四川泸州页岩气勘探开发有限责任公司

阳 101 井区产能建设工程（一期）

环境影响报告书

（公示版）

建设单位：四川泸州页岩气勘探开发有限责任公司

环评单位：中煤科工重庆设计研究院（集团）有限公司

二〇二二年三月

目　录

概 述.....1
一、建设项目背景及特点..... 1
二、环境影响评价过程..... 1
三、分析判定相关情况..... 2
四、主要环境影响及环境问题..... 3
五、环境影响报告书的主要结论..... 5
1 总 则.....6
1.1 编制依据..... 6
1.2 评价目的、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..... 13
1.5 环境功能区划及评价标准..... 17
1.6 评价工作等级、范围..... 23
1.7 相关法律、法规、政策、规划符合性..... 30
1.8 环境保护目标..... 55
2 区域开发现状及回顾性评价.....73
2.1 阳 101 井区产能建设工程（一期）与区域页岩气开发位置关系 73
2.2 阳 101 井区开发现状..... 73
2.3 阳 101 井区产能建设工程（一期）内已开发工程概况 73
2.4 在建项目与本项目及开发方案的关系..... 74
2.5 阳 101 井区产能建设工程（一期）已有工程环境影响回顾 74
2.6 在建项目主要存在的环境问题及建议..... 79
3 项目概况.....81
3.1 项目基本情况..... 81
3.2 气藏开发方案..... 82
3.3 项目组成及概况..... 84

3.4 工程主要原辅材料及来源..... 113
3.5 工程占地及土石方平衡..... 113
3.6 组织机构定员及施工进度..... 116
4 工程分析.....117
4.1 施工期工程分析..... 117
4.2 运营期工程分析..... 148
4.3 退役期污染源及污染物排放情况..... 158
4.4 工程产排污总体水平..... 158
4.5 平面布置合理性分析..... 161
5 区域环境概况及环境质量现状.....163
5.1 自然环境概况..... 163
5.2 环境敏感区分布情况..... 164
5.3 环境质量现状评价..... 172
5.4 生态环境现状调查..... 186
6 施工期环境影响评价.....218
6.1 施工期生态环境影响分析..... 218
6.2 施工期大气环境影响分析..... 226
6.3 施工期地表水环境影响分析..... 230
6.4 施工期地下水环境影响分析..... 234
6.5 施工期噪声环境影响分析..... 249
6.6 施工期固体废物环境影响分析..... 257
6.7 施工期土壤环境影响分析..... 260
6.8 敏感区环境影响分析..... 262
7 运营期环境影响预测与评价.....267
7.1 大气环境影响分析..... 267
7.2 地表水环境影响分析..... 267
7.3 地下水环境影响分析..... 268
7.4 噪声环境影响分析..... 277
7.5 固体废物环境影响分析..... 279

7.6 土壤环境影响分析 279
7.7 生态环境影响分析 280
7.8 区域开发累积环境影响分析 282
8 环境风险评价 288
8.1 评价依据 288
8.2 环境风险潜势初判 294
8.3 环境风险识别 302
8.4 风险事故情形分析 305
8.5 环境风险预测与评价 310
8.6 环境风险管理 313
8.7 环境风险评价小结 329
9 环境保护措施可行性论证 330
9.1 水污染防治措施 330
9.2 大气污染防治措施 338
9.3 噪声污染防治措施 340
9.4 固废污染防治措施 343
9.5 地下水污染防治措施 350
9.6 土壤污染防治措施 358
9.7 生态环境保护措施 360
9.8 环保设施及投资估算 371
10 环境影响经济损益分析 377
10.1 社会效益分析 377
10.2 经济效益分析 377
10.3 环境经济损益分析 378
11 环境管理与监测计划 380
11.1 企业环境管理现状 380
11.2 施工期环境管理建议 380
11.3 运营期环境管理建议 381
11.4 环境监测及环境保护监控计划 383

11.5 竣工环保验收 386
12 结 论 389
12.1 项目概况 389
12.2 外环境现状和环境保护目标 389
12.3 区域开发现状及回顾性评价结论 389
12.4 环境质量现状评价结论 390
12.5 施工期环境影响分析结论 392
12.6 运行期环境影响分析结论 394
12.7 环境风险评价结论 396
12.8 环境保护措施有效性结论 396
12.9 总量控制 398
12.10 公众参与 398
12.11 综合评价结论 399
12.12 建议 399

概 述

一、建设项目背景及特点

四川泸州页岩气勘探开发有限责任公司阳 101 井区产能建设工程（一期）位于四川省泸州市泸县、龙马潭区，属于中国石油泸县-长宁矿权区，位于矿区东北部。阳 101 井区产能建设工程（一期）井区面积约 47.26km^2，目的层为***，开采气体为不含硫化氢的页岩气，区块设计总产能规模***m^3/a。

项目拟部署 7 个平台共 45 口井，并配套建设地面集输工程。其中，阳 101H14-1 井钻井工程已在前期单独开展环评并取得批复，本次评价将其探转采工程纳入阳 101 井区产能建设工程（一期），不再重复评价其施工期。

本项目总投资***万元，其中环保投资***万元。

二、环境影响评价过程

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，应编制环境影响报告书。

2021 年 12 月，四川泸州页岩气勘探开发有限责任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）承担该工程的环境影响评价工作。接受委托后，我公司随即组织环评技术人员进行现场踏勘和调查，收集资料，在进行项目初步工程分析及环境现状调查等工作基础上，确定了评价工作等级、评价范围以及评价标准、评价因子等，制定了环境质量现状监测方案并委托监测。2022 年 2 月取得四川力博检测有限公司出具的环境质量现状监测报告。

在现场踏勘和调查、资料收集、环境质量现状调查及监测、评价因子识别以及工程分析等工作的基础上，对本项目实施可能产生的环境影响以及环境风险进行了预测分析与评价，并根据项目实施可能产生的环境影响提出了相应的环境保护措施以及风险防范措施和应急要求，在上述工作的基础上，编制完成了《阳 101 井区产能建设工程（一期）环境影响报告书》。

三、分析判定相关情况

（1）评价等级判定

根据各要素环境影响评价技术导则的具体要求，并结合项目工程分析成果，判定项目大气环境评价等级三级、地表水评价等级为三级 B、地下水评价等级为二级、声环境评价等级为二级、环境风险评价等级为二级、土壤环境评价等级为二级，生态环境评价等级为一级。

（2）产业政策符合性判定

本项目系页岩气开发工程，属于《产业结构调整指导目录（2019 年本）》规定鼓励发展类产业项目中的第七类第 2 条（“页岩气、页岩油、致密油、油砂、天然气水合物等非常规资源勘探开发”），符合国家产业政策。

（3）规划、政策符合性判定

本项目符合《四川省“十四五”规划和 2035 年远景目标纲要》、《能源发展战略行动计划（2014-2020 年）》、《四川省矿产资源总体规划（2016-2020）》、《长江经济带生态环境保护规划》、《四川省生态功能区划》等，项目部署的平台和集输管线均不涉及城市规划范围及城镇规划区范围。

根据调查，同时咨询当地生态环境局，本项目各单项建设内容均不在划定的四川省生态保护红线范围之内，符合《关于印发四川省生态保护红线方案的通知》（川府发[2018]24 号）的相关要求；符合《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）、《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人清单实施生态环境分区管控的通知》（泸市府发[2021]10 号）的相关要求。

本项目在深化项目环评“放管服”改革、强化生态环境保护措施、清洁生产、污染治理、运行风险及环境管理等方面满足《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）以及《石油天然气开采业污染防治技术政策》的相关要求。

（4）选址合理性判定

本项目新增钻井平台、站场及集输管道占地均不涉及自然保护区、森林公园、风景名胜区、地质公园、饮用水水源保护区、湿地公园、水产种质资源保护区等环境敏感区。项目部分建设工程占用泸县永久基本农田，根据《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）要求，石油、天然气、页岩气、煤层气等油气战略性矿产的地质勘查，经批准可临时占用永久基本农田布设探井，在试采和取得采矿权后转为开采井的，可直接依法办理农用地转用和土地征收手续，按规定补划永久基本农田。

本项目属于民生工程，各单项工程施工前，建设单位均将按照相关要求办理用地手续，因此，项目符合《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）相关要求，选址合理。

四、主要环境影响及环境问题

（1）主要环境影响

本项目为页岩气产能建设工程，其主要环境影响涉及生态影响和污染影响两种类型的环境影响，并具有一定的潜在环境风险影响和不确定性，同时还具有环境影响及环保措施可借鉴性的特点。

①主要生态影响

生态环境影响主要体现在：工程占地占用土地、压占植被、破坏土壤结构，占地及土石方工程施工产生水土流失，采气站场等永久占地会在相当长的时期内改变用地性质，集输管道建设过程以及建成后一定时期内破坏植被结构并在施工作业带产生水土流失影响等。

②主要污染影响

施工期主要有钻井废水、试压废水、压裂返排液、水基钻井固废、油基钻井固废、钻井设备噪声、扬尘等；运行期主要有采气站无组织挥发性非甲烷总烃、TVOC、气田水以及设备运行噪声等。

③潜在环境风险影响

页岩气产能建设区块开发项目所涉及的主要环境风险物质包括主要产品甲烷和项目需要使用的柴油、盐酸。风险物质页岩气可能发生的环境风险类型主要包括钻井作业过程及采气过程发生的因泄漏、火灾和爆炸，

页岩气集输过程中的泄漏、火灾和爆炸；风险物质柴油可能发生的环境风险类型主要为泄漏引起的地表水、地下水及土壤环境污染影响；风险物质盐酸可能发生的环境风险类型主要为泄漏引起土壤酸化，破坏土壤的结构，危害植物生长。此外，潜在的环境风险影响还包括项目钻井过程中发生的井漏、泥浆和污染物泄漏引起的地表水、地下水及土壤环境污染影响，气田采出水储运及处理过程中泄漏而引起的地表水、地下水和土壤环境污染影响等。

④不确定性

页岩气开发具有井下决定地面的特点，且选址受地面建构筑物以及周边环境限制；虽然前期在区块内实施了相应的页岩气勘探开发工作，但仍然不能精确的保证新部署页岩气平台的产气效果。因此，存在区块内部单项工程实施方案微调的情况，比如平台位置微调、不同平台内的井口数量实施微调和集输管道线路微调等情况，但微调在区块总体产能建设目标的范围内实施。

⑤环境影响及环保措施可借鉴性

本项目所在区域已实施部分页岩气勘探井，已实施的页岩气钻井平台产生的环境影响以及成功的环保措施，对本项目具有借鉴意义。

（2）主要环境问题

本环评关注的主要环境问题如下：

①总体分析阳 101 井区产能建设工程（一期）内生态环境的概况及变化趋势，对区块范围内已实施勘探井等单项工程的环境影响进行回顾性评价，及时发现存在的环境问题并提出解决方案。

②根据区块产能建设规模和时序进程，分析判断区域自然资源、环境质量（主要为地表水、地下水、环境空气、声环境、土壤环境）、环保基础设施资源（钻井固废依托地方水泥厂、砖厂等综合利用）的可承载性，从而提出优化产能建设规模和时序进程的环保建议。

③项目新增的钻井工程关注钻井废水产生及处置情况，不能回用的废水转运至附近回注井站回注，分析回注可依托性；钻井过程中产生水基钻井固废、油基钻井固废、废矿物油及含矿物油废物等处置方式可行性、有

效性和可靠性；

④项目地面集输管线工程主要包括管道开挖、回填等工艺过程，环境影响主要为生态型影响，重点关注对评价范围内农田、河流、植物和动物及其生境的环境影响。

⑤关注施工过程中施工场地跑冒滴漏对项目所在区域土壤尤其是周围耕地等农用地的土壤环境影响以及污染防治措施的可行性、有效性。

⑥对区块内前期已实施工程的环境影响进行回顾性调查。

⑦项目施工及运行期间对区域地下水影响，工程池体、罐体及水管线泄露对地下水风险影响。

五、环境影响报告书的主要结论

阳 101 井区产能建设工程（一期）的建设符合国家、行业颁布的相关产业政策、法规、规范，项目的建设对调动区域页岩气储量，增加区域清洁能源供给，促进区域社会、经济发展，保护和改善区域环境质量具有积极意义，项目建设是必要的。评价区域环境空气质量、声环境质量、地表水环境质量、地下水环境质量以及土壤环境质量现状总体较好；项目建设产生的污染物均做到达标排放或妥善处置，对生态环境、声环境、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，建设项目选址合理。通过严格落实行业规范、按环评要求完善环境风险事故防范措施和制定较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。从环境保护角度分析，阳 101 井区产能建设工程（一期）是可行的。

本报告编制过程中得到了四川省生态环境厅、四川省环境工程评估中心、泸州市生态环境局、泸州市泸县生态环境局、泸州市龙马潭区生态环境局等相关职能部门以及四川泸州页岩气勘探开发有限责任公司、四川力博检测有限公司等单位的大力支持和帮助，在此一并表示衷心的感谢！

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）《中华人民共和国环境噪声污染防治法》（2018.12.29 修订）；

（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》（2018 年 10 月）；

（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）。

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）《国务院关于印发“十三五”节能减排综合工作方案的通知》（国发[2016]74 号，2016.12.20）；

（6）《永久基本农田保护条例》（2011.1.8 修订）；

（7）《土地复垦条例》（国务院令 592 号，2011.3.5 实施）；

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

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

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

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

（12）《国务院关于印发 “十三五”生态环境保护规划的通知》（国发〔2016〕65 号，2016.11.24）；

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

（14）《中华人民共和国野生植物保护条例》（2017.10.7 修订）；

（15）《地下水管理条例》（国令第 748 号）。

1.1.3 部门规章与部门发布的规范性文件

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

（2）《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）；

（3）《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） ；

（4）《环境影响评价公众参与办法》（2018 年 7 月 16 日）；

（5）《突发环境事件应急管理办法》（部令第 34 号，2015.6.5）；

（6）《关于进一步加强环境影响评价管理防范环境风险的通知》（环发[2012]77 号，2012.7.3）；

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

（8）《石油天然气开采业污染防治技术政策》（2012.03.07 实施）；

（9）《产业结构调整指导目录（2019 年本）》（2020.1.1 施行）；

（10）《打赢蓝天保卫战三年行动计划》（国务院，国发〔2018〕22 号，2018.6.27）；

（11）《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）；

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

（13）《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）；

（14）《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）；

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

（16）《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）；

（17）《全国生态环境保护纲要》（国发[2000]38 号）；

（18）《国家重点生态功能保护区规划纲要》（环发[2007]165 号）；

（19）《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）；

（20）《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）；

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

（22）《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）；

（23）《关于推行清洁生产的若干意见》（环控[1997]232 号，1997.4.14）；

（24）《国家重点保护野生动物名录》（2021.2.5）；

（25）《国家重点保护野生植物名录》（国家林业和草原局 农业农村部公告 2021 年第 15 号，2021.9.7）；

（26）《长江经济带发展负面清单指南（试行）》（长江办[2022]7 号）；

1.1.4 地方行政规章及规范性文件

（1）《四川省重点保护野生动物名录》（1990.3.12）；

（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）《四川省饮用水源保护管理条例》（2019 年修订）；

（20）《四川省水利厅关于印发四川省省级水土流失重点预防区和重点

治理区划分成果的通知》（川水函[2017]482 号）；

（21）《四川省长江经济带发展负面清单实施细则（试行）》（川长江办[2019]8 号）。

（22）《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）。

1.1.5 环境影响评价技术规范

（1）《环境影响评价技术导则 总纲》（HJ2.1-2016）；

（2）《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）；

（3）《环境影响评价技术导则 地表水环境》（HJ2.3-2018）；

（4）《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）；

（5）《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ2.4-2009）；

（6）《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2011）；

（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》（HJ/T349-2007）；

（10）《突发环境事件应急监测技术规范》（HJ589-2010）；

（11）《危险废物收集、贮存、运输技术规范》（HJ 2025-2012）；

（12）《固体废物再生利用污染防治技术导则》（HJ1091-2020）。

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）《页岩气井试气技术规范》（NB/T 14014-2016）；

（5）《页岩气钻井井控安全技术规范》（AQ/T 2076-2020）；

（6）《页岩气井压裂设计规范》（Q/SY 1852-2015）；

（7）《页岩气井压裂施工规范》（Q/SY 1853-2015）；

（8）《非常规油气开采污染控制技术规范》（SY/T 7482-2020）；

（9）《陆上石油天然气开采水基钻井废弃物处理处置及资源化利用技术规范》（SY/T 7466-2020）；

（10）《石油天然气钻井健康、安全与环境管理体系指南》（SY/T6283-1997）；

（11）《石油天然气设计防火规范》（GB50183-2004）；

（12）《石油天然气工程总图设计规范》（SY/T0048-2016）；

（13）《石油天然气安全规程》（AQ2012-2007）；

（14）《石油天然气钻井井控技术规范》（GB/T31033-2014）；

（15）《井下作业安全规程》（SY 5727-2014）；

（16）《气井试气、采气及动态监测工艺规程》（SYT6125-2013）；

（17）《油气井井喷着火抢险作法》（SYT6203-2014）；

（18）《气田水回注技术规范》（Q/SY 01004-2016）；

（19）《丛式井平台布置及井眼防碰技术要求》（SY/T6396-2014）；

（20）《油井井下作业防喷技术规程》（SYT5974-2014）；

（21）《石油天然气钻井、开发、储运防火防爆安全生产技术规程》（SY/T 5225-2019）；

（22）《钻井井场、设备、作业安全技术规程》（SY/T 5974-2020）；

（23）《输气管道工程设计规范》（GB50251-2015）；

（24）《气田集输设计规范》（GB50349-2015）；

（25）《气田水注入技术要求》（SY/T 6596-2016）；

（26）《钻前工程及井场布置技术要求》（SYT 5466-2013）；

（27）《石油天然气钻井、开发、储运防火防爆安全生产技术规程》（SY/T 5225-2019）。

1.1.7 项目资料

（1）阳 101 井区产能建设工程（一期）现有工程环评报告及批复；

（2）阳 101 井区产能建设工程（一期）相关设计资料等。

1.2 评价目的、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）对阳 101 井区产能建设工程（一期）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，对阳 101 井区产能建设工程（一期）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）基于项目特点及区域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，本次阳 101 井区产能建设工程（一期）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

施工期影响主要为区块内拟部署 7 个平台的平台钻井工程（包括钻前工程、钻井工程和压裂测试工程）、7 座采气站场建设、1 座集气站建设和 8 条集输管道建设带来的。施工过程中由于场地平整、进站道路、运输车辆、施工作业带的整理、管沟的开挖、布管等施工活动对周围环境产生的不利影响：一是对土壤扰动和自然植被等的破坏，这种影响是比较持久的，在施工完成后的一段时间内仍将存在；二是在施工过程中产生的“三废”排放对环境造成的影响，这种影响是短暂的，随施工结束而消失。此外，平台钻井工程的钻井和压裂过程将会产生钻井废水、钻井固废、压裂返排液等污染物，这些污染物必须得到有效的环保处置，否则将会对当地环境产生很大的环境影响。

运行期影响主要为 7 座采气站场、1 座集气站以及 8 条共计 28.08km 的集输管道运营产生，正常情况下排污主要来自井站场等工艺过程中产生的少量废气、气田水、固体废物等。

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

（1）施工期影响要素识别

①施工期生态环境影响

工程施工期间对生态环境的影响主要表现为钻前工程及地面集输工程土石方开挖引起自然地貌的改变和地表自然及人工植被的破坏引起土地利用的改变，生物量和生产力的变化，由此引发的区域生态环境破坏；

施工中临时道路、临时施工场地占用耕地、林地及其它土地导致农业、林业生态系统发生较大变化；管线穿越河流等产生的弃渣和施工行为对当地地表水环境质量的影响，若处置不当，会造成新的水土流失，增加区域内的水土流失量，加剧环境的破坏。

②施工期污染影响

本工程施工期废水主要来自钻井废水、压裂返排液、施工人员在施工作业中产生的生活污水、管道安装之后清管试压排放的废水；施工废气主要来自地面开挖、运输车辆行驶产生的扬尘、放喷测试废气及施工机械柴油机排放的烟气；施工期产生的固体废物主要为钻井固废（废泥浆及岩屑）、废油、生活垃圾和施工废料等；噪声源主要来自施工作业机械，如钻机、振动筛、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、储存池等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）运行期环境影响影响要素识别

页岩气产能建设运行期间对环境的影响分为正常和非正常两种情况。

①正常工况

正常运行状况下，页岩气全线采用密闭输送，且工程自动化程度较高，没有污染物排放。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、集气站气液分离产生的气田水；噪声源主要为各采气站工艺设备气流噪声；固体废物主要为清管检修废渣、除砂器砂砾、气田水罐沉渣、废油。

②非正常工况

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

（3）退役期环境影响识别

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

本项目环境影响因子和影响因素识别结果统计情况见表 1.4-1。

表 1.4-1　工程环境影响要素识别结果统计表

时段	环境影响因素			主要环境影响因子	统计结果	环境空气	地表水	地下水	声环境	土壤	植被	动物	景观	其他
施工期	钻井工程	废气	测试放喷废气	非甲烷总烃	—	√								
			施工扬尘	TSP	—	√								
			施工机械废气	NO_x	—	√								
			车辆尾气	NO_x	—	√								
		废水	钻井废水（含压滤出水、洗井废水、冲洗废水）	COD、SS、石油类、Cl^-	—		√	√		√				
			初期雨水	COD、SS、石油类	—		√	√		√				
			方井雨水	COD、SS、石油类	—		√	√		√				
			生活污水	COD、BOD_5、NH_3-N	—		√	√						
		固废	岩屑、废泥浆	/	—			√		√	√			
		噪声	钻井设备噪声	/	——				√					
		风险	泄漏、井漏	CH_4	——	√	√	√						
		生态	井场及道路	占地、动植物影响	—					√	√	√	√	
	内部集输工程	废气	施工机械和车辆尾气、焊接烟尘	NO_x、CO、烃类	—	√								
		废水	生活污水	COD、BOD_5、NH_3-N	—		√	√						
			管道试压废水	悬浮物	—		√							
		固废	施工废渣和生活垃圾	/	—			√		√	√			
		噪声	施工机械和车辆噪声	/	—				√					
		生态	站场建设	水土流失、动植物影响	—					√	√	√	√	
			管道敷设、施工便道	临时占地、破坏土壤和植被、影响农业生产、引起水土流失	—					√	√	√	√	
		其它	雇用当地劳动力	对当地社会经济的拉动	＋＋									√

运行期	站场、内部集输工程	废气	清管检修、事故放空	非甲烷总烃、NO_x、CO_2	－－	√							
			无组织逸散废气	非甲烷总烃	-	√							
		废水	气田水	COD、SS、Cl^-	－		√	√		√			
		固废	清管检修废渣、砂砾	氧化铁等机械杂质	－			√		√	√		
		噪声	设备及气流噪声	/	－				√				
		风险	站场页岩气泄漏	CH_4	－－	√							
			管道破损页岩气泄漏	CH_4	－－	√							
退役期	废弃管道设备锈蚀、固废			Fe_2O_3 等	－			√		√	√		
	生产设施的停用、拆除和土地恢复			/	＋＋					√	√	√	√
备注：“－－”为负影响较大；“－”为负影响较小；“＋＋”正影响较大；“＋”为正影响较小。													

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：等效声级。

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、COD、BOD_5、氨氮、石油类、六价铬、SS、TP、硫酸盐、氯化物、硫化物。

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、钡）；

③特征因子（COD、石油类、氯化物）。

土壤：土壤理化性质；砷、镉、铬（六价）、铜、铅、汞、镍、四氯化碳、氯仿、氯甲烷、1,1-二氯乙烷、1,2-二氯乙烷、1,1-二氯乙烯、顺-1,2-二氯乙烯、反-1,2-二氯乙烯、二氯甲烷、1,2-二氯丙烷、1,1,1,2-四氯乙烷、1,1,2,2-四氯乙烷、四氯乙烯、1,1,1-三氯乙烷、1,1,2-三氯乙烷、三氯乙烯、

1,2,3-三氯丙烷、氯乙烯、苯、氯苯、1,2-二氯苯、1,4-二氯苯、乙苯、苯乙烯、甲苯、间二甲苯+对二甲苯、邻二甲苯、硝基苯、苯胺、2-氯酚、苯并[a]蒽、苯并[a]芘、苯并[b]荧蒽、苯并[k] 荧蒽、䓛、二苯并[a、h]蒽、茚并[1,2,3-cd]芘、萘；钡；镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌；石油烃、氯化物、硫酸盐。

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：等效连续 A 声级；

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

地下水：化学需氧量、石油类、氯化物。

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；运营期：清管检修废渣、除砂器砂砾。

土壤环境：石油烃、硫酸盐、氯化物。

生态环境：水土流失、土地利用、地表植被、陆生脊椎动物、水生生物、景观生态、生产力和生物量。

环境风险：甲烷泄漏、气田水泄漏。

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	功能属性及执行标准
1	环境空气	环境空气一类区、二类区
2	地表水环境	区块属于濑溪河水系，区块内马溪河穿过，以及部分小河沟。主要水体包括马溪河、宋观沟等，其中区域内地表水均为Ⅲ类水环境功能区，水体功能为灌溉、泄洪等。
3	地下水环境	评价区内地下水功能主要为提供当地分散居民生活用水、农牧业生产的水资源和维持地表植被生态系统稳定，因此参照执行《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）Ⅲ类标准功能。

4	声环境	声环境 2 类区、4a 类区、4b 类区
5	土壤环境	《土壤环境质量农用地土壤污 染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）、《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）二类筛选值
6	生态功能	依据《四川省生态功能区划》，规划所在区域生态区为：Ⅰ四川盆地亚热带湿润气候生态区”—“Ⅰ-2 盆中丘陵农林复合生态亚区 ”—“Ⅰ-2-5 沱江中下游城镇–农业生态功能区

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

评价区内区域环境空气评价执行《环境空气质量标准》（GB 3095-2012）中的一级、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，TVOC 执行《环境影响评价技术导则 大气环境》附录 D 中的标准要求，具体浓度限值见表 1.5-2。

表 1.5-2　　环境空气质量标准(μg/m^3)

污染物名称	取值时间	浓度限值		污染物名称	取值时间	浓度限值	
		一级	二级			一级	二级
SO_2	1 小时平均	150	500	NO_2	1 小时平均	200	200
	24 小时平均	50	150		24 小时平均	80	80
	年平均	20	60		年平均	40	40
CO	1 小时平均	10mg/m^3	10mg/m^3	O_3	1 小时平均	160	200
	24 小时平均	4 mg/m^3	4 mg/m^3		日最大 8 小时平均	100	160
PM_{10}	24 小时平均	50	150	$PM_{2.5}$	24 小时平均	35	75
	年平均	40	70		年平均	15	35
非甲烷总烃	1 小时平均	1.0mg/m^3	2 mg/m^3	TVOC	8 小平均	/	600

（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	TP	氯化物
Ⅲ类标准	6~9	≤4	≤20	≤1.0	≤0.2	≤0.05	≤0.2	≤250

（3）地下水环境质量标准

地下水环境执行《地下水质量标准》(GB/T14848-2017)中的Ⅲ类标准，COD、石油类参照执行《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）的Ⅲ类水标准限值。详见表 1.5-4。

表 1.5-4　　地下水质量标准限值（mg/L，pH 除外）

序号	项目	Ⅲ类	序号	项目	Ⅲ类
1	pH	6.5～8.5	14	挥发性酚类	≤0.002
2	总硬度	≤450	15	铁	≤0.3
3	溶解性总固体	≤1000	16	锰	≤0.1
4	耗氧量	≤3.0	17	汞	≤0.001
5	氨氮	≤0.5	18	铅	≤0.01
6	硝酸盐	≤20	19	砷	≤0.01
7	亚硝酸盐	≤1	20	镉	≤0.005
8	硫酸盐	≤250	21	六价铬	≤0.05
9	氯化物	≤250	22	总大肠菌群	≤3.0
10	氟化物	≤1.0	23	菌落总数	≤100
11	石油类	≤0.05	24	硫化物	≤0.02
12	COD	≤20	25	钡	≤0.7
13	氰化物	≤0.05			

（4）声环境质量标准

项目所在区域大部分为环境空气 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。仅有交通干线两侧声环境质量执行《声环境质量标准》(GB3096-2008)4a 类功能区标准，铁路两侧声环境质量执行《声环境质量标准》(GB3096-2008)4b 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
	4a 类	70	55
	4b 类	70	60

（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），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
䓛	490	1293	4900	12900
二苯并[a，h]蒽	0.55	1.5	5.5	15
茚并[1,2,3-cd]芘	5.5	15	55	151
萘	25	70	255	700

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

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污染物排放标准》（DB51/2377-2017）；施工期和运营期其他废气排放执行《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996），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
施工场地扬尘	TSP	/	/	0.6	《四川省施工场地扬尘排放标准》（DB51/2682-2020）拆除工程/土方开挖、土方回填阶段
				0.25	《四川省施工场地扬尘排放标准》（DB51/2682-2020）其他工程阶段

站场废气	VOCs（非甲烷总烃）	/	/	2.0	《四川省固定污染源大气挥发性有机污染物排放标准》（DB51/2377-2017）
其他废气	SO_2	550	4.3(20m) 15(30m)	0.40	《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）
	NO_x	240	1.3(20m) 4.4(30m)	0.12	
	颗粒物	120	5.9(20m) 23(30m)	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、运营期清管检修废水、气田水均优先回用于区域内的压裂用水，最终无法回用的转运至区域回注井回注；钻井及压裂期间生活污水经移动式厕所收集后，委托给当地环卫部门转运至就近乡镇污水处理厂处理。本项目施工及运营期间废水均不外排。

（3）噪声

施工噪声执行《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011），即昼间 70dB(A)，夜间 55dB(A)。运行期集气站厂界噪声依据《声环境质量标准》(GB3096-2008)所在声环境功能区执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)中的 2 类标准，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、生活垃圾和运营期清管检修废渣、气田水罐沉渣、除砂器砂砾等。

危险废物执行《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2001）等 3 项国家污染物控制标准修改单的公告》（环境保护部公告 2013 年第 36 号文）。

一般工业固体废物执行《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标

准》（GB18599-2020）以及《一般固体废物分类及代码》（GB/T39198-2020）。

导管段采用清水钻进，一开～二开+三开（直井段）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，水基泥浆钻井固废参照《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、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。

管线施工期和运营期清管废渣等参照《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 19-2011、HJ2.3-2018、HJ2.2-2018、HJ 610-2016、HJ2.4-2009、HJ/T169-2018)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）评价等级

本项目包括钻井工程、地面集输工程，其中新建集输管道全长约28.08km，新增占地 38.54hm^2（临时占地 33.86hm^2、永久占地 4.68hm^2）。项目站场、集输管线占地不涉及自然保护区、风景名胜区、森林公园、地质公园、重要湿地等生态敏感区，但区块范围涉及四川省泸州市牛滩白鹤生态自然保护区及玉蟾山省级风景名胜区。根据《环境影响评价技术导则生态影响》（HJ19-2011）的划分等级表进行判断，本项目生态影响评价工作等级定为一级，详见表 1.6-1。

表 1.6-1　生态影响评价工作等级划分表

影响区域生态敏感性	工程占地（水域）范围			项目基本情况	等级
	面积≥20km^{2}或者长度≥100km	面积 2km^2~20km^{2}或者长度50km~100km	面积≤2km^{2}或者长度≤50km		
特殊生态敏感区	一级	一级	一级	新建管道全长28.08km≤100km，新增占地38.54hm^2≤2km^2，区块范围涉及特殊生	一级
重要生态敏感区	一级	二级	三级		

一般区域	二级	三级	三级	态敏感区及重要生态敏感区。	

（2）评价范围

根据《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2011），生态评价范围应依据评价项目对生态因子的影响方式、影响程度和生态因子之间的相互影响和相互依存关系确定。本次评价参照《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ/T 349-2007），确定本次评价范围为区块范围，井、站场外扩 2~3km（影响区边界涉及敏感区部分外扩 3km），管线周边 500m 及影响范围涉及的四川省泸州市牛滩白鹤生态自然保护区、玉蟾山省级风景名胜区、濑溪河翘嘴鲌蒙古鲌国家级水产种质资源保护区。重点对井、站场外扩 2~3km（影响区边界涉及敏感区部分外扩 3km），管线周边 500m 范围开展生态环境调查和评价。

1.6.2 环境空气

（1）评价等级

本次产能建设工程涉及钻井工程、地面集输工程。依据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）要求，评价等级判断主要以地面集输工程为主，钻井期间的施工机械、施工车辆产生的尾气，由于施工期较短暂，单井钻井时间短，暂不考虑其评价等级。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 Pi 和地面浓度达标限值 10% 时所对应的最远距离 D10%。其中 Pi 定义为：

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

式中：P_i—第 i 个污染物的最大地面浓度占标率，%；

C_i—采用估算模式计算出的第 i 个污染物的最大地面浓度，mg/m^3；

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

表 1.6-2 评价因子和评价标准表

评价因子	平均时段	标准值 ug/m^3	标准来源

NMHC	小时值	2000	参照《大气污染物综合排放标准详解》中制定非甲烷总烃排放标准时选用的环境质量标准
TVOC	8 小时平均值	600	参照《环境影响评价技术导则 大气环境》附录 D

表 1.6-3　　HJ2.2-2018 评价工作等级

评价工作等级	评价工作分级判据
一级	$P_{max}\geq10\%$
二级	$1<P_{max}<10\%$
三级	$P_{max}<1\%$

备注：式 1：　$P_i = C_i/C_{0i}\times100\%$。$C_{0i}$ 为第 i 个污染物的环境空气质量标准。

根据《环境影响评价技术导则-大气环境》（HJ2.2-2018），采用 EIAProA2018 中估算模式对上述污染物的影响程度和范围进行估算，估算参数见表 1.6-4，估算结果见表 1.6-5。

表 1.6-4　　估算模型参数表

参数		
城市/农村选项	城市/农村	农村
	人口数	/
最高环境温度/℃		40.3
最低环境温度/℃		-1.1
土地利用类型		农作地
区域湿度条件		湿润
是否考虑地形	考虑地形	是
	地形分辨率/m	90
是否考虑岸边熏烟	考虑岸线熏烟	否

表 1.6-5　　无组织废气大气估算模式计算结果列表　ug/m^3

名称	最大落地浓度出现的距离（m）	非甲烷总烃		TVOC	
		最大落地浓度占标率（%）	$D_{10\%}$（m）	最大落地浓度占标率（%）	$D_{10\%}$（m）
阳 101H5	80	＜0.01	＜0	＜0.01	＜0
阳 101H6	82	0.01	＜0	＜0.01	＜0
阳 101H8	83	＜0.01	＜0	＜0.01	＜0
阳 101H9	75	＜0.01	＜0	＜0.01	＜0
阳 101H11	66	＜0.01	＜0	＜0.01	＜0
阳 101H12	66	＜0.01	＜0	＜0.01	＜0
阳 101H14	83	＜0.01	＜0	＜0.01	＜0
阳 101-5 集气站	36	0.03	＜0	＜0.01	＜0

注：本项目产生的 VOCs 主要为非甲烷总烃。

根据预测结果，运营期平台及集气站最大占标率 Pmax 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。各钻井工程施工期重点评价井场 500m 范围。

1.6.3 地表水环境

（1）评价工作等级

根据现场调查情况，本项目区域属濑溪河水系，项目实施过程中产生的废水尽量回用，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

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

1.6.4 地下水环境

①行业类别

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）附录 A，本项目属于**F 38：天然气、页岩气开采（含净化）**，属于**Ⅱ类**建设项目。

②地下水环境敏感性

根据本次现场调查和资料收集，本次规划新建管线和井场均不涉及该集中式地下水饮用水水源（包括已建成的在用、备用、应急水源，在建和规划的饮用水水源）保护区；也不涉及除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它保护区，如热水、矿泉水、温泉等特殊地下水资源保护区。本次规划的新建的井场和管线周边仅零星分布着分散式饮用水水源。因此，通过地下水环境敏感程度分级表（表 1.6-6）可知，本项目地下水环境敏感程度属于“较敏感”程度。

表 1.6-6　　地下水环境敏感程度分级表

敏感程度	地下水环境敏感程度分级表
敏感	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

	饮用水水源）准保护区；除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它保护区，如热水、矿泉水、温泉等特殊地下水资源保护区。
较敏感（√）	集中式饮用水水源（包括已建成的在用、备用、应急水源，在建和规划的饮用水水源）准保护区以外的补给径流区；未划定准保护区的集中水式饮用水水源，其保护区以外的补给径流区；分散式饮用水水源地，特殊地下水水资源（如矿泉水、温泉等）保护区以外的分布区等其他未列入上述敏感分级的环境敏感区。
不敏感	上述地区之外的其它地区。
注：a“环境敏感区”是指《建设项目环境影响评价分类管理名录》中所界定的涉及地下水的环境敏感区。	

综上，根据地下水等级划分情况见表 1.6-7，本项目地下水环境影响评价等级为“二级”。

表1.6-7　　建设项目评价工作等级分级表

项目类别 / 环境敏感程度	Ⅰ类项目	Ⅱ类项目	Ⅲ类项目
敏感	一	一	二
较敏感	一	二（√）	三
不敏感	二	三	三

（2）评价范围

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》中评价范围的划分要求，地下水评价范围应包括与建设项目相关的地下水环境保护目标，以能说明地下水环境的现状，反映调查评价区地下水基本流场特征，满足地下水环境影响预测和评价为基本原则。

根据地下水导则，本项目管线均不涉及地下水饮用水源保护区等环境敏感区，本项目线性工程以管线两侧 200m 范围作为调查评价范围。

本项目位于泸州市西北侧红层地区，区内地下水系统被侵蚀剥蚀成一个个小的水文地质单元，呈现出地下水在山顶接受补给，在附近的低洼处以泉水或浸水缓慢排泄，丘顶丘坡为入渗补给和强烈交替带，沟谷为埋藏储集区等典型水文地质单元特点。结合红层地区地下水径流特点，本次评价范围宜选用自定义法进行划定，以主要山脊作为分水岭，以主要河流作为排泄边界进行划分。本次地下水调查以区块所在的水文地质单元为调查范围，以具体项目所涉及水文地质单元为本次地下水评价范围。

表 1.6-8　　各场地评价范围划分情况一览表

区块水文地质调查范围		各场地地下水评价范围			
水文地质单元划分	调查范围(km^2)	编号	井场名称	评价范围面积（km^2）	评价范围边界
I-1 区马溪河右岸地下水系统	29.92	Ⅰ-1-1	阳 101H5	9.10	西北至三根冲，东北至尖山头，西南至门斗山村，东南至马溪河
		Ⅰ-1-2	阳 101H8	3.89	西北至古二井村，东北至柑子坪，西南至濑溪河，东南至马溪河
I-2 区马溪河左岸地下水系统	50.20	Ⅰ-2-1	阳 101H14	1.85	西至马溪河，北至竹林坡，南至顺民村，东至和尚岩
		Ⅰ-2-2	阳 101H6	24.46	西至马溪河，北至龙阴沟，南至得胜镇白马滩，东至和尚岩
			阳 101H9		
II-1 区三溪口右岸地下水系统	32.71	II-1-1	阳 101H11	15.10	西北至赵湾村，西南至濑溪河，东南至三汇口，东北至白象村
			阳 101H12		
集输管线	/	管线两侧 200m 范围			

1.6.5 噪声

（1）评价等级

根据页岩气开采运行环境影响特性，集输管线无噪声影响，主要噪声源位于各井场、站场内，本项目各井场、站场均采取降噪措施确保各厂界噪声达标；本项目区块涉及的区域主要为 2 类、4a 类、4b 类声环境功能区，其中各站场、集气站均位于 2 类声环境功能区适用区域；周边 200m 范围内有少量分散居民点分布；根据《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ2.4-2009）中关于评价工作等级的划分原则，确定本项目声环境评价工作等级为二级。判断等级详见表 1.6-9。

表 1.6-9 声环境评价等级

划分依据	项目基本情况	判别	评价等级
区域声环境功能区类别	井场周边为散居居民，部分管线位于主干道及铁路两侧	2 类、4a 类、4b 类地区	二级
受影响人口的数量	井场声环境评价范围内以及井场道路沿线仅少量分散居民点分布	受噪声影响人口数量少	
噪声环境影响	项目建设前后正常工况下敏感目标噪声增量小于 5dB		

（2）评价范围

根据导则要求，结合项目周边居民点分布情况以及钻井设备高噪声值、昼夜连续施工的工程特点，声环境影响评价区涵盖所有噪声影响区域。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站场和集

气站厂界外 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	项目周边 200m 范围
集输管线	施工期、运营期	管线两侧 200m 范围

1.6.6 土壤环境

（1）评价等级

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

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》(HJ964-2018)，本项目属于污染影响型项目，周边环境敏感程度判别依据见表 1.6-11，土壤环境影响评价工作等级划分见表 1.6-12。

表 1.6-11　　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 1.6-12　污染影响型评价工作等级划分表

项目类别 / 敏感程度	I 类			**II 类**			III 类		
	大	中	小	大	中	小	大	中	小
敏感	一级	一级	一级	二级	二级	**二级**	三级	三级	三级
较敏感	一级	一级	二级	二级	二级	三级	三级	三级	-
不敏感	一级	二级	二级	二级	三级	三级	三级	-	-
注：“-”表示可不开展土壤环境影响评价工作									

井场、站场、集输管线周围分布有耕地，土壤环境敏感程度为敏感。本项目永久占地规模 4.68hm^2，占地规模属于小型（≤5hm^2），因此，本项目土壤环境污染影响型评价等级为**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)二级评价工作调查评价范围的要求，本项目土壤调查评价范围为井场、站场和

集输管线占地范围内以及占地范围外 0.2km 范围内。

1.6.7 环境风险

（1）评价等级

本项目阳 101-5 集气站~101-1 脱水站集气干线及集气复线运营期环境风险潜势为III级，确定环境风险评价等级为二级。

其余各站场、管线、集气站 Q 最大值为 0.65<1，可直接判定环境风险潜势为Ⅰ，因此开展简单分析。

综上所述，确定本项目环境风险评价等级为二级。

（2）评价范围

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018），本项目阳 101-5 集气站~101-1 脱水站集气干线（101-1 脱水站~阳 101-5 集气站集气复线）运营期环境风险评价范围为管线两侧 200m 范围。其余单个站场、集气站、管线评价范围参照三级，站场、集气站为周边 3km、管道中心线两侧 200m 的范围内；地表水环境风险范围为建设项目发生事故时可能对周边地表水环境造成的影响范围，包括上述范围内的地表水体以及集中式饮用水源等；地下水环境风险评价范围为项目周边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分散式饮用水源取水点。

1.7 相关法律、法规、政策、规划符合性

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（2019 年本）》第七类第 2 条“页岩气、页岩油、致密油、油砂、天然气水合物等非常规资源勘探开发”，符合国家产业政策。

（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、调整井、站场、设备、管道和电缆及其更换工程、弃置工程及配套工程等。	本次评价为阳 101 井区产能建设工程（一期）环评，包括拟建的新井、站场、集输管道工程及配套工程等。	符合
三	**强化生态环境保护措施**		
（七）	涉及向地表水体排放污染物的陆地油气开采项目，应当符合国家和地方污染物排放标准，满足重点污染物排放总量控制要求。	废水优先重复利用，不能利用的废水转运回注，不向地表水体排放污染物。	符合
（八）	涉及废水回注的，应当论证回注的环境可行性，采取切实可行的地下水污染防治和监控措施，不得回注与油气开采无关的废水，严禁造成地下水污染。在相关行业污染控制标准发布前，回注的开采废水应当经处理并符合《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329）等相关标准要求后回注，同步采取切实可行措施防治污染。回注目的层应当为地质构造封闭地层，一般应当回注到现役油气藏或枯竭废弃油气藏。	不能回用的废水转输至阳 33 井或古 12 井回注，阳 33 井和古 12 井回注层位不属于碎屑岩，因此本项目废水预处理达到《气田水注入技术要求》（SY/T 6596 -2016）及《气田水回注技术规范》（Q/SY 01004- 2016）标准，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。油基泥浆交由有资质单位进行处理。	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案。海洋油气勘探开发溢油应急计划报相关海域生态环境监督管理局备案。	本项目制定了严格的环境风险防范措施，本评价提出了按规定编制突发环境事件应急预案的相关要求。	符合

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

（3）与《石油天然气开采业污染防治技术政策》符合性分析

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。	本项目采用柴油（或白油），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，无法利用的转输至附近回注井处理后回注。压裂、试气过程中，在燃烧池设置有点火器。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	项目阳 101 井区产能建设工程	符合

序号	技术政策要求	本工程内容	符合性
	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。	（一期）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。	
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，在燃烧池进行充分燃烧，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混凝气浮和生化处理相结合的方式。	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，不能利用时全部转输至回注井处理后回注。	符合
2	固体废物收集、贮存、处理处置设施应按照标准要求采取防渗措施。 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油的生产设施底部进行防渗处理，并采用废油桶收集可能产生的废油，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，并定期举行演练。在井场周边设置有事故监测点，实时监测危险因子。	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

为保护永久基本农田，国家及管理部门分别颁布了《中共中央 国务院关于加强耕地保护和改进占补平衡的意见》（2017 年 1 月 9 日）、《自然资源部农业农村部关于加强和改进永久基本农田保护工作的通知》（自然资规〔2019〕1 号）、《国土资源部关于全面实行永久基本农田特殊保护的通知》（国土资规〔2018〕1 号）等，项目与上述产业政策符合性分析如下：

① 《中共中央 国务院关于加强耕地保护和改进占补平衡的意见》（2017 年 1 月 9 日）符合性分析

“严格永久基本农田划定和保护。……永久基本农田一经划定，任何单位和个人不得擅自占用或改变用途。强化永久基本农田对各类建设布局的约束，各地区各有关部门在编制城乡建设、基础设施、生态建设等相关规划，推进多规合一过程中，应当与永久基本农田布局充分衔接，原则上不得突破永久基本农田边界。一般建设项目不得占用永久基本农田，重大建设项目选址确实难以避让永久基本农田的，在可行性研究阶段，必须对占用的必要性、合理性和补划方案的可行性进行严格论证，通过国土资源部用地预审；农用地转用和土地征收依法依规报国务院批准。严禁通过擅自调整县乡土地利用总体规划，规避占用永久基本农田的审批。”

由于地下页岩气开采具有明显的行业特殊性，在选址上很大程度上是“井下决定井上”，首先需考虑的是该区域是否含有页岩气，是否具有开采价值。因此，在选择井口的时候具有很大的约束，是通过页岩气所在位置来确定井口位置，同时须平衡站场与周边居民点位置关系、林地占用、永久基本农田占用等因素、按照站场土地集约利用原则，新建 6 个站场将占用部分永久基本农田，在取得用地许可后，项目实施可行。

② 与《自然资源部农业农村部关于加强和改进永久基本农田保护工作的通知》（自然资规〔2019〕1 号）、《国土资源部关于全面实行永久基本

农田特殊保护的通知》（国土资规〔2018〕1 号）符合性分析

根据自然资源部农业农村部关于加强和改进永久基本农田保护工作的通知（自然资规[2019]1 号）、《国土资源部关于全面实行永久基本农田特殊保护的通知》（国土资规[2018]1 号）：

一般建设项目不得占用永久基本农田，重大建设项目选址确实难以避让永久基本农田的，在可行性研究阶段，省级自然资源部门负责对组织占用的必要性、合理性和补划方案的可行性进行严格论证，报自然资源部用地预审；农用地转用和土地征收依法报批。严禁通过擅自调整县乡土地利用总体规划，规避占用永久基本农田的审批。

“处理好涉及永久基本农田的矿业权设置。全国矿产资源规划确定的战略性矿产，区分油气和非油气矿产、探矿和采矿阶段、露天和井下开采等情况，在保护永久基本农田的同时，做好矿产资源勘探和开发利用。非战略性矿产……。石油、天然气、页岩气、煤层气等油气战略性矿产的地质勘查，经批准可临时暂用永久基本农田布设探井，在试采和取得采矿权后转为开采井的，可直接依法办理农用地转用和土地征收审批手续，按规定补划永久基本农田。”

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，同时须平衡站场与周边居民点位置关系、林地占用、永久基本农田占用等因素、按照站场土地集约利用原则，新增站场将占用部分永久基本农田，在取得用地许可后，项目实施可行。

（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。”

本项目实施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》。本项目与该文件中相关规定的符合性见表 1.7-3，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。

表 1.7-3　与《四川省页岩气开采业污染防治技术政策》符合性分析表

序号	染防治技术政策要求	本项目情况及符合性	
1	页岩气开采区域和单体建设项目选址布局应避开人群聚集区；选址应符合城乡规划、土地利用规划、页岩气产业发展规划和生态环境功能区划。	本项目各单项工程选址均避开了人群聚集区，选址符合泸县的城乡规划和土地利用规划、页岩气产业发展规划和生态环境功能区划。	符合
2	页岩气开发作业不得进入四川省生态红线规定的禁止开发区、自然保护区及缓冲区、风景名胜区核心景区、饮用水源保护区的一级及二级保护区以及文物保护单位等依法划定的需要特殊保护的区域。	本项目选址未在四川省生态红线规定的禁止开发区、自然保护区及缓冲区、风景名胜区核心区、饮用水源保护区的一级及二级保护区以及文物保护单位等依法划定的需要特殊保护的区域。	符合
3	在岩溶区从事页岩气开采活动应结合区域水文地质和地下水补给、径流、排泄等条件，充分论证其选址合理性。钻井通过浅表岩溶层时，宜采用气体钻或清水钻工艺。	本项目各平台选址不属于浅层岩溶区，且各平台钻井在导管段段采用清水钻工艺。	符合
4	取用地表水应优先保证生态用水、生活用水和农业用水。	本项目取水来自于马溪河和濑溪河，水量较充足，取水不会影响所在地的生态用水、生活用水和农业用水。	符合
5	页岩气钻井应减少单井用水量，实施废水重复利用，提高水资源的重复利用率。	本项目采取了多途径的废水重复利用措施，减少了取水量，充分提高了水资源的重复利用率。	符合
6	钻井废水和压裂返排液应优先进行回用，平台钻井废水回用率应达到85%以上。采取回注方式处理压裂返排液，应充分考虑其依托回注井的完整性、注入层的封闭性、隔离性和可注性，以及压裂返排液与注入层的相容性。依托的回注井相关手续须齐全，运行监控管理制度须健全。	本项目各平台钻井废水、压裂返排液均优先在区域内回用，无法回用的部分选取了区域合规的阳 33 井和古 12 井回注。依托的回注井环保手续齐全，运行监控管理制度健全。根据项目开发方案及区域已实施工程实施情况统计，钻井废水回用率可达到90%以上。	符合
7	气体钻井、水基钻井液钻井、油基钻	水基钻井液钻井等钻井作业全程采	符

	井液钻井等钻井作业应全程采用岩屑不落地工艺对钻井岩屑进行分类收集、储存和转运。	用岩屑不落地工艺对钻井岩屑进行分类收集、储存和转运；油基钻井固废交由有资质单位进行处理。	合
8	水基岩屑应首先进行固液分离，降低含水率，剩余固相优先考虑资源化综合利用。外送加工利用水基岩屑，应符合接纳企业对原材料的质量和规格要求，同时接纳企业应具有相关环保手续。	本项目各平台产生的水基钻井固废（岩屑和废泥浆）在各平台经“不落地”系统脱水处理后外运可接受且相关环保手续齐全的水泥厂及砖厂进行资源化综合利用。	符合
9	固体废物收集、贮存、处理处置设施和场所应按照相关标准规范和环评文件的要求采取防渗措施。	本项目固体废物收集、贮存、处理处置设施和场所采取重点防渗处理，防渗措施符合相关要求。	符合
10	转移危险废物应严格执行危险废物转移联单制度。	本项目油基钻井固废、废矿物油及含矿物油废物等的转移将严格执行危险废物转移联单制。	符合
11	柴油动力机组燃油废气排放应满足国家相关标准要求。	备用柴油动力机组将使用轻质柴油，其废气排放满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）中的二级排放标准要求。	符合
12	优先使用电网、采取低噪声设备，宜在柴油机和发电机上安装高效消声设备，从源头降低噪声。	本项目各平台钻井工程使用电网供电，备用柴油机和发电机上安装高效消声设备，并设置专门的机房隔声。	符合
13	合理安排压裂作业时间。在压裂及测试放喷阶段，针对噪声超标的居民点，应采取功能置换，设置隔声屏障、安装通风式隔声窗或临时撤离等措施，减轻噪声影响。	本项目所有井的压裂均安排在昼间实施，夜间不作业；在压裂及测试放喷阶段，针对噪声超标的居民点，建设单位将采取租用其房屋作为施工用房、临时撤离等措施降低噪声影响。	符合
14	委托有资质的环境监测机构跟踪监测页岩气开采区域的环境质量。	本项目将委托有资质的单位对项目区域的环境质量进行跟踪监测。	符合
15	建立环境风险应急管理机制，编制环境应急预案，对可能产生的突发环境事件做到反应迅速、措施有效、应对及时。	本项目制定了健全的环境风险应急管理机制，并编制了环境应急预案，加强演练，可避免重大环境损害事件的发生。	符合

（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）对比分析详见表 1.7-4。

表 1.7-4　项目与《地下水管理条例》（2021 年）符合性分析

序号	技术政策要求	本工程内容	符合性
一	**污染防治**		
1	兴建地下工程设施或者进行地下勘探、采矿等活动，依法编制的环境影响评价文件中，应当包括地下水污染防治的内容，并采取防	本项目为页岩气开采项目，本次环评中已有地下水污染防治的相关内容，并提出	符合

	护性措施	了相关防护性措施	
2	禁止下列污染或者可能污染地下水的行为：（1）利用渗井、渗坑、裂隙、溶洞以及私设暗管等逃避监管的方式排放水污染物；（2）利用岩层孔隙、裂隙、溶洞、废弃矿坑等贮存石化原料及产品、农药、危险废物、城镇污水处理设施产生的污泥和处理后的污泥或者其他有毒有害物质；（3）利用无防渗漏措施的沟渠、坑塘等输送或者贮存含有毒污染物的废水、含病原体的污水和其他废弃物；	本项目不排放水污染物，建设期和运营期产生的无法回用的返排液和气田水回注至阳 33 井和古 12 井	符合
3	企业事业单位和其他生产经营者应当采取下列措施，防止地下水污染：（1）兴建地下工程设施或者进行地下勘探、采矿等活动，依法编制的环境影响评价文件中，应当包括地下水污染防治的内容，并采取防护性措施；	本项目属于天然气开采项目，本次环评对钻井工艺和泥浆体系提出了源头控制措施，并在各井场实施分区防渗。	符合
4	在泉域保护范围以及岩溶强发育、存在较多落水洞和岩溶漏斗的区域内，不得新建、改建、扩建可能造成地下水污染的建设项目。	本项目属于红层碎屑岩地区，各个井场均不在泉域保护范围内	符合

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

1.7.2 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《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，位于四川省泸州市泸县、龙马潭区，符合《四川省“十四五”规划和 2035 年远景目标纲要》要求。

②与《能源发展战略行动计划（2014-2020 年）》符合性分析

根据国务院办公厅于 2014 年印发的《能源发展战略行动计划

（2014-2020 年）》（国办发〔2014〕31 号）主要任务：按照陆地与海域并举、常规与非常规并重的原则，加快常规天然气增储上产，尽快突破非常规天然气发展瓶颈，促进天然气储量产量快速增长。加快常规天然气勘探开发、重点突破页岩气和煤层气开发、积极推进天然气水合物资源勘查与评价。本工程属于页岩气开发项目，符合大力发展天然气的要求。

因此，本工程的建设符合《能源发展战略行动计划（2014-2020 年）》要求。

③与《页岩气发展规划（2016-2020 年）》符合性分析

根据《页岩气发展规划（2016-2020 年）》，“到 2020 年，完善成熟 3500 米以浅海相页岩气勘探开发技术，突破 3500 米以深海相页岩气、陆相和海陆过渡相页岩气勘探开发技术；在政策支持到位和市场开拓顺利情况下，2020 年力争实现页岩气产量 300 亿立方米。”、“分层次布局勘探开发。根据工作基础和认识程度不同，对全国页岩气区块按重点建产、评价突破和潜力研究三种不同方式分别推进勘探开发。其中川南勘探开发区位于四川盆地南部，目的层为志留系龙马溪组富有机质页岩，已初步落实埋深小于 4500 米有利区面积 270 平方千米，地质资源量 2386 亿立方米。

本项目位于四川省泸州市泸县和龙马潭区，属于该“规划”中提出的川南勘探开发区，项目为页岩气开发区块，目的层为***。因此，与《页岩气发展规划（2016-2020 年）》的要求是相符的。

④与《四川省“十三五”能源发展规划》符合性

根据四川省能源局于 2017 年印发的《四川省“十三五”石油天然气发展规划》（川能源[2017]12 号）要求，加快推动川中、川西和川东北常规天然气勘探开发，川南页岩气资源调查和勘探开发。到 2020 年，新增常规天然气探明储量 6500 亿立方米，天然气产量达到 450 亿立方米。

本项目阳 101 井区产能建设工程（一期）属《四川省“十三五”能源发展规划》规划的“川南页岩气资源调查和勘探开发”，项目建设符合《四川省“十三五”能源发展规划》规划要求。

⑤与《四川省矿产资源总体规划（2016-2020）》及规划环评的符合性分析

项目与《四川省矿产资源总体规划（2016-2020）》符合性分析见表 1.7-4。

表 1.7-4　与《四川省矿产资源总体规划（2016-2020）》符合性分析表

文件情况	本项目情况	符合性
优化勘查开发区域布局：川南能源化工矿产资源发展区，包括自贡、宜宾、泸州、内江 4 市，加强国家级川南页岩气勘探开发试验区建设，促进页岩气产业发展。	本项目位于泸州市，为页岩气开发产能建设项目。	符合
确保矿产资源有效供给：能源矿产。加大天然气、页岩气、煤层气、铀矿、地热等勘查开发力度，力争获得重大突破，增强供应基础并加快供应，优化能源开发利用结构，减轻对环境的负面影响；到 2020 年，天然气、页岩气、煤层气新增地质储量分别达到 8000、2000、200 亿立方米，年产量分别达到 350、100、3 亿立方米。	本项目为页岩气开发产能建设项目，预计产能建设规模为***m^3/a，进一步保障了页岩气年产量的预期目标。	符合

2017 年 5 月，四川省国土勘测规划研究院及四川省煤田地质工程勘察设计研究院编制完成了《四川省矿产资源总体规划（2016-2020）环境影响报告书》，2017 年 7 月原国家环境保护部以“环审[2017]102 号”出具了《关于<四川省矿产资源总体规划（2016-2020）环境影响报告书>的审查意见》。项目与《四川省矿产资源总体规划（2016-2020）环境影响报告书》及审查意见的符合性分析见表 1.7-5。

表 1.7-5　与《四川省矿产资源总体规划（2016-2020）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
严格保护生态空间，引导优化《规划》空间布局。将自然保护区、饮用水水源保护区、风景名胜区等环境敏感区及四川省生态保护红线作为保障和维护区域生态安全的底线，依法实施强制性保护。与生态保护红线存在空间冲突的勘查区、开采区、规划矿区及其他可能的矿产资源开发活动，有关重叠区域应予以避让或不纳入《规划》。	本项目各单项建设内容均不在四川省生态保护红线范围之内，符合《关于印发四川省生态保护红线方案的通知》（川府发〔2018〕24 号）的相关要求。同时，本项目站场、集气站、集输管线占地不涉及自然保护区、森林公园、风景名胜区、地质公园、湿地公园、水产种质资源保护区等生态敏感区。	符合
严格矿产资源开发的环境准入条件。针对突出环境问题，提出差别化的降低污染排放负荷、提高矿区废石及尾矿综合利用率和废石场环境风险防控等对策措施，有效减缓矿产资源开发带来的环境影响和生态破坏。其中，磷矿应提高污染防治等准入要求，避免加剧岷江、沱江、金沙江等水系总磷超标；有色金属	项目为页岩气开发项目，不属于《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）中所列的建材、家具、电子信息、装备制造、先进材料、食品饮料、生物医药等行业，项目废水以及固废污染物不外排，所在	符合

矿应重点加强镉、汞、镍、铜等重金属排放总量控制。加强矿产资源综合利用，提高资源节约集约利用水平。	地生态环境良好，无突出环境问题。本项目属于清洁能源开发项目，项目的实施后能够改善区域能源结构，减少重能源废气排放量，对改善区域环境空气质量有积极作用。	
加强环境保护监测和预警。结合自然保护区、饮用水水源保护区、重点生态功能区保护要求和土壤污染防治目标等，推进重点矿区建立完善地表水、地下水、土壤等环境要素的长期监测监控体系。适时组织开展重点开采区的生态恢复效果评估，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、生态退化等建立预警机制。	本项目按照导则要求，制定了相应的大气、地下水、土壤及噪声跟踪监测计划，并根据风险影响评价结果制定了相应的环境风险应急预案。	符合

综上所述，项目建设与《四川省矿产资源总体规划（2016-2020）》及其规划环评相符合。

（2）与长江经济带生态保护要求的相关规划符合性

①与《长江经济带生态环境保护规划》（环规财〔2017〕88 号）的符合性分析

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

②与《长江经济带发展负面清单指南（试行）》（长江办[2022]7 号）及《四川省长江经济带发展负面清单实施细则（试行）》（川长江办[2019]8 号）的符合性分析

“禁止在生态保护红线和永久基本农田范围内投资建设除国家重大战略资源勘查项目、生态保护修复和环境治理项目、重大基础设施项目、军事国防项目以及农牧民基本生产生活等必要的民生项目以外的项目。”选址确实难以避免永久基本农田的，按程序论证后依法依规报批。

按照《四川省长江经济带发展负面清单实施细则（试行）》中对建设项目提出了一系列的管控关要求。本工程属于页岩气开发项目，项目井场、

站场、管线均未占用和穿越自然保护区、风景名胜区、集中式饮用水源保护区等敏感区域，不位于《长江岸线保护和开发利用总体规划》划定的岸线保护区、水产种质资源保护区的岸线和河段范围、国家湿地公园的岸线和河段范围；也不位于《全国重要江河湖泊水功能区划》划定的河段保护区、保留区范围内，项目不在生态保护红线范围内，本项目现阶段占用部分永久基本农田，但项目属于民生工程，各单项工程实施前，建设单位将按照相关要求办理相关用地手续，因此，项目不属于《四川省长江经济带发展负面清单》中禁止建设的项目，工程的建设符合《长江经济带发展负面清单指南（试行）》及《四川省长江经济带发展负面清单》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-2 盆中丘陵农林复合生态亚区”—“ I-2-5 沱江中下游城镇–农业生态功能区。”。

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，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）与四川省长江经济带发展负面清单实施细则的符合性分析

根据《四川省长江经济带发展负面清单实施细则》中：“第九条 禁止违反风景名胜区规划，在风景名胜区内设立各类开发区；禁止在风景名胜区核心景区的岸线和河段范围内建设宾馆、招待所、培训中心、疗养院

以及与风景名胜资源保护无关的其他建筑物。”

本项目建设用地不涉及自然保护区、饮用水源保护区、水产种质资源保护区、国家湿地公园和生态保护红线，区块红线涉及玉蟾山风景名胜区非核心区，不属于负面清单中在风景名胜区核心景区及河段范围内建设与风景名胜区资源保护物管的建筑物。项目属于页岩气开采，项目建设内容不涉及负面清单中明确的禁止建设的范围，项目建设符合其相关要求。

（6）与风景名胜区管理条例、自然保护区管理条例的符合性分析

根据《风景名胜区管理条例》、《中华人民共和国自然保护区条例》中明确规定，禁止在风景名胜区与自然保护区核心区、缓冲区内开矿，本项目区块范围与玉蟾山风景名胜区、牛滩白鹤自然保护区范围有重叠部分，但本项目所有建设内容均不在风景名胜区与自然保护区范围内，项目建设符合其相关要求。

1.7.3 与“三线一单”符合性分析

（1）与生态保护红线的符合性分析

2017 年 2 月，中共中央办公厅国务院办公厅印发了《关于划定并严守生态保护红线的若干意见》，意见中关于红线管控要求如下：实行严格管控。生态保护红线原则上按禁止开发区域的要求进行管理。严禁不符合主体功能定位的各类开发活动，严禁任意改变用途。生态保护红线划定后，只能增加、不能减少，因国家重大基础设施、重大民生保障项目建设等需要调整的，由省级政府组织论证，提出调整方案，经环境保护部、国家发展改革委会同有关部门提出审核意见后，报国务院批准。

项目位于四川省泸州市泸县和龙马潭区，根据四川省“三线一单”数据分析系统中查询获取的《四川省“三线一单”符合性分析报告》（2022.03.15）及泸州市人民政府《关于落实生态环境红线、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），项目所在地不在泸州市生态红线范围内，符合《关于印发四川省生态保护红线方案的通知》（川府发〔2018〕24 号）的相关要求。同时，本项目占地不涉及自然保护区、森林公园、风景名胜区、地质公园、湿地公园、水产种质资源保护区等生态敏感区。

阳 101 井区产能建设工程（一期）所有建设内容（包括采气站、管线、集气站）中距离生态保护红线最近的拟建平台为阳 101H8 平台，距离生态保护红线最近处约 1.87km，区块边界距离生态保护红线最近距离约 1.62km，故不会对生态保护红线产生不利影响。

（2）与环境质量底线的符合性分析

项目所在区域的环境质量底线为：环境空气质量目标为《环境空气质量标准》（GB3095-2012）一级、二级标准。水环境质量目标为《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）III 类标准和《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III 类标准。声环境质量目标为《声环境质量标准》（GB3096-2008）2 类、4 类标准。土壤环境质量目标为《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《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。虽然区域属大气不达标区，但由于项目生产期间正常工况下不产生废气，因此不触及区域环境质量底线。

（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线。

（4）与《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）的符合性分析。

本项目井场及集输管线位于泸州市泸县、龙马潭区，根据《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），项目所在地属于川南经济区，位于一般管控单元。相关要求符合性分析见表 1.7-6~1.7-7。

表 1.7-6　本项目与四川省总体生态环境管控要求对比情况表

区	总体生态环境管控要求	本项目	符合

域			性
川南经济区	1、优化沿江、临城产业布局，明确岸线 1 公里范围内现有化工等高环境风险企业的管控要求。	本项目不沿江、临城。	符合
	2、促进轻工、化工等传统产业提档升级，严控大气污染物排放。对区域发展产业提出高于全省平均水平的环境准入要求，对白酒产业和页岩气开发提出高水平的环境管控要求。	本项目属于页岩气开发项目，已提出了高水平的管控要求。	符合
	3、岷江、沱江流域执行《四川省岷江、沱江流域水污染物排放标准》。	本项目产生的废水不外排。	符合
	4、针对内江、自贡等缺水区域，提高水资源利用效率，对高耗水项目提出最严格的水资源准入要求。	本项目位于泸县、龙马潭区，不位于内江、自贡。且本项目产生的钻井废水大部分回用于钻井作业，剩余的钻井废水回用于配制压裂液，洗井废水、方井雨水全部回用于配制压裂液，压裂返排液大部分回用，回用率能达到 90%。	符合

表 1.7-7 本项目与四川省五大经济区总体生态环境管控要求对比情况表

区域	管控要求	符合性
川南经济区	优化沿江、临城产业布局，明确岸线 1 公里范围内现有化工等高环境风险企业的管控要求。	本项目不涉及。
	促进轻工、化工等传统产业提档升级，严控大气污染物排放。对区域发展产业提出高于全省平均水平的环境准入要求，对白酒产业和页岩气开发提出高水平的环境管控要求。	本项目属于页岩气开发项目，项目采取了严格的环境保护措施，对环境影响小。
	针对内江、自贡等缺水区域，提高水资源利用效率，对高耗水项目提出最严格的水资源准入要求。	本项目不属于高耗水项目，且尽可能对污废水实施回用。

（5）与《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）的符合性分析

根据通知要求，从生态环境保护角度，将全市行政区域划分为优先保护、重点管控和一般管控三类，共 49 个环境管控单元。本项目建设地点位于泸县和龙马潭区，位于泸县环境要素综合重点管控单元、沱江-泸县-控制单元、泸县大气环境布局敏感重点管控区以及泸县土壤优先保护区。

本项目与泸州市生态环境准入总体要求以及泸县、龙马潭区生态环境准入总体要求符合性如下：

表 1.7-8　本项目与泸州市生态环境准入总体要求对比情况表

序号	准入要求	本项目符合情况
第一条	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	本项目不涉及
第二条	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、造纸等传统产业改造升级，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	本项目不涉及
第三条	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。	本项目施工及运营期废水均不外排
第四条	泸州市三区及泸县执行《四川省生态环境厅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区，实行 VOCs 排放等量或倍量削减替代	本项目运营期正常工况下无废气排放
第五条	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
第六条	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
第七条	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	本项目不涉及赤水河流域
第八条	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	本项目运营期废水不外排

表 1.7-9　本项目与泸县生态环境准入总体要求对比情况表

序号	准入要求	本项目符合情况
1	全面落实建筑施工“六个百分百”，加强建筑、道路扬尘、餐饮油烟、机动车大气污染综合整治，全县大气污染物排放执行《四川省生态环境厅关于执行大气污染物特别排放限值的公告》相关要求。环境空气质量不达标区，新增 VOCs 排放实行 2 倍量减量替代。	本项目按照要求严格设置了大气污染防治措施，严格执行“六个百分百”。符合。
2	医药园区化学合成药等产生较大异味的企业应合理选址，靠近泸县城区居住区的园区北侧，禁止引入恶臭异味明显的制药企业。	本项目属于页岩气开发项目，不属于医药行业。符合。
3	加强畜禽水产养殖污染治理，推进养殖生产清洁化	本项目不属于畜禽养殖业。符

	和产业模式生态化，提高污水资源化利用水平，畜禽粪污（水）综合利用率不低于 80%；加强水污染综合治理，加强与内江市、重庆市荣昌区、永川区上下游协调，逐步实现濑溪河、九曲河、大鹿（陆）溪、龙溪河等跨界小流域水质稳定达标	合。
4	沱江流域的水污染物排放严格执行《四川省岷江、沱江流域水污染物排放标准》。严格按照《水产种质资源保护区管理暂行办法》对濑溪河翘嘴鲌蒙古鲌国家级水产种质资源保护区进行管理。	本项目位于濑溪河流域，项目施工期及运营期无废水排放。符合。
5	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。	本项目钻井废水全部回用于配制压裂液，压裂返排液 90%回用。符合。
6	执行最严格水资源管理制度，推进节水型社会建设，提高工业、城镇生活、农田灌溉水资源利用效率。	本项目所有废水回用，无法回用的压裂废水则拉运至阳 33 井和古 12 井回注处理，生活污水拉运至污水处理厂处理。

表 1.7-9　本项目与龙马潭区生态环境准入总体要求对比情况表

序号	准入要求	本项目符合情况
1	落实沿江化工企业污染治理与风险管控措施，按相关要求逐步搬迁退出，严控流域环境风险。	本项目不属于化工企业。符合。
2	全面落实建筑施工“六个百分百”，加强建筑、道路扬尘、餐饮油烟、机动车大气污染综合整治，全区大气污染物排放执行《四川省生态环境厅关于执行大气污染物特别排放限值的公告》相关要求；环境空气质量不达标区，新增 VOCs 排放实行 2 倍削减量替代。	本项目按照要求严格设置了大气污染防治措施，严格执行“六个百分百”。符合。
3	加强水污染综合治理，加强畜禽水产养殖污染治理，推进养殖生产清洁化和产业模式生态化，提高污水资源化利用水平，畜禽粪污（水）综合利用率不低于 80%；加快农业农村面源污染治理，逐步实现濑溪河、龙溪河、龙涧溪等小流域水质稳定达标。	本项目不属于畜禽养殖业。符合。
4	涉及沱江流域的水污染物排放严格执行《四川省岷江、沱江流域水污染物排放标准》。严格按照《水产种质资源保护区管理暂行办法》对龙溪河省级水产种质资源保护区进行保护管理。	本项目位于濑溪河流域，项目施工期及运营期无废水排放。符合。

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）相关要求。

1.7.4 与生态敏感区的符合性分析

（1）与自然保护区相关政策规划符合性分析

本区块位于四川省泸州市牛滩白鹤生态自然保护区东侧，与自然保护区实验区重叠面积约 0.0095km^2，不涉及自然保护区核心区和缓冲区；且新建各钻井平台及集输管道均不涉及自然保护区。本项目与《中华人民共和国自然保护区管理条例》（2017 年 10 月 7 日修改）、《国务院办公厅关于做好自然保护区管理有关工作的通知》（国办发〔2010〕63 号）、《关于进一步加强涉及自然保护区开发建设活动监督管理的通知》（环发〔2015〕57 号）、《四川省自然保护区管理条例》（2018 年 9 月 30 日修改）、《四川泸县牛滩白鹤林自然保护区总体规划》（2018 年 8 月）符合性分析如下。

表 1.7-10　　与自然保护区相关政策规划符合性分析表

名称	政策规划内容	符合性分析
中华人民共和国自然保护区管理条例	第二十六条　禁止在自然保护区内进行砍伐、放牧、狩猎、捕捞、采药、开垦、烧荒、开矿、采石、挖沙等活动；但是，法律、行政法规另有规定的除外。 第二十七条　禁止任何人进入自然保护区的核心区。因科学研究的需要，必须进入核心区从事科学研究观测、调查活动的，应当事先向自然保护区管理机构提交申请和活动计划，并经自然保护区管理机构批准； 第二十八条　禁止在自然保护区的缓冲区开展旅游和生产经营活动。因教学科研的目的，需要进入自然保护区的缓冲区从事非破坏性的科学研究、教学实习和标本采集活动的，应当事先向自然保护区管理机构提交申请和活动计划，经自然保护区管理机构批准。 第三十二条　在自然保护区的核心区和缓冲区内，不得建设任何生产设施。在自然保护区的实验区内，不得建设污染环境、破坏资源或者景观的生产设施；建设其他项目，其污染物排放不得超过国家和地方规定的污染物排放标准。在自然保护区的实验区内已经建成的设施，其污染物排放超过国家和地方规定的排放标准的，应当限期治理；造成损害的，必须采取补救措施。	本项目各新建钻井平台、集输管道及其施工范围均不涉及自然保护区，项目实施过程中不涉及该条例中禁止的活动，故符合该条例。
国务院办公厅关于做好自然保护区管理有关工作的	严格限制涉及自然保护区的开发建设活动。自然保护区属禁止开发区域，在自然保护区核心区和缓冲区内禁止开展任何形式的开发建设活动；在自然保护区实验区内开展的开发建设活动，不得影响其功能，不得破坏其自然资源或景观。加强涉及自然保护区的矿产资源开发活动管理，限期对自然保护区内违法违规探矿和采矿活动予以清理。加强对自然保护区内旅游活动的监管。 加强涉及自然保护区开发建设项目管理。涉及自然保护区的开发建设项目的环境影响评价文件，应对项目可能造成的对自然保护区功能和保护对象的影响做出预测，提出保护与恢复治理方案。	本项目各新建钻井平台、集输管道及其施工范围均不涉及自然保护区，故与该通知相符。

通知		
关于进一步加强涉及自然保护区开发建设活动监督管理的通知	自然保护区属于禁止开发区域，严禁在自然保护区内开展不符合功能定位的开发建设活动。地方各有关部门要严格执行《自然保护区条例》等相关法律法规，禁止在自然保护区核心区、缓冲区开展任何开发建设活动，建设任何生产经营设施；在实验区不得建设污染环境、破坏自然资源或自然景观的生产设施。 禁止在自然保护区内进行开矿、开垦、挖沙、采石等法律明令禁止的活动。	本项目各新建钻井平台、集输管道及其施工范围均不涉及自然保护区，符合《自然保护区条例》等相关法律法规，故与该通知相符。
四川省自然保护区管理条例	第十八条 禁止在自然保护区内进行砍伐、放牧、狩猎、捕捞、采药、开垦、烧荒、开矿、采石、挖沙等活动；但是，法律、行政法规另有规定的除外。 第十九条 禁止任何人进入自然保护区的核心区。因科学研究的需要，必须进入核心区从事科学研究观测、调查活动的，应当事先向自然保护区管理机构提交申请和活动计划，并经自然保护区管理机构批准；其中，进入国家级自然保护区核心区的，应当经省人民政府有关自然保护区行政主管部门批准。 第二十条 禁止在自然保护区的缓冲区开展旅游和生产经营活动。因教学科研的目的，需要进入自然保护区的缓冲区从事非破坏性的科学研究、教学实习和标本采集活动的，应当事先向自然保护区管理机构提交申请和活动计划，经自然保护区管理机构批准，并按照批准的方案进行。 第二十四条 在自然保护区的核心区和缓冲区内，不得建设任何生产设施。在自然保护区的实验区内，不得建设污染环境、破坏资源或者景观的生产设施；建设其他项目，其污染物排放不得超过国家和地方规定的污染物排放标准。在自然保护区的实验区内已经建成的设施，其污染物排放超过国家和地方规定的排放标准的，由县级以上地方人民政府环境保护主管部门依法处理。	本项目各新建钻井平台、集输管道及其施工范围均不涉及自然保护区，不涉及条例中禁止的活动，故与该条例相符。
四川泸县牛滩白鹤林自然保护区总体规划	4.2.1 总体目标 保护区必须进行全面的保护，保证核心区、缓冲区不受人为干扰，长期保持自然演替状态。在实验区内适度开发多种经营，使之与当地经济发展相协调，提高保护区的自养能力和发展能力。 4.3.4 功能区区划 核心区内严禁任何生产性的活动，主要任务是保护。 缓冲区允许进入从事有组织的科考活动，是保护区日常巡护的重点区域。 实验区在保护的前提下，区内可从事生态旅游、科学实验、教学实习、参观考察、野生动植物繁殖驯化及其它有价值资源的开发	本项目各新建钻井平台、集输管道及其施工范围均不涉及自然保护区，在严格控制施工范围，禁止施工人员进入

	利用等活动 5.1.3 野生动植物保护规划 严格禁止一切非法狩猎和开发活动……禁猎、禁渔、保护鸟类和森林环境	保护区捕杀野生动物后，与该规划相符。

（2）与风景名胜区相关政策规划符合性分析

本区块位于玉蟾山省级风景名胜区东南侧，涉及风景名胜区的发展控制区，重叠面积约 4.49km^2，不涉及风景名胜区核心景区；且新建各钻井平台及集输管道均不涉及风景名胜区。根据叠图分析，风景名胜区与最近的井站（H8）相距约 278m，与最近的集输管道（H5~H14）相距约 90m，临近区域均为发展控制区、三级保护区。本项目与《风景名胜区条例》（2016 年 2 月 6 日修订）、《四川省风景名胜区条例》、《玉蟾山风景名胜区总体规划（2014-2030）》符合性分析如下。

表 1.7-11　　与风景名胜区相关政策规划符合性分析表

名称	政策规划内容	符合性分析
风景名胜区条例	第二十六条 在风景名胜区内禁止进行下列活动： （一）开山、采石、开矿、开荒、修坟立碑等破坏景观、植被和地形地貌的活动； （二）修建储存爆炸性、易燃性、放射性、毒害性、腐蚀性物品的设施； （三）在景物或者设施上刻画、涂污； （四）乱扔垃圾。 第二十七条 禁止违反风景名胜区规划，在风景名胜区内设立各类开发区和在核心景区内建设宾馆、招待所、培训中心、疗养院以及与风景名胜资源保护无关的其他建筑物；已经建设的，应当按照风景名胜区规划，逐步迁出。 第二十八条 在风景名胜区内从事本条例第二十六条、第第二十七条 禁止范围以外的建设活动，应当经风景名胜区管理机构审核后，依照有关法律、法规的规定办理审批手续。 第三十条 风景名胜区内的建设项目应当符合风景名胜区规划，并与景观相协调，不得破坏景观、污染环境、妨碍游览。在风景名胜区内进行建设活动的，建设单位、施工单位应当制定污染防治和水土保持方案，并采取有效措施，保护好周围景物、水体、林草植被、野生动物资源和地形地貌。	本项目各新建钻井平台、集输管道及其施工范围均不涉及风景名胜区，不涉及该条例中禁止的活动，在严格控制施工范围，禁止施工人员进入风景名胜区，禁止在风景名胜区排污后，与该条例相符。
四川省风景名胜区条例	第二十二条　禁止在风景名胜区内设立各类开发区，禁止在核心景区内建设宾馆、招待所、培训中心、疗养院以及与风景名胜资源保护无关的其他建筑物、构筑物；已经建设的，应当按照风景名胜区规划，逐步拆除或者迁出，应当给予补偿的，依法补偿。禁止出租、出让风景名胜资源和风景名胜区。	本项目各新建钻井平台、集输管道及其施工范围均不涉及风景名胜

	第二十七条　在风景名胜区内禁止进行下列活动： （一）超过风景名胜区总体规划确定的容量接待游客； （二）非法占用风景名胜区土地； （三）从事开山、采石、挖砂取土、围湖造田、掘矿开荒、修坟立碑等改变地貌和破坏环境、景观的活动； （四）采伐、毁坏古树名木； （五）在景观景物及公共设施上擅自涂写刻画； （六）在禁火区域内吸烟、生火； （七）猎捕、伤害各类野生动物； （八）攀折树、竹、花、草； （九）向水域或者陆地乱扔废弃物； （十）敞放牲畜，违法放牧； （十一）其他损坏景观、生态和环境卫生等行为。 第二十九条　保护风景名胜区生物物种资源，维护风景名胜区生物多样性和特有性，不得向风景名胜区引进外来生物物种和转基因物种 第三十条　风景名胜区内禁止修建储存或者输送爆炸性、易燃性、放射性、毒害性、腐蚀性物品等危险品的设施，或者其他破坏景观、污染环境、妨碍游览和危害风景名胜区生态、公共安全的建筑物和构筑物。	区，不涉及该条例中禁止的活动，在严格控制施工范围，禁止施工人员进入风景名胜区，禁止在风景名胜区排污，施工完成及时恢复生态且不能引进外来物种后，与该条例相符。
玉蟾山风景名胜区总体规划	四、分级保护及措施—3、三级保护区 居民点、旅游服务设施、游览设施、交通设施、基础工程设施均须进行详细规划和设计，经有关部门批准后严格按规划实施。详细规划必须符合总体规划精神，区内建设要控制设施规模、建筑布局、层高体量、风格、色彩等，保持与风景环境的协调。基础工程设施必须符合相关技术规范和满足环保要求。须配置完整的治污设施，禁止会造成环境污染的项目进入。建立现有无关设施补偿机制，现有采矿、小水电站等设施逐步搬迁出去。 五、分类保护—5、发展控制区 ①可以准许原有土地利用方式与形态。居民点、游览设施、交通设施、基础工程设施均必须进行详细规划和设计，经规划行政主管部门批准后严格按规划实施。 ②详细规划必须符合总体规划精神，建设风貌必须与风景环境相协调，基础工程设施必须符合相关技术规范和满足环保要求。 ③以地带性植被和风景林培育为依据，加强环境恢复，完善风景景观环境。 ④在风景名胜区内进行建设活动的，建设单位、施工单位应当制定污染防治和水土保持方案，并采取有效措施，保护好周围景物、水体、林草植被、野生动物资源和地形地貌。	本项目各新建钻井平台、集输管道及其施工范围均不涉及风景名胜区，不涉及三级保护区、发展控制区中限制的活动，在严格控制施工范围，禁止施工人员进入风景名胜区，施工结束后及时生态恢复保护生态景观后，与该规划相符。

1.7.5 选址环境合理性分析

（1）总体规划的相容性分析

本项目所在区域不在泸县、龙马潭区城市总体规划区域以及各城镇总体规划内，不属于城镇用地，项目所在地主要发展农业、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

本次评价重点针对 6 个新建井场（含阳 101-5 集气站）和拟建集输管线进行选址合理性分析。

本项目各单项工程不涉及自然保护区、风景名胜区、森林公园等特殊或重要生态敏感区，井场占地和管线穿越范围均不涉及饮用水源及饮用水源保护区，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 1.7-10。

本次产能建设所涉及的各单项工程不涉及保护文物、风景名胜区、自然保护区、森林公园以及生态红线等环境敏感区，确保各单项工程项目选址周边无环境限制因素。

本项目钻井平台、集输工程施工期间临时占用永久基本农田，站场运行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，选址合理。

表 1.7-10　选址环境合理性分析表

井场		阳 101H5	阳 101H6	阳 101H8	阳 101H9	阳 101H11	阳 101H12	阳 101-5 集气站	集输管线
《四川省页岩气开采业污染防治技术政策》	页岩气开采区域和单体建设项目选址布局应避开人群聚集区；选址应符合城乡规划、土地利用规划、页岩气产业发展规划和生态环境功能区划	井场、集气站和管线选址均不涉及人群聚集地和城镇规划范围，项目所在地属于《国务院关于印发全国主体功能区规划的通知》（国发[2010]46 号）中重点开发区域，不属于重点生态功能区，符合页岩气产业发展规划和生态功能环境区划，项目实施不影响区域生态服务功能，符合							
	页岩气开发作业不得进入四川省生态红线规定的禁止开发区、自然保护区及缓冲区、风景名胜区核心景区、饮用水源保护区的一级及二级保护区以及文物保护单位等依法划定的需要特殊保护的区域	各单项工程占地及管线穿越区域均不位于四川省生态红线规定的禁止开发区、自然保护区及缓冲区、风景名胜区核心区、饮用水源保护区的一级及二级保护区以及文物保护单位等依法划定的需要特殊保护的区域，符合。							
	在岩溶区从事页岩气开采活动应结合区域水文地质和地下水补给、径流、排泄等条件，充分论证其选址合理性。钻井通过浅表岩溶层时，宜采用气体钻或清水钻工艺	本项目各新建平台、集输管线及集气站选址均不属于浅层岩溶区。且各平台钻井在导管段段采用清水钻工艺。符合。							
周边敏感目标分布情况	100m 范围	0	3 户 9 人	0	5 户 15 人	0	0	0	管线未穿越城镇等集中居民区，5m 范围内无居民点分布
	300m 范围	41 户 123 人	39 户 117 人	46 户 138 人	47 户 141 人	33 户 99 人	45 户 135 人	40 户 120 人	
	500m 范围	109 户 327 人	118 户 354 人	124 户 372 人	93 户 279 人	120 户 360 人	115 户 345 人	103 户 309 人	
	合理性分析	井场周边 500m 范围内不涉及学校、场镇、医院等集中居民区或高危性场所，仅分布部分分散居民点；管线不穿越城镇规划范围，两侧 5m 范围内不涉及敏感点分布；6 座新建井场井口 100m 范围内分布的居民建设单位将按《石油天然气钻井、开发、储运防火防爆安全生产技术规程》（SY/T 5225-2019）要求执行，不属于环保搬迁，选址合理。							
占用基本农田情况	占用面积（hm^2）	1.37	1.58	1.93	1.82	0.95	0.96	/	0.118
	合理性分析	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							

<table>
<tr><td></td><td></td><td colspan="8">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等其它敏感区域；管线首先受限于其服务范围，同时需尽可能避让生态敏感区、饮用水源、城镇规划范围等限制因素，另外还受地形、施工难度和风险、现有施工道路依托情况、穿越水体、重要道路情况等多方面因素的影响。因此，项目各单项工程将不可避免占用部分基本农田。
根据《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）要求，石油、天然气、页岩气、煤层气等油气战略性矿产的地质勘查，经批准可临时占用永久基本农田布设探井，在试采和取得采矿权后转为开采井的，可直接依法办理农用地转用和土地征收手续，按规定补划永久基本农田。
本项目属于民生工程，各单项工程施工前，建设单位均将按照相关要求办理用地手续，因此，项目符合《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）相关要求；根据统计结果，本项目各单项工程占用基本农田面积较小，且大部分为临时占用，项目实施完成后，将按要求进行土地复垦和生态恢复，对基本农田影响较小。综上所述，项目选址合理可行。</td></tr>
<tr><td rowspan="2">占用公益林情况</td><td>占用面积（hm^2）</td><td>不占用</td><td>不占用</td><td>不占用</td><td>不占用</td><td>不占用</td><td>不占用</td><td>不占用</td><td>0.11</td></tr>
<tr><td>合理性分析</td><td colspan="8">本项目新增的 6 个钻井平台不占用公益林，仅阳 101H8~阳 101H9 集输管线临时占用地方二级公益林，占用面积约 0.11 公顷。本次评价要求对占用生态公益林段，建设单位需经同级人民政府同意，报林业主管部门批准后，并有关规定如《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。此外在穿越公益林等林地时尽可能减少临时占地面积，施工后及时采取相应的恢复措施，以降低对地方公益林等的影响。综上所述，项目选址合理可行。</td></tr>
<tr><td rowspan="2">地下水环境</td><td>敏感情况</td><td colspan="8">本项目各场地范围不涉及地下水集中式饮用水源保护区等地下水环境敏感区，不在敏感区禁建范围内；各场地评价范围内均分布有较敏感的分散式饮用水井。</td></tr>
<tr><td>合理性分析</td><td colspan="8">本项目井场均在选址阶段位于红层碎屑岩地区，周围无落水洞、洼地、溶洞等岩溶发育地段；管线避开了居民分散式饮用水源泉点；整体上，区内各场地选址合理，在选址阶段已避开了与地下水环境相关的敏感区。</td></tr>
</table>

（3）产业布局的合理性

本项目区块范围内共有 1 座集气站，为本次工程新建。项目实施后，区块内阳 101H5、H6、H8、H9、H14 平台所开采的气体经集输管线输送至阳 101-5 集气站，而后由集输干线输送至阳 101-1 脱水站，依托阳 101-1 脱水站处理后外输；阳 101H11、H12 平台则依托区块外阳 101-6 集气站输送至阳 101-1 脱水站。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。

（4）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。仅有环境空气味不达标区。根据环境影响预测评价与分析以及区域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，阳 101 井区产能建设工程（一期）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。

（5）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，并充分借鉴区域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。

综上所述，阳 101 井区产能建设工程（一期）**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 区块范围内主要环境敏感目标

根据现场调查及与泸县及龙马潭区相关部门对接情况，本项目区块范围内不涉及泸县和龙马潭区生态保护红线，涉及的敏感区主要为四川省泸州市牛滩白鹤生态自然保护区、玉蟾山省级风景名胜区以及永久基本农田等。各生态敏

感区具体情况详见表 1.8-1。

表 1.8-1　　区块内主要环境敏感目标

环境敏感目标类型	环境敏感目标名称	与项目位置关系	环境敏感目标概况	保护要求
自然保护区	四川省泸州市牛滩白鹤生态自然保护区	区块位于自然保护区东侧，涉及自然保护区实验区，重叠面积约 0.0095km^2，不涉及自然保护区核心区和缓冲区。	四川泸州市牛滩镇白鹤生态自然保护区位于四川省泸州市泸县牛滩镇境内，包括牛滩镇天全村、横江村濑溪河沿岸范围内，主要包括天全村、横江村濑溪河湿地生态系与及两岸竹林、龙眼林等森林生态系统。保护区地理坐标为东经 105°20'18"至 105°22'15"，北纬 29°04'38"至 29°06'21"之间。海拔 295-413m，高差 118m。核心区为会咀上半岛、濑溪河会咀上段水面，面积为 100 hm^2；缓冲区和实验区为牛滩镇天全村、横江村、菜河村、马岭村、新林村；保护区总面积 1000 hm^2。	不得建设污染环境、破坏资源或者景观的生产设施；建设其他项目，其污染物排放不得超过国家和地方规定的污染物排放标准。
风景名胜区	玉蟾山省级风景名胜区	区块位于风景名胜区东南侧，涉及风景名胜区的发展控制区，重叠面积约 4.49 km^2，不涉及风景名胜区核心景区。	四川省泸县玉蟾风景名胜区于 1984 年 5 月正式成立，1989 年 8 月被四川省人民政府批准为省级风景名胜区，风景名胜区总面积 49.92km^2，玉蟾山风景区属亚热带山岳型风景区，以独特的蟾文化资源为特征，以良好的森林植被为背景，供文化观光和休闲活动的四川省省级风景名胜区。玉蟾山省级风景资源由二大类八中类二十六小类构成。以“峰、谷、岩、林”为基调，以独具特色的“蟾”文化、佛教文化和石刻景观为特色，景观特征可概括为以“秀、雅、幽、趣、奇”五字。金鳌峰的川南摩崖石刻、塔林、双蟾对鸣、八戒石、龙脑桥、古玉蟾关、流民图、罗汉街等，还有金鳌峰下、山麓及河流的自然景观要素，龙洞场景区等，景点较多，适	在风景名胜区内禁止进行下列活动:(一)开山、采石、开矿、开荒、修坟立碑等破坏景观、植被和地形地貌的活动;(二)修建储存爆炸性、易燃性、放射性、毒害性、腐蚀性物品的设施;(三)在景物或者设施上刻划、涂污;(四)乱扔垃圾。

			宜展示和开展旅游活动。规划风景区按资源分级保护规划划分一级、二级和三级保护区；按资源分类保护，划分为史迹保护区；自然景观保护区；风景游览区；风景恢复区；发展控制区。	
永久基本农田	永久基本农田	区块范围内共分布有永久基本农田 28.72km^2。		除法律规定的重点建设项目选址确实无法避让外，其他任何建设不得占用。禁止在永久基本农田保护区建窑、建房、建坟、挖砂、采石、采矿、取土、堆放固体废弃物或者进行其他破坏永久基本农田的活动。禁止占用永久基本农田发展林果业和挖塘养鱼；
水土流失重点治理区	泸县水土流失重点治理区	《四川省水利厅关于印发<四川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）泸县属于四川省划定的省级重点治理区中的沱江下游省级水土流失重点治理区；根据《泸县水土保持两区划分》，区块范围内涉及泸县水土流失重点治理区和重点预防区；	根据泸县水土保持两区划分，区块内主要为低山土壤保持区和深丘土壤保持区为主；	结合当地自然条件和工程建设情况，采取水土保持防治措施，防治项目建设产生水土流失为重点，改善项目区生态环境，将水土保持方案的实施过程与主体工程施工工序紧密结合，使工程建设造成的水土流失得到及时有效控制，在措施设计上尽可能做到技术上可行，经济上合理
公益林	国家级公益林、地方公益林	区块内共有公益林 0.224km^2，其中二级国家级公益林 0.088 km^2、地方公益林 0.136km^2。	主要为防护林，生态功能为水源涵养和水土保持。	严格执行《国家级公益林管理办法》，禁止在国家级公益林地开垦、采石、采沙、取土，严格控制勘查、开采矿藏和工程建设征收、征用、占用国家级公益林地。除国务院有关部门和省级人民政府批准的基础设施建设项目外，不得征收、征用、占用一级国家级公益林地。在不破坏森林生态系统功能的前提下，可以合理利用二级国

				家级公益林的林地资源，适度开展林下种植养殖和森林游憩等非木质资源开发与利用，科学发展林下经济。

1.8.2 项目主要环境保护目标

（1）环境空气、声环境保护目标

区块各钻井平台以及集输工程评价范围内不涉及场镇，环境保护目标主要为分散居民点。各平台级各集输管线环境保护目标分布总体情况见表 1.8-2，表 1.8-3，详细情况见表 1.8-4~1.8-10。

表 1.8-2　　各钻井平台井口及管线周边环境保护目标分布总体情况

距离（m） 平台	300m 范围内	500m 范围内
阳 101H5	41 户 123 人	119 户 357 人
阳 101H6（阳 101-5 集气站）	42 户 126 人	118 户 354 人
阳 101H8	59 户 177 人	145 户 435 人
阳 101H9	47 户 141 人	105 户 315 人
阳 101H11	35 户 105 人	132 户 396 人
阳 101H12	45 户 135 人	119 户 357 人
阳 101H14	40 户 120 人	117 户 351 人

备注：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，以落实“井口距民宅不小于100m”井场布置要求，故未将100m范围的居民计入敏感点。

表1.8-3　　各集输管线沿线环境保护目标分布总体情况

集输管线	保护目标	位置	距离	属性	环境特征
阳 101H5~阳 101H14	散户居民	管线两侧	10~200m	分散居民点	约 182 户，546 人
阳 101H14~阳 101-5 集气站	散户居民	管线两侧	11~200m	分散居民点	约 303 户，909 人
阳 101H8~阳 101H9	散户居民	管线两侧	10~200m	分散居民点	约 159 户，477 人
阳 101H9~阳 101-5 集气站	散户居民	管线两侧	6~200m	分散居民点	约 175 户，525 人
阳 101-5 集气站~阳 101-1 脱水站	散户居民	管线两侧	13~200m	分散居民点	约 272 户，816 人
阳 101H11~阳 101H12	散户居民	管线两侧	6~200m	分散居民点	约 149 户，447 人
阳 101H12~阳 101-6 集气站	散户居民	管线两侧	8~200m	分散居民点	约 173 户，477 人

表 1.8-4　　阳 101H5 井场环境保护目标

序号	名称	位置及距离（m）			环境特征
		方位	与井口距离	与井场边界距离	
1	散户居民	西北	165~275	117~237	约 15 户 45 人
2	散户居民	西	154~195	100~140	约 11 户 22 人
3	散户居民	东南	110~195	60~155	约 12 户 36 人

4	散户居民	南	270~300	250~280	约 3 户 9 人
5	散户居民	东	300~400	235~330	约 8 户 24 人
6	散户居民	东	360~490	305~440	约 11 户 33 人
7	散户居民	东北	405~500	350~445	约 11 户 33 人
8	散户居民	北	355~410	320~375	约 6 户 18 人
9	散户居民	西	320~485	265~430	约 17 户 51 人
10	散户居民	西南	345~480	290~425	约 10 户 30 人
11	散户居民	南	325~450	300~425	约 5 户 15 人
12	散户居民	东南	305~470	250~415	约 10 户 30 人

表 1.8-5　　阳 101H6 井场环境保护目标

序号	名称	位置及距离（m）			环境特征
		方位	与井口距离	与井场边界距离	
1	散户居民	东	80~175	15~115	约 12 户 36 人
2	散户居民	东南	205~300	130~245	约 10 户 30 人
3	散户居民	南	160~300	100~230	约 13 户 39 人
4	散户居民	西	190~290	120~220	约 10 户 30 人
5	散户居民	北	275~280	200~205	约 2 户 6 人
6	散户居民	北	375~500	305~430	约 10 户 30 人
7	散户居民	东北	320~500	265~425	约 15 户 45 人
8	散户居民	南	380~480	305~405	约 15 户 45 人
9	散户居民	西南	465~500	415~450	约 9 户 27 人
10	散户居民	西	305~490	240~425	约 19 户 57 人
11	散户居民	西北	445~500	385~435	约 5 户 15 人

表 1.8-6　　阳 101H8 井场环境保护目标

序号	名称	位置及距离（m）			环境特征
		方位	与井口距离	与井场边界距离	
1	散户居民	东北	100~170	50~115	约 10 户 30 人
2	散户居民	北	160~245	125~200	约 16 户 48 人
3	散户居民	西南	180~265	125~215	约 7 户 21 人
4	散户居民	南	135~300	103~230	约 16 户 48 人
5	散户居民	东	275~300	220~245	约 10 户 30 人
6	散户居民	南	305~490	275~460	约 25 户 75 人
7	散户居民	东南	340~500	285~450	约 29 户 87 人
8	散户居民	东	370~418	322~367	约 3 户 9 人
9	散户居民	北	315~490	280~455	约 13 户 39 人
10	散户居民	北	335~415	275~355	约 4 户 12 人
11	散户居民	西北	330~495	280~445	约 3 户 9 人
12	散户居民	西南	335~490	275~430	约 9 户 27 人

表 1.8-7　　阳 101H9 井场环境保护目标

序号	名称	位置及距离（m）			环境特征
		方位	与井口距离	与井场边界距离	
1	散户居民	西	70~155	20~90	约 11 户 33 人
2	散户居民	东北	130~270	60~205	约 17 户 51 人

3	散户居民	西南	218~285	143~225	约 16 户 48 人
4	散户居民	东南	285~300	240~255	约 5 户 15 人
5	散户居民	东	330~480	255~410	约 26 户 78 人
6	散户居民	东北	350~430	280~365	约 2 户 6 人
7	散户居民	西北	340~475	250~400	约 15 户 45 人
8	散户居民	西南	305~380	240~320	约 10 户 30 人
9	散户居民	南	375~405	300~360	约 3 户 9 人

表 1.8-8　　阳 101H11 井场环境保护目标

序号	名称	位置及距离（m）			环境特征
		方位	与井口距离	与井场边界距离	
1	散户居民	西	110~285	60~235	约 9 户 27 人
2	散户居民	南	145~290	83~245	约 18 户 54 人
3	散户居民	东北	143~295	95~265	约 8 户 24 人
4	散户居民	东北	305~490	270~465	约 20 户 60 人
5	散户居民	西北	335~500	280~445	约 12 户 36 人
6	散户居民	西	310~495	280~430	约 18 户 54 人
7	散户居民	西南	345~410	305~365	约 12 户 36 人
8	散户居民	南	302~495	245~435	约 25 户 75 人
9	散户居民	东南	460~495	390~430	约 10 户 30 人

表 1.8-9　　阳 101H12 井场环境保护目标

序号	名称	位置及距离（m）			环境特征
		方位	与井口距离	与井场边界距离	
1	散户居民	西北	145~240	103~180	约 6 户 18 人
2	散户居民	东北	105~155	68~92	约 19 户 57 人
3	散户居民	南	135~295	94~272	约 12 户 36 人
4	散户居民	西	202~283	145~225	约 8 户 24 人
5	散户居民	西	305~495	248~435	约 14 户 42 人
6	散户居民	西北	405~475	337~417	约 7 户 21 人
7	散户居民	北	315~485	255~430	约 17 户 51 人
8	散户居民	东南	350~498	290~435	约 18 户 54 人
9	散户居民	南	305~475	278~450	约 5 户 15 人
10	散户居民	西南	350~485	305~425	约 13 户 42 人

表 1.8-10　　阳 101H14 井场环境保护目标

序号	名称	位置及距离（m）			环境特征
		方位	与井口距离	与井场边界距离	
1	散户居民	西	128~250	68~192	约 10 户 30 人
2	散户居民	北	165~290	105~240	约 11 户 33 人
3	散户居民	东	180~280	118~198	约 9 户 27 人
4	散户居民	南	136~290	75~200	约 10 户 30 人
5	散户居民	南	305~480	230~395	约 16 户 48 人
6	散户居民	西南	303~493	252~428	约 21 户 63 人
7	散户居民	西北	425~490	350~415	约 10 户 30 人
8	散户居民	东北	365~495	295~425	约 30 户 90 人

（2）地表水环境保护目标

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管道施工过程穿越的各类河流，详见表 1.8-11。

表 1.8-11　　管线穿越主要水体

序号	穿越管线	水体名称	穿越次数	穿越长度（m）	水域功能
1	阳 101H5 平台~阳 101H14 平台集气支线	马溪河	1	20	III 类
2	阳 101H8 平台~阳 101H9 平台集气支线	马溪河	1	20	
3	阳 101H14 平台~阳 101-5 集气站平台集气支线	宋观沟	1	5	

（3）生态环境保护目标

本区块内新建各钻井平台及集输管道均不涉及生态敏感区，不涉及泸县、龙马潭区生态保护红线。故评价范围内生态保护目标主要为生态评价范围内的自然保护区、风景名胜区、水产种质资源保护区、永久基本农田等。

表1.8-12　　生态环境保护目标统计表

序号	名称	级别	与项目关系	环境敏感目标概况	保护要求
1	四川省泸州市牛滩白鹤生态自然保护区	市级	本区块内新建各钻井平台及集输管道均不涉及四川省泸州市牛滩白鹤生态自然保护区。保护区与最近的井站（H11）相距约 1130m，与最近的集输管道（H11~H12）相距约 930m。	四川泸州市牛滩镇白鹤生态自然保护区位于四川省泸州市泸县牛滩镇境内，包括牛滩镇天全村、横江村濑溪河沿岸范围内，主要包括天全村、横江村濑溪河湿地生态系与及两岸竹林、龙眼林等森林生态系统。保护区地理坐标为东经 105°20'18"至 105°22'15",北纬 29°04'38"至 29°06'21"之间。海拔 295-413m，高差 118m。核心区为会咀上半岛、濑溪河会咀上段水面，面积为 100 hm^2；缓冲区和实验区为牛滩镇天全村、横江村、菜河村、马岭村、新林村；保护区总面积 1000 hm^2。	不得建设污染环境、破坏资源或者景观的生产设施；建设其他项目，其污染物排放不得超过国家和地方规定的污染物排放标准。
2	玉蟾山省级风景名胜区	省级	本区块内新建各钻井平台及集输管道均不涉及玉蟾山省级风景名胜区。与最近的井站（H8）相距约 278m，与最近的集输管道（H5~H14）相距约	四川省泸县玉蟾风景名胜区于 1984 年 5 月正式成立，1989 年 8 月被四川省人民政府批准为省级风景名胜区，风景名胜区总面积 49.92km^2，玉蟾山省级风景名胜区属亚热带山岳型风景区，以独特的蟾文化资源为特征，以良	在风景名胜区内禁止进行下列活动:(一)开山、采石、开矿、开荒、修坟立碑等破坏景观、植被和地形地貌的活动;(二)修建储存爆

			90m。	好的森林植被为背景，供文化观光和休闲活动的四川省省级风景名胜区。玉蟾山风景资源由二大类八中类二十六小类构成。以“峰、谷、岩、林”为基调，以独具特色的“蟾”文化、佛教文化和石刻景观为特色，景观特征可概括为以“秀、雅、幽、趣、奇”五字。金鳌峰的川南摩崖石刻、塔林、双蟾对鸣、八戒石、龙脑桥、古玉蟾关、流民图、罗汉街等，还有金鳌峰下、山麓及河流的自然景观要素，龙洞场景区等，景点较多，适宜展示和开展旅游活动。规划风景区按资源分级保护规划划分一级、二级和三级保护区；按资源分类保护，划分为史迹保护区；自然景观保护区；风景游览区；风景恢复区；发展控制区。	炸性、易燃性、放射性、毒害性、腐蚀性物品的设施;(三)在景物或者设施上刻划、涂污;(四)乱扔垃圾。
3	濑溪河翘嘴鲌蒙古鲌国家级水产种质资源保护区	国家级	本区块范围内不涉及濑溪河翘嘴鲌蒙古鲌国家级水产种质资源保护区。根据叠图分析，阳 101H8 平台~阳 101H9 平台管线穿越濑溪河支流马溪河，穿越点位于水产种质资源保护区上游，距离水产种质资源保护区实验区（马溪河入河口）约 1km；马溪河入河口位于该水产种质资源保护区核心区下游约 9.3km。	濑溪河翘嘴鲌蒙古鲌国家级水产种质资源保护区为濑溪河泸县段，位于四川盆地南端的长江上游，地处东经：105°21′24.91″—105°28′16.59″，北纬：29°02′25.53″—29°17′01.71″之间，全长 58 km，面积 1880 公顷。保护区核心区为方洞镇接滩至福集镇万田，长 20 公里，面积 520 公顷，占整个保护区面积的 27.66%。实验区为福集镇万田至牛滩镇小石磊，长 38 公里，面积 1360 公顷，占整个保护区面积的 72.34%。	禁止在水产种质资源保护区内新建排污口；在水产种质资源保护区附近新建、改建、扩建排污口，应当保证保护区水体不受污染；禁止在水产种质资源保护区内从事围湖造田、围海造地或围填海工程。
4	生态保护红线	/	本区块内新建各钻井平台及集输管道均不涉及泸县生态保护红线。生态保护红线（四川省玉蟾森林自然公园）与最近的井站（H8）相距约 1869m。	泸县境内共划定 6.81km^2 的生态保护红线，主要包括长江上游珍稀特有鱼类国家级自然保护区、四川省玉蟾森林自然公园、长江上游珍稀特有鱼类国家级自然保护区等。	生态保护红线的主体功能不受影响。
5	永久基本农田	/	本项目共占用基本农田 0.204km^2，其中集输管线临时占用 0.118km^2，各井场钻前施工建设临时占用基本农田 0.086km^2（其中约 0.039km^2 后期将转为永久占地（站场））。		除法律规定的重点建设项目选址确实无法避让外，其他任何建设不得占用。禁止在永久基本农田

				保护区建窑、建房、建坟、挖砂、采石、采矿、取土、堆放固体废弃物或者进行其他破坏永久基本农田的活动。禁止占用永久基本农田发展林果业和挖塘养鱼；
6	公益林	/	本项目永久占地均不涉及公益林，阳 101H8 平台~阳 101H9 平台管线临时占地涉及二级国家公益林，长度约 35m，临时占地面积约 1100m^2。	严格执行《国家级公益林管理办法》
7	古树名木	项目占地范围内未见有野生保护植物、古树名木分布。		
8	保护动物	评价范围内有国家 II 级保护动物 14 种，四川省省级重点保护野生鸟类 5 种，主要分布于牛滩白鹤生态自然保护区、玉蟾山省级风景名胜区内。国家 II 级保护动物：豹猫、画眉、苍鹰、雀鹰、鹰雕、白尾鹞、红隼、红腹角雉、勺鸡、红腹锦鸡、白冠长尾雉、雕鸮、鹰鸮、长耳鸮；四川省省级重点保鸟类：黑啄木鸟、小鿳鹛、普通鸬鹚、栗苇鳽、鹰鹃		

（4）地下水环境保护目标

根据现场走访调查结果表明，本项目地下水保护目标主要为各井场、站场所在评价区范围内分散式饮用水井和浅层侏罗系沙溪庙组~自流井组碎屑岩类裂隙孔隙含水层以及局部的须家河组砂页岩层间裂隙水，井场、管线评价范围内分布有居民分散式饮用水井总计约 103 处，其中与井口和管线的最近分散式饮用水源距离为约 116m、22m。各评价范围内地下水环境保护目标空间分布情况见附图 13。

表 1.8-13　　各井场所在水文地质单元主要地下水保护目标统计一览表

水文地质单元	编号	地理位置	经度	纬度	调查点类型	与本项目相对位置关系	含水层岩性	水井数量/口	井深/m	水位埋深/m	水位高程/m	分散供水规模
Ⅰ区马溪河地下水系统内主要保护目标统计												
Ⅰ-1 马溪河右岸地下水系统	Ⅰ-1-1 阳 101H5 平台评价范围内保护目标											
	W1	高滩口	***	***	民井	H5 平台 11°方向 130m（上游）	砂岩、砂质泥岩	2	5	2	288	供 2 户 5 人
	W2	罗米坝	***	***	民井	H5 平台 215°方向 228m（侧向）	砂岩、砂质泥岩	3	8	2.6	276	供 5 户 15 人
	W3	皂角湾	***	***	民井	H5 平台 110°方向 229m（侧向）	砂岩、砂质泥岩	1	10	2.8	283	供 1 户 2 人
	W4	黄角树	***	***	机井	H5 平台 159°方向 322m（下游）	砂岩、砂质泥岩	3	18	2.5	275	供 2 户 4 人
	W5	汤湾子	***	***	民井	H5 平台 155°方向 587m（下游）	砂岩、砂质泥岩	3	13	3	281	供 4 户 10 人
	W6	柑子湾	***	***	民井	H5 平台 183°方向 606m（下游）	砂岩、砂质泥岩	1	11	3.2	275	无人饮用
	W7	小河沟	***	***	民井	H5 平台 180°方向 996m（下游）	砂岩、砂质泥岩	2	15	2	275	供 2 户 5 人
	W8	城广坝	***	***	机井	H5 平台 213°方向 962m(下游侧向)	砂岩、砂质泥岩	3	20	2.8	282	供 4 户 12 人
	W9	沙冲子	***	***	民井	H5 平台 146°方向 929m(下游侧向)	砂岩、砂质泥岩	2	7	2.6	278	供 2 户 5 人
	W10	高石塌	***	***	民井	H5 平台 259°方向 641m（侧向）	砂岩、砂质泥岩	1	5	1.5	286	无人饮用
	W11	尖山头	***	***	机井	H5 平台 55°方向 770m（侧向）	砂岩、砂质泥岩	3	30	5.5	280	4 户 15 人
	W12	松林	***	***	民井	H5 平台 23°方向 855m（上游）	砂岩、砂质泥岩	2	15	3.1	314	供 2 户 5 人
	W13	大园子	***	***	泉点	H5 平台 344°方向 1216m（上游）	泥岩、细砂岩	0	0	0	301	供 3 户 10 人
	W14	独坂桥	***	***	民井	H5 平台 313°方向 1044m（上游）	泥岩、细砂岩	1	5	1.5	325	供 1 户 2 人
	W15	枇杷沟	***	***	泉点	H5 平台 358°方向 2294m（上游）	砂岩、粉砂岩夹泥岩	0	0	0	375	供 2 户 5 人
	W16	小湾子	***	***	泉点	H5 平台 12°方向 1591m（上游）	泥岩、细砂岩	0	0	0	330	无人饮用
	Ⅰ-1-2 阳 101H8 平台评价范围内											
	W17	回龙湾	***	***	民井	H8 平台 313°方向 605m（上游）	砂岩、砂质泥岩	1	5	1	275	供 1 户 2 人
	W18	小窝塘	***	***	民井	H8 平台 231°方向 204m（侧向）	砂岩、砂质泥岩	2	7	2.8	265	供 2 户 5 人
	W19	老屋头	***	***	民井	H8 平台 26°方向 370m（侧向）	砂岩、砂质泥岩	1	11	3.2	271	供 1 户 2 人
	W20	庙子山	***	***	机井	H8 平台 89°方向 116m（下游）	砂岩、砂质泥岩	1	18	3	266	供 1 户 5 人

	W21	回龙坝	***	***	民井	H8 平台 116 °方向 343m（下游）	砂岩、砂质泥岩	2	13	3	268	供 2 户 5 人
	W22	宋河坝	***	***	民井	H8 平台 160 °方向 487m（下游）	砂岩、砂质泥岩	1	6	1.8	274	供 2 户 5 人
	W23	杨湾子	***	***	民井	H8 平台 238 °方向 538m（侧向）	砂岩、砂质泥岩	1	8	1.5	284	无人饮用
	W24	古二井	***	***	民井	H8 平台 292 °方向 1169m（侧向）	砂岩、砂质泥岩	2	8	3	292	供 2 户 5 人
	W25	松林头	***	***	民井	H8 平台 262 °方向 659m（侧向）	砂岩、砂质泥岩	2	13	3.3	297	供 2 户 5 人
	W26	油茶沟	***	***	泉点	H8 平台 310 °方向 1519m（上游）	砂岩、粉砂岩夹泥岩	0	0	0	361	无人饮用
Ⅰ-2 马溪河左岸地下水系统	Ⅰ-2-1 阳 101H14 平台评价范围内											
	w85	和尚岩	***	***	民井	H14 平台 147 °方向 328m（上游）	砂岩、砂质泥岩	2	7	2	291	供 2 户 5 人
	w86	塘坎上	***	***	机井	H14 平台 24 °方向 292m（下游）	砂岩、砂质泥岩	3	16	3	276	供 3 户 6 人
	w87	石磙田	***	***	民井	H14 平台 127 °方向 184m（下游）	砂岩、砂质泥岩	2	11	2.8	286	供 3 户 7 人
	w88	道长咀	***	***	机井	H14 平台 350 °方向 129m（下游）	砂岩、砂质泥岩	2	15	2.9	279	供 1 户 2 人
	w89	石磙田	***	***	民井	H14 平台 222 °方向 241m（侧向）	砂岩、砂质泥岩	1	6	2.6	276	无人饮用
	w90	青林	***	***	民井	H14 平台 179 °方向 535m（上游）	砂岩、砂质泥岩	3	22	4.5	281	供 3 户 7 人
	w91	顺民村	***	***	民井	H14 平台 217 °方向 953m（侧向）	砂岩、砂质泥岩	1	8	1.7	301	无人饮用
	w92	碾子坝	***	***	民井	H14 平台 221 °方向 565m（侧向）	砂岩、砂质泥岩	2	12	3	270	供 2 户 5 人
	w93	河坝头	***	***	民井	H14 平台 260 °方向 719m（侧向）	砂岩、砂质泥岩	2	15	3	281	供 2 户 5 人
	w94	牛儿湾	***	***	民井	H14 平台 292 °方向 408m（下游）	砂岩、砂质泥岩	3	14	3.4	274	供 3 户 10 人
	Ⅰ-2-2 阳 101H6 和阳 101H9 平台评价范围内											
	W27	桃湾	***	***	机井	H6 平台 283 °方向 943m（上游）	砂岩、砂质泥岩	2	25	4	340	无人饮用
	W28	杜院子	***	***	机井	H6 平台 1 °方向 233m（侧向）	砂岩、砂质泥岩	2	25	3.5	332	供 2 户 5 人
	W29	大白门	***	***	民井	H6 平台 177 °方向 270m（侧向）	砂岩、砂质泥岩	3	10	3.2	331	供 3 户 7 人
	W30	大白门	***	***	泉	H6 平台 114 °方向 224m（下游）	砂岩、砂质泥岩	0	0	0	332	供 1 户 2 人
	W31	豆土湾	***	***	民井	H6 平台 97 °方向 475m（下游）	砂岩、砂质泥岩	1	8	2.2	311	供 2 户 5 人
	W32	汪滩子	***	***	民井	H6 平台 80 °方向 986m（下游）	砂岩、砂质泥岩	2	12	2.5	312	供 2 户 5 人
	W33	湾头	***	***	机井	H6 平台 45 °方向 974m（下游）	砂岩、砂质泥岩	2	15	2.8	341	供 2 户 5 人
	W34	土地湾	***	***	机井	H6 平台 66 °方向 1245m（下游）	砂岩、砂质泥岩	3	18	2.8	303	供 3 户 10 人
	W35	长石踏	***	***	民井	H6 平台 110 °方向 1468m（上游）	砂岩、砂质泥岩	1	9	2	341	供 1 户 2 人
	W36	湾头	***	***	民井	H6 平台 140 °方向 1882m（上游）	砂岩、砂质泥岩	2	8	1.5	372	供 2 户 5 人
	W37	乔土湾	***	***	民井	H6 平台 103 °方向 2442m（上游）	砂岩、砂质泥岩	2	13	2.6	350	供 3 户 8 人

	W38	斑竹林	***	***	泉点	H6 平台 164 °方向 2203m（上游）	砂岩、砂质泥岩	0	0	0	366	供 1 户 2 人
	W39	铁匠咀	***	***	机井	H6 平台 163 °方向 1540m（上游）	砂岩、砂质泥岩	4	25	4.2	350	供 5 户 15 人
	W40	廋田边	***	***	机井	H6 平台 161 °方向 775m(上游侧向)	砂岩、砂质泥岩	3	25	3.8	337	供 3 户 12 人
	W41	鞍头	***	***	机井	H6 平台 7 °方向 1289m（下游）	砂岩、砂质泥岩	3	18	2.5	317	供 3 户 10 人
	W42	麦沟	***	***	机井	H6 平台 324 °方向 1026m（侧向）	砂岩、砂质泥岩	2	13	3.2	323	供 2 户 5 人
	W43	柑子园	***	***	民井	H6 平台 341 °方向 1853m（侧向）	砂岩、砂质泥岩	2	8	2.3	320	供 2 户 5 人
	W44	柿子坝	***	***	机井	H6 平台 1 °方向 3147m（下游）	砂岩、砂质泥岩	3	26	3.6	275	供 3 户 10 人
	W45	牛角田	***	***	民井	H6 平台 347 °方向 2646m（下游）	砂岩、砂质泥岩	1	15	3.2	285	供 1 户 2 人
	W46	吴家湾	***	***	民井	H6 平台 327 °方向 2502m（下游）	砂岩、砂质泥岩	3	8	2	289	供 3 户 10 人
	W47	王坝	***	***	民井	H9 平台 174 °方向 1852m（上游）	砂岩、砂质泥岩	2	18	2.8	343	供 2 户 5 人
	W48	大老山	***	***	机井	H9 平台 142 °方向 1996m（上游）	砂岩、砂质泥岩	3	22	4.1	341	供 3 户 8 人
	W49	油灯田	***	***	机井	H9 平台 162 °方向 2811m（上游）	砂岩、砂质泥岩	3	25	4	338	供 4 户 10 人
	W50	皮匠口	***	***	机井	H9 平台 174 °方向 1160m（上游）	砂岩、砂质泥岩	2	30	3.8	332	供 2 户 5 人
	W51	菜籽沟	***	***	民井	H9 平台 177 °方向 193m（下游）	砂岩、砂质泥岩	1	7	1.5	298	供 1 户 2 人
	W52	菜籽沟	***	***	民井	H9 平台 265 °方向 315m（侧向）	砂岩、砂质泥岩	2	13	2.6	287	供 2 户 5 人
	W53	松林沟	***	***	民井	H9 平台 316 °方向 214m（上游）	砂岩、砂质泥岩	2	12	3	292	供 2 户 6 人
	W54	菜籽沟	***	***	机井	H9 平台 202 °方向 419m（下游）	砂岩、砂质泥岩	1	16	3.5	290	供 1 户 2 人
	W55	三草湾	***	***	机井	H9 平台 225 °方向 1143m（侧向）	砂岩、砂质泥岩	3	22	2.8	276	供 3 户 10 人
	W56	马蹄湾	***	***	民井	H9 平台 217 °方向 1597m（侧向）	砂岩、砂质泥岩	1	8	2	283	供 1 户 2 人
	W57	高石坎	***	***	民井	H9 平台 187 °方向 2152m（下游）	砂岩、砂质泥岩	2	15	3.4	328	供 2 户 4 人
	W58	五里灯	***	***	民井	H9 平台 247 °方向 1080m（下游）	砂岩、砂质泥岩	2	12	4	281	供 2 户 5 人
	W59	古屋脊	***	***	民井	H9 平台 326 °方向 906m（下游）	砂岩、砂质泥岩	1	11	3.5	288	供 1 户 2 人
	W60	黄湾	***	***	民井	H6 平台 319 °方向 3184m（下游）	砂岩、砂质泥岩	1	12	4	276	供 1 户 2 人
II 区三溪口地下水系统内主要保护目标统计												
II-1 三河口右岸地下水系统	II-1-1 阳 101H11 和阳 101H12 平台评价范围内保护目标统计											
	W61	竹林池	***	***	机井	H12 平台 11 °方向 399m（上游）	砂岩、砂质泥岩	3	18	4	300	供 3 户 8 人
	W62	狮子山	***	***	机井	H12 平台 88 °方向 199m（侧向）	砂岩、砂质泥岩	2	15	3.6	299	供 2 户 5 人
	W63	南湾	***	***	机井	H12 井场 165 °方向 430m（下游）	砂岩、砂质泥岩	2	20	3.4	295	供 2 户 5 人
	W64	大沟头	***	***	民井	H11 平台 11 °方向 185m（上游）	砂岩、砂质泥岩	1	8	2	284	供 1 户 2 人

	W65	锅耳子	***	***	民井	H11 平台 149 °方向 300m（下游）	砂岩、砂质泥岩	2	9	1.8	274	供 2 户 4 人
	W66	檀木林	***	***	民井	H11 平台 146 °方向 901m（下游）	砂岩、砂质泥岩	3	8	1.8	274	供 3 户 12 人
	W67	坪上	***	***	机井	H12 平台 7 °方向 938m（上游）	砂岩、砂质泥岩	2	13	2.2	313	供 2 户 5 人
	W68	桂园湾	***	***	机井	H12 平台 306 °方向 771m（侧向）	砂岩、砂质泥岩	4	16	3.2	288	供 4 户 15 人
	W69	河咀上	***	***	机井	H12 平台 269 °方向 1081m（侧向）	砂岩、砂质泥岩	2	18	2.6	281	供 2 户 5 人
	W70	罗院子	***	***	机井	H12 平台 221 °方向 983m（侧向）	砂岩、砂质泥岩	2	15	2.5	302	供 2 户 5 人
	W71	酒房头	***	***	民井	H11 平台 13 °方向 1059m（上游）	砂岩、砂质泥岩	1	8	2	296	供 1 户 2 人
	W72	凉坳	***	***	机井	H12 平台 190 °方向 1058m（下游侧向）	砂岩、砂质泥岩	1	12	2.8	307	供 1 户 2 人
	W73	大沟头	***	***	民井	H12 平台 204 °方向 634m（侧向）	砂岩、砂质泥岩	2	8	3	308	供 2 户 5 人
	W74	老砖房	***	***	机井	H11 平台 83 °方向 719m（侧向）	砂岩、砂质泥岩	3	11	3	276	供 3 户 8 人
	W75	观音沟	***	***	机井	H12 平台 197 °方向 1638m（下游侧向）	砂岩、砂质泥岩	1	12	3	293	供 1 户 2 人
	W76	沙土头	***	***	机井	H11 平台 219 °方向 772m（下游侧向）	砂岩、砂质泥岩	2	13	3	295	供 3 户 8 人
	W77	河坝头	***	***	泉	H11 平台 173 °方向 1382m（下游）	砂岩、砂质泥岩	0	0	0	274	供 3 户 10 人
	W78	松林口	***	***	机井	H11 平台 198 °方向 2099m（下游）	砂岩、砂质泥岩	2	15	3.5	267	供 2 户 5 人
	W79	下庄	***	***	机井	H11 平台 194 °方向 1171m（下游）	砂岩、砂质泥岩	3	18	3.2	293	供 3 户 7 人
	W80	八甲村	***	***	机井	H11 平台 212 °方向 1568m（下游）	砂岩、砂质泥岩	2	15	4	291	供 2 户 5 人
	W81	新桥	***	***	机井	H11 平台 157 °方向 1820m（下游）	砂岩、砂质泥岩	2	13	3.8	280	供 2 户 5 人
	w82	陈湾	***	***	机井	H11 平台 225 °方向 2312m（下游）	砂岩、砂质泥岩	1	16	4	263	供 1 户 2 人
	W83	黄角坳	***	***	民井	H11 平台 199 °方向 2555m（下游）	砂岩、砂质泥岩	2	8	2	275	供 2 户 5 人
	W84	老罐沟	***	***	民井	H11 平台 216 °方向 2548m（下游）	砂岩、砂质泥岩	3	7	1.5	264	供 3 户 8 人
	w102	新砖房	***	***	民井	H11 平台 116 °方向 1075m（下游）	砂岩、砂质泥岩	3	8	2	285	供 3 户 8 人
	w103	白杨湾	***	***	机井	H11 平台 331 °方向 681m（上游）	砂岩、砂质泥岩	1	14	4	309	供 1 户 2 人

表 1.8-14　　集输管线评价范围内主要地下水保护目标统计一览表

名称	编号	地理位置	经度	纬度	调查点类型	与本项目相对位置关系	含水层岩性	水井数量/口	井深/m	水位埋深/m	水位高程/m	分散供水规模
Y 阳 101H8~Y 阳 101H9~Y 阳 101-5 集气站~阳 101-1 脱水站集输管线	W18	小窝塘	***	***	民井	西侧 180m	砂岩、砂质泥岩	2	7	2.8	265	供 2 户 5 人
	W20	庙子山	***	***	机井	东侧 122m	砂岩、砂质泥岩	1	18	3	266	供 1 户 5 人
	W22	宋河坝	***	***	民井	东侧 80m	砂岩、砂质泥岩	1	6	1.8	274	供 2 户 5 人
	W28	杜院子	***	***	机井	西侧 45m	砂岩、砂质泥岩	2	25	3.5	332	供 2 户 5 人
	W29	大白门	***	***	民井	西侧 120m	砂岩、砂质泥岩	3	10	3.2	331	供 3 户 7 人
	W30	大白门	***	***	泉点	东侧 140m	砂岩、砂质泥岩	0	0	0	332	供 1 户 2 人
	W38	斑竹林	***	***	泉点	东侧 75m	砂岩、砂质泥岩	0	0	0	366	供 1 户 2 人
	W39	铁匠咀	***	***	机井	西侧 94m	砂岩、砂质泥岩	4	25	4.2	350	供 5 户 15 人
	W40	廋田边	***	***	机井	西侧 55m	砂岩、砂质泥岩	3	25	3.8	337	供 3 户 12 人
	W42	麦沟	***	***	机井	南侧 32m	砂岩、砂质泥岩	2	13	3.2	323	供 2 户 5 人
	W51	菜籽沟	***	***	民井	南侧 133m	砂岩、砂质泥岩	1	7	1.5	298	供 1 户 2 人
	W52	菜籽沟	***	***	民井	北侧 78m	砂岩、砂质泥岩	2	13	2.6	287	供 2 户 5 人
	W53	松林沟	***	***	民井	北侧 180m	砂岩、砂质泥岩	2	12	3	292	供 2 户 6 人
	W58	五里灯	***	***	民井	南侧 55m	砂岩、砂质泥岩	2	12	4	281	供 2 户 5 人
Y 阳 101H5~Y 阳 101H14~Y 阳 101-5 集气站	W1	高滩口	***	***	民井	北侧 150m	砂岩、砂质泥岩	2	5	2	288	供 2 户 5 人
	W2	罗米坝	***	***	民井	西侧 130m	砂岩、砂质泥岩	3	8	2.6	276	供 5 户 15 人
	W3	皂角湾	***	***	民井	东侧 200m	砂岩、砂质泥岩	1	10	2.8	283	供 1 户 2 人
	W4	黄角树	***	***	机井	东侧 110m	砂岩、砂质泥岩	3	18	2.5	275	供 2 户 4 人
	W6	柑子湾	***	***	民井	东侧 22m	砂岩、砂质泥岩	1	11	3.2	275	无人饮用
	W7	小河沟	***	***	民井	西侧 23m	砂岩、砂质泥岩	2	15	2	275	供 2 户 5 人
	W41	鞍头	***	***	机井	西侧 150m	砂岩、砂质泥岩	3	18	2.5	317	供 3 户 10 人
	w86	塘坎上	***	***	机井	东侧 25m	砂岩、砂质泥岩	3	16	3	276	供 3 户 6 人
	w87	石磙田	***	***	民井	东侧 200m	砂岩、砂质泥岩	2	11	2.8	286	供 3 户 7 人
	w88	道长咀	***	***	机井	东侧 40m	砂岩、砂质泥岩	2	15	2.9	279	供 1 户 2 人
	w89	石磙田	***	***	民井	南侧 105m	砂岩、砂质泥岩	1	6	2.6	276	无人饮用
	w93	河坝头	***	***	民井	东侧 60m	砂岩、砂质泥岩	2	15	3	281	供 2 户 5 人
	w94	牛儿湾	***	***	民井	南侧 77m	砂岩、砂质泥岩	3	14	3.4	274	供 3 户 10 人

	w95	千子湾	***	***	民井	东侧 66m	砂岩、砂质泥岩	2	9	2.2	283	供 2 户 5 人
	w96	竹林坡	***	***	机井	西侧 51m	砂岩、砂质泥岩	3	22	3.5	281	供 3 户 8 人
	w97	崔洞子	***	***	机井	西侧 50m	砂岩、砂质泥岩	3	18	2.8	280	供 3 户 7 人
	w98	马岩	***	***	民井	东侧 101m	砂岩、砂质泥岩	1	8	2	281	供 1 户 2 人
	w99	湾头	***	***	机井	西侧 25m	砂岩、砂质泥岩	3	15	3	279	供 3 户 8 人
Y 阳 101H11~Y 阳 101H12~Y 阳 101-6 集气站	W61	竹林池	***	***	机井	西北侧 150m	砂岩、砂质泥岩	3	18	4	300	供 3 户 8 人
	W62	狮子山	***	***	机井	东侧 85m	砂岩、砂质泥岩	2	15	3.6	299	供 2 户 5 人
	W63	南湾	***	***	机井	东侧 150m	砂岩、砂质泥岩	2	20	3.4	295	供 2 户 5 人
	W64	大沟头	***	***	民井	北侧 170m	砂岩、砂质泥岩	1	8	2	284	供 1 户 2 人
	W70	罗院子	***	***	机井	南侧 80m	砂岩、砂质泥岩	2	15	2.5	302	供 2 户 5 人
	W73	大沟头	***	***	民井	南侧 70m	砂岩、砂质泥岩	2	8	3	308	供 2 户 5 人
	W74	老砖房	***	***	机井	南侧 38m	砂岩、砂质泥岩	3	11	3	276	供 3 户 8 人
	w100	柏树林	***	***	机井	北侧 68m	砂岩、砂质泥岩	4	22	4.5	345	供 4 户 10 人
	w101	大水窝	***	***	机井	南侧 160m	砂岩、砂质泥岩	3	16	2.8	333	供 3 户 8 人

（5）环境风险保护目标

新建平台周边 3km 范围及管线周边 0.2km 范围内分散居民点和场镇等，主要场镇包括得胜镇、牛滩镇和福集镇，具体分布情况见表 1.8-15。

表 1.8-15　各钻井平台井口及管线周边风险环境保护目标分布总体情况

序号	名称	位置关系	环境敏感特性
阳 101H5 平台			
1	高石塔村	周边 100~1000m	分散居民
2	红山村	东北侧约 1.5km	分散居民
3	柿子村	东南侧约 2km	分散居民
4	方村	南侧约 1.8km	分散居民
5	顺民村	南侧约 2.5km	分散居民
6	顺河场	西南侧约 2.5km	居民聚集地
7	门斗山村	西南侧约 2.3km	分散居民
8	奇峰镇鱼老小学	东侧约 1.2km	学校
阳 101H6 平台			
1	龙阴沟村	周边 100~2000m	分散居民
2	顺民村	北侧约 2.5km	分散居民
3	东皇殿村	东南侧约 2.2km	分散居民
4	贯顶山村	南侧约 2.5km	分散居民
5	大水坝村	西南侧约 1.6km	分散居民
6	复兴村	西北侧约 1.2km	分散居民
7	杨坝小学	东南侧约 2.3km	学校
8	温州商会希望小学	南侧约 2.9km	学校
9	大水坝小学	西南侧约 1.5km	学校
10	泸县光明学校	西北侧约 2.6km	学校
阳 101H8 平台			
1	古二井村	周边 100~1500m	分散居民
2	马溪河村	东侧约 800m	分散居民
3	复兴村	东南侧约 2.5km	分散居民
4	得胜镇	南侧约 2.4km	居民聚集地
5	尊寿村	西南侧约 2.6km	分散居民
6	工况社区	西侧约 800m	分散居民
7	白洋村	西侧约 2.2km	分散居民
8	泸县光明学校	东南侧约 1.2km	学校
9	白云寺小学	西侧约 1.9km	学校
阳 101H9 平台			
1	黄金村	周边 100~1000m	分散居民
2	复兴村	东侧约 900m	分散居民
3	顺民村	东北侧约 2.5km	分散居民
4	龙阴沟村	东侧约 2.6km	分散居民
5	大水坝村	南侧约 2.2km	分散居民
6	得胜镇	南侧约 2km	居民聚集地
7	工况社区	西侧约 2.1km	分散居民

8	马溪河村	西北侧约 1.1km	分散居民
9	古二井村	西北侧约 2.7km	分散居民
10	大水坝小学	南侧约 1.9km	学校
11	得胜镇得胜初级中学	西南侧约 2.3km	学校
12	得胜镇得胜小学	西南侧约 2.6km	学校
13	泸县光明学校	西侧约 800m	学校
阳 101H11 平台			
1	赵湾村	周边 100~1500km	分散居民
2	白象村	东北侧约 2km	分散居民
3	凉坳村	东侧约 2km	分散居民
4	八甲村	西南侧约 2km	分散居民
5	建设村	西侧约 1.9km	分散居民
6	天全村	西北侧约 1.4km	分散居民
7	牛滩镇	西北侧约 2.1km	居民聚集地
8	凉水村小学	东南侧约 2.7km	学校
9	八甲小学	西南侧约 1km	学校
10	牛滩小学	西北侧约 2.5km	学校
11	泸县第九中学	西北侧约 2.9km	学校
阳 101H12 平台			
1	白象村	周边 100~1000m	分散居民
2	尊寿村	北侧约 2.6km	分散居民
3	上杨村	东北侧约 2.3km	分散居民
4	得胜村	东北侧约 2.2km	分散居民
5	接官坝村	东侧约 2.5km	分散居民
6	仁和村	东南侧约 2.6km	分散居民
7	凉坳村	南侧约 900m	分散居民
8	颜坪村	东南侧约 2.6km	分散居民
9	赵湾村	西南侧约 2.2km	分散居民
10	新窝村	西北侧约 2.3km	分散居民
11	凉水村小学	南侧约 1.8km	学校
阳 101H14 平台			
1	顺民村	周边 100m~500m	分散居民
2	顺河场	西北侧约 960m	居民聚集地
3	高石塔村	东北侧约 2.3km	分散居民
4	民乐村	东北侧约 700m	分散居民
5	河坝村	东北侧约 2.2km	分散居民
6	金塘村	东侧约 2.5km	分散居民
7	小岩村	东南侧约 1.5km	分散居民
8	华通村	东南侧约 2.5km	分散居民
9	龙阴沟村	南侧约 2.8km	分散居民
10	桐乐村	西侧约 2.4km	分散居民
11	顺河学校	西北侧约 1.2km	学校
12	桐乐小学	西侧约 2.8km	学校
13	顺河场医院	西南侧约 1.5km 处	医院
14	马溪河支流	西北侧约 210m	马溪河支流
15	马溪河	北侧约 560m	濑溪河支流

表 1.8-16　各集输管线沿线风险环境保护目标分布总体情况

集输管线	序号	保护目标	相对方位	距离	属性	环境特征
阳 101H5~阳 101H14	1	散户居民	管线两侧	10~200m	分散居民点	约 182 户，546 人
	每公里管段人口数（最大）					约 73 户，216 人
	大气环境敏感程度 E 值					E1
阳 101H14~阳 101-5 集气站	1	散户居民	管线两侧	11~200m	分散居民点	约 303 户，909 人
	每公里管段人口数（最大）					约 87 户，261 人
	大气环境敏感程度 E 值					E1
阳 101H8~阳 101H9	1	散户居民	管线两侧	10~200m	分散居民点	约 159 户，477 人
	每公里管段人口数（最大）					约 70 户，210 人
	大气环境敏感程度 E 值					E1
阳 101H9~阳 101-5 集气站	1	散户居民	管线两侧	6~200m	分散居民点	约 175 户，525 人
	每公里管段人口数（最大）					约 74 户，222 人
	大气环境敏感程度 E 值					E1
阳 101-5 集气站~阳 101-1 脱水站	1	散户居民	管线两侧	13~200m	分散居民点	约 272 户，816 人
	每公里管段人口数（最大）					约 76 户，228 人
	大气环境敏感程度 E 值					E1
阳 101H11~阳 101H12	1	散户居民	管线两侧	6~200m	分散居民点	约 149 户，447 人
	每公里管段人口数（最大）					约 67 户，201 人
	大气环境敏感程度 E 值					E1
阳 101H12~阳 101-6 集气站	1	散户居民	管线两侧	8~200m	分散居民点	约 173 户，477 人
	每公里管段人口数（最大）					约 72 户，216 人
	大气环境敏感程度 E 值					E1

（6）土壤保护目标

占地范围内以及占地范围外 0.2km 的土壤和分散居民点等。

2 区域开发现状及回顾性评价

阳 101 井区产能建设工程（一期）面积约 47.26km^2，位于阳 101 井区内西北部，本次评价对阳 101 井区（一期）气藏的开发总体情况进行概括性调查，并根据《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函〔2019〕910 号）关于区块回顾性评价相关要求，重点回顾阳 101 井区产能建设工程（一期）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 阳101井区产能建设工程（一期）与区域页岩气开发位置关系

阳 101 井区位于中石油泸县-长宁矿权区范围内东北侧，其地理位置属于泸州市泸县和龙马潭区。本项目阳 101 井区产能建设工程（一期）位于阳 101 井区西北部。

2.2 阳101井区开发现状

阳 101 井区位于泸县-长宁矿权区范围内东北侧。气藏目的层为***，为不含硫化氢的页岩气。

阳 101 井区于 2018 年 12 月实施第一口探勘评价井，截至 2022 年 2 月，阳 101 井区累计开钻 111 口，完钻井 67 口。

区块内已建成的地面集输工程有：阳 101-1 集气站 1 座、阳 101 脱水站 1 座、集气干线 43.4km、集气支线 28.4km，各集气管线同沟敷设的采出水管线。

阳 101 井区内已实施项目工艺流程现状为：阳 101 井区试采平台井口来气节流后经除砂、分离输至下游集气站，经集气干线输至阳 101 脱水站，经脱水装置处理后干气通过已建试采干线输送至胡市输气站供泸州市场用气。整个区块集气干、支线全线同沟敷设采出水管线。

2.3 阳101井区产能建设工程（一期）内已开发工程概况

2.3.1 区域构造位置

阳 101 井区产能建设工程（一期）区域构造上位于川南低陡构造带，该区域发育北东-南西向帚状构造，构造褶皱强度自北东向南西逐渐减弱。

2.3.2 区域气藏地质特征

***

2.3.3 井区内已有工程建设现状

截止2022年2月，阳101井区产能建设工程（一期）内正在实施的工程仅有阳101H14-1井，目前钻前工程已完成，暂未开始钻井工程及压裂工程。现有工程建设情况及位置关系见表2.3-2。

表 2.3-2　阳 101 井区产能建设工程（一期）已批复工程及建设情况

类别	工程名称	环评批复文号	主要批复内容	批复井数	已实施井数	建设阶段	备注
平台钻井工程	阳 101H14-1 井钻井工程	***	勘探井工程（含钻前、钻井及完井工程），共 1 口井，井深***，水平段***	1	1	钻井	阳 101H14 平台

阳101H14-1井钻井工程于2021年11月由中煤科工重庆设计研究院（集团）有限公司编制完成了《阳101H14-1井钻井工程环境影响报告表》，并于2021年11月16日取得泸县生态环境局的环评批复，批复文号“***”。项目建设位置为四川省泸州市泸县得胜镇，批复主要工程内容为：新建阳101H14-1井钻井工程项目，目的层为***，设计井深***。

本次环评期间，于2022年1月对阳101H14-1井进行了现场调查，H14-1井目前已完成钻前工程，暂未开始钻井工程。

2.4 在建项目与本项目及开发方案的关系

本项目区块范围内已取得环评批复的工程为阳101H14-1井钻井工程（勘探井），位于阳101H14平台内。目前已完成钻前工程，钻井工程及压裂工程暂未开始。

2.5 阳101井区产能建设工程（一期）已有工程环境影响回顾

本次评价主要根据现场调查及监测结果，对其环境影响进行回顾性分析评

价，并针对可能对土壤环境和地下水环境产生持续影响的情况，进行回顾性监测布点。

本区块内目前仅有阳101H14-1井正在施工，现阶段已完成钻前工程，暂未开始钻井与压裂作业。钻前施工期间产生的废气、噪声已随施工完结而消失。根据现场踏勘及问询周边居民，阳101H14-1井钻井工程在钻前施工中，施工人员产生的生活污水与生活垃圾均依托周边农户进行了处理，生产废水回用于场区洒水抑尘，表土堆场采用防尘网进行遮盖，钻井工程周边边坡已采取防护措施，边坡顶部已设置截水沟，底部已设置挡墙。现场调查时井场周边无污废水随意排放，本次环境影响回顾分析针对区域已实施工程影响进行了回顾性监测布点。

2.5.1 在建工程实施情况及“三废”去向

（1）在建钻井工程环保措施落实情况

根据现场调查，针对《阳101H14-1井钻井工程环境影响报告表》及环评批复文件要求，阳101H14-1井钻井工程环保措施落实情况见表2.5-1。

表 2.5-1　　阳 101H14-1 井钻井工程环保措施落实情况一览表

内容类型	环评及批复文件要求	已采取的保护措施
大气污染防治措施	落实和优化各项大气污染防治措施。运输车辆遮盖、施工地段洒水抑尘，降低扬尘影响程度。项目采用国网供电，备用柴油机使用合格的轻质环保型柴油成品，燃烧废气经自带尾气处理系统后排放。测试放喷和事故放喷废气经专用管线引入燃烧池燃烧后排放。	钻前施工阶段运输车辆均进行了遮盖，施工场地采取了洒水抑尘措施。表土堆场采用防尘网对其进行了遮盖。施工阶段接入了当地电网进行发电。
水污染防治措施	按照“雨污分流、清污分流、一水多用”的原则建设给排水系统，提高水的回用率，减少新鲜用水量和废水排放量。钻前工程生活污水利用周边农户已有旱厕收集；合理布设截排水沟，防止废水外溢、止废水外溢、渗漏污染地表水和地下水。钻井废水、方井雨水、井场初期雨水、压滤废水、洗井废水（隔油沉淀处理后）、收集暂存，用于配置压裂液等，严禁外排；压裂返排液暂存于配套水池，回用率不低于 85%，不能回用由罐车转运至有处理能力且环保手续齐备工业污水处理厂或寺 47 回注井进行处理，并建立转移联单制度，严禁外排；生活污水转运至就近的生活污水处理厂处置。加强各类废水收集、暂存、处理及运输过程中的环境管理，并实施全过程监控。	井场周边设置了井场设置了外环沟和内环沟。排土场周边设置了截排水沟。施工现场无跑冒滴漏现象，乱丢弃现象。钻前施工人员生活污水依托周边农户进行处理。

固体废物处置措施	落实并优化固体废物综合利用和处置措施。按照“减量化、资源化、无害化”原则，对固体废物进行分类收集、处理和处置。水基岩屑经清洁化生产平台离心压滤脱水处理，降低含水率至 60%以下，外运资源化利用；水基泥浆循环使用,不能循环的部分经压滤脱水后,外运资源化利用；油基泥浆全部循环使用；油基岩屑、废油、隔油池含油污泥、废弃的含油废棉纱手套等危险废物，严格落实危废管理制度，规范暂存于危废暂存间，其中废油由钻井队综合利用，其他危险废物定期委托由相应处置资质的单位处置；生活垃圾由当地环卫部门统一清运处理。项目开工前，需签订相关转运处理协议。	钻前施工期间产生的生活垃圾依托周边农户进行处理，现场未发生乱堆乱弃现象。钻前施工期间土石方挖填平衡，仅设置了临时表土堆场，堆场周边设置有截排水沟，井场现场无跑冒滴漏、不乱丢乱弃的现象。
噪声污染防治措施	使用低噪声设备，通过安装消声减振装置、加强设备维护保养、合理调控压裂作业时间等措施，确保噪声达标且不扰民。	钻前施工期间采用了合格设备，最大程度降低了噪声源源强。
地下水、土壤污染防治措施	井场内按照分区防渗要求进行分区防渗，在柴油罐区、泥浆储备和循环系统区设置围堰和收集坑，各设施满足防腐、防渗和泄漏物收集要求。采用清水钻进，保护浅层地下水。按要求进行土壤、地下水跟踪监测，并将监测报告报环保局备案。	钻前施工时，井场各区域采取了分区防渗措施。
生态环境保护措施	设置挡土墙减少水土流失，设置表层土临时堆放场。	施工现场设置了表土临时堆场与挡墙，表土堆场采用防尘网进行覆盖。
环境风险防范与应急措施	根据环境风险导则制定有效的环境风险应急预案并备案。	建设单位制定了相应的风险管理制度和应急预案。

（2）在建工程“三废”去向

阳101H14-1井钻前施工期间产生的生活污水与生活垃圾均依托周边农户进行处理，生产废水回用于场地内洒水抑尘。钻前施工阶段无废弃土石方，表土堆放在临时表土堆场内，现场调查时，表土堆场采用防尘网对其进行遮盖。

2.5.2 在建项目环境影响回顾

井区内已取得环评批复尚未验收的项目仅有阳101H14-1井，目前钻前工程已完成，暂未开始钻井工程及压裂工程。根据本次评价现场调查结果，现场未发现乱排、乱弃、乱堆放或严重噪声扰民现象。同时，根据页岩气开发项目特点，针对前期已实施项目可能对环境产生持续性影响的情况，本次评价对区域内进行了回顾性监测布点和调查。

（1）大气环境影响回顾

本项目所在阳101井区（一期）暂无已完成钻井，仅有在建勘探井1口，位于泸县得胜镇。根据泸州市2019~2020年环境质量公报，泸县$PM_{2.5}$、PM_{10}、SO_2、NO_2、CO、O_3监测值详见表2.5-2。

表 2.5-2　泸县环境空气常规监测因子例行监测数据统计　　单位:μg/m³

监测时间	例行监测值						达标情况
	SO_2	NO_2	PM_{10}	$PM_{2.5}$	CO（mg/m³）	O_3	
2019 年	13	20	65	48	1.3	143	不达标
2020 年	13	27	58	41	1.6	126	不达标

根据上述结果，泸县2019~2020环境空气质量均为不达标区，2020年大部分因子监测结果均较前两年有一定改善。

本项目区域内目前仅在建一口勘探井，气质不含硫，主要特征因子为非甲烷总烃。本次环评对区域非甲烷总烃值进行了监测，监测点位布设情况见表5.3-2，监测结果见5.3-3。根据各监测点监测结果，区域非甲烷总烃厂界、环境监测值均满足相关标准，现有工程的实施未改变区域大气环境功能。

（2）地表水环境影响回顾

本项目所在区域属于马溪河、濑溪河水系，本次评价对项目井区范围内的马溪河断面进行现场取样监测，监测因子和结果见表5.3-4。根据监测结果，马溪河断面除BOD_5不满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）Ⅲ类标准外，其余各项监测因子均满足Ⅲ类标准。

根据本次评价调查结果，阳 101H14-1 井目前产生的废水均不外排。故阳 101H14-1 井施工未改变区域地表水环境功能。

（3）噪声环境影响回顾

本次评价根据现场调查，区域在建项目未发现噪声投诉事件，因此现有工程的实施未改变区域声环境功能。

（4）固体废物环境影响回顾

区域在建项目的固体废物影响主要表现为施工期间钻前固废。

根据本次调查结果，钻前工程产生的生活垃圾依托周边农户进行处理，土石方场地内平衡，表土堆放在临时表土堆场，并设置了防尘网对其进行遮盖。

井场南侧设置了挡土墙。综上，阳101H14-1井的实施没有改变区域环境功能。

（5）地下水环境影响回顾

①已开发工程地下水污染防控措施分析回顾

本次评价对已开发工程地下水污染防控措施的分析回顾主要通过井场施工设计资料、环境影响评价文件、井场施工记录、跟踪回顾性监测和现场环境调查等方面进行。

通过区内钻前设计和环境影响评价文件等相关资料，结合现场踏勘结果可知，区内地下水污染防控主要采取源头控制、分区防渗，跟踪监测和应急响应等措施；通过对井场施工记录和现场环境调查表明页岩气开发建设项目在采取的地下水污染防控措施取得较好的地下水环境保护成效，项目实施对地下水的影响。

在源头控制方面，各井场选址阶段避开了地下水环境敏感区和断层发育地段，采用先进的环保低污染的清水钻、空气钻施工工艺和环保材料、防污染设备，过程中采取严格的污染物暂存、转运和处置措施，并设置了监管制度。源头控制上做到了污染物产生量少，污染物不外排，污染物合理妥善处置，处置后环境可接受的等综合效果。

在分区防渗方面，各井场的相关设施设备均按照地下水导则和相关行业规范采取了重点防渗、一般防渗和简单防渗分区划定，设备选用了高质量防渗的金属制品设备，防渗材料选取了环保防渗防腐性较高的材质，施工选择了专业技术队伍并设置了现场监理，确保分区防渗按要求实施。根据现场调查结果，各井场的分区防渗措施有效的阻止了污染物进入地下水环境。

在跟踪监测方面，根据各井场的环境影响评价文件，要求各场地按要求布设跟踪监测点，制定跟踪监测计划，及时分析公布监测数据。

在应急响应方面，建设单位根据应急响应要求，建立了应急处置管理小组，编制了应急预案，针对可能发生的地下水污染事故制定了应急响应方案，确保区内地下水不受井场建设开发影响，保障居民用水的水质水量安全。

综合以上分析可知，区块内已经实施的页岩气开采井场已经形成了全面、

标准、实用、可操作、有效的地下水污染防控措施，上述地下水污染防控措施的实施有效避免了区内地下水环境受到影响；同时，上述地下水污染防控措施的有效实施为本次评价地下水污染防控措施的制定提供了参考依据。

②区块地下水环境质量变化情况回顾

本次评价以选取了一期工程范围内仅有的正在施工的阳101H14勘探井周边具有代表性的地下水监测点进行了监测，通过分析各监测点地下水环境质量的时空变化特征，对区块内地下水环境质量进行回顾性评价。

通过对地下水监测数据对比分析可知，各水文地质单元内地下水中特征因子的含量变化较小，未发生超标现象。从地下水环境监测角度，总体而言，页岩气开发未对区内地下水产生明显的影响，对区内地下水环境扰动较小。

此外，本次评价野外水文地质调查走访了当地居民所利用地下水出露点的质量变化情况，调查结果表明，区内未发生因页岩气开采实施而导致的地下水污染事故，已开发实施井场对区内地下水影响较小。

2.6 在建项目主要存在的环境问题及建议

根据对本项目区块内在建工程的资料收集、现场调查以及取样监测，现场调查未发现有污废水以及固体废物在工程周边排放及丢弃的情况，也没有产生明显的水土流失和生态破坏；区内地下水环境质量整体较好，前期已开发实施井场对地下水环境影响较小，区内未发生明显的地下水环境污染事故；区内地下水环境质量主要受区内生活的居民和与本项目无关的厂矿企业影响，如分散居民生活垃圾、污水不合理处置；因此本项目在实施期间要做好地下水污染防控措施，做好各类污染物的妥善收集管理处置。同时，本项目地下水污染防控措施应该加强地下水跟踪监测计划的实施，以便及时掌控区块开发对地下水环境的影响；还应该加强对储存池等构筑物施工的管理，确保储存池在使用过程中防渗防漏、质量可靠；还要确保应急管理措施的健全。通过对上述措施的加强，降低地下水环境污染风险。

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

应继续落实环评及批复的相关环保要求。

3 项目概况

3.1 项目基本情况

3.1.1 项目名称及建设性质

项目名称：阳101井区产能建设工程（一期）

建设单位：四川泸州页岩气勘探开发有限责任公司

建设性质：新建

建设地点：四川省泸州市泸县、龙马潭区

建设规模：阳101井区产能建设工程（一期）拟部署页岩气产建平台7个，并配套建设地面集输工程，包括7个采气站场、1座集气站和集输管线28.08km。区块设计总产能规模***m^3/a。

开采气种：页岩气

目的层位：***

总投资：***万元

3.1.2 矿权范围

（1）井区位置及范围

阳101井区隶属于中国石油泸县-长宁矿权区，位于矿区东北部；本项目阳101井区产能建设工程（一期）位于阳101井区西北部，区块占地面积约47.26km^2，地理位置属四川省泸州市泸县、龙马潭区。具体拐点坐标见表3.1-1。

表3.1-1　　阳101井区产能建设工程（一期）范围拐点坐标

拐点	经度	纬度	拐点	经度	纬度
1	***	***	8	***	***
2	***	***	9	***	***
3	***	***	10	***	***
4	***	***	11	***	***
5	***	***	12	***	***
6	***	***	13	***	***
7	***	***			

（2）区域开发规划情况

本项目所在的阳101井区近期共规划实施2个区块的产能建设，本项目为一

期工程，项目区块面积为47.26km^2，共部署7个平台45口页岩气井，目前区块内仅有1口勘探井在建，其余均为新建。本项目总产能规模为***m^3/a。

3.1.3 主要建设内容及规模

阳101井区产能建设工程（一期）页岩气产能建设项目包括钻井工程、地面集输工程两部分，具体建设内容见下表3.1-2。

表 3.1-2　　项目主要建设内容一览表

类别	项目	建设内容
钻井工程		共部署 7 个页岩气平台，其中阳 101H14 平台利用现有勘探井井场，其余 6 个为新建井场。
地面集输工程	采气站场	新建采气站场 7 座。
	集输管线	新建集输管线 8 条，总长 28.08km，其中集气干线 2 条，长度为 8.34km，集气支线 6 条，长度为 19.74km。
	集气站	新建集气站 1 座。

3.1.4 气质成分

本项目所涉及的***页岩气为优质页岩气，烃类气组分以甲烷CH_4占绝对优势，根据阳101井区范围内前期实施的阳101H1-2井气质组分分析，CH_4含量达到***%，C_2H_6含量***%，密度***kg/m^3；非烃类气主要为少量N_2，含量***%，与烷烃气组分含量相关性良好，显示气体组分种类简单。

预计本项目页岩气中不含硫化氢，气质检测报告见附件。

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，本次阳101井区产能建设工程（一期）内的页岩气开发井埋深具体见表3.2-1。

表 3.2-1　　开发井设计

平台号	井深（m）	井深结构
阳 101H5	***	三开+水平段
阳 101H6	***	
阳 101H8	***	
阳 101H9	***	
阳 101H11	***	

阳 101H12	***	
阳 101H14	***	

（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***，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***。

（3）水平井压裂参数

本项目采用约60m~80m/段（单井约30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，导管采用清水钻井，一开、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。

3.2.2 单井开发指标

（1）单井可采储量

依据阳101井区内已开采现有试气试采井生产动态特征，预估本项目单井可采储量约为***m^3/d，本项目区块内总产量约为***m^3/d。

（2）递减率

借鉴阳101井区内已开发单井，气井普遍采取控压方式生产，预期本项目浅层页岩气井具备缓慢递减特征。考虑稳妥配产，首年递减率为***%、第二年产量递减率***%、后续年份递减率分别为***%、***%、***%、***%、***%、***%、***% ……。

3.2.3 开发方案设计

（1）平台及水平井部署

本项目共部署7个平台，共计45口井，其中新建44口井。平台部署情况见表3.2-2。

表 3.2-2　　各平台新开发井埋深及时序统计表

开发年限	平台	开发井	年开发井数	埋深
2022~2024	阳 101H5	H5-1/2/3/4	29	***
	阳 101H6	H6-1/2/3/4/5/6/7/8		
	阳 101H11	H11-1/2/3/4		
	阳 101H12	H12-1/2/3/4		
	阳 101H14	H14-2/3/4/5/6/7/8/9/10		
2023~2025	阳 101H8	H8-1/2/3/4/5/6	15	
	阳 101H9	H9-1/2/3/4/5/6/7/8/9		
小计		44		/

（2）开发方式

以***为开发目的层，用水平井开发，区块产能主要采用平台接替方式保持稳产。

3.3 项目组成及概况

阳101井区产能建设工程（一期）建设主体工程由钻井工程、地面集输工程两部分组成，另涉及部分依托工程，具体情况详见表3.3-1。

表 3.3-1　　阳 101 井区产能建设工程（一期）项目组成表

类别	项目		建设内容	主要环境影响	
				施工期	运营期
主体工程	钻井工程		包括钻前工程、钻井工程和压裂测试三部分，新建平台钻井工程井场采用标准化建设，本项目共新建 44 口页岩气井。	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	/
	地面集输工程	采气站场	新建采气站场 7 个，单井设计规模***m^3/d。	施工噪声；施工人员生活污水、生活垃圾等	设备运行噪声；放空废气；除砂废渣、气田水罐沉渣；气田水；环境风险
		集输管道	新建集输管线 8 条，总长 28.08km。其中集气干线 2 条，长 8.34km，集气支线 6 条，长 19.74km。	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；生活污水、生活垃圾等。	环境风险
		集气站	新建阳 101-5 集气站，建设	改变土地利用现状，	设备运行噪

			规模为***m^3/d	破坏地表植被，改变自然地形地貌，水土流失，施工扬尘、噪声、废水、生活污水、生活垃圾等	声；放空废气；清管、检修废水废渣；气田水；环境风险
利用工程	本项目部署的 7 个平台 45 口井中，阳 101H14-1 井前期已另行环评并取得批复，本次评价仅将其探转采工程纳入评价内容，不再重复评价其施工期。			/	/
	井场	本项目利用现有井场 1 座，现有井场为阳 101H14-1 勘探井所建设井场，新建 9 口开发井与集输管线，将平台内开采的页岩气汇至阳 101-5 集气站。		/	/
依托工程	集输工程依托	阳 101-6 集气站及集气管道工程	依托阳 101-6 集气站，将汇入阳 101-6 集气站的页岩气输送至阳 101-1 脱水站。	/	/
		阳 101-1 脱水站及集气管道工程	将阳 101-5 集气站输送至阳 101-1 脱水站，并依托阳 101-1 脱水站处理后外输至威泸线。	/	/
	回注井依托	井区内最终无法回用的气田水、压裂返排液等依托阳 33 井、古 12 井回注井进行回注。		/	/

3.3.1 平台钻井工程

本项目所有井场均位于四川省泸州市泸县，各平台具体地理位置及拟实施情况见下表3.3-2及**附图1**。

表 3.3-2　　拟部署平台概况

序号	名称	井数			坐标		井场海拔（m）	备注
		总数	已有	新增	经度	纬度		
1	阳 101H5	4	0	4	***	***	275	/
2	阳 101H6	8	0	8	***	***	321	/
3	阳 101H8	6	0	6	***	***	262	/
4	阳 101H9	9	0	9	***	***	320	/
5	阳 101H11	4	0	4	***	***	275	/
6	阳 101H12	4	0	4	***	***	296	/
7	阳 101H14	10	1	9	***	***	282	利用现有井场，新增 9 口井
合计		45	1	44	/	/	/	/

根据开发方案，本区块共部署7个平台45口井，其中阳101H14-1井为前期勘探井，目前正在建设中，且阳101H14平台为在建平台，已取得相应环评批

复，该平台本次钻井工程评价内容仅包括其拟新增的井，对已批复的井不再重复评价。

综上，本项目钻井工程共设计钻井平台7个（利用在建平台1个，新建井场6个），新建钻井数44口。主要工程内容、工程量及可能产生的环境影响，见表3.3-3。

表 3.3-3　　阳 101 井区产能建设工程（一期）平台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	m^2	108×95	H5	平台场地平整，井场场面结构层为 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、噪声、废水、生活污水、生活垃圾等
				118×95	H6		
				123×95	H9		
				113×55	H11、H12		
				113×55×2	H8		
		井口方井	个	44		按 4×4×4.5m/井，共新增 44 口井。H6、H9、H14 采用双排布置，H8 平台采用 A、B 平台，其余采用单排布置。	
		储存池	m^3	1000×6		位于井场外边界处，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。除阳 101H14 平台外，每个新建平台建 1 个储存池，容积为 1000m^3（500m^3×2），本项目共新建 6 个。储存池兼具应急存放污废水功能。	
		燃烧池	个	5×2+1		每个新建平台（除 H12 平台）外距离井口 100m 以上或满足安全评估距离设置 2 个，H12 平台设置 1 个，均配套 20m^3 集酸池一个。单个尺寸 7×13×4.4m，燃烧池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	单排井场：各 1 套；双排井场：各 2 套		ZJ70 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，双排布置平台采用双钻机作业，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	44		导管采用清水钻井，一开、二开及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 44 口井钻井作业。	
		固井作业	口	44		全井段实施套管保护+水泥固井	
		井控作业	套	44		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	
		钻井泥浆循环利用系统	套	按钻机配置	每套钻机配 1 套，含除砂器、除泥器、振动筛、除气器等	
	压裂工程	压裂作业系统	套	6	每个平台 1 套，由压裂车、混砂车、仪表车、管汇车等组成	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	6	每个平台 1 套，由高、低压供液系统、砂罐等组成	
		重叠液罐	具	50×6	单个平台重叠液罐总容积 2500m³（50 具，50m³/具），用于存储压裂用水	
		测试放喷管	套	6	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	44	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 100m²	废气、噪声
	钻井参数测定系统		套	6	对钻压、扭矩、转速、泵压、泵冲、悬重、泥浆体积等参数测定	/
	井控系统		套	6	自动化控制系统	/
	钻井监控系统		套	6	节流阀组独立控制井控装置	/
	放喷点火控制系统		套	6	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		km	1.0	根据当地路网情况，已建阳 101H14 平台已有进场道路通往井场，本工程新建井场和集气站共新建进场道路约 1.0km，路面宽 3.5m~4.5m。	占地、水土流失
	柴油罐		m^3	40×6	各平台均设 1 个柴油罐，单个有效容积 40m³，单个井场最大储存量 50t，储罐区防渗处理，设置 0.2m 高围堰，各设一个集污池，容积 1m³。	环境风险
	表土堆场		m^2	2000×6	6 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 2000m²，表土场设置建挡土墙和排水沟。	废气、固废
	稀盐酸罐		个	2×6	井场内各设 2 个 50m³ 的玻璃钢罐存放压裂前置酸（浓度 15%的稀盐酸），现场最大暂存量 80m³。	环境风险
	压裂液罐		个	50×6	每个平台 50 个，50m³/个，共计 350 个，压裂作业时存放压裂液，开井返排时暂存返排液。	压裂废水、固废、环境风险
	清洁化堆放场		m^2	200×7	各新建平台（除 H8 平台）均设置 1 处清洁化堆放场，单个面积为 200m²，H8 平台为 A、B 平台，设置 2 个清洁化堆放场，单个面积为 200m²。堆场采用彩钢板顶棚防雨防风，地面水泥防渗。	跑冒滴漏泄漏污染

公用工程	生活区活动板房		幢	294	板房采用现场吊装，每个新建平台设置活动板房 42 幢，H6 平台设置 84 幢，每个生活区均配备食堂。	生活垃圾、生活污水
	厕所		座	2*6	各个平台在井场设置 1 座，生活区设置 1 座	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，利用车辆运至场内	/
		生产用水	m^3		在马溪河、濑溪河取水，采用就近取水原则，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储存池，压裂用水同时采用重叠液罐存放。共设置 5 个一级泵站。	取水影响
	排水	内环沟	m	980	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。	/
		外环沟	m	1645	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	水基泥浆钻井污染物“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）、泥水分离系统、板框压滤单元、贮存单元四部分组成，实现水基泥浆钻井废水、泥浆、岩屑不落地，废水回用于本平台及平台间钻井液、压裂液配置，无法回用达标回注。“不落地”随钻处理系统区设置 20cm 高围堰。	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	6	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	6	新建平台各设置 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燃烧池点火燃烧处置，分离的返排液进储存池暂存。	放喷废气
	隔油池		个	6×10	各新建平台在在井场边沟转角处各设置 1 个 $1m^3$ 隔油池，共 5 个；油罐基础设 1 个 $4m^3$ 隔油池；井队食堂共设 2 个 $20m^3$ 隔油池；井队洗澡堂共设 2 个 $10m^3$ 隔油池。	/
	油基岩屑		/	/	油基岩屑贮存罐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。	

	废油桶	个	5×6	各新建平台均设置 5 个废油桶，0.2m³/个，收集本项目最终无法回用的油类。	
	生活垃圾收集池	个	2×6	各新建平台生活区和井场旁各设 1 个	生活垃圾
	危废暂存间	个	6	每个新建平台设 1 个，占地约 30m²，按照危废管理要求进行“四防”处置，危险废物分类存储、分类标识。	危险废物

（1）主体工程

平台钻井工程主体工程主要包括钻前工程、钻井工程和压裂工程三部分。

①钻前工程

钻前工程包括新建井场、储存池、燃烧池以及钻井办公生活区活动板房、钻井设备基础、给排水、供配电等辅助工程。本项目阳101H14平台为利用已建勘探井井场，不涉及钻前工程；其余6个平台均需严格按照《钻前工程及井场布置技术要求》（SY/T5466-2013）要求实施标准化井场建设。

本项目钻前工程共新增占地9.3hm²，均为临时占地。

本项目为页岩气开发，目的层为***，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“导管+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“导管+三开”结构。

A、钻井设备安装

本项目阳101H6、101H9、101H14平台采用双机钻井，阳101H8采取A、B平台，其余采用单机钻井作业，单套钻井设备组成见下表3.3-5。

表 3.3-5　　单套钻井设备一览表

序号	设备或部件名称	规格型号	主参数	单位	数量
一	钻机	ZJ70	7000	m	1 套
1	井架	JJ450/45/K6	4500	kN	1 套
2	底座	DZ450/9-KS9	4500	kN	1 套
3	绞车	JC70	1470	kW	1 套
4	天车	TC-450-Ⅱ	4500	kN	1 套
5	游车/大钩	YC-450	4500	kN	1 套
6	水龙头	SL-450－Ⅱ	4500	kN	1 套
7	转盘	ZP-37.5	4500	kN	1 套
8	柴油机（备用）	G12V190PZLG-3	810	kW	4 台
9	发电机（备用）	TAD1631GF	400	kW	2 台

10	机械传动装置	BC1600/4	/	/	1 套
11	钻井泵	F-1600	1600	HP	3 台
12	循环罐	8.5*2.6*2.4	40	m^3	5 个
13	振动筛	GX/S-Ⅱ/2	210	m^3/h	3 台
14	除气器	ZCQ1.5/5	240	m^3/h	1 台
15	除砂器	ZQJ-250×2	200	m^3/h	1 台
16	除泥器	ZQJ-100×10	28～54	L/s	1 台
17	离心机	LW355-1250N	40	m^3/h	1 套
18	加重泵、混合漏斗	150NSP	55	kW	3 套
19	液气分离器	SB1-3×4-J	1	Mpa	1 套
20	电动压风机	SPE-306X	1	MPa	2 台
21	钻井参数仪	/	/	/	1 套
二	救生及消防				
1	消防房及消防工具	8.0*2.8*2.85	/	套	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	/	/	台	标准配置
5	大功率防爆排风扇	/	/	台	5 台
三	硫化氢防护设备				
1	固定式 H_2S 监测仪			套	标准配置
2	便携式 H_2S 监测仪	0~100ppm	5	套	标准配置
3	空气呼吸器	15~20 套		套	标准配置
4	空气压缩机	1	/	台	标准配置
5	大功率防爆排风扇	5	/	台	标准配置
6	点火装置	1	/	台	标准配置
7	小型汽油发电机	1		台	标准配置

B、钻井作业

本项目导管采用清水钻井，一开、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44口井钻井作业。

C、固井作业

本项目全井段实施套管保护+水泥固井，套管选型参数见下表3.3-6。

表 3.3-6　　套管选型参数表

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

油层套管	139.7	气密封	140V	12.70	172.4	153.0	4880

D、井控作业

本项目井控装置包括液压泵站、阻流管汇、放喷器和井口防喷设备，结合增产改造需要及地层压力情况，根据钻井最大关井压力计算H_2S分压＜0.02MPa，推荐本项目采用套管头型号TF20″×13⅜″×9⅞″×5½″-140Mpa，材质级别EE级及以上。

E、钻井液

本项目导管采用清水钻，一开、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。

③压裂工程

页岩气藏作为“人工气藏”，获取页岩气储层性质须首先开展压裂作业，针对页岩气储层的改造主要采取压裂人工构筑地层裂缝方式进行，主要分为压裂、开井排液测试放喷、完井撤离三个阶段。

A、压裂

压裂即用压力将地层压开一条或几条水平的或垂直的裂缝（裂缝长度控制在100m长度范围内），并用支撑剂将裂缝支撑起来，减小油、气、水的流动阻力，沟通油、气、水的流动通道，从而达到增产的效果。

本项目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60~80m的长段压裂方案，单井采用约30段左右压裂，单段压裂液用量在2000m^3左右。具体压裂方案及规模见表3.3-9。

表3.3-9　　水平井分段压裂规模

水平段长度	压裂段数	加砂强度	用液强度	单段簇数	施工排量	滑溜水
***	30	3t/m	30m^3/m	6	18m^3/min	1~100Pa s

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30段，每天压裂约2~3段；压裂施工结束后，关井稳压20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灰岩地层进行腐蚀，前置酸留在地层中，随返排液逐渐返排。

B测试放喷

关井稳压结束后开井排液测试放喷。井场配备气、液分离器，对井下返排液进行分离，气引至燃烧池点火燃烧处理，返排液通过管道回用于区块内。最终无法回用的通过车辆运输至回注井进行回注。测试放喷全部安排在白天进行。

C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。

（2）辅助工程

为了保障钻井工程、完井工程顺利实施，需配套设置钻井参数电测测定系统、井控系统、钻井监控系统、放喷点火系统，发电机房等，其属于辅助工程内容。

（3）储运工程

①井场公路

根据当地路网情况，已建平台101H14已有进场道路通往井场，本工程新建井场和集气站共新建进场道路1.0km，进场道路宽3.5~4.5m。

②柴油罐

各平台均设1个柴油罐，单个有效容积40m^3，单个井场最大储存量50t，储罐区防渗处理，设置0.2m高围堰，各设一个集污池，容积为1m^3。

③表土堆场

本项目共涉及6个新建平台的钻前场地平整，将各设置1个表土堆场，单个面积约2000m^3，用于临时堆放剥离的表土。表土场设置建挡土墙和排水沟，防止水土流失，临时弃土上遮盖篷布抑制扬尘。

④清洁化堆放场

本项目在6个新建平台（除101H8平台）各设置1处清洁化堆放场，101H8为A、B平台，设置2个清洁化堆放场，单个面积为200m2，堆场采用彩钢板顶棚防雨防风，地面进行水泥防渗。

（4）公用工程

①生活区活动板房

本项目拟对7个平台实施钻井，钻井施工期间，各平台均设置1处生活区，用于钻井施工人员临时居住。101H14平台为在建平台，生活区活动板房已设置，仅在新建平台设施生活区活动板房。生活区采用现场吊装板房，且每处生活区均配备1个食堂。

②供电

本项目各平台用电均就近接入当地电网，另配备柴油发电机作为备用电源。

③供水

A、钻井用水及压裂用水

1）取水方案

本项目在马溪河及濑溪河取水点设置取水点及取水泵站，采用就近取水的原则，在马溪河和濑溪河取水，各取水管线输水规模为250m^3/h。

2）取水原则

本项目压裂供水应优先调配区块内暂存的气田水、压裂返排液等，暂存水不够时，再采用取水泵抽取清水输送至各平台。

3）取水工程量

本项目在取水点设置一级取水泵站5座，其中101H6平台与101H9平台共用一个取水点及取水泵站，101H11平台与101H12平台共用一个取水点及取水泵站。本项目共设置地面供水管线约13.62km。

B生活用水

各平台施工期间生活用水采用外购桶装水，利用车辆拉运至井场。

③排水

本项目各新建井场设置内外排水沟。其中，场内排水沟约980m，场外排水沟约1645m，采用明沟排水。

（5）环保工程

①水基泥浆钻井污染物“不落地”随钻处理系统

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）、泥水分离系统、板框压滤单元、贮存单元四部分组成，实现水基泥浆钻井废水、泥浆、岩屑不落地，废水回用于本平台及平台间钻井液、压裂液配置，无法回用达标回注。“不落地”随钻处理系统区设置20cm高围堰。

②水基泥浆钻井固废收集贮存系统

“不落地”随钻处理系统压滤单元压滤处理后的固相物质收集后在各井场设 1 处临时贮存场地暂存中转，外运至可接收且环保手续齐全的的水泥厂或砖厂资源化利用。临时贮存场地占地约 40m^2，拟采取水泥基渗透结晶型防渗，1m 高砖混结构 C20 水泥抹面围墙，彩钢棚防雨措施。

③跑、冒、滴、漏油集污池及围堰

各平台柴油机房、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。

④放喷系统

各新建平台放喷时气液分离器分离的可燃气体引至燃烧池点火燃烧处置，分离的返排液进储存池暂存。

根据现场调查，在建101H14-1井钻井工程项目考虑到后续开发计划，保留了钻井工程设置的燃烧池，101H14平台利用现有燃烧池，不新建。

⑤隔油池

各新建平台在在井场边沟转角处各设置1个1m^3隔油池，共5个；油罐基础设1个4m^3隔油池；井队食堂共设2个20m^3隔油池；井队洗澡堂共设2个10m^3隔油池。

⑥油基岩屑

油基岩屑贮存罐整体转运外运交由有相应危废处置资质单位妥善处置。

⑦废油桶

各新建平台设置5个废油桶，0.2m^3/个，收集本项目最终无法回用的油类。

⑧生活垃圾收集池

本项目各井场钻井期间均设置生活垃圾收集池，拟在生活区设置1个，井场旁设置1个。

⑨危废暂存间

本项目各新建井场钻井期间各设置1个危废暂存间，单个面积约30m^2，用于临时暂存钻井过程中产生的危险废物。暂存间按照危废管理要求进行“四防”处置，危险废物进行分类存储、分类标识。

3.3.2 地面集输工程

本项目地面集输工程包括新建集气站1座（阳101-5集气站）、集输管线7条以及站场地面工程，其主要工程内容、工程量及可能产生的环境影响见下表3.3-10。

表 3.3-10　　地面集输工程组成一览表

类别	名　称	单位	数量	主要工程量	可能产生的环境影响
主体工程	新建阳101-5 集气站	座	1	**位置：**泸州市泸县得胜镇，阳 101H6 平台内； **占地面积：**0.13hm^2； **建设规模：*****m^3/d； **建设内容：**新建集气工艺装置区、放空分液罐、放空立管等； **主要功能：**接收周边平台和集气站来气，经分离、计量后输送至阳 101-1 脱水站； **值守：**无人值守。	废气、生产废水、生产废渣、设备运行噪声
	采气站场	座	7	**位置：**泸州市泸县得胜镇、福集镇、牛滩镇，各平台钻井工程井场占地范围内； **占地面积：**单个站场面积约 6667m^2（约合 10 亩），均在钻井工程井场占地范围内建设，不新增占地； **建设规模：**单井设计规模***m^3/d； **建设内容：**在井场范围内新建分离计量撬、除砂撬、清管收发球筒撬和放空管等设备； **值守：**无人值守。	
	集输管线	集气支	阳 101H5 平台~阳	设计压力 8.5MPa，管径 D168.3mm，	

		线	101H14 平台	长度为 3.55km。	
			阳 101H14 平台~阳 101-5 集气站	设计压力 8.5MPa，管径 D168.3mm，长度为 5.35km。	
			阳 101H8 平台~阳 101H9 平台	设计压力 8.5MPa，管径 D168.3mm，长度为 2.63km。	
			阳 101H9 平台~阳 101-5 集气站	设计压力 8.5 MPa，管径 D219mm，长度为 2.72km。	
			阳 101H11 平台~阳 101H12 平台	设计压力 8.5MPa，管径 D168.3mm，长度为 2.73km。	
			阳 101H12 平台~阳 101-6 集气站	设计压力 8.5MPa，管径 D168.3mm，长度为 2.76km。	
		集气干线	阳 101-5 集气站~阳 101-1 脱水站（主线）	设计压力 7.5MPa，管径 D323.9mm，长度为 4.17km。	
			阳 101-1 脱水站~阳 101-5 集气站（复线）	设计压力 7.5MPa，管径 D273mm，长度为 4.17km。	
		本项目返排液管线与集气管线同沟敷设，共设置返排液管线 20.69km，管径 DN150。H11、H12 采用 T 接返排液干线。			
辅助工程	防腐工程	本工程站外线路管道的外防腐采取防腐层加阴极保护的联合保护措施，站内管道及设备采用外防腐层保护。			/
	线路标志桩、警示带	本工程共设置标志桩 100 个，包含转角桩、穿越桩、交叉桩等；设置警示牌约 30 个，警示带 21.1km。			
临时工程	施工便道	交通不便利处修建施工便道，约 1.0km，宽约 3.5~4.5m。			改变土地利用性质，水土流失、施工噪声、扬尘等
	堆管场	本项目集气支线大部分小于 3km，长度较短，堆管主要依托两端站场；集气干线和较长的支线需在沿线设置堆管场，本项目共设置堆管场约 3 处，单个堆管场占地面积约 600m^2。			
	施工作业带	管线施工期在管沟两侧设置施工作业带，一般地段作业带宽度水田为 14m、旱地为 12m、林地为 10m、经济林地 8m。			
	施工营地	本项目管线和站场施工期不单独另设施工营地，施工人员依托周边农户。			
公用工程	供配电	新建集气站和站场供电就近接入当地电网			/
	给排水	共设置一级取水泵站 5 座，其中 101H6 平台与 101H9 平台共用一个取水点及取水泵站，101H11 平台与 101H12 平台共用一个取水点及取水泵站。本项目共设置地面供水管线约 12.44km。本项目各新建站场和阳 101-5 集气站均为无人值守，运营期不产生生活废水，生产用水为间歇用水，采用清水罐车拉运；各站场气田水、检修清管废水优先回用于区域压裂用水，最终无法回用的部分回注处理。			
	自动控制	自控系统采用两级控制网络结构，包括页岩气公司已建的井区控制级和站场控制级			
	通信工程	采用光纤通信方式构建气田内 SCADA 系统数据传输通道，光缆采用与输气管道同沟敷设和与电力杆路同杆架空敷设 2 种方式相结合的方式。			
环保工程	放空系统	各新建站场与集气站均设置 1 套放空系统，采气站场放空管高 15m，集气站放空管高 20m，均不设置长明火。			放空废气、噪声
	污水处理设施	每个平台前期沿用钻前储存池收集产生的气田水，后期设置污水罐（50m^3）收集分离产生的气田水，气田水经过压裂返排液			废水、污泥

		管道转输回用于后期区域内平台压裂用水，最终不能回用的部分拉运至回注井回注。	

（1）地面集输工程

本项目区块范围内新建1座集气站即阳101-5集气站，项目实施后，阳101井区产能建设工程(一期)内气体集输及调配主要依托区块内的两条线路进行。

①线路一：将阳101H5平台、阳101H6平台、阳101H8平台、阳101H9平台、阳101H14平台来气接入阳101-5集气站，通过新建“阳101-5集气站~阳101-1脱水站”管道输送至阳101-1脱水站。

②线路二：将阳101H5平台、阳101H6平台来气接入阳101-6集气站，通过后期拟建集气干线输送至阳101-1脱水站。

本项目建成后，两条线路将同时运行。

（2）阳101-5集气站

阳101-5集气站位于泸州市泸县得胜镇，位于阳101H6平台内部西南侧，占地面积为0.13hm^2，集输规模***m^3/d。设计压力为7.5MPa。

①建设内容：新建集气工艺装置区、放空分液罐、放空立管等。站内设清管接收装置，定期接收上游站场发送的清管器（球）；考虑站内管道、设备的安全运行，设置进站紧急截断阀及紧急放空系统。

②主要功能：接收周边平台来气，经分离、计量后输送至阳101-1脱水站。

③集气站站场主要工程量

阳101-5集气站主要工程量见表3.3-11。

表 3.3-11　　拟建集气站主要工程量表

集气站	名　称	规　格	单位	数量
阳 101-5 集气站	清管收球筒撬	PN8.5MPa　DN150	套	3
	清管收发球筒撬	PN8.5MPa　DN200	套	1
	清管收发球筒撬	PN8.5MPa　DN250	套	1
	清管收发球筒撬	PN8.5MPa　DN300	套	1
	卧式分离计量撬	PN7.5MPa　DN1400	套	1
	卧式分离计量撬	PN7.5MPa　DN1000	套	1
	放空分液罐	PN1.6MPa　DN1000	套	1
	放空立管	PN1.6MPa　DN200	套	1
	无缝钢管	DN25~DN500	t	15

（4）采气站场

①建设内容

本项目共涉及 7 个平台的采气工程。采气站场建设内容包括：新建分离计量撬、除砂撬、清管收发球筒撬和放空管等设备，项目单个站场面积约 6667m^2，各平台地面工程均在钻井工程井场占地范围内实施，不新增占地。

②建设规模

单井设计规模***m^3/d。

③主要功能

收集平台内井口开采出的气体，经除砂、分离、计量后，经集气管线输送至周边集气站。站场内设置清管发送设施，可对集气支线定期进行清管。

④站场主要工程量

本项目采气站场主要工程量见表 3.3-12~3.3-15。

表 3.3-12　采气站场主要工程量表（H5、H11、H12）

序号	名称	型号	单位	数量	备注
1	固定式油嘴	PN70MPa　DN65	只	4	
2	可调式油嘴	PN70MPa　DN65	只	4	
3	测温测压套	PN70MPa　　DN65	套	4	
4	两相流量计	PN8.5MPa	套	4	
5	中压除砂橇	PN8.5MPa 60×10^{4}m^3/d	套	1	
6	卧式分离计量橇	PN8.5MPa DN1000	套	1	
7	出站阀组撬/清管收发球筒橇	PN8.5MPa DN150/DN200	套	1	
8	放散管	PN1.6MPa　DN150　H=15m	具	1	
9	阻火器	PN1.6MPa　DN150	只	1	
10	爆破片	PN1.6MPa　DN150	只	1	
11	加注橇		套	2	
12	无缝钢管	DN25～DN200	t	10	

表 3.3-13　采气站场主要工程量表（H8）

序号	名称	型号	单位	数量	备注
1	固定式油嘴	PN70MPa　DN65	只	6	
2	可调式油嘴	PN70MPa　DN65	只	6	
3	测温测压套	PN70MPa　　DN65	套	6	
4	两相流量计	PN8.5MPa	套	6	
5	中压除砂橇	PN8.5MPa 60×104m3/d	套	1	
6	卧式分离计量橇	PN8.5MPa DN1000	套	1	

7	出站阀组撬/清管收发球筒橇	PN8.5MPa DN150/DN200	套	1	
8	放散管	PN1.6MPa　DN150　H=15m	具	1	
9	阻火器	PN1.6MPa　DN150	只	1	
10	爆破片	PN1.6MPa　DN150	只	1	
11	加注橇		套	3	
12	无缝钢管	DN25～DN200	t	10	

表 3.3-14　采气站场主要工程量表（H6、H9）

序号	名称	型号	单位	数量	备注
1	固定式油嘴	PN70MPa　DN65	只	8	
2	可调式油嘴	PN70MPa　DN65	只	8	
3	测温测压套	PN70MPa　DN65	套	8	
4	两相流量计	PN8.5MPa	套	8	
5	中压除砂橇	PN8.5MPa $120\times10^4m^3/d$	套	1	
6	卧式分离计量橇	PN8.5MPa DN1200	套	1	
7	出站阀组撬/清管收发球筒橇	PN8.5MPa DN150/DN200	套	1	
8	放散管	PN1.6MPa　DN150　H=15m	具	1	
9	阻火器	PN1.6MPa　DN150	只	1	
10	爆破片	PN1.6MPa　DN150	只	1	
11	加注橇		套	4	
12	无缝钢管	DN25～DN200	t	10	

表 3.3-15　采气站场主要工程量表（H14）

序号	名称	型号	单位	数量	备注
1	固定式油嘴	PN70MPa　DN65	只	10	
2	可调式油嘴	PN70MPa　DN65	只	10	
3	测温测压套	PN70MPa　DN65	套	10	
4	两相流量计	PN8.5MPa	套	10	
5	中压除砂橇	PN8.5MPa $120\times10^4m^3/d$	套	1	
6	卧式分离计量橇	PN8.5MPa DN1200	套	1	
7	出站阀组撬/清管收发球筒橇	PN8.5MPa DN150/DN200	套	1	
8	放散管	PN1.6MPa　DN150　H=15m	具	1	
9	阻火器	PN1.6MPa　DN150	只	1	
10	爆破片	PN1.6MPa　DN150	只	1	
11	加注橇		套	5	
12	无缝钢管	DN25～DN200	t	10	

表 3.3-12~3.3-15 所列为单座平台采气站的主要设施设备，本工程各平台不设置加热装置，在极端低温的情况下采用移动注醇车喷射加注少量乙二醇防

堵，加注位置在井口阀后的管道内。

（5）集输管线

本工程共新建集输管线 8 条，总长 28.08km。其中集气干线 2 条，长 8.34km；集气支线 6 条，总长 19.74km。输送介质均为原料气，并同沟敷设返排液管线。

①管线路由

本项目管线工程包括了连接阳 101-5 集气站和阳 101-1 脱水站的集气主线和集气复线（2 条干线），以及连接各平台和阳 101-5 集气站、阳 101-6 集气站之间的 6 条集气支线。管道采用“枝状”管网布局，路由首先避开了不良地质段，其次尽可能减少施工占地和工程拆迁量，在考虑地形、沿线敏感区分布、管线服务范围等多方面因素的前提下，以选择最短路径为原则进行布局。由于本项目集输管线的起、终点相对确定，且平台间距离较近，大部分管线长度较短，线路的路由走向相对唯一，因此，本项目仅对管线长度大于 5km 的管线（即阳 101H14 平台~阳 101-5 集气站集气支线）进行线路比选。

阳 101H14 平台~阳 101-5 集气站集气支线起点为阳 101H14 平台，终点为阳 101-5 集气站，该条集气支线设计压力 8.5 Mpa，管径 D168.3mm，长度为 5.35km。

该条集气支线从阳 101H14 平台西侧出站后，地形较缓，沿线无集中居民区等敏感区域分布，也未穿越自然保护区、风景名胜区、森林公园等特殊和重要生态敏感区和饮用水源保护区，线路走向基本为直线最短路径，因此，本项目针对线路绕避大水塘段设计了东线和西线两个方案进行比选，根据比选方案，西线方案虽然长度较东线方案长，但避开了大型鱼塘，减少了施工协调难度和赔偿费用，综上所述，本项目从环保角度推荐西线方案，与设计推荐方案一致，具体见表 3.3-16。

表 3.3-16　　方案比选表

序号	项目	西线方案	东线方案	比选结果
工程比选				
1	线路长度	5.35km	4.90km	东线方案优
2	水体穿越	无	大型鱼塘 1 次，约 70m	西线方案优
2	公路穿越	拟建泸东大道 1 次	拟建泸东大道 1 次	相当

3	风险	地势较为平缓	地势起伏较大	西线方案优
	环保比选			
1	水环境	不穿越水体，对周边地表水影响较小	穿越大型鱼塘 1 次，影响其水质	西线方案优
2	环境空气	仅沿线有分散居民	穿越两个村落	西线方案优
3	声环境	仅沿线有分散居民	穿越两个村落	西线方案优

②线路用管

本工程输送介质为原料气，集输管道材质选用无缝钢管，具体型号见下表 3.3-17。

表 3.3-17　　管线规格型号统计表

序号	名称	规格
1	阳 101H5 平台~阳 101H14 平台	管径 D168.3mm，L360N
2	阳 101H14 平台~阳 101-5 集气站	管径 D168.3mm，L360N
3	阳 101H8 平台~阳 101H9 平台	管径 D168.3mm，L360N
4	阳 101H9 平台~阳 101-5 集气站	管径 D219mm，L360N
5	阳 101H11 平台~阳 101H12 平台	管径 D168.3mm，L360N
6	阳 101H12 平台~阳 101-6 集气站	管径 D168.3mm，L360N
7	阳 101-5 集气站~阳 101-1 脱水站（主线）	管径 D323.9mm，L360N
8	阳 101-1 脱水站~阳 101-5 集气站（复线）	管径 D273mm，L360N

③穿越工程

A 河流穿越

本项目位于濑溪河水系，主要水体穿越工程为马溪河和宋观沟，本项目采用“开挖沟埋+稳管处理”方式穿越水体。

表 3.3-18　　管线穿越主要水体

序号	穿越管线	水体名称	穿越次数	穿越长度（m）	穿越方式
1	阳 101H5 平台~阳 101H14 平台	马溪河	1	20	开挖沟埋+稳管处理
2	阳 101H14 平台~阳 101-5 集气站	宋观沟	1	5	开挖沟埋+稳管处理
3	阳 101H8 平台~阳 101H9 平台	马溪河	1	20	开挖沟埋+稳管处理

B、道路穿越

本项目集输管线涉及的公路穿越工程主要包括隆黄铁路、绵泸高铁、港城

大道、拟建泸东大道、S219 省道以及部分乡村水泥路、机耕道。具体穿越情况见表 3.3-19。

表 3.3-19　　管线穿越主要道路

序号	穿越管线	道路名称	穿越次数	穿越长度（m）	穿越方式
1	阳 101H8 平台~阳 101H9 平台	拟建泸东大道	1	60	预埋套管穿越
2	阳 101H9 平台~阳 101-5 集气站	港城大道	1	50	顶管
3	阳 101H11 平台~阳 101H12 平台	隆黄铁路	1	80	顶箱涵
4		绵泸高铁	1	80	顶箱涵
5	阳 101H12 平台~阳 101-6 集气站	S219 省道	1	50	顶管
6	阳 101H14 平台~阳 101-5 集气站	拟建泸东大道	1	50	预埋 DN600 砼套管
7	阳 101-5 集气站~阳 101-1 脱水站	在建泸永高速	1	80	顶箱涵
8	阳 101-1 脱水站~阳 101-5 集气站	在建泸永高速	1	80	同沟顶箱涵
9	乡村水泥路、机耕道		104	978	顶管/开挖

C 其它穿越

本工程集气管线穿越已建光缆 6 次。

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

④管道铺设

A 管道埋深

本项目线路管道采用沟埋方式敷设，卵砾石、碎石地段、石方段，管沟开挖须超挖 0.3m。穿越乡村道路时，管顶距路面埋深不小于 1.2m；对于县乡公路应设置钢筋混凝土套管，以保护工作管，套管顶距路面埋深不小于 1.2m；管道开挖通过河渠小型穿越时，在有冲刷河流，管顶埋深应在设计洪水冲刷线以下大于 1m，无冲刷水域应在水床底大于 1m，河床为基岩时，嵌入基岩深度大于 0.5m。

B 管沟开挖、下沟及回填

管沟开挖前，对作业带内表土进行剥离并集中堆放，管沟敷设完毕后，将表土还原至管沟开挖面。本工程表土剥离厚度不小于 0.3m。

管沟回填工作应与集水管线、通信光缆敷设工序结合，合理组织工期。一般地段管沟回填土应高出地面 300mm 以上，用来弥补土层沉降的需要，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。

C 管口组对

管口组对前清除管内杂物，管端 50mm 范围内无污物；一般地段的管口组对优先采用内对口器；对口时，吊管机数量不宜少于 2 台。

D 管道转向处理

本工程管道水平和竖向的转向可根据具体情况分别采用弹性敷设、冷弯弯管和预制热煨弯管来处理。

⑤管道焊接与检查

A 管道焊接

本项目管线焊接推荐采用以半自动焊接为主、手工焊为辅的方式。在地形相对平坦的地段，宜采用沟上焊进行管道焊接；在地形狭窄、施工困难地段，可以采用沟下焊。

B 焊接检验

本工程管道环向焊缝均采用 100%超声波检测，并采用 X 射线和超声波对管道环向焊缝进行复检。射线照相探伤按照《石油天然气钢质管道无损检测》（SY/T 4109-2013）的规定执行，质量合格等级为 II 级。同沟敷设管段、返修焊、连头处等除进行 100%射线照相检验外，还需进行 100%的超声波探伤检验，质量合格等级为 II 级。

⑥清管、试压、干燥、置换

管道投产前应进行清管、试压和对管道内的空气进行置换。清管排放口和吹扫口不得设置于人口密集区。试压设备和管线 50m 范围内在升压过程中为试压禁区，试压时应对试压禁区内的人员进行疏散并设专人看守；本项目管道

一般以公路、沟渠等为节点进行分段清管试压。

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、试压

管道试压分为强度试压和严密性试压两个阶段，严密性试压应在强度试压合格后进行。本项目试压采用清洁水作为介质，试压结束后排水以不再排出游离水为合格。

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、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。

（6）辅助工程

①防腐工程

总体方案：本工程站外线路管道的外防腐采取防腐层加阴极保护的联合保护措施，站内地面管道和设备根据介质温度采用不同的防腐层防腐，站内埋地管道采用防腐层保护，不施加阴极保护。

A、线路管道防腐层

本工程站外线路管道直管段防腐

采用三层 PE 常温型防腐层，线路管道补口和热煨弯管防腐采用辐射交

联聚乙烯热收缩带（套）。

B、站内地面管道设备防腐

站内地面设备、管道采用涂装涂料进行防腐。推荐站内运行温度低于100℃的非保温的管道、设备氟碳涂料防腐；保温管道设备可采用耐高温环氧酚醛涂料或有机硅高温涂料进行防腐。

C 站内埋地管道外防腐

站内 DN≥50 的埋地钢质管道采用三层 PE 加强级防腐层，其余埋地钢质管道采用厚胶型聚乙烯胶粘带特加强级防腐层。DN≥50 防腐管补口和热煨弯管防腐采用三层结构聚乙烯热收缩带，DN<50 防腐管补口和热煨弯管防腐采用厚胶型聚乙烯胶粘带特加强级防腐层。

②线路管道阴极保护

本工程在不设阴极保护站，阴极保护站位于本项目区块范围外。

③线路标志桩、警示带

A 标志桩

拟建项目共设置 557 套线路标志桩，包含转角桩、穿越桩、交叉桩、结构桩等。

转角桩：埋地管道转弯时，应设置转角桩，转角桩宜设置于管道转角处中心线正上方。

交叉桩：埋地管道与其它地下构筑物（如电缆、其它管道、坑道）交叉时，交叉桩应设置在交叉点正上方。

结构桩：标示固定墩、埋地绝缘接头及其他附属设施，设施桩应设置在所标示物体的正上方。

穿越桩：管道穿越重要的公路、水体时，应在两侧设置穿越桩。

B 警示牌

管道在穿越公路、学校、人口集中居住区等应设置警示牌，本工程共设置警示牌约 140 套。

C 警示带

警示带连续敷设于埋地管道上方，是用于防止第三方施工破坏而设置的地下警示标记。一般地段管道标识带宜距管顶 500mm，岩石段细土回填处可置于管顶以上 300mm～500mm，标识带字体向上。本工程共设置警示带 27.78km。

（7）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

本项目集气支线大部分小于 3km，长度较短，堆管主要依托两端站场；集气干线和较长的支线需在沿线设置堆管场，本项目共设置堆管场约 3 处，单个堆管场占地面积约 600m^2。

③施工作业带

1）施工作业带

一般地段作业带宽度水田为 14m、旱地为 12m、林地为 10m、经济林地 8m；作业带布置示意图见图 3.3-13。

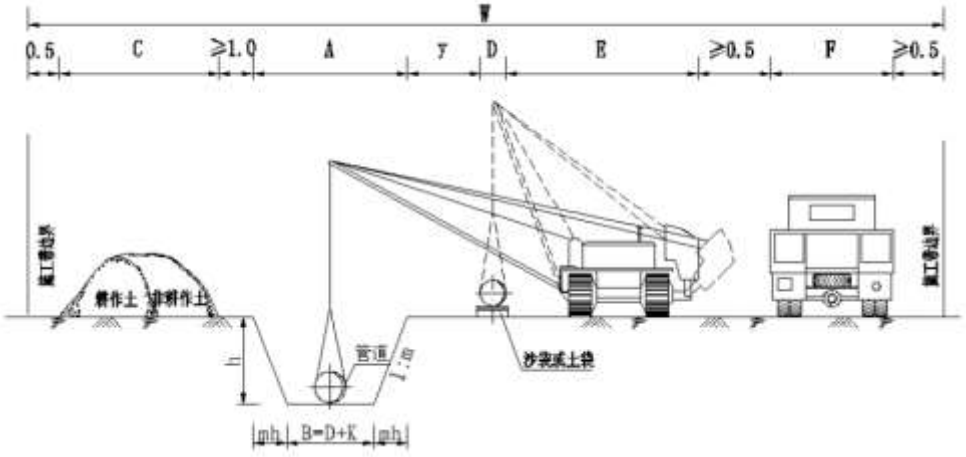

图 3.3-13　　一般地段作业带布置示意图

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，管线和站场施工均可依托周边农户，不单独另设施工营地。

（8）公用工程

①供配电

本项目新建集气站和各采气站场供电就近接入当地电网。

为确保站场的仪表系统、通信、应急照明等重要负荷的不间断供电，在站内设置 UPS 蓄电池作为备用电源。

②给排水

A 供水

本工程新建平台、新建集气站均为无人值守，仅检修期间等需零星间歇用水，采用清水罐车拉运供给。

B 排水

本项目各站场排水主要包括气田水、清管和检修废水。

本项目集气管线将同沟敷设集水管线，用于收集转输采气站场和集气站产生的气田水和清管检修废水，优先回用于区域内各平台压裂用水，不能回用的部分运至回注井回注处理。

③自动控制

本项目自控系统采用二级网络结构：

A 第一级为站场控制级，阳 101 脱水站控制室的 DCS、SIS 和可燃气体探测报警系统，完成脱水站工艺参数的显示、控制、报警和联锁。集气站设置 SCS 站控系统和 GDS 可燃气体探测报警系统，平台站设置 RTU 和 GDS 完成站内工艺参数进行采集与控制；

B 第二级为井区控制级，阳 101 井区区域控制中心 SCADA 系统对阳 101 井区内的平台、集气站及脱水站进行监视、报警、控制和联锁。此外，已建的泸州作业区区域控制中心 RCC 的 SCADA 系统对阳 101 井区区域控制中心进行监视、报警，及备用控制和联锁；

④通信工程

脱水站、集气站、平台等设置 PTN 光通信设备，采用光纤通信方式构建气田内 SCADA 系统数据传输通道，光缆采用与输气管道同沟敷设和与电力杆

路同杆架空敷设 2 种方式相结合的方式。

（9）环保工程

①放空系统

各新建站场均设置 1 套放空系统，放空管高 15m，集气站设置 1 套放空系统，放空管高 20m，均不设置长明火，在建站场依托现有放空系统。

②污水处理设施

各平台前期沿用钻井期间设置的储存池作为气田水（采出水）收集池，后期设置污水罐（50m^3）收集分离产生的气田水。阳 101-5 集气站不设置气田水收集池，依托其所在阳 101H6 平台存储分离的气田水，经过集水管道回用于区域内平台压裂用水，最终不能回用的部分转输至回注井回注。

3.3.3 利用工程

本项目部署的 7 个平台中，阳 101H14-1 井钻井工程前期已另行环评并取得批复，本次评价将其探转采工程纳入评价内容，不再重复评价其施工期。

3.3.4 依托工程

本项目主要依托工程为集输工程依托和回注井依托。

（1）集输工程依托情况

本项目阳 101H5 平台、阳 101H6 平台、阳 101H8 平台、阳 101H9 平台、阳 101H14 平台来气均进入阳 101-5 集气站，最后依托阳 101-1 脱水站进入威泸线外输；阳 101H11 平台、阳 101H12 平台来气依托阳 101-6 集气站外输至阳 101-1 脱水站，最终进入威泸线外输。

阳 101-6 集气站与阳 101-1 脱水站后期另行开展环评，不在本次评价范围内。

（2）外输干线依托情况

本项目依托外输干线后期另行开展环评，不在本次评价范围内。

（4）回注井工程依托情况

项目所在区域及周边已建的回注井工程包括阳 33 井和古 12 井。

①阳 33 井回注井工程

1）基本情况

阳 33 井位于龙马潭区双加镇，于 1972 年 4 月完井，完钻井深***m，1995 年 12 月转为回注井，回注层位为***，设计回注量***m^3。2016 年 12 月，泸州市人民政府办公室以“***”号文件批注阳 33 井回注井环保备案。截止 2021 年 12 月，阳 33 井回注井累积已回注量***m^3，剩余回注空间约***m^3，回注能力为***m^3/d。

2）主要处理工艺

根据《蜀南气矿钻井井场、输气管线及输气田水管线项目（龙马潭区）临时环保备案报告》，回注井主要采用沉淀+过滤预处理工艺，处理后水质满足《气田水回注方法》（SY-T 6596-2004）要求。

3）回注水质

回注水质执行《气田水回注方法》（SY-T 6596-2004）要求；根据回注井配套的水处理站的监测数据，经处理站处理后，回注入回注井的采出水中各项因子均满足前述标准要求。

4）回注井“四性”分析

封闭性：根据《蜀南气矿钻井井场、输气管线及输气田水管线项目（龙马潭区）临时环保备案报告》，阳 33 回注井回注层位为***，目的层作为原气藏封盖层，整个封盖层无断层，具有良好的封盖作用，在气藏形成的过程中，该地层有效阻止了天然气的逸散并将其保留下来。由于液体的渗透性弱于气体，故地层能起到防止地层水渗透的作用。目的层与地表最近层位中间封隔厚度较深，回注层本身为气藏封盖层，圈闭性较好，回注层位与浅层地下水有多个层位阻隔，每个层位均有较好的阻隔作用，无水力联系。

井筒完整性：根据资料和现场调查，阳 33 井回注井井身结构较好，套管及射孔段完好，固井质量合格；回注层位圈闭性较好，可回注空间大，回注层位上下隔离层不窜漏，注入层横向连通性好，满足注入量波及范围内无断层、无地表露头或出露点；有足够的吸渗能力，没有造成较高的泵注回压，不会引起回注水反注和外泄。

配伍性：阳 33 回注井主要接纳泸州江北片区所有气田水，各井场回注水与阳 33 井地层水水型均为 $CaCl_2$，从水型上无结垢可能。阳 33 回注井配置了沉淀池和预处理装置，通过预处理之后，回注水水质稳定，注入地层后不使粘土矿物产生水化膨胀或悬浮，与地层水混合后不会产生沉淀。本项目气田水水质简单，呈弱酸性，无剧毒物质，污染物类型较少，主要污染物为 Cl^-。气田水与回注层位的配伍性和相溶性较好。

环境可行性：根据《蜀南气矿钻井井场、输气管线及输气田水管线项目（龙马潭区）临时环保备案报告》，在阳 33 回注井上游及下游布置的地下水环境质量监测点各项监测因子均满足相应的环境质量标准，下游监测点环境质量没有明显高于上游监测点的情况。阳 33 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 33 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。

5）现状运行情况

阳 33 回注井目前正常运行，阳 33 井目前累计已回注***m^3，剩余回注空间***m^3。

②古 12 井回注井工程

1）基本情况

本项目于 2020 年 6 月 16 日获得泸州市泸县生态环境局《古 12 井气田水回注工程》的批复（***），目前正在建设中。古 12 井位于泸州市泸县福集镇，利用古 12 井建设回注井，可回注空间为***m^3，设计回注能力为***m^3/d。利用原古 12 井平台前场新建气田水池，容积 400m^3。气田水由建设单位另行委托专业运输公司罐车运至井站内，由罐车内水泵抽至站内 400m^3 的气田水水池中，根据气田水池储存情况，在气田水水池储存量达容积四分之三左右打开阀门，由高压水泵回注至古 12 井目的层，回注作业均在白天进行。回注泵参数

为 30m³/h。回注系统处理工艺见图 3.3-14。

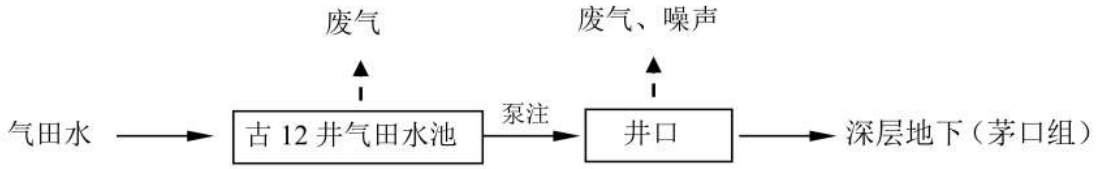

图 3.3-14　　古 12 井回注工艺流程示意图

2）主要设施建设情况

古 12 井回注工程主要工程内容为建设回注井及其处理系统（在古 12 井回注工程水处理站内建设）、新建管线 50m、新建泵房 1 间（10m²），其余工程依托古 12 井回注工程配套建设的回注水处理站内已有设施，目前正在建设中。

3）回注水质

回注水质执行国家能源局发布的行业标准《气田水注入技术要求》（SY/T6596-2016）及中国石油集团公司的企业标准《气田水回注技术规范》（Q/SY 01004-2016），回注井采用钢骨架塑料复合管道。

4）回注井“四性”分析

封闭性：根据《古 12 井气田水回注工程环境影响报告表》，古 12 井地面出露***。***上覆地层厚达***m，直接盖层为***，岩性为泥岩、页岩、铝土质泥岩等，其上覆盖***等地层，广泛分布泥岩和膏岩，为优质盖层，具有良好的封闭条件，能够有效阻隔天然气和地层水上窜。古 12 井回注层不存在溢流到地表造成污染的环保风险。古 12 井***气藏为单井裂缝系统，与周边其它气井没有连通关系。该井***目前已累计产气***m³，累计产水***m³，未对周边气井的正常生产造成影响，由此可见该井的地层封闭性良好，满足回注要求。古 12 井 3km 范围内无生产井，故在对该区块内的单井实施回注时，不会影响临近生产井的生产。因此，气田水通过古 12 井回注到***地层不会通过周围邻井窜出。

井筒完整性：古 12 井井管设表层套管、技术套管和抗硫、耐腐蚀套管共三层套管。根据《古佛山气田古 12 井气田水回注可行性论证报告》，古 12 井

井身结构完善，试压 30 分钟无压降，固井设计按照规范要求执行，固井质量满足回注要求。

配伍性：古 12 井气田水回注站主要接纳泸州区块、威远区块、长宁区块等页岩气反排液和气田水、泸州阳高寺和周边气田常规气生产过程中产生的气田水，各井站回注水与古 12 井地层水水型均为 $CaCl_2$，从水型上无结垢可能。从产出水、地层水水质监测数据，产出水和地层水的 OH-均为零，不会生成 $Ca(OH)_2$、$Mg(OH)_2$ 沉淀物；但产出水含有一定的 Ba^{2+}，地层水含有一定的 SO_4^{2-}，混合后可能生成 $BaSO_4$ 结垢物，地层水与各井站回注水结垢量分别为 0.92mg/L、0.92mg/L、0.92mg/L、0.85mg/L、1.29mg/L，若各井站回注水之间不同比例混合后，再注入地层水，结垢量约 0.85~0.92mg/L，均满足《气田水回注技术规范》（Q/SY01004-2016）中提出的悬浮物固体含量≤100mg/L 的要求；因此，本项目回注水与地层水配伍性好。

环境可行性：古 12 井拟接纳泸州区块、威远区块、长宁区块等页岩气反排液和气田水、泸州阳高寺和周边气田常规气生产过程中产生的气田水，无与油气开采无关的废水。回注井选用枯竭废弃油气藏进行回注，回注层为***，其上覆地层厚达***米，具有良好的封闭条件，能够有效阻隔天然气和地层水上窜。对照《气田水注入技术要求》（SY/T6596-2016）中回注井的选择等要求分析，古 12 井选井满足技术要求。井管设表层套管、技术套管和抗硫、耐腐蚀套管共三层套管。根据调查同类型回注工程，在运行期间基本不会产生因套管破裂导致气田水泄漏污染地下水。古 12 回注井在井站上、下游设置地下水监控井，定期对地下水进行采样监测，有效监控地下水污染情况。并对钻井液、压裂液中重金属等有毒有害物质进行了分析。

综上所述，古 12 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。

4）现状运行情况

古 12 回注井目前正在建设中，暂未开始回注。

③回注井依托可行性

根据前述分析，两口回注井从回注井封闭性、井筒完整性以及环境可行性方面综合分析，可作为本项目回用后剩余钻井废水、压裂返排液及气田水的回注依托工程。具体回注可行性分析见 9.1.3。

3.4 工程主要原辅材料及来源

3.4.1 钻前工程主要原辅材料及来源

钻前工程主要为场地平整、硬化以及修建井场道路、设施等，主要原辅材料为混凝土、钢筋等材料，来源均为外购。

3.4.2 钻井工程主要原辅材料及来源

（1）钻井泥浆

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。

（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 44 口井的压裂作业。

3.5 工程占地及土石方平衡

3.5.1 工程占地

根据阳 101 井区产能建设工程（一期）工程内容，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 3.5-1。

表 3.5-1　阳 101 井区产能建设工程（一期）占地情况

序号	工程类别		占地面积（hm^2）		备注
			临时站地	永久占地	
1	钻井工程	井场	4.63	/	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	采气站场	/	4.67	位于井场临时用地占地范围内
		阳 101-5 集气站	/	0.13	位于阳 101H6 平台内部，不重复计算占地面积
2	管道工程	作业带+堆管场	28.83	/	施工完毕后生态恢复
		施工便道	0.40	/	
		标志桩、警示牌等	/	0.01	位于作业带临时占地范围内

小计	33.86	4.68	/
合计	38.54		

3.5.2 土石方平衡及堆存

平台土石方平衡及堆存：本项目各平台根据土石方平衡设计平台标高，各平台土石方内部平衡，每个平台在平台附近就近设置占地约 2000m^2 的表土临时堆场暂存表土，用于平台钻井工程临时用地施工结束后的土壤复垦表层覆盖。平台钻井工程无永久弃方，也无需取土，不需设置取土场和永久弃渣场。

管线工程土石方平衡及堆存：土石方主要产生在管沟开挖过程中，本工程管道直径小，管沟开挖土石方在管道敷设后可全部回填管沟，无弃方。管沟开挖土石方堆放于管沟一侧，边开挖边回填，不需单独设置排土场。

本项目预计总挖方 26.19 万 m^3，填方 21.04 万 m^3，无弃方产生。剥离的表土（5.15 万 m^3）用于施工完成后恢复用土，各单项工程土石方平衡见表 3.5-2。

表 3.5-2　　项目土石方平衡情况表　　单位：m^3

序号	工程组成		挖方			填方			弃方
			表土	土石方	小计	表土	土石方	小计	
1	钻井工程	阳 101H5 平台	3078	21130	24208	3078	21130	21130	0
2		阳 101H6 平台	3363	29910	33273	3363	29910	29910	0
3		阳 101H8 平台	3729	27759	31488	3729	27759	27759	0
4		阳 101H9 平台	3505.5	24877.5	28383	3505.5	24877.5	24877.5	0
5		阳 101H11 平台	1864.5	9063	10927.5	1864.5	9063	9063	0
6		阳 101H12 平台	1864.5	26064	27928.5	1864.5	26064	26064	0
8		小计	17404.5	138803.5	156208	17404.5	138803.5	138803.5	0
1	管道工程	阳 101H5 平台~阳 101H14 平台	3905	8520	12425	3905	8520	8520	0
2		阳 101H14 平台~阳 101-5 集气站	5885	12840	18725	5885	12840	12840	0
3		阳 101H8 平台~阳 101H9 平台	2893	6312	9205	2893	6312	6312	0
4		阳 101H9 平台~阳 101-5 集气站	2992	6528	9520	2992	6528	6528	0
5		阳 101H11 平台~阳 101H12 平台	3003	6552	9555	3003	6552	6552	0
6		阳 101H12 平台~阳 101-6 集气站	3036	6624	9660	3036	6624	6624	0
		阳 101-5 集气站~阳 101-1 脱水站（主线）	4587	10008	14595	4587	10008	10008	0
7		阳 101-1 脱水站~阳 101-5 集气站（复线）	4587	10008	14595	4587	10008	10008	0
8		**小计**	30888	67392	98280	30888	67392	67392	0
1	道路工程	井场道路	3000	2400	5400	3000	2400	2400	0
2		内输管线施工道路	222	1776	1998	222	1776	1776	0
3		**小计**	3222	4176	7398	3222	4176	4176	0
总计			51514.5	210371.5	261886	51514.5	210371.5	210371.5	0

备注：剥离的表土用于施工完成后恢复用土，未计入填方中。

3.6 组织机构定员及施工进度

3.6.1 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 80 人。仅白天施工，夜间不作业，单平台施工时间约 2 个月。

钻井工程：本项目钻井工程施工队由钻井专业人员组成，每个钻井队共计 50 人左右，管理人员有队长、副队长、地质工程师、钻井工程师、钻井泥浆工程师、动力机械师、安全监督、环保员等，24h 连续不间断作业。双排布置的平台根据计划和施工条件，可能实施双排钻井同时作业，单个平台钻井工程施工作业时间约 19 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，单井压裂时间约 3 个月（含设备进场 1 个月）。

3.6.2 地面集输工程组织机构定员及施工进度

采气站场、集气站施工作业：采气站场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 50 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 2 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站场施工作业同步开展，具体施工时间根据井区建产计划以及井区内污染物（气田水）转运需求而定。预计各条集输管道工程施工期间每人施工人数 20 人左右，仅白天施工，夜间不作业。单条集输管道施工作业时间约 1 个月。

本项目运营期各采气站场和集气站均无人值守。

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站场工程、阳 101-5 集气站、集输管线。

4.1 施工期工程分析

本项目部署 7 个平台及采气站和配套集输管道工程建设，主要工程内容概况见表 3.1-2，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
2022~2024	部署阳 H5-1/2/3/4、H6-1/2/3/4/5/6/7/8、H11-1/2/3/4、H12-1/2/3/4、H14-2/3/4/5/6/7/8/9/10，并配套建设集输工程，平台管线拟先于井场实施
2023~2025	部署 H8-1/2/3/4/5/6，H9-1/2/3/4/5/6/7/8，并配套建设集输工程，平台管线优先于井场实施。

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。

项目共部署 7 个页岩气平台，其中阳 101H14 平台利用阳 101H14-1 井所建设井场（目前在建），不涉及钻前工程。

（1）钻前施工工序及产污环节分析

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

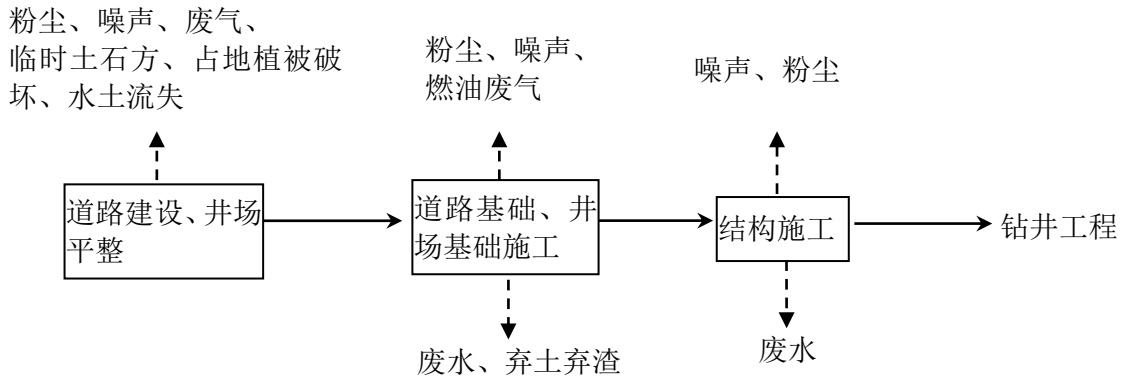

图 4.1-1 钻前工程施工过程及主要环境影响

（2）钻前施工内容

本项目钻前工程主要包括新建井场（规格：108m×95m、118m×95m、123m×95m 或 113m×55m）、储存池（1000m^3）、燃烧池（7m×13m×4.4m，各配套 20m^3 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。

（3）钻前施工主要污染工序及产污情况

①生态环境

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

根据对井区内拟选井站位置现场调查和土地利用现状卫片资料解译结果，井场选址占地类型以农用地为主，少量林灌地，表层土具备耕种功能，钻前施工前采取剥离表层 0.3m 后表土方式集中堆存，便于井站施工结束后对临时占地的复耕复种用表土，恢复临时占用耕地的生产力。

②废气

钻前施工人员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 2 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、BOD_5、SS 和 NH_3-N 等）。单个井场钻前施工高峰时日上工人数约 80 人，主要为就近聘请的当地民工。上述人员租住在附近农户，其产生的生活废水利用农户现有设施进行收集处置；钻前施工主要为土建施工，产生的施工废水由场地截排水沟截留，经简单沉淀处理后循环利用于施工场地洒水抑尘和混凝土养护用水，无施工废水排放。

④噪声

钻前工程主要噪声源为推土机、挖掘机、载重汽车等机械设备噪声，钻前工程仅昼间施工，各声源噪声级见表 4.1-2。

表 4.1-2　　主要施工机具噪声源强

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

⑤固体废物

钻前施工中优先剥离 0.3m 表土，就近独立设置表土堆场集中堆存，便于施工结束后的临时占地恢复用土，开挖的土石方由场地内实现挖填平衡。类比本项目区块内阳 101H14-1 井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泥浆钻井、套管固井，以及完钻后钻井设备离场拆除等。

（1）钻井工艺流程及产污环节分析

①设备搬运及安装

施工单位用汽车将钻井设备和泥浆循环罐等钻井设备运至进场并进行安装，通常 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或双机钻井，钻井方式主要为泥浆钻井，主体采用三开井身结构，各开发井平台第一口井均采用“导管+三开”井身结构，采用 Φ660.4mm 钻头开眼，下 Φ508mm 导管至 50m 左右稳定地层，封隔地表窜漏及垮塌层；二开采用 Φ406.4mm 钻头，下 Φ339.7mm 至***顶，水泥返至地面，封隔上部的垮塌层；三开直井段采用 Φ311.2mm 钻头，下 Φ244.5mm 套管至***顶，封隔上部***低压易漏层，为下步安全钻井和提速创造条件；三开水平段采用 Φ215.9mm 钻头，下外径 Φ139.7mm、壁厚 12.7mm、钢级 140 套管至完钻井深。若无破碎带及易漏地层，平台剩余井将采用“导管+三开”结构，导管采用清水钻井，一开、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。

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

作业为 24h 连续作业，平台内各井依次实施钻进作业。

③钻井工艺

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

导管采用清水钻，一开、二开、三开段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，产生的清水泥浆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、泥浆钻进过程

平台各井一开~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。

C、钻井泥浆循环工艺

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。

该泥浆循环工艺是中石油公司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。

D、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）进入油基钻井液清洁化生产随钻处理系统处理。油基钻井液清洁化生产随钻处理系统由收集单元（30 个 2.5m^3 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。

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

清洁生产随钻处理系统分离后的油基岩屑，经场内 30×2.5m^3 岩屑罐盛装转移至清洁生产操作区内的油基岩屑贮存场地（按危废贮存场地采取防渗、防

扩散、防流失措施）暂存，及时交由危废处置资质单位妥善处置。钻井液及岩屑采用岩屑罐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、钻前修建的储存池及燃烧池等保留至压裂试气阶段继续使用。

（2）钻井施工主要污染源及污染物排放情况

①废气

本项目各平台钻井工程以当地电网做动力，在停电状态下，井场将使用柴

油机作为备用电源，将产生一定量的柴油机废气。此外项目井下返排污以“湿”泥浆形式返排，产尘率很低。钻井过程中产生的废气主要为车辆尾气等。

A、柴油机废气

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 NOx、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、测试放喷废气

测试放喷的页岩气经专用放喷管线引至燃烧池后点火燃烧，测试放喷时间约 1~2 天，依据测试气量，间歇放喷，每次持续放喷时间约 4~6h，废气排放属不连续排放。本气井为不含硫化氢页岩气井，页岩气燃烧主要产物为 NOx、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燃烧池后点火燃烧，其燃烧主要产物为 NOx、CO_2 和水。

②废水

根据本项目产能建设方案以及井区内已实施钻井平台的钻井作业情况，本项目严格实施雨污分流制度和钻井污染物“不落地”处理，钻井过程中实现废水收集处理循环利用，钻井工程钻进过程中无废水外排。本项目废水主要为完井

施工阶段产生的钻井废水（包括泥浆压滤脱出水以及设备冲洗废水）、方井雨水以及钻井队人员生活污水。

A 钻井废水

清水及水基泥浆钻井过程中废泥浆脱水后，水进入泥浆调配循环使用，仅在水基泥浆阶段完钻时产生钻井废水，根据本项目井身结构以及页岩气公司已有钻井的钻井泥浆使用情况，单机钻井平台完钻阶段钻井废水产生量约 300m^3，双机钻井平台的完钻阶段钻井废水产生量约 600m^3，本项目实施钻井废水产生总量约 3000m^3，经隔油沉淀处理后暂存于清洁生产操作区配备的 4×40m^3 废水收集罐和储存池（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。考虑到存在的不确定性，若出现储存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，钻井废水可由返排液管线外运至阳 101H14 平台所修建的配套水池（有效容积约 15000m^3）暂存，或回用于区域内各钻井。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的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 4.1-3。

表 4.1-3　　钻井废水中的主要污染物与浓度（mg/L，pH 除外）

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

钻井过程中废水全部循环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，经清洁化生产平台处理后全部回用于压裂阶段压裂液调配用水。根据调查，目前本区域内钻井废水的回用率已达到 90%以上。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 10m^3，项目实施方井雨水产生总量约 440m^3，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 123m×95m 平台 15min 初期雨水收集量为 258m^3。染物主要为 SS 和少量石油类。

D 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，本项目单平台钻井作业期间（19 个月）生活用水量约为 2280m^3，污水按用水量的 90%计，则生活污水产生量共计 2052m^3（约 3.6m^3/d）。生活污水产生量较少，主要污染物 COD 约为 300mg/L，BOD_5 约为 150 mg/L，SS 约为 250mg/L、NH_3-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；食堂废水经隔油处理后由井场内污水处理装置处理后用于冲洗厕所或配置水基泥浆。

项目钻井阶段废水产生情况见下表 4.1-4。

表 4.1-4　项目钻井施工阶段废水产排情况统计表

污染物种类	主要污染物	产生量（m^3）	污染防治措施	排放情况
水基钻井废水	pH、COD、SS、石油类、氯化物	300 或 600m^3/平台，总量 3000m^3	循环使用，无法回用部分用于区域钻井或后期压裂液配置	0
方井雨水	SS、石油类	10m^3/井，总量 440m^3	回用于区域钻井或压裂液调配用水	0
初期雨水	SS、石油类	最不利情况：123m×95m 平台 15min 初期雨水收集量为 258m^3	通过排水明沟导入储存池内暂存，回用于区域钻井或压裂液调配用水	0
生活污水	COD、BOD_5、SS、NH_3-N	2052m^3/平台，总量 14364 m^3	用吸粪车转运至有处理资质的单位处理，食堂废水用于配置水基泥浆	0

③噪声

井场钻井期主要噪声设备有：

泥浆泵区：主要为直流电机、泥浆泵、振动筛、搅拌器、除砂器等，位于井场后场。

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

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

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，钻井工程主要噪声源设备噪声值见表 4.1-5。

表 4.1-5　　钻井工程主要噪声源（单套设备）

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

④固体废物

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

A、水基钻井固废

水基钻井固废为废钻井泥浆、岩屑等经“不落地”系统进行固液分离产生的固相废渣（泥饼）。根据《危险废物排除管理清单（2021 年版）》（公告 2021 第 66 号），对于水基钻井固废（废泥浆和岩屑），全国各大油田开展了一系列的鉴别及研究工作，为其属性认定提供了依据，本项目所在区域周边也有同目的层的页岩气钻井平台进行了水基钻井固废脱水泥饼的浸出监测，根据已开展的水基废泥浆和岩屑的危险特性鉴别报告，石油天然气开采产生的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。根据区域页岩气钻井固废统计情况，单井平均产生水基钻井固废量约为 1200m^3。

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。根据井身结构以及区域内页岩气污染物产生情况，预计单井平均产生油基钻井岩屑量约 840m^3，用防渗防漏吨袋（含防水内层）收集装袋，现场设规范的危废暂存场地临时贮存，分批分次交由资质单位处置，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 0.5kg/人•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 25kg/d，钻井期 19 个月，共 14.25t。本项目钻井期间生活垃圾产生总量约 99.75t。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 2.8t。

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主要来源于机械（泥浆泵、转盘、链条等）润滑废油固废。根据区块同类型项目类比和现场调查，本项目单平台废矿物油及含矿物油废物产生量约 0.1t，产生总量约 0.7t。废矿物油及含矿物油废物属于危险废物（废物类别为 HW08，废物代码 900-249-08），现场配备废油收集桶收集后在危废暂存间进行暂存，最终交由有资质单位进行处理，不外排。

项目钻井固体废物产生量见表 4.1-6。

表 4.1-6　项目钻井固体废物产生量

阶段	种类	产生量（m^3）	主要成分	处理处置方式	分类
水基泥浆钻井	水基钻井固废	5.28 万 m^3 1200m^3/井	水、粘土、碳酸钠、氢氧化钠、石灰石、岩石、土壤等	由“不落地”工艺处理收集后外运至具有处置资质的水泥厂协同窑处置或附近制砖添加剂使用	II 类一般工业固废 (900-999-99)
油基泥浆钻井	油基钻井固废	3.70 万 m^3 840m^3/井	白油（或柴油），封堵剂，降滤失剂，重晶石，氯化钙	油基岩屑采用吨袋包装，放入岩屑储存罐内暂存，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。	HW08 072-001-08 危险废物
全过程	生活垃圾	14.25t/单平台，总量 99.75t	生活垃圾	按当地环卫部门要求统一妥善处理	生活垃圾
	废包装材料	2.8t	塑料、纸皮等	在材料区集中收集后回收利用	I 类一般工业固废 (900-999-99)
	废矿物油及含矿物油废物	0.7t	废油等	设置收集桶集中收集并在危废暂存间妥善暂存，完钻后交有相应危险废物处理资质的单位处置	HW08 900-249-08 危险废物

表 4.1-7　钻井作业危险废物汇总表

名称	类别	代码	产生量	产生工序及装置	形态	主要成分	有害成分	危险特性	污染防治措施
废矿物油及含矿物油废物	HW08	900-249-08	0.1t/井场	钻井机具	半固态	废润滑油	润滑油	T、I	废油桶收集，危废间贮存，完钻后交有相应危险废物处理资质的单位处置
油基岩屑	HW08	072-001-08	840m^3/口	油基钻井	固态	油基泥浆、油基岩屑	油基泥浆、油基岩屑	T	用防渗防漏吨袋收集装袋，现场设规范的危废暂存场地临时贮存，分批分次交由资质单位处置

4.1.3 压裂测试工程

页岩气藏作为“人工气藏”，获取页岩气储层性质须首先开展压裂作业，针对页岩气储层的改造主要采取压裂人工构筑地层裂缝方式进行，主要分为压裂、开井排液测试放喷、完井撤离三个阶段。

（1）压裂测试施工工序及产污环节

压裂即用压力将地层压开一条或几条水平的或垂直的裂缝（裂缝长度控制在 100m 长度范围内），并用支撑剂将裂缝支撑起来，减小油、气、水的流动阻力，沟通油、气、水的流动通道，从而达到增产的效果。关井稳压结束后需开井排液（压裂时压入的大量压裂液），平台内各井钻井压裂完成后采用依序单井开井返排测试方式进行，测试结束后换装采气树关井待产。

A、压裂过程

①压裂液

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

②压裂供水工程

本项目压裂施工预计单井压裂液用量约 60000m^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，区域内已建平台重复利用泸州区块阳 101 井区其它平台返排液量约占压裂液总量的 90%，平台内新配置压裂液量约占 10%。重复利用压裂液采用管线转运，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）+储存池（1000m^3）储存供给。阳 101H5、阳 101H8、阳 101H9、阳 101H14 在马溪河各设 1 个取水点（阳 101H6 平台取水依托 H9 平台取水泵站），阳 101H11 在濑溪河设置 1 个取水点（阳 101H12 平台依托 H11 平台取水泵站），采用水泵潜水泵取水，通过供水管道输送至平台水罐区的压裂液罐+临时蓄水池内，设计取水能力为 250m^3/h，压裂期间工作时间约 8～16h/d。

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 2500m^3/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，噪声源位于燃烧池，单井测试放喷持续时间一般不超 3h，且安排在昼间进行。压裂测试主要噪声源设备噪声值见表 4.1-9。

表 4.1-9　　压裂测试主要噪声源特性

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

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***，采用约 60m~80m/段的长段压裂方案，每段压裂用水量预计为 2000m^3，压裂段数约为 30 段，单井压裂用水量约为 6.0 万 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。

根据泸州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 12000m^3/口，返排持续时间约 1 个月，返排量峰值约为 300m^3/d，一般情况下约为 80～120m^3/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 50×50m^3，存放于水罐区，场地防渗处理，防渗等级满足《石油化工工程防渗技术规范》（GB/T50934-2013）标准中重点防渗区防渗要求）+储存池（有效容积 1000m^3）暂存，优先回用于区块其他井场配置压裂液，回用率为 90%。压裂返排液中 10%无法回用的（约 1200m^3/口）不能回用的部分压裂返排液拉运至阳 33 井或古 12 井回注处理。

压裂液罐（有效容积 50×50m^3，存放于水罐区，场地防渗处理，防渗等级满足《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ 610-2016）标准中重点防渗区防渗要求）+储存池（有效容积 1000m^3）暂存，优先回用于区块其他井场配置压裂液，回用率为 90%，压裂返排液中 10%无法回用的回注至阳 33 井和古 12 井；如后期遇回注井生产调整，也可运至蜀南气矿管理的其他有环保手续和处理能力的其他回注井回注。

表 4.1-10　各平台压裂返排液产生量统计表

建设时序	名称	平台产生量（万 m^3）	年度产生量（万 m^3）
2024	阳 101H5	4.8	34.8
	阳 101H6	9.6	
	阳 101H11	4.8	
	阳 101H12	4.8	
	阳 101H14	10.8	
2025	阳 101H8	7.2	18
	阳 101H9	10.8	
合计		52.8	52.8

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 4.1-11。

表 4.1-11　压裂返排液水质　mg/L，pH 无量纲

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

B 生活污水

单平台压裂施工人员生活污水产生量约 3.6m^3/d，生活污水依托钻井期间移动式水冲厕所，收集后外运污水处理厂处理。

③废气

压裂测试工程产生的废气主要为放喷燃烧废气以及非正常状态事故放喷废气。

A 测试放喷废气

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

B 非正常状态事故放喷废气

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

④固体废物

压裂期间固体废物主要为返排砂和生活垃圾。

返排砂主要为压裂期间随返排液带出的少量砂砾，属于一般工业固废。具有前期多后期少的特点，类比井区已实施平台，施工期返排砂产生量约为 1t/口。

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 2.25t），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 采气站场建设工程

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

（1）站场施工工序及产污环节

采气场站施工主要包括：场地平整、设备基础施工、设备安装、场地清理四个阶段。主要工艺流程见图 4.1-4。

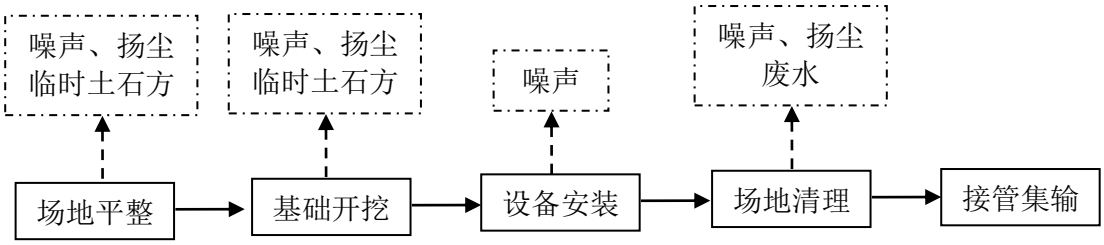

图 4.1-4　场站施工工序及产污环节示意图

（2）场站施工期主要污染物及污染物排放情况

①生态环境

场站施工在钻井井场范围内进行，不新增占地，对生态环境影响很小。

②废气

施工期废气主要为施工机具作业时产生的含 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。

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

站场管线试压废水：本项目站场管线采用清水试压，预计单个平台试压废水产生量约 $4m^3$，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

本项目各采气站场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 4.1-12　单个场站施工主要施工机具噪声源特征

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

⑤固体废物

土石方：站场建设主要是撬装设备的安装，以及站内管线的安装（多为地面），因此开挖土石方产生量较小。根据区域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干线（2 条）和集气支线（6）条，同沟敷设集气管线和返排液管线（H11、H12 平台返排液管线 T 接进返排液干线）。集气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 4.1-8。

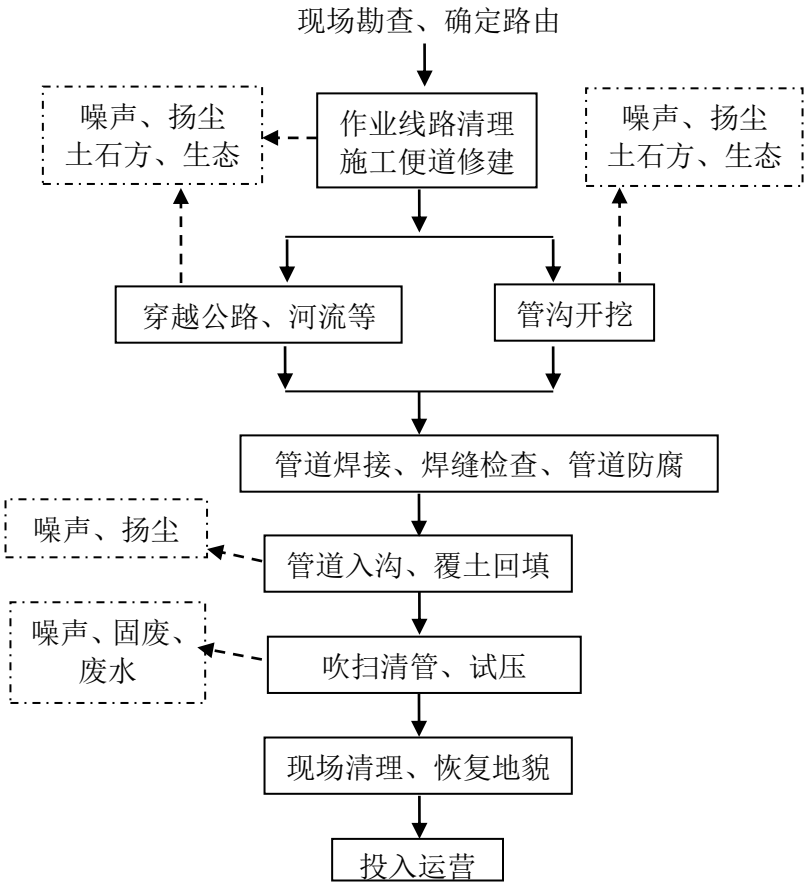

图 4.1-5　集输管线主要施工工序及产污环节示意图

管线铺设主要过程有：路由确定后进行作业线路清理、修建临时施工便道，完成管沟开挖，河流、公路穿越等基础工程后，将钢管运至各施工现场。将管段组装后，焊接并检查焊缝、进行管道防腐，按管道施工规范下到管沟内，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

管道穿越工程包括河流、公路穿越。根据本项目地面建设方案，集输管线河流穿越主要为马溪河穿越与宋观沟穿越，无大型河流穿越，公路穿越有高速、国道、乡村水泥路、乡村碎石路、机耕道等，铁路穿越主要有隆黄铁路穿越、绵泸高铁穿越。

A 河流穿越

本项目穿越河流沟渠主要采用大开挖方式，一般为围堰开挖，根据河流的地形、水文和地质条件、施工场地和设备，拟利用河床 1/3 做导流沟、2/3 做围堰区、采用分两侧交替围堰、干水、大开挖的施工方式。为避免河流冲刷及动水浮力对管道安全的影响，本穿越管道开挖通过河流穿越时，在有冲刷河流，管顶埋深应在设计洪水冲刷线以下大于 1m。无冲刷水域应在水床底大于 1m。河床为基岩时，嵌入基岩深度大于 0.5m。采用开挖法通过河渠中型穿越时，在有冲刷河流，管顶埋深应在设计洪水冲刷线以下大于 1.2m。无冲刷水域应在水床底大于 1.3m。河床为基岩时，嵌入基岩深度大于 0.6m。当管道采用大开挖方式穿越河流时，对边坡进行扰动，在雨季极易发生滑坡泥石流等破坏，应采用浆砌石护岸保护管道敷设的边坡，河槽内设置混凝土压重块或石笼护底来进行稳管。

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

B 道路穿越

管道穿越道路一般采用顶管、顶箱涵和开挖三种方式。本工程穿越铁路与在建高速公路均采用顶箱涵穿越，国道、省道、乡村水泥路面优先采用顶管穿越，机耕道、碎石路穿越采用大开挖+套管方式。管道穿越位置，宜选在稳定的公路路基下，尽量避开石方区、高填方区、路堑和道路两侧为半挖半填的同坡向陡坡地段。采用钢筋混凝土套管进行保护，套管顶埋深不小于 1.2m。

a.顶管

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

顶管施工技术是国内外比较成熟的一项非开挖敷设管线的施工技术，该技术分为泥水平衡法、土压平衡法和人工掘土顶进法。目前国内采用较多的是采用大推力的千斤顶直接将预制套管压入土层中，再在管内采用人工或机械掏挖土石、清除余土而成管的施工方法。主要分为测量放线、开挖工作坑、铺设导

向轨道、安装液压千斤顶、吊放混凝土预制管、挖土、顶管、再挖土、再顶管、竣工验收等工序。

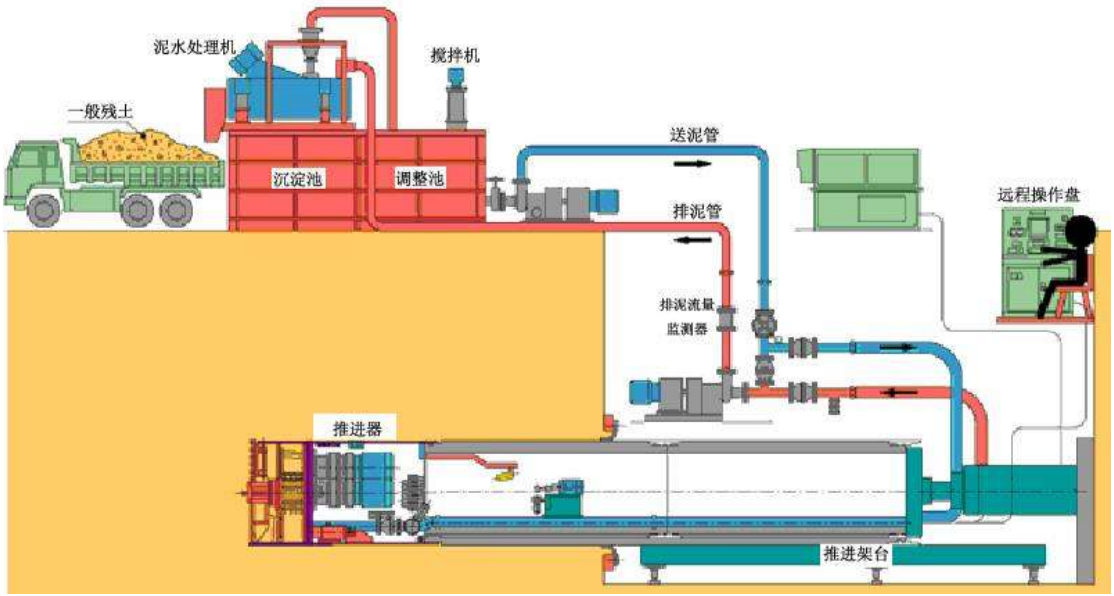

图 4.1-6　　顶管施工工艺示意图

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

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

b.开挖

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

B. 其他穿越

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

③清管、试压、干燥、置换

A. 清管

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

B. 机具尾气

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

C. 焊接烟尘

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

②废水

管道施工期产生的废水主要有施工废水、试压废水、生活污水。

A. 施工废水

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

B. 试压废水

本项目管道全线均采用清水试压。根据项目设计，本工程共新建集输管线 28.08km，返排液管线 20.69km，试压废水产生总量约为 1434m^3。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，不外排。

表 4.1-13　　管线试压废水产生量统计表

序号	名称	型号	长度（km）	试压废水产生量（m^3）
1	阳 101H5 平台~阳 101H14 平台	D168.3mm	3.55	78.97
2	阳 101H14 平台~阳 101-5 集气站	D168.3mm	5.35	119.02
3	阳 101H8 平台~阳 101H9 平台	D168.3mm	2.63	58.51
4	阳 101H9 平台~阳 101-5 集气站	D219mm	2.72	102.46
5	阳 101H11 平台~阳 101H12 平台	D168.3mm	2.73	60.73
6	阳 101H12 平台~阳 101-6 集气站	D168.3mm	2.76	61.40
7	阳 101-5 集气站~阳 101-1 脱水站（主线）	D323.9mm	4.17	343.60
8	阳 101-1 脱水站~阳 101-5 集气站（复线）	D273mm	4.17	244.09
9	返排液管线	DN150	20.69	365.62
合计				1434.4

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，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 1.44m^3/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 4.1-14。

表 4.1-14　　主要施工机具噪声源强

序号	机械设备名称	测点距施工机具距离 m	噪声源强 dB(A)	声源类型
1	挖掘机	5	84	流动源
2	推土机	5	86	流动源
3	吊管机	5	86	流动源
4	电焊机	5	83	固定点源
5	切割机	5	93	流动源
6	载重汽车	5	88	流动源
7	顶管机械	5	85	固定源

④固体废物

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

A. 施工废料

本项目管道运至施工现场前，已进行了相应的防腐处理。因此，施工废料主要包括废包装材料、废焊条，吹扫清管所产生的少量铁锈、机械杂质，以及施工过程中产生的废金属等。根据类比调查，管道施工废料的产生量约 0.2t/km，本项目新建管道总长 28.08km，管道施工废料的产生量约 4.95t，收集后外售回收利用。

B. 废弃泥浆

废弃泥浆来自顶管施工，该施工过程中所用泥浆主要用来减少顶进过程管壁与土体之间的摩擦力，并填充流失的土体，减少土体变形、沉降和隔水。泥浆产品主要由膨润土加水勾兑而成，为保证泥浆性能，根据不同的地质会加入少量的添加剂。项目顶管施工设置泥浆池，施工过程中返回的泥浆在泥浆池内循环使用，施工结束后剩余的废弃泥浆量较小，本项目仅约 10m^3，废弃泥浆及岩屑干化后交由周边水泥厂或砖厂资源化利用。

C. 生活垃圾

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

⑤生态环境

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

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

本项目穿越的主要为马溪河和宋观沟，采用开挖方式施工，对水生生态将

造成一定影响。管线穿越施工是临时工程，仅在施工期对水体水质和水生物生长环境有短期影响，施工结束后，水生生态将恢复原状。

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

4.1.6 集气站施工

（1）集气站施工内容

井区集气站工程为新建集气站 1 座（阳 101-5 集气站）。

施工期主要进行土建施工包括：基础工程、主体工程、设备安装等施工。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，施工现场不设工程集中营地。

（2）集气站施工工序及产污环节分析

阳 101-5 集气站设置于阳 101H6 平台范围内，将与阳 101H6 站场同步进行施工。工程建设主要为场地平整等土建施工，施工过程简单，施工期产污等与阳 101H6 平台施工期产污一并处理，本次不单独进行分析。

4.1.7 施工期污染物排放统计

本工程施工期产生的主要污染物排放总量统计见表 4.1-15。

表 4.1-15　本项目施工期“三废”排放统计表

施工阶段	污染物类型	污染物种类		污染因子	产生量	处理措施	排放量
钻前阶段	废气	施工扬尘		颗粒物	少量	无组织排放，洒水作业抑尘	少量
		运输作业车辆、施工机具尾气		NO_x、CO	少量	无组织排放，使用轻质燃油做燃料，机具排气筒排放	少量
	废水	施工废水		SS	少量	全部回用，无外排	0
		生活污水		COD、BOD_5、SS、氨氮	少量	依托当地农户现有设施	0
	固废	生活垃圾		生活垃圾	少量	利用附近农户现有的设施	0
		土石方		/	0	优先剥离 0.3m 表土，就近独立设置表土堆场集中堆存，用于后期恢复用土	0
	噪声	施工噪声		噪声	82~88dB(A)	仅昼间施工	82~88dB(A)
	生态影响	占地、植被破坏、造成的地面裸露，局部水土流失				井站施工结束后对临时占地的复耕复种用表土，恢复临时占用耕地的生产力	
钻井阶段	废气	柴油及废气（网电停电时产生）	NO_x	25mg/m^3	少量，仅网电停电时产生	采用合格的柴油机及柴油，燃烧废气采用柴油机设备自带的消烟除尘装置和 6m 高排气筒排放	少量
			SO_2	77 mg/m^3			
			颗粒物	100mg/m^3			
		非正常状态事故放喷废气		NO_x、CO_2 和水	少量	点火燃烧	少量
	废水	钻井废水（含压滤出水、洗井废水、冲洗废水）		pH、COD、SS、石油类、Cl^-	300 或 600m^3/平台	回用于区域钻井或压裂液调配用水	回用
		方井雨水		SS 和石油类	10m^3/口	隔油沉淀后回用于钻井或压裂液配置	回用
		初期雨水		SS 和石油类	258m^3/平台	隔油沉淀后回用于钻井或压裂液配置	回用
		生活污水		COD、BOD_5、SS、氨氮	2052m^3/平台	经各井场移动式厕所收集后送至周边乡镇污水处理厂处理	外运处置
	固废	水基泥浆钻井固废（岩		钻井岩屑、泥浆	约 1200m^3/口	“不落地”系统收集脱水，交可接受且环保	地方水泥厂

施工阶段	污染物类型	污染物种类	污染因子	产生量	处理措施	排放量
		屑及废泥浆）脱水泥饼		总量 52800m^3	手续齐全的单位进行资源化利用	或砖厂综合利用
		油基泥浆钻井固废	油基泥浆、油基岩屑	约 840m^3/口 总量 36960m^3	用防渗防漏吨袋收集装袋，现场设规范的危废暂存场地临时贮存，分批分次交由资质单位处置	委托处理
		生活垃圾	/	14.25t/平台	交由当地环卫部门统一清运处理	委托处理
		废包装材料	/	厂家回收	交由厂家回收利用	委托处理
		废矿物油及含矿物油废物	/	0.7t	设置收集桶集中收集并在暂存场所妥善暂存，完钻后交有相应危险废物处理资质的单位处置	委托处理
	噪声	钻井工程设备噪声	Leq	70~100dB(A)	排气筒上自带高质量消声器；隔声减震	70~100dB(A)
		事故放喷噪声	Leq	110 dB(A)	测试放喷及事故情况下产生	110 dB(A)
压裂阶段	废水	压裂返排液	pH、COD、SS、石油类	1.2 万 m^3/单井，总量 52.8 万 m^3	优先用于平台内压裂液配置，其次采用管道或罐车运至区域其它平台用于压裂液配置，不能利用的回注到阳 33 井和古 12 井	0
		生活污水	COD、SS、BOD_5、氨氮	单平台 3.6m^3/d	依托钻井期间移动式厕所收集后外运污水处理厂处理	0
	废气	非正常状态事故放喷废气	NO_x、CO_2 和水	少量	点火燃烧	少量
	噪声	设备运行噪声	噪声	85~100dB（A）	置于钻井平台内，基础安装减振垫层	80~95dB（A）
	固废	生活垃圾	生活垃圾	少量	依托当地农户现有设施	0
		返排砂	石英砂和陶粒等砂砾	总量 44t	属于一般工业固废，收集后外送地方水泥厂或砖厂综合利用	0
采气站场、集气站建	废气	施工扬尘	颗粒物	少量	无组织排放，洒水作业抑尘	少量
		施工机具尾气	NO_x、CO	少量	无组织排放，使用轻质燃油做燃料	少量

施工阶段	污染物类型	污染物种类	污染因子	产生量	处理措施	排放量
设施工	废水	施工废水	SS	少量	沉淀后回用	0
		站场管线试压废水	SS	单平台 4m^3	沉淀后回用于洒水抑尘	0
		生活污水	COD、BOD_5、SS、氨氮	少量	依托当地农户现有设施	0
	噪声	施工机械噪声	Leq	84~93dB(A)	仅昼间施工	84~93dB(A)
	固废	土石方	/	少量	场内平衡	0
		生活垃圾	/	少量	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	0
	生态环境	场站施工与集气站施工均在钻井井场范围内进行，不新增占地，对生态环境影响很小。				
管线施工	废气	施工扬尘	颗粒物	少量	无组织排放，洒水作业抑尘	少量
		施工机具尾气	CO、NO_x	少量	无组织排放，使用轻质燃油做燃料	少量
		焊接烟尘	颗粒物	少量	无组织排放	少量
	废水	施工废水	SS、石油类	少量	沉淀后回用，不外排	0
		试压废水	SS	1434m^3	分段试压，沉淀处理后用于洒水抑尘	0
		生活污水	COD、BOD_5、SS、氨氮	少量	依托沿线周边农户现有设施	0
	固废	施工废料	废焊条、废包装材料、废金属等	4.95t	收集后外售回收利用	0
		废弃泥浆	/	10m^3	施工结束后剩余的废弃泥浆外运周边水泥厂或砖厂进行综合利用	0
		生活垃圾	/	少量	依托沿线现有设施	0
	噪声	施工机械噪声	Leq	84~93dB(A)	仅昼间施工	84~93dB(A)
	生态影响	占地、植被破坏、河流水生生态影响、局部水土流失			短期影响，施工结束后逐步恢复	

4.2 运营期工程分析

4.2.1 采气站场、集气站

（1）采气站场工艺流程分析

本项目实施后，各采气站场页岩气由管线外输至集气站，其主要工艺流程采用“井口节流→除砂节流→连续分离计量→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。

采气站场地面采气工艺流程及产污环节见图 4.2-1。

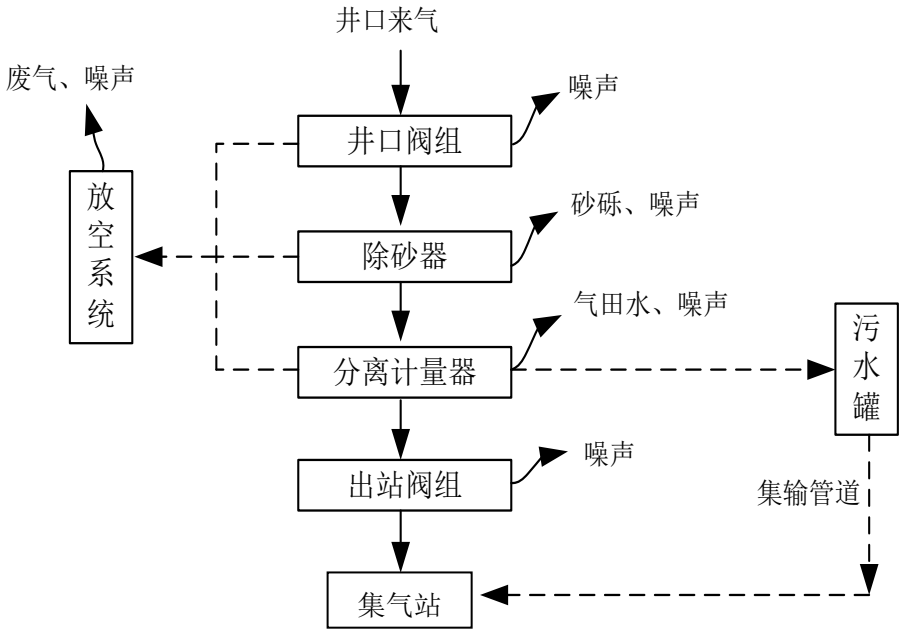

图 4.2-1　采气站场工艺流程及产污环节示意图

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）集气站工艺流程分析

阳 101-5 集气站修建后，集气站周边平台开采的页岩气通过集气支线进入站内，依次经过进站阀组、分离计量、出站阀组后通过管道输出。页岩气在管线、设备中封闭运输，正常情况下不产生废气，会产生一定量气田水和噪声，在清管检修时会产生少量清管检修废水、废渣。集气站建设后设置放空系统，作为采气管线、集气干线事故状态下及站内页岩气放空。阳 101-5 集气站建设后工艺流程见图 4.2-2。

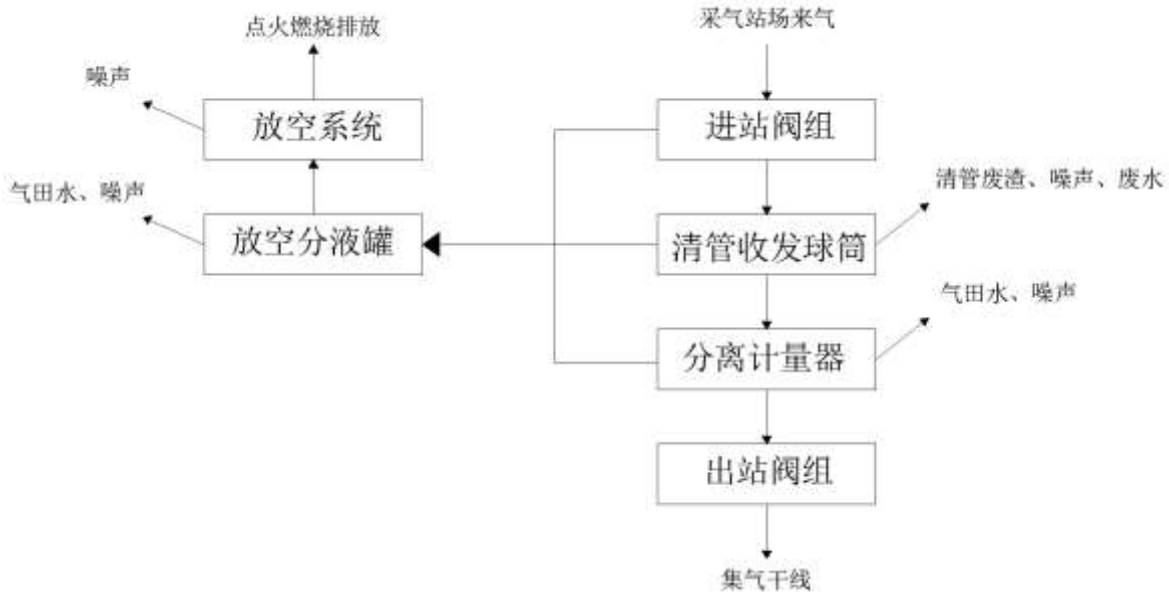

图 4.2-2　阳 101-5 集气站工艺流程及产污环节示意图

（3）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：根据区块内已实施采气站场生产情况统计，开采期间井区内单口井分离的气田水在开采初期的产生量约为 200m^3/d，相对稳产期的产生量约为 12m^3/d，随着开采逐渐稳定，产出气中气田水含量将明显下降。本项目各站场分离的气田水经集水管线回用于区域内钻井，用于压裂液的配置，最终无法回用的由罐车拉运至阳 33 井或古 12 井进行回注。

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 1.0m^3/次，暂存于站场内储存池（后期为污水罐），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

项目无组织排放主要来自各工艺装置区页岩气泄漏产生的非甲烷总烃。本次评价参考类似已建工程的无组织排放浓度厂界监测资料，根据各站场内部管线、集气站设备容积，按每天万分之一的泄漏率进行计算。各站场无组织挥发源强详见表 4.2-1。

4.2-1　各站场无组织排放源强

排放源		泄漏率（1/d)	非甲烷总烃	
			体积比(%)	源强(10^{-5}kg/h)
站场	阳 101H11	1×10^{-4}	0.00314	0.210
	阳 101H5	1×10^{-4}	0.00314	0.195
	阳 101H6	1×10^{-4}	0.00314	1.111
	阳 101H8	1×10^{-4}	0.00314	0.360
	阳 101H9	1×10^{-4}	0.00314	0.508
	阳 101H12	1×10^{-4}	0.00314	0.195
	阳 101H14	1×10^{-4}	0.00314	0.360

B．非正常工况（清管、检修及事故放空废气）

a.清管废气

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.检修/事故放空废气

采气站场在检修作业或事故状态下时，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。各采气站场的检修/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 4.2-2。

表 4.2-2　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
采气站场	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、气田水罐的沉渣、清管废渣。井场除砂器分离出来的废渣具有前期多后期少的特点，开采初期单平台产生的废渣约为 2kg/a；气田水罐沉渣产生量极少，单平台约 1kg/a；清管废渣约 19kg/a。除砂器废渣和气田水罐沉渣主要成分为试气作业阶段压入地层的支撑剂（石英砂和陶粒）以及页岩气层随气体带出的少量砂砾，属于一般工业固废。清管检修废渣的主要成分为铁屑、砂砾，属于一般工业固废，统一收集后外运地方水泥厂或砖厂处置，不外排。

（4）集气站运营期主要污染源及污染物排放情况

①废水

拟建集气站运营期废水主要为站场内分离器、放空分液罐橇等分离出的气田水以及站场清管检修废水。

气田水：阳 101-5 集气站运营期将产生少量气田水，主要为周边采气站场输送的气田水，其次为检修或应急期间产生的放空分液罐分离出的气田水。气田水依托 H6 平台储存池（后期为污水罐）暂存，而后通过返排液管线外输至区块外钻井回用，最终无法回用的拉运至阳 33 井或古 12 井回注。类比区域内已实施的阳 101-1 集气站，气田水产生量约为 12m^3/d。

清管检修废水：拟建集气站设备检修将产生少量清管检修废水。类比区域内已实施集气站生产统计数据，清管检修废水产生量约 6.5m^3/a。

②废气

本项目集气站主要功能为接收周边平台来气，经分离、计量后输送至阳 101-1 脱水站，在正常情况下，除少量逸散的无组织废气外，无其他废气产生。

此外，项目清管、检修或事故时，将相关设备及管线中页岩气通过放空火

炬系统进行点火燃烧后排放，排放时间为几分钟至几十分钟，其废气中污染物主要为 CO_2、NOx 和 H_2O。

1）正常工况

项目无组织排放主要来自各工艺装置区页岩气泄漏产生的非甲烷总烃。本次评价按每天万分之一的泄漏率进行计算。各站场无组织挥发源强详见表 4.2-3。

4.2-3　集气站无组织排放源强

站场	泄漏率（1/d)	非甲烷总烃	
		体积比(%)	源强(10^{-5}kg/h)
阳 101-5 集气站	1×10^{-4}	0.00314	0.981

2） 非正常工况

a.清管废气

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，经集气站放空管直接排放。

b.检修/事故放空废气

集气站在检修作业或事故状态下时，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。各集气站的检修/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，集气站噪声主要来源于分离器等设备噪声，其噪声源强范围为 62~65dB（A）。检修或事故时，噪声主要来源于放空火炬的气流声。经调查，放空噪声一般较大，其声级一般为 105B(A)，但放空时间短，但放空时间短，一般 1~2 次/一年，每次持续时间 2~5min。

D 固废

本项目拟建集气站运营期固体废物主要包括清管检修废渣。

拟建集气站运营期每年实施 1~2 次清管检修作业，根据类比分析，清管检修废渣产生量约 19kg/a。废渣的主要成分为铁屑、砂砾，统一收集后外运地方

水泥厂或砖厂处置，不外排。

项目运营期固体废物产生量见表 4.2-6。

表 4.2-4　拟建集气站运营期固体废物产生量

场所	种类	产生量	主要成分	处理处置方式	分类
阳 101-5 集气站	清管检修废渣	19kg/a	铁屑、砂砾等杂质	统一收集后外运地方水泥厂或砖厂处置	一般工业固废

4.2.2 集输管线

本工程共涉及集输管线 8 条，其中集气干线 2 条，集气支线 6 条，总长 28.08km，同沟敷设返排液集水管线。

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。

4.2.3 运营期污染物排放统计

项目运营期各采气站场、集气站污废水均妥善处置不外排，废气、噪声、固废污染源排放清单见表 4.2-5。

表 4.2-5　污染物排放清单

施工阶段	污染物类型	污染物种类	污染因子	产生量	处理措施	排放量
采气站场	废气	清管、检修及事故废气	非甲烷总烃、NO_x、CO_2	少量	清管、检修废气经放空管排放；事故放空废气放空管燃烧后排放	少量
		无组织废气	非甲烷总烃	少量	/	少量
	废水	气田水	COD、SS、石油类、Cl^-	12m^3/（d·口）（稳产期）	优先区域回用，不能利用的转运至区域内阳 33 井或古 12 井回注	0
		检修废水		1.0m^3/（次）		0
	噪声	各类设备	正常运行噪声约 62-65dB(A)，应急情况下放空噪声约 105dB(A)			
	固废	除砂器废渣	石英砂和陶粒等砂砾	2kg/（a·平台）	属于一般工业固废，收集后外送地方水泥厂综合利用	0
		气田水罐沉渣		1kg/（a·平台）		0
		清管废渣	铁屑、砂砾	19kg/（a·平台）		0
阳 101-5 集气站	废水	气田水	COD、石油类、Cl^-、SS	12 m^3/d	优先区域回用，不能利用的转运至区域内阳 33 井或古 12 井回注	0
		清管检修废水		少量		0

	废气	清管废气	NO_x、CO_2	少量	放空管排放	少量
		检修或事故废气			燃烧后排放	
		无组织废气	非甲烷总烃	少量	/	少量
	噪声	各类设备	正常运行噪声约 65-85dB(A)，应急情况下放空噪声约 105dB(A)			
	固废	清管检修废渣	一般工业固废	19kg/a	统一收集后外运地方砖厂处置	0

本项目施工及运营期“三废”产生和排放总体情况见表 4.2-6。

表 4.2-6　本项目施工及运营期“三废”产生及排放情况统计表

要素			污染物种类	污染因子	产生量	处理措施	排放量
地表水	施工期	钻前工程	施工废水	SS	少量	沉淀后全部回用，无外排	0
			生活污水	COD、BOD_5、SS、氨氮	少量	依托当地农户现有设施	0
		钻井工程	钻井废水（含压滤出水、洗井废水、冲洗废水）	pH、COD、SS、石油类、Cl^-	300 或 600m^3/平台	回用于区域钻井或压裂液调配用水	0
			方井雨水	SS、石油类	10m^3/口	隔油沉淀后回用于钻井或压裂液配置	0
			初期雨水	SS、石油类	258m^3/平台	通过排水明沟导入储存池暂存，隔油沉淀后回用于区域钻井或压裂液配置	0
			生活污水	COD、BOD_5、SS、氨氮	2052m^3/平台	经各井场移动式厕所收集后送至周边乡镇污水处理厂处理	0
		压裂阶段	压裂返排液	pH、COD、SS、石油类	52.8 万 m^3	优先用于平台内压裂液配置，其次采用管道或罐车运至区域其它平台用于压裂液配置，不能利用的回注至区域内阳 33 井或古 12 井	0
			生活污水	COD、SS、BOD_5、氨氮	324m^3/平台	依托钻井期间移动式厕所收集后外运污水处理厂处理	0
		采气站场、集气站、管线建设	施工废水	SS	少量	沉淀后回用	0
			生活污水	COD、BOD_5、SS、氨氮	少量	依托当地农户现有设施	0
			站场管线试压废水	SS	单平台 4m^3	沉淀后回用于洒水抑尘	0
			集输管线试压废水	SS	1494m^3	分段试压，沉淀处理后用于洒水抑尘	0
	运营期	采气站场	气田水	COD、SS、石油类、Cl^-	12m^3/（d·口）	优先区域回用，不能利用的拉运至区域内阳 33 井或古 12 井回注	0
			检修废水		1.0m^3/（次）		0
		阳 101-5 集气站	气田水	COD、石油类、Cl^-、SS	12m^3/d	优先区域回用，不能利用的拉运至区域内阳 33 井或古 12 井回注	0
			清管检修废水		少量		0
废气	施工期	钻前工程	施工扬尘	颗粒物	少量	无组织排放，洒水作业抑尘	少量
			运输作业车辆、施工机具尾气	NO_x、CO	少量	无组织排放，使用轻质燃油做燃料，机具排气筒排放	少量
		钻井工	柴油及废气（网电停	NO_x、SO_2、颗粒物	少量，仅网电	采用合格的柴油机及柴油，燃烧废气采用柴油机设	少量

		程	电时产生）		停电时产生	备自带消烟除尘装置和 6m 高排气筒排放	
			非正常状态事故放喷废气	NO_x、CO_2 和水	少量	点火燃烧	少量
		压裂阶段	非正常状态事故放喷废气	NO_x、CO_2 和水	少量	点火燃烧	少量
		采气站场、集气站、管道建设	施工扬尘	颗粒物	少量	无组织排放，洒水作业抑尘	少量
			施工机具尾气	NO_x、CO	少量	无组织排放，使用轻质燃油做燃料	少量
			焊接烟尘	颗粒物	少量	无组织排放	少量
	运营期	采气站场、集气站	清管、检修及事故废气	非甲烷总烃、NO_X、CO_2	少量	清管检修废气经放空管排放；事故废气经过放空管燃烧排放。	少量
			无组织废气	非甲烷总烃	少量	/	少量
固体废物	施工期	钻前工程	生活垃圾	生活垃圾	少量	利用附近农户现有的设施	0
			土石方	/	0	优先剥离 0.3m 表土，就近独立设置表土堆场集中堆存，用于后期恢复用土	0
		钻井工程	水基泥浆钻井固废（岩屑及废泥浆）脱水泥饼	钻井岩屑、泥浆	52800m^3	外委用于制作烧结砖或水泥	0
			油基泥浆钻井固废（岩屑及废泥浆）	油基岩屑、废泥浆	36960m^3	交由有资质单位处理	0
			生活垃圾	/	14.25t/平台	交由当地环卫部门统一清运处理	0
			废包装材料	/	厂家回收	厂家回收利用	0
			废矿物油及含矿物油废物	/	0.7t	设置收集桶集中收集后暂存于危废暂存间，后期统一交有相应危险废物处理资质的单位处置。	0
		压裂阶段	生活垃圾	生活垃圾	2.25t/平台	交由当地环卫部门统一清运处理	0
			返排砂	石英砂和陶粒等砂砾	总量 44t	属于一般工业固废，收集后外送地方水泥厂或砖厂综合利用	0
		采气站场、集气建设	土石方	/	少量	场内平衡	0
			生活垃圾	/	少量	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	0

		管线施工	施工废料	废焊条、废包装材料、废金属等	4.95t	收集后外售回收利用	0
			废弃泥浆	/	10m^3	施工结束后剩余的废弃泥浆外运周边水泥厂或砖厂进行综合利用	0
			生活垃圾	/	少量	依托沿线现有设施	0
	运营期	采气站场	除砂器废渣	石英砂和陶粒等砂砾	2kg/（a·平台）	属于一般工业固废，收集后外送地方水泥厂综合利用	0
			气田水罐沉渣		1kg/（a·平台）		0
			清管废渣	铁屑、砂砾	19 kg/（a·平台）		0
		阳 101-5 集气站	清管检修废渣	一般工业固废	19kg/a	统一收集后外送地方水泥厂综合利用	0
噪声	施工期	钻前工程	施工噪声	噪声	82~88dB(A)	仅昼间施工	82~88dB(A)
		钻井工程	钻井工程设备噪声	Leq	70~100dB(A)	排气筒上自带高质量消声器；隔声减震	70~100dB(A)
			事故放喷噪声	Leq	110 dB(A)	测试放喷及事故情况下产生	110 dB(A)
		压裂阶段	设备运行噪声	Leq	85~100dB（A）	置于钻井平台内，基础安装减振垫层	80~95dB（A）
		采气站场、集气站、管线施工	机械设备噪声	Leq	84~93dB(A)	仅昼间施工	84~93dB(A)
	运营期	采气站场	设备运行噪声	Leq	62-65dB(A)	合理布局	62-65dB(A)
		集气站	设备运行噪声	Leq	62~65dB(A)	合理布局	65-65dB(A)

4.3 退役期污染源及污染物排放情况

随本井区开采不断进行，其地下页岩气储量将逐渐减少，最终井区逐渐进入退役期。当采气井站开发接近尾声，各种生产设施将停止运行，其产生的大气污染物、生产废水、噪声及固体废物等对环境的影响将会消失。

采气平台关井后应按照《废弃井及长停井处置指南》（SY/T 6646-2006）等技术要求对井口进行封堵。封堵后将采取一系列清理工作，包括地面设施拆除、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。清理工作会产生少量扬尘和废弃建筑材料。因此，闭井操作过程中应注意采取降尘措施，将产生的废弃建筑材料集中收集后外运至指定的固体废物填埋场填埋处置。

4.4 工程产排污总体水平

本区块总面积约 47.26km^2，2022 年~2025 年为页岩气平台施工建设期，2026 年~2031 年为井区稳产期，2032 年~2044 年为衰减期。2022 年~2025 年，井区存在平台、站场、管线等单项工程施工和运行阶段重叠。为考虑区域资源利用上线、环境质量底线，本评价根据本项目区块产能建设工程产能开发时序，并考虑井区内已实施项目的产排污情况，确定不同建设阶段区域整体产排污水平。

结合井区先期实施的单项工程建设产排污情况，单项工程废气（主要施工机具废气）和噪声（施工设备噪声）以及生活污水影响范围小，井组间基本无叠加影响，不会改变区域环境空气和声环境功能区划，故本次阳 101 井区产能建设工程（一期）环境空气和声环境影响考虑单项工程环境影响，废水（主要为钻井废水、压滤返排液及气田水）、固废（水基钻井固废、油基钻井固废和少量废矿物油及含矿物油废物）考虑区块整体产排污水平及区域环境影响分析。

（1）区块开发方案共部署页岩气井 45 口，其中，阳 101H14-1 井前期已另行环评，目前正在建设中；本次新建井 44 口。具体情况详见 4.4-2。

表 4.4-2　井区开发方案平台和井口数量及建设情况表

工程名称	单位	平台内工程量	已有环评工程	已实施工程量	**本次新增工程**

			量		**量**
阳 101H5	口	4	0	0	**4**
阳 101H6	口	8	0	0	8
阳 101H8	口	6	0	0	6
阳 101H9	口	8	0	0	8
阳 101H11	口	4	0	0	4
阳 101H12	口	4	0	0	4
阳 101H14	口	10	1	1	**9**
小计		**45**	**1**	**1**	**44**

4.4.1 生产废水产排污水平

2022 年~2025 年为区块各单项工程施工建设期，根据各阶段的产排污情况以及污废水的回用情况计算区块的总体产排污水平，其中回用包括各平台钻井工程钻井废水回用于平台内后续压裂液配制、各平台前一口的压裂返排液回用于平台内后续井的压裂液配制、平台压裂返排液回用于区域其他平台压裂液配制。无法回用的情况下送至回注站处理后回注，钻井废水产生量小，各平台设置的水池能够满足存放要求，计算区域总体产排污水平按照其平台内回用考虑。雨水具有不确定性，本次区块废水产排污水平不予计算。

各单项工程建设期污废水产生集中在区块 2022 年~2025 年，气田水产生量按照开采初期（前 45 天）200m^3/d 考虑，稳产期（45d~5 年）单井 12m^3/d 考虑，进入衰减期后，实际气田水产生量会随着产气量的减少而逐渐减少，衰减率参考产气量年底递减率。计算得出各年度（近 20 年）井区废水产生量，详见表 4.4-3。

表 4.4-3　本次工程各年度废水产生及回注量　　单位：万 m^3

年份	压裂需水量	废水产生量			区域回用量	井区废水产生量/回注量	
		钻井废水	压返液	气田水		无法回用量	井区回注量
2022	0.00	0.35	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2023	0.00	0.89	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2024	174.00	0.63	34.80	37.26	64.85	7.21	7.21
2025	90.00	0.29	18.00	34.47	47.22	5.25	5.25
2026	0.00	0.00	0.00	14.35	12.92	1.44	1.44
2027	0.00	0.00	0.00	9.16	8.24	0.92	0.92
2028	0.00	0.00	0.00	7.42	6.68	0.74	0.74
2029	0.00	0.00	0.00	6.68	6.01	0.67	0.67
2030	0.00	0.00	0.00	6.01	5.41	0.60	0.60
2031	0.00	0.00	0.00	5.41	4.87	0.54	0.54

2032	0.00	0.00	0.00	4.87	4.38	0.49	0.49
2033	0.00	0.00	0.00	4.38	3.94	0.44	0.44
2034	0.00	0.00	0.00	3.94	3.55	0.39	0.39
2035	0.00	0.00	0.00	3.55	3.19	0.35	0.35
2036	0.00	0.00	0.00	3.19	2.87	0.32	0.32
2037	0.00	0.00	0.00	2.87	2.59	0.29	0.29
2038	0.00	0.00	0.00	2.59	2.33	0.26	0.26
2039	0.00	0.00	0.00	2.33	2.10	0.23	0.23
2040	0.00	0.00	0.00	2.10	1.89	0.21	0.21
2041	0.00	0.00	0.00	1.89	1.70	0.19	0.19
2042	0.00	0.00	0.00	1.70	1.53	0.17	0.17
2043	0.00	0.00	0.00	1.53	1.37	0.15	0.15
2044	0.00	0.00	0.00	1.37	1.24	0.14	0.14
总计	264.00	2.16	52.80	157.07	188.88	20.99	20.99

4.4.2 固废产排污水平

固废主要来源于施工建设期的水基钻井固废、油基钻井固废及废矿物油及含矿物油废物，运行期固废较施工期大幅减少，产生于集气站内，主要为清管检修废渣。

2022 年~2025 年为本项目工程建设施工期，水基钻井固废的产生量为 1200m^3/口，油基钻井固废的产生量为 840m^3/口。同时，钻井平台内将产生 0.7t 废矿物油及含矿物油废物。运行期固废主要集中产生在集气站内，清管检修废渣的产生量约 19kg/a，区块产生建设各年度固废产生量详见表 4.4-4。

表 4.4-4　本项目工程各年度固废产生量　　单位：t

年份	施工期			运营期			
				集气站	采气站场		
	水基钻井固废（m^3）	废矿物油及含矿物油废物（t）	油基钻井固废（m^3）	清管检修废渣	清管废渣	除砂器废渣	气田水罐沉渣
2022	9157	0.1	0	0	0	0	0
2023	22926	0.3	0	0	0	0	0
2024	15032	0.2	24360	0	0	0	0
2025	5685	0.1	12600	0.019	0.095	0.01	0.005
2026	0	0	0	0.019	0.133	0.014	0.005
2027	0	0	0	0.019	0.133	0.014	0.007
2028	0	0	0	0.019	0.133	0.014	0.007
2029	0	0	0	0.019	0.133	0.014	0.007
2030	0	0	0	0.019	0.133	0.014	0.007
2031	0	0	0	0.019	0.133	0.014	0.007
2032	0	0	0	0.019	0.133	0.014	0.007

2033	0	0	0	0.019	0.133	0.014	0.007
2034	0	0	0	0.019	0.133	0.014	0.007
2035	0	0	0	0.019	0.133	0.014	0.007
2036	0	0	0	0.019	0.133	0.014	0.007
2037	0	0	0	0.019	0.133	0.014	0.007
2038	0	0	0	0.019	0.133	0.014	0.007
2039	0	0	0	0.019	0.133	0.014	0.007
2040	0	0	0	0.019	0.133	0.014	0.007
2041	0	0	0	0.019	0.133	0.014	0.007
2042	0	0	0	0.019	0.133	0.014	0.007
2043	0	0	0	0.019	0.133	0.014	0.007
2044	0	0	0	0.019	0.133	0.014	0.007

4.5 平面布置合理性分析

4.5.1 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。

4.5.2 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，无珍稀野生保护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。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。

4.5.3 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。

4.5.4 运营期集气站平面布置合理性

集气站内设备设施数量较少，均采用模块化装备，并设置在中后场，便于设备维护作业、日常巡视，远离周边分散居民点，最大程度减轻检修、事故状态下对周边居民点的影响，保障现场作业安全。从环境可接受性分析，集气站运营期平面布置合理。

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

本项目主要位于泸州市泸县境内（项目仅有约 300km 集输管线涉及泸州市龙马潭区）。泸县位于四川盆地南部，东与重庆市永川区、泸州市合江县连界，南与泸州市龙马潭区和江阳区相邻，西与自贡市富顺县接壤，北与重庆市荣昌区和内江市隆昌市相连。幅员面积 1532 平方公里。泸县地质属四川大地构造单元扬子准地台坳川东陷褶束、泸州凸褶束的交接构造。在 7000 万年的中生代后期，泸县大地构造完成，属四川大地构造新华夏体系，分为 5 个背斜（龙贯山背斜、玉蟾山背斜、阳高山短轴低背斜、龙洞坪穹窿背斜、苦瓜山和金龙山短轴背斜）、3 个向斜（龙贯山~玉蟾山向斜、玉蟾山~阳高山向斜、云锦山向斜），背斜成山岭，向斜为宽谷，谷与岭呈帚状平行。区域北高南低，南北向与东南向陆架结构接触上，出现多条线形陷凹地带，构成长江、沱江及濑溪河、龙溪河、大鹿溪等溪河的河床。龙马潭区位于四川盆地南部，长江、沱江交汇处，幅员面积 333 平方千米，西、北与泸县相交，南邻江阳区，东连泸县和江阳区。

本项目地处泸县南部、龙马潭区北部，主要涉及泸县得胜镇、奇峰镇、福集镇、牛滩镇和龙马潭区金龙镇。区块内道路主要依托县道及新农村路网，交通便利。

5.1.2 气象特征

项目区属亚热带湿润气候，主要气候特点是：四季分明，冬暖、春早、夏长、霜雪少。雨热同季，热量丰富，雨量充沛，具有光、热、水分布与主要农作物生长发育同步的自然优势。多年平均降水量为 1013.6mm，降水量年际变化大，历年最大降雨量可达 1450.2mm，历年最小降雨量仅为 664.2mm。四季中夏季（6～8 月）雨量最多，平均为 504.7mm，占全年的 49.8%；冬季（12～

2 月）雨量最少，仅 65.4mm，占全年的 6.5%；春季（3～5 月）226.1mm，占全年的 22.3%；秋季（9～11 月）232.5mm，占全年的 22.9%。年平均 18.4℃，极端最高 39.7℃，极端最低-1.6℃。

5.1.3 地形地貌

泸县地表为丘陵地形，平均地面海拔 200m~750m，地貌以低山深丘为主。县内以毗卢镇万寿山最高，海拔高度为 757.7m，薄刀山脉、龙贯山脉的低山区一般在 500m 以上。桌状山岭的中丘区为 400~500m，宽谷浅丘为 300~400m，沿河冲积台阶地在 220~300m 之间，太伏镇新路河滩最低，海拔为 218m。龙马潭区地貌为丘陵区，平均海拔 300m 左右，最高海拔 390.6m，最低 224.0m。

项目区内主要为有浅丘地貌、河谷，地面高程 250～350m，斜坡坡度一般 10°~20°，局部可达 20°~40°。

5.1.4 地质条件

（1）地层

区域地层属于扬子区四川盆地分区的泸州小区，出露侏罗系、三叠系地层。第四系主要分布在现代河谷及平缓丘陵中。

（2）地质构造

本次规划区所在区域位于华蓥山褶皱带南部的川东高陡褶皱区的川东南褶皱构造带，位于七曜山断裂带与华蓥山断裂带之间，该构造带内构造相互叠加，北东向构造带主要发育低陡背斜，包括温塘峡、沥鼻峡、龙洞平、青山岭、古佛山背斜等。本次矿区位于古佛山背斜翼部。

5.2 环境敏感区分布情况

根据现场调查及与相关部门对接情况，本项目区块范围内分布的环境敏感区有四川省泸州市牛滩白鹤生态自然保护区、玉蟾山省级风景名胜区、永久基本农田。此外，濑溪河翘嘴鲌蒙古鲌国家级水产种质资源保护区、生态保护红线距离本区块较近。

5.2.1 四川省泸州市牛滩白鹤生态自然保护区

（1）基本概况

四川泸州市牛滩镇白鹤生态自然保护区位于四川省泸州市泸县境内，涉及

牛滩镇和天兴镇 2 个行政区，地理坐标为东经 105°20′18″至 105°22′15″，北纬 29°04′38″至 29°06′21″之间，海拔 295-413m，高差 118m。2000 年牛滩镇人民政府向泸州市人民政府申请建立该保护区，泸州市人民政府以泸市府函〔2000〕104 号批准成立四川省泸州市牛滩白鹤生态自然保护区，属市级自然保护区。依据 2000 年 6 月泸县牛滩镇人民政府《关于申请建立四川省泸州市牛滩白鹤生态自然保护区的呈报材料》，核心区为会咀上半岛、濑溪河会咀上段水面，面积为 100hm^2；缓冲区和实验区为牛滩镇天全村、横江村、菜河村、马岭村、新林村；保护区总面积 1000hm^2。保护区核心区呈半岛形状为白鹭栖息地，白鹭栖息为沿河边自然生长的竹林和百年龙眼林约 2hm^2，原住民住户距竹林约 200 米，中间为农田，全社田土面积约 300 亩，全部以农耕为主。

（2）主要保护对象

根据《关于申请建立四川省泸州市牛滩白鹤生态自然保护区的呈报材料》，保护区内主要保护对象为保护区内分布的白鹤。但根据四川省林业科学研究院 2020 年 4 月的调查报告《四川泸州市牛滩镇白鹤生态自然保护区综合科学考察报告》，保护区在申请之时，误将白鹭（当地俗称白鹤，鹭科）识别为鹤科一级保护动物，保护区内无国家一级保护动物白鹤分布。

（3）功能区划

根据《关于申请建立四川省泸州市牛滩白鹤生态自然保护区的呈报材料》，在保护区 10 平方公里范围内，划有 1 平方公里为核心区，在周边临核心区之间留有缓冲区，在缓冲区根据景点分布划定旅游区。

（4）与项目的关系

本区块内新建各钻井平台及集输管道均不涉及四川省泸州市牛滩白鹤生态自然保护区。保护区与最近的井站（H11）相距约 1130m，与最近的集输管道（H11~H12）相距约 930m。本项目与自然保护区位置关系图见附图 6-2。

5.2.2 玉蟾山省级风景名胜区

（1）基本概况

四川省泸县玉蟾山风景名胜区于 1984 年 5 月正式成立，1989 年 8 月被四川省人民政府批准为省级风景名胜区。2015 年，泸县住房和城乡规划建设局

委托成都市风景园林规划设计院编制了《玉蟾山风景名胜区总体规划（2014-2030）》并得到四川省人民政府批复。

根据风景名胜区总体规划，玉蟾山风景名胜区位于四川省泸州市泸县境内，紧靠泸县新县城福集镇。风景区范围东北至桐子林水库，西南至白阳寺山为界，北临濑溪河、南抵马溪河；另有以龙脑桥为中心的一块独立景区。风景区面积总计 49.92km^2。

（2）风景名胜区性质与资源特色

性质：玉蟾山省级风景区属亚热带山岳型风景区，以独特的蟾文化资源为特征，以良好的森林植被为背景，供文化观光和休闲活动的四川省省级风景名胜区。

资源特色：玉蟾山风景资源由二大类八中类二十六小类构成。以“峰、谷、岩、林”为基调，以独具特色的“蟾”文化、佛教文化和石刻景观为特色，景观特征可概括为以“秀、雅、幽、趣、奇”五字。金鳌峰的川南摩崖石刻、塔林、双蟾对鸣、八戒石、龙脑桥、古玉蟾关、流民图、罗汉街等，还有金鳌峰下、山麓及河流的自然景观要素，龙洞场景区等，景点较多，适宜展示和开展旅游活动，为风景区主要的景观展示区域或者观赏对象。

（3）资源分级保护规划

规划风景区内划分一级、二级和三级保护区，每级保护按不同的保护原则和措施进行保护。

① 一级保护区

范围：风景区的史迹保护区划为一级保护区，面积 2.15km^2，占风景区总面积的 4.3%。

保护要求：

A 限制与生态保护、 风景旅游无关的建设项目进入，严格控制游人规模。

B 可设置旅游所必需的游览步道、观景点、休息亭廊等相关设施，须仔细设计，经有关部门批准后方可实施。

②二级保护区

范围：风景区的椅子山景区、弥陀寺景区、龙洞场景区和白龙塔景区划为

二级保护区，面积 7.3km^2，占风景区总面积的 14.65%。

保护要求：

A 严格保持并完善风景景观环境，使景点更富魅力。

B 限制与生态保护和风景游赏无关的建设项目进入，总体规划确定的安全、旅游和基础设施应科学选址。

C 游览设施、交通设施、基础工程设施 建设项目在总体规划和相关详细规划的指导下，经过科学论证、设计后，经有关部门批准方可实施。

③三级保护区

范围：风景区内的环境协调区范围为三级保护区，面积 40.47km^2，占风景区总面积的 81.03%。

保护要求：

A 居民点、旅游服务设施、游览设施、交通设施、基础工程设施均须进行详细规划和设计，经有关部门批准后严格按规划实施。

B 详细规划必须符合总体规划精神，区内建设要控制设施规模、建筑布局、层高体量、风格、色彩等，保持与风景环境的协调。

C 基础工程设施必须符合相关技术规范和满足环保要求。须配置完整的治污设施，禁止会造成环境污染的项目进入。

D 建立现有无关设施补偿机制，现有采矿、小水电站等设施逐步搬迁出去。

（4）资源分类保护

①史迹保护区

范围：金鳌峰景区内各级文物和有价值的历代史迹遗址的周围，以及弥陀寺、金宝古墓和百零八梯周围划为史迹保护区。龙脑桥周围包括龙洞山、龙脑寺遗址范围内划为史迹保护区。面积 2.15 km^2，占风景区总面积的 4.31%。

保护措施：

A、严格保持现有金鳌峰、龙脑桥的人文景观及其景观环境。

B、可以安排必要的步行游览和安全防护设施。整修步行道路和休息平台，形成环行游览道路，减小史迹保护区压力。

C、宜控制游人进入；

D、不得安排旅宿床位，严禁增设任何人为设施。原山上入口处林业宾馆搬迁，原宾馆建筑改作旅游纪念品、土特产购物中心。

E、严禁机动交通及其设施进入，严禁任何不利于保护的设施进入。

F、外来机动车一律停放在山下入口接待中心停车场。

②自然景观保护区

范围：将风景区内的一级天然景源和景观相关周边范围以及景观保护区范围划为自然景观保护区。包括八戒石、双蟾对鸣、自然景点周围 100～500 米范围和椅子山景区。面积 2.78km^2，占风景区总面积的 5.58%。

保护措施：

A、对风景区内的自然生态环境状况进行长期和全面的生态监测，对污染风景区自然环境的污染物的分布、种类、数量、排放特征、性质进行实地监控、分析和及时处理确保风景区自然资源和生态环境质量不受大的影响。

B、保护地理景观，连带保护栖息其上的生物资源。风景区自然地形地貌不得随意破坏，重点加强对高山、峡谷、陡岩、断崖等地质景观的保护，风景区内的建设活动必须报相关部门审批后方能建设。

C、加强风景区内及周边河流的水质监测，及时预防和处理水污染情况的发生；各级旅游服务设施必须配备与之相符的污水处理设施，严格控制污染物的排入河流水体，加强使区内的河流成为真正的生态走廊。

D、严格执行《森林法》，禁止乱砍乱伐和非法侵占林地的行为，征占用林地或变更林地用途，必须依法向林业行政主管部门申请办理相关审批手续。

③风景游览区

范围：风景区内景点及周围环境、景区等风景游赏对象集中地除去史迹保护区和自然景观保护区范围划为风景游览区。括金鳌峰、椅子山、弥陀寺、龙脑桥、龙洞场和白龙塔景区。面积 6.25km^2，占风景区总面积的 12.54%。

保护要求：

A、严格保持并完善风景景观环境，使景点更富魅力。

B、限制无关的建设项目进入，总体规划确定的安全、旅游和基础设施应科学选址。

C、游览设施、交通设施、基础工程设施建设项目在总体规划和相关详细规划的指导下，经过科学论证、设计后，经有关部门批准方可实施。

D、以步游道作为游览交通方式，限制外来机动交通进入此区。

④风景恢复区

范围：风景区内海拔 300 米以上除了以上区域外的范围划为风景恢复区，是风景区重点恢复、培育、抚育的森林与植被地区。面积 19.38km^2，占风景区总面积的 38.88%。

保护要求：

A、可以采用必要的技术与设施恢复植被，培育生态林；

B、应根据生态培育的需要限制游人和居民活动；

C、不得安排与其无关的设施和项目，严禁对其不利的活动。

⑤发展控制区

范围：风景区范围内，上述五类保育区以外的用地和水面划为发展控制区。面积 19.36km^2，占风景区总面积的 38.78%。

保护要求：

A、可以准许原有土地利用方式与形态。居民点、游览设施、交通设施、基础工程设施均必须进行详细规划和设计，经规划行政主管部门批准后严格按规划实施。

B、详细规划必须符合总体规划精神，建设风貌必须与风景环境相协调，基础工程设施必须符合相关技术规范和满足环保要求。

C、以地带性植被和风景林培育为依据，加强环境恢复，完善风景景观环境。

D、在风景名胜区内进行建设活动的，建设单位、施工单位应当制定污染防治和水土保持方案，并采取有效措施，保护好周围景物、水体、林草植被、野生动物资源和地形地貌。

（5）核心景区规划

范围：玉蟾山省级风景名胜区的核心景区范围为风景区的史迹保护区和自然景观保护区，即金鳌峰景区内各级文物和有价值的历代史迹遗址的周围、龙

脑桥周围包括龙洞山、龙脑寺遗址范围内，八戒石、双蟾对鸣、穿天峡一级自然景点周围的 100～500 米范围与空间和椅子山景区。

保护措施：

A、明确核心景区的范围，设置必要的界桩、界碑，以利于保护管理。界桩、界碑应采用坚固、耐用的材料制作，埋设深度以牢固为宜。

B、除资源保护和旅游观光外，不得进行其他形式的开发建设。

C、不得安排旅宿床位和居民点，严禁建设与景观保护和展示无关的人为设施，对核心景区内不符合规划、未经批准的各项建（构）筑物应搬迁、拆除。

D、符合规划要求的建设项目，要严格按照规定程序进行报批建设。

E、落实核心景区的保护责任，明确风景名胜区管理机构的主要负责人核心景区的第一责任人，按照权责一致的原则落实保护责任制，实现高效管理。

F、不允许以任何方式（包括特种经营）出让核心景区经营权。

G、加强对核心景区保护工作的监督，泸县建设行政主管部门应设立专职人员，对核心景区保护情况进行监督，及时发现和制止各种破坏景观和生态环境的行为。

（6）与项目的关系

本区块内新建各钻井平台及集输管道均不涉及玉蟾山省级风景名胜区。与最近的井站（H8）相距约 278m，与最近的集输管道（H5~H14）相距约 90m。本项目与风景名胜区位置关系见附图 6-3。

5.2.3 濑溪河翘嘴鲌蒙古鲌国家级水产种质资源保护区

（1）基本情况

濑溪河属长江水系，经荣昌县城东流至邓滩入县境，从北向南流经方洞、喻寺、福集、牛滩 4 个镇，经龙马潭区胡市镇汇入沱江，保护范围为濑溪河泸县段，以方洞镇接滩（东经：105°28′16.59″，北纬：29°17′01.71″）为起点，经福集镇万田（东经：105°24′14.17″，北纬：29°10′35.03″），至牛滩镇小石磊（东经：105°21′24.91″，北纬：29°02′25.53″）。

（2）保护区功能区划分

保护区河流全长 58 公里，面积 1880 公顷，其中，核心区面积 520 公顷，

实验区面积 1360 公顷公顷。

核心区为：从方洞镇接滩（东经：105°28′16.59″，北纬：29°17′01.71″）至福集镇万田（东经：105°24′14.17″，北纬：29°10′35.03″）长 20 公里，面积 520 公顷，占整个保护区面积的 27.66%。

实验区为：福集镇万田（东经：105°24′14.17″，北纬：29°10′35.03″）至牛滩镇小石磊（东经：105°21′24.91″，北纬：29°02′25.53″）长 38 公里，面积 1360 公顷，占整个保护区面积的 72.34%。

（3）主要保护对象

保护区的主要保护对象为翘嘴鲌、蒙古鲌，其它保护物种包括大鳍鳠、中华倒刺鲃、黄颡鱼、南方鲇、鳜等。

（4）保护目标

建立水产种质资源保护区后，经过长期不懈努力，使保护区内水域生态环境逐步得到修复，渔业资源衰退的趋势得到基本遏制，水域生态环境明显改善，水生生物资源实现良性、高效循环利用，水生野生动植物和水生生物多样性得到有效保护，水生生态系统处于整体良好状态。基本实现水生生物资源丰富、水域生态环境优美的奋斗目标。

（5）与项目的关系

本区块范围内不涉及濑溪河翘嘴鲌蒙古鲌国家级水产种质资源保护区。本项目阳 101H8 平台~阳 101H9 平台管线穿越濑溪河支流马溪河，穿越点位于水产种质资源保护区上游，距离水产种质资源保护区实验区（马溪河入河口）约 1km；马溪河入河口位于该水产种质资源保护区核心区下游约 9.3km。本项目与濑溪河翘嘴鲌蒙古鲌国家级水产种质资源保护区位置关系详见附图 6-4。

5.2.4 生态保护红线

根据与泸州、泸县及龙马潭区自然资源及规划局的叠图结果，本区块范围不涉及泸县和龙马潭区生态保护红线。距离区块最近的生态保护红线为四川省玉蟾森林自然公园，与区块相距约 1.87km。

5.2.5 永久基本农田

根据现场调查并结合对泸县和龙马潭区自然资源及规划局的叠图结果，本

区块内共分布有永久基本农田 28.72km^2。项目共占用永久基本农田 0.204km^2，其中集输管线临时占用 0.118km^2，各井场钻前施工建设临时占用基本农田 0.086km^2（其中约 0.039km^2 后期将转为永久占地（站场））。

各单项工程占用永久基本农田情况统计见下表 5.2-1。项目所在区域永久基本农田分布情况见附图。

表5.2-1　　各井场占用基本农田情况统计表

序号	平台号	临时占用基本农田（hm^2）	永久占用基本农田（hm^2）
1	阳 101H5	1.37	0.67
2	阳 101H6	1.58	0.67
3	阳 101H8	1.93	0.67
4	阳 101H9	1.82	0.67
5	阳 101H11	0.95	0.67
6	阳 101H12	0.96	0.56
7	集输管线	0.118	0.01
合计		8.728	3.91

5.3 环境质量现状评价

5.3.1 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分公开发布的评价基准年环境质量公告中的数据或结论。其它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

本项目位于泸州市泸县、龙马潭区（属泸州市主城区）境内，根据泸州市生态环境局发布的《2020 年泸州市生态环境状况公报》（2021 年 6 月）。2020 年，泸县优良天数为 311 天，达标率为 85.0%，同比上升 6.4%。2020 年泸州市主城区（含龙马潭区）优良天数为 324 天，达标比例为 88.5%

环境空气质量状况见表 5.3-1~5.3-2。

表 5.3-1　　2020 年泸县环境空气质量状况统计表

污染物	年评价指标	现状浓度（μg/m^3）	标准值（μg/m^3）	占比率（%）	达标情况
$PM_{2.5}$	年平均质量浓度	41	35	117.14	超标
PM_{10}	年平均质量浓度	58	70	82.86	达标

SO_2	年平均质量浓度	13	60	21.67	达标
NO_2	年平均质量浓度	27	40	67.50	达标
CO	日均值第 95 百分位数	1600	4000	40.00	达标
O_3	日最大 8 小时平均第 90 百分位数	126	160	78.75	达标

表 5.3-2　2020 年泸州市主城区（含龙马潭区）环境空气质量状况统计表

污染物	年评价指标	现状浓度（μg/m³）	标准值（μg/m³）	占比率（%）	达标情况
$PM_{2.5}$	年平均质量浓度	38	35	108.57	超标
PM_{10}	年平均质量浓度	48	70	68.57	达标
SO_2	年平均质量浓度	10	60	16.67	达标
NO_2	年平均质量浓度	27	40	67.5	达标
CO	日均值第 95 百分位数	1000	4000	25.0	达标
O_3	日最大 8 小时平均第 90 百分位数	142	160	88.75	达标

由上表可知，2020 年泸县和泸州市主城区（含龙马潭区）SO_2、NO_2、PM_{10}、CO 和 O_3 年评价结果达标，$PM_{2.5}$ 年评价结果超标。根据《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ2.2-2018），项目所在区域属于环境空气质量不达标区。

针对泸州市环境空气质量现状不达标情况，中共泸州市委、市人民政府提出了《泸州市大气环境质量限期达标规划（2018-2025 年）》，提出了大气环境质量限期达标战略。

A、总体战略

以环境空气质量达标为核心，优化产业结构和布局，推进能源结构调整，不断加强工业源污染治理和减排，深化机动车船等移动污染源污染控制，加快推进挥发性有机物综合整治,提高扬尘、餐饮业管理水平，促进多污染物协同控制及区域联防联控，提升大气污染精细化防控能力。

B、分阶段战略

2018-2020 年，针对当前环境空气污染特点，近期空气质量达标措施以强化污染源治理和减排为重点，以加强工业企业末端治理为抓手，推动燃煤锅炉淘汰升级，提升电力、钢铁、水泥、玻璃、砖瓦等重点行业污染物治理效率，通过控制扬尘污染、秸秆露天焚烧、餐饮污染等手段深化面源治理，通过淘汰黄标车、升级油品和机动车排放标准等综合管理措施，提高移动源综合治理水

平，切实有效减少多种污染物排放量，初步实现环境空气质量改善。

2021-2025 年，以优化空间格局及产业布局为重点，逐步调整产业结构，通过推动能源革命、严格环境准入、企业搬迁、产能淘汰等措施，提高环境准入门槛、倒逼产业转型升级,逐步实现大气污染控制从末端治理向源头控制转变，开启经济发展绿色化进程。

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 2021 年 12 月 22 日~12 月 28 日对区域环境空气质量现状进行了现场补充监测，同时引用《四川省泸县煤炭矿区总体规划环境影响报告书》2021 年 11 月 6 日~11 月 12 日对玉蟾山省级风景名胜区的环境空气监测数据（监测至今，区域未新增重大污染源，引用有效）。监测点位、监测因子及监测频次详见表 5.3-3。

表 5.3-3　　大气环境质量补充监测点

监测点位	具体位置	环境空气功能区	监测因子
A1	阳 101H14 平台周边	二类区	非甲烷总烃
A2	阳 101H9 平台周边	二类区	非甲烷总烃
A3	阳 101H11 平台周边	二类区	非甲烷总烃
A4	白鹤林自然保护区	一类区	非甲烷总烃、SO_2、NO_X、$PM_{2.5}$、PM_{10}、CO、O_3
A5	玉蟾山省级风景名胜区	一类区	TSP、SO_2、NO_2、PM_{10}、$PM_{2.5}$、CO

监测频次：连续监测 7 天，其中 SO_2，NO_X、CO 监测 24 小时平均值和 1 小时平均值；TSP、$PM_{2.5}$，PM_{10} 监测 24 小时平均值；O_3 监测 1 小时平均值和日最大 8 小时平均。

采样及分析方法：本次现状监测按照《环境监测技术规范》、《空气和废气监测分析方法》（第四版）中的规定进行。

评价标准：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，其余因子执行《环境空气质量标准》（GB 3095-2012）。

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。

综上所述，项目所在区域属于环境空气质量不达标区，超标因子为 $PM_{2.5}$。本次评价针对区域环境空气一类区、二类区进行了补充监测，监测结果表明各监测点各项监测因子均满足其相应环境空气质量标准要求。

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，本项目钻井期不能回用的废水和压裂返排液以及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

本项目拟建 H5 平台~H14 平台管线穿越马溪河，本次评价委托四川力博检测有限公司对管线穿越马溪河断面进行现场取样监测。

监测因子：pH、COD、BOD_5、氨氮、石油类、六价铬、SS、TP、硫酸盐、氯化物、硫化物。

监测时间及频率：2021 年 12 月 20 日~12 月 22 日，每日取样 1 次，连续监测 3 天。

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

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

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

式中：S_i——第 i 种污染物的评价指数；

C_i——第 i 种污染物的监测平均值(mg/L)；

C_{oi}——第 i 种污染物的评价标准(mg/L)。

评价 pH 值时采用下述模式：

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

式中： S_{pHj}——pH 的标准指数；

pH_j——pH 的实测值；

pH_{su}——地表水质量标准中规定的 pH 值上限。

根据监测结果，本次地表水取样断面除 BOD_5 不满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）Ⅲ类标准外，其余各项监测因子均满足Ⅲ类标准。

5.3.3 地下水环境现状调查与评价

（1）水文地质调查

本次对评价区进行水文地质调查面积约 113km^2，主要为区块各场地及外围地区。本次调查工作主要进行了渗水试验、地下水位的统测、地形地貌和地表水系的调查和水样采集测试等工作。调查实际工作量见表 5.3-6 和图 5.3-1。

表 5.3-6　　水文地质调查实际工作量统计表

项目		单位	完成工作量	备注
水文地质调查	调查面积	km^2	113	/
	水文地质点	个	103	主要针对新建管线、新建井场和已建井场周边进行调查
	观测路线长度	km	25	
	地表河流调查	条	2	/
	地下水环境质量监测	个	30	本次监测 27 个，引用 3 个
渗水试验		个	3	3
地下水位统测		个	103	/

（2）地下水水位调查

为了反映区块所在水文地质单元的地下水径流条件，本次评价共计调查水位 102 个，其中在区块内重点项目项目评价范围内进行水位调查 60 个。

根据地下水位调查结果，区块所在区域范围内浅层地下水位总体受地形和河流控制，浅层地下水整体上由山坡径流至河流排泄，区块内广泛分布着机井和民井。机井井深在 10-30m 之间，民井平均井深小于 8m，地下水水位埋深平均 3m 左右，民井居多。区块内浅井水位多位于 260-280m 左右。

（3）地下水污染源现状调查

通过环境水文地质调查，本次评价区块所在区域地下水主要为碎屑岩风化裂隙孔隙水，均采用分散型开采方式，开采量小，不会形成地下水开采漏斗。

同时也无区域性地下水水位下降引起的土地次生荒漠化、地面沉降、地裂缝等，也无因农业灌溉导致局部地下水位上升产生的土壤次生盐渍化、次生沼泽化等环境水文地质问题，未见由水、土引发的地方性疾病。根据相关资料及现场调查访问和对评价区水质监测分析，井区内部分点位周边的地下水存在轻微农业面源污染。

根据本次现场调查，评价区内工业活动少，地下水污染源主要包括生活污染源和农业污染源。

生活污染源：居民生活所产生的污水，包括日常生活污水，比如农户的厕所等。由于不同钻井井场的项目区内居民住户比较分散，且生活污水排放量比较小，主要收集用于农业种植，对区域性地下水环境影响不大。但调查发现不少居民生活污水排口或厕所距离机民井距离较近，对水质可能产生影响，造成微生物类等指标超标。

农牧业污染源：主要农业污染源来源于少量的农业生产，对分散式饮用水水源构成一定的威胁。农业生产过程中农药化肥的使用，形成面源污染。农药的大量使用可使有机磷及挥发性酚类含量增加，从而污染地下水环境。化肥的使用将造成水体中的氮含量增加，部分氨氮还将转化成NO_3-、NO_2-，对地下水环境造成影响。畜牧养殖产生的废污水主要通过粪池收集，用于农业生产，多形成点源污染使部分地下水中细菌、总大肠菌群等超标。

工矿业污染源：区块周边与本项目产生相同类型污染物的主要厂矿主要为页岩气开发工程，通过地下水环境质量监测、居民走访调查和页岩气井场井站资料收集分析可知，区内整体地下水环境质量良好，未发生明显的天然气开采引起的地下水污染事故。

（4）地下水环境质量调查与评价

①监测点布设情况

为了解区块内所处的区域水文地质单元内的地下水环境质量现状，根据区块所处的地形地貌、地下水径流特征及本次本项目主要建设内容布局特点，从一期工程区域所处水文地质单元划分特征，以及建设项目对地下水环境影响控制的角度，并结合项目地下水环境保护目标分布特征，针对本次重点建设内容周边选择具有代表性的点位进行地下水环境质量现状监测，共计30个点位，其

中本次监测27个点，引用监测3个点，引用数据均为2021年监测数据，且引用的数据井回顾性验证，未造成地下水影响，因此引用的数据有代表性和时效性。监测点位分布情况见表5.3-7。

表 5.3-7　地下水环境质量现状本次监测点布置情况

水文地质单元编号	井场	水位调查对应编号	现状监测编号	径流关系	水文地质单元编号	井场	水位调查对应编号	现状监测编号	径流关系
Ⅰ-1-1	阳101H5平台	W1	D1	H5 上游	Ⅰ-2-2	阳101H6、H9平台	W51	D16	H9 下游
		W2	D2	H5 侧向			W52	D17	H9 侧向
		W3	D3	H5 侧向			W53	D18	H9 上游
		W4	D4	H5 下游			W54	D19	H9 下游
		W5	D5	H5 下游	II-1-1	阳101H11、H12平台	W61	D20	H12 上游
Ⅰ-1-2	阳101H8平台	W17	D6	H8 上游			W62	D21	H12 侧向
		W18	D7	H8 侧向			W63	D22	H12 下游
		W19	D8	H8 侧向			W64	D23	H11 上游
		W20	D9	H8 下游			W65	D24	H11 下游
		W21	D10	H8 下游			W66	D25	H11 下游
Ⅰ-2-2	阳101H6、H9平台	W27	D11	H9 上游	Ⅰ-2-1	阳101H14平台	W85	D26	H14 上游
		W28	D12	H6 侧向			W86	D27	H14 下游
		W29	D13	H6 侧向			W87	Y1	H14 下游
		W30	D14	H6 下游			W88	Y2	H14 下游
		W31	D15	H6 下游			W89	Y3	H14 侧向

②检测因子与监测频率

背景离子：K^+、Na^+、Ca^{2+}、Mg^{2+}、CO_3^-、HCO_3^-、Cl^-、SO_4^{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、钡；

项目特征因子：石油类、COD、氯化物；

地下水环境现状监测频率：一期

③评价标准

为最大限度保护具有供水价值的含水层及相关地下水揭露点，结合项目工程所在地区地下水环境功能要求，地下水环境质量分类参照《地下水质量标准》(GB/T 14848-2017)中的Ⅲ类质量标准（**地下水组分含量中等，以 GB 5749-2006**

为依据，主要适用于集中式生活饮用水水源及工农业用水），上述标准中没有涉及的监测因子参照《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）执行，具体标准值见表 1.5-4。

④评价方法

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

⑤地下水质量评价结果

1）水化学类型

本次采用舒卡列夫方法进行地下水化学类型进行分类。根据本次对区块所在水文地质单元内地下水中离子监测数据分析，区块内的地下水水化学类型基本上以低矿化度的HCO_3-Ca和HCO_3-Ca.Mg型水为主，个别点水化学类型为HCO_3-Ca.Na 、 SO_4.HCO_3-Ca.Na 、 SO_4.HCO_3-Ca.Mg 、 SO_4.Cl.HCO_3-Ca.Na 和 Cl.HCO_3-Ca.Na，符合区域红层地区区域地下水水化学特征。

2）水质监测结果分析

对其地下水质量监测结果进行了分析，结果表明，本次监测部分点位存在菌落总数和总大肠菌群轻微超标，最大标准指数分别为1.7和2；引用的数据存在个别点锰超标，最大标准指数为2.6；结合现场调查和相关资料，推测菌落总数和总大肠菌群超标可能是村民在日常生活生产过程中产生的垃圾废物和大量使用化肥农药以及农家肥，经过雨水冲刷使得污染物进入地下水导致的；锰超标可能是由于地质背景造成的。其他各监测因子均满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）的Ⅲ类标准。也无项目特征因子出现超标现象。

（5）包气带环境质量调查与评价

① 调查点位

为了调查区块内包气带污染情况，结合本次区块内已施工井场的项目情况，本次针对阳 101H14 周边进行包气带污染现状调查。调查点位情况见表 5.3-10。

表5.3-10　包气带污染现状调查点情况一览表

编号	监测点位置	取样深度	备注
B1	阳 101H14 平台废水池旁	分层取样，地表以下约20cm、80cm	污染源调查
B2	阳 101H14 平台上游		背景调查

② 调查因子

pH、COD、石油类、氨氮、铁、锰、钡、氯化物、硫酸盐、耗氧量、硝酸盐、总硬度、溶解性总固体、硫化物

③ 调查时间及频率

2022年1月，分析一次。

④ 取样标准

针对采取的样品进行浸溶试验；包气带样品以《固体废物 浸出毒性浸出方法 水平振荡法》（HJ 557-2010）进行浸出试验，得到包气带土壤样品浸溶液，测试分析浸溶液成分。

⑤ 调查结果分析

根据区块内阳 101H14 周边包气带监测值和背景值对照，对应点位的各个监测因子无较大差异，也无明显变化，即项目所在区域未出现包气带受到污染的情况。

5.3.4 噪声环境现状调查与评价

（1）区域声环境功能区划

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

（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，区域内居民生活噪声、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 16 个环境噪声监测点，布点情况及具体位置见表 5.3-12。

表 5.3-12　本项目噪声监测实测点

工程	监测点	具体位置	监测类型
钻井平台	N1	阳 101H5 井场西侧居民点	环境噪声
	N2	阳 101H6 井场东南侧居民点	
	N3	阳 101H8 井场东北侧居民点	
	N4	阳 101H9 井场东侧居民点	
	N5	阳 101H11 井场西南侧居民点	
	N6	阳 101H12 井场南侧居民点	
集输工程	N7	H5 平台至 H14 平台管线附近居民点	
	N8	H14 平台至阳 101-5 集气站管线附近居民点	
	N9	H8 平台至 H9 平台管线附近居民点	
	N10	H9 平台至阳 101-5 集气站管线穿越港城大道附近居民点	
	N11	H9 平台至阳 101-5 集气站管线附近居民点	
	N12	阳 101-5 集气站至阳 101-1 脱水站管线附近居民点	
	N13	H11 平台至 H12 平台管线附近居民点	
	N14	H11 平台至 H12 平台管线穿越绵泸高铁附近居民点	
	N15	H11 平台至 H12 平台管线穿越隆黄铁路附近居民点	
	N16	H12 平台至阳 101-6 集气站管线附近居民点	

②监测项目

等效声级 L_{Aeq}。

③监测时间和频次

监测时间：2021 年 12 月 20 日~2021 年 12 月 23 日。

监测频次：每个监测点昼、夜各一次，连续 2 天。

① 评价标准

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

⑤评价方法

采用比标值法。即将监测结果与标准值相比较。

① 监测结果及评价

监测结果表明本项目各环境噪声监测点监测值满足《声环境质量标准》(GB3096-2008)中的 2 类标准要求；各厂界噪声监测值均满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)要求。

5.3.5 土壤环境现状调查与评价

（1）土壤类型及理化性质调查

①区域土壤类型

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

表 5.3-14　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。
渗育水稻土		
母质		冲积物
分布和地形地貌		丘陵区小溪河谷阶地中部
剖面构型		Aa--Ap--P 型
有效土体深度		100cm 以上
主要性状		该土种母质为冲积物。剖面为 Aa--Ap--P 型。土体厚度 100cm 以上，通 体以棕色或浊橙色为主，质地多为粘壤土。Aa 层有少量鳝血斑，Ap 层和 P 层有少量浅色 胶膜和铁锰淀积斑纹。全剖面有石灰反应，碳酸

		钙含量 2%-- 3%。土壤 pH7.0--8.1， 呈中性至微碱性反应。阳离子交换量 12--22me/100g 土。
生产性能		该土种土体深厚，质地适中，耕性好，肥力较高，水、肥、气、热状况协调，有较强的保水保肥能力，宜种性广，主要种植小麦、油菜、水稻等多种作物，产量高，品质好，为丘陵区高产田，常年粮食亩产 800-850kg。该土种复种指数较高，应注意合理轮作，搞好养用结合，增施有机肥和速效肥及微肥，协调土壤养分供应能力，确保丰收。冬作物注意搞好田间沟渠，防止多雨年湿害及病害对作物的影响。
典型剖面理化性质	Aa	0-17cm，浊红棕色（湿，5YR5/4），粘壤土，粒状结构，疏松，有少量根 锈和鳝血斑，根多，石灰反应强，pH7.9
	Ap	17-27cm，浊橙色（湿，5YR6/4），粘壤土，块状结构，紧实，有少量铁锰 斑，根较多，石灰反应强，pH7.9
	P	27-80cm，浊橙色（湿，5YR6/4），粘壤土，小棱块状结构，紧实，有少量铁 锰斑，根少，石灰反应强，pH7.9
中性紫色土		
母质		侏罗纪和三迭纪暗色泥岩风化物
分布和地形地貌		盆地南部丘陵和低山中上部
剖面构型		A11—C 型
有效土体深度		40cm 左右
主要性状		土壤发育轻，砾石含量高达 30%--35%，质地多为粘壤土。土壤土壤发育轻，砾石含量高达 30%--35%，质地多为粘壤土
生产性能		该土种土层浅薄，松散，适耕期长，但砾石含量高，不利耕作。水土流失严重，漏水漏肥严重，供肥快，后劲不足，粮食产量低，常年亩产 400--450kg，主要种植豌豆、绿豆、甘薯等作物。
土类描述		热带、亚热带紫红色岩层直接风化形成的 A 一 C 型土壤。其理化性质与母岩组 成直接相关，土层浅薄，剖面层次发育不明显，仍为初育阶段。由于母岩富含矿质养分，且风化迅速，不失为良好的肥沃土壤。但其他较干旱地区的此类母岩风化物不具有此肥沃特性。
典型剖面理化性质	A11 层	0-25cm，棕色（湿，7.5YR4/4），砂质粘壤土，团块状结构，疏松，根多，pH6.5。
	AC 层	25-40cm，棕色（湿，7.5YR4/4），粘壤土，小块状结构，稍紧，根少，pH6.6。
	C 层	40cm 以下，灰棕色（湿，5YR5/2），块状结构，夹岩石碎屑，根极少。

① 土壤理化特性调查

本次委托四川力博检测有限公司于 2021 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，并引用《阳 101H14-1 井钻井工程环境影响报告表》土壤监测数据。

（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：

监测时间及频率

2021 年 12 月 20 日~12 月 22 日，一次取样监测。

监测布点

根据工程特点及土壤类型，在平台及集气站设置柱状样，同时确保每种土壤类型均不少于 1 个表层样；并引用 2021 年 6 月《阳 101H14-1 井钻井工程环境影响报告表》对阳 101H14 平台所进行的土壤现状监测数据，共计 18 个监测点，（T8~T26）。

本项目监测布点情况详见表 5.3-16。

表 5.3-16　　土壤监测点位、因子和频率

编号	监测点位置	土壤类型	监测点类型	监测因子
S1	阳 101H5 平台占地范围内井口附近	渗育水稻土	柱状点	pH、特征因子
S2	阳 101H8 平台占地范围内井口附近	渗育水稻土	柱状点	pH、特征因子
S3	阳 101H9 平台占地范围内井口附近	中性紫色土	柱状点	pH、特征因子
S4	阳 101H11 平台占地范围内井口附近	渗育水稻土	柱状点	pH、特征因子
S5	阳 101H12 平台占地范围内井口附近	中性紫色土	柱状点	pH、特征因子
S6	阳 101-5 集气站占地范围内西侧	渗育水稻土	柱状点	pH、特征因子
S7	阳 101-5 集气站占地范围内北侧	渗育水稻土	柱状点	pH、特征因子
S8	阳 101-5 集气站占地范围内东侧	渗育水稻土	柱状点	pH、特征因子
S9	阳 101-5 集气站占地范围内南侧	渗育水稻土	表层点	GB36600 基本因子、钡离子、特征因子、理化性质
S10	阳 101-5 集气站占地范围外南侧	渗育水稻土	表层点	pH、特征因子、GB15168 基本因子
S11	阳 101-5 集气站占地范围外西侧	渗育水稻土	表层点	pH、特征因子
S12	区域土壤背景监测点	黄壤	表层点	GB15168 基本因子、pH、特征因子、理化性质
S13	阳 101H14 平台占地范围内井口附近	渗育水稻土	柱状点	pH、特征因子
S14	阳 101H14 平台占地范围内拟设集酸池位置	渗育水稻土	柱状点	pH、特征因子
S15	阳 101H4 平台占地范围内拟设应急池位置	渗育水稻土	柱状点	pH、特征因子
S16	阳 101H14 平台占地范围内	渗育水稻土	表层点	GB36600 基本因子、pH、特征因子
S17	阳 101H14 平台占地范围外东南侧	中性紫色土	表层点	pH、特征因子
S18	阳 101H14 平台占地范围外西侧	中性紫色土	表层点	GB15168 基本因子、pH、特征因子

③监测因子

GB36600 基本因子+钡离子：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、䓛、二苯并[a、h]蒽、茚并[1,2,3-cd]芘、萘。钡；

GB15168 基本因子：镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌；

特征因子：石油烃、氯化物、硫酸盐；

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、钡离子监测结果仅作为背景值，不开展评价。其他监测因子监测结果采用单顶污染指数法进行评价，公式如下：

$P_i=C_i/S_i$

式中：P_i——第 i 种污染物的污染指数；

C_i——第 i 种污染物的实测浓度(mg/kg)；

S_i——第 i 种污染物的评价标准(mg/kg)。

（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，

监测结果表明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）中二类用地筛选值和《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。

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

区块位于四川省泸州市泸县、龙马潭区，根据《全国生态功能区划》，区块所在位置属于 “II-01-30 四川盆地农产品提供功能区”，不涉及全国重要生态功能区。

（2）四川省生态功能区划

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

表 5.4-1　　区三级区特征一览表

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

5.4.2 土地利用现状

本次评价以 2021 年 7 月 Worldview 卫星影像数据作为信息源，提取评价范围土地利用信息，空间分辨率为 0.5m，数据质量满足 1:2.5 万~1:10 万国土

资源调查监测精度要求，最小监测图斑面积达到 0.2 亩。根据最新卫星遥感影像图片解译结果，结合现场调查，采用《土地利用现状分类》（GB/T 21010-2017）对土地利用类型进行分类，本项目区块范围及评价范围的土地利用现状情况如下。

（1）区块范围内土地利用现状

本区块范围面积约 4725.45hm^2，生态评价范围约 15246.61hm^2，土地利用类型以乔木林地、灌木林地、其他草地、旱地、水田、竹林地、城镇住宅用地、农村宅基地、工业用地、河流水面、道路用地等为主。区块及评价范围土地类型统计见表 5.4-2。

表 5.4-2　　矿区范围内土地利用现状

序号	土地类型（二级类）	区块范围		评价范围	
		面积(公顷)	占比（%）	面积(公顷)	占比（%）
1	0301 乔木林地	1502.37	31.79	6701.60	43.95
2	0305 灌木林地	324.17	6.86	923.52	6.06
3	0404 其他草地	42.84	0.91	148.19	0.97
4	0103 旱地	1645.71	34.83	4219.71	27.68
5	0101 水田	828.86	17.54	1919.08	12.59
6	0302 竹林地	53.75	1.14	150.64	0.99
7	0701 城镇住宅用地	21.94	0.46	48.10	0.32
8	0702 农村宅基地	86.21	1.82	294.61	1.93
9	0601 工业用地	39.84	0.84	122.53	0.80
10	1101 河流水面	130.14	2.75	569.58	3.74
11	1002 道路用地	49.62	1.05	149.05	0.98
总计		4725.45	100.00	15246.61	100.00

由表 5.4-2 及土地利用现状图可知，矿区范围内土地利用类型以耕地（旱地、水田）等为主，总面积约为 2474.57hm^2，占总面积的 52.37%；其次为林地（乔木林地、灌木林地、林地）等，总面积约 1880.29hm^2，占比约 39.79%。评价范围内耕地约占总面积的 40.26%，耕地占总面积的 51.00%。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。

（3）占地区域土地利用现状

项目新增占地分为永久占地和临时占地，永久占地主要是站场、标志桩、警示牌等，临时占地主要为施工作业带、堆管场、施工便道等。据统计，本工

程新增总占地面积 38.54hm^2，其中永久占地约 4.68hm^2（因阳 101-5 集气站位于阳 101H6 平台内部，故不重复计算占地面积），临时占地约 33.86hm^2。

表 5.4-3　项目占地类型统计表　　hm^2

工程内容		占地类型									合计
		乔木林地	灌木林地	竹林地	其它草地	旱地	水田	农村宅基地	河流水面	道路用地	
输气管线	施工作业带+堆管场	9.99	2.28	0.14	0.75	8.13	7.18	0.00	0.09	0.27	28.83
	施工便道	0	0	0	0.02	0.09	0.28	0	0	0.01	0.40
平台	阳 101H5	0	0.09	0.12	0.04	0.49	0.88	0	0	0	1.62
	阳 101H6	0.05	0.05	0	0.02	0.99	0.59	0.05	0	0.04	1.79
	阳 101H8	0	0	0	0.06	1.69	0.24	0	0	0	1.99
	阳 101H9	0.01	0	0	0.01	1.64	0.18	0	0	0	1.84
	阳 101H11	0	0.03	0	0.06	0.81	0.14	0	0	0	1.04
	阳 101H12	0.05	0	0	0.02	0.85	0.11	0	0	0	1.03
合计		10.14	10.10	2.45	0.26	0.98	14.69	9.44	0.05	0.09	0.32
占比%		26.31	6.39	0.68	2.57	38.28	24.61	0.13	0.22	0.82	100

注：①本项目标志桩、警示牌等均位于临时占地范围内。②本表未统计：阳 101H14 平台（已单独开展环评工作，其占地已取得临时用地手续）、阳 101-5 集气站（位于阳 101H6 平台内）。

5.4.3 水土流失现状调查与评价

本评价以 2021 年 7 月的 Worldview 卫星影像数据作为信息源（空间分辨率达 0.5m），并结合区域 1:1 万地形图及相关资料，进行遥感解译，得到区域水土流失现状。详见表 5.4-4。

表 5.4-4　　区块范围内水土流失类型统计

序号	水土流失类型	矿权范围内		评价范围内	
		面积(ha)	占比（%）	面积(ha)	占比（%）
1	微度水力侵蚀	4360.39	92.27	14176.59	92.98
2	轻度水力侵蚀	323.68	6.85	922.64	6.05
3	中度水力侵蚀	41.38	0.88	147.38	0.97
总计		4725.45	100.00	15246.61	100.00

根据本次调查解译结果，就整个矿区范围而言，侵蚀以微度侵蚀为主，占比为 92.27%；本次评价范围内主要为微度侵蚀为主，占比为 92.98%，无强度水力侵蚀。

5.4.4 植物资源现状调查与评价

（1）区域植被概况

区块位于四川省泸州市泸县、龙马潭区。根据《四川植被》中关于四川省内植被区划的描述，规划区属 $IA_{3\,(1)}$ 长江上游低山丘陵植被小区。

长江上游低山丘陵植被小区位于盆地南部，岷江、沱江下游和长江上游沿岸各地的低山丘陵平原地区。境内主要为紫红色页岩所组成的丘陵地形，海拔高度在 300-500m 之间，相对高山在 100m 左右；唯东北局部地区域川东平行褶皱带系统相连接，因而有侏罗纪的砂岩和白垩纪的灰岩所组成的山地，海拔不超过 1000m。受长江河谷的气候影响，气温较高，增温早，降温迟，气候温暖，雨量充沛，植物生长季节长。全年平均温度约 18℃，全年降水量在 1000-1200mm。丘陵地区土壤以紫色土为主，一般微酸性，肥力较好，在山地大部分为黄壤，酸性，肥力较差。

本植被小区具有特色的是成片的竹林与亚热带和热带的经济林木，它们相应的分布在小地形上，在海拔 400m 以下的河谷缓坡、丘陵台地和浅谷的排水良好的中性或微酸性的深厚砂壤地段，分布着热带和亚热带果树，有成片的龙眼、荔枝、甜橙、红桔林。江安、纳溪、长宁、合江等地分布着各类竹林，有楠竹、硬头黄竹、慈竹、斑竹、刺楠竹等 10 余种，为四川大型竹类集中产区。楠竹多分布在山区的酸性或微酸性的紫色土或黄壤上；慈竹多分布在紫色土丘陵区，低山土层深厚的地区也有分布。在长江河谷沿岸的浅丘地区，多为刺楠竹、硬头黄竹、料慈竹、梁山慈竹，而硬头黄竹又常与慈竹成混交林。纳溪、江安、长宁等地一般山坡坡角为慈竹纯林，连续成片，至坡腰为慈竹与楠竹的混交林，山坡上部与顶部则为楠竹纯林。不同竹林的组合成为典型的亚热带湿润型森林景观。

在红紫色页岩的丘陵地区，分布着柏木疏林，林下以马桑、黄荆、麻栎为主。柏木疏林砍伐后形成马桑、黄荆灌丛。这类灌丛进一步破坏后，形成以细柄草、黄茅、白茅为主的亚热带草丛。马尾松林在丘陵地不成片，呈斑块状分布于黄壤上，其灌木层以映山红、野牡丹、铁仔、白栎为主，草本以铁芒萁、白茅、芒为主。植被遭受严重破坏后，又经过长期冲刷作用，致使土层贫瘠，砂岩裸露的地区，其土壤保水能力极差，日照强烈，形成了火棘、金樱子、小果蔷薇、竹叶椒、悬钩子为主的多刺灌丛。常绿阔叶林甚少，仅仅保存在海拔 700-1100 米沟谷的酸性黄壤地区，分布着由刺果米槠、栲树、大苞木荷、黄杞、

青冈、小叶青冈、薯豆、小果润楠、四川大头茶组成的小片常绿阔叶林。灌木以柃木、矩形叶鼠刺、杜茎山。草本以狗脊、复叶耳蕨等为主，在阴湿的沟谷地区还可见少数乌毛蕨、桫椤。

栽培植被中作物以水稻为主，玉米、红苕等作为也较常见。由于河流下切较深，灌溉条件差，冬水田面积大，丘陵台地以水稻——冬水为主，一年一熟。河谷平坝以水稻——小麦、油菜轮作，一年二熟。一年三熟的双季稻也有一定的面积。经济作物甘蔗、花生，生长良好。

（2）评价区植被类型现状调查

① 调查方法

根据评价的要求和评价范围的情况，评价区域植被分布现状采用资料收集、遥感解译和现场样方调查三种方式。

A 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》等专著和泸县林业变更调查资料记载，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。

B 遥感解译

在收集和分析前人工作的基础上，以遥感（RS）、全球定位系统（GPS）和地理信息系统（GIS）等高新技术结合的方法进行评价区生态环境信息的获取和分析。评价采取遥感影像解译、现场调查、地理信息系统分析制图与统计以及生态分析等方法对评价区植被类型、植被覆盖度、土地利用状况等专题进行解译，为环境影响评价提供科学依据。然后根据遥感影像室内解译结果，利用 1:2000 地形图和粗加工的卫星图像为基础，采用 PCI 图像处理软件对数字图像进行几何精校正和波段合成等图像处理，最后成图。

C 野外实地调查

在遥感解译的基础上，进行野外实地调查，进一步确定评价范围内的植物种类及资源状况、重点保护野生植物的种类及生存状况等。实地调查采取样线调查与样方调查相结合的方法，在项目重点施工区域（如施工区、永久占地区

域等）以及评价区内植被状况相对良好的区域实行样方重点调查；对重点保护野生植物、古树名木调查采取野外调查、民间访问和有关部门调查相结合的方法进行。

样方布点原则：本次评价重点对周边生态敏感区（四川泸州市牛滩镇白鹤生态自然保护区、四川省泸县玉蟾风景名胜区）、拟建钻井工程及拟建管道穿越和接近拟建管道穿越的地方较密集地设置样方，并考虑全线路布点的均匀性、不同环境下均有布点的全面性；样方设置中分布面积较大的主要植被类型中适量增设样方数量；对不同的主要植被类型，设置有代表性的样地进行样方调查。

调查方法：乔木植被样方面积大小设置为 20m×20m，灌丛样方面积为 5m×5m，高大草本与低矮草本样方面积分别设置为 1m×1m；乔木样方调查种名、高度、胸径、株数、冠幅等指标，灌木和草本样方中需调查植株种名、高度、株(丛)数、盖度等群落特征。

本次评价根据“以点带面、点面结合”的原则，采用资料收集与野外实地踏勘相结合的方法，对调查范围生态环境进行现状调查。在本项目涉及的主要区域，在资料收集及遥感解译的基础上，进一步采取样方调查的方法进行补充调查，以研究推测调查范围植物的总体情况。为了解区域植被现状，我公司组织相关技术人员于 2021 年 12 月对项目评价范围内典型植被类型的分布地进行了现状调查，评价区共设置样地 12 处，调查样方 25 个。详见表 5.4-5。

表 5.4-5　　样方布设统计表

样地	样方编号	经度（°）	纬度（°）	海拔(m)	面积（m^2）	群落类型
白鹤林自然保护区实验区	1#	***	***	295.7	400	慈竹林
	2#	***	***	295.8	1	藿香蓟草丛
	3#	***	***	295.7	1	火炭母草丛
H11 井站占地范围	4#	***	***	286.0	1	藿香蓟草丛
	5#	***	***	287.0	1	毛蕨草丛
	6#	***	***	285.7	1	白茅草丛
H12~H11 管线周边	7#	***	***	297.4	25	马甲子灌丛
	8#	***	***	289.9	1	小蓬草草丛
H12 井场占地范围内	9#	***	***	307.9	400	硬头黄竹林
阳 101-1 脱水站附近	10#	***	***	346.7	1	藿香蓟草丛
H8~H6 管线周边	11#	***	***	270.6	400	蓝花楹林
	12#	***	***	292.1	1	荩草草丛
	13#	***	***	263.2	400	慈竹林

H9 井站周边	14#	***	***	318.1	400	猴樟林
	15#	***	***	322.1	25	川莓灌丛
H6 井场占地范围内	16#	***	***	334.6	400	黄葛树林
	17#	***	***	335.5	1	火炭母草丛
H14~阳 101-5 集气站拟建管线周边	18#	***	***	341.8	25	构树灌丛
	19#	***	***	273.9	400	慈竹林
玉蟾山风景名胜区	20#	***	***	284.1	25	构树灌丛
H14 井站周边	21#	***	***	294.6	400	蓝花楹林
玉蟾山风景名胜区	22#	***	***	298.9	400	马尾松林
H5 井站周边	23#	***	***	283.0	400	巨桉林
	24#	***	***	282.8	1	芒草丛
	25#	***	***	282.2	1	白茅草丛

② 评价区植被现状

A 植被类型

根据泸县林业调查资料，参考《中国植被》的植被型-群系-群系三级分类系统，对评价区的实地植被调查结果进行植被类型划分，评价区内自然植被类型可分为 5 种植被型和 17 种群系组，另外还有 3 种主要的栽培植被类型。具体植被类型见表 5.4-6。

表 5.4-6　　评价区主要植被类型

	植被型组	植被型	群系	群系拉丁名
自然植被	针叶林	亚热带针叶林	马尾松林	Form. *Pinus massoniana*
	阔叶林	亚热带落叶阔叶林	黄葛树林	Form. *Ficus virens*
			猴樟林	Form. *Cinnamomum bodinieri*
		亚热带常绿阔叶林	蓝花楹林	Form. *Jacaranda mimosifolia*
			巨桉林	Form. *Eucalyptus grandis*
			硬头黄竹林	Form. *Bambusa rigida*
			慈竹林	Form. *Bambusa emeiensis*
	灌丛和灌草丛	亚热带常绿阔叶、落叶阔叶灌丛	马甲子灌丛	Form. *Paliurus ramosissimus*
			构树灌丛	Form. *Broussonetia papyrifera*
			川莓灌丛	Form. *Rubus setchuenensis*
		亚热带草丛	藿香蓟草丛	Form. *Ageratum conyzoides*
			火炭母草丛	Form. *Polygonum chinense*
			毛蕨草丛	Form. *Cyclosorus interruptus*
			小蓬草草丛	Form. *Erigeron canadensis*
			荩草草丛	Form. *Arthraxon hispidus*
			芒草丛	Form. *Miscanthus sinensis*
			白茅草丛	Form. *Imperata cylindrica*
栽培植物	1、一年两熟水田作物组合型			
	2、一年两熟旱地作物组合型			
	3、经济果林			

B 主要植被类型及特征

a 马尾松林 Form. *Pinus massoniana*

以马尾松为主构成的针叶林是酸性土常见的类型之一，是四川低海拔地区针叶林的代表林种之一，在四川北部、中部和东部地区分布较为普遍。分布区一般是低山丘陵中下部，土层较深厚地段，林下土壤为红黄壤，表层具有较多的枯枝落叶，表土黑褐色，含腐殖质较多，呈酸性反应。典型群落林木高大挺拔，外貌苍翠郁茂，层次结构清楚分明。

本次生态评价范围中，马尾松林主要呈块状分布在北侧（玉蟾山风景名胜区）海拔较低的丘陵顶部，群落外貌翠绿色，林冠整齐，多为次生林或人工林。除部分幼林外，一般树龄差异大，以马尾松为优势种，伴生有个别巨桉（*Eucalyptus grandis*）等树种，林龄 10-30 年，林分郁闭度约 40%，株高 8-15m，胸径 10-15cm；灌木层植物种类较少，盖度约 30%左右，以通脱木（*Tetrapanax papyrifer*）、栾树（*Koelreuteria paniculata*）、毛桐（*Mallotus barbatus*）、构树（*Broussonetia papyrifera*）、楤木（*Aralia elata*）、茅莓（*Rubus parvifolius*）为主要种类；草本层以棕叶狗尾草（*Setaria palmifolia*）、龙葵（*Solanum nigrum*）、鸭跖草（*Commelina communis*）及蕨类植物为主，盖度约 40%，草本层高度普遍为 0.2-0.6m。

b 黄葛树林 Form. *Ficus virens*

在评价范围内路旁的坡地，分布有少量人工种植的黄葛树，群落结构简单，乔木层树种单一，本次调查典型样地设于 H6 井场占地范围内。群落中主要为黄葛树，高度约 8~12m，胸径约 10-15cm，郁闭度约 45%，伴生有慈竹（*Bambusa emeiensis*）、构树（*Broussonetia papyrifera*）等；灌木层树种主要有白栎（*Quercus fabri*）、山莓（*Rubus corchorifolius*）、地果（*Ficus tikoua*）等，盖度约 5%；草本层植物种类丰富，主要有毛蕨（*Cyclosorus interruptus*）、海金沙（*Lygodium japonicum*）、火炭母（*Polygonum chinense*）、白茅（*Imperata cylindrica*）藿香蓟（*Ageratum conyzoides*）、小蓬草（*Erigeron canadensis*）、繁缕（*Stellaria media*），盖总度约 60%，以火炭母、白茅为优势种。

c 猴樟林 Form. *Cinnamomum bodinieri*

评价范围内的猴樟林主要分布在居民点周边的山坡处，本次调查典型样地

主要设于 H9 井站周边。群落中乔木层郁闭度约为 0.6，猴樟（*Cinnamomum bodinieri*）高度约 18-22m，胸径约 25cm，其他伴生树种有构树、慈竹等，灌木层树种较为丰富，主要有桑树（*Morus alba*）、八角枫（*Alangium chinense*）、白栎（*Quercus fabri*）、箭竹（*Fargesia spathacea*）、川莓（*Rubus setchuenensis*）、地果（*Ficus tikoua*）、绣毛莓（*Rubus reflexus*）等，盖度约 50%，以八角枫为优势种，草本层植物主要有毛蕨、海金沙、千里光（*Senecio scandens*）、艾（*Artemisia argyi*）、剑叶凤尾蕨（*Pteris ensiformis*）等，以毛蕨为优势种，盖度约 12%。

d 蓝花楹林 Form. *Jacaranda mimosifolia*

评价范围内的蓝花楹以人工种植为主，主要分布在居民点周边、路边山坡等地，本次调查典型样地设于 H8~H6 管线周边、H14 井站周边等地。群落中蓝花楹（*Jacaranda mimosifolia*）高约 10~15m，胸径约 15cm，伴生树种有羊蹄甲（*Bauhinia purpurea*）及人工种植的香樟（*Cinnamomum camphora*），总盖度多在 50%以上，灌木层植被包括枇杷（*Eriobotrya japonica*）、构树、寒莓（*Rubus buergeri*）、野牡丹（*Melastoma malabathricum*）、乌桕（*Triadica sebifera*）、荚蒾（*Viburnum dilatatum*）、小果蔷薇（*Rosa cymosa*）、棕榈（*Trachycarpus fortune*）、楤木（*Aralia elata*）等，盖度约 10%，草本层植物种类较丰富，包括藿香蓟（*Ageratum conyzoides*）、龙葵（*Solanum nigrum*）、鬼针草（*Bidens pilosa*）、艾、火炭母、苎草（*Arthraxon hispidus*）、鳞毛蕨（*Dryopteris fragrans*）、毛蕨、马唐（*Digitaria sanguinalis*）、小蓬草（*Erigeron Canadensis*）、海金沙、野菊（*Dendranthema indicum*）、剑叶凤尾蕨等，总盖度 10%~50%不等。

e 巨桉林 Form. *Eucalyptus grandis*

巨桉林在评价区分布较多，呈块状分布在居民点周边、路边山坡等，为人工种植的经济林，土壤多为砂岩、页岩发育的山地黄壤，紫色砂页岩、紫色页岩发育的山地棕壤和紫色土，本次调查典型样地设于 H5 井站周边。群落外貌整齐，常常以纯林分布，胸径约 24cm，树高约 18m，乔木覆盖度约 40%；林下灌木层植被较少，盖度一般不超过 10%，主要有构树幼苗、栾树幼苗（*Koelreuteria paniculata*）、荚蒾等，灌丛高度约 1.0-3.0m。草本层植物包括芒

（*Miscanthus sinensis*）、白茅、艾、野菊等，以白茅为优势种，盖度达到 80%。

f 硬头黄竹林 Form. *Bambusa rigida*

硬头黄竹对土壤条件要求不太严格，在 pH 值为 4.5-7 土壤中生长，比较紧实的山地土壤也可正常生长，在土层深厚，富含有机质的沙壤土中生长良好，在评价范围内偶有分布，主要集中在农村居民点周边。群落中硬头黄竹高约 10m，胸径约 5cm，每丛约有 40 立竹，还伴生有桉、构树、龙眼（*Dimocarpus longan*）等，灌木层植物较少，主要包括构树、地果、棕竹（*Rhapis excelsa*）、山莓、野牡丹等，盖度约 10%，草本层主要包括华山姜（*Alpinia oblongifolia*）、棕叶狗尾草、火炭母、苔草（*Carex* spp.）、野菊、海金沙、长裂苦苣菜（*Sonchus brachyotus*）、金丝草（*Pogonatherum crinitum*）、藿香蓟，总盖度约 40%。

g 慈竹林 Form. *Bambusa emeiensis*

慈竹喜生于气候温暖、湿润、降水量大、相对湿度高的地区，是评价范围内栽培历史悠久、分布最为普遍的竹林，多呈块状分布于农村居名点附近及河流沿岸，长势较好，结构单纯，林相整齐。竹林高 10~15m，径粗 5~10cm，慈竹多为人工栽培，林下灌草分布较少，常见的有黄荆（*Vitex negundo*）、刺桐（*Erythrina variegata*）、桑树、构树、臭牡丹、艾、藿香蓟、贯众（*Cyrtomium fortune*）、海金沙、毛蕨、火炭母、葎草（*Humulus scandens*）、接骨草（*Sambucus javanica*）等，灌木层、草本层盖度约 10%。

h 马甲子灌丛 Form. *Paliurus ramosissimus*

马甲子（*Paliurus ramosissimus*）在我国南方省市多有分布，常生长于海拔 2000m 以下的山地和平原。本次调查典型样地设于 H12~H11 管线周边。灌丛高约 2~2.5m，常伴生有构树、棕竹等，盖度在 40%左右。林下草本常见有海金沙、白茅、苔草、火炭母、酢浆草（*Oxalis corniculata*）、矛叶荩草（*Arthraxon prionodes*）等。

i 构树灌丛 Form. *Broussonetia papyrifera*

构树为强阳性树种，具有速生、适应性强、易繁殖、热量高、抗逆性强等特点，生活型为高大乔木或灌木状。构树在评价区广泛分布，本次调查典型样地设置于玉蟾山风景名胜区、H14~H6 管线沿线。群落中构树高约 3~4.5m，盖

度约 40~60%，伴生有栾树、龙眼、锈毛莓（*Rubus reflexus*）等，总盖度约在 40~70%。草本层植物较为丰富，常见有火炭母、黄鹌菜（*Youngia Japonica*）、积雪草（*Centella asiatica*）、苎草、马唐、小蓬草、贯众、藿香蓟等，其中，火炭母、马唐、苎草为优势种。

j 川莓灌丛　Form. *Rubus setchuenensis*

川莓为落叶灌木，多生山坡、路旁、林缘或灌丛中。本次调查典型样地设于 H9 平台周边，群落中川莓的优势度较高，盖度约 90%左右。灌丛中除川莓外，常伴生有臭鸡矢藤（*Paederia cruddasiana*）、雀梅藤（*Sageretia thea*）、锈毛莓等。草本层种类较为丰富，包括长柄山蚂蝗（*Hylodesmum podocarpum*）、艾、白茅、土牛膝（*Achyranthes aspera*）、下田菊（*Adenostemma lavenia*）、千里光等。

k 藿香蓟草丛 Form. *Ageratum conyzoides*

藿香蓟为一年生草本，生山谷、山坡林下或林缘、河边或山坡草地、田边或荒地上，由低海拔到 2800m 的地区都有分布。藿香蓟在评价区分布较广，盖度在 60%以上，常见于居民点周边、路边山坡、田边等。此外，草本层还有喜旱莲子草（*Alternanthera philoxeroides*）、鬼针草、艾、马兰（*Aster indicus*）、苍耳（*Xanthium strumarium*）、飞蓬（*Erigeron acris*）等。

l 火炭母草丛　Form. *Polygonum chinense*

火炭母为蓼科蓼属多年生草本，常生长在海拔 30~2400m 的山坡草地、湿地周边等。本次调查典型样地设置于白鹤林自然保护区实验区、H6 井场占地范围内。草本层盖度 50~80%不等，伴生有艾、喜旱莲子草、毛蕨、蛇莓（*Duchesnea indica*）、马唐、野菊、苎草等。

m 毛蕨草丛　Form. *Cyclosorus interruptus*

毛蕨广布于全世界热带及亚热带，生境多为山谷溪旁湿处。在评价区内，多见于管线沿线及站场周边背阴处。本次调查典型样地设于 H11 井站占地范围内，草本层盖度在 90%以上，除毛蕨外，草本层还常见有火炭母、糯米团（*Gonostegia hirta*）、喜旱莲子草、海金沙等。

n 白茅草丛　Form. *Imperata cylindrical*

白茅为多年生草本植物，喜光，稍耐阴，喜肥又极耐瘠，喜疏松湿润土壤，耐水淹，也耐干旱，适应各种土壤，粘土、沙土、壤土均可生长。白茅在评价区内分布极广，河岸沟边、农田果园、路旁、荒坡草地、林边、疏林下、灌丛中等均有分布。本次调查典型样地设于 H11 井站占地范围、H5 井站周边，群落中白茅盖度 40~90%不等，高度多在 1m 以下。此外，草本层还有糯米团、金星蕨（*Parathelypteris glanduligera*）、苔草、藿香蓟、海金沙等。

o 小蓬草草丛 Form. *Erigeron canadensis*

小蓬草为一年生草本植物，在中国南北各省区均有分布，常生长于旷野、荒地、田边和路旁，为一种常见的杂草。本次调查典型样地设于 H12~H11 管线周边，群落中小蓬草优势度不明显，盖度约为 35%，伴生有白茅、藿香蓟、火炭母、海金沙、小叶海金沙（*Lygodium microphyllum*）、马唐等。

p 荩草草丛　Form. *Arthraxon hispidus*

荩草为一年生草本植物，遍布中国以及旧大陆的温带至热带。荩草耐瘠薄，常生长在田野草地、丘陵灌丛、山坡疏林，湿润或干燥地带都有。荩草在评价区内分布广泛，在管线沿线较为常见，在群落中优势明显，盖度达 70%以上。此外，草本层中还有火炭母、龙葵、小蓬草、藿香蓟等。

q 芒草丛　Form. *Miscanthus sinensis*

芒为多年生苇状草本，在我国四川、贵州、云南、重庆等省市均有分布。芒多生长于海拔 1800m 以下的山地、丘陵和荒坡原野，常组成优势群落。在评价区路边、林缘、居民点周边等多有分布。本次调查典型样地设置于 H5 井站周边，优势度明显，草本层盖度达 95%以上，草本层伴生植物较少，有白茅、野菊、艾等。

②珍稀保护植物

根据现场调查及相关资料查阅，项目占地范围内未见有野生保护植物分布。

③名木古树

根据现场调查及相关资料查阅，项目占地范围未发现名木古树分布。

④生态公益林分布及占用情况

根据与泸县公益林数据对比分析，本项目永久占地均不涉及公益林，仅部分临时占地涉及公益林。其中，H8~H9 管线临时占用二级国家公益林，占用长度约 35m。

5.4.5 陆生脊椎动物现状调查与评价

（1）调查方法

①查阅文献资料

查阅以往的调查资料（《四川泸州市牛滩镇白鹤生态自然保护区综合科学考察报告》、《玉蟾山省级风景名胜区总体规划基础资料汇编》），参考《四川资源动物志》、《中国动物志》、《中国动物地理》等文献资料，以获得评价范围陆生脊椎动物的基本组成情况，了解动物的区系组成。

②现场调查

通过走访评价区范围内及周边居民，核实曾经所见动物种类、数量、时间、地点等信息。同时根据两栖类、鸟类、兽类、爬行类等不同类群动物的生活习性，对其进行实地调查，以此了解评价区及其周边区域的陆生脊椎动物资源。

A 两栖爬行类：根据两栖爬行类的生活习性，主要选择在河边、草丛、农田周边等环境进行调查，记录动物种名、数量等，并对部分未能鉴别的物种进行采样。

B 鸟类：主要采用样线调查法，观察并记录所见鸟类种类、数量以及痕迹，对部分未能鉴别的鸟类进行拍照待鉴定。

C 兽类调查：主要采用访问调查法，通过对调查点周边居民的访问了解评价范围域主要兽类种类、种群数量、海拔分布等问题，主要采用调查方法为样线调查法。

（2）调查结果

根据现场调查、访问及查阅资料，项目所在区域人为活动较频繁，地表植被多为人工林和农田植被，林地多呈岛屿状分布，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。

① 兽类

A 物种组成

根据调查并结合历史文献资料，确认评价范围内兽类以啮齿目动物为最多，常见的是褐家鼠（*Rattus norvegicus*）、小家鼠（*Mus musculus*）、巢鼠（*Micromys minutus*）、黑线姬鼠（*Apodemus agrarius*）、黄胸鼠（*Rattus tanezunmi*）等鼠科（Muridae）种类，以及松鼠科（Sciuridae）赤腹松鼠（*Callosciurus erythraeus*）。

B 区系

根据普遍接受的世界动物地理区划，全世界的陆生脊椎动物依据其亲缘关系的近疏，通常划分为 6 个界。即古北界、新北界、旧热带界、东洋界、新热带界和澳洲界。“界”的界线往往是大陆的边界、巨大的山脉、沙漠或广阔的水域等自然屏障。象我国这样，跨越两大“界”的在全世界并不多见。两“界”在四川省的分界线是西起巴塘，经理塘、雅江、康定、小金、马尔康、黑水到北部的若尔盖。

评价区内兽类以东洋界种类占优势，与其动物地理区划相吻合。古北界种类也占有相当的比例，则反映出东洋界和古北界在四川的动物区系呈现广泛的过渡性和渗透性。

C 生境分布

根据评价区内的生境特点和兽类的生活习性，区内兽类可划分为 3 种生境类型：

森林-灌丛：该生境的种类有赤腹松鼠、草兔等。

农田-村庄：该生境种类主要是啮齿目鼠科的巢鼠、黑线姬鼠、中华姬鼠、褐家鼠、黄胸鼠、小家鼠；另有食肉目鼬科（Mustelidae）的黄鼬、鼬獾，以及兔形目兔科（Leporidae）草兔等。

河流-湿地：该生境种类分布兽类在区较少见，主要为灰麝鼩（*Crocidura attenuata*）。

D 重点保护种类和特有种

a 重点保护物种

根据现场调查、访问、查阅，区内有国家 II 级和四川省省级重点保护哺乳动物 1 种——豹猫（*Prionailurus bengalensis*）。

豹猫头体长 360~660mm；尾长 200~370mm；后足长 80~130mm；耳长

35~55mm；颅全长 75~96mm；体重 1.5~5kg。主要栖息于山地林区、郊野灌丛和林缘村寨附近。分布的海拔高度可从低海拔海岸带一直分布到海拔 3000m 高山林区。豹猫的窝穴多在树洞、土洞、石块下或石缝中。主要为地栖，但攀爬能力强，在树上活动灵敏自如。夜行性，晨昏活动较多。独栖或成对活动。善游水，喜在水塘边、溪沟边、稻田边等近水之处活动和觅食。主要以鼠类、松鼠、飞鼠、兔类、蛙类、蜥蜴、蛇类、小型鸟类、昆虫等为食，有时潜入村寨盗食鸡、鸭等家禽。

b 特有种

区有中国特有兽类 1 种，即中华姬鼠（*Apodemus draco*）。中华姬鼠为主要分布区域在中国境内（也有境外少部分地区）。

中华姬鼠，别名森林姬鼠，山耗子，龙姬鼠，与黑线姬鼠十分相似，但背部无黑色条纹，尾长多数略大于体长，耳壳比黑线姬鼠略大而薄。主要栖息于森林、高大的次生林、植物稠密的植被区。中华姬鼠危害农作物种子和幼苗，亦啃食林木果实及幼龄树苗，影响林木更新。中国以内分布于福建、台湾、四川、云南、西藏、陕西、甘肃、黑龙江、河北、山西、湖北、宁夏等省（区）。中国以外分布于缅甸及印度东北部。

② 两栖类

A 动物组成

经调查并结合文献资料，评价区内两栖动物包括蟾蜍科（Bufonidae）的中华蟾蜍（*Bufo gargarizans*）；蛙科（Ranidae）的黑斑侧褶蛙（*Pelophylax nigromaculata*）、泽陆蛙（*Fejervarya limnocharis*）、沼水蛙（*Hylarana guentheri*）和牛蛙（*Rana catesbiana*）；以及姬蛙科（Microhylidae）的饰纹姬蛙（*Microhyla ornata*）等。

B 区系

区内的两栖类动物除了中华蟾蜍和黑斑侧褶蛙为古北界外，其余均属于东洋界种类。共三种分布型，其中黑斑侧褶蛙为季风型；中华蟾蜍为南中国型；其余均为东洋型。

C 重点保护种类和特有种

a 重点保护物种

区内未发现有国家及四川省省级重点保护两栖动物。

b 特有种

区内两栖类中有 4 种为中国特有种，其中 3 种为仅分布于我国，它们是中华蟾蜍和沼水蛙和饰纹姬蛙；1 种为主要分布于我国，即黑斑侧褶蛙。

③ 爬行类

A 物种组成

经调查并结合文献资料，区内爬行动物包括壁虎科（Gekkonidae）的蹼趾壁虎（*Gekko subpalmatus*）；蜥蜴科（Lacertidae）的北草蜥（*Takydromus septentrionalis*）；石龙子科（Scincidae）的铜蜓蜥（*Sphenomorphus indicus*）；游蛇科（Colubridae）的翠青蛇（*Cyclophiops major*）、黑眉锦蛇（*Elaphe taeniura*）和乌梢蛇（*Zaocys dhumnades*）等。

B 区系

据张荣祖（1999），区内的爬行类均属于东洋界种类。共三种分布型，其中北草蜥为季风型；蹼趾壁虎和翠青蛇为南中国型；铜蜓蜥、黑眉锦蛇和乌梢蛇为东洋型。

C 重点保护种类和特有种

a 重点保护物种

区内未发现有国家及四川省省级重点保护爬行动物。

b 特有种

区内爬行类动物中有 3 种为中国特有种，其中 2 种为仅分布于我国，它们是蹼趾壁虎和北草蜥；1 种为主要分布于我国，即翠青蛇。

④ 鸟类

A 物种组成

根据调查并结合历史文献资料，区内鸟类以雀形目鸟类略占优势。从物种的居留类型上看，区内有留鸟最多，夏候鸟次之，冬候鸟相对较少。

B 区系

按照张荣祖（1997）对中国动物地理区划的划分，项目位于东洋界-华中区（VI）-西部山地高原亚区（VIB）-四川盆地省（VIB2）。为农田-亚热带林灌动物群。

区内分布的鸟类中，按其地理分布型可分为古北界、东洋界和广布种三种类型，其中东洋界种类最多，占到鸟类总种数的近一半。

C 重点保护种类和特有种

a 重点保护种类

根据现场调查、访问、查阅，区内有国家 II 级保护鸟类 13 种，分别为画眉（*Garrulax canorus*）、苍鹰（*Accipiter gentilis*）、雀鹰（*Accipiter nisus*）、鹰雕（*Nisaetus nipalensis*）、白尾鹞（*Circus cyaneus*）、红隼（*Falco tinnunculus*）、红腹角雉（*Tragopan temminckii*）、勺鸡（*Pucrasia macrolopha*）、红腹锦鸡（*Chrysolophus pictus*）、白冠长尾雉（*Syrmaticus reevesii*）、雕鸮（Bubo bubo）、鹰鸮（*Ninox scutulata*）、长耳鸮（*Asio otus*）；四川省省级重点保护野生鸟类共分布有 5 种，分别是黑啄木鸟（*Dryocopus martius*）小鸊鹈（*Tachybaptus ruficollis*）、普通鸬鹚（*Phalacrocorax carbo*）、栗苇鳽（*Ixobrychus cinnamomeus*）和鹰鹃（*Cuculus sparverioides*）：

画眉：中型鸟类，体长约 23cm。主要栖息于海拔 1500 米以下的低山、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。画眉是留鸟，生活在山林地区，常单独或成对活动，偶尔也结成小群。性胆怯而机敏，平时多隐匿于茂密的灌木丛和杂草丛中，喜在灌丛中穿飞和栖息，不时地上到树枝间跳跃、飞翔。常在林下的草丛中觅食，不善作远距离飞翔。雄鸟在繁殖期常单独藏匿在杂草及树枝间极善鸣啭，声音十分洪亮，歌声悠扬婉转，非常动听。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。

苍鹰：中小型猛禽，体长可达 60cm，翼展约 1.3m。食肉性，主要以森林鼠类、野兔、雉类、榛鸡、鸠鸽类和其他小型鸟类为食。栖息于不同海拔高度的针叶林、混交林和阔叶林等森林地带，也见于山施平原和丘陵地带的疏林和小块林内。视觉敏锐，善于飞翔，白天活动。性甚机警，亦善隐藏。通常单独活动，叫声尖锐洪亮。

雀鹰：属小型猛禽，体长 30~41cm。栖息于针叶林、混交林、阔叶林等山地森林和林缘地带，冬季主要栖息于低山丘陵、山脚平原、农田地边、以及村庄附近，尤其喜欢在林缘、河谷，采伐迹地的次生林和农田附近的小块丛林地

带活动。繁殖期 5~7 月，营巢于森林中的树上，距地高 4~14m。日出性，常单独生活，或飞翔于空中，或栖于树上和电柱上。

鹰雕：一种体形偏大的猛禽，体长 66~84cm，翼展 134~175cm，雌鸟体重约 3500g，雄鸟体重约 2500g。成年鹰雕的上半身呈棕色，下体有白色纹。翅膀很宽，在飞行时呈 V 型，未成熟的鹰雕通常拥有白色的头。在繁殖季节大多栖息于不同海拔高度的山地森林地带．最高可达海拔 4000m 以上，常在阔叶林和混交林中活动，也出现在浓密的针叶林中；冬季多下到低山丘陵和山脚平原地区的阔叶林和林缘地带活动。经常单独活动，飞翔时两个翅膀平伸，煽动较慢，有时也在高空盘旋，常站立在密林中枯死的乔木树上。主要以山羌、猕猴、野兔、野鸡、蛇类、蜥蜴，鼬科动物和鼠类等为食，也捕食小鸟和大的昆虫，偶尔还捕食鱼类。

白尾鹞：中型猛禽，体长 41~53cm。栖息于平原和低山丘陵地带，尤其是平原上的湖泊、沼泽、河谷、草原、荒野以及低山、林间沼泽和草地、农田耕地、沿海沼泽和芦苇塘等开阔地区，冬季有时也到村屯附近的水田、草坡和疏林地带活动。主要以小型鸟类、鼠类、蛙、蜥蜴和大型昆虫等动物性食物为食。白天活动和觅食，尤以早晨和黄昏最为活跃。捕食主要在地上，常沿地面低空飞行搜寻猎物，发现后急速降到地面捕食。

红隼：体重 173~335g，体长 305~360mm。翅狭长而尖，尾亦较长，外形和共同爪隼非常相似。栖息于山地森林、森林苔原、低山丘陵、草原、旷野、森林平原、山区植物稀疏的混合林、开垦耕地、旷野灌丛草地、林缘、林间空地、疏林和有稀疏树木生长的旷野、河谷和农田地区。吃大型昆虫、鸟和小哺乳动物。

红腹角雉：雄鸟体羽及两翅主要为深栗红色，满布具黑缘的灰色眼状斑，下体灰斑大而色浅；雌鸟上体灰褐色，下体淡黄色，杂以黑、棕、白斑。主要栖息于海拔 1000~3500m 的山地森林、灌丛、竹林等不同植被类型中，其中尤以 1500~2500m 的常绿阔叶林和针阔叶混交林最为喜欢，有时也上到海拔 3500m 左右的高山灌丛，甚至裸岩地带活动。喜欢单独活动，只是在冬季偶尔结有小群。白天活动，多数时间都在林下地面活动和觅食，有时也上到树上觅食，夜晚则栖息于树上。主要以乔木、灌木、竹、草本植物和蕨类的嫩芽、嫩

叶、青叶、花、果实和种子等为食，兼食少量动物性食物，食物种类非常广泛。

勺鸡：体长 390~630mm，体重 750~1100g。栖息于针阔混交林，密生灌丛的多岩坡地，山脚灌丛，开阔的多岩林地，松林及杜鹃林。生活于海拔 1500~4000m 的高山之间。栖息高度随季节变化而上下迁移。喜欢在低洼的山坡和山脚的沟缘灌木丛中活动。雄鸟和雌鸟单独或成对活动，性情机警，很少结群，夜晚也成对在树枝上过夜。常在地面以树叶、杂草筑巢。以植物根、果实及种子为主食，主要是云杉、桦树、苔草、鳞毛蕨等木本、草本和蕨类植物的嫩芽、嫩叶、花以及果实和种子等，此外也吃少量昆虫、蜗牛等动物性食物。

红腹锦鸡：中型鸡类，为中国特有鸟种，体长 59~110cm。尾特长，约 38~42cm。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。

白冠长尾雉：是一种森林益鸟，主要栖息在海拔 400~1500m 的山地森林中，尤为喜欢地形复杂、地势起伏不平、多沟谷悬崖、峭壁陡坡和林木茂密的山地阔叶林或混交林。有时可上到海拔 2000~2600m 的高度。通常成群活动在森林茂密而林下较为空旷的林中沟谷和空地，活动多在上午和下午，中午休息。性机警，听觉和视觉亦甚敏锐，稍有动静，即刻逃离。善奔跑，飞翔能力强而持久，飞行速度亦甚快，特别是从高处向下滑翔时极为迅速，亦能直接向上飞行较长距离。主要以植物果实、种子、幼芽、嫩叶、花、块茎、块根和农作物幼苗和谷粒为食，特别对农作物较为喜欢，常常于一早一晚飞到农田地边偷吃农作物，其中包括黄豆种子、黄豆芽叶、豌豆、玉米、油菜、小麦种子、麦苗、水稻等；也食野生植物，主要有橡子、山茶种子、杜鹃、木姜子、麦冬、爬山豆、鱼腥草、马尾松种子、悬钩子、荚蒾、燕麦、袍栎、蕨、漆树、惠兰、薯蓣、胡颓子、胡枝子、茅栗、苔草、半夏、毛茛、柏树、麻栎等各种乔木、灌木和草本植物的叶、花、果实、块根和种子；此外也吃鞘翅目和鳞翅目昆虫、蜗牛、蚱蜢、螽斯等动物性食物。

雕鸮：属夜行猛禽，可栖息于山地森林、平原、荒野、林缘灌丛、疏林，以及裸露的高山和峭壁等各类环境中。通常远离人群，多栖息于人迹罕至的密林中，营巢于树洞或岩隙中。除繁殖期外常单独活动。夜行性，白天多躲藏在密林中栖息，缩颈闭目栖于树上，一动不动。但它的听觉甚为敏锐，稍有声响，立即伸颈睁眼，转动身体，观察四周动静，如发现人立即飞走。飞行时缓慢而无声，通常贴着地面飞行。食性很广，主要以各种鼠类为食，也吃兔类、刺猬、狐狸、豪猪、野猫、鼬、昆虫、蛙、雉鸡以及其他鸟类，有时甚至会捕食有蹄类动物。

鹰鸮：夜行猛禽。体长 22~32cm，体重 212~230g。栖息于海拔 2000m 以下的针阔叶混交林和阔叶林中，尤其喜欢森林中的河谷地带，也出现于低山丘陵和山脚平原地带的树林、林缘灌丛、果园以及农田地区的高大树上。白天大多在树冠层栖息，黄昏和晚上活动，有时白天也活动。除繁殖期成对活动外，其他季节大多单独活动，雏鸟离巢后至迁徙期间则大多呈家族群活动。主要以鼠类、小鸟和昆虫等为食，追捕猎物有时会闯入居民住室中。

长耳鸮：中型鸟类，体长 33~40cm。栖息于针叶林、针阔混交林和阔叶林等各种类型的森林中，也出现于林缘疏林、农田防护林和城市公园的林地中。以鼠类等啮齿动物为食，也吃小型鸟类、哺乳类和昆虫（如雀类、莺类、蝙蝠、甲虫、金龟子、蝗虫、蝼蛄等）。夜行性，白天多躲藏在树林中，常垂直的栖息在树干近旁侧枝上或林中空地上草丛中，黄昏和晚上才开始活动。平时多单独或成对活动，但迁徙期间和冬季则常结成 10~20 只，有时甚至结成多达 30 只的大群活动。

黑啄木鸟：体长 45~47cm，翼展 64~68cm，体重 300~350g，寿命 11 年，是啄木鸟中最大的一种。通体几纯黑色；雄鸟额、头顶和枕全为血红色；雌鸟仅后头有血红色。喜欢大片的针叶或落叶林，其中包括所有森林种类（桦木，杉木，落叶松，松树）。主要栖息于海拔 1800m 以下的原始针叶林和针阔叶混交林中，有时亦出现于阔叶林和林缘次生林。常单独活动，繁殖后期则成家族群。主要在树手、粗枝和枯立木上取食，也常到地面和腐朽的倒木上觅食蚂蚁和昆虫。它在夏季主要以蚂蚁成虫、幼虫、卵、金电子、叩头虫和其它昆虫及卵与蛹为食。冬季主要以在树干内越冬的天牛幼虫为食。主食蚂蚁，进食时挖

洞很大。

小䴙䴘：为䴙䴘目䴙䴘科小䴙䴘属的一种。因体形短圆，在水上浮沉宛如葫芦，故又名水葫芦。主要分布于古北界和东洋界。栖息于湖泊、池塘、河流等地。食物以小鱼、虾、昆虫等为主。单独或小群在水上游荡，善潜水，一遇惊扰，立即潜入水中。在水生植物丛中营水面巢。以捕捉的小鱼为主，偶尔也会捕捉小虾子或水中的小型节肢动物。繁殖期在芦苇丛等隐蔽处，以水草营造浮巢。发现有人或掠食动物来到巢穴附近后会将巢中的卵用杂草等盖住，以防止被掠食动物发现。一窝卵 4~8 枚，孵出的小鸟有时候背在父母背上。幼鸟头部具有鲜明的黑白色条纹，在学会潜水前主要依靠成鸟提供小鱼、水生昆虫等食物。

普通鸬鹚：大型水鸟。体长 72~87cm，体重大于 2kg。通体黑色，头颈具紫绿色光泽，两肩和翅具青铜色光彩，嘴角和喉囊黄绿色，眼后下方白色，繁殖期间脸部有红色斑，头颈有白色丝状羽，下胁具白斑。常成群栖息于水边岩石上或水中，呈垂直站立姿势。在水中游泳时身体下沉较多，颈向上伸直，头微向上仰。栖息于河流、湖泊、池塘、水库、河口及其沼泽地带。常成小群活动。善游泳和潜水，游泳时颈向上伸得很直、头微向上倾斜，潜水时首先半跃出水面、再翻身潜入水下。以各种鱼类为食。主要通过潜水捕食。

栗苇鳽：中型涉禽。体长 30~38cm。外形和紫背苇鳽相似。雄鸟上体从头顶至尾包括两翅飞羽和覆羽全为同一的栗红色，下体淡红褐色，喉至胸有一褐色纵线，胸侧缀有黑白两色斑点，野外特征极为明显，容易辨认。雌鸟头顶暗栗红色，背面暗红褐色，杂有白色斑点，腹面土黄色，从颈至胸有数条黑褐色纵纹。栖息于芦苇沼泽、水塘、溪流和水稻田中，也见栖于田边和水塘附近小灌木上。夜行性，多在晨昏和夜间活动，白天也常活动和觅食，但在隐蔽阴暗的地方，食性主要为小鱼、蛙、泥鳅和水生昆虫。除在中国广东、台湾和海南岛为留鸟不迁徙外，在中国其他地区繁殖的种群均为夏候鸟。每年春、秋两季均要在繁殖地和越冬地之间来回迁徙。

鹰鹃：外形似鸽，但稍细长。嘴强，嘴峰稍向下曲。翅具 10 枚初级飞羽。尾长阔，呈凸尾状，有 8~10 尾羽。脚短弱，具 4 趾，第 1、4 趾向后，趾不相并。雌雄外形大体相似，幼鸟羽色与成鸟不同。有巢寄生的习性，自己不营巢，

寄生于喜鹊等鸟类巢中产卵，卵与寄主卵的外形相似，孵化后雏鸟将寄主雏鸟杀死，被寄主喂养至成熟。多见于山林中，高至海拔 1600m，冬天常到平原地带。隐蔽于树木叶簇中鸣叫，白天或夜间都可听到。

b 特有种

区内的特有鸟类较丰富，共有我国鸟类特有种 4 种。其中仅分布于我国的 2 种，即灰胸竹鸡（*Bambusicola thoracica*）、红腹锦鸡（*Chrysolophus pictus*）；主要分布于我国的有 2 种，为领雀嘴鹎（*Spizixos semitorques*）和白头鹎（*Pycnonotus sinensis*）。

D 生境分布

根据评价区的植被状况和鸟类的分布特点，把区内的鸟类生境类型简单的划分为 3 种：河流-湿地、森林-灌丛、农田-村庄。

河流-湿地：主要包括保护区内的河流、池塘、沙洲和水田。区内主要分布河流水域为濑溪河，加上许多池塘和滩涂，为水鸟提供了良好的食物基地和栖息环境。在此生活的鸟类主要有游禽、涉禽和部分鸣禽。常见的种类有小鸊鹈、普通鸬鹚、赤麻鸭（*Tadorna ferruginea*）、白鹭（*Egretta garzetta*）、苍鹭（*Ardea cinerea*）和牛背鹭（*Bubulcus ibis*）等。

森林-灌丛：在评价区山区森林植被较好的区域，常见的种类有雉鸡（*Phasianus colchicus*）、白颊噪鹛（*Garrulax sannio*）、鹰鹃（*Cuculus sparverioides*）、四声杜鹃（*Cuculus micropterus*）、八哥（*Acridotheres cristatellus*）、暗绿绣眼鸟（*Zosterops japonica*）、红嘴相思鸟（*Leiothrix lutea*）、柳莺（*Phylloscopus* spp.）、山雀（*Parus* spp.）等。

农田-村庄：作为评价区内常见的生境类型，农田-村庄也栖息有不少鸟类物种，常见的有白鹭（*Egretta garzetta*）、苍鹭（*Ardea cinerea*）、池鹭（*Ardeola bacchus*）、夜鹭（*Nycticorax nycticorax*）、牛背鹭（*Bubulcus ibis*）、珠颈斑鸠（*Streptopelia chinensis*）、戴胜（*Upupa epops*）、小云雀（*Alauda gulgula*）、家燕（*Hirundo rustica*）、金腰燕（*Hirundo daurica*）、领雀嘴鹎（*Spizixos semitorques*）、白头鹎（*Pycnonotus sinensis*）、黑枕黄鹂（*Oriolus chinensis*）、棕背伯劳（*Lanius schach*）、红尾伯劳（*Lanius cristatus*）、棕头鸦雀（*Paradoxornis webbianus*）、黑卷尾（*Dicrurus macrocercus*）、白颊噪鹛

（*Garrulax sannio*）、松鸦（*Garrulus glandarius*）、麻雀（*Passer montanus*）、鹀（*Emberiza* spp.）等。

5.4.6 景观生态系统

景观生态分类与评价是区域景观结构与功能研究的基础，也是区域景观生态评价和管理等应用研究的基础。景观格局及其变化是自然和人为多种因素作用下多种因素相互作用所产生的一定区域的生态环境体系的综合反映。景观斑块的类型、形状、大小、数量和空间组合既是各种干扰因素相互作用的结果，又影响着该区域的生态过程和边缘效应。因此，对某区域景观空间格局的研究，是揭示该区域生态状况及空间分布特征的有效手段。

（1）景观生态体系组成与特点

根据现场调查，并结合评价范围内的 1:1 万地形图和区域 Worldview 卫星影像数据分析，在 ArcGIS10.5 的支持下根据不同的土地利用类型的自然属性和人为干扰程度，以及不同生态系统的群落外貌特征，建立如下 5 类景观生态分类系统，详见表 5.4-7。

表 5.4-7　　景观生态分类组成

景观类型编号	景观要素类型	土地利用类型	区块范围		评价范围	
			面积(ha)	面积百分比（%）	面积(ha)	面积百分比（%）
1	森林斑块	乔木林地、灌木林地、竹林	1880.29	39.79	7775.76	51.00
2	草丛斑块	其他草地等	42.84	0.91	148.19	0.97
3	水体斑块	河流水面	130.14	2.75	569.58	3.74
4	耕地斑块	旱地、水田	2474.57	52.37	6138.79	40.26
5	建设用地斑块	城镇住宅用地、农村宅基地、工业用地、道路用地	197.61	4.18	614.29	4.03

由上表可知，评价区内共划分为 5 类景观。其中，森林斑块面积最大，约为 51.00%，为评价区域的主要景观要素类型；其次为耕地斑块，占比为 40.26%；建设用地斑块及水体斑块所占比例均较少，分别为 4.03%、3.74%。区块范围内耕地斑块占比最高（52.37%），其次为森林斑块（39.79%）。

（2）景观生态结构分析

本评价采用景观格局指数对评价区域内的景观生态结构进行了分析。景观格局指数是高度浓缩的景观格局信息，它能够反映区域内景观结构组成和空间

配置某些方面的定量指标，它包括斑块个体、斑块类型和景观三个水平上的若干指数。由于斑块个体本身在整个景观格局分析中不具有实际意义，本评价采用斑块类型和景观两个水平上的指数进行分析。

①斑块类型水平

斑块类型评价指数详见表 5.4-8，评价结果详见表 5.4-9。

表 5.4-8　　斑块类型水平上的景观指数

编号	景观指数	值域	表达式	含义
1	斑块数 NP（个）	NP≥1	$NP = n_i$	一类景观所包含的斑块数量。
2	斑块类型面积 CA（hm^2）	CA＞0	$CA = (\frac{1}{10000})\sum_{j=1}^{n} a_{ij}$	一类景观所包含的斑块的总面积。
3	斑块类型面积比例 PLAND （%）	PLAND＞0	$PLAND = \frac{100}{A}\sum_{j=1}^{n} a_{ij}$	某类景观的面积占所有景观类型总面积的比例。
4	平均斑块面积 MPA（hm^2）	MPA＞0	$MPA = \frac{1}{n_i}\sum_{j=1}^{n} a_{ij}$	某类景观包含斑块的平均面积

表 5.4-9　　斑块类型指数

景观要素类型	区块范围				评价范围			
	NP（个）	CA（hm^2）	PLAND（%）	MPA（hm^2）	NP（个）	CA（hm^2）	PLAND（%）	MPA（hm^2）
森林斑块	1374	1880.29	39.79	1.37	4084	7775.76	51.00	1.90
灌草丛斑块	54	42.84	0.91	0.79	175	148.19	0.97	0.85
水体斑块	102	130.14	2.75	1.28	328	569.58	3.74	1.74
耕地斑块	1020	2474.57	52.37	2.43	2657	6138.79	40.26	2.31
建设用地斑块	255	197.61	4.18	0.77	1401	614.29	4.03	0.44

由上表可知，评价范围及区块范围内建设用地斑块的 NP 值较大，MPA 值较小，说明建设用地斑块景观破碎度较高。评价范围内森林斑块的 PLAND 值最高，达 51.00%，为评价区内的优势景观元素，而区块范围内耕地斑块的 PLAND 值最高，达 52.37%，为区块内的优势景观元素。

①景观水平

景观水平评价指数详见表 5.4-10，评价结果详见表 5.4-11。

表 5.4-10　　景观水平上的景观指数

编号	景观指数	值域	表达式	含义
1	景观丰富	CR≥1	$CR = m$	景观所包含的景观类型数。

	度 CR（个）			
2	香农景观多样性指数 SHDI	SHDI＞0	$SHDI=-\sum_{i=1}^{m}(P_i \bullet \ln P_i)$	香农-维纳景观多样性指数。描述景观类型的多少和面积上分布的均匀程度。各类景观所占面积比例相等时，景观多样性指数最大；反之相差越大，景观多样性指数下降。
3	辛普森景观多样性 SIDI	SIDI＞0	$SIDI=1-\sum_{i=1}^{m}P_i^2$	辛普森景观多样性，原理同上。
4	景观均匀度 SHEI	0＜SHEI＜1	$SHEI=\frac{-\sum_{i=1}^{m}(P_i \bullet \ln P_i)}{\ln m}$	描述景观中各斑块在面积上分布的均匀程度。以香农-维纳多样性指数与其最大值 ln(m)的比值表示，SHEI 越趋近 1，景观分布余越均匀。
5	景观优势度指数 DLI	DLI＞0	$DLI=\ln(m)+\sum_{i=1}^{m}P_i\ln(P_i)$	描述某种景观板块类型支配景观的程度，其值越大，对应与某种或多种斑块类型占景观的主导位置。
6	景观分离度指数 DIVISION	0≤DIVISION＜1	$DIVISION=\left[1-\sum_{j=1}^{m}\left(\frac{a_{ij}}{A}\right)^2\right]$	描述景观类型中空间上的分离程度，其值越大表明景观分布越复杂，破碎程度也越高。

表 5.4-11　　景观水平上的空间格局特征

景观指数	区块范围	评价范围
景观丰富度	5	5
香农景观多样性指数	0.98	1.01
辛普森景观多样性指数	0.56	0.57
景观均匀度指数	0.61	0.63
景观优势度指数	0.63	0.60
景观分离度指数	1.00	0.99

由表 5.4-11 可知，评价区内景观要素类型 5 类，香农景观多样性指数值为 1.01，辛普森景观多样性指数值为 0.57，区域景观多样性不高；景观均匀度指数值不高（0.63），区域各景观斑块分布较不均匀；景观优势度指数较高（0.60），区域森林景观优势度较明显。区块范围的空间格局特征与评价范围相似。

（3）景观生态体系的现状

对景观基质的判断采用传统生态学中计算植被重要值的方法，决定某一斑块在景观中的优势，也叫优势度值。优势度值由 3 种参数计算而出，即密度（Rd）、频度（Rf）、和景观比例（Lp）。这三个参数对基质判定中的前两个比较明确是，可以认为其中相对面积大，连通程度高的斑块类型，即为我们寻找的具有生境质量调控能力的模块。

优势度值计算的数学公式如下：

密度(Rd)=斑块 I 的数目/斑块总数 ×100%

频度(Rf)=斑块 I 出现的样方数/总样方数 ×100%（样方是以 1km×1km 为一个样方，对景观全覆盖取样）。

景观比例(Lp) =斑块 I 的面积/样地总面积 ×100%

然后通过以上三个参数计算出优势度值(Do)：

优势度值(Do) = {(Rd+Rf)/2 + Lp}/2 ×100%

利用 ArcGIS 软件，对评价区各类斑块的优势度值进行了计算，景观类型斑块优势度值见下表。

表 5.4-12　　景观类型斑块优势度统计

斑块类型	区块范围				评价范围			
	Rd	Rf	Lp	Do	Rd	Rf	Lp	Do
森林斑块	48.98%	48.49%	39.79%	44.26%	47.24%	47.85%	51.00%	49.27%
灌草丛斑块	1.93%	1.96%	0.91%	1.42%	2.02%	1.85%	0.97%	1.45%
水体斑块	3.64%	3.90%	2.75%	3.26%	3.79%	3.92%	3.74%	3.80%
耕地斑块	36.36%	37.61%	52.37%	44.68%	30.73%	31.33%	40.26%	35.65%
建设用地斑块	9.09%	8.04%	4.18%	6.37%	16.21%	15.05%	4.03%	9.83%

评价范围内各类斑块的优势度值中，森林斑块的 Do 值最高，达到 49.27%，景观比例值 Lp 为 51.00%，出现的频率 Rf 为 47.85%；说明森林景观要明显好于其他斑块类型，区域生态环境质量较好。根据调查，评价范围内的森林斑块主要集中在玉蟾山省级风景名胜区周边，区块范围内森林斑块的 Do 值与耕地斑块的 Do 值相当，生态环境质量一般。

5.4.7 水生生物现状调查与评价

本项目所在地隶属于沱江上游濑溪河流域。项目管线未穿越大型河流，本项目阳 101H5 平台~阳 101H14 平台、阳 101H8 平台~阳 101H9 平台管线穿越马溪河，阳 101H14 平台~阳 101-5 集气站管线穿越宋观沟。

本评价引用《濑溪河翘嘴鲌蒙古鲌国家级水产种质资源保护区考察报告》、《泸县福集电站增效扩容改造工程环境影响报告书》（2021 年 6 月）、《泸县二郎滩电站增效扩容改造工程环境影响报告书》（2021 年 6 月）中的水生生态现状调查结果。本项目穿越的马溪河为濑溪河一级支流，于泸县福集镇汇入濑溪河，入河口位于福集电站、二郎滩电站之间（位于福集电站坝址下游约 2.5km、二郎滩电站坝址上游约 14.2km），期间无大型支流汇入，无其他电站大坝等设

施阻碍河流廊道连通性。

（1）浮游植物

浮游植物作为水体初级生产力最主要的组成部分，是鱼苗和成鱼的天然饵料，在营养结构中起着重要的作用。本项目所在河段内有藻类 4 门 18 科 26 属 59 种，其中硅藻最多，有 27 种，占总数的 45.8%；绿藻其次，有 20 种，占 33.9%；蓝藻、黄藻较少，分别有 10 种、2 种。从各个类群的的密度和数量来看硅藻门 > 绿藻门 > 蓝藻门 > 黄藻门。浮游植物优势种主要有针杆藻属、脆杆藻属、舟形藻属、水绵属和颤藻属的种类。

（2）浮游动物

本项目所在河段内主要有浮游动物 21 种。其中原生动物 3 种，占总种数的 14.3%；轮虫 5 种，占总种数的 23.8%；枝角类 9 种，占总种数的 42.8%；桡足类 4 种，占总种数的 19.0%。浮游动物各类群中，轮虫和枝角类生物量最高，优势度较为突出。

（3）底栖动物

本项目所在河段内主要有底栖动物 3 门 6 纲 10 目 12 科 12 属 14 种。从类群上看，软体动物的密度最大，平均达 16.63 个/m^2；其次为水生昆虫有 11.21 个/m^2；甲壳动物的种类密度相对较低，仅有 9.58 个/m^2。此外，生物量最大的也为软体动物，平均有 6.5423g/m^2；其次为甲壳动物物，有 0.8992g/m^2；水生昆虫最低仅有 0.0021g/m^2。

（4）水生维管束植物

本项目所在河段的河岸湿地维管植物较发达，共采集到水生维管束植物 28 种，优势种包括大藻、喜旱莲子草、菹草、苦草等。

（5）鱼类资源状况

① 鱼类组成

水产种质资源保护区内分布有鱼类 49 种，分属于 5 目 9 科 42 属。鲤形目为主要种群，已知有 3 科 35 属 40 种，占总数的 81.63%。其次是鲶形目有 2 科 3 属 5 种，占总数的 10.20%；鲈形目有 2 科 2 种，占总数的 4.08%；合鳃目和鳉形目各有 1 科 1 属 1 种，各占总数的 2.04%。在科一级水平上，鲤科鱼类最多，有 36 种，占总数的 77.55%，其次为鲿科，占总数的 6.12%，第三为

鲇科，占 4.08%，其它科各占 2.04%。

② 鱼类生态型

按鱼类的生活习性及其主要生活环境，可以将本次调查水域范围内分布的鱼类分成下列生态类群。

A 流水底层生态类群

为流水河沱、河槽底栖性鱼类，如岩原鲤、中华倒刺鲃等。该类群鱼类身体呈纺缍型，尾柄发达，口横裂或弧形，有触须 2 对，适应于流水或急流水底穿行和觅食。由于濑溪河干流已建水库、电站等水利设施的影响，阻隔了上、下游江段的洄游和交流，流水生境范围也逐渐缩小，导致岩原鲤等喜流水的鱼类栖息地减少，岩原鲤等鱼类在工程影响水域已基本消失。

B 流水底层乱石、礁底栖性类群

栖息环境为流水深沱，底层多乱石，水流较缓，如南方鲇、鮠科的大部分种类。为大型凶猛的肉食性鱼类，生长快。

C 流水中、下层生态类群

主要栖息在水体的中层和下层，有花鳡、华鲮等。身体较长、侧扁，适应于流水、急流水中穿梭游泳，活动掠食；头部呈锥形，适应于破水前进，躯干部较长，是产生强大运动的动力源，各鳍发达，尾鳍深叉形，都是适应水体中、下层快速游泳，在急流水体中、下层穿梭翻滚捕食低等动物和流水急流水带来的有机食物。

D 流水中、上层生态类群

栖息、摄食、繁殖等主要活动在水体的中、上层完成，包括 、飘鱼等属的种类。体长形，稍侧扁，腹部圆，适应于流水急流水体中、上层穿梭游泳，活动掠食；躯干部长，尾柄粗壮，是产生强大运动的动力源。

E 缓流水和静水生态类群

主要是一些小型种类，如棒花鱼等。此类群是一群生活在侧流、缓流水的鱼类，个体小，游泳能力不强，各鳍均不甚发达。

F 静水洞穴生态类群

主要包括泥鳅、黄鳝等。此类群鱼类，主要生活于洞穴之中，尤其是喜生活于稻田、沟渠、侧流、坑凼之中。

② 主要保护鱼类的现状

上世纪七、八十年代，栖息在保护区内的翘嘴鲌、蒙古鲌在该河段的渔获物中占有较大比例。九十年代，该河段的翘嘴鲌、蒙古鲌年产量在 10 吨左右，约占渔获物的 10%。本世纪初，由于翘嘴鲌、蒙古鲌等水产品的价格较高，捕捞渔民、沿岸居民及农户对这些天然水生资源进行非法捕捞，使用不符合规定渔具渔法，造成保护区翘嘴鲌、蒙古鲌种群小型化、低龄化，天然资源量呈下降趋势。根据本项目上游福集电站、下游二郎滩电站增效扩容改造环评现状调查结果，翘嘴鲌、蒙古鲌占渔获物的 10%左右，翘嘴鲌、蒙古鲌、黑尾近红鲌占渔获物的 17%左右，较上世纪九十年代的渔获物比例有所增加，但渔获物总量下降明显。

濑溪河翘嘴鲌蒙古鲌国家级水产种质资源保护区建立后，濑溪河内严格执行了禁渔期制度，加大了对电、炸、毒鱼打击力度，有效地遏制了非法捕捞活动，对保护水生动物翘嘴鲌、蒙古鲌等起到了积极重要的作用，但受利益驱使，保护区内违禁捕捞仍屡禁不止，从调查结果来看，翘嘴鲌、蒙古鲌资源有所恢复。

③ 珍稀、特有和濒危水生生物现状与评价

濑溪河是沱江一级支流之一，河曲发育，水体较深，滩沱交替，水质肥沃，有机物和营养盐丰富，日照充分，水温较高，饵料生物丰富居。目前常见的渔获物种类有黑尾鰲、厚颌鲂、翘嘴鲌、黑尾近红鲌、黄颡鱼、鲤、鲫、瓦氏黄颡鱼等鱼类。

A 国家、省级保护鱼类现状

濑溪河翘嘴鲌蒙古鲌国家级水产种质资源保护区内分布着 1 种国家重点保护野生动物 1 种，为岩原鲤（二级）；2 种四川省省级保护鱼类（鱤和岩原鲤）。岩原鲤是一种中型鱼类，由于其肉质细嫩、味美，具有较高的经济价值，在长江上游地区的渔业中占有较为重要的地位。但岩原鲤需在流水生境中栖息，一般生活于含氧量较高的水体，现濑溪河上游已修建 4 个水库，中下游也修建了荣泸高洞电站、高吉水电站、福集水电站、二郎滩水电站、永昆金圣电站等，已阻隔了上、下游江段的洄游和交流，流水生境范围也逐渐缩小，导致岩原鲤等喜流水的鱼类栖息地减少。通过对渔政部门调研和当地居民访问来

看，濑溪河河流域内岩原鲤资源量减少，岩原鲤、鳜等鱼类在工程影响水域已基本消失。

B 长江上游特有鱼类现状

工程影响水域分布长江上游特有鱼类有 6 种，分别为黑尾近红鲌、高体近红鲌、厚颌鲂、黑尾鰲、华鲮和岩原鲤。根据历史资料和现场访问显示，厚颌鲂、黑尾鰲等鱼类在渔获物中占较大比例。

C 经济鱼类现状

濑溪河常见有经济鱼类 40 种，由于人为活动和水利工程的影响，一些适应性强的经济鱼类种群，能在河流内找到相应的饵料、活动栖息、繁殖越冬等场所而繁衍下去，如厚颌鲂、翘嘴鲌、黑尾近红鲌、鲤、鲫、鲇类等一些鱼类，在工程影响水域仍是主要经济鱼类，而一些适应性弱的种群，因环境的改变过大而不适，导致大量减少以致消失，如白甲鱼、岩原鲤等鱼类在工程影响水域已基本消失。

④ 重要鱼类越冬场、产卵场、索饵场

鱼类三场的分布常与河道流向、河床结构、水位变化等有密切关系，如越冬场多位于河道曲流的凹岸深沱、石质河床一侧，而产卵场和幼鱼索饵场多位于河道分流形成的河汊、倒濠、弯沱，以及水工建筑形成的上述环境。

越冬场：由于气候转冷，水温下降，河道内水量减少，水位降低，饵料减少，在不同深度、不同环境中觅食的鱼类，逐渐受气候等因素变化的影响进入深水区活动。多位于濑溪河干流电站坝址上静水、缓流区以及河湾区域。

产卵场：濑溪河分布的鱼类种类多，各自对产卵场环境条件的要求也存在一定的差异。在静水水体水草上产粘性卵的鱼类，主要分布在河道曲流的凹岸弯沱、倒濠内，这些静水场所水生植物茂密，水体透明；喜流水卵石滩产粘性卵的鱼类，一般位于河心或岸边延伸流水侧，这部分滩地卵石光华无泥，砂石堆积松散;筑巢生殖习性的鱼类通常在有流水的卵石或卵石,以卵石间隙为巢，附着在卵石上孵化。濑溪河干流电站已建成运行多年,由于水生生境发生变化，河道内天然形成的产卵场多已消失，河道内产卵场分布零散，坝上蓄水和坝下减水河段的形成，导致河道内水流流速较低，河道沿岸多为产粘性卵鱼类产卵场。

索饵场：工程影响水域的索饵场主要分布在倒濠、河汊区域，主要是由于电站形成的静水、缓流区，一般靠主流侧为卵石漫滩或支流汇合处，这些区域河面宽阔，水流较缓，饵料丰富，吸引鱼类觅食。

5.4.8 生产力和生物量现状评价

生态系统生产力和生物量由该生态亚区各植被的面积、平均生产力和平均生物量等因素决定。自然植被生产力由于环境保护、时间、经费等方面的限制，不可能对评价区涉及的植被类型进行生产力的实测，本次评价各种植被类型平均净生产力数据来源于专著《中国森林生态系统的生物量和生产力》（冯宗炜，王效科，吴刚．[M]．北京：科学出版社，1999）、《中国陆地植被净初级生产力遥感估算》（朱文泉，植物生态学报，2007），各植被类型平均生物量数据来源于文献《我国森林植被的生物量和净生产量》（方精云，刘国华，徐嵩龄．[J]．生态学报，1996，16 (5)：497~508）。常见的植被类型生产力和生物量详见表 5.4-13。

表 5.4-13　　常见植被类型生产力和生物量统计表

生态系统类型	净第一性生产力	生物量
	平均（gC/（m^2·a））	平均（t/hm^2）
温性针叶林	630	48.3
温性针阔叶混交林	750	78
暖性针叶林	760	72.3
落叶阔叶林	880	118.6
常绿落叶阔叶混交林	1320	147.1
常绿阔叶林	1270	114.7
竹林	430	14.3
落叶阔叶灌丛	525	9.5
常绿阔叶灌丛	590	11.9
灌草丛	380	5.3
草甸	270	2.5
水域	432	1.2
耕地	720	6.0

根据调查和卫片解译，结合评价区地表植被覆盖现状和植被立地情况，评价区内各类植被的面积、平均生产力和总生产力、生物量见表 5.4-14、5.4-15。

表 5.4-14　　区块范围内各植被类型的生产力、生物量现状

生态类型	面积(hm^2)	比例(%)	生产力[tc/a]	总生物量（t）	比例(%)
暖性针叶林	824.63	17.45	6267.19	59620.75	38.45

常绿阔叶林	677.74	14.34	8607.30	77736.78	50.13
竹林	53.75	1.14	231.13	768.63	0.50
灌草丛	367.01	7.77	1394.64	1945.15	1.25
农作物	2474.57	52.37	17816.90	14847.42	9.57
水域	130.14	2.75	562.20	156.17	0.10
建设用地	197.61	4.18	0.00	0.00	0.00
合计	4725.45	100.00	34879.36	155074.89	100.00

表 5.4-15　本次评价范围各植被类型的生产力、生物量现状

生态类型	面积(hm^2)	比例(%)	生产力[tc/a]	总生物量（t）	比例(%)
暖性针叶林	4156.67	27.26	31590.69	300527.24	47.12
常绿阔叶林	2544.93	16.69	32320.61	291903.47	45.77
竹林	150.64	0.99	647.75	2154.15	0.34
灌草丛	1071.71	7.03	4072.50	5680.06	0.89
农作物	6138.79	40.26	44199.29	36832.74	5.78
水域	569.58	3.74	2460.59	683.50	0.11
建设用地	614.29	4.03	0.00	0.00	0.00
合计	15246.61	100.00	115291.43	637781.16	100.00

由上表可得，对于整个区块而言，区域生物量为 155074.89t，乔木林生物量占的比例最大，占总生物量的 88.58%；其次是农作物，占总生物量的 9.57%，表明乔木林是区域维持生物量最为重要的植被类型，对维持区域的生态系统稳定和生态平衡发挥着至关重要的作用。

对于本次评价范围而言，评价区域生物量为 637781.16 t，生物量构成与整个区块内相似，乔木林为生物量贡献值最大的植被类型，其次为农作物。

6 施工期环境影响评价

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，永久占地主要是站场、管线三桩等，临时占地主要为钻井井场、施工作业带、堆管场、施工便道等。

本项目共部署 7 个平台（其中阳 101H14 平台为在建井场，其余 6 个平台均为新建井场）以及采气站场地面工程；新建集气站 1 座（阳 101-5 集气站）、集输管线 8 条（总长 28.08km）。根据项目占地情况分析，项目永久占地约 4.68hm^2，新增临时占地约 33.86hm^2。项目占用的土地类型主要为耕地和林地，其中耕地面积约 24.13hm^2 占总面积的 62.88%，林地面积约 12.81hm^2，占总面积的 33.38%。

（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 0.1%，且永久占地以耕地为主，项目沿线区域分布有广阔的林地、耕地，项目站场、管道三桩等永久占地对区域土地利用的改变较小，对土地利用的影响较小。

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

（3）临时占地对土地利用的影响

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

根据占地类型统计，项目占用的土地类型主要为耕地和林地，其中耕地面

积约 24.13hm^2 占总面积的 62.88%，林地面积约 12.81hm^2，占总面积的 33.38%。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 15~25 cm，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

本项目建设对植被的影响主要为新建 6 座平台钻前工程及内部集输管线占地对植被的影响。

根据现场样方调查，管线穿越区域及新建钻井工程占地范围内主要以农田为主，穿越部分灌草地和林地，植物种类都是区域内分布广泛的常见种和广布种。工程施工会对施工区域内的植被进行清除，使相关种类的个体数量减少。但施工区域范围有限，管线主要为 8~14m 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 年恢复成成熟的森林植被。沼泽、湿地、草甸地带植被恢复时间约 3~5 年。但是，恢复的含义并非是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，不会导致评价区内植物群落的种类数量发生变化，也不会造成植物物种的消失，对区域植被稳定性的破坏较弱。由于项目占地面积较小，施工活动造成的植物生物量损失极小，且项目施工周期短，施工结束后，通过复垦、恢复植被、补偿等措施，评价范围内被破坏的植被可以得到有效的恢复。

（2）对动物资源影响

①影响因素

本工程施工期对评价区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，噪音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。经现场调查访问及查阅相关资料，评价区未发现大中型兽类。

根据现场调查，评价区的生境相似，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，但管线主要穿越水田、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，不会对评价区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。

综上分析，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。由于评价区内两栖类种类单一，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对珍稀保护动物的影响

根据文献资料、现场调查及访问，评价范围内有国家 II 级保护动物 14 种（豹猫、画眉、苍鹰、雀鹰、鹰雕、白尾鹞、红隼、红腹角雉、勺鸡、红腹锦鸡、白冠长尾雉、雕鸮、鹰鸮、长耳鸮），四川省省级重点保护野生鸟类 5 种（黑啄木鸟、小鹛鹛、普通鸬鹚、栗苇鸡、鹰鹃），主要分布于牛滩白鹤生态自然保护区、玉蟾山省级风景名胜区内。

A 对兽类的影响

根据资料查阅，豹猫主要分布于玉蟾山省级风景名胜区内。根据豹猫的生活习性，豹猫为夜行性，晨昏活动较多。本项目除钻井为 24h 作业外，其余施工活动均在白天进行，对豹猫可能产生的影响较小。本项目站场、管线选址多位于农田生境，距离玉蟾山省级风景名胜区较近的平台有阳 101H8 平台（约 278m）和阳 101H14 平台（约 450m），但两个平台均靠近的是风景名胜区的发展控制区，距离核心景区、其他景区距离较远。此外，阳 101H8 平台选址于农田区域，周边有已建机耕道、分散居民点等，人为干扰强度较大；阳 101H14 平台为已建勘探井井场，阳 101H14-1 井施工期间未发现有豹猫等其他国家级、省级重点保护动物。

B 对鸟类的影响

根据调查访问、资料查阅，评价范围内的国家级、四川省级重点保护鸟类主要分布于牛滩白鹤生态自然保护区、玉蟾山省级风景名胜区内。由于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，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。但这种影响随着施工期结束后植被的恢复将逐渐减小。

根据鸟类生活习性分类，对于夜行性的雕鸮、鹰鸮、长耳鸮等，钻井 24h 施工可能会对其产生影响，但本项目各拟建平台均选址于农田区域，不位于林地中，且距离牛滩白鹤生态自然保护区、玉蟾山省级风景名胜区较远，在钻井施工结束后，对夜行性鸟类的影响将逐渐恢复。对于白天活动的红腹角雉、雀鹰、苍鹰等鸟类，本项目在选址选线阶段已尽量避绕山林等植被茂密之处，严

格控制施工作业范围，把施工期对鸟类的影响降到最低。对于喜好在水体及其周边（湖泊、河流、水塘及其沼泽地带）栖息的白尾鹞、小鹀鹛、普通鸬鹚、栗苇鳽等鸟类，本项目阳 101H5 平台~阳 101H14 平台、阳 101H8 平台~阳 101H9 平台管线穿越马溪河，阳 101H14 平台~阳 101-5 集气站管线穿越宋观沟，均采用“开挖沟埋+稳管处理”的方式。施工期可能会对喜爱栖息于水体周边的鸟类产生影响。

因此，本评价要求严格控制施工作业范围，禁止施工人员捕杀野生动物，制定重点保护野生动植物保护方案，在施工过程中落实动物的巡查，若发现珍稀保护动物，应停止施工，立即按照保护方案采取保护措施后，项目实施对国家级、四川省级重点保护动物的影响可控。

6.1.4 对水生生态的影响评价

本项目在跨河管线建设会涉水，涉及河流为马溪河、宋观沟等，为小型河流，采用开挖埋沟+稳管的方式穿越，涉河施工会影响河流水质，进而对水生生态造成影响。运行期无需从河道取水、也无生产废水排入河道，对水生生物的影响很小。因此项目建设对河流生态的主要影响体现在施工期。

（1）对浮游生物的影响

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

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

（2）对底栖动物的影响

水体底层为富含有机质的泥炭层，施工期水体底泥被搅动、搬运或疏挖后，底栖动物也将随底泥的取走而死亡或迁移它地。施工期间由于各种原因造成了对河流的水质的破坏，将造成部分物种的减少。施工结束后一些耐污抗低氧的底层生物如摇蚊类幼虫较快能够得到恢复，但短期内不会出现软体动物。当水生植物有所恢复后，吸附水草生活的虾、螺会逐渐增多，大型底栖动物也可望

得到恢复。因沿线水生底栖动物在附近其它地区相似的环境中亦有分布，并非是本地区的特有种，从物种保护的角度看，工程建设的影响可接受。

（3）对鱼类的影响

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

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

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

6.1.5 对生态系统完整性的影响评价

根据占地面积统计，拟建项目新增占地较少，现状多为农用地和林地，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。

6.1.6 对景观生态体系的影响评价

根据调查统计，项目评价范围以森林景观占主导地位，优势度为 49.27%。为区域景观基质，其次有耕地景观，建设用地、水体及灌草丛景观等镶嵌分布其中。

本项目井场修建导致占地范围内斑块性质发生变化，一定程度上会改变区域景观结构，但新修井场占地主要为耕地，占地面积较小，相较于整个区域的耕地景观基质而言，占比极小，不会改变区域景观基质，造成景观破碎化程度极小，对景观结构影响小。

管道对景观的切割作用主要是由于管道的阻隔，导致景观体系碎化和景观格局改变。项目管线穿越区域以农田为主，也属于人类干扰强烈的区域。且管线穿越为临时占地，分段施工结束后即可恢复原有用地，不改变区域原有斑块类型。本项目管线对农田植被的影响在 1~2 季，管道工程在施工结束后，覆土回填，土壤经过 1~2 年的恢复期，农作物产量恢复到施工前的水平，带状斑块效应逐渐减弱甚至消失，农田生态景观几乎不受影响。对于林地生态景观，由于管道中心线两侧 5m 范围不能恢复为林地，因此，集输管道穿越林区段在施工结束后将形成条状景观切割带，森林景观连续性、整体性降低。但是，经过一段时间的恢复演替之后，这种带状景观切割只会越来越弱，不会切断管道两侧的物质能量流和生物迁徙。

综上分析，项目施工过程中，由于占地面积较小，不影响区域景观结构，且随着管线等施工完成后的植被恢复，对景观分割作用逐渐消失，不会造成景观破碎化，不会对区域景观体系造成较大影响。

6.1.7 对生态系统完整性的影响评价

由于本项目站场及管线沿线区域林地和农田植被为区域内的主要植被类型，评价区域生态系统以农业生态系统、森林生态系统为主。

由于项目占地面积较小，以林地、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，约 1382.7t。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。

6.2 施工期大气环境影响分析

6.2.1 钻前施工

各井场钻前工程主要包括新建井场、储存池、燃烧池、钻井办公生活区活动板房、钻井设备基础，以及对钻井设备工艺区场地实施防腐防渗作业、给排水、供配电等辅助工程，单个井场钻前工程施工期约为 2 个月，高峰时每天施工人员约 80 人，施工人员以当地民工为主。

钻前施工对环境空气的影响主要是道路扬尘及施工机械废气。扬尘主要来

自施工现场运输车辆、筑路机械作业过程中扬起的灰尘。根据经验数据，在风速为 1.2m/s 或 2.4m/s 下土方和灰土的装卸、运输、施工或现场施工以及石料运输时距离 50~150m 处下风方向粉尘浓度为 11.7~5.0mg/m^3。项目所在区域的年平均风速约为 1.2m/s，风速小，产生的扬尘量小，同时在易产尘施工点采取定点洒水湿式作业措施，可有效降低局部施工产尘点扬尘。钻前工程施工时间很短，完成后影响即可消失，无长期影响，对区域环境影响小。

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

施工期废气对当地环境空气影响较小，可控制在当地环境可接受范围内。

6.2.2 钻井工程

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

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 NOx、SO_2 和颗粒物的浓度分别约为 25、77 和 100mg/m^3，废气采用柴油机设备自带的消烟除尘装置处理后经 6m 高排气筒排放。柴油发电机仅在停电时备用，运行时间很短，一般不会超过 2 天，其燃料燃烧产生及排放的污染物量很少。

6.2.3 压裂测试工程

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

（1）测试放喷废气

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

（2）事故放喷废气

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

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

6.2.4 站场建设工程

根据前文分析，项目采气站场建设期间产的废气主要为施工机械废气、施工粉尘、道路扬尘等。

（1）施工机械废气

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

（2）施工扬尘

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

（3）汽车运输二次扬尘

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

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

6.2.5 集输管线施工

施工废气主要为施工扬尘、施工机具尾气以及焊接烟尘。

（1）扬尘

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

管道的地面开挖、填埋、土石方堆放过程为分段进行，施工时间较短，作业带内产生的扬尘为无组织面源排放，根据类似工程的实际现场调查：在大风情况下施工现场下风向 1m 处扬尘浓度可达 3mg/m^3 以上，25m 处为 1.53mg/m^3，下风向 60m 范围内 TSP 浓度超标。管道沿线的较近居住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。如果采用道路定时撒水抑尘、车辆不要装载过满并采取密闭或遮盖措施，可大大减少运输扬尘对周围环境空气的影响。

总体而言，施工期扬尘对管道沿经各大气敏感点影响很小，属可接受范围。

（2）施工机具尾气

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

（3）焊接烟尘

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

6.2.6 项目施工期对区域大气环境影响分析

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

6.3 施工期地表水环境影响分析

6.3.1 钻前施工

钻前工程的水污染主要来自各井场道路、井场平整和基础施工过程中产生的施工废水（主要污染物为 SS）以及施工人员的生活污水（主要污染物为 COD、SS 和 NH_3-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利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 钻井施工

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

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

（1）钻井废水

水基泥浆钻井完钻阶段废水主要为水基泥浆压滤出水、洗井废水和设备清洗废水。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储存池暂存，用于后续水平井压裂用水。考虑到存在的不确定性，若出现储存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，钻井废水输送至阳 101H14 平台进行暂存。

（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。方井雨水钻井期间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的储存池内暂存，用于钻井泥浆和压裂液配置用水。

（4）生活污水

本项目钻井平台生活污水产生量为 3.6m^3/d，生活污水水质较为简单，经移动式厕所收集后拉运地方城镇污水处理厂，不外排。

综上所述，本项目钻井期间无废水外排。

6.3.3 压裂测试工程施工

本项目压裂测试工程废水主要包括压裂返排液和施工人员生活污水。

（1）压裂返排液

本项目水力压裂采用 60m~80m/段的长段压裂方案，各平台压裂返排液产生总量约为 52.8 万 m^3。

返排压裂液由各平台钻井阶段使用的储存池（容积约为 1000m^3）以及 2500m^3 的重叠液罐收集暂存中转，优先用于平台内压裂液配置、其次采用管道或罐车运至区域其它平台用于压裂液配置，不能利用的转运至区域内阳 33 井或古 12 井回注；如后期遇回注井生产调整，也可运至蜀南气矿管理的其他有环保手续和处理能力的其他回注井回注。

（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

本项目拟在马溪河及濑溪河取水，根据本项目开发方案及区域已实施项目施工情况，各平台采用单井逐次压裂，压裂期间单口井用水量约 2000m^3/段，采用拉链式压裂。具体压裂时序及取水点见表 6.3-1。

表 6.3-1　　压裂时序及取水河流情况表

序号	压裂平台	压裂时间	取水河流
1	H5	2024.4~2024.7	马溪河
2	H6	2024.7~2024.10	
3	H11	2024.2~2024.5	濑溪河
4	H12	2024.2~2024.5	
5	H14	2024.7~2024.11	马溪河
6	H8	2025.8~2025.11	
7	H9	2025.8~2025.11	

根据前文 4.1.3，阳 101H5、阳 101H8、阳 101H9、阳 101H14 在马溪河各设 1 个取水点（阳 101H6 平台取水依托 H9 平台取水泵站），阳 101H11 在濑溪河设置 1 个取水点（阳 101H12 平台依托 H11 平台取水泵站）。根据表 6.3-1，2024 年同一时间内将有 3 个平台同步进行压裂，即同步压裂钻井为 3 口。压裂用水新配置量约占总水量的 10%，则在 2024 年，同时压裂 3 口井需用新鲜用水约 1350m^3/d（马溪河取水 900m^3/d，濑溪河取水 450m^3/d）；2025 年同一时间内将有 2 个平台同步进行压裂，即同步压裂钻井为 2 口。压裂用水新配置量约占总水量的 10%，则在 2025 年，同时压裂 2 口井需用新鲜用水约 900m^3/d（均在马溪河取水）。

马溪河多年平均流量为 3.7m^3/s，根据上述分析结果，本项目在马溪河单日最大取水量 1350m^3/d 计算，取水占比仅 0.42%，取水量远小于马溪河流量；濑溪河多年平均流量为 37.2m^3/s，项目单日在濑溪河最大取水量为 900m^3/d，则取水占比仅 0.03%，取水量远小于濑溪河流量。故本项目实施期间压裂取水不会对马溪河及濑溪河水量造成较大影响。本项目各单项工程实施取水前，应

取得相应取水许可。

6.3.4 采气站场、集气站工程施工

本项目采气站场和集气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，主要污染为以 SS 为主，施工废水由各场地修建的截排水沟截留，经简单沉淀处理后循环利用于各场站施工场地洒水抑尘和混凝土养护用水，不外排。

（2）站场管线试压废水

本项目站场管线采用清水试压，预计单个平台试压废水产生量约 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

本项目各采气站场施工人员主要为就近聘请的当地民工和专业设备安装调试人员，生活污水依托周边农户现有设施进行收集处置，不外排。

综上所述，本项目采气站场和集气站施工期间无废水外排。

6.3.5 集输管线施工

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

（1）施工废水

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

（2）试压废水

试压废水主要污染物为悬浮物，包括机械杂质和泥沙等。本项目试压废水总产生量约为 1494m^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。

（4）管道穿越水体对地表水环境影响

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

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

6.3.6 项目施工期对区域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；不能在项目自身回用的废水转输至附近其他平台回用，无平台可利用的情况下，转输至回注井回注，正常工况下无废水在现场外排，对当地地表水环境影响小。根据对区域内可依托的回注井等各施工阶段废水处理设施的处理、接纳能力及剩余空间等情况的调查统计结果可知，区域可依托处理处置的回注井等设施均有足够能力接收本项目各阶段产生的各类废水（具体见 9.1.3），确保本项目各阶段产生的各类废水处理处置及时、有效，不会产生二次污染，对区域的地表水环境不会产生较大影响。

6.4 施工期地下水环境影响分析

本项目施工过程中对下水环境的影响主要来自于各井场钻井工程对地下水造成的影响，其次为集输管线施工和站场建设施工过程中对地下水的影响。

根据前文地下水环境影响识别，本项目由钻井工程和地面集输工程组成，且区块内各项目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、特征污染物等特征基本一致，故同类型项目对地下水影响程度也非常接近。由于区块内分布有多个地下水影响方式相似的的场地，因此，本次评价依据项目场地建设类型、项目组成、各个水文地质单元划分情况、及地下水环境敏感点分布情况，考虑到预测场地空间均匀分布，以区块所在水文地质单元为基础，结合评价范围划分情况，选取典型场地为例，预测评价本项目建设对地下水环境的影响。

本次评价不仅要分析单个项目场地建设对地下水环境的影响，还要分析区块井场整体建设对区块内地下水环境的整体叠加影响，同时还要分析项目建设

对地下水敏感区的影响，为项目建设地下水环境影响分析结果及采取的地下水污染防控计划提供可靠依据。

根据以上预测分析原则本次评价选取了位于不同水文地质单元、不同工程内容的阳 101H5 平台（Ⅰ区马溪河地下水系统，水力坡度较大）、阳 101H11（Ⅱ区三溪口地下水系统，水力坡度较大）作为本次预测分析的对象。

6.4.1 预测情景假设

（1）正常状况

本项目施工期的建设内容主要由钻井工程的钻前工程、钻井工程、压裂工程和地面集输工程的集气站基础设备建设、管线埋设组成。正常状况下，各建设施工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，正常状况下各场地污废物发生跑冒滴漏情况并产生地下水污染影响的可能性较小。同时，本区块开发项目在建设过程中严格执行地下水导则要求的地下水污染防渗措施，防渗措施对污废水的有很好的阻隔效果，所泄漏的污染物很难进入到含水层，因此本项目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。根据地下水导则预测原则，本次预测在进行工程分析的基础上，从污废水产生量、污染物浓度以及储罐或池子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压裂阶段进行预测。综上，本次评价将施工过程钻井液通过井壁渗漏、储存压裂返排液的池底破损压裂返排液渗漏和柴油罐中的柴油泄漏进入到浅层含水层作为预测情

景。

6.4.2 预测时段及预测因子

（1）预测时段

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

（2）预测因子

本项目预测因子的选择既考虑了周边同类型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，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，本次评价将钻井废水、压裂废水中所含的石油类、氯化物、COD 污染物和柴油中的石油类为预测因子。

6.4.3 污染源源强概化

（1）钻井泥浆泄漏情景

在页岩气开采的钻井过程中，非正常状况下钻井液漏失可概化为点源泄漏，排放规律可立即阻断可以简化为瞬时排放。根据钻井工程施工工艺井漏处理方案，井漏时钻井液进入含水层的量一般小于 15m^3/min，在保守估计的基础上，结合区块内及周边已实施井场堵漏处理时间，约 1 小时，按最大注入速率计算，设定渗漏速度为注入速率的 5%，那么 1 小时的渗漏量为 45m^3。

（2）储存池泄漏情景

本项目压裂期间，后期的产生的压裂返排液会进入储存池，本次评价假定钻井过程储存池底因老化腐蚀发生裂缝，废液通过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，废液经包气带渗入地下含水层。池体检修周期按每月一次考虑，持续泄漏时间为1个月。本次源强计算假设池水进入地下属于有压渗透，包气带充满水，按达西公式计算废液的渗漏量，储存池有效容积500m^3。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（m^3/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查资料获取；A—为池体的泄漏面积（m^2），按10%的面积破损。

各井场压裂返排液泄漏量计算结果见表6.4-1。

表 6.4-1　　施工期各井场池体泄漏量计算结果表

井场编号	污染物类型	包气带渗透系数 m/d	地下水埋深/m	池中液体深度/m	池底面积 m^2	泄漏时间/天	泄漏量 m^3
阳 101H5	压裂返排液	0.035	***	***	***	30	39
阳 101H11		0.052	***	***	***	30	56

（3）柴油罐泄漏情景

本项目在钻井期间会在井场布设柴油储罐一座，容积为 $40m^3$。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，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，m^2，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；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。

根据上述公式计算可知（表 6.4-2），柴油罐泄漏的柴油量为 $0.21m^3$，设泄漏后及时发现，处理时间为 10min，根据经验值，粉砂土、粘土对石油类的截留率约 85%，则总计渗漏量约为 27.03kg，非正常状况下污染物预测指标及浓

度见表 6.4-2。

表 6.4-2　　运营期柴油泄漏量计算结果表

序号	源强参数	井场柴油罐罐体泄漏
1	环境压力 P_0（Pa）	101325
2	容器内介质压力 P(Pa)	101325
3	液体密度 ρ（kg/m^3）	840
4	裂口面积 A（m^2）	0.0000785
5	裂口之上液位高度（m）	2.5
6	液体泄漏系数 Cd	0.65
7	重力加速度 m/s^2	9.81
8	液体泄漏速度 Q_L（kg/s）	0.3
9	泄漏时间/min	10
10	液体泄漏量 m^3	0.21

（4）源强计算结果

根据本次地下水的评价原则最终确定以阳 101H5 井场、阳 101H11 井场作为典型预测井场，其他井场对地下水的影响特征可参照分析。依据类似页岩气开采项目废水及采气废水的水质成分情况，非正常状况下施工期污染物浓度及源强计算结果见表 6.4-3。

表 6.4-3　施工期非正常状况污染物预测源强

场地类型	预测阶段	污染源泄漏位置	污染物种类	污染物浓度（mg/L）	渗漏量（m^3）	污染物渗漏量（g）
阳 101H5	施工期	钻井泥浆漏失	COD	1200	45	54000
			石油类	2	45	90
			氯化物	2000	45	90000
		储存池泄漏	COD	1800	39	70200
			石油类	36	39	1404
			氯化物	16500	39	643500
		柴油罐泄漏	石油类	840000	0.21	27030
阳 101H11		钻井泥浆漏失	COD	1200	45	54000
			石油类	2	45	90
			氯化物	2000	45	90000
		储存池泄漏	COD	1800	56	100800
			石油类	36	56	2016
			氯化物	16500	56	924000
		柴油罐泄漏	石油类	840000	0.21	27030

6.4.4 预测与评价范围

本次施工期模拟预测范围为场地所在评价范围，包括地下水保护目标和环境影响的敏感区域，预测范围见评价范围一节。

6.4.5 水文地质条件概化

按照场地地下水环境影响评价的工作等级，对场地水文地质条件及可能的环境污染状况进行简化处理。由于环境污染的敏感性，做模型概化时，按照最不利组合原则设置解析模型的相关参数。

6.4.6 预测方法及预测参数确定

（1）预测方法

由于污染物在地下水系统中的迁移转化过程十分复杂，本次污染物模拟预测过程不考虑污染物在含水层中的吸附、挥发、生物化学反应，模型中各项参数予以保守性考虑。模型预测不考虑包气带对污染物的截留作用。根据地下水导则，本次预测工作的预测方法适合采用解析法。预测方法参考《环境影响评价技术导则 地下水环境》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—平面瞬时点源公式预测分析。

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

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；m_M—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；n_e—有效孔隙度，无量纲；D_L—纵向弥散系数，m^2/d；D_T—横向弥散系数，m^2/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。由于项目评价区内已经开展过详细的水文地质调查和勘探工作，本次评价主要引用前人所取得勘探成果，通过对前文水文地质试验一节的类比分析，结合本次水文地质走访调查和区块内已有工程勘察报告结果，最终确定了本次模拟预测评价的水文地质参数：渗透系数、孔隙度、含水层厚度、地下水流速、纵向（横向）弥散系数等。本次所类别分析试验数据钻孔位于区块及周

边附近区域，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。由于裂隙、溶隙含水层水文地质参数受多种因素共同控制，同一地区的同一含水层的水文地质参数也有一定差异，为了最大限度的评价本项目实施对地下水环境的最不利影响，本次参数均取值区内已有试验成果的最大值。

本次评价含水层厚度 M 的取值取决于各浅层含水层的岩性；瞬时注入的示踪剂质量 m_M 为非正常状况下进入地下水的最大污染物质量；孔隙度 n_e 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；地下水的水流实际流速由公式 $u=KI/n_e$ 而得，渗透系数 K 为抽（注）水试验所得，水力坡度 I 由现场水位调查所得；x 方向纵向弥散系数 D_L 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 $D_L=\alpha*u$；根据经验，一般情况 y 方向的横向弥散系数 D_T 与 x 方向纵向弥散系数比值为 0.1。并结合项目区现场调查情况进行调整校验，各项水文地质参数取值见表 6.4-4。

表 6.4-4　水文地质模拟参数取值

井场	含水层厚度/m	地下水流速 m/d	有效孔隙度	纵向弥散系数 m^2/d	横向弥散系数 m^2/d	渗透系数 m/d	水力坡度
阳 101H5	***	***	***	***	***	***	***
阳 101H12	***	***	***	***	***	***	***

6.4.7 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量标准做超标分析（表6.4-5），将污染物大于等于各类污染物的检出限或背景值做影响分析，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或背景值时表明污染物对地下水环境产生了影响。

表 6.4-5　各污染指标质量标准及检出限一览表

类别	COD	氯化物	石油类
环境质量标准 mg/l	20	250	0.05
检出限 mg/l	4	3.75（背景值*）	0.01

注：上述标准参照《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中Ⅲ类水标准，COD、石油类执行《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）标准。*表示取地下水现状值的最小值作为背景值。

6.4.8 地下水预测结果及其影响情况分析

（1）马溪河地下水系统内典型工程阳101H5地下水环境影响分析

1）阳101H5钻井阶段-水基泥浆漏失

根据非正常状况钻井过程中，钻遇浅层弱~中风化碎屑岩层，发生水基泥浆滤失，污染物直接进入含水层的情景假设，运用解析法得出主要污染物（COD、氯化物和石油类）对地下水的影响情况及运移规律的分析结果，分述如下。

A、污染因子COD预测评价结果

若本项目在非正常状况下发生浅层钻遇弱~中风化碎屑岩层时水基泥浆漏失，废水中的污染物COD会迁移至潜水含水层，影响地下水环境，具体预测结果见图6.4-1和表6.4-3。结果表明：当迁移时间为100天时，超标距离为下游28m处，影响距离为下游36m处，有最大浓度值93.07mg/L；迁移时间450天时，污染物浓度迅速降低至标准值附近，超标距离为下游38m处，影响距离为下游78m处，有最大浓度值21.14mg/L；迁移时间1000天时，低于标准值，影响距离为下游122m处，有最大浓度值9.31mg/L；迁移时间2200天时，污染物浓度降至检出限附近，污染物最大浓度值为4.23mg/L，影响距离为下游178m处。

表 6.4-6　各类污染因子预测评价结果统计表

污染物种类	时间	最大超标距离（m）	最大影响距离（m）	污染晕最大浓度（mg/L）
COD	100 天	28	36	93.07
	450 天	38	78	21.14
	1000 天	/	122	9.31
	2200 天	/	178	4.23
氯化物	60 天	6	30	258.54
	100 天	/	40	155.12
	1000 天	/	136	15.51
	3650 天	/	302	4.25
石油类	100 天	26	34	0.16
	300 天	28	58	0.052
	700 天	/	90	0.022
	1000 天	/	108	0.013

B、污染因子氯化物预测评价结果

若本项目在非正常状况下发生浅层钻遇弱~中风化碎屑岩层时水基泥浆漏

失，废水中的污染物氯化物会迁移至潜水含水层，影响地下水环境，具体预测结果见图6.4和表6.4-3。结果表明：当迁移时间为60天时，污染物浓度开始降至标准值附近，超标距离为下游6m处，影响距离为下游30m处，有最大浓度值258.54mg/L；迁移时间为100天时，有最大浓度值155.12mg/L，影响距离为下游40m处；迁移时间为1000天时，有最大浓度值15.51mg/L，此时的影响距离为下游136m处；迁移时间3650天时，污染物降低至背景值附近，有最大浓度值4.25mg/L，此时的影响距离为下游302m处。

C、污染因子石油类预测评价结果

若本项目在非正常状况下发生浅层钻遇弱~中风化碎屑岩层时水基泥浆漏失，废水中的污染物石油类会迁移至潜水含水层，影响地下水环境，具体预测结果见图6.4-3和表6.4-3结果表明：当迁移时间为100天时，超标距离为下游26m处，影响距离为下游34m处，有最大浓度值0.16mg/L；迁移时间为300天时，降至标准值附近，超标距离为下游28m处，影响距离为下游58m处，有最大浓度值0.052mg/L；迁移时间为700天时，低于标准值,影响距离为下游90m处，有最大浓度值0.022mg/L；迁移时间为1000天时，有最大浓度值0.013mg/L，降至检出限附近，影响距离为下游108m处。

2）储存池池底破裂

根据非正常状况废水池池底破裂导致废水等进入含水层的情景假设，运用解析法得出主要污染物（COD、氯化物和石油类）对地下水的影响情况及运移规律的分析结果，分述如下。

A、污染因子COD预测评价结果

若本项目在非正常状况下废水池池底破裂导致废水进入含水层，废水中的污染物COD会迁移至潜水含水层，影响地下水环境，具体预测结果见图6.4-4和表6.4-4。结果表明：当迁移时间为100天时，超标距离为下游30m处，影响距离为下游38m处，有最大浓度值120.99mg/L；迁移时间600天时，污染物浓度迅速降低至标准值附近，此时的超标距离为下游46m处，影响距离为下游96m处，有最大浓度值20.17mg/L；迁移时间1000天时，影响距离为下游128m处，有最大浓度值12.10mg/L；迁移时间3000天时，污染物最大浓度值为4.08mg/L，影响距离为下游222m处。

表 6.4-7　各类污染因子预测评价结果统计表

污染物种类	时间	最大超标距离（m）	最大影响距离（m）	污染晕最大浓度（mg/L）
COD	100 天	30	38	120.99
	600 天	46	96	20.17
	1000 天	/	128	12.10
	3000 天	/	222	4.08
氯化物	100 天	28	48	1109.14
	400 天	40	100	261.71
	1000 天	/	172	110.91
	3650 天	/	414	30.38
石油类	100 天	40	48	2.42
	1000 天	140	165	0.24
	2000 天	216	266	0.12
	3650 天	320	408	0.066

B、污染因子氯化物预测评价结果

若本项目在非正常状况下废水池池底破裂导致废水进入含水层，废水中的污染物氯化物会迁移至潜水含水层，影响地下水环境，具体预测结果见图 6.4-5 和表 6.4-4。结果表明：当迁移时间为 100 天时，超标距离为下游 28m 处，影响距离为下游 48m 处，有最大浓度值 1109.14mg/L；迁移时间 400 天时，污染物浓度迅速降低至标准值附近，超标距离为下游 40m 处，影响距离为下游 100m 处，有最大浓度值 261.71mg/L；迁移时间 1000 天时，低于标准值，影响距离为下游 172m 处，有最大浓度值 110.91mg/L；迁移时间 3650 天时，污染物浓度降至检出限附近，污染物最大浓度值为 30.38mg/L，影响距离为下游 414m 处。

C、污染因子石油类预测评价结果

若本项目在非正常状况下废水池池底破裂导致废水进入含水层，废水中的污染物石油类会迁移至潜水含水层，影响地下水环境，具体预测结果见图 6.4-6 和表 6.4-4。结果表明：当迁移时间为 100 天时，超标距离为下游 40m 处，影响距离为下游 48m 处，有最大浓度值 2.42mg/L；迁移时间为 1000 天时，超标距离为下游 140m 处，影响距离为下游 165m 处，有最大浓度值 0.24mg/L；迁移时间为 2000 天时，超标距离为下游 216m 处，影响距离为下游 266m 处，有最大浓度值 0.12mg/L；迁移时间为 3650 天时，有最大浓度值 0.066mg/L，超标距离为下游 320m 处，影响距离为下游 408m 处。

3）柴油罐破裂

若本项目在非正常状况下柴油罐破裂，污染物石油类会迁移至潜水含水层，影响地下水环境，具体预测结果见图 7.3-4 和表 7.3-3。结果表明：当迁移时间为 100 天时，超标距离为下游 50m 处，影响距离为下游 56m 处，有最大浓度值 46.59mg/L；迁移时间 1000 天时，此时的超标距离为下游 188m 处，影响距离为下游 204m 处，有最大浓度值 4.66mg/L；迁移时间 2000 天时，此时的超标距离为下游 294m 处，影响距离为下游 322m 处，有最大浓度值 2.33mg/L；迁移时间 3650 天时，污染物最大浓度值为 1.28mg/L，此时的超标距离为下游 452m 处，影响距离为下游 492m 处。

表 6.4-8　柴油罐破裂石油类预测评价结果统计表

污染物种类	时间	最大超标距离（m）	最大影响距离（m）	污染晕最大浓度（mg/L）
石油类	100 天	50	56	46.59
	1000 天	188	204	4.66
	2000 天	294	322	2.33
	3650 天	452	492	1.28

（2）三溪口地下水系统内典型工程阳 101H11 地下水环境影响分析

1）阳 101H11 钻井阶段-水基泥浆漏失

根据非正常状况钻井过程中，钻遇浅层弱~中风化碎屑岩层，发生水基泥浆滤失，污染物直接进入含水层的情景假设，运用解析法得出主要污染物（COD、氯化物和石油类）对地下水的影响情况及运移规律的分析结果，分述如下。

A、污染因子 COD 预测评价结果

若本项目在非正常状况下发生浅层钻遇弱~中风化碎屑岩层时水基泥浆漏失，废水中的污染物 COD 会迁移至潜水含水层，影响地下水环境，具体预测结果见图 6.4-1 和表 6.4-3。结果表明：当迁移时间为 100 天时，超标距离为下游 18m 处，影响距离为下游 24m 处，有最大浓度值 114.19mg/L；迁移时间 550 天时，污染物浓度迅速降低至标准值附近，超标距离为下游 22m 处，影响距离为下游 52m 处，有最大浓度值 20.76mg/L；迁移时间 1000 天时，低于标准值，影响距离为下游 70m 处，有最大浓度值 11.42mg/L；迁移时间 2700 天时，

污染物浓度降至检出限附近，污染物最大浓度值为 4.23mg/L，影响距离为下游 178m 处。

表 6.4-9　　各类污染因子预测评价结果统计表

污染物种类	时间	最大超标距离（m）	最大影响距离（m）	污染晕最大浓度（mg/L）
COD	100 天	18	24	114.19
	550 天	22	52	20.76
	1000 天	/	70	11.42
	2700 天	/	166	4.23
氯化物	70 天	4	22	258.54
	100 天	/	26	271.88
	1000 天	/	80	19.03
	3650 天	/	164	5.21
石油类	100 天	16	22	0.19
	350 天	18	40	0.054
	1000 天	/	60	0.019
	1500 天	/	72	0.013

B、污染因子氯化物预测评价结果

若本项目在非正常状况下发生浅层钻遇弱~中风化碎屑岩层时水基泥浆漏失，废水中的污染物氯化物会迁移至潜水含水层，影响地下水环境，具体预测结果见图 6.4 和表 6.4-3。结果表明：当迁移时间为 70 天时，污染物浓度开始降至标准值附近，超标距离为下游 4m 处，影响距离为下游 22m 处，有最大浓度值 258.54mg/L；迁移时间为 100 天时，有最大浓度值 271.88mg/L，影响距离为下游 26m 处；迁移时间为 1000 天时，有最大浓度值 19.03mg/L，此时的影响距离为下游 80m 处；迁移时间为 3650 天时，污染物降低至背景值附近，有最大浓度值 5.21mg/L，此时的影响距离为下游 164m 处。

C、污染因子石油类预测评价结果

若本项目在非正常状况下发生浅层钻遇弱~中风化碎屑岩层时水基泥浆漏失，废水中的污染物石油类会迁移至潜水含水层，影响地下水环境，具体预测结果见图 6.4-3 和表 6.4-3 结果表明：当迁移时间为 100 天时，超标距离为下游 16m 处，影响距离为下游 22m 处，有最大浓度值 0.19mg/L；迁移时间为 350 天时，降至标准值附近，超标距离为下游 18m 处，影响距离为下游 40m 处，有最大浓度值 0.054mg/L；迁移时间为 1000 天时，低于标准值，影响距离为下游 60m 处，有最大浓度值 0.019mg/L；迁移时间为 1500 天时，有最大浓度

值 0.013mg/L，降至检出限附近，影响距离为下游 72m 处。

2）储存池池底破裂

根据非正常状况废水池池底破裂导致废水等进入含水层的情景假设，运用解析法得出主要污染物（COD、氯化物和石油类）对地下水的影响情况及运移规律的分析结果，分述如下。

A、污染因子COD预测评价结果

若本项目在非正常状况下废水池池底破裂导致废水进入含水层，废水中的污染物COD会迁移至潜水含水层，影响地下水环境，具体预测结果见图6.4-4和表6.4-4。结果表明：当迁移时间为100天时，超标距离为下游20m处，影响距离为下游26m处，有最大浓度值213.16mg/L；迁移时间1000天时，污染物浓度迅速降低至标准值附近，此时的超标距离为下游42m处，影响距离为下游80m处，有最大浓度值21.31mg/L；迁移时间2000天时，影响距离为下游118m处，有最大浓度值10.65mg/L；迁移时间3650天时，污染物最大浓度值为5.84mg/L，影响距离为下游166m处。

表 6.4-10　各类污染因子预测评价结果统计表

污染物种类	时间	最大超标距离（m）	最大影响距离（m）	污染晕最大浓度（mg/L）
COD	100 天	20	26	213.16
	1000 天	42	80	21.31
	2000 天	/	118	10.65
	3650 天	/	166	5.84
氯化物	100 天	20	32	1953.96
	750 天	30	90	260.53
	1000 天	/	106	195.40
	3650 天	/	238	53.53
石油类	100 天	26	32	4.26
	1000 天	86	102	0.43
	2000 天	130	158	0.21
	3650 天	188	232	0.12

B、污染因子氯化物预测评价结果

若本项目在非正常状况下废水池池底破裂导致废水进入含水层，废水中的污染物氯化物会迁移至潜水含水层，影响地下水环境，具体预测结果见图6.4-5和表6.4-4。结果表明：当迁移时间为100天时，超标距离为下游20m处，影响

距离为下游32m处，有最大浓度值1953.96mg/L；迁移时间750天时，污染物浓度迅速降低至标准值附近，超标距离为下游30m处，影响距离为下游90m处，有最大浓度值260.53mg/L；迁移时间1000天时，低于标准值，影响距离为下游106m处，有最大浓度值195.40mg/L；迁移时间3650天时，污染物浓度降至检出限附近，污染物最大浓度值为53.53mg/L，影响距离为下游238m处。

C、污染因子石油类预测评价结果

若本项目在非正常状况下废水池池底破裂导致废水进入含水层，废水中的污染物石油类会迁移至潜水含水层，影响地下水环境，具体预测结果见图6.4-6和表6.4-4。结果表明：当迁移时间为100天时，超标距离为下游26m处，影响距离为下游32m处，有最大浓度值4.26mg/L；迁移时间为1000天时，超标距离为下游86m处，影响距离为下游102m处，有最大浓度值0.43mg/L；迁移时间为2000天时，超标距离为下游130m处，影响距离为下游158m处，有最大浓度值0.21mg/L；迁移时间为3650天时，有最大浓度值0.12mg/L，超标距离为下游188m处，影响距离为下游232m处。

3）柴油罐破裂

若本项目在非正常状况下柴油罐破裂，污染物石油类会迁移至潜水含水层，影响地下水环境，具体预测结果见图7.3-4和表7.3-3。结果表明：当迁移时间为100天时，超标距离为下游34m处，影响距离为下游36m处，有最大浓度值57.15mg/L；迁移时间1000天时，此时的超标距离为下游114m处，影响距离为下游124m处，有最大浓度值5.72mg/L；迁移时间2000天时，此时的超标距离为下游172m处，影响距离为下游190m处，有最大浓度值2.85mg/L；迁移时间3650天时，污染物最大浓度值为1.57mg/L，此时的超标距离为下游254m处，影响距离为下游278m处。

表6.4-11　柴油罐破裂石油类预测评价结果统计表

污染物种类	时间	最大超标距离（m）	最大影响距离（m）	污染晕最大浓度（mg/L）
石油类	100天	34	36	57.15
	1000天	114	124	5.72
	2000天	172	190	2.85
	3650天	254	278	1.57

（3）对浅层地下水含水层的影响分析

根据上述在区块所在的马溪河地下水系统和三溪口地下水系统中，两个单元内典型井场施工过程中，施工期，在非正常状况下钻井液泄漏、储存池破裂泄漏会对浅层地下水含水层（特别是下游地区）产生一定的影响，各类污染物在地下水的对流弥散作用下，其超标和影响面积呈现出先逐渐增大后逐渐缩小的趋势，污染影响距离逐渐增加，最后污染物的浓度降至标准值以下，然后降低至检出限以下并对地下水的影响消失。根据上述预测结果表明各污染物在10a内的含水层中迁移情况如下：发生井漏时，各类污染物的最大超标距离在下游22~38m（COD）、最大超标距离在下游4~6m（氯化物），最大超标距离在下游18~28m（石油类），最大影响距离在下游114~132（COD）、最大影响距离在下游166~178m（氯化物），最大影响距离在下游72~108m（石油类）；储存池破裂各类污染物的最大超标距离在下游42~46（COD）、最大超标距离在下游30~40m（氯化物），最大超标距离在下游188~320m（石油类），最大影响距离在下游166~222m（COD）、最大影响距离在下游238~414m（氯化物），最大影响距离在下游232~408（石油类）；柴油储罐底部破裂，污染物石油类超标距离在下游254-452m，最大影响距离在下游278~492m。

（4）对分散式水源井的影响分析

根据上述情景污染影响距离的预测结果，结合各场地内地下水保护目标与井场的相对位置关系，评价区内地下水保护目标影响结果表明井场下游452m以内的地下水保护目标可能会发生超标现象，下游492m以内的地下水保护目标可能会受到井场污染事故造成超出检出限或背景值的影响。各井场在钻井施工过程中发生钻井液漏失、储存池破裂以及柴油罐泄漏可能对下游个别保护目标产生超标影响或超出检出限的影响，因此，在发生假设情景事故时，应重点跟踪监测上述范围内的保护目标，若发生污染应及时修复。结合本次调查的各保护目标点与项目的相对位置关系，本项目主要对下游分散式水源的影响情况见表6.4-12。

表6.4-12　施工期各井场下游可能受影响的分散式水源情况一览表

水文地质单元	编号	地理位置	调查点类型	与本项目相对位置关系	是否可能超出标准值	是否可能超出检出限

Ⅰ-1 马溪河右岸地下水系统	W2	罗米坝	民井	H5 井场 215 °方向 228m（侧向）	可能	可能
	W3	皂角湾	民井	H5 井场 110 °方向 229m（侧向）	可能	可能
	W4	黄角树	机井	H5 井场 159 °方向 322m（下游）	可能	可能
	W18	小窝塘	民井	H8 井场 231 °方向 204m（侧向）	可能	可能
	W20	庙子山	机井	H8 井场 89 °方向 116m（下游）	可能	可能
	W21	回龙坝	民井	H8 井场 116 °方向 343m（下游）	可能	可能
	W22	宋河坝	民井	H8 井场 160 °方向 487m（下游）	否	可能
Ⅰ-2 马溪河左岸地下水系统	w86	塘坎上	机井	H14 井场 24 °方向 292m（下游）	可能	可能
	w87	石磙田	民井	H14 井场 127 °方向 184m（下游）	可能	可能
	w88	道长咀	机井	H14 井场 350 °方向 129m（下游）	可能	可能
	w89	石磙田	民井	H14 井场 222 °方向 241m（侧向）	可能	可能
	W30	大白门	泉	H6 井场 114 °方向 224m（下游）	可能	可能
	W31	豆土湾	民井	H6 井场 97 °方向 475m（下游）	否	可能
	W51	菜籽沟	民井	H9 井场 177 °方向 193m（下游）	可能	可能
	W52	菜籽沟	民井	H9 井场 265 °方向 315m（侧向）	可能	可能
	W54	菜籽沟	机井	H9 井场 202 °方向 419m（下游）	可能	可能
II-1 三河口右岸地下水系统	W63	南湾	机井	H12 井场 165 °方向 430m（下游）	可能	可能
	W65	锅耳子	民井	H11 井场 149 °方向 300m（下游）	可能	可能

从上表可知，10a内，各钻井施工过程中可能会对下游部分分散式水源造成超标和超出检出限或背景的影响，因此本项目一定需要做好地下水污染防治措施。

6.4.9 集输管线施工对地下水的影响

管道在敷设过程中，其开挖的深度决定其对地下水环境的影响程度。由于局部地段（洼地和水田地区）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，且泥沙影响范围小（管线附近几米），管线施工结束就可恢复正常。

本项目管线穿越中小型河流以开挖方式施工，将揭露地下水，扰动浅、表层地下水流场，增加地下水浊度，但因施工时间短，且泥沙影响范围小，只在管线附近十几米的范围，对地下水影响极小，且管线施工结束就可恢复正常，因此对地下水的影响较小。

6.5 施工期噪声环境影响分析

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

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

点声源衰减模式如下：

$$L_P = L_{P_O} - 20L_g(r/r_o)$$

式中：L_P—距声源 r（m）处声压级，dB（A）；

L_{PO}—距声源 r_o（m）处声压级，dB（A）。

施工机具综合影响采用以下预测模式：

a）建设项目声源在预测点产生的等效声级贡献值(L_{eqg})计算公式：

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

式中：L_{eqg}—建设项目声源在预测点的等效声级贡献值，dB（A）；

L_{Ai}—i 声源在预测点产生的 A 声级，dB（A）；

T— 预测计算的时间段，s；

t_i—i 声源在 T 时段内的运行时间，s。

b）预测点的预测等效声级(L_{eq})计算公式：

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

式中：L_{eqg}— 建设项目声源在预测点的等效声级贡献值，dB（A）；

L_{eqb}— 预测点的背景值，dB（A）。

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

6.5.1 钻前施工

（1）源强

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

（2）预测分析

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

表 6.5-1　钻前施工机械噪声影响范围预测结果　　单位：dB（A）

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

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

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

（3）敏感点噪声影响

根据现场调查，本项目各井场周边均有少量散户居民分布，具体分布情况详见前表 1.8-2~1.8-31。施工过程噪声影响预测见表 6.5-2。

表 6.5-2　钻前工程施工对敏感目标影响预测　　单位：dB（A）

井场名称	最近居民点距离（距离井口）	施工噪声贡献值	本底值（昼间）	敏感点噪声预测值
阳 101H5	110	53.6	44	54.1
阳 101H6	100	54.4	45	54.9
阳 101H8	100	54.4	47	55.1
阳 101H9	100	54.4	45	54.9
阳 101H11	110	53.6	43	54.1
阳 101H12	105	54.0	43	54.3

注：1.本次预测按最不利情况考虑，即本底值取监测结果中的最大值进行叠加计算，下同；
2.已建平台不涉及钻前工程。

根据本项目预测情况，整体来看，各钻井平台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，故夜间不会对附近居民产生影响。在钻前工程施工过程中，应尽量选择合理的施工时间，高噪声设备作业可尽量避开周边居民午间休息时间，最大程度的避免噪声扰民；同时，各井场周围分布有树木、山体等自然声屏障，对噪声的传播会起到一定的阻隔作用；另外，本项目各井场钻前工程施工期较短，且仅昼间施工，施工噪声对环境影响程度有限，且周边居民分布较少，施工噪声影响随施工的结束而消失，不会形成施工噪声的长期声环境影响，其环境影响可控制在当地环境可接受范围内。

6.5.2 钻井施工

（1）源强

本项目钻井期间噪声主要为各钻井平台钻井设备的运行噪声。钻井工程采用市政供电，停电情况下使用柴油发电机供电，可能会对周围居民产生影响。本项目各井场设柴油动力机 3 台（2 用 1 备），考虑最不利情况下使用柴油动力机、发电机钻井作业对周围人居环境产生的影响。则各井场钻井阶段钻井噪声主要来源于 3 台（2 用 1 备）柴油机、1 台发电机、1~2 套钻井设备（双钻机平台考虑 2 台钻井设备、单钻机平台考虑 1 台钻井设备）、1~2 台泥浆泵、1~2 台振动筛、1~2 台离心机等设备产生的机械噪声；此外，在测试放喷和事故工况下将产生气流噪声。具体噪声源强值见表 4.1-4。

（2）预测分析

利用噪声衰减公式对施工机械噪声的影响范围（作业点至噪声值达到标准的距离）进行预测，在不考虑任何声屏障和噪声防治措施的情况下，施工机械在不同距离处噪声影响见表 6.5-3。

表 6.5-3　钻井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
钻井设备	73.0	63.5	59.0	56.1	53.0	50.7	49.5	47.5
泥浆泵	65.0	55.5	51.0	48.1	45.0	42.7	41.5	39.0
振动筛	50.0	40.5	36.0	33.1	30.0	27.7	26.5	24.0
离心机	50.0	40.5	36.0	33.1	30.0	27.7	26.5	24.0

机械名称	10m	30m	50m	70m	100m	130m	150m	200m
柴油动力机（备用）	70.0	60.5	56.0	53.1	50.0	47.7	46.5	44.0
发电机（备用）	65.0	55.5	51.0	48.1	45.0	42.7	41.5	39.0

本项目各平台钻井工程采取昼夜连续施工，由上表可知，各钻井平台在钻井施工时产生的噪声均不可避免会对周边产生一定的影响，在临近厂界 80m 范围内使用高噪声设备可能造成施工场界噪声不能满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）规定的昼间 70dB（A）、夜间 55dB（A）限值要求。因此，在钻井工程施工过程中，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，尽量将施工噪声对居民的影响降到最小，避免噪声扰民。

（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，本项目 H6、H9、H14 三个平台采用双机钻井，噪声预测源强考虑 2 台钻井设备影响，其余采用单机钻井，具体噪声预测值见表 6.5-4。

表 6.5-4　钻井工程施工对敏感目标影响预测　　单位：dB（A）

井场名称	最近居民点距离（距离井口）	施工噪声贡献值（最不利情况）	本底值 dB（A）	敏感点噪声预测值 dB（A）	
				昼间	夜间
阳 101H5	110	52.2	44（昼间） 36（夜间）	52.8	**52.3**
阳 101H6	100	53.0	45（昼间） 34（夜间）	53.6	**53.1**
阳 101H8	100	53.0	47（昼间） 35（夜间）	54.0	**53.1**
阳 101H9	100	53.0	45（昼间） 35（夜间）	53.6	**53.1**
阳 101H11	110	52.2	43（昼间） 34（夜间）	52.7	**52.3**
阳 101H12	105	51.8	43（昼间） 35（夜间）	52.3	**51.9**
阳 101H14	110	52.6	53（昼间） 44（夜间）	55.8	**53.2**

注：本次预测按最不利情况考虑，即本底值取监测结果中的最大值进行叠加计算。

根据本项目的预测结果：对于采用双钻机井场，钻井期间昼间噪声达标距离为井口约 84m，夜间噪声达标距离为距离井口约 265m；对于单钻机井场，钻井期间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 222m。根据上述对井口周边居民点的噪声预测结果可知，各井场钻井期间部分敏感点夜间噪声预测值不能满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类区标准。

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

根据《石油天然气钻井、开发、储运防火防爆安全生产技术规程》（SY/T 5225-2019）的要求，本项目在钻井施工阶段将对各平台井口 100m 范围内的居民人员实施搬迁（不属于环保和占地拆迁范畴）以落实“井口距民宅不小于 100m”井场布置要求，降低钻井期间噪声对周边居民造成的影响。

6.5.3 压裂测试施工

（1）源强

本项目压裂测试施工期间噪声源主要包括压裂设备、提升设备等，根据压裂作业工作制度，压裂仅昼间施工，单井压裂持续时间约 15 天；测试放喷时产生的噪声主要为气流噪声，噪声源位于燃烧池，单井测试放喷持续时间一般不超 3h，且安排在昼间进行。压裂期间主要噪声源强见表 4.1-9。

（2）预测分析

利用噪声衰减公式对施工机械噪声的影响范围（作业点至噪声值达到标准的距离）进行预测，在不考虑任何声屏障和噪声防治措施的情况下，施工机械在不同距离处噪声影响见表 6.5-5。

表 6.5-5　压裂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
压裂设备	75.0	65.5	61.0	58.1	55.0	52.7	51.5	49.0
提升	65.0	55.5	51.0	48.1	45.0	42.7	41.5	39.0

由上表预测可知，在不考虑任何声屏障和噪声防治措施的情况下，在距离 50m 处压裂施工机具对声环境的贡献值为 51.0~61.0dB（A），在距离 100m 处施工机具对声环境的贡献值为 45.0~55.0dB（A），在距离 200m 处施工机具对声环境的贡献值为 39.0~49.0dB（A）。

本项目压裂仅在昼间进行，不存在施工噪声夜间超标环境影响；在不采取任何噪声防治措施的情况下，将对周边一定范围内的敏感目标造成影响。在压裂施工过程中，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）压裂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，见表 6.5-6。

表 6.5-6　压裂施工对敏感目标影响预测　　单位：dB（A）

井场名称	最近居民点距离（距离井口）	施工噪声贡献值（最不利情况）	本底值（昼间）	敏感点噪声预测值 dB（A）
阳 101H5	110	54.2	44	54.6
阳 101H6	100	55.0	45	55.4
阳 101H8	100	55.0	47	55.6
阳 101H9	100	55.0	45	55.4
阳 101H11	110	54.2	43	54.5
阳 101H12	105	54.6	43	54.9
阳 101H14	110	54.2	53	56.7

注：本次预测按最不利情况考虑，即本底值取监测结果中的最大值进行叠加计算。

根据本项目的预测结果：各井场压裂期间昼间噪声达标距离为井口约 59m 范围内。根据上述对井口周边居民点的噪声预测结果可知，压裂期间噪声将对部分井场周边居民点产生影响。但本项目压裂仅在昼间施工，且施工时间较短，在合理安排机械布局、做好周边居民协调工作的情况下，压裂期间噪声影响可接受。

6.5.4 采气站场、集气站站建设施工

本项目各采气站场和新建阳 101-5 集气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。

拟建集气站位于阳 101H6 平台内部，故本次环评仅分析采气站场施工。

（1）施工影响范围预测

利用预测公式对各采气站场施工机械噪声的污染范围（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见表 6.5-7。

表 6.5-7　施工机械噪声影响范围预测结果　　单位：dB（A）

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

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

在施工过程中，应尽量将高噪声设备安排在远离居民点的场站布置，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。

6.5.5 集输管线施工

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

表 6.5-8　施工机械噪声影响范围预测结果　　单位：dB（A）

机械名称	10m	30m	50m	70m	100m	130m	150m	200m
挖掘机	78.0	68.4	64.0	61.1	58.0	55.7	54.5	52.0
推土机	80.0	70.4	66.0	63.1	60.0	57.7	56.5	54.0

吊管机	80.0	70.4	66.0	63.1	60.0	57.7	56.5	54.0
电焊机	77.0	67.4	63.0	60.1	57.0	54.7	53.5	51.0
切割机	87.0	77.4	73.0	70.1	67.0	64.7	63.5	61.0
载重汽车	82.0	72.4	68.0	65.1	62.0	59.7	58.5	56.0
顶管机械	79.0	69.4	65.0	62.1	59.0	56.7	55.5	53.0

由上表可知，在不考虑任何声屏障和噪声防治措施的情况下，在距离 50m 处施工机具对声环境的贡献值为 63.0~73.0dB（A），在距离 100m 处施工机具对声环境的贡献值为 57.0~67.0dB（A），在距离 200m 处施工机具对声环境的贡献值为 51.0~61.0dB（A）。

本项目夜间不施工，不存在施工噪声夜间超标环境影响；在不考虑任何声屏障和噪声防治措施的情况下，当施工机具周边一定范围内将出现噪声超标，需要采取适当措施降低环境影响。

6.5.6 项目施工期噪声对区域环境影响分析

根据前述各单项工程各阶段声环境影响与预测结果可知，本产能建设工程声环境影响主要表现在各井场钻前施工及钻井期间设备噪声对周围敏感点的影响，不同施工阶段对声环境的影响主要体现在各单项工程周边 300m 范围内的区域。施工期会对各单项工程周边一定范围内声环境及敏感点产生一定影响，但施工噪声影响随施工的结束而消失，不会形成施工噪声的长期、大范围的声环境影响，其环境影响可控制在当地环境可接受范围内。

6.6 施工期固体废物环境影响分析

6.6.1 钻前施工

钻前施工产生的固体废物主要为剥离的表土和施工人员的生活垃圾。

（1）表土

本项目钻前工程优先剥离 0.3m 表土，就近独立设置表土堆场集中堆存，待施工结束后用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。

6.6.2 钻井施工

本项目钻井工程固体废物主要有水基钻井固废、油基钻井固废、生活垃圾和废包装材料、钻井及其配套设备保养产生的废矿物油及含矿物油废物等。

（1）水基钻井固废

本项目水基钻井固废不具有相关危险特性，属于一般工业固废。本项目水基钻井固废产生总量约 52800m^3（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水泥厂或砖厂综合利用。

（2）油基钻井固废

本项目油基钻井固废产生总量约 36960m^3（约 840m^3/口），属于危险废物，采用吨袋包装，放入岩屑储存罐内暂存，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

本项目钻井工程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），在现场配备废油回收桶收集，现场配备废油收集桶收集后立即运至区域内其他平台所建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。

6.6.3 压裂测试工程施工

压裂期间施工人员租住在附近农户，其产生的生活垃圾利用农户已有设施进行收集处置。产生的返排砂属于一般工业固废，收集后外送地方水泥厂或砖厂综合利用。

6.6.4 采气站场、集气站工程施工

本项目采气站场、阳 101-5 集气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。

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

6.6.5 集输管线工程施工

集输管线工程施工期产生的固体废物主要是生活垃圾、施工废料和顶管施工产生的废弃泥浆。

（1）施工废料

本项目管道运至施工现场前，已进行了相应的防腐处理。因此，施工废料主要包括废包装材料、废焊条，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 4.95t，收集后外售回收利用。

（2）废弃泥浆

本项目废弃泥浆来自顶管施工，该施工过程中所用泥浆主要用来减少顶进过程管壁与土体之间的摩擦力，并填充流失的土体，减少土体变形、沉降和隔水。泥浆产品主要由膨润土加水勾兑而成，为保证泥浆性能，根据不同的地质会加入少量的添加剂（碳酸钠）。顶管施工设置泥浆池，施工过程中的泥浆循环使用，施工结束后剩余的废弃泥浆及岩屑干化后交由周边水泥厂或砖厂综合利用。

（3）生活垃圾

本项目管道施工不设施工营地，施工队伍除施工技术人员外，其余均雇佣当地居民，施工期生活垃圾依托当地现有设施收集处置。

6.6.6 项目施工期固废对区域环境影响分析

根据前述各单项工程固废产排污及环境影响分析可知，各单项工程产生的固体废物经以上分类处置措施处理后，去向明确，充分做到了资源化、减量化、无害化，不会产生二次污染，对各单项工程所在地的环境影响较小。

各单项工程中产生量最大的固体废物类型为水基钻井固废，其余固体废物产生量相对较小。根据本项目产能建设进度及开发时序安排，区块内部署的 7 个平台，2022 年开工 5 个平台共计 29 口井的建设，2023 年建设 7 个平台共 44 口井，2024 年建设 5 个平台共 44 口井，2025 年建设 2 个平台共 15 口井。本项目 7 个平台钻井期间总计产生水基钻井固废约 52800m^3（73920t），产生时间为 2022 年~2025 年，产生高峰期在 2023 年，产生量约为 2.29 万 m^3

（32060t）。水基钻井固废运至水泥厂及砖厂处置是目前工艺成熟的常规处置方式，在川渝地区的页岩气钻井工程中广泛应用，处置方式合理可行。泸县境内已实施多个页岩气平台，境内水泥厂及砖厂接收处置水基钻井固废已经有比较成熟的处理流程，且有水泥厂及多个砖厂可以接收，区域水泥厂及砖厂完全有能力接收本项目实施期间产生的水基钻井固废，可确保本项目产生的水基钻井固废全部资源化利用。综上分析，对于本项目产生量最大的固体废物水基钻井固废，依托周边水泥厂及砖厂进行资源利用是可以实现的（具体可行性分析见 9.4.1），措施可行，采取该措施后对周边环境影响小。

6.7 施工期土壤环境影响分析

6.7.1 钻前工程施工建设

钻前施工期土壤环境影响主要包括挖填方、机械碾压等活动影响土壤的理化性质：改变土壤的孔隙度、含水率、饱和导水率等；另外，施工机械跑冒滴漏的少量废油，通过垂直入渗途会发生局部土壤污染。

钻前工程为临时占地，施工扰动、开挖、堆存的土壤，在钻井施工结束后，将进行土地复垦，对各类池体进行回填，对池体表层进行覆土并种植浅根植物，随着时间的推移，前期扰动的土壤，其理化性质将得到逐渐恢复。

因此，本项目钻前施工对区域土壤环境的影响较小。

6.7.2 钻井工程施工建设

（1）土壤环境影响途径、影响源及影响因子识别

钻井工程对土壤的污染主要为产生的污染物对土壤环境的影响，污染物经大气沉降对土壤的影响很小，主要为事故工况下泄漏的钻井废水通过地面漫流或垂直入渗途经污染土壤。钻井工程施工期对土壤的影响类型与影响途径见表 6.7-1，土壤环境影响源及影响因子识别见表 6.7-2。

表 6.7-1　土壤环境影响类型与影响途径表

时段	污染影响型			
	大气沉降	地面漫流	垂直入渗	其他
建设期		√	√	
注：在可能产生的土壤环境影响类型处打“√”，列表未涵盖的可自行设计。				

表 6.7-2　土壤环境影响源及影响因子识别表

污染源	工艺流程/	污染途经	全部污染物	特征因子	备注 b

	节点		指标 a		
场地	钻井过程	大气沉降	/	/	/
		地面漫流	/	石油烃、氯化物、SS、COD	事故
		垂直入渗	/	石油烃、氯化物、SS、COD	事故
		其他	/	/	/
a 根据工程分析结果填写 b 应描述污染源特征：如连续、间断、正常、事故等，涉及大气沉降途径的，应识别建设项目周边的土壤环境敏感目标。					

（2）土壤影响分析

本项目井场及配套区域均进行了分区防渗措施，防渗层发生破损可能性极低，井场内设置了排水沟和收集池体，可有效的收集井场内的雨污废水，正常情况下无井场污废水漫流情况发生，对周边土壤环境影响较小。

在事故工况下，即在暴雨情况下井场内形成雨污废水漫流进入附近土壤，可能对土壤环境产生一定的影响。为了有效控制井场污废水漫流情况发生，在重点污染物产生区域设置了具有强防渗性的围堰，在柴油罐区、危废暂存间、柴油动力机和发电机房区域均设置集污池，并可将井场内污废水引至储存池（容积 1000m^3）内暂存，可防止非正常工况下污染物进入附近土壤内，土壤环境的影响在可控制范围内。

因此，根据项目对土壤环境影响途径分析和类比同类项目同类地区的建设经验，本项目各井场的建设对土壤环境的影响是很小的，施工期的土壤环境影响是可以接受的。本项目除采取上述土壤污染防治措施外，还应将土壤污染防治措施和地下水污染防治、生态环境治理措施相结合，综合做好土壤环境、地下水环境和生态环境的保护。

6.7.3 压裂测试工程施工

本项目压裂液配制和暂存均在重叠液罐内进行，压裂之后的返排液在储存池、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。本项目在储存池、重叠液罐区进行防渗处理，能有效的防止非正常工况下压裂液或返排液漫流、入渗进入周边土壤内。另外，本项目设置了 1000m^3 的储存池，可在非正常工况下收集漫流的压裂液或返排液，减小对周边土壤的影响。

根据本区块在建勘探井类比分析，本项目压裂、测试过程在采取上述措施

后，发生污染物漫流的可能性较低，能有效的控制污染物进入周边土壤环境内，对区域土壤环境影响较小，影响可接受。

本项目随着工程施工的结束，生态保护和临时占地的植被恢复措施的进行，有效的保护和恢复措施能保证工程对井场周边的土壤和农作物的影响得到尽快的恢复。

6.7.4 采气站场、集气站工程施工

采气站场、集气站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油，通过垂直入渗途会发生局部土壤污染。

采气站场工程和阳 101-5 集气站主要建设内容为站场内管沟开挖、敷设、阻焊工艺管道、设备安装等施工，施工集中在已建站场，无新增占地。建设施工机械设备跑冒滴漏的少量废油，由于其排放量极少，对区域土壤环境的影响很小。

因此，本项目采气站场、集气站工程施工建设对区域土壤环境的影响较小。

6.7.5 集输管线施工

集输管线建设施工期间，管沟开挖和回填将破坏土壤的结构，施工产生焊渣、焊条等废焊接材料，如不妥善管理，一旦进入土壤将污染土壤环境。

管道开挖会扰乱和破坏土壤的耕作层，使土壤的容量、土体结构、土壤腐蚀指数等发生较大的变化。施工车辆碾压、施工人员践踏等因素可引起土壤结构的改变。集输管线两侧 5m 范围内，深根植物无法恢复原貌。施工应尽量缩小作业带范围，减少对区域土壤的破坏，坚持“分层开挖、分层回填”原则。采取上述措施后，施工期对土壤环境影响较小。

6.7.6 项目施工期对区域土壤的环境影响分析

本项目随着工程施工的结束，生态保护和临时占地的植被恢复措施的进行，有效的保护和恢复措施能保证各单项工程施工对施工区周边的土壤和农作物的影响得到尽快的恢复，采取措施后，施工活动对周边土壤环境影响小。

6.8 敏感区环境影响分析

根据现场调查及与泸县、龙马潭区相关部门对接情况，本项目区块范围内有四川省泸州市牛滩白鹤生态自然保护区、玉蟾山风景名胜区、永久基本农田。

此外，濑溪河翘嘴鲌蒙古鲌国家级水产种质资源保护区距离本区块较近。

6.8.1 对生态敏感区的影响分析

（1）对四川省泸州市牛滩白鹤生态自然保护区影响分析

本区块内新建各钻井平台及集输管道均不涉及四川省泸州市牛滩白鹤生态自然保护区。保护区与最近的井站（阳 101H11 平台）相距约 1130m，与最近的集输管道（阳 101H11 平台~阳 101H12 平台）相距约 930m。

根据《四川泸州市牛滩镇白鹤生态自然保护区综合科学考察报告》（2020 年 4 月），该保护区物种珍稀性一般，未发现野生重点保护裸子植物、被子植物，仅发现其栽培种。未见重点保护爬行类、两栖类、兽类，无国家Ⅰ级、Ⅱ级重点保护鸟类，发现四川省重点保护鸟类 4 种。由于本项目新建各钻井平台及集输管道均不涉及保护区，且与保护区有一定距离，在严格控制施工作业范围，禁止施工人员及机械进入自然保护区，禁止向自然保护区倾倒施工废水、固废后，项目实施对四川省泸州市牛滩白鹤生态自然保护区的影响极小。

（2）对玉蟾山风景名胜区的影响

本区块内新建各钻井平台及集输管道均不涉及玉蟾山风景名胜区。与最近的井站（阳 101H8 平台）相距约 278m，与最近的集输管道（阳 101H5 平台~阳 101H14 平台）相距约 90m。

① 对风景名胜区景点资源及可视性影响

根据与《玉蟾山风景名胜区总体规划》（2014-2030）叠图分析，风景名胜区距离阳 101H8 平台、阳 101H5 平台~阳 101H14 平台管线较近的区域均为发展控制区。该区域散布有居民点，农业生态系统、森林生态系统交错分布，存在一定人为干扰。距离阳 101H8 平台最近景点为百零八梯（约 1.14km），结合区域地形和植被分布情况，阳 101H8 平台不在该景点的可视范围内。距离阳 101H5 平台~阳 101H14 平台管线最近的景点为顺河古桥（约 650m），但由于山体阻隔，阳 101H5 平台~阳 101H14 平台管线施工不会在该景点的可视范围内。故本项目实施不会对风景名胜区内的景点可视性产生影响，项目施工对景点资源的影响极小。

②对风景名胜区其他影响评价

根据调查，项目所在地及周边以农田生境为主，现状植被在评价区域内广泛存在。项目施工对野生动物的影响主要表现为项目施工过程中对附近野生动物的惊扰，导致动物躲避或迁移。由于本区块内新建各钻井平台及集输管道均不涉及玉蟾山风景名胜区，距离风景名胜区核心景区较远（约 1.87km），在严格控制施工作业范围，禁止施工人员及机械进入风景名胜区，禁止向风景名胜区倾倒施工废水、固废后，项目实施不会破坏风景名胜区的完整性，不会引起区域内野生动植物种类和数量变化，不会引起区内野生动物大面积迁移或消亡。因此，项目实施玉蟾山风景名胜区内的影响极小。

（3）对濑溪河翘嘴鲌蒙古鲌国家级水产种质资源保护区的影响

本区块范围内不涉及濑溪河翘嘴鲌蒙古鲌国家级水产种质资源保护区。根据叠图分析，阳 101H8 平台~阳 101H9 平台管线穿越濑溪河支流马溪河，穿越点位于水产种质资源保护区上游，距离水产种质资源保护区实验区（马溪河入河口）约 1km；马溪河入河口位于该水产种质资源保护区核心区下游约 9.3km。

本项目采取围堰开挖的方式穿越马溪河，开挖穿越在施工期将对河流水质产生短期影响，主要是使下游河水中泥沙含量增加。为保护濑溪河及其支流马溪河中的鱼类资源，本评价要求阳 101H8 平台~阳 101H9 平台管线应在枯水期施工，同时避开翘嘴鲌、蒙古鲌繁殖期，且施工区域尽量远离水体，不得向濑溪河及马溪河等水体中排放污染物，并严格控制施工范围，禁止施工人员捕捞鱼类，施工作业不得使用有毒有害的材料、物质。

由于施工时间短（约 1 周左右），无需大型设备，工程量小，在采取上述措施后，本项目穿越水体围堰开挖的影响河段较短，泥沙的重新沉积会使水体的水质恢复到原有状况。随着施工结束，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，不会损害水产种质资源保护区功能。因此，项目实施对濑溪河翘嘴鲌蒙古鲌国家级水产种质资源保护区的影响可控。

6.8.2 对永久基本农田的影响分析

（1）占用情况

本项目临时占地、永久占地均将部分占用永久基本农田，其中临时占地约 0.204km^2，永久占地约 0.039km^2（均位于临时占地范围内）。

（2）占用永久基本农田不可避让性

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，且钻进作业过程对地面人居等建构筑物有相应的安全距离要求。另一方面，管线路由受地形影响较大，同时须平衡服务范围、与周边居民点位置关系、林地占用、敏感区位置关系等。因此，将不可避免部分占用永久基本农田。

（3）对永久基本农田影响

① 对产量的影响

本项目临时占地、永久占地均将部分占用永久基本农田，其中临时占地约 0.204km^2，永久占地约 0.039km^2（均位于临时占地范围内）。根据调查，项目所在区域现状主要种植玉米、红薯等旱地植物和水稻等水田栽培植物。根据项目周边区域粮食产量数据及耕地分布情况，按照旱地每亩产量约 800 斤，水稻亩产约 1000 斤进行估算，本项目临时占地压占永久基本农田损失的生产量约为 158.96t，永久占地压占永久基本农田损失的生产量约为 25.68t/a。

② 对永久基本农田地表开挖影响

本项目临时占地致使原地表形态、土壤结构等直接破坏，使土地原有功能降低。具体为：

A 破坏了表土和植被，对地表和植被的直接挖损破坏了原有的表层土质、地貌景观和植被，使土地丧失原有的使用价值；

B 施工开挖将扰乱土壤耕作层，除开挖部分受到直接破坏以外，施工区使用的砂石、水泥、土石方等等散落在地表，混合回填后，亦改变了土壤层次。

③ 对永久基本农田污染影响

施工机械运行及放置期间可能存在渗油，但这种影响是可以避免的。在施工期施工单位在加强施工机械的养护，并对施工机械放置场地采取隔垫措施防止渗油污染土壤后，项目对永久基本农田的污染影响极小。

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和集气站，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站场和集气站进行分析和评价。

7.1 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站场、集气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。

7.1.1 正常工况

根据 AERSCREEN 估算模型预测结果，本工程大气环境为三级评价，无需进行进一步预测。项目运营期各站场将无组织逸散少量页岩气，主要污染物为非甲烷总烃。

7.1.2 非正常工况

本项目页岩气不含硫化氢，采气站场清管及检修作业时，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。

本项目集气站清管、检修作业时，将相关设备及管线中页岩气通过放空立管排放；事故放空时，相关设备及管线中页岩气经放空系统进行点火燃烧，燃烧后的气体经放空管高空排放。本项目一次放空作业一般 1~2 次/一年，每次持续时间 2~5min，主要污染物为少量 CO_2、NO_x 和 H_2O。

本项目采气站场和集气站放空频率低，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。

7.2 地表水环境影响分析

本项目运营期各采气站场和集气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；本项目各采气站场及集气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、清管检修废水均采用管线回用于区域内钻井，用于区域内压裂调配用水，最终无法回用的采用罐车拉运至阳 33 井或古 12 井进行回注，如后期遇回注井生产调整，也可运至蜀南气矿管理的其他有环保手续和处理能力的其他回注井回注。

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 地下水环境影响分析

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同建设期一致，通过分析典型场地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工程、集输工程的井站、集气站和管线组成。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、处置达标排放、定期巡检维护等措施，正常状况下各场地污废物发生跑冒滴漏情况并产生地下水污染影响的可能性较小，各场地采取的污染防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，运营期集输工程站场与井场同建，场站产生的废水主要为采气过程分离出的气田水，现场暂存入站内污水罐，由管线输至周边钻井回用，最终无法回用的运输至阳 33 井或古 12 井进行回注。在非正常状况下，运营期井站及集气站污水罐或输水管线因老化腐蚀或其它外力导致破裂，气田水会渗漏进入到浅层含水层并对地下水产生影响，因此，本项目评价将上述情景做为假设预测情景，重点分析典型平台阳 101H5 和阳 101H11 设置的污水罐发生泄漏后对地下水的影响分析，其次为气田水管道泄漏对地下水的影响分析。

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周边同类型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，选取了标准指数计算值最大的污染物做为预测因子，根据上述原则，本次评价将气田水中所含的石油类、氯化物和COD污染物为预测因子。

7.3.3 预测源强概化

本项目井站和集气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气田水，并通过带压管道输送收集各井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，罐体中的气田水会泄漏至地表防渗堰中，沿破损的防渗层裂缝进入到地下水中并发生污染；此外，在非正常状况下管线受老化腐蚀影响发生破损，管线内输送的气田水会泄漏进入到地下水中并发生污染。运营期井站为无人值守站场，井站和管线都设置了在线监控系统，并设置了日常的定期检修维护，无人值守的井站的应急处置时间为 1 小时。本次评价按最不利因素考虑，假设泄漏出的气田水全部会进入到地下水。本次源强参考《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，气田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，0.0019m^2，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，101325Pa；P_0—环境压力，101325Pa；g—重力加速度，9.81m/s^2。h—裂口之上液位高度，2m。

根据上述公式计算可知，典型平台污水罐泄漏的最大气田水量约 29m^3。依据类似页岩气开采项目废水及采气废水的水质成分情况，非正常状况下施工

期和运营期污染物预测指标及浓度见表 7.3-1、7.3-2。

根据工程分析，气田水管道发生泄漏至含水层中，污染地下水。参照 GB 50141、GB 50268 允许管道渗水量的验收技术要求，管道渗漏量按如下公式计算。

$$Q = \alpha \times \beta \times q \times L$$

式中：

Q——废污水渗透量（m^3/d）；

L——管道长度（km），取值 0.5；

α——变差系数，管道采取特殊防渗措施时根据防渗能力选取；

β——调整系数，取值 3.6；

q——单位渗漏量（L/min ŀm），取值 0.42。

经计算，管道 500m（考虑 500m 为一个泄漏点）长的允许泄漏量为 $1.1m^3/d$，非正常状况下取允许渗漏量的 10 倍，设 3d 内检查并及处理，阻断了气田水管线泄漏，则管道气田水泄漏量为 $33m^3$。

表 7.3-1　运营期非正常状况下污染物预测源强

场地类型	预测阶段	污染源泄漏位置	污染物种类	污染物浓度（mg/L）	渗漏量（m3）	污染物渗漏量（g）
阳 101H5 平台	运营期	污水罐泄漏	COD	1800	29	52200
			石油类	36	29	1044
			氯化物	16500	29	478500
阳 101H11 平台	运营期	污水罐泄漏	COD	1800	29	52200
			石油类	36	29	1044
			氯化物	16500	29	478500
输水管线	运营期	管线泄漏	COD	1800	33	59400
			石油类	36	33	1188
			氯化物	16500	33	544500

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，包括地下水保护目标和环境影响的敏感区域。

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

6.4.5 和 6.4.6 一节。

7.3.6 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量标准做超标分析（表6.4-5），将污染物大于等于各类污染物的检出限或背景值做影响分析，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或背景值时表明污染物对地下水环境产生了影响。

表 6.4-5　各污染指标质量标准及检出限一览表

类别	COD	氯化物	石油类
环境质量标准 mg/l	20	250	0.05
检出限 mg/l	4	3.75（背景值*）	0.01

注：上述标准参照《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中Ⅲ类水标准，COD、石油类执行《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）标准。*表示取地下水现状值的最小值作为背景值。

7.3.7 地下水预测结果及其影响情况分析

根据工程分析，结合项目建设特点，本次预测评价选取了典型平台阳 101H5 和阳 101H11 设置的污水罐发生泄漏以及后管道泄漏对地下水的影响分析。

（1）运营期马溪河地下水系统内典型工程阳 101H5 地下水环境影响分析

1）阳 101H5 平台内污水罐破裂

根据非正常状况钻井过程中，平台内污水罐破裂，污染物直接进入含水层的情景假设，运用解析法得出主要污染物（COD、氯化物和石油类）对地下水的影响情况及运移规律的分析结果，分述如下。

A、污染因子 COD 预测评价结果

若本项目在非正常状况下发生平台内污水罐破裂，废水中的污染物 COD 会迁移至潜水含水层，影响地下水环境，具体预测结果见图 6.4-1 和表 6.4-3。结果表明：当迁移时间为 100 天时，超标距离为下游 28m 处，影响距离为下游 36m 处，有最大浓度值 89.97mg/L；迁移时间 450 天时，污染物浓度迅速降低至标准值附近，超标距离为下游 40m 处，影响距离为下游 74m 处，有最大

浓度值 22.49mg/L；迁移时间 1000 天时，低于标准值，影响距离为下游 120m 处，有最大浓度值 8.99mg/L；迁移时间 2000 天时，污染物浓度降至检出限附近，污染物最大浓度值为 172mg/L，影响距离为下游 172m 处。

表 7.3-2　各类污染因子预测评价结果统计表

污染物种类	时间	最大超标距离（m）	最大影响距离（m）	污染晕最大浓度（mg/L）
COD	100 天	28	36	89.97
	400 天	40	74	22.49
	1000 天	/	120	8.99
	2000 天	/	172	4.49
氯化物	100 天	25	46	1011.87
	330 天	28	86	257.73
	1000 天	/	166	82.47
	3650 天	/	404	22.95
石油类	100 天	38	46	1.79
	1000 天	134	164	0.18
	2000 天	202	256	0.09
	3500 天	264	378	0.051

B、污染因子氯化物预测评价结果

若本项目在非正常状况下发生平台内污水罐破裂，废水中的污染物氯化物会迁移至潜水含水层，影响地下水环境，具体预测结果见图 6.4 和表 6.4-3。结果表明：当迁移时间为 100 天时，超标距离为下游 25m 处，影响距离为下游 46m 处，有最大浓度值 46mg/L；迁移时间为 330 天时，污染物浓度开始降至标准值附近，有最大浓度值 257.73mg/L，超标距离为下游 28m 处，影响距离为下游 86m 处；迁移时间为 1000 天时，有最大浓度值 82.47mg/L，此时的影响距离为下游 166m 处；迁移时间 3650 天时，污染物降低至背景值附近，有最大浓度值 22.95mg/L，此时的影响距离为下游 404m 处。

C、污染因子石油类预测评价结果

若本项目在非正常状况下发生平台内污水罐破裂，废水中的污染物石油类会迁移至潜水含水层，影响地下水环境，具体预测结果见图 6.4-3 和表 6.4-3 结果表明：当迁移时间为 100 天时，超标距离为下游 38m 处，影响距离为下游 46m 处，有最大浓度值 1.79mg/L；迁移时间为 1000 天时，超标距离为下游 134m 处，影响距离为下游 164m 处，有最大浓度值 0.18mg/L；迁移时间为 2000

天时，超标距离为下游 202m 处，影响距离为下游 256m 处，有最大浓度值 0.09mg/L；迁移时间为 3500 天时，降至标准值附近，有最大浓度值 0.051mg/L，超标距离为下游 264m 处，影响距离为下游 378m 处。

2）阳 101-5 集气站运营期对地下水环境的影响分析

根据工程分析，阳 101-5 集气站运营期废水主要为站场内分离器、放空分液罐橇等分离出的气田水以及站场清管检修废水，气田水产生量约为 12m^3/d，清管检修废水产生量约 6.5m³/a，气田水前期暂存于阳 101H6 平台的储存池，稳产期暂存于污水罐中，集气站运营期的气田水和检修废水浓度均不高于施工期的压裂返排液的污染物浓度，对地下水的环境影响不大于施工期钻井期间对地下水的环境影响；根据典型平台施工期的储存池破裂泄漏后，废水中污染物最大超标距离为下游 320m，最大影响距离为下游 414m；因此运营期集气站对地下水的环境不大于该范围；污水罐破裂后，废水中的污染物最大超标距离为下游 264m，最大影响距离为下游 402m，因此，在发生假设情景事故时，应重点跟踪监测上述范围内的保护目标，若发生污染应及时采取相应应急措施。

（2）运营期三溪口地下水系统内典型工程阳 101H11 地下水环境影响分析

1）阳 101H11 平台内污水罐破裂

根据非正常状况钻井过程中，平台内污水罐破裂，污染物直接进入含水层的情景假设，运用解析法得出主要污染物（COD、氯化物和石油类）对地下水的影响情况及运移规律的分析结果，分述如下。

A、污染因子 COD 预测评价结果

若本项目在非正常状况下发生平台内污水罐破裂，废水中的污染物 COD 会迁移至潜水含水层，影响地下水环境，具体预测结果见图 6.4-1 和表 6.4-3。结果表明：当迁移时间为 100 天时，超标距离为下游 18m 处，影响距离为下游 24m 处，有最大浓度值 110.38mg/L；迁移时间 500 天时，污染物浓度迅速降低至标准值附近，超标距离为下游 24m 处，影响距离为下游 50m 处，有最大浓度值 22.08mg/L；迁移时间 1000 天时，低于标准值，影响距离为下游 70m 处，有最大浓度值 11.04mg/L；迁移时间 2700 天时，污染物浓度降至检出限附近，污染物最大浓度值为 4.08mg/L，影响距离为下游 100m 处。

表 7.3-3　各类污染因子预测评价结果统计表

污染物种类	时间	最大超标距离（m）	最大影响距离（m）	污染晕最大浓度（mg/L）
COD	100 天	18	24	110.38
	500 天	24	50	22.08
	1000 天	/	70	11.04
	2700 天	/	100	4.08
氯化物	100 天	16	30	1011.87
	400 天	17	60	252.97
	1000 天	/	100	101.19
	3650 天	/	222	27.67
石油类	100 天	26	28	2.21
	1000 天	78	98	0.22
	2000 天	114	148	0.11
	3650 天	154	254	0.06

B、污染因子氯化物预测评价结果

若本项目在非正常状况下发生平台内污水罐破裂，废水中的污染物氯化物会迁移至潜水含水层，影响地下水环境，具体预测结果见图 6.4 和表 6.4-3。结果表明：当迁移时间为 100 天时，污染物浓度开始降至标准值附近，超标距离为下游 16m 处，影响距离为下游 30m 处，有最大浓度值 1011.87mg/L；迁移时间为 400 天时，污染物浓度开始降至标准值附近，超标距离为下游 17m 处，影响距离为下游 60m 处，有最大浓度值 252.97mg/L；迁移时间为 1000 天时，有最大浓度值 101.19mg/L，此时的影响距离为下游 100m 处；迁移时间 3650 天时，污染物降低至背景值附近，有最大浓度值 27.67mg/L，此时的影响距离为下游 222m 处。

C、污染因子石油类预测评价结果

若本项目在非正常状况下发生平台内污水罐破裂，废水中的污染物石油类会迁移至潜水含水层，影响地下水环境，具体预测结果见图 6.4-3 和表 6.4-3 结果表明：当迁移时间为 100 天时，超标距离为下游 26m 处，影响距离为下游 28m 处，有最大浓度值 2.21mg/L；迁移时间为 1000 天时，超标距离为下游 78m 处，影响距离为下游 98m 处，有最大浓度值 0.22mg/L；迁移时间为 2000 天时，超标距离为下游 114m 处，影响距离为下游 148m 处，有最大浓度值 0.11mg/L；迁移时间为 3650 天时，超标距离为下游 154m 处，影响距离为下游 254m 处，有最大浓度值 0.06mg/L。

（3）气田水管道泄漏

根据非正常状况气田水管线泄漏，导致气田废水进入含水层的情景假设，运用解析法得出主要污染物（COD、氯化物和石油类）对地下水的影响情况及运移规律的分析结果，分述如下。

A、污染因子 COD 预测评价结果

若本项目在非正常状况下气田水管线废水进入含水层，废水中的污染物 COD 会迁移至潜水含水层，影响地下水环境，具体预测结果见图 7.3-8 和表 7.3-6。结果表明：当迁移时间为 100 天时，超标距离为下游 28m 处，影响距离为下游 38m 处，有最大浓度值 102.38mg/L；迁移时间 500 天时，污染物浓度迅速降低至标准值附近，此时的超标距离为下游 500m 处，影响距离为下游 84m 处，有最大浓度值 20.47mg/L；迁移时间 1000 天时，影响距离为下游 124m 处，有最大浓度值 10.24mg/L；迁移时间 2500 天时，污染物最大浓度值为 4.09mg/L，影响距离为下游 194m 处。

表 7.3-4　各类污染因子预测评价结果统计表

污染物种类	时间	最大超标距离（m）	最大影响距离（m）	污染晕最大浓度（mg/L）
COD	100 天	28	38	102.38
	500 天	42	84	20.47
	1000 天	/	124	10.24
	2500 天	/	194	4.09
氯化物	100 天	26	46	938.50
	370 天	30	94	256.95
	1000 天	/	168	93.85
	3650 天	/	408	25.72
石油类	100 天	40	46	2.05
	1000 天	136	166	0.20
	2000 天	210	260	0.10
	3650 天	300	402	0.056

B、污染因子氯化物预测评价结果

若本项目在非正常状况下气田水储罐破裂导致废水进入含水层，废水中的污染物氯化物会迁移至潜水含水层，影响地下水环境，具体预测结果见图 7.3-8 和表 7.3-5。结果表明：当迁移时间为 100 天时，超标距离为下游 26m 处，影响距离为下游 46m 处，有最大浓度值 938.50mg/L；迁移时间 370 天时，污染

物浓度迅速降低至标准值附近，超标距离为下游 30m 处，影响距离为下游 94m 处，有最大浓度值 256.95mg/L；迁移时间 1000 天时，低于标准值，影响距离为下游 168m 处，有最大浓度值 93.85mg/L；迁移时间 3650 天时，污染物浓度降至检出限附近，污染物最大浓度值为 2.05mg/L，影响距离为下游 408m 处。

C、污染因子石油类预测评价结果

若本项目在非正常状况下气田水储罐破裂导致废水进入含水层，废水中的污染物石油类会迁移至潜水含水层，影响地下水环境，具体预测结果见图 7.3-9 和表 7.3-5。结果表明：当迁移时间为 100 天时，超标距离为下游 40m 处，影响距离为下游 46m 处，有最大浓度值 2.05mg/L；迁移时间为 1000 天时，超标距离为下游 136m 处，影响距离为下游 166m 处，有最大浓度值 0.20mg/L；迁移时间为 2000 天时，超标距离为下游 210m 处，影响距离为下游 260m 处，有最大浓度值 0.10mg/L；迁移时间为 3650 天时，有最大浓度值 0.056mg/L，超标距离为下游 300m 处，影响距离为下游 402m 处。

（4）对浅层地下水含水层的影响分析

根据工程分析，结合项目建设特点，本次选取了在运营期在非正常状况下，典型平台阳 101H5 和阳 101H11 设置的污水罐发生泄漏后对地下水的影响分析以及气田水管道泄漏对地下水的影响分析。

根据上述预测结果，不同情境下气田废水泄漏会对浅层地下水含水层（特别是下游地区）产生一定的影响，各类污染物在地下水的对流弥散作用下，其超标和影响面积呈现出先逐渐增大后逐渐缩小的趋势，污染影响距离逐渐增加，最后污染物的浓度降至标准值以下，然后降低至检出限以下并对地下水的影响消失。经预测污染物在 10a 内的含水层中迁移情况如下：采气站内的污水罐发生泄漏时，各类污染物的最大超标距离在下游 24~40m（COD）、最大超标距离在下游 17~28m（氯化物），最大超标距离在下游 154~264m（石油类），最大影响距离在下游 100~172（COD）、最大影响距离在下游 222~402m（氯化物），最大影响距离在下游 254~378m（石油类）；管道泄漏后，污染物 COD、氯化物和石油的最大超标迁移距离为 42m、30m 和 300m，最大影响距离为 194m、408m 和 402m。

（5）对分散式水源的影响分析

运营期，本项目对地下水影响主要来自于各个采气站场的污水罐对地下水的环境影响。其次为气田水管线泄漏对地下水的环境影响，根据上述结果可知，采气站下游 264m 以内的地下水保护目标可能会发生超标现象，下游 402m 以内的地下水保护目标可能会受到井场污染事故造成超出检出限或背景值的影响；因此，在发生假设情景事故时，应重点跟踪监测上述范围内的保护目标，若发生污染应及时修复。结合本次调查的各保护目标点与项目的相对位置关系，运营期上述两个工程对其下游分散式水源的影响情况见表 7.3-5。

表 7.3-5　运营期对采气站场周边分散式保护影响情况一览表

水文地质单元	编号	地理位置	调查点类型	与本项目相对位置关系	是否可能超出标准值	是否可能超出检出限
Ⅰ-1 马溪河右岸地下水系统	W2	罗米坝	民井	H5 井场 215°方向 228m（侧向）	可能	可能
	W3	皂角湾	民井	H5 井场 110°方向 229m（侧向）	可能	可能
	W4	黄角树	机井	H5 井场 159°方向 322m（下游）	否	可能
	W18	小窝塘	民井	H8 井场 231°方向 204m（侧向）	可能	可能
	W20	庙子山	机井	H8 井场 89°方向 116m（下游）	可能	可能
	W21	回龙坝	民井	H8 井场 116°方向 343m（下游）	否	可能
	W22	宋河坝	民井	H8 井场 160°方向 487m（下游）	否	否
Ⅰ-2 马溪河左岸地下水系统	w86	塘坎上	机井	H14 井场 24°方向 292m（下游）	否	可能
	w87	石磙田	民井	H14 井场 127°方向 184m（下游）	可能	可能
	w88	道长咀	机井	H14 井场 350°方向 129m（下游）	可能	可能
	w89	石磙田	民井	H14 井场 222°方向 241m（侧向）	可能	可能
	W30	大白门	泉	H6 井场 114°方向 224m（下游）	可能	可能
	W31	豆土湾	民井	H6 井场 97°方向 475m（下游）	否	否
	W51	菜籽沟	民井	H9 井场 177°方向 193m（下游）	可能	可能
	W52	菜籽沟	民井	H9 井场 265°方向 315m（侧向）	否	可能
	W54	菜籽沟	机井	H9 井场 202°方向 419m（下游）	否	否
II-1 三河口右岸地下水系统	W63	南湾	机井	H12 井场 165°方向 430m（下游）	否	可能
	W65	锅耳子	民井	H11 井场 149°方向 300m（下游）	否	可能

从上表可知，10a 内，各运营期，在各个采气站场可能会对下游部分分散式水源造成超标和超出检出限或背景的影响，因此本项目一定需要做好地下水污染防治措施。

7.4 噪声环境影响分析

7.4.1 采气站场运营期噪声

本项目各采气站场均采用标准化、模块化生产工艺，各采气站场无高噪声设备，正常工况下主要噪声源为井口节流阀、站场分离器的运营噪声，源强为62~65dB(A)。根据同类型项目运行经验，正常工况下，采气站场场界噪声能满足《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。因此本项目运营期站场噪声对周围敏感目标贡献小，不会出现噪声扰民环境问题。

7.4.2 集气站运营期噪声

本项目集气站运营期噪声源主要为分离器的运行噪声，分离器单台噪声值约为 65 dB(A)。

本项目分离器置于场内远离厂界位置（约 20m），采取减振隔声措施，类比同类型项目相关资料，分离器噪声在厂界处均能达标。故拟建集气站场界的昼间、夜间噪声预测值均能满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)的 2 类标准，集气站正常运行时产生的噪声影响较小，环境可接受。运营期正常工况下，阳 101-5 集气站对周边敏感点声环境影响较小，昼间、夜间环境噪声预测值均能满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）中的 2 类标准。

7.4.3 放空噪声

本项目采气站场和集气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7.4-1。

表 7.4-1　　放空噪声影响范围预测结果

距声源(m)	50	100	150	200	300	400	500
贡献值(dB/A)	71.0	65.0	61.5	59.0	55.5	53.0	51.0
《声环境质量标准》（GB3096-2008）中的 2 类标准达标距离：昼间 177m，夜间 560m。							

根据预测结果可以看出，不考虑噪声在传播过程中山体、建筑阻隔等作用情况下，放空噪声在 2 类区昼间达标距离为 177m，夜间达标距离为 560m。但考虑到本工程仅在非正常工况下才会使用放空系统，放空频率低、时间短，且非事故情况下尽可能不在夜间放空。因此，在做好附近居民协商沟通工作的前

提下，放空噪声对声环境的影响可接受。

7.5 固体废物环境影响分析

7.5.1 采气站场运营期固体废物

本项目各采气站场均为无人值守，运营期无生活垃圾产生。本项目采气站场运营期固体废物主要为除砂器产生的废渣、清管废渣和气田水罐沉渣，产生量较少，属于一般工业固废，经收集后交有处理能力且环保手续齐备的水泥厂或砖厂等进行资源化利用。

7.5.1 集气站运营期固体废物

本项目集气站运营期固体废物主要为清管检修废渣。

根据类比分析，拟建阳 101-5 集气站运营期清管废渣产生量约 19kg/a，清管检修废渣的主要成分为铁屑、砂砾，统一收集后外运地方水泥厂或砖厂处置，不外排。

综上所述，本项目各单项工程产生的固体废物去向明确，充分做到了资源化、减量化、无害化，不会产生二次污染，环境可接受。

7.6 土壤环境影响分析

7.6.1 采气站场、集气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

采气站场、集气站运营期正常工况下无废气排放，非正常工况下，页岩气燃烧主要污染物为 CO_2、NO_x 和水，大气沉降对周边土壤环境影响极小，主要为事故工况下，泄漏的废水通过地面漫流或垂直入渗途经污染土壤。钻井工程施工期对土壤的影响类型与影响途径见表 7.6-1，土壤环境影响源及影响因子识别见表 7.6-2。

表 7.6-1　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 7.6-2　土壤环境影响源及影响因子识别表

污染源	工艺流程/节点	污染途经	全部污染物指标 a	特征因子	备注 b
场地	地面采气、	大气沉降	/	/	/

	集气过程	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站场和集气站将产生一定量气田水和检修废水，均采用管线输送至集气站，正常情况下站场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，采气站场内的污水罐、储存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，储存池预留 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及集气站周边土壤环境质量数据，通过类比分析，本项目在采取上述措施后，发生废水漫流或入渗的可能性较低，能有效的控制污染物进入周边土壤环境内，对区域土壤环境影响较小，影响可接受。

7.6.2 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密闭输送，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，输水管道事故对周边土壤环境影响较小。

7.7 生态环境影响分析

7.7.1 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 4.68hm^2，主要为站场等占地。根据现场调查，耕地在区域分布内广泛分布，项目占用的耕地面积占比极小，故项目运营期永久占地对耕地的影响较小。

（2）对林地的影响

根据《中华人民共和国石油天然气管道保护法》第三十三条相关内容，项目输气管道线路中心线两侧各 5m 地域范围内禁止种植乔木、灌木、藤类、芦苇、竹子或其他根系深达管道埋设部位可能损坏管道防腐层的深根植物。因此，运营期管道线路中心线两侧各 5m 范围内将确保以种植草本植物为主，林地、灌丛等植被将将被草本层或农田植被替代。项目管线长度较短，穿越林地面积较小，改变的土地利用类型占整个区块的面积很小，对区块的土地利用结构影响小。运营期管道中心线 5m 范围外受损的林地，的可通过演替或人工方式逐渐恢复，因此项目对林地的影响较小。

7.7.2 对植被的影响

项目投入运营后，永久占地范围内的耕地、草地植被等将完全被破坏，取而代之的是站场、标志桩、警示牌等辅助设施，形成建筑用地类型，但项目永久占地面积较小，且以占用耕地及井场用地为主，占用林地、草地等面积较小，项目运营期永久占地造成植被的损失较小。工程临时占地在运营期进行植被恢复，占地区周边植物以林地和农作物为主，其自然生长不会受到管线的影响。管道输送影响范围最小，是一种清洁的运输方式，正常输气过程中，管道对地表植被无不良影响。项目运营期对植被主要的影响体现在进场天然气放喷及火炬排放放空时产生的热辐射对植被的影响。项目燃烧池、放空管均设于远离周边植被丰富区域，对植被影响较小。

7.7.3 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。

7.7.4 对沿线景观的影响

根据遥感解译及现场调查，对于本次评价范围而言，景观类型以森林景观（约占评价范围总面积的 51.00%）、耕地景观（约占评价范围总面积的 40.26%）为主，以及镶嵌分布的建设用地斑块、水域和草地。从景观生态现状调查评价得出，沿线区域森林景观主导性比较明显，主要是人工栽种的马尾松、巨桉林等形成的。管道沿线受到人类活动干扰和控制的程度较大。

管线建成后深埋地下，按照生态学演替理论，在当地气候条件及在人工辅助恢复措施下，管线沿线植被在运营期逐渐恢复，对景观分割作用逐渐消失。新建站场永久占地导致原有耕地、林地等景观斑块变为建设用地斑块。但站场新增占地较小，相比评价范围内广泛分布的农田景观面积、森林景观面积，项目永久性占用比例很小，通过耕地补偿及撂荒地复耕措施后，不会改变评价范围景观格局，项目运营期对区域景观影响较小。

7.7.5 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。

7.8 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四年内实施，其中，2022 年~2024 年拟部署 5 个平台共新增 29 口井；2023~2025 年年拟部署 2 个平台共新增 15 口井；故施工期最不利情况下，最多可达到 7 个平台同时施工；根据建设单位实施计划，各平台管线拟先于平台或与平台同期施工，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 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、采气站场、集气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，平台内无法回用时运至区域其它平台回用，剩余部分外运回注处理。施工期管线穿越地表水体，施工结束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。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站场和集气站生产运营过程，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，采气站场和集气站生产废水可回用于区域生产用水，若区域开发建设施工结束可回用于区域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，通过管道回用于区域开发建设，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马溪河设置 4 个取水点，在濑溪河设置 1 个取水点。

根据评价期间调查，区域内无同期实施的页岩气开发项目，本项目最大取

水量占马溪河多年平均流量的比例约为 0.7%，占濑溪河多年平均流量的比例约为 0.03%，占比均很小，不会对马溪河及濑溪河水生生态功能以及区域水资源利用等产生明显的不利影响。

7.8.2 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，区块面积约 47.26km^2，区块内各相邻井场的距离较远，1.6km~3.8km，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。采气站场清管检修废气经放空管排放，采气站事故废气、集气站清管检修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。

7.8.3 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、采气站场、集气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。区块面积约 47.26km^2，区块内各相邻井场的距离较远，1.6km~5.8km，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站场和集气站工艺设备运行噪声，即采气工艺区设备噪声、集气站内集气工艺区设备噪声及应急事故下的放空噪声等。各采气站场之间相隔较远，1.6km~5.8km，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，且个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。

7.8.4 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、顶管施工废弃泥浆、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推存、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；顶管施工废弃泥浆、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站场和集气站均为无人值守，故采气站场产生的固废主要为清管废渣、除砂器废渣以及气田水罐沉渣，除砂器废渣和气田水罐沉渣主要成分为试气作业阶段压入地层的支撑剂（石英砂和陶粒）以及页岩气层随气体带出的少量砂砾，属于一般工业固废。清管检修废渣的主要成分为铁屑、砂砾，属于一般工业固废，统一收集后外运地方水泥厂或砖厂处置，不外排。

集气站运营期固体废弃物主要为清管检修废渣。本项目将通过采取清管检修废渣外运综合利用，控制生产运营期固体废弃物污染。

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。

7.8.5 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，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，1.6km~3.8km，因此建设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。

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，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。

7.8.6 地下水环境污染累积影响

本项目共 7 个场地，分属于 5 个三级地下水系统，根据各场地对地下水环境的影响特征，从地下水系统和地下水流场的角度考虑，每个地下水系统具有独立的补径排条件，构成相对独立的地下水系统，因此本项目在非正常状况下仅对其所在地下水系统内的地下水环境及保护目标产生影响，各地下水系统产生叠加影响可能性较小。同时，本项目各场地在同一地下水系统内较为分散，结合预测结果分析的超标和影响距离，各场地发生地下水污染影响范围有限，污染物浓度降低速度较快，故同一地下系统内场地同时发生地下水污染事故发生叠加影响的可能性较小。

综上分析，本项目各场地建设合理安排开采时序，避免叠加影响发生。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或线状形式，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保护措施，因此本项目建设运行对区块内的地下水环境影响较小。

7.8.7 生态环境累积影响

就整个区块而言，页岩气开发周期较长。截止 2022 年 2 月，阳 101 井区产能建设工程（一期）内正在实施的工程仅有阳 101H14-1 井，目前正在建设中，暂未开始产气。随着后续开发项目的不断实施，对区域内的陆生生态将存在一定累积性影响。

已建工程永久占地改变了土地使用功能，造成了一定面积植物的减少和数量上的降低，对农业生产造成了一定的影响。但临时占用的植被及耕地在区域内广泛分布，且井场永久占地面积小，在滚动开发、分段施工结束，分阶段及时进行生态恢复后，区域内的开发建设活动造成的累积性影响较小。

本项目永久占地以井场工业用地为主，新增永久占地面积小，管线长度较短，穿越区域主要为耕地、林地等，不占用和穿越生态敏感区，随着施工完成后的植被恢复，工程实施后对区域生物多样性、景观结构、生态系统结构和功能的影响较小，不会对区域生态环境造成破坏，项目后续实施不会对区域生态环境造成长期累积性影响。

7.8.8 退役期累积影响

区块进入退役期后各采气站场井下气压大幅降低，井下储量逐渐减少，采气开发接近尾声。随平台来气量的减少，集气站各种生产设施将停止运行。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份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。主要成分为柴油，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 5.7~26mm^2/s，酸值≤0.05，对酸、光、热均稳定，不溶于乙醇，溶于乙醚、苯、石油醚等，并可与多数脂肪油互溶。为液体类烃类的混合物，主要成分为 C16～C31 的正异构烷烃的混合物，是从石油分馏的高沸馏分，依据黏度等性质的不同白油的分子量通常都在 250～450 范围之内，具有良好的氧化安定性、化学稳定性、

光安定性，无色、无味，不腐蚀纤维纺织物。

③压裂液及压裂返排液危险性分析

压裂液为破乳助排剂、活化剂、支撑剂等构成的混合液体系，主要成份为清水，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。

③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份的甲烷属于《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(CH_4)的生产列为甲类火灾危险性生产。

甲烷的危险、有害特性详见表8.1-1。

表8.1-1　　甲烷理化性质

标识	中文名	甲烷	英文名	Methane
	化学式	CH_4	分子量	16.04
	ICSC 编号	0291	IMDG 规则页码	2156
	CAS 号	74-82-8	RTECS 号	PA1490000
	UN 编号	1971	危险货物编号	21007
	EC 编号	601-001-00-4		
理化性质	外观与性状	无色无臭气体。		
	溶解性	微溶于水，溶于乙醇、乙醚.		
	主要用途	用作燃料和用于炭黑、氢、乙炔、甲醛等的制造		
	熔点(℃)	-182.5	相对密度(水=1)	0.42/-164℃
	沸点(℃)	-161.5	相对密度(空气=1)	0.55
	饱和蒸汽压(kpa)	53.32(-168.8℃)		
	临界温度(℃)	-82.6	临界压力(Mpa)	4.59
	燃烧热(KJ/mol)	889.5	最小引燃能量(mJ)	0.28

毒性及健康危害	接触限值	中国 MAC	未制定标准	
		前苏联 MAC	300mg/m^3	
		美国 TWA	ACGIH 窒息性气体	
		美国 STEL	未制定标准	
	侵入途径	吸入		
	健康危害	1、当空气中甲烷浓度达 25-30%时，可引起头痛、头晕、乏力、注意力不集中、呼吸和心跳加速、精细动作障碍等；2、当空气中甲烷浓度更高时，可能使人出现窒息、昏迷等。		
燃烧爆炸危险性	燃烧性	易燃	建规火险等级	甲
	闪点(℃)	-188	爆炸下限(v%)	5
	自然温度(℃)	538	爆炸上限(v%)	15
	危险特性	1、甲烷与空气混合能形成爆炸性混合物，当在爆炸极限范围内遇明火、高热能时引起燃烧爆炸。2、甲烷与氟、氯等能发生剧烈的化学反应。3、甲烷若遇高热，容器内压增大，有开裂和爆炸的危险。		
	稳定性	稳定		
	聚合危害	不会出现聚合危害		
	禁忌物	强氧化剂，如氟、氯等		
	灭火方法	1、立即切断气源。2、若不能立即切断气源，则不允许熄灭正在燃烧的气体。3、喷水冷却容器，如果可能应将容器从火场移至空旷处。4、采用雾状水、泡沫灭火器和二氧化碳灭火器等。		
包装储运	危险性类别	第 2.1 类(UN 类别)易燃气体		
	危险货物包装标志	4		
包装储运	储运注意事项	1、储存于阴凉、通风的储存间内，且储存间内温度不宜超过 30℃，储存间内的照明、通风设施应采用防爆型，开关设置于储存间外。2、罐储时，要有防火防爆措施，若为露天储罐夏季应有降温措施。3、储存间和储罐附近应配备相应品种和数量的消防器材。4、远离火种、热源，禁止使用易产生火花的机械设备和工具。5、防止阳光直射。6、与氧气、压缩空气、卤素(氟、氯、溴)等分开存放，切忌混储混运。7、验收时应注意品名，注意验瓶日期，先进储存的先发用。8、搬运时轻装轻卸，防止钢瓶及附件破损。		
急救	皮肤接触	若有冻伤，就医治疗。		
	吸入	1、迅速脱离现场至空气新鲜处。2、注意保暖，呼吸困难时给输氧。3、呼吸及心跳停止者立即进行人工呼吸和心脏按压术，并就医治疗。		
防护措施	工程控制	全面通风。		
	呼吸系统防护	一般不需要特殊防护，高浓度环境中，可佩带供气式呼吸器。		
	眼睛防护	一般不需要特殊防护，高浓度接触时可戴安全防护眼镜。		
	手防护	一般不需要特殊防护，高浓度接触可戴防护手套。		
	其它	1、工作现场严禁吸烟；2、避免长期反复接触；3、进入罐区或其它高浓度区作业时须有人监护。		

泄漏处理	1、切断气源，喷雾状水稀释、降温，抽排(室内)或强力通风(室外)。2、切断火源，迅速撤离泄漏污染区人员至上风处，并隔离直至气体散尽。3、应急处理人员应戴自给式呼吸器，穿一般消防防护服。4、如有可能，应将漏出气用排风机送至空旷地方或装设适当喷头烧掉；也可以将漏气的容器移至空旷处，注意通风。5、漏气容器不能再用，且要经过技术处理以清除可能剩下的气体。

④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，其特性见表8.1-2。

表8.1-2　柴油物理化学特性表

第一部分　危险性概述	
危险性类别	第 3.3 类　高闪点易燃液体。
侵入途径	吸入、食入、经皮肤吸收
健康危害	皮肤接触柴油可引起接触性皮炎、油性痤疮，吸入可引起吸入性肺炎。能经胎盘进入胎儿血中。柴油废气可引起眼、鼻刺激症状，头痛。
第二部分　急救措施	
皮肤接触	脱去污染的衣着，用肥皂和大量清水清洗污染皮肤。
眼睛接触	立即翻开上下眼睑，用流动清水冲洗，至少 15min。就医。
吸入	脱离现场。脱去污染的衣着，至空气新鲜处，就医。防治吸入性肺炎。
误服	误服者饮牛奶或植物油，洗胃并灌肠，就医。
第三部分　消防措施	
危险特性	遇明火、高热或与氧化剂接触，有引起燃烧爆炸的危险。若遇高热，容器内压增大，有开裂和爆炸的危险。
有害燃烧产物	一氧化碳、二氧化碳。
灭火方法灭火剂	泡沫、二氧化碳、干粉、砂土。
第四部分　泄漏应急处理	
应急处理	切断火源。应急处理人员戴好防毒面具，穿化学防护服。在确保安全情况下堵漏。用活性炭或其他惰性材料吸收，然后收集运到空旷处焚烧。如大量泄漏，利用围堤收容，然后收集、转移、回收或无害处理后废弃。
第五部分　操作处置与储存	
储存注意事项	储存于阴凉、通风仓间内。远离火种、热源。保持容器密封。应与氧化剂分开存放。桶装堆垛不可过大，应留墙距、顶距、柱距及必要的防火检查走道。罐储时要有防火防爆技术措施。禁止使用易产生火花的机械设备和工具。充装要控制流速，注意防止静电积聚。搬运时轻装轻卸，防止包装及容器损坏。
第六部分　接触控制/个体防护	
工程控制	密闭操作，注意通风。
眼睛防护	必要时戴安全防护眼镜。

呼吸系统防护	一般不需特殊防护，但建议特殊情况下，佩戴供气式呼吸器。		
身体防护	穿工作服。		
手防护	必要时戴防护手套。		
其他防护	工作现场严禁吸烟。避免长期反复接触。		
第七部分　理化特性			
外观及性状	粘性棕色液体。	闪点(℃)	55
相对密度	0.87~0.9(水=1)	爆炸下限(V%)	1.5
相对密度	3.5(空气=1)	爆炸上限(V%)	4.5
引燃温度(℃)	257	用　途	用作柴油机的燃料。
溶解性	不溶于水，易溶于苯、二硫化碳、醇，易溶于脂肪。		
第八部分　稳定性及化学活性			
稳定性	稳定	避免接触的条件	明火、高热
禁配物	强氧化剂、卤素	聚合危害	不能出现。
分解产物	一氧化碳、二氧化碳。		

⑤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。

表 8.1-3　　白油安全技术特性表

标识	中文名	白油		危货及 UN 编号	/
	主要成分	C16～C31 的正异构烷烃的混合物		分子量	250～450
理化特性	相对密度[水=1]	0.831～0.883		相对密度[空气=1]	
	外观与性状	无色透明油状液体，无臭味，具有润滑性。			
	溶解性	不溶于水和乙醇。			
	沸　点，℃		熔　点，℃		
燃爆特性	闪　点，℃	≥130℃	爆炸极限，%(V/V)		
	引燃温度，℃		临界压力，MPa		
	火灾危险类别		爆炸危险组别/类别		
	危险特性	温度过高热、明火或与氧化剂接触，均有引燃危险。容器内压增大有开裂或爆炸危险。			
	灭火方法	灭火剂：二氧化碳、干化学粉末、泡沫 、砂、泥土或水雾(不可用水喷射)。			
毒性及健	急性毒性	LD50(mg/kg,大鼠经口)	——	LC50（mg/m³，大鼠吸入）	——

康危害	健康危害	吸入：吸入大量挥发气体会感觉眩晕。　眼接触：有刺激感，损伤视力。
	操作注意事项	密闭操作，全面通风。操作人员必须经过专门培训，严格遵守操作规程。远离火种、热源，工作场所严禁吸烟。使用防爆型的通风系统和设备。防止气体泄漏到工作场所空气中。避免与氧化剂接触。在传送过程中，容器必须接地和跨接，防止产生静电。搬运时轻装轻卸，防止容器及附件破损。配备相应品种和数量的消防器材及泄漏应急处理设备。
	急救措施	皮肤接触：建议使用脂枪加脂，如意外注射使皮肤受伤，应送医治疗。 眼接触：　张开眼皮，以洁净清水冲洗，如刺激持续，建议看医生。 食入：　用清水洗胃稀释，毋须诱发呕吐，如大量入肚确感不适，需立即就医。
泄漏应急处理	迅速撤离泄漏污染区人员至上风处，并进行隔离，严格限制出入。切断火源，防止火花产生，除处理备油人员外，从速撤离现场，避免吸入油雾；小量泄漏：用砂泥土或木屑，吸收溢出的油，然后移至安全地点。根据有关法例处理，后以大量水冲洗被沾污的地方；大量泄漏：以砂或泥土截溢油蔓延，防止溢油流入下水道。如有可能，将溢油以槽罐截起，随后处理，或按“小量泄漏”方法处理。漏气容器要妥善处理，修复、检验后再用。	
储运注意事项	储存于阴凉、通风的库房。远离火种、热源。库温不宜超过 30℃。应与氧化剂等分开存放，切忌混储。采用防爆型照明、通风设施。禁止使用易产生火花的机械设备和工具。储区应备有泄漏应急处理设备。储存容器必须加盖密封，减少挥发量；避免日光照射，置于低处放置；使用：轻拿轻放，使用者戴手套。特殊注意事项：避免过多接触，工作完毕后沐浴更衣。运输时运输车辆应配备相应品种和数量的消防器材。装运该物品的车辆排气管必须配备阻火装置，禁止使用易产生火花的机械设备和工具装卸。严禁与氧化剂等混装混运。夏季应早晚运输，防止日光曝晒。中途停留时应远离火种、热源。	

⑥盐酸危险性分析

盐酸主要是用于压裂施工前置液酸化井壁，腐蚀性强，危险、有害特性详见表 8.1-4。

表 8.1-4　　盐酸特性表

标识	中文名	盐酸
	英文名	Hydrogen chloride
	分子式	HCL
	分子量	36.46
	UN 号	1789/8183/8-03/700
	危险货物编号	81013
理化性质	外观与性状	澄清无色或微黄色发烟液体。
	相对密度(水=1)	1.19(37～38%) 1.15(30%) 1.13(25%)
储运注意事项	一般采用塑料储罐、塑料桶包装，也可用内涂橡胶的储罐，塑料罐装必须防止老化，应与氧化剂、金属粉末、氰化物、发孔剂等分开存放。搬运时要轻装、轻卸，防止包装及容器损坏。	
毒性危害	接触限值	空气中最大容许浓度为 15mg/m^3
	侵入途径	吸入、皮肤接触。

	毒性	具有强刺激作用。
防护措施	工程控制	注意通风。
	呼吸系统防护	带过滤式防护口罩。
	眼睛防护	戴安全防护眼镜。
	防护服	穿耐酸工作服。
	手防护	戴防护手套。
泄漏处理		应急处理人员戴好防毒面具和胶手套，穿防护服。将地面洒上苏打石灰，再用水冲洗。

（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 3km 范围内和管线两侧 200m 范围内的集中居民点、医院、学校、养老院和分散居民点。

8.2 环境风险潜势初判

8.2.1 危险物质数量与临界量比值（Q）

区块施工期各平台、集输工程为独立施工，集输管线分段建设，各施工单位相对独立。区块运营期站场与站场之间通过进/出站阀组实现单元独立控制，集输管线设有截断阀门。因此本项目环境风险危险源判定按各控制单元分别判断。

根据本项目所涉及的每种危险物质在厂界内的最大存在总量，及其在《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ/T 169-2018)附录B中对应临界量的比值确

定Q。

（1）施工期

本区块页岩气不含硫，不属于含硫气井，涉及的主要危险物质包括 CH_4（易燃易爆）和柴油。根据阳 101 井区前期已投产试气结果，已投产单井平均测试产量 10 万 m^3/天。各平台依次实施钻井工程，单钻机平台内仅一口井实施，双钻机平台内仅两口井实施，因此施工期页岩气最大流量按照单井（参照阳 101H2-8 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，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 1.9t（临界量为 10t），钻井阶段现场柴油的最大储存量约为 50t，水平井段钻井油基泥浆作为油基的白油现场贮存量约 250t；盐酸最大存放量为 80m^3（15%盐酸），折合 37%盐酸量约为 34.05t。

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）：

$$Q = \frac{q_1}{Q_1} + \frac{q_2}{Q_2} + \cdots \frac{q_n}{Q_n}$$

式中：q_1，q_2，...，q_n——每种危险物质的最大存在总量，t；

Q_1，Q_2，…，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 $Q\geq1$ 时，将 Q 值划分为：①$1\leq Q<10$；②$10\leq Q<100$；③$Q\geq100$。

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	34.05t（37%盐酸）	7.5（37%盐酸）	4.54
甲烷	1.9	10	0.19
柴油	50	2500	0.02
白油	250	2500	0.1
Q 值	4.85		

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ/T169-2018）附录 C 可知：

当 Q<1 时，该项目环境风险潜势为Ⅰ。

当 Q≥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 4.85，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和柴油。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 7 个站场及站内管线、8 条集输管线、新建 1 座集气站（设置在阳 101H6 站场内部），项目运营期环境风险共计 15 个风险单元。本项目各站场、集气站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	在线量/储存量（m^3）	最大储存量 q（t）	临界量 Qn（t）	Q 值	备注
采气站场								
1#	阳 101H5	甲烷	74-82-8	2.1	0.054	10	**0.0054**	/
2#	阳 101H6			2.1	0.054		0.0054	
3#	阳 101H8			2.1	0.054		0.0054	
4#	阳 101H9			2.1	0.054		0.0054	
5#	阳 101H11			2.1	0.054		0.0054	
6#	阳 101H12			2.1	0.054		0.0054	
7#	阳 101H14			2.1	0.054		0.0054	
集输工程								
8#	阳 101H5 平台~阳 101H14 平台	甲烷	74-82-8	78.97	4.33	10	0.43	/
9#	阳 101H14 平台~阳 101-5 集气站			119.02	6.53		0.65	
10#	阳 101H8 平台~阳 101H9 平台			58.51	3.21		0.32	
11#	阳 101H9 平台~阳 101-5 集气站			102.46	5.62		0.56	
12#	阳 101H11 平台~阳 101H12 平台			60.73	3.33		0.33	
13#	阳 101H12 平台~阳 101-6 集气站			61.40	3.37		0.34	
14#	阳 101-5 集气站~阳 101-1 脱水站			343.60	18.85		1.89	
15#	阳 101-1 脱水站~阳 101-5 集气站			244.09	13.39		1.34	
16#	阳 101-5 集气站（位于 H6 平台内）	甲烷	74-82-8	52.4	2.87	10	0.29	/

由表 8.2-1~8.2-2 可知，本项目施工期 Q 值为 4.85，运营期集输干线 Q 值最大 1.89（1≤Q＜10），其余单项工程 Q 值均＜1。

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）判定，本项目施工期、集输工程阳 101-5 集气站~阳 101-1 脱水站集气干线及阳 101-1 脱水站~阳 101-5 集气站运营期 1＜Q＜10，需进一步判断环境风险潜势。其余各站场、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/T169-2018）附录 C，将 M 划分为（1）M>20；（2）10<M≤20；（3）5<M≤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≥300℃）和高压（设计压力 P≥10.0MPa），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≥300℃，高压指压力容器的设计压力（P）≥10.0 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 M 值为 10，运营期行业及生产工艺 M 总计为 10，即本项目施工期及运营期均为 M3。

8.2.3 危险物质及工艺系统危险性（P）分级

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ/T169-2018）附录 C，已知危险物质数量与临界量比值（Q）和行业及生产工艺（M），按照表 8.2-3 确定危险物质及工艺系统危险性等级（P），分别以 P1、P2、P3、P4 表示。

表 8.2-4　危险物质及工艺系统危险性等级判断（P）

危险物质数量与临界量比值（Q）	行业及生产工艺（M）			
	M1	M2	**M3**	M4
Q≥100	P1	P1	P2	P3
10≤Q＜100	P1	P2	P3	P4
1≤Q＜10	P2	P3	**P4**	P4

本项目集气干线工程的 Q 值与施工期 Q 值均小于 10，M 值均为 10（5<M≤10），由上表可知，本项目施工期及运营期危险物质及工艺系统危险性等级均为 P4。

8.2.4 环境敏感程度（E）的分级

（1）大气环境

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ/T169-2018）附录 D，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与运营期集气干线大气环境敏感程度等级均为 **E1**。

（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;风景名胜区；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，有如下一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。施工期泄漏点河段下游 10km 内有四

川泸州市牛滩镇白鹤生态自然保护区、四川省泸县玉蟾风景名胜区及濑溪河翘嘴鲌蒙古鲌国家级水产种质资源保护区。集输干线距离马溪河直线距离约为3.1km，干线沿线无常年地表水体。根据管线所在地的地形情况，当管线发生事故泄漏时随着雨水进入冲沟或通过土壤入渗进入地表水，可能流入马溪河或濑溪河。因此，本项目施工期地表水环境敏感程度与运营期集输干线地表水环境敏感程度均为 E1。

（3）地下水环境

施工期及运营期集气干线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，施工期及运营期集气干线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 E2，地表水环境敏感程度与大气环境敏感程度为 E1，危险物质及工艺系统危险性等级为 P4，因此，本项目环境风险潜势为Ⅲ、Ⅱ。

8.2.6 评价等级

根据建设项目涉及的物质及工艺系统危险性和所在地的环境敏感性确定

环境风险潜势，将环境风险评价工作等级划分为一级、二级、三级。

表 8.2-10　评价工作等级划分

环境风险潜势	IV、IV^+	III	II	I
评价工作等级	一	二	三	简单分析[a]
[a]是相对于详细评价工作内容而言，在描述危险物质、环境影响途径、环境危害后果、风险防范措施等方面给出定性的说明。				

由上表可知，本项目施工期及运营期集气干线环境风险潜势为Ⅲ、Ⅱ级，环境风险评价等级为二级。其余各站场、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。综上所述，确定本项目站场施工期及集气干线运营期环境风险评价等级为二级。

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、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，运营期采气站场、集气站和集输管道等。

（1）集输管道主要危险及有害因素分析

集输管道涉及的危险性物料输送量大，对管道的承压、密封和耐腐蚀要求较高，存在因管道破裂发生物料泄漏的可能。在设计、施工、运行管理过程中，可能存在设计不合理、施工质量问题、腐蚀、疲劳等因素，造成管线、设备及连接部位破损引起泄漏事故。

其风险因素主要包括：

①设计不合理包括：a、材料选材、设备选型不合理。在确定管子、管件、法兰、阀门、机械设备材料时，未充分考虑材料的强度，若管线的选材不能满

足强度要求，管道存在应力开裂危险。b、管线布置、柔性考虑不周。管线布置不合理，造成管道因热胀冷缩产生变形破坏或振动；埋地管道弯头的设置、弹性敷设、埋设地质影响、温差变化等，对运行管道产生管道位移具有重要影响，柔性分析中如果未充分考虑或考虑不全面，将会引起管道弯曲、拱起甚至断裂。管内介质不稳定流动和穿越公路处地基振动产生的管道振动也可能导致管道位移。

②管材及施工缺陷：管材本身质量差多是因为金属材质及制造工艺的缺陷引起，其中管材卷边、分层、制管焊缝缺陷、管段热处理等工艺均可影响到管材质量；管道焊接缺陷主要表现在焊接边缘错位、未焊透与未熔合、夹渣、气孔和裂纹等，这些缺陷大多数是由于焊工责任心不强、工作不认真以及违反焊接工艺规程所造成的。制管质量事故多出现于有缝钢管（多见于螺旋缝钢管）。我国由于生产螺旋缝钢管的生产历史较长，输送页岩气几乎全部采用螺旋缝钢管。螺旋焊钢管有其自身的优点，但它的焊缝长度具有应力集中现象，因而焊缝缺陷引发的事故比直缝钢管概率高。施工不良还表现在以下方面：管道除锈、去污、防腐和现场补口等工序未按施工要求去做；管道下沟动作粗鲁以及回填作业草率，使泥土、岩石冲击防腐层，造成防腐层破坏；阴极保护没有与管道埋地同时进行；还有管道搬运时不仔细，管道产生疲劳裂纹。

③腐蚀、磨蚀：本工程管道所经土壤腐蚀性较强。腐蚀既有可能大面积减薄管的壁厚，导致过度变形或爆破，也有可能导致管道穿孔，引发漏气事故。另外，如果管道的阴极保护系统故障或受到人为破坏，使被保护管段短时失去保护，也可能导致管线腐蚀。在管输工艺过程中，若页岩气中所含尘粒等固体杂质未被有效分离清除，同时管输页岩气的流速较高，会冲击、磨蚀管道或设备材料表面，在管线转弯处尤为严重，从而可能导致局部减薄、刺漏。

④疲劳失效：管道、设备等设施在交变应力作用下发生的破坏现象称为疲劳破坏。所谓交变应力即为因载荷作用而产生随时间周期或无规则变化的应力。交变应力引起的破坏与静应力引起的破坏现象截然不同，即使在交变应力低于材料屈服极限的情况下，经过长时间反复作用，也会发生突然破坏。管道经常开停车或变负荷，系统流动不稳定，穿越公路处地基振动产生管道振动等均会产生交变应力。而管道、设备等设施在制造过程中，不可避免的存在开孔

或支管连接、焊缝缺陷，这些几何不连续造成应力集中，由于交变应力的作用将在这些部位产生疲劳裂纹，疲劳裂纹逐渐扩展贯穿整个壁厚后，会导致页岩气泄漏或火灾、爆炸事故。

⑤第三方破坏：第三方破坏指人为偷盗油气造成的管道损伤以及管道沿线修筑道路、建筑施工、农民耕地等活动引起的管道损伤等。面对第三者破坏情况，2010年1月中华人民共和国主席令（第三十号）颁发了《中华人民共和国石油天然气管道保护法》，这对确保石油天然气管道安全起到了积极作用，是打击和扼制第三方破坏的有效依据。

（2）钻井过程主要危险及有害因素分析

表8.3-1　钻井过程主要危险及有害因素分析

序号	主要危险、有害因素	可能导致的事故
1	司钻控制下放速度不当或操作不平稳，井下泥浆压力大于地层压力，井漏如果发生在潜水层，则泄漏的泥浆可能会污染潜水层	发生井漏事故
2	暴雨导致废水外溢，柴油储罐泄漏，柴油装卸操作失误导致柴油的泄漏，卸油连接管破裂导致柴油泄漏等	废水和柴油外溢，污染土壤、影响农作物生长发育和产量，污染地表水
3	工程废渣、部分废水罐车或管线输送，由于转运路线较长，沿途经过的地区多，存在发生事故所引发的此生环境污染。一旦发生交通事故或其他原因导致废渣、废水外溢，一方面可能会将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输水管线破裂，污染地表水体、地下水、土壤

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、CH_4、柴油和气田水等。一般来说，风险事故的触发因素多为设备（包括管线、阀门或其它设施）腐蚀、材质缺陷或操作失误等，有毒有害的危险物质 CH_4 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、爆炸事故的的危险物质 CH_4，还需要考虑到伴生/次生污染物如CO的排放引发的环境影响。

另外，气田水、扑救火灾时产生的消防水及污染雨水等沿地面漫流，可能会对地表水、地下水及土壤环境造成污染。本工程涉及的危险物质及每种危险

物质涉及的风险类型、扩散途径和可能影响方式见表 8.3-2。

表 8.3-2　环境风险类型及危害分析

序号	危险物质	环境风险类型	类型	扩散途径和可能的影响方式
1	甲烷	危险物质泄漏	大气扩散	钻井施工和采气、集输期间，页岩气泄漏后直接进入大气环境，通过大气扩散对项目周围环境造成危害，致使居民甲烷窒息
		火灾引发的伴生/次生污染物排放	大气扩散	钻井施工和采气、集输期间，页岩气泄漏发生火灾事故，引发伴生污染物 CO 等进入大气环境，对项目周围环境造成危害
		火灾引发的伴生/次生污染物排放	地表水、地下水环境扩散	钻井施工和采气、集输期间，页岩气泄漏发生火灾事故时产生的消防废水或泄漏的液体未能得到有效收集而进入清净下水系统或雨排系统，通过排水系统排入外界水体，引起水环境污染次生事故，对外界水环境造成影响
2	气田水	渗漏	土壤环境	气田水输送、贮存及回注期间，管道或储罐中的气田水泄漏未能得到有效收集进入土壤，危害土壤环境
			地表水、地下水环境扩散	气田水输送、贮存及回注期间，泄漏未能得到有效收集进入周边地表水或地下水，引起水环境污染事故
3	柴油	渗漏	土壤环境	钻井期间，储罐中的柴油泄漏未能得到有效收集进入土壤，危害土壤环境
			地表水、地下水环境扩散	钻井期间，储罐中的泄漏未能得到有效收集进入周边地表水或地下水，引起水环境污染事故
4	盐酸	泄漏	地表水、地下水环境扩散、土壤环境	钻井期间，盐酸储罐中的盐酸未能得到有效收集进入周边地表水、地下水、土壤或空气重，引起污染

8.3.4 风险识别结果

根据以上识别情况，本次环评选取运营期管道最长、在线量最大的功能单元，其余管段和站场可类比分析。本项目阳 101-5 集气站~阳 101-1 脱水站集气干线路由及危险单元分布示意图见图 8.3-1。

表 8.3-3　项目环境风险识别表

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
运行期	阳 101-5 集气站~阳 101-1 脱水站集气干线	管道	甲烷	泄漏	进入大气，引起人体缺氧、窒息、中毒	沿线的居民

8.4 风险事故情形分析

风险事故触发因素具有不确定性。在不能包含全部可能环境风险的情况

下，为了加强风险管理，为风险管理提供科学依据，在风险识别结果的基础上，首先根据危险物质、扩散途径等将识别的事故总结划分为不同类型（表 8.4-1），再筛选出对环境影响较大并具有代表性的事故类型，即为风险事故情形。风险事故情形的设定应体现在危险物质、环境危害、影响途径等方面的代表性。

表 8.4-1　本项目环境风险事故类型

序号	危险物质	扩散途径	事故类型
1	CH_4	大气扩散	页岩气泄漏后火灾爆炸事故
2	钻井废水、气田水、盐酸	地表水、地下水、土壤	池体、水罐泄漏，介质进入外界地表水体、地下水和土壤

8.4.1 大气风险事故情形分析

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。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。

8.4.2 地表水、地下水、土壤污染环境风险

（1）施工期

①井漏风险

本项目在钻井工程实施阶段存在井漏的风险，井漏是钻井过程中遇到复杂地层，钻井液等泄漏入地层孔隙、裂缝等空间的现象。本项目在钻井工程阶段，可能破坏浅层碎屑岩含水层，改变地下水补径排特征，造成周边的农户泉点出现水量减少，严重情况下可导致干涸，对当地居民用水及生产生活造成影响。一旦由本项目造成周边居民用水影响，建设单位立即启动风险应急供水措施，用临时供水（桶装水或其他水井）形式，保证周边居民用水安全。

②废水、废油、柴油泄漏或外溢风险

一般情况下废水、废油、柴油发生泄漏的几率很小，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，机率很小。

②废水、废油、柴油泄漏或外溢风险

一般情况下废水、废油、柴油发生泄漏的几率很小，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。

③废水、固废外运过程中的事故风险

本项目不能回用的钻井废水、气田水等主要采用管线输送至回注井回注，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源保护区。若无法完全绕避饮用水源保护区，路由必须绕避饮用水源一级保护区，并遵守饮用水源保护规定，且按照《四川省饮用水源保护条例》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压裂过程中的事故风险分析及防范措施

本项目各井场压裂阶段，通过高压将压裂液注入改造目的层，压裂地层造缝，以达到压裂的目的。在压裂过程中，高压力的压裂液存在压穿上覆地层和

断层，串层影响到相邻含水层和地表的风险，从而影响到地下水环境。

针对上述压裂串层而产生的影响，从施工工艺、岩体力学计算、设备参数、实物地质钻探等角度，同时结合区内已实施页岩气钻井的施工验收记录和本次开发部署方案，对高压力的压裂液存在压穿上覆地层和断层，串层影响到相邻含水层和地表的发生风险情况分析预判。

首先根据钻探资料和井深结构设计资料，区块内开采井的垂深一般为6000~7000m，上覆相对封隔层厚度约 450~650m。

其次该区块已完成井地层压力介于 68~86MPa 之间，理论分析极端工况下（井筒内纯气柱）最高关井压力在 59~75MPa 左右。预测最大关井压力小于 70MPa 的井，采用 70MPa 采气树，预测最大关井压力大于 70MPa 的井，采用 105MPa 采气树。按最大压裂限度考虑，理论状态下，施工压力按高限 105Mpa 计算模拟，压力传导至***底部高度不高于 200m，施工压力不会突破***地层，远小于上覆相对封隔层厚度约 450~650m。

然后根据阳 101 井区内已实施压裂施工页岩气开采井评估成果，压裂产生的缝隙分为缝长和缝高，构成网状缝，缝长为压裂改造平行地层层面方向的裂缝长度，缝高为压裂改造垂直地层层面方向的裂缝长度；压裂过程中缝高受页岩层理和应力的复杂性影响，人工裂缝沿缝高方向延伸受限明显，压裂施工在水平方向改造容易所以距离长、垂直方向困难所以高度小。通过数值模拟对页岩气井进行压后拟合，结果显示形成的缝高 15m 左右，而国内外压裂现场微地震监测显示缝高在 20~40m。此外国外能源公司开展了钻井取芯观察压后裂缝形态，结果显示支撑剂聚集在复杂裂缝交叉点，支撑剂分布的缝高仅为 10m 左右。因此认为页岩压裂形成的人工裂缝缝高不会过度延伸。根据泸州区块监测的开发井平均缝高约 30m 左右；压裂人工裂缝缝宽非常小，一般为毫米级。因此，区域压裂影响范围有限，实际施工最大缝高远小于上覆相对封隔层厚度约 450~650m。

最后根据区块内各井场和断层空间分布情况，结合本项目的页岩气开发部署方案，各水平井均近南北向布设，为保证页岩气产量，水平井段（即压裂段）均避开了发育的断层；且区内发育的断层均为南北向挤压逆断层，具有很好的隔水阻水特征，断层断距较小，未明显导致地层层位错开。因此施工压裂沿着

断层发育的可能性也非常小。

通过对上述条件分析，本项目水平段部署避开了断层，因此不存在通过压裂导通断层而发生串层影响；页岩气钻井实时钻井造缝高度范围为30m~50m，远小于***上覆 450m 地层厚度，因此压裂不会影响到***以上的地层；***及其上覆地层依次为***，均发育有相对隔水层，很好的阻隔了***含水层与开采目的层及其压裂范围层段的水力联系，由于相对隔水层的存在，压裂液不存在上述串层影响途径。

综上所述，各开采井压裂期间发生顺层溢出、串层溢出、水平段穿越断层等可能性较小，发生因压裂造成的压裂液外泄出目的层的风险事故的可能性极小。

为了防患于未然，本项目各井场在实施压裂期间，为避免压裂过程的风险事故发生，在施工期间严格按照压裂设计施工，并充分参考已实施钻井压裂的成功经验。此外还应该采取如下风险防控措施：a 严格控制施工压力，配备专业人员和仪器实施监控施工压力，施工过程如发现压力异常立即做停泵检查，并查找出异常原因，评估判断后才进行下一步压裂施工；b 根据已实施页岩气井的施工方案，本项目压裂液的成分中滑溜水所占比例较小，压裂液相对对环境影响较小，因此，在施工过程中严格控制滑溜水的配比量，降低压裂液外泄的环境影响；c 本项目实施过程中不仅要进行地面压裂设备的运行状况实施监控，还要对地下压裂效果进行实施监控，本项目实施过程中主要通过地表设置微地震监测仪来实施掌握井下压裂情况，特别是缝长和缝高产生情况，到达整个施工过程可控，及时发现问题，及时停泵，避免影响扩大不可控；d 在环境检测方面，应结合区内地下水系统划分情况，布设地下水环境跟踪监测，及时了解地下水环境的变化情况，具体监测点布设详见地下水跟踪监测计划一节。通过以上措施的实施，做到本项目压裂施工过程风险可控，避免因风险事故对外环境的影响。

（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。

8.4.3 源项分析

（1）事故源强的确定

以运行期集输管线事故泄漏甲烷为假定情形。根据前文中各危险单元甲烷最大在线量统计结果，项目运行期环境风险事故情况下，以当量最大的管线为例进行分析。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。泄漏源强如下。

表 8.4-2　项目运行期事故泄漏源强一览表

序号	风险事故情形描述	危险单元	危险物质	影响途径	泄漏速率/（kg/s）	泄漏时间/min	最大泄漏量/kg
1	集输管线页岩气泄漏	阳 101-5 集气站~阳 101-1 脱水站集气干线	甲烷	大气	1012.8	10	607680

（2）事故概率分析

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）附录 E，内径＞150mm 的管道（本项目管线内径为 D323.9mm）全管径泄漏的概率约为 1.00×10^{-7}/m a。一般而言，发生频率小于 10^{-6}/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。

8.5 环境风险预测与评价

8.5.1 大气环境风险

（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）预测参数

根据导则要求，本次评价选取导则明确的最不利条件进行预测，最不利条件取 F 类稳定度，1.5m/s 风速，温度 25℃，相对湿度 50%。

（3）环境风险评价标准

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJT169-2018），本项目大气环境风险评价主要采用附录 H 大气毒性终点浓度作为风险预测标准，详见下表 8.5-1。

表 8.5-1　　危险物质判定标准

序号	预测因子	关注限值（mg/m³）		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/T169-2018）附录 H

（4）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。设定事故状态下的天然气泄漏时甲烷的毒性终点浓度预测结果见表8.5-2。

表 8.5-2　事故状态下天然气（甲烷）泄漏的影响范围预测结果

情景设定	最大落地浓度地点距离（m）	最大落地浓度（mg/m³）	影响半径（m）	
			>260000mg/m³	>150000mg/m³
管道断裂	762	88000	/	/

由上表预测可见：风速F类稳定度，风速1.5m/s下，阳101-5集气站~阳101-1脱水站集气干线管道发生断裂泄漏时，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环境中的居民，本项目实施对周围环境的风险影响有限。

总的来说，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，两端截断阀迅速关闭，泄漏时间一般不会超过10min，风险情况下，管道泄漏时间短，不会对人体造成不可逆的重大伤害。同时，结合导则的统计数据知，全管径泄漏的概率约为1.00×10^{-7}/m.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。

8.5.2 地表水环境风险影响

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废水外溢，但鉴于废水量较小，区域水系不发育，管道埋地敷设，且与水体间有农田、林地等阻隔，能在短时间内进行补救，及时采取补救措施后不会进入附近地表水体，本项目废水对周边地表水体的风险影响小。

8.5.3 地下水、土壤环境风险影响

（1）施工期

①井漏环境风险分析

井漏是钻井过程中遇到复杂地层，钻井液或其他介质(固井水泥浆等)漏入地层孔隙、裂缝等空间的现象。若漏失地层与含水层之间存在较多的断裂或裂隙，漏失的钻井液就有可能顺着岩层断裂、裂隙进入地下水，造成地下水污染。

另外，钻井过程可能破坏含水层结构，影响地下水流场，造成井场周边的农户泉点出现水量减少，严重情况下可导致泉点干涸，对当地居民用水及生产生活造成影响。

②废水、柴油泄漏或外溢风险

一般情况下废水、柴油发生泄漏的几率很小，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。

本项目各井场储存池为半地下式结构，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储存池泄漏事故，发生机率很小。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，若发生泄漏导则柴油进入周边地表水、地下水及土壤环境，可能产生石油类污染影响。根据统计分析，已实施的各钻井工程未发生柴油罐泄漏事故，发生机率很小。

③固废外运过程中的事故风险

本项目产生的钻井固废主要外运至周边水泥厂、砖厂等进行综合利用。本环评要求固废转运路线应尽量避让自然保护区、风景名胜区、集中式饮用水水源保护区等环境敏感目标，若无法完全绕避饮用水源保护区，路由必须绕避饮用水源一级保护区，并遵守饮用水源保护规定，且按照《四川省饮用水源保护条例》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

根据 7.3 章节地下水影响分析结果，集输管道场地发生泄漏各类污染物最大超标距离在下游 37~46m（石油类），各类污染物最大影响距离在下游 153~219m（石油类）。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。

（2）运营期

运行期气田水采用压力管道输送，正常情况下不会发生泄漏污染地表水、地下水及土壤环境的情况，在集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，集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。

8.6 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）集输管道环境风险防范措施

引发输气管道出现事故的最主要原因是腐蚀，其次是材料缺陷及人工缺陷，排在第三的是外部干扰。因此，主体工程在设计阶段已经提出了风险削减措施。

①设计选材防范措施

建设单位在委托设计单位时严格考察设计单位资质，选择具有相关资质的和设计实力的单位进行设计，确保设计及选材质量，从设计及选材上避免或降低发生风险事故的概率。钢管制管标准应达到《石油天然气工业管线输送系统用钢管》（GB/T9711-2011）的要求。本项目采用无缝钢管，其优点在于无焊缝，质量均匀程度高，理化性能、力学性能较均匀，管道自身安全可靠，但受到管径和壁厚制作方面的限制，壁厚较直缝埋弧焊钢管厚，价格相对较高。在我国油气输送行业特别是管径不大于DN400的管道工程中运用较为广泛。

②防腐措施

根据各防腐层的性能及本工程环境条件，结合线路特点对防腐层性能的要求，从技术经济、安全可靠、维护管理等因素综合分析，本工程管道防腐选择三层 PE 防腐层。三层 PE 防腐层结合了原两层 PE 和熔结环氧粉末的优点。它既发挥了熔结环氧对钢管表面的高粘结力（物理键和化学键）、阴极剥离半径小等优良性能，又发挥了高密度聚乙烯抗冲击性好、水汽渗透率低、绝缘电阻率高等优良性能，两层之间通过特殊的共聚物胶粘剂使三者形成化学键结合和相融的复合结构，汇集两者的优势为一体，达到防腐性能、机械性能良好的组合。

① 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套管保护，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；严格保证各类建设材料的质量，严禁使用不合格产品；施工过程中加强监理，确保涂层、管道接口焊接等工程施工质量；进行水压试验，排除更多的存在于焊缝和母材的缺陷；制定严格的规章制度，发现缺陷及时正确修补并做好记录；建立施工质量保证体系，提高施工检验人员水平，加强检验

手段；进行水压实验，严格排除焊缝和母材缺陷；选择有丰富经验的单位进行施工，并有优秀的第三方对其施工质量进行强有力的监督，减少施工误操作。

输气管道试压过程中用氮气吹扫管线时，吹扫口应选择在空旷开阔的地区，其前方 100m，左右 50m 以内不得有人、畜和火源。吹扫口 50m 范围内应有专人警戒，有具体的防火、防爆措施。

⑥运营期

严格控制输送页岩气的气质，定期清管，排除管内污物，以减轻管道内腐蚀；定期进行管道壁厚的测量，对严重减薄的管段，及时维修更换，避免爆管事故的发生。每半年检查输气管道、污水管道安全保护系统（如截断阀、安全阀、放空系统等），使页岩气管道在超压时能够得到安全处理，使危害影响范围减小到最低程度；在发现污水管道泄漏时立即进行截断，减小对地下水和土壤环境影响。加大巡线频率，提高巡线的有效性；定期检查管道施工带，查看地表情况，并关注在此地带的人员活动情况，发现对管道安全有影响的行为，应及时制止、采取相应措施并向上级报告。站场事故放空时，应注意防火。

在运营期，建设单位应加强与当地相关规划管理的沟通，协助规划部门做好管道、场站周边的规划。按《石油天然气管道保护条例》的要求，禁止管道两侧 5m 范围新建居民住宅；50m 范围内禁止爆破、开山和修筑大型建筑物、构筑物工程；在管道中心线两侧各 50m 至 500m 范围内进行爆破的，应当事先征得管道企业同意，在采取安全保护措施后方可进行；加强页岩气管道安全宣传工作，减少第三方破坏活动的发生。

（2）废水泄漏及外溢防范措施

①废水泄漏防范措施

1）为防止废水池垮塌，池体选址已避开了不良地质或岩土松散的地段等地质结构不稳定的地方。

2）按《石油化工工程防渗技术规范》（GB/T50934-2013）等相关要求规定对井场进行了防渗处理。

3）气田水等采用管道输送，如需涉及到车辆运输，应加强员工操作规范管理，尽量避免废渣、废水装车失误。装车过程若遇到泄漏，立即停止装车作

业，减少泄漏量，并利用井场内的污水沟将泄漏废水收集至池体或罐内，不外流。

②废水外溢防范措施

1）确保井场循环系统连续稳定运行，减小废水现场贮存，同时确保池体正常情况下有一定容量空置，以便于应急使用。

2）井场采用清污分流系统，防止雨水进入池体，并定期进行雨水沟维护，从而有效控制因暴雨而导致废水外溢。

3）为了防止污水罐、重叠液罐污水渗漏或外溢污染地表水及浅层地下水，要求建设方对污水罐、重叠液罐内废水及时回用或外运处置；在暴雨季节，加强对池体的巡查，降低废水外溢的环境风险。

4）各站场气田水罐设置外溢报警器，避免废水泄露。

③废水外溢应急措施

一旦发生废水外溢，要立即启动废水外溢应急预案，建议设置地表水防控机制；一是在污水罐、重叠液罐设置围堰，将溢处的污水截留下来，截留的废水收集至污水罐中，避免其流入项目周围的沟渠中；二是对井场外溢的废水进行封堵或利用较近的水塘和冲沟进行导流，防止废水顺沟渠进入河流。另外，在井场内设置沙袋、吸水材料等，防止突发事故。

（3）管道穿越地表水体风险措施

根据7.3章节地下水影响分析结果，集输管道场地发生泄漏各类污染物最大超标距离在下游46m（石油类），各类污染物最大影响距离在下游432m（氯化物）。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，同时通报当地环保部门，并积极配合环保部门抢险，立即治理污染水源。

（4）转运过程的保护措施

本项目废水转运时主要采取管线输送，特殊情况下无法管输时，采用罐车

辅助转运；固废采用罐车运输。为降低废水、固废转运对地表水的污染风险，确保本工程废水、固废得到妥善处理，本着切实保护环境的原则，本工程废水、固废转运过程中，采取如下措施：

①建立建设单位与当地政府、环保局等相关部门的联络机制，若有险情发生，应及时与作业区值班人员取得联系，若确认发生废水、固废外溢事故，应及时上报当地政府、环保局等相关部门。

②对承包废水、固废转运的承包商实施车辆登记制度，为每台车安装GPS，并纳入建设方的GPS监控系统平台。

③转运过程做好五联单转运台账，严格实施交接清单制度。

④加强罐车装载量管理，严禁超载。

⑤加强对运输司机的安全教育，定期对车辆进行安全检查，严格遵守交通规则，避免交通事故发生。加强对除驾驶员外的其他拉运工作人员管理，要求运输人员技术过硬、经验丰富、工作认真负责。

⑥转运车辆行驶至河流（含河沟、塘堰等)）较近位置或者穿越河流（含河沟等）的道路时，应放慢行驶速度，观察并安全通过。

⑦废水、固废转运应提前安排，尽量避开暴雨时节等路况较差的季节。

⑧运输前规划运输路线，钻井固废转运过程中应严格按照规定的路线运输到相应的目的地；运输过程中应尽量避开自然保护区、风景名胜区、集中式饮用水水源保护区等环境敏感区，废水、钻井固废转运应建立交接联单制度，确保运至目的地。

（5）柴油使用、储运过程中的风险防范措施

①提高柴油危险性的认识。从柴油的燃烧爆炸危险性分析可以看出，正常条件下，如炎热干燥的天气、附近存在火源、工作中违章操作、油库的安全设备、设施配备不合理或管理使用不当等，都有可能将柴油引燃、引爆。

②加强对柴油的储存管理，应采取减少油品蒸发、防止形成爆炸性油品混合物的一次防护措施。工程采用柴油罐对柴油进行储存，确保呼吸阀、测量孔、接地装置等附件完整可靠，防止油蒸气的产生和积聚。柴油罐区设置有围堰和收集坑，可防止油罐破损泄漏的柴油污染地表土壤、地表水等。

③柴油储存和使用场所要设置在通风条件较好的地势较高处，设置机械排

风系统。柴油储存和使用场所内的通风、照明、通信、控制等电气设备的选型、安装、电力线路敷设等，必须符合现行国家标准《爆炸和火灾危险环境电力装置设计规范》的规定。

④依据《四川省饮用水水源保护管理条例》，地表水饮用水水源准保护区内，禁止通行装载剧毒化学品或者危险废物的船舶、车辆。装载其他危险品的船舶、车辆确需驶入饮用水水源保护区内的，应当在驶入该区域的二十四小时前向当地海事管理机构或者公安机关交通管理部门报告，配备防止污染物散落、溢流、渗漏的设施设备，指定专人保障危险品运输安全。

（6）井漏防范措施

在钻井过程中对井漏应坚持预防为主的原则，主要包括避开复杂地质环境、选用和维持较低的井筒内钻井介质压力、提高地层承压能力等防范措施：

①通过地质勘探合理选址

本项目所处地区地表条件相对简单，业主单位已结合区域水文地质资料和勘查资料，对井眼位置进行了合理选择，避开了溶洞和暗河等复杂地质，从井位选择上降低钻井工程风险。

②降低井下环空压耗

在保证钻井介质（钻井泥浆）能携带钻屑的前提下，尽可能降低钻井介质粘度，做到近平衡钻井。

③提高地层承压能力

地层的漏失主要取决于地层的特性，通过人为的方法提高地层的承压能力，封堵漏失孔道，从而达到防漏的目的。通常采用以下三种方法来提高地层承压能力。

1）调整钻井泥浆性能，对于轻微渗透性漏失，进入漏层前，适当提高钻井泥浆粘度、增加泥浆切力以防漏。

2）在钻井泥浆中加入堵漏材料随钻堵漏，对于孔隙型或孔隙—裂缝性漏失，进入漏层前，在钻井泥浆中加入堵漏材料（主要由植物硬质果壳，云母和其它植物纤维组成等），在压差作用下，堵漏剂进入漏失通道，提高地层的承压能力，达到防漏的目的。

3）先期堵漏，当下部地层孔隙压力超过上部地层破裂压力时，进入高压

层前，须按下部高压层的孔隙压力确定钻井泥浆密度，这样容易导致上部地层漏失，为了防止上部地层漏失而引起的井涌、井场放喷等复杂情况发生，在进人高压层之前，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。

（7）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指定应急培训计划，定期对应急组织机构成员和应急保障系统、应急信息的有关人员进行综合性应急培训并作好培训记录。应急演练应每个月开展一次，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。

② 运营期环境风险控制措施

本项目运营期环境风险主要为设备、管道内页岩气泄漏引发的事故，当井场内仪器监测到页岩气泄漏后，会自动关闭阀组，启动页岩气放空作业，环境风险可控。

本项目采取的主要风险控制措施有定期对井场内设备和管道进行巡查、检修，保证各类设备正常运行；实时对井场进行监控，发现风险事故立即启动控制措施；加强对周边群众宣传教育，避免人员误入井场造成设备、管道损坏，发生泄漏风险。

⑥运营期气田水管线风险控制措施

在发生事故后应及时采取应急措施，及时堵漏和控制污染尽量不扩散，并向主管部门汇报启动预案，同时通报当地环保部门，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。在其他区域若发生泄漏事故，也应参照上述处理方法及时对废物进行处理。

8.6.3 环境风险事故应急措施

（1）页岩气窜层泄漏进入地表应急措施

由于页岩气窜层泄漏时，压力小，速率低，不会出现大规模的泄漏，只要及时组织人员撤离，并及时采取事故应对措施一般情况下不会引起人员伤亡。应对此类事故措施主要是通过加强对钻井返空介质的监测来及时了解井下状况，采取措施避免井漏气窜的发生，钻前加强对周边1km居民的教育培训，遇到此类事故应立即撤离并远离泄漏点。企业在泄漏点周边设置便携监测仪确定

浓度，根据浓度确定具体撤离范围。气窜发生时及应立即采取井下堵漏措施，并通过井口放喷管放喷燃烧泄压，减少周边地表泄漏点泄漏量，此类环境风险是可控的。

（2）井漏环境风险事故应急措施

发生井漏时必须利用合格的堵漏材料进行堵漏，并解决漏失带来的负面影响，处理井漏的一般规定流程如下：

①若钻井过程中出现井漏现象，应立即停转，直至解决井漏问题后再恢复钻井；如果对周边环境造成影响，应采取应急措施和恢复措施，保证周边居民的生活、生产活动。

②分析井漏发生的原因，确定漏层位置、类型及漏失严重程度。

③保质保量的配置堵漏泥浆，立即进行堵漏。

④使用正确的堵剂注入方法，确保堵剂进入漏层近井筒处。

⑤施工过程中要不停地活动钻具，避免卡钻。

⑥凡采用桥堵剂堵漏，要卸掉循环管线及泵中的滤清器、筛网等，防止堵塞憋泵伤人。

⑦憋压试漏时要缓慢进行，压力一般不能过大，避免造成新的诱导裂缝。

⑧施工完成后，各种资料必须收集整理齐全、准确。

（3）事故发生后外环境污染物的消除方案

当发生页岩气扩散时，应及时进行井控，争取最短时间控制井场放喷源头，尽可能切断泄漏源。页岩气扩散时间短，通过空气流动自然扩散降低空气中可燃气体浓度。井场放喷失控点燃后可通过空气流动自然扩散和自然降雨降低空气中污染物浓度，对洒水收集的废水经收集后单独处理达标排放。

（4）废水泄漏事故、废水外运途中泄漏事故、柴油罐泄漏事故等应急措施

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，首先采用管线输送回注，有必要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环保部门，

并积极配合各部门抢险。

废水外运途中发生泄漏事故的措施：废水主要采用管线外输，如特殊情况需采用罐车运输，则应采用密闭运输，最大程度的避免或减少废水洒落。应急抢险应以尽量减少泄漏量，控制废水扩散范围为基本原则。罐车污水进入耕地和农田不会造成重大环境影响，主要影响土壤和植被生长。由于一罐车水量仅约10t，量不大，影响到范围较小，同时事故应急在泄漏事故处挖坑截流等措施，能更小的控制影响到面积。泄漏进入农田的，应堵住农田缺口，挖坑收集，防止进入冲沟影响河流水体。泄漏入冲沟的，同时在冲沟筑坝截流，防止进入下游河沟影响水质。泄漏进入河流水体时应首先最大限度减少泄漏量，同时应及时通报当地环保部门和下游用水相关部门，并积极配合环保部门抢险统一部署，在泄漏点下游设置拦水坝和过滤吸附水坝，减少污染物下泄量。可能污染下游饮用水源的应及时通报当地环保局和相关取用水单位和个人，并按规定程序启动应急预案采取联动处理。

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。

污水管线泄漏事故的措施：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，将污水管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）应急联动

①上层联动：本项目所在的泸州市、泸县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。

②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敏感点纳入应急计划区。

（2）应急组织结构

建设单位对项目下属各站场，应急组织结构进行明确划分，分别成立事故抢修指挥小组、技术组、调度组、安全、消防组、抢险组、作业组、物资供应和后勤保障组。对各小组的职责进行规定。同时确定事故抢修组织体系，采取分级处理原则。

根据事故的严重程度和现场能够处理的能力，本级能够处理的在处理以后再向上一级汇报，本级不能处理的必须立即向上一级汇报。

（3）应急设施

可燃性气体检测仪、管道泄漏探测仪（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、汽油发电机、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，其它一律书面报告（电传）。作业区向当地乡镇、县、市级政府及其职能部门报告事故时，采用先电话告之，后附书面报告。作业区向村社报告事故时，采用电话或口头报告形式。

2）报警方式：作业区确认事故后，对社会公众报警的方式为：电告当地市、县、镇人民政府和所属村社；电告 110、119；电告社会团体或企事业单位；用高音喇叭通知社会居民或采用口信，一传十，十传百的方式；借助页岩气救险车的扩音设备，巡回告之用高音喇叭通知社会居民或采用口信，一传十，十传百的方式。借助页岩气救险车的扩音设备，巡回告之。

（5）应急处理措施

①应急反应

页岩气泄漏险情发生后，应急指挥启动应急预案；应急指挥组立即形成，由应急指挥组组长统一发布应急指挥命令；生产抢修组负责现场流程的切换，协调、配合抢险单位实施应急抢险工作，以及在应急情况下现场人员的疏散；HSE 监护组负责现场可燃气体的检测，安全警戒线的设置，并配合相关单位实施应急救援；通讯联络组负责建立抢险单位、救援单位及地方政府有关部门的联络；后勤保障组负责抢险物资组织，后勤、车辆的保障；二级应急指挥组

完成一级应急指挥组交于的任务。

污水管线泄漏发生后，立即截断上下游站场阀门，立即查找泄漏点并及时进行修复；对污水影响区域的地下水和土壤进行监测，根据监测结果采取相应处理措施。

②事故现场警戒区的设立

警戒区的划定：根据站场及输气管道系统事故影响，结合事故现场可燃气体浓度检测结果划定警戒区。

事故现场隔离措施：HSE 监护组在事故现场设置警戒线、警示标志，专人配合进行警戒，防止无关人员和机动车辆进入警戒区；HSE 监护组负责检测事故现场周围页岩气浓度，确认安全后，方可允许抢险车辆进入警戒区；所有进入警戒区的车辆必须配带好防火帽。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、佩带安全帽、防护镜，必要时应佩带空气呼吸器；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、存在问题等项内容。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 环境风险评价小结

项目涉及的危险物质包括：盐酸、甲烷、柴油等。项目涉及危险单元：集气站、集输管线、采气站场、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机率小，但发生风险事故后，会对环境产生较为明显的负面影响，项目应严格落实风险防范措施，制定完善的突发环境事件应急预案，落实各项应急保障技术，加强区域应急联动，强化应急演练后，项目环境风险可控。

9 环境保护措施可行性论证

鉴于本项目阳 101 井区产能建设工程（一期）是由井场、采气站场、集气站以及集输管线等若干个单项工程组成，从区域层面看处于施工期和运营期的不同单项工程重叠存在，故本评价环境保护措施按环境要素分类，结合各单项工程施工期和运营期所处不同阶段产排污情况分别进行单项工程和区域整体排污水平环保处置措施分析论证。

9.1 水污染防治措施

本评价水污染防治措施在各产水节点水污染防治措施的基础上，叠加分析区域层面废水循环回用、外委处置措施的可行性和合理性。

9.1.1 施工期水污染防治措施

（1）钻前施工

本项目钻前工程的水污染主要来自各井场道路、井场平整和基础施工过程中产生的施工废水以及施工人员的生活污水。

由于钻前土建施工工程量较小，工期较短（约 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和混凝土养护用水，不外排；钻前工程施工人员主要就近聘请当地民工，生活污水依托周边现有设施处理，不外排。

综上所述，本项目钻前工程无废水外排。结合区域内已实施平台经验，以上水污染防治环保措施成熟、可靠，具有可行性和有效性。

（2）钻井施工

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（包括泥浆压滤脱出水、洗井废水以及设备冲洗废水）、方井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洗井废水、压滤出水以及设备的冲洗废水。钻井废水在储存池暂存，用于后续水平井压裂用水。考虑到循环使用的不确定性，当出现储存池的暂存水无法及时回用的情况时，回用于区域内钻井，用于压裂液的配置，最终无法回用的采用罐车拉运至阳 33 井或古 12 井回注处理，如后期遇回注井生产调整，也可运至蜀南气矿管理的其他有环保手续和处理能力的其他回注井回注，确保钻井废水不外排。

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储存池内暂存，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储存池内暂存，用于钻井泥浆和压裂液配置用水。

④生活污水

本项目各井场钻井期间将设置生活区，施工期施工人员将产生一定量的生活污水。生活污水水质较简单，主要污染物为 SS、COD、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。结合区域内已实施平台经验，以上水污染防治环保措施成熟、可靠，具有可行性和有效性。

（3）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储存池（容积约为 1000m3）以及 2500m3 的重叠液罐收集暂存，优先用于平台内压裂液配置；平台内无法回用的部分采用管道或罐车输送至区域其它平台用于压裂液配置；最终无法回用的拉运至阳 33 井或古 12 井回注；如后期遇回注井生产调整，也可运至蜀南气矿管理的其他有环保手续和处理能力的其他回注井回注，确保本项

目各平台压裂返排液均不外排。

②生活污水

各平台压裂施工人员生活污水依托钻井阶段设置的移动式水冲厕所，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。食堂废水经隔油处理后由井场内污水处理装置处理后用于冲洗厕所或配置水基泥浆。

综上所述，本项目压裂测试工程施工期间无废水外排。结合区域内已实施平台经验，以上水污染防治环保措施成熟、可靠，具有可行性和有效性。

（4）采气站场、集气站施工

本项目采气站场和集气站施工期污废水主要来自施工废水、站场管线试压废水和施工人员生活污水。

①施工废水

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

②站场管线试压废水

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

③生活污水

本项目各采气站场施工人员主要为就近聘请的当地民工和专业设备安装调试人员，生活污水依托周边农户现有设施进行收集处置，不外排。

综上所述，本项目采气站场和集气站施工期间无废水外排。结合区域内已实施站场经验，以上水污染防治环保措施成熟、可靠，具有可行性和有效性。

（5）集输管线施工

本项目集输管线施工期对地表水的影响主要包括施工废水、试压废水以及施工人员生活污水。

①施工废水

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

②试压废水

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。结合区域内已实施管线经验，以上水污染防治环保措施成熟、可靠，具有可行性和有效性。

（6）施工期管线穿越地表水体保护措施

本项目管线施工期将开挖穿越部分地表水体，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。

9.1.2 运营期水污染防治措施

本项目运营期各采气站场和集气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；本项目各采气站场和阳 101-5 集气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域内各个平台，最终无法回用的采用罐车拉运至阳 33 井或古 12 井回注，如后期回注井回注能力不够，也可运至蜀南气矿管理的其它有环保手续和处理能力的回注井回注，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。结合区域内已实施站场、集气站运行经验，以上水污染防治环保措施成熟、可靠，具有可行性和有效性。

9.1.3 废水回注可行性分析

（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 1000m^3 的储存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压裂测试阶段压裂返排液

A 压裂返排液产生量

根据泸州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 12000m^3/口，返排持续时间约 1 个月，返排量峰值约为 300m^3/d，一般情况下约为 80～120m^3/d。根据类比区域已实施井统计结果（见表 2.5-1），结合本项目开发计划时序，各年压裂返排液产生量见表 9.1-1。

B 压裂返排液回用量

根据调查，本项目所在区域已实施或正在实施有多个页岩气平台，根据已实施页岩气井的统计经验，单井压裂返排液回用比例超过 90%，需回注处理

的压裂返排液量占比不到 10%。

根据建设单位建设进度，阳 101 井区产能建设工程（一期）2022 年~2024 年拟实施 5 个平台 29 口井，2023 年~2025 年拟实施 2 个平台 15 口井。根据表 6.3-1，2024~2025 年每年最多同期实施压裂的平台为 3 个，最多同时压裂 4 口井。根据开发方案，单井每天压裂段数为 2~3 段，每段用水量为 2000m^3 左右，则同期压裂用水量约为 0.8~2.4 万 m^3/d，水量需求较大，从水量上分析，足以满足压裂返排液 90%以上回用要求。

C 压裂返排液暂存和输送

本项目在各钻井平台均设置有 1000m^3 的储存池和 2500m^3 的重叠液罐，可用于暂存各平台压裂返排液；此外，阳 101H14 平台设置有 15000m^3 的配套水池，区块内总体可达到 39500m^3 的调节容积，能形成有效的缓冲。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域其它平台。因此，综上所述，本项目各平台储存池、重叠液罐及配套水池可满足本项目压裂返排液暂存需求。

本项目各集输管道同沟敷设集气管线和集水管线 2 条管线，根据开发计划时序，区块内管线工程拟先于平台实施，管线建成后，区域集水管线将各平台、集气站之间连通，压裂返排液、气田水等均可由管线输送至各平台。区域气田水管网平面布置图见附图。

③运营期采气阶段气田水

页岩气平台稳产期单井气田水产生量 12m^3/d，进入衰减期后，实际气田水产生量会随着产气量的减少而逐渐减少，呈现先增加后逐渐减少，预计本项目 2022 年~2044 年压裂返排液和气田水产生为 1.37 万方/年~72.06 万方/年，回注量为 0.14~7.21 万方/年，峰值出现在 2024 年。每个采气站前期均依托施工期间设置的储存池、后期设置有 50m^3 的污水罐对气田水进行暂存，且阳 101H14 采气站内设置有 15000m^3 配套水池，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集水管线。综上分析，运营期采气站场的气田水产生量强度小，区域有集水管网实现便利输送，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域内其他钻井压裂液的调配用水。根据已有生产经验，将有 10%的气田水无法回用于本区块或其他区块，该部分将回注处理。

④井区废水回注总量

根据阳 101 井区（一期）开发计划，本项目所部署的平台、站场和集输管道拟在 4 年内实施，预计本项目 2022 年~2044 年压裂返排液和气田水回注量 0.14 万方/年~7.21 万方/年，峰值出现在 2024 年，详细情况见表 4.4-3。

表 9.1-1　本项目压裂返排液/气田水产生情况统计表（单位：万 m^3）

年份	类型	产生量	本区域利用量（或其他开发区域）	预计需回注量
2022	钻井废水	0.35	全部	0
	压裂返排液	0	0	0
	气田水	0	0	0
	小计			**0**
2023	钻井废水	0.89	全部	0
	压裂返排液	0	0	0
	气田水	0	0	0
	小计			**0**
2024	钻井废水	0.63	全部	0
	压裂返排液	34.8	31.32	3.48
	气田水	37.26	33.53	3.73
	小计			**7.21**
2025	钻井废水	0.29	全部	0
	压裂返排液	18.0	16.2	1.80
	气田水	34.47	31.02	3.45
	小计			**5.25**
2026	气田水	14.35	12.92	1.44
2027	气田水	9.16	8.24	0.92
2028	气田水	7.42	6.68	0.74
2029	气田水	6.68	6.01	0.67
2030	气田水	6.01	5.41	0.60
2031	气田水	5.41	4.87	0.54
2032	气田水	4.87	4.38	0.49
2033	气田水	4.38	3.94	0.44
2034	气田水	3.94	3.55	0.39
2035	气田水	3.55	3.20	0.36
2036	气田水	3.19	2.87	0.32
2037	气田水	2.87	2.58	0.29
2038	气田水	2.59	2.33	0.26

2039	气田水	2.33	2.10	0.23
2040	气田水	2.10	1.89	0.21
2041	气田水	1.89	1.70	0.19
2042	气田水	1.70	1.53	0.17
2043	气田水	1.53	1.38	0.15
2044	气田水	1.37	1.23	0.14
总计				**20.99**

（2）回注能力分析

A、区域回注能力及回注空间可行性分析

本项目建设单位四川泸州页岩气勘探开发有限责任公司与中石油蜀南气矿已签订气田水拉运及回注合同，根据设计资料，本项目拟依托的阳 33 井和古 12 井两口回注井，目前剩余回注能力共计约 35.5 万 m^3，本项目预计回注总量 20.99 万 m^3，低于回注井的回注能力。由于阳 33 井及古 12 井服务于威远、长宁、自贡、泸州等区域，为保证本项目气田水的回注，由蜀南气矿统计协调，可将气田水回注于其管理的寺 47 井、付 22 井、阳 72 井等回注井。

综上，本项目气田水依托阳 33 井和古 12 井可行。

B、回注能力分析

根据表 4.4-3 统计结果，本项目预计回注峰值出现在 2024 年，预计本项目总共需回注总量为 20.99 万 m^3，包括压裂返排液和气田水。

压裂返排液回注需求

根据返排规律开井返排的 30 天，单井返排量为 1.2 万 m^3，平均每天返排量为 80~120m^3/d，返排量峰值约为 300m^3/d。按 90%区域回用，则单口回注井最大回注量为 30m^3/d。根据设计，2024 年本项目最多会出现 2 个平台 2 口井同时开井返排的情况，2 口井同时返排的情况下，平均每天返排量为 160~240m^3/d，需回注量在 16~24m^3/d，返排液峰值产生量为 600m^3/d，峰值回注量为 60m^3/d ；2025 年本项目最多会出现 2 个平台 3 口井同时开井返排的情况，3 口井同时返排的情况下，平均每天返排量为 240~360m^3/d，需回注量在 24~36m^3/d，返排液峰值产生量为 900m^3/d，峰值回注量为 90m^3/d。

气田水回注需求

根据井区已有项目气田水产生规律，生产期间一段时间内每天气田水的产

生量是相对稳定的，根据表 4.4-3 统计结果，2024 年，气田水预计需回注总量为 7.21 万 m^3，单日平均回注量约为 197m^3/d；2025 年，气田水预计需回注总量为 5.25 万 m^3，单日平均回注量约为 144m^3/d。

③回注井回注能力

根据调查，服务本井区的阳 33 井和古 12 井两口回注井的回注水处理站目前设计处理能力为 700m^3/d，现状两口回注井的实际富余回注能力 350m^3/d。根据开发计划，2024 年单日最大回注量为 257m^3/d，2025 年单日最大回注量为 234m^3/d，均小于阳 33 井与古 12 井实际富余回注能力。故阳 33 井和古 12 井回注能力可满足井区的回注需求。

综上分析，本项目压裂测试期间压裂返排液利用及回注是可行的。

（3）回注水质分析

目前，阳 33 井和古 12 回注井回注水来源主要为泸州区块内产生的采出水（即气田水）。本项目采用的压裂液与区域已实施的页岩气平台采用相同的压裂液，页岩气开采目的层也与区域内已实施的页岩气平台相同，压裂返排液水质基本与区域已实施平台前期产生的采出水一致。故从回注水质上分析，本项目产生压裂返排液及气田水等依托阳 33 井和古 12 井实施回注是合理可行的。

（4）运输线路

本项目各集输管道均同沟敷设集气管线和集水管线 2 条管线，仅 H11 平台与 H12 平台采用 T 接方式直接接入返排液干线。根据开发计划时序，井区内管线工程拟先于平台实施，管线建成后，区域集水管线将各平台、集气站之间连通，压裂返排液、气田水等均可由管线输送至各平台，最终无法回用时，采用罐车外运至回注井。项目实施后气田水管网平面图见附图 16。

综上所述，本项目废水回注阳 33 井或古 12 井是可行的。但考虑项目开发后期回注井将会接纳其他区域产生的回注水，本项目最终无法回用的气田水也可运至蜀南气矿管理的有环保手续和处理能力的其他回注井回注。

9.2 大气污染防治措施

根据项目产排污各环节分析，本项目主要的大气污染物产排点在各单项工程的施工现场扬尘、完井测试放喷废气、管线施工焊接烟尘等，运营期废气主

要为设备检修/事故放空废气、站场无组织废气等。

9.2.1 施工期大气污染防治措施

施工期大气环境的影响主要来自于管线敷设、道路建设和地面工程建设过程中的施工扬尘、测试放喷废气，以及管道焊接烟尘等。为减少大气环境影响，主要从以下几方面做好措施：

（1）在各施工现场进行合理化管理，统一堆放材料，设置专门库房堆放水泥等易产尘原辅材料，尽量减少搬运环节，搬运时轻举轻放，防止包装袋破裂，严禁高抛高接。

（2）施工现场设置围栏或部分围栏，缩小施工扬尘的扩散范围。

（3）当风速过大时，应停止施工作业，并对堆存的沙粉等建筑材料采取遮盖措施。

（4）保持运输车辆完好，不超载，尽量采取遮盖、密闭措施，减少沿程抛洒，及时清扫散落在路面上的泥土和建筑材料，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）测试放喷废气引入燃烧池燃烧后排放。

（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）。

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，施工期大气污染物防治措施有效、可行。

9.2.2 运营期大气污染防治措施

项目产生的废气主要为设备清管、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，采气站场清管及检修作业时，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；集气站清管、检修及事故时，相关设备及管线中页岩气经放空系统进行点火燃烧，燃烧后的气体经放空管高空排放。

运营期各站场设置完善的安全截断系统和可燃气体报警系统，站场周围设置明显的安全警示标志，并告知附近居民可能性危险、危害及安全注意事项，定期对站场及管线进行巡检，检查设备及管线有无漏点，确保其设备完好，无泄漏发生。

本项目各采气站场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站场工程项目中广泛应用，各节点废气均能做到达标排放，不会改变区域环境功能，废气处理措施合理、可行。

9.2.3 退役期大气污染防治措施

退役期的井场不再生产，气压很低，有时可能有少量页岩气泄漏。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。

封堵后，定期检测封堵井的井口压力、检查井口周围地表是否窜气，形成台账便于后期跟踪管理。封堵井正常井每季度巡检一次。

9.3 噪声污染防治措施

鉴于页岩气开发建设项目噪声产排污特性，主要噪声环境影响表现为施工期噪声影响，且各单项工程建噪声影响不叠加，故本评价噪声污染防治措施按照各单项工程施工期和运营期分别给出。

9.3.1 施工期噪声污染防治措施

（1）井场施工期噪声防治

鉴于本工程的施工期特性，各井场在完钻后噪声消失的实际情况，选用在目前钻井工程使用最多，容易被接受并能够减少和避免噪声影响导致的环保纠纷投诉的降噪措施。

对钻井期间主要产生噪声的设备具体采取以下降噪措施：

①在钻井设备选型时选取高效低噪声设备。

②采用网电，仅停电情况下采用的柴油发电机，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；燃烧池位于井场外尽量远离居民点一侧。

④合理安排压裂作业期间平台内各设施布置方式，高噪声设备压裂泵车围绕井口布置，压裂液配置区、压裂原材料堆放区以及重叠液罐等则布置在高噪声设备外围，通过井场内的设施隔声降低噪声影响范围。

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。

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，作好施工组织设计，将高噪声施工机械尽量远离周围的敏感目标，减轻施工噪声对周边环境的影响；

④合理安排施工作业时间，避免周边居民休息时间高噪声设备施工作业；

⑤为防止物料运输造成的噪声污染，除生产工艺要求或者特殊需要必须连续施工造成夜间施工外，禁止夜间施工作业；

站场及集输管线施工噪声源强较小且施工时间短，通过类比以往工程建设施工期噪声环境影响情况，本项目各站场、管线建设施工采取上述措施后，施工噪声对外环境影响小，环境影响可控制在当地环境可接受范围内，处理措施合理、可行。

9.3.2 运营期噪声污染防治措施

本项目涉及的各场站单项工程运营期正常生产时，各站场噪声主要来源于工艺设备的运行噪声，本项目拟采取以下降噪措施：

（1）场内设备选用低噪声设备；分离器汇管采取放大管径，降低流速措施降噪。

（2）在总图布置上进行闹静分区，室外高噪声工艺设施可尽量布置在站场工艺区中央，站场区内工艺装置周围绿化地，种植花卉、低矮树木，这样既可美化场地环境，也可达到降低噪声目的。

通过类比以往采气站场、集气站营运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，本项目各采气站场、集气站运营期采取上述措施后，运营期噪声对外环境影响小，环境影响可控制在当地环境可接受范围内，处理措施有效、可行。

9.3.3 退役期噪声污染防治措施

项目结束后，将对退役井站实施永久封堵和废弃，各井站、集气站和管线噪声源将不存在，其周围声环境质量将恢复到项目建设前的水平。

9.4 固废污染防治措施

本项目施工期固废产生环节主要包括：各平台钻井作业的水基钻井固废（废水基泥浆、水基岩屑）、油基钻井固废、废包装材料、废矿物油及含矿物油废物，管线施工废料、顶管施工产生的废泥浆，以及施工人员生活垃圾；运营期站场清管/检修废渣、除砂器废渣等。根据页岩气产能建设项目固废具有各工程单位点状产生的特点，结合《固体废物鉴别标准通则》（GB34330-2017）相关规定，本评价按照不同固废类型分类论述分析固体废物污染防治措施的合理、可行性。

9.4.1 施工期固废处置措施

（1）钻前工程固废处置措施

本项目钻前工程主要固体废物为集中剥离的表土，就近独立设置表土堆场集中堆存，用于施工结束后的临时占地恢复用土。根据区块已实施井场钻前施工实际情况，井场土石方均可做到各自井场场地内平衡。

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 52800m^3，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，然后就近外运至环保手续齐全且有处理能力的砖厂处置。泸县恒生建材厂位于泸县得胜镇，2019 年 5 月，泸县生态环境局以***对《泸县恒生建材厂年产 6000 万匹煤矸石烧结空心砖生产线扩能技改项目（原料变更）》进行了批复。泸县华鑫矸砖有限公司砖厂位于泸县福集镇，2015 年 12 月，泸县生态环境局以***对《泸县华鑫矸砖有限公司年产 6000 万匹保温式节能转旋转窑式窑炉及车间改造项目（原料变更）》进行了批复。目前上述两个

公司运行正常，本项目产生的水基固废约 52800m^3，泸县恒生建材厂和泸县华鑫矸砖有限公司有足够的处理能力，能接纳本项目水基固废。

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水泥厂及砖厂资源化利用，现场仅设置临时贮存场地临时贮存，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。

四川省建材产品质量监督检验中心于 2016 年 1 月 10 日对应用长宁 H5 平台水基岩屑生产的烧结砖进行了质量检测，检测结果表明，水基钻井岩屑固化体制备的烧结砖能够满足《烧结普通砖》（GB5101-2003）和《建筑材料放射性核素限量》（GB6566-2010）中各项性能指标要求，检测结果详见表 9.4-1。

表9.4-1　普通烧结砖检验数据表

序号	检测项目		检验校果	标准值	备注
1	抗压强度（MPa）		19.3	≥15	合格
2	5h 吸水率（%）		17	≤18	合格
3	饱和系数		0.7	≤0.78	合格
4	放射性	IRa	0.13	合格	合格
5		Ir	0.41	合格	合格

本项目建设场地均位于泸县，与长宁公司 H5 平台所在的兴文县距离较近，地层岩性相同，所使用的水基钻井液相同，故产生的水基岩屑理化性质基本相同，本项目产生的水基钻井固废制成的页岩砖性能可类比上述检测结果。由此判定，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。

通过对水基钻井固废烧结砖浸出液水质有害物质浓度检测情况（见表 9.4-2），烧结成砖后浸出液有害物质浓度均符合《污水综合排放标准》（GB8978-1996）一级排放标准，烧结制砖避免了钻井岩屑和泥浆的环境污染问题，达到二次利用目的。此外，烧结砖浸出液中的 COD、Cd、Cr6+和石油类等有害物质浓度均低于《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中Ⅲ类水域水质标准，对人体健康的影响可接受。

表9.4-2　钻井固废处置浸出液水质检测分析表

检测状态	色度	COD(mg/L)	悬浮物(mg/L)	Cd(mg/L)	Cr^{6+}(mg/L)	pH	石油类(mg/L)

（GB8978-1996）一级标准	50	100	70	0.10	0.50	6~9	10
（GB3838-2002）Ⅲ类标准	/	20	/	0.05	0.05	6~9	0.05
原样	115	265	269	2.50	6.50	9.0	1460
不落地处理	90	162	160	1.58	1.92	8.4	600
烧结砖	30	12	30	0	0	7.2	0

数据来源：《废弃钻井液的固化烧结与再利用研究》（中石化西南油气分公司工程技术研究院，潘宝风，中国石化科学研究开发项目“非渗透钻井液集输推广应用（西南）研究成果”《钻井液与完井液》2011年第1期）。

本项目所在区域内已有多个平台产生的水基钻井固废交由砖厂资源化利用的成功案例，泸县境内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水泥厂及砖厂资源化利用，是较为成熟的处置方式，从处置方式上措施是合理可行的。

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。本项目临时贮存场地占地面积约 40m^2，现场可临时贮存量在 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

本项目各平台水基钻井固废预计产生总量为 52800m^3，根据本项目产能建设进度及开发时序安排，在 2023 年同时处于建设的钻井平台数量最多，共计 7 个钻井平台同时建设，处于区块内水基钻井固废产生量的峰值，约 3.21 万 t/a。四川泸州页岩气勘探开发有限责任公司与泸县恒生建材厂以及泸县华鑫矸砖有限公司砖厂已签订钻井水基岩屑资源化利用接收函，上述两个公司所设置的砖厂均在泸县境内。并且泸县境内可接纳水基岩屑的砖厂较多，可接纳的砖厂情况见表 9.4-3。

9.4-3　　可接纳的协议砖厂接纳能力情况

序号	砖厂名称	服务时限	地理位置	砖厂规模	页岩基土用量	可接收水基钻井固废量
1	泸县恒生建材厂	2019-工程结束	泸县得胜镇	6000 万匹/年	12 万吨/年	2.4 万吨/年
2	泸县华鑫矸砖有限公司砖厂	2015-工程结束	泸县福集镇	6000 万匹/年	12 万吨/年	2.4 万吨/年
3	吉祥新型墙材厂	20010~工程结束	泸县石桥镇	4000 万匹/年	8 万吨/年	1.6 万吨/年
合计				16000 万匹/年	32 万吨/年	6.4 万吨/年

根据分析，协议砖厂对钻井固废的消纳能力约为 6.4 万 t/a，本项目水基钻井固废产生峰值为 3.21 万 t/a，根据调查，本项目区域周边暂无拟同期实施的区块平台，区域其他已批复项目固废产生量预计预留 1.5 万 t 处理能力。综上，在 2023 年区域水基钻井固废共计产生峰值约为 3.21 万 t/a，协议砖厂可以实现水基钻井固废的资源化利用，且区域协议砖厂的消纳能力也比较大，故区域水泥厂及砖厂完全有能力消纳本项目以及附近区块的其他页岩气钻井平台的水基钻井固废。

表 9.4-4　　钻井固废消纳能力统计表

井区	钻井固废产生峰值（万 t/a）	区域总体消纳量（万 t/a）	是否满足需求
阳 101 井区（一期）	3.21	6.4	满足
区域其它已批复项目	1.5		
总计	4.71		

综上分析，从区域砖厂消纳能力分析，本项目平台钻井工程产生的水基钻井固废运至附近砖厂资源化利用的处置方式是合理可行的。

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，与已签订的水泥厂及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或水泥厂等，以便就近处置本项目产生的钻进岩屑和废泥浆，减少运输距离，降低运输环节的环境风险。

b 水基钻井固废在现场储存以及外运处置过程中应加强环境管理，钻前施

工阶段确保水基钻井固废临时贮存场地按要求进行防渗处理，并按要求在临时贮存场地周边修建高 0.5m 的围墙，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水泥厂或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

本项目油基钻井岩屑产生量约3.7万m^3，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吨袋包装，放入岩屑储存罐内暂存（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。

1）井场临时贮存设施合理性

本项目在每个井场均设置有 30m^2 的危废暂存间，危废暂存间内由油基岩屑贮存罐暂存油基岩屑。危废暂存间满足《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2001）和《危险废物收集、贮存、运输集输规范》（HJ2025-2012）对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 30m^2，贮存油基钻井量约 75m^3。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）项目周边危废处置能力

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）能力的企业见下表。

表 9.4-3　四川省内 HW08（072-001-08）危废处置能力统计表

资质单位	所在地	证书号	经营规模
南充嘉源环保科技有限责任公司	南充市嘉陵区河西镇化学工园嘉南大道	川环危第 511304071	12500t/a
四川纳海环境有限公司	德阳市什邡市洛水镇	川环危第 510603060	84904 t/a
预处理企业：江油诺客环保科技有限公司 水泥窑协同处置企业：四川国大水泥有限公司	四川省绵阳市江油市含增镇界池村	川环危第 510781076	100000 t/a
四川省兴茂石化有限责任公司	四川省遂宁市大英县经济开发区	川环危第 510923077	30000 t/a
珙县华洁危险废物治理有限责任公司	宜宾市珙县巡场镇余家村余箐工业园区	川环危第 511526078	50000 t/a
四川中明环境治理有限公司	眉山市东坡区	川环危第 511402022 号	40000t/a
中节能（攀枝花）清洁技术发展有限公司	攀枝花市仁和区	川环危第 510411051 号	5000t/a
成都兴蓉环保科技有限公司	成都市龙泉驿区	川环危第 510112052 号	40000t/a
四川华洁嘉业环保科技有限责任公司	宜宾市临港经济技术开发区	川环危第 511502058 号	200000t/a
内江瑞丰环保科技有限公司	内江市威远县	川环危第 511024057 号	88000t/a
总计			**650404t/a**

根据上表可知，四川省境内可处理油基岩屑能力充足，能接纳本项目油基固废处置。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。

④废矿物油及含矿物油废物

本项目钻井工程废矿物油及含矿物油废物主要来源于机械润滑废油，属于危险废物（废物类别为 HW08，废物代码 900-249-08），在现场设置收集桶集中收集并在暂存场所妥善暂存，完钻后交有相应危险废物处理资质的单位处置。

（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；返排砂收集后外运周边水泥厂或砖厂进行资源化利用。

（4）采气站场、集气站工程施工

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

（5）集输管线施工

集输管线工程施工期产生的固体废物主要是生活垃圾、施工废料和顶管施工产生的废弃泥浆。

①施工废料

本项目管道运至施工现场前，已进行了相应的防腐处理。因此，施工废料主要包括废包装材料、废焊条，以及施工过程中产生的废金属等，经收集后外售回收利用。

②废弃泥浆

本项目废弃泥浆来自顶管施工，施工现场设置泥浆池，施工过程中的泥浆循环使用，施工结束后剩余的废弃泥浆及岩屑干化后外运周边水泥厂或砖厂综

合利用。

③生活垃圾

本项目管道施工不设施工营地，施工队伍除施工技术人员外，其余均雇佣当地居民，施工期生活垃圾依托当地现有设施收集处置。

9.4.2 运营期固废处置措施

（1）采气站场运营期固体废物

本项目各采气站场为无人值守，运营期无生活垃圾产生。本项目采气站场运营期固体废物主要为除砂器产生的废渣、清管废渣和气田水罐沉渣，产生量较少，属于一般工业固废，收集后交有处理能力且环保手续齐备的水泥厂进行资源化利用。

（2）集气站运营期固体废物

本项目集气站运营期固体废物为清管检修废渣。清管检修废渣的主要成分为铁屑、砂砾，统一收集后外运地方水泥厂或砖厂处置，不外排。

综上所述，本项目各单项工程产生的固体废物去向明确，充分做到了资源化、减量化、无害化，不会产生二次污染，环境可接受。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。

9.5 地下水污染防治措施

9.5.1源头控制措施

根据地下水导则的要求，本项目建设运营期间的污染源头控制措施主要包括提出各类污废水循环利用的具体方案，以减少污染物的排放量；提出工艺、管道、设备、污水储存及处理构筑物优化设计施工运营方案，将污染物跑冒滴漏事件发生概率降到最低。结合本项目施工期和运营期各阶段设备。工艺和特征，本项目建设及运营过程需要采取如下措施：

（1）做到各阶段基础设施建设阶段产生的污废水及时收集回用，做为各阶段生产用水，做到不外排。

（2）优化区块开发建设方案，使区块内各场地建设紧密衔接，统筹施工时序，缩短施工周期，减少污废水等产生量。

（3）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。

（4）项目在施工建设前应充分研究地质设计资料和钻井等，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。采用强钻方式快速钻穿漏失层达到固井层位，针对这种情况应选用合理泥浆密度，实现近平衡压力钻井，降低泥浆环空压耗，降低泥浆激动压力，从而降低井筒中泥浆动压力，减小泥浆漏失量。工程导管段利用清水钻井液迅速钻进，在套管的保护下能有效地保护浅层地下水，导管段应大于具有供水价值的含水层，综合井场周边的地下水开采深度和区域地质资料，清水钻深度应至少大于50m，导管段要进行严格止水，防止钻井液对浅层地下水造成影响。

（5）根据各井场钻遇地层，提前预判井漏井段，优化各井段泥浆体系，减少漏失量。如钻井过程中出现漏失情况，应采用强钻和堵漏相结合的方式快速钻穿漏失层，减少泥浆漏失进入含水层的量。针对浅水层发生漏失情况，优先使用纯清水钻迅速钻进，减小对地下水环境的影响，同时对井场下游和所在水文地质单元下游的保护目标进行及时跟踪监测，做到及时发现污染及时控制污染。

（6）导管段利用清水钻井液迅速钻进，并在每次钻井结束后的固井作业迅速下入水泥套管，可有效封隔地层与井筒之间的联系，在套管的保护下能有效地保护浅层地下水，固井作业应提高固井质量，应采用高质量高强度耐腐蚀固井材料。

（7）施工运营期间各井场井站应加强日常巡检工作，及时检查各涉污设施设备的运行状况，防止各阶段污废水不能及时收集转运并出现渗漏、外溢等情景。

（8）各场地实行清污分流、雨污分流系统，将涉污场地产生或溢流的污水通过场内污水截流沟收集进入储存池回用，对于涉污场地外的清水、雨水由场外雨水沟排入自然水系，总体上减少雨污水的产生。

（9）各场地修建的储存池等池体，修建时应留有一定的富裕容量，以容纳暴雨增加的水量，防止外溢；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，在雨季对储存池等池体应加盖防雨蓬布或架设雨蓬。

（10）施工结束后要对固井质量进行检测，在固井质量合格后才可以进行下一阶段的压裂施工，压裂施工实时观测压力大小，按要求施工，避免破坏直井段套管；运营期要井管质量设置定期检查制度，避免运营期气田水沿破损的井壁直接进入含水层，降低地下水污染风险。

（11）区块建设期及建设完成后，不能回用的废水需经过有资质的污水处理厂进行处置，确保处置后环境可接受。

（12）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，严禁集污罐在现场埋地使用，降低污废水外溢污染地下水的风险。

（13）废水转运车辆必须做好全过程监控，车辆安装GPS，设置转运台账，运输前规划运输路线，运输路线应尽量避开环境敏感区，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，防止废水泄漏，废水运输车辆、装卸工具必须符合安全环保要求，转运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废水。

（14）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，暂存于场站集污罐内，随采气废水一起进行处理或循环利用；

（15）施工人员在施工作业中产生的生活污水依托外运乡镇污水处理厂或依托现有设施；施工现场的垃圾污废物应修建专门区域进行妥善收集，后期统一交由当地环卫部门进行集中处置；机械设备若有泄油现象要及时清理收集散落机油，将其收集后待施工结束后统一清运处理。

（16）管道投产前按要求试压、检查焊缝质量，以保证施工质量，不会出现渗漏问题；

（17）运营期对管道采取防腐防漏措施，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；

（18）空间上优化各井场的开采时序，尽量避免同一水文地质单元内多个平台同步实施，降低叠加影响的可能。

（19）服务期满后主要的污染源为拆除地面设施及封井时工人少量生活废

水，以及井筒内残留的压裂液及返排水可能进一步渗漏，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。

（20）本项目各井场压裂阶段严格控制压裂压力，按照压裂设计和已实施井场压裂经验实施，避免产生由压裂不当产生的串层现象，部分井场设置压裂观测仪器，实时掌握压裂情况，根据提前制定的压裂安全控制要求，及时做相应处理，保护压裂施工可控。

通过采取以上源头控制措施，最大限度地保护区块内地下水环境，减轻污染物对地下水的污染。

9.5.2分区防渗措施

根据本项目施工运营期污染物产生情况和相关涉污设备构筑物的特征，本次评价在满足地下水导则的防渗分区划分要求的基础上，还要参照执行与项目行业类别及产生污染物种类相关行业污染控制技术标准及规范，如《石油化工工程防渗技术规范》（GB/T 50934-2013）、《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2001）、《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）。基于上述技术规范的要求，将井场、井站和集气站划分为重点防渗区、一般防渗区和简单防渗区，通过对该项目各个建设工程单元可能泄漏污染物的地面构筑物及设备需进行防渗处理，不仅可以有效防止污染物泄漏出外环境，还可以及时将泄漏、渗漏情况下进入外环境的污染物收集处理，减轻对地下水环境的影响。本项目主要场地及构筑物设备的分区防渗方案划分情况如表9.5-1。

（1）重点防渗区指本项目在储存、输送、生产以及固体废弃物堆放过程等污环节产生持久性有机物类污染物且污染物泄漏较难处置的区域。

（2）一般防渗区指涉及持久性有机物及其他类型污染物并置于地平面以上的各生产功能单元，对地下水环境有污染的物料或污染物泄漏后，可及时发现和处理的区域。

（3）简单防渗区指不产生和暂存污废水和固体废物的各生产功能单元区，对地下水环境不存在污染的物料或污染物泄漏且包气带防污性能中-强的区

域。

表 9.5-1　主要场地及构筑物设备的分区防渗划分方案一览表

污染防控区类别	防渗性能要求	建设运行时段	防渗区域名称	防渗分区施工部位
重点防渗区	防渗性能应不低于 6.0m 厚渗透系数为 1.0×10^{-7}cm/s 的黏土层防渗性能	建设期	含井口区域、柴油罐区、发电机房区、泥浆储存和循环系统区域、不落地处理工艺区、水基钻井固废贮存区等区域、废油桶贮存区、柴油罐区、压裂作业工艺区、危废暂存间	地面及围堰
			储存池、集酸坑、隔油池	池底及池壁
		运营期	井站井口区域、集气站采出水处置装置区、发电机房区、化验室	地面及围堰
一般防渗区	防渗性能应不低于 1.5m 厚渗透系数为 1.0×10^{-7}cm/s 的黏土层防渗性能	建设期	物料堆放区、收集池、井场四周清污分流截排水沟	地面
		运营期	井站储液区、产输污水工艺区、输水管线等区域、生活污水处置装置区、应急药品间	地面、围堰及地埋管壁
简单防渗区	一般地面硬化	建设期	井站值班室、井区综合值班房、食堂、集气工艺装置区	地面
		运营期		

（4）分区防渗措施

①重点防渗区措施

根据《石油化工工程防渗技术规范》（GB/T50934-2013），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。按照《石油化工工程防渗技术规范》（GB/T50934-2013）标准中典型污染防渗分区表，本项目重点防渗区包括井口区域、柴油罐区、发电机房区、泥浆储存和循环系统区域、不落地处理工艺区、水基钻井岩屑贮存区等区域、废油桶贮存区、场外储存池集酸坑、储存池。根据《石油化工工程防渗技术规范》（GB/T50934-2013），重点污染防渗区防渗层的防渗性能不应低于 6.0m 厚渗透系数为 1.0×10^{-7}cm/s 的黏土层的防渗性能。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：地面采用 0.5m 厚夯实粘土（K＜1.0×10^{-7}cm/s）+10cm 砂砾层+10cmC30 砼混凝土面层（K＜1.0×10^{-8}~1.0×10^{-9}cm/s）敷设重点防渗区基础地面。

B：柴油罐区、泥浆储备、循环系统区、不落地处理工艺区：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：废油桶贮存区：除按照上述地坪重点防渗处理外，修建防雨棚或覆盖彩条布等防雨措施，另行设置具有强防渗性的围堰，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。

E：燃烧池：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。燃烧池至集酸坑 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。

F：储存池、集酸坑、隔油池：为 C30 钢筋砼池，渗漏系数小于 1.0×10^{-7}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。储存池混泥土强度为 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。

G：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）。

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，外延设置 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：以上需要用铺设 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 1.0×10^{-7}cm/s（图 9.5-5）。一般防渗区抗渗混凝土的抗渗等级不低于 P8，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。

9.5.3跟踪监测计划

本项目地下水跟踪监测计划详见 12.4.4。

9.5.4应急响应措施

无论预防工作如何周密，污染事故总是很难根本杜绝，因此，必须制定地下水污染应急响应预案，明确污染状况下应采取的控制污染源、切断污染途径、封闭、截流等措施，提出防止受污染的地下水扩散和对受污染的地下水进行治理的具体方案。本项目制定的应急响应程序如图 9.5-6 所示。

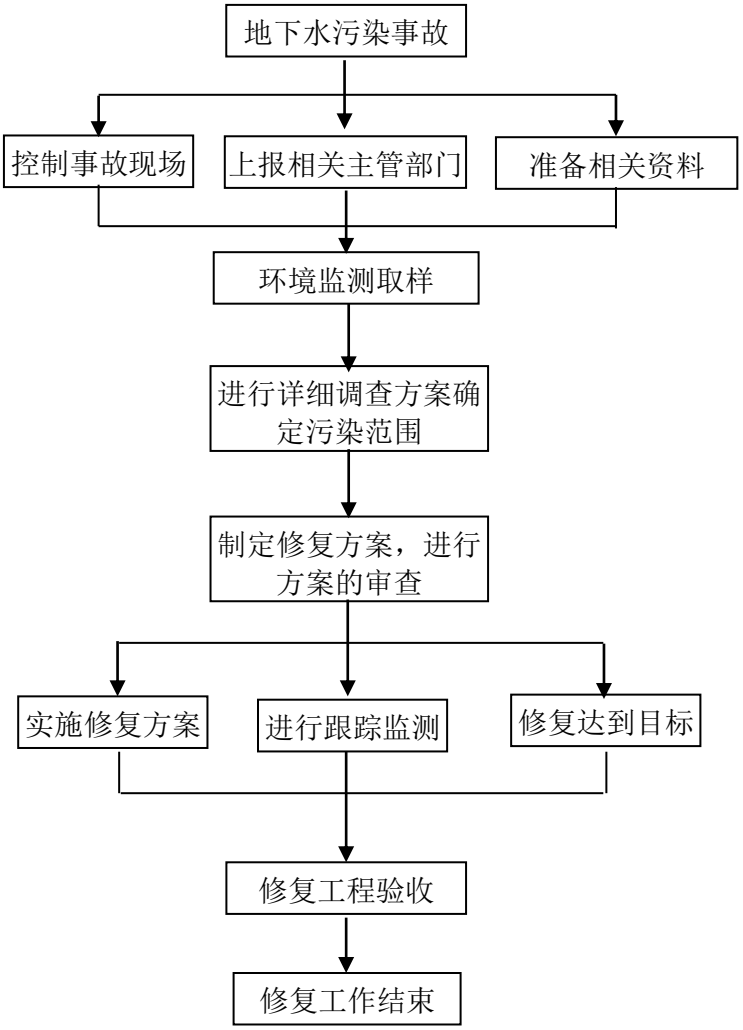

图9.5-1　　地下水污染应急响应程序

（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报挥中心报警；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道事故应急响应。

（4）相应的应急措施

在项目建设和运营期间一旦发生地下水污染事故，应立即按照提前制定的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。对于受污染区域通过长期监测井作为应急抽水井开展抽水，形成水力截获带，控制污染羽，并监测地下水污染物浓度。发生风险事故后，对于受影响的饮用水源应在急处置期间利用其他水井应急供水，解决群众饮水问题，确保区域内居民用水不会出现问题。

9.6 土壤污染防治措施

本项目主要通过合理选址、源头控制、分区防渗、工艺优化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。

9.6.1 施工期控制措施

（1）站场、集气站

①源头控制

通过减少各个阶段跑、冒、滴、漏污染物的排放量，并最大限度地降低污染物发生渗漏的风险，从源头控制土壤污染的发生。在钻井、压裂过程中应加强监控，防止泥浆、压裂液的扩散污染等，井场水池的选址避免地质灾害易发区域及影响区域。实行清污分流，作业用药品、材料集中放置在防渗漏地面，加强钻井废水管理，防止出现废水渗漏、外溢或池垮塌等事故。加强油料的管理和控制，特别应加强和完善废油的控制措施。

②分区防渗

对站场内可能泄漏污染物的地面需进行防渗处理，防止污染物渗入地下，并能够方便及时地将泄漏、渗漏的污染物收集并进行集中处理。重点防渗区：该部分区域主要为对地下水环境有污染的物料或污染物泄漏后，不能及时发现和处理的区域或部位如：站场内钻井工程场地区、配套工程及辅助设施区的钻井基础区域、清洁生产操作区、钻井液材料房区域、燃烧池以及各种储备罐区；采气站内污水罐、储存池及污水处理设施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。

9.6.2 运营期控制措施

（1）站场、集气站

①运行期采气站场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采气站内污水罐、储存池均设置空高要求，预留 15%的空白容积，防止废水漫流事故发生。

③对采气站污水罐、储存池的底部和四周均采取防腐、防渗处理，并定期进行重点防渗区和上述区域进行检查、维护，防止污水垂直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

运行期加强对输水管线的日常巡查工作，避免输水管线的泄漏，并建立事

故上报制度，从源头将污染物泄漏对地下水影响降到最低限度。

以上控制措施能从源头、过程中有效地控制和减少污染物对土壤的污染，技术上措施可行。

9.6.3 跟踪监测计划

本项目井场、站场周边存在耕地等土壤环境敏感目标，为了及时准确掌握评价范围内土壤环境质量状况和土壤中污染物的动态变化，需要针对性开展土壤环境跟踪监测。依据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）跟踪监测原则及要求，对于二级评价建设项目，跟踪监测点位应布设在重点影响区和土壤环境敏感目标附近，监测指标应选择建设项目特征因子，每 5 年内开展 1 次，结合环境管理对监测工作的需要，本项目应选择具有相关资质的监测机构和人员进行监测，监测的指标按国家现行的检测标准进行检测。本次评价土壤跟踪监测因子及点位设置、监测频次等土壤环境管理和监测内容详见本报告**土壤监测计划。**

9.6.4 土壤污染应急响应

项目建设运营期间在雨天发生泄漏或可能发生外溢事故时，应提前安排调度罐车对废水进行外运回用处理。泄漏进入农田的，应堵住农田缺口，挖坑收集，防止流入地表水污染水体。对受污染土壤表层土进行剥离收集安全处置，对受污染农田水处理达标排放。对庄稼造成的经济影响进行补偿，避免造成环境纠纷。发生事故后应及时通报当地环保部门，并积极配合环保部门抢险。

9.7 生态环境保护措施

9.7.1 施工期生态环境影响减缓措施

（1）土地利用现有格局的保护和恢复措施

①站场修建尽量利用原有井场占地，减少新增占地面积，对永久占地合理规划，严格控制占地面积。对站场占地范围外原有井场占地，在站场施工过程中及时进行复垦，恢复原有耕地等土地利用形式。

②严格控制施工作业带宽度，对管线敷设施工宽度控制在设计标准范围内，其中水田为 14m、旱地为 12m、林地为 10m、经济林地 8m，以减少管线敷设对土壤扰动和地表植被破坏。

③施工作业尽量利用原有公路，若无原有公路，则要执行先修道路，后设点作业的原则进行。管线尽量沿公路侧平行布置，便于施工及运营期检修维护，避免修筑专门施工便道。

④现场施工作业机械应严格管理，划定施工活动范围，不得在道路、站场以外的地方行驶和作业，保持路外植被不被破坏。

⑤施工时对管沟开挖的土壤做分层堆放，分层回填压实，井场产生表土分别就近堆存于井场周边设置的表土堆场内，管沟开挖时的土石方堆放在管沟两侧施工作业带范围内，以保护植被生长层，降低对土壤养分的影响，尽快使土壤恢复生产力，同时减少水土流失。施工结束后，及时进行施工临时设施的清理，并进行对永久占地外的迹地恢复。对施工期用于工棚、施工便道等临时占用的耕地，予以全部还耕；对施工区形成的裸地要及时采取工程措施，可种植区域常见植物进行绿化。场地内建筑物垃圾、生活垃圾清扫干净后，施工单位方可退场，防止工程弃渣挤占植被生存空间。

⑥对管沟回填后多余的土严禁大量集中弃置，应均匀分散在管线中心两侧，并使管沟与周围自然地表形成平滑过度，不得形成汇水环境，防止水土流失。管线所经地段的原始地表存在局部凹地时，若有集水的可能，需采用管沟多余土或借土填高以防地表水汇集。对敷设在较平坦地段的管道，应在地貌恢复后使管沟与附近地表自然过渡，回填土与周围地表坡向保持一致，严禁在管沟两侧有集水环境存在。

⑦站场、管线、道路施工中挖填方尽量实现自身平衡。若要取土，则就近取两侧土为宜，若有弃土要堆放在天然洼地中，并及时平整，避免形成小土丘，影响景观协调性。

（2）农业、耕地保护措施

项目占用耕地主要以内部集输管线为主，站场等永久占地面积较小，主要采取的耕地保护措施如下：

①根据当地农业活动特点，因地制宜地选择施工季节，尽量避开农作物的生长期和收获期，以减少农业当季损失。

②管沟开挖过程中实施“分层开挖、分层堆放、分层回填”的措施，开挖过

程中生熟土分开堆放。井场产生表土分别就近堆存于井场周边设置的表土堆场内，同时设置挡土墙减少水土流失，表层土堆放平整、夯实，剩余场地平整产生的土石方临时堆存于施工场地范围内，施工过程中做到场地挖填自行平衡。管沟开挖时的土石方分层堆放在管沟两侧施工作业带范围内，表层土在下，底层土在上，便于施工结束后的临时占地恢复用土。

③提高施工效率，缩短施工时间，同时采取边铺设管道边分层覆土的措施，减少裸地的暴露时间，保持耕作层肥力，缩短农业生产季节的损失。

④施工完成后做好现场清理及恢复工作，尽可能降低施工对农田生态系统带来的不利影响。

⑤管线建设完毕后及时尽量恢复沿线地表原貌，比如种植新的草地和其他与新环境相宜的植物，使土壤生态环境的影响得到有效的控制。

（3）基本农田保护措施

① 严格执行相关法律、法规关于基本农田的保护规定

严格执行《中华人民共和国土地管理法》、《基本农田保护条例》和《自然资源部农业农村部关于加强和改进永久基本农田保护工作的通知》（自然资规〔2019〕1 号）、《关于石油天然气钻井及配套设施用地有关问题的通知》（川国土资发〔2012〕105 号）、《关于解决油气勘探开发用地问题的复函》（川自然资函〔2019〕197 号）和《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）文件中相关基本农田保护规定：

A、国家能源、交通、水利、军事设施等重点建设项目选址确实无法避开基本农田保护区，需要占用基本农田，涉及农用地转用或者征用土地的，必须经国务院批准。

B、经国务院批准占用基本农田的，当地人民政府应当按照国务院的批准文件修改土地利用总体规划，并补充划入数量和质量相当的基本农田。占用单位应当按照占多少、垦多少的原则，负责开垦与所占基本农田的数量与质量相当的耕地；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、直辖市的规定交纳耕地开垦费，专款用于开垦新的耕地。

C、符合法律规定确需占用基本农田的非农建设项目，要先补划后报批。

省级国土资源部门和农业部门要对补划的基本农田进行验收，保证补划的基本农田落到地块，确保基本农田数量和质量的平衡，防止占优补劣。占用前要将耕作层进行剥离，用于新开垦耕地或其他耕地的土壤改良。

②基本农田保护方案

《基本农田保护条例》规定：经国务院批准占用基本农田兴建国家重点建设项目的，在建设项目环境影响报告书中，应当有基本农田环境保护方案。

编制基本农田环境保护方案旨在就项目施工建设对基本农田的破坏影响提出减缓措施。本项目营运期对基本农田基本无影响，因此本方案仅针对建设前期和施工期两个阶段提出基本农田保护措施。

A、建设前期

a、进一步优化施工道路、施工场地、井场选址、管道选线。本项目选址占用农耕区、管线穿越农耕区，在选址、选线过程应注意尽量避开基本农田、不破坏其水利设施。

b、合理安排工期。占用农田的的施工活动尽量安排在农作物收获期以后进行，以减少农业生产损失。

c、施工便道应避开基本农田设置，减少对基本农田的占用。

d、建设单位应严格执行国家及地方法律、法规有关基本农田征占审批和补偿的规定，在施工前应办理好相关土地使用手续。

e、在完成土地使用审批手续后应及时施工建设，严禁闲置基本农田。

B、施工期

a、占用基本农田前要将耕作层进行剥离，单独收集堆放，并采取防护措施。施工结束后用于新开垦耕地或其他耕地的土壤改良。耕作层剥离再利用所需资金列入建设项目概算。

b、严格控制好施工作业带宽度，尽量减少临时占用基本农田。

c、严格按照《基本农田保护条例》、《四川省基本农田保护实施细则》、《土地复垦条例》和《土地复垦条例实施办法》等相关规定和要求，严格做好对基本农田的保护及恢复措施，土壤应分层开挖、分层堆放、分层回填，确保不降低项目区域基本农田地力。

d、妥善处理农田灌溉水利设施。对施工开挖可能破坏的灌溉水利设施，开挖前另建替代管道，避免中断农业灌溉。

e、本项目涉及的土石方应及时清运，严禁临时堆置于基本农田内。

f、施工期间应对施工废弃物实行集中堆放，及时清运处理，严禁随意弃置污染基本农田土壤。

g、各井场钻井期间针对各井场按照“源头控制、分区防治、污染监控、应急响应”相结合的原则，从污染物的产生、入渗、扩散、事故状态应急响应等各方面采取严格的土壤污染防治措施，确保各井场实施不会对当地基本农田产生不利影响。

h、施工结束后，建设单位负责开垦与所占基本农田的数量与质量相当的耕地；没有条件开垦或者开垦的耕地不符合要求的，应当按照相关规定交纳耕地开垦费，专款用于开垦新的耕地。

综上，本环评要求建设单位应在施工过程中严格控制施工范围，减少对永久基本农田的破坏。根据“边开采边复垦”的原则，在每段管线施工结束后对临时占用的基本农田立即恢复，保证其耕地质量。此外，建设单位在补偿因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。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。本项目实施前，应取得相关用地手续。同时，建设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。

（4）植物保护措施

①避让措施

在前期设计阶段，已经对方案进行了比选，最大程度上减轻了工程建设的对生态环境的影响。在后续施工过程中，施工生产生活区选址应避开生产力相对较高的林地区域及基本农田区域，施工便道及永久性道路尽量不要从成片的林地穿过。

对占用生态公益林路段，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减缓措施

A、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，大力宣传保护动植物的重要性。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。

B、尽量减少临时用地的占用

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。

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，根据沿线大田作物栽种情况，合理安排施工次序和时间。

D、优化环保工程设计方案进和施工组织方式

施工过程中，对开挖地段的植被及表土就近保存、培植。移栽、培植不仅可以减少植被的破坏量，而且移栽的乔灌木、保存的草皮可以缩短林草植被重建的时间，最快恢复植被保持水土、涵养水源、景观美学的功能。保存的表土，也为植被恢复提供了良好的基质条件。

③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。

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。

（5）陆生动物保护措施

为了保护评价范围内的野生动植物，维护评价区内的生态平衡，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 避让措施

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，尽可能的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 减缓措施

A 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，尤其是避开鸟类的繁殖季节，同时避免早晚鸟类活动的时间进行施工。

B 施工严格控制施工作业带，减少施工过程所造成的植被破坏，保护野生动物赖以生存的植被环境。

C 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。

③ 恢复措施

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 国家级、四川省级重点保护动物保护措施

根据文献资料、现场调查及访问，评价范围内有国家 II 级保护动物 14 种（豹猫、画眉、苍鹰、雀鹰、鹰雕、白尾鹞、红隼、红腹角雉、勺鸡、红腹锦鸡、白冠长尾雉、雕鸮、鹰鸮、长耳鸮），四川省省级重点保护野生鸟类 5 种（黑啄木鸟、小鿵鹛、普通鸬鹚、栗苇鳽、鹰鹃），主要分布于牛滩白鹤生态自然保护区、玉蟾山省级风景名胜区内。

A 施工严格控制施工作业范围，减少施工过程所造成的植被破坏，加强野生动物保护宣传，禁止施工人员捕杀野生动物，禁止施工人员进入牛滩白鹤生态自然保护区、玉蟾山省级风景名胜区，禁止向上述生态敏感区内排污。

B 对临时占地进行生态恢复

拟建站场及集输管道主要位于农村区域，由于施工的干扰，可能会导致这些动物向邻近地区迁移，远离施工区范围。本项目为滚动开发，且集输管道分段修建，故各个井场、分段管线施工结束后，应对临时占地及时恢复为原有用地类型，可选用评价范围内广泛分布的马尾松、巨桉、构树等进行植被恢复。

C 制定重点保护野生动植物保护方案，在施工过程中落实动物的巡查，若发现珍稀保护动物，应停止施工，立即按照保护方案采取保护措施。

（6）水生生物保护措施

①河流穿越工程施工应尽量选在枯水季节，土方禁止堆积在河道，施工结束后要尽快恢复河道的畅通。

②合理安排施工期，应尽量避开翘嘴鲌、蒙古鲌繁殖期（5~7 月），同时提高作业效率，缩短河流穿越工程施工作业时间。

③水域附近施工时，禁止非施工需要大范围扰动水体，施工场地污水不得直接排入沿线河流，避免污染水质，加剧对水生生物的负面影响。

④严格将施工控制于划定的范围之内，以免对河流造成大面积的破坏，加

剧生态系统的破碎化。

⑤施工用料堆放应远离水源和其它水体，选择暴雨径流难以冲刷的地方，防止施工材料被暴雨径流带入水体;废弃的土石方应堆放在远离水体的指定地点，严禁弃入河道或河滩，於塞河道；施工时所产生的废油及其他废物，严禁倾倒或抛入水体；不得在水体附近清洗施工器具、机械等。

⑥施工结束后，清理垃圾和多余的填方土，保持原有地表高度，恢复河床原貌，以保护水生生态系统的完整性。

⑦严格加强施工管理，穿越施工过程中的产生的生活垃圾、生活废水等废物应妥善收集并处理，禁止外排或随意丢弃。保证使用的各类机械在安全、良好的状态下运行，防止施工机械或设备漏油事故发生。

⑧加强对施工人员教育和管理，禁止捕捞鱼类等各种水生生物。

（7）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。

（8）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。

（9）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、施工作业带和堆管场临时占地中，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。

（10）生态敏感区保护措施

本项目区块范围内分布的生态敏感区有四川省泸州市牛滩白鹤生态自然保护区、玉蟾山省级风景名胜区；此外，濑溪河翘嘴鲌蒙古鲌国家级水产种质资源保护区距离本区块较近。但本次新建各钻井平台及集输管道均不涉及上述生态敏感区，本评价对生态敏感区的保护提出以下措施：

① 严格按照施工范围施工，尤其是对于距离生态敏感区较近的阳 101H8 平台、阳 101H14 平台、阳 101H5 平台及阳 101H8 平台~阳 101H9 平台管线、阳 101H6 平台~阳 101H14 平台管线、阳 101H14 平台~阳 101H5 平台管线施工

时，施工人员、机械进入生态敏感区，禁止向生态敏感区内排污。

② 合理安排施工计划进行繁殖避让;通过采取噪音小的设备和施工方法，减小噪声强度，并采取必要的隔声降噪措施。繁殖季节施工加强施工机械保养及维护，尽量减少施工振动和机械噪声。

③ 在施工期内，如发现异常情况时，应及时报告相关管理部门并启动紧急救护机制，把对野生动植物、水生生物、景观资源的影响减低到最低限度。

④ 合理堆放施工场地剥离表土及土石方，远离河道堆放，施工完成后及时回填或用于施工迹地恢复。

⑤ 工程施工结束后，施工人员和机械有序的撤离，对施工场地内施工材料、其他固废等妥善处置，严禁将上述弃物随意丢弃至生态敏感区内，同时应对施工场地进行平整，清理建筑和施工人员垃圾，并进行土地复垦。

⑥ 做好生态环境能够保护的宣传教育工作，提高施工人员的环保意识，严禁在生态敏感区内滥砍滥伐，滥捕陆生、水生动物。

⑦ 开挖穿越河段施工（尤其是阳 101H8 平台~阳 101H9 平台管线穿越马溪河）应选在枯水期施工，同时避开翘嘴鲌、蒙古鲌繁殖期，且施工区域尽量远离水体，不得向水体中排放污染物，并严格控制施工范围，禁止施工人员捕捞鱼类，施工作业不得使用有毒有害的材料、物质。

9.7.2 运营期生态环境影响减缓措施

工程在正常运营期间，除少量的管道维护外，基本上不会对生态环境形成干扰。主要生态保护措施为生态恢复及加强管理。

（1）生态恢复措施

项目运营期，施工结束后种植的植被暂未完全恢复。在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。

9.7.3 退役期生态保护措施

气井停采后应按照《废弃井及长停井处置指南》（SY/T 6646-2006）等技术要求对井口进行封堵。封堵后对地面设施拆除、永久性占地范围内水泥平台或砂砾石铺垫清理，随后进行复垦。硬化物拆除以后，平整场地，对压实的土地进行翻松，松土厚度为 30cm。土方松动后将保存的剥离表土铺覆于复垦区，覆土厚度一般为 50~60cm，最后种植农作物，井区损毁土地尽可能地复垦为原土地利用类型。

9.8 环保设施及投资估算

本次产能建设项目由若干单项工程建设实施，为便于单项工程环保竣工验收，本评价将本次产能建设所涉及的各单项工程分为钻井井场和采气站场、集气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 9.8-1~5。

表 9.8-1　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	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，修建燃烧池减低辐射影响。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、方井雨水、初期雨水	优先循环回用，无法回用的外运区域回注井回注	***
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	优先循环回用，无法回用的外运区域回注井回注	***
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	外运至具有处置资质的水泥厂或砖厂资源化利用	***
3	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置	***
5	油基钻井固废	井场内设置规范的危险废物暂存场暂存油基岩屑，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燃烧池，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 9.8-2　单个依托现有井场平台环保投资估算表　　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	测试放喷废气及应急放喷废气	利用现有燃烧池	
二	废水污染防治措施		
1	钻前场地施工废水	沉淀池、沉砂池	***
2	井场清污分流	利用井场现有截排水沟	***
3	水基泥浆钻井阶段钻井废水、方井雨水、初期雨水	优先循环回用，无法回用的外运区域回注井回注	***
4	生活污水	利用现有设施收集后转运至乡镇污水处理厂处理	***
5	压裂返排液	优先循环回用，无法回用的外运区域回注井回注	***

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	利用现有井场，不涉及表土剥离	***
2	水基钻井固废	外运至具有处置资质的水泥厂或砖厂资源化利用	***
3	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燃烧池，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			282

表 9.8-3　单个采气站场环保投资估算表　　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	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、沉砂池	***
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；事故废气放空管燃烧排放	***
二	废水污染防治措施		
1	气田水	通过管线输送至集气站，优先回用于区域压裂用水，	***

		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	收集后交有处理能力且环保手续齐备的单位（附近砖厂及水泥厂等）进行资源化利用	***
2	气田水罐沉渣		
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质	***
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 9.8-4　阳 101-5 集气站环保投资估算表　　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	沉淀池、沉砂池	***
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	检修、放空气	通过放空管排放	***
二	废水污染防治措施		
1	气田水	优先回用于区域压裂用水，不能回用的部分外运回注处理	***
2	清管检修废水		
三	噪声防治措施		
1	设备噪声	撬装设备采取减振降噪措施	***
四	固体废物防治措施		
1	清管检修废渣	收集后外运地方水泥厂或砖厂资源化利用	***
六	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质	***
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	***

七	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 9.8-5　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、沉砂池	***
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	外运周边水泥厂或砖厂综合利用	***
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	均依托相应采气站场	***
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		/	***

本项目钻井工程共包括 7 个平台，涉及钻井工程的平台共 7 个，其中 1 个平台依托在建井场，其环保投资按已建井场考虑。项目地面集输工程包括 7 个采气站场，1 个集气站和 8 条集输管线。阳 101-5 集气站工程在阳 101H6 站场内进行，主要为新增工艺设备，其站场环保措施、环境风险措施等均依托阳 101H6 站场。本工程阳 101 井区产能建设工程（一期）环保总投资估算见下表 9.8-6。

表 9.8-6　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	6	***	***
	利用现有井场	1	***	***
采气站场	7		***	***
集气站	1		***	***

集输管线	8	***	***
总计			***

本项目总投***万元，预计环保投资***万元，占总投资的***%。

10 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。

10.1 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。

本工程建设将加快阳 101 井区页岩气勘探开发，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。

10.2 经济效益分析

本次拟建阳 101 井区产能建设工程（一期）建成后产能***m^3/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***亿元，在现有的

技术经济条件下，本项目税后内部收益率为 6.15%，大于基准收益率 6%，投资回收期 13.14 年，财务净现值***万元，年均利润总额***万元，工程具有较好的经济效益。

10.3 环境经济损益分析

10.3.1 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‰。

10.3.2 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。

10.3.3 环境经济损益分析

本工程实施后，可以生产页岩气***方/年。可有效改善地区的环境空气质

量，减少慢性气管炎、肺心病等疾病的发病率，以及减少由此发生的医疗费支出，此外，用管道输送页岩气还可减少运输带来的环境污染。

由此可见，本工程实施后所带来的经济效益、社会效益和环境效益，比本工程施工中所造成的直接环境、经济损失要大得多。因此，本工程实施后所产生的经济效益、社会效益和环境效益是显著的。

11 环境管理与监测计划

11.1 企业环境管理现状

本项目建设单位根据自身特点建立了 QHSE 管理体系，并设置了质量安全环保科负责环境管理，管理体系较完善。

为加强项目的环境保护管理工作，根据工程性质确定建设运行期的环境管理任务。每个阶段均配兼职管理干部和技术人员各 1 人，统一负责环境保护监督管理工作（运行管理等），且有项目部领导分管环保、安全工作。

在本项目实施 QHSE 管理中建设单位主要注意以下几个方面的措施：

（1）在工程招投标时应签订环保管理和环保措施执行合同，明确双方环境保护责任、义务。

（2）建设单位应加强施工作业合同中环保措施落实情况的监督。鉴于工程的环境影响发生在建设施工期的特点，加强施工期的环保监督能够对落实工程的环保措施提供重要保证。监督内容主要包括：钻井作业的环境保护措施、水保措施和施工完毕后的植被恢复措施等，履行施工期分区防渗措施隐蔽工程的施工监理记录、环保设施维护管理记录，建立规范的环保设施运行和污染物处置台账（含危废收储及处置、固废处置、废水转运、生活污水转运记录等）等。

（3）实施施工作业人员、企业员工的环保培训，加强环保意识。

（4）制定环境风险事故应急处理预案，实施环境风险事故应急方案演练。

（5）积极推行清洁生产管理和不断完善清洁生产措施。

11.2 施工期环境管理建议

为最大限度的减少施工对自然生态环境和农业生态环境的破坏，必须制定严格的管理体制，严格执行各项管理措施，在施工中应在满足施工人员健康、确保施工安全进行的前提下，通过环境管理把施工期对环境的影响降到最低。

建设单位应设专人负责施工作业进行，其职责在于监督施工单位在施工过程中的履行合同，同时监督施工单位落实环境保护措施情况。施工单位也应设 QHSE 管理人员负责落实环境管理制度。

业主单位和施工单位应协作在施工前制定环境保护方案，环境保护方案包括但不限于以下内容：

（1）制定本工程施工作业的环境保护规定，根据施工中各工种的作业特点，分别制定各工种的环境保护方案，制定发生事故的应急计划。

（2）监督检查保护生态环境和防止污染设施与项目主体工程同时设计、同时施工、同时投入使用的执行情况，监督施工期各项环保措施的落实情况。

（3）在施工前对施工人员进行环境保护培训，组织开展工程建设期间环境保护的宣传教育与培训工作。

（4）明确施工单位环保职责，施工单位要严格执行施工期的各项环保规定，落实各项环保措施，按要求选择适宜的施工时间、尽量缩小施工范围、废渣和垃圾集中堆放、泥浆和废土等按规定进行处置、施工结束后做到工完料净、按规定对土地进行恢复。施工单位应建立环境监控台帐，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、生活垃圾及其它废物的管理。

（6）工程建设不可避免地会对环境造成破坏，应制定好工程完成后的环境恢复工作计划，并配置技术人员监督恢复进度及质量。

（7）在集气工程施工场地的踏勘和清理中，要求在保证安全和顺利施工的前提下，尽量限制作业带外植被的人为破坏，挖掘土石方应堆放在适当场所，并修建挡拦设施防止水土流失。在穿越工程施工前，制定穿越设施的建构筑物和环境保护方案，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。

11.3 运营期环境管理建议

本项目建成后由建设单位管理，该单位建立有一个较完善的健康、安全与

环境管理体系（QHSE）。拥有质量、安全、环保管理部门，直接负责管理的作业区设有“健康、安全与环境（HSE）办公室”负责环境管理。运营期间，单位应设置环境管理机构并配备相应的环境管理专业技术人员来负责本项目运营期间的环境管理工作。环境管理机构的基本任务是负责组织、落实、监督本企业的环保工作，主要职责如下：

（1）贯彻执行国家环境保护的方针、政策。

（2）根据批准后的环境影响报告书，负责落实该项目的各项环保措施，建立环保档案，并加强生态环境保护宣传教育，提高员工的环保意识。

（3）组织制订企业的环境保护规章制度和标准并督促检查执行，根据企业特点制定污染控制及改善环境质量计划。

（4）负责组织环境监测、事故防范以及外部协调工作，负责组织突发事故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；建立环保设备台帐，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。

11.4 环境监测及环境保护监控计划

根据《排污单位自行监测技术指南总则》（HJ 819-2017），应按照最新的监测方案开展监测活动，可根据自身条件和能力，利用自有人员、场所和设备自行监测；也可委托其它有资质的检（监）测机构代其开展自行监测。具体各项监测计划如下。

11.4.1 大气监测计划

本项目大气环境自行监测计划见表 11.4-1。

表 11.4-1　　大气监测计划

监测阶段	监测对象	监测点位	监测项目	频次	控制标准
运营期	环境空气	各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污染物排放标准》（DB51/2377-2017）

11.4.2 噪声环境监测

噪声监测计划见下表 11.4-2。

表 11.4-2　　噪声监测计划表

监测阶段	监测对象	监测点位	监测项目	监测频次	控制标准
运营期	厂界环境噪声	各站场厂界	等效声级	每年 1 次/昼夜噪声	《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)中的 2 类标准

11.4.3 土壤监测计划

本项目为Ⅱ类项目，且周边存在耕地环境敏感，根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）的跟踪监测要求，需制定跟踪监测计划、建设跟踪监测制度，每 5 年内开展 1 次土壤跟踪监测。本项目土壤监测计划见下表 11.4-3。

表 11.4-3　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	控制标准
运营	集气站周边	《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控	每 5 年	《土壤环境质量

期	0.2km 范围内耕地	标准（试行）》（GB15618-2018）8 项基本因子、石油烃、氯化物、硫酸盐、钡	开展 1 次	农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）
	各采气站场周边 0.2km 范围内耕地	《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）8 项基本因子、石油烃、氯化物、硫酸盐、钡		

11.4.4 地下水跟踪监测计划

本项目井场所在区下游存在分散的地下水环境敏感点，为了及时准确掌握场址及下游地区地下水环境质量状况和地下水体中污染物的动态变化，需要针对性开展地下水环境跟踪监测。依据地下水导水导则跟踪监测原则和《地下水环境监测技术规范》的技术要求，对于二级评价建设项目，跟踪监测点数一般不少于 3 个，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。

监测点布设：本次跟踪监测在现状监测点的基础上，根据场地所在水文地质单元情况，依据单元内井场的位置和地下水补径排特征，以上、中、下游为监测基准点，兼顾和重点考虑单元内地下水敏感目标。基于上述原则，本项目地下水跟踪监测设置情况见下表。

监测因子：pH、石油类、氨氮、砷、钡、六价铬、氯化物、氟、溶解性总固体、耗氧量、总硬度、挥发性酚类、COD

监测频率：施工期、运营期背景监测点每年1次，污染跟踪与扩散监测点每半年1次，发现有地下水污染现象时需加密采样频次；结合上述监测周期钻井施工结束后进行一次监测。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。

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，并按照《突发环境事件应急监测技术规范》（HJ589-2021）相关要求，进行地

下水应急监测。

表 11.4-4　地下水环境跟踪监测点一览表

水文地质单元编号	井场	经度	纬度	编号	径流关系	监测点功能
Ⅰ-1-1	阳 101H5 平台	***	***	W1	H5 上游	背景值监测点
		***	***	W2	H5 侧向	污染扩散监测点
		***	***	W4	H5 下游	影响跟踪监测点
Ⅰ-1-2	阳 101H8 平台	***	***	W17	H8 上游	背景值监测点
		***	***	W18	H8 侧向	污染扩散监测点
		***	***	W20	H8 下游	影响跟踪监测点
Ⅰ-2-2	阳 101H6、H9 平台	***	***	W27	H6 和 H9 之间	背景值监测点
		***	***	W29	H6 侧向	污染扩散监测点
		***	***	W30	H6 下游	影响跟踪监测点
		***	***	W51	H9 下游	影响跟踪监测点
		***	***	W53	H9 上游	背景值监测点
		***	***	W54	H9 下游	影响跟踪监测点
II-1-1	阳 101H11、H12 平台	***	***	W61	H12 上游	背景值监测点
		***	***	W62	H12 侧向	污染扩散监测点
		***	***	W63	H12 下游	影响跟踪监测点
		***	***	W64	H11 上游	背景值监测点
		***	***	W65	H11 下游	影响跟踪监测点
		***	***	W66	H11 下游	影响跟踪监测点
Ⅰ-2-1	阳 101H14 平台	***	***	W85	H14 上游	背景值监测点
		***	***	W86	H14 下游	影响跟踪监测点
		***	***	W87	H14 下游	影响跟踪监测点

11.4.5 生态监测计划

为了更好地保护生态敏感区内的野生动植物及景观资源，根据区块内的生态敏感区分布，结合各新建钻井平台及集输管道与生态敏感区的距离情况，本项目生态监测计划如下表 11.4-5、附图 17。

表 11.4-5　　生态监测计划表

样地编号	监测位置	监测指标	工作方式	监测时间及频率
1#	阳 101H8 平台附近	植被群落构成，有保护价值的野生动植物物种分布情况	现场调查	相关管段施工前和施工结束后各进行 1 次
2#	阳 101H8 平台~阳 101H9 平台穿越马溪河处			
3#	阳 101H5 平台~阳 101H14 平台临近玉蟾山省级风景名胜区管线			
4#				

11.4.6 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。

11.4.7 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。

11.5 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 11.5-1　　采气站场竣工环保验收内容及管理要求一览表

分项	验收项目及位置		验收指标及要求
环境管理	环境管理制度		具有环保机构，环保资料和档案齐全。建立压裂返排液、岩屑、泥浆、废油等危险固废转移联单制度，提供完整的交接清单资料备查。
	环境风险应急预案		具有符合行业规范和环评要求的环境风险应急预案并在当地环保局进行了备案。
污染防治措施	废水	钻井废水、井场初期雨水、方井雨水	废水循环利用于钻井过程，完钻时产生的钻井废水、井场初期雨水和方井雨水回用于压裂阶段的压裂液调配用水，无废水进入当地地表水环境。
		压裂返排液	在储水罐和返排液罐中暂存，采用管线或罐车转运至本区块其它页岩气开发平台综合利用，最终不能利用的部分运至阳 33 井或古 12 井回注，现场不排放。如后期回注井有相关调整，也可运至有环保手续和处理能力的其他回注井进行处理。
		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 33 井或古 12 井回注。
		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	钻井废气	无固定、长期污染源，区域环境功能未发生改变

	气	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、制水泥等方式进行综合利用
		油基钻井固废	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、气田水罐沉渣	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 11.5-2　　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	集气站清管检修废水、气田水	污水收集预处理设施	优先区域回用，不能利用的转运至区域内阳 33 井或古 12 井回注。	污废水不外排
土壤环境、地下水环境		检修检修废水、气田水	污水收集处理设施	站场内储存池池体预留 15%的空白容积，并采取重点防渗，污水罐及各水池的底部和四周均采取防腐、防渗处理；采用合格的输气管材、输水管材，施工质量满足相应标准要求	污废水全部收集处理，最终无法处置的回注至阳 33 井或古 12 井，不外排
环境空气		页岩气放空	放空系统	采气站场设置放空系统，用于页岩气应急放空燃烧排放。阳 101-5 集气站设置	妥善处置，减小对环境空气的影响

				1 套放空系统，用于页岩气应急放空燃烧排放。	
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；集气站内撬装设备采取减振等措施	厂界噪声满足昼间 60dB（A）、夜间 50dB（A）要求
固废	施工期	施工废料	回收利用	废包装材料、废焊条回收处置，收集后外售回收利用	固废妥善处置，减小对环境的影响
		生活垃圾	/	依托周边农户现有设施，做到现场无遗留，不乱堆乱弃	
		废弃泥浆	外运处置	外运周边水泥厂或砖厂综合利用	
	运营期	清管检修废渣	外运处置	统一收集后外运地方水泥厂或砖厂处置，不外排	
		气田水罐沉渣			
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

12 结 论

12.1 项目概况

阳 101 井区产能建设工程（一期）包括钻井工程、地面集输工程两部分。钻井工程共部署 7 个平台，其中阳 101H14 平台为在建井场，其余 6 个平台均为新建井场；地面集输工程包括新建集气站 1 座（阳 101-5 集气站）、集输管线 8 条（同沟敷设返排液管线）以及采气站场地面工程。

本项目区块设计总产能规模***m^3/a，开采气种为页岩气，目的层为***。

12.2 外环境现状和环境保护目标

阳 101 井区产能建设工程（一期）范围内不涉及森林公园、湿地公园、水产种资资源保护区、文物保护单位、生态保护红线等分布。本项目区块及其影响区范围内分布的生态环境敏感区主要包括四川省泸州市牛滩白鹤生态自然保护区、玉蟾山省级风景名胜区、濑溪河翘嘴鲌蒙古鲌国家级水产种质资源保护区、生态红线及永久基本农田等。

本项目区块所在范围内无大型河流分布，区域内主要水体为马溪河及部分小型河沟和水渠，区块范围内无集中式饮用水源分布。

本项目地下水环境保护目标主要为各井场、站场所在评价区范围内分散式饮用水井和浅层侏罗系沙溪庙组~自流井组碎屑岩类裂隙孔隙含水层以及上游局部的须家河组砂页岩层间裂隙水。

生态保护目标主要为四川省泸州市牛滩白鹤生态自然保护区、玉蟾山省级风景名胜区，以及生态评价范围（站场外扩 1km，集输管线两侧外扩 200m 范围）内的永久基本农田、自然植被、野生动物、水生生物等。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。

12.3 区域开发现状及回顾性评价结论

（1）阳 101 井区开发现状

阳 101 井区于 2018 年 8 月实施第一口探勘评价井，截至 2022 年 2 月，阳 101 井区累计完成钻井 111 口，完钻井 67 口。

四川页岩气公司在阳 101 井区开钻试采井 11 口，评价井 1 口，储量井 7 口，均已完钻；提前实施一批建产井，目前开钻 66 口，完钻 41 口。

（2）阳 101 井区产能建设工程（一期）开发现状

阳 101 井区产能建设工程（一期）井区面积约 47.26km^2，位于阳 101 井区内西北部。截止 2022 年 2 月，区内仅在建 1 口勘探井，为阳 101H14-1 井钻井工程。

（3）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的落实了环评报告提出的相关环保要求，未发生环境投诉，未发生明显的环境问题。在后续实施过程中，应继续落实环评及批复的相关环保要求。

（4）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。

12.4 环境质量现状评价结论

（1）环境空气

根据《2020 年泸州市生态环境状况公报》，泸县和主城区（含龙马潭区）2020 年为环境空气质量不达标区，主要超标因子为 $PM_{2.5}$。针对泸州市环境空气质量现状不达标情况，中共泸州市委、市人民政府提出了《泸州市大气环境质量限期达标规划（2018-2025 年）》，提出了大气环境质量限期达标战略。

本次评价在区域环境空气一类区、二类区进行了现状补充监测，监测结果表明各监测因子均达到《环境空气质量标准》（GB3095-2012）的一级、二级标准限值要求。

（2）地表水环境

本项目所在区域属于濑溪河水系，主要地表水体为濑溪河和马溪河，马溪河在福集镇古二井村汇入濑溪河。根据本次评价对管线穿越马溪河断面现状监测，BOD_5 不满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）Ⅲ类标准，其余各项监测因子均满足Ⅲ类标准。

（3）地下水环境质量现状

本次监测部分点位存在菌落总数和总大肠菌群轻微超标，最大标准指数分别为 1.7 和 2；引用的数据存在个别点锰超标，最大标准指数为 2.6；结合现场调查和相关资料，推测菌落总数和总大肠菌群超标可能是村民在日常生活生产过程中产生的垃圾废物和大量使用化肥农药以及农家肥，经过雨水冲刷使得污染物进入地下水导致的；锰超标可能是由于地质背景造成的。其他各监测因子均满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）的Ⅲ类标准。也无项目特征因子出现超标现象。

（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、渗育水稻土及中性紫色土，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

本项目所有建设站场均位于泸州市泸县，地貌类型主要由低山和丘陵组成，属 IA3（1）长江上游低山丘陵植被小区。从现场调查情况来看，区块内基本无原生的森林植被，耕地（包括水田和旱地）在区块的平缓洼地和丘陵山丘广泛分布。人工或次生植被分布于耕地、居民点周围，植被分布面积最大的是巨桉等经济林种；分布较为零散的是落叶阔叶灌丛和亚热带草丛植被，分布于林地与耕地间的过渡区域，多为砍伐迹地、撂荒地等逐渐演化而来；评价区内共有自然植被植被型 5 种，群系 17 种，另外还有 3 种主要的栽培植被类型，在区域内广泛分布。占地范围内未发现野生保护植物及名木古树。

评价区生态系统可分为森林生态系统、灌丛生态系统、湿地生态系统、农业生态系统和城镇生态系统五大生态系统，其中，区域生态系统以森林

生态系统为主。

12.5 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，项目沿线区域分布有广阔的林地、耕地，项目站场、管道三桩等永久占地对区域土地利用的改变较小，对土地利用的影响较小；项目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区内植物群落的种类数量发生变化，也不会造成植物物种的消失，对区域植被稳定性的破坏较弱。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，若发现珍稀保护动物，应停止施工，立即按照保护方案采取保护措施。采取措施后，对两栖类动物、爬行类动物、鸟类、珍稀保护动物的影响均较小。

管道涉水施工对河流水生生态造成影响，施工期会改变原有浮游生物的优势度和物种种类组成，但是这种影响都是暂时的，浮游生物种类均为常见种，施工结束后能够恢复到原有状况，因此对浮游生物影响较小；管线穿越河流时时采用大开挖施工，在合理安排施工期，在枯水季节施工，尽量避开鱼类避开翘嘴鲌、蒙古鲌繁殖期（5~7 月），同时提高作业效率，施工对水体及水生生物的影响较小。

项目施工占地范围的生境与影响范围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。

本项目区块范围内分布的生态敏感区有四川省泸州市牛滩白鹤生态自然保护区、玉蟾山省级风景名胜区。此外，濑溪河翘嘴鲌蒙古鲌国家级水产种质资源保护区、生态保护红线距离本区块较近。但本次新建各钻井平台及集输管道均不涉及上述生态敏感区，在严格控制施工作业范围，禁止施工人员及机械进入生态敏感区，禁止向生态敏感区倾倒施工废水、固废后，项目实施对生态敏感区的影响极小。

（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；不能回用的输送至阳 33 井或古 12 井回注，不外排。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和顶管施工产生的废弃泥浆。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水泥厂或砖厂综合利用；油基钻井固废

采用吨袋收集后交由有资质单位进行处理；废矿物油及含矿物油废物交有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；顶管施工设置泥浆池，施工过程中的泥浆循环使用，施工结束后剩余的废弃泥浆干化后外运周边水泥厂或砖厂综合利用。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控措施的基础上，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、定期监测储存池池体防渗性能、监测周边地下水水质状况，及时发现地下水水质异常现象；作好例行监测和数据管理工作，及时分析跟踪监测报告。

12.6 运行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域压裂调配用水，无法回用部分转运至阳 33 井、古 12 井等有处理能力且环保手续齐备的回注站回注处置，清管废水产生量较小，暂存于站场内储存池（后期为

污水罐），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

本项目各采气站场均采用标准化、模块化生产设备，页岩气采输工艺与区域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。

根据本项目预测结果，集气站运营期场界噪声能满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB 12348-2008）2类标准要求；对周围敏感目标贡献小，不会出现噪声扰民环境问题。

（4）固体废物环境影响分析

本项目采气站场运营期除砂器产生的废渣、清管废渣、返排砂和气田水罐沉渣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；集气站产生的清管检修废渣经收集后外送地方水泥厂或砖厂综合利用。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控措施的基础上，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、定期监测储存池池体防渗性能、监测周边地下水水质状况，及时发现地下水水质异常现象；作好例行监测和数据管理工作，及时分析跟踪监测报告。

12.7 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，区域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。

12.8 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、压裂返排液优先回用于区域内钻井泥浆和压裂液配置用水，无法回用部分外运至阳 33 井或古 12 井；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，各采气站场和集气站气田水、清管废水优先回用于区域压裂液配置用水，无法回用部分外运区域阳 33 井或古 12 井等有处理能力且环保手续齐备的回注站回注处置。

根据本次评价 9.1.3 分析结果，本项目废水回注阳 33 井或古 12 井是可行的。但考虑到回注井回注能力，后期若遇回注井回注能力不满足时，也可拉运到蜀南气矿管理的有环保手续和处理能力的其他回注井回注。

本项目施工及运行期间均无废水外排。结合区域内已实施平台经验，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尘原辅材料，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；测试放喷废气引入燃烧池燃烧后排放，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，施工期大气污染物防治措施有效、可行。

采气站场清管、检修废气经放空管排放，事故废气及集气站清管检修事故放空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；集气站撬装设备尽量布置在工艺区中央，并采取减振措施。通

过区域已实施平台采气站场、集气站营运期噪声环境影响实际情况分析，本项目各站场、集气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。

项目结束后，将对退役井站实施永久封堵和废弃，各井站、集气站和管线噪声源将不存在，其周围声环境质量将恢复到项目建设前的水平。

（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；废油在井场的危废暂存间储存，完井后交有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；顶管施工产生的废弃泥浆干化后外运周边水泥厂或砖厂综合利用。

运营期：本项目采气站场运营期除砂器产生的废渣、清管废渣和气田水罐沉渣经收集后交有处理能力且环保手续齐备的单位（附近砖厂及水泥厂等）进行资源化利用；集气站产生的清管检修废渣经收集后外送地方水泥厂或砖厂综合利用。

本项目各站场、集气站固废处理措施均为页岩气开发项目中常用的处置措施，已在区域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。

12.9 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。

12.10 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。

12.11 综合评价结论

阳 101 井区产能建设工程（一期）的建设符合国家、行业颁布的相关产业政策、法规、规范，项目的建设对调动区域页岩气储量，增加区域清洁能源供给，促进区域社会、经济发展，保护和改善区域环境质量具有积极意义，项目建设是必要的。

评价区域环境空气质量、声环境质量、地表水环境质量、地下水环境质量以及土壤环境质量现状总体较好；项目建设产生的污染物均可得到妥善处置，对生态环境、地表水、地下水、土壤以及大气环境影响控制在当地环境可接受范围内，本项目的实施不会改变区域原有的环境功能；项目采用的环保措施可行，社会、经济效益十分显著；建设项目选址合理，环境可行。通过严格落实行业规范和环评提出的环境风险事故防范措施以及制定详尽有效的环境风险事故应急预案，项目环境风险可防可控，环境可接受。在严格落实本环评各项环保措施后，项目建设无重大环境制约因素，从环境保护角度分析，阳 101 井区产能建设工程（一期）是可行的。

12.12 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）建议采用户外广告、张贴画、广播等形式，大力宣传野生动植物保护法律、法规。

（3）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。