GPS定位系统，确保本项目水基钻井固废全部运至协议指定的地点进行资源化利用，避免产生二次环境污染。

e、运输过程中应尽量避免环境敏感区（重点是饮用水源保护区），遇环境敏感区需减速慢行确保安全通过，同时要注意清洁运输，防止固废泄漏。

f.水基固废转运前尽可能降低水基固废含水率，保证不呈流动态，采取密闭罐车进行转运，避免转运过程中水基钻井固废出现“跑冒滴漏”现象。

综上所述，内江瑞丰环保科技有限公司“钻井水基岩屑资源化利用项目”能够满足本项目的钻井岩屑、废水基泥浆的处理要求。若区域周边有其他单位有能力接收并处置水基固废，建设单位也可按相关规定委托其进行处置，可进一步保证水基钻井固废资源化处置单位的接收能力。本评价要求建设单位应在各井场开钻前确定水基钻井固废具体去向并签订外委处置协议。

②顶替泥浆和油基钻井固废

本项目共产生顶替泥浆和油基钻井固废约 4.6 万 t，各井场现场按照危废进行管理（HW08 072-001-08 危废），在各井场旁设置清洁化操作平台暂存油基钻井固废，顶替泥浆由废渣罐收集，油基岩屑由防渗吨袋或岩屑收集罐盛装临时贮存，堆放场按危废贮存场地标准建设和使用管理，采用水泥基渗透结晶型防渗+2mmHDPE 膜防渗，1.5m 高砖混结构 C20 水泥抹面围堰，彩钢棚防雨、防风、防晒，采取分批分次现场交由危废资质单位负责场外专业运输和最终妥善处置。

③废矿物油及含矿物油废物

各井场油罐、备用柴油机和发电机房设置围堰，并各设 1 座的废油收集池收集跑冒滴漏的废油。站内设置废油桶集中收集废矿物油及含矿物油废物贮存于各井场前场原辅材料堆存区旁设置危废贮存场地（贮存场地按危废贮存场地标准建设和使用管理，采用水泥基渗透结晶型防渗+2mmHDPE 膜防渗，1.5m 高砖混结构 C20 水泥抹面围堰，彩钢棚防雨、防风、防晒）。完钻后现场交由危废资质单位负责场外专业运输和最终妥善处置。

④危废处置措施合理性分析

1) 井场临时贮存设施合理性

各井场设置 1 个 450m² 清洁生产操作区，可暂存油基岩屑，根据区块内前期已实施的钻井工程油基钻井固废转运情况看，油基岩屑转运一般转运周期为 5~7d，现场设置的贮存场地满足现场贮存要求，设置合理。同时，本项目在每个井场均设置有 30m² 的危废暂存间，危废暂存间内设有废油桶，暂存废油及含有固废。危废暂存间和清洁生产操作区均需满足《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）和《危险废物收集、贮存、运输技术规范》（HJ2025-2012）中对危废贮存场地相关环保要求。

2) 危废贮存、处置环境管理

本项目油基岩屑转运采用密闭岩屑收集罐或防渗吨袋收集，整体转运方式转运，避免转运过程中的跑冒滴漏，严格按照《危险废物收集、贮存、运输技术规范》（HJ2025-2012）等危废运输管理各项规定予以落实，场内转运车辆按照预定线路转运，加强转运人员的环境风险防范意识教育，编制转运环境风险应急预案，场外转运委托危废资质单位专业转运，转运车辆环境管理措施可行。

为加强四川省危险废物监督管理工作，四川省固体废物管理中心每年都会组织行政区域内危险废物产生单位对当年危险废物的产生、贮存、转移、利用、处置等情况进行申报，本项目须严格按照当地危险废物登记申报环境管理相关要求，以企业为单位，本项目产生危险固废阶段（油基泥浆钻井阶段）为子项汇总后主动向当地环境行政主管部门申报，接受监督检查。

为加强转运过程中的环境管理，本项目应严格按照《危险废物收集贮存运输技术规范》（HJ2025-2012）、《危险废物转移联单管理办法》（原国家环境保护总局令第 5 号）等相关环境管理要求，含油岩屑和废油转运实施五联单转运制度，联单第一联由产生单位自留存档，联单第二联副联由产生单位在二日内报送移出地环境保护行政主管部门；接受单位将联单第三联交付运输单位存档；将联单第四联自留存档；将联单第五联自接受危险废物之日起二日内报送接受地环境保护行政主管部门，联单保存期限为五年。

3) 项目周边危废处置能力

本项目各单项工程钻井施工期危废主要为 HW08 072-001-08 油基岩屑（含顶替泥浆）和 HW08 900-214-08 废油，由于 HW08 900-214-08 废油危废产生量少，施工现场通过加强施工现场环境管理措施减少和控制废油产生，产生量进一步较小，一般不会超过周边危废处置单位处置能力，交由危废资质单位处置措施可行，本评价重点调查项目周边 HW08 072-001-08 油基岩屑危废处置能力情况。

根据《建设项目危险废物环境影响评价指南》（环境保护部公告 2017 年第 43 号）“环评阶段暂未委托利用或者处置单位的，应根据建设项目周边有资质的危险废物处置单位的分布情况、处置能力、资质类别等，给出建设项目产生危险废物的委托利用或处置途径建议。”本评价按照重点从四川境内具备危废 HW08 072-001-08 油基岩屑危废处置能力资质单位分布与处置能力情况，给出本项目油基岩屑处置建议。

根据四川省生态环境厅四川省危险废物经营许可企业名单查询可知四川省内具有处置 HW08（072-001-08）能力的企业见下表。

表 9.4-4 四川省内 HW08（072-001-08）危废处置能力统计表

资质单位	所在地	证书号	经营规模 t/a
内江瑞丰环保科技有限公司	内江市威远县	川环危第 511024057 号	237200
自贡金龙水泥有限公司（集中经营模式）	自贡市荣县双石镇	川环危第 510321083	70000
南充嘉源环保科技有限公司	南充市嘉陵区河西镇化学工业园嘉南大道	川环危第 511304071	62500
预处理企业：四川纳海环境有限公司 水泥窑协同处置企业：四川利森建材集团有限公司	德阳市什邡市洛水镇	川环危第 510603060	84904
预处理企业：江油诺客环保科技有限公司 水泥窑协同处置企业：四川国大水泥有限公司	四川省绵阳市江油市含增镇界池村	川环危第 510781076	99880
四川省兴茂石化有限责任公司	四川省遂宁市大英县经济开发区	川环危第 510923077	300000

珙县华洁危险废物治理有限责任公司	宜宾市珙县巡场镇余家村余箐工业园区	川环危第 511526078	200000
中节能（攀枝花）清洁技术发展有限公司	攀枝花市仁和区	川环危第 510411051 号	22250
中节能安岳清洁技术发展有限公司	资阳市安岳县李家镇	川环危第 512021106 号	31000
成都兴蓉环保科技有限公司	成都市龙泉驿区	川环危第 510112052 号	10000
四川华洁嘉业环保科技有限公司	宜宾市临港经济技术开发区	川环危第 511502058 号	200000
总计			1317734t/a

本项目年度废油基钻井固废（含顶替泥浆）产生量最大为 1.15 万 t（2027），项目所在区域周边具有相应处理资质的危废单位处理能力完全能够满足本项目处理需求。处理根据对危废资质单位的调查，由于中节能（攀枝花）清洁技术发展有限公司、四川华洁嘉业环保科技有限公司、珙县华洁危险废物治理有限责任公司距离本次气田距离较远，本评价建议川庆威远区块页岩气产能建设项目（一期）施工过程中产生的油基岩屑危废处置，以依托内江瑞丰环保科技有限公司、自贡金龙水泥有限公司（集中经营模式）、四川纳海环境有限公司及四川利森建材集团有限公司、江油诺客环保科技有限公司及四川国大水泥有限公司、四川省中明环境治理有限公司、成都兴蓉环保科技有限公司、南充嘉源环保科技有限公司、四川省兴茂石化有限责任公司处置为主，中节能（攀枝花）清洁技术发展有限公司、四川华洁嘉业环保科技有限公司和珙县华洁危险废物治理有限责任公司作为辅。

针对油气开采产生大量废弃油基泥浆、含油钻屑等危险废物的管理，根据《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函〔2019〕910 号）中指出：“鼓励企业自建含油污泥集中式处理和综合利用设施，提高废弃油基泥浆和含油钻屑及其处理产物的综合利用率”。因此，本评价建议建设单位积极探寻油基泥浆钻井固废集中式处理和综合利用方式，尽可能提高油基固废的综合利用率。同时油基固废外委处置过程中，需积极跟进和联系新的油基岩屑处置单位，做好处置能力储备，确保项目油基岩屑

得到及时、合法、合规的妥善处置。天然气开采含油污泥综合利用后剩余固相利用处置的方式、技术要求、污染控制、环境监测及环境管理要求按照《天然气开采含油污泥综合利用后剩余固相利用处置标准》（DB51T2850-2021）相关要求执行。

④生活垃圾和废包装材料

本项目钻井工程施工期布置井场1个、生活区2个共计3个4m³的垃圾箱，生活垃圾存放在垃圾箱内，定期按当地环卫部门相关要求实施统一妥善处置，该处置方式已在川渝地区页岩气开发中成功运用，施工期生活垃圾得到有效处置，处置措施简单、可行；废包装材料可回收后直接回用于各类材料的包装，不纳入固体废物管理，对其在井场内集中收集后，全部交由供应商回收利用。

综上所述，项目钻井期间各类污染物排放均达到相关标准，固体废物得到妥善处置。

（3）储层改造测试工程固体废物

储层改造期间主要固废主要为工作人员产生的生活垃圾和返排砂，生活垃圾集中收集存放在井场的垃圾收集池中，统一交由当地环卫部门统一处置，做到现场无遗留；返排砂收集后外运周边水泥厂或砖厂进行资源化利用。

（4）采气站场、集气站工程施工

采气站场、集气站施工人员施工期间租住在附近农户，其产生的生活垃圾利用附近农户现有设施进行收集处置，无集中生活垃圾产生。

（5）集输管线施工

集输管线工程施工期产生的固体废物主要是生活垃圾、施工废料和顶管施工产生的废弃泥浆。

①施工废料

本项目管道运至施工现场前，已进行了相应的防腐处理。因此，施工废料主要包括废包装材料、废焊条，以及施工过程中产生的废金属等，经收集后外售回收利用。

②废弃泥浆

本项目废弃泥浆来自顶管或定向钻施工，施工现场设置泥浆池，施工过程中的泥浆循环使用，施工结束后剩余的废弃泥浆外运周边水泥厂或砖厂综合利用。

③生活垃圾

本项目管道施工不设施工营地，施工队伍除施工技术人员外，其余均雇佣当地居民，施工期生活垃圾依托当地现有设施收集处置。

9.4.2 运营期固废处置措施

运行期间产生的固体废物主要来自站场卧式气液砂分离器撬产生的废渣、清管检修废渣、集液池污泥、废油以及临时值班室人员的生活垃圾。

卧式气液砂分离器废渣、清管检修废渣主要成分为试气作业阶段压入地层的支撑剂（石英砂和陶粒）以及页岩气层随气体带出的少量砂砾，属于一般工业固废，收集后交有处理能力且环保手续齐备的水泥厂或砖厂进行资源化利用。集液池污泥和废油属于危险废物，收集后及时交相应危险废物处理资质的单位处置。运营期生活垃圾收集后统一交由环卫部门处理。

综上所述，本项目各单项工程产生的固体废物去向明确，充分做到了资源化、减量化、无害化，不会产生二次污染，环境可接受。结合区域已开发平台的实施经验，以上固体废物处置措施经济技术合理可行。

9.4.3 退役期固废处置措施

闭井后对废弃采气树、井台和采气管线进行拆除，对废弃井的井眼进行封堵。井口和管线拆除作业过程中产生的落地油和受污染的土壤，集中收集后交有危废处置资质的单位处置，不可随意丢弃或就地掩埋，以避免对浅层地下水造成污染；拆除过程中产生的其他垃圾及时外运，送至指定的垃圾处置场处理，其中建筑垃圾送当地指定地点处置，报废设备和管道交厂家回收。

9.5 地下水污染防治措施

9.5.1 源头控制措施

为避免和降低污染事故的发生风险，本项目在施工期和运营期分别在污染源头控制上提出了地下水污染防治措施，源头控制措施主要根据地下水导

则和石油天然气导则的相关要求，并参考《非常规油气开采污染控制技术规范》（SY/T7482-2020）、《陆上石油天然气钻井环境保护技术规范》（SY/T 7298-2024）等中的相关污染控制技术，主要措施包括提出各类污废水循环利用、减少污染物产生和外排，提出施工工艺、设备、污废水储存及处理构筑物优化设计施工运营方案，提出使用环境友好的原辅料，提出将污染物跑、冒、滴、漏事件发生概率降到最低的现场及时监管措施等。结合本项目在施工期和运营期各阶段设备、工艺等特征，具体需要采取的源头控制措施如下：

（1）项目在施工建设前应充分分析钻井、地质设计等资料，并在此基础上优化钻井施工工艺、泥浆体系等，对钻井过程中可能发生的泥浆漏失的情况，应有所预见。异常情况采用强钻方式快速钻穿漏失层达到固井层位，针对这种情况应选用合理泥浆密度，实现近平衡压力钻井，降低泥浆环空压耗，降低泥浆激动压力，从而降低井筒中泥浆动压力，减小泥浆漏失量。优先选用高效钻井设备及低毒无害材料，工程导管段利用纯清水钻井液迅速钻进，在套管的保护下能有效地保护浅层地下水，导管段应大于具有供水价值的含水层，综合井场周边的地下水开采深度和区域地质资料，清水钻深度应至少大于 80m，导管段要及时下入套管进行严格止水，防止钻井液对浅层地下水造成影响。

（2）在施工过程中要做好钻井废水的回收及重复利用、应采用先进节水工艺，优先采用回用水，控制和减少工业新鲜用水量。在钻井完井过程中严格控制新鲜水用量，压裂过程中通过提高作业效率和水的循环使用，减少新鲜水用量，设定水力压裂的最大用水限制，促进压裂操作回流水循环使用；作业废水暂存于废水罐，现场人员应定期对废水罐渗漏情况进行巡检，发现异常情况立即汇报和整改，并做好记录，钻井过程中应加强钻井废水管理，防止出现废水渗漏、外溢等事故。加强油料的管理和控制，特别应加强和完善废油的控制措施。加强岩屑、废钻井液及其他固体废弃物收集、运输及暂存、处置等过程的环境管理。

（3）废水或岩屑拉运车辆必须安装 GPS，转运过程做好转运台账，严格

执行废水转运签认和交接清单制度；运输前规划运输路线，转运过程中应严格按照规定的路线运输到相应的目的地；运输过程中应尽量避免环境敏感区，遇环境敏感区需减速慢行确保安全通过，同时要注意清洁运输，防止泄漏；对拉运过程进行严格监督管理，废水运输车辆、装卸工具必须符合安全环保要求，装卸和运输过程中不得溢出和渗漏，严禁半途倾倒、排放或向第三方转移。

（4）钻井期间产生的洗井废水及涉污区雨水全部回用于本项目后续压裂液的配制；钻井废水大部分回用，不能回用的部分运至回注站回注或运至污水处理站处理后回用；压裂返排液优先回用于区域其他井场配制压裂液，剩余不能回用的部分运至回注站回注或运至污水处理站处理后回用；生活污水由移动厕所收集后罐车转运至周边污水处理厂处理。

（5）每次钻井结束后采用固井有效封隔地层与套管之间的环空，防止钻井液进入含水层污染地下水。固井作业建议采用双凝水泥浆体系固井，提高固井质量，有效防止井漏事故造成的地下水环境污染；表层套管下深应在浅水层以下，表层固井水泥返高应分隔浅水层或至地面；油层套管水泥返高应返至地面。

（6）在雨季对废水罐、各类池体加盖篷布或架设雨棚等，各池体修建时应留有一定的富裕容量，以容纳暴雨增加的水量，防止外溢。定期对废水罐和各类池体进行维护，及时转运废水，特别是在暴雨季节，加强对废水罐的巡查等，降低废水发生外溢的风险。废水罐应在放置于地表并做好日常巡护及防渗漏措施，严禁废水罐在现场埋地使用。

（7）井场内应实施清污分流，年降雨量 500mm 以上的地区应设置满足防渗要求的外排沟和内环沟，应对外排沟雨水进行监控，污染雨水通过围堰或集污坑收集后回收至相应的池(罐)。毗邻农田的井场四周应设置边沟或围土堤井场应采用清污分流系统，在井场四周修筑外环排水沟，便于排除场地外雨水等清水，离污水罐、集液池、放喷池较近区域应设置集水坑，便于排除场地内雨水等清水若场内雨水被污染流入外环沟，则需封闭沟渠由作业队伍从集水坑抽汲至集液池。

（8）做好压裂液的转运及现场暂存，由专用罐车拉运至井场，压裂期间压裂液应妥善暂存，所有压裂液均储存在罐中。压裂过程中要提高作业效率 and 水的循环使用，减少淡水用量、设定水力压裂的最大用水限制，促进压裂操作回流水循环使用。同时，鼓励采用先进的工艺、设备。

（9）钻井过程产生的钻屑进行随钻无害化处理或采用泥浆不落地装置进行资源利用专业化处理。油罐区应设置围堰、收集池，防止油污洒落地面，污染地下水。

（10）运营阶段产生的采出水由集液池暂存，优先回用，部分可回用于同区域配置压裂液，不可回用的通过罐车或集输管道送至专门的污水站进行处理，一般经预处理达到废水回注水质标准后回注处理。

（11）施工人员在施工作业中产生的生活污水依托当地居民生活污水处置措施进行收集处置，不能容纳的污废水交由当地环卫部门进行处置。基建工程施工机械设备若有漏油现象要及时清理散落机油，将其收集后待施工结束后统一清运处理。

（12）施工期管道工程主要为对包气带的扰动，仅少数地区地下水水位高于管沟开挖深度时会出现基坑积水，揭露地下水地段应加快施工，减少施工扰动时间。

（13）集输工程的清管作业、仪器检修时会产生少量清管废水和检修废水，检修废水暂存于站场的集液池内，产生的废水极少，一般随采气废水一起进行处理或回收利用。

（14）建立各阶段环保巡查制度，定期安排指定人员对井场各环保设施设备进行定期检查。结合本次预测结果，尽量缩短各类池体的巡查时间，定期观察各类池、罐中的液面变化，及时发现渗漏问题。

（15）在生产初期，排液量大时，应对该区域管道、站场设备、站场排污管道以及采出水池增加巡查频次，建立检查台账，有隐患的及时进行处理，确保站场设施处于良好的运行状态。加强与周围居民的沟通，加强与地方水资源、环境主管部门的对接与配合，定期监测当地居民饮用水水质状况。细化应急管理预案的编制、应急物资的储备、应急队伍的培训。确保应

急情况下能做到快速响应，做到最大程度的减少对地下水环境的影响。

（16）为了避免管道的渗漏，管道投产前按要求试压、检查焊缝质量，以保证施工质量。同时对管道采取不同的防腐措施和定期防腐防漏检测；运行过程中，定期发送检测球，对管道壁厚及焊缝的情况进行监测，尽早发现管线存在问题。特别是气田水输送管道应选用符合要求、质量合格的管材，焊接处也要选择防腐防漏的工艺。

（17）优化管道选址，远离自然灾害易发点，加强管线巡视和标志设置，管道安全防护带内禁止挖沟、取土、开山采石、采矿盖房、建打谷场、蔬菜大棚、饲养场、猪圈等构筑物及其他影响管道巡线和管道维护的物，避免对管线产生破坏影响。在管道穿越区段、阀室等应定期检查，发现问题及时修复，防止事故发生。

（18）为了保护地下水水井不受影响，本项目结合预测结果，涉污设施选址尽量远离了分散式饮用水源，确保对水井不会造成超标污染。优化区块内各场地施工时序，分散实施，减轻叠加影响。

（19）服务期满后主要的污染源为拆除地面设施及封井时工人少量生活废水，以及井筒内残留的采出水可能进一步渗漏，影响深层地下水。闭井期需严格按照相关设计规范做好设备拆除、井管封填、场地恢复等工作，做好施工期工人生活污水收集处置工作，最大限度地减少对地下水环境的影响。设备搬迁前，所有设备应排空清理，对排空产生的物料进行统一收集，并对管线端头进行封堵。对多余燃油、油漆、稀释剂等物料应密封保存或回收，运输过程中不应发生泄漏。

本项目建设运营过程中应通过采取以上源头控制措施，最大限度地保护区块内地下水环境，减轻污染物对地下水的污染。

9.5.2 分区防渗措施

（1）防治分区划分

本次评价根据本项目在施工期、运营期污染物产生情况、涉污设备构筑物结构特征，在满足地下水导则防渗分区划分要求的基础上，参照执行与项目行业类别及产生污染物种类相关行业污染控制技术标准及规范，如《非常

规油气开采污染控制技术规范》（SY/T7482-2020）、《陆上石油天然气钻井环境保护技术规范》（SY/T 7298-2024）、《危险废物贮存污染控制标准》（GB 18597-2023）、《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB18599-2020）和《给排水管道工程施工及验收规范》（GB50268-2008）等。根据页岩气钻采场站在建设期和运营期可能产生的污染物情况及构筑物的特征，在钻前工程阶段和采气阶段需将各场地区域划分为重点防渗区、一般防渗区和简单防渗区，并进行相应等级的施工。

（2）建设期分区防控措施

重点防渗区指重点污染物储存、输送、生产以及固体废弃物堆放过程中的产污环节。一般防渗区指裸露地面的各生产功能单元，对地下水环境有污染的物料或污染物泄漏后，可及时发现和处理的区域或部位。简单防渗区指裸露地面的各生产功能单元，对地下水环境有污染的物料或污染物泄漏后，可及时发现和处理的区域或部位。参照地下水导则，重点污染防治区防渗层的等效防渗性能不低于 6.0m 厚渗透系数为 $1.0\times10^{-7}\text{cm/s}$ 的黏土层；一般污染防治区防渗层等效防渗性能不低于 1.5m 厚渗透系数为 $1.0\times10^{-7}\text{cm/s}$ 的黏土层，简单防渗区达到地面硬化要求即可。

根据以上原则，结合该项目各生产单元的实际情况，将本项目建设期的分区防渗方案如表 9.5-1 和图 9.5-1 所示。

表 9.5-1 井场分区防渗方案

污染 防控 区类 别	防渗性能要求	建设运 行时段	防渗区域名称	防渗分区施 工部位
重点 防渗 区	防渗性能应不低于 6.0m 厚渗透系数为 $1.0\times10^{-7}\text{cm/s}$ 的黏土层防渗性能	建设期	井口方井、井架基础区域、钻井泥浆循环利用系统区、压裂作业系统区（泵车、管汇等）、清洁生产操作区、压裂液混配系统（砂罐、缓冲罐、支撑剂罐、配胶液罐、减阻剂罐等）、材料堆放区、动力设备区（含发电机房）、油罐区、水罐区、压裂液罐区、危废暂存间	地面及围堰

			应急池、集液池、放喷池等各类收集污水池体	池底及池壁
一般防渗区	防渗性能应不低于 1.5m 厚渗透系数为 $1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ 的黏土层防渗性能	建设期	厕所、生活垃圾箱、清污分流区	地面
简单防渗区	一般地面硬化	建设期	井控测井用房、现场办公用房、值班室等	地面

（3）运营期分区防控措施

运营期站场地下水保护措施以预防为主，在站场固废临时堆放区、污水处理区做好防渗、防漏措施，防止污染物对地下水造成污染，加强生产过程管理，杜绝跑、冒、滴、漏等污染行为。

集液池、应急池、井口区等区域应按地下水导则要求进行重点防渗，地面及围堰在满足耐久性要求的同时，需满足基础防腐蚀设计对于基础混凝土强度要求的规定；防渗措施建议采用抗渗混凝土，抗渗等级达到 P8 要求。

产生、输送污水的工艺流程区、压缩机房、空压机等设施地面需进行一般防渗，采取一般防渗后可以减缓污水下渗速率较慢，使得运营期站场发生地下水污染事故的可能性降低。防渗措施建议采用“混凝土+防渗膜”防渗，抗渗等级达到 P6 要求。

工具间、仪控房、箱变等其他涉污设施地面需进行简单防渗。本项目运营期的分区防渗方案如表 9.5-2 和图 9.5-3 所示。

表 9.5-2 运营期站场分区防渗方案

名称	防渗等级	建设运行时段	防渗系数要求	防渗区域
集液池、应急池、井口区等区域	重点防渗区	运营期	防渗系数 $\leq 1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$, 等效黏土防渗层 $Mb \geq 6\text{m}$	池底及池壁
产生、输送污水的工艺装置区、压缩机房、空压机等区域	一般防渗区	运营期	防渗系数 $\leq 1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$, 等效黏土防渗层 $Mb \geq 1.5\text{m}$	地面及围堰
工具间、仪控房、箱变	简单防渗区	运营期	一般地面硬化即可	地面

（4）分区防渗措施

①重点防渗区措施

井口井架区域采用 300mm 厚 C25、P8 防渗钢筋混凝土+C25 片石混凝土。

井架基础区域、钻井泥浆循环利用系统区、压裂作业系统区（泵车、管汇等）、清洁生产操作区、压裂液混配系统（砂罐、缓冲罐、支撑剂罐、配胶液罐、减阻剂罐等）、材料堆放区、动力设备区（含发电机房）、油罐区、水罐区、压裂液罐区等区域采用刚性浅基础，下部从下往上依次为 200mm 厚片石基层，200mm 厚 C25、P8 防渗钢筋混凝土。

危废暂存间采用高密度聚乙烯膜（HDPE 膜），厚度 $\geq 2.0\text{mm}$ ，搭接宽度 $\geq 10\text{cm}$ ，焊缝需通过检测以确保无渗漏，使用抗渗混凝土（标号 $\geq \text{C30}$ ，抗渗等级 $\geq \text{P8}$ ），厚度 $\geq 15\text{cm}$ ，内掺防腐剂（如环氧树脂）以增强耐化学腐蚀性能。

应急池、集液池等的池墙及基础采用 C30、P8 防渗钢筋混凝土浇筑，池底为 C30、P8 防渗钢筋混凝土。池底钢筋混凝土浇筑前先整平地基，然后浇筑 100mm 厚 C15 碎石混凝土垫层。应急池内壁为结构基层+20mm 厚防渗砂浆+水泥基渗透结晶型防水材料。

放喷池墙体及基础均采用普通砖砌筑，放喷池底部采用 C25 碎石混凝土浇筑，采用耐火砂浆进行抹面，耐火砂浆抹面厚度不小于 2cm。

②一般防渗区措施

通过在抗渗混凝土面层（包括钢筋混凝土、钢纤维混凝土）中掺水泥基渗透结晶型防水剂，抗渗等级为 P6，其下铺砌砂石基层，原土夯实达到防渗的目的。对于混凝土中间的伸缩缝和实体基础的缝隙，通过填充柔性材料达到防渗目的，渗透系数不大于 $1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ （图 9.5-5）。一般防渗区抗渗混凝土的抗渗等级不低于 P6，其厚度不小于 100mm。除钻井井口区域外的井场平台地面的缝隙用防渗胶处理，防止污水渗漏。

③简单防渗区措施

通过在地面进行一般场地硬化，其下铺砌砂石基层，原土夯实达到基本

设备的防渗和承载要求即可。

④其他要求

由于本项目各场站工程内容各阶段不同，部分场地的环保设施属于依托工程，针对上述区域，本次评价针对依托工程的分区防控措施以检验其防渗性能等级为主，如果其防渗性能满足相应等效防渗性的要求，则认为该设施完全可依托，能够满足项目要求防渗的需求；若其防渗性能不满足要求，则按照地下水导则要求重新进行防渗施工处置，使其达到重点防渗区要求。

9.5.3 跟踪监测计划

本项目地下水跟踪监测计划详见 11.4.4。

9.5.4 应急响应措施

本次评价需要结合地下水环境敏感情况，在地下水环境影响识别的基础上，制定地下水污染应急响应预案。预案要明确发生污染情景时采取的切断污染源、污染途径控制、污染现场封闭、污染物截流及收集处置等应急措施，提出防止受污染的地下水进一步扩散的处置方案，同时还要对受污染的地下水提出污染治理的方案。基于上述原则，本项目制定的应急响应措施如下。

（1）制定风险应急预案

制定风险事故应急预案的目的是为了在发生风险事故时，能以最快的速度发挥最大的效能，有序地实施救援，尽快控制事态的发展，降低事故对地下水的污染。因此，建设单位应编制相应的应急方案，并将地下水风险纳入建设单位环境风险事故评估体系中，制定应急预案防止对周围地下水环境造成污染。

（2）成立事故应急对策指挥中心

建设单位应成立由多个部门组成的事故应急对策指挥中心，统筹负责在发生事故后进行统一指挥、协调处理好抢险工作。

（3）建立事故应急通报网络

建设单位应建立事故应急通报网络，由消防部门、生态环境部门、卫生部门、水利部门及公安部门等组成。若发生事故时，第一时间通知上述部门

协作，采取应急防护措施，现场操作人员应立即以无线对讲机或电话向负责人报警；负责人在接报后立即确认事故位置及大小，及时用电话向事故应急对策报指挥中心报警；事故应急对策指挥中心在接报后，按照应急指挥程序，立即用电话向生态环境部门、卫生部门、水利部门以及消防部门发出指示，指挥抢险工作；应急响应过程可分为接警、判断响应级别、应急启动、控制及救援行动、扩大应急、应急终止和后期处置等步骤。应针对应急响应分步骤制定应急程序，并按事先制定程序指导事故应急响应。

（4）相应的应急措施

本项目在运营期间若发生地下水污染事故，应立即启动应急预案，迅速控制项目区事故现场，切断污染源，对污染场地进行清源处理，同时上报相关部门进行善后。现场根据污染程度启动相应的处置方案，若污染物不能及时收集并进入地下水环境，应立即加密监测井，并通过抽水井形成水力截获带，控制污染羽，并监测地下水污染物浓度。此外，地下水污染事故发生后，针对受污染的水井及供水居民，建设单位应暂时提供应急水源，针对不能恢复的水源，应为其寻找替代水源，保障区内居民的用水安全。

9.6 土壤污染防治措施

本项目主要通过合理选址、源头控制、分区防渗、工艺优化与建立应急响应等措施控制施工期和运行期土壤污染，保护周边土壤环境。

9.6.1 施工期控制措施

（1）井场

①源头控制

通过减少各个阶段跑、冒、滴、漏污染物的排放量，并最大限度地降低污染物发生渗漏的风险，从源头控制土壤污染的发生。在钻井、压裂过程中应加强监控，防止泥浆、压裂液的扩散污染等，井场水池的选址避免地质灾害易发区域及影响区域。实行清污分流，作业用药品、材料集中放置在防渗漏地面，加强钻井废水管理，防止出现废水渗漏、外溢或池垮塌等事故。加强油料的管理和控制，特别应加强和完善废油的控制措施。

②分区防渗

对站场内可能泄漏污染物的地面需进行防渗处理，防止污染物渗入地下，并能够方便及时地将泄漏、渗漏的污染物收集并进行集中处理。重点防渗区：该部分区域主要为对地下水环境有污染的物料或污染物泄漏后，不能及时发现和处理的区域或部位如：站场内钻井工程场地方井区、油罐、酸罐区及围堰、动力设备区、泥浆循环系统区、泥浆储备罐区、清洁化生产操作区、原辅料暂存区、压裂工艺区、危废暂存间、清洁化堆放区、放喷池、集液池等；采气井站内储存池及井口区等区域进行重点防渗。

以上控制措施能从源头、过程中有效地控制和减少污染物对土壤的污染，技术上措施可行。

（2）集输管线

①管沟开挖产生的土壤分层、分区堆放，并覆盖雨布，减小雨水冲刷及水土流失；管线铺设结束后，按照原有土壤层次回填，不改变土壤质地。

②土壤回填后种植相应要求的植被、农作物，并根据要求施肥，保持土壤肥力。

③施工期产生的生活垃圾、焊渣、焊接废料等固废及时清运，并妥善处理，避免污染土壤环境。

9.6.2 运营期控制措施

（1）平台井站

①运行期采气平台井站要做好站场的日常巡查工作，避免管线的泄漏，从源头将污染物泄漏对地下水影响降到最低限度。

②采气站内储存池均设置空高要求，预留 15% 的空白容积，防止废水漫流事故发生。

③对采气站储存池的底部和四周均采取防腐、防渗处理，并定期进行重点防渗区和上述区域进行检查、维护，防止污水垂直渗入土壤的事故。

④加强管理和巡视，建立上报制度，并采取相应措施，减小对土壤环境的影响。

（2）集输管线

运行期加强对气田水管线的日常巡查工作，避免气田水管线的泄漏，并

建立事故上报制度，从源头将污染物泄漏对地下水影响降到最低限度。

以上控制措施能从源头、过程中有效地控制和减少污染物对土壤的污染，技术上措施可行。

9.6.3 跟踪监测计划

本项目井场、站场周边存在耕地等土壤环境敏感目标，为了及时准确掌握评价范围内土壤环境质量状况和土壤中污染物的动态变化，需要针对性开展土壤环境跟踪监测。依据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）跟踪监测原则及要求，对于二级评价建设项目，跟踪监测点位应布设在重点影响区和土壤环境敏感目标附近，监测指标应选择建设项目特征因子，每5年内开展1次，结合环境管理对监测工作的需要，本项目应选择具有相关资质的监测机构和人员进行监测，监测的指标按国家现行的检测标准进行检测。本次评价土壤跟踪监测因子及点位设置、监测频次等土壤环境管理和监测内容详见本报告土壤监测计划。

9.6.4 土壤污染应急响应

项目建设运营期间在雨天发生泄漏或可能发生外溢事故时，应提前安排调度罐车对废水进行外运回用处理。泄漏进入农田的，应堵住农田缺口，挖坑收集，防止流入地表水污染水体。对受污染土壤表层土进行剥离收集安全处置，对受污染农田水处理达标排放。对庄稼造成的经济影响进行补偿，避免造成环境纠纷。发生事故后应及时通报当地生态环境部门，并积极配合生态环境部门抢险。

9.7 温室气体防控措施

为贯彻《中华人民共和国国民经济和社会发展第十四个五年规划和2035年远景目标纲要》、《中共中央国务院关于完整准确全面贯彻新发展理念做好碳达峰碳中和工作的意见》，落实积极应对气候变化国家战略，强化大气污染防治与甲烷排放控制协同，科学、合理、有序控制甲烷排放，生态环境部联合有关部门制定了《甲烷排放控制行动方案》，方案中对油气田开发企业也提出了具体要求，具体包括以下内容：“1）强化甲烷综合利用。促进油气田放空甲烷排放管控，鼓励企业因地制宜开展伴生气与放空气回收利用，

不能回收或难以回收的，应经燃烧后放空。鼓励引导煤炭企业加大煤矿瓦斯抽采利用。到 2025 年，煤矿瓦斯年利用量达到 60 亿立方米；到 2030 年，油田伴生气集气率达到国际先进水平。2）推动逐步减少油气系统常规火炬。优化油气田地面工程建设与管理，减少火炬系统天然气燃烧量。科学规划设计新建油气作业项目，在确保生产安全的基础上，努力逐步减少常规火炬燃放”。针对方案中提出的要求，本项目拟采取以下措施减少油气田开发过程中温室气体的排放。

（1）减少化石燃料燃烧排放

项目钻井期间按最不利影响考虑，钻井期间全部采用柴油发电机供电，项目柴油燃烧排放量为 27.26 万 tCO₂e，占排放总量的 90%，主要是柴油机及发电机燃烧柴油供电。建议有条件情况下优先采用网电供电。

（2）减少测试气燃烧排放

根据环境、气象及生产负荷波动情况建立火炬系统燃烧管控方案，合理控制燃气量。建议对测试气进行回收，减少碳排放。

（3）减少各井站甲烷逸散排放

①加强井口装置的定期维护保养，有效减少 CH₄ 的逸散。

②根据需要，不使用或少使用 CO₂ 灭火器。

③在技术可以达到的条件下，对井站事故检修天然气建议点火后燃烧，减少 CH₄ 的排放。

（4）减少净外购电力排放

项目主要用能设备的选型、参数和能效等级要求应达到《电动机能效限定值及能效等级》（GB 18613-2020）等标准要求，不低于 2 级能效的产品，并参考《节能机电产品推荐目录》规定来选择高效节能产品。

根据标准《气田地面工程设计节能技术规范》（SY/T 6331-2013）中规定，对负荷变化较大或调节频繁的三相异步电动机驱动设备宜采用调速装置，建议循环水冷却塔风机、消防水泵、锅炉鼓引风机采用变频调速装置，便于根据负荷情况调整，节约电能，降低碳排放量。

9.8 生态环境保护措施

9.8.1 施工期生态环境影响减缓措施

（1）对土地占用的减缓措施

①合理规划占地范围

永久占地，尽量利用原有井场占地，减少新增占地面积，新建井场严格控制占地面积。施工道路尽量利用原有公路，若无原有公路，则要根据设计方案，先修道路，后设点作业的原则进行。管线尽量沿公路侧平行布置，便于施工及运营期检修维护，避免修筑专门施工便道。

②严格控制占地范围

工作业带宽度、管线敷设施工的宽度控制在设计标准范围内，严禁超过标准施工作业带宽度，根据实际情况尽量缩小作业带宽度，特别是在生态公益林范围内施工，施工作业带宽度控制在 8m 的范围内，尽可能采用小型机械设备和人工开挖，以减少管线敷设临时占地的影响范围。对管沟开挖的土壤做分层堆放，分层回填压实，井场产生表土分别就近堆存于井场周边设置的表土堆场内，管沟开挖时的土石方堆放在管沟两侧施工作业带范围内，不得堆放在其他未经允许堆放的区域。

③严格把控占地时间

对耕地的占用时，应根据当地农业活动特点，因地制宜地选择施工季节，尽量避开农作物的生长期和收获期，且应提高施工效率，缩短施工时间，同时采取边铺设管道边分层覆土的措施，减少裸地的暴露时间，保持耕作层肥力，缩短农业生产季节的损失。

（2）对水土流失的减缓措施

①采取工程措施降低水力侵蚀

井场钻前工程基础施工时应在施工段做好截水沟、排水沟等排水及防渗漏设施，特别是雨季施工应加强这方面的工作，以避免松散土水载、冲刷、填埋农作物，淤塞河沟、污染水系。在开挖时应做到分层开挖，并堆放于指定的表土堆场，修建挡拦设施防止水土流失。

施工道路尽量依托已有道路，新建道路内侧修筑排水沟，外侧修筑浆砌石挡土墙进行防护。对管沟回填后多余的土严禁大量集中弃置，应均匀分散在管线中心两侧，并使管沟与周围自然地表形成平滑过度，不得形成汇水环

境，防止水土流失。管线所经地段的原始地表存在局部凹地时，若有集水的可能，需采用管沟多余土或借土填高以防地表水汇集。对敷设在较平坦地段的管道，应在地貌恢复后使管沟与附近地表自然过渡，回填土与周围地表坡向保持一致，严禁在管沟两侧有集水环境存在。

②维护植被覆盖率

在施工期，尽最大努力降低对乔木林、灌木林、草地等植被的破坏，施工结束后，及时对临时占地区域进行植被恢复，维护区域植被覆盖率，减少区域水土流失状况。

（3）对陆生植被的减缓措施

①合法合规占用林地

对占用林地路段，需经同级人民政府同意，报林业主管部门批准后，按有关规定如《中华人民共和国森林法》、《四川省林地管理办法》等办理用地审核、林木采伐审批手续，并进行补偿。

②加强施工人员的环保意识

施工期加强《中华人民共和国森林法》、《中华人民共和国野生植物保护条例》有关对保护野生动植物的宣传力度，大力宣传保护植物的重要性。施工过程中张贴动植物保护告示或设置警示牌，不得随意砍伐植物，在开挖的工程中，如发现有国家重点保护植物，要报告当地生态环境部门，立即组织挽救，移栽他处。

③尽量减少临时用地的植被破坏

不设施工伴行道路，尽量利用现有施工作业带（区）运管。已设的便道宽度严格按设计要求控制；工程施工依托就近的民房、院坝、建筑空地，集输工程不设置临时施工营地，减少因征用土地而对植被和土地造成影响或破坏。

④保护珍稀保护植物及古树名木

根据文献资料、现场调查及访问，本项目占地范围未发现国家重点保护野生植物及古树名木分布。本项目应制定重点保护野生动植物保护方案，管线施工过程中若发现珍稀保护植物及古树名木，应停止施工，立即按照保护

方案采取保护措施，禁止一切对珍稀保护植物及古树名木造成破坏、砍伐的行为。

⑤及时开展植被恢复工作

施工结束后及时对临时占地进行植被恢复工作，视沿线因地制宜实施：原为农田段，复垦后恢复农业种植；原为林地段，原则上复垦后恢复林地，不能恢复的应结合当地生态环境建设的具体要求，可考虑植草绿化。根据《中华人民共和国石油天然气管道保护法》的规定：在管道线路中心线两侧各五米地域范围内，禁止种植乔木、灌木、藤类、芦苇、竹子或者其他根系深达管道埋设部位可能损坏管道防腐层的深根植物，对这一范围内的林地穿越段，林地损失应按照“占一补一”的原则进行经济补偿和生态补偿。林地穿越段两侧各 5m 范围内以植草绿化为主，必要时可考虑浅根性半灌木、灌木绿化；林地穿越段两侧各 5m 以外的施工扰动区以植树绿化为主，树种尽量选择树冠开阔型，一定程度上有利于弥补因工程穿越所造成的林带景观分割。植物恢复措施物种禁止选取入侵物种。

（4）对陆生动物的减缓措施

①减缓对动物栖息环境的影响

本项目在选址、选线时最大程度地避开林地，尽可能不破坏区域森林植被，施工严格控制施工作业带，减少施工过程所造成的植被破坏，保护野生动物赖以生存的植被环境。

②降低对动物活动的干扰

减少夜间作业，避免灯光、噪声对夜间动物活动的惊扰；在经过林地进行施工时，优化施工方案，抓紧施工进度，缩短在林区内的施工作业时间，尽量减少对野生动物的影响；施工工期尽量避开动物的繁殖期，尤其是避开鸟类繁殖季节，同时尽量避免早晚鸟类活动的时间进行施工。

③加强对重点保护野生动物保护宣传

工过程中对施工人员加强《中华人民共和国野生动物保护法》、《中华人民共和国森林法》有关对重点保护野生动物的宣传力度，大力宣传保护重点保护野生动物的重要性和损坏、诱捕重点保护野生动物的惩罚条例，不得

随意捕猎、驯养重点保护野生动物。

④恢复动物栖息环境

施工结束后及时进行植被恢复，改善野生动物的栖息环境。工程中造成的植被破坏及野生动物栖息地损失，仅靠生物群落的自然演替恢复速度较慢。因此，施工结束后，应立即开展植被恢复，营造野生动物生境，恢复施工范围内野生动物资源。

（5）对水生生态的减缓措施

①合理选择施工时间

为保证河流穿越工程能够高效的进行，应合理选择施工工期，尽量选在枯水季节 12 月至次年 2 月的时间段；同时应尽量避免鱼类的繁殖产卵期 3~6 月，避免对鱼类产卵造成影响；在施工的过程中，还应提高作业效率，缩短河流穿越工程施工作业时间。

②严格控制施工范围

严格将施工控制于划定的范围之内，以免对河流造成大面积的破坏，加剧生态系统的破碎化；施工用料堆放应远离水源和其他水体，选择暴雨径流难以冲刷的地方，防止施工材料被暴雨径流带入水体。

③保持河道的联通性

废弃的土石方应堆放在远离水体的指定地点，严禁弃入河道或河滩，於塞河道；施工结束后要尽快恢复河道的畅通。

④降低对水体的扰动河水质污染

降低对水体的影响分为降低对水体的扰动和对水质的破坏。水域附近施工时，尽最大努力降低施工区域的水体扰动程度，禁止因非施工需要的大范围水体扰动。施工场地污水不得直接排入沿线河流；施工时所产生的废油及其他废物，严禁倾倒或抛入水体；不得在水体附近清洗施工器具、机械等，以降低对水质的影响程度，进而降低对水生生物的影响。

⑤加强施工管理

加强施工管理，穿越施工过程中的产生的生活垃圾、生活废水等废物应妥善收集并处理，禁止外排或随意丢弃。保证使用的各类机械在安全、良好

的状态下运行，防止施工机械或设备漏油事故发生。加强对施工人员教育和管理，禁止捕捞鱼类等各种水生生物。

⑥及时恢复河床

施工结束后，清理垃圾和多余的填方土，保持原有地表高度，恢复河床原貌，以保护水生生态系统的完整性。

9.8.2 运营期生态环境影响减缓措施

工程在正常运营期间，除少量的管道维护外，基本上不会对生态环境形成干扰。主要生态保护措施为生态恢复及加强管理。

（1）生态恢复措施

项目运营期，施工结束后种植的植被暂未完全恢复。在集输管线沿线区域加强对临时占地区域的植被恢复工程的保护，发现植被恢复受阻，如死亡的林木等，要进行植被的补植补种；森林的管护和抚育，提供森林植被的水源涵养能力，针对管线建设所形成的廊道，应制定严格的管理措施，严格限制人员进入廊道和实施与管道管理和森林保护无关的活动。

（2）运营管理措施

运营期，加强巡护人员管理及生态环境保护知识的宣传，禁止巡护人员对管线沿线植被、陆生和水生动物的破坏，禁止乱扔乱丢垃圾，禁止破坏和随意践踏已恢复或正在恢复中的植被。

9.8.3 退役期生态保护措施

气井停采后应按照《废弃井及长停井处置指南》（SY/T 6646-2006）等技术要求对井口进行封堵。封堵后对地面设施拆除、永久性占地范围内水泥平台或砂砾石铺垫清理，随后进行复垦。硬化物拆除以后，平整场地，对压实的土地进行翻松，松土厚度为 30cm。土方松动后将保存的剥离表土铺覆于复垦区，覆土厚度一般为 50~60cm，最后种植农作物，井区损毁土地尽可能地复垦为原土地利用类型。

9.9 环保设施及投资估算

本次产能建设项目由若干单项工程建设实施，为便于单项工程环保竣工验收，本评价将本次产能建设所涉及的各项工程分为钻井井场和采气站场

和集输管线分别估算各单项工程环保投资。

本项目钻井工程共包括 16 个平台，其中 6 个平台依托已部署井场，其环保投资按已建井场考虑，共钻井 92 口井。项目地面集输工程包括 16 个采气站场，共采气 98 口井，71.5km 集输管线。

本项目总投资 57.35 亿元，预计环保投资 9019 万元，占总投资的 1.57%。

10 总量控制与碳排放建议

10.1 总量控制

国家对化学需氧量、氨氮、二氧化硫和氮氧化物四种主要污染物实行排放总量控制计划管理。

项目无法回用的压裂返排液和气田水将回注处理或交由环保手续齐全且有处理能力的污水处理厂处理后回用，不外排；生活废水经化粪池收集后送至当地城镇污水处理厂处理，不核定废水总量。

本项目运营期各采气平台放空废气为非正常情况下排放的废气，不申请总量。

10.2 碳排放建议

应对气候变化事关国内国际两个大局，是参与全球治理、构建人类命运共同体的重要平台和实现高质量发展、建设生态文明建设的重要抓手，同时也是一项事关国计民生的现实任务。习近平总书记多次就应对气候变化问题作出重要指示，在多个国际场合阐述了应对气候变化对构建人类命运共同体的重要性。

为更好的应对气候变化，聚焦绿色低碳发展，以二氧化碳排放达峰目标和中和愿景为导向，推动绿色低碳可持续发展，充分发挥央企重点企业带头作用，建设单位积极响应国家颁布的碳排放相关政策，在运营期间，建议条件允许的情况下，将各井站检修事故废气由直接放散改为点火后燃烧排放，大大减少甲烷所带来的温室效应，同时建议井场上尽可能使用网电发电，减少柴油机废气的产生。

11 环境影响经济损益分析

环境影响经济损益分析是环境影响评价的一项重要工作内容，它是对建设项目经济效益、社会效益与环境效益综合分析。通过分析经济收益水平、环境和社会效益，说明项目的环保综合效益状况。

本工程的经济损益分析选择工程、环境、生态资源和社会经济等有代表性的指标，采用专业判断法和调查评价法，从经济效益、环境效益和社会效益三方面，分析本项目经济效益、环境效益和社会效益状况，进行环境经济损益估算简要分析。

11.1 社会效益分析

页岩气作为一种优质、高效、清洁的能源，它在能源中的竞争优势逐步确立，发展页岩气已成为当代的世界潮流，随着全球天然气储量和产量的同步迅速增长，以及在能源构成中所占比例日益提高，专家预计 2020 年后，天然气将超过原油和煤炭，成为世界一次能源消费结构中的“首席能源”，天然气将进入一个全新的历史发展时期。

社会和经济的发展离不开能源的发展，页岩气作为优质燃料和重要的化工原料，国家各部门极力鼓励和提倡页岩气的勘探、开发和利用。另一方面，由于环境保护意识的不断加强，页岩气作为清洁能源越来越受到重视，致使页岩气市场不断扩大，出现了供不应求的局面。总之，我国页岩气资源较为丰富，市场前景广阔，潜力巨大。

本工程建设将加快区域页岩气勘探开发，提高国家能源供应安全性，优化国家能源结构，对于缓解区域页岩气供需矛盾，减少污染物排放，建设环境友好型社会，推动经济发展，可观的经济收益和良好的社会效益，本项目的建设具有重要意义。

11.2 经济效益分析

本次拟建项目建成后产能 20.42 亿 m^3/a ，以当前市场天然气价格 2 元/ m^3 计，不考虑补贴，年产值可达 40.84 亿元。

11.3 环境经济损益分析

11.3.1 环境效益分析

（1）改善环境空气质量

页岩气的利用可以减少环境空气污染物的排放量，改善环境空气质量。本工程在减轻大气环境影响方面效益显著，与燃油和燃煤相比具有更高的环境效益。我国的能源结构以煤炭为主，以煤为主的能源结构是造成大气污染的主要原因，根据世界各国污染治理的经验，减轻大气污染措施之一就是使用无污染或低污染的优质能源替代煤炭。天然气相对煤、原油等能源的环境效益最好，天然气燃烧造成的污染大约为原油的 1/40，为煤炭的 1/800。根据监测，燃烧天然气排放的 CO、NO₂、灰分大大低于煤和原油的排放量。本项目的建设将会减少煤炭或者石油的使用，减少环境空气污染物的排放量，改善环境空气质量，由此带来的环境效益十分显著。

（2）降低由环境空气污染引起的疾病

根据国内外统计资料介绍，环境空气污染可导致的疾病主要有慢性气管炎、哮喘、肺癌等。污染区（按二氧化硫超过国家二级标准计）比清洁区慢性气管炎发病率高 9.4%，肺心病发病率高 11%。

（3）减少污染处理费用

根据研究表明，以天然气置换煤作燃料，每利用 $1 \times 10^8 \text{m}^3$ 天然气可减少 SO₂ 排放量约 1210t，减少 NO_x 排放量约 1650t，减少烟尘排放量约 4070t。本区块建成后预计产能为 20.42 亿 m³/年，以此推算，每年可减少 SO₂ 排放量约 2.47 万 t，减少 NO_x 排放量约 3.37 万 t，减少烟尘排放量约 8.31 万 t。根据现有治理技术水平，处理 SO₂、NO_x 和烟尘所需费用分别为 1.26 元/kg、1.26 元/kg 和 0.15 元/kg，本项目建设后每年可节约 0.86 亿元的污染物治理费用，其中 SO₂ 治理费 3112.2 万元/a、NO_x 治理费 4246.2 万元/a、烟尘治理费 1246.5 万元/a。

11.3.2 环境保护费用分析

本工程在建设过程中，由于线路工程施工和站场建设需要临时和永久占用土地，扰动土壤，破坏地表植被，并因此带来一定程度的环境损失。一般来说，环境损失包括直接损失和间接损失，直接损失指由于项目建设对土

壤、地表植被及其生境破坏所造成的环境经济损失，即土地资源破坏的经济损失；间接损失指由土地资源损失而引起的其他生态问题，如生物多样性及生产力下降等生态灾害所造成的环境经济损失。

11.3.3 环境经济损益分析

本工程实施后，可以生产页岩气 20.42 亿方/年。可有效改善地区的环境空气质量，减少慢性气管炎、肺心病等疾病的发病率，以及减少由此发生的医疗费支出，此外，用管道输送页岩气还可减少运输带来的环境污染。

由此可见，本工程实施后所带来的经济效益、社会效益和环境效益，比本工程施工中所造成的直接环境、经济损失要大得多。因此，本工程实施后所产生的经济效益、社会效益和环境效益是显著的。

12 环境管理与监测计划

12.1 企业环境管理现状

本项目建设单位根据自身特点建立了QHSE管理体系，并设置了质量安全环保科负责环境管理，管理体系较完善。

为加强项目的环境保护管理工作，根据工程性质确定建设运行期的环境管理任务。每个阶段均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），且有项目部领导分管环保、安全工作。

在本项目实施QHSE管理中建设单位主要注意以下几个方面的措施：

（1）在工程招投标时应签订环保管理和环保措施执行合同，明确双方环境保护责任、义务。

（2）建设单位应加强施工作业合同中环保措施落实情况的监督。鉴于工程的环境影响发生在建设施工期的特点，加强施工期的环保监督能够对落实工程的环保措施提供重要保证。监督内容主要包括：钻井作业的环境保护措施、水保措施和施工完毕后的植被恢复措施等，履行施工期分区防渗措施隐蔽工程的施工监理记录、环保设施维护管理记录，建立规范的环保设施运行和污染物处置台账（含危废收储及处置、固废处置、废水转运、生活污水转运记录等）等。

（3）实施施工作业人员、企业员工的环保培训，加强环保意识。

（4）制定环境风险事故应急处理预案，实施环境风险事故应急方案演练。

（5）积极推行清洁生产管理和不断完善清洁生产措施。

12.2 施工期环境管理建议

为最大限度的减少施工对自然生态环境和农业生态环境的破坏，必须制定严格的管理体制，严格执行各项管理措施，在施工中应在满足施工人员健康、确保施工安全进行的前提下，通过环境管理把施工期对环境的影响降到最低。

建设单位应设专人负责施工作业进行，其职责在于监督施工单位在施工过程中的履行合同，同时监督施工单位落实环境保护措施情况。施工单位也

应设QHSE管理人员负责落实环境管理制度。

业主单位和施工单位应协作在施工前制定环境保护方案，环境保护方案包括但不限于以下内容：

（1）制定本工程施工作业的环境保护规定，根据施工中各工种的作业特点，分别制定各工种的环境保护方案，制定发生事故的应急计划。

（2）监督检查保护生态环境和防止污染设施与项目主体工程同时设计、同时施工、同时投入使用的执行情况，监督施工期各项环保措施的落实情况。

（3）在施工前对施工人员进行环境保护培训，组织开展工程建设期间环境保护的宣传教育与培训工作。

（4）明确施工单位环保职责，施工单位要严格执行施工期的各项环保规定，落实各项环保措施，按要求选择适宜的施工时间、尽量缩小施工范围、废渣和垃圾集中堆放、泥浆和废土等按规定进行处置、施工结束后做到工完料净、按规定对土地进行恢复。施工单位应建立环境监控台账，及时准确地记录不同施工阶段环境保护措施的落实情况和各项生态环境保护要求的贯彻情况，必要时配合图片进行说明。

（5）明确施工人员作业区域，应严禁跨区域施工，还应包括对人员活动范围、生活垃圾及其他废物的管理。

（6）工程建设不可避免地会对环境造成破坏，应制定好工程完成后的环境恢复工作计划，并配置技术人员监督恢复进度及质量。

（7）在集气工程施工场地的踏勘和清理中，要求在保证安全和顺利施工的前提下，尽量限制作业带外植被的人为破坏，挖掘土石方应堆放在适当场所，并修建挡拦设施防止水土流失。在穿越工程施工前，制定穿越设施的构筑物 and 环境保护方案，避免破坏穿越设施，并降低穿越施工的环境影响。

（8）对场地隐蔽工程（尤其是重点防控区的防渗层施工），严格按照施工设计施工，确保工程质量，确保防渗性能满足《石油化工工程防渗技术规范》（GB/T50934-2013）要求；钻井施工中重点监督检查随钻处理环保措施的执行和运行情况，确保措施有效、可靠、可行。

12.3 运营期环境管理建议

本项目建成后由建设单位管理，该单位建立有一个较完善的健康、安全与环境管理体系（QHSE）。拥有质量、安全、环保管理部门，直接负责管理的作业区设有“健康、安全与环境（HSE）办公室”负责环境管理。运营期间，单位应设置环境管理机构并配备相应的环境管理专业技术人员来负责本项目运营期间的环境管理工作。环境管理机构的基本任务是负责组织、落实、监督本企业的环保工作，主要职责如下：

（1）贯彻执行国家环境保护的方针、政策。

（2）根据批准后的环境影响报告书，负责落实该项目的各项环保措施，建立环保档案，并加强生态环境保护宣传教育，提高员工的环保意识。

（3）组织制订企业的环境保护规章制度和标准并督促检查执行，根据企业特点制定污染控制及改善环境质量计划。

（4）负责组织环境监测、事故防范以及外部协调工作，负责组织突发事件的应急处理和善后事宜。

（5）监督企业执行环保“三同时”的情况，确保环境保护设施与主体工程同时设计、同时施工、同时运行，有效控制污染；检查环境保护设施的运行情况，定期进行环保工作检查，及时发现问题、处理问题，确保环保设施的正常运转，保证达标排放。

（6）建立环境管理人员的环保职责要求，建立环保指标考核管理制度，并严格落实各项管理制度，定期对相关部门进行考核，以推动环保工作的开展。

（7）明确各类人员的职责，对专、兼职环境管理人员进行环保业务知识的培训，并在全公司范围内进行环保知识的宣传和教育，树立全员的环保意识；定期组织召开环保工作例会，针对生产中存在的环保问题进行讨论，制定处理措施和改进方案，并报上级主管部门。

（8）建立环境管理台账，制定重大环境因素的整改方案和计划，并检查其落实情况；建立环保设备台账，制定主要环保设备的操作规程及安排专门操作人员，建立重点处理设备的“环保运行记录”等。

（9）主管环保人员应参加生产调度和管理工作会议，针对生产运行中存

在的环境污染问题，向公司领导和生产部门提出建议和技术处理措施。

（10）根据项目风险评价的内容，对该项目周边的居民进行安全、环保教育，提高当地居民的安全、环保意识；制定可能发生的环境事故的应急计划，定期进行演练。

12.4 环境监测及环境保护监控计划

根据《排污单位自行监测技术指南总则》（HJ 819-2017），应按照最新的监测方案开展监测活动，可根据自身条件和能力，利用自有人员、场所和设备自行监测；也可委托其它有资质的检（监）测机构代其开展自行监测，具体各项监测计划如下。

12.4.1 大气监测计划

本项目大气环境自行监测计划见表 12.4-1。

表 12.4-1 大气监测计划

监测阶段	监测对象	监测点位	监测项目	频次	控制标准
运营期	环境空气	各采气平台井站厂界无组织排放	非甲烷总烃	1 年 1 次	《四川省固定污染源大气挥发性有机污染物排放标准》（DB51/2377-2017）

12.4.2 噪声环境监测

施工期和运营期仅针对若有噪声投诉期间进行，噪声监测计划见下表 12.4-2。

表 12.4-2 噪声监测计划表

监测阶段	监测对象	监测点位	监测项目	监测频次
施工期	环境敏感点噪声	投诉单项工程厂界、投诉点	厂界噪声、投诉点等效声级	投诉期间 1 次，连续两天，昼夜各 1 次。
运营期	厂界及环境敏感点声环境	投诉单项工程厂界、投诉点	厂界噪声、投诉点等效声级	投诉期间 1 次，连续两天，昼夜各 1 次。

12.4.3 土壤监测计划

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018），评价工作等级为二级的每 5 年内开展 1 次跟踪监测，结合《排污单位自行监测

技术指南《陆上石油天然气开采工业》（HJ 1248-2022），针对本项目特点，制定土壤监测计划，见下表 12.4-3。

表 12.4-3 施工期和运营期土壤监测计划表

监测阶段	监测点位	监测项目	监测频次
施工期结束	根据实际情况选择井场所在位置	pH、石油类、石油烃（C ₆ ~C ₉ ）、汞、砷、六价铬、氯化物、硫酸盐、钡	施工期结束后开展 1 次
	井场周边 200m 范围内的耕地		
运营期	采气平台井站所在位置		运营后每 5 年开展 1 次
	井站周边 200m 范围内的耕地		
备注：当监测指标出现异常时，可按照 GB36600 的表 1 中的污染物项目开展 监测			

12.4.4 地下水跟踪监测计划

为了及时发现地下水污染事故并采取相应的措施，最大限度地降低对地下水环境的污染，本项目在施工期和运营期应建立完善的环境保护监控计划体系，设立地下水监测小组或者委托专业的资质机构完成，负责对地下水环境监测和管理。

根据地下水导则和石油天然气导则监测要求，本项目的地下水跟踪监测计划设置在分析了各场地所在水文地质单元地下水补径排特征的基础上，重点考虑了各场地下游分布的地下水保护目标，使得各监测点能够及时准确掌握场址及下游地区地下水环境质量动态变化情况，为本项目地下水污染防治工作提供依据。同时，本次跟踪监测方案设置还参照《地下水环境监测技术规范》（HJ/T164-2020）、《页岩气开发工程地下水环境监测技术规范》（NB/T10848-2021）和《工业企业土壤和地下水自行监测 技术指南（试行）》（HJ 1209—2021）等要求，基于上述原则，本项目地下水跟踪监测计划设置如下。

监测点布设：本次跟踪监测点布设在原有现状监测点位分布的基础上，结合各场地上、中、下游位置和地下水补径排特征，同时兼顾各场地评价范围内地下水保护目标分布，保证每个场地上、下游各分布一个跟踪监测点的最低标准。本项目共布设地下水环境跟踪监测点 30 个，见图 12.4-1、表

12.4-4。

监测因子：色、嗅和味、pH、石油类、氨氮、砷、铅、钡、六价铬、氯化物、氟化物、溶解性总固体、硫化物、耗氧量、总硬度、挥发性酚类、COD。

监测频率：每年监测一次；发现有地下水污染现象时需加密采样频次；结合上述监测周期钻井-压裂施工结束后进行一次监测；在钻遇潜水含水层、压裂、返排初期等地下水环境污染风险较高的时段，发生污染事故后，应提高监测频率，且不少于3次，以全面反映地下水环境状况变化过程。后期跟踪监测根据后续区块内环境影响后评价要求开展地下水环境跟踪监测。

监测要求：本项目应选择具有相关资质的监测机构和人员进行监测，监测采样方法应符合国家现行的相关质控标准。

其他要求：针对本项目的依托工程（如回注井等），在本项目依托期间应对依托工程进行地下水跟踪监测，监测原则及基本要求同上，定期跟踪依托工程周边地下水环境的变化情况。

本项目各阶段按照跟踪监测计划对地下水环境进行跟踪监测后，建设单位应按相关规定对监测结果及时建立档案，并按照国家生态环境部门相关规定定期向相关部门汇报并备案。如发现异常或发生事故，加密监测频次，并根据污染物特征增加监测项目，并分析污染原因，确定泄漏污染源，及时采取应急措施，同时将包括“建设项目特征因子的地下水环境监测值”在内的信息上报至相关部门。

12.4.5 生态监测计划

根据《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022），可开展常规生态监测，监测因子、方法、频次、点位等详见表 12.4-5。

表 12.4-5 生态监测计划

监测对象	监测因子	监测方法	监测频次	监测点位
乔木	植物种类、生长状态、物种多样性	可参照《生物多样性观测技术导则陆生维管植	建议在运行后的每 3-5 年在开展后评价过程中进行，选择植物	根据建设情况选取代表性井场及管线周边

		物》执行	生长旺盛期。	
--	--	------	--------	--

12.4.6 信息公开

本项目各阶段按照跟踪监测计划对项目所在地环境进行跟踪监测后，建设单位应按相关规定对监测结果及时建立档案，并按照国家生态环境部门相关规定定期向相关部门汇报并备案。如发现异常或发生事故，加密监测频次，并根据污染物特征增加监测项目，并分析污染原因，确定泄漏污染源，及时采取应急措施。同时将包括“建设项目特征因子监测值”在内的信息上报至相关部门。

12.4.7 环境影响后评价

根据《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函〔2019〕910号）相关要求，区块产能建设项目实施后，应开展长期跟踪监测，发现问题应及时整改。项目正式投入生产或运营后，每3-5年开展一次环境影响后评价，依法报生态环境主管部门备案。

12.5 竣工环保验收

建设单位应根据《建设项目环境保护管理条例》（2017年中华人民共和国国务院令第682号）和《建设项目竣工环境保护验收暂行办法》（国环规环评〔2017〕4号）的相关要求，自主开展该项目的竣工环境保护验收工作。本区块可采用单项工程、分期工程和整体项目验收相结合的方式进行。

表 12.5-1 平台竣工环保验收内容及管理要求一览表

分项	验收项目及位置		验收指标及要求
环境管理	环境管理制度		具有环保机构，环保资料和档案齐全。建立压裂返排液、岩屑、泥浆、废油等危险固废转移联单制度，提供完整的交接清单资料备查。
	环境风险应急预案		具有符合行业规范和环评要求的环境风险应急预案并在当地环保局进行了备案。
污染防治措施	废水	钻井废水、井场初期雨水、方井雨水	废水循环利用于钻井过程，完钻时产生的钻井废水、井场初期雨水和方井雨水回用于压裂阶段的压裂液调配用水，无废水进入当地地表水环境。
		压裂返排液	优先回用于区块内平台配置压裂液，无法回用（约5%）的转运至回注站处理或环保手续齐全且有能力的污水处理厂处理后回用，不外排。
		站场管线试压废水	经沉淀后回用于洒水抑尘

	废气	气田水	优先回用于区块内平台配置压裂液，无法回用（约 5%）的转运至回注站处理或环保手续齐全且有能力的污水处理厂处理后回用，不外排。
		生活污水	钻井、压裂期间生活污水收集处理后转运就近乡镇污水处理厂处理，无废水直接外排。
		钻井废气	无固定、长期污染源，区域环境功能未发生改变。
		放空废气	清管、检修废气经站场放空管排放；事故放空废气经放空管燃烧后排放
	固废	钻前工程临时表土	完井后将临时表土堆场内堆放的表土用于临时占地的表层覆土，复垦生态恢复。
		水基钻井固废	经“不落地”随钻处理工艺处理后，外运用于制砖、制水泥等方式进行综合利用。
		油基钻井固废	交由有危废处理资质单位进行处理
		生活垃圾	生活垃圾收集池集中收集，施工结束后交由当地环卫部门处理，做到现场无遗留，不乱堆乱弃。
		废矿物油等危险废物	完钻后交由钻井队综合利用或交由有资质单位妥善处置
		返排砂	交由有资质单位妥善处置
		集液池沉渣	交由有资质单位妥善处置
	噪声	施工期噪声	对噪声超标的居民点采取临时租用房屋做职工用房等方式协商解决噪声污染问题，取得居民谅解，施工期无噪声扰民环保投诉。
		运营期噪声	厂界噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类标准要求
生态保护	临时占地恢复	临时占地恢复	严格限制施工作业范围，禁止破坏施工作业外的地表植被。施工结束后，拆除基础，进行复垦到原状态。
		站场边坡	站场永久占地边坡得到有效管护，水土流失得到有效控制。
环境风险	环境风险应急预案		具有符合行业规范和环评要求的环境风险应急预案并在当地环保局进行了备案，站场配备可燃气体报警系统、气田水外溢报警器等监控设施及报警装置，事故后能及时采取应急措施，组织各机构部门监测、抢险、救援、疏散，配备有应急物资。

表 12.5-2 集输工程竣工环境保护验收一览表

环境要素	序号	污染源/关注对象	环保措施	验收内容	验收要求或标准
地表水环境	施工期	试压废水	沉淀后回用	施工过程设置沉淀池，试压废水、施工废水沉淀后回用，不外排	试压废水沉淀后回用，不外排
		生活污水	依托居民自有设施	生活污水主要依托民房、旅馆处理	妥善处置，减小对环境影响
		穿越河流、公路施工		施工结束后恢复河床、施工场地	恢复河床和施工场地，减小对河流、道路的影响
	运营期	检修废水、气田水	集液池暂存	优先回用于区块内平台配置压裂液，无法回用（约 5%）的转运至回注站处理或环保手续齐全且有能力的污水处理厂处理后回用，不外排。	污废水不外排

土壤环境、地下水环境		气田水	污水收集处理设施	站场内集液池池体预留 15%的空白容积，并采取重点防渗，污水罐及各水池的底部和四周均采取防腐、防渗处理；采用合格的输气管材、气田水管线管材，施工质量满足相应标准要求。	污废水不外排
环境空气		页岩气放空	放空系统	采气平台井站设置放空系统，用于页岩气应急放散排放。	妥善处置，减小对环境空气的影响。
噪声		厂界噪声	站场合理布置，选用低噪声设备	各站场内合理布置噪声设备，选用低噪声设备，保持设备正常运行。	厂界噪声满足昼间 60dB（A）、夜间 50dB（A）要求
固废	施工期	施工废料	回收利用	废包装材料、废焊条回收处置，收集后外售回收利用。	固废妥善处置，减小对环境的影响。
		生活垃圾	/	依托周边农户现有设施，做到现场无遗留，不乱堆乱弃。	
		废弃泥浆	外运处置	外运周边水泥厂或砖厂综合利用。	
	运营期	清管检修废渣	外运处置	统一收集后外运地方水泥厂或砖厂处置，不外排。	
		集液池污泥		交由有危废处理资质单位妥善处置。	
生态环境		植被破坏	生态恢复	施工迹地、临时占地全部恢复。	减小对生态环境的影响
环境风险			警示牌、风险管理制度、应急预案	井口工艺流程区和集液池重点防渗。管线沿线设置标志桩和警示牌，管线临近居民点附近设置风向标，并按照相关规范要求制定环境风险防范措施。编制应急预案、应急演练、加强巡检等。	减小环境风险影响
环境管理			站外管线	专门人员日常巡视，并做好巡视文字和图片记录，及时发现站外管线环境风险隐患。	巡视频次不小于 1 次/月，措施落实到位。
			建立环境管理制度	设置健全的环保管理系统，包括部门设置、管理人员配备、员工培训、考核与管理制度。	完善的环保制度

13 结论

川庆威远页岩气田东区产能建设项目（一期）的建设符合国家、行业颁布的相关产业政策、法规、规范，项目的建设对调动区域页岩气储量，增加区域清洁能源供给，促进区域社会、经济发展，保护和改善区域环境质量具有积极意义，项目建设是必要的。

评价区域环境空气质量、声环境质量、地表水环境质量、地下水环境质量以及土壤环境质量现状总体较好；项目建设产生的污染物均可得到妥善处置，对生态环境、地表水、地下水、土壤以及大气环境影响控制在当地环境可接受范围内，本项目的实施不会改变区域原有的环境功能；项目采用的环保措施可行，社会、经济效益十分显著；建设项目选址合理，环境可行。通过严格落实行业规范和环评提出的环境风险事故防范措施以及制定详尽有效的环境风险事故应急预案，项目环境风险可防可控，环境可接受。在严格落实本环评各项环保措施后，项目建设无重大环境制约因素，从环境保护角度分析，川庆威远页岩气田东区产能建设项目（一期）是可行的。