

YS118井区五峰组-龙马溪组页岩气开发先导
试验区块产能建设项目（2025年度）

环境影响报告书 （公示版）

建设单位：浙江油田（泸州）油气开发有限公司

环评单位：中煤科工重庆设计研究院（集团）有限公司

二〇二六年二月

目 录

概 述	1
1 总 则	3
1.1 编制依据	3
1.2 编制目的、总体构思、内容及重点	11
1.3 评价时段	12
1.4 环境影响识别与评价因子筛选	12
1.5 环境功能区划及评价标准	16
1.6 评价工作等级、范围	22
1.7 建设项目环境符合性分析	28
1.8 环境保护目标	50
2 区域开发现状及回顾性评价	53
2.1 太阳-大寨矿权开发现状	53
2.2 YS118 井区先导试验区区块	54
2.3 本项目区块范围内开发现状	54
3 建设项目基本情况	56
3.1 项目概况	56
3.2 气藏开发方案	58
3.3 项目组成	60
3.4 钻前工程	67
3.5 钻井工程	69
3.6 储层改造工程	76
3.7 采气工程	78
3.8 集输工程	82
3.9 供、排水工程	92
3.10 区域环保设施依托工程	93
3.11 工程占地及土石方平衡	94
3.12 组织机构定员及施工进度	95

4	工程分析	97
4.1	施工期工程分析	97
4.2	运营期工程分析	121
4.3	退役期污染源及污染物排放情况	124
4.4	平面布置合理性	125
5	区域环境概况及环境质量现状	127
5.1	自然环境概况	127
5.2	环境敏感区分布情况	129
5.3	环境质量现状评价	129
5.4	生态环境现状调查	140
6	施工期环境影响预测与评价	153
6.1	施工期生态环境影响分析	153
6.2	施工期地下水环境影响分析	158
6.3	施工期地表水环境影响分析	169
6.4	施工期土壤环境影响分析	173
6.5	施工期大气环境影响分析	175
6.6	施工期声环境影响分析	180
6.7	施工期固体废物影响分析	186
7	运营期环境影响预测与评价	189
7.1	运营期生态环境影响分析	189
7.2	运营期地表水环境影响分析	190
7.3	运营期地下水环境影响分析	190
7.4	运营期土壤环境影响分析	195
7.5	运营期大气环境影响分析	196
7.6	运营期声环境影响分析	197
7.7	运营期固体废物影响分析	199
7.8	区域开发累积环境影响分析	199
8	环境风险评价	205

8.1 评价依据	205
8.2 环境风险潜势初判	209
8.3 环境风险识别	215
8.4 风险事故情形分析	218
8.5 环境风险预测与评价	224
8.6 环境风险管理	235
8.7 环境风险防范措施投资	260
8.8 环境风险评价小结	261
9 环境保护措施可行性论证	262
9.1 生态环境保护措施	262
9.2 地下水环境污染防治措施	270
9.3 地表水环境污染防治措施	278
9.4 土壤环境污染防治措施	291
9.5 大气环境污染防治措施	293
9.6 声环境污染防治措施	296
9.7 固体废物污染防治措施	298
9.8 岩溶区及石漠化区环保措施	307
9.9 温室气体防控措施	309
9.10 环境保护措施投资估算	310
10 总量控制与碳排放建议	315
10.1 总量控制	315
10.2 碳排放建议	315
11 环境影响经济损益分析	316
11.1 社会效益分析	316
11.2 经济效益分析	316
11.3 环境经济损益分析	316
12 环境管理与监测计划	319
12.1 企业环境管理现状	319

12.2	施工期环境管理建议	319
12.3	运营期环境管理建议	320
12.4	环境监测及环境保护监控计划	322
12.5	竣工环保验收	325
13	结 论	328
13.1	项目概况	328
13.2	外环境现状和环境保护目标	328
13.3	区域开发现状及回顾性评价结论	328
13.4	环境质量现状评价结论	328
13.5	施工期环境影响分析结论	330
13.6	运营期环境影响分析结论	332
13.7	环境保护措施有效性结论	334
13.8	环境风险评价结论	336
13.9	总量控制	336
13.10	公众参与	336
13.11	综合评价结论	336
13.12	建议	337

概 述

四川叙永-古蔺地区太阳-大寨采矿权隶属于中国石油天然气股份有限公司，该矿权于 2023 年 6 月 1 日取得了中华人民共和国自然资源部颁发的采矿许可证（证号：C1000002023061318000603），开采矿种为页岩气，矿区面积 547.1261km²。本次拟开发的 YS118 井区位于四川叙永-古蔺地区太阳-大寨采矿权范围东北部，区块面积约 8.26km²，目的层为五峰组-龙马溪组，为不含硫化氢的页岩气。

太阳气田开发历程主要分为五个阶段，第一阶段（2017 年 5 月至 2017 年 12 月）老井复查评价实现浅层页岩气突破，通过老井复查，2 口老井获得突破，阳 1 井五峰组-龙马溪组试气获得 $0.3\sim0.6\times10^4\text{m}^3/\text{d}$ 产能，阳 102 井五峰组-龙马溪组获得 $0.9\sim1.1\times10^4\text{m}^3/\text{d}$ 产能；第二阶段（2018 年 1 月至 2018 年 6 月）开发试验井跟进评价产能，通过阳 107H1-2 井和 YS117H1-6 两口井开发试验，分别获得 $11.4\times10^4\text{m}^3/\text{d}$ 和 $20.1\times10^4\text{m}^3/\text{d}$ 的测试产能；第三阶段（2018 年 7 月至 2019 年 7 月）集中评价与产能建设并行，整体部署评价井 17 口，提交探明储量 $1359.5\times10^8\text{m}^3$ ，优选产建区 276 km²，编制太阳-大寨区块 8 亿方规模开发方案；第四阶段（2020 年至 2023 年）开发建产滚动扩边，完成太阳页岩气田 8 亿方产能建设，投产 116 口井，并逐步向南扩边，提交第二个千亿方探明储量，开展海坝区块 6 亿方浅层页岩气产能建设，投产 79 口井；第五阶段（2023 年至今）开发试验与调整阶段，2023 年优先动用太阳区块云山坝向斜南翼 B 型井，部署 10 个平台 39 口水平井，动用地质储量 $124.7\times10^8\text{m}^3$ 。本次先导试验方案在持续深化控藏控产控效开发单元认识的基础上，重点针对 C 型井（井深 $\geq 2000\text{m}$ ）不达产不达效问题进行开发与试验，在柏杨坪向斜北翼部署 2 个平台 9 口水平井。

2025 年 9 月，在充分认识 YS118H2 平台、YS118H3B 平台及周边生产平台生产情况的前提下，YS118 井区五峰组-龙马溪组页岩气开发先导试验区产能建设项目（2025 年度）开发方案。根据开发方案，本次产能建设项目主要建设内容为新建 YS118H2 平台、YS118H3B 平台等 2 个平台钻前、钻井、

储层改造和地面集输工程包括采气站场 2 座、新钻开发井 9 口，新建管线约 6.07km，均为集气管线，新增页岩气产能 $1.3 \times 10^8 \text{m}^3/\text{a}$ 。

依据《建设项目环境影响评价分类管理名录》（2021 年版），本项目属于“五、石油和天然气开采业—陆地天然气开采”中的新区块开发项目，并且涉及环境敏感区（永久基本农田），应编制环境影响报告书。

2025 年 11 月，浙江油田（泸州）油气开发有限公司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）承担该项目的环境影响评价工作。

1 总 则

1.1 编制依据

1.1.1 环境保护法律和法规

- (1) 《中华人民共和国环境保护法》（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）；
- (3) 《中华人民共和国水法》（2016.7.2 修订）；
- (4) 《中华人民共和国土地管理法》（2019.8.26 修订，2020.1.1 实施）；
- (5) 《中华人民共和国节约能源法》（2018.10.26 修订）；
- (6) 《中华人民共和国野生动物保护法》（2023 年 5 月 1 日起施行）；
- (7) 《中华人民共和国农业法》（2012.12.28 修订，2013.1.1 实施）
- (8) 《中华人民共和国循环经济促进法》（2018.10.26 修订）；
- (9) 《中华人民共和国水土保持法》（2010.10.25 修订，2011.3.1 实施）；
- (10) 《中华人民共和国清洁生产促进法》（2012.2.29 修正，2012.7.1 施行）；
- (11) 《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）；
- (12) 《中华人民共和国水污染防治法》（2017.6.27 修订，2018.1.1 实施）；
- (13) 《中华人民共和国大气污染防治法》（2018.10.26 修订）；
- (14) 《中华人民共和国石油天然气管道保护法》（2010.10.1 实施）
- (15) 《中华人民共和国文物保护法》（2017.11.5 实施）；
- (16) 《中华人民共和国长江保护法》（2020 年 12 月 26 日第十三届全国人民代表大会常务委员会第二十四次会议通过，2021 年 3 月 1 日施行）；
- (17) 《中华人民共和国渔业法》（2013 年 12 月）；
- (18) 《中华人民共和国河道管理条例》（2017 年 10 月 1 日修订）；
- (19) 《基本农田保护条例》（2011 年 1 月 8 日）；

(20) 《中华人民共和国野生植物保护条例》（2017 年 10 月 7 日）；

(21) 《土地复垦条例》（2011 年 3 月 5 日）；

(22) 《排污许可管理条例》（2021 年 3 月 1 日）。

1.1.2 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) 《中华人民共和国自然保护区条例》（2017.10.7 修订）；

(6) 《国务院关于印发“十四五”节能减排综合工作方案的通知》（国发〔2021〕33 号，2022.01.24）；

(7) 《中华人民共和国永久基本农田保护条例》（2011.1.8 修订）；

(8) 《土地复垦条例》（国务院令 592 号，2011.3.5 实施）；

(9) 《大气污染防治行动计划》（国发〔2013〕37 号，2013.9.10）；

(10) 《全国生态保护与建设规划》（2013~2020 年，2013.10）；

(11) 《水污染防治行动计划》（国发〔2015〕17 号，2015.4.2）；

(12) 《土壤污染防治行动计划》（国发〔2016〕31 号，2016.5.28）；

(13) 《关于印发《“十四五”生态保护监管规划》的通知》（环生态〔2022〕15 号）；

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

(15) 《中华人民共和国野生植物保护条例》（2017.10.7 修订）；

(16) 《地下水管理条例》（2021 年 12 月 1 日）；

(17) 《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）；

(18) 《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）；

（19）《空气质量持续改善行动计划》（国发〔2023〕24 号）；

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

1.1.3 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 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）；

（2）《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）；

（3）《自然资源部办公厅 关于加强临时用地监管有关工作的通知》（自然资办函〔2023〕1280 号）；

（4）《自然资源部 关于进一步做好用地用海要素保障的通知》（自然资发〔2023〕89 号）；

（5）《关于进一步加强建设项目环境保护管理工作的通知》（环发〔2001〕19 号，2001.2.21）；

（6）《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）；

（7）《环境影响评价公众参与办法》（2018 年 7 月 16 日）；

（8）《突发环境事件应急管理办法》（部令第 34 号，2015.6.5）；

（9）《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）；

（10）《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）；

（11）《石油天然气开采业污染防治技术政策》（2012.03.07 实施）；

（12）《产业结构调整指导目录（2024 年本）》（2024.2.1 施行）；

（13）《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）；

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

（15）《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）；

（16）《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）；

（17）《国家危险废物名录（2025 年版）》（生态环境部、国家发展和改革委员会、公安部、交通运输部、国家卫生健康委员会令第 36 号，2025.1.1 起施行）；

（18）《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）；

（19）《全国生态环境保护纲要》（国发〔2000〕38 号）；

（20）《国家重点生态功能保护区规划纲要》（环发〔2007〕165 号）；

（21）《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）；

（22）《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）；

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

（24）《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）；

（25）《关于推行清洁生产的若干意见》（环控〔1997〕232 号）；

（26）《国家重点保护野生动物名录》（2021.2.5）；

（27）《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，2021.9.8）；

（28）《长江经济带发展负面清单指南（试行）》（长江办〔2022〕7 号）；

（29）《危险废物排除管理清单》（国办函〔2021〕47 号）；

（30）《甲烷排放控制行动方案》（生态环境部等 11 部门环气候〔2023〕67 号）；

（31）《危险废物排除管理清单（2021 年版）》（2021 年 12 月 2 日）；

（32）《危险废物转移管理办法》（2022 年 1 月 1 日）；

（33）《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》（2021 年 12 月 22 日）；

（34）《一般工业固体废物环境管理工作指南》的通知（环办固体函〔2026〕18 号）；

（35）《危险废物排除管理清单（2026 年版）》（生态环境部公告 2026 年第 2 号）。

1.1.4 地方行政规章及规范性文件

（1）《关于公布<四川省重点保护野生动物名录><四川省重点保护野生植物名录>的通知》（川府发〔2024〕14 号）；

（2）《四川省新增重点保护野生动物名录》（2000.9.13）；

（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）《四川省危险废物污染环境防治办法》（2004.1.1）；

（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”生态建设和环境保护规划》（2022.1.12）；

（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）《四川省人民政府 关于印发《四川省饮用水水源保护区管理规定（试行）》的通知》（川府发〔2023〕26 号）；

（21）《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）；

（22）《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）》。

（23）《四川省天然林保护条例》（2009 年 3 月 27 日修正）；

（24）《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）；

（25）《四川省水资源条例》（2024.4.3 修订）；

（26）《四川省国土空间规划 》（2021-2035 年）；

（27）《关于印发<四川省空气质量持续改善行动计划实施方案>的通知》（川府发〔2024〕15 号）；

（28）《泸州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》（泸市府发〔2021〕10 号）；

（29）《泸州市人民政府办公室关于发布〈泸州市 2023 年生态环境分区管控动态更新成果〉的通知》（泸市府办发〔2024〕25 号）；

（30）《泸州市“十四五”生态环境保护规划》（泸市府发〔2022〕15 号）；

（31）《泸州市国土空间总体规划（2021—2035 年）》（川府函〔2024〕54 号）。

1.1.5 环境影响评价技术规范

- (1) 《建设项目环境影响评价技术导则 总纲》（HJ2.1-2016）；
- (2) 《环境影响评价技术导则 大气环境》（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) 《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）；
- (13) 《固体废物再生利用污染防治技术导则》（HJ1091-2020）；
- (14) 《重点行业建设项目碳排放环境影响评价试点技术指南（试行）》（2021 年版）。

1.1.6 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—气井试气作业规范》（NB/T 14014-2023）；
- (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) 《石油天然气工业健康、安全与环境管理体系》（SY/T 6276-2014）；
- (11) 《石油天然气工程设计防火规范》（GB50183-2004）；
- (12) 《石油天然气工程总图设计规范》（SY/T0048-2016）；
- (13) 《石油天然气钻井井控技术要求》（GB/T31033-2025）；
- (14) 《井下作业安全规程》（SY/T 5727-2020）；
- (15) 《气井试气、采气及动态监测工艺规程》（SY/T 6125-2013）；
- (16) 《气田水回注技术规范》（Q/SY 01004-2016）；
- (17) 《输气管道工程设计规范》（GB50251-2015）；
- (18) 《气田集输设计规范》（GB50349-2015）；
- (19) 《气田水注入技术要求》（SY/T 6596-2016）；
- (20) 《钻前工程及井场布置技术要求》（SY/T 5466-2013）；
- (21) 《油气输送管道穿越工程设计规范》（GB 50423-2013）；
- (22) 《油气输送管道穿越工程施工规范》（GB 50424-2015）；
- (23) 《陆上石油天然气集输环境保护推荐作法》（SY/T7294-2016）；
- (24) 《石油天然气工业健康、安全与环境管理体系》（SY/T 6276-2014）；
- (25) 《废弃井及长停井处置指南》（SY/T 6646-2017）；
- (26) 《非常规油气开采企业温室气体排放核算方法与报告指南》（SY/T 7641-2021）；
- (27) 《页岩气开发工程地下水环境监测技术规范》（NB/T10848-2021）；
- (28) 《非常规气田采出水回注环境保护规范》（SY/T 7640-2021）；
- (29) 《页岩气 环境保护 第1部分：钻井作业污染防治与处置方法》（GB/T 39139.1-2020）；
- (30) 《石油天然气钢质管道无损检测》（SY/T 4109-2023）；
- (31) 《页岩气开发过程水资源保护要求》（GB/T41519-2022）；
- (32) 《页岩气储层改造第3部分：压裂返排液回收和处理方法》（NB/T 14002.3-2022）；
- (33) 《陆上石油天然气钻井环境保护技术规范》（SY/T 7298—2024）；
- (34) 《陆上油气田采出水地下注入环境保护技术规范》（SY/T7784-2024）；

（35）石油天然气开采业固体废物污染控制技术规范（试行）（HJ 1461—2026）。

1.1.7 项目资料

（1）YS118 井区现有工程环评报告及批复；

（2）YS118 井区五峰组-龙马溪组页岩气开发先导试验区区块产能建设项目（2025 年度）相关设计资料等。

1.2 编制目的、总体构思、内容及重点

1.2.1 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、站场、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。

1.2.2 评价总体构思

（1）对 YS118 井区区块所辖范围内井场、站场、集输管线等开发情况进行总体调查，根据《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函〔2019〕910 号）要求，对 YS118 井区区块开发现状、生态影响及污染物产生情况、环境保护措施落实情况、存在的环保问题等进行回顾分析；

（2）本项目为区块页岩气产能建设项目，区块产能由区块内部署的各平台开发井实现，并通过集输管道实现区块开发产能输送。本次环境影响评价综合区块开发特点、区块内各单项工程建设内容、所在地区的环境特征以及各环境要素导则评价等级判定技术方法，综合判定项目的评价工作等级，并以项目建设的工程内容为中心开展环境影响评价工作；

（3）基于项目特点及区块内已实施工程的实际产排污资料，开展本次项目工程分析、产排污分析和环保治理措施有效性评价工作。

1.2.3 评价内容及重点

主要评价内容包括：概述，总则，区域开发现状及回顾性评价，项目概况，工程分析，区域环境概况及环境质量现状，施工期环境影响预测与评价，运营期环境影响预测与评价，环境风险评价，环境保护措施可行性论证，环境影响经济损益分析，环境管理与环境监测计划，环境影响评价结论。

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

1.3 评价时段

评价时段主要为施工期、运营期，兼顾退役期。

本项目钻井工程以施工期为重点，内部集输工程以施工期、运营期为重点，同时兼顾退役期。

1.4 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 YS118 井区五峰组-龙马溪组页岩气开发先导试验区块产能建设项目（2025 年度）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。

1.4.1 环境影响识别

施工期主要为区块内拟部署的 2 个平台钻井工程（包括钻前工程、钻井工程和压裂试气工程），2 座采气站场及建设 2 条集气管道带来的环境影响。施工过程中由于场地平整、进场道路、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。

运营期主要为 2 座采气站场、2 条集气管道运营产生的环境影响。正常情

况下，运营期区块内产排污主要来自于站场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

本项目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、林地及其他土地导致农业、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

本项目施工期废水主要来自钻井废水、洗井废水、初期雨水及方井雨水、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等；施工废气主要来自地面开挖、运输车辆行驶产生的扬尘、油基泥浆挥发的无组织废气、放喷测试废气及施工机械柴油机排放的烟气等；施工期产生的固体废物主要为钻井固废（废泥浆及岩屑）、返排砂、废矿物油及含油废物、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、空压机、振动筛、压滤机、离心机、挖掘机、压裂车等。

③事故状态

事故状态的环境影响包括可燃气体遇火爆炸冲击波、应急池、储液罐废水等污染物一旦发生泄漏而引发的事故风险，将会对周围水环境、生态环境和人员造成影响。

（2）运行期环境影响要素识别

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，无污染物排放。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场工艺设备气流噪声；固体废物主要为清管检修废渣、除砂器砂砾、储液罐沉渣、废矿物油及含油废物等。

②非正常工况

非正常工况时，系统超压和站场检修时经放空装置点火燃烧后排放的废气、排放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、施工扬尘和固体废物，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。

1.4.2 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、氯化物、SS、 COD_{Cr} 、 BOD_5 、 NH_3-N 、溶解氧、铁、锰、硫酸盐、硫化物、氯化物、石油类、钡。

地下水环境：①背景离子（ K^+ 、 Na^+ 、 Ca^{2+} 、 Mg^{2+} 、 CO_3^{2-} 、 HCO_3^- 、 Cl^- 、 SO_4^{2-} ）；

②基本水质因子（pH、氨氮、硝酸盐、亚硝酸盐、挥发性酚类、氰化物、砷、汞、铬（六价）、总硬度、铅、氟、镉、铁、锰、溶解性总固体、耗氧量、硫酸盐、总大肠菌群、菌落总数、硫化物）；

③特征因子（COD、石油类、氯化物、钡）。

土壤：土壤理化性质；建设用地（45 项）：pH 值、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；农用地（8 项）：pH 值、石油烃、砷、镉、铬、铜、铅、汞、镍、锌；特征因子：pH、石油烃、氯化物、硫酸根、钡。

生态环境：土壤资源、土地利用、水土流失、地表植被、动物、永久基本农田、景观等。

（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、二氧化硫、一氧化碳；运营期：非甲烷总烃、TVOC、氮氧化物。

地表水：pH 值、悬浮物、COD、BOD₅、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、钡。

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：施工期：表土、土石方、水基钻井固废、油基钻井固废、废矿物油及含矿物油废物、生活垃圾、返排砂、施工废料；运营期：清管及检修废渣、除砂器砂砾、储液罐废渣、废物矿油及含油废物；退役期：建筑垃圾、报废设备、生活垃圾。

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）。

1.5 环境功能区划及评价标准

1.5.1 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 1.5-1。

表 1.5-1 环境所在区域功能区划情况

序号	项目	功能属性
1	环境空气	环境空气二类区
2	地表水环境	区块内地表水体主要为赤水河支流大寨河，根据《泸州市地表水功能区划（2022 年修订）》，赤水河属Ⅱ类地表水环境功能区，水体功能为饮用、工业用水、灌溉、泄洪、养殖、发电等，大寨河属Ⅲ类地表水环境功能区，水体功能为灌溉、泄洪等。
3	地下水环境	评价范围内地下水未划分功能区，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	本项目声环境影响区域内主要为分散居民点，属一般居住区，根据四川省泸州市区域环境噪声功能适用区划分的相关规定查询，该区域未划定声环境功能区，参照《声环境质量标准》（GB3096-2008）声环境适用范围，声环境功能区划定为 2 类区
5	土壤环境	占地范围内执行建设用地土壤污染风险管控，占地范围外执行农用地土壤污染风险管控
6	生态功能	依据《四川省生态功能区划》，区块所在区域生态区为：“Ⅰ 四川盆地亚热带湿润气候生态区、Ⅰ-5 盆地南缘岩溶常绿阔叶林生态亚区、Ⅰ-5-2 古叙矿产业与生物多样性保护生态功能区”

1.5.2 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

评价范围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，具体浓度限值见表 1.5-2。

表 1.5-2 环境空气质量标准（ $\mu\text{g}/\text{m}^3$ ）

污染物名称	取值时间	浓度限值 二级	污染物名称	取值时间	浓度限值	
					一级	二级
SO ₂	1 小时平均	500	NO ₂	1 小时平均	200	200
	24 小时平均	150		24 小时平均	80	80
	年平均	60		年平均	40	40
CO	1 小时平均	10mg/m ³	O ₃	1 小时平均	160	200
	24 小时平均	4mg/m ³		日最大 8 小时平均	100	160

PM ₁₀	24 小时平均	150	PM _{2.5}	24 小时平均	35	75
	年平均	70		年平均	15	35
非甲烷总烃	1 小时平均	2 mg/m ³	/	/	/	/

（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。相应的标准详见表 1.5-3。

表 1.5-3 地表水环境质量标准限值（mg/L，pH 无量纲）

污染物	pH	BOD ₅	COD	NH ₃ -N	硫化物	石油类
Ⅲ类标准	6~9	≤4	≤20	≤1.0	≤0.2	≤0.05
污染物	硫酸盐	氯化物	SS	铁	锰	
Ⅲ类标准	250	≤250	/	0.03	0.01	

（3）地下水环境质量标准

地下水环境参照执行《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。详见表 1.5-4。

表 1.5-4 地下水质量标准限值（mg/L，pH 除外）

项目	pH	氨氮	铁	锰	石油类	氯化物
浓度限值	6.5~8.5	≤0.5	≤0.3	≤0.1	≤0.05	≤250
项目	硫酸盐	耗氧量 (COD _{Mn} 计)	硝酸盐	亚硝酸盐	总硬度	溶解性总固体
浓度限值	≤250	≤3.0	≤20.0	≤1.00	≤450	≤1000
项目	氟	铬（六价）	铅	砷	汞	镉
浓度限值	≤1.0	≤0.05	≤0.01	≤0.01	≤0.001	≤0.005
项目	挥发性 酚类	氰化物	总大肠菌群 (MPN/100mL)		细菌总数 (CFU/mL)	
浓度限值	≤0.002	≤0.05	≤3		≤100	
备注	石油类参考《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）的Ⅲ类水标准，其他执行《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中Ⅲ类标准。总大肠菌群单位：MPN/100mL；菌落总数单位：CFU/mL；pH 无量纲；其他指标单位：mg/L。					

（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。声环境质量标准详见表 1.5-5。

表 1.5-5 声环境质量标准 单位：dB（A）

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

（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，详见表 1.5-6；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），详见表 1.5-7；石油烃建设用地土壤污染风险筛选值和管制值标准见表 1.5-8。

表 1.5-6 农用地土壤污染风险管控标准（基本项目） 单位：mg/kg

污染物项目		pH≤5.5		5.5<pH≤6.5		6.5<pH≤7.5		pH>7.5	
		风险筛选值	风险管制值	风险筛选值	风险管制值	风险筛选值	风险管制值	风险筛选值	风险管制值
镉	水田	0.3	1.5	0.4	2.0	0.6	3.0	0.8	4.0
	其他	0.3		0.3		0.3		0.6	
汞	水田	0.5	2.0	0.5	2.5	0.6	4.0	1.0	6.0
	其他	1.3		1.8		2.4		3.4	
砷	水田	30	200	30	150	25	120	20	100
	其他	40		40		30		25	
铅	水田	80	400	100	500	140	700	240	1000
	其他	70		90		120		170	
铬	水田	250	800	250	850	300	1000	350	1300
	其他	150		150		200		250	
铜	水田	150	/	150	/	200	/	200	/
	其他	50		50		100		100	
镍		60	/	70	/	100	/	190	/
锌		200	/	200	/	250	/	300	/

注：①重金属和类金属砷均按元素总量计；②对于水旱轮作地，采用其中较严格的风险筛选值。

表 1.5-7 建设用地土壤污染风险管控标准 单位：mg/kg

污染物项目	筛选值		管制值	
	第一类用地	第二类用地	第一类用地	第二类用地
砷	20	60	120	140
镉	20	65	47	172
铬（六价）	3	5.7	30	78
铜	2000	18000	8000	36000
铅	400	800	800	2500
汞	8	38	33	82
镍	150	900	600	2000
四氯化碳	0.9	2.8	9	36
氯仿	0.3	0.9	5	10

氯甲烷	12	37	21	120
1,1-二氯乙烷	3	9	20	100
1,2-二氯乙烷	0.52	5	6	21
1,1-二氯乙烯	12	66	40	200
顺-1,2-二氯乙烯	66	596	200	2000
反-1,2-二氯乙烯	10	54	31	163
二氯甲烷	94	616	300	2000
1,2-二氯丙烷	1	5	5	47
1,1,1,2-四氯乙烷	2.6	10	26	100
1,1,2,2-四氯乙烷	1.6	6.8	14	50
四氯乙烯	11	53	34	183
1,1,1-三氯乙烷	701	840	840	840
1,1,2-三氯乙烷	0.6	2.8	5	15
三氯乙烯	0.7	2.8	7	20
1,2,3-三氯丙烷	0.05	0.5	0.5	5
氯乙烯	0.12	0.43	1.2	4.3
苯	1	4	10	40
氯苯	68	270	200	1000
1,2-二氯苯	560	560	560	560
1,4-二氯苯	5.6	20	56	200
乙苯	7.2	28	72	280
苯乙烯	1290	1290	1290	1290
甲苯	1200	1200	1200	1200
间二甲苯+对二甲苯	163	570	500	570
邻二甲苯	222	640	640	640
硝基苯	34	76	190	760
苯胺	92	260	211	663
2-氯酚	250	2256	500	4500
苯并〔a〕蒽	5.5	15	55	151
苯并〔a〕芘	0.55	1.5	5.5	15
苯并〔b〕荧蒽	5.5	15	55	151
苯并〔k〕荧蒽	55	151	550	1500
蒽	490	1293	4900	12900
二苯并〔a, h〕蒽	0.55	1.5	5.5	15
茚并〔1,2,3-cd〕芘	5.5	15	55	151
苯	25	70	255	700

表 1.5-8 建设用地土壤污染风险筛选值和管制值标准（特征因子）

单位：mg/kg

污染物项目	CAS 编号	筛选值		管制值	
		第一类用地	第二类用地	第一类用地	第二类用地
石油烃 (C ₁₀ ~C ₄₀)	-	826	4500	5000	9000
钡	7440-39-3	2766	8660	5532	17320

1.5.3 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，具体标准值见表 1.5-9。

表 1.5-9 大气污染物排放标准

污染源	污染物	最高允许排放浓度 (mg/m ³)	最高允许排放速率 (kg/h)	无组织排放监控浓度限值 (mg/m ³)	备注
柴油发电机	SO ₂	550	/	0.40	根据 2017.1.12 部长《关于 GB16297-1996 的适用范围的回复》，对“固定式柴油发电机排气筒高度和排放速率暂不作要求”
	NO _x	240	1.3 (20m)	0.12	
	颗粒物	120	5.9 (20m)	1.0	
施工场地扬尘	TSP	/	/	0.25	《四川省施工场地扬尘排放标准》（DB51/2682-2020）
厂界	非甲烷总烃	/	/	2.0	《四川省固定污染源大气挥发性有机物排放标准》（DB51/2377-2017）
其他废气	SO ₂	550	4.3(20m) 2.6(15m)	0.40	《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）
	NO _x	240	1.3(20m) 0.77(15m)	0.12	
	颗粒物	120	5.9(20m) 3.5(15m)	1.0	

注：本项目产生的 VOCs 主要为非甲烷总烃。

(2) 废水

本项目施工废水循环利用，不外排；钻井废水、压裂返排液大部分回用于区块内或区块外其他平台钻井工程压裂用水，最终无法回用的转运至回注井回注；运营期清管检修废水、气田水优先回用于区块内的压裂用水，最终无法回用的转运至回注井回注；钻井及压裂期间生活污水经移动式厕所收集后，外委周边生活污水处理厂处理。本项目施工及运营期间废水均不在现场外排。

（3）噪声

施工噪声参照《建筑施工噪声排放标准》(GB12523-2025)，即昼间 70dB(A)，夜间 55dB(A)。运行期采气平台井站厂界噪声依据《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，详见表 1.5-10。

表 1.5-10 厂界噪声排放标准 单位：dB(A)

类 别	昼间	夜间	时段
GB12348-2008 中 2 类	60	50	运行期
GB12523-2011 限值	70	55	施工期

（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、施工废料、生活垃圾和运营期清管检修废渣、除砂器废渣、储液罐沉渣、清管废渣、废矿物油及含油废物等，退役期固体废物主要为建筑垃圾、废弃设备及管道。

危险废物执行《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023），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）。

导管~一开段采用空气钻或清水钻进，二开、三开直井段采用水基钻井液钻进，三开水平段采用油基钻井液钻进，水基钻井泥浆体系中不添加有毒有害重金属等物质，主要成分为水、无机盐、普通有机聚合物等无毒物质，类比其他钻井井场水基钻井废弃泥浆相关参数资料，水基泥浆钻井固废《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB18599 -2020）中第II类一般工业固体废物进行控制。油基泥浆、储液罐沉渣、废矿物油及含矿物油废物现场贮存、转运按照危险废物进行管理，严格落实危险废物登记、联单管理制度。

施工期和运营期返排砂、施工废料、清管废渣、检修废渣、返排砂、除砂器废渣、建筑垃圾等参照《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB 18599-2020）中第I类一般工业固体废物进行控制。

1.6 评价工作等级、范围

根据《环境影响评价技术导则》（HJ 19-2022、HJ2.3-2018、HJ2.2-2018、HJ 610-2016、HJ2.4-2021、HJ964-2018、HJ169-2018）中的有关规定确定本项目各环境要素的评价工作等级如下。

1.6.1 生态环境

（1）评价工作等级

本项目拟部署钻井平台 2 座，新建集气管线全长 6.07km，总占地约 0.05km²，不涉及国家公园、自然保护区、世界自然遗产、重要生境、自然公园、生态红线等生态敏感区，本项目对地下水水位基本无影响，正常工况下无废水、废气等排放，不会对周边土壤造成影响。同时，项目不涉及输水管线，不会对周边土壤等造成影响，根据《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022），评价等级划分要求，本次评价等级为三级。

（2）评价范围

本项目拟部署钻井平台 2 座，新建地面集输管线 2 条，全长 6.07km。同时，为确保工程顺利实施，在交通不便利处修建施工便道。项目不设堆管场。根据《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022）、《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）等相关要求，结合项目实际情况。本项目生态评价范围为拟建站场场界周围 50m，集输管道及施工便道两侧外延 300m 区域。生态评价范围海拔在 1010m~1260m 之间。

1.6.2 地下水环境

（1）评价工作等级

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泉点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 1.7-5。综上，最终确定本项目总体地下水评价等级为二级。

（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。结合本项目所在地区现场调查和水文地质条件分析可知，项目位于四川盆地南部丘陵山区，区

内的地下水补径排条件主要受含水层岩性、地形地貌、地表水系和地质构造控制，使得各场地分属于不同水文地质单元，具有各自的补给径流特征。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，是准确评价项目对地下水环境影响情况的基础，也是采用地下水导则规定的地下水环境影响评价实施的必要组成部分。由于本项目各场地所在的最后一级水文地质单元整体表现为受地形地貌、水系和地层产状控制的特征，同时，结合区内岩溶与非岩溶含水层的空间特征及发育情况，划分了本项目评价范围（即水文地质单元，以下统称水文地质单元），整体上各单元均具有独立的水文地质特征，因此，本项目评价范围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。

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，空间分布情况见附图水文地质图。

1.6.3 地表水环境

（1）评价工作等级

根据现场调查情况，本项目区域属长江赤水河水系，II 类水域功能，本项目实施过程中产生的废水依托尽量回用，不能回用的回注，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

由于本项目生产运营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。

1.6.4 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，本项目属于“采矿业”中“页岩气开采”，为 II 类项目。

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。

本项目不属于土壤盐化、酸化和碱化地区，同时本项目平台井站建设不会造成区域土壤盐化、酸化、碱化。因此，本项目不属于土壤生态影响型。

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。”

综合判定本项目按照土壤污染影响型开展评价工作，项目井场按照 II 类建设项目开展土壤环境影响评价，天然气管道可不开展土壤评价。周边环境敏感程度判别依据见表 1.6-4，土壤环境影响评价工作等级划分见表 1.6-5。

表 1.6-4 污染影响型敏感程度分级表

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

表 1.6-5 污染影响型评价工作等级划分表

分类	I 类			II 类			III 类		
评价工作等级	大	中	小	大	中	小	大	中	小
敏感程度									
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。									

项目各拟建井场周围均分布有耕地、居民区，土壤环境敏感程度均为：敏感。项目各拟建井场永久占地均小于 5hm²，占地规模属于小型，因此，本项目土壤环境影响评价等级为二级。

（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）土壤二级评价土壤调查评价范围的要求，本项目土壤环境影响评价范围为井场占地范围内以及占地范围外 200m 范围内。

1.6.5 大气环境

（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。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，分别计算每一种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 $D_{10\%}$ 。

根据预测结果，运营期平台最大占标率 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。各钻井工程施工期大气环境影响重点评价井场 500m 范围。

1.6.6 声环境

（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，本项目涉及的各井场和井站均位于 2 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，项目施工期间优先采用网电供电，运营期使用网电供电，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。

（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，声环境影响评价范围涵盖所有噪声影响区域。本项目钻井施工期间噪声达标距离为昼间 80m，夜间 280m；压裂作业期间噪声达标距离为 285m；故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 1.6-10 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
采气站场	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

1.6.7 环境风险

（1）评价等级

本项目施工期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，本项目环境风险潜势为 III，环境风险评价等级为二级。采气平台井站运营期、管线施工期和运营期环境风险潜势均为 I，可开展简单分析。具体判断过程详见“8.2 环境风险潜势初判”章节。

（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钻井井场周边 5km，采气平台井站周边 3km 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。

1.7 建设项目环境符合性分析

1.7.1 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 1.7-1。

表 1.7-1 与通知符合性分析

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、调井、钻井井场、采气平台井、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。	本次评价为区块产能建设项目环评，包括拟建的新井、站、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	废水优先重复利用，不能利	符合

	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。	用的废水转运回注，不向地表水体排放污染物。	
(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。	不能回用的废水转输至回注井回注，回注井回注层位均不属于碎屑岩，环评中论证回注的环境可行性。	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体废物的管理规定进行处置。鼓励企业自建含油污泥集中式处理和综合利用设施，提高废弃油基泥浆和含油钻屑及其处理产物的综合利用率。油气开采项目产生的危险废物，应当按照《建设项目危险废物环境影响评价指南》要求评价。	工程水基钻井固废在井场通过压滤减量化后外运综合利用。油基钻井固废交由有危废资质单位进行处置。	符合
(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	本项目制定了严格的环境风险防范措施，本评价提出	符合

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。	了按规定编制突发环境事件应急预案的相关要求。	
-----------------------------------	------------------------	--

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

本项目与《石油天然气开采业污染防治技术政策》（2012-03-07 实施）对比分析详见表 1.7-2。

表 1.7-2 项目与《石油天然气开采业污染防治技术政策》符合性分析

序号	技术政策要求	本工程内容	符合性
一	清洁生产		
1	油气田开发不得使用含有国际公约禁用化学物质的油气田化学剂，逐步淘汰微毒及以上油气田化学剂，鼓励使用无毒油气田化学剂。	本项目采用白油或柴油，不采用国际公约禁用化学物质的油气田化学剂，符合。	符合
2	在钻井过程中，鼓励采用环境友好的钻井液体系；配备完善的固控设备，钻井液循环率达到 95%以上；钻井过程产生的废水应回用。	本项目采用水基钻井液与油基钻井液体系，钻井液循环利用率大于 95%，钻井过程中产生的废水回用，无法回用预处理后回注处理。	符合
3	在井下作业过程中，酸化液和压裂液宜集中配制，酸化残液、压裂残液和返排液应回收利用或进行无害化处置，压裂放喷返排入罐率应达到 100%。压裂作业和试油（气）过程应采取防喷、地面管线防刺、防漏、防溢等措施。	工程压裂液在井场内集中配制。压裂残液和返排液经收集后重复利用，无法利用的拉运至回注井回注。压裂、试气过程中，在放喷坑设置有点火器。地面管线采用防刺、防漏、防溢设施。	符合
二	生态保护		
1	油气田建设宜布置丛式井组，采用多分支井、水平井、小孔钻井、空气钻井等钻井技术，以减少废物产生和占地。	本项目采用丛式井组，且均为水平井，尽量减少了工程岩屑、废水的产生，减少了占地。	符合
2	在开发过程中，伴生气应回收利用，减少温室气体排放，不具备回收利用条件的，应充分燃烧，伴生气回收利用率应达到 80%以上；站场放空天然气应充分燃烧。燃烧放空设施应避开鸟类迁徙通道。	本项目页岩气在放喷过程中不具备回收利用条件，在放喷坑进行充分燃烧，站场事故放空进行充分燃烧后经放空管排放，且放空设施不涉及鸟类迁徙通道。	符合
三	污染治理		
1	在钻井和井下作业过程中，鼓励污油、污水进入生产流程循环利用，未进入生产流程的污油、污水应采用固液分离、废水处理一体化装置等处理后达标外排。在油气开发过程中，未回注的油气田采出水宜采用凝析气浮	钻井过程中产生的废水经过处理后全部重复利用。完井后用于平台内及附近其他平台的压裂液配制，最终无法回用的压裂返排液拉运至回注井回注处理。	符合

序号	技术政策要求	本工程内容	符合性
	和生化处理相结合的方式。		
2	固体废物收集、贮存、处理处置设施应按照国家要求采取防渗措施。 试油（气）后应立即封闭废弃钻井液贮池。	项目严格按照《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ 610-2016）规范落实防渗措施。	符合
3	应回收落地原油，以及原油处理、废水处理产生的油泥（砂）等中的油类物质，含油污泥资源化利用率应达到 90%以上，残余固体废物应按照《国家危险废物名录》和危险废物鉴别标准识别，根据识别结果资源化利用或无害化处置。	项目在井口及易产生废矿物油的生产设施底部进行防渗处理，并采用废矿物油桶收集可能产生的废矿物油，完井后交有相应危险废物处理资质的单位处置。	符合
4	对受到油污染的土壤宜采取生物或物化方法进行修复。	对于可能受到油污染的土地，拟采取生物或物化方法进行修复。	符合
四	运行风险和环境管理		
1	油气田企业应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。	项目业主制定有完善的环境保护管理规定，并建立运行健康、安全与环境管理体系。	符合
2	在开发过程中，企业应加强油气井套管的检测和维护，防止油气泄漏污染地下水。	项目制定有完善的套管监测维护计划和制度，防止页岩气泄漏污染地下水。	符合
3	油气田企业应建立环境保护人员培训制度，环境监测人员、统计人员、污染治理设施操作人员应经培训合格后上岗。	项目业主单位设置有专门的环境管理部门，并制定有完善的环境管理制度和培训制度。	符合
4	油气田企业应对勘探开发过程进行环境风险因素识别，制定突发环境事件应急预案并定期进行演练。应开展特征污染物监测工作，采取环境风险防范和应急措施，防止发生由突发性油气泄漏产生的环境事故。	项目业主对钻采工程设置有突发环境事件应急预案，并定期进行演练。	符合

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、生态敏感区、饮用水源等因素。因此，不可避免将占用部分永久基本农田。本项目建设单位在选井阶段已开展选址比选工作，已尽可能地避让永久基本农田。

建设单位除在项目开工前须依法合规办理并取得相关土地手续外，施工过程中做好临时占地表土集中堆放、截排水沟、挡土墙、表面覆盖等水土流失控制措施，临时占地及时按土地复垦方式实施生态恢复，确保临时占地土地使用功能不降低。综上所述，本项目建设符合永久基本农田符合相关要求。

（5）与《关于在国土空间规划中统筹划定落实三条控制线的指导意见》（中共中央办公厅 国务院办公厅）符合性分析

“严格实施管理。建立健全统一的国土空间基础信息平台，实现部门信息共享，严格三条控制线监测监管。三条控制线是国土空间用途管制的基本依据，涉及生态保护红线、永久基本农田占用的，报国务院审批；对于生态保护红线内允许的对生态功能不造成破坏的有限人为活动，由省级政府制定具体监管办法；城镇开发边界调整报国土空间规划原审批机关审批。”

本项目不涉及生态保护红线及城镇开发边界，项目实施不可避免将占用部分永久基本农田，但项目属于民生工程，项目实施前建设单位将按照相关要求办理相关用地手续，在取得相关许可后，实施可行。

（6）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。

（7）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）。本项目建设符合《地下水管理条例》（2021 年）中的相关要求。

（8）与《甲烷排放控制行动方案》符合性分析

《甲烷排放控制行动方案》（环气候〔2023〕67 号）明确“推动煤矿、油气田、养殖场、垃圾填埋场以及污水处理厂等大型排放源定期报告甲烷排放数据结合国家和省级温室气体清单编制工作，逐步实现甲烷排放常态化核算。组织开展数据核查、抽查和现场检查工作，稳步提升甲烷排放数据质量。”“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。”“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。”

本项目系统超压和井站检修时产生的甲烷属于“难以回收”范畴，本项目设计方案拟采取放空装置点火燃烧处置，符合《甲烷排放控制行动方案》相关要求。

（9）与《空气质量持续改善行动计划》符合性分析

《空气质量持续改善行动计划》（国发〔2023〕24 号）明确：大力发展新能源和清洁能源。到 2025 年，非化石能源消费比重达 20%左右，电能占终端能源消费比重达 30%左右。持续增加天然气生产供应，新增天然气优先保障居民生活和清洁取暖需求。

本项目有助于增加天然气生产供应，属发展新能源和清洁能源项目，符合《空气质量持续改善行动计划》要求。

（10）与《关于印发<四川省空气质量持续改善行动计划实施方案>的通知》（川府发〔2024〕15 号）符合性分析

表 1.7-6 与四川省空气质量持续改善行动计划实施方案符合性分析表

文件要求	本项目	符合性
（六）大力发展清洁能源。持续加大非化石能源供给，促进水风光氢天然气等多能互补发展。加快推进工业、农业、建筑、交通、生活服务 5 大领域电能替代。到 2025 年，全省非化石能源电力装机比重达 83.3%，非化石能源消费比重达 41.5%左右，电能占终端能源消费比重达 30%左右。持续增加天然气生产供应，推进“国家天然气（页岩气）千亿立方米级产能基地”建设。	本项目属页岩气开采，本项目的建设可促进清洁能源的发展，增加区域天然气的生产供应，推进“国家天然气（页岩气）千亿立方米级产能基地”建设。	符合
（十七）强化 VOCs 全过程管控。开展低效失效 VOCs 处理设施排查整治。储罐使用低泄漏的呼吸阀、紧急泄压阀，定期开展密封性检测。汽车罐车推广使用密封式快速接头。污水处理场所高浓度有机废气要单独收集处理；含 VOCs 有机废水储罐、装置区集水井(池)有机废气要密闭收集处理。推动各市(州)和重点工业园区的泄漏检测与修复管理规范化、信息化。加强非正常工况废气排放管控，企业开停工、检维修期间，及时收集	本项目运营期工艺区会产生少量挥发性有机物，同时储液罐每半年清理一次，清理时会有少量挥发性有机物排出，当地地势开阔，大气扩散条件良好，少量逸散的挥发性有机物不会对周边大气环境造成明显不利影响。	符合

处理退料、清洗、吹扫等作业产生的 VOCs 废气。企业不得将火炬燃烧装置作为日常大气污染处理设施。		
---	--	--

本项目建设符合《四川省空气质量持续改善行动计划实施方案》要求。

1.7.2 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，位于四川省泸州市古蔺县，属于该规划中要求“加快页岩气产能建设”区域，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，项目建设符合《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

本项目与《四川省矿产资源总体规划（2021-2025）》的符合性分析见表 1.7-7。

表 1.7-7 与《四川省矿产资源总体规划（2021-2025）》符合性分析表

文件情况	本工程情况	符合性分析
第一节 统筹勘查开发区域总体格局 川南能源化工勘查开发区。包括自贡、宜宾、泸州、内江 4 市，加快培育壮大天然气（页岩气）等优势产业集群，打造全省第二经济增长极。突出川南页岩气勘查开发试验区建设，推进长宁—威远页岩气田开发，打造国家天然气（页岩气）千亿立方米级产能基地。	本项目位于川南页岩气勘探开发区，目的是为推进泸州页岩气田开发，符合勘查开发区域总体格局。	符合
一、矿产勘查方向 重点勘查矿种：成都平原重点勘查天然气、页岩气、地热、矿泉水、优质玄武岩；川东北重点勘查天然气、页岩油、天然沥青、煤层气、钒、铀、镭、地热、钾盐、石墨；川南重点勘查天然气、页岩气、煤层气；攀西地区重点勘查钒钛磁铁矿（共生钴、镍、钨、镓、锗等）、铅、锌、铜、铌、钽、锆、稀土、优质玄武岩、萤石；	本项目位于川南地区，项目性质为页岩气勘探开发工程，属于清洁能源项目，为重点勘查矿种，满足规划勘查开发要求。	符合
一、全面加强绿色勘查实施 严格绿色勘查管理。按照绿色地质勘查工作相关要求，引导探矿权人和勘查单位严格执行《绿色地质勘查工作规范》，按规定给予土地使用和税	本项目制定了绿色勘查生态环境保护、土地复绿等规章制度和保护措施，将绿色勘查管理内容融入日常工作，确保责任明确、监	符合

费优惠政策。按照“谁勘查、谁负责，谁破坏、谁治理”原则，积极推进绿色勘查监督管理，制定绿色勘查生态环境保护、土地复绿等规章制度和保护措施，将绿色勘查管理内容融入日常工作，确保责任明确、监管有效和投入到位。	管有效和投入到位。	
第二节 严格矿产资源勘查开发管理 完善矿业权退出机制。严格矿业权出让合同制度，采矿权合同中应明确要求采矿权人按照安全生产、环境保护和水土保持“三同时”制度建设矿山，并就矿产资源开发利用与保护、绿色矿山建设、矿山地质环境恢复治理与土地复垦做出具体约定，明确违约责任。已有矿业权与生态保护红线、自然保护地等禁止或限制开发区域重叠的，要按相关要求主动退出或避让。	项目在设计过程中严格按照安全生产、环境保护和水土保持“三同时”制度建设矿山，并就矿产资源开发利用与保护、绿色矿山建设、矿山地质环境恢复治理与土地复垦做出具体约定，明确违约责任。项目所在地不涉及生态保护红线、自然保护地、风景名胜区等禁止或限制开发区域。	符合

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 1.7-8。

表 1.7-8 与《四川省矿产资源总体规划（2021-2025 年）环境影响报告书》及审查意见符合性分析表

文件情况	本项目情况	符合性
(一) 坚持生态优先，绿色发展。坚持以习近平生态文明思想为指导，严格落实《中华人民共和国长江保护法》，按照“共抓大保护、不搞大开发”的要求，立足于生态系统稳定和生态环境质量改善，处理好生态环境保护与矿产资源开发的关系，合理控制矿产资源开发规模与强度，不得占用依法应当禁止开发的区域，优先避让生态环境敏感区域。结合“十三五”未完成指标任务和“十四五”新要求，进一步强化《规划》的生态环境保护总体要求，将细化后的绿色开发、生态修复等相关目标、指标作为《规划》实施的硬约束。	本项目属于页岩气开发项目，已申请采矿证，项目选址已避让生态环境敏感区域，项目的实施严格按照《规划》的生态环境保护总体要求实施。	符合
(二) 严格保护生态空间，优化《规划》布局。将生态保护红线作为保障和维护区域生态安全的底线，进一步优化矿业权设置和空间布局，依法依规对生态空间实施严格保护。	本项目未在生态保护红线范围内。	符合
(四) 严格环境准入，保护区域生态功能。按照四川省生态环境分区管控方案、生态环境保护规划等新要求，与一般生态空间存在空间重叠的勘查规划区块、开采规划区块，应按照一般生态空间管控要	本项目符合四川省生态环境分区管控方案、生态环境保护规划新要求，项目部分工程内容涉及优先保护单	符合

文件情况	本项目情况	符合性
求，严格控制勘查、开采活动范围和强度，严格落实绿色勘查、绿色开采及矿山生态保护修复相关要求，确保生态系统结构稳定和生态功能不退化。严格控制涉及生物多样性保护优先区域、国家重点生态功能区、水土流失重点防治区等具有重要生态功能的区域矿产开采活动，并采取严格有针对性的保护措施，防止对区域生态功能产生不良环境影响。	元，但不位于生态保护红线范围内，将按照一般生态空间管控要求进行勘察和开采。项目将严格落实绿色勘查、绿色开采及矿山生态保护修复相关要求，确保生态系统结构稳定和生态功能不退化，项目不涉及生物多样性保护优先区域、国家重点生态功能区、水土流失重点防治区等具有重要生态功能的区域。	
(五)加强矿山生态修复和环境治理。结合区域生态环境质量改善目标和主要生态环境问题，分区域、分矿种确定矿山生态修复和环境治理总体要求，将规划任务分解细化到具体矿区、矿山，确保“十四五”规划期矿山生态修复治理面积不小于2000公顷。重视关闭矿山及历史遗留矿山的生态环境问题，明确污染治理及生态修复的任务、要求和时限。针对喀斯特地貌发育的川南地区矿产开发活动，应强化地下水污染防治措施。	项目未在喀斯特地貌发育区，项目临时占地施工结束后及时进行生态恢复，对当地生态环境影响较小。	符合
(六) 加强生态环境保护监测和预警。结合生态保护、饮用水水源保护区及水环境功能区水质保护及改善要求、土壤污染防治目标等，推进重点矿区建立生态、地表水、地下水、土壤等环境要素的长期监测监控体系。组织开展主要矿种集中开采区域生态修复效果评估，并根据监测和评估结果增加或优化必要的保护措施。针对地表水环境及土壤环境累积影响、地下水环境质量下降、生态退化等情形，建立预警机制。	项目提出了生态、地表水、地下水、土壤等环境要素的跟踪监测监控体系	符合
对下层位规划及重大建设项目环评的意见 针对下层位矿产资源规划，在依法开展环评时应落实矿产资源开发生态环境保护要求，结合规划重点任务，细化和落实“三线一单”生态环境分区管控要求。《规划》中所包含的重大建设项目开展环境影响评价时，应符合规划环评结论和审查意见，重点评价项目建设对区域生态、水环境、土壤环境等的影响和导致的环境风险，深入论证生态环境保护措施的可行性，规划协调性分析等内容可适当简化。	本项目属于重大建设项目，重点评价了项目建设对区域生态、水环境、土壤环境等的影响和导致的环境风险，深入论证了生态环境保护措施的可行性	符合

综上所述，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。

⑤项目与《四川省国土空间规划（2021-2035 年）》符合性分析

《四川省国土空间规划（2021-2035 年）》中提出：“统筹建设水电、天然气、页岩气、煤层气等清洁能源开发及输配工程，加快推进川渝千亿方天然气基地、川渝 1000 千伏特高压交流工程等项目建设”，本项目属于泸州气田页岩气产能建设工程，符合《四川省国土空间规划》（2021-2035 年）相关要求。

⑥项目与《泸州市国土空间总体规划（2021-2035 年）》符合性分析

《泸州市国土空间总体规划（2021-2035 年）》提出：严守底线约束，强化资源保护利用，2025 年，落实全国规划能源资源基地建设 2 个、国家规划矿区建设 3 个以及省级矿产资源重点勘查区 1 个；矿山总数由 194 个减少控制在 185 个以内，大中型矿山比例达到 30%以上。2035 年，形成西部页岩气开发基地，矿山总量调控和资源储备与矿业经济发展相匹配。本项目属于页岩气清洁能源项目，为国家重点勘查矿种，项目的建设有利于保障国家能源安全与矿业发展，符合《泸州市国土空间总体规划（2021-2035 年）》相关要求。

（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

为深入贯彻落实习近平总书记关于推动长江经济带发展的重要讲话和指示批示精神，认真落实党中央、国务院关于推动长江经济带发展重大战略部署，抓好长江保护法贯彻落实，加强成渝地区双城经济圈生态环境联防联控，根据国家《长江经济带发展负面清单指南（试行，2022 年版）》等相关文件规定和一张负面清单管川渝两地的要求，结合四川省、重庆市实际，印发了《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）》。根据对比分析，项目建设符合《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）》的相关要求。

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。 加快天然气输气管道和储备设施建设。以川中安岳及川东北高含硫天然气、川西致密气、川南页岩气等气田为重点，强化气田开发的环境管理，推动甲烷减排和回收利用，提高废弃油基泥浆、含油钻屑及其他钻采废物资源化利用和安全处置，强化地下水污染防治，重视废水回注过程中的环境风险控制。鼓励非常规天然气清洁开发、污染治理等技术的研究和应用，加快制定符合区域实际的非常规天然气开采的环境政策、标准及污染防治技术规范。促进天然气资源综合利用，支持天然气主产地高质量发展绿色精细化工产业。”本项目属于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，运营期事故检修放空的自然气经点燃后排放，减少甲烷的产生；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，得到了妥善地处置；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，项目的实施符合四川省“十四五”生态环境保护规划相关要求。

（3）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“I 四川盆地亚热带湿润气候生态区、I-5

盆地南缘岩溶常绿阔叶林生态亚区、I-5-2 古叙矿产业与生物多样性保护生态功能区”。

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。

（4）与城镇总体规划的相容性分析

本项目主要位于农田生态系统，占用的土地现状主要为林地和旱地。根据与四川省泸州市古蔺县的规划和自然资源部门对接，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。

（5）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”，本项目位于泸州市优先管控单元及一般管控单元内，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。

（6）与国土空间规划符合性分析

本项目位于泸州市古蔺县境内，根据《古蔺县国土空间总体规划（2021—2035 年）》，页岩气预测资源量达 100 亿立方米，是川南页岩气基地。规划中提出，统筹开发利用古叙页岩气资源，形成以本地大寨页岩气、泸州蜀南气矿天然气和贵州天然气多气源联合供气的气源供应。

本项目为页岩气开采，符合《古蔺县国土空间总体规划（2021—2035 年）》规划要求，同时，根据与《古蔺县国土空间总体规划（2021—2035 年）》中“三区三线”核查结果，项目涉及基本农田，但不涉及生态保护红线，项目位于城镇开发边界以外。本项目属于民生项目类型，已最大程度避让永久基本农田，无法避让的情况下，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。

综上，本项目符合《古蔺县国土空间总体规划（2021—2035 年）》要求。

（6）与《四川省赤水河流域保护条例》的符合性分析

本项目属于赤水河流域，2021 年 6 月 28 日，四川省人大常委会召开赤水河流域保护共同决定和条例实施座谈会，宣布《四川省赤水河流域保护条例》于 2021 年 7 月 1 日起正式施行。根据对比分析，项目建设符合《四川省赤水河流域保护条例》的相关要求。

1.7.3 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“生态环境分区管控”的符合性分析。

（1）项目涉及管控单元情况

本项目位于四川省泸州市古蔺县，根据《泸州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》（泸市府发〔2021〕10 号）及《泸州市人民政府办公室关于发布泸州市 2023 年生态环境分区管控动态更新成果的通知》（泸市府办发〔2024〕25 号），本项目区块范围内涉及优先保护区单元，为生态公益林、石漠化敏感区，不涉及生态保护红线。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、饮用水源保护区等生态敏感区。

表 1.7-11 项目占地范围涉及环境管控单元情况统计表

环境管控分区类型		涉及单元编码及名称	涉及工程
要素 管控 分区	大气环境弱扩散 重点管控区	YS5105252330001 古蔺县大气环境弱扩散重点管控区	YS118H2 平台~YS118H3B 平台集输管线、YS118H3B 平台~YS118H4 平台集输管线、YS118H2 平台、YS118H3B 平台
	一般管控区	YS5105253110001 古蔺县其他区域	YS118H2 平台~YS118H3B 平台集输管线、YS118H3B 平台~YS118H4 平台集输管线、YS118H2 平台、YS118H3B 平台
	大气环境弱扩散 重点管控区	YS5105252330001 古蔺县大气环境弱扩散重点管控区	YS118H2 平台~YS118H3B 平台集输管线、YS118H3B 平台~YS118H4 平台集输管线、YS118H2 平台、YS118H3B 平台
	水环境一般管控 区	YS510525321000 大同河-古蔺县-两汇水-控制单元	YS118H2 平台~YS118H3B 平台集输管线、YS118H3B 平台~YS118H4 平台集输管线、YS118H2 平台、

环境 管控 单元	生态空间分区一 般生态空间	YS5105251130036 生态优先 保护区（一般生态空间）36	YS118H3B 平台 YS118H2 平台~YS118H3B 平台集输 管线、YS118H3B 平台~YS118H4 平 台集输管线
	环境综合管控单 元一般管控单元	ZH51052530001 古蔺县一般 管控单元	YS118H2 平台~YS118H3B 平台集输 管线、YS118H3B 平台~YS118H4 平 台集输管线、YS118H2 平台、 YS118H3B 平台
	环境综合管控单 元优先保护单元	ZH51052510003 生态公益 林、石漠化敏感区	YS118H2 平台~YS118H3B 平台集输 管线、YS118H3B 平台~YS118H4 平 台集输管线

（2）生态环境准入清单符合性分析

① 与《泸州市人民政府办公室关于发布泸州市 2023 年生态环境分区管控动态更新成果的通知》（泸市府办发〔2024〕25 号）的符合性分析

本项目与地方总体生态环境管控要求符合性分析详见表 1.7-12。

表 1.7-12 本项目与泸州市及古蔺县生态环境准入要求符合性分析表

区域	序号	生态环境管控要求	本项目情况	符合性
泸州市	1	长江干支流岸线一公里范围内不得新建、扩建化工园区和化工项目，现有化工园区和化工企业严格落实环境风险防控措施，环境风险较高企业按相关要求逐步搬迁退出；禁止在长江干流岸线三公里范围内和重要支流岸线一公里范围内新建、改建、扩建尾矿库，但是以提升安全、生态环境保护水平为目的的改建除外；禁止在赤水河干流岸线一公里范围内新建、扩建垃圾填埋场。	本项目不属于环境风险防控措施，环境风险较高企业，且不涉及尾矿库、垃圾填埋场。	符合
	2	坚持绿色发展，严控新建、扩建高耗能、高排放“两高”项目。加快钢铁、电力、建材、造纸等传统产业升级，新建、扩建能源化工、白酒等重点发展产业实施严格的资源环境绩效要求，清洁生产水平达到国内先进水平；积极引入高端装备、新材料、节能环保等产业。	本项目为页岩气开采项目，不属于高耗能、高排放“两高”项目。	符合
	3	加强水资源、水生态、水环境“三水统筹”，落实排污口和小流域整治要求，确保跨（共）界流域水质稳定达标。沱江流域执行《四川省岷江、沱江流域水污染物排放标准》要求。	本项目钻井作业废水回用于配制压裂液，运营期产生的采出水、检修废水收集后通过输水管线输至区块其他井场回用于配置压裂液，最终无法回用的输送至阳1井及阳102井回注处理。	符合
	4	泸州市三区及泸县执行《四川省生态环境厅	本项目位于泸州市古蔺县，不	符合

		关于执行大气污染物特别排放限值的公告》相关要求。新建涉及 VOCs 排放的工业企业入园，实行 VOCs 排放等量或倍量削减替代。	属于四川省大气污染防治重点区域，运营期间正常工况下无废气排放，仅站场有少量非甲烷总烃无组织逸散。	
	5	优化泸州港发展布局，提高港口岸线利用效率，落实煤炭、石油及化工品、LNG、危险化学品等航运环境风险管控措施。	本项目不涉及。	符合
	6	严格落实《长江流域重点水域禁捕和建立补偿制度实施方案》，重点流域实现常年禁捕；涉及“长江上游珍稀特有鱼类国家级自然保护区”的区域，严格落实自然保护区管理要求，严格管控排放持久性有机物、涉五类重金属废水企业。	本项目不涉及“长江上游珍稀特有鱼类国家级自然保护区”的区域，且不属于排放持久性有机物、涉五类重金属废水企业。	符合
	7	进一步提升赤水河流域森林覆盖率，积极开展小水电整治，严格禁渔措施，加大石漠化和水土流失综合整治力度，全面提升赤水河生态功能。加大赤水河流域的水污染防治力度，保障赤水河入长江口水质达到或优于地表水Ⅱ类标准。	本项目不涉及。	符合
	8	加强石漠化等生态脆弱区建设项目精准管控，提高古叙矿区矿井水综合利用率，减少废水排放对环境的影响。	本次评价提出了石漠化防治措施，钻井作业废水、运营期生产废水回用于配置压裂液，最终无法回用的部分输送至阳1井入阳102井回注处理。	符合
	9	深化川南地区大气污染联防联控工作机制，加强川渝地区联防联控，强化重污染天气区域应急联动和联合应对。	本项目符合要求。	符合
古蔺县	1	四川古蔺酱香酒谷产业园区严格实施环境监督管理，严控废水、废气、噪声、固废污染，杜绝生态破坏，确保生态环境安全。	本项目钻井废水、压裂返排液优先回用于配置压裂液，回用率可达到85%以上。水基泥浆、油基泥浆循环使用，水基固废外运综合利用，油基固废拉运至具有相应资质的危废单位处置。	符合
	2	黄荆省级自然保护区严格按照《中华人民共和国自然保护区条例》《四川省自然保护区管理条例》的要求进行保护、管理。	本项目工程占地范围不涉及黄荆省级自然保护区，工程内容与保护区边界距离在2km以上，且项目和保护区之间有大山阻挡，不会对保护区产生影响。	
	2	严格按照《赤水河流域（四川）小水电清理整改方案》落实小水电清理整顿工作，对保留类小水电加强生态流量监管，完善生态调度方案和生态补偿机制。对退出类小水电按时限要求加快退出，实施生态修复措施。	本项目不涉及。	符合
	3	石漠化区域严格按照《喀斯特地区植被恢复技术规程》相关要求保护、治理。	本次评价提出了石漠化防治措施。	符合

	4	页岩气开发实施废水重复利用，压裂返排液回用率达到85%以上，固体废弃物实现资源化利用和无害化处理处置；提高页岩气开采清洁生产水平，落实生态修复措施。	本项目属于页岩气开发项目，钻井废水、压裂返排液优先回用于配置压裂液，回用率不低于85%。废弃泥浆实现资源化利用和无害化处理处置。采用清洁生产技术，采取生态保护和恢复措施。	符合
	5	全面推进绿色矿山建设和矿山地质环境恢复治理，对赤水河流域废弃矿山开展生态修复治理。提高古叙矿区矿井水综合利用率，减少废水排放对环境的影响。切实推进土壤和地下水治理修复工作。	本项目不涉及。	符合

本项目为页岩气开采项目，在严格执行本环评提出的环境保护措施后，能达到《泸州市人民政府办公室关于发布泸州市 2023 年生态环境分区管控动态更新成果的通知》（泸市府办发〔2024〕25 号）生态环境准入要求。

② 生态环境准入清单符合性分析

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 1.7-13 本项目与泸州市生态环境准入清单及管控要求符合性分析表

（2）与环境质量底线的符合性分析

本项目属于生态类项目，本项目实施过程中废气主要为备用柴油机废气、油基泥浆钻井废气、事故放喷废气等，产生量均较少，项目的实施不违背项目所在区域大气环境质量底线目标；同时，项目产生的废水不外排，优先回用，不能回用的回注处理，项目不违背项目所在区域水环境质量底线目标；项目实施过程中采用了分区防渗措施，对土壤和地下水环境影响较小，项目仅井站永久占用少量的永久基本农田，会根据相关政策要求采取等量等质补偿措施，管线施工等临时占用的永久基本农田施工完成后会采用复垦等生态恢复措施，因此项目的实施符合区域土壤环境质量底线要求。本项目为清洁能源生产项目，项目的实施能够加快能源结构调整，对于改善区域环境质量具有积极意义，因此项目实施符合泸州市环境质量底线的要求。

（3）与自然资源利用上线的符合性分析

本项目施工期使用的原材料均采取外购形式，生产用水优先回用钻井用水和压裂返排液，生产用电优先依托当地网电，施工期较短、施工工艺高效、节能，没有突破资源利用的最高限值。同时营运期主要是页岩气采气过程，使用其他能源较少，项目的实施不会超出自然资源利用上限。

综合以上分析，本项目符合《泸州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》（泸市府发〔2021〕10 号）及《泸州市人民政府办公室关于发布〈泸州市 2023 年生态环境分区管控动态更新成果〉的通知》（泸市府办发〔2024〕25 号）相关要求。

1.7.4 选址选线环境合理性分析

（1）总体规划的相容性分析

区块所在区域不位于四川省泸州市古蔺县城市总体规划区域以及城镇总体规划范围内，不属于城镇用地，项目所在地主要发展农业、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不涉及饮用水源保护区，井场选址符合《四川省页岩气开采业污染防治技术政策》。具体分析见下表 1.7-13。

本区块内各井场井口 100m 范围内无居民分布，无地下矿产采掘坑道、矿井通道分布，井口 500m 范围内均无学校、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。本项目各站场不涉及工业集中区及高危性场所等，井场周边 75m 范围内不涉及高压线及其他永久性设施。放喷池 50m 范围内无住户。

本项目钻井平台、集输工程施工期间临时占用部分永久基本农田，站场运营期间永久占用基本农田。

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，站场选址还需要考虑周边居民点的位置关系，以及尽量不占用公益林地、永久基本农田。井场永久占地应依法办理用地审批手续，并按规定补划永久基本农田并完善用地许可手续后，根据相关政策要求采取等量等质补偿措施，平台井站占地较小，对区域永久基本农田总体影响可接受。

（3）选线合理性分析

根据《气田集输设计规范》（GB 50349-2015）、《页岩气气田集输工程设计规范》（NB/T 14006-2020）和《陆上石油天然气集输环境保护推荐作法》（SY/T 7294-2016），并结合本工程管道所经地区的地形、地貌、工程地质条件、城市（镇）总体规划、交通、经济的发展状况等具体情况，本项目管线有以下特点：

① 针对石油天然气集输可能造成生态影响，按照避免、减少、恢复、补偿，以至于改善的优先顺序进行生态保护；

② 识别了环境敏感区，本项目站场及管道途经区域涉及永久基本农田，不涉及饮用水源保护区、自然保护区等环境敏感区，项目建设区域内不存在重点保护野生动物，管道不经过重要湖泊、河流等；

③ 针对环境敏感区及其他环境保护目标，本次评价分析了施工作业、运

行与维护活动对当地环境的影响，详见第四章环境影响评价与预测章节；

④ 管道路由无法避让的永久基本农田，本次评价提出了管段保护性施工方案及其他环境保护措施，详见永久基本农田保护措施章节；

⑤ 穿跨越点位置的选择服从了当地规划和线路沿线环境现状，避开了环境敏感区，在符合线路总走向的前提下，局部走向服从了穿跨越点的需要；

⑥ 线路走向尽量避开了城镇核心区、各乡镇规划区和新农村聚居点；

⑦ 线路走向尽量少占经济作物，少占良田好地，减少赔偿。线路走向避免了通过人口稠密区、人类活动频繁地区、饮用水源、水库等，确保了管道运行的安全；

⑧ 项目位于岩溶区，建设单位前期委托开展了岩溶勘察，并对管线路由进行了优化调整，调整后管线路由均不在泉域保护范围以及岩溶强发育区、存在较多落水洞和岩溶漏斗的区域内，符合《地下水管理条例》要求。

⑨ 严格按照工程设计和批准的占地范围开挖地面，减少工程开挖面，由此可以减少对植被区域的伤害。根据地质、地形及现有工程建设情况，合理设置施工场地、堆料场等占地位置，尽量避开大挖大填地段，路线有利于实施绿化工程，减少水土流失，而且避开了居民聚集地，从路线和能耗方面来看这也是最优的方案。在工程完成后对回填区域及四周进行绿化和修补，在周边栽培植浅根绿篱和植被的保护措施。绿化应遵循自然协调的原则，自然散植灌木，混播花种，减少人工栽植痕迹；根据生态学原理，可以适当地从相同地区移植灌木，既保证成活率，与自然融为一体，又避免植物入侵，再现自然本色。植被绿化要禁止引入入侵植物。线路路由相对较短，对植物的伤害和生境占用较少，施工影响下受到破坏的植被较少，且线路穿越环境多为人工生态系统，其植物均为农田植被和分布较广的乡土物种，工程结束后清理施工现场，地表土的恢复更加稳定，造成的各类环境影响和生态影响较少，管道两侧保护目标较少，环境风险较小，管线临时占用永久基本农田量较少。

本项目管道经过地属于二级地区和三级地区，经现场勘察，本项目管道所经地区不涉及国家及地方保护的保护林带、不涉及自然保护区等敏感区域；线路走向选择避开了从建筑物和大型构筑物的下面穿越，埋地敷设的管道与建筑

物、构筑物或相邻管道之间的水平和垂直净距等都符合了相关要求；管道与农户最近的距离不低于 5m，满足《中华人民共和国石油天然气管道保护法》中 5m 范围内无构筑物的要求；管道穿越的河流和季节性沟渠不涉及饮用水源保护区，由于水体穿越施工期短，施工期间通过加强环境管理，因此不会对穿越段及下游水质造成较大影响；管道穿越公路采取开挖加套管保护的方式穿越，施工时间短，施工期间应加强对当地交通的疏导，不会对当地交通造成严重影响。

本项目管线在线路的走向上已在最大程度上避开了人口密集敏感点，故本项目与当地规划相容，因此，线路走向合理。

（4）产业布局的合理性

本项目部署的 2 个平台所产页岩气通过新建及依托现有集输管线（YS118H4~大寨集气站集气管线）输送至大寨集气站，该集气站汇集大寨区块周围平台来气分离计量后输送至太阳集气增压站，随后通过集气干线输往云山坝区脱水站处理后再通过外输干线输送至新坝阀室进入长宁页岩气外输干线，供下游用户使用。项目依托工程处理规模、工艺均满足本区块的进一步开发，区块产业布局具有合理性。

（5）环境影响的可接受分析

根据本项目监测及引用监测数据，区域环境质量较好，有一定的容量。区域环境空气属于达标区。根据环境影响预测评价与分析以及区块内已实施井环境影响程度，通过采取评价提出的技术经济可行的环保措施，YS118 井区五峰组-龙马溪组页岩气开发先导试验区块产能建设项目（2025 年度）按照既定开发时序和开发强度建设，不改变区域环境功能，项目建设产排污以及资源依托均在当地区域资源、环境质量（声环境、地表水、地下水、土壤、环境空气）、社会环保基础设施资源可承载范围内，环境影响在当地环境可接受范围内。

（6）环境风险的防范和应急措施有效性分析

环境风险的防范和应急措施主要根据相关行业规范、环评导则要求，结合项目区内环境敏感区分布情况提出，并充分借鉴区块内已投产的工程采取的环境风险防范及应急措施实际操作经验，环境风险的防范和应急措施能够满足环

境风险防范要求，应急措施能够最大程度将风险事故的环境影响降低到可接受程度，总体有效，本次产能建设项目环境风险可防可控。综上，YS118 井区五峰组-龙马溪组页岩气开发先导试验区区块产能建设项目（2025 年度）无环境限制因素，项目选址合理、可行。

1.8 环境保护目标

1.8.1 环境敏感区分布情况

（1）区块范围内的环境敏感区

根据现场调查及与古蔺县相关部门对接情况，本项目区块范围内无自然保护区、自然公园、饮用水源保护区、公益林、生态保护红线等分布。区块距离最近的自然保护区（黄荆省级自然保护区）约 1.55km，距离最近的自然公园（黄荆十节瀑布风景名胜区）约 0.66km，距离最近的饮用水源保护区（大寨乡凉水井集中式饮用水水源地）约 0.8km。经叠图分析，区块范围内主要敏感区为永久基本农田、天然林、石漠化区、水土流失重点治理区以及文物保护单位。各生态敏感区具体情况详见表 1.8-1 及附图 1.8-1 及附图 1.8-9。

（2）评价范围内的环境敏感区

根据现场调查及资料收集，本项目周边分布（井场周边 5km，管线沿线 200m 内）的敏感区主要有大寨乡凉水井集中式饮用水水源地、四川古蔺黄荆省级自然保护区和黄荆十节瀑布风景名胜区。本项目均未在上述集中式饮用水源保护区、自然保护区和风景名胜区范围内。

1.8.2 项目主要环境保护目标

（1）生态保护目标

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，评价范围内无重点保护野生动植物、古树名木分布。本次调查未发现《中国脊椎动物红色名录》中的极危、濒危、易危物种。本项目生态影响主要是占地影响，因此将基本农田纳入生态保护目标。

（2）环境空气保护目标

各井场井口周围 100m 范围内有无居民分布，100m~300m 范围内共分布有散居居民 22 户，300m~500m 范围内共分布有散居居民 29 户。放喷坑周边 50m 范围内无居民分布，放喷坑周边最近的散居居民距离为 115m。集输管线沿线两侧 5m 范围内无居民分布，5m~200m 范围内共分布有分散居民 161 户。

本项目环境空气保护目标主要为各平台井站周围 500m 和管线沿线 200m 范围内的分散式居民，各井场井站环境空气保护目标统计表见表 1.8-4 及附图 1.8-1~2，管线环境空气保护目标统计表见表 1.8-5 及附图 1.8-5。

（3）声环境保护目标

声环境保护目标为钻井井场井口周围 300m、井站周围 200m、管线沿线 200m 范围内的居民，各井场井站声环境保护目标统计见表 1.8-3 及附图 1.8-1~4，管线声环境保护目标统计见表 1.8-5 及附图 1.8-5~6。

（4）地表水保护目标

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。本项目所在区域主要地表水体为大寨河，属长江一级支流赤水河水系。项目内部集输管线工程不涉及河流穿越，仅穿越两处池塘。

区块内各钻井平台及集输管道均不涉及集中式饮用水源保护区，地表水环境保护目标主要为项目周围分布的地表水体、项目运输路线所经过的地表水体。

（5）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区内生态系统的基本组成部分，维持着自然生态系统水资源平衡、地表植被、动物等生存；②区内居民的生活供水水源，主要以开采分散泉点为主。同时，本次对项目所在的调查评价范围调查发现，本项目不涉及地下水集中式饮用水源，区内地下水揭露类型主要为泉点。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泉点；另外一种为潜水含水层和具有供水价值的雷口坡组、嘉陵江组碳酸盐岩类岩溶含水层和须家河组、自流井组、沙溪庙组碎屑岩类裂隙含水层和大寨平坝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 13 处，分散保护目标类型均为泉点，数量共 13 个，总共供水人口约 46 户（约 150 人）；井口下游和管线与最近分散式保护目标泉点距离分别约 817m、100m。各保护目标基本情况及与项目场地的位置关系见表 1.8-8 及附图 1.8-7，评价范围内地下水环境保护目标空间分布情况见附图水文地质图。

（6）土壤保护目标

以井场井站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。

（7）环境风险保护目标

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。

2 区域开发现状及回顾性评价

YS118 井区五峰组-龙马溪组页岩气开发先导试验区位于四川叙永-古蔺地区太阳-大寨采矿权东北部，区块面积约 8.26km^2 ，建设单位为浙江油田（泸州）油气开发有限公司。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）关于区块回顾性评价相关要求，重点回顾 YS118 井区五峰组-龙马溪组页岩气开发先导试验区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 太阳-大寨矿权开发现状

四川叙永-古蔺地区太阳-大寨矿权范围地理位置属四川省泸州市叙永县、古蔺县境内，工区面积约 547.1261km^2 ，目的层为五峰组-龙马溪组，为不含硫化氢的页岩气。

太阳-大寨矿权范围于 2017 年开始进行勘探评价，2018 年进入集中评价与产能建设并行阶段，截至 2025 年 11 月底，累计开钻井 202 口、完钻井 202 口、完成压裂井 200 口、投产井 200 口，完成回注井 2 口，地面工程完成 42 个平台，投产各类场站 4 个，集输管线 154km 。工区共动用面积 163km^2 ，动用地质储量 $290.91\times 10^8\text{m}^3$ 。投产 200 口水平井，累产气量 $24.7\times 10^8\text{m}^3$ ，预测技术可采储量 $50.71\times 10^8\text{m}^3$ ，采出程度 17.43%。其中，2021 年在矿权范围内划分了太阳 102 井区及海坝 YS137 井区。

2021 年，建设单位在太阳-大寨矿权范围内部署了太阳 102 井区，该井区面积 49.79km^2 ，井区内拟计划署 5 个平台，38 口页岩气井，配套建设 4 条集气管线，长度共计约 15km ，并同沟敷设输水管道，建产规模 $2.5\times 10^8\text{m}^3/\text{a}$ 。该井于 2021 年 12 月，四川省生态环境厅以川环审批〔2021〕125 号文对太阳 102 井区页岩气产能建设项目环境影响报告书进行了批复。截至目前，太阳 102 井区内已建 2 座平台，投产 6 口井，在建 2 座平台，在钻井 2 口。

同年，建设单位在太阳-大寨矿权范围内部署了海坝 YS137 井区，该井区面积 141.38km^2 ，井区内部署 14 个页岩气开发平台，1 座集气站和 5 条集输管

线，长度共计 18.63km，并同沟敷设污水管线，建产规模 $6 \times 10^8 \text{m}^3/\text{a}$ 。2021 年 12 月，四川省生态环境厅以川环审批〔2021〕124 号文对海坝 YS137 井区页岩气产能建设项目环境影响报告书进行了批复。截至目前，海坝 YS137 井区内已建平台 14 座，完钻井 84 口井，投产 84 口井，在建平台 2 座，在钻井 2 口。

建设单位根据 2024-2030 年云山坝区域开发计划及生产需求划定云山坝区块范围。云山坝区块范围由 16 个拐点坐标圈定，区块面积 22.99km^2 ，位于太阳-大寨采矿权中部，地理位置属四川省泸州市叙永县境内。区块内部署了页岩气开发平台 3 座，共计实施 14 口页岩气井采气；配套建设地面集输管线 2 条，集气管道全长 6.07km，并同沟敷设输水管道，预计新建 $2 \times 10^8 \text{m}^3/\text{a}$ 产能。2025 年 3 月，四川省生态环境厅以川环审批〔2025〕26 号文对云山坝区块产能建设项目（2024 年度）环境影响报告书进行了批复。截至目前，在建钻井平台 3 座，管线尚未建设。

大寨集气站周边平台页岩气通过集气支线汇集至大寨集气站后通过集气干线 1 输往太阳集气增压站，太阳集气增压站汇合周边平台页岩气和大寨区块来气后，通过集气干线 2 输往云山坝集气增压脱水站处理后再通过外输干线输送至新坝阀室接入宁纳线，与川渝主干管网连通，最后通过长宁页岩气外输干线输送至纳溪西站。整个区块集气干、支线全线同沟敷设采出水管线。

2.2 YS118 井区先导试验区块

根据浙江油田公司页岩气开发部署工作安排，2018-2023 年，浙江油田公司先后在太阳页岩气田北部太阳背斜区域、大寨向斜区域，南部海坝背斜区域实施完成开发钻井工作量 200 口，累计提交探明地质储量千亿方。为进一步加大太阳页岩气田建产规模，推动太阳气田埋深大于 2000m 的广大探明未开发储量区经济有效动用，实现 C 型井效益开发，充分发掘该区域页岩气开发潜力，结合气藏地质特征及周边区域开发现状，建设单位划定 YS118 井区先导试验区块范围。YS118 井区先导试验区块面积 845.27hm^2 ，位于太阳-大寨采矿权东北部，地理位置属四川省泸州市古蔺县境内。

2.3 本项目区块范围内开发现状

（1）区块内已有井站工程概况

截至 2026 年 1 月 14 日，本项目区块内现有井站工程包括：3 个页岩气平台 9 口井，均已投产。先期实施平台最终建成 $1.5 \times 10^8 \text{m}^3/\text{a}$ 产能。

（2）地面集输工程建设情况

区块内已建成地面集输工程有：YS118H3~大寨集气站集输管线 1 条，YS118H4~大寨集气站集输管线 1 条，YS117H1~大寨集气站集输管线 1 条。

2.4 已勘探开发工程环境影响回顾性分析

通过区块内现有工程竣工环保验收的监测数据，结合本次监测数据，对施工期和试运营期已勘探开发工程对环境空气、地表水环境、地下水环境、土壤环境、声环境和生态环境的影响进行回顾。结果表明：在严格落实各项污染防治措施的前提下，正常工况下，已实施项目暂未对环境空气、地表水环境、地下水环境、土壤环境造成较大污染影响；施工期部分井场边声环境敏感目标不能满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）2 类限值要求，采气平台周边声环境敏感目标能满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）2 类限值要求。

综上所述，YS118 井区五峰组-龙马溪组页岩气开发先导试验区已实施项目各项生态保护和污染防治措施落实有效，暂未对大气环境、地表水环境、地下水环境、土壤环境、声环境、生态环境造成较大的污染影响。

3 建设项目基本情况

3.1 项目概况

3.1.1 项目名称及建设性质

项目名称：YS118 井区五峰组-龙马溪组页岩气开发先导试验区产能建设项目（2025 年度）

建设单位：浙江油田（泸州）油气开发有限公司

建设性质：新建

建设地点：四川省泸州市古蔺县大寨乡大寨村

占地面积：总占地面积 10.2525hm²，其中永久占地 0.8683hm²，临时占地 9.3842hm²。

建设规模：建设页岩气钻井平台 2 座，新增 9 口页岩气井，建设采气平台 2 座，共计实施 9 口页岩气井采气；配套建设地面集输管线 2 条，集气管道全长 6.07km，预计新建 $1.3 \times 10^8 \text{m}^3/\text{a}$ 产能。

开采气种：页岩气

井 别：开发井

井 型：水平井

建设周期：2026-2027 年

总 投 资：***万元

3.1.2 区块范围

YS118 井区五峰组-龙马溪组页岩气开发先导试验区位于四川叙永-古蔺地区太阳-大寨采矿权东北部，地理位置属四川省泸州市古蔺县境内，区块面积 8.26km²。行政区划隶属于四川省泸州市古蔺县境内。

3.1.3 建设地点

本项目主要建设地点位于四川省泸州市古蔺县大寨村，建设地点周边均有乡村公路通达，交通便利。

3.1.4 建设规模及开采时序

根据备案文件及设计资料，本次产能建设项目主要建设内容为新建

YS118H2 平台、YS118H3B 平台等 2 个平台钻前、钻井、储层改造及地面集输工程，包括采气站场 2 座、新建集气管线约 6.07km。

本次产能建设分 2 年实施，计划从 2026 年开始实施，2027 年全部建成投产，预计新建平台稳产期页岩气产能为 $1.3 \times 10^8 \text{m}^3/\text{a}$ ，集输管线建设时序随井站投产时间而定。

3.1.5 建设内容

本项目新建建设内容包括钻井工程、采气工程及集输工程三部分，详见表 3.1-2。

表 3.1-2 本项目新建建设内容

序号	工程名称		建设内容
1	钻井工程		钻井：拟部署页岩气钻井平台 2 座，YS118H2 平台部分依托 YS135H1 平台用地，新建页岩气井 5 口，YS118H3 平台新建页岩气井 4 口。
2	地面集输工程	采气工程	采气：拟部署采气平台 2 座，实施采气井 9 口。
		集输工程	2 座钻采平台配套建设地面集输工程，其中集气管线 2 条，长度共计 6.07km；并同沟敷设输水管线。

（1）钻井工程

根据本项目总体部署安排，共涉及 2 个钻井井场，均为新建井场，新建钻井共计 9 口井，井型均为水平井，目的层均为龙马溪组。本项目部署井场情况详见 3.1-3。

表 3.1-3 本项目新建工程内容

序号	井场名称	井号	井数（口）	目的层	井型	备注
1	YS118H2	YS118H2-1	5	龙马溪组	水平井	新建
		YS118H2-S2				
		YS118H2-3				
		YS118H2-S4				
		YS118H2-5				
2	YS118H3B	YS118H3-1	4			
		YS118H3-3				
		YS118H3-5				
		YS118H3-7				
合计		/	9	/	/	/

（2）采气工程

钻井完毕后，通过测试并获得页岩气产量后，进行采气井站工程建设，本项目拟新建页岩气采气平台 2 座，实施采气井 9 口，预计达到 $1.3 \times 10^8 \text{m}^3/\text{a}$ 页岩气产能。

（3）集输工程

本项目新建集气管道 2 条，集气管道全长 6.07km，设计采用管径为 DN150，材质为 L245N 无缝钢管，设计压力为 4.0MPa。集气管道地埋式敷设。本项目拟建管线工程量详见表 3.1-5。

表 3.1-5 本项目集输管线及输水管线工程统计表

序号	管线名称	管线长度（km）	集气管道规格	集气管线设计压力（Mpa）	备注
1	YS118H2 平台~YS118H3B 平台集气管线	4.57	DN150	4.0	新建
3	YS118H3B 平台~YS118H4 平台集气管线	1.50	DN150	4.0	新建
合计		6.07	/	/	/

3.1.6 气质成分

太阳-大寨区域内相同地层的阳 102H36 平台已进行了气质检测，本次评价引用阳 102H36 平台气质检测结果，具体见表 3.1-6。根据类比的页岩气井天然气成分分析报告，预计本项目开采及输送的页岩气主要成分为甲烷，其占比高达 98%以上，为不含硫化氢的页岩气井。

3.2 气藏开发方案

3.2.1 开发参数

为充分发挥页岩气低成本效益开发的优势，考虑埋深、地质指标和试采情况差异，优化井身结构设计，本次项目页岩气开发井埋深具体见表 3.2-1。

表 3.2-1 井身结构设计说明

开钻次序	钻头尺寸 mm	套管尺寸 mm	设计说明
------	------------	------------	------

导眼	660.4	508	下深 20-50m，至基岩以下 3-5m，水泥砂浆填埋，可根据实钻情况调整深度，钻遇溶洞或暗河可酌情加深，封隔第四系疏松土层、漏层及水层
一开	420	339.7	下至飞仙关组顶部稳定地层，水泥返至地面，封隔雷口坡组、嘉陵江组等破碎地层
二开	311.2	244.5	下至韩家店组顶部，水泥返至地面，封隔乐平组煤层，茅口组、栖霞组可能存在的裂缝溶洞型漏失层
三开	215.9	139.7	在储层内建立完整井筒，满足改造、测试及开采的要求

（1）水平井方位

水平井方位设计中兼顾压裂效果和安全钻井，水平井方位与最小主应力和天然裂缝方向成一定夹角。结合地应力分布特征、最大水平主应力方向等因素，最终确定本项目水平井方位角为 135°~175°、350°~335°，具体方位以实际地应力方向确定。

（2）水平井长度

本项目区块内各井水平段为 1500~2000m，本次按照水平段 2000m 进行评价。

（3）水平井压裂参数

本项目采用约 80~85m/段（单井约 24 段）的压裂方案，同时采取避让原则，避免段内出现断层、工程风险点、尽量避免跨层。

（4）钻井泥浆体系

根据本项目开发方案，结合区域已实施项目实际情况，本项目拟建页岩气井均采用三开结构，导管及一开段采用空气钻或清水钻井，二开、三开直井段采用水基泥浆钻井，三开采水平段用油基泥浆钻井。

3.2.2 单井开发指标

（1）单井可采储量

依据区块及周边已开采井生产动态特征，预估本项目单井可采储量约为 4.5 万 m³/d，本项目区块内总产量稳产期约为 40.5 万 m³/d。

（2）递减率

借鉴区块及周边已投产井开发实践，气井首年递减率为 30%、第二年产量递减率 27%、后续年份递减率分别为 25%、23%、21%、20%.....。

3.3 项目组成

本项目建设主体工程由钻井工程、采气工程和集输管线工程组成，另涉及部分依托工程，具体情况详见表 3.3-1。

表 3.3-1 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
钻井工程	井组数	新建钻井井场 2 座，其中 YS118H2 平台部分依托 YS135H1 平台用地	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、水基泥浆、油基泥浆、生活垃圾等	/
	钻井井数	新建开发井 9 口钻井工程		
采气工程	井站数	新建采气平台 2 座	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；环境风险
	采气井数	开发井 9 口井采气工程		
集输工程	井站之间内部集气管线	本项目新建 2 条集气管线。集气管线长度共计 6.07km，设计压力为 4.0MPa	临时占地，破坏农林植被，造成水土流失；管道施工机械及车辆噪声、废气；管道试压废水；河流穿越施工对河流的影响	管道腐蚀气体泄漏导致的爆炸冲击波环境影响
依托工程	集气站	依托大寨集气站进行集气（已完成环评及验收），并在平台内设置清管收球装置。依托云山坝增压脱水站（已完成环评及验收）进行脱水	施工噪声、废水及固废	清管废水、废渣；设备噪声；检修废气
	集输管线	依托并依托 YS118H4~大寨集气站集气管线将区块内产气输送至大寨集气站，依托管线已另行开展环评并取得批复	/	
环保工程	回注站	太阳集气站气田水预处理设施，阳 102 井、阳 1 井两口回注井	/	废水、地下水污染
	当地砖厂	项目产生的水基泥浆钻井固废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），就近外委处理	/	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，项目产生的废矿物油及含油废物等危废，交	/	固废

		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		
--	--	----------------------------------	--	--

由于依托工程已建成运行，依托能力可行，本次不涉及改造及扩建，因此本评价仅分析 YS118 井区五峰组-龙马溪组页岩气开发先导试验区块范围内钻井工程、采气工程和集输管线工程项目组成情况。同时本项目采取分步实施，同一时期内，区块内各类井场、井站施工期和运营期交叉，为便于工程分析和现场环境管理，本评价按照各单项工程项目给出项目组成。

3.3.1 平台钻井工程（含钻前工程）

各平台作为页岩气钻井平台，采用丛式井组方式布置，减少占地，并按照独立项目根据产能建设整体计划逐步实施。项目共布置 2 个钻井井场，新部署的井场钻前工程将严格按照《钻前工程及井场布置技术要求》（SY/T5466-2013）实现标准化建设。

本项目各井场新增布置井口 4、5 口，均采用单排排列，采用单机钻井，钻机均采用 ZJ50 型。钻前工程为钻井前准备工作，包括井场道路建设、平整井场、不落地工艺区（含岩屑贮存区）、泥浆循环及储备罐区、油水罐区、应急池等，同时修建办公和生活区活动板房、钻前道路、给排水、供配电等辅助工程。钻井工程主要包括利用钻前工程构筑的井场以及设备基础对井场内布置的天然气开发井实施钻井、套管固井作业；完井作业主要指钻井至目的层后，对该井油气产能情况进行测试，工程内容包括洗井、射孔、压裂、测试放喷等过程。本项目各井场钻井工程（含钻前工程）主要工程内容和工程量见下表。主要工程内容、工程量及可能产生的环境影响，见表 3.3-2。

表 3.3-2 本项目钻井工程组成一览表

类别	名 称		单位	参数		主要工程量	可能产生的 环境影响
主体工程	钻前工程	场地平整	m²	120×53m	YS118H3B	平台场地平整，井场地面结构层为 20cm 厚片石+3cm 碎石+20cm 的 C25 混凝土硬化。	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
				115×55m	YS118H3B		
		井口方井	个	9	按 4×4×4.5m/井，共新增 9 口井。井口		

辅助工程					均采用单排布置。	尘、噪声、废水、生活污水、生活垃圾等
		应急池	m ³	600×2	位于新建井场外边界处，半地埋式钢筋混凝土结构，30cm 厚 C30 混凝土构筑池底及池壁，水池内表面涂刷 1mm 厚水泥基渗透结晶型防水涂料。每个新建平台建 1 个应急池，容积为 600m ³ ，本项目共新建 2 个。应急池兼具应急存放污废水功能。	
		放喷坑	个	2	每个新建平台外距离井口 100m 以上或满足安全评估距离设置 1 个放喷坑，A 类 13m(长)×7m(宽)×3.5m(高)，并配套 20m ³ 集酸坑 1 个，放喷坑采用耐火砂浆并做重点防渗处理。	
	钻井工程	钻井设备安装	套	井场各 1 套	ZJ50 钻机设备，设备基础结构层为 20cm 厚片石+3cm 碎石+C25 钢筋混凝土硬化，重点防渗处理。单排布置平台采用单机钻井作业，包括搬运、安装、调试。	钻井废水、水基钻井固废、油基钻井固废、钻井作业废气、噪声、施工人员生活污水、生活垃圾、环境风险
		钻井作业	口	9	导管及一开采用空气钻或清水钻，二开、三开直井段采用水基泥浆钻井，三开水平段采用油基泥浆钻井，共涉及 9 口井钻井作业。	
		固井作业	口	9	全井段实施套管保护+水泥固井	
		井控作业	套	9	井控装置：液压泵站、阻流管汇、放喷器和井口防喷设备	
		钻井泥浆配置系统	套	按钻机配置	每套钻机配 1 套，按需调配钻井泥浆，配备有搅拌机的泥浆储备罐储存，重点防渗处理	
		钻井泥浆循环利用系统	套	按钻机配置	由泥浆循环罐、振动筛、离心机、除砂除泥器等设备设施组成；每套系统中含泥浆循环罐 5 个，每个罐的容积为 40m ³ ，重点防渗处理	
	压裂工程	压裂作业系统	套	2	每个平台 1 套，由压裂车、混砂车、仪表车、管汇车等组成，重点防渗处理	压裂返排液、压裂噪声、测试废气、生活污水、生活垃圾、环境风险
		压裂液混配系统	套	2	每个平台 1 套，由高、低压供液系统、砂罐等组成，重点防渗处理	
		重叠液罐	具	50×2	单个平台重叠液罐总容积 2500m ³ （50 具，50m ³ /具），用于存储压裂用水，重点防渗处理并设置围堰	
		测试放喷管	套	2	每个平台 1 套，开井返排压裂液及测试放喷，放喷管高度为 1.5m	
		井口井控系统	套	9	每口井 1 套，建防护墙保护井口	
	辅助工程	发电机房	m ²	100/平台	井场内设置发电机房，放置柴油发电机作为备用电源，单个平台发电机房面积为 100m ² ，重点防渗处理并设置围堰	废气、噪声
		钻井参数测定	套	2	对钻压、扭矩、转速、泵压、泵冲、悬	/

	系统				重、泥浆体积等参数测定	
	井控系统		套	2	自动化控制系统	/
	钻井监控系统		套	2	节流阀组独立控制井控装置	/
	放喷点火控制系统		套	2	单个平台设置自动、手动和电子点火装置各 1 套	废气
储运工程	井场公路		m	300	新建平台根据当地路网情况，新建井场进场道路约 300m，路面宽 3.5m。	占地、水土流失
	柴油罐		m ³	20×1×2	各平台均设 1 个柴油罐，单个有效容积 20m ³ ，单个井场最大储存量 16t，储罐区重点防渗处理，设置 0.2m 高围堰，各设一个集污池，容积 1m ³ 。	环境风险
	表土堆场		m ²	2000×2	2 个新建井场钻前工程各设置 1 个临时表土堆场，单个面积约 2000m ² ，表土场设置挡土墙和排水沟。	废气、固废
	稀盐酸罐		个	4×2	井场内各设 4 个 20m ³ 的玻璃钢罐存放压裂前置酸（浓度 15%的稀盐酸），最大储存量按容积 80%考虑，重点防渗处理并设置围堰。	环境风险
	压裂液罐		个	50×2	每个平台 50 个，50m ³ /个，压裂作业时存放压裂液，开井返排时暂存返排液。压裂返排液罐布置在原井场设备区，利用原有挡污墙和防渗系统，按照重点防渗区控制并设置围堰。	压裂废水、固废、环境风险
	灰罐		个	4×2	钻井期间井场内各设 4 个 40m ³ 的灰罐存放钻井液调配所需的白土、膨润土重晶石等，按照重点防渗区控制。	环境风险
	钻井岩屑贮存场地		m ²	150×2	各新建平台均设置 1 处岩屑贮存场地，单个面积为 150m ² 。堆场采用彩钢板顶棚防雨防风，地面水泥重点防渗并设置围堰，场地内设置岩屑贮存罐用于暂存钻井岩屑。	跑冒滴漏泄漏污染
公用工程	生活区活动板房		幢	30×2	板房采用现场吊装，每个新建平台设置活动板房 30 幢，每个生活区均配备食堂。	生活垃圾、生活污水
	供电	当地电网	/	/	各平台就近接入当地电网，另配备柴油发电机作为备用电源。	/
	供水	生活用水	/	按需	使用桶装水，车辆运至场内	/
		生产用水	m ³		优先使用大阳大寨现有生产井产生的气田水，或者在就近地表水体（大寨河或河沟）取水，用潜水泵取水后通过管道输送至泵站，再通过泵站与平台之间的水管线输送至各平台，压裂用水时采用重叠液罐存放。	取水影响
	排水	内环沟	m	632	在各井场四周均设置 40cm×40cm 明沟排水，水泥砂浆抹面防渗处理，转角处各设 1 座隔油池；用于收集井场内的雨水和可能产生的污水，汇入隔油池，重	/

					点防渗处理。	
		外环沟	m	658	40cm×40cm 明沟排水，水泥砂浆抹面防渗处理；与自然沟渠连接，便于排出场地内雨水等。	
环保工程	钻井污染物“不落地”随钻处理系统	套	按钻机配置		每套钻机配一套污染物“不落地”随钻处理系统，由输送系统（螺旋输送机）、泥水分离器、板框压滤机、贮存单元（废水收集罐、岩屑贮存罐）四部分组成，实现水基泥浆钻井废水、泥浆、岩屑及油基钻井固废、岩屑等不落地，废水回用于本平台及平台间钻井液、压裂液配置，无法回用的回注处理。“不落地”随钻处理系统区设置围堰。	跑冒滴漏、板框压滤后的泥浆和岩屑现场贮存泄漏污染土壤、地下水
	钻井泥浆循环系统	套	2×2		系统由除砂器、除泥器、振动筛、离心机等装置组成，水基泥浆转油基泥浆循环前，设备做清掏处理。	
	跑、冒、滴、漏油集污池及围堰	/	/		各平台备用柴油机房、发电机房和油罐区设 1 个集污池尺寸 1×1×0.2m，池体防渗，并在周边设置 20cm 高的围堰。	渗漏污染土壤、地下水环境
	放喷系统	套	2		平台各设置 1 套系统，稳压后实施开井返排和测试放喷。放喷时气液分离器分离的可燃气体引至放喷坑点火燃烧处置，分离的返排液进应急池暂存。	放喷废气
	隔油池	个	10×2		各新建平台在井场边沟转角处各设置 1 个 1m³ 隔油池，共 5 个；油罐基础设 1 个 4m³ 隔油池；井队食堂共设 2 个 20m³ 隔油池；井队洗澡堂共设 2 个 10m³ 隔油池。	/
	油基岩屑暂存	/	/		油基岩屑采用贮存罐或吨袋整体转运方式外运交由有相应危废处置资质单位妥善处置。	渗漏污染土壤、地下水环境
	生活垃圾收集池	个	2×2		各新建平台生活区和井场旁各设 1 个	生活垃圾
	环保厕所	座	3×2		各个平台在井场设置 1 座，生活区设置 2 座	生活污水
	危废暂存间	个	2		每个新建平台设 1 个，占地约 30m²，按照危废管理要求进行“六防”处置，危险废物分类存储、分类标识	危险废物

3.3.2 采气工程

钻井完毕后，通过测试并获得页岩气产量后，进行平台采气工程建设，本项目建设 2 座采气平台井站，各采气平台井站按标准化、模块化建设，主要设井口模块、高压除砂橇、分离计量橇、清管出站阀组橇、放空模块，新建采气

均为无人值守，站场采用远程监控、定期巡检生产管理方式。采气工程项目组成情况一览表见表 3.3-3。

表 3.3-3 采气工程项目组成及主要环境影响一览表

工程类别	建设规模及主要内容		主要环境问题
主体工程	采气平台面积3000~4000m ² 不等		废气、废水、噪声、环境风险
	工艺装置区	每个井口设置采气树1套，井站内根据井口数量设置撬装除砂器、流量计、分离计量器、放空立管，及设置节流阀、安全阀、站内阀门、管件等装置，井口区域作重点防渗处理，工艺区做一般防渗处理。	
辅助公用工程	放空系统	每个井站设置1套（DN150，H=15m）放空立管	废气、噪声
	信息化系统	各站场采用上级控制中心远程监控、RTU站内监控及就地手动控制的控制方式	
	供配电	接入当地电网	/
	消防	手提式磷酸铵盐干粉灭火器10具、推车式磷酸铵盐干粉灭火器3具、灭火器箱2个、成品消防柜3个	/
	通信系统	平台工艺数据、视频数据等通过与输气管道同沟敷设光缆通过其拟建通信电路逐级上传至采气厂RCC进行远程监控	/
	气举系统	当地层能量不能将液体举升到地面或满足不了产量要求时，人为地把高压气体（N ₂ ）注入井内，依靠气体降低举升管中的流压梯度（气液混合物密度），并利用其能量举升液体。主要设备有增压机2台（1用1备），制氮机1台。	噪声、废水
	泡排系统	当地层能量不能将液体举升到地面或满足不了产量要求时，采用向井下注入起泡剂，井底积水与起泡剂接触以后，借助天然气流的搅动，生成大量低密度的含水泡沫，随气流从井底携带到地面，达到清除井底积液提高产气量的目的。主要设备有注液撬1台。	噪声、废水
环保工程	气田水收集系统	每个井站采用储液罐暂存（单罐容积为50m ³ ，每个站10个），后采用管道输送至周边平台回用或回注处理。罐区重点防渗处理	气田水储存、转运过程 泄漏风险

3.3.3 地面集输工程

本项目地面集输工程包括新建集气管线2条，以及2个井站地面工程，其主要工程内容及工程量及可能产生的环境影响见下表3.3-4。

表 3.3-4 地面集输工程组成一览表

项目分类		主要内容及设备		可能的环境影响	
				施工期	运营期
主体工程	集输管线	新建 2 条集气管线。集气管线长度共计 6.07km，设计压力为 4.0MPa，集气管道管径为 DN150，材质为 L245N 无缝钢管		临时改变土地利用性质，造成农业损失、生态破坏产生水土流失，产生施工噪声、扬尘、渣土等	植被将得到一定的恢复，农田的生产力将得到恢复，水土流失将逐步减少
	穿越工程	池塘	穿越池塘 2 次/5m，采用开挖穿越	施工废水、扬尘、噪声、生活污水、生活垃圾等	正常状态下无污染问题
		公路	穿越县道 2 次/20m，穿越乡村道路共 4 次/20m，采用大开挖穿越		
辅助及公用工程	放空系统	各集输管线工程的放空系统依托两端井站放空系统放空		/	放空废气、放空噪声
	管道防腐	新建集气管道普通地段采用普通级三层 PE 的外防腐层防腐，特殊地段采用加强级三层 PE 的外防腐层；新建管道补口推荐采用环氧底漆型的三层结构辐射交联聚乙烯热收缩带。补伤采用辐射交联聚乙烯补伤片；热煨弯管外防腐推荐采用环氧底漆型三层结构辐射交联聚乙烯热收缩套		施工废水、扬尘、噪声、生活污水、生活垃圾等	/
	标志桩、转角桩、警示牌	转角桩： 管道水平改变方向的位置，转角角度大于等于 5°时，设置转角桩，转角桩上标明管道程； 里程桩： 每公里设一个； 穿越标志桩： 管道穿越水塘、公路处设置穿越标志桩，穿越标志桩上标明管道名称、穿越类型、公路的名称，线路里程，穿越长度，有套管的应注明套管的长度、规格和材质；穿越管道、光缆、电缆处应在交叉处两侧设置交叉标志桩； 警示牌： 在穿越公路、冲沟、人口集中居住区设置警示牌			/
	通信	采用 RTU 对站内各仪表的监测数据进行统一集成处理；管线同沟敷设光缆，光缆采用 G.652D 型单模光纤，直埋地敷设			/
	环保	水土保持	做好护坡、堡坎和排水设施，在穿越河流时，没有护岸新修护岸，原有护岸损坏后立即恢复	临时改变土地利用性质，造	/

工程	临时材料堆场	工程建设过程中需设置堆管场,全部为临时堆管场,堆管场尽可能少占地,用于堆放管材、设备等,在项目建成后对堆场进行植被恢复	成一定的农业损失、生态破坏,产生水土流失,产生施工噪声、扬尘、渣土等	/
	弃渣场	不单独设置弃渣场,土石方利用两侧作业带堆方,及时回填		/
	施工便道	交通不便利处修建施工便道,约 1.0km		/

3.4 钻前工程

本项目共设置 2 处钻井井场,井场钻前工程仍将严格按照《钻前工程及井场布置技术要求》（SY/T5466-2013）实现标准化建设。

（1）根据《钻前工程及井场布置技术要求 SY/T5466-2013》、《丛式井平台布置及井眼防碰技术要求》（SY/T 6396-2014）、《石油天然气钻井井控技术要求》（GB/T31033-2025）等规定：油气井井口距高压线及其他永久性设施不小于 75m，距民宅不小于 100m，距地下矿产采掘坑道、矿井通道不小于 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，2 个井场在选址阶段已尽可能避让居民点，新建井场井口 100m 范围内无居民分布。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）场外放喷坑：根据《石油天然气钻井井控技术要求》（GB/T 31033-2025）中的第 5.11 条规定：“a）宜平直接出井场安全地带，并考虑当地季节风向、居民区、道路、油罐区、电力线及其他设施等情况，配备点火装置；b）当两条管线走向一致时，管线之间应保持一定间距，并分别固定，其出口应朝同一方向；c）不应油壬连接和在现场进行焊接连接；d）应全部露出地面；在穿越汽车道、人行道处应用防护装置保护，防护装置不宜覆盖管线连接法兰处；e）转弯处应采用相同压力等级的 120。夹角预铸（锻）钢弯头或 90。带缓冲短节

的弯头；f）每隔 10 m~15m、转弯处、出口处应固定牢固；悬空处要支撑牢固；若跨越 10 m 以上的河沟、水塘等障碍，应架设金属过桥支撑；g）含硫油气井至少应安装两条放喷管线，其布局夹角为 $90^{\circ}\sim 180^{\circ}$ 。地层压力大于 70MPa 或含硫油气井设置主、副放喷池各一个，与井口的夹角不小于 120° 。”本项目每个井场设置 A 类放喷坑 1 座+点火口 1 处，采用半埋式，内层采用耐火砖修建，距离井口 75m 外。

（4）应急池：每个钻井井场配套建设容积为 600m^3 应急池。

（5）不落地工艺区：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，各井场均配套建设不落地随钻处理系统，紧邻井场边界，包括旋输送机、泥水分离器、板框压滤机、废水收集罐、岩屑贮存罐，整个泥浆不落地区域重点防渗处理，由钻前工程中配套建设，钻井工程阶段仅现场吊装处理设备撬装。

（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，本项目井场井位布置方式采用单排布置，井间距一般为 5m，同时各井场配置标准的不落地随钻处理工艺区（含岩屑堆存区）、泥浆循环系统区，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。

根据地下资源和地面情况综合考虑井口布置方式，井口位于井场中间位置，典型井场布置图见下图井口布局示意图 **附图 3.4-1~2**。各井场钻前工程主要内容和工程量见表 3.4-1。

表 3.4-1 单井场钻前工程主要内容和工程量表

序号	名称		单位	数量	备注
1	道路工程	新建进场道路	m	154	新建
		改建公路	m	255	改建
2	井场工程	平整井场	m ²	不超过 1hm ²	/
		泥浆储备罐基础	套	1	每套 4 个储备罐
		钻机基础	套	1	/
3	池体工程	应急池	m ³	600	每个井场各配备 1 座应急池，主要储存钻井、洗井作业所用的清水，以及各类作业废水，应急收集事故废水，水池容积合计 600m ³
		放喷坑	放喷坑	m ³	每个井场各修建放喷坑 1 座，每个规格为 13m×7m×3.5m
			集酸池	m ³	
		环保厕所	座	3	各个平台在井场设置 1 座，生活区设置 2 座
		隔油池	个	7	在井场边沟转角处各设置 1 个 1m ³ 隔油池，共 4 个；油罐基础设 1 个 4m ³ 隔油池；井队食堂共设 1 个 10m ³ 隔油池；井队洗澡堂共设 1 个 10m ³ 隔油池。
4	公用工程	活动房基础	座	30	单机钻井场

本项目钻井期间所部署的 2 个钻井井场均为新建。各井场钻前工程临时占地面积见下表 3.4-2。

表 3.4-2 各井场钻前工程布置情况统计表 单位：m²

序号	井场名称	井数	钻井井场面积	放喷坑面积	进场道路面积	池类工程+油罐区面积	表土堆场	生活区占地面积	钻前总占地面积
1	YS118H2	5 口	6360	340	352	285	2000	1200	10537
2	YS118H3B	4 口	6325	340	315	285	2000	1200	10465
合计		9 口	12685	680	667	570	4000	2400	21002

由于 3.4-2 可知，本项目钻井工程总占地面积 21002m²。

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***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。项目主体采用三开井身结构，各

平台开发井采用“三开”结构，若实钻未发现破碎带及易漏地层，各剩余井将采用“三开”结构。

3.5.2 钻井方式选择

页岩气作为一种非常规天然气，国外通常采用“工厂化”作业模式来达到降低成本和提高产量的目的，包括丛式井组、批量钻井、交叉作业、回收利用（钻井液和压裂液重复利用）等。通过总结已完钻井的钻井成果，推荐采用如下方式钻井提速：

（一）采用丛式水平井平台“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。

（二）导管段：本段施工推荐采用空气钻，地层条件不允许采用空气钻的情况下，改为清水钻进。选用塔式钻具组合，使用 $\Phi 660.4\text{mm}$ 空气锤，下 $\Phi 508$ 套管封隔地表疏松土层、漏层及潜层水层。

（三）一开井段：推荐采用空气钻，地层条件不允许采用空气钻的情况下，改为清水钻进。使用 $\Phi 420\text{mm}$ 空气锤，下入 $\Phi 244.5$ 套管，封隔上部砂泥岩、石膏等不稳定地层。

（四）二开井段：采用以“高效 PDC 钻头+大扭矩螺杆+KCL 聚合物防塌钻井液”为主的钻井方式，后下入 $\Phi 339.7$ 套管，封隔乐平组易垮塌煤层、茅口栖霞组可能存在的漏失层、梁山组页岩层等复杂地层。

（五）三开井段：以设计密度上限进入石牛栏组，防控石牛栏高压圈闭气；造斜段“高效 PDC 钻头+旋转导向工具+螺杆马达”提高机械钻速，水平段钻进宜使用抗高温旋转导向工具，并配套“控压降密度设备+地面降温设备”降密度、降温，实现钻井提速和精准导向。后下入 $\Phi 139.7$ 套管，在储层内建立完整井筒。

项目钻进工程阶段主要包括空气钻或清水钻井阶段、水基泥浆钻阶段及油基泥浆钻阶段，其中导管+一开采用空气钻或清水钻井，可有效保护浅层地下水；二开、三开直井段采用水基钻井液钻进；三开水平段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。

根据太阳-大寨矿权范围内及周边先期实施的钻井实施情况，阳 102H33-1/2/3、阳 102H36-1/2/3、YS15H1-1 井水平段均采用了高性能水基钻，而未采用油基钻，因此，本项目在实施期间在井下条件允许的情况下，应优先采用高性能水基钻替代油基钻井，以减少危险废物的产生，减小对环境的影响。

空气钻井过程为用空压机将空气压缩后经增压机增压至钻井所需工作压力，经注气管线、立管注入井下，带动钻头切削地层，同时压缩空气返排又将井下岩屑带到地面通过排砂管排放。泥浆常规钻井工艺属于过平衡钻井技术，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。

（1）空气钻阶段

项目导管+一开（0~300m）采用空气钻井工艺。在表层钻进阶段，为了保护地表含水层，避免聚合物泥浆等钻井液对地下水环境造成不利影响，建设方拟采用空气钻井工艺进行导管+一开钻井作业。空气钻井过程为用空压机将空气压缩后经增压机增压至钻井所需工作压力，经注气管线、立管注入井下，带动钻头切削地层，钻完后及时下套管和固井，可最大程度地保护浅层地下水环境；根据现场实际钻探情况，下井深度以完全封隔浅层含水层为原则，必要时可加长，最大程度地保护浅层地下水。

空气钻所使用的钻井介质为压缩空气，该阶段动力来源优先选用当地电网，无法接入电网时采用柴油发电机组，导管段设计使用 $\text{Ø}660.4\text{mm}$ 空气锤，深度为 50m，一开段设计使用 $\text{Ø}420\text{mm}$ 空气锤，深度为 300m。空气钻井过程为用空压机将空气压缩后经增压机增压至钻井所需工作压力，经注气管线、立管注入井下，带动钻头切削地层，同时压缩空气返排又将井下岩屑带到地面通过排砂管排放，使井不断加深，直至目的层，然后进行起下钻具更换钻头、替换钻井液等作业，为水基泥浆钻井做准备。

（2）水基泥浆钻进阶段

空气钻或清水钻阶段完成后，拟建工程将进入水基泥浆钻阶段，二开段、三开直井段采用水基泥浆钻井工艺。水基泥浆阶段，其钻井工艺过程与清水钻相同，只将钻井液进行转变。高压水基泥浆带动钻头旋转不断切割地层岩石，将切削下来的岩屑不断带出井口，水基泥浆在井场内经泥浆循环系统处理后回用于钻井，使井不断加深，直至目的井深。

钻井泥浆主要功能为带动钻头钻进和带出井底岩屑。钻井过程中，岩屑在钻头机械作用下，分散成大小不等的颗粒而混入钻井泥浆中，使泥浆性能改变，给钻井工程及气层带来危害，因此必须消除钻井泥浆中的外加固相。从井底返出的钻井泥浆首先经过振动筛清除较大的固相颗粒，再通过除砂器和除泥器对钻井液进一步进行固相分离，分离得到的泥浆经除气器除气处理后回到泥浆罐回用于钻井过程，实现钻井泥浆的最大化循环重复利用。除砂器和除泥器的工作原理是根据不同组分的密度不同而在离心力的作用下得到分离，钻井泥浆中含有钻井岩屑，进入除砂器和除泥器后高速旋转，由于离心力的作用，较轻的组分（泥浆）通过溢流管排出，较重的岩屑和沙砾等在离心力作用下沿着圆锥形的旋流管内壁向下从底部排出。除砂器及除泥器分离固相经沉淀处理后与振动筛分离固相一并经板框压滤机脱水后，泥饼外运综合利用。

（3）油基泥浆钻进阶段

水基泥浆钻阶段完成后，拟建工程将进入油基泥浆钻阶段，三开水平段采用油基泥浆钻井工艺。钻井过程中以钻井液作为载体将岩屑带至地面，返排钻井液与岩屑混合物经钻井液循环处理系统固液分离实现钻井液的循环利用，分离的固相（钻井岩屑）进入油基钻井液不落地随钻处理系统处理。油基钻井液不落地随钻处理系统由收集单元（32 个 2.5m³ 岩屑收集罐或防渗吨袋）、输送装置（螺旋输送机）、脱油装置（油基岩屑甩干机 1 套）三部分组成，实现对油基岩屑等污染物的不落地随钻处理。

不落地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罐或吨袋收集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后期压裂液配置。

不落地随钻处理系统分离后的油基岩屑，经场内 $32\times 2.5\text{m}^3$ 岩屑罐或吨袋盛装转移至清不落地工艺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。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。

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、清净孔底、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。本项目各井导管及一开段使用空气钻或清水进行钻进，二开、三开直井段使用水基钻井液钻井，三开水平段使用油基钻井液进行钻井。

工程所用钻井液成分及钻井液的性能见表 3.5-4。

表 3.5-4 本项目钻井液体系及成分

钻井液类型	主要成分
水基钻井液	***
油基钻井液	***

油基钻井液：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或柴油、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。主要成分为白油或柴油。

白无色透明油状液体，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，不腐蚀纤维织物。

柴油是轻质石油产品，复杂烃类（碳原子数约10~22）混合物，为柴油机燃料，主要由原油蒸馏、催化裂化、热裂化、加氢裂化、石油焦化等过程生产的柴油馏分调配而成，也可由页岩油加工和煤液化制取。沸点范围和黏度介于煤油与润滑油之间的液态石油馏分。易燃易挥发，不溶于水，易溶于醇和其他有机溶剂。是组分复杂的混合物，沸点范围有180℃~370℃和350℃~410℃两类。

根据区域实际钻探情况，并结合地质勘查资料，该区域三开地层页岩页理发育，水敏性较强，在三开水平段使用水基钻井液存在井壁不稳定、垮塌、卡钻等重大风险，无法完成钻井作业，不能达到页岩气开发的目的。因此，为了提高井壁稳定性、降低摩阻，增强润滑防卡能力等相关性能，实现页岩气开发的目的，因此在三开水平阶段使用油基钻井液钻井是非常必要的。本项目钻井阶段每开使用钻井泥浆成分见表3.5-5。

表 3.5-5 本项目钻井液体系及成分

序号	阶段	主要成分
1	导管	***
2	一开	***
3	二开	***
4	三开	***

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做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。

（2）井控作业

井控装置的安装、试压、使用和管理执行《QSY 02552-2022 钻井井控技术规范》和《浙江油田公司钻井井控实施细则（2023 修订版）》执行。三开结构井二开、三开井段均安装井控装置，二开结构井仅二开井段安装井控装置

3.5.5 钻机及主要设备选型

本项目各平台采用单机钻井，单套钻井设备组成见表 3.5-8。

表 3.3-8 单套钻井设备一览表

序号	部件名称	规格型号	主参数	数量
1	井架	JJ225/42-K	2250KN	1
2	底座	DZ225/4.8-T	2250KN	1
3	绞车	JC40	2250KW	1
4	辅助刹车	FDWS40	60KN·m	1
5	天车	TC225	60KN	1
6	游车	YC225	2250KN	1
7	大钩	DG225	2250KN	1

8	水龙头	XSL-225	2250KN	1
9	转盘	ZP-275	27.5 英寸	1
10	钻井泵	CQ3NB-1600	1600HP	2
11	备用柴油机/发电机组	G12V190PZL	810KW	2
12	空压机	LG-3/8	8m ³ /min	2
13	机械传动装置	LDJV-I.II.III	/	2
14	振动筛	S250-2*2GA	200m ³ /h	2
15	除砂器	ZCS-250*2	56L/S	1
16	除泥器	ZCN100*10	28-54L/S	1
17	离心机	LW450-1000N	50m ³ /h	1
18	除气器	CQ240	28m ³ /min	1
19	钻井参数仪	/	/	1
20	司钻控制台	SZQ116	/	1
二	救生及消防			
1	消防房及消防工具	8.0*2.8*2.85	/	标准配置
2	二层台逃生装置	/	/	/
3	钻台紧急滑道	/	/	/
4	可燃气体监测仪	/	/	标准配置
5	大功率防爆排风扇	/	/	5台
三	硫化氢防护设备			
1	固定式H ₂ S监测仪			标准配置
2	便携式H ₂ S监测仪	0~100ppm	5	标准配置
3	空气呼吸器	15~20套		标准配置
4	空气压缩机	1	/	标准配置
5	大功率防爆排风扇	5	/	标准配置
6	点火装置	1	/	标准配置

3.5.6 钻井工程原辅材料消耗

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。

3.5.7 钻井周期预测

根据开发方案预测，本项目井深 5000m，其中水平段长 2000m，预测单井钻井周期约为 60d。

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）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。项目采用单井依次压裂方式（即第一口井压裂完成后再进行下一口井压裂，按井号依次开展），压裂完后采用连续油管钻塞，连通各个分段，然后开井返排，测试放喷定产。

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 80~85m 的长段压裂方案，单井采用约 24 段左右压裂，单段压裂液用量在 1500m³ 左右，单井压裂液用量约 36000m³，本项目压裂液总用量约 324000m³。具体压裂方案及规模见下表。

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 24 段，每天压裂约 2 段；项目采用单井依次压裂，压裂施工结束后，关井稳压 7 天左右。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地层进行腐蚀，前置酸留在地层中，随返排液逐渐返排。

③ 可溶桥塞

待水平井段全部压裂结束后，对目的层内设置可溶桥塞进行分段。可溶桥

塞可在井温 90 摄氏度或更高情况下自行降解压裂桥塞，从而联通各压裂段气层，为放喷测试做准备。

（2）测试放喷

为了解探井的气量，在完井后，需进行测试。测试放喷是在压裂作业后，利用测试放喷专用管线将井内油气引至放喷坑点火燃烧对探井进行产量测试的过程。目的层测试放喷时间为 7 天。

（3）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。

本项目储层改造阶段平面布置情况详见附图 3.6-1~2。

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 加砂压裂作业设备设施一览表（单井）

设备名称	参数	数量
压裂车	2500 型、SQP2800	≤15 台
仪表车	计量误差≤1%	1 台
混砂车	供液速度≥18m ³ /min	≤2 台
管汇车	/	2 台
混配车	配液速度≥18m ³ /min	≤2 台
供液泵	供液速度≥18m ³ /min	≤2 台
高压管汇	105MPa	≥2 套
盐酸储罐	20m ³	4 个
压裂液罐	总容积 2500m ³ ，50m ³ /个	50 个

（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 9 口井的压裂作业。

3.7 采气工程

3.7.1 采气平台井站基本情况

根据本项目开发方案总体布局和集输工艺方案，本次产能建设项目地面工程建设内容包含建设采气平台井站 2 座，均按无人值守设计。

本项目拟部署页岩气采气平台井站 2 座，实施采气井 9 口，配套建设地面集输工程。本次产能建设预计分 2 年实施，计划从 2025 年开始实施，2026 年全部建成投产，2025 年~2026 年为建产期，预计区块产能规模为 $1.3 \times 10^8 \text{m}^3/\text{a}$ 。

由于页岩气井建产方式为丛式井钻井，井场单井产气共用一条采气管道输送，井场采用分离计量工艺。流程简化为井口节流→除砂→分离计量→出站。

本项目采气工程平面布置情况详见附图 3.7-1~2。

3.7.2 采气平台井站生产流程

各井站按标准化、模块化建设。单井井口原料气采用两级节流工艺，一级节流阀采用固定式油嘴，二级节流采用三合一智控阀，井口经两级节流后，单井采用单井除砂计量工艺，通过一对一单井除砂计量撬实现单井除砂、分离、计量。气相通过孔板流量计计量后外输至大寨集气站，液相采用电磁流量计计量后进入排污系统，进入钻前水池，经转输泵先转输至大寨集气站，再统一转输至太阳集气站水处理装置预处理后，由阳 102 回注井回注；放空气接入放空系统。

3.7.3 采气井站主要设备

根据井组生产工艺情况，采气井站生产流程采用标准化、一体化、撬装化、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 3.7-1 各新建采气平台井站主要生产设备表

序号	设备规格及型号	单位	数量
1	P6.3MPa DN80 电动轮换阀组撬	套	1
2	P6.3MPa DN1200 卧式气液分离器	套	1
3	P6.3MPaDN400 除砂撬	套	1
4	P6.3MPa DN800 除砂撬	套	1
5	P6.3MPaDN100/150 清管/出站阀撬	套	1
6	DN150 H=15m 放空火炬	套	1
7	10 方/小时仪表风撬	套	1
8	50m ³ 储液罐	个	10

后期井站将根据采气情况使用泡排和气举等工艺，增加页岩气产能，此类工艺均为临时工程，气井恢复产能后，设备和原辅材料将撤离井站。

泡沫排水采气工艺是往井里加入表面活性剂的一种注排工艺。表面活性剂

又叫起泡剂。向井内注入一定数量的起泡剂，井底积水与起泡剂接触以后，借助天然气流的搅动，生成大量低密度的含水泡沫，随气流从井底携带到地面，达到清除井底积液的目的。同时，在携带气泡流的天然气上升到地面后，为防止泡沫带入地面工艺设备，影响正常生产。还需在管线加入设备前，向管线内注入消泡剂，将泡沫除去。泡排工艺使用的原辅材料主要为起泡剂和消泡剂，属于无毒或低毒材料，对环境的影响较小。

气举采气工艺是一种人工举升方法，它涉及从地面注入高压气体（如天然气、氮气或二氧化碳）到井内，这种高压气体的注入与井内的目的层产出气液混合，形成气液混合物。这个过程降低了液柱的密度，减少了液柱对井底的回压（井底流压），从而在气层与井底之间形成了足够的生产压差。当这个压差足够大时，气层内的气体和其他流体被不断地流入井底并被举升到地面。在实施气举采气时，通常在管柱上安装多个气举阀，这些气举阀逐段降低油管柱内的液面，从而恢复生产并提高气井的产量。

3.7.4 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。井站平面布置包括工艺装置区、放空区、井口区域等，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，根据四川页岩气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。

表 3.7-2 各新建采气平台井站占地面积统计表（永久占地）

序号	井场名称	新井（口）	占地面积（m ² ）	井站道路占地面积（m ² ）	合计（m ² ）
1	YS118H2	5	4000	352	4352
2	YS118H3B	4	4000	315	4315
合计		9	8000	667	8667

3.7.5 井站自动控制及防腐

（1）阴极保护、防腐

站内地面管道设备外防腐采用涂装附着力强、耐候性优异、抗紫外线性能

好、防腐性能好、不易褪色、装饰性好、使用寿命长的氟碳涂料防腐。涂装结构为环氧富锌底漆-环氧云铁中间漆-氟碳面漆。站内埋地管道外防腐采用三层 PE 常温型加强级防腐层，防腐管补口和热煨弯管防腐采用带配套底漆的热熔胶型聚乙烯热收缩带（套）；其余的管道以及弯头、三通等采用厚胶型聚乙烯胶粘带特加强级防腐层，防腐管补口采用厚胶型聚乙烯胶粘带特加强级防腐层。

（2）自动控制

各站场采用上级控制中心远程监控、RTU 站内监控及就地手动控制的控制方式。系统根据各级管理控制中心的管理功能设置操作权限及优先级。特殊情况下，浙江油田西南采气厂 R CC 应能对所辖站场进行远程关断。

RTU 系统配置控制单元、模拟量 I/O 组件、数字量 I/O 组件、通信接口、电源模块等硬件且冗余配置，主要进行站内的数据采集、工艺设备的自动控制。本站 RTU 还需配置计量模块，对现场孔板计量数据进行采集。I/O 组件的备用点数为实际点数的 20%，同时应考虑组态所占用的系统容量。

各平台井口设置井口地面安全系统，在检测到压力高高/低低或火灾时，自动关井，并可远程关井；站场设置压力、温度检测变送仪表，对管道、设备压力及温度进行监视；采集压缩机组控制系统数据进行监视、上传，实现就地及远程紧急停机；井场设置固定式可燃气体检测仪，对天然气泄漏进行检测报警显示；采集井站所有电力设备，如配电柜、不间断电源设备等信息上传至井区中心管理系统进行统一管理；实现照明设施远程开关控制。

站场除砂、分离、计量、调压、进出站采用橇装装置，橇上仪表由橇装装置提供，橇装装置纳入站场 RTU 系统控制。进、出站橇设气动紧急截断球阀，出现超压、失压等紧急情况时，自动切断去下游天然气，保护下游管道及站场。

站内设置仪表供风系统，仪表风系统数据上传 RTU 系统监视。

3.7.6 采气工程原辅材料消耗

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，站场均为无人值守井站。各井站原辅材料消耗见下表：

表 3.7-3 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
常规采气 平台井站	电	kWh/a	约 10 万	当地电网
	水	m ³ /a	约 80	罐车拉运

3.8 集输工程

3.8.1 集输管线走向设置原则

结合本项目所在区域地形、地貌、工程地质条件、井站分布情况，交通、人文、经济的发展状况，集输管线走向选择遵循如下原则：

- （1）线路走向避开当地县城、乡镇规划区等人口、设备密集区域。
- （2）根据《中华人民共和国石油天然气管道保护法》相关规定进行综合比选，在力求线路顺直的同时控制拆迁工程量，以满足安全、经济的合理性。
- （3）尽量利用和靠近现有公路，方便管道的运输、施工和生产维护管理。
- （4）公路、河流等重要穿越位置的选择应服从环保优先原则，对区域内的县城及乡镇集中饮用水源保护区采取绕避措施，有效保护区内各环境敏感区。
- （5）选择有利地形，尽量避开施工难段和不良工程地质地段（如陡坡、陡坎、滑坡地段等），以减少线路防护工程量，确保管道安全运营。
- （6）线路沿线地区等级结合目前地区等级和区域社会经济发展情况确定，管线走向并照顾当地区域社会发展定位。

3.8.2 集输管线走向比选

本项目管线工程路由首先避开了不良地质段及岩溶发育区，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。本项目对集输管线整体走向进行比选。

（1）方案一

新建 YS118H2 平台~YS118H3B 平台集气管线起于 YS118H2 平台，出站后向西北敷设，穿越县道后转向西南接入 YS118H3B 平台，并新建 YS118H3B 平台~YS118H4 平台集气管线向西南方向敷设，接入 YS118H4 平台后依托已有 YS118H4 平台~大寨集气站集气管线接入大寨集气站。集气管线长度共计 6.07km，设计压力为 3.8MPa，集气管道管径为 DN150，材质为 L245N 无缝钢

管。

（2）方案二

新建 YS118H2 平台~YS118H3B 平台集气管线起于 YS118H2 平台，出站后向西北敷设，穿越县道后转向西南接入 YS118H3B 平台，并新建 YS118H3B 平台~大寨集气站集气管线向西方向敷设直接接入大寨集气站。集气管线长度共计 7.21km，设计压力为 3.8MPa，集气管道管径为 DN150，材质为 L245N 无缝钢管，需新建清管收球筒一套。

由于项目所在区域位于岩溶区，前期建设单位已委托中煤科工集团重庆设计研究院（集团）有限公司开展了岩溶勘察，并对管线路由进行了优化调整，所比选的两个方案均不在泉域保护范围以及岩溶强发育区、存在较多落水洞和岩溶漏斗的区域内。方案一在长度、投资、林地和永久基本农田穿越等方面均优于方案二。通过对比，方案从施工条件、涉及敏感区及对环境的影响程度方面分析，本项目管线推荐方案一。

3.8.3 集输管线敷设方式

（1）管道基本情况

本项目新建 2 条集气管线。集气管线长度共计 6.07km，设计压力为 3.8MPa，集气管道管径为 DN150，材质为 L245N 无缝钢管。

（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 8~12m，局部地形受限制地段，可适当减少施工作业带宽度。

根据设计资料，新建管道作业带为 8~12m，其中管道同沟敷设作业时，水田施工作业带宽度为 12m，旱地施工作业带宽度为 10m，林地施工作业带宽度为 8m。

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。管道施工方案简介如下：

线路清理：现场勘查确定路由后即进行施工作业带线路的清理，根据项目

施工作业带宽度，应组织对施工作业带内地上、地下各种建（构）筑物和植（作）物、林木等进行清点造册。施工作业带清理应在放线并办理好征（占）地手续后进行，按有关法规和节约耕地，对管道施工作业带只进行临时性使用土地，施工完毕后应立即恢复原貌。

施工作业带清理、平整应遵循保护农田、植被及配套设施，减少或防止产生水土流失的原则。尽量减少农田、林木地段的占地，对农田、林木地段注意保护。清理和平整施工作业带时，应注意保护线路控制桩，如有损坏应立即补桩恢复。施工作业带范围内，对于影响施工作业的石块、杂草、树木、构筑物等应适当清理，沟、坎应予平整，有积水的地势低洼地段应排水填平。施工完毕之后，要注意施工作业带的复耕工作，使土地回到原有状态。

管沟开挖：在已清理的施工作业带上开挖管沟，本项目管沟开挖主要为机械开挖的方式进行，局部地形受限制地段，可采用人工开挖。

① 管沟宽度：施工管沟断面一般呈梯形，管沟沟底宽度一般为管道结构外径加上沟底加宽余量（b 值），沟底加宽余量见下表所示。

表 3.8-3 管沟底加宽余量 单位：m

条件因素	沟上焊接				沟下焊条电弧焊接			沟下半自动焊接处管沟	沟下焊接弯头、弯管及连头处管沟
	土质管沟		岩石爆破管沟	弯头、冷弯管处管沟	土质管沟		岩石爆破管沟		
	沟中有水	沟中无水			沟中有水	沟中无水			
沟深 3m 以内	0.7	0.5	0.9	1.5	1.0	0.8	0.9	1.6	2.0
沟深 3~5m	0.9	0.7	1.1	1.5	1.2	1.0	1.1	1.6	2.0
注 1：当采用机械开挖管沟时，计算的沟底宽度小于挖斗宽度，则沟底宽度按挖斗宽度计算。									
注 2：沟下焊接弯头、弯管、连头以及半自动焊焊接处的管沟加宽范围为工作点两侧各 1m。									

根据设计要求，本项目采用沟上组装焊接方式，因此管沟沟底宽度在 0.7m~1.0m 之间，但在焊口位置处适当加宽，便于沟下的焊接作业。

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，根据项目可行性研究报告，本项目管道最小埋设深度（管顶至地面）要求见表 3.8-4。

表 3.8-4 管道埋深最小深度 单位：m

地区等级 \ 管道埋深	土壤类			岩石类	公路、机耕道（套管顶距路面）	河流/沟渠（稳定层以下）
	旱地	水田	灌木丛			
二级地区	0.8	1.0	0.8	0.5	1.2	1.0
三级地区	1.0	1.0	0.5	0.5	1.2	1.0

根据设计要求，本工程集气管道最小埋设深度（管顶至地面）不小于 1m。

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腐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、引流或压沙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）特殊地段管道敷设

① 本工程管道走向要经过丘陵区，本段线路选择主要遵循以下原则：

A、管道走向应尽量沿靠现有公路，避免翻越高点以减少施工难度，减少大起伏地段工程量。

B、线路应尽量选择较宽的沟谷敷设，以减少对防护林带的破坏，减少石方工程量。

C、上、下山段管道应尽量选择相对平缓的地形，对局部陡坡段，应尽量利用小平台减小管道上、下坡度，以减小施工难度。

D、避开不良工程地质发育的地段。

② 高陡斜坡

因山坡段管道易受崩塌等不良地质灾害影响，施工时用人工开挖，管道置于稳定基岩内，管顶可采取现浇混凝土的方式护管；对于较陡的地段立管较长时，应采取锚固的方式予以稳管。同时，在设计时考虑提高管道自身的安全性和稳定性，如适当加大壁厚、增大焊口探伤照片比例等。在管道上、下山段，通过高陡斜坡时，首先应采取局部降坡和斜坡管道锚固措施，搞好护坡堡坎，排水等设施的设计和施工，以保证管道安全。

③ 穿越林地段的施工要求及防火预案

A、对于林地内的管道施工，应预先编制施工安全预案，确保林地内的施工安全。

B、管沟开挖严禁采用爆破方式进行，严禁在树林边或树林内吸烟、引火。

C、管沟成型组焊前，应清除管沟附近的树枝、树叶，组焊建议采用沟下焊方式。

D、焊接过程中，应对焊接区一定范围设置临时的隔阻材料（如钢板），防止电弧和火花进入林地。

E、对于材料中的易燃物质，应设置于空旷的场地且远离焊接区。

施工中应配备一定数量的移动灭火器。

3.8.4 集输管线穿越工程

（1）公路穿越工程

① 穿越设计原则

本项目管道穿越道路时，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。

② 穿越公路情况

本项目管道穿越县道 2 次，水泥乡村公路 4 次。本工程穿越县道、乡村水泥路面采用开挖+套管方式，项目穿越公路情况见下表 3.8-5。

表 3.8-5 集输管线穿越公路情况统计表

管线名称	穿越县道 次数/长度	穿越乡村公 路次数/长度	施工方式
YS118H2 平台 ~YS118H3B 平台集气 管线	1 次/10m	3 次/15m	开挖+套管方式
YS118H3B 平台 ~YS118H4 平台集气管 线	1 次/10m	1 次/5m	开挖+套管方式
合计	2 次/20m	4 次/20m	/

（2）河流穿越工程

① 穿越情况统计

本项目集输管线工程穿越均为小型河流和沟渠，管线穿越池塘 2 次，采用开挖方式穿越。项目穿越水域情况及施工方式见下表。

表 3.8-6 集输管线穿越水体统计表

序号	管线名称	管线长度 km	穿越河流 次数/长度	穿越池塘 长度/次数	水体类型	施工方式
1	YS118H2 平台 ~YS118H3B 平台集气管 线	4.57	/	2 次/4m	池塘	开挖
2	YS118H3B 平台 ~YS118H4 平台集气管 线	1.50	/	/	/	/
合计		6.07	/	2 次/4m	/	/

② 穿越施工方式

穿越池塘时应采用开挖方式敷设，管道埋深为稳定层下 1.0m（管顶距稳定层表面），应先填 200mm 厚的细土垫层。管沟回填时，设置压重块或现浇混凝土稳管。穿越完成后，将池塘按开挖前堤坎的结构和质量进行恢复。

（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。新管道与其他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）线路附属设施

① 标志桩

根据《油气管道线路标识设置技术规范》（SY/T 6064-2017）的规定，管道沿线应设置：

里程桩：每公里设一个，一般与阴极保护桩合用。

转角桩：管道水平改变方向的位置，均应设置转角桩。转角桩上要标明管道里程，转角角度。

穿越标志桩：管道穿跨越河流大中型，铁路、高等级公路、河流大中型的两侧，均设置穿越标志桩，穿越标志桩上应标明管道名称、穿越类型、铁路公路或河流的名称，线路里程，穿越长度，有套管的应注明套管的长度、规格和材质。

交叉标志桩：与地下管道、电（光）缆和其他地下构筑物交叉的位置应设置交叉标志桩。交叉标志桩上应注明线路里程、交叉物的名称、与交叉物的关系。

结构标志桩：管道外防护层或管道壁厚发生变化时，应设置结构标志桩：桩上要标明线路里程，并注明在桩前和桩后管道外防护层的材料或管道壁厚。

设施标志桩：当管道上有特殊设施时，应设置设施桩。桩上要标明管道的里程、设施的名称及规格。

② 警示牌

为保护管道不受意外外力破坏，提高管道沿线群众保护管道的意识，输气管道沿途设置一定数量的警示牌。

警示牌设置位置：

管道经过人口密集区，在进出两端各设警示牌一块，中间每 300m 设置一块警示牌。警示牌应设置在明显醒目的地方，可依托水工保护护坡、挡土墙等光滑面刻写标语。

③ 警示带

为尽可能避免管道受外力破坏，管道沿线设置警示带。管道警示带作用是警示下方敷设有天然气管道，其敷设位置在管道管顶正上方 500mm 处。

（5）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 1.0km，路面宽 3.5~4.5m。

② 堆管场

本项目集气管线长度最长约 4.57km，长度较短，堆管主要依托两端平台站场，不再单独设置堆管场。

③ 施工作业带

1) 施工作业带

新建管道作业带为 8~12m，其中管道同沟敷设作业时，水田施工作业带宽度为 12m，旱地施工作业带宽度为 10m，林地施工作业带宽度为 8m；管道单管敷设作业时，施工作业带宽度为 8m。

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。

3.8.5 集输管线主要工程量

本项目集输工程主要工程量见表 3.8-7。

表 3.8-7 集输管线工程量统计表

序号	项目	工程量	备注
线路工程：总长度 6.07km			
（一）输气管道管径、材质、管型			
1	管径为 DN150，L245N 无缝钢管	6.07km	
（二）水域穿越			
1	穿越池塘	2 次/4m	采用开挖+套管方式进行施工
（三）公路穿越			
1	穿越县道	2 次/20m	采用开挖+套管方式进行施工
2	穿越乡村道路	4 次/20m	采用开挖+套管方式进行施工
（四）其他穿越			
1	地下管道、地下电（光）缆	若干	人工开挖方式，并用角钢或钢管对穿越部分的管道进行保护
（五）附属工程			
1	标志桩、警示牌、警示带	按需配置	
2	钢筋混凝土套管	按需配置	
3	绝缘橡胶板	按需配置	

（六）防腐工程			
1	集气管道外防腐层采用三层 PE 加强级防腐层	6.07km	
（七）土石方			
1	挖方量	2.9 万 m³	挖填平衡
2	填方量	2.9 万 m³	
3	弃方量	0	
（八）道路			
1	施工便道	约 1.0km	
（九）占地			
1	临时占地(施工作业带、施工便道)	7.284hm²	
2	永久占地（标志桩、警示牌等）	0.0016hm²	

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

①施工期

2025~2026 年完成部署的 9 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 36000m³ 不等。因此，项目钻井用水总量约为 0.45 万方，压裂液配置用水总需求量约为 32.4 万方，共计 32.85 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，因此重点统计区块开发钻井用水和压裂液配置用水情况。

根据井区开发时序，本项目用水量最大为2026年，用水量18.25万m³，平均日需水量约500m³/d。施工期压裂用水优先使用区域内井场压裂返排液和采气废水等气田水，不够的从井场附近地表水体取新鲜水。根据区域开发时序以及气田开发经验，预计井场重复利用返排液量约占压裂液总量的70%，井场内新配置压裂液量新鲜水用量约占30%。重复利用压裂液通过区域内联通的气田水管线输送，新鲜水就近取自平台附近的水库或者河流等较大地表水体取水，采用潜水泵取水、软管管道输水或罐车拉运方式输送至井场压裂液罐（2500m³）或应急池储存供给。基于区块内各平台分布较为分散，因此新鲜水主要取自平

台附近水井或附近较大的地表水体，在取水前建设单位将取得相关水务部门同意后实施取水，取水属于临时工程，时间较短。

②运营期

运营期无生产用水，主要为各采气井站值班人员生活用水，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坑，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、气田水、试压废水、清管检修废水和生活污水。钻井废水、初期雨水、方井雨水经收集后用于钻井泥浆和压裂液配置用水。其余废水暂存于压裂液罐（容积 2500m^3 ）或应急池（容积 600m^3 ），回用于各平台压裂液配置。压裂返排液优先用于平台内压裂液配制，其次采用管道或罐车运至区域其他平台用于压裂液配制，最终无法回用（约 10%）的废水通过输水管道或罐车运送至回注井回注处理；气田水暂存平台原有应急池，通过管网或罐车输至其他井场用于钻井和压裂用水，如不能回用的则通过输水管道或罐车运送至回注井回注处理。施工期间和运营期间现场均无废水现场直接外排。

3.10 区域环保设施依托工程

本项目主要依托工程为太阳集气增压站回注水预处理设施和回注井依托、固废依处置单位依托。

3.10.1 回注井工程依托情况

（1）回注井依托情况

项目所在区域及周边已建的回注井工程有阳 1 井及阳 102 井。由于太阳-大寨矿权范围内现有在建及投产工程废水产生量不大，仅阳 102 井即可满足回注需求，故将阳 1 井作为备用回注井。

（2）输水管线依托情况

太阳一大寨采矿权范围内现已建成较为完善的压返液及采出水输送管道，本次依托的大寨集气站~太阳集气增压站输水管道，太阳集气站~正东集气站采出水转输管线，正东集气站~阳 102H1 采出水处理站输水管道，阳 102H1 采出水处理站~阳 1 回注井及阳 102 回注井回注管线均已建成投运，且已取得相应环保手续。

3.10.2 固废处置单位依托情况

（1）水基钻井固废

本项目钻井过程产生的水基钻井固废属于第Ⅱ类一般固体废物，收集转运至有资质的砖厂进行资源化利用。

（2）油基钻井固废

根据收集资料及现场踏勘，油基钻井固废暂存于钻井岩屑贮存场地，废油或废油桶等含油固废暂存于危废暂存间，每个井场均设置 30m² 的危废贮存场地，危废暂存间满足《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）对危废贮存点的相关环保要求。

3.11 工程占地及土石方平衡

3.11.1 工程占地

本项目占地涉及施工期临时占地和场站永久占地两种类型，项目占地统计如下表 3.11-1。

表 3.11-1 本项目占地情况

序号	工程类别		占地面积（hm ² ）		备注
			临时占地	永久占地	
1	钻井工程	井场	2.1002	/	临时占地为钻井期间井场、进场道路、表土堆场等
2	站场工程	采气平台井站	/	0.8667	井场临时用地占地范围内
3	管道工程	作业带、施工便道	7.284	/	施工完毕后生态恢复
		标志桩、警示牌等	/	0.0016	位于作业带临时占地范围内
小计			9.3842	0.8683	/
合计			10.2525		

本项目总占地面积 10.2525hm²，其中临时占地 9.3842hm²（主要为集输管

道施工临时占地和各井场钻井施工场外附属设施临时占地），永久占地 0.8683hm²（主要为平台井站、管线附属设施标志桩以及警示牌等占地）。

3.11.2 土石方平衡及堆存

本项目主要建设内容包括钻井工程、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，未出现过土石方弃方和借方量情况，因此本次土石方量统计将分为钻井井场及集输管线两部分进行，平台井站建设开挖土石方量纳入钻井井场建设开挖土石方量一并统计，不再单列。

本项目建设过程中土石方挖方量约 6.4 万 m³，填方 6.4 万 m³，钻前施工和管线施工中优先剥离 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），剩余场地平整产生的土石方做到场地挖填自行平衡，根据已实施的前期部署井场钻前施工实际情况，各井场钻前施工土石方均可做到各自井场场地内平衡，未出现土石方弃方和借方的情况，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。

3.12 组织机构定员及施工进度

3.12.1 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 20 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。单井钻井工程施工作业时间约 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 50 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，单口井压裂时间约 1 个月。

3.12.2 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日施工人数 20 人左右，仅白天施工，夜间不作业。

本项目运营期各采气平台井站均无人值守。

4 工程分析

根据项目“区块产能接替生产、生产单元模块建设”的特点，可逐类选取区块内典型单项工程项目进行分析，即选取平台钻井工程和地面集输工程的典型单项工程项目，结合项目工程特点，将实施分为三个阶段：施工期、运营期和退役期。

平台钻井工程内容为钻前工程、钻井工程和压裂及测试工程，地面集输工程内容为新建采气平台井站工程、集输管线。

4.1 施工期工程分析

本项目拟部署 2 个钻采平台及配套集输管道工程建设，施工进度概况见表 4.1-1。

表 4.1-1 项目施工进度概况

实施年	建设内容
2025 年	钻井工程：YS118H2-1、YS118H2-3、YS118H2-5、YS118H3-1、YS118H3-3 采气工程：YS118H2-1、YS118H2-3、YS118H2-5、YS118H3B-1、YS118H3-3
2026 年	钻井工程：YS118H2-S2、YS118H2-S4、YS118H3-5、YS118H3-7 采气工程：YS118H2-S2、YS118H2-S4、YS118H3-5、YS118H3-7

4.1.1 钻前工程施工

钻前工程为钻井工程以及后续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》进行施工。

（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。

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

1）井场建设

本项目钻前工程主要包括新建井场（规格：115×55m、120m×53m）、应急池（600m³）、放喷坑（7m×13m×3.5m，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。

2）道路建设

本项目进场道路主要为新建道路和改建公路。

① 新建公路：项目新建进场公路路基 4.5m，路面结构层为 20cm 厚砂卵石层+20cmC25 面层。

② 改建公路：本项目改建主要工程内容为对公路进行加宽，并增加错车道，公路路面结构层为手摆片石底层，厚 20cm，面层为碎石层，厚 8cm，另外对加宽处增设挡土墙。

③ 路基施工注意事项：路基施工填方地段填筑路基前必须挖除软土层，夯实后方可填土，如果地面坡度大于 1:5 时，地面应挖成台阶，且宽度不小于 2m，并向内倾斜 2%~4%。路基压实度要达到设计和规范要求，压实度不应小于 90%。为减少外运弃土，路堤不得采用倾填方法，均应分层填筑，分层压实。每层铺填厚度应根据压实机械类型和规格确定，每层碾压后的厚度不应超过 30cm。

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。

3) 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、放喷坑、柴油罐区、应急池、发电机房基础、不落地工艺区和泥浆循环系统等区域进行分区防渗处理。通过加强井场防渗等级，避免污染物入渗，拟采取分区防渗措施。具体措施详见 9.2 地下水环境污染防治措施章节。

(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、灌草地破坏，造成地面裸露，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耕地为主，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，便于井场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

钻前施工人员生活依托周边居民生活设施。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 20 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。

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。类比本项目区块内已实施钻井工程钻前施工实际情况，井场土石方可做到井场场地内平衡，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井场并进行安装，通常 12~15 天可安装完毕。

② 钻井作业流程

根据区块开发方案，项目钻井平台采用单机钻井，钻井方式主要为空气钻+泥浆钻井，主体采用三开井身结构，导管段采用Φ660.4mm 空气锤，导管段

下 $\Phi 508\text{mm}$ 导管至 50m 左右稳定地层，封隔地表窜漏及垮塌层；一开段采用 $\Phi 420\text{mm}$ 空气锤，下 $\Phi 339.7\text{mm}$ 导管，封隔上部砂泥岩、石膏等不稳定地层；二开采用 $\Phi 406.4\text{mm}$ 钻头，下 $\Phi 244.5\text{mm}$ 套管至韩家店组顶，封隔乐平组易垮塌煤层、茅口栖霞组可能存在的漏失层、梁山组页岩层等复杂地层；三开直井段采用 $\Phi 215.9\text{mm}$ 钻头，下外径 $\Phi 139.7\text{mm}$ 套管至石牛栏组，建立侧钻基础，并在储层内建立完整井筒。导管~一开采用空气钻或清水钻井，二开、三开直井段采用水基泥浆钻井，三开水平段采用油基钻井。

空气钻井过程为用空压机将空气压缩后经增压机增压至钻井所需工作压力，经注气管线、立管注入井下，带动钻头切削地层，同时压缩空气返排又将井下岩屑带到地面通过排砂管排放。泥浆常规钻井工艺属于过平衡钻井技术，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。

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~一开采用空气钻或清水钻井，二开~三开直井段采用水基泥浆钻井，三开水平段采用油基泥浆钻井。

A、清水钻进过程

为了保护浅层含水层，避免聚合物泥浆等钻井液对浅层地下水环境造成不利影响，本项目各井拟采取清水钻工艺进行引管/导管段的钻井作业。清水主

要成分为无毒无害的淡水（并可根据实际情况添加膨润土），钻完后及时下套管和固井，可最大程度地保护浅层地下水环境；根据现场实际钻探情况，下井深度以完全封隔浅层裂隙水发育区为原则，必要时可加长，最大程度地保护浅层地下水。

主要钻井过程为：由电力提供钻井动力，将清水通过钻杆立柱不断地高压注入井底，带动钻头旋转不断切割地层岩石，产生的清水夹带着岩屑由钻杆与井壁之间的环形空间返回至井口，清水在井场内经泥浆循环系统处理后回用于钻井，使井不断加深，直至目的层，然后进行起下钻具更换钻头、替换钻井液等作业，为水基泥浆钻井做准备。

B、空气钻进过程

空气钻井工艺属欠平衡钻井技术，以空气为工作介质，采用现场压缩增压方式供给。气体钻井具有钻进速度快，井下压力小于地层压力，可有效避免复杂地质段井漏的发生，防止和减少钻井对地层的伤害，与清水钻井相比，减少了钻井污染物产生。

工艺过程：空气压缩机→增压机→主供气管线→立管→方钻杆→钻具钻头→环形空间→旋转控制头旁通口→排砂管线→喷淋除尘。气体钻井过程中岩屑（ $0.2\text{mm}<r<2.5\text{mm}$ ）随返排气流带至井口地面排砂管，对气体钻井废气做喷淋除尘处理，实现固相/气相分离，岩屑排入岩屑池内，喷淋废水循环使用。

C、泥浆钻进过程

平台各井二开~三开直井段均采用水基泥浆钻井，其钻井工艺过程与清水钻相同，只将钻井液进行转变。高压水基泥浆带动钻头旋转不断切割地层岩石，将切削下来的岩屑不断带出井口，水基泥浆在井场内经泥浆循环系统处理后回用于钻井，使井不断加深，直至目的井深。

D、钻井泥浆循环工艺（不落地工艺）

钻井泥浆主要功能为带动钻头钻进和带出井底岩屑。钻井过程中，岩屑在钻头机械作用下，分散成大小不等的颗粒而混入钻井泥浆中，使钻井泥浆性能改变，给钻井工程及气层带来危害，因此必须消除钻井泥浆中的外加固相。从井底返出的钻井泥浆首先经过振动筛清除较大的固相颗粒，再通过除砂器和除

泥器对钻井液进一步进行固相分离，分离得到的泥浆经除气器除气处理后回到泥浆罐回用于钻井过程，实现钻井泥浆的最大化循环重复利用。除砂器和除泥器的工作原理是根据不同组分的密度不同而在离心力的作用下得到分离，钻井泥浆中含有钻井岩屑，进入除砂器和除泥器后高速旋转，由于离心力的作用，较轻的组分（泥浆）通过溢流管排出，较重的岩屑和砂砾等在离心力作用下沿着圆锥形的旋流管内壁向下从底部排出。除砂器及除泥器分离固相经沉淀处理后与振动筛分离固相一并经板框压滤机脱水后，泥饼外运综合利用。

由于振动筛、除砂除泥器的可分离颗粒物粒径限制，粒径小于 0.01mm 的微小钻屑将不可避免地留在循环系统当中，随着泥浆的不断循环，泥浆中的细小钻屑便随之增多，进而造成泥浆携带钻屑能力减弱、废泥浆量增加和影响循环系统的工作效率的不利影响。因此，为确保钻井作业的稳定运行，当循环泥浆中含砂率过高时，将在完成除砂除泥作业后使用固液分离装置对循环泥浆进行进一步分离，以降低循环泥浆中的钻屑含量。

该泥浆循环工艺是页岩气井和常规天然气井采用的成熟工艺，分离后的泥浆可回用于钻井过程。泥浆循环系统工艺流程见图 4.1-2。

E、油基泥浆钻井作业

本项目三开水平段采用油基钻井液钻井，钻井过程中以钻井液作为载体将岩屑带至地面，返排钻井液与岩屑混合物经钻井液循环处理系统固液分离实现钻井液的循环利用，分离的固相（钻井岩屑）进入油基钻井液不落地随钻处理系统处理。油基钻井不落地随钻处理系统由收集单元（32 个 2.5m³ 岩屑收集罐）、输送装置（螺旋输送机）、脱油装置（油基岩屑甩干机 1 套）三部分组成，实现对油基岩屑和钻井废水等污染物的不落地随钻处理。

不落地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贮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、洗井废水收集后，经过污水罐处理后暂存用于设备清洗或后期压裂液配置。

不落地随钻处理系统分离后的油基岩屑，经场内 $32 \times 2.5 \text{m}^3$ 岩屑罐或吨袋盛装转移至不落地工艺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。

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、Cl⁻ 为主，不含汞、铬、铅等重金属有毒有害物质；油基泥浆主要成分以白油或柴油加添加剂为主。

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、钻前修建的应急池及放喷坑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、柴油机废气

当电网停电时，项目将采用柴油发电机组进行发电，并给钻机上的各种设备提供动力，钻井柴油发电机组燃烧排放的主要污染物为 NO_x ，其次还有少量 HC 、 CO_2 和少量烟尘等。本项目柴油发电机组为成套产品，有自带的烟气处理系统，其燃料燃烧会排放少量废气，主要污染物为 NO_x 、 CO 、 CO_2 、 HC 和少量烟尘等，进入大气中后将很快被稀释，且其影响的持续时间较短，钻井期间的大气污染物将随钻井工程的结束而消除，故对环境空气影响较小，因此钻井工程的实施不会对环境空气造成长期明显不利影响。

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，对环境空气影响很小。

C、空气钻井废气

空气钻井过程中岩屑将随空气带入排砂管，排砂管出口接入清水池，在排砂管出口前设置喷淋除尘，实现钻井废气和岩屑的分离。根据已实施的空气钻井产排污统计资料，喷淋除尘后废气量中含尘量较小，仅约 $10\sim 30\text{mg}/\text{m}^3$ 。

D、放喷废气

应急放喷的页岩气经专用放喷管线引至放喷坑后点火燃烧，测试放喷时间约 7 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。本气井为不含硫化氢页岩气井，页岩气燃烧主要产物为 NO_x 、 CO_2 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放喷坑后点火燃烧，其燃烧主要产物为 NO_x 、 CO_2 和水。

E、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不落地工艺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 20d，废气的产生随着施工的结束而结束。

根据区块及周边同一目的层井深情况，油基泥浆一般含油量在 80%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 800m^3 （约 1600t），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》（GB/T 11085-1989）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 0.08kg/h ，约 0.030t/井，本项目实施油基泥浆钻井无组织有机废气产生量约 0.135t。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。

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（包括空气钻除尘废水、清水钻及水基泥浆钻压滤脱水以及设备冲洗废水）、方井雨水、井场初期雨、洗井废水水以及钻井队人员生活污水。

A、钻井废水

空气钻井阶段除尘废水及收集利用：空气钻井无外加钻井液剂，喷淋除尘

废水主要污染物为 SS，在钻前工程修建的 600m^3 的应急池中沉淀去除，喷淋水经沉淀后上清液循环利用，喷淋用水不足时通过清水池补充新鲜水。空气钻井过程中产生的废水沉淀后循环使用，根据空气钻井经验数据，空气钻井阶段每米进尺喷淋除尘水用量约 0.3m^3 ，喷淋水回用率约为 80%，循环过程中的新鲜水的蒸发损耗量约 20%。根据井身结构，预计本项目单井空气钻井最大深度约 300m，则单井空气钻井除尘用水量约 90m^3 ，循环利用后单井最终产生的废水量约 20m^3 。由于钻井平台内各井采取分井段总体钻进，即先实施各井导管、然后实施各井一开，依此类推完成各井钻井，前一开井的空气钻井废水可收集至清水罐暂存用于下一口井空气钻井除尘用水，故单个平台空气钻井阶段完成后产生的除尘废水量约为 $20\sim 40\text{m}^3$ 。本项目实施空气钻井废水产生总量约 80m^3 。空气钻井产生的除尘废水全部用于后续水基钻井阶段配置泥浆。

清水钻井阶段钻井废水：空气钻在遇水无法钻进的情况下，需要转用清水进行钻进。清水钻与水基泥浆钻采用相同的钻井设施，仅使用的钻井液不同，清水钻采用清水进行钻进。根据区块内及周边已实施钻井工程采用清水钻统计资料，清水钻用水量约为 $0.5\text{m}^3/\text{m}$ ，本项目导管~一开段井深为 $200\sim 300\text{m}$ ，则单井清水钻用水量约为 $100\sim 150\text{m}^3$ ，循环利用后单井最终产生的废水量约 80m^3 ，本项目各钻井平台内各井采取分井段总体钻进，故单个平台清水钻井阶段完成后产生的废水量约为 $80\sim 160\text{m}^3$ 。清水钻废水主要为泥浆压滤出水和设备清洗废水，经不落地随钻处理系统处理后暂存于不落地工艺区配备的 $4\times 40\text{m}^3$ 废水收集罐中，后全部用回用于钻井过程中或下一阶段水基泥浆配置用水，不外排。

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利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压滤出水和设备清洗废水。根据对区块及周边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 350m^3 ，本项目实施钻井废水产生总量约 700m^3 ，经隔油沉淀处理后暂存于不落地工艺区配备的 $4\times 40\text{m}^3$ 废水收集罐和应急池（仅进行中转暂存，暂存周期不超过 7d，且暂存期间仍保证有超过 15%的安全余量），后续回用于压裂测试压裂期间的压裂液调配用水。考虑到存在的

确定性，若出现清水池可能无法确保钻井废水完全不外溢存放并回用的情况时，钻井废水采取罐车或管道方式外运周边其他平台回用，无法回用的转运至回注井回注处理。

整个钻井过程无污废水直接排入当地地表水体，通过上述措施可最大限度地减少钻井废水对当地地表水环境的影响，本项目钻井生产废水对当地地表水环境影响可接受。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 4.1-4。

表 4.1-4 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	6.5~9.0	≤1	≤800	≤1000
水基钻井液钻进后废水	6.5~9.0	≤8.5	≤2200	≤4600

钻井过程中废水全部循环利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收集贮存，经不落地随钻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大部分回用，无法回用的交由依托回注井回注处置。钻井废水满足压裂用水条件，且产生量小于压裂用水需求量。

B、方井雨水

由于方井区域在钻井施工过程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 90m³，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。

C、井场初期雨水

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储水池内暂存，用于钻井泥浆和压裂液配置用水。根据泸州市暴雨降雨强度，按最不利情况考虑，计算单个钻井平台（115×55m、120m×53m）在 15min 内初

期雨水收集量为 147m^3 （ $115\times 55\text{m}$ ）、 149m^3 （ $120\text{m}\times 53\text{m}$ ）。染物主要为 SS 和少量石油类。

D、洗井废水

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 150m^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，经放喷坑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。

E、生活污水

单个平台施工人员为 50 人，生活用水按每人每天 80L 计，本项目单井最大钻井作业期间（2 个月）生活用水量约为 240m^3 ，污水按用水量的 90% 计，则生活污水产生量共计 1944m^3 （约 $3.6\text{m}^3/\text{d}$ ）。生活污水产生量较少，主要污染物 COD 约为 300mg/L ， BOD_5 约为 150mg/L ，SS 约为 250mg/L 、 $\text{NH}_3\text{-N}$ 约为 20mg/L ，采用移动式水冲厕所，粪水由具备资质的单位用吸粪车转运至有处理资质的单位处理。

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流时（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，配置放喷坑）应急放喷产生的气流噪声，位于井场外的放喷坑。

“不落地”处理工艺区：主要振动筛、搅拌机、污水转输泵等，位于井场后场东北侧。

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。

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、空气钻、清水钻及水基钻井固废

本项目空气钻、清水钻及水基钻井固废主要为废钻井泥浆、岩屑等经“不落地”系统进行固液分离产生的固相废渣。

根据《危险废物排除管理清单（2026 年版）》（公告 2026 年第 2 号），水基废泥浆和岩屑均不具有相关危险特性，属于一般工业固废。根据区块内及周边钻井项目验收报告固废产排情况统计，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，本次评价空气钻、清水和水基泥浆钻井埋深约 2900m，单井平均水基钻井固废产量为 870m^3 （1740t）。

B、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。根据区块内及周边钻井项目验收报告固废产排情况统计，预计单井平均产生油基钻井岩屑量约 800m^3 ，用防渗防漏吨袋（含防水内层）收集装袋，现场设置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、生活垃圾和包装材料

生活垃圾产生量按 $0.5\text{kg}/\text{人}\cdot\text{d}$ 计算，钻井期间单个钻井队钻井人员 50 人，则预计单平台生活垃圾产生量约 $25\text{kg}/\text{d}$ ，单井钻井作业期 2 个月，本项目钻井期间生活垃圾产生总量约 13.5t。生活垃圾均存放在生活区修建的垃圾池中，定期交由环卫部门处理。

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 0.8t。

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（包括废防渗布、废抹布、废手套等）主要来源于机械（泥浆泵、转盘、链条等）废润滑油。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 0.3t，产生总量约 0.6t。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），现场配备废矿物油收集桶收集后在危废暂存间进行暂存，最终交由有资质单位进行处理，不外排。

4.1.3 压裂测试工程

（1）工艺流程及产污环节

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。

1）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

2）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。

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 3.6-3。

② 压裂供水工程

本项目压裂施工预计单井压裂液用量约 36000m^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区块及相邻井区其他平台返排液量约占压裂液用水量总量的 70%，平台内新配置压裂液用水量约占 30%。重复利用压返液采用管线运输，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（ 2500m^3 ）+应急池（ 600m^3 ）储存供给。

为减轻项目压裂生产用水对当地河水资源占用，减少单位时间内取水冲击负荷，钻井完成进入压裂阶段时优先在井场后场布置的总容积 2500m^3 的压裂液罐存储（钻井设备撤场后布置在井场后场），用于存水，避免压裂时短时间内大规模取水，单井最大取用新鲜水量约 $2500\text{m}^3/\text{d}$ 。

（2）压裂测试主要污染物及污染物排放情况

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，噪声源位于放喷坑，单井测试放喷持续时间一般不超 4h，且安排在昼间进行。

② 废水

A、压裂返排液

1) 压裂返排液水量

本项目压裂长度为 2000m ，采用约 $80\text{m}\sim 85\text{m}$ /段的长段压裂方案，每段压裂用水量预计为 1500m^3 ，压裂段数约为 24 段，单井压裂用水量约为 $3.6\text{万}\text{m}^3$ 。

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。

根据太阳-大寨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 7200m³/口，返排持续时间约 15 天，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。压裂返排液出井后由压裂液罐（有效容积 50×50m³）+应急池（有效容积 600m³）暂存，大部分回用于区块或邻近区块其他井场配置压裂液，无法回用（约 10%）的转运至环保手续齐全的回注井回注处置，回用率为 90%。

2) 水质

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 4.1-13。

表 4.1-13 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 ⁻	钡
返排液浓度	7.5~9.0	18	1000	5000	10280	400

B、生活污水

单平台压裂施工人员生活污水产生量约 3.6m³/d，本项目压裂期间生活污水产生总量约 972m³，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、应急池挥发的有机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、CO₂ 和水蒸气，单井测试放喷时间约 4h，燃烧产物对环境的影响甚微。

B、应急池挥发的有机废气

压裂返排液内的油类物质在应急池暂存的过程中将产生少量无组织挥发性废气，主要成分为 VOCs。应急池仅作为应急暂存设施，储存的压裂返排液量较少，含油量较少，暂存时间较短，逸散的挥发性有机物量很小。

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放喷坑后点火燃烧，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，属于危险废物，交危废资质单位处置，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。

压裂期间施工人员产生的生活垃圾依托已有设施进行收集，产生量约为 25kg/d（合计约 6.75t），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。

（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 CO_2 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：主要为来自砂石料拌和及混凝土养护废水、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 8m^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 4.1-13 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少。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（2 条）。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 4.1-7。

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，覆土回填。最后对管道进行吹扫试压，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，总体交通依托较差。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

管道穿越工程水体穿越、公路穿越。根据本项目地面建设方案，集输管线水体穿越为池塘穿越，不涉及河流，无公路穿越有县道、乡村水泥路等。

A、池塘穿越

穿越池塘时应采用开挖方式敷设，管道埋深为稳定层下 1.0m（管顶距稳定层表面），应先填 200mm 厚的细土垫层。管沟回填时，设置压重块或现浇混凝土稳管。穿越完成后，将池塘按开挖前堤坎的结构和质量进行恢复。

B、道路穿越

本项目管道穿越道路采用开挖方式。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。

管道穿越县道、村道等乡村路时，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。

C、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

管道在下沟回填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、进出车辆泥沙量、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，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 6.07km，试压废水产生总量约为 242m³。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。

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 4.1-16。

表 4.1-16 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 (m)	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	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 6.07km，管道施工废料的产生量约 1.2t，收集后外售回收利用。

B、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，以每人 0.5kg 计，考虑每天施工人员为 20 人，则生活垃圾产生量为 10kg/d。

⑤ 生态环境

工程施工占地改变原有土地属性，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。项目占地不涉及重点保护野生动物天然集中分布区、栖息地，不涉及鱼类“三场一通道”，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。

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，各采气平台井站页岩气由管线外输至集气站，其主要工艺流程采用“井口二级节流→两相流量计单井计量→中压除砂→分离→清管出站”的集输工艺。页岩气在管线、设备中封闭运输，正常情况下不产生废气，在清管检修时会产生少量清管检修废水、废渣产生，其次有少量返排砂砾、气田水及设备噪声。

本项目各平台站场均为无人值守站（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

本项目运营期各井站均为无人值守井站，无生活污水产生，仅分离计量器有一定量气田水产生。清管检修时，产生少量清管检修废水。

气田水：页岩气生产分为排采期、稳产期、递减期 3 个生产阶段，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。本次评价参照区块内阳 102H36-1 井气田水产出变化情况估算本项目生产阶段气田水产生量。本项目各站场分离的气田水暂存于储液罐内，经气田水管线回用于区块内，用于压裂液的配置，最终无法回用的由管道或罐车运至回注井进行回注处理。

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 $1.0\text{m}^3/\text{次}$ ，暂存于站场内储液罐，与气田水一并外运处置。

② 废气

在正常情况下，除少量逸散的无组织废气外，项目无其他废气产生。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。

A、正常工况

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 0.0001kg，由此计算本项目运行期挥发性有机废气排放量约 1.64kg/a。

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事故放空废气经放空火炬燃烧后排放（燃烧时间按 2h 计），主要污染物为 NO_x，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。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 4.2-5。

表 4.2-5 站场运营期主要噪声源强

站场	噪声源	单台声级（dB(A)）	排放规律
采气平台井站	节流阀	62	连续排放
	分离器	65	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除砂器产生的废渣、检修废渣、储液罐沉渣、清管废渣、废矿物油及含油废物。

除砂器废渣：除砂器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，本项目投产井 9 口，除砂器废渣合计产生量约 0.18t/a。除砂器废渣集中收集后交由有处理能力且环保手续齐备的单位进行制砖等资源化利用。

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 2 座，合计检修废渣产生量约 4kg/a，检修废渣主要成分为井内杂屑、机械杂质。

储液罐沉渣：各采气平台采用储液罐暂存采出水，储液罐每半年清理一次，沉渣产生量约为 0.1t/次（0.2t/a）。沉渣产生量与采出水水质、水量有关，开采初期沉渣产生量大，后期采出水水量逐年减少，沉渣产生量也随之减少，单井沉渣产生量共计约 0.2t/a，本次共投产井 9 口，新增废渣 1.8t/a，通过调查，水平段采用油基钻井工艺的沉渣含一定量的石油类物质，属于危险废物，危废类别为 HW08，废物代码 900-210-08，交有相应的危废资质单位处置。

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 6.07km，清管废渣产生量为 3.035kg/a。清管废渣收集后交由有处理能力且环保手续齐备的单位进行制砖等资源化利用。

废矿物油及含油废物：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，2 个井站合计约 0.10t/a，废矿物油属于危险废物（废物类别为 HW08，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。

4.2.2 集输管线

本工程共涉及集气管线 2 条，总长 6.07km。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，以及运输车辆噪声，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，地理式集输管道采用封堵方式退役；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。

4.4 平面布置合理性

4.4.1 井区总体布局合理性

本区块内单项工程均不涉及自然保护区、风景名胜区、森林公园、文物保护单位、生态保护红线、集中式饮用水源保护区等生态环境敏感区，总体布局合理。

4.4.2 施工期井场平面布置合理性

井口周边 500m 范围内未发现自然保护区、集中式饮用水水源地等敏感区

域，无重点保护野生动物天然集中分布区、栖息地，不涉及鱼类“三场”，无医院学校等重要敏感目标；另外，本项目不在四川省生态保护红线范围内，项目选址周边无环境限制因素。根据现场调查及相关资料，本项目井场所在区域无危岩、崩塌、山体滑坡、溶洞、暗河等不良地质条件，不会对井场安全造成威胁。

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）中要求：“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，如果遇到地形和井场条件不允许等特殊情况，应进行专项安全评价，并采取或增加相应的安全保障措施，在确保安全的前提下，由设计部门调整技术条件”。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，临时搬迁方式采取货币补偿、临时租用房屋作为办公用房等方式进行）以落实“井口距民宅不小于 100m”井场布置要求。本区块内各平台井口 500m 范围内均无学校、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。

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

4.4.3 运营期采气站平面布置合理性

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

5 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

古蔺县，隶属四川省泸州市，地处四川盆地南缘、云贵高原北麓，介于北纬 $27^{\circ} 41' \sim 28^{\circ} 20'$ ，东经 $105^{\circ} 34' \sim 106^{\circ} 20'$ 之间，是横向出川重要通道，地域呈半岛形嵌入黔北，西与叙永接壤，东南北三面与贵州毕节、金沙、仁怀、习水、赤水五县（市）毗邻，辖区面积 3184 平方千米。

本项目位于古蔺县西部，主要位于古蔺县大寨乡境内，区内公路、铁路干线贯穿全境，交通便利。

5.1.2 气象特征

古蔺县属亚热带湿润性季风气候，但因地处四川盆地南缘向云贵高原过渡的深丘山区，其气候在兼具四季分明、雨热同季等特征的同时，也表现出更显著的立体山地气候特点。据气象资料统计，全县年平均气温约 17.5°C ，年均日照时数约 1100 小时，年均降雨量约 1080 毫米，无霜期长达 300 天以上。气象参数详见表 5.1-1。

表 5.1-1 古蔺县气象参数一览表

序号	气象参数	
1	年平均气温	17.5°C
2	极端最高气温	41.7°C
3	极端最低气温	-3.0°C
4	多年平均降雨量	1080mm
5	最多年降水量	1350mm
6	最少年降水量	850mm
7	年平均蒸发量	830mm
8	年平均风速	1.3m/s
9	主导风向	W,E
10	日照时数	1100h
11	年均无霜期	300d

5.1.3 地形地貌

古蔺县地处四川盆地南缘向云贵高原的过渡地带，属典型的盆周山区县。

全境以中山地貌为主体，兼有低山和深切河谷，呈现出极为显著的“山高谷深”地貌特征。县境北部地势最高，是大娄山系西段北侧支脉的主要分布区，海拔多在 1000-1800 米之间，山体庞大，连绵起伏；地势由北向南呈阶梯状下降，南部及东部边缘渐过渡为海拔 600-1000 米的低山区域。该地区地质构造复杂，石灰岩广泛分布，塑造了发育典型的喀斯特地貌景观。境内峰丛、溶蚀洼地、落水洞、多层溶洞以及地下暗河系统十分常见，展现了丰富的地质遗迹。整体而言，古蔺县境内群山耸峙，沟壑纵横，可用“七山一水两分田”生动概括其地貌结构。

5.1.4 地表水系

古蔺县河流随山势呈羽状分布，形成赤水河水系，蜿蜒注入长江。古蔺河发源于该县西部箭竹乡磨槽口，由西向东横贯该县中部，经太平镇渡注入赤水河。河长 70km，积雨面积 966.9km²，境内 955km²。河口多年平均流量 11.1m³/s。

赤水河水系长江南岸较大支流，为川、滇、黔三省界河。发源于云南省镇雄县两河区。自云南经叙永梯子岩入境。由西向东再折向北，经叙永、古蔺、合江，在合江县城马街处汇入长江。干流全长 496km，境内长（含与贵州省公共河段）226km。主要支流有叙永县境内的水尾河、倒流河、古蔺县境内的古蔺河、盐井河、白沙河、菜板河、马蹄河以及合江县境内的高洞河等。流域总面积 19322km²，市内 5577 km²。河口多年平均流量 257m³/s。

与本项目有关的地表水体为大寨河，大寨河起源于大寨乡东南面山区，由山体溪沟汇集而成，大致流向由东南往北面流。大寨河宽 5~10m，流量约 3m³/s，水体功能主要为农业灌溉和泄洪。YS118H2 平台距离大寨河约 1.2km，本项目管线不涉及穿越河流。

凉水井集中式饮用水水源保护区的二级保护区边界位于 YS118H2 平台西南侧 0.8km，二者无直接水力联系

本项目所在区域地表水系分布情况详见附图 5.1-1。

5.1.5 地质条件

5.1.6 区域水文地质条件

5.1.7 项目所在场地水文地质条件

5.1.8 项目所在场地岩溶发育情况

5.2 环境敏感区分布情况

本项目区块范围内无国家公园、自然保护区、自然公园等自然保护地、世界自然遗产、生态保护红线等法定生态保护区；以及重要物种的天然集中分布区、栖息地，重要水生生物的产卵场、索饵场、越冬场和洄游通道分布。

根据现场调查和区域环境敏感区资料的收集与识别，本项目区块范围内分布的环境敏感区有永久基本农田、公益林、天然林等。

5.3 环境质量现状评价

5.3.1 地下水环境现状调查与评价

（1）水文地质调查

通过环境水文地质调查，评价范围内未见由水、土引发的地方性疾病。在地下水资源分布上，由于评价范围位于岩溶地区，受岩溶不均匀的发育作用，使得区内地下水分布不均。根据本次现场走访调查，评价范围内地下水近年来受人类活动干扰，存在着少量的生活、农业和工矿企业污染风险源。

评价范围内无地下水开采井，地下水主要开采天然出露的泉点，不会形成地下水疏干区，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。由于区内少量的农业生产、畜牧业养殖使用的化肥农药和产生的污水粪便，都存在一定的处置不当情况，以分散点状形式影响着区内地下水环境，化肥与农药的施用以面源的形式缓慢地影响着受其直接补给的浅层含水层。同时，通过现场调查表明，与本项目类型相同的页岩气开采实施未对周边地下水环境产生明显影响，并且通过本次地下水环境质量监测、居民走访调查分析可知，区内未发生明显的页岩气开采实施引起的地下水污染事故，区内地下水污染源大部分也得到合理的处置，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 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的环境质量现状，本次监测点布设结合各场地地下水流向，在各场地的上游、下游位置布设了监测点，满足了下游至少有一个监测点；最后本次评价在各项目场地所在评价范围内布设了 5 个地下水质量现状监测点，满足地下水二级评价的监测点数量的要求。

本次监测地下水质量现状评价结果表明，本次评价的各监测点的监测因子（除化学需氧量和石油类）均能满足地下水Ⅲ类水质量标准；各监测点的监测因子化学需氧量和石油类均能满足地表水Ⅲ类水质量标准，评价区内地下水质量总体较好。同时，本次地下水质量现状评价结果表明，本项目特征污染因子在地下水环境质量现状评价中均不存在超标现象。

。

表 5.3-4 地下水环境质量现状监测及评价结果统计分析结果表

5.3.2 地表水环境现状调查与评价

（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，本项目管线不涉及穿越三类及以上水体，采气期间产生的气田水等均外运回注处理。

（2）水环境质量现状调查与评价

根据《2024 年泸州市生态环境状况公报》，2024 年，在长江干流、沱江、赤水河、永宁河、濑溪河、古蔺河、大陆溪、塘河和大同河 9 条河流上共设置 13 个国省控制断面、I~II类水质断面占 69.2%，III类水质断面占 30.8%，无IV类、V类和劣V类水质断面。

赤水河（2 个断面）水质优，清池和醒觉溪断面水质类别均为II类，水质月达标率均为 100%。

5.3.3 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黄壤等。

表 5.3-9 项目所在区域土壤主要理化性质

项目	具体内容
黄壤	
母质	砂页岩风化的残坡积物
分布和地形地貌	山区平缓坡地
剖面构型	A0—A—(B)—C
有效土体深度	80~100cm
主要性状	夹较多扁平状砾石，含量 10%--30%，质地多为粘壤土。土壤 pH4.4--6.0，呈酸性至微酸性反应，有效阳离子交换量 10me/100g 土左右，盐基饱和度小于 50%。
生产性能	该土种土体较厚，质地适中，养分含量较高，是较好的森林土壤之一，适宜生长松、杉、桦、丝栗、漆树、香樟、栓皮栎等，地势平缓地段多辟为茶园。
土类描述	热带、亚热带石灰岩山区，经溶蚀风化，形成厚薄不同的钙质饱和或含游离钙质的土壤，多见于石隙、溶洞或峰丛底部。碳酸钙淋溶程度不一，多粘土，多为铁钙质胶结物，风化程度不一，盐基饱和度高，土壤有机质含量及胶结状态有较大差异。

典型剖面理化性质	A0 层	0-2cm, 枯枝落叶层。
	A 层	2-5cm, 棕黑色(湿, 7.5YR2/2), 重砾质砂质粘壤土, 屑粒状结构, 疏松, 根多, pH5.0。
	C 层	18-80cm, 黄棕色(湿, 2.5YR5/6), 重砾质砂壤土, 夹多量半风化母岩碎屑。

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 12 月对区块内代表性井场附近的土壤进行理化性质分析。理化特性调查结果表见表 5.3-10。

表 5.3-10 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井区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 12 月 10 日，一次取样监测。

② 监测布点

每个井场布设柱状点监测背景值或者监测跟踪值（已施工井场）。本项目监测布点情况详见表 5.3-11。

表 5.3-11 土壤监测点位、因子和频率

监测点	位置	监测点类型	监测因子
T1	YS118H2 井场占地范围内井口附近位置	柱状点	特征因子
T2	YS118H2 井场拟设南侧放喷坑位置		
T3	YS118H2 井场应急池附近位置		
T4	YS118H2 井场占地范围内循环系统区域	表层点	阳离子交换量、锌、铬、GB36600 基本因子、特征因子
T5	YS118H2 井场占地范围外南侧 109m（上游耕地）	表层点	特征因子、土壤理化性质
T6	YS118H2 井场占地范围外北侧 110m（下游耕地）	表层点	特征因子
T7	YS118H3B 井场占地范围内井口附近位置	柱状点	特征因子
T8	YS118H3B 井场拟设北侧放喷坑位置		

T9	YS118H3B 井场应急池附近位置		
T10	YS118H3B 井场占地范围内循环系统区域	表层点	阳离子交换量、锌、铬、GB36600 基本因子、特征因子
T11	YS118H3B 井场占地范围外南侧 99m（上游耕地）	表层点	特征因子
T12	YS118H3B 井场占地范围外北侧 176m（下游耕地）	表层点	特征因子

③ 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、二苯并[a,h]蒽、茚并[1,2,3-cd]芘、蔡。

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；

土壤理化性质调查：土体构型、土壤结构、土壤质地、阳离子交换量、氧化还原电位、饱和导水率、土壤容重、孔隙度。

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）。

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项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)。

（4）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 5.3-12~14。

由上述监测结果可知，各监测点土壤环境质量均满足《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。本项目钻井过程中所用钻井泥浆不含重金属元素，且本项目无废水、固废外排，严格分区防渗，本项目实施对周边土壤环境影响较小。

（5）区域土壤环境质量现状的变化趋势分析

根据调查，区域已勘探开发工程实施至今，未出现较大环境事故从而造成土壤污染，本项目通过调查已投入钻井阶段与未钻井前阶段土壤环境现状监测值进行对比，以及调查钻井阶段与集输阶段土壤环境现状监测值进行对比，分析土壤变化趋势，监测点位均为重点污染源应急池附近，通过对比可知，项目钻井阶段和集输阶段土壤特征因子监测值均未出现明显变大的趋势，数据较为稳定，由此可见，项目钻采过程对土壤环境影响较小，区域土壤环境质量现状无明显变化。

表 5.3-12 本项目土壤监测结果统计表 单位：mg/kg（pH 无量纲）

表 5.3-13 本项目土壤监测结果统计表（续表） 单位：mg/kg（pH 无量纲）

5.3.4 大气环境现状调查与评价

（1）区域环境空气质量现状评价

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

本项目涉及泸州市古蔺县，根据泸州市生态环境局发布的《2024 年泸州市生态环境状况公报》（2025 年 5 月）。2024 年，古蔺县优良天数为 361 天，优良天数比例为 98.6%，同比上升 2.7 个百分点。环境空气质量状况见表 5.3-15。

表 5.3-15 2024 年古蔺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	20	35	57.1	达标
PM ₁₀	年平均质量浓度	33	70	47.1	达标
SO ₂	年平均质量浓度	6	60	10	达标
NO ₂	年平均质量浓度	10	40	25	达标
CO	日均值第 95 百分位数	800	4000	20	达标
O ₃	日最大 8 小时平均第 90 百分位数	120	160	75	达标

由上表可知，2024 年古蔺县年评价结果达标。根据《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ2.2-2018），项目所在区域属于环境空气质量达标区。

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 12 月 9 日~15 日对区域环境空气进行了现场补充监测，本次评价实际监测设置大气监测点 2 个。监测点位、监测因子及监测频次详见表 5.3-16。

表 5.3-16 大气环境质量补充监测点

监测点位	监测位置	监测因子	监测频次
Q1	拟建 YS118H3B 平台南侧 120m 居民点 Q1	非甲烷总烃	连续监测 7 天，监测 1 小时均值
Q2	拟建 YS118H2 平台南侧厂界高 Q2	非甲烷总烃	连续监测 3 天，监测 1 小时均值

监测时间：2025 年 12 月 9 日~15 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：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 5.3-17。

表 5.3-17 项目无组织厂界监测及评价结果统计

由上表可知，本项目厂界及周边居民点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，本项目所处泸州市古蔺县 2024 年属于环境空气质量达标区；本次环评对区域的环境空气质量进行了补充监测井站及周边居民点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》，表明项目区大气环境质量较好。

5.3.5 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。

（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 4 个环境噪声监测点，布点情况及具体位置见表 5.3-19 及附图 5.3-4。

表 5.3-19 本项目噪声监测实测点

编号	监测点位置	类型	备注
N1	拟建 YS118H2 井场南侧 189m 居民点	环境噪声	新建平台
N2	拟建 YS118H3B 井场东南侧 76m 居民点	环境噪声	
N3	拟建 YS118H2 井场南侧厂界	厂界噪声	
N4	拟建 YS118H3B 井场东南侧厂界	厂界噪声	

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 12 月 11 日~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 5.3-20。

表 5.3-20 项目噪声监测数据及评价结果统计

从上表可以看出，本项目拟建井场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，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。

5.4 生态环境现状调查

5.4.1 生态功能区划

（1）全国生态功能区划

本项目位于四川省泸州市古蔺县，根据《全国生态功能区划》，属于 I-01-28 大娄山区水源涵养与生物多样性保护功能区。该区域位于川滇黔交界处，包含 1 个功能区：大娄山区水源涵养与生物多样性保护功能区，是赤水河与乌江水系、横江水系的分水岭以及重要水源涵养区，行政区主要涉及重庆市的江津、綦江，贵州省的毕节、遵义，云南省的昭通，以及四川省泸州市，面积为 32872km²。该区域水热条件良好，生物资源丰富，以常绿阔叶林为主。

主要生态问题：长期以来由于上游地区过度的垦殖、滥砍滥伐、土法炼硫炼锌等，致使植被严重破坏，水土流失严重，生态系统退化，中下游区小煤窑、酒作坊和城镇对赤水河水环境威胁较大。

生态保护主要措施：加强自然保护区的建设，加大保护力度；对赤水河流域粗放型小企业、小作坊无序发展问题进行规范，改变生产经营方式，发展生态农业、生态旅游及相关产业，降低人口对土地的依赖性，走生态经济型道路。

（2）四川省生态功能区划

根据《四川省生态功能区划》，本项目位于泸州市古蔺县，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-5 盆地南缘岩溶常绿阔叶林生态亚区、I-5-2 古叙矿产业与生物多样性保护生态功能区”。

A、主要生态问题

该区域的主要生态问题有：滑坡塌陷较强发育，水土流失较为严重，局部地区出现石漠化，易发生旱灾。

B、主要生态服务功能

该区域的主要生态服务功能为：矿产品提供功能，生物多样性保护功能，土壤保持功能。

C、生态保护与发展方向

该区域的生态保护与发展方向为：保护森林植被；巩固长江上游防护林建设、天然林保护和退耕还林成果。加强基本农田保护和建设，保护耕地。防治水土流失。防止喀斯特地貌区石漠化。调整农业结构，发展生态农业和农林产品深加工。发展沼气等清洁能源。发展旅游业。发挥煤炭资源优势，加强煤炭资源合理开发和综合利用，发展煤电、煤化联营生产基地，建设资源循环利用体系。规范和严格管理矿产资源的开发，严格控制环境污染和生态破坏，保障饮用水安全。

5.4.2 土地利用现状

项目所在区域土地利用现状基于高分辨率遥感影像利用 GIS 软件进行人工目视解译，遥感影像采用区域 2025 年 7 月 0.5m 分辨率卫星影像作为解译基础底图。按照《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ 19-2022）要求，通过人工目视判读遥感影像及现场调查核实，将评价范围内的土地利用类型按 GB/T 21010-2017 土地利用分类体系进行分类，形成土地利用现状矢量数据库，并以二级类型作为基础制图单位制作评价范围区域土地利用现状图。

根据土地利用现状解译结果，对评价范围土地利用现状类型进行统计分析。

根据现场调查及遥感释义，区块范围内土地利用类型以林地为主，面积约 427.56m²，占区块总面积的 50.58%，其次是耕地约 372.08hm²，占区块总面积的 44.01%。区块及评价范围内的土地利用类型均整体呈现林地与耕地镶嵌分布，同时零星分布其他土地利用类型。

5.4.3 土壤侵蚀现状

土壤侵蚀强度主要通过评价范围的土地利用类型、植被覆盖度、地面坡度等间接指标综合分析得到的。参考《土壤侵蚀分类分级标准》（SL190-2007）中的面蚀分级指标及《全国土壤侵蚀遥感快速调查工作规程》中的计算机分析方法，将土地利用类型图、植被覆盖度图、地面坡度图进行叠加分析，得出评价范围的土壤侵蚀现状。

根据本次调查解译结果，就整个区块范围而言，侵蚀以微度侵蚀为主，占比为 60.62%。施工过程中应做好水土保持工作，降低项目建设对区域土壤侵蚀的影响。

5.4.4 陆生植被现状调查

（1）调查方法

根据评价的要求和评价范围的情况，植被分布现状采用资料收集、遥感解译的方式。

① 基础资料收集

收集整理区域生物多样性资料，包括涉及的市县地方志、地方统计年鉴以及林业、环保、水利、农业、国土资源等部门提供的相关资料，并且参考《中国植物志》、《中国高等植物图鉴》、《四川植物志》、《中国植被》、《四川植被》等专著，以及《海坝 YS137 井区页岩气产能建设项目环境影响报告书》、《太阳阳 102 井区页岩气产能建设项目环境影响报告书》等报告。在综合分析现有资料的基础上，确定实地考察的重点区域和考察路线。

② 遥感解译

为了准确地反映项目区植被类型、植被盖度及生态系统类型等主要生态环境要素信息，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，建立植被类型、植被盖度及生态系统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，建立基于植被类型等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。

A、遥感图像处理及其评价

a、遥感信息源的选取

遥感影像采用区域 2025 年 7 月 0.5m 分辨率卫星影像作为解译基础底图，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。根据植被类型、植被盖度及生态系统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。

B、生态环境专题信息遥感解译说明

a、植被类型及生态系统类型遥感解译

项目区植被类型及生态系统类型按照《环境影响评价技术导则-生态影响 (HJ19-2022)》及《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》(HJ 1166-2021)进行划分，并对数据进行了统计。

b、植被覆盖度遥感解译

采用基于 NDVI 的像元二分模型法反演植被覆盖度。根据像元二分模型原理，可以将每个像元的 NDVI 值表示为植被覆盖部分和无植被覆盖部分组成的形式，用公式可表示为：

$$NDVI = NDVI_{veg} \times f_c + NDVI_{soil} \times (1 - f_c) \quad (a)$$

式中：NDVI_{veg} 代表完全由植被覆盖的像元的 NDVI 值；NDVI_{soil} 代表完全无植被覆盖的像元 NDVI 值；f_c 代表植被覆盖度。

公式（a）经变换即可得到植被覆盖度的计算公式：

$$f_c = (NDVI - NDVI_{soil}) / (NDVI_{veg} - NDVI_{soil}) \quad (b)$$

根据公式（b），利用 ERDAS IMAGINE 中的 Modeler 模块建模编写程序来计算覆盖度，得到了植被覆盖度图。

②植被类型

根据古蔺县林业调查资料，参考《中国植被》的植被型-群系-群系三级分类系统，对评价范围内的实地植被调查结果进行植被类型划分，评价范围内自然植被类型可分为 6 种植被型和 10 种群系组，另外还有蔬菜、黄竹草等栽培植被类型。

（3）植物资源

根据现场调查以及 2025 年 7 月的卫星影像数据作为信息源（空间分辨率达 0.5m，满足生态影响评价图件制作要求），并结合评价范围内的 1:1 万地形图及相关资料，进行遥感解译，得到植被资源及植被覆盖度现状。

评价范围内自然植被属亚热带植物区，植被类型主要包括了常绿针叶林、常绿阔叶林、落叶阔叶林、暖性竹林、落叶阔叶灌丛等，以柳杉、杉木、苦槠、栎类、慈竹、高粱泡等为主。

（4）珍稀保护植物及古树名木

①重点保护野生植物

根据《国家重点保护野生植物名录》（2021 年）《四川省重点保护野生植物名录》（2024）等相关资料，结合现场调查访问结果，生态评价范围内无重点保护野生植物分布。

②红色名录物种

通过查阅资料和现场调查访问后，根据 2023 年颁布的《中国生物多样性红色名录高等植物卷（2020）》进行检索，生态评价范围内无极危、濒危及易危植物分布。

③特有种

根据 2023 年颁布的《中国生物多样性红色名录高等植物卷（2020）》及查阅相关资料，并结合现场调查、访问，评价范围内分布有中国特有种 25 种，分别为贯众、对马耳蕨、柏木、扁竹兰、碎米桠、喜树、打破碗花花、玉兰、十大功劳、桉木、匙叶黄杨、野花椒、长叶胡颓子、川莓、白叶莓、乌泡子、凹叶景天、三裂蛇葡萄、勾儿茶、金佛山荚蒾、女贞、慈竹、硬头黄竹、箬竹、刚竹，以上特有种均为常见植物。

④极小种群野生植物

通过查阅资料和现场调查、访问后，根据 2021 年颁布的《“十四五”林业草原保护发展规划纲要》中的“50 种珍稀濒危野生植物”名录表及四川省极小种群野生植物名录，结合调查结果，生态评价范围内无国家及地方所涉及的极小种群野生植物。

⑤古树名木

本项目位于泸州市古蔺县境内，根据当地部门核对和查阅资料，本项目区块范围内无古树名木分布。

5.4.5 陆生动物现状调查

（1）动物分区

按《中国动物地理》（张荣祖）所提出的“中国动物地理区划”，本项目所在地区属于东洋界-中印亚界-华中区-西部山地高原亚区。

该亚区包括秦岭、淮阳山地西部、四川盆地、云贵高原的东部和西江上游的南岭山地，西部和西南部与横断山区相连。自然条件与前一亚区的主要区别是海拔较高，地形较崎岖，气候除四川盆地外，亦比较温凉。动物区系比上一亚区复杂，不少喜马拉雅横断山区型成分分布至本区。尚有一些为本亚区所特有和主要分布于本亚区的种。

（2）调查方法

①查阅文献资料

查阅以往的调查资料，参考《四川资源动物志》、《中国动物志》、《中国动物地理》、《四川泸州地区鸟类调查报告》等文献资料，以及《海坝 YS137 井区页岩气产能建设项目环境影响报告书》、《太阳阳 102 井区页岩气产能建设项目环境影响报告书》等报告。以获得项目所在区域陆生脊椎动物的基本组成情况，了解动物的区系组成，初步拟出该地区的动物名录。

②现场调查

评价范围内野生动物资源调查主要按照《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19—2022）要求，结合《生物多样性观测技术导则 陆生哺乳动物(HJ710.3—2014)》《生物多样性观测技术导则 鸟类(HJ710.4—2014)》《生物多样性观测技术导则 爬行动物(HJ710.5—2014)》《生物多样性观测技术导则 两栖动物(HJ710.6—2014)》等确定的技术方法，对各类野生动物开展调查，主要通过资料查询、访问调查等方法进行调查。

（3）动物资源

根据现场访问及查阅资料，项目所在区域有一定程度的人为活动，评价范

围内林地约占总面积的 50.58%，多呈岛屿状分布，野生动物栖息地较小，大型兽类极少。项目用地范围及周边以鸟类居多，兽类、爬行类、两栖类较少，且多为和人类关系较为密切或适应了人类影响的种类。

② 重要物种

A 重点保护野生动物

根据《四川泸州地区鸟类调查报告》等区域历史调查资料，并结合《国家重点保护野生动物名录》（2021 年）、《四川省重点保护野生动物名录》（2024）检索结果可知，在古蔺县分布有白鹇、相思鸟、斑头鸫鹛、红腹锦鸡。本项目位于古蔺县大寨乡境内，通过调查访问，生态评价范围内人为活动频繁，植被覆盖度不高，无以上重点保护野生动物出没。

B 红色名录物种

根据 2023 年颁布的《中国生物多样性红色名录脊椎动物卷（2020）》检索及查阅相关资料，在植被茂盛的林地、灌草丛、田园及村舍附近分布有王锦蛇、黑眉锦蛇、乌梢蛇等 4 种易危动物。本项目位于古蔺县大寨乡境内，通过调查访问，本次调查期间评价范围内未发现以上极危、濒危、易危动物。

C 特有种

根据 2023 年颁布的《中国生物多样性红色名录脊椎动物卷（2020）》及查阅相关资料，在植被茂盛的林地、灌草丛及村舍附近等区域分布有灰胸竹鸡、峨眉林蛙、蹼趾壁虎等 4 种特有种动物。通过调查访问，本次调查期间评价范围内未发现以上特有动物。

A 红嘴相思鸟

红嘴相思鸟是雀形目画眉科相思鸟属鸟类。雄鸟头部自额至上背为橄榄绿色，眼先和眼周淡黄色，耳羽浅灰色，颊和头侧余部亦为灰色；其余上体暗灰色，尾上覆羽泛橄榄黄绿色；叉形尾黑色；翼上覆羽暗橄榄绿色，飞羽黑色，初级飞羽外缘金黄色，外翮基部形成朱红色翼斑；下体颊、喉柠檬黄色，上胸橙色形成胸带，下胸、腹和尾下覆羽淡黄色，腹中央较白，两胁沾橄榄灰色；虹膜红褐色，喙赤红色，基部沾黑色，脚黄褐色。雌鸟与雄鸟基本相似，但雌鸟眼先色略淡，翼斑部分为橙黄色。

红嘴相思鸟主要栖息于海拔 1200-2800 米的山地常绿阔叶林、常绿落叶混交林、竹林和林缘疏林灌丛地带，冬季多下到海拔 1000 米以下的低山、山脚、平原与河谷地带，有时也进到村舍、庭院和农田附近的灌木丛中。

B 画眉

画眉体长约 23cm，上体橄榄色，头顶至上背棕褐色具黑色纵纹，眼圈白色，并沿上缘形成一窄纹向后延伸至枕侧，形成清晰的眉纹，极为醒目。下体棕黄色，喉至上胸杂有黑色纵纹，腹中部灰色。虹膜橙黄色或黄色，上嘴橘色，下嘴橄榄黄色，跗蹠和趾黄褐色或浅角色。

主要栖息于海拔 1500m 以下的低山、丘陵和山脚平原地带的矮树丛和灌木丛中，也栖于林缘、农田、旷野、村落和城镇附近小树丛、竹林及庭园内。杂食性，主要取食昆虫，特别在繁殖季节嗜食昆虫；兼食草籽、野果。

C 斑头鸫鹛

斑头鸫鹛是鸫形目鸫科鸫鹛属动物。斑头鸫鹛的头、颈和整个上体包括两翅表面暗褐色，密被细狭的棕白色横斑，尤以头顶横斑特别细小而密。眉纹白色，较短狭。部分肩羽和大覆羽外翮有大的白斑，飞羽黑褐色，外翮缀以棕色或棕白色三角形羽缘斑，内翮有同色横斑；三级飞羽内外翮均具横斑；尾羽黑褐色，具 6 道显著的白色横斑和羽端斑；颏、颏纹白色，喉中部褐色，具皮黄色横斑；下喉和上胸白色，下胸白色，具褐色横斑；腹白色，具褐色纵纹；尾下覆羽纯白色，跗蹠被羽，白色而杂以褐斑，腋羽纯白色。幼鸟上体横斑较少，有时几乎纯褐色，仅具少许淡色斑点。

斑头鸫鹛栖息于从平原、低山丘陵到海拔 2000 米左右的中山地带的阔叶林、混交林、次生林和林缘灌丛，也出现于村寨和农田附近的疏林和树上。

D 红腹锦鸡

又名金鸡，中型鸡类，体长 59-110cm。尾特长，约 38-42cm。雄鸟羽色华丽，头具金黄色丝状羽冠，上体除上背浓绿色外，其余为金黄色，后颈被有橙棕色而缀有黑边的扇状羽，形成披肩状。下体深红色，尾羽黑褐色，满缀以桂黄色斑点。雌鸟头顶和后颈黑褐色，其余体羽棕黄色，满缀以黑褐色虫蠹状斑和横斑。脚黄色。野外特征极明显，全身羽毛颜色互相衬托，赤橙黄绿青蓝紫

具全，光彩夺目，是驰名中外的观赏鸟类。

栖息于海拔 500-2500m 的阔叶林、针阔叶混交林和林缘疏林灌丛地带。成群活动，特别是秋冬季，有时集群多达 30 余只，春、夏季亦见单独或成对活动的。性机警，胆怯怕人。听觉和视觉敏锐，稍有声响，立刻逃遁。常常在林中边走边觅食，早晚亦到林缘和耕地中觅食。主要以植物的叶、芽、花、果实和种子为食，也吃小麦、大豆、玉米、四季豆等农作物。此外也吃甲虫、蠕虫、双翅目和鳞翅目昆虫等动物性食物。

E 白鹇

属于大型鸡类。雄鸟全长 100-119cm，雌鸟 58-67 cm。头顶具冠。嘴粗短而强壮，上嘴先端微向下曲，但不具钩；鼻孔不为羽毛所掩盖着。翅稍短圆。尾长。跗蹠裸出，雄性具距，但有时雌雄均有；趾完全裸出，后趾位置高于他趾。雌雄异色；雄鸟上体白色而密布以黑纹，头上具长而厚密、状如发丝的蓝黑色羽冠披于头后；脸裸露，赤红色；尾长、白色，两翅亦为白色。下体蓝黑色，脚红色。雌鸟通体橄榄褐色，羽冠近黑色。

栖息于森林茂密，林下植物稀疏的常绿阔叶林和沟谷雨林。食昆虫、植物茎叶、果实和种子等。通常成对或成 3-6 只的小群活动，性机警，很少起飞，紧急时亦急飞上树。繁殖期筑巢于灌木丛间的地面凹处。每窝产卵 4-6 枚，雏鸟早成性，孵出的当日即可离巢随亲鸟活动。

5.4.6 景观现状

（1）景观生态组成

评价范围内景观系统类型主要分为自然景观、农业景观、湿地景观、城市景观等 4 大类，其中自然景观包括乔木林地、竹林地、灌木林地等，农业景观包括耕地、园地等，湿地景观包括河流、坑塘等，城市景观包括住宅、交通运输用地等。这些不同的景观生态类型按其内在的规律整合在一起，形成了该地区统一的景观生态体系。

（2）斑块类型尺度

在斑块类型尺度上，选择了斑块类型面积（CA）、景观面积比例（PLAND）最大斑块指数（LPI）三个指数，经景观格局分析软件 Fragstats 计算分析后，

本项目区块内的景观类型中自然景观和农业景观相当，其中区块范围内农业景观总面积约 372.08hm²，占区块总面积的 44.02%，最大斑块指数为 29.21，自然景观总面积约 427.56hm²，占区块总面积的 50.58%，最大斑块指数为 17.84。可见区块范围内存在一定的人为活动。

（3）景观类型尺度

在景观类型尺度上，选择了香农多样性指数（SHDI）、蔓延度指数（CONTAG）、散布与并列指数（IJI）、聚集度指数（AI）四个指数，经景观格局分析软件 Fragstats 计算分析后可知，区块范围内香农多样性指数为 0.7852，说明区内景观类型的多样性和异质性一般；蔓延度指数为 63.1473，说明区内仍表现出一定的景观破碎化程度；散布与并列指数为 25.5524，说明区块范围内斑块与相同类型斑块相邻较多，与其他类型斑块相邻较少；聚集度指数为 91.8235，说明评价范围内的景观连通性较好。

综上所述，本项目区块范围内整体景观多样性一般，存在一定的景观破碎化，连通性较好。

5.4.7 生态系统现状

（1）生态系统类型

评价范围区域生态系统类型调查按照《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）要求，基于评价范围高空间分辨率遥感影像以及野外核查点位照片，将评价范围内生态系统分为森林生态系统、灌丛生态系统、湿地生态系统、农田生态系统、城镇生态系统等五大类，其中森林生态系统包括阔叶林（常绿阔叶林、落叶阔叶林、暖性竹林）、针叶林，灌丛生态系统包括阔叶灌丛，湿地生态系统包括河流、湖泊（坑塘），农田生态系统包括耕地、园地，城镇生态系统包括居住地、工况交通。经过人机交互遥感解译、野外核查和精度验证，制作评价范围生态系统类型图。

根据生态系统类型图，统计区块及评价范围内各生态系统类型面积。

① 森林生态系统

根据遥感影像解译并结合现场踏勘，区块范围内的森林生态系统主要以柳杉、杉木等针叶林以及苦槠、栎类、慈竹等阔叶林为主，总面积 394.91hm²，

占比 46.72%，在评价范围内面积最大的生态系统。多为次生林，人为干扰较为明显。森林生态系统及其林下灌丛由于植物的多样性和富于层次的结构，为鸟类、兽类和其他动物提供了丰富的栖息地和食物，是其生存、生活的天然场所。森林生态系统内多种多样的鸟类是各类生态系统中最重要动物种类之一，生活其中的鸟类有山斑鸠、雉鸡等，兽类有黑线姬鼠等，两栖类有中华蟾蜍等，爬行类有竹叶青蛇等。森林生态系统对调节气温、涵养水源、改良土壤、水土保持、净化环境、孕育和保存生物多样性起着十分重要的作用和意义。

② 灌丛生态系统

根据遥感影像解译并结合现场踏勘，区块范围内的灌丛生态系统总面积 32.65hm²，占评价范围总面积的 3.86%。虽然灌丛生态系统在多样性方面不及森林生态系统，结构层次性也较差，隐蔽性不高，但是相对于其他几类生态系统来说，仍是区内生物量和生产力相对较高的生态系统，对生态系统的稳定也起到了重要作用。评价范围内农耕历史悠久，灌丛生态系统零星分布，但植被类型较为多样。灌丛多为森林砍伐及环境改变后，由各种落叶阔叶灌木所组成的落叶阔叶灌丛。由于灌丛生态系统的结构特征，成为了众多鸟类、爬行类的良好栖息地。评价范围内分布于此生态系统中的常见动物有陆栖-静水型两栖类如中华蟾蜍；灌丛石隙型爬行类如八线腹链蛇等；鸟类中的麻雀、八哥等；兽类主要有草兔等。

③ 湿地生态系统

根据遥感影像解译并结合现场踏勘，湿地生态系统在区块范围内的面积为 5.15hm²，占总面积的 0.63%。湿地生态系统主要为大寨河。河岸湿地周围滩涂分布有芦苇、千里光、柔枝荊竹等。湿地生态系统中常有浮游植物等生产者，以及浮游动物、鱼、两栖类等消费者。湿地生态系统除了为水生生物提供生存环境，同时还是多种两栖类和爬行类的栖息地，也是游禽和涉禽的重要栖息场所。

④ 农田生态系统

根据遥感影像解译并结合现场踏勘，区块范围内的农田生态系统面积为 372.08hm²，占比 44.01%。农田生态系统生产力较高，大部分经济产品随收获

而移出系统，养分循环主要靠系统外投入而保持平衡。农田生态系统在整个评价范围内均有分布。其植被均为人工植被，类型简单，为栽培种植的经济作物、油料作物、粮食作物、蔬菜及果木林等，主要种类有玉米、水稻、红薯、马铃薯、黄竹草等。由于农业生态系统中植被类型较为单一，距离居民区较近而易受人为干扰，因此该生态系统中动物种类不甚丰富，与人类伴居的动物多活动于此，如鸟类中的涉禽池鹭、白鹭和常见鸣禽如喜鹊等，兽类中的部分半地下生活型种类如小家鼠、褐家鼠等。农业生态系统的主要生态功能体现在农产品及副产品生产，包括为人们提供农产品，为现代工业提供加工原料等。此外，农业生态系统也具有大气调节、环境净化、土壤保持、养分循环、水分调节、传粉播种、病虫害控制、生物多样性及基因资源等功能。

⑤ 城镇生态系统

根据遥感影像解译并结合现场踏勘，区块范围内城镇生态系统面积为 40.48hm^2 ，占比 4.78%，主要为区内零星分布的居民。城镇生态系统内的植被多为栽培植被，种类组成较为简单，且主要作为房前屋后的四旁树，零星分布果树和花卉植物。城镇生态系统中人类活动频繁，野生动物种类少，主要分布有喜与人类伴居的鸟类如麻雀、家燕、喜鹊等；灌丛石隙型爬行类如蹼趾壁虎等；兽类主要有半地下生活型中的小家鼠、褐家鼠等。城镇是一个高度复合的人工化生态系统，与自然生态系统在结构和功能上都存在明显差别，生态服务功能主要是提供生活和生产物质的功能，包括食物生产、原材料生产以及满足人类精神和物质生活需求的功能。

（2）生产力

生态系统生产力（Ecosystem Productivity）是指生态系统的生物生产能力包括初级生产力和次级生产力。其中初级生产力是指包括绿色植物和数量很少的自养生物在内的初级生产者生产有机质或积累能量的速率，也叫作生态系统第一性生产力（NPP），是评价生态系统光合潜力的主要指标。

根据《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022）“c8.3 生产力”推荐的几种模型方法，本次评价选用 Miami 模型进行计算。Miami 经验公式是基于不同地区大量生物量实测数据，并将其与年均温、年降水量等参数拟合以

后，形成的一个数学模型。按照 Miami 经验公式，计算方法如下：

$$Y_t = 3000 / (1 + e^{1.315 - 0.119 t}) \quad (1)$$

$$Y_p = 3000 * (1 - e^{-0.000664 p}) \quad (2)$$

式中 Y_t 表示根据热量计算的热量生产力； t 为该地区的年均气温； Y_p 是根据年均降水量计算的水分生产力； p 为该地区的年均降水； e 为自然对数。由于 Miami 经验公式计算的第一性生产力在不同地区之间生态限制因子比完全相同，根据 Shelford 的耐受性法则和 Liebig 的最小因子定律，可以判断出评价范围内的生态系统第一性生产力的限制因子。通常将上述两个经验公式中的最小值代表了该区域的自然生产力。

根据项目所在区域的气象数据，古藭平均气温取 17.9°C ，利用 Miami 经验公式计算的热量生产力为 $2079.59\text{g}/\text{m}^2\cdot\text{a}$ ；年降水量为 1172.6mm ，利用 Miami 经验公式计算的水分生产力为 $1622.86\text{g}/\text{m}^2\cdot\text{a}$ 。可以看出，项目所在区域的水分生产力小于热量生产力，说明评价范围内热量条件优于水分条件，影响生态系统第一性生产力的主要生态限制因子是水分。

（3）植被生物量计算

植被的生产力和生物量可以反映一个区域内的陆地生态系统的生产能力和生态效益，通常以单位面积内自然植物群落的净第一性生产力和生物量表示。根据 Whittaker&Likens（1975）、方精云等（1996）及周广胜、张新时（1996）、朴世龙（2004）等提出的全球主要植被类型的生物量及净第一性生产力估算模型与数据，常见的植被类型生产力和生物量，综合计算出区块及评价范围内各主要植被类型的生物量及生产力。

统计结果表明，项目区块范围内植被的总生物量分布为 30715.442t 。从表中不同植被类型的生物量的统计中可以看出，落叶阔叶林的生物量是所有植被类型中最大的。

（4）植被覆盖度

本次评价对区块及评价范围内不同覆盖度等级进行统计分析。结果表示区块及评价范围内植被覆盖度整体较高。

6 施工期环境影响预测与评价

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。根据项目占地情况分析，本项目占地共计 10.2525hm²，其中临时占地 9.3842hm²（主要为集输管道施工临时占地和各井场钻井施工场外附属设施临时占地），永久占地 0.8683hm²（主要为平台井站、管线附属设施标志桩以及警示牌等占地）。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、施工便道等。

（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 0.06%，且永久占地以耕地为主，项目所在区域分布有广阔的耕地，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、施工道路工程占地等。

根据占地类型统计，项目临时用地主要为耕地、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 对土壤环境的影响

（1）扰乱土壤发生层、破坏土壤结构

土壤结构是经过较长的历史时期形成的，管沟开挖和回填必将破坏土壤的结构。尤其是土壤中的团粒结构，一旦遭到破坏，会经过较长的时间才能恢复，对农田土壤影响更大。农田土壤耕作层是保证农业生产的基础，农作物根系生长和发育的层次深度一般在 15~25cm，管道开挖会扰乱和破坏土壤的耕作层。同时，开挖土堆放两边占用农田，也会破坏农田的耕作土。此外，土层的混合和扰动会改变原有农田耕作层的性质。因此，在整个施工过程中，对土壤耕作层的影响较大。

（2）混合土壤层次，改变土壤质地

土壤质地因地形和土壤形成条件的不同而有较大的变化，即使同一土壤剖面，表层土壤质地与底层的也截然不同。输气管道的开挖和回填，混合原有的土壤层次，会降低土壤的蓄水保肥能力，从而影响土壤的发育，植被的恢复；在农田区将降低土壤的耕作性能，影响农作物的生长，最终导致农作物产量的下降。

（3）改变土壤肥力

土体构型是土壤剖面中各种土层的组合情况。不同土层的特征及理化性质差异较大。表土层养分较心土层好，其有机质、全氮、速效磷、钾等含量高，紧实度、孔隙状况适中，适耕性强。类比同类项目，输气管道工程对土壤养分的影响与土壤的理化性状密切相关。在实行分层堆放，分层覆土的措施下，土壤中有机质将下降 30~40%，土壤养分将下降 30~50%，其中全氮约下降 43%，磷素约下降 40%，钾素下降 43%。故施工对原有土体构型的扰动会使土壤养分状况受到影响。

6.1.3 对陆生生态的影响评价

（1）对植被及植物资源的影响

根据现场调查，管线穿越区域及新建钻井工程占地范围内主要以旱地为主，穿越部分乔木林地、竹林地，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，管线主要为 8~12m 的施工带，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。

根据生态学次生演替理论，管道施工过程是对植被及其生态系统的扰动是暂时性的，这种扰动一旦结束，则由施工形成的次生裸地便开始向顶级植物群落方向演替。根据项目所在区域的土壤、气候等自然条件分析，施工结束后，周围植物渐次侵入，开始恢复演替过程。要恢复植被覆盖，草本最先进入，至少需要 1~2 年，灌木侵入需要 5~10 年，森林的自然恢复时间更久远。采用人工植树种草的措施，可以加快恢复进程，2~3 年即可同步恢复草本植被和灌木植被，3~5 年恢复森林植被，10~15 年恢复成熟的森林植被。森林的自然恢复时间更久远。采用人工植树种草的措施，可以加快恢复进程，2~3 年即可同步恢复草本植被和灌木植被，3~5 年恢复森林植被，10~15 年恢复成熟的森林植被。但是，恢复的含义并非完全恢复原施工前的植被种类组成和相对数量比例，而只是恢复至种类组成近似，物种多样性指数值近似的状态，但仍有所降低。

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，不会导致评价范围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）对动物资源影响

①影响因素

本工程施工期对评价范围内动物的影响可以概括为以下几个方面：

A、永久占地和临时占地使动物栖息地面积缩小，在区域栖息的两爬类、鸟类、兽类的部分栖息地将被直接侵占，迫使其迁往周边区域适宜栖息地；

B、输气管道施工地段的阻隔也可能使一些陆行动物暂时失去迁移行走的通道；

C、施工活动可能直接导致动物巢穴破坏，使动物幼体死亡；

D、输气管线铺设将导致地上覆盖的植被消失，使在此栖息的动物觅食地、活动地面积减少，让在附近栖息的动物产生不适感；

E、施工噪声、机械振动、施工人员活动惊扰野生动物，影响它们的正常活动、觅食及繁殖，噪声影响严重的将迫使它们暂时迁徙。

②对兽类动物的影响

施工期对兽类的影响主要体现在施工活动的影响、管道施工阻隔影响、施工人员的影响。

A、施工活动的影响

工程沿线的种类以小型鼠类为主，因此受影响最大的是野栖的小型兽类，如褐家鼠、小家鼠、草兔等。

项目建设对小型兽类的影响主要是工程占地对栖息地的破坏，破坏它们的地下巢穴，机械振动和人员活动影响其活动范围。但由于工程呈现线性走向，占地规模较小，上述小型兽类都具有较强的适应能力、繁殖快，施工不会使它们的种群数量发生明显波动。经本次调查，评价范围未发现大中型兽类。

根据现场调查，评价范围的生境相似，可以为受到干扰的野生动物提供替代生境，进一步减少了施工活动对兽类的影响，且管道施工为线性施工，不在某一区域进行长期施工作业，项目总体施工期限较短，随着施工的结束，对兽类的影响逐渐消失。

B、管道施工的阻隔影响

管道施工的阻隔作用可能使部分兽类暂时失去迁移行走的通道，但管线主要穿越旱地生境，未发现管线横穿大片森林，非动物主要的迁移廊道。同时，本工程新建管线长度较短，且分段施工，施工期较短，施工完毕可逐渐恢复正常，不会对评价范围兽类的迁移产生明显阻隔影响。

C、施工人员的影响

管道施工过程中，施工人员人为干扰如滥捕乱猎等现象将直接影响到这一地区的某些野生动物种群数量，通过加强对施工人员的宣传教育和管理，施工人员对兽类的影响较小。

综上所述，项目施工期对施工范围内兽类物种及种群数量影响较小。

③对两栖类动物的影响

评价范围内两栖动物主要栖息在管线沿线的河流、池塘、稻田、水库中。本工程新建管线等穿越河流次数较少，且为小型河流，工程穿越小型河流时一般采用大开挖方式进行，在一定程度上将改变施工点及其下游部分水域水质，影响该河段两栖动物生境。但管线施工时间较短，且对水质影响范围较小，工程建设影响的范围不大且影响时间短，因此对两栖动物不会造成大的影响。当恢复河床及周边生境后，它们仍可回到原来的栖息地。

在施工环节减少对河岸、水塘、水沟等生境的破坏，可有效降低对两栖动物的影响范围。由于评价范围内两栖类种类单一，种群密度低，且多为中华蟾蜍、泽陆蛙、黑斑侧褶蛙等陵地区的常见种，故管道工程施工对两栖类影响较小。

④对爬行类动物的影响

由于施工便道的建设、施工人员的进入，会惊扰项目占地及施工范围内的爬行动物，由于原分布区被破坏会导致这些动物迁徙到工程影响区外的相似生境内。根据现场调查，管道沿线生境相似，爬行动物能够比较容易找到新的栖息场所，由于爬行动物具有较强的运动迁徙能力，对外界环境的适应能力较强，工程建设可能会使一部分爬行动物迁徙栖息地，但对种群数量影响较小。总之，由于管线建设影响的范围有限，多集中在管道两侧 200m 范围内，通过加强施工管理，工程建设对爬行动物的影响较小。

⑤对鸟类的影响

施工期间对鸟类的影响主要体现在沿线施工人员噪声及施工机械噪声产生的惊吓、干扰等。但鸟类可以通过迁徙和飞翔来避免施工对其栖息和觅食的影响。拟建项目周边雀形目鸟类等多在浅水中觅食，在水域附近的草丛、灌丛或高大乔木上营巢繁殖。施工的干扰可能会导致这些鸟类向邻近地区迁移，远离施工区范围。

由于管线分段进行施工，施工期较短，一般只有 1~3 个月，累积影响低，通过加强环境管理，施工过程中注意对幼鸟的保护，做到生态施工，工程对鸟

类的影响是可控的，总体影响较小。

⑥对重点保护野生动物的影响

本次调查期间，评价范围内无重点保护野生动物，未发现《中国生物多样性红色名录脊椎动物卷（2020）》中的极危、濒危、易危物种。但随着古蔺县石漠化及生态环境治理，古蔺县境内逐步好转，野生动物的活动范围也将逐渐扩大，为此在施工过程中加强动物的巡查，若发现重点保护野生动物，应停止施工，立即向有关部门报告，采取以上措施后对重点保护野生动物的影响可控。

6.1.4 对生物多样性的影响评价

根据占地面积统计，拟建项目新增占地较少，现状多为农用地，工程永久占地对区域生物多样性的影响较小。对于临时占地，随着施工完成，施工带等临时占地将进行生态修复，工程建设对区域生物多样性的影响随着时间推移逐渐降低。根据调查，占地范围的生境与影响范围周边的生态环境相似，均为当地常见物种，项目建成后不会造成物种在区域内消失，对整个区域的生物多样性影响小。

6.1.5 对生态系统完整性的影响评价

由于项目占地面积较小，以耕地为主，且管线长度较短，施工过程中虽然会造成一定的生物量损失。但施工活动不会降低区域生物多样性，对本区域生态环境起控制作用的组分未变动，不会造成区域景观破碎化，区域动植物生境的异质性没有发生大的改变。因此，只要在施工时采用严格的管理制度及植被恢复措施，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。

6.1.6 对石漠化影响分析

本项目涉及泸州市古蔺县石漠化区域，由于项目占地面积较小，以耕地为主，且管线长度较短，施工结束后及时对临时占地进行恢复；同时，在施工过程中及结束后结合《喀斯特地区植被恢复技术规程》（LY/T 1840-2020）要求，在施工过程中加强管理、严格控制施工用地，降低施工对现有植被的破坏，按照水土保持方案要求严格落实水土流失防治措施；在施工结束后及时选用适宜喀斯特地区种植的植物进行生态恢复，从而减小区块开发对石漠化的影响。

6.2 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，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，对不同水文地质单元的场地作为影响预测评价对象，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，同时还要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 YS118H2、YS118H3B 场站作为本次重点预测评价对象。

6.2.1 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。根据地下水导则和石油天然气导则，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、原辅料、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、储存压裂返排液的应急池池体破损泄漏和柴油罐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污废水。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，禁止排放。因此，整体上管线建设施工污废水对地下水造成影响较小。

6.2.2 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污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 做为预测因子。

6.2.3 污染源源强概化

（1）钻井泥浆泄漏情景

钻井工程非正常状况下，在钻进过程中的套管发生破损，井筒内的钻井液会沿着井壁渗入周边含水层，钻井泥浆在压力差的作用下可以通过井壁渗透到含水层中的裂隙或溶隙中，渗入量与地层裂隙发育情况、地层压力、钻井工艺等条件相关。因井孔孔径较小，钻井液漏失可概化为点源泄漏，若发生井漏可通过井控系统立即发现并阻断可疑，污染源可概化为瞬时排放。根据该地区钻井工程施工工艺井漏处理方案，集合本项目钻遇的浅层含水层节理裂隙发育特征，目前钻井泥浆监控系统一般在地层滤失量 $\geq 6\text{m}^3/\text{h}$ 时即可发现泥浆漏失，以便及时采取堵漏措施。按最不利考虑，在滤失发生后，最迟可在 4~6 小时内即可采取相应的封堵措施，该情景污染物排放可概化为瞬时注入点源。在发生套管破损发生井漏的情境下，井孔钻井液最大渗漏量约为 36m^3 。

（2）应急池泄漏情景

本项目压裂工程阶段产生的压裂返排液会进入水罐中暂存，而应急池作为压裂返排阶段的应急池使用，本次评价假定暂存的压裂返排液的储罐发生外溢等泄漏，泄漏的返排液被收集进应急池（应急池）中暂存，在最不利的情况下，假定池底因老化腐蚀发生裂缝，暂存的压裂返排液会通过破损裂缝逐渐渗漏到包气带，最后进入含水层，对地下水水质造成污染。以保守为原则，假定池体由于老化腐蚀、地基不均匀沉降或者其他外力作用，导致池底出现 10%面积的

破损，同时防渗层破裂，污水经包气带渗入地下含水层。因池体每月检修一次，假定持续泄漏时间为 1 个月。本次源强计算假设污水进入地下属于有压渗透，包气带充满水，按达西公式计算污水的渗漏量，井场应急池有效容积为 600m³。公式如下：

$$Q = K \frac{H + D}{D} A$$

式中：

Q—为渗入到地下水中的污水量（m³/d）；

K—为包气带的垂向渗透系数（m/d），根据渗水试验结果取值；

H—为池内水深（m）；

D—为地下水埋深（m），本数据根据区块内及周边区域工程地质勘察资料获取；

A—为池体的泄漏面积（m²），按 10%的面积破损。

（3）柴油罐泄漏情景

本项目在钻井期间会在井场设置柴油储罐一座，容积为 20m³。本次评价考虑在非正常状况下储存柴油的金属罐体破裂受老化腐蚀影响发生破损，罐体中的柴油会泄漏至地表防渗堰中，然后由集污池收集，假设集污池的防渗层破损，按理论计算，综合考虑包气带、罐体容积等情况，约 10%的石油类会沿破损的防渗层裂缝进入到地下水中并发生污染。施工期井场为有人值守，应急处置封堵时间为 10 分钟。本次柴油罐的泄漏量参考《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ/T169-2018）中液体泄漏的伯努利方程方法计算，泄漏速率按下式计算：

$$Q_L = C_d A \rho \sqrt{\frac{2(P - P_0)}{\rho} + 2gh}$$

式中：Q_L—液体泄漏速度，kg/s；C_d—液体泄漏系数，本次取值 0.65；A—裂口面积，m²，根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ/T169-2018）中附录 E 确定；P—容器内介质压力，Pa；P₀—环境压力，Pa；g—重力加速度，m/s²。h—裂口之上液位高度，m。

根据上述公式计算可知，柴油罐泄漏进入地下水的柴油量为 0.12m³。

（4）源强计算结果

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施工期钻井废水和压裂返排液等污水的水质成分情况，由于页岩气开采井钻遇地层不同，区内污废水和压裂返排液的浓度也各不相同，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。

6.2.4 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。

6.2.5 水文地质条件概化

（1）YS118H2 场站：该场站位于场地所属的水文地质单元属于碎屑岩分布区水文地质单元（I-3）中上游区，主要赋存为须家河组碎屑岩类裂隙水，根据现场调查及区域勘查报告资料，含水层主要发育在中-强风化带内，同时结合评价范围内的低山区碎屑岩地层风化带发育情况，区内地层中等风化带底界在 50m 左右。因此，按最大限度考虑，因此将场站 50m 以上概化为含水层，而 50m 以下地层风化裂隙弱发育，地下水赋存较差，可概化为相对隔水层。根据对区内地形地貌、水文地质条件和地下水流场分析可知，本次项目南部边界概化为补给边界，西北部边界概化为排泄边界。

（2）YS118H3B 场站：该场站位于第四系+埋藏型岩溶水文地质单元（I-2）上游区，上部第四系厚度较薄，基本透水不含水，场地主要赋存为雷口坡组碳酸盐岩类岩溶水，根据现场调查、物探勘察及区域水文地质资料，含水层主要发育在中-强风化带内，同时结合评价范围内的岩溶地层风化带发育情况，区内地层中等风化带底界在 80m 左右。因此，按最大限度考虑，因此将场站 80m 以上概化为含水层，而 80m 以下地层岩溶弱发育，地下水赋存较差，可概化为相对隔水层。根据对区内地形地貌、水文地质条件和地下水流场分析可知，本项目西南、南概化为补给边界，东北部排泄边界。

6.2.6 预测方法及预测参数确定

（1）预测方法

根据地下水导则，本项目为二级评价，结合区内含水层结构和地下水的径流特点，本次评价预测方法宜采用解析法进行预测，解析法预测方法参考地下水导则附录中地下水溶质运移解析法中一维稳定流动二维水动力弥散问题瞬时注入示踪剂—平面瞬时点源公式，本次预测不考虑污染物的衰减作用，预测公式如下所示。

$$C(x, y, t) = \frac{m_M/M}{4\pi n_e \sqrt{D_L D_T}} e^{-\left[\frac{(x-ut)^2}{4D_L t} + \frac{y^2}{4D_T t}\right]}$$

式中：x、y—计算点处的位置坐标 m；t—时间，d；C（x，y，t）—t 时刻点 x，y 处的示踪剂浓度，mg/L；M—含水层的厚度，m；mM—长度为 M 的线源瞬时注入的示踪剂质量，g；u—水流速度，m/d；ne—有效孔隙度，无量纲；DL—纵向弥散系数，m²/d；DT—横向弥散系数，m²/d；π—圆周率。

（2）预测参数确定

水文地质模拟参数的确定是地下水溶质运移模拟模型建立的重要环节，各水文地质参数通常情况下通过野外和室内试验进行确定。在解析法预测模拟中，水力坡度、孔隙度、地下水流速、渗透系数和弥散系数等是最重要的水文地质参数。

根据区内同类型地下水已开展的水文地质试验结果，本次评价所确定模拟预测评价的水文地质参数详见前文水文地质试验一节，最终选取参数的试验点与本项目属于同一区域，与场地含水层岩性结构相似，能够表征本项目各场地的水文地质参数。为了更加准确地评价本项目实施对地下水环境的产生影响，本次参数选取区内已有试验成果的常见值，并结合项目区现场调查情况进行调整校验。各预测参数选取依据分述如下：

①本次评价含水层厚度 M 的取值取决于各场地浅层含水层的岩性及风化带发育深度；本参数的选取主要依据《区域水文地质普查报告 筠连幅 叙永幅》和《泸州区域地下水与土壤污染监测预警系统建设工程项目》中的成果，水文网的侵蚀基准面基本控制着现代岩溶的发育深度，据勘探资料，岩溶发育强度随深度的增加而减弱，尤其是在侵蚀基面以下更加明显。区内岩溶区域见洞率很小，赋水条件很差，仅有小的溶孔及细微的溶隙发育，因此本次岩溶含水层

的厚度约 80m 左右。结合区内碎屑岩含水层风化构造发育情况，区内中等风化带发育深度约 50m 左右，故本次碎屑岩含水层的厚度约 50m 左右。

②瞬时注入的示踪剂质量 mM 为非正常状况下进入地下水的最大污染物质量；

③孔隙度 ne 取值为含水层的平均有效孔隙度，由工程地质勘察实验结果类比得出；

④地下水的水流实际流速由公式 $u=KI/ne$ 而得，

⑤渗透系数 K 为抽（注）水试验所得，根据 5.1.6 一节抽水试验成果，本次渗透系数的选取主要来源周边与本项目场地具有相同含水层的水文地质参数，本次所取参数值根据各场地实际调查情况进行了适当取值，所取值能够代表场地附近含水层的特征。

⑥水力坡度 I 由现场水位调查所得；

⑦ x 方向纵向弥散系数 DL 参考 Gelhar 等人关于纵向弥散度 α 与观测尺度关系的理论，依据前人弥散度试验及本次污染场地的研究尺度估算而得，一般可近似求得 $DL=\alpha*u$ ；根据经验，一般情况 y 方向的横向弥散系数 DT 与 x 方向纵向弥散系数比值为 0.1。

6.2.7 预测结果评价与分析

为了分析与评价各种预测情景的各类污染物对地下水环境的影响程度，本次评价考虑各预测因子的背景值，以污染物进入地下水环境中相对浓度作为预测分析结果，将污染物大于等于地下水或地表水三类水质标准做超标分析，将污染物大于等于各类污染物的检出限做影响分析，即当预测结果浓度大于等于标准限值时表明污染物对地下水产生了超标污染，当预测结果大于等于检出限时表明污染物对地下水环境产生了影响。

（1）非正常状况 YS118H2 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 100 天时，污染物最大超标距离为 30m，污染物最大影响距离至下

游 45m 处；365 天时，污染物降低至标准值以下，最大影响距离为 79m；1000 天时，最大影响距离为 106m；1825 天时，污染物降低至检出限以下，污染影响消失。污染物氯化物在泄漏发生 30 天时，污染物浓度降低至标准值以下，影响距离迁移至下游 44m 处；100 天时污染物影响范围至下游 80m 处；1000 天时污染物影响范围至下游 286m 处；3650 天时污染物影响范围至下游 670m 处。污染物石油类在泄漏发生 100 天时，污染物最大超标距离为 31m，污染物最大影响距离至下游 46m 处；365 天时，污染物降低至标准值以下，最大影响距离为 83m；1000 天时，最大影响距离为 124m；1825 天时，污染物降低至检出限以下，污染影响消失。污染物钡在泄漏发生 365 天时，污染物最大超标距离为 66m，污染物最大影响距离至下游 119m 处；1000 天时，污染物降低至标准值以下，最大影响距离为 213m；3650 天时，最大影响距离为 501m。

②压裂返排阶段——应急池破裂

根据钻井阶段应急池泄漏假设情景预测结果可知，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 100 天时，污染物最大超标距离为 46m，污染物最大影响距离至下游 57m 处；1000 天时，污染物最大超标距离为 125m，污染物最大影响距离至下游 191m 处；1825 天时，污染物降低至标准值以下，最大影响距离为 276m；3650 天时，最大影响距离为 433m。污染物氯化物在泄漏发生 100 天时，污染物最大超标距离为 24m，污染物最大影响距离至下游 87m 处；365 天时，污染物降低至标准值以下，最大影响距离为 172m；3650 天时，最大影响距离为 718m。污染物石油类在泄漏发生 100 天时，污染物最大超标距离为 47m，污染物最大影响距离至下游 57m 处；1000 天时，污染物最大超标距离为 128m，污染物最大影响距离至下游 193m 处；1825 天时，污染物降低至标准值以下，最大影响距离为 280m；3650 天时，最大影响距离为 441m。污染物钡在泄漏发生 100 天时，污染物最大超标距离为 57m，污染物最大影响距离至下游 73m 处；1000 天时，污染物最大超标距离为 192m，污染物最大影响距离至下游 257m 处；3650 天时，污染物最大超标距离为 438m，污染物最大影响距离至下游 607m 处。

③钻井施工阶段——柴油罐泄漏

根据钻井阶段柴油罐泄漏假设情景预测结果可知，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。污染物石油类在泄漏发生100天时，污染物最大超标距离为70m，污染物最大影响距离至下游77m处；1000天时，污染物最大超标距离为247m，污染物最大影响距离至下游274m处；3650天时，污染物最大超标距离为585m，污染物最大影响距离至下游643m处。根据预测结果可知，若柴油储罐发生泄漏，其对地下水的影响时间、距离和超标范围比较大，因此，施工期间做好柴油储罐的监管，做好防渗及泄漏收集措施，避免泄漏的柴油进入地下水环境。

（2）非正常状况 YS118H3B 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，污染物最大超标距离为 30m，污染物最大影响距离至下游 47m 处；1000 天时，污染物降低至标准值以下，最大影响距离为 75m；1825 天时，最大影响距离为 98m；3650 天时，污染物降低至检出限以下，污染影响消失。污染物氯化物在泄漏发生 30 天时，污染物最大超标距离为 8m，影响距离迁移至下游 25m 处；100 天时，污染物浓度降低至标准值以下，影响距离迁移至下游 44m 处；1000 天时污染物影响范围至下游 147m 处；3650 天时污染物影响范围至下游 322m 处。污染物石油类在泄漏发生 100 天时，污染物最大超标距离为 22m，污染物最大影响距离至下游 27m 处；365 天时，污染物最大超标距离为 34m，污染物最大影响距离至下游 49m 处；1000 天时，污染物降低至标准值以下，最大影响距离为 78m；1825 天时，最大影响距离为 104m；3650 天时，污染物降低至检出限以下，污染影响消失。污染物钡在泄漏发生 1000 天时，污染物最大超标距离为 53m，污染物最大影响距离至下游 111m 处；1825 天时，污染物降低至标准值以下，最大影响距离为 158m；3650 天时，最大影响距离为 243m。

②压裂返排阶段——应急池破裂

根据钻井阶段应急池泄漏假设情景预测结果可知，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 100 天时，污染物最大超标距离为 26m，污染物最大影响距离至下游 31m 处；1825 天时，污染物最大超标距离为 91m，污染物最大影响距离至下游 136m 处；3650 天时，污染物降低至标准值以下，最大影响距离为 206m。污染物氯化物在泄漏发生 100 天时，污染物最大超标距离为 16m，污染物最大影响距离至下游 47m 处；365 天时，污染物降低至标准值以下，最大影响距离为 91m；3650 天时，最大影响距离为 342m。污染物石油类在泄漏发生 100 天时，污染物最大超标距离为 27m，污染物最大影响距离至下游 32m 处；1825 天时，污染物最大超标距离为 101m，污染物最大影响距离至下游 138m 处；3650 天时，污染物降低至标准值以下，最大影响距离为 209m。污染物钡在泄漏发生 100 天时，污染物最大超标距离为 31m，污染物最大影响距离至下游 39m 处；1000 天时，污染物最大超标距离为 94m，污染物最大影响距离至下游 130m 处；3650 天时，污染物最大超标距离为 197m，污染物最大影响距离至下游 285m 处。

③钻井施工阶段——柴油罐泄漏

根据钻井阶段柴油罐泄漏假设情景预测结果可知，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。污染物石油类在泄漏发生100天时，污染物最大超标距离为39m，污染物最大影响距离至下游42m处；1000天时，污染物最大超标距离为130m，污染物最大影响距离至下游141m处；3650天时，污染物最大超标距离为285m，污染物最大影响距离至下游309m处。根据预测结果可知，若柴油储罐发生泄漏，其对地下水的影响时间、距离和超标范围比较大，因此，施工期间做好柴油储罐的监管，做好防渗及泄漏收集措施，避免泄漏的柴油进入地下水环境。

6.2.8 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、应急池泄漏、柴油罐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。预测情景中柴油罐泄漏对地下水环境的超标影响相对较大，钻井泥浆泄漏、应急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。钻井泥浆泄漏各类污染物叠加环境质量现状值后在预测时间段最大超标距离在下游 66m、53m（钡），最大影响距离在下游 322m、670m（氯化物）；应急池破裂各类污染物叠加环境质量现状值后最大超标距离在下游 438m、197m（钡），各类污染物最大影响距离在下游 718m、342m（氯化物）；柴油罐泄漏石油类污染物叠加环境质量现状值后最大超标距离在下游 585m、285m，最大影响距离在下游 643m、309m。因此，根据预测结果，本项目若发生钻井泥浆泄漏和应急池泄漏应重点跟踪监测地下水中钡和氯化物和柴油罐泄漏石油类的变化情况。

（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，评价范围内地下水保护目标影响结果表明井场下游 53~585m 以内的地下水保护目标可能会发生超标现象，下游 309~643m 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，整体上项目建设对下游分散式泉点的影响较小。

6.3 施工期地表水环境影响分析

6.3.1 钻前工程

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 2 个月，施工队伍主要临时聘用周边居民，

施工现场不设施工营地，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 钻井工程

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（包括空气钻废水、清水钻及水基泥浆钻压滤脱水以及设备冲洗废水）、方井雨水、井场初期雨水、洗井废水以及人员生活污水。

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

空气钻、清水钻及水基泥浆钻井完钻阶段废水主要为空气钻除尘废水、清水钻及水基泥浆钻压滤出水、设备清洗废水。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，钻井过程中无废水外排；完钻阶段产生的钻井废水在应急池暂存，用于后续水平井压裂用水。考虑到循环使用的不确定性，当出现储无法及时回用的情况时，回用于区块内其他钻井，用于压裂液的配置，无法回用的转运至回注井回注处置。

（2）方井雨水

由于方井区域在钻井施工过程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。方井雨水经隔油沉淀处理后回用于水基泥浆或压裂液调配用水。

（3）井场初期雨水

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四周设置的隔油沉淀池内，经隔油沉淀处理后，后进入污水罐内暂存，用于钻井泥浆和压裂液配置用水。

（4）洗井废水

本项目完钻后采用清水进行洗井，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 150m³。大部分洗井废水从井口返排进入

废水罐中，后用于配置压裂液使用；少部分洗井废水从放喷口返排，经放喷坑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。

（5）生活污水

本项目钻井平台生活污水产生量为 $3.6\text{m}^3/\text{d}$ ，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 压裂试气工程

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 80~85m/段的长段压裂方案，各平台压裂返排液产生总量约为 6.48 万 m^3 。压裂液返排由钻井阶段使用的应急池（容积约为 600m^3 ）以及 2500m^3 的重叠液罐收集暂存，根据建设单位对区域开发情况，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（10%）转运至回注井回注处置。

（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（占比约 70%），不够的新鲜水拟在就近的河流取水（30%），地表水体取水的河流主要为大寨河，根据项目施工时序、项目供水量以及取水河流流量调查，项目施工期取水情况及占取水河流流量比例统计表见 3.9-3，通过统计数据可知，本项目年度最大取水量占大寨河平均流量的比例为 0.4%，项目取水在河流流量中占比较小，且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；同时项目取水河流取水点上游 500m 以及下游 10km 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

本项目采气平台井站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。

（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，主要污染物以 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 4m^3 ，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 集输管线工程

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 242m^3 ，试压废水分段产生，分段收集，经沉淀处理后用于管道施工过程中洒水抑尘，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，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，环境可接受。

6.4 施工期土壤环境影响分析

6.4.1 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矿物油，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；而机械设备跑冒滴漏的少量废矿物油，由于其排放量极少，故其污染的土壤面积较小，污染深度较浅，随着土壤的回填和混合，对土壤环境的影响微乎其微，不会影响土壤肥力，且石油烃类物质具有可降解性和挥发性，随着时间的推移，会在土壤中逐步分解或挥发。

因此，本项目钻前施工对区域土壤环境的影响较小。

6.4.2 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径污染土壤。钻井工程施工期对土壤的影响类型与影响途径见表 6.4-1，土壤环境影响源及影响因子识别见表 6.4-2。

表 6.4-1 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 6.4-2 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，可有效地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（高 40cm），在柴油罐区、危废暂存间、柴油动力机和发电机房区域各设置 1m³ 的集污池，并可将井场内污废水引至应急池（容积 600m³）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。

根据本井区已实施平台周边土壤环境质量数据，通过类比分析，本项目钻井过程在采取上述措施后，发生井场污废水漫流的可能性较低，能有效地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。

6.4.3 储层改造测试工程施工

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清水池、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。本项目在清水池、重叠液罐区进行防渗处理，能有效地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 600m³ 的应急池，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。

根据本井区已实施平台类比分析，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，能有效地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。

6.4.4 采气站场工程

采气站场工程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矿物油，通过垂直入渗途会发生局部土壤污染。

采气站场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矿物油，由于其排放量极少，对区域土壤环境的影响很小。

6.4.5 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、施工人员踩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。

6.4.6 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。

6.5 施工期大气环境影响分析

6.5.1 钻前工程

各井场钻前工程主要包括新建井场、应急池、放喷坑、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 2 个月，高峰时每天施工人员约 20 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 $11.7\sim5.0\text{mg}/\text{m}^3$ 。项目所在区域的年平均风速约为 $1.2\text{m}/\text{s}$ ，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。

6.5.2 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、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 空气钻井废气

空气钻井过程中岩屑将随空气带入排砂管，排砂管出口接入清水池，在排砂管出口前设置喷淋除尘，实现钻井废气和岩屑的分离。根据已实施的空气钻井产排污统计资料，喷淋除尘后废气量中含尘量较小，仅约 $10\sim30\text{mg}/\text{m}^3$ ，对区域环境空气影响较小。

③ 运输扬尘及尾气

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，对环境空气影响很小。

④ 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；油基岩屑由岩屑罐或吨袋收集临时存放于不落地工艺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。

6.5.3 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、应急池挥发的有机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 7 天，燃烧产物对环境的影响甚微，在当地环境可接受范围内。

（2）应急池挥发的有机废气

压裂返排液内的油类物质在应急池暂存的过程中将产生少量无组织挥发性废气，主要成分为 VOCs。应急池仅作为应急暂存设施，储存的压裂返排液量较少，含油量较少，暂存时间较短，逸散的挥发性有机物量很小，在当地环境可接受范围内。

（3）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放喷坑后点火燃烧，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。各钻井井场放喷坑根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，各井场放喷坑周边 50m 无各种设施和民房，事故放喷不会对周边农户产生影响。

6.5.4 站场建设工程

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、禁止物料高空抛撒、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。

6.5.5 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、土堆和建筑材料遮盖、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

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。

6.5.6 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。

6.6 施工期声环境影响分析

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》（HJ 2.4-2021）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_{P_0} —距声源 r_0 （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：

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

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。

6.6.1 钻前工程

（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《建筑施工噪声排放标准》（GB12523-2025）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 200m 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，最大程度地避免噪声扰民；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。

6.6.2 钻井工程

(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。本项目单井场噪声源性质见表 4.1-6。

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、空压机（空气钻）、增压机（空气钻），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 6.6-2 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	1套	-1	-1	10.5	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	2台	11	-10	1	85~90		80~85		
	振动筛	2台	12	-15	1.2	85~90		80~85		
	离心机	2台	13	-20	1.5	85~90		80~85		
	增压机	2台	15	-18	1.5	85~95		80~85		
	空压机	2台	14	-17	1.5	85~95		80~85		
停电	柴油机	3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	1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	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）钻井阶段厂界噪声影响预测

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比可知，钻井施工时井场厂界噪声约为 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《建筑施工噪声排放标准》（GB12523-2025）要求。根据本项目的预测结果：单机钻井场钻井期间正常工况下昼间噪声达标距离为井口约 71m，夜间噪声达标距离为距离井口约 224m；非正常工况使用柴油机发电时，昼间噪声达标距离为井口约 76m，夜间噪声达标距离为距离井口约 238m；双机钻井场钻井期间正常工况下昼间噪声达标距离为井口约 91m，夜间噪声达标距离为距离井口约 286m；非正常工况使用柴油机发电时，昼间噪声达标距离为井口约 96m，夜间噪声达标距离为距离井口约 296m。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。

（3）钻井阶段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钻井施工噪声对周边居民的影响。

①空气钻井噪声

预测结果表明：各井场空气钻井期间昼间噪声达标距离为井口约 90m 范围内，夜间噪声达标距离为距离井口约 285m 范围内。根据上述对井口周边居民点的噪声预测结果可知，昼间噪声预测值均满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类区标准、夜间噪声不满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类区标准，夜间预测值最大超标值为 8.1dB（A），夜间噪声影响较大。

②水基钻井噪声

预测结果表明：各井场水基钻井期间昼间噪声达标距离为井口约 75m 范围内，夜间噪声达标距离为距离井口约 250m 范围内。根据上述对井口周边居

民点的噪声预测结果可知，昼间噪声预测值均满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类区标准、部分夜间噪声不满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类区标准，夜间预测值最大超标值为 5.8dB（A），夜间噪声影响较大。

根据上述预测结果，钻井期间各井场部分敏感点均出现超标现象。本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。

6.6.3 压裂测试工程

（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 6.6-4。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 6.6-4 压裂作业主要噪声源强调查清单

阶段	噪声	数量	空间相对位置关系m	源强dB(A)	声源控制降	降噪后	运行	声源
----	----	----	-----------	---------	-------	-----	----	----

	设备		X	Y	Z	(1m处)	噪措施	源强	时段	种类
压裂作业	压裂设备	15	0	20	1.5	95~100	置于井场内，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），河道取水以取水口为原点（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。

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 285m，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地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。

6.6.4 采气平台井站施工

本项目各采气平台井站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。

6.6.5 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 6.6-6。

表 6.6-6 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

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。

6.6.6 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。

6.7 施工期固体废物影响分析

6.7.1 钻前工程

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，待施工结束后用于临时占地恢复用土；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。

6.7.2 钻井工程

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。本项目水基钻井固废产生总量约 7830m³（脱水后泥饼量），由“不落地”工艺处理收集后外运至具有处置资质的砖厂综合利用。

（2）油基钻井固废

本项目油基钻井固废产生总量约 7200m³（约 800m³/口），属于危险废物，采用吨袋包装，放入岩屑罐内暂存，分批分次外委具有相应处置资质单位妥善处置，现场无残留。

（3）生活垃圾

本项目钻井平台生活垃圾产生量为 25kg/d，生活垃圾均存放在生活区修建的垃圾池中，定期按当地环卫部门相关要求实施统一妥善处置。

（4）废包装材料

本项目单个钻井平台产生的包装材料可回收后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。

（5）废矿物油及含矿物油废物

钻井工程中废矿物油及含矿物油废物主要来源于机械润滑废矿物油，属于危险废物（废物类别为 HW08，废物代码 900-249-08），在现场配备废矿物油及回收桶收集，现场配备废矿物油收集桶收集后在危废暂存间进行暂存，最终交由有资质单位进行处理，不外排。

6.7.3 储层改造工程

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。产生的返排砂属于危险废物，交危废资质单位处置。

6.7.4 采气站场工程

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。

6.7.5 集输管线工程

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。

（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。本项目管道施工废料的产生量约 1.2t，收集后外售回收利用。

（2）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。

6.7.6 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，且有多家砖厂可以接收，区域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，依托周边砖厂进行资源利用是可以实现的（具体可行性分析见 9.7.1），措施可行，采取该措施后对周边环境的影响小。

7 运营期环境影响预测与评价

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站场等永久占地。

（1）对耕地的影响

项目永久占地面积较小，约为 0.8683hm^2 ，主要为站场等占地。根据现场调查，永久占地以耕地为主，且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，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 对植被的影响

项目投入运营后，永久占地范围内的耕地、林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，且以占用耕地及现有井场用地为主，占用林地等面积较小，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。项目放喷坑、放空管均设于远离周边植被丰富区域，对植被影响较小。

7.1.3 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。

7.1.4 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无人值守井站，无生活污水产生。

本项目运营期分离的气田水、清管检修废水采用管线或罐车拉运回用于区块内其他开发平台，用于区块内压裂调配用水，最终无法回用的采用转运至回注井回注处理，确保运营期气田水和清管检修废水不外排。

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。

7.3 运营期地下水环境影响分析

本项目运营期主要由采气场站和集输管线两部分组成，上述场地在生产运行过程中都会产生或涉及一些污废水的暂存、转输。根据对本项目页岩气开采工艺分析可知，管线大部分埋于地下密闭输送，其清管、检修、放空等均依托两端站场和集气站，输气管线运营期无水质污染物产生和排放，且管道运营期间的非正常状态可能有：阀门、法兰泄漏或泵、管道、流量计、仪表连接处泄漏；腐蚀；监控的仪器仪表出现故障而造成的误操作产生页岩气泄漏；撞击或人为破坏等造成管道破裂而泄漏；由自然灾害而造成的破裂泄漏等。若管道破裂出现泄漏时，页岩气将通过土壤孔隙逸出进入大气，即使位于地下水位以下的管道出现泄漏时，天然气不溶于水也会从水中逸出进入包气带土壤，再从土壤孔隙逸出进入大气，对地下水产生影响较小。因此，本项目运营期环境影响重点主要对采气站场进行分析和评价。

7.3.1 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建设期一致，通过分析典型场地 YS118H2、YS118H3B 场站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控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水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控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，运营期采气站场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，现场暂存入站内储液罐。在非正常状况下，运营期站场采出水储液罐因老化腐蚀或其他外力导致破损，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作为假设预测情景。

7.3.2 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、COD、钡污染物作为预测因子。

7.3.3 预测源强概化

本项目场站主要利用架空式的地面圆柱状金属罐暂存开采过程中产生的采出水，并通过带压管道输送收集各场站的气田水集中处置。在非正常状况下金属罐体破裂且罐体下部的防渗层受老化腐蚀影响发生破损，罐体中的采出水会泄漏至地表防渗堰中，按理论计算，综合考虑包气带、罐体容积等情况，约 10%泄漏的采出水会沿破损的防渗层裂缝进入到地下水中并发生污染。本次评价按最不利因素考虑，本次源强参考《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018）中液体泄漏的伯努利方程方法计算，带压管道采出水泄漏速率按下式计算：

$$Q_L = C_d A \rho \sqrt{\frac{2(P - P_0)}{\rho} + 2gh}$$

式中： Q_L —液体泄漏速度，kg/s； C_d —液体泄漏系数，本次取值 0.65； A —裂口面积， m^2 ，根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018）中附录 E 确定； P —容器内介质压力，Pa； P_0 —环境压力，Pa； g —重力加速度， m/s^2 ； h —裂口之上液位高度，m。

本次评价采出水泄漏量计算结果见表 7.3-1。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。

7.3.4 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。

7.3.5 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 6.2.5 和 6.2.6 一节。

7.3.6 预测结果评价与分析

（1）非正常状况 YS118H2 场站预测评价结果

根据运营期储液罐泄漏假设情景预测结果可知，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 100 天时，污染物最大超标距离迁移至下游 15m 处，影响距离迁移至下游 39m 处；365 天时，污染物浓度降低至标准值以下，污染物影响距离迁移至下游 60m 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，污染物最大超标距离迁移至下游 13m 处，影响距离迁移至下游 46m 处；100 天时，浓度降低至标准值以下，污染物最大影响距离迁移至下游 83m 处，超标影响消失；1000 天时污染物迁移至下游 297m 处；3650 天时污染物影响范围至下游 692m 处。污染物石油类在泄漏发生 30 天时，污染物最大超标距离迁移至下游 17m 处，影响距离迁移至下游 25m 处；365 天时，污染物浓度降低至标准值以下，污染物影响距离迁移至下游 62m 处；1000 天时，污染物浓度降低至检出限以下，污染影响消失。污染物钡在泄漏发生 100 天时，污染物最大超标距离迁移至下游 48m 处，影响距离迁移至下游 66m 处；1000 天时，污染物最大超标距离迁移至下游 138m 处，影响距离迁移至下游 231m 处；1825 天时，污染物浓度降低至标准值以下，污染物影响距离迁移至下游 339m 处；3650 天时污染物最大影响距离迁移至下游 548m 处，随后较短时间污染影响消失。

（2）非正常状况 YS118H3B 场站预测评价结果

根据运营期采气阶段站场储液罐泄漏假设情景预测结果可知，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 100 天时，污染物最大超标距离迁移至下游 17m 处，影响距离迁移至下游 24m 处；365 天时，污染物浓度降低至标准值以下，污染物影响距离迁移至下游 41m 处；1825 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 100 天时，污染物最大超标距离迁移至下游 12m 处，影响距离迁移至下游 46m 处；365 天时，浓度降低至标准值以下，污染物最大影响距离迁移至下游 88m 处，超标影响消失；1000 天时污染物迁移至下游 153m 处；3650 天时污染物影响范围至下游 333m 处。污染物石油类在泄漏发生 100 天时，污染物最大超标距离迁移至下游 18m 处，影响距离迁移至下游 25m 处；1000 天时，污染物浓度降低至标准值以下，污染物影响距离迁移至下游 59m 处；1825 天时，污染物浓度降低至检出限以下，污染影响消失。污染物钡在泄漏发生 100 天时，污染物最大超标距离迁移至下游 27m 处，影响距离迁移至下游 37m 处；1000 天时，污染物最大超标距离迁移至下游 77m 处，影响距离迁移至下游 120m 处；1825 天时，污染物最大超标距离迁移至下游 101m 处，影响距离迁移至下游 170m 处；3650 天时，污染物浓度降低至标准值以下，污染物影响距离迁移至下游 263m 处。

7.3.7 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，气田水储存罐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，储液罐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。储液罐泄漏各类污染物最大超标距离在下游 101~138m（钡），各类污染物最大影响距离在下游 333~692m（氯化物），储液罐发生泄漏污染后，污染物钡和氯化物对地下水的影响程度较大。

（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，评价范围内地下水保护目标影响结果表明场站下游 101m 或 138m 以内的地下水保护目标可能会发生超标现象，下游 333m 或 692m 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，整体上项目运营期对下游分散式保护目标泉点影响较小。

7.4 运营期土壤环境影响分析

7.4.1 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径污染土壤。钻井工程施工期对土壤的影响类型与影响途径见表 7.4-1，土壤环境影响源及影响因子识别见表 7.4-2。

表 7.4-1 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 7.4-2 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，采气平台井站内的污水罐、应急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，能有效地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。

7.4.2 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。输水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。

7.5 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。

7.5.1 正常工况

本项目采气正常工况下集输管线无大气污染物产生，平台井站采气阶段大气污染物主要来自于各平台井站内各输气设备逸散产生的非甲烷总烃。通过预

测可知，本项目试采阶段逸散的非甲烷总烃最大空气质量浓度占标率小于 1%，类比已投产的采气平台井站无组织废气监测数据可知，各平台厂界 NMHC 浓度将远远低于《四川省固定污染源大气挥发性有机物排放标准》（DB51/2377-2017）厂界无组织排放限值 $2\text{mg}/\text{m}^3$ 的要求。因此，本项目采气阶段正常工况下对周边环境空气的影响小，在当地环境可接受范围内。

7.5.2 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，放空排放的污染物量较少，对区域环境空气影响较小。

7.5.3 大气环境影响分析

本项目针对物料储存转移和输送逸散、工艺过程、设备与管线组件泄漏四个部分进行分区管控，采出水采用管道密闭输送和密闭罐车拉运，产生的挥发性有机物量很少，经大气扩散后对外环境影响很小。

同时，本项目运营期采取的大气污染防治措施均为页岩气开发过程中常用的处置措施，已广泛应用于其他类似项目，取得了较好的大气污染防治效果，因此，本项目运营期对大气环境影响较小。

7.6 运营期声环境影响分析

7.6.1 采气平台井站运营期噪声

（1）噪声源分析

运营期的噪声主要来源于采气井站的除砂器、分离器和汇气管、泵站等设备。采气井站主要噪声源及其声级见表 7.6-1。

表 7.6-1 运营期平台井站主要噪声源及其声级统计表

序号	主要噪声设备	空间相对位置	噪声源强 (dB(A))	声源控制措施	排放噪声源 强(dB(A))	运行 时段
1	除砂器	各采气平台井 站工艺区内	70	选择先进设备，控制 气流速度	60	连续
2	分离计量器		60		55	

3	汇气管		70		60	
4	气田水转输泵	各采气平台储液罐	75	减振、隔声罩	65	间断
5	放空立管	各采气平台放空区内	100~110	减少放空次数	100~110	临时排放
6	气举撬装设备	井口附近	70	选择先进设备，减振	55~60	临时
7	泡排撬装设备	井口附近	70	选择先进设备，减振	55~60	临时

（2）噪声预测与分析

① 正常工况

考虑噪声随距离的衰减，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平台井站运行时噪声对周边居民的影响。

根据预测结果，正常工况下，各平台周边敏感点昼、夜间噪声预测值均能满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类区标准。类比临近气田平台井站运营期噪声监测数据，各平台井井站界均能满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB 12348-2008）2 类标准要求，运营期正常工况噪声影响在可接受范围内。

② 非正常工况（气举）

根据预测结果，非正常工况下（气举工况），各平台周边敏感点昼、夜间噪声预测值均能满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类区标准。运营期非正常工况（气举工况）噪声对各平台周边敏感点影响在可接受范围内。

③ 非正常工况（泡排）

根据预测结果，非正常工况下（泡排工况），各平台周边敏感点昼、夜间噪声预测值均能满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类区标准。运营期非正常工况（泡排工况）噪声对各平台周边敏感点影响在可接受范围内。

④ 非正常工况（检修或事故时）

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 7.6-4。

表 7.6-4 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，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。

7.6.2 项目运营期对区域声环境影响分析

①工程运营期内正常工况下，在采取工业噪声防治措施后，各平台井站各厂界噪声均能满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中的 2 类标准；周边敏感点昼夜间噪声均能满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）中的 2 类标准，运营期对周边声环境影响较小。

②检修或事故时，噪声主要来自放空，由于放空时间较短，一般控制在每次 30min 以内，因此，放空尽量避免夜间，昼间放空噪声对周围居民的影响时间较短。建议建设单位采取与受影响的居民协商、安排临时撤离等措施。采取该措施后，放空噪声影响可接受。

7.7 运营期固体废物影响分析

本项目各采气平台井站均为无人值守，运营期无生活垃圾产生。本项目除砂器废渣集中收集转运至邻近集气站后交由有处理能力且环保手续齐备的单位进行制砖等资源化利用；储液罐沉渣交由有危险废物处理资质的单位处置；清管废渣及检修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砖厂处置，不外排；废矿物油及含油废物及时交由有危险废物处理资质的单位处置。

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。

7.8 区域开发累积环境影响分析

根据本项目开发方案，项目部署的平台将在两年内实施，根据建设单位实施计划，各井场管线拟先于平台井站或与平台井站同期施工，故本项目实施过程中，各单项工程将对区域产生一定的累积影响。

7.8.1 生态环境累积影响

在本项目的施工过程中，虽然会对原有植被造成一定程度的直接侵占，但项目规划时已经充分考虑到了对生态环境的影响，尽量将施工区域限制在耕地范围内，从而最大限度地减少了对林地的侵占。此外，据生态调查所知，施工区域内的植被主要由一些生态适应性强、分布广泛的常见物种组成，这些物种在区域生物多样性中所占的比重较小，因此施工对它们的影响不会显著降低整个区域的植被多样性。为了进一步降低施工对植被的影响，项目还将实施植被恢复计划，这包括选择适宜的本地物种进行重新种植，以及采用快速生长的先锋植物加速生态恢复过程。

同时，施工活动产生的噪声和振动对周边野生动物的潜在影响也已被评估。噪声和振动可能会扰乱动物的栖息地使用模式，尤其是对于那些对声波振动频率较为敏感的物种。为了减少施工对动物栖息行为的干扰，项目计划在动物活动较为频繁的时段，如繁殖期和迁徙季节，避免进行噪声较大的施工作业。此外，项目还将在施工区域周围设置临时隔音屏障，以降低噪声传播，减少对动物栖息地的声波干扰。考虑到施工区域的生物多样性及动物种群具有一定的适应性和迁移能力，预计施工活动不会引发区域性动物物种数量的长期减少。一旦施工结束，随着环境噪声水平的降低和栖息地质量的逐步恢复，预计动物种群将能够重新适应其原始栖息地。

通过这些综合性的措施，项目旨在实现经济发展与生态保护的平衡，减少施工对生态环境的负面影响，促进施工区域生态系统的健康和可持续发展。

7.8.2 地下水环境污染累积影响

本项目共 2 个场站，分属于 2 个二级水文地质单元。根据各场地对地下水环境的影响特征，从水文地质单元划分和地下水流场的角度考虑，受区内含水层结构特征及地下水流动特征影响，各水文地质单元产生叠加影响可能性较小。结合预测结果分析的超标和影响距离，各场站发生地下水污染影响范围有限，污染物浓度衰减较快，故两个场站同时发生地下水污染事故时，发生叠加影响的可能性较小。

综上所述，避免叠加影响发生，本项目各场地建设合理安排开采时序。从区块开发角度而言，本项目场地分散，污染影响表现为点状形式，影响范围有

限，同时各场地实施运行采取了一系列的地下水污染防治措施，因此本项目建设运行对区块内的地下水环境产生叠加影响的可能性较小。

7.8.3 地表水环境污染累积影响

（1）施工期

本项目建设施工期废水主要来源于钻前施工、钻井施工、压裂测试工程施工、采气平台井站施工及集输管线等施工过程，废水种类包含施工人员生活污水、土建施工废水、管线试压废水、压裂返排液、钻井废水、井场方井雨水、洗井废水及井场初期雨水等，此外，管线穿越施工期将短期增加小型沟渠水中泥沙含量。

本项目各单项工程均无废水外排。其中，除钻井、压裂施工人员的生活污水是经井场移动式厕所收集后拉运地方城镇污水处理厂处置，其余施工人员的生活污水均依托当地已有设施；施工废水、管线试压废水（主要污染物 SS）经收集沉淀处理后，回用于施工场地洒水降尘；钻井废水、方井雨水、洗井废水以及初期雨水通过采取雨污分流制度和钻井污染物“不落地”处理，回用于生产用水；返排压裂液在平台内暂存优先回用于平台，平台内无法回用时全部运至区域其他平台回用。通过采取上述措施，本项目施工期对区域的地表水环境累积影响很小。

同时，由于施工期压裂返排液回用量较大，在区域开发建设过程中，应加强区域压裂返排液回用的总体协调。

（2）运营期

本项目生产运营期废水主要来源于采气平台井站生产运营过程，废水种类包含气田水及少量清管检修废水。

在区域开发建设过程中，采气平台井站生产废水可回用于区块生产用水，若区域开发建设施工结束可回用于区块其他区块的开发建设，运营期废水产生量呈先增加后平稳降低的趋势，通过管道回用于区块开发建设，无法回用时，及时外运回注，不外排。

根据区块内已实施工程的现场调查，通过采取上述回用、回注等污水污染防治措施，区块生产运营期对区域地表水环境累积影响很小。应加强回用量和

回注量的统筹协调。

（3）取水累积影响

本项目钻井期间取水量很小，不会对水资源产生明显的影响，评价主要分析压裂取水对区域水资源的累积影响。本项目压裂取水拟在大寨河设置 1 个取水点。

根据评价期间调查，区块内无同期实施的页岩气开发项目，本项目年度最大取水量占大寨河平均流量的比例为 0.4%，占比均很小，不会对大寨河以及区域水资源利用等产生明显的不利影响。

7.8.4 土壤环境影响累积影响

根据土壤影响识别结果，本项目属于污染影响型，井站（井场）影响范围一般在 0.2km 范围内，区块内各相邻井场的距离较远，因此施工期及运行期对区域土壤环境影响以各单项工程项目环境影响为主，且影响范围一般在 0.2km 范围内，不会出现叠加的土壤环境影响。管线土壤影响范围一般为施工作业带宽度，为 8~12m，呈线性分布，施工期及运行期对区域土壤环境影响以各单项管线工程项目环境影响为主，且影响范围一般在施工作业带范围内，不会出现叠加的土壤环境影响。

本项目土壤环境的影响主要为跑、冒、滴、漏污染物漫流以及垂直下渗影响，各站场通过采取雨污分流制、分区防渗、池体预留空高等措施，各管线采取严格落实防腐措施、定期巡检等措施，减少项目建设运营对周边土壤环境的影响。根据区块已建工程的现场调查，通过采取上述措施后，本项目对区域土壤长期累积影响很小。

7.8.5 大气环境污染累积影响

（1）建设施工期

本项目建设施工期大气污染物主要来自管线敷设、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，区块内各相邻井场的距离较远，管线施工分段进行，因此建设施工期对区域大气环境影响以各单项工程项目环境影响为主，且影响范围一般在 200m 范围内，不会出现叠加的大气环境影响，且施工期结束后大气环境影响消失，不会改变区域环境空气

功能区划，建设施工期对区域大气环境累积影响可接受。

（2）生产运营期

本项目生产运营期大气污染物主要来自设备清管、检修及事故放空废气、无组织逸散废气等。采气平台井站清管、检修废气经放空管排放，采气站事故废气经放空管燃烧排放，为页岩气开发项目处理过程中常用的处置措施。根据区块在建工程现场调查，本项目通过采取上述措施后，不会改变区域环境空气功能区划，对区域大气环境累积影响可接受。

7.8.6 声环境污染累积影响

（1）建设施工期

本项目建设施工期噪声主要来自钻前施工、钻井施工、压裂测试工程施工、采气平台井站施工及集输管线等施工过程中，其中钻井施工和压裂测试工程施工的噪声影响范围一般在 300m 范围内，其余施工过程噪声影响范围相对较小。区块内各相邻井场的距离较远，管线施工分段进行，因此建设施工期噪声对区域大气环境影响以各单项工程项目环境影响为主，且影响范围一般在 300m 范围内，不会出现叠加的噪声环境影响，且施工期结束后噪声环境影响立即消失，不会改变区域声环境功能区划，建设施工期对区域声环境累积影响可接受。

（2）生产运营期

本项目生产运营期噪声主要来自各采气平台井站工艺设备运行噪声，即采气工艺区设备噪声及应急事故下的放空噪声等。各采气平台井站之间相隔较远，项目生产运营期对区域的声环境影响仍以各单项工程环境影响为主，且各单项工程影响范围不会出现叠加影响。单项工程通过选用低噪声设备、优化平面布置，建设降噪机房、隔声材料等减振降噪措施，对周围环境影响较小。

7.8.7 固体废物环境污染累积影响

（1）建设施工期

本项目建设施工期固体废物主要来自钻前工程、钻井工程、压裂测试工程、集输管线施工等过程，主要固废污染物包括剥离的表土、生活垃圾、施工废料、废包装材料、水基钻井固废及废矿物油及含矿物油废物（危险废物）等。各单项工程相距较远，且由施工队分别进行施工，对区域的影响主要表现为单个项

目的影响。

本项目产生的上述固体废弃物，将采取表土剥离单独堆存、生活垃圾集中收集交环卫部门处置；施工废料和包装厂家回收；水基钻井固废综合利用；废矿物油及含矿物油废物规范暂存，后期交有资质单位处置。本项目通过采取上述固体废物污染防治措施，区块建设施工固体废物对区域环境累积影响很小。

同时，由于施工期水基钻井固废和油基钻井固废集中产生，产生量较大，在区域开发建设过程中，应加强区块固体废物处置的总体协调。

（2）生产运营期

本项目生产运营期各采气平台井站均为无人值守，产生的固废主要为清管废渣、检修废渣、除砂器废渣、储液罐沉渣及废矿物油及含油废物，本项目除砂器废渣集中收集后交由有处理能力且环保手续齐备的单位进行制砖等资源化利用；储液罐沉渣交由有资质的危废单位进行处置；清管废渣及检修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砖厂处置，不外排；废矿物油及含油废物及时交由有危险废物处理资质的单位处置。

综上，通过采取上述固体废物污染防治措施，区块生产运营期固体废物对区域环境累积影响很小。

7.8.8 退役期累积影响

区块进入退役期后各采气平台井站井下气压大幅降低，井下储量逐渐减少，采气开发接近尾声。退役期单项工程产生的大气污染物、生产废水、噪声及固体废物等对环境的影响将会消失。

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或柴油、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。主要成分为白油或柴油。

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。

柴油是轻质石油产品，复杂烃类（碳原子数约 10~22）混合物，为柴油机燃料，主要由原油蒸馏、催化裂化、热裂化、加氢裂化、石油焦化等过程生产的柴油馏分调配而成，也可由页岩油加工和煤液化制取。沸点范围和黏度介于煤油与润滑油之间的液态石油馏分。易燃易挥发，不溶于水，易溶于醇和其他有机溶剂。是组分复杂的混合物，沸点范围有 180℃~370℃和 350℃~410℃两类。

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。

⑤ 柴油危险性分析

本项目钻井工程采用市政供电，停电情况下使用柴油发电机供电。柴油具有可燃性。

⑥ 白油危险性分析

本项目水平段采用油基钻井液钻井，油基钻井液是以油为分散介质组成的泥浆，其基本组成是油、水、有机粘土（或其他亲油粉末）和油溶性化学处理剂。油相一般用白油，占泥浆 60%~70%或更高，现场实践有达 90%以上的

使用，危险性主要表现在油性物质的可燃性。

⑦ 盐酸危险性分析

盐酸主要用于压裂施工前置液酸化井壁，腐蚀性强。

⑧ 废矿物油

项目钻井和采气使用设备过程中，或多或少会产生一些废矿物油，主要是设备润滑、保养产生的废机油。废矿物油主要分布于油桶里面，其特性和润滑油差不多。废矿物油对眼睛、皮肤、黏膜和上呼吸道具有刺激作用。吸入后，可引起喉、支气管的炎症、水肿、痉挛、化学性肺炎或肺水肿。接触后可引起燃灼感、咳嗽、喘息、气短、头痛、恶心和呕吐等。皮肤接触可发生接触性皮炎及油疹，可致急性肾脏损害，吸入其雾滴或液体呛入可引起吸入性肺炎。结合工程项目的实际情况，主要危害为废矿物油泄漏后地表水、地下水和土壤的影响。

（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，详见附图 8.1-1~2。

表 8.1-5 本项目各平台环境风险敏感目标统计表

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 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 1 万~5 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 1.87t（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或柴油现场贮存

量约 250t；盐酸最大存放量为 64m³（15%盐酸，容积 80%），折合 37%盐酸量约为 30.62t。

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：q₁, q₂, ..., q_n——每种危险物质的最大存在总量，t；

Q₁, Q₂, ..., 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≥1 时，将 Q 值划分为：①1≤Q<10；②10≤Q<100；③Q≥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	30.62t（37%盐酸）	7.5（37%盐酸）	4.08
甲烷	1.87	10	0.187
柴油	50	2500	0.02
白油或柴油	250	2500	0.1
Q 值	4.387		

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018）附录 C 可知：

当 Q<1 时，该项目环境风险潜势为 I。

当 Q≥1 时，将 Q 值划分为：（1）1≤Q<10；（2）10≤Q<100；（3）100≤Q。

根据计算结果，危险单元的 Q 值最大值为 4.387，即 1≤Q<10。

（2）运营期

根据本区块建设内容，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。本项目涉及 2 个站场及站内管线、2 条输气管线，项目运营期环境风险共计 4 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。

表 8.2-2 运营期 Q 值计算表

序号	所属单元	危险物质名称	CAS 号	最大储存量 q(t)	临界量	Q 值	备注
					Qn (t)		
采气平台井站							
1#	YS118H2	甲烷	74-82-8	0.25	10	0.025	/
2#	YS118H3B			0.19		0.019	
集输工程							
4#	YS118H2~YS118H3 B	甲烷	74-82-8	8.11	10	0.811	/
5#	YS118H3B~YS118H 4			2.52		0.252	

由表 8.2-1~8.2-2 可知，本项目施工期 Q 值为 4.387，运营期单项工程 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 $1 < Q < 10$ ，需进一步判断环境风险潜势。站场运营期、管线施工期和运营期环境风险潜势均为 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 169-2018）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。施工期及运营期集气干线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 （不含城镇燃气管线）	10
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，为 M2。

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 169-2018）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 Q 值小于 10，M 值为 15（ $10 < M \leq 20$ ），由上表可知，本项目施工期危险物质及工艺系统危险性等级均为 P3。

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 169-2018）附录 D，大气环境敏感程度分级原则见表 8.2-5。

表 8.2-5 大气环境敏感程度分级

分级	大气环境敏感性
E1	周边 5km 范围内居住区、医疗卫生、文化教育、科研、行政办公等机构人口总数大于 5 万人，或其他需要特殊保护区域；或周边 500m 范围内人口总数大于 1000 人；油气、化学品输送管线管段周边 200m 范围内，每千米管段人口数大于 200 人。
E2	周边 5km 范围内居住区、医疗卫生、文化教育、科研、行政办公等机构人口总数大于 1 万人，小于 5 万人；或周边 500m 范围内人口总数大于 500 人，小于 1000 人；油气、化学品输送管线管段周边 200m 范围内，每千米管段人口数大于 100 人，小于 200 人。
E3	周边 5km 范围内居住区、医疗卫生、文化教育、科研、行政办公等机构人口总数小于 1 万人；或周边 500m 范围内人口总数小于 500 人；油气、化学品输送管线管段周边 200m 范围内，每千米管段人口数小于 100 人。

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，地表水功能敏感性分区和环境敏感目标分级分别见表 8.2-6 和表 8.2-7，分级原则见表 8.2-8。

表 8.2-6 地表水功能敏感性分区

分级	地表水环境敏感特征
敏感 F1	排放点进入地表水水域环境功能为Ⅱ类及以上，或海水水质分类第一类；或以发生事故时，危险物质泄漏到水体的排放点算起，排放进入受纳河流最大流速时，24h 流经范围内涉跨国界的
较敏感 F2	排放点进入地表水水域环境功能为Ⅲ类，或海水水质分类第二类；或以发生事故时，危险物质泄漏到水体的排放点算起，排放进入受纳河流最大流速时，24h 流经范围内涉跨省界的
低敏感 F3	上述地区之外的其他地区

表 8.2-7 环境敏感目标分级

分级	环境敏感目标
S1	发生事故时，危险物质泄漏到内陆水体的排放点下游（顺水流向）10km 范围内、近岸海域一个潮周期水质点可能达到的最大水平距离的两倍范围内，有如下一类或多类环境风险受体：集中式地表水饮用水水源保护区（包括一级保护区、二级保护区及准保护区）；农村及分散式饮用水水源保护区；自然保护区；重要湿地；珍稀濒危野生动植物天然集中分布区；重要水生生物的自然产卵场及索饵场、越冬场和洄游通道；世界文化和自然遗产地；红树林、珊瑚礁等滨海湿地生态系统；珍稀、濒危海洋生物的天然集中分布区；海洋特别保护区；海上自然保护区；盐场保护区；海水浴场；海洋自然历史遗迹；风景名胜區；或其他特殊重要保护区域
S2	发生事故时，危险物质泄漏到内陆水体的排放点下游（顺水流向）10km 范围内、近岸海域一个潮周期水质点可能达到的最大水平距离的两倍范围内，有如下类或多类环境风险受体的：水产养殖区；天然渔场；森林公园；地质公园；海滨风景游览区；具有重要经济价值的海洋生物生存区域
S3	排放点下游（顺水流向）10km 范围、近岸海域一个潮周期水质点可能达到的最大水平距离的两倍范围内无上述类型 I 和类型 2 包括的敏感保护目标

表 8.2-8 地表水环境敏感程度分级

环境敏感目标	地表水功能敏感性		
	F1	F2	F3

S1	E1	E1	E2
S2	E1	E2	E3
S3	E1	E2	E3

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。本项目施工期地表水环境敏感程度为 E3。

（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，施工期环境敏感程度分级均为 E2 环境中度敏感区。

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。

本项目地下水环境敏感程度与大气环境敏感程度 E2，地表水环境敏感程度为 E3，危险物质及工艺系统危险性等级为 P3，因此，本项目环境风险潜势为 III。

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。站场运营期、管线施工期和运营期环境风险潜势均为 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，不可避免地存在开孔或支

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、白油、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、阀门或其他设施）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。

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
	危废暂存间	废油桶	废矿物油	泄漏	地表水、土壤、地下水	周边土壤、地表水、居民水井等
	放喷坑	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、白油、柴油、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 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，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，可能破坏浅层碳酸盐岩溶含水层，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、废矿物油及含油废物、柴油泄漏或外溢风险

一般情况下废水、废矿物油及含油废物、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、废矿物油及含油废物、柴油泄漏或外溢风险

一般情况下废水、废矿物油及含油废物、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。

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气田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，现场不外排，仅设置应急池进行暂存。本项目运营期采气废水暂存于储液罐，储液罐设置液位监测器，罐体采用架空方式，下部地面做防渗处理并设置围堰；最终无法回用的气田水通过管道输送至回注井回注处理，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运营期气田水管道、气田水泄漏事故环境风险

本项目气田水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应急池泄漏环境风险

气田水的危害主要表现在：可溶性盐含量高，含石油类。应急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。地下水终点浓度按照《地下水质量标准》（GB/T 14848-2017）III 类标准。

表 8.5-1 危险物质判定标准

序号	预测因子	关注限值（mg/m ³ ）		备注
		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 169-2018）附录 H

（2）大气环境风险预测

1) 钻井期井喷

① 预测模型

A、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 $T=2 \times 108 / 1.0 = 216s$ ，小于设定泄漏时间 15min，认为是连续排放。

B、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：

$$Ri = \frac{\left[\frac{g(Q/\rho_{rel})}{D_{rel}} \times \left(\frac{\rho_{rel} - \rho_a}{\rho_a} \right) \right]^{\frac{1}{3}}}{U_r}$$

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。

③预测结果

采用《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）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。

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

多数为非含硫气田开发。

（2）集输管道泄漏

依据前述分析，本项目输送介质为天然气，主要考虑管道腐蚀或应力作用引起的甲烷泄漏事故。源强设定拟采用导则推荐的计算法。由于各个危险单元前后设置了紧急隔离系统，因此泄漏时间按 10min 考虑，泄漏量按管道截面 100%断裂进行估算。

①预测模型

甲烷为轻质气体，根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018），可采用 AFTOX 模型进行预测。

②气象参数

选取导则明确的最不利条件进行预测，气象参数详见表 8.5-2。

③预测结果

天然气管道断裂后，气流的抬升高度直接影响到预测结果，为此评价单位收集了一些天然气管道事故的有关报道并咨询了部分安全评价单位，多数大孔径、高压力管道断裂时天然气气流的喷射高度可达 60m 以上，本报告偏保守考虑，管道以抬升高度为 50m 预测评价。F 类稳定度，风速 1.5m/s 下，YS118H2 平台~YS118H3B 平台管线断裂泄漏发生断裂泄漏时，最大浓度低于毒性终点浓度-1 和毒性终点浓度-2，故发生断裂泄漏时管道断裂点周边不会出现处于毒性终点浓度-1 和毒性终点浓度-2 的环境中的居民，不存在环保搬迁的情况，本项目实施对周围环境的风险影响有限。

④预测评价

由于项目各个危险单元前后设置了紧急隔离系统，一旦管道发生泄漏事故，两端井站迅速关闭，泄漏时间一般不会超过 30s，风险情况下，管道泄漏时间短，甲烷暴露时间短（不超过一小时），不会对人体造成不可逆的伤害。同时，结合导则的统计数据知，全管径泄漏的概率约为 $1.00 \times 10^{-7}/\text{m} \cdot \text{a}$ ，事故发生的概率极低。采取积极的风险防范措施，并制定有效的应急预案后，环境风险总体可控。

本工程输送介质为不含硫天然气，除了在安全事故时有可能造成人员伤亡

外，事故的次生污染很小，没有有毒有害物质外排，对沿线的敏感目标产生影响很小，属可接受范围。但泄漏天然气引发火灾和爆炸可能造成林区生态系统的严重破坏，甚至是彻底性的毁灭。为杜绝该类事故的发生，应依据《中华人民共和国森林法》、《森林防火条例》等制定防火预案、增加巡线频次，发现隐患及时处理，防患于未然。

（2）施工期大气环境风险评价

1）井场管道泄漏及引发火灾、爆炸造成的次生环境污染风险

输气管道运行过程中，存在因管道腐蚀、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，天然气外溢，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，通过采取风险防范措施并制定有效的应急预案后环境风险总体可控。本项目页岩气不含硫，燃烧产物主要为 CO_2 和水，由于是露天环境，空气充足，燃烧较充分， CO 产生量很少，次生污染废气影响较小。 CO_2 主要危害就是浓度过高产生窒息。项目周围居民不在受限空间内，发生 CO_2 浓度过高产生窒息的概率很小。

2）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，将应急预案落到实处，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。

3) 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。

4) 井眼碰撞或压裂作业导致套管破裂页岩气窜层泄露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气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气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，但出现的泄露点多，出现位置不能进行有效预测，但主要在井口周边地带，泄露范围在井口外 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）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 $5 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ），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坑集污坑等池壁也可有效避免周边雨水进入废水之中。采气期气田水采用储液罐暂存，罐体设置液位器，罐区采取防渗处理，并设置围堰。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。

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，确认应急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工艺区暂存罐或应急罐、应急池，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工艺区暂存罐常空，通过泵将井场场内外溢废水引流至应急池，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、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。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；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。泸州地区自然降雨量大，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

运营期气田水泄漏和运输事故影响

本项目正常情况下无污废水外排，对周边地表水体无不利影响。非正常工况下可能发生气田水外溢和运输事故影响。本项目运营期气田水优先回用区块内压裂用水，其次回用于邻近区块压裂用水，最终无法回用的运输至阳 1 井、阳 102 井回注处理，现场不外排，运营期采出水采用储液罐暂存，罐体架空，罐区防渗处理并设置围堰；气田水优先回用于区块内，大部分采用气田水管线进行输送，在运营期间，可能出现气田水管线泄漏事故，如果下渗会对地下水、土壤造成污染。部分井站气田水外运由密闭罐车进行，在转运过程中可能出现运输事故，气田水的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。集输管线配备出站阀组撬，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，避免气田水泄漏。且巡线工能够及时赶赴现场进行处理，对周边影响较小。

气田水废水的危害主要表现在：可溶性盐含量高，含石油类。应急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：1、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；2、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；3、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。建设单位在应急池周围修建雨水导流沟和截污沟。并对水池采取重点防渗措施和污水防控措施，可尽量将风险控制在可控范围内。同时本项目应急池采

用地陷式构造，尽可能地降低了水池垮塌风险。通过采取上述措施，本项目压裂应急池泄漏事故影响可接受。

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。

本项目各井场应急池为半地下式结构，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应急池泄漏事故，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，若发生泄漏导致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。

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，并加强跟踪监测。

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 11000~15000mg/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

运行期气田水部分采用压力管道输送，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，在气田水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，气田水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坑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《石油天然气工业健康、安全与环境管理体系》（SY/T 6276-2014）、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；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；

② 各种井控装备及其他专用工具、消防器材、防爆电路系统配备齐全、运转正常；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；

③ 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）；按班组进行防喷演习，并达到规定要求；

④ 严格落实坐岗制度，无论钻井还是起下钻，或其他辅助作业，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，两个岗都必须做好真实准确记录，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；

⑤ 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；

⑥ 严格控制起下钻速度，起钻必须按规定灌满钻井液；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；

⑦ 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；

⑧ 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；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；

⑨ 强化员工的爱岗敬业教育，严格执行各项操作规程，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、钻井液密度和黏度变化、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：

A、钻开油气层后每次起钻前。

B、钻进中曾发生严重油气侵但未溢流的起钻前。

C、溢流压井后起钻前。

D、调低井内钻井液密度后起钻前。

E、钻开油气层井漏堵漏后起钻前。

F、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

A、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。

B、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

A、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。

B、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。

C、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。

D、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。

E、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

A、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。

B、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、钻井液密度和黏度、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。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。

⑪ 钻遇可能含硫化氢气层时，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 9.5~10.5。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。

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。

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，做出防碰预测，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 1.5~2.0m 警戒范围内时，必须对钻井参数做调整，采取其他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，司钻应能感觉蹩跳、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/T 9711-2023）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黏结力（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黏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，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；严格保证各类建筑材料的质量，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；进行水压试验，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 为防止应急池垮塌，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，减少废水现场贮存，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 为了防止应急池、重叠液罐污水渗漏或外溢污染地表水及浅层地下水，要求建设方对应急池、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 为了防止应急池污水渗漏或外溢污染地表水及浅层地下水，要求建设方对应急池均加装顶棚，顶棚投影超过池体四周 1-3m，防止暴雨情况下雨水进入应急池。

⑤ 各站场运营期气田水储液罐设置液位报警器及防渗围堰，防止泄漏废水外溢。及时转运废水，加强储液罐的维护保养，避免由于腐蚀等造成废水泄漏污染环境。

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；一是在应急池、重叠液罐设置围堰，将溢出的污水截留下来，截留的废水收集至应急池中，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，防止突发事故。

4) 气田水管线泄漏防范措施

① 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，故评价要求回注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。

② 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。气田水管道采用加厚耐腐蚀、耐老化材质的双层管，内设加强筋，定期对管道进行防腐、防漏检测。

③ 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。

④ 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。

⑤ 管道沿线人类活动频繁，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。

⑥ 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，标明输送介质、单位联系人、联系电话等，以防事故时能及时进行处理，减少泄漏。

⑦ 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。

⑧ 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。

⑨ 为了避免管道的渗漏，要求气田水管道采用加厚耐腐、蚀耐老化、内设加强筋的管道，本次针对特殊岩溶区为避免气田水管道泄漏采用“管中管”的形式，即输送管道外套一层保护管道，且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。并在输水管线上设置低压报警装置，管线两端设置压差检测装置。此外，在管道途经地段设置应急收集池，可及时收集最不利情况管道泄漏污废水，避免污染扩大化。

5) 管道穿越地表水体风险措施

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，并加强跟踪监测。

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。

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，部分井站采用罐车辅助转运；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转运过程中，应严格按照转运线路行驶；转运前，应对罐车仔细检查，确保罐车运转正常，确保罐体无渗漏情况；对拉运人员进行环保培训和加强管理，禁止将各类废物排入周边环境。杜绝转运过程中产生“跑、冒、滴、漏”现象。

⑧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。

⑨运输前规划运输路线，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区，若运输路线无法完全绕避饮用水水源保护区，本次环评要求运输路由必须避让重要的集中式饮用水水源保护区和饮用水水源保护区一级保护区，在无法绕避必须经过饮用水源二级保护区或准保护区时应遵守饮用水源保护规定，经过集中式地表水饮用水源二级保护区或准保护区时，应按照规定，在驶入该区域的 24 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，同时通报当地环保部门，并积极配合环保部门抢险，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，并立即治理污染水源，待治理达标后方可供水。

（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《爆炸危险环境电力装置设计规范》（GB 50058-2014）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黏度，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，适当提高钻井泥浆黏度、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，云母和其他植物纤维组成等），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

为了避免管道的渗漏，要求气田水管道采用加厚耐腐、蚀耐老化、内设加强筋的管道，本次针对特殊岩溶区为避免输水管道泄漏采用“管中管”的形式，即输送管道外套一层保护管道，且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。并在输水管线上设置低压报警装置，管线两端设置压差检测装置。此外，在管道途经地段设置应急收集池，可及时收集最不利情况管道泄漏污废水，避免污染扩大化。

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。若对分散式饮用水源造成影响，应立即采取水源替代措施，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检测仪确定浓度，根据浓度确定具体撤离范围。气窜发生时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，最大限度地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，能更的控制影响的面积。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；向上一级管理部门报告，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地扩散，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

当发生页岩气扩散时，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。浙江油田（泸州）油气开发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

浙江油田（泸州）油气开发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。浙江油田（泸州）油气开发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。

浙江油田（泸州）油气开发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，浙江油田（泸州）油气开发有限公司应急领导小组协调有关工作。对特大事故，浙江油田（泸州）油气开发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：本项目所在的泸州市古蔺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、清除泄漏措施和器材	事故现场、邻近区域、控制防火区域，控制和清除污染措施及设备
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

提出的环境保护目标纳入应急计划区。

（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，除非特别紧急的情况采用电话报告外，其他一律书面报告（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，采用先电话告知，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，巡回告知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，并与周边乡镇、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予的任务。

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监测结果划定警戒区。

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，必要时应佩戴空气呼吸器；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	***
2	井漏	配备泥浆监控系统及堵漏应急物资	***
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。	***
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	***
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； 应急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。	***
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	***

7	废矿物油及含油废物转运泄漏	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	***
8	—	应急疏散	***
9	—	应急监测	
合计			***

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、白油、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

9.1 生态环境保护措施

9.1.1 施工期生态环境保护措施

（1）耕地保护和恢复措施

① 严格控制土地占用

A、对占地合理规划，严格限制占地面积；施工便道等临时占地按照用地范围线施工，不得超出用地范围的要求；

B、按设计标准规定，严格控制施工作业带面积，不得超过作业标准规定，并尽量沿道路纵向平行布置，以减少土壤扰动和地表植被破坏，减少裸地和土方暴露面积；

C、施工作业尽量利用原有公路，杜绝车辆乱碾乱轧，不随意开设便道；管线尽量沿公路侧平行布置，便于施工及运营期检修维护。

② 土地肥力保护措施

A、分层开挖，分层堆放、分层回填。对于农田、耕地土壤，按照耕作层、犁底层、心土层和底土层分层开挖，分层堆放、分层回填；减少因施工生土上翻，表土层养分损失。同时，要避免间断覆土造成的土层不坚实形成的水土流失等问题。

B、表土剥离及存放。表土在土地复垦工程中起着非常重要的作用，它关系着复垦后土壤的质量和肥力。因此，剥离出来的表土需要妥善存放。为了保持土壤结构、避免土壤板结，应避免雨天剥离、搬运和堆存表土。若表土堆存过程中遇降雨，则需要用防雨布遮挡堆存表土，防止水土流失，带走土壤中的养分，导致土壤肥力下降。

C、对管沟回填后多余的土全部摊铺到管段所在的作业带内，并使管沟与周围自然地表形成平滑过渡，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，若有积水的可能，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。

D、管线施工中挖填方尽量实现自身平衡。路基加固处理所需砂砾石尽量就近取材。各站场地面设施施工过程中产生的挖填方亦应尽量自身平衡，采取水土保持措施，防止水土流失。

E、为防止管道焊接产生的废焊渣污染土壤，本次评价建议建设单位在管道焊接时焊缝下铺耐高温的挡板，对产生的废焊渣和废焊条全部收集。施工结束后，施工单位应回收全部的废焊接材料，防止遗留到土壤中污染土壤环境。

③ 耕地保护

A、关于耕地占用补偿的相关法规：

按照《中华人民共和国土地管理法》第三十一条：国家实行占用耕地补偿制度。非农业建设经批准占用耕地的，按照“占多少，垦多少”的原则，由占用耕地的单位负责开垦与所占用耕地的数量和质量相当的耕地；没有条件开垦或者开垦的耕地不符合要求的，应当按照省、自治区、直辖市的规定缴纳耕地开垦费，专款用于开垦新的耕地。省、自治区、直辖市人民政府应当制定开垦耕地计划，监督占用耕地的单位按照计划开垦耕地或者按照计划组织开垦耕地，并进行验收。第三十一条：县级以上地方人民政府可以要求占用耕地的单位将所占用耕地耕作层的土壤用于新开垦耕地、劣质地或者其他耕地的土壤改良。

B、永久基本农田环境保护方案：

建设单位应严格按照《基本农田保护条例》、《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）等相关规定申请临时用地并编制土地复垦方案，经县级自然资源主管部门批准后方可临时占用，并由项目所在地县级自然资源主管部门牵头组织开展临时用地占用永久基本农田踏勘论证和土地复垦方案评审工作。针对站场等永久占地，应按照规定补划永久基本农田。同时，建设单位及施工单位应通过耕地耕作层土壤剥离再利用等工程技术措施，减少对耕作层的破坏。临时用地到期后，应按照规定和复垦方案及时复垦恢复原种植条件，做好复土复耕，并通过县级自然资源主管部门及农业农村等相关主管部门的土地复垦验收。

建设单位在补偿因临时占地对农田产量的直接损失的同时，还应考虑施工

结束后因土壤结构破坏、养分流失对永久基本农田造成的影响，对农作物产量的间接损失以及土壤恢复进行补偿，以用于耕作层土恢复。

C、合理安排施工次序、季节、时间

尽量避开植物物种播种生长季、收获期，根据沿线农田作物栽种情况，合理安排施工次序和时间。

④ 土地复垦

按照《土地复垦条例》第三条规定：生产建设活动损毁的土地，按照“谁损毁，谁复垦”的原则，由生产建设单位或者个人（以下称土地复垦义务人）负责复垦；第十六条规定：土地复垦义务人应当建立土地复垦质量控制制度，遵守土地复垦标准和环境保护标准，保护土壤质量与生态环境，避免污染土壤和地下水。土地复垦义务人应当首先对拟损毁的耕地、林地、牧草地进行表土剥离，剥离的表土用于被损毁土地的复垦。在恢复期，应对土壤进行熟化和培肥，落实耕地质量调查及监测工作，及时掌握耕地质量变化状况，直至恢复到原来的生产力水平。

项目施工对植被的影响是不可避免的，影响的范围和程度对于不同项目组成、植被类型、地貌各有差异，但其影响的性质基本可以分为可逆和不可逆的两大类。因此，施工过程中，根据施工工艺的不同以及其对植被所带来的影响，因地制宜，制定相应的避免、减缓或补偿植被影响的防护及生态恢复措施，将施工对植被的影响降低到最低程度，保护植物群落和维持陆地生态系统的稳定性。

（2）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，要报告当地环保部门，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，本项目井、井站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制定科学的生态修复时序

本项目将遵循系统性与时序性原则，分阶段推进生态修复工作：

第一阶段：施工前即完成沿线生态本底详查，明确农田、林地等区段的原土地利用类型与生态特征。依据《中华人民共和国石油天然气管道保护法》要求，精准划定管道中心线两侧各五米禁止种植深根植物的法定范围，并据此制定“因地施策、分区管控”的差异化植被恢复方案。

第二阶段：施工结束后立即启动植被恢复。农田段以复垦还田为目标；林地段则严格分区实施，即在管道中心线两侧五米法定范围内，以植草及浅根性灌木绿化为主；五米范围外的施工扰动区，则以种植乡土阔冠树种为主进行植树绿化，以缓解林带景观分割。所有恢复措施均严禁使用入侵物种。

第三阶段：修复后两年内，可根据实际情况适宜选择对恢复区进行灌溉、补植等针对性抚育。重点监测林地区树木成活率与草本覆盖度，确保“占一补一”的生态补偿要求落到实处，并持续防控入侵物种。

第四阶段：待植被群落基本稳定后，逐步减少人工干预，引导林地生态系统向自然演替过渡。

⑥对生态公益林、天然林的保护措施

前期合规与优化避让：施工前必须依法办理林地占用审批手续，缴纳植被恢复费。通过优化管线走向最大限度绕避或减少占用公益林面积。确需占用的，可在办理林地手续时明确专项保护与恢复方案，明确生态补偿和恢复标准，并优先选择生态敏感性较低区域通过。

施工过程严格管控：清晰划定施工红线，严禁超范围作业。对占用地表土进行分层剥离、单独养护，用于后期恢复。施工机械禁止在林地内存油、清洗，严控火源，落实森林防火责任。加强人员教育，禁止破坏周边植被与惊扰野生动物。

落实后期高标准恢复：及时进行生态恢复，恢复树种以乡土树种为主，管道中心线五米内按法规种植浅根草本灌木。确保恢复后林地的成活率、郁闭度等指标不低于原公益林标准。

（3）陆生动物保护措施

为了保护评价范围内的野生动植物，维护评价范围内的生态平衡，并在工程完工之后，使工程沿线的生态系统尽快得到恢复和向良性循环的方向发展。建议要采取以下措施对野生动物进行保护。

①优化选址、选线，尽可能地保护现存植被：施工前期，项目在选址、选线时尽量避开林地，尽可能地不破坏区域森林植被；施工严格控制施工作业带，尽可能地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优化施工作业程序：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，要优化施工方案，抓紧施工进度，尽量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、鱼类的繁殖季节，同时避免早晚鸟类活动的时间进行施工。

③加强野生动物保护宣传：施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》有关对野生保护动物的宣传力度，大力宣传保护野生动物的重要性和损坏、诱捕野生动植物的惩罚条例，不得随意捕猎野生动物。建设单位应制定野生动植物保护预案，施工过程中一旦发现保护动物及巢穴应立即按照野生动植物保护方案采取保护措施。

④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。

（4）生物多样性保护措施

施工阶段注意对生物多样性较丰富的林地、灌草丛进行保护，不得破坏施工区域外的植被。施工结束后，根据区内自然条件特点，合理安排植物物种配置，加强多功能生态植被体系建设，注重发挥其保持水土、涵养水源、改善环境、提供野生动物栖息地等方面的功能。

（5）水土流失防治措施

①为防止坡面降雨对管道的冲刷破坏及产生水土流失，修建浆砌石截水墙、截排水工程以及稳管等措施。

②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。

③钻井工程施工过程中严格按照“三通一平”的原则设计，确保工程建设过程中的土石方可以做到挖、填平衡。

④施工结束后，及时对临时占地区域进行植被恢复，减少水土流失。

（6）生态恢复补偿措施

施工结束后及时对临时占地进行植被恢复工作，根据因地制宜的原则视沿线具体情况实施：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。

①恢复原则

A、因地制宜，适地适树（草），以乡土种为主，外来种为辅；

B、选择适应性强、耐干旱瘠薄、抗逆性强、根系发达、萌蘖性强、可塑

性强的植物；

C、选择净化空气能力较强的园林绿化植物，美化环境的同时，又可以改善区域环境质量；

D、保留原生树种，选用一定量的当地先锋树种，突出地方特色。

E、树种选择应与当地林产业发展、经济发展相结合，满足地方经济发展和区域生态建设的需要。

②生态恢复措施

管道施工便道、施工作业带临时占地中，除占地前土地利用类型为耕地与园地的外，其余占地在植被恢复时应因地制宜、适地适树（草）科学、合理还林、还草。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。

（7）石漠化防治措施

喀斯特石漠化是指在亚热带脆弱的喀斯特背景下的一种土地退化过程，表现为自然因素和人类活动综合作用下的地表植被破坏，水土物质流失，土地生产力下降，岩石大面积裸露。本次评价参照《喀斯特地区植被恢复技术规程》，制定了石漠化防治措施：

① 施工作业尽量利用现有公路，不得在施工作业带、站场以外的地方行驶和作业，降低项目施工对植被的破坏。

② 严格落实报告中提出的水土流失防治措施，降低施工对土壤的扰动。

③ 在生态恢复过程中，尽量选种固土能力强的植被，进而改良土壤的结构和成分，增强土壤的抗侵蚀能力和抗剪切能力。本项目所在区域属于《喀斯特地区植被恢复技术规程》（LY/T 1840-2020）“附录 A 中国石漠化区划体系”中的“IV 川渝鄂北亚热带区，IV-1 东南喀斯特山地”，根据《喀斯特地区植被恢复技术规程》（LY/T 1840-2020）“附录 C 喀斯特石漠化地区人工造林参考物种”，结合当地植被现状情况，本项目施工结束后可选用杉木、麻栎、白栎、盐肤木、金银花、苦楝、任豆树、山麻杆、乌菰莓、火棘、菴草、

艾、野菊、芒等植物进行植被恢复。在植被恢复过程中，应避免引入非本地的外来植物物种。

④ 建设单位应加强施工现场管理，切实做到文明施工，施工活动严格控制在工程用地范围内，尽可能减小占地范围，尽可能减小施工活动对周边环境的影响。

⑤ 加强裸露面、表土的苫盖措施，以防止施工期间石漠化加剧。

本项目典型生态措施图详见附图 9.1-1。

9.1.2 运营期生态环境保护措施

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。在输气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。

9.1.3 退役期生态环境保护措施

气井停采后应按照《废弃井及长停井处置指南》（SY/T 6646-2017）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。

综上，根据前文对井区内已实施各单项工程现状调查结果，其采用的措施

合理可行，进一步印证了本次新建工程继续沿用原有措施是合理可行的。

9.2 地下水污染防治措施

9.2.1 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）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。异常情况应采用强钻+环保钻井液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。选择成熟环保的钻井施工工艺，导管和一开段优先采用空气钻，在空气钻不能实施的井段采用清水钻迅速钻进。根据各场地钻井地质设计，综合井场周边的含水层赋存情况，空气钻深度应至少大于 200~300m 不等，以避免对区域岩溶水造成影响。在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液回收及重复利用，做到钻井废水及时回收并不外排。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。在雨季对废水罐加盖篷布或架设雨篷等，并定期对废水罐进行维护，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。

（3）废水或岩屑拉运车辆必须安装 GPS，转运过程中做好转运台账，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避开环境敏感区，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）钻井废水、洗井废水、压裂返排液应修建管道集中收集处置，测试放喷阶段产生的压裂返排液由放喷管临时排入应急池或重叠液罐。优化区块内用水方案，生产用水优先回用其他井场生产污废水，减少新鲜水的取水量，减少区块内开发污废水的总产生量。可回用于同区域钻井配置压裂液，不可回用的部分通过罐车送至专门的污水站进行处理。

（5）每个场地钻井结束后，应及时进行固井作业，可有效封隔地层与套管之间的环空，防止污染地下水。固井作业建议采用双凝水泥浆体系固井，提高固井质量，可有效防止因为井漏事故造成的地下水环境污染。

（6）钻井过程产生的钻屑进行随钻无害化处理或采用不落地随钻处理装置进行资源利用专业化处理。

（7）井场和场站应采用清污分流系统。在井场四周修筑外环沟及灌溉沟，便于排除场地内雨水等清水，离储液罐或应急池较近区域应设置集水坑，便于排除场地内雨水等清水，填方区一侧砌筑外环沟；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应急池或储液罐。各场地修建的应急池等池体，修建时应留有一定的富余容量，以容纳暴雨增加的水量，防止外溢；暴雨季节要加强对各水池的巡查，降低废水外溢的风险；为避免突降暴雨引发池体中废水外溢，在雨季对池体应加设遮雨棚。

（8）本项目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和水的循环使用，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）油罐区应设置围堰、收集池，防止油污洒落地面，污染地下水。同时，施工运营期阶段的各类罐区设置为架空式并做好日常巡护，严禁集污罐体

在现场埋地使用，罐区要设置围堰及大于罐体容积的应急池，降低污废水外溢污染地下水的风险。

（10）运营阶段产生的采出水由架空式储液罐暂存，并在储罐区设置围堰，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。运营期管线清管作业和分离器检修时会产生少量清管废水和检修废水，暂存于场站暂存池内，随采气废水一起进行处理或循环利用

（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储液罐内，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）生产期间要做好场站的日常巡查工作，避免管线、池体等泄漏，从源头将污染物泄漏对地下水影响降到最低限度。

（15）在生产初期，排液量大时，应对该区域管道、站场设备、站场排污管道以及应急池增加巡查频次，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，定期监测周边附近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，做到最大程度地减少对地下水环境的影响。

（16）为了避免管道的渗漏，要求气田水管道采用加厚耐腐、蚀耐老化、内设加强筋的管道，本次针对特殊岩溶区为避免气田水管道泄漏采用“管中管”的形式，即输送管道外套一层保护管道，且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。

（17）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。

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。

9.2.2 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，依据地下水导则和石油天然气导则，同时参照执行与本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。

基于上述要求，根据地下水导则，本项目根据建设项目场地天然气包气带防污性能、污染控制难易程度和污染源特征等，制定本项目污染防渗分区等级。按钻井工程施工阶段和采气运营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，并进行相应等级的防渗施工。

（2）建设期分区防控划分

根据地下水导则，结合前文渗水试验成果、本项目污染物发生泄漏后控制的污染难易程度和污染物的种类等信息表明：本项目各场地包气带岩土的渗透性能属于中等，可能发生污染物的设施设备可分为难和易两种，本项目各场地涉及重点防渗区、一般防渗区和简单防渗区。同时，根据石油天然气导则，钻井工程基础区域、泥浆不落地及循环系统区、废水罐区、危废贮存库等区域按照 SY/T 7482 的要求，按重点防渗区进行防渗。

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 所示。

表 9.2-1 主要场地及构筑物设备的分区防渗划分方案一览表

污染防治区类别	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	按照 SY/T 7482 的要求，重点防渗区地面按 GB 18597 的要求，应铺设 150mm 混凝土或 2mm 厚高密度聚乙烯膜、渗透系数不大于 10^{-10}cm/s ，或采取铺设渗透系数不大于 10^{-10}cm/s 、至少 2mm 厚的其他人工材料的防渗措施，膜类材料重叠区域应采取热熔或熔焊技术，重看压覆距离不小于 150mm，确保叠合良好	建设期	井架基础区（含井口区域）、油水罐区、动力设备区、泥浆循环罐区、重浆罐区、不落地处理工艺区（含岩屑贮存区）、灰罐区、危废暂存间、材料堆放区、压裂作业工艺区（泵车、管汇、减阻剂罐区、砂罐、缓冲罐、混砂罐、支撑剂罐、配胶液罐、射孔作业区）、重叠液罐区、酸液罐区	地面及围堰
			储存池、放喷坑、隔油池	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、清污分流涉污区域	地面
简单防渗区	一般地面硬化	建设期	值班室、测录井房	地面

（3）运营期分区防控划分

运营期站场地下水保护措施以预防为主，在站场污废水污废物暂存转输场地及设施设备做好防渗、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。本项目运营期的分区防渗方案如表 9.2-2 所示。

表 9.2-2 主要场地及构筑物设备的分区防渗划分方案一览表

污染防治区类别	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 $1.0\times 10^{-7}\text{cm/s}$ 的黏土层防渗性能	运营期	井站井口区域、储液罐、应急池	地面及围堰、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	运营期	涉污废水工艺装置区等设施地面	地面、围堰

	渗性能			
简单防渗区	一般地面硬化	运营期	仪表风撬、仪控撬	地面

（4）分区防渗措施

①重点防渗区措施

根据地下水导则和石油天然气导则的要求，项目通过采取分区防渗措施，加强井场防渗等级，避免钻井工程及压裂过程污染物入渗土壤及地下水环境。根据上述要求，本项目钻前工程设计针对重点防渗区拟采取如下防渗措施：

A：地坪地面区域（上述地表设施设备区域）：地面采用 0.5m 厚夯实粘土($K < 1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$)+10cm 砂砾层+10cmC30 砼混凝土面层($K < 1.0 \times 10^{-10} \text{cm/s}$)敷设重点防渗区基础地面。

B：油罐区、泥浆循环及贮存罐区、不落地处理工艺区、储液罐区：除按照上述地坪重点防渗处理外，另行设置 0.2m 高砖混结构 C20 水泥双面抹灰围堰，对贮存场地热焊接拼接敷设 2mmHDPE 防渗膜并铺至围堰外沿。

C：水基钻井岩屑贮存区：除按照上述地坪重点防渗处理外，另行修建防雨棚防雨措施，设置具有强防渗性的围堰，设置 1m 高砖混结构 C20 水泥双面抹灰围堰，作业机械进出口按 0.1m 高度设置围挡。

D：放喷坑：池底先浇筑 50mm 厚 C20 碎石混凝土面层，再做三油两布防腐防酸处理，浇筑 50mm 厚 C25 碎石混凝土面层，最后分层抹 50mm 厚新型耐火砂浆；池底向排酸出口方向形成不小于 1.5%流水坡。放喷坑至集酸坑 600mm×600mm 明沟内侧均先用 M5 水泥砂浆抹面后再按“三油两布”做防腐防酸处理。

E：集酸坑、隔油池、应急池：为 C30 钢筋砼池，渗漏系数小于 $1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ 。集酸坑采用页岩砌筑，墙身内侧、墙顶采用 M10 水泥砂浆 30mm 厚抹面，坑底采用 100mm 厚 C20 混凝土，集酸坑内墙、坑底均按“三油两布”做防腐防酸处理。清水池混凝土强度为 C30，基础垫层为 C20，抗渗强度为 P8。隔油池池底和墙面采用 20mm 水泥砂浆加水泥基渗透结晶型防水材料防渗，周围设置 2mm 厚 HDPE 防渗膜。

F：压裂作业工艺区：压裂作业前钻井设备撤场，压裂作业系统利用钻井

井场布置，作业区防渗利用钻前工程对重点防渗区的防渗措施。压裂重叠液罐采用折叠式水罐，地面设 0.2m 高围堰，场地热焊接拼接敷设 2mmHDPE 防渗膜并铺至围堰外沿（如罐中存放清水的可以不设置围堰）。

G：截排水沟采用 C15 水泥浆抹面防渗处理。

H：粘油设备、管具等贮存区：平整或水泥地面上敷设 2mmHDPE 防渗膜，外沿设置 0.2m 围堰或围挡。（长钻具、管具管排区，可在管具两头铺设 2mmHDPE 防渗膜+0.2m 围堰或围挡做好防油污），上盖防雨布做好防渗防雨。

I：以上需要铺设 HDPE 防渗膜进行防渗的，防渗膜必须采用热熔全部焊接，确保焊接面无渗漏。

J：井口区域：采用全埋入式砌体结构底板浇筑 C20 素混凝土，厚度小于 300mm，应一次浇筑完成，主体结构采用烧结砖砌成，四周侧壁进行 1:2 水泥砂浆抹面处理，然后进行防渗，要求抗渗等级为 P8，主体结构采用素 C25 混凝土进行封闭处理

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 $1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ 。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。

（5）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。

9.2.3 跟踪监测计划

本项目地下水跟踪监测计划详见 12.4.2 章节。

9.2.4 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、环保部门、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指挥中心报警；事故应急对策指挥中心在接报后，按照应急指挥程序，立即用电话向环保部门、卫生部门、水利部门以及消防部门发出指示，指挥抢险工作；应急响应的过程可分为接警、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，针对受污染的泉点及供水居民，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

9.3 地表水污染防治措施

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。

9.3.1 施工期地表水污染防治措施

（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 2 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、混凝土养护用水和施工废水，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。结合区块内已实施平台经验，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

根据本项目产能建设方案以及区块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外排的废水产生。本项目废水主要为完井施工阶段产生的钻井废水（包括空气钻除尘废水、清水钻及水基泥浆钻压滤出水、设备冲洗废水）、洗井废水、方井雨水、初期雨水以及钻井队人员生活污水；钻井初期井场将产生一定量的初期雨水。

①钻井废水

本项目水基钻井废水主要包括空气钻除尘废水、清水钻及水基泥浆钻压滤出水、设备的冲洗废水。钻井废水在应急池暂存，用于后续水平井压裂用水。考虑到循环使用的不确定性，当出现应急池的暂存水无法及时回用的情况时，回用于区块内其他钻井，用于压裂液的配置，无法回用的转运至回注井回注处置。

②方井雨水

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 10m³。钻井期间方井雨水经收集后与应急池内暂存，后续回用于水基泥浆调配用水。

③初期雨水

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洗井废水

本项目各井场洗井后，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，经放喷坑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。

⑤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、BOD₅ 和 NH₃-N，经井场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，本项目钻井施工期间无废水外排。结合区块内已实施平台经验，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）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

本项目各平台产生的返排压裂液由钻井阶段使用的应急池（容积约为 600m³）以及 2500m³ 的重叠液罐收集暂存，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（10%）转运至回注井回注处置。

②生活污水

各平台压裂施工人员生活污水依托钻井阶段设置的移动式水冲厕所，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，本项目压裂测试工程施工期间无废水外排。结合区块内已实施平台经验，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）采气平台井站施工

本项目采气平台井站施工期污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，主要污染物以 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 4m^3 ，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。结合区块内已实施站场经验，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。河流穿越工程施工应尽量选在枯水季节，采用围堰导流开挖施工，土方禁止堆积在河道，施工结束后尽快恢

复河道的畅通。

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，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。结合区块内已实施管线经验，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，不涉及大型河流穿越，也未穿越饮用水源及饮用水源保护区。施工期穿越工程开挖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，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。本项目施工期穿越水体拟采取以下环境保护措施：

① 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，对水体内可能产生的少量建筑垃圾和土方进行清理和疏浚。

② 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。

③ 在穿越水体的两侧禁止给施工机械加油或存放油品储罐，不准在穿越水体内清洗施工机械或车辆。

④ 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。

⑥ 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。

⑦ 管线分段施工，穿越各条河流沟渠的施工不宜同时进行。

9.3.2 运营期地表水污染防治措施

本项目运营期各采气平台井站分离将产生一定量气田水；清管检修等非正常工况下，将产生清管检修废水；本项目各采气平台井站均为无人值守井站，无生活污水产生。

各站场分离的气田水、清管检修废水均采用管线优先回用于区块内各个平台，无法回用的转运至回注井回注处置，确保运营期气田水和清管检修废水不外排。

综上所述，本项目运营期无废水外排。结合区块内已实施站场运行经验，以上水污染防治环保措施成熟、可靠，具有可行性和有效性。

9.3.3 废水处理可行性分析

（1）废水回注总量分析

1）钻井阶段废水

根据本项目区域内已实施平台施工和运行经验，页岩气开发井施工期的钻井废水、方井雨水产生量较少，经收集后均可回用于后续压裂用水，钻井期间各平台均设置有重点防渗处理的 600m^3 的应急池可应急存放雨污水；回注仅为应急情况下的备用措施，实际进行回注的钻井废水量很小，不会对回注井产生较大的冲击，措施可行。

2）储层改造阶段返排液

① 压裂返排液产生量

相比较于钻井阶段的废水量，压裂返排液具有产生强度大（短时间产生大量返排液）、不稳定的特点，返排量峰值约为 $600\text{m}^3/\text{d}$ ，然后1个月左右的时间快速衰减并稳定在 $30\text{m}^3/\text{d}$ 左右；开井返排阶段约30天/井，返排的比率接近压裂液用量的20%。根据调查，太阳一大寨采矿权范围内已实施或正在实施有多个页岩气平台，已建成较为完善的集水管网系统以及暂存中转水池，集水管网系统已与区块内的阳1井及阳102井两口回注井连通。开发利用方案根据阳-大寨工区已实施页岩气井的统计经验，产水量（返排液及采出水）的90%的可在

区域回用配制压裂液，实际需回注量不超过10%。

② 压裂返排液回用量

根据建设单位区块内待开发井实施计划情况及太阳一大寨矿权范围内现阶段总体开发计划，本项目实施期间矿权范围内年压裂井数总计约为7~14口。

矿权范围内同期最大压裂井数约为8~10口。所采用水平段分段划分方法，均按80~85m分段法，即矿权范围内单水平井划分24段，按每段用水量 1500m^3 ，每天压2段计算，则同期最大用水量约为 $2.4\sim 3\text{万m}^3/\text{d}$ ，则同期压裂用水总量约为 $28.8\sim 36\text{万m}^3$ 。同期压裂返排液平均产生量约为 $0.19\sim 0.24\text{万m}^3/\text{d}$ （最大 $0.54\sim 0.62\text{万m}^3/\text{d}$ ），压裂返排液总量约为 $5.76\sim 7.2\text{万m}^3$ 。从压裂用水量及返排液产生量情况来看，压裂用水量远大于压裂返排液量；同时，根据太阳一大寨矿权范围压裂工艺实施情况，矿权范围及本项目采用的压裂方式均为单井依次压裂，在合同安排压裂时序的情况下，可完全实现压裂返排液全部回用。结合川渝地区压裂返排液回用情况，本次环评按照90%回用，剩余10%回注。

③ 压裂返排液暂存和输送

本项目在各钻井平台均设置有 600m^3 的应急池和 2500m^3 的重叠液罐，可用于暂存各平台压裂返排液；同时，太阳一大寨采矿权范围内有较完善的输水管网，已建成投运的云山坝集气增压脱水站、太阳集气站均设置有 4000m^3 采出水应急池和采出水调节罐2个（容积 $500\text{m}^3/\text{个}$ ），矿权范围内现有生产平台井站内均设置有采出水储液罐 50m^3 采出水储罐（矿权范围内共计投产42个平台），可用储存量约 8700m^3 ，可用于调节区块内压裂调节使用。

本项目区块内管线工程拟先于平台实施，管线建成后，区域输水管线将各平台之间连通，压裂返排液、采出水等均可由输水管线输送至各平台。根据本项目开发计划时序，项目实施期间压裂用水需求稳定且需求量较大，压裂返排液可及时回用于区块其他平台。

3) 运营期采气阶段采出水

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，页岩气生产分为建产期、稳产期、递减期3个生产阶段，随着开采逐渐稳定，产出气中采出水含量将明显下降，并逐年呈下降趋势，预计本项目2026年~2027年

压裂返排液和采出水产生量总计约10.76万m³，废水产生量峰值出现在2027年，废水回注量峰值出现在2027年；同时，结合待开发井实施计划，区块内2026年~2046年区块内压裂返排液和采出水总量约为16.29万m³，区块内废水产生峰值出现在2027年。

每个采气站采用50m³储液罐对采出水进行暂存，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。综上分析，运营期采气平台井站的气田水产生量强度小，区域有返排液管网实现便利输送，且有较大的缓冲容积，可满足气田水的暂存缓冲、利用及回注要求。

区块产生的气田水优先用于本区块的配制压裂液用水，本区块压裂建设结束后用于区块内其他钻井压裂液的调配用水。根据已有生产经验，最终将有10%的钻井废水、压裂返排液及采出水无法回用于本区块或其他区块，该部分将回注处理。

（2）废水回注处理能力分析

1）回注空间可行性分析

根据本项目废水产排污水平分析，2026年井区内废水产生量最大（为压裂返排液），然后废水产生量逐年递减，预计建设期压裂返排液及20年运营期采出水产生量共计约16.29万m³，按照90%的回用率，则剩余约1.629万m³需回注（见表9.3-1）。根据调查，本项目依托区块周边现有的阳1井及阳102井回注井，目前剩余回注空间共约468.39万m³，本项目所需回注量远小于回注井的可回注空间。根据建设单位对区域开发计划，近期拟同期实施的区块开发工程仅本项目，暂无其他区块开发计划。考虑建设单位在矿权范围内正在实施及计划实施的平台，共计需回注量约为66万m³，回注井剩余回注空间依然能满足要求。由于太阳-大寨矿权范围内现有在建及投产工程废水产生量不大，仅阳102井即可满足回注需求，故将阳1井作为备用回注井。

2）回注水量分析

根据前述井区废水产排污水平分析，2027年区块内废水产生量最大，为建设期压裂返排液，根据返排规律开井返排的30天，按返排率20%，则单井返排量为7200m³，平均每天返排量为240m³/d（最大600m³/d），按90%区域回用，

则单口井需回注量在 $24\text{m}^3/\text{d}$ （最大 $60\text{m}^3/\text{d}$ ）。根据分析，本项目废水产生量高峰在2027年，预计本项目最多会出现2个平台也即2口井同时返排的情况，2口井同时返排的情况下，平均每天返排量为 $480\text{m}^3/\text{d}$ （最大 $1200\text{m}^3/\text{d}$ ），需回注量在 $48\text{m}^3/\text{d}$ （最大 $120\text{m}^3/\text{d}$ ）。

结合区块及周边开发井情况，本项目同期最大压裂井数在2026年，区块内最大压裂井数5口，矿权范围内最大压裂井数为5口。按单井平均每天返排量为 $240\text{m}^3/\text{d}$ （最大 $600\text{m}^3/\text{d}$ ），按90%区域回用计算，矿权范围内共计压裂返排液所需回注量约为 $240\text{m}^3/\text{d}$ （最大 $600\text{m}^3/\text{d}$ ）。此外，矿权范围内现有生产井总产水量约为 $270\text{m}^3/\text{d}$ ，合计矿权范围内所需回注量为 $510\text{m}^3/\text{d}$ （最大 $870\text{m}^3/\text{d}$ ）。根据调查，区块周边现有的阳1井及阳102井回注井的回注能力均为 $1000\text{m}^3/\text{d}$ 。由于太阳-大寨矿权范围内现有在建及投产工程废水产生量不大，仅阳102井即可满足回注需求，故将阳1井作为备用回注井，剩余回注能力 $1000\text{m}^3/\text{d}$ ；阳102井实际回注量为 $400\text{m}^3/\text{d}$ ，剩余回注能力 $600\text{m}^3/\text{d}$ 。阳1井及阳102井富余回注能力满足矿权范围内同时回注需求。

3）压返液区域暂存及输送条件分析

① 压返液区域暂存条件

本项目在各钻井平台均设置有 600m^3 的应急池和 2500m^3 的重叠液罐，可用于暂存各平台压裂返排液；同时，太阳一大寨采矿权范围内有较完善的输水管网，已建成投运的云山坝集气增压脱水站、太阳集气站均设置有 4000m^3 采出水应急池，阳102H1采出水处理站设有采出水调节罐2个（容积 $500\text{m}^3/\text{个}$ ），矿权范围内现有生产平台井站内均设置有采出水储液罐（ 50m^3 ，矿权范围内共计投产42个平台），可用储存量约 8700m^3 ，于调节区块内压裂调节使用。

本项目压裂期间建设单位应根据矿权范围内开发情况，合理安排各开发平台压裂实施进度，统筹区域内压裂用水需求，统一调度安排，优先使用压裂返排液及采出水，以减少新鲜水取水量。同时，避免压裂返排液长期储存占用区域内可用储存空间。

② 压返液区域输送条件

太阳一大寨采矿权范围内现已建成较为完善的压返液及采出水输送管道，

本次依托的大寨集气站~太阳集气增压站，太阳集气站~正东集气站采出水转输管线，正东集气站~阳 102H1 采出水处理站输水管线，阳 102H1 采出水处理站~阳 1 回注井及阳 102 回注井回注管线均已建成投运，且已取得相应环保手续。

本项目区块内管线工程拟先于平台实施，管线建成后，区域输水管线将各平台之间连通，压裂返排液、采出水等均可由输水管线输送至各平台。根据本项目开发计划时序，项目实施期间压裂用水需求稳定且需求量较大，压裂返排液可及时回用于区块其他平台储液罐或其他站场调节池。

4）回注预处理工艺可行性分析

太阳集气增压站位于四川省泸州市叙永县落卜镇三台村，隶属于浙江油田（泸州）油气开发有限公司。2024年，《太阳-大寨区块采出水处理设施迁建项目环境影响报告表》获得泸州市叙永县生态环境局批复（泸市环叙永建函〔2025〕1号），2025年11月建成并投产，2025年12月，完成环保验收。项目将阳 102H1 水处理站建成的 $25\text{m}^3/\text{h}$ 的处理装置及附属配套的设备（气浮、沉淀一体化设备撬、双滤料过滤器撬、加药装置撬、污泥减量化装置撬）整体搬迁至太阳集气增压站，并且在太阳集气增压站原采出水调节池内通过改造新增污泥收集池和上清液收集池。气田水回注预处理工艺如下：

①原水收集

本项目原水来自太阳-大寨区块页岩气开发区块的气田水（包括返排液和气井采出水），经管道输送至太阳集气站已建的采出水调节池内。

②预处理（初次沉淀）

预处理装置撬为组合式处理装置，主要设置混凝球和斜管，通过添加 PAC 、 PAM 对气田水进行初次沉淀，主要去除悬浮物；

③气浮、沉淀一体化设备

经预处理后的气田水经提升设备提升至气浮、沉淀一体化设备，新增潜水泵作为气浮装置进水泵的喂水泵，通过气浮装置进一步去除废水中的油类物质，再通过添加 PAC、PAM 对气田水进行再次沉淀，进一步去除悬浮物。

④双滤料过滤器

沉淀出水通过过滤提升泵提升至双滤料过滤器撬，进一步去除悬浮物，保

证出水稳定达标。

⑤合格水暂存、输送

经处理达标的采出水进入清水暂存罐，然后通过新增转输泵转输至阳 102H1 水处理站已建清水罐内（500m³），通过回注管道和回注泵撬回注至阳 102 回注井。

根据验收检测结果可知，25m³/h 水处理装置出口所测项目 pH、悬浮物、石油类均满足《气田水回注技术规范（QSY01004-2016）》表 1 标准限值。因此，气田水经预处理装置（初次沉淀）+气浮、沉淀+双滤料过滤处理后可满足《气田水回注技术规范（QSY01004-2016）》中回注要求。

5）回注井可行性分析

① 阳 1 井

A、基本情况

阳 1 井位于泸州市叙永县震东乡伏龙村，隶属于中国石油天然气股份有限公司浙江油田公司。2019 年 10 月，《阳 1 井回注工程环境影响报告表》获得泸州市叙永县生态环境局批复（叙环项函〔2019〕126 号）；2020 年 7 月，阳 1 井回注工程建成投产；2020 年 11 月，阳 1 井回注工程完成验收。阳 1 井回注工程设计回注规模为 1000m³/d，回注地层为娄山关组和龙王庙组地层，设计总容量 145×10⁴m³，主要作为周边气田页岩气所产采出水回注井。目前该回注井已稳定运行，已累计回注废水约 49.45×10⁴m³，剩余回注空间 95.55×10⁴m³。根据多年回注情况，阳 1 井具有持续的注入能力，地层可容纳能力强，井身结构良好，能满足废水的回注要求。

B、主要处理工艺

利用太阳集气增压站配套建设的采出水处理设施，处理后的采出水通过高压回注泵增压转输至阳 102H1 水处理站已建清水罐，回注至阳 1 井、阳 102 井。采用“沉淀+气浮+双滤料过滤”处理工艺，经处理后的采出水再经消毒处理后，通过高压回注泵、通过注水管线至井口装置回注深层地下。

C、回注水质

回注水质执行《气田水注入技术要求》（SY/T6596-2016）及《气田水回

注技术规范》（QSY 01004-2016）的要求。

环境可行性：本次评价引用阳 1 回注井、阳 102 回注井环评阶段在回注井周边布设的地下水监测点及浙江油田（泸州）油气开发有限公司对阳 1 回注井及阳 102 回注井制定的企业自行监测计划监测结果，监测布点详见表 9.3-9，监测结果详见 9.3-10。

表 9.3-9 地下水监测布点情况表

名称	监测点位	备注
1#	阳 1 回注井南东侧上游 130m	阳 1 回注井环评报告监测布点
JC1	阳 1 回注井北东侧上游 400m	
JC13	阳 1 回注井南西侧下游 910m	
F1	阳 1 井北东侧上游 400m 泉点	企业自行监测布点
F2	阳 1 井南西侧下游 740m 泉点	
F3	阳 1 井南西侧下游 1250m 泉点	
F4	阳 1 井南西侧下游 2.9km 泉点	
F5	阳 1 井 ZK14 浅层地下水监测井	
F7	阳 102H2.平台南东侧上游 370m 泉点	
F8	阳 102H2 平台北西侧下游 920m 泉点	

表 9.3-10 地下水监测结果统计表

由表 9.3-6 可知，企业自主监测与环评阶段特征因子监测结果均满足《地下水质量标准》（GB/T 14848-2017）III类水质标准限制要求，石油类满足《地表水环境质量标准》（GB 3838-2002）III类水质标准限制要求，各因子总体变化幅度较小，同时，调查期间未发现因回注引起的地下水污环境污染事件发生。同时，阳 1 回注井制定了地下水跟踪监测制度，明确了跟踪监测方案和措施落实责任主体，对区域地下水变化情况，具备早预警、早发现、早治理条件。

综上，阳1回注井满足《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）中气田水回注生态环境保护要求，回注可行。

② 阳 102 井

A、基本情况

阳 102 井位于四川省泸州市叙永县震东乡伏龙村，隶属于中国石油天然气股份有限公司浙江油田公司。2020 年 12 月，《阳 102 井回注工程环境影响报

告表》获得泸州市叙永县生态环境局批复（叙环项函〔2020〕112 号），2021 年 8 月，阳 102 井回注工程建成投产；2021 年 12 月，阳 102 井回注工程完成验收。阳 102 井回注工程设计回注规模为 $1000\text{m}^3/\text{d}$ ，回注地层为洗象池-龙王庙组地层，设计总容量约 $421.5 \times 10^4\text{m}^3$ ，主要作为周边气田页岩气所产气田水回注井。目前该回注井已稳定运行，已累计回注废水约 $48.66 \times 10^4\text{m}^3$ ，剩余回注空间 $372.84 \times 10^4\text{m}^3$ 。根据多年回注情况，阳 102 井具有持续的注入能力，地层可容纳能力强，井身结构良好，能满足废水的回注要求。

B、主要处理工艺

利用太阳集气增压站配套建设的采出水处理设施，处理后的采出水通过高压回注泵增压转输至阳 102H1 水处理站已建清水罐，回注至阳 1 井、阳 102 井。采用“沉淀+气浮+双滤料过滤”处理工艺，经处理后的采出水再经消毒处理后，通过高压回注泵、通过注水管线至井口装置回注深层地下。

C、回注水质

回注水质执行《气田水注入技术要求》（SY/T 6596-2016）及《气田水回注技术规范》（QSY 01004-2016）的要求。

环境可行性：本次评价引用阳1回注井、阳102井回注工程环评阶段在回注井周边布置的地下水监测点及浙江油田（泸州）油气开发有限公司对阳1回注井及阳102回注井制定的企业自行监测计划监测结果，监测布点详见表9.3-8，监测结果详见9.3-9。

由表9.3-9可知，企业自主监测与环评阶段特征因子监测结果均满足《地下水质量标准》（GB/T 14848-2017）III类水质标准限制要求，石油类满足《地表水环境质量标准》（GB 3838-2002）III类水质标准限制要求，各因子总体变化幅度较小，同时，调查期间未发现因回注引起的地下水污环境污染事件发生。同时，阳1回注井制定了地下水跟踪监测制度，明确了跟踪监测方案和措施落实责任主体，对区域地下水变化情况，具备早预警、早发现、早治理条件。

综上，阳102井满足《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）中气田水回注生态环境保护要求，回注可行。

（3）储运环保管理要求

① 废水转运单位在开展运输工作前，应对运输人员进行相关安全环保知识培训，提升应对泄漏等风险事故的应对能力，将可能造成的环境影响降到最低；运输车辆、装卸工具必须符合安全环保要求，装卸过程中不得溢出和泄露。严禁随意倾倒、排放或者向第三方转移废水。

② 运输前规划运输路线，废水转运过程中应严格按照规定的路线运输到相应的目的地，不得擅自更改运输路线，从而增加环境风险；运输过程中应尽量避免环境敏感区（禁止穿越饮用水源保护区），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，防止废水泄漏。

③ 废水转运应建立交接三联单制度，确保废水运至相应的目的地。

④ 废水转运必须使用密闭的车辆运输，并确保运输车辆车况处于良好状态。

⑤ 尽量避免雨天和大雾天运转废水。

⑥ 本工程废水运输由专业单位负责实施，不得自行运输，也不得委托公司外其他单位运输。

⑦ 承包废水转运的承包商实施车辆登记制度，为每台车辆安装GPS系统，并纳入建设方的GPS监控系统平台，以便随时掌握废水运输车辆位置和行驶路线，确保废水转运至相应的目的地。

⑧ 废水运输车辆严格执行签认制度。签认单保存期不得少于二年，以便被查。

⑨ 废水转运单位应做好应急管理工作，做好风险防范识别，编制生产废水运输应急预案，每次废水运输任务都应制定运输方案和应急措施，严禁超速超载，路过环境敏感区需减速慢行，安全驶离，强化运输过程的安全管理，防止因安全事故衍生成环保事故。

⑩ 废水产生单位和废水转运单位应建立健全管理制度和办法，加强与地方相关部门的联系和协调。废水运输过程中，废水产生单位、承运单位应做好相关记录，建立相关台账。

⑪ 各井场不落地随钻系统配备的废水罐不得满负荷存水，在达到安全容

量前应开始进行转运工作。

综上所述，本项目钻井施工期间无废水现场直接外排。结合区域内已实施井场和其他区域钻井经验，以上水污染防治环保措施成熟、可靠，具有可行性和有效性

根据开发计划时序，本项目井区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，最终无法回用时，输送至回注井回注处理。

通过上述措施后，本次产能建设项目所产生的各类废水均可得到妥善处置，无废水不外排，正常工况下对当地地表水环境无影响，各类废水处理措施从经济和环保角度分析是合理、可行的。同时，目前区域内已实施的页岩气钻采工程成功运行的经验为本项目各类废水回用及外运措施和环境管理提供了较好的借鉴经验。

综上所述，本项目施工和运营过程中各类废水处置措施有效、可行。

9.3.4 退役期地表水污染防治措施

退役期的井场不再生产，无废水产生。退役期按照《废弃井及长停井处置指南》（SY/T 6646-2017）等技术要求对井口进行封堵。施工期间施工人员租住于周边农户家中，施工人员产生的生活污水依托农户家中现有生活污水处理设施处理；施工过程中产生的施工废水经沉淀后用于场地防尘洒水等，不外排。

9.4 土壤环境污染防治措施

本项目主要通过合理选址、源头控制、分区防渗、工艺优化和建立应急响应等措施控制施工期和运行期土壤污染，保护周边土壤环境。

9.4.1 施工期土壤环境污染防治措施

（1）站场

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矿物油及含油废物的控制措施。

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、动力设备区、泥浆循环及贮存罐区、不落地工艺区（含岩屑贮存区）、压裂工艺区、危废暂存间、放喷坑、应急池等；采气井站内储液罐区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，并妥善处置，避免污染土壤环境。

9.4.2 运营期土壤污染防治措施

（1）站场

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采气站内储液罐均设置液位监测器，防止废水漫流事故发生。

③对采气站储液罐采取防腐处理，罐区采取防渗处理并设置围堰，并定期进行重点防渗区和上述区域进行检查、维护，防止污水垂直入渗土壤的事故发生。

④加强管理和巡视，建立上报制度，并采取相应措施，减小对土壤环境的

影响。

（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。

9.4.3 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。

9.4.4 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。

9.5 大气环境污染防治措施

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/事故放空废气、站场无组织废气等。

9.5.1 施工期大气环境污染防治措施

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生尘原辅材料，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，并对堆存的砂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，减少沿途抛洒，及时清扫散落在路面上的泥土和建筑材料，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、土堆和建筑材料遮盖、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放空外，采取先建内部集输管网的方式及时将井下页岩气接管外输，减少页岩气放空量。

（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《大气污染防治行动计划》（国发〔2013〕37号）和《四川省重污染天气应急预案》（川办函〔2014〕6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不落地工艺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。

（12）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放空外，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，减少天然气放空量。

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页岩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。

9.5.2 运营期大气环境污染防治措施

项目产生的废气主要为设备清管、检修及事故放空废气、无组织逸散废气等。

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。

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。

定期对储液罐沉渣进行清理转运，同时对含油量较大的废水及时进行外运，避免在池体或罐内长期暂存，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。

9.5.3 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，有时可能有少量页岩气泄漏。首先利用钻井过程中套管及套管壁用水泥固封页岩气产层，防止页岩气串入其他地层。同时在油管射孔段的上部注水泥形成水泥塞面封隔气井，防止页岩气泄漏，对环境的影响很小。

9.6 声污染防治措施

9.6.1 施工期声污染防治措施

（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，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，推荐采用电驱式压裂，能够有效降低噪声影响。
- ⑤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。
- ⑥对压裂取水点取水泵采取基础安装减振垫层，修建临时取水泵房的措施，减小取水噪声对周边居民的影响。

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。

9.6.2 运营期声污染防治措施

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）运营期气举、泡排期间，对撬装设备采取基础减振，必要时可在靠近居民一侧设置隔声降噪板，以减小气举、泡排对周边居民的影响。同时，对周边居民做好解释工作，取得周边居民的谅解，避免噪声扰民投诉。

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。

9.6.3 退役期声污染防治措施

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。

9.7 固体废物污染防治措施

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）、油基钻井固废、废包装材料、废矿物油及含矿物油废物，管线施工废料，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，储液罐沉渣等。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性、可行性。

9.7.1 施工期固体废物污染防治措施

（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。

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

本项目水基钻井固废产生量共计约 7830m³（1.566t），在四川、重庆地区

水基钻井固废通常用于砖厂作为原料添加资源化利用。

1) 处置方式可行性

根据调查，项目所在区域前期页岩气开采过程中产生的水基钻井固废一般采用平台配套的“不落地”随钻处理系统收集并脱水处理后，泥饼暂存于各平台设置的临时贮存点，然后外运至环保手续齐全且有处理能力的砖厂处置。

本项目水基泥浆钻井固废（包括清水钻进）经“不落地”随钻处理工艺板框压滤脱水处理，脱水后的泥饼及时外运附近砖厂资源化利用，现场仅设置临时贮存场地临时贮存，水基钻井固废采用岩屑罐贮存，临时贮存场地采取水泥基渗透结晶型防渗，周边设置 1m 高砖混结构 C20 水泥抹面围堰，彩钢棚防雨措施。

A、制作烧结砖工艺简介

制砖原材料主要包含钻井的岩屑，井场预处理后岩屑固化体转运至砖厂棚后，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、捏合、均匀后用皮带输送到螺旋挤压机中成型，生坯砖转运到干燥室进行干燥，干燥后的坯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。

B、烧结砖产品质量检验分析

根据泸州市市场监督管理局于 2024 年 7 月 15 日对叙永县绿洁建材有限公司使用水基岩屑生产的烧结砖进行了抽样检测结果，水基钻井岩屑固化体制备的烧结砖能够满足《烧结普通砖》（GB/T 5101-2017）和《建筑材料放射性核素限量》（GB6566-2010）中各项性能指标要求。

绿洁建材有限公司为中国石油天然气股份有限公司浙江油田分公司处置水基钻井固废的单位，其生产的烧结砖中添加了本项目周边页岩气井开发过程中产生的水基钻井固废，由检测结果可知，本项目水基钻井固废制成的页岩砖可满足相关技术指标和性能要求。

本项目所在区域已有多个平台产生的水基钻井固废交由砖厂处置的成功

案例，古蔺县境内及周边地区已实施有多个页岩气平台，境内砖厂接收处置水基钻井固废已经有比较成熟的处理流程。本项目拟部署的各平台钻井期间产生的水基钻井固废采取运至砖厂资源化利用，是较为成熟的处置方式，从处置方式上措施是合理可行的。

利用水基钻井固废制作烧结砖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，本项目钻井时产生的岩屑、废水基泥浆制作烧结砖综合利用在工艺上是可行的。

2) 现场贮存可行性

各平台产生的水基钻井固废属于第Ⅱ类一般工业固体废物，在各平台设置的临时贮存场地采取了重点防渗处理。参考《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，本项目临时贮存场地的防渗措施，满足第Ⅱ类一般工业固体废物处置场防渗要求，同时在贮存场地上空设置雨棚，防止雨水冲刷，贮存场地四周设置围堰。本项目水基钻井固废采用岩屑罐暂存，单个罐体容积 2.5m^3 ，现场共配备 32 个岩屑罐，最大临时贮存量在 80m^3 左右，可以满足 3 天以上的临时存放量，有时间安排转运处置。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。

3) 区域消纳处理能力分析

A、区域内水基钻井固废产生情况

本项目各平台水基钻井固废产生最大年为 2026 年，结合区块内根据待开发井开发计划，同期矿权范围内实施井情况，太阳一大寨矿权范围内水基钻井固废最大产生年为 2026 年，最大产生量为 2.784 万 t。

B、水基钻井固废处置情况

本次评价对区域水基固废处置单位进行了调查，根据调查，项目所在周边有叙永县绿洁建材有限公司、重庆市荣昌区新兴建材有限公司、重庆市荣昌区许家沟建材有限公司等处置单位开展水基岩屑收集利用项目，均有相关的环保手续及处置能力，可以满足拟建项目废水基泥浆、水基钻井岩屑等外运资源化

利用。建设单位根据《浙江油田公司固体废物管理办法》要求，对水基钻井固废从收集、贮存、运输、利用、处置全过程进行监控及管理，本次所调查的叙永县绿洁建材有限公司、重庆市荣昌区新兴建材有限公司、重庆市荣昌区许家沟建材有限公司三家砖厂与建设单位均为长期合作单位，建设单位对上述三家砖厂均进行了真实处置情况、处置能力、环保措施情况及环评、验收、排污许可等方面开展了尽职调查，并在浙江油田分公司进行了备案；同时，建设单位定期对上述三家砖厂进行检查，主要检查水基钻井固废的暂存、处置情况，并砖厂接收台账、联单等与建设单位建立的台账、联单等对照，确保建设单位水基钻井固废得到有效处置。目前，建设单位已与现场处置单位、砖厂按照《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》的相关要求签订的固废处置三方协议，并在合同中约定污染防治要求。

a、叙永县绿洁建材有限公司：叙永县绿洁建材有限公司位于叙永县叙永镇鱼台村五社，经营范围包括页岩矿开采，页岩砖生产、销售。该砖厂于 2023 年 4 月进行了扩能技改，并对该扩能技改项目进行了环境影响评价，叙永县生态环境保护局以“泸市环叙永建函〔2023〕2 号”文进行了批复，目前已正式投入生产，生产线和环保设施运行情况良好，无环保投诉。该砖厂生产规模为 3000 万匹页岩砖/年，可消纳水基岩屑约 1.2 万 t/a。现叙永县绿洁建材有限公司仅接收浙江油田（泸州）油气开发有限公司 1 家企业的水基钻井固废处置。

b、重庆市荣昌区新兴建材有限公司砖厂位于重庆市荣昌区县双河街道镇排山坳社区 8 组村，经营范围是轻质建筑材料制造、轻质建筑材料销售；新型建筑材料制造（不含危险化学品）；建筑陶瓷制品加工制造，建筑陶瓷制品销售；生产；预制混凝土构件；加工、销售；石灰粉。煤粉灰烧结砖、轻集料砼空心砖。于 2021 年 1 月进行了砖厂的环境影响评价，重庆市荣昌区生态环境局于 2021 年 1 月以“渝（荣）环准〔2021〕004 号”文对砖厂进行了批复，2022 年 5 月砖厂正式投产，2023 年 4 月砖厂完成竣工环境保护验收工作。砖厂的生产规模为年产 9600 万块，厂区内设置有占地 1500m²的水基岩屑暂存区，配套建有彩钢棚、防渗设施等。每年可处置 2 万吨。

c、重庆市荣昌区许家沟建材有限公司砖厂（建材有限公司）位于重庆市

荣昌区县双河街道镇许家沟村村五社，经营范围是生产、销售；煤矸石烧结砖。于 2023 年 2 月进行了砖厂的环境影响评价，重庆市荣昌区生态环境局于 2023 年 11 月以“渝（荣）环准〔2023〕70 号”文对砖厂进行了批复，2020 年 5 月砖厂正式投产。砖厂的生产规模为年产 3800 万匹空心砖/页岩砖，厂区内设置有占地 164m²的水基岩屑暂存区，配套建有彩钢棚、防渗设施等。每年可处置 1 万吨。

经分析，已调查水基固废处置单位对钻水基井固废的消纳能力总量约为 4.7 万 t/a，剩余消纳能力为 3.3 万 t/a。本项目区块及矿权范围内水基钻井固废最大产生年为 2026 年，最大产生量为 2.784 万 t，已调查的叙永县绿洁建材有限公司等三家砖厂完全可以消纳本项目及周边平台产生的水基钻井固废。在考虑到轮停情况，按照处理能力 30%扣减后，区域处理能力尚有 2.7 万 t/a，可完全接纳本项目所产水基钻井固废处置。若区域周边有其他砖厂有能力接收并处置水基岩屑，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。

水基钻井固废用于制烧结砖工艺为传统熟悉的工艺，由该工艺进行生产已多年，在使用水基岩屑及废水基泥浆为原料进行生产时，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，本项目水基泥浆钻井时产生的固废由环保手续齐全且具有处理能力的单位进行烧砖处理在工艺上是可行的。

综上所述，本项目产生的水基钻井固废能得到有效处置，措施可行。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。

4）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，与已签订的砖厂核实可接纳情况，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，以便就近处置本项目产生的钻井岩屑和废泥浆，减少运输距离，降低运输环节的环境风险。并按照《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》的相关要求，依法与处置砖厂签订书面合同，并在合同中约定污

染防治要求。

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，水基钻井固废现场贮存采用岩屑罐贮存，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围墙，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避开环境敏感区（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。

综上所述，本项目产生的水基钻井固废采取就近运至砖厂资源化利用的处置方式是合理可行的，在采用严格的环境管理措施的情况下，可以确保本项目各平台钻井工程产生的水基钻井固废全部得到有效的处置，措施可行。

② 油基钻井固废

本项目各平台油基钻井固废产生最大年为 2026 年，结合区块内根据待开发井开发计划，同期矿权范围内实施井情况，太阳一大寨矿权范围内油基钻井固废最大产生年为 2026 年，最大产生量为 1.68 万 t。按照危废进行现场管理（HW08 072-001-08 危险废物），产生的油基岩屑采用岩屑罐或吨袋收集暂存于不落地工艺区内的油基岩屑贮存场地（暂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），分批分次外委具有相应处置资质单位妥善处置，现场无残留。

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 座的废矿物油收集池收集跑冒滴漏的废矿物油。站内设置废矿物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

本项目在每个井场均设置有 30m² 的危废贮存点，危废贮存点内设有废矿物油桶。危废贮存点满足《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。

各井场设置的临时危废贮存场地占地面积 30m²，不落地工艺区内的油基岩屑贮存场地贮存油基钻井量约 75m³。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。

2) 危废贮存、处置环境管理

本项目油基岩屑转运采用密闭废渣收集罐收集，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，含油岩屑和废矿物油及含油废物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。

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。

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 油基岩屑和 HW08 900-214-08 废矿物油及含油废物，由于 HW08 900-214-08 废矿物油及含油废物产生量少，施工现场通过加强施工现场环境管理措施减少和控制废矿物油及含油废物产生，产生量进一步减小，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和处置能力情况，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）能力的企业较多，而且处理量非常大，本环评建议优先选用与项目较近的有资质的危废处置单位处置本项目所产生的油基岩屑和其他危废。

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。

③生活垃圾和废包装材料

本项目钻井工程施工人员生活垃圾存放在生活区的垃圾桶中，定期按当地环卫部门相关要求实施统一妥善处置；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。

（3）压裂测试工程固体废物

压裂期间主要固废主要为工作人员产生的生活垃圾和返排砂，压裂期间不设施工营地，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；返排砂交危废资质单位处置。

（4）采气平台井站工程施工

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。

（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。

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。

9.7.2 运营期固体废物污染防治措施

本项目各采气平台井站为无人值守，运营期无生活垃圾产生。本项目除砂器废渣集中收集转运至邻近集气站后交由有处理能力且环保手续齐备的单位进行制砖等资源化利用；储液罐沉渣及时交由有危险废物处理资质的单位处置；清管废渣及检修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砖厂处置，不外排；废矿物油及含油废物及时交由有危险废物处理资质的单位处置。

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。

9.7.3 退役期固体废物污染防治措施

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，集中收集后交由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。

9.8 岩溶区及石漠化区环保措施

9.8.1 岩溶区环保措施

本项目位于岩溶区，对于岩溶区的影响主要来自于场地废水贮存设施发生外溢、渗漏，输水管道泄漏，污染物下渗等与地下水相关的影响。本项目在岩溶区采取的环保措施如下：

（1）本项目在设计阶段对平台及管线所在区域开展了岩溶勘察，对拟实施的平台及管线进行了优化调整，调整后管线路由均不在泉域保护范围以及岩溶强发育区、存在较多落水洞和岩溶漏斗的区域内。

（2）在钻井施工阶段，选择成熟环保的钻井施工工艺，导管和一开段优先采用空气钻，在空气钻不能实施的井段采用清水钻迅速钻进。根据各场地钻井地质设计，综合井场周边的含水层赋存情况，空气钻深度应至少大于 200~300m 不等，要求钻入飞仙关组顶部 10~20m，以避免对区域岩溶水造成

影响。在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。同时，根据区块及周边先期实施的钻井实施情况，阳 102H33-1/2/3、阳 102H36-1/2/3、YS15H1-1 井水平段均采用了高性能水基钻，而未采用油基钻，因此，本项目在实施期间在井下条件允许的情况下，应优先采用高性能水基钻替代油基钻井，以减少危险废物的产生，减小对环境的影响。

（3）在施工及运营过程中，采取分区防渗措施。施工期对井口区域、柴油罐区、发电机房区、泥浆循环及贮存罐区、不落地处理工艺区（含岩屑贮存区）、灰罐区、井场四周清污分流截排水沟、危废暂存间、压裂作业工艺区、应急池、放喷坑、隔油池等区域采取重点防渗措施，同时对柴油罐区、压裂作业工艺区、危废暂存间设置围堰；对物料堆放区、环保厕所、清污分流区采取一般防渗措施；对值班室、录井房等区域采取简单防渗措施。运营期对井站井口区域、储液罐等区域采取重点防渗措施，并设置围堰；对产生、输送污水的工艺流程区、管线等设施地面等区域采取一般防渗措施；对仪器房等区域采取简单防渗措施。

（4）在井场下游设置监测井，同时建立施工期及运营期监测计划及监控体系，及时发现地下水污染事故并采取相应的措施，最大限度地降低对岩溶区地下水环境的污染。

（5）制定风险应急预案，防止对岩溶区地下水环境造成污染。

9.8.2 石漠化区环保措施

本项目对石漠化区的影响主要为施工造成地表破坏，造成新的水土流失，使工程占地区域石漠化加重。本项目所在地古蔺县正在实施四川省赤水河流域水源涵养和石漠化综合治理项目，通过实施封山育林、退化林修复、小型水利水保设施修建等生态修复技术措施，推动生态退化地区高质量发展。根据古蔺县多年石漠化治理，古蔺县绿地覆盖率显著增加，石漠化得到明显改善。

本次评价参照《喀斯特地区植被恢复技术规程》，制定了石漠化防治措施：

① 施工作业尽量利用现有公路，不得在施工作业带、站场以外的地方行驶和作业，降低项目施工对植被的破坏。

② 严格落实报告中提出的水土流失防治措施，降低施工对土壤的扰动。

③ 在生态恢复过程中，尽量选种固土能力强的植被，进而改良土壤的结构和成分，增强土壤的抗侵蚀能力和抗剪切能力。本项目所在区域属于《喀斯特地区植被恢复技术规程》（LY/T 1840-2020）“附录 A 中国石漠化区划体系”中的“IV 川渝鄂北亚热带区，IV-1 东南喀斯特山地”，根据《喀斯特地区植被恢复技术规程》（LY/T 1840-2020）“附录 C 喀斯特石漠化地区人工造林参考物种”，结合当地植被现状情况，本项目施工结束后可选用杉木、柳杉等植物进行植被恢复。在植被恢复过程中，应避免引入非本地的外来植物物种。

④ 建设单位应加强施工现场管理，切实做到文明施工，施工活动严格控制在工程用地范围内，尽可能减小占地范围，尽可能减小施工活动对周边环境的影响。

⑤ 加强裸露面、表土的苫盖措施，以防止施工期间石漠化加剧。

9.8.3 本次环评优化环保措施情况

由于本项目位于岩溶区，对此，本次环评对设计拟采取的环保措施进行了优化，具体优化情况详见表 9.8-1。

表 9.8-1 本次环评环保措施优化情况一览表

序号	项目	拟采取措施	优化调整后措施
1	空气钻井深度	导管~一开段	导管和一开段优先采用空气钻，在空气钻不能实施的井段采用清水钻迅速钻进。根据各场地钻井地质设计，综合井场周边的含水层赋存情况，空气钻深度应至少大于 300m，要求钻入飞仙关组顶部 10~20m。
2	石漠化	防止水土流失及恢复措施	参照《喀斯特地区植被恢复技术规程》，制定了石漠化防治措施。

9.9 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

柴油机及发电机燃烧柴油供电排放量较大，因此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

合理减少测试放喷燃烧页岩气，建议对测试气进行回收，减少碳排放。同时，对运营期鼓励企业开展放空气回收利用，不能回收或难以回收的，应经燃烧后放空。

（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 CH_4 的逸散；
- ②根据需要，不使用或少使用 CO_2 灭火器。
- ③对现有平台井站事故检修天然气建议点火后燃烧，减少 CH_4 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。

9.10 环境保护措施投资估算

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

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平台井站和集输管线分别估算各单项工程环保投资。

本工程环保措施投资估算见表 9.10-1~4。

表 9.10-1 单个新建井场环保投资估算表 单位: 万元

序号	污染源名称	治理措施	投 资
施工期			
一	大气污染防治措施		
1	钻前施工扬尘	推广湿式作业，清洗进出施工场地车辆	***
2	备用柴油机废气	使用轻质柴油，废气设备自带的排气设备排放	***
3	应急池挥发有机性废气	应急池仅在应急情况下作为暂存设施，及时转运应急池内暂存的压裂返排液	
4	测试放喷废气及应急放喷废气	点燃放喷可燃气体，针对测试放喷废气主要采用地面灼烧处理，测试放喷管口高为 1.5m，采用对空短火焰灼烧器，修建放喷坑减少辐射影响。事故状态下紧急放喷时在井口周边 500m 范围布置环境空气质量监测点，并根据监测结果实时组织周边居民临时撤离	
二	废水污染防治措施		
1	钻前场地施工废水	沉淀池	***
2	井场清污分流	清污分流截排水沟	***
3	水基泥浆钻井阶段钻井废水、洗井废水、方井雨水、初期雨水	用于区块内其他钻井，用于压裂液的配置，无法回用的转运至回注井回注处置	***
4	生活污水	采用移动式厕所收集后转运至乡镇污水处理厂处理	***
5	压裂返排液	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（10%）转运至回注井回注处置	***
三	噪声防治措施		
1	施工机械	合理安排施工时间，减少施工车流量	***
2	工艺区降噪	柴油机仅作为备用电源，在停电期间使用，柴油机排气筒上自带高质量排气消声器降噪；设备置于活动板房内，隔声降噪；设备安装基础敷设减振垫层和阻尼涂料，减振降噪	
3	噪声影响补偿	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），对施工噪声影响范围内居民补偿	***
四	固体废物防治措施		
1	表土	就近设置表土堆场临时堆存，用于后期临时用地的生态恢复用土	***
2	水基钻井固废	外运至具有处置能力及环保手续的砖厂资源化利用	***
3	返排砂、废矿物油及含矿物油废物	在井场的危废暂存间储存，并按相关要求设置危险废物标识标牌，完井后交有相应危险废物处理资质的单位处置	***

4	生活垃圾	收集后按照当地环卫部门要求妥善处理	***
5	油基钻井固废	不落地工艺区内的油基岩屑贮存场地暂存油基岩屑，分批分次交由资质单位处置。	***
五	生态保护措施		
1	青苗赔偿，临时占地施工迹地地表恢复等（不含占地补偿费用）		***
2	放喷管线出口位置修建放喷坑，建挡墙减小热辐射。放喷结束后占地恢复		***
六	环境风险防范措施		
1	按照钻井行业规范要求落实工程环境风险防范措施		***
2	制定环境风险应急预案和必要的应急物资储备、组织应急演练		***
七	地下水及土壤污染防治措施		
1	按《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）等相关技术规范要求分区防渗		***
2	跟踪监测：根据本次评价制定的地下水跟踪监测计划实施地下水监测		***
	合计		***

表 9.10-2 单个采气平台井站环保投资估算表 单位：万元

序号	污染源名称	治理措施	投 资
施工期			
一	大气污染防治措施		
1	施工扬尘	推广湿式作业，清洗进出施工场地车辆	***
二	废水污染防治措施		
1	场地施工废水、站场管线试压废水	沉淀池、沉沙池	***
三	噪声防治措施		
1	施工机械	合理安排施工时间，减少施工车流量	***
运营期			
一	大气污染防治措施		
1	放空废气	清管、检修废气放空管排放；事故废气放空管放散排放	***
二	废水污染防治措施		
1	气田水	通过管线输送至各站场，优先回用于区块内压裂用水，不能回用的部分外运回注处理	***
三	噪声防治措施		
1	设备噪声	控制采气配产规模，降低气体流速；合理优化平面布局，充分利用空间距离减轻对较近居民点影响	***
四	固体废物防治措施		
1	除砂器废渣、清管废渣及检修废渣	集中收集后外运利用	***
2	废矿物油及含油废物、储液罐沉渣	交由有资质危废单位进行处置，后期若经鉴定不属于危险废物按照一般工业固废处置	
五	风险防范措施		
1	环境风险应急	根据风险导则应急预案编制提纲并结合行业应急预案体系规范要求完善《井喷及井喷失控应急预案》、	***

		《重大环境污染应急预案》，并按行业要求统一配备应急物资	
2	应急演练培训	施工单位应主动联系当地政府，对井口周边 500m 的居民通过发放宣传册普及安全知识，内容应有危害程度、防范应急救护措施	***
六	环境监测与管理		
1	环境管理	环境管理、宣传、自行竣工环保验收	***
	合计	/	***

表 9.10-3 单条集输管线建设污染防治措施汇总表 单位：万元

序号	污染源名称	治理措施	投 资
施工期			
一	大气污染防治措施		
1	扬尘	推广湿式作业，清洗进出施工场地车辆	***
二	废水污染防治措施		
1	施工场地废水	沉淀池、沉沙池	***
2	管道试压废水	沉淀后用于管道施工洒水抑尘，不外排	
三	噪声防治措施		
1	施工机械	合理安排施工时间，减少施工车流量	***
四	固体废物防治措施		
1	施工废料	废焊条、废包装材料、截断管材等外售回收利用	***
2	废弃泥浆	外运周边砖厂综合利用	***
五	生态保护措施		
1	青苗赔偿，临时占地施工迹地地表恢复等（不含占地补偿费用）		***
运行期			
一	风险防范措施		
1	环境风险防范及应急响应	均依托相应采气平台井站	***
二	环境监测与管理		
1	环境管理	环境管理、宣传、自行竣工环保验收	***
2	管线巡检	组织巡检，频次不低于 1 次/月	
	合计	/	***

表 9.10-4 退役期污染防治措施汇总表 单位：万元

序号	污染源名称	治理措施	投 资
施工期			
一	大气污染防治措施		
1	扬尘	推广湿式作业，清洗进出施工场地车辆	***
二	废水污染防治措施		
1	管道设备清洗废水	回用于临近钻井	***
3	施工人员生活污水	依托农户生活污水处理系统，不集中产生和排放	***
三	噪声防治措施		
1	施工机械	合理安排施工时间，减少施工车流量	***
四	固体废物防治措施		
1	施工废料	废矿物油及含油废物交危废单位处置，设备尽可能	***

序号	污染源名称	治理措施	投 资
		回用，报废的设备由厂家回收	
五	生态保护措施		
1	管道进行封堵，井站占地按照生态修复方案进行，恢复生态原貌		***
	合计	/	***

本项目钻井工程共包括 2 个平台，项目地面集输工程建设采气平台 2 座，2 条集输管线。本工程环保总投资估算见下表 9.10-6。

表 9.10-6 本项目区块产能建设工程环保投资汇总表 单位：万元

单项工程	项目个数		环保投资单价	合计
钻井井场	新建井场	2	***	***
采气平台井站	2		***	***
集输管线	2		***	***
退役期				***
总计				***

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。

项目无法回用的钻井废水、压裂返排液和气田水将回注处理；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、建设生态文明的重要抓手，同时也是一项事关国际民生的现实任务。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。

为更好地应对气候变化，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。

本工程建设将加快大寨区块页岩气勘探开发，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

本次拟产能建设项目建成后产能 $1.3 \times 10^8 \text{m}^3/\text{a}$ ，以当前市场天然气价格 1.275 元/ m^3 计，不考虑补贴，年产值可达 1.6575 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 1.3 亿 m³/年，以此推算，每年可减少 SO₂ 排放量约 1573t，减少 NO_x 排放量约 2145t，减少烟尘排放量约 5291t。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 0.63 亿元的污染物治理费用，其中 SO₂ 治理费 2702.7 万元/a、NO_x 治理费 6666.66 万元/a、烟尘治理费 793.65 万元/a。

可见，本工程建成对于加速利用天然气资源，减少大气污染物排放，具有巨大的环境效益。

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 $1.3 \times 10^8 \text{m}^3/\text{a}$ 。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，以及减少由此产生的医疗费支出，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预案演练。

（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

为最大限度地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，并修建拦挡设施防止水土流失。在穿越工程施工前，制定穿越设施的建构筑物 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，增强员工的环保意识。

（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；也可委托其他有资质的检（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 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 12.4-1。

表 12.4-1 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
陆生生态	植物种类、分布、生长状态；动物种类；物种多样性	样方、样线	建议在运行后的每 3~5 年在开展后评价过程中进行，选择植物生长旺盛期。	根据建设情况选取代表性井场及管线周边各 3 个样方。本次评价推荐井场为 YS118H3B（可根据实际情况合理选择其他井场）、YS118H3B~YS118H4 管线施工作业带占地范围（可根据实际情况合理选择其他管线）、拟建管线周边天然林

12.4.2 地下水监测计划

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控工作提供依据。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 164-2020）、《页岩气开发工程地下水环境监测技术规范》（NB/T10848-2021）、《工业企业土壤和地下水自行监测 技术指南（试行）》（HJ 1209—2021）和

《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）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、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 4 个，跟踪监测点分布情况见表 12.4-2 及附图 12.4-1。

监测因子：色、嗅和味、pH、石油类、氨氮、砷、汞、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；结合上述周期及相关要求，本项目工程结束后应及时进行一次地下水监测；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，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，并按照国家环保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。

12.4.3 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、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 大气监测计划

本项目大气环境自行监测计划见表 12.4-4。

表 12.4-4 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	各站场厂界无组织排放	非甲烷总烃	1 年 1 次	《四川省固定污染源大气挥发性有机物排放标准》（DB51/2377-2017）

12.4.5 噪声监测计划

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 11.4-5。

表 11.4-5 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	单项工程厂界、敏感点	厂界噪声、敏感点等效声级	每年 1 次/昼夜噪声

12.4.6 信息公开

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。

12.4.7 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》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、废矿物油及含油废物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、洗井废水、压裂返排液	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、洗井废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。
		站场管线试压废水	经沉淀后回用于洒水抑尘
		气田水	运行期气田水通过管道输送到周边钻井平台进行回用，现场不外排，最终无法回用的转运至阳 102 井回注或有处理能力且环保手续齐全的单位进行处置。
		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。

	废气	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	水基钻井固废	经“不落地”随钻处理工艺处理后，外运用于制砖方式进行综合利用	
		油基钻井固废、返排砂	交由有资质单位进行处理	
		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、储液罐废渣等危险废物	完钻后交由钻井队综合利用或交由有资质单位妥善处置	
		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	
		除砂器废渣、清管废渣及检修废渣	统一收集后综合利用	
	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		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	
	站场绿化		运营期站场绿化，种植当地优势植物绿化站场	
	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	气田水	污水收集预处理设施	优先区域回用，不能利用的转运至阳 1 井、阳 102 井回注	污废水不外排
土壤环境、地下水环境		检修废水、气田水	污水收集处理设施	站场内应急池池体预留 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	污废水全部收集处理，最终无法处置的回注至阳 102

			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	井回注
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，用于页岩气应急放空燃烧排放。	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	固废妥善处置，减小对环境的影响
		生活垃圾	/	
		废弃泥浆	外运处置	
	运营期	清管检修废渣、污泥	外运处置	
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	站内 UPS 蓄电池基础进行防渗，并设置收集沟和集污坑。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

13.1 项目概况

YS118 井区五峰组-龙马溪组页岩气开发先导试验区区块产能建设项目（2025 年度）位于泸州市古蔺县，建设内容包括：新建 YS118H2 平台、YS118H3B 平台等 2 个平台钻前、钻井、储层改造及地面集输工程，包括采气站场 2 座、新建管线约 6.07km，均为集气管线，预计新建 $1.3 \times 10^8 \text{m}^3/\text{a}$ 产能。

本项目总投资***万元，其中环保投资***万元，占总投资的***。

13.2 外环境现状和环境保护目标

根据现场调查及与四川省泸州市古蔺县相关部门对接情况，本项目区块范围内不涉及生态保护红线，区块范围内分布的环境敏感区有永久基本农田、公益林、天然林、石漠化区。本项目各单项目工程均不涉及饮用水源保护区。评价范围内无重点保护野生动植物分布。

生态保护目标主要为生态评价范围内的永久基本农田、天然林、石漠化区等。新建各站场周边风险敏感目标主要为分散居民点以及场镇等。

13.3 区域开发现状及回顾性评价结论

（1）YS118 井区开发现状

YS118 井区为新开发页岩气区块，截至 2026 年 1 月 14 日，区块内已实施的井站工程包括 3 个页岩气平台。

（2）区块环境影响回顾结论

区块的开发未对区域生态系统类型造成较大改变，开发的生态影响消失，施工结束后生态环境逐渐恢复。现有工程在此前的实施过程中较好地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）意见与建议

从环境保护的角度考虑，建议建设单位对已建工程开展地下水、土壤质量定期跟踪监测。

13.4 环境质量现状评价结论

（1）环境空气

本项目所处泸州市古蔺县 2024 年属于环境空气质量达标区，项目区环境质量较好。根据补充监测结果，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》。

（2）地表水环境

本项目所在区域属于赤水河水系，主要地表水体为大寨河，根据公报数据，赤水河水质达标。

（3）地下水环境质量现状

本次评价的各监测点的监测因子（除化学需氧量和石油类）均能满足地下水Ⅲ类水质标准；各监测点的监测因子化学需氧量和石油类均能满足地表水Ⅲ类水质标准，评价区内地下水质量总体较好。

（4）声环境质量现状

根据本次评价监测结果，各环境噪声监测点监测值满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）中相应功能区标准要求。

（5）土壤环境质量现状

项目所在区域内土壤主要分布有黄壤，根据土壤环境现状监测统计结果，可知本项目土壤的环境质量均满足《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）和《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）筛选值要求，区域土壤环境质量总体较好。

（6）生态环境现状

区块范围内主要包括森林生态系统、湿地生态系统、农田生态系统，城镇生态系统等，以农田生态系统为主。评价范围内有天然林，无公益林存在。评价范围内无重要水生生物的自然产卵场、索饵场、越冬场和洄游通道等重要生境。

本项目各工程不占用自然保护区、风景名胜区、世界文化和自然遗产地等特殊保护区，不占用重点保护野生动物的重要栖息地、迁徙通道等，不占用国家重要湿地、省级重要湿地、一般湿地等湿地保护区，项目占地不涉及文物保护单位，未在饮用水水源地保护范围内。占地类型主要为耕地，项目占地范围

内无重点保护野生植物存在，无古树名木存在，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。调查期间，评价范围内未发现重点保护野生动物。

13.5 施工期环境影响分析结论

（1）施工期生态影响分析

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，但总体来说，项目永久占地面积较小，且以耕地为主，对区域土地利用的影响较小；项目临时用地主要为耕地和林地，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。

项目施工不会导致评价范围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。施工活动造成的植物生物量损失极小，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。

项目占地范围较小，在施工过程中落实动物的巡查及保护措施，制定重点保护野生动植物保护方案，若发现重要物种，应停止施工，立即按照保护方案采取保护措施。采取措施后，对重点保护野生动物的影响均较小。

项目施工占地范围的生境与周边的生态环境相似，项目建成后不会造成物种在区域内消失，对整个区域的生物多样性影响小。施工时采用严格的管理制度及植被恢复措施，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。

项目施工占地范围的生境与周边的生态环境相似，项目建成后不会造成物种在区域内消失，对整个区域的生物多样性影响小。施工时采用严格的管理制度及植被恢复措施，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。

（2）施工大气环境影响分析

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。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。

（3）施工期地表水环境影响分析

根据各单项工程废水污染特性，项目各单项工程土建施工废水回用于各场地施工现场，不外排；钻井废水、压裂返排液等废水优先回用，无法回用的转运至回注井回注处置。本项目各单项工程各施工阶段产生的各类废水均能得到有效处理，正常工况下无废水外排，对当地地表水环境影响小。

（4）施工期噪声环境影响分析

根据前述各单项工程各阶段声环境影响与预测结果可知，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。

（5）施工期固体废物环境影响分析

根据前述各单项工程固废产排污及环境影响分析可知，区块施工期产生的固废主要为钻井施工产生的水基钻井固废、油基钻井固废、废矿物油及含矿物油废物以及生活垃圾等，站场建设和管线施工产生的固体废物主要为施工废料。水基钻井固废由“不落地”工艺处理收集后外运至具有处置资质的砖厂综合利用；油基钻井固废采用岩屑收集罐或吨袋收集后交由有资质单位进行处理；返排砂、废矿物油及含矿物油废物交由相应危险废物处理资质的单位处置；生活垃圾均存放在生活区修建的垃圾池中，定期按当地环卫部门相关要求实施统一妥善处置；施工期产生的施工废料收集后外售回收利用。本项目施工期各阶段固体废物均能得到妥善处理，对环境影响较小。

（6）施工期土壤环境影响分析

页岩气勘探开发过程中对土壤的影响主要是事故情况下废水或固废处理不当而造成的土壤环境污染，本项目针对各种事故情境下的废水或固废泄漏情

况均采取了相应的应急预案及风险防范措施，可将事故情况下废水或固废处理不当而造成土壤环境污染的可能性降至最低，本项目实施对区域的土壤环境影响可接受。

（7）施工期地下水环境影响

根据地下水导则，本项目施工期评价等级为二级，结合预测分析结果，在认真落实各项地下水污染防治措施的基础上，本项目施工期对当地地下水环境影响较小，从地下水环境保护角度而言，该项目建设可行。

地下水建议：发生地下水污染事故时，加强跟踪监测，对受影响的水源，寻找替代水源，第一时间解决居民供水问题；严格执行巡查巡视制度、定期监测应急池池体防渗性能、监测周边地下水水质状况，及时发现地下水水质异常现象；做好例行监测和数据管理工作，及时分析跟踪监测报告。

13.6 运营期环境影响分析结论

（1）大气环境影响

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。

（2）地表水环境影响分析

项目地表水评价等级为三级 B，气田水等优先回用于区块内压裂调配用水，无法回用的转运至回注井回注处置，确保运营期气田水和清管检修废水不外排，清管废水产生量较小，暂存于站场内应急池，与气田水一并外运处置。项目运营期对当地地表水环境影响小，在当地环境可接受范围内。

（3）声环境影响分析

本项目各采气平台井站均采用标准化、模块化生产设备，页岩气采输工艺与区块内已运行的各场站相同，处理规模相近，各采气井站运行期无高噪声设备。

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，采气平台井站场界噪声能满足《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。

（4）固体废物环境影响分析

本项目采气平台井站运营期除砂器产生的废渣、清管废渣等经收集后交有处理能力且环保手续齐备的砖厂等进行资源化利用。储液罐废渣、含油固废等危险废物及时交由有危险废物处理资质的单位处置。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。

（5）土壤环境影响分析

各站场运营期污染物主要通过地面漫流、垂直入渗途径污染土壤。通过采取各项严格的源头控制措施、分区防渗措施及跟踪监测计划后，各站场运营期通过各类途径污染土壤的可能性较小。

（6）生态环境影响分析

运行期项目生态影响体现在永久占地的影响。项目永久占地面积较小，且以占用耕地及现有井场用地为主，项目运营期永久占地造成植被的损失较小。新建站场主要位于农业生态环境，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。运行期，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）运营期地下水环境影响

根据地下水导则，本项目施工期评价等级为二级，结合预测分析结果，在认真落实各项地下水污染防治措施的基础上，本项目施工期对当地地下水环境影响较小，从地下水环境保护角度而言，该项目建设可行。

地下水建议：发生地下水污染事故时，加强跟踪监测，对受影响的水源，寻找替代水源，第一时间解决居民供水问题；严格执行巡查巡视制度、定期监测应急池池体防渗性能、监测周边地下水水质状况，及时发现地下水水质异常

现象；做好例行监测和数据管理工作，及时分析跟踪监测报告。

13.7 环境保护措施有效性结论

（1）水环境保护措施及有效性

施工期：施工废水经简易沉淀处理后循环利用用于施工场地洒水抑尘和混凝土养护用水；钻井废水、方井雨水、初期雨水、洗井废水、压裂返排液大部分回用于区块内钻井泥浆和压裂液配置用水，无法回用的转运至回注井回注处置，确保运营期气田水和清管检修废水不外排；钻井及压裂期间生活污水经井场移动式厕所收集后拉运地方城镇污水处理厂。

运营期，各采气平台井站气田水、清管废水优先回用于区块内压裂液配置用水，无法回用的转运至回注井回注处置，确保运营期气田水和清管检修废水不外排。

本项目施工及运行期间均无废水外排。结合区块内已实施平台经验，项目拟实施水污染防治环保措施成熟、可靠，具有可行性和有效性。

（2）大气污染防治措施及可行性分析

施工期设置施工围栏、专门库房堆放水泥等易产生原辅材料，减少施工扬尘。运输环节保持车辆完好，及时清扫路面，冲洗轮胎、路面硬化、洒水抑尘等，减少运输扬尘；钻井接入当地电网发电，仅停电时使用柴油发电机，减少燃油废气；测试放喷废气引入放喷坑燃烧，同时对测试放喷时周边居民进行临时疏散。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页岩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。

采气平台井站清管、检修废气经放空管排放，采气平台井站事故废气经放空管燃烧后排放，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。

退役期的井场不再生产，气压很低，有时可能有少量页岩气泄漏。首先利用钻井过程中套管及套管壁用水泥固封页岩气产层，防止页岩气串入其他地层。同时在油管射孔段的上部注水泥形成水泥塞面封隔气井，防止页岩气泄漏，对

环境的影响很小。

（3）噪声防治措施及有效性

施工期：本项目单项工程施工期较短，采取各种噪声控制措施后，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。本项目钻井工程采用网电，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。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。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。

运行期：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，合理站场平面布置，高噪声工艺设施可尽量布置在站场工艺区中央。通过区域已实施平台采气平台井站运营期噪声环境影响实际情况分析，本项目各站场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。

项目结束后，将对退役井站实施永久封堵和废弃，各井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。

（4）固体废物处置措施及可行性

施工期：本项目施工期剥离的表土用于施工结束后的临时占地恢复用土，土石方实现挖填平衡，无弃方产生；水基钻井固废外运至环保手续齐备且有处理能力的单位资源化利用处置；油基钻井固废采用吨袋收集后交由有资质单位进行处理；施工废料、废包装材料回收利用；返排砂、废矿物油及含油废物在井场的危废暂存间储存，完井后交由相应危险废物处理资质的单位处置；生活垃圾存放在生活区修建的垃圾池中，定期按当地环卫部门相关要求实施统一妥善处置。

运营期：本项目除砂器废渣集中收集转运至邻近集气站后交由有处理能力且环保手续齐备的单位进行制砖等资源化利用；储液罐沉渣及时交由有危险废物处理资质的单位处置；清管废渣及检修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砖厂处置，不外排；废矿物油及含油废物及时交由有危险废物处理资质的单位处置。

本项目各站场固废处理措施均为页岩气开发项目中常用的处置措施，已在区块内同类型页岩气开采项目中广泛应用，各节点固废均能做到妥善处置，不外排，不改变区域环境功能，固废处理措施合理、可行。

13.8 环境风险评价结论

本项目环境风险主要为页岩气和污水泄漏事故，区块内已建井场和在建井场均未发生井场放喷失控事故，各个危险单元前后设置了紧急隔离系统，泄漏事故页岩气和污水泄漏时间短，事故发生的概率极低。在采取积极的风险防范措施，并制定有效的应急预案后，环境风险总体可控。

13.9 总量控制

本项目为页岩气产能建设项目，本项目施工和运营期均无废水外排，固体废物均能得到妥善处置，项目运营期正常工况下无大气污染物产生和排放。因此，结合项目产排污特点，建议本项目不设置污染物总量控制指标。

13.10 公众参与

根据建设单位开展的环评公众参与资料，本项目按照《环境影响评价公众参与办法》有关要求开展了三次信息公示，采取了网络、报纸、张贴公告相结合的公开方式。征求意见稿公示期间，未收到意见反馈表。

13.11 综合评价结论

YS118 井区五峰组-龙马溪组页岩气开发先导试验区产能建设项目（2025 年度）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。

评价范围区域环境空气质量、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，YS118 井区五峰组-龙马溪组页岩气开发先导试验区块产能建设项目（2025 年度）是可行的。

13.12 建议

（1）加强施工队伍的管理，严格控制施工作业带宽度，减少对生态环境的破坏，施工结束后及时进行恢复。

（2）加强环境管理和风险防范意识，加强环境风险应急事故演练，不断完善环境风险应急预案，定期巡检、送检各类仪表、阀门等设备，杜绝环境风险事故的发生。