

泸 201 井区产能建设工程

环境影响报告书

(公示版)

建设单位：四川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

二〇二四年四月

目 录

目 录	II
概 述	1
1 总 则	10
1.1 编制依据	10
1.2 评价目的、总体构思、内容及重点	18
1.3 评价时段	19
1.4 环境影响识别与评价因子筛选	20
1.5 环境功能区划及评价标准	25
1.6 评价工作等级、范围	31
1.7 相关法律、法规、政策、规划符合性	42
1.8 环境保护目标	79
2 区域开发现状及回顾性评价	121
2.1 泸 201 井区产能建设工程与区域页岩气开发位置关系	121
2.2 泸 201 井区产能建设工程开发情况	121
2.3 泸 201 井区产能建设工程区块内已开发工程概况	128
2.4 已建工程主要存在的环境问题及建议	146
3 项目概况	147
3.1 项目基本情况	147
3.2 气藏开发方案	157
3.3 项目组成及概况	159
3.4 钻前工程	166
3.5 钻井工程	171
3.6 储层改造工程	178
3.7 采气工程	180
3.8 集输工程	184
3.9 供、排水工程	199
3.10 依托工程	201

3.10	工程占地及土石方平衡	217
3.11	组织机构定员及施工进度	219
4	工程分析	220
4.1	施工期工程分析	220
4.2	运营期工程分析	249
4.3	退役期污染源及污染物排放情况	253
4.4	工程产排污总体水平	253
4.5	平面布置合理性分析	255
4.6	温室气体排放量核算	256
5	区域环境概况及环境质量现状	263
5.1	自然环境概况	263
5.2	环境敏感区分布情况	280
5.3	环境质量现状评价	286
5.4	生态环境现状调查	332
6	施工期环境影响评价与预测	361
6.1	施工期生态环境影响分析	361
6.2	施工期大气环境影响分析	368
6.3	施工期地表水环境影响分析	372
6.4	施工期地下水环境影响分析	375
6.5	施工期噪声环境影响分析	393
6.6	施工期固体废物环境影响分析	400
6.7	施工期土壤环境影响分析	403
7	运营期环境影响评价与预测	406
7.1	大气环境影响分析	406
7.2	地表水环境影响分析	406
7.3	地下水环境影响分析	407
7.4	噪声环境影响分析	424
7.5	固体废物环境影响分析	425
7.6	土壤环境影响分析	425

7.7 生态环境影响分析	426
7.8 区域开发累积环境影响分析	428
8 环境风险评价	434
8.1 评价依据	434
8.2 环境风险潜势初判	471
8.3 环境风险识别	479
8.4 风险事故情形分析	483
8.5 环境风险预测与评价	488
8.6 环境风险管理	502
8.7 环境风险防范措施投资	526
8.8 环境风险评价小结	526
9 环境保护措施可行性论证	527
9.1 水污染防治措施	527
9.2 大气污染防治措施	536
9.3 噪声污染防治措施	538
9.4 固废污染防治措施	540
9.5 地下水污染防治措施	550
9.6 土壤污染防治措施	557
9.7 温室气体防控措施	559
9.8 生态环境保护措施	560
9.9 环保设施及投资估算	565
10 环境影响经济损益分析	570
10.1 社会效益分析	570
10.2 经济效益分析	570
10.3 环境经济损益分析	571
11 环境管理与监测计划	573
11.1 企业环境管理现状	573
11.2 施工期环境管理建议	573

11.3 运营期环境管理建议	574
11.4 环境监测及环境保护监控计划	576
11.5 竣工环保验收	580
12 结论及建议	583
12.1 项目概况	583
12.2 外环境现状和环境保护目标	583
12.3 区域开发现状及回顾性评价结论	584
12.4 环境质量现状评价结论	584
12.5 施工期环境影响分析结论	586
12.6 运行期环境影响分析结论	588
12.7 环境风险评价结论	590
12.8 环境保护措施有效性结论	590
12.9 总量控制	592
12.10 公众参与	592
12.11 综合评价结论	592
12.12 建议	593

概 述

一、建设项目背景

中石油西南油气田分公司是中国页岩气勘探开发的开拓者之一，2006 年率先开展页岩气评层选区、2009 年率先开展先导试验、2012 年设立国家级示范区、2014 年实施规模建产、2016 年 9 月启动深化评价和规模上产，创造了多项第一，填补了国内空白，突破了出气关、技术关和规模效益开发关，坚定了大规模开发页岩气的信心。

川南页岩气是西南油气田分公司页岩气发展的核心产区，主要包括威远区块、渝西区块、泸州区块和长宁区块。泸 201 井区属于泸州区块，隶属于川渝黔四川盆地南部泸县-长宁地区石油天然气页岩气勘查矿权，位于泸州中区，资源基础较好，具有巨大的开发潜力。

为评价泸 201 井区优质储层品质及分布范围，落实具体建产区，四川页岩气勘探开发有限责任公司 2021~2023 年规划部署实施了泸 212~泸 226 等 10 个勘探评价井平台，实钻证实了五峰组-龙一₁亚段 I 类连续储层厚度大、储层品质优，已投产井试采效果整体较好，开发潜力大、具备规模效益建产条件。

按照泸州页岩气田开发规划安排，泸州中区将在 2030 年底达产 100 亿方，需要在“十四五”末开展启动产能建设工作，为启动泸州中区页岩气效益勘探开发模式，落实产能建设工程部署，2023 年 8 月，四川页岩气勘探开发有限责任公司以“川页函〔2023〕5 号”文下达了《关于组织实施泸 201 井区产能建设工程前期工作的通知》，开展泸 201 井区产能建设工程相关工作。

泸 201 井区产能建设工程位于泸州市（江阳区、龙马潭区、泸县）、宜宾市（江安县）和自贡市（富顺县），建设内容包括：新建页岩气钻井平台 7 座，新增 32 口页岩气井钻井，建设采气平台井站 17 座，实施 46 页岩气井采气，其中 7 座为本次钻井转采气平台，10 座平台为试采转正式采气平台；并配套建设地面集输管线工程，新建集气管线 8 条，共计 38.89km，气田水管线 6 条，共计 41.62km，其中 25.86km 气田水管道与集

气管道同沟敷设，其余 28.79km 公里单管埋地敷设；预计新建页岩气产能建设规模为***亿 m³/a。

本项目总投资***万元，其中环保投资***万元。

二、本次评价内容和评价时段

（1）评价内容

1) 针对区块内原有工程建设情况、环保手续履行情况、实际环境影响进行回顾性调查，对存在的环境问题提出整改措施建议

2) 对区块内涉及的钻井井场和平台井站、新建气田内部集输管线等可能会对区域内的环境空气、地表水环境、地下水环境、土壤环境以及声环境等带来的环境污染影响和环境风险影响进行全面分析评价，提出可行环保措施；

3) 对泸 201 井区产能建设工程依托原井场、废水污染治理措施依托的污水处理站、回注井、固废处理措施依托的地方砖厂、水泥厂、危废处置资质单位等开展相关调查工作，分析评价依托处置规模合理性，工艺可行性，环保设施可依托性等，论证产能建设项目的可依托性；

4) 从区块整体开发层面分析页岩气开发活动是否突破当地资源利用上线、环境质量底线，从环境保护角度分析区块产能建设项目区域环境的可承载性，进而从环境保护角度出发提出优化滚动开发时序和规模的建议。

（2）评价时段

根据《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》(HJ349-2023)中的有关规定，本次评价时段分施工期、运营期和退役期三个时段来开展环境影响评价。

三、建设项目的特点

本项目为页岩气产能建设项目，其项目主要有以下特点：

①页岩气开发建设项目兼具非污染生态影响和污染影响的特点。生态环境影响主要体现在建设期占用土地、压占植被、破坏土壤、加大水土流失强度及生态景观破坏等方面；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；运营期主要有放空燃烧废气、事故检修废气、气田水、设备噪声，清管废渣、废包装袋以及废润滑油等。

②采用丛式井钻井工艺，一个井场可以向不同方向钻多口水平井，大大减少了井场数量，较好地解决了占地多和地表植被破坏面积大的问题，管理方便。

③优化压裂工序，压裂液循环利用减少用水量。各井场内一口井钻井压裂测试完工后再实施下一口井，压裂返排液采用井间回用和区间回用方式减少压裂施工对当地水资源的占用和返排液外运处理量。

④本工程建设内容多，项目建设内容包括新建钻井井场、采气平台、管线工程等主体工程，还包括道路、供电、通讯等设施的建设工程，主要工艺过程包括钻井、井下作业、采气、集输、压裂返排液处理、气田水处理、道路建设等。

⑤气田项目不同于一般建设项目，具有分布区域广、污染源分散。从局部看，作为点源的钻采工程对环境影响并不显著，但从整体看，数量较多的井场、井站等所构成的面源对环境影响则比较显著。

⑦页岩气产能建设项目多以“整体部署，滚动实施，接替稳产”方式建设，井区区域内各单项工程施工期和运营期交叉存在，不同时段区域产排污水平不同，除单项工程采取的环保措施外，还需要通过优化开发时序和规模，控制产能建设项目环境影响在当地环境可接受范围内。

⑧实施清洁生产，绿色开发。针对钻井过程中产生的钻井废水、压裂返排液等采取“减量化、资源化循环利用、无害化”的措施实施清洁生产，施工废水经简易沉淀处理后循环用于施工场地洒水抑尘和混凝土养护用水，钻井废水、方井雨水、初期雨水、压裂返排液全部回用于区块内钻井泥浆和压裂液配置用水；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，可有效保护项目区域内的地表水、地下水和生态环境。

⑨推行钻井固体废物随钻不落地处理技术，导管段采用清水钻井液钻井，直井段一般采用水基钻井液为主，水基钻屑（第Ⅱ类一般工业固废）

采用制砖或制水泥等资源化利用方式处置；水平段采用油基钻井液，产生的油基钻屑（属 HW08“废矿物油与含矿物油废物”中的 072-001-08“以矿物油为连续相配制钻井泥浆用于天然气开采所产生的废弃钻井泥浆”）按照危废贮存要求现场贮存（防渗、防风、防雨、防晒），岩屑罐或吨袋装方式（避免跑冒滴漏）交由具有相应危废处置资质单位场外转运和最终妥善处理。

⑩须从产能建设项目区域层面选择合理的开发强度，协调压裂返排液、钻井废水的井组间回用、井间回用实现钻井废水、压裂返排液的循环利用最大化，减少废水的现场贮存量 and 存储周期，以及最终外运依托处理量。

⑪可从产能建设项目区域层面，针对各单项工程建设进度，协调如钻井泥浆、地面采气撬装设备（不同阶段，采气设备不同）的多井场间工艺设备循环利用，减少资源消耗。

四、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（水土流失重点治理区和永久基本农田），应编制环境影响报告书。

2023 年 12 月，四川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。2024 年 3 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《泸 201 井区产能建设工程环境影响报告书》。

五、分析判定相关情况

（1）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（2024 年本）》规定的“第一类 鼓励类”中的“七、石油天然气”（“石油天然气开采：常规石油、天然气勘探与开采，页岩气、页岩油、致密油（气）、油砂、天然气水合物等非常规资源勘探开发”），符合国家产业政策。

（2）规划、政策符合性判定

本项目符合《国家发展改革委关于印发“十四五”现代能源体系规划》、《四川省“十四五”规划和 2035 年远景目标纲要》、《四川省“十四五”能源发展规划》、《四川省矿产资源总体规划（2021-2025）》、《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，同时咨询当地规划和自然资源局，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入清单实施生态环境分区管控的通知》（泸市府发〔2021〕10 号）及《宜宾市人民政府印发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》（宜府发〔2021〕4 号）及《自贡市人民政府关于落实生态保护红线、环境质量底线、资源利用上线和生态环境准入清单实施生态环境分区管控的通知》（自府发〔2021〕11 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。

(3) 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。

六、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，采气平台井站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；运行期主要有放空燃烧废气、事故检修废气、气田水、设备噪声，清管废渣、废包装袋以及废润滑油等；退役期主要有施工噪声、扬尘、施工废料等。

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、白油、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、白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以及相邻区域已实施的页岩气勘探开发井，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总体分析泸 201 井区产能建设工程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

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或拉运至有环保手续的污水处理厂进行处理，并分析回注和处理可依托性；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。

七、环境影响报告书的主要结论

泸 201 井区产能建设工程的建设符合国家、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，泸 201 井区产能建设工程是可行的。

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、自贡市生态环境局、宜宾市生态环境局、泸州市生态环境局、自贡市

富顺生态环境局、宜宾市江安生态环境局、泸州市泸县生态环境局、泸州市龙马潭生态环境局、泸州市江阳生态环境局等相关职能部门以及四川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) 《中华人民共和国噪声污染防治法》（2022.6.5 实施）；
- (4) 《中华人民共和国森林法》（2019.12.28 修订，2020.7.1 实施）；
- (3) 《中华人民共和国水法》（2016.7.2 修订）；
- (4) 《中华人民共和国土地管理法》（2019.8.26 修订，2020.1.1 实施）；
- (5) 《中华人民共和国节约能源法》（2018.10.26 修订）；
- (6) 《中华人民共和国野生动物保护法》（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）
- (15) 《中华人民共和国文物保护法》（2017.11.4 修订，2017.11.5 实施）；
- (16) 《中华人民共和国长江保护法》（2020 年 12 月 26 日第十三届全国人民代表大会常务委员会第二十四次会议通过，2021 年 3 月 1 日施

行)；

- (17) 《中华人民共和国渔业法》(2013 年 12 月)；
- (18) 《中华人民共和国河道管理条例》(2017 年 10 月 1 日修订)；
- (19) 《基本农田保护条例》(2011 年 1 月 8 日)；
- (20) 《中华人民共和国野生植物保护条例》(2017 年 10 月 7 日)；
- (21) 《土地复垦条例》(2011 年 3 月 5 日)；
- (22) 《排污许可管理条例》(2021 年 3 月 1 日)；

1.1.2 行政法规与国务院发布的规范性文件

- (1) 《国务院关于环境保护若干问题的决定》(国发〔1996〕31 号，1996.8)；
- (2) 《建设项目环境保护管理条例》(国务院令 682 号，2017.6.21 通过常务会议，2017.10.1 施行)；
- (3) 《全国生态环境保护纲要》(国发〔2000〕38 号，2000.11.26)；
- (4) 《国务院办公厅转发发展改革委等部门关于加快推进清洁生产意见的通知》(国发〔2003〕100 号，2003.12.17)；
- (5) 《中华人民共和国自然保护区条例》(2017.10.7 修订)；
- (6) 《国务院关于印发“十四五”节能减排综合工作方案的通知》(国发〔2021〕33 号，2022.01.24)；
- (7) 《永久基本农田保护条例》(2011.1.8 修订)；
- (8) 《土地复垦条例》(国务院令 592 号，2011.3.5 实施)；
- (9) 《大气污染防治行动计划》(国发〔2013〕37 号，2013.9.10)；
- (10) 《全国生态保护与建设规划》(2013~2020 年，2013.10)；
- (11) 《水污染防治行动计划》(国发〔2015〕17 号，2015.4.2)；
- (12) 《土壤污染防治行动计划》(国发〔2016〕31 号，2016.5.28)；
- (13) 《关于印发《“十四五”生态保护监管规划》的通知》(环生态〔2022〕15 号)；
- (14) 《中华人民共和国陆生野生动物保护实施条例》(2016.2.6 修订)；
- (15) 《中华人民共和国野生植物保护条例》(2017.10.7 修订)；
- (16) 《地下水管理条例》(2021 年 12 月 1 日)；

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

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

(19) 《空气质量持续改善行动计划》(国发〔2023〕24号)；

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

1.1.3 部门规章与部门发布的规范性文件

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

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

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

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

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

(6) 《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)；

(7) 《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)；

(8) 《环境影响评价公众参与办法》(2018年7月16日)；

(9) 《突发环境事件应急管理办法》(部令第34号，2015.6.5)；

(10) 《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)；

(11) 《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)；

- (12) 《石油天然气开采业污染防治技术政策》（2012.03.07 实施）；
- (13) 《产业结构调整指导目录（2024 年本）》（2024.2.1 施行）；
- (14) 《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）；
- (15) 《关于推进环境保护公众参与的指导意见》（环办〔2014〕48 号）；
- (16) 《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）；
- (17) 《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）；
- (18) 《国家危险废物名录》（环境保护部令第 15 号，2021.1.1 起施行）；
- (19) 《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）；
- (20) 《全国生态环境保护纲要》（国发〔2000〕38 号）；
- (21) 《国家重点生态功能保护区规划纲要》（环发〔2007〕165 号）；
- (22) 《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）；
- (23) 《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）；
- (24) 《关于推进污水资源化利用的指导意见》（发改环资〔2021〕13 号）；
- (25) 《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）；
- (26) 《关于推行清洁生产的若干意见》（环控〔1997〕232 号）；
- (27) 《国家重点保护野生动物名录》（2021.2.5）；
- (28) 《国家重点保护野生植物名录》（国家林业和草原局 农业农村部公告 2021 年第 15 号，2021.9.8）；
- (29) 《长江经济带发展负面清单指南（试行）》（长江办〔2022〕7

号)；

(30) 《危险废物排除管理清单》(国办函〔2021〕47 号)；

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

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

(33) 《危险废物转移管理办法》(2022 年 1 月 1 日)；

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

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

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

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

(23) 《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)；

(24) 《宜宾市人民政府印发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》(宜府发〔2021〕4 号)；

(25) 《自贡市人民政府关于落实生态保护红线、环境质量底线、资源利用上线和生态环境准入清单实施生态环境分区管控的通知》(自府发〔2021〕11 号)；

(26) 《四川省沱江流域水环境保护条例》(2019 年)；

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

(28) 《泸州市人民政府关于落实生态保护红线、环境质量底线、资源利用上线制定生态环境准入清单实施生态环境分区管控的通知》(泸市府发〔2021〕10 号)；

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

(30)《宜宾市“十四五”生态环境保护规划》（宜府发〔2022〕14号15号）；

(31)《自贡市“十四五”生态环境保护规划》（自府发〔2022〕25号）；

(32)《泸州市泸县“十四五”生态环境保护规划》（泸县府发〔2022〕13号）；

(33)《龙马潭区“十四五”生态环境保护规划》（泸龙府发〔2022〕16号）

(34)《泸州市江阳区“十四五”生态环境保护规划》泸江府发〔2022〕17号；

(35)《富顺县“十四五”生态环境保护规划》（富府发〔2023〕11号）；

(36)《江安县“十四五”生态环境保护规划（2021—2025年）》；

(37)《西南油气田分公司“十四五”天然气开发业务规划》。

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》（HJ2.4-2021）；

(6)《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022）；

(7)《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）；

(8)《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）；

(9)《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023）；

(10)《突发环境事件应急监测技术规范》（HJ589-2021）；

(11)《危险废物收集、贮存、运输技术规范》（HJ 2025-2012）；

(12) 《排污单位自行监测技术指南 陆上石油天然气开采工业》(HJ 1248-2022)；

(13) 《固体废物再生利用污染防治技术导则》(HJ1091-2020)；

(14) 《重点行业建设项目碳排放环境影响评价试点技术指南(试行)》(2021 年版)。

1.1.6 页岩气开采行业技术规范

(1) 《页岩气钻前工程作业规范》(Q/SY 16005-2017)；

(2) 《页岩气平台钻前土建工程作业要求》(NB/T 14021-2017)；

(3) 《页岩气水平井钻井作业技术规范》(NB/T 10252-2019)；

(4) 《页岩气井试气技术规范》(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》(SY/T 5466-2013)；

(27) 《石油天然气钻井、开发、储运防火防爆安全生产技术规程》

(SY/T 5225-2019)；

(28) 《油气输送管道穿越工程设计规范》(GB 50423-2013)；

(29) 《油气输送管道穿越工程施工规范》(GB 50424-2015)；

(30) 《陆上石油天然气集输环境保护推荐作法》(SY/T7294-2016)；

(31) 《石油天然气工业健康、安全与环境管理体系》(SY/T 6276-2014)；

(32) 《废弃井及长停井处置指南》(SY/T 6646-2017)；

(33) 《非常规油气开采企业温室气体排放核算方法与报告指南》(SY/T 7641-2021)；

(34) 《页岩气开发工程地下水环境监测技术规范》(NB/T10848-2021)；

(35) 《非常规气田采出水回注环境保护规范》(SY/T 7640-2021)；

(36) 《页岩气 环境保护 第 1 部分：钻井作业污染防治与处置方法》(GB/T 39139.1-2020)。

1.1.7 项目资料

(1) 泸 201 井区产能建设工程现有工程环评报告及批复；

(2) 泸 201 井区产能建设工程相关设计资料等。

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) 对泸 201 井区产能建设工程所辖范围内井场、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，对泸 201 井区产能建设工程区块开发现状、生态影响及污染物产生情况、环境保护措施落实情况、存在的环保问题等进行回顾分析；

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

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

1.2.3 评价内容及重点

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

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

1.3 评价时段

评价时段主要为施工期、运营期，兼顾退役期。

本项目钻井工程以施工期为重点，内部集输工程以施工期、运营期为

重点，同时兼顾退役期。

1.4 环境影响识别与评价因子筛选

根据页岩气开发项目建设特点以及本项目工程内容及开发方案，本次泸 201 井区产能建设工程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 座采气平台井站建设、8 条集气管道及 7 条气田水管道建设带来的。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 17 座采气平台井站、8 条集气管线（38.89km）及 7 条气田水管线（41.62km）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、油基泥浆挥发的无组织废气、放喷测试废气及施工机械柴油机排放的烟气；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、储存池废水等污染物一旦发生泄漏而引发的事故风险，将会对周围水环境、生态环境和人员造成影响。

（2）运行期环境影响影响要素识别

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平台井站气液分离产生的气田水；噪声源主要为各采气平台井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、储存池沉渣、废油。

②非正常工况

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

（3）退役期环境影响识别

各种生产、生活设施相继拆除和停用，拆除过程中会产生施工噪声和固体废物，当完成拆除和地表恢复后，由于采用水泥封井措施，将不会有

废气产生。采取生态恢复措施以后，环境空气、水质和土壤等将逐渐恢复。

本项目环境影响因子和影响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	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、TDS、石油类、Cl ⁻	—		√	√			√				
		初期雨水	COD、TDS、石油类	—		√	√			√				
		方井雨水	COD、TDS、石油类	—		√	√			√				
		生活污水	COD、BOD ₅ 、NH ₃ -N	—		√	√							
	固废	岩屑、废泥浆、生活垃圾	/	—			√			√	√			
	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	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、改变自然景观、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	++												√
			交通	短时阻断交通	-												√
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 、TSP	-	√											
			无组织逸散废气	非甲烷总烃	-	√											
		废水	气田水	COD、TDS、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	-	√											
			污水罐破裂、转运事故	COD、石油类、Cl ⁻	-		√	√		√							
	退役期	废弃管道设备锈蚀、固废		Fe ₂ O 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：昼间等效声级（L_d）、夜间等效声级（L_n）。

环境空气：SO₂、NO₂、PM₁₀、PM_{2.5}、CO、O₃、非甲烷总烃。

地表水环境：pH、氯化物、SS、COD_{Cr}、BOD₅、NH₃-N、溶解氧、铁、锰、硫酸盐、硫化物、氯化物、石油类。

地下水环境：①背景离子（K⁺、Na⁺、Ca²⁺、Mg²⁺、CO₃²⁻、HCO₃³⁻、Cl⁻、SO₄²⁻）；

②基本水质因子（pH、氨氮、硝酸盐、亚硝酸盐、挥发性酚类、氰化物、砷、汞、铬（六价）、总硬度、铅、氟、镉、铁、锰、溶解性总固体、

耗氧量、硫酸盐、总大肠菌群、菌落总数、硫化物）；

③特征因子（COD、石油类、氯化物、钡）。

土壤：土壤理化性质；建设用地（45 项）：pH 值、砷、镉、铬（六价）、铜、铅、汞、镍、四氯化碳、氯仿、氯甲烷、1,1-二氯乙烷、1,2-二氯乙烷、1,1-二氯乙烯、顺-1,2-二氯乙烯、反-1,2-二氯乙烯、二氯甲烷、1,2-二氯丙烷、1,1,1,2-四氯乙烷、1,1,2,2-四氯乙烷、四氯乙烯、1,1,1-三氯乙烷、1,1,2-三氯乙烷、三氯乙烯、1,2,3-三氯丙烷、氯乙烯、苯、氯苯、1,2-二氯苯、1,4-二氯苯、乙苯、苯乙烯、甲苯、间二甲苯+对二甲苯、邻二甲苯、硝基苯、苯胺、2-氯酚、苯并[a]蒽、苯并[a]芘、苯并[b]荧蒽、苯并[k]荧蒽、蒽、二苯并[a,h]蒽、茚并[1,2,3-cd]芘、萘；农用地（8 项）：pH 值、石油烃、砷、镉、铬、铜、铅、汞、镍、锌；特征因子：pH、石油烃、氯化物、硫酸根、钡。

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

（2）环境影响分析因子

声环境：昼间等效声级（ L_d ）、夜间等效声级（ L_n ）；

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

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

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

固体废物：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：pH、石油烃、汞、砷、六价铬、土壤盐分含量、氯化物、钡。

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

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

1.5 环境功能区划及评价标准

1.5.1 环境功能区划

根据四川省环境功能区划相关文件，确定本项目所在地环境功能区划情况见表 1.5-1。

表 1.5-1 环境所在区域功能区划情况

序号	项目	功能属性及执行标准
1	环境空气	环境空气二类区
2	地表水环境	区块属于长江水系，区块内沱江、濑溪河穿过，以及部分小河沟。主要水体包括沱江、濑溪河、南井河、久桥河（石鹿溪）等，其中区块内地表水均为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	本项目声环境影响区域内主要为分散居民点，属一般居住区，根据四川省自贡市、宜宾市、泸州市区域环境噪声功能适用区划分的相关规定查询，该区域未划定声环境功能区，参照《声环境质量标准》（GB3096-2008）声环境适用范围，声环境功能区划定为 2 类区，交通干线两侧一定范围内声环境功能区划定为 4 类声环境功能区
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）、《四川省建设用土壤污染风险管控标准》（DB51 2978-2023）、《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 盆地丘陵农林复合生态亚区 ”—“I-2-7 川江干流—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）中的二级标准；项目特征因子非甲烷总烃执行《大气污染物综合排放标准详解》中制定非甲烷总烃排放标准时选用的环境质量标准，具

体浓度限值见表 1.5-2。

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

污染物名称	取值时间	浓度限值		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	/	/	/	/

(2) 地表水环境质量标准

本项目地表水环境质量执行《地表水环境质量标准》(GB 3838-2002)中的Ⅲ类标准。相应的标准详见表 1.5-3。

表 1.5-3 地表水环境质量标准限值 (mg/L, pH 无量纲)

污染物	pH	BOD ₅	COD	NH ₃ -N	硫化物	石油类
Ⅲ类标准	6~9	≤4	≤20	≤1.0	≤0.2	≤0.05
污染物	氨氮	硫酸盐	SS	六价铬	汞	阴离子表面活性剂
Ⅲ类标准	1.0	250	/	0.05	0.0001	0.2
污染物	砷	镍	挥发酚	铅	TP	氯化物
Ⅲ类标准	0.05	0.02	0.005	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)

项目	pH	氨氮	铁	锰	石油类	氯化物
浓度限值	6.5~8.5	≤0.5	≤0.3	≤0.1	≤0.05	≤250
项目	硫酸盐	耗氧量 (COD _{Mn} 计)	硝酸盐	亚硝酸盐	总硬度	溶解性总固体
浓度限值	≤250	≤3.0	≤20.0	≤1.00	≤450	≤1000
项目	氟	铬 (六价)	铅	砷	汞	镉

浓度限值	≤1.0	≤0.05	≤0.01	≤0.01	≤0.001	≤0.005
项目	挥发性酚类	氰化物	总大肠菌群 (MPN/100mL)		细菌总数 (CFU/mL)	
浓度限值	≤0.002	≤0.05	≤3		≤100	
备注	石油类参考《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）的Ⅲ类水标准，其他执行《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中Ⅲ类标准。总大肠菌群单位：MPN/100mL；菌落总数单位：CFU/mL；pH 无量纲；其他指标单位：mg/L。					

(4) 声环境质量标准

项目所在区域大部分为环境空气 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。交通干线两侧声环境质量执行《声环境质量标准》(GB3096-2008)4a 及 4b 类功能区标准,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)和《四川省建设用地土壤污染风险管控标准》(DB51 2978-2023),详见表 1.5-7;石油烃建设用地土壤污染风险筛选值和管制值标准见表 1.5-8。

表 1.5-6 农用地土壤污染风险管控标准(基本项目) 单位: mg/kg

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

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

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

表 1.5-7 建设用地土壤污染风险管控标准 单位：mg/kg

污染物项目	筛选值		管制值	
	第一类用地	第二类用地	第一类用地	第二类用地
砷	20	60	120	140
镉	20	65	47	172
铬（六价）	3	5.7	30	78
铜	2000	18000	8000	36000
铅	400	800	800	2500
汞	8	38	33	82
镍	150	900	600	2000
四氯化碳	0.9	2.8	9	36
氯仿	0.3	0.9	5	10
氯甲烷	12	37	21	120
1,1-二氯乙烷	3	9	20	100
1,2-二氯乙烷	0.52	5	6	21
1,1-二氯乙烯	12	66	40	200
顺-1,2-二氯乙烯	66	596	200	2000
反-1,2-二氯乙烯	10	54	31	163
二氯甲烷	94	616	300	2000
1,2-二氯丙烷	1	5	5	47
1,1,1,2-四氯乙烷	2.6	10	26	100
1,1,2,2-四氯乙烷	1.6	6.8	14	50
四氯乙烯	11	53	34	183
1,1,1-三氯乙烷	701	840	840	840
1,1,2-三氯乙烷	0.6	2.8	5	15
三氯乙烯	0.7	2.8	7	20
1,2,3-三氯丙烷	0.05	0.5	0.5	5
氯乙烯	0.12	0.43	1.2	4.3
苯	1	4	10	40
氯苯	68	270	200	1000
1,2-二氯苯	560	560	560	560
1,4-二氯苯	5.6	20	56	200
乙苯	7.2	28	72	280
苯乙烯	1290	1290	1290	1290
甲苯	1200	1200	1200	1200
间二甲苯+对二甲苯	163	570	500	570
邻二甲苯	222	640	640	640
硝基苯	34	76	190	760
苯胺	92	260	211	663
2-氯酚	250	2256	500	4500

苯并[a]蒽	5.5	15	55	151
苯并[a]芘	0.55	1.5	5.5	15
苯并[b]荧蒽	5.5	15	55	151
苯并[k]荧蒽	55	151	550	1500
蒽	490	1293	4900	12900
二苯并[a, h]蒽	0.55	1.5	5.5	15
茚并[1,2,3-cd]芘	5.5	15	55	151
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
钡	7440-39-3	2766	8660	5532	17320

1.5.3 污染物排放标准

(1) 废气

施工期扬尘执行《四川省施工场地扬尘排放标准》(DB51/2682-2020)，施工期和运行期非甲烷总烃无组织排放执行《四川省固定污染源大气挥发性有机污染物排放标准》(DB51/2377-2017)；施工期和运营期其他废气排放执行《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996)，同时柴油发电机满足《非道路柴油移动机械污染物排放控制技术要求》相关要求，具体标准值见表 1.5-9。

表 1.5-9 大气污染物排放标准

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

	颗粒物	20	/	/	
其他废气	SO ₂	550	4.3(20m) 2.6(15m)	0.40	《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996)
	NO _x	240	1.3(20m) 0.77(15m)	0.12	
	颗粒物	120	5.9(20m) 3.5(15m)	1.0	

注：本项目产生的 VOCs 主要为非甲烷总烃。

(2) 废水

本项目施工废水循环利用，不外排；钻井废水、压裂返排液大部分回用于区块内或区块内其他平台钻井工程压裂用水，最终无法回用的转运至回注井回注或手续齐全且有处理能力的污水处理厂处理；运营期清管检修废水、气田水优先回用于区块内的压裂用水，最终无法回用的转运至回注井回注或手续齐全且有处理能力的污水处理厂处理；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在现场外排。

(3) 噪声

施工噪声参照《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2011)，即昼间 70dB(A)，夜间 55dB(A)。运行期采气平台井站厂界噪声依据《声环境质量标准》(GB3096-2008)所在声环境功能区执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)中的 2 类标准，详见表 1.5-10。

表 1.5-10 厂界噪声排放标准 单位：dB(A)

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

(4) 固体废物污染控制标准

本项目固体废物主要为钻井施工水基钻井固废（水基泥浆和岩屑）、油基钻井固废（油基泥浆和岩屑）、返排砂、废矿物油及含矿物油废物、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》(GB18597-2023)，一般工业固体废物执行《陆上石油天然气开采水基钻井废弃物处理处置及资

源化利用技术规范》（SY/T 7466-2020）、《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB18599-2020）。

一开段采用清水钻进，二开+三开段采用水基钻井液钻进，四开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 19-2022、HJ2.3-2018、HJ2.2-2018、HJ 610-2016、HJ2.4-2021、HJ169-2018)中的有关规定确定本项目各环境要素的评价工作等级如下。

1.6.1 生态环境

(1) 评价等级

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

表 1.7-1 生态影响评价工作等级划分表

序号	评价等级判定原则	本项目情况	判定结果
1	涉及国家公园、自然保护区、世界自然遗产、重要生境时，评价等级为一级	本项目所处区域开发多年，主要为农田生态系统，不涉及国家公园、自然保护区、世界自然遗产、重要生境	/
2	涉及自然公园时，评价等级为二级	本项目不涉及自然公园	/

3	涉及生态保护红线时，评价等级不低于二级	本项目不涉及生态保护红线	/
4	根据 HJ 2.3 判断属于水文要素影响型且地表水评价等级不低于二级的建设项目，生态影响评价等级不低于二级	不属于水文要素影响型	/
5	根据 HJ610、HJ964 判断地下水水位或土壤影响范围内分布有天然林、公益林、湿地等生态保护目标的建设项目，生态影响评价等级不低于二级	项目对地下水水位基本无影响，土壤影响范围内不涉及天然林、公益林、湿地等生态保护目标。	陆生生态定为二级
6	当工程占地规模大于 20km ² 时（包括永久和临时占用陆域和水域），评价等级不低于二级；改扩建项目的占地范围以新增占地（包括陆域和水域）确定	本项目占地面积小于 20km ²	/
7	当评价等级判定同时符合上述多种情况时，应采用其中最高的评价等级	本项目生态评价工作等级定为二级	
8	建设项目涉及经论证对保护生物多样性具有重要意义的区域时，可适当上调评价等级	不涉及	不上调
9	在矿山开采可能导致矿区土地利用类型明显改变，或拦河闸坝建设可能明显改变水文情势等情况下，评价等级应上调一级	本项目为页岩气开采，不会导致区域土地利用类型明显改变，也不会明显改变水文情势。	不上调
10	线性工程可分段确定评价等级。线性工程地下穿越或地表跨越生态敏感区，在生态敏感区范围内无永久、临时占地时，评价等级可下调一级	本项目管线不穿跨越生态敏感区	不下调
11	符合生态环境分区管控要求且位于原厂界（或永久用地）范围内的污染影响类改扩建项目，位于已批准规划环评的产业园区内且符合规划环评要求、不涉及生态敏感区的污染影响类建设项目，可不确定评价等级，直接进行生态影响简单分析	本项目为生态影响型项目，需新增占地	本项目不涉及此种情况，定为二级

（2）评价范围

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

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，单井钻井时间短，暂不考虑其评价等级。根据环境影响识别，地面集输工程选取非甲烷总烃为候选因子进行核算，分别计算每一种污染物的最大地面浓度占标率 P_i 和地面浓度达标限值 10% 时所对应的最远距离 $D_{10\%}$ 。其中 P_i 定义为：

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

式中： P_i —第 i 个污染物的最大地面浓度占标率，%；

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

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

表 1.6-2 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	$P_{\max} \geq 10\%$
二级	$1 < P_{\max} < 10\%$
三级	$P_{\max} < 1\%$

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

根据《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/°C		40.3
最低环境温度/°C		-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/m³

名称	最大落地浓度出现的距离 (m)	非甲烷总烃	
		最大落地浓度占标率 (%)	D _{10%} (m)
泸 201H1	***	***	***
泸 201H2	***	***	***
泸 201H3	***	***	***
泸 201H5	***	***	***
泸 201H6	***	***	***
泸 201H7	***	***	***
泸 201H8	***	***	***
泸 201H4	***	***	***
泸 212	***	***	***
泸 214	***	***	***
泸 215	***	***	***
泸 216	***	***	***
泸 217	***	***	***
泸 218	***	***	***
泸 224	***	***	***
泸 225	***	***	***
泸 226	***	***	***

注：本项目产生的 VOCs 主要为非甲烷总烃。

根据预测结果，运营期平台最大占标率 P_{max} 均小于 1%，根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018），因此项目评价等级为三级评价。

（2）评价范围

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

1.6.3 地表水环境

（1）评价工作等级

根据现场调查情况，本项目区域属长江水系，项目施工期间所有废水尽量回用，不能回用的回注或处理后外排，不现场直接外排，运行期中产生的废水尽量回用，不能回用的回注或处理后外排，不现场直接外排。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

由于本项目生产运行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

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

①建设项目行业分类

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

②地下水环境敏感性

根据地下水导则中对地下水敏感程度划分要求，结合本项目的影响程度、污染方式、渗漏途径等特征，结合现场调查和资料收集成果，结合本项目各场地周边地下水环境敏感区的分布情况和敏感点类型，最终得出本项目各场地及评价范围均不涉及地下水集中式饮用水水源（包括已建成的

在用、备用、应急水源，在建和规划的地下水饮用水水源）准保护区、除地下水集中式饮用水水源以外的国家或地方政府设定的与地下水环境相关的其他保护区（如热水、矿泉水、温泉等特殊地下水资源保护区）等地下水环境敏感区，现场调查结果表明该情况场地评价范围内仅分布有居民饮用水井的分散式饮用水源及具有供水价值的含水层，因此，本项目各场地所在评价范围的地下水环境敏感程度属于“较敏感”。

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

表1.6-5 建设项目评价工作等级分级表

类型	名称	行业类别	所在评价范围地下水敏感程度	地下水环境影响评价工作等级
钻井+采气场站	泸 201H1、泸 201H2、泸 201H3、泸 201H5、 泸 201H6、泸 201H7、泸 201H8	Ⅱ类	较敏感	二级
采气场站	泸 212、泸 201H4(泸 213)、泸 214、泸 215、 泸 216、泸 217、泸 218、泸 224、泸 225、 泸 226			

集输 管线 (气 田水 管线)	泸 201H1 平台泵站~泸 201H2 平台泵站气田水管道支线、泸 201H2 平台泵站~泸 201H3 平台泵站气田水管道支线、泸 201H3 平台泵站~泸 201H4 平台泵站气田水管道支线、泸 226 平台泵站~泸 201H8 中心泵站气田水管道支线、泸 226 平台泵站~泸 201H7 平台泵站气田水管道支线、泸 201H5 平台泵站~阳 101H18 平台泵站气田水管道支线			
集输 管线 (集 气管 线)	泸 201H1~泸 212、泸 201H2~泸 201H3、 泸 201H3~泸 215、泸 201H5~阳 101H18、 泸 201H6~泸 216、泸 201H7~泸 226、泸 201H8~泸 226、泸 216~铁清站	III 类	较敏感	三级

(2) 评价范围

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

本次评价在考虑区块项目的整体性、水文地质条件时空分布的差异性和地下水评价工作内容要求的基础上，通过对各级水文地质单元的水文地质特征分析，结合项目各场地工程内容和地下水环境影响途径识别，最终确定本项目地下水环境影响评价范围由各项目场地所在的最后一级水文地质单元决定，该水文地质单元对于浅层且具有供水价值的含水层而言，既具有相对独立的地下水补径排特征，又能细化评价分析项目各场地的地

下水环境影响程度。因此，本次各场站评价范围划定宜选用自定义法划定的最后一级水文地质单元作为评价范围。本项目各场地评价范围划分情况见表 1.6-6 和和附图 1.7-1。

同时，本项目集输管线为线性工程，依据地下水导则评价要求，本项目线性工程评价范围宜采用工程边界两侧向外延伸200m的区域作为评价范围，由于本项目管线外扩200m不涉及与地下水集中式饮用水源及其保护区等相关的地下水环境敏感区，因此，本项目管线评价范围最终确定为各管线外扩200m作为评价范围，空间分布情况如图1.6-6。

表1.6-6 各场站及管线评价范围划分情况一览表

一级水文地质单元	二级水文地质单元	场地名称	各场地重点评价范围面积 km ²	各场地重点评价范围边界
沱江水文地质单元 (I)	沱江左岸水文地质单元 (I-1)	泸 201H5	1.53	东南至老君山-马鞍山-绕拔山一线，西南至檬子湾-下坳口上一线，西北至学堂头-碾子湾一线溪沟一线，东北至天竹寺-黄半冲一线
		泸 214	1.00	北至新街滩一线，东至白果树-麻柳湾一线，南至高屋基一线，东至王湾-大坟坝一线
		泸 218	0.75	西北至绕拔山-马鞍山一线，西南至新房子-老槽房一线，东至双河口湾湾头一线，东北丁基房-双河口一线
		泸 201H5~阳 101H18	2.68	管线外扩 200m 范围
	沱江右岸水文地质单元 (I-2)	泸 201H1	0.99	南至上雷桥-龙大山一线，东至芦稿冲-坳上一线，北至纸厂头-青冈山一线，西北至下雷桥-纸厂头一线
		泸 201H2	1.71	北至银朋山-花溪子一线，东至豆腐湾-白杨湾-鸭池村一线，南至金银湾-黄桷咀一线，瓦厂-新房子一线
		泸 201H3	1.69	北至谭家寺-黄泥磅一线，东北至何家山-老虎山一线，南至坳口上-大保山-黄桷树一线，西至黄桷树-李子湾一线
		泸 201H4 (泸 213)	2.34	南至大弯头-曹坟山一线，东至碓窝垌-观山堂一线，东北至沱江，北至碾子山一线，西至培头寺-沙田子一线

		泸 212	2.13	西至蜡烛田-新湾-小湾子-蛮洞子一线，北至龙屋基-新房子一线，东至蒲家湾-凉姜沟一线，南至枣子湾-长五间-冯家坳一线
		泸 215	1.21	北至老瓦房-青苔山一线，东至骑龙坳-雷公坝，南至八鸽坟一线，西南至瓦窑山一线，西至山顶上-枣子湾一线
		泸 216	3.24	南至上下石头山一线，东至黄金湾-刘家坝一线，东北至陈家嘴-大山上一线，西北至梨子屋基-宋桥一线，西至黄果山-高粱坡一线，西南至衰草坡一线
		泸 217	1.10	东北至厅房头-陵园村一线，西北至狗儿桥-新房子一线，西南至松林山，东南至岩上-生基咀一线
		泸 225	1.30	东北至碾子堂-牛角冲-黄石屋基一线，西至灯杆山一线，西南至小湾子一线，东南至罗家榜-庙儿山
		泸 201H6	0.90	北至高家湾村一线，西北至甘家咀一线，西南至垭口上-大金山坝一线，东南至大金山坝-大石包一线
		泸 201H1~泸 212、泸 201H1~泸 201H2、泸 201H2~泸 201H3、泸 201H3~泸 201H4、泸 201H3~泸 215、泸 216~铁清站、泸 201H6~泸 216	12.88	管线外扩 200m 范围
长江水文地质单元(II)	长江左岸水文地质单元(II-1)	泸 201H7	0.65	西北至杉树湾一线，西至杨家湾一线，东北至唐家湾-桥土湾一线，南至沙湾头-黄天凶一线
		泸 201H8	2.13	北至柿子沟-老瓦房一线，西北至桐子沟-杉林头一线，南至骑龙坳-新瓦房一线，西至大土头-新房子一线
		泸 224	1.10	西北至大房子一线，东北新屋基-凤尾穴-碾子山一线，南至机房头-大田边，东至桐子沟-杉林头一线
		泸 226	1.68	北至四面山镇一线，东至石岩湾-杠子山一线，南至村子头-营盘山一线，西南至金龙山-村子头一线，西至大山坡一线，西北至黄桷咀芝麻山一线

		泸 201H7-泸 226、泸 201H8-泸 226	3.67	管线外扩 200m 范围

1.6.5 声环境

(1) 评价等级

根据页岩气开采运行环境影响特性，集输管线无噪声影响，主要噪声源位于各井场、井站内，本项目涉及各井场和井站均位于 2 类声环境功能区适用区域；周边 200m 范围内仅有少量分散居民点分布，受噪声影响人口数量少，项目钻井期间优先采用网电供电，声环境质量前后变化幅度小，约 3~5dB(A)；根据《环境影响评价技术导则 声环境》(HJ2.4-2021)中关于评价工作等级的划分原则，确定本项目声环境影响评价工作等级为二级，判断等级详见表 1.6-7。

表 1.6-7 声环境影响评价等级

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

(2) 评价范围

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

表 1.6-10 声环境影响评价范围表

单项工程	阶段	评价范围
钻井井场	施工期：钻井、压裂	井场周边 300m 范围
采气平台井站	施工期、运营期	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，本项目属于“采矿业”中“页岩气开采”，为 II 类项目。

根据《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023）中“7.4 土壤环境评价等级和评价范围依据 HJ 964 的相关原则来确定，并符合下列要求：a）项目类别，依据 HJ 964 的规定，土壤盐化、酸化和碱化地区，建设项目应按照土壤污染影响型和生态影响型，按相应等级分别开展评价工作；非土壤盐化、酸化和碱化地区，按照土壤污染影响型，按相应等级开展评价工作。

常规天然气和页岩气、致密气等非常规天然气开采（含天然气净化厂）站场等工程，油类和废水等输送管道，按照 II 类建设项目开展土壤环境影响评价。天然气管道按照 IV 类建设项目开展土壤环境影响评价。”

综合判定本项目按照土壤污染影响型开展评价工作，项目井场、返排液管线按照 II 类建设项目开展土壤环境影响评价，集气管线按照 IV 类建设项目，可不开展土壤评价。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

敏感程度 评价工作等级 占地规模	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。									

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

（2）评价范围

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》(HJ964-2018)土壤二级评价土壤调查评价范围的要求，本项目土壤环境影响评价范围为井场、集输管线占地范围内以及占地范围外 200m 范围内。

1.6.7 环境风险

（1）评价等级

本项目施工期钻井井场环境风险潜势为III级，环境风险评价等级为二级。采气平台井站运营期、管线施工期和运营期环境风险潜势均为 I，可开展简单分析。

（2）评价范围

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018），本项目环境风险评价范围如下：本项目大气环境风险评价范围为各钻井井场周边 3km，采气平台井站周边 3km 以及各集输管线周边 200m 的范围。地表水环境风险范围为井场（井站）周边地表水体，管线穿越以及污染物转运路线沿线穿越的地表水体；地下水环境风险评价范围为各井场（井站）周边浅层含水层、可能受建设项目影响且具有饮用水开发利用价值的含水层、以及集中式饮用水源和分散式饮用水源取水井。

1.7 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（2024 年本）》第七类第 1 条“石油天然气开采：页岩气、页岩油、致密油（气）、油砂、天然气水合物等非常规资源勘探开发”，符合国家产业政策。

本项目不属于国务院规定关停的 15 类严重污染环境的“十五”小项目，不属于列入《第一批严重污染环境（大气）的淘汰工艺与设备名录》、《淘汰落后生产能力、工艺和产品的目录》（第一批、第二批、第三批）和《工商投资领域制止重复建设目录》的项目，因此本项目不违反国家有关产业政策。

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

本项目与《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函〔2019〕910 号）对比分析详见表 1.7-1。

表 1.7-1 与通知符合性分析

序号	技术政策要求	本工程内容	符合性
一	推进规划环境影响评价		
（二）	油气企业在编制内部相关油气开发专项规划时，鼓励同步编制规划环境影响报告书。	未编制相应油气开发专项规划环境影响报告书。	非强制性要求，不违背
二	深化项目环评“放管服”改革		
（四）	油气开采项目（含新开发和滚动开发项目）原则上应当以区块为单位开展环评（以下简称区块环评），一般包括区块内拟建的新井、加密井、调整井、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。	本次评价为泸 201 井区产能建设工程环评，包括拟建的新井、钻井井场、采气平台井站、集输管道工程及配套工程等。	符合
三	强化生态环境保护措施		
（七）	涉及向地表水体排放污染物的陆地油气开采项目，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回注井回注或有处理能力且环保手续齐全的污水处理厂进行处理，回注井回注层位均不属于碎屑岩，环评中论证回注的环境可行性。	符合

(九)	油气开采产生的废弃油基泥浆、含油钻屑及其他固体废物，应当遵循减量化、资源化、无害化原则，按照国家和地方有关固体废物的管理规定进行处置。鼓励企业自建含油污泥集中处理和综合利用设施，提高废弃油基泥浆和含油钻屑及其处理产物的综合利用率。油气开采项目产生的危险废物，应当按照《建设项目危险废物环境影响评价指南》要求评价。	工程水基钻井固废在井场通过压滤减量化后外运综合利用。油基钻井固废交由有危废资质单位进行处置。	符合
(十)	陆地油气开采项目的建设单位应当对挥发性有机物液体储存和装载损失、废水液面逸散、设备与管线组件泄漏、非正常工况等挥发性有机物无组织排放源进行有效管控，通过采取设备密闭、废气有效收集及配套高效末端处理设施等措施，有效控制挥发性有机物和恶臭气体无组织排放。涉及高含硫天然气开采的，应当强化钻井、输送、净化等环节环境风险防范措施。含硫气田回注采出水，应当采取有效措施减少废水处理站和回注井场硫化氢的无组织排放。高含硫天然气净化厂应当采用先进高效硫磺回收工艺，减少二氧化硫排放。井场加热炉、锅炉、压缩机等排放大气污染物的设备，应当优先使用清洁燃料，废气排放应当满足国家和地方大气污染物排放标准要求。	工程为页岩气开发区块，开采气体不含硫，井场管道密闭，有效控制非甲烷总烃的无组织排放；井场、站场均采用当地电网供电，运营期正常工况下无大气污染物排放。	符合
(十一)	施工期应当尽量减少施工占地、缩短施工时间、选择合理施工方式、落实环境敏感区管控要求以及其他生态环境保护措施，降低生态环境影响。钻井和压裂设备应当优先使用网电、高标准清洁燃油，减少废气排放。选用低噪声设备，避免噪声扰民。施工结束后，应当及时落实环评提出的生态保护措施。	施工期项目按照标准井场布置尽可能少占用地，选用先进的钻井技术，缩短施工时间。井场、站场均采用当地电网供电，不设置水套炉等加热装置，减少废气排放。选用低噪声设备，避免噪声扰民。提出了施工结束后及时落实生态保护措施的要求。	符合
(十二)	陆地油气长输管道项目，原则上应当单独编制环评文件。	本项目管道为内部集输管道，不涉及油气长输管道。	符合
(十三)	油气企业应当加强风险防控，按规定编制突发环境事件应急预案，报所在地生态环境主管部门备案。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，无法利用的拉运至回注井回注。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。	项目泸 201 井区产能建设工程采用丛式井组，且均为水平井，尽量减少了工程岩屑、废水的产生，减少了占地。	符合
2	在开发过程中，伴生气应回收利用，减少温室气体排放，不具备回收利用条件的，应充分燃烧，伴生气回收利用率应达到 80%以上；站场放空天然气应充分燃烧。燃烧放空设施应避开鸟类迁徙通道。	本项目页岩气在放喷过程中不具备回收利用条件，在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凝析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，最终无法回用的压裂返排液拉运至回注井回注或污水处理厂处理。	符合
2	固体废物收集、贮存、处理处置设施应按照国家要求采取防渗措施。试油（气）后应立即封闭废弃钻井液贮池。	项目严格按照《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ 610-2016）规范落实防渗措施。	符合
3	应回收落地原油，以及原油处理、废水处理产生的油泥（砂）等中的油类物质，含油污泥资源化利用率应达到 90%以上，残	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	符合

序号	技术政策要求	本工程内容	符合性
	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。	的废油,完井后交有相应危险废物处理资质的单位处置。	
4	对受到油污染的土壤宜采取生物或物化方法进行修复。	对于可能受到油污染的土地,拟采取生物或物化方法进行修复。	符合
四	运行风险和环境管理		
1	油气田企业应制定环境保护管理规定,建立并运行健康、安全与环境管理体系。	项目业主制定有完善的环境保护管理规定,并建立运行健康、安全与环境管理体系。	符合
2	在开发过程中,企业应加强油气井套管的检测和维护,防止油气泄漏污染地下水。	项目制定有完善的套管监测维护计划和制度,防止页岩气泄漏污染地下水。	符合
3	油气田企业应建立环境保护人员培训制度,环境监测人员、统计人员、污染治理设施操作人员应经培训合格后上岗。	项目业主单位设置有专门的环境管理部门,并制定有完善的环境管理制度和培训制度。	符合
4	油气田企业应对勘探开发过程进行环境风险因素识别,制定突发环境事件应急预案并定期进行演练。应开展特征污染物监测工作,采取环境风险防范和应急措施,防止发生由突发性油气泄漏产生的环境事故。	项目业主对钻采工程设置有突发环境事件应急预案,并定期进行演练。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

①与《自然资源部等 7 部门关于加强用地审批前期工作积极推进基础设施项目建设的通知》(自然资发〔2022〕130 号)符合性分析

根据通知要求:二、联合开展选址选线“各级自然资源主管部门应依据国土空间规划和“三区三线”等空间管控要求,积极配合和参与基础设施建设项目规划选址选线工作。在选址选线工作中,自然资源主管部门要切实落实最严格的耕地保护制度、节约集约制度和生态环境保护制度,重点评价分析建设项目涉及的耕地和永久基本农田保护、生态保护、节约集约用地和历史文化保护、地质灾害风险防控等红线底线要素并提出建设性

意见。可研编制单位、项目设计单位要加强多方案比选，不占、少占耕地和永久基本农田，合理避让生态保护红线、历史文化保护红线和灾害风险区。”

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

②与《四川省自然资源厅关于进一步明确临时用地管理有关事项的通知》（川自然资规〔2022〕3号）

本项目与《四川省自然资源厅关于进一步明确临时用地管理有关事项的通知》（川自然资规〔2022〕3号）符合性分析如下：

表 2.4-8 项目与川自然资规〔2022〕3号文符合性分析表

序号	文件要求	本工程情况	符合性
1	一、进一步规范临时用地审批。临时用地审批权不得下放或委托相关部门行使。涉及占用耕地和永久基本农田的临时用地，由市级自然资	本项目实施将临时占用永久基本农田，建设单位	符合

	源主管部门负责审批，不涉及的由县级自然资源主管部门负责审批。需要临时使用林地的，应当按照《中华人民共和国森林法》有关规定进行临时用地审批。临时用地位于地质灾害易发区进行工程建设的，申请人应按照《地质灾害防治条例》有关规定提供地质灾害危险性评估报告，并落实防治措施。	在施工前按照相关要求办理临时用地手续。	
2	二、进一步落实临时用地恢复责任。县级自然资源主管部门负责审查临时用地土地复垦方案，并在土地复垦义务人完成复垦工作后，会同农业农村等相关部门开展复垦验收。审批临时用地的市、县级自然资源主管部门，应通知申请人根据《土地复垦条例实施办法》有关规定办理土地复垦费用预存手续。	建设单位在施工前按照法定程序申请临时用地并编制土地复垦方案，报自然资源主管部门进行审批。	符合
3	三、进一步强化永久基本农田特殊保护。市、县级自然资源主管部门要严格耕地用途管制，临时用地应尽量不占或少占耕地，原则上不占用永久基本农田。确需占用永久基本农田的，县级自然资源主管部门应在前期选址阶段，实地核实永久基本农田地块的空间位置、地类、面积、质量状况、利用现状等，组织编制临时用地踏勘报告，并对占用永久基本农田的必要性和合理性进行严格论证，报市级自然资源主管部门审查。	本项目主要临时占用永久基本农田，项目进一步优化了施工场地布置，并严格划定施工范围，减少了施工临时占用永久基本农田面积。	符合
4	四、进一步严格临时用地监管。市、县级自然资源主管部门应按照相关规定对临时用地选址、审批、备案、使用、复垦进行严格审核把关、依法监督检查，严禁违规认定临时用地，严禁在法律法规规定的禁止区域审批临时用地，严禁擅自扩大临时用地审批范围和延长使用期限，严禁以临时用地名义规避建设用地审批手续特别是建设占用耕地和永久基本农田，要坚持节约集约用地，切实保障临时用地依法管理、有序使用、及时恢复。 按照“谁审批、谁备案”的原则，审批临时用地的市、县级自然资源主管部门负责按照《通知》有关规定完成临时用地信息系统备案工作。县级自然资源主管部门负责将临时用地占地范围以及批准文号以单独图层的方式统一纳入年度国土变更调查数据库，并严格按照规定进行监测。	本项目临时用地不涉及法律法规规定的禁止区域。 本项目钻井工程除井口区域外均为临时用地；地面集输工程的各站场均在相应平台井场基础上建设，集输管道均为临时占地，均不涉及以临时用地名义规避建设用地审批手续特别是建设占用耕地和永久基本农田。	符合

综上，本项目符合《四川省自然资源厅关于进一步明确临时用地管理有关事项的通知》（川自然资规〔2022〕3号）相关要求。

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

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

本项目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，选址符合宜宾市江安县、自贡市富顺县、泸州市龙马潭区等区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。
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。
3	在岩溶区从事页岩气开采活动应结	本项目各平台选址不属于浅层岩溶

	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。	区，且各平台钻井在导管段采用清水钻工艺。	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。	本项目取水来自于沱江及井场周边水库（非饮用水源），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块内回用，无法回用的部分选取了区域合规的回注井回注或污水处理厂处理。依托的回注井及污水处理厂环保手续齐全，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 95% 以上。	符合
7	气体钻井、水基钻井液钻井、油基钻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。	水基钻井液钻井、油基钻井液钻井等钻井作业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。	符合
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

		响。	
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,并采取防护性措施	本项目为页岩气开采项目,本次环评中已有地下水污染防治的相关内容,并提出了相关防护性措施	符合
2	禁止下列污染或者可能污染地下水的行为:(1)利用渗井、渗坑、裂隙、溶洞以及私设暗管等逃避监管的方式排放水污染物;(2)利用岩层孔隙、裂隙、溶洞、废弃矿坑等贮存石化原料及产品、农药、危险废物、城镇污水处理设施产生的污泥和处理后的污泥或者其他有毒有害物质;(3)利用无防渗漏措施的沟渠、坑塘等输送或者贮存含有毒污染物的废水、含病原体的污水和其他废弃物;	本项目不排放水污染物,建设期和运营期产生的无法回用的废水经预处理满足标准后回注,且气田水不属于上述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	符合
3	企业事业单位和其他生产经营者应当采取下列措施,防止地下水污染:(1)兴建地下工程设施或者进行地下勘探、采矿等活动,依法编制的环境影响评价文件中,应当包括地下水污染防治的内容,并采取防护性措施;	本项目属于页岩气开采项目,本次环评对钻井工艺和泥浆体系提出了源头控制措施,并在各井场实施分区防渗。	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《国家发展改革委关于印发“十四五”现代能源体系规划》(发改

能源〔2022〕210 号）符合性分析

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

②与《四川省“十四五”规划和 2035 年远景目标纲要》符合性分析

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

本项目为页岩气开发产能建设工程，位于四川省泸州市（江阳区、龙马潭区、泸县）、宜宾市（江安县）和自贡市（富顺县），符合《四川省“十四五”规划和 2035 年远景目标纲要》要求。

③与《四川省“十四五”能源发展规划》（川府发〔2022〕8 号）符合性

根据《四川省“十四五”能源发展规划》，大力推进天然气(页岩气)勘探开发，实施国家天然气（页岩气）千亿立方米级产能基地建设行动方案，建成全国最大的现代化天然气（页岩气）生产基地。加大德阳—安岳古裂陷周缘、川中下 古生界一震旦系、下二叠统、川西雷口坡组、川南五峰组—龙马溪 组层系勘探力度。加快川中下古生界一震旦系气藏、川西和川中致密气藏、川东北高含硫气田、川西致密气田以及长宁、威远、泸州

等区块产能建设，稳定主产区产量，开发接续区块。到 2025 年，天然气（页岩气）年产量达到 630 亿立方米。

泸 201 井区产能建设工程属《四川省“十四五”能源发展规划》规划的非常规天然气勘探开发项目，项目建设符合《四川省“十四五”能源发展规划》规划要求。

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

本项目与《四川省矿产资源总体规划（2021-2025）》的符合性分析见表 1.7-5。

表 1.7-5 与《四川省矿产资源总体规划（2021-2025）》符合性分析表

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

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

四川省自然资源厅组织编制了《四川省矿产资源总体规划（2021-2025 年）环境影响报告书》，2022 年 7 月生态环境部正式印发《关于〈四川省矿产资源总体规划（2021-2025 年）环境影响报告书〉的审查意见》（环审〔2022〕105 号）。项目与《四川省矿产资源总体规划（2021-2025 年）环境影响报告书》及审查意见的符合性分析见表 1.7-6。

表 1.7-6 与《四川省矿产资源总体规划（2021-2025 年）环境影响报告书》及审查意见符合性分析表

文件情况	本项目情况	符合性
（一）坚持生态优先，绿色发展。坚持以习近平生态文明思想为指导，严格落实《中华人民共和国长江保护法》，按照“共抓大保护、不搞大开发”的要求，立足于生态系统稳定和生态环境质量改善，处理好生态环境保护与矿产资源开发的关系，合理控制矿产资源开发规模与强度，不得占用依法应当禁止开发的区域，优先避让生态环境敏感区域。结合“十三五”未完成指标任务和“十四五”新要求，进一步强化《规划》的生态环境保护总体要求，将细化后的绿色开发、生态修复等相关目标、指标作为《规划》实施的硬约束。	本项目属于页岩气开发项目，已申请采矿证，项目选址已避让生态环境敏感区域，项目的实施严格按照《规划》的生态环境保护总体要求实施。	符合
（二）严格保护生态空间，优化《规划》布局。将生态保护红线作为保障和维护区域生态安全的底线，进一步优化矿业权设置和空间布局，依法依规对生态空间实施严格保护。	本项目未在生态保护红线范围内。	符合
（四）严格环境准入，保护区域生态功能。按照四川省生态环境分区管控方案、生态环境保护规划等新要求，与一般生态空间存在空间重叠的勘查规划区块、开采规划区块，应按照一般生态空间管控要求，严格控制勘查、开采活动范围和强度，	本项目符合四川省生态环境分区管控方案、生态环境保护规划新要求，项目均未在生态保护红线和一般生态管控	符合

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

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

（2）与长江经济带生态保护要求的相关规划符合性

①与《长江经济带生态环境保护规划》（环规财〔2017〕88号）的符

合性分析

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

②与《长江经济带发展负面清单指南（试行，2022 年版）》及《四川省、重庆市长江经济带发展负面清单实施细则（试行，2022 年版）》符合性分析

按照《四川省、重庆市长江经济带发展负面清单实施细则（试行，2022 年版）》中对建设项目提出了一系列的管控关要求。本工程属于页岩气开发项目，井场的选址和集输管线工程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、水产种质资源保护区范围内、国家湿地公园范围内，不位于《长江岸线保护和开发利用总体规划》划定的岸线保护区岸线保护区和保留区范围、《全国重要江河湖泊水功能区划》划定的河段及湖泊保护区、保留区范围内，项目不在生态保护红线范围内，本项目建设工程将占用永久基本农田，项目属于重大民生工程，建设单位将按照相关要求办理相关用地手续，项目不属于“禁止在生态保护红线区域、永久基本农田集中区域和其他需要特别保护的区域内选址建设尾矿库、冶炼渣库、磷石膏库”项目。本项目为页岩气开发项目，不属于严重过剩产能行业的项目，不属于高耗能、高排放、低水平项目，项目的建设符合《长江经济带发展负面清单指南（试行，2022 年版）》及《四川省、重庆市长江经济带发展负面清单实施细则（试行，2022 年版）》要求。

③与《四川省“十四五”生态环境保护规划》的符合性

四川省“十四五”生态环境保护规划针对页岩气开发指出：“加快推进天然气（页岩气）勘探开发,建成全国最大的天然气（页岩气）生产基地。”“推动国家天然气（页岩气）千亿立方米级产能基地绿色化发展。 加快天然

气输气管道和储备设施建设。以川中安岳及川东北高含硫天然气、川西致密气、川南页岩气等气田为重点，强化气田开发的环境管理，推动甲烷减排和回收利用，提高废弃油基泥浆、含油钻屑及其他钻采废物资源化利用和安全处置，强化地下水污染防治，重视废水回注过程中的环境风险控制。鼓励非常规天然气清洁开发、污染治理等技术的研究和应用，加快制定符合区域实际的非常规天然气开采的环境政策、标准及污染防治技术规范。促进天然气资源综合利用，支持天然气主产地高质量发展绿色精细化工产业。”本项目属于页岩气气田区块开发产能建设项目，项目实施过程中严格按照相关要求落实环保措施，并积极地回收测试过程中的甲烷，运营期事故检修放空的自然气经点燃后排放，减少甲烷的产生；油基泥浆钻井过程中油基泥浆循环使用，油基岩屑外委具有危废资质单位处理，得到了妥善的处置；钻井实施过程中，加强了地下水污染防治措施，进行分区防渗，能够有效地避免钻井过程中对地下水的污染，项目的实施与符合四川省“十四五”生态环境保护规划相关要求。

（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 盆地丘陵农林复合生态亚区”—“Ⅰ-2-7 川江干流—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。根据与四川省泸州市（江阳区、龙马潭区、泸县）、宜宾市（江安县）和

自贡市（富顺县）的规划和自然资源部门对接，各平台及管线选址均未在城镇规划建设用地范围内，本项目不违背地方城镇发展规划要求。

（5）与《关于加强生态环境分区管控的指导意见》符合性分析

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

（6）与“三区三线”符合性分析

“三区三线”是指农业空间、生态空间、城镇空间三种类型空间，以及分别对应划定的永久基本农田保护红线、生态保护红线、城镇开发边界三条控制线。本项目属于重大项目类型，已最大程度避让永久基本农田，无法避让的情况下，按照相关文件要求办理用地手续；此外，项目不涉及生态保护红线，项目位于城镇开发边界以外，因此项目的实施符合与“三区三线”相关要求不相违背。

1.7.3 与“三线一单”符合性分析

本次评价按照四川省生态环境厅办公室关于印发《产业园区规划环评“三线一单”符合性分析技术要点(试行)》和《项目环评“三线一单”符合性分析技术要点（试行）》的通知开展本项目与“三线一单”的符合性分析。

（1）与生态保护红线的符合性分析

根据《泸州市人民政府关于落实生态保护红线、环境质量底线、资源利用上线制定生态环境准入清单实施生态环境分区管控的通知》（泸市府发〔2021〕10 号）、《宜宾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》（宜府发〔2021〕4 号）、《自贡市人民政府关于落实生态保护红线、

环境质量底线、资源利用上线和生态环境准入清单实施生态环境分区管控的通知》（自府发〔2021〕11号）可知，泸 201 井区产能建设工程区块范围内不涉生态保护红线，单项目占地均已避让生态保护红线，本项目与生态保护红线最近距离为 4.89km，即本次泸 201H8 平台与宜宾市其他重要生态保护区（江河岸线（优先保护岸线））的最近距离为 4.89km，项目距离生态保护红线较远，对生态保护红线的影响较小。项目与区域生态保护红线位置关系图见附图 1-9。

此外，本项目占地不涉及自然保护区、森林公园、风景名胜区、地质公园、湿地公园、水产种质资源保护区等生态敏感区。因此项目与生态保护红线的相关规定不相违背。

（2）与环境质量底线的符合性分析

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

（3）与自然资源利用上线的符合性分析

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

（4）与环境管控单元及生态环境准入清单的符合性分析。

①项目所在的环境管控单元

根据《泸州市人民政府关于落实生态保护红线、环境质量底线、资源利用上线制定生态环境准入清单实施生态环境分区管控的通知》（泸市府发〔2021〕10号）、《宜宾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》（宜府发〔2021〕4号）、《自贡市人民政府关于落实生态保护红线、环境质量底线、资源利用上线和生态环境准入清单实施生态环境分区管控的通知》（自府发〔2021〕11号），本次项目占地范围位于自贡市要素重点管控单元、宜宾市要素重点管控单元、泸州市要素重点管控单元内，涉及的自贡市管控单元为富顺县要素重点管控单元（ZH51032220004）；宜宾市管控单元为江安县环境要素综合重点管控单元（ZH51152320003）；泸州市管控单元为龙马潭区要素重点管控单元（ZH51050420005）、江阳区要素重点管控单元（ZH51050220005）、泸县要素重点管控单元（ZH51052120005）。项目与环境管控单元位置关系图见附图 1-8。

②生态环境准入清单符合性分析

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

表 14.-6 项目占地范围涉及环境管控单元情况统计表

序号	管元类型	综合管控单元名称	要素管控单元名称	涉及单项工程
1	要素重点管控单元	富顺县要素重点管控单元（ZH51032220004）	大磨子-富顺县-管控单元、自贡市富顺县弱扩散区、富顺县水资源重点管控区、富顺县自然资源重点管控区、富顺县土壤优先保护区	泸 201H1、泸 201H2、泸 201H3、泸 212、泸 201H4
2		江安县环境要素综合重点管控单元（ZH51152320003）	大磨子-江安县-管控区、宜宾市大气环境弱扩散区 4	泸 201H6、泸 201H7、泸 201H8、泸 224、泸 216、泸 225、泸 226
3		要素重点管控单元（ZH51050420005）	濑溪河-龙马潭区-控制单元、大气环境布局敏感重点管控区 7、	泸 201H5、泸 218

			龙马潭区土壤优先保护区	
		要素重点管控单元 (ZH51050220005)	沱江-江阳区-控制单元、大气环境布局敏感重点管控区 3、江阳区土壤优先保护区	泸 215、泸 217
		要素重点管控单元 (ZH51052120005)	海潮河-泸县-控制单元、大气环境布局敏感重点管控区 5、泸县土壤优先保护区	泸 214

表 1.7-10 本项目与自贡市生态环境准入清单及管控要求符合性分析表

“三线一单”的具体要求			项目对应情况介绍	符合性分析	
对应管控要求					
富顺县要素重点管控单元（ZH51032220004）	普适性清单管控要求	空间布局约束	禁止开发建设活动的要求：1.禁止在长江干支流岸线一公里范围内新建、扩建化工园区和化工项目。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，以提升安全、生态环境保护水平为目的的改建除外。2.禁止违法将污染环境、破坏生态的产业、企业向农村转移。禁止违法将城镇垃圾、工业固体废物、未经达标处理的城镇污水等向农业农村转移。3. 对全部基本农田按禁止开发的要求进行管理，禁止占用基本农田发展林果业和挖塘养鱼。禁止任何单位和个人在基本农田保护区内建窑、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基本农田的活动。4. 永久基本农田，实行严格保护，确保其面积不减少、土壤环境质量不下降，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。在永久基本农田集中区域，不得新建可能造成土壤污染的建设项目；已经建成的，应当限期关闭拆除。5.禁止在禁采区内开采矿产；禁止土法采、选、冶严重污染环境的矿产资源。 限制开发建设活动要求：1. 大气环境布局敏感区应严格限制布设以钢铁、建材、石化、化工、有色等高污染行业为主导产业的园区，大气环境弱扩散区谨慎布局垃圾发电、危废焚烧等以大气污染为主的企业；位于不达标区域的大气环境布局敏感和弱扩散区新、改、扩建涉气三类工业项目应充分论证环境合理性。2. 国家重大战略资源勘查、生态保护修复和环境治理、重大基础设施、军事国防以及农牧民基本生产生活等必要的民生项目（包括深度贫困地区、集中连片特困地区、国家扶贫开发工作重点县省级以下基础设施、易地扶贫搬迁、民生发展等建设项目），选址确实难以避让永久基本农田的，按程序严格论证后依法依规报批。 不符合空间布局要求活动的退出要求：1. 长江主要支流重点管控岸线：按照长江干线非法码头治理标准和生态保护红线管控等要求，持续开展长江主要支流非法码头整治。；严格按照《四川省入河排污口整改提升工作方案》、《四川省总河长办公室关于开展入河排污口规范整治集中专项行动的通知》、《长江入河排污口排查整治专项行动》要求，持续进	本项目为页岩气开发工程，属于全国矿产资源规划确定的战略性矿产，为重点建设项目。由于地下页岩气开采在井口选址上有很大约束，新增站场将占用部分永久基本农田。本项目按空间布局约束要求完善永久基本农田的相关用地手续，按程序严格论证后依法依规报批。本项目属于清洁能源项目，未在禁采区内开采矿产，不属于禁止土法采、选、冶严重污染环境的矿产资源。	符合

		行长江干流及主要支流入河排污口整治。 其他空间布局约束要求：1.具有合法手续的企业，且污染物排放及环境风险满足管理要求的企业，可继续保留，并进一步加强日常环保监管；允许以提升安全、生态环境保护水平为目的的改建，以及不增加环境风险的产品升级调整，引导企业结合产业升级、化解过剩产能等，搬迁入园。2.不具备合法手续，或污染物排放超标、环境风险不可控的企业，限期进行整改提升，通过环保、安全、工艺装备升级等落实整改措施并达到相关标准实现合法生产，整改后仍不能达到要求的，属地政府应按相关要求责令关停并退出。		
	污染物排放管控	现有源提标升级改造：1. 位于全省大气污染防治重点区域的现有企业执行相应行业以及锅炉大气污染物排放标准中颗粒物、二氧化硫、氮氧化物和挥发性有机物特别排放限值和特别控制要求。2. 大气环境布局敏感区，65 蒸吨以上燃煤锅炉企业和水泥行业全面推进超低排放改造，工业窑炉应强化氮氧化物污染防控。 新增源排放标准限制：1.位于全省大气污染防治重点区域的新建企业执行相应行业以及锅炉大气污染物排放标准中颗粒物、二氧化硫、氮氧化物和挥发性有机物特别排放限值和特别控制要求。 源等量或倍量替代：上一年度空气质量年平均浓度不达标的城市，建设项目新增相关污染物按照总量管控要求进行倍量削减替代。上一年度水环境质量未完成目标的，新建排放水污染的建设项目按照总量管控要求进行倍量削减替代。 污染物排放绩效水平准入要求：1.水污染物：加强畜禽养殖废弃物污染治理和综合利用，强化污水、垃圾等集中处置设施环境管理，协同控制甲烷、氧化亚氮等温室气体。2.大气污染物：大气环境布局敏感区强化挥发性有机物整治。扎实推进机械设备制造、家具制造等重点行业挥发性有机物治理，确保全面达标；推广使用符合环保要求的建筑涂料、木器涂料、胶黏剂等产品。3.固体废物：加强页岩气污染防治。页岩气开采应满足《四川省页岩气开采业污染防治技术政策》相关要求；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，钻井废水回用率、裂返排液回用率应达到 85%以上。	本项目为页岩气开发工程，项目污染防治和环境管理可达到国际先进水平，并符合《四川省页岩气开采业污染防治技术政策》要求。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，钻井废水回用率、裂返排液回用率均达到 85%以上	符合
	环境	企业环境风险防控要求：严禁新增以铅、汞、镉、铬、砷五类重金属为主的污染物排放。	本项目不涉及以上建设活动	符合

	风险 防控	用地环境风险防控要求：1.建设用地：对拟收回土地使用权的有色金属矿采选、有色金属冶炼、石油加工、化工、焦化、电镀、制革、铅蓄电池、农药、危废处置、电子拆解等行业企业用地，以及用途拟变更为居住和商业、学校、医疗、养老机构等公共设施的上述企业用地，应按相关要求进行土壤环境状况调查评估，符合相应规划用地土壤环境质量要求的地块，方可进入用地程序。2.严禁将城镇生活垃圾、污泥、工业废物直接用作肥料，禁止处理不达标的污泥进入耕地；禁止在农用地排放、倾倒、使用污泥、清淤底泥、尾矿（渣）等可能对土壤造成污染的固体废物。3. 严格控制在优先保护类耕地集中的区县新建有色金属矿采选、有色金属冶炼、石油加工、化工、焦化、电镀、制革、天然（页岩）气开采、铅蓄电池、汽车制造、农药、危废处置、电子拆解、涉重等行业企业。严格控制林地、草地、园地的农药使用量，禁止使用高毒、高残留农药。		
		水资源利用总量要求：加强农业灌溉管理，发展喷灌、微灌、管道输水灌溉、水肥一体化等高效农业节水灌溉方式和农耕农艺节水技术，提高输配水效率和调度水平。发展节水渔业、牧业，组织实施规模养殖场节水建设和改造，推行节水型畜禽养殖技术和方式。 地下水开采要求：暂无。 能源利用效率要求：县级及以上城市建成区原则上不再新建每小时 35 蒸吨以下的燃煤锅炉。（《四川省打赢蓝天保卫战实施方案》；积极实施煤改电、有序推进煤改气。 禁燃区要求：暂无。	本项目不属于高耗水项目，不涉及以上资源开发利用效率要求	符合
	单元级清单管控要求	空间布局约束 禁止开发建设活动的要求：同自贡市要素重点单元总体准入要求。 限制开发建设活动要求：同自贡市要素重点单元总体准入要求。 不符合空间布局要求活动的退出要求：同自贡市要素重点单元总体准入要求。 其他空间布局约束要求：同自贡市要素重点单元总体准入要求。	本项目符合自贡市环境要素综合重点管控单元总体准入要求，不涉及以上空间布局约束建设内容	符合
		污染物排放管控 现有源提标升级改造：1.加强页岩气油基岩屑暂存措施。2.其他同自贡市环境要素综合重点管控单元总体准入要求。 新增源排放标准限制：同自贡市要素重点单元总体准入要求。 新增源等量或倍量替代：同自贡市要素重点单元总体准入要求。 污染物排放绩效水平准入要求：同自贡市要素重点单元总体准入要求。	本项目符合自贡市环境要素综合重点管控单元总体准入要求。 项目油基岩屑采用岩屑贮存罐/吨袋暂存于危废暂存间内，定期交由有资质单位处置	符合

		环境 风险 防控	企业环境风险防控要求：同自贡市要素综合重点管控单元总体准入要求。 用地环境风险防控要求：对严格管控类，应严控其用途，根据土壤污染超标程度，依法划定农产品禁止生产区域严禁种植食用农产品；制定实施重度污染耕地种植结构调整或退耕还林还草计划。对可能造成土壤污染的建设项目，应当依法进行环境影响评价。环境影响评价文件应当包括对土壤可能造成的不良影响及应当采取的相应预防措施等内容。建设用地污染风险重点管控企业：落实《中华人民共和国土壤污染防治法》，执行《污染地块土壤环境管理办法（试行）》，加强对地块的环境风险防控管理，生产、使用、贮存、运输、回收、处置、排放有毒有害物质的，应当采取有效措施，防止有毒有害物质渗漏、流失、扬散，避免土壤受到污染。拆除设施、设备或者建筑物、构筑物的，应当采取相应的土壤污染防治措施。涉重金属、持久性有机物等有毒有害污染物工业企业退出用地，须经评估、治理，满足后续相应用地土壤环境质量要求。	本项目符合自贡市要素综合重点管控单元总体准入要求，项目产生的生活垃圾交由环卫部门处置，水基钻井固废交由交地方砖厂、水泥厂综合利用，油基岩屑、废油等危险废物交由有资质的危废单位处置，固体废物均得到妥善处理。本项目气井停采后按照相关要求对场地进行复垦复耕，并满足满足相应用地功能。	符合
		资源 开发 利用 效率	水资源利用总量要求：同自贡市要素重点单元总体准入要求。 地下水开采要求：应加大地下水开采管理，严格水资源地下水开采考核管理，严格控制新增地下水取水项目，实行地下水水位控制。 能源利用效率要求：同自贡市要素重点单元总体准入要求。 禁燃区要求：同自贡市要素重点单元总体准入要求。	本项目符合自贡市要素重点单元总体准入要求，不涉及地下水开采。	符合

表 1.7-11 本项目与宜宾市生态环境准入清单及管控要求符合性分析表

			“三线一单”的具体要求	项目对应情况介绍	符合性分析
类别			对应管控要求		
江安县环境要	普适性清单管	空间布局约束	禁止开发建设活动的要求： 1.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，以提升安全、生态环境保护水平为目的的改建除外。2.禁止违法将污染环境、破坏生态的产业、企业向农村转移。禁止违法将城镇垃圾、工业固体废物、未经达标处理的城镇污水等向农业农村转移。3. 对全部永久基本农田按禁止开发的要求进行管理，禁止占用永久基本农田发展林果业和挖塘养鱼。禁止任何单位和个人在永久基本农田保护区内建窑、建房、建坟、挖砂、采石、采矿、取土、堆放固体废弃物或者	本项目为页岩气开发工程，属于全国矿产资源规划确定的战略性矿产，为重点建设项目。由于地下页岩气开采在井口选址上有很大约束，新增站场将占用部分永久基	符合

素 综 合 重 点 管 控 单 元 (ZH 511 523 200 03)	控 要 求	进行其他破坏永久基本农田的活动。4. 永久基本农田,实行严格保护,确保其面积不减少、土壤环境质量不下降,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。在永久基本农田集中区域,不得新建可能造成土壤污染的建设项目;已经建成的,应当限期关闭拆除。 限制开发建设活动要求: 1. 大气环境布局敏感区应严格限制布设以钢铁、建材、石化、化工、有色等高污染行业为主导产业的园区,大气环境弱扩散区谨慎布局垃圾发电、危废焚烧等以大气污染为主的企业;位于不达标区域的大气环境布局敏感和弱扩散区新、改、扩建涉气三类工业项目应充分论证环境合理性。2. 国家重大战略资源勘查、生态保护修复和环境治理、重大基础设施、军事国防以及农牧民基本生产生活等必要的民生项目(包括深度贫困地区、集中连片特困地区、国家扶贫开发工作重点县省级以下基础设施、易地扶贫搬迁、民生发展等建设项目),选址确实难以避让永久基本农田的,按程序严格论证后依法依规报批。3.坚持最严格的耕地保护制度,对全部耕地按限制开发的要求进行管理。严格限制农用地转为建设用地,控制建设用地总量,对耕地实行特殊保护。 不符合空间布局要求活动的退出要求: 1. 长江主要支流重点管控岸线:按照长江干线非法码头治理标准和生态保护红线管控等要求,持续开展长江主要支流非法码头整治;严格按照《四川省入河排污口整改提升工作方案》、《四川省总河长办公室关于开展入河排污口规范整治集中专项行动的通知》、《长江入河排污口排查整治专项行动》要求,持续进行长江干流及主要支流入河排污口整治。 其他空间布局约束要求: 1.具有合法手续的企业,且污染物排放及环境风险满足管理要求的企业,可继续保留。其中,钢铁、石化、化工、焦化、有色等高污染项目原则上限制发展,要求污染物排放只降不增,并进一步加强日常环保监管;允许以提升安全、生态环境保护水平为目的的改建,以及不增加污染物排放和环境风险的产品升级调整,引导企业结合产业升级、化解过剩产能等,搬迁入园。2.不具备合法手续,或污染物排放超标、环境风险不可控的企业,限期进行整改提升,通过环保、安全、工艺装备升级等落实整改措施并达到相关标准实现合法生产,整改后仍不能达到要求的,属地政府应按相关要求责令关停并退出。	本农田。本项目按空间布局约束要求完善永久基本农田的相关用地手续,按程序严格论证后依法依规报批。

	污染物排放管控	现有源提标升级改造：1. 翠屏区、南溪区、叙州区、三江新区、江安县、高县位于全省大气污染防治重点区域的现有企业执行相应行业以及锅炉大气污染物排放标准中颗粒物、二氧化硫、氮氧化物和挥发性有机物特别排放限值和特别控制要求。2. 大气环境布局敏感区，65 蒸吨以上燃煤锅炉企业和水泥行业全面推进超低排放改造，工业窑炉应强化氮氧化物污染防控。 新增源排放标准限制：1.翠屏区、南溪区、叙州区、三江新区、江安县、高县位于全省大气污染防治重点区域的新建企业执行相应行业以及锅炉大气污染物排放标准中颗粒物、二氧化硫、氮氧化物和挥发性有机物特别排放限值和特别控制要求。 源等量或倍量替代：上一年度空气质量年平均浓度不达标的城市，建设项目新增相关污染物按照总量管控要求进行倍量削减替代。上一年度水环境质量未完成目标的，新建排放水污染的建设项目按照总量管控要求进行倍量削减替代。 污染物排放绩效水平准入要求：1.加强畜禽养殖废弃物污染治理和综合利用，强化污水、垃圾等集中处置设施环境管理，协同控制甲烷、氧化亚氮等温室气体。2.大气污染物：大气环境布局敏感区强化挥发性有机物整治。扎实推进机械设备制造、家具制造等重点行业挥发性有机物治理，确保全面达标；推广使用符合环保要求的建筑涂料、木器涂料、胶黏剂等产品。3.固体废物：到 2023 年底，乡镇及行政村生活垃圾收转运处置体系基本实现全覆盖。推进农村生活垃圾就地分类，因地制宜选择农村生活垃圾治理模式。	本项目为页岩气开发工程，项目污染防治和环境管理可达到国际先进水平，并符合《四川省页岩气开采业污染防治技术政策》要求。	符合
	环境风险防控	企业环境风险防控要求：严禁新增以铅、汞、镉、铬、砷五类重金属为主的污染物排放。 用地环境风险防控要求：1.建设用地：对拟收回土地使用权的有色金属矿采选、有色金属冶炼、石油加工、化工、焦化、电镀、制革、铅蓄电池、农药、危废处置、电子拆解等行业企业用地，以及用途拟变更为居住和商业、学校、医疗、养老机构等公共设施的上述企业用地，应按相关要求进行土壤环境状况调查评估，符合相应规划用地土壤环境质量要求的地块，方可进入用地程序。2.严禁将城镇生活垃圾、污泥、工业废物直接用作肥料，禁止处理不达标的污泥进入耕地；禁止在农用地排放、倾倒、使用污泥、清淤底泥、尾矿（渣）等可能对土壤造成污染的固体废物。3.严格控制在优先保护类耕地集中的区县新建有色金	本项目为页岩气开发工程，属于清洁能源项目，不涉及以上建设活动。	符合

单元级清单管控要求		属矿采选、有色金属冶炼、石油加工、化工、焦化、电镀、制革、天然（页岩）气开采、铅蓄电池、汽车制造、农药、危废处置、电子拆解、涉重等行业企业。严格控制林地、草地、园地的农药使用量，禁止使用高毒、高残留农药。		
	资源开发利用效率	水资源利用总量要求： 加强农业灌溉管理，发展喷灌、微灌、管道输水灌溉、水肥一体化等高效农业节水灌溉方式和农耕农艺节水技术，提高输配水效率和调度水平。发展节水渔业、牧业，组织实施规模养殖场节水建设和改造，推行节水型畜禽养殖技术和方式。 地下水开采要求： 全市地下水开采控制量为 0.28 亿 m ³ 。 能源利用效率要求： 鼓励和支持使用清洁能源、可再生能源，持续改善农村人居环境。禁止新建每小时 20 蒸吨以下的燃煤锅炉。 禁燃区要求： 暂无。	本项目不属于高耗水项目，不涉及以上资源开发利用效率要求	符合
	空间布局约束	禁止开发建设活动的要求： 同宜宾市要素重点单元总体准入要求。 限制开发建设活动要求： 同宜宾市要素重点单元总体准入要求。 不符合空间布局要求活动的退出要求： 同宜宾市要素重点单元总体准入要求。 其他空间布局约束要求： 同宜宾市要素重点单元总体准入要求。	本项目符合宜宾市要素重点管控单元总体准入要求，不涉及以上空间布局约束建设内容	符合
	污染物排放管控	现有源提标升级改造： 同宜宾市要素重点管控单元总体准入要求。 新增源排放标准限制： 同宜宾市要素重点单元总体准入要求。 新增源等量或倍量替代： 同宜宾市要素重点单元总体准入要求。 污染物排放绩效水平准入要求： 同宜宾市要素重点单元总体准入要求。	本项目符合宜宾市环境要素综合重点管控单元总体准入要求。	符合
	环境风险防控	企业环境风险防控要求： 同宜宾市要素重点管控单元总体准入要求。 用地环境风险防控要求： 对严格管控类，应严控其用途，根据土壤污染超标程度，依法划定农产品禁止生产区域严禁种植食用农产品；制定实施重度污染耕地种植结构调整或退耕还林还草计划。对可能造成土壤污染的建设项目，应当依法进行环境影响评价。环境影响评价文件应当包括对土壤可能造成的不良影响及应当采取的相应预防措施等内容。建设用地污染风险重点管控企业：落实《中华人民共和国土壤污染防治法》，执行《污染地块土壤环境管理办法（试行）》，加强对地块的环境风险防控管理，生产、使用、贮存、运输、回收、处置、排放有毒有害物质的，应当采取有效措施，防止有毒有害物质渗漏、流失、扬散，避免土壤受到污染。拆除设施、设备或者建筑物、构筑物的，应当采取相应的土壤污染防治措施。涉重金属、持久性有机物等有毒有害污染物工业企业退出用地，须经评估、	本项目符合宜宾市要素重点管控单元总体准入要求，项目产生的生活垃圾交由环卫部门处置，水基钻井固废交由交地方砖厂、水泥厂综合利用，油基岩屑、废油等危险废物交由有资质的危废单位处置，固体废物均得到妥善处置。本项目气井停采后按照相关要求对场地进行复	符合

			治理，满足后续相应用地土壤环境质量要求。	垦复耕，并满足满足相应用地功能。	
	资源开发利用效率		水资源利用总量要求： 同宜宾市要素重点单元总体准入要求。 地下水开采要求： 应加大地下水开采管理，严格水资源地下水开采考核管理，严格控制新增地下水取水项目，实行地下水水位控制。 能源利用效率要求： 同宜宾市要素重点管控单元、江安县总体准入要求。 禁燃区要求： 同宜宾市要素重点单元总体准入要求。	本项目符合宜宾市要素重点单元总体准入要求，不涉及地下水开采。	符合

表 1.7-11 本项目与泸州市生态环境准入清单及管控要求符合性分析表

			“三线一单”的具体要求	项目对应情况介绍	符合性分析
类别			对应管控要求		
泸州市要素重点管控单元	普适性清单管控要求	空间布局约束	禁止开发建设活动的要求：1.禁止在长江干支流岸线一公里范围内新建、扩建化工园区和化工项目。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。2.禁止在河道、湖泊管理范围内建设妨碍行洪的建筑物、构筑物，倾倒垃圾、渣土，从事影响河势稳定、危害河岸堤防安全和其他妨碍河道行洪的活动。禁止在行洪河道内种植阻碍行洪的林木和高秆作物。3. 坚持最严格的耕地保护制度，对全部耕地按限制开发的要求进行管理，对全部基本农田按禁止开发的要求进行管理。4. 永久基本农田，实行严格保护，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。5.禁止在法律法规规定的禁采区内开采矿产；禁止土法采、选、冶严重污染环境的矿产资源。 限制开发建设活动要求：1. 严控在长江及主要支流岸线 1 公里范围内新建石油化工、煤化工、涉磷、造纸、印染、制革等项目。2. 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，省级自然资源主管部门负责组织对占用的必要性、合理性和补划方案的可行性进行严格论证，报自然资源部用地预审；农用地转用和土地征收依法报批。严控新增建设用地规模和非农	本项目为页岩气开发工程，属于全国矿产资源规划确定的战略性矿产，为重点建设项目。由于地下页岩气开采在井口选址上有很大约束，新增站场将占用部分永久基本农田。本项目按空间布局约束要求完善永久基本农田的相关用地手续，按程序严格论证后依法依规报批。本项目属于清洁能源项目，未在禁采区内开采矿产，不属于禁止土法采、选、冶严重污染环境的矿产资源。	符合

		建设占用耕地。3.严格限制农用地转为建设用地，控制建设用地总量，对耕地实行特殊保护 不符合空间布局要求活动的退出要求：1. 长江干流及主要支流岸线 1km 范围内存在违法违规行为的化工企业，整改后仍不能达到要求的依法关闭，鼓励企业搬入合规园区。 其他空间布局约束要求：暂无。		
	污染物排放管控	现有源提标升级改造：1. 在矿产资源开发活动集中区域，废水执行重点污染物排放特别限值。2.火电、水泥等行业按相关要求推进大气污染物超低排放和深度治理 新增源排放标准限制：1.砖瓦行业实施脱硫、除尘升级改造，污染物排放达到《砖瓦工业大气污染物排放标准》相关要求。 源等量或倍量替代：上一年度水环境质量未完成目标的，新建排放水污染的建设项目按照总量管控要求进行倍量削减替代。上一年度空气质量年平均浓度不达标的城市，建设项目新增相关污染物按照总量管控要求进行倍量削减替代。环境空气质量未达标的地区新增 VOCs 排放的建设项目，实行 2 倍削减量替代；达标地区实行等量替代。 污染物排放绩效水平准入要求：1.页岩气开采过程中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、平台或区域压裂返排液回用率均应达到 85%以上。2.页岩气开采过程中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。水基岩屑液相回收重复利用、固相资源化综合利用，油基岩屑油相回收重复利用、固相资源化综合利用或送交有危废资质单位处置。	本项目为页岩气开发工程，项目污染防治和环境管理可达到国际先进水平，并符合《四川省页岩气开采业污染防治技术政策》要求。页岩气开采过程中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，钻井废水回用率、裂返排液回用率达到 85%以上。	符合
	环境风险防控	企业环境风险防控要求：工业企业退出用地，须经评估、修复满足相应用地功能后，方可改变用途。列入建设用地土壤污染风险管控和修复名录的地块，不得作为住宅、公共管理与公共服务用地。用地环境风险管控要求：严禁将城镇生活垃圾、污泥、工业废物直接用作肥料，禁止处理不达标的污泥进入耕地；禁止在农用地排放、倾倒、使用污泥、清淤底泥、尾矿（渣）等可能对土壤造成污染的固体废物。严格控制林地、	本项目为页岩气开发工程，属于清洁能源项目，不涉及以上建设活动。项目产生的生活垃圾交由环卫部门处置，水基钻井固废交由交地	符合

		草地、园地的农药使用量，禁止使用高毒、高残留农药。	方砖厂、水泥厂综合利用，油基岩屑、废油等危险废物交由有资质的危废单位处置，固体废物均得到妥善处置。	
	资源开发利用效率	水资源利用总量要求：泸州市 2030 年用水控制总量为 15.1 亿 m³。 地下水开采要求：泸州市 2030 年地下水开采控制量为 0.74 亿 m³。 能源利用效率要求：进一步推动秸秆综合利用工作，到 2025 年，四川将力争建立较为完善的秸秆收储运用体系，形成布局合理、多元利用的产业化格局，秸秆综合利用率保持在 90%以上。 禁燃区要求：原则上不再新建每小时 35 蒸吨以下的燃煤锅炉，其他地区原则上不再新建每小时 10 蒸吨以下的燃煤锅炉。环境空气质量未达标地区应进一步加大淘汰力度。城市建成区生物质锅炉实施超低排放改造。	本项目不属于高耗水项目，不涉及以上资源开发利用效率要求	符合
要素重点管控单元 (ZH51050420005)单元级清单管控要求	空间布局约束	禁止开发建设活动的要求：同泸州市环境要素重点管控单元总体准入要求。 限制开发建设活动要求：水环境城镇生活污染重点管控区，严格项目引入政策，严控新建造纸、屠宰（压点升级除外）、用、排水量达不到清洁生产二级或国内先进水平的农副产品加工企业大气环境重点管控区覆盖全单元，严格项目引入政策，严控新建水泥厂、危废焚烧、砖瓦厂、陶瓷厂等以大气污染为主的企业。其他同泸州市环境要素综合重点管控单元总体准入要求。 不符合空间布局要求活动的退出要求：逐步引导以白酒为主食品加工工业向园区集中，不符合用地性质及排放标准的企业应限期关闭现有园区外工业企业原则上限制发展，技改、扩建污染物排放实行区域等量或倍量替代，并进一步加强日常环保监管；钢铁、石化、化工、焦化、有色等高污染项目原则上限制发展，要求污染物排放只降不增；不具备合法手续，或污染物排放超标、环境风险不可控的企业，限期进行整改提升，通过环保、安全、工艺装备升级等落实整改措施并达到相关标准实现合法生产，整改后仍不能达到要求的，属地政府应按相关要求责令关停并退出。其他同泸州市环境要素重点管控单元总体准入要求。 其他空间布局约束要求：同泸州市环境要素重点管控单元总体准入要求。	本项目为页岩气开发工程，属于清洁能源项目，不属于钢铁、石化、化工、焦化、有色等高污染项目。本项目符合泸州市环境要素重点管控单元总体准入要求，不涉及以上空间布局约束建设内容	符合
	污染	现有源提标升级改造： 位于沱江流域的乡镇应执行《四川省岷江、沱江流域水污染物	本项目为页岩气开发工程，	符合

	物排放管控	排放标准》。其他同泸州市环境要素综合重点管控单元总体准入要求。 新增源排放标准限制： 新、改、扩建工业项目全面执行大气污染物特别排放限值。 新增源等量或倍量替代： 同泸州市环境要素重点管控单元总体准入要求。 污染物排放绩效水平准入要求： 气布局敏感重点管控区，应控制工业、生活污染源，减少移动源污染物排放。打好柴油货车污染治理攻坚战，实施“车、油、路、管”综合整治；加快老旧车辆的淘汰和不达标车辆的整治。加强渣土运输车辆规范化管理，严格实施密闭运输，强化城乡结合部环境监管。其他同泸州市环境要素综合重点管控单元总体准入要求。	属于清洁能源项目，符合泸州市环境要素综合重点管控单元总体准入要求。	
	环境风险防控	企业环境风险防控要求： 同泸州市环境要素重点管控单元总体准入要求。 用地环境风险防控要求： 同泸州市环境要素重点管控单元总体准入要求。	本项目为页岩气开发工程，属于清洁能源项目，符合泸州市环境要素综合重点管控单元总体准入要求。	符合
	资源开发利用效率	水资源利用总量要求： 同泸州市环境要素重点管控单元总体准入要求。 地下水开采要求： 同泸州市环境要素重点管控单元总体准入要求。 能源利用效率要求： 同泸州市环境要素重点管控单元总体准入要求。 禁燃区要求： 同泸州市环境要素重点管控单元总体准入要求。	本项目为页岩气开发工程，属于清洁能源项目，符合泸州市环境要素综合重点管控单元总体准入要求。	符合
	要素重点管控单元（ZH51050220005）单元级清单管控要求	禁止开发建设活动的要求： 同泸州市环境要素重点管控单元总体准入要求。 限制开发建设活动要求： 同泸州市环境要素重点管控单元总体准入要求。 不符合空间布局要求活动的退出要求： 现有园区外工业企业原则上限制发展，技改、扩建污染物排放实行区域等量或倍量替代，并进一步加强日常环保监管；钢铁、石化、化工、焦化、有色等高污染项目原则上限制发展，要求污染物排放只降不增；不具备合法手续，或污染物排放超标、环境风险不可控的企业，限期进行整改提升，通过环保、安全、工艺装备升级等落实整改措施并达到相关标准实现合法生产，整改后仍不能达到要求的，属地政府应按相关要求责令关停并退出。其他要求同泸州市环境要素综合重点管控单元总体准入要求。 其他空间布局约束要求： 同泸州市环境要素重点管控单元总体准入要求。	本项目为页岩气开发工程，属于清洁能源项目，不属于钢铁、石化、化工、焦化、有色等高污染项目。本项目符合泸州市环境要素重点管控单元总体准入要求，不涉及以上空间布局约束建设内容。	符合
	污染物排	现有源提标升级改造： 沱江流域的乡镇应执行《四川省岷江、沱江流域水污染物排放标准》。其他同泸州市环境要素重点管控单元总体准入要求。	本项目为页岩气开发工程，属于清洁能源项目，不属于	符合

	放管 控	新增源排放标准限制：新、改、扩建工业项目全面执行大气污染物特别排放限值。严禁新增钢铁、电力、水泥、玻璃、砖瓦、陶瓷、焦化、电解铝、有色等重点行业大气污染物排放。其他同泸州市环境要素综合重点管控单元总体准入要求。 新增源等量或倍量替代：同泸州市环境要素重点管控单元总体准入要求。 污染物排放绩效水平准入要求：大气布局敏感重点管控区，应控制工业、生活污染源，减少移动源污染物排放。打好柴油货车污染治理攻坚战，实施“车、油、路、管”综合整治；加快老旧车辆的淘汰和不达标车辆的整治。加强渣土运输车辆规范化管理，严格实施密闭运输，强化城乡结合部环境监管。其他同泸州市环境要素综合重点管控单元总体准入要求。	钢铁、电力、水泥、玻璃、砖瓦、陶瓷、焦化、电解铝、有色等行业，符合泸州市环境要素综合重点管控单元总体准入要求。	
	环境 风险 防控	企业环境风险防控要求：同泸州市环境要素重点管控单元总体准入要求。 用地环境风险防控要求：同泸州市环境要素重点管控单元总体准入要求。	本项目为页岩气开发工程，属于清洁能源项目，符合泸州市环境要素综合重点管控单元总体准入要求。	符合
	资源 开发 利用 效率	水资源利用总量要求：同泸州市环境要素重点管控单元总体准入要求。 地下水开采要求：同泸州市环境要素重点管控单元总体准入要求。 能源利用效率要求：同泸州市环境要素重点管控单元总体准入要求。 禁燃区要求：同泸州市环境要素重点管控单元总体准入要求。	本项目为页岩气开发工程，属于清洁能源项目，符合泸州市环境要素综合重点管控单元总体准入要求。	符合
	要素重 点管控 单元 (ZH510 521200 05)单 元级清 单管控 要求	禁止开发建设活动的要求：同泸州市环境要素重点管控单元总体准入要求。 限制开发建设活动要求：水环境农业污染重点管控区，严格项目引入政策，严控新建造纸、屠宰（压点升级除外）、用、排水量达不到清洁生产二级或国内先进水平的农副产品加工企业大气环境重点管控区覆盖全单元，严格项目引入政策，严控新建水泥厂、危废焚烧、砖瓦厂、陶瓷厂等以大气污染为主的企业现有玻璃、钢铁、水泥企业限制发展，推动行业企业超低排放改造。其他同泸州市环境要素重点管控单元总体准入要求。 不符合空间布局要求活动的退出要求：逐步引导现有玻璃、钢铁、水泥、白酒等企业搬迁入园，不符合用地性质及排放标准的企业应限期关闭现有园区外工业企业原则上限制发展，技改、扩建污染物排放实行区域等量或倍量替代，并进一步加强日常环保监管；钢铁、石化、化工、焦化、有色等高污染项目原则上限制发展，要求污染物排放只降不增；不具备合法手续，或污染物排放超标、环境风险不可控的企业，限期进	本项目为页岩气开发工程，属于清洁能源项目，不属于钢铁、石化、化工、焦化、有色等高污染项目。本项目符合泸州市环境要素重点管控单元总体准入要求，不涉及以上空间布局约束建设内容。	符合

		行整改提升，通过环保、安全、工艺装备升级等落实整改措施并达到相关标准实现合法生产，整改后仍不能达到要求的，属地政府应按相关要求责令关停并退出。其他同泸州市环境要素重点管控单元总体准入要求。 其他空间布局约束要求： 同泸州市环境要素重点管控单元总体准入要求。		
	污染物排放管控	现有源提标升级改造： 现有燃煤锅炉适时提标执行特别排放限值。其他同泸州市环境要素重点管控单元总体准入要求。 新增源排放标准限制： 新、改、扩建项目执行大气污染物特别排放限值。 新增源等量或倍量替代： 同泸州市环境要素重点管控单元总体准入要求。 污染物排放绩效水平准入要求： 大气布局敏感重点管控区、大气弱扩散重点管控区，应控制工业、生活污染源，减少移动源污染物排放。打好柴油货车污染治理攻坚战，实施“车、油、路、管”综合整治；加快老旧车辆的淘汰和不达标车辆的整治。加强渣土运输车辆规范化管理，严格实施密闭运输，强化城乡结合部环境监管。大中型矿山达到绿色矿山标准，引导小型矿山按照绿色矿山标准规范发展；加强矿山采选废水的处理和综合利用工作，选矿废水全部综合利用，不外排，采矿废水应尽量回用。页岩气开采过程中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、平台或区域压裂返排液回用率均应达到 85%以上。页岩气开采过程中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。水基岩屑液相回收重复利用、固相资源化综合利用，油基岩屑油相回收重复利用、固相资源化综合利用或按危废处置。其他同泸州市环境要素重点管控单元总体准入要求。	本项目为页岩气开发工程，属于清洁能源项目，页岩气开采过程中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，钻井废水回用率、裂返排液回用率达到 85%以上。项目产生的生活垃圾交由环卫部门处置，水基钻井固废交由交地方砖厂、水泥厂综合利用，油基岩屑、废油等危险废物交由有资质的危废单位处置，固体废物均得到妥善处置。	符合
	环境风险防控	企业环境风险防控要求： 同泸州市环境要素重点管控单元总体准入要求。 用地环境风险防控要求： 同泸州市环境要素重点管控单元总体准入要求。	本项目为页岩气开发工程，属于清洁能源项目，符合泸州市环境要素综合重点管控单元总体准入要求。	符合
	资源开发利用效率	水资源利用总量要求： 同泸州市环境要素重点管控单元总体准入要求。 地下水开采要求： 同泸州市环境要素重点管控单元总体准入要求。 能源利用效率要求： 同泸州市环境要素重点管控单元总体准入要求。 禁燃区要求： 同泸州市环境要素重点管控单元总体准入要求。	本项目为页岩气开发工程，属于清洁能源项目，符合泸州市环境要素综合重点管控单元总体准入要求。	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）、《宜宾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》（宜府发〔2021〕4号）、《自贡市人民政府关于落实生态保护红线、环境质量底线、资源利用上线和生态环境准入清单实施生态环境分区管控的通知》（自府发〔2021〕11号）相关要求。

1.7.4 选址环境合理性分析

（1）总体规划的相容性分析

区块所在区域不位于四川省泸州市（江阳区、龙马潭区、泸县）、宜宾市（江安县）和自贡市（富顺县）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

本项目 10 个试采转正式采气平台井站在钻井前期已进行合理选址，已避让自然保护区、风景名胜区、森林公园等特殊或重要生态敏感区，本次评价重点针对 7 个新建井场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 1.7-9。

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

由于地下页岩气开采具有明显的行业特殊性，在选址上很大程度上是“井下决定井上”，首先需考虑的是该区域是否含有页岩气，是否具有开采价值。因此，在选择井口的时候具有很大的约束，是通过页岩气所在位置来确定井口位置，站场选址还需要考虑周边居民点的位置关系，以及尽量不占用公益林地、永久基本农田。井场永久占地应依法办理用地审批手续，并按规定补划永久基

本农田并完善用地许可手续后，根据相关政策要求采取等量等质补偿措施，平台井站占地较小，对区域永久基本农田总体影响可接受。

表 1.7-10 选址环境合理性分析表

平台井站		泸 201H1	泸 201H2	泸 201H3	泸 201H5	泸 201H6	泸 201H7	泸 201H8	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	平台井站、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环境功能区划，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	本项目各新建平台井站、集输管线及集气站选址均不属于浅层岩溶区。且各井场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	1 户 4 人	0	4 户 16 人	2 户 8 人	0	6 户 20 人	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	32 户 128 人	36 户 144 人	33 户 132 人	27 户 108 人	24 户 96 人	22 户 88 人	18 户 72 人	
	500m 范围	64 户 256 人	105 户 420 人	89 户 356 人	84 户 336 人	68 户 272 人	51 户 204 人	58 户 232 人	
	合理性分析	平台井站周边 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，管线两侧 5m 范围内不涉及敏感点分布；本项目在钻井施工阶段将对各平台井口 100m 范围内的居民人员实施临时搬迁（不属于环保和占地拆迁范畴，临时搬迁方式采取货币补偿、临时租用房屋作为办公用房等方式进行）以落实“井口距民宅不小于 100m”井场布置要求，选址合理。							
占用基本农田情况	占用面积（hm ² ）	1.952	1.941	1.849	2.052	1.858	2.498	1.945	32.72
	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定井口位置，井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							

泸 201 井区产能建设工程环境影响报告书

		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。							
占用公益林情况	占用面积（hm ² ）	不占用	不占用	不占用	不占用	不占用	不占用	不占用	0.21
	合理性分析	本项目新增的 7 个井场不占用公益林，仅泸 226~泸 201H8 管线占用国家二级公益林，占用长度 174m。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。							
地下水环境	敏感情况	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。							
	合理性分析	本项目平台井站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。							

(3) 产业布局的合理性

沱江北岸泸 201H5 平台输送至拟建阳 101H18 平台，再经阳 101H18 平台拟建集输管网输至阳 101-1 脱水站，输送至威远-江津集输气管道；沱江南岸平台（泸 201H1、泸 201H2、泸 201H3、泸 201H6、泸 201H7、泸 201H8）经泸 216 脱水站脱水后经进入铁清分输站，首先通过铁胡线（铁清分输站至胡市）供长江以北当地市场，及铁清分输站周边市场后，剩余部分上载南西复线（南干线西段复线）。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块内已实施井环境影响程度，通过采取评价提出的技术经济可行的环保措施，泸 201 井区产能建设工程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，并充分借鉴区块内已投产的工程采取的环境风险防范及应急措施实际操作经验，环境风险的防范和应急措施能够满足环境风险防范要求，应急措施能够最大程度将风险事故的环境影响降低到可接受程度，总体有效，本次产能建设项目环境风险可防可控。综上，泸 201 井区产能建设工程无环境限制因素，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

根据现场调查及与四川省泸州市（江阳区、龙马潭区、泸县）、宜宾市（江安县）和自贡市（富顺县）相关部门对接情况，本项目区块范围内不涉及生态保护红线，泸 201 井区产能建设工程区块范围内分布的环境敏感区有乡镇集中

式饮用水源、永久基本农田、水土流失重点治理区、文物保护单位；区块周围的敏感区主要有乡镇集中式饮用水源保护区、文物保护单位。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
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 19740.69hm ² 。项目临时占用 53.14hm ² ，永久占用 1.55hm 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；
集中式饮用水水源	石鹿溪乡镇集中式饮用水源、道祝山水库乡镇集中式饮用水源	泸 201H2 平台距离石鹿溪乡镇集中式饮用水源二级保护区边界约 1.17km，距离一级保护区边界约 2.31km，距离取水口约 2.63km，不在石鹿溪乡镇集中式饮用水源保护区及径流区范围内。泸 216~泸 201H6 集气管线距离道祝山水库乡镇集中式饮用水源二级保护区约 340m，距离一级保护区约 426m，距离取水口约 545m，不在集雨区范围内。		参照执行《四川省饮用水水源保护管理条例》及地方饮用水水源保护管理条例
文物保护单位	文物保护单位	本项目区块范围内分布有文物保护单位 11 处，各单项工程均不涉及文物保护范围及建设控制地带。		参照执行《中华人民共和国文物保护法》及《文物保护法实施条例》
水土流失重点治理区	富顺县、龙马潭区、江阳区、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		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	区块范围内分布有公益林约 15.32hm ² ，项目仅泸 226~泸 201H8 管线占用国家二级公益林，占用长度 174m	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、开采矿产和工程建设征收、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) 生态保护目标

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

表 1.8-3 区块内生态保护目标基本情况表

序号	生态保护目标名称	功能	与各单项工程位置关系	环境保护要求
1	重要物种	《中国脊椎动物红色名录》中濒危物种（王锦蛇、黑眉锦蛇），易危物种（乌梢蛇），特有种（北草蜥、灰胸竹鸡）	占地范围内可能涉及濒危、易危、特有种动物的活动范围	加强对施工人员的宣传教育，禁止对濒危、易危、特有种动物进行捕杀。
2	国家二级公益林	国家二级公益林	仅泸 226~泸 201H8 管线占用国家二级公益林，占用长度 174m。	办理相关林地手续，加强对施工人员的管理，禁止对施工范围外的国家二级公益林砍伐。
3	永久基本农田	临时占用永久基本农田约 53.14hm ² （各井场施工占地及集输管线施工作业带占地）、永久占用基本农田约 1.55hm ² （各采气井站永久占地）	部分工程临时占用，部分工程永久占用	严格控制用地范围，尽量减少对永久基本农田的占用，办理相关手续，且在项目临时占用后及时进行复垦。

(2) 环境空气保护目标

本项目环境空气保护目标主要为各平台井站周围 500m 和管线沿线 200m 范围内的分散式居民，各井场井站环境空气保护目标统计表见表 1.8-4，管线环境空气保护目标统计表见表 1.8-6。

(3) 声环境保护目标

声环境保护目标为井口周围 300m、井站周围 200m、管线沿线 200m 范围内的居民，各井场井站声环境保护目标统计见表 1.8-4，管线声环境保护目标统计见表 1.8-6。

（4）地表水保护目标

地表水保护目标为项目周围分布的地表水体、集输管线穿越的地表水体、项目运输路线所经过的地表水体、石鹿溪乡镇集中式饮用水源和道祝山水库乡镇集中式饮用水源及其取水点。本项目所在区域主要地表水体为长江及其一二级支流，属长江流域。区域地表水流均属内陆河，项目内部集输管线工程共穿越地表水体 9 次，均为小型河流、冲沟等，穿越石鹿溪（久桥河）1 次、穿越和尚洞河 1 次、穿越南井河 1 次，未穿越大型河流。泸 201H2 平台距离石鹿溪乡镇集中式饮用水源二级保护区边界约 1.17km，距离一级保护区边界约 2.31km，距离取水口约 2.63km，不在石鹿溪乡镇集中式饮用水源保护区及径流区范围内。泸 216~泸 201H6 集气管线距离道祝山水库乡镇集中式饮用水源二级保护区约 340m，距离一级保护区约 426m，距离取水口约 545m，不在集雨区范围内。项目所在区域水系分布图见附图 1-3。

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 1.8-3。

表 1.8-3 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	泸 201H2~泸 201H3 集输管线（气管道与水管道同沟敷设）	石鹿溪	1	32	III 类
2	泸 201H8~泸 226 集输管道（气管道与水管道同沟敷设）	和尚洞河	1	15	
3	泸 201H8~泸 226 集输管道（气管道与水管道同沟敷设）	南井河	1	10	

（5）地下水环境保护目标

现场走访调查结果表明，区内地下水主要具有如下功能：①做为区内生态系统的基本组成部分，维持着生态系统水资源平衡及地表植被生存；②做为区内居民的生活供水水源。基于上述考虑，评价范围内地下水环境保护目标主要

分为两种类型，一种为当地居民利用的分散式水井；另外一种为具有供水价值的侏罗系蓬莱镇组、遂宁组、上沙溪庙组、下沙溪庙组、自流井组裂隙孔隙含水层和零星分布的第四系孔隙含水层及其他可能具有供水价值的含水层。

通过现场对区内地下水保护目标基本情况的调查，结合本项目各场地的空间分布特征，本项目评价范围内分散式地下水饮用水源保护目标 311 处，分散保护目标类型均为水井，数量共约 1030 处，总共供水人口约 1326 户（约 5145 人）；井口和管线与下游分散式保护目标水井最近距离分别约 94m、25m。各保护目标基本情况及与项目场地的位置关系见表 1.87，评价范围内地下水环境保护目标空间分布情况见附图 1-4。

（6）土壤保护目标

以井场井站和管线等项目占地范围内以及占地范围外 0.2km 的土壤和分散居民点等。

（7）环境风险保护目标

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

表 1.8-4 各井场（井站）声环境保护目标统计表

***	***			***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***	***	***	***

***	***	***	***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***	***	***	***

***	***	***	***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***	***	***	***

***	***	***	***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***	***	***	***

***	***	***	***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***	***	***	***

***	***	***	***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***	***	***	***

泸 201 井区产能建设工程环境影响报告书

***	***	***	***	***	***	***	***	***	***

***	***	***	***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***	***	***	***

***	***	***	***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***	***	***	***

***	***	***	***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***	***	***	***

***	***			***		***	***	***	
***	***	***	***	***		***	***	***	

***	***	***	***	***		***	***	***	
***	***	***	***	***		***	***	***	

***	***	***	***	***		***	***	***	
***	***	***	***	***		***	***	***	

***	***	***	***	***		***	***	***	
***	***	***	***	***		***	***	***	

***	***	***	***	***		***	***	***	
***	***	***	***	***		***	***	***	

***	***	***	***	***		***	***	***	
***	***	***	***	***		***	***	***	

***	***	***	***	***		***	***	***	
***	***	***	***	***		***	***	***	

***	***	***	***	***		***	***	***	
***	***	***	***	***		***	***	***	

***	***	***	***	***		***	***	***	
***	***	***	***	***		***	***	***	

***	***	***	***	***		***	***	***	
***	***	***	***	***		***	***	***	

***	***	***	***	***		***	***	***	
***	***	***	***	***		***	***	***	

***	***	***	***	***		***	***	***	
***	***	***	***	***		***	***	***	

***	***	***	***	***		***	***	***	
***	***	***	***	***		***	***	***	

***	***	***	***	***		***	***	***	
***	***	***	***	***		***	***	***	

***	***	***	***	***		***	***	***	
***	***	***	***	***		***	***	***	

***	***	***	***	***		***	***	***	
***	***	***	***	***		***	***	***	

***	***	***	***	***		***	***	***	
***	***	***	***	***		***	***	***	

***	***	***	***	***		***	***	***	
***	***	***	***	***		***	***	***	

***	***	***	***	***		***	***	***	
***	***	***	***	***		***	***	***	

***	***	***	***	***		***	***	***	
***	***	***	***	***		***	***	***	

***	***	***	***	***		***	***	***	
***	***	***	***	***		***	***	***	

***	***	***	***	***		***	***	***	
***	***	***	***	***		***	***	***	

***	***	***	***	***		***	***	***	
***	***	***	***	***		***	***	***	

***	***	***	***	***		***	***	***	
***	***	***	***	***		***	***	***	

***	***	***	***	***		***	***	***	
***	***	***	***	***		***	***	***	

***	***	***	***	***		***	***	***	
***	***	***	***	***		***	***	***	

***	***	***	***	***		***	***	***	
***	***	***	***	***		***	***	***	

***	***	***	***	***		***	***	***	
***	***	***	***	***		***	***	***	

***	***	***	***	***		***	***	***	
***	***	***	***	***		***	***	***	

***	***	***	***	***		***	***	***	
***	***	***	***	***		***	***	***	

***	***	***	***	***		***	***	***	
***	***	***	***	***		***	***	***	

***	***	***	***	***		***	***	***	
***	***	***	***	***		***	***	***	

***	***	***	***	***		***	***	***	
***	***	***	***	***		***	***	***	

***	***	***	***	***		***	***	***	
***	***	***	***	***		***	***	***	

***	***	***	***	***		***	***	***	
***	***	***	***	***		***	***	***	

***	***	***	***	***		***	***	***	
***	***	***	***	***		***	***	***	

***	***	***	***	***		***	***	***	
***	***	***	***	***		***	***	***	

***	***	***	***	***		***	***	***	
***	***	***	***	***		***	***	***	

***	***	***	***	***		***	***	***	
***	***	***	***	***		***	***	***	

***	***	***	***	***		***	***	***	
***	***	***	***	***		***	***	***	

***	***	***	***	***		***	***	***	
***	***	***	***	***		***	***	***	

***	***	***	***	***		***	***	***	
***	***	***	***	***		***	***	***	

***	***	***	***	***		***	***	***	
***	***	***	***	***		***	***	***	

***	***	***	***	***		***	***	***	
***	***	***	***	***		***	***	***	

***	***	***	***	***		***	***	***	
***	***	***	***	***		***	***	***	

***	***	***	***	***		***	***	***	
***	***	***	***	***		***	***	***	

***	***	***	***	***		***	***	***	
***	***	***	***	***		***	***	***	

***	***	***	***	***		***	***	***	
***	***	***	***	***		***	***	***	

***	***	***	***	***		***	***	***	
***	***	***	***	***		***	***	***	

***	***	***	***	***		***	***	***	
***	***	***	***	***		***	***	***	

***	***	***	***	***		***	***	***	
***	***	***	***	***		***	***	***	

***	***	***	***	***		***	***	***	
***	***	***	***	***		***	***	***	

***	***	***	***	***		***	***	***	
***	***	***	***	***		***	***	***	

***	***	***	***	***		***	***	***	
***	***	***	***	***		***	***	***	

***	***	***	***	***		***	***	***	
***	***	***	***	***		***	***	***	

***	***	***	***	***		***	***	***	
***	***	***	***	***		***	***	***	

***	***	***	***	***		***	***	***	
***	***	***	***	***		***	***	***	

***	***	***	***	***		***	***	***	
***	***	***	***	***		***	***	***	

***	***	***	***	***		***	***	***	
***	***	***	***	***		***	***	***	

***	***	***	***	***		***	***	***	
***	***	***	***	***		***	***	***	

***	***	***	***	***		***	***	***	
***	***	***	***	***		***	***	***	

***	***	***	***	***		***	***	***	
***	***	***	***	***		***	***	***	

***	***	***	***	***		***	***	***	
***	***	***	***	***		***	***	***	

***	***	***	***	***		***	***	***	
***	***	***	***	***		***	***	***	

***	***	***	***	***		***	***	***	
***	***	***	***	***		***	***	***	

***	***	***	***	***		***	***	***	
***	***	***	***	***		***	***	***	

***	***	***	***	***		***	***	***	
***	***	***	***	***		***	***	***	

***	***	***	***	***		***	***	***	
***	***	***	***	***		***	***	***	

***	***	***	***	***		***	***	***	
***	***	***	***	***		***	***	***	

***	***	***	***	***		***	***	***	
***	***	***	***	***		***	***	***	

***	***	***	***	***		***	***	***	
***	***	***	***	***		***	***	***	

***	***	***	***	***		***	***	***	
***	***	***	***	***		***	***	***	

***	***	***	***	***		***	***	***	
***	***	***	***	***		***	***	***	

***	***	***	***	***		***	***	***	
***	***	***	***	***		***	***	***	

***	***	***	***	***		***	***	***	
***	***	***	***	***		***	***	***	

***	***	***	***	***		***	***	***	
***	***	***	***	***		***	***	***	

***	***	***	***	***		***	***	***	
***	***	***	***	***		***	***	***	

***	***	***	***	***		***	***	***	
***	***	***	***	***		***	***	***	

***	***	***	***	***		***	***	***	
***	***	***	***	***		***	***	***	

***	***	***	***	***		***	***	***	
***	***	***	***	***		***	***	***	

***	***	***	***	***		***	***	***	
***	***	***	***	***		***	***	***	

***	***	***	***	***		***	***	***	
***	***	***	***	***		***	***	***	

***	***	***	***	***		***	***	***	
***	***	***	***	***		***	***	***	

***	***	***	***	***		***	***	***	
***	***	***	***	***		***	***	***	

***	***	***	***	***		***	***	***	
***	***	***	***	***		***	***	***	

***	***	***	***	***		***	***	***	
***	***	***	***	***		***	***	***	

***	***	***	***	***		***	***	***	
***	***	***	***	***		***	***	***	

***	***	***	***	***		***	***	***	
***	***	***	***	***		***	***	***	

***	***	***	***	***		***	***	***	
***	***	***	***	***		***	***	***	

***	***	***	***	***		***	***	***	
***	***	***	***	***		***	***	***	

***	***	***	***	***		***	***	***	
***	***	***	***	***		***	***	***	

***	***	***	***	***		***	***	***	

泸 201 井区产能建设工程环境影响报告书

***	***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***	***

***	***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***	***

***	***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***	***

***	***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***	***

***	***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***	***

***	***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***	***

表 1.8-5 各井场（井站）环境空气保护目标统计表

***	***		***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***	***

***	***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***	***

***	***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***	***

***	***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***	***

泸 201 井区产能建设工程环境影响报告书

***	***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***	***

***	***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***	***

***	***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***	***

***	***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***	***

***	***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***	***

泸 201 井区产能建设工程环境影响报告书

***	***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***	***

***	***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***	***

***	***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***	***

***	***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***	***

***	***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***	***

***	***	***	***	***	***	***	***

泸 201 井区产能建设工程环境影响报告书

***	***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***	***

***	***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***	***

***	***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***	***

***	***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***	***

***	***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***	***

泸 201 井区产能建设工程环境影响报告书

***	***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***	***

***	***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***	***

***	***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***	***

***	***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***	***

***	***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***	***

***	***	***	***	***	***	***	***

泸 201 井区产能建设工程环境影响报告书

***	***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***	***

表1.8-6 管线周边环境保护目标

***	***	***	***		***	***	***	***	***	***			***
			***	***						***	***		

*	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***
*	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***
*	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***
*	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***
*	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***

泸 201 井区产能建设工程环境影响报告书

* *											*	*	
* * *	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	*** *	*** *	***
* * *	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	*** *	*** *	***
* * *	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	*** *	*** *	***
* * *	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	*** *	*** *	***
* * *	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	*** *	*** *	***
* * *	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	*** *	*** *	***
* * *	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	*** *	*** *	***
* * *	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	*** *	*** *	***

泸 201 井区产能建设工程环境影响报告书

*	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	**	**	***
*	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	**	**	***
*	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	**	**	***
*	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	**	**	***
*	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	**	**	***

*	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	**	**	***
*	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	**	**	***
*	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	**	**	***
*	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	**	**	***

泸 201 井区产能建设工程环境影响报告书

***											*	*	
***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	** *	** *	***
***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	** *	** *	***
***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	** *	** *	***
***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	** *	** *	***
***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	** *	** *	***

***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	** *	** *	***
***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	** *	** *	***
***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	** *	** *	***

泸 201 井区产能建设工程环境影响报告书

*													
* * *	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	** *	** *	***
* * *	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	** *	** *	***
* * *	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	** *	** *	***
* * *	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	** *	** *	***
* * *	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	** *	** *	***
* * *	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	** *	** *	***
* * *	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	** *	** *	***
* * *	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	** *	** *	***
* * *	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	** *	** *	***
* * *	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	** *	** *	***
* * *	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	** *	** *	***

泸 201 井区产能建设工程环境影响报告书

* *											*	*	
* * *	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	** *	** *	***

* * *	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	** *	** *	***
* * *	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	** *	** *	***
* * *	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	** *	** *	***
* * *	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	** *	** *	***
* * *	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	** *	** *	***
* * *	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	** *	** *	***
* * *	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	** *	** *	***

泸 201 井区产能建设工程环境影响报告书

*													
*	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	** *	** *	***
*	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	** *	** *	***

*	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	** *	** *	***
*	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	** *	** *	***
*	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	** *	** *	***
*	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	** *	** *	***
*	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	** *	** *	***
*	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	** *	** *	***

泸 201 井区产能建设工程环境影响报告书

***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***

***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***

泸 201 井区产能建设工程环境影响报告书

* *											*	*	
* * *	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	** *	** *	***
* * *	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	** *	** *	***
* * *	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	** *	** *	***
* * *	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	** *	** *	***
* * *	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	** *	** *	***
* * *	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	** *	** *	***
* * *	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	** *	** *	***
* * *	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	** *	** *	***
* * *	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	** *	** *	***

泸 201 井区产能建设工程环境影响报告书

***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***

***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***

泸 201 井区产能建设工程环境影响报告书

* *											*	*	
* * *	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	** *	** *	***
* * *	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	** *	** *	***
* * *	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	** *	** *	***
* * *	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	** *	** *	***
* * *	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	** *	** *	***
* * *	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	** *	** *	***
* * *	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	** *	** *	***
* * *	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	** *	** *	***
* * *	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	** *	** *	***

泸 201 井区产能建设工程环境影响报告书

* * *	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	** *	** *	***
* * *	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	** *	** *	***
* * *	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	** *	** *	***
* * *	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	** *	** *	***
* * *	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	** *	** *	***
* * *	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	** *	** *	***
* * *	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	** *	** *	***
* * *	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	** *	** *	***
* * *	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	** *	** *	***

泸 201 井区产能建设工程环境影响报告书

* *											*	*	
* * *	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	** *	** *	***
* * *	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	** *	** *	***

* * *	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	** *	** *	***
* * *	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	** *	** *	***
* * *	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	** *	** *	***
* * *	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	** *	** *	***
* * *	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	** *	** *	***
* * *	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	** *	** *	***

泸 201 井区产能建设工程环境影响报告书

*													
** * *	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	** *	** *	***

** * *	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	** *	** *	***
** * *	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	** *	** *	***
** * *	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	** *	** *	***
** * *	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	** *	** *	***
** * *	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	** *	** *	***
** * *	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	** *	** *	***

表 1.8-7 各场地所在水文地质单元主要地下水保护目标统计一览表

[illegible]

泸 201 井区产能建设工程环境影响报告书

[illegible]

泸 201 井区产能建设工程环境影响报告书

[illegible]

泸 201 井区产能建设工程环境影响报告书

[illegible]

泸 201 井区产能建设工程环境影响报告书

[illegible]

泸 201 井区产能建设工程环境影响报告书

[illegible]

泸 201 井区产能建设工程环境影响报告书

[illegible]

泸 201 井区产能建设工程环境影响报告书

[illegible]

泸 201 井区产能建设工程环境影响报告书

[illegible]

泸 201 井区产能建设工程环境影响报告书

[illegible]

泸 201 井区产能建设工程环境影响报告书

[illegible]

泸 201 井区产能建设工程环境影响报告书

[illegible]

泸 201 井区产能建设工程环境影响报告书

***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***

2 区域开发现状及回顾性评价

泸 201 井区产能建设工程隶属于泸州气田的中国石油泸县-长宁矿权区（面积为 1209.5km²）。所属建设单位为四川页岩气勘探开发有限责任公司，根据《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函〔2019〕910 号）关于区块回顾性评价相关要求，重点回顾泸 201 井区产能建设工程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 泸201井区产能建设工程与区域页岩气开发位置关系

为进一步优化泸州页岩气田“十四五”勘探开发部署，明确总体建产节奏，2021 年西南油气田公司启动了泸州页岩气田 200 亿方开发规划方案编制工作，将泸州页岩气田划分为北部、中部、南部三大区域，按照三期进行建设。

图 2.1-1 泸州区块页岩气田区域位置关系图

第一期以北区的阳 101、泸 203 一期、泸 206 等井区为建产目标，第二期（目前正在开展）推进中区泸 201 井区建设。经调查，泸 201 井区周边正在进行油气开发，开展了区块环评的有：泸 206 井区、泸 203 一期以及阳 101 井区（分为一期、二期、三期），泸 201 井区与周边区块的相对位置关系见图 2.1-2 所示。

图 2.1-2 泸 201 井区与周边区块相对位置关系图

2.2 泸201井区产能建设工程开发情况

2.2.1 区域构造位置

泸州区块泸 201 井区在区域构造上主要位于川南低陡构造带，按照构造样式、断裂体系等分类，二级构造单元属于泸州北部帚状构造，三级构造单元包括福集向斜、得胜-宝藏向斜、来苏-云锦向斜。区域构造位置见图 2.2-1。

图2.2-1 泸201井区区域构造位置图

2.2.2 区域气藏地质特征

泸 201 井区的主要构造形成于喜山期大规模挤压造山环境下，以逆断层发育为主要特征。泸 201 井区及邻区龙马溪组厚度介于 450m~650m，为川南地区最厚。依据沉积旋回可将龙马溪组分为龙一段和龙二段，以龙二段底部灰黑色页岩与下伏龙一段黑色页岩~灰色粉砂质页岩相间的韵律层为分界，沉积旋回变化特征明显，界线清晰。龙二段笔石较少，多以个体较小、破碎的半耙笔石为主，上部含浅水腹足等生物；龙一段笔石数量多，种类多，个体分异大。从测井 GR 曲线上看，龙一段顶部为伽玛值持续线性降低的钟型特征，到达分界线后伽玛值迅速突变抬升，之后再次出现一个持续线性降低的钟型特征。

按照储层品质、工程品质将五峰组-龙一 1 亚段划分为两套单元：五峰组~龙一 14 小层（下层系）、龙一 15 小层~龙一 17 小层（上层系）。其界限为龙一 14 小层顶部普遍发育的一套薄粉砂质页岩，厚度 1m~2m，为高应力界面，杨氏模量高、泊松比低、地应力大，压裂缝高难以突破，起隔挡作用。从储层品质来看，下层系（五峰~龙一 14 小层）发育一套强还原硅质、碳质页岩，层理发育，以连续 I 类储层为主，少量 II 类储层，顶部发育一套薄 III 类储层（厚度 1~2m）；上层系（龙一 15~7 小层）发育一套弱还原粘土质、灰质泥页岩，层理欠发育，以连续 II 类储层为主，龙一 16 小层下部发育薄 I 类储层（厚度 1~5m）。

井区内典型地层钻遇情况见表 2.2-1。

表 2.2-1 井区内典型地层钻遇情况简表

2.2.3 泸 201 井区地质储量

泸 201 井区 8 个开发单元五峰组~龙一₁亚段下层系、上层系的 I+II 类储层总地质储量 $5808.9 \times 10^8 \text{m}^3$ ，其中泸 201 井区一类 A 区+低风险区单元下层系 I+II 类储层地质储量为 $2476 \times 10^8 \text{m}^3$ ，上层系 I+II 类储层地质储量为 $2478.4 \times 10^8 \text{m}^3$ ；一类 B 区+中风险区单元下层系 I+II 类储层地质储量为 $437 \times 10^8 \text{m}^3$ ，上层系 I+II 类储层地质储量为 $417.5 \times 10^8 \text{m}^3$ 。

泸 201 井区产能建设工程对落实断层夹持断块的含气性，落实储层分布及静态参数；取全取准泸 201 井区的动、静态资料，为探明储量申报提供支撑；研究气井生产特点和产能变化规律，评价气井产能，具有重要意义。泸 201 井区产能建设工程计划至 2046 年 12 月，累计产气 40.91 亿方。

2.2.4 区块开发井场（井站）情况

为评价泸 201 井区优质储层品质及分布范围，落实具体建产区，四川页岩气勘探开发有限责任公司于 2021 年开始规划部署实施了泸 212 井等 10 个勘探评价井平台，实钻证实了五峰组-龙一₁亚段I类连续储层厚度大、储层品质优，已投产井试采效果整体较好，开发潜力大、具备规模效益建产条件。

泸 201 井区产能建设工程为新开发页岩气区块，2021 年 5 月实施第一口探勘评价井，截至 2024 年 1 月，泸 201 井区产能建设工程区块范围内开钻 10 个平台 14 口井，目前尚未形成正式产能，已开钻的 10 个平台采气阶段纳入本次评价。泸 201 井区产能建设工程开发现状见表 2.2-1。已部署勘探井工程地理位置图见下图。

表 2.2-1 区块范围内已开发井场（井站）基本情况表

序号	井场名称	实施井数/口	完钻日期	生产/建设状态	环评批复	验收批复
1	泸 212	1	2023/11	试采	***	***
2	泸 201H4 (泸 213)	5	2025/5	钻井阶段	***	***
3	泸 214	1	2023/10	试采	***	***
4	泸 215	1	2024/2	试采阶段	***	***
5	泸 216	1	2024/1	试采	***	***
6	泸 217	1	2024/3	试采阶段	***	***
7	泸 218	1	2023/11	试采	***	***
8	泸 224	1	2024/1	试采	***	***
9	泸 225	1	2023/12	试采	***	***
10	泸 226	1	2023/12	试采	***	***

图 2.2-1 泸 201 井区产能建设工程区块内开发现状

2.2.5 地面集输工程建设情况

区域内已建成的地面集输工程有：泸 216 脱水站 1 座（ $150 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ），集气干线 2 条（铁胡线、南干线西段复线）、集气支线 11 条。

① 泸 216 脱水站

泸 216 脱水站位于江安县四面山镇解放村高山子组，已于 2023 年 8 月 23 日取得宜宾市生态环境局下发的《宜宾市生态环境局关于对四川页岩气勘探开发有限责任公司泸 216 井地面集输工程环境影响报告书的批复》（宜环审批〔2023〕37 号）。泸 216 脱水站为有人值守站，站内设分离计量橇、脱水橇、清管收发球桶橇、进出站阀组橇、放空模块等，主要设备包括卧式气液分离器、脱水橇、放空分液罐、放空火炬（DN250、H=30m）等，设计处理规模 $150 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 。泸 216 脱水站目前处于试运行阶段，正在进行竣工环境保护验收。

附图 2.2-3 泸 216 脱水站现状图

② 集气干线

A、铁胡线

铁胡线（铁清阀室-铁清分输清管站-胡市输气站）输气管道于 2019 年 3 月建成投产，管道全长 37.95km，管道规格 $D406.4 \times 6.3$ ，设计压力 6.3MPa，设计输量 $190 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 。目前运行压力约 2.9~4.5MPa。

B、南干线西段复线

南干线西段复线起于泸州市纳溪区原纳溪站，止于成都市青白江区城厢站，管道全长 341km，管径为 D711，设计压力 6.3MPa，设计输气量 $1200 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，2008 年 9 月建成投产，泸州段的运行压力约为 2.9~4.5MPa，输送气量约为 $400 \times 10^4 \sim 600 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 。

南干线西段复线作为四川主干环网的重要组成部分，北接城德线、北外环、北干线，南连南东线，中部在玉成站接收北内环来气。

③ 集气支线

泸 201 井区产能建设工程区块范围内建设有集气支线 11 条，为各评价井集输管网，具体情况详见表 2.2-2。

表 2.2-2 泸 201 井区产能建设工程区块范围内集气支线基本情况表

序号	管线名称	管径 (mm)	设计 压力 (MPa)	长度 (km)	投产时 间	环评批复	验收批复
1	泸 212 井~泸 225 井	D114.3	8.5	8.56	2023.09	自环审批 (2023) 82 号	正在进行 验收
2	泸 213 井~泸 215 井	D168.3	8.5	9.2	2023.09	拟批复中	暂未进行 验收
3	泸 214 井~泸 203H175 平台	D114.3	8.5	8.2	2023.09	泸市环建函 (2023) 65 号	正在进行 验收
4	泸 215 井~泸 216 井	D219	8.5	8.2	2023.11	泸市环建函 (2023) 58 号	正在进行 验收
5	泸 216 井~泸 216 脱水站	D273	8.5	6.7	2023.09	宜环审批 (2023) 37 号	正在进行 验收
6	泸 216 脱水站~铁清分输站	D273	6.3	6	2023.09	宜环审批 (2023) 37 号	正在进行 验收
7	泸 217 井~泸 215 井	D114.3	8.5	8.4	2023.12	泸市环建函 (2023) 60 号	正在进行 验收
8	泸 218 井~胡市输气站	D168.3	6.3	5.33	2023.10	泸市环建函 (2023) 62 号	正在进行 验收
9	泸 224 井~泸 226 井	D114.3	8.5	7.4	2023.12	宜环审批 (2023) 31 号	正在进行 验收
10	泸 225 井~泸 216 井	D168.3	8.5	6.5	2023.11	宜环审批 (2023) 32 号	正在进行 验收
11	泸 226 井~泸 216 井	D168.3	8.5	10.2	2023.11	宜环审批 (2023) 33 号	正在进行 验收

图 2.2-2 泸 201 井区产能建设工程区块内集输管线工程现状示意图

2.2.6 泸 201 井区产能建设工程的依托工程情况

新建页岩气钻井平台 7 座，新增 32 口页岩气井钻井，建设采气平台井站 17 座，实施 46 页岩气井采气，其中 7 座为本次钻井转采气平台，10 座平台为试采转正式采气平台；并配套建设地面集输管线工程，新建集气管线 8 条，共计 38.89km，气田水管线 6 条，共计 41.62km，其中 25.86km 气田水管道与集气管道同沟敷设，其余 28.79km 公里单管埋地敷设；预计新建页岩气产能建设规模为 8.635 亿 m³/a。

(1) 集输工程依托

根据开发井位部署及天然气总体流向，输气管线气体流向为：沱江北岸泸 201H5 平台输送至拟建阳 101H18 平台，再经阳 101H18 平台拟建集输

管网输至阳 101-1 脱水站，输送至威远-江津集输气管道；沱江南岸平台（泸 201H1、泸 201H2、泸 201H3、泸 201H6、泸 201H7、泸 201H8）经泸 216 脱水站脱水后经进入铁清分输站，首先通过铁胡线（铁清分输站至胡市）供长江以北当地市场，及铁清分输站周边市场后，剩余部分上载南西复线（南干线西段复线）。

阳 101H18 平台、泸 216 脱水站均已另行开展环评，目前阳 101H18 平台处于环评办理阶段，泸 216 脱水站已进入试运行阶段，两处需在本项目平台井站正式投产前投入运营，以满足本项目依托性。

（2）外输干线依托情况

本项目依托外输干线均不在本次评价范围内，外输干线另行开展环评，外输干线需在本项目开始钻井工程前修建完成，以满足本项目依托性。

（3）依托的井场及集输设施

本项目有 10 座勘探评价井场转为采气平台，分别为泸 212 平台、泸 201H4 平台、泸 214 平台、泸 215 平台、泸 216 平台、泸 217 平台、泸 218 平台、泸 224 平台、泸 225 平台及泸 226 平台，目前 10 个勘探评价井场均已取得环评批复，同时取得了试采工程的地面集输工程环评批复，大部分已处于试采阶段（详见表 2.2-1）。本项目集输管线依托站场分别为阳 101H18 平台、铁清分输站、泸 212 平台、泸 215 平台、泸 216 平台、泸 226 平台。依托的勘探评价井场相关建设情况统计见下表 2.2-1，集输管线依托站场相关建设情况统计表见下表 2.2-2。

表 2.2-2 集输管线依托的座站场相关建设情况统计表

序号	井站	地理位置	井口数量 (口)	环评批复文号	验收情况	建设情况	投产时间
1	阳 101H18 平台	泸州市龙马潭区双加镇颜坪村 1 组	1	***	***	***	***
2	铁清分输站	四川省宜宾市江安县铁清镇新庙村	/	***	***	***	***
3	泸 216 脱水站	四川省宜宾市江安县四面山镇解放村	/	***	***	***	***
4	泸 212 平台	四川省自贡市富顺县飞龙镇新文村	1	***	***	***	***
5	泸 215 平台	四川省泸州市江阳区通滩镇田湾村	1	***	***	***	***
6	泸 216 平台	四川省宜宾市江安县铁清镇新庙村	1	***	***	***	***
7	泸 226 平台	四川省宜宾市江安县四面山镇平坝村	1	***	***	***	***

2.3 泸201井区产能建设工程区块内已开发工程概况

2.3.1 井区内已有工程环保措施落实情况

截止2024年1月，泸201井区产能建设工程区块内已实施完成的勘探评价井有7口（泸212井、泸214井、泸216井、泸218井、泸224井、泸225井、泸226井），正在实施的工程有泸201H4平台（泸213井组重新报批）5口井（其中泸213井已在进行试采，待实施的依次为泸201H4-1井、泸201H4-2井、泸201H4-3井、泸201H4-4井）、泸215井、泸217井。现有工程建设情况及位置关系见表2.3-2。

表 2.3-1 泸 201 井区产能建设工程已批复工程及建设情况及三废去向

序号	井场	井口 数	目前 进度	阶段	污染 物类 别	污染物去向
1	泸 212	1	试采	钻井 阶段	噪声	***
					废气	***
					废水	***
					固废	***
2	泸 201H4 (泸 213 井)	5	钻井	钻井 阶段	噪声	***
					废气	***
					废水	***
					固废	***
3	泸 214	1	试采	钻井 阶段	噪声	***
					废气	***
					废水	***
					固废	***
4	泸 215	1	压裂	钻井 阶段	噪声	***
					废气	***
					废水	***
					固废	***
5	泸 216	1	试采	钻井 阶段	噪声	***
					废气	***
					废水	***
					固废	***
6	泸 217	1	压裂	钻井 阶段	噪声	***
					废气	***
					废水	***
					固废	***

泸 201 井区产能建设工程环境影响报告书

7	泸 218	1	试采	钻井阶段	噪声	***
					废气	***
					废水	***
					固废	***
8	泸 224	1	试采	钻井阶段	噪声	***
					废气	***
					废水	***
					固废	***
9	泸 225	1	试采	钻井阶段	噪声	***
					废气	***
					废水	***
					固废	***
10	泸 226	1	试采	钻井阶段	噪声	***
					废气	***
					废水	***
					固废	***

***	***
***	***
***	***
***	***
***	***
***	***
***	***
***	***
***	***
***	***
***	***

2.3.4 井区内已有工程环保措施及环境影响回顾

(1) 大气环境影响回顾

①大气环境影响保护措施

钻前工程时，道路作业时定期洒水降尘；运输建筑材料等车辆遮盖严密，冲洗轮胎，定时洒水压尘，减少运输过程中的扬尘；对表土堆场设置截、排水沟，覆彩条布处理，防止水土流失及扬尘；由于钻前工程累计施工工时不长，不会对周围居民身体产生明显的不适影响，也不会对周边农业生产造成明显影响，对周围环境影响是可接受。钻井期间的废气主要为备用柴油发电机组废气、测试放喷废气和事故放喷废气。区域项目能源来自周边供电系统，在电网故障时采用备用柴油发电机组供电。柴油燃烧主要污染因子为 NO_x 和少量烟尘等，通过自带的排气筒排放，柴油发电机组仅在停电时使用，燃烧废气属于短期排放，对周边环境的影响较小；测试放喷和事故放喷的天然气经点火燃烧，其主要污染物为 NO_x 、 CO_2 ，由于测试放喷和事故放喷时间较短，因此对大气环境影响可接受。

运营期主要大气污染物主要为设备清管、检修及事故放空废气、无组织逸散废气等，本项目页岩气不含硫化氢，采气平台井站清管及检修作业时，需放空量小，将相关设备及管线中页岩气通过放空立管排放，一般 1~2 次/年，每次持续时间 2~5min，放空废气中主要污染物为少量的非甲烷总烃。事故放空时，对放空页岩气实施点火燃烧后排放，以降低温室气体排放量。

地面集输工程施工现场按照扬尘整治“六不准、六必须”的管理要求，加

强施工期大气污染防治措施；保持运输车辆完好，不过满装载，尽量采取遮盖、密闭措施，减少沿程抛洒；焊接过程采用国内应用技术成熟的半自动焊接工艺，由于焊接废气污染源本身排放量较小，并具有间歇性和短期性，不会对大气环境造成显著影响。非正常工况，设备检修及事故排放的少量页岩气，通过井站放空区 15m 高的放空管直接放散，放散气量较少且原料气中不含硫化氢。放散区位于地势开阔的空旷地带，大气扩散条件良好，不会对周边大气环境造成明显不利影响。

②已有工程大气环境影响

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，本次评价委托四川炯测环保技术有限公司于 2024 年 1 月 13 日~1 月 15 日对区域环境空气质量现状进行了现场补充监测，本次评价实际监测设置大气监测点 1 个，位于区块范围内已建泸 216 脱水站位置（已单独开展环评），对脱水站所在的环境空气质量现状进行监测。同时本次评价引用《泸 212 井地面集输工程环境影响报告书》（富顺县）、《泸 214 井地面集输工程环境影响报告书》（泸县）、《泸 218 井地面集输工程环境影响报告书》（龙马潭区）、《泸 217 井地面集输工程环境影响报告书》（江阳区）环境空气监测数据（引用监测数据监测时间均未超过 3 年，在监测至今，区域未新增重大污染源，引用有效）。

表 2.3-3 项目环境空气质量监测及评价结果统计

采样日期	检测点位	检测项目	检测结果（mg/m ³ ）			
			第一次	第二次	第三次	第四次
***	泸 216 脱水站 厂界处	非甲烷总 烃	***	***	***	***
***			***	***	***	***
***			***	***	***	***
***	泸 212 井站 旁西北侧居民 点处（自贡市 境内）	非甲烷总 烃	***	***	***	***
***			***	***	***	***
***			***	***	***	***
***			***	***	***	***
***			***	***	***	***
***			***	***	***	***
***			***	***	***	***
***	泸 214 井站 东南面侧	非甲烷总 烃	***	***	***	***
***			***	***	***	***

***			***	***	***	***
***			***	***	***	***
***			***	***	***	***
***			***	***	***	***
***			***	***	***	***
***	泸 218 井站东 南面民宅处	非甲烷总 烃	***	***	***	***
***			***	***	***	***
***			***	***	***	***
***			***	***	***	***
***			***	***	***	***
***			***	***	***	***
***			***	***	***	***
***			***	***	***	***
***			***	***	***	***
***			***	***	***	***
***	泸 217 井站厂 界东南侧	非甲烷总 烃	***	***	***	***
***			***	***	***	***
***			***	***	***	***
***			***	***	***	***
***			***	***	***	***
***			***	***	***	***
***			***	***	***	***
***			***	***	***	***
***			***	***	***	***
***			***	***	***	***

从监测结果可知，采气井站附近居民点非甲烷总烃监测值能满足《大气污染综合排放标准详解》中制定非甲烷总烃排放标准时选用的环境质量标准值，采气井站所产生的非甲烷总烃监测值较少，对周围大气环境影响较小。

此外，近几年项目所在区域环境空气质量总体情况趋好，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，因此，项目的实施对区域环境影响较小，且对区域环境空气质量多为有利影响。

(2) 地表水环境影响回顾

①地表水环境影响措施

钻前工程时，施工废水经沉淀处理后循环使用，不外排；钻前工程人员来源于周边，不设置施工营地，生活污水依托周边农户已建设施处理。钻井期间钻井废水、洗井废水、方井废水收集在废水罐中，用于压裂液配制；压裂返排液循环使用，优先回用于区块内其他井配制压裂液，不能回用的压裂返排液转运至回注井回注或转运至具有处理能力、环保手续齐全的污水处理单位处理；生活污水转运至污水处理厂处理。未对周边水环境造成影响。项目建设至今未

出现废水溢漏现象，施工废水未对项目区域地下水造成影响。

地面集输工程施工期生活污水依托当地农户旱厕收集后作为农肥使用，不外排；施工废水沉淀池沉淀除渣后循环使用，不外排；试压废水沉淀池收集后用于施工场地洒水降尘使用。运营期平台生活污水经化粪池预处理后由污水罐车运至污水处理厂处理。根据气田统一生产调配，平台产生的气田水进入钻前储存池，首先作为其他页岩气井场配制压裂液回用，剩余的再罐车定期输送至回注进行回注处理或转运至具有处理能力、环保手续齐全的污水处理厂进行处理。

②已有工程地表水环境影响

泸 201 井区内存在多处地表水饮用水源，自区块内页岩气开采以来，未发生因现有工程建设及运行发生饮用水源被污染的事故，已建工程的取水未发生用水纠纷。

项目钻井施工期和运营期废水均不在现场进行外排，均外委处置，区域内项目仅有部分废水为预处理后转运至回注井回注或转运至具有处理能力、环保手续齐全的污水处理单位处理。

(3) 声环境影响回顾

①声环境影响保护措施

钻前工程时，运输设备等车辆沿固定路线行驶，尽量减少鸣笛；加强设备维护，避免产生人为的高噪声；同时项目施工期短，且仅昼间施工，施工噪声对环境影响程度有限，影响范围较小。钻井期间，选用了低噪声设备，合理布局，备用柴油发电机组设置于发电机房内，安装有消声装置和设置减震基础；对噪声超标且扰民的农户进行协商解决；合理安排了测试放喷时间，在白天进行测试放喷等措施，钻井期间未发生噪声扰民和投诉事件。

地面集输工程施工期选用符合国家有关标准的施工机具，包括低噪声的施工机械或工艺，从根本上降低噪声源强；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；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，未夜间施工作业；井站及集输管线施工噪声源强较小且施工时间短，本项目井站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。运营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；室外高噪声工艺设施布置在站场工艺区中央。

②已有工程声环境影响

已完钻工程的钻井期间产生的噪声随施工完结而消失，重点关注采气平台及脱水站等场站是否对当地土声环境产生持续的不利影响。为验证采气平台是否对周边声环境造成影响，本次项目委托四川炯测环保技术有限公司于 2024 年 1 月对部分试采平台进行了噪声监测，厂界噪声监测结果能满足均满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类标准值，周边敏感点噪声均能满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）2 类标准要求。

表 2.3-4 项目噪声监测数据及评价结果统计

监测 点位	日期	噪声来源	检测时段	检测 结果	标准值	达标 情况
*** *** *** ***	*** *** *** ***	厂界噪声	昼间	***	***	达标
			夜间	***	***	达标
			昼间	***	***	达标
			夜间	***	***	达标
*** *** *** ***	*** *** *** ***	环境噪声	昼间	***	***	达标
			夜间	***	***	达标
			昼间	***	***	达标
			夜间	***	***	达标
*** *** *** ***	*** *** *** ***	厂界噪声	昼间	***	***	达标
			夜间	***	***	达标
			昼间	***	***	达标
			夜间	***	***	达标
*** *** *** ***	*** *** *** ***	环境噪声	昼间	***	***	达标
			夜间	***	***	达标
			昼间	***	***	达标
			夜间	***	***	达标
*** ***	*** ***	厂界噪声	昼间	***	***	达标
			夜间	***	***	达标

监测 点位	日期	噪声来源	检测时段	检测 结果	标准值	达标 情况
*** ***	***		昼间	***	***	达标
	***		夜间	***	***	达标
*** *** *** ***	***	环境噪声	昼间	***	***	达标
	***		夜间	***	***	达标
	***		昼间	***	***	达标
	***		夜间	***	***	达标
*** *** *** ***	***		昼间	***	***	达标
	***		夜间	***	***	达标
	***		昼间	***	***	达标
	***		夜间	***	***	达标
*** *** *** ***	***		昼间	***	***	达标
	***		夜间	***	***	达标
	***		昼间	***	***	达标
	***		夜间	***	***	达标
*** *** *** ***	***		昼间	***	***	达标
	***		夜间	***	***	达标
	***		昼间	***	***	达标
	***		夜间	***	***	达标
*** *** *** ***	***	厂界噪声	昼间	***	***	达标
	***		夜间	***	***	达标
	***		昼间	***	***	达标
	***		夜间	***	***	达标
*** *** *** ***	***	环境噪声	昼间	***	***	达标
	***		夜间	***	***	达标
	***		昼间	***	***	达标
	***		夜间	***	***	达标

(4) 固体废物对环境影响回顾

①已有工程固体废物保护措施

钻前工程时,施工过程中产生的生活垃圾以及包装材料等固体废物统一收集,定期送往城镇垃圾处理系统处理;施工完成后,对临时占地区域场地进行清理,未遗留施工垃圾。钻井期间,水基钻井固废由泥浆不落地循环系统进行预处理后拉运至砖厂或水泥厂资源化利用处置;油基钻井固废及废油交由有相应危废资质的单位处置;生活垃圾设垃圾收集箱,定点堆放,定期清运,交当地环卫部门统一处理。钻井工程产生的固体废物均妥善处置,现场无遗留固体废弃物,未产生二次污染,未对周边环境造成不利影响也无扰民纠纷和投诉现象发生。

项目地面集输工程施工阶段对开挖的土石方及时进行回填，减少了土石方的临时堆存时间；施工结束后，对施工场地内产生的施工废料进行集中收集，及时回收或交由环卫部门统一处置；及时清扫施工道路积尘和散落的弃渣；施工期产生的固体废物均得到妥善处置，对环境的影响小。运营期除砂器废渣、检修废渣和清管废渣由作业区集中收集后交由有处理能力且环保手续齐备的单位进行资源化利用。储存池污泥作为危险废物，定期清掏，委托有资质的单位收集、转运、处置，现场不进行储存。固体废弃物去向明确，不会产生二次污染，对所在地的土壤、植被及地下水环境造成的影响很小。

②已有工程固体废物对环境的影响

根据本次调查，已建工程水基泥浆及岩屑主要依托当地砖厂进行资源化利用，主要砖厂包括兴文县李氏免烧砖有限公司、富顺县琵琶镇农场煤矸砖厂、自贡市万祥建筑材料制品有限公司、自贡瑞竣宏升建材有限公司、自贡市顺民环保科技有限公司等地方砖厂或水泥厂。根据本次调查，所依托的砖厂环保手续齐全，处于正常运营状态。已建工程产生的油基岩屑交四川纳海环境有限公司、四川省兴茂石化有限责任公司等具有相应危废处理资质的单位处置。

综上所述，钻井工程产生的固体废物均妥善处置，现场无遗留固体废弃物，未产生二次污染，未对周边环境造成不利影响也无扰民纠纷和投诉现象发生，已建工程固废均落实环境影响评价报告中的环保措施，无遗留环保问题。

（5）生态环境影响回顾

①对工程占地的影响回顾

钻前施工过程中对不同类型的土地进行了占用，气田区域内耕地居多，其次为灌木林地和草地，已部署平台占用耕地面积永久占地永久地改变了土地利用性质，但所占比例较小，对区域整体的农业生产、林业生产等影响甚微。临时占地只是短时间的改变土地性质，通过对已建井场环境现状调查，临时占地

基本都得以恢复成原貌。

②对陆生生态的影响回顾

对于区域内已开发的项目，临时占地和永久占地均导致了占地范围内植被与植物资源的损失，但经过人工及自然恢复，各井场临时施工场地已经得到恢复；施工活动破坏了施工区植被，造成生物量损失，因其所占面积比例较小且原有植被类型在附近区域广有分布，施工占地对区域生态整体稳定性及陆生植被多样性影响较轻，且井场施工过程中落实了生态环保措施，井场施工过程中对植被的破坏在可接受范围内。

本区块所在区域的动物资源中兽类以啮齿目、兔形目为主，爬行类以有鳞目为主，鸟类以雀形目为主，两栖类以无尾目为主。已开发的项目在施工过程中难免对耕地、灌木林地、草地造成破坏，但根据现场调查，原施工区外围仍有乔木林地、灌木林地等适宜生境分布，适合兽类、爬行类、鸟类的在施工期间向其进行迁移；施工范围外也存在着耕地、坑塘洼地和河流，适合两栖类动物的生长繁殖。由此可见，区域范围内的生境能够为动物提供迁移转换的场所，因此施工占地对动物的影响可以接受。根据调查走访，已经开展的项目在施工过程中加强了施工人员的培训和管理，施工及生产期间未发生偷猎、捕猎野生动物等行为，也未发生驯养繁殖、虐待野生动物等行为。因此，人为活动对区域动物的影响甚微。

③对水生生态的影响回顾

本区块所在区域内的井场开发对水生生态的影响主要体现在 2 个工程环节，一是管道穿越施工，二是井场取水。

管道穿越施工根据施工方式不同对水生生态的影响程度不同，采取截流开挖的方式对河道及水体的扰动较大，对水生生态造成直接影响的程度较大，采取定向穿越的方式不扰动水体及河道，则对水生生态无影响。本区块范围内已开展的管线工程穿越的河流均为小型河流（宽度为 2~10m）及人工渠道（宽度为 3~6m），且均采用截流开挖的方式进行施工，在施工的过程中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在短期内发生变化，同时水体底泥被搅动，底栖动物也随底泥搅动而迁移。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，鱼类择水而栖迁到其它地方，施工区域鱼类密度显著降低。根据现场调查和访问，项目在施工期增加了管理，无施工人员捕捞鱼类等行为，且管线施工工期较短，施工结束后经过自然恢复，区域内各小型河流中的鱼类种类结构并未发生改变。

井场取水后对水生生态的影响主要体现在河道取水点下游水量减少，下游河流的水文条件发生了变化，造成浮游生物的栖息生境空间减少，浮游生物的生物量短期内发生下降，停止取水后逐步恢复；水量减少也导致了底栖动物的生物量的下降和鱼类数量的减少。根据现场调查和访问，区块内已开展的工程取水量小，未造成区域内小型河流中浮游生物、底栖动物、鱼类的区系组成、种群特征发生较大变化。

因此，已经实施的工程并未改变区域小型河流的水生生态状况，对水生生态的影响较小，这种影响是可以接受的。

⑤对景观生态的影响回顾

评价区景观系统类型包括森林景观、草地景观、耕地景观、河流水域景观、城镇村落景观等，这些不同的景观生态类型按其内在的规律整合在一起，形成了该地区统一的景观生态体系。目前已开展的工程，临时占地得以恢复，永久占地面积较小，相对于整个区块而言占比较小，因此并未改变区块范围内的整体景观，区块范围内仍旧以耕地景观为主，乔木林地景观、灌木林地景观次之。

⑥对生态系统的影响回顾

区域内已建工程虽造成了一部分土地利用性质的改变，在施工期，植被的占用，地表的裸露，造成水土流失和对部分动物的栖息地造成破坏。但根据现场调查及查阅相关资料，区域内已建勘探开发工程临时占地目前已大部分已复垦。临时用地生态恢复后较短时间恢复成了原有生态现状，对区域生态环境影响较小，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，但站场永久占地面积较小，占用永久基本农田的面积建设单位已按照有关规定进行了生态补偿，影响和损失降低到了最小。对比 2022 年的遥感解译结果，区块范围内仍旧以耕地生态系统和森林生态系

统为主，且评价区内的森林生态系统面积增加，区域生态系统的结构和功能整体上并未受到干扰，区域开发至今，未出现严重的生态环境问题。

综上，区域内已建工程对区域生态影响较小。

（6）土壤环境影响回顾

井场设置清污分流、雨污分流系统。针对污水，将污水排入场内污水截流沟，再依地势或用泵抽入废水罐中。对于清水，场面清水、雨水由场外雨水沟排入自然水系。清污分流排水系统对井场的雨水及钻井废水进行了有效的分离，可以降低因暴雨等自然灾害而导致废水外溢污染土壤及浅层地下水的风险。固体废物堆放场应设置防雨设施，并及时处理，防止雨水淋滤导致污染物下渗进入土壤及浅层地下水。采取分区防渗措施，对井基础区、泥浆储备罐区、泥浆循环系统区、动力设备区、清洁化生产装置区、岩屑堆放场、应急池、油罐区、燃烧池、隔油池等采取重点防渗。为避免突降大雨引起雨水进入储液池-集液池，从而引发废水外溢，应在雨季对储液池加盖防雨篷布或架设雨棚。

（7）地下水环境影响回顾

①已实施工程地下水环境影响分析回顾

本次评价对已实施工程地下水环境影响回顾分析评价在收集场站施工设计资料、施工记录、环境影响评价文件、跟踪监测、竣工验收记录等资料和现场地下水环境调查基础上，主要通过对已实施工程源头控制措施、分区防渗措施，跟踪监测措施和应急响应措施等方面进行回顾评价分析。本次回顾分析不仅可以对已产生地下水环境影响问题的场地提出补救修复措施，还可以为本次地下水环境影响评价污染防控措施制定提供依据，有重点的提出防控措施，确保本次评价项目实施对地下水环境可接受。基于上述考虑，本次地下水环境影响回顾分析评价如下：

a 源头控制方面，各场站选址阶段避开了集中式饮用水源及其保护区等地下水环境敏感区，采用先进的环保低污染的清水钻和空气钻施工工艺和环保材料、环境友好设备，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。源头控制上做到了减少污染物产生量，污染物不外排，污染物合理妥善处置，处置后环境可接受等综合效果。

b 分区防渗方面，各场站在施工、运营所使用的设施设备均按照地下水导则和相关行业规范采取了相应的防渗分区划定，罐体等设备选用了高质量防渗的金属制品设备，池体等防渗材料选取了环保防渗防腐性较高的材质，施工选择了专业并经过环保培训的技术队伍，同时业主单位驻场实施监管，确保各项环保措施按要求实施。根据现场调查和资料查询结果，各场站均采取了分区防渗措施，防渗措施发挥了较好的阻隔效果，防渗措施的有效实施阻止了污染物进入地下水环境，未发现因防渗措施不到位而发生的地下水污染事故。

c 跟踪监测方面，根据环境影响评价、竣工环保验收等资料，各场站按要求布设跟踪监测点，制定了跟踪监测计划，进行了地下水质量跟踪监测并及时分析公布监测数据。跟踪监测过程中未发现因区块内已实施页岩气开发工程产生的地下水环境影响问题。

d 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，确保地下水污染事故能够及时发现并处置，避免污染影响扩散；针对生活用水可能受影响的居民制定应急供水预案，保障居民生活用水安全。

综合以上分析可知，区块内已经实施的页岩气开采工程场地已经形成了全面、标准、实用、可操作、有效的地下水污染防控措施，有效避免了区内地下水环境受到影响，区内地下水未发生明显的地下水污染事故。区内已实施工程未对地下水环境产生明显影响。

②区块地下水环境质量变化情况回顾

近些年，区块内陆续对页岩气进行了勘探开发，为了分析区内已实施的页岩气开采工程对区内地下水环境质量的影响情况，结合区内水文地质单元单元划分和地下水补径排特征，本次评价对已实施工程场地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变化特征，对区块内地下水环境质量进行回顾性评价，回顾分析指标为：pH、耗氧量、化学需氧量、铬（六价）、氨氮、石油类、硫化物、亚硝酸盐氮、硝酸盐氮、氯化物、汞、铅、镉、铁、锰、钡，包含了项目特征因子 COD、石油类和氯化物等，数据选取情况和监测数据对比情况见表 2.3-4。

表 2.3-5 回顾性评价地下水监测结果对比分析表

平台编号			泸 218		泸 214		泸 225	
本次监测点 编号	单位	三类水 标准	LW13		LW14		LW15	
监测项目			/	DS1	/	4#	/	w4
pH	无量纲	***	***	***	***	***	***	***
耗氧量	mg/L	***	***	***	***	***	***	***
化学需氧量	mg/L	***	***	***	***	***	***	***
铬（六价）	mg/L	***	***	***	***	***	***	***
氨氮	mg/L	***	***	***	***	***	***	***
石油类	mg/L	***	***	***	***	***	***	***
硫化物	mg/L	***	***	***	***	***	***	***
亚硝酸盐氮	mg/L	***	***	***	***	***	***	***
硝酸盐氮	mg/L	***	***	***	***	***	***	***
氯化物	mg/L	***	***	***	***	***	***	***
汞	mg/L	***	***	***	***	***	***	***
铅	mg/L	***	***	***	***	***	***	***
镉	mg/L	***	***	***	***	***	***	***
铁	mg/L	***	***	***	***	***	***	***
锰	mg/L	***	***	***	***	***	***	***
钡	mg/L	***	***	***	***	***	***	***
超标情况			未超标	未超标	未超标	未超标	未超标	未超标
平台编号			泸 216		泸 226		泸 216 脱水站	
本次监测点 编号	单位	三类水 标准	LW16		LW17		LW18	
监测项目			/	w4	/	4#	/	1#
pH	无量纲	***	***	***	***	***	***	***
耗氧量	mg/L	***	***	***	***	***	***	***
化学需氧量	mg/L	***	***	***	***	***	***	***
铬（六价）	mg/L	***	***	***	***	***	***	***
氨氮	mg/L	***	***	***	***	***	***	***
石油类	mg/L	***	***	***	***	***	***	***
硫化物	mg/L	***	***	***	***	***	***	***
亚硝酸盐氮	mg/L	***	***	***	***	***	***	***

泸 201 井区产能建设工程环境影响报告书

硝酸盐氮	mg/L	***	***	***	***	***	***	***
氯化物	mg/L	***	***	***	***	***	***	***
汞	mg/L	***	***	***	***	***	***	***
铅	mg/L	***	***	***	***	***	***	***
镉	mg/L	***	***	***	***	***	***	***
铁	mg/L	***	***	***	***	***	***	***
锰	mg/L	***	***	***	***	***	***	***
钡	mg/L	***	***	***	***	***	***	***
超标情况			未超标	未超标	未超标	未超标	未超标	未超标
平台编号			泸 212		泸 213		泸 215	
本次监测点 编号	单位	三类水 标准	LW27		LW24		LW19	
监测项目			3#	3#	4#	2#	1#	1#
pH	无量纲	***	***	***	***	***	***	***
耗氧量	mg/L	***	***	***	***	***	***	***
化学需氧量	mg/L	***	***	***	***	***	***	***
铬（六价）	mg/L	***	***	***	***	***	***	***
氨氮	mg/L	***	***	***	***	***	***	***
石油类	mg/L	***	***	***	***	***	***	***
硫化物	mg/L	***	***	***	***	***	***	***
亚硝酸盐氮	mg/L	***	***	***	***	***	***	***
硝酸盐氮	mg/L	***	***	***	***	***	***	***
氯化物	mg/L	***	***	***	***	***	***	***
汞	mg/L	***	***	***	***	***	***	***
铅	mg/L	***	***	***	***	***	***	***
镉	mg/L	***	***	***	***	***	***	***
铁	mg/L	***	***	***	***	***	***	***
锰	mg/L	***	***	***	***	***	***	***
钡	mg/L	***	***	***	***	***	***	***
超标情况			未超标	未超标	未超标	未超标	未超标	未超标
平台编号			泸 217		泸 224		/ 未超标 未超标	
本次监测点 编号	单位	三类水 标准	LW52		LW63			
监测项目			3#	3#	5#	DS2		
pH	无量纲	***	***	***	***	***		
耗氧量	mg/L	***	***	***	***	***		
化学需氧量	mg/L	***	***	***	***	***		

铬（六价）	mg/L	***	***	***	***	***	
氨氮	mg/L	***	***	***	***	***	
石油类	mg/L	***	***	***	***	***	
硫化物	mg/L	***	***	***	***	***	
亚硝酸盐氮	mg/L	***	***	***	***	***	
硝酸盐氮	mg/L	***	***	***	***	***	
氯化物	mg/L	***	***	***	***	***	
汞	mg/L	***	***	***	***	***	
铅	mg/L	***	***	***	***	***	
镉	mg/L	***	***	***	***	***	
铁	mg/L	***	***	***	***	***	
锰	mg/L	***	***	***	***	***	
钡	mg/L	***	***	***	***	***	
超标情况			未超标	未超标	未超标	未超标	

通过对地下水监测数据分析可知，区块内已实施场站地下水中特征因子未发生超标现象，因此，区块内已实施工程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，总体上区内地下水质量变化平稳。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揭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，已开发实施场地对区内地下水影响较小。综上所述，通过现场调查和环境质量监测手段回顾了区内地下水中项目特征因子的时空变化情况，进一步表明了区内浅层地下水环境质量现状良好，已实施建设页岩气开采井场对区内地下水环境的扰动较小。

③包气带环境质量调查与评价

为了进一步评价分析区块内已实施场地对地下水环境的影响情况，本次选取泸 213 场站周边具有代表性的监测点进行了包气带质量现状的监测调查分析，包气带监测因子为 pH、石油类、氨氮、铁、锰、钡、氯化物、硫酸盐、耗氧量、总硬度、溶解性总固体、硫化物。本次监测对包气带深度 20cm 处和 80cm 处进行分层取样，监测一次数据。监测点位置见表 2.3-5 和图 2.3-9。

表2.3-6 地下水环境质量现状监测点布置情况

编号	地理位置	经度	纬度	类型	取样深度	与场地位置关系

B1	***	***	***	***	***	***
B2	***	***	***	***	***	***

根据目前包气带监测要求和监测数据评价情况,考虑到包气带无环境质量标准可参考,故本次评价将场地上游布设的监测点作为背景值参照点,同时,考虑到本项目所在区域水文地质条件相近,包气带风化岩层的理化性质的相近,包气带理化性质差异性小,因此,本次评价将场站上游背景值监测点和各场站监测点监测数据变异性作为本项目包气带环境质量变化判断的依据,为了更好评价各监测因子数据的变异性,本次选择标准差作为判别依据,当标准差较小时,表明场站附近包气带监测结果空间差异性变化小,包气带现状良好,未受到外界开发影响。基于上述评价原则,根据本次评价监测计算结果可知,本次包气带监测点各因子标准差较小,表明本项目原场地包气带现状良好,未出现污染情况,而溶解性总体、总硬度等非项目特征因子浅部包气带监测结果差异相对大,现场调查表明该结果主要受红层地层中的膏盐矿物和地面蒸发的影响所致。

表 2.3-7 包气带监测与评价结果表

检测项目	单位	B1-0.2m	B1-0.8m	B2-0.2m	B2-0.8m	最大值	最小值	平均值	标准差
pH	无量纲	***	***	***	***	***	***	***	***
石油类	mg/L	***	***	***	***	***	***	***	***
氨氮	mg/L	***	***	***	***	***	***	***	***
铁	mg/L	***	***	***	***	***	***	***	***
锰	mg/L	***	***	***	***	***	***	***	***
钡	μg/L	***	***	***	***	***	***	***	***
氯化物	mg/L	***	***	***	***	***	***	***	***
硫酸盐	mg/L	***	***	***	***	***	***	***	***
高锰酸盐指数	mg/L	***	***	***	***	***	***	***	***
总硬度	mg/L	***	***	***	***	***	***	***	***
溶解性总固体	mg/L	***	***	***	***	***	***	***	***
硫化物	mg/L	***	***	***	***	***	***	***	***

(8) 回顾性评价小结

通过类比泸 201 井区在建或最近建成投产的生产井钻井过程、竣工环保验收的监测数据，结合对泸 201 井区已勘探工程跟踪监测数据，对施工期和试运营期已勘探开发工程对环境空气、地表水环境、地下水环境、土壤环境、声环境和生态环境的影响进行回顾。结果表明：在严格落实各项污染防治措施的前提下，正常工况下，已实施项目暂未对环境空气、地表水环境、地下水环境、土壤环境造成较大污染影响；施工期部分井场边声环境敏感目标不能满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）2 类限值要求，采气平台周边声环境敏感目标能满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）2 类限值要求。

综上所述，泸 201 井区已实施项目各项生态保护和污染防治措施落实有效，暂未对大气环境、地表水环境、地下水环境、土壤环境、声环境、生态环境造成较大的污染影响。

2.4 已建工程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治措施，做好各类污染物的妥善收集管理处置。同时，本项目地下水污染防治措施应该加强地下水跟踪监测计划的实施，以便及时掌控区块开发对地下水环境的影响；还应该加强对集液池等构筑物施工的管理，确保集液池在使用过程中防渗防漏、质量可靠；还要确保应急管理措施的健全。通过对上述措施的加强，降低地下水环境污染风险。

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：泸201井区产能建设工程

建设单位：四川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（江阳区、龙马潭区、泸县）、宜宾市（江安县）和自贡市（富顺县）

占地面积：总占地面积***hm²，其中永久占地***hm²，临时占地***hm²；

建设规模：新建页岩气钻井平台7座，新增32口页岩气井钻井，建设采气平台井站17座，实施46页岩气井采气，其中7座为本次钻井转采气平台，10座平台为试采转正式采气平台；并配套建设地面集输管线工程，新建集气管线8条，共计38.89km，气田水管线6条，共计41.62km，其中25.86km气田水管道与集气管道同沟敷设，其余28.79km公里单管埋地敷设；预计新建页岩气产能建设规模为***亿m³/a。

开采气种：龙马溪组页岩气；

产品：主产品为页岩气；

井别：开发井；

井型：水平井；

建设周期：2024~2027 年；

总投资：***万元。

3.1.2 区块范围

（1）井区位置及范围

泸201井区产能建设工程隶属于泸州气田（矿权名称：川渝黔四川盆地南部泸县-长宁地区石油天然气页岩气勘查，矿权面积：4918.635平方公里），其地理位置属于自贡市富顺县、宜宾市江安县、泸州市泸县、泸州市龙马潭区境内。

图3.1-1 泸201井区产能建设工程与泸州气田矿区范围相对位置关系图

(2) 区域开发规划情况

泸 201 井区产能建设工程为新开发页岩气区块，项目区块面积为 320.48km²，拟部署7个钻井平台32口页岩气井，17个采气平台46口采气井（其中7座为本次钻井转采气，10座为试采转采气），目前区块内已实施14口勘探评价井及1座脱水站，建成集气管线11条共计84.69km。本项目计划总产能规模为8.635亿m³/a。

3.1.3 建设地点

泸 201 井区产能建设工程各井场（平台）具体位置见表 3.1-2，管线具体穿越位置见表 3.1-3，地理位置见附图 1。

表 3.1-1 各县域工程分布情况

序号	县域名称	井场数量（个）	集气管线长度（km）	气田水管线长度（km）
1	泸州市江阳区	2	3.67	1.81
2	泸州市龙马潭区	2	7.11	7.11
3	泸州市泸县	1	/	/
4	自贡市富顺县	5	14.53	22.73
5	宜宾市江安县	7	13.58	9.97
总计		17	38.89	41.62

表 3.1-2 泸 201 井区产能建设工程各平台地理位置统计表

序号	井场名称	地理位置	备注
1	泸 201H1	自贡市富顺县飞龙镇***	新建钻采平台
2	泸 201H2	自贡市富顺县赵化镇***	
3	泸 201H3	自贡市富顺县长滩镇***	
4	泸 201H5	泸州市龙马潭区金龙镇***	
5	泸 201H6	宜宾市江安县铁清镇***	
6	泸 201H7	宜宾市江安县四面山镇***	
7	泸 201H8	宜宾市江安县阳春镇***	
8	泸 212	自贡市富顺县飞龙镇***	试采转采气
9	泸 201H4 (泸 213)	自贡市富顺县长滩镇***	
10	泸 214	泸州市泸县海潮镇***	
11	泸 215	泸州市江阳区通滩镇***	

12	泸 216	宜宾市江安县铁清镇***	
13	泸 217	泸州市江阳区通滩镇***	
14	泸 218	泸州市龙马潭区金龙镇***	
15	泸 224	宜宾市江安县四面山镇***	
16	泸 225	宜宾市江安县铁清镇***	
17	泸 226	宜宾市江安县四面山镇***	

表 3.1-3 泸 201 井区产能建设工程集气管线行政区域统计表

序号	集气管线名称	起点位置	终点位置	穿越的县域	管线长度/km
1	泸 201H1~泸 212 (集气管线)	自贡市富顺县 飞龙镇***	自贡市富顺县 飞龙镇***	自贡市富顺县	2.31
2	泸 201H2~泸 201H3 (气水同沟敷设)	自贡市富顺县 赵化镇***	自贡市富顺县 长滩镇***	自贡市富顺县	8.78
3	泸 201H3~泸 215 (集气管线)	自贡市富顺县 长滩镇***	泸州市江阳区 通滩镇***	自贡市富顺县、泸州市江阳区	6.32
4	泸 201H5~阳 101H18 (气水同沟 敷设)	泸州市龙马潭 区金龙镇***	泸州市龙马潭 区双加镇***	泸州市龙马潭区	7.11
5	泸 201H6~泸 216 (气水同沟敷设)	宜宾市江安县 铁清镇***	宜宾市江安县 铁清镇***	宜宾市江安县	3.05
6	泸 201H7~泸 226 (气水同沟敷设)	宜宾市江安县 四面山镇***	宜宾市江安县 四面山镇***	宜宾市江安县	3.65
7	泸 201H8~泸 226 (气水同沟敷设)	宜宾市江安县 阳春镇***	宜宾市江安县 四面山镇***	宜宾市江安县	6.32
8	泸 216~铁清站 (集气管线)	宜宾市江安县 铁清镇***	宜宾市江安县 铁清镇***	宜宾市江安县	1.35
总计					38.89

表 3.1-4 泸 201 井区产能建设工程气田水管线行政区域统计表

序号	集输管线名称	起点位置	终点位置	穿越的县域	管线长度/km
1	泸 201H1 平台泵站~ 泸 201H2 平台泵站 气田水管道支线	自贡市富顺县飞 龙镇蜂***	自贡市富顺县赵 化镇***	自贡市富顺县	12.03
2	泸 201H2 平台泵站~ 泸 201H3 平台泵站 气田水管道 (气水同沟敷设)	自贡市富顺县赵 化镇***	自贡市富顺县长 滩镇***	自贡市富顺县	8.78

3	泸 201H5 平台泵站~ 阳 101H18 平台泵 站气田水管道 (气水同沟敷设)	泸州市龙马潭区 金龙镇***	泸州市龙马潭区 双加镇***	泸州市龙马 潭区	7.11
4	泸 226 平台泵站~泸 201H7 平台泵站气 田水管道(气水同沟 敷设)	宜宾市江安县四 面山镇***	宜宾市江安县四 面山镇***	宜宾市江安 县	3.65
5	泸 226 平台泵站~泸 201H8 中心泵站气 田水管道支线 (气水同沟敷设)	宜宾市江安县阳 春镇***	宜宾市江安县四 面山镇***	宜宾市江安 县	6.32
6	泸 201H3-泸 201H4 气田水管道支线	自贡市富顺县长 滩镇***	自贡市富顺县长 滩镇***	自贡市富顺 县	3.73
总计					41.62

3.1.4 建设规模及开采时序

根据泸 201 井区产能建设工程的总体部署安排,本次产能建设拟新建页岩气钻井平台 7 座,新增 32 口页岩气井钻井,建设采气平台井站 17 座,实施 46 页岩气井采气,其中 7 座为本次钻井转采气平台,10 座平台为试采转正式采气平台;并配套建设地面集输管线工程,新建集气管线 8 条,共计 38.89km,气田水管线 6 条,共计 41.62km,其中 25.86km 气田水管道与集气管道同沟敷设,其余 28.79km 公里单管埋地敷设;预计新建页岩气产能建设规模为 8.635 亿 m³/a, 236.6m³/d。本次产能建设预计分 3 年实施,计划从 2024 年开始实施,2026 年全部建成投产,2024 年~2026 年为建产期,稳产期为 2 年,即 2027 年~2028 年,2028 年后进入产能衰减期,预计稳产期天然气产能建设规模为 8.635×10⁸m³/a;集输管线建设时序随井站投产时间而定。本项目建设时序如下表。

表 3.1-5 泸 201 井区产能建设工程产能建设时序计划表

年度	井场名称	井号	日配产 ×10 ⁴ m ³ /d	井数(口)	年配产 ×10 ⁸ m ³ /a	年产能 ×10 ⁸ m ³ /a
2024 年	泸 212 (试采 转采气)	泸 212	***	*** ***	***	*** ***
	泸 201H4 (试 采转采气)	泸 213	***	*** ***	***	*** ***
	泸 214 (试采	泸 214	***	***	***	***

泸 201 井区产能建设工程环境影响报告书

	转采气)			***		***
	泸 215 (试采转采气)	泸 215	***	***	***	***
	泸 216 (试采转采气)	泸 216	***	***	***	***
	泸 217 (试采转采气)	泸 217	***	***	***	***
	泸 218 (试采转采气)	泸 218	***		***	
	泸 224 (试采转采气)	泸 224	***		***	
	泸 225 (试采转采气)	泸 225	***		***	
	泸 226 (试采转采气)	泸 226	***		***	
2025 年	泸 201H1	泸 201H1-1	***	***	***	***
		泸 201H1-2	***	***	***	***
		泸 201H1-3	***	***	***	***
		泸 201H1-4	***	***	***	***
	泸 201H2	泸 201H2-1	***	***	***	***
		泸 201H2-2	***	***	***	***
		泸 201H2-3	***	***	***	***
		泸 201H2-4	***	***	***	***
	泸 201H3	泸 201H3-1	***	***	***	***
		泸 201H3-2	***	***	***	***
		泸 201H3-3	***	***	***	***
		泸 201H3-4	***	***	***	***
	泸 201H5	泸 201H5-1	***	***	***	***
		泸 201H5-S1	***	***	***	***
		泸 201H5-2	***	***	***	***
		泸 201H5-3	***	***	***	***
	泸 201H4 (试采转采气)	泸 201H4-1	***	***	***	***
		泸 201H4-2	***	***	***	***
		泸 201H4-3	***	***	***	***
		泸 201H4-4	***	***	***	***
2026 年	泸 201H6	泸 201H6-1	***	***	***	***
		泸 201H6-2	***	***	***	***
		泸 201H6-3	***	***	***	***
		泸 201H6-4	***	***	***	***
	泸 201H7	泸 201H7-1	***	***	***	***
		泸 201H7-2	***	***	***	***
		泸 201H7-3	***	***	***	***

		泸 201H7-4	***	***	***	***
		泸 201H7-5	***	***	***	***
		泸 201H7-6	***	***	***	***
		泸 201H7-7	***	***	***	***
		泸 201H7-8	***	***	***	***
	泸 201H8	泸 201H7-1	***	***	***	***
		泸 201H7-2	***	***	***	***
		泸 201H7-3	***	***	***	***
		泸 201H7-4	***	***	***	***
2027 年	稳产年（所有井投产）		***	***	***	
2028 年	稳产年（所有井投产）		***	***	***	

3.1.5 建设内容

本项目新建建设内容包括钻井工程、地面集输工程两部分，具体见表 3.1-6。

表 3.1-6 泸 201 井区产能建设工程新建建设内容

序号	工程名称		建设内容
1	钻井工程		钻井：拟部署页岩气钻井平台 7 座，开发页岩气井 32 口，均为新建井场。
2	地面集输工程	采气工程	采气：拟部署采气平台 17 座，实施采气井 46 口，其中 7 座为本次钻井转采气，10 座为试采转采气。
		集输工程	7 座钻采平台配套建设地面集输工程，其中集气管线长度共计 38.89km；气田水管道共计 41.62km。

（1）钻井工程

根据泸 201 井区产能建设工程总体部署安排，泸 201 井区产能建设工程共涉及 7 个钻井井场，均为新建井场，新建钻井共计 32 口井，井型均为水平井。本次钻井工程中目的层均为龙马溪组。本项目部署井场情况统计表见下表。

表 3.1-7 本项目拟部署钻井平台情况统计表

序号	井场名称	井号	井数（口）	目的层	井型	备注
1	泸 201H1	泸 201H1-1	4	龙马溪组	水平井	新建
		泸 201H1-2				
		泸 201H1-3				

		泸 201H1-4				
2	泸 201H2	泸 201H2-1	4			
		泸 201H2-2				
		泸 201H2-3				
		泸 201H2-4				
3	泸 201H3	泸 201H3-1	4			
		泸 201H3-2				
		泸 201H3-3				
		泸 201H3-4				
4	泸 201H5	泸 201H5-1	4			
		泸 201H5-S1				
		泸 201H5-2				
		泸 201H5-3				
5	泸 201H6	泸 201H6-1	4			
		泸 201H6-2				
		泸 201H6-3				
		泸 201H6-4				
6	泸 201H7	泸 201H7-1	8			
		泸 201H7-2				
		泸 201H7-3				
		泸 201H7-4				
		泸 201H7-5				
		泸 201H7-6				
		泸 201H7-7				
		泸 201H7-8				
7	泸 201H8	泸 201H8-1	4			
		泸 201H8-2				
		泸 201H8-3				
		泸 201H8-4				
12	合计	/	32	/	/	/

(2) 采气工程

钻井完毕后，通过测试并获得页岩气产量后，进行采气井站工程建设，本项目拟部署页岩气采气平台 17 座，实施采气井 46 口，其中 7 座为本次钻井转采气，10 座为试采转采气。本方案新部署采气井 46 口，稳产产能规模为 $8.635 \times 10^8 \text{m}^3/\text{a}$ 。

表 3.1-8 泸 201 井区产能建设工程采气平台情况统计表

序	井场名称	井号	最大配产 $\times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$	井数	目的层	备注

泸 201 井区产能建设工程环境影响报告书

号				(口)		
1	泸 201H1	泸 201H1-1	***	***	龙马溪组	新建
		泸 201H1-2	***	***		
		泸 201H1-3	***	***		
		泸 201H1-4	***	***		
2	泸 201H2	泸 201H2-1	***	***		
		泸 201H2-2	***	***		
		泸 201H2-3	***	***		
		泸 201H2-4	***	***		
3	泸 201H3	泸 201H3-1	***	***		
		泸 201H3-2	***	***		
		泸 201H3-3	***	***		
		泸 201H3-4	***	***		
4	泸 201H5	泸 201H5-1	***	***		
		泸 201H5-S1	***	***		
		泸 201H5-2	***	***		
		泸 201H5-3	***	***		
5	泸 201H6	泸 201H6-1	***	***		
		泸 201H6-2	***	***		
		泸 201H6-3	***	***		
		泸 201H6-4	***	***		
6	泸 201H7	泸 201H7-1	***	***		
		泸 201H7-2	***	***		
		泸 201H7-3	***	***		
		泸 201H7-4	***	***		
		泸 201H7-5	***	***		
		泸 201H7-6	***	***		
		泸 201H7-7	***	***		
		泸 201H7-8	***	***		
7	泸 201H8	泸 201H8-1	***	***		
		泸 201H8-2	***	***		
		泸 201H8-3	***	***		
		泸 201H8-4	***	***		
8	泸 212 (试采转采气)	泸 212	***	***	龙马溪组	试采转采气
9	泸 201H4 (试采转采气)	泸 213	***	***		
		泸 201H4-1	***	***		
		泸 201H4-2	***	***		
		泸 201H4-3	***	***		
		泸 201H4-4	***	***		
10	泸 214 (试采)	泸 214	***	***		

	转采气)					
11	泸 215 (试采 转采气)	泸 215	***	***		
12	泸 216 (试采 转采气)	泸 216	***	***		
13	泸 217 (试采 转采气)	泸 217	***	***		
14	泸 218 (试采 转采气)	泸 218	***	***		
15	泸 224 (试采 转采气)	泸 224	***	***		
16	泸 225 (试采 转采气)	泸 225	***	***		
17	泸 226 (试采 转采气)	泸 226	***	***		
12	合计	/	***	***	/	/

(3) 集输工程

根据开发井位部署及天然气总体流向，沱江北岸泸 201H5 平台输送至拟建阳 101H18 平台，再经阳 101H18 平台拟建集输管网输至阳 101-1 脱水站，输送至威远-江津集输气管道；沱江南岸平台（泸 201H1、泸 201H2、泸 201H3、泸 201H4、泸 201H6、泸 201H7、泸 201H8）经泸 216 脱水站脱水后经进入铁清分输站，首先通过铁胡线（铁清分输站至胡市）供长江以北当地市场，及铁清分输站周边市场后，剩余部分上载南西复线（南干线西段复线）。

本项目新建 8 条集气管线，6 条气田水管道，其中 4 条集气管道均同沟敷设气田水管道共计 25.86km。集气管线长度共计 38.89km，设计压力为 8.5MPa，集气管道管径为 D114.3/168.3，材质为 L360N 无缝钢管；气田水管线总长 41.62km，设计压力 6.3MPa，管道管径为 OD200/OD160/OD125，材质为柔性复合管，集气管道和气田水管道均为地埋式敷设。泸 201 井区产能建设工程气田管线总体布局详见下图，本次拟建管线工程量见表 3.1-9。

表 3.1-9 泸 201 井区产能建设工程集输管线工程统计表

序号	集气管线名称	管线长度 (km)	集气管道规格	集气管线 设计压力 (Mpa)	备注
1	泸 201H1~泸 212	2.31	D114.3	8.5	单管敷设

泸 201 井区产能建设工程环境影响报告书

2	泸 201H2~泸 201H3	8.78	D114.3	8.5	与水管道同沟
3	泸 201H3~泸 215	6.32	D114.3	8.5	单管敷设
4	泸 201H5~阳 101H18	7.11	D168.3	8.5	与水管道同沟
5	泸 201H6~泸 216	3.05	D114.3	8.5	单管敷设
6	泸 201H7~泸 226	3.65	D114.3	8.5	与水管道同沟
7	泸 201H8~泸 226	6.32	D168.3	8.5	与水管道同沟
8	泸 216~铁清站	1.35	D168.3	8.5	单管敷设
合计		38.89	/	/	/

图 3.1-2 泸 201 井区产能建设工程集气管线总体布局图

表 3.1-9 泸 201 井区产能建设工程集输管线工程统计表（续）

序号	气田水管线名称	管线长度（km）	管道规格	气田水管线设计压力（Mpa）	备注
1	泸 201H1 平台泵站~泸 201H2 平台泵站气田水管道支线	12.03	OD160	6.3	单管敷设
2	泸 201H2 平台泵站~泸 201H3 平台泵站气田水管道支线	8.78	OD200	6.3	与气管道同沟
3	泸 201H3 平台泵站~泸 201H4 平台泵站气田水管道支线	3.73	OD160	6.3	单管敷设
4	泸 226 平台泵站~泸 201H8 中心泵站气田水管道支线	6.32	OD160	6.3	与气管道同沟
5	泸 226 平台泵站~泸 201H7 平台泵站气田水管道支线	3.65	OD160	6.3	与气管道同沟
6	泸 201H5 平台泵站~阳 101H18 平台泵站气田水管道支线	7.11	OD160	6.3	与气管道同沟
合计		41.62	/	/	/

图 3.1-2 泸 201 井区产能建设工程气田水管线总体布局图

3.1.6 气质成分

本项目所涉及的龙马溪组页岩气为优质页岩气，烃类气组分以甲烷占绝对优势，目的层为志留系龙马溪组，气质组成类比项目周边同一层位（龙马溪组）的泸 203H175-1 井，泸 203H175-1 井位于泸州市泸县牛滩镇革新村，井深为 5584m，其目的层均为龙马溪组，其气质组成具有类比可行性，故拟建项目引用泸 203H175-1 井气质组成作评价；根据泸 203H175-1 井在放喷管线处取样层

位S11~天然气分析报告，目的层不含H₂S。具体气质组分见表3.1-5。

表 3.1-5 泸 203H175-1 井气质组分分析表

***	***	***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***	***	***

根据泸203H175-1井的气质组分分析报告，预计本项目目的层天然气不含硫化氢。因此，本项目按不含硫化氢页岩气井进行评价，气质检测报告见附件。

3.1.7 产品

(1) 天然气外输管线产品气

本项目外输页岩气气质符合国家标准《天然气》（GB17820-2018）一类气相关技术指标要求后外输市场，具体见下表。

表 3.1-6 产品气气质质量表

项目	高位发热值(MJ/m ³)	H ₂ S(mg/m ³)	总硫(以 S 计,mg/m ³)	CO ₂ (%)
指标	≥34.0	≤6	≤20	≤3.0

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，本次泸201井区产能建设工程内的页岩气开发井埋深具体见表3.2-1。本项目按照井深最深7000m（垂深5000m，水平段长2000m）进行评价。

表 3.2-1 开发井设计

平台号	井身 (m)	垂直井深 (m)	井身结构
泸 201H1	7000	5000	四开（直井+水平）
泸 201H2	7000	5000	
泸 201H3	7000	5000	
泸 201H5	7000	5000	
泸 201H6	7000	5000	
泸 201H7	7000	5000	
泸 201H8	7000	5000	

图 3.2-1 本次项目“四开”典型井身结构图

(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 $75^{\circ}\sim 90^{\circ}$ 、 $115^{\circ}\sim 335^{\circ}$ ，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1800-2000m，本次按照水平段2000m进行评价。

(3) 水平井压裂参数

本项目采用约60~80m/段（单井约25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四开结构，一开采用清水钻井，二开、三开、四开（直井段）采用水基泥浆钻井，四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

依据泸201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 $5.9\sim 8.5\text{万m}^3/\text{d}$ ，本项目区块内总产量稳产期约为 $216\text{万m}^3/\text{d}$ 。

(2) 递减率

泸201井区产能建设工程为新开发页岩气区块，可借鉴邻近阳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20.0%、第二年产量递减率20.0%、后续年份递减率分别为35%、25%、20%、15%、10%、10%、10%……本项目设计标准单井产量、压力逐年预测数据图见图3.2-1。

图 3.2-1 本项目设计标准单井产量年递减率

3.2.3 开发方案设计

(1) 平台及水平井部署

本项目拟部署页岩气钻井平台7座，新钻井页岩气井32口；拟部署采气平台17座，实施采气井46口，其中7座为本次钻井转采气，10座为试采转采气。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	井深
2025	泸 201H1	H1-1/2/3/4	16	7000m
	泸 201H2	H2-1/2/3/4		
	泸 201H3	H3-1/2/3/4		
	泸 201H5	H5-1/S1/2/3		
2026	泸 201H6	H6-1/2/3/4	16	
	泸 201H7	H7-1/2/3/4/5/6/7/8		
	泸 201H8	H8-1/2/3/4		
小计		32		/

(2) 开发方式

以龙马溪组为开发目的层，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

泸201井区产能建设工程建设主体工程由钻井工程、采气工程和集输管线工程组成，另涉及部分依托工程，具体情况详见表3.3-1。

表 3.3-1 泸 201 井区产能建设工程项目组成表

类别	项目	建设内容	主要环境影响	
			施工期	运营期
钻井工程	井组数	新建钻井井场 7 座	改变土地利用现状，破坏地表植被，改变自然地形地貌，水土流失，施工扬尘、噪声、废水、生活污水、水基泥浆、油基泥浆、生活垃圾等	/
	钻井井数	新建开发井 32 口钻井工程		
采气	井站数	拟部署采气平台 17 座，其中 7 座为本次钻井转采气，10 座为试采转采气	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

工程	采气井数	开发井 46 口井采气工程		废气；除砂废渣、气田水罐沉渣；气田水；环境风险
集输工程	井站之间内部集气管线	本项目新建 8 条集气管线，6 条气田水管道，其中 4 条集气管道均同沟敷设气田水管道。集气管线长度共计 38.89km，设计压力为 8.5MPa；气田水管线总长 41.62km，设计压力 6.3MPa，集气管道和气田水管道均为地埋式敷设	临时占地，破坏农林植被，造成水土流失；管道施工机械及车辆噪声、废气；管道试压废水；河流穿越施工对河流的影响	管道腐蚀 气体泄漏 导致的爆炸冲击波 环境风险 影响
依托工程	依托井场	本次拟部署的 10 个试采转采气平台（14 口井），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	/	/
	依托脱水站	部分井站依托泸 216 脱水站及 101-1 脱水站脱水以及外输天然气	/	清管废渣； 采气废水； 检修废气
	集输管线	依托部泸 201 井区已建集气干线及部分已建集气支线。	/	
环保工程	回注站	阳 33 井、自 23 井、镇 2 井和桐 8 井回注等回注井	/	废水、地下水污染
	当地污水处理厂	依托当地具有处理能力和具有完善环保手续的污水处理站处理气田水后外排	/	废水
	当地砖厂或水泥厂	项目产生的水基泥浆钻井固废收集后交由有处理能力且环保手续齐备的单位进行资源化利用（砖厂或水泥厂等），就近外委处理	/	固废
	危废资质单位	油基钻井固废有危废处理资质单位进行妥善处置，项目产生的废油等危废，交由钻井队综合利用后，无法利用的交由有危废处理资质单位进行妥善处置	/	固废

由于依托工程已建成运行，依托能力可行，本次不涉及改造及扩建，因此本评价仅分析泸 201 井区产能建设工程范围内钻井工程、采气工程和集输管线工程项目组成情况。同时由于本次泸 201 井区产能建设工程采取滚动开发，分步实施，同一时期内，区块内各类井场、井站施工期和运营期交叉，为便于工

程分析和现场环境管理，本评价按照各单项工程项目给出项目组成。

3.3.1 平台钻井工程（含钻前工程）

各平台作为页岩气钻井平台，采用丛式井组方式布置，减少占地，并按照独立项目根据产能建设整体计划逐步实施。项目共布置7个钻井井场，新部署的井场钻前工程将严格按照《钻前工程及井场布置技术要求》(SY/T5466-2013)实现标准化建设。

本项目各井场新增布置井口4口，双排排列，采用双机钻井，钻机型号为ZJ70。钻前工程为钻井前准备工作，包括井场道路建设、平整井场、建设清洁化生产装置区、清洁化堆场、泥浆储备罐区、油水罐区、储存池等，同时修建办公和生活区活动板房、钻前道路、给排水、供配电等辅助工程。钻井工程主要包括利用钻前工程构筑的井场以及设备基础对井场内布置的天然气开发井实施钻井、套管固井作业；完井作业主要指钻井至目的层后，对该井油气产能情况进行测试，工程内容包括洗井、射孔、压裂、测试放喷等过程。本项目各井场钻井工程（含钻前工程）主要工程内容和工程量见下表。主要工程内容、工程量及可能产生的环境影响，见表3.3-2。

表 3.3-2 泸 201 井区产能建设工程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	108×95m	泸 201H1	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
				108×95m	泸 201H2		
				108×95m	泸 201H3		
				108×95m	泸 201H5		
				108×95m	泸 201H6		
				173×95m	泸 201H7		
				108×95m	泸 201H8		
		井口方井	个	32	按 4×4×4.5m/井，共新增 32 口井。井口均采用单平台双排布置。		
		储存池	m ³	500×7	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。每个新建平台建 1 个储存池，容积为 500m ³ （250m ³ ×2），本项目共新建 7 个。储存池兼具应急存放污废水功能。		
		燃烧池	个	7×2	每个新建平台外距离井口 100m 以上或满足安全评估距离设置 2 个燃烧池，A		

					类 13m(长)×7m(宽)×3.5m(高)，并配套 20m³ 集酸坑 1 个，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	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	32		一开采用清水钻井，二开及三开段采用水基泥浆钻井，四开段采用油基泥浆钻井，共涉及 32 口井钻井作业。	
	固井作业	口	32		全井段实施套管保护+水泥固井	
	井控作业	套	32		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		由泥浆循环罐、振动筛、固液分离装置、除砂除泥器等设备设施组成；每套系统中含泥浆循环罐 5 个，每个罐的容积为 40m³。	
压裂工程	压裂作业系统	套	7		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	7		每个平台 1 套，由高、低压供液系统、砂罐等组成	
	重叠液罐	具	50×7		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	7		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	32		每口井 1 套，建防护墙保护井口	
辅助工程	发电机房	m²	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	7		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	7		自动化控制系统	/
	钻井监控系统	套	7		节流阀组独立控制井控装置	/
	放喷点火控制系统	套	7		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	0.915		根据当地路网情况，本工程新建井场进场道路约 0.915km，路面宽 4.5m。	占地、水土流失
	柴油罐	m³	20×2×7		各平台均设 2 个柴油罐，单个有效容积 20m³，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	m²	2000×7		7 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	废气、固废

					场设置建挡土墙和排水沟。	
	稀盐酸罐		个	4×7	井场内各设 4 个 20m ³ 的玻璃钢罐存放压裂前置酸（浓度 15% 的稀盐酸），最大储存量按容积 80% 考虑。	环境风险
	压裂液罐		个	50×7	每个平台 50 个，50m ³ /个，压裂作业时存放压裂液，开井返排时暂存返排液。压裂返排液罐布置在原井场设备区，利用原有挡污墙和防渗系统，按照重点防渗区控制。	压裂废水、固废、环境风险
	清洁化堆放场		m ²	150×7	各新建平台均设置 1 处清洁化堆放场，单个面积为 150m ² 。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	84×7	板房采用现场吊装，每个新建平台设置活动板房 84 幢，每个生活区均配备食堂。	生活垃圾、生活污水
	供电	当地电网	/	/	各平台就近接入当地电网，另配备柴油发电机作为备用电源。	/
	供水	生活用水	/	按需	使用桶装水，车辆运至场内	/
		生产用水	m ³		在就近地表水体取水，用潜水泵取水后通过管道输送至泵站，再通过泵站与平台之间的水管线输送至各平台集液池，压裂用水同时采用重叠液罐存放。	取水影响
	排水	内环沟	m	2972	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	3464	40cm×40cm 明沟排水，水泥砂浆抹面防渗处理；与自然沟渠连接，便于排出场地内雨水等。	
环保工程	钻井污染物“不落地”随钻处理系统		套	按钻机配置	每套钻机配一套污染物“不落地”随钻处理系统，由输送系统（螺旋输送机）、泥水分离系统、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、岩屑及油基钻井固废、岩屑等不落地，废水回用于本平台及平台间钻井液、压裂液配置，无法回用的回注处理或污水厂处理。“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	2×7	系统由除砂器、除泥器、振动筛、离心机等装置组成，水基泥浆转油基泥浆循环前，设备做清掏处理。	
	跑、冒、滴、漏油集污池及围堰		/	/	各平台备用柴油机房、发电机房和油罐区设 1 个集污池尺寸 1×1×0.2m，池体防渗，并在周边设置 20cm 高的围堰。	渗漏污染土壤、地下水环境
	放喷系统		套	7	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	放喷废气

				器分离的可燃气体引至燃烧池点火燃烧处置，分离的返排液进集液池暂存。	
	隔油池	个	10×7	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	/	/	油基岩屑贮存罐或吨袋整体转运方式外运交由有相应危废处置资质单位妥善处置。	
	废油桶	个	5×7	各新建平台均设置 5 个废油桶，0.2m ³ /个，收集本项目最终无法回用的油类。	
	生活垃圾收集池	个	2×7	各新建平台生活区和井场旁各设 1 个	生活垃圾
	环保厕所	座	3×7	各个平台在井场设置 1 座，生活区设置 2 座	生活污水
	危废暂存间	个	7	每个新建平台设 1 个，占地约 30m ² ，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

3.3.2 采气工程

钻井完毕后，通过测试并获得页岩气产量后，进行平台采气工程建设，本项目建设 17 座采气平台井站（其中 10 座试采平台已建采气设备），各采气平台井站按标准化、模块化建设，主要设井口模块、高压除砂橇、分离计量橇、清管出站阀组橇、放空模块，新建采气均为无人值守，站场采用远程监控、定期巡检生产管理方式。采气工程项目组成情况一览表见表 3.2-3。

表 3.2-3 采气工程项目组成及主要环境影响一览表

工程类别	建设规模及主要内容		主要环境问题
主体工程	采气平台面积 4500~7000m ² 不等		废气、废水、噪声、环境风险
	工艺装置区	每个井口设置采气树 1 套，井站内根据井口数量设置撬装除砂器、流量计、分离计量器、放空立管，及设置节流阀、安全阀、站内阀门、管件等装置	
辅助公用工程	放空系统	每个井站设置 1 套 (DN150, H=15m) 放空立管	废气、噪声
	信息化系统	各站场采用上级控制中心远程监控、RTU 站内监控及就地手动控制的控制方式	
	供配电	接入当地电网	/

	消防	手提式磷酸铵盐干粉灭火器10具、推车式磷酸铵盐干粉灭火器3具、灭火器箱2个、成品消防柜3个	/
	通信系统	平台工艺数据、视频数据等通过与输气管道同沟敷设光缆通过其拟建通信电路逐级上传至四川页岩气生产建设项目部RCC进行远程监控	
环保工程	气田水收集系统	每个井站利用钻井阶段储存池，单个容积为500m ³	气田水储存、转运过程泄漏风险

3.3.3 地面集输工程

本项目地面集输工程包括新建集气管线8条、气田水管道7条以及7个站场地面工程，其主要工程内容、工程量及可能产生的环境影响见下表3.3-4。

表 3.3-4 地面集输工程组成一览表

项目分类		主要内容及设备		可能的环境影响	
				施工期	运营期
主体工程	集输管线	新建 8 条集气管线，6 条气田水管道，其中 4 条集气管道均同沟敷设气田水管道。集气管线长度共计 38.89km，设计压力为 8.5MPa，集气管道管径为 D114.3/168.3，材质为 L360N 无缝钢管；气田水管线总长 41.62km，设计压力 6.3MPa，管道管径为 OD200/OD160/OD125，材质为柔性复合管，集气管道和气田水管道均为地埋式敷设		临时改变土地利用性质，造成农业损失、生态破坏产生水土流失，产生施工噪声、扬尘、渣土等	植被将得到一定的恢复农田的生产力将得到恢复，水土流失将逐步减少
	穿越工程	河流	穿越中小型河流 5 次/99m，河流采用大开挖穿越	施工废水、扬尘、噪声、生活废水、生活垃圾等	正常状态下无污染问题
		沟渠、冲沟	穿越沟渠 4 次/9m，采用大开挖穿越		
		公路	穿越铁路 1 次 60m，高速公路 1/80m 次，穿越省道或县道 6 次/125m，穿越乡村道路共 130 次/465m，铁路、高速公路、省道及县道优先采用顶管方式穿越，乡村道路采用大开挖穿越		
辅助及公用	放空系统	各集输管线工程的放空系统依托两端井站放空系统放空		/	放空废气、放空噪声
	管道防腐	新建集气管道普通地段采用普通级三层 PE 的外防腐层防腐，特殊地段采用加强级三层 PE 的外防腐层；新建管道补口推荐采用环氧底漆		施工废水、扬尘、噪声、生活废水、生活	/

工程		型的三层结构辐射交联聚乙烯热收缩带。补伤采用辐射交联聚乙烯补伤片；热煨弯管外防腐推荐采用环氧底漆型三层结构辐射交联聚乙烯热收缩套	垃圾等	
	标志桩、转角桩、警示牌	转角桩： 管道水平改变方向的位置，转角角度大于等于 5°时，设置转角桩，转角桩上标明管道路程； 里程桩： 每公里设一个； 穿越标志桩： 管道穿越水塘、公路处设置穿越标志桩，穿越标志桩上标明管道名称、穿越类型、公路的名称，线路里程，穿越长度，有套管的应注明套管的长度、规格和材质；穿越管道、光缆、电缆处应在交叉处两侧设置交叉标志桩； 警示牌： 在穿越公路、冲沟、人口集中居住区设置警示牌		/
	通信	采用 RTU 对站内各仪表的监测数据进行统一集成处理；管线同沟敷设光缆，光缆采用 G.652D 型单模光纤，直埋地敷设		/
环保工程	水土保持	做好护坡、堡坎和排水设施，在穿越河流时，没有护岸新修护岸，原有护岸损坏后立即恢复	临时改变土地利用性质，造成一定的农业损失、生态破坏，产生水土流失，产生施工噪声、扬尘、渣土等	/
	临时材料堆场	工程建设过程中需设置堆管场，全部为临时堆管场，堆管场尽可能少占地，用于堆放管材、设备等，在项目建成后对堆场进行植被恢复		/
	弃渣场	不单独设置弃渣场，土石方利用两侧作业带对方，及时回填		/
	施工便道	交通不便利处修建施工便道，约 3.0km		/

3.4 钻前工程

泸 201 井区产能建设工程新建 7 个钻井井场，井场钻前工程仍将严格按照《钻前工程及井场布置技术要求》（SY/T5466-2013）和《川西平原钻前工程标准方案设计》实现标准化建设。

（1）根据《钻前工程及井场布置技术要求》（SY/T 5466-2013）中 3.3.2 要求：“油、气井井口距离高压线及其他永久性设施不小于 75m，距民宅不小于 100m，距铁路、高速公路不小于 200m，距学校、医院和大型油库等人口密集性、高危性场所不小于 500m”，根据现场踏勘，7 个井场在选址阶段已尽可能避让居民点，新建井场井口 100m 范围内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。同时井口 500m 范围无学校、医院和大型油库等人口密集性、高危性场所，井口 200m 范围内无铁路和高速路分布。

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

（3）场外燃烧池：根据《石油天然气钻井井控技术规范》（GB/T 31033-2014）中的第 5.12 条规定：a）宜平直接出井场安全地带，并考虑当地季节风向、居民区、道路、油罐区、电力线及其他设施等情况，配备点火装置；b）当两条管线走向一致时，管线之间应保持一定间距，并分别固定，其出口应朝同一方向；c）不应油壬连接和在现场进行焊接连接；d）应全部露出地面；在穿越汽车道、人行道处应用防护装置保护，防护装置不宜覆盖管线连接法兰处；e）转弯处应采用相同压力等级的 120° 夹角预铸（锻）钢弯头或 90° 带缓冲短节的弯头；f）每隔 10 m~15m、转弯处、出口处应固定牢固；悬空处要支撑牢固；若跨越 10 m 以上的河沟、水塘等障碍，应架设金属过桥支撑；g）含硫油气井至少应安装两条放喷管线，其布局夹角为 90°~180°。地层压力大于 70MPa 或含硫油气井设置主、副放喷池各一个，与井口的夹角不小于 120°。每个井场设置 A 类燃烧池 2 座+点火口 1 处，宜采用半埋式，内层采用耐火砖修建。距离井口 75m 外。

（4）储存池：每个钻井井场配套建设容积为 500m³ 储存池。分为两格，每个 250m³。

（5）清洁化操作平台：为减轻各井场施工期钻井泥浆、岩屑、钻井废水等污染物现场贮存量，减轻施工期环境影响，各井场均配套建设泥浆不落地随钻处理系统，紧邻井场边界，包括泥浆不落地工艺区、废水收集罐区、废渣收集罐区，整个泥浆不落地区域重点防渗处理，由钻前工程中配套建设，钻井工程阶段仅现场吊装处理设备撬装。

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

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

(8) 井场布置方式：

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

根据地下资源和地面情况综合考虑井口布置方式，井口位于井场中间位置，典型井场布置图见下图井口布局示意如图 3.3-1 所示。

图 3.3-1 双钻机作业井场布置示意图

本项目典型井场平面布置见附图 **3.4-1**。

各井场钻前工程主要内容和工程量表见下表 3.3-1。各井场钻前工程临时占地面积见下表 3.3-2。

表 3.3-1 单井场钻前工程主要内容和工程量表

序号	名称		单位	数量	备注
1	道路工程	新建进场道路	km	按需求	新建
		改建公路	km	按需求	改建
2	井场工程	平整井场	m ²	不超过 1hm ²	/
		泥浆储备罐基础	个	8	每套 4 个储备罐

		钻机基础		套	2	双机钻井场
3	池体工程	储存池	1#水池	m ³	250	每个井场各配备 1 座储存池，主要储存钻井、洗井作业所用的清水，以及各类作业废水，应急收集事故废水，水池容积合计 500m ³
			2#水池	m ³	250	
		放喷池	燃烧池	m ³	318.5	每个井场各修建燃烧池 2 座，每个规格为 13m×7m×3.5m
			集酸池	m ³	20	
		环保厕所		座	3	各个平台在井场设置 1 座，生活区设置 2 座
		隔油池		个	7	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。
4	公用工程	活动房基础		座	84	双机钻井场

表 3.3-2 各井场钻前工程布置情况统计表

序号	井场名称	井数 (口)	钻井井场面 积 (m ²)	燃烧池	进场道路面 积 (m×m)	池类工程+ 油罐区 (m ²)	表土堆 场 (m ²)	生活区占地 面积 (m ²)	钻前总占 地面积 (m ²)
1	泸 201H1	4	***	***	***	***	***	***	***
2	泸 201H2	4	***	***	***	***	***	***	***
3	泸 201H3	4	***	***	***	***	***	***	***
4	泸 201H5	4	***	***	***	***	***	***	***
5	泸 201H6	4	***	***	***	***	***	***	***
6	泸 201H7	8	***	***	***	***	***	***	***
7	泸 201H8	4	***	***	***	***	***	***	***
合计		32	77995	1694	5490	4769	14000	36994	140942

3.5 钻井工程

3.5.1 井身结构设计

本项目主要目的层为蓬莱镇组、须家河组二段，本项目区域主要地层分布见表 3.5-1。

表 3.5-1 本项目区域地层分层设计表

本项目为页岩气开发，目的层为龙马溪组，钻井工程主要包括实施泥浆钻井、套管固井，以及完钻后钻井设备离场拆除等。项目主体采用四开井身结构，各平台开发井采用“四开”结构，若实钻未发现破碎带及易漏地层，各剩余井将采用“四开”结构，井身结构见下图3.3-1。

图 3.5-1 “四开”典型井身结构图

表 3.5-2 井身结构设计说明

开钻程序	套管尺寸 (mm)	设计说明
一开 (0~80m)	508	一开采用Φ660.4mm 钻头，钻至沙溪庙组，下入Φ508mm 套管，封隔沙溪庙风化漏层及垮塌层。
二开 (80~1200m)	339.7	Φ406.4mm 钻头钻至须家河组顶，下Φ339.7mm 表层套管，封隔上部漏层及垮塌层。
三开 (1200~3000m)	244.5	Φ311.2mm 钻头钻至栖霞组顶 3m，下Φ250.83mm+Φ244.5mm 技术套管，若茅口组实钻钻井液密度低于 1.80g/cm ³ ，则继续钻进至韩家店组顶，下入技术套管。
四开（直井） (3000~5000m)	139.7	Φ215.9mm 在龙马溪顶部定向造斜，下入Φ139.7mm 套管。
四开（水平） (5000~7000m)	139.7	采用膨胀管对栖霞组进行封隔，膨胀管固井后采用Φ168mm 钻头钻进，下入Φ127mm 油层套管下至完钻井深。

3.5.2 钻井方式选择

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

(一) 采用丛式水平井平台、双钻机“工厂化”作业模式，提高钻井作业时效、缩短平台建井周期，降低建井成本。

(二) 一开井段：本段施工推荐采用钻机作业，选用塔式钻具组合，使用钢齿、镶齿压轮钻头或 PDC 钻头，下 508mm 导管封隔封隔风化漏层及垮塌层。

(三) 二开井段：采用以“高效 PDC 钻头+长寿命螺杆+聚合物钻井液”的主体工艺，针对须家河研磨性强特点，选用复合钻头或抗研磨性的 PDC 钻头提速。原则上二开井段采用 $\phi 406.4\text{mm}$ 钻头钻进，利于提速，若存在井壁垮塌等影响 $\phi 339.7\text{mm}$ 表层套管安全下入时，可采用 $\phi 444.5\text{mm}$ 钻头。

(四) 三开井段：针对纵向上地层气显示活跃，同时考虑到茅口、栖霞组等地层存在井漏风险，采用以“高效 PDC 钻头+大扭矩螺杆+聚钾聚合物钻井液”为主的钻井方式，为应对井漏和井控险情茅口组采用简化钻具组合+控压降密度钻进。

(五) 四开井段：以设计密度上限进入石牛栏组，防控石牛栏高压圈闭气；造斜段“高效 PDC 钻头+旋转导向工具+螺杆马达”提高机械钻速，水平段钻进宜使用抗高温旋转导向工具，并配套“控压降密度设备+地面降温设备”降密度、降温，实现钻井提速和精准导向。

项目钻进工程阶段主要包括清水钻阶段、水基泥浆钻阶段及油基泥浆钻阶段，其中一开采用清水钻井液钻进，可有效保护浅层地下水；二开、三开、四开直井段采用水基钻井液钻进；四开水平段采用油基钻井液钻进。钻进以及随钻进作业实施的固井、录井和钻屑随钻处理工程，整个钻进阶段均为 24 小时连续作业。

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

(1) 清水钻进阶段

项目一开（0~100m）采用清水钻井工艺。在表层钻进阶段，为了保护地表含水层，避免聚合物泥浆等钻井液对地下水环境造成不利影响，建设方拟采用清水钻工艺进行一开钻井作业。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。

清水钻进所使用的钻井泥浆为 1.05g/cm^3 的预水化膨润土浆+水，该阶段动力来源于柴油发电机组，设计使用 660.4mm 钻头，深度为 80m。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。

（2）水基泥浆钻进阶段

清水钻阶段完成后，拟建工程将进入水基泥浆钻阶段，二开至四开裸眼井段采用水基泥浆钻井工艺。水基泥浆阶段，其钻井工艺过程与清水钻相同，只将钻井液进行转变。高压水基泥浆带动钻头旋转不断切割地层岩石，将切削下来的岩屑不断带出井口，水基泥浆在井场内经泥浆循环系统处理后回用于钻井，使井不断加深，直至目的井深。

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

（3）油基泥浆钻进阶段

水基泥浆钻阶段完成后，拟建工程将进入油基泥浆钻阶段，四开水平段采用油基泥浆钻井工艺。钻井过程中以钻井液作为载体将岩屑带至地面，返排钻井液与岩屑混合物经钻井液循环处理系统固液分离实现钻井液的循环利用，分离的固相（钻井岩屑）进入油基钻井液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（32 个 2.5m³ 岩屑收集罐或防渗吨袋）、输送装置（螺旋输送机）、脱油装置（油基岩屑甩干机 1 套）三部分组成，实现对油基岩屑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 32×2.5m³ 岩屑罐或吨袋盛装转移至清洁生产操作区内的油基岩屑贮存场地（按危废贮存场地采取防渗、防扩散、防流失措施）暂存，及时交由危废处置资质单位妥善处置。钻井液及岩屑采用岩屑罐或吨袋盛装贮存可免除油基钻井液、岩屑现场贮存污染物渗漏地下水污染环境风险。

3.5.3 钻井液体系

（1）钻井液性质及作用

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

钻井液主要功用是：①冷却钻头、清静孔底、带出岩屑。②润滑钻具。③停钻时悬浮岩屑，保护孔壁防止坍塌，平衡地层压力、压住高压油气水层。④

输送岩心，为孔底动力机传递破碎孔底岩石需要的动力等。钻井中钻井液的循环程序包括：钻井、液罐、经泵→地面、管汇→立管→水龙带、水龙头→钻柱内→钻头→钻柱外环形空间→井口、泥浆（钻井液）槽→钻井液净化设备→钻井液罐。

（2）钻井液类型及本工程钻井液组成

钻井液的类型较多，根据不同的地层地质情况，选用不同的钻井液，钻井液主要分为水基钻井液和油基钻井液两种基本类型。本项目各井一开段使用清水进行钻进，二开及三开段使用水基钻井液钻井，四开段使用油基钻井液进行钻井。

工程所用钻井液成分及钻井液的性能见表3.5-3。

表 3.5-3 本项目钻井液体系及成分

钻井液类型	主要成分
清水钻井液	***
水基钻井液	***
油基钻井液	***

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

根据区域实际钻探情况，并结合地质勘查资料，该区域四开地层页岩页理发育，水敏性较强，在四开段使用水基钻井液存在井壁不稳定、垮塌、卡钻等重大风险，无法完成钻井作业，不能达到页岩气开发的目的。因此，为了提高

井壁稳定性、降低摩阻，增强润滑防卡能力等相关性能，实现页岩气开发的目
的，因此在四开阶段使用油基钻井液钻井是非常必要的。本项目钻井阶段每开
使用钻井泥浆成分见表3.5-4，钻井液密度见下表3.5-5。

表 3.5-4 本项目钻井液体系及成分

序 号	阶段	主要成分
1	一开	***
2	二开	***
3	三开	***
4	四开	***

表 3.5-5 本项目钻井液密度设计表

开钻次序	层位	地层压力当量密 度 g/cm^3	钻井液密度 g/cm^3	钻井液体系
一开	***	***	***	***
二开	***	***	***	***
三开	***	***	***	***
	***	***	***	***
	***	***	***	***
	***	***	***	***
	***	***	***	***
	***	***	***	***
四开	***	***	***	***
	***	***	***	

3.5.4 固井方案及井控作业

(1) 固井方案

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

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

斗和其他附属安全放喷设备等。

另外，现场施工前根据实际情况要作水泥浆配方及性能复核试验，同时，如果是钻进中井漏严重，则应考虑采用双凝水泥浆体系固井，从而提高固井质量，防止因为井漏事故造成地下水环境污染。

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

表 3.5-6 套管选型参数表

套管程序	规范		钢级	壁厚 mm	抗外挤强度 MPa	抗内压强度 MPa	抗拉强度 kN
	尺寸（mm）	扣型					
导管	***	***	***	***	***	***	***
表层套管	***	***	***	***	***	***	***
技术套管	***	***	***	***	***	***	***
	***	***	***	***	***	***	***
油层套管	***	***	***	***	***	***	***

表 3.5-7 套管串设计

套管程序	套管串结构
导管	***
表层套管	***
技术套管	***
油层套管	***

（2）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 H₂S 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，井口装置示意图见下图 3.5-2。

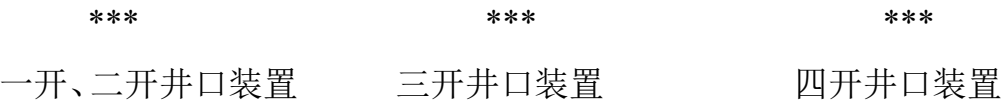


图 3.5-2 井口装置示意图

3.5.5 钻机及主要设备选型

本项目各平台采用双机钻井，单套钻井设备组成见表 3.5-8。

表 3.3-8 单套钻井设备一览表

3.5.6 钻井工程原辅材料消耗

本项目施工使用的钻井泥浆原材料由供货厂家负责运输至井场，在井场材料堆场存储。本项目单井场钻井工程钻井泥浆材料用量见表 3.5-6。

表 3.5-6 钻井泥浆材料用量（单井）

3.5.7 钻井周期预测

统计 2020~2021 年已完钻井 $\Phi 215.9\text{mm}$ 井眼平均机械钻速 6.1m/h，其中栖霞~石牛栏组平均机械钻速 6.7m/h，石牛栏~龙马溪组全程采用旋导钻进井平均机械钻速 5.8m/h，非全程采用旋导钻进井平均机械钻速 4.2m/h。

表 3.5-7 钻井周期预测表

开次	井眼尺寸	地层	井段（m）	进尺（m）	平均机械钻速（m/h）	钻井周期（d）
一开	***	***	***	***	***	***
二开	***	***	***	***	***	***
	***	***	***	***	***	***
三开	***	***	***	***	***	***
	***	***	***	***	***	***
	***	***	***	***	***	***
	***	***	***	***	***	***
四开	***	***	***	***	***	***

3.6 储层改造工程

3.6.1 储层改造方案

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

（1）洗井

项目完钻后首先要进行洗井作业，替换井下的泥浆，为下一步压裂作业做准备；根据类比调查，单口井洗井所需清水量与最终返排出的水量大致相当，

约是 180m³。大部分洗井废水从井口返排进入废水罐中；少部分洗井废水从放喷口返排，经燃烧池侧面的混凝土明沟进入集酸池，然后泵入废水罐中，用于压裂阶段用水。洗井废水主要污染物为 COD、石油类、SS。

（2）分段射孔压裂

①套管射孔完井

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

②压裂作业

射孔后，为提高产层的渗透能力，实施压裂作业。压裂即用压力将地层开一条或几条水平的或垂直的裂缝（裂缝长度控制在 100m 长度范围内），并用支撑剂将裂缝支撑起来，减小油、气、水的流动阻力，沟通油、气、水的流动通道，从而达到增产的效果。项目采用拉链式压裂（采用拉链式压裂，即第一口井第一段开始压裂，第二口井第一段开始准备工作，而后第二口井第一段开始压裂，第三口井第一段开始准备工作，而后第三口井第一段开始压裂，第一口井第二段开始准备工作，而后第二口井第二段开始压裂，第三口井第二段开始准备工作，依次类推），压裂完后采用连续油管钻塞，连通各个分段，然后开井返排，测试放喷定产。前 2 口井关井后开始后 2 口井的压裂，依次类推。

本工程对深层压裂工艺进行了“三增一减”的优化，采取增加裂缝复杂程度（段内多簇+暂堵转向）、增加裂缝改造体积（前置胶液+变粘滑溜水压裂液组合工艺+大排量、大液量工艺）、增加裂缝导流能力（高强度加砂+多粒径陶粒）、减小储层应力敏感（闷井、控制、连续、稳定）的针对性措施，采用 60m~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 2000m³ 左右。具体压裂方案及规模见下表。

表 3.6-1 水平井分段压裂规模

水平段长度	单段压裂液用量	压裂段数	加砂强度	用液强度	单段簇数	施工排量	滑溜水

2000m	2000m ³	30	3t/m	35m 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。

③钻磨可钻桥塞

待水平井段全部压裂结束后，对目的层内设置可钻桥塞进行钻磨，联通各压裂段气层，为放喷测试做准备。

(3) 测试放喷

为了解探井的气量，在完井后，需进行测试。测试放喷是在射孔作业后，利用测试放喷专用管线将井内油气引至燃烧池点火燃烧对探井进行产量测试的过程。目的层测试放喷时间为 7 天，依据测试气量，间歇性放喷，每次持续放喷时间约 2-3h。

(4) 完井撤离

本项目钻井和压裂测试完工后，将进行设备和井场清理。

3.6.2 压裂作业设备及原辅材料

(1) 压裂作业设备

本项目压裂改造作业采用加砂压裂工艺，该工艺主要设备情况见表 3.6-2。

表 3.6-2 加砂压裂作业设备设施一览表（单井）

(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 32 口井的压裂作业，单井目的层水力压裂所需的材料见表 3.6-3。

表 3.6-3 项目水力压裂材料一览表（单井）

3.7 采气工程

3.7.1 采气平台井站基本情况

根据泸 201 井区产能建设工程开发方案总体布局和集输工艺方案，本次产能建设项目地面工程建设内容包含建设采气平台井站 17 座，其中 7 座为新建，10 座试采转采气；本项目采气平台井站均按无人值守设计。

本项目拟部署页岩气采气平台井站 17 座，实施采气井 46 口，其中 7 座为本次钻井转采气，10 座为试采转采气，7 座钻采平台配套建设地面集输工程。本次产能建设预计分 3 年实施，计划从 2024 年开始实施，2026 年全部建成投产，2025 年~2026 年为建产期，稳产期为 2 年，即 2027 年~2028 年，2028 年后进入产能衰减期，预计稳产期天然气产能建设规模为 $8.635 \times 10^8 \text{m}^3/\text{a}$ 。

由于页岩气井建产方式为丛式井钻井，井场单井产气共用一条采气管道输送，井场采用分离计量工艺。流程简化为井口二级节流→两相流量计单井计量→中压除砂→分离→清管出站。

3.7.2 采气平台井站生产流程

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

图 3.7-1 采气平台井站井站生产流程示意图

3.7.3 采气井站主要设备

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

表 3.7-1 各新建采气平台井站主要生产设备表

3.7.4 采气平台井站平面布置及占地

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

站场平面布置见下图 3.7-2。

图 3.7-2 采气平台井站典型平面布置图

本项目各站场占地面积不一样，采气平台井站考虑利用原有的钻井井场进行修建，不新增占地，根据四川页岩气采气平台井站标准化工作以及目前的建设模式，各井站占地情况见下表。

表 3.7-2 各新建采气平台井站占地面积统计表（永久占地）

序号	井场名称	新井（口）	占地面积（m ² ）	井站道路占地面积（m ² ）	合计（m ² ）
1	泸 201H1	***	***	***	***
2	泸 201H2	***	***	***	***
3	泸 201H3	***	***	***	***
4	泸 201H5	***	***	***	***
5	泸 201H6	***	***	***	***
6	泸 201H7	***	***	***	***
7	泸 201H8	***	***	***	***
12	合计	***	***	***	***

3.7.5 井站自动控制及防腐

（1）阴极保护、防腐

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。新建站场站内地面设备、管道采用涂装氟碳涂料进行防腐。地面附属设施除钢格栅板采用镀锌成品构件外，其余地面钢结构和橇装底座采用丙烯酸聚氨酯防腐层体系。站内埋地管道采用三层 PE 常温型加强级防腐层，其余管道以及弯头、三通等采用厚胶型聚乙烯胶粘带特加强级

防腐层。三层 PE 防腐管补口和热煨弯管防腐采用环氧底漆/辐射交联聚乙烯热收缩套,聚乙烯胶粘带防腐管补口和弯头防腐采用厚胶型聚乙烯胶粘带特加强级防腐层。

(2) 自动控制

各站场采用上级控制中心远程监控、RTU 站内监控及就地手动控制的控制方式。系统根据各级管理控制中心的管理功能设置操作权限及优先级。特殊情况下,四川页岩气生产建设项目部 RCC 应能对所辖站场进行远程关断。

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

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

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

站内设置仪表供风系统,仪表风系统数据上传 RTU 系统监视。

3.7.6 站场运营原辅材料消耗

各站场采气利用井下压力采用衰竭式开采,站场原辅材料消耗种类较少,用量较小,项目运营期为页岩气的开采,控制系统消耗一定的电能,站场均为无人值守井站。各井站原辅材料消耗见下表:

表 3.7-3 项目单个采气井站原辅材料消耗表

项目	名称	单位	数量	来源

常规采气 平台井站	电	KW·h/a	约 30 万	当地电网
	水	m ³ /a	约 100	罐车拉运

3.8 集输工程

3.8.1 集输管线走向设置原则

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

（1）线路走向避开当地县城、乡镇规划区等人口、设备密集区域。

②根据《中华人民共和国石油天然气管道保护法》相关规定进行综合比选，在力求线路顺直的同时控制拆迁工程量，以满足安全、经济的合理性。

③尽量利用和靠近现有公路，方便管道的运输、施工和生产维护管理。

④公路、河流等重要穿越位置的选择应服从环保优先原则，对区域内的县城及乡镇集中饮用水源保护区采取绕避措施，有效保护区内各环境敏感区。

⑤选择有利地形，尽量避开施工难段和不良工程地质地段（如陡坡、陡坎、滑坡地段等），以减少线路防护工程量，确保管道安全运营。

⑥线路沿线地区等级结合目前地区等级和区域社会经济发展情况确定，管线走向并照顾当地区域社会发展定位。

3.8.2 集输管线走向比选

本项目管线工程路由首先避开了不良地质段，其次尽可能减少施工占地和工程拆迁量，在考虑地形、沿线敏感区分布、管线服务范围等多方面因素的前提下，以选择最短路径为原则进行布局。本项目对泸201H1平台泵站~泸201H2平台泵站气田水管道进行比选，其他集输管线的起、终点相对确定，管线走向已尽可能避让集中式饮用水源保护区以及永久基本农田，且各井场间距离较近，管线长度较短，线路的路由走向相对唯一，管线路由已是最优路线，不再进行比选。

（1）泸201H1平台泵站~泸201H2平台泵站气田水管道支线

1）北线方案

线路起于富顺县飞龙镇蜂窝村 10 组泸 201H1 平台泵站，出站后向东敷设，止于富顺县赵化镇促进村泸 201H2 平台泵站。管道采用钢丝缠绕骨架增强聚

乙烯复合管，管道外径 OD160，设计压力 6.3MPa，全长约 12.03km。

2) 南线方案

线路起于富顺县飞龙镇蜂窝村 10 组泸 201H1 平台泵站，出站后向东南敷设，止于富顺县赵化镇促进村泸 201H2 平台泵站，管线经过泸 212 平台。管道采用钢丝缠绕骨架增强聚乙烯复合管，管道外径 OD160，设计压力 6.3MPa，全长约 13.71km。

图 3.8-1 泸 201H2 中心泵站~泸 201H2 平台泵站返排液支线线路走向方案比选图

表 3.8-1 泸 201H2 中心泵站~泸 201H2 平台泵站返排液支线线路走向方案主要工程量及投资比较表

序号	项目		北线方案	南线方案	备注
1	管道长度	管线 (km)	***	***	
		按地貌划分	***	4.450	
			***	6.944	
			***	1.215	
2	穿跨越	高等级公路 (m/处)	***	***	
3	困难地段长度 (km)		0.05	***	***
4	道路工程	施工道路 (km)	***	0.2	
5	土石方	土方量 (m ³)	***	***	
		石方量 (m ³)	***	***	
6	水工保护	堡坎 (m ³)	***	***	
7	征 (占) 地	临时占地 (m ²)	***	***	
8	重要赔偿	青苗赔偿 (km)	***	***	
		果木赔偿 (km)	***	***	
		鱼塘赔偿	***	***	
9	泵站数	平台泵站	***	***	
10	泵橇费用	多级离心泵：流量 85m ³ /h，扬程 160m，功率 90kw	***	***	
11	运行管理	212 平台产返排液罐车转运费罐车运费及装卸费 (45 元/m ³)	***	***	***
12	同沟敷设	长度 (km)	***	***	
13	工程投资 (万元)		***	***	***

表 3.8-2 线路走向方案优缺点比较表

优缺点	北线方案	南线方案
有点	1) 管线比南线方案少 1.68km。 2) 青苗赔偿费较南线方案少。 3) 整个工程少建设平台泵橦 1 座, 节约投资; 3) 管线经过水田地较南线方案少 0.8km, 施工对环境影响较小, 协调容易。 4) 比南线方案穿越林地少 0.521km, 对生态环境影响较小。 5) 投资小。	1) 能兼顾泸 212 井, 返排液需采用管输, 经济环保。 2) 可与集气管道同沟敷设 2.31km, 节约工程投资。
缺点	1) 不能兼顾泸 212 井, 返排液需采用罐车拉运, 水量大时协调困难。	1) 管线比北线方案多 1.68km, 穿越林地及水田段更长, 施工对环境影响更大、协调较难。 2) 青苗赔偿费较北线方案多。 3) 整个工程多建设平台泵站 1 座, 工程投资大, 建设周期长; 4) 投资较大。

由以上比选可以看出, 南线方案管线比北线方案多 1.68km, 施工对林地及水田穿越长度较长, 环境影响更大、协调较难, 青苗赔偿费较北线方案多; 整个工程多建设平台泵站 1 座, 建设周期长; 工程投资较大。故本工程泸 201H1 平台泵站~泸 201H2 平台泵站气田水管线线推荐北线方案。

3.8.3 集输管线敷设方式

(1) 管道基本情况

本项目新建 8 条集气管线, 7 条气田水管道, 其中 4 条集气管道均同沟敷设气田水管道。集气管线长度共计 36.76km, 设计压力为 8.5MPa, 集气管道管径为 D114.3/168.3, 材质为 L360N 无缝钢管; 气田水管线总长 41.62km, 设计压力 6.3MPa, 管道管径为 OD200/OD160/OD125, 材质为柔性复合管, 集气管道和气田水管道均为地埋式敷设。

(2) 施工方案

根据本项目可行性研究资料, 本项目管道采用机械开挖为主, 人力施工为辅的作业方式, 施工作业带宽度为 8~12m, 局部地形受限制地段, 可适当减

少施工作业带宽度。管道施工流程示意图见下图所示。

图 3.8-1 管道敷设流程示意图

本工程集输管道沿线不同地段的施工作业带宽度见表 3.8-3:

表 3.8-3 不同地段管道敷设建议施工作业带宽度

不同地段	分类	宽度
一般地段	水田	14m
	旱地	10m
	林地	8m
特殊地段	山区地段	7m
	滑坡	6m
	崩塌	6m
	冲沟	7m
	高陡斜坡	6m

管道施工采用“开挖一段、敷设一段”的方式分段施工，管道间采用焊接方式进行连接，最后经碰头、吹扫、试压、置换后进行集输工程，施工期间不设施工营地。管道施工方案简介如下：

线路清理：现场勘查确定路由后即进行施工作业带线路的清理，根据项目施工作业带宽度，应组织对施工作业带内地上、地下各种建（构）筑物和植（作）物、林木等进行清点造册。施工作业带清理应在放线并办理好征（占）地手续后进行，按有关法规和节约耕地，对管道施工作业带只进行临时性使用土地，施工完毕后应立即恢复原貌。

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

管沟开挖：在已清理的施工作业带上开挖管沟，本项目管沟开挖主要为机

械开挖的方式进行，局部地形受限制地段，可采用人工开挖。

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

表 3.8-4 管沟底加宽余量(m)

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

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

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

图 3.8-2 管沟开挖剖面示意图

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

管道埋深：一般地段管道敷设以沟埋敷设为主，敷设时根据地形、地质条件，采用弹性敷设、弯头以适应管道在平面和竖面上的变化的要求。同时，为确保管道安全，减少人为和外力因素造成破坏的可能性，本工程集气管道应有足够的埋设深度，根据项目可行性研究报告，本项目管道最小埋设深度（管顶至地面）要求见表 3.8-4。

表 3.8-5 管道埋深最小深度（m）

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

根据设计要求，本工程集气管道最小埋设深度（管顶至地面）不小于 1m。

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

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

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

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

本工程相邻管段必须连头、碰死口，焊接工艺评定和焊接工艺规程应符合《钢制管道焊接与验收》以及《石油天然气金属管道焊接工艺评定》的要求，管道焊缝质量在外观检查合格后需进行无损探伤检查。考虑到管道在后期的运行安全，本工程集气管道环向焊缝均进行 100%X 射线探伤检查和 100%超声波复验。集气管道 X 射线无损检验应按《承压设备无损检测 第 2 部分：射线检测》相关内容执行，达到 II 级为合格；超声波无损检验应按《承压设备无

损检测 第 3 部分：超声检测》相关内容执行，达到 I 级为合格。当环境条件不能满足焊接工艺规程所规定的条件时，必须按要求采取措施后才能进行焊接，保证焊接质量，不允许有根部未焊透、未融合欠缺现象。另外设置警告标志，避免管道施工对周边居民造成伤害。

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

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

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

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

清扫干净后再采用氮气进行置换空气工作，以保证在未投产前管内的防锈蚀和天然气进气时的安全。新旧管线碰口前，要对原管道进行切割，为防止因动火发生事故，应先关闭原管道上下游的截断阀（应确保该阀无内漏），再通过放空管对该段管道内的天然气进行放空（压力为零）之后，对原管道进行氮气置换。

管沟回填及复耕：管道在沟下焊接检验合格后，应及时进行环焊缝的补口，补口检验合格后应及时进行管沟回填。管沟回填前宜将阴极保护测试线焊好并引出，待管沟回填后安装测试桩。管道穿越地下电缆、管道、构筑物处的保护处理，应在管沟回填前按设计的要求配合管沟回填施工。回填前，如管沟内有

积水，应排除，并立即回填。地下水位较高时，如沟内积水无法完全排除，应制定保证管道埋深的稳管措施。

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

运行投产：在完成清管试压，并对管沟进行回填、复耕后，管道可进行运行投产。

（3）特殊地段管道敷设

①本工程管道走向要经过丘陵区，本段线路选择主要遵循以下原则：

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

B、线路应尽量选择较宽的沟谷敷设，以减少对防护林带的破坏，减小石方工程量。

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

D、避开不良工程地质发育的地段。

②高陡斜坡

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

③穿越林地段的施工要求及防火预案

A、对于林地内的管道施工，应预先编制施工安全预案，确保林地内的施工安全。

B、管沟开挖严禁采用爆破方式进行，严禁在树林边或树林内吸烟、引弧。

C、管沟成型组焊前，应清除管沟附近的树枝、树叶，组焊建议采用沟下焊方式。

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

E、对于材料中的易燃物质，应设置于空旷的场地且远离焊接区。

F、施工中应配备一定数量的移动灭火器。

3.8.4 集输管线穿越工程

（1）公路穿越工程

①穿越设计原则

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

A、顶管

本工程穿越铁路、高速公路、国道、省道、乡村水泥路面优先采用顶管穿越。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 3.8-3 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 $\geq 1.2\text{m}$ ，套管应伸出公路边沟外 2m，管线与公路交叉尽量垂直，必须斜交时，斜交角度大于 60° 。穿越施工时，应设置警示标志，并设置专门人员指挥、引导交通。当采用开挖穿越时，应设置行车通道指向标志、减速标志和隔离标志；施工完毕后，做好路面恢复。

②穿越公路情况

本项目管道穿越 1 次铁路，分别为绵泸高铁 1 次；穿越 1 次高速高路，为成遵高速；穿越省道/县道 6 次，水泥乡村公路 130 次。本工程穿越铁路、高速公路、国道、省道、乡村水泥路面优先采用顶管或开挖穿越，机耕道、碎石路穿越采用开挖+套管方式，项目穿越公路情况见下表 3.7-6，管线主要有穿越位置见下图。

表 3.8-5 集输管线穿越公路情况统计表

管线名称	穿越铁路 次数/长度	穿越高速 公路次数/ 长度	穿越省道 或县道次 数/长度	穿越乡村 公路次数/ 长度	施工方式
泸 201H1~泸 212 (气管道单管敷 设)	***	***	***	***	乡村水泥路：顶管穿越； 机耕道、碎石路：开挖+ 套管方式

泸 201H2~泸 201H3(气管道与水管 道同沟敷设)	***	***	***	***	乡村水泥路: 顶管穿越; 机耕道、碎石路: 开挖+ 套管方式
泸 201H3~泸 215 (气管道单管敷 设)	***	***	***	***	省道、乡村水泥路: 顶 管穿越; 机耕道、碎石 路: 开挖+套管方式
泸 201H5~阳 101H18(气管道与 水管道同沟敷设)	***	***	***	***	铁路、高速公路、省道、 县道、乡村水泥路: 顶 管穿越; 机耕道、碎石 路: 开挖+套管方式
泸 201H6~泸 216 (气管道单管敷 设)	***	***	***	***	乡村水泥路: 顶管穿越; 机耕道、碎石路: 开挖+ 套管方式
泸 201H7~泸 226 (气管道与水管 道同沟敷设)	***	***	***	***	乡村水泥路: 顶管穿越; 机耕道、碎石路: 开挖+ 套管方式
泸 201H8~泸 226 (气管道与水管 道同沟敷设)	***	***	***	***	县道、乡村水泥路: 顶 管穿越; 机耕道、碎石 路: 开挖+套管方式
泸 216~铁清站(气 管道单管敷设)	***	***	***	***	县道、乡村水泥路: 顶 管穿越; 机耕道、碎石 路: 开挖+套管方式
泸 201H1 平台泵站 ~泸 201H2 平台泵 站气田水管线	***	***	***	***	铁路、高速公路、省道、 县道、乡村水泥路: 顶 管穿越; 机耕道、碎石 路: 开挖+套管方式
泸 201H3~泸 201H4 气田水管线	***	***	***	***	乡村水泥路: 顶管穿越; 机耕道、碎石路: 开挖+ 套管方式
合计	***	***	***	***	/

图 3.8-4 泸 201H5~阳 101H18 集输管线绵泸高铁穿越处(顶管方式穿越)

图 3.8-5 泸 201H5~阳 101H18 集输管线成遵高速穿越处(顶管方式穿越)

(2) 河流穿越工程

① 穿越情况统计

本项目沿线区域地表水流均属内陆河***, 项目集输管线工程穿越均为小型河流和沟渠, 管线共穿越河流 5 次, 穿越小型沟渠、冲沟 4 次。

穿越均为小型河流或沟渠, 不涉及集中式饮用水源, 因此采用大开挖方式

穿越。项目穿越水域情况及施工方式见下表。

表 3.8-6 集输管线穿越水体统计表

序号	管线名称	管线长度 km	穿越河流次 数/长度	穿越沟渠 长度/次数	备注	施工方式
1	泸 201H1~泸 212(气管道单 管敷设)	2.31	***	***	***	***
2	泸 201H2~泸 201H3(气管 道与水管道同 沟敷设)	8.78	***	***	***	***
3	泸 201H3~泸 215(气管道单 管敷设)	6.32	***	***	***	***
4	泸 201H5~阳 101H18(气管 道与水管道同 沟敷设)	7.11	***	***	***	***
5	泸 201H6~泸 216(气管道单 管敷设)	3.05	***	***	***	***
6	泸 201H7~泸 226(气管道与 水管道同沟敷 设)	3.65	***	***	***	***
7	泸 201H8~泸 226(气管道与 水管道同沟敷 设)	6.32	***	***	***	***
8	泸 216~铁清 站(气管道单 管敷设)	1.35	***	***	***	***
9	泸 201H1 平台 泵站~泸 201H2 平台泵站气田 水管线	12.03	***	***	***	***
10	泸 201H3~泸 201H4 气田水 管道支线	3.73	***	***	***	***
合计		50.92	***	***	***	***

图 3.8-4 泸 201H2~泸 201H3 集输管线石鹿溪（久桥河（石鹿溪））穿越处

(大开挖方式穿越)

图 3.8-5 泸 201H8~泸 226 集输管线南井河穿越处(大开挖方式穿越)

图 3.8-6 泸 201H8~泸 226 集输管线和尚洞河穿越处(大开挖方式穿越)

②穿越施工方式

目前主要的河流穿越方式如下表所示。

表 3.8-7 主要河流穿越方式一览表

穿越方式	施工方式和特点	适用条件	优、缺点
定向钻穿越	用泥浆通过钻杆推动钻头旋转破土前进,按照设计的管道穿越曲线钻导向孔。然后连接回拖,完成管道的穿越	穿越适合的地层主要为:黏土、粉质粘土、粉土、粉细砂、细砂、泥岩等。难于成孔的流砂、淤泥或高强度且变化复杂的基岩层,不宜采用定向钻穿越敷设管段	优:无涉水施工; 缺:对施工场地面积、地貌和穿越长度有要求,投资较开挖穿越大
开挖穿越	将管道埋置于河床稳定层内的穿越敷设方式	用于各种地层。对于穿越河段属于水源地一级保护区的河流禁止采用开挖穿越;对于通航的河流,不宜采用开挖穿越	优:施工操作简单,施工周期短,造价低; 缺:扰动水体,施工期间会短期增加水中 SS 浓度
顶管穿越	通过传力顶铁和导向轨道,用支撑于基坑后座上的液压千斤顶将管压入土层中,同时挖除并运走管正面的泥土。当第一节管全部顶入土层后,接着将第二节管接在后面继续顶进,这样将一节管子顶入,作好接口,建成涵管	适于修建穿过已成建筑物、交通线下面的涵管或河流、湖泊	优:偏差小,费用低,时间短,占地少; 缺:遇到复杂地质情况时,施工困难,工程造价增高

A、河流沟渠穿越工程

本项目穿越其他小型河流时均采用围堰大开挖方式穿越,沟埋敷设。穿越处管顶应埋深至稳定层,且不小于淤泥层下 1m,并根据实际地质情况采取混凝土封盖或设置配重压袋的稳管措施保护管道,及时做好水工保护,确保管道安全。管道施工完毕后,应立即恢复沟渠原貌。

(3) 其他穿越工程

管道与原有埋地输气管、电缆、水管等交叉时,应从原有管道下方 0.3m

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

（4）线路附属设施

①标志桩

根据《管道干线标记设置技术规定》SY/T6064—2011 的规定，管道沿线应设置：

里程桩：每公里设一个，一般与阴极保护桩合用。

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

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

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

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

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

②警示牌

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

警示牌设置位置：

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

③警示带

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

(5) 临时工程

①施工便道

本项目管线施工在交通不便利处需修建施工便道，总长约 3.0km，路面宽 3.5~4.5m。

②堆管场

本项目集气支线部分小于 3km，长度较短，堆管主要依托两端平台站场；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 12 处，单个堆管场占地面积约 600m²。

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 3.8-7 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，管线和平台井站施工均可依托周边农户，不单独另设施工营地。

3.8.5 集输管线工程主要工程量

本项目集输工程主要工程量见表 3.7-10。

表 3.7-10 集输管线工程量统计表

序号	项目	模	备注
线路工程：总长度 80.51km			
(一) 输气管道管径、材质、管型			
1	管径为 D114.3, L360N 无缝钢管	***	***
2	管径为 D168.3, L360N 无缝钢管	***	***
3	管径为 OD200, 柔性复合管	***	***
4	管径为 OD160, 柔性复合管	***	***

(二) 水域穿越			
1	穿越河流	***	***
2	穿越沟渠、冲沟	***	***
(三) 公路穿越			
1	穿越铁路	***	***
2	穿越高速路	***	***
3	穿越省道、县道	***	***
4	穿越乡村道路	***	***
(四) 其他穿越			
1	地下管道、地下电（光）缆	若干	人工开挖方式，并用角钢或钢管对穿越部分的管道进行保护
(五) 附属工程			
1	标志桩、警示牌、警示带	按需配置	
2	钢筋混凝土套管	按需配置	
3	绝缘橡胶板	按需配置	
(六) 防腐工程			
1	集气管道外防腐层采用二层 PE 加强级防腐层	38.89km	
(七) 土石方			
1	挖方量	***	能做到挖填平衡
2	填方量	***	
3	弃方量	***	
(八) 道路			
1	施工便道	***	
(九) 占地			
1	临时占地（施工作业带、堆管场、施工便道）	***	
2	永久占地（标志桩、警示牌等）	***	

3.9 供、排水工程

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

3.9.1 供水工程

(1) 项目用水量

①施工期

2025 年~2026 年度总需完成部署的 32 口页岩气井,预计每口井钻井用水量为 500m^3 ,压裂液配置用水量单井约 60000m^3 不等。因此,项目钻井用水总

量约为 1.60 万方，压裂液配置用水总需求量约为 192 万方，共计 193.6 万方。施工期除钻井和压裂液配置用水以外，还有生活用水、试压用水等等，但用水量均较少，因此重点统计区块开发钻井用水和压裂液配置用水情况，外结合开发时序，本项目年度用水量见下表，详见表 3.9-1。

表3.9-1 施工期年度各井组用水量统计表（单位：万m³）

根据产能建设开发时序，泸201井区产能建设工程用水量最大为2025年，用水量96.8万m³，平均日需水量约2652.1m³/d。根据区块内已建井场数据及建设单位根据区域开发时序，区块内已建井场重复利用泸201井区及邻近井区其它井场返排液量约占压裂液总量的70%，井场内新配置压裂液量新鲜水用量约占30%。重复利用压裂液采用管线运输，新鲜水采用潜水泵取水、管道输水方式输送至井场压裂液罐（2500m³）+储存池（500m³）储存供给。基于区块内各井场分布较为分散，因此新鲜水主要取自井组附近水井或附近较大的地表水体，在取水前建设单位将取得相关水务部门同意后再实施取水，取水方式采用pvc明管进行输送，取水属于临时工程，时间较短，因此压裂取水对当地水资源量的影响较小。本项目各井场拟取水位置如下表。

②运营期

运营期无生产用水，各采气平台井站采用无人值守方式，无生活用水。

（2）项目取水方案

本项目钻井和压裂取水均优先使用其他井场产生压裂返排液（占比约80%），不够的新鲜水拟在就近的河流或水库取水（20%），地表水体取水的河流主要为沱江、濑溪河、青木洞水库及玛瑙滩水库，根据项目施工时序、项目供水量以及取水河流或水库水流量调查，项目施工期取水情况及占取水河流流量（水库库容量）比例统计表见下表 3.9-2，通过统计数据可知，本项目年度取水量在河流水流量占比最大的为濑溪河，占比为 2.24%，年度取水量在水库库容量占比最大的为玛瑙滩水库，占比为 1.41%；项目取水在各河流流量及水库库容量中占比非常小，取水比例远远小于生态流量 10%，项目所在区域

地表水水资源丰富，故本项目实施期间取水不会对区域地表水体造成较大影响；同时项目取水河流取水点上游 500m 以及下游 8.5km 无集中式饮用水源保护区，水库无饮用水功能，本项目要求在施工取水前，须取得水务部门同意取水后方可取水，项目施工取水对当地地表水环境影响较小，可接受。

表 3.9-2 项目施工期取水情况统计表

3.9.2 排水工程

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

工程污废水主要包括钻井废水、方井雨水及初期雨水、压裂返排液、气田水、试压废水、检修废水和生活污水。钻井废水、初期雨水、方井雨水经收集后用于钻井泥浆和压裂液配置用水。其余废水暂存于压裂液罐（容积 2500m³）或储存池（容积 500m³），通过管道输送，回用于各平台压裂液配置。压裂返排液优先用于平台内压裂液配制，其次采用管道或罐车运至区域其它平台用于压裂液配制，最终无法回用（约 10%）的废水拉运至回注井回注处理；气田水暂存平台原有储存池，通过管网输至其他井场用于钻井和压裂用水，如不能回用则通过回注井回注处理或转运至有处理能力且环保手续齐全的污水处理厂进行处理。施工期间和运营期间现场均无废水现场直接外排。

3.10 依托工程

本项目主要依托工程为回注井及污水处理厂依托、固废依处置单位依托。

3.10.1 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、自 23 井、镇 2 井、桐 8 井及寺 47 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 2092.4m，1995 年 12 月转为回注井，回注层位为茅口组，设计回注量 156 万 m³。2016 年 12 月，泸州市人民政府办公室以“泸市府办函[2016]207”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 86 万 m³，剩余回注空间约 70 万 m³，回注能力为 400m³/d。

2) 主要处理工艺

根据《蜀南气矿钻井、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。根据阳 33 回注井例行监测数据，回注入回注井的采出水中各项因子均满足《气田水回注技术规范》（Q/SY 01004-2016）的要求。

表 3.10-1 阳 33 回注井气田水例行监测数据（2023.2.16 监测）mg/L

4) 回注井“四性”分析

封闭性：根据《蜀南气矿钻井、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 回注井回注层位为茅口组，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、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。

根据阳 33 回注井附近的地下水例行监测数据可知，各项监测因子均满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）的Ⅲ类水标准限值。

表 3.10-2 阳 33 回注井地下水例行监测数据（2023.2.16 监测）mg/L

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 86 万 m^3 ，剩余回注空间 70 万 m^3 。

②自 23 井

1) 基本情况

自 23 井位于四川省自贡市大安区三多寨镇元湾村 3 组，隶属于中国石油天然气股份有限公司西南油气田分公司蜀南气矿。2019 年 8 月，《自 23 井回

注工程环境影响报告表》获得自贡市生态环境局批复(自环准许(2019)55 号), 2020 年 8 月, 自 23 井回注站建成投产; 2021 年 2 月, 自 23 井回注站完成验收。自 23 井回注工程设计回注规模为 $200\text{m}^3/\text{d}$, 回注地层为茅口组, 设计总容量约 $37.4 \times 10^4\text{m}^3$, 主要作为周边气田及自贡等地区页岩气所产气田水回注井。目前该回注井已稳定运行, 已累计回注废水约 7 万 m^3 , 剩余回注空间 30.4 万 m^3 。试注试验表明自 23 井具有持续的注入能力, 地层可容纳能力强, 井身结构良好, 能满足废水的回注要求。

2) 主要处理工艺

页岩气气田水及周边气田气田水均应处理达到《气田水回注技术规范》(Q/SY01004-2016)与《西南油气田分公司气田水回注站工程》中的水质标准后, 方可拉运至自 23 井回注。根据自贡地区同类项目的类比分析, 项目废水通过预处理后可满足《气田水回注技术规范》(Q/SY01004-2016)与《西南油气田分公司气田水回注站工程》中的水质标准, 可直接拉运至自 23 井回注, 符合其水质控制要求。

3) 回注水质

回注水质执行《气田水回注技术规范》(Q/SY 01004-2016)的要求。

4) 回注井“四性”分析

封闭性: 自 23 回注井地面出露侏罗系沙溪庙组地层, 回注井所在水文地质单元内无回注层位茅口组地层的出露, 距离二叠系茅口组地层露头远, 最近的露头为南侧珙县巡场附近, 直线距离 108km 左右, 东面露头在重庆中梁山, 直线距离 180 公里 km, 西面露头在马边、峨眉一带, 直线距离 122km 左右, 综上所述, 本回注井距离回注层位露头较大, 不存在同层地质露头溢流回注水到地表造成污染的环保风险。

井筒完整性: 根据自 23 井井身结构可知, 自 23 井采用水泥固井, 井下有套管。根据业主提供资料, 水泥与套管、水泥与井壁固结好, 水泥胶结强度高, 油气水层封好, 固井质量较好。试注其间及试注后, 压力稳定, 因此在相对封闭盖层一定压力下, 回注气田水沿井筒窜入其他地层的可能性较小。

配伍性: 根据业主提供资料, 自 23 井回注气田水水质类型为 CaCl_2 型。

本项目拟回注自贡等页岩气所产气田水，其水质类型为 CaCl_2 型，水质类型与目的层的回注层气田水水质类型配伍性较好，不会发生气田水互不相溶、堵塞等现象。

环境可行性：自贡等地区页岩气井所产气田水经过过滤、计量后经处理达到水质要求后的气田水经回注泵加压后回注至深层地下。根据《气田水回注可行性论证》报告，自贡等地区页岩气所产气田水与自 23 井茅口组地层水水型相近，与自 23 井回注层岩石及地层水之间的配伍性较好，自 23 井茅口组储层可以用于回注蜀南气矿自贡等地区页岩气地层水，不会发生气田水互不相溶、堵塞等现象。

综上，自 23 井回注井满足《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

自 23 井目前正常运行，目前已累积回注 7 万 m^3 ，剩余 30.4 万 m^3 。

③镇 2 井

1) 基本情况

2017 年 7 月隆昌生态环境局以隆环建〔2017〕16 号文批复镇 2 井项目环评；2020 年 8 月，镇 2 井完成了竣工环境保护自主验收。

镇 2 井位于内江市隆昌响石镇镇宝峰村，回注井站场内设置了同等规模的气田水预处理装置，采用三级过滤+沉淀处理工艺处理，服务范围为蜀南地区茅口组和震旦系灯影组含硫气田水回注。镇 2 井设计回注规模为 $200\text{m}^3/\text{d}$ ，回注地层为茅口组，总回注空间约为 $137.3 \times 10^4\text{m}^3$ ，已累计回注废水约 41.6 万 m^3 ，剩余回注空间 95.7 万 m^3

2) 主要处理工艺

回注井主要采用三级过滤+沉淀处理工艺处理，处理后水质满足《气田水回注技术规范》（Q/SY 01004-2016）的要求。

3) 回注水质

回注水水质执行《气田水回注技术规范》（Q/SY 01004-2016）的要求。

根据镇 2 回注井例行监测数据，回注入回注井的采出水中各项因子均满足《气田水回注技术规范》（Q/SY 01004-2016）的要求。

表 3.10-3 镇 2 回注井气田水例行监测数据（2023.2.16 监测）mg/L

4) 回注井“四性”分析

封闭性：根据镇 2 井环评文件，镇 2 井地面出露层系为侏罗系沙溪庙组，根据回注井地层层序结构，茅口组上覆地层厚约 2161 米，直接盖层为龙潭组，岩性为泥岩、页岩、铝土质泥岩等，其上覆盖飞仙关组、嘉陵江组、雷口坡组、须家河组等地层，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，封闭性较好。气田水回注层位茅口组埋深在 2161 米以下，镇 2 井回注层溢流到地表造成污染的环保风险可能性小。另外，龙市镇地面出露侏罗系沙溪庙组地层，距离二叠系（长兴、龙潭、茅口组）地层露头远，最近的露头直线距离最小都在 120 公里以上，东面露头在重庆中梁山，南面露头在宜宾兴文、珙县一带，西面露头在乐山马边、峨眉一带，同层地质露头溢流回注水到地表造成污染的环保风险可能性小。

井筒完整性：镇 2 井各层套管之间灌注水泥浆。水泥与套管、水泥与井壁固结好，水泥胶结强度高，油气水层封隔好，固井质量较好。因此在相对封闭茅口组回注段嘉陵江组、雷口坡组、须家河组优质石膏密封层盖层的一定压力下，回注气田水沿井筒窜入其他地层的可能性较小。

配伍性：根据镇 2 井回注工程竣工环境保护验收调查报告资料，镇 2 井回注站配备 50m³ 污水罐、气体水闪蒸胺液脱硫、沉淀过滤撬。配备其预处理后的气田水水质满足《气田水回注技术规范》（Q/SY01004-2016）相关规定，且镇 2 井回注层位为茅口组，回注气田水水质类型要求为 CaCl₂ 型，本区块产生的废水水质类型为 CaCl₂ 型，pH 在 6-9 之间，符合其回注水水质要求，不会对回注层产生二次堵塞和侵蚀地层，即镇 2 井回注气田水不会发生互不相溶、堵塞等现象，气田水配伍性较好。

环境可行性：根据回注站镇 2 井回注验收阶段，回注井周边地下水跟踪监测情况，自回注以来，回注井原环评文件关注的污染因子，在横向上均满足《地

下水质量标准》（GB/T 14848-2017）III类水质标准，未见地下水环境质量异常；在纵向上，两口回注井周边水井水质除极易受农村面源和生活污染源影响的耗氧量指标有波动外，其余两个井周边居民水井的各项监测指标保持了相对的稳定，水质未见明显差异。同时，对比现阶段在回注的镇 2 井环评阶段特征因子监测数据，镇 2 井周边地下水特征因子氯离子范围为 58.8~61.7mg/L，在原环评阶段 31.3~217.3mg/L 波动范围内，未见氯离子特征因子的明显升高或异常变化，现阶段变化趋势不明显。根据回注站验收调查报告资料，回注站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。

据镇 2 回注井附近的地下水例行监测数据可知，各项监测因子均满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）的III类水标准限值。

表 3.10-4 镇 2 回注井地下水例行监测数据（2023.7.7 监测）mg/L

综上，镇 2 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

目前镇 2 井正常运行，镇 2 井累积已回注 41.6 万 m³，剩余 95.7 万 m³。

④桐 8 井

1) 基本情况

桐 8 井位于四川省宜宾市江安县桐梓镇，隶属于中国石油天然气股份有限公司西南油气田分公司蜀南气矿。2008 年 7 月，《桐 8 井回注工程环境影响报告表》获得原宜宾市环境保护局批复（宜市环函〔2018〕248 号），2008 年 12 月，桐 8 井回注站建成投产；2021 年 12 月，桐 8 井回注站完成验收。桐 8 井回注工程设计回注规模为 200m³/d，回注地层为茅口组，设计总容量约 346.8×10⁴m³，主要作为周边气田地区页岩气所产气田水回注井。目前该回注井已稳定运行，已累计回注废水约 216.5 万 m³，剩余回注空间 130.3 万 m³。

2) 主要处理工艺

本项目不设置气田水预处理装置，回注水在桐 18 井、井 26 井站预处理后水质达到《气田水回注技术规范》（Q/SY 01004-2016）中推荐水质主要控制指标，由本工程新建的输水管线泵至桐 8 井站至桐 8 井目的层（茅三），采用酸酐玻璃钢管回注井回注工艺，回注作业均在白天进行。

3) 回注水质

回注水质执行《气田水回注技术规范》（Q/SY 01004-2016）的要求。

4) 回注井“四性”分析

封闭性：桐 8 井所处气田地面出露侏罗系沙溪庙组地层。距离三叠系（须家河、雷口坡、嘉陵江、飞仙关组）地层露头远，最近的露头直线距离最小 30 公里左右，北面、西北面露头在富顺、隆昌、泸县交界一带，西南面露头在兴文、珙县一带，不存在同层地质露头溢流回注水到地表造成污染的风险。其次，地面出露层系为侏罗系沙溪庙组。嘉陵江组上覆地层厚达 992.5m，直接盖层为须一，其上还有自流井组、凉高山等地层广泛分布泥岩、页岩，为优质盖层，能够有效阻隔天然气和地层水上窜。

井筒完整性：本项目注入层以上生产套管有可有效封隔注入层流体的连续厚度大于 25m 的优质固井井段。根据试压结果，本项目井口装置结构完整、密封良好；使用设备均采用满足防腐防要求。

配伍性：桐 8 井气田水水质类型为 CaCl_2 型。本项目拟回注江安、长宁等地区所产返排液、气田水等，长宁地区水质类型为 CaCl_2 型，与桐 8 井目的层的回注层气田水水质类型配伍性较好，不会发生气田水互不相溶、堵塞等现象。

环境可行性：根据《气田水回注可行性论证》报告，长宁、泸州等地区所产气田水与桐 8 井茅口组地层水水型相近，与桐 8 井回注层岩石及地层水之间的配伍性较好，桐 8 井茅口组组储层可以用于回注长宁页岩气地层水，不会发生气田水互不相溶、堵塞等现象。

据桐 8 回注井附近的地下水例行监测数据可知，各项监测因子均满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）的 III 类水标准限值。

表 3.10-5 桐 8 回注井地下水例行监测数据（2023.2.16 监测）mg/L

综上，桐 8 井回注井满足《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

目前桐 8 井正常运行，桐 8 井累积已回注 216.5 万 m³，剩余 130.3 万 m³。

⑤寺 47 井

1) 基本情况

寺 47 井于 2020 年 6 月 9 日获得泸州市合江生态环境局《寺 47 井回注工程建设项目环境影响报告表》的批复（合环建[2020]15 号），2020 年 10 月投入试运行，于 2021 年 4 月 26 日通过竣工环境保护验收，目前运行正常。寺 47 井回注站隶属于中国石油天然气股份有限公司西南油气田分公司蜀南气矿，位于四川省泸州市合江县大桥镇流石村 11 组。寺 47 井储层地下腾空体积为 79.8×10⁴m³，已回注空间 18.3×10⁴m³，设计回注能力为 600m³/d，主要作为长宁、泸州、自贡等地区气田钻井、开发、生产所产生的气田水回注井。

2) 主要处理工艺

根据《寺 47 井回注工程建设项目竣工环境保护验收调查报告》，回注井主要采用沉淀+预处理工艺，处理后水质满足《气田水回注技术规范》（Q/SY 01004-2016）的要求。处理工艺见下图。

图 3.3-15 寺 47 井回注工艺流程示意图

3) 回注水质

回注水质执行《气田水回注技术规范》（Q/SY 01004-2016）的要求。

4) 回注井“四性”分析

封闭性：根据当地水文地质资料，寺 47 井所在区域具有供水意义的含水层为沙溪庙组，回注层为茅口组，其间有须家河组三段、五段等多个隔水层；寺 47 井西侧高寺构造近轴部有一逆断层，该断层向上断开下三叠统飞仙关组

底界消失于下三叠统飞仙关组内部地层之中；向下断开下二叠统底界消失于志留系内部地层之中，非通天断层，注入后不会对具有供水意义的含水层（沙溪庙组）造成影响。回注区无通天断层，寺 47 井距离周边茅口组出露处最近距离约 64km（出露处位于宜宾市珙县、兴文县境内）。

井筒完整性：寺 47 井井口装置采用 KQ65-35/70 型采气树，2019 年 4 月在修井过程中更换了大四通。KQ65-35/70 型采气树工作压力 35MPa，强度压力 70MPa，全部承压件均采用优质合金钢锻件，并经防腐处理。井口装置工作压力远大于设计回注压力（6.3MPa）。根据修井报告，井口装置结构完整、密封良好，修井后期对井口装置进行了试压，试压结果评定为合格，固井质量满足回注要求。

配伍性：寺 47 井回注井主要接纳长宁、泸州、自贡等地区气田钻井、开发、生产所产生的气田水，经地面预处理后再进行回注。根据寺 47 井气田水回注可行性论证报告，蜀南气矿已对长宁、泸州、自贡等地区气田水与寺 47 井回注层地下水进行了配伍性试验，根据配伍性试验结果，所回注气田水与回注层地下水可以做到相容，不会产生二次沉淀堵塞地层。

环境可行性：寺 47 井主要接纳长宁、泸州、自贡等地区气田钻井、开发、生产所产生的气田水，无与油气开采无关的废水。回注井选用枯竭采气层进行回注，回注层为茅口组，其上覆地层厚达 2498.47m，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，寺 47 井选井满足技术要求。井管设表层套管、玻璃钢油管和油层套管共三层套管。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。

综上，寺 47 井回注井满足《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

寺 47 井目前正常运行，目前已累积回注 18.3 万 m³，剩余 61.2 万 m³。

⑥回注井依托可行性

根据前述分析，5 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。泸 201 井区产能建设工程依托回注井情况一览表见表 3.10-1。

表 3.10-1 泸 201 井区产能建设工程依托回注井情况一览表

3.10.4 污水处理厂依托情况

根据收集资料显示，泸 201 井区压裂废水处理未建设单独处理站，依托司泸州市兴泸污水处理有限公司、四川瑞利生物科技有限公司及四川泸天化麦王临港环保有限责任公司进行处理，以上 3 家公司具体情况如下，废水处理协议见附件。

(1) 泸州市兴泸污水处理有限公司

泸州市兴泸污水处理有限公司现经营有泸县城市污水处理厂及泸州市城南污水处理厂，具体介绍如下：

A、泸县城市污水处理厂

泸州市城南污水处理厂工程位于泸州市江阳区黄舣镇界碑村一社，该废水处理厂主要服务范围为江阳区城南组团的北片区、泰安-黄舣组团的泰安片区和沙茜组团，设计处理总规模为 15 万 m^3/d ，该项目环评于 2015 年 10 月 30 日通过原泸州市环境保护局审批，批文号为泸市环建函〔2015〕115 号；于 2018 年 12 月企业针对泸州市城南污水处理厂工程项目进行了竣工环保自主验收，实际建成并运行污水处理规模为 5 万 m^3/d ；企业于 2022 年进行了技术改造，改建后污水处理设施拟接纳石油气田废水，设计日处理量为 950 m^3/d ，2022 年 5 月取得泸州市生态环境局颁发的排污许可证(编号：91510521MA63YFF10B)。

生活污水采用“絮凝沉淀+水解酸化+臭氧接触氧化+MBR+化学沉淀+高效流砂过滤+紫外线消毒”处理工艺；油气田废水采用“缓冲调节+气浮除油+芬顿+除钡+软化+混凝沉淀+超滤+DTRO 系统+RO 系统”处理。该污水厂目前运转正常，油气田废水处理通过泸州市第二污水处理厂排入长江。

B、泸州市城南污水处理厂

泸州市城南污水处理厂工程位于泸州市泸县福集镇城南街白龙塔村 6 社，该废水处理厂主要服务范围为泸县城区内居民、餐饮及企事业单位生活污水，设计处理总规模为 2 万 m^3/d ，该项目环评于 2008 年 3 月 20 日通过四川省环境保护厅审批，批文号为川环建函〔2008〕201 号；于 2012 年 7 月 4 日原四川省环境保护厅针对该项目一期工程进行了竣工环保验收，批文号为川环验〔2012〕095 号，实际建成并运行污水处理规模为 6000 m^3/d ；企业于 2022 年

进行了技术改造，改建后污水处理设施拟接纳石油气田废水，设计日处理量为 500m³/d。于 2022 年 5 月取得泸州市生态环境局颁发的排污许可证（编号：91510521MA62246186001Q）。

生活污水采用“CAST 污水处理工艺+紫外线消毒”处理工艺；油气田废水采用“缓冲调节+气浮除油+芬顿+除钡+软化+混凝沉淀+超滤+DTRO 系统+RO 系统”处理。该污水厂目前运转正常，废水经处理达到泸州市兴泸污水处理有限公司第四污水处理厂进水水质要求后进行深度处理达标后排入长江。

（2）四川瑞利生物科技有限公司

四川瑞利生物科技有限公司“气田废水处理站项目”：项目拟建于龙马潭区罗汉街道（城东污水处理厂东侧）设计处理规模为 900m³/d。该项目环评于 2020 年 11 月 17 日通过泸州市生态环境局审批，批复文号为泸市环建函〔2020〕105 号；于 2021 年 04 月 21 日取得泸州市生态环境局颁发的排污许可证（编号：91510100309373470R001Y），并于 2022 年 9 月完成自主验收。

气田废水处理站主要建设内容包括：1 套废水综合处理系统（包括调节缓冲池、二级絮凝沉淀池、铁碳微电解预处理单元，缺氧池、接触氧化池生化处理单元，电催化氧化、反渗透（RO）深度处理单元），1 套污泥处理系统，1 套水质监测系统，以及配套辅助、公用设施。验收监测结果表明：各废气指标满足《恶臭污染物排放标准》（GB14554-1993）标准限值要求，各废水水质指标满足《污水综合排放标准》（GB8978-1996）、《污水排入城镇下水道水质标准》（GB/T31962-2015）和《四川省水污染物排放标准》（DB51/190-93）相关限值要求。

（3）四川泸天化麦王临港环保有限责任公司

四川泸天化麦王临港环保有限责任公司“泸县经济开发区神仙桥临港产业园污水处理厂及管网工程项目”位于泸州市泸县经济开发区神仙桥临港产业园，该废水处理站主要服务范围为神仙桥临港产业园范围内的生产废水及生活污水，设计处理规模为 0.5 万 m³/d，该项目环评于 2017 年 7 月 25 日通过四川省环境保护厅审批，批文号为川环审批〔2017〕207 号；2019 年 3 月企业针对泸县经济开发区神仙桥临港产业园污水处理厂（一期）及管网工程项目进行了

竣工环保自主验收，实际建成并运行污水处理规模为 0.25 万 m³/d；于 2022 年 5 月取得泸州市生态环境局颁发的排污许可证(编号：91510521MA63YFF10B)。企业于 2022 年 8 月进行了技术改造，在原有的污水处理工艺的基础上，新增 1 套 1500m³/d 含盐废水预处理系统，并进行了建设项目环境影响登记表备案（备案号：202251052100000071）。

页岩气废水处理工艺：采用卸水池+调节池+pH 调节池+气浮+强电解+絮凝沉淀池+臭氧氧化+二沉池+离子交换+超滤+二级反渗透工艺，含盐废水用罐车单独运输至含盐废水预处理系统处理。处理后的浓水（高盐水）经 STRO 膜浓缩后外委盐化工厂协同处理；处理后的淡水达到现有泸县经济开发区神仙桥临港产业园污水处理厂 AAO 池设计进水浓度后，进入现有污水处理系统中的 AAO 池，进行后续处理，出水满足《四川省岷江、沱江流域水污染物排放标准》表 1 中工业园区集中式污水处理厂标准(未做规定的指标执行《四川省水污染物标准》（DB51/190-93）中 C 类水域标准）后进入人工湿地进一步处理后排入长桥河。

泸 201 井区产能建设工程依托污水处理厂情况一览表见表 3.10-2。

表 3.10-2 泸 201 井区产能建设工程依托污水处理厂情况一览表

3.10.5 固废处置单位依托情况

(1) 水基钻井固废

泸 201 井区钻井过程产生的水基钻井固废属于第Ⅱ类一般固体废物，收集后采用密闭罐车转运至有资质的砖厂或水泥厂进行资源化利用。

(2) 油基钻进固废

根据收集资料及现场踏勘，企业每个井场均设置 30m²的危废危废贮存点，危废暂存间满足《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）和《危险废物收集、贮存、运输技术规范》（HJ2025-2012）中对危废危废贮存点地相关环保要求。

3.10 工程占地及土石方平衡

3.10.1 工程占地

根据泸 201 井区产能建设工程内容，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 3.8-1。

表 3.8-1 泸 201 井区产能建设工程占地情况

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	***	***	临时占地为钻井期间井场、进场道路、表土堆场等
2	站场工程	采气平台井站	***	***	位于井场临时用地占地范围内
12	管道工程	作业带+堆管场	***	***	施工完毕后生态恢复
		施工便道	***	***	
		标志桩、警示牌等	***	***	位于作业带临时占地范围内
小计			***	***	***
合计			***		

泸 201 井区产能建设工程总占地面积***hm²，其中临时占地***hm²（主要为集输管道施工临时占地和各井场钻井施工场外附属设施临时占地），永久占地***hm²（主要为脱水站、平台井站、管线附属设施标志桩、以及警示牌等占地）。

根据项目占地类型统计，永久占用的土地类型主要为耕地，占用面积为

1.97hm²，占比约 74.59%，其中旱地为 61.33%、水田为 13.26%。在临时占地中，主要占地类型仍为耕地，总占地约***hm²，占比为 61.10%，其次为草地及林地，占用面积分别为***hm²、***hm²，占比约 6.50%、10.20%。项目临时占地中占用永久基本农田约***hm²，永久占地中占用永久基本农田约 1.21hm²。项目占地类型统计表见下表。

表 3.8-2 泸 201 井区产能建设工程占地类型情况

类型	临时占地		永久占地/	
	面积 hm ²	占比%	面积 hm ²	占比%
旱地	***	***	***	***
水田	***	***	***	***
草地	***	***	***	***
林地	***	***	***	***
其他	***	***	***	***
合计	***	***	***	***

3.10.2 土石方平衡及堆存

泸 201 井区产能建设工程包括钻井工程、采气工程和集输管线工程。由于各采气平台建设主要是撬装设备的安装，以及站内管线的安装（多为地面），均在相应的钻井井场内建设完成，各采气平台建设开挖土石方量较小，各平台施工土石方均可做到各自井场场地内平衡，未出现过土石方弃方和借方量情况，因此本次土石方量统计将分为钻井井场及集输管线两部分进行，平台井站建设开挖土石方量纳入钻井井场建设开挖土石方量一并统计，不再单列。

本项目建设过程中土石方挖方量约 13.95 万 m³，填方 13.95 万 m³，钻前施工和管线施工中优先剥离 0.3m 厚表土各井场就近独立设置表土堆场集中堆存（就近堆存便于施工结束后的临时占地恢复用土），剩余场地平整产生的土石方做到场地挖填自行平衡，根据已实施的前期部署井场钻前施工实际情况，各井场钻前施工土石方均可做到各自井场场地内平衡，未出现土石方弃方和借方的情况，管沟开挖产生的土石方回填管沟后全部摊铺在施工作业带内（8～12m 宽），对地面抬高约 1cm 左右，对地形地貌影响甚微。故项目施工期产生的土石方全部可实现土石方平衡，无弃方产生。

3.11 组织机构定员及施工进度

3.11.1 钻井工程组织机构定员及施工进度

钻前工程：主要为土建施工，由土建施工单位组织当地民工施工作业为主，高峰时单平台每天施工人员约 80 人。仅白天施工，夜间不作业，单平台施工时间约 1 个月。

钻井工程：本项目钻井工程施工队由钻井专业人员组成，每个钻井队共计 50 人左右，管理人员有队长、副队长、地质工程师、钻井工程师、钻井泥浆工程师、动力机械师、安全监督、环保员等，24h 连续不间断作业。双排布置的平台根据计划和施工条件，实施双排钻井同时作业，单个平台钻井工程施工时间约 4 个月（其中泸 201H7 井场 8 口井约 8 个月）。

压裂作业：由页岩气井下压裂作业专业人员组成，包含储层水力压裂、稳压、返排测试放喷定产作业，每个平台共计 50 人左右，办公、生活依托钻井工程的活动板房，仅白天施工，夜间不作业，单口井压裂时间约 2 个月。

3.11.2 地面集输工程组织机构定员及施工进度

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

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

本项目运营期各采气平台井站均无人值守。

4 工程分析

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

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

4.1 施工期工程分析

本项目拟部署 7 个钻采平台及配套集输管道工程建设，其中 2024 年主要为试采井站转为正式采气（钻井及试采阶段已单独开展环评，本次不再重复评价施工期），工程内容概况见表 3.1-6，施工进度概况见表 4.1-1。

表 4.1-1 项目施工进度概况

实施年	建设内容
2025	部署泸 201H1-1/2/3/4、泸 201H2-1/2/3/4、泸 201H3-1/2/3/4、泸 201H5-1/S1/2/3，并配套建设集输工程，管线拟先于井场实施
2026	部署泸 201H6-1/2/3/4、泸 201H7-1/2/3/4/5/6/7/8、泸 201H8-1/2/3/4，并配套建设集输工程，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。

（1）钻前施工工序及产污环节分析

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

图 4.1-1 钻前工程施工过程及主要环境影响

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

（2）钻前施工内容

（1）井场建设

本项目钻前工程主要包括新建井场（规格：108m×95m、173m×95m）、储存池（500m³）、燃烧池（7m×13m×3.5m，各配套 20m³集酸池 1 个）、钻井办公生活区活动板房、钻井设备基础，以及对钻井设备工艺区场地实施防腐防渗作业、给排水、供配电等辅助工程。

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

（2）道路建设

本项目井场道路主要为新建道路和改建公路。

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

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

③路基施工注意事项：路基施工填方地段填筑路基前必须挖除软土层，夯

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

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

（3）分区防渗

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

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

②储存池防渗措施：池底开挖后先用原土夯实、整平，整平后铺设 10cm 厚 C15 混凝土垫层，然后打 40cm 厚的 C30 防渗钢筋混凝土，最后刷一层防水材料，防渗等级为 P8，总共厚度为 55cm。墙身和基础处理：外墙墙身、立柱均采用 C30 防渗钢筋混凝土，防渗等级为 P8，混凝土采用商品混凝土。池内壁、池底和池墙转脚防水层采用 1:3 水泥砂浆抹面，厚度 2cm。

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

页岩标砖封堵。

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

⑤清洁化生产装置区、油罐区、泥浆储备罐区及清洁化堆放场防渗：清洁化生产场地先铺设 20cm 厚片石层，再铺设 20cm 厚 C25 砼层；泥浆储备罐区先铺设 10cm 厚 C15 砼垫层，再铺设 50cm 厚 C25 钢筋砼。油水罐基础均采用 Mu30 条石浆砌，砌筑砂浆为 M7.5 水泥砂浆，基础顶面采用 1:3 水泥砂浆找平，厚度 30mm。

（4）井场清污分流

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

（3）钻前施工主要污染工序及产污情况

①生态环境

井场道路修建、井场平整、设备基础开挖过程，将导致地表原有农作物、灌草地破坏，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耕地为主，表层土具备耕种功能，钻前施工前采取剥离表层 0.3m 后表土方式集中堆存，便于井场施工结束后对临时占地的复耕复种用表土，恢复临时占用耕地的生产力。

②废气

钻前施工人员生活依托周边居民生活设施。本项目钻前工程不设集中生活营区，无集中生活废气排放。钻前工程大气污染物主要为施工扬尘和运输、作业车辆排放的汽车尾气，但属短期影响（钻前施工工期约 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、BOD₅、SS 和 NH₃-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	声源名称	空间相对位置关系	测点距施工机具距离 (m)	最大声级 (dB (A))	声源控制措施	运行时段 (h)
1	推土机	***	***	***	***	***
2	挖掘机	***	***	***	***	***
3	载重汽车	***	***	***	***	***
4	钻孔机	***	***	***	***	***
5	空压机	***	***	***	***	***
6	振动棒	***	***	***	***	***

⑤固体废物

钻前施工中优先剥离 0.3m 表土，就近独立设置表土堆场集中堆存，便于施工结束后的临时占地恢复用土，开挖的土石方由场地内实现挖填平衡。类比本项目区块内已实施钻井工程钻前施工实际情况，井场土石方可做到井场场地内平衡，无弃方和借方。

根据《固体废物鉴别标准通则》（GB34330-2017），现场开挖产生的土石方做场区填方，属于《固体废物鉴别标准通则》（GB34330-2017）中的第 6.1 a 条“任何不需要修复和加工即可用于其原始用途的物质”，属“不作为固体

废物管理的物质”，钻前施工现场应按照各单项工程水土保持方案要求落实临时挖填方的水保措施。

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

钻前施工产排污情况统计见表 4.1-3。

表 4.1-3 钻前施工污染物产排情况统计表

4.1.2 钻井工程施工

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

(1) 钻井工艺流程及产污环节分析

①设备搬运及安装

施工单位用汽车将钻井设备和泥浆循环罐等钻井设备运至进场并进行安装，通常 12~15 天可安装完毕。

②钻井作业流程

根据区块开发方案，项目钻井平台采用双机钻井，钻井方式主要为泥浆钻井，主体采用四开井身结构，各开发井平台第一口井均采用“四开”井身结构，一开采用 $\Phi 660.4\text{mm}$ 钻头开眼，下 $\Phi 508\text{mm}$ 导管至 100m 左右稳定地层，封隔地表窜漏及垮塌层；二开采用 $\Phi 406.4\text{mm}$ 钻头，下 $\Phi 339.7\text{mm}$ 至须家河组顶，水泥返至地面，封隔上部的垮塌层；三开直井段采用 $\Phi 311.2\text{mm}$ 钻头，下 $\Phi 244.5\text{mm}$ 套管至韩家店顶，封隔上部嘉陵江、飞仙关和茅口组低压易漏层，为下步安全钻井和提速创造条件；四开直井段采用 $\Phi 215.9\text{mm}$ 钻头，下外径 $\Phi 139.7\text{mm}$ 、壁厚 12.7mm、钢级 140 套管；四开水平段采用膨胀管对栖霞组进行封隔，膨胀管固井后采用 $\Phi 168\text{mm}$ 钻头钻进，下入 $\Phi 127\text{mm}$ 油层套管下至完钻井深。若无破碎带及易漏地层，平台剩余井将采用“四开”结构，一开采用清水钻井，二开、三开段采用水基泥浆钻井，四开段采用油基钻井。

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，油基固废交由有资质单位进行处理。

一开采用清水钻，二开、三开段采用水基泥浆钻井，四开段采用油基泥浆钻井，清水及水基泥浆钻井工艺流程及产排污环节见图 4.1-2。

图 4.1-2 清水及水基钻井泥浆循环系统和“不落地”清洁化生产处理工艺流程图

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

平台各井二开~三开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

本项目四开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 2.5m³ 岩屑收集罐）、输送装置（螺旋输送机）、脱油装置（油基岩屑甩干机 1 套）三部分组成，实现对油基岩屑和钻井废水等污染物的不落地随钻处理。

清洁生产随钻处理系统工艺步骤：钻井液循环处理系统分离的油基钻井岩屑（振动筛和除砂器、除泥器分离的岩屑）收集后通过螺旋输送机送入油基岩

屑甩干机处理，甩干后的干岩屑通过岩屑收集罐和储存罐收集及暂存中转后交有资质单位外运处置，甩干机脱油进入钻井液循环系统重新用于钻井；钻井废水、方井雨水以及井场初期雨水收集后，经过污水处理罐处理后暂存用于设备清洗或后期压裂液配置。

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

油基钻井液钻井清洁化生产作业流程及产污环节见图 4.1-3。

图 4.1-3 油基钻井液钻井清洁化生产作业流程及产污环节示意图

④钻井泥浆类型及组成

钻井泥浆的组成是根据不同地层性质和地下压力进行调整变化的，根据对项目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、钻前修建的集液池及燃烧池等保留至压裂试气阶段继续使用。

(2) 钻井施工主要污染源及污染物排放情况

①废气

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

A、柴油机废气

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

B、车辆尾气

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

C、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 NO_x 、 CO_2 和水。

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

D、油基泥浆钻井时产生的有机废气

油基泥浆钻井产生的有机废气来源于油基泥浆钻井过程、油基泥浆和油基岩屑暂存时挥发产生的无组织废气，油基泥浆主要成分为白油或柴油，废气成分主要为非甲烷总烃，产生量较小。项目油基泥浆配置好后用泥浆罐拉运至现场进行钻井，暂存时间较短；油基岩屑由废渣罐收集临时存放于泥浆不落地及循环系统区域，定期由危废资质单位进行转运，现场暂存时间短。项目 1 口井油基泥浆钻井时间约 15d，废气的产生随着施工的结束而结束。

根据泸 201 井区同一目的层井深情况，由于本项目各井段均优先使用水基钻井液钻井，本次评价按照四开水平段采用油基钻井液钻井油基泥浆钻井时有机废气产生量。油基泥浆一般含油量在 80%左右，油基泥浆钻井过程产生的无组织排放的废气主要成分是非甲烷总烃。由于油基泥浆中基础油为白油或柴油，单井最大使用油基泥浆用量约 325m³（约 650t），本项目油基泥浆钻井过程中有机物无组织排放量参照《散装液态石油产品损耗》(GB11085-1989)中油类贮存损耗率 0.01%（按月计算），则估算单井实施油基泥浆钻井过程中无组织有机废气产生量约 0.04kg/h，约 0.014t，本项目实施油基泥浆钻井无组织有机废气产生量约 0.448t。根据《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728—2020)相关要求，在钻井过程中，在气田内需将气井采出的井产物应进行汇集、处理、输送的全过程应采用密闭工艺流程，因此，本项目要求对油基泥浆和油基岩屑的暂存必须采用密闭罐进行密闭，同时转运过程中应采用密闭的储罐罐车进行转运，减少气田内有机物挥发量。

②废水

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

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

A 钻井废水

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的钻井的钻井泥浆使用情况，双机钻井平台的完钻阶段钻井废水产生量约 600m³，本项目实施钻井废水产生总量约 4200m³，经隔油沉淀处理后暂存于清洁生产操作区配备的 4×40m³ 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，单井返排液通过气田水管线用于井区其他平台钻井压裂回用。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）

废水类别 \ 污染物	pH	石油类	COD	Cl ⁻
清水钻进后的废水	***	***	***	***
水基钻井液钻进后废水	***	***	***	***

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，目前本区块内钻井废水大部分回用，无法回用（约 10%）的交由依托回注井回注处置或有处理能力且环保手续齐全污水处理厂处理。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中会产生一定的散落污泥，下雨时产生的方井雨水会含有一定的污染物，主要为 SS 和石油类。根据区域气象资料以及区块同类型井类比调查，并结合本项目各井场区域占地情况，1 口方井雨水产生量约 10m^3 ，项目实施方井雨水产生总量约 320m^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，计算单个钻井平台（ $108\text{m}\times 95\text{m}$ 、 $173\text{m}\times 95\text{m}$ ）在 15min 内初期雨水收集量为 227m^3 （ $108\text{m}\times 95\text{m}$ ）及 364m^3 （ $173\text{m}\times 95\text{m}$ ）。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（4 个月或 8 个月）生活用水量约为 480m^3 、 960m^3 （泸 201H7 井场），污水按用水量的 90% 计，则生活污水产生量共计 3840m^3 （约 $3.6\text{m}^3/\text{d}$ ）。生活污水产生量较少，主要污染物 COD 约为 300mg/L ， BOD_5 约为 150mg/L ，SS 约为 250mg/L 、 $\text{NH}_3\text{-N}$ 约为 20mg/L ，采用移动式水冲厕所，粪水由具备资质的单位用吸粪车转运至有处理资质的单位处理。

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

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）

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，水基泥浆钻井固废单位进尺产生量控制在 $0.3\text{m}^3/\text{m}$ 左右，本次评价清水和水基泥浆钻井埋深约 5000m，单井平均水基钻井固废产量为 1500m^3 （3000t）。区块各平台新增水基钻井固废产生总量详见表 4.1-6。

表 4.1-6 各平台水基钻井固废产生量统计表

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块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。区块各平台新增油基钻井固废产生总量详见表 4.1-6。

表 4.1-6 各平台油基钻井固废产生量统计表

C、生活垃圾和包装材料

生活垃圾产生量按 $0.5\text{kg}/\text{人}\cdot\text{d}$ 计算，钻井期间单个钻井队钻井人员 50 人，则预计单平台生活垃圾产生量约 $25\text{kg}/\text{d}$ ，钻井作业期 4 个月或 8 个月（泸 201H7 井场），单平台生活垃圾产生量约 3t 或 6t（泸 201H7 井场）。本项目钻井期间生活垃圾产生总量约 24t。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

表 4.1-7 钻井作业危险废物汇总表

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 60000m³，由其他平台返排液（重复利用）和平台内配置（取新鲜水配置）两部分组成。根据区块内已建平台数据，区块内已建平台重复利用泸州区块相邻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运输，新鲜水采用潜水泵取水、管道输水方式输送至平台压裂液罐（2500m³）+ 储存池（500m³）储存供给。

为减轻项目压裂生产用水对当地河水资源占用，减少单位时间内取水冲击负荷，钻井完成进入压裂阶段时优先在井场后场布置的总容积 2500m³ 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 2500m³/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

②废水

A 压裂返排液

1) 压裂返排液水量

本项目压裂长度为 2000m，采用约 60m~80m/段的长段压裂方案，每段压裂用水量预计为 2000m³，压裂段数约为 30 段，单井压裂用水量约为 6.0 万 m³。

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

根据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 12000m³/口，返排持续时间约 1 个月，返排量峰值约为 600m³/d；剩余的井下压裂液在采气阶段以气水混合物形式返排，直至全部返排完毕。压裂返排液出井后由压裂液罐（有效容积 50×50m³）+储存池（有效容积 500m³）暂存，大部分回用于区块或邻近区块其他井场配置压裂液，无法回用（约 10%）的转运至环保手续齐全的回注井回注或有能力的污水处理厂处置，回用率为 90%。

表 4.1-10 各平台压裂返排液产生量统计表

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 3.6m³/d，本项目压裂期间生活污水产生总量约 6912m³，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、CO₂ 和水蒸气，单井测试放喷时间约 3h，燃烧产物对环境的影响甚微。

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、CO₂ 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 采气平台井站建设工程

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

（1）站场施工工序及产污环节

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

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 CO₂ 和 NO_x 废气，土石方开挖、场地平整及物料装卸等施工过程产生的粉尘，车辆运输产生的二次扬尘等。

③废水

施工期污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 ，本项目试压废水产生总量为 28m^3 ，试压废水经沉淀后回用于施工洒水抑尘等，不外排。

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

④噪声

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

表 4.1-12 单个场站施工主要施工机具噪声源特征

⑤固体废物

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

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

4.1.5 集输管线施工

(1) 集输管线施工工序及产污环节

本井区集输管线包括集气管线（8 条）和气田水管线（7 条），其中 4 条集气管道均同沟敷设气田水管道。集输管道工程施工一般包括施工准备、地表清理、管沟开挖、组装下沟、覆土回填、清管试压等工序。整个施工过程由专业化队伍完成，不设施工营地，依托附近村镇和农户已有的生活设施。施工工序及主要产污环节见图 4.1-8。

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石鹿溪（久桥河（石鹿溪））、南井河、和尚洞河等，无大型河流穿越，公路穿越有高速、省道、乡村水泥路、乡村碎石路、机耕道等，铁路穿越主要有隆渝昆高铁（川渝段）、绵泸高铁。

A 河流穿越

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

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

图 4.1-7 沟渠开挖穿越示意图

B 道路穿越

管道穿越道路一般采用顶管及开挖两种方式。本工程穿越铁路与高速公路均采用顶管穿越，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

本工程穿越铁路、高速公路、国道、省道及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 4.1-8 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 $\geq 1.2\text{m}$ ，套管应伸出公路边沟外 2m ，管线与公路交叉尽量垂直，必须斜交时，斜交角度大于 60° 。穿越施工时，应设置警示标志，并设置专门人员指挥、引导交通。当采用开挖穿越时，应设置行车通道指向标志、减速标志和隔离标志；施工完毕后，做好路面恢复。

B. 其他穿越

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

③清管、试压、干燥、置换

A. 清管

管道在下沟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，对环境的影响较轻。

②废水

管道施工期产生的废水主要有施工废水、试压废水、生活污水。

A. 施工废水

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

B. 试压废水

本项目管道全线均采用清水试压。根据项目设计，本工程共新建集气管线 38.89km，气田水管线 41.62km，试压废水产生总量约为 1488.14m³。试压废水主要污染物为悬浮物，包括机械杂质和泥沙等。试压废水施工管道分段产生，分段收集，经沉淀处理后用于管道施工过程中洒水抑尘或区域钻井施工用水，不外排，不外排。

表 4.1-13 管线试压废水产生量统计表

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

C. 生活污水

施工人员在施工过程中会产生少量的生活污水，生活用水以每人 80L/d 计，考虑每天施工人员为 20 人，产污系数为 0.9，因此，生活污水产生量约 1.44m³/d。本项目管道施工不设施工营地，施工人员生活污水依托沿线周边居民现有设施处理，无集中生活污水产生。

③噪声

管道施工噪声源主要来自施工作业机械，如挖掘机、电焊机、运输车辆等，其强度在 80~95dB(A)之间；本项目主要施工机械噪声源强见表 4.1-14。

表 4.1-14 主要施工机具噪声源强

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 80.51km，管道施工废料的产生量约 16.102t，收集后外售回收利用。

B. 废弃泥浆

本项目废弃泥浆来自穿越工程采取定向钻或顶管施工过程，该施工过程中所用泥浆主要用来减少打钻和顶进过程管壁与土体之间的磨擦力，并填充流失的土体，减少土体变形、沉降和隔水。泥浆产品主要由膨润土加水勾兑而成，为保证泥浆性能，根据不同的地质会加入少量的添加剂（纯碱）。为回收泥浆和减少环境污染，定向钻施工将设置泥浆池。施工过程中返回的泥浆过滤除钻渣后循环使用，施工结束后废弃泥浆量约 20t，干重约 10t，施工完后交由有处理能力且环保手续齐备的单位进行资源化利用（砖厂或水泥厂等）。

C. 生活垃圾

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

⑤生态环境

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

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

本项目穿越的主要为南井河、石鹿溪（久桥河（石鹿溪））及和尚洞河，

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

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

4.1.6 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

4.2 运营期工程分析

4.2.1 采气平台井站

(1) 采气平台井站工艺流程分析

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

采气平台井站地面采气工艺流程及产污环节见图 4.2-1。

图 4.2-1 采气平台井站工艺流程及产污环节示意图

本项目各平台站场均为无人值守站（采用巡检方式管理），检修状况下的放空采用自动放空泄压方式进行，放空页岩气量小，不含硫化氢。

(2) 采气井站运营期主要污染源及污染物排放情况

①废水

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

气田水：根据区块内已实施采气平台井站生产情况统计，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 100m³/d，相对稳产期的产生量约为 7m³/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气田水管线回用于区块内钻井，用于压裂液的配置，最终无法回用的由罐车拉运至阳 33 井、自 23 井、镇 2 井和桐 8 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 1.0m³/次，暂存于站场内集液池（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

B. 非正常工况（清管、检修及事故放空废气）

a.清管、检修废气

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

b.事故放空废气

采气平台井站事故状态下时，将对站内工艺设备和管道内的页岩气进行放空，页岩气最大放空量考虑配产规模 2min（考虑 2min 内截断井口阀门）内的排放量。各采气平台井站的事事故放空废气经放空火炬燃烧后排放（燃烧时间按 2h 计），主要污染物为 NO_x ，为瞬时排放，对周围环境影响较小。

③噪声

本工程正常生产时，各井站噪声主要来源于分离器等设备噪声，噪声大小与产量有关，一般产量越大，噪声也越大。检修或事故时，噪声主要来源于放空管的气流声，其声级大小取决于放空量的大小。经调查，放空噪声一般较大，其声级一般为 105dB(A)，但放空时间短，一般 1~2 次/一年，每次持续时间 2~5min。

根据类比调查，本工程各站场各噪声源强见表 4.2-2。

表 4.2-2 站场运营期主要噪声源强

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检修废渣约为 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。

4.2.2 集输管线

本工程共涉及集气管线 8 条，总长 38.89km，气田水管线 7 条，总长 41.62km，其中 4 条集气管线与气田水管线。

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

项目运营期各采气平台井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

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

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。

对不具有工业开发价值的气井和停止采气进入退役期的气井应按照《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 364.86km²，2024 年~2026 年为页岩气平台施工建设期，2027 年~2028 年为井区稳产期（7~8 亿 m³/年），2028 年~2046 年为衰减期。2024 年~2026 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，故本次泸 201 井区产能建设工程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 46 口，其中，泸 212、泸 201H4、泸 214、泸 215、泸 216、泸 217、泸 218、泸 224、泸 225、泸 226 前期已另行环评，本次为试采转采气；本次新建井 32 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

建设时	建设井组	当年投产井口数量	累计投产井口数量（口）

间		(口)	
2024 年	试采转采气: 泸 212、泸 213、泸 214、 泸 215、泸 216、泸 217、泸 218、 泸 224、泸 225、泸 226	10 (试采转采气)	10
2025 年	泸 201H4-1/2/3/4 (试采转采气)、 泸 201H1-1/2/3/4、泸 201H2-1/2/3/4、 泸 201H3-1/2/3/4、泸 201H5-1/S1/2/3	20 (其中 4 口为试 采转采气)	30
2026 年	泸 201H6-1/2/3/4、 泸 201H7-1/2/3/4/5/6/7/8、 泸 201H8-1/2/3/4	16	46
2027 年	稳产 (所有井投产)	0	46

4.4.1 生产废水产排污水平

2025 年~2026 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或回用于区块其他平台压裂液配制, 压裂返排液及钻井废水回用率约 90%。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 2025 年~2026 年, 气田水产生量按照开采初期 (前 45 天) 100m³/d 考虑, 稳产期 (45d~5 年) 单井 7m³/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 m³

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, 产生于采气平台井站内, 主要为清管检修废渣等。

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 1500m³/口, 油基钻井固废的产生量为 840m³/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采气平台井站内，清管检修废渣的产生量约 17kg/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

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临时搬迁（不属于环保和占地拆迁范畴，临时搬迁方式采取货币补偿、临时租用房屋作为办公用房等方式进行）以落实“井口距民宅不小于 100m”井场布置要求。本区块内各平台井口 500m 范围内均无学校、医院和大型油库等人口密集性、高危性场所，井口 200m 范围内无铁路和高速公路分布。

总的来说，井场施工期平面布置按照《钻前工程及井场布置技术要求》

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

4.5.3 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。

4.6 温室气体排放量核算

本项目温室气体碳排放量参照《中国石油天然气生产企业温室气体排放核算方法与报告指南（试行）》（发改办气候[2014]2920 号）和《非常规油气开采企业温室气体排放核算方法与报告指南》（SY/T7641-2021）进行核算。

4.6.1 项目核算边界及排放源概述

共识别了排放源 4 种，分别为钻井期间柴油机及发电机燃烧柴油排放的 CO₂，各井场测试放喷期间天然气燃烧排放的 CO₂、事故检修情况下放空管燃烧排放中的 CO₂，各井站天然气处理工艺逃逸排放的页岩气以及购入电力排放，识别情况见图 4.6-1。

图 4.6-1 排放源识别图

4.6.2 项目核算边界及排放源

本项目包括 7 个钻井井场，部署 32 口页岩气开发井钻井；7 个采气平台，部署 32 口井页岩气的采气流程。

（1）本项目钻井阶段按照井场使用柴油发电机发电，按照最长钻井时间开展评价。井场内单套钻井设备主要使用 4 台 810kw 功率柴油机（两用两备）提供钻井动力，以及使用 2 台 400kw 柴油机（发电机）发电供井场生活区使用，柴油机的油耗约 203g/kw·h。本项目单井钻井期间柴油使用量约 500t。

(2) 项目钻井阶段为各井场测试放喷期间页岩气燃烧排放的 CO_2 ，采用放喷池对测试天然气点火燃烧后排放。

表 4.5-1 项目排放源识别表

排放类型		排放设施	排放源	温室气体种类					
				CO_2	CH_4	N_2O	HFCs	PFCs	SF_6
直接排放	化石燃料燃烧	放喷池测试放喷	天然气燃烧	√					
		柴油机、发电机	柴油燃烧	√					
	火炬燃烧	事故检修火炬	天然气燃烧	√	√				
	工业生产过程排放	生产装置	工艺逃逸		√				
间接排放	净外购电力	用电设施	电网电力	√					

4.6.3 碳排放监测情况

(1) 碳排放源的活动数据获取情况

项目投产后所涉及的活动数据，包括化石燃料燃烧活动数据、火炬燃烧活动数据、工艺逃逸排放活动数据、净购入电力活动数据。

各项活动数据从泸州气田钻采过程统计中获取。

①化石燃料燃烧活动数据，根据基础设计中对钻井期间放喷池、柴油发电机消耗量测算。

②火炬燃烧活动数据，根据基础设计中对非正常工况下火炬消耗燃料气的测算。

③页岩气开采业务及页岩气处理业务过程活动数据，根据基础设计中对天然气处理业务逃逸排放的 CH_4 进行测算。

④净外购电力，根据基础设计中设备用电量进行测算。

(2) 碳排放因子的获取情况

项目投产后所涉及的排放因子数据包括化石燃料燃烧排放因子、火炬燃烧排放因子、工艺逃逸排放 CH_4 排放因子、净购入电力排放因子。

①化石燃料燃烧排放因子数据

排放因子数据来源于《中国石油天然气生产企业温室气体排放核算方法与

报告指南（试行）》附录二表 2.1《常见化石燃料特性参数缺省值》。

②火炬燃烧排放因子数据

排放因子数据，为火炬系统的碳氧化率，碳氧化率为 98%，数据来源为《中国石油天然气生产企业温室气体排放核算方法与报告指南（试行）》附录二表 2.1《常见化石燃料特性参数缺省值》。

③页岩气开采业务及页岩气处理业务排放因子数据

页岩气开采业务 CH₄ 逃逸排放因子为 2.50(吨/年·个)，数据来源为《中国石油天然气生产企业温室气体排放核算方法与报告指南（试行）》附录二表 2.2《油气系统不同设施 CH₄ 排放因子缺省值》。

④净外购电力排放因子

根据《中国区域电网二氧化碳排放因子研究（2023）》表 1 中 2020 年度四川省级电网排放因子，本次项目电网排放因子采用 0.117tCO₂/MWh。

4.6.4 项目碳排放计算

（1）碳排放总量

项目为天然气开采及处理，达产后碳排放总量为 216677.7671tCO_{2e}，其中：

——化石燃料燃烧 CO₂ 排放量 133350.010 tCO_{2e}；

——火炬燃烧排放量 0.77481tCO_{2e}；

——油气开采业务排放量 1680tCO_{2e}；

——净购入电力排放量 62.946tCO_{2e}；

无 CH₄、CO₂ 回收利用量。

具体排放情况见表 4.5-2。

表 4.5-2 碳排放汇总表

（2）活动水平及其来源说明

项目天然气生产所涉及的活动水平数据，包括化石燃料燃烧活动水平数据、火炬燃烧活动水平数据、天然气逃逸活动水平数据、净购入电力活动水平数据。

①化石燃料燃烧活动水平数据

化石燃料燃烧活动水平数据为燃料年净消耗量。天然气生产所使用的化石燃料有天然气。年净消耗量见表 4.5-3。

表 4.5-3 化石燃料消耗量及低位发热值活动水平数据

表 4.5-4 重点燃烧设施的活动水平和排放因子数据

企业的化石燃料燃烧 CO₂ 排放量基于企业边界内各个燃烧设施分品种的化石燃料燃烧量，乘以相应的燃料含碳量和碳氧化率，再逐层累加汇总得到，公式如下：

$$E_{CO_2-燃烧} = \sum_j \sum_i \left(AD_{i,j} \times CC_{i,j} \times OF_{i,j} \times \frac{44}{12} \right)$$

其中 CC_{i,j} 为设施 j 内燃烧的化石燃料 i 的含碳量，对固体和液体燃料以吨碳/吨燃料为单位，对气体燃料以吨碳/万 Nm³ 为单位。

$$CC_i = NCV_i \times EF_i$$

NCV_i 为化石燃料品种 i 的低位发热量，对固体和液体燃料以百万千焦（GJ）/吨为单位，对气体燃料以 GJ/万 Nm³ 为单位；EF_i 为燃料品种 i 的单位热值含碳量，单位为吨碳/GJ。

②火炬燃烧活动水平数据

A、非正常工况下

目前我国石油天然气生产企业由于事故检修导致的火炬气燃烧一般无具体监测，直接获取火炬气流量数据非常困难，建议以事故设施通往火炬的平均气体流量及事故持续时间为基础估算事故火炬燃烧量，并进而估算事故火炬燃烧的 CO₂ 和 CH₄ 排放量。

表 4.5-5 非正常工况火炬燃烧活动水平数据

$$E_{CO_2-事故火炬} = \sum_j GF_{事故,j} \times T_{事故,j} \times \left(CC_{(非CO_2)_j} \times OF \times \frac{44}{12} + V_{(CO_2)_j} \times 19.7 \right)$$

$$E_{CH_4\text{事故火炬}} = \sum_j [GF_{\text{事故},j} \times T_{\text{事故},j} \times V_{CH_4} \times (1 - OF) \times 7.17]_j$$

上式中，

j 为事故次数；

$GF_{\text{事故},j}$ 为报告期内第 j 次事故状态时的火炬气流速度，单位为万 Nm^3 /小时；

$T_{\text{事故},j}$ 为报告期内第 j 次事故的持续时间，单位为小时；

$CC_{(\text{非}CO_2),j}$ 为第 j 次事故火炬气中除 CO_2 外其他含碳化合物的总含碳量，单位为吨碳/万 Nm^3 ；

OF 为火炬燃烧的碳氧化率，如无实测数据可采用缺省值 0.98；

$V_{(CO_2),j}$ 为第 j 次事故火炬气中 CO_2 的体积浓度；

V_{CH_4} 为事故火炬气中 CH_4 的体积浓度。

GWP_{CH_4} 为 CH_4 相比 CO_2 的全球变暖潜势（GWP）值。根据 IPCC 第二次评估报告，100 年时间尺度内 1 吨 CH_4 相当于 21 吨 CO_2 的增温能力，因此 GWP_{CH_4} 等于 21。

③油气开采业务逃逸活动水平数据

油气开采业务工艺 CH_4 逃逸排放主要发生于页岩气开采中的井口装置、计量/配气站及储气站等。它们的核算方法如下：

页岩气开采业务 CH_4 逃逸排放活动水平数据，为 32 口井的井口装置 CH_4 逃逸量。

表 4.5-6 天然开采业务及天然气处理业务 CH_4 逃逸排放活动水平数据

项目	设施逃逸 CH_4 排放 因 $Num_{gas,j}$	井口装置数量(套) $EF_{gas,j}$	逃逸排放量 tCH_4	温室气体排放 当量 tCO_{2e}
井口装置 CH_4 逃逸	2.50(吨/年·个)	32	80	1680
合计				1680

油气开采业务 CH_4 逃逸排放可根据油气开采环节各类设施的数量及不同设施的 CH_4 逃逸排放因子进行计算：

$$E_{CH_4\text{开采逃逸}} = \sum_j (Num_{oil,j} \times EF_{oil,j}) + \sum_j (Num_{gas,j} \times EF_{gas,j})$$

式中，

$E_{CH_4\text{开采逃逸}}$ 为原油开采或天然气开采中所有设施类型（包括原油开采的井口装置、单井储油装置、接转站、联合站及天然气开采中的井口装置、计量/配气站、储气站等）产生的 CH_4 逃逸排放，单位为吨 CH_4 ；

j 为不同的设施类型；

$Num_{oil,j}$ 为原油开采业务所涉及的泄漏设施类型数量，单位为个；

$EF_{oil,j}$ 为原油开采业务中涉及到的每种设施类型 j 的 CH_4 逃逸排放因子，单位为吨 CH_4 /(年·个)；

$Num_{gas,j}$ 为天然气开采业务所涉及的泄漏设施类型数量，单位为个；

$EF_{gas,j}$ 为天然气开采业务中涉及到的每种设施类型 j 的 CH_4 逃逸排放因子，单位为吨 CH_4 /(年·个)。

④净购入电力排放活动水平数据

净购入电力排放活动水平数据为电力净购入量。净购入电力排放活动水平数据见表 4.5-7。

表 4.5-7 净购入电力活动水平及排放因子数据

计算公式如下：

$$E_{CO_2\text{净电}} = AD_{\text{电力}} \times EF_{\text{电力}}$$

式中，

$E_{CO_2\text{净电}}$ 为企业净购入的电力消费引起的 CO_2 排放，单位为吨 CO_2 ；

$AD_{\text{电力}}$ 为企业净购入的电力消费，单位为 MWh；

$EF_{\text{电力}}$ 为电力供应的 CO_2 排放因子，单位为吨 CO_2 /MWh；

计算得净购入电力消费引起的 CO_2 排放量为 62.946 吨 CO_2 。

4.5.5 碳排放强度计算

项目达产后，最大产能规模为 $8.635 \times 10^8 m^3/a$ ，年最大工业总产值为 17.27

亿元（计算工业总产值时天然气单价天然气销售价格 2 元/m³ 计算，天然气商品气量按可研报告提供数据），年碳排放总量为 134602.9274tCO_{2e}。

（1）项目碳排放量为：134602.9274tCO_{2e}

（2）碳排放强度为：

单位天然气碳排放量为：2.4473_{2e}/10⁴m³

万元产值碳排放量为：0.7794tCO_{2e}/万元。

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

泸 201 井区产能建设工程位于四川省泸州市（江阳区、龙马潭区、泸县）、宜宾市（江安县）和自贡市（富顺县）。

泸州市为四川省辖市，位于四川省东南部川渝黔滇结合部。地理坐标北纬 $27^{\circ}39' \sim 29^{\circ}20'$ ，东经 $105^{\circ}08'41'' \sim 106^{\circ}28'$ ，东西宽 121.64 千米，南北长 181.84 千米，幅员 12243 平方千米。位于四川盆地南缘与云贵高原过渡地带，地势北低南高。北部为河谷、低中丘陵，平坝连片，为鱼米之乡。南部连接云贵高原、属大娄山北麓，为低山，河流深切，河谷陡峭，森林矿产资源丰富。海拔高度 240~520 米。

宜宾市位于四川省南部，处于川、滇、黔 三省接合部，金沙江、岷江、长江汇流地带。地跨北纬 $27^{\circ}50' \sim 29^{\circ}16'$ 、东经 $103^{\circ}36' \sim 105^{\circ}20'$ 之间。市境东邻泸州市，南接云南昭通市，西接凉山彝族自治州和乐山市，北靠自贡市，东西最大横距 153.2 千米，南北最大纵距 150.4 千米，全市面积 13283 平方千米。地势西南高，东北低，地貌有丘陵、河谷阶地、低山 3 种类型，以丘陵为主。

自贡市地处四川盆地南部，位于北纬 $28^{\circ}55'37'' \sim 29^{\circ}38'25''$ 、东经 $104^{\circ}02'57'' \sim 105^{\circ}16'11''$ 之间。东邻隆昌、泸县，南界江安、南溪、宜宾，西与犍为、井研毗邻，北靠威远、内江。幅员面积 4373.13 平方千米。自贡境内中、浅丘陵起伏，地势由西北向东南倾斜，一般海拔标高在 250 米至 500 米之间，城区海拔高度为 280 米至 400 米。

泸州市龙马潭区位于四川盆地南部，长江、沱江交汇处。西、北与泸县相交，南邻江阳区，东连泸县和江阳区，全区幅员面积 332.64 平方公里。泸州市泸县地处四川盆地南部，境跨长、沱二江，位于隆昌、荣昌以南，东邻合江、永川，西临富顺，南接泸州市龙马潭区。地理坐标位于东经 $105^{\circ}10'5'' \sim 105^{\circ}45'30''$ ，北纬 $28^{\circ}54'40'' \sim 29^{\circ}20'$ ，全县东西相隔 56.23km，南北

相距 46.8km，幅员面积 1532km²。

泸州市泸县地处四川盆地南部，境跨长、沱二江，位于隆昌、荣昌以南，东邻合江、永川，西临富顺，南接泸州市龙马潭区。地理坐标位于东经 105°10'5"~105°45'30"，北纬 28°54'40"~29°20'，全县东西相隔 56.23km，南北相距 46.8km，幅员面积 1532km²。

泸州市江阳区，位于四川盆地南部，长江、沱江交汇处。地理坐标东经 105°8'52"—105°40'38"，北纬 28°26'18"—28°54'57"之间，东西长 51.3 公里，南北宽 25.4 公里。东连合江县，南接纳溪区，西邻宜宾市江安县、自贡市富顺县，北以沱江为界与泸县、龙马潭区相邻。

宜宾市江安县地处长江上游，四川盆地南缘，介于宜宾与泸州两市之间，地理坐标为东经 104°57'40"~105°14'33"，北纬 28°22'20"~28°56'45"。管辖面积 948.48 平方千米。东邻泸州市江阳区、纳溪区，南接兴文县，西连宜宾市南溪区、长宁县，北靠自贡市富顺县。东西最大横距 23.4 千米，南北纵距 59 千米。

自贡市富顺县地处四川盆地南部，沱江下游，自贡市东南部。位于东经 104°40'~105°16'，北纬 28°55'~29°19'之间，东与隆昌市、泸州市泸县接壤，南与泸州市江阳区相连，西和宜宾市翠屏区交界，并与自贡市沿滩区、大安区为邻居。2021 年末，政区面积 1342 平方公里。

5.1.2 气象特征

泸州市龙马潭区属中亚热带季风气候类型，并有南亚热带气候属性。总的特点是气候温暖、湿润，雨量充沛，光照充足，无霜期长，冬暖春旱，雨热同季。春旱、多春旱，早春寒潮频繁；夏季温湿度高，常有伏旱发生，并常受暴雨、冰雹袭击；秋季多绵雨；冬季霜雪少，冬春少雨。由于降水量年差较大，时空分布不均，旱洪交替。根据泸州市气象局多年气象资料，多年平均气温在 17.7°C~18°C 之间。本区多年平均降水量 1066mm，多年平均径流深 490mm，年际降水量变化系数大，由于受季风的影响，降水量时空分布极不均匀，多年平均蒸发量为 1120mm，各月湿度平均为 84%，多年平均无霜期 342 天。年平均日照时为 1424.6 小时，农业生产条件较好。

泸州市泸县属中亚热带季风气候类型，并有亚热带属性，湿润气候，气候温和，降水充沛，夏长冬短，光照一般，四季分明，雨热同季。春早，多春旱，早春寒潮频繁；夏季温湿度高，常有伏旱发生，并常受暴雨、风雹袭击；秋季多绵雨；冬季霜雪少。多年平均蒸发量 975.0mm。泸县年平均气温 18.0℃，月平均最高气温在 8 月，为 28℃，日极端最高气温 41.3℃。月平均最低气温在 1 月，为 7.0℃，日极端最低气温出现在 1 月，为-1.6℃。年相差 20.4℃，累年无霜期平均为 341 天。多年平均降雨量 1016.2mm；年平均相对湿度 84%，最大相对湿度出现在 10 月，分别达到 88%，最小相对湿度出现在 4 月，为 79%。其余各月湿度悬殊不大。

泸州市江阳区属亚热带湿润性季风气候，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。年平均气温 17.5℃~18.2℃，最高气温 39.6℃~41.9℃，极端最低气温-3℃~1.1℃。年均日照 1348.9 小时，年均降雨量 1187 毫米~1228 毫米，无霜期 331 天，相对湿度 85%。江阳区多年平均降水量 1067 毫米。

自贡市富顺属亚热带湿润季风气候类型地区，气候温和，雨量充沛，光照较充足，无霜期长，四季分明。主要气候特点是气温偏高，光照偏多，降水正常但时空分布不均。冬无寒冬，春季气温异常偏高，夏无酷暑，秋绵雨明显。常年降水量 1100 毫米左右，常年总日照时数 1000 小时左右。

宜宾市江安县气候属中亚热带四川盆地湿润气候区，季风气候明显，四季分明。常年平均气温为 18.1℃，年平均降水量为 1132 毫米，年平均日照时数 1199.3 小时，全年无霜期 347 天。

5.1.3 地形地貌

泸州市龙马潭区处于川东南平行褶皱岭谷区南端与大娄山的复合部、四川盆地与云贵高原过渡带，属盆地丘陵区地貌类型，地形以丘陵为主，平坝次之，属浅丘地带，总的趋势是东北高、南西低。最低点是特兴镇凌岗村长江出口处，海拔 220.00m，最高点是双加镇的罗基坎寨子，海拔 426.80m，相对高差 206.80m，丘陵区高程大都集中在 300m 至 370m 之间。

泸州市泸县地处川东南平行褶皱岭谷区南端与大娄山的复合部，四川盆地南缘向云贵高原的过渡地带，兼有盆地丘陵和盆地周山地的地貌类型，总的特点是境内地势由东北向西南缓倾，绝大部分属丘陵地带，海拔高度 218 米至 757.7 米。沿河台阶、浅丘宽谷、中丘窄谷、低山深谷类型地貌各占 5.5%、60.5%、27%、7%。出露的地层主要为侏罗系，次为三叠系，沿河谷零星分布第四系松散积层。

泸州市江阳区地貌由河谷、丘陵、山地组成。整个地势东南高、西北低。平均海拔高度 280 米。海拔最高点方山镇雪顶山，高度 649 米。最低点弥陀镇沙鱼，高度 220 米，相对高差 429 米。地形呈哑铃状，地貌属盆地浅一中丘区，以丘陵地貌类型为主，具有“八丘一坝一分水”的地貌特征。

宜宾市江安县属于四川盆地盆南低山、丘陵区，以长江为界，地势呈南高北低。北部平均海拔为 347m，南部为 619m。江北（以长江为界，俗称江南、江北）地势平坦，多为缓丘平坝，开阔向阳，全县最低点是阳春镇红花村金山寺附近的长江边，海拔 236.9m；江南起伏较大，多为丘谷和低山，最高点是 大井镇连天山，海拔 905.6m。大地构造分区上属四川台向斜、永川帚状褶皱带和筠连-赤水向斜东西向构造带范围，地质构造大体分为 5 个背斜和 3 个向斜组成。县境内出露的盖层以中生代侏罗系和白垩系为主，其次是新生代的第四系和古生代二叠系和志留系。

自贡市富顺县地势由北向南倾斜，地形以丘陵为主，占总面积 90%以上，丘陵多呈馒头状，多数由页岩和泥岩组成，相对高度在 20-60 米之间；丘坡平缓，土层较厚，另有方山状丘陵，丘顶砂岩复盖，其下砂岩、页岩重叠，丘坡呈台阶状。各丘陵之间为冲沟和谷地，稻田密布。罗观山和青山岭为两列北东—南西走向的条状低山，是川东平行岭谷的延续部分，斜贯县境东南部，海拔高 500 米左右，其主峰尖山坡高 597.6 米，平坝多分布于沿沱江的河谷地带。

本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°。

图5.1-1 项目所在地地形高程图

5.1.4 区域地表水系概况

泸州市龙马潭区地处浅丘区，水资源较丰富，属长江水系，境内分布 4 条江河：长江、沱江、濑溪河、龙溪河。其中：长江区内段干流长 19.55km，流域面积 51km²，区内出口平均流量 7840m³/s，沱江区内段干流长 18.91km，流域面积 66.5km²，区内出口平均流量 395m³/s；濑溪河区内段干流长 18.97km，流域面积 53km²，区内出口平均流量 38.8m³/s，龙溪河区内段干流长 40.79km，流域面积 43km²，区内出口平均流量 6.9m³/s。多年平均降水量 1066mm，多年平均径流深 490mm，年际降水量变化系数大。全区多年平均水资源总量为 23900 万 m³，其中地下水 900 万 m³，水量相对较丰富，但绝大部分为过境水。

泸州市泸县地处长江以北，河流均属于长江水系。以长江为主干，形成极不对称的树枝状溪河，支流密布，源远流长。全县主要溪河流域面积大于 100km² 有 7 条，分别是长江、沱江、濑溪河、九曲河、马溪河、龙溪河、大鹿溪；流域面积在 30~100km² 的有 9 条，分别是小鹿溪、怀安河、太和溪、仁和溪、云龙沟、玉河沟、猫儿沟、喻家河、鹤鸣沟；流域面积在 9~30km² 的有 8 条，分别是瓦厂溪、李市河、泥溪、盐水溪、宋观沟、漏孔溪、纺线溪、海潮河。

泸州市江阳区位于长江上游，属长江水系。以长江为主干，南北两侧共接纳 20 条支流。支流中有 4 条 1 级支流，分别是长江北岸的沱江与龙溪河，长江南岸的永宁河与倒流河。各河流在区内总长 105 千米，流域面积和江河水面总面积分别为 215.09 和 26.72 平方千米，年径流总量 1.03 亿立方米，年径流深 484 毫米。该区容水过境径流量 2677.49 亿立方米，地下水径流量 0.1 亿立方米。长江从市区安富入境，至罗汉镇东南龙溪河口出境，斜贯该区中部。区内河长 35.5 千米，江面面积 21 平方千米，年输沙量 3 亿吨。沱江是长江北岸 I 级支流，于百子沱入境，与长江汇合于小市。区内河道长 9 千米，水面面积 1.3-2.7 平方千米，河床宽 0.15-0.3 千米。水位最低和最高分别是 4 米和 19 米，年输沙量 0.175 亿吨。

宜宾市江安县境内除长江（38.5km）外有大小河流 147 条，总长度为 546.19km（含境外 19.2km，界河 18.95km），河流整体总流域面积约 2.3km²。

其中 5km 以下的 120 条，5 至 10km 的 12 条，10 至 15km 的 4 条，20 至 25km 的 1 条，45km 以上的 2 条。流域面积在 100km² 以上的 1 条，100 至 10km² 的 5 条，10km² 以下的 21 条。在江安县境内 10km² 以上的而又比较完整的仅有 3 条河流：长江以南（以下简称江南）的绵溪河，干流全长 79km（县境内 67km），流域面积 455km²；长江以北（以下简称江北）的和尚洞河，干流全长 12.2km，流域面积为 35.0km²；江北高洞河，干流长 16.0km，流域面积 60.5km²。江安县多年平均径流，随着降雨和地形变化，从北到南由少到多，在 375mm 到 700mm 之间。纳入省级河长制管理河流 1 条：长江；市级管理河流 2 条：长江、长宁河；县级管理河流 18 条：长江、长宁河、晏江河（红桥河）、博泸河、铜钴堰河、泥溪河、绵溪河、洞沟河、洗布河、清溪河、黑塘河、天堂河、界牌河、高洞河、和尚洞河、南井河、利水河、久桥河（石鹿溪）。

自贡市富顺境内河流均属沱江水系。沱江水系在县境内有一级支流釜溪河镇溪河等重要河流。县域流域面积在 50km² 以上的河流有 12 条，河流形状多为羽毛状或树枝形。沱江富顺县段干流由狮市镇入境，经狮市镇、东湖街道，沿县城富世街道转东南到永年镇李家湾与釜溪河汇合，再经琵琶镇、兜山镇、安溪镇、赵化镇、怀德镇、长滩镇等乡镇，自长滩镇碑山村流入泸县，境内河长 87km，流域面积 874.8km²，多年平均径流总量 4.5471 亿 m³。

5.1.5 地质条件

（1）地层

区域地表出露地层自中、下统自流井组至第四系近代沉积，缺失白垩系下统天马山组及第三系，总厚 4000 余米。区域内已揭露六千米以下奥陶系地层，其间缺失泥盆系及石炭系。地表以侏罗系陆相红层分布面积最广，三叠系地层仅分布于高背斜轴部及两翼，第四系地层断续分布于长江、沱江及主要支流河谷地区。现由老至新分述于下：

（1）侏罗系中、下统自流井组（J_{1-2Z}）：分布于各高背斜翼部及部分低背斜核部，为一套紫红色质纯泥岩、砂质泥岩夹黄绿色质纯致密坚硬石英细砂岩及泥灰岩或介壳灰岩。中下部灰岩为单层质纯灰岩（东岳庙灰岩），厚 5-20 米。中上部灰岩（大安灰岩）夹层较多，岩相、厚度不稳定且多含泥质。本组

地层由南西向北东增厚，全层总厚240-402米。与下伏须家河组呈假整合接触。

(2) 侏罗系中统沙溪庙组 (J_2s^1)：分布于背斜两翼和广大向斜中。为紫红、暗紫色泥岩、砂质泥岩与紫灰、黄灰、灰绿色中至细粒长石砂岩不等厚互层，泥岩中普遍含钙质结核。本层厚度由西向东，由南向北增厚。与自流井组整合接触。

下沙溪庙组 (J_2s^1)：泥岩色较鲜艳，砂岩夹层多，泥质胶结，粒度较粗，其底为一层胶结疏松的中粒长石砂岩或长石石英砂岩（关口砂岩）。顶部为一层灰绿色富含叶肢介化石的页岩（叶肢介页岩）。厚165-347米

上沙溪庙组 (J_2s^2)：泥岩色暗，夹层砂岩细至中粒，多呈透镜体，底部一层灰绿浅黄色中至细粒长石石英砂岩，称嘉祥寨砂岩。厚816-1079米。

(3) 侏罗系中统遂宁组 (J_2sn)：主要分布于纬度 29° 以南向斜地段，岩相稳定，为棕红、砖红色泥岩、砂质泥岩互层夹透镜状石英粉砂岩。总厚220-310米。与沙溪庙组整合接触。

(4) 侏罗系上统蓬莱镇组 (J_3p)：主要分布在长江以南向斜地区，为红、棕紫色泥岩、砂质泥岩与浅灰、黄灰色石英砂岩互层，砂岩含钙质较重，底部砂岩中含铜，厚度由西向东急增。全层厚度150-600米。与遂宁组整合接触。

(5) 第四系：

更新统冰水堆积层 (Q_3)：断续分布于长江、沱江两岸，组成二级以上阶地，沉积物上部为黄、橙黄色粘土，下部为砾卵石夹橙黄色粘土，砾卵石成分以石英、石英砂岩为主，花岗岩、燧石次之，局部含砂金。砾卵石直径10-15厘米，大者达70厘米，分选不好，排列无规律。残厚0-25米。不整合于下伏基岩之上。

全新统近代河流冲积层 (Q_4)：分布于长江、江两岸，以长江沿岸发育较好。一级阶地沉积物：具二元结构，上部为灰、黄灰色粘质砂土、砂质粘土及小砾石；下部为砾石层，局部呈半胶结或胶结状，胶结物为钙、铁质。石分选好，成份以沉积岩为主，次为变质岩。据泸州市兰田坝长江大桥勘探资料，上部粘质砂土厚12-22米下部砂砾卵石厚15米左右。

(2) 地质构造

区域位于巨型新华夏构造体系的一级沉降带—四川沉降盆地的南缘，新华

夏构造体系川东褶皱带与纬向构造体系赤水—长宁东西构造带，经向构造体系合江—赤水南北向构造带的过渡地区。新华夏构造体系构造形迹展布于长江以北地区，东西向构造形迹展布于长江以南，江安至赤水一线，南北向构造形迹展布于长江以南，赤水河以东地区。各构造带在不同应力作用下，均显示其独特的构造特征，但在各构造带过渡或复合地区，则因不同应力的干扰，叠加而形成较为复杂的构造形态，本区块主要位于新华夏构造体系川东褶皱带及华夏式构造，

该构造带为南延部分西侧分支（即华莹山南端帚状褶皱群），它的主体由北北东—北东方向呈雁行排列的背斜、向斜和走向冲断裂组成，并且以北东东方向的压扭性断裂和少量北西方向的横张裂面或张扭裂面、北北西方向的扭张裂面作为其配套部分。由于受赤水—长宁东西构造带、泸州古隆起和华莹山隐伏断裂的影响，向北北东收敛，向南西撒开。包括以梯子岩、古佛山、黄瓜山、花果山为主体的四个背斜行列和伴生的断裂构造。褶皱和断裂的基本特征为：

（1）背斜形态由北东而南西，由狭窄条状变为园缓状，轴部由梳状渐变为状园穹状，同一行列背斜间，构造倾伏相接，高点自北东向南西渐次降落，以致于最后倾没，高背斜轴部多遭断裂破坏。

（2）向斜多巨大而宽缓，与背斜相应高点自北东而南西渐次降低，轴部多次一级平缓褶曲，形成多凹心大向斜，同一行列向斜间以构造翘起相接。

（3）各背斜行列尾端轴线渐次转为北东东向弧形，显示受东西向构造干扰之特征。

（4）断裂多发生于高背斜轴部，为平行走向延伸的压性、压扭性断裂，断距一般百余米至数百米，断裂面倾向，以新店子背斜为分界，北西翼的断裂以倾向北西为主，南东翼的断裂多倾南东，倾角 25-70 度以上，以 30 度左右为多。与主断裂斜交的派生断裂，多为压扭性，部份为张扭性，规模较小。

（5）断裂主要分布于梯子岩、新店子、古佛山背斜一带，显示了华莹山大断裂的继承活动性。

本区块主要褶皱构造有：同心寨向斜、广福坪背斜、祷祝山向斜、荔枝滩向斜、南井向斜、长滩坝向斜、古佛山背斜、得胜场向斜。

图 5.1-2 评价区构造纲要图

5.1.6 水文地质条件

(1) 水文地质单元划分

水文地质单元是由若干具有一定独立性，而又相互联系、相互影响的不同等级的亚系统或次亚系统组成，每个水文地质单元都具有各自的特征与演变规律，并且是能够适应环境变迁的综合体。水文地质单元划分的原则以地下水循环特征为基础，依据水文地质条件及其基本特征的差异性进行分类，按照从上到下、由一般到具体的次序进行分级。每一级分类力求反映各类型的基本特征和共性，保持地下水补给、径流、排泄系统的完整性，以便于剖析和归纳总结地下水的运动和赋存规律。

在地下水径流过程中，除受到分水岭边界、地形起伏、含水介质和空间通道等条件的影响外，河流做为地下水的最终排泄基准面和汇流边界，严格控制着地下水的流动和排泄特征。按照地下水流源汇项的循环过程，地下水从补给、径流到排泄形成一个完整的水文地质单元，不同的河流干流及其次级支流控制着不同级别的水文地质单元。

根据地下水导则的评价要求和水文地质单元特征，为了更加整体、综合的评价本项目建设对区块内地下水环境的影响情况，基于上述水文地质单元划分的原则，在分析区内的地形地貌、地表水系、地质构造、水文地质条件的基础上，将本项目评价区分为一、二、三级水文地质单元。

根据区内地表水系及岩溶管道分布情况划分情况，将区内一级水文地质单元划分为沱江水文地质单元（I）、长江水文地质单元（II）。在一级水文地质单元划分的基础上，根据各河流两岸不同的地下水径流排泄特征，将区内二级水文地质单元划分为沱江左岸水文地质单元（I-1）与沱江右岸水文地质单元（I-2）、长江左岸水文地质单元（II-1）与长江右岸水文地质单元（II-2），水文地质单元划分情况详见图 5.1-3。

图5.1-4 区域水文地质单元划分图

本次评价在二级水文地质单元划分的基础上，结合区内的地形地貌、地质

构造、岩层产状、地表水与地下水转化关系等因素，同时考虑本项目各场地的空间分布范围，以满足本项目地下水评价为目的，充分分析项目建设对地下水的环境影响程度，本次评价宜对项目场地所在的最后一级水文地质单元上进行评价，本次评价各建设场地涉及的所在最后一级水文地质单元特征见表1.6-8和表5.1-8。

1) 沱江左岸水文地质单元 (I₁) :

该水文地质单元分布于区块东北部。单元西南侧为排泄基面沱江。本单元涉及的区块内出露地层为第四系冲洪积层、侏罗系蓬莱镇组、遂宁组、自流井组和沙溪庙组碎屑岩等。其中，受川南盆缘褶皱带多个构造单元控制，碎屑岩地层在空间上呈现交错分布。碎屑岩地区地形切割一般，主要为深丘、中丘、浅丘和漫滩等地貌。

根据现场调查，沱江左岸水文地质单元主要赋存碎屑岩类裂隙孔隙水和松散岩类孔隙水。区内地下水主要补给源来源于大气降水，该单元内地下水主要由北、东北向南、西南方向径流，沱江及其左岸支流为排泄基准面。

本项目建设内容零星分布在该水文地质单元中，主要包括：1 个钻采场站（泸 201H5）和 2 个采气场站（泸 214、泸 218）。

2) 沱江右岸水文地质单元 (I₂) :

该水文地质单元分布于区块中间大部区域。单元东北侧为排泄基面沱江，南侧和西南侧为分别受地表分水岭控制。单元内出露地层为第四系冲洪积层、侏罗系蓬莱镇组、遂宁组和沙溪庙组碎屑岩等。同样，受川南盆缘褶皱带多个构造单元控制，碎屑岩地层在空间上呈现交错分布。碎屑岩地区地形切割较弱，主要为中丘、浅丘和漫滩等地貌。

根据现场调查，沱江右岸水文地质单元主要赋存碎屑岩类裂隙孔隙水和松散岩类孔隙水。区内地下水主要补给源来源于大气降水，该单元内地下水主要由南、西南向北、东北方向径流，沱江及其右岸支流为排泄基准面。

本项目建设内容集中分布在该水文地质单元中，主要包括：主要包括：4 个钻采场站（泸 201H1、泸 201H2、泸 201H3、泸 201H4）和 6 个采气场站（泸 212、泸 213、泸 215、泸 216、泸 217、泸 225）。

3) 长江左岸水文地质单元 (II-1) :

该水文地质单元主要分布于区块南部,该系统南侧为排泄基面长江,单元北侧侧为该地区长江一级流域地表分水岭。

该水文地质单元内出露地层包括侏罗系蓬莱镇组、遂宁组、沙溪庙组和自流井组碎屑岩地层。同样,受川南盆缘褶皱带多个构造单元控制,碎屑岩地层在空间上呈现交错分布。碎屑岩地区地形切割较弱,主要为中丘、浅丘和漫滩等地貌。

根据现场调查,长江左岸水文地质单元主要赋存碎屑岩类裂隙孔隙水和松散岩类孔隙水。区内地下水主要补给源来源于大气降水,该系统内地下水主要由北向南方向径流,长江及其左岸支流为排泄基准面。

该水文地质单元中主要分布少量本项目建设内容集,主要包括:2个钻采场站(泸 201H7、泸 201H8)和2个采气场站(泸 224、泸 226)。

4) 长江右岸水文地质单元 (II-2) :

该水文地质单元主要分布于区块外南部,该系统北侧为排泄基面长江。图幅内该水文地质单元内出露地层包括第四系冲洪积层、侏罗系遂宁组和沙溪庙组碎屑岩地层,主要以漫滩和中丘、浅丘地貌为主。

根据现场调查,图幅内长江右岸水文地质单元主要赋存碎屑岩类裂隙孔隙水和松散岩类孔隙水。区内地下水主要补给源来源于大气降水,该系统内地下水主要由南向北方向径流,长江及其右岸支流为排泄基准面。

本次评价在该水文地质单元无相关建设内容分布。

(2) 区域水文地质条件

本区域地处四川盆地南缘的丘陵低山区,气候温暖潮湿,降雨量丰沛,水文网发育浅层地下水受降雨补给,具分布普遍,矿化度低,交替循环强烈,动态随季节变化的特征。深部为四川自流盆地的一部分,深部以下含水层多深埋地下,含水层与隔水层相间出现,封闭良好,一定深度以下,地下水具交替循环缓慢,矿化度增高,水头压力增大的特征。

区域内出露岩层以侏罗系陆相红层面积最广,厚度巨大,第四系松散堆积分布于沿江两岸。红层出露于平缓背、向斜地区和高背斜两翼,构造变动不大,

岩性以泥岩为主，次为砂岩。沉积岩相极不稳定，风化裂隙孔隙水是这类岩层的主要地下水类型。松散岩类为孔隙储水类型，富水程度受含水层结构和分布范围的影响。

区域地处多个构造体系复合部位，区域构造格局控制了不同类型含水层的分布与埋藏，同时对区域水动力条件和深部盐卤水的分布埋藏也具有控制作用。构造形迹的复合，是导致一些岩层和地区地下水富集的重要因素，从区域构造体系至局部构造，均有这种特征的显示。

此外，地貌形态和水文网的分布形式、发育程度，直接间接地影响地下水的补给、径流和排泄。区域由于受长江侵蚀基准面的控制，地势由南北两侧向河谷递降，水文网发育，利于地表径流的排泄，而不利于地下水的补给。在构造影响较弱的红层丘陵区，某些地形对汇水条件有利的地段，浅层风化带往往形成局部地下水的富集带，这时地貌条件就成了这类地下水富集的主要控制因素。区内侏罗系地层为浅海泻湖相至内陆湖相沉积，岩层中有广泛的盐类聚集，这一特征对测区深部盐卤水的分布，和水化学垂直分带的形成，具有重大的影响。水化学垂直分带较为明显，浅层积极交替带淡水发育深度，山区在 100-150 米，丘陵 50 米以上，水质以重碳酸钙型为主，矿化度小于 1 克/升。缓慢交替带水埋深 100-600 米，以硫酸盐型水为主，矿化度 1-10 克/升。

区域地下水按含水岩（层）组的岩性和含水特征，可分为以下四个基本类型松散堆积砂砾卵石层孔隙水和红层砂、泥岩风化带裂隙孔隙水。

（3）地下水类型及含水层特征

1）松散堆积砂砾卵石层孔隙水

断续不对称分布于长江、沱江两岸，地下水埋藏于一级阶地的砾卵石层和二~四级冰水堆积阶地粘土砾石层的透镜状砂层中，为孔隙性潜水。

一级阶地砂砾卵石孔隙含水层在长江沿岸发育较好，地下水主要赋存于阶地下部的砂砾卵石层中，砂砾石层上部为砂质粘土。测区一级阶地绝大部分属基座阶地，阶地前缘石层多高出江水面之上，平枯水期砾石层接受江水补给极少，大气降雨和阶地后缘基岩裂隙水虽有补给，但不易聚集和保存，所以富水程度较差，地下水位埋藏较深，井、泉极少。地下水动态主要受大气降雨控制，

并受江水影响，一般情况下，地下水补给江水，洪水期沿江多受江水补给。地下水水质为重碳酸钙及重碳酸钙钠型，矿化度 0.3~0.54 克/升。

二级以上基座阶地基本无水的粘土砾石层以二级阶地分布面积较大，层厚 15~20 米。三~四级阶地经侵蚀，只残留于河谷两岸基座台面上。地下水仅埋藏于局部透镜状砂层或含土较少的砾石层中，受大气降雨和基岩裂隙水补给，动态不稳定。水质为重碳酸钙、重碳酸硫酸钠钙型，矿化度 0.15~0.25 克/升。

2) 红层砂、泥岩风化带裂隙孔隙水

区内分布的侏罗系自流井组、沙溪庙组、遂宁组、蓬莱镇组主要为红层地层。其中沙溪庙组分布最广，厚度最大。该类型地层由内陆湖盆相沉积的，以泥岩为主夹砂岩的碎屑岩组成，砂岩极不稳定。由于砂岩及泥岩物性的差异，所受构造形变作用不同，裂隙发育程度不一。砂岩裂隙发育，具裂隙含水；泥岩裂隙不发育，含水相对较弱，形成了一套裂隙含水层与相对隔水层相互叠置的含水岩组。同时，各层（组）在地表浅部则均因风化作用，扩大了裂隙（孔隙）的空间，造就了风化带裂隙潜水得以储存的条件。据钻孔及物探测井资料，风化裂隙潜水带一般发育深度约 20~50 米。

自流井组砂岩、泥岩裂隙含水层组出露于背斜两翼及倾没部位，并急速倾埋在向斜地腹，翼部倾角可达 50~70 度，另于低缓背斜核部亦见零星露头。该层在高背斜两翼多呈狭长的串珠状斜面丘间纵向谷地形，谷底部分普遍埋藏有风化带裂隙潜水，井泉流量<0.5 升/秒，属重碳酸钙镁型水。

下沙溪庙组砂岩、泥岩裂隙含水层组分布在高背斜两翼、轴部外围和低缓背斜，倾角 20-50 度。向斜区则埋藏于地腹。中部及上部为泥岩夹薄层凸镜状砂岩组成，下部砂岩较多，底部关口砂岩较为稳定，厚 3~20 米。该层于高背斜两侧形成斜面丘纵向谷，在平直但狭窄的谷底埋藏风化带裂隙水。井泉流量 0.01~0.05 升/秒，属重碳酸钙、重碳酸钠钙型水，矿化度 0.1~0.4 克/升，单井出水量小于 100 方/夜。

上沙溪庙组砂岩、泥岩风化带裂隙含水层组广布于向斜丘陵地区，产状平缓，平均厚度 883 米，其中砂岩占 20-30%。砂岩多系凸镜体状，极不稳定，一般以中细粒为主，纵张裂隙发育，局部形成密集带。泥岩中则以微细风化裂

隙较为发育。该层底部嘉祥寨砂岩相对稳定，厚 10-25 米，中粒，结构较疏松，孔隙率可达 1-4.26%，为主要的含水层，一般涌水量 0.01-0.1 升/秒，属重碳酸钙、重碳酸钠钙型水，矿化度 0.107-0.652 克/升。据 23 个钻孔资料分析，风化带裂隙水的底界一般在 50 米以内，个别地段可达 80 米。单井出水量小于 100 方/昼夜。

遂宁组砂质泥岩风化带裂隙孔隙含水层组零星分布于向斜翼部及轴部，产状平缓，平均厚 294 米。本层以砂质泥岩为主，夹少量粉砂岩并含石膏，泥岩中砂质成份占 30%，遂宁组地层仅分布在向斜轴部附近者，含水性较好，地表民井众多，流量 0.01-0.3 升/秒，多为重碳酸钙型水，矿化度 0.3-0.4 克/升。

蓬莱镇组砂岩、泥岩风化带裂隙含水层组主要分布在构造向斜翼部及轴部，地貌上处于斜坡或参差起伏和深丘地区，岩层产状平缓，平均厚 560 米。岩性为细粒钙质砂岩与泥岩互层，主要以接触型下降泉出露，为受降雨控制，就地补给，就近排泄的自由交替带潜水，泉流量 0.01-0.157 升/秒，矿化度 0.067-0.43 克/升，属重碳酸钙、重碳酸钠钙型水。本层零星残留于向斜山山顶的含水极微。

（4）地下水赋存条件

红层浅部风化带孔隙裂隙水分布广泛，大多属交替强烈的潜水类型，发育深度一般为 20-50 米左右，向深部风化裂隙渐行消失，泥岩则成为隔水层，在适宜的构造条件下，砂岩中裂隙含水便居首要地位，形成了层间裂隙水。鉴于红层的岩性和成层特点层间裂隙水的储存是局部的，有时是多层叠置的。由于补给区位置较高，泥岩形成了不透水顶板，层间水具有低水头的承压水性质。

红层岩性、结构、成层特征是形成富水地段的物质基础和内在因素，构造条件控制了含水层的空间分布，地貌条件则是影响或在局部地段控制了地下水运动状态和补给排泄特征。红层岩性、结构、成层组合条件，实质上反映了含水介质的储水空间特征（孔隙和裂隙）及其不均匀程度，从而确定地下水类型，它们受其它因素影响而改变其富水程度。一般在构造复合部位，应力集中，节理发育，岩石完整性差，提供了地下水有利的储集空间。同时背向斜轴向的扭曲部位，是岩体形变的裂点所在，横张裂隙较发育，岩石较破碎，扩大了储集

空间。此外岩石节理密集带容易富水，红层中大泉的出现都与岩石节理密集带有关。

(5) 补径排条件

场区总体属于浅丘地貌，各丘体间剥蚀沟谷纵横交错，各水文地质单元以沟谷为界，在丘顶及丘脊区域，主要为地下水的补给、径流区；宽缓的沟谷地区则主要为地下水的径流和排泄区。大致以各汇水区域为界，形成相对独立的含水单元，地下水就地补给，就近排泄，各含水单元之间多缺少水力联系或水力联系较弱。

地下水主要受大气降水和地表水体的补给。一般情况下，大气降水和地表水下渗第四系松散堆积层后，进入基岩风化裂隙含水层中，或在基岩裸露区直接进入基岩风化、裂隙含水层，以泉或人工水井的形式排泄，此外场区地面蒸发也是排泄途径之一（如下图）。

图 5.1-5 区内典型红层区地下水补径排特征示意图

区内地貌形态影响着地下水补给、储存条件。红层大体分布在褶皱微弱、倾角平缓的广阔向斜及低背斜区，这一特定的构造条件有规律地支配着岩性软硬相间、复合叠置的红层在外营力作用下，形成了不同的地形外貌。大片的泥岩成为低矮的园顶丘和丘间宽谷，厚层砂岩构成了垄状丘、长垣状丘、脊状丘、斜面丘、桌状丘等。这种地貌特征控制着浅埋藏的风化带裂隙水的储存和补给条件，表现为含水体边界极少受地层界线所约束而与地形上的汇水范围相吻合，地形形态的切割情况又影响着地下水的径流和排泄。

浅丘及中丘区，沟谷宽阔平整，利于降水渗入补给，风化带裂隙水分布广泛。相反，深丘区谷深沟窄，地形支离破碎，地表水极易流失，不利于地下水的补给与储集。

广大的丘陵地区，浅部普遍埋藏风化带裂隙潜水。起伏不大的浅丘宽谷利于此类地下水储集，密布的农田则利于地表水下渗补给，在不同汇水区域各自形成独立的含水块段。地下水就地补给，就近排泄，动态变化较大。

4) 地下水化学特征

地下水的水化学特征受径流条件及含水介质所控制。区内红层广布，风化带裂隙水不能形成统一含水层，地下水运动途径不长，无大区域水力联系，属浅部强烈交替带重碳酸盐淡矿化水型。深部层水则随着补给、循环排泄条件的改变而引起水化学成份相应递变的规律。

浅部强烈交替带地下水广布全区，矿化度一般在 0.5 克/升以下。水平方向的变化，表现为由山区向丘陵有增高趋势。即在深切割的背斜低山地段，地下水交替强烈，径流途径短促，对母岩的溶滤作用较弱，其值显低，多在 0.3 克/升以下。而在向斜丘陵区，地下水交替相对较差，对母岩溶滤作用较山区为强，矿化度为 0.3-0.5 克/升。水质类型以重碳酸钙钠、重碳酸钙钠型为主。

根据本次监测结果，区内地下水类型以重碳酸-钙·(钠)、重碳酸-钙·(镁)、重碳酸·(硫酸)-钙、重碳酸·(硫酸)-钙·(钠)、重碳酸·(氯化物)-钙·(镁/钠)型水为主(图 5.1-6)，矿化度为 228~990mg/L，属于中-低等矿化度水，pH 值为 6.6~7.6。根据野外走访调查情况可知，区内地下水的水化学具有明显的垂向分带性，总体呈现为上层矿化度低深部矿化度高。

图 5.1-6 评价区地下水水化学 piper 三线图

(6) 地下水开发利用情况

根据现场走访调查，评价区及周边居民以开采地下水作为生活饮用水及畜禽养殖用水，开采方式主要通过水井开采。整体上，由于区内主要含水层为红层地层，区内地下水资源相对较差，评价区地下水埋深一般，地下水开采层位多在 2~100m 之间。受含水层赋存、补给条件限制，开发方式和利用程度整体较小。同时，根据走访调查，部分地下水贫乏地段，居民生活饮用水在枯水季节常常难以得到保障。此外，评价区地下水仅作为周边居民分散式生活饮用水水源，无其他开采利用途径。

(7) 水文地质试验

由于本次评价区域已经开展了较多的水文地质试验，且已开展的试验对象能够代表本次评价的主要含水层和包气带特征，因此，本次评价工作以收集区内已有的水文地质资料作为参数选取依据，区内已开展水文地质试验情况及成果分述如下。

1) 抽水试验

根据等本次评价引用区内已实施抽水试验成果数据，分别来源《泸 206 井区产能建设项目环境影响报告书》、《区域水文地质普查报告 1:200000 泸州幅》、《泸 213 井组钻井工程环境影响报告表》、《泸 215 井钻井工程环境影响报告表》、《泸 218 井钻井工程环境影响报告表》等。

根据对抽水试验资料分析可知，抽水试验采用稳定流和非稳定流进行抽水试验，抽水试验各次降深水位与水量稳定时间符合规范要求，抽水试验严格按照规范执行，结果正确可靠，能满足各含水层水文地质参数的计算。

根据各抽水试验孔空间分布及含水层揭露情况，试验孔与区块内部主要评价含水层同属于一个类型含水层，参数能够表征区内各类型含水层的基本特征，具有代表性，能够满足本项目的预测评价的要求。各含水层抽水试验结果统计见表 5.1-2 和图 5.1-7。。

表 5.1-2 抽水试验计算成果表

2) 渗水试验

根据评价区内地层岩性空间展布情况、水文地质条件和项目场地空间分布位置，为了测定包气带渗透性能及防污性能，本次评价选用渗水试验方法对区内包气带的渗透性能进行了测定。

根据对本区域水文地质资料收集分析可知，项目区内已采用双环法开展了多组渗水试验，本次评价采取现场勘查和引用区内已实施井场环评报告中渗水试验数据两种数据。双环法渗水试验是在一定的水文地质边界以内，通过双环向地表松散岩层进行注水，最后注入水量基本达到稳定，即单位时间内渗入水量近似相等时，利用达西定律即可求出渗透系数（K）值。根据引用结果可知，区内包气带岩性主要为粉质粘土、亚粘土等，渗透系数为 0.028-0.070m/d，结果和试验情况详见图 5.1-7 和表 5.1-3。由此可知，井场及周边地区的表层包气带防渗性能为中等。

表 5.1-3 引用渗水试验成果表统计表-1

表 5.1-3 本次渗水试验成果表统计表-2

5.1.7 项目所在场地水文地质条件

根据资料分析和场野外水文地质调查结果，本次评价的各场站所在场地水文地质条件特征分述如表 5.1-4 所示。

表 5.1-4 各场站所在场地水文地质条件特征一览表

5.2 环境敏感区分布情况

本项目评价范围内没有法律法规、政策等规范性文件划定或确认的国家公园、自然保护区、自然公园等自然保护地、世界自然遗产、生态保护红线等法定生态保护区；无重要物种的天然集中分布区、栖息地，重要水生生物的产卵场、索饵场、越冬场和洄游通道

根据现场调查和区域环境敏感区资料的收集与识别，泸 201 井区产能建设工程区块范围内分布的环境敏感区有乡镇集中式饮用水源、永久基本农田、文物保护单位；区块周围的敏感区主要有九狮山风景名胜区、乡镇集中式饮用水源保护区。

5.2.1 集中式饮用水源保护区

根据现场调查和区域环境敏感区资料的收集与识别，泸 201 井区产能建设工程区块范围内仅有 2 处集中式饮用水源（石鹿溪乡镇集中式饮用水源、道祝山水库乡镇集中式饮用水源），均为乡镇地表水型集中式饮用水源；区块周围的敏感区主要有 2 处乡镇集中式饮用水源保护区（飞安水库乡镇集中式饮用水源保护区、银蛇溪乡镇集中式饮用水源保护区）。

泸 201H2 平台距离石鹿溪乡镇集中式饮用水源二级保护区边界约 1.17km，距离一级保护区边界约 2.31km，距离取水口约 2.63km，不在石鹿溪乡镇集中式饮用水源保护区及径流区范围内。泸 216~泸 201H6 集气管线距离道祝山水库乡镇集中式饮用水源二级保护区约 340m，距离一级保护区约 426m，距离取水口约 545m，不在集雨区范围内。区块范围内 2 处集中式饮用水源基本情况见下表 5.2-1，区块周围 2 处集中式饮用水源基本情况见下表

5.2-2。

表 5.2-1 区块范围内集中式饮用水源保护区统计表

序号	区域	水源地名称	级别	水源类型	取水口位置	服务范围	保护区设置情况	划定文件	与最近单项工程位置关系
***	***	***	***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***	***	***	***

表 5.2-2 区块范围周边环境敏感区基本情况表

序号	敏感区名称	服务区域	基本情况				与单项工程的位置关系
***	***	***	***	***			***
***	***	***	***	***			***

5.2.2 永久基本农田

根据现场调查并结合对四川省泸州市（江阳区、龙马潭区、泸县）、宜宾市（江安县）和自贡市（富顺县）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***hm²。项目共占用永久基本农田***hm²，其中项目临时占地中占用永久基本农田约***hm²，永久占地中占用永久基本农田约***hm²。

5.2.3 九狮风景名胜区

（1）基本概况

九狮风景名胜区位于泸州城以北，龙马潭安宁镇境内，距泸州市区 10 公里，泸州机场 14 公里，景区面积 11.2 平方公里，森林覆盖面积 5000 余亩。风景区属亚热带低山兼湖泊型，以较好的植被环境为基调，以狮文化为游览核心，以田园风光游赏、农耕文化体验、民俗风情体验、宗教文化体验等为补充，是集风景游赏、游览活动于一体的城郊型省级风景名胜区。九狮风景区景观资源类型较丰富，涵盖 18 个风景小类，景观资源以较好的山水田园环境为基调，具有特色特出的“狮文化”。具有鲜明文化特色与一定自然景观价值。

（2）与本项目位置关系

本区块边界不在九狮风景名胜区保护区范围内，区块边界距离九狮风景名胜区保护区最近距离为 1.3km，区块内单个工程仅泸 218 井距离最近，距离约为 4.4km。本项目与九狮风景名胜区位置关系图见附图 1-10。

5.2.4 文物保护单位

根据现场调查并结合区域文物保护单位资料收集情况可知，本项目区块范围内分布有文物保护单位 11 处，区块范围周边内分布有文物保护单位 6 处，泸 201 井区产能建设工程所涉及的站场、管线等均不在上述各级文物保护单位的保护范围及建设控制地带内。项目区块范围内分布的文物保护单位基本情况表见表 5.2-3，项目区块周边分布的文物保护单位情况表基本情况表见表 5.2-4。

表 5.2-3 区块范围内文物保护单位情况统计表

序号	文物保护单位	级别	地址	保护范围及建设控制地带	与最近单项工程位置关系
1	***	***	***	***	***
2	***	***	***	***	***
3	***	***	***	***	***
4	***	***	***	***	***
5	***	***	***	***	***
6	***	***	***	***	***
7	***	***	***	***	***
8	***	***	***	***	***
9	***	***	***	***	***
10	***	***	***	***	***
11	***	***	***	***	***

表 5.2-4 区块周边文物保护单位情况统计表

序号	文物保护单位	级别	地址	保护范围及建设控制地带	与最近单项工程位置关系
1	***	***	***	***	***
2	***	***	***	***	***
3	***	***	***	***	***
4	***	***	***	***	***
5	***	***	***	***	***
6	***	***	***	***	***

5.2.5 生态保护红线

根据与江阳区、龙马潭区、泸县、江安县、富顺县自然资源局及规划局的叠图结果，本区块范围不涉及生态保护红线。

5.2.6 濑溪河翘嘴鲌蒙古鲌国家级水产种质资源保护区

(1) 基本概况

濑溪河翘嘴鲌蒙古鲌国家级水产种质资源保护区总面积 1880 公顷，其中核心区面积 520 公顷，实验区面积 1360 公顷。特别保护期为全年。保护区位于泸县境内，属长江左岸沱江支流濑溪河。范围在东经 $105^{\circ} 21' 24.91''$ — $105^{\circ} 28' 16.59''$ ，北纬 $29^{\circ} 02' 25.53''$ — $29^{\circ} 17' 01.71''$ 之间。保护区自濑溪河方洞镇接滩—方洞镇天钟寺—福集镇万田—福集镇—牛滩镇—牛滩镇小石磊，全长 58km。其中核心区为方洞镇接滩（ $105^{\circ} 28' 16.59''$ E, $29^{\circ} 17' 01.71''$ N）至福集镇万田（ $105^{\circ} 24' 14.17''$ E, $29^{\circ} 10' 35.03''$ N），长 20km。实验区为福集镇万田（ $105^{\circ} 24' 14.17''$ E, $29^{\circ} 10' 35.03''$ N）至牛滩镇小石磊（ $105^{\circ} 21' 24.91''$ E, $29^{\circ} 02' 25.53''$ N），长 38km。主要保护对象为翘嘴鲌、蒙古鲌，其它保护物种包括大鳍鱮、中华倒刺鲃、黄颡鱼、南方鲇、鳊等。

(2) 与本项目位置关系

濑溪河翘嘴鲌蒙古鲌国家级水产种质资源保护区位于本区块范围外，本项目单项工程中泸 201H5 平台离其最近，最近距离约 2.6km。本项目管线均不穿越该保护区，项目取水也不位于该保护区内，因此本项目实施对其无影响。

5.2.7 长江上游珍稀特有鱼类国家级自然保护区

(1) 基本概况

长江上游珍稀特有鱼类国家级自然保护区是 2005 年由国务院依据相关条例批准设立的国家级自然保护区，是长江上游最大的水生生物自然保护区。保护区跨越云南、四川、贵州、重庆四个省市，包括长江干流和赤水河干支流以及岷江、越溪河、长宁河、南广河、永宁河、沱江等 6 条长江支流的河口区。保护区主要保护对象为白鲟、达氏鲟、胭脂鱼等国家及地方重点保护的珍稀濒危水生动物和其它长江上游特有鱼类。

(2) 与本项目位置关系

长江上游珍稀特有鱼类国家级自然保护区本区块范围外，本项目单项工程中泸 201H7 平台离其最近，最近距离约 2.4km。本项目管线均不穿越该保护区，项目取水也不在该保护区，因此本项目实施对其无影响。

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门公开发布的评价基准年环境质量公告中的数据或结论。其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

A、泸州市

本项目涉及泸州市江阳区、泸县、龙马潭区，根据泸州市生态环境局发布的《2022 年泸州市生态环境状况公报》（2023 年 6 月）。2022 年，泸县优良天数为 304 天，达标率为 83.3%，同比上升 4.7%；2022 年龙马潭区优良天数为 276 天，达标比例为 78.0%，同比下降 3.4%；2022 年江阳区优良天数为 301 天，达标比例为 82.5%，同比下降 0.1%。

泸州市江阳区、泸县、龙马潭区环境空气质量状况见表 5.3-1~5.3-3。

表 5.3-1 2022 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 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	标准值 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	占比率 (%)	达标情况
PM _{2.5}	年平均质量浓度	42	35	120.00	超标
PM ₁₀	年平均质量浓度	64	70	91.43	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	25	40	62.50	达标
CO	日均值第 95 百分位数	1000	4000	25.00	达标
O ₃	日最大 8 小时平均第 90 百分位数	145	160	90.63	达标

表 5.3-2 2022 年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 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	标准值 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	占比率 (%)	达标情况
PM _{2.5}	年平均质量浓度	42	35	120.00	超标

PM ₁₀	年平均质量浓度	61	70	87.14	达标
SO ₂	年平均质量浓度	11	60	18.33	达标
NO ₂	年平均质量浓度	24	40	60.00	达标
CO	日均值第 95 百分位数	1000	4000	25.00	达标
O ₃	日最大 8 小时平均第 90 百分位数	155	160	96.88	达标

表 5.3-1 2022 年江阳区环境空气质量状况统计表

污染物	年评价指标	现状浓度 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	标准值 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	占比率 (%)	达标情况
PM _{2.5}	年平均质量浓度	38	35	108.57	超标
PM ₁₀	年平均质量浓度	59	70	84.29	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	23	40	57.50	达标
CO	日均值第 95 百分位数	800	4000	20.00	达标
O ₃	日最大 8 小时平均第 90 百分位数	147	160	91.88	达标

由上表可知，2022 年泸县、龙马潭区及江阳区 SO₂、NO₂、PM₁₀、CO 和 O₃ 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

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。

B、自贡市

本项目涉及自贡市富顺县，根据自贡市生态环境局 2023 年 6 月发布的《2022 年自贡市生态环境状况公报》。2022 年自贡市主城区环境空气质量优良天数 295 天，达标率为 80.3%，同比下降 5.8%。

自贡市富顺县环境空气质量状况见表 5.3-4。

表 5.3-4 2023 年富顺县环境空气质量状况统计表

污染物	年评价指标	现状浓度 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	标准值 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	占比率 (%)	达标情况
PM _{2.5}	年平均质量浓度	39	35	111.43	超标
PM ₁₀	年平均质量浓度	59	70	84.29	达标
SO ₂	年平均质量浓度	8	60	13.3	达标
NO ₂	年平均质量浓度	22	40	55.00	达标
CO	日均值第 95 百分位数	900	4000	22.50	达标
O ₃	日最大 8 小时平均第 90 百分位数	161	160	100.63	达标

由上表可知，2022 年自贡市 SO₂、NO₂、PM₁₀、CO 年评价结果达标，PM_{2.5} 及年评价结果超标。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。

根据自贡市人民政府关于印发《自贡市大气环境质量限期达标规划的通知》（自府发〔2018〕16 号）文件，自贡市制定了大气环境限期达标战略：

规划范围：规划范围为本市行政区域，包括自流井区、贡井区、大安区、沿滩区、荣县、富顺县。

达标期限：以基准年为基础，达标期限内分两个阶段实现滚动目标，逐步改善空气质量。第一阶段为近期 2018-2020 年，规划年为 2020 年，实现省“十三五”环境空气质量目标；第二阶段为中长期 2021-2030 年，规划年为 2030 年，力争实现空气质量稳定达标。

总体战略：以环境空气质量达标为核心，以超标严重、健康危害大的细颗粒物作为重点控制对象，实施空气质量达标战略。优化产业结构和布局，推进能源结构调整，深化工业锅炉、建材行业整治，有效控制扬尘、机动车、秸秆焚烧的污染排放，推进多污染协同控制、区域联防联控，提升大气污染精细化

防控能力。

C、宜宾市

根据宜宾市生态环境局于 2022 年 6 月发布的《2021 年宜宾市生态环境状况公报》中江安县环境空气基本污染物 SO₂、NO₂、PM₁₀、PM_{2.5}、CO、O₃ 监测结果，对区域环境空气质量现状进行分析，统计结果详见表 4.2-1。

表 4.2-1 区域空气质量现状评价表

污染物	年评价指标	现状浓度 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	标准值 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	占标率 (%)	达标 情况
SO ₂	年平均质量浓度	12	60	15.00	达标
NO ₂	年平均质量浓度	16	40	50.00	
PM ₁₀	年平均质量浓度	53	70	74.28	
PM _{2.5}	年平均质量浓度	36	35	88.57	
CO	日均浓度的第 95 百分位数	1.1 (mg/m^3)	4 (mg/m^3)	30.00	
O ₃	日最大 8 小时平均浓度的 第 90 百分位数	140	160	80.00	

根据上表可知，项目所在的江安县大气环境 SO₂、NO₂、PM₁₀、CO、O₃ 环境质量现状满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准，PM_{2.5} 不满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准。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，因此，江安县 2021 年为达标区。

宜宾市制定有《大气污染防治精细化管控方案》，根据方案，宜宾将在全市全域范围内全面禁止秸秆(包括落叶、垃圾等)露天焚烧、全面取缔禁燃区散煤及煤制品燃烧和加工、全面有效管控建筑工地及道路扬尘、全面整治“散乱污”企业实现动态清零;在核心管控区域、重点管控区域的餐饮服务业、居民住宅规范安装油烟净化设施，对印刷、包装企业挥发性有机物进行收集处理并达标排放，优化交通要道通行，实施建筑物楼顶清尘。

在管控措施方面，将开展清洁降尘行动、秸秆禁烧行动、“散乱污”综合整治行动、散煤禁烧行动、控车控油行动、挥发性有机物整治行动、餐饮油烟整治行动及合理调整汽车客运站、检测站及高速路口位置、取缔重型车辆停车场九项行动。

与此同时，市委目标绩效办、市大气攻坚办将不定期突击暗查，并将暗查情况纳入目标绩效考核;政府将每周召开工作例会，听取各县(区)、市级牵头部门汇报大气污染问题整改推进情况，确保方案取得实效。

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，本次评价委托四川炯测环保技术有限公司于 2024 年 1 月 13 日~1 月 15 日对区域环境空气质量现状进行了现场补充监测，本次评价实际监测设置大气监测点 1 个，位于区块范围内已建泸 216 脱水站位置（已单独开展环评），对脱水站所在的环境空气质量现状进行监测。同时本次评价引用《泸 212 井地面集输工程环境影响报告书》（富顺县）、《泸 214 井地面集输工程环境影响报告书》（泸县）、《泸 218 井地面集输工程环境影响报告书》（龙马潭区）、《泸 217 井地面集输工程环境影响报告书》（江阳区）环境空气监测数据（引用监测数据监测时间均未超过 3 年，在监测至今，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 5.3-5。

表 5.3-5 大气环境质量补充监测点

监测点位	监测位置	监测因子	监测频次
本次实际监测			
Q1	泸 216 脱水站厂界处	非甲烷总烃	连续监测 7 天， 监测 1 小时均值
引用监测			
Q2	泸 212 井站旁西北侧居民点处（自贡市境内）	非甲烷总烃	连续监测 7 天， 监测 1 小时均值
Q3	泸 214 井站东南面侧		
Q4	泸 218 井站东南面民宅处		
Q5	泸 217 井站厂界东南侧		

监测时间：2024 年 1 月 13 日~1 月 15 日，引用数据监测时间：2023 年 2 月~3 月。

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

相色谱法》（HJ 604-2017）进行。

评价标准：本次评价非甲烷总烃参考《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。

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

监测及评价结果见表 5.3-6。

表 5.3-6 项目环境空气质量监测及评价结果统计

采样日期	检测点位	检测项目	检测结果（mg/m ³ ）			
			第一次	第二次	第三次	第四次
***	***	***	***	***	***	***
***		***	***	***	***	***
***		***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***
***		***	***	***	***	***
***		***	***	***	***	***
***		***	***	***	***	***
***		***	***	***	***	***
***		***	***	***	***	***
***		***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***
***		***	***	***	***	***
***		***	***	***	***	***
***		***	***	***	***	***
***		***	***	***	***	***
***		***	***	***	***	***
***		***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***
***		***	***	***	***	***
***		***	***	***	***	***
***		***	***	***	***	***
***		***	***	***	***	***
***		***	***	***	***	***
***		***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***
***		***	***	***	***	***

***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***

表 5.3-7 项目环境空气质量监测及评价结果统计

监测 点位	监测因子	采样个 数(个)	浓度范围($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	标准值 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	最大浓度占标准 值百分比(%)	超标率 (%)
***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***

由上表可知，本项目各监测点的非甲烷总烃监测值结果能满足《大气污染物综合排放标准详解》中制定非甲烷总烃排放标准时选用的环境质量标准。

综上所述，本项目所处宜宾市（江安县）2021 年属于环境空气质量不达标区，泸州市（江阳区、龙马潭区、泸县）、自贡市（富顺县）区域 2022 年属于环境空气质量不达标区；泸州市目前已制定《泸州市大气环境质量限期达标规划（2018-2025 年）》、自贡市目前已制定《自贡市大气环境质量限期达标规划的通知》（自府发〔2018〕16 号）、宜宾市目前已制定《大气污染防治精细化管控方案》；项目对区域的环境空气质量进行了补充监测以及引用相关监测数据，监测因子非甲烷总烃监测值结果能满足《大气污染物综合排放标准详解》中制定非甲烷总烃排放标准时选用的环境质量标准。项目区环境质量较好。

5.3.2 地表水环境现状调查与评价

泸 201 井区所在区域主要为长江水系，涉及的较大的水系有：沱江、长江等。泸 201 井区产能建设工程涉及的主要河流小型河流，包括和尚洞河、南井河、石鹿溪（久桥河（石鹿溪））等。

(1) 水污染源调查

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

均外运回注或污水处理厂处理。

(2) 水环境质量现状调查与评价

①区域地表水环境质量达标情况

根据《2022 年泸州市生态环境状况公报》，2022 年，在长江干流、沱江、赤水河、永宁河、濑溪河、古蔺河、大陆溪、塘河和大同河 9 条河流上共设置 13 个国省控监测断面、I~II 类水质断面占 61.5%，III 类水质断面占 30.8%，IV 类水质断面占 7.7%，无 V 类和劣 V 类水质断面。大陆溪受到污染，主要污染指标为高锰酸盐指数。

根据《2022 年自贡市生态环境状况公报》，2022 年自贡市 10 个国省考核断面水质优良率为 100%，同比提高 10 个百分点，首次实现全部达标。李家湾、越溪河两河口、双溪水库起水站 3 个断面水质均为优（II 类）；老翁桥、大磨子、叶家滩、雷公滩、双河口、碳研所、宋渡大桥 7 个断面水质均为良（III 类）。

根据《2021 年宜宾市生态环境状况公报》，“三江”宜宾段水质状况总体良好。按年均值评价，各监测断面均达到或优于《地表水环境质量》(GB3838-2002)I 类水质标准，达标率为 100%。纳入国家、省地表水考核的 22 个断面全部达到或优于亚类水质标准按照年均值评价，2021 年宜宾市“九河”各监测断面达标率为 100%，所有监测断面均达到或优于亚类水质标准，水质状况总体良好。黄沙河水水质类别为亚类，水质状况为良好；南广河、箭板河、西宁河、中都河、长宁河、古宋河、越溪河和横江河水质类别均为 I 类，水质状况为优。

②污染物环境质量现状评价

本次评价委托四川炯测环保技术有限公司对位于地表水断面进行现场取样监测，监测设置情况如下：

监测断面：本次地表水监测布设 2 个监测点位，位于拟建泸 201H2 平台-泸 201H3 平台集输管线穿越久桥河（石鹿溪）处上下游。

监测因子：pH 值、悬浮物、COD、BOD₅、氨氮、总磷、石油类、挥发酚、硫化物、阴离子表面活性剂、汞、总铬、六价铬、镉、砷、镍、铅。

监测时间及频率：2024 年 1 月 9 日~1 月 11 日，每日取样 1 次，连续监测 3 天。

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

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

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

式中： S_i ——第 i 种污染物的评价指数；

C_i ——第 i 种污染物的监测平均值(mg/L)；

C_{oi} ——第 i 种污染物的评价标准(mg/L)。

评价 pH 值时采用下述模式：

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

式中： S_{pH_j} ——pH 的标准指数；

pH_j ——pH 的实测值；

pH_{su} ——地表水质量标准中规定的 pH 值上限。

根据上表评价结果，本次地表水取样断面均满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）Ⅲ类标准。

监测结果如表 5.3-5 所示。

表 5.3-5 水质现状监测结果表 单位: mg/L(pH 无量纲)

点位	监测时间	pH	COD	氨氮	SS	TP	硫化物	石油类	BOD ₅	挥发酚	阴离子表面活性剂	铅	镉	铬	镍	汞	砷	六价铬
穿越久桥河（石鹿溪）上游对照断面处 W1	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	** *	***	***
	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	** *	***	***
	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	** *	***	***
穿越久桥河（石鹿溪）下游对照断面处 W2	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	** *	***	***
	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	** *	***	***
	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	** *	***	***
/	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	** *	***	***
/	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	** *	***	***

根据上表评价结果，本次地表水取样断面均满足《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 332km²，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 5.3-28 和图 5.3-1。

表 5.3-28 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	332	
	水文地质点	个	311	
	观测路线长度	km	252	
	地表河流调查	条	7	
	本次水样采集测试	个	24	本次委托专业单位
	地质点	个	15	
地下水位统测		个/天	311	
地下水开发利用现状调查		村组数	14	

***	***
***	***
***	***
***	***
***	***
***	***

***	***
***	***
***	***
***	***
***	***
***	***

***	***
***	***
***	***
***	***
***	***
***	***
***	***
***	***
***	***
***	***
***	***
***	***
***	***
***	***
***	***
***	***
***	***
***	***
***	***
***	***
各场站地形地貌情况	

图 5.3-1 本次评价现场调查情况

（2）地下水水位调查

为了查清评价区地下水流向及动态变化特征，本次评价工作于 2024 年 1 月在项目所在水文地质单元开展了地下水位测量工作，监测点个数和监测频率均满足导则要求。本次地下水水位调查点主要为水井，区内地下水位埋深主要受地质构造和地貌条件控制，一般向斜核部、地势低洼处的沟谷处地下水埋深较小，丘顶分水岭处地下水埋深较大。本次地下水位调查点共有 311 个，地下水位高程约 209.2~325.6m。整体上分水岭处的高地一带地下水位高，沱江和长江及其支流低洼处的地下水位低，受红层含水层岩性及构造作用，区内含水层富水性较差，地下水位季节变化较大，受降水影响明显。本次调查水位调查点空间分布情况见附图水文地质图，水位调查监测信息见表 1.8-13 和附图 1-4。

（3）地下水污染源现状调查

根据对区内地下水环境走访调查可知，评价区内地下水主要为碎屑岩类裂

隙孔隙水，受含水层类型特征限制，区内无大规模大流量的地下水水井开采方式，不会形成地下水开采漏斗，不会造成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；区内地下水补径排特征较为稳定，也不会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。

但是，根据现场调查发现，由于区内红层含水层沉积环境的限制，在局部地段和一定深度范围内，区内地下水表现为高矿化度，使得地下水水质饮用水实用性较差。此外，现场走访调查表明，评价区内地下水污染源主要包括工矿企业污染源、生活污染源和农牧业污染源。

生活污染源主要来源于当地居民在日常生活中所产生的污水，比如餐厨废水、厕所、洗漱污水等。由于评价区内居民居住比较分散，且生活污水排放量比较小，且部分被用来收集作为农家肥，对区域性地下水环境影响不大。

农牧业污染源主要来源于当地居民的农业生产和畜牧业养殖，农业生产过程中农药、化肥的使用，容易形成地下水污染。个别呈规模的畜牧养殖产生的废污水和粪便主要通过粪池收集，由于平时管理不善，特别是在降雨季节容易外溢，形成点源污染，造成区内地下水污染。

区内工矿业污染源较少，主要为小作坊，目前出页岩气开采，其他矿种开采较少。但与本项目产生相同类型污染物的主要企业主要为页岩气开采工程，如井场、站场、管线等，通过对区内地下水环境质量监测、居民走访调查和天资料收集分析可知，区内未发生明显的页岩气开采引起的地下水污染事故，整体地下水环境质量良好。

（4）地下水环境质量调查与评价

①本次评价监测点布设情况

根据地下水导则和石油天然气导则要求，为查清本项目场地及周边地下水的环境质量现状，本次评价以最后一级水文地质单元为监测范围，结合各场地地下水流向，主要在各场地的上游、侧方向、下游位置布点，选取了具有代表性的监测点进行了地下水质量监测。本次评价在各项目场地所在评价范围内布设了 24 个（含 6 个回顾评价监测点）地下水质量现状监测点，各监测点位的

[illegible]

[illegible]

***	***	***	***	***	***	***	** *	***
***	***	***	***	***	***	***	** *	***
***	***	***	***	***	***	***	** *	***
***	***	***	***	***	***	***	** *	***
***	***	***	***	***	***	***	** *	***
***	***	***	***	***	***	***	** *	***
***	***	***	***	***	***	***	** *	***
***	***	***	***	***	***	***	** *	***
***	***	***	***	***	***	***	** *	***
***	***	***	***	***	***	***	** *	***
***	***	***	***	***	***	***	** *	***
***	***	***	***	***	***	***	** *	***
***	***	***	***	***	***	***	** *	***
***	***	***	***	***	***	***	** *	***
***	***	***	***	***	***	***	** *	***
***	***	***	***	***	***	***	** *	***

②引用监测数据点情况

同时，本次评价部分场站引用了区内已有的地下水环境质量监测数据，共 56 个点，如下：《泸 212 井地面集输工程（2023 年 01 月 09 日）》、《泸 213 井地面集输工程（2023 年 02 月 24 日）》、《泸 213 平台钻井工程（2021 年 11 月 19 日）》、《泸 214 井地面集输工程（2023 年 02 月 14 日）》、《泸 215 井至泸 216 脱水站连接线集气管道工程（泸州段）（2023 年 03 月 10 日）》、《泸 215 井钻井工程（2022 年 06 月 22 日）》、《泸 216 井地面集输工程（2023 年 02 月 22 日）》、《泸 216 井钻井工程（2023 年 07 月 14 日）》、《泸 216 井地面集输工程（2023

年05月12日)脱水站》、《泸217井站场工程(2023年03月10日)》、《泸218井地面集输工程(2023年03月13日)》、《泸224井地面集输工程(2023年02月22日)》、《泸225井地面集输工程(2023年03月01日)》、《泸225井钻井工程(2022年07月14日)》和《泸226井地面集输工程(2023年03月01日)》。根据分析可知,各监测点空间分布位置均符合水文地质单元内与项目的上下游关系,监测因子包含了项目特征因子和地下水环境基本指标,监测时段均位于三年监测时限内,因此所引用监测数据均符合地下水导则和石油天然气导则要求,能够满足本次评价需求。监测点位分布情况见表5.3-29和附图5.3-10。

③检测因子与监测频率

地下水环境现状监测因子: K^+ 、 Na^+ 、 Ca^{2+} 、 Mg^{2+} 、 CO_3^{2-} 、 HCO_3^- 、 Cl^- 、 SO_4^{2-} 、pH、氨氮、硝酸盐、亚硝酸盐、挥发性酚类、氰化物、砷、汞、铬(六价)、总硬度、铅、氟、镉、铁、锰、钡、溶解性总固体、硫化物、耗氧量、硫酸盐、总大肠菌群、菌落总数、石油类、COD、氯化物。

地下水环境现状监测频率: 一期

④评价标准

根据项目工程所在地区地下水环境功能要求,为了监管和保护地下水不受建设项目影响,故本次评价地下水环境质量标准参照《地下水质量标准》(GB/T 14848-2017)中的III类质量标准(地下水组分含量中等,以 GB 5749-2006 为依据,主要适用于集中式生活饮用水水源及工农业用水),此外,地下水质量标准中没有涉及的监测因子参照《地表水环境质量标准》(GB3838-2002)执行,各因子执行标准值见表 1.6-3。

④评价方法

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

⑤地下水质量评价结果

本项目评价区内地下水质量监测结果见表5.3-8,本次监测和引用地下水质量现状评价结果表明,评价区内地下水质量总体良好,所有监测指标均能满

足地下水三类水质量标准。

同时，本次评价对项目特征因子分析结果表明，项目特征因子氯化物、石油类和 COD 均能满足地下水三类水质量标准。综上所述，评价区内地下水质量现状较好，本项目特征污染因子（氯化物、石油类和 COD）在地下水环境质量现状评价中均不存在超标现象。

表 5.3-10 本次地下水水质监测现状结果一览表

监测项目	单位	三类水标准	最大值	最小值	平均值	标准差	检出率%	最大标准指数	最小标准指数	超标率%
pH	无量纲	***	***	***	***	***	***	***	***	***
溶解性总固体	mg/L	***	***	***	***	***	***	***	***	***
耗氧量	mg/L	***	***	***	***	***	***	***	***	***
总硬度	mg/L	***	***	***	***	***	***	***	***	***
化学需氧量	mg/L	***	***	***	***	***	***	***	***	***
铬（六价）	mg/L	***	***	***	***	***	***	***	***	***
氰化物	mg/L	***	***	***	***	***	***	***	***	***
挥发酚	mg/L	***	***	***	***	***	***	***	***	***
氨氮	mg/L	***	***	***	***	***	***	***	***	***
石油类	mg/L	***	***	***	***	***	***	***	***	***
硫化物	mg/L	***	***	***	***	***	***	***	***	***
氟化物	mg/L	***	***	***	***	***	***	***	***	***
亚硝酸盐氮	mg/L	***	***	***	***	***	***	***	***	***
硝酸盐氮	mg/L	***	***	***	***	***	***	***	***	***
氯化物	mg/L	***	***	***	***	***	***	***	***	***
硫酸盐	mg/L	***	***	***	***	***	***	***	***	***
汞	mg/L	***	***	***	***	***	***	***	***	***
砷	mg/L	***	***	***	***	***	***	***	***	***
铅	mg/L	***	***	***	***	***	***	***	***	***
镉	mg/L	***	***	***	***	***	***	***	***	***
铁	mg/L	***	***	***	***	***	***	***	***	***

锰	mg/L	***	***	***	***	***	***	***	***	***
细菌总数	CFU/mL	***	***	***	***	***	***	***	***	***
总大肠菌群	MPN/100mL	***	***	***	***	***	***	***	***	***
钡	mg/L	***	***	***	***	***	***	***	***	***
K ⁺	mg/L	***	***	***	***	***	***	***	***	***
Na ⁺	mg/L	***	***	***	***	***	***	***	***	***
Ca ²⁺	mg/L	***	***	***	***	***	***	***	***	***
Mg ²⁺	mg/L	***	***	***	***	***	***	***	***	***
CO ₃ ²⁻	mg/L	***	***	***	***	***	***	***	***	***
HCO ₃ ⁻	mg/L	***	***	***	***	***	***	***	***	***
Cl ⁻	mg/L	***	***	***	***	***	***	***	***	***
SO ₄ ²⁻	mg/L	***	***	***	***	***	***	***	***	***

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，区块内居民生活噪声、交通噪声声级小、不持续，无环境限制因素。

(3) 声环境现状调查与评价

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

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

①布点原则及布点情况

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

共布设 15 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

编号	监测点位置	类型	备注
N1	拟建泸 201H1 井场西侧 114m 居民点处	环境噪声	新建
N2	拟建泸 201H2 井场东北侧 129m 居民点处		
N3	拟建泸 201H3 井场西南侧 121m 居民点处		
N4	泸 201H4 井场南侧厂界	厂界噪声	依托泸 213 井
N5	泸 201H4 井场南侧 50 米处居民点	环境噪声	新建
N6	拟建泸 201H5 井场西北侧 104m 处居民点		
N7	拟建泸 201H6 井场东南侧 120m 处居民点处		
N8	拟建泸 201H7 井场南侧约 115m 居民点处		
N9	拟建泸 201H8 井场东南侧 132m 居民点处		
N10	泸 212 井场北侧厂界	厂界噪声	/
N11	泸 212 井场北侧 132m 处居民点	环境噪声	/
N12	泸 214 井场东南侧厂界	厂界噪声	/

N13	泸 214 井场东侧 42m 处居民点	环境噪声	/
N14	泸 218 井场南侧厂界	厂界噪声	/
N15	泸 218 井场西南侧 99m 处居民点	环境噪声	/
N16	泸 225 井场东侧厂界	厂界噪声	/
N17	泸 225 井场东侧 166m 处居民点	环境噪声	/
N18	泸 226 井场东北侧厂界	厂界噪声	/
N19	泸 226 井场东北侧 71m 处居民点	环境噪声	/
N2 (1)	拟建泸 201H2 井场北侧 102m 居民点处	环境噪声	/
N20	泸 201H5~阳 101H8 管线穿越高速路处最近居民点处	环境噪声	/
N21	泸 201H5~阳 101H8 管线穿越铁路处最近居民点处	环境噪声	/

②监测项目

等效声级 L_{Aeq} 。

③监测时间和频次

监测时间：2024 年 1 月 9 日~2024 年 1 月 14 日、2024 年 2 月 29 日~3 月 1 日。

监测频次：每个监测点昼、夜各一次，连续 2 天。

④评价标准

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

⑤评价方法

采用比标值法。即将监测结果与标准值相比较。

⑥监测结果及评价

区域声环境现状监测值和评价结果见表 5.3-13。

表 5.3-13 噪声监测结果 单位: dB(A)

监测点位	日期	噪声来源	检测时段	检测结果	标准值	达标情况
***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***

泸 201 井区产能建设工程环境影响报告书

监测 点位	日期	噪声来源	检测时段	检测 结果	标准值	达标 情况
*** *** ***	***	*** *** ***	***	***	***	***
	***		***	***	***	***
	***		***	***	***	***
*** *** *** ***	***	*** *** *** ***	***	***	***	***
	***		***	***	***	***
	***		***	***	***	***
	***		***	***	***	***
*** *** *** ***	***	*** *** *** ***	***	***	***	***
	***		***	***	***	***
	***		***	***	***	***
	***		***	***	***	***
*** *** *** ***	***	*** *** *** ***	***	***	***	***
	***		***	***	***	***
	***		***	***	***	***
	***		***	***	***	***
*** *** *** ***	***	*** *** *** ***	***	***	***	***
	***		***	***	***	***
	***		***	***	***	***
	***		***	***	***	***
*** *** *** ***	***	*** *** *** ***	***	***	***	***
	***		***	***	***	***
	***		***	***	***	***
	***		***	***	***	***
*** *** *** ***	***	*** *** *** ***	***	***	***	***
	***		***	***	***	***
	***		***	***	***	***
	***		***	***	***	***
*** *** *** ***	***	*** *** *** ***	***	***	***	***
	***		***	***	***	***
	***		***	***	***	***
	***		***	***	***	***
*** *** *** ***	***	*** *** *** ***	***	***	***	***
	***		***	***	***	***
	***		***	***	***	***
	***		***	***	***	***
*** *** *** ***	***	*** *** *** ***	***	***	***	***
	***		***	***	***	***
	***		***	***	***	***
	***		***	***	***	***
*** *** *** ***	***	*** *** *** ***	***	***	***	***
	***		***	***	***	***
	***		***	***	***	***
	***		***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***

监测 点位	日期	噪声来源	检测时段	检测 结果	标准值	达标 情况
*** *** ***	***	*** *** ***	***	***	***	***
	***		***	***	***	***
	***		***	***	***	***
*** *** *** ***	***	*** *** *** ***	***	***	***	***
	***		***	***	***	***
	***		***	***	***	***
	***		***	***	***	***
*** *** *** ***	***	*** *** *** ***	***	***	***	***
	***		***	***	***	***
	***		***	***	***	***
	***		***	***	***	***
*** *** *** ***	***	*** *** *** ***	***	***	***	***
	***		***	***	***	***
	***		***	***	***	***
	***		***	***	***	***
*** *** *** ***	***	*** *** *** ***	***	***	***	***
	***		***	***	***	***
	***		***	***	***	***
	***		***	***	***	***
*** *** *** ***	***	*** *** *** ***	***	***	***	***
	***		***	***	***	***
	***		***	***	***	***
	***		***	***	***	***
*** *** *** ***	***	*** *** *** ***	***	***	***	***
	***		***	***	***	***
	***		***	***	***	***
	***		***	***	***	***
*** *** *** ***	***	*** *** *** ***	***	***	***	***
	***		***	***	***	***
	***		***	***	***	***
	***		***	***	***	***
*** *** *** ***	***	*** *** *** ***	***	***	***	***
	***		***	***	***	***
	***		***	***	***	***
	***		***	***	***	***
*** *** *** ***	***	*** *** *** ***	***	***	***	***
	***		***	***	***	***
	***		***	***	***	***
	***		***	***	***	***
*** *** *** ***	***	*** *** *** ***	***	***	***	***
	***		***	***	***	***
	***		***	***	***	***
	***		***	***	***	***
*** *** *** ***	***	*** *** *** ***	***	***	***	***
	***		***	***	***	***
	***		***	***	***	***
	***		***	***	***	***

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

5.3.5 土壤环境现状调查与评价

(1) 土壤类型及理化性质调查

①区域土壤类型

根据国家土壤信息服务平台查询分析结果,项目所在区域内土壤主要分布有石灰性紫色土、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
石灰性紫色土		
母质		钙质紫色砂页岩风化物
分布和地形地貌		紫色砂页岩丘陵区
剖面构型		A11—C
有效土体深度		80~100cm
主要性状		土壤呈浊红棕色至浊棕色,壤质粘土。土壤 pH7.5-8.5,碱性反应。碳酸钙含量 6.0-8.0%,石灰反应强阳离子交换量 20-25me/100g 土。
生产性能		该土种质地适中,疏松易耕,但碱性强,宜种性不广,有机质偏低,矿质养分丰富,适种花生、黄豆、绿豆和玉米等作物,花生产量 125kg/亩左右。
土类描述		该土种质地适中,疏松易耕,但碱性强,宜种性不广,有机质偏低,矿质养分丰富,适种花生、黄豆、绿豆和玉米等作物,花生产量 125kg/亩左右。在利用上,要停施石灰及其它碱性肥料,磷肥宜集中施,以减少固定,提高肥效。多施有机肥,增强土壤保水抗旱能力,并注意微量元素的丰缺状况,对豆科及油菜等作物适当喷施硼肥以保花保果。
典型剖面理化性质	A11 层	0-9cm, 浊红棕色(干, 5YR5/4), 壤质粘土, 小块状结构, 疏松。强石灰反应。根系多量。
	C1 层	9-68cm, 浊红棕色(干, 5YR5/4), 壤质粘土, 块状结构, 紧实, 母岩碎屑含量 5%左右。强石灰反应。
	C2 层	68-100cm, 浊棕色(干, 5YR6/3), 壤质粘土, 块状结构, 有较多的半风化碎屑。
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 层有少量鳕血斑，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，有少量根锈和鳕血斑，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。土壤发育轻，砾石含量高达 30%--35%，质地多为粘壤土
生产性能		该土种土层浅薄，松散，适耕期长，但砾石含量高，不利耕作。水土流失严重，漏水漏肥严重，供肥快，后劲不足，粮食产量低，常年亩产 400--450kg，主要种植豌豆、绿豆、甘薯等作物。
土类描述		热带、亚热带紫红色岩层直接风化形成的 A—C 型土壤。其理化性质与母岩组成直接相关，土层浅薄，剖面层次发育不明显，仍为初育阶段。由于母岩富含矿质养分，且风化迅速，不失为良好的肥沃土壤。但其他较干旱地区的此类母岩风化物不具有此肥沃特性。
典型剖面理化性质	A11 层	0-25cm，棕色（湿，7.5YR4/4），砂质粘壤土，团块状结构，疏松，根多，pH6.5。
	AC 层	25-40cm，棕色（湿，7.5YR4/4），粘壤土，小块状结构，稍紧，根少，pH6.6。
	C 层	40cm 以下，灰棕色（湿，5YR5/2），块状结构，夹岩石碎屑，根极少。
水稻土		
母质		河流冲积物
分布和地形地貌		河流阶地
剖面构型		Aa—Ap—W—C
有效土体深度		100cm
主要性状		土壤质地为粘壤土至壤质粘土，土壤呈微酸性至中性反应。潜育层平均厚度 36cm，以灰黄棕色为主，棱柱状结构，结构面多暗灰色胶膜和锈色斑纹，pH 与盐基饱和度较其他层次高
生产性能		该土种土体薄，质地适中，疏松易耕，有良好的通透性，宜种性广，在良好的栽培管理措施下可获高产。

土类描述		该土种土体薄，质地适中，疏松易耕，有良好的通透性，宜种性广，在良好的栽培管理措施下可获高产。
典型剖面理化性质	Aa 层	0-17cm，棕灰色(干，10YR5/1)，粘质壤土，小块状结构，疏松，有较多的锈色 铁锰斑纹，容重 1.15g/cm ³ ，根系多
	Ap 层	17-22cm，棕灰色(干，10YR5/1)，粘质壤土，块状结构，根孔多锈条，容重 1.2 5g/cm ³
	W 层	22-45cm，灰黄棕色(干，10YR5/2)，壤质粘土，棱柱状结构，紧实，有较多的灰 色胶膜和锈色斑纹并有较多的铁锰结核
	C 层	45—100cm，亮黄棕色(干，10YR7/6)，壤质粘土，块状结构，紧实，有少量锈色 斑纹

① 土壤理化特性调查

本次委托四川炯测环保技术有限公司于 2024 年 1 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《泸 212 井钻井工程环境影响报告表》、《泸 217 井钻井工程环境影响报告表》等土壤监测数据。理化特性调查结果表见表 5.3-15。

表 5.3-15 土壤理化特性调查结果表

[illegible]

泸 201 井区产能建设工程环境影响报告书

监测点	位置	监测点类型	监测因子	备注	井场类型
T1	拟建泸 201H1 井场所在位置	柱状样点	柱状点: pH、石油烃 (C ₆ ~C ₉)、石油烃 (C ₁₀ ~C ₄₀)、氯化物、硫酸盐、钡	/	新建井场
T2(1)	拟建泸 201H2 井场所在位置	柱状样点	柱状点: pH、石油烃 (C ₆ ~C ₉)、石油烃 (C ₁₀ ~C ₄₀)、氯化物、硫酸盐、钡	/	新建井场
T3	拟建泸 201H3 井场所在位置	柱状样点	柱状点: pH、石油烃 (C ₆ ~C ₉)、石油烃 (C ₁₀ ~C ₄₀)、氯化物、硫酸盐、钡	/	新建井场
T4	泸 201H4 井场所在位置占地范围内	表层样+柱状样点	表层点: pH、GB36600 基本因子; 柱状点: pH、石油烃 (C ₆ ~C ₉)、石油烃 (C ₁₀ ~C ₄₀)、氯化物、硫酸盐、钡	表层土测理化性质(水稻土)	试采转采气
T5	拟建泸 201H5 井场所在位置	柱状样点	柱状点: pH、石油烃 (C ₆ ~C ₉)、石油烃 (C ₁₀ ~C ₄₀)、氯化物、硫酸盐、钡	/	新建井场
T6	拟建泸 201H6 井场所在位置	柱状样点	柱状点: pH、石油烃 (C ₆ ~C ₉)、石油烃 (C ₁₀ ~C ₄₀)、氯化物、硫酸盐、钡	/	新建井场
T7	拟建泸 201H7 井场所在位置	表层样+柱状样点	表层点: pH、GB36600 基本因子、锌、铬; 柱状点: pH、石油烃 (C ₆ ~C ₉)、石油烃 (C ₁₀ ~C ₄₀)、氯化物、硫酸盐、钡	表层土测理化性质(石灰性紫色土)	新建井场
T8	拟建泸 201H8 井场所在位置	柱状样点	柱状点: pH、石油烃 (C ₆ ~C ₉)、石油烃 (C ₁₀ ~C ₄₀)、氯化物、硫酸盐、钡	/	新建井场
T9	泸 212 井场所在位置储存池附近	柱状样点	柱状点: pH、石油烃 (C ₆ ~C ₉)、石油烃 (C ₁₀ ~C ₄₀)、氯化物、硫酸盐、钡	/	试采转采气
T10	泸 214 井场所在位置储存池附近	柱状样点	柱状点: pH、石油烃 (C ₆ ~C ₉)、石油烃 (C ₁₀ ~C ₄₀)、氯化物、硫酸盐、钡	/	试采转采气

T11	泸 215 井场所在位置储存池附近	柱状样点	柱状点: pH、石油烃 (C ₆ ~C ₉)、石油烃 (C ₁₀ ~C ₄₀)、氯化物、硫酸盐、钡	/	试采转采气
T12	泸 216 井场所在位置储存池附近	柱状样点	柱状点: pH、石油烃 (C ₆ ~C ₉)、石油烃 (C ₁₀ ~C ₄₀)、氯化物、硫酸盐、钡	/	试采转采气
T13	泸 217 井场所在位置储存池附近	柱状样点	柱状点: pH、石油烃 (C ₆ ~C ₉)、石油烃 (C ₁₀ ~C ₄₀)、氯化物、硫酸盐、钡	/	试采转采气
T14	泸 218 井所在位置储存池附近	柱状样点	柱状点: pH、石油烃 (C ₆ ~C ₉)、石油烃 (C ₁₀ ~C ₄₀)、氯化物、硫酸盐、钡	/	试采转采气
T15	泸 224 井所在位置储存池附近	柱状样点	柱状点: pH、石油烃 (C ₆ ~C ₉)、石油烃 (C ₁₀ ~C ₄₀)、氯化物、硫酸盐、钡	/	试采转采气
T16	泸 225 井所在位置储存池附近	柱状样点	柱状点: pH、石油烃 (C ₆ ~C ₉)、石油烃 (C ₁₀ ~C ₄₀)、氯化物、硫酸盐、钡	/	试采转采气
T17	泸 226 井所在位置储存池附近	柱状样点	柱状点: pH、石油烃 (C ₆ ~C ₉)、石油烃 (C ₁₀ ~C ₄₀)、氯化物、硫酸盐、钡	/	试采转采气
引用监测数据					
T18	泸 212 井场内井口处 T1	柱状样	表层点: pH、GB36600 基本因子、锌、铬; 柱状点: pH、石油烃、氯化物	/	/
T19	泸 217 井场内井口处 T1	柱状样	表层点: pH、GB36600 基本因子、锌、铬; 柱状点: pH、石油烃、氯化物	/	/

③监测因子

GB36600 基本因子: 砷、镉、铬 (六价)、汞、铅、铜、镍、四氯化碳、氯仿、氯甲烷、1,1-二氯乙烷、1,2-二氯乙烷、1,1-二氯乙烯、顺-1,2-二氯乙烯、反-1,2-二氯乙烯、二氯甲烷、1,2-二氯丙烷、1,1,1,2-四氯乙烷、1,1,2,2-四氯乙烷、四氯乙烯、1,1,1-三氯乙烷、1,1,2-三氯乙烷、三氯乙烯、1,2,3-三氯丙烷、

氯乙烯、苯、氯苯、1,2-二氯苯、1,4-二氯苯、乙苯、苯乙烯、甲苯、间二甲苯+对二甲苯、邻二甲苯、硝基苯、苯胺、2-氯酚、苯并[a]蒽、苯并[a]芘、苯并[b]荧蒽、苯并[k] 荧蒽、蒽、二苯并[a、h]蒽、茚并[1,2,3-cd]芘、蔡。

GB15168 基本因子：镉、汞、砷、铬、铅、锌、铜、镍；

特征因子：pH、石油烃（C₆~C₉）、石油烃（C₁₀~C₄₀）、氯化物、硫酸盐、钡；

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

④评价标准

农用地土壤监测因子执行《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018），建设用地土壤监测因子执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）。

⑤评价方法

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

$$P_i = C_i / S_i$$

式中：P_i——第 i 种污染物的污染指数；

C_i——第 i 种污染物的实测浓度(mg/kg)；

S_i——第 i 种污染物的评价标准(mg/kg)。

（4）土壤环境现状监测结果及评价

本项目建设后站场占地属于建设用地第二类用地，其他占地属于农用地，各监测点的监测结果见表 5.3-17~19。

由上述监测结果可知，各监测点土壤环境质量均满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中二类用地筛选值、《四川省建设用地土壤污染风险管控标准（DB51 2978-2023）》中对应筛选值及《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）筛选值要求。本项目钻井过程中所用钻井泥浆不含重金属

元素，且本项目无废水、固废外排，严格分区防渗，本项目实施对周边土壤环境影响较小。

表 5.3-17 本项目土壤监测结果统计表 单位: mg/kg(pH 无量纲)

[illegible]

[illegible]

备注：1 氯离子、硫酸根、钡无参照标准的只给出现状监测值，下同。

2 农用地石油烃参考第一类建设用地筛选值，下同。

表 5.3-18 本项目土壤监测结果统计表（续） 单位：mg/kg(pH 无量纲)

点位编号	检测项目	检测结果	筛选值(GB36600-2018)	占标率(GB36600-2018)	筛选值(GB15618-2018)	占标率(GB15618-2018)
***	***	***	***	***	***	***
	***	***	***	***	***	***
	***	***	***	***	***	***
	***	***	***	***	***	***
	***	***	***	***	***	***
	***	***	***	***	***	***
	***	***	***	***	***	***
	***	***	***	***	***	***
	***	***	***	***	***	***
	***	***	***	***	***	***
	***	***	***	***	***	***
	***	***	***	***	***	***
	***	***	***	***	***	***
	***	***	***	***	***	***
	***	***	***	***	***	***
	***	***	***	***	***	***
	***	***	***	***	***	***
	***	***	***	***	***	***
	***	***	***	***	***	***
	***	***	***	***	***	***

[illegible]

泸 201 井区产能建设工程环境影响报告书

[illegible]

[illegible]

泸 201 井区产能建设工程环境影响报告书

[illegible]

***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***

表 5.3-19 土壤环境质量现状监测结果（引用）

点位编号	检测项目	检测结果	筛选值(GB36600-2018)	占标率(GB36600-2018)	筛选值(GB15618-2018)	占标率(GB15618-2018)
***	***	***	***	***	***	***
	***	***	***	***	***	***
	***	***	***	***	***	***
	***	***	***	***	***	***
	***	***	***	***	***	***
	***	***	***	***	***	***
	***	***	***	***	***	***
	***	***	***	***	***	***
	***	***	***	***	***	***
	***	***	***	***	***	***
	***	***	***	***	***	***
	***	***	***	***	***	***
	***	***	***	***	***	***
	***	***	***	***	***	***
	***	***	***	***	***	***
	***	***	***	***	***	***
	***	***	***	***	***	***
	***	***	***	***	***	***
	***	***	***	***	***	***
	***	***	***	***	***	***

泸 201 井区产能建设工程环境影响报告书

[illegible]

[illegible]

泸 201 井区产能建设工程环境影响报告书

[illegible]

[illegible]

泸 201 井区产能建设工程环境影响报告书

***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***

5.4 生态环境现状调查

5.4.1 生态环境调查技术方法

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

(1) 资料收集

主要收集整理评价区以及邻近地区的现有生物多样性资料,包括植被资料和动植物资料,主要收集并参考到的资料有:

《中国植物志》(吴征溢,2010年);

《中国植被》(吴征镒,1995年);

《中国动物志》(中国科学院动物所,2001年);

《中国动物地理》(张荣祖,2011年8月)

《四川植被》(四川植被协作组,1980年);

《四川资源动物志》(四川人民出版社,1982年)

(2) 遥感解译

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

①遥感图像处理及其评价

a)遥感信息源的选取

以2023年7月的Worldview影像数据作为基本信息源,经过融合处理

后的图像地表信息丰富，有利于生态环境因子遥感解译标志的建立，保证了各生态环境要素解译成果的准确性。

b) 卫星遥感影像图处理

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

② 生态环境专题信息遥感解译说明

根据遥感解译技术要求，解译内容包括土地利用现状、植被类型、土壤侵蚀强度、植被盖度及生态系统类型等。

a) 植被类型及生态系统类型遥感解译

项目区植被类型及生态系统类型按照《环境影响评价技术导则-生态影响 (HJ19-2022)》及《全国生态状况调查评估技术规范-生态系统遥感解译与野外核查》(HJ 1166-2021)进行划分，并对数据进行了统计。

b) 土地利用现状遥感解译

按照《土地利用现状分类》(GB/T 21010-2017)标准的进行地类划分，将项目区的土地利用类型划分为有乔木林地、灌木林地、其它草地、旱地、工业用地、道路用地、河流水面等地类。并对数据进行了统计

c) 土壤侵蚀强度与类型遥感解译

评价区土壤侵蚀强度的划分参照《全国土壤侵蚀遥感调查技术规程》及行业标准 SL190-2007《土壤侵蚀分类分级标准》的土壤侵蚀类型与强度的分类分级系统，以土地利用类型、植被覆盖度和地面坡度等间接指标进行综合分析而实现，将项目区土壤蚀划分为微度水力侵蚀、轻度水力侵蚀、中度水力侵蚀、强烈水力侵蚀等 4 个级别。并对数据进行了统计。

d) 植被覆盖度遥感解译

采用基于 NDVI 的像元二分模型法反演植被覆盖度。根据象元二分模型原理，可以将每个象元的 NDVI 值表示为植被覆盖部分和无植被覆盖部分组成的

形式，用公式可表示为：

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

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

公式（a）经变换即可得到植被覆盖度的计算公式：

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

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

（3）现场勘查

在遥感解译的基础上，对植被及植物资源进行野外实地调查，进一步确定评价范围内的植物种类及资源状况。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）内植被状况相对良好的区域实行样方重点调查。样方布点原则：重点在拟建工程附近设置样方，并考虑全评价区布点的均匀性、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。乔木植被样方面积大小设置为 $20m \times 20m$ ，灌丛样方面积为 $10m \times 10m$ ，高大草本与低矮草本样方面积分别设置为 $1m \times 1m$ 。

对于动物资源，通过走访评价范围内及周边居民，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，以此了解评价范围及周边区域的陆生脊椎动物资源。由于时间局限和野生动物特点，无论鸟类还是其他隐蔽性更强的类群的动物均不可能在短期内通过实地观察得出满意结论，所以在野外了解影响区动物生境特征等，然后综合对文献资料和访问调查的结果进行分析，最后得出结论。根据动物群系类型设置调查样线，每条样线涉及了评价区不同海拔、坡向、坡位的森林、草地、农田、河流等 4 个不同生境类型，共设置样线 12 条。

5.4.2 生态功能区划

(1) 全国生态功能区划

区块位于四川省泸州市（江阳区、龙马潭区、泸县）、宜宾市（江安县）和自贡市（富顺县），根据《全国生态功能区划》，区块所在位置属于“II-01-30 四川盆地农产品提供功能区”，不涉及全国重要生态功能区。

图 5.4-1 项目与全国生态功能区划位置关系

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

(2) 四川省生态功能区划

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

表 5.4-1 区三级区特征一览表

生态区	生态亚区	生态功能区	主要生态特征	主要生态问题	生态环境敏感性	主要生态服务功能	生态保护与发展方向
I 四川盆地亚热带湿润气候生态区	I-2 盆地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

	区			重。			用水安全。

图 5.4-2 项目所在生态功能区划示意图

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

5.4.3 土地利用现状

本次评价以 2023 年 7 月 Worldview 卫星影像数据作为信息源，提取评价范围土地利用信息，空间分辨率为 0.5m，数据质量满足 1:2.5 万~1:10 万国土资源调查监测精度要求，最小监测图斑面积达到 0.2 亩。根据最新卫星遥感影像图片解译结果，结合现场调查，采用《土地利用现状分类》(GB/T 21010-2017)对土地利用类型进行分类，本项目评价范围的土地利用现状情况如下。

(1) 评价范围内土地利用现状

本项目生态评价范围约 2901.03hm²，土地利用类型以水田、旱地、乔木林地、竹林地、城镇住宅用地、农村宅基地等为主。评价范围土地类型统计见表 5.4-2。

表 5.4-2 评价范围内土地利用现状

土地利用类型		评价范围	
一级类	二级类	面积 (hm ²)	占比 (%)
01 耕地	0101 水田	***	***
	0103 旱地	***	***
03 林地	0301 乔木林地	***	***
	0302 竹林地	***	***
06 工矿仓储用地	0602 采矿用地	***	***
07 住宅用地	0702 农村住宅用地	***	***
10 交通运输用地	1003 公路用地	***	***
	1004 城镇村道路用地	***	***
11 水域及水利设施用地	1101 河流水面	***	***
	1103 水库水面	***	***
	1104 坑塘水面	***	***
合计		***	***

评价范围内的土地利用类型按照一级分类有 6 类，按照二级分类有 11 类。在整个区块范围内，以耕地和林地为主，分别占比 58.17%和 29.97%，耕地主要以水田为主，旱地次之；林地主要以乔木林地为主，竹林地次之。

5.4.4 水土流失现状调查与评价

本评价以 2023 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，得到评价水土流失现状。详见表 5.4-3。

表 5.4-3 评价范围内水土流失类型统计

序号	水土流失类型	评价范围内	
		面积（hm ² ）	占比（%）
1	微度水力侵蚀	***	***
2	轻度水力侵蚀	***	***
3	中度水力侵蚀	***	***
4	强烈水力侵蚀	***	***
5	极强烈	***	***
总计		***	***

根据本次调查解译结果，就整个评价范围而言，侵蚀以微度侵蚀为主。

5.4.5 生态系统现状调查与评价

（1）生态系统类型

根据《全国生态状况调查评估技术规范-生态系统遥感解译与野外核查》（HJ1166-2021）中的生态系统分类体系，评价区生态系统生态可分为 6 个 I 级类型和 9 个 II 级类型。主要包括森林生态系统、灌丛生态系统、草地生态系统、湿地生态系统、农田生态系统，城镇生态系统等。如表 5.3-2 所示。

表 5.4-4 评价区生态系统分类

序号	I 级分类类型	II 级分类类型	面积（hm ² ）	占比
1	森林生态系统	阔叶林	***	***
		针叶林	***	***
4	湿地生态系统	河流	***	***
		湖泊	***	***
5	农田生态系统	耕地	***	***
6	城镇生态系统	居住地	***	***

		工矿交通	***	***
	合计		***	***

①森林生态系统

根据遥感影像解译并结合现场踏勘，森林生态系统在评价区主要为阔叶林和针叶林，其中阔叶林面积 533.96hm²，占比 18.40%；针叶林面积 410.33hm²，占比 14.14%。评价区内的阔叶林以栎树、桉树为主，针叶林以柏树为主。多为次生林及人工林，人为干扰较为明显。森林生态系统及其林下灌丛由于植物的多样性和富于层次的结构，为鸟类、兽类和其它动物提供了丰富的栖息地和食物，是其生存、生活的天然场所。森林生态系统内多种多样的鸟类是各类生态系统中最重要的动物种类之一，生活其中的鸟类有山麻雀、家燕等，兽类有蒙古兔、赤腹丽松鼠等，两栖类有中华蟾蜍等，爬行类有铜蜓蜥、乌梢蛇等。森林生态系统为区块范围内面积较大的生态系统，对调节气温、涵养水源、改良土壤、水土保持、净化环境、孕育和保存生物多样性起着十分重要的作用和意义。

②湿地生态系统

根据遥感影像解译并结合现场踏勘，湿地生态系统主要为河流和湖泊。湿地生态系统在评价范围内的面积为 71.68hm²，占总面积的 2.47%。河岸湿地周围滩涂分布有莲子草、蓼属物种等。湿地生态系统中常有浮游植物等生产者，以及浮游动物、鱼、两栖类等消费者。湿地生态系统除了为水生生物提供生存环境，同时还是多种两栖类和爬行类的栖息地，也是游禽和涉禽的重要栖息场所。分布其中的动物种类主要有静水型两栖类如沼水蛙等；鸟类如白鹭、普通翠鸟等。

③农田生态系统

根据遥感影像解译并结合现场踏勘，评价范围内的农田生态系统面积为 1688.05hm²，占比 58.17%，在评价范围内面积较大的生态系统。农田生态系统生产力较高，大部分经济产品随收获而移出系统，养分循环主要靠系统外投入而保持平衡。农田生态系统在整个评价范围内均有分布。其植被均为人工植被，类型简单，为栽培种植的经济作物、油料作物、粮食作物、蔬菜及果木林

等，主要种类有水稻、玉米、油菜、萝卜、白菜、马铃薯等。由于农业生态系统中植被类型较为单一，距离居民区较近而易受人为干扰，因此该生态系统中动物种类不甚丰富，与人类伴居的动物多活动于此，如白鹭、麻雀、小家鼠、褐家鼠等。农业生态系统的主要生态功能体现在农产品及副产品生产，包括为人们提供农产品，为现代工业提供加工原料等。此外，农业生态系统也具有大气调节、环境净化、土壤保持、养分循环、水分调节、传粉播种、病虫害控制、生物多样性及基因资源等功能。

④城镇生态系统

根据遥感影像解译并结合现场踏勘，城镇生态系统面积为 191.61hm²，占比 6.61%。城镇生态系统内的植被多为栽培植被，种类组成较为简单，且主要作为房前屋后的四旁树，零星分布果树和花卉植物。城镇生态系统中人类活动频繁，野生动物种类少，主要分布有喜与人类伴居的鸟类如麻雀、家燕、喜鹊等。城镇是一个高度复合的人工化生态系统，与自然生态系统在结构和功能上都存在明显差别，生态服务功能主要是提供生活和生产物质的功能，包括食物生产、原材料生产以及满足人类精神和物质生活需求的功能。

(2) 生产力

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

根据《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022）“c8.3 生产力”推荐的几种模型方法，本次评价选用 Miami 模型进行计算。Miami 经验公式是基于不同地区大量生物量实测数据，并将其与年均温、年降水量等参数拟合以后，形成的一个数学模型。按照 Miami 经验公式，计算方法如下：

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

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

式中 Y_t 表示根据热量计算的热量生产力； t 为该地区的年均气温； Y_p 是

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

表 5.4-5 评价区生态系统生产力预测成果

区域气象数据	年平均气温 ($^{\circ}\text{C}$)	平均降水量 (mm)	热量生产力 ($\text{g}/\text{m}^2\cdot\text{a}$)	水分生产力 ($\text{g}/\text{m}^2\cdot\text{a}$)	自然生产力 ($\text{g}/\text{m}^2\cdot\text{a}$)	自然生产力限制因子
项目所在区域	***	***	***	***	***	***

根据泸州市（江阳区、龙马潭区、泸县）、宜宾市（江安县）和自贡市（富顺县）的气象数据，平均气温为 18°C ，利用 Miami 经验公式计算的热量生产力为 $2087.16\text{g}/\text{m}^2\cdot\text{a}$ ；年降水量为 1200mm ，利用 Miami 经验公式计算的水分生产力为 $1647.69\text{g}/\text{m}^2\cdot\text{a}$ 。可以看出，该区域的水分生产力小于热量生产力，说明评价区内热量条件优于水分条件，影响生态系统第一性生产力的主要生态限制因子是水分。

（3）生物量

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，参考文献中关于平均生物量的取值，对评价范围内各类植被的生物量进行了统计，如表 5.4-6 所示。

表 5.4-6 评价范围生物量统计表

序号	植被类型	平均生物量	评价范围		
		(t/hm^2)	面积 (hm^2)	生物量 (t/a)	占比
1	阔叶林	***	***	***	***
2	针叶林	***	***	***	***
3	旱地植被	***	***	***	***
4	水田植被	***	***	***	***
合计		/	***	***	***

由上表统计可知，评价范围内总生物量 105601.05t ，对评价范围内的生物

量起主导作用的为阔叶林，其次为针叶林。

(4) 植被覆盖度

经统计，植被覆盖度情况详见表 5.4-7。

表 5.4-7 植被覆盖度

序号	植被覆盖度	评价范围	
		面积 (hm ²)	占比
1	低覆盖：< 30%	***	***
2	中覆盖：30~50%	***	***
3	中高覆盖：50~80%	***	***
4	高覆盖：>80%	***	***
总计		***	***

由上表可知，评价范围的植被覆盖度整体较好，以中高覆盖和高覆盖为主。

(5) 生态系统完整性评价

评价范围内生态系统完整性可以从结构与功能完整性、生态过程完整性，以及生态服务功能的完整性 3 个方面进行分析。

就生态系统结构与功能完整性而言，本项目位于四川省泸州市（江阳区、龙马潭区、泸县）、宜宾市（江安县）和自贡市（富顺县），地貌为丘陵，具有一定的生境多样性。在丘陵地带，分布有大面积的阔叶林、针叶林，为动物群落提供了食物基地和栖息环境。因此，评价区的生态系统结构和功能的完整性尚好。

就生态过程的完整性而言，评价区内水热条件较优越，土壤微生物过程和凋落物分解都非常迅速，水热同步性好、植被的光温潜力较大，其中评价区的生态系统热量生产力预测值高达 2087.16g/m².a，处于较高水平；水分生产力预测值为 1647.69g/m².a。地表生态过程和土壤特性都有利于评价区生态系统的物质循环和能量流动。评价区内生态系统的抗干扰及恢复能力、自组织能力较强。

就生态系统的服务功能完整性而言，评价区内包含有森林生态系统、灌丛生态系统、草地生态系统、农田生态系统、湿地生态系统等几大重要的生态系统类型，生态系统的抗干扰及恢复能力、自组织能力等都相对较强，可以基本满足当地社会经济发展和群众生产生活所必须的物质生产、调节气候、涵养水

源、保持水土、净化环境、维持生物多样性、防灾减灾等多功能需求，具备较为完整的生态服务功能。

由此可以认为，评价区的生态系统的结构和功能稳定性尚好；在调节气候、涵养水源、保持水土、维持生物多样性等生态服务功能方面发挥了重要作用，整个生态系统具备了良性发展和适度抗干扰能力。

5.4.6 植物资源现状调查与评价

(1) 植物种类组成

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

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

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

评价区常见的被子植物类型有枫杨、白栎、构树、乌桕、盐肤木、漆树、小果蔷薇、火棘、黄荆、马桑、绣球、楠竹、慈竹、川楝、女贞、臭椿、桉等。常见草本植物有芒、白茅、黄茅、茵陈蒿、荩草、狗牙、苦苣菜、井栏边草、海金沙、葎草、风轮菜等。藤本植物有铁线莲等。这些物种都是评价区普通生境中的常见种类，与本项目建设有直接关系。

(2) 植物区系组成

在植物分类学上，属的形态特征相对稳定，并占有比较稳定的分布区；在演化过程中，随环境条件的变化而产生分化，表现出明显的地区性差异。同时，每一个属所包含的种常具有同一起源和相似的进化趋势。所以属比科更能反映植物系统发育过程中的进化与分化情况和地区特征。根据吴征镒关于中国种子植物属、种的分布区类型划分的原则，评价区的种子植物分属 14 个类型和 18

个变型。从评价区现知的种子植物分析，世界分布不计入区系成分统计（世界分布属于广布种，无区系属性，因此一般不参与区系成分的统计）；热带分布占该区种子植物总属数 41.06%；温带分布占种子植物总属数的 54.97%；中国特有分布占种子植物总属数的 2.65%；另有地中海、西亚至中亚成分占总属数的 1.32%。

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

（3）植被分区

本项目位于四川省泸州市（江阳区、龙马潭区、泸县）、宜宾市（江安县）和自贡市（富顺县）。根据《四川植被》中关于四川省内植被区划的描述，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；唯东北局部地区属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，分布着由刺果米楮、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、矩形的鼠刺、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、桫欏。

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。

（4）野外植被调查

本次调查共设置 18 个样方，设置于评价范围内人为干扰相对较少区域，是针对不同植被类型和地形地貌条件选取的典型样方。本项目中各个单项工程所在区域生态环境大致相同，因此对于位置相对较近，植被类型差别不大的区域不进行重复设点，仅对植被类型不同的区域进行设点。

具体情况见下表，样方调查表见附表，样方调查点位见附图 5.4-8。

表 5.4-8 典型样方设置情况表

调查地序号	群落类型	经度	纬度	海拔/m	样方规格
***	***	***	***	***	***

样方设置合理性分析：根据《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022）中对生态现状的调查要求，生态三级评价以收集资料为主，本次除收集资料外，在项目在评价范围内设置样方 18 个。因此，样方设置满足《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022）的要求。

整个评价区为农耕地区，地带性植被、垂直分布特征均不显著，无原始森林分布。

现状植被乔木类主要有柏木、桉树、构树；竹类主要有慈竹，灌木类主要有马桑、盐肤木、牡荆等，草本类主要有白茅、蕨类、苔草、荩草、鬼针草、狗尾草等。

栽培植被主要是水稻、油菜、、大豆、蚕豆、玉米、土豆及花生。经济林木和果树有桑树、梨树、枇杷、茶、、甜橙、橘柑、油桐等。

③评价区植被分布特征

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

评价区区域内地带性植被无明显的水平分布特点。没有大面积原始森林，主要都是以退耕还林为主的次生林、灌丛等植被。

（5）植被类型

根据区块涉及区县的本底资料及《四川植被》等文献记载，同时又在遥感影像解译成果和实地样方调查结果相结合的基础上，可知评价区内植被类型主要有 5 个植被型组、6 个群系，具体见表 5.4-9。

表 5.4-9 植被类型

自然植	植被型	群系组	群系	群系拉丁名	分布情况

被	I 针叶林	(一) 暖性常绿针叶林	1. 柏木林	Form. <i>Cupressus funebris</i>	分布较广, 主要低山、丘陵地带
	II 阔叶林	(二) 落叶阔叶林	2. 桉树林	Form. <i>Eucalyptus</i>	主要分布在道路两旁
			3 构树林	Form. <i>Broussonetia papyrifera</i>	主要分布在居住点四周
	III 竹林	(三) 暖性竹林	4. 慈竹林	Form. <i>Neosinocalamus affinis</i>	主要在居住点四周
	IV 灌丛	(四) 落叶阔叶灌丛	5. 盐肤木灌丛	Form. <i>Rhus chinensis</i>	主要分布低山丘陵
	IV 草丛	(五) 暖热性灌草丛	6. 白茅草丛	Form. <i>Imperata koenigii</i>	主要分布在荒地、道路两旁
栽培植被	栽培植被	人工林	用材树种	柏木、慈竹等	/
			果木林	枇杷、柑橘、甜橙、葡萄等	
	农作物		粮食作物	水稻玉米、红薯等	
			经济作物	油菜、花生、蔬菜等	

(6) 主要植被类型概述

① 柏木林

柏木林是四川省境内中低海拔地带分布的针叶树林之一, 多分布于四川盆地内部和边缘的低山、丘陵地带, 在盆地中部大部分地带呈片状分布群落外貌苍绿, 林冠整齐。林冠郁闭度 0.6~0.8, 以柏木占绝对优势, 株高 8~16m, 胸径 10~24cm, 其他常见有麻栎 (*Quercus acutissima* Carruth.)、女贞 (*Ligustrum lucidum*)、臭椿 (*Ailanthus altissima*) 等。灌木层高低相差悬殊, 层次不明显, 常见有盐肤木 (*Rhus chinensis*)、黄荆 (*Vitex negundo*) 等。草本多以荩草 (*Arthraxon prionodes*) 为优势, 次为狗尾草 (*Setaria viridis* (L.) Beauv.)、苔草 (*Carex spp.*)、狗牙根 (*Cynodon dactylon*) 等。在柏木疏林下草本植物则以白茅 (*Imperata cylindrica*) 为主。。

② 桉树林

桉树生长迅速、抗旱能力强, 喜光、畏寒, 在土层深厚、疏松、肥沃、排水良好的山地红壤、黄红壤及壤质土壤上才能生长良好。在评价区的广泛分布, 群落物种组成和结构简单, 株高 15~17m, 胸径 15~20cm。林下灌木稀少, 草

本层有野菊、荇草、马鞭草等。

③构树林

群落外貌深绿色，林下荫蔽，林内郁闭度 0.7 左右，林冠层平均高度 5-8m 左右。乔木层构树为优势种，高度 5-8m，胸径 10~15cm。人为干扰因素较多的区域，如农耕地周边。灌木层优势种主要是牡荆（*Vitex negundo var. cannabifolia*），其平均高度为 1.7m，盖度约为 30%。草本层优势种主要为白茅，其平均高度都在 0.4 左右，盖度约 10%。常见种有野菊（*Dendranthema indicum*）、鬼针草（*Bidens pilosa*）、益母草（*Leonurus japonicas*）、茵陈蒿等，其平均高度相对较低，都在 0.7m 及以下，盖度也较低，都在 10%及以下。另外，偶见种有毛蕨等。

④慈竹林

慈竹喜生于气候温暖、湿润、降水量大、相对湿度高的地区。适生于湿润肥沃、排水良好的中性和微酸性土壤。在本评价区块主要分布在海拔较低的河谷平地，为“四旁”树种，长势良好。慈竹为丛生竹类，生长密集，郁闭度 70~90%，株高 10~12m，竹杆径粗 5~6cm，顶端细长而下垂。林下植物甚少。

⑤盐肤木灌丛

盐肤木灌丛多分布于乔木林窗、林缘和山坡地边缘或人工砍伐之后次生幼林地带。群落外貌中绿色，大片状，略整齐。高度通常在 3.5~6m 之间，盖度 40~65%左右，该灌丛物种除盐肤木外还可见到黄荆、火棘、马桑（*Coriaria nepalensis*）、等，草本层以菊类植物、苔草最多见。

⑥白茅草丛

白茅草丛是呈小块零星分布在平原与河谷耕地和树林边缘地带或坡度较大山坡上，群落外貌绿色，总盖度 80~95%。白茅在草丛中常占绝对优势，为群落的唯一建群种，高度 50~130cm。

⑦栽培植被

项目所在区域多以水田为主，栽植水稻、油菜、大豆、蚕豆等作物；坡地则以旱地为主，栽植玉米、油菜、土豆等农作物和梨、柑橘等经济作物。

（7）重点保护野生植物及古树名木

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

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

(8) 公益林

本项目区块范围内分布有公益林约 15.32hm²，项目仅泸 226~泸 201H8 管线占用国家二级公益林，占用长度 174m。公益林，主要功能为防治水土流失，优势乔木树种为柏木，偶见黄荆，灌木优势种为火棘。本项目建设前应办理相关林地使用手续，项目建设完成后进行生态恢复，因此项目建设对其影响较小。

(9) 极小物种

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

5.4.7 评价区陆生动物现状

动物物种多样性主要在野外采用样线法调查，区域内生境主要为乔木林、竹林、农田、河沟等 4 种，本次设置样线 12 条。

表 5.4-10 工程沿线动物调查样线一览表

样线 编号	起终 点	经纬度 (°)		高程 (m)	长度 (km)	生境类型	调查结果
***	***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***	***

(1) 两栖类

本次两栖爬行种类调查通过现场调查和询访群众分析得到两栖类 1 目、4 科、7 种，详见表 5.4-11。

目	科	中文种名	拉丁学名	保护级别
无尾目	蟾蜍科	中华蟾蜍	<i>Bufo gargarizans</i>	/
无尾目	蟾蜍科	黑眶蟾蜍	<i>Duttaphrynus melanostictus</i>	/
无尾目	蛙科	泽陆蛙	<i>Fejervarya multistriata</i>	/
无尾目	蛙科	沼水蛙	<i>Hylarana guentheri</i>	/
无尾目	蛙科	黑斑侧褶蛙	<i>Pelophylax nigromaculatus</i>	
无尾目	树蛙科	斑腿泛树蛙	<i>Polypedates megacephalus</i>	/
无尾目	姬蛙科	饰纹姬蛙	<i>Microhyla fissipes</i>	/

②区系组成

评价区内两栖类动物属东洋界物种 5 种，占评价区两栖动物总种数的 71.4%；古北界仅 2 种，占评价区两栖动物总种数的 28.6%

③栖息环境及分布

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

④重点保护和特有物种

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

(2) 爬行类

①物种组成

通过现场调查和询访群众分析得到爬行类 1 目 3 科 6 种。详见表 5.4-12。

表 5.4-12 爬行动物

目	科	中文种名	拉丁学名	保护级别
有鳞目	游蛇科	乌梢蛇	<i>Zoacys dhumnades</i>	/
有鳞目	石龙子科	铜蜓蜥	<i>Sphenomorphus indicus</i>	/
有鳞目	游蛇科	赤链蛇	<i>Dinodon</i>	/
有鳞目	蜥蜴科	北草蜥	<i>Takydromus septentrionalis</i>	/
有鳞目	游蛇科	王锦蛇	<i>Elaphe carinata</i>	/
有鳞目	游蛇科	黑眉锦蛇	<i>Elaphe taeniura</i>	/

②区系组成

从分布型看，本次调查发现评价区的爬行动物中东洋界物种有 4 种，古北界物种 2 种。

③栖息环境及分布

本次调查发现评价区有分布的 6 种爬行类动物，在评价区内各乡镇均有分布。

④重点保护动物

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

⑤物种概述

根据评价区内特有爬行动物和濒危爬行动物分述如下：

a 王锦蛇 *Elaphe carinata*

陆栖类型，王锦蛇栖息于评价区的灌丛、草坡、农耕地和居民村舍附近。善于攀爬，善捕食鸟蛋和多种蛇类，也吃鼠类和蛙等。该物种除东北、河北、内蒙、青海、西藏、新疆宁夏无分布外，其余各省均常见。

b 黑眉锦蛇 *Elaphe taeniura*

陆栖类型，黑眉晨蛇生活于评价区各种生境，白天和晨昏活动，捕食鼠、蛙、鸟类，有时也捕食家禽。该物种在我国除黑龙江、吉林、内蒙、宁夏、新疆和青海外的各省均有分布。

c 乌梢蛇 *Zaocys dhumnades*

陆栖类型，乌梢蛇生活于评价区各种生境，常栖息于沟谷溪流两边的草丛和农田附近，也进入农村院内。白天活动，捕食蛙类、鱼类和小型哺乳动物。该种在评价区内较常见。该种在我国分布于安徽、重庆、甘肃、福建、广东、广西、贵州、河北、河南、湖北、湖南、江苏、江西、陕西、山西、四川、台湾、云南、浙江等地。

d 北草蜥 *Takydromus septentrionalis*

中国特有无危物种，陆栖类型，在我国分布于陕西、甘肃、江苏、上海、安徽、湖北、四川、浙江、福建、江西、湖南、贵州和云南等地。北草蜥主要生活于评价区丘陵的山坡草丛中，白天活动，捕食蜗牛及各种昆虫。

（3）兽类

①物种组成

本次兽类种类调查通过现场调查和询访群众，分析得到共有 5 目 7 科 13 种，详见下表。

表 5.4-13 兽类

序号	目	科	中文种名	拉丁学名	保护级别
1	食虫目	鼯鼠科	四川短尾鼯	<i>Anourosorex squamipes</i> <i>Milne-Edwards</i>	/
2			长尾鼯	<i>Episoriculus caudatus</i>	/
3	翼手目	蝙蝠科	普通伏翼	<i>Pipistrellus abramus</i>	/
4		蹄蝠科	大蹄蝠	<i>Hipposideros armiger</i>	/
5	食肉目	鼬科	黄鼬	<i>Mustela sibirica</i>	/
6	兔形目	兔科	蒙古兔	<i>Lepus tolai</i>	/
7	啮齿目	松鼠科	赤腹丽松鼠	<i>Callosciurus erythraeus</i>	/
8		鼠科	黄胸鼠	<i>Rattus tanezumi</i>	/
9			大足鼠	<i>Rattus nitidus</i>	/
10			白腹鼠	<i>Niviventer niviventer</i>	/
11			褐家鼠	<i>Rattus norvegicus</i>	/
12			小家鼠	<i>Mus musculus</i>	/
13			黑线姬鼠	<i>Apodemus agrarius</i>	/

②区系组成

按照分布型的划分，评价区的兽类中，有东洋界、古北界与广布种。

③栖息环境及分布

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

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

括河流、人工水塘、人工渠等，生活于该区的兽类主要是四川短尾鼩。

④重点保护动物

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

(4) 鸟类

①物种组成

本次鸟类调查主要通过查阅该区域相关资料和询问群众，评价区有鸟类 11 目 29 科 89 种。其中非雀形目鸟类 48 种；雀形目鸟类 41 种。

②区系组成

从评价区区鸟类的分布型上看，有东洋型、古北型、广布型、南中国型、全北型、东北型等。

③栖息环境及分布

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

灌丛、竹林环境：是栖息于评价区内灌丛、竹林生境中的鸟类，包括常见的有白颊噪鹛、棕头鸦雀、灰胸竹鸡等。

森林环境：森林环境：生活在森林生境中的鸟类。常见的有红嘴蓝鹊等。

④重点保护动物

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

⑤物种概述

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

5.4.8 评价区水生生物现状调查

本项目管线穿越的河流主要为小型河流及人工渠道。水生资料来源主要参考《泸 206 井区产能建设项目环境影响报告书》、《阳 101 井区产能建设项目（一期）环境影响报告书》、《阳 101 井区产能建设项目（二期）环境影响报告书》等同区域的资料。

本次评价根据项目特点，仅对鱼类资源进行评价。

（1）鱼类种类组成

本项目集输管线穿越的河流主要为小型，鱼类资源较少。根据参考资料，评价流域的鱼类主要有 5 目 6 科 11 属 11 种，以鲤形目为主，还包括鲇形目、鲈形目、鲢形目、合鳃鱼目。具体名录详见表 5.4-14。

表 5.4-14 评价范围内的鱼类

序号	目	科	属	种名
1	一、鲤形目	(1) 鳅科	泥鳅属	泥鳅
2		(2) 鲤科	马口鱼属	马口鱼
3			麦穗鱼属	麦穗鱼
4			草鱼属	草鱼
5			鲢鱼属	白鲢
6			鲫属	鲫
7	二、鲇形目	(3) 鲿科	拟鲿属	凹尾拟鲿
8			黄颡鱼属	黄颡鱼
9	三、鲈形目	(4) 鰕虎鱼科	吻鰕虎鱼属	子陵吻鰕虎鱼
10	四、鲢形目	(5) 胎鳉科	食蚊鱼属	食蚊鱼
11	五、合鳃鱼目	(6) 合鳃鱼科	黄鳝属	黄鳝

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

（2）鱼类区系组成

根据鱼类起源、地理分布和生物特征，工程影响河段的鱼类可以划分为中国平原区系复合体、晚第三纪早期区系复合体、南方平原区系复合体。

①中国平原区系复合体

这个区系的鱼类很大部分产漂流性鱼卵，一部分鱼虽产粘性卵但粘性不大，卵产出后附着于物体上不久即脱离，并顺水漂流发育。该复合体的鱼类都对水位变动敏感，许多种类当水位升高时从湖泊进入江河产卵，幼鱼和产过卵的亲鱼于秋天入湖泊肥育。许多种类食性单纯，并能适应较高的温度。调查范围内该区系的鱼类主要包括：草鱼、白鲢、马口鱼等种类。

②晚第三纪早期区系复合体

这些鱼是更新世以前北半球亚热带动物的残余，由于气候变冷，该动物区系复合体被分割成若干不连续的区域，有的种类并存于欧亚，但在西伯利亚已绝迹，故这些鱼类被视为残遗种类。它们的共同特征是视觉不发达，嗅觉发达，多以底栖生物为食者，适应性强，分布广泛，适应于浑浊的水中生活，适应静水或缓流水环境，产粘性卵于水草或石砾上，部分种类产卵于软体动物外套膜中，主要包括鲤、鲫、麦穗鱼、泥鳅等。

③南方平原区系复合体

这类鱼常具拟草色，体表多花纹，有些种类具棘和吸取游离氧的副呼吸器官。这类鱼喜暖水，在较高水温的夏季繁殖，多有护卵、护幼习性。在东亚愈往低纬度地带种类愈多。分布至东南亚，少数种类至印度。调查区域内有黄颡鱼、凹尾拟鲿、黄鳝等。

(3) 鱼类生态类型

①缓流水和静水生态类群

主要是一些小型种类，如、马口鱼、麦穗鱼等。此类群是一群生活在侧流、缓流水的鱼类，个体小，或身体极侧扁，游泳能力不强，各鳍均不甚发达。

②流水洞穴生态类群

该类群的鱼类主要或完全生活在流水水体底层的各种岩洞缝隙中，主要以发达的口须觅食底栖穴动物，种类往往是个体较小的鳅类等。主要包括泥鳅、黄鳝等。

③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，包括鲂、 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。评价区该类群以鲢鱼为代表。

④流水中、下层生态类群

此类群主要或完全生活在河流、水库环境中，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。它们或以水底砾石等物体表面附着藻类为食，或以有机碎屑为食，或以底栖无脊椎动物为食，或以软体动物为食，或主要以水草为食，或主要以鱼虾类为食，甚或为杂食性，或以浮游动植物为食。评价区中以草鱼为代表。

（4）鱼类繁殖习性

①产漂流性卵

此繁殖类群对环境要求较高，必须满足一定的水温、水位、流速、流态、流程等水文条件才能完成繁殖和孵化。要求在多种急流水中上滩产卵排精，受精卵随水流漂浮发育，如急流水长度不够，受精卵将下沉窒息死亡。产漂流性卵鱼类需要湍急的水流条件，通常在汛期洪峰发生后产卵。这一类鱼卵比重略大于水，但产出后卵膜吸水膨胀，在水流的外力作用下，鱼卵悬浮在水层中顺水漂流。孵化出的早期仔鱼，仍然要顺水漂流，待身体发育到具备较强的溯游能力后，才能游到浅水或缓流处停歇。从卵产出到仔鱼具备溯游能力，一般需要 30 或 40h 以上，有的需要时间更长。这类群鱼类有草鱼、鲢等四大家鱼。鱼类的产卵期主要集中为 3-8 月，多为 4-6 月。产卵水温在 16-32℃之间。各主要经济鱼类多在 18℃左右的水温时开始产卵。产卵高峰多在 20-24℃间。产卵时除要求达到一定水温外，还需要一定的涨水刺激。总体分析，在产漂流性鱼类繁殖季节，河流的涨水过程包含着水位升高、流量增大、流速加快、流态紊乱和透明度减小等多种水文因素的变化，这些水文因素相互关联的，对鱼类繁殖刺激作用是综合的，但根据这些鱼类的繁殖活动是在水的上层，甚至表层进行的特点，其中流速的增大在促进鱼类繁殖的诸水文因素中，起主要作用。

区域内此类鱼类大多为人工放养或养殖逃逸种类。

②产粘性卵

本类群鱼类多在春夏间季节产卵，也有部分种类晚至秋季，且对产卵水流态底质有不同的适应性，多数种类都需要一定的流水刺激。产出的卵或粘附于石砾、水草发育，或落于石缝间在激流冲击下发育。根据粘性程度不同又可以分为弱和强粘性卵两类，产弱粘性卵的种类在评价区内不存在；产强粘性卵的种类通常生活于激流浅滩或流速较大的河槽，产出的卵牢固地粘附在石砾表面，激流中孵化，如黄颡鱼、拟鲮等。在繁殖具体时间和对产卵基质要求上略有差异，例如黄颡鱼产卵期在 5~6 月，产卵前，雄鱼先在浅水区挖一浅坑，雌鱼产卵后雄鱼护巢发育。黄颡鱼产卵期在 4~5 月，多在水流缓慢的浅水滩或水草多的岸边产卵，产卵后粘附于石头上发育。少数鱼类可在静缓流水环境下繁殖，产粘性卵，其卵有的黏附于水草发育，如鲤、鲫、泥鳅等；有的黏附于砾石，如麦穗鱼。

（5）鱼类三场和洄游通道

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

5.4.9 评价区景观格局现状

1) 景观生态组成

评价范围内景观系统类型包括森林景观、耕地景观、河流水域景观、住宅景观、工况交通景观等，这些不同的景观生态类型按其内在的规律整合在一起，形成了该地区统一的景观生态体系。

（2）斑块类型尺度

在斑块类型尺度上，选择了斑块类型面积（CA）、景观面积比例（PLAND）最大斑块指数（LPI）三个指数，经景观格局分析软件 Fragstats 计算分析后，区块范围内各景观类型的景观指数统计如表 5.4-15 所示。

表 5.4-15 评价区景观类型

景观（植被）类型	斑块类型面积 (CA) hm ²	景观面积比例 (PLAND) %	最大斑块指数 (LPI) %
森林景观	***	***	***
耕地景观	***	***	***
河流水域景观	***	***	***
住宅景观	***	***	***
工况交通景观	***	***	***

由上表可知，评价范围内的主要景观类型为耕地景观的斑块类型面积为 1688.05hm²，景观面积比例达 58.17%，最大斑块指数 9.21%，可见评价范围内的农业活动较为频繁。森林景观斑块类型面积高达 944.29hm²，景观面积比例达 32.54%，且最大斑块指数 8.23%，是评价范围内的优势景观。河流水域景观、住宅景观、工况交通景观等四种景观类型在评价范围内的斑块类型面积、景观面积比例、最大斑块指数均相差不大。

（3）景观类型尺度

在景观类型尺度上，选择了香农多样性指数（SHDI）、蔓延度指数（CONTAG）、散布与并列指数（IJI）、聚集度指数（AI）四个指数，经景观格局分析软件 Fragstats 计算分析后，评价范围内景观类型尺度的景观指数见表 5.4-16。

表 5.4-16 评价区景观指数

香农多样性指数 (SHDI)	蔓延度 (CONTAG)	散布与并列指数 (IJI)	聚集度指数 (AI)
***	***	***	***

由上表可知，香农多样性指数为 1.0825，说明评价范围内景观类型的多样性和异质性较好；蔓延度指数为 40.334，说明评价范围内虽然以耕地景观和森林景观为主，但整个评价范围仍表现出一定的景观破碎化程度；散布与并列指数为 56.165，说明评价范围内斑块类型有一定的隔离分布，各斑块与不同类型的斑块相邻程度略高于与相同类型斑块相邻程度；聚集度指数为 57.214，说明区块范围内的景观连通性好。

综上所述，评价范围内的景观以耕地景观、森林景观为主，整体景观多样

性丰富，破碎化程度一般，连通性好。

6 施工期环境影响评价与预测

6.1 施工期生态环境影响分析

6.1.1 对土地利用的影响评价

(1) 占地类型统计

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

表 6.1-1 本项目施工扰动的土地类型统计表

土地利用类型		扰动面积 (hm ²)	
一级类	二级类	临时占地	永久占地
***	***	***	***
	***	***	***
***	***	***	***
	***	***	***
***		***	***

(2) 永久占地对土地利用的影响

永久占地将改变现有土地利用现状，一定程度上导致耕地、林地等用地的减少，造成粮食作物、经济作物减产，林地面积损失，以及局部森林覆盖率降低。根据占地类型统计工程永久占地主要包括站场、管道三桩等占地，永久占地面积较小，约占整个区块面积的 0.1%，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。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对施工区域的影响

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

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对公益林的影响

本项目泸 226~泸 201H8 管线占用国家二级公益林，占用长度 174m，主要功能为防治水土流失，优势乔木树种为柏木，偶见黄荆，灌木优势种为火棘。因项目再施工期严格控制施工活动范围，且施工期所需的施工材料的运输路线均不穿越该林地，因此不会对其进行施工扰动，本项目建设对无影响。

(2) 对动物资源影响

①对兽类的影响

本项目工程对兽类的影响主要体现在三个方面，即工程占地破坏部分兽类的栖息环境、管道施工阻隔部分兽类的移动通道、人为活动干扰兽类分布范围。首先，对于工程占地对兽类栖息地的破坏，主要体现在对小型兽类的影响，如占地范围内的巢穴会被直接破坏，占地对植被的破坏导致兽类栖息环境直接改变。其次，管道施工的阻隔作用会导致部分小型兽类暂时失去迁移行走的通道，对于活动能力较弱的兽类，会无法跨越管道施工场地。最后，因施工范围内施工人员的增加，导致区域范围内人为活动频繁，限制了部分兽类的活动范围缩小，或迫使活动范围转移，同时也增加了对兽类滥捕乱猎发生的几率。

经现场调查及查阅相关资料，评价区的生境相似，未发现大中型兽类，小型兽类具有较强的适应能力、繁殖快，受到干扰后寻找替代生境，因此占地不会使种群数量发生明显波动。管线主要穿越水田、旱地生境，未发现横穿大片森林的现场，管线所在区域也非动物主要的迁移廊道，管线施工为线性工程，不在某一区域进行长期施工作业，总体施工期限较短，随着施工的结束，对兽类的阻隔影响逐渐消失。施工期应加强对施工人员的宣传教育和管理，禁止滥捕乱猎。

综上所述，项目施工期对施工范围内兽类物种及种群数量影响较小。

②对鸟类的影响

施工期间对鸟类的影响主要体现在 2 个方面，即工占地对栖息环境的直接破坏、施工噪声产生的干扰。首先，工程占地对乔木林的破坏，会导致原本栖

息于此的鸟类失去栖息场所，转移到其他区域栖息、繁衍。其次，鸟类对声音极其敏感，施工期间的噪声影响包括施工人员噪声及机械噪声影响，这些噪声会导致鸟类觅食、活动时避开施工区域，转移到其他区域范围内活动。

鸟类活动能力较强，受到干扰后可以通过迁徙和飞翔来避免对自身的影响。施工期整体上对鸟类的累积影响低，通过加强环境管理，施工过程中注意对幼鸟的保护及禁止捕杀鸟类，做到生态施工，工程对鸟类的影响是可控的，总体影响较小。

③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。

④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。

⑤对珍稀保护野生动物的影响

根据现场调查、走访及资料收集，评价区受人类活动的干扰较大，未发现发现国家级保护野生动物与四川省重点保护野生动物。但本项目也应制定重点

保护野生动物保护方案，在施工过程中加强巡查，若发现珍稀保护野生动物，应停止施工，立即按照保护方案采取保护措施，采取措施后对国家级重点保护野生动物及四川省级重点保护野生动物的影响可控。

6.1.4 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

（1）对植被覆盖度的影响

施工过程中，可能需要清除或破坏一些原有的植被，特别是在基础设施建设、土地平整或道路开辟等过程中。这将导致植被覆盖度直接下降；同时，施工过程中，土壤可能会受到破坏和扰动，如挖掘、填筑、压实等操作，这可能导致土壤结构松散、水分和养分流失，从而影响植被的生长和覆盖度。本项目施工占地主要以耕地为主，占用耕地约 54.415hm²，且主要为临时占用，相比整个区块的面积而言，占比较小，对区域植被覆盖度产生的影响较小。

在施工完成后，对临时占地可以采取植被恢复和补植的措施，以促进植被覆盖度的恢复，以最大程度地减少对植被覆盖度的不良影响，并确保生态环境的可持续性发展。

（2）对生物量的影响.

施工对生物量具体影响因素包括施工活动的性质、强度和期限，以及区域原有的生物群落类型和生境条件。施工过程中，可能需要清除或破坏一些原有的植物，这将导致生物量的直接下降；另外，土地平整、挖掘或填筑等操作可能导致生境的改变，可能影响到原有生物群落的稳定性和生物量的分布。本项目主要从占地方面分析对生物量直接产生的影响。损失的生物量统计如下表：

表 6.1-2 本项目施工损失的生物量统计表

占地类型	平均生物量 (t/hm ²)	临时占用		永久占用		生物量合计 (t/a)
		面积 (hm ²)	生物量(t/a)	面积 (hm ²)	生物量(t/a)	
***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***

***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***

由上表可知，本项目施工临时占地可导致生物量损失 1416.4678t/a，永久损失的生物量约 49.71384t/a，永久占地引起的生物量损失较整个区域而言较小，对于临时占地，在施工完成后，可以采取生态恢复和土地复垦的措施，以促进生物量的恢复和保护。因此，项目建设对区域整体生物量影响较小

（3）对生态多样性的影响

本项目施工过程中，对原有植被造成直接侵占，但本项目占地以耕地为主，占用林地较少，且影响的植被均为常见种，不会引起区域植被生物多样性减少。同时，施工活动通常伴随着噪声和振动，这可能会对周围的野生动物产生干扰和压力，某些动物对噪声和振动敏感，可能会被驱离或逃离施工区域，但不会导致区域动物物种的减少，对区域动物的生物多样性影响较小。

（4）对生态系统完整性的影响

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。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，区域生境的异质性没有发生大的改变。因此，只要在施工时采用严格的管理制度及植被恢复措施，项目建设不会改变现有生态系统结构的完整性和功能的连续性。

6.1.6 对景观生态体系的影响评价

根据调查统计，项目评价范围以耕地景观占主导地位。为区域景观基质，其次有林地景观，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。

综上所述，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块内的主要植被类型，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。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、集液池、燃烧池、钻井办公生活区活动板房、钻井设备基础，以及对钻井设备工艺区场地实施防腐防渗作业、给排水、供配电等辅助工程，单个井场钻前工程施工工期约为 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/m³。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 NO_x、SO₂ 和颗粒物的浓度分别约为 25、77 和 100mg/m³，废气采用柴油机设备自带的消烟除尘装置处理后经排气筒排放。柴油发电机仅在停电时备用，运行时间很短，一般不会超过 2 天，其燃料燃烧产生及排放的污染物质很少。

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、CO₂ 和水蒸气，单井测试放喷时间约 3h，燃烧产物对环境的影响甚微，在当地环境可接受范围内。

(2) 事故放喷废气

钻井进入气层后，有可能遇到异常高压气流，如果井内泥浆密度值过低，

达不到平衡井内压力要求，就可能发生井场放喷。此时利用防喷器迅速封闭井口，若井口压力过高，则打开放喷管线阀门泄压，即事故放喷。事故放喷一般时间较短，属于临时排放，放喷的页岩气经专用放喷管线引至燃烧池后点火燃烧，其燃烧主要产物为 NO_x 、 CO_2 和水。

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

6.2.4 站场建设工程

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

(1) 施工机械废气

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

(2) 施工扬尘

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

(3) 汽车运输二次扬尘

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

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

6.2.5 集输管线施工

施工废气主要为施工扬尘、施工机具尾气以及焊接烟尘。

(1) 扬尘

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

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

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

总体而言，施工期扬尘对管道沿经各大气敏感点影响很小，属可接受范围。

(2) 施工机具尾气

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

(3) 焊接烟尘

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 $\text{NH}_3\text{-N}$ 等)。

(1) 施工废水

钻前施工主要为土建施工，产生的施工废水由场地截排水沟截留，经简单沉淀处理后循环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集液池暂存，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，回用于区块内其他钻井，用于压裂液的配置。

（2）方井雨水

由于方井区域在钻井施工过程会产生一定的散落污泥，下雨时产生的方井雨水会含有一定的污染物，主要为 SS 和石油类。方井雨水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集液池内暂存，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 $3.6\text{m}^3/\text{d}$ ，生活污水水质较为简单，经移动式厕所收集后拉运地方城镇污水处理厂，不外排。

综上所述，本项目钻井期间无废水外排。

6.3.3 压裂测试工程施工

本项目压裂测试工程废水主要包括压裂返排液和施工人员生活污水。

（1）压裂返排液

本项目水力压裂采用 $60\text{m}\sim 80\text{m}$ /段的长段压裂方案，各平台压裂返排液产生总量约为 38.4万 m^3 。压裂液返排由钻井阶段使用的储存池（容积约为 500m^3 ）以及 2500m^3 的重叠液罐收集暂存，根据建设单位对区域滚动开发情况，压裂返排液将全部回用于平台内压裂液配置以及区域其它平台用于压裂液配置。

（2）生活污水

各平台压裂施工人员生活污水依托钻井期间移动式厕所收集后外运污水处理厂处理。

综上所述，本项目压裂测试工程期间无废水外排。

(3) 压裂取水影响

本项目钻井和压裂取水均优先使用其他井场产生压裂返排液（占比约 70%），不够的新鲜水拟在就近的河流或水库取水（30%），地表水体取水的河流主要为沱江、濑溪河、青木洞水库及玛瑙滩水库，根据项目施工时序、项目供水量以及取水河流或水库水流量调查，项目施工期取水情况及占取水河流流量（水库库容量）比例统计表见下表 3.9-2，通过统计数据可知，本项目年度取水量在河流水流量占比最大的为濑溪河，占比为 3.36%，年度取水量在水库库容量占比最大的为玛瑙滩水库，占比为 2.11%；项目取水在各河流流量及水库库容量中占比非常小，取水比例远远小于生态流量 10%，项目所在区域地表水水资源丰富，故本项目实施期间取水不会对区域地表水体造成较大影响；同时项目取水河流取水点上游 500m 以及下游 8.5km 无集中式饮用水源保护区，水库无饮用水功能，本项目要求在施工取水前，须取得水务部门同意取水后方可取水，项目施工取水对当地地表水环境影响较小，可接受。

6.3.4 采气平台井站工程施工

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

(1) 施工废水

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

(2) 站场管线试压废水

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

(3) 生活污水

本项目各采气平台井站施工人员主要为就近聘请的当地民工和专业设备安装调试人员，生活污水依托周边农户现有设施进行收集处置，不外排。

综上所述，本项目采气平台井站施工期间无废水外排。

6.3.5 集输管线施工

本项目集输管线施工期对地表水的影响主要包括施工废水、试压废水、施

工人员生活污水及管线穿越沟渠对地表水的影响。

(1) 施工废水

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

(2) 试压废水

试压废水主要污染物为悬浮物，包括机械杂质和泥沙等。本项目试压废水总产生量约为 1488.14m³，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

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

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

6.3.6 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全部回用，正常工况下无废水在现场外排，对当地地表水环境影响小。

6.4 施工期地下水环境影响分析

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

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

根据上述预测评价原则，本次评价选取了位于不同水文地质单元、不同工程内容、不同水文地质特征、不同地貌特征等场地做为本次预测分析的对象。根据上述原则，本次评价将泸 201H5、泸 214、泸 201H2、泸 216、泸 201H8、泸 226 场站和采出水管线作为本次重点预测评价对象。

6.4.1 预测情景假设

(1) 正常状况

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

(2) 非正常状况

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

结果，本次评价非正常状况施工期预测情景假设如下：

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

（3）管线建设期对地下水环境影响预测与评价

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

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

6.4.2 预测时段及预测因子

（1）预测时段

根据地下水导则，建设期地下水环境影响预测时段选取可能产生地下水污

染的关键时段，包括污染发生后 100d、1000d、跟踪评价年限和能反映特征因子迁移规律的其他重要的时间节点。

（2）预测因子

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

6.4.3 污染源源强概化

（1）钻井泥浆泄漏情景

钻井工程非正常状况下，在钻进过程中的套管发生破损，井筒内的钻井液会沿着井壁渗入周边含水层，钻井泥浆在压力差的作用下可以通过井壁渗透到含水层中的裂隙或溶隙中，渗入量与地层裂隙发育情况、地层压力、钻井工艺等条件相关。因井孔孔径较小，钻井液漏失可概化为点源泄漏，若发生井漏可通过井控系统立即发现并阻断可以，污染源可概化为瞬时排放。根据该地区钻井工程施工工艺井漏处理方案，由于本项目钻遇的浅层含水层均为砂泥岩地层，目前钻井泥浆监控系统一般在地层滤失量 $<3\text{m}^3/\text{h}$ 时即可发现泥浆漏失，以便及时采取堵漏措施。按最不利考虑，在滤失发生后，最迟可在 4~6 小时内即可采取相应的封堵措施，该情景污染物排放可概化为瞬时注入点源。在发生套管破损发生井漏的情境下，井孔钻井液最大渗漏量约为 18m^3 。

（2）储存池泄漏情景

本项目压裂工程阶段产生的压裂返排液会进入储存池中暂存，假定池底因老化腐蚀发生裂缝，暂存的压裂返排液会通过破损裂缝逐渐渗漏到包气带，最后进入含水层，对地下水水质造成污染。以保守为原则，假定池体由于老化腐蚀、地基不均匀沉降或者其他外力作用，导致池底出现10%面积的破损，同时防渗层破裂，污水经包气带渗入地下含水层。因池体每月检修一次，假定持续泄漏时间为1个月。本次源强计算假设污水进入地下属于有压渗透，包气带充满水，按达西公式计算污水的渗漏量，井场储存池有效容积为 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（m³/d）；K—为包气带的垂向渗透系数（m/d），根据渗水试验结果取值；H—为池内水深（m）；D—为地下水埋深（m），本数据根据区块内及周边区域工程地质勘查资料获取；A—为池体的泄漏面积（m²），按10%的面积破损。

各场地污染物泄漏量计算结果见表6.4-1。

表 6.4-1 施工期典型场地池体泄漏量计算结果表

井场编号	泄漏情景	包气带渗透系数 m/d	井场地下水埋深/m	池中液体深度 /m	池底面积 m ²	泄漏时间/天	泄漏量 m ³ /d
***	***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***	***

（3）源强计算结果

根据本次地下水的评价原则最终确定以泸 201H2、泸 201H5、泸 201H8 场站做为典型预测场地，其他场地对地下水的影响特征可参照分析。依据区块内已实施天然气开采项目施工期污水的水质成分情况，非正常状况下施工期污染物浓度及源强计算结果见表 6.4-2。

表 6.4-2 施工期非正常状况污染物预测源强

井位编号	预测阶段	泄漏位置	污染物	污染物浓度 (mg/L)	渗漏量 (m ³)	污染物渗漏量 (g)
***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***

***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***

6.4.4 预测与评价范围

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

6.4.5 水文地质条件概化

(1) 泸201H2场站:该场站位于沱江右岸水文地质单元(I-2)下游,属于丘陵区浅丘丘包处,出露地层为上沙溪庙组红层砂、泥岩地层,主要赋存为碎屑岩类风化裂隙孔隙水,受风化作用影响,含水层主要发育在中-强风化带内,同时结合评价区内的地层风化带发育情况,区内地层中等风化带底界在30~50m左右。因此,按最大限度考虑,因此将场站50m以上概化为含水层,而50m以下地层裂隙不发育、地下水赋存较差的地层概化为相对隔水层。根据对区内地形地貌、水文地质条件和地下水流场分析可知,本次预测评价范围以场站所在水文地质单元为界,具体边界划分如下:西和东部边界概化为零流量边界,南部概化为补给边界,北部边界概化为排泄边界,上述场地边界共同圈闭出了一个相对独立的水文地质单元。

(2) 泸201H5场站:该场站位于沱江左岸水文地质单元(I-1)中下游,属于丘陵区中丘冲沟中部,出露地层为遂宁组红层砂、泥岩地层,主要赋存为碎屑岩类风化裂隙孔隙水,受风化作用影响,含水层主要发育在中-强风化带内,同时结合评价区内的地层风化带发育情况,区内地层中等风化带底界在30~50m左右。因此,按最大限度考虑,因此将场站50m以上概化为含水层,而50m以下地层裂隙不发育、地下水赋存较差的地层概化为相对隔水层。根据对区内地形地貌、水文地质条件和地下水流场分析可知,本次预测评价范围以场站所在水文地质单元为界,具体边界划分如下:东南侧为概化为补给边界,西南和东北部概化为零流量边界,西北侧概化为排泄边界,上述场地边界共同

圈闭出了一个相对独立的水文地质单元。

(3) 泸201H8场站：该场站位于长江左岸水文地质单元（II-1）下游，属于丘陵区中丘丘顶处，出露地层为下沙溪庙组红层砂、泥岩地层，主要赋存为碎屑岩类风化裂隙孔隙水，受风化作用影响，含水层主要发育在中-强风化带内，同时结合评价区内的地层风化带发育情况，区内地层中等风化带底界在30~50m左右。因此，按最大限度考虑，因此将场站50m以上概化为含水层，而50m以下地层裂隙不发育、地下水赋存较差的地层概化为相对隔水层。根据对区内地形地貌、水文地质条件和地下水流场分析可知，本次预测评价范围以场站所在水文地质单元为界，具体边界划分如下：东南侧概化为补给边界，南侧和东北侧概化为零流量边界，西侧概化为排泄边界，上述场地边界共同圈闭出了一个相对独立的水文地质单元。

(4) 泸214：该场站位于沱江左岸水文地质单元（I-1）下游，属于丘陵区浅丘冲沟中部，出露地层为上沙溪庙组红层砂、泥岩地层，主要赋存为碎屑岩类风化裂隙孔隙水，受风化作用影响，含水层主要发育在中-强风化带内，同时结合评价区内的地层风化带发育情况，区内地层中等风化带底界在30~50m左右。因此，按最大限度考虑，因此将场站50m以上概化为含水层，而50m以下地层裂隙不发育、地下水赋存较差的地层概化为相对隔水层。根据对区内地形地貌、水文地质条件和地下水流场分析可知，本次预测评价范围以场站所在水文地质单元为界，具体边界划分如下：北侧概化为补给边界，西侧、东侧概化为零流量边界，南侧概化为排泄边界，上述场地边界共同圈闭出了一个相对独立的水文地质单元。

(5) 泸216：该场站位于沱江右岸水文地质单元（I-2）上游，属于丘陵区浅丘鞍部，出露地层为遂宁组红层砂、泥岩地层，主要赋存为碎屑岩类风化裂隙孔隙水，受风化作用影响，含水层主要发育在中-强风化带内，同时结合评价区内的地层风化带发育情况，区内地层中等风化带底界在30~50m左右。因此，按最大限度考虑，因此将场站50m以上概化为含水层，而50m以下地层裂隙不发育、地下水赋存较差的地层概化为相对隔水层。根据对区内地形地貌、水文地质条件和地下水流场分析可知，本次预测评价范围以场站所在水文地质单元为界，具体边界划分如下：南侧概化为补给边界，西侧、东侧、东北侧概

化为零流量边界，西北侧概化为排泄边界，上述场地边界共同圈闭出了一个相对独立的水文地质单元。

(6) 泸226：该场站位于长江左岸水文地质单元(II-1)中下游，属于丘陵区浅丘冲沟中心，出露地层为遂宁组红层砂、泥岩地层，主要赋存为碎屑岩类风化裂隙孔隙水，受风化作用影响，含水层主要发育在中-强风化带内，同时结合评价区内的地层风化带发育情况，区内地层中等风化带底界在30~50m左右。因此，按最大限度考虑，因此将场站50m以上概化为含水层，而50m以下地层裂隙不发育、地下水赋存较差的地层概化为相对隔水层。根据对区内地形地貌、水文地质条件和地下水流场分析可知，本次预测评价范围以场站所在水文地质单元为界，具体边界划分如下：北、东、东南侧概化为补给边界，西北侧、南侧概化为零流量边界，西南侧概化为排泄边界，上述场地边界共同圈闭出了一个相对独立的水文地质单元。

6.4.6 预测方法及预测参数确定

(1) 预测方法

根据地下水导则，本项目为二级评价，且本项目位于碎屑岩广布的低矮丘陵区，结合裂隙孔隙的径流特点，本次评价预测方法宜采用解析法进行预测，解析法预测方法参考地下水导则附录中地下水溶质运移解析法中一维稳定流动二维水动力弥散问题瞬时注入示踪剂—平面瞬时点源公式，本次预测不考虑污染物的衰减作用，预测公式如下所示。

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

式中：x、y—计算点处的位置坐标m；t—时间，d；C(x, y, t)—t时刻点x, y处的示踪剂浓度，mg/L；M—含水层的厚度，m；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，m²/d；D_T—横向弥散系数，m²/d；π—圆周率。

(2) 预测参数确定

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

地质参数。

由于项目评价区内已经开展过较多的水文地质调查和勘察工作，本次评价主要引用前人所取得勘查成果，本次评价所确定模拟预测评价的水文地质参数详见前文水文地质试验一节，最终选取参数的试验点与本项目属于同一区域，与场地含水层岩性结构相似，能够表征本项目各场地的水文地质参数。为了更加准确的评价本项目实施对地下水环境的产生影响，本次参数选取区内已有试验成果的常见值，并结合项目区现场调查情况进行调整校验。各预测参数选取依据分述如下：

①本次评价含水层厚度 M 的取值取决于各场地浅层含水层的岩性及风化带发育深度；

②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质量；

③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；

④地下水的水流实际流速由公式 $u=KI/n_e$ 而得，

⑤渗透系数 K 为抽（注）水试验所得，

⑥水力坡度 I 由现场水位调查所得；

⑦ x 方向纵向弥散系数 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。

各项水文地质参数取值见表 6.4-3。

表 6.4-3 水文地质模拟参数取值

场地	含水层厚度/m	地下水流速 m/d	有效孔隙度	纵向弥散系数 m^2/d	横向弥散系数 m^2/d	渗透系数 m/d	水力坡度
***	***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***	***

***	***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***	***

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标准做超标分析（表6.4-4），将污染物大于等于各类污染物的检出限做影响分析，即当预测结果浓度大于等于标准限值时表明污染物对地下水产生了超标污染，当预测结果大于等于检出限时表明污染物对地下水环境产生了影响。

表 6.4-4 各污染指标质量标准及检出限一览表

类别	COD	氯化物	石油类
环境质量标准 mg/l	20	250	0.05
检出限 mg/l	4	0.15	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、石油类参考《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）。

（1）非正常状况泸201H2场站预测评价结果

①钻井阶段——钻井泥浆滤失

根据钻井阶段钻井泥浆漏失假设情景预测结果（图6.4-1~3和表6.4-5）可知，随着泄漏发生后时间的推移，污染晕随地下水流向下游迁移，污染晕的浓度逐渐降低。污染物COD在泄漏发生100天时，污染物最大超标距离迁移至下游15m处，影响距离至下游26m处；1000天时污染物影响消失。污染物氯化物在泄漏发生100天时，污染物迁移至下游44m处，浓度降低至标准值以下，超标影响消失；1000天时污染物影响范围至下游136m处；3650天时污染物影响范围至下游279m处。污染物石油类在泄漏发生100天时，污染物最大超标距离迁移至下游12m处，影响距离为下游25m处；1000天后污染物浓度降低至检出限以下，污染影响消失。

表 6.4-5 各类污染因子预测评价结果统计表

污染物	钻井泥浆泄漏	储存池泄漏

染物影响范围至下游85m处；3650天时污染物影响消失。污染物氯化物在泄漏发生100天时，污染物最大超标距离迁移至下游20m处；1000天时污染物迁移至下游155m处，浓度降低至标准值以下；1825天时污染物影响范围至下游216m处；3650天时污染物影响范围至下游322m处。污染物石油类在泄漏发生100天时，污染物最大超标距离迁移至下游29m处；1000天时污染物迁移至下游64m处，1825天后污染物迁移至136m处，浓度降低至标准值以下；3650天时污染物迁移至下游192m处。

***	***
***	***
***	***
***	***

图 6.4-4 污染物 COD 距离与浓度关系曲线示意图

***	***
***	***
***	***
***	***

图 6.4-5 污染物石油类距离与浓度关系曲线示意图

***	***
***	***
***	***
***	***

图 6.4-6 污染物氯化物距离与浓度关系曲线示意图

(2) 非正常状况泸201H5场站场站预测评价结果

①钻井阶段——钻井泥浆滤失

根据钻井阶段钻井泥浆漏失假设情景预测结果（图6.4-7~9和表6.4-6）可知，随着泄漏发生后时间的推移，污染晕随地下水流向下游迁移，污染晕的浓度逐渐降低。污染物COD在泄漏发生100天时，污染物最大超标距离迁移至下游15m处；1000天时污染物迁移至下游47m处，浓度降低至标准值以下，超标影响消失；1825天时污染物影响范围至下游46m处；3650天时污染物影响消失。

污染物氯化物在泄漏发生100天时，污染物最大超标距离迁移至下游6m

表 6.4-6 各类污染因子预测评价结果统计表

***	***
***	***
***	***
***	***

***	***
***	***
***	***
***	***

***	***
***	***

***	***
***	***

图 6.4-9 污染物氯化物距离与浓度关系曲线示意图

②压裂返排阶段——储存池破裂

根据钻井阶段储存池泄漏假设情景预测结果（图6.4-10~12和表6.4-6）可知，随着泄漏发生后时间的推移，污染晕随地下水流向下游迁移，污染晕的浓度逐渐降低。污染物COD在泄漏发生100天时，污染物最大超标距离迁移至下游17m处；1000天时污染物迁移至下游56m处，浓度降低至标准值以下；1825天时污染物影响范围至下游67m处；3650天时污染物影响消失。污染物氯化物在泄漏发生100天时，污染物最大超标距离迁移至下游15m处；1000天时污染物迁移至下游111m处，浓度降低至标准值以下；1825天时污染物影响范围至下游153m处；3650天时污染物影响范围至下游224m处。污染物石油类在泄漏发生100天时，污染物最大超标距离迁移至下游22m处；1000天时污染物迁移至下游74m处；1825天时污染物迁移至下游53m处；3650天时污染物迁移至下游136m处，超标影响消失。

***	***
***	***
***	***
***	***

图6.4-10 污染物COD距离与浓度关系曲线示意图

***	***
***	***
***	***
***	***

图 6.4-11 污染物石油类距离与浓度关系曲线示意图

***	***
***	***
***	***
***	***

图 6.4-12 污染物氯化物距离与浓度关系曲线示意图

（3）非正常状况泸201H8场站预测评价结果

①钻井阶段——钻井泥浆滤失

根据钻井阶段钻井泥浆漏失假设情景预测结果（图6.4-13~15和表6.4-7）可知，随着泄漏发生后时间的推移，污染晕随地下水流向下游迁移，污染晕的浓度逐渐降低。污染物COD在泄漏发生100天时，污染物最大超标距离迁移至下游14m处；1000天时污染物迁移至下游45m处，污染物浓度降低至标准值以下，超标影响消失；1825天时污染物影响消失。污染物氯化物在泄漏发生100天时，污染物迁移至下游35m处，超标影响消失；1000天时污染物影响范围至下游108m处；3650天时污染物影响范围至下游220m处。污染物石油类在泄漏发生100天时，污染物最大超标距离迁移至下游12m处；1000天时污染物迁移至下游30m处，降低至标准值以下，超标影响消失；1825天时污染影响消失。

表 6.4-7 各类污染因子预测评价结果统计表

[illegible]

***	***
***	***
***	***
***	***

图 6.4-13 污染物 COD 距离与浓度关系曲线示意图

***	***

***	***
***	***
***	***

图 6.4-14 污染物石油类距离与浓度关系曲线示意图

***	***
***	***
***	***
***	***

图 6.4-15 污染物氯化物距离与浓度关系曲线示意图

②压裂返排阶段——储存池破裂

根据钻井阶段储存池泄漏假设情景预测结果（图6.4-16~18和表6.4-7）可知，随着泄漏发生后时间的推移，污染晕随地下水流向下游迁移，污染晕的浓度逐渐降低。污染物COD在泄漏发生100天时，污染物最大超标距离迁移至下游19m处；1000天时污染物迁移至下游66m处，浓度降低至标准值以下；3650天时污染物影响范围至下游87m处。污染物氯化物在泄漏发生100天时，污染物最大超标距离迁移至下游18m处；1000天时污染物迁移至下游123m处，浓度降低至标准值以下；3650天时污染物影响范围至下游253m处。污染物石油类在泄漏发生100天时，污染物最大超标距离迁移至下游24m处；1000天时污染物迁移至下游60m处；1825天时污染物迁移至下游71m处；3650天时污染物迁移至下游162m处，浓度降低至标准值以下。

***	***
***	***
***	***
***	***

图6.4-16 污染物COD距离与浓度关系曲线示意图

***	***
***	***
***	***
***	***

图 6.4-17 污染物石油类距离与浓度关系曲线示意图

***	***
***	***

***	***
***	***

图 6.4-18 污染物氯化物距离与浓度关系曲线示意图

6.4.8 地下水预测结果及其影响情况分析

(1) 对含水层的影响分析

根据施工期地下水环境影响预测结果表明，钻井泥浆泄漏、储存池泄漏时各类污染物在地下水的对流弥散作用下，向下游逐渐迁移，超标和影响面积呈现出先逐渐增大后逐渐缩小的趋势，污染物浓度逐渐增加。预测情景中管线泄漏对地下水环境的超标影响相对较大，钻井泥浆泄漏、储存池泄漏对地下水环境的污染影响相对较小，但由于氯化物的检出限较低，叠加背景值后远小于标准值，使得分析出影响时间较久、距离较远。钻井泥浆泄漏各类污染物最大超标距离在下游 14~15m（石油类），最大影响距离在下游 202~279m（氯化物）；储存池破裂各类污染物最大超标距离在下游 64~74m（石油类），各类污染物最大影响距离在下游 224~322m（氯化物），因此，根据预测结果，本项目若发生钻井泥浆泄漏和储存池泄漏应重点跟踪监测地下水中石油类和氯化物的变化情况。本次评价结合各场地所在水文地质条件特征，类比了典型场站的预测结果，分析了各水文地质单元内分布场地实施过程中发生钻井泥浆泄漏、储存池泄漏对地下水环境的影响分析，基于上述原则，各单元内主要场地地下水环境预测影响类比结果见表 6.4-8。

表6.4-8 各场地地下水环境影响预测类比分析表

场地编号	地形地貌	所在水文地质单元	地下水赋存特征	钻井泥浆泄漏影响 类比结果/m		储存池泄漏影响类 比结果/m	
				最大超 标距离	最大影 响距离	最大超 标距离	最大影 响距离
***	***	*** *** *** ***	***	***	***	***	***
***	***		***	***	***	***	***
***	***		***	***	***	***	***
***	***		***	***	***	***	***

***	***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***	***
***	***		***	***	***	***	***

(2) 对分散保护目标的影响分析

根据施工期情景污染影响的预测结果，结合各场地内地下水保护目标与井场的相对位置关系，评价区内地下水保护目标影响结果表明井场下游15m或74m以内的地下水保护目标可能会发生超标现象，下游279m或322m以内的地下水保护目标可能会受到井场污染事故的影响。根据上述地下水污染事故可能的影响范围的预测分析结果，各井场下游地下水保护目标可能受影响情况分析情况见表6.4-10，由分析结果可知，在预测情景下下游个别保护目标存在影响情况，但都未发生超标，对地下水影响相对较小，因氯化物检出限较低的原因导致污染晕迁移距离较远，使得多数保护目标表现为受影响，而COD和石油类运移至保护目标处已降低至检出限以下。因此，在发生假设情景事故时，应重点跟踪监测上述范围内的保护目标，若发生污染应及时修复。

表6.4-10 施工期场站下游分散保护目标影响情况分析一览表

编号	类型	与场地位置关系	钻井泥浆泄漏影响		储存池泄漏影响	
			是否超标	是否影响	是否超标	是否影响
***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***

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

点声源衰减模式如下:

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

式中： L_P —距声源 r (m) 处声压级，dB (A)；

L_{P_0} —距声源 r_0 (m) 处声压级，dB (A)。

施工机具综合影响采用以下预测模式：

a) 建设项目声源在预测点产生的等效声级贡献值(L_{eqg})计算公式：

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

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

L_{Ai} — i 声源在预测点产生的 A 声级，dB (A)；

T —预测计算的时间段，s；

t_i — i 声源在 T 时段内的运行时间，s。

b) 预测点的预测等效声级(L_{eq})计算公式：

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

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

L_{eqd} —预测点的背景值，dB (A)。

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

6.5.1 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	***	***	***	***	***	***	***	***
挖掘机	***	***	***	***	***	***	***	***
载重汽车	***	***	***	***	***	***	***	***
钻孔机	***	***	***	***	***	***	***	***

空压机	***	***	***	***	***	***	***	***
振动棒	***	***	***	***	***	***	***	***

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
泸 201H1	***	***	***	***
泸 201H2	***	***	***	***
泸 201H3	***	***	***	***
泸 201H5	***	***	***	***
泸 201H6	***	***	***	***
泸 201H7	***	***	***	***
泸 201H8	***	***	***	***

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	***	***	***	***	***	***	***	***
泥浆泵	***	***	***	***	***	***	***	***
振动筛	***	***	***	***	***	***	***	***
离心机	***	***	***	***	***	***	***	***
柴油动力机 (备用)	***	***	***	***	***	***	***	***
发电机 (备用)	***	***	***	***	***	***	***	***

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
泸 201H1	***	***	***	***	***
泸 201H2	***	***	***	***	***
泸 201H3	***	***	***	***	***
泸 201H5	***	***	***	***	***
泸 201H6	***	***	***	***	***
泸 201H7	***	***	***	***	***
泸 201H8	***	***	***	***	***

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	***	***	***	***	***	***	***	***
提升	***	***	***	***	***	***	***	***

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)
泸 201H1	***	***	***	***
泸 201H2	***	***	***	***
泸 201H3	***	***	***	***
泸 201H5	***	***	***	***
泸 201H6	***	***	***	***
泸 201H7	***	***	***	***
泸 201H8	***	***	***	***

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 采气平台井站施工

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

6.5.5 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	***	***	***	***	***	***	***	***
推土机	***	***	***	***	***	***	***	***
吊管机	***	***	***	***	***	***	***	***
电焊机	***	***	***	***	***	***	***	***
切割机	***	***	***	***	***	***	***	***
载重汽车	***	***	***	***	***	***	***	***
顶管机械	***	***	***	***	***	***	***	***

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

本项目钻井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 38400m³（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 26880m³（约 840m³/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

本项目单个钻井平台产生的包装材料可回收后直接回用于各类材料的包装，因此不纳入固体废物管理，对其在井场内集中收集后，全部交由供应商回收利用。

（5）废矿物油及含矿物油废物

钻井工程中废矿物油及含矿物油废物主要来源于机械润滑废油，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在危废暂存间进行暂存，最终交由有资质单位进行处理，不外排。

6.6.3 压裂测试工程施工

压裂期间施工人员租住在附近农户，其产生的生活垃圾利用农户已有设施进行收集处置。产生的返排砂属于一般工业固废，收集后外送地方水泥厂或砖厂综合利用。

6.6.4 采气平台井站工程施工

本项目采气平台井站均在现有场地内安装撬装设备，土建工程量较小，施工期固废主要为施工人员生活垃圾。

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

6.6.5 集输管线工程施工

集输管线工程施工期产生的固体废物主要是生活垃圾、施工废料和顶管施工产生的废弃泥浆。

(1) 施工废料

本项目管道运至施工现场前，已进行了相应的防腐处理。因此，施工废料主要包括废包装材料、废焊条，以及施工过程中产生的废金属等。本项目管道施工废料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。水基钻井固废运至水泥厂及砖厂处置是目前工艺成熟的常规处置方式，在川渝地区的页岩气钻井工程中广泛应用，处置方式合理可行。区域内已实施多个页岩气平台，境内水泥厂及砖厂接收处置水基钻井固废已经有比较成熟的处理流程，且有水泥厂及多个砖厂可以接收，区域水泥厂及砖厂完全有能力接收本项目实施期间产生的水基钻井固废，可确保本项目产生的水基钻井固废全部资源化利用。综上分析，对于本项目产生量最大的固体废物水基钻井固废，依托周边水泥厂及砖厂进行资源利用是可以实现的（具体可行性分析见 9.4.1），措施可行，采取该措施后对周边环境影响小。

6.7 施工期土壤环境影响分析

6.7.1 钻前工程施工建设

钻前施工期土壤环境影响主要包括挖填方、机械碾压等活动影响土壤的理化性质：改变土壤的孔隙度、含水率、饱和导水率等；另外，施工机械跑冒滴漏的少量废油，通过垂直入渗途会发生局部土壤污染。

钻前工程为临时占地，施工扰动、开挖、堆存的土壤，在钻井施工结束后，将进行土地复垦，对各类池体进行回填，对池体表层进行覆土并种植浅根植物，随着时间的推移，前期扰动的土壤，其理化性质将得到逐渐恢复。

因此，本项目钻前施工对区域土壤环境的影响较小。

6.7.2 钻井工程施工建设

（1）土壤环境影响途径、影响源及影响因子识别

钻井工程对土壤的污染主要为产生的污染物对土壤环境的影响，污染物经大气沉降对土壤的影响很小，主要为事故工况下泄漏的钻井废水通过地面漫流或垂直入渗途经污染土壤。钻井工程施工期对土壤的影响类型与影响途径见表 6.7-1，土壤环境影响源及影响因子识别见表 6.7-2。

表 6.7-1 土壤环境影响类型与影响途径表

时段	污染影响型			
	大气沉降	地面漫流	垂直入渗	其他
建设期		√	√	

注：在可能产生的土壤环境影响类型处打“√”，列表未涵盖的可自行设计。

表 6.7-2 土壤环境影响源及影响因子识别表

污染源	工艺流程/ 节点	污染途经	全部污染物 指标 a	特征因子	备注 b
场地	钻井过程	大气沉降	/	/	/
		地面漫流	/	石油烃、氯化物、SS、COD	事故
		垂直入渗	/	石油烃、氯化物、SS、COD	事故
		其他	/	/	/
a 根据工程分析结果填写					
b 应描述污染源特征：如连续、间断、正常、事故等，涉及大气沉降途径的，应识别建设项目周边的土壤环境敏感目标。					

(2) 土壤影响分析

本项目井场及配套区域均进行了分区防渗措施，防渗层发生破损可能性极低，井场内设置了排水沟和收集池体，可有效的收集井场内的雨污废水，正常情况下无井场污废水漫流情况发生，对周边土壤环境影响较小。

在事故工况下，即在暴雨情况下井场内形成雨污废水漫流进入附近土壤，可能对土壤环境产生一定的影响。为了有效控制井场污废水漫流情况发生，在重点污染物产生区域设置了具有强防渗性的围堰，在柴油罐区、危废暂存间、柴油动力机和发电机房区域均设置集污池，并可将井场内污废水引至集液池内暂存，可防止非正常工况下污染物进入附近土壤内，土壤环境的影响在可控制范围内。

因此，根据项目对土壤环境影响途径分析和类比同类项目同类地区的建设经验，本项目各井场的建设对土壤环境的影响是很小的，施工期的土壤环境影响是可以接受的。本项目除采取上述土壤污染防治措施外，还应将土壤污染防治措施和地下水污染防治、生态环境治理措施相结合，综合做好土壤环境、地下水环境和生态环境的保护。

6.7.3 压裂测试工程施工

本项目压裂液配制和暂存均在重叠液罐内进行，压裂之后的返排液在集液池、重叠液罐内暂存，并及时外运，回用于区块内其他平台压裂用水使用或回注处置，无污水外排。本项目在集液池、重叠液罐区进行防渗处理，能有效的防止非正常工况下压裂液或返排液漫流、入渗进入周边土壤内。另外，本项目设置了集液池，可在非正常工况下收集漫流的压裂液或返排液，减小对周边土壤的影响。

根据本区块在建勘探井类比分析，本项目压裂、测试过程在采取上述措施后，发生污染物漫流的可能性较低，能有效的控制污染物进入周边土壤环境内，对区域土壤环境影响较小，影响可接受。

本项目随着工程施工的结束，生态保护和临时占地的植被恢复措施的进行，有效的保护和恢复措施能保证工程对井场周边的土壤和农作物的影响得到尽快的恢复。

6.7.4 采气平台井站施工

采气平台井站建设施工期土壤环境影响主要包括挖填方、机械碾压等活动影响土壤的理化性质：改变土壤的孔隙度、含水率、饱和导水率等；另外，施工机械跑冒滴漏的少量废油，通过垂直入渗途会发生局部土壤污染。

采气平台井站工程主要建设内容为站场内管沟开挖、敷设、阻焊工艺管道、设备安装等施工，施工集中在已建站场，无新增占地。建设施工机械设备跑冒滴漏的少量废油，由于其排放量极少，对区域土壤环境的影响很小。

因此，本项目采气平台井站施工建设对区域土壤环境的影响较小。

6.7.5 集输管线施工

集输管线建设施工期间，管沟开挖和回填将破坏土壤的结构，施工产生焊渣、焊条等废焊接材料，如不妥善管理，一旦进入土壤将污染土壤环境。

管道开挖会扰乱和破坏土壤的耕作层，使土壤的容量、土体结构、土壤腐蚀指数等发生较大的变化。施工车辆碾压、施工人员践踏等因素可引起土壤结构的改变。集输管线两侧 5m 范围内，深根植物无法恢复原貌。施工应尽量缩小作业带范围，减少对区域土壤的破坏，坚持“分层开挖、分层回填”原则。采取上述措施后，施工期对土壤环境影响较小。

6.7.6 项目施工期对区域土壤的环境影响分析

本项目随着工程施工的结束，生态保护和临时占地的植被恢复措施的进行，有效的保护和恢复措施能保证各单项工程施工对施工区周边的土壤和农作物的影响得到尽快的恢复，采取措施后，施工活动对周边土壤环境影响小。。

7 运营期环境影响评价与预测

本项目运营期管线埋于地下密闭输送，其清管、检修、放空等均依托两端站场，因此管线运营期无污染物产生和排放，主要影响为泄漏的环境风险，本评价将在风险章节详细分析，本项目运营期环境影响重点针对采气平台井站进行分析和评价。

7.1 大气环境影响分析

本项目管线埋于地下密闭输送，正常工况下无大气污染物排放，风险状况下的气体泄漏本评价将在风险章节进行详细论述。项目运营期大气环境影响主要为各采气平台井站无组织逸散的少量页岩气以及非正常工况下的放空废气。

7.1.1 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，采气平台井站清管及检修作业时，需放空量小，将相关设备及管线中页岩气通过放空立管排放，一般 1~2 次/年，每次持续时间 2~5min，放空废气中主要污染物为少量的非甲烷总烃。事故放空时，对放空页岩气实施点火燃烧后排放，以降低温室气体排放量。

本项目采气平台井站放空频率低，时间短，放空排放的污染物量较少，对区域环境空气影响较小。

7.2 地表水环境影响分析

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

本项目运营期分离的气田水、清管检修废水均采用管线回用于区块内钻井，用于区块内压裂调配用水，最终无法回用的采用罐车拉运至阳 33 井、自 23 井、镇 2 井和桐 8 井回注，如后期回注井回注能力不够，也可运至四川瑞利生物科技有限公司、四川泸天化麦王临港环保有限责任公司以及泸州山水秀

美环保科技有限公司进行处理，确保运营期气田水和清管检修废水不外排。

综上所述，本项目运营期无废水外排，对区域地表水影响较小，环境可接受。

7.3 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，通过分析典型场地泸214、泸216、泸226场站和采出水管线环境影响分析表征区块建设的地下水环境影响。

（1）正常状况

本项目运营期的主要为地面集输工程的采气集输工程的站场和管线组成。正常状况下，各运行环节均按照地下水污染防控要求采取了严格的防渗、防溢流、防泄漏、防腐蚀、定期巡检维护等措施，正常状况下各场地污废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，运营期采气平台井站与井场位于同一场地，场站产生的废水主要为采气过程分离出的采出水，现场暂存入站内储存池。在非正常状况下，运营期站场采出水储存池因老化腐蚀或其它外力导致破损，采出水会渗漏进入到浅层含水层并对地下水产生影响，因此，本项目评价将上述情景做为假设预测情景。

运营期采出水管道输送介质为采出气田水。在非正常状况下，运营期采出水管线因老化腐蚀或其它外力导致破损，采出水会渗漏进入到浅层含水层并对地下水产生影响，因此，本项目评价将上述情景做为假设预测情景。

7.3.2 预测时段与预测因子

（1）预测时段

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

(2) 预测因子

本项目预测因子的选择既考虑了区块内已实施项目采出水污染物监测结果，又考虑了预测因子的类别、浓度、代表性、预测的可行性，选取了标准指数计算值最大的污染物做为预测因子，根据上述原则，本次评价将采出水中所含的石油类、氯化物和COD污染物为预测因子。

7.3.3 预测源强概化

本项目站场主要利用储存池暂存开采过程中产生的采出水，在非正常状况下储存池防渗层受老化腐蚀影响发生破损，采出水会泄漏至地下水中，沿破损的防渗层裂缝进入到地下水中并发生污染。由于本项目运营期阶段储存池依托钻井阶段所修建池体，故运营期池体预测泄漏量参照施工期间储存池泄漏量。

同时，本次部分场站采用采出水管线输送采出水，在非正常状况下采出水管线受老化腐蚀影响发生破损，管线中的采出水会泄漏进入到地下水中并发生污染。本次评价按最不利因素考虑，假设泄漏出的采出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，采出水泄漏速率按下式计算：

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

式中： Q_L —液体泄漏速度，kg/s； C_d —液体泄漏系数，本次取值 0.65； A —裂口面积， m^2 ，根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ/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。

计算可知，采出水管线最大泄漏量见为表 7.3-1。依据区块内已实施天然气开采项目运营期污水的水质成分情况，非正常状况下运营期污染物预测指标及浓度见表 7.3-2。

表 7.3-1 运营期采出水泄漏量计算结果表

井场编号	采出水管线
环境压力 P_0 (Pa)	***
容器内介质压力 P (Pa)	***
液体密度 ρ (kg/m^3)	***

裂口面积 A (m ²)	***
裂口之上液位高度 (m)	***
液体泄露系数 Cd	***
重力加速度 m/s ²	***
液体泄露速度 Q _L (kg/s)	***
液体泄露体积 (m ³)	***

表 7.3-2 运营期非正常状况下污染物预测源强

井位编号	预测阶段	泄漏位置	污染物	污染物浓度 (mg/L)	渗漏量 (m ³)	污染物渗漏量 (g)
***	***	***	***	***	***	***
***		***	***	***	***	***
***		***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***
***		***	***	***	***	***
***		***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***
***		***	***	***	***	***
***		***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***
***		***	***	***	***	***
***		***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***
***		***	***	***	***	***
***		***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***
***		***	***	***	***	***
***		***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***
***		***	***	***	***	***
***		***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***
***		***	***	***	***	***
***		***	***	***	***	***

7.3.4 预测与评价范围

本次运营期的模拟预测范围同施工期一致，为各场地所在评价范围，且包括地下水保护目标和可能的环境影响区域。

7.3.5 水文地质条件概化及预测方法与预测参数确定

运营期水文地质条件概化及预测方法与预测参数确定同施工期一致，见

6.4.5 和 6.4.6 一节。

7.3.6 预测结果评价与分析

(1) 非正常状况泸201H2场站预测评价结果

根据运营期污水池泄漏假设情景预测结果可知（图7.3-1~3和表7.3-3），随着泄漏发生后时间的推移，污染晕随地下水流向下游迁移，污染晕的浓度逐渐降低。污染物COD在泄漏发生100天时，污染物最大超标距离迁移至下游23m处；1000天时污染物迁移至下游79m处，污染物浓度降低至标准值以下，超标影响消失；1825天时污染物最大影响距离迁移至下游95m处；3650天时污染影响消失。

污染物氯化物在泄漏发生100天时，污染物最大超标距离迁移至下游18m处；1000天时污染物迁移至下游153m处，浓度降低至标准值以下，超标影响消失；3650天时污染物影响范围至下游316m处。

污染物石油类在泄漏发生100天时，污染物最大超标距离迁移至下游26m处；1000天时污染物迁移至下游89m处，污染物浓度降低至标准值以下，超标影响消失；3650天时污染物影响距离迁移至下游139m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	超标距离（m）	影响距离（m）	污染晕最大浓度（mg/l）
***	***	***	***	***
***	***	***	***	***
***	***	***	***	***
***	***	***	***	***
***	***	***	***	***
***	***	***	***	***
***	***	***	***	***
***	***	***	***	***
***	***	***	***	***
***	***	***	***	***
***	***	***	***	***
***	***	***	***	***

***	***
***	***
***	***

***	***

图 7.3-1 污染物 COD 距离与浓度关系曲线示意图

***	***
***	***
***	***
***	***

图 7.3-2 污染物石油类距离与浓度关系曲线示意图

***	***
***	***
***	***
***	***

图 7.3-3 污染物氯化物距离与浓度关系曲线示意图

(2) 非正常状况泸201H5场站预测评价结果

根据运营期采气阶段站场采出水储存池泄漏假设情景预测结果可知（图 7.3-4~6和表7.3-4），随着泄漏发生后时间的推移，污染晕随地下水流向下游迁移，污染晕的浓度逐渐降低。污染物COD在泄漏发生100天时，污染物最大超标距离迁移至下游18m处；1000天时污染物迁移至下游58m处，污染物浓度降低至标准值以下，超标影响消失；1825天时污染物迁移至下游72m处；3650天时污染物污染影响消失。

污染物氯化物在泄漏发生100天时污染物最大超标距离为下游14m处；1000天时污染物迁移至下游109m处，浓度降低至标准值以下，超标影响消失；1825天时污染物影响范围至下游150m处；3650天时污染物影响范围至下游220m处。

污染物石油类在泄漏发生100天时，污染物最大超标距离迁移至下游19m处；1000天时污染物迁移至下游29m处；1825天时污染物迁移至下游83m处，浓度降低至标准值以下；3650天时污染物迁移至下游108m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	超标距离（m）	影响距离（m）	污染晕最大浓度（mg/l）
***	***	***	***	***
***	***	***	***	***

*** ***	***	***	***	***
	***	***	***	***
*** *** *** ***	***	***	***	***
	***	***	***	***
	***	***	***	***
	***	***	***	***
*** *** *** ***	***	***	***	***
	***	***	***	***
	***	***	***	***
	***	***	***	***

***	***
***	***
***	***
***	***

图 7.3-4 污染物 COD 距离与浓度关系曲线示意图

***	***
***	***
***	***
***	***

图 7.3-5 污染物石油类距离与浓度关系曲线示意图

***	***
***	***
***	***
***	***

图 7.3-6 污染物氯化物距离与浓度关系曲线示意图

(3) 非正常状况泸201H8场站预测评价结果

根据运营期采气阶段站场采出水储存池泄漏假设情景预测结果可知（图 7.3-7~9和表7.3-5），随着泄漏发生后时间的推移，污染晕随地下水流向下游迁移，污染晕的浓度逐渐降低。污染物COD在泄漏发生100天时，污染物最大超标距离迁移至下游20m处；1000天时污染物迁移至下游68m处，污染物浓度降低至标准值以下，超标影响消失；1825天时污染物迁移至下游87m处；3650天时污染物迁移至下游108m处。

污染物氯化物在泄漏发生100天时污染物最大超标距离迁移至下游16m处；1000天时污染物迁移至下游121m处，浓度降低至标准值以下，超标影响

消失；1825天时污染物影响范围至下游168m处；3650天时污染物影响范围至下游249m处。

污染物石油类在泄漏发生100天时，污染物最大超标距离迁移至下游22m处；1000天时污染物最大超标距离迁移至下游42m处；1825天时污染物迁移至下游99m处，浓度降低至标准值以下，超标影响消失；3650天时污染物迁移至下游135m处。

表 7.3-5 各类污染因子预测评价结果统计表

污染物种类	时间	超标距离（m）	影响距离（m）	污染晕最大浓度（mg/l）
***	***	***	***	***
	***	***	***	***
	***	***	***	***
	***	***	***	***
***	***	***	***	***
	***	***	***	***
	***	***	***	***
	***	***	***	***
***	***	***	***	***
	***	***	***	***
	***	***	***	***
	***	***	***	***

***	***
***	***
***	***
***	***

图 7.3-7 污染物 COD 距离与浓度关系曲线示意图

***	***
***	***
***	***
***	***

图 7.3-8 污染物石油类距离与浓度关系曲线示意图

***	***
***	***
***	***

***	***

图 7.3-9 污染物氯化物距离与浓度关系曲线示意图

(4) 非正常状况泸214场站预测评价结果

根据运营期采气阶段站场采出水储存池泄漏假设情景预测结果可知（图 7.3-10~12和表7.3-6），随着泄漏发生后时间的推移，污染晕随地下水流向下游迁移，污染晕的浓度逐渐降低。污染物COD在泄漏发生100天时，污染物最大超标距离迁移至下游24m处；1000天时污染物迁移至下游82m处，污染物浓度降低至标准值以下，超标影响消失；1825天时污染物迁移至下游95m处；3650天时污染物降低至检出限以下，污染影响消失。

污染物氯化物在泄漏发生100天时污染物最大超标距离迁移至下游18m处；1000天时污染物迁移至下游165m处，浓度降低至标准值以下，超标影响消失；1825天时污染物影响范围至下游228m处；3650天时污染物影响范围至下游341m处。

污染物石油类在泄漏发生100天时，污染物最大超标距离迁移至下游27m处；1000天时污染物迁移至下游93m处，浓度降低至标准值以下；1825天时污染物迁移至下游119m处；3650天时污染物降低至检出限以下，污染影响消失。

表 7.3-6 各类污染因子预测评价结果统计表

污染物种类	时间	超标距离（m）	影响距离（m）	污染晕最大浓度（mg/l）
***	***	***	***	***
***	***	***	***	***
***	***	***	***	***
***	***	***	***	***
***	***	***	***	***
***	***	***	***	***
***	***	***	***	***
***	***	***	***	***
***	***	***	***	***
***	***	***	***	***
***	***	***	***	***
***	***	***	***	***

***	***
***	***

***	***
***	***

图 7.3-10 污染物 COD 距离与浓度关系曲线示意图

***	***
***	***
***	***
***	***

图 7.3-11 污染物石油类距离与浓度关系曲线示意图

***	***
***	***
***	***
***	***

图 7.3-12 污染物氯化物距离与浓度关系曲线示意图

(5) 非正常状况泸216场站预测评价结果

根据运营期采气阶段站场采出水储存池泄漏假设情景预测结果可知（图 7.3-10~12和表7.3-6），随着泄漏发生后时间的推移，污染晕随地下水流向下游迁移，污染晕的浓度逐渐降低。污染物COD在泄漏发生100天时，污染物最大超标距离迁移至下游12m处；1000天时污染物迁移至下游27m处；1825天时污染物迁移至下游30m处；3650天时污染物迁移至下游69m处，浓度降低至标准值以下，超标影响消失。

污染物氯化物在泄漏发生100天时污染物最大超标距离迁移至下游11m处；1000天时污染物迁移至至下游18m处；1825天时污染物迁移至下游86m处，浓度降低至标准值以下，超标影响消失；3650天时污染物影响范围至下游123m处。

污染物石油类在泄漏发生100天时，污染物最大超标距离迁移至下游13m处；1000天时污染物最大超标距离迁移至下游31m处；1825天时污染物最大超标距离迁移至下游38m处；3650天时污染物最大超标距离迁移至下游40m处。

表 7.3-6 各类污染因子预测评价结果统计表

污染物种类	时间	超标距离（m）	影响距离（m）	污染晕最大浓度（mg/l）
***	***	***	***	***
***	***	***	***	***

*** ***	***	***	***	***
	***	***	***	***
*** *** *** ***	***	***	***	***
	***	***	***	***
	***	***	***	***
	***	***	***	***
*** *** *** ***	***	***	***	***
	***	***	***	***
	***	***	***	***
	***	***	***	***

***	***
***	***
***	***
***	***

图 7.3-10 污染物 COD 距离与浓度关系曲线示意图

***	***
***	***
***	***
***	***

图 7.3-11 污染物石油类距离与浓度关系曲线示意图

***	***
***	***
***	***
***	***

图 7.3-12 污染物氯化物距离与浓度关系曲线示意图

(6) 非正常状况泸226场站预测评价结果

根据运营期采气阶段站场采出水储存池泄漏假设情景预测结果可知（图 7.3-10~12和表7.3-6），随着泄漏发生后时间的推移，污染晕随地下水流向下游迁移，污染晕的浓度逐渐降低。污染物COD在泄漏发生100天时，污染物最大超标距离迁移至下游15m处；1000天时污染物最大超标距离迁移至下游16m处；1825天时污染物迁移至下游61m处，浓度降低至标准值以下，超标影响消失；3650天时污染物影响距离迁移至下游73m处。

污染物氯化物在泄漏发生100天时污染物迁移至下游12m处；1000天时迁

移至下游87m处，浓度降低至标准值以下，超标影响消失；1825天时污染物影响范围至下游119m处；3650天时污染物影响范围至下游171m处。

污染物石油类在泄漏发生100天时，污染物最大超标距离迁移至下游17m处；1000天时污染物最大超标距离迁移至下游31m处；1825天时污染物迁移至下游68m处，污染浓度降低至标准值以下；3650天时污染物影响距离迁移至下游90m处。

表 7.3-6 各类污染因子预测评价结果统计表

污染物种类	时间	超标距离（m）	影响距离（m）	污染晕最大浓度（mg/l）
***	***	***	***	***
	***	***	***	***
	***	***	***	***
	***	***	***	***
***	***	***	***	***
	***	***	***	***
	***	***	***	***
	***	***	***	***
***	***	***	***	***
	***	***	***	***
	***	***	***	***
	***	***	***	***

***	***
***	***
***	***
***	***

图 7.3-10 污染物 COD 距离与浓度关系曲线示意图

***	***
***	***
***	***
***	***

图 7.3-11 污染物石油类距离与浓度关系曲线示意图

***	***
***	***
***	***

***	***

图 7.3-12 污染物氯化物距离与浓度关系曲线示意图

(7) 非正常状况采出水管线预测评价结果

根据运营期采气阶段站场采出水储存池泄漏假设情景预测结果可知（图 7.3-13~15 和表 7.3-7），随着泄漏发生后时间的推移，污染晕随地下水流向下游迁移，污染晕的浓度逐渐降低。污染物 COD 在泄漏发生 100 天时，污染物最大超标距离迁移至下游 8m 处；1000 天时污染物最大超标距离迁移至下游 39m 处；1825 天时污染物最大超标距离迁移至下游 39m 处；3650 天时污染物迁移至下游 108m 处，污染物浓度降低至标准值以下，超标影响消失。

污染物氯化物在泄漏发生 100 天时，污染物最大超标距离迁移至下游 15m 处；1000 天时污染物迁移至下游 94m 处，浓度降低至标准值以下，超标影响消失；1825 天时污染物影响范围至下游 130m 处；3650 天时污染物影响范围至下游 191m 处。

污染物石油类在泄漏发生 100 天时，污染物最大超标距离迁移至下游 18m 处；1000 天时污染物最大超标距离迁移至下游 45m 处；1825 天时污染物最大超标距离迁移至下游 55m 处；3650 天时污染物迁移至下游 119m 处，浓度降低至标准值以下。

表 7.3-7 各类污染因子预测评价结果统计表

污染物种类	时间	超标距离（m）	影响距离（m）	污染晕最大浓度（mg/l）
***	***	***	***	***
***	***	***	***	***
***	***	***	***	***
***	***	***	***	***
***	***	***	***	***
***	***	***	***	***
***	***	***	***	***
***	***	***	***	***
***	***	***	***	***
***	***	***	***	***
***	***	***	***	***
***	***	***	***	***
***	***	***	***	***

***	***
***	***
***	***
***	***

图 7.3-13 污染物 COD 距离与浓度关系曲线示意图

***	***
***	***
***	***
***	***

图 7.3-14 污染物石油类距离与浓度关系曲线示意图

***	***
***	***
***	***
***	***

图 7.3-15 污染物氯化物距离与浓度关系曲线示意图

7.3.7 地下水预测结果及其影响情况分析

本项目在正常或非正常状况下的假设情境下都可能会对场站周围区域（特别是下游地区）的地下水产生一定污染或影响，但由于地下水对流、弥散和生化反应作用以及含水层的吸附截留等影响，产生的污染物最后会降解消失。由于各类污染物质的性质特征和水文地质条件影响，污染物在区内迁移速度较慢，影响范围较小，污染物主要向下游迁移。假设情景的预测分析结果表明，采出水储存池和采出水管线泄漏都会对浅层地下水产生一定的影响，但污染影响距离和范围有限且能在一定时间内降至标准值及检出限以下。现将本项目各场地预测情景的环境影响详述如下：

（1）对含水层的影响分析

预测结果表明，采出水储存池和采出水管线泄漏时各类污染物在地下水的对流弥散作用下，向下游逐渐迁移，超标和影响面积呈现出先逐渐增大后逐渐缩小的趋势，污染物浓度逐渐增加。采出水储存池泄漏各类污染物最大超标距离在下游 26~42m（石油类），各类污染物最大影响距离在下游 123~341m（氯化物）；采出水管线泄漏各类污染物最大超标距离在下游 55m（石油类），各类污染物最大影响距离在下游 191m（氯化物），采出水管线发生泄漏污染后，

石油类污染物对地下水的影响程度较大。因此，在上述情景污染发生后，应重点关注石油类在地下水环境中的变化。同理，本次评价也同建设期一致，结合了典型场地的预测分析结果，类比分析了各场地运行过程中发生采出水储存池泄漏对地下水环境的影响分析，各主要场地地下水环境预测影响类比结果详见表 7.3-8。

表7.3-8 各场地地下水环境影响预测类比分析表

场地编号	地形地貌	所在水文地质单元	地下水赋存特征	泄漏影响类比结果/m	
				最大影响距离	最大超标距离
***	***	*** *** *** *** *** *** *** *** *** ***	***	***	***
***	***		***	***	***
***	***		***	***	***
***	***		***	***	***
***	***		***	***	***
***	***		***	***	***
***	***		***	***	***
***	***		***	***	***
***	***		***	***	***
***	***		***	***	***
***	***	*** *** ***	***	***	***
***	***		***	***	***
***	***		***	***	***
***	***	*** *** ***	***	***	***
***	***		***	***	***
***	***		***	***	***

***	***		***	***	***
***				***	***

(2) 对保护目标的影响分析

根据运营期情景污染影响的预测结果，结合各场地内地下水保护目标与井场的相对位置关系，评价区内地下水保护目标影响结果表明场站下游26m或42m以内的地下水保护目标可能会发生超标现象，下游123或341m以内的地下水保护目标可能会受到场站污染事故的影响；管线下游55m以内的地下水保护目标可能会发生超标现象，下游191m以内的地下水保护目标可能会受到场站污染事故的影响。根据上述分析结果，各场站和管线下游地下水保护目标可能受影响分析情况见表7.3-9，由分析结果可知，在预测情景下场站下游个别保护目标存在影响情况，但都未发生超标，对地下水影响相对较小；但采出水管线下游保护目标会受到污染泄漏的超标影响，因此后期要加强对采出水管线的维护管理。同时，因氯化物检出限较低的原因导致污染晕分析结果的迁移距离较远，使得氯化物污染物影响距离相对较远影响。因此，在发生假设情景事故时，应重点跟踪监测上述范围内的保护目标，若发生污染应及时修复。

表 7.3-9 运营期场站下游分散保护目标影响情况分析一览表

编号	类型	与场地位置关系	气田水储存池泄漏影响	
			是否超标	是否影响
***	***	***	***	***
***	***	***	***	***
***	***	***	***	***
***	***	***	***	***
***	***	***	***	***
***	***	***	***	***
***	***	***	***	***
***	***	***	***	***
***	***	***	***	***
***	***	***	***	***
***	***	***	***	***
***	***	***	***	***
***	***	***	***	***
***	***	***	***	***

泸 201 井区产能建设工程环境影响报告书

[illegible]

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

本项目各采气平台井站均为无人值守,运营期无生活垃圾产生。本项目采气平台井站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完备的水泥厂或砖厂等进行资源化利用。

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 采气平台井站对土壤的影响分析

(1) 土壤环境影响途径、影响源及影响因子识别

采气平台井站运营期正常工况下无废气排放,非正常工况下,页岩气燃烧主要污染物为 CO₂、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、 集气过程	大气沉降	/	/	/
		地面漫流	/	石油烃、氯化物、SS、COD	事故
		垂直入渗	/	石油烃、氯化物、SS、COD	事故
		其他	/	/	/
a 根据工程分析结果填写					
b 应描述污染源特征：如连续、间断、正常、事故等，涉及大气沉降途径的，应识别建设项目周边的土壤环境敏感目标。					

(2) 土壤影响分析

本项目运营期各采气平台井站将产生一定量气田水和检修废水，正常情况下站场无污废水漫流情况发生，对周边土壤环境影响较小。

在暴雨或事故等非正常工况下，采气平台井站内的污水罐、集液池可能发生地面漫流或垂直入渗进入附近土壤，污水中的主要污染物有 pH、SS、氯化物、石油类、COD 等，可能对土壤环境产生一定的影响，对土壤中的农作物或其他植被生长产生影响。为有效应对上述非正常工况，集液池预留 15% 的空白容积，防范废水漫流事故，对周边土壤环境影响较小。

根据本区块在建勘探井周边土壤环境质量数据，通过类比分析，本项目在采取上述措施后，发生废水漫流或入渗的可能性较低，能有效的控制污染物进入周边土壤环境内，对区域土壤环境影响较小，影响可接受。

7.6.2 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管线输送，采用外防腐层、强制电流阴极保，正常情况下，不会对土壤环境造成影响。返排液管道发生事故非正常工况，气田水（含检修废水、清管废水）将进入土壤环境，从而影响土壤结构和植被生长，造成区域土壤环境质量降低。当发生上述非正常工况时，站场压力阀将显示异常，可及时发现事故并进行修复处理，将污水管泄漏对土壤环境的影响控制在可接受范围内。在落实本项目泄漏事故防范措施前提下，返排液管道事故对周边土壤环境影响较小。

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，主要为站场等占地。根据现场调查，耕地在区域分布内广泛分布，项目占用的耕地面积占比极小，故项目运营期永久占地对耕地的影响较小。

(2) 对林地的影响

根据《中华人民共和国石油天然气管道保护法》第三十三条相关内容，项目输气管道线路中心线两侧各 5m 地域范围内禁止种植乔木、灌木、藤类、芦苇、竹子或其他根系深达管道埋设部位可能损坏管道防腐层的深根植物。因此，运营期管道线路中心线两侧各 5m 范围内将确保以种植草本植物为主，林地、灌丛等植被将被草本层或农田植被替代。项目管线长度较短，穿越林地面积较小，改变的土地利用类型占整个区块的面积很小，对区块的土地利用结构影响小。运营期管道中心线 5m 范围外受损的林地，的可通过演替或人工方式逐渐恢复，因此项目对林地的影响较小。

7.7.2 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，景观类型以耕地景观、林地景观为主，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三年内实施，根据建设单位实施计划，各井场管线拟先于平台井站或与平台井站同期施工，故本项目实施过程中，各单项工程将对区域产生一定的累积影响。。

7.8.1 水环境污染累积影响

(1) 施工期

本项目建设施工期废水主要来源于钻前施工、钻井施工、压裂测试工程施工、采气平台井站施工及集输管线等施工过程，废水种类包含施工人员生活污水、土建施工废水、管线试压废水、压裂返排液、钻井废水、井场方井雨水及井场初期雨水等，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，平台内无法回用时全部运至区域其它平台回用。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平台井站生产运营过程，废水种类包含气田水及少量清管检修废水。

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

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

（3）取水累积影响

本项目钻井期间取水量很小，不会对水资源产生明显的影响，评价主要分析压裂取水对区域水资源的累积影响。本项目压裂取水拟在马溪河设置 4 个取水点，在濑溪河设置 1 个取水点。

根据评价期间调查，区块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 0.56%，占濑溪河多年平均流量的比例约为 0.04%，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，区块内各相邻井场的距离较远，管线施工分段进行，因此建设施工期对区域大气环境影响以各单项工程项目环境影响为主，且影响范围一般在 200m 范围内，不会出现叠加的大气环境影响，且施工期结束后大气环境影响消失，不会改变区域环境空气功能区划，建设施工期对区域大气环境累积影响可接受。

(2) 生产运营期

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

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

(2) 生产运营期

本项目生产运营期噪声主要来自各采气平台井站工艺设备运行噪声，即采气工艺区设备噪声及应急事故下的放空噪声等。各采气平台井站之间相隔较远，项目生产运营期对区域的声环境影响仍以各单项工程环境影响为主，且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平台井站均为无人值守，故采气平台井站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。

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，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 17 个场站，分属于 3 个二级水文地质单元。根据各场地对地下水环境的影响特征，从水文地质单元划分和地下水流场的角度考虑，每个水文地质单元具有独立的补径排条件，构成相对独立的地下水水流特征，因此本项目在非正常状况下仅对其所在水文地质单元内的地下水环境及保护目标产生影响，受红层含水层结构特征及地下水流动特征影响，各水文地质单元产生叠加影响可能性较小。同时，本项目在同一水文地质单元内的场站较为分散，结合预测结果分析的超标和影响距离，各场站发生地下水污染影响范围有限，污染物浓度衰减较快，故同一水文地质单元内的场站同时发生地下水污染事故时，发生叠加影响的可能性较小。

综上分析，避免叠加影响发生，本项目各场地建设合理安排开采时序。从区块开发角度而言，本项目场地分散，污染影响表现为点状形式，影响范围有限，同时各场地实施运行采取了一系列的地下水污染防治措施，因此本项目建设运行对区块内的地下水环境产生叠加影响的可能性较小。

7.8.7 生态环境累积影响

就整个区块而言，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，区块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平台井站井下气压大幅降低，井下储量逐渐减

少，采气开发接近尾声。退役期单项工程产生的大气污染物、生产废水、噪声及固体废物等对环境的影响将会消失。

8 环境风险评价

8.1 评价依据

8.1.1 风险源调查

本项目所开采的页岩气不含硫，单项工程主要包括：平台钻井工程和地面集输工程，按照各单项工程分别进行风险源调查。

(1) 平台钻井工程风险源调查

根据查阅《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018）等资料及平台钻井工程主要原、辅材料使用情况，平台钻井工程主要原辅材料、废水、固废和产品的成分、物理化学特性及毒理性如下：

①水基泥浆

由清水、增稠剂、抑制剂、防塌剂、堵塞剂、碱度调节剂、杀菌剂、加重剂等组成。水基钻井液以膨润土、水作为基础配浆材料，加入各种有机和无机材料形成的多种成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、有机土、主乳化剂、润湿剂、降滤失剂、封堵剂、加重剂组成的钻井液体系。主要成分为白油，无色透明液体，没有气味。闪点 164~223℃，相对密度（水=1）0.831~0.883，运动黏度 5.7~26mm²/s，酸值≤0.05，对酸、光、热均稳定，不溶于乙醇，溶于乙醚、苯、石油醚等，并可与多数脂肪油互溶。为液体类烃类的混合物，主要成分为 C16~C31 的正异构烷烃的混合物，是从石油分馏的高沸馏分，依据黏度等性质的不同白油的分子量通常都在 250~450 范围之内，具有良好的氧化安定性、化学稳定性、光安定性，无

色、无味，不腐蚀纤维织物。

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。

④页岩气（甲烷）危险性分析

从地层中开采出的页岩气属易燃、易爆物质，极易在环境中引起燃烧和爆炸。作为页岩气主要烃组份的甲烷属于《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(CH₄)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	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	

健康危害		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。			

⑤柴油危险性分析

本项目钻井工程采用市政供电，停电情况下使用柴油发电机供电。柴油具有可燃性，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	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。在确保安全生产情况下堵漏。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。

⑥白油危险性分析

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

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 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 及健康 危害	急性毒性	LD50(mg/kg，大鼠经口)	——	LC50（mg/m ³ ，大鼠吸入）	——	
	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。

⑦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。

⑧废矿物油

项目钻井和采气使用设备过程中，或多或少会产生一些废矿物油，主要是设备润滑、保养产生的废机油。废矿物油主要分布于油桶里面，其特性和润滑油差不多。废矿物油对眼睛、皮肤、粘膜和上呼吸道具有刺激作用。吸入后，可引起喉、支气管的火症、水肿、痉挛、化学性肺炎或肺水肿。接触后可引起

燃灼感、咳嗽、喘息、气短、头痛、恶心和呕吐等。皮肤接触可发生接触性皮炎及油疹，可致急性肾脏损害，吸入其雾滴或液体呛入可引起吸入性肺炎。结合工程项目的实际情况，主要危害为废矿物油泄露后地表水、地下水和土壤的影响。

(2) 地面集输工程风险源调查

根据查阅《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018）等资料及地面集输工程主要原、辅材料使用情况，主要原辅材料、废水、固废和产品的成分、物理化学特性及毒理性如下：

①气田水危险性分析

气田水为压入地下压裂液的返排液，水质与压返液基本相同，危险性见 8.1.1 章节平台钻井工程。

②页岩气（甲烷）危险性分析

危险性见表 8.1-1。

③柴油危险性分析

危险性见表 8.1-2。

8.1.2 环境敏感目标调查

本项目的环境风险敏感目标重点调查各项目井场周围 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。

[illegible]

泸 201 井区产能建设工程环境影响报告书

[illegible]

泸 201 井区产能建设工程环境影响报告书

*** *** *** ***	***	***	***	***	***	
	***	***	***	***	***	
	***	***	***	***	***	
	***				***	
*** *** ***	***	***	***	***	***	***

	***				***	

***	***					
*** *** *** *** *** *** *** *** *** *** *** *** *** ***	***					
	***	***	***	***	***	***
	***	***	***	***	***	***
	***	***	***	***	***	***
	***	***	***	***	***	***
	***	***	***	***	***	***
	***	***	***	***	***	***
	***	***	***	***	***	***
	***	***	***	***	***	***
	***	***	***	***	***	***
	***	***	***	***	***	***
	***	***	***	***	***	***
	***	***	***	***	***	***
	***	***	***	***	***	***

泸 201 井区产能建设工程环境影响报告书

[illegible]

泸 201 井区产能建设工程环境影响报告书

***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***
***	***					***
***	***					***
***	***					***
***	***	***	***	***	***	
***	***	***	***	***	***	
***	***	***	***	***	***	
***	***					***
***	***	***	***	***	***	
***	***	***	***	***	***	
***	***	***	***	***	***	
***	***					***
***	***	***	***	***	***	***
***	***					***
***	***	***	***	***	***	
***	***					***
***	***					
***	***					
***	***	***	***	***	***	***
***	***					***
***	***					
***	***					
***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***

泸 201 井区产能建设工程环境影响报告书

[illegible]

泸 201 井区产能建设工程环境影响报告书

[illegible]

泸 201 井区产能建设工程环境影响报告书

[illegible]

泸 201 井区产能建设工程环境影响报告书

[illegible]

泸 201 井区产能建设工程环境影响报告书

*** ***	***					***
	***					***
*** *** ***	***	***	***	***	***	
	***	***	***	***	***	
	***				***	
*** *** ***	***	***	***	***	***	***

	***				***	

***	***					
*** *** *** *** *** *** *** *** *** *** *** ***	***					
	***	***	***	***	***	***
	***	***	***	***	***	***
	***	***	***	***	***	***
	***	***	***	***	***	***
	***	***	***	***	***	***
	***	***	***	***	***	***
	***	***	***	***	***	***
	***	***	***	***	***	***
	***	***	***	***	***	***
	***	***	***	***	***	***
	***	***	***	***	***	***

泸 201 井区产能建设工程环境影响报告书

[illegible]

泸 201 井区产能建设工程环境影响报告书

*** *** *** *** ***	***	***	***	***	***	***
	***	***	***	***	***	***
	***					***
	***					***
	***					***
*** *** ***	***	***	***	***	***	
	***	***	***	***	***	
	***				***	
*** *** ***	***	***	***	***	***	***
	***					***
	***				***	

***	***					
*** *** *** *** *** *** *** *** *** *** *** ***	***					
	***	***	***	***	***	***
	***	***	***	***	***	***
	***	***	***	***	***	***
	***	***	***	***	***	***
	***	***	***	***	***	***
	***	***	***	***	***	***
	***	***	***	***	***	***
	***	***	***	***	***	***
	***	***	***	***	***	***
	***	***	***	***	***	***
	***	***	***	***	***	***

泸 201 井区产能建设工程环境影响报告书

[illegible]

泸 201 井区产能建设工程环境影响报告书

*** *** *** *** *** *** *** *** *** *** *** *** *** *** *** *** *** *** *** ***	***	***	***	***	***	***
	***	***	***	***	***	***
	***	***	***	***	***	***
	***	***	***	***	***	***
	***	***	***	***	***	***
	***	***	***	***	***	***
	***	***	***	***	***	***
	***	***	***	***	***	***
	***	***	***	***	***	***
	***	***	***	***	***	***
	***	***	***	***	***	***
	***	***	***	***	***	***
	***	***	***	***	***	***
	***	***	***	***	***	***
	***	***	***	***	***	***
	***	***	***	***	***	***
	***	***	***	***	***	***
	***	***	***	***	***	***
	***	***	***	***	***	***
	***	***	***	***	***	***
*** ***	***					***
	***					***
	***					***
*** *** ***	***	***	***	***	***	***
	***	***	***	***	***	***
	***				***	
*** ***	***	***	***	***	***	***

泸 201 井区产能建设工程环境影响报告书

[illegible]

泸 201 井区产能建设工程环境影响报告书

[illegible]

泸 201 井区产能建设工程环境影响报告书

[illegible]

泸 201 井区产能建设工程环境影响报告书

*****	***	***	***	***	***	***	
	***	***	***	***	***	***	
	***	***	***	***	***	***	
	***	***	***	***	***	***	
	***	***	***	***	***	***	
	***	***	***	***	***	***	
	***	***	***	***	***	***	
	***	***	***	***	***	***	
	***	***	***	***	***	***	
	***	***	***	***	***	***	
	***	***	***	***	***	***	
	***	***					***
	***	***					***
	***	***					***
	***	***	***	***	***	***	
***	***	***	***	***	***		
***	***					***	
*****	***	***	***	***	***	***	

	***					***	
****	***						
***	***						
***	***	***	***	***	***	***	
***	***	***	***	***	***	***	

泸 201 井区产能建设工程环境影响报告书

***	***	***	***	***	***	***
	***	***	***	***	***	***
	***	***	***	***	***	***
	***	***	***	***	***	***
	***	***	***	***	***	***
	***	***	***	***	***	***
	***	***	***	***	***	***
	***	***	***	***	***	***
	***	***	***	***	***	***
	***	***	***	***	***	***
	***	***	***	***	***	***
	***	***	***	***	***	***
	***	***	***	***	***	***
	***	***	***	***	***	***
	***	***	***	***	***	***
	***	***	***	***	***	***
***	***					***
	***					***
	***					***
	***					***
***	***	***	***	***	***	
	***	***	***	***	***	
	***				***	
***	***	***	***	***	***	***

	***			***		

泸 201 井区产能建设工程环境影响报告书

*** ***	***					

	***	***	***	***	***	***
	***	***	***	***	***	***
	***	***	***	***	***	***
	***	***	***	***	***	***
	***	***	***	***	***	***
	***	***	***	***	***	***
	***	***	***	***	***	***
	***	***	***	***	***	***
	***	***	***	***	***	***
	***	***	***	***	***	***
	***	***	***	***	***	***
	***	***	***	***	***	***
	***	***	***	***	***	***
	***	***	***	***	***	***
	***	***	***	***	***	***
	***	***	***	***	***	***
	***	***	***	***	***	***
	***	***	***	***	***	***

泸 201 井区产能建设工程环境影响报告书

[illegible]

泸 201 井区产能建设工程环境影响报告书

*** *** *** *** *** *** *** *** *** *** *** *** *** *** ***	***	***	***	***	***	***
	***	***	***	***	***	***
	***	***	***	***	***	***
	***	***	***	***	***	***
	***	***	***	***	***	***
	***	***	***	***	***	***
	***	***	***	***	***	***
	***	***	***	***	***	***
	***	***	***	***	***	***
	***	***	***	***	***	***
	***	***	***	***	***	***
	***	***	***	***	***	***
	***	***	***	***	***	***
	***	***	***	***	***	***
	***	***	***	***	***	***
*** *** ***	***					***
	***					***
	***					***
*** *** ***	***	***	***	***	***	
	***	***	***	***	***	
	***				***	
*** *** ***	***	***	***	***	***	***

	***				***	

***	***					

泸 201 井区产能建设工程环境影响报告书

***	***					
	***	***	***	***	***	***
	***	***	***	***	***	***
	***	***	***	***	***	***
	***	***	***	***	***	***
	***	***	***	***	***	***
	***	***	***	***	***	***
	***	***	***	***	***	***
	***	***	***	***	***	***
	***	***	***	***	***	***
	***	***	***	***	***	***
	***	***	***	***	***	***
	***	***	***	***	***	***
	***	***	***	***	***	***
	***	***	***	***	***	***
	***	***	***	***	***	***
	***	***	***	***	***	***
	***	***	***	***	***	***
	***	***	***	***	***	***
	***	***	***	***	***	***
***	***					***
	***					***
	***					***
***	***	***	***	***	***	
	***	***	***	***	***	
	***				***	

泸 201 井区产能建设工程环境影响报告书

[illegible]

泸 201 井区产能建设工程环境影响报告书

*** *** ***	***					***
	***					***
	***					***
*** *** ***	***	***	***	***	***	
	***	***	***	***	***	
	***				***	
*** *** ***	***	***	***	***	***	***

	***				***	

***	***					
*** *** *** *** *** *** *** *** *** *** *** *** *** *** ***	***					
	***	***	***	***	***	***
	***	***	***	***	***	***
	***	***	***	***	***	***
	***	***	***	***	***	***
	***	***	***	***	***	***
	***	***	***	***	***	***
	***	***	***	***	***	***
	***	***	***	***	***	***
	***	***	***	***	***	***
	***	***	***	***	***	***
	***	***	***	***	***	***
	***	***	***	***	***	***
	***	***	***	***	***	***
	***	***	***	***	***	***

泸 201 井区产能建设工程环境影响报告书

***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***
***	***					***
***	***					***
***	***					***
***	***	***	***	***	***	
***	***	***	***	***	***	
***	***	***	***	***	***	
***	***	***	***	***	***	
***	***					***
***	***	***	***	***	***	
***	***	***	***	***	***	
***	***	***	***	***	***	
***	***					***
***	***	***	***	***	***	***
***	***					***
***	***					***
***	***					***
***	***	***	***	***	***	***
***	***					***
***	***					***
***	***					***
***	***					***
***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***

泸 201 井区产能建设工程环境影响报告书

[illegible]

泸 201 井区产能建设工程环境影响报告书

[illegible]

泸 201 井区产能建设工程环境影响报告书

[illegible]

泸 201 井区产能建设工程环境影响报告书

*** *** *** *** *** *** *** *** *** *** *** *** *** *** *** ***	***	***	***	***	***	***
	***	***	***	***	***	***
	***	***	***	***	***	***
	***	***	***	***	***	***
	***	***	***	***	***	***
	***	***	***	***	***	***
	***	***	***	***	***	***
	***	***	***	***	***	***
	***	***	***	***	***	***
	***	***	***	***	***	***
	***	***	***	***	***	***
	***	***	***	***	***	***
	***	***	***	***	***	***
	***	***	***	***	***	***
	***	***	***	***	***	***
	***	***				
***	***					***
***	***					***
*** *** ***	***	***	***	***	***	***
	***	***	***	***	***	***
	***				***	
*** *** ***	***	***	***	***	***	***
	***					***
	***				***	

8.2 环境风险潜势初判

8.2.1 危险物质数量与临界量比值 (Q)

区块施工期各平台、集输工程为独立施工，集输管线分段建设，各施工单位相对独立。区块运营期站场与站场之间通过进/出站阀组实现单元独立控制，集输管线设有截断阀门。因此本项目环境风险危险源判定按各控制单元分别判断。

根据本项目所涉及的每种危险物质在厂界内的最大存在总量，及其在《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ/T 169-2018）附录B中对应临界量的比值确定Q。

(1) 施工期

本项目钻井工程预计可获气层为不含硫化氢气层，比对《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）附录 B，钻井施工期涉及钻井废水、洗井废水、压裂返排液的暂存和转运，钻井废水、洗井废水、压裂废水不属于 HJ/T169-2018 附录 B.2 危害水环境物质（急性毒性类别 1），无临界量规定，因此不参与 Q 值计算，仅进行相关的环境风险分析。

本区块页岩气不含硫，不属于含硫气井，涉及的主要危险物质包括 CH₄（易燃易爆）、柴油、白油、盐酸。各平台依次实施钻井工程，因此施工期页岩气最大流量按照单井最大无阻流量进行计算。

根据中石油集团公司环境风险管理规定，风险事故状态下 15min 内实施点火，井场先实施一口井钻井作业，再依次实施下一口井，因此，同一时间，一个井场仅一口井实施钻井作业，钻井施工期采气井安装了井控装置进行采气，几乎不会发生井喷事故。本项目区块内单井天然气最大流量 1~8 万方/天，涉及最大无阻流量取正常工况下天然气流量的 5 倍值，井喷点燃时间为 15 分钟，故钻井施工现场风险事故泄漏的甲烷按 15min 计算。项目环境风险事故时单井 15min 页岩气泄漏量最大为 2.98t（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 64m³（15%盐酸），折合 37%盐酸量约为 30.62t。

当存在多种危险物质时，则按式(C.1)计算物质总量与其临界量比值(Q)：

$$Q = \frac{q_1}{Q_1} + \frac{q_2}{Q_2} + \dots + \frac{q_n}{Q_n}$$

式中： $q_1, q_2, \dots, q_n$ ——每种危险物质的最大存在总量，t；

$Q_1, Q_2, \dots, Q_n$ ——每种危险物质的临界量，t。

当 $Q < 1$ 时，该项目环境风险潜势为 I。

当 $Q \geq 1$ 时，将 Q 值划分为：① $1 \leq Q < 10$ ；② $10 \leq Q < 100$ ；③ $Q \geq 100$ 。

本项目 Q 值计算结果见下表：

表 8.2-1 施工期 Q 值计算表

危险物质名称	储存量（泄漏量）/t（qn）	临界量/t（Qn）	qn/Qn
盐酸	30.62t（37%盐酸）	7.5（37%盐酸）	4.08
甲烷	2.98	10	0.298
柴油	50	2500	0.02
白油	250	2500	0.1
Q 值	4.498		

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ/T169-2018）附录 C 可知：

当 $Q < 1$ 时，该项目环境风险潜势为 I。

当 $Q \geq 1$ 时，将 Q 值划分为：（1） $1 \leq Q < 10$ ；（2） $10 \leq Q < 100$ ；（3） $100 \leq Q$ 。

根据计算结果，危险单元的 Q 值最大值为 4.498，即 $1 \leq Q < 10$ 。

（2）运营期

根据本区块建设内容，主要产品为页岩气，项目运营期间涉及的风险物质主要为采出的页岩气。根据导则要求，针对长输管线项目应按照站场、管线分段进行评价。本项目涉及 17 个站场及站内管线、8 条输气管线，项目运营期环境风险共计 25 个风险单元。本项目各站场页岩气暂存量根据管线长度、压力、管径进行计算，各集输管线页岩气存在量根据单元独立管道容积进行页岩气存量计算。

运行期各单元危险物质基本情况见下表 8.2-2。

表 8.2-2 运营期 Q 值计算表

序号	所属单元	危险物 质名称	CAS 号	在线量/储 存量（m³）	最大储存 量 q（t）	临界量	Q 值	备注
						Qn（t）		
采气平台井站								
1#	泸 201H1	甲烷	74-82-8	208.2	0.146	10	0.0146	/
2#	泸 201H2			208.2	0.146		0.0146	
3#	泸 201H3			208.2	0.146		0.0146	
4#	泸 201H5			208.2	0.146		0.0146	
5#	泸 201H6			208.2	0.146		0.0146	
6#	泸 201H7			416.4	0.292		0.0292	
7#	泸 201H8			208.2	0.146		0.0146	
8#	泸 212			52.08	0.036		0.0036	
9#	泸 201H4 (泸 213)			260.4	0.182		0.0182	
10#	泸 214			52.08	0.036		0.0036	
11#	泸 215			52.08	0.036		0.0036	
12#	泸 216			52.08	0.036		0.0036	
13#	泸 217			52.08	0.036		0.0036	
14#	泸 218			52.08	0.036		0.0036	
15#	泸 224			52.08	0.036		0.0036	
16#	泸 225			52.08	0.036		0.0036	
17#	泸 226			52.08	0.036		0.0036	
集输工程								
18#	泸 201H1~泸 212	甲烷	74-82-8	23.57	1.38	10	0.138	/
19#	泸 201H2~泸 201H3			89.57	5.26		0.526	
20#	泸 201H3~泸 215			64.48	3.79		0.379	
21#	泸 201H5~阳 101H18			157.53	9.25		0.925	

22#	泸 201H6~泸 216			31.12	1.83		0.183	
23#	泸 201H7~泸 226			37.24	2.19		0.219	
24#	泸 201H8~泸 226			64.48	3.79		0.379	
25#	泸 216~铁清站			13.77	0.81		0.081	

由表 8.2-1~8.2-2 可知，本项目施工期 Q 值为 4.498，其余单项工程 Q 值均 <1 。

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）判定，本项目施工期钻井井场 $1<Q<10$ ，需进一步判断环境风险潜势。站场运营期、管线施工期和运营期环境风险潜势均为 I，可开展简单分析。

8.2.2 行业及生产工艺（M）

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ/T169-2018）附录 C，将 M 划分为（1） $M>20$ ；（2） $10<M\leq 20$ ；（3） $5<M\leq 10$ ；（4） $M=5$ ，分别以 M1、M2、M3 和 M4 表示。施工期及运营期集气干线属于石油天然气行业，且运营期集气干线为管道运输项目，生产工艺不涉及高温工艺（温度 $\geq 300^{\circ}\text{C}$ ）和高压（设计压力 $P\geq 10.0\text{MPa}$ ），本项目 M 值详见按照表 8.2-3。

表 8.2-3 行业及生产工艺（M）

行业	评估依据	分值
石化、化工、医药、轻工、化纤、有色冶炼等	涉及光气及光气化工艺、电解工艺（氯碱）、氯化工艺、硝化工艺、合成氨工艺、裂解（裂化）工艺、氟化工艺、加氢工艺重氮化工艺、氧化工艺、过氧化工艺、胺基化工艺、磺化工艺聚合工艺、烷基化工艺、新型煤化工工艺、电石生产工艺、偶氮化工艺	10/套
	无机酸制酸工艺、焦化工艺	5/套
	其他高温或高压，且涉及危险物质的工艺过程 ^a 、危险物质贮存罐区	5/套（罐区）
管道、港口/码头等	涉及危险物质管道运输项目、港口/码头等	10
石油天然气	石油、天然气、页岩气开采（含净化），气库（不含加气站的气库），油库（不含加气站的油库）、油气管线 ^b （不含城镇燃气管线）	10
其他	涉及危险物质使用、贮存的项目	5
^a 高温指工艺温度 $\geq 300^{\circ}\text{C}$ ，高压指压力容器的设计压力（P） $\geq 10.0\text{MPa}$ ； ^b 长输管道运输项目应按站场、管线分段进行评价。		

由上表可知，本项目施工期钻井井场行业及生产工艺 M 总计为 15，为 M2。

8.2.3 危险物质及工艺系统危险性（P）分级

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ/T169-2018）附录 C，已知危险物质数量与临界量比值（Q）和行业及生产工艺（M），按照表 8.2-3 确定危险物质及工艺系统危险性等级（P），分别以 P1、P2、P3、P4 表示。

表 8.2-4 危险物质及工艺系统危险性等级判断（P）

危险物质数量与临界量比值 (Q)	行业及生产工艺 (M)			
	M1	M2	M3	M4
$Q \geq 100$	P1	P1	P2	P3
$10 \leq Q < 100$	P1	P2	P3	P4
$1 \leq Q < 10$	P2	P3	P4	P4

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

8.2.4 环境敏感程度 (E) 的分级

(1) 大气环境

根据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ/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其人口密度划分环境风险受体的敏感性, 共分为三种类型, E1 为环境高度敏感区, E2 为环境中度敏感区, E3 为环境低度敏感区。对比上表可知, 施工期大气环境敏感程度等级为 E2。

(2) 地表水环境

根据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018) 附录 D, 地表水功能敏感性分区和环境敏感目标分级分别见表 8.2-6 和表 8.2-7, 分级原则见表 8.2-8。

表 8.2-6 地表水功能敏感性分区

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

表 8.2-7 环境敏感目标分级

分级	环境敏感目标
S1	发生事故时，危险物质泄漏到内陆水体的排放点下游（顺水流向）10km 范围内、近岸海域一个潮周期水质点可能达到的最大水平距离的两倍范围内，有如下一类或多类环境风险受体：集中式地表水饮用水水源保护区(包括一级保护区、二级保护区及准保护区)；农村及分散式饮用水水源保护区；自然保护区；重要湿地；珍稀濒危野生动植物天然集中分布区；重要水生生物的自然产卵场及索饵场、越冬场和洄游通道；世界文化和自然遗产地；红树林、珊瑚礁等滨海湿地生态系统；珍稀、濒危海洋生物的天然集中分布区；海洋特别保护区；海上自然保护区；盐场保护区；海水浴场；海洋自然历史遗迹；风景名胜区；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。本项目施工期地表水环境敏感程度为 E2。

(3) 地下水环境

施工期占地周边不涉及集中式饮用水水源保护区,地下水功能敏感性分区 G2 较敏感,包气带防污性能分级 D2。根据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018)附录 D,依据地下水功能敏感性与包气带防污性能,施工期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 E2,危险物质及工艺系统危险性等级为 P3,因此,本项目环境风险潜势为 III。

8.2.6 评价等级

根据建设项目涉及的物质及工艺系统危险性和所在地的环境敏感性确定环境风险潜势,将环境风险评价工作等级划分为一级、二级、三级。

表 8.2-10 评价工作等级划分

环境风险潜势	IV、IV ⁺	III	II	I
评价工作等级	一	二	三	简单分析 ^a

^a是相对于详细评价工作内容而言,在描述危险物质、环境影响途径、环境危害后果、风险防范措施等方面给出定性的说明。

由上表可知，本项目钻井井场环境风险潜势为Ⅲ级，环境风险评价等级为二级。站场运营期、管线施工期和运营期环境风险潜势均为 I，可开展简单分析。综上所述，确定本项目钻井井场施工期环境风险评价等级为三级。

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、白油、盐酸、页岩气（甲烷）、气田水等，具体见“8.1.1 风险源调查”章节内容。

8.3.2 生产系统危险性识别

生产系统危险性识别首先参照本工程各生产装置、储运设施、公用工程和辅助生产设施以及环境保护措施，由此可识别各工程建设生产过程的风险源。

危险单元是由一个或多个风险源构成的具有相对独立功能的单元。一个独立的危险单元在事故状况下应可实现与其他功能单元的分割。本项目涉及的危险单元主要为站场施工期，运营期采气平台井站和集输管道等。

（1）集输管道主要危险及有害因素分析

集输管道涉及的危险性物料输送量大，对管道的承压、密封和耐腐蚀要求较高，存在因管道破裂发生物料泄漏的可能。在设计、施工、运行管理过程中，可能存在设计不合理、施工质量问题、腐蚀、疲劳等因素，造成管线、设备及连接部位破损引起泄漏事故。

其风险因素主要包括：

①设计不合理包括：a、材料选材、设备选型不合理。在确定管子、管件、法兰、阀门、机械设备材料时，未充分考虑材料的强度，若管线的选材不能满足强度要求，管道存在应力开裂危险。b、管线布置、柔性考虑不周。管线布置不合理，造成管道因热胀冷缩产生变形破坏或振动；埋地管道弯头的设置、弹性敷设、埋设地质影响、温差变化等，对运行管道产生管道位移具有重要影响，柔性分析中如果未充分考虑或考虑不全面，将会引起管道弯曲、拱起甚至断裂。管内介质不稳定流动和穿越公路处地基振动产生的管道振动也可能导致管道位移。

②管材及施工缺陷：管材本身质量差多是因为金属材质及制造工艺的缺陷

引起，其中管材卷边、分层、制管焊缝缺陷、管段热处理等工艺均可影响到管材质量；管道焊接缺陷主要表现在焊接边缘错位、未焊透与未熔合、夹渣、气孔和裂纹等，这些缺陷大多数是由于焊工责任心不强、工作不认真以及违反焊接工艺规程所造成的。制管质量事故多出现于有缝钢管（多见于螺旋缝钢管）。我国由于生产螺旋缝钢管的生产历史较长，输送页岩气几乎全部采用螺旋缝钢管。螺旋焊钢管有其自身的优点，但它的焊缝长度具有应力集中现象，因而焊缝缺陷引发的事故比直缝钢管概率高。施工不良还表现在以下方面：管道除锈、去污、防腐和现场补口等工序未按施工要求去做；管道下沟动作粗鲁以及回填作业草率，使泥土、岩石冲击防腐层，造成防腐层破坏；阴极保护没有与管道埋地同时进行；还有管道搬运时不仔细，管道产生疲劳裂纹。

③腐蚀、磨蚀：本工程管道所经土壤腐蚀性较强。腐蚀既有可能大面积减薄管的壁厚，导致过度变形或爆破，也有可能导致管道穿孔，引发漏气事故。另外，如果管道的阴极保护系统故障或受到人为破坏，使被保护管段短时失去保护，也可能导致管线腐蚀。在管输工艺过程中，若页岩气中所含尘粒等固体杂质未被有效分离清除，同时管输页岩气的流速较高，会冲击、磨蚀管道或设备材料表面，在管线转弯处尤为严重，从而可能导致局部减薄、刺漏。

④疲劳失效：管道、设备等设施在交变应力作用下发生的破坏现象称为疲劳破坏。所谓交变应力即为因载荷作用而产生随时间周期或无规则变化的应力。交变应力引起的破坏与静应力引起的破坏现象截然不同，即使在交变应力低于材料屈服极限的情况下，经过长时间反复作用，也会发生突然破坏。管道经常开停车或变负荷，系统流动不稳定，穿越公路处地基振动产生管道振动等均会产生交变应力。而管道、设备等设施在制造过程中，不可避免的存在开孔或支管连接、焊缝缺陷，这些几何不连续造成应力集中，由于交变应力的作用将在这些部位产生疲劳裂纹，疲劳裂纹逐渐扩展贯穿整个壁厚后，会导致页岩气泄漏或火灾、爆炸事故。

⑤第三方破坏：第三方破坏指人为偷盗油气造成的管道损伤以及管道沿线修筑道路、建筑施工、农民耕地等活动引起的管道损伤等。面对第三者破坏情况，2010年1月中华人民共和国主席令（第三十号）颁发了《中华人民共和国石油天然气管道保护法》，这对确保石油天然气管道安全起到了积极作用，是

打击和扼制第三方破坏的有效依据。

(2) 钻井过程主要危险及有害因素分析

表 8.3-1 钻井过程主要危险及有害因素分析

序号	主要危险、有害因素	可能导致的事故
1	司钻控制下放速度不当或操作不平稳,井下泥浆压力大于地层压力,井漏如果发生在潜水层,则泄漏的泥浆可能会污染潜水层	发生井漏事故
2	暴雨导致废水外溢,柴油储罐泄漏,柴油装卸操作失误导致柴油的泄漏,卸油连接管破裂导致柴油泄漏等	废水和柴油外溢,污染土壤、影响农作物生长发育和产量,污染地表水
3	工程废渣、部分废水罐车或管线输送,由于转运路线较长,沿途经过的地区多,存在发生事故所引发的此生环境污染。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气田水管道破裂,污染地表水体、地下水、土壤
4	地层压力不准;导致设计不准确,钻井液密度低于地层空隙压力梯度,埋下井喷事故	井喷失控、天然气燃烧爆炸、大气环境及人群健康影响
5	阀板与阀座之间密封不好或是井控装置部件表面生锈腐蚀使节流压井管失效,方钻杆上下旋转开关不灵活,有可能因不能正常开关而发生井喷事故	天然气燃烧爆炸、大气环境及人群健康影响
6	换装井口、起下管柱作业和循环施工作业中,对作业时间估计不足,压井时间短,井内压力失衡导致井喷或井喷失控	天然气燃烧爆炸、大气环境及人群健康影响
7	下完套管,当套管内钻井液未灌满时,若直接水龙头带开泵洗井	井喷失控、天然气燃烧爆炸、大气环境及人群健康影响
8	防喷器件、管线有刺漏,压力等级不符合要求;非金属材料不符合要求,密封失效	管线、设备失效导致井喷

8.3.3 环境风险类型及危害分析

环境风险类型包括危险物质泄漏,火灾、爆炸等引发的伴生/次生污染物排放,同一种危险物质可能有多种环境风险类型。

本项目主要环境风险物质为盐酸、CH₄、柴油和气田水等。一般来说,风险事故的触发因素多为设备(包括管线、阀门或其它设施)腐蚀、材质缺陷或操作失误等,有毒有害的危险物质 CH₄ 泄漏至空气中,对周围大气环境造成污染;对于可能引发火灾、爆炸事故的的危险物质 CH₄,还需要考虑到伴生/次生污染物如 CO 的排放引发的环境影响。

另外，气田水、扑救火灾时产生的消防水及污染雨水等沿地面漫流，可能会对地表水、地下水及土壤环境造成污染。本工程涉及的危险物质及每种危险物质涉及的风险类型、扩散途径和可能影响方式见表 8.3-2。

表 8.3-2 环境风险类型及危害分析

序号	危险物质	环境风险类型	类型	扩散途径和可能的影响方式
1	甲烷	危险物质泄漏	大气扩散	钻井施工和采气、集输期间，页岩气泄漏后直接进入大气环境，通过大气扩散对项目周围环境造成危害，致使居民甲烷窒息
		火灾引发的伴生/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水系统或雨排系统，通过排水系统排入外界水体，引起水环境污染次生事故，对外界水环境造成影响
2	气田水	渗漏	土壤环境	气田水输送、贮存及回注期间，管道或储罐中的气田水泄漏未能得到有效收集进入土壤，危害土壤环境
			地表水、地下水环境扩散	气田水输送、贮存及回注期间，泄漏未能得到有效收集进入周边地表水或地下水，引起水环境污染事故
3	柴油	渗漏	土壤环境	钻井期间，储罐中的柴油泄漏未能得到有效收集进入土壤，危害土壤环境
			地表水、地下水环境扩散	钻井期间，储罐中的泄漏未能得到有效收集进入周边地表水或地下水，引起水环境污染事故
4	盐酸	泄漏	地表水、地下水环境扩散、土壤环境	钻井期间，盐酸储罐中的盐酸未能得到有效收集进入周边地表水、地下水、土壤或空气重，引起污染

8.3.4 风险识别结果

本项目环境风险识别见表 8.3-3。

表 8.3-3 本项目环境风险识别表

阶段	危险单元	风险源	主要危险物质	环境风险类型	环境影响途径	可能受影响的环境敏感目标
施工期	井口	地层天然气	甲烷	井喷、伴生/次生污染物排放	大气	周边居民、学校、城镇等大气保护目标
	井身	钻井泥浆	SS、COD、氯离子等	井漏	地下水	区域地下水环境

	废水运输罐车	钻井废水等	SS、COD、氯离子等	泄漏	地表水、土壤、地下水	外运道路沿线地表水、土壤、地下水环境
	储液罐	储液罐	SS、COD、氯离子等	泄漏	地表水、土壤、地下水	周边土壤、地表水、居民水井等
	柴油罐区	柴油罐	柴油	泄漏	地表水、土壤、地下水	周边土壤、地表水、居民水井等
	危废暂存间	废油桶	废矿物油	泄漏	地表水、土壤、地下水	周边土壤、地表水、居民水井等
	放喷池	压裂返排液	SS、COD、氯离子等	泄漏、溢流	地表水、土壤、地下水	周边土壤、地表水、居民水井等
运营期	井站、管线	天然气	甲烷	泄漏、伴生/次生污染物排放	大气	周边居民、学校、城镇等大气保护目标
	井站储液罐	采气废水	SS、COD、氯离子等	泄漏	地表水、土壤、地下水	周边土壤、地表水、居民水井等

8.4 风险事故情形分析

风险事故触发因素具有不确定性。在不能包含全部可能环境风险的情况下，为了加强风险管理，为风险管理提供科学依据，在风险识别结果的基础上，首先根据危险物质、扩散途径等将识别的事故总结划分为不同类型（表 8.4-1），再筛选出对环境影响较大并具有代表性的事故类型，即为风险事故情形。风险事故情形的设定应体现在危险物质、环境危害、影响途径等方面的代表性。

表 8.4-1 本项目环境风险事故类型

序号	危险物质	扩散途径	事故类型
1	CH ₄	大气扩散	页岩气泄漏后火灾爆炸事故
2	钻井废水、气田水、盐酸	地表水、地下水、土壤	池体、水罐泄漏，介质进入外界地表水体、地下水和土壤

8.4.1 大气风险事故情形分析

（1）施工期井喷风险

钻井作业中，当钻头钻入气层后，由于气层压力的突然增大，钻井泥浆开始湍动，并出现溢流，随之发生井喷，此时如能够及时关井，控制井口，将气流引入放喷管线泄压、点火，再采取补救措施，如加重泥浆强行压井，平衡井内压力可使井喷得到控制。若井喷后，未能及时关井，失去对井口控制，大量天然气将从井口喷射释放，这不但将使天然气资源受到严重浪费，释放的页岩

气以及点火燃烧后产生的二次污染也会对周边的居民产生影响。

(2) 钻井期套管破裂页岩气窜层泄漏进入地表环境风险

套管破裂在钻井中出现的几率非常小,在严把质量关的前提下发生该事故的几率极其小。由于通过地下岩层的阻隔,事故发生后窜层泄漏进入地表的量、压力、速率比井喷量小很多,影响程度比井喷小很多。但出现的泄漏点多,出现位置不能进行有效预测,但主要在井口周边地带,泄漏范围在井口外 1km 范围内。

(3) 运营期场站、采输气管道泄漏风险

井站、输气管道运行过程中,存在有因管道腐蚀、材料和施工缺陷、误操作等因素引发事故的可能性,若输气管线发生破裂,页岩气外溢,遇明火易发生火灾,不完全燃烧的一氧化碳进入大气中可能对大气造成污染。

集输管线井站配备压力阀,能够及时发现事故,集输管线各截断阀在事故情况下及时关闭,避免大量页岩气外泄。且巡线工能够及时赶赴现场进行处理,对周边影响较小。

根据调查区块内已运行井站和集输管线,通过配备截断阀、定期巡视等,采取设计及规范措施,运行至今未发生大的环境风险事故。

(4) 页岩气点火燃烧对生态环境的影响

钻井过程发生井喷失控后页岩气逸散到空气中遇明火发生火灾爆炸或主动点火发生火灾爆炸情形、施工期柴油或白油泄漏后遇明火燃烧情形以及采气过程井站或集输管线发生页岩气泄漏后遇明火燃烧等情形产生污染物对大气将产生一定的影响。由于本项目可能发生火灾爆炸的部位位于露天环境,燃烧物质与空气接触较充分,充分燃烧情况下燃烧产物主要为 CO_2 ,毒性较大的 CO 的量相对较少。且本项目处于农村环境,周边大气敏感点分散,且环境空气流通性较好,火灾爆炸燃烧产物对大气产生的影响较小。

8.4.2 地表水、地下水、土壤污染环境风险

(1) 施工期

①井漏风险

本项目在钻井工程实施阶段存在井漏的风险，井漏是钻井过程中遇到复杂地层，钻井液等泄漏入地层孔隙、裂缝等空间的现象。本项目在钻井工程阶段，可能破坏浅层碎屑岩含水层，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。

③废水、废油、柴油泄漏或外溢风险

一般情况下废水、废油、柴油发生泄漏的几率很小，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。

④废水、固废外运过程中的事故风险

本项目产生的压裂返排液采用管线输送至区块内各平台进行回用，钻井固废主要采用罐车外运综合利用。本环评要求转运路线应尽量避免自然保护区、风景名胜区、集中式饮用水水源保护区等环境敏感目标，同时保证运输路线不

穿越集中式饮用水源保护区。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。

⑤压裂前置酸泄漏事故影响分析

各井场井站单井井下压裂作业时，钻井至目的层下套管固井射孔后，采用盐酸作为前置液，对岩层进行侵蚀。现场用酸由具有相关资质的单位用玻璃钢罐车拉运至现场使用，在井场内采用玻璃内衬钢罐临时储存。酸发生泄漏后的影响将引起土壤酸化，破坏土壤的结构，危害植物生长；本工程井场周边设置有清污排水沟，发生泄漏时可有效避免对井场外土壤及地表水体的影响。同时通过协调运输关系，酸罐车一般仅提前1~2d拉运成品前置酸至需求井场，减少前置酸在现场贮存时间，减少泄漏环境风险。

(2) 运营期

本项目运行期污水管线输送介质为气田水、检修废水、清管废水等污水，主要考虑管道腐蚀或管材及施工缺陷引起的污水泄漏事故，进而进入地下水、土壤环境，直接影响地下水水质，造成的主要影响为 COD、氯化物和石油类指标增高，降低地下水水质及土壤质量，影响植被生长和饮水水源水质。

①采气废水外溢和运输事故风险

本项目运营期气田水优先回用，最终无法回用的气田水则通过回注井回注处理或转运至有处理能力且环保手续齐全的污水处理厂进行处理，现场不外排，仅设置污水罐进行暂存。本项目运营期产生采气废水暂存于井场内的污水罐内，污水罐设置外溢报警器，同时污水罐所在区域四周均有防渗且设置围堰，定期定点对污水罐的容量进行检查，达到容量的 80%则进行转运，因此出现污水外溢的可能性小；最终无法回用的气田水外运均由专用运输车进行运输，运输车为密闭罐车，在转运过程中可能出现运输事故，气田水泄漏会对周围土壤的结构造成不利影响，如果下渗会对地下水、土壤造成污染，雨水冲刷进入

地表水也会对地表水造成不利影响。

②运营期返排液管道、采气废水泄露事故环境风险

本项目压裂返排液主要采用管道输送方式，管道泄漏将导致采气废水泄露进入土壤和水体中，污染土壤和水环境。

③集液池泄漏环境风险

气田水的危害主要表现在：可溶性盐含量高，含石油类。集液池泄漏和外溢废水对周围环境的影响一般有以下几种情况：

a 泄漏后直接进入水体造成污染、由降雨形成的地表径流将泄漏废水或受污染的土壤一起带入水体造成污染，使地表水中的 COD、BOD、石油类增高，影响水生生物的生长；b 泄漏后进入土壤造成污染，使周围植物及农作物的生长受到影响；c 泄漏后通过土壤渗透进入地下水含水层造成污染，使周围居民及畜牧饮水存在安全隐患。

8.4.3 源项分析

(1) 事故源强的确定

① 情形 1：施工期井喷事故甲烷泄漏

发生井喷时（点火前）天然气泄漏量按照无阻流量 15min 泄漏计算（15min 内实施井口点火燃烧），天然气点火前主要污染物是甲烷，计算结果见表 8.2-1。

② 情形 2：运营期采气平台井站内部管线事故泄漏甲烷

项目运营期井站紧急截断阀可在 30s 内响应，因此井站泄漏时间按照 30s 计算，泄漏量见前文表 8.2-2。

③情形 3：运营期集输管线事故泄漏甲烷

本项目运营期管道事故情况下截断阀可在 30s 内响应，泄漏量按照管道内天然气存在量加上 30s 内天然气输送量计算。

(2) 最大可信事故

A、施工期：钻井过程中主要事故类型为井喷、井漏、钻井废水、柴油、白油外溢等，主要危害为释放的页岩气，可能引发火灾、爆炸事故，以及对周围生态环境和人群健康的危害影响。页岩气开采期间主要事故类型为站内设备腐蚀等因素造成的页岩气泄漏，引发的火灾和爆炸事故，对周围环境和人群健

康的影响，以及对生态环境的影响等。

从事故类型来讲，钻井和页岩气开采阶段事故类型和可能造成的后果基本相同，但针对页岩气开采来讲，主要设备类型比较简单，可控程度比较高，而钻井过程中可能引发事故的因素较多，可控程度较天然气开采低，事故的后果较天然气开采阶段稍大，因此，将钻井过程可能发生事故作为最大可信事故。

钻井工程危害最大的事故为井喷失控，其可能引发系列环境风险事故。最大可信事故下，事故危害主要火灾、爆炸、天然气释放对大气环境影响和人群健康的危害等。

B、运营期：根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）附录 E，项目运营期环境风险事故情况下，内径 $>150\text{mm}$ 的管道全管径泄漏的概率约为 $1.00\times 10^{-7}/\text{m}\cdot\text{a}$ 。一般而言，发生频率小于 $10^{-6}/\text{年}$ 的事件是极小概率事件。因此，本项目站场、集输管线泄漏发生的概率极低。

（3）事故概率分析

施工期井喷概率：根据川渝地区各气藏已钻井出现井喷及井喷失控事故的概率极小，主要不良显示为水侵和气侵、井涌。类比分析本项目出现井喷失控的机率很小。据不完全统计，中国在油气勘探开发的 40 年间，累计发生井喷失控事故 230 次，占完井总数的 2.41%，其中井喷失控着火 78 次，占井喷失控总数的 34%，因此井喷失控的事故率约为 0.603×10^{-4} 次/年，其中井喷失控着火事故率约为 0.203×10^{-4} 次/年，未着火事故率约为 0.4×10^{-4} 次/年，其中井喷事故未着火的多数为非含硫气田开发。

8.5 环境风险预测与评价

8.5.1 大气环境风险

1、环境风险评价标准

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJT169-2018），本项目大气环境风险评价主要采用附录 H 大气毒性终点浓度作为风险预测标准，详见下表 8.5-1。地下水终点浓度按照《地下水质量标准》（GB/T 14848-2017）III 类标准。

表 8.5-1 危险物质判定标准

序号	预测因子	关注限值 (mg/m ³)		备注
		毒性终点浓度-1	毒性终点浓度-2	
1	甲烷	260000	150000	《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ/T169-2018) 附录 H

2、大气环境风险预测

(1) 钻井期井喷

① 预测模型

A、排放模式

判定连续排放还是瞬时排放，可以通过对比排放时间 Td 和污染物到达最近的受体点（网格点或敏感点）的时间 T 确定。

$$T=2X/U_r$$

式中：X——事故发生地与计算点的距离，m；

Ur——10m 高处风速，m/s。取 1m/s。假设风速和风向在 T 时间段内保持不变。

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

B、气质特性

判定烟团/烟羽是否为重质气体，取决于它相对空气的“过剩密度”和环境条件等因素。通常采用理查德森数 (Ri) 作为标准进行判断。

连续排放：

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

式中：ρ_{rel}——排放物质进入大气的初始密度，kg/m³；甲烷约为 0.70021kg/m³；

ρ_a——环境空气密度，kg/m³；1.18kg/m³；

Q——连续排放烟羽的排放速率，kg/s；

D_{rel}——初始的烟团宽度，即源直径 m；按照井口宽度取 0.508m；

Ur——10m 高处风速，m/s。取 1.5m/s。

通过 EIAProA2018 软件计算，甲烷的烟初始密度未大于空气密度，不计算理查德森数，扩散计算建议采用 AFTOX 模式。

② 预测参数

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJT169-2018），二级评价选取最不利气象条件进行预测，最不利气象条件取 F 类稳定度，详见表 8.5-2。

表 8.5-2 本项目大气风险预测模型主要参数表

参数类型	选项	参数
基本情况	事故源类型	泄漏
气象参数	气象条件类型	最不利气象
	风速（m/s）	1.5
	环境温度（℃）	25
	相对湿度（%）	50
	稳定度	F
其他参数	地表粗糙度（m）	0.1
	是否考虑地形	否

本项目事故源参数见表 8.5-3。

表 8.5-3 本项目大气风险预测模型主要参数表

事故情形	物质	废气泄漏量 (10 ⁴ m ³ /h)	释放速率 (kg/s)	泄漏总量 (kg)	泄漏时间 (min)	源强高度 (m)	源面积 (m ²)
情形 1	甲烷	1.67	3.31	2980	15	0	/

③预测结果

采用《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）附录 G 推荐的大气风险预测模式（AFTOX 模型），计算最不利气象条件下风向不同距离处污染物的高峰浓度和毒性终点浓度，详见表 8.5-4。

表 8.6-4 最不利气象条件下本项目下风向污染物浓度范围统计表

下风向距离（m）	井喷点火前 15min
	甲烷高峰浓度（mg/m ³ ）
10	0.00000
60	9.916
110	878.46
160	2060.5
210	2716.1
260	2769.4
310	2587.8
360	2310.6
410	2120.4
460	1784.8

下风向距离 (m)	井喷点火前 15min
	甲烷高峰浓度 (mg/m ³)
510	1562.4
560	1430.6
610	1308.2
660	1146.8
710	1023.2
760	945.12
810	848.42
860	786.06
910	715.14
960	686.72
1010	602.21
1510	313.17
2010	214.54
2510	163.32
3010	132.51
3510	109.22
4010	89.432
4510	81.185
4960	70.127
毒性终点 浓度范围	终点 1: /
	终点 2: /

附图 8.5-1 事故状态下天然气（甲烷）泄漏的影响范围预测结果

本环评认为最不利气象条件下本项目井喷事故点火前井喷的甲烷未达到毒性终点浓度-1 及毒性终点浓度-2。

④预测评价

根据川渝地区各气藏已钻井出现井喷及井喷失控事故的概率极小，主要不良显示为水侵和气侵、井涌。类比分析本项目出现井喷失控的机率很小。据不完全统计，中国在油气勘探开发的 40 年间，累计发生井喷失控事故 230 次，占完井总数的 2.41‰，其中井喷失控着火 78 次，占井喷失控总数的 34%，因此井喷失控的事故率约为 0.603×10^{-4} 次/年，其中井喷失控着火事故率约为 0.203×10^{-4} 次/年，未着火事故率约为 0.4×10^{-4} 次/年，其中井喷事故未着火的多数为非含硫气田开发。

(2) 集输管道泄漏

依据前述分析，本项目输送介质为天然气，主要考虑管道腐蚀或应力作用

引起的甲烷泄漏事故。源强设定拟采用导则推荐的计算法。由于各个危险单元前后设置了紧急隔离系统，因此泄漏时间按30S考虑，泄漏量按管道截面100%断裂进行估算。

表 8.5-5 项目源强一览表

风险事故情形	危险物质	影响途径	泄漏速率/kg/s	泄漏时间/秒	其他事故源参数
泸 201H5~阳 101H18 管线断裂泄漏	甲烷	进入大气，引起人体缺氧、窒息	208.25	30	管道压力 8.5MPa

①预测模型

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

②气象参数

选取导则明确的最不利条件进行预测，气象参数详见表8.5-2。

③预测结果

天然气管道断裂后，气流的抬升高度直接影响到预测结果，为此评价单位收集了一些天然气管道事故的有关报道并咨询了部分安全评价单位，多数大孔径、高压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 8.5-6。

表 8.5-6 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	最大浓度地点 距离（m）	最大浓度 （mg/m ³ ）	影响半径（m）	
			>260000mg/m ³	>150000mg/m ³
泸 201H5~阳 101H18 管线断裂 泄漏	1565	2969	/	/

由上表预测可见：F类稳定度，风速1.5m/s 下，泸201H5~阳101H18管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的环境中的居民，不存在环保搬迁的情况，本项目实施对周围环境的风险影

响有限。

④预测评价

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

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

2、施工期大气环境风险评价

（1）施工期井场采输气管道泄漏及引发火灾、爆炸造成的次生环境污染风险

输气管道运行过程中，存在有因管道腐蚀、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，天然气外溢，遇明火易发生火灾，不完全燃烧的一氧化碳进入大气中可能对大气造成污染。集输管线配备压力阀，能够及时发现事故，集输管线各截断阀在事故情况下及时关闭，避免大量页岩气外泄。且巡线工能够及时赶赴现场进行处理，通过采取风险防范措施并制定有效的应急预案后环境风险总体可控。本项目页岩气不含硫，燃烧产物主要为 CO_2 和水，由于是露天环境，空气充足，燃烧较充分，CO 产生量很少，次生污染废气影响较小。 CO_2 主要危害就是浓度过高产生窒息。项目周围居民不在受限空间内，发生 CO_2 浓度过高产生窒息的几率很小。

（2）施工期井喷

钻井作业中，当钻头钻入气层后，由于气层压力的突然增大，钻井泥浆开

始湍动，并出现溢流，随之发生井喷，此时如能够及时关井，控制井口，将气流引入放喷管线泄压、点火，再采取补救措施，如加重泥浆强行压井，平衡井内压力可使井喷得到控制。若井喷后，未能及时关井，失去对井口控制，大量页岩气将从井口喷射释放，这不但将使页岩气资源受到严重浪费，释放的页岩气也会对周边的居民产生影响。

由于本项目页岩气不含硫化氢。在事故状态下，井喷失控释放的页岩气，多数通过燃烧处理，使甲烷等转化成 CO_2 和 H_2O ，仅在事故刚发生时有少量页岩气释放，其对环境的影响较小。在事故状态下，若井喷失控释放的页岩气未点燃，则页岩气向环境中扩散。由于页岩气主要成份为甲烷，其密度比空气的一半还小，且扩散很快，对环境、人和动物的影响是局部影响，但不会造成人员窒息现象。因此，对大气环境影响小。

根据对项目周围环境情况的调查，井口周围环境风险敏感点主要为 3km 评价范围内的场镇、医院、学校等，事故条件下及时采取应急措施及时撤离后，对周围风险敏感点影响较小。

此外，在实际钻井过程中，若出现井喷失控事故时，还应根据天然气的释放量、释放压力等，确定应急疏散半径。同时还要将应急预案落实到实处，确保事故发生时能及时采取紧急措施，确保危害的最小化，确保周围人民群众的安全。

因此，在采取有效的风险防范措施和应急措施的情况下，井喷事故发生概率较小，环境风险可接受。

(3) 施工期套管破裂页岩气窜层泄漏进入地表环境风险影响分析

套管破裂在钻井中出现的几率非常小，在严把质量关的前提下发生该事故的几率极其小。由于通过地下岩层的阻隔，事故发生后窜层泄漏进入地表的量、压力、速率比井喷量小很多，影响程度比井喷小很多。但出现的泄漏点多，出现位置不能进行有效预测，但主要在井口周边地带，泄漏范围在井口外 1km 范围内。由于该井产气中不含硫化氢，不会引起周边居民的硫化氢中毒危害，泄漏点主要表现为可燃气体的泄漏遇火爆炸环境风险，形成的爆炸冲击波较井喷失控时甲烷扩散遇火爆炸形成的爆炸冲击波影响小得多。

(4) 井眼碰撞或压裂作业导致套管破裂页岩气窜层泄露进入地表环境风险影响分析

本项目在钻井施工中各井组内井眼距离 5~15m，符合《丛式井平台布置及井眼防碰技术要求》（SY/T 6396-2014）、《钻井井控技术规范》（Q/SY1552-2012），且各井均为不同方向的定向井或水平井，在钻井作业中严格控制直井段井斜和斜井水平段的位置方向，加强钻井位置监测，类比同类丛式水平井组钻井，从未发生过串井事故，因此井下工具破坏已完钻气井套管的可能性基本不存在。

完井套管均采用高压无缝钢管，压裂作业在高压压裂时破坏已完钻气井套管的可能性也很小。根据川渝地区多年来的钻井记录，井眼碰撞以及压裂作业导致套管损坏在钻井中出现的几率非常小，在严把质量关的前提下发生该事故的几率极其小。由于通过地下岩层的阻隔，事故发生后页岩气窜层泄露进入地表的量、压力、速率比井喷量小很多，影响程度比井喷小很多，但出现的泄露点多，出现位置不能进行有效预测，但主要在井口周边地带，泄露范围在井口外 1km 范围内。由于该井产气中不含硫化氢，不会引起周边居民的硫化氢中毒危害，泄露点主要表现为可燃气体的泄露遇火爆炸环境风险，形成的爆炸冲击波较井喷失控时甲烷扩散遇火爆炸形成的爆炸冲击波影响小得多。

3、运营期站场和页岩气集输管线泄漏风险分析

由于地面采气工程时在测试放喷定产后配产规模下生产（单井站最大配产规模 $8.5 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ），地面采气阶段环境风险源较钻井和储层改造施工阶段小，其环境风险影响范围较施工期小，且在站内工艺管道发生断裂泄漏事故后，自控系统控制的截断阀能在 2min 内截断上游气源，管道两边截断阀（井口截断阀、出站阀组区截断阀）在第一时间响应关闭并启动放空程序，最大泄漏量为管线在线量和 2min 的页岩气流量，页岩气泄漏量很小。由于页岩气主要成份为甲烷，其密度比空气的一半还小，且稀释扩散很快，对环境、人和动物的影响是局部影响，但不会造成人员窒息现象。因此，对大气环境影响小。

井站、输气管道运行过程中，存在有因管道腐蚀、材料和施工缺陷、误操作等因素引发事故的可能性，若输气管线发生破裂，页岩气外溢，可能造成周

边居民中毒、窒息。平台井站配备报警装置及应急截断阀，能够及时发现事故，集输管线各截断阀在事故情况下及时关闭，避免大量页岩气外泄，且巡线工能够及时赶赴现场进行处理，对周边影响较小。

采气过程井站或集输管线发生页岩气泄漏后遇明火燃烧等情形产生污染物对大气将产生一定的影响。由于本项目可能发生火灾爆炸的部位位于露天环境，燃烧物质与空气接触较充分，泄漏天然气量小，充分燃烧情况下燃烧产物主要为 CO_2 ，毒性较大的 CO 的量相对较少。且本项目处于农村环境，周边大气敏感点分散，且环境空气流通性较好， CO 对大气产生的影响较小。

8.5.2 地表水环境风险影响

(1) 施工期

①废水泄漏或外溢影响分析

钻井废水、压裂废水、气田水的危害主要表现在： pH 值过高过低、可溶性盐含量高，含石油类。泄漏和外溢废水对地表水的影响一般有两种途径，一种是泄漏后直接进入水体；另一种是泄漏于地表，由降雨形成的地表径流将泄漏废水或受污染的土壤一起带入水体造成污染。由于本项目位于农业生态环境中，主要为耕地，项目附近有冲沟等，泄漏的废水可能随着降雨进入地表水，使地表水中的 COD 、 BOD 、石油类增高，影响水生生物的生长。

钻井井场设置清污分流系统，使井场内废水经处理后进入泥浆循环系统内，同时避免雨水流入废水系统增加负荷，项目高出地面的放喷池集污坑等池壁也可有效避免周边雨水进入废水之中。采气期气田水于储存池内暂存，储存池均有采取防渗处理，也有效防止气田水外溢。因此只要加强管理，完善风险防范措施，发生废水外溢事故的概率较低。此外，工程也有相应的事故应急预案，事故时能及时采取控制措施，确保对地表水环境的影响降至最低限度。

考虑到初期雨水以及井场内所有储水设备泄露收集处理不及时等极端情况时，集污坑规格不够，废水流出井场，对周围环境造成影响，建议建设单位（尤其如果项目施工在雨季时）应确保集污坑的利用效率，保证井场内废水能有效收集进入泥浆循环系统或放喷池。建议建设单位适当加大集污坑的规格或者将集污坑改建为隔油放喷池并做好防渗，增大废水储存规格，避免初期雨水

控制不好或极端情况对附近水环境的污染，同时也能更加降低污水泄露对外环境（如地下水、农田）的影响。本次环评要求构建“三级”防控体系：具体如下：

第一级防控措施是对存放废水和原料的罐池定期检查，确认储存池容量不超过设计容量，并及时清空，确保废水暂存容量足够；

第二级防控措施是通过对可能发生废水泄露的罐、池区以及作业区等区域修建围堰，避免泄露废水散排进入井场其他区域；

第三级防控措施是内环沟集污坑、方井、井场四周集水坑等废水汇集处低进高出，同时设置水泵，将废水抽至泥浆不落地区暂存罐或应急罐、放喷池，拦截可能流出井场外的废水，保持内环沟、集污坑、方井、泥浆循环系统应急罐等常空。

在废水外溢事故发生，集水坑拦截失效时，在集水坑附近等低洼区域以及外溢口处采用沙包、装土编织袋等拦截措施阻止废水进入外环境，同时保持泥浆不落地区暂存罐常空，通过泵将井场场内外溢废水引流至储存池、放喷池，并及时处理转运。

②油类物质的泄漏或外溢

柴油、白油、凝析油及废矿物油泄漏对地表水的影响一般有两种途径，一种是泄漏后直接进入水体；另一种是柴油、白油或废矿物油泄漏于地表，由降雨形成的地表径流将受污染的土壤一起带入水体造成污染。由于本项目位于农业生态环境中，主要为耕地，项目附近有冲沟等，泄漏的柴油、凝析油、白油或废矿物油可能随着降雨进入地表水，将产生如下危害：表层油在地表水体中可大大降低水体及动植物对氧的摄取，能引起某些生物死亡率的增加。因此，加强管理尽量杜绝风险事故发生是控制污染的主要手段，应加强对储油罐和废油罐的检查，以减少事故的发生。钻井施工期油罐布置在井场外地势较高处，风险影响主要是柴油罐区的泄露及引发火灾、爆炸造成的次生环境污染风险。钻井期油罐设置在基础上，基础周边设置围栏、收油沟以及集污坑，油罐临时调配在油罐区暂存。油罐密闭，柴油发生大量泄露的几率很小，一般情况管道阀门泄露，少量跑冒漏滴均收集在集污坑内，可有效进行防止污染。钻井施工期废矿物油采用油桶收集暂存，油桶置于危废暂存间，废矿物油在施工生产过

程中随时利用，废矿物油暂存量小，废矿物油发生泄露并进入外环境的可能性很小。采气期凝析油和废矿物油采用油桶收集暂存，其产生量很小，油桶置于站内防渗区域，凝析油定期转运处理外售；废矿物油一般站内能完全利用；废矿物油在生产过程中随时利用，废矿物油暂存量小，废矿物油发生泄露并进入外环境的可能性很小。

尽管项目存在对地表水环境产生影响的风险因素，但项目有完善的 QHSE 管理体系，以及有效的风险防范措施，发生事故的概率较低。此外，工程也有相应的事故应急预案，事故时能及时采取控制措施，确保对地表水环境的影响降至最低限度。

③物质外运过程事故影响分析

本项目液体类物质转运采用管输或罐体装载，固废采用密封袋装运输，罐体为钢板密封罐，发生翻车泄露的机率很小，且合格泥浆、返排液、钻井固废等无有毒有害物质，主要是含有机污染物，罐车输送的量约 10t/车，一次运输量不大，不会产生严重后果。根据沿海对盐碱地改造的经验，一块盐碱地经 2~3 次灌淡水浸泡后，便可种植水稻。泸州、自贡及宜宾地区自然降雨量大，受污染的植被、土壤、农田经过几场雨后便可基本得到恢复。物质转运过程中发生事故污染的可能性极小，在环境所能接受的范围内。本环评要求固废转运路线应尽量避免让自然保护区、风景名胜区、集中式饮用水水源保护区等环境敏感目标，若无法完全绕避饮用水源保护区，路由必须绕避饮用水源一级保护区，并遵守饮用水源保护规定，且按照《四川省饮用水源保护条例》的规定，应当在驶入该区域的二十四小时前向当地公安机关交通管理部门报告，配备防止污染物散落、溢流、渗漏的设施设备，指定专人保障废物运输安全。通过时严格控制车速，提高警惕，缓慢通过，杜绝事故，并制定相应应急预案和应急措施。在其他区域若发生泄漏事故，也应参照上述处理方法及时对废物进行处理。

（2）运营期

运营期气田水泄漏和运输事故影响

本项目正常情况下无污废水外排，对周边地表水体无不利影响。非正常工况下可能发生气田水外溢和运输事故影响。本项目运营期气田水优先回用泸 201 区块内压裂用水，最终无法回用的运输至阳 33 井、自 23 井、镇 2 井、桐

8 井及寺 47 井回注处理，现场不外排，平台井站内设置污水罐进行暂存，污水罐设置外溢报警器，同时污水罐所在区域四周均有防渗且设置围堰，定期定点对污水罐的容量进行检查，达到容量的 80%则进行转运，因此出现气田水外溢的可能性小；气田水优先回用于区块内，采用返排液管线进行输送，在运营期间，可能出现返排液管线泄漏事故，如果下渗会对地下水、土壤造成污染。外运由密闭罐车进行，在转运过程中可能出现运输事故，气田水的泄漏会对周围土壤的结构造成不利影响，如果下渗会对地下水、土壤造成污染，雨水冲刷进入地表水也会对地表水造成不利影响。集输管线配备出站阀组撬，能够及时发现事故，集输管线各截断阀在事故情况下及时关闭，避免气田水泄露。且巡线工能够及时赶赴现场进行处理，对周边影响较小。

（2）气田水泄漏事故影响分析

运营期气田水泄漏和运输事故影响

本项目正常情况下无污废水外排，对周边地表水体无不利影响。非正常工况下可能发生气田水外溢和运输事故影响。本项目运营期气田水优先回用区块内压裂用水，最终无法回用的运输至阳 33 井、自 23 井、镇 2 井、桐 8 井及寺 47 井回注处理或有处理能力且环保手续齐全的污水处理厂处理，现场不外排。平台井站内设置储存池进行暂存，储存池设置外溢报警器，同时储存池均做重点防渗，定期定点对储存池的容量进行检查，达到容量的 80%则进行转运，因此出现气田水外溢的可能性小；气田水优先回用于区块内，采用返排液管线或罐车进行输送，在运营期间，可能出现返排液管线泄漏事故，如果下渗会对地下水、土壤造成污染。外运由密闭罐车进行，在转运过程中可能出现运输事故，气田水的泄漏会对周围土壤的结构造成不利影响，如果下渗会对地下水、土壤造成污染，雨水冲刷进入地表水也会对地表水造成不利影响。集输管线配备出站阀组撬，能够及时发现事故，集输管线各截断阀在事故情况下及时关闭，避免气田水泄露。且巡线工能够及时赶赴现场进行处理，对周边影响较小。

气田水废水的危害主要表现在：可溶性盐含量高，含石油类。集液池泄漏和外溢废水对周围环境的影响一般有以下几种情况：1、泄漏后直接进入水体造成污染、由降雨形成的地表径流将泄漏废水或受污染的土壤一起带入水体造成污染，使地表水中的 COD、BOD、石油类增高，影响水生生物的生长；2、

泄漏后进入土壤造成污染，使周围植物及农作物的生长受到影响；3、泄漏后通过土壤渗透进入地下水含水层造成污染，使周围居民及畜牧饮水存在安全隐患。建设单位在集液池周围修建雨水导流沟和截污沟。并对水池采取重点防渗措施和污水防控措施，可尽量将风险控制在可控范围内。同时本项目集液池采用地陷式构造，尽可能的降低了水池垮塌风险。通过采取上述措施，本项目压裂集液池泄漏事故影响可接受。

8.5.3 地下水、土壤环境风险影响

(1) 施工期

①井漏环境风险分析

井漏是钻井过程中遇到复杂地层，钻井液或其他介质（固井水泥浆等）漏入地层孔隙、裂缝等空间的现象。若漏失地层与含水层之间存在较多的断裂或裂隙，漏失的钻井液就有可能顺着岩层断裂、裂隙进入地下水，造成地下水污染。另外，钻井过程可能破坏含水层结构，影响地下水流场，造成井场周边的农户水井出现水量减少，严重情况下可导致水井干涸。

本项目钻井过程中对钻井液漏失量进行监控，发现钻井液漏失时，及时堵塞固井，各开完钻后及时下套管水泥固井，能有效避免钻井液漏失对环境造成污染。项目浅层采用清水钻，能避免对浅层含水层造成污染，同时一开段施工时间短，完成后立即固井，能大大降低对浅层含水层流场的影响，同时采取了事故监控井措施，能及时发现和处理对地下水环境的不利影响，因此对周边农户饮用水影响小。

②废水、柴油泄漏或外溢风险

一般情况下废水、柴油发生泄漏的几率很小，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。

本项目各井场集液池为半地下式结构，在遇雨季和山洪暴发时，发生泄漏事故的可能性小，主要是溢流风险。该废水中 pH 值高、可溶性盐含量高、含石油类，影响土壤的结构，危害植物生长。根据统计分析，已实施的各钻井工

程几乎未发生过集液池泄漏事故，发生机率很小。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、砖厂及危废处置单位等进行综合利用。本环评要求固废转运路线应尽量避让自然保护区、风景名胜区、集中式饮用水水源保护区等环境敏感目标，若无法完全绕避饮用水源保护区，路由必须绕避饮用水源一级保护区，并遵守饮用水源保护规定，且按照《四川省饮用水源保护条例》的规定，应当在驶入该区域的二十四小时前向当地公安机关交通管理部门报告，配备防止污染物散落、溢流、渗漏的设施设备，指定专人保障废物运输安全。通过时严格控制车速，提高警惕，缓慢通过，杜绝事故，并制定相应应急预案和应急措施。在其他区域若发生泄漏事故，也应参照上述处理方法及时对废物进行处理。

④污水集输管道发生泄漏的事故风险

本项目一旦事故状态下发生地下水污染，可能对上述范围内保护目标存在影响，应迅速采取相应的应急措施，应立即利用其他井（泉）水或送水车应急供水解决居民的饮水问题，将污水管发生事故泄漏后对水环境的影响控制在可接受范围内，并强跟踪监测。

⑤盐酸泄漏或外溢事故风险

本项目在压裂作业前需要使用稀盐酸酸洗水平压裂井段，采用成品盐酸拉运现场使用方式避免前置酸的现场调配作业，其 pH 低，泄漏后对外环境影响较大。泄漏和外溢废水对地表水的影响一般有两种途径，一种是泄漏后直接进入水体；另一种是泄漏于地表，由降雨形成的地表径流将泄漏废水或受污染的土壤一起带入水体造成污染。由于本项目位于农业生态环境中，主要为水田和旱地。盐酸在拉运过程和现场存储一旦发生泄漏后，一方面，挥发的酸雾会造成一定范围内的环境空气污染；另一方面，泄漏的盐酸将引起土壤酸化，破坏土壤的结构，危害植物生长，若控制不当流入井场周围的水体将会污染水体。

⑥套管返水风险影响

套管腐蚀损坏的机率很小，固井质量是产生套管内外返水的控制因素。一旦由于固井质量问题而出现套外返水，将对地下水、土壤产生影响。深部高矿化度地层水（主要在 700m 以下地层）Cl⁻离子浓度达到 19000~23000mg/L，水型以 CaCl₂ 为主，矿化度 8.62~14g/L。沿套管外形成的环状空隙带上窜，在水头压力差的作用下直接进入各含水层，并随地下水的流动和在弥散作用下，在含水层中扩散迁移，将引起盐污染。

本项目固井水泥返至地面，地层水通过水泥固封断产生的裂纹和缝隙带出地层水的量也不会太大，会对含水层产生一定影响，可能对附近农户水井水质产生影响，通过目前较好的固井工艺，这种深层地层水窜入表层的机率很小，对地下水和土壤环境影响小。

（2）运营期

运行期气田水采用压力管道输送，正常情况下不会发生泄漏污染地表水、地下水及土壤环境的情况，在返排液管道发生破裂等泄漏情况下将导致气田水进入土壤和水体中，污染土壤和水环境。从事故类型来讲，返排液管道破裂气田水泄漏事故影响与施工期可能造成的后果基本相同。

8.5.4 生态环境风险影响

放喷燃烧产生的热辐射对放喷池周边植被有一定程度影响。项目预计井下气量较小，且单井测试放喷定产燃烧时间短（每次持续放喷时间约 8~12h），加装防火砖墙阻挡燃烧热，热辐射影响时间短，一般情况下此类影响植被可自行恢复。

另外，井喷时点火燃烧产生的热辐射可能会对周边区域的植被产生不良影响。由于本项目可能发生火灾爆炸的部位位于露天环境，周边植被已清除，不会对区域植被产生明显影响。

根据前述分析，在采取一系列风险防范措施后本项目发生井喷的概率很小，因此可最大限度避免对周边植被产生不利影响。

8.6 环境风险管理

8.6.1 环境风险管理目标

环境风险管理目标是采用最低合理可行原则管控环境风险。采取的环境风险防范措施应与社会经济技术发展水平相适应，运用科学的技术手段和管理方法，对环境风险进行有效的预防、监控、响应。

本项目建设单位制定环境保护管理规定，建立并运行健康、安全与环境管理体系，采取环境风险防范和应急措施，防止由突发性油气泄漏产生的环境风险事故。

8.6.2 环境风险防范措施

1、钻井过程风险防范措施

本项目钻遇地层均为不含硫气层，钻井过程中应严格按照《石油天然气工业健康、安全与环境管理体系》、《石油天然气钻井作业健康、安全与环境管理导则》、《石油天然气钻井井控技术规范》（GB/T 31033-2014）和《钻井井控技术规程》（SY/T 6426-2005）等行业相关规范和《钻井设计》的要求进行工程控制，在工艺设备硬件上防止井喷事故。

（1）施工设计中的防井喷措施

1）选择合理的压井液。新井投产和试油、试气施工应参照钻穿油、气层时钻井泥浆性能，认真选择合理的压井液，避免因压井液性能达不到施工要求而造成井喷污染；

2）选择合理的射孔方式；

3）规定上提钻具的速度，井内下有大直径工具（工具外径超过油层套管内径 80%以上）的井，严禁高速起钻，防止因高速起钻引起抽汲作用造成井喷污染；

4）设置防喷器等井控装置、严格执行井控技术标准和规范；

5）选择使用有利于防止和控制井喷的井下管柱和工具，以适应突发事件的处理和补救措施的需要。

（2）钻井作业中的井喷防范措施

施工单位应按《石油天然气钻井健康、安全与环境管理体系指南》（SY/T6283-1997）、中国石油天然气集团公司《石油天然气钻井作业健康、

安全与环境管理导则》及相关的井控技术标准和规范中的有关规定执行，并针对本工程情况制定具体的可操作的实施方案，主要包括：

1) 开钻前向全队职工、钻井现场的所有工作人员进行地质、工程、钻井液和井控装备等方面的技术交底，并提出具体要求；

2) 严格执行井控工作九项管理制度，落实溢流监测岗位、关井操作岗位和钻井队干部 24h 值班制度，井控准备工作及应急预案必须经验收合格后，方可钻开油气层；

3) 各种井控装备及其它专用工具、消防器材、防爆电路系统配备齐全、运转正常；

4) 每次起钻前必须活动方钻杆上、下旋塞一次，以保证其正常可靠；

5) 气层钻进中，必须在近钻头位置安装钻具回压阀，同时钻台上配备一只与钻具尺寸相符的回压阀，且备有相应的抢接工具，在大门坡道上准备一根防喷单根（钻杆下部有与钻铤扣相符的配合接头）；

6) 按班组进行防喷演习，并达到规定要求；

7) 严格落实坐岗制度，无论钻井还是起下钻，或其它辅助作业，钻井班落实专人坐岗观察钻井液池液面变化和钻井液出口情况，录井人员除了在仪表上观察外，还对钻井液池液面变化和钻井液出口进行定时观察，定时测量进出口钻井液性能，两个岗都必须作好真实准确记录，值班干部必须对上述两个岗位工作情况进行定时和不定时检查，并当班签认；

8) 认真搞好随钻地层压力的监测工作中，发现地层压力异常、溢流、井涌等情况，应及时关井并调整钻井液密度，同时上报有关部门；

9) 严格控制起下钻速度，起钻必须按规定灌满钻井液；

10) 加强井场设备的运行、保养和检查，保证设备的正常运行，设备检修必须按有关规定执行；

11) 钻井中遇到钻速突然加快、井漏、气测及油气水显示异常等情况，应立即停钻观察，如发生溢流要按规定及时发出报警信号，并按正确的关井程序及时关井，关井求压后迅速实施压井作业；

12) 发生溢流后, 根据关井压力, 尽快在井口、地层和套管安全条件下压井, 待井内平稳后才恢复钻井;

13) 关井压力不得超过井口装置的工作压力、套管抗内压强度的 80% 和地层破裂压力三者中的最小值。

14) 强化员工的爱岗敬业教育, 严格执行项操作规程, 确保钻井作业过程中不因操作失误导致井喷事故的发生。

(3) 防井喷装置

1) 以半封和全封防喷器为主体的防喷装置, 包括高压闸门、自封、四通、套管头、过渡法兰等;

2) 以节流管汇为主体的井控管汇, 包括放喷管线、压井管线等;

3) 井下管柱防喷工具, 包括钻具、防喷单流阀等;

4) 具有净化、加大密度、原料储备及自动调配、自动灌装等功能的压井液储备系统;

5) 防止井喷失控的专用设备、设施, 包括高压自封、不压井起下管柱装置等。

(4) 井喷前期气侵、井涌防范措施

1) 选择合理的压井液。新井投产和试油、试气施工应参照钻穿油、气层时钻井泥浆性能, 认真选择合理的压井液, 避免因压井液性能达不到施工要求而造成井喷污染;

2) 选择合理的射孔方式;

3) 规定上提钻具的速度。井内下有大直径工具 (工具外径超过油层套管内径 80% 以上) 的井, 严禁高速起钻, 防止因高速起钻引起抽汲作用造成井喷污染;

4) 发生气侵时, 及时检查调整钻井液密度, 发现井涌时及时关泵压井。

(5) 含硫化氢地质层位钻进作业要求

1) 钻井过程中应严格按照《石油天然气钻井井控技术规范》(GB/T 31033-2014)、《石油天然气钻井、开发、储运防火防爆安全生产技术规程》(SY/T5225-2019) 规定的有关内容。

2) 应加强地层对比, 及时提出可靠的地质预报。探井在进入目的层前 50m~100m, 对裸眼地层进行承压能力试验。

3) 发现钻时明显加快、蹩跳钻、循环泵压异常、悬重变化、初始气侵、气测异常、氯根含量变化、钻井液密度和粘度变化、气泡、气味、油花等情况应停钻观察。

4) 坚持用短程起下钻方法检查油气侵和溢流, 下列情况需进行短程起下钻:

① 钻开油气层后每次起钻前。

② 钻进中曾发生严重油气侵但未溢流的起钻前。

③ 溢流压井后起钻前。

④ 调低井内钻井液密度后起钻前。

⑤ 钻开油气层井漏堵漏后起钻前。

⑥ 钻开油气层后需长时间停止循环进行其他作业(电测、下套管、下油管、中途测试等)起钻前。

5) 短程起下钻基本做法

① 一般情况下试起 15 柱钻具或起至套管鞋, 再下入井底循环一周半, 若无气侵, 则可起钻; 不具备起钻条件时, 应循环排除受侵污钻井液并适当调整钻井液密度至短程起下钻正常后再起钻。

② 特殊情况时(需长时间停止循环或井下复杂时), 将钻具起至套管鞋内或安全井段, 停泵观察一个起下钻周期加其他空井作业时间, 再下入井底循环一周半观察。

6) 起、下钻中防止溢流、井喷的主要技术措施

① 起钻前循环井内钻井液时间不应少于一周半; 短程起下钻后的循环观察时间也应达到一周半以上; 进出口密度差不超过 0.02g/cm^3 。短程起下钻应测油气上窜速度, 满足井控安全要求才能进行起下钻作业。

② 起钻中严格按照规定每起出 3 柱~5 柱钻杆灌满钻井液一次, 每起出 1 柱钻铤灌满钻井液一次; 若钻具水眼堵塞, 起钻中应每柱灌满钻井液一次或连续灌注。

③钻头在油气层中和油气层顶部以上 300m 井段内起钻速度不应超过 0.5m/s，维持钻井液良好的造壁性和流变性，避免起钻中井内发生严重抽吸。

④下钻中应控制钻具下放速度，避免因井下压力激动导致井漏。若井内钻井液静止时间长，应分段循环钻井液。

⑤起下钻过程中，设备检修应安排在下钻至套管鞋进行；若起钻过程中因故不得不检修设备时，检修中应采取相应的防喷措施，检修完后立即下钻到井底循环一周半，正常后再起钻。严禁在空井情况下进行设备检修。

7) 钻进中气侵钻井液处理

①改善钻井液的脱气性能，发现气侵应及时排除，气侵钻井液未经排气不应重新注入井内。

②若需加重，应在气侵钻井液排完气后停止钻进的情况下进行，严禁边钻进边加重；加重速度要均匀，每个循环周密度增量控制在 0.05g/cm^3 以内。

8) 坚持“坐岗”制度。钻进作业，应注意观察钻时、放空、井漏、泵压、气测值和钻井液出口流量、气泡、气味、油花，测量循环罐液面、钻井液密度和粘度、氯根含量等变化情况，每隔 15min 对所有循环罐液面作一次观察记录，液面增减量超过 0.5m^3 要及时分析并注明原因，遇特殊情况应加密观察记录，发现异常情况及时报告司钻。

9) 电测前井内应正常、稳定。若电测时间长，油气上窜速度不能满足井控安全要求时，应进行中途通井循环。电测时准备一柱带止回阀的钻杆，以备有条件时抢下钻具。电测队配备用于剪断电缆的工具。

10) 下套管前，应换装与套管尺寸相同的半封闸板；下尾管作业可不换装套管闸板，但应准备好相应防喷钻杆。固井作业全过程应保持井内压力平衡，防止固井作业中因井漏、注水泥候凝期间水泥失重造成井内压力平衡被破坏而导致井喷。

11) 由于地层高含硫化氢，不宜开展常规式中途测试。

12) 取心过程中发生溢流时，立即停止出心作业，快速抢接防喷钻杆或将取心工具快速提出井口，按程序控制井口。

13) 在钻开含硫气层前 50m, 将钻井液密度调整至设计上限, pH 值调整至 9.5 以上; 采用铝制钻具时, pH 值控制在 9.5~10.5。加强对钻井液中硫化氢浓度的测量, 充分发挥除硫剂和除气器的功能。含硫化氢地层禁止使用欠平衡钻井和气体钻井。

14) 钻进中发生井漏应将钻具提离井底, 方钻杆提出转盘, 以便关井观察。采取定时、定量反灌钻井液措施保持井内液柱压力与地层压力平衡防止发生溢流, 其后采取相应措施处理井漏。

(6) 钻开气层前验收

钻开气层时极容易发生井下事故从而导致环境污染事故。钻开气层前验收就是在钻开气层前对井队的安全和井控工作进行全面大检查, 以消除事故隐患, 实现安全生产和清洁生产。

(7) 钻井防腐措施

应加强油管腐蚀监测, 掌握气井腐蚀状况, 按井下作业流程检查油管腐蚀情况, 记录每口作业井的油管腐蚀情况, 根据井油管腐蚀情况进行专门的更换油管修井, 以避免油管腐蚀穿孔、断落。

(8) 井眼防碰措施

1) 钻井施工保证直井段打直, 造斜段误差在控制范围内, 采用多点测斜(测井斜与方位)并及时计算轨迹数据, 注意各井之间防碰计算。采用防碰计算软件, 作出防碰预测, 如果进行测斜时, 磁干扰严重, 采用陀螺测斜仪测斜。

2) 当井眼与已钻的邻井井眼距离在 1.5-2.0 米警戒范围内时, 必须对钻井参数作调整, 采取其它有效措施或提前定向或填井侧钻, 防止两井眼相碰。

3) 井眼相碰时, 由于首先要钻穿邻井已下套管周围的水泥环, 钻井施工中要严密监测钻屑中的水泥颗粒检查。

4) 当钻头碰到水泥或套管时, 司钻应能感觉蹩跳、扭矩变化, 井口返出砂子里面有水泥、铁屑等现象时, 当班司钻要立即停钻, 查清原因方可继续钻井。

5) 钻井施工作业过程中应加强干部值班制度, 严格监督执行施工技术措施, 若发现上述情况, 应立即停止作业。

2、集输管道泄漏防范措施

引发输气管道出现事故的最主要原因是腐蚀，其次是材料缺陷及人工缺陷，排在第三的是外部干扰。因此，主体工程在设计阶段已经提出了风险削减措施。

（1）设计选材防范措施

建设单位在委托设计单位时严格考察设计单位资质，选择具有相关资质的和设计实力的单位进行设计，确保设计及选材质量，从设计及选材上避免或降低发生风险事故的概率。钢管制管标准应达到《石油天然气工业管线输送系统用钢管》（GB/T9711-2011）的要求。本项目采用无缝钢管，其优点在于无焊缝，质量均匀程度高，理化性能、力学性能较均匀，管道自身安全可靠，但受到管径和壁厚制作方面的限制，壁厚较直缝埋弧焊钢管厚，价格相对较高。在我国油气输送行业特别是管径不大于DN400的管道工程中运用较为广泛。

（2）防腐措施

根据各防腐层的性能及本工程环境条件，结合线路特点对防腐层性能的要求，从技术经济、安全可靠、维护管理等因素综合分析，本工程管道防腐选择三层 PE 防腐层。三层 PE 防腐层结合了原两层 PE 和熔结环氧粉末的优点。它既发挥了熔结环氧对钢管表面的高粘结力（物理键和化学键）、阴极剥离半径小等优良性能，又发挥了高密度聚乙烯抗冲击性好、水汽渗透率低、绝缘电阻率高等优良性能，两层之间通过特殊的共聚物胶粘剂使三者形成化学键结合和相融的复合结构，汇集两者的优势为一体，达到防腐性能、机械性能良好的组合。

（3）外部干预消除

近年来，随着国家经济发展，外部干扰（第三方破坏）导致页岩气管道环境风险事故的情况持续上升。针对这一情况，建设单位制定了一系列的宣传、保护措施。管道敷设完毕后，建设单位在管道沿线设置明显的标志桩，在穿越公路的地段设置宣传牌，组织站场、管道沿线居民学习《中华人民共和国石油天然气管道保护法》，强化“保护管道安全就是保护群众自身安全”的教育，并密切与地方有关部门共同协调保护管道，以法律来约束管道保护中的违规行为，确保管道安全运行。

(4) 设计阶段

管线河流穿越段尽量加大埋深，将输气管道、污水管道敷设在基岩以下，尽量采用现浇混凝土稳管。环评要求污水管线穿越河道段采取围堰分段施工，套管采取保护，确保污水管线如果发生泄漏事故，气田水、清管废水、检修废水也不会直接进行河道内，减小对河道水环境的影响。

对不良地质地段的泥石流、滑坡、崩塌等进行调查，并提出的治理措施进行地质灾害治理措施设计。在断层、地震带内敷设管道时，采用浅埋措施，管道回填厚度应适当减小（不宜超过 1.2m），管道回填土可采用疏松至中等密度的无粘性材料，断层过渡段可设有膨胀节，断层区管道不宜采用不同直径和壁厚的钢管，断层过渡段不宜设三通、旁通和阀门等部件，增加管道柔性（采用合适的管材、接头采用柔性连接等）。

管道穿越等级公路等交通要道，通行车辆多，负荷大，设计时应根据《输气管道工程设计规范》（GB50251-2015）要求设计管道强度系数。集中居民点附近应设置风向标，以便事故情况下为人群紧急疏散提供风向参考。应按照《石油天然气工程设计防火规范（GB50183）》的要求落实本项目防火设施设计，尽量避免或降低项目发生火灾事故的可能性，并保障在发生火灾事故的情况下及时进行灭火。

(5) 施工阶段

加强对施工人员的培训及管理，主要技术人员持证上岗施工，辅助施工人员在技术人员的监督下施工；在施工过程中，加强监理，确保防腐、探伤等施工工艺的质量；严格保证各类建筑材料的质量，严禁使用不合格产品；施工过程中加强监理，确保涂层、管道接口焊接等工程施工质量；进行水压试验，排除更多的存在于焊缝和母材的缺陷；制定严格的规章制度，发现缺陷及时正确修补并做好记录；建立施工质量保证体系，提高施工检验人员水平，加强检验手段；进行水压实验，严格排除焊缝和母材缺陷；选择有丰富经验的单位进行施工，并有优秀的第三方对其施工质量进行强有力的监督，减少施工误操作。

输气管道试压过程中用氮气吹扫管线时，吹扫口应选择在空旷开阔的地区，其前方 100m，左右 50m 以内不得有人、畜和火源。吹扫口 50m 范围内应有专人警戒，有具体的防火、防爆措施。

（6）运营期

严格控制输送页岩气的气质，定期清管，排除管内污物，以减轻管道内腐蚀；定期进行管道壁厚的测量，对严重减薄的管段，及时维修更换，避免爆管事故的发生。每半年检查输气管道、污水管道安全保护系统（如截断阀、安全阀、放空系统等），使页岩气管道在超压时能够得到安全处理，使危害影响范围减小到最低程度；在发现污水管道泄漏时立即进行截断，减小对地下水和土壤环境影响。加大巡线频率，提高巡线的有效性；定期检查管道施工带，查看地表情况，并关注在此地带的人员活动情况，发现对管道安全有影响的行为，应及时制止、采取相应措施并向上级报告。站场事故放空时，应注意防火。

在运营期，建设单位应加强与当地相关规划管理的沟通，协助规划部门做好管道、场站周边的规划。按《石油天然气管道保护条例》的要求，禁止管道两侧 5m 范围新建居民住宅；50m 范围内禁止爆破、开山和修筑大型建筑物、构筑物工程；在管道中心线两侧各 50m 至 500m 范围内进行爆破的，应当事先征得管道企业同意，在采取安全保护措施后方可进行；加强页岩气管道安全宣传工作，减少第三方破坏活动的发生。

3、废水泄漏及外溢防范措施

（1）废水泄漏防范措施

1）为防止废水池垮塌，池体选址已避开了不良地质或岩土松散的地段等地质结构不稳定的地方。

2）按《石油化工工程防渗技术规范》（GB/T50934-2013）等相关要求规定对井场进行了防渗处理。

3）气田水等采用管道输送，涉及到车辆运输，应加强员工操作规范管理，尽量避免废渣、废水装车失误。装车过程若遇到泄漏，立即停止装车作业，减少泄漏量，并利用井场内的污水沟将泄漏废水收集至池体或罐内，不外流。

（2）废水外溢防范措施

1）确保井场循环系统连续稳定运行，减小废水现场贮存，同时确保池体正常情况下有一定容量空置，以便于应急使用。

2）井场采用清污分流系统，防止雨水进入池体，并定期进行雨水沟维护，从而有效控制因暴雨而导致废水外溢。

3) 为了防止污水罐、重叠液罐污水渗漏或外溢污染地表水及浅层地下水，要求建设方对污水罐、重叠液罐内废水及时回用或外运处置；在暴雨季节，加强对池体的巡查，降低废水外溢的环境风险。

4) 各站场气田水储存池设置外溢报警器，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。

(4) 气田水管线泄漏防范措施

A、本工程气田水管线地处农村地区，管线为柔性复合高压输送管，故评价要求回注管线应设置抗浮设施，防止其由于浮力原因造成管线破裂；通过陡坡、陡坎及其他自然起伏地段时，在高点及低点线路转角处每隔一定距离做一个止推座，用混凝土将管道现浇在止推座内，防止管道发生水锤现象时移位。

B、气田水管线在设计中采用了较高的安全系数，转水泵出口安装有止回阀。在输水过程中管道的工作压力应限制在安全使用范围内。管道采用埋地敷设，土壤对管道的外压束缚可减缓水击对管道的影响。

C、各井站设置压力自动关闭阀，当管道压力出现急剧降低后，能及时切断气田水的输送，将泄漏量控制到最小。

D、气田水管线建设时，应严格按照设计要求进行施工，确保气田水管线的埋设深度，避免耕作时造成气田水管线的破裂。

E、管道沿线人类活动频繁，管道沿线应标志清晰，定期对管道情况进行检查，发现危及管道运行的情况及时处理和汇报。

F、加强管道沿线的居民宣传工作，防止人为破坏气田水管线。此外，向管道沿线居民等发放卡片，表明输送介质、单位联系人、联系电话等，以防事故能及时进行处理，减少泄漏。

G、为防止采气平台井站内管道腐蚀，站内设备、露空管配件与气田水接

触部分均采用防腐蚀措施。

H、建立严格的操作规程检验制度，降低因误操作而引发环境风险事故的可能性。

(5) 管道穿越地表水体风险措施

本项目一旦事故状态下发生地下水污染，可能对上述范围内保护目标存在影响，应迅速采取相应的应急措施，应立即利用其他井（泉）水或送水车应急供水解决居民的饮水问题，将污水管发生事故泄漏后对水环境的影响控制在可接受范围内，并强跟踪监测。

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。

(6) 转运过程的保护措施

本项目废水转运时主要采取管线输送，特殊情况下无法管输时，采用罐车辅助转运；固废采用罐车运输。为降低废水、固废转运对地表水的污染风险，确保本工程废水、固废得到妥善处理，本着切实保护环境的原则，本工程废水、固废转运过程中，采取如下措施：

①建立建设单位与当地政府、环保局等相关部门的联络机制，若有险情发生，应及时与作业区值班人员取得联系，若确认发生废水、固废外溢事故，应及时上报当地政府、环保局等相关部门。

②对承包废水、固废转运的承包商实施车辆登记制度，为每台车安装GPS，并纳入建设方的GPS监控系统平台。

③转运过程做好五联单转运台账，严格实施交接清单制度。

④加强罐车装载量管理，严禁超载。

⑤加强对运输司机的安全教育，定期对车辆进行安全检查，严格遵守交通规则，避免交通事故发生。加强对除驾驶员外的其他拉运工作人员管理，要求运输人员技术过硬、经验丰富、工作认真负责。

⑥转运车辆行驶至河流（含河沟、塘堰等）较近位置或者穿越河流（含河沟等）的道路时，应放慢行驶速度，观察并安全通过。

⑦废水、固废转运应提前安排，尽量避开暴雨时节等路况较差的季节。

⑧运输前规划运输路线，钻井固废转运过程中应严格按照规定的路线运输到相应的目的地；运输过程中应尽量避免避开自然保护区、风景名胜区、集中式饮用水水源保护区等环境敏感区，废水、钻井固废转运应建立交接联单制度，确保运至目的地。

4、柴油使用、储运过程中的风险防范措施

(1) 提高柴油危险性的认识。从柴油的燃烧爆炸危险性分析可以看出，正常条件下，如炎热干燥的天气、附近存在火源、工作中违章操作、油库的安全设备、设施配备不合理或管理使用不当等，都有可能将柴油引燃、引爆。

(2) 加强对柴油的储存管理，应采取减少油品蒸发、防止形成爆炸性油品混合物的一次防护措施。工程采用柴油罐对柴油进行储存，确保呼吸阀、测量孔、接地装置等附件完整可靠，防止油蒸气的产生和积聚。柴油罐区设置有围堰和收集坑，可防止油罐破损泄漏的柴油污染地表土壤、地表水等。

(3) 柴油储存和使用场所要设置在通风条件较好的地势较高处，设置机械排风系统。柴油储存和使用场所内的通风、照明、通信、控制等电气设备的选型、安装、电力线路敷设等，必须符合现行国家标准《爆炸和火灾危险环境电力装置设计规范》的规定。

(4) 依据《四川省饮用水水源保护管理条例》，地表水饮用水水源准保护区内，禁止通行装载剧毒化学品或者危险废物的船舶、车辆。装载其他危险品的船舶、车辆确需驶入饮用水水源保护区内的，应当在驶入该区域的二十四小时前向当地海事管理机构或者公安机关交通管理部门报告，配备防止污染物散落、溢流、渗漏的设施设备，指定专人保障危险品运输安全。

5、井漏防范措施

在钻井过程中对井漏应坚持预防为主的原则，主要包括避开复杂地质环境、选用和维持较低的井筒内钻井介质压力、提高地层承压能力等防范措施：

(1) 通过地质勘探合理选址

本项目所处地区地表条件相对简单，业主单位已结合区域水文地质资料和勘查资料，对井眼位置进行了合理选择，避开了溶洞和暗河等复杂地质，从井位选择上降低钻井工程风险。

(2) 降低井下环空压耗

在保证钻井介质（钻井泥浆）能携带钻屑的前提下，尽可能降低钻井介质粘度，做到近平衡钻井。

（3）提高地层承压能力

地层的漏失主要取决于地层的特性，通过人为的方法提高地层的承压能力，封堵漏失孔道，从而达到防漏的目的。通常采用以下三种方法来提高地层承压能力。

1）调整钻井泥浆性能，对于轻微渗透性漏失，进入漏层前，适当提高钻井泥浆粘度、增加泥浆切力以防漏。

2）在钻井泥浆中加入堵漏材料随钻堵漏，对于孔隙型或孔隙—裂缝性漏失，进入漏层前，在钻井泥浆中加入堵漏材料（主要由植物硬质果壳，云母和其它植物纤维组成等），在压差作用下，堵漏剂进入漏失通道，提高地层的承压能力，达到防漏的目的。

3）先期堵漏，当下部地层孔隙压力超过上部地层破裂压力时，进入高压层前，须按下部高压层的孔隙压力确定钻井泥浆密度，这样容易导致上部地层漏失，为了防止上部地层漏失而引起的井涌、井场放喷等复杂情况发生，在进入高压层之前，应进行先期堵漏，提高上部地层承压能力。

④若发现地下水受到污染，立即告知村民，停止饮用地下水源，启动地下水紧急监测方案，并采取临时供水措施（配送桶装水等）以保障居民的饮水安全，并给受影响的农户另觅水源，保证居民的正常生活用水。

6、其他环境风险防范措施

（1）公众安全防护

按照本项目行业操作规范，需加强对井场附近居民宣传井场放喷的危害及相关知识。井队队长及安全员负责指定应急培训计划，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。

（5）运营期环境风险控制措施

本项目运营期环境风险主要为设备、管道内页岩气泄漏引发的事故，当井场内仪器监测到页岩气泄漏后，会自动关闭阀组，启动页岩气放空作业，环境风险可控。

本项目采取的主要风险控制措施有定期对井场内设备和管道进行巡查、检修，保证各类设备正常运行；实时对井场进行监控，发现风险事故立即启动控制措施；加强对周边群众宣传教育，避免人员误入井场造成设备、管道损坏，发生泄漏风险。

（6）运营期气田水管线风险控制措施

在发生事故后应及时采取应急措施，及时堵漏和控制污染尽量不扩散，并

向主管部门汇报启动预案，同时通报当地环保部门，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，确保不对分散式饮用水源造成污染。若对分散式饮用水源造成影响，应立即采取水源替代措施，并立即治理污染水源，待治理达标后方可供水。在其他区域若发生泄漏事故，也应参照上述处理方法及时对废物进行处理。

8.6.3 环境风险事故应急措施

(1) 页岩气窜层泄漏进入地表应急措施

由于页岩气窜层泄漏时，压力小，速率低，不会出现大规模的泄漏，只要及时组织人员撤离，并及时采取事故应对措施一般情况下不会引起人员伤亡。应对此类事故措施主要是通过加强对钻井返空介质的监测来及时了解井下状况，采取措施避免井漏气窜的发生，钻前加强对周边1km居民的教育培训，遇到此类事故应立即撤离并远离泄漏点。企业在泄漏点周边设置便携监测仪确定浓度，根据浓度确定具体撤离范围。气窜发生时及应立即采取井下堵漏措施，并通过井口放喷管放喷燃烧泄压，减少周边地表泄漏点泄漏量，此类环境风险是可控的。

(2) 井漏环境风险事故应急措施

发生井漏时必须利用合格的堵漏材料进行堵漏，并解决漏失带来的负面影响，处理井漏的一般规定流程如下：

①若钻井过程中出现井漏现象，应立即停转，直至解决井漏问题后再恢复钻井；如果对周边环境造成影响，应采取应急措施和恢复措施，保证周边居民的生活、生产活动。

②分析井漏发生的原因，确定漏层位置、类型及漏失严重程度。

③保质保量的配置堵漏泥浆，立即进行堵漏。

④使用正确的堵剂注入方法，确保堵剂进入漏层近井筒处。

⑤施工过程中要不停地活动钻具，避免卡钻。

⑥凡采用桥堵剂堵漏，要卸掉循环管线及泵中的滤清器、筛网等，防止堵塞憋泵伤人。

⑦憋压试漏时要缓慢进行，压力一般不能过大，避免造成新的诱导裂缝。

⑧施工完成后，各种资料必须收集整理齐全、准确。

(3) 事故发生后外环境污染物的消除方案

当发生页岩气扩散时，应及时进行井控，争取最短时间控制井场放喷源头，尽可能切断泄漏源。页岩气扩散时间短，通过空气流动自然扩散降低空气中可燃气体浓度。井场放喷失控点燃后可通过空气流动自然扩散和自然降雨降低空气中污染物浓度，对洒水收集的废水经收集后单独处理达标排放。

(4) 废水泄漏事故、废水外运途中泄漏事故、柴油罐泄漏事故等应急措施

①废水发生泄漏和外溢的措施：在雨天发生泄漏或可能发生外溢事故时，应提前安排调度罐车辅助外运。外溢进入农田的，应堵住农田缺口，挖坑收集，防止流入地表水污染水体。对受污染土壤表层土进行剥离收集安全处置，对受污染农田水处理达标排放。对庄稼造成的经济影响进行补偿，避免造成环境纠纷。发生事故后应及时通报当地环保部门，并积极配合各部门抢险。

②气田水外运途中发生泄漏事故的措施：返排液回用于区块内均采用管线外输，如特殊情况需采用罐车运输，则应采用密闭运输，最大程度的避免或减少废水洒落。应急抢险应以尽量减少泄漏量，控制废水扩散范围为基本原则。罐车污水进入耕地和农田不会造成重大环境影响，主要影响土壤和植被生长。由于一罐车水量仅约10t，量不大，影响到范围较小，同时事故应急在泄漏事故处挖坑截流等措施，能更小的控制影响到面积。泄漏进入农田的，应堵住农田缺口，挖坑收集，防止进入冲沟影响河流水体。泄漏入冲沟的，同时在冲沟筑坝截流，防止进入下游河沟影响水质。泄漏进入河流水体时应首先最大限度减少泄漏量，同时应及时通报当地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水单位和个人，并按规定程序启动应急预案采取联动处理。

③柴油罐泄漏事故的措施：本项目柴油储罐区修建了围堰和集污池，泄漏时可将泄漏的柴油进行收集，不会进入外环境。当发现泄漏时应立即查找泄漏源，并采取应急堵漏措施并观察周围修建的围堰和集污池存放情况，杜绝泄漏柴油进入地表；并将罐内剩余柴油转移至安全区域，防止柴油罐继续泄漏，对

集污池收集的泄漏柴油进行处置。

④气田水管线泄漏事故的措施

A、通过站内仪器，及时发现并判定有无泄漏情况。一旦发现泄漏情况，立即停止输送，并进行巡线检查，找出泄漏点，采取措施抢修。

B、立即进行现场验证泄漏现状，查清故障原因；向上一级管理部门报告，并立即按照应急处置卡组织人员用泥土、砂石在污水下游设置1~2道围堰；在应急处置组到场后加固围堰并建立第二道围堰；组织专人监控围堰有无渗漏，并做好应急封堵准备，随时将情况向现场指挥组报告；境监测中心到场组织对围堰内溢出污水进行处理，然后车载转运，并组织对下游地表水进行监测。

C、气田水泄漏对土壤造成污染，建设方对受污染的土壤进行剥离，单独收集后，建设单位进行统一无害化处理，对庄稼造成的经济损失应进行适当的补偿，避免造成环境纠纷。对剥离后的地表进行借土回填，种植或移植表层植物，使受影响的植被能快速恢复到受影响前的状况。气田水泄漏进入河流后，气田水在河流中进行快速的扩散，短时间内形成一段的污染带，环评要求建设方在泄漏处至污染带由专人进行短期巡视，防止周边居民在污染带取水灌溉，造成庄稼减产，直至污染带消除，对周边居民做好解释、说明工作。

本项目配备防止污染物散落、溢流、渗漏的应急设施设备，一旦事故状态下发生地下水污染，应迅速采取应急措施，立即查找泄漏点，并采取相关围堵、抽取等保护措施，将气田水管线发生事故泄漏后对环境的影响控制在可接受范围内。对受影响的饮用水源，采取应急供水解决居民的饮水问题。

（5）套外返水的应急措施

套外返水若是固井质量问题应采用工程措施及时进行封堵、封隔，消除套外返水情况。对受盐污染地下水采用抽采方式减缓污染，加快恢复。

（6）事故发生后外环境污染物的消除方案

当发生天然气扩散时，应及时进行井控，争取最短时间控制井喷源头，尽可能切断泄露源。天然气扩散时间短，通过空气流动自然扩散降低空气中可燃气体浓度。井喷失控点燃后可通过空气流动自然扩散和自然降雨降低空气中污染物浓度。对洒水收集的废水经收集后单独处理达标排放。

（7）宣传、培训和演习

1) 公众信息交流。各级政府、页岩气开采企业要按规定向公众和员工说明页岩气开采的危险性及发生事故可能造成的危害,广泛宣传应急救援有关法律法规和天然气开采事故预防、避险、避灾、自救、互救的常识。

2) 培训。页岩气开采有关应急救援队伍按照有关规定参加业务培训;天然气开发企业按照有关规定对员工进行应急培训;各级安全生产监督管理部门负责对应急救援培训情况进行监督检查。各级应急救援管理机构加强应急管理、救援人员的上岗前培训和常规性培训。

3) 演习。四川页岩气勘探开发有限责任公司及所属单位每年至少组织一次环境事故应急的桌面演练或全面演习,并将演习总结报应急办公室。

(8) 风险管理措施

四川页岩气勘探开发有限责任公司成立专门的为应对油气勘探、开发等生产经营过程中可能发生的重大突发事件,最大限度地保障人民群众生命和财产安全,减轻事故灾害。产能建设及勘探项目部建立了详细周密的应急救援体系,设立了三级应急救援网络。

四川页岩气勘探开发有限责任公司应急领导小组负责所属范围内所有重、特大事故的应急管理。定期组织、检查、审核等五个专业事故应急小组职责履行情况。发生重大事故,专业应急小组进行应急指挥、调度、抢险、施救、现场调查、恢复生产等工作,四川页岩气勘探开发有限责任公司应急领导小组协调有关工作。对特大事故,四川页岩气勘探开发有限责任公司应急领导小组直接负责事故现场指挥、调度、抢险、施救、恢复生产,并会同地方政府、股份公司开展事故调查等工作。

(9) 应急联动

上层联动:本项目所在的泸州市(江阳区、龙马潭区、泸县)、宜宾市(江安县)和自贡市(富顺县)下属乡镇等政府均设置有应急管理办公室,工程建设和运行得到了当地各级政府的大力支持,因此,在企业自身建立并完善应急响应机制的前提下,与地方进一步强化应急联动,应急联动具有可行性。

下层联动:开展项目周边人居调查工作,结合项目周边人员分布情况,落实紧急情况下的应急联络人,确保有效组织环境风险事故下的应急撤离。

8.6.4 环境风险应急预案

针对本项目站场、管线的页岩气和污水泄漏事故，制定应急预案。本次评价仅提出原则性、关键性的要求，建设单位应在运营期编制具体、完善的应急预案，应急预案主要内容见下表。

表 8.6-1 应急预案内容

序号	项目	内容及要求
1	应急计划区	安全预评价制定的应急计划区及本项目环境保护目标
2	应急组织机构、人员	地区应急组织机构、人员
3	预案分级响应条件	规定预案的级别及分级响应程序
4	应急救援保障	应急设施，设备与器材等
5	报警、通讯联络方式	规定应急状态下的报警通讯方式、通知方式和交通保障、管制
6	应急环境监测、抢险、救援及控制措施	由专业队伍负责对事故现场进行侦察监测，对事故性质、参数与后果进行评估，为指挥部门提供决策依据
7	应急检测、防护措施、清除泄漏措施和器材	事故现场、邻近区域、控制防火区域，控制和清除污染措施及设备
8	人员紧急撤离、疏散，应急剂量控制、撤离计划	事故现场、工厂邻近区、受事故影响的区域人员及公众对毒物应急剂量控制规定，撤离组织计划及救护，医疗救护公众健康
9	事故应急救援关闭程序与恢复措施	规定应急状态终止程序；事故现场善后处理，恢复措施；邻近区域解除事故警戒及善后恢复措施
10	应急培训计划	应急计划制定后，平时安排人员培训与演练
11	公众教育和信息	对工厂邻近地区开展公众教育、培训和发布有关信息

(1) 应急计划区

建设单位应根据本项目的安全预评价制定应急计划区，评价要求将本报告提出的环境敏感点纳入应急计划区。

(2) 应急组织结构

建设单位对项目下属各站场，应急组织结构进行明确划分，分别成立事故抢修指挥小组、技术组、调度组、安全、消防组、抢险组、作业组、物资供应和后勤保障组。对各小组的职责进行规定。同时确定事故抢修组织体系，采取分级处理原则。

根据事故的严重程度和现场能够处理的能力，本级能够处理的在处理以后再向上一级汇报，本级不能处理的必须立即向上一级汇报。

(3) 应急设施

可燃性气体检测仪、管道泄漏检测仪（各站均应配置）、安全帽、防毒面具、抢险机具、防爆排风扇、抢险棉絮、自驱动焊机、红外线焊条烘烤箱、套丝机、电锤、角向磨光机、对口管卡、堵漏管卡、隔离球、葫芦、油压千斤顶、齿轮千斤顶等，评价参照国内同业单位的配置提出原则性要求，运营单位根据实际需要数量进行配置。

（4）应急响应

①应急响应流程

应急响应的过程分为接警、判断响应级别、应急启动、控制及救援行动、扩大应急、应急终止和后期处置等步骤。

②通讯联系方式

1）报告方式：通常方式有捎口信、固定电话、移动电话、传真和网络。

作业区向上级报告，除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；借助页岩气抢险车的扩音设备，巡回告之用高音喇叭通知社会居民或采用口信，一传十，十传百的方式。借助页岩气抢险车的扩音设备，巡回告之。

3）联动：作业区确认事故后，应立即与风景名胜区管委会联系，并于周边乡镇、城镇区域形成联动。

（5）应急处理措施

①应急反应

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上风向，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 环境风险防范措施投资

项目环境风险防控措施及投资见表 8.7-1。

表 8.7-1 项目单井场环境风险防控措施及投资一览表

8.8 环境风险评价小结

项目涉及的危险物质包括:盐酸、甲烷、柴油等。项目涉及危险单元:集输管线、采气平台井站、井场等。

结合风险识别,项目大气环境风险主要为钻井井场放喷、集输管线中甲烷意外释放或泄漏造成的影响、污染物质泄漏环境风险影响等。本工程发生环境风险事故的机率小,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

鉴于本项目泸 201 井区产能建设工程是由井场、采气平台井站、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、混凝土养护用水和施工废水，不外排；钻前工程施工人员主要就近聘请当地民工，生活污水依托周边现有设施处理，不外排。

综上所述，本项目钻前工程无废水外排。结合区块内已实施平台经验，以上水污染防治环保措施成熟、可靠，具有可行性和有效性。

(2) 钻井施工

根据本项目产能建设方案以及区块内已实施钻井平台的钻井作业情况，本项目严格实施雨污分流制度和钻井污染物“不落地”处理，钻井过程中实现废水收集处理循环利用，钻井工程钻进过程中无外排的废水产生。本项目废水主要为完井施工阶段产生的钻井废水（包括泥浆压滤脱水、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。钻井废水在集液池暂存，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，回用于区块内其他钻井，用于压裂液的配置。

②方井雨水

井场方井雨水主要污染物为 SS 和石油类，单井产生量较少，约 10m³。钻井期间方井雨水经收集后与集液池内暂存，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集液池内暂存，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。结合区块内已实施平台经验，以上水污染防治环保措施成熟、可靠，具有可行性和有效性。

（3）压裂测试工程施工

本项目压裂测试工程废水主要包括压裂返排液和施工人员生活污水。

①压裂返排液

本项目各平台产生的返排压裂液由钻井阶段使用的储存池（容积约为 500m³）以及 2500m³ 的重叠液罐收集暂存，根据建设单位对区域滚动开发情况，压裂返排液将全部回用于平台内压裂液配置以及区域其它平台用于压裂液配置。

②生活污水

各平台压裂施工人员生活污水依托钻井阶段设置的移动式水冲厕所，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。结合区块内已实施平台经验，以上水污染防治环保措施成熟、可靠，具有可行性和有效性。

(4) 采气平台井站施工

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

①施工废水

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

②站场管线试压废水

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

③生活污水

本项目各采气平台井站施工人员主要为就近聘请的当地民工和专业设备安装调试人员，生活污水依托周边农户现有设施进行收集处置，不外排。

综上所述，本项目采气平台井站施工期间无废水外排。结合区块内已实施站场经验，以上水污染防治环保措施成熟、可靠，具有可行性和有效性。

(5) 集输管线施工

本项目集输管线施工期对地表水的影响主要包括施工废水、试压废水以及施工人员生活污水。

①施工废水

集输工程施工废水主要为施工机械冲洗废水，主要污染物为 SS，通过沉淀处理后，回用于施工场地洒水降尘，不外排。河流穿越工程施工应尽量选在枯水季节，采用围堰导流开挖施工，土方禁止堆积在河道，施工结束后尽快恢复河道的畅通。

②试压废水

试压废水主要污染物为悬浮物，包括机械杂质和泥沙等。本项目试压废水分段产生，分段收集，经沉淀处理后用于管道施工过程中洒水抑尘，不外排。

③生活污水

本项目管道施工不设施工营地，施工队伍除施工技术人员外，其余均雇佣当地农民，施工人员租住在周边农户家中，生活污水依托周边现有设施处理，不外排。

综上所述，本项目集输管线施工期无废水外排。结合区块内已实施管线经验，以上水污染防治环保措施成熟、可靠，具有可行性和有效性。

(6) 施工期管线穿越地表水体保护措施

本项目管线施工期将开挖穿越部分地表水体，不涉及大型河流穿越，也未穿越饮用水源及饮用水源保护区。施工期穿越工程开挖将对水体水质产生短期影响，主要是使水中泥沙含量显著增加，但这种影响是局部的，在水体流过一段距离后，由于泥沙的重新沉积会使水体的水质恢复到原有状况，施工过后，原有河床形态得到恢复，不会对水体功能和水质产生明显影响。本项目施工期穿越水体拟采取以下环境保护措施：

①工程开挖穿越河流段避开雨季进行施工，管道入沟后，覆土复原，并采取稳管措施，施工结束后，对水体内可能产生的少量建筑垃圾和土方进行清理和疏浚。

②在穿越河道施工过程中，应加强施工队伍的管理，严禁在河道范围内设置营地，严禁施工废料和生活污水排入河道中。

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

④防止施工污染物的任意弃置，特别是防止设备漏油遗撒在水体中，防止设备漏油污染的主要措施包括：加强设备的维修保养、在易发生泄漏的设备底部铺防漏油布、及时清理漏油。

⑥在穿越水体时，应尽可能控制施工作业面，避免对水体造成大面积扰动。

⑦管线分段施工，穿越各条河流沟渠的施工不宜同时进行。

9.1.2 运营期水污染防治措施

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

无生活污水产生。

各站场分离的气田水、清管检修废水均采用管线优先回用于区块内各个平台，最终无法回用的采用罐车拉运至阳 33 井、自 23 井、镇 2 井和桐 8 井回注，如后期回注井回注能力不够，也可运至四川瑞利生物科技有限公司、四川泸天化麦王临港环保有限责任公司以及泸州山水秀美环保科技有限公司进行处理，确保运营期气田水和清管检修废水不外排。

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

9.1.3 废水处理可行性分析

(1) 废水处理总量分析

① 钻井阶段废水

根据本项目区块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 500m^3 的储存池可应急存放雨污水，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 $12000\text{m}^3/\text{口}$ ，返排持续时间约 1 个月，返排量峰值约为 $600\text{m}^3/\text{d}$ ，一般情况下约为 $80\sim 120\text{m}^3/\text{d}$ 。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，单井压裂返排液全部回用于区块内钻井平台。

根据建设单位建设进度，泸 201 井区产能建设工程 2025 年拟压裂 4 个平台 16 口井，2026 年拟压裂 3 个平台 16 口井。根据表 6.3-1，2025 年每年最多同期实施压裂的平台为 4 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 2000m³ 左右，则同期压裂用水量约为 0.4~2.4 万 m³/d，水量需求较大，从水量上分析，足以满足压裂返排液大部分回用（回用率约 90%）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 500m³ 的储存池和 2500m³ 的重叠液罐，可用于暂存各平台压裂返排液。根据本项目开发计划时序，项目实施期间压裂用水需求稳定且需求量较大，压裂返排液可及时回用于区块其它平台。因此，综上所述，本项目各平台储存池、重叠液罐及中心水池可满足本项目压裂返排液暂存需求。

本项目区块内管线工程拟先于平台实施，管线建成后，区域气田水管线将各平台之间连通，压裂返排液、气田水等均可由气田水管线输送至各平台。区域返排液管网平面布置图见附图。

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约 7m³/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 2024 年~2046 年压裂返排液和气田水产生量总计约 1.41 万方/年~35.48 万方/年，回注量为 0.14~1.84 万方/年，废水产生量峰值出现在 2026 年，废水回注量峰值出现在 2027 年。每个采气站前期均依托施工期间设置的 500m³ 储存池对气田水进行暂存，可形成有效的暂存缓冲并形成区域利用，且本项目集气管线均将同沟敷设气田水管线。综上分析，运营期采气平台井站的气田水产生量强度小，区域有返排液管网实现便利输送，且有较大的缓冲容积，可满足气田水的暂存缓冲、利用及回注要求。

区块产生的气田水优先用于本区块的配制压裂液用水，本区块压裂建设结束后用于区块内其他钻井压裂液的调配用水。根据已有生产经验，最终将有 10%的气田水无法回用于本区块或其他区块，该部分将回注处理或交由环保手续齐全且有处理能力的污水处理厂处理后达标外排。

④井区废水回注总量

根据泸 201 井区产能建设工程开发计划，本项目所部署的平台、站场和集

签订气田水拉运及回注合同，根据安排，本项目拟依托的阳 33 井、自 23 井、镇 2 井、桐 8 井和寺 47 井共计 5 口回注井，目前剩余回注能力共计约 387.6 万 m^3 ，本项目预计回注总量 16.40 万 m^3 ，远低于回注井的回注能力。综上，本项目气田水依托阳 33 井、自 23 井、镇 2 井、桐 8 井和寺 47 井可行。各回注井回注情况见表 9.1-2。

表 9.1-2 回注井回注情况统计表

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 2026 年，预计本项目总共需回注总量为 16.40 万 m^3 气田水。根据建设单位对泸 201 井区开发设计方案，本项目压裂返排液均能全部回用于区块内钻井，仅有气田水会进行回注。

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，2026 年废水预计需回注总量为 3.55 万 m^3 ，单日平均回注量约为 97.26 m^3/d 。

③回注井回注能力

根据调查，阳 33 井、自 23 井、镇 2 井、桐 8 井和寺 47 井 5 口回注井的回注水处理站目前设计处理能力总计为 1600 m^3/d ，现状 5 口回注井的实际富余回注能力 950 m^3/d 。根据开发计划，2027 年单日最大回注量为 97.26 m^3/d ，小于 5 口回注井的实际富余回注能力。故阳 33 井、自 23 井、镇 2 井、桐 8 井和寺 47 井回注能力可满足井区的回注需求。回注能力统计见表 9.1-3。

表 9.1-3 回注井回注能力统计表

回注井	泸 201 井区产能建设工程 (m^3/d)	回注井富余回注能力 (m^3/d)	回注井接纳本项目后回注能力 (m^3/d)	是否满足回注需求
气田水回注 (峰值)	97.26	950	852.74	满足

④污水处理处理能力

根据《四川省页岩气开采业污染防治技术政策》，本项目废水处理秉承“优先回用，无法回用的，应采取就近处理原则”。根据前文分析，项目产生的气

田水正常情况下进行回用，剩余部分全部转运至回注井进行回注处理是可行的。此外，在气田水产生高峰时期，还可转运至四川瑞利生物科技有限公司、泸州市兴泸污水处理有限公司、四川泸天化麦王临港环保有限责任公司进行处理后达标排放。

经调查，四川瑞利生物科技有限公司废水设计处理能力为约 $900\text{m}^3/\text{d}$ ，目前处理量约 $500\text{m}^3/\text{d}$ ，剩余处理能力约 $400\text{m}^3/\text{d}$ ；四川泸天化麦王临港环保有限责任公司设计处理能力为 $547.5\text{万 m}^3/\text{年}$ （约 $1500\text{m}^3/\text{d}$ ），目前处理量约 $1390\text{m}^3/\text{d}$ ，剩余处理能力约 $110\text{m}^3/\text{d}$ ；泸州市兴泸污水处理有限公司泸县城市污水处理厂设计气田水处理能力为 $34.675\text{万 m}^3/\text{年}$ （约 $950\text{m}^3/\text{d}$ ），目前处理量约 $450\text{m}^3/\text{d}$ ，剩余处理能力约 $500\text{m}^3/\text{d}$ ；泸州市兴泸污水处理有限公司泸州市城南污水处理厂设计气田水处理能力为 $18.25\text{万 m}^3/\text{年}$ （约 $500\text{m}^3/\text{d}$ ），目前处理量约 $300\text{m}^3/\text{d}$ ，剩余处理能力约 $200\text{m}^3/\text{d}$ 。根据分析，上述四家污水处理厂目前有充足的处理能力能够接纳本项目的气田水。

表 9.1-3 污水处理厂处理能力统计表

（3）回注水质分析

目前，阳 33 井、自 23 井、镇 2 井、桐 8 井和寺 47 井回注水来源主要为泸州及宜宾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块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、自 23 井、镇 2 井、桐 8 井和寺 47 井实施回注是合理可行的。

（4）运输线路

根据开发计划时序，本项目井区内管线工程拟先于平台实施，管线建成后，区域气田水管线将各平台之间连通，压裂返排液、气田水等均可由气田水管线输送至各平台，最终无法回用时，采用罐车外运至回注井。项目实施后返排液管网平面图见附图 16。

综上所述，本项目废水回注阳 33 井、自 23 井、镇 2 井、桐 8 井和寺 47

井或转运至有处理能力的污水处理厂是可行的。

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生尘原辅材料，尽量减少搬运环节，搬运时轻举轻放，防止包装袋破裂，严禁高抛高接。

(2) 施工现场设置围栏或部分围栏，缩小施工扬尘的扩散范围。

(3) 当风速过大时，应停止施工作业，并对堆存的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)。

(10) 备用柴油机、发电机采用合格轻质柴油,燃烧废气经自带的消烟除尘装置处理后通过 6m 高排气筒达标排放,柴油的暂存和储运罐均密闭,加强柴油机设备保养,使设备在良好、稳定状态下运行,减少燃油废气排放和环境影响;钻井工程优先采用市政供电,仅停电情况下使用备用柴油机、发电机,可进一步减少燃油废气排放和环境影响。

(11) 项目油基泥浆配置好后用泥浆罐拉运至现场进行钻井,暂存时间较短;油基岩屑由废渣罐收集临时存放于泥浆不落地及循环系统区域,定期由危废资质单位进行转运,现场暂存时间短;在钻井过程中,对基础油、油基泥浆和油基岩屑的暂存和储运必须采用密闭罐,减少有机物挥发量。

综上所述,本项目施工期废气环境影响较小,采取的大气污染物控制措施在区域前期部署的页岩气开发井和采气井站建设中已成功运用,取得了较好的施工期大气污染物控制效果,采取的环保措施简单易行,施工期大气污染防治措施有效、可行。

9.2.2 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,采气平台井站清管及检修作业时,需放空量小,将相关设备及管线中页岩气通过放空立管排放,一般 1~2 次/年,每次持续时间 2~5min,放空废气中主要污染物为少量的非甲烷总烃。事故放空时,对放空页岩气实施点火燃烧后排放,以降低温室气体排放量。

运营期各站场设置完善的安全截断系统和可燃气体报警系统,站场周围设置明显的安全警示标志,并告知附近居民可能性危险、危害及安全注意事项,定期对站场及管线进行巡检,检查设备及管线有无漏点,确保其设备完好,无泄漏发生。

本项目各采气平台井站废气采用的处理措施均为页岩气开发项目处理过程中常用的处置措施，已在建设单位同类型采气平台井站工程项目中广泛应用，各节点废气均能做到达标排放，不会改变区域环境功能，废气处理措施合理、可行。

9.2.3 退役期大气污染防治措施

退役期的井场不再生产，气压很低，有时可能有少量页岩气泄漏。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。

通过类比以往采气平台井站运营期噪声环境影响实际情况分析，结合本次评价实际监测结果，本项目各采气平台井站运营期采取上述措施后，运营期噪声对外环境影响小，环境影响可控制在当地环境可接受范围内，处理措施有效、可行。

9.3.3 退役期噪声污染防治措施

项目结束后，将对退役井站实施永久封堵和废弃，各井站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 4.8 万 m³（9.6 万 t），在四川、重庆地区水基钻井固废通常用于砖厂作为原料添加资源化利用。

1) 处置方式可行性

根据调查，项目所在区域前期页岩气开采过程中产生的水基钻井固废一般采用平台配套的“不落地”随钻处理系统收集并脱水处理后，泥饼暂存于各平台设置的临时贮存点，然后外运至环保手续齐全且有处理能力的砖厂处置。

本项目水基泥浆钻井固废（包括清水钻进）经“不落地”随钻处理工艺板框压滤脱水处理，脱水后的泥饼及时外运附近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。

A、制作烧结砖工艺简介

制砖原材料主要包含钻井的岩屑，井场预处理后岩屑固化体转运至砖厂棚后，在分析其化学成分的基础上，可以加入一定量无毒的激活剂进行激活处理，用装载机将激活处理后的固化体和内燃煤混合均匀，混合物用皮带输送到双齿辊式破碎机和球磨机中进行破碎，破碎后的原料经皮带输送到练泥机中，加水进行搅拌、捏和、均匀后用皮带输送到螺旋挤压机中成型，生胚砖转运到干燥室进行干燥，干燥后的胚砖转运到砖窑中进行焙烧，砖烧结成品合格冷却至室温后出窑形成产品砖。

B、烧结砖产品质量检验分析

四川省建材产品质量监督检验中心于 2016 年 1 月 10 日对应用长宁 H5 平台水基岩屑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

本项目建设工程位于宜宾市（江安县）、泸州市（龙马潭区、江阳区、泸县）、自贡市（富顺县），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

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，潘宝凤，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）。

本项目所在区块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，宜宾、泸州、自贡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。

C、制作水泥处理工艺可行性

预处理后的废水基泥浆（泥饼）及岩屑转运至水泥厂后，在分析其化学成分的基础上，可加入生石灰进行破胶处理，之后采用输送泵或铲车将岩屑从暂存仓输送至初步筛网上，以去除泥浆中的杂物、石子等大颗粒物质。筛上物质为筛分渣，由铲车铲至筛分渣暂存仓储存；筛下物质再经振动筛进行筛分，项目建设振动筛粒径为 0.3mm，筛上物质仍为筛分渣，送筛分渣暂存仓储存；筛下物质即为浆状，经自留至加药间进行加药处理，药剂主要为絮凝剂（主要成分为聚丙烯酰胺，加入浓度为 2%）和助凝剂（主要成分为三氯化二铝，加入浓度为 5%），按照泥浆：絮凝剂：助凝剂为 10:1:1 的比例加入，搅拌使之分布均匀，即完成絮凝过程，絮凝后的泥浆由泥浆泵提升至压滤间进行压滤处

理，压滤后的压滤渣送筛分渣暂存仓储存。筛分渣、压滤渣作为添加剂用于制作水泥，从而实现水基泥浆（泥饼）和水基岩屑的资源化利用。

利用水基钻井固废制作烧结砖或水泥的工艺均为传统熟悉的工艺，且在川渝地区钻井已经得到了广泛运用，在使用岩屑为原料进行生产时，采取的污染防治措施符合环保要求，未出现污染环境事故，因此，本项目钻井时产生的岩屑、废水基泥浆制作烧结砖/水泥综合利用在工艺上是可行的。

2) 现场贮存可行性

各平台产生的水基钻井固废属于第Ⅱ类一般工业固体废物，在各平台设置的临时贮存场地采取了重点防渗处理。参考《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB18599-2020）中对第Ⅱ类一般工业固体废物的处置要求，本项目临时贮存场地的防渗措施，满足第Ⅱ类一般工业固体废物处置场防渗要求。本项目临时贮存场地占地面积约 30m²，现场可临时贮存量在 80m³ 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 48000m³（96000t），根据本项目产能建设进度及开发时序安排，在 2025 年同时处于建设的钻井平台数量最多，共计 4 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 1.92 万 m³（3.84 万 t/a）。本次评价对区域水基固废处置单位进行了调查，根据调查，项目所在周边有泸县恒生建材厂、泸县华鑫研砖有限公司、四川钰铁建材有限责任公司、泸县桐兴研砖厂以及泸州赛德水泥有限公司等处置单位开展水基岩屑收集利用项目，均有相关的环保手续及处置能力，可以满足拟建项目废水基泥浆、一般钻井岩屑、沉淀罐污泥外运资源化利用。

A、泸县恒生建材厂：位于泸县得胜镇高石塔村九社，主要以页岩、水基钻屑泥饼、水基钻屑、煤研石、熟石灰、烧碱为原料制砖。2019 年 5 月 15 日泸县生态环境局以泸县环建函〔2019〕1 号文对《泸县恒生建材厂年产 6000 万匹煤研石烧结空心砖生产线扩能技改项目（原料变更）》进行了批复。

B、泸县华鑫研砖有限公司：砖厂位于泸县玉蟾街道玉蟾街村三社，主要

以页岩、水基钻屑泥饼、水基钻屑、煤研石、熟石灰、烧碱为原料制砖。2019 年 7 月 31 日泸县生态环境局以泸县环建函〔2019〕2 号文对《泸县华鑫仟砖有限公司年产 6000 万保温式节能砖旋转窑式窑炉及车间改造项目（原料变更）》进行了批复。

C、四川钰铁建材有限责任公司：年产 1000 万匹免烧砖生产项目位于四川省泸州市泸县嘉明镇石燕村 7 组，主要进行免烧砖生产，利用水泥、钻井水基岩屑、碎石（煤渣、建渣）等一般工业固废为原辅料，生产免烧砖，于 2020 年 9 月 2 日取得《泸州市泸县生态环境局关于四川钰铁建材有限责任公司年产 1000 万匹免烧砖生产项目环境影响报告表的批复》（泸县环建审〔2020〕90 号）。

D、泸县桐兴研砖厂：污泥及水基岩屑综合利用技改项目位于泸县喻寺镇周堰村，在原有厂区范围内，利用水基岩屑和生活污泥替代部分原料（煤研石、页岩）制砖，于 2022 年 1 月 11 日取得《泸州市生态环境局关于污泥及水基岩屑综合利用技改项目环境影响报告表的批复》（泸市环泸县建函〔2022〕1 号）。

E、泸州赛德水泥有限公司：位于泸州市叙永县震东乡伏龙村一社，四川叙永资源综合利用经济园区，主要以利用水泥窑协同处置一般固体废物（主要为白泥污泥、煤研石、水基钻屑、水厂污泥、磷石膏等一般固废），于 2021 年 3 月 31 日取得泸州市生态环境局《关于泸州赛德水泥有限公司利用水泥窑协同处置一般固体废物建设项目环境影响报告表的批复》（泸市环叙永建函〔2021〕3 号）。

表 9.4-3 区域砖厂情况调查统计表

经分析，已调查水基固废处置单位对钻井水基井固废的消纳能力约为 55 万 t/a，可以实现水基钻井固废的资源化利用，且区域处置单位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井场的水基钻井固废。经调查了解，该工艺为传统熟悉的工艺，由该工艺进行生

产已多年，在使用水基岩屑及废水基泥浆为原料进行生产时，采取的污染防治措施符合环保要求，未出现污染环境事故。因此，拟建项目水基泥浆钻井时产生的大部分固废由环保手续齐全且具有处理能力的单位进行烧砖处理在工艺上是可行的。

表 9.4-4 钻井固废消纳能力统计表

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免环境敏感区（重点是饮用水源保护区），遇环境敏感区需减速慢行确保安全通过，同时要注意清洁运输，防止固废泄漏。

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2.688万m³，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。

③废矿物油及含矿物油废物

各井场油罐、柴油机和发电机房设置围堰，并各设 1 座的废油收集池收集跑冒滴漏的废油。站内设置废油桶集中收集废矿物油及含矿物油废物贮存于各井场前场原辅材料堆存区旁设置危废贮存场地（与油基岩屑贮存场地合建，贮存场地按危废贮存场地标准建设和使用管理，采用水泥基渗透结晶型防渗+2mmHDPE 膜防渗，1.5m 高砖混结构 C20 水泥抹面围堰，彩钢棚防雨、防风、防晒）。完钻后现场交由危废资质单位负责场外专业运输和最终妥善处置。

④危废处置措施合理性分析

1) 井场临时贮存设施合理性

本项目在每个井场均设置有 30m² 的危废贮存点，危废贮存点内设有油基岩屑贮存罐。危废贮存点满足《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）和《危险废物收集、贮存、运输技术规范》（HJ2025-2012）中对危废贮存场地相关环保要求。

各井场设置的临时危废贮存场地占地面积 30m²，贮存油基钻井量约 75m³。根据区块内前期已实施的钻井工程油基钻井固废转运情况看，油基岩屑转运一般转运周期为 5~7d，现场设置的贮存场地满足现场贮存要求，设置合理。

2) 危废贮存、处置环境管理

本项目油基岩屑转运采用密闭废渣收集罐收集，整体转运方式转运，避免转运过程中的跑冒滴漏，严格按照《危险废物收集、贮存、运输集输规范》（HJ2025-2012）等危废运输管理各项规定予以落实，场内转运车辆按照预定线路转运，加强转运人员的环境风险防范意识教育，编制转运环境风险应急预案，场外转运委托危废资质单位专业转运，转运车辆环境管理措施可行。

为加强四川省危险废物监督管理工作，四川省固体废物管理中心每年都会组织行政区域内危险废物产生单位对当年危险废物的产生、贮存、转移、利用、

处置等情况进行申报，本项目须严格按照当地危险废物登记申报环境管理相关要求，以企业为单位，本项目产生危险固废阶段（油基泥浆钻井阶段）为子项汇总后主动向当地环境行政主管部门申报，接受监督检查。

为加强转运过程中的环境管理，本项目应严格按照《危险废物收集贮存运输技术规范》（HJ2025-2012）、《危险废物转移联单管理办法》（原国家环境保护总局令总局令第 5 号）等相关环境管理要求，含油岩屑和废油转运实施五联单转运制度，联单第一联由产生单位自留存档，联单第二联副联由产生单位在二日内报送移出地环境保护行政主管部门；接受单位将联单第三联交付运输单位存档；将联单第四联自留存档；将联单第五联自接受危险废物之日起二日内报送接受地环境保护行政主管部门，联单保存期限为五年。

针对油气开采产生大量废弃油基泥浆、含油钻屑等危险废物的管理，根据《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函〔2019〕910 号）中指出：“鼓励企业自建含油污泥集中式处理和综合利用设施，提高废弃油基泥浆和含油钻屑及其处理产物的综合利用率”。因此，本评价建议建设单位积极探寻油基泥浆钻井固废集中式处理和综合利用方式，尽可能提高油基固废的综合利用率。同时油基固废外委处置过程中，需积极跟进和联系新的油基岩屑处置单位，做好处置能力储备，确保项目油基岩屑得到及时、合法、合规的妥善处置。

3) 项目周边危废处置能力

本项目各单项工程钻井施工期危废主要为 HW08 072-001-08 油基岩屑危废和 HW08 900-214-08 废油危废，由于 HW08 900-214-08 废油危废产生量少，施工现场通过加强施工现场环境管理措施减少和控制废油产生，产生量进一步较小，一般不会超过周边危废处置单位处置能力，交由危废资质单位处置措施可行，本评价重点调查项目周边 HW08 072-001-08 油基岩屑危废处置能力情况。

根据《建设项目危险废物环境影响评价指南》（环境保护部公告 2017 年第 43 号）“环评阶段暂未委托利用或者处置单位的，应根据建设项目周边有资质的危险废物处置单位的分布情况、处置能力、资质类别等，给出建设项目产

生危险废物的委托利用或处置途径建议。”本评价按照重点从四川境内具备危废 HW08 072-001-08 油基岩屑危废处置能力资质单位分布和处置能力情况，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 9.4-5 四川省内 HW08（072-001-08）危废处置能力统计表

根据对危废资质单位的调查，省内可处理油基岩屑的危废单位较多，而且处理量非常大，本环评建议优先选用与项目较近的有资质的危废处置单位处置本项目所产生的油基岩屑和其他危废。

针对油气开采产生大量废弃油基泥浆、含油钻屑等危险废物的管理，根据《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函〔2019〕910 号）中指出：“鼓励企业自建含油污泥集中式处理和综合利用设施，提高废弃油基泥浆和含油钻屑及其处理产物的综合利用率”。因此，本评价建议建设单位积极探寻油基泥浆钻井固废集中式处理和综合利用方式，尽可能提高油基固废的综合利用率。同时油基固废外委处置过程中，需积极跟进和联系新的油基岩屑处置单位，做好处置能力储备，确保项目油基岩屑得到及时、合法、合规的妥善处置。

③生活垃圾和废包装材料

本项目钻井工程施工人生活垃圾存放在生活区的垃圾桶中，定期按当地环卫部门相关要求实施统一妥善处置；废包装材料可回收后直接回用于各类材料的包装，不纳入固体废物管理，对其在井场内集中收集后，全部交由供应商回收利用。

（3）压裂测试工程固体废物

压裂期间主要固废主要为工作人员产生的生活垃圾和返排砂，压裂期间不设施工营地，生活垃圾利用附近农户现有设施进行收集处置，无集中生活垃圾产生；返排砂收集后外运周边水泥厂或砖厂进行资源化利用。

（4）采气平台井站工程施工

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

(5) 集输管线施工

集输管线工程施工期产生的固体废物主要是生活垃圾、施工废料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) 采气平台井站运营期固体废物

本项目各采气平台井站为无人值守，运营期无生活垃圾产生。本项目采气平台井站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。

综上所述，本项目各单项工程产生的固体废物去向明确，充分做到了资源化、减量化、无害化，不会产生二次污染，环境可接受。结合区域已开发平台的实施经验，以上固体废物处置措施经济技术合理可行。

9.4.3 退役期固废处置措施

闭井后对废弃采气树、井台和采气管线进行拆除，对废弃井的井眼进行封堵。井口和管线拆除作业过程中产生的落地油和受污染的土壤，集中收集后交

有危废处置资质的单位处置，不可随意丢弃或就地掩埋，以避免对浅层地下水造成污染；拆除过程中产生的其它垃圾及时外运，送至指定的垃圾处置场处理，其中建筑垃圾送当地指定地点处置，报废设备和管道交厂家回收。

9.5 地下水污染防治措施

9.5.1 源头控制措施

为避免和降低污染事故的发生风险，本项目在施工期和运营期分别在污染源头控制上提出了地下水污染防治措施，源头控制措施主要根据地下水导则和石油天然气导则的相关要求，并参考《非常规油气开采污染控制技术规范》（SY/T7482-2020）中的相关污染控制技术，主要措施包括提出各类污废水循环利用、减少污染物产生和外排，提出施工工艺、设备、污废水储存及处理构筑物优化设计施工运营方案，提出使用环境友好的原辅料，提出将污染物跑、冒、滴、漏事件发生概率降到最低的现场及时监管措施等。结合本项目在施工期和运营期各阶段设备、工艺等特征，具体需要采取的源头控制措施如下：

（1）项目在施工建设前应充分分析钻井、地质设计等资料，并在此基础上优化钻井施工工艺、泥浆体系等，对钻井过程中可能发生的泥浆漏失的情况，应有所预见。异常情况采用强钻方式快速钻穿漏失层达到固井层位，针对这种情况应选用合理泥浆密度，实现近平衡压力钻井，降低泥浆环空压耗，降低泥浆激动压力，从而降低井筒中泥浆动压力，减小泥浆漏失量。工程导管段利用纯清水钻井液迅速钻进，在套管的保护下能有效地保护浅层地下水，导管段应大于具有供水价值的含水层，综合井场周边的地下水开采深度和区域地质资料，清水钻深度应至少大于 150m，导管段要及时下入套管进行严格止水，防止钻井液对浅层地下水造成影响。

（2）在施工过程中要做好钻井液回收及重复利用，做到钻井废水及时回收并不外排。作业废水暂存于废水罐，现场人员应定期对废水罐渗漏情况进行巡检，发现异常情况立即汇报和整改，并作好记录。在雨季对废水罐加盖篷布或架设雨篷等，并定期对废水罐进行维护，及时转运废水，特别是在暴雨季节，加强对废水罐的巡查等，降低废水发生外溢的风险。废水罐应在放置于地表并做好日常巡护及防渗漏措施，严禁废水罐在现场埋地使用。

(3) 废水或岩屑拉运车辆必须安装 GPS，转运过程做好转运台账，严格执行废水转运签认和交接清单制度；运输前规划运输路线，转运过程中应严格按照规定的路线运输到相应的目的地；运输过程中应尽量避免环境敏感区，遇环境敏感区需减速慢行确保安全通过，同时要注意清洁运输，防止泄漏；对拉运过程进行严格监督管理，废水运输车辆、装卸工具必须符合安全环保要求，装卸和运输过程中不得溢出和渗漏，严禁半途倾倒、排放或向第三方转移。

(4) 钻井废水、洗井废水、压裂返排液应修建管道集中收集处置，测试放喷阶段产生的压裂返排液由放喷管临时排入储存池，后期通过气田水管线运至集中处置站，部分可回用于同区域钻井配置压裂液，不可回用时通过罐车送至专门的污水站进行处理，经预处理达到废水回注水质标准后，送回注站回注。

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

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

(7) 井场和场站应采用清污分流系统。在井场四周修筑外环沟及灌溉沟，便于排除场地内雨水等清水，离污水罐或储存池较近区域应设置集水坑，便于排除场地内雨水等清水，填方区一侧砌筑外环沟；若场内雨水被污染流入外环沟，则需封闭沟渠由作业队伍从集水坑抽汲至储存池。

(8) 本项目压裂期间压裂液应妥善暂存，所有压裂液均储存在罐中。压裂过程中要提高作业效率和水的循环使用，减少淡水用量、设定水力压裂的最大用水限制，促进压裂操作回流水循环使用。同时，鼓励采用先进的工艺、设备。

(9) 油罐区应设置围堰、收集池，防止油污洒落地面，污染地下水。

(10) 运营阶段产生的采出水由储存池暂存，优先回用，部分可回用于同区域配置压裂液，不可回用的通过罐车或集输管道送至专门的污水站进行处理，一般经预处理达到废水回注水质标准后回注处理。

(11) 施工人员在施工作业中产生的生活污水依托当地居民生活污水处置

措施进行收集处置，不能容纳的污废水交由当地环卫部门进行处置。基建工程施工机械设备若有漏油现象要及时清理散落机油，将其收集后待施工结束后统一清运处理。

(12) 施工期管道工程主要为对包气带的扰动，仅少数地区地下水水位高于管沟开挖深度时会出现基坑积水，揭露地下水地段应加快施工，减少施工扰动时间。

(13) 集输工程的清管作业、仪器检修时会产生少量清管废水和检修废水，检修废水暂存于站场的储存池内，产生的废水极少，一般随采气废水一起进行处理或回收利用。

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

(15) 在生产初期，排液量大时，应对该区域管道、站场设备、站场排污管道以及采出水池增加巡查频次，建立检查台账，有隐患的及时进行处理，确保站场设施处于良好的运行状态。加强与周围居民的沟通，加强与地方水资源、环境主管部门的对接与配合，定期检测当地居民饮用水水质状况。细化应急管理预案的编制、应急物资的储备、应急队伍的培训。确保应急情况下能做到快速响应，做到最大程度的减少对地下水环境的影响。

(16) 为了避免管道的渗漏，管道投产前按要求试压、检查焊缝质量，以保证施工质量。同时对管道采取不同的防腐措施和定期防腐防漏检测；运行过程中，定期发送检测球，对管道壁厚及焊缝的情况进行监测，尽早发现管线存在问题。

(17) 优化管道选址，远离自然灾害易发点，加强管线巡视和标志设置，管道安全防护带内禁止挖沟、取土、开山采石、采矿盖房、建打谷场、蔬菜大棚、饲养场、猪圈等构筑物及其它影响管道巡线和管道维护的物，避免对管线产生破坏影响。在管道穿越区段、阀室等应定期检查，发现问题及时修复，防止事故发生。

(18) 优化区块内各场地施工时序，分散实施，减轻叠加影响。

(19) 服务期满后主要的污染源为拆除地面设施及封井时工人少量生活废

水，以及井筒内残留的采出水可能进一步渗漏，影响深层地下水。闭井期需严格按照相关设计规范做好设备拆除、井管封填、场地恢复等工作，做好施工期工人生活污水收集处置工作，最大限度地减少对地下水环境的影响。

本项目建设运营过程中应通过采取以上源头控制措施，最大限度地保护区块内地下水环境，减轻污染物对地下水的污染。

9.5.2 分区防渗措施

(1) 防治分区划分

本次评价根据本项目在施工期、运营期污染物产生情况、涉污设备构筑物结构特征，在满足地下水导则防渗分区划分要求的基础上，参照执行与项目行业类别及产生污染物种类相关行业污染控制技术标准及规范，如《非常规油气开采污染控制技术规范》（SY/T7482-2020）、《危险废物贮存污染控制标准》（GB 18597-2023）、《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB18599-2020）和《给排水管道工程施工及验收规范》（GB50268-2008）等。根据页岩气钻采场站在建设期和运营期可能产生的污染物情况及构筑物的特征，在钻前工程阶段和采气阶段需将各场地区域划分为重点防渗区、一般防渗区和简单防渗区，并进行相应等级的施工。

(2) 建设期分区防控措施

重点防渗区指重点污染物储存、输送、生产以及固体废弃物堆放过程中的产污环节。一般防渗区指裸露地面的各生产功能单元，对地下水环境有污染的物料或污染物泄漏后，可及时发现和处理的区域或部位。简单防渗区指裸露地面的各生产功能单元，对地下水环境有污染的物料或污染物泄漏后，可及时发现和处理的区域或部位。参照地下水导则，重点污染防治区防渗层的等效防渗性能不低于 6.0m 厚渗透系数为 $1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ 的黏土层；一般污染防治区防渗层等效防渗性能不低于 1.5m 厚渗透系数为 $1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ 的黏土层，简单防渗区达到地面硬化要求即可。

根据以上原则，结合该项目各生产单元的实际情况，将本项目建设期的分区防渗方案如表 9.5-1 和图 9.5-1 所示。

表 9.5-1 井场分区防渗方案

名称	防渗等级	防渗系数要求	防渗措施
油罐、酸罐区及围堰、动力设备区、泥浆循环系统区、泥浆储备罐区、清洁化生产装置区、原辅料暂存区、压裂工艺区、危废暂存间、清洁化堆放区	重点防渗区	防渗系数 ≤1.0×10 ⁻⁷ cm/s,等效黏土防渗层 Mb≥6m	宜从上至下依次采用结构层为 20cm 片 C25 钢筋混凝土面层+20cm 厚砂砾石基层，均刷水泥基防水渗透结晶型材料作防渗防腐处理。
方井区			采用全埋入式砌体结构底板浇筑 C20 素混凝土，厚度小于 300mm，四周侧壁进防水渗透结晶型水泥砂浆抹面处理，然后进行防渗，要求抗渗等级为 P8。
燃烧池、储存池、隔油池			池底开挖整平后铺设 10cm 厚[15 混凝土垫层，然后浇筑 40cm 厚的 C30 防渗钢筋混凝土，防渗等级为 P8，池底总厚度为 50cm。池墙墙身处理:墙身采用 C30 防渗钢筋混凝土，防渗等级为 P8，混凝土采用商品混凝土。防渗防腐处理:池底和内壁清洗后，用水泥基渗透结晶型防水涂料涂刷 2 遍作防腐、防酸处理。
水罐区	一般防渗区	防渗系数 ≤1.0×10 ⁻⁷ cm/s,等效黏土防渗层 Mb≥1.5m	宜采用抗渗混凝土面层（厚度 300mm，抗渗等级为 P6）、砂砾石压（夯）实
场内排水沟			
材料房或材料堆放区、厕所			
值班房、仪器房	简单防渗区	一般地面硬化即可	

图9.5-1 钻井阶段典型井场分区防渗方案

图 9.5-2 压储存改造阶段典型井场分区防渗方案

（3）运营期分区防控措施

运营期站场地下水保护措施以预防为主，在站场固废临时堆放区、污水处理区做好防渗、防漏措施，防止污染物对地下水造成污染，加强生产过程管理，杜绝跑、冒、滴、漏等污染行为。

储存池、井口区等区域应按地下水导则要求进行重点防渗，地面及围堰在满足耐久性要求的同时，需满足基础防腐蚀设计对于基础混凝土强度要求的规

定；防渗措施建议采用抗渗混凝土，抗渗等级达到 P8 要求。

产生、输送污水的工艺流程区、管线等设施地面需进行一般防渗，采取一般防渗后可以减缓污水下渗速率较慢，使得运营期站场发生地下水污染事故的可能性降低。防渗措施建议采用“混凝土+防渗膜”防渗，抗渗等级达到 P6 要求。

站场值班室等其他涉污设施地面需进行简单防渗。本项目运营期的分区防渗方案如表 9.5-2 和图 9.5-3 所示。

表 9.5-2 运营期站场分区防渗方案

名称	防渗等级	防渗系数要求	防渗措施
储存池、井口区等区域	重点防渗区	防渗系数 $\leq 1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$, 等效 黏土防渗层 $Mb \geq 6\text{m}$	宜从上至下依次采用“罐底板、沥青砂绝缘层、砂垫层、防水涂料层、钢筋混凝土承台、混凝土垫层”的防渗方式
产生、输送污水的工艺流程区、管线等设施地面	一般防渗区	防渗系数 $\leq 1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$, 等效 黏土防渗层 $Mb \geq 1.5\text{m}$	宜采用抗渗混凝土面层（厚度 300mm，抗渗等级为 P6）、原土压（夯）实
消防柜、消防沙、杆变、一体化仪器电控撬、仪表风撬、放空区等其他涉污设施地面	简单防渗区	一般地面硬化即可	

图 9.5-3 运营期典型采气平台井站分区防渗方案

（4）其他要求

由于本项目各场站工程内容各阶段不同，部分场地的环保设施属于依托工程，针对上述区域，本次评价针对依托工程的分区防控措施以检验其防渗性能等级为主，如果其防渗性能满足相应等效防渗性的要求，则认为该设施完全可依托，能够满足项目要求防渗的需求；若其防渗性能不满足要求，则按照地下水导则要求重新进行防渗施工处置，使其达到重点防渗区要求。

9.5.3 跟踪监测计划

本项目地下水跟踪监测计划详见 11.4.4。

9.5.4 应急响应措施

本次评价需要结合地下水环境敏感情况，在地下水环境影响识别的基础上，制定地下水污染应急响应预案。预案要明确发生污染情景时采取的切断污染源、污染途径控制、污染现场封闭、污染物截流及收集处置等应急措施，提出防止受污染的地下水进一步扩散的处置方案，同时还要对受污染的地下水提出污染治理的方案。基于上述原则，本项目制定的应急响应措施如下。

（1）制定风险应急预案

制定风险事故应急预案的目的是为了在发生风险事故时，能以最快的速度发挥最大的效能，有序地实施救援，尽快控制事态的发展，降低事故对地下水的污染。因此，建设单位应编制相应的应急方案，并将地下水风险纳入建设单位环境风险事故评估体系中，制定应急预案防止对周围地下水环境造成污染。

（2）成立事故应急对策指挥中心

建设单位应成立由多个部门组成的事故应急对策指挥中心，统筹负责在发生事故后进行统一指挥、协调处理好抢险工作。

（3）建立事故应急通报网络

建设单位应建立事故应急通报网络，由消防部门、环保部门、卫生部门、水利部门及公安部门等组成。若发生事故时，第一时间通知上述部门协作，采取应急防护措施，现场操作人员应立即以无线对讲机或电话向负责人报警；负责人在接报后立即确认事故位置及大小，及时用电话向事故应急对策指挥中心报警；事故应急对策指挥中心在接报后，按照应急指挥程序，立即用电话向环保部门、卫生部门、水利部门以及消防部门发出指示，指挥抢险工作；应急响应的过程可分为接警、判断响应级别、应急启动、控制及救援行动、扩大应急、应急终止和后期处置等步骤。应针对应急响应分步骤制定应急程序，并按事先制定程序指导事故应急响应。

（4）相应的应急措施

本项目在运营期间若发生地下水污染事故，应立即启动应急预案，迅速控制项目区事故现场，切断污染源，对污染场地进行清源处理，同时上报相关部门进行善后。现场根据污染程度启动相应的处置方案，若污染物不能及时收集并进入地下水环境，应立即加密监测井，并通过抽水井形成水力截获带，控制

污染羽，并监测地下水污染物浓度。此外，地下水污染事故发生后，针对受污染的水井及供水居民，建设单位应暂时提供应急水源，针对不能恢复的水源，应为其寻找替代水源，保障区内居民的用水安全。

9.6 土壤污染防治措施

本项目主要通过合理选址、源头控制、分区防渗、工艺优化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

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、集液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，并妥善处理，避免污染土壤环境。

9.6.2 运营期控制措施

(1) 站场

①运行期采气平台井站要做好站场的日常巡查工作，避免管线的泄漏，从源头将污染物泄漏对地下水影响降到最低限度。

②采气站内污水罐、集液池均设置空高要求，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、集液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

运行期加强对气田水管线的日常巡查工作，避免气田水管线的泄漏，并建立事故上报制度，从源头将污染物泄漏对地下水影响降到最低限度。

以上控制措施能从源头、过程中有效地控制和减少污染物对土壤的污染，技术上措施可行。

9.6.3 跟踪监测计划

本项目井场、站场周边存在耕地等土壤环境敏感目标，为了及时准确掌握评价范围内土壤环境质量状况和土壤中污染物的动态变化，需要针对性开展土壤环境跟踪监测。依据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》

（HJ964-2018）跟踪监测原则及要求，对于二级评价建设项目，跟踪监测点位应布设在重点影响区和土壤环境敏感目标附近，监测指标应选择建设项目特征因子，每 5 年内开展 1 次，结合环境管理对监测工作的需要，本项目应选择具有相关资质的监测机构和人员进行监测，监测的指标按国家现行的检测标准进行检测。本次评价土壤跟踪监测因子及点位设置、监测频次等土壤环境管理和

监测内容详见本报告土壤监测计划。

9.6.4 土壤污染应急响应

项目建设运营期间在雨天发生泄漏或可能发生外溢事故时，应提前安排调度罐车对废水进行外运回用处理。泄漏进入农田的，应堵住农田缺口，挖坑收集，防止流入地表水污染水体。对受污染土壤表层土进行剥离收集安全处置，对受污染农田水处理达标排放。对庄稼造成的经济影响进行补偿，避免造成环境纠纷。发生事故后应及时通报当地环保部门，并积极配合环保部门抢险。

9.7 温室气体防控措施

为贯彻《中华人民共和国国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》、《中共中央 国务院关于完整准确全面贯彻新发展理念做好碳达峰碳中和工作的意见》，落实积极应对气候变化国家战略，强化大气污染防治与甲烷排放控制协同，科学、合理、有序控制甲烷排放，生态环境部联合有关部门制定了《甲烷排放控制行动方案》，方案中对油气田开发企业也提出来了具体要求，具体包括以下内容：“1）强化甲烷综合利用。促进油气田放空甲烷排放管控，鼓励企业因地制宜开展伴生气与放空气回收利用，不能回收或难以回收的，应经燃烧后放空。鼓励引导煤炭企业加大煤矿瓦斯抽采利用。到 2025 年，煤矿瓦斯年利用量达到 60 亿立方米；到 2030 年，油田伴生气集气率达到国际先进水平。2）推动逐步减少油气系统常规火炬。优化油气田地面工程建设与管理，减少火炬系统天然气燃烧量。科学规划设计新建油气作业项目，在确保生产安全的基础上，努力逐步减少常规火炬燃放”。针对方案中提出的要求，本项目拟采取以下措施减少油气田开发过程中温室气体的排放。

（1）减少化石燃料燃烧排放

项目钻井期间按最不利影响考虑，钻井期间全部采用柴油发电机供电，项目柴油燃烧排放量为 50321.960 tCO₂e，占排放总量的 37.74%，主要是柴油机及发电机燃烧柴油供电。建议有条件情况下优先采用网电供电。

（2）减少测试气燃烧排放

根据环境、气象及生产负荷波动情况建立火炬系统燃烧管控方案，合理控制燃气量。建议对测试气进行回收，减少碳排放。

（3）减少各井站甲烷逸散排放

- ①加强井口装置的定期维护保养，有效减少 CH₄ 的逸散；
- ②根据需要，不使用或少使用 CO₂ 灭火器。
- ③对老井站事故检修天然气建议点火后燃烧，减少 CH₄ 的排放。

（4）减少净外购电力排放

项目主要用能设备的选型、参数和能效等级要求应达到《电动机能效限定值及能效等级》（GB 18613-2020）等标准要求，不低于 2 级能效的产品，并参考《节能机电产品推荐目录》规定来选择高效节能产品。

根据标准《气田地面工程设计节能技术规范》（SY/T 6331-2013）中规定，对负荷变化较大或调节频繁的三相异步电动机驱动设备宜采用调速装置，建议循环水冷却塔风机、消防水泵、锅炉鼓引风机采用变频调速装置，便于根据负荷情况调整，节约电能，降低碳排放量。

9.8 生态环境保护措施

9.8.1 施工期生态环境影响减缓措施

（1）对土地占用的减缓措施

①合理规划占地范围

永久占地，尽量利用原有井场占地，减少新增占地面积，新建井场严格控制占地面积。施工道路尽量利用原有公路，若无原有公路，则要根据设计方案，先修道路，后设点作业的原则进行。管线尽量沿公路侧平行布置，便于施工及运营期检修维护，避免修筑专门施工便道。

②严格控制占地范围

工作业带宽度、管线敷设施工的宽度控制在设计标准范围内，严禁超过标准施工作业带宽度，根据实际情况尽量缩小作业带宽度，特别是在生态公益林范围内施工，施工作业带宽度控制在 8m 的范围内，尽可能采用小型机械设备和人工开挖，以减少管线敷设临时占地的影响范围。对管沟开挖的土壤做分层堆放，分层回填压实，井场产生表土分别就近堆存于井场周边设置的表土堆场内，管沟开挖时的土石方堆放在管沟两侧施工作业带范围内，不得堆放在其他未经允许堆放的区域。

③严格把控占地时间

对耕地的占用时，应根据当地农业活动特点，因地制宜地选择施工季节，尽量避开农作物的生长期和收获期，且应提高施工效率，缩短施工时间，同时采取边铺设管道边分层覆土的措施，减少裸地的暴露时间，保持耕作层肥力，缩短农业生产季节的损失。

（2）对水土流失的减缓措施

①采取工程措施降低水力侵蚀

井场钻前工程基础施工时应在施工段做好截水沟、排水沟等排水及防渗漏设施，特别是雨季施工应加强这方面的工作，以避免松散土水载、冲刷、填埋农作物，淤塞河沟、污染水系。在开挖时应做到分层开挖，并堆放于指定的表土堆场，修建挡拦设施防止水土流失。

施工道路尽量依托已有道路，新建道路内侧修筑排水沟，外侧修筑浆砌石挡土墙进行防护。对管沟回填后多余的土严禁大量集中弃置，应均匀分散在管线中心两侧，并使管沟与周围自然地表形成平滑过度，不得形成汇水环境，防止水土流失。管线所经地段的原始地表存在局部凹地时，若有集水的可能，需采用管沟多余土或借土填高以防地表水汇集。对敷设在较平坦地段的管道，应在地貌恢复后使管沟与附近地表自然过渡，回填土与周围地表坡向保持一致，严禁在管沟两侧有集水环境存在。

②维护植被覆盖率

在施工期，尽最大努力降低对乔木林、灌木林、草地等植被的破坏，施工结束后，及时对临时占地区域进行植被恢复，维护区域植被覆盖率，减少区域水土流失状况。

（3）对陆生植被的减缓措施

①合法合规占用林地

对占用林地路段，需经同级人民政府同意，报林业主管部门批准后，按有关规定如《中华人民共和国森林法》、《四川省林地管理办法》等办理用地审核、林木采伐审批手续，并进行补偿。

②加强施工人员的环保意识

施工期加强《中华人民共和国森林法》、《中华人民共和国野生植物保护条例》有关对保护野生动植物的宣传力度，大力宣传保护植物的重要性。施工过程中张贴动植物保护告示或设置警示牌，不得随意砍伐植物，在开挖的工程中，如发现有国家重点保护植物，要报告当地环保部门，立即组织挽救，移栽他处。

③尽量减少临时用地的植被破坏

不设施工伴行道路，尽量利用现有施工作业带（区）运管。已设的便道宽度严格按设计要求控制；工程施工依托就近的民房、院坝、建筑空地，集输工程不设置临时施工营地，减少因征用土地而对植被和土地造成影响或破坏。

④保护珍稀保护植物及古树名木

根据文献资料、现场调查及访问，本项目井、站场占地范围未发现国家重点保护野生植物及古树名木分布。本项目应制定重点保护野生动植物保护方案，管线施工过程中若发现珍稀保护植物及古树名木，应停止施工，立即按照保护方案采取保护措施，禁止一切对珍稀保护植物及古树名木造成破坏、砍伐的行为。

⑤及时开展植被恢复工作

施工结束后及时对临时占地进行植被恢复工作，视沿线因地制宜实施：原为农田段，复垦后恢复农业种植；原为林地段，原则上复垦后恢复林地，不能恢复的应结合当地生态环境建设的具体要求，可考虑植草绿化。根据《中华人民共和国石油天然气管道保护法》的规定：在管道线路中心线两侧各五米地域范围内，禁止种植乔木、灌木、藤类、芦苇、竹子或者其他根系深达管道埋设部位可能损坏管道防腐层的深根植物，对这一范围内的林地穿越段，林地损失应按照“占一补一”的原则进行经济补偿和生态补偿。林地穿越段两侧各 5m 范围内以植草绿化为主，必要时可考虑浅根性半灌木、灌木绿化；林地穿越段两侧各 5m 以外的施工扰动区以植树绿化为主，树种尽量选择树冠开阔型，一定程度上有利于弥补因工程穿越所造成的林带景观分割。植物恢复措施物种禁止选取入侵物种。

（4）对陆生动物的减缓措施

①减缓对动物栖息环境的影响

本项目在选址、选线时最大程度地避开林地，尽可能不破坏区域森林植被，施工严格控制施工作业带，减少施工过程所造成的植被破坏，保护野生动物赖以生存的植被环境。

②降低对动物活动的干扰

减少夜间作业，避免灯光、噪声对夜间动物活动的惊扰；在经过林地进行施工时，优化施工方案，抓紧施工进度，缩短在林区内的施工作业时间，尽量减少对野生动物的影响；施工工期尽量避开动物的繁殖期，尤其是避开鸟类繁殖季节，同时尽量避免早晚鸟类活动的时间进行施工。

③加强对重点保护野生动物保护宣传

工过程中对施工人员加强《中华人民共和国野生动物保护法》、《中华人民共和国森林法》有关对重点保护野生动物的宣传力度，大力宣传保护重点保护野生动物的重要性和损坏、诱捕重点保护野生动物的惩罚条例，不得随意捕猎、驯养重点保护野生动物。

④恢复动物栖息环境

施工结束后及时进行植被恢复，改善野生动物的栖息环境。工程中造成的植被破坏及野生动物栖息地损失，仅靠生物群落的自然演替恢复速度较慢。因此，施工结束后，应立即开展植被恢复，营造野生动物生境，恢复施工范围内野生动物资源。

（5）对水生生态的减缓措施

①合理选择施工时间

为保证河流穿越工程能够高效的进行，应合理选择施工工期，尽量选在枯水季节 12 月至次年 2 月的时间段；同时应尽量避免鱼类的繁殖产卵期 3~6 月，避免对鱼类产卵造成影响；在施工的过程中，还应提高作业效率，缩短河流穿越工程施工作业时间。

②严格控制施工范围

严格将施工控制于划定的范围之内，以免对河流造成大面积的破坏，加剧生态系统的破碎化；施工用料堆放应远离水源和其它水体，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。

③保持河道的联通性

废弃的土石方应堆放在远离水体的指定地点，严禁弃入河道或河滩，淤塞河道；施工结束后要尽快恢复河道的畅通。

④降低对水体的扰动河水水质污染

降低对水体的影响分为降低对水体的扰动和对水质的破坏。水域附近施工时，尽最大努力降低施工区域的水体扰动程度，禁止因非施工需要的大范围水体扰动。施工场地污水不得直接排入沿线河流；施工时所产生的废油及其他废物，严禁倾倒或抛入水体；不得在水体附近清洗施工器具、机械等，以降低对水质的影响程度，进而降低对水生生物的影响。

⑤加强施工管理

加强施工管理，穿越施工过程中的产生的生活垃圾、生活废水等废物应妥善收集并处理，禁止外排或随意丢弃。保证使用的各类机械在安全、良好的状态下运行，防止施工机械或设备漏油事故发生。加强对施工人员教育和管理，禁止捕捞鱼类等各种水生生物。

⑥及时恢复河床

施工结束后，清理垃圾和多余的填方土，保持原有地表高度，恢复河床原貌，以保护水生生态系统的完整性。

9.8.2 运营期生态环境影响减缓措施

工程在正常运营期间，除少量的管道维护外，基本上不会对生态环境形成干扰。主要生态保护措施为生态恢复及加强管理。

(1) 生态恢复措施

项目运营期，施工结束后种植的植被暂未完全恢复。在集输管线沿线区域加强对临时占地区域的植被恢复工程的保护，发现植被恢复受阻，如死亡的林木等，要进行植被的补植补种；森林的管护和抚育，提供森林植被的水源涵养能力，针对管线建设所形成的廊道，应制定严格的管理措施，严格限制人员进入廊道和实施与管道管理和森林保护无关的活动。

(2) 运营管理措施

运营期，加强巡护人员管理及生态环境保护知识的宣传，禁止巡护人员对管线沿线植被、陆生和水生动物的破坏，禁止乱扔乱丢垃圾，禁止破坏和随意践踏已恢复或正在恢复中的植被。

9.8.3 退役期生态保护措施

气井停采后应按照《废弃井及长停井处置指南》（SY/T 6646-2006）等技术要求对井口进行封堵。封堵后对地面设施拆除、永久性占地范围内水泥平台或砂砾石铺垫清理，随后进行复垦。硬化物拆除以后，平整场地，对压实的土地进行翻松，松土厚度为 30cm。土方松动后将保存的剥离表土铺覆于复垦区，覆土厚度一般为 50~60cm，最后种植农作物，井区损毁土地尽可能地复垦为原土地利用类型。

9.9 环保设施及投资估算

本次产能建设项目由若干单项工程建设实施，为便于单项工程环保竣工验收，本评价将本次产能建设所涉及的各项工程分为钻井井场和采气平台井站和集输管线分别估算各单项工程环保投资。

本工程环保措施投资估算见表 9.8-1~4。

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	全部回用于区块内部	***
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	全部回用于区块内	***
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			365

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	全部回用于区块内部	***
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	全部回用于区块内部	***

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理	***
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 9.8-3 单个采气平台井站环保投资估算表 单位：万元

序号	污染源名称	治理措施	投 资
施工期			
一	大气污染防治措施		
1	施工扬尘	推广湿式作业，清洗进出施工场地车辆	***
二	废水污染防治措施		
1	场地施工废水、站场管线试压废水	沉淀池、沉砂池	***
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	通过管线输送至各站场，优先回用于区块内压裂用水，不能回用的部分外运回注处理	***

三	噪声防治措施		
1	设备噪声	控制采气配产规模，降低气体流速；合理优化平面布局，充分利用空间距离减轻对较近居民点影响	***
四	固体废物防治措施		
1	除砂器废渣	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 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）		工程 投资
运行期			
一	风险防范措施		
1	环境风险防范及应急响应	均依托相应采气平台井站	/
二	环境监测与管理		
1	环境管理	环境管理、宣传、自行竣工环保验收	工程 投资
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 个采气平台井站，15 条集输管线。本工程泸 201 井区产能建设工程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	7	***	***
采气平台井站	7		***	***
集输管线	15		***	***
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。

本工程建设将加快泸 201 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

本次拟建泸 201 井区产能建设工程建成后产能***亿 m^3/a , 以当前市场天

然气价格 1.275 元/m³ 计，不考虑补贴，年产值可达***亿元。

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使用无污染或低污染的优质能源替代煤炭。天然气相对煤、原油等能源的环境效益最好，天然气燃烧造成的污染大约为原油的 1/40，为煤炭的 1/800。根据监测，燃烧天然气排放的 CO、NO₂、灰分大大低于煤和原油的排放量。本项目的建设将会减少煤炭或者石油的使用，减少环境空气污染物的排放量，改善环境空气质量，由此带来的环境效益十分显著。

(2) 降低由环境空气污染引起的疾病

根据国内外统计资料介绍，环境空气污染可导致的疾病主要有慢性气管炎、哮喘、肺癌等。污染区（按二氧化硫超过国家二级标准计）比清洁区慢性气管炎发病率高 9.4‰，肺心病发病率高 11‰。

(3) 减少污染处理费用

根据研究表明，以天然气置换煤作燃料，每利用 1×10⁸m³ 天然气可减少 SO₂ 排放量约 1210t，减少 NO_x 排放量约 1650t，减少烟尘排放量约 4070t。本区块建成后预计产能为 14.85 亿 m³/年，以此推算，每年可减少 SO₂ 排放量约 1.80 万 t，减少 NO_x 排放量约 2.45 万 t，减少烟尘排放量约 6.04 万 t。根据现有治理技术水平，处理 SO₂、NO_x 和烟尘所需费用分别为 1.26 元/kg、1.26 元/kg 和 0.15 元/kg，本项目建设后每年可节约 0.63 亿元的污染物治理费用，其中 SO₂ 治理费 2264 万元/a、NO_x 治理费 3087 万元/a、烟尘治理费 906.6 万元/a，详见表 10.3-1。

表 10.3-1 页岩气替代煤炭燃料可减少污染治理费用表

污染物	治理费用	天然气替代燃	本项目可减	本项目可节约费	区块页岩气

	(元/吨)	煤减排量 (吨/ 亿方天然气)	排量 (t/年)	用 (万元/年)	产能 (亿方/ 年)
二氧化硫	***	***	***	***	***
氮氧化物	***	***	***	***	***
烟尘	***	***	***	***	***
小计 (亿元)				***	

可见,本工程建成对于加速利用天然气资源,减少大气污染物排放,具有巨大的环境效益。

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***亿方/年。可有效改善地区的环境空气质量,减少慢性气管炎、肺心病等疾病的发病率,以及减少由此发生的医疗费支出,此外,用管道输送页岩气还可减少运输带来的环境污染。

由此可见,本工程实施后所带来的经济效益、社会效益和环境效益,比本工程施工中所造成的直接环境、经济损失要大得多。因此,本工程实施后所产生的经济效益、社会效益和环境效益是显著的。

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 and 环境保护方案，避免破坏穿越设施，并降低穿越施工的环境影响。

(8)对场地隐蔽工程（尤其是重点防控区的防渗层施工），严格按照施工设计施工，确保工程质量，确保防渗性能满足《石油化工工程防渗技术规范》（GB/T50934-2013）要求；钻井施工中重点监督检查随钻处理环保措施的执行和运行情况，确保措施有效、可靠、可行。

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

施工期和运营期仅针对若有噪声投诉期间进行，噪声监测计划见下表 11.4-2。

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
施工期	环境敏感点噪声	投诉单项工程 厂界、投诉点	厂界噪声、 投诉点等效声级	投诉期间 1 次，连续两天，昼夜各 1 次
运营期	厂界及环境敏感点声环境	投诉单项工程 厂界、投诉点	厂界噪声、 投诉点等效声级	投诉期间 1 次，连续两天，昼夜各 1 次

11.4.3 土壤监测计划

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018），评价工作等级为二级的每 5 年内开展 1 次跟踪监测，结合《排污单位自行监测技术指南 陆上石油天然气开采工业》（HJ 1248-2022），针对本项目特点，制定土壤监测计划，见下表 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	
施工期结束	根据实际情况选择井场所在位置	pH、石油类、石油烃(C ₆ ~C ₉)、石油烃(C ₁₀ ~C ₄₀)、汞、砷、六价铬、氯化物、硫酸盐、钡	施工期结束后开展 1 次	
	井场周边 200m 范围内的耕地			
运营期	采气平台所在位置			运营后每 5 年开展 1 次
	井站周边 200m 范围内的耕地			
备注：当监测指标出现异常时，可按照 GB36600 的表 1 中的污染物项目开展监测				

11.4.4 地下水跟踪监测计划

为了及时发现地下水污染事故并采取相应的措施，最大限度地降低对地下水环境的污染，本项目在施工期和运营期应建立完善的环境保护监控计划体系，设立地下水监测小组或者委托专业的资质机构完成，负责对地下水环境监测和管理。

根据地下水导则和石油天然气导则监测要求，本项目的地下水跟踪监测计划设置在分析了各场地所在水文地质单元地下水补径排特征的基础上，重点考虑了各场地下游分布的地下水保护目标，使得各监测点能够及时准确掌握场址及下游地区地下水环境质量动态变化情况，为本项目地下水污染防治工作提供依据。同时，本次跟踪监测方案设置还参照《地下水环境监测技术规范》（HJ/T164-2020）、《页岩气开发工程地下水环境监测技术规范》（NB/T10848-2021）和《工业企业土壤和地下水自行监测 技术指南（试行）》（HJ 1209—2021）等要求，基于上述原则，本项目地下水跟踪监测计划设置如下。

监测点布设：本次跟踪监测点布设在原有现状监测点位分布的基础上，结合各场地上、中、下游位置和地下水补径排特征，同时兼顾各场地评价范围内地下水保护目标分布，保证每个场地上、下游各分布一个跟踪监测点的最低标准。本项目共布设地下水环境跟踪监测点 36 个，见图 11.5-1、表 11.5-4。

监测因子：色、嗅和味、pH、石油类、氨氮、砷、铅、钡、六价铬、氯化物、氟化物、溶解性总固体、硫化物、耗氧量、总硬度、挥发性酚类、COD。

监测频率：每年监测一次；发现有地下水污染现象时需加密采样频次；结

[illegible]

11.4.5 生态监测计划

根据《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022），可开展常规生态监测，监测因子、方法、频次、点位等详见表 11.4-6。

表 11.4-6 生态监测计划

监测对象	监测因子	监测方法	监测频次	监测点位
乔木	植物种类、 生长状态、 物种多样性、 覆盖度	可参照《生物多样性观测技术导则陆生维管植物》执行	建议在运行后的每 3-5 年在开展后评价过程中进行，选择植物生长旺盛期。	根据建设情况选取代表性井场及管线周边各 3 个样方。本次评价推荐井场为泸 201H1（可根据实际情况合理选择其他井场）；管线为泸 226~泸 201H8 占用生态公益林段（可根据实际情况合理选择其他管线）

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,并按照国家生态环境部门相关规定定期向相关部门汇报并备案。如发现异常或发生事故,加密监测频次,并根据污染物特征增加监测项目,并分析污染原因,确定泄漏污染源,及时采取应急措施。同时将包括“建设项目特征因子的地下水环境监测值”在内的信息上报至相

关部门。

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 采气平台井站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	
		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、自 23 井、镇 2 井和桐 8 井回注或有处理能力且环保手续齐全的单位进行处置。
		生活污水	钻井、压裂期间生活污水收集处理后转运就近乡镇污水处理厂处理，无废水直接外排。
	废气	钻井废气	无固定、长期污染源，区域环境功能未发生改变
		放空废气	清管、检修废气经站场放空管排放；事故放空废气经放空管燃烧后排放
	固废	水基钻井固废	经“不落地”随钻处理工艺处理后，外运用于制砖、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	完钻后交由钻井队综合利用或交由有资质单位妥善处置

		险废物	
		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	气田水	污水收集预处理设施	优先区域回用，不能利用的转运至阳 33 井、自 23 井、镇 2 井和桐 8 井回注或有处理能力且环保手续齐全的单位进行处置	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	站场内集液池池体预留 15% 的空白容积，并采取重点防渗，污水罐及各水池的底部和四周均采取防腐、防渗处理；采用合格的输气管材、气田水管线管材，施工质量满足相应标准要求	污废水全部收集处理，最终无法处置的回注至阳 33 井、自 23 井、镇 2 井和桐 8 井
环境空气		页岩气放空	放空系统	采气平台井站设置放空系统，用于页岩气应急放空燃烧排放。	妥善处置，减小对环境空气的影响
噪声		厂界噪声	站场合理布置，选用低噪声设备	各站场内合理布置噪声设备，选用低噪声设备，保持设备正常运行	厂界噪声满足昼间 60dB（A）、夜间 50dB（A）要求
固废	施工期	施工废料	回收利用	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				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				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 结论及建议

12.1 项目概况

泸 201 井区产能建设工程位于泸州市（江阳区、龙马潭区、泸县）、宜宾市（江安县）和自贡市（富顺县），建设内容包括：新建页岩气钻井平台 7 座，新增 32 口页岩气井钻井，建设采气平台 17 座，实施 46 页岩气井采气，其中 7 座为本次钻井转采气平台，10 座平台为试采转正式采气平台；并配套建设地面集输管线工程，新建集气管线 8 条，共计 38.89km，气田水管线 6 条，共计 41.62km，其中 25.86km 气田水管道与集气管道同沟敷设，其余 28.79km 公里单管埋地敷设；预计新建页岩气产能建设规模为***亿 m³/a。

本项目区块页岩气产能建设规模为***亿 m³/a，开采气种为页岩气，目的层为龙马溪组。

12.2 外环境现状和环境保护目标

根据现场调查及与四川省泸州市（江阳区、龙马潭区、泸县）、宜宾市（江安县）和自贡市（富顺县）相关部门对接情况，本项目区块范围内不涉及生态保护红线，泸 201 井区产能建设工程区块范围内分布的环境敏感区有乡镇集中式饮用水源、永久基本农田、文物保护单位；区块周围的敏感区主要有乡镇集中式饮用水源保护区。。

本项目区块所在范围内有沱江、濑溪河流穿过区块，其它小型河流主要水体为利水河、和尚洞河及部分小型河沟和水渠，区块范围内分布有 2 处集中式饮用水源，但各单项目工程均不涉及饮用水源保护区。

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侏罗系蓬莱镇组、遂宁组、上沙溪庙组、下沙溪庙组、自流井组裂隙孔隙含水层和零星分布的第四系孔隙含水层及其他可能具有供水价值的含水层。

生态保护目标主要为生态评价范围（站场外扩 2~3km，集输管线两侧外扩 500m 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) 泸 201 井区开发现状

泸 201 井区产能建设工程为新开发页岩气区块，2022 年 5 月实施第一口探勘评价井，截至 2024 年 1 月，泸 201 井区产能建设工程区块范围内开钻 10 个平台 14 口井，目前尚未形成正式产能，已开钻的 10 个平台采气阶段纳入本次评价。

(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

本项目所处宜宾市（江安县）2021 年属于环境空气质量不达标区，泸州市（江阳区、龙马潭区、泸县）、自贡市（富顺县）区域 2022 年属于环境空气质量不达标区；泸州市目前已制定《泸州市大气环境质量限期达标规划（2018-2025 年）》、自贡市目前已制定《自贡市大气环境质量限期达标规划的通知》（自府发〔2018〕16 号）、宜宾市目前已制定《大气污染防治精细化管控方案》；项目对区域的环境空气质量进行了补充监测以及引用相关监测数据，监测因子非甲烷总烃监测值结果能满足《大气污染物综合排放标准详解》中制定非甲烷总烃排放标准时选用的环境质量标准。项目区环境质量较好。

(2) 地表水环境

本项目所在区域属于长江水系，主要地表水体为南井河、石鹿溪（久桥河（石鹿溪））和尚洞河。根据本次评价对管线穿越久桥河（石鹿溪）

断面现状监测，BOD₅ 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

本次地下水位调查点共有 311 个，本项目共设置了 74 个地下水水质监测点，本次评价监测因子监测结果均满足地下水 III 类水质量标准，总体上区域内地下水环境整体较好。

（4）声环境质量现状

根据本次评价监测结果，各环境噪声监测点监测值满足《声环境质量标准》(GB3096-2008)中相应功能区标准要求。

（5）土壤环境质量现状

项目所在区域内土壤主要分布有石灰性紫色土、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大部分位于四川省泸州市（江阳区、龙马潭区、泸县）、宜宾市（江安县）和自贡市（富顺县），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。区块范围内主要包括森林生态系统、湿地生态系统、农田生态系统，城镇生态系统等，以农田生态系统为主。评价范围内有国家二级公益林，无天然林存在，区域受人类活动的干扰较大，重点保护野生动物较少。评价范围内无重要水生生物的自然产卵场、索饵场、越冬场和洄游通道等重要生境。

本项目各工程不占用自然保护区、风景名胜区、世界文化和自然遗产地等特殊保护区，不占用重点保护野生动物的重要栖息地、迁徙通道等，不占用国家重要湿地、省级重要湿地、一般湿地等湿地保护区，项目占地不涉及文物保护单位，未在饮用水水源地保护范围内。占地类型主要为耕地，项目占地范围内无珍稀保护野生植物存在，无古树名木存在，不存在国家和地方政府列入拯救保护的极小种群野生植物分布。

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，若发现国家及四川省重点保护野生动植物，应停止施工，立即按照保护方案采取保护措施。采取措施后，对珍稀保护野生动物的影响均较小。

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，采用围堰导流施工，尽量避开鱼类避开翘嘴鲇、蒙古鲇繁殖期（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。

但本次新建各钻井平台及集输管道均不涉及风景名胜区、自然保护

区、森林公园等生态敏感区，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、压裂返排液等废水全部回用，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，对环境的影响较小。

（6）施工期土壤环境影响分析

页岩气勘探开发过程中对土壤的影响主要是事故情况下废水或固废处理不当而造成的土壤环境污染，本项目针对各种事故情境下的废水或固废泄漏情况均采取了相应的应急预案及风险防范措施，可将事故情况下废水或固废处理不当而造成土壤环境污染的可能性降至最低，本项目实施对区域的土壤环境影响可接受。

（7）施工期地下水环境影响

根据地下水导则，本项目施工期评价等级为二级，结合预测分析结果，在认真落实各项地下水污染防治措施的基础上，本项目施工期对当地地下水环境影响较小，从地下水环境保护角度而言，该项目建设可行。

地下水建议：发生地下水污染事故时，加强跟踪监测，对受影响的水源，寻找替代水源，第一时间解决居民供水问题；严格执行巡查巡视制度、定期监测集液池池体防渗性能、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块内压裂调配用水，无法回用部分转运至阳 33 井、自 23 井、镇 2 井和桐 8 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，暂存于站场内集液池（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

本项目各采气平台井站均采用标准化、模块化生产设备，页岩气采输

工艺与区块内已运行的各场站相同，处理规模相近，各采气井站运行期无高噪声设备。

本项目各采气平台井站均采用标准化、模块化生产工艺，各采气平台井站无高噪声设备，正常工况下，采气平台井站场界噪声能满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB 12348-2008）2 类标准要求；各站场周边敏感点噪声监测值均满足《声环境质量标准》(GB3096-2008)2 类标准。

(4) 固体废物环境影响分析

本项目采气平台井站运营期除砂器产生的废渣、清管废渣、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。各单项工程产生的固体废物去向明确，充分做到了资源化、减量化、无害化，不会产生二次污染，环境可接受。

(5) 土壤环境影响分析

各站场运营期污染物主要通过地面漫流、垂直入渗途径污染土壤。通过采取各项严格的源头控制措施、分区防渗措施及跟踪监测计划后，各站场运营期通过各类途径污染土壤的可能性较小。

(6) 生态环境影响分析

运行期项目生态影响体现在永久占地的影响。项目永久占地面积较小，且以占用耕地及现有井场用地为主，项目运营期永久占地造成植被的损失较小。新建站场主要位于农业生态环境，且已有大量开发建设活动，区域野生动物多为常见物种，为常见啮齿类和爬行类动物，周围具有适合其生存的相似生境，项目运营期对野生动物影响很小。运行期，管线沿线植被逐渐恢复，对生态系统的分割效应减小，站场等永久占地面积较小，不会对区域生物量的大量损失，站场等放空噪声会对周边动物造成一定影响，但持续时间较短，动物可通过移动来减弱对自身的影响，但不会影响生物的多样性，也不会破坏整个生态系统的结构和稳定性，故项目运营期对生态系统影响较小

(7) 运营期地下水环境影响

根据地下水导则，本项目施工期评价等级为二级，结合预测分析结果，在认真落实各项地下水污染防治措施的基础上，本项目施工期对当地地下

水环境影响较小，从地下水环境保护角度而言，该项目建设可行。

地下水建议：发生地下水污染事故时，加强跟踪监测，对受影响的水源，寻找替代水源，第一时间解决居民供水问题；严格执行巡查巡视制度、定期监测集液池池体防渗性能、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，区块内已建井场和在建井场均未发生井场放喷失控事故，各个危险单元前后设置了紧急隔离系统，泄漏事故页岩气和污水泄漏时间短，事故发生的概率极低。在采取积极的风险防范措施，并制定有效的应急预案后，环境风险总体可控。

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、压裂返排液全部回用于区块内钻井泥浆和压裂液配置用水；钻井及压裂期间生活污水经井场移动式厕所收集后拉运地方城镇污水处理厂。

运营期，各采气平台井站气田水、清管废水优先回用于区块内压裂液配置用水，无法回用部分外运区域阳 33 井、自 23 井、镇 2 井、桐 8 井和寺 47 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、自 23 井、镇 2 井、桐 8 井和寺 47 井是可行的。

本项目施工及运行期间均无废水外排。结合区块内已实施平台经验，项目拟实施水污染防治环保措施成熟、可靠，具有可行性和有效性。

（2）大气污染防治措施及可行性分析

施工期设置施工围栏、专门库房堆放水泥等易产尘原辅材料，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，施工期大气污染防治措施有效、可行。

采气平台井站清管、检修废气经放空管排放，采气平台井站事故废气事故废气经放空管燃烧后排放，均为页岩气开发项目处理过程中常用的处置措施，已在建设单位同类型工程项目中广泛应用，各节点废气均能做到达标排放，不会改变区域环境功能，废气处理措施合理、可行。

退役期的井场不再生产，气压很低，有时可能有少量页岩气泄漏。首先利用钻井过程中套管及套管壁用水泥固封页岩气产层，防止页岩气串入其他地层。同时在油管射孔段的上部注水泥形成水泥塞面封隔气井，防止页岩气泄漏，对环境的影响很小。

(3) 噪声防治措施及有效性

施工期：本项目单项工程施工期较短，采取各种噪声控制措施后，对当地声环境的影响是可以接受的，噪声污染控制措施可行。本项目钻井工程采用网电，仅停电情况下采用的柴油发电机，修建带隔音功能的活动板房隔声，安装减振垫层和阻尼涂料。在实际施工时，针对实际监测噪声值超标的居民采取协商补偿、临时撤离（可租用当地民房、在噪声达标距离之外进行妥善安置）等噪声防治措施，取得居民谅解，避免环保纠纷。测试放喷等短期噪声影响，虽影响程度大，但由于影响时间太短，重点做好对居民的解释和沟通工作，争取受影响居民的理解，避免噪声扰民投诉。

运行期：场内设备选用低噪声设备；分离器汇管采取放大管径，降低流速措施降噪，合理站场平面布置，高噪声工艺设施可尽量布置在站场工艺区中央。通过区域已实施平台采气平台井站运营期噪声环境影响实际情况分析，本项目各站场运营期采取上述措施后，运营期噪声对外环境影响小，环境影响可控制在当地环境可接受范围内，处理措施有效、可行。

项目结束后，将对退役井站实施永久封堵和废弃，各井站和管线噪声源将不存在，其周围声环境质量将恢复到项目建设前的水平。

(4) 固体废物处置措施及可行性

施工期：本项目施工期剥离的表土用于施工结束后的临时占地恢复用

土，土石方实现挖填平衡，无弃方产生；水基钻井固废外运至环保手续齐备且有处理能力的单位资源化利用处置；油基钻井固废采用吨袋收集后交由有资质单位进行处理；施工废料、废包装材料回收利用；废油在井场的危废暂存间储存，完井后交由相应危险废物处理资质的单位处置；生活垃圾存放在生活区修建的垃圾池中，定期按当地环卫部门相关要求实施统一妥善处置；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：本项目采气平台井站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由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。

本项目各站场固废处理措施均为页岩气开发项目中常用的处置措施，已在区块内同类型页岩气开采项目中广泛应用，各节点固废均能做到妥善处置，不外排，不改变区域环境功能，固废处理措施合理、可行。

12.9 总量控制

本项目为页岩气产能建设工程，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

泸 201 井区产能建设工程的建设符合国家、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，泸 201 井区产能建设工程是可行的。

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。