阳101井区产能建设工程（三期）

环境影响报告书

（公示版）

建设单位：四川泸州页岩气勘探开发有限责任公司

编制单位：国潍（北京）环保工程技术有限公司

编制时间：二〇二四年二月

目　　录

1 概述.....1
1.1 项目由来.....1
1.2 建设项目特点.....1
1.3 环境影响评价工作过程.....2
1.4 分析判定的相关情况.....3
1.5 关注的主要环境问题及环境影响.....4
1.6 环境影响评价的主要结论.....5
2 总则.....6
2.1 评价目的.....6
2.2 评价原则.....6
2.3 编制依据.....7
2.4 与相关规划和政策的符合性分析.....13
2.5 环境影响要素识别和评价因子筛选.....46
2.6 环境功能区划.....51
2.7 执行标准.....52
2.8 评价工作等级与评价范围.....57
2.9 环境保护目标.....70
3 区域开发现状及回顾性评价.....81
3.1 阳 101 井区开发总体情况.....81
3.2 阳 101 井区现有工程开发现状.....88
3.3 现有工程环保手续履行情况.....95
3.4 现有工程环评批复及验收意见落实情况.....97
3.5 现有工程环境影响回顾性分析.....106
3.6 现有工程污染物排放情况.....117
3.7 现有工程存在的主要环境问题及整改措施.....125
4 项目概况.....126
4.1 项目基本情况.....126

4.2 气藏开发方案.....126
4.3 项目建设内容.....130
4.4 主要设备和原辅材料.....141
4.5 工程占地及土石方平衡.....146
4.6 公辅工程.....147
4.7 劳动定员及生产天数.....150
4.8 依托工程.....150
5 工程分析.....151
5.1 施工期工程分析.....151
5.2 运营期工程分析.....185
5.3 退役期污染源及污染物排放情况.....191
5.4 温室气体排放量.....192
5.5 工程产排污情况总体水平.....192
5.6 总量控制.....195
5.7 污染物排放“三本账”.....195
6 环境现状调查与评价.....197
6.1 自然环境概况.....197
6.2 环境质量现状调查与评价.....207
6.3 污染源调查.....244
6.4 生态环境现状调查与评价.....245
7 施工期环境影响预测与评价.....258
7.1 施工期生态环境影响预测与评价.....258
7.2 施工期大气环境影响分析.....262
7.3 施工期地表水环境影响分析.....266
7.4 施工期地下水环境影响分析.....269
7.5 施工期噪声环境影响分析.....307
7.6 施工期固体废弃物环境影响分析.....322
7.7 施工期土壤环境影响分析.....324

8 运营期环境影响预测与评价.....329
8.1 运营期生态环境预测与影响.....330
8.2 运营期大气环境预测与影响.....331
8.3 运营期地表水环境影响分析.....335
8.4 运营期地下水环境影响分析.....338
8.5 运营期噪声环境影响分析.....353
8.6 运营期固体废弃物环境影响分析.....354
8.7 运营期土壤环境影响分析.....354
9 环境风险评价.....358
9.1 评价依据.....358
9.2 环境敏感目标概况.....368
9.3 环境风险识别.....368
9.4 环境风险源项分析.....373
9.5 环境风险事故情形分析.....373
9.6 环境风险预测与评价.....377
9.7 环境风险防范措施.....388
9.8 环境风险事故应急措施.....397
9.9 环境风险评价结论与建议.....404
10 环境保护措施可行性论证.....407
10.1 水污染防治措施.....407
10.2 大气污染防治措施.....415
10.3 噪声污染防治措施.....417
10.4 固废污染防治措施.....420
10.5 地下水污染防治措施.....427
10.6 土壤污染防治措施.....433
10.7 温室气体防控措施.....435
10.8 环保设施及投资估算.....436
11.1 社会效益分析.....440

11.2 经济效益分析.....440
11.3 环境经济损益分析.....440
12 环境管理与监测计划.....443
12.1 企业环境管理现状.....443
12.2 施工期环境管理建议.....443
12.3 运营期环境管理建议.....444
12.4 环境监测及环境保护监控计划.....446
12.5 竣工环保验收.....449
13 环境影响评价结论.....451
13.1 项目概况.....451
13.2 项目相关政策、规划符合性.....451
13.3 环境质量现状评价结论.....452
13.4 已实施的先期项目回顾性环境影响评价.....454
13.5 项目产排污及主要环保措施及环境影响.....454
13.6 总量控制的建议.....458
13.7 公众参与.....459
13.8 评价总结论.....459
13.9 建议.....459

1 概述

1.1 项目由来

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。

阳 101 井区隶属于中国石油泸县-长宁矿权区，位于矿区东北部泸州区块。本项目阳 101 井区（三期）位于阳 101 井区西南部，位于四川省泸州市泸县和龙马潭区境内，所属建设单位为四川泸州页岩气勘探开发有限责任公司。

为提高川南页岩气产量，建设单位根据阳 101 井区前期部署的勘探井产能情况，有针对性部署阳 101 井区后续开发方案。阳 101 井区于 2022 年分别实施了阳 101 井区产能建设工程（一期）、阳 101 井区产能建设工程（二期）。为适应气田产能开发的需求，进一步落实产能建设工程部署，四川泸州页岩气勘探开发有限责任公司拟部署阳 101 井区产能建设工程（三期）。

阳 101 井区产能建设工程（三期）原名阳 203-H2 井区产能建设工程。四川页岩气勘探开发有限责任公司于 2023 年 7 月 5 日出具了初步立项文件（原阳 203-H2 井区产能建设工程前期工作的通知（川页勘〔2023〕3 号）），建设内容包括 9 座采气平台及配套集输工程。

为便于建设单位内部管理，四川泸州页岩气勘探开发有限责任公司于 2023 年 12 月将项目名称变更为阳 101 井区产能建设工程（三期），原建设 9 个采气平台变更为 7 个采气平台，同时减少相应配套集输工程，并于 2023 年 12 月出具了立项文件（泸州函〔2023〕55 号）和变更委托，详见附件 1、附件 2。

1.2 建设项目特点

（1）项目属气田滚动开发，钻井设备技术成熟，配套集输管线及环保设施完善。本项目可依托阳 101-6 集气站、阳 101-1 脱水站及配套管线对采出页岩气进行集输处理，最终得到合格的天然气产品。

（2）项目均采用丛式井场布设，节约用地，各个井场内单井依次进行钻井，钻

井完成后统一洗井、洗井完成后井场内单口井依次分段射孔压裂完井。

（3）项目以**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。

（4）项目钻井导管段采用清水钻进，一开~三开直井段采用水基泥浆钻井，三开水平段采用油基泥浆钻井。

（5）项目优先使用网电钻机施工，不仅可有效降低柴油燃烧污染和作业现场噪声，而且能显著降本增效。

（6）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”。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，在应急等特殊情况下，则还可转运至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、四川瑞利生物科技有限公司进行处理后达标排放。

1.3 环境影响评价工作过程

阳 101 井区产能建设工程（三期）原名阳 203-H2 井区产能建设工程。四川页岩气勘探开发有限责任公司于 2023 年 7 月 5 日出具了初步立项文件（原阳 203-H2 井区产能建设工程前期工作的通知（川页勘〔2023〕3 号）），建设内容包括 9 座采气平台及配套集输工程（阳 101H17 平台、阳 101H18 平台、阳 101H19 平台、阳 101H20 平台、阳 101H21 平台、阳 101H22 平台、阳 101H23 平台、阳 101H32 平台、阳 101H95 平台）。

为便于建设单位内部管理，四川泸州页岩气勘探开发有限责任公司于 2023 年 12 月将项目名称变更为阳 101 井区产能建设工程（三期），原建设 9 个采气平台变更为 7 个采气平台（阳 101H17 平台、阳 101H18 平台、阳 101H19 平台、阳 101H20 平台、阳 101H21 平台、阳 101H22 平台、阳 101H23 平台），同时减少相应配套集输工程，并于 2023 年 12 月 26 日出具了立项文件（泸州函〔2023〕55 号）和变更委托。

接受委托后，我公司组织环评技术人员开展了环境影响评价工作。在研究了相关工程资料和技术文件基础上，评价人员进行了现场踏勘，收集了区域自然环境概况、污染源、环境敏感区等资料，根据调查、收集到的有关资料、文件，在环境现状调查结果的基础上，采用模型模拟、类比分析等手段，开展了各环境要素的环境影响分析与评价工作，据此提出了环境保护措施和环境管理要求。

在报告编制过程中，四川泸州页岩气勘探开发有限责任公司按照《环境影响评价公众参与办法》（生态环境部令第 4 号）相关要求进行公示。建设单位于 2023 年 9 月 15 日在中国石油西南油气田公司网站第一次向公众进行信息公开，于 2024 年 2 月 6 日~2024 年 2 月 26 日（10 个工作日）在中国石油西南油气田公司网站第二次向公众进行信息公开，并于 2024 年 2 月 7 日、21 日在四川科技报进行两次登报公示，同时在周边村镇进行张贴告示。并在报批前在于 2024 年 2 月 27 日中国石油西南油气田公司网站进行了网络公示。公示期间未收到公众对本项目建设的反对意见。

1.4 分析判定的相关情况

我公司接受委托后，首先通过现场踏勘及相关资料收集，对项目选址、产业政策、“三线一单”及相关政策文件等的符合性进行了判定，主要判定情况如下。

1、环评文件类别判定

根据《中华人民共和国环境影响评价法》、《建设项目环境保护管理条例》等有关法律法规的规定，该项目需进行环境影响评价。根据《建设项目环境影响评价分类管理名录》（2021 年版），项目属“五、石油和天然气开采业——陆地天然气开采 0721——涉及环境敏感区的（含内部集输管线建设）”项目，涉及占用永久基本农田，应编制环境影响报告书。

2、相关政策符合性分析

项目符合《产业结构调整指导目录（2024 年本）》、《石油天然气开采业污染防治技术政策》、《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》、《关于加强和改进永久基本农田保护工作的通知》、《自然资源部 国家林业和草原局关于生态保护红线自然保护地内矿业权差别化管理的通知》、《国家级公益林管理办法》等相关政策法规。

3、相关规划符合性分析

项目符合《“十四五”现代能源体系规划》、《四川省主体功能区规划》、《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 年）》、《四川省“十四五”生态环境保护规划》、《长江经济带生态环境保护规划》。

（4）“三线一单”符合性分析

本项目拟建井场、集输管线占地均不在当地饮用水源、水产种质资源保护区、风

景名胜区等生态保护区内，不涉及区域生态保护红线，满足生态保护红线要求。

项目建成后未改变区域环境质量底线，能源利用未突破资源利用上线，符合《四川省生态保护红线方案》、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）等相关要求，符合“三线一单”要求。

1.5 关注的主要环境问题及环境影响

（1）废水

项目施工期和运营期废水均合理处置，气田水优先回用于各平台压裂液配置，最终无法回用的废水拉运至回注井回注处理。环评主要关注废水的收集、暂存、运输、处置的可行性；考虑区域内不同单项工程施工期和运营期环境影响相互叠加，需分析产能建设不同阶段对区域环境的整体环境影响，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。

（2）废气

施工期废气主要有施工扬尘、施工机械和运输车辆尾气、测试放喷废气、焊接烟尘等，产生量小、时间短，对环境影响较小。

运营期废气主要是废气，环评主要关注废气达标排放的可行性、有效性。

（3）噪声

施工期噪声主要是钻井噪声、压裂噪声、放喷噪声等。环评主要关注钻井期间噪声超标的范围和程度，尤其对新钻井口 300m 范围内居民的影响。

运营期主要是泵类等设备噪声，环评主要关注运营期间噪声对采气井站 200m 范围内居民的影响。

（4）固体废物

施工期固体废物主要是水基钻井固废、油基岩屑、废矿物油、生活垃圾、施工废料等；运营期固体废物为废矿物油、含矿物油废物、清管废渣、生活垃圾等。环评主要关注固体废物收集、暂存、运输、处置的可行性，评价社会环保基础设施资源（钻井固废依托地方砖厂、水泥厂综合利用和危废资质单位专业委托处置）的可承载性。

（5）生态

项目周边分布有天然林及公益林，项目生态评价主要关注选址合理性，尽量避让各类生态敏感区；同时对开采造成的植物群落及植被覆盖度变化、重要物种的活动、

分布变化进行分析。

（6）环境风险

项目环境风险事故类型主要有钻井过程中发生的井喷、井漏等环境风险事故；天然气集输过程中的泄漏、火灾、爆炸环境风险事故；采出水储存和转运过程中泄漏等环境风险事故。结合项目区周边关心点，充分借鉴现有工程采取的环境风险防范措施，提出完善意见和建议。

1.6 环境影响评价的主要结论

阳 101 井区产能建设工程（三期）建设符合国家及地方相关法律、法规及规章，符合国家现行产业政策。项目建设具有明显的环境效益、经济效益。在采取相应的环境保护措施后，建设期间各种不利环境影响均可得到一定程度的降低，对生态环境、大气、地表水、地下水、声环境影响小，不会改变区域的环境功能。建设项目与当地的环境质量底线、资源利用上限、生态保护红线相适应，建设项目环境可行。项目采取的环境管理与环境监测计划可行，在落实风险防范措施及应急预案后，环境风险达到可接受水平。

综上，在严格落实本项目相关设计和本次评价提出的各项环保措施、环境风险防范和应急措施后，从环境保护角度分析，本项目建设是可行的。

2 总则

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，通过对天然气开发施工期、运营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；参考其他井区天然气开发建设项目的实际影响，并根据本项目单项工程（如井场井站、集输工程、环保工程、公用工程、辅助工程等）与不同的环境保护目标的关系，从单项工程和井区区域两个层面提出有针对性的保护措施、缓解措施；同时根据工程滚动开发建设的性质，结合在施工期对环境影响的主要特点，提出施工期环境管理、跟踪监测计划；根据环境风险评价结果，提出施工期和运营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、建设及运营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。

2.2 评价原则

（1）依据国家及地方有关环保法规、产业政策、环境影响评价技术规定以及环评执行标准，以预防为主，防治结合，清洁生产，全过程控制的现代环境管理思想和循环经济理念为指导，全面落实科学发展观，切实加强天然气矿产资源开发环境保护，构建和谐，结合天然气开发建设特征和区域环境特点，力求客观，公正地进行环境影响评价工作。

（2）根据本项目的特点，评价工作以单项工程分析为龙头，以控制污染排放、生态保护和钻井废水、压裂返排液、采气废水、钻井岩屑资源化利用为重点，重点对施工、运营期的各环境要素的环境影响进行分析、预测评价，并提出相应的防治措施。现状评价以环境监测数据为依据，预测模式选取实用可行，治理措施可操作性强，结论准确。报告书编写力求简洁、明了、重点突出。

（3）环境影响评价的最终落脚点是生态环境的保护和污染的防治，所以，本评价中除了加强工程分析，做好环境影响的预测和分析外，更要注重生态环境保护污染防治措施的分析，提出切实可行的综合防治措施，为下步工程设计和环境管理提供科学的依据，便于今后项目的事中事后环境管理。

2.3 编制依据

2.3.1 环境保护法律法规

(1)《中华人民共和国环境保护法》（2015 年 1 月 1 日）；

(2)《中华人民共和国环境影响评价法》（2018 年 12 月 29 日）；

(3)《中华人民共和国水污染防治法》（2018 年 1 月 1 日）；

(4)《中华人民共和国大气污染防治法》（2018 年 10 月 26 日）；

(5)《中华人民共和国噪声污染防治法》（2022 年 6 月 5 日）；

(6)《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》（2020 年 9 月 1 日）；

(7)《中华人民共和国土壤污染防治法》（2019 年 1 月 1 日）；

(8)《中华人民共和国土地管理法》（2020 年 1 月 1 日）；

(9)《中华人民共和国森林法》（2020 年 7 月 1 日）；

(10) 《中华人民共和国野生动物保护法》（2017 年 1 月 1 日）；

(11) 《中华人民共和国长江保护法》（2021 年 3 月 1 日）；

(12) 《中华人民共和国文物保护法》（2017 年 11 月 4 日）；

(13) 《中华人民共和国清洁生产促进法》（2012 年 7 月 1 日）；

(14) 《中华人民共和国循环经济促进法》（2018 年 10 月 26 日）；

(15) 《中华人民共和国水土保持法》（2011 年 3 月 1 日）；

(16) 《中华人民共和国石油天然气管道保护法》（2010 年 10 月 1 日）；

(17) 《建设项目环境保护管理条例》（2017 年 10 月 1 日）；

(18) 《建设项目环境影响评价分类管理名录（2021 年）》（2021 年 1 月 1 日）；

(19) 《产业结构调整指导目录》（2024 年本）（2024 年 2 月 1 日起施行）；

(20) 《环境影响评价公众参与办法》（2019 年 1 月 1 日）；

(21) 《国家级公益林管理办法》（2017 年 5 月 8 日）；

(22) 《基本农田保护条例》（2011 年 1 月 8 日）；

(23) 《地下水管理条例》（2021 年 12 月 1 日）；

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

(25) 《中华人民共和国陆生野生动物保护实施条例》（2016 年 2 月 6 日）；

(26) 《土地复垦条例》（2011 年 3 月 5 日）；

(27) 《排污许可管理条例》（2021 年 3 月 1 日）；

(28) 《突发环境事件应急管理办法》（2015 年 6 月 5 日）；

(29) 《石油天然气开采业污染防治技术政策》（2012 年 03 月 07 日）；

(30) 《中国生物多样性红色名录》（2023 年更新）；

(31) 《国家重点保护野生动物名录》（2021 年更新）；

(32) 《国家重点保护野生植物名录》（2021 年更新）；

(33) 《国家危险废物名录（2021 年版）》（2021 年 1 月 1 日）；

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

(35) 《危险废物转移管理办法》（2022 年 1 月 1 日）；

(36) 《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）；

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

(38) 《企业环境信息依法披露管理办法》（2022 年 2 月 8 日）；

(39) 《“十四五”现代能源体系规划》（2022 年 1 月 29 日）；

(40) 《长江经济带生态环境保护规划》（环规财〔2017〕88 号）；

(41) 《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，2019 年 12 月 13 日）；

(42) 《关于做好占用永久基本农田重大建设项目用地预审的通知》（自然资规〔2018〕3 号，2018 年 7 月 30 日）；

(43) 《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，2019 年 1 月 3 日）；

(44) 《国家林业局关于石油天然气管道建设使用林地有关问题的通知》（林资发〔2010〕105 号，2010 年 4 月 15 日）；

(45) 《中华人民共和国环境保护法》（2015.1.1 实施）；

(46) 《中华人民共和国环境影响评价法》（2018.12.29 修正）；

(47) 《中华人民共和国大气污染防治法》（2018.10.26 修订）；

(48) 《中华人民共和国水污染防治法》（2017.6.27 修订，2018.1.1 实施）；

(49) 《中华人民共和国噪声污染防治法》（2022.6.5 实施）；

(50) 《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）；

(51) 《中华人民共和国土壤污染防治法》（2019.1.1 实施）；

(52) 《中华人民共和国文物保护法》（2017.11.4 修订，2017.11.5 实施）；

(53) 《中华人民共和国野生动物保护法》（2018.10.26 实施）；

(54) 《中华人民共和国森林法》（2019.12.28 修订，2020.7.1 实施）；

(55) 《中华人民共和国土地管理法》（2019.8.26 修订，2020.1.1 实施）；

(56) 《中华人民共和国水法》（2016.7 修订）；

(57) 《中华人民共和国农业法》（2012.12.28 修订，2013.1.1 实施）

(58) 《中华人民共和国水土保持法》（2012.3.1 实施）；

(59) 《中华人民共和国节约能源法》（2018.10.26 修订）；

(60) 《中华人民共和国长江保护法》（中华人民共和国主席令第六十五号，2021.3.1 施行）；

(61) 《中华人民共和国森林法》（2019.12.28 修订，2020.7.1 实施）；

(62) 《中华人民共和国矿产资源法》（主席令 2009 年第 18 号，2009.8.27 实施）。

(63) 《中华人民共和国循环经济促进法》（2018.10.26 修订）；

(64) 《中华人民共和国清洁生产促进法》（2012.7.1 实施）；

(65) 《中华人民共和国石油天然气管道保护法》（2010.10.1 实施）

2.3.2 地方行政规章及规范性文件

(1)《四川省环境保护条例》（2018 年 1 月 1 日）；

(2)《四川省主体功能区规划》（2013 年 4 月）；

(3)《四川省生态功能区划》（2010 年 8 月）；

(4)《四川省天然林保护条例》（1999 年 1 月 29 日）；

(5)《四川省野生植物保护条例》（2015 年 3 月 1 日）；

(6)《四川省饮用水水源保护管理条例》（2019 年 9 月 26 日）；

(7)《四川省固体废物污染环境防治条例》（2022 年 9 月 1 日）；

(8)《四川省重点保护野生动物名录》（1990 年 3 月）；

(9)《四川省新增重点保护野生动物名录》（2000 年 8 月）；

(10) 《四川省自然保护区管理条例》（2018 年 9 月 30 日）；

(11) 《四川省嘉陵江流域生态环境保护条例》（2022 年 1 月 1 日）；

(12) 《四川省基本农田保护实施细则》（川府发〔1996〕77 号）；

(13) 《四川省林地管理办法》（川林发〔2010〕33 号）；

(14) 《四川省人民政府关于〈全国生态环境保护纲要〉的实施意见》（川府发

〔2002〕7 号）；

(15) 《四川省<中华人民共和国土地管理法>实施办法》（四川省第十三届人民代表大会常务委员会公告第 125 号发布）；

(16) 《四川省环境保护厅办公室关于贯彻落实<建设项目主要污染物排放总量控制指标审核及管理暂行办法>的通知》（川环办发〔2015〕333 号）；

(17) 《四川省人民政府关于印发水污染防治行动计划四川省工作方案的通知》（川府发〔2015〕59 号）；

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

(19) 《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）；

(20) 《四川省生物多样性保护战略与行动计划》；

(21) 《四川省<中华人民共和国水土保持法>实施办法》；

(22) 《四川省“十四五”能源发展规划》（川府发〔2022〕8 号）；

(23) 《四川省突发环境事件应急预案备案行业名录（2022 版）》（川环规〔2022〕5 号）；

(24) 《四川省地面水水域环境功能划类管理规定》（2012 年 9 月 26 日）；

(25) 《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）；

(26) 《四川省人民政府关于〈四川省生态功能区划〉的批复》（川府函〔2006〕100 号）；

(27) 《关于贯彻实施〈四川省饮用水水源保护管理条例〉的通知》（川环办〔2012〕69 号）；

(28) 《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）；

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

(30) 《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纲要》（2021.2.2）；

(31) 《四川省人民政府关于印发四川省碳达峰实施方案的通知》（川府发〔2022〕37 号）；

(32) 《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）》（川长江办〔2022〕17 号）；

(33) 《四川省林业和草原局四川省财政厅关于进一步规范公益林调整的通知》（川林咨函〔2021〕281 号）；

(34) 《四川省自然资源厅 四川省农业农村厅关于严格规范永久基本农田占用调整和补划管理的通知》（川自然资规〔2021〕2 号）；

(35) 《四川省矿产资源总体规划（2021-2025 年）》；

(36) 《四川省“十四五”生态环境保护规划》；

(37) 《四川省土壤污染防治条例》（2023 年 7 月 1 日起施行）；

(38) 《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）；

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

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

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

2.3.3 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) 《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）；

(8) 《环境影响评价技术导则土壤环境》（试行）（HJ964-2018）；

(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) 《油气输送管道风险评价导则》（SY/T6859-2020）；

(11) 《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）；

(12) 《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）；

(13) 《突发环境事件应急监测技术规范》（HJ589-2021）；

(14) 《危险废物收集、贮存、运输技术规范》（HJ 2025-2012）。

2.3.4 石油天然气行业技术规范

(1)《钻前工程及井场布置技术要求》（SY/T 5466-2013）；

(2)《丛式井平台布置及井眼防碰技术要求》（SY/T6396-2014）；

(3)《页岩气钻前工程作业规范》（Q/SY 16005-2017）；

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

(5)《页岩气水平井钻井作业技术规范》（NB/T 10252-2019）；

(6)《页岩气井试气技术规范》（NB/T 14014-2016）；

(7)《页岩气钻井井控安全技术规范》（AQ/T 2076-2020）；

(8)《页岩气井压裂设计规范》（Q/SY 1852-2015）；

(9)《页岩气 储层改造 第 1 部分：压裂设计规范》（NB/T 14002.1-2015）；

(10) 《页岩气井压裂施工规范》（Q/SY 1853-2015）；

(11) 《非常规油气开采污染控制技术规范》（SY/T 7482-2020）；

(12) 《非常规油气开采含油污泥处理处置技术规范》（SY/T7481-2020）；

(13) 《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）；

(14) 《页岩气 储层改造 第 3 部分：压裂返排液回收和处理方法》（NB/T 14002.3-2015）；

(15) 《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）；

(16) 《石油天然气设计防火规范》（GB50183-2004）；

(17) 《石油天然气工程总图设计规范》（SY/T0048-2016）；

(18) 《石油天然气钻井井控技术规范》（GB/T31033-2014）；

(19) 《井下作业安全规程》（SY/T 5727-2020）；

(20) 《气井试气、采气及动态监测工艺规程》（SY/T6125-2013）；

(21) 《油气井井喷着火抢险作法》（SY/T6203-2014）；

(22) 《气田水回注技术规范》（Q/SY 01004-2016）；

(23) 《气田水注入技术要求》（SY/T 6596-2016）；

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

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

(26) 《油井井下作业防喷技术规程》（SY/T5974-2014）；

(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) 《钻井井场设备作业安全技术规程》（SY/T 5974-2020）；

(29) 《输气管道工程设计规范》（GB50251-2015）；

(30) 《气田集输设计规范》（GB50349-2015）；

(31) 《油气管道动火规范》（Q/SY 05064-2018）；

(32) 《石油天然气钢质管道无损检测》（SY/T 4109-2020）；

(33) 《油气输送管道线路工程抗震技术规范》（GB /T 50470-2017）；

(34) 《油气输送管道穿越工程设计规范》（GB 50423-2013）；

(35) 《油气输送管道穿越工程施工规范》（GB 50424-2015）；

(36) 《钢质管道焊接及验收》（GB/T 31032-2014）；

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

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

(39) 《废弃井及长停井处置指南》（SY/T 6646-2017）。

2.3.5 其他项目资料

（1）《阳 101 井区产能建设工程（一期）环境影响报告书》；

（2）《阳 101 井区产能建设工程（二期）环境影响报告书》；

（3）与本项目有关的现有工程环保手续；

（4）阳 101 井区产能建设工程（三期）相关设计资料等；

（5）与本项目有关的其他资料。

2.4 与相关规划和政策的符合性分析

2.4.1 产业政策符合性分析

2.4.1.1 与《产业结构调整指导目录（2024 年本）》符合性分析

对照《产业结构调整指导目录（2024 年本）》，本项目属于第一类“鼓励类”，七、石油天然气，“1．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”和“2．油气

管网建设：原油、天然气、液化天然气、成品油的储存和管道输送设施、网络和液化天然气加注设施建设、技术装备开发与应用”，符合国家现行产业政策。

2.4.1.2 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

表 2.4-1　与《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》对比分析表

序号	文件要求	本工程情况	符合性
一、深化项目环评“放管服”改革			
1	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。项目环评应当深入评价项目建设、运营带来的环境影响和环境风险，提出有效的生态环境保护和环境风险防范措施。滚动开发区块产能建设项目环评文件中还应对现有工程环境影响进行回顾性评价，对存在的生态环境问题和环境风险隐患提出有效防治措施。依托其他防治设施的或者委托第三方处置的，应当论证其可行性和有效性。	本项目已对项目施工、运营带来的环境影响和环境风险提出了相应的生态保护和环境风险防范措施。	符合
2	未确定产能建设规模的陆地油气开采新区块，建设勘探井应当依法编制环境影响报告表。海洋油气勘探工程应当填报环境影响登记表并进行备案。确定产能建设规模后，原则上不得以勘探名义继续开展单井环评。勘探井转为生产井的，可以纳入区块环评。自 2021 年 1 月 1 日起，原则上不以单井形式开展环评。过渡期间，项目建设单位可以根据实际情况，报批区块环评或单井环评。在本通知印发前已经取得环评批复、不在海洋生态环境敏感区内、未纳入油气开采区块产能建设项目环评且排污量未超出原环评批复排放总量的海洋油气开发工程调整井项目，实施环境影响登记表备案管理。	本项目属于页岩气钻采工程，本次评价为包括拟建的新井、平台井站及配套集输管道等。	符合
二、强化生态环境保护措施			
3	油气开采产生的废弃油基泥浆、含油钻屑及其他固体废物，应当遵循减量化、资源化、无害化原则，按照国家和地方有关固体废物的管理规定进行处置。鼓励企业自建含油污泥集中式处理和综合利用设施，提高废弃油基泥浆和含油钻屑及其处理产物的综合利用率。油气开采项目产生的危险废物，应当按照《建设项目危险废物环境影响评价指南》要求评价。相关部门及油气企业应当加强固体废物处置的研究，重点关注固体废物产生类型、主要污染因子及潜在环境影响，分别提出减量化的源头控制措施、资源化的利用路径、无害化的处理要求，促进固体废物合理利用和妥善处置。	本项目为页岩气钻采工程。项目产生的废弃油基泥浆、含油钻屑及其他固体废物，遵循减量化、资源化、无害化原则，按照国家和地方有关固体废物的管理规定，交由具有相应危险废物处理资质的单位进行拉运处理。危险废物已按照《建设项目危险废物环境影响评价指南》要求评价。	符合
4	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。涉及污染物排放的海洋油	本项目属于页岩气钻采工程，项目产生的各类废水均能得到妥善处置。其中项目	符合

	气开发项目，应当符合《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914）等排放标准要求。	钻井工程作业期间产生的钻井废水大部分回用于钻井作业，剩余的钻井废水与洗井废水、方井雨水、井场初期雨水一起回用于区块其他井场配制压裂液；压裂返排液回用于区块其他井场配制压裂液。项目运营期产生的气田水、检修废水、放空分离液收集后通过返排液管线外输至区块其他井场回配置压裂液，根据设计资料及区域已实施工程情况统计，气田水回用率可达到90%，最终无法回用的部分拉运至回注井回注或处理。	
5	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。相关部门及油气企业应当加强采出水等污水回注的研究，重点关注回注井井位合理性、过程控制有效性、风险防控系统性等，提出从源头到末端的全过程生态环境保护及风险防控措施、监控要求。建设项目环评文件中应当包含钻井液、压裂液中重金属等有毒有害物质的相关信息，涉及商业秘密、技术秘密等情形的除外。	本项目钻井工程作业期间产生的钻井废水大部分回用于钻井作业，剩余的钻井废水与洗井废水、方井雨水、井场初期雨水一起回用于区块其他井场配制压裂液；压裂返排液回用于区块其他井场配制压裂液。项目运营期产生的气田水、检修废水、放空分离液收集后通过返排液管线外输至区块其他井场回用于配置压裂液，根据设计资料及区域已实施工程情况统计，气田水回用率可达到90%，最终无法回用的部分拉运至回注井回注处理。项目依托的回注井环保手续齐全，详见附件。回注废水满足行业污染控制标准《气田水回注技术规范》（Q/SY 01004-2016）中的相关要求。回注地层为地质构造封闭地层，为枯竭废弃气井。目前回注井运行状况，有足够的回注空间。	符合
6	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	项目气田水采用设备密闭、罐车运输等方式控制挥发性有机物和恶臭气体无组织排放；项目不属于高含硫天然气开发；本项目钻井工程作业期间产生的钻井废水大部分回用于钻井作业，剩余的钻井废水与洗井废水、方井雨水、井场初期雨	符合

	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。	水一起回用于区块其他井场配制压裂液；压裂返排液回用于区块其他井场配制压裂液。项目运营期产生的气田水、检修废水、放空分离液收集后通过返排液管线外输至区块其他井场回用于配置压裂液，根据设计资料及区域已实施工程情况统计，气田水回用率可达到90%，最终无法回用的部分拉运至回注井回注处理。	
7	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。	项目钻井和压裂设备使用高标准清洁燃油，减少废气排放。项目按标准化井场进行建设，平台井站在原井场占地范围内实施，不新增占地，同时管道建设采取严格控制作业带宽度，减少了建设占地。选用低噪声设备，避免噪声扰民。本次评价已提出施工结束后，应当及时落实生态保护措施。	符合
8	陆地油气长输管道项目，原则上应当单独编制环评文件。油气长输管道及油气田内部集输管道应当优先避让环境敏感区，并从穿越位置、穿越方式、施工场地设置、管线工艺设计、环境风险防范等方面进行深入论证。高度关注项目安全事故带来的环境风险，尽量远离沿线居民。	本项目属于页岩气钻采工程，项目新建集气管道临时占地、新建站场永久占地均涉及永久基本农田，采取严格控制作业带宽度等措施减轻影响。本项目高度关注项目安全事故带来的环境风险，集输管道尽量远离沿线居民。	符合
9	油气储存项目，选址尽量远离环境敏感区。加强甲烷及挥发性有机物的泄漏检测，落实地下水污染防治和跟踪监测要求，采取有效措施做好环境风险防范与环境应急管理；盐穴储气库项目还应当严格落实采卤造腔期和管道施工期的生态环境保护措施，妥善处理采出水。	本项目不涉及油气储存。本项目站场内设置了可燃气体报警仪。本次评价落实了地下水污染防治和跟踪监测要求。	符合
10	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。	建设单位制定了突发环境事件应急预案，项目建成后，纳入预案进行统一管理，并根据项目情况对现有预案进行修订，报所在地生态环境主管部门备案。	符合
三、加强事中事后监管			
11	油气企业应当切实落实生态环境保护主体责任，进一步健全生态环境保护管理体系和制度，充分发挥企业内部生态环境保护部门作用，健全健康、安全与环境（HSE）管理体系，加强督促检查，推动所属油气田落实规划、建设、运营、退役等环节生态环境保护措施。项目正式开工后，油气开采企业应当	建设单位建立了完善的健康、安全与环境（HSE）管理体系，加强督促检查，推动所属气田落实规划、建设、运营、退役等环节生态环境保护措施，定期向生	符合

	每年向具有管辖权的生态环境主管部门书面报告工程实施或变动情况、生态环境保护工作情况，涉及自然保护地和生态保护红线的，应当说明工程实施的合法合规性和对自然生态系统、主要保护对象等的实际影响，接受生态环境主管部门依法监管。	态环境主管部门报告并接受主管部门依法监督。	
12	陆地区块产能建设项目实施后，建设单位或生产经营单位应对地下水、生态、土壤等开展长期跟踪监测，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。按要求开展环评的现有滚动开发区块，可以不单独开展环境影响后评价，法律法规另有规定的除外。	本次评价已提出对项目地下水、生态、土壤等开展长期跟踪监测的要求	符合
13	工程设施退役，建设单位或生产经营单位应当按照相关要求，采取有效生态环境保护措施。同时，按照《中华人民共和国土壤污染防治法》《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB 36600）的要求，对永久停用、拆除或弃置的各类井、管道等工程设施落实封堵、土壤及地下水修复、生态修复等措施。	本次评价已提出工程设施退役后，相关生态环境保护措施。建设单位应严格按照相关法律法规规定执行	符合
14	油气企业应按照企事业单位环境信息公开办法、环境影响评价公众参与办法等有关要求，主动公开油气开采项目环境信息，保障公众的知情权、参与权、表达权和监督权。各级生态环境主管部门应当按要求做好环评审批、监督执法等有关工作的信息公开。	建设单位按照企事业单位环境信息公开办法、环境影响评价公众参与办法等有关要求，主动公开项目环境信息	符合

2.4.1.3 与《石油天然气开采业污染防治技术政策》符合性分析表

表 2.4-2　本项目与《石油天然气开采业污染防治技术政策》对比分析表

序号	技术政策要求	本项目情况	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	项目未使用含有国际公约禁用化学物质的油气田化学剂。	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	项目采用环境友好的钻井液体系；钻井液循环利用率大于 95%，钻井过程中产生的废水经沉淀后回用，无法回用的转运至污水处理站预处理后回注处理	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	压裂返排液回用于同区域钻井配置压裂液，无法回用的通过密闭罐车外运处理。试气过程中，在放喷管线设置有点火器。地面管线采用防刺、防漏、防溢设施。	符合

序号	技术政策要求	本项目情况	符合性
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	项目采用丛式井组，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	项目天然气在放喷过程中不具备利用条件，在燃烧池进行充分燃烧，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，未回注的油气田采气废水宜采用混凝气浮和生化处理相结合的方式	钻井过程中产生的废水优先重复利用，不可回用钻井废水、压裂返排液通过密闭罐车外运处理。	符合
2	固体废物收集、贮存、处理处置设施应按照标准要求采取防渗措施。试油（气）后应立即封闭废弃钻井液贮池	按分区防渗要求落实防渗措施	符合
3	应回收落地原油，以及原油处理、废水处理产生的油泥（砂）等中的油类物质，含油污泥资源化利用率应达到 90%以上，残余固体废物应按照《国家危险废物名录》和危险废物鉴别标准识别，根据识别结果资源化利用或无害化处置	本项目在井口及易产生污油的生产设施底部进行防渗处理，并采用油桶收集可能产生的废油，按危废进行收集管理，交有资质的单位处置或由施工单位回收利用。钻井产生的油基岩屑按危废进行收集管理，交有危废资质的单位处置	符合
4	对受到油污染的土壤宜采取生物或物化方法进行修复	对于可能受到油污染的土地，拟采取生物或物化方法进行修复	符合
四	运行风险和环境管理		
1	油气田企业应制定环境保护管理规定，建立并运行健康、安全与环境管理体系	建设单位及生产管理单位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，防止天然气泄漏污染地下水	符合

序号	技术政策要求	本项目情况	符合性
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	建设单位及生产管理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	建设单位对钻采工程设置有突发环境事件应急预案，并定期举行演练。在井场周边设置有事故监测点，实时监测污染因子	符合

2.4.1.4 与《四川省页岩气开采业污染防治技术政策》符合性分析

表 2.4-3　项目与《四川省页岩气开采业污染防治技术政策》对比分析表

序号	污染防治技术政策要求	本工程内容	符合性分析
一	选址要求		
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。	本项目各井场井口周边500m范围内为散居居民，无学校、医院、场镇等人口密集性场所，项目各单项工程选址已避开人群聚集区（如场镇、学校、医院等），符合当地城乡规划、土地利用规划、页岩气产业发展规划和生态环境功能区划要求。	符合
2	页岩气开发作业不得进入四川省生态红线规定的禁止开发区域、自然保护区的核心区及缓冲区、风景名胜区核心景区、饮用水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环境敏感区。因工程条件和自然因素限制，确需在自然保护区实验区、风景名胜区核心景区以外范围、饮用水水源准保护区开发建设的，在环境影响评价文件中应对其选址、建设方案、污染防治措施、生态保护措施及风险防范措施等做充分论证。	根据现场调查，本项目不涉及四川省生态红线区域、自然保护区、风景名胜区、饮用水水源保护区及文物保护单位等依法划定的需要特殊保护的环境敏感区。	符合
3	在岩溶区从事页岩气开采活动应结合区域水文地质和地下水补给、径流、排泄等条件，充分论证其选址合理性。钻井通过浅表岩溶层时，宜采用气体钻或清水钻工艺。	本项目各井场/站场选址均不属于浅层岩溶区。	符合
二	水污染防治		

1	取用地表水应优先保证生态用水、生活用水和农业用水。	本项目取水不会影响所在地的生态用水、生活用水和农业用水。	符合
2	页岩气钻井应使用先进钻井技术，减少单井用水量；因地制宜，实施废水重复利用，提高水资源的重复利用率。	本项目最终产生的不能回用的气田水拉运至回注井进行回注处理。	符合
3	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。无法回用的，应采取就近处理原则，减缓废水转输过程中的环境风险。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、可注性，以及压裂返排液与注入层的相容性，确保环境安全。依托的回注井相关手续须齐全，运行监控管理制度须健全。	本项目钻井工程作业期间产生的钻井废水大部分回用于钻井作业，剩余的钻井废水与洗井废水、方井雨水、井场初期雨水一起回用于区块其他井场配制压裂液；压裂返排液回用于区块其他井场配制压裂液。项目运营期产生的气田水、检修废水、放空分离液收集后通过返排液管线外输至区块其他井场回用于配置压裂液，根据设计资料及区域已实施工程情况统计，气田水回用率可达到90%，最终无法回用的部分拉运至回注井回注处理。项目依托的回注井环保手续全，运行监控管理制度健全。	符合
4	钻井废水、压裂返排液等废水或废液的收集、贮存、处理处置设施和场所应按照相关标准规范和环境影响评价文件的要求采取防渗措施。	对压裂返排液等废水或废液的收集、贮存、处理处置设施和场所已提出相应的防渗要求。	符合
三	固体废物处置及综合利用		
1	页岩气开采产生的固体废物应实行全过程管理，并按照“减量化、资源化、无害化”的原则，减少固体废物的产生量，并对其进行资源化利用和无害化处理处置。	本项目产生的固体废物将按照“减量化、资源化、无害化”的原则，减少固体废物的产生量，并对其进行资源化利用和无害化处理处置。	符合
2	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。	本项目使用水基钻井液+油基钻井液相结合的方式进行钻井，采取泥浆不落地工艺对钻井岩屑进行分类收集、储存和转运。	符合
3	水基岩屑应首先进行固液分离，降低含水率，回收其中的液相并重复利用，剩余固相优先考虑资源化综合利用，同时加强其暂存、预处理、转运等过程的环境管理，避免二次污染。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。	本项目产生的水基固液外运资源化利用，并将加强暂存、预处理、转运等过程的环境管理。水基岩屑符合接纳企业对原材料的质量和规格要求，接纳企业环保手续齐全。	符合
4	油基岩屑应首先进行再生利用，回收其中的基础油和油基钻井液并重复使用；回收基础油和油基钻井液宜采用离心、热脱附、萃取、洗净分离等工艺技术。	本项目产生的油基岩屑将进行再生利用，回收其中的基础油和油基钻井液并重复使用；回收基础油和油基钻井液采用离心工艺技术。	符合
5	油基岩屑处置后的产物若符合相关国家污染物排放（控制）标准或技术规范要求，且符合国家、	本项目产生的油基岩屑按危险废物进行管理，并交由具有危险废物处	符合

	地方制定或行业通行的被替代原料生产的产品质量标准的，不作为固体废物管理，按照相应的产品管理，除此之外，均按危险废物进行管理；国家或地方法律法规、标准等另有规定的从其规定。	理资质的单位拉运处置。	
6	固体废物处理处置过程应符合国家和地方污染控制标准及相关技术规范要求，避免和减少二次污染。对产生的二次污染，应按照国家和地方环境保护法规和标准的规定进行治理。	本项目固体废物处理处置过程符合国家和地方污染控制标准及相关技术规范要求，不会产生二次污染。	符合
7	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境影响评价文件的要求采取防渗措施。	本项目对固体废物收集、贮存、处理处置设施和场所已提出相应的防渗要求。	符合
8	严格执行危险废物转移联单制度。转移危险废物的（向县内本单位转移除外），危险废物产生单位必须按照相关规定填写危险废物转移联单。	本项目对产生的危险废物提出了相应的管理要求。	符合
四	大气污染防治		
1	重视并做好油基岩屑暂存、转运和处理处置过程中异味的控制。	环评要求项目应做好油基岩屑暂存、转运和处理处置过程中异味的控制，采取及时拉运处置。	符合
2	压裂柴油动力机组燃油废气排放应满足国家相关标准要求。	本项目正常情况下采用网电作业，不使用柴油发电机组。备用的柴油发电机组将使用轻质柴油，其燃油废气排放满足《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
五	噪声污染防治		
1	优先使用网电，采用低噪声设备，宜在柴油机和发电机上安装高效消声设备，从源头上降低噪声。	本项目正常情况下采用网电作业，采用低噪声设备，在备用柴油机和发电机上安装有高效消声设备。	符合
2	合理安排压裂作业时间，压裂作业施工宜在昼间进行。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，减轻和控制噪声对其的不利影响。	本项目将合理安排压裂作业时间，压裂作业施工在昼间进行。针对噪声超标的居民点，将采取临时撤离、协调沟通等措施，减轻和控制噪声对其的不利影响。	符合
六	环境管理与环境风险防范		
1	制定环境保护管理规章制度，建立并运行健康、安全与环境管理体系。	建设单位和施工单位制定有环境保护管理规章制度实行健康、安全与环境管理体系。	符合
2	建立健全环境管理档案、污染源和环境质量信息数据库、环保设施和污染物台账，执行环境统计报表制度。	本项目将建立环境管理档案、污染源和环境质量信息数据库、环保设施和污染物台账及环境统计报表制度。	符合
3	委托有资质的环境监测机构跟踪监测页岩气开采区域地下水、地表水及土壤环境质量，密切监控地下水、地表水及土壤环境质量变化，确保监测数据的真实有效，并将监测结果定期上报所在地	本项目后期将委托有资质的环境监测机构跟踪监测页岩气开采区域地下水、地表水及土壤环境质量，并将监测结果定期上报所在地生态环	符合

	环保部门。	境部门。	
4	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，避免重大环境损害事件的发生。	本项目将建立环境风险应急管理机制，编制环境应急预案，避免重大环境损害事件的发生。	符合
5	加大环境信息公开力度，按照环境信息公开相关管理办法要求，向公众宣传、解释页岩气开采可能产生的环境风险及应对措施，并依法公开环境信息；充分发挥第三方监督职能与作用，建立良好的信息沟通机制。	本项目将按照环境信息公开相关管理办法要求，向公众宣传、解释页岩气开采可能产生的环境风险及应对措施，并依法公开环境信息。	符合
6	依法开展环境监理工作，并将环境监理报告作为环境保护验收的内容。	本项目将纳入工程监理。	符合
7	闭井期及时撤出设备、封堵或回填井口、恢复迹地生态，并妥善处理遗留的污染物，确保不遗留环境问题。	本项目闭井后将恢复迹地生态，并妥善处理遗留的污染物，确保不遗留环境问题。	符合

通过对比分析，本项目建设符合《四川省页岩气开采业污染防治技术政策》要求。本次评价要求建设单位在施工过程中严格按照报告中提出的废水、岩屑、泥浆及噪声污染防治和环境风险管理措施进行实施。

2.4.1.5 与《长江经济带发展负面清单指南（试行，2022 年版本）》符合性分析

表 2.4-4　与《长江经济带发展负面清单指南（试行，2022 年版本）》符合性分析

序号	污染防治技术政策要求	本工程内容	符合性分析
1	禁止建设不符合全国和省级港口布局规划以及港口总体规划的码头项目，禁止建设不符合《长江干线过江通道布局规划》的过长江通道项目。	本工程不属于该类项目。	符合
2	禁止在自然保护区核心区、缓冲区的岸线和河段范围内投资建设旅游和生产经营项目。禁止在风景名胜区核心景区的岸线和河段范围内投资建设与风景名胜资源保护无关的项目。	本工程不在当地自然保护区、风景名胜区和河段范围内。	符合
3	禁止在饮用水水源一级保护区的岸线和河段范围内新建、改建、扩建与供水设施和保护水源无关的项目，以及网箱养殖、畜禽养殖、旅游等可能污染饮用水水体的投资建设项目。禁止在饮用水水源二级保护区的岸线和河段范围内新建、改建、扩建排放污染物的投资建设项目。	本工程不在当地饮用水水源保护区范围内。	符合

4	禁止在水产种质资源保护区的岸线和河段范围内新建围湖造田、围海造地或围填海等投资建设项目。禁止在国家湿地公园的岸线和河段范围内挖沙、采矿，以及任何不符合主体功能定位的投资建设项目。	本工程不在当地水产种质资源保护区、饮用水水源保护区范围内。	符合
5	禁止违法利用、占用长江流域河湖岸线。禁止在《长江岸线保护和开发利用总体规划》划定的岸线保护区和保留区内投资建设除事关公共安全及公众利益的防洪护岸、河道治理、供水、生态环境保护、航道整治、国家重要基础设施以外的项目。禁止在《全国重要江河湖泊水功能区划》划定的河段及湖泊保护区、保留区内投资建设不利于水资源及自然生态保护的项目。	本工程不占用长江流域河湖岸线，不在《全国重要江河湖泊水功能区划》划定的河段及湖泊保护区、保留区内。	符合
6	禁止未经许可在长江干支流及湖泊新设、改设或扩大排污口。	本工程不在长江干支流及湖泊新设、改设或扩大排污口。	符合
7	禁止在"一江一口两湖七河"和332个水生生物保护区开展生产性捕捞。	本工程不在"一江一口两湖七河"和 332 个水生生物保护区开展生产性捕捞。	符合
8	禁止在长江干支流、重要湖泊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、冶炼渣库和磷石膏库，以提升安全、生态环境保护水平为目的的改建除外。	本项目不属于化工园区、化工、尾矿库、冶炼渣库和磷石膏库项目。	符合
9	禁止在合规园区外新建、扩建钢铁、石化、化工、焦化、建材、有色、制浆造纸等高污染项目。	本工程不属于钢铁、石化、化工、焦化、建材、有色、制浆造纸等高污染项目。	符合
10	禁止新建、扩建不符合国家石化、现代煤化工等产业布局规划的项目。	本工程不属于不符合国家石化、现代煤化工等产业布局规划的项目。	符合
11	禁止新建、扩建法律法规和相关政策明令禁止的落后产能项目。禁止新建、扩建不符合国家产能置换要求的严重过剩产能行业的项目。禁止新建、扩建不符合要求的高耗能高排放项目。	本项目不属于律法规和相关政策明令禁止的落后产能项目。不属于不符合国家产能置换要求的严重过剩产能行业的项目。不属于不符合要求的高耗能高排放项目。	符合
12	法律法规及相关政策文件有更加严格规定的从其规定。	本项目符合法律法规及相关政策文件。	符合

2.4.1.6 与《四川省长江经济带发展负面清单实施细则（试行）》符合性分析

表 2.4-5　项目与《四川省长江经济带发展负面清单实施细则（试行）》对比分析表

序号	污染防治技术政策要求	本工程内容	符合性分析
第六条	禁止新建、改建和扩建未纳入《全国内河航道与港口布局规划》等全国港口规划，以及《四川省内河水运发展规划》、《泸州—宜宾—乐山港口群布局规划》等省级港口布局规划及港口总体规划的码头项目。	本工程不属于该类项目。	符合
第七条	禁止新建、改建和扩建不符合《长江干线过江通道布局规划》的过长江通道项目（含桥梁、隧道）。	本工程不属于该类项目。	符合
第八条	禁止在自然保护区核心区、缓冲区的岸线和河段范围内投资建设旅游和生产经营项目。禁止在自然保护区内进行砍伐、放牧、狩猎、捕捞、采药、开垦、烧荒、开矿、采石、挖沙等活动。	本工程不在当地自然保护区范围内。	符合
第九条	禁止违反风景名胜区规划，在风景名胜区内设立各 类开发区；禁止在风景名胜区核心景区的岸线和河段范围内建设宾馆、招待所、培训中心、疗养院以及与风景名胜资源保护无关的其他建筑物。	本工程不在当地风景名胜区范围内。	符合
第十条、第十一条、第十二条	禁止在饮用水水源准保护区的岸线和河段范围内新建、扩建对水体污染严重的建设项目；改建建设项目不得增加排污量。禁止在饮用水水源准保护区的岸线和河段范围内设置化工原料、矿物油类及有毒有害矿产品的贮存场所，以及生活垃圾、工业固体废物和危险废物的堆放场所和转运站。 在饮用水水源二级保护区的岸线和河段范围内，除应遵守准保护区规定外，禁止新建、改建、扩建排放污染物的建设项目；禁止从事经营性取土和采石（砂）等活动；禁止从事网箱养殖、施肥养鱼等污染饮用水水体的活动；禁止铺设输送污水、油类、有毒有害物品的管道。饮用水水源一级保护区的岸线和河段范围内，除应遵守准保护区和二级保护区规定外，禁止新建、改建、扩建与供（取）水设施和保护水源无关的项目，以及网箱养殖、旅游等可能污染饮用水水体的投资建设项目；禁止设置畜禽养殖场。	本工程不在当地集中式饮用水源保护区范围内。	符合
第十三条、第十四条	禁止在水产种质资源保护区的岸线和河段范围内新建排污口。禁止在水产种质资源保护区岸线和河段范围内围湖造田、围湖造地、挖沙采石。	本工程不在当地水产种质资源保护区范围内。	符合
第十五条	禁止在国家湿地公园的岸线和河段范围内开（围）垦、填埋或者排干湿地，截断湿地水源，挖沙、采矿，倾倒有毒有害物质、废弃物、垃圾，从事房地产、度假村、高尔夫球场、风力发电、光伏发电等任何不符合主体功能定位的建设项目和开发活动，破坏野生动物栖息地和迁徙通道、鱼类洄游通道，滥采滥捕野生动植物，引入外来物种，擅自放牧、捕捞、取土、取水、排污、放生，以及其他破坏湿地及其生态功能的活动。	本工程不涉及当地湿地公园。	符合
第十六条、第十	禁止在《长江岸线保护和开发利用总体规划》划定的岸线保护区内投资建设除保障防洪安全、河势稳定、供水安全以及保护生态环境、已建重要枢纽工程以外的项目。禁止在《长	本工程不在《长江岸线保护和开发利用总体规划》划定的岸	符合

七条	江岸线保护和开发利用总体规划》划定的岸线保留区内投资建设除保障防洪安全、河势稳定、供水安全、航道稳定以及保护生态环境以外的项目。	线保护区范围内。	
第十八条	禁止在《全国重要江河湖泊水功能区划》划定的河段保护区、保留区内投资建设不利于水资源及自然生态保护的项目。	本工程不在《全国重要江河湖泊水功能区划》划定的河段保护区、保留区范围内。	符合
第十九条	禁止在生态保护红线范围内投资建设除国家重大战略资源勘查项目、生态保护修复和环境治理项目、重大基础设施项目、军事国防项目以及农牧民基本生产生活等必要的民生项目以外的项目。生态保护红线原则上按禁止开发区域的要求进行管理。严禁不符合主体功能定位的各类开发活动，严禁任意改变用途。	本工程不在当地生态保护红线范围内。	符合
第二十条	禁止占用永久基本农田，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。	本工程涉及部分占地为永久基本农田，但为页岩气产能建设项目，属于国家重大战略资源勘查项目。	符合

通过本项目内容与《四川省长江经济带发展负面清单实施细则（试行）》中各项内容进行对比分析，本项目建设符合《四川省长江经济带发展负面清单实施细则（试行）》要求。

2.4.2 规划符合性分析

2.4.2.1 与《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纲要》符合性分析

根据《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纲要》“第三十二章 完善现代能源网络体系”：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。

能源重点项目包括中国“气大庆”建设工程。加大德阳-安岳古裂陷周缘、川中下古生界-震旦系、川东北二三叠系礁滩、全盆地下二叠统、雷口坡组、五峰组-***层系勘探力度。重点开发川中龙王庙组气藏、川中下古生界-震旦系气藏、川东北高含硫气田、川西致密气气田。加快长宁、威远、泸州、黄金坝-紫金坝-大寨等区块页

岩气产能建设。推进威远泸州自贡区块页岩气输气干线、攀枝花-西昌、川气外联等天然气管道建设。

本项目为泸州区块阳 101 井区产能建设工程（三期），符合《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纲要》相关要求。

2.4.2.2 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。

2.4.2.3 与《四川省“十四五”生态环境保护规划》的符合性分析

四川省“十四五”生态环境保护规划针对天然气开发指出：“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。”

本项目属于天然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天然气经点燃后排放，减少甲烷的产生；油基泥浆钻井过程中油基泥浆循环使用，油基岩屑交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，项目的实施符合四川省“十四五”生态环境保护规划相关要求。

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

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

表 2.4-6　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
严格“三线一单”管控。 规划中的开采区应依法遵守环境敏感区规定，加强规划空间管制，不在生态保护红线内新出让采矿权；出于国家矿产资源战略考虑，可在生态保护红线内开展公益性资源勘查；生态保护红线内已有矿产资源开发应开展生态环境论证，损害生态功能的采矿项目应依法逐步退出。 矿产开发企业应当对产生的废水进行处理，达到国家或者四川省的污染物排放标准后方可排放，严禁将未经处理的废水直接排入外环境。 矿山开采区应进行必要的防渗处理，防控地下水污染。对农用地实行严格保护，确保其面积不减少、土壤环境质量不下降，禁止任何单位和个人在基本农田保护区内挖砂、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。 采矿权区块实施必须严格执行规划要求，不得超越矿权范围从事采矿活动，不得突破区块矿产资源利用上线。实行用水总量控制和定额管理，严格执行水资源开发利用控制红线，严格取水制度，加强污废水无害化处理和资源化再利用，建设节水型社会。严格控制采矿建设用地，优先进行原有矿山生态环境恢复治理，根据恢复土地数量进行土地供给。推进节能降耗，严格能耗准入门槛。坚持节约优先，严控资源利用上线，降低资源消耗强度，建设资源节约型社会。 规划应加强空间管控，严格按照《长江经济带战略环境评价四川省“三线一单”编制成果》及四川省各市州长江经济带战略环境评价“三线一单”编制文本中有关矿产资源勘查开发的准入要求，严格矿产资源开采项目准入，推进矿产资源开发利用布局与结构优化调整，落实《关于加快建设绿色矿山的实施意见》	本项目各单项建设内容均不在四川省生态保护红线范围之内，符合各地“三线一单”管控要求，项目施工期废水以及固废污染物不直接排放，运营期污染产生较少，采取了分期防渗措施，项目所在地生态环境良好，无突出环境问题。本项目已尽可能避让永久基本农田，符合占用永久基本农田的相关要求	符合

（国土资规〔2017〕4 号）等相关规定和要求，推动矿业绿色发展，实现资源开发利用与环境保护相协调的绿色发展格局		
严格开采准入条件，优化开发利用结构。 限制开采能耗大、污染重的矿产，最大限度减少对环境的破坏。一是加大页岩气、页岩油、煤层气、地热能等非常规能源矿产以及城镇化和重大基础设施建设所需新型建材矿产勘查开采，保障国家资源安全和区域经济高质量发展需求；二是严格禁止产能过剩、赋存条件差、环境污染重的硫铁矿、芒硝、盐矿、泥炭、石棉等矿产进行勘查或扩大产能，不具备安全生产条件、灾害隐患严重、污染物不能达标排放的矿山应依法关闭；三是严格落实稀土矿开采总量控制制度，同时对水泥用灰岩、磷矿开发规模进行控制。严格执行最低开采规模、三率水平门槛要求，提高资源规模化、集约化开发利用水平，着力构建一批高效、可持续发展的特色产业经济链和勘查开发基地	项目为天然气开发项目，属于鼓励开采矿种，满足准入条件	符合
建立健全监管与风险防控体系。 坚持生态补偿和资源有偿使用制度，坚持“谁保护，谁受益”。健全自然资源资产产权制度和用途管制制度，发挥体制优势。全面实施生态环境管理监督机制，督促矿山企业依法履行治理责任。严格执行新、改、扩建矿山环境影响评估审批制度与闭坑矿山地质环境恢复治理审批制度，严格执行矿山建设环境保护的“三同时”制度。 完善环境突发事件应急源制度。各类矿山均应根据自身环境风险特征，制定针对河流水质污染、有毒气体泄漏（如天然气、页岩气开采业）、尾矿库溃坝等突发性生态安全事件的应急措施、应急对策的决策、善后处理和影响评价，对重大生态安全事故作出应急处理、现场调查和技术指导。	建设单位将对临时占地采取生态补偿措施，依法履行临时占地治理责任，严格执行矿山建设环境保护的“三同时”制度，完善环境突发事件应急源制度并根据风险影响评价结果制定了相应的环境风险应急预案	符合

综上所述，项目建设与《四川省矿产资源总体规划（2016-2020）》及其规划环评相符合、同时项目建设与《四川省矿产资源总体规划（2021-2025 年）环境影响报告书》及审查意见相符合。

2.4.2.5 与城镇总体规划符合性分析

本项目位于泸州市龙马潭区、泸县境内，处于农村地区；根据乡镇规划图，项目各井场不在乡镇规划范围内，因此，项目与当地规划不冲突。项目与涉及城镇开发位置关系见附图 8。

2.4.3 与《地下水管理条例》的符合性分析

表 2.4-7　与《地下水管理条例》符合性分析表

号 序	法规要求	本项目	符合性
1	第二十一条取用地下水的单位和个人应当遵守取水总量控制和定额管理要求，使用先进节约用水技术、工艺和设备，采取循环用水、综合利用及废水处理回用等措施，实施技术改造，降低用水消耗。	本项目不取用地下水。	不涉及
2	第二十二条新建、改建、扩建地下水取水工程，应当同时安装计量设施。已有地下水取水工程未安装计量设施的，应当按照县级以上地方人民政府水行政主管部门规定的期限安装。		不涉及
3	第四十条禁止下列污染或者可能污染地下水的行为：(一)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；(二)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；(三)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；(四)法律、法规禁止的其他污染或者可能污染地下水的行为。	本项目钻井期、采气期废水项收集后通过返排液管线外输至区块其他井场回用于配置压裂液，根据设计资料及区域已实施工程情况统计，气田水回用率可达到90%，最终无法回用的部分拉运至回注井回注处理。不存在上述污染或者可能污染地下水的行为。	符合
4	第四十一条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：(一)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；(二)化学品生产企业以及工业集聚区、矿山开采区、尾矿库、危险废物处置场、垃圾填埋场等的运营、管理单位，应当采取防渗漏等措施，并建设地下水水质监测井进行监测；(三)加油站等的地下油罐应当使用双层罐或者采取建造防渗池等其他有效措施，并进行防渗漏监测；(四)存放可溶性剧毒废渣的场所，应当采取防水、防渗漏、防流失的措施；(五)法律、法规规定应当采取的其他防止地下水污染的措施。	本项目为常规天然气开采项目，本次环境影响评价中包括地下水污染防治相关内容，并对拟采取的防护性措施进行可行性论证。	符合
5	第四十二条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。	本项目不在泉域保护范围以及岩溶强发育区，不在落水洞和岩溶漏斗的区域。	符合

2.4.4 选址选线环境合理性分析

本次评价重点针对 4 座新建井场、4 座利旧井场、各井场相应的平台井站，以及新建集气管线进行选址选线环境合理性分析。

经现场调查核实，项目地处农村环境，周边主要为农田，农作物以蔬菜和粮食作物为主。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、公益林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集中式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》。

项目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，各场地评价范围内仅分布有分散式饮用水取水点，管线走向已避开居民分散式饮用水取水点，各井场、

管线在选址阶段已避开了与地下水环境相关的敏感区。

项目各井场周边 500m 范围内均不涉及学校、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；项目新建集气管道不穿越城镇规划范围、未穿越城镇等集中居民区，管线两侧 5m 范围内无居民分布。项目各井场周边均为散户居民，井口 100m 范围内的民居属于工程拆迁范围。工程拆迁完成后各井场满足《钻前工程及井场布置技术要求》（SY/T5466-2013）第 3.2.2 条“井口距民宅距离不小于 100m”的规定。

本项目新建井场、集输工程施工期间临时占用永久基本农田，站场运营期间永久占用基本农田。井场永久占地应依法办理用地审批手续，并按规定补划永久基本农田并完善用地许可手续后选址合理。项目与永久基本农田位置关系详见附图 3。

综上，本项目所涉及的各单项工程不涉及保护文物、风景名胜区、自然保护区、森林公园、公益林以及生态红线等环境敏感区。项目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，本项目选址选线具有环境合理性。

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。	本项目实施将临时占用永久基本农田，建设单位在施工前按照相关要求办理临时用地手续。	符合
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	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	符合

	和合理性进行严格论证，报市级自然资源主管部门审查。	田面积。	
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。

本项目严格执行《中华人民共和国土地管理法》、《基本农田保护条例》、《土地复垦条例》、《关于全面实行永久基本农田特殊保护的通知》（国土资规〔2018〕1 号）、《自然资源部农业农村部关于加强和改进永久基本农田保护工作的通知》（自然资规[2019]1 号）、《关于石油天然气钻井及配套设施用地有关问题的通知》（川国土资发[2012]105 号）、《关于加强重大项目用地保障工作的通知》（川自然资规[2019]4 号）文件中关于永久基本农田保护规定。

根据《自然资源部农业农村部关于加强和改进永久基本农田保护工作的通知》（自然资规[2019]1 号）第八条规定，“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审批手续，按规定补划永久基本农田。”根据《关于严格耕地用途管制有关问题的通知》（自然资发[2021]166 号），“严格永久基本农田占用与补划。能源、交通、水利、军事设施等重大建设项目选址确实难以避让永久基本农田的,经依法批准，应在落实耕地占补平衡基础上，按照数量不减、质量不降原则，在可以长期稳定利用的耕地上落实永久基本农田补划任务。”本项目为页岩气钻采工程，为能源建设项目。因此，项目建设符合《关于严格耕地用途管制有关问题的通知》（自然资发[2021]166 号）相关要求。

本项目属于《产业结构调整指导目录（2024 年本）》中第一类“鼓励类”，七、石油天然气，“1．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”和“2．油气管网建设：原油、天然气、液化天然气、成品油的储存和管道输送设施、网络和液化天然气加注设施建设、技术装备开发与应用”，为国家能源建设工程，且项目属于在取得采矿权内进行的钻采工程，建议建设单位依法办理农用地转用和土地征收审批手续，按规定补划永久基本农田。

国土资源部《关于全面实行永久基本农田特殊保护的通知》（国土资规〔2018〕1号）明确：“重大建设项目施工和地质勘查临时用地选址确实难以避让永久基本农田的……在不破坏永久基本农田耕作层、不修建永久性建（构）筑物的前提下，经省级国土资源主管部门组织论证确需占用且土地复垦方案符合有关规定后，可在规定时间内临时占用永久基本农田，原则上不超过两年，到期后必须及时复垦并恢复原状……重点项目占用永久基本农田的，按照‘数量不减、质量不降、布局稳定’的要求开展补划”。为保护项目对土地的利用及影响，建议建设单位应按照相关规定尽快在项目开工建设前向相关单位办理关于永久基本农田的相关手续。

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）明确“本通知所指的重大项目包括：1、国家级立项或纳入国家级规划的项目；2、根据《四川省重点项目管理办法》，省政府每年公布的省级重点推进项目；3、经省重大引进项目协调推进领导小组审核同意的新引进重点产业项目和重点创新型项目。……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”。

四川省国土资源厅《关于石油天然气钻井及配套设施用地有关问题的通知》（川国土资发〔2012〕105号）明确：“通过预审的石油天然气钻井及配套设施用地，根据其特点，可按临时用地审批权限报国土资源管理部门办理临时用地审批手续后使用土地……经勘探后，确需永久用地部分，由石油天然气生产企业及时向当地县（市）级国土资源管理部门提出用地申请……市、县（区）国土资源局应于每年5月底、10月底对石油天然气钻井及配套设施项目建设用地进行汇总打捆按程序报批。”

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

建议建设单位应按照相关规定尽快在项目开工建设前向相关单位依法合规办理并取得相关土地手续，严格落实永久基本农田环境保护方案。综上所述，本项目占地不违背土地管理政策要求。

2.4.5 项目与“三线一单”符合性分析

1、项目与“三线一单”符合性

本次评价根据《项目环评“三线一单”符合性分析技术要点（试行）》（川环办函[2021]469 号）相关要求对项目“三线一单”进行符合性分析，具体如下。

（1）与生态保护红线的符合性分析

本项目位于四川省泸州市龙马潭区、泸县境内，根据四川省“三线一单”数据分析系统中查询获取的《四川省“三线一单”符合性分析报告》、泸州市人民政府《关于落实生态环境红线、环境质量底线、资源利用上线制定生态环境准入清单实施生态环境分区管控的通知》（泸市府发[2021]10 号）及泸县、龙马潭区生态保护红线分布图，项目不涉及生态保护红线，距本项目最近的生态保护红线为 6.5km，项目与生态保护红线位置关系图见附图。

（2）与环境质量底线的符合性分析

项目所在区域的环境质量底线为：环境空气质量目标为《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准。水环境质量目标为《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）III 类标准和《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III 类标准。声环境质量目标为《声环境质量标准》（GB3096-2008）2 类标准。土壤环境质量标准为《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中的第二类用地风险筛选值、《四川省建设用地土壤污染风险管控标准》（DB51/2978-2023）中第二类用地风险筛选值和《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）中风险筛选值。虽然区域属大气不达标区，但由于项目生产期间正常工况下仅产生少量无组织废气，因此不触及区域环境质量底线。

（3）与资源利用上线的符合性分析

本项目为页岩气钻采工程，主要为地区产业发展提供可靠的基础能源设施。本项目通过内部管理、设备选择、原辅材料的选用和管理、废物回收利用、污染治理等多方面采取合理可行的防治措施，以“节能、降耗、减污”为目标，有效地控制污染，资源消耗未达到区域资源利用上限。

（4）与生态环境准入清单的符合性分析

根据《四川省人民政府关于落实生态保护红线、环境质量底线、资源利用上线，制定生态环境准入清单，实施生态环境分区管控的通知》（川府发〔2020〕9 号）、《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》（泸府发〔2021〕10 号），对建设项目与生态环境准入清单符合性分析如下。

本项目位于泸州市龙马潭区、泸县境内，通过四川省政府服务网四川省“三线一单符合性分析”系统查询结果，项目建设符合相应管控单元管控要求，项目符合“三线一单”要求。本项目涉及环境管控单元见下表。

表 2.4-9　项目涉及环境管控单元表

所属城市	所属区县	环境管控单元编码	环境管控单元名称	准入清单类型	管控类型
泸州市	龙马潭区、泸县	ZH51052120005	要素重点管控单元	环境管控单元	环境综合管控单元要素重点管控单元
泸州市	龙马潭区	YS5105042230001	濑溪河-龙马潭区-控制单元	水环境管控分区	水环境农业污染重点管控区
泸州市	龙马潭区	YS5105042320001	大气环境布局敏感重点管控区 7	大气环境管控分区	大气环境布局敏感重点管控区
泸州市	龙马潭区	YS5105041410003	龙马潭区土壤优先保护区	土壤污染风险管控分区	农用地优先保护区
泸州市	泸县	YS5105213210004	马溪河-泸县-得胜镇上游-控制单元	水环境管控分区	水环境一般管控区
泸州市	泸县	YS5105212320001	大气环境布局敏感重点管控区 5	大气环境管控分区	大气环境布局敏感重点管控区
泸州市	泸县	YS5105211410004	泸县土壤优先保护区	土壤污染风险管控分区	农用地优先保护区

表 2.4-10　项目涉及环境管控单元表

环境管控单元编码	环境管控单元名称	泸州市普适性清单	管控类别	单元特性管控要求	本项目
ZH51050420005	要素重点管控单元	空间布局约束： 禁止开发建设活动的要求 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。禁止在赤水河干流岸线一公里范围内新建、扩建垃圾填埋场。 禁止建设不符合全国和省级港口布局规划以及港口总体规划的码头项目，禁止建设不符合《长江干线过江通道布局规划》的过长江通道项目；禁止新建、改建和扩建未纳入《全国内河航道与港口布局规划》等全国港口规划，以及《四川省内河水运发展规划》《泸州—宜宾—乐山港口群布局规划》等省级港口布局规划及港口总体规划的码头项目。 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。 严格管控沿江沿河工程建设废弃渣土场的设置，禁止违法占用河道。 在长江、沱江设计洪水位线以上 100 米范围内，不再规划建设新的城乡居民小区（点）。 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。	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 限制开发建设活动的要求 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 允许开发建设活动的要求 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的食品加工业向园区集中，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	本项目不属于区域内禁止开发建设活动，符合要求
			污染物排放管	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、沱江流域水污染物排放标准》。其他同泸州市环境要素综合重	本项目废气废水均合理处置不外排至地表

		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。 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。 限制开发建设活动的要求 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。 调整优化产业结构、能源结构、运输结构和用地结构，努力形成与大气环境承载力相匹配的发展格局、城市格局。 单元内若新布局工业园区，应结合区域环境特点、三线成果、园区产业类别，充分论证选址的环境合理性；大气布局敏感区、弱扩散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；农业污染重点管控区应严格限制布设以电力、钢铁、造纸、石化、化工、印染、化纤等高耗水行业为主导产业的园区。 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建设占用耕地。 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。 严禁非法采砂。严格落实禁采区、可采区、保留区和禁采期管理措施，加强对非法采砂行为的监督执法。 按照相关要求严控水泥新增产能。	控	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。 新增源排放标准限值 新、改、扩建工业项目全面执行大气污染物特别排放限值。 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。 其他污染物排放管控要求	水体，仅站场有少量非甲烷总烃无组织逸散，污染物排放量较少，满足要素重点管控单元要求
			环境风险防控	严格管控类农用地管控要求 安全利用类农用地管控要求 污染地块管控要求 园区环境风险防控要求 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。 其他环境风险防控要求 同泸州市环境要素重点管控单元总体准入要求。	本项目新建井场、集输工程施工期间临时占用永久基本农田，站场运营期间永久占用基本农田。井场永久占地应依法办理用地审批手续，并按规定补划永久基本农田并完善用地许可手续后选址合理。
			资源开发	水资源利用效率要求 同泸州市环境要素重点管控单元总体准入要求。	本项目页岩气开采过程中钻

		严格执行钢铁、水泥、平板玻璃等行业产能置换实施办法，重点区域内严禁未经产能置换违规新增钢铁、焦化、电解铝、水泥和平板玻璃等产能。 不符合空间布局要求活动的退出要求 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。 对在长江、沱江设计洪水位线以下的原有存量居民小区（点），积极稳妥推进生态移民；在设计洪水位线以上 100 米范围内，且无城市排污管网系统覆盖的，按照“缩减存量、只减不增”原则，通过整合棚户区改造、地质灾害避险搬迁和农村危（旧）房改造等政策，引导有序退出。 严格按照《赤水河流域（四川）小水电清理整改方案》落实小水电清理整顿工作，加强生态流量监管，完善生态调度方案和生态补偿机制。 污染物排放达不到《发酵酒精和白酒工业水污染物排放标准》的白酒企业，限期整治达标。引导以白酒为主导的食品加工业向园区集中。 其他空间布局约束要求 暂无 污染物排放管控： 允许排放量要求 暂无 现有源提标升级改造 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。 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。 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。 其他污染物排放管控要求	效率要求	地下水开采要求 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。 其他资源利用效率要求	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达到 85%以上

		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。 新建涉及 VOCs 排放的工业企业入园区，实行区域内 VOCs 排放等量或倍量削减替代。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。 到 2023 年底，所有建制镇具备污水处理能力。 规模化畜禽养殖场（小区）粪污处理设施配套率、畜禽粪污综合利用率达到国家、省级考核要求。 屠宰项目必须配套污水处理设施或进入城市污水管网。 全市主要农作物化肥、农药使用量实现负增长，利用率、测土配方施肥技术推广覆盖率达到国家、省级考核要求。 新、改扩建白酒酿造企业应参考《长江经济带战略环境评价四川省泸州市“三线一单”生态环境分区管控优化完善研究报告》中“泸州市白酒行业资源环境绩效指标”提出的相应区域污染物排放约束性管控指标。 新、改扩建能源化工企业应参考《长江经济带战略环境评价四川省泸州市“三线一单”生态环境分区管控优化完善研究报告》中“泸州市能源化工行业资源环境绩效指标”提出的相应区域污染物排放约束性管控指标。 江阳区、龙马潭区、纳溪区、泸县大气污染物排放执行《四川省生态环境厅关于执行大气污染物特别排放限值的公告》相关要求。 到 2022 年，攀枝花、泸州、绵阳、遂宁市中心城			

		区基本建成生活垃圾分类处理系统。到2025年，地级及以上城市基本建成生活垃圾分类处理系统。县级城市、乡镇和农村生活垃圾分类工作取得成效，生活垃圾减量化、资源化、无害化水平显著提高。加快厨余垃圾处置设施建设，鼓励区域统筹规划建设厨余垃圾处置中心，力争2022年实现地级及以上城市厨余垃圾处置设施全覆盖。 城市污泥无害化处置率和资源化利用率进一步提高,力争地级以上城市污泥无害化处置率达 92%、县级城市达85%。 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送交有危废资质单位处置。 环境风险防控： 联防联控要求 严格落实《关于建立跨省流域上下游突发水污染事件联防联控机制的指导意见》，建立跨省流域上下游突发水污染事件联防联控机制。 其他环境风险防控要求 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、草地、园地的农药使用量，禁止使用高毒、高残留农药。 资源开发利用效率要求： 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 以内。 能源利用总量及效率要求 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。 在秋收和夏收阶段开展秸秆禁烧专项巡查，强化川南地区区域联动。 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。 其他资源利用效率要求			
YS5105042230001	濑溪河-龙马潭区-控制单元	空间布局约束： 禁止开发建设活动的要求 暂无 限制开发建设活动的要求 暂无 不符合空间布局要求活动的退出要求 暂无	空间布局约束	禁止开发建设活动的要求 限制开发建设活动的要求 允许开发建设活动的要求 不符合空间布局要求活动的退出要求 其他空间布局约束要求	符合管控要求
			污染物排	城镇污水污染控制措施要求 提升城镇生活污水处理能力，完善污水收集管网，提	符合管控要求

		其他空间布局约束要求 暂无 污染物排放管控： 允许排放量要求 暂无 现有源提标升级改造 暂无 其他污染物排放管控要求 暂无 环境风险防控： 联防联控要求 暂无 其他环境风险防控要求 暂无 资源开发利用效率要求： 水资源利用总量要求 暂无 地下水开采要求 暂无 能源利用总量及效率要求 暂无 禁燃区要求 暂无 其他资源利用效率要求 暂无	放管控	高污水收集率，沱江流域城镇污水处理厂按要求达到《四川省岷江、沱江流域水污染物排放标准》排放限值 工业废水污染控制措施要求 突出沿江企业、园区环境风险防范 农业面源水污染控制措施要求 加强不达标小流域农业农村面源污染治理，加强生态保护修复。推进水产养殖尾水有效处理或循环化利用，推进规模化养殖场配套建设粪污处理设施，推动实施畜禽粪污资源化利用项目。实施农药化肥减量化行动，加快推进控肥增效、控药减害、控膜减量、控水降耗“四控行动”，推广测土配方施肥、有机肥代替、低毒生物农药替代等技术，推进叙永、古蔺县化肥减量增效示范区和叙永、合江农药减量控害示范区建设。赤水河干流岸线 30 米范围内严格控制农药化肥使用。 船舶港口水污染控制措施要求 积极治理船舶污染，严格执行国家船舶及其设施、设备和修造的相关环境保护标准；依法报废超实用年限的船舶；规范船舶拆解行为，禁止冲滩拆解。强化港口码头污染防治，强化垃圾、生活污水、含油污水、化学品洗舱水等处理处置 饮用水水源和其它特殊水体保护要求	
			环境风险防控	加强环境风险防范，坚持预防为主，构建以企业为主体的环境风险防控体系，优化产业布局，加强协调联动，提升应急救援能力；严格环境风险源头防控，加强涉重金属、危险废物、危化品等重点企业环境风险评估；强化工业、企业集中分布区环境风险管控，建设相应的防护工程。	符合管控要求
			资源开发效率要求	/	/

YS5105042320001	大气环境布局敏感重点管控区 7		空间布局约束	禁止开发建设活动的要求 限制开发建设活动的要求 允许开发建设活动的要求 不符合空间布局要求活动的退出要求 其他空间布局约束要求	符合管控要求
			污染物排放管控	大气环境质量执行标准 《环境空气质量标准》（GB3095-2012）：二级 区域大气污染物削减/替代要求 新增大气污染物排放的建设项目环境影响评价报批时，需附项目主要大气污染物削减量来源说明，并严格落实原环境保护部印发的《建设项目主要污染物排放总量指标审核及管理暂行办法》要求，实施新建项目主要污染物总量替代。 燃煤和其他能源大气污染控制要求 工业废气污染控制要求 机动车船大气污染控制要求 扬尘污染控制要求 农业生产经营活动大气污染控制要求 重点行业企业专项治理要求 其他大气污染物排放管控要求	符合管控要求
			环境风险防控		
			资源开发效率要求	/	/
YS5105041410003	龙马潭区土壤优先保护区		空间布局约束	禁止开发建设活动的要求 限制开发建设活动的要求 允许开发建设活动的要求 不符合空间布局要求活动的退出要求 其他空间布局约束要求	/

			污染物排放管控	/	
			环境风险防控		
			资源开发效率要求		
YS5105213210004	马溪河-泸县-得胜镇上游-控制单元	空间布局约束： 禁止开发建设活动的要求 暂无 限制开发建设活动的要求 暂无 不符合空间布局要求活动的退出要求 暂无 其他空间布局约束要求 暂无 污染物排放管控： 允许排放量要求 暂无 现有源提标升级改造 暂无	空间布局约束	禁止开发建设活动的要求 限制开发建设活动的要求 允许开发建设活动的要求 不符合空间布局要求活动的退出要求 其他空间布局约束要求	符合管控要求
			污染物排放管控	城镇污水污染控制措施要求 强化城镇生活污染源治理，加快城镇环保基础设施建设，因地制宜选用合适技术，健全乡镇及农村集聚点污水处理设施及配套管网 工业废水污染控制措施要求 严格落实企业主体责任，达标排放。 农业面源水污染控制措施要求 控制农业面源污染，加强畜禽水产养殖污染防控、强化农业生产化肥农药施用防控，禁止销售施用“三高”农药；推广高效施肥灌溉技术，农药化肥实现“零增长”；开展高标准农田改造，减少水土流失。 船舶港口水污染控制措施要求 饮用水水源和其它特殊水体保护要求	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，无法回用的剩余部分依托现有回注井回注处理，不外排
			环境风险防控	进一步完善工业企业和矿山环境风险防范和管理体系建设，开展企业风险隐患排查与风险评估，增强企业的环境风险意识，守住环境安全底线。	符合管控要求

		其他污染物排放管控要求 暂无 环境风险防控： 联防联控要求 暂无 其他环境风险防控要求 暂无 资源开发利用效率要求： 水资源利用总量要求 暂无 地下水开采要求 暂无 能源利用总量及效率要求 暂无 禁燃区要求 暂无 其他资源利用效率要求 暂无	资源开发效率要求	/	
YS5105212320001	大气环境布局敏感重点管控区 5		空间布局约束	禁止开发建设活动的要求 限制开发建设活动的要求 允许开发建设活动的要求 不符合空间布局要求活动的退出要求 其他空间布局约束要求	符合管控要求
			污染物排放管控	大气环境质量执行标准 《环境空气质量标准》（GB3095-2012）：二级 区域大气污染物削减/替代要求 新增大气污染物排放的建设项目环境影响评价报批时，需附项目主要大气污染物削减量来源说明，并严格落实原环境保护部印发的《建设项目主要污染物排放总量指标审核及管理暂行办法》要求，实施新建项目主要污染物总量替代。 燃煤和其他能源大气污染控制要求 工业废气污染控制要求 机动车船大气污染控制要求 扬尘污染控制要求 农业生产经营活动大气污染控制要求 重点行业企业专项治理要求 其他大气污染物排放管控要求	符合管控要求
			环境风险防控	/	/
			资源开发效率要求		
YS5105	泸县土		空间	禁止开发建设活动的要求	/

211410004	壤优先保护区		布局约束	限制开发建设活动的要求 允许开发建设活动的要求 不符合空间布局要求活动的退出要求 其他空间布局约束要求	
			污染物排放管控	/	/
			环境风险防控		
			资源开发效率要求		

2.5 环境影响要素识别和评价因子筛选

鉴于天然气开发项目建设特点，对各单项工程项目分为施工期、运营期和退役期，对井区整体来说，不同单项工程项目的施工期、运营期和退役期交错同时存在，重点是施工期和运营期的环境影响。

2.5.1 环境影响要素识别

阳 101 井区产能建设工程（三期）施工期的环境影响主要为 4 座新建井场钻前工程，7 座井场采气井站建设、新建 7 条（总长度 19.37km）集输管线，同沟敷设返排液管线等单项工程的施工过程。本项目采取“总体部署，滚动实施”方式进行，故本评价从单项工程开展环境影响识别。

2.5.1.1 施工期影响

（1）施工期生态环境影响

施工期间对生态环境的影响主要是钻前工程、地面集输工程和道路工程施工期间土石方工程的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；穿越河流等产生的弃渣和施工行为对当地地表水环境质量的影响，若处置不当，会造成新的水土流失，增加区域内的水土流失量，加剧环境的破坏。

（2）施工期污染影响

本项目施工期废水主要来自钻井废水、洗井废水、压裂返排液、施工人员在施工作业中产生的生活污水、管道安装之后清管试压排放的废水；施工废气主要来自地面开挖、运输车辆行驶产生的扬尘、放喷测试废气及施工机械(柴油机)排放的烟气；施工期产生的固体废物主要为钻井废弃泥浆、废油、钻井岩屑、生活垃圾、工程弃渣和施工废料等；噪声源主要来自施工作业机械，如钻机、振动筛、离心机、挖掘机、压裂车、放空系统放空等，其强度在 85dB(A)～110dB(A)。

（3）事故状态

事故状态的环境影响包括井喷，压裂废水池、岩屑池等一旦发生泄漏而引发的事故风险，将会对周围水环境、生态环境和人员造成影响，同时还涉及社会经济等问题。

2.5.1.2 运营期环境影响

（1）正常工况

正常运行状况下，天然气开采从井口→采气管线→下一井站→阀室→外输干线外输，全线采用密闭输送，正常情况下没有污染物排放，且工程自动化程度较高。因此，运行期主要废气污染源为采气站内凝析油无组织排放的少量有机类废气；主要废水污染源为各井站气液分离产生的采出水。井场、井站设备噪声对厂界声环境质量的影响；固体废物主要来采气井站井站清管检修废渣、储液罐沉渣和废油。

（2）非正常工况

非正常工况时，系统超压和井站检修时经放空装置点火燃烧后排放的废气、排放噪声对大气环境和声环境的影响。

2.5.1.3 退役期环境影响

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。

本项目建设、运行及退役期环境影响因子和影响因素识别结果统计情况见表2.5-1。

表 2.5-1　本项目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
施工期	钻前工程	生态	井场及井场道路占地、水土流失、动植物影响	地表扰动面积及类型、植被覆盖度、生态系统完整性等	－－	/	/	/	/	√	√	√	√
		废气	施工扬尘、施工机具尾气	TSP、NOx、CO	—	√	/	/	/	/	/	√	/
		废水	施工废水、生活污水	COD、BOD_5、SS、氨氮等	—	/	/	/	/	√	/	/	/
		固废	生活垃圾、土石方	/	—	√	/	/	/	/	/	/	/
		噪声	施工机械和车辆噪声	昼间等效声级（Ld）	－	/	/	/	√	/	/	/	/
	钻井工程	废气	柴油发电机废气、油基泥浆钻井过程有机废气、测试放喷废气	TSP、NOx、NMHC	－	√	/	/	/	/	/	/	/
		废水	钻井废水、洗井废水、生活污水	pH、TDS、COD、BOD_5、氮 NH_3-N、石油类、Cl^-、硫化物	－－	/	/	√	/	√	/	/	/
		固废	油基钻井固废、水基钻井固废岩屑、岩屑、生活垃圾	/	－	/	/	√	/	√	/	/	/
		噪声	柴油机、压裂泵等噪声	昼间等效声级（Ld）、夜间等效声级（Ln）	－－	/	/	/	√	/	/	/	/
		风险	井喷、井漏	CH_4	－－	√	√	√	√	/	/	/	/
	完井工程（压	废气	柴油发电机废气、机具尾气	NOx、CO	－	√	/	/	/	/	/	/	/

	裂）	废水	方井雨水、压裂返排液、生活污水	pH、TDS、COD、BOD_5、氮 NH_3-N、石油类、Cl^-、硫化物	－	/	/	√	/	√	/	/	/
		固废	生活垃圾		－	/	/	/	/	/	/	/	/
		噪声	施工机械和车辆噪声	昼间等效声级（Ld）	－	/	/	/	√	/	/	/	/
	内部集输工程	废气	施工机械和车辆尾气	NOx、CO、烃类	－	√	/	/	/	/	/	/	/
		废水	生活污水、管道试压排水	COD、BOD_5、NH_3-N、SS	－	/	√	/	/	/	/	/	/
		固废	施工废渣和生活垃圾	/	－	/	/	/	/	/	/	/	/
		噪声	施工机械和车辆噪声	/	－	/	/	/	√	/	/	√	/
		生态	管道敷设、施工便道	地表扰动面积及类型、植被覆盖度、生物量损失、生态系统完整性等	－	/	/	/	/	√	√	√	√
		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	采气井站、内部集输管线	废气	检修、事故放空、储油罐无组织废气	NOx、烟尘、NMHC	－－	√	/	/	/	/	/	/	/
		废水	采出水	COD、TDS、石油类、Cl^-	－	/	√	√	/	√	/	/	/
		固废	清管、检修废渣	氧化铁等机械杂质	－	/	/	/	/	√	/	/	/
		噪声	设备及气流噪声	昼间等效声级（Ld）、夜间等效声级（Ln）	－	/	/	/	√	/	/	/	/
		风险	站场、管线天然气泄漏	CH_4	－－	√	/	/	/	/	/	/	/
			污水罐破裂、转运事故	COD、石油类、Cl^-	－－	/	√	√	/	√	/	/	/
退	废弃管道设备锈蚀、固废			Fe_2O_3 等	－	/	/	/	/	√	/	/	/

役期	生产设施的停用、拆除和土地恢复	/	＋＋	/	/	/	/	√	√	√	√

2.5.2 评价因子确定

根据本项目生产作业过程的排污特点，结合当地环境功能和各类环境因子的重要性和可能受影响的程度，在环境影响识别的基础上，各环境影响因子的筛选见表2.5-2。

表 2.5-2　本项目环境影响评价因子和分析因子一览表

环境要素	现状调查因子	影响分析因子	
		施工期	运营期
生态	生态系统类型、土地利用现状、景观、永久基本农田、水土流失、植被、动物等	土地利用、植被、动物、景观、水体流失	土地利用、植被、动物、景观
大气	SO_2、NO_2、PM_{10}、$PM_{2.5}$、CO、O_3、NMHC、H_2S	TSP、NOx、NMHC	TSP、NO_x、NMHC
地表水	pH、SS、COD、氨氮、氯化物、硫化物、石油类、硫酸盐	SS、COD、氨氮、氯化物、硫化物、石油类、硫酸盐	/
地下水	背景离子：K^+、Na^+、Ca^{2+}、Mg^{2+}、CO_3^{2-}、HCO^{3-}、Cl^-、SO_4^{2-}； 基本水质因子：pH、氨氮、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、高锰酸盐指数、硫酸盐、总大肠菌群、细菌总数； 特征因子：COD、石油类、氯化物	COD、石油类、氯化物	COD、石油类、氯化物
声环境	等效声级	等效连续 A 声级	等效连续 A 声级
土壤	土壤理化性质； 建设用地 45 项基本因子； pH、锌、铬、石油烃、氯化物、硫酸盐、钡	石油类、石油烃、氯化物	石油类、石油烃、氯化物

2.6 环境功能区划

阳 101 井区产能建设工程（三期）位于四川省泸州市龙马潭区、泸县境内，根据四川省环境功能区划相关文件，确定本次项目所在区域环境功能区划如下：

2.6.1 地表水环境功能区划

根据《四川省地面水水域环境功能划类管理规定》，本项目评价区域内水环境功

能为 III 类地表水环境功能区，水体功能为灌溉、泄洪、养殖等，属长江水系。

2.6.2 地下水环境功能区划

本项目区域的地下水开发利用现状主要以周边饮用水作为人畜生活用水，评价范围内不涉及地下水集中式饮用水水源保护区，因此，项目所在地地下水环境质量评价均执行《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III 类标准。

2.6.3 环境空气功能区划

工程建设区域属于农村地区，根据《环境空气质量标准》（GB3095-2012），项目大气评级范围内区域的大气环境功能区为环境空气二类区。

2.6.4 声环境功能区划

本项目所在区域为乡镇及其农村地区，单体项目仅涉及农村地区，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 4a 类声环境功能区。

2.6.5 生态功能区划

根据《全国生态功能区划》（2015 修编版），项目评价区所在区域属于“II-01-30 四川盆地农产品提供功能区”。不属于全国重要生态功能区。

根据《四川省生态功能区划》，项目评价区所在区域属“I四川盆地亚热带农林生态区—I-2 盆中丘陵农林复合生态亚区—I-2-5 沱江中下游城镇–农业生态功能区”。

2.7 执行标准

2.7.1 环境质量标准

2.7.1.1 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，具体浓度限值见表 2.7-1。

表 2.7-1 环境空气质量标准(μg/m³)

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
SO_2	1 小时平均	500	NO_2	1 小时平均	200
	24 小时平均	150		24 小时平均	80

	年平均	60		年平均	40
CO	1 小时平均	10mg/m³	O^3	1 小时平均	200
	24 小时平均	4 mg/m³		日最大 8 小时平均	160
PM_{10}	24 小时平均	150	$PM_{2.5}$	24 小时平均	75
	年平均	70		年平均	35
非甲烷总烃	1 小时平均	2 mg/m³	/	/	/

2.7.1.2 地表水环境质量标准

本项目井区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 2.7-2。

表 2.7-2 地表水环境质量标准限值(mg/L，pH 除外)

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

2.7.1.3 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，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 2.7-3。

表 2.7-3 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（CODMn 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。					

2.7.1.4 声环境质量标准

项目所在区域为农村区域，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 类功能区标准，声环境质量标准详见表 2.7-4。

表 2.7-4　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

2.7.1.5 土壤环境质量标准

场地外各监测因子执行农用地执行《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 2.7-5；场内地各监测因子执行建设用地执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类风险筛选值；钡执行《四川省建设用地土壤污染风险管控标准（DB51/2978-2023）》中对应筛选值要求；石油烃建设用地土壤污染风险筛选值和管制值标准见表 2.7-5。

表 2.7-5　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		风险筛选值			
		pH≤5.5	5.5＜pH≤6.5	6.5＜pH≤7.5	pH＞7.5
镉	水田	0.3	0.4	0.6	0.8
	其他	0.3	0.3	0.3	0.6
汞	水田	0.5	0.5	0.6	1.0
	其他	1.3	1.8	2.4	3.4
砷	水田	30	30	25	20
	其他	40	40	30	25
铅	水田	80	100	140	240
	其他	70	90	120	170
铬	水田	250	250	300	350
	其他	150	150	200	250
铜	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 2.7-6　建设用地土壤污染风险管控标准　　单位：mg/kg

污染物项目	风险筛选值	污染物项目	风险筛选值
砷	60	1,2,3-三氯丙烷	0.5
镉	65	氯乙烯	0.43
铬（六价）	5.7	苯	4
铜	18000	氯苯	270

铅	800	1,2-二氯苯	560
汞	38	1,4-二氯苯	20
镍	900	乙苯	28
四氯化碳	2.8	苯乙烯	1290
氯仿	0.9	甲苯	1200
氯甲烷	37	间二甲苯+对二甲苯	570
1,1-二氯乙烷	9	邻二甲苯	640
1,2-二氯乙烷	5	硝基苯	76
1,1-二氯乙烯	66	苯胺	260
顺-1,2-二氯乙烯	596	2-氯酚	2256
反-1,2-二氯乙烯	54	苯并[a]蒽	15
二氯甲烷	616	苯并[a]芘	1.5
1,2-二氯丙烷	5	苯并[b]荧蒽	15
1,1,1,2-四氯乙烷	10	苯并[k]荧蒽	151
1,1,2,2-四氯乙烷	6.8	䓛	1293
四氯乙烯	53	二苯并[a，h]蒽	1.5
1,1,1-三氯乙烷	840	茚并[1,2,3-cd]芘	15
1,1,2-三氯乙烷	2.8	萘	70
三氯乙烯	2.8	石油烃	4500
钡	8660	/	/

2.7.2 污染物排放标准

2.7.2.1 废气

施工期扬尘满足《四川省施工场地扬尘排放标准》（DB51/2682-2020），施工期和运营期挥发性有机物无组织排放执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020），施工期和运营期其他废气排放执行《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）。具体标准值见表 2.7-7。

表 2.7-7　大气污染物排放标准

污染源	污染物	最高允许排放浓度（mg/m³）	最高允许排放速率(kg/h)	无组织排放监控浓度限值（mg/m³）	备注
柴油发电机	SO_2	550	/	0.40	根据 2017.1.12 环保部长《关于 GB16297-1996 的适用范围的回复》，对“固定式柴油发电机排气筒高度和排放速率暂不作要
	NOx	240	/	0.12	
	颗粒物	120	0.78	1.0	

					求”
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	NMHC	/	/	4.0	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）

2.7.2.2 废水

拟建项目钻前以及管道工程施工废水循环利用，不外排；钻井施工期生活污水利用农户已有的旱厕进行收集处理，各单项工程土建施工产生的施工废水循环利用洒水抑尘，无施工废水外排；钻井工程钻井废水和压裂返排液循环利用，无法利用的剩余部分依托现有回注井回注处理，不外排；运营期产生的采气废水进入各平台钻井工程已建水池（500m^3）暂存，后通过返排液管线外输至区块外钻井回用，最终无法回用的拉运至回注处理。回注水质执行《气田水注入技术要求》（SY/T6596—2016）。

2.7.2.3 噪声

施工噪声执行《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011），即昼间70dB(A)，夜间 55dB(A)。运营期厂界噪声依据《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 2.7-8。

表 2.7-8　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	运营期
GB12523-2011 限值	70	55	施工期

2.7.2.4 固体废物污染控制标准

本项目固体废物主要为钻井施工的废弃泥浆、钻井岩屑、废油及含油固废、生活垃圾；运营期清管废渣、生活垃圾等。

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《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》(GB18599-2020)。

本项目各井段钻井泥浆全部采用水基钻井泥浆体系，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，类比其他天然气钻井井场水基钻井废弃泥浆相关参数资料，废弃泥浆浸出液 pH 值可达到11，超过 6~9，故水基泥浆钻井固废按《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》

(GB 18599-2020)中第II类一般工业固体废物进行控制。钻井产生的其他含油固废，暂存于井场危废暂存间，定期交有资质单位处置，含油固废现场贮存、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废渣按《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。

各站场施工期和运营期设备保养用油跑冒滴漏产生的少量废油按照危险废物进行管理，执行《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023），现场贮存收集后交由钻井队综合利用或交具有相应危废处置资质单位妥善处置。

2.8 评价工作等级与评价范围

2.8.1 评价工作等级划分

2.8.1.1 生态环境

1、评价等级

根据《环境影响评价技术导则生态影响》（HJ19-2022）评价工作等级确定原则，建设项目同时涉及陆生、水生生态影响时，可针对陆生生态、水生生态分别判定评价等级。

本项目包括钻井工程、地面集输工程，项目评价范围内不涉及国家公园、自然公园、自然保护区、世界自然遗产、重要生境及生态保护红线等生态敏感区；项目不属于水文要素影响型且地表水评价等级为三级 B，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，不涉及《中华人民共和国湿地保护法》中定义的国家重要湿地、省级重要湿地、一般湿地等生态保护目标；项目占地规模小于 20km^2，不会使当地土地利用类型产生明显改变，项目区域不属于对保护生物多样性具有重要意义的区域。

因此，本项目陆生生态、水生生态环境影响评价等级均为三级。详见下表。

表 2.8-1　生态影响评价工作等级判定表

	生态影响评价等级判定条件	等级	本项目情况	等级判定
评价等级基本判别	涉及国家公园、自然保护区、世界自然遗产、重要生境	一级	项目选址不涉及国家公园、自然保护区、世界自然遗产、重要生境	/
	涉及自然公园	二级	项目选址不涉及自然公园	/

	涉及生态保护红线	不低于二级	项目不涉及生态保护红线	/
	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		项目不属于水文要素影响型且地表水评价等级为三级 B	/
	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		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，不涉及《中华人民共和国湿地保护法》中定义的国家重要湿地、省级重要湿地、一般湿地等生态保护目标	/
	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)；改扩建项目的占地范围以新增占地(包括陆域和水域)确定。		项目占地规模约为 0.3894km^2，小于 20km^2。	/
	除上述判定原则外的情况	三级	三级	/
等级调整	涉及经论证对保护生物多样性具有重要意义的区域时	上调一级	项目不涉及保护生物多样性重要区域	/
	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		项目不属于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	/
	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	下调一级	项目不涉及穿跨越生态敏感区	/
	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	简单分析	本项目属于污染影响类及生态影响类，位于产业园区外	/
综合判定本项目生态评价等级				三级

2、评价范围

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》（HJ/T349 2007）中“7 评价等级和评价范围”，“7.1 生态影响评价等级和评价范围依据 HJ 19 的相关原则来确定，并符合下列要求：a）井场、站场（含净化厂）等工程以场界周围 50 米范围、集输管道等线性工程两侧外延 300 米为评价范围。通过大气、地表水、噪声等环境要素间接影响生态保护目标的项目，其评价范围应涵盖污染物排放产生的间接生态

影响区域。”

（1）管线评价范围

根据《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022）“6.2.5……线性工程穿越非生态敏感区时，以线路为中心线向两侧外延 300m 为参考评价范围”；本项目管线未穿越生态敏感区，管线生态评价范围为管线中心线两侧 300m 范围。

（2）井场评价范围

根据项目区生态完整性和生物多样性保护要求，以及项目活动的直接影响区域和间接影响区域，项目对生态因子的影响方式、影响程度和生态因子之间的相互影响和相互依存关系；结合项目行业特点，井场影响范围在影响源周边 200m 范围内，因此确定生态评价范围为井场边界外延 200m 范围。

2.8.1.2 环境空气

1、大气环境影响评价工作等级的判定

依据《环境影响评价技术导则-大气环境》(HJ2.2-2018)中 5.3 节工作等级的确定方法，结合项目工程分析结果，选择正常排放的主要污染物及排放参数，采用附录 A 推荐模型中的 AERSCREEN 模式计算项目污染源的最大环境影响，然后按评价工作分级判据进行分级。

阳 101 井区产能建设工程（三期）涉及钻井工程、地面集输工程。依据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）要求，评价等级判断主要以地面集输工程为主，钻井期间的施工机械、施工车辆产生的尾气，由于施工期较短暂，单井钻井时间短，暂不考虑其评价等级。根据环境影响识别，地面集输工程选取非甲烷总烃为评价因子进行核算，分别计算每一种污染物的最大地面浓度占标率 Pi 和地面浓度达标限值 10%时所对应的最远距离 D10%。

（1）P_{max} 及 $D_{10\%}$的确定

依据《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018)中最大地面浓度占标率 P*i* 定义如下：

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

P_i ——第 i 个污染物的最大地面空气质量浓度占标率，%；

C_i——采用估算模型计算出的第 i 个污染物的最大 1 小时地面空气质量浓度，

μg/m^3；

C_{0i}——第 i 个污染物的环境空气质量浓度标准，μg/m³。。

（2）评价等级判别表

评价等级按表 2.8-2 的分级判据进行划分。

表 2.8-2　评价工作等级判据表

评价工作等级	评价工作分级判据
一级评价	Pmax≧10%
二级评价	1%≦Pmax<10%
三级评价	Pmax<1%

（3）评价因子及评价标准

项目评价因子及标准见表 2.8-3。

表 2.8-3　评价因子和评价标准表

序号	评价因子	功能区	平均时段	标准值μg/m³	标准来源
1	非甲烷总烃	二类区	1h 平均	2000	《大气污染物综合排放标准详解》

2、废气污染源参数

本项目无组织排放源参数如下。估算数值计算各污染物参数见表 2.8-4。

表 2.8-4　面源排放参数一览表

污染源名称	坐标/°		海拔高度/m	矩形面源			污染物	排放速率	单位
	X	Y		长度	宽度	有效高度			
阳 101H17 平台							非甲烷总烃	0.0554	10^{-3}kg/h
阳 101H18 平台								0.0369	
阳 101H19 平台								0.0246	
阳 101H20 平台								0.0246	
阳 101H21 平台								0.0431	
阳 101H22 平台								0.0308	
阳 101H23 平台								0.0308	

3、估算模型参数

其估算模型参数详见下表 2.8-5，主要污染源估算模型计算结果见表 2.8-6。

表 2.8-5　估算模型参数表

	参数		取值
龙马潭区	城市农村/选项	城市/农村	农村
		人口数(城市人口数)	/
	最高环境温度		43.2℃
	最低环境温度		-0.4℃
	土地利用类型		农田
	区域湿度条件		湿润
	是否考虑地形	考虑地形	是
		地形数据分辨率(m)	90
	是否考虑海岸线熏烟	考虑海岸线熏烟	否
		海岸线距离/m	/
		海岸线方向/°	/

4、评价工作等级确定

本项目所有污染源正常排放污染物的P_{max}和$D_{10\%}$预测结果如下表。

表 2.8-6　Pmax 和 D10%预测和计算结果一览表

污染源类型	污染源名称	评价因子	评价标准 (μg/m³)	C_{max} (μg/m³)	P_{max}(%)	$D_{10\%}$(m)
面源	阳 101H17 平台	NMHC	2000	2.36	0.14	/
	阳 101H18 平台			2.02	0.1	/
	阳 101H19 平台			2.01	0.1	/
	阳 101H20 平台			2.01	0.1	/
	阳 101H21 平台			2.36	0.12	/
	阳 101H22 平台			1.69	0.08	/
	阳 101H23 平台			1.69	0.08	/

根据预测结果，本项目 P_{max} 最大值为阳 101H17 平台排放的无组织 NMHC，C_{max} 为 2.36μg/m³，P_{max} 值为 0.14%，$D_{10\%}$未出现，根据《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018)分级判据，确定本项目大气环境影响评价工作等级为三级。

5、评价范围

根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ/2.2-2018），本项目大气环境影响评价等级定为三级，不需设置大气环境影响评价范围。本项目重点针对井场周边

500m 范围、集输管线周边 200m 的范围进行评价。

2.8.1.3 地表水环境

1、评价工作等级

本项目施工期、运营期产生的各类废水优先回用，不能回用的依托原有回注井进行回注处理，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，属间接排放项目，地表水评价等级为三级 B。

2、评价范围

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

2.8.1.4 声环境

1、评价等级

根据天然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，本项目各井场、井站均采取降噪措施确保各厂界噪声达标；本项目涉及的各井场和井站均位于 2 类声环境功能区适用区域；周边 200m 范围内仅有少量分散居民点分布，受噪声影响人口数量少，项目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》（HJ2.4-2009）中关于评价工作等级的划分原则，确定本项目声环境评价工作等级为二级。判断等级详见表 2.8-7。

表 2.8-7　声环境评价工作等级

影响因素 评价等级		声环境功能区	环境敏感目标 噪声级增量	影响人口 数量变化
评价等级判据	一级	0 类	＞5dB（A）	显著增多
	二级	1 类，2 类	≥3dB（A），≤5dB（A）	较多
	三级	3 类，4 类	＜3dB（A）	不大

2、评价范围

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

2.8.1.5 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“天然气开采”，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 2.8-8，土壤环境影响评价工作等级划分见表 2.8-9。

表 2.8-8 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 2.8-9 污染影响型评价工作等级划分表

	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 5hm^2，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。

2.8.1.6 环境风险

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、危险物质数量与临界量比值（Q）

由于各井场井站为独立钻井施工和建站作业，管网（采、集气、供排水）为分段建设，各单位为相对独立单元，井场内各单井通过井口切断阀实现单元控制，井站与井站之间采输气管道通过站场进出站阀组切断阀实现单元控制，故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》（HJ169-2018）附录 B 中对应临界量的比值确定 Q。对于长输管线，按照两个截断阀室之间管段危险物质最大存在总量计算。

（1）钻井施工期

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。

本项目施工期钻井井场涉及的主要危险物质包括 CH_4（易燃易爆）、油类物质（柴油和白油）、废油、盐酸。由于各井场各井钻井工程依次实施，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，因此钻井作业天然气最大流量按照单井最大无阻流量进行计算。本项目区块内单井天然气最大流量 15.6 万 m^3/d，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 15min，15min 内可燃气体天然气泄漏量最大为 5.82t；钻井阶段现场柴油罐中柴油储最大存量 16.7t；造斜段和水平段使用的油基泥浆基础油白油现场贮存量约 213.8t；废油最大暂存量为 5.03t。

表 2.8-10　本项目施工期涉及危险物质数量及分布情况表（无阻流量最大的井场）

序号	危险物质名称	最大存在量	分布位置
1	天然气（甲烷）	5.82t	单井井喷失控，按井喷15min计算
2	柴油	16.7t	柴油罐区
3	白油	213.8t	配置油基泥浆，现场不储存，仅在紧急情况下临时调用
4	废油	5.03t	危废贮存场

当存在多种危险物质时，则按下式计算物质总量与其临界量比值（Q）：

$$Q=\frac{q_1}{Q_1}+\frac{q_2}{Q_2}+\frac{q_3}{Q_3}+\cdots+\frac{q_n}{Q_n}$$

式中：q_1，q_2，...，qn——每种危险物质的最大存在总量，t；

Q_1，Q_2，...，Qn——每种危险物质的临界量，t。

当 Q＜1 时，该项目环境风险潜势为I。当 Q≥1 时，将 Q 值划分为：

①1≤Q＜10；②10≤Q＜100；③Q≥100。

本项目 Q 值计算结果见下表：

表 2.8-11　施工期 Q 值计算表

序号	物料名称	涉及单元	CAS	临界量（t）	项目涉及最大量（t）	该种危险物质Q值
1	柴油	柴油罐	68334-30-5	2500	16.7	0.0067
2	甲烷	井口	74-82-8	10	5.82	0.582
3	白油	油基泥浆储罐	68334-30-5	2500	213.8	0.085
4	废油	危废贮存场	68334-30-5	2500	5.03	0.002
项目值Q值∑						0.6757
备注：①甲烷的量取事故状态（井喷）下无阻流量时的天然气流量，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。 ②临界量数据来源：《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）附录B：重点关注的危险物质及临界量.						

（2）运营期

根据本项目建设内容，本项目开采、集输的主要产品为天然气，项目运营期间涉及的风险物质主要为井中采出的天然气。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。本项目部署 7 个站场和 7 条管线，本项目运营期环境风险共计 14 个危险单元。本项目各站场通过阀组撬实施紧急截断，截断阀能在 30s 内截断气源，故本评价考虑最不利情况下天然气泄漏量以 30s 计，流量按照最不利情况下最大无阻流量计算（以正常工况下天然气流量的 5 倍值作为无阻流量值）。各集输管线天然气存在量根据管道容积进行天然气存量计算。各单元危险物质基本情况见下表。

表 2.8-12　Q 值计算表

序号	所属单元	危险物质名称	规格	天然气最大储存量q（t）	临界量Q（t）	危险物质数量与临界量比值q/Q
一	集输管线					
1	阳101H17-阳101H11	甲烷	DN150，3.3km，8.5MPa	3.52	10	0.352
2	阳101H18-阳101H19		DN200，1.0km，8.5MPa	1.9		0.19
3	阳101H19-阳101-6集气站		DN200，4.76km，8.5MPa	9.02		0.902
4	阳101H20-阳101H19		DN150，1.0km，8.5MPa	1.07		0.107
5	阳101H21平台T接至阳101H22平台→阳101-6集气站		DN150，0.2km，8.5MPa	0.21		0.021
6	阳101H22-阳101-6集气站		DN200，5.12km，8.5MPa	9.71		0.97
7	阳101H23-阳101H22		DN150，3.99km，8.5MPa	4.25		0.425
二	站场					
1	阳101-H17	甲烷	9口井	1.023	10	0.1023
2	阳101-H18		6口井	0.683		0.0683
3	阳101-H19		4口井	0.455		0.0455
4	阳101-H20		4口井	0.455		0.0455
5	阳101-H21		7口井	0.797		0.0797
6	阳101-H22		5口井	0.569		0.0569
7	阳101-H23		5口井	0.569		0.0569

由上表 9.1-7 可知，本项目施工期钻井井场 Q 值最大为 0.6757，运营期以各站场、各集输管线为危险单元，计算各站场和各集输管线的最大存在量，各站场及集输管线单元 Q 值最大为 0.97，Q 值均小于 1。根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）判定，本项目环境风险潜势为I。

2、评价等级

环境风险评价工作等级划分为简单分析、一级、二级、三级。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。

表 2.8-14　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，本项目运营期、施工期各单元Q值均小于1，开展简单分析。

3、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场站周边 3km 以及各集输管线周边 100m 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。

2.8.1.7 地下水环境

1、工作等级

建设项目地下水环境影响评价等级划分应根据建设项目行业分类和地下水环境敏感程度（表 2.8-15 和表 2.8-16）进行判定。

表 2.8-15　地下水环境敏感特征分级

分级	项目场地的地下水环境敏感特征	本工程
敏感	集中式饮用水源地（包括已建成的在用、备用、应急水源地，在建和规划的水源地）准保护区；除集中式饮用水源地以外的国家或地方政府设定的与地下水环境相关的其它保护区，如热水、矿泉水、温泉等特殊地下水资源保护区	评价区主要涉及行政区包括龙马潭区及泸县的曹坝村、金龙社区、双加镇街道、塘坡村、凉坳村、接官坝村、颜坪村、大冲头村、仁和村，赵湾村，中心村、共和村、洪安桥村、海罗村、八甲村居民，根据现场调查全域已实现集中供水，供水来源分

较敏感（√）	集中式饮用水源地（包括已建成的在用、备用、应急水源地，在建和规划的水源地）准保护区以外的补给径流区；特殊地下水资源（如矿泉水、温泉等）保护区以外的分布区以及分散居民饮用水源等其它未列入上述敏感分级的环境敏感区	别为距阳 101 井区（三期）边界外南侧约 14.3km 的长江石堡湾地表水饮用水源地以及距阳 101 井区（三期）边界外西侧约 12.18km 的泸县潮河镇里程滩水库水源地。除此，项目区周边仍保留原居民分散式饮用水井，为居民的备用应急水源。综上，本项目评价区地下水主要功能为生态涵养功能，地下水环境为“较敏感”。
不敏感	上述地区之外的其它地区	
注：“环境敏感区”是指《建设项目环境影响评价分类管理名录》中所界定的涉及地下水的环境敏感区		

表 2.8-16　本项目地下水评价工作等级分级

项目类别 / 环境敏感程度	II类项目	本项目评价等级
敏感	一	本项目属II类项目，其地下水环境敏感程度为“较敏感”，根据评价工作等级分级表判定为“二”级评价。
较敏感（√）	二（√）	
不敏感	三	

根据《环境影响评价技术导则—地下水环境》（HJ610-2016），本项目属II类项目，地下水环境敏感程度为“较敏感”，根据（HJ610-2016）判定依据，本项目地下水环境影响评价工作等级判定为“二”级（表 2.1-9）。

2、评价范围

根据《地下水环境影响评价技术导则-地下水环境》（HJ610-2016），地下水环境现状调查评价范围应包括于建设项目相关的地下水环境保护目标，以能说明地下水环境现状，反映调查评价区地下水基本渗流特征，满足地下水环境影响预测和评价为基本原则。

建设项目地下水环境现状调查评价范围的确定可采用公式计算法、查表法及自定义法。

（1）公式计算法

当建设项目所在地水文地质条件相对简单，且所掌握的资料能够满足公式计算法的要求时，应采用公式计算法确定：

$$L=\alpha\times K\times I\times T/ne \qquad （式 10-1）$$

式中：*L*—下游迁移距离

α—变化系数，α≥1，一般取 2；

K—渗透系数，m/d；

I—水力坡度，无量纲；

T—质点迁移天数，取值不小于 5000d；

ne—有效孔隙度，无量纲。

（2）查表法

当不满足公式计算法的要求时，可采用查表法确定（表 2.8-17）。

表 2.8-17　地下水环境现状调查评价范围参照

评价等级	调查评价面积（km^2）	备注
一级	≥20	应包括重要的地下水环境保护目标，必要时适当扩大范围
二级	6～20	
三级	≤6	

（3）自定义法

当计算或查表范围超出所处水文地质单元边界时，应以所处水文地质单元边界为宜，可根据建设项目所在区域水文地质条件确定。

本项目拟建设阳 101 井区产能建设工程（三期），拟建设页岩气产建平台 7 个，并配套建设地面集输工程，其中压裂返排液管线 19.37km。针对本项目工程特征，根据现场调查、钻井分布及水文地质资料，本次评价选取自定义法划定本项目评价调查范围。评价区主要控制水系为仁和溪，包含 7 个钻井平台，7 条集输管线等建设内容。评价范围西侧以当地最低侵蚀基准面濑溪河为边界，南侧以仁和溪及其支流分水岭为界，东侧以濑溪河与龙溪河之间地表水分水岭及阳 101 井区（三期）边界为界，北侧以仁和溪与马溪河之间的地表水分水岭为界，合计 58.79km^2，该评价范围已包含 7 条集输管线两侧 200～500m 范围。

本项目调查评价范围见图 2.8-1。

**

图 2.8-1　地下水环境影响调查评价范围

2.8.2 评价范围

根据本工程确定的各环境要素的评价等级，以及工程特点、污染物排放特征，并考虑项目所在区域的环境质量现状和气候气象特征，确定本工程各环境要素评价范围见表 2.6-15。

表 2.6-15　各环境要素评价范围一览表

序号	环境要素	评价等级	评价范围
1	生态环境	三级	井场周边 200m 范围、集输管线两侧 300m 范围

序号	环境要素	评价等级	评价范围
2	环境空气	三级	/
3	地表水	三级（B）	/
4	地下水	二级	1）南侧调查单元评价范围 南侧调查单元评价范围西侧以当地最低侵蚀基准面濑溪河为边界，南侧以仁和溪及其支流分水岭为界，东侧以濑溪河与龙溪河之间地表水分水岭及阳 101 井区（三期）边界为界，北侧以仁和溪与马溪河之间的地表水分水岭为界，合计 58.79km^2，该评价范围已包含 7 条集输管线两侧 200～500m 范围。
5	声环境	二级	井口周边 300m 范围；集输管线两侧 200m 范围
6	土壤环境	污染影响型二级	井场、集输管线占地范围内以及占地范围外 200m 范围
7	风险	二级	大气环境风险评价范围：井场周边 3km 范围，集输管线两侧 200m 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）以及管线划定的地下水影响评价范围。

2.9 环境保护目标

2.9.1 生态环境保护目标

本项目生态保护目标为评价范围内的永久基本农田，以及重点野生保护动植物。

表 2.9-1　本项目生态保护目标

类别	生态保护目标	保护级别	主要保护对象	与项目的位置关系
1	重点保护野生动物	国家二级保护野生动物	雕鸮、鹰鸮、苍鹰、黑啄木鸟、领角鸮、画眉、普通翠鸟、豹猫等	区块评价范围内分布
2	永久基本农田			井场及集输工程部分临时占用，部分工程永久占用。详见附图 3

2.9.2 大气环境保护目标

本项目大气环境为三级评价，根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018），三级评价项目不需设置大气环境影响评价范围。

表 2.9-2　井口 500m 范围内人居调查统计表

井场	距井口距离（m）	户数（户）	人数（人）	备注
阳 101H17 井场	0~100	/	/	/
	100~300	83	291	/
	300~500	50	150	/
阳 101H18 井场	0~100	/	/	/
	100~300	54	189	/
	300~500	30	90	/
阳 101H19 井场	0~100	/	/	/
	100~300	78	273	/
	300~500	42	126	/
阳 101H20 井场	0~100	2	7	拆迁
	100~300	29	102	/
	300~500	37	111	/
阳 101H21 井场	0~100	4	9	拆迁
	100~300	56	102	/
	300~500	43	129	/
阳 101H22 井场	0~100	1	4	拆迁
	100~300	43	151	/
	300~500	34	102	/
阳 101H23 井场	0~100	/	/	/
	100~300	64	224	/
	300~500	34	102	/

2.9.3 地表水环境保护目标

本项目施工期、运营期无废水排放。根据《环境影响评价技术导则 地表水环境》（HJ2.3-2018）要求，本项目地表水环境评价等级为三级 B。

本项目各站场与集输管线均不涉及集中式饮用水水源保护区，管线不涉及穿跨越Ⅲ类及以上水体。本项目地表水环境保护目标为距项目较近水体熊岩水库、松滩桥水库，以及管线穿越小型河流仁和溪。项目所在区域水系分布图见附图 13。

2.9.4 地下水环境保护目标

根据收集资料和区域开展的环境水文地质调查，本项目区块内不涉及集中式地下水饮用水源保护区。

评价区主要涉及行政区包括龙马潭区及泸县的**村居民，根据现场调查全域已实现集中供水。其供水水源分别为距阳 101 井区（三期）边界外南侧约 14.3km 的长江

石堡湾地表水饮用水源地以及距阳 101 井区（三期）边界外西侧约 12.18km 的泸县潮河镇里程滩水库水源地。除此，项目区周边仍保留原居民分散式饮用水井，为居民的备用应急水源。

本项目施工过程中，钻井废液、压裂返排液等废水收集或处理不当，钻井施工过程中钻井液渗漏及压裂作业压裂液注入目标层将可能对评价区地下水水质造成影响。本项目地下水环境保护目标见表 2.9-3。

表 2.9-3 评价区地下水环境保护目标

主要保护内容	保护目标		位置关系	影响因素
含水层水质	J_2s	浅层风化裂隙含水层	钻井施工场地下伏含水层及钻井穿越含水层	①钻井施工废水收集处理不当渗漏进入地下水系统，将影响评价区地下含水层及饮用水源水质；②钻井压裂过程中，压裂液注入目标层，将对目标层地下水水质造成影响
仍保留的居民饮用水井	J_2s	浅层风化裂隙含水层	项目周边尤其项目地下水径流下游区域仍保留的原居民饮用水井	

钻井平台周边仍保留的的居民饮用水井详述如表 2.9-3（续 1）～2.9-3（续 3）。

表 2.9-3（续 1） 阳 101H17 平台周边仍保留的居民井

调查内容	居民井	与项目位置关系
居民仍保留的原饮用水井	曹坝村 4 组居民水井	该井位于阳 101H17 平台南东侧上游 160m，井口高程 303m，井已弃用
	曹坝村 9 组居民水井	该井位于阳 101H17 平台南侧上游 416m，井口高程 309m，水井为应急备用水源
	曹坝村 9 组居民水井	该井位于阳 101H17 平台南西侧 480m，井口高程 289m，水井作为洗衣灌溉等使用
	曹坝村 9 组水塘边居民井	该井位于阳 101H17 平台西侧下游 220m，井口高程 279m，水井为应急备用水源
	曹坝村 9 组周家自用民井	该井位于阳 101H17 平台西侧下游 225m 周家院中，井口高程 282m，水源作为平时灌溉养殖生产用水和应急备用水源
	曹坝村 6 组居民水井	该井位于阳 101H17 平台北侧下游 300m，井口高程 284m，井水为应急备用水源
	曹坝村 6 组居民水井 J3-6	J3-6 位于阳 101H17 平台北东侧 500m，井口高程 307m，自来水停水时作为 4 户人为应急备用水源
	曹坝村 6 组居民水井 J3-5	J3-5 位于阳 101H17 平台北东侧 300m，井口高程 309m，1 户人为应急备用水源

表 2.9-3（续 2） 阳 101H18、H19 及 H20 平台周边仍保留的居民井

调查内容	居民井	与项目位置关系
居民仍保留的原饮用水井	颜坪村居民原饮用水井 J1-J7	J7 位于阳 101H18 平台北西侧侧向上游 455m，井口高程 296m，为应急备用水源
	凉坳村居民原饮用水井 J1-J8	J8 位于阳 101H18 平台北西侧侧向 1130m，井口高程 304m，为应急备用水源
	颜坪村居民原饮用水井 J1-J9	J9 位于阳 101H18 平台北侧侧向上游 410m，井口高程 317m，为应急备用水源
	颜坪村居民原饮用水井 G1	G1 位于阳 101H18 平台南侧下游 190m，井口高程 301m，为应急备用水源
	颜坪村居民原饮用水井 G2	G2 位于阳 101H18 平台北东侧上游 106m，井口高

		程 314m，为应急备用水源
	颜坪村居民原饮用水井 J1-J10	J10 位于阳 101H19 平台北侧侧向下游 130m，井口高程 316m，为应急备用水源
	颜坪村居民原饮用水井 G3	G3 位于阳 101H19 平台北东侧下游 121m，井口高程 305m，为应急备用水源
	颜坪村居民原饮用水井 G4	G4 位于阳 101H19 平台南西侧上游 208m，井口高程 318m，为应急备用水源
	颜坪村居民原饮用水井 G5	G5 位于阳 101H19 平台北东侧下游 320m，井口高程 296m，为应急备用水源
	大冲头村居民原饮用水井 J1-J3	J3 位于阳 101H20 平台南侧上游 390m，井口高程 320m，为应急备用水源
	大冲头村居民原饮用水井 J1-J4	J4 位于阳 101H20 平台南西侧侧向上游 91m，井口高程 316m，为应急备用水源
	大冲头村居民原饮用水井 J1-J5	J5 位于阳 101H20 平台北西侧侧向下游 179m，井口高程 300m，为应急备用水源
	大冲头村居民原饮用水井 J1-J6	J5 位于阳 101H20 平台北东侧侧向下游 188m，井口高程 315m，为应急备用水源
	大冲头村居民原饮用水井 G6	G6 位于阳 101H20 平台北西侧下游 73m，井口高程 303m，为应急备用水源
	凉坳村居民原饮用饮用泉 Q1	Q1 位于阳 101H19 至 101-6 集气站管线西侧 87m，出露高程为 291m，为应急备用水源
	仁和村居民原饮用水井 J1-J15	J15 位于阳 101H19 至 101-6 集气站管线东侧 121m，井口高程为 294m，为应急备用水源
	仁和村居民原饮用水井 J1-J16	J16 位于阳 101H19 至 101-6 集气站管线东侧 177m，井口高程为 302m，为应急备用水源
	接官坝村居民原饮用水井 J1-J18	J18 位于阳 101H19 至 101-6 集气站管线东侧 85m，井口高程为 338m，为应急备用水源

表 2.9-3（续 3） 阳 101H21～H23 平台周边仍保留的居民井

调查内容	居民井	与项目位置关系
居民仍保留的原饮用水井	大冲头村骑龙坳 12 户饮用泉 J2-J4	J4 位于阳 101H23 井场施工区西南侧 310m，出露高程 307.34m，为应急备用水源
	大冲头村骑龙坳 12 户饮用泉 J2-J5	J5 位于阳 101H23 井场施工区西南侧 260m，出露高程 325.74m，为应急备用水源
	大冲头村彭狮坝 11 户饮用泉 J2-J11	J11 位于阳 101H23 井场施工区东侧 285m，出露高程 301.05m，为应急备用水源
	大冲头村松林沟 3 户饮用泉 J2-J12	J12 位于阳 101H23 井场施工区东侧 125m，出露高程 304.31m，为应急备用水源
	大冲头村松林沟 3 户饮用泉 J2-J13	J13 位于阳 101H23 井场施工区东侧 130m，出露高程 305m，为应急备用水源
	大冲头村熊屋基 12 户饮用泉 J2-J14	J14 位于阳 101H23 井场施工区北侧 285m，出露高程 308.31m，为应急备用水源
	大冲头村熊屋基 12 户饮用泉 J2-J15	J15 位于阳 101H23 井场施工区西南侧 280m，出露高程 311.45m，为应急备用水源
	大冲头村熊屋基 12 户饮用泉 J2-J16	J16 位于阳 101H23 井场施工区北侧 255m，出露高程 314.5m，为应急备用水源
	大冲头村大兰坳 4 户饮用泉 J2-J19	J19 位于阳 101H23 井场施工区西北侧 260m，出露高程 325.74m，为应急备用水源
	大冲头村大兰坳 4 户饮用泉 J2-J20	J20 位于阳 101H23 井场施工区西北侧 260m，出露高程 325.74m，为应急备用水源
	大冲头村养殖场 2 户饮用泉 J2-J21	J21 位于阳 101H23 井场施工区西北侧 80m，出露高程 293.03m，为应急备用水源
	大冲头村大兰坳 4 户饮用泉 J2-J22	J22 位于阳 101H23 井场施工区西北侧 185m，出露高程 293.9m，为应急备用水源
	仁和村黄鳝水塘 4 户饮用泉 J2-J48	J48 位于阳 101H22 井场施工区东南侧 305m，出露高程 329m，为应急备用水源

	仁和村田边上 3 户饮用泉 J2-J49	J49 位于阳 101H22 井场施工区南侧 170m，出露高程 289.98m，为应急备用水源
	仁和村高屋基 4 户饮用泉 J2-J50	J50 位于阳 101H22 井场施工区西侧 190m，出露高程 301.99m，为应急备用水源
	仁和村高屋基 4 户饮用泉 J2-J51	J51 位于阳 101H22 井场施工区西侧 200m，出露高程 300.86m，为应急备用水源
	仁和村大田咀 6 户饮用泉 J2-J52	J52 位于阳 101H22 井场施工区西侧 295m，出露高程 297.96m，为应急备用水源
	仁和村大田咀 6 户饮用泉 J2-J53	J53 位于阳 101H22 井场施工区西侧 230m，出露高程 288.02m，为应急备用水源
	仁和村大毛屋基 7 户饮用泉 J2-J54	J54 位于阳 101H22 井场施工区西南侧 300m，出露高程 334m，为应急备用水源
	仁和村高咀 5 户饮用泉 J2-J58	J58 位于阳 101H21 井场施工区东南侧 260m，出露高程 302.53m，为应急备用水源
	仁和村肖坳 15 户饮用泉 J2-J64	J64 位于阳 101H21 井场施工区南 210m，出露高程 312.43m，为应急备用水源
	仁和村肖坳 15 户饮用泉 J2-J65	J65 位于阳 101H21 井场施工区西侧 230m，出露高程 305.42m，为应急备用水源
	仁和村肖坳 15 户饮用泉 J2-J66	J66 位于阳 101H21 井场施工区西侧 160m，出露高程 319m，为应急备用水源
	仁和村沙田湾 5 户饮用泉 J2-J70	J70 位于阳 101H21 井场施工区东北侧 280m，出露高程 317m，为应急备用水源

2.9.5 声环境保护目标

声环境保护目标为井口周边 300m、管线中心线两侧 200m 范围内的居民，声环境保护目标统计见表 2.9-4。

表 2.9-4　本项目声环境保护目标统计表

集输管线	声功能区	保护对象	范围	声环境保护目标情况说明
阳 101H17 平台→阳 101H11 平台	2 类	居民	管线中心线两侧 200m 范围内	174 户，约 609 人；1~2 层砖混结构
阳 101H18 平台→阳 101H19 平台	2 类	居民		75 户，约 263 人；1~2 层砖混结构
阳 101H19 平台→阳 101-6 集气站	2 类	居民		220 户，约 770 人；1~2 层砖混结构
阳 101H20 平台→阳 101H19 平台	2 类	居民		71 户，约 249 人；1~2 层砖混结构
阳 101H21 平台 T 接至阳 101H22 平台→阳 101-6 集气站	2 类	居民		92 户，约 322 人；1~2 层砖混结构
阳 101H22 平台→阳 101-6 集气站	2 类	居民		224 户，约 784 人；1~2 层砖混结构
阳 101H23 平台→阳 101H22 平台	2 类	居民		264 户，约 924 人；1~2 层砖混结构

阳 101H17 井场	2 类	居民	井口周边 300m 范围	83 户，约 291 人；1~2 层砖混结构
阳 101H18 井场	2 类	居民		54 户，约 189 人；1~2 层砖混结构
阳 101H19 井场	2 类	居民		78 户，约 273 人；1~2 层砖混结构
阳 101H20 井场	2 类	居民		29 户，约 102 人；1~2 层砖混结构
阳 101H21 井场	2 类	居民		56 户，约 196 人；1~2 层砖混结构
阳 101H22 井场	2 类	居民		43 户，约 151 人；1~2 层砖混结构
阳 101H23 井场	2 类	居民		64 户，约 224 人；1~2 层砖混结构

2.9.6 土壤环境保护目标

以井场和管线等项目占地范围内以及占地范围外 200m 的耕地和分散居民点等。

2.9.7 环境风险保护目标

本项目大气环境风险评价等级为简单分析，环境风险保护目标为钻井井场采气井站周边 3km 内、管线中心线两侧 200m 的散居居民、学校、村镇、河流等，具体见下表。

表 2.9-5　本项目环境风险敏感目标统计表

类别	序号	环境敏感特征（场址周边3km）			
		敏感目标名称	相对方位	最近距离	属性
阳101-H17井场					
大气环境	1	井口外500m范围内的分散居民	分散居民点133户，466人，详见表2.9-2		
	2	金龙镇政府	东南	1620	行政办公
	3	金龙镇中心学校	东南	1020	学校
	4	金龙镇卫生院	东南	1274	医疗机构
	5	曹坝村	南	1474	村庄
	6	塘坡村	西南	1793	村庄
	7	八甲村	西	1350	村庄
	8	万庄村	北	2474	村庄
	9	凉坳村	东北	1979	村庄
	10	架庄	西北	1800	村庄
	11	厅房村	西	2976	村庄

	12	夏岩村	西	608	村庄
	13	黄坳村	西南	2924	村庄
	14	万里村	东南	1921	村庄
	15	凉水村	东北	500	村庄
	16	颜坪村	东	2320	村庄
	17	熊岩村	东	2319	村庄
地表水环境	1	熊岩水库	东南	60	农灌水库
地下水环境	1	评价范围内的沙溪庙组风化裂隙含水层和可能受到建设影响且具有饮用水开发利用价值的含水层、乡镇在用集中式饮用水源地及其保护区、分散式饮用水源取水井-压水井			
阳101-H18井场					
大气环境	1	井口外500m范围内的分散居民	共约84户294人，详见表2.9-2		
	2	金龙镇政府	西南	1180	行政办公
	3	金龙中心学校	西南	1540	学校
	4	金龙镇卫生院	西南	1542	医疗机构
	5	凉水村	西北	920	村庄
	6	颜坪村	东南	1023	村庄
	7	熊岩村	南	576	村庄
	8	黄桷树村	东南	1775	村庄
	9	曹坝村	西南	1800	村庄
	10	黄桷冲村	东北	2200	村庄
	11	中伙铺村	东南	2020	村庄
	12	左岩村	东南	980	村庄
	13	凉坳村	西北	2185	村庄
	14	夏岩村	西	2506	村庄
	15	万里村	南	1235	村庄
	16	擦耳村	南	2860	村庄
	17	中伙铺村	东	2287	村庄
地表	1	濑溪河支流长河，最近距离233m，无水功能区划分			

水环境					
地下水环境	1	评价范围内的沙溪庙组风化裂隙含水层和可能受到建设影响且具有饮用水开发利用价值的含水层、乡镇在用集中式饮用水源地及其保护区、分散式饮用水源取水井-压水井			
阳101-H19井场					
大气环境	1	井口外500m范围内的分散居民	共约120户420人，详见表2.9-2		
	2	金龙镇政府	西南	2011	行政办公
	3	金龙中心学校	西南	2041	学校
	4	金龙镇卫生院	西南	2150	医疗机构
	5	凉水村	西北	1324	村庄
	6	颜坪村	东南	558	村庄
	7	熊岩村	西南	734	村庄
	8	黄桷冲村	东北	2028	村庄
	9	石龙埂村	东北	2685	村庄
	10	中伙铺村	东南	1677	村庄
	11	黄桷树村	东南	1302	村庄
	14	左岩村	南	1719	村庄
	15	万里村	西南	1752	村庄
	16	曹坝村	西南	2572	村庄
	17	凉坳村	西北	2535	村庄
地表水环境	1	濑溪河支流凉水河，最近距离485m，无水功能区划分			
地下水环境	1	评价范围内的沙溪庙组风化裂隙含水层和可能受到建设影响且具有饮用水开发利用价值的含水层、乡镇在用集中式饮用水源地及其保护区、分散式饮用水源取水井-压水井			
阳101-H20井场					
大	1	井口外500范围	共约84户390人，详见表2-9.13		

气环境		内的分散居民			
	2	金龙镇政府	西南	2366	行政办公
	3	金龙中心学校	西南	2596	学校
	4	金龙镇卫生院	西南	2678	医疗机构
	5	凉水村	西北	2038	村庄
	6	颜坪村	东南	1178	村庄
	7	熊岩村	西南	1085	村庄
	8	黄槐冲村	东北	2045	村庄
	9	石龙埂村	东北	2175	村庄
	10	中伙铺村	东南	963	村庄
	11	黄槐树村	东南	714	村庄
	12	左岩村	南	1517	村庄
	13	万里村	西南	2064	村庄
	14	大冲头村	东	2735	村庄
	15	义和村	东北	2646	村庄
	16	枝子园村	南	2812	村庄
地表水环境	1	濑溪河支流凉水河，最近距离302m，无水功能区划分			
地下水环境	1	评价范围内的沙溪庙组风化裂隙含水层和可能受到建设影响且具有饮用水开发利用价值的含水层、乡镇在用集中式饮用水源地及其保护区、分散式饮用水源取水井-压水井			
阳101-H21井场					
大气环境	1	井口外500范围内的分散居民	共约99户253人，详见表2.9-2		
	2	踩断山村小学	东北	1869	学校
	3	板栗山村	东	2948	村庄
	4	石龙埂村	东南	430	村庄
	5	大冲头村	东南	1632	村庄
	6	踩断山村	东北	1856	村庄
	7	中伙铺村	西南	2013	村庄
	8	黄槐树村	西南	2476	村庄
	9	颜坪村	西南	2794	村庄
	10	黄槐冲村	西北	1394	村庄

	11	上水口村	西北	2862	村庄
	12	开明村	北	1806	村庄
地表水环境	1	项目西南侧728m为松滩桥水库，属于防洪、灌溉为主的小（一）型水库。			
地下水环境	1	评价范围内的沙溪庙组风化裂隙含水层和可能受到建设影响且具有饮用水开发利用价值的含水层、乡镇在用集中式饮用水源地及其保护区、分散式饮用水源取水井-压水井			
阳101-H22井场					
大气环境	1	井口外500范围内的分散居民	共约77户270人，详见表2.9-2		
	2	踩断山村小学	东	860	学校
	3	石龙埂村	西南	747	村庄
	4	大冲头村	南	1281	村庄
	5	踩断山村	东北	965	村庄
	6	中伙铺村	西南	2554	村庄
	7	黄槐冲村	西北	2285	村庄
	8	杨高山村	东北	2247	村庄
	9	板栗山村	东北	1995	村庄
	10	罗基村	东南	2341	村庄
	11	开明村	东北	1884	村庄
地表水环境	1	项目西南侧1392m为松滩桥水库，东北侧1060m处为红色水库，属于防洪、灌溉为主的小（一）型水库。			
地下水环境	1	评价范围内的沙溪庙组风化裂隙含水层和可能受到建设影响且具有饮用水开发利用价值的含水层、乡镇在用集中式饮用水源地及其保护区、分散式饮用水源取水井-压水井			
阳101-H23井场					
大气	1	井口外500范围内的分散居民	共约142户668人，详见表2.9-2		

环境	2	双加镇政府	东南	1474	村庄
	3	双加镇中心学校	东南	1474	学校
	4	颜坪村	西南	577	村庄
	5	熊岩村	西南	2415	村庄
	6	黄桷树村	西南	1136	村庄
	7	石龙埂村	北	2028	村庄
	8	中伙铺村	西北	652	村庄
	9	大冲头村	东北	1718	村庄
	10	义和村	东南	1103	村庄
	11	上马村	东南	1607	村庄
	12	七星庵村	东南	2571	村庄
	13	枝子园村	南	1731	村庄
	14	群丰村	南	2944	村庄
	15	杨柳村	西南	2920	村庄
	16	左岩村	西南	1898	村庄
地表水环境	1	项目西南侧832m为松滩桥水库，属于防洪、灌溉为主的小（一）型水库。			
地下水环境	1	评价范围内的沙溪庙组风化裂隙含水层和可能受到建设影响且具有饮用水开发利用价值的含水层、乡镇在用集中式饮用水源地及其保护区、分散式饮用水源取水井-压水井			

3 区域开发现状及回顾性评价

阳101井区位于泸县-长宁矿权区范围内，处于泸州区块范围内，主要位于四川省泸州市龙马潭区和泸县，所属建设单位为四川泸州页岩气勘探开发有限责任公司。建设单位已取得《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》探矿许可证（证号：****），矿业权与已知毗邻矿业权的关系清楚，无矿业权属争议。本次评价对阳101井区气藏的开发总体情况进行总体调查，掌握区块开发现状、集输管线工程以及外输管线工程等建设情况以及污染物总体产生水平；重点评价阳101井区产能建设工程所辖井场、井站、集输管线。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，重点回顾阳101井区产能建设工程开发现状、生态影响及污染物产生情况、环境保护措施落实情况，对存在生态环境问题和环境风险隐患提出有效整改措施。

3.1 阳 101 井区开发总体情况

3.1.1 阳 101 井区开发现状

阳101井区位于泸县-长宁矿权区范围内，气藏目的层为***，为不含硫化氢的页岩气。阳101井区总开发井数575口，2018年12月实施第一口勘探评价井，截至2023年12月31日，阳101井区累计开钻36座井场共216口井，并已建平台井站5座，目前页岩气开发达产$6.7\times10^8m^3/a$，具体阳101井区开发现状见下表。

表 3.1-1　阳 101 井区开发井现状

编号	平台号	平台井数	目前进度	“三废”去向
1	阳101H1	8	采气	钻井废物无害化处理单位为四川顺祥油气工程有限公司；油基岩屑交由四川华洁嘉业环保科技有限责任公司、内江瑞丰环保科技有限公司进行处理，钻井废水和生活污水场内回用，其他工业废物运至泸县华鑫砖有限公司、荣县创奇煤矸机砖厂、富顺县古佛同心砖厂进行统一处理，生活垃圾交由得胜镇环卫部门统一进行处理。
2	阳101H2	8	已完钻8口并完成压井裂，待试采	钻井废物无害化处理单位为四川省顺祥油气工程有限公司、泸州市江林鸿洋环保科技有限公司；水基钻井固废交由自贡煜特建材有限公司、泸县万鸿建筑材料制品有限公司进行资源化利用，油基岩屑交由自贡金龙水泥有限公司、贵州绿昇环保科技有限公司、四川白马循环流化床示范电站有限责任公司、四川纳海环境有限公司进行处理，钻井废水全部回用

				于场地内；压裂返排液无法回用部分转运至四川泸天化麦王临港环保有限责任公司临港污水处理厂、四川瑞利生物科技有限公司气田废水处理站处理；生活污水交由四川虹彦垃圾清运服务有限公司进行统一处理，其他工业废物运至重庆森士环保科技有限公司、泸州市江林鸿洋环保科技有限公司进行统一处理；生活垃圾交由玄滩镇环卫站统一进行清运。
3	阳101H3	4	完钻4口并完成压井裂，待试采	钻井废物无害化处理单位为四川顺祥油气工程有限公司、自贡威荣科技有限公司；油基岩屑交由贵阳海创环保科技有限责任公司进行处理，钻井废水全部在场区内回用，生活污水交由四川泸天化麦王汇兴水务有限责任公司进行统一处理，生活垃圾交由泸县环卫部门和奇峰得胜垃圾填埋场统一进行处理。
4	阳101H4	8	已完钻8口并完成压井裂，待试采	钻井废物无害化处理单位为山东摩科石油工程有限公司、四川省德阳新恒源油田工程技术有限公司、中国石油集团长城钻探工程有限公司钻井液公司；油基岩屑交由四川纳海环境有限公司、江油诺客环保科技有限公司进行处理，钻井废水全部回用于场地内；压裂返排液无法回用部分转运至四川瑞丽生物科技有限公司处理；生活污水交由奇峰镇污水处理厂、四川泸天化麦王汇兴水务环保有限责任公司进行统一处理，其他工业废物运至泸州市江林鸿洋环保科技有限公司和泸县垃圾处理厂进行统一处理；生活垃圾交由奇峰镇环卫站、泸州天一环境卫生管理有限公司统一进行清运。
5	阳101H5	4	未开工	/
6	阳101H6	8	正在钻井	钻井废物无害化处理单位为山东摩科石油工程有限公司、四川省德阳新恒源油田工程技术有限公司、中国石油集团长城钻探工程有限公司钻井液公司；油基岩屑交由四川纳海环境有限公司、江油诺客环保科技有限公司进行处理，钻井废水全部回用于场地内；压裂返排液无法回用部分转运至四川瑞丽生物科技有限公司处理；生活污水交由奇峰镇污水处理厂、四川泸天化麦王汇兴水务环保有限责任公司进行统一处理，其他工业废物运至泸州市江林鸿洋环保科技有限公司和泸县垃圾处理厂进行统一处理；生活垃圾交由当地环卫站统一进行清运。
7	阳101H8	4	未开工	/
8	阳101H9	4		
9	阳101H10	4	采气	钻井废物无害化处理单位为中石化西南石油工程有限公司油田工程服务分公司、宜昌环胜科技有限公司；水基钻井固废交由龙江矸砖厂、泸县恒生建材厂进行资源化利用，油基
10	阳101H11	4	已完井，待试采	

11	阳101H12	4	正在钻井	岩屑交由四川华洁嘉业环保科技有限责任公司进行处理，钻井废水交由由四川泸天化麦王临港环保有限责任公司进行处理，生活污水交由由四川泸天化麦王临港环保有限责任公司进行处理；生活垃圾交由当地环卫站与泸州天一环境卫生管理有限公司统一进行清运。
12	阳101H13	8	完钻8口，待压裂	
13	阳101H14	9	完钻9口，待压裂	
14	阳101H15	5	已完钻3口待压井裂，其余2口正在钻井	
15	阳101H17-1、H17-9	2	环评已批复，钻前准备	钻井废物无害化处理单位为重庆森士环保科技有限公司；水基钻井固废交由泸县恒生建材厂、泸县华鑫矸砖有限公司进行资源化利用，油基岩屑交由四川纳海环境有限公司、四川永津环保技术有限公司进行处理，钻井废水，压裂返排液无法回用的部分委托泸天华麦王临港环保有限公司神仙桥临港产业园污水处理厂、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气田废水处理站项目综合利用；钻井废水在平台内实现井间回用，最终完钻时的废水用于压裂液的调配，不外排；生活污水交由天华麦王临港环保有限公司神仙桥临港产业园污水处理厂进行处理，其他生活垃圾交由龙马潭区金龙镇环卫站统一进行清运。
16	阳101H22-1	1	环评已批复，钻前准备	钻井废物无害化处理单位为重庆森士环保科技有限公司；水基钻井固废交由泸县恒生建材厂、泸县华鑫矸砖有限公司进行资源化利用，油基岩屑交由四川纳海环境有限公司、四川永津环保技术有限公司进行处理，钻井废水，压裂返排液无法回用的部分委托泸天华麦王临港环保有限公司神仙桥临港产业园污水处理厂、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气田废水处理站项目综合利用；钻井废水在平台内实现井间回用，最终完钻时的废水用于压裂液的调配，不外排；生活污水交由天华麦王临港环保有限公司神仙桥临港产业园污水处理厂进行处理，其他生活垃圾交由龙马潭区金龙镇环卫站统一进行清运。
17	阳101H24	11	完钻3口，待压裂	钻井废物无害化处理单位为中石化江汉石油工程有限公司环保技术服务公司；油基岩屑交由什邡一原环保科技有限公司进行处理，钻井废水交由四川泸天化麦王临港环保有限责任公司进行处理，生活废水场地内回用，其他工业废物运至合江明亿建材开发有限公司、纳溪茂源制砖有限责任公司、泸县恒生建材厂、泸县华鑫矸砖有限公司进行处理，生活垃圾交由环卫部门统一进行处理。
18	阳101H25	6	完钻6口，待压裂	
19	阳101H26	4	采气	

20	阳101H29	6	已完钻6口并完成压井裂，待试采	钻井废物无害化处理单位为中石化西南石油工程有限公司油田工程服务分公司、四川省顺祥油气工程有限公司；水基钻井固废交由泸县桐兴矸砖厂、四川省治民环保工程有限公司、泸州鼎钰建材有限公司、泸县华鑫矸砖厂、四川钰铁建材有限责任公司、自贡煜特建材有限公司、泸县万鸿建筑材料制品有限公司进行资源化利用，油基岩屑交由四川华洁嘉业环保科技有限责任公司、四川纳海环境有限公司进行处理，钻井废水交由阳33井回注、习水桑德水务有限公司进行处理；压裂返排液无法回用部分转运至四川泸天化麦王临港环保有限责任公司临港污水处理厂、四川瑞利生物科技有限公司气田废水处理站处理；生活污水交由奇峰镇污水处理厂进行统一处理；生活垃圾交由奇峰镇环卫站与泸州天一环境卫生管理有限公司统一进行清运。
21	H30	3	钻井中	钻井废物无害化处理单位为四川顺祥油气工程有限公司，泸州市江林鸿洋环保科技有限公司；水基钻井固废交由泸县万鸿建筑材料制品有限公司、泸州鼎钰建材有限公司、泸县秀水冠柱建材厂、四川省治民环保工程有限公司进行资源化利用，油基岩屑交由贵州绿昇环保科技有限公司进行处理，钻井废水和生活污水全部在场地内回用，其他工业废物运至泸州市江林鸿洋环保科技有限公司进行统一处理；生活垃圾交由奇峰镇环卫部门与云龙镇环卫部门统一进行清运。
22	H31	7	钻井中	
23	H32	4	钻前准备	
24	H33	4	完钻4口，待压裂	
25	阳101H34	6	完钻6口，待压裂	
26	阳101H35	4	完钻4口，待压裂	钻井废物无害化处理单位为重庆森士环保科技有限公司；水基钻井固废交由江安夕佳山砖厂、泸州鼎钰建材有限公司、泸县秀水冠柱建材厂、泸县桐兴矸砖厂、四川省治民环保工程有限公司、新民矸砖二厂进行资源化利用，油基岩屑交由贵州绿昇环保科技有限公司进行处理，钻井废水全部在场地内回用，生活废水交由喻寺污水厂进行处理，其他工业废物运至泸州市江林鸿洋环保科技有限公司进行统一处理；生活垃圾交由奇峰镇环卫部门统一进行清运。
27	H36	7	完钻7口，待压裂	
28	阳101H37	6	已完钻6口并完成压井裂，待试采	钻井废物无害化处理单位为中石化江汉石油工程有限公司环保技术服务公司，水基钻井固废交由泸州鼎钰建材有限公司、泸县万鸿建筑材料制品有限公司、泸县桐兴矸砖厂进行资源化利用，油基岩屑交由贵阳海创环保科技有限责任公司进行处理，钻井废水交由重庆安德石油工程技术有限公司进行处理，生活废水交由四川泸天化麦王环保科技有限责任公司、四川泸天化麦王汇兴水务有限责任公司进行处理，其他工业废物运至泸州市江林鸿翔环保科技有限公司，泸州市江林鸿翔环保科技有限公司，泸州顺旺安全环保技术服务有限

				公司进行统一处理；生活垃圾交由泸县环卫部门统一进行清运。
29	H39	4	完钻4口，待压裂	钻井废物无害化处理单位为四川省顺祥油气工程有限公司；油基岩屑交由四川纳海环境有限公司进行处理，钻井废水和生活污水全部回用于场地内，生活垃圾交由玄滩镇环卫部门统一进行清运。
30	阳101H40	6		
31	阳101H41	8	正在试采	钻井废物无害化处理单位为中石化江汉石油工程有限公司环保技术服务公司、中石化西南石油工程有限公司油田工程服务分公司；油基岩屑交由四川纳海环境有限公司进行处理，钻井废水交由四川泸天化麦王临港环保有限责任公司进行处理；压裂返排液无法回用部分转运至四川瑞丽生物科技有限公司处理；生活污水交由奇峰镇污水处理厂、四川泸天化麦王汇兴水务环保有限责任公司进行统一处理，生活污水交由四川泸天化麦王环保科技有限责任公司、涂场污水厂进行统一处理，其他工业废物运至泸州市江林鸿洋环保科技有限公司进行统一处理，生活垃圾交由玄滩镇环卫部门统一进行处理。
32	H42	5	完钻5口，待压裂	钻井废物无害化处理单位为中石化江汉石油工程有限公司环保技术服务公司，水基钻井固废交由泸州鼎钰建材有限公司、泸县万鸿建筑材料制品有限公司、泸县桐兴矸砖厂进行资源化利用，油基岩屑交由贵阳海创环保科技有限责任公司进行处理，钻井废水交由重庆安德石油工程技术有限公司进行处理，生活废水交由四川泸天化麦王环保科技有限责任公司、四川泸天化麦王汇兴水务有限责任公司进行处理，其他工业废物运至泸州市江林鸿翔环保科技有限公司，泸州市江林鸿翔环保科技有限公司，泸州顺旺安全环保技术服务有限公司进行统一处理；生活垃圾交由泸县云龙镇环卫部门统一进行清运。
33	H43	8	完钻8口，待压裂	
34	阳101H53	6	已完钻1口并完成压井裂，待试采	钻井废物无害化处理单位为四川胜威达工程技术有限公司；水基钻井固废交由泸县万鸿建筑材料制品有限公司进行资源化利用，油基岩屑交由自贡金龙水泥有限公司、贵州绿昇环保科技有限公司、四川华洁嘉业环保科技有限责任公司进行处理，钻井废水交由泸州山水秀美环保科技有限公司、四川泸天化麦王汇兴水务有限责任公司、科建环保公司进行处理，生活污水交由四川泸天化麦王汇兴水务有限责任公司进行统一处理，其他工业废物运至泸州市志诚协力环保科技有限公司、泸州市江林鸿祥环保科技有限公司进行统一处理；生活垃圾交由重庆陈氏环卫有限公司、泸县环卫部门统一进

				行清运。
35	阳101H56	7	已完钻7口并完成压井裂，待试采	钻井废物无害化处理单位为重庆森士环保科技有限公司；水基钻井固废交由泸县桐兴矸砖厂、江安县夕佳山砖厂、四川省治民环保工程有限公司、泸州鼎钰建材有限公司、新民矸砖二厂、泸县华鑫矸砖厂进行资源化利用，油基岩屑交由四川纳海环境有限公司、四川永津环保技术有限公司进行处理，钻井废水全部在场地内回用，生活污水交由四川虹彦清运公司进行处理，其他工业废物运至绵阳天捷能源有限公司进行统一处理；生活垃圾交由泸县云龙镇环卫站统一进行清运。
36	阳101H65	7	已完钻7口并完成压井裂，待试采	钻井废物无害化处理单位为成都弘顺源物流有限公司；水基钻井固废交由泸县万鸿建筑材料制品有限公司、泸州鼎钰建材有限公司、泸县秀水冠柱建材厂、四川省治民环保工程有限公司、泸县顺鑫砖厂进行资源化利用，油基岩屑交由贵阳海创环保科技有限责任公司进行处理，钻井废水全部在场地内回用，生活污水交由四川清偕环保科技有限公司、兆雅污水处理厂进行处理，其他工业废物运至四川西部聚鑫化工包装有限公司、泸州市江林鸿洋环保科技有限公司进行统一处理；生活垃圾交由云锦垃圾处理厂、泸州艾达环境治理有限公司统一进行清运。
37	阳101H75	7	已完钻7口并完成压井裂，待试采	钻井废物无害化处理单位为四川清偕环保科技有限公司，盘锦莘晰石油开发有限责任公司；水基钻井固废交由泸县万鸿建筑材料制品有限公司、泸州鼎钰建材有限公司、泸县华韵建材有限公司、泸县桐兴矸砖厂进行资源化利用，油基岩屑交由贵阳海创环保科技有限责任公司进行处理，钻井废水全部在场地内回用，生活污水交由毗卢镇污水处理厂、四川清偕环保科技有限公司、四川泸天化麦王汇兴水务有限责任公司、仙佛污水厂进行处理，其他工业废物运至四川西部聚鑫化工包装有限公司、泸州市江林鸿洋环保科技有限公司进行统一处理；生 活垃圾交由毗卢镇垃圾处理站统一进行清运。
38	阳101H88	4	已完钻4口并完成压井裂，待试采	钻井废物无害化处理单位为四川奎能环保科技有限公司、泸州市江林鸿洋环保科技有限公司；水基钻井固废交由泸县桐兴矸砖厂、泸县方联建材有限责任公司进行资源化利用，油基岩屑交由四川纳海环境有限公司、四川白马循环流化床示范电站有限责任公司、四川广阳环保科技有限公司进行处理，钻井废水全部在场地内回用，生活废水交由四川虹彦垃圾清运服务有限公司进行处理，生活垃圾交由成都平安环卫服

				务有限责任公司统一进行清运。
39	阳101H91	6	已完钻6口并完成压井裂，待试采	钻井废物无害化处理单位为德阳新恒源油田工程技术有限公司；水基钻井固废交由泸县万鸿建筑材料制品有限公司、四川钰铁建材有限责任公司进行资源化利用，油基岩屑交由贵州绿昇环保科技有限公司、四川华洁嘉业环保科技有限责任公司进行处理，钻井废水交由四川泸天化麦王汇兴水务有限责任公司、锐致(重庆)污水处理有限公司、重庆安德石油工程技术有限公司进行处理，生活污水交由四川泸天化麦王汇兴水务有限责任公司、四川泸天化麦王环保科技有限责任公司进行统一处理，其他工业废物运至泸州市江林鸿洋环保科技有限公司、泸州市江林鸿祥环保科技有限公司、泸州顺旺安全环保技术服务有限公司进行统一处理；生活垃圾交由泸州艾达环保科技有限公司、泸县环卫部门统一进行清运。

根据上表可知，阳101井区目前除阳101H1、阳101H10、阳101H26、阳101H40、阳101H41已完成钻井工程，并开始采气外，其余工程均处于钻井或待采气等阶段。

***

阳101井区产能建设工程包含井场、平台井站、集气站、脱水站、集气支线、集气干线、集输气管道及相应的配套地面工程建设。单口井设计规模为（7~10）×$10^4m^3/d$，集气站建设规模为（200~300）×$10^4m^3/d$，阳101脱水站总体建设规模为900×$10^4m^3/d$（一期已建设300×$10^4m^3/d$，阳101井区产能建设工程扩建600×$10^4m^3/d$，二期建设300×$10^4m^3/d$，三期建设300×$10^4m^3/d$）；阳101-1脱水站总体建设规模为600×$10^4m^3/d$（一期建设300×$10^4m^3/d$，二期建设300×$10^4m^3/d$）。

区块内已建成的地面集输工程有：阳101-1集气站1座（200×$10^4m^3/d$）、阳101脱水站1座（600×$10^4m^3/d$）、集气干线43.4km、集气支线28.4km，各集气管线同沟敷设的返排液管线。

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

*	*

阳101井区页岩气总体流程框图如下图所示。

图 3.1-1　阳 101 井区集输工程现状图

3.1.2 阳 101 井区开发规划情况

为提高川南页岩气产量，建设单位根据阳101井区前期部署的勘探井产能情况，有针对性部署阳101井区后续开发方案。阳101井区开发规划中优先开展阳101井区产能建设工程（一期），并规划2022年~2027年部署实施阳101井区产能建设工程（二期）。阳101井区近年的开发规划部署主要为阳101井区产能建设工程（一期）和阳101井区产能建设工程（二期）。

3.2 阳 101 井区现有工程开发现状

3.2.1 阳 101 井区产能建设工程（一期）开发现状

阳101井区位于中石油泸县-长宁矿权区范围内东北侧，其地理位置属于泸州市泸县和龙马潭区。阳101井区产能建设工程（一期）面积约47.26km^2，位于阳101井区内西北部。

阳101井区产能建设工程（一期）与区域页岩气探勘开发位置关系示意图见下图。

**

图 3.2-1　阳 101 井区（一期）与区域页岩气探勘开发位置关系示意图

阳101井区产能建设工程（一期）页岩气产能建设项目包括钻井工程、地面集输工程两部分，具体环评要求建设内容与实际建设情况见下表。

表 3.2-1　一期工程实际建设与环评对照表

类别		项目	环评阶段建设内容	实际建设内容
主体工程	钻井工程		新建44口井	H5、H8、H9暂未开工，H6、H12正在钻井，其余已完钻，待压裂
	采气工程		共部署7个页岩气平台（H5、H6、H8、H9、H11、H12、H14），单井设计规模10×10^{4}m^3/d	
	地面集输工程	集输管线	新建集输管线8条，总长28.08km，其中集气干线2条，长度为8.34km，集气支线6条，长度为19.74km。	正在建设
		集气站	新建1座阳101-5集气站，规模为300×10^{4}m^3/d	尚未开工
	返排液管道工程	返排液管线	新建返排液管线12.37km，与集气管线同沟敷设	正在建设
	利用工	新部署的7个平台井站45口井，其中阳10114-1井前期已另行办理钻		/

	程	井工程环评手续		
		利用现有1座井场，为阳10114-1勘探井所建设，新建9口开发井与集气管线，将平台井站内开采的页岩气汇至阳101-5集气站。		/
	依托工程	集输工程	依托阳101-6集气站，将汇入阳101-6集气站的页岩气输送至阳101-1脱水站。	/
			阳101-5集气站输送至阳101-1脱水站，并依托阳101-1脱水站处理后外输至威泸线。	/
		回注井	井区内无法回用的气田水依托阳33井、寺47井、镇1井和镇2井进行回注。	/
公用工程	供电工程		1、钻井工程：各井场就近接入当地电网，另配备柴油发电机作为备用电源； 2、采气及地面集输：就近接入当地电网。	与环评一致
	供水工程		1、钻井工程：在马溪河、濑溪河取水，用潜水泵取水后通过管道输送至泵站，再通过泵站与井场之间的水管线输送至各井场集液池，压裂用水同时采用重叠液罐存放。共设置5个一级泵站，其中101H6井场与101H9井场共用一个取水点及取水泵站，101H11井场与101H12井场共用一个取水点及取水泵站。共设置地面供水管线约12.44km；生活用水采用外购桶装水； 2、采气及地面集输：	正在建设
	排水工程		1、钻井工程：井场设置双环沟，内环沟用于收集场内雨水和可能产生的污水，并在井场四周设4个隔油池；外环沟用于场内后期雨水排放，与自然沟渠链接； 2、采气及地面集输：平台井站和集气站均无人值守，不产生生活废水；各平台井站气田水、检修清管废水优先回用于区块内压裂用水，最终无法回用的部分回注处理。	已建平台钻井工程与环评一致，采气及地面集输排水工程正在建设。
	自动化控制		自控系统采用两级控制网络结构，包括页岩气公司已建的井区 控制级和站场控制级	正在建设
	通信工程		采用光纤通信方式构建气田内SCADA系统数据传输通道，光缆采用与输气管道同沟敷设和与电力杆路同杆架空敷设2种方式相结合的方式。	正在建设
储运工程	井场公路		结合当地路网情况，新建进场道路1km，宽度为3.5-4.5m	与环评一致
	储罐区		钻井工程各井场均设1具40m³柴油罐，单个井场最大储存量50t。	
	表土堆场		钻井工程配套建设表土堆场，设置挡土墙和排水沟，临时弃土采用篷布遮盖。	与环评一致
环	废气处理措施		1、钻井工程：各井场分别设置放喷系统；	放喷系统，

保工程		2、采气及地面集输：各新建平台井站与集气站均设置1套放空系统，平台井站放空管高15m，集气站放空管高20m。	放空系统尚未建设
	废水处理设施	1、钻井工程：钻井废水回用于各井场钻井液、压裂液配置，无法回用达标回注； 2、采气及地面集输：每个平台井站前期沿用钻前集液池收集产生的气田水，后期设置污水罐（50m^3）收集分离产生的气田水，气田水大部分回用于区块内井场压裂用水，不能回用的部分拉运至回注井回注。	钻井废水处置与环评一致，采气及地面集输工程废水处理措施尚未建成
	噪声防治措施	采用低噪声设备，隔声减震及消声措施，加强设备维护，合理安排施工作业时间。	与环评一致
	固体废物治理	1、钻井工程：（1）设置钻井污染物“不落地”随钻处理系统以及钻井泥浆循环系统；（2）油基岩屑采用贮存罐，与废矿物油均属于危废，每个井场设置1座30m^{3}危废危废贮存点，定期委托有资质单位处理；各井场配套生活垃圾收集桶，定期交环卫部门拉运处置； 2、采气及地面集输：除砂器产生的废渣、清管废渣和气田水罐沉渣均属于一般工业固废，委托有资质水泥厂资源化利用。	1、水基泥浆委托泸县吉祥新型墙材厂等利用；2、各井场1座30m^{3}危废危废贮存点；3、油基泥浆委托自贡金龙水泥有限公司等资质单位处置4、采气及地面集输尚未建成。
	地下水及风险防治措施	1、钻井工程：（1）各井场柴油机房、发电机房、油罐区、隔油池、危废危废贮存点等均采用防渗，并设置围堰； 2、采气及地面集输：跟踪监测并制定应急响应制度。	钻井工程与环评一致，采气及地面集输尚未建成

3.2.2 阳 101 井区产能建设工程（二期）开发现状

阳101井区产能建设工程（二期）位于阳101井区西面，具体与区域页岩气探勘开发位置关系示意图见下图。

**

图 3.2-2　阳 101 井区（二期）与区域页岩气探勘开发位置关系示意图

阳101井区产能建设工程（二期）包括钻井工程、地面集输工程两部分，具体环评要求建设内容与实际建设情况见下表。

表 3.2-2　二期工程实际建设与环评对照一览表

类别		项目	环评阶段建设内容	实际建设内容
主体工程	钻井工程		新建71口井	H26平台已开始采气，其余平台正在钻井、压裂或已完成压裂，尚未采气
	采气工程		共部署14个页岩气平台（其中新建H1、H2、H3、H4、H10、H13、H15、H17、H24、H25、H26、H29、H30、H31、H33、H34、H35、H36、H37、H39、H42、H43），设计规模28.71×$10^9$$m^3$/a	
	地面集输工程	集输管线	新建集输管线15条，总长56.2km。	正在建设
		集气站	新建阳101-4集气增压站、阳101-6集气站、阳101-7集气站	阳101-6集气站已建成，其余未开工
	返排液管道工程	返排液管线	新建返排液管线12.37km，与集气管线同沟敷设	正在建设
	利用工程		利用3座平台(阳101H34、阳101H35、阳101H37)	H34\H35正在钻井，H37待采气
公用工程	供电工程		1、钻井工程：各井场就近接入当地电网，另配备柴油发电机作为备用电源； 2、采气及地面集输：就近接入当地电网。	与环评一致
	供水工程		1、钻井工程：由自来水厂采用罐车拉运；生活用水采用外购桶装水； 2、采气及地面集输：	正在建设
	排水工程		1、钻井工程：井场设置双环沟，内环沟用于收集场内雨水和可能产生的污水，并在井场四周设4个隔油池；外环沟用于场内后期雨水排放，与自然沟渠链接； 2、采气及地面集输：平台井站和集气站均无人值守，不产生生活废水；各平台井站气田水、检修清管废水优先回用于区块内压裂用水，最终无法回用的部分回注处理。	钻井工程与环评一致，采气及地面集输排水工程正在建设。
	自动化控制		自控系统采用两级控制网络结构，包括页岩气公司已建的井	正在建设

		区控制级和站场控制级	
	通信工程	采用光纤通信方式构建气田内SCADA系统数据传输通道，光缆采用与输气管道同沟敷设和与电力杆路同杆架空敷设2种方式相结合的方式。	正在建设
储运工程	井场公路	结合当地路网情况，新建进场道路1km，宽度为3.5-4.5m	与环评一致
	储罐区	钻井工程各井场均设1具40m^{3}柴油罐，单个井场最大储存量50t。	
	表土堆场	钻井工程配套建设表土堆场，设置挡土墙和排水沟，临时弃土采用篷布遮盖。	与环评一致
环保工程	废气处理措施	1、钻井工程：各井场分别设置放喷系统； 2、采气及地面集输：各新建平台井站与集气站均设置1套放空系统，平台井站放空管高15m，集气站放空管高20m。	放喷系统，放空系统尚未建设
	废水处理设施	1、钻井工程：钻井废水回用于各井场钻井液、压裂液配置，无法回用达标回注； 2、采气及地面集输：每个平台井站前期沿用钻前集液池收集产生的气田水，后期设置污水罐（50m^3）收集分离产生的气田水，气田水大部分回用于区块内井场压裂用水，不能回用的部分拉运至回注井回注。	钻井废水处置与环评一致，采气及地面集输工程废水处理措施尚未建成
	噪声防治措施	采用低噪声设备，隔声减震及消声措施，加强设备维护，合理安排施工作业时间。	与环评一致
	固体废物治理	1、钻井工程：（1）设置钻井污染物“不落地”随钻处理系统以及钻井泥浆循环系统；（2）油基岩屑采用贮存罐，与废矿物油均属于危废，每个井场设置1座30m^{3}危废危废贮存点，定期委托有资质单位处理；各井场配套生活垃圾收集桶，定期交环卫部门拉运处置； 2、采气及地面集输：除砂器产生的废渣、清管废渣和气田水罐沉渣均属于一般工业固废，委托有资质水泥厂资源化利用。	1、水基泥浆委托泸县吉祥新型墙材厂等利用；2、各井场1座30m^{3}危废危废贮存点；3、油基泥浆委托自贡金龙水泥有限公司等资质单位处置；4、采气及地面集输尚未建成。
	地下水及风险防治措施	1、钻井工程：（1）各井场柴油机房、发电机房、油罐区、隔油池、危废危废贮存点等均采用防渗，并设置围堰； 2、采气及地面集输：跟踪监测并制定应急响应制度。	钻井工程与环评一致，采气及地面集

			输尚未建成

3.2.3 阳 101-1 脱水站地面集输工程建设情况

阳101-1脱水站位于四川省泸州市泸县境内，不在阳101井区产能建设工程（一期、二期）内，主要针对阳101井区上游来气进行脱水处理后汇合至阳101脱水站，经规划集输管道外输利用。目前该工程已完成建设，但尚未运行。实际建设与环评对照情况见下表。

表 2.2-3　阳 101-1 脱水站实际建设与环评对照一览表

类别	项目		环评阶段建设内容	实际建设内容
主体工程	脱水站工程		新建阳101-1脱水站1座，站场内设置集输装置区、脱水装置区，并预留后期增压装置区；新建综合值班用房1座，脱水站总体建设规模为600×$10^4$$m^3$/d，设置2套三甘醇脱水装置，单套规模均为300×$10^4$$m^3$/d。	与环评一致
	地面集输工程	集输管线	新建集输管线1条，总长16.2km，始于阳101脱水站，止于阳101-1脱水站，管径DN600，设计压力7.5Mpa，设计规模为600×$10^4$$m^3$/d	与环评一致
公用工程	供电工程		主要采用市政供电，另在站内设置户外橇装式柴油发电机组作为备用电源。	与环评一致
	供水工程		站场采用市政供水，拟从得胜镇给水管网接管。	正在建设
	通信工程		数据传输、话音通信、工业电视监视、大屏幕显示系统、火灾自动报警、扩音对讲、综合布线、门禁系统、会议电视、有线电视系统等的建设。	
	排水工程		1、钻井工程：井场设置双环沟，内环沟用于收集场内雨水和可能产生的污水，并在井场四周设4个隔油池；外环沟用于场内后期雨水排放，与自然沟渠链接； 2、采气及地面集输：平台井站和集气站均无人值守，不产生生活废水；各平台井站气田水、检修清管废水优先回用于区块内压裂用水，最终无法回用的部分回注处理。	钻井工程与环评一致，采气及地面集输排水工程正在建设。
	自动化控制		已建气田调度控制中心计算机控制系统实现对阳101-1脱水站的集中监视和管理	正在建设
临时工程	施工便道		新建施工便道长度0.15km，占地0.1hm^2	
	堆管场		管线沿线共设置8各堆管场，临时占地0.64hm^2	
	施工作业带		管线作业带宽度10-16m，临时占地约23.75hm^2	
环保	废气处理措施		站场脱水装置区重沸器、灼烧器均自带排气筒，重沸器排气筒高度约15m，灼烧器排气筒高度17m。	与环评一致

工程	废水处理设施	1、站场设置生产（检修）污水池1座，有效容积为150m³，站内设1套一体化地埋式污水处理装置，用于预处理站场内的生活污水，采用MBR膜工艺。 2、站场内设置化粪池和隔油池各1座，化粪池有效容积为9m³，隔油池有效容积为0.9m³，用于预处理站场污废水； 3、站场气田水、含TEG废水、分析化验室废水、清管检修废水经生产（检修）污水池暂存后优先回用于区域钻井工程配置压裂液，无法回用部分定期外运回注处理。	与环评一致
	噪声防治措施	采用低噪声设备，隔声减震及消声措施，加强设备维护，合理安排施工作业时间。	与环评一致
	固体废物治理	清管检修废渣经收集后交由环保手续齐全且具有处置能力的单位资源化利用或按相关规范要求处置；废活性炭收集后暂存于危废危废贮存点，定期交资质单位处理；站内设生活垃圾收集桶，生活垃圾交由环卫部门处理。	目前尚未与废活性炭处置单位签订处置协议
	地下水及风险防治措施	1、站场内设置1座事故污水池，有效容积为600m³，用于收集2暂存事故状况下的污废水； 2、针对污水池、危废危废贮存点等采取重点防渗； 3、跟踪监测并制定应急响应制度。	与环评一致

3.2.4 阳 101 脱水站站场建设情况

阳101脱水站是针对阳101井区专门建设，处理能力为20×10⁸m³/a的脱水站，该站于2020年10月建设完成，并于同年12月通过竣工环保自主验收。结合现场调查及收集资料，阳101脱水站实际建设内容与环评阶段对比情况见表3.2-3

表 3.2-3　阳 101 脱水站实际建设与环评对照一览表

序号	项目		环评及批复建设内容	实际建设内容
1	主体工程	阳101脱水站	永久占地面积为20485m²，站内建设集输装置区、TEG脱水装置及工程配套的火炬及放空系统、燃料气系统、防腐、自动控制、供配电、通信、给排水及消防等公用工程设计	与环评一致
		生活区	生活区永久占地面积为7256m²	与环评一致
2	辅助工程	施工便道	新建道路650m	与环评一致
		堆管场	沿线设置堆管场，通常在1~2km间距内设置一处堆管场，位置根据具体情况确定	与环评一致
		施工营地	施工队伍租用当地民房，不设施工营地	与环评一致
3	公用	给排水系统	给水采用罐车拉运送水，气田水排至污水池储存并定期拉运至威43井进行回注	气田水排至污水池储存并定期拉

序号	项目		环评及批复建设内容	实际建设内容
	工程			运至阳33井进行回注
		供配电	设置箱式变电站1座，在线式电源系统3.0kVA	与环评一致
		自控系统	设置RTU/PLC对站内工艺设备运行参数及状态进行检测和控制	与环评一致
4	环保工程	废水处理	生活区污水池一座10m3；生产检修水池100m^3，事故污水池600m^3	与环评一致
		废气处理	放空区	与环评一致
		固废处理	定期收集、转运至有资质的单位处理	与环评一致

3.3 现有工程环保手续履行情况

阳101井区现有工程环保手续履行情况具体见表2.1-3，建设单位于2020年11月19日取得排污许可证登记回执，登记编号9150521MQ6QMLH887001Y，主要针对阳101-1集气站、阳101脱水站固定污染源申请的排污许可。阳101井区现有工程环保手续履行情况具体如下：

表 3.3-1　阳 101 井区现有工程环保手续执行情况

序号	井号	生产现状	环保手续办理情况	环保手续文号	排污许可证办理情况
阳101井区产能建设工程（一期）					
1	阳101H5、H6、H8、H9、H11、H12、H14	已完成钻井工程	钻井、采气、地面集输及压裂返排液管道工程环评	川环审批[2022]54号、尚未完成竣工环保验收	尚未建成
2	阳101H14		钻井勘探工程	泸市环泸县建函[2021]41号、自主验收	/
阳101井区产能建设工程（二期）					
1	阳101H1	已完成钻井工程	钻井环评、验收	泸县环建审[2018]86号、自主验收	/
			地面集输环评、验收	泸县环建审[2019]67号、自主验收	
2	阳101H2	已完成钻井工程	钻井环评、验收	泸县环建审[2018]87号	
			地面集输环评、验收	泸县环建审[2019]90号、自主验收	
3	阳101H3		钻井环评、验收	泸县环建审[2018]133号	
			地面集输环评、验收	泸县环建审[2020]52号	
4	阳101H4		钻井环评、验收	泸县环建审[2018]134号	

			地面集输环评、验收	泸县环建审[2019]91号、自主验收	
5	阳101H10		钻井环评、验收	泸县环建审[2019]75号、自主验收	
			地面集输环评、验收	泸县环建审[2020]52号	
6	阳101H26		钻井环评、验收	泸县环建审[2019]76号、自主验收	
			地面集输环评、验收	泸县环建审[2020]52号	
7	阳101H29		钻井环评、验收	泸县环建审[2020]56号	
			地面集输环评、验收	泸市环建函[2022]51号	
8	阳101H34		钻井环评、验收	泸县环建审[2020]129号	
9	阳101H35		钻井环评、验收	泸县环建审[2020]123号	
10	阳101H37		钻井环评、验收	泸县环建审[2020]124号	
11	阳101-1集气站	已投运，正常运行	集气站环评、验收	泸县环建审[2019]89号、自主验收	已取得排污许可证
12	阳101H1、H2、H3、H4、H10、H13、H15、H17、H24、H25、H26、H29、H30、H31、H33、H34、H35、H36、H37、H39、H42、H43	已完成钻井工程，待试采	钻井、采气、地面集输及压裂返排液管道工程环评	川环审批[2022]89号、尚未完成竣工环保验收	正在办理中
阳101-1脱水站地面集输工程					
1	阳101-1脱水站	已建成，尚未运行	脱水站环评、尚未验收	泸市环建函[2022]37号	正在办理中
阳101-1脱水站站场					
1	阳101脱水站	已投运，正常运行	脱水站环评、尚未验收	泸县环建审[2020]21号、自主验收	已取得排污许可证
其他					
1	阳101H17-1、9井钻井工程	钻前准备	钻井环评	泸市环龙马潭建函[2023]36号	/

2	阳101H32平台钻井工程		钻井环评	泸市环泸县建函[2023]52号	/
3	阳101H22-1、H22-5钻井工程		钻井环评	泸市环龙马潭建函[2024]3号	/
	阳101H23-5井钻井工程	/	钻井环评	正在办理环保手续，目前泸州市生态环境局已受理环评。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	/

3.4 现有工程环评批复及验收意见落实情况

3.4.1 阳 101 井区产能建设工程（一期）环评批复落实情况

阳101井区产能建设工程（一期）于2022年5月26日取得环评批复，根据现场踏勘，阳101井区产能建设工程（一期）目前H5、H8、H9井场暂未开工，H6、H12井场正在钻井，其余已完钻，待压裂。

表 3.4-1　现有工程一期环评批复落实情况

序号	环评批复要求	实际落实情况	结论
1	(二）加强施工期环境管理和环境监理。结合项目开发建设计划和敏感目标分布，合理优化施工方案、施工时段以及施工场地的位置和布设，采取有效的措施，避免和减缓项目建设对生态环境产生的不利影响。施工期结束后须结合区域自然条件，及时进行施工场地生态恢复工作，并加强生态恢复过程中的管理和维护，保证植被恢复的成活率。植被恢复应采用当地适生物种，保证生物安全	结合目前各井场施工进度均处于施工阶段，施工单位制定严格的施工管理计划及制度，后期场地生态恢复时将加强生态恢复过程中的管理和维护，保证植被恢复的成活率，并采用当地适生物种。	根据各井场工程进度，正在逐步落实
2	(三)严格按照报告书要求落实并优化大气环境保护措施。钻井工程优先采用网电，无法使用网电采用发电机供电时，选用轻质燃油等环境友好燃料,尽可能减少废气排放。在钻井过程中，对白油、油基泥浆和油基岩屑的暂存和储运采用密闭罐，控制和减少挥发性有机物排放。测试放喷和事故放喷的页岩气由专用管线引至燃烧池点火燃烧。平台井站事故排放的页岩气经15米高放空火炬燃烧排放。集气站清管、检修及事故排放的页岩气经20米高放空火炬燃烧排放。	各施工场地已优先使用网点，针对网电无法使用的井场，企业采用了轻质燃油，降低了废气排放；白油、油基泥浆和油基岩屑的暂存和储运均采用密闭罐，减小了挥发性有机物排放；测试放喷和事故放喷的页岩气由专用管线引至燃烧池点火燃烧；放空火炬高度均大于15m；阳101-5集气站配套了20m高放空火炬。	根据各井场工程进度，正在逐步落实

3	(四）加强各类废水收集、暂存、处理及运输过程中的环境管理，采取有效措施，防止产生二次污染。实施全过程监控，避免违规排放，确保区域水环境安全。强化井场的雨污分流和污水池的防渗漏措施。加强钻井废水、洗井废水和采气废水等各类废水水质跟踪监测。 清水及水基钻井废水、经预处理后的方井雨水及井场初期雨水，全部用于配制水基钻井液或压裂液。压裂返排液收集后供井场内后续井口配制压裂液,不能利用部分通过管输至区块内其他井场配制压裂液。生活污水经收集后由罐车运至当地生活污水处理厂处理。气田水经预处理后优先回用于区块后续项目配制压裂液，不能回用部分由罐车运至阳33井、镇1井、镇2井、寺47井进行回注。	各井场产生的钻井废水、洗井废水和采气废水等均采用罐装，运输过程采用储罐密闭，并对车辆及运输路线严格管理及全程监控，未发生违规排放现象；井场内雨污分流，污水池采取重点防渗措施；企业尚未对钻井废水、洗井废水和采气废水等各类废水水质开展监测；清水及水基钻井废水、经预处理后的方井雨水及井场初期雨水，全部用于配制水基钻井液或压裂液，压裂返排液收集后供井场内后续井口配制压裂液,不能利用部分通过管输至区块内其他井场配制压裂液；生活污水经收集后由罐车运至就近生活污水处理厂处理；由于目前采气量小，已采气的井场气田水主要用于区块内压裂液配置，少量不能回用的由罐车就近运至阳33井、镇1井、镇2井回注。	企业尚未对钻井废水、洗井废水和采气废水等各类废水水质开展跟踪监测
4	(五）项目设计和建设过程中，应选用低噪声设备并合理布置，采用隔声、减振、消声等措施，控制和减小噪声对周围环境的不利影响，并结合井场周边外环境关系及噪声监测情况，及时优化各项噪声污染防治措施，避免环保纠纷。	现有工程采用低噪声设备并优化高噪声设备布置，同时采用隔声、减振、消声等措施，控制和减小了噪声影响，未发生环保纠纷。	根据各井场工程进度，正在逐步落实
5	(六）严格按照报告书要求落实地下水污染防控措施。按照“源头控制、分区防控、污染监控、应急响应”的原则进行地下水污染防治。结合井场开钻前开展的地球物理勘探，优化钻井施工工艺，避免对地下水环境产生不利影响。采取在导管段使用清水钻井液钻井、一开~三开直井段使用水基钻井液钻井、设置钻井泥浆不落地系统、安装套管（阻隔井筒与浅层地下水之间的水力联系）等措施，控制和减缓项	现有工程导管段使用清水钻井液钻井、一开~三开直井段使用水基钻井液钻井、设置钻井泥浆不落地系统、安装套管（阻隔井筒与浅层地下水之间的水力联系）等措施，减缓了项目对浅层地下水的影响；井场内的井口区域、柴油罐区、发电机房区、泥浆储存和循环系统	逐步落实，后续企业将对采气井定期开展地下水水质监测，同

	目对浅层地下水的影响。 严格落实地下水污染分区防渗措施。报告书将井场内的井口区域、柴油罐区、发电机房区、泥浆储存和循环系统区域、不落地处理工艺区、清洁化堆场、废油桶贮存区、压裂作业工艺区、危废暂存间、集液池、放喷池、隔油池，平台井站内的井口区域、气田水罐区，以及集气站的污水池等区域设置为重点防渗区。严格按国家相关规范开展气田开采相关废水的回注,加强对回注过程的监控和对周围地下水水质的监测,采气期按相关要求设置地下水监测井并定期开展地下水水质监测，制定地下水污染应急预案，根据监测结果及时采取应对措施，防止地下水污染，确保饮用水安全。	区域、不落地处理工艺区、清洁化堆场、废油桶贮存区、压裂作业工艺区、危废暂存间、集液池、放喷池、隔油池，平台井站内的井口区域、气田水罐区，以及集气站的污水池等区域为重点防渗区；蜀南气矿对依托回注井开展了定期跟踪监测；各采气井场均设置有地下水监测井，采气期将定期开展地下水水质监测，同时制定地下水污染应急预案。	时制定地下水污染应急预案。
6	(七）加强固体废物收集、贮存、运输、利用及处置等过程的环境管理，严格按有关技术规范和规定落实各项防范措施，避免二次污染。清水及水基钻井产生的钻井固废外运相关单位综合利用。废矿物油及含矿物油废物、油基钻井固废等危险废物，交由有资质的单位利用、处置。生活垃圾交由当地环卫部门统一清运处理。	现有工程清水及水基钻井产生的钻井固废委托泸县恒生建材厂、泸县华鑫矸砖有限公司砖厂等公司进行资源化利用；各井场设有危废危废贮存点，用于废矿物油及含矿物油废物、油基钻井固废暂存，同时与四川纳海环境有限公司等签订了油基岩屑处置协议，定期交由其拉运处置；生活垃圾交由就近城镇环卫部门清运处理。	根据各井场工程进度，正在逐步落实
7	(八）井场和平台井站关井后，应按照相关技术要求，对井口进行封堵，对井场和平台井站进行生态恢复，并严格落实相应环境保护措施	尚未关井，后续将按要求进行生态恢复并落实相关环保要求	尚未关井
8	(九）严格环境风险防控。高度重视并加强环境风险管理工作，严格落实项目环境风险管理措施，细化程序、明确责任，确保环境安全。你公司应建立环境风险防范、预警体系，制定环境风险事故分级响应程序和环境预警监测方案,严格落实并强化报告书提出的各项环境风险防范措施,严格执行突发环境事件信息报告相关要求，做好应急机构建设、人员配备、培训及设施配置，定期进行应急演练、评估和完善，进一步排查环境风险隐患，针对发现的	企业建立了有完善的环境风险防范、预警体系以及环境风险事故分级响应程序和环境预警监测方案；企业根据各井场建设进度正在办理突发环境事件应急预案，配备有人员及设备，并定期开展应急演练；	根据各井场工程进度，正在逐步落实，企业环境风险事故应急预案尚

	问题，及时补充、完善环境风险防范措施及事故应急预案，确保其合理、有效、可靠，满足环境安全要求。按要求制定和完善环境应急预案,环境风险事故应急预案应纳入当地政府预案体系。		未纳入当地政府预案体系

3.4.2 阳 101 井区产能建设工程（二期）环评批复落实情况

阳101井区产能建设工程（二期）于2022年8月12日取得环评批复根据现场踏勘，该项目H26平台已开始采气，其余平台正在钻井、压裂或已完成压裂，尚未采气。

表 3.4-2　现有工程二期环评批复落实情况

序号	环评批复要求	实际落实情况	结论
1	(二）加强施工期环境管理和环境监理。结合项目开发建设计划和敏感目标分布，合理优化施工方案、施工时段以及施工场地的位置和布设，采取有效的措施，避免和减缓项目建设对生态环境产生不利影响。施工期结束后须结合区域自然条件，及时进行施工迹地生态恢复工作，并加强生态恢复过程中的管理和维护。	结合目前各井场施工进度均处于施工阶段，施工单位制定严格的施工管理计划及制度，后期场地生态恢复时将加强生态恢复过程中的管理和维护。	根据各井场工程进度，正在逐步落实
2	（三）严格按照报告输要求落实并优化大气污染防治措施。优先使用网电,柴油发电机采用轻质柴油且燃烧废气经自带的排气设备处理后达标排放;在钻井过程中，对白油、油基泥浆和油基岩屑的暂存和储运采用密闭罐，控制和减少挥发性有机物排放;测试放喷和事故放喷的页岩气由专用管线引至放喷池点火燃烧。平台井站事故排放的页岩气经15米高放空火炬燃烧排放;集气站清管、检修及事故排放的页岩气经20米高放空火炬燃烧排放。	各施工场地已优先使用网点，针对网电无法使用的井场，企业采用了轻质燃油，且柴油发电机自带排气设备，降低了废气排放；白油、油基泥浆和油基岩屑的暂存和储运均采用密闭罐，减小了挥发性有机物排放；测试放喷和事故放喷的页岩气由专用管线引至燃烧池点火燃烧；放空火炬高度均大于15m；各集气站配套了20m高放空火炬。	根据各井场工程进度，正在逐步落实
3	(四)加强各类废水收集、暂存、处理及运输过程中的环境管理。优化并落实钻井废水和压裂返排液等各类废水区域调配和使用，确保钻井	各井场产生的钻井废水、洗井废水和采气废水等均采用罐装，运输过程采用储罐密闭，并对车辆及运输路线严格管理及全程监	根据各井场工程进度，正在逐步落实

	阶段各类生产废水不外排;与依托回注井建立联动及调度机制，实施全过程监控，确保废水得到妥善处置，防止产生二次污染。 清水钻及水基钻井废水用于钻井液或压裂液配制。洗井废水、方井雨水及井场初期雨水经预处理后用于钻井液或压裂液配制。压裂返排液收集后供井场内后续井口配制压裂液，不能利用部分管输至区块内其他井场配制压裂液。生活污水经收集后由罐车运至当地生活污水处理厂处理。气田水优先回用于区块后续稳产项目压裂液配制，不能利用部分通过罐车运至阳33井等回注井回注。	控；钻井废水和压裂返排液等各类废水区域调配和使用，可确保钻井阶段各类生产废水不外排；与依托回注井建立了联动及调度机制，实施全过程监控，确保废水得到妥善处置；清水及水基钻井废水、经预处理后的方井雨水及井场初期雨水，全部用于配制水基钻井液或压裂液，压裂返排液收集后供井场内后续井口配制压裂液,不能利用部分通过管输至区块内其他井场配制压裂液；生活污水经收集后由罐车运至就近生活污水处理厂处理；由于目前采气量小，已采气的井场气田水主要用于区块内压裂液配置，少量不能回用的由罐车就近运至阳33井、镇1井、镇2井回注。	
4	(五）项目设计和建设过程中，应选用低噪声设备并合理布置，采用隔声、减振、消声等措施，控制和减小噪声对周围环境的不利影响，并结合井场、平台井站周边外环境关系及噪声监测情况，及时优化各项噪声污染防治措施，避免环保纠纷。	现有工程采用低噪声设备并优化高噪声设备布置，同时采用隔声、减振、消声等措施，控制和减小了噪声影响，未发生环保纠纷。	根据各井场工程进度，正在逐步落实
5	(六)严格落实地下水污染防控措施。结合井场开钻前开展的地球物理勘探，优化钻井施工工艺,避免对地下水环境产生不利影响。严格按照报告书要求落实地下水污染分区防渗措施，采取导管段使用清水钻井液钻井、一开~三开直井段使用水基钻井液钻井、设置钻井泥浆不落地系统、安装套管等措施，控制和减少项目对浅层地下水的影响。 严格按国家相关规范开展气田开采	井场内的井口区域、柴油罐区、发电机房区、泥浆储存和循环系统区域、不落地处理工艺区、清洁化堆场、废油桶贮存区、压裂作业工艺区、危废暂存间、集液池、放喷池、隔油池，平台井站内的井口区域、气田水罐区，以及集气站的污水池等区域为重点防渗区；现有工程导管段使用清水钻井液钻井、一开~三开直井段使用水基钻井液钻井、设置	逐步落实，后续企业将对采气井定期开展地下水水质监测，同时制定地下水污染应急预案。

	相关废水的回注，加强对回注过程的监控。按相关要求设置地下水监测井并定期开展地下水水质监测，制定地下水污染应急预案，根据监测结果及时采取应对措施，防止地下水污染，确保饮用水安全。	钻井泥浆不落地系统、安装套管（阻隔井筒与浅层地下水之间的水力联系）等措施，减缓了项目对浅层地下水的影响；蜀南气矿对依托回注井开展了定期跟踪监测；各采气井场均设置有地下水监测井，采气期将定期开展地下水水质监测，同时制定地下水污染应急预案。	
6	(七）建立健全固体废物产生、收集、贮存、运输、利用、处置全过程的污染环境防治责任制度,严格按有关技术规范和规定落实各项防范措施，避免二次污染。除砂器废渣、检修废渣、清管废渣、气田水沉渣、清水及水基钻井产生的钻井固废等外运相关单位综合利用。油基岩屑、废矿物油、含矿物油废物等危险废物交由有资质的单位利用、处置。生活垃圾送当地环卫部门统一清运处理。	企业建有固体废物污染环境防治责任制度，除砂器废渣、检修废渣、清管废渣、气田水沉渣、清水及水基钻井产生的钻井固废等委托泸县恒生建材厂、泸县华鑫矸砖有限公司砖厂等公司进行资源化利用；各井场设有危废危废贮存点，用于废矿物油及含矿物油废物、油基钻井固废暂存，同时与四川纳海环境有限公司等签订了油基岩屑处置协议，定期交由其拉运处置；生活垃圾交由就近城镇环卫部门清运处理。	根据各井场工程进度，正在逐步落实
7	(八)平台井站关井后，应按照相关技术要求，对井口进行封堵,对平台井站进行生态恢复,并严格落实相应环境保护措施。	尚未关井，后续将按要求进行生态恢复并落实相关环保要求	尚未关井
8	（九）严格落实环境风险防范和应急措施。严格落实并强化报告书提出的各项环境风险防范措施,高度重视并加强环境风险管理工作,细化程序、明确责任,不断提高环境风险防控能力，切实有效防范环境风险。按要求制定并不断完善突发环境事件应急预案，建立企业与政府、相关单位间的环境风险应急体系,定期进行培训和演练,发生事故时	企业建立了有完善的环境风险防范、预警体系以及环境风险事故分级响应程序和环境预警监测方案；企业根据各井场建设进度正在办理突发环境事件应急预案，配备有人员及设备，并定期开展应急演练；	根据各井场工程进度，正在逐步落实

	实施紧急撤离，及时切断事故污染源等应急措施，确保环境安全。		

3.4.3 阳 101 脱水站站场环评批复情况

目前阳101脱水站已建成并投入运行，该工程环评批复落实情况具体如下：

表 3.4-3　现有工程阳 101 脱水站站场环评批复落实情况

序号	环评批复要求	实际落实情况	结论
1	落实项目环保措施，落实公司内部的环境管理部门、人员和管理制度等工作。合理安排施工时间，优化施工作业方案，有效控制施工噪声对周围环境的影响，避免扰民；施工废水经沉淀处理后回用，严禁外排；施工期要对扬尘污染采取有效的防治措施，防止扬尘污染；落实好固体废物处置措施，建筑施工弃渣必须送往指定的渣场处置，严禁将固体废物倾倒入水体。	已严格按照环评要求落实施工期各项环保措施，合理安排施工时间，未发生扰民事件；施工废水经沉淀处理后回用，不乱排；采取了洒水抑尘等措施，未发生扬尘污染；固废采取相应措施后不外排。	已落实
2	落实并优化各项水环境保护措施。按照“雨污分流、清污分流、一水多用”的原则建设给排水系统，提高水的回用率，减少新鲜水用量和废水排放量。做好分区防渗工作，经脱水装置分离出的气田水、检修废水排入检修污水池暂存，定期拉运至威 43 井回注，严禁外排；生活污水经化粪池处理后运至污水处理厂深度处理，严禁外排。	采取“雨污分流”措施，设置有检修废水池、应急事故池，暂存气田水、检修废水等，定期拉运至阳 33 井进行回注，不外排，试运行至今，还未进行拉运；生活污水经化粪池收集后运至临港污水处理厂处理，不外排。	已落实
3	落实和优化各项大气污染防治措施。检修放空气引至放空火炬燃烧；食堂油烟经净化后通过排气筒高空排放。	设置长明火燃烧废气排气筒，检修放空气可引至放空火炬燃烧；食堂油烟经净化后通过烟道超屋顶排放。	已落实
4	落实和优化各项噪声污染防治措施。选用低噪声设备，泵类等产噪设备安装时采取基座减振措施，并装设噪声罩或消声器，加强厂区绿化，确保厂界噪声达标且不扰民。	工程选用低噪声设备，消防水泵等设备安装在消防水泵房内，并采取了基座减振措施；厂区内加强了绿化；经监测结果表明，场站场界噪声达标，敏感点噪声达标。	已落实
5	按照“减量化、资源化、无害化”原则，对固体废物进行分类收集、处理和处置。过滤系统产生的废活性炭规范暂存于危废暂存间，定期交有资质的单位处置；废铁屑外售综合	本工程完工试运行期未产生废活性炭，后期产生废活性炭交资质单位处置；废铁屑在站内掩埋处理；生活垃圾交环卫部	已落实

	利用；生活垃圾交环卫部门清运处置。	门清运处置。	
6	落实和优化各项环境风险防范措施，有效防范环境风险。配备必要的应急设备和物资，切实加强日常管理，确保污染治理设施长期处于正常运行状态，保证环境安全。	站场内配备了消防水泵、消防水罐、灭火器等应急设备和物资，加强日常管理，确保污染治理设施长期处于正常运行状态，保证环境安全。	已落实

3.4.4 阳 101-1 脱水站地面集输工程环评批复情况

目前阳 101-1 脱水站已建成，尚未投入使用，该工程实际监测与环评批复落实情况具体如下表。

表 3.4-4　现有工程阳 101-1 脱水站地面集输工程环评批复落实情况

序号	环评批复要求	实际落实情况	结论
1	(一)加强生态环境保护工作，规范施工。制定和落实施工期生态环境保护措施，并加强对施工单位执行生态环境保护工作情况的监督和管理。优化施工临时用地布设方案，严格控制作业带宽度，尽量利用已建道路，优化布设施工场地、材料堆场、施工便道等临时工程;合理安排工期，采取工程措施和生态保护措施控制水土流失;优化施工方案，缩短穿越工程作业时间，涉水施工应限制在枯水季节;因地制宜设置表土临时堆放场，并做好排水、挡护、防尘等措施，合理调配工程土石方并及时回填。施工结束后，全面检查沿线生态环境恢复情况，督促施工单位及时对道路、河道进行清理和疏浚，撤出临时占用场地，落实迹地恢复措施。	已严格按照环评要求落实施工期各项环保措施，合理安排施工时间，未发生扰民事件；施工废水经沉淀处理后回用，不乱排；采取了洒水抑尘等措施，未发生扬尘污染；固废采取相应措施后不外排；管线沿线生态环境已逐步恢复，施工单位对穿越道路、河道段进行了清理和疏浚，已恢复原有使用功能。	已落实
2	（二）落实大气污染防治措施。优化施工时序，缩短施工时间，采用分段施工，管沟开挖后及时回填;合理布置施工现场，尽量远离大气环境保护目标，必要时设置围挡施工，做好洒水降尘。脱水站重沸器、灼烧器产生的页岩气燃烧废气通过排气筒排放；设置放空火炬，燃烧排放非正常工况下的页岩气。	该工程采用分段施工，管沟采用边挖边回填的作业方式，施工现场尽可能远离了各村庄居民点，且采用围挡，进行洒水抑尘；脱水站重沸器自带 15m 高排气筒；灼烧器自带 17m 高排气筒；脱水站配套有放空火炬，位于脱水站东侧。	已落实

3	(三）落实水污染防治措施。优化施工工艺，穿越地表水体采用围堰导流、分段开挖施工方式，施工结束后及时恢复原貌，不得在地表水体内清洗施工机具以及倾倒废料、废油、垃圾、污水等;试压废水经沉淀处理后回用于洒水降尘。脱水站产生的各类生产废水优先回用于区域钻井工程配置压裂液,无法回用的生产废水外运回注处理;生活废水经预处理后外运至污水处理厂处理。	该工程穿越地表水体采用围堰导流、分段开挖施工方式，施工结束后已恢复原貌，施工期未在地表水体内清洗施工机具以及倾倒废料、垃圾及污水等；试压废水经沉淀处理后回用于洒水降尘，未外排；目前脱水站尚未运行，后期将严格按照批复要求，生产废水优先回用于区域钻井工程配置压裂液，无法回用的废水外运至回注站；生活污水设有化粪池，预处理后外运至得胜镇污水处理厂。	施工期各措施已落实，运营期将按要求逐步落实
4	（四）落实噪声污染防治措施。选用低噪声施工设备和机具，优化施工平面布置，高噪声设备尽量远离噪声敏感目标，对噪声敏感目标产生影响的施工段设置围挡施工,合理安排施工进度和施工时间，优化车辆运输路线。脱水站优先选用低噪声设备，合理布置高噪声设备，降低分离器流速控制噪声源，确保厂界噪声达标排放。	该工程采用低噪声设备并优化高噪声设备布置，管线工程施工期在敏感目标较近段设有围挡，并优化了施工时间，尽量避免了夜间施工对居民点的影响；并对运输车辆行驶路线进行了优化；脱水站采用低噪声设备，将分离器等高噪声远离居民点，同时采用隔声、减振、消声等措施，控制和减小了噪声影响，未发生环保纠纷。	已落实
5	（五）落实固体废弃物污染环境防治措施。顶管施工产生的废泥浆自然干化后外运综合利用，建筑废料尽快收集处置，严禁倾倒下河。脱水站产生的危险废物应交具有资质的单位处置，并严格落实危险废物转移联单制度，防止产生二次污染。	顶管施工产生的废泥浆自然感化后综合利用，建筑废料收集后合理处置，未向河流倾倒垃圾；脱水站设有危废贮存点，脱水站运行后产生的废矿物油将按要求进行暂存及处置。	施工期已落实，运营期将按要求处置固体废物。
6	（六）严格落实环境风险防范措施。采取切实有效的环境风险管理措施，管线沿线设置标志桩和警示牌，加强巡线频率，提高巡线有效性，建立完善的天然气泄漏应急响应系统，设置事故废水池，不断强化环境风险防范意识,确保项目运营期环境安全。	集气管线沿线设有标志桩和警示牌，企业建立了天然气泄漏应急响应系统，脱水站设有 600m^3 事故应急池。	已落实，运行过程中将进一步落实应急预案及演练，并加强员工环境风险防范意识

3.5 现有工程环境影响回顾性分析

3.5.1 阳 101 井区已配套的主要环保工程介绍

阳101井区勘探开发过程环保工程包括废水处理工程、固废处理工程。

1、废水处理工程

（1）废水暂存及输送工程

阳101H14平台井站和阳101H41平台井站各设置有15000m^{3}的配套中转水池，阳101H37平台井站设置有30000m^{3}的配套中转水池，区块内总体可达到102000m^{3}的调节容积，能形成有效的缓冲。同时，各集输管道同沟敷设返排液管线，根据开发计划时序，区块内管线工程拟先于平台实施，管线建成后，区域返排液管线将各井场与中转水池之间连通，压裂返排液、气田水等均可由返排液管线输送至各平台。目前阳101H41平台配套的四个15000m^{3}的配套中转水池以及阳101H37平台井站30000m^{3}的配套中转水池已建成。

（2）回注井

阳101井区目前生产废水回注主要依托阳33井、镇2井回注井，以上2口回注井归属于蜀南气矿回注井，企业与该公司已签订委托处置协议，具体协议见附件，回注井具体情况如下：

①阳33井

阳33井位于龙马潭区双加镇，设计回注量156万m^3，2016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m^3，剩余回注空间约70万m^3，回注能力为350m^3/d。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镇2井

镇2井位于内江市隆昌响石镇镇宝峰村，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。根据现场调查，目前镇2井回注量约140m^3/d，累积已回注41.6万m^3，剩余95.7万m^3，镇2井正常运行。

以上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。

本次评价采用四川科特监测集输有限公司对2口回注井附近的地下水观测井例行监测数据来评价回注井运行情况。具体如下表：

表 3.5-1　阳 33 回注井地下水例行监测数据（2022.5.9 监测）mg/L

样品编号	氯化物	硫化物	钙	镁	锶	溴化物	石油类
EJC1	32.6	ND	98	18	ND	ND	ND
标准限值	≤250	≤0.02	-	-	-	-	-
是否达标	达标	达标	达标	达标	达标	达标	达标
样品编号	氯化物	硫化物	钙	镁	锶	溴化物	石油类
EJC2	30.2	ND	96	19	ND	ND	ND
标准限值	≤250	≤0.02	-	-	-	-	-
是否达标	达标	达标	达标	达标	达标	达标	达标
样品编号	氯化物	硫化物	钙	镁	锶	溴化物	石油类
EJC3	82.4	ND	74	16	ND	ND	ND
标准限值	≤250	≤0.02	-	-	-	-	-
是否达标	达标	达标	达标	达标	达标	达标	达标

表 3.5-2　镇 2 回注井地下水例行监测数据（2023.4.18 监测）mg/L

样品编号	氯化物	硫化物	钙	镁	锶	溴化物	石油类
1#	ND	ND	59	13	ND	2.5	ND
标准限值	≤250	≤0.02	-	-	-	-	-
是否达标	达标	达标	达标	达标	达标	达标	达标
样品编号	氯化物	硫化物	钙	镁	锶	溴化物	石油类
2#	ND	ND	52	16	ND	00.93	ND
标准限值	≤250	≤0.02	-	-	-	-	-
是否达标	达标	达标	达标	达标	达标	达标	达标
样品编号	氯化物	硫化物	钙	镁	锶	溴化物	石油类
3#	ND	ND	58	7	ND	0.076	ND
标准限值	≤250	≤0.02	-	-	-	-	-
是否达标	达标	达标	达标	达标	达标	达标	达标

根据上表可知，2口回注井周围地下水例行监测数据均达标，因此回注井废水回注未对周围地下水环境产生影响较小，地下水监测数据均满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类水质标准，无特征因子超标现象，因此，依托回注井实施回注废水对地下水环境影响均在可控范围。

*	*
阳33井回注井环境现状	
*	*
镇2井回注井环境现状	

（2）污水处理站

根据收集资料显示，阳101井区压裂废水处理未建设单独处理站，依托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，以上3家公司具体情况如下，废水处理协议见附件。

①四川瑞利生物科技有限公司

四川瑞利生物科技有限公司“18万吨/年气田压裂返排液治理项目”：该项目位于泸州市龙马潭区罗汉镇高坝。该废水处理站专业服务于周边区域天然气钻井作业产生的压裂返排液等废水，设计处理规模为：18万吨/年。该项目环评于2015年6月7日通过原泸州市龙马潭区环境保护局审批，批文号为泸龙环建函〔2015〕39号；于2016年5月30日通过了原泸州市龙马潭区环境保护局验收，批文号为泸龙环验〔2016〕7号；于2021年4月取得泸州市生态环境局颁发的排污许可证（编号：91510100309373470R001Y）。

采用“调节缓冲--微纳米混凝气浮--铁碳微电解--厌氧水解--微生物反应池--固液分离--活性炭过滤”工艺处理，处理后达标排放。该污水厂目前运转正常，建设单位于2022年3月进行了无组织废气（氨、硫化氢和臭气浓度）和废水排口水质（水质指标

：悬浮物、氯化物、五日生化需氧量、石油类、总砷、镍、六价铬、铅、银、铍、钡、总放射性及苯并芘）进行了日常监测。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）和《四川省水污染物排放标准》（DB51/190-93）相关限值要求。

②四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m^3/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m^3/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）。

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，处理后达标排放。该污水厂目前运转正常，油气田废水经处理后SS达到《城镇污水处理厂污染物排放标准》（GB18918-2002）一级A标准，其他指标达到《四川省岷江、沱江流域水污染物排放标准》（DB51/2311-2016）相应标准后通过人工湿地排入长桥河。

③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950m³/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）。

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，油气田废水处理后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m³/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6000m³/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、固废处理工程

（1）水基钻井固废

阳101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。建设单位与泸县恒生建材厂、泸县华鑫矸砖有限公司砖厂、吉祥新型墙材厂、泸县新生页岩砖厂、泸县海潮页岩砖厂、泸县兆雅页岩砖厂等签订了水基钻井固废利用协议，具体协议见附件。

（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）对中对危废危废贮存点地相关环保要求。

企业与四川纳海环境有限公司等签订了油基岩屑处置协议，并设置危废台账以及危废转移联单，具体转移联单见附件。

3.5.2 阳 101 井区已勘探开发工程环境影响回顾性评价

1、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的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、龟鳖目为主，鸟类以鹈形目、隼形目、佛法僧目、鹃形目、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，已经已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及人工渠道，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；水量减少也导致了的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。

（4）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。

（5）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造。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。

2、大气环境影响回顾

已勘探开发工程施工期大气污染源主要为钻井施工过程中的柴油发电机产生的NOx及颗粒物，机械尾气以及测试放喷天然气燃烧废气等，运营期主要大气污染物为部分井站的加热水套炉燃烧天然气后产生的废气及柴油罐大、小呼吸产生的无组织排放挥发性有机废气（NMHC）。该区域内天然气不含硫，因此，天然气燃烧废气主要为NOX和颗粒物，天然气属于清洁能源，燃烧后污染物产生量较小，柴油罐呼吸产生的无组织排放挥发性有机废气（NMHC）量很小，对区域环境影响较小。根据泸州市近5年环境质量公报（具体见现状分析章节），区域环境空气质量总体良好，其中$PM_{2.5}$有个别年份超标现象，但由于现有工程颗粒物污染源主要为施工期扬尘以及井场测试放喷以及运行期检修期间燃烧天然气产生的少量颗粒物，现有项目采取了洒水抑尘、遮盖等措施，有效降低了扬尘污染，区域内井场分布较为分散，且天然气作为清洁能源，产生的颗粒物浓度较小，项目施工期短，仅在短期内对局部环境空气质量有较小的影响，对整个区域内PM2.5贡献浓度较低。此外，现有工程属于清洁能源开发项目，实施后能够改善区域能源结构，减少重污染能源废气排放，因此，对区域环境质量改善具有一定作用。

3、声环境影响回顾

天然气勘探开发过程中声环境影响主要体现在钻井施工期，运营期噪声很小。施工期间选用了低噪声设备，合理布局，柴油发电机组设置于发电机房内，安装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；合理安排测试放喷时间，在白天进行测试放喷等措施。运营期仅撬装设备产生较小的噪声，以及事故或检修情况产生天然气放散气流噪声，但时间较短，次数较少，本区域勘探开至今，未出现运营期噪声投诉事件，未对区域声环境造成较大影响。

4、地表水环境影响回顾

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。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，气田水优先回用于区块内配制压裂液，不能回用的气田水转运至回注井回注；生活污水转运至污水处理厂处理。各井场产生的压裂返排液由钻井阶段使用的储存池（容积约为500m^3）、重叠液罐（容积约为2500m^3）以及井区内中转水池（容积约为102000m^3）

收集暂存，优先回用于井场压裂液配置，不能回用的与气田水转运至回注井站预处理后回注。

管线施工期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，原有河床形态得到了恢复，未对水体功能和水质产生明显影响。

现有工程井站及集输管线敷设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。

5、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的制定提供依据，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。

首先从源头控制方面，各场站选址阶段避开了地下水环境敏感区，采用先进的环保低污染的清水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；其次，分区防渗方面，各场站施工、运营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，施工选择了专业技术队伍并设置了现场环境监理，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；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天然气开发工程产生的地下水环境影响问题；其次，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。

为进一步分析区内已实施天燃气开采井场对地下水的影响，本次评价引用已完成钻井工程的阳101H41井场的验收监测数据，具体如下：

表 3.5-3　阳 101H41 井场（验收）地下水监测结果（2023.6.6）

监测项目	单位	监测点位及结果			标准限值	达标情况
		井场北侧农户水井1#	井场西北侧农户水井2#	井场西侧农户水井3#		
pH	无量纲	7.5	7.2	7.3	/	达标
高锰酸盐指数（耗氧量）	mg/L	0.7	1.0	3.2	3	达标
氨氮	mg/L	<0.025	<0.025	0.025	0.5	达标
六价铬	mg/L	<0.004	<0.004	<0.004	0.05	达标
铁	mg/L	<0.03	<0.03	<0.03	0.1	达标
锰	mg/L	<0.01	<0.01	<0.01	0.1	达标
铜	mg/L	<0.001	<0.001	0.001	1	达标
砷	mg/L	0.0003	0.0004	0.0008	0.01	达标
氯化物	mg/L	29.8	44.1	17.4	250	达标
硫酸盐	mg/L	68.7	102	29.0	250	达标
氟化物	mg/L	0.196	0.190	0.945	1	达标
硝酸根（硝酸盐氮）	mg/L	7.98	14.2	0.211	20	达标
亚硝酸根（亚硝酸盐氮）	mg/L	<0.003	0.070	<0.003	1	达标
总硬度（钙和镁总量）	mg/L	195	377	72	450	达标
溶解性总固体	mg/L	544	837	689	1000	达标
挥发酚	mg/L	<0.0003	<0.0003	0.0004	0.002	达标
石油类	mg/L	0.03	0.01	0.03	0.05	达标

根据上表可知，地下水环境各项监测因子均能满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中III类标准要求，石油类满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中III类水域水质标准限值要求。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，区内未发生因天然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，已实施建设天然气开采井场对区内地下水环境的扰动
较小。

（5）固体废物对区域环境影响回顾

已实施的天然气勘探开发工程的固体废物影响主要表现在钻井施工期间产生的水基钻井固废、特殊地层所用油基泥浆钻井产生的少量油基岩屑，以及各井场井站运营期维修设备时产生的含油检修废渣、废油等含油固体废物以及
有人值守井站产生的生活垃圾。

钻井工程施工期间采取“不落地”工艺处理钻井固废，钻井泥浆、岩屑等固废得到及时、有效的收集处理。水基钻井固废定期外运至就近的砖厂或水泥厂进行综合利用，已实施工程产生的水基钻井固废均去向明确、资源化利用合理可行），特殊情况下产生油基岩屑及时外委给了有危废资质单位进行了妥善的处置；各井站以及增压站产生的废油等含油固体优先回用，无法回用的与含油检修废渣一起及时交危废资质单位进行处置；部分有人值守井站产生的生活垃
圾有效收集后，按当地环卫部门要求统一处置。

各类固体废物经以上分类处置措施处理后，去向明确，现场无固废滞留和排放，充分做到了资源化、减量化、无害化，不会产生二次污染，对区域环境影响较小。

（6）土壤环境影响回顾

天然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，开采至今，未出现较大环境事故从而造成土壤污染，为分析区域内各井站对土壤环境的影响，本次引用已完成钻井工程阳101H41井站土壤环境现状监测数据，具体如下：

表 3.5-4　阳 101H41 井场（验收）土壤监测结果（2023.6.5）

监测项目	单位	监测点位、深度及结果	
		井场应急池附近1#	井场外耕地2#
		0~20cm	0~20cm
pH	无量纲	7.27	7.07
挥发酚	mg/kg	＜0.3	＜0.3
石油烃（C_{10}~$_{40}$C）	mg/kg	43	20

由监测结果可知，监测因子监测值均能满足《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600）中第二类用地的筛选值要求，由此可见，项目钻井过程对土壤环境影响较小。

（7）回顾性评价小结

通过类比阳101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，结合对阳101井区已勘探开发工程跟踪监测数据，对施工期和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。结果标明：在严格落实各项污染防治措施的前提下，正常工况下，已勘探开发工程暂未对环境空气、声环境、地表水环境、地下水环境、土壤环境造成较大污染影响。

综上所述，阳101井区现有工程各项生态保护和污染防治措施落实有效，暂未对大气环境、地表水环境、地下水环境、土壤环境、声环境、生态环境造成较大的污染影响。

3.6 现有工程污染物排放情况

根据调查，目前井区内已进行完成竣工环保验收的项目主要为阳101脱水站，本次污染物排放量调查针对该脱水站采用竣工环保验收数据，其余项目均为环评阶段污染物排放量，具体如下：

表 3.6-1　阳 101 井区现有工程污染物排放情况

序号	项目	阶段	要素	种类	污染物名称	污染物产生量	污染物排放量	备注
1	阳 101 井区产能建设工程（一期）	施工期	废气	施工扬尘、焊接烟尘	颗粒物	少量	少量	无组织排放
2			废水	钻井废水	COD、SS、氯化物、石油类	300m^3/井场	0	回用于区块钻井或压裂液调配用水
				方井雨水	SS、石油类	10m^3/口	0	隔油沉淀后回用于钻井或压裂液配置
				压裂返排液	pH、COD、SS、石油类	52.8万m^3	0	优先用于运井至场区内域压其裂它液井配场置用，于其压次裂采液用配管置
				站场管线试压废水	SS	4m^3/井场	0	沉淀后回用于洒水抑尘
				集气管线试压废水	SS	1287万m^3	0	
				生活污水	COD、SS、BOD_5、氨氮	324m^3/井场	0	依托钻井期间移动式厕所理收集后外运污水处理厂
3			固废	水基钻井固废	钻井岩屑、泥浆	52800m^3	0	外委用于制作烧结砖或水泥
				油基钻井固废	油基岩屑、废泥浆	36960m^3	0	交由有资质单位处理
				废油及含油废物	/	0.7t	0	设置收集桶集中收集后暂存于危废暂存间，后期统一交有相应危险废物处理资质的单位处置
				返排砂	石英砂和陶粒等	44t	0	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

				施工废料	废焊条、废包装材料、废金属等	4.95	0	收集后外售回收利用
				生活垃圾	/	2.25	0	交由当地环卫部门统一清运处理
4		运营期	废气	清管废气	甲烷、NO_x等	/	/	经放空管排放
5			废水	气田水	COD、SS、氯化物、石油类	12m³/d·口	0	优先区域回用，不能利用的拉运至阳33井、镇1井和镇2井回注
				检修废水	COD、SS、石油类	1m³/井站	0	
6			固废	除砂器废渣	石英砂和陶粒等	2kg/a·井站	0	属于一般工业固废，收集后外送地方水泥厂综合利用
				气田水罐沉渣		1kg/a·井站	0	
				清管废渣	铁屑、砂砾	3kg/a·井站	0	
				废矿物油	润滑油等	2kg/a·井站	0	收集后交由有相应危废资质单位处置
1	阳 101 井区产能建设工程（二期）	施工期	废气	施工扬尘、焊接烟尘	颗粒物	少量	少量	无组织排放
2			废水	钻井废水	COD、SS、氯化物、石油类	100m³/单井	0	回用于区块钻井或压裂液调配用水
				方井雨水	SS、石油类	10m³/口	0	隔油沉淀后回用于钻井或压裂液配置
				压裂返排液	pH、COD、SS、石油类	71万m³	0	优先用于运井至场区内域压其裂它液井配场置用，于其压次裂采液用配管置
				站场管线试压废水	SS	4m³/井场	0	沉淀后回用于洒水抑尘
				集气管线试压废水	SS	1434万m³	0	
				生活污水	COD、SS、BOD5、氨氮	3.6m³/井场	0	依托钻井期间移动式厕所理收集后外运污水处理厂

3			固废	水基钻井固废	钻井岩屑、泥浆	142000m^3	0	外委用于制作烧结砖或水泥
				油基钻井固废	油基岩屑、废泥浆	71000m^3	0	交由有资质单位处理
				废油及含油废物	/	28.4t	0	设置收集桶集中收集后暂存于危废暂存间，后期统一交有相应危险废物处理资质的单位处置
				返排砂	石英砂和陶粒等	44t	0	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
				施工废料	废焊条、废包装材料、废金属等	4.95	0	收集后外售回收利用
				生活垃圾	/	148.5	0	交由当地环卫部门统一清运处理
4		运营期	废气	清管废气	甲烷、NO_x等	/	/	经放空管排放
5			废水	气田水	COD、SS、氯化物、石油类	7m^3/d·口	0	优先区域回用，不能利用的拉运至阳33井、镇1井和镇2井回注
				检修废水	COD、SS、石油类	2m^3/次·井站	0	
6			固废	除砂器废渣	石英砂和陶粒等	20kg/a·井站	0	属于一般工业固废，收集后外送地方水泥厂综合利用
				气田水罐沉渣		4kg/a·井站	0	
				清管废渣	铁屑、砂砾	2.4kg/a·井站	0	
				废矿物油	润滑油等	2kg/a·井站	0	收集后交由有相应危废资质单位处置
1	阳 101-1 脱水站地面集输工程	施工期	废气	施工扬尘、焊接烟尘	颗粒物	少量	少量	无组织排放
2			废水	集气管线试压废水	SS	4620m^3	0	沉淀后回用于洒水抑尘
				生活污水	COD、SS、BOD5、氨氮	10.8m^3/d	0	依托当地已建污水处理厂
3			固废	施工废料	废焊条、废包装材料、废金属等	3.3	0	可回收施工废料外售废品回收站

								回收处置，不可回收施工废料收集后交当地环卫部门统一处置
				废弃泥浆	膨润土	30t	0	外运就近的砖厂或水泥厂综合利用
				生活垃圾	/	60kg/d	0	交由当地环卫部门统一清运处理
4		运营期	废气	脱水装置废气	颗粒物、NO_x等	972万m^3	/	经放空管排放
5			废水	气田水	COD、SS、氯化物、石油类	7m^3/d·口	0	优先区域回用，不能利用的拉运至阳33井、镇1井和镇2井回注
				检修废水	COD、SS、石油类	2m^3/次·井站	0	
6			固废	清管废渣	铁屑、砂砾	2.5kg/a	0	属于一般工业固废，收集后外送地方水泥厂综合利用
				废活性炭	/	1.5m^3/a	0	收集后交由有相应危废资质单位处置
				生活垃圾	/	20kg/d	0	交由当地环卫部门统一清运处理
1	阳101脱水站站场	施工期	废气	施工扬尘	颗粒物	少量	少量	无组织排放
2			废水	生活污水	COD、SS、BOD_5、氨氮	7m^3/d	0	依托当地已建污水处理厂
3			固废	施工废料	废包装材料、废金属等	1.2	0	可回收施工废料外售废品回收站回收处置，不可回收施工废料收集后交当地环卫部门统一处置
				生活垃圾	/	20kg/d	0	交由当地环卫部门统一清运处理
4		运营期	废气	TEG 富液闪蒸气	非甲烷总烃等	972万m^3	/	燃烧后经排气筒排放
				TEG 再生废气	非甲烷总烃等			
				火管重沸器	NO_2、烟尘			经10m排气筒排放

5			废水	再生气分离器	COD、SS、氯化物	20m³/d	0	优先区域回用，不能利用的拉运至阳33井、镇1井和镇2井回注
				生活污水	COD、SS、BOD_5、氨氮	3.81m³/d	0	污水池收集后拉运至临港污水处理厂处理
6			固废	废活性炭	/	4m³/3a	0	收集后交由有相应危废资质单位处置
				废过滤废渣	铁屑、砂砾	2.5kg/a	0	属于一般工业固废，收集后外送地方水泥厂综合利用
				生活垃圾	/	4.745t/d	0	集中收集后交由当地环卫部门进行处理
1	阳 101H32 井钻井工程	施工期	废气	施工扬尘、焊接烟尘	颗粒物	少量	少量	无组织排放
2			废水	钻井废水	COD、SS、氯化物、石油类	600m³	0	回用于区块钻井或压裂液调配用水
				方井雨水	SS、石油类	320m³	0	隔油沉淀后回用于钻井或压裂液配置
				压裂返排液	pH、COD、SS、石油类	8100m³	0	优先用于运井至场区内域压其裂它液井配场置用，于其压次裂采液用配管置
				生活污水	COD、SS、BOD5、氨氮	1551m³	0	依托钻井期间移动式厕所理收集后外运污水处理厂
3			固废	水基钻井固废	钻井岩屑、泥浆	115133t	0	外委用于制作烧结砖或水泥
				油基钻井固废	油基岩屑、废泥浆	5040t	0	交由有资质单位处理

				废油及含油废物	/	0.5t	0	设置收集桶集中收集后暂存于危废暂存间，后期统一交有相应危险废物处理资质的单位处置
				施工废料	废焊条、废包装材料、废金属等	1.25	0	收集后外售回收利用
				生活垃圾	/	9.125	0	交由当地环卫部门统一清运处理
1	阳 101H17-1、9 井钻井工程	施工期	废气	施工扬尘、焊接烟尘	颗粒物	少量	少量	无组织排放
2			废水	钻井废水	COD、SS、氯化物、石油类	557m^3	0	回用于区块钻井或压裂液调配用水
				方井雨水	SS、石油类	140m^3	0	隔油沉淀后回用于钻井或压裂液配置
				压裂返排液	pH、COD、SS、石油类	3600m^3	0	优先用于运井至场区内域压其裂它液井配场置用，于其压次裂采液用配管置
				生活污水	COD、SS、BOD5、氨氮	108m^3	0	依托钻井期间移动式厕所理收集后外运污水处理厂
3			固废	水基钻井固废	钻井岩屑、泥浆	5656m^3	0	外委用于制作烧结砖或水泥
				油基钻井固废	油基岩屑、废泥浆	1680t	0	交由有资质单位处理
				废油及含油废物	/	0.1t	0	设置收集桶集中收集后暂存于危废暂存间，后期统一交有相应危险废物处理资质的单位处置
				施工废料	废焊条、废包装材料、废金属等	0.5	0	收集后外售回收利用
				生活垃圾	/	6.0	0	交由当地环卫部门统一清运处理

1	阳 101H22-2 井钻井工程	施工期	废气	施工扬尘、焊接烟尘	颗粒物	少量	少量	无组织排放
2			废水	钻井废水	COD、SS、氯化物、石油类	273.6m^3	0	回用于区块钻井或压裂液调配用水
				方井雨水	SS、石油类	70m^3	0	隔油沉淀后回用于钻井或压裂液配置
				压裂返排液	pH、COD、SS、石油类	1800m^3	0	优先用于运井至场区内域压其裂它液井配场置用，于其压次裂采液用配管置
				生活污水	COD、SS、BOD5、氨氮	600m^3	0	依托钻井期间移动式厕所理收集后外运污水处理厂
3			固废	水基钻井固废	钻井岩屑、泥浆	2832m^3	0	外委用于制作烧结砖或水泥
				油基钻井固废	油基岩屑、废泥浆	1225.35t	0	交由有资质单位处理
				废油及含油废物	/	0.1t	0	设置收集桶集中收集后暂存于危废暂存间，后期统一交有相应危险废物处理资质的单位处置
				施工废料	废焊条、废包装材料、废金属等	0.5	0	收集后外售回收利用
				生活垃圾	/	3.0	0	交由当地环卫部门统一清运处理

3.7 现有工程存在的主要环境问题及整改措施

经向生态环境主管部门核实，同时对现有站场周边居民的调查可知，项目已实施的各井场未对区域环境造成严重破坏，区域环境质量现状较好，现场未发现乱排、乱弃、乱堆放或严重噪声扰民现象，未出现污染投诉及环保纠纷。

4 项目概况

4.1 项目基本情况

4.1.1 项目基本情况

项目名称：阳 101 井区产能建设工程（三期）

建设单位：四川泸州页岩气勘探开发有限责任公司

建设性质：新建

建设地点：四川省泸州市龙马潭区、泸县

建设规模：阳 101 井区产能建设工程（三期）拟建设钻井井场 7 座（其中新建井场 4 座，利旧扩建井场 3 座），新建钻井 36 口。建设采气井站 7 座，共部署 40 口气井。新建集气管线 7 条，总长度 19.37km，同沟敷设返排液管线。区块设计总产能规模 13.44×$10^8$$m^3$/a。

开采气种：页岩气

目的层位：***

建设周期：2024 年~2027 年

项目投资：总投资 29.28 亿元，其中环保投资 1845.5 万元，占总投资的 0.63%。

4.1.2 主要建设内容及规模

阳 101 井区产能建设工程（三期）建设内容包括钻井工程、地面集输工程两部分，具体见下表。

表 4.1-1　项目主要建设内容一览表

工程内容		建设内容
钻井工程		建设钻井井场 7 座（其中新建井场 4 座，利旧扩建井场 3 座），新建钻井 36 口
地面集输工程	采气井站	建设采气井站 7 座，共部署 40 口气井
	集输管线	新建集气管线 7 条，总长度 19.37km，同沟敷设返排液管线

4.2 气藏开发方案

4.2.1 气田概况

4.2.1.1 矿权范围

阳 101 井区隶属于中国石油泸县-长宁矿权区，位于矿区东北部泸州区块。本项

目阳 101 井区（三期）位于阳 101 井区西南部，区块占地面积约 35.97km^2，地理位置属四川省泸州市泸县、龙马潭区。具体拐点坐标见表 4.2-1。

表 4.2-1　区块拐点坐标一览表

区块	坐标（°）		地理位置
	经度	纬度	
阳 101 井区（三期）			泸州市龙马潭区、泸县

***

图 4.1-1　阳 101 井区（三期）与区域页岩气探勘开发位置关系示意图

4.2.1.2 勘探开发现状及开发进程

本项目阳101井区（三期）区块范围内已部署4口勘探评价井：阳101H17-1、H17-9井，阳101H22-2井、阳101H23-5井。

***

4.2.1.3 储层特征

***。

4.2.1.4 气质成分

本项目所涉及的***页岩气为优质页岩气，烃类气组分以甲烷CH_4占绝对优势，类比同层位气质组分分析，甲烷含量达到97.786%，乙烷含量0.198%，相对密度0.5727；非烃类气主要为少量N_2，含量0.368%，与烷烃气组分含量相关性良好，显示气体组分种类简单。预计本项目页岩气中不含硫化氢，气质检测报告见附件。

表 4.2-2　项目气质成分一览表

分析项目	mol%	分析项目	mol%
甲烷(C_1)	97.786	己烷(C_6)	0.000

乙烷(C_2)	0.198	硫化氢(H_2S)	0.000
丙烷(C_3)	0.007	二氧化碳(CO_2)	1.608
异丁烷(iC_4)	0.000	氮(N_2)	0.368
正丁烷(nC_4)	0.000	氦(He)	0.028
异戊烷(iC_5)	0.000	氢(H_2)	0.005
正戊烷(nC_5)	0.000	/	/
二氧化碳(g/m^3）	29.626	压缩因子	0.9981
硫化氢(mg/m^3）	0	高位发热量(MJ/m^3)	36.421
总硫(mg/m^3)	/	低位发热量(MJ/m^3)	32.814
水露点(℃)	/	相对密度	0.5727
临界温度(K)	192.33	临界压力(MPa)	4.638

4.2.2 产品方案

本项目依托集气、脱水站处理后最终产品天然气质量符合国家标准《天然气》（GB17820-2018）一类气相关技术指标要求。

4.2.3 开发参数

为充分发挥页岩气低成本效益开发的优势，考虑埋深、地质指标和试采情况差异，优化井身结构设计，本工程页岩气开发井埋深具体见下表。

表 4.2-3　开发井设计

***

（1）水平井方位

***。

（2）水平井长度

***。

（3）水平井压裂参数

***。

（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，导管段采用清水钻进，一开~三开直井段采用水基泥浆钻井，三开水平段采用油基泥浆钻井。

4.2.4 单井开发指标

1、单井可采储量

依据阳101井区内已开采现有试气试采井生产动态特征，预估本项目单井可采储量约为7~10万m^3/d，本工程天然气总产量约为13.44亿m^3/a。

2、递减率

借鉴阳101井区内已开发单井，气井普遍采取控压方式生产，预期本项目浅层页岩气井具备缓慢递减特征。考虑稳妥配产，首年递减率为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下图。

**

图 4.2-1　本项目设计标准单井产量年递减率

4.2.5 开发方式

以***为开发目的层，用水平井开发，区块产能主要采用平台接替方式保持稳产。

4.2.6 开发建设时序

本项目整体部署共计 40 口井，其中新部署 36 口井，探转采 4 口井。本次产能建设预计分 3 年实施，计划从 2024 年开始实施，2027 年全部建成投产，2024 年~2027 年为建产期；稳产期为 5 年，即 2027~2032 年；2033 年~2045 年为衰减期。预计稳产期单井天然气产能建设规模为 7~10 万 m³/d（13.44 亿 m³/a）。集输管线建设时序随井站投产时间而定。本项目采气井站建设时序如下表。

表 4.2-4　本项目产能建设时序计划表

建设时间	建设井组	当年新投产井口数量（口）	累计投产井口数量（口）	预计产能（亿 m³/a）
2024~2025 年	阳 101H17-1/9 阳 101H22-1 阳 101H23-5	4（探转采）	4	1.344
2025~2026 年	阳 101H17-2/3/4/5/6/7/8 阳 101H18-1/2/3/4/5/6 阳 101H19-1/2/3/4 阳 101H20-1/2/3/4	21	25	8.4
2026~2027 年	阳 101H21-1/2/3/4/5/6/7 阳 101H22-1/3/4/5 阳 101H23-1/2/3/4	15	40	13.44
2028 年	稳产（所有井投产）	0	40	13.44

4.2.7 主要技术经济指标

本项目主要经济技术指标见表 4.2-5。

表 4.2-5　主要技术经济指标表

序号	项目	单位	数量	备注
1	设计动用资源储量	亿 m^3	203.6	页岩气
2	设计井数	口	40	阳 101 井区（三期）区块
4	采气站场	座	1	70m×80m
5			5	65m×75m
6			2	55m×40m
7	集气管道	条	7	19.37km
8	返排液管线	条	7	19.37km
9	临时占地	m^2	23.08	
10	永久占地	m^2	3.47	
11	新鲜水	m^3	/	
12	电	$10^4kW·h$	384.23	
13	在册职工人数	人	80	
14	总投资	亿元	29.28	
15	环境保护投资	万元	1845.5	

4.3 项目建设内容

本项目主要建设内容包括钻井工程、地面集输工程组成，另涉及部分依托工程。本工程共建设 7 个页岩气平台，整体部署钻井 40 口，其中 4 口钻井前期已另行环评（阳 101H17-1、H17-9 井，阳 101H22-2 井、阳 101H23-5 井），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。具体见表 4.3-1。

表 4.3-1　项目主要建设内容一览表

类别	工程名称		项目组成内容
主体工程	钻前工程		建设钻井井场 7 座，其中新建井场 4 座，利旧扩建井场 3 座。
	钻井工程		新建钻井 36 口。
	压裂工程		压裂工程主要包括洗井、射孔、压裂、测试放喷过程。
	地面集输工程	采气井站	建设采气井站 7 座，共部署 40 口气井。
		集输工程	新建集气管线 7 条，总长度 19.37km，同沟敷设返排液管线。
辅助工程	办公生活区		各平台设置 1 处办公生活区，轻钢结构，主要包括综合室和值班室。
储运工程	进场道路		新建进井道路共 534m，宽度 4.5m。
	表土堆场		每个井场设 1 处表土堆场，临时堆放表土，容积约 150m^3

类别	工程名称		项目组成内容
	清洁化堆放场		用于水基岩屑罐和吨袋临时堆存，做好屑吨袋防风、防晒、防雨、防漏、防渗、防腐等措施
	储罐		各钻井井场设置泥浆储备罐 8 个×40m^3；柴油罐 2 个×40m^3，盐酸储罐 4 个×20m^3。压裂液罐 50 个×50m^3
公用工程	供电工程		施工期优先利用地方网电，同时设置发电机房 1 座，3 台柴油机供电，布置在井场内，作为备用。
	供水工程		采用罐车拉运为主的方式供给。
	排水工程		站场清污分流，返排液采用管输为主、罐车拉运为辅的方式解决。
	通信系统		各钻井井场设通信系统 1 套
	消防系统		各钻井井场设消防系统 1 套
依托工程	依托集输工程	依托站场	依托阳 101-6 集气站、阳 101-1 脱水站
		依托管线	依托管线 H11→H12→阳 101-6 集气站→阳 101-1 脱水站→集输干线。
环保工程	泥浆不落地及循环利用系统		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；各钻机设 1 套泥浆循环系统，每套系统中含泥浆循环罐 5 个，每个罐的容积为 40m^3
	储存池		各新建井场配备 1 座储存池（500m^3），主要储存钻井、洗井作业所用的清水，以及各类作业废水，应急收集事故废水等。
	燃烧池		各新建井场配备燃烧池 2 座，设三面墙，容积为 318.5m^3（规格为 13m×7m×3.5m），各配 20m^3 集酸池 1 座。
	清洁化操作平台		各井场配备清洁化操作平台 1 座，失效水基泥浆、水基岩屑收集后暂存于清洁化操作平台暂存区，预处理后外运资源化处理
	危废暂存间		井场设置危废暂存间，油基岩屑收集后暂存于危废暂存间，交由有危废处理资质单位处置；废润滑油暂存于危废暂存间，完钻后用于其他井配制油基泥浆。
	清污分流		井场四周修建场内排水沟及隔油池，场外挖方区修建场外排水沟，实现井场内外雨水分流。场内排水沟及隔油池内积水不外排。设备区周围修建挡污墙，通过挡污墙内的积水坑、方井收集污水。
	放空火炬		各平台井站配备 1 套放空火炬（DN150H=15m）
	旱厕		各井场旁和生活区各设旱厕 1 座
	垃圾池		各井场区域和生活区各设垃圾收集桶
	分区防渗		对各井场区域、储存池、清洁化操作平台和燃烧池等采取重点防渗。

4.3.1 钻前工程

本项目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。钻前工程均在项目临时征地红线范围内依次按照钻井工程平面布置依图施工，钻前工程不设施工营地，施工原辅材料为成品拉运现场直接施工，现场不设施工料场存放区。

钻前工程内容包括平整场地、新建井场、进井道路、储存池、燃烧池及临时房屋、设备基础、循环处理系统基础、给排水、供配电等工程。其中阳 101H17 平台、阳 101H22 平台、阳 101H23 平台依托现有进井道路、井场扩建。

本次钻前工程主要建设内容见下表。

表 4.3-2　单井井场钻前工程主要建设内容表

序号	名称		单位	数量	备注
1	场地平整	H18 井场	m		平整场地，包括平台、生活区、燃烧池等区域。
		H19 井场			
		H20 井场			
		H21 井场			
2	道路工程	H18 井场	m		新建进井道路共 534m，宽度 4.5m。
		H19 井场			
		H20 井场			
		H21 井场			
3	井场工程	钻机基础	套	1~2	整合钻机基础
		泥浆不落地及循环系统区域	套	1~2	各钻机设 1 套泥浆循环系统，每套系统中含泥浆循环罐 5 个，每个罐的容积为 40m^3。
		清洁化堆场	m^2	150	用于水基岩屑罐和吨袋临时堆存，做好屑吨袋防风、防晒、防雨、防漏、防渗、防腐等措施
		清洁化操作平台	座	1	各井场配备清洁化操作平台 1 座，失效水基泥浆、水基岩屑收集后暂存于清洁化操作平台暂存区，预处理后外运资源化处理
4	池体工程	储存池	m^3	500	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

		燃烧池	m	13m×7m×3.5m	每个井场各修建燃烧池 2 座，每个规格为 13m×7m×3.5m，各配套 1 个集酸池 20m^3
		隔油池	个	5	每个井场各配备 5 个隔油池，其中 1 个 4m^3 位于柴油罐基础处；2 个 10m^3，2 个 20m^3，位于生活区。
5	辅助工程	表土堆场	m^3	150	井场设置 1 个表土堆场，临时堆放表土
		生活区活动板房	座	12	仅构筑水泥墩基座，板房现场吊装
		厕所	座	3	每个井场各配备 3 座厕所，生产区 1 座，生活区 2 座

4.3.2 钻井工程

钻井工程包括钻井设备安装、钻井作业、污染物处理、完钻后设备搬迁等。当井场满足钻井工程要求后，将成套设备（包括钻机、柴油发电机组、活动房、油罐等）搬运至井场，并进行安装和调试，然后进行钻井作业。

本工程钻井采用水基和油基钻井液钻进。导管段使用的清水进行钻进，可有效保护浅层地下水；一开、二开、三开直井段使用水基钻井液钻进，有利于降低作业成本，对地层污染较小；三开水平段使用油基钻井液钻进。钻井过程中包括有下套管和水泥固井等作业，当钻至目的层后完钻。整个钻井作业期间，水和水基泥浆循环使用，同时对钻井过程中产生的污染物进行治理。

4.3.2.1 井位数量和井场布置方式

1、各井场井位数量

本工程拟部署 7 个页岩气井场，共新建钻井 36 口，各井场井口数量见下表。

表 4.3-3　各井场井口数量统计表

井场	开发井	数量	井型
阳 101H17 井场	H17-2/3/4/5/6/7/8	7	水平井
阳 101H18 井场	H18-1/2/3/4/5/6	6	
阳 101H19 井场	H19-1/2/3/4	4	
阳 101H20 井场	H20-1/2/3/4	4	
阳 101H21 井场	H21-1/2/3/4/5/6/7	7	
阳 101H22 井场	H22-1/3/4/5	4	
阳 101H23 井场	H23-1/2/3/4	4	

合计	-	36	-

2、井场布置方式

各井场分布有 4~9 口井，井场采用标准化方式建设，井场以井口相对进场道路方向为前场，相反方向为后场。根据标准化井场布置要求，井口布置在井场中部；在后场西侧布置水基泥浆循环罐区和储备罐区和清洁化生产“不落地”处理工艺区，在后场南侧布置柴油发电机、柴油动力机、柴油罐、材料堆存场等设施；在前场靠进口位置主要布置钻杆、套管等堆存区，在前场布置现场井控室、固井罐区等设施。

在部分井场内设置危险废物暂存间，主要用于贮存含油固废，危废暂存间除按照《石油化工工程防渗技术规范》（GB/T50934-2013）中重点污染防治区防渗层的防渗性能不应低于 6.0m 厚渗透系数为 1.0×10^{-10}cm/s 的黏土层的防渗性能防渗处理外，还须按照《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）对贮存场地敷设 2mmHDPE 膜防渗，修建彩钢棚防雨措施，设置 0.2m 高砖混结构 C20 水泥抹面围堰。

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 4.3-1~4.3-2 所示。

**

图 4.3-1　单钻机作业井场布置示意图（井口数量根据实际情况调整）

图 4.3-2　双钻机作业井场布置示意图（井口数量根据实际情况调整）

4.3.2.2 井身结构设计

本项目井身结构及套管设计见表 4.3-4，井身结构示意图见图 4.3-3。

表 4.3-4　井身结构设计

***

图 4.3-3　井身结构图

4.3.2.3 钻井液体系

根据区域实际钻探情况，并结合地质勘查资料，该区域三开地层页岩页理发育，水敏性较强，在第三开使用水基钻井液存在井壁不稳定、垮塌、卡钻等重大风险，无

法完成钻井作业，不能达到页岩气开发的目的。因此，为了提高井壁稳定性、降低摩阻，增强润滑防卡能力等相关性能，实现页岩气开发的目的，因此在三开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下表。

表 4.3-5　钻井阶段每开使用钻井泥浆成分表

序号	阶段	主要成分
1	导管段	清水
2	一开	
3	二开	
4	三开	

钻井过程严格按照公司钻井作业指导书进行，尽量提高泥浆的循环利用率。钻井过程中水基钻井液实现 85%循环利用；油基钻井液循环利用率在 95%以上，完钻后筛分出的油基钻井液全部回收并用于其它钻井工程。

4.3.2.4 钻井周期预测

本项目钻前周期约 1 个月，单井钻井周期约 5 个月，压裂测试约 1 个月，完井搬迁约 1 个月。

4.3.3 压裂工程

压裂工程主要包括洗井、射孔、压裂、测试放喷，以及工程完工后设备的搬迁和井场清理等过程。

本项目单个井场全部钻井完成后，再采用单井依次压裂作业方式分别对井口井底水平段实施分段压裂。各井水平段为**，本项目采用约**段（单井约**段）的压裂方案。压裂作业时使用压裂车组，每次压裂液泵入时间约 2~3 小时，均在白天进行，一天最长压裂作业时间不超过 15 个小时，并且最迟在晚上 22 点之前停止压裂作业，压裂作业完成后依次对各井进行测试放喷定产。

4.3.4 地面集输工程

本项目地面集输工程建设内容仅涉及管道工程及采气井站，不新建集气、脱水站，依托现有工程站场及部分管线进行集输处理。

4.3.4.1 采气井站

1、建设内容

本项目建设 7 座采气井站，采气井站主要建设井口井系统、一体化撬、放空火炬

等设施，以及站场配套的自控、供配电和消防等工程内容。各采气井站地面工程均在钻井工程井场占地范围内实施，不新增占地。

表 4.3-6　阳 101 井区产能建设工程（三期）平台井站部署情况表

工程类型	工程名称	工程内容	新建/依托
采气井站	阳 101H17 平台井站	钻井 9 口（评价井 2 口）	依托在建井场（阳 101H17-1、9 井钻井工程环境影响报告表）
	阳 101H18 平台井站	钻井 6 口	新建
	阳 101H19 平台井站	钻井 4 口	新建
	阳 101H20 平台井站	钻井 4 口	新建
	阳 101H21 平台井站	钻井 7 口	新建
	阳 101H22 平台井站	钻井 5 口（评价井 1 口）	依托在建井场（阳 101H22-2 井钻井工程环境影响报告表）
	阳 101H23 平台井站	钻井 5 口（评价井 1 口）	依托在建井场（阳 101H23-5 井钻井工程环境影响报告表）

本工程各站场平面布置均按行业标准化进行设计布设。

各站场设置有井口区、工艺装置区及放空区等。此外，各站场还设置有应急安全门（逃生通道），在紧急状况下，方便站内人员及时撤离现场；主大门以及应急安全门（逃生通道）均设置风向标。

各站场工艺设备主要为井口采气装置、工艺区（除砂、分离撬装等）、放空区、仪控房，设备设施数量较少，均采用模块化装备，正常情况下除噪声外无连续性污染物排放。工艺区设置在前场侧方向，通过井间道路连接，便于设备维护作业和日常巡视；站场放空火炬设置在井场后场，最大程度减轻检修、事故状态的放空废气对周边居民点和保障现场作业安全。本项目平台井站均为按照无人值守站建设，通过场外页岩气中心站巡视和远程监控、场内自动化控制等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，本项目各站场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。

2、生产流程

按照区块已建设施进行站场工艺的设计、设备与管道的选型，执行标准化、模块化建设模式。站场典型工艺流程示意图详见下图。

***

图 4.3-1　典型气井工艺流程示意图

4.3.4.2 集输管线

项目共新建集气管线 7 条，总长度 19.37km，同沟敷设返排液管线。详见下表。

1、集气管线

综合考虑区块后期开发集输，新建集气管线总长度为 19.37km，其中新建 DN150 集气管线 8.49km，DN200 集气管线 10.88km，设计压力 8.5MPa，管材选用 L360N，制管标准执行《石油天然气工业 管线输送系统用钢管》（GB/T9711-2017）。

2、返排液管线

返排液管线与集气管线同沟铺设，新建返排液管线共 19.37km，其中新建 OD125 返排液管线 3.3km，新建 OD160 返排液管线 16.07km，材质：钢丝缠绕骨架增强聚乙烯复合管，设计压力 6.3MPa。

3、管道敷设方式

根据《气田集输设计规范》（GB50349-2015）及《输气管道工程设计规范》（GB50251-2015）要求，本项目管道全部采用埋地敷设，同时采用弹性敷设、现场冷弯弯管、热煨弯头三种形式来满足管道变向要求。管道穿公路应设保护套管，管道穿越河流段应敷设在河床稳定层以下，并采取相应的稳管措施。

4、线路附属设施

①标志桩

本项目在沿线设置标志桩，包含转角桩、穿越桩、交叉桩、结构桩等。

②警示牌

管道在穿越公路、学校、人口集中居住区等应设置警示牌，本项目设置警示牌。

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。

表 4.3-7　集输管线统计表

序号	管线名称	起点	终点	集气管线类型	长度（km）	管径（mm）	设计压力（MPa）	设计规模（$10^4m^3/d$）	返排液管线长度(km)	管径（mm）	设计压力（MPa）	设计规模（m^3/d）
1	阳 101H17 平台→阳 101H11 平台	阳 101H17 平台	阳 101H11 平台	集气支线	3.3	DN150	8.5	90	3.3	OD125	6.3	650000
2	阳 101H18 平台→阳 101H19 平台	阳 101H18 平台	阳 101H19 平台	集气干线	1.0	DN200	8.5	60	1.0	OD160	6.3	450000
3	阳 101H19 平台→阳 101-6 集气站	阳 101H19 平台	阳 101-6 集气站	集气支线	4.76	DN200	8.5	40	4.76	OD160	6.3	300000
4	阳 101H20 平台→阳 101H19 平台	阳 101H20 平台	阳 101H19 平台	集气支线	1.0	DN150	8.5	40	1.0	OD160	6.3	300000
5	阳 101H21 平台 T 接至阳 101H22 平台→阳 101-6 集气站管线	阳 101H21 平台	101H22 平台→阳 101-6 集气站	集气支线	0.2	DN150	8.5	70	0.2	OD160	6.3	500000
6	阳 101H22 平台→阳 101-6 集气站	阳 101H22 平台	阳 101-6 集气站	集气支线	5.12	DN200	8.5	50	5.12	OD160	6.3	400000
7	阳 101H23 平台→阳 101H22 平台	阳 101H23 平台	阳 101H22 平台	集气支线	3.99	DN150	8.5	50	3.99	OD160	6.3	400000
-	合计	-	-	-	19.37	-	-	-	19.37	-	-	-

5、穿越工程

①水域穿越

本项目集气管线不涉及大中型河流穿越，管道沿线穿越小型河流 1 次，穿越长度 30m，穿越季节性冲沟 3 次，穿越长度 90m。管道穿越小型河流时采用围堰大开挖，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。具体情况见下表。

表 4.3-8　管线穿越主要水体

序号	穿越管线	水体名称	水环境功能区划	主要功能	穿越次数	穿越长度（m）	穿越方式
1	阳 101H17 平台→阳 101H11 平台	仁和溪	濑溪河（III 类水体）一级支流	防洪、灌溉等	1 次	30	大开挖+套管
2	阳 101H19 平台→阳 101-6 集气站	仁和溪支流	季节性冲沟		2 次	60	
3	阳 101H22 平台→阳 101-6 集气站				1 次	30	

②道路穿越

本项目管道共穿越高速公路/铁路 145m/4 次，乡道 20m/2 次，乡村道路 230m/23 次。穿越高速公路/铁路采用顶管+钢筋混凝土套管保护方式，穿越乡道时，优先采用顶管+套管保护方式，若条件不允许则采用大开挖方式，乡村道路采用顶管+套管保护或大开挖+套管保护方式穿越。项目穿越主要道路情况见下表。

表 4.3-9　管线穿越主要道路

穿越管线	道路名称	穿越次数	穿越长度（m）	穿越方式
阳 101H17 平台→阳 101H11 平台	乡村道路	7	70	顶管或大开挖
阳 101H18 平台→阳 101H19 平台	隆泸线	1	15	顶管
	乡村道路	2	20	顶管或大开挖
阳 101H19 平台→阳 101-6 集气站	乡村道路	7	70	顶管或大开挖
阳 101H20 平台→阳 101H19 平台	乡村道路	1	10	顶管或大开挖
阳 101H21 平台→阳 101-6 集	219 省道	1	40	顶管

	293 乡道	1	10	顶管
	乡村道路	3	30	顶管或大开挖
阳 101H22 平台→阳 101H21 平台	港城大道/G321	1	45	顶管
	乡村道路	1	10	顶管或大开挖
阳 101H23 平台→阳 101H22 平台	港城大道/G321	1	45	顶管
	大松路	1	10	顶管
	乡村道路	2	20	顶管

4.3.4.2 依托站场及管线

表 4.3-10 依托集输工程情况表

工程类型	本项目集输工程走向	依托集输工程走向	环保手续
集气管线	阳 101H17 平台→阳 101H11 平台	依托管线 H11→H12→阳 101-6 集气站→阳 101-1 脱水站→集输干线	阳 101 井区产能建设工程（一期）（川环审批[2022]54 号）、阳 101 井区产能建设工程（二期）（川环审批[2022]89 号）
	阳 101H18 平台→阳 101H19 平台	依托管线阳 101-6 集气站→阳 101-1 脱水站→集输干线	阳 101 井区产能建设工程（二期）（川环审批[2022]89 号）
	阳 101H19 平台→阳 101-6 集气站		
	阳 101H20 平台→阳 101H19 平台		
	阳 101H21 平台→阳 101-6 集气站		
	阳 101H22 平台→阳 101H21 平台		
	阳 101H23 平台→阳 101H22 平台		
集气、脱水站	阳 101H17 平台、阳 101H18 平台、阳 101H19 平台、阳 101H20 平台、阳 101H21 平台、阳 101H22 平台、阳 101H23 平台	阳 101-6 集气站	阳 101 井区产能建设工程（二期）（川环审批[2022]89 号）
		阳 101-1 脱水站	泸市环建函[2022]37 号

4.4 主要设备和原辅材料

4.4.1 主要设备

本项目涉及钻井工程为天然气开发钻井工程，钻井过程中主要设施有动力系统、钻井设备、井控装置、救生及消防设施等，见下表。

表 4.4-1　单个钻井项目主要设备设施一览表

类型	名称	规格型号	主参数	数量（台、套）	备注
动力系统	柴油发电机组	G12V190PZLG-3	810kW	4	备用
钻井设备	钻机	ZJ70	7000m	1	
	井架	JJ450-15K3	4500kN	1	
	底座	DZ450/45-K4	4500kN	1	
	绞车	JC-38G	1100kw	1	
	天车	TC-450	4500kN	1	
	游车/大钩	YC-450	4500kN	1	
	水龙头	SL-450	4500kN	1	
	转盘	ZP-27.5	4500kN	3	
	泥浆泵	F-1600HL	1600HP	3	2 备 1 用
	泥浆储备罐		40m^3	8	
	振动筛	Gx-1	210m^3/h	3	2 备 1 用
	真空除气器	ZCQ1.5/5	240m^3/h	1	
	除砂器	ZQJ-250×2	200m^3/h	1	
	除泥器	ZQJ-100×10	28~54L/s	1	
	离心机	JL40-DZ	40m^3/h	2	
	加重泵、混合漏斗	150NSP	55kw	1	
	液气分离器	NQF800/1.6		1	
	电动压风机	SPE-306X	1MPa	2	
	钻井参数仪			1	
压裂设备	压裂车	2500 型	sQP2800	18	14 用 2 备
	压裂液罐		60m^3	25	
	液体组合罐		90m^3	20	
	环形防喷器	F35-70	70MPa	1	
	闸板防喷器	F35-70	70MPa	1	
井控装置	液气分离器		4166L/min	1	
	节流管汇	D78-70	70MPa	1	
	压井管汇	JLK78-70	70MPa	1	

救生及消防	消防房及消防工具	8.0*2.8*2.85		1	
	二层台逃生装置			1	
	钻台紧急滑道			1	
	四合一可燃气体监测仪			2	
清洁化操作平台	废水罐	40m³		8	
	清水罐	40m³		2	
	岩屑收集罐	2.5m³		32	
	搅拌罐	20m³		8	

4.4.2 主要原辅材料

4.4.2.1 钻井工程

1、钻进材料

本项目消耗的能源主要是柴油，储存在柴油罐内，储罐基础采用混凝土结构基础，四周设置围堰；钻井过程主要的原辅材料是水基泥浆和油基泥浆，油基泥浆不在现场进行配置，由供货厂家配置好分批次运至井场，暂存于泥浆循环系统，水基泥浆采用现场配置，原材料由供货商负责运输至井场，暂存于原材料堆放区，原材料堆放区设置围堰且地面进行防渗。钻井工程原材料消耗见下表。

表 4.4-2　单井钻井泥浆材料用量

类型	材料名称	单井用量 t	暂存量 t	储存方式	暂存位置
能源	柴油	482.8	16.7	罐装 40m³/个	油罐区
水基泥浆	膨润土	69.19	25	袋装，25kg/袋	堆存区设置 10cm 围
	高粘 CMC-HV	0.5	0.2		
	聚丙烯酰胺钾盐 KPAM	45.63	5		
	两性离子包被剂 FA367	0.75	0.5		
	Na_2CO_3	6.86	0.25		
	防塌润滑剂 FRH	78.92	10		
	SMP-1	109.09	10		
	活性剂 SP-80	12.47	5		
	消泡剂	5.86	2.5		
	除硫剂	20.2	5		
	储备加重剂	按需添加	/		
油基泥	基础油（白油）	548.44	不在现场配置，由厂家配置好后拉运至井场，暂		

浆	水	70.33	存于泥浆循环系统中
	有机土	15.67	
	主乳化剂	15.67	
	辅乳化剂	15.67	
	降滤失剂	7.78	
	润滑剂 FRH	3.56	
	$CaCl_2$	70.56	
	生石灰	70.56	
	封堵剂	23.44	
	重晶石（加重剂）	按需添加	
废水预处理药剂	无机盐混凝剂	4	袋装或桶装存储于井场材料堆场，堆存区分放并设置 10cm 围堰
	有机絮凝剂	2	
	次氯酸钠	1	
	氧化钙	1	

表 4.4-3　单个井场钻井泥浆主要材料成分表

序号	材料名称	主要化学成分
1	膨润土粉	以蒙脱石为主要矿物成分（85~90%），由两个硅氧四面体夹一层铝氧八面体组成的 2：1 型晶体结构，呈如黄绿、黄白、灰、白色等各种颜色。
2	聚丙烯酸钾 K-PAM	该产品是一种无毒、无腐蚀的井壁稳定剂，易溶于水。具有抑制泥页岩及钻屑分散作用，兼有降失水、改善流型和增加润滑等性能。可以有效的抑制地层造浆并能与多种处理剂配伍，是一种应用广、较理想的井壁稳定剂。外观呈白色或淡黄色粉末。
3	高粘羧甲基纤维素钠盐 CMC-HV	外观为白色或微黄色絮状纤维粉末或白色粉末，无毒；易溶于冷水或热水，形成胶状。由于它的悬浮和成膜性，既能作为泥浆把大量的粘土带出来，又能使井壁得到保护。
4	聚合物强包被剂FA367	是由含有多种有机阳离子基因、阴离子基因和非离子基因的单体通过共聚而形成的水溶性高分子聚合物，既能增强泥浆的抑制性，抑制泥页岩的水化膨胀，控制地层造浆，又能维持泥浆性能的稳定，改善流变性，降低摩阻和滤失量，有利于钻井。
5	低粘聚阴离子纤维素 PAC-LV	钻井抑制剂和降失水剂，PAC配制的泥浆流体能在高盐介质中抑制粘土和页岩的分散及膨胀，从而使井壁污染得到控制。
6	生物聚合物黄原胶XCD	黄原胶是一种非胶凝的多糖，易溶于水水溶液呈透明状一般，在水基钻井液中用增粘，提高携砂能力。
7	重晶石粉	$BaSO_4$，常作为钻井泥加重剂使用
8	有机土	用季铵盐类阳离子表面活性剂处理后制成的亲油膨润土
9	主乳化剂/辅乳化剂	酰胺类乳化剂

序号	材料名称	主要化学成分
10	聚合物降滤失剂 DR-II	丙烯酰胺(AM)、丙烯酸(AA)、甲基丙烯磺酸钠(SMS)、乙烯基铵盐阳离子单体(CM)等为原料，通过优化合成条件及配方合成，作用为降滤失剂，具有抗温、降滤失、黏切和防塌等功效。
11	抗高温降黏降滤失剂 SD-202	
12	无荧光润滑剂	多种有机物精制而成，外观：白色或淡黄色油状液体
13	固体润滑剂	聚乙烯、聚酰亚胺有机物
14	流型调节增黏剂	石油树脂是烃类裂解的液态产物中，经除去苯、甲苯、二甲苯后，所余重质芳烃和烯烃混合物，在催化剂作用下，聚合生成的一种合成树脂。
15	高效堵漏剂	不同粒径的棉纤维粉、木质纤维粉和矿物纤维的复配物
16	白油	石蜡油、白色油、矿物油，石油所得精炼液态烃的混合物，主要为饱和的环烷烃与链烷烃混合物。

2、钻具

本项目单个钻井工程的钻具使用情况见表 4.4-4。

表 4.4-4　单个钻井工程钻井耗材一览表

材料名称	规格型号	单位	数量	存储方式及位置
钻头	Φ660.4	只	若干	井场后场材料区储存，材料堆存区设置雨棚防雨，地坪水泥防渗处理
	444.5 HJT537GK	只		
	215.9 MDI516	只		
	311.2 MSI716LBPX	只		
套管	508.0mm J55×11.13 BTC/STC	m	按具体井身结构定	
	339.7mm N80×10.92 BTC	m		
	139.7mm 125V×10.54TP-CQ	m		
	244.5mm P110×10.03/11.05LTC	m		
套管头	T133/8×9 5/8×5 1/2-105	m		
套管附件	339.7mm 插入式	m		
	244.5mm 常规	m		
	139.7mm 常规	m		
水泥	G 级	t	按需配置	材料区堆存
柴油	主要为柴油机、发电机燃料	t	8	柴油罐储存，罐区设围堰，水泥混凝土防渗

3、压裂作业

根据本项目设计资料，压裂液由高效减阻剂、增效剂、支撑剂等构成。本项目目的层水力压裂所需的材料见下表。

表 4.4-5　单井压裂作业主要原辅材料览表

材料名称		主要成分	单位	消耗量	储存方式及位置
压裂液总量		/	m^3	50000	压裂液罐存放，有效容积 2500m^3
前置酸		15%稀盐酸	m^3	160	盐酸储罐存放，有效容积 80m^3
压裂液成分	高效减阻剂	阳离子聚合物，有效成分为阳离子聚丙烯酰胺	t	11.85	袋装或桶装，材料区堆存
	增效剂	/	t	3.29	
	防膨剂	小分子阳离子复合物，有效成分为四甲基氯化铵	t	26.34	
	消泡剂	聚二甲基硅醚	t	2.61	
	低分子稠化剂	改性豆胶	t	5.24	
	流变助剂	聚氧乙烯月桂醇醚硫酸钠	t	5.24	
	粘度调节剂	乙氧基化烷基硫酸钠	t	1.13	
	缓蚀剂	咪唑啉	t	0.684	
	助排剂	烷基酚聚氧乙烯醚与三乙醇胺	t	2.61	
	铁稳定剂	十二烷基三甲基氯化铵	t	2.61	
	粘土稳定剂	异抗坏血酸钠	t	3.74	
支撑	支撑剂	粉陶、树脂覆膜砂	t	281.52	

4.4.2.2 集输工程

地面集输工程项目消耗的原材料主要有集输管线所需的钢材、管材、水泥等，能源消耗主要有采气井站所需的水、电等。项目主要原辅材料及能耗情况见表 4.4-6。

表 4.4-6　地面集输工程主要原辅材料及能源消耗表

项目	名称	单位	数量
原辅材料	钢材（管材、钢筋等）	t	按实际需求
	水泥	t	按实际需求

	焊接材料（0.3t/km）	t	按实际需求
能源消耗	电	kW·h/a	按实际需求
	新鲜水	m³/a	按实际需求

4.5 工程占地及土石方平衡

4.5.1 工程占地

本项目永久用地面积约 3.47hm²，临时用地面积约 23.08hm²（具体占用面积以后续自然资源和规划局核实为准）。

4.5.1.1 井场占地

本项目井场永久用地面积 3.46hm²，包括井站占地和道路占地两部分；临时用地总面积为 3.35hm²，包括井场临时占地、燃烧池、表土堆场、生活区等，见表 4.5-1。

表 4.5-1 各井站占地面积统计表

井站名称	永久占地（㎡）			临时用地（㎡）				
	井站	进场道路	合计	井场临时占地	燃烧池	表土堆场	生活区	合计
阳 101H17 平台	5600	1004.85	6604.85	/	/	/	/	/
阳 101H18 平台	4875	472.5	5347.5	5794	200	1500	6670	8370
阳 101H19 平台	2200	1116	3316	4290	200	1500	6670	8370
阳 101H20 平台	2200	670.1	2870.1	4290	200	1500	6670	8370
阳 101H21 平台	4875	678.2	5553.2	5295	200	1500	6670	8370
阳 101H22 平台	4875	468	5343	/	/	/	/	/
阳 101H23 平台	4875	652.5	5527.5	/	/	/	/	/
合计	29500	5062.15	34562.15	19669	800	6000	26680	33480

4.5.1.2 管线工程用地

新建管道敷设用地和堆管场等临时用地面积约 19.73hm²，标志桩、警示牌等为永久占地面积 0.01hm²。具体情况见表 4.5-2。

表 4.5-2 各集输管线作业带及堆管场占地情况表

序号	集输管线名称	作业带占地面积 hm²	堆管场占地面积 hm²	合计 hm²
1	阳 101H17 平台→阳 101H11 平台	3.3	0.12	3.42
2	阳 101H18 平台→阳 101H19 平台	1.0	0.12	1.12

3	阳 101H19 平台→阳 101-6 集气站	4.76	/	4.76
4	阳 101H20 平台→阳 101H19 平台	1.0	/	1
5	阳 101H21 平台 T 接至阳 101H22 平台→阳 101-6 集气站	0.2	0.12	0.32
6	阳 101H22 平台→阳 101-6 集气站	5.12	/	5.12
7	阳 101H23 平台→阳 101H22 平台	3.99	/	3.99
-	总计	19.37	0.36	19.73

4.5.2 土石方平衡

本工程钻前工程及管沟开挖产生的表土，堆存于表土临时堆放场内，待工程结束后，将表土用于完井后临时占地复垦用，最终做到土石方平衡，本项目挖填量能做到场内自行平衡，无多余弃方量产生和外运。

4.6 公辅工程

4.6.1 给排水

4.6.1.1 给水

项目施工期用水包括钻井用水、洗井用水、压裂液配置用水，以及少量生活用水。

1、施工期

（1）钻井用水

本工程共新建 36 口钻井，每口钻井用水约 400m^3，即施工期钻井用水总量约 1.44 万 m^3。

（2）压裂液配置用水

本项目压裂施工预计单井压裂液用量约 50000m^3，施工期优先使用井场压裂返排液（约占压裂液总量的 90%），不足部分从井场附近地表水体取新鲜水配置（约占压裂液总量的 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井场压裂液罐（2500m^3）+储存池（500m^3）储存供给。建设单位应取得相关水务部门同意后再实施取水。

本工程共新建 36 口钻井，每口钻井压裂液配置新鲜用水约 5000m^3，即补充水量约 18 万 m^3。

（3）生活用水

本工程钻井阶段单个井场作业人员约 60 人，压裂阶段约 40 人，根据国家环保部

《排污申报登记实用手册》提供的计算方法，按照生活用水 100L/d·人计，估算钻井阶段生活用水量约为 6.0m^3/d，压裂阶段生活用水量约为 4.0m^3/d。

2、运营期

运营期平台井站均为无人值守，仅检修期间少量检修用水，采用清水罐车拉运供给。

4.6.1.2 排水

项目施工期和运营期废水均合理处置，不外排。施工期废水主要包括钻井废水、洗井废水、方井雨水、初期雨水、压裂返排液，运营期废水主要包括采气废水、检修废水、初期雨水，暂存于压裂液罐（容积 2500m^3）或储存池（容积 500m^3），通过压裂返排液管道输送，回用于各平台压裂液配置。压裂返排液及其它废水回用率约 90%，最终无法回用的废水拉运至回注井回注处理。

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”。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，在应急等特殊情况下，则还可转运至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、四川瑞利生物科技有限公司进行处理后达标排放。

1、施工期

施工期废水主要包括钻井废水、洗井废水、方井雨水、压裂返排液，暂存于各井场压裂液罐（容积 2500m^3）或储存池（容积 500m^3），通过压裂返排液管道输送，回用于各平台压裂液配置。压裂返排液及其它废水回用率约 90%，最终无法回用的废水拉运至回注井回注处理。

（1）钻井废水、洗井废水

本工程共新建 36 口钻井，单口井钻井废水产生量约 270m^3，即施工期洗井废水产生总量 0.972 万 m^3；单口井产生洗井废水产生量约 90m^3，施工期洗井废水产生总量 0.324 万 m^3。

（2）方井雨水

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。

根据区域气象资料以及区块同类型井类比调查，并结合本项目各井场区域占地情

况，1 口方井雨水产生量约 10m³，项目实施方井雨水产生总量约 360m³。

（3）压裂返排液

根据本项目建设方案和区块内已实施压裂作业的井场实际情况，单井压裂液用量约 5 万 m³，单井测试返排期间返排液产生量约 1 万 m³。循环回用于各平台压裂液配置，约 10%最终无法回用的废水拉运至回注井回注处理。

（4）生活污水

钻井阶段生活污水产生量约 5.4m³/d（产污系数 0.9），压裂阶段产生量约 3.6m³/d（产污系数 0.9），经移动式厕所收集后由罐车拉运至附近乡镇污水处理厂处理。

表 4.6-1　施工期井场作业总用水统计表　　单位：万 m³

用水单元	总用水量	补充水量	回用量	损耗量	废水产量	备注
钻井作业	1.08	0.108	0.972	0.054	0.054	约 90%回用于各平台配制压裂液，无法回用的拉运至回注井回注处理
洗井作业	0.36	0.036	0.324	0.018	0.018	
压裂作业	18	1.8	16.2	14.4	1.8	
合计（36 口井）	19.44	1.944	17.496	14.472	1.872	

2、运营期

运营期废水主要包括采气废水、检修废水，暂存于各井场储存池（容积 500m³），通过压裂返排液管道输送，回用于各平台压裂液配置。废水回用率约 90%，最终无法回用的废水拉运至回注井回注处理。

（1）采气废水

根据区块内已实施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（前 30 天）的产生量平均约为 170m³/d，相对稳产期（30d~5a）的产生量平均约为 7m³/d。

（2）检修废水

经类比调查，管道配套设施每年检修约 1～2 次，每次检修产生的检修废水量约为 1m³，则每段管道配套设施检修废水产生量约为 2m³/a。

4.6.2 供配电工程

施工期：本项目新建钻井工程供电来源主要为电网供电，当电网停电时采用柴油发电机发电，各井场内配置 4 台备用柴油电动机组，型号为 G12V190PZLG-3，功率

为 810KW，柴油电动机组设置在发电机房内。

运营期：本项目新建的平台井站在站内仪控橇内设 1 台低压配电柜及 1 套 UPS 电源供平台井站用电。售电公司在站外设置一座杆上变电站为仪控橇内低压柜提供 0.4kV 供电电源。低压柜主接线采用单母线接线。

4.6.3 自控系统

本项目 SCADA 系统由阳 101 井区 SCADA 管理中心、集气站站控系统、平台井站站控系统等构成。各站场采用上级控制中心远程监控、RTU/PLC 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，泸州作业区 RCC 应能对所辖站场进行远程关断。

本项目各平台井站均为无人值守站，设置现场检测仪表，站内设置 RTU 站控系统，进行数据采集、阀门及设备控制等，将平台井站内的生产数据上传至井区中心管理系统进行远程监控。

本项目新建平台井站采用仪控橇对平台进行显示、报警、控制和安全联锁。该橇集成了 RTU 系统（含 GDS 系统）、配电柜、UPS、通信设施和橇体等于一体，实现了平台井站等工艺设施的信号采集/控制、配电、信号传输等功能。平台井站可接收脱水站井区中心管理系统紧急关井命令，实现远程关井。

4.6.4 道路工程

本项目施工便道优先依托现有乡村道路进行敷设，对部分现有机耕道进行整修。施工便道按照普通砂石路等级设计，砂土路面，坡度能适应运送管道，道路宽度按 4.5m 考虑。

4.7 劳动定员及生产天数

本项目钻前工程、钻井工程、压裂工程由钻井队施工作业，期间作业人员约为 60 人。钻井井队为 24h 连续工作，施工期共约 8 个月。

本项目运营期平台井站为无人值守，站场运行天数为 360 天，每天为 24 小时连续运行。

4.8 依托工程

本项目产生的废水、固废依托相关单位处理处置，具体情况见下表。

表 4.8-1　本项目环保依托工程一览表

类别	阶段	污染源	依托单位	备注

废水	施工期	钻井废水、洗井废水、方井雨水、压裂返排液	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回注井阳33、镇2井	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。在应急等特殊情况下，可转运至污水处理公司进行处理后达标排放。
	运营期	采气废水	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、四川瑞利生物科技有限公司等有资质单位	
固废	施工期	水基钻井固废	四川洲际华盛能源有限公司等有资质单位	/
		油基钻井固废、废矿物油及含油废物	珙县华洁危险废物治理有限责任公司等有资质单位	废油优先回用于井场钻井综合利用，无法回用的交有相应危险废物处理资质的单位处置
	运营期	检修废渣、除砂废渣、清管废渣、气田水沉渣、废矿物油及含油废物		

5 工程分析

根据本项目的工程特点，可将项目实施分为三个阶段：建设施工期、生产运营期、服务期满后。其中在施工期内的主要工程活动是钻井工程、管线的敷设、站场及相关辅助工程的建设；运营期的生产活动则主要是以站场和集气管线构成的集输管网进行天然气的输送过程；服务期满后的主要工程活动是拆除地面设施及封井。

5.1 施工期工程分析

5.1.1 施工期工艺流程及产污节点

本环评按钻前工程、钻井工程、压裂工程、地面集输工程几部分核算施工期污染源。

5.1.1.1 钻前工程

钻前工程为各井站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，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生活营地。由各井场根据产能建设进度安排，按单项工程各井场独立实施。

钻前土建施工首先为修建进场道路、平整井场、做好分区防渗；其次为燃烧池等池类构筑物建设、设备与罐体基座建设、活动板房建设；最后为设备的搬运、安装和

调试。主要环境影响包括临时占地引起的水土流失、植被破坏，施工过程排放的扬尘和尾气，施工噪声、施工废渣等。

5.1.1.2 钻井工程

钻井工程主要包括钻井设备安装、钻井、钻井辅助作业、固井和完钻设备搬迁等过程；压裂工程包括完钻后洗井、射孔、压裂、测试放喷，以及完井后设备的搬迁和井场的清理等过程。项目钻井及压裂工程作业流程及产污环节见下图。

***

图 5.1-1　项目单井钻井及压裂工程作业流程及产污环节图

1、清水钻阶段

（1）清水钻工艺介绍

钻前工程完成后，便将开展钻井作业。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导管段的钻井作业。导管段采用无毒无害的清水钻井方式，最大程度的保护浅层地下水环境，及时下套管、固井并根据现场实际钻探情况，导管段套管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。该阶段动力来源于网电，设计使用660.4mm 钻头、直径 508mm 套管，完钻深度为 50m，层位为沙溪庙组。

（2）清水钻阶段循环工艺介绍

清水钻阶段中，返回地表的含屑钻井液通过泥浆管输入 180 目（筛孔直径约 0.1mm）的振动筛进行液分离，将钻井液中粒径大于 0.1mm 的钻屑留于筛上，振动筛筛下的泥浆直接进入回用罐暂存，使用时先通过除砂器将粒径大于 0.07mm 的钻屑进行分离后再循环用于本阶段的钻井作业和后续水基泥浆钻阶段的配浆作业；振动筛的筛上物质和除砂器分离出的钻屑则通过螺旋传输器进入清洁化生产区中，先在 3m^3 转运罐中暂存，再由叉车转运至 40m^3 沉淀罐中自然沉淀，沉淀后上层清液与循环泥浆进入循环罐中暂存，并随循环泥浆进入后续的泥浆循环系统。沉淀罐中的下层固相物定期质则通过人工清掏至三角罐中，最后转运资源化利用。清水钻阶段作业流程及产污节点框图见下图所示。

**

图 5.1-2　清水钻阶段作业流程及产污节点框图

由上图可知，清水钻阶段产生的主要污染物为钻机、泥浆泵和振动筛等设备产生的噪声；在沉淀罐清掏出的岩屑。由于该阶段所使用的泥浆体系为清水，除附着于岩

屑部分外的其他泥浆均可循环使用，在沉淀罐中分离出的上清液全部回用于配制泥浆，钻井阶段结束后剩余的清水泥浆还可用于下阶段钻井液配浆使用，因此该阶段无钻井废水产生。

2、水基泥浆钻阶段

（1）水基泥浆钻工艺介绍

清水钻阶段完成后，本工程将进入水基泥浆钻阶段。

水基泥浆阶段，首先使用直径为 444.5mm 的钻头开展一开钻井作业，钻至井下约 1100m 处停钻，进行起下钻具更换钻头、下套管、固井、替换钻井液等作业，待固井作业完成并安装二开井口装置后，再使用直径为 311.2mm 的钻头开展二开钻井作业，钻至井下约 4200m 后停钻，并进行起下钻具更换钻头、下套管、固井等作业，待固井作业完成并安装三开井口装置后，再使用直径为 215.9mm 的钻头开展三开直井段钻井作业。

（2）水基泥浆钻阶段循环工艺（清洁化生产工艺）介绍

水基泥浆通过钻杆立柱不断的由井口进入井底，带动钻头旋转不断切割岩石，同时泥浆夹带着产生的岩屑由钻杆与井壁之间的环形空间返回至井口。

水基泥浆钻阶段中，返回地表的含屑钻井液通过泥浆管输入 180 目（筛孔直径约 0.1mm）的振动筛进行固液分离，将钻井液中粒径大于 0.1mm 的钻屑留于筛上，振动筛筛下的钻井液直接进入循环罐暂存，在使用前先通过除砂器分离出粒径大于 0.07mm 的钻屑、再通过除泥器分离出粒径大于 0.01mm 的钻屑后，用于钻井作业和后续的配浆作业。振动筛的筛上物质和除砂除泥器分离出的细小固相物质则通过螺旋传输器进入设计处理能为 40m^3/d 的清洁化生产区中进行处置，分离出的钻屑进入清洁化生产区后，先由 PLC 自动控制的三角罐收集，之后通过叉车转运至隔油罐，在隔油罐中去除浮于钻井液表面的物质后，通过罐间的废水连通管输至 2 座并联设置的沉淀罐中，采用物理沉降、机械除渣的方式进行沉淀处理，沉淀后上层清液中进入回用罐中，可回用部分用于钻井作业和后续钻井的配浆作业，剩余部分则导入储存池中用于后期配制压裂液。隔油罐、沉淀罐和回用罐中沉积的固相物质则由人力掏出，通过三角罐导入岩屑收集罐收集后外运资源化利用处理。

由于振动筛、除砂除泥器的可分离颗粒物粒径限制，粒径小于 0.01mm 的微小钻屑将不可避免的留在循环系统当中，随着泥浆的不断循环，泥浆中的细小钻屑便随之增多，进而造成泥浆携带钻屑能力减弱、废泥浆量增加和影响循环系统的工作效率的

不利影响。因此，为确保钻井作业的稳定运行，当循环泥浆中含砂率过高时，将在完成除砂除泥作业后使用固液分离装置对循环泥浆进行进一步分离，以降低循环泥浆中的钻屑含量。根据钻井工程设计，项目一开、二开水基泥浆钻井过程中固液分离装置的使用率为 70%。

***

图 5.1-3　水基泥浆钻阶段作业流程及产污节点框图

由上图可知，水基泥浆钻阶段产生的主要污染物为钻机、泥浆泵、振动筛和固液分离装置等设备产生的噪声，在沉淀罐清掏出的岩屑和在清洁化操作平台循环罐中经检测性能不满足使用要求的废水基泥浆，以及在钻井过程中产生的钻井废水；此外，钻井过程各钻井设备将使用润滑油，将产生少量油类，为危险废物。

3、油基泥浆钻井阶段

水基泥浆钻阶段完成后，本工程将进入三开水平段油基泥浆钻阶段。

待三开钻井作业水平钻至***，之后进行起下钻作业，换取芯钻头继续钻进直至直井井底，直井阶段完钻建设井底后进行下套管、固井等作业。

油基泥浆钻阶段中，返回地表的含屑钻井液同样经过振动筛→除砂器→除泥器进行分离，各设施分离能力与水基泥浆钻井阶段相同。经分离后的油基泥浆全部用于钻井作业和后续的配浆作业，待钻井结束后暂存、转运至其它井场钻井使用。振动筛的筛上物质和除砂除泥器分离出的细小固相物质则通过螺旋传输器导入离心甩干机脱出其中的油基泥浆，脱出的油基泥浆全部回用于钻井作业，剩余的油基岩屑收集罐收集后交由具有相应资质的危险废物处置单位处置。油基泥浆钻阶段作业流程及产污节点见下图。

***

图 5.1-4　　油基钻井液钻阶段作业流程及产污节点框图

油基钻井液回收装置：含油基钻井液岩屑经螺旋输送器送入甩干机进行初步固（岩屑）液（油基钻井液）分离，然后液相继续进入脱液离心分离器进行第二次固液分离；固相（岩屑：含油率低于 5%）由相应资质类别的危险废物处置单位拉运处置，液相（泥浆）进入泥浆循环系统重新用于钻井。为保证油基钻井液不下渗，油基钻井液循环系统必须置于防渗区内，并做好“防雨、防火、防漏”的三防措施。钻井使用的油基钻井液均储存在钢制泥浆储备罐中，在油基钻井液循环系统中循环使用，油基

钻井液循环利用率在95%以上，完钻后剩余的油基钻井液进行回收并用于其它钻井工程。

常规钻井时，泥浆循环系统中产生的水基钻井液暂存在水基钻井液储备罐内，待钻井结束后回用于其它井场钻井用泥浆，而产生的废水基钻井液通过压滤设备压成泥饼后及时转运进行综合利用。三开油基钻井液段钻井结束后，循环系统中油基钻井液暂存在油基钻井液储备罐内，待钻井结束后进行回收用于其它井场钻井。在使用油基钻井液前，将对井下的水基钻井液进行置换，通过向建设单位的了解核实，泥浆置换过程中使用的介质为前置液。

钻井过程严格按照公司钻井作业指导书进行，尽量提高泥浆的循环利用率。钻井过程中水基钻井液实现85%循环利用；油基钻井液循环利用率在95%以上，完钻后筛分出的油基钻井液全部回收并用于其它钻井工程。建议项目在实施过程中加强对泥浆的回收利用，减少废水基钻井液的产生。

4、钻进辅助作业

钻进辅助作业由电测井、取心钻进、综合录井、中途测试等作业组成。

测井方法有电、声、放射性三种基本方法。目前测井通常指地球物理测井，指把利用电、磁、声、热等物理原理制造的各种测井仪器，由测井电缆下入井内，使地面电测仪可沿着井筒连续记录随深度变化的各种参数。通过表示这类参数的曲线，来识别地下的岩层，如油、气、水层、煤层、金属矿床等。目前四川泸州页岩气勘探开发有限责任公司测井还未用核元素测井。

录井是根据测井数据、现场录井数据及综合分析化验数据进行岩性解释、归位，确定含油、气、水产状。

5、固井作业

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。

5.1.1.3 压裂工程

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

***

图 5.1-5　压裂测试作业工艺流程及产污节点示意图

1、洗井

本项目在进行压裂测试前将对气井进行洗井作业，替换井下的泥浆，为下一步压裂作业做准备。本工程洗井作业采用清水对套管进行清洗，不涉及酸洗工序，根据类比调查，单口井产生洗井废水量约 90m^3，从井口排出后通过管线排入储存池中，用于压裂作业时配制压裂液。

2、射孔完井

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

3、压裂作业

射孔后，为提高产层的渗透能力，实施压裂作业。本工程采用水力压裂，利用地面压裂车组将一定粘度的液体以足够高的压力和足够大的排量沿井筒注入井中。由于注入速度远远大于油气层的吸收速度，所以多余的液体在井底憋起高压，当压力超过岩石抗张强度后，油气层就会开始破裂形成裂缝。当裂缝延伸一段时间后，继续注入携带有支撑剂的混砂液扩展延伸裂缝，并使之充填支撑剂。施工完成后，由于支撑剂的支撑作用，裂缝不致闭合或至少不完全闭合，因此即可在油气层中形成一条具有足够长度、宽度和高度的填砂裂缝。此裂缝具有很高的渗滤能力，并且扩大了油气水的

渗滤面积，故油气可畅流入井，注入水可沿裂缝顺利进入地层，从而达到增产增注的目的。压裂作业过程见下图。

***

图 5.1-6　压裂作业过程示意图

本项目压裂长度为 1500~2000m，采用约 60m~80m/段的长段压裂方案，每段压裂液用量预计为 2000m^3，压裂段数约为 25 段，单井压裂液用量约为 5.0 万 m^3。

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

根据泸州区块页岩气勘探井同地层、相近地层应力、同等压裂压力页岩气井返排气液量统计资料，在开井返排期间压裂返排液量为压入量的 20%。本区块返排液量约 10000m^3/口，返排持续时间约 1 个月，返排量峰值约为 600m^3/d；剩余的井下压裂液在采气阶段以气水混合物形式返排，直至全部返排完毕。压裂返排液出井后由压裂液罐（有效容积 50×50m^3）+储存池（有效容积 500m^3）暂存，循环回用于区块其他井场配制压裂液，回用率约 90%，最终无法回用的压裂返排液拉运至回注井回注处理。

项目平台压裂液回用过程示意图见下图所示。

***

图 5.1-7　平台压裂液回用过程示意图

表 5.1-1　井场作业总用水统计表　　单位：万 m^3

用水单元	总用水量	补充水量	回用量	损耗量	废水产量	备注
钻井作业	1.08	0.108	0.972	0.054	0.054	约 90%回用于各平台配制压裂液，无法回用的拉运至回注井回注处理
洗井作业	0.36	0.036	0.324	0.018	0.018	
压裂作业	18	1.8	16.2	14.4	1.8	
合计（36 口井）	19.44	1.944	17.496	14.472	1.872	

4、测试放喷

为了解气井的产气量，在完井及压裂后，需进行测试放喷。测试放喷是在射孔、压裂作业后，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油气井进行产量测试的过程。单井测试放喷时间约 7 天，依据测试气量，间歇性放喷，每次持续放喷时间约 4~6h，废气排放属不连续排放。

5、完井搬迁及井场清理

完井测试结果若表明该井有工业开采价值，则在井口安装采气装置正常生产；若该井不产油气或无工业开采价值，则将井口用水泥封固并进行完井后的完井设备搬迁工作。

完井搬迁主要包括设备搬迁和设施拆除，设备搬迁完成后即对场地内设施进行拆除，如清除场地碎石、拆除硬化地面、清挖设备基础、拆除旱厕等。完井搬迁前钻后污染物和场地碎石、硬化地面及防渗、旱厕等设施拆除废物应得到妥善处理，做到工完、料净、场地清，放弃的井场应尽可能地恢复其原来的土地利用状况或者按土地承包人的意愿转换土地用途（如保留水泥/硬地面作为谷场、保留旱厕等）。建设方依法办理环保手续并按照井场环保标准进行验收，验收合格方可交井，并对后续可能出现的环保问题负责。

5.1.1.4 地面集输工程

本项目站场施工与管道施工同时进行，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。

在地面集输工程施工过程中将产生少量的施工废气、施工废水、施工固废和施工噪声，以及对当地生态环境的破坏，项目施工期工艺流程及产污环节示意图见下图。

***

图 5.1-8　项目施工期工艺流程及产污环节示意图

1、站场建设

本项目不涉及集气、脱水站场建设，本次建设平台井站均为无人值守站。

本次新建站场主要在原井场范围内进行建设，站场建设将永久占用土地，永久占地将改变土地使用功能，主要对农业生产造成一定的影响。由于场内施工开挖，建筑材料特别是碎石、沙的堆放，将可能产生一定的水土流失；施工机械将产生一定的噪声及废气；交通运输车辆产生扬尘；施工废渣处理不好可能影响周围土壤及地下水环境。

2、管道施工

（1）管道基本情况

本项目新建集气管道 7 条，总长 19.37km，部分同沟敷设压裂返排液管线，管

线沿线主要为旱地和林地，穿越的林地为一般林地和经济林地，经济林地主要为人工种植的果树等，不涉及国家及地方保护的保护林带。

本项目集气管线不涉及大中型河流穿越，共穿越道路 29 次，穿越小型河流 1 次，穿越季节性冲沟 3 次。本项目管线沿线所经地区为二级地区和三级地区，属丘陵地貌，地表植被以水浇地和旱地为主，不经过成片天然林区。

（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 5.1-9　管道敷设流程示意图

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 5.1-2　沟底加宽余量表

条件因素		沟上焊接				沟下手工电弧焊接			沟下半自动焊接处管沟	沟下焊接弯管及碰口处管沟
		土质管沟		管沟	热煨弯管、冷弯管处管沟	土质管沟		管沟		
		沟中有水	沟中无水			沟中有水	沟中无水			
b 值	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； 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 5.1-10　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，管道最小埋设深度（管顶至地面）要求见下表。

表 5.1-3　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	1.5/1.0
三级地区	1.0	1.0	1.0	0.5	1.2	1.5/1.0

根据设计要求，本工程集气管道最小埋设深度（管顶至地面）不小于 1m。

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

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

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

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

本工程相邻管段必须连头、碰死口，焊接工艺评定和焊接工艺规程应符合《钢制管道焊接与验收》以及《石油天然气金属管道焊接工艺评定》的要求，管道焊缝质量在外观检查合格后需进行无损探伤检查。考虑到管道在后期的运行安全，本工程集气管道环向焊缝均进行 100%X 射线探伤检查和 100%超声波复验。集气管道 X 射线无损检验应按《承压设备无损检测 第 2 部分：射线检测》相关内容执行，达到II级为合格；超声波无损检验应按《承压设备无损检测 第 3 部分：超声检测》相关内容执行，达到 I 级为合格。当环境条件不能满足焊接工艺规程所规定的条件时，必须按要求采取措施后才能进行焊接，保证焊接质量，不允许有根部未焊透、未融合欠缺现象。另外设置警告标志，避免管道施工对周边居民造成伤害。

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

管道清扫合格后，然后进行强度试验，强度试验合格后再进行严密性试验。本工

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

表 5.1-4　　管道试压参数表

强度试压			严密性试压			备注
试压介质	试验压力	试压时间	试压介质	试验压力	试压时间	/
洁净水	1.5 倍设计压力	4h	洁净水	设计压力	24h	/
不破裂、无泄漏为合格			压降不大于 1%，且不大于 0.1MPa 为合格			

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

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

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

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

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

运行投产：在完成清管试压，并对管沟进行回填、复耕后，管道可进行运行投产。

（3）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。

（4）管道穿越工程

1）道路穿越工程

本项目管道穿越高速公路/铁路采用顶管+钢筋混凝土套管保护方式，穿越乡道时，优先采用顶管+套管保护方式，若条件不允许则采用大开挖方式，乡村道路采用顶管+套管保护或大开挖+套管保护方式穿越。

①顶管加套管穿越

顶管穿越套管 DN1200 钢筋混凝土套管保护的方式穿越高速公路/铁路。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，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。

顶管施工工艺示意图见图 5.1-1，管道穿越公路施工方式断面示意图见图 5.1-12。

***

图 5.1-11　顶管施工方式及工艺示意图

***

图 5.1-12　管道穿越公路断面示意图

②开挖加套管穿越

开挖穿越套管选用 DRCP1000×1200 或 DRCP1000×1000 钢筋混凝土套管，穿越公路采用人工开挖方式，开挖到基础层后进行管道敷设工作，之后按照原道路结构对道路进行恢复，管道穿越公路应垂直交叉通过，必须斜交时，斜交角度大于 60°，套管顶埋深大于 1.2m，路基下面的管段不允许出现转角或进行平、竖面曲线敷设。

③管道穿越道路要求及影响分析

项目穿越处在施工设计时应符合相关设计规范，确保施工方案符合相关的技术标准和规范要求。

管道穿越公路应遵循以下要求：

①管道在穿越段采用钢筋混凝土套管加以保护，套管顶距离地面的埋深≥1.2m，套管两端伸出公路坡脚或排水沟的长度不小于 2m，套管顶距道路两侧排水沟埋深不小于 1.0m。

②套管内的天然气管道宜设置绝缘支撑，并不得损坏管道外防腐涂层。套管两端宜采用柔性材料进行端部密封，套管接口应采用密封处理。

③管道穿越公路应垂直交叉通过，必须斜交时，斜交角度应大于 60°。路基下面的管段不允许出现转角或进行平、竖面曲线敷设。

④穿越公路的管道强度设计系数应符合《油气输送管道穿越工程设计规范》（GB50423-2013）的相关要求。

本项目顶管穿越和开挖沟埋穿方式都将产生一定量的弃渣、弃土，弃渣、弃土堆放场如拦挡不当，将造成水土流失。顶管穿越产生的弃渣、弃土成分简单，可重复利

用，用于穿越点护坡堡坎或低洼地带回填。开挖沟埋穿越乡村碎石路将短时间阻断交通，给当地居民生产和生活带来不便，管线穿越乡村碎石路地段位于农村环境，车辆稀少，加之施工时间短，施工期间组织人员临时指挥交通，因此在穿越施工时不会对所穿越道路的交通带来较大影响。施工完毕后，做好各种道路的路面恢复，各穿越位置设置标志桩和警示牌。

2）水域穿越工程

I、小型河流穿越

本工程全线穿越小型河流30m/1次（仁和溪，III类水体一级支流）。穿越小型河流/季节性冲沟选择枯水期施工，采用DN600钢筋混凝土套管+围堰挖沟法方式穿越。采用沟埋敷设，管线埋于河床2.0m以下，对穿越段河床内的管段采用现浇C30混凝土稳管，然后原土回填；在枯水期采用二次围堰导流方式开挖主河道，用围堰将主河槽中河流截断一半，利用另一半作为导流河道，待一端管道组装回填结束后，再用同样的方法开挖河流的另一侧。采用机泵明排水的方式降水，两岸采用浆砌条石、块石挡土墙作为护岸。围堰大开挖施工示意图见下图。

***

图 5.1-13　开挖方式穿越河流施工流程

***

图 5.1-14　大开挖(导流明渠)穿越河流施工示意图（类似工程参考）

大开挖穿越河流的影响主要表现为增加河水的泥沙含量，进而增加河水的悬浮物含量，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 5.1-15　仁和溪穿越区域位置示意图

II、其它沟渠、鱼塘穿越

管线穿越季节性冲沟 3 次。管道穿越沟渠、鱼塘时，采用 DN600 钢套管保护并用现浇混凝土稳管，管线埋于河床稳定层 1.0m 以下，两岸视具体情况做护坡堡坎，并修筑相应的排水系统，保证供水管道的安全运行。同时应注意对水质的保护，施工完毕后应恢复原貌。

（5）管道标识

本工程集气管道沿线按照《油气管道线路标识设置技术规范》（SY/T 6064-2017）设置里程桩、转角桩、交叉桩和警示牌等地上标志。为防止第三方施工破坏，管道下沟回填时，在管道上方 0.5m 处设置地下警示带。警示带宽度不小于管道直径，并标注管道的名称、介质、压力、警示词语、联系电话等信息。护坡、堡坎及线路标志桩，按分公司的统一要求进行油漆着色。

3、道路工程

为了方便施工和今后的运行管理与维护，本项目施工便道依托现有乡村道路进行敷设，不涉及新建施工便道，仅对部分现有机耕道进行整修。整修公路指施工作业带与公路之间原有乡间公路或机耕道时，由于原有道路的宽度、坡度、弯度不符合本项目施工机械、车辆的要求时对原道路进行拓宽加固，一般拓宽 1～2m。

①修筑施工便道的技术要求

施工便道包括施工作业带内的便道和连接施工作业带和现有运输道路之间的通道，施工作业带内的便道宽度一般地段为 4m，平行于管沟修筑在靠近公路或运输便道一侧。

连接作业带和现有道路的施工便道，原则上尽量利用原有的机耕道，在其基础上用推土机拓宽、垫平、压实，纵向坡度不大于 25°，横向水平，转弯半径不小于 18m。

为降低施工便道的建设对周边环境造成的不利影响，评价要求建设方在选择整修路线时应避免和尽量减少对地表植被的破坏和影响，尽量利用管道施工作业带，在整修施工便道时应尽量缩短其长度，减缓其对生态环境的不利影响，便于施工结束后施工便道的恢复工作；施工便道保持平坦且有足够的承压强度，保证施工机械和设备的

行驶安全；施工便道和现有公路连接处采用袋装土堆垫，高于现有路面，并保证平缓过渡，以防损坏路基和路肩。施工便道若涉及经过埋设较浅的地下障碍物时，及时与管理单位取得联系，共同商定保护措施。若涉及使用干线道路，则应事先征得道路主管部门的同意，并办理有关占地手续。

②施工便道整修方法

由于项目拟建区域地势高低不平，为降低修筑难度，保证设备通行，合理选择原有机耕道进行整修，尽量在坡度变化较缓的地方在已有机耕道的基础上修建施工便道。整修工艺为：清理道路两侧路基后，先填以外购土石方，压实后做为路基，之后在路基上铺碎石作为路面。

③施工便道的恢复

施工结束后，施工便道即不再有利用价值，建设方通常根据建设前施工便道的占地类型、参照施工作业带的恢复方式进行迹地恢复。仅在当地政府要求保留某段施工便道作为乡村道路使用的情况下，方可保留当地政府所要求保留的施工便道。

5.1.2 施工期产污分析

5.1.2.1 钻前工程

1、生态环境

本项目在井场、储存池和井场道路建设期间，在工程土料开挖、堆放过程中，不可避免地要破坏一些地表植被，从而削弱了抗风蚀能力，若不及时回填、平整、极有可能为水蚀，风蚀提供条件，造成水土流失。同时，工程在施工中产生的临时弃土、弃渣为风蚀提供了物质来源，不及时处理很容易造成水土流失，因此挖方施工结束后应尽快将土石方运至需要填方处，并对临时弃土料场进行平整，尽量恢复原地貌。

由于井场建设和井场道路建设过程中涉及的土料开挖、临时堆放过程中，不可避免地要改变原有的微地貌，呈现出凹凸的地貌，受当地风力及降水的影响，也容易引起水土流失。此外在公路的填方与开挖处，道路坡面裸露，仅做碾压处理，遇大风、降雨天气也易造成水土流失。不过，以上因工程建设引起的水土流失情况主要发生在施工期，在工程采取一定防护措施和自然恢复植被后，水土流失将趋于稳定。

为了尽量减少与防止工程建设造成的水土流失，现提出以下水土保持措施：

①项目在修建井场、水池等施工时通过采取修建排水沟、护坡、临时堆土场设挡土墙和排水沟等措施，有效控制水土流失量。施工结束后，通过对施工迹地地表植被

的恢复，水土流失将得到有效控制。

②对于工程施工所用的临时路线，尽量选择已有的便道，或者选择植被生长差的地段，对于临时便道则选用已有的农田机耕道。对于施工机械车辆应固定其行驶路线，禁止乱压乱碾，任意破坏地表植被。

③加强道路两侧树木的保护工作，公路两侧原有的树木应加以保护。

④对于工程临时弃土、弃渣选择合适地点进行临时堆放，不得随意堆放，堆放完毕后要注意对基表面平整处理，不要形成小山包，以免再次为水土流失创下条件。

⑤项目施工过程中涉及挖方量大的项目应加快施工进度，缩短施工时间，对产生的挖方及时进行平整处理。此外，施工时应避免在雨天、大风等天气条件不利情况下施工，做到水土流失最小化，如遇特殊天气施工，应用施工布料对现挖松散临时弃土、弃渣进行临时遮掩，保证有效控制水土流失。

施工期结束后，施工单位应负责及时清理现场，使之尽快恢复原状，将施工期对生态环境的影响降到最低程度。临时占地应按国务院颁布的《土地复垦条例》进行复垦，恢复原貌。复垦后应满足《土地复垦质量控制标准》（TD/T 1036-2013）中规定的要求，即：

①旱地田面坡度不得超过 25°。复垦地为水浇地、水田时，地面坡度不宜超过 15°。

②有效土层厚度大于 40cm，土壤具有较好的肥力，土壤环境质量标准为《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）和《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）中风险筛选值。

表土临时堆放场设计图见下图：

***

图 5.1-16　表土临时堆放场设计图

工程的表土堆放场周边设挡土墙，并夯压整形，顶部保持平缓坡度以利于排水。为防止雨水冲刷，土堆表面覆盖土工布或塑料膜遮盖，通过以上措施可有效防止耕植土堆放场的水土流失面篷布遮盖，防止水土流失和土壤中养分流失，待作业结束后，多余土方用于项目临时占地的恢复。

通过已有项目经验表明，在实施上述水土保持和生态防护措施后，项目钻前工程对周边生态环境影响很小。故本次评价认为，建设方采取的水土保持和生态保护措施有效可行。

2、废气

钻前施工人员多为临时聘请的当地民工，租住在附近农户家中，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粉尘和运输和作业车辆排放的汽车尾气，但属短期影响（钻前施工工期约 1 个月）。粉尘主要源于材料运输、使用过程中的粉尘散落以及修筑钻井场地和井场外道路的挖填方转运工程中的二次扬尘。

3、废水

钻前工程的废水主要来自道路、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 NH3-N 等）。钻前工程高峰时日上工人数约 20 人，主要为附近民工，上述人员租住在附近农户，其产生的生活废水利用农户已有的旱厕进行收集处置；钻前施工主要为土建施工，产生的施工废水循环利用于洒水抑尘，无施工废水排放。

4、噪声

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。由于钻前施工较短，施工工程量较小，且不安排夜间作业，因此对井场周边居民影响较小。

5、固体废物

施工人员以临时聘请的当地民工为主，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妥善处置，无集中生活垃圾产生外排。

固废主要有钻前工程开挖产生的表土，堆存于井场外东南侧表土临时堆放场内，待工程结束后，将表土用于完井后临时占地复垦用，最终做到土石方平衡。本项目挖填量能做到场内自行平衡，无多余弃方量产生和外运。

5.1.2.2 钻井、压裂工程

钻井作业的主要环境影响为废水基泥浆及岩屑、油基岩屑、设备运行时产生的噪声；钻进、起下钻和固井作业时产生的废水；钻进过程若发生井喷失控、井漏事故则会造成较大气污染、地表水污染、地下水污染及破坏土壤结构。压裂测试作业主要环境影响因素：压裂作业产生的噪声和压裂返排废液、测试放喷时产生的燃烧废气、热辐射和高压气流噪声等。

废气：运输车辆进出产生的扬尘、机械尾气、测试放喷废气等；

废水：钻井废水、洗井废水、压裂废水、方井雨水和生活污水等；

噪声：钻机、压裂车等设备运行时产生的噪声；

固废：废水基钻井液、水基钻井岩屑、油基岩屑、油类、生活垃圾等。

钻井时的主要污染物有废气、废水、固废和噪声，下面分别说明几种污染物的成因、排放量和排放方式。

1、废气

钻井时工程废气主要包括测试放喷和事故放喷废气等。

（1）完井测试放喷天然气经点燃后排放的废气

测试放喷的天然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 7 天，依据测试气量，间歇放喷，每次持续放喷时间约 4~6h，废气排放属不连续排放。本气井为不含硫化氢天然气井，其燃烧主要产物为 NOx、CO_2 和水。

（2）非正常生产时柴油发电机组排放的废气

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如泥浆泵、天车、转盘等提供动力，钻井柴油发电机组燃烧排放的废气主要污染物为 NOx，其次还有少量 CO、CO_2、HC 和少量烟尘等。由于柴油发电机组烟气释放到环境空气中后将很快被稀释，加之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，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。

（3）非正常生产时事故放喷天然气经点燃后排放废气

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，就可能发生井喷。此时利用防喷器迅速封闭井口，若井口压力过高，则打开防喷管线阀门泄压，即事故放喷。事故放喷一般时间较短，约 2~4h，属于临时排放，放喷的天然气经专用放喷管线引至燃烧池后点火燃烧，其燃烧主要产物为 NOx、CO_2 和水。

2、废水

施工作业期间产生的废水主要包括钻井废水、洗井废水、压裂废水、生活污水以及方井雨水。

（1）钻井废水、洗井废水

清水钻阶段：清水钻阶段使用清水钻进，在沉淀罐中分离出的上清液全部回用于配制钻井液，钻井阶段结束后剩余的水用于下阶段钻井液配浆使用，因此该阶段无钻井废水产生。

水基钻井液钻阶段：在水基钻井作业的配浆过程中会根据泥浆的不同配比要求加入不等量的水，这些水随钻井泥浆进入井底协助钻井作业，在钻井泥浆返回地面后，

大部分水随泥浆进入泥浆循环系统回用，小部分水随振动筛、固液分离装置和除砂除泥器分离出的钻屑进入清洁化生产区，经固液分离后在回用罐中暂存，可回用部分回用于配浆作业，不可回用部分暂存于储存池中，后回用于压裂液的配制或拉运回注处理。

根据西南地区现有钻井作业废水产生量类比调查，常规钻井阶段新鲜水的损耗量约 5%。钻井过程中产生的废水经清洁化生产平台处理后回用于配制钻井液，根据调查目前行业经验得出钻井废水的回用率已达到 90%以上，剩余部分依托现有回注井回注处理。

项目完钻后首先要进行洗井作业，采用清水对套管进行清洗，根据类比调查，单口井洗井废水产生量约 90m^3。大部分洗井废水从井口返排进入储存池中，少部分洗井废水从放喷口返排到集酸池中，然后通过水泵泵入储存池中，最后经预处理后回用于压裂液的配制。

（2）压裂作业废水

本项目压裂长度为 1500~2000m，采用约 60m~80m/段的长段压裂方案，每段压裂用水量预计为 2000m^3，压裂段数约为 25 段，单井压裂液用量约为 5.0 万 m^3。

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

根据泸州区块页岩气勘探井同地层、相近地层应力、同等压裂压力页岩气井返排气液量统计资料，在开井返排期间压裂返排液量为压入量的 20%。本区块返排液量约 10000m^3/口，返排持续时间约 1 个月；剩余的井下压裂液在采气阶段以气水混合物形式返排，直至全部返排完毕。压裂返排液出井后由压裂液罐（有效容积 50×50m^3）+储存池（有效容积 500m^3）暂存，循环回用于区块其他井场配制压裂液，回用率约为 90%。

表 5.1-5　各平台压裂返排液产生量统计表

名称	井口数	压裂液用量（万 m^3）	返排量（万 m^3）	备注
阳 101H17 平台	H17-2/3/4/5/6/7/8	35	7	回用于区块其他井场配制压裂液
阳 101H18 平台	H18-1/2/3/4/5/6	30	6	
阳 101H19 平台	H19-1/2/3/4	20	4	
阳 101H20 平台	H20-1/2/3/4	20	4	
阳 101H21 平台	H21-1/2/3/4/5/6/7	35	7	

阳 101H22 平台	H22-1/3/4/5	20	4	
阳 101H23 平台	H23-1/2/3/4	20	4	
合计		180	36	--

本项目压裂施工预计单井压裂液用量约 50000m^3，由其他井场返排液（重复利用）和井场内配制（取新鲜水配制）两部分组成。根据区块内已建井场数据，区块内已建井场重复利用泸州区块阳 101 井区其它井场返排液量约占压裂液总量的 90%，井场内新配制压裂液量约占 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井场压裂液罐（2500m^3）+储存池（500m^3）储存供给。

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

（3）生活污水

生活污水主要产生在办公区、临时宿舍区。本工程单个井场设有 2 个钻井队进行钻井作业，共有作业人员约 60 人；根据国家环保部《排污申报登记实用手册》提供的计算方法，按照生活用水 100L/d·人取最大值，排水系数取 0.9，估算生活用水量约为 6.0m^3/d，生活污水产生量为 5.4m^3/d。主要污染物为 COD、BOD_5、SS、NH_3-N，浓度依次大约为 400mg/L、200mg/L、300mg/L、25mg/L。

（4）方井雨水

由于方井区域在钻井施工过程会产生一定的散落污泥，下雨时产生的方井雨水会含有一定的污染物，主要为 SS 和石油类。根据区域气象资料以及区块同类型井类比调查，并结合本项目各井场区域占地情况，1 口方井雨水产生量约 10m^3，项目实施方井雨水产生总量约 390m^3。

方井雨水定期泵入储存池中，用于钻井作业用水，完钻后剩余部分用于配制压裂液。结合本项目特征，方井雨水主要污染物为 SS 和石油类，产生浓度分别为 200mg/L 和 20mg/L。

4、噪声

工程噪声主要为钻井作业过程振动筛、固液分离装置等设备运行产生的机械噪声、压裂测试作业噪声等。

（1）钻井作业噪声

钻井过程中的噪声主要包括正常生产过程中的机械噪声、作业噪声以及事故放喷噪声，其产生情况为：①机械噪声：钻机、振动筛、泥浆泵、固液分离装置以及其他各种机械转动所产生的噪声；②作业噪声：包括固井作业、下套管、起下钻具、钻机气路控制系统操作时快速放气阀放气、跳钻时吊环与水龙头的撞击等所产生的噪声；③事故放喷噪声。

（2）压裂测试作业噪声

本项目压裂测试中产生的噪声主要有设备运行噪声、压裂作业噪声和测试放喷噪声。单口井压裂作业在白天进行，参与作业的压裂车约 18 台（14 用 4 备），噪声主要来源于压裂车和泵注噪声，其噪声将随着压裂作业的完成而消失。

本工程噪声声级统计见下表。

表 5.1-6　钻井工程主要噪声源设备产生情况一览表

<table>
<tr><td colspan="4">钻井噪声声级/dB（A）</td><td colspan="4">完井测试作业中噪声声级/ dB(A)</td></tr>
<tr><td>声源名称</td><td>运行数量</td><td>降噪前声级/dB(A)</td><td>备注</td><td>声源名称</td><td>运行数量</td><td>降噪前声级/dB(A)</td><td>备注</td></tr>
<tr><td>ZJ70 钻机</td><td>1 台</td><td>95</td><td rowspan="5">单台声源</td><td>测试放喷</td><td>/</td><td>95~105</td><td>7 天/井</td></tr>
<tr><td>泥浆泵</td><td>2 台</td><td>85~90</td><td>柴油发电机组</td><td>1 台（备用）</td><td>93~105</td><td>单台声源</td></tr>
<tr><td>振动筛</td><td>2 台</td><td>85~90</td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr>
<tr><td>固液分离装置</td><td>2 台</td><td>85~90</td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr>
<tr><td>柴油发电机组</td><td>4 台（备用）</td><td>93~105</td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr>
<tr><td colspan="4">压裂作业噪声</td><td colspan="4">事故放喷噪声</td></tr>
<tr><td>声源名称</td><td>运行数量</td><td>降噪前声级/dB(A)</td><td>备注</td><td>声源名称</td><td>运行数量</td><td>降噪前声级/dB(A)</td><td>备注</td></tr>
<tr><td>压裂泵</td><td>14 辆</td><td>95~100</td><td>单台声源</td><td>事故放喷</td><td>/</td><td>95~105</td><td>临时排放</td></tr>
</table>

3、固废

钻井过程中的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油废物，以及生活垃圾等。

（1）生活垃圾

生活垃圾来源于钻井施工作业人员的日常生活，其产生量按每人每天产生 0.5kg 计算，施工期间，本项目单个平台施工人员按 60 人计算，钻井周期约 15 个月，则本

项目生活垃圾产生总量为108t，生活垃圾集中存放在生活垃圾桶中，委托当地环卫部门进行处置。

（2）一般固废

①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（废水基泥浆和水基岩屑），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，项目所在区域周边也有同目的层的页岩气井场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。

结合区域其他页岩气平台钻井固废实际产生情况可知，单井平均产生水基钻井固废量约为1700~2000t，本次评价取最大值，即单井水基钻井固废产生量按2000t进行估算。

②废包装材料

钻井期间产生的废包装材料主要为各原辅材料的包装袋，为一般废物，其产生量约1.95t，集中收集后定期运至就近的废品回收站进行处理。

（3）危险废物

1）危废产生量

①油基钻井固废

油基钻井过程中产生油基钻井固废包括油基泥浆与油基岩屑，属于“HW08废矿物油与含矿物油废物危险废物中”的“072-001-08以矿物油为连续相配制钻井泥浆用于天然气开采所产生的钻井岩屑和废弃钻井泥浆”。钻井过程中油基泥浆采取罐装密封措施，暂存于危废暂存间临时贮存，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井场使用，无废弃油基泥浆产生。

结合区域其他页岩气平台钻井固废实际产生情况可知，单井平均产生油基钻井固废量约为800~1000t，本次评价取最大值，即单井油基钻井固废产生量按1000t进行估算。即油基钻井固废总产生量39000t，采用防渗防漏吨袋（含防水内层）收集装袋，在现场设规范的危废暂存间临时贮存，分批分次交由具有相应类别的危废资质单位处置，对当地环境基本无影响。

②废矿物油

钻井过程中废矿物油的主要来源是：机械（泥浆泵、转盘、链条等）润滑油类；清洗、保养产生的油类，如更换清洗钻具、套管时产生的油类。根据《国家危险废物名录》（2021 版）可知，废矿物油属于危险废物（危废代码为 HW08/900-249-08，主要有害成分为矿物油，危险特性为 T），由废油桶收集，一般一口井产生废矿物油约 0.4m^3，因此本项目平台产生废矿物油共计 15.6m^3（约 13.26t）。由于产生量少，且根据以往的实践经验，油类可用于后期水平钻井段油基钻井液的配制，最终剩余的部分由施工队转运至区块其他平台配制油基钻井液。

表 5.1-7　本项目工程分析中危险废物汇总表

序号	危险废物名称	危险废物类别	危险废物代码	产生量（t）	产生工序及装置	形态	主要成分	有害成分	产废周期	危险特性	污染防治措施
1	油基岩屑	HW08 废矿物油与含矿物油废物	072-001-08	39000	油基钻井	半固态	岩石、白油等	白油	半个月	T，I	分类暂存于井场危废暂存间，定期交有资质单位处置
2	废矿物油		900-249-08	13.26	设备润滑	液态	废矿物油	矿物油	1 个月	T，I	

2）危废贮存场所污染防治措施

根据《国家危险废物名录》及相关要求，本项目产生的油基钻井固废、废矿物油在危废间的贮存时间不超过 1 年。按照相关要求建设危险废物贮存设施，不同种类的危险废物，按照类别分别放置在专门的收集容器和贮存设施内，液态废物在不同的专用容器中分别贮存，有危险废物识别标志、标明具体物质名称，并设置危险废物警示标志。

危废间地面与裙脚采用土工膜（2mm）防渗，地面及裙角均采取抗渗水泥防渗，地面水泥厚度为 20cm；裙角高度 1.5m，厚度 20cm，地面及四周裙脚均应耐腐蚀，耐热且表面无裂隙，同时设置泄漏液体的收集装置，防渗层渗透系数小于 1×10^{-10}cm/s。危险废物贮存满足“四防”的要求。

表 5.1-8　建设项目危险废物贮存场所（设施）基本情况表（单个井场）

序号	贮存场所/设施名称	危险废物名称	危险废物类别	危险废物代码	位置	占地面积	贮存方式	贮存能力	贮存周期
1	危废暂存间	油基泥浆	HW08 废矿物油与含矿物油废物	072-001-08	钻井井场内	30m²	罐装密封	/	半个月
2		油基岩屑					防渗防漏吨袋袋装密封	2000t	
3		废矿物油		900-249-08			桶装密封	5t	1 个月

3）危废的运输及处置

建设单位已经与珙县华洁危险废物治理有限责任公司等具有危废转移、处置资质的单位签订了危险废物处置合同，该企业具有综合利用 HW08/072-001-08、HW08/900-249-08 类别危险废物的资质，本项目产生的危险废物由珙县华洁危险废物治理有限责任公司定期至危废暂存点拉运并进行处置。

建设单位需建立有效的危废收集、贮存、运输、综合利用和安全处置管理系统，按照《危险废物管理计划和管理台账制定技术导则》（HJ1259-2022）制定危险废物管理计划和管理台账，实行严格的转移联单制度，并按照规定办理废物转移手续，填报转移联单，杜绝二次污染。危险废物的记录和货单在危险废物回取后应继续保留 5 年。

5.1.2.3 地面集输工程

1、生态环境

本项目施工过程中的生态影响主要表现为管道敷设施工建设过程中对植被生态环境产生的影响。管道敷设施工过程对周边生态环境的影响主要表现为开挖管沟、运输施工设备和材料、临时堆渣等作业队生态（水土流失、农业、林业、绿化植被等）环境产生的破坏，属非污染生态影响。这种破坏通常是短暂的，而且大部分可以得到恢复。

工程施工期间对生态环境的影响主要表现在以下几个方面：

①在工程施工前期准备阶段，线路方案的选择、施工场地的贮备，施工便道的维修，对土地利用产生明显的影响。

②施工期间土石方工程的开挖、施工便道的维修等引起自然地貌的改变和地表自

然及人工植被的破坏，生物量和生产力的变化，由此引发的区域生态环境破坏。

③施工便道、堆管场占用耕地、管线敷设导致农业生态系统发生较大变化。

④施工中设施的临时堆土造成新的水土流失，增强了区域内的水土流失量，加剧了环境的破坏。

⑤本工程维修施工便道将增加项目区的水土流失、破坏地表植被和土壤结构，将暂时性或永久性改变部分土地的利用性质。

管沟开挖对土壤实行分层开挖、分层堆放和分层回填；回填时，为恢复土壤的结构，严格按原有土壤进行回填，回填后多余的土应平铺在周边绿化带或附近农田等，不得随意丢弃。回填完成后，管道工程完工后及时恢复施工迹地，立即恢复管道沿线的植被和地貌，对作业区外缘被破坏的植被进行复种，并对各穿越处采取相应的加固措施，防止垮塌。

本项目管道铺设将对被临时占用土地及相关区域的植被生态系统和地表的栽种植物造成一定程度的破坏。同时，施工过程中场地临时堆放和开挖地面因结构松散，易被雨水冲刷造成水土流失。

为减少管沟开挖造成的水土流失，环评建议：

①挖方和填方作业尽量避开雨季，避免雨水冲刷造成大量水土流失；严格控制作业带宽度，采用人工抬管，减少对绿化带的损坏；尽量避免跨季作业，以免影响两季农作物的收成。

②管沟开挖时对土壤实行分层开挖、分层堆放和分层回填；回填时，为恢复土壤的生产能力，严格按原有土壤层次进行回填，回填后多余的土应平铺在作业带，不得随意丢弃。回填完成后，管道工程完工后及时恢复施工迹地，立即恢复管道沿线的植被和地貌，对作业区外缘被破坏的植被进行复种。

③严格选取临时堆方堆置地点，不得随意堆置；

④严格按设计控制管沟开挖宽度，禁止超宽作业，施工作业带以外不得破坏树木植被，减少弃土量及水土流失量；

⑤场站施工过程中，场内弃土因结构松散，易被雨水冲刷造成水土流失。为减少水土流失量，挖出土方应及时回填和用于绿化，尽量避免长时间、不加围栏的露天堆放；

⑥管沟开挖产生的土石方不乱堆乱放和渣土下河，并采取相应的拦挡措施，并及时进行回填，防止水土流失和对地表水水体水质的影响，穿越河流时，没有护岸的需

新修护岸进行恢复。

⑦管线施工作业区开挖量较大，对地表扰动剧烈，主体工程设计对穿越处采取护岸护坡和排水沟等具备防治水土流失功能的措施。本工程水土保持防治措施由工程措施、植物措施和临时措施组成，水土保持措施布局按照综合防治的原则进行规划，确定各区的防治重点和措施配置，从而确定本工程水土流失综合防治体系和总体布局。

⑧施工中严格执行 HSE 管理，控制人员、车辆行动，减少占地和对环境的破坏，施工完毕尽快恢复原地貌。

⑨妥善处理施工期产生的各类污染物，防止其对生态环境造成污染，特别是对河流和土壤的影响。施工便道的选线应避免和尽量减少对地表植被的破坏和影响。

⑩施工结束后，施工单位应负责及时清理现场，使之尽快恢复原状，将施工期对生态环境的影响降到最低程度。临时占地应按国务院颁布的《土地复垦条例》进行复垦，恢复原貌。

2、废气

本工程施工期废气主要来自地面开挖、回填、土石方堆放和运输车辆行驶产生的扬尘（粉尘）、管线焊接产生的焊烟，以及施工机械、运输车辆排放的尾气。

（1）运输车辆的尾气

由于本工程管线走向大部分是沿公路干线并行敷设，且项目区域交通路网发达，相对于整个公路车流量而言，本工程运输车辆数要少很多，其排放尾气相对较少。

（2）扬尘

施工过程中扬尘对环境的产生的一些不良影响是不可避免的，尤以施工扬尘影响最大。施工现场扬尘在风力较大和干燥气候条件下较为严重。本项目施工扬尘主要产生在以下环节：

①站场施工和管沟开挖时产生的扬尘；

②开挖产生的临时土石方堆放时产生的扬尘；

③运输车辆的起尘。

本项目集气管线管沟开挖主要为机械开挖，所挖出的土石方作为管沟回填土就地回填，无弃方。管沟开挖过程中，仅在土石方临时堆放期间产生扬尘，由于本项目采用机械化作业，分段施工，每个施工段的时间均较短，在采用洒水降尘措施及加强施工管理后，临时堆放土石方产生的扬尘甚微。

虽然本项目施工期间产生的扬尘量很小，但其仍客观存在，故本次评价建议施工

单位采取以下措施防止扬尘污染：

a、管沟等开挖土石方时采取一定的防尘措施（如采用洒水方式保持 5%的含水量），抑制扬尘量；

b、施工场地干燥时适当喷水加湿，在施工场地清理阶段，做到先洒水，后清扫，防止扬尘产生；

c、在确保施工质量的前提下，尽可能的加快施工进度安排，使项目挖、填方作业尽快完成，开挖产生的推土用无纺布遮盖。

（3）焊接废气

本工程管道采用在预制场作防腐处理，在现场仅补口，补口作业会有少量的焊接废气排放。本工程共使用焊条约 1.4t，类比同类工程焊烟产生情况可得，每公斤焊条产生的焊烟约 8g，则本工程估算焊接烟尘产生量约为 0.0112kg，由于焊接烟尘的排放具有分散、间断排放和排放量小的特点，故焊接烟尘对周围环境空气质量影响较小。

（4）施工机械废气

本项目管线大部分采用机械化方式进行管沟开挖和穿越施工，本项目施工过程中产生的主要废气为开挖、公路顶管穿越和运输机械所产生的废气，主要污染物有 SO_2、NO_2、C_mH_n 等。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断和流动性，因此对局部地区的环境影响较小。由于施工时间短，施工废气产生量很少，加之当地大气扩散条件良好，施工废气不会对周边大气环境造成影响。

3、废水

本项目施工废水主要来自施工人员在施工作业中产生的生活污水、站场施工废水以及管道安装完毕清管试压时排放的试压废水。

（1）施工人员生活污水

本项目管沟敷设施工作业采取分段施工方式，施工工地不设食堂、宿舍等生活设施，施工人员食宿均依托周边农户和旅店，施工人员所产生的生活污水依托周边农户已有设施进行收集后作为农肥使用。

（2）站场施工废水

本项目站场施工过程中只涉及设备基础、天然气生产工艺装置安装和碎石地坪的铺设，产生的施工废水量甚微，循环使用后通过自然蒸发即可消除。

（3）管道试压废水

项目管道组焊并完成稳管后，将采用清洁水对管道进行试压，试压后排出的废水较清洁，只含少量在施工过程中进入管道的机械杂质、泥沙等悬浮物。预计单个平台试压废水产生量约 4m^3，总产生量约 32m^3。试压管道排口安装简易过滤器，能有效的过滤和拦截试压废水中的悬浮物，处理后用于施工场地洒水抑尘和绿化，不外排。

4、噪声

施工期对环境产生影响较大的噪声源主要是站场土建施工、河流道路穿越施工和管沟开挖作业产生的设备噪声以及少量进出施工场地的运输车辆的交通噪声等。本项目的噪声源主要来自于站场施工、公路顶管穿越、仁和溪开挖穿越施工中的混凝土搅拌机、混凝土翻斗机、切割机、小型钻机和柴油发电机，施工作业机械，如挖掘机、电焊机等，其强度在 85~100dB（A）。

表 5.1-9　施工机械噪声强度测试值　　单位：dB（A）

序号	噪声源	噪声强度	序号	噪声源	噪声强度
1	挖掘机	92	5	混凝土搅拌机	95
2	电焊机	85	6	混凝土翻斗机	85
3	柴油发电机	100	7	切割机	95
4	运输汽车	80	8	小型钻机	95

为减小施工期噪声对管线两侧和站场周边环境敏感点的影响，采取的噪声治理措施如下：

①合理安排作业时间，敏感点附近尽量避免午间 12:00~14:00 和夜间 22:00~6:00 施工，如需进行连续施工，必须提前向相关部门提出申请，获准后方可在指定日期和时段进行，并在周边居民处张贴施工时段告示，以获取周边居民的谅解；

②合理布置施工场地，施工设备布置在远离敏感点的一侧，在施工场地周边居民点处设置临时声屏障。运输车辆应合理安排运输路线，尽量避开周边居民点。

③施工现场的运输车辆应安排专人指挥，场内禁止运输车辆鸣笛，采取限速行驶；合理安排施工车辆进出路线；

④在穿越工程现场建设时，要求施工方加强施工过程中的管理工作，尽量采用低噪声设备，确保施工期场界噪声满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）的要求；

⑤加强施工人员的管理和教育，减少不必要的金属敲击声和人为噪声；

建设工程项目严禁在 22 时至次日 6 时进行产生环境噪声污染的施工作业，因工艺要求或者特殊需要确需进行夜间施工的必须向有关主管部门申请。

施工单位要合理安排工期，缩短夜间施工时间，减少夜间施工噪声对项目周边居民的影响；施工单位要合理安排施工工序，尽可能减少夜间施工作业时间。因施工需要确需进行夜间施工的，应尽可能安排在周末时段，并在高噪声点位设置吸音措施；夜间施工严禁捶打、敲击和金属切割、装卸钢管钢筋等易产生高噪音的作业。

施工单位应在项目周边公示夜间施工许可情况，明确施工现场噪声污染防治责任人，畅通反映问题渠道，接受社会、市民的监督。主动采取多种方式提前与周边社区、市民做好沟通解释工作，积极妥善处理夜间施工噪音投诉，争取周边居民对建设工程项目的理解和支持。

5、固体废物

本工程管线敷设及站场施工部分产生的固体废物主要为施工人员的生活垃圾、工程临时弃土、弃渣和施工废料等。

（1）生活垃圾

由于施工工地不设食堂、宿舍等生活设施，施工人员食宿均依托周边农户和旅店，所聘员工产生的生活垃圾经周边农户、旅店已有设施收集后，依托当地环卫部门进行处理。

（2）工程临时弃土、弃渣

施工过程土石方主要来自管沟开挖、穿越工程以及站场工程开挖等。管线敷设过程中，主要采用“开挖一段、敷设一段”的方式分段施工，以减少水土流失。

本项目站场开挖主要为站内设备基础、站场排水沟等开挖，产生的土石方用于站场基础护坡堡坎，无多余土石方产生；另外本项目管道全线采用埋地敷设，待管道敷设完毕后，回填开挖土石方及表土，一般地段回填用管沟挖出的土即可，无多余土石方产生。本项目管线施工不需另设堆渣场。

为了控制调运距离，维修施工便道可作为土石方调运时的通道。表土剥离临时堆存于绿化用地一角，并进行拦挡、苫盖，待工程完成后，作为复耕或绿化用土。

（3）施工废料

施工废料主要包括焊接作业中产生的废焊条和施工过程中产生的废包装材料、废混凝土等。本工程管道防腐均在厂家预制完成，管道施工现场无防腐废料产生。根据类比调查，一般管道施工过程中施工废料的产生量约为 0.2t/km，本项目施工过程中产生的施工废料量约为 10.644t，施工废料部分由施工单位回收利用，剩余部分由施工单位严格按照 HSE 管理模式进行集中收集后，依托当地环卫部门有偿清运，按相

关规定进行妥善处置。

5.1.3 施工期三废产排情况统计

表 5.1-10　施工期主要污染源和污染物统计表

施工阶段	污染物类型	污染物种类	污染因子	产生量	处理措施	排放量
钻前阶段	废气	施工扬尘	颗粒物	少量	无组织排放，洒水作业抑尘	少量
		运输作业车辆、施工机具尾气	NO_x、CO	少量	无组织排放，使用轻质燃油做燃料，机具排气筒排放	少量
	废水	施工废水	SS	少量	全部回用，无外排	0
		生活污水	COD、BOD_5、SS、氨氮	少量	依托当地农户现有设施	0
	固废	生活垃圾	生活垃圾	少量	利用附近农户现有的设施	0
		土石方	/	0	优先剥离 0.3m 表土，就近独立设置表土堆场集中堆存，用于后期恢复用土	0
	噪声	施工噪声	噪声	82~92dB(A)	仅昼间施工	82~92dB(A)
	生态影响	占地、植被破坏、造成的地面裸露，局部水土流失			井站施工结束后对临时占地的复耕复种用表土，恢复临时占用耕地的生产力	
钻井阶段	废气	柴油及废气（网电停电时产生）	NO_x	25mg/m³	采用合格的柴油机及柴油，燃烧废气采用柴油机设备自带的消烟除尘装置和 6m 高排气筒排放	少量
			SO_2	77mg/m³		
			颗粒物	100mg/m³		
		非正常状态事故放喷废气	NO_x、CO_2 和水	少量	点火燃烧	少量
	废水	钻井废水	pH、COD、SS、石油类、Cl^-	270m³/单井，总量 1.053 万 m³	90%回用于各平台压裂液配置用水，10%无法回用的拉运至回注井回注处理	合理处置
		洗井废水		90m³/单井，总量 0.351m³		
		方井雨水	SS 和石油类	390m³		
		生活污水	COD、BOD_5、	5.4m³/d·平	经各井场移动式厕所收集	外运处

施工阶段	污染物类型	污染物种类	污染因子	产生量	处理措施	排放量
			SS、氨氮	台	后送至周边乡镇污水处理厂处理	置
	固废	水基泥浆钻井固废（岩屑及废泥浆）脱水泥饼	钻井岩屑、泥浆	单井 2000t，总量 78000t	“不落地”系统收集脱水，交可接受且环保手续齐全的单位进行资源化利用	地方水泥厂或砖厂综合利用
		废包装材料	/	1.95t	回收利用及外售	委托处理
		油基泥浆钻井固废	油基泥浆、油基岩屑	单井 1000t/口，总量 39000t	用防渗防漏吨袋收集装袋，现场设规范的危废暂存场地临时贮存，分批分次交由有相应危废资质单位处置	委托处理
		废矿物油	/	15.6t	设置废油桶收集，用于后期水平钻井段油基钻井液的配制	委托处理
		生活垃圾	/	108t	交由当地环卫部门统一清运处理	委托处理
	噪声	钻井工程设备噪声	Leq	70~100dB(A)	排气筒上自带高质量消声器；隔声减震	70~100dB(A)
		事故放喷噪声	Leq	110 dB(A)	测试放喷及事故情况下产生	110 dB(A)
压裂阶段	废水	压裂返排液	pH、COD、SS、石油类	1.0 万 m^3/单井，总量 39 万 m^3	全部用于各平台压裂液配制	0
		生活污水	COD、SS、BOD_5、氨氮	单平台 5.4m^3/d	依托钻井期间移动式厕所收集后外运污水处理厂处理	0
	废气	非正常状态事故放喷废气	NO_x、CO_2 和水	少量	点火燃烧	少量
	噪声	设备运行噪声	噪声	85~100dB（A）	置于井场内，基础安装减振垫层	80~95dB（A）
	固废	生活垃圾	生活垃圾	少量	依托当地农户现有设施	0
平台井站建设	废气	施工扬尘	颗粒物	少量	无组织排放，洒水作业抑尘	少量

施工阶段	污染物类型	污染物种类	污染因子	产生量	处理措施	排放量
施工		施工机具尾气	NO_x、CO	少量	无组织排放，使用轻质燃油做燃料	少量
	废水	施工废水	SS	少量	沉淀后回用	0
		站场管线试压废水	SS	单平台 4m^3	沉淀后回用于洒水抑尘	0
		生活污水	COD、BOD_5、SS、氨氮	少量	依托当地农户现有设施	0
	噪声	施工机械噪声	Leq	85~100dB(A)	仅昼间施工	85~100dB(A)
	固废	土石方	/	少量	场内平衡	0
		生活垃圾	/	少量	利用附近农户现有设施进行收集处置，无集中生活垃圾产生	0
	生态环境	场站施工与集气站施工均在井场范围内进行，不新增占地，对生态环境影响很小。				
管线施工	废气	施工扬尘	颗粒物	少量	无组织排放，洒水作业抑尘	少量
		施工机具尾气	CO、NO_x	少量	无组织排放，使用轻质燃油做燃料	少量
		焊接烟尘	颗粒物	少量	无组织排放	少量
	废水	施工废水	SS、石油类	少量	沉淀后回用，不外排	0
		试压废水	SS	32m^3	分段试压，沉淀处理后用于洒水抑尘	0
		生活污水	COD、BOD_5、SS、氨氮	少量	依托沿线周边农户现有设施	0
	固废	施工废料	废焊条、废包装材料、废金属等	10.644t	收集后外售回收利用	0
		工程废渣	废弃泥浆、岩屑	少量	干化后外运至砖厂或水泥厂资源化利用	0
		生活垃圾	/	少量	依托沿线现有设施	0
	噪声	施工机械噪声	Leq	84~93dB(A)	仅昼间施工	84~93dB(A)
	生态影响	占地、植被破坏、河流水生生态影响、局部水土流失			短期影响，施工结束后逐步恢复	

5.2 运营期工程分析

项目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。

项目新建平台井站运营期总体工艺流程为：各平台井口采用二级节流工艺，井口原料气经二次节流后，然后一对一进入两相流量计进行单井计量，计量后汇集各井来气进入除砂器，除去砂砾的气体，在经过分离计量器分离、计量，计量之后的气相进入新建集气管线输送至下游集气站；计量之后的液相进入平台原有储存池。

平台井站运营期工艺流程及产污环节示意图见下图。

***

图 5.2-1　平台井站运营期工艺流程及产污环节示意图

本项目 7 个采气井站均按照无人值守站建设（日常维护工作由中心站巡视），紧急情况下的应急放空采用自动放散泄压方式进行，当设备出现故障时，井控装置自动切断上游采气阀、下游出站阀组，打开放散系统，使地面采气工艺管道内天然气从井场设置的高度为 15m 高放空管点燃放空，由于井站各工艺模块、进出站阀组等均设置紧急自动切断阀，实现分区截断，各区独立放空设置，配备人工点火装置，应急放散天然气量小，且天然气不含硫化氢等有毒物质，点火燃烧产生的废气对周边环境及居民点环境影响小。

井站运营过程中，若井出气情况出现异常，则会进行修井作业，修井作业主要是对目的层进行重新测试，修井过程会有部分地层水产生，按照采气废水处理方式进行处置。

5.2.1 废气

在正常情况下，除少量逸散的无组织废气外，项目平台井站无其他废气产生。此外，项目平台井站在清管检修等非正常工况下，相关设备及管线中页岩气含量很小，无法达到点火浓度，因此本项目平台井站清管检修状态下，通过平台井站放空火炬直接放散；平台井站在事故状态下，由于情况紧急，站场及连接管道紧急关闸，相对空间内页岩气含量较高，可达到点火浓度，故本项目平台井站在事故状态下，通过平台井站放空火炬点火燃烧后排放，以降低温室气体排放量。

在正常情况下，除少量逸散的无组织废气外，项目集气站无其他废气产生。此外，

项目集气站在清管检修、事故状态下，设备和管线内页岩气含量较高，可达到点火浓度，故本项目集气站在清管检修、事故状态下，通过集气站放空火炬点火燃烧后排放，以降低温室气体排放量。

（1）正常工况下

项目无组织排放主要来自各工艺装置区设备与管线组件泄漏产生的非甲烷总烃。气田开发过程中天然气的采出、汇集、处理和输送全过程采用密闭工艺流程，仅有少量无组织非甲烷总烃逸散。本次评价参考类似已建工程的无组织排放量，泄漏率按照10^{-4}进行计算。各站场无组织挥发源强详见下表。

表 5.2-1　站场无组织排放源强统计表

排放源		天然气无组织逸散量 m^3/d	非甲烷总烃	
			体积比（%）	源强（$10^{-3}kg/h$）
站场	阳 101H17 平台井站	0.864	0.205	0.0554
	阳 101H18 平台井站	0.576	0.205	0.0369
	阳 101H19 平台井站	0.384	0.205	0.0246
	阳 101H20 平台井站	0.384	0.205	0.0246
	阳 101H21 平台井站	0.672	0.205	0.0431
	阳 101H22 平台井站	0.48	0.205	0.0308
	阳 101H23 平台井站	0.48	0.205	0.0308

（2）非正常工况下（检修及事故放空废气）

本项目平台井站装置清管检修时为保证清管检修过程的安全，需排空设备及管道内的残留天然气，残留天然气通过平台井站放空火炬进行高空排放；平台井站在事故状态下，设备及管道内的残留天然气通过平台井站放空火炬高空燃烧排放。

本项目集气站在清管检修及事故状态下，设备及管道内的残留天然气通过集气站放空火炬高空燃烧排放。

各站场设备检修预计每年约 1～2 次，放空量约为 $30m^3$/次，放空时间一般不超过 30 分钟。由于本项目输送天然气为不含硫化氢天然气，加之放空频率低，持续时间短，当地地势开阔，大气扩散条件良好，故放空废气不会对周边大气环境造成明显不利影响。

5.2.2 噪声

本项目新建的集气管道采用埋地敷设方式，在正常运行过程中不会产生噪声污染。站场噪声主要产生于设备间的气流噪声和站场检修或事故时所产生的放空噪声。

井站产生的噪声主要来源于工艺区内的设备气流摩擦噪声，平台井站工艺区设备主要为高压除砂撬、分离计量撬、两相流量计撬等设施。因此，建设方选用了先进的、噪音低的分离器、节流阀门和配备降声罩等措施，其噪声值较低，通过类比可知，井站运营期间站场工艺区噪声值≤65dB(A)。

此外，站场在事故或检修情况进行放空时，放空管因气流高速喷出，会产生高压气流噪声，源强可达 90dB（A）左右。事故检修属偶发事件，持续时间很短，一旦放空作业结束，噪声影响随之消失。

表 5.2.2　井站运营期主要噪声源强

序号	主要噪声设备	噪声强度范围(dB(A))	备注
1	分离器	60～65	连续噪声
2	节流阀	60～65	
3	计量装置	55～60	
4	放空火炬	60~70	间断（应急状态）

5.2.3 废水

（1）检修废水

管道配套设施正常情况下 24 小时连续运行，需定期进行维护管理，根据实际情况定期进行检修，检修时将产生少量检修废水，主要污染物为 SS、Cl^-等。经类比调查，管道配套设施每年检修约 1～2 次，每次检修产生的检修废水量约为 1m^3，则每段管道配套设施检修废水产生量约为 2m^3/a，产生的检修废水通过平台原有储存池进行收集，后通过返排液管线外输至区块外钻井回用，最终无法回用的拉运回注处理。

（2）采气废水

采气废水：根据区块内已实施平台井站生产情况统计，开采期间井区内单口井分离的采气废水在开采初期的产生量平均约为 170m^3/d，相对稳产期的产生量平均约为 7m^3/d，随着开采逐渐稳定，产出气中采气废水含量将明显下降。

本项目集气站各新建一套放空火炬，检修时为保证检修过程的安全，需排空装置及管道内的残留天然气，残留天然气通过放空分离器进行气液分离后进入放空区排放。设备检修预计每年约 1～2 次，放空分离液产生量约为 0.05m^3/次，放空分离液暂存于放空分液罐中，与采气废水一同处置。

根据资料调查，其主要污染物为 COD、SS、石油类和氯化物。采气废水进入各平台钻井工程已建水池（500m^3）暂存，水池满足采气废水的临时储存要求，后通过

返排液管线外输至区块外钻井回用，最终无法回用的拉运至回注处理。

采气废水水质情况见下表。

表 5.2-3　采气废水水质情况表

污染物种类	单位	污染物浓度
pH 值	无量纲	8.0~11.6
氨氮	mg/L	1.31
镉		0.08
化学需氧量		88.33
硫酸盐		21.27
氯化物		37.00
锰		0.77
铅		0.44
石油类		ND
铁		10.30
硝酸盐氮		0.44
亚硝酸盐氮		0.09
总汞	μg/L	0.07

5.2.4 固体废物

本项目固体废物主要为检修废渣、除砂废渣、清管废渣、气田水沉渣、废矿物油及含油废物。

1、一般固废

（1）检修废渣

本项目管道配套设施正常情况下 24 小时连续运行，需定期进行维护管理，根据实际情况定期进行检修，因此设备检修时将产生少量检修废渣。经类比调查，每段管道配套设施一般每半年检修 1 次，每次检修产生的废渣约为 2kg，则每段管道检修废渣产生量约为 4kg/a·平台井站。检修废渣主要为废铁屑等，属一般固体废物，收集后交有处理能力且环保手续齐备的水泥厂或砖厂等进行资源化利用。

（2）除砂废渣

本项目设有中压除砂器，因此在会产生岩石碎屑，每个平台井站除砂器除砂量约为 20kg/a。岩石碎屑属一般固体废物，收集后交有处理能力且环保手续齐备的水泥厂或砖厂等进行资源化利用。

（3）清管废渣

项目运营期每年实施清管 2 次，根据类比调查，单个平台运营期间清管废渣产生量约 1.2kg/次，故单个平台共计产生 2.4kg/a 清管废渣。清管废渣主要成分均为铁屑，属于一般固废，收集后交有处理能力且环保手续齐备的水泥厂或砖厂等进行资源化利用。

（4）气田水沉渣

本项目管道配套设施产生的气田水在平台原有储存池收集后会有气田水沉渣沉出，主要为悬浮沉淀物以及浮油，根据气田水产生量以及气田水水质情况，单个平台气田水沉渣产生量约 4kg/a，每季度清掏 1 次，清掏交有处理能力且环保手续齐备的水泥厂或砖厂等进行资源化利用。

2、危险废物

（1）危废产生量

项目产生废矿物油主要包括各站场设备检修废润滑油、气田水浮油。设备检修一年约 1~2 次，单个平台产生量约为 2kg/a；由于项目钻井期间使用了油基钻井液，因此项目运营期前期气田水会附带一定浮油，预计产生时间约 2 年，根据气田水产生量以及气田水水质情况，单个平台气田水浮油产生量约 2.4kg/a。检修废油以及气田水浮油均按危废处置，交危废单位处置。根据《国家危险废物名录》（2021 版）可知，废矿物油属于危险废物（危废代码为 HW08/900-249-08，主要有害成分为矿物油，危险特性为 T）。

表 5.2-4　本项目工程分析中危险废物汇总表（运营期）

序号	危险废物名称	危险废物类别	危险废物代码	产生量	产生工序及装置	形态	主要成分	有害成分	产废周期	危险特性	污染防治措施
1	废矿物油（废润滑油、气田水浮油）	HW08 废矿物油与含矿物油废物	900-249-08	废润滑油单个平台 2kg/a，气田水浮油 2.4kg/a	设备润滑、气田水浮油	液态	废矿物油	矿物油	1 个月	T，I	暂存于井场危废暂存间，定期交有资质单位处置

2）危废贮存场所污染防治措施

根据《国家危险废物名录》及相关要求，本项目产生的油基钻井固废、废矿物油在危废间的贮存时间不超过 1 年。按照相关要求建设危险废物贮存设施，不同种类的危险废物，按照类别分别放置在专门的收集容器和贮存设施内，液态废物在不同的专用容器中分别贮存，有危险废物识别标志、标明具体物质名称，并设置危险废物警示标志。

危废间地面与裙脚采用土工膜（2mm）防渗，地面及裙角均采取抗渗水泥防渗，地面水泥厚度为 20cm；裙角高度 1.5m，厚度 20cm，地面及四周裙脚均应耐腐蚀，耐热且表面无裂隙，同时设置泄漏液体的收集装置，防渗层渗透系数小于 1×10^{-10}cm/s。危险废物贮存满足“四防”的要求。

表 5.2-5　建设项目危险废物贮存场所（设施）基本情况表（单个平台）

序号	贮存场所/设施名称	危险废物名称	危险废物类别	危险废物代码	位置	占地面积	贮存方式	贮存能力	贮存周期
1	危废暂存间	废矿物油及含油废物	HW08 废矿物油与含矿物油废物	900-249-08	钻井井场内	30m^2	桶装密封	5t	1 个月

3）危废的运输及处置

建设单位已经与珙县华洁危险废物治理有限责任公司等具有危废转移、处置资质的单位签订了危险废物处置合同，该企业具有综合利用 HW08/072-001-08、HW08/900-249-08 类别危险废物的资质，本项目产生的危险废物由珙县华洁危险废物治理有限责任公司定期至危废暂存点拉运并进行处置。

建设单位需建立有效的危废收集、贮存、运输、综合利用和安全处置管理系统，按照《危险废物管理计划和管理台账制定技术导则》（HJ1259-2022）制定危险废物管理计划和管理台账，实行严格的转移联单制度，并按照规定办理废物转移手续，填报转移联单，杜绝二次污染。危险废物的记录和货单在危险废物回取后应继续保留 5 年。

5.2.5 运营期三废产排情况统计

本工程的运营期“三废”产排情况统计见下表。

表 5.2-6　运营期主要污染源和污染物统计表

类别	排污类别	污染物	产生量	产生位置	备注
废气	正常工况井站无组织废气	非甲烷总烃	0.005t/a	设备区	无组织排放
	非正常工况废气	NO_x、CO_2和水	30m^3/次	放空区	通过放空火炬排放
废水	采气废水	SS、石油类	初期170m^3/d单井；稳产期7m^3/d单井	工艺装置区	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，约10%最终无法回用的转运至回注井回注处理
	检修废水	Cl^-、SS	2.0m^3/a·平台井站	工艺装置区	
固废	检修废渣	铁屑	4kg/a·平台井站	工艺装置区	收集后交有处理能力且环保手续齐备的水泥厂或砖厂等进行资源化利用
	除砂废渣	岩石碎屑	20kg/a·平台井站	除砂橇装置	
	清管废渣	铁屑	2.4kg /a·平台井站	清管接收装置	
	气田水沉渣	SS、石油类	4kg/a·平台井站	平台原有储存池	定期清掏后交有处理能力且环保手续齐备的水泥厂或砖厂等进行资源化利用
	气田水浮油	石油类	2.4kg/a，产生约2年		收集后交由有相应危废资质单位处置
	废润滑油	石油类	2kg/a·平台井站	工艺装置区	
噪声	放空作业	放空噪声	90dB(A)	放空区	事故、检修期间，自由扩散
	设备噪声	气流噪声	≤65dB(A)	工艺装置区	连续

5.3 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。

5.4 温室气体排放量

根据《省级温室气体清单编制指南(试行)》和《工业其他行业企业温室气体排放核算方法与报告指南(试行)》，结合本建设项目工程特点，本项目温室气体主要为二氧化碳(CO_2)和甲烷(CH_4)。

结合本项目工艺特点，本项目碳排放主要排放源为和净购入电力隐含的排放CO_2，以及开采过程中逸散天然气，其主要成分是CH_4。

1、净购电力隐含排放 CO_2

本项目净购入电力隐含的CO_2排放，根据下式进行计算：

$$E_{CO_2-净电}=AD_{电力}\times EF_{电力}$$

根据初设资料，本项目年电能消耗量为**kWh，合**MWh。

表 5.4-1　净购入电力隐含的碳排放计算参数表

参数	$AD_{电力}$	$EF_{电力}$
数值	**	0.5703

由此计算，本项目净购入电力隐含的CO_2排放量为每年**吨。

2、逸散排放 CH_4

天然气开采过程中逸散少量天然气，其主要成分是CH_4。气田开发过程中天然气的采出、汇集、处理和输送全过程采用密闭工艺流程，仅有少量无组织非甲烷总烃逸散。本次评价参考类似已建工程的无组织排放量，按每天百万分之一的泄漏率进行计算。根据天然气无组织逸散量得到甲烷排放量见下表。

表 5.4-2　无组织逸散碳排放计算参数表

天然气无组织逸散量（Nm^3/a）	CH_4(mol,%)	CH_4 排放量(t/a)	GWP_{CH4}	CO_2 当量排放量（t）
**	97.786	1.19	25	**

由此计算，本项目开采过程中逸散天然气的折合CO_2排放量为每年**吨。

3、CO_2 排放总量

综上，根据计算，本项目CO_2排放总量折合每年**吨。

5.5 工程产排污情况总体水平

阳 101 井区（三期）总面积约 35.97km^2，2024 年~2027 年为页岩气平台施工建

设期，2027 年~2032 年为井区稳产期，2033 年~2045 年为衰减期。2024 年~2027 年，井区存在平台井场、站场、管线等单项工程施工和运行阶段重叠。为考虑区域资源利用上线、环境质量底线，本评价根据本项目区块产能建设工程产能开发时序，并考虑井区内已实施项目的产排污情况，确定不同建设阶段区域整体产排污水平。

结合井区先期实施的单项工程建设产排污情况，单项工程废气（主要施工机具废气）和噪声（施工设备噪声）以及生活污水影响范围小，井组间基本无叠加影响，不会改变区域环境空气和声环境功能区划，故本次阳 101 井区产能建设工程（三期）环境空气和声环境影响考虑单项工程环境影响，废水（主要为钻井废水、压滤返排液及采气废水）、固废（水基钻井固废、油基钻井固废和少量废油）考虑区块整体产排污水平及区域环境影响分析。

本项目整体部署共计40口井，其中新部署36口井，原有4口井探转采。平台部署情况见下表。

表 5.5-1　井区开发方案平台和井口数量及建设情况表

建设时间	建设井组	当年新投产井口数量（口）	累计投产井口数量（口）
2024~2025 年	阳 101H17-1/9 阳 101H22-1 阳 101H23-5	4（探转采）	4
2025~2026 年	阳 101H17-2/3/4/5/6/7/8 阳 101H18-1/2/3/4/5/6 阳 101H19-1/2/3/4 阳 101H20-1/2/3/4	21	25
2026~2027 年	阳 101H21-1/2/3/4/5/6/7 阳 101H22-1/3/4/5 阳 101H23-1/2/3/4	15	40
2028 年	稳产（所有井投产）	0	40

5.5.1 生产废水产排污水平

2024年~2027年为区块各单项工程施工建设期，根据各阶段的产排污情况以及污废水的回用情况计算区块的总体产排污水平，其中回用包括各平台钻井工程钻井废水回用于平台内后续压裂液配制、各平台前一口的压裂返排液回用于平台内后续井的压裂液配制、平台压裂返排液回用于区域其他平台压裂液配制。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2024年~2027年，采气废水产生量按照开采初期（前一个月左右）单井平均约170m³/d考虑，稳产期（30d~5年）单井平均约7m³/d考虑，进入衰减期后，实际采气废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，详见下表。

表 5.5-2　本工程各年度废水产生及处置量　　单位：万 m³

年份	压裂需水量	废水产生量			区域回用量 90%	井区废水产生量/回注量 10%	备注
		钻井废水（含洗井废水）	压返液	采气废水			
2024	0.00	0.00	0.00	5.928	5.335	0.593	项目产生的采气废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。在应急等特殊情况下，则还可转运至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、四川瑞利生物科技有限公司进行处理后达标排放
2025	55.00	0.108	3.00	4.239	3.815	0.424	
2026	160.00	0.756	21.00	18.333	16.500	1.833	
2027	235.00	0.54	15.00	19.179	17.261	1.918	
2028	0.00	0.00	0.00	11.844	10.660	1.184	
2029	0.00	0.00	0.00	11.844	10.660	1.184	
2030	0.00	0.00	0.00	11.138	10.024	1.114	
2031	0.00	0.00	0.00	10.546	9.491	1.055	
2032	0.00	0.00	0.00	8.375	7.538	0.838	
2033	0.00	0.00	0.00	6.000	5.400	0.600	
2034	0.00	0.00	0.00	4.759	4.283	0.476	
2035	0.00	0.00	0.00	3.995	3.596	0.400	
2036	0.00	0.00	0.00	3.522	3.170	0.352	
2037	0.00	0.00	0.00	3.170	2.853	0.317	
2038	0.00	0.00	0.00	2.853	2.568	0.285	
2039	0.00	0.00	0.00	2.568	2.311	0.257	
2040	0.00	0.00	0.00	2.311	2.080	0.231	
2041	0.00	0.00	0.00	2.080	1.872	0.208	
2042	0.00	0.00	0.00	1.872	1.685	0.187	
2043	0.00	0.00	0.00	1.685	1.517	0.169	
总计	450.00	1.404	39.00	136.241	122.617	13.624	-

5.5.2 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、油基钻井固废及废油，2024年~2027年为本项目工程建设施工期，水基钻井固废的产生量为2000t/口，油基钻井固废的产生量为1000t/口。同时，每口井产生0.4m³废油。运营期固废主要集中产生在平台井站

内，区块产生建设各年度固废产生量详见下表。

表 5.5-2　本项目工程各年度固废产生量　　单位：t

年份	施工期			运营期（平台井站）				
	水基钻井固废（t）	废油（m^3）	油基钻井固废（t）	检修废渣	除砂废渣	清管废渣	气田水沉渣	废矿物油及含油废物
2024	0	0	0	0.032	0.160	0.019	0.032	0.051
2025	6000	1.2	3000	0.044	0.220	0.026	0.044	0.070
2026	42000	8.4	21000	0.128	0.640	0.077	0.128	0.186
2027	30000	6	15000	0.188	0.940	0.113	0.188	0.274
2028	0	0	0	0.188	0.940	0.113	0.188	0.224
2029	0	0	0	0.188	0.940	0.113	0.188	0.274
2030	0	0	0	0.188	0.940	0.113	0.188	0.274
2031	0	0	0	0.188	0.940	0.113	0.188	0.274
2032	0	0	0	0.188	0.940	0.113	0.188	0.274
2033	0	0	0	0.188	0.940	0.113	0.188	0.274
2034	0	0	0	0.188	0.940	0.113	0.188	0.274
2035	0	0	0	0.188	0.940	0.113	0.188	0.274
2036	0	0	0	0.188	0.940	0.113	0.188	0.274
2037	0	0	0	0.188	0.940	0.113	0.188	0.274
2038	0	0	0	0.188	0.940	0.113	0.188	0.274
2039	0	0	0	0.188	0.940	0.113	0.188	0.274
2040	0	0	0	0.188	0.940	0.113	0.188	0.274
2041	0	0	0	0.188	0.940	0.113	0.188	0.274
2042	0	0	0	0.188	0.940	0.113	0.188	0.274
2043	0	0	0	0.188	0.940	0.113	0.188	0.274
合计	78000	15.6	39000	7.4	37	4.44	7.4	4.922

5.6 总量控制

本项目站场为无人值守，废水均合理处置不外排至地表水体，仅站场有少量非甲烷总烃无组织逸散，不涉及废气、废水总量核算。根据《关于贯彻落实<建设项目主要污染物排放总量指标审核及管理暂行办法>的通知》（川环办发〔2015〕333 号）等文件要求，建议本项目总量控制指标为 COD 0t/a、氨氮 0t/a、SO_2 0t/a、NO_x 0t/a。

5.7 污染物排放“三本账”

本项目阳 101 井区（三期）位于阳 101 井区西南部，阳 101 井区现已部署阳 101 井区产能建设工程（一期）、阳 101 井区产能建设工程（二期）。本项目建设前后污

染物增减的“三本账”见下表。

表 5.8-1　本项目实施情况污染物“三本账”情况一览表

类别	污染物	单位	阳 101 一期	阳 101 二期	实施前合计排放量	本项目排放量	实施后合计排放量	增减情况
废水	采气废水	万 m^3	/	/	/	/	/	/
	检修废水	万 m^3/a	/	/	/	/	/	/
	生活污水	m^3/a	/	/	/	/	/	/
废气	无组织非甲烷总烃	t/a	少量	少量	少量	少量	少量	少量
固废	检修、除砂、清管废渣	t/a	0.15	0.376	0.526	0.211	0.737	+0.211
	气田水沉渣	t/a	0.007	0.06	0.067	0.032	0.099	+0.032
	废矿物油及含油废物	t/a	0.5	0.53	1.03	0.016	1.046	+0.016
	生活垃圾	t/a	/	/		/	/	0

6 环境现状调查与评价

6.1 自然环境概况

6.1.1 地理位置

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°39′~29°20′，东经 105°08′41″~106°28′，东西宽 121.64 千米，南北长 181.84 千米，幅员 12243 平方千米。距省会成都市 267 千米。东邻重庆市、贵州省，南界贵州省、云南省，西连宜宾市、自贡市，北接重庆市、内江市。

泸州地处四川盆地南缘，扼长江、沱江咽喉，控云、贵、川、渝要冲，为四川出海南通道和长江上游重要港口，下辖泸县、合江、叙永、古蔺四县和江阳、龙马潭、纳溪三区。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。

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，人口 36.76 万人。辖 8 街 4 镇，89 个村(社区)。龙马潭区是泸州市主城区之一，位于长、沱两江交汇处，处于长江经济带、成渝城市群和南贵昆经济区的叠合部，是四川通往滇东、黔北的咽喉要地，是泸州加快建成成渝城市群南部区域中心城市的核心区和泸州建成“双两百”城市的重要拓展区域。

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 105º10'5”~105º45'30”，北纬 28º54'40”~29º20'，全县东西相隔 56.23km，南北相距 46.8km，幅员面积 1532km^2。

阳 101 井区产能建设工程（三期）位于泸州市泸县、龙马潭区境内。项目地理位置图见附图 1。

6.1.2 地形地貌

泸州市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，兼有盆中丘陵和盆周山地的地貌类型，分属四川盆南山地与丘陵区和巫山大娄山中山区两个地貌二级区。总的特点是：南高北低，以长江为侵蚀基准面，由南向北逐渐倾斜，山脉走向与构造线方向基本一致，呈东西向、北西向及北东向展

布。大体上以江安—纳溪—合江一线为界，南侧为中、低山；北侧除背斜形成北东向狭长低山山垅外，均为丘陵地形。最低点是合江九层长江出境河口，海拔 203m；最高点是叙永县分水杨龙弯梁子，海拔 1902m，相对高差 1698m。按其特点，全市地貌大体上可分为四种类型。

北部浅丘宽谷区：包括泸县、江阳区、龙马潭区、合江县和纳溪区长江以北的广大地区，为川东平行褶皱地带的延伸部分，属四川盆中丘陵区的南缘，面积占总幅员面积的 18.6%。海拔多在 250-400m，最高为万寿山，海拔 757m。长岗山多为林地，浅丘宽谷多为耕地，田多土少，是全市主要农业区。

南部低中山区：包括叙永、古蔺县大部，属四川盆地南缘的盆周山地低中山地貌类型区，面积占总幅员面积的 38.6%。出露的地层以古老海相沉积的各类灰岩、泥岩为主，侵蚀严重，形成山峦迭嶂，沟谷纵横的复杂地貌类型，平均海拔 800m 左右，最高为叙永县分水杨龙弯梁子，海拔 1902m。山地为林地、旱地和园地(茶园)；槽坝地势平坦，以耕地为主，土壤肥沃，土层深厚，也是我市主要农业区之一。

中部丘陵低山区：长江以南，南部低中山区以北为中部丘陵低山区，包括泸县少部，江阳区一部，合江县、纳溪区大部和叙永、古蔺县北部，面积占总幅员面积的 41.5%，山地海拔一般为 500-1000m，最高为古蔺县斧头山，海拔 1895m，丘陵海拔 350-500m。山地以林地为主，全市现存的两大片原始森林——福宝林区和黄荆林区以及楠竹林，均集中在这一区，丘陵以耕地为主，其次是园地(果园和茶园)。

沿江河谷阶地区：沿长江、沱江等大、中河流两岸，由于河流的冲积、堆积而形成数级阶地，面积占总幅员面积的 1.3%。一、二级阶地为第四系现代河流冲积物，阶面平坦宽阔，宽达 500-1000m，海拔 250m 以下，相对高差小于 30m，厚 15-20m，以耕地为主，土层深厚，土壤肥沃，是全市蔬菜、甘蔗、龙眼的集中分布区。三、四级阶地为第四系近代冰水沉积物，由于流水的侵蚀，只零星残留于河谷两岸的基座台面上，海拔 250-330m，多为耕地和园地，土层深厚，是全市甘蔗、荔枝的集中产区。

阳 101 井区产能建设工程（三期）位于泸州市泸县、龙马潭区境内。调查区地貌由浅丘、平坝、河谷组成，其中中高丘窄谷区占 20.2%，浅丘宽谷占 69.7%，河谷阶地平坝占 10.1%。平均海拔高度 339m，海拔最高点双加镇加祥寨 454m，最低点特兴镇芙蓉岛水冲坝 224m，约 80%的土地在海拔 350m 以下。

本次项目所在的评价区地形地貌形态主要为中切平谷塔状丘陵，由侏罗系砂岩和泥岩组成，绝对高程 320~450m，相对高差一般为 30~120m，形态多呈塔状丘、串珠

丘等。沟谷较浅切丘陵狭窄，分布亦密切，坡脚一般在 10~20°。由于区内构造应力不强，总体构造裂隙不发育，一般未受到构造行迹的明显控制，而影响其高程及其组合形态的主要因素是岩性与水系的形态、规模以及风化剥蚀营力，故主要属剥蚀成因类型。广大基岩风化带地区地层平缓，倾角约 3~6°，区内未见大的断裂，地质构造简单，几乎全为宽缓褶皱，褶皱形态宽阔平缓。区内地形地貌形态具体如下图 6.1-1 和 6.1-3 所示。

**　　**

图 6.1-1　阳 101H23 平台周边地形地貌　　**图 6.1-2　阳 101H21 平台现状地貌**

6.1.3 气候气象

泸州市处于副热带回归高压带，由于地处云贵高原北面，四川盆地南缘，形成了十分独特的南亚热带气候，具有气候温和、四季分明、冬短夏长、春早秋迟、无霜期长、雨量适中特点。因区内地形的差异，北部为准南亚热带季风湿润气候，南部山区气候有中亚热带、北亚热带、南温带和北温带气候之分，具有山区立体气候的特点。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 17.7º C～18º C 之间。6 月下旬至 9 月上旬，尤其是 7 月中旬到 8 月中旬的干旱致灾尤重。洪灾主要发生在夏秋季节，以秋季为多，暴雨、连日暴雨或连绵秋雨形成雨洪灾害。

区域多年平均降水量 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。

区域主要的气象要素详见表 6.1-1。

表 6.1-1　基本气象特征要素表

年平均气温	17.8℃	年均风速	1.2m/s
年极端最高气温	43.2℃	年均相对湿度	84%
年极端最低气温	2.4℃	年均日照数	1397.8h
年均降水量	1065.4mm	日照率	30%
年均蒸发量	1120mm	无霜期	341 天
年主导风向	NW	静风频率	21%

6.1.4 水文地质

6.1.4.1 区域地形地质条件

1、地质构造

该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-长宁东西向构造带，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，其它构造体系形迹分布于长江以南。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。

本次项目所在区域内，周边区域主要构造形态为西侧的得胜场向斜与东侧的杨高寺背斜，均为新华夏构造体系，其中向斜开阔平缓，两翼对称，倾角为倾角 3~10°，轴部出露**层；背斜则为不对称梳状和箱状，低背斜轴线方向为 10~21°，轴部可见断层切割破坏，轴部出露**层（具体如图 6.1-3 所示）。

***

图 6.1-3　项目所在区域构造纲要图

该建设项目区域总体位于复式褶皱中部，但评价区范围内未见任何构造行迹，属于简单的单斜构造形态区。同时，野外调查发现，区内发育两组优势裂隙，产状分别为 47°∠80°和 231°∠86°，均为张性卸荷裂隙，隙间可见水锈，大部分被泥质充填。

总体来说，区内地质构造条件简单，无区域性大断裂发育，地表人工素填土和残坡积粉质粘土与下伏侏罗系砂泥岩呈不整合接触。

2、地层岩性

整个研究区内地表出露地层主要为侏罗系至第四系近代沉积，缺失白垩系下统及第三系，总厚度 4000 余米。地表以侏罗系陆相红层分布面积最广，第四系地层则断续分布于支流沟谷及坡脚地带。

本项目区范围内经过地面调查，主要出露地层为侏罗系中统沙溪庙组（J_2s）砂岩、泥岩和第四系全新统人工素填土（Q_4^{ml}）与残坡积（Q_4^{el+dl}）粉质粘土夹碎石土。素填土层为场地平整时人工开挖回填形成，粉质粘土为基岩风化后的残、坡积层，砂岩、泥岩为侏罗系中统沙溪庙组陆相沉积岩层，具有相变、尖灭现象。各地层主要特征如表 6.1-2 所示。

表 6.1-2　项目评价区范围内各地层主要特征统计表

界	系	层组名称	代号	厚度（m）	岩性及分布特征描述

新生界	第四系	人工素填土	Q_4^{ml}	0~5	集中分布于钻井平台附近，分散分布于区内居民区地带，由紫红色、紫褐色粉质粘土夹砂岩和泥岩碎、块石颗粒组成，分布面积较小
		残坡积土层	Q_4^{el+dl}	0~3	主要为褐黄色粉质粘土，顶部含植物根系，底部含砂较重，多集中于评价区场地内丘陵台地坡脚位置
中生界	侏罗系	沙溪庙组	J_2s	214~320	按沉积相的不同可以分为上下两段：上段以青灰色砂岩为主，厚度较大，局部含砂质泥岩和长石石英砂岩不等厚互层；下段主要为紫红色泥岩，含粘土矿物和少量长石石英，分布于整个研究区内，厚度不均匀

现将各地层岩性特征由新到老分述如下：

（1）第四系全新统土层（Q_4）

1）素填土（Q_4^{ml}）：紫红色、紫褐色为主，稍湿，松散～稍密，为新近人工回填土。成分以粉质粘土夹砂岩和泥岩碎、块石颗粒为主，颗粒大小不均，块径 1~100cm。孔隙较大，结构松散，固结程度较低，力学性质较差，钻进中明显具塌孔现象。该层集中于 H22 场地及附近，据访问，目前厚度约为 5m。

2）残坡积土层（Q_4^{el+dl}）：主要为褐黄色粉质粘土，可塑状，无摇振反应，干强度较高，韧性较低，顶部含植物根系，底部含砂较重，该层主要于研究区内丘陵台地坡脚位置，厚度不均匀，现场调查，最大可达约为 3m。

（2）侏罗系中统沙溪庙组（J_2s）

该层组岩性主要由砂岩和泥岩构成。砂岩为青灰色，中～细粒结构，中厚～厚层状构造，矿物颗粒主要由以石英为主、长石次之，含少量暗色矿物。强风化层厚度较小，一般均小于 6m，岩质较软，裂隙较发育，岩石力学性质差；中风化层裂隙不发育，岩体结构较完整，颗粒间胶结致密。

泥岩为紫红色，泥质结构，薄～中厚层状构造，主要矿物成分以粘土矿物为主，含少量石英、长石等矿物，岩石水稳性差，失水易开裂。现场调查，强风化岩体一般厚度不超过 2m，岩质相对较软，岩体破碎，下部岩体逐渐较完整，过渡为中风化层，厚度约 3~5m 左右。

3、不良地质及地震

根据《建筑抗震设计规范》（GB50011－2010，16 年修订版）的规定，估算场地等效剪切波速范围 250ms≥Vse>150ms，属中软土，覆盖层厚度＞3m，判断本场地为II类场地，属抗震一般地段；场地内不存在可液化土层，可不考虑地震液化的防治和处理。勘察区内无深大断裂通过，挽近期的地壳运动呈波动缓慢上升，属于地壳稳定区，场地地震稳定性较好，适宜工程建设。

6.1.4.2 区域水文地质条件

1、地下水类型

本次项目位于红层丘陵地区，区内地下水的赋存与分布主要受地质构造、地貌、岩性、气候等条件的控制。根据地下水的埋藏、赋存条件、含水介质和水力特征，整个项目评价区内地下水类型包含第四系松散岩类孔隙水与红层碎屑岩风化带孔隙裂隙水，与本项目直接相关的含水层主要为红层碎屑岩风化带孔隙裂隙水。

（1）松散岩类孔隙水

主要赋存于丘坡谷地中的残坡积碎石土中，由于粉质黏土含量较大，因此局部以上层滞水形式存在。含水介质是成份、结构、厚度变化以及分布面积等决定了松散层透水性和含水性强弱不均。根据现场调查，区内第四系残坡积松散层分布连续性较差，面积不大，同时厚度较小且不均匀，另外，其间的粉质粘土结构影响了赋水的有效孔隙度，不利于地下水的富集，富水程度差，故孔隙水较为贫乏，不具稳定的赋水能力，故不再赘述。

（2）红层碎屑岩风化带孔隙裂隙水

是本次项目评价区域内的主要地下水类型，赋存介质以侏罗系沙溪庙组的红层砂泥岩风化带裂隙为主。区内大部分地区构造程度微弱，岩层缓倾，倾角约约 3～6°，在长期的地质作用中形成了较为稳定的风化带，风化带内较发育的裂隙系统为地下水提供了赋存空间，而下部中风化岩体又起到了相对隔水作用，地下水赋存条件较好。风化带孔隙裂隙水主要为潜水，红层地下水分布于浅表部的砂、泥岩强风化带裂隙之中，以砂岩裂隙和泥岩网状微细裂隙储存为主，孔隙储存次之，局部地区微具承压性。总体来说，浅表层风化带潜水往往埋藏较浅，一般多在 40m 以内。

根据区域水文地质资料及本次水文地质勘察显示，区域红层风化带厚度一般不超过 50m，含水层厚度一般 20～40m，在不同地形部位有所区别。在丘陵顶部或台地地段，特别是平缓山脊丘坡位置，风化带深度较大，总体来说，谷坡风化深度与岩层组合及地形坡度有关。但通常是由软硬相间的岩层组成阶梯状谷坡，井场越宽，谷坡越缓，其风化带厚度相对越大，也越利于地下水的富集，沟底风化深度一般普遍较小。

2、补给、径流及排泄条件

地下水的补给、径流与排泄条件严格受到地形地貌条件、地层岩性和地质构造的控制。本次项目评价区地下水主要为红层碎屑岩风化带孔隙裂隙水。经过调查，区域内地表松散覆盖层分布分散且以残坡积粉质粘土为主，富水意义不大，同时，区内均

无可溶岩分布，故不存在地下水分水岭袭夺现象。总体上，项目评价区在接受大气降水的补给后，补给水在汇水构造作用下沿地表发育的孔隙、裂隙等渗流通道入渗，以地表分水岭为动力边界顺水力梯度向侵蚀基准面径流与排泄。

（1）补给条件

区内风化带孔隙裂隙水主要由大气降水和地表水体渗入补给，补给条件受裂隙发育程度、地形地貌特点、降雨及地表水体分布等因素控制。区内风化网状裂隙水含水地段，泥岩裂隙发育程度相对稍差，故吸纳地面水补给地下水的能力也变的较弱。同时，在局部地段，残坡积粉质粘土层的分布也在一定程度上阻碍了补给水的入渗。

另外，区内丘陵台地、坡体微地貌发育，沟谷、缓坡相互穿插，受地形与水动力条件的控制，降雨大部分快速的汇入地表冲沟，少部分赋存于人工松散覆盖层中，同时岩土体可供入渗补给的空隙小，受水能力相对一般，补给量较为有限，富水性也变的较差。而碎屑岩基岩露头面积大，浅表风化裂隙、层间裂隙发育，为地表水下渗提供了良好的通道条件，在丘坡或坡顶处地势相对较缓处，多为林地覆盖，减缓了地表水流速，有利于降雨的入渗补给，同时，受泥岩隔水层的阻隔，局部含水层构成了独立的含水单元，各自形成补给、径流、排泄系统。

（2）径流条件

地下水径流条件主要受含水层空隙率和通道连通性的影响，同时也受到地形与构造条件的控制。

区内地形总体平坦开阔，但在局部仍具有一定程度的起伏，由于斜坡地带相较于坡底更陡，水力梯度的动力条件促使地下水循环交替变快，进入沟谷低洼区地形变平缓，地下水径流速度变慢，径流条件相对变差，易形成地下水富集埋藏区。

受控于含水层组富水性与有效孔隙度的影响，区内地下水总体流动过程一般，尤其在平缓地带表现更为缓慢。同时，含水岩体浅部风化裂隙带发育深度较大，裂隙网络具有一定厚度，随着埋深的增加，裂隙发育程度不断减弱，岩石致密且空隙率小，导水性能和连通性能均变差，地下水循环作用减弱，地下径流缓滞，储水空间的封闭条件则相对变好。根据水文地质试验结果显示，红层碎屑岩含水层富水性偏弱，局部地带分布的残坡积层透水性更差，地下水径流缓慢，孔隙裂隙等径流通道条件一般。

（3）排泄条件

本次项目评价区内最终的排泄基准面为濑溪河，属沱江一级支流。河流为区内地下水排泄的最终受纳水体。同时，在不同地段，地下水也在向局部低洼地带或濑溪河

次级支流仁和溪、马溪河以及二级支流白庙河、松滩河等局部侵蚀基准面进行汇流排泄。

区内岩体裂隙因受风化带裂隙发育程度和丘陵地形条件的制约，一般不能构成区域性径流与循环，总体处于分散补给、分散排泄状态，故富集条件普遍较差，故风化带孔隙裂隙水具浅循环短途径径流和积极交替的特点。一般在较高位置接受补给后，沿风化裂隙渗入赋水空间并向低洼处运移，于附近沟谷分散排出地表；少部分虽能流向相对较远且更低的侵蚀基准面，但因风化带含水层随地形起伏发育，运移途径始终会受地形地貌影响，流程普遍不太长，故局部流动、局部排泄的特点更为显著。另外，在径流过程中部分地下水渗入深部的中风化带，则径流排泄会变得更为缓慢。

综合现场调查可知，区内地下水排泄均具有就近排泄的特点。风化带孔隙裂隙水通过浅层风化带网状径流，受地层岩性和地形地貌控制，排泄方式为向附近地形低洼处或冲沟排泄，另外，区内当地村民几乎均有人工自建民井，因此水井也为地下水的排泄方式之一，综上所述，区内排泄方式以沟谷切割的分散线状排泄与人工开采井集中排泄两种方式为主。

综上所述，受区内地表河流水体的水文特征控制，项目评价区内地下水最终均汇入区域最低侵蚀基准面濑溪河。调查发现区内无泉点出露，但当地分布众多的居民分散式水井亦为地下水的排泄方式之一。此外，大部分地下水均被濑溪河支流的仁和溪与马溪河及其支流等汇流边界切割排泄。总体来说，区内风化带孔隙裂隙水排泄条件较好，受地形地势、地层岩性和构造控制作用，区域地下水具有就近补给就近排泄的普遍特征。

3、地下水开发利用状况

项目处于农村地区，评价区内大部分地区已接通市政自来水，有少量居民以自打水井取水作为生活用水，人均地下水开采量为 0.07m^3/d，其开采量和开采程度相对较低，另外区域上和评价区内无工业企业开采地下水。整体上，评价区内地下水的开采规模较小，开发利用程度较低。

4、水文

泸县属长江水系，长江、沱江从泸县南边经过，过境长度分别为 12.3 公里和 24.2 公里。境内溪河密布，水域广阔，水利资源丰富。濑溪河及其支流九曲河、马溪河纵贯泸县西部，过境长度 83 公里。龙溪河和大鹿溪河纵贯泸县东部，过境长度分别为 29.3 公里和 29.1 公里。

工程区为长江一级支流龙溪河以及濑溪河流域。龙溪河发源于永川登东乡，至泸县团结乡蒋洞子流入泸县境；经云锦、玄滩、奇峰、石洞、兆雅，在奎峰乡汇入长江。泸县境内流长 76.3km，流域面积 450.49km^2，落差 127.4m，平均流量 5.17m^3/s。

区域水系见附图 6。

6.1.5 土壤

泸州市土壤种类丰富，植被保存较好，全市共有 6 个土类、11 个亚类、32 个土属、89 个土种。6 类土壤分别是水稻土、新积土、紫色土、黄壤、黑色石灰石和黄棕壤。

根据国家土壤信息服务平台公布的数据，并结合现场踏勘情况可知，本项目评价范围内土壤包括中性紫色土、渗育水稻土两种土壤类型，项目地土壤类型分布见附图 10。

1、中性紫色土

（1）归属与分布

主要分布于四川盆地丘陵坡腰，海拔 800m 以下。以万县、重庆、达县、泸州、自贡、内江等地、市、县分布较多。面积 623.0 万亩。

（2）主要性状

该土种母质为侏罗纪紫色泥页岩与砾石砂岩互层风化物。剖面为 A11--C 型。土体厚 70cm 左右，通体呈灰棕色至棕色，土壤发育轻，硅铝率和硅铝铁率分别为 3.70 和 2.90，质地以粘质壤土为主。土壤 pH6.6--7.4，呈中性反应。阳离子交换量 19--22me/100g 土。据 23 个剖面样分析结果统计：A11 层有机质含量 1.16％，全氮 0.070％，碱解氮 55ppm，速效磷 6ppm，速效钾 65ppm。有效微量元素含量（n＝6）：锌 1ppm，铜 1.0ppm，铁 22ppm，锰 32ppm。

（3）典型剖面

采自涪陵市百胜乡保安村，浅丘中部，海拔 380m。母质为侏罗纪沙溪庙组砂页岩风化物。年均温 17.0℃，年降水量 1160mm，>=10℃积温 5400℃，无霜期 291 天。种植小麦、玉米等。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。

（3）生产性能综述

该土种质地适中，耕性好，结构好，天晴不开裂，下雨不泥泞。水、热、气、肥状况协调，适种作物广，除小麦、玉米等粮食作物外，还盛产油菜、花生、辣椒、广柑、红桔、瓜类等经济作物。粮食亩产 800--850kg。改良利用上应增施有机肥和速效氮、磷、钾肥，改善土壤结构，协调土壤养分；搞好粮食作物与绿肥、豆科作物间套作制，做到养用结合，保持土壤地力。

2、渗育水稻土

（1）归属与分布

渗育水稻土主要分布在四川省丘陵区小溪河谷阶地中部，海拔 240--500m。重庆、自贡、内江、泸州、南充、成都、乐山、遂宁、绵阳、宜宾、达县、万县等地（市）均有分布。面积 96.3 万亩。

（2）主要性状

该土种母质为冲积物。剖面为 Aa--Ap--P 型。土体厚度 100cm 以上，通体以棕色或浊橙色为主，质地多为粘壤土。Aa 层有少量鳝血斑，Ap 层和 P 层有少量浅色胶膜和铁锰淀积斑纹。全剖面有石灰反应，碳酸钙含量 2％--3％。土壤 pH7.0--8.1，呈中性至微碱性反应。阳离子交换量 12--22me/100g 土。据 25 个剖面样分析结果统计：Aa 层有机质含量 2.04％，全氮 0.118％，碱解氮 86ppm，速效磷 6ppm，速效钾 71ppm。有效微量元素含量（n=4）：锌 1ppm，铜 3.0ppm，硼 0.25ppm，钼 0.08ppm，铁 113ppm，锰 90ppm。

（3）典型剖面

母质为冲积物。年均温 17.7℃，年降水量 1028mm，>=10℃积温 5686℃，无霜期 316 天。小麦--水稻轮作。Aa 层：0-17cm，浊红棕色（湿，5YR5/4），粘壤土，粒状结构，疏松，有少量根锈和鳝血斑，根多，石灰反应强，pH7.9。Ap 层：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 层：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。

（4）生产性能综述

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。

6.1.6 动植物资源

评价区位于泸州市龙马潭区、泸县境内，根据《四川植被》划分，评价区植被隶属于亚热带常绿阔叶林区→I.川东盆地及川西南山地常绿阔叶林带→IA.川东盆地偏湿性常绿阔叶林亚带→IA3 盆地底部丘陵低山植被地区→IA3(1)长江上游低山丘陵植被小区。该地区的原有植被应是亚热带常绿阔叶林，但是由于人类活动强烈，区内森林以人工栽培林为主，树林边缘和居民点周围有竹林和次生的桤木林、栎林等分布，多为柏木疏林砍伐和退化后形成的，常绿阔叶林甚少。如果停止人工林抚育和更新，该地区的植被会以沟谷的亚热带常绿阔叶林为中心，向两侧坡地发展，人工栽植的地段将逐渐演替为以桤木、枫杨等为主的喜阳耐旱的落叶阔叶林。根据植物种类成分、群落外貌和结构特征、生态地理特征以及群落动态，参考《四川植被》分类系统，将评价区植被分为 4 个植被型，5 个群系纲，11 个群系，栽培植被主要为作物类型。

根据野外实地考察、植物标本采集记录及其他历史资料，区域内约有维管植物共计 98 科 318 属 431 种。其中裸子植物 1 科 2 属 2 种，被子植物 97 科 316 属 429 种。据统计，评价区域内计有陆生脊椎动物 4 纲 23 目 57 科 134 种。其中两栖类有 1 目 4 科 7 种；爬行类有 2 目 5 科 12 种；鸟类有 14 目 35 科 88 种；兽类有 6 目 13 科 27 种。

6.1.7 自然保护区、风景名胜区、文物古迹

泸县山川秀丽历史文化悠远，有国家级重点文物明代石雕龙脑桥，省级保护文物明代石雕“玉蟾山摩崖造像”、“朱德况场故居陈列 馆”等；有国家重点文物明代石雕“龙脑桥”；省级风景名胜区玉蟾山、玉龙湖等风景区，有市级保护文物“烟灯山遗址”、“沙洞子崖墓群”、“菩桥石室墓群”、“熊文灿故里”等 4 个。

经调查，项目各单项工程各环境要素评价范围内无自然保护区、风景名胜区和文物古迹等。

6.2 环境质量现状调查与评价

四川省工业环境监测研究院于 2024 年 1 月 3 日~2024 年 1 月 9 日对阳 101 井区产能建设工程（三期）的大气、地下水、土壤及声环境进行了补充监测，并出具了检测报告（报告编号：川工环监字（2024）第 03010103 号），以及引用阳 101H18 平

台环境现状监测报告（川工环监字（2023）第 03060090 号）。同时引用现有工程监测报告对利旧井场环境现状评价结果（川工环监字（2023）第 03060089 号、川工环监字（2023）第 03060091 号、川工环监字（2023）第 03060092 号）。

结合区域环境质量资料调查及监测结果，项目区域环境质量现状如下。

6.2.1 环境空气质量现状调查与评价

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

6.2.1.1 基本污染物环境空气质量现状

1、环境质量变化趋势分析

本次环评收集泸州市 2019 年~2022 年环境空气质量数据，根据历年环境状况公报，主要污染物年均浓度见表 6.2-1、表 6.2-2。

表 6.2-1　主城区近年环境空气质量数据　　μg/m³

项目 年份	SO_2	NO_2	PM_{10}	$PM_{2.5}$	CO	O_3
2019 年	11	30	54	41	1000	147
2020 年	10	27	48	38	1000	142
2021 年	12	27	52	40.6	1000	137
2022 年	11	24	61	42	1000	155

表 6.2-2　泸县近年环境空气质量数据　　μg/m³

项目 年份	SO_2	NO_2	PM_{10}	$PM_{2.5}$	CO	O_3
2019 年	13	20	65	48	1300	143
2020 年	13	27	58	41	1600	126
2021 年	12	27	66	44	1600	132
2022 年	10	25	64	42	1000	145

2、基准年环境空气质量现状判定

根据《2022 年泸州市生态环境状况公报》，2022 年龙马潭区累计有效采样天数为 354 天，优良天数为 276 天，优良天数比例为 78.0%，同比下降 3.4 个百分点；2022 年泸县累计有效采样天数为 365 天，优良天数为 304 天，优良天数比例为 83.3%，同比上升 4.7 个百分点。项目所在地环境空气质量达标区判定结果见表 6.2-3 和表 6.2-4。

表 6.2-3　龙马潭区环境空气质量现状评价表

评价因子	年评价指标	现状浓度（μg/m³）	标准值（μg/m³）	浓度占标率	超标倍数	达标情况
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
PM_{10}	年平均质量浓度	61	70	87.14%	/	达标
$PM_{2.5}$	年平均质量浓度	42	35	120.00%	0.2	不达标
CO	24 小时平均浓度	1000	4000	25.00%	/	达标
O_3	日最大 8 小时平均浓度	155	160	96.88%	/	达标

表 6.2-4　泸县环境空气质量现状评价表

评价因子	年评价指标	现状浓度（μg/m³）	标准值（μg/m³）	浓度占标率	超标倍数	达标情况
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
PM_{10}	年平均质量浓度	64	70	91.43%	/	达标
$PM_{2.5}$	年平均质量浓度	42	35	120.00%	0.2	不达标
CO	24 小时平均浓度	1000	4000	25.00%	/	达标
O_3	日最大 8 小时平均浓度	145	160	90.63%	/	达标

由上表可知，龙马潭区、泸县除 O_3 日最大 8 小时平均浓度超过《环境空气质量标准》（GB 3095-2012）中二级标准要求，其他因子均满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中二级标准要求，龙马潭区、泸县均为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。

6.2.1.2 **其他污染物环境质量现状**

1、监测布点：根据项目功能区和常年最多风向分布，在评价范围内设置大气监测点 2 个，分别位于龙马潭区、泸县。监测点位置见附图。

2、监测因子：非甲烷总烃。

3、监测时间及频次

现状连续监测 7 天，每天 02、08、14、20 时，各小时采一次样，每小时至少有 45 分钟的采样时间。

表 6.2-5　环境空气监测布点表

编号	监测点位	坐标（°）	监测因子	监测频次
G1	阳 101H23 平台东南侧居民点处（龙马潭区）		非甲烷总烃	现状连续监测 7 天，每天 02、08、14、20 时，各小时采一次样，每小时至少有 45 分钟的采样时间。
G2	阳 101H23 平台东南侧居民点处（泸县）			

4、监测分析方法：

采样方法按照《环境空气质量手工监测技术规范》(HJ/T194-2017)执行、《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》(HJ604-2017)的有关要求进行监测和分析。具体分析方法详见附件。

5、评价方法

采用单因子标准指数法，计算公式为：

$$P_i = \frac{C_i}{C_{oi}}$$

式中：P_i——i 评价因子标准指数；

C_i——i 评价因子监测浓度，μg/m^3；

C_{oi}——i 评价因子标准值，μg/m^3。

6、评价标准

评价标准采用《环境空气质量标准》(GB3095-2012)中二级标准值。

7、评价结果

项目监测点环境非甲烷总烃现状监测浓度评价结果见表 6.2-6。

表 6.2-6　环境空气现状补充监测及评价结果一览表

监测因子	监测点位		监测时间	标准值（mg/m³）	浓度范围（mg/m³）	标准指数	超标率（%）
非甲烷总烃	G1	阳 101H23 平台东南侧居民点处（龙马潭区）	2024.01.03~2024.01.09	24h 平均 2.0	0.46~0.74	0.23~0.37	0
	G2	阳 101H23 平台东南侧居民点处（泸县）			0.43~0.8	0.215~0.4	0

根据监测结果，监测点 G1、G2 处非甲烷总烃 24 小时平均浓度标准指数均小于 1，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。

6.2.2 地表水质量现状调查与评价

本项目位于泸州市龙马潭区、泸县，区域所在水系为长江流域，区域内主要分布濑溪河支流等小型河流、水库及沟渠。

本项目新建集输管线无大型河流穿越，工程区块不涉及饮用水源保护区。距离本项目井场或管线较近的地表水体有仁和溪、松滩桥水库、熊岩水库。区域水系图见附图 9。

根据《2022 年泸州市生态环境状况公报》，2022 年沱江（1 个断面）水质良好，沱江大桥断面水质类别为 III 类，水质月达标率为 100%；濑溪河（2 个断面）水质良好，官渡大桥和胡市大桥断面水质类别均为 111 类，水质月达标率分别为 50.0%和 75.0%。项目所在的区域内地表水环境质量较好。

6.2.3 地下水环境现状调查与评价

6.2.3.1 评价区水文地质

1、地下水类型及赋存条件

本次项目位于红层丘陵地区，区内地下水的赋存与分布主要受地质构造、地貌、岩性、气候等条件的控制。根据地下水的埋藏、赋存条件、含水介质和水力特征，整个项目评价区内地下水类型主要为第四系松散岩类孔隙水与红层碎屑岩风化带孔隙裂隙水。

（1）松散岩类孔隙水

主要赋存于丘坡谷地中的残坡积碎石土中，由于粉质黏土含量较大，因此局部以上层滞水形式存在。含水介质是成份、结构、厚度变化以及分布面积等决定了松散层透水性和含水性强弱不均。根据现场调查，区内第四系残坡积松散层分布连续性较差，面积不大，同时厚度较小且不均匀，另外，其间的粉质粘土结构影响了赋水的有效孔隙度，不利于地下水的富集，富水程度差，故孔隙水较为贫乏，不具稳定的赋水能力，故不再赘述。

（2）红层碎屑岩风化带孔隙裂隙水

是本次项目评价区域内的主要地下水类型，赋存介质以侏罗系沙溪庙组的红层砂泥岩风化带裂隙为主。区内大部分地区构造程度微弱，岩层缓倾，倾角约约 3～6°，在长期的地质作用中形成了较为稳定的风化带，风化带内较发育的裂隙系统为地下水提供了赋存空间，而下部中风化岩体又起到了相对隔水作用，地下水赋存条件较好。风化带孔隙裂隙水主要为潜水，红层地下水分布于浅表部的砂、泥岩强风化带裂隙之中，以砂岩裂隙和泥岩网状微细裂隙储存为主，孔隙储存次之，局部地区微具承压性。总体来说，浅表层风化带潜水往往埋藏较浅，一般多在 40m 以内。

根据区域水文地质资料及本次水文地质勘察显示，区域红层风化带厚度一般不超过 50m，含水层厚度一般 20～40m，在不同地形部位有所区别。在丘陵顶部或台地地段，特别是平缓山脊丘坡位置，风化带深度较大，总体来说，谷坡风化深度与岩层组合及地形坡度有关。但通常是由软硬相间的岩层组成阶梯状谷坡，井场越宽，谷坡越缓，其风化带厚度相对越大，也越利于地下水的富集。沟底风化深度一般普遍较小。

2、含水层组及其富水性

红层碎屑岩风化带孔隙裂隙水含水层在区内分布面积较广，各个井场周边主要以侏罗系中统沙溪庙组地层为主，含水层呈现出以下主要富集特征：

（1）多层叠置，以厚层砂岩为主要含水层。沙溪庙组以厚层至中厚层砂岩与泥岩不等厚互层，而以砂岩为主要含水层，沙溪庙组砂岩约占 1/3，中细粒，结构疏松，层理不清，裂隙不发育。纵向上，由上而下砂岩单层厚度逐渐变厚，颗粒变细。

（2）以裂隙富集为主要形式，调查发现区内水位较浅的井点皆处于裂隙相对发育地段，裂隙主要分为垂直层面的竖向裂隙、层间裂隙和层面裂隙三类，为地下水富集、运移提供了良好的通道，同时，又以垂直层面为主要形式。

（3）泥岩的泥质结构中粘土矿物含量高达 80%以上，揉性和膨胀性强，风化裂隙带相对较薄。裂隙不甚发育，因而富水性变差，井泉鲜有大流量。间夹有透镜体砂

岩。潜水多埋藏在透镜体砂岩的裂隙中，但浅部泥岩风化微细裂隙也能接受降水补给而汇水，浅丘宽谷区顺岩层坡向的冲沟下方有利于地下水补给与富集，当泥岩微细裂隙与砂岩的风化裂隙相互沟通时，便容易形成富水地段（表 6.2-7 所示）。

表 6.2-7　项目区内各含水岩组特征简表

地层	主要岩性特征	含水类型	含水岩组类型
侏罗系沙溪庙组（J_2s）	强风化、中风化砂岩、泥岩，厚度 214~320m，强风化带岩性破碎，裂隙发育；中风化带岩性总体较好，多呈柱状,	浅层风化带孔隙裂隙潜水	弱富水性

3、地下水径流、补给和排泄条件

地下水的补给、径流与排泄条件严格受到地形地貌条件、地层岩性和地质构造的控制。本次项目评价区地下水主要为红层碎屑岩风化带孔隙裂隙水。经过调查，区域内地表松散覆盖层分布分散且以残坡积粉质粘土为主，富水意义不大，同时，区内均无可溶岩分布，故不存在地下水分水岭袭夺现象。总体上，项目评价区在接受大气降水的补给后，补给水在汇水构造作用下沿地表发育的孔隙、裂隙等渗流通道入渗，以地表分水岭为动力边界顺水力梯度向侵蚀基准面径流与排泄。

（1）补给条件

区内风化带孔隙裂隙水主要由大气降水和地表水体渗入补给，补给条件受裂隙发育程度、地形地貌特点、降雨及地表水体分布等因素控制。区内风化网状裂隙水含水地段，泥岩裂隙发育程度相对稍差，故吸纳地面水补给地下水的能力也变的较弱。同时，在局部地段，残坡积粉质粘土层的分布也在一定程度上阻碍了补给水的入渗。

另外，区内丘陵台地、坡体微地貌发育，沟谷、缓坡相互穿插，受地形与水动力条件的控制，降雨大部分快速的汇入地表冲沟，少部分赋存于人工松散覆盖层中，同时岩土体可供入渗补给的空隙小，受水能力相对一般，补给量较为有限，富水性也变的较差。而碎屑岩基岩露头面积大，浅表风化裂隙、层间裂隙发育，为地表水下渗提供了良好的通道条件，在丘坡或坡顶处地势相对较缓处，多为林地覆盖，减缓了地表水流速，有利于降雨的入渗补给，同时，受泥岩隔水层的阻隔，局部含水层构成了独立的含水单元，各自形成补给、径流、排泄系统。

（2）径流条件

地下水径流条件主要受含水层空隙率和通道连通性的影响，同时也受到地形与构

造条件的控制。

区内地形总体平坦开阔，但在局部仍具有一定程度的起伏，由于斜坡地带相较于坡底更陡，水力梯度的动力条件促使地下水循环交替变快，进入沟谷低洼区地形变平缓，地下水径流速度变慢，径流条件相对变差，易形成地下水富集埋藏区。

受控于含水层组富水性与有效孔隙度的影响，区内地下水总体流动过程一般，尤其在平缓地带表现更为缓慢。同时，含水岩体浅部风化裂隙带发育深度较大，裂隙网络具有一定厚度，随着埋深的增加，裂隙发育程度不断减弱，岩石致密且空隙率小，导水性能和连通性能均变差，地下水循环作用减弱，地下径流缓滞，储水空间的封闭条件则相对变好。根据水文地质试验结果显示，红层碎屑岩含水层富水性偏弱，局部地带分布的残坡积层透水性更差，地下水径流缓慢，孔隙裂隙等径流通道条件一般。

（3）排泄条件

本次项目评价区内最终的排泄基准面为濑溪河，属沱江一级支流。河流为区内地下水排泄的最终受纳水体。同时，在不同地段，地下水也在向局部低洼地带或濑溪河次级支流仁和溪、马溪河以及二级支流白庙河、松滩河等局部侵蚀基准面进行汇流排泄。

区内岩体裂隙因受风化带裂隙发育程度和丘陵地形条件的制约，一般不能构成区域性径流与循环，总体处于分散补给、分散排泄状态，故富集条件普遍较差，故风化带孔隙裂隙水具浅循环短途径径流和积极交替的特点。一般在较高位置接受补给后，沿风化裂隙渗入赋水空间并向低洼处运移，于附近沟谷分散排出地表；少部分虽能流向相对较远且更低的侵蚀基准面，但因风化带含水层随地形起伏发育，运移途径始终会受地形地貌影响，流程普遍不太长，故局部流动、局部排泄的特点更为显著。另外，在径流过程中部分地下水渗入深部的中风化带，则径流排泄会变得更为缓慢。

综合现场调查可知，区内地下水排泄均具有就近排泄的特点。风化带孔隙裂隙水通过浅层风化带网状径流，受地层岩性和地形地貌控制，排泄方式为向附近地形低洼处或冲沟排泄，另外，区内当地村民几乎均有人工自建民井，因此水井也为地下水的排泄方式之一，综上所述，区内排泄方式以沟谷切割的分散线状排泄与人工开采井集中排泄两种方式为主。

综上所述，受区内地表河流水体的水文特征控制，项目评价区内地下水最终均汇入区域最低侵蚀基准面濑溪河。调查发现区内无泉点出露，但当地分布众多的居民分散式水井亦为地下水的排泄方式之一。此外，大部分地下水均被濑溪河支流的仁和溪

与马溪河及其支流等汇流边界切割排泄。总体来说，区内风化带孔隙裂隙水排泄条件较好，受地形地势、地层岩性和构造控制作用，区域地下水具有就近补给就近排泄的普遍特征。

4、水文地质单元划分

水单元主要依据评价区的地质条件、水文地质条件的差异性进行划分。同等级别的水文地质单元，应当具备相对独立的地下水补给、径流、排泄系统，具有相似的赋水性能及地下水类型，能够代表该区域地下水的赋存及运移规律。

通过野外现场调查和对评价区历史资料的查阅，可以明确区内的地质构造、地形地貌、含水岩组、岩溶发育状况、地下水补径排条件，再结合水化学资料，可以基本上得出区内的地下水流场，然后根据流场划分出水文地质单元。每一个单元都有一套独立的地下水补给、径流、排泄循环系统。

一级单元的划分：主要是依据区域的物理隔水层或分水岭作为单元的隔水边界，以区域大型河流作为单元的排泄边界。本次项目区内，沱江次级支流濑溪河作为最低侵蚀基准面，控制着整个区域的径流与排泄，因此可划分出一个一级单元，即为濑溪河水文地质单元（I）。

二级单元的划分：根据建设内容的空间分布及评价区内水文地质条件，结合单元 I 内的分水岭边界与支流汇水边界，可以在一级单元内划分出次级水文地质单元，即仁和溪水文地质单元 I-2。

区内水文地质单元划分具体如图 6.2-1 所示。

***

图 6.2-1　区域水文地质单元分区示意图

由上图可以看出，输气管线和压裂返排液管道贯穿整个濑溪河水文地质单元 I，其中，阳 101H17 与阳 101H18 平台则属于白庙河水单元 I-2-3 中，阳 101H19、阳 101H20、阳 101H21、阳 101H22、阳 101H23 平台则属于松滩河水单元 I-2-2 中。

5、钻井平台及管线穿越区水文地质条件

各钻井平台及周边地下水含水岩组均为侏罗系中统沙溪庙组红层砂泥岩风化带孔隙裂隙水，泥岩性软，具失水开裂特征，浅表部易于形成风化裂隙，虽然裂隙微细短小，但数量较多，互相穿插切割形成密集网状裂隙带。砂岩虽然构造裂隙不发育，但因该岩组含有钙质成分，其可溶性较好，风化带岩层易被地下水溶滤形成溶孔，因此该含水介质不仅为风化裂隙赋水，还兼具有孔隙赋水的性质，故形成风化带孔隙裂

隙水。

根据现场野外调查，结合前期具有相同地质环境背景下的井场周边钻孔揭露，区域风化带厚度一般不超过 50m，含水层厚度在 20~40m 之间，同时，根据《泸州幅区域水文地质报告》中水文地质试验数据显示，含水层渗透系数平均值 K 为 0.303m/d。另据相关资料显示，枯季径流模数为 0.3~0.5L/s·km^2，单孔涌水量小于 100m^3/d，水量贫乏。

另外，各井台所在评价范围内地下水主要接受大气降水补给。红层碎屑岩风化带孔隙裂隙水的运动受地形起伏和裂隙、孔隙等组成的孔隙裂隙导水系统的控制，地下水主要顺水力梯度由丘坡向沟谷运动，汇集于沟谷流入下游河流。同时，区内居民虽然实现了集中供水，但仍保留有大量的分散式居民饮用水井，作为少部分当地村民停水时候的备用或应急水源，因此，区内也存在人工开采集中排泄地下水的方式。

综上所述，本次项目区域内水文地质条件较为简单，各井台及管线详细水文地质特征如下表 6.2-8~6.2-17 所示。

表 6.2-8　阳 101H17 钻井平台场地水文地质条件特征表

表 6.2-9　阳 101H18 钻井平台场地水文地质条件特征表

表 6.2-10　阳 101H19 钻井平台场地水文地质条件特征表

表 6.2-11　阳 101H20 钻井平台场地水文地质条件特征表

表 6.2-12　阳 101H21 钻井平台场地水文地质条件特征表

表 6.2-13　阳 101H22 钻井平台场地水文地质条件特征表

表 6.2-14　阳 101H23 钻井平台场地水文地质条件特征表

表 6.2-15　管线穿越区场地水文地质条件一览表

表 6.2-16　管线穿越区场地水文地质条件一览表

表 6.2-17　管线穿越区场地水文地质条件一览表

6、地下水化学特征

地下水水化学成份与含水岩组的化学成份、可溶程度和地下水的补给、径流、排泄条件关系密切。根据区域水文地质条件和水化学背景资料，项目所处区水化学类型

一般以 HCO_3-Ca 和 HCO_3-Ca·Mg 的重碳酸型为主，矿化度小于 0.5g/L。

本项目评价区地下水类型主要为红层碎屑岩风化带孔隙裂隙水，为了查明区内地下水水化学特征，特选取了区内布设的 17 个点位进行了取样，其中每个点位取样 1 天，每天 1 次，共取得 17 组地下水水样，编号分别为 SZ1~17#，项目评价区内 17 组水样常量组分水化学测试结果如下表 6.2-18 所示。

表 6.2-18　评价区内水样水质检测结果

指标 / 编号	pH	K^+	Na^+	Ca^{2+}	Mg^{2+}	Cl^-	SO_4^{2-}	HCO_3^-	水化学类型
SZ-1	6.7	1.64	44.4	110	16.8	42.2	42.2	378	HCO_3-Ca Na
SZ-2	6.8	1.65	40.2	111	12.5	22.0	37.3	254	HCO_3-Ca·Na
SZ-3	6.7	1.79	33.1	116	12.3	23.5	42.6	422	HCO_3-Ca
SZ-4	7.1	1.90	50.0	112	17.7	19.1	72.3	465	HCO_3-Ca
SZ-5	7.4	1.62	32.3	165	20.4	54.5	40.5	305	HCO_3-Ca
SZ-6	6.9	8.30	34.4	159	16.2	41.5	36.6	470	HCO_3-Ca
SZ-7	6.8	1.40	19.0	125	15.4	15.6	66.6	336	HCO_3-Ca
SZ-8	6.8	1.55	28.0	148	13.0	33.1	69.3	342	HCO_3-Ca
SZ-9	7.4	3.08	34.5	102	22.1	12.2	240	153	SO_4 HCO_3-Ca
SZ-10	7.3	1.92	29.3	82.8	32.5	47.6	121	383	HCO_3-Ca
SZ-11	6.7	15.9	27.6	52.8	11.2	47.4	79.7	148	HCO_3 SO_4-Ca·Na
SZ-12	6.9	2.03	16.6	93.7	1.36	19.4	41.6	31	SO_4 HCO_3-Ca
SZ-13	6.7	1.48	26.1	76.0	13.7	41.3	97.6	132	HCO_3 SO_4-Ca
SZ-14	7.1	1.82	32.0	71.6	14.0	56.7	79.2	90	HCO_3 SO_4-Ca·Na
SZ-15	7.4	0.20	33.0	91.3	7.70	16.2	107	280	HCO_3 SO_4-Ca·Na
SZ-16	6.6	4.47	58.5	92.7	36.4	59.1	102	319	HCO_3-Ca·Na
SZ-17	6.6	83.6	10.8	114	12.1	68.2	32.8	427	HCO_3-Ca·K

根据各水样水化学常量组分监测统计结果，本项目所在区域地下水矿化度在 195~680mg/L，大部分属于低矿化度水；pH 介于 6.6~7.4。本次取得水样中，阳离子以 Ca^{2+}、Na^+为主，阴离子主要为 HCO_3^-，其次为 SO_4^{2-}。区内地下水矿化程度普遍不高，反映了区域内地下水的循环交替过程相对较快，在迅速得到大气降水补给后，地下水在较短途径中运移，快速排出地表或汇入河流，故岩石或土体介质对于地下水化学类型的改造作用不甚明显，表现为近距离的快速补给与短途运移排泄特征。同时，矿化度变幅也反映了地下水在运移循环过程中受构造、地形等条件的影响程度。

根据上述试验结果，利用地下水常量组分数据进行平均值计算，运用软件 Aquachem Demo 进行分析，该区地下水水化学特征如图 6.2-2 所示。

***

图 6.2-2　评价区水样 piper 三线图

由上图所示，评价区内 17 个水样点的地下水水化学类型主要为 HCO_3-Ca 和 HCO_3-Ca·Na 型水，其次为 HCO_3·SO_4-Ca·Na 型水。水化学类型也反映了该区域地下

水的埋藏、径流和排泄条件。本次项目处于红层丘陵地区，碎屑岩裂隙潜水位埋深普遍不大。同时，项目单元区域受地表河流及其支流汇流边界的作用控制着整个地下水的循环过程。受地势平缓开阔的影响，运移交替速率不快，但介于径流途径较短，故整体排泄过程仍较为迅速，水流的局部滞留与水岩作用时间相对较短，故此次水样监测结果除个别点位外，总体与区域背景水化学类型基本差异不大。

7、地下水水位统测及动态调查

根据项目组 2024 年 1 月在现场进行的水文地质调查，对评价区内的主要井、泉点水位进行了统测。区内地下水水位监测点分布如图 6.2-3 和 6.2-4 所示。

***

图 6.2-4　区域调查评价区地下水水位监测点分布图

本次项目周边地下水水位监测结果见统计表 6.2-19 所示。

表 6.2-19　项目整个评价区内井泉点地下水水位统计表

***

根据统计结果，项目评价区内水位埋深普遍介于 0.1~10m 之间，仅在丘陵台地附近，水位埋深较大。区内主要为潜水，动态变化受季节性特征影响，一年两季，丰水期与枯水期表现出水量和水位增幅具有差异性。同时，不同地貌单元的地下水动态变化也不尽一致。访问调查显示，平缓及凹谷地带，水量、水位变化普遍较小，而斜坡区域水位变化相对较大。

综上所述，该区域地处丘陵地区，气候温暖潮湿，降雨量较好，水文网发育程度尚可，浅层地下水受降雨补给，具有分布普遍、交替循环过程较为迅速的特征。同时，区内地形地貌和水文网的分布形式、发育程度，直接和间接地影响地下水的补给、径流和排泄。由于受到区内河流及地表水体的控制，故区内地势整体北东高南西低，由东向西递降，利于地表排泄。

8、水文地质试验数据统计分析

本次项目评价区范围内分布的地层岩性主要的侏罗系沙溪庙组（J_2s）砂泥岩含水层。从水文地质赋存条件来讲，包气带多为母岩的风化产物。为了解含水层组的包气带防污性能，本次收集并引用《阳 101 井区产能建设工程（二期）环境影响报告书》中的渗水试验数据资料，对评价区内以粉质粘土为主要介质的包气带层渗水能力及防污性能进行分析；同时结合区内“红层”找水项目的水文地质试验数据，对红层碎屑岩风化带孔隙、裂隙潜水含水层的渗透性能进行统计分析。

（1）渗水试验

结合该建设项目的实际特征及项目区水文地质条件，本次评价工作引用了区内阳101H13、阳101H42、阳101H31、阳101H33、101H24平台附近的S1渗坑；阳101H36平台附近的S2渗坑；阳101H25平台、阳101H15平台附近的S3渗坑；阳101H30平台的S4渗坑；阳101H39平台、阳101H43平台附近的S5渗坑。渗水试验成果如表6.2-20所示。

表6.2-20　项目区试坑渗水试验成果统计表

渗坑编号	岩性	地貌	位置	渗透系数（m/d）
S1	粉质粘土	浅丘丘坡	阳101H13平台	0.053
S2	粉质粘土	浅丘丘坡坡脚	阳101H36平台	0.045
S3	粉质粘土夹碎石	中丘丘坡	阳101H25平台	0.063
S4	粉质粘土	中丘沟谷	阳101H30平台	0.028
S5	粉质粘土	浅丘沟谷	阳101H43平台	0.032

结合实验结果，评价区内天然包气带的渗透系数为0.028～0.063m/d，范围介于10^{-6}cm/s<K≤10^{-4}cm/s之间，包气带厚度Mb介于0.5m～10m。按照《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ 610-2016）中表6的天然包气带防污性能分级参照表划分，本项目区域内天然包气带渗透性能划分为“弱”。

（2）抽水试验

为了掌握本次项目评价区域内侏罗系红层碎屑岩的渗透系数，根据《泸州幅区域水文地质报告》等相关资料的查阅与总结，对泸州区域内侏罗系沙溪庙组的抽水试验数据进行了统计分析，具体结果如下表6.2-21。

表6.2-21 项目评价区内钻孔原位压水试验成果统计表

位置	孔口标高（m）	孔深（m）	含水层位	水位埋深（m）	抽水试验						
					试验段（m）	含水层厚度（m）	降深（m）	涌水量（m^3/d）	单位涌水量（L/s·m）	影响半径（m）	渗透系数（m/d）
泸县玄滩泸州医专附属医院	375	30	J_2s^2	6.38	6.38-30	23.62	5.79	22.32	0.043	24	0.175
泸县得胜公社大水坝	340.26	272.76	J_2s^2	1.4	6.33-138.23	131.9	5.33	169.43	0.368	64	0.271
泸县宋观公社石庙子	358	166.58	J_2s^2	1.5	3.5-40.51	37.01	8.95	40.61	0.053	41	0.144
泸县云锦区场口	405	70.97	J_2s^2	3.77	0-50.18	50.18	19.08	33.69	0.02	58	0.046

永川区何埂公社	284.14	120.63	J_2s^2	0.96	5.3-50	44.7	25.78	151.2	0.068	166	0.231
泸县石洞区	314.71	100.23	J_2s^2	0.61	6.35-60.3	53.95	11.5	372.25	0.376	154	0.833
泸县茜草坝	246.99	70.1	J_2s^2	17.01	20.96-70.1	49.14	18.9	153.59	0.094	132	0.249
泸县茜草坝	247.8	80	J_2s^2	17.24	3.5-80	76.5	37.46	544	0.168	387	0.349
泸县嘉明镇	295	40	J_2s^1	19.37	19.37-40	20.63	13.93	71.7	0.056	83	0.430

根据试验结果，场地内侏罗系沙溪庙组地层（J_2s）砂泥岩渗透系数 K 一般为 0.046～0.833m/d，其平均渗透系数为 0.303m/d。据《工程建设水文地质勘察标准》（CECS241-2008）中判定，属中等偏弱的透水岩层。

6.2.3.2 地下水现状监测与评价

1、监测点的布设及监测因子

（1）监测点布设

为查明本项目评价区地下水水质现状，根据野外调查和室内资料分析，对项目评价区进行监测点的选取与布设。井点布设位置是根据区内的 7 个钻井平台以及输集管线，同时结合水文地质条件最终确定并选取，采样点均为当地村民自建的分散式民井，最终对布设的 17 个地下水水质现状监测点位进行取水或就地监测。项目监测点位布设如图 6.2-5 所示。各水点点位具体监测情况详见表 6.2-22。

***

图 6.2-5 项目调查评价区地下水水质监测点分布

表 6.2-22 地下水监测点位布设情况

编号	采样编号	监测层位	纬度	经度	监测项目	监测频率
1#	阳 101H17 平台 SZ-1	红层碎屑岩风化带孔隙裂隙水含水层			pH、高锰酸盐指数（耗氧量）、氨氮、六价铬、汞、砷、铅、镉、铁、锰、钡、钾、钠、钙、镁、碳酸盐、重碳酸盐、氯化物、硫酸盐、氟化物、硝酸盐氮、亚硝酸盐氮、氰化物、硫化	监测一期，每期监测 1 天，每天 1 次
2#	阳 101H18 平台 SZ-2					
3#	阳 101H19 平台 SZ-3					
4#	阳 101H19 平台 SZ-4					
5#	阳 101H19 平台 SZ-5					
6#	阳 101H20 平台 SZ-6					
7#	阳 101H20 平台 SZ-7					
8#	阳 101H20 平台 SZ-8					
9#	阳 101H21 平台 SZ-9					
10#	阳 101H21 平台 SZ-10					

11#	阳 101H21 平台 SZ-11				物、总硬度、溶解性总固体、挥发酚、石油类、总大肠菌群、细菌总数	
12#	阳 101H22 平台 SZ-12					
13#	阳 101H23 平台 SZ-13					
14#	阳 101H31 平台 SZ-14					
15#	集输管道 SZ-15					
16#	集输管道 SZ-16					
17#	集输管道 SZ-17					

（2）监测因子

本次针对本项目评价区地下水水化学类型、水质特征及污染现状，从地下水水化学因子、基本水质因子及特征因子 3 方面进行了监测，确定 pH（无量纲）、总硬度（以 $CaCO_3$ 计）、溶解性总固体、耗氧量、氨氮（NH_3-N）、硝酸盐（以 N 计）、亚硝酸盐（以 N 计）、挥发性酚类、氰化物、氟化物、硫化物、氯化物、硫酸盐、铁（Fe）、锰（Mn）、铅（Pb）、镉（Cd）、汞（Hg）、砷（As）、钠（Na）、六价铬（Cr^{6+}）、钡（Ba）、总大肠菌群、菌落总数和石油类等 25 项作为本次项目地下水环境现状的水质评价因子。

（3）监测结果

按照以上水质因子的检测方法，本次地下水水质检测结果按照《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中规定项目进行筛选，通过对取样水点进行检测分析，项目评价区内地下水 25 项因子监测结果如下表 6.2-26 所示。

表 6.2-26　地下水水质检测结果一览表（单位：mg/L）

监测点 检测项	1#	2#	3#	4#	5#	6#	7#	8#	9#	10#	11#	12#	13#	14#	15#	16#	17#	III 类标准值
pH	6.7	6.8	6.7	7.1	7.4	6.9	6.8	6.8	7.4	7.3	6.7	6.9	6.7	7.1	7.4	6.6	6.6	6.5~8.5
高锰酸盐指数（耗氧量）	0.8	1.5	1.4	1.9	0.8	1.9	1.0	1.8	1.4	2.9	1.9	1.6	2.3	2.0	2.9	1.5	1.5	3
氨氮	0.070	0.141	0.187	0.225	0.030	0.160	0.157	0.065	0.157	0.044	0.054	<0.025	<0.025	<0.025	0.044	0.028	<0.025	0.5
六价铬	<0.004	<0.004	<0.004	<0.004	<0.004	<0.004	<0.004	<0.004	<0.004	<0.004	<0.004	0.018	<0.004	<0.004	<0.004	<0.004	<0.004	0.05
汞	<0.00004	<0.00004	<0.00004	<0.00004	<0.00004	<0.00004	<0.00004	<0.00004	<0.00004	<0.00004	<0.00004	<0.00004	<0.00004	<0.00004	<0.00004	<0.00004	<0.00004	0.001
砷	<0.0003	<0.0003	<0.0003	<0.0003	<0.0003	<0.0003	<0.0003	<0.0003	<0.0003	<0.0003	<0.0003	<0.0003	<0.0003	<0.0003	<0.0003	<0.0003	<0.0003	0.01
铁	0.00416	0.00532	0.00718	0.00960	0.00663	0.00842	0.00596	0.00609	0.00466	0.00595	0.00425	0.00302	0.00435	0.00291	0.0466	0.0251	0.00435	0.3
铅	0.00374	0.00173	0.00270	0.00196	0.00104	0.00128	0.00058	0.00033	<0.00009	0.00056	<0.00009	<0.00009	0.00110	<0.00009	0.00042	0.00135	0.00110	0.01
镉	0.00008	0.00006	0.00006	<0.00005	<0.00005	<0.00005	0.00006	<0.00005	<0.00005	0.00008	<0.00005	<0.00005	<0.00005	<0.00005	<0.00005	<0.00005	<0.00005	0.005
锰	0.00326	0.00056	0.121	0.249	0.0157	0.282	0.0164	0.00078	0.00184	0.145	0.00133	0.00045	0.00883	0.00208	0.00100	0.00516	0.166	0.1
钡	0.532	0.156	0.564	0.430	0.553	0.548	0.185	0.271	0.0984	0.225	0.0526	0.168	0.408	0.0888	0.292	0.165	0.592	0.7
钠	44.4	40.2	33.1	50.0	32.3	34.4	19.0	28.0	34.5	29.3	27.6	16.6	26.1	32.0	33.0	58.5	10.8	200
氯化物	42.2	22.0	23.5	19.1	54.5	41.5	15.6	33.1	12.2	47.6	47.4	19.4	41.3	56.7	16.2	59.1	68.2	250
硫酸盐	42.2	37.3	42.6	72.3	40.5	36.6	66.6	69.3	240	121	79.7	41.6	97.6	79.2	107	102	32.8	250
氟化物	0.442	0.397	0.138	0.218	0.205	0.195	0.270	0.394	0.194	0.318	0.436	0.416	0.142	0.304	0.125	0.142	0.357	1
硝酸根（硝酸盐氮）	11.6	0.361	0.255	0.022	11.6	4.22	6.92	4.09	3.17	1.51	2.08	3.96	6.74	2.18	0.227	13.1	7.03	20
亚硝酸根	0.035	<0.003	<0.003	<0.003	0.012	0.024	<0.003	<0.003	<0.003	<0.003	0.003	<0.003	0.014	<0.003	<0.003	0.004	0.004	1

（亚硝酸盐氮）																		
氰化物	<0.004	<0.004	<0.004	<0.004	<0.004	<0.004	<0.004	<0.004	<0.004	<0.004	<0.004	<0.004	<0.004	<0.004	<0.004	<0.004	<0.004	0.05
硫化物	<0.003	0.017	0.007	<0.003	<0.003	<0.003	<0.003	<0.003	<0.003	<0.003	<0.003	<0.003	<0.003	<0.003	<0.003	<0.003	<0.003	0.02
总硬度（钙和镁总量）	299	292	276	315	330	372	319	299	324	424	181	89	266	224	233	368	261	450
溶解性总固体	602	647	577	634	620	680	540	515	564	573	251	195	499	497	454	734	619	1000
挥发酚	<0.0003	0.0004	<0.0003	<0.0003	<0.0003	0.0004	<0.0003	<0.0003	<0.0003	0.0004	<0.0003	<0.0003	<0.0003	<0.0003	<0.0003	<0.0003	0.0004	0.002
石油类*	<0.01	<0.01	0.04	0.03	0.01	0.02	<0.01	<0.01	<0.01	<0.01	<0.01	<0.01	<0.01	<0.01	0.04	0.01	<0.01	0.05
总大肠菌群	<1.0	<1.0	<1.0	2.0	<1.0	1.0	2.0	<1.0	1.0	1.0	2.0	<1.0	1.0	<1.0	1.0	<1.0	1.0	3
细菌总数	70	66	75	80	74	79	81	68	70	78	83	74	76	69	73	72	77	100

*表示采用地表水环境质量 III 类标准

2、地下水现状评价

（1）评价方法

地下水质量评价执行《地下水质量标准》（GB/T14848-93）的 III 类标准。根据导则，本次地下水水质现状评价采用标准指数法。单项指数法数学模式如下：

（1）评价标准为定值的水质因子，其标准指数计算公式：

$$P_i = \frac{C_i}{C_{si}}$$

式中：P_i——第 i 个水质因子的标准指数，无量纲；

C_i——第 i 个水质因子的监测浓度，mg/L；

C_{Si}——第 i 个水质因子的标准浓度，mg/L。

（2）评价标准为区间值的水质因子（如 pH 值），其标准指数计算公式：

$$P_{pH} = \frac{7.0 - pH}{7.0 - pH_{sd}}$$，pH≤7 时；

$$P_{pH} = \frac{pH - 7.0}{pH_{su} - 7.0}$$，pH＞7 时；

式中：P_{pH}—pH 的标准指数，无量纲；

pH—pH 监测值；

pH_{su}—标准中 pH 的上限值；

pH_{sd}—标准中 pH 的下限值。

水质参数标准指数大于 1，表明该水质参数已超过了规定的指数水质指标，已不能满足使用要求；水质参数标准指数小于或等于 1，表明该水质参数达到或优于规定的水质，完全符合国家标准，可以满足使用要求。

（2）评价结果

根据单项指数法，计算得出各监测点位各监测指标的最大指数值，对其作出水质达标情况的评价，计算结果列于表 6.2-27 所示。

表 6.2-27　本项目地下水水质标准指数法评价结果统计表

监测点 检测项	1#	2#	3#	4#	5#	6#	7#	8#	9#	10#	11#	12#	13#	14#	15#	16#	17#
pH	0.6	0.4	0.6	0.067	0.267	0.2	0.4	0.4	0.267	0.2	0.6	0.2	0.6	0.067	0.267	0.8	0.8
高锰酸盐指数（耗氧量）	0.267	0.5	0.467	0.633	0.267	0.633	0.333	0.6	0.467	0.967	0.633	0.533	0.767	0.667	0.97	0.5	0.5
氨氮	0.14	0.282	0.374	0.45	0.06	0.32	0.314	0.13	0.314	0.088	0.108	/	/	/	0.088	0.056	/
六价铬	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	0.36	/	/	/	/	/
汞	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
砷	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
铁	0.0139	0.0177	0.0239	0.032	0.0221	0.0281	0.0199	0.0203	0.0155	0.0198	0.0142	0.0101	0.0145	0.0097	0.155	0.0836	0.0145
铅	0.374	0.173	0.27	0.196	0.104	0.128	0.058	0.033	/	0.056	/	/	0.11	/	0.042	0.135	0.11
镉	0.016	0.012	0.012	/	/	/	0.012	/	/	0.016	/	/	/	/	/	/	/
锰	0.0326	0.0056	**1.21**	**2.49**	0.157	**2.82**	0.164	0.0078	0.0184	**1.45**	0.0133	0.0045	0.0883	0.0208	0.01	0.0516	**1.66**
钡	0.76	0.223	0.806	0.614	0.79	0.782	0.264	0.387	0.141	0.321	0.0752	0.24	0.583	0.127	0.417	0.236	0.846
钠	0.222	0.201	0.1655	0.25	0.1615	0.172	0.095	0.14	0.1725	0.1465	0.138	0.083	0.1305	0.16	0.165	0.2925	0.054
氯化物	0.169	0.088	0.094	0.0764	0.218	0.166	0.0624	0.1324	0.0488	0.190	0.190	0.0776	0.1652	0.2268	0.0648	0.2364	0.2728
硫酸盐	0.169	0.1492	0.170	0.289	0.162	0.1464	0.2664	0.2772	0.96	0.484	0.319	0.166	0.3904	0.317	0.428	0.408	0.131
氟化物	0.442	0.397	0.138	0.218	0.205	0.195	0.27	0.394	0.194	0.318	0.436	0.416	0.142	0.304	0.125	0.142	0.357
硝酸根	0.58	0.0181	0.0128	0.0011	0.58	0.211	0.346	0.205	0.159	0.0755	0.104	0.198	0.337	0.109	0.0114	0.655	0.352
亚硝酸根	0.035	/	/	/	0.012	0.024	/	/	/	/	0.003	/	0.014	/	/	0.004	0.004

氰化物	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
硫化物	/	0.85	0.35	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
总硬度	0.664	0.649	0.613	0.7	0.733	0.827	0.709	0.664	0.72	0.942	0.402	0.198	0.591	0.498	0.518	0.818	0.58
溶解性总固体	0.602	0.647	0.577	0.634	0.62	0.68	0.54	0.515	0.564	0.573	0.251	0.195	0.499	0.497	0.454	0.734	0.619
挥发酚	/	0.2	/	/	/	0.2	/	/	/	0.2	/	/	/	/	/	/	0.2
石油类	/	/	0.8	0.6	0.2	0.4	/	/	/	/	/	/	/	/	0.8	0.2	/
总大肠菌群	/	/	/	0.667	/	0.333	0.667	/	0.333	0.333	0.667	/	0.333	/	0.333	/	0.333
细菌总数	0.7	0.66	0.75	0.8	0.74	0.79	0.81	0.68	0.7	0.78	0.83	0.74	0.76	0.69	0.73	0.72	0.77

注：/表示无指数计算结果

通过评价结果可知，本次取得的 17 组水样中，仅 3#、4#、6#、10#和 17#点中的锰超出《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III 类标准限值。超标点位中锰浓度介于 0.121～0.282mg/L，超标倍数为 1.21～2.82。根据区域水文地质资料和文献资料（如：《四川东南部地下水含铁、锰的规律和成因探讨》，《四川盆地西缘浅层地下水铁、锰含量的空间变异特征》），四川省内“红层”中常富含锰，此类矿物在地下水溶滤作用下，可导致地下水中锰含量升高，甚至超标。综上，根据调查评价项目运行现状及含水层赋含矿物特征，推测项目区地下水中锰超标原因可能系地质成因。

除上述指标因子超标外，场地内所有水点所取 17 组样品的其余各指标均没有超出《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）与《地表水环境量标准》（GB3838-2002）III 类标准限值。综上所述，本次现状取样地下水中各项水质监测项目质量指数均较低，项目评价区内地下水水质情况总体较好。

6.2.4 声环境质量现状调查与评价

1、监测布点：声环境现状监测在新建井场及距井场最近居民区处各设一个监测点，共布置 7 个噪声监测点，各监测点位置见附图。

2、监测因子：等效连续 A 声级。

3、监测时间及频次

每天昼、夜各监测一次，连续两天，每点连续监测 10 分钟。监测应避开节假日和非正常工作日。

表 6.2-28　声环境现状监测布点表

编号	监测点位	坐标（°）	备注
N19-1	阳 101H19 平台场址		新建井场
N19-2	阳 101H19 平台南侧居民点		
N20-1	阳 101H20 平台场址		
N20-2	阳 101H20 平台西南侧居民点		
N21-1	阳 101H21 平台场址		
N21-2	阳 101H21 平台西北侧居民点		

4、监测分析方法

本次监测方法按照《声环境质量标准》（GB3096-2008）中的有关要求执行。具体的监测分析方法见附件。

5、评价方法

采用与标准值对比的方法进行评价。

6、评价标准

项目厂界执行《声环境质量标准》（GB3096-2008）2 类标准，村庄执行《声环境质量标准》(GB3096-2008)中 1 类区标准。

7、监测及评价结果

本项目噪声监测点声环境现状监测及评价结果见下表。

表 6.2-29　噪声监测与评价结果　　单位：dB(A)

编号	监测点位	2024 年 1 月 4 日		2024 年 1 月 5 日		评价标准	评价结果	备注
		昼间	夜间	昼间	夜间			
N19-1	阳 101H19 平台场址	49	43	49	44	昼间≤60 夜间≤50	达标	川工环监字（2024）第 03010103 号
N20-1	阳 101H20 平台场址	50	44	49	43			
N21-1	阳 101H21 平台场址	49	43	43	44			
N19-2	阳 101H19 平台南侧居民点	48	44	48	44	昼间≤55 夜间≤45		
N20-2	阳 101H20 平台西南侧居民点	49	44	49	43			
N21-2	阳 101H21 平台西北侧居民点	49	45	48	42			
/	/	2024 年 1 月 4 日		/		/	/	川工环监字（2023）第 03060090 号
N18-1	阳 101H18 平台场址（2023.）	46	43	/	/	昼间≤60 夜间≤50	达标	
N18-2	阳 101H18 平台西南侧居民点	47	44	/	/	昼间≤55 夜间≤45		

根据监测结果，各新建平台场址监测点噪声现状值昼间为 43dB(A)~50dB(A)，夜间为 43dB(A)~44dB(A)，声环境均满足《声环境质量标准》(GB3096-2008)中的 2 类区对应标准要求；村庄居民点处声环境现状值昼间为 47dB(A)~49dB(A)，夜间为 42dB(A)~45dB(A)，声环境满足《声环境质量标准》(GB3096-2008)中的 1 类区对应标准要求。

同时根据现有工程监测报告（川工环监字（2023）第 03060089 号、川工环监字（2023）第 03060091 号、川工环监字（2023）第 03060092 号），各利旧井场厂界噪声监测值《声环境质量标准》(GB3096-2008)中的 2 类区对应标准要求，村庄居民点处声环境现状值均满足《声环境质量标准》(GB3096-2008)中的 1 类区对应标准要求。

项目区域声环境质量良好。

6.2.5 土壤环境质量现状调查与评价

1、区域土壤类型及理化性质调查

根据国家土壤信息服务平台数据调查，本项目所在区域土壤类型包括水稻土、紫色土。项目土壤类型图见附图 4。

2、监测布点

根据土壤评价导则要求，在每个新建井场占地范围内分别布设 3 个柱状样点和 1 个表层样点，占地范围外布设 2 个表层样点，同时在改扩建井场处布设 4 个柱状样点，集输管道处布设 4 个表层样点。项目共布设 26 个土壤监测点。

3、监测因子：

项目基本因子、特征因子如下。

《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB 15618-2018）中 8 项基本因子：镉、汞、砷、铅、总铬、铜、镍、锌；

《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中的 45 项基本因子：重金属和无机物：砷、镉、铬（六价）、铜、铅、汞、镍；挥发性有机物：四氯化碳、氯仿、氯甲烷、1,1-二氯乙烷、1,2-二氯乙烷、1,1-二氯乙稀、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；半挥发性有机物：硝基苯、苯胺、2-氯酚、苯并[a]蒽、苯并[a]芘、苯并[b]荧蒽、苯并[k]荧蒽、䓛、二苯并[a,h]蒽、茚并[1,2,3-cd]芘、萘。

特征因子：pH、石油烃（C10~C40）、石油类、石油烃（C6~C9）、汞、砷、六价铬、钡、土壤盐分含量。

4、监测时间及频率

每点位各取样一次，监测一次。

5、监测方法

表层样应在 0~0.2m 取样，柱状样在 0~0.5m、0.5~1.5m、1.5~3m 分别取样。采样和监测分析方法按《土壤环境监测技术规范》(HJ/T166-2004)及《场地环境调查技术导则》(HJ25.1-2019)有关规定执行，并给出各监测因子的分析方法及其检出浓度。

本次土壤环境监测点位及监测因子见如下。同时记录代表性监测点位 Z19-2（水

稻土）、B4(紫色土）处土壤理化性质。

表 6.2-30　土壤监测点位统计表

工程内容	编号	监测点位	坐标（°）	监测类型	监测因子	土壤类型	用地性质	井场类型
阳 101H19 井场	Z19-1	拟建井场北侧		柱状样	pH、石油烃（C_{10}~C_{40}）、石油类、石油烃（C6~C9）、汞、砷、六价铬、钡、土壤盐分含量，共计 9 项	水稻土	建设用地	新建
	Z19-2	拟建井场中部						
	Z19-3	拟建井场南侧						
	B19-1	拟建井场井口附近		表层样	GB36600 中 45 项基本因子+pH、石油烃（C_{10}~C_{40}）、石油类、石油烃（C_6~C_9）、钡、锌、铬、土壤盐分含量，共计 53 项			
	B19-2	拟建井场占地范围外北侧农田			pH、石油烃（C_{10}~C_{40}）、石油类、石油烃（C_6~C_9）、汞、砷、六价铬、钡、土壤盐分含量，共计 9 项		农用地	
	B19-3	拟建井场占地范围外南侧农田			GB 15618-2018 中 8 项基本因子+pH、石油烃（C_{10}~C_{40}）、石油类、石油烃（C_6~C_9）、六价铬、钡、土壤盐分含量，共计 15 项			
阳 101H20 井场	Z20-1	拟建井场西侧		柱状样	pH、石油烃（C_{10}~C_{40}）、石油类、石油烃（C_6~C_9）、汞、砷、六价铬、钡、土壤盐分含量，共计 9 项		建设用地	
	Z20-2	拟建井场中部						
	Z20-3	拟建井场东侧						
	B20-1	拟建井场井口附近		表层样	GB36600 中 45 项基本因子+pH、石油烃（C_{10}~C_{40}）、石油类、石油烃（C_6~C_9）、钡、锌、铬、土壤盐分含量，共计 53 项			
	B20-2	拟建井场占地范围外西侧农田			pH、石油烃（C_{10}~C_{40}）、石油类、石油烃（C_6~C_9）、汞、砷、六价铬、钡、土壤盐分含量，共计 9 项		农用地	

	B20-3	拟建井场占地范围外东侧农田			GB 15618-2018 中 8 项基本因子+pH、石油烃（C_{10}~C_{40}）、石油类、石油烃（C_6~C_9）、六价铬、钡、土壤盐分含量，共计 15 项			
阳 101H21 井场	Z21-1	拟建井场北侧		柱状样	pH、石油烃（C10~C40）、石油类、石油烃（C_6~C_9）、汞、砷、六价铬、钡、土壤盐分含量，共计 9 项		建设用地	
	Z21-2	拟建井场中部						
	Z21-3	拟建井场南侧						
	B21-1	拟建井场井口附近		表层样	GB36600 中 45 项基本因子+pH、石油烃（C_{10}~C_{40}）、石油类、石油烃（C_6~C_9）、钡、锌、铬、土壤盐分含量，共计 53 项			
	B21-2	拟建井场占地范围外西侧农田			pH、石油烃（C_{10}~C_{40}）、石油类、石油烃（C_6~C_9）、汞、砷、六价铬、钡、土壤盐分含量，共计 9 项		农用地	
	B21-3	拟建井场占地范围外东侧农田			GB 15618-2018 中 8 项基本因子+pH、石油烃（C_{10}~C_{40}）、石油类、石油烃（C_6~C_9）、六价铬、钡、土壤盐分含量，共计 15 项			
阳 101H17 井场	Z17-1	拟建井场井口附近		柱状样	石油类、石油烃（C_6~C_9）、汞、砷、六价铬、钡、土壤盐分含量，共计 7 项		建设用地	改扩建
阳 101H18 井场	Z18-1	拟建井场井口附近						
阳 101H22 井场	Z22-1	拟建井场井口附近						
阳 101H23 井场	Z23-1	拟建井场井口附近						
集输管道 1	B1	集输管道 1 上游		表层样	pH、石油烃（C_{10}~C_{40}）、石油类、石油烃（C_6~C_9）、		农用地	新建

	B2	集输管道 1 下游			汞、砷、六价铬、钡、土壤盐分含量，共计 9 项			
集输管道 2	B3	集输管道 2						
集输管道 3	B4	集输管道 3				紫色土		

5、评价标准

建设用地 45 项基本因子评价标准执行《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准》（GB36600-2018）中第二类用地标准筛选值，钡执行《四川省建设用地土壤污染风险管控标准（DB51/2978-2023）》中对应筛选值要求。农用地执行《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准》（GB15618-2018）标准。

6、评价方法

污染影响因子采用单因子污染指数法进行评价，详见如下公式。

$P_i=C_i/S_i$

式中：

C_i—污染物 i 的实测浓度，mg/m^3；

S_i—污染物 i 的评价标准，mg/m^3；

P_i—i 污染物的分指数。

7、监测结果及评价

监测因子数据统计分析与评价结果见表 6.2-31。

表 6.2-31　土壤环境质量现状监测数据及其评价结果

监测项目	单位	Z19-1			Z19-2			Z19-3			筛选值（mg/kg）	标准指数范围	是否达标
		0~0.5m	0.5m~1.5m	1.5m~3m	0~0.5m	0.5m~1.5m	1.5m~3m	0~0.5m	0.5m~1.5m	1.5m~3m			
pH	无量纲	7.33	7.20	7.12	7.41	7.60	7.40	8.06	7.99	7.86	/	/	达标
全盐量	g/kg	1.53	1.80	1.28	2.50	2.60	2.54	1.93	2.20	2.35	/	/	
石油类*	mg/kg	<4	<4	<4	<4	<4	<4	<4	<4	<4	/	/	
石油烃（C_6-C_9）*		<0.04	<0.04	<0.04	<0.04	<0.04	<0.04	<0.04	<0.04	<0.04	/	/	
石油烃（C_{10}~C_{40}）		19	161	13	15	15	15	21	13	15	2500	0.005~0.064	
钡		231	219	224	179	165	175	2160	205	209	8660	0.019~0.249	
汞		0.057	0.068	0.051	0.053	0.051	0.070	0.054	0.053	0.117	2.4	0.021~0.049	
砷		3.61	3.66	3.76	3.83	3.75	3.75	5.24	5.09	5.57	30	0.120~0.186	
六价铬		1.6	2.2	2.0	1.6	1.0	1.1	1.3	1.3	1.8	5.7	0.175~	

												0.386	
监测项目	单位	Z20-1			Z20-2			Z20-3			筛选值（mg/kg）	标准指数范围	是否达标
		0~0.5m	0.5m~1.5m	1.5m~3m	0~0.5m	0.5m~1.5m	1.5m~3m	0~0.5m	0.5m~1.5m	1.5m~3m			
pH	无量纲	7.94	7.97	7.98	7.27	7.28	7.41	7.86	7.95	7.70	/	/	达标
全盐量	g/kg	1.85	2.50	2.92	1.18	1.10	1.411	3.70	1.38	2.85	/	/	
石油类*	mg/kg	<4	<4	<4	<4	<4	<4	<4	<4	<4	/	/	
石油烃（C_6-C_9）*		<0.04	<0.04	<0.04	<0.04	<0.04	<0.04	<0.04	<0.04	<0.04	/	/	
石油烃（C_{10}~C_{40}）		40	50	43	50	49	16	27	49	58	2500	0.006~0.023	
钡		160	345	346	270	255	260	303	330	309	8660	0.018~0.040	
汞		0.073	0.077	0.063	0.134	0.068	0.074	0.076	0.077	0.085	2.4	0.026~0.056	
砷		3.36	3.52	3.51	3.48	3.52	3.50	3.42	3.46	3.42	30	0.112~0.117	
六价铬		1.6	2.1	2.2	2.6	2.5	2.8	1.7	2.1	1.9	5.7	0.281~0.491	
监测项目	单位	Z21-1			Z21-2			Z21-3			筛选值（mg/kg）	标准指数范围	是否达标
		0~0.5m	0.5m~1.5m	1.5m~3m	0~0.5m	0.5m~1.5m	1.5m~3m	0~0.5m	0.5m~1.5m	1.5m~3m			
pH	无量纲	7.99	7.84	8.07	7.72	7.68	7.69	7.65	7.59	7.84	/	/	达标
全盐量	g/kg	1.07	2.08	0.98	1.88	1.63	2.36	1.67	0.93	1.82	/	/	
石油类*	mg/kg	<4	<4	<4	<4	<4	<4	<4	<4	<4	/	/	
石油烃（C_6-C_9）*		<0.04	<0.04	<0.04	<0.04	<0.04	<0.04	<0.04	<0.04	<0.04	/	/	
石油烃（C_{10}~C_{40}）		46	42	45	42	37	41	22	21	23	2500	0.008~0.018	
钡		262	279	271	260	289	267	297	292	299	8660	0.030~0.035	
汞		0.085	0.081	0.080	0.069	0.068	0.071	0.096	0.097	0.078	2.4	0.028~0.040	
砷		3.43	33.47	3.96	3.42	3.86	3.85	3.70	3.61	3.62	30	0.114~1.116	
六价铬		2.3	2.1	2.0	2.3	2.1	2.2	2.2	2.1	2.1	5.7	0.351~	

												0.404	
监测项目	单位	B1	B2	B3	B4	/	/	/	/	/	筛选值（mg/kg）	标准指数范围	是否达标
		0~0.2m	0.5m~1.5m	1.5m~3m	0~0.5m	/	/	/	/	/			
pH	无量纲	7.03	7.31	8.05	7.79	/	/	/	/	/	/	/	达标
全盐量	g/kg	1.05	0.76	1.08	1.15	/	/	/	/	/	/	/	
石油类*	mg/kg	<4	<4	<4	<4	/	/	/	/	/	/	/	
石油烃（C_6-C_9）*		<0.04	<0.04	<0.04	<0.04	/	/	/	/	/	/	/	
石油烃（C_{10}~C_{40}）		57	25	44	24	/	/	/	/	/	2500	0.010~0.023	
钡		537	1590	294	570	/	/	/	/	/	8660	0.034~0.184	
汞		0.085	0.075	0.184	0.179	/	/	/	/	/	2.4	0.031~0.077	
砷		2.19	2.75	5.61	5.14	/	/	/	/	/	30	0.073~0.187	
六价铬		1.3	1.3	1.2	1.4	/	/	/	/	/	5.7	0.211~0.246	

续表 6.2-31　土壤环境质量现状监测数据及其评价结果

监测项目	单位	B19-3	B20-3	B21-3	筛选值（mg/kg）	标准指数范围	是否达标
		0~0.2m	0~0.2m	0~0.2m	pH>7.5（其他）		
pH	无量纲	8.11	7.74	8.13	/	/	达标
全盐量	g/kg	1.69	2.10	1.91	/	/	
石油类*	mg/kg	<4	<4	<4	/	/	
石油烃（C_6-C_9）*		<0.04	<0.04	<0.04	/	/	
石油烃（C_{10}~C_{40}）		22	58	48	/	/	
钡		210	285	281	/	/	
汞		0.046	0.075	0.071	3.4	0.014~0.022	
砷		3.79	3.85	3.30	25	0.132~0.154	
六价铬		2.1	1.6	2.6	/	/	
铜		21.8	32.9	21.9	100	0.218~0.329	

监测项目	单位	B19-3	B20-3	B21-3	筛选值（mg/kg）	标准指数范围	是否达标
		0~0.2m	0~0.2m	0~0.2m	pH>7.5（其他）		
镍		35	41	28	190	0.147~0.216	
镉		0.28	0.43	0.45	0.6	0.467~0.750	
铅		37	40	49	170	0.218~0.288	
锌		89	113	86	300	0.287~0.377	
铬		112	114	108	250	0.432~0.456	

续表 6.2-310　土壤环境质量现状监测数据及其评价结果

监测项目	单位	Z17-1			Z18-2			筛选值（mg/kg）	标准指数范围	是否达标
		0~0.5m	0.5m~1.5m	1.5m~3m	0~0.5m	0.5m~1.5m	1.5m~3m			
全盐量	g/kg	1.53	2.34	3.37	2.27	1.28	1.30	/	/	
石油类*	mg/kg	<4	<4	<4	<4	<4	<4	/	/	
石油烃（C_6-C_9）*	mg/kg	<0.04	<0.04	<0.04	<0.04	<0.04	<0.04	/	/	
钡	mg/kg	352	350	255	294	425	388	8660	0.029~0.049	
汞	mg/kg	0.029	0.030	0.031	0.035	0.038	0.043	2.4	0.012~0.018	达标
砷	mg/kg	0.11	2.27	2.65	3.56	3.50	3.27	30	0.004~0.119	
六价铬	mg/kg	0.9	1.0	0.9	2.1	1.9	1.7	5.7	0.158~0.368	
监测项目	单位	Z22-3			Z23-3			筛选值（mg/kg）	标准指数范围	是否达标
		0~0.5m	0.5m~1.5m	1.5m~3m	0~0.5m	0.5m~1.5m	1.5m~3m			
全盐量	g/kg	4.83	1.33	1.26	0.64	1.11	1.65	/	/	
石油类*	mg/kg	<4	<4	<4	<4	<4	<4	/	/	
石油烃（C_6-C_9）*		<0.04	<0.04	<0.04	<0.04	<0.04	<0.04	/	/	
钡		377	363	364	434	857	601	8660	0.042~0.099	
汞		0.037	0.048	0.046	0.053	0.067	0.113	2.4	0.015~0.047	达标
砷		2.54	2.60	3.86	2.34	2.98	2.91	30	0.078~0.129	
六价铬		2.3	2.3	2.2	0.8	0.8	0.6	5.7	0.105~	

									0.404	

续表 6.2-31　土壤环境质量现状监测数据及其评价结果

监测项目	单位	B19-1	B20-1	B21-1	筛选值（单位：mg/kg）	标准指数范围	是否达标
		0~0.2m	0~0.2m	0~0.2m			
pH	无量纲	7.77	8.12	7.40	/	/	达标
全盐量	g/kg	2.91	2.53	1.63	/	/	
石油类*	mg/kg	<4	<4	<4	/	/	
石油烃（C_6-C_9）*		<0.04	<0.04	<0.04	/	/	
石油烃（C_{10}~C_{40}）		40	49	80	2500	0.0160~0.0320	
钡		205	268	244	8660	0.0237~0.0309	
汞		0.052	0.080	0.082	2.4	0.0217~0.0342	
砷		3.72	3.55	4.10	30	0.1183~0.1367	
六价铬		1.1	1.5	2.0	5.7	0.1930~0.3509	
铜		21.0	31.6	21.9	18000	0.0012~0.0018	
镍		31	41	28	900	0.0311~0.0456	
镉		0.28	0.67	0.44	65	0.0043~0.0103	
铅		68	45	50	800	0.0563~0.0850	
锌		84	113	86	/	/	
铬		102	111	107	/	/	
氯甲烷		$<1.0\times10^{-3}$	$<1.0\times10^{-3}$	$<1.0\times10^{-3}$	37	/	
氯乙烯		$<1.0\times10^{-3}$	$<1.0\times10^{-3}$	$<1.0\times10^{-3}$	0.43	/	
1,1-二氯乙烯		$<1.0\times10^{-3}$	$<1.0\times10^{-3}$	$<1.0\times10^{-3}$	66	/	
二氯甲烷		$<1.5\times10^{-3}$	$<1.5\times10^{-3}$	$<1.5\times10^{-3}$	616	/	
反-1,2-二氯乙烯		$<1.4\times10^{-3}$	$<1.4\times10^{-3}$	$<1.4\times10^{-3}$	54	/	
1,1-二氯乙烷		$<1.2\times10^{-3}$	$<1.2\times10^{-3}$	$<1.2\times10^{-3}$	9	/	
顺-1,2-二氯乙烯		$<1.3\times10^{-3}$	$<1.3\times10^{-3}$	$<1.3\times10^{-3}$	596	/	
氯仿		$<1.1\times10^{-3}$	$<1.1\times10^{-3}$	$<1.1\times10^{-3}$	0.9	/	
1,1,1-三氯乙烷		$<1.3\times10^{-3}$	$<1.3\times10^{-3}$	$<1.3\times10^{-3}$	840	/	
四氯化碳		$<1.3\times10^{-3}$	$<1.3\times10^{-3}$	$<1.3\times10^{-3}$	2.8	/	
苯		$<1.9\times10^{-3}$	$<1.9\times10^{-3}$	$<1.9\times10^{-3}$	4	/	
1,2-二氯乙烷		$<1.3\times10^{-3}$	$<1.3\times10^{-3}$	$<1.3\times10^{-3}$	5	/	
三氯乙烯		$<1.2\times10^{-3}$	$<1.2\times10^{-3}$	$<1.2\times10^{-3}$	2.8	/	
1,2-二氯丙烷		$<1.1\times10^{-3}$	$<1.1\times10^{-3}$	$<1.1\times10^{-3}$	5	/	
甲苯		$<1.3\times10^{-3}$	$<1.3\times10^{-3}$	$<1.3\times10^{-3}$	1200	/	
1,1,2-三氯乙烷		$<1.2\times10^{-3}$	$<1.2\times10^{-3}$	$<1.2\times10^{-3}$	2.8	/	
四氯乙烯		$<1.4\times10^{-3}$	$<1.4\times10^{-3}$	$<1.4\times10^{-3}$	53	/	

监测项目	单位	B19-1	B20-1	B21-1	筛选值（单位：mg/kg）	标准指数范围	是否达标
		0~0.2m	0~0.2m	0~0.2m			
氯苯		$<1.2\times10^{-3}$	$<1.2\times10^{-3}$	$<1.2\times10^{-3}$	270	/	
1,1,1,2-四氯乙烷		$<1.2\times10^{-3}$	$<1.2\times10^{-3}$	$<1.2\times10^{-3}$	10	/	
乙苯		$<1.2\times10^{-3}$	$<1.2\times10^{-3}$	$<1.2\times10^{-3}$	28	/	
间,对-二甲苯		$<1.2\times10^{-3}$	$<1.2\times10^{-3}$	$<1.2\times10^{-3}$	570	/	
邻-二甲苯		$<1.2\times10^{-3}$	$<1.2\times10^{-3}$	$<1.2\times10^{-3}$	640	/	
苯乙烯		$<1.1\times10^{-3}$	$<1.1\times10^{-3}$	$<1.1\times10^{-3}$	1290	/	
1,1,2,2-四氯乙烷		$<1.2\times10^{-3}$	$<1.2\times10^{-3}$	$<1.2\times10^{-3}$	6.8	/	
1,2,3-三氯丙烷		$<1.2\times10^{-3}$	$<1.2\times10^{-3}$	$<1.2\times10^{-3}$	0.5	/	
1,4-二氯苯		$<1.5\times10^{-3}$	$<1.5\times10^{-3}$	$<1.5\times10^{-3}$	20	/	
1,2-二氯苯		$<1.5\times10^{-3}$	$<1.5\times10^{-3}$	$<1.5\times10^{-3}$	560	/	
苯胺		<0.04	<0.04	<0.04	260	/	
硝基苯		<0.09	<0.09	<0.09	76	/	
萘		<0.09	<0.09	<0.09	70	/	
苯并[a]蒽		<0.1	<0.1	<0.1	15	/	
䓛		<0.1	<0.1	<0.1	1293	/	
苯并[b]荧蒽		<0.2	<0.2	<0.2	15	/	
苯并[k]荧蒽		<0.1	<0.1	<0.1	151	/	
苯并[a]芘		<0.1	<0.1	<0.1	1.5	/	
茚并[1,2,3-cd]芘		<0.1	<0.1	<0.1	15	/	
二苯并[a,h]蒽		<0.1	<0.1	<0.1	1.5	/	

6.3 污染源调查

6.3.1 大气污染源调查

本项目涉及泸州市龙马潭区、泸县，项目所在区域一般为农村地区。本次环境空气影响重点关注评价范围内除本项目外无其他重大污染性工矿企业分布，本项目周边大气污染源主要为分散居民日常生活产生的大气污染源以及区块内先前单独开展了环评的钻井工程施工阶段的大气污染，但环境空气污染不明显，随着施工的结束污染源消失。

6.3.2 噪声污染源调查

本项目各单体项目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，无其他声环境敏感区，根据现场调查无高噪声源分布，区域内居民生活噪声、交通噪声声级小、不持续，无环境限制因素。

6.3.2 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。

按照《地下水环境影响评价导则》及《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），针对本项目特征，本次调查包括：（1）原生水文地质问题调查；（2）地下水污染源分布及类型调查。

6.3.2.1 原生水文地质问题调查

本次项目位于泸州市龙马潭区及泸县的红层丘地区，沱江一级支流濑溪河为该项目评价区的区域侵蚀基准面。区内分布有多个村镇的集中居民区，通过调查和访问，目前都已实现了统一集中供给自来水。另外，此次调查中并未发现由当地饮水引发的地方性疾病问题。总体来说，项目建设区域内以当地农业用地、林地和居民用地为主。另外，红层碎屑岩风化带孔隙裂隙水普遍埋深不大，区内水位常年较为稳定，水质较为清澈，无异味，水位动态变幅波动不大，降雨后的水位增长具有一定的滞后性。

6.3.2.2 地下水污染源分布及类型调查

评价区内主要地下水污染源为居民生产及生活无组织排放的废水。

通过对区域相关的水文地质报告资料分析及现场水文地质调查，重点调查了项目评价区内及井台附近地下水污染状况。项目区内以农用耕地、林地和集中居民居住用地为主，鲜有其它大型工矿企业分布，工程活动微弱。因此，目前当地村落居民会对

地下水产生污染的污染源主要为农业污染源和生活污染源。另外，区内地表水体污染物的构成主要有以下几方面：生活垃圾污染、畜禽养殖污染、农村面源污染等。

1、生活污染源

项目评价区内分布有多个村落居民居住区，分布较为集中，故不可避免会产生生活污水和生活垃圾污染物。生活污水一般来源于以下三方面：一是厨房污水，多以洗碗水、刷锅水、淘米水、洗菜水组成。淘米洗菜水中含有米糠菜屑等有机物，其他污水中含有大量的动植物脂肪和钠、醋酸、氯、碘等多种元素；二是生活洗涤污水，洗涤用品含有大量化学成分；三是冲厕水。其中，当地村民生活污水一般为直接排入污水收集装置，但同时也有少部分直接倒入地表沟谷或地形低洼谷地的现象；生活垃圾虽然有固定堆放点位置进行集中存放，但仍然有部分随意丢弃的现象（图6.3-1和6.3-2所示）。

** **

图 6.3-1 阳 101H23 平台附近居民污水管 **图 6.3-2 阳 101H23 平台附近的垃圾站**

综上所述，区内整体城镇化程度较高，生活垃圾等统一处理较为规范。另外，由于人类生活行为与产污程度有限，污染物对生态环境产生污染影响的程度较小，同时体量有限且较为分散，故产生污染总体很小。

2、农业污染源

电厂项目场地周边农用地分布较多，以水田或旱地两类耕地为主，不可避免会有点状或面状农业污染物产生，主要为过去农业生产使用的化肥、农药，化肥一般使用尿素、碳铵、磷肥等，农药一般为百草枯、草甘膦异丙胺盐等除草剂，这些物质通过淋滤后进入包气带，随之进入地下水，可能造成地下水污染。区内土壤主要为人工填土、粉质粘土、碎石土等，覆盖层厚度普遍不大，调查发现污染程度有限且具有局部性特征（图6.3-3和6.3-4所示）。

** **

图 6.3-3 阳 101H23 平台附近水塘 **图 6.3-4 阳 101H22 平台附近的耕地**

综上分析可知，本项目区地下水污染源主要为当地居民产生的农灌水下渗以及生活污水入渗对地下水系统造成的局部性污染，部分地段可能存在N、P超标现象，但总体污染程度极弱，污染体量很小，故对本次项目的建设无影响。

6.4 生态环境现状调查与评价

6.4.1 现状调查技术方法

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。

6.4.1.1 资料收集

收集项目所在行政区域的林、水、渔、国土等部门有关的陆地野生动植物资源、重要水生生物资源、生态功能区划、敏感生态保护目标、土地资源利用等可以反映生态现状或背景的资料；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，本项目临近区域《阳 101 井区产能建设工程》一期、二期建设项目及现有工程已进行环境影响评价的生态环境现状调查中有关动植物现状调查内容。

6.4.1.2 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项目区生态环境信息的获取。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、植被类型及生态系统类型等分类或分级体系；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、植被类型及生态系统类型分类分级系统的遥感解译标志，采用人机交互式目视判读解译，利用 3S 技术制作评价范围的植被类型图、土地利用现状图及生态系统类型图，并据此分析评价区生态系统组成、结构等现状特征。

6.4.1.3 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。项目组于 2023 年 6 月、12 月对评价区进行了野外实地调查，结合 GPS 地面植被类型取样，进行植被类型和土地利用类型的判定。对于动物资源，通过走访评价范围内及周边居民，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，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。

6.4.2 生态功能区划

6.4.2.1 在《全国生态功能区划》中的定位

项目位于四川省泸州市泸县和龙马潭区，根据《全国生态功能区划》（2015 修编版），项目所在位置属于 “II-01-30 四川盆地农产品提供功能区”，不属于全国重要生态功能区。本项目与全国生态功能区划图的位置关系见下图。

**

图 6.4-1　本项目与全国生态功能区划的位置关系

本项目为天然气产能建设项目，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，随着天然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。

6.4.2.2 在《四川省生态功能区划》中的定位

根据《四川省生态功能区划》，项目评价区所在区域属“I四川盆地亚热带农林生态区—I-2 盆中丘陵农林复合生态亚区—I-2-5 沱江中下游城镇–农业生态功能区”。具体生态功能区划见下表。

表 6.4-1　评价区生态功能区三级特征一览表

生态区	生态亚区	生态功能区	所在区域与面积	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四川盆地亚热带农林生态区	I-2 盆中丘陵农林复合生态亚区	I-2-5 沱江中下游城镇－农业生态功能区	在四川盆地中部偏西南，跨成都、德阳、资阳、眉山、内江、自贡、泸州、宜宾市的 22 个县级行政区，面积 1.85 万 km^2。	地貌以丘陵为主。年均气温 16.4~17.5 ℃，≥10℃活动积温 5300℃左右，年降水量 864~1027mm。区内河流均属涪江水系。森林植被主要有人工或次生马尾松林、柏木林，次为杉木林和竹林	森林覆盖率低，水上流失，土地垦殖过度，农村面源污染，河流支流污染较严重，早灾频发	壤侵蚀中度敏感，水环境污染高度敏感，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，优化人居环境。加强基本农田保护和建设，完善水利设施。改善农村能源结构,发展沼气等清洁能源。发展生态农业、节水型农业、生态养殖业。建设现代轻纺、农产品加工工业基地。限制高耗水的产业。防治农村面源污染和水环境污染，保障饮用水安全

本项目与四川省生态功能区划的位置关系见下图。

**

图 6.4-2　本项目与四川省生态功能区划的位置关系

本项目为天然气产能建设项目，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，天然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。

6.4.4 土地利用现状

本次评价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类型以水田、旱地、农村宅基地、乔木林地、河流水面、竹林地、其他林地、农村道路和果园等为主。项目评价范围土地类型统计见表 6.4-2，分布详见附图 11。

表 6.4-2　评价区土地利用现状统计一览表

二级类别名称	面积（hm^2）	比例
水田	667.768	40.13%
旱地	318.503	19.14%
农村宅基地	146.303	8.79%
乔木林地	117.309	7.05%
河流水面	113.585	6.83%
竹林地	96.549	5.80%
其他林地	65.333	3.93%
农村道路	39.291	2.36%
果园	37.927	2.28%
其他园地	14.098	0.85%
公路用地	11.071	0.67%
工业用地	8.042	0.48%
灌木林地	7.511	0.45%
城镇住宅用地	4.044	0.24%
设施农用地	4.022	0.24%
城镇村道路用地	2.536	0.15%
水库水面	1.949	0.12%
交通服务场站用地	1.631	0.10%
特殊用地	1.422	0.09%
其他商服用地	1.255	0.08%
机关团体用地	6.404	0.07%

其他草地	0.815	0.05%
公用设施用地	0.779	0.05%
裸土地	0.508	0.03%
水工建筑用地	0.285	0.02%
水浇地	0.161	0.01%
物流仓储用地	0.088	0.01%
合计	1663.889	100.00%

6.4.5 生态系统现状调查与评价

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类型主要有湿地生态系统、农田生态系统、城镇生态系统、森林生态系统和灌丛生态系统 6 种类型，有着较高的生态系统多样性。各类生态系统面积见表 6.4-3。

表 6.4-3 评价区各生态系统面积

类型	面积/hm^2	比例%
湿地生态系统	784.724	47.16%
农田生态系统	370.688	22.28%
城镇生态系统	220.453	13.25%
森林生态系统	213.857	12.85%
灌丛生态系统	72.844	4.38%
草地生态系统	0.815	0.05%
其他	0.508	0.03%
合计	1663.889	100.00%

①湿地生态系统

根据解译并结合资料和现场踏勘，湿地生态系统主要为坑塘、河流、水库和沟渠。湿地生态系统在评价范围内的面积为 784.724hm^2，占总面积的 47.16%。湿地周围滩涂分布有莲子草、蓼属物种等。评价范围湿地生态系统主要是两栖类和爬行类的栖息地，分布其中的动物种类主要有静水型两栖类如沼水蛙等。

②农田生态系统

根据解译并结合资料和现场踏勘，评价范围内的农田生态系统面积为 370.688hm^2，占比 22.28%。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。农田生态系统在评价范围内分布广

泛，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。

③城镇生态系统

根据解译并结合资料和现场踏勘，城镇生态系统面积为220.453hm^2，占比13.25%。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。

④森林生态系统

根据解译并结合资料和现场踏勘，森林生态系统面积为213.857hm^2，占比12.85%。森林生态系统在评价区主要为针叶林，以松树、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，生活其中的鸟类有麻雀、家燕等，兽类有野兔等，两栖类有中华蟾蜍等，爬行类有翠青蛇、乌梢蛇等。森林生态系统对调节气温、涵养水源、改良土壤、水土保持、净化环境、孕育和保存生物多样性起着十分重要的作用和意义。

⑤灌丛生态系统

根据解译并结合资料和现场踏勘，灌丛生态系统面积为213.857hm^2，占比12.85%。可以看出评价范围内的灌丛生态系统在多样性方面不及森林生态系统，结构层次性也较差，隐蔽性不高，但是相对于其它几类生态系统来说，仍对生态系统的稳定也起到了重要作用。评价范围内灌草地生长地段多被开垦为耕地，区域灌丛生态系统零星分布，但植被类型较为多样。灌丛多为森林砍伐及环境改变后，由各种落叶阔

叶灌木所组成的落叶阔叶灌丛，如马桑、黄荆灌丛等。由于灌丛生态系统的结构特征，成为了众多鸟类、爬行类的良好栖息地。

⑥草地生态系统

根据解译并结合资料和现场踏勘，草地生态系统在评价范围内的灌丛生态系统总面积 0.815hm^2，占评价区总面积的 0.05%。评价范围内的草地生态系统零星分布，主要在荒废的耕地及山坡坡脚有分布，主要为葎草、艾草、毛蕨、狗尾草等。草地生态系统也是小型动物提供食物和栖息的场所。

6.4.6 陆生植物及植被现状

根据《生态环境影响评价导则 生态影响》（HJ19-2022）生态现状调查要求，三级评价现状调查以收集有效资料为主，可开展必要的遥感调查或现场校核。本次评价参照《四川植物志》《中国植物志》《中国高等植物图鉴》，基于《阳 101 井区产能建设工程》一期、二期建设项目及现有井区植被类型分类中群系的类型，并结合现场校核及其他历史资料，汇总形成本次评价区域内植物多样性。

6.4.6.1 主要植被类型及分布

根据植物种类成分、群落外貌和结构特征、生态地理特征以及群落动态，评价区内植被类型的划分按照《中国植被》分类系统，参考《四川植被》的划分方法，进行植被类型的划分。查阅资料该区域主要植被特色是有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。丘陵地区分布着柏木疏林，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。

另外评价区域内农田分布广泛，栽培植被中作物以水稻为主，玉米、红薯等作为也较常见。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。评价区域主要植被类型见附图 12。

6.4.6.2 重要野生植物及古树名木

评价区农业开发历史悠久、人类活动干扰强度较大，几乎没有未受干扰的原生生境分布，根据国家林业局、农业部发布的《国家重点保护野生植物名录》和四川省林

业厅发布的《四川省重点保护野生植物名录》，调查未发现评价区内有列入以上名录的野生保护植物。

根据资料收集和现场调查核实，项目占地范围不涉及古树名木。

6.4.6.3 天然林和公益林

经与泸州市泸县、龙马潭区林业分布空间叠图分析，项目生态环境影响范围内无天然林、公益林分布。本项目与公益林分布位置关系见附图 4。

6.4.7 陆生动物现状

根据现有资料，同时以访问当地居民和查阅资料相结合的方式辅助调查，本项目评价区内的陆生脊椎动物优势种和常见种多为抗干扰能力较强的伴人物种。

6.4.7.1 两栖类

结合相关文献资料，评价区域的两栖类主要为蟾蜍科（*Bufonidae*）的中华蟾蜍（*Bufo gargarizans*）；蛙科（*Ranidae*）的黑斑侧褶蛙（*Pelophylax nigromaculata*）、峨眉林蛙（*Rana omeimontis*）；叉舌蛙科（*Fejervarya multistriata*）的泽陆蛙（*Fejervarya limnocharis*），以及姬蛙科（*Microhylidae*）的饰纹姬蛙（*Microhyla ornata*）等。其中峨眉林蛙（*Rana omeimontis*）为中国特有种。

表 6.4-4　评价区主要两栖动物

科名	科拉丁名	种名	种拉丁名	濒危等级	特有种
蟾蜍科	*Bufonidae*	中华蟾蜍	*Bufo gargarizans*	LC	／
蛙科	*Ranidae*	黑斑侧褶蛙	*Pelophylax nigromaculatus*	NT	／
		峨眉林蛙	*Rana omeimontis*	LC	✓
叉舌蛙科	*Dicroglossidae*	泽陆蛙	*Fejervarya multistriata*	LC	／
姬蛙科	*Microhylidae*	饰纹姬蛙	*Microhyla ornata*	LC	／

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，能在多种水环境和陆地环境中生存，可在陆地上进行较大范围的活动。因此在不同的生态环境中生活着不同类型的两栖动物。评价区的两栖动物主要栖息在评价区的小型河流和水塘附近的陆地上。评价区域中泽陆蛙、黑斑侧褶蛙主要分布在评价范围内的小河流及稻田中生活，与人类活动关系较密切；中华蟾蜍、饰纹姬蛙主要分布在评价范围内离小河流不远的陆地上活动，与人类活动关系较密切。

6.4.7.2 爬行类

经查阅文献资料，评价区内爬行类主要为包括壁虎科（*Gekkonidae*）的蹼趾壁虎（*Gekko subpalmatus*）；石龙子科（*Scincidae*）的铜蜓蜥（*Sphenomorphus indicus*）；游蛇科（*Colubridae*）的赤链蛇（*Dinodon rufozonatum*）、翠青蛇（*Cyclophiops major*）、黑眉锦蛇（*Elaphe taeniura*）和乌梢蛇（*Zaocys dhumnades*）等，易危（VU）物种 2 种为黑眉锦蛇（*Elaphe taeniura*）和乌梢蛇（*Zaocys dhumnades*）。

表 6.4-5 评价区主要爬行动物

科名	科拉丁名	种名	种拉丁名	濒危等级	特有种
壁虎科	*Gekkonidae*	蹼趾壁虎	*Gekko subpalmatus*	LC	／
游蛇科	*Colubridae*	黑眉锦蛇	*Elaphe taeniura*	VU	／
		乌梢蛇	*Zaocys dhumnades*	VU	／
		赤链蛇	*Dinodon rufozonatum*	LC	／
		翠青蛇	*Cyclophiops major*	LC	／
石龙子科	*Scincidae*	铜蜓蜥	*Sphenomorphus indicus*	LC	／

蹼趾壁虎（Gekko subpalmatus）和赤链蛇（Dinodon rufozonatum）主要分布于农居环境中，可以生活在居民房舍及其周围地区；翠青蛇（Cyclophiops major）、乌梢蛇（Zaocys dhumnades）、黑眉锦蛇（Elaphe taeniura）等主要分布于农田及灌草丛类中，可生活在农耕地、灌丛及草丛中。

6.4.7.3 鸟类

根据评价区域历史文献资料，区内鸟类以雀形目鸟类略占优势。从物种的居留类型上看，区内有留鸟最多，夏候鸟次之，冬候鸟相对较少。主要有生活在农田、村落环境中的金腰燕（*Cecropis daurica*）、家燕（*Hirundo rustica*）、棕背伯劳（*Lanius schach*）、珠颈斑鸠（*Streptopelia chinensis*）、小云雀（*Alauda gulgula*）、灰喜鹊（*Cyanopica cyanus*）等，生活在灌丛生境中的大山雀（*Parus cinereus*）、绿背山雀（*Parus monticolus*）、山麻雀（*Passer cinnamomeus*）、画眉（*Garrulax canorus*）、戴菊（*Regulus regulus*）等，生活在森林生境中的雀鹰（*Accipiter nisus*）、四声杜鹃（*Cuculus micropterus*）、大杜鹃（*Cuculus canorus*）、斑头鸺鹠（*Glaucidium cuculoides*）、长耳鸮（*Asio otus*）、短耳鸮（*Asio flammeus*）、灰头绿啄木鸟（*Picus canus*）、山鹪鸦（*Dendronanthus indicus*）等。

表 6.4-6 评价区主要鸟类

科名	科拉丁名	种名	种拉丁名	濒危等级	特有种
鸦科	*Corvidae*	灰喜鹊	*Cyanopica cyanus*	LC	／
百灵科	*Alaudidae*	小云雀	*Alauda gulgula*	LC	／
燕科	*Hirundinidae*	金腰燕	*Cecropis daurica*	LC	／
		家燕	*Hirundo rustica*	LC	／
鸠鸽科	*Columbidae*	珠颈斑鸠	*Streptopelia chinensis*	LC	／
伯劳科	*Laniidae*	棕背伯劳	*Lanius schach*	LC	／
山雀科	*Paridae*	大山雀	*Parus cinereus*	LC	／
		绿背山雀	*Parus monticolus*	LC	／
雀科	*Passeridae*	山麻雀	*Passer cinnamomeus*	LC	／
噪鹛科	*Leiothrichidae*	画眉	*Garrulax canorus*	NT	／
戴菊科	*Regulidae*	戴菊	*Regulus regulus*	LC	／
鹰科	*Accipitrida*	雀鹰	*Accipiter nisus*	/	／
杜鹃科	*Cuculidae*	四声杜鹃	*Cuculus micropterus*	LC	／
		大杜鹃	*Cuculus canorus*	LC	／
鸱鸮科	*Strigidae*	斑头鸺鹠	*Glaucidium cuculoides*	LC	／
		长耳鸮	*Asio otus*	LC	／
		短耳鸮	*Asio flammeus*	NT	／
啄木鸟科	*Picidae*	灰头绿啄木鸟	*Picus canus*	LC	／
鹡鸰科	*Motacillidae*	山鹡鸰	*Dendronanthus indicus*	LC	／

评价区人类活动干扰较强烈，国家及省重点保护鸟类在区域都不容易被发现。根据国家林业和草原局 农业农村部公告 2021 年第 3 号发布的《国家重点保护野生动物名录》，结合历史资料，推测评价区内有国家二级重点保护野生动物鸟类雕鸮、鹰鸮、苍鹰、黑啄木鸟、领角鸮、画眉、普通翠鸟等。

6.4.7.4 兽类

根据历史文献资料，评价范围内兽类常见的是鼠科（Muridae）的褐家鼠（*Rattus norvegicus*）、小家鼠（*Mus musculus*）、巢鼠（*Micromys minutus*）、黑线姬鼠（*Apodemus agrarius*）、黄胸鼠（*Rattustanezunmi*）等，以及松鼠科（Sciuridae）的赤腹松鼠（*Callosciurus erythraeus*）；鼬科（*Mustelidae*）的黄鼬（*Mustela sibirica*）等。

评价区域受人类活动的干扰强烈，小型啮齿类动物主要生活在腐殖质较丰富的灌

草丛和农田生境一些食虫目的种类，主要在地面活动和觅食，栖息、避食于洞穴中，或在地下寻找食物，主要栖息在农田和灌丛生境。

根据国家林业和草原局农业农村部公告 2021 年第 3 号发布的《国家重点保护野生动物名录》，结合现场调查和历史资料，推测评价区可能有国家二级保护动物豹猫，也属于四川省重点保护动物。

6.4.7.5 重要生境

陆生生态评价范围内人类活动历史悠久，受人为强烈干扰，现存植被以栽培植被为主，森林植被以人工针叶林为主。经资料查阅和现场调查，评价范围区域不属于重要物种的天然集中分布区、栖息地等重要生境，这与长期强烈的人为干扰、生境较单一（栽培植被占主体，森林生境中人工林为主）等原因相关。

项目所在地泸州市泸县和龙马潭区，区县内动植物资源丰富。井场主要占用耕地和荒地，拟占地周边分布有灌草丛及柏木林、竹林等人工林，可能会有等雀鹰、短耳鸮、长耳鸮等重要物种活动，但项目站场工程占地面积很小，占用区域仅是这些适宜或潜在栖息地中的一小部分。管线工程将穿越农田与经济园地、灌草丛、柏木林、栎类林、竹林、居民点、河流、河滩地等生境，为雀鹰、短耳鸮、长耳鸮等重要野生动物的适宜或潜在生境。

6.4.8 生态敏感区

本项目生态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。

6.4.3 生态保护红线

生态保护红线是指依法在重点生态功能区、生态环境敏感区和脆弱区等区域划定的严格管控边界，是国家和区域生态安全的底线，对于维护生态安全格局、保障生态服务功能、支撑经济社会可持续发展具有重要作用。根据《关于印发四川省生态保护红线方案的通知》（川府发〔2018〕24 号）（以下简称《方案通知》），《方案通知》对全省各市区的生态保护红线进行了划定。本项目位于四川省泸州市泸县和龙马潭区区，该地带生态保护红线类型为川东南石漠化敏感生态保护红线，以保护亚热带原始常绿阔叶林生态系统和竹类生态系统为重点，加强森林植被、珍稀野生动植物及

其栖息地保护；保护赤水河水生态系统，维护长江上游鱼类种群多样性；加强自然保护区管理；防止喀斯特地貌区石漠化为重点。根据空间叠加分析，本项目不在《方案通知》划定生态保护红线范围内。

6.4.9 主要生态问题

6.4.9.1 外来物种入侵严重

紫茉莉、喜旱莲子草、白车轴草、藿香蓟等大量外来入侵物种在评价区广泛分布，虽现在在荒坡、杂树林下和田埂未构成优势片层，但这些外来入侵植物物种数目较多，其与农田庄稼争水、争肥、争阳光，将直接或间接威胁到区域内的农业、牧业和林业，造成土地退化隐患。

6.4.9.2 土壤侵蚀，水环境污染严重

评价区所在区域由于地理位置、自然条件以及人为活动等现实与历史等因素，森林覆盖率低，人口密度较大，土壤耕地垦殖过度，水肥流失严重；此外，农村面源污染，地表径流水质污染严重，化肥和农药的不合理利用使得区内水环境质量相对较差。

7 施工期环境影响预测与评价

7.1 施工期生态环境影响预测与评价

7.1.1 对土地利用现状的影响

本项目永久用地面积约 3.47hm^2，临时用地面积约 23.08hm^2（具体占用面积以后续自然资源和规划局核实为准）。其中井场永久用地面积 3.46hm^2，包括井站占地和道路占地两部分；临时用地总面积为 3.35hm^2，包括井场临时占地、燃烧池、表土堆场、生活区等；新建管道敷设用地和堆管场等临时用地面积约 19.73hm^2，标志桩、警示牌等为永久占地面积 0.01hm^2。

1、永久占地对土地利用的影响

本项目永久占地以旱地和水田为主，永久占地对土地利用的影响主要表现在直接改变土地利用现状，导致各种类型的土地面积发生相应的变化，进而间接影响区域内的其他生物。项目沿线区域分布有乔木林地、灌木林地、草地等。项目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。

2、临时占地对土地的影响

工程临时占地主要为耕地，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。

7.1.2 对耕地的影响

占地类型和方式不同，影响程度也不尽相同。永久性占用耕地，耕地面积将在井场服务期间永久损失，将一定程度影响农业生产，因此项目在实施过程中应采取一定的耕地补偿措，将耕地面积损失的影响降到最低。

施工过程中，由于施工作业带的临时占用、管材堆放、管沟开挖等施工活动对作业带范围内的土壤耕作层造成破坏，在一定时间内会导致耕作层的土壤肥力下降。但临时性占用耕地对耕地的影响是短期的、可逆的。临时用地在施工结束后及时复垦，通过土壤培肥等措施，在 3 年内可以恢复到土地原有功能。

7.1.3 对土壤环境的影响

本工程对土壤的影响主要表现在管线敷设和站场建设过程中对土壤的碾压和扰

动破坏。具体影响有以下几个方面：

1、扰乱土壤发生层，破坏土壤结构

管道开挖扰乱和破坏土壤的耕作层，除管道开挖的部分直接受到直接的破坏外，开挖土堆放两边占用农田，也会破坏农田的耕作土。此外，土层的混合和扰动，同样会改变原有农田耕作层的性质。

2、混合土壤层次，改变土壤质地

管道的开挖和回填，混合原有的土壤层次，降低土壤的蓄水保肥能力，易受风蚀，从而影响土壤的发育，植被的恢复；在农田区将降低土壤的耕作性能，影响农作物的生长，最终导致农作物产量的下降。

3、改变土壤层次，降低土壤肥力

在实行分层堆放，分层覆土的措施下，土壤中有机质将下降 30~40%，土壤养分将下降 30~50%，其中全氮下降 43%左右，磷素下降 40%，钾素下降 43%。这表明即使在管道施工过程中实行分层堆放和分层覆土等保护措施，管道工程对土壤养分仍有明显的影响，事实上，在管道施工过程中，难以严格保证对表土实行分层堆放和分层覆土，因而管道施工对土壤养分的影响更为明显，最后导致地表作物生产力下降。

7.1.4 对林地的影响

施工机械的碾压和人为践踏往往会破坏林地地被物层，并且造成林地土壤容重增大变得致密，不仅改变森林水文效应，造成地表径流增加水土流失，还会影响林地养分循环，进而影响下层植被的生长。砍伐林木、扰动林地土壤必然会对依赖这些生境生存的小型动物（包括地上和地下）或鸟类产生不良影响，尤其是那些在传播种子的动物和鸟类，以及在土壤养分循环中起重要的作用的土壤动物和微生物。然而，低强度的干扰也会加速林分从纯林向混交林演替的步伐，提高林分抗病虫害质量。

7.1.5 对植被和植物资源的影响

井场施工将破坏破坏植被，降低评价区植被覆盖度；管线施工，一方面管沟的开挖破坏占地范围内的植被，另一方面管线敷设完成后，作业带植被恢复将不能种植深根类植物，将改变管线敷设作业带的植被类型。

1、工程占地对植物及植被的影响

工程永久占地和临时占地均会使占地区土地利用类型发生改变，植物个体损失，植被生物量减少。但施工占地的影响仅为植物个体损失、植被生物质量减少，工程施

工不会导致评价区植被类型的消失，也不会导致植物物种的组成发生明显变化，且施工结束后，对临时占地区土地平整、复耕、植被恢复等，可使临时占地区植物及植被在适宜条件下可迅速得到恢复。因此，工程施工期对评价区内植物及植被的影响预测为小。

2、施工过程影响

（1）站场工程

包括进场道路、地表清理、平整、布置活动板房等都将对占地区内的地表植被和植物物种带来侵占和破坏影响，导致占地区植物死亡或生长不良、地表裸露，水土流失量增加，致使受影响区域植被面积减少。施工固体废物若随意丢弃将砸压植物，影响植物生长。

（2）线性工程

本工程建设将沿集输管线开挖管沟，并下穿公路和河流，沿线植被和植物将因直接侵占而消失。施工结束后覆土回填，采取水土保持和植被措施后，地表受影响植被将逐渐恢复，工程带来的不利影响降低。

3、人为干扰对植物及植被的影响

施工期，施工人员及机械增多，施工人员砍伐、踩踏及施工机械碾压等会破坏区域内植物及其生境。由于本工程占地区相对集中，区域内人为活动范围相对较小，同时施工期人为干扰等可通过加强宣传教育活动，加强施工监理，在施工前划定施工范围，规范施工人员活动等进行缓解，在相对措施得到落实后，且过程占地区域多为农田、耕地，人为干扰对植物及植被的影响较小。

4、水土流失对植物及植被的影响

施工期占地区开挖、施工场地平整、施工道路建设等扰动地表，造成大面积的土壤裸露，受雨水冲击时易造成水土流失，将对植物及其生境造成不利影响。同时，水土流失易导致土壤中的有机质也不断流失，从而破坏了土壤的结构，增加植被复垦工作的难度。由于本工程占地区域多为农田、耕地，只要切实落实当地的复垦措施，本工程水土流失对区域植物及植被的影响较小。

7.1.6 对陆生动物的影响

1、对两栖动物的影响

评价范围内两栖动物主要栖息在管线沿线的稻田、水沟、河岸、田边、菜地及附近草丛中。本工程新建管线仅 1 处穿越小型河流，且管线施工时间较短，对水质影响

范围较小，因此对两栖动物不会造成大的影响。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。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。

2、对爬行动物的影响

工程建设会不同程度的影响评价区内爬行动物的种群数量和分布格局，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。且评价区域分布的爬行类都是一些区域常见物种，分布范围广，加之施工范围相对较小，对评价区爬行类的物种丰富度及种群数量的影响有限。施工过程中只要严格执行规划的保护措施，工程施工过程中对两栖和爬行类动物的影响相对较小。

3、对鸟类的影响

工程施工期间，施工人员进入施工现场，如果管理不严，可能出现施工人员捕捉白鹭、雉鸡和猛禽的情况。施工机械产生的噪声、夜间作业车辆灯光将使公路沿线栖息的森林鸟类尤其是猛禽受到惊吓。评价区内的鸟类以常见鸟类为主。这些鸟类分布地域广，适应环境能力强，躲避危险环境的能力较强，不易被施工作业损伤和人为捕捉，更不会因施工损伤和人为捕捉造成物种灭绝。此外，由于鸟类能够飞翔，运动能力强，施工一开始，它们就可以迅速离开施工场地。工程施工会导致一定面积的森林和灌丛植被破坏，但工程占地区域较小且非鸟类的繁殖栖息地，不影响鸟类的栖息生境。因此除人为蓄意捕杀外，工程建设基本不会直接伤害到鸟类个体，不会使鸟类种群数量发生大的变化。

总的来看，评价区域鸟类属于大地域和广生境分布物种，能够适应多种环境，对人类干扰也不是特别敏感，施工期不会有鸟类物种从评价区消失，施工期对这个区域的鸟类影响不大。

4、对兽类的影响

项目建设对小型啮齿类动物的影响主要是工程占地对栖息地的破坏，破坏它们的地下巢穴，机械振动和人员活动影响其活动范围。管道施工的阻隔作用可能使部分兽类暂时失去迁移行走的通道。但由于工程占地规模较小，新建管线长度较短，且分段施工，施工期较短，上述小型啮齿类动物都具有较强的适应能力、繁殖快，施工不会

使它们的种群数量发生明显波动。随着施工的结束，对兽类的影响逐渐消失。

7.1.7 对生态系统的影响

项目评价范围以湿地生态系统、农田生态系统、城镇生态系统和森林系统为主。在施工作业期间，挖方、填方会形成较大面积的裸露地表，造成森林、灌丛和草地生态系统面积有所减少，对于临时占地，随着施工完成，施工带等临时占地将进行生态修复，工程建设对区域生物多样性的影响随着时间推移逐渐降低。工程占地将使得评价区生物质量减少，除占地区植被减少外，其他区域生产能力不会发生明显变化。总的来看，工程占地对评价区生态系统的稳定性和完整性的影响较为有限。

7.2 施工期大气环境影响分析

7.2.1 钻前工程施工

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

钻前施工对环境空气的影响主要是道路扬尘及燃油动力机械废气。扬尘主要来自施工现场运输车辆、筑路机械作业过程中扬起的灰尘。根据经验数据，在风速为1.2m/s或2.4m/s下土方和灰土的装卸、运输、施工或现场施工以及石料运输时距离50~150m处下风方向粉尘浓度为11.7~5.0mg/m^3。项目所在区域的年平均风速约为1.2m/s，风速小，产生的扬尘量小，同时在易产尘施工点采取定点洒水湿式作业措施，可有效降低局部施工产尘点扬尘。钻前工程施工时间很短，完成后影响即可消失，无长期影响，对区域环境影响小。

各类施工机械在现场进行场地挖填、运输、施工等作业时，排放的废气中含CO和NOx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。

7.2.2 钻井工程施工

根据工程分析，本项目钻井阶段废气主要为柴油机废气、油基泥浆钻井有机废气、完井测试放喷废气以及非正常状态事故放喷废气。

①柴油机废气

根据调查，区块所在区域电网情况较好，各井场优先采用市政供电，仅停电情况下启用备用柴油发电机发电。使用备用柴油发电机为钻井供电时，柴油机运行会产生柴油燃烧废气，其主要污染物 NOx、SO_2 和颗粒物，废气采用柴油机设备自带的消烟除尘装置处理后经 6m 高排气筒排放。本项目均采用轻质合格柴油成品，燃烧后产生的污染物浓度值均较低，柴油发电机排放废气对周边环境空气的影响较小。同时根据阳 101 区块已实施的钻井项目，柴油机发电时，柴油机废气对项目周边大气环境较小，并随着钻井施工的结束，污染源消失，施工期间污染物排放浓度低，对区域环境空气影响较小。

②油基泥浆钻井有机废气对大气环境的影响

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

③测试放喷废气对大气环境的影响

为了解气井的产气量，在各井完井后需进行测试放喷，测试放喷产生的废气量取决于所钻井的产气量和测试时的释放量，一般产量大的井其放喷量也较大。测试放喷的天然气经点火燃烧，由于项目目的层不含硫化氢，因此，测试放喷废气燃烧产物主要为 CO_2、水蒸气，测试放喷时间一般为 8～12h，属短期临时排放，燃烧产物对环境影响较小，在当地环境可接受范围内。

④事故放喷废气对大气环境的影响

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，放喷的天然气立即点火烧掉。根据本工程区块气田构造产气情况，天然气不含硫化氢，天然气燃烧产物为 CO_2 和 H_2O，事故放喷时间短，属临时排放，对环境的影响是可接受的。各钻井井场放喷池据现场实际情况摆放，点

火口距井眼距离≥75m，距民房及公路等各种设施≥50m，不在当地主导风向的上风向。根据调查，放喷池周边 50m 无各种设施和民房，事故放喷不会对周边农户产生影响。

综上所述，钻井期间废气污染物排放量少，且排放时间短，对所在区域大气环境影响小。

7.2.3 采气站场工程施工

根据前文分析，项目采气站场建设期间产的废气主要为施工机械废气、施工粉尘、道路扬尘等。

（**1**）施工机械废气

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

（**2**）施工扬尘

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

（3）汽车运输二次扬尘

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

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

7.2.4 地面管线施工

施工废气主要为施工扬尘、施工机械尾气以及焊接烟尘。

（1）扬尘

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

管道的地面开挖、填埋、土石方堆放过程为分段进行，施工时间较短，作业带内产生的扬尘为无组织面源排放，根据类似工程的实际现场调查：在大风情况下施工现场下风向 1m 处扬尘浓度可达 3mg/m3 以上，25m 处为 1.53mg/m3，下风向 60m 范围内 TSP 浓度超标。管道沿线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。如果采用道路定时撒水抑尘、车辆不要装载过满并采取密闭或遮盖措施，可大大减少运输扬尘对周围环境空气的影响。

总体而言，施工期扬尘对管道沿经各大气敏感点影响很小，属可接受范围。

（2）施工机械尾气

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、NOx 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。

7.2.5 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，钻井期间废气污染物排放量少，且排放时间短，对所在区域大气环境影响小。

7.3 施工期地表水环境影响分析

7.3.1 钻前工程施工

钻前工程的水污染主要来自各井场道路、井场平整和基础施工过程中产生的施工废水（主要污染物为SS）以及施工人员的生活污水（主要污染物为COD、SS和NH_3-N等）。

（**1**）施工废水

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

（**2**）生活污水

本项目单井场钻前工程施工期约1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。

综上所述，本项目钻前工程无废水外排，对当地地表水环境影响较小，环境可接受。

7.3.2 钻井工程施工

本项目钻井期间废水主要为完井施工阶段产生的钻井废水（包括泥浆压滤脱出水以及设备冲洗废水）、方井雨水、井场初期雨水以及钻井队人员生活污水。本项目严格实施雨污分流制度和钻井污染物“不落地”处理，钻井过程中实现废水收集处理循环利用，无废水外排。

（**1**）钻井废水

水基泥浆钻井完钻阶段废水主要为水基泥浆压滤出水、洗井废水和设备清洗废水。钻井废水全部经井场配备的随钻处理系统处理后上清液循环利用于钻井泥浆循环系统，钻井过程中无废水外排；完钻阶段产生的钻井废水在储存池暂存，用于后续水平井压裂用水。

（**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。方井雨水钻井期间经隔油沉淀后回用于钻井水基泥浆调配或压裂液配置用水。

（**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；井场内的初期雨水经隔油沉淀处理后通过修建的排水明沟导入各井场的储存池内暂存，用于钻井泥浆和压裂液配置用水。

（**4**）生活污水

由于各井场采用 PDC 钻头等快速钻井工艺，单井钻井周期时间短，生活污水每天产生量小，水质较为简单，主要污染物为：SS、COD、BOD_5、NH_3-N。生活污水经各井场生活区生态厕所处理后送至当地城镇污水处理厂处理，对周围地表水环境影响较小。

综上所述，本项目钻井期间无废水外排。

7.3.3 压裂测试工程施工

本项目压裂测试工程废水主要包括压裂返排液和施工人员生活污水。

（1）压裂返排液

本项目水力压裂采用 60m~80m/段的长段压裂方案，各平台压裂返排液产生总量约为 45000m^3。返排压裂液在压裂液罐（2500m^3）+储存池（500m^3）收集暂存中转，压裂返排液及其它废水回用率约 90%，最终无法回用的废水拉运至阳 33 井及镇 2 井等回注井回注处理。

（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，对地表水环境影响较小。

7.3.4 采气站场工程施工

本项目采气站场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、施工机械保洁废水等，主要污染为以 SS 为主，施工废水由各场地修建的截排水沟截留，经简单沉淀处理后循环利用于各场站施工场地洒水抑尘和混凝土养护用水，不外排。

（2）站场管线试压废水

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

经沉淀后回用于施工洒水抑尘等，不外排。

（3）生活污水

本项目各采气站场施工人员主要为就近聘请的当地民工和专业设备安装调试人员，生活污水中污染物以 COD、BOD_5、SS 和 NH_3-N 为主，生活污水依托周边农户现有设施或现有站场进行收集处置，不外排。

综上所述，本项目采气站场施工期间无废水外排。

7.3.5 管线施工

本项目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仁和溪及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。本项目管道试压废水分段产生，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

本工程管线沿无大型河穿越，均为小型河流和沟渠，穿越采用开挖施工。

①对水质的影响

本项目管道穿越的小型河流主要为仁和溪及其支流和沟渠等，其中仁和溪为濑溪河（III 类水体）一级支流，穿越施工方式均采用大开挖方式穿越。

开挖穿越在施工期将对河流水质产生短期影响，主要是使河水中泥沙含量显著增加。但这种影响是局部的，在河水流过一段距离后，由于泥沙的重新沉积会使河水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。在枯水期施工作业对河水水质造成影响较短，开挖作业对河床造成暂时性破坏，开挖深度一般在设计冲刷线以下 1.5m，待施工完成后，经覆土复原，采用河床稳固措施后，对河床及水体环境影响很小。

②对水文特征的影响分析

项目河流穿越工程不会改变河流的水流、水文条件。但在施工中土地开挖、施工场地平整、施工临时占地和永久占地、废弃土方堆放等活动不仅将破坏当地的植被和土壤，也影响了当地的地表径流，造成某些小沟渠流水不畅，甚至堵塞或流向改变，使当地水文条件发生变化，水系的引水、排洪能力下降，但这种影响是暂时的。

采取开挖方式施工时，建议建设单位应该对本项目的线路选择及河流穿越点的选择上，要充分考虑地表水功能和类型，征求水务或水产部门和生态环境部门意见，在施工期间尽量使地表水水质的影响降至最低。

综上所述，本项目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。

7.3.6 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。

根据区域水文地质资料及现场调查，本项目涉及调查评价范围总面积 58.79 km^2，本次总体评价思路是：根据评价区水文地质单元划分，通过合理概化水文地质单元边界条件、地下水渗流特征及含水层系统结构，建立评价单元的水文地质概念模型，进一步通过对模拟区三维高程插值、空间离散、非均质分区后进行水文地质参数赋值，边界条件设置，从而构建地下水渗流数值模型，利用已有的水位观测资料，完成水流模型的识别校正，得到天然情况下模拟区地下水初始流场。最后针对场区工程特点，设计不同的污染情景，在地下水渗流数值模型的基础上耦合污染物运移方程，分片区得到地下水溶质运移模型，利用此模型对污染情景进行预测，评价项目建设及运行对周边地下水水质的影响范围与程度。

7.4 施工期地下水环境影响分析

7.4.1 预测评价方法

7.4.1.1 地下水流场数值模拟数学模型

地下水流模拟采用分块均质、各向异性、非稳定三维分布参数地下水流数学模型，其数学表达形式如下：

$$\begin{cases} \dfrac{\partial}{\partial x}\left(k_{xx}\dfrac{\partial H}{\partial x}\right)+\dfrac{\partial}{\partial y}\left(k_{yy}\dfrac{\partial H}{\partial y}\right)+\dfrac{\partial}{\partial z}\left(k_{zz}\dfrac{\partial H}{\partial z}\right)+w=\mu_s\dfrac{\partial H}{\partial t} & (x,y,z)\in\Omega,t>0 \\ H(x,y,z,t)\big|_{t=0}=H_0(x,y,z) & (x,y,z)\in\Omega \\ H(x,y,z,t)\big|_{s_1}=H_1(x,y,z) & (x,y,z)\in S_1,t>0 \\ k_n\dfrac{\partial H}{\partial n}\Big|_{s_2}=q(x,y,z,t) & (x,y,z)\in S_2,t>0 \end{cases}$$

式中：

H（x，y，z，t）表示模拟区任一点（x, y, z）任一时刻 t 的水头值（m）；

Ω表示地下水渗流区域；

S_1为模型的第一类边界；

S_2为模型的第二类边界；

K_{xx},K_{yy},K_{zz}分别表示 x, y, z 主方向的渗透系数（m/d）。

w 表示源汇项，包括降水入渗补给、蒸发、井抽水量和泉排泄量（d^{-1}）；

μs 表示单位贮水率（1/m）；

H_0（x，y，z）表示初始地下水水头函数（m）；

H_1（x，y，z）为第一类边。

Q（x，y，z，t）为第二类边界已知单位面积流量或单宽流量函数（$m^3/d\cdot m^2$），零流量边界或隔水边界 q=0。

7.4.1.2 污染物迁移模拟数学模型

一般情形下的溶质运移可通过如下数学模型刻画：

$$R\frac{\partial C}{\partial t}=D_{xx}\frac{\partial^2 C}{\partial_x}+D_{yy}\frac{\partial^2 C}{\partial_y}D_{zz}\frac{\partial^2 C}{\partial_z}-u_x\frac{\partial C}{\partial 1}-u_y\frac{\partial C}{\partial 1}-u_z\frac{\partial C}{\partial 1}-\lambda RC$$

$$R=1+K_{\mathrm{d}}\frac{\rho_b}{\theta}$$

$$\begin{aligned} &C(x,y,z,0)=C_0(x,y,z) && (x,y,z)\in\Omega,t=0 \\ &C(x,y,z,t)\big|_{\Gamma_1}=C_1(x,y,z,t) && (x,y,z)\in\Gamma_1,t>0 \\ &(c\vec{v}-Dgradc)\cdot\vec{n}\big|_{\Gamma_2}=\varphi(x,y,z,t) && (x,y,z)\in\Gamma_2,t\geq 0 \end{aligned}$$

上式中，右端前三项为弥散项，后三项为对流项。λ为一级速率常数；R 为延迟因子；K_d为分布系数；ρ_b为固相容重；θ为有效孔隙度；C 为溶质浓度；C_0为初始浓度；Ω为溶质运移扩散的区域，与渗流区同域；Γ_1为第一类边界即浓度已知边界；Γ_2

为第二类边界即溶质通量边界；C_1为边界上已知浓度；φ为边界溶质通量；u为渗流速度；D_{xx}，D_{yy}，D_{zz}分别为x,y,z三个主方向的弥散系数。

7.4.1.3 预测软件

MODFLOW 是 Visual MODFLOW 软件中的模块之一，它是美国地质调查局于 80 年代开发出的一套专门用于地下水流动的三维有限差分数值模拟软件。MODFLOW 自问世以来，由于其程序结构的模块化、离散方法的简单化和求解方法的多样化等优点，已被广泛用来模拟井流、河流、排泄、蒸发和补给对非均质和复杂边界条件的水流系统的影响。本次数值模拟计算采用 Visual MODFLOW 中的 MODFLOW 模块模拟项目所在区域地下水流场。

MT3DMS 模块是 Visual MODFLOW 软件中的模块之一，它是模拟地下水系统中对流、弥散和化学反应的三维溶质运移模型。在利用 MODFLOW 模块模拟计算评价区地下水的流场后，采用 Visual MODFLOW 中的 MT3DMS 预测本项目非正常状况下污染物的运移特征及浓度变化趋势。

7.4.2 模型概化及源项分析

7.4.2.1 模型概化及初始流场校验

阳 101 井区产能建设工程（三期）模型范围，西侧以当地最低侵蚀基准面濑溪河为边界，南侧以马溪河与龙溪河、观音桥河等河流之间地表水分水岭为界，东侧以濑溪河与龙溪河之间地表水分水岭为界，北侧以仁和溪与马溪河之间的地表水分水岭为界；模拟范围与调查评价范围面积一致，合计 58.79km^2。

模拟区东西方向作为模型的 x 轴方向，长度 12000m，每 40m 划分一个网格；南北方向作为模型的 y 轴方向，宽 7400m，每 40m 划分一个网格；垂直于 xy 平面向上为模型的 z 轴正方向，模拟范围 235～420m，垂向上分为 2 层。模型边界设置：将濑溪河及其一级支流仁和溪、二级支流白庙河、松滩河设置为 River 边界；模拟区北侧、南侧及东侧分水岭设置为零流量边界。模型概化见图 7.4-1。

***

图 7.4-1　模型边界条件设置

7.4.2.2 模型参数赋值

1、渗透系数

模型模拟区主要出露地层为**组，根据收集的水文地质抽水试验数据，侏罗系上

沙溪庙组碎屑岩含水层渗透系数在**cm/s 之间，**组（J_2sn）碎屑岩含水岩组渗透系数为**cm/s，**组碎屑岩（J_2s^1）碎屑岩含水岩组渗透系数为**cm/s，**组（$J_{1-2}z$）碎屑岩含水岩组渗透系数为**cm/s，上述碎屑岩含水层渗透系数相近，均属于弱透水层，本项目模型不平面上的区分，模型垂向上按风化程度划分为 2 层。根据现场水文地质试验数据、区域水文地质资料及经验取值，模型校验后的参数取值见表 7.4-1。

表 7.4-1　本次模型校验后参数取值

分层	介质分类	模型校验参数 Kx, Ky（cm/s）	模型校验参数 Kz（cm/s）
第一层	*	3.2×10^{-4}	6.4×10^{-5}
第二层	*	6.4×10^{-5}	6.4×10^{-6}

2、给水度

根据区域水文地质资料及模型参数经验取值（表 7.4-2），区内侏罗系上沙溪庙组（J_2s^2）、下沙溪庙组（J_2s^1）、自流井组（$J_{1-2}z$）及遂宁组（J_2sn）均为砂泥岩互层碎屑岩，因此模型第一层给水度均设置为 10%，第二层设置为 1%。

表 7.4-2　给水度经验数据

介质类型	给水度	介质类型	给水度	介质类型	给水度
粘土	0.01~0.18	黄土	0.14~0.22	砂岩，中	0.12~0.41
砂砾，细	0.13~0.40	细砂	0.01~0.46	片岩	0.22~0.33
砂砾，中等	0.17~0.44	中砂	0.16~0.46	淤泥	0.01~0.39
砂砾，粗	0.18~0.43	粗砂	0.18~0.43	粉砂岩	0.01~0.33
石灰石	0.00~0.36	砂岩，细	0.02~0.40	凝灰岩	0.02~0.47

注：参考 Morris.D.A. and A.I.Johnson.1967. Summary of hydrological and physical properties of rock and soil materials as analyzed by the Hydrologic Laboratory ofthe U.S.Geological Survey.USGS Water Supply Paper 1839－D.

3、降水入渗系数

根据区域水文地质资料及本项目岩土工程勘察，项目区内年平均降雨量为 1016mm。依据《铁路工程水文地质勘查规程》（TB10049-2004）提供的不同含水介质降雨入渗经验值（表 7.4-3）。模拟区出露侏罗系碎屑岩降雨入渗系数取 0.1，降雨补给设置为 101.6 mm/a。

表 7.4-3　降雨入渗系数经验数据

含水介质	λ	含水介质	λ

含水介质	λ	含水介质	λ
粉质粘土	0.01～0.02	较完整岩石	0.10～0.15
粉土	0.02～0.05	较破碎岩石	0.15～0.18
粉砂	0.05～0.08	破碎岩石	0.18～0.20
细砂	0.08～0.12	极破碎岩石	0.20～0.25
中砂	0.12～0.18	岩溶微弱发育	0.01～0.10
粗砂	0.18～0.24	岩溶弱发育	0.10～0.15
圆砾（夹砂）	0.24～0.30	岩溶中等发育	0.15～0.20
卵石（夹砂）	0.30～0.35	岩溶强烈发育	0.20～0.50
完整岩石	0.01～0.10		

4、弥散系数

依据文献资料（Gelhar，1992），弥散度具有空间尺度效应，其观测值随着弥散试验观测尺度的增大而增加。依据《地下水污染模拟预测评估工作指南》（2019）附表 C1.1 纵向弥散度与观测尺度之间的关系（图 7.4-2），统计孔隙介质及裂隙介质在不同试验尺度下弥散度（表 7.4-4）。

***

图 7.4-2　纵向弥散度与介质类别关系

弥散系数=弥散度*渗流速度

表 7.4-4　孔隙介质及裂隙介质在不同试验尺度下弥散度统计

介质类别	弥散试验尺度范围（m）	弥散度范围（m）	试验次数
孔隙介质	1－10m	0.0161～0.073	4
		0.1183～0.6893	9
		1.1679～9.6828	6
		13.67	1
	10－100m	0.10	1
		0.1285～0.9217	9
		1～1.9445	8
		2.0673～2.939	6
		3.9012～9.8311	8
		12.8469～17.2465	3
		99.5405～153.7801	2
	100－1000m	1～1.0083	2

		6.9936～－8.4898	3
		10.3705～18.4247	4
		32.1292～48.0286	3
		134.152～169.9417	2
裂隙介质	1－10m	1.0508～3.0683	2
	10－100m	2.0917～5.1098	2
		10.1836～17.9061	4
		30.7468～60.8415	2
	100－1000m	5.43～12.517	3
		101.00	1

通过模型试算发现，本项目发生非正常状况，污染物在含水层中的迁移范围为10^1～10^2m 量级，考虑污染物在风化带裂隙水含水层介质的迁移尺度，依据表 7.4-4，将模拟区裂隙含水层弥散度设置为 10 m。根据渗流场数值模拟结果，裂隙含水层渗流速度约为 0.209 m/d，其弥散系数取 2.09 m^2/d。

7.4.2.3 渗流场校验

按照前述建立的数值模型、边界条件和计算参数，以稳定流运行模型得到的流场作为初始渗流场，见图 7.4-3。

根据模拟结果，受区内地形地貌、地层富水性及水文地质条件等因素控制，在地形较高地区地下水位埋深较大，而在地势较低的沟谷位置，地下水位埋深较浅，这与当地水文地质条件及实地调查结果相符。

**

图 7.4-3　南侧单元初始渗流场模拟结果（单位：m）

选取的 15 个民井实测水位高程介于 295.12～353.01m，模拟水位高程介于 295.09～354.60 m，模拟水位与实测泉点出露高程仅相 0.02～4.66 m。采用均方差分析本次模拟结果，模拟水位与统计水位差的均方差仅为 0.233（表 7.4-5），波动极小，故利用模型计算所得流场作为项目区初始渗流场基本合理。

表 7.4-5　初始渗流场模拟与水井实测值比对结果（单位：m）

序号	1	2	3	4	5
观测点编号	J1-1	J1-5	J1-9	J1-16	J2-32
居民井水位高程实测值 a	303.3	312.5	315.4	297.0	342.2

模型计算值 b	304.28	312.55	315.50	296.93	346.83
差值绝对值（｜a-b｜）	0.98	0.05	0.09	0.04	4.66
序号	6	7	8	9	10
观测点编号	J2-39	J2-48	J2-63	J2-70	J2-85
居民井水位高程实测值 a	350.5	353.0	336.1	341.1	338.5
模型计算值 b	351.10	354.60	336.91	343.10	338.56
差值绝对值（｜a-b｜）	0.60	1.59	0.77	1.99	0.02
序号	11	12	13	14	15
观测点编号	J2-90	J2-109	J3-2	J3-3	J3-6
居民井水位高程实测值 a	333.8	314.4	311.1	295.1	302.2
模型计算值 b	337.66	314.33	311.20	295.09	302.26
差值绝对值（｜a-b｜）	3.88	0.04	0.05	0.03	0.05
差值方差	0.233				

7.4.2.4 污染源项分析

非正常状况下，储存池因腐蚀或外力作用等原因其池体防渗结构出现裂缝，裂缝面积占池体面积 10%，池体水头取满负荷 2.5m（池体体积 500m^3）。根据钻井施工周期，假设废水持续下渗时间为 7 个月。

表 7.4-6　钻井平台施工期池体非正常状况污染物下渗量

构筑物	泄漏量（m^3/d）	污染物浓度（mg/L）				泄漏的污染物数量（kg）			
		Cl^-	COD_{Mn}	石油类	氨氮	Cl^-	COD_{Mn}	石油类	氨氮
储存池	5.78	5000.0	1666.7	80.0	60.0	28.900	9.634	0.462	0.347

非正常状况下，因储罐老化及腐蚀等原因，储罐输送管道破损或滑落发生泄漏，溶液泄漏于底部围堰易被及时发现及处置。因污染易控制，借鉴《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018）物质泄漏量计算的推荐时间，假设泄露时间为 10min，泄漏溶液按 10%考虑下渗进入地下水系统进行非正常状况源强估算，剩余部分通过围堰及导流沟收集至储存池。

表 7.4-7 单个钻井平台施工期非正常状况污染物下渗量

构筑物	泄漏量（m^3）	污染物浓度（mg/L）						泄漏的污染物数量（kg）					
		Cl^-	COD_{Mn}	石油类	氨氮	Ba	H^+	Cl^-	COD_{Mn}	石油类	氨氮	Ba	H^+
泥浆储	0.58	5000	1666.7	80.0		0.2		2.900	0.967	0.046		0.00012	

备罐													
压裂液罐	0.63	12000	1866.7	80				7.560	1.176	0.050			
柴油罐	0.58									464			
盐酸罐	0.48							70.027					1.973

本项目钻井施工过程中，本项目钻井过程中 0～80m 井段采用清水钻井液。根据蜀南气矿同类型清水钻井施工废水用水情况，钻井过程平均每米进尺产生用水约 0.4m^3，清水钻进阶段钻遇潜水含水层单井渗漏率为 20%，单井渗漏量为 6.4m^3，各钻井平台施工期进入地下水系统的废水总量及进入地下水的 SS 的量见下表。

表 7.4-8　各钻井平台清水钻井过程汇总钻井液渗漏量

工程内容	设置井数（口）	单井漏水量（m^3）	废水渗漏量（m^3/d）	SS 浓度（mg/L）	泄漏进入地下水的 SS 数量（kg/d）
阳 101H17	9	6.4	51.2	2500	144
阳 101H18	6	6.4	38.4	2500	96
阳 101H19	4	6.4	51.2	2500	64
阳 101H20	4	6.4	64	2500	64

7.4.3 溶质运移模拟结果

7.4.3.1H18-19-20 平台污染物模拟结果（同单元内多个钻井平台）

阳 101H18、阳 101H19 及阳 101H20 钻井平台位于同一水文地质单元内，其北西侧为仁和溪，北东侧为仁和溪支流松滩河，南西侧为仁和溪支流白庙河，南东侧为地表水分水岭。根据流场模拟结果，单元内地下水主要由南东向北西径流，受控于地形地貌，最终向河流排泄。污染物迁移模拟结果见图 7.4-4～7.4-6。

***

图 7.4-4　非正常状况项目区 Cl^-贡献值变化趋势（mg/L）

***

图 7.4-5　非正常状况项目区 COD_{Mn} 贡献值变化趋势（mg/L）

***

图 7.4-6　非正常状况项目区石油类贡献值变化趋势（mg/L）

根据模拟结果，受地形及河流水系控制，非正常状态污染物下渗进入地下水系统后，H18 平台污染羽向白庙河迁移，而 H19 及 H20 平台污染羽则向松滩河迁移。由于地形条件造成水力坡度不同，污染物迁移速率有所不同，但总体特征较为相似，因此本单元内井场非正常状况下，对下游地下水环境的影响以 H19 平台为代表进行统计分析。沿井场及地下水主径流方向下游 30m、100m、200m、约 490m 松滩河边设置观测点进行贡献值变化统计，结果见表 7.4-9～表 7.4-14。

表 7.4-9　Cl-沿地下水径流方向贡献值及预测值随时间变化（mg/L）

时间（d）	平台		平台下游 30m		平台下游 100m		平台下游 200m		下游松滩河边	
	贡献值	预测值	贡献值	预测值	贡献值	预测值	贡献值	预测值	贡献值	预测值
1	13.07	45.34	0.000	32.27	0.000	32.27	0.000	32.27	0.000	32.27
30	390.2	422.5	0.007	32.28	0.000	32.27	0.000	32.27	0.000	32.27
60	757.7	790.0	0.020	32.29	0.000	32.27	0.000	32.27	0.000	32.27
100	1218.3	1250.6	0.041	32.31	0.000	32.27	0.000	32.27	0.000	32.27
210	2342.1	2374.4	0.113	32.38	0.000	32.27	0.000	32.27	0.000	32.27
365	1793.8	1826.1	0.232	32.50	0.000	32.27	0.000	32.27	0.000	32.27
730	1028.9	1061.2	0.787	33.06	0.008	32.28	0.000	32.27	0.000	32.27
1000	717.3	749.5	1.983	34.25	0.033	32.30	0.001	32.27	0.000	32.27
1512	395.1	427.4	8.175	40.45	0.259	32.53	0.011	32.28	0.000	32.27
2000	241.9	274.2	19.85	52.12	1.076	33.35	0.066	32.34	0.000	32.27
2631	141.8	174.1	39.15	71.42	3.944	36.21	0.343	32.61	0.000	32.27
3000	107.6	139.8	49.55	81.82	6.730	39.00	0.697	32.97	0.000	32.27
3650	69.47	101.7	62.19	94.46	13.04	45.31	1.762	34.03	0.001	32.27
4318	46.96	79.23	66.39	98.66	19.93	52.20	3.419	35.69	0.004	32.27
5000	32.15	64.42	63.39	95.66	25.20	57.47	5.209	37.48	0.012	32.28
6000	19.43	51.70	52.69	84.96	28.79	61.06	7.503	39.77	0.048	32.32
7300	10.62	42.89	37.15	69.42	27.13	59.40	8.907	41.18	0.159	32.43
8521	6.257	38.53	25.41	57.68	22.42	54.69	8.683	40.95	0.330	32.60
9155	4.782	37.05	20.64	52.91	19.72	51.99	8.213	40.48	0.432	32.70
10000	3.378	35.65	15.57	47.84	16.25	48.52	7.358	39.63	0.570	32.84
10950	2.315	34.58	11.33	43.60	12.86	45.13	6.333	38.60	0.715	32.99

表 7.4-10　COD_{Mn} 沿地下水径流方向贡献值及预测值随时间变化（mg/L）

时间（d）	平台		平台下游 30m		平台下游 100m		平台下游 200m		下游松滩河边	
	贡献值	预测值	贡献值	预测值	贡献值	预测值	贡献值	预测值	贡献值	预测值
1	4.357	5.727	0.000	1.370	0.000	1.370	0.000	1.370	0.000	1.370
30	130.1	131.4	0.002	1.372	0.000	1.370	0.000	1.370	0.000	1.370
60	252.6	253.9	0.006	1.376	0.000	1.370	0.000	1.370	0.000	1.370

100	406.1	407.5	0.012	1.382	0.000	1.370	0.000	1.370	0.000	1.370
210	780.7	782.1	0.029	1.399	0.000	1.370	0.000	1.370	0.000	1.370
365	598.0	599.3	0.047	1.417	0.000	1.370	0.000	1.370	0.000	1.370
730	343.0	344.3	0.154	1.524	0.001	1.371	0.000	1.370	0.000	1.370
1000	239.1	240.5	0.492	1.862	0.005	1.375	0.000	1.370	0.000	1.370
1512	131.7	133.1	2.471	3.841	0.057	1.427	0.002	1.372	0.000	1.370
2000	80.62	81.99	6.323	7.693	0.289	1.659	0.013	1.383	0.000	1.370
2631	47.25	48.62	12.76	14.13	1.185	2.555	0.087	1.457	0.000	1.370
3000	35.84	37.21	16.24	17.61	2.085	3.455	0.191	1.561	0.000	1.370
3650	23.15	24.52	20.50	21.87	4.156	5.526	0.520	1.890	0.000	1.370
4318	15.64	17.01	21.95	23.32	6.445	7.815	1.051	2.421	0.001	1.371
5000	10.71	12.08	20.99	22.36	8.212	9.582	1.637	3.007	0.003	1.373
6000	6.472	7.842	17.47	18.84	9.441	10.81	2.403	3.773	0.013	1.383
7300	3.536	4.906	12.33	13.70	8.936	10.31	2.887	4.257	0.047	1.417
8521	2.085	3.455	8.436	9.806	7.399	8.769	2.832	4.202	0.101	1.471
9155	1.593	2.963	6.854	8.224	6.514	7.884	2.685	4.055	0.134	1.504
10000	1.126	2.496	5.171	6.541	5.372	6.742	2.411	3.781	0.179	1.549
10950	0.771	2.141	3.763	5.133	4.255	5.625	2.079	3.449	0.226	1.596

表 7.4-11　石油类沿地下水径流方向贡献值及预测值随时间变化（mg/L）

时间（d）	平台		平台下游 30m		平台下游 100m		平台下游 200m		下游松滩河边	
	贡献值	预测值	贡献值	预测值	贡献值	预测值	贡献值	预测值	贡献值	预测值
1	0.571	0.596	0.000	0.025	0.000	0.025	0.000	0.025	0.000	0.025
30	8.232	8.257	0.020	0.045	0.000	0.025	0.000	0.025	0.000	0.025
60	11.92	11.94	0.044	0.069	0.000	0.025	0.000	0.025	0.000	0.025
100	15.10	15.12	0.086	0.111	0.000	0.025	0.000	0.025	0.000	0.025
210	18.90	18.93	0.280	0.305	0.000	0.025	0.000	0.025	0.000	0.025
365	18.83	18.86	0.793	0.818	0.002	0.027	0.000	0.025	0.000	0.025
730	14.91	14.93	2.040	2.065	0.057	0.082	0.001	0.026	0.000	0.025
1000	12.18	12.21	2.808	2.833	0.205	0.230	0.009	0.034	0.000	0.025
1512	8.738	8.763	3.750	3.775	0.840	0.865	0.095	0.120	0.000	0.025
2000	6.664	6.689	4.206	4.231	1.757	1.782	0.342	0.367	0.000	0.025
2631	4.814	4.839	4.291	4.316	2.927	2.952	0.923	0.948	0.000	0.025
3000	3.981	4.006	4.177	4.202	3.445	3.470	1.328	1.353	0.001	0.026
3650	2.846	2.871	3.784	3.809	3.957	3.982	1.986	2.011	0.004	0.029
4318	2.041	2.066	3.249	3.274	3.994	4.019	2.433	2.458	0.015	0.040
5000	1.445	1.470	2.696	2.721	3.742	3.767	2.591	2.616	0.037	0.062
6000	0.896	0.921	1.961	1.986	3.088	3.113	2.452	2.477	0.094	0.119

时间（d）	平台		平台下游 30m		平台下游 100m		平台下游 200m		下游松滩河边	
	贡献值	预测值	贡献值	预测值	贡献值	预测值	贡献值	预测值	贡献值	预测值
7300	0.495	0.520	1.247	1.272	2.196	2.221	1.959	1.984	0.194	0.219
8521	0.292	0.317	0.802	0.827	1.519	1.544	1.458	1.483	0.280	0.305
9155	0.223	0.248	0.636	0.661	1.241	1.266	1.227	1.252	0.311	0.336
10000	0.157	0.182	0.467	0.492	0.942	0.967	0.963	0.988	0.336	0.361
10950	0.107	0.132	0.331	0.356	0.689	0.714	0.726	0.751	0.344	0.369

表 7.4-12　氨氮沿地下水径流方向贡献值及预测值随时间变化（mg/L）

时间（d）	平台		平台下游 30m		平台下游 100m		平台下游 200m		下游松滩河边	
	贡献值	预测值	贡献值	预测值	贡献值	预测值	贡献值	预测值	贡献值	预测值
1	0.157	0.304	0.000	0.147	0.000	0.147	0.000	0.147	0.000	0.147
30	4.683	4.830	0.000	0.147	0.000	0.147	0.000	0.147	0.000	0.147
60	9.092	9.239	0.000	0.147	0.000	0.147	0.000	0.147	0.000	0.147
100	14.62	14.77	0.000	0.147	0.000	0.147	0.000	0.147	0.000	0.147
210	28.10	28.25	0.000	0.147	0.000	0.147	0.000	0.147	0.000	0.147
365	21.53	21.67	0.000	0.147	0.000	0.147	0.000	0.147	0.000	0.147
730	12.35	12.49	0.003	0.150	0.000	0.147	0.000	0.147	0.000	0.147
1000	8.607	8.754	0.016	0.163	0.000	0.147	0.000	0.147	0.000	0.147
1512	4.741	4.888	0.087	0.234	0.002	0.149	0.000	0.147	0.000	0.147
2000	2.902	3.049	0.226	0.373	0.010	0.157	0.000	0.147	0.000	0.147
2631	1.701	1.848	0.458	0.605	0.042	0.189	0.003	0.150	0.000	0.147
3000	1.290	1.437	0.584	0.731	0.075	0.222	0.007	0.154	0.000	0.147
3650	0.833	0.980	0.737	0.884	0.149	0.296	0.019	0.166	0.000	0.147
4318	0.563	0.710	0.789	0.936	0.232	0.379	0.038	0.185	0.000	0.147
5000	0.385	0.532	0.755	0.902	0.295	0.442	0.059	0.206	0.000	0.147
6000	0.233	0.380	0.629	0.776	0.340	0.487	0.086	0.233	0.000	0.147
7300	0.127	0.274	0.444	0.591	0.321	0.468	0.104	0.251	0.002	0.149
8521	0.075	0.222	0.304	0.451	0.266	0.413	0.102	0.249	0.004	0.151
9155	0.057	0.204	0.247	0.394	0.234	0.381	0.097	0.244	0.005	0.152
10000	0.041	0.188	0.186	0.333	0.193	0.340	0.087	0.234	0.006	0.153
10950	0.028	0.175	0.135	0.282	0.153	0.300	0.075	0.222	0.008	0.155

表 7.4-13　Ba 沿地下水径流方向贡献值及预测值随时间变化（mg/L）

时间（d）	平台		平台下游 30m		平台下游 100m		平台下游 200m		下游松滩河边	
	贡献值	预测值	贡献值	预测值	贡献值	预测值	贡献值	预测值	贡献值	预测值
1	5.16E-05	0.516	1.57E-09	0.516	8.20E-22	0.516	1.87E-37	0.516	0.0E+00	0.516
30	4.43E-05	0.516	2.59E-07	0.516	6.89E-14	0.516	8.80E-23	0.516	0.0E+00	0.516

时间	平台		平台下游 30m		平台下游 100m		平台下游 200m		下游松滩河边	
（d）	贡献值	预测值	贡献值	预测值	贡献值	预测值	贡献值	预测值	贡献值	预测值
60	3.97E-05	0.516	6.92E-07	0.516	1.89E-12	0.516	6.94E-19	0.516	0.0E+00	0.516
100	3.48E-05	0.516	1.41E-06	0.516	1.84E-11	0.516	6.93E-17	0.516	5.72E-38	0.516
210	2.57E-05	0.516	3.47E-06	0.516	6.53E-10	0.516	6.48E-14	0.516	8.04E-29	0.516
365	1.83E-05	0.516	5.37E-06	0.516	8.84E-09	0.516	7.45E-12	0.516	1.73E-23	0.516
730	9.65E-06	0.516	6.80E-06	0.516	1.21E-07	0.516	8.52E-10	0.516	1.32E-17	0.516
1000	6.63E-06	0.516	6.34E-06	0.516	3.17E-07	0.516	4.96E-09	0.516	1.25E-15	0.516
1512	3.66E-06	0.516	4.70E-06	0.516	8.21E-07	0.516	3.48E-08	0.516	2.33E-13	0.516
2000	2.25E-06	0.516	3.30E-06	0.516	1.22E-06	0.516	9.56E-08	0.516	4.34E-12	0.516
2631	1.32E-06	0.516	2.09E-06	0.516	1.44E-06	0.516	1.97E-07	0.516	5.99E-11	0.516
3000	9.97E-07	0.516	1.62E-06	0.516	1.43E-06	0.516	2.49E-07	0.516	1.77E-10	0.516
3650	6.37E-07	0.516	1.06E-06	0.516	1.28E-06	0.516	3.10E-07	0.516	7.53E-10	0.516
4318	4.26E-07	0.516	7.21E-07	0.516	1.06E-06	0.516	3.34E-07	0.516	2.24E-09	0.516
5000	2.88E-07	0.516	4.91E-07	0.516	8.33E-07	0.516	3.20E-07	0.516	4.81E-09	0.516
6000	1.71E-07	0.516	2.94E-07	0.516	5.70E-07	0.516	2.74E-07	0.516	1.06E-08	0.516
7300	9.19E-08	0.516	1.59E-07	0.516	3.43E-07	0.516	2.02E-07	0.516	1.91E-08	0.516
8521	5.35E-08	0.516	9.23E-08	0.516	2.14E-07	0.516	1.45E-07	0.516	2.54E-08	0.516
9155	4.07E-08	0.516	7.02E-08	0.516	1.67E-07	0.516	1.20E-07	0.516	2.73E-08	0.516
10000	2.87E-08	0.516	4.94E-08	0.516	1.21E-07	0.516	9.29E-08	0.516	2.86E-08	0.516
10950	1.96E-08	0.516	3.36E-08	0.516	8.46E-08	0.516	6.93E-08	0.516	2.85E-08	0.516

表 7.4-14　清水钻井阶段钻井平台下游 SS 沿地下水径流方向贡献值随时间变化

时间	平台		平台下游 30m		平台下游 100m		平台下游 200m		下游松滩河边	
（d）	SS(mg/L)	浊度(NTU)	SS(mg/L)	浊度(NTU)	SS(mg/L)	浊度(NTU)	SS(mg/L)	浊度(NTU)	SS(mg/L)	浊度(NTU)
1	14.01	1.821	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
30	418.3	54.38	0.008	0.001	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
60	812.2	105.6	0.021	0.003	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
100	1306.0	169.8	0.043	0.006	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
210	2370.2	308.1	0.121	0.016	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
365	1923.0	250.0	0.249	0.032	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
730	1103.0	143.4	0.844	0.110	0.008	0.001	0.000	0.000	0.000	0.000
1000	768.9	99.96	2.125	0.276	0.035	0.005	0.001	0.000	0.000	0.000
1512	423.6	55.06	8.764	1.139	0.277	0.036	0.012	0.002	0.000	0.000
2000	259.3	33.71	21.28	2.766	1.153	0.150	0.070	0.009	0.000	0.000
2631	152.0	19.76	41.97	5.456	4.228	0.550	0.368	0.048	0.000	0.000
3000	115.3	14.99	53.11	6.905	7.215	0.938	0.748	0.097	0.000	0.000

3650	74.47	9.681	66.67	8.667	13.98	1.818	1.889	0.246	0.001	0.000
4318	50.34	6.544	71.17	9.252	21.37	2.778	3.665	0.476	0.004	0.001
5000	34.46	4.480	67.95	8.833	27.02	3.512	5.584	0.726	0.013	0.002
6000	20.83	2.708	56.49	7.343	30.86	4.012	8.044	1.046	0.052	0.007
7300	11.38	1.480	39.82	5.177	29.08	3.781	9.548	1.241	0.170	0.022
8521	6.708	0.872	27.24	3.541	24.03	3.124	9.308	1.210	0.354	0.046
9155	5.126	0.666	22.13	2.876	21.14	2.748	8.804	1.145	0.463	0.060
10000	3.622	0.471	16.69	2.170	17.42	2.264	7.888	1.025	0.611	0.079
10950	2.481	0.323	12.14	1.579	13.79	1.792	6.789	0.883	0.767	0.100

表 7.4-15　非正常状况下井场各污染物最大贡献值（单位 mg/L）

污染物名称	Cl^-	COD_{Mn}	石油类	氨氮	Ba	SS
厂区最大贡献值（mg/L）	2342.1	780.7	19.15	28.10	0.000	1923.0
厂区最大贡献值叠加背景值后浓度（mg/L）	2374.4	782.1	19.17	28.25	0.516	浊度：250.0NTU

根据模拟结果，受地形及本项目区河流控制，非正常运行状态污染物下渗进入地下水系统后主要由项目区向北东侧迁移，排泄至松滩河。根据模拟结果，非正常运行状态下，地下水中各污染因子含量均有升高。因本项目非正常运行状态下，污染物质为瞬时或连续 210d 注入，但相对与 30a 的预测时长，下渗时间较短，因此距各泄露池体不同距离位置的污染物贡献值仍表现为单波特征。

井场北西侧下游 30m 位置，Cl^-、COD_{Mn}、石油类、氨氮等四种污染物在非正常状况发生后 4318d 达到峰值，最大贡献值分别为 2342.1mg/L、780.7 mg/L 、 19.15 mg/L、28.10mg/L；钡的污染源浓度较小，不会对井场及下游的地下水环境造成影响。

井场北西侧下游 100m 位置，Cl^-、COD_{Mn}、石油类、氨氮等四种污染物在非正常状况发生后 6146d 达到峰值，最大贡献值分别为 28.88 mg/L、9.485 mg/L、4.026 mg/L、0.341mg/L。

井场北西侧下游 200m 位置，Cl^-、COD_{Mn}、石油类、氨氮等四种污染物在非正常状况发生后 7582d 达到峰值，最大贡献值分别为 8.943 mg/L、2.905 mg/L、2.595 mg/L、0.104mg/L。

井场北西侧下游约 450m 松滩河边，Cl^-、COD_{Mn}、石油类、氨氮等四种污染物在非正常状况发生后预测时段内 10950d 达到峰值，最大贡献值分别为 0.715 mg/L、0.226 mg/L、0.344 mg/L、0.008mg/L。

本项目区域地下水执行《地下水质量标准》（GB/T 14848-93）中的III类标准。

根据预测结果，非正常运行状态发生后，本项目下伏含水层中 Cl^-、COD_{Mn}、石油类、氨氮和 Ba 最大贡献值分别为 2342.1 mg/L、780.7 mg/L、19.15 mg/L、28.10 mg/L 和 0.000mg/L（背景值监测结果：Cl^-为 32.37mg/L、COD_{Mn} 为 1.37mg/L，石油类为 0.025mg/L，氨氮为 0.147mg/L，Ba 为 0.516 mg/L），叠加背景值后，Ba 不超标，Cl^-在井场至下游 25m 范围均有超标，超标时间集中于非正常状态发生后 0～3600d；COD_{Mn} 在井场至下游 220m 范围均有超标，超标时间集中于非正常状态发生后 0～10950d；氨氮在井场至下游 85m 范围均有超标，超标时间集中于非正常状态发生后 0～9000d；石油类污染物未列入《地下水环境质量标准》，本次参考《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）III类标准限值（石油类≤0.05mg/L），非正常状态发生后石油类在井场至下游松滩河之间的范围均有超标，超标时间集中于非正常状态发生后至预测时段内。

清水钻井阶段，不考虑地下水含水层介质对悬浮物的截留、吸附及过滤等作用。清水钻井过程中钻井液渗漏进入含水层后的 SS 的最大贡献值（1923mg/L），转化为浊度（SS 的浓度 1mg/L=0.13NTU）为 250 NTU，参考《生活饮用水水源水质标准》（CJ 3020-93）中的一级标准（浊度≤3NTU），阳 101H19 钻井平台清水钻井过程中，钻井液渗漏将导致井场下游 25m 范围浊度超标，超标时间为钻井施工至 2100d。

阳 101H18 平台、阳 101H20 平台与阳 101H19 平台有相似的污染迁移特征：非正常状况发生后，Ba 不会造成下游地下水环境超标；Cl^-、COD_{Mn} 和氨氮会造成下游一定范围内地下水环境超标；而石油类可能造成下游至河边大范围长时间污染。

7.4.3.2 H21-22 平台污染物模拟结果（同单元内多个钻井平台）

阳 101H21 及阳 101H22 钻井平台位于一相对完整的水文地质单元内，其北侧为仁和溪，南侧为仁和溪支流松滩河，东侧为地表水分水岭，为一河间地块。根据流场模拟结果，单元内地下水主要由东向西径流，受控于地形地貌，H21 平台附近地下水主要向西转向北西侧，最终排向仁和溪，H22 平台附近地下水则就近向松滩河排泄。

污染物迁移模拟结果见图 7.4-7～7.4-9。

***

图 7.4-7　非正常状况项目区 Cl^-贡献值变化趋势（mg/L）

***

图 7.4-9　非正常状况项目区石油类贡献值变化趋势（mg/L）

受控于地形地貌，H21 平台污染羽主要向北西侧仁和溪迁移扩散，H22 平台污染

羽则就近向松滩河迁移扩散，由于 H21 平台较 H22 平台地形稍缓，污染羽迁移扩散相对缓慢。本单元内平台非正常状况下，对下游地下水环境的影响以 H22 平台为代表进行统计分析。沿平台及地下水主径流方向下游 30m、100m、下游约 170m 松滩河设置观测点进行贡献值变化统计，结果见表 7.4-16～表 7.4-22。

表 7.4-16　Cl^-沿地下水径流方向贡献值及预测值随时间变化（mg/L）

时间（d）	H22 平台		下游 30m		下游 100m		下游 170m 河边	
	贡献值	预测值	贡献值	预测值	贡献值	预测值	贡献值	预测值
1	8.919	28.32	0.000	19.40	0.000	19.40	0.000	19.40
30	257.1	276.5	0.441	19.84	0.000	19.40	0.000	19.40
70	563.5	582.9	2.996	22.40	0.000	19.40	0.000	19.40
100	775.3	794.7	6.657	26.06	0.001	19.40	0.000	19.40
210	1422.9	1442.3	34.46	53.86	0.019	19.42	0.000	19.40
624	653.5	672.9	145.7	165.1	1.667	21.07	0.000	19.40
1000	364.4	383.8	173.5	192.9	5.750	25.15	0.001	19.40
1477	198.9	218.3	161.0	180.4	12.65	32.05	0.011	19.41
2082	109.1	128.5	125.8	145.2	20.50	39.90	0.054	19.45
3008	54.17	73.57	80.02	99.42	26.73	46.13	0.234	19.63
3650	36.43	55.83	58.39	77.79	27.46	46.86	0.446	19.85
4050	29.20	48.60	48.27	67.67	26.90	46.30	0.607	20.01
5109	17.28	36.68	29.88	49.28	23.57	42.97	1.081	20.48
5554	14.09	33.49	24.62	44.02	21.78	41.18	1.281	20.68
6148	10.95	30.35	19.28	38.68	19.41	38.81	1.524	20.92
7300	6.900	26.30	12.21	31.61	15.03	34.43	1.898	21.30
8100	5.129	24.53	9.071	28.47	12.45	31.85	2.062	21.46
9015	3.701	23.10	6.524	25.92	9.930	29.33	2.154	21.55
10015	2.649	22.05	4.643	24.04	7.741	27.14	2.154	21.55
10950	1.955	21.35	3.405	22.81	6.098	25.50	2.081	21.48

表 7.4-17　COD_{Mn}沿地下水径流方向贡献值及预测值随时间变化（mg/L）

时间（d）	H22 平台		下游 30m		下游 100m		下游 170m 河边	
	贡献值	预测值	贡献值	预测值	贡献值	预测值	贡献值	预测值
1	2.973	4.573	0.000	1.600	0.000	1.600	0.000	1.600
30	85.70	87.30	0.147	1.747	0.000	1.600	0.000	1.600
70	187.8	189.4	0.999	2.599	0.000	1.600	0.000	1.600
100	258.5	260.1	2.219	3.819	0.000	1.600	0.000	1.600
210	474.3	475.9	11.49	13.09	0.006	1.606	0.000	1.600
624	217.8	219.4	48.57	50.17	0.556	2.156	0.000	1.600

1000	121.5	123.1	57.81	59.41	1.916	3.516	0.000	1.600
1477	66.28	67.88	53.65	55.25	4.211	5.811	0.004	1.604
2082	36.33	37.93	41.91	43.51	6.820	8.420	0.018	1.618
3008	18.04	19.64	26.64	28.24	8.876	10.48	0.077	1.677
3650	12.12	13.72	19.43	21.03	9.104	10.70	0.146	1.746
4050	9.714	11.31	16.05	17.65	8.909	10.51	0.198	1.798
5109	5.738	7.338	9.924	11.52	7.786	9.386	0.351	1.951
5554	4.677	6.277	8.170	9.770	7.185	8.785	0.415	2.015
6148	3.632	5.232	6.392	7.992	6.392	7.992	0.492	2.092
7300	2.283	3.883	4.041	5.641	4.936	6.536	0.609	2.209
8100	1.695	3.295	2.997	4.597	4.077	5.677	0.659	2.259
9015	1.221	2.821	2.151	3.751	3.244	4.844	0.685	2.285
10015	0.872	2.472	1.528	3.128	2.522	4.122	0.683	2.283
10950	0.642	2.242	1.118	2.718	1.981	3.581	0.657	2.257

表 7.4-18　石油类沿地下水径流方向贡献值及预测值随时间变化（mg/L）

时间（d）	H22 平台	下游 30m	下游 100m	下游 170m 河边
1	138.3	0.006	0.000	0.000
30	130.3	0.464	0.000	0.000
70	120.4	1.215	0.000	0.000
100	113.6	1.850	0.001	0.000
210	92.60	4.423	0.009	0.000
624	49.91	11.58	0.315	0.000
1000	30.94	13.94	0.966	0.000
1477	18.55	13.79	2.039	0.001
2082	10.99	11.75	3.298	0.005
3008	5.928	8.385	4.385	0.033
3650	4.187	6.560	4.579	0.077
4050	3.454	5.644	4.534	0.116
5109	2.199	3.856	4.090	0.259
5554	1.850	3.305	3.829	0.332
6148	1.495	2.720	3.470	0.432
7300	1.015	1.891	2.787	0.623
8100	0.793	1.492	2.368	0.735
9015	0.605	1.146	1.950	0.833
10015	0.458	0.872	1.574	0.900
10950	0.356	0.679	1.283	0.925

表 7.4-19　氨氮沿地下水径流方向贡献值及预测值随时间变化（mg/L）

时间（d）	H22 平台	下游 30m	下游 100m	下游 170m 河边
1	0.107	0.000	0.000	0.000
30	3.085	0.005	0.000	0.000
70	6.762	0.036	0.000	0.000
100	9.304	0.080	0.000	0.000
210	17.07	0.413	0.000	0.000
624	7.841	1.748	0.020	0.000
1000	4.372	2.081	0.069	0.000
1477	2.385	1.931	0.152	0.000
2082	1.307	1.508	0.245	0.001
3008	0.649	0.959	0.319	0.003
3650	0.436	0.699	0.328	0.005
4050	0.349	0.577	0.321	0.007
5109	0.206	0.357	0.280	0.013
5554	0.168	0.294	0.258	0.015
6148	0.131	0.230	0.230	0.018
7300	0.082	0.145	0.177	0.022
8100	0.061	0.108	0.147	0.024
9015	0.044	0.077	0.117	0.025
10015	0.031	0.055	0.091	0.025
10950	0.023	0.040	0.071	0.024

表 7.4-20　Ba 沿地下水径流方向贡献值及预测值随时间变化（mg/L）

时间（d）	H22 平台		下游 30m		下游 100m		下游 170m 河边	
	贡献值	预测值	贡献值	预测值	贡献值	预测值	贡献值	预测值
1	2.03E-40	0.168	1.57E-24	0.168	5.03E-29	0.168	3.54E-19	0.168
30	6.77E-30	0.168	2.95E-15	0.168	5.30E-19	0.168	2.49E-12	0.168
70	1.85E-24	0.168	1.90E-13	0.168	1.56E-16	0.168	4.17E-11	0.168
100	1.03E-22	0.168	1.11E-12	0.168	1.53E-15	0.168	1.37E-10	0.168
210	1.25E-19	0.168	4.17E-11	0.168	1.47E-13	0.168	1.52E-09	0.168
624	3.22E-14	0.168	9.11E-09	0.168	2.90E-10	0.168	3.75E-08	0.168
1000	8.73E-13	0.168	3.34E-08	0.168	2.10E-09	0.168	8.56E-08	0.168
1477	1.99E-11	0.168	9.33E-08	0.168	1.23E-08	0.168	1.49E-07	0.168
2082	2.22E-10	0.168	1.86E-07	0.168	4.59E-08	0.168	2.11E-07	0.168
3008	2.11E-09	0.168	3.03E-07	0.168	1.41E-07	0.168	2.63E-07	0.168
3650	5.90E-09	0.168	3.51E-07	0.168	2.23E-07	0.168	2.77E-07	0.168
4050	9.85E-09	0.168	3.67E-07	0.168	2.73E-07	0.168	2.78E-07	0.168
5109	2.68E-08	0.168	3.74E-07	0.168	3.82E-07	0.168	2.65E-07	0.168

时间（d）	H22 平台		下游 30m		下游 100m		下游 170m 河边	
	贡献值	预测值	贡献值	预测值	贡献值	预测值	贡献值	预测值
5554	3.69E-08	0.168	3.66E-07	0.168	4.15E-07	0.168	2.54E-07	0.168
6148	5.18E-08	0.168	3.48E-07	0.168	4.44E-07	0.168	2.37E-07	0.168
7300	8.46E-08	0.168	3.04E-07	0.168	4.63E-07	0.168	2.01E-07	0.168
8100	1.07E-07	0.168	2.70E-07	0.168	4.54E-07	0.168	1.77E-07	0.168
9015	1.30E-07	0.168	2.33E-07	0.168	4.28E-07	0.168	1.51E-07	0.168
10015	1.49E-07	0.168	1.96E-07	0.168	3.89E-07	0.168	1.26E-07	0.168
10950	1.60E-07	0.168	1.66E-07	0.168	3.49E-07	0.168	1.05E-07	0.168

表 7.4-21　清水钻井阶段钻井平台下游 SS 沿地下水径流方向贡献值随时间变化

时间（d）	H22 平台		下游 30m		下游 100m		下游 170m 河边	
	SS(mg/L)	浊度（NTU）	SS(mg/L)	浊度（NTU）	SS(mg/L)	浊度（NTU）	SS(mg/L)	浊度（NTU）
1	8.919	1.159	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
30	257.1	33.42	0.441	0.057	0.000	0.000	0.000	0.000
70	563.5	73.26	2.996	0.389	0.000	0.000	0.000	0.000
100	775.3	100.8	6.657	0.865	0.001	0.000	0.000	0.000
210	1422.9	185.0	34.46	4.479	0.019	0.003	0.000	0.000
624	653.5	84.95	145.7	18.94	1.667	0.217	0.000	0.000
1000	364.4	47.37	173.5	22.55	5.750	0.748	0.001	0.000
1477	198.9	25.85	161.0	20.93	12.65	1.644	0.011	0.001
2082	109.1	14.18	125.8	16.35	20.50	2.665	0.054	0.007
3008	54.17	7.042	80.02	10.40	26.73	3.475	0.234	0.030
3650	36.43	4.736	58.39	7.591	27.46	3.570	0.446	0.058
4050	29.20	3.797	48.27	6.275	26.90	3.497	0.607	0.079
5109	17.28	2.246	29.88	3.885	23.57	3.065	1.081	0.140
5554	14.09	1.832	24.62	3.200	21.78	2.832	1.281	0.167
6148	10.95	1.424	19.28	2.507	19.41	2.523	1.524	0.198
7300	6.900	0.897	12.21	1.588	15.03	1.954	1.898	0.247
8100	5.129	0.667	9.071	1.179	12.45	1.618	2.062	0.268
9015	3.701	0.481	6.524	0.848	9.930	1.291	2.154	0.280
10015	2.649	0.344	4.643	0.604	7.741	1.006	2.154	0.280
10950	1.955	0.254	3.405	0.443	6.098	0.793	2.081	0.270

表 7.4-22　非正常状况下平台各污染物最大贡献值（单位 mg/L）

污染物名称	Cl^-	COD_{Mn}	石油类	氨氮	Ba	SS
厂区最大贡献值（mg/L）	1422.9	474.3	138.25	17.074	0.000	1422.9

厂区最大贡献值叠加背景值后浓度（mg/L）	1442.3	475.9	138.25	17.0743	0.168	浊度：185 NTU

根据模拟结果，受地形及本项目区河流控制，非正常运行状态污染物下渗进入地下水系统后主要由项目区向北西侧迁移。根据模拟结果，非正常运行状态下，地下水中各污染因子含量均有升高。因本项目非正常运行状态下，污染物质为瞬时或连续210d 注入，但相对与 30a 的预测时长，下渗时间较短，因此距各泄露池体不同距离位置的污染物贡献值仍表现为单波特征。

平台下游 30m 位置，Cl^-、COD_{Mn}、石油类、氨氮等四种污染物在非正常状况发生后 1120d 达到峰值，最大贡献值分别为 173.7mg/L、57.88 mg/L、14.16 mg/L、2.084 mg/L；钡的污染源浓度较小，不会对平台及下游的地下水环境造成影响。

平台下游 100m 位置，Cl^-、COD_{Mn}、石油类、氨氮等四种污染物在非正常状况发生后 3475d 达到峰值，最大贡献值分别为 27.49 mg/L、9.116 mg/L、4.579 mg/L、0.328mg/L。

平台下游 170m 松滩河位置，Cl^-、COD_{Mn}、石油类、氨氮等四种污染物在非正常状况发生后 9415d 达到峰值，最大贡献值分别为 2.165 mg/L、0.688 mg/L、0.925 mg/L、0.025 mg/L。

本项目区域地下水执行《地下水质量标准》（GB/T 14848-93）中的III类标准。根据预测结果，非正常运行状态发生后，本项目下伏含水层中 Cl^-、COD_{Mn}、石油类、氨氮和 Ba 最大贡献值分别为 1422.9 mg/L、474.3mg/L、138.25mg/L、17.074mg/L 和 0.000mg/L（背景值监测结果：Cl^-为 19.40mg/L、COD_{Mn} 为 1.60mg/L，石油类为 0.00mg/L，氨氮为 0.00mg/L，Ba 为 0.168 mg/L），叠加背景值后，Ba 不超标，Cl^-在平台至下游 18m 范围均有超标，超标时间集中于非正常状态发生后 0～1500d；COD_{Mn} 在平台至下游 150m 范围均有超标，超标时间集中于非正常状态发生的预测时段范围内；氨氮在平台至下游 80m 范围均有超标，超标时间集中于非正常状态发生后 0～5500d；石油类污染物未列入《地下水环境质量标准》，本次参考《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）III类标准限值（石油类≤0.05mg/L），非正常状态发生后石油类在平台至松滩河边均有超标，超标时间集中于非正常状态发生后至预测时段内。

清水钻井阶段，不考虑地下水含水层介质对悬浮物的截留、吸附及过滤等作用。清水钻井过程中钻井液渗漏进入含水层后的 SS 的最大贡献值（1422.9mg/L），转化

为浊度（SS 的浓度 1mg/L=0.13NTU）为 185NTU，参考《生活饮用水水源水质标准》（CJ 3020-93）中的一级标准（浊度≤3NTU），阳 101H22 钻井平台清水钻井过程中，钻井液渗漏将导致平台下游 130m 范围浊度超标，超标时间为钻井施工非正常状况发生后 0～6000d。

7.4.3.3H17 平台污染物模拟结果（单个钻井平台）

阳 101H17 钻井平台位于一相对完整的水文地质单元内，其北西侧为仁和溪，南西侧为一小型水库-熊岩水库，北东侧及南东侧为地表水分水岭。根据流场模拟结果，受控于地形地貌及河流，单元内地下水主要由南东向北西径流，最终向河流排泄。非正常状况下，H17 平台污染物迁移模拟结果见图 7.4-10～7.4-12。

图 7.4-10　非正常状况项目区 Cl^-贡献值变化趋势（mg/L）

***

图 7.4-11　非正常状况项目区 COD_{Mn} 贡献值变化趋势（mg/L）

***

图 7.4-12　非正常状况项目区石油类贡献值变化趋势（mg/L）

根据模拟结果，受地形及河流水系控制，非正常状态污染物下渗进入地下水系统后，H17 平台污染羽受控于地形，部分向北部迁移后，最终向北西侧仁和溪扩散；部分向南侧熊岩水库迁移，同时向北西侧仁和溪扩散。沿平台及地下水主径流方向下游 30m、100m、200m、400m 及约 680m 仁和溪边设置观测点进行贡献值变化统计，结果见表 7.4-23～表 7.4-29。

表 7.4-23　Cl^-沿地下水径流方向贡献值及预测值随时间变化（mg/L）

时间	平台		下游 30m		下游 100m		下游 200m		下游 400m		下游仁和溪边	
（d）	贡献值	预测值	贡献值	预测值	贡献值	预测值	贡献值	预测值	贡献值	预测值	贡献值	预测值
1	12.93	55.13	0.000	42.20	0.000	42.20	0.000	42.20	0.000	42.20	0.000	42.20
9	107.2	149.4	0.001	42.20	0.000	42.20	0.000	42.20	0.000	42.20	0.000	42.20
30	319.4	361.6	0.074	42.27	0.000	42.20	0.000	42.20	0.000	42.20	0.000	42.20
70	596.7	638.9	2.823	45.02	0.000	42.20	0.000	42.20	0.000	42.20	0.000	42.20
100	734.9	777.1	10.79	52.99	0.005	42.20	0.000	42.20	0.000	42.20	0.000	42.20
210	1077.2	1119.4	86.20	128.4	0.648	42.85	0.000	42.20	0.000	42.20	0.000	42.20
365	342.5	384.7	132.7	174.9	6.585	48.79	0.000	42.20	0.000	42.20	0.000	42.20
730	97.46	139.7	108.6	150.8	45.99	88.19	0.000	42.20	0.000	42.20	0.000	42.20
1000	53.34	95.54	75.93	118.1	57.98	100.2	0.000	42.20	0.000	42.20	0.000	42.20
1527	21.63	63.83	39.29	81.49	52.16	94.36	0.001	42.20	0.000	42.20	0.000	42.20
2000	11.21	53.41	23.25	65.45	40.46	82.66	0.005	42.20	0.000	42.20	0.000	42.20

时间	平台		下游 30m		下游 100m		下游 200m		下游 400m		下游仁和溪边	
（d）	贡献值	预测值	贡献值	预测值	贡献值	预测值	贡献值	预测值	贡献值	预测值	贡献值	预测值
2462	6.408	48.61	14.59	56.79	30.83	73.03	0.022	42.22	0.000	42.20	0.000	42.20
3000	3.632	45.83	9.056	51.26	23.28	65.48	0.105	42.31	0.000	42.20	0.000	42.20
3650	1.957	44.16	5.332	47.53	17.15	59.35	0.455	42.65	0.000	42.20	0.000	42.20
5016	0.631	42.83	1.993	44.19	9.556	51.76	2.826	45.03	0.000	42.20	0.000	42.20
5948	0.317	42.52	1.086	43.29	6.452	48.65	5.368	47.57	0.000	42.20	0.000	42.20
7300	0.128	42.33	0.481	42.68	3.923	46.12	8.301	50.50	0.000	42.20	0.000	42.20
7962	0.085	42.28	0.331	42.53	3.105	45.31	8.939	51.14	0.000	42.20	0.000	42.20
9933	0.028	42.23	0.115	42.32	1.457	43.66	7.936	50.14	0.000	42.20	0.000	42.20
10950	0.017	42.22	0.069	42.27	0.959	43.16	6.535	48.74	0.000	42.20	0.000	42.20

表 7.4-24　COD_{Mn} 沿地下水径流方向贡献值及预测值随时间变化（mg/L）

时间	平台		下游 30m		下游 100m		下游 200m		下游 400m		下游仁和溪边	
（d）	贡献值	预测值	贡献值	预测值	贡献值	预测值	贡献值	预测值	贡献值	预测值	贡献值	预测值
1	4.310	5.110	0.000	0.800	0.000	0.800	0.000	0.800	0.000	0.800	0.000	0.800
9	35.74	36.54	0.000	0.800	0.000	0.800	0.000	0.800	0.000	0.800	0.000	0.800
30	106.5	107.3	0.025	0.825	0.000	0.800	0.000	0.800	0.000	0.800	0.000	0.800
70	198.9	199.7	0.941	1.741	0.000	0.800	0.000	0.800	0.000	0.800	0.000	0.800
100	245.0	245.8	3.595	4.395	0.002	0.802	0.000	0.800	0.000	0.800	0.000	0.800
210	359.1	359.9	28.73	29.53	0.216	1.016	0.000	0.800	0.000	0.800	0.000	0.800
365	114.2	115.0	44.23	45.03	2.195	2.995	0.000	0.800	0.000	0.800	0.000	0.800
730	32.49	33.29	36.21	37.01	15.33	16.13	0.000	0.800	0.000	0.800	0.000	0.800
1000	17.78	18.58	25.31	26.11	19.33	20.13	0.000	0.800	0.000	0.800	0.000	0.800
1527	7.210	8.010	13.10	13.90	17.39	18.19	0.000	0.800	0.000	0.800	0.000	0.800
2000	3.738	4.538	7.751	8.551	13.49	14.29	0.001	0.801	0.000	0.800	0.000	0.800
2462	2.136	2.936	4.863	5.663	10.28	11.08	0.006	0.806	0.000	0.800	0.000	0.800
3000	1.211	2.011	3.019	3.819	7.760	8.560	0.033	0.833	0.000	0.800	0.000	0.800
3650	0.652	1.452	1.777	2.577	5.717	6.517	0.149	0.949	0.000	0.800	0.000	0.800
5016	0.210	1.010	0.664	1.464	3.185	3.985	0.938	1.738	0.000	0.800	0.000	0.800
5948	0.106	0.906	0.362	1.162	2.151	2.951	1.786	2.586	0.000	0.800	0.000	0.800
7300	0.043	0.843	0.160	0.960	1.308	2.108	2.764	3.564	0.000	0.800	0.000	0.800
7962	0.028	0.828	0.110	0.910	1.035	1.835	2.977	3.777	0.000	0.800	0.000	0.800
9095	0.015	0.815	0.059	0.859	0.678	1.478	2.920	3.720	0.000	0.800	0.000	0.800
9933	0.009	0.809	0.038	0.838	0.486	1.286	2.644	3.444	0.000	0.800	0.000	0.800
10950	0.006	0.806	0.023	0.823	0.320	1.120	2.177	2.977	0.000	0.800	0.000	0.800

表 7.4-25　石油类沿地下水径流方向贡献值及预测值随时间变化（mg/L）

时间（d）	平台	下游 30m	下游 100m	下游 200m	下游 400m	下游仁和溪边
1	201.5	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
9	135.2	0.003	0.000	0.000	0.000	0.000
30	62.44	0.062	0.000	0.000	0.000	0.000
70	25.38	0.720	0.000	0.000	0.000	0.000
100	15.69	1.683	0.000	0.000	0.000	0.000
210	4.743	4.093	0.000	0.000	0.000	0.000
365	2.081	3.692	0.009	0.000	0.000	0.000
730	0.614	1.530	0.257	0.000	0.000	0.000
1000	0.321	0.861	0.543	0.000	0.000	0.000
1527	0.121	0.345	0.714	0.000	0.000	0.000
2000	0.060	0.176	0.573	0.000	0.000	0.000
2462	0.033	0.099	0.399	0.000	0.000	0.000
3000	0.019	0.055	0.244	0.002	0.000	0.000
3650	0.010	0.029	0.131	0.007	0.000	0.000
5016	0.003	0.009	0.035	0.046	0.000	0.000
5948	0.002	0.004	0.014	0.087	0.000	0.000
7300	0.001	0.002	0.004	0.136	0.000	0.000
7962	0.000	0.001	0.002	0.146	0.000	0.000
9095	0.000	0.000	0.001	0.144	0.000	0.000
9933	0.000	0.000	0.000	0.130	0.000	0.000
10950	0.000	0.000	0.000	0.108	0.000	0.000

表 7.4-26　氨氮沿地下水径流方向贡献值及预测值随时间变化（mg/L）

时间（d）	平台		下游 30m		下游 100m		下游 200m		下游 400m		下游仁和溪边	
	贡献值	预测值	贡献值	预测值	贡献值	预测值	贡献值	预测值	贡献值	预测值	贡献值	预测值
1	0.155	0.225	0.000	0.070	0.000	0.070	0.000	0.070	0.000	0.070	0.000	0.070
9	1.287	1.357	0.000	0.070	0.000	0.070	0.000	0.070	0.000	0.070	0.000	0.070
30	3.833	3.903	0.001	0.071	0.000	0.070	0.000	0.070	0.000	0.070	0.000	0.070
70	7.161	7.231	0.034	0.104	0.000	0.070	0.000	0.070	0.000	0.070	0.000	0.070
100	8.818	8.888	0.129	0.199	0.000	0.070	0.000	0.070	0.000	0.070	0.000	0.070
210	12.93	13.00	1.034	1.104	0.008	0.078	0.000	0.070	0.000	0.070	0.000	0.070
365	4.110	4.180	1.592	1.662	0.079	0.149	0.000	0.070	0.000	0.070	0.000	0.070
730	1.169	1.239	1.303	1.373	0.552	0.622	0.000	0.070	0.000	0.070	0.000	0.070
1000	0.640	0.710	0.911	0.981	0.696	0.766	0.000	0.070	0.000	0.070	0.000	0.070
1527	0.259	0.329	0.471	0.541	0.626	0.696	0.000	0.070	0.000	0.070	0.000	0.070
2000	0.135	0.205	0.279	0.349	0.486	0.556	0.000	0.070	0.000	0.070	0.000	0.070
2462	0.077	0.147	0.175	0.245	0.370	0.440	0.000	0.070	0.000	0.070	0.000	0.070

3000	0.044	0.114	0.109	0.179	0.279	0.349	0.001	0.071	0.000	0.070	0.000	0.070
3650	0.023	0.093	0.064	0.134	0.206	0.276	0.005	0.075	0.000	0.070	0.000	0.070
5016	0.008	0.078	0.024	0.094	0.115	0.185	0.034	0.104	0.000	0.070	0.000	0.070
5948	0.004	0.074	0.013	0.083	0.077	0.147	0.064	0.134	0.000	0.070	0.000	0.070
7300	0.002	0.072	0.006	0.076	0.047	0.117	0.099	0.169	0.000	0.070	0.000	0.070
7962	0.001	0.071	0.004	0.074	0.037	0.107	0.107	0.177	0.000	0.070	0.000	0.070
9095	0.001	0.071	0.002	0.072	0.024	0.094	0.105	0.175	0.000	0.070	0.000	0.070
9933	0.000	0.070	0.001	0.071	0.017	0.087	0.095	0.165	0.000	0.070	0.000	0.070
10950	0.000	0.070	0.001	0.071	0.012	0.082	0.078	0.148	0.000	0.070	0.000	0.070

表 7.4-27　Ba 沿地下水径流方向贡献值及预测值随时间变化（mg/L）

时间（d）	平台		平台下游 30m		平台下游 100m		平台下游 200m		平台下游 400m		下游仁和溪边	
	贡献值	预测值	贡献值	预测值	贡献值	预测值	贡献值	预测值	贡献值	预测值	贡献值	预测值
1	5.07E-05	0.532	0.00E+00	0.532	6.16E-18	0.532	1.44E-22	0.532	0.00E+00	0.532	0.00E+00	0.532
9	3.86E-05	0.532	0.00E+00	0.532	0.00E+00	0.532	4.12E-14	0.532	0.00E+00	0.532	0.00E+00	0.532
30	2.26E-05	0.532	3.03E-30	0.532	7.97E-14	0.532	6.68E-12	0.532	0.00E+00	0.532	0.00E+00	0.532
70	1.31E-05	0.532	8.39E-23	0.532	0.00E+00	0.532	6.17E-11	0.532	0.00E+00	0.532	0.00E+00	0.532
100	1.03E-05	0.532	1.94E-20	0.532	0.00E+00	0.532	1.62E-10	0.532	0.00E+00	0.532	0.00E+00	0.532
210	6.47E-06	0.532	2.14E-16	0.532	0.00E+00	0.532	1.31E-09	0.532	0.00E+00	0.532	0.00E+00	0.532
365	5.04E-06	0.532	2.92E-14	0.532	6.59E-09	0.532	6.50E-09	0.532	0.00E+00	0.532	0.00E+00	0.532
730	3.56E-06	0.532	1.13E-11	0.532	3.55E-08	0.532	1.71E-08	0.532	0.00E+00	0.532	0.00E+00	0.532
1000	2.85E-06	0.532	9.51E-11	0.532	4.37E-08	0.532	1.89E-08	0.532	0.00E+00	0.532	0.00E+00	0.532
1527	1.82E-06	0.532	1.20E-09	0.532	4.03E-08	0.532	1.52E-08	0.532	0.00E+00	0.532	0.00E+00	0.532
2000	1.22E-06	0.532	4.95E-09	0.532	3.18E-08	0.532	1.08E-08	0.532	0.00E+00	0.532	0.00E+00	0.532
3000	5.41E-07	0.532	3.16E-08	0.532	1.73E-08	0.532	4.91E-09	0.532	8.93E-22	0.532	2.77E-31	0.532
3650	3.31E-07	0.532	6.68E-08	0.532	1.16E-08	0.532	2.96E-09	0.532	1.68E-19	0.532	4.93E-28	0.532
5016	1.29E-07	0.532	1.64E-07	0.532	5.10E-09	0.532	1.08E-09	0.532	1.18E-16	0.532	3.62E-23	0.532
5948	7.25E-08	0.532	2.15E-07	0.532	2.99E-09	0.532	5.67E-10	0.532	3.19E-15	0.532	7.13E-21	0.532
7300	3.41E-08	0.532	2.31E-07	0.532	1.44E-09	0.532	2.37E-10	0.532	1.02E-13	0.532	1.70E-18	0.532
7962	2.45E-08	0.532	2.19E-07	0.532	1.03E-09	0.532	1.60E-10	0.532	3.85E-13	0.532	1.08E-17	0.532
9095	1.45E-08	0.532	1.81E-07	0.532	5.86E-10	0.532	8.48E-11	0.532	2.35E-12	0.532	1.62E-16	0.532
9933	1.02E-08	0.532	1.48E-07	0.532	3.96E-10	0.532	5.58E-11	0.532	6.79E-12	0.532	8.61E-16	0.532
10950	6.78E-09	0.532	1.10E-07	0.532	2.53E-10	0.532	3.53E-11	0.532	1.91E-11	0.532	6.36E-15	0.532

表 7.4-28　清水钻井阶段钻井平台下游 SS 沿地下水径流方向贡献值随时间变化

时间（d）	平台		平台下游 30m		下游 100m		下游 200m		下游仁和溪边	
	SS(mg/L)	浊度(NTU)	SS(mg/L)	浊度(NTU)	SS(mg/L)	浊度(NTU)	SS(mg/L)	浊度(NTU)	SS(mg/L)	浊度(NTU)
1	13.86	1.802	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
9	114.9	14.94	0.001	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
30	342.4	44.52	0.080	0.010	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
70	639.7	83.16	3.026	0.393	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
100	787.8	102.4	11.56	1.503	0.005	0.001	0.000	0.000	0.000	0.000
210	1154.8	150.1	92.41	12.01	0.694	0.090	0.000	0.000	0.000	0.000

365	367.1	47.73	142.3	18.49	7.060	0.918	0.000	0.000	0.000	0.000
730	104.5	13.58	116.5	15.14	49.30	6.409	0.000	0.000	0.000	0.000
1000	57.18	7.433	81.40	10.58	62.15	8.080	0.000	0.000	0.000	0.000
1527	23.19	3.014	42.12	5.475	55.92	7.269	0.001	0.000	0.000	0.000
2000	12.02	1.563	24.93	3.240	43.38	5.639	0.005	0.001	0.000	0.000
2462	6.869	0.893	15.64	2.033	33.05	4.297	0.024	0.003	0.000	0.000
3000	3.893	0.506	9.708	1.262	24.96	3.244	0.113	0.015	0.000	0.000
3650	2.097	0.273	5.716	0.743	18.38	2.390	0.487	0.063	0.000	0.000
5016	0.676	0.088	2.136	0.278	10.24	1.332	3.029	0.394	0.000	0.000
5948	0.340	0.044	1.164	0.151	6.917	0.899	5.755	0.748	0.000	0.000
7300	0.137	0.018	0.516	0.067	4.206	0.547	8.899	1.157	0.000	0.000
7962	0.091	0.012	0.354	0.046	3.329	0.433	9.582	1.246	0.000	0.000
9933	0.030	0.004	0.123	0.016	1.562	0.203	8.507	1.106	0.000	0.000
10950	0.018	0.002	0.074	0.010	1.028	0.134	7.006	0.911	0.000	0.000

表 7.4-29　非正常状况下平台各污染物最大贡献值（单位 mg/L）

污染物名称	Cl^-	COD_{Mn}	石油类	氨氮	Ba	SS
厂区最大贡献值（mg/L）	1077.2	359.1	201.5	12.93	0.000	1154.8
厂区最大贡献值叠加背景值后浓度（mg/L）	1119.4	359.9	201.5	13.00	0.532	浊度：150.1 NTU

根据模拟结果，受地形及本项目区河流控制，非正常运行状态污染物下渗进入地下水系统后主要由项目区向北东侧迁移，排泄至松滩河。根据模拟结果，非正常运行状态下，地下水中各污染因子含量均有升高。因本项目非正常运行状态下，污染物质为瞬时或连续 210d 注入，但相对与 30a 的预测时长，下渗时间较短，因此距各泄露池体不同距离位置的污染物贡献值仍表现为单波特征。

平台下游 30m 位置，Cl^-、COD_{Mn}、石油类、氨氮等四种污染物在非正常状况发生后 431d 达到峰值，最大贡献值分别为 137.5 mg/L、45.83 mg/L、4.259 mg/L、1.649 mg/L；钡的污染源浓度较小，不会对平台及下游的地下水环境造成影响。

平台下游 100m 位置，Cl^-、COD_{Mn}、石油类、氨氮等四种污染物在非正常状况发生后 1120d 达到峰值，最大贡献值分别为 59.49 mg/L、19.83 mg/L、0.722 mg/L、0.714 mg/L。

平台下游 200m 位置，Cl^-、COD_{Mn}、石油类、氨氮等四种污染物在非正常状况发生后 8281d 达到峰值，最大贡献值分别为 9.032 mg/L、3.008 mg/L、0.148 mg/L、0.108 mg/L。

在预测时段内污染物不能迁移至平台下游 400m 及下游约 680m 仁和溪边。

本项目区域地下水执行《地下水质量标准》（GB/T 14848-93）中的III类标准。

根据预测结果，非正常运行状态发生后，本项目下伏含水层中 Cl^-、COD_{Mn}、石油类、氨氮和 Ba 最大贡献值分别为 1119.4 mg/L、359.1mg/L、201.5 mg/L、12.93mg/L 和 0.000mg/L（背景值监测结果：Cl^-为 42.20mg/L、COD_{Mn}为 0.8mg/L，石油类为 0.00mg/L，氨氮为 0.07mg/L，Ba 为 0.532 mg/L），叠加背景值后，Ba 不超标，Cl^-在平台至下游 20m 范围均有超标，超标时间集中于非正常状态发生后 0～550d；COD_{Mn}在平台至下游 210m 范围均有超标，超标时间集中于非正常状态发生后 0～10900d；氨氮在平台至下游 120m 范围均有超标，超标时间集中于非正常状态发生后 0～2300d；石油类污染物未列入《地下水环境质量标准》，本次参考《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）III类标准限值（石油类≤0.05mg/L），非正常状态发生后石油类在平台至下游 120m 范围均有超标，超标时间集中于非正常状态发生后至预测时段内。

清水钻井阶段，不考虑地下水含水层介质对悬浮物的截留、吸附及过滤等作用。清水钻井过程中钻井液渗漏进入含水层后的 SS 的最大贡献值（1154.8mg/L），转化为浊度（SS 的浓度 1mg/L=0.13NTU）为 150.1 NTU，参考《生活饮用水水源水质标准》（CJ 3020-93）中的一级标准（浊度≤3NTU），阳 101H17 钻井平台清水钻井过程中，钻井液渗漏将导致平台下游 220m 范围浊度超标，超标时间为钻井施工至预测时段内。

7.4.3.4 阳 101H23 平台污染物模拟结果

阳 101H23 钻井平台位于一相对完整的水文地质单元内，其北侧为松滩河上松滩桥水库，南侧、东侧及西侧均为为地表水分水岭。根据流场模拟结果，单元内地下水主要向水库方向径流。污染物迁移模拟结果见图 7.4-13～7.4-15。

***

图 7.4-13　非正常状况项目区 Cl^-贡献值变化趋势（mg/L）

***

图 7.4-15　非正常状况项目区 COD_{Mn}贡献值变化趋势（mg/L）

***

图 7.4-16　非正常状况项目区石油类贡献值变化趋势（mg/L）

根据模拟结果，受地形及河流水系控制，非正常状态污染物下渗进入地下水系统后，H23 平台污染羽受控于地形，由南向北迁移扩散。沿平台及地下水主径流方向下游 30m、100m、300m 及约 860m 松滩桥水库边设置观测点进行贡献值变化统计，结果见表 7.4-30～表 7.4-36。

表 7.4-30　Cl^-沿地下水径流方向贡献值及预测值随时间变化（mg/L）

时间（d）	H23 平台		下游 30m		下游 100m		下游 300m		下游 860m 水库边	
	贡献值	预测值	贡献值	预测值	贡献值	预测值	贡献值	预测值	贡献值	预测值
1	8.339	49.64	0.000	41.30	0.000	41.30	0.000	41.30	0.000	41.30
30	251.7	293.0	0.006	41.31	0.000	41.30	0.000	41.30	0.000	41.30
70	515.0	556.3	0.216	41.52	0.000	41.30	0.000	41.30	0.000	41.30
100	690.5	731.8	1.334	42.63	0.000	41.30	0.000	41.30	0.000	41.30
210	1161.8	1203.1	27.94	69.24	0.002	41.30	0.000	41.30	0.000	41.30
404	636.4	677.7	169.3	210.6	0.365	41.67	0.000	41.30	0.000	41.30
712	338.6	379.9	318.3	359.6	7.205	48.50	0.000	41.30	0.000	41.30
1000	215.2	256.5	332.9	374.2	26.98	68.28	0.000	41.30	0.000	41.30
1445	121.2	162.5	268.4	309.7	71.77	113.1	0.000	41.30	0.000	41.30
2038	63.88	105.2	174.6	215.9	113.5	154.8	0.002	41.30	0.000	41.30
3097	24.66	65.96	78.28	119.6	109.1	150.4	0.217	41.52	0.000	41.30
3650	15.84	57.14	52.28	93.58	90.66	132.0	0.923	42.22	0.000	41.30
4028	11.88	53.18	39.92	81.22	77.40	118.7	2.009	43.31	0.000	41.30
5093	5.496	46.80	19.09	60.39	46.13	87.43	8.477	49.78	0.000	41.30
6032	2.905	44.20	10.25	51.55	27.97	69.27	17.03	58.33	0.000	41.30
7036	1.523	42.82	5.416	46.72	16.14	57.44	25.04	66.34	0.000	41.30
7300	1.283	42.58	4.571	45.87	13.89	55.19	26.56	67.86	0.000	41.30
8003	0.825	42.13	2.946	44.25	9.336	50.64	28.97	70.27	0.001	41.30
9009	0.459	41.76	1.632	42.93	5.379	46.68	28.49	69.79	0.007	41.31
10950	0.147	41.45	0.521	41.82	1.819	43.12	20.55	61.85	0.172	41.47

表 7.4-31　COD_{Mn} 沿地下水径流方向贡献值及预测值随时间变化（mg/L）

时间（d）	H23 平台		下游 30m		下游 100m		下游 300m		下游 860m 水库边	
	贡献值	预测值	贡献值	预测值	贡献值	预测值	贡献值	预测值	贡献值	预测值
1	2.780	5.080	0.000	2.300	0.000	2.300	0.000	2.300	0.000	2.300
30	83.89	86.19	0.002	2.302	0.000	2.300	0.000	2.300	0.000	2.300
70	171.7	174.0	0.072	2.372	0.000	2.300	0.000	2.300	0.000	2.300
100	230.2	232.5	0.445	2.745	0.000	2.300	0.000	2.300	0.000	2.300
210	387.3	389.6	9.314	11.61	0.001	2.301	0.000	2.300	0.000	2.300
404	212.1	214.4	56.43	58.73	0.122	2.422	0.000	2.300	0.000	2.300
712	112.8	115.1	106.1	108.4	2.401	4.701	0.000	2.300	0.000	2.300
1000	71.69	73.99	111.0	113.3	8.994	11.29	0.000	2.300	0.000	2.300

1445	40.36	42.66	89.45	91.75	23.92	26.22	0.000	2.300	0.000	2.300
2038	21.26	23.56	58.17	60.47	37.83	40.13	0.001	2.301	0.000	2.300
3097	8.199	10.50	26.06	28.36	36.33	38.63	0.072	2.372	0.000	2.300
3650	5.265	7.565	17.40	19.70	30.18	32.48	0.307	2.607	0.000	2.300
4028	3.947	6.247	13.28	15.58	25.76	28.06	0.667	2.967	0.000	2.300
5093	1.825	4.125	6.346	8.646	15.34	17.64	2.816	5.116	0.000	2.300
6032	0.964	3.264	3.403	5.703	9.295	11.60	5.656	7.956	0.000	2.300
7036	0.505	2.805	1.798	4.098	5.360	7.660	8.317	10.62	0.000	2.300
7300	0.425	2.725	1.517	3.817	4.612	6.912	8.824	11.12	0.000	2.300
8003	0.274	2.574	0.978	3.278	3.100	5.400	9.622	11.92	0.000	2.300
9009	0.149	2.449	0.531	2.831	1.763	4.063	9.480	11.78	0.003	2.303
10950	0.048	2.348	0.170	2.470	0.596	2.896	6.825	9.125	0.056	2.356

表 7.4-32　石油类沿地下水径流方向贡献值及预测值随时间变化（mg/L）

时间（d）	H23 平台	下游 30m	下游 100m	下游 300m	下游 860m 水库边
1	132.8	0.000	0.000	0.000	0.000
30	124.6	0.000	0.000	0.000	0.000
70	106.3	0.003	0.000	0.000	0.000
100	94.92	0.021	0.000	0.000	0.000
210	63.36	0.442	0.000	0.000	0.000
404	35.23	2.708	0.005	0.000	0.000
712	18.19	5.227	0.152	0.000	0.000
1000	11.16	5.710	0.653	0.000	0.000
1445	6.072	5.031	1.945	0.000	0.000
2038	3.163	3.706	3.360	0.000	0.000
3097	1.251	1.972	3.520	0.017	0.000
3650	0.819	1.404	3.012	0.064	0.000
4028	0.621	1.111	2.614	0.130	0.000
5093	0.296	0.573	1.613	0.474	0.000
6032	0.160	0.322	1.000	0.884	0.000
7036	0.085	0.177	0.587	1.234	0.000
7300	0.072	0.150	0.507	1.297	0.000
8003	0.047	0.099	0.344	1.382	0.000
9009	0.026	0.055	0.198	1.329	0.000
10950	0.008	0.018	0.069	0.929	0.010

表 7.4-33　氨氮沿地下水径流方向贡献值及预测值随时间变化（mg/L）

时间（d）	H23 平台	下游 30m	下游 100m	下游 300m	下游 860m 水库边
1	0.100	0.000	0.000	0.000	0.000

30	3.020	0.000	0.000	0.000	0.000
70	6.180	0.003	0.000	0.000	0.000
100	8.285	0.016	0.000	0.000	0.000
210	13.94	0.335	0.000	0.000	0.000
404	7.635	2.032	0.004	0.000	0.000
712	4.059	3.819	0.086	0.000	0.000
1000	2.579	3.994	0.324	0.000	0.000
1445	1.451	3.219	0.861	0.000	0.000
2038	0.764	2.093	1.362	0.000	0.000
3097	0.294	0.937	1.307	0.003	0.000
3650	0.189	0.625	1.086	0.011	0.000
4028	0.142	0.477	0.926	0.024	0.000
5093	0.065	0.228	0.552	0.101	0.000
6032	0.034	0.122	0.334	0.204	0.000
7036	0.018	0.064	0.192	0.299	0.000
7300	0.015	0.054	0.166	0.317	0.000
8003	0.010	0.035	0.111	0.346	0.000
9009	0.005	0.019	0.064	0.341	0.000
10950	0.002	0.006	0.022	0.245	0.002

表 7.4-34　Ba 沿地下水径流方向贡献值及预测值随时间变化（mg/L）

时间（d）	H23 平台		下游 30m		下游 100m		下游 300m		下游 860m 水库边	
	贡献值	预测值	贡献值	预测值	贡献值	预测值	贡献值	预测值	贡献值	预测值
1	1.36E-12	0.408	0.00E+00	0.408	1.26E-41	0.408	0.00E+00	0.408	0.00E+00	0.408
30	1.13E-09	0.408	0.00E+00	0.408	1.87E-30	0.408	0.00E+00	0.408	0.00E+00	0.408
70	8.54E-09	0.408	8.97E-14	0.408	0.00E+00	0.408	0.00E+00	0.408	0.00E+00	0.408
100	1.82E-08	0.408	6.60E-12	0.408	1.18E-19	0.408	0.00E+00	0.408	0.00E+00	0.408
210	1.08E-07	0.408	1.55E-09	0.408	8.85E-15	0.408	0.00E+00	0.408	0.00E+00	0.408
404	4.07E-07	0.408	5.31E-08	0.408	4.39E-11	0.408	1.22E-27	0.408	0.00E+00	0.408
712	8.42E-07	0.408	3.18E-07	0.408	2.89E-09	0.408	1.35E-20	0.408	0.00E+00	0.408
1000	1.10E-06	0.408	6.31E-07	0.408	2.07E-08	0.408	1.67E-17	0.408	0.00E+00	0.408
1445	1.19E-06	0.408	9.53E-07	0.408	1.11E-07	0.408	1.02E-14	0.408	0.00E+00	0.408
2038	1.03E-06	0.408	1.11E-06	0.408	3.34E-07	0.408	2.19E-12	0.408	1.61E-34	0.408
3097	6.14E-07	0.408	1.10E-06	0.408	7.00E-07	0.408	4.53E-10	0.408	5.78E-26	0.408
3650	4.52E-07	0.408	1.03E-06	0.408	8.03E-07	0.408	2.40E-09	0.408	3.82E-23	0.408
4028	3.64E-07	0.408	9.56E-07	0.408	8.38E-07	0.408	6.01E-09	0.408	1.96E-21	0.408
5093	1.97E-07	0.408	7.16E-07	0.408	8.14E-07	0.408	3.58E-08	0.408	1.28E-17	0.408

时间（d）	H23 平台		下游 30m		下游 100m		下游 300m		下游 860m 水库边	
	贡献值	预测值	贡献值	预测值	贡献值	预测值	贡献值	预测值	贡献值	预测值
6032	1.15E-07	0.408	5.15E-07	0.408	6.98E-07	0.408	9.44E-08	0.408	6.96E-14	0.408
7036	6.53E-08	0.408	3.45E-07	0.408	5.42E-07	0.408	1.83E-07	0.408	4.35E-13	0.408
7300	5.62E-08	0.408	3.08E-07	0.408	5.01E-07	0.408	2.07E-07	0.408	1.86E-13	0.408
8003	3.80E-08	0.408	2.26E-07	0.408	3.99E-07	0.408	2.69E-07	0.408	1.54E-12	0.408
9009	2.21E-08	0.408	1.44E-07	0.408	2.78E-07	0.408	3.36E-07	0.408	1.92E-11	0.408
10950	7.82E-09	0.408	5.76E-08	0.408	1.28E-07	0.408	3.62E-07	0.408	7.41E-10	0.408

表 7.4-35　清水钻井阶段钻井平台下游 SS 沿地下水径流方向贡献值随时间变化

时间（d）	H23 平台		下游 30m		下游 100m		下游 300m		下游 860m 水库边	
	SS(mg/L)	浊度（NTU）	SS(mg/L)	浊度（NTU）	SS(mg/L)	浊度（NTU）	SS(mg/L)	浊度（NTU）	SS(mg/L)	浊度（NTU）
1	8.339	1.084	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
30	251.7	32.72	0.006	0.001	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
70	515.0	66.95	0.216	0.028	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
100	690.5	89.76	1.334	0.173	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
210	1161.8	151.0	27.94	3.632	0.002	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
404	636.4	82.73	169.3	22.01	0.365	0.047	0.000	0.000	0.000	0.000
712	338.6	44.01	318.3	41.37	7.205	0.937	0.000	0.000	0.000	0.000
1000	215.2	27.98	332.9	43.27	26.98	3.508	0.000	0.000	0.000	0.000
1445	121.2	15.76	268.4	34.89	71.77	9.330	0.000	0.000	0.000	0.000
2038	63.88	8.304	174.6	22.70	113.5	14.76	0.002	0.000	0.000	0.000
3097	24.66	3.206	78.28	10.18	109.1	14.18	0.217	0.028	0.000	0.000
3650	15.84	2.060	52.28	6.796	90.66	11.79	0.923	0.120	0.000	0.000
4028	11.88	1.544	39.92	5.190	77.40	10.06	2.009	0.261	0.000	0.000
5093	5.496	0.714	19.09	2.482	46.13	5.996	8.477	1.102	0.000	0.000
6032	2.905	0.378	10.25	1.332	27.97	3.636	17.03	2.213	0.000	0.000
7036	1.523	0.198	5.416	0.704	16.14	2.098	25.04	3.255	0.000	0.000
7300	1.283	0.167	4.571	0.594	13.89	1.806	26.56	3.453	0.000	0.000
8003	0.825	0.107	2.946	0.383	9.336	1.214	28.97	3.766	0.001	0.000
9009	0.459	0.060	1.632	0.212	5.379	0.699	28.49	3.704	0.007	0.001
10950	0.147	0.019	0.521	0.068	1.819	0.236	20.55	2.671	0.172	0.022

表 7.4-36　非正常状况下平台各污染物最大贡献值（单位 mg/L）

污染物名称	Cl^-	COD_{Mn}	石油类	氨氮	Ba	SS
厂区最大贡献值（mg/L）	1161.8	387.3	132.8	13.94	0.000	1161.8

厂区最大贡献值叠加背景值后浓度（mg/L）	1203.1	389.6	132.8	13.94	0.408	浊度：151.0 NTU

根据模拟结果，受地形及本项目区河流控制，非正常运行状态污染物下渗进入地下水系统后主要由项目区向北侧迁移，排泄至松滩桥水库。根据模拟结果，非正常运行状态下，地下水中各污染因子含量均有升高。因本项目非正常运行状态下，污染物质为瞬时或连续 210d 注入，但相对与 30a 的预测时长，下渗时间较短，因此距各泄露池体不同距离位置的污染物贡献值仍表现为单波特征。

平台下游 30m 位置，Cl^-、COD_{Mn}、石油类、氨氮等四种污染物在非正常状况发生后 879d 达到峰值，最大贡献值分别为 336.9 mg/L、112.3 mg/L、5.710 mg/L、4.042mg/L；钡的污染源浓度较小，不会对平台及下游的地下水环境造成影响。

平台下游 100m 位置，Cl^-、COD_{Mn}、石油类、氨氮等四种污染物在非正常状况发生后 2473d 达到峰值，最大贡献值分别为 120.6 mg/L、40.18 mg/L、3.739 mg/L、1.446mg/L。

平台下游 300m 位置，Cl^-、COD_{Mn}、石油类、氨氮等四种污染物在非正常状况发生后 8306d 达到峰值，最大贡献值分别为 29.25 mg/L、9.718 mg/L、1.386 mg/L、0.350mg/L。

平台下游约 860m 松滩桥水库位置，Cl^-、COD_{Mn}、石油类、氨氮等四种污染物在非正常状况发生后 10950d 达到峰值，最大贡献值分别为 0.172 mg/L、0.056 mg/L、0.010 mg/L、0.002mg/L。

本项目区域地下水执行《地下水质量标准》（GB/T 14848-93）中的III类标准。根据预测结果，非正常运行状态发生后，本项目下伏含水层中 Cl^-、COD_{Mn}、石油类、氨氮和 Ba 最大贡献值分别为 1161.8 mg/L、387.3 mg/L、132.8 mg/L、13.94mg/L 和 0.000mg/L（背景值监测结果：Cl^-为 41.30mg/L、COD_{Mn} 为 2.30mg/L，石油类为 0.00mg/L，氨氮为 0.00mg/L，Ba 为 0.408 mg/L），叠加背景值后，Ba 不超标，Cl^-在平台至下游 70m 范围均有超标，超标时间集中于非正常状态发生后 0～2500d；COD_{Mn} 在平台至下游 750m 范围均有超标，超标时间集中于非正常状态发生后至预测时段范围内；氨氮在平台至下游 180m 范围均有超标，超标时间集中于非正常状态发生后 0～6500d；石油类污染物未列入《地下水环境质量标准》，本次参考《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）III类标准限值（石油类≤0.05mg/L），非正常状态发生后石油类在平台至下游 750m 范围均有超标，超标时间集中于非正常状态发生后

至预测时段内。

清水钻井阶段，不考虑地下水含水层介质对悬浮物的截留、吸附及过滤等作用。清水钻井过程中钻井液渗漏进入含水层后的 SS 的最大贡献值（1161.8mg/L），转化为浊度（SS 的浓度 1mg/L=0.13NTU）为 151.0 NTU，参考《生活饮用水水源水质标准》（CJ 3020-93）中的一级标准（浊度≤3NTU），阳 101H23 钻井平台清水钻井过程中，钻井液渗漏将导致平台下游 220m 范围浊度超标，超标时间为钻井施工至预测时段内。

7.4.4 压裂返排液输送管道非正常状况对地下水环境影响

7.4.4.1 污染源项分析

本项目设置总长度为 19.37km 的压裂返排液输送管道，输送各钻井平台产生的压裂液返排液。正常运行状况，压裂返排液输送管道全封闭，不会对地下水环境造成影响。

非正常状况，因腐蚀及管线老化等原因，压裂返排液液输送管道破损，压裂返排液泄漏并部分下渗进入地下水系统，将对评价区地下水水质造成影响。假设管道废水持续泄露 30min 后，管道运行阀门关闭，立刻采取措施进行检修。因管道基本为地埋式，假设管线泄漏废水全部下渗进入地下水系统。非正常状况下管道破损污染源项分析见下表：

表 7.4-37 输送管道非正常状况污染物下渗量

泄漏量（m^3）	下渗量（m^3）	污染物浓度（mg/L）			泄漏的污染物数量（kg）		
		Cl^-	耗氧量	石油类	Cl^-	耗氧量	石油类
23	23	12000	1866.7	80	276.000	42.934	1.840

7.4.4.2 预测方法

测方法参考《环境影响评价技术导则地下水环境》附录中推荐的瞬时注入示踪剂—平面瞬时点源公式。

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

式中：x、y—计算点处的位置坐标 m；

t—时间，d；

C（x，y，t）—t 时刻点 x，y 处的示踪剂浓度，g/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，kg；

v—水流速度，m/d；

n—有效孔隙度，无量纲，本次取 0.10；

Dx—纵向弥散系数 m^2/d；

Dy—横向弥散系数 m^2/d；

R—滞留因子无量纲；

π—圆周率。

7.4.4.5 预测结果

根据本项目水文地质试验成果及有关文献报道，计算参数取值为：有效孔隙度 0.10，纵向弥散系数 2.1 m^2/d，横向弥散系数 0.21m^2/d；渗流速度 0.21m/d，含水层厚度取 30m。预测过程不考虑含水层介质对污染源的吸附及截留作用，碎屑岩区压裂返排液输送管道下游污染物贡献值分布见表 7.4-38～7.4-43。

表 7.4-38　非正常状况发生点污染物贡献值统计（单位 mg/L）

时间（d）	Cl^-	COD_{Mn}	石油类
1	10966.8	1706.0	73.11
5	2147.8	334.1	14.32
10	1046.1	162.7	6.974
50	169.6	26.38	1.131
80	90.55	14.09	0.604
100	65.22	10.14	0.435
200	19.29	3.001	0.129
365	4.445	0.691	0.030
500	1.597	0.248	0.011
730	0.327	0.051	0.002
1000	0.058	0.009	0.000
1500	0.003	0.000	0.000
2000	0.000	0.000	0.000
2500	0.000	0.000	0.000
3000	0.000	0.000	0.000
3650	0.000	0.000	0.000
7300	0.000	0.000	0.000

表 7.4-39　非正常状况发生点下游 30m 污染物贡献值统计（单位 mg/L）

时间（d）	Cl^-	COD_{Mn}	石油类
1	0.000	0.000	0.000
5	0.000	0.000	0.000
10	0.104	0.016	0.001
50	89.17	13.87	0.594
80	106.3	16.54	0.709
100	100.1	15.57	0.667
200	50.59	7.870	0.337
365	14.85	2.310	0.099
500	5.778	0.899	0.039
730	1.266	0.197	0.008
1000	0.233	0.036	0.002
1500	0.012	0.002	0.000
2000	0.001	0.000	0.000
2500	0.000	0.000	0.000
3000	0.000	0.000	0.000
3650	0.000	0.000	0.000
7300	0.000	0.000	0.000

表 7.4-40　非正常状况发生点下游 50m 污染物贡献值统计（单位 mg/L）

时间（d）	Cl^-	COD_{Mn}	石油类
1	0.000	0.000	0.000
5	0.000	0.000	0.000
10	0.000	0.000	0.000
50	5.371	0.835	0.036
80	26.73	4.157	0.178
100	40.51	6.301	0.270
200	53.06	8.254	0.354
365	23.96	3.727	0.160
500	10.73	1.669	0.072
730	2.650	0.412	0.018
1000	0.523	0.081	0.003
1500	0.028	0.004	0.000
2000	0.002	0.000	0.000
2500	0.000	0.000	0.000
3000	0.000	0.000	0.000
3650	0.000	0.000	0.000

时间（d）	Cl^-	COD_{Mn}	石油类
7300	0.000	0.000	0.000

表 7.4-41　非正常状况发生点下游 100m 污染物贡献值统计（单位 mg/L）

时间（d）	Cl^-	COD_{Mn}	石油类
1	0.000	0.000	0.000
5	0.000	0.000	0.000
10	0.000	0.000	0.000
50	0.000	0.000	0.000
80	0.005	0.001	0.000
100	0.065	0.010	0.000
200	7.442	1.158	0.050
365	25.28	3.933	0.169
500	21.92	3.410	0.146
730	9.502	1.478	0.063
1000	2.611	0.406	0.017
1500	0.187	0.029	0.001
2000	0.012	0.002	0.000
2500	0.001	0.000	0.000
3000	0.000	0.000	0.000
3650	0.000	0.000	0.000
7300	0.000	0.000	0.000

表 7.4-42　非正常状况发生点下游 200m 污染物贡献值统计（单位 mg/L）

时间（d）	Cl^-	COD_{Mn}	石油类
1	0.000	0.000	0.000
5	0.000	0.000	0.000
10	0.000	0.000	0.000
50	0.000	0.000	0.000
80	0.000	0.000	0.000
100	0.000	0.000	0.000
200	0.000	0.000	0.000
365	0.211	0.033	0.001
500	2.571	0.400	0.017
730	10.58	1.646	0.071
1000	10.89	1.695	0.073
1500	2.573	0.400	0.017
2000	0.309	0.048	0.002
2500	0.029	0.004	0.000

时间（d）	Cl^-	COD_{Mn}	石油类
3000	0.002	0.000	0.000
3650	0.000	0.000	0.000
7300	0.000	0.000	0.000

表 7.4-43　非正常状况发生点下游 300m 污染物贡献值统计（单位 mg/L）

时间（d）	Cl^-	COD_{Mn}	石油类
1	0.000	0.000	0.000
5	0.000	0.000	0.000
10	0.000	0.000	0.000
50	0.000	0.000	0.000
80	0.000	0.000	0.000
100	0.000	0.000	0.000
200	0.000	0.000	0.000
365	0.000	0.000	0.000
500	0.003	0.000	0.000
730	0.452	0.070	0.003
1000	4.203	0.654	0.028
1460	7.524	1.170	0.050
2000	2.339	0.364	0.016
2500	0.396	0.062	0.003
3000	0.049	0.008	0.000
3650	0.002	0.000	0.000
7300	0.000	0.000	0.000

***

图 7.4-18　非正常状况发生点下游 100m 污染物贡献值变化曲线

**

图 7.4-19　非正常状况发生点下游 300m 污染物贡献值变化曲线

根据预测结果，压裂反排液管道发生非正常状况后，预测结果叠加背景值（背景值监测结果：Cl^-为 47.83 mg/L、COD_{Mn}为 1.50mg/L，石油类为 0.01mg/L），非正常状况发生点下游各污染因子中，Cl^-于下游 17m 范围超标（Cl^-≤250mg/L），超标时间介于非正常状况发生后 0～50d；COD_{Mn}于下游 0～240m 范围内超标（COD_{Mn}≤3.0mg/L），超标时间介于非正常状况发生后 0～1000d。石油类参考《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）III类标准限值（石油类≤0.05mg/L）于下游 0～360m 范围超过参考标准，超标时间集中于非正常状况发生后 0～1460d。

7.4.5 施工期地下水环境影响分析评价

7.4.5.1 钻井平台施工期对地下水质影响分析

根据产污环节分析，本项目钻井平台施工过程中，主要地下水污染包括：

各钻井平台设置的储存池，隔油池，燃烧池及各类罐区等设施均按照相关技术规范要求进行防渗处理，在采取相应的防渗措施后，施工期设置的储存池，隔油池，燃烧池及各类罐区等设施正常运行状况下对地下水环境影响较小。

本项目评价区执行《地下水质量标准》中III类质量标准（Cl^-≤250mg/L，COD_{Mn}≤3.0mg/L、氨氮≤0.5mg/L、Ba≤0.7mg/L），石油类未列入地下水环境质量标准，本次参考《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）III类标准限值（石油类≤0.05mg/L）。根据预测结果，钻井平台施工过程中发生非正常状况：

根据预测结果，非正常运行状态发生后，阳 101H19 平台下渗迁移污染物叠加背景值后，Ba 不超标；Cl^-在平台至下游 18m 范围有超标，超标时间集中于非正常状态发生后 0～3000d；COD_{Mn}在平台至下游 150m 范围有超标，超标时间集中于非正常状态发生后 0～6500d；氨氮在平台至下游 65m 范围有超标，超标时间集中于非正常状态发生后 0～7200d；石油类在平台至东侧下游至白庙河之间的范围有超标，超标时间集中于非正常状态发生后至预测时段内。阳 101H18 平台下渗迁移污染物叠加背景值后，Ba 不超标；Cl^-在平台至下游 25m 范围有超标，超标时间集中于非正常状态发生后 0～3600d；COD_{Mn}在平台至下游 220m 范围均有超标，超标时间集中于非正常状态发生后 0～10950d；氨氮在平台至下游 85m 范围有超标，超标时间集中于非正常状态发生后 0～9000d；石油类在平台至东侧下游至松滩河之间的范围有超标，超标时间集中于非正常状态发生后至预测时段内。阳 101H20 平台下渗迁移污染物叠加背景值后，Ba 不超标；Cl^-在平台至下游 21m 范围有超标，超标时间集中于非正常状态发生后 0～3050d；COD_{Mn}在平台至下游 185m 范围有超标，超标时间集中于非正常状态发生后 0～10950d；氨氮在平台至下游 70m 范围有超标，超标时间集中于非正常状态发生后 0～7500d；石油类在平台至东侧下游至松滩河之间的范围均有超标，超标时间集中于非正常状态发生后至预测时段内。

非正常运行状态发生后，阳 101H21 平台下渗迁移污染物叠加背景值后，Ba 不超标，Cl^-在平台至下游 18m 范围均有超标，超标时间集中于非正常状态发生后 0～1500d；COD_{Mn}在平台至下游 150m 范围有超标，超标时间集中于非正常状态发生的

预测时段范围内；氨氮在平台至下游 80m 范围有超标，超标时间集中于非正常状态发生后 0～5500d；石油类污染物未列入《地下水环境质量标准》，本次参考《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）III类标准限值（石油类≤0.05mg/L），非正常状态发生后石油类在平台至松滩河边有超标，超标时间集中于非正常状态发生后至预测时段内。阳 101H22 平台下渗迁移污染物叠加背景值后，Ba 不超标；Cl^-在平台至下游 5m 范围有超标，超标时间集中于非正常状态发生后至预测时段范围内；COD_{Mn}在平台至下游 35m 范围均有超标，超标时间集中于非正常状态发生后至预测时段范围内；氨氮不会在平台下游发生超标，超标集中于平台范围内；石油类污染物未列入《地下水环境质量标准》，本次参考《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）III类标准限值（石油类≤0.05mg/L），非正常状态发生后石油类在平台至下游 80m 范围有超标，超标时间集中于非正常状态发生后至预测时段内。

非正常运行状态发生后，阳 101H17 平台下渗迁移污染物叠加背景值后，Ba 不超标；Cl^-在平台至下游 20m 范围有超标，超标时间集中于非正常状态发生后 0～550d；COD_{Mn}在平台至下游 210m 范围有超标，超标时间集中于非正常状态发生后 0～10900d；氨氮在平台至下游 120m 范围有超标，超标时间集中于非正常状态发生后 0～2300d；石油类在平台至下游 120m 范围有超标，超标时间集中于非正常状态发生后至预测时段内。

非正常运行状态发生后，阳 101H23 平台下渗迁移污染物叠加背景值后，Ba 不超标；Cl^-在平台至下游 70m 范围有超标，超标时间集中于非正常状态发生后 0～2500d；COD_{Mn}在平台至下游 750m 范围有超标，超标时间集中于非正常状态发生后至预测时段范围内；氨氮在平台至下游 180m 范围有超标，超标时间集中于非正常状态发生后 0～6500d；石油类污染物未列入《地下水环境质量标准》，本次参考《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）III类标准限值（石油类≤0.05mg/L），非正常状态发生后石油类在平台至下游 750m 范围有超标，超标时间集中于非正常状态发生后至预测时段内。

7.4.5.2 返排液输送管道泄漏对地下水环境影响

压裂返排液管道发生非正常状况后，预测结果叠加背景值（背景值监测结果：Cl^-为 47.83 mg/L、COD_{Mn}为 1.50mg/L，石油类为 0.01mg/L），非正常状况发生点下游各污染因子中，Cl^-于下游 17m 范围超标（Cl^-≤250mg/L），超标时间介于非正常状

况发生后 0～50d；COD_{Mn}于下游 0～240m 范围内超标（COD_{Mn}≤3.0mg/L），超标时间介于非正常状况发生后 0～1000d。石油类参考《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）III类标准限值（石油类≤0.05mg/L）于下游 0～360m 范围超过参考标准，超标时间集中于非正常状况发生后 0～1460d。

7.4.5.3 清水钻井泥浆漏失对地下水环境影响

本项目钻井过程中 0～80m 井段采用清水钻井，钻井过程中钻井液渗漏进入含水层将导致钻井平台周边 SS 升高，SS 未列入《地下水质量标准》中III类质量标准，本次将 SS 转化为浊度（SS 的浓度 1mg/L=0.13NTU），参考《生活饮用水水源水质标准》（CJ 3020-93）中的一级标准（浊度≤3NTU）。

预测结果显示，阳 101H18、阳 101H19 及阳 101H20 钻井平台清水钻井过程中，钻井液渗漏将导致平台下游 20～25m 范围浊度超标，超标时间为钻井施工至 2100d；阳 101H21 及阳 101H22 钻井平台清水钻井过程中，钻井液渗漏将导致平台下游 30～130m 范围浊度超标，超标时间为钻井施工非正常状况发生后至预测时段范围内；阳 101H17 钻井平台清水钻井过程中，钻井液渗漏将导致平台下游 220m 范围浊度超标，超标时间为钻井施工至预测时段内；阳 101H23 钻井平台清水钻井过程中，钻井液渗漏将导致平台下游 220m 范围浊度超标，超标时间为钻井施工至预测时段内。

7.5 施工期噪声环境影响分析

由于本项目噪声影响范围小，各单项工程项目噪声环境影响不叠加，同时由于井场钻前施工和采气站、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：

$$L_P=L_{PO}-20L_g\left(rr_o\right)$$

式中：L_P—距声源r（m）处声压级，dB（A）；

L_{PO}—距声源r_o（m）处声压级，dB（A）。

施工机械综合影响采用以下预测模式：

a）建设项目声源在预测点产生的等效声级贡献值（L_{eqg}）计算公式：

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

式中：

L_{eqg}—建设项目声源在预测点的等效声级贡献值，dB（A）；

L_{Ai}—i声源在预测点产生的A声级，dB（A）；

T—预测计算的时间段，s；

t_i—i声源在T时段内的运行时间，s。

b）预测点的预测等效声级（L_{eq}）计算公式：

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

式中：

L_{eqg}—建设项目声源在预测点的等效声级贡献值，dB（A）；

L_{eqb}—预测点的背景值，dB（A）。

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

7.5.1 钻前工程施工

（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。

（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下表。

表 7.5-1　钻前工程施工机械噪声影响范围预测结果单位：dB（A）

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

由上表可知，在不考虑任何声屏障和噪声防治措施的情况下，在距离50m处施工

机械对声环境的贡献值为51.0~65.0dB（A），在距离100m处施工机械对声环境的贡献值为45.0~59.0dB（A），在距离200m处施工机械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。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。

7.5.2 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。具体噪声源强值见下表。

（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下表。

表 7.5-2　钻井施工机械噪声影响范围预测结果单位：dB（A）

机械名称	10m	30m	50m	70m	100m	130m	150m	200m
钻井设备	73.0	63.5	59.0	56.1	53.0	50.7	49.5	47.5
泥浆泵	65.0	55.5	51.0	48.1	45.0	42.7	41.5	39.0
振动筛	50.0	40.5	36.0	33.1	30.0	27.7	26.5	24.0
离心机	50.0	40.5	36.0	33.1	30.0	27.7	26.5	24.0
柴油动力机（备用）	70.0	60.5	56.0	53.1	50.0	47.7	46.5	44.0
发电机（备用）	65.0	55.5	51.0	48.1	45.0	42.7	41.5	39.0

本项目噪声通过各种降噪措施后，站场运营期噪声影响预测结果见下图：

阳101H17站场	**阳101H18站场**
阳101H19站场	**阳101H20站场**
阳101H21站场	**阳101H22站场**
阳101H23站场	/

图 7.5-1　各井场场界四周噪声预测结果

表 7.5-3　各井场场界四周噪声预测结果

项目	贡献值	标准值		是否达标	
		昼间	夜间	昼间	夜间
阳101H17站场					
井场场界东侧	54.72	60	50	达标	达标
井场场界南侧	46.91	60	50	达标	达标
井场场界西侧	55.74	60	50	达标	达标
井场场界北侧	57.45	60	50	达标	达标
阳101H18站场					
井场场界东侧	56.84	60	50	达标	超标
井场场界南侧	54.75	60	50	达标	超标
井场场界西侧	63.25	60	50	超标	超标

井场场界北侧	65.27	60	50	超标	超标
阳101H19站场					
井场场界东侧	62.40	60	50	超标	超标
井场场界南侧	66.56	60	50	超标	超标
井场场界西侧	60.58	60	50	超标	超标
井场场界北侧	53.97	60	50	达标	超标
阳101H20站场					
井场场界东侧	63.03	60	50	超标	超标
井场场界南侧	61.45	60	50	超标	超标
井场场界西侧	55.19	60	50	达标	超标
井场场界北侧	61.25	60	50	超标	超标
阳101H21站场					
井场场界东侧	59.88	60	50	达标	超标
井场场界南侧	59.51	60	50	达标	超标
井场场界西侧	55.76	60	50	达标	超标
井场场界北侧	54.80	60	50	达标	超标
阳101H22站场					
井场场界东侧	67.35	60	50	超标	超标
井场场界南侧	59.17	60	50	达标	超标
井场场界西侧	50.70	60	50	达标	超标
井场场界北侧	60.07	60	50	超标	超标
阳101H23站场					
井场场界东侧	61.51	60	50	超标	超标
井场场界南侧	59.87	60	50	达标	超标
井场场界西侧	60.34	60	50	超标	超标
井场场界北侧	50.68	60	50	达标	超标

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，本项目噪声预测值见下表。

表 7.5-4　钻井工程施工对敏感目标影响预测单位：dB（A）

序号	预测点	坐标		现状值		贡献值		预测值		达标情况	
		X	Y	昼间	夜间	昼间	夜间	昼间	夜间	昼间	夜间
阳101H17站场											
1	散户1	-94.71	-119.60	47	42	49.81	49.81	51.64	50.82	达标	超标
2	散户2	-193.24	-75.58	47	42	48.53	48.53	50.84	49.84	达标	达标
3	散户3	-182.76	-6.40	47	42	44.52	44.52	48.95	47.28	达标	达标
4	散户4	179.92	-50.42	47	42	44.29	44.29	48.86	47.16	达标	达标
5	散户5	318.29	-50.42	47	42	45.53	45.53	49.34	47.84	达标	达标
6	散户6	-196.03	178.52	47	42	43.24	43.24	48.52	46.65	达标	达标
7	散户7	301.52	270.33	47	42	44.88	44.88	49.08	47.47	达标	达标
8	散户8	169.44	360.48	47	42	43.14	43.14	48.49	46.60	达标	达标
9	散户9	83.49	370.96	47	42	41.62	41.62	48.11	45.98	达标	达标
10	散户10	-17.14	285.01	47	42	42.74	42.74	48.38	46.43	达标	达标
11	散户11	-107.28	182.28	47	42	43.39	43.39	48.57	46.72	达标	达标
12	散户12	-147.12	98.42	47	42	47.22	47.22	50.12	48.91	达标	达标
阳101H18站场											
1	散户1	85.56	118.14	47	44	49.81	44.29	48.86	47.16	达标	达标
2	散户2	134.68	-8.19	47	44	48.53	45.53	49.34	47.84	达标	达标
3	散户3	144.04	197.67	47	44	44.52	43.24	48.52	46.65	达标	达标
4	散户4	188.49	153.23	47	44	44.29	44.88	49.08	47.47	达标	达标
5	散户5	190.83	-15.21	47	44	45.53	43.14	48.49	46.60	达标	达标
6	散户6	132.34	-192.99	47	44	43.24	41.62	48.11	45.98	达标	达标
7	散户7	-45.44	-190.65	47	44	44.88	42.74	48.38	46.43	达标	达标
8	散户8	-192.82	-162.58	47	44	43.14	43.39	48.57	46.72	达标	达标
9	散户9	-188.14	-225.74	47	44	41.62	47.22	50.12	48.91	达标	达标
10	散户10	-260.66	-83.05	47	44	42.74	48.13	50.61	49.55	达标	达标
11	散户11	-263	-5.85	47	44	43.39	44.29	48.86	47.16	达标	达标
12	散户12	-160.07	106.44	47	44	47.22	45.53	49.34	47.84	达标	达标
阳101H19站场											
1	散户1	182.65	138.57	48	44	43.05	43.05	48.47	45.57	达标	达标
2	散户2	272.62	67.88	48	44	41.53	41.53	48.08	44.78	达标	达标
3	散户3	192.29	-49.41	48	44	44.95	44.95	49.11	46.73	达标	达标
4	散户4	205.14	-243.82	48	44	41.49	41.49	48.08	44.76	达标	达标
5	散户5	-35.86	-161.88	48	44	49.84	49.84	51.66	50.50	达标	超标
6	散户6	-6.94	-203.65	48	44	47.13	47.13	50.08	48.29	达标	达标

7	散户7	-121.01	-149.03	48	44	48.52	48.52	50.84	49.39	达标	达标
8	散户8	-146.72	-42.98	48	44	50.49	50.49	52.10	51.06	达标	超标
9	散户9	-143.51	-219.72	48	44	44.84	44.84	49.06	46.66	达标	达标
10	散户10	-121.01	37.35	48	44	50.57	50.57	52.16	51.14	达标	超标
11	散户11	-8.55	154.64	48	44	46.45	46.45	49.74	47.78	达标	达标
阳101H20站场											
1	散户1	182.65	138.57	49	44	50.17	50.17	52.64	51.11	达标	超标
2	散户2	272.62	67.88	49	44	45.22	45.22	50.52	47.66	达标	达标
3	散户3	192.29	-49.41	49	44	44.49	44.49	50.32	47.26	达标	达标
4	散户4	205.14	-243.82	49	44	43.13	43.13	50.00	46.60	达标	达标
5	散户5	-35.86	-161.88	49	44	45.48	45.48	50.60	47.81	达标	达标
6	散户6	-6.94	-203.65	49	44	47.61	47.61	51.37	49.18	达标	达标
7	散户7	-121.01	-149.03	49	44	47.36	47.36	51.27	49.01	达标	达标
8	散户8	-146.72	-42.98	49	44	44.10	44.10	50.22	47.06	达标	达标
9	散户9	-143.51	-219.72	49	44	52.07	52.07	53.81	52.70	达标	超标
10	散户10	-121.01	37.35	49	44	47.48	47.48	51.31	49.09	达标	达标
11	散户11	-8.55	154.64	49	44	40.95	40.95	49.63	45.75	达标	达标
阳101H21站场											
1	散户1	-41.44	88.76	49	45	51.19	51.19	53.24	52.13	达标	超标
2	散户2	-87.5	175.31	49	45	45.17	45.17	50.50	48.09	达标	达标
3	散户3	53.49	204.62	49	45	45.25	45.25	50.53	48.14	达标	达标
4	散户4	7.42	239.52	49	45	43.83	43.83	50.15	47.46	达标	达标
5	散户5	176.33	180.89	49	45	44.29	44.29	50.26	47.67	达标	达标
6	散户6	272.65	42.7	49	45	44.05	44.05	50.21	47.56	达标	达标
7	散户7	334.07	23.15	49	45	41.98	41.98	49.79	46.76	达标	达标
8	散户8	271.25	-50.83	49	45	44.14	44.14	50.23	47.60	达标	达标
9	散户9	135.85	-123.42	49	45	48.24	48.24	51.64	49.92	达标	超标
10	散户10	110.72	-177.86	49	45	46.25	46.25	50.85	48.68	达标	达标
11	散户11	-24.69	-200.2	49	45	45.39	45.39	50.57	48.21	达标	达标
12	散户12	-79.13	-103.88	49	45	48.38	48.38	51.71	50.02	达标	超标
13	散户13	-122.4	-50.83	49	45	48.01	48.01	51.54	49.77	达标	达标
14	散户14	-260.6	-7.56	49	45	42.27	42.27	49.84	46.85	达标	达标
15	散户15	-210.35	98.53	49	45	43.34	43.34	50.04	47.26	达标	达标
16	散户16	-229.89	148.79	49	45	41.94	41.94	49.78	46.74	达标	达标
阳101H22站场											
1	散户1	262.22	50.63	47	44	45.25	45.25	49.22	47.68	达标	达标
2	散户2	188.18	-100.97	47	44	46.61	46.61	49.82	48.51	达标	达标

3	散户3	179.37	-204.97	47	44	43.29	43.29	48.54	46.67	达标	达标
4	散户4	57.74	-134.46	47	44	48.12	48.12	50.61	49.54	达标	达标
5	散户5	77.13	-213.78	47	44	44.28	44.28	48.86	47.15	达标	达标
6	散户6	-11.01	-206.73	47	44	44.57	44.57	48.96	47.31	达标	达标
7	散户7	-111.48	-145.04	47	44	45.37	45.37	49.27	47.75	达标	达标
8	散户8	-227.82	-123.88	47	44	42.25	42.25	48.26	46.22	达标	达标
9	散户9	-160.84	1.27	47	44	46.53	46.53	49.78	48.46	达标	达标
10	散户10	-222.53	91.17	47	44	42.99	42.99	48.45	46.54	达标	达标
11	散户11	-139.69	110.56	47	44	45.68	45.68	49.40	47.93	达标	达标
12	散户12	-60.36	103.51	47	44	49.14	49.14	51.21	50.30	达标	超标
13	散户13	-0.43	137	47	44	49.10	49.10	51.19	50.27	达标	超标
14	散户14	63.03	172.25	47	44	47.69	47.69	50.37	49.24	达标	达标
15	散户15	-204.91	168.73	47	44	42.25	42.25	48.26	46.22	达标	达标
16	散户16	253.54	218.32	47	44	42.32	42.32	48.27	46.25	达标	达标
17	散户17	-270.09	14.58	47	44	41.89	41.89	48.17	46.08	达标	达标
18	散户18	-68.25	-240.57	47	44	42.79	42.79	48.40	46.45	达标	达标
19	散户19	-186.31	-181.54	47	44	42.26	42.26	48.26	46.23	达标	达标
阳101H23站场											
1	散户1	262.22	50.63	45	44	50.25	50.25	51.38	51.17	达标	超标
2	散户2	188.18	-100.97	45	44	48.96	48.96	50.43	50.16	达标	超标
3	散户3	179.37	-204.97	45	44	47.47	47.47	49.42	49.09	达标	达标
4	散户4	57.74	-134.46	45	44	46.43	46.43	48.78	48.39	达标	达标
5	散户5	77.13	-213.78	45	44	45.60	45.60	48.32	47.88	达标	达标
6	散户6	-11.01	-206.73	45	44	44.47	44.47	47.75	47.25	达标	达标
7	散户7	-111.48	-145.04	45	44	41.25	41.25	46.53	45.85	达标	达标
8	散户8	-227.82	-123.88	45	44	47.63	47.63	49.52	49.20	达标	达标
9	散户9	-160.84	1.27	45	44	45.50	45.50	48.27	47.83	达标	达标
10	散户10	-222.53	91.17	45	44	42.99	42.99	47.12	46.53	达标	达标
11	散户11	-139.69	110.56	45	44	44.38	44.38	47.71	47.21	达标	达标
12	散户12	-60.36	103.51	45	44	43.95	43.95	47.52	46.98	达标	超标
13	散户13	-0.43	137	45	44	45.94	45.94	48.51	48.09	达标	超标
14	散户14	63.03	172.25	45	44	42.77	42.77	47.04	46.44	达标	达标
15	散户15	-204.91	168.73	45	44	41.48	41.48	46.60	45.93	达标	达标
16	散户16	253.54	218.32	45	44	44.54	44.54	47.79	47.29	达标	达标
17	散户17	-270.09	14.58	45	44	41.41	41.41	46.58	45.91	达标	达标
18	散户18	-68.25	-240.57	45	44	45.61	45.61	48.33	47.89	达标	达标
19	散户19	-186.31	-181.54	45	44	50.25	50.25	51.38	51.17	达标	超标

20	散户20	193.27	-175.08	45	44	48.96	48.96	50.43	50.16	达标	超标

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/T5225-2019）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。

7.5.3 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下表。

（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下表。

表 7.5-5　压裂施工机械噪声影响范围预测结果单位：dB（A）

机械名称	10m	30m	50m	70m	100m	130m	150m	200m
压裂设备	75.0	65.5	61.0	58.1	55.0	52.7	51.5	49.0
提升机	65.0	55.5	51.0	48.1	45.0	42.7	41.5	39.0

由上表预测可知，在不考虑任何声屏障和噪声防治措施的情况下，在距离50m处压裂施工机械对声环境的贡献值为51.0~61.0dB（A），在距离100m处施工机械对声

环境的贡献值为45.0~55.0dB（A），在距离200m处施工机械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压裂施工噪声对周边居民的影响，见下表。

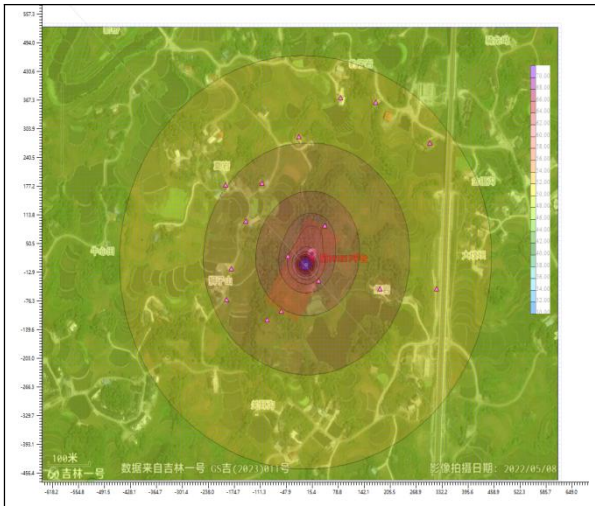
表 7.5-6　压裂施工对敏感目标影响预测单位：dB（A）

序号	预测点	坐标		现状值	贡献值	预测值	达标情况
		X	Y	昼间	昼间	昼间	昼间
阳101H17站场							
1	散户1	-94.71	-119.60	47	58.12	58.44	达标
2	散户2	-193.24	-75.58	47	55.63	56.18	达标
3	散户3	-182.76	-6.40	47	56.97	57.38	达标
4	散户4	179.92	-50.42	47	56.54	57.00	达标
5	散户5	318.29	-50.42	47	51.61	52.90	达标
6	散户6	-196.03	178.52	47	53.84	54.66	达标
7	散户7	301.52	270.33	47	49.73	51.59	达标
8	散户8	169.44	360.48	47	49.99	51.75	达标
9	散户9	83.49	370.96	47	50.47	52.08	达标
10	散户10	-17.14	285.01	47	53.29	54.21	达标
11	散户11	-107.28	182.28	47	56.13	56.63	达标
12	散户12	-147.12	98.42	47	57.65	58.01	达标
阳101H18站场							
1	散户1	85.56	118.14	47	58.88	59.15	达标
2	散户2	134.68	-8.19	47	59.61	59.84	达标
3	散户3	144.04	197.67	47	54.04	54.82	达标
4	散户4	188.49	153.23	47	54.10	54.88	达标
5	散户5	190.83	-15.21	47	56.34	56.82	达标
6	散户6	132.34	-192.99	47	54.45	55.17	达标
7	散户7	-45.44	-190.65	47	56.12	56.62	达标

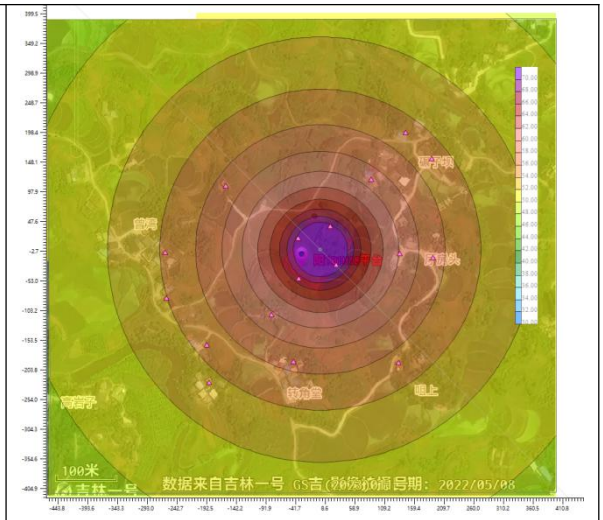
8	散户8	-192.82	-162.58	47	53.75	54.58	达标
9	散户9	-188.14	-225.74	47	52.30	53.42	达标
10	散户10	-260.66	-83.05	47	52.98	53.96	达标
11	散户11	-263	-5.85	47	53.35	54.25	达标
12	散户12	-160.07	106.44	47	56.30	56.78	达标
阳101H19站场							
1	散户1	182.65	138.57	48	54.65	55.34	达标
2	散户2	272.62	67.88	48	52.73	53.76	达标
3	散户3	192.29	-49.41	48	56.00	56.51	达标
4	散户4	205.14	-243.82	48	51.53	52.84	达标
5	散户5	-35.86	-161.88	48	57.68	58.04	达标
6	散户6	-6.94	-203.65	48	55.75	56.30	达标
7	散户7	-121.01	-149.03	48	56.31	56.79	达标
8	散户8	-146.72	-42.98	48	58.44	58.74	达标
9	散户9	-143.51	-219.72	48	53.37	54.27	达标
10	散户10	-121.01	37.35	48	60.20	60.40	超标
11	散户11	-8.55	154.64	48	58.32	58.63	达标
阳101H20站场							
1	散户1	182.65	138.57	49	60.78	61.06	超标
2	散户2	272.62	67.88	49	54.77	55.79	达标
3	散户3	192.29	-49.41	49	55.29	56.21	达标
4	散户4	205.14	-243.82	49	52.07	53.81	达标
5	散户5	-35.86	-161.88	49	55.17	56.11	达标
6	散户6	-6.94	-203.65	49	58.34	58.82	达标
7	散户7	-121.01	-149.03	49	58.96	59.38	达标
8	散户8	-146.72	-42.98	49	55.36	56.26	达标
9	散户9	-143.51	-219.72	49	64.47	64.59	超标
10	散户10	-121.01	37.35	49	59.23	59.62	达标
11	散户11	-8.55	154.64	49	51.34	53.34	达标
阳101H21站场							
1	散户1	-41.44	88.76	49	62.76	62.94	超标
2	散户2	-87.5	175.31	49	56.38	57.11	达标
3	散户3	53.49	204.62	49	56.00	56.79	达标
4	散户4	7.42	239.52	49	54.71	55.75	达标
5	散户5	176.33	180.89	49	54.48	55.57	达标
6	散户6	272.65	42.7	49	53.72	54.98	达标
7	散户7	334.07	23.15	49	51.80	53.63	达标

8	散户8	271.25	-50.83	49	53.70	54.97	达标
9	散户9	135.85	-123.42	49	57.52	58.09	达标
10	散户10	110.72	-177.86	49	56.07	56.85	达标
11	散户11	-24.69	-200.2	49	56.05	56.83	达标
12	散户12	-79.13	-103.88	49	59.70	60.06	超标
13	散户13	-122.4	-50.83	49	59.45	59.83	达标
14	散户14	-260.6	-7.56	49	53.45	54.78	达标
15	散户15	-210.35	98.53	49	54.58	55.64	达标
16	散户16	-229.89	148.79	49	53.10	54.53	达标
阳101H22站场							
1	散户1	262.22	50.63	47	53.21	54.14	达标
2	散户2	188.18	-100.97	47	55.31	55.91	达标
3	散户3	179.37	-204.97	47	53.02	53.99	达标
4	散户4	57.74	-134.46	47	58.85	59.12	达标
5	散户5	77.13	-213.78	47	54.73	55.41	达标
6	散户6	-11.01	-206.73	47	55.60	56.17	达标
7	散户7	-111.48	-145.04	47	56.76	57.20	达标
8	散户8	-227.82	-123.88	47	53.48	54.37	达标
9	散户9	-160.84	1.27	47	57.97	58.30	达标
10	散户10	-222.53	91.17	47	54.20	54.95	达标
11	散户11	-139.69	110.56	47	57.01	57.42	达标
12	散户12	-60.36	103.51	47	60.72	60.90	超标
13	散户13	-0.43	137	47	59.47	59.70	达标
14	散户14	63.03	172.25	47	56.74	57.18	达标
15	散户15	-204.91	168.73	47	53.26	54.19	达标
16	散户16	253.54	218.32	47	51.06	52.50	达标
17	散户17	-270.09	14.58	47	53.09	54.04	达标
18	散户18	-68.25	-240.57	47	53.83	54.65	达标
19	散户19	-186.31	-181.54	47	53.46	54.34	达标
阳101H23站场							
1	散户1	262.22	50.63	45	59.59	59.74	达标
2	散户2	188.18	-100.97	45	55.84	56.18	达标
3	散户3	179.37	-204.97	45	55.35	55.73	达标
4	散户4	57.74	-134.46	45	55.23	55.62	达标
5	散户5	77.13	-213.78	45	55.21	55.61	达标
6	散户6	-11.01	-206.73	45	54.92	55.34	达标
7	散户7	-111.48	-145.04	45	52.42	53.15	达标

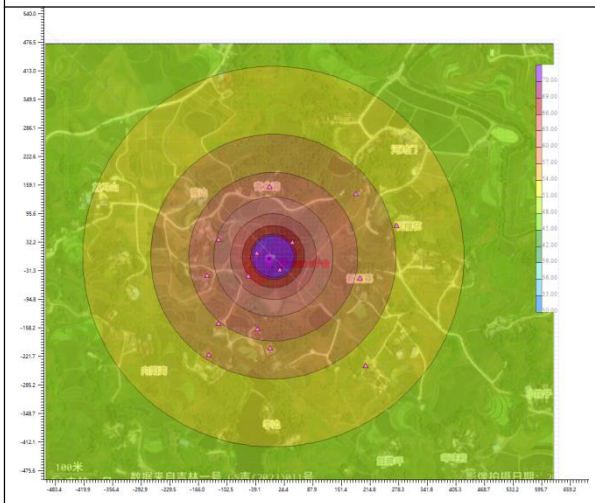
8	散户8	-227.82	-123.88	45	60.40	60.52	超标
9	散户9	-160.84	1.27	45	58.00	58.21	达标
10	散户10	-222.53	91.17	45	54.70	55.14	达标
11	散户11	-139.69	110.56	45	55.90	56.24	达标
12	散户12	-60.36	103.51	45	54.88	55.31	达标
13	散户13	-0.43	137	45	56.94	57.21	达标
14	散户14	63.03	172.25	45	54.74	55.17	达标
15	散户15	-204.91	168.73	45	53.23	53.84	达标
16	散户16	253.54	218.32	45	54.54	55.00	达标
17	散户17	-270.09	14.58	45	52.96	53.61	达标
18	散户18	-68.25	-240.57	45	53.43	54.01	达标
19	散户19	-186.31	-181.54	45	59.59	59.74	达标
20	散户20	193.27	-175.08	45	55.84	56.18	达标



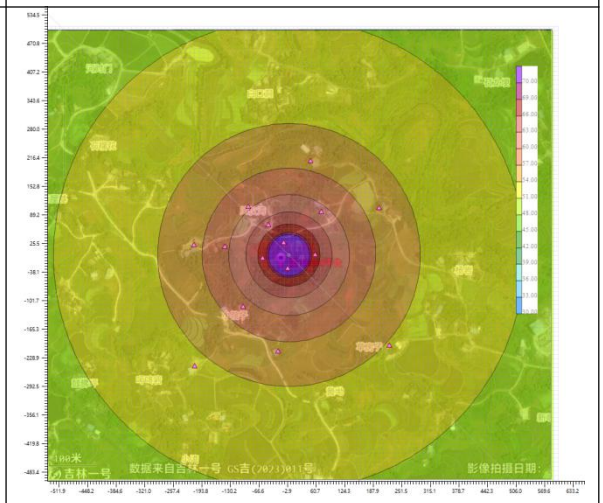
阳101H17站场



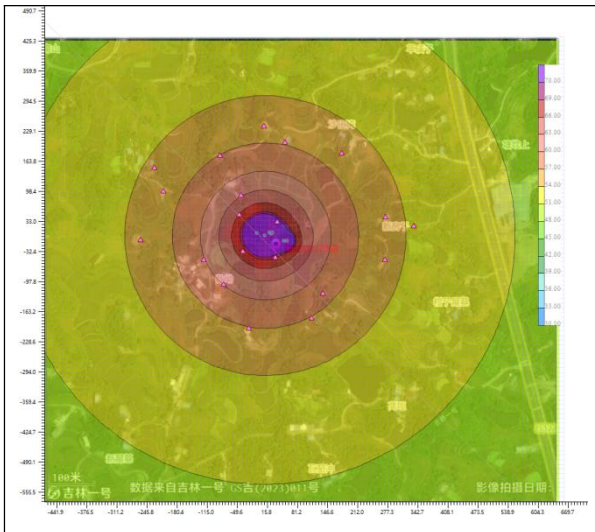
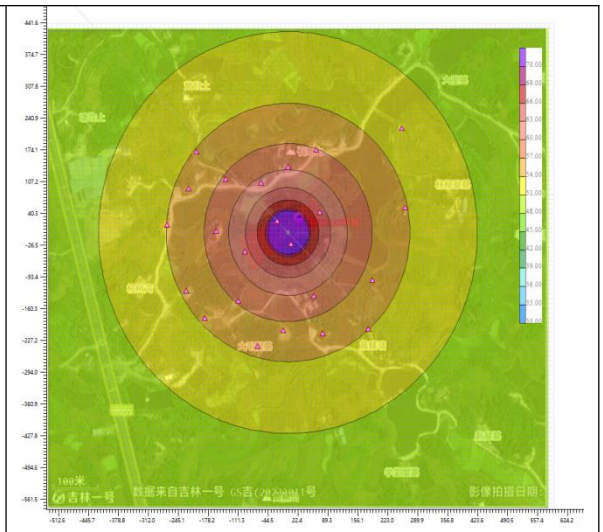
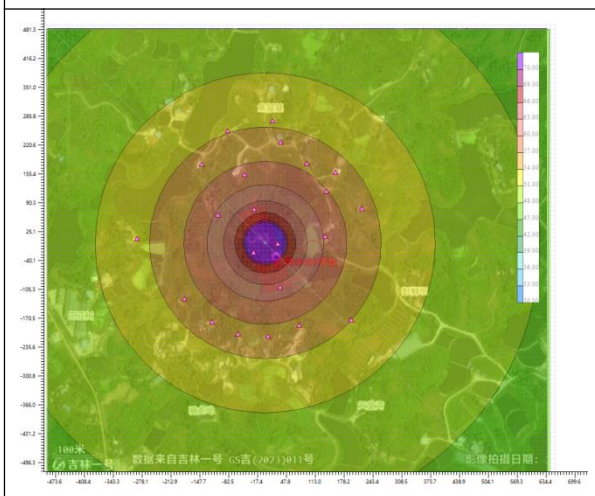
阳101H18站场



阳101H19站场



阳101H20站场

<table>
<tr><td> 
阳101H21站场</td><td> 
阳101H22站场</td></tr>
<tr><td> 
阳101H23站场</td><td>/</td></tr>
</table>

预测结果表明：各井场压裂作业期间昼间噪声达标距离为井口约 165m 范围内，夜间不施工。根据上述对井口周边居民点的噪声预测结果可知，各井场压裂作业期间部分敏感点噪声预测值不能满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类区标准，其中昼间噪声值最大超标值 6.1B（A），夜间噪声影响较大。

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

7.5.4 采气站场施工噪声

本项目各采气站场均在已有场地范围内建设，不新增占地，施工期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，故本次环评不对其进行分析预测。

7.5.5 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下表。

表 7.5-7　施工机械噪声影响范围预测结果单位：dB（A）

机械名称	10m	30m	50m	70m	100m	130m	150m	200m
挖掘机	78.0	68.4	64.0	61.1	58.0	55.7	54.5	52.0
推土机	80.0	70.4	66.0	63.1	60.0	57.7	56.5	54.0
吊管机	80.0	70.4	66.0	63.1	60.0	57.7	56.5	54.0
电焊机	77.0	67.4	63.0	60.1	57.0	54.7	53.5	51.0
切割机	87.0	77.4	73.0	70.1	67.0	64.7	63.5	61.0
载重汽车	82.0	72.4	68.0	65.1	62.0	59.7	58.5	56.0
顶管机械	79.0	69.4	65.0	62.1	59.0	56.7	55.5	53.0
柴油发电机	92.0	82.4	78.0	75.1	72.0	69.7	68.5	66.0

由上表可知，在不考虑任何声屏障和噪声防治措施的情况下，在距离50m处施工机械对声环境的贡献值为63.0~78.0dB（A），在距离100m处施工机械对声环境的贡献值为57.0~72.0dB（A），在距离200m处施工机械对声环境的贡献值为51.0~66.0dB（A）。

本项目集输管线夜间不施工，不存在施工噪声夜间超标环境影响；在不考虑任何声屏障和噪声防治措施的情况下，当施工机具与施工厂界昼间距离小于 125m 时，施工机械产生的噪声在厂界处容易超过《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。在施工过程中，应尽量将高噪声设备安排在远离居民点布置，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。

7.5.6 项目施工期噪声对区域声环境影响分析

根据前述各单项工程各阶段声环境影响与预测结果可知，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。

7.6 施工期固体废弃物环境影响分析

7.6.1 钻前工程施工

钻前施工产生的固体废物主要为剥离的表土和施工人员的生活垃圾。

（1）表土

本项目钻前工程优先剥离0.3m表土，就近独立设置表土堆场集中堆存，待施工结束后用于临时占地恢复用土；项目场地平整产生的土石方可做到场地挖填自行平衡，无弃方产生。

（2）生活垃圾

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

7.6.2 钻井工程施工

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（废水基泥浆和水基岩屑）产生总量约 7.8 万 t，由“不落地”工艺处理收集后交由有处理能力且环保手续齐备的单位进行资源化利用（砖厂或水泥厂等），就近外委处理，对区域环境影响较小。

（2）油基钻井固废

本项目钻井过程中油基泥浆循环使用，完钻后剩余油基泥浆收集后用于其他井场，可全部循环利用；油基岩屑属于危险固体废物，按照危险废物进行现场管理（废物类别为HW08，废物代码072-001-08），油基钻井固废放入岩屑储存罐内暂存，定期委托具有相应处置资质单位妥善处置。

（3）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，对其

在井场内集中收集后，全部交由供应商回收利用。

（4）废矿物油及含矿物油废物

钻井过程中废矿物油主要来源于机械（泥浆泵、转盘、链条等）润滑油；清洗、保养产生的油类，如更换柴油机零部件和清洗钻具、套管时产生的油类；隔油池产生的油类。本项目严格执行《废矿物油回收利用污染控制技术规范》（HJ607-2011）的相关规定，对产生的油类用油桶集中收集，用于后期配制油基钻井液，综合利用后不会对当地土壤及地下水环境产生影响。

（5）生活垃圾

本项目钻井平台生活垃圾产生量为 30kg/d，生活垃圾均存放在生活区垃圾桶，定期按当地环卫部门相关要求实施统一妥善处置。

7.6.3 压裂测试施工

压裂期间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施工人员产生的生活垃圾采用桶装收集，定期按当地环卫部门相关要求实施统一妥善处置。

7.6.4 采气站场工程施工

本项目采气站场均在现有场地内安装撬装设备，土建工程量较小，施工期固废主要为施工人员生活垃圾。采气站场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。

7.6.5 管线工程施工

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、废混凝土等，总产生量为10.644t。施工废料部分由施工单位回收利用，剩余部分由施工单位集中收集后，依托当地住建部门有偿清运，按相关规定进行妥善处置。

（2）工程临时弃土、弃渣

根据工程分析可知，本工程无多余土石方产生，管道全线采用埋地敷设，待管道敷设完毕后，回填开挖土石方及表土，一般地段回填用管沟挖出的土即可，无多余土石方产生。本项目管线施工不需另设堆渣场。

（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。

7.6.6 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。龙马潭区及泸县境内已实施多个页岩气平台，境内水泥厂及砖厂接收处置水基钻井固废已经有比较成熟的处理流程，且有水泥厂及多个砖厂可以接收，区域水泥厂及砖厂完全有能力接收本项目实施期间产生的水基钻井固废，可确保本项目产生的水基钻井固废全部资源化利用。综上分析，对于本项目产生量最大的固体废物水基钻井固废，依托周边水泥厂及砖厂进行资源利用是可以实现的（具体可行性分析见 10.4.1），措施可行，采取该措施后对周边环境影响小。

7.7 施工期土壤环境影响分析

7.7.1 钻前工程施工

钻前工程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。

7.7.2 钻井工程施工

（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7.7-1，土壤环境影响源及影响因子识别见表7.7-2。

表 7.7-1　土壤环境影响类型与影响途径表

时段	污染影响型			
	大气沉降	地面漫流	垂直入渗	其他
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 7.7-2　土壤环境影响源及影响因子识别表

污染源	工艺流程/节点	污染途经	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

①污染源调查

根据项目土壤环境影响途径识别出， 项目土壤污染源主要为事故工况下，污水池泄漏可能发生地面漫流或垂直入渗进入附近土壤， 造成土壤污染的情况。本次评价以事故状态下污水池破损发生地面漫流或垂直入渗进入土壤环境进行预测分析。

根据建设单位提供的资料，项目钻井工程污水池有效容积为500m^3，池底面积417m^2。假定由于腐蚀、或者其他外力作用，池体出现一定面积的渗漏，按池底面积5%考虑泄漏，则泄漏横截面积为20.8m^2 ，泄漏时间按30d(污水池日常巡检时间)，泄漏量为1.07m^3/d(按达西公式计算)，按 20%考虑下渗(6.39m^3)进入土壤系统，剩余部分通过围堰及导流边沟收集。

根据项目设计资料，类比同层位井站产生的气田水水质，放空分离液中主要污染物及源强为石油类15mg/L、氯化物17000mg/L。计算污水池非正常工况下渗漏的石油类量为0.096kg，氯化物为108.63kg。

②土壤环境影响预测

采用《环境影响评价技术导则 土壤环境(试行)》(HJ 964-2018) 中 E.1.3 中预测方法进行计算。

$$\Delta S = n(Is - Ls - Rs)/(\rho_b \times A \times D)$$

式中：

ΔS—单位质量表层土壤中某种物质的增量， g/kg；

Is—预测评价范围内单位年份表层土壤中某种物质的输入量， g；

Ls—预测评价范围内单位年份表层土壤中某种物质经淋溶排出的量， g，本项目取 0；

Rs—预测评价范围内单位年份表层土壤中某种物质经径流排出的量，g，本项目取 0；

ρb—表层土壤容重，取 1.26kg/m^3；

A——预测评价范围，厂界外 200m，面积约 92700m^2（占地面积最大的 H18 井站）；

D——表层土壤深度，一般取 0.2m；

n——持续年份，a，泄漏约 30 天发现，约 0.08 年；

单位质量土壤中某种物质的预测值可根据其增量叠加现状值进行计算：

$$S=Sb+\Delta S$$

式中：

Sb—单位质量土壤中某种物质的现状值， g/kg；

S—单位质量土壤中某种物质的预测值， g/kg；

计算结果详见表 7.7-3。

表 7.7-3 本项目土壤物质预测结果 单位： g/kg

泄漏位置	物质类别	现状值	增量	预测值	标准值
污水池	石油烃	0.058	0.0000328	0.0580328	4500
	氯化物	0.0191	0.372014	0.391114	/
注：现状值取阳101H18井场最大值。					

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，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、危废贮存点、柴油发电机房区域均设置集污池，并可将井场内污废水引至储存池内暂存，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。在污水池内气田水泄漏的情况下，石油类、氯化物在土壤中增量较少.

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。

7.7.3 压裂测试施工

本项目压裂液配制和暂存均在重叠液罐内进行，压裂之后的返排液在储存池、重叠液罐内暂存，并及时外运，回用于区块内其他平台压裂用水使用或回注处置，无污水外排。本项目在储存池、重叠液罐区进行防渗处理，能有效的防止非正常工况下压裂液或返排液漫流、入渗进入周边土壤内。另外，本项目设置了 500m^3 的储存池以及 2500m^3 的重叠液罐，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。

7.7.4 采气站场工程施工

采气站场建设施工期土壤环境影响主要包括挖填方、机械碾压等活动影响土壤的理化性质：改变土壤的孔隙度、含水率、饱和导水率等；另外，施工机械跑冒滴漏的少量废油，通过垂直入渗途会发生局部土壤污染。

采气站场工程主要建设内容为站场内管沟开挖、敷设、阻焊工艺管道、设备安装等施工，施工集中在已建站场，无新增占地。建设施工机械设备跑冒滴漏的少量废油，由于其排放量极少，对区域土壤环境的影响很小。

因此，本项目采气站场施工建设对区域土壤环境的影响较小。

7.7.5 管线工程施工

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。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。

7.7.6 项目施工期对区域土壤环境影响分析

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。

8 运营期环境影响预测与评价

本项目运营期管线埋于地下密闭输送，其清管、检修、放空等均依托两端站场、集气站、脱水站，因此管线运营期无污染物产生和排放，主要影响为泄漏的环境风险，本评价将在风险章节详细分析，本项目运营期环境影响重点针对采气站场进行分析和评价。

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。本项目运营期环境影响重点针对采气井站进行分析和评价。采气工艺采气井站运营期大气环境影响主要为采气井场检修及事故放空天燃气燃烧废气。

根据工程分析源强核算结果结合根据 AERSCREEN 估算模型预测结果，本工程大气环境影响评价等级为二级，无需进行进一步预测，只对污染物排放量进行核算，本项目根据单项目工程对大气污染物排放量进行核算，分析对大气环境的影响。采气井站运营期大气污染物排放情况表见下表。

表 8.1-1　常规采气井站运营期大气污染物排放情况表

污染物种类	主要污染物	产生情况	污染防治措施	处理后排放	备注
污染源及其特征		产生量		排放量	
单采气井站检修、事故放空废气	NOx、颗粒物	烟气631.2 NOx0.092kg/a、颗粒物0.014t/a	经15m放空管燃烧后排放	烟气631.2 NOx0.092kg/a、颗粒物0.014t/a	非正常工况

本项目页岩气不含硫化氢，采气站场清管及检修作业时，需放空量小，将相关设备及管线中页岩气通过放空火炬排放，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。本项目各采气站场放空频率低，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。

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、集气站、脱水站，因此管线运营期无污染物产生和排放，主要影响为泄漏的环境风险，本评价将在风险章节详细分析，本项目运营期环境影响重点针对采气站场进行分析和评价。

8.1 运营期生态环境预测与影响

8.1.1 对土地利用现状的影响

项目建设对土地利用现状的影响主要集中在施工期，运营期对土地利用现状无明显影响。

8.1.2 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 范围内施工期受损的林地面积将永久消失。运营期时，在管道中心线 5m 范围外受损的森林植被可以通过演替或人工栽植的方式逐渐恢复，林地面积得以恢复。

8.1.3 对植被的影响

运营期不再有新的工程占地对地表植被产生侵占破坏。工程各项施工活动结束后，因线型工程施工而遭到破坏的植被、植物物种开始自然或人工恢复。由于评价区域内热量丰富，降雨量较多，植物生长速度快，植被恢复力强。因此经过一定时间，工程对植被及植物的不利影响将逐步恢复，临时占地区的植被覆盖度逐步提升。

8.1.4 对陆生动物的影响

项目施工结束后，施工人员及设备撤离，工程干扰强度将明显降低。随着工程占地区及其附近区域自然环境的逐步恢复，生态系统功能也逐渐恢复，稳定增强。因施工期施工影响，暂时迁移的两栖类、爬行类鸟类、兽类将逐渐迁回原适生生境，其物种丰富度和种群数量会逐渐恢复。因此，项目运营期对动物的影响较小。

8.1.5 对生态系统的影响

工程运营期不再新增占地，随着临时用地区的植被恢复，森林和灌丛生态系统的面积将有一定的增加，其余生态系统面积不会因工程运营发生明显变化，生态系统类

型也不会发生变化，只要严格执行规划的环保措施，工程运营期对生态系统面积和完整性的影响较小。

表 8.1-2　生态影响评价自查表

工作内容		自查项目
生态影响识别	生态保护目标	重要物种□；国家公园□；自然保护区□；自然公园□；世界自然遗产□；生态保护红线☐；重要生境□；其他具有重要生态功能、对保护生物多样性具有重要意义的区域□；其他☑
	影响方式	工程占用☑；施工活动干扰☑；改变环境条件□；其他□
	评价因子	物种☑（　　） 生境☐（　　） 生物群落☑（　　） 生态系统☑（　　） 生物多样性☑（　　） 生态敏感区☐（　　） 自然景观☑（　　） 自然遗迹□（　　） 其他☐（　　）
评价等级		一级☐　　二级□　　三级☑　　生态影响简单分析□
评价范围		陆域面积：（16.64）km^2；水域面积：（0）km^2
生态现状调查与评价	调查方法	资料收集☑；遥感调查☑；调查样方、样线☐； 调查点位、断面□；专家和公众咨询法□；其他☑
	调查时间	春季□；夏季☑；秋季□；冬季□ 丰水期□；枯水期□；平水期□
	所在区域的生态问题	水土流失☐；沙漠化□；石漠化□；盐渍化□；生物入侵□；污染危害□；其他□
	评价内容	植被/植物群落☑；土地利用☑；生态系统☑；生物多样性☑；重要物种☐；生态敏感区☐；其他□
生态影响预测与评价	评价方法	定性☑；定性和定量☑
	评价内容	植被/植物群落☑；土地利用☑；生态系统☑；生物多样性☑；重要物种□；生态敏感区☐；生物入侵风险□；其他□
生态保护对策措施	对策措施	避让☑；减缓☑；生态修复☑；生态补偿☑；科研□；其他□
	生态监测计划	全生命周期☐；长期跟踪□；常规☑；无□
	环境管理	环境监理□；环境影响后评价□；其他□
评价结论	生态影响	可行☑；不可行□
注：“□”为勾选项，可√；“（　　）”为内容填写项。		

8.2 运营期大气环境预测与影响

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。本项目运营期环境影响重点针对采气井站进行分析和评价。采气工艺采气井站运营期大气环境影响主要为采气井场检修及事故放空天燃气燃烧废气。

根据《环境影响评价技术导则　大气环境》（HJ2.2-2018），采用 AERSCREEN 估算模式对上述污染物的影响程度和范围进行估算，根据工程分析，大气污染源面源参数。本评价估算结果见下表。

表 8.2-1　本项目估算模型参数表

泸州市龙马潭区		
参数		取值
城市农村选项	城市/农村	农村
	人口数（城市选项时）	/
最高环境温度/℃		40.3
最低环境温度/℃		-1.1
土地利用类型		农作地
区域湿度条件		潮湿气候
是否考虑地形	考虑地形	☑是□否
	地形数据分辨率/m	90
是否考虑岸线熏烟	考虑岸线熏烟	□是☑否
	岸线距离/km	/
	岸线方向/°	/
泸州市泸县		
参数		取值
城市农村选项	城市/农村	农村
	人口数（城市选项时）	/
最高环境温度/℃		40.3
最低环境温度/℃		-1.5
土地利用类型		农作地
区域湿度条件		潮湿气候
是否考虑地形	考虑地形	☑是□否
	地形数据分辨率/m	90
是否考虑岸线熏烟	考虑岸线熏烟	□是☑否
	岸线距离/km	/
	岸线方向/°	/

表 8.2-2　本项目大气污染源面源参数表

面源位置	面源长度（m）	面源宽度（m）	面源初始排放高度（m）	评价因子 NMHC（10^{-3}kg/h）
阳 101H17 平台井站	70	80	8	0.0554
阳 101H18 平台井站	65	75	8	0.0369
阳 101H19 平台井站	55	40	8	0.0246
阳 101H20 平台井站	55	40	8	0.0246
阳 101H21 平台井站	65	75	8	0.0431
阳 101H22 平台井站	65	75	8	0.0308
阳 101H23 平台井站	65	75	8	0.0308

表 8.2-3　本项目主要污染源估算模型计算结果表

排放源	污染物	评价标准（μg/m³）	最大落地浓度（μg/m³）	最大地面空气质量浓度占标率 Pmax（%）
阳 101H17 平台井站	NMHC	2000	2.36	0.14
阳 101H18 平台井站	NMHC	2000	2.02	0.1
阳 101H19 平台井站	NMHC	2000	2.01	0.1
阳 101H20 平台井站	NMHC	2000	2.01	0.1
阳 101H21 平台井站	NMHC	2000	2.36	0.12
阳 101H22 平台井站	NMHC	2000	1.69	0.08
阳 101H23 平台井站	NMHC	2000	1.69	0.08

通过上表预测结果可知，运营期主要废气污染源占标率最大非甲烷总烃占标率最大值为 0.14%，污染物最大地面浓度占标率 P_{max} < 1%。根据《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ 2.2-2018），本项目大气环境影响评价等级定为三级，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。

本项目页岩气不含硫化氢，采气站场清管及检修作业时，需放空量小，将相关设备及管线中页岩气通过放空火炬排放，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。本项目各采气站场放空频率低，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。

表 8.2-4　大气环境影响评价自查表

工作内容		自查项目			
评价等级与范围	评价等级	一级□	二级□		三级☑
	评价范围	边长=50km□	边长 5~50km□		边长=5km□
评价因子	SO2+NOx 排放量	≥2000 t/a□	500~2000 t/a□		＜500 t/a☑
	评价因子	基本污染物（SO_2、NO_2、$PM_{2.5}$、PM_{10}、CO、O_3）特征污染物（非甲烷总烃）		包括二次 PM2.5□ 不包括二次 PM2.5☑	
评价标准	评价标准	国家标准☑	地方标准□	附录 D□	其他标准□
现状评价	环境功能区	一类区□	二类区☑	一类区和二类区□	
	评价基准年	（2022）年			
	环境空气质量现状调查数据来源	长期例行监测数据□	主管部门发布的数据□		现状补充监测☑
	现状评价	达标区□		不达标区☑	

污染源调查	调查内容	本项目正常排放源□ 本项目非正常排放源□现有污染源□			拟替代的污染源□		其他在建、拟建项目污染源□		区域污染源□
大气环境影响预测与评价	预测模型	AERMOD□	ADMS□	AUSTAL2000□		EDMS/AEDT□	CALPUFF□	网格模型□	其他□
	预测范围	边长≥50 km□		边长 5～50 km□					边长=5km□
	预测因子	/					包括二次 PM2.5□ 不包括二次 PM2.5□		
	正常排放短期浓度贡献值	本项目最大占标率≤100%□					本项目最大占标率＞100%□		
	正常排放年均浓度贡献值	一类区	本项目最大占标率≤10%□				本项目最大占标率＞10%□		
		二类区	本项目最大占标率≤30%□				本项目最大占标率＞30%□		
	非正常排放 1h 浓度贡献值	非正常持续时长≤4h			非正常占标率≤100%□		非正常占标率＞100%□		
	保证率日平均浓度和年平均浓度叠加值	C 叠加达标□					C 叠加不达标□		
	区域环境质量的整体变化情况	k≤−20% □					K＞−20% □		
环境监测计划	污染源监测	监测因子：（非甲烷总烃）			有组织废气监测 □ 无组织废气监测 ☑				无监测□
	环境质量监测	监测因子：非甲烷总烃			监测点位数（ ）				无监测□
评价结论	环境影响	可以接受☑					不可以接受□		
	大气环境防护距离	不需设置							
	污染源年排放量	SO_2（/）t/a		NO_2（/）t/a		颗粒物（/）t/a			VOC_S：（/）t/a
注：“□”为勾选项，填“√”；“（ ）”为内容填写项。									

8.3 运营期地表水环境影响分析

按照《环境影响评价技术导则 地表水环境》（HJ2.3-2018）本项目地表水评价等级属于三级 B。

本项目正常工况下，天然气和压裂返排液管线中密闭输送，管道采用外防腐层和强制电流阴极保护联合方式对穿越水域不会造成影响。

本项目运营期各平台井站和将产生一定量气田水，气田水分别暂存于各平台井站储存池，定期罐车拉运至回注井进行回注处理。各平台井站在检修等非正常工况下，将产生检修废水，检修废水暂存于各站场储存池中，定期罐车拉运至回注井进行回注处理。本项目各井场均为无人值守，无生活污水产生。

综上所述，本项目采取了相应的水污染防治措施，各类废水均能得到妥善处置，均不直接外排，产生的废水不会对周边地表水环境造成不良影响。

表 8.3-1　地表水环境影响评价自查表

工作内容		自查项目		
影响识别	影响类型	水污染影响型☑；水文要素影响型□		
	水环境保护目标	饮用水水源保护区□；饮用水取水□；涉水的自然保护区□；重要湿地□；重点保护与珍稀水生生物的栖息地□；重要水生生物的自然产卵场及索饵场、越冬场和洄游通道、天然渔场等渔业水体□；涉水的风景名胜区□；其他□		
	影响途径	水污染影响型		水文要素影响型
		直接排放□；间接排放□；其他☑		水温□；径流□；水域面积□
	影响因子	持久性污染物□；有毒有害污染物□；非持久性污染物□；pH 值□；热污染□；富营养化□；其他□		水温□；水位（水深）□；流速□；流量□；其他□
评价等级		水污染影响型		水文要素影响型
		一级□；二级□；三级 A □；三级 B ☑		一级□；二级□；三级□
现状调查	区域污染源	调查项目		数据来源
		已建□；在建□；拟建□；其他□	拟替代的污染源□	排污许可证□；环评□；环保验收□；既有实测□；现场监测□；入河排放口数据□；其他□
	受影响水体水环境质量	调查时期		数据来源
		丰水期□；平水期□；枯水期□；冰封期□ 春季□；夏季□；秋季□；冬季□		生态环境保护主管部门☑；补充监测□；其他□
	区域水资源开发利用状况	未开发□；开发量 40%以下□；开发量 40%以上□		
	水文情势	调查时期		数据来源

<table>
<tr><td rowspan="3"></td><td>调查</td><td colspan="2">丰水期☑；平水期□；枯水期□；冰封期□
春季□；夏季□；秋季□；冬季□</td><td colspan="2">水行政主管部门□；补充监测□；其他□</td></tr>
<tr><td rowspan="2">补充监测</td><td>监测时期</td><td>监测因子</td><td>监测断面或点位</td></tr>
<tr><td>丰水期□；平水期□；枯水期□；冰封期□
春季□；夏季□；秋季□；冬季□</td><td>pH、化学需氧量、五日生化需氧量、氨氮、悬浮物、石油类、氯化物、挥发酚、硫化物</td><td>监测断面或点位个数（1）个</td></tr>
<tr><td rowspan="6">现状评价</td><td>评价范围</td><td colspan="3">河流：长度（/）km；湖库、河口及近岸海域：面积（）km^2</td></tr>
<tr><td>评价因子</td><td colspan="3">pH、化学需氧量、五日生化需氧量、氨氮、悬浮物、石油类、氯化物、挥发酚、硫化物</td></tr>
<tr><td>评价标准</td><td colspan="3">河流、湖库、河口：I类□；II类□；III类☑；IV类□；V类□
近岸海域：第一类□；第二类□；第三类□；第四类□
规划年评价标准（）</td></tr>
<tr><td>评价时期</td><td colspan="3">丰水期□；平水期□；枯水期□；冰封期□
春季□；夏季□；秋季□；冬季□</td></tr>
<tr><td>评价结论</td><td>水环境功能区或水功能区、近岸海域环境功能区水质达标状况□：达标☑；
不达标□
水环境控制单元或断面水质达标状况□：达标□；不达标□
水环境保护目标质量状况□：达标□；不达标□
对照断面、控制断面等代表性断面的水质状况□：达标□；不达标□
底泥污染评价□
水资源与开发利用程度及其水文情势评价□
水环境质量回顾评价□
流域（区域）水资源（包括水能资源）与开发利用总体状况、生态流量管理要求与现状满足程度、建设项目占用水域空间的水流状况与河湖演变状况□</td><td colspan="2">达标区☑
不达标区□</td></tr>
<tr><td rowspan="5">影响预测</td><td>预测范围</td><td colspan="3">河流：长度（ ）km；湖库、河口及近岸海域：面积（）km^2</td></tr>
<tr><td>预测因子</td><td colspan="3">/</td></tr>
<tr><td>预测时期</td><td colspan="3">丰水期□；平水期□；枯水期□；冰封期□
春季□；夏季□；秋季□；冬季□
设计水文条件□</td></tr>
<tr><td>预测情景</td><td colspan="3">建设期□；生产运行期□；服务期满后□
正常工况□；非正常工况□
污染控制和减缓措施方案□
区（流）域环境质量改善目标要求情景□</td></tr>
<tr><td>预测方法</td><td colspan="3">数值解□：解析解□；其他□
导则推荐模式□：其他□</td></tr>
<tr><td rowspan="2">影响评价</td><td>水污染控制和水环境影响减缓措施有效性评价</td><td colspan="3">区（流）域水环境质量改善目标□；替代削减源□</td></tr>
<tr><td>水环境影响评价</td><td colspan="3">排放口混合区外满足水环境管理要求□
水环境功能区或水功能区、近岸海域环境功能区水质达标□
满足水环境保护目标水域水环境质量要求□
水环境控制单元或断面水质达标□</td></tr>
</table>

<table>
<tr><td rowspan="6"></td><td></td><td colspan="5">满足重点水污染物排放总量控制指标要求，重点行业建设项目， 主要污染物排放满足等量或减量替代要求□
满足区（流）域水环境质量改善目标要求□
水文要素影响型建设项目同时应包括水文情势变化评价、主要水文特征值影响评价、生态流量符合性评价□
对于新设或调整入河（湖库、近岸海域）排放口的建设项目，应包括排放口设置的环境合理性评价□
满足生态保护红线、水环境质量底线、资源利用上线和环境准入清单管理要求□</td></tr>
<tr><td rowspan="4">污染源排放量核算</td><td>污染物名称</td><td colspan="3">排放量（t/a）</td><td>排放浓度（mg/L）</td></tr>
<tr><td></td><td colspan="3"></td><td></td></tr>
<tr><td></td><td colspan="3"></td><td></td></tr>
<tr><td></td><td colspan="3"></td><td></td></tr>
<tr><td rowspan="2">替代源排放情况</td><td>污染源名称</td><td>排污许可证编号</td><td>污染物名称</td><td>排放量（t/a）</td><td>排放浓度（mg/L）</td></tr>
<tr><td>（/）</td><td>（/）</td><td>（/）</td><td>（/）</td><td>（/）</td></tr>
<tr><td>生态流量确定</td><td colspan="5">生态流量：一般水期（ ）m^3/s；鱼类繁殖期（ ）m^3/s；其他（ ）m^3/s
生态水位：一般水期（ ）m；鱼类繁殖期（ ）m；其他（ ）m</td></tr>
<tr><td rowspan="5">防治措施</td><td>环保措施</td><td colspan="5">污水处理设施□；水文减缓设施□；生态流量保障设施□；区域削减□；依托其他工程措施□；其他</td></tr>
<tr><td rowspan="4">监测计划</td><td></td><td colspan="2">环境质量</td><td>污染源</td></tr>
<tr><td>监测方式</td><td colspan="2">手动□；自动□；无监测☑</td><td>手动□；自动□；无监测☑</td></tr>
<tr><td>监测点位</td><td colspan="2">（/）</td><td>厂区废水总排口□</td></tr>
<tr><td>监测因子</td><td colspan="2">（/）</td><td></td></tr>
<tr><td>污染物排放清单</td><td colspan="5">□</td></tr>
<tr><td colspan="2">评价结论</td><td colspan="5">可以接受☑；不可以接受□</td></tr>
<tr><td colspan="7">注：“□”为勾选项，可√；“（ ）”为内容填写项；“备注”为其他补充内容。</td></tr>
</table>

8.4 运营期地下水环境影响分析

8.4.1 预测评价方法

见 7.4.1 预测评价方法。

8.4.2 污染源项分析

平台井站运行期产生的气田水临时储存于压裂液罐及储存池中，非正常情况下可能造成气田水泄漏，对地下水造成影响。非正常运行状况下，池体因腐蚀或外力作用等原因集液池池体防渗结构出现裂缝，假设破损面积占池体面积 10%。

表 8.4-1　单个钻井平台运行期非正常状况污染物下渗量

构筑物	下渗量（m^3）	污染物浓度（mg/L）			泄漏的污染物数量（kg）		
		Cl^-	COD_{Mn}	石油类	Cl^-	COD_{Mn}	石油类
储存池	5.78	8000	666.7	80	46.240	3.854	0.462
压裂液罐	0.63	8000	666.7	80	5.040	0.420	0.050

评价范围内浅层地下水类型均为侏罗系沙溪庙组碎屑岩类浅层风化裂隙水，地貌特征属“红层”丘陵区，全区水文地质条件相似，鉴于报告篇幅所限，选择以阳 101H17 平台，阳 101H18 平台，阳 101H19 平台，阳 101H20 平台为例进行预测分析，其他平台进行类比的影响分析。

8.4.3 溶质运移模拟结果分析

8.4.3.1H18-19-20 平台污染物模拟结果（同单元内多个钻井平台）

钻井平台运行期平台井站运行期产生的气田水临时储存于压裂液罐及储存池中，非正常状下污染物迁移模拟结果见图 8.4-1～8.4-3。

***

图 8.4-1　非正常状况项目区 Cl^- 贡献值变化趋势（mg/L）

***

图 8.4-2　非正常状况项目区 COD_{Mn} 贡献值变化趋势（mg/L）

图 8.4-3　非正常状况项目区石油类贡献值变化趋势（mg/L）

钻井平台运行期预测模拟结果见表 8.4-2～表 8.4-5。

表 8.4-2　Cl^- 沿地下水径流方向贡献值及预测值随时间变化（mg/L）

时间（d）	平台		平台下游 30m		平台下游 100m		平台下游 200m		下游松滩河边	
	贡献值	预测值	贡献值	预测值	贡献值	预测值	贡献值	预测值	贡献值	预测值
1	20.99	53.26	0.000	32.27	0.000	32.27	0.000	32.27	0.000	32.27
10	206.3	238.6	0.000	32.27	0.000	32.27	0.000	32.27	0.000	32.27

30	624.3	656.5	0.000	32.27	0.000	32.27	0.000	32.27	0.000	32.27
70	1403.4	1435.7	0.000	32.27	0.000	32.27	0.000	32.27	0.000	32.27
100	1325.4	1357.7	0.000	32.27	0.000	32.27	0.000	32.27	0.000	32.27
365	842.2	874.5	0.047	32.32	0.000	32.27	0.000	32.27	0.000	32.27
730	490.7	523.0	0.652	32.92	0.002	32.27	0.000	32.27	0.000	32.27
1000	347.1	379.4	1.925	34.20	0.016	32.29	0.000	32.27	0.000	32.27
1419	215.0	247.3	5.821	38.09	0.126	32.40	0.003	32.27	0.000	32.27
2000	121.4	153.7	14.68	46.95	0.777	33.05	0.033	32.30	0.000	32.27
3000	55.25	87.52	31.05	63.32	4.452	36.72	0.411	32.68	0.000	32.27
3650	36.02	68.29	37.02	69.29	8.206	40.48	1.043	33.31	0.000	32.27
4438	22.86	55.13	38.14	70.41	12.66	44.93	2.185	34.45	0.002	32.27
5000	16.90	49.17	35.95	68.22	14.91	47.18	3.045	35.31	0.007	32.28
6000	10.25	42.52	29.43	61.70	16.64	48.91	4.332	36.60	0.027	32.30
7300	5.636	37.91	20.54	52.81	15.40	47.67	5.085	37.35	0.091	32.36
8323	3.622	35.89	14.90	47.17	13.08	45.35	4.979	37.25	0.172	32.44
9003	2.717	34.99	11.93	44.20	11.43	43.70	4.717	36.99	0.235	32.51
9579	2.139	34.41	9.835	42.11	10.02	42.29	4.393	36.66	0.289	32.56
10000	1.803	34.07	8.538	40.81	9.068	41.34	4.139	36.41	0.328	32.60
10950	1.237	33.51	6.203	38.47	7.153	39.42	3.550	35.82	0.411	32.68

表 8.4-3　COD_{Mn} 沿地下水径流方向贡献值及预测值随时间变化（mg/L）

时间（d）	平台		平台下游 30m		平台下游 100m		平台下游 200m		下游松滩河边	
	贡献值	预测值	贡献值	预测值	贡献值	预测值	贡献值	预测值	贡献值	预测值
1	0.000	1.370	0.000	1.370	0.000	1.370	0.000	1.370	0.000	1.370
10	0.000	1.370	0.000	1.370	0.000	1.370	0.000	1.370	0.000	1.370
30	0.000	1.370	0.000	1.370	0.000	1.370	0.000	1.370	0.000	1.370
70	0.000	1.370	0.000	1.370	0.000	1.370	0.000	1.370	0.000	1.370
100	0.001	1.371	0.000	1.370	0.000	1.370	0.000	1.370	0.000	1.370
365	0.064	1.434	0.004	1.374	0.000	1.370	0.000	1.370	0.000	1.370
730	0.348	1.718	0.054	1.424	0.000	1.370	0.000	1.370	0.000	1.370
1000	0.669	2.039	0.160	1.530	0.001	1.371	0.000	1.370	0.000	1.370
1419	1.321	2.691	0.485	1.855	0.010	1.380	0.000	1.370	0.000	1.370
2000	2.330	3.700	1.223	2.593	0.065	1.435	0.003	1.373	0.000	1.370
3000	3.591	4.961	2.588	3.958	0.371	1.741	0.034	1.404	0.000	1.370
3650	3.845	5.215	3.085	4.455	0.684	2.054	0.087	1.457	0.000	1.370
4438	3.627	4.997	3.179	4.549	1.055	2.425	0.182	1.552	0.000	1.370
5000	3.281	4.651	2.996	4.366	1.243	2.613	0.254	1.624	0.001	1.371
6000	2.546	3.916	2.452	3.822	1.386	2.756	0.361	1.731	0.002	1.372

7300	1.699	3.069	1.712	3.082	1.283	2.653	0.424	1.794	0.008	1.378
8323	1.204	2.574	1.242	2.612	1.090	2.460	0.415	1.785	0.014	1.384
9003	0.951	2.321	0.994	2.364	0.952	2.322	0.393	1.763	0.020	1.390
9579	0.777	2.147	0.820	2.190	0.835	2.205	0.366	1.736	0.024	1.394
10000	0.670	2.040	0.712	2.082	0.756	2.126	0.345	1.715	0.027	1.397
10950	0.481	1.851	0.517	1.887	0.596	1.966	0.296	1.666	0.034	1.404

表 8.4-4 石油类沿地下水径流方向贡献值及预测值随时间变化（mg/L）

时间（d）	平台		平台下游 30m		平台下游 100m		平台下游 200m		下游松滩河边	
	贡献值	预测值	贡献值	预测值	贡献值	预测值	贡献值	预测值	贡献值	预测值
1	0.210	0.235	0.000	0.025	0.000	0.025	0.000	0.025	0.000	0.025
10	2.063	2.088	0.000	0.025	0.000	0.025	0.000	0.025	0.000	0.025
30	6.243	6.268	0.000	0.025	0.000	0.025	0.000	0.025	0.000	0.025
70	14.03	14.06	0.000	0.025	0.000	0.025	0.000	0.025	0.000	0.025
100	13.25	13.28	0.000	0.025	0.000	0.025	0.000	0.025	0.000	0.025
365	8.422	8.447	0.000	0.025	0.000	0.025	0.000	0.025	0.000	0.025
730	4.907	4.932	0.007	0.032	0.000	0.025	0.000	0.025	0.000	0.025
1000	3.471	3.496	0.019	0.044	0.000	0.025	0.000	0.025	0.000	0.025
1419	2.150	2.175	0.058	0.083	0.001	0.026	0.000	0.025	0.000	0.025
2000	1.214	1.239	0.147	0.172	0.008	0.033	0.000	0.025	0.000	0.025
3000	0.552	0.577	0.310	0.335	0.045	0.070	0.004	0.029	0.000	0.025
3650	0.360	0.385	0.370	0.395	0.082	0.107	0.010	0.035	0.000	0.025
4438	0.229	0.254	0.381	0.406	0.127	0.152	0.022	0.047	0.000	0.025
5000	0.169	0.194	0.360	0.385	0.149	0.174	0.030	0.055	0.000	0.025
6000	0.103	0.128	0.294	0.319	0.166	0.191	0.043	0.068	0.000	0.025
7300	0.056	0.081	0.205	0.230	0.154	0.179	0.051	0.076	0.001	0.026
8323	0.036	0.061	0.149	0.174	0.131	0.156	0.050	0.075	0.002	0.027
9003	0.027	0.052	0.119	0.144	0.114	0.139	0.047	0.072	0.002	0.027
9579	0.021	0.046	0.098	0.123	0.100	0.125	0.044	0.069	0.003	0.028
10000	0.018	0.043	0.085	0.110	0.091	0.116	0.041	0.066	0.003	0.028
10950	0.012	0.037	0.062	0.087	0.072	0.097	0.035	0.060	0.004	0.029

表 8.4-5 非正常状况下井场各污染物最大贡献值（单位 mg/L）

污染物名称	Cl^-	COD_{Mn}	石油类
厂区最大贡献值（mg/L）	1403.4	3.845	14.03
厂区最大贡献值叠加背景值后浓度（mg/L）	1435.7	5.215	14.06

根据模拟结果，受地形及本项目区河流控制，非正常运行状态污染物下渗进入地下水系统后主要由项目区向北东侧迁移，排泄至松滩河。根据模拟结果，非正常运行

状态下，地下水中各污染因子含量均有升高。因本项目非正常运行状态下，污染物质为瞬时或连续 70d 注入，但相对与 30a 的预测时长，下渗时间较短，因此距各泄露池体不同距离位置的污染物贡献值仍表现为单波特征。

井场北西侧下游 30m 位置，Cl^-、COD_{Mn}、石油类等三种污染物在非正常状况发生后 4232d 达到峰值，最大贡献值分别为 38.46 mg/L、3.205 mg/L、0.385 mg/L。

井场北西侧下游 100m 位置，Cl^-、COD_{Mn}、石油类等三种污染物在非正常状况发生后 6161d 达到峰值，最大贡献值分别为 16.64 mg/L、1.387 mg/L、0.166mg/L。

井场北西侧下游 200m 位置，Cl^-、COD_{Mn}、石油类等三种污染物在非正常状况发生后 7583d 达到峰值，最大贡献值分别为 5.095 mg/L、0.425 mg/L、0.051 mg/L。

井场北西侧下游约 450m 松滩河边，Cl^-、COD_{Mn}、石油类等三种污染物在非正常状况发生后预测时段内 10950d 达到峰值，最大贡献值分别为 0.411 mg/L、0.034 mg/L、0.004mg/L。

本项目区域地下水执行《地下水质量标准》（GB/T 14848-93）中的III类标准。根据预测结果，运行期非正常运行状态发生后，本项目下伏含水层中 Cl^-、COD_{Mn}、石油类最大贡献值分别为 1403.4mg/L、3.845 mg/L 和 14.03mg/L（背景值监测结果：Cl^-为 32.37mg/L、COD_{Mn} 为 1.37mg/L，石油类为 0.025mg/L），叠加背景值后，Cl^-在井场至下游 10m 范围均有超标，超标时间集中于非正常状态发生后 0～1500d；COD_{Mn} 在井场至下游 50m 范围均有超标，超标时间集中于非正常状态发生后 0～7700d；石油类污染物未列入《地下水环境质量标准》，本次参考《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）III类标准限值（石油类≤0.05mg/L），非正常状态发生后石油类在井场下游 240m 范围均有超标，超标时间集中于非正常状态发生后至预测时段内。

8.4.3.2 阳 101H21 及阳 101H22 平台污染物模拟结果

钻井平台运行期平台井站运行期产生的气田水临时储存于压裂液罐及储存池中，非正常状下污染物迁移模拟结果见图 8.4-4～8.4-7。

***

图 8.4-6　非正常状况项目区石油类贡献值变化趋势（mg/L）

钻井平台运行期预测模拟结果见表 8.4-6～表 8.4-9。

表 8.4-6　Cl^-沿地下水径流方向贡献值及预测值随时间变化（mg/L）

时间（d）	H21 平台	下游 30m	下游 100m	下游 170m 河边

	贡献值	预测值	贡献值	预测值	贡献值	预测值	贡献值	预测值
1	14.25	33.65	0.000	19.40	0.000	19.40	0.000	19.40
10	137.9	157.3	0.060	19.46	0.000	19.40	0.000	19.40
35	472.1	491.5	1.014	20.41	0.000	19.40	0.000	19.40
70	904.3	923.7	4.793	24.19	0.000	19.40	0.000	19.40
100	841.1	860.5	10.11	29.51	0.001	19.40	0.000	19.40
210	665.5	684.9	31.78	51.18	0.039	19.44	0.000	19.40
654	300.8	320.2	84.92	104.3	1.324	20.72	0.000	19.40
1000	180.9	200.3	93.61	113.0	3.560	22.96	0.001	19.40
1596	92.13	111.5	81.92	101.3	8.195	27.59	0.011	19.41
2160	56.31	75.71	64.86	84.26	11.78	31.18	0.039	19.44
3095	29.78	49.18	42.00	61.40	14.67	34.07	0.149	19.55
3650	21.72	41.12	32.55	51.95	14.92	34.32	0.250	19.65
4050	17.65	37.05	27.21	46.61	14.63	34.03	0.337	19.74
5023	11.19	30.59	17.97	37.37	13.06	32.46	0.566	19.97
6078	7.172	26.57	11.77	31.17	10.85	30.25	0.804	20.20
7300	4.473	23.87	7.417	26.82	8.369	27.77	1.012	20.41
8100	3.359	22.76	5.581	24.98	6.978	26.38	1.097	20.50
9187	2.314	21.71	3.844	23.24	5.388	24.79	1.147	20.55
9987	1.800	21.20	2.989	22.39	4.468	23.87	1.147	20.55
10950	1.327	20.73	2.194	21.59	3.526	22.93	1.109	20.51

表 8.4-7　COD_{Mn} 沿地下水径流方向贡献值及预测值随时间变化（mg/L）

时间（d）	H21 平台		下游 30m		下游 100m		下游 170m 河边	
	贡献值	预测值	贡献值	预测值	贡献值	预测值	贡献值	预测值
1	1.187	2.787	0.000	1.600	0.000	1.600	0.000	1.600
10	11.49	13.09	0.005	1.605	0.000	1.600	0.000	1.600
35	39.34	40.94	0.084	1.684	0.000	1.600	0.000	1.600
70	75.36	76.96	0.399	1.999	0.000	1.600	0.000	1.600
100	70.09	71.69	0.843	2.443	0.000	1.600	0.000	1.600
210	55.46	57.06	2.649	4.249	0.003	1.603	0.000	1.600
654	25.07	26.67	7.077	8.677	0.110	1.710	0.000	1.600
1000	15.08	16.68	7.801	9.401	0.297	1.897	0.000	1.600
1596	7.678	9.278	6.827	8.427	0.683	2.283	0.001	1.601
2160	4.693	6.293	5.405	7.005	0.982	2.582	0.003	1.603
3095	2.482	4.082	3.501	5.101	1.222	2.822	0.012	1.612
3650	1.810	3.410	2.713	4.313	1.243	2.843	0.021	1.621
4050	1.471	3.071	2.267	3.867	1.219	2.819	0.028	1.628

5023	0.933	2.533	1.498	3.098	1.089	2.689	0.047	1.647
6078	0.598	2.198	0.981	2.581	0.904	2.504	0.067	1.667
7300	0.373	1.973	0.618	2.218	0.697	2.297	0.084	1.684
8100	0.280	1.880	0.465	2.065	0.582	2.182	0.091	1.691
9187	0.193	1.793	0.320	1.920	0.449	2.049	0.096	1.696
9987	0.150	1.750	0.249	1.849	0.372	1.972	0.096	1.696
10950	0.111	1.711	0.183	1.783	0.294	1.894	0.092	1.692

表 8.4-8　石油类沿地下水径流方向贡献值及预测值随时间变化（mg/L）

时间（d）	H21 平台	下游 30m	下游 100m	下游 170m 河边
1	0.142	0.000	0.000	0.000
10	1.379	0.001	0.000	0.000
35	4.721	0.010	0.000	0.000
70	9.043	0.048	0.000	0.000
100	8.411	0.101	0.000	0.000
210	6.655	0.318	0.000	0.000
654	3.008	0.849	0.013	0.000
1000	1.809	0.936	0.036	0.000
1596	0.921	0.819	0.082	0.000
2160	0.563	0.649	0.118	0.000
3095	0.298	0.420	0.147	0.001
3650	0.217	0.325	0.149	0.003
4050	0.177	0.272	0.146	0.003
5023	0.112	0.180	0.131	0.006
6078	0.072	0.118	0.108	0.008
7300	0.045	0.074	0.084	0.010
8100	0.034	0.056	0.070	0.011
9187	0.023	0.038	0.054	0.011
9987	0.018	0.030	0.045	0.011
10950	0.013	0.022	0.035	0.011

表 8.4-9　非正常状况下平台各污染物最大贡献值（单位 mg/L）

污染物名称	Cl^-	COD_{Mn}	石油类
厂区最大贡献值（mg/L）	904.3	75.36	9.043
厂区最大贡献值叠加背景值后浓度（mg/L）	923.7	76.96	9.043

本项目非正常运行状态下，污染物质为瞬时或连续 70d 注入，但相对与 30a 的预测时长，下渗时间较短，因此距各泄露池体不同距离位置的污染物贡献值仍表现为单波特征。

平台下游 30m 位置，Cl^-、COD_{Mn}、石油类等三种污染物在非正常状况发生后 1000d 达到峰值，最大贡献值分别为 93.61 mg/L、7.801 mg/L、0.936mg/L。

平台下游 100m 位置，Cl^-、COD_{Mn}、石油类等三种污染物在非正常状况发生后 3574d 达到峰值，最大贡献值分别为 14.93 mg/L、1.244 mg/L、0.149mg/L。

平台下游 170m 松滩河边位置，Cl^-、COD_{Mn}、石油类等三种污染物在非正常状况发生后 9587d 达到峰值，最大贡献值分别为 1.150mg/L、0.096mg/L、0.012mg/L。

本项目区域地下水执行《地下水质量标准》（GB/T 14848-93）中的III类标准。根据预测结果，非正常运行状态发生后，本项目下伏含水层中 Cl^-、COD_{Mn}、石油类最大贡献值分别为 904.3 mg/L、75.36 mg/L、9.043mg/L（背景值监测结果：Cl^-为 19.40mg/L、COD_{Mn}为 1.60mg/L，石油类为 0.00mg/L）；叠加背景值后，Cl^-在平台至下游 11m 范围均有超标，超标时间集中于非正常状态发生后 0～800d；COD_{Mn}在平台至下游 85m 范围均有超标，超标时间集中于非正常状态发生后 0～6000d；石油类污染物未列入《地下水环境质量标准》，本次参考《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）III类标准限值（石油类≤0.05mg/L），非正常状态发生后石油类在平台至下游 150m 范围均有超标，超标时间集中于非正常状态发生后 0～10000d。

8.4.3.3H17 平台污染物模拟结果（单个钻井平台）

钻井平台运行期平台井站运行期产生的气田水临时储存于压裂液罐及储存池中，非正常状下污染物迁移模拟结果见图 8.4-7～8.4-9。

***

图 8.4-9　非正常状况项目区石油类贡献值变化趋势（mg/L）

钻井平台运行期预测模拟结果见表 8.4-10～表 8.4-13。

表 8.4-10　Cl^-沿地下水径流方向贡献值及预测值随时间变化（mg/L）

时间（d）	平台		下游 30m		下游 100m		下游 200m		下游 400m		下游仁和溪边	
	贡献值	预测值	贡献值	预测值	贡献值	预测值	贡献值	预测值	贡献值	预测值	贡献值	预测值
1	20.55	62.75	0.000	42.20	0.000	42.20	0.000	42.20	0.000	42.20	0.000	42.20
10	187.1	229.3	0.000	42.20	0.000	42.20	0.000	42.20	0.000	42.20	0.000	42.20
70	951.0	993.2	4.362	46.56	0.000	42.20	0.000	42.20	0.000	42.20	0.000	42.20
100	644.8	687.0	12.98	55.18	0.002	42.20	0.000	42.20	0.000	42.20	0.000	42.20
207	257.8	300.0	54.74	96.94	0.499	42.70	0.000	42.20	0.000	42.20	0.000	42.20
365	118.2	160.4	80.09	122.3	7.372	49.57	0.000	42.20	0.000	42.20	0.000	42.20
545	65.58	107.8	71.80	114.0	22.07	64.27	0.000	42.20	0.000	42.20	0.000	42.20
730	40.70	82.90	55.08	97.28	31.62	73.82	0.001	42.20	0.000	42.20	0.000	42.20

1000	23.25	65.45	37.61	79.81	37.45	79.65	0.005	42.20	0.000	42.20	0.000	42.20
1366	12.40	54.60	23.17	65.37	33.45	75.65	0.022	42.22	0.000	42.20	0.000	42.20
2000	5.087	47.29	11.16	53.36	23.04	65.24	0.119	42.32	0.000	42.20	0.000	42.20
2384	3.196	45.40	7.518	49.72	18.05	60.25	0.234	42.43	0.000	42.20	0.000	42.20
3000	1.659	43.86	4.302	46.50	12.78	54.98	0.506	42.71	0.000	42.20	0.000	42.20
3650	0.897	43.10	2.533	44.73	9.396	51.60	0.934	43.13	0.000	42.20	0.000	42.20
4275	0.520	42.72	1.575	43.77	7.095	49.30	1.510	43.71	0.000	42.20	0.000	42.20
5037	0.285	42.49	0.932	43.13	5.150	47.35	2.391	44.59	0.000	42.20	0.000	42.20
6907	0.077	42.28	0.289	42.49	2.418	44.62	4.395	46.59	0.000	42.20	0.000	42.20
7300	0.059	42.26	0.229	42.43	2.132	44.33	4.619	46.82	0.000	42.20	0.000	42.20
8914	0.023	42.22	0.094	42.29	1.193	43.39	4.561	46.76	0.000	42.20	0.000	42.20
9905	0.013	42.21	0.056	42.26	0.815	43.01	4.005	46.21	0.000	42.20	0.000	42.20
10950	0.008	42.21	0.034	42.23	0.534	42.73	3.243	45.44	0.001	42.20	0.000	42.20

表 8.4-11　COD_{Mn} 沿地下水径流方向贡献值及预测值随时间变化（mg/L）

时间（d）	平台		下游 30m		下游 100m		下游 200m		下游 400m		下游仁和溪边	
	贡献值	预测值	贡献值	预测值	贡献值	预测值	贡献值	预测值	贡献值	预测值	贡献值	预测值
1	1.713	2.513	0.000	0.800	0.000	0.800	0.000	0.800	0.000	0.800	0.000	0.800
10	15.60	16.40	0.000	0.800	0.000	0.800	0.000	0.800	0.000	0.800	0.000	0.800
70	79.25	80.05	0.363	1.163	0.000	0.800	0.000	0.800	0.000	0.800	0.000	0.800
100	53.73	54.53	1.082	1.882	0.000	0.800	0.000	0.800	0.000	0.800	0.000	0.800
207	21.49	22.29	4.562	5.362	0.042	0.842	0.000	0.800	0.000	0.800	0.000	0.800
365	9.848	10.65	6.674	7.474	0.614	1.414	0.000	0.800	0.000	0.800	0.000	0.800
545	5.466	6.266	5.984	6.784	1.839	2.639	0.000	0.800	0.000	0.800	0.000	0.800
730	3.392	4.192	4.590	5.390	2.635	3.435	0.000	0.800	0.000	0.800	0.000	0.800
1000	1.937	2.737	3.135	3.935	3.121	3.921	0.000	0.800	0.000	0.800	0.000	0.800
1366	1.033	1.833	1.931	2.731	2.788	3.588	0.002	0.802	0.000	0.800	0.000	0.800
2000	0.424	1.224	0.930	1.730	1.921	2.721	0.010	0.810	0.000	0.800	0.000	0.800
2384	0.266	1.066	0.627	1.427	1.505	2.305	0.020	0.820	0.000	0.800	0.000	0.800
3000	0.138	0.938	0.359	1.159	1.066	1.866	0.042	0.842	0.000	0.800	0.000	0.800
3650	0.075	0.875	0.211	1.011	0.783	1.583	0.078	0.878	0.000	0.800	0.000	0.800
4275	0.043	0.843	0.131	0.931	0.591	1.391	0.126	0.926	0.000	0.800	0.000	0.800
5037	0.024	0.824	0.078	0.878	0.429	1.229	0.199	0.999	0.000	0.800	0.000	0.800
6907	0.006	0.806	0.024	0.824	0.202	1.002	0.366	1.166	0.000	0.800	0.000	0.800
7300	0.005	0.805	0.019	0.819	0.178	0.978	0.385	1.185	0.000	0.800	0.000	0.800
8914	0.002	0.802	0.008	0.808	0.099	0.899	0.380	1.180	0.000	0.800	0.000	0.800
9905	0.001	0.801	0.005	0.805	0.068	0.868	0.334	1.134	0.000	0.800	0.000	0.800
10950	0.001	0.801	0.003	0.803	0.044	0.844	0.270	1.070	0.000	0.800	0.000	0.800

表 8.4-12　石油类沿地下水径流方向贡献值及预测值随时间变化（mg/L）

时间（d）	平台	下游 30m	下游 100m	下游 200m	下游 400m	下游仁和溪边
1	0.206	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
10	1.871	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
70	9.510	0.044	0.000	0.000	0.000	0.000
100	6.448	0.130	0.000	0.000	0.000	0.000
207	2.578	0.547	0.005	0.000	0.000	0.000
365	1.182	0.801	0.074	0.000	0.000	0.000
545	0.656	0.718	0.221	0.000	0.000	0.000
730	0.407	0.551	0.316	0.000	0.000	0.000
1000	0.233	0.376	0.374	0.000	0.000	0.000
1366	0.124	0.232	0.335	0.000	0.000	0.000
2000	0.051	0.112	0.230	0.001	0.000	0.000
2384	0.032	0.075	0.180	0.002	0.000	0.000
3000	0.017	0.043	0.128	0.005	0.000	0.000
3650	0.009	0.025	0.094	0.009	0.000	0.000
4275	0.005	0.016	0.071	0.015	0.000	0.000
5037	0.003	0.009	0.051	0.024	0.000	0.000
6907	0.001	0.003	0.024	0.044	0.000	0.000
7300	0.001	0.002	0.021	0.046	0.000	0.000
8914	0.000	0.001	0.012	0.046	0.000	0.000
9905	0.000	0.001	0.008	0.040	0.000	0.000
10950	0.000	0.000	0.005	0.032	0.000	0.000

表 8.4-13　非正常状况下井场各污染物最大贡献值（单位 mg/L）

污染物名称	Cl^-	COD_{Mn}	石油类
厂区最大贡献值（mg/L）	951.0	79.25	9.510
厂区最大贡献值叠加背景值后浓度（mg/L）	993.2	80.05	9.510

本项目非正常运行状态下，污染物质为瞬时或连续 70d 注入，但相对与 30a 的预测时长，下渗时间较短，因此距各泄露池体不同距离位置的污染物贡献值仍表现为单波特征。

井场下游 30m 位置，Cl^-、COD_{Mn}、石油类等三种污染物在非正常状况发生后 431d 达到峰值，最大贡献值分别为 80.46 mg/L、6.705 mg/L、0.805mg/L。

井场下游 100m 位置，Cl^-、COD_{Mn}、石油类等三种污染物在非正常状况发生后

1120d 达到峰值，最大贡献值分别为 37.45 mg/L、3.121 mg/L、0.374mg/L。

井场下游 200m 位置，Cl^-、COD_{Mn}、石油类等三种污染物在非正常状况发生后 8281d 达到峰值，最大贡献值分别为 4.771 mg/L、0.398 mg/L、0.048mg/L。

在预测时段内污染物不能迁移至井场下游 400m 及下游约 680m 仁和溪边。

本项目区域地下水执行《地下水质量标准》（GB/T 14848-93）中的III类标准。根据预测结果，非正常运行状态发生后，本项目下伏含水层中 Cl^-、COD_{Mn}、石油类最大贡献值分别为 951.0mg/L、79.25 mg/L、9.510mg/L（背景值监测结果：Cl^-为 42.20mg/L、COD_{Mn}为 0.8mg/L，石油类为 0.00mg/L）；叠加背景值后，Cl^-在井场至下游 10m 范围均有超标，超标时间集中于非正常状态发生后 0～350d；COD_{Mn}在井场至下游 110m 范围均有超标，超标时间集中于非正常状态发生后 0～1800d；石油类污染物未列入《地下水环境质量标准》，本次参考《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）III类标准限值（石油类≤0.05mg/L），非正常状态发生后石油类在井场至下游 200m 范围均有超标，超标时间集中于非正常状态发生后 0～8100d。

8.4.4 阳 101H23 平台污染物模拟结果

钻井平台运行期平台井站运行期产生的气田水临时储存于压裂液罐及储存池中，非正常状下污染物迁移模拟结果见图 8.4-10～8.4-12。

***

图 8.4-11　非正常状况项目区 COD_{Mn} 贡献值变化趋势（mg/L）

***

图 8.4-12　非正常状况项目区石油类贡献值变化趋势（mg/L）

钻井平台运行期预测模拟结果见表 8.4-14～表 8.4-17。

表 8.4-14　Cl^-沿地下水径流方向贡献值及预测值随时间变化（mg/L）

时间（d）	H23 平台		下游 30m		下游 100m		下游 300m		下游 860m 水库边	
	贡献值	预测值	贡献值	预测值	贡献值	预测值	贡献值	预测值	贡献值	预测值
1	13.41	54.71	0.000	41.30	0.000	41.30	0.000	41.30	0.000	41.30
10	131.9	173.2	0.000	41.30	0.000	41.30	0.000	41.30	0.000	41.30
70	824.8	866.1	0.298	41.60	0.000	41.30	0.000	41.30	0.000	41.30
100	726.3	767.6	3.388	44.69	0.000	41.30	0.000	41.30	0.000	41.30
210	496.4	537.7	34.44	75.74	0.001	41.30	0.000	41.30	0.000	41.30
629	202.3	243.6	163.8	205.1	1.244	42.54	0.000	41.30	0.000	41.30
1000	121.4	162.7	176.5	217.8	9.125	50.43	0.000	41.30	0.000	41.30
1526	68.47	109.8	135.4	176.7	31.84	73.14	0.000	41.30	0.000	41.30

2075	41.07	82.37	93.45	134.8	51.99	93.29	0.002	41.30	0.000	41.30
2514	28.33	69.63	68.96	110.3	59.00	100.3	0.015	41.32	0.000	41.30
3096	17.93	59.23	46.50	87.80	58.00	99.30	0.134	41.43	0.000	41.30
4067	8.805	50.10	24.52	65.82	45.02	86.32	1.253	42.55	0.000	41.30
5009	4.595	45.89	13.40	54.70	30.94	72.24	4.392	45.69	0.000	41.30
5483	3.363	44.66	9.978	51.28	25.03	66.33	6.673	47.97	0.000	41.30
6053	2.314	43.61	6.989	48.29	19.08	60.38	9.614	50.91	0.000	41.30
7300	1.060	42.36	3.288	44.59	10.25	51.55	14.86	56.16	0.000	41.30
8005	0.690	41.99	2.164	43.46	7.129	48.43	16.29	57.59	0.000	41.30
9043	0.378	41.68	1.195	42.49	4.173	45.47	16.17	57.47	0.005	41.30
10119	0.201	41.50	0.640	41.94	2.356	43.66	14.16	55.46	0.032	41.33
10950	0.128	41.43	0.409	41.71	1.542	42.84	11.96	53.26	0.097	41.40

表 8.4-15　COD_{Mn} 沿地下水径流方向贡献值及预测值随时间变化（mg/L）

时间（d）	H23 平台		下游 30m		下游 100m		下游 300m		下游 860m 水库边	
	贡献值	预测值	贡献值	预测值	贡献值	预测值	贡献值	预测值	贡献值	预测值
1	1.117	3.417	0.000	2.300	0.000	2.300	0.000	2.300	0.000	2.300
10	10.99	13.29	0.000	2.300	0.000	2.300	0.000	2.300	0.000	2.300
70	68.74	71.04	0.025	2.325	0.000	2.300	0.000	2.300	0.000	2.300
100	60.53	62.83	0.282	2.582	0.000	2.300	0.000	2.300	0.000	2.300
210	41.37	43.67	2.870	5.170	0.000	2.300	0.000	2.300	0.000	2.300
629	16.86	19.16	13.65	15.95	0.104	2.404	0.000	2.300	0.000	2.300
1000	10.12	12.42	14.71	17.01	0.760	3.060	0.000	2.300	0.000	2.300
1526	5.706	8.006	11.28	13.58	2.654	4.954	0.000	2.300	0.000	2.300
2075	3.422	5.722	7.788	10.09	4.333	6.633	0.000	2.300	0.000	2.300
2514	2.361	4.661	5.747	8.047	4.917	7.217	0.001	2.301	0.000	2.300
3096	1.495	3.795	3.875	6.175	4.833	7.133	0.011	2.311	0.000	2.300
4067	0.734	3.034	2.044	4.344	3.752	6.052	0.104	2.404	0.000	2.300
5009	0.383	2.683	1.117	3.417	2.579	4.879	0.366	2.666	0.000	2.300
5483	0.280	2.580	0.832	3.132	2.086	4.386	0.556	2.856	0.000	2.300
6053	0.193	2.493	0.582	2.882	1.590	3.890	0.801	3.101	0.000	2.300
7300	0.088	2.388	0.274	2.574	0.854	3.154	1.239	3.539	0.000	2.300
8005	0.058	2.358	0.180	2.480	0.594	2.894	1.357	3.657	0.000	2.300
9043	0.031	2.331	0.099	2.399	0.347	2.647	1.348	3.648	0.000	2.300
10119	0.017	2.317	0.053	2.353	0.196	2.496	1.181	3.481	0.003	2.303
10950	0.011	2.311	0.034	2.334	0.128	2.428	0.998	3.298	0.008	2.308

表 8.4-16　石油类沿地下水径流方向贡献值及预测值随时间变化（mg/L）

时间（d）	H23 平台	下游 30m	下游 100m	下游 300m	下游 860m 水库边

1	0.134	0.000	0.000	0.000	0.000
10	1.319	0.000	0.000	0.000	0.000
70	8.248	0.003	0.000	0.000	0.000
100	7.263	0.034	0.000	0.000	0.000
210	4.964	0.344	0.000	0.000	0.000
629	2.023	1.638	0.012	0.000	0.000
1000	1.214	1.765	0.091	0.000	0.000
1526	0.685	1.354	0.318	0.000	0.000
2075	0.411	0.935	0.520	0.000	0.000
2514	0.283	0.690	0.590	0.000	0.000
3096	0.179	0.465	0.580	0.001	0.000
4067	0.088	0.245	0.450	0.013	0.000
5009	0.046	0.134	0.309	0.044	0.000
5483	0.034	0.100	0.250	0.067	0.000
6053	0.023	0.070	0.191	0.096	0.000
7300	0.011	0.033	0.103	0.149	0.000
8005	0.007	0.022	0.071	0.163	0.000
9043	0.004	0.012	0.042	0.162	0.000
10119	0.002	0.006	0.024	0.142	0.000
10950	0.001	0.004	0.015	0.120	0.001

表 8.4-17　非正常状况下平台各污染物最大贡献值（单位 mg/L）

污染物名称	Cl^-	COD_{Mn}	石油类
厂区最大贡献值（mg/L）	824.8	68.74	8.248
厂区最大贡献值叠加背景值后浓度（mg/L）	866.1	71.04	8.248

本项目非正常运行状态下，污染物质为瞬时或连续 70d 注入，但相对与 30a 的预测时长，下渗时间较短，因此距各泄露池体不同距离位置的污染物贡献值仍表现为单波特征。

平台下游 30m 位置，Cl^-、COD_{Mn}、石油类等三种污染物在非正常状况发生后 889d 达到峰值，最大贡献值分别为 179.5 mg/L、14.96 mg/L、1.795mg/L。

平台下游 100m 位置，Cl^-、COD_{Mn}、石油类等三种污染物在非正常状况发生后 2717d 达到峰值，最大贡献值分别为 59.73 mg/L、4.978 mg/L、0.597mg/L。

平台下游 300m 位置，Cl^-、COD_{Mn}、石油类等三种污染物在非正常状况发生后 8484d 达到峰值，最大贡献值分别为 16.51 mg/L、1.376 mg/L、0.165mg/L。

平台下游约 860m 松滩桥水库位置，Cl^-、COD_{Mn}、石油类等三种污染物在非正常

状况发生后 10950d 达到峰值，最大贡献值分别为 0.097mg/L、0.008 mg/L、0.001mg/L。

本项目区域地下水执行《地下水质量标准》（GB/T 14848-93）中的III类标准。根据预测结果，非正常运行状态发生后，本项目下伏含水层中 Cl^-、COD_{Mn}、石油类最大贡献值分别为 824.8 mg/L、68.74 mg/L、8.248mg/L（背景值监测结果：Cl^-为 41.30mg/L、COD_{Mn}为 2.30mg/L，石油类为 0.00mg/L）；叠加背景值后，Cl^-在平台至下游 20m 范围均有超标，超标时间集中于非正常状态发生后 0～1000d；COD_{Mn}在平台至下游 350m 范围均有超标，超标时间集中于非正常状态发生后至预测时段范围内；石油类污染物未列入《地下水环境质量标准》，本次参考《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）III类标准限值（石油类≤0.05mg/L），非正常状态发生后石油类在平台至下游 600m 范围均有超标，超标时间集中于非正常状态发生至预测时段范围内。

8.4.4 钻井平台运行期地下水环境影响分析评价

8.4.4.1 钻井平台运行期对地下水质影响分析

运行期非正常状况下，阳 101H19 钻井平台下渗迁移污染物叠加背景值后，Cl^-在平台至下游 10m 范围均有超标，超标时间集中于非正常状态发生后 0～1500d；COD_{Mn}在平台至下游 50m 范围均有超标，超标时间集中于非正常状态发生后 0～7700d；石油类在平台下游 240m 范围均有超标，超标时间集中于非正常状态发生后至预测时段内。阳 101H18 钻井平台下渗迁移污染物叠加背景值后，Cl^-在平台至下游 8m 范围均有超标，超标时间集中于非正常状态发生后 0～1300d；COD_{Mn}在平台至下游 43m 范围均有超标，超标时间集中于非正常状态发生后 0～6700d；石油类在平台下游 210m 范围均有超标，超标时间集中于非正常状态发生后至预测时段内。阳 101H20 钻井平台下渗迁移污染物叠加背景值后，Cl^-在平台至下游 9m 范围均有超标，超标时间集中于非正常状态发生后 0～1350d；COD_{Mn}在平台至下游 45m 范围均有超标，超标时间集中于非正常状态发生后 0～6900d；石油类在平台下游 220m 范围均有超标，超标时间集中于非正常状态发生后至预测时段内。

运行期非正常状况下，阳 101H21 钻井平台下渗迁移污染物叠加背景值后，Cl^-在平台至下游 11m 范围均有超标，超标时间集中于非正常状态发生后 0～800d；COD_{Mn}在平台至下游 85m 范围均有超标，超标时间集中于非正常状态发生后 0～6000d；石油类污染物在平台至下游 150m 范围有超标，超标时间集中于非正常状态发生后 0～10000d。运行期非正常状况下，阳 101H22 钻井平台下渗迁移污染物叠加

背景值后，Cl^-在平台下游不超标，超标仅发生于平台范围内；COD_{Mn}在平台至下游10m范围有超标，超标时间集中于非正常状态发生后至预测时段范围内；石油类污染物在平台至下游30m范围均有超标，超标时间集中于非正常状态发生后预测时段范围内。

运行期非正常状况下，阳101H17钻井平台下渗迁移污染物叠加背景值后，Cl^-在平台至下游10m范围均有超标，超标时间集中于非正常状态发生后0～350d；COD_{Mn}在平台至下游110m范围均有超标，超标时间集中于非正常状态发生后0～1800d；石油类在平台至下游200m范围均有超标，超标时间集中于非正常状态发生后0～8100d。

运行期非正常状况下，阳101H23钻井平台下渗迁移污染物叠加背景值后，Cl^-在平台至下游20m范围均有超标，超标时间集中于非正常状态发生后0～1000d；COD_{Mn}在平台至下游350m范围均有超标，超标时间集中于非正常状态发生后至预测时段范围内；石油类污染物未列入《地下水环境质量标准》，本次参考《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）III类标准限值（石油类≤0.05mg/L），非正常状态发生后石油类在平台至下游600m范围均有超标，超标时间集中于非正常状态发生至预测时段范围内。

8.4.4.2 钻井平台施工及运行期对分散式饮用水源影响

根据调查评价区主要涉及行政区包括龙马潭区及泸县的曹坝村、金龙社区、双加镇街道、塘坡村、凉坳村、接官坝村、颜坪村、大冲头村、仁和村，赵湾村，中心村、共和村、洪安桥村、海罗村、八甲村居民。

阳101H17平台位于濑溪河一级支流仁和溪以南，所在水文地质单元为仁和溪及其支流白庙河、潘河沟以及南侧分水岭所圈闭的区域，周边分布有曹坝村228户、金龙社区213户以及塘坡村27户居民，现均已纳入泸州市龙马潭区集中供水范围，其供水水源为距阳101井区（三期）边界外南侧约14.3km的长江石堡湾地表水饮用水源地。

阳101H18平台、阳101H19平台及阳101H20平台位于濑溪河一级支流仁和溪及其支流白庙河、松滩河水文地质单元内，周边分布有凉坳村254户、颜坪村415户、大冲头村290户及双加镇街道居民，现均已纳入泸州市龙潭区集中供水范围，其供水水源为距阳101井区（三期）边界外南侧约14.3m的长江石堡湾地表水饮用水源

地。

阳 101H21 平台及阳 101H22 平台位于濑溪河一级支流仁和溪及其支流松滩河水文地质单元内，周边分布有仁和村 547 户、大冲头村 37 户，现均已纳入泸州市龙潭区集中供水范围，其供水水源为距阳 101 井区（三期）边界外南侧约 14.3m 的长江石堡湾地表水饮用水源地。

阳 101H23 平台位于濑溪河一级支流仁和溪及其支流松滩河水文地质单元内，周边分布有大冲头村 266 户、双加镇社区 15 户，现均已纳入泸州市龙潭区集中供水范围，其供水水源为距阳 101 井区（三期）边界外南侧约 14.3m 的长江石堡湾地表水饮用水源地。

综上所述，本项目钻井平台周边居民均已实现集中供水，平台施工、运行不会对分散式饮用水源造成影响。

8.4.4.3 项目开发对地下水集中式饮用水源的影响分析

根据资料收集，钻井平台优化选址后，评价区所在的泸县和龙马潭区共有 7 个集中式饮用水源地：龙马潭区江石堡湾饮用水水源地位于阳 101 井区（三期）边界外南侧约 14300m 的长江边，泸县潮河镇里程滩水库饮用水源地位于阳 101 井区（三期）边界外西侧约 10900m 里程滩水库，泸县得胜镇老蛮沟水库集中式饮用水源地位于阳 101 井区（三期）北侧 18000m 外的老蛮沟，泸县长江神仙桥饮用水水源位于阳 101 井区（三期）边界外东南侧约 13800m 的长江边。项目施工、运行均不会对上述集中式饮用水源造成影响。

8.4.4.4 压裂作业对地下水环境影响分析

本项目压裂完成，对压裂层会产生一定影响，但依据区域水文地质资料，项目所在区域压裂目标层露头位置位于项目南侧约 80km 外的兴文、叙永地区，露头位置远大于压裂影响范围，压裂作业不会对其露头区的潜水含水层造成影响。根据水文地质条件分析，评价区涉及潜水含水层主要包括侏罗系沙溪庙组碎屑岩浅层风化裂隙含水层，目标层为志留系下统***地层，目标层与潜水含水层间受总厚度逾 5000m 地层阻隔，目标层与潜水含水层基本不存在水力联系。本项目目标层志留系下统***压裂作业中，发生上窜或越流污染评价区潜水含水层的机率较小。

8.5 运营期噪声环境影响分析

8.5.1 站场噪声

本项目区块内目前已实施有较成熟的常规天然气钻采工程，本项目各常规采气井站均采用标准化、模块化生产设备，天然气采输工艺与引用类比的各井站相同，处理规模相近，采用低噪声设备和增压模块专项降噪治理等环保措施相同，各采气井站运营期无高噪声设备，类比现有气田采气井站运营期噪声监测数据，各采气井井站界均能满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类标准要求；对周围敏感目标贡献小，不会出现噪声扰民环境问题。

8.5.2 放空噪声

本项目采气站场和集气增压站放空系统在事故放空情况下将产生放空噪声，其源强可达 90dB，放空噪声不同距离的贡献值见下表。

表 8.5-1　放空噪声影响范围预测结果

距声源（m）	10m	50m	100m	150m	200m	300m	400m	500m
贡献值（dB/A）	83.98	70.00	63.98	60.46	57.96	54.44	51.94	50

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 200m，夜间达标距离为 500m。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。

表 8.5-2　声环境影响评价自查表

<table>
<tr><th colspan="2">工作内容</th><th colspan="6">自查项目</th></tr>
<tr><td rowspan="2">评价等级与范围</td><td>评价等级</td><td colspan="6">一级□　　二级☑　　三级☐</td></tr>
<tr><td>评价范围</td><td colspan="6">200m☑　　大于200m□　　小于200m□</td></tr>
<tr><td>评价因子</td><td>评价因子</td><td colspan="6">等效连续A声级☑　最大A声级☐　计权等效连续感觉噪声级☐</td></tr>
<tr><td>评价标准</td><td>评价标准</td><td colspan="6">国家标准☑　　地方标准□　　国外标准□</td></tr>
<tr><td rowspan="4">现状评价</td><td>环境功能区</td><td>0类区□</td><td>1类区□</td><td>2类区☑</td><td>3类区☐</td><td>4a类区□</td><td>4b类区□</td></tr>
<tr><td>评价年度</td><td colspan="2">初期☑</td><td colspan="2">近期☑</td><td colspan="2">中期☐　　远期☐</td></tr>
<tr><td>现状调查方法</td><td colspan="6">现场实测法☑　　现场实测加模型计算法□　　收集资料□</td></tr>
<tr><td>现状评价</td><td colspan="2">达标百分比</td><td colspan="4">100%</td></tr>
<tr><td>噪声源调查</td><td>噪声源调查方法</td><td colspan="6">现场实测□　　已有资料☑　　研究成果□</td></tr>
</table>

声环境影响预测与评价	预测模型	导则推荐模型☑	其他□_____	
	预测范围	200 m☑	大于200 m□	小于200 m□
	预测因子	等效连续A声级☑	最大A声级□	计权等效连续感觉噪声级□
	厂界噪声贡献值	达标☑	不达标☐	
	声环境保护目标处噪声值	达标☑	不达标☐	
环境监测计划	排放监测	厂界监测□ 固定位置监测□ 自动监测□ 手动监测☐ 无监测☑		
	声环境保护目标处噪声监测	监测因子：(/)	监测点位数（/）	无监测☑
评价结论	环境影响	可行☑ 不可行□		
注：“☐”为勾选项，可√；“（）”为内容填写项。				

8.6 运营期固体废弃物环境影响分析

采气井站运营期间产生的固体废物主要为井站除砂器以及分离器产生的废渣、清管废渣、检修废渣、储存池沉渣以及撬装设备废油，均为危险废物，经收集后交有具有危废处理资质的单位进行处置；生活垃圾由当地环卫部门处置。综上，各采气采气井站固废均得到了妥善处置，对周围环境影响较小。守站生活垃圾存放在巡检值守站内修建的垃圾池定期交由环卫部门处理，不外排。

综上所述，本项目各单项工程产生的固体废物去向明确，充分做到了资源化、减量化、无害化，不会产生二次污染，环境可接受。

8.7 运营期土壤环境影响分析

8.7.1 采气站场对土壤的影响分析

（1）土壤环境影响途径、影响源及影响因子识别

采气站场运营期正常工况下无废气排放，非正常工况下，页岩气燃烧主要污染物为CO_2、NO_x和水，大气沉降对周边土壤环境影响极小，主要为事故工况下，泄漏的废水通过地面漫流或垂直入渗途经污染土壤。钻井工程施工期对土壤的影响类型与影响途径见表8.7-1，土壤环境影响源及影响因子识别见表8.7-2。

表 8.7-1 土壤环境影响类型与影响途径表

时段	污染影响型			
	大气沉降	地面漫流	垂直入渗	其他
运营期	/	√	√	/
注：在可能产生的土壤环境影响类型处打“√”,列表未涵盖的可自行设计。				

表 8.7-2　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	地面采气、集气过程	大气沉降	/	/	/
		地面漫流	/	石油烃、氯化物、COD	事故
		垂直入渗	/	石油烃、氯化物、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

1）污染情景设定

考虑本项目事故状态下采出水储存池破损渗漏，泄漏的污染物经破损的防渗层垂直入渗进入土壤中。类比同区块工程采出水监测结果，石油类浓度值取 165mg/L，氯化物 25000mg/L，考虑最不利情况，预测泄露时长为 1a、5a、10a、15a、20a，预测废水污染物进入土壤后的迁移过程，分析在不同时刻土壤剖面上的污染物分布。

表 8.7-3　非正常状况下污染源强表

情景设定	渗漏位置	特征污染物	浓度（mg/L）	泄漏特征
储存池破裂	储存池	石油类	165	连续
		氯化物	25000	

2）污染预测方法

根据建设单位提供的资料，项目运营期利用钻井工程的污水池暂存采出水，有效容积为 500m^3，池底面积 417m^2。假定由于腐蚀、或者其他外力作用，池体出现一定面积的渗漏，按池底面积 5%考虑泄漏，则泄漏横截面积为 20.8m^2，泄漏时间按 30d(污水池日常巡检时间)，泄漏量为 1.07m^3/d(按达西公式计算)，按 20%考虑下渗(6.39m^3)进入土壤系统，剩余部分通过围堰及导流边沟收集。

根据项目设计资料，类比同层位井站产生的气田水水质，压裂返排液中主要污染物及源强为石油类 10mg/L、氯化物 5000mg/L。计算污水池非正常工况下渗漏的石油类量为 0.064kg，氯化物为 31.95kg。

3）土壤环境影响预测

采用《环境影响评价技术导则 土壤环境(试行)》(HJ 964-2018) 中 E.1.3 中预测方法进行计算。

$$\Delta S = n(I_s - L_s - R_s)/(\rho_b \times A \times D)$$

式中：ΔS—单位质量表层土壤中某种物质的增量，g/kg；

Is—预测评价范围内单位年份表层土壤中某种物质的输入量，g；

Ls—预测评价范围内单位年份表层土壤中某种物质经淋溶排出的量，g，本项目取 0；

Rs—预测评价范围内单位年份表层土壤中某种物质经径流排出的量，g，本项目取 0；

ρb—表层土壤容重，取 1.26kg/m^3；

A——预测评价范围，厂界外 200m，面积约 92700m^2（占地面积最大的 H18 井站）；

D——表层土壤深度，一般取 0.2m；

n——持续年份，a，按 1、5、10、15、20a；

单位质量土壤中某种物质的预测值可根据其增量叠加现状值进行计算：

$$S=Sb+\Delta S$$

式中：

Sb—单位质量土壤中某种物质的现状值，g/kg；

S—单位质量土壤中某种物质的预测值，g/kg；

计算结果详见表 8.7-4。

表 8.7-4　本项目土壤物质预测结果　单位： g/kg

泄漏年限	物质类别	1a	5a	10a	15a	20a	标准值
1a	石油烃	0.70607	3.53033	7.06066	10.59099	14.12131	4500
	氯化物	4.75855	23.79277	47.58554	71.37831	95.17107	/
注：现状值取阳101H18井场最大值。							

本项目运营期各采气站场将产生一定量气田水和检修废水，各站场均设置储存池，并配套建有返排液管线，具有较大的缓冲容积，正常情况下站场污废水漫流情况发生，对周边土壤环境影响较小。

在暴雨或事故等非正常工况下，采气站场内的储存池可能发生地面漫流或垂直入渗进入附近土壤，污水中的主要污染物有 pH、SS、氯化物、石油类、COD 等，可能对土壤环境产生一定的影响，根据以上预测可知，污水池泄漏后不同年份，对土壤环

境影响较小。为有效应对上述非正常工况，储存池预留 15%的缓冲容积，防范废水漫流事故，对周边土壤环境影响较小。

根据本区块在建勘探井及采气井周边土壤环境质量数据，通过类比分析，本项在采取上述措施后，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。

8.7.2 集输管线对土壤的影响分析

本项目页岩气和气田水均采用管线输送，采用外防腐层、强制电流阴极保，正常情况下，不会对土壤环境造成影响。返排液管道发生事故非正常工况，气田水（含检修废水、清管废水）将进入土壤环境，从而影响土壤结构和植被生长，造成区域土壤环境质量降低。当发生上述非正常工况时，站场压力阀将显示异常，可及时发现事故并进行修复处理，将污水管泄漏对土壤环境的影响控制在可接受范围内。在落实本项目泄漏事故防范措施前提下，返排液管道事故对周边土壤环境影响较小。

9 环境风险评价

9.1 评价依据

本次环境风险评价主要依据为《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）以及《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）等技术文件。

9.1.1 风险调查

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。

根据查阅《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）等资料及钻井工程、地面集输工程主要原、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。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 5.7~26m^2/s，酸值≤0.05，对酸、光、热均稳定，不溶于乙醇，溶于乙醚、苯、石油醚等，并可与多数脂肪油互溶。为液体类烃类的混合物，主要成分为 C16～C31 的正异构烷烃的混合物，是从石油分馏的高沸馏分，依据黏度等性质的不同白油的分子量通常都在 250～450 范围之内，具有良好的氧化安定性、化学稳定性、光安定性，无色、无味，不腐蚀纤维纺织物。

③压裂液及压裂返排液危险性分析

压裂液为破乳助排剂、活化剂、支撑剂等构成的混合液体系，主要成份为清水，并添加少量 JC-J10 减阻水、活性胶液及支撑剂（陶粒），均不添加重金属等有毒有害物质。

压返液与压裂液水质无明显变化，故亦不含重金属元素等有毒有害物质。

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（CH_4）的生产列为甲类火灾危险性生产。

⑤柴油危险性分析

本项目钻井工程采用市政供电，停电情况下使用柴油发电机供电。

⑥白油危险性分析

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

⑦盐酸危险性分析

盐酸主要是用于压裂施工前置液酸化井壁，腐蚀性强。

⑧气田水危险性分析

气田水中的主要污染物成分为 COD、石油类、氯化物。由于石油和天然气及地层水长期储存于地下，一些微生物和细菌也生存于其中，在油、气从地层中被采出时，会与其它杂质一起混入水中被带出地面，所以采出的地层水是一种淡盐水，矿化度一般有几万~十余万毫克每升，险含大量离子外，还可能含少量有 Cd、Pb、Zn、Ba、As 等有害物质。有一定水生生态毒性效应和腐蚀性。气田水不属于 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，但为了减小项目建设对环境的影响，本次仍对其进行环境风险分析，并提出风险管控措施。

各危险物质的危险、有害特性详见表9.1-1。

表 9.1-1　甲烷理化性质

标识	中文名	甲烷	英文名	Methane
	化学式	CH_4	分子量	16.04
	ICSC编号	0291	IMDG规则页码	2156
	CAS号	74-82-8	RTECS号	PA1490000
	UN编号	1971	危险货物编号	21007
	EC编号	601-001-00-4		
理化性质	外观与性状	无色无臭气体。		
	溶解性	微溶于水，溶于乙醇、乙醚.		
	主要用途	用作燃料和用于炭黑、氢、乙炔、甲醛等的制造。		
	熔点（℃）	-182.5	相对密度（水=1）	0.42/-164℃
	沸点（℃）	-161.5	相对密度（空气=1）	0.55
	饱和蒸汽压（kpa）	53.32（-168.8℃）		
	临界温度（℃）	-82.6	临界压力（Mpa）	4.59
	燃烧热（KJ/mol）	889.5	最小引燃能量（mJ）	0.28
毒性及健康危害	接触限值	中国MAC	未制定标准	
		前苏联MAC	300mg/m^3	
		美国TWA	ACGIH窒息性气体	
		美国STEL	未制定标准	
	侵入途径	吸入		
	健康危害	1、当空气中甲烷浓度达25-30%时，可引起头痛、头晕、乏力、注意力不集中、呼吸和心跳加速、精细动作障碍等；2、当空气中甲烷浓度更高时，可能使人出现窒息、昏迷等。		
燃烧爆炸危险性	燃烧性	易燃	建规火险等级	甲
	闪点（℃）	-188	爆炸下限（v%）	5
	自然温度（℃）	538	爆炸上限（v%）	15
	危险特性	1、甲烷与空气混合能形成爆炸性混合物，当在爆炸极限范围内遇明火、高热能时引起燃烧爆炸。2、甲烷与氟、氯等能发生剧烈的化学反应。3、甲烷若遇高热，容器内压增大，有开裂和爆炸的危险。		
	稳定性	稳定		
	聚合危害	不会出现聚合危害		
	禁忌物	强氧化剂，如氟、氯等		

	灭火方法	1、立即切断气源。2、若不能立即切断气源，则不允许熄灭正在燃烧的气体。3、喷水冷却容器，如果可能应将容器从火场移至空旷处。4、采用雾状水、泡沫灭火器和二氧化碳灭火器等。
包装储运	危险性类别	第2.1类（UN类别）易燃气体
	危险货物包装标志	4
包装储运	储运注意事项	1、储存于阴凉、通风的储存间内，且储存间内温度不宜超过30℃，储存间内的照明、通风设施应采用防爆型，开关设置于储存间外。2、罐储时，要有防火防爆措施，若为露天储罐夏季应有降温措施。3、储存间和储罐附近应配备相应品种和数量的消防器材。4、远离火种、热源，禁止使用易产生火花的机械设备和工具。5、防止阳光直射。6、与氧气、压缩空气、卤素（氟、氯、溴）等分开存放，切忌混储混运。7、验收时应注意品名，注意验瓶日期，先进储存的先发用。8、搬运时轻装轻卸，防止钢瓶及附件破损。
急救	皮肤接触	若有冻伤，就医治疗。
	吸入	1、迅速脱离现场至空气新鲜处。2、注意保暖，呼吸困难时给输氧。3、呼吸及心跳停止者立即进行人工呼吸和心脏按压术，并就医治疗。
防护措施	工程控制	全面通风。
	呼吸系统防护	一般不需要特殊防护，高浓度环境中，可佩带供气式呼吸器。
	眼睛防护	一般不需要特殊防护，高浓度接触时可戴安全防护眼镜。
	手防护	一般不需要特殊防护，高浓度接触可戴防护手套。
	其它	1、工作现场严禁吸烟；2、避免长期反复接触；3、进入罐区或其它高浓度区作业时须有人监护。
泄漏处理	1、切断气源，喷雾状水稀释、降温，抽排（室内）或强力通风（室外）。2、切断火源，迅速撤离泄漏污染区人员至上风处，并隔离直至气体散尽。3、应急处理人员应戴自给式呼吸器，穿一般消防防护服。4、如有可能，应将漏出气用排风机送至空旷地方或装设适当喷头烧掉；也可以将漏气的容器移至空旷处，注意通风。5、漏气容器不能再用，且要经过技术处理以清除可能剩下的气体。	

表 9.1-2　柴油特性表

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。
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。		
危险特性	遇明火、高热或与氧化剂接触，有引起燃烧爆炸的危险。若遇高热，容器内压增大，有开裂和爆炸的危险。		
有害燃烧产物	一氧化碳、二氧化碳。		
灭火方法灭火剂	泡沫、二氧化碳、干粉、砂土。		
应急处理	切断火源。应急处理人员戴好防毒面具，穿化学防护服。在确保安全情况下堵漏。用活性炭或其他惰性材料吸收，然后收集运到空旷处焚烧。如大量泄漏，利用围堤收容，然后收集、转移、回收或无害处理后废弃。		
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。		
第一部分理化特性			
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。		
第二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。		
第三部分毒理学资料			
急性毒性			
第四部分运输信息			
包装标志	7	包装类别	II类包装
运输注意事项	夏季应早晚运输，避免烈日曝晒。运输按规定路线行驶。		

表 9.1-3　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。		
燃爆特性	闪点，℃	≥130℃	爆炸极限，%（V/V）	
	引燃温度，℃		临界压力，MPa	
	火灾危险类别		爆炸危险组别/类别	
	危险特性	温度过高热、明火或与氧化剂接触，均有引燃危险。容器内压增大有开裂或爆炸危险。		
	灭火方法	灭火剂：二氧化碳、干化学粉末、泡沫、砂、泥土或水雾（不可用水喷射）。		
毒性及健康危害	急性毒性	LD50（mg/kg，大鼠经口）	——	LC50（mg/m³，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。		

表 9.1-4　盐酸特性表

标识	中文名	盐酸
	英文名	Hydrogenchloride

	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/m3
	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。

9.1.2 环境风险潜势初判及等级划分

1、危险物质数量与临界量比值（Q）

由于各井场井站为独立钻井施工和建站作业，管网（采、集气、供排水）为分段建设，各单位为相对独立单元，井场内各单井通过井口切断阀实现单元控制，井站与井站之间采输气管道通过站场进出站阀组切断阀实现单元控制，故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》（HJ169-2018）附录 B 中对应临界量的比值确定 Q。对于长输管线，按照两个截断阀室之间管段危险物质最大存在总量计算。

（1）钻井施工期

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。

本项目施工期钻井井场涉及的主要危险物质包括 CH_4（易燃易爆）、油类物质（柴油和白油）、废油、盐酸。由于各井场各井钻井工程依次实施，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，因此钻井作业天然气最大流量按照单井最大无阻流量进行计算。本项目区块内单井天然气最大流量 15.6 万 m^3/d，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 15min，15min 内可燃气体天然气泄漏量最大为 5.82t；钻井阶段现场柴油罐中柴油储最大存量 16.7t；造斜段和水平段使用的油基泥浆基础油白油现场贮存量约 213.8t；废油最大暂存量为 5.03t。

表 9.1-5　本项目施工期涉及危险物质数量及分布情况表（无阻流量最大的井场）

序号	危险物质名称	最大存在量	分布位置
1	天然气（甲烷）	5.82t	单井井喷失控，按井喷15min计算
2	柴油	16.7t	柴油罐区
3	白油	213.8t	配置油基泥浆，现场不储存，仅在紧急情况下临时调用
4	废油	5.03t	危废贮存场

当存在多种危险物质时，则按下式计算物质总量与其临界量比值（Q）：

$$Q = \frac{q_1}{Q_1} + \frac{q_2}{Q_2} + \frac{q_3}{Q_3} + \cdots + \frac{q_n}{Q_n}$$

式中：q_1，q_2，...，qn——每种危险物质的最大存在总量，t；

Q_1，Q_2，...，Qn——每种危险物质的临界量，t。

当 Q＜1 时，该项目环境风险潜势为I。当 Q≥1 时，将 Q 值划分为：

①1≤Q＜10；②10≤Q＜100；③Q≥100。

本项目 Q 值计算结果见下表：

表 9.1-6　施工期 Q 值计算表

序号	物料名称	涉及单元	CAS	临界量（t）	项目涉及最大量（t）	该种危险物质Q值
1	柴油	柴油罐	68334-30-5	2500	16.7	0.0067
2	甲烷	井口	74-82-8	10	5.82	0.582
3	白油	油基泥浆储罐	68334-30-5	2500	213.8	0.085
4	废油	危废贮存场	68334-30-5	2500	5.03	0.002
项目值Q值∑						0.6757
备注：①甲烷的量取事故状态（井喷）下无阻流量时的天然气流量，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。 ②临界量数据来源：《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）附录B：重点关注的危险物质及临界量.						

（2）运营期

根据本项目建设内容，本项目开采、集输的主要产品为天然气，项目运营期间涉及的风险物质主要为井中采出的天然气。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。本项目部署 7 个站场和 7 条管线，本项目运营期环境风险共计 14 个危险单元。本项目各站场通过阀组撬实施紧急截断，截断阀能在 30s 内截断气源，故本评价考虑最不利情况下天然气泄漏量以 30s 计，流量按照最不利情况下最大无阻流量计算（以正常工况下天然气流量的 5 倍值作为无阻流量值）。各集输管线天然气存在量根据管道容积进行天然气存量计算。各单元危险物质基本情况见下表。

表 9.1-7　Q 值计算表

序号	所属单元	危险物质名称	规格	天然气最大储存量q（t）	临界量Q（t）	危险物质数量与临界量比值q/Q
一	集输管线					
1	阳101H17-阳101H11	甲烷	DN150，3.3km，8.5MPa	3.52	10	0.352
2	阳101H18-阳101H19		DN200，1.0km，8.5MPa	1.9		0.19
3	阳101H19-阳101-6集气站		DN200，4.76km，8.5MPa	9.02		0.902
4	阳101H20-阳101H19		DN150，1.0km，8.5MPa	1.07		0.107
5	阳101H21平台T接至阳101H22平台→阳101-6集气站		DN150，0.2km，8.5MPa	0.21		0.021
6	阳101H22-阳101-6集气站		DN200，5.12km，8.5MPa	9.71		0.97
7	阳101H23-阳101H22		DN150，3.99km，8.5MPa	4.25		0.425
二	站场					
1	阳101-H17	甲烷	9口井	1.023	10	0.1023
2	阳101-H18		6口井	0.683		0.0683
3	阳101-H19		4口井	0.455		0.0455
4	阳101-H20		4口井	0.455		0.0455
5	阳101-H21		7口井	0.797		0.0797
6	阳101-H22		5口井	0.569		0.0569
7	阳101-H23		5口井	0.569		0.0569

由上表 9.1-7 可知，本项目施工期钻井井场 Q 值最大为 0.6757，运营期以各站场、各集输管线为危险单元，计算各站场和各集输管线的最大存在量，各站场及集输管线单元 Q 值最大为 0.97，Q 值均小于 1。根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）判定，本项目环境风险潜势为I。

9.1.3 评价等级

环境风险评价工作等级划分为简单分析、一级、二级、三级。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。

表 9.1-8　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。				

综上，本项目运营期、施工期各单元 Q 值均小于 1，开展简单分析。

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场站周边 3km 以及各集输管线周边 100m 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。

9.2 环境敏感目标概况

本项目周围主要环境敏感目标分布情况具体见表 2.9-5。

9.3 环境风险识别

9.3.1 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“9.1.1风险源调查”章节内容。

9.3.2 生产系统危险性识别

1、井喷失控造成天然气释放

钻井过程中遇到地下气、水层时，气或水窜进井内的泥浆里，加快了泥浆流动和循环的速度，如果井底压力小于地层压力，地层流体将进入井筒并推动泥浆外溢，即发生溢流。此时如果对地下气压平衡控制不当，不能及时控制溢流，会造成气、水或其混合物沿着环形空间迅速喷到地面，即发生井喷。井喷后会有大量的天然气逸散到空气中，对周围的环境空气造成一定的影响。

导致井喷失控的主要因素涉及以下几个方面：

①地层压力：当钻井钻至高压气层期间，由于对地层压力预测不准，出现异常超压情况，如果操作处置失当，将导致井口装置和井控汇管失控发生井喷失控事故。

②遇山洪、地震、滑坡等自然灾害，导致井口所在地地层位移甚至塌陷损坏井控装置，导致井喷失控事故。这类事故目前还未见报道。

③压井泥浆密度偏低，不能满足压井要求。

④操作因素：当出现井喷前兆，如泥浆溢流、泥浆井涌等现象，作业人员未及时发现或采取有效的控制措施，从而可能导致井喷。

2、井漏导致泥浆泄漏

当井下泥浆压力大于地层压力会发生井漏事故；固井施工中可能会因水泥浆对漏失层强烈的挤压作用发生漏失等。井漏如果发生在含水层，则泄漏的泥浆可能会污染含水层。

3、柴油、白油泄漏

柴油、白油在使用、储运过程中的风险主要来自于油罐自身缺陷、人员误操作、老化等造成的泄漏以及外部破坏产生的事故，包括人为破坏及洪水、地震等不可抗拒因素。柴油、白油泄漏可能污染土壤、地表水和地下水，对生态环境和社会影响很大，也可能引起火灾爆炸，造成人员伤亡及财产损失。

4、钻井泥浆、压裂液泄漏

钻井泥浆、压裂液在施工过程中的泄漏风险主要来自设备老化、管道破损或人员误操作等造成的泄漏以及外部破坏产生的事故，包括人为破坏及洪水、地震等不可抗拒因素。钻井泥浆、压裂液泄漏可能污染地表水、地下水及土壤，影响农作物生长发育和产量。

5、井场、站场废水泄漏

项目废水泄漏包括钻井期废水收集设施泄漏，采气期站场污水罐、污水池泄漏。

废水泄漏原因可能为罐体老化、管道破损、污水池开裂或人为破坏及洪水、地震等不可抗拒因素。泄漏废水可能污染地表水、地下水及土壤，影响农作物生长发育和产量。

6、废水转运过程泄漏

本项目施工期的钻井废水、洗井废水、压裂返排液重复利用，不能回用的钻井废水、压裂返排液循环利用，无法利用的完钻后转运至袁家气田水处理站、齐福气田水处理站或四川省德禾环保科技有限公司处理；营运期气田水、检修废水及时拉运至袁家气田水处理站、齐福气田水处理站或四川省德禾环保科技有限公司处理，现场无废水不外排。废水转运过程中可能存在罐体泄漏、运输车侧翻导致污水外溢的风险。

7、采气站场及集输管线天然气泄漏

本项目天然气泄漏情形包括采气站场内部的管线或设备泄漏及集输管线泄漏。采气站场内部管线为井口~外输截止阀，井场可能存在天然气泄漏的设备为撬装卧式分离器。本项目集输管线为天然气管线（输出，不含硫）管线和设备破裂原因为内、外腐蚀作用，母体材料缺陷或焊口缺陷隐患，意外重大的机械损伤或地震、地陷、洪水等自然灾害破坏作用。管线或设备破裂会造成天然气泄漏，本项目天然气不含硫，天然气泄漏对空气影响较小。

8、采气站场及集输管线气田水泄漏

本项目气田水泄漏情形包括采气站场内部的管线或设备泄漏及集输管线泄漏。采气站场内部管线为井口~污水罐~外输截止阀，井场可能存在气田水泄漏的设备为污水罐。本项目气田水管线破裂原因为内、外腐蚀作用，母体材料缺陷或焊口缺陷隐患，意外重大的机械损伤或地震、地陷、洪水等自然灾害破坏作用。管线或设备破裂会造成气田水泄漏。

9、火灾爆炸引发次生污染

本项目发生火灾爆炸情形有如下几种：①钻井过程发生井喷失控，天然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，产生污染物 CO 进入大气；②施工期柴油、白油泄漏后，遇明火燃烧产生污染物 CO 进入大气；③采气过程站场或集输管线发生天然气泄漏后，遇明火燃烧产生污染物 CO 进入大气。

9.3.4 危险物质向环境转移的途径识别

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 CH_4、油类物质（柴油、白油）、气田水等。一般来

说，风险事故的触发因素多为设备（包括管线、阀门或其它设施）腐蚀、材质缺陷或操作失误等，有毒有害的危险物质 CH_4 泄漏至空气中，对周围大气环境造成污染；对于可能引发火灾、爆炸事故的危险物质 CH_4，还需要考虑到伴生/次生污染物如 CO 和 SO_2 的排放引发的环境影响。另外，柴油、白油、气田水（钻井废水、压裂废水、气田水等）、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 9.3-1。

表 9.3-1　危险物质影响途径

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	天然气	危险物质泄漏	大气扩散	钻井、采气、集输期间，天然气和本项目涉及的其它烃类物质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、采气、集输期间，天然气和本项目涉及的其它烃类物质泄漏发生火灾事故，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、采气、集输期间，本项目泄漏的物质未能得到有效收集而进入清净下水系统或雨排系统，通过排水系统排入外界水体，引起水环境污染次生事故，对外界水环境造成影响
3	气田水	渗漏	土壤环境	气田水贮存、处理及回注期间，管道、储罐、压裂液返排池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
4	柴油、白油	渗漏	土壤环境	钻井期间和运营期，储罐中的柴油、白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	钻井期间和运营期，储罐中的柴油、白油和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
5	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

表 9.3-2　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	天然气	危险物质泄漏	大气扩散	钻井、采气、集输期间，天然气和本项目涉及的其它烃类物质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、采气、集输期间，天然气和本项目涉及的其它烃类物质泄漏发生火灾事故，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、采气、集输期间，本项目泄漏的物质未能得到有效收集而进入清净下水系统或雨排系统，通过排水系统排入外界水体，引起水环境污染次生事故，对外界水环境造成影响
3	气田水	渗漏	土壤环境	气田水贮存、处理及回注期间，管道、储罐、压裂液返排池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
4	柴油、白油	渗漏	土壤环境	钻井期间和运营期，储罐中的柴油、白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	钻井期间和运营期，储罐中的柴油、白油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
5	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、土壤或空气引起污染

9.3.4 风险识别结果

根据以上分析结果，本项目钻井期危险单元主要为各钻井工程单元，风险源主要为井口、油罐区、废水罐区，主要危险物质为甲烷、柴油、白油、钻井废水和压裂废水等，环境风险类型主要为危险物质泄漏，甲烷进入大气引起人体缺氧、窒息中毒，柴油、白油、钻井废水和压裂废水等泄漏会对周边的地表水、地下水、土壤环境等造成影响，可能受到影响的环境敏感目标为周边的居民，地表水体、分散式饮用水源（水井）和浅层含水层、耕地园地等；盐酸储罐泄漏造成地表水、地下水、土壤或空气引起污染。

项目运营期危险单元主要为各采气采气井站采气工艺区和放空区，风险源主要为

采气井站、集输管线，主要危险物质为甲烷、气田水等，环境风险类型主要为危险物质泄漏，甲烷泄漏进入大气引起人体缺氧、窒息中毒，废油、气田水等泄漏会对周边的地表水、地下水、土壤环境等造成影响，可能受到影响的环境敏感目标为周边的居民，地表水体、分散式饮用水源（水井）和浅层含水层、耕地园地等。

9.4 环境风险源项分析

9.4.1 最大可信事故

钻井过程中主要事故类型为井喷、井漏、钻井废水、柴油、白油、盐酸外溢等，主要危害为释放的天然气，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。天然气开采期间主要事故类型为站内设备腐蚀等因素造成的天然气泄漏，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，钻井和天然气开采阶段事故类型和可能造成的后果基本相同，但针对天然气开采来讲，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引起天然气泄漏，火灾、爆炸事故引发的次生污染。

9.4.2 最大可信事故概率

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，其中井喷失控着火的事故率约为 0.203×10^{-4} 次/年，未着火的事故率约为 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。

9.5 环境风险事故情形分析

9.5.1 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，释放的天然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）钻井期套管破裂天然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，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，避免大量天然气外泄。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）天然气点火燃烧对生态环境的影响

钻井过程发生井喷失控后天然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天然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。

9.5.2 地表水、地下水、土壤污染环境风险事故情形分析

（1）施工期

1）井漏风险

井漏是钻井过程中遇复杂地层，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，对当地居民用水及生产生活造成影响。

2）钻井期集污池、废水收集池、油罐的环境风险

集污池、废水收集池、油罐事故状态对地表水的影响包括钻井废水泄漏，以及泄漏柴油等对地表水的影响。其对地表的影响一般有两种途径，一种是泄漏后直接进入地表水；另一种是柴油或钻井废水泄漏于地表，由降雨形成的地表径流将落地油或受污染的土壤一起带入水体造成污染。

3）废水、岩屑、废弃材料外运过程风险

钻井废水、压裂返排液、岩屑、废弃材料的转运由具有相应运输资质的单位负责运输，并建立交接三联单制度，确保废水运至相关目的地。本环评要求废水转运路线应尽量避免环境敏感点，同时保证运输路线不穿越集中式饮用水源一级保护区。

采用罐车转运无法回用的废水，罐体为钢板密封罐，发生翻车泄漏的机率很小，且钻井废水、洗井废水、压裂返排液等污水无有毒有害物质，主要是含通过协调运输关系，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

运营期水环境风险主要为采气废水、凝析油外溢和运输事故风险。

本项目运营期区块开发采用气液分输的形式输送天然气，气田水通过储存罐暂存，优先通过返排液管线外输至区块外钻井回用，最终无法回用的拉运至回注处理。储液罐区所在区域四周均有防渗且设置围堰，定期定点对储液罐的容量进行检查，达到容量的 80%则进行转运，对井站设置了视频监控，能及时发现泄漏等污染事故发生，因此出现采气废水外溢的可能性小。采气废水的输装和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，采气废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。

从事故类型来讲，钻井和天然气开采阶段事故类型和可能造成的后果基本相同，

但针对天然气开采来讲，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大，因此，将钻井过程可能发生的事故作为分析重点。

9.5.3 源项分析

本项目针对环境风险影响较大的事故情况进行环境风险源项分析。

（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）天然气泄漏量按照最大无阻流量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9.1-5。

②情形2：运行期采气平台井站内部管线事故泄漏甲烷

项目运行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9.1-6。

③情形3：运行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

①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，主要危害为释放的天然气，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。天然气开采期间主要事故类型为站内设备腐蚀等因素造成的天然气泄漏，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，钻井和天然气开采阶段事故类型和可能造成的后果基本相同，但针对天然气开采来讲，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。

②运营期：根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）附录E，项目运行期环境风险事故情况下，内径＞150mm的管道全管径泄漏的概率约为1.00×10^{-7}/m·a。一般而言，发生频率小于10^{-6}/年的事件是极小概率事件。因此，本项目站场、集输管线泄漏发生的概率极低。

9.6 环境风险预测与评价

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9.6-1。地下水终点浓度按照《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类标准。

表 9.6-1　危险物质判定标准

序号	预测因子	关注限值（mg/m³）		备注
		毒性终点浓度-1	毒性终点浓度-2	
1	甲烷	260000	150000	《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ/T169-2018）附录H

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。

$$T=2X/Ur$$

式中：X——事故发生地与计算点的距离，m；

Ur——10m高处风速，m/s。泸州市多年平均风速1.4m/s。假设风速和风向在T时间段内保持不变。

计算T=2*102/1.0=204s，小于设定泄漏时间15min，认为是连续排。

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：ρrel——排放物质进入大气的初始密度，kg/m³；甲烷约为0.7168kg/m³；

ρa——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；

Drel——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9.6-2。

表 9.6-2　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9.6-3。

表 9.6-3　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（$10^4m^3/h$）	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	3.25	6.48	5832	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9.6-4。

表 9.6-4　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	221.05
60	**104430**
110	55171
160	32796
210	21800

260	15635
310	11825
360	9298.5
410	7530.9
460	6242.2
510	5271.4
560	4520.1
610	3925.8
660	3446.8
710	3054.4
760	2728.6
810	2454.8
860	2222.3
910	1850.7
960	1700.7
1010	1569.1
1510	884.38
2010	604.32
2510	449.49
3010	352.79
3510	287.40
4010	240.60
4510	202.66
4960	181.14
毒性终点浓度范围	终点1：/
	终点2：/

***

图 9.6-1 事故状态下天然气（甲烷）泄漏的影响范围预测结果

综上，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。

（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 9.6-5　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
阳101H19平台→阳101-6集气站集气管线断裂泄漏	甲烷	进入大气，引起人体缺氧、窒息	203.24	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9.6-2。

③预测结果

天然气管道断裂后，气流的抬升高度直接影响到预测结果，为此评价单位收集了一些天然气管道事故的有关报道并咨询了部分安全评价单位，多数大孔径、高压力管道断裂时天然气气流的喷射高度可达60m以上，本报告偏保守考虑，管道以抬升高度为50m预测评价。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9.6-6。

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9.6-6。

表 9.6-6　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）	天然气（甲烷）泄漏
	甲烷高峰浓度（mg/m^3）
10	0
60	0
110	0
160	1.7815×10^{-26}
210	0 8.9232×10^{-16}
260	4.3662×10^{-10}
310	1.1546×10^{-6}
360	1.9869×10^{-4}
410	0.00754
460	0.09833

510	0.67311
560	2.9585
610	9.4783
660	24.074
710	51.32
760	95.632
810	160.37
860	247.30
910	356.44
960	486.17
1010	633.64
1510	2125.7
2010	2233.2
2510	2072.2
3010	1833.0
3510	1593.2
4010	1378.5
4510	1193.4
6510	706.35
7510	561.19
8510	454.57
9510	374.49
毒性终点浓度范围	终点1：/
	终点2：/

***

图 9.6-2 事故状态下天然气（甲烷）泄漏的影响范围预测结果

由上表预测可见：F类稳定度，风速1.5m/s下，阳101H19平台→阳101-6集气站集气管线断裂泄漏时，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1.00×10^{-7}/m·a，事故发生的概率极低。采取积极的风险防范措施，并制定有效的应急预案后，环境风险总体可控。

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。

3、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，避免大量天然气外泄。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。本项目天然气不含硫，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浓度过高产生窒息几率很小。

（2）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，释放的天然气也会对周边的居民产生影响。

由于本工程目的层为***，根据该构造同层气质组成看，天然气不含硫化氢。在事故状态下，井喷失控释放的天然气，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天然气释放，其对环境影响较小。在事故状态下，若井喷失控释放的天然气未点燃，则天然气向环境中扩散。由于天然气主要成份为甲烷，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，井喷事故对居民生命、健康危害较小，对大气环境影响可接受。

（3）施工期套管破裂天然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天然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/T6396-2014）、《钻井井控技术规范》（Q/SY1552-2012），且各井均为不同方向的水平井，在钻井作业中严格控制直井段井斜和斜井水平段位置方向，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。根据区域多年来的钻井记录，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，事故发生后天然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。

4、运营期井站和天然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$10\times10^4m^3/d$），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的天然气流量，天然气泄漏量很小。由于天然气主要成份为甲烷，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，天然气外溢，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，避免大量天然气外泄，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天然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。

9.6.2 地表水环境风险影响分析

（1）废水泄漏或外溢影响分析

钻井废水、压裂废水、采气废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不落地系统内，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。采气期采气废水于储液罐内暂存，储液罐外围设置有采取防渗处理的围堰，也有效防止采气废水外溢。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，要求建设单位

（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不落地装置或放喷池。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，确认罐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、泥浆不落地装置应急池等常空。

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泥浆不落地区暂存

池或应急池、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，但项目有完善的环境风险管理体系，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。泸州地区自然降雨量大，受污染的植被、土壤、农田经过几场雨后便可基本得到恢复。物质转运过程中发生事故污染的可能性极小，在环境所能接受的范围内。

9.6.3 地下水环境风险影响

（1）井漏事故影响分析

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

层采用导管清水钻，能避免对浅层含水层造成污染，同时导管段施工时间短，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）柴油、白油、废矿物油、钻井液、钻井废水、压裂返排液、采气废水等泄漏影响分析

根据地下水环境影响分析章节预测结果，非正常工况，若放喷池发生渗漏或钻井液漏失，污染物会大量进入地下水含水层，污染物扩散，会造成周边尤其是井场下游地区居民分散式取水井超标现象。因此钻井平台施工阶段应加强场站内巡查，及时发现池、罐是否存在渗漏等异常，若发现罐体渗漏结合地下水污染超标和影响范围，建议以泄漏处两侧150m至下游划分为分散式水源禁止饮用带，同时设置地下水跟踪监测井，发现异常立即对下游邻近的居民分散式取水井进行取样监测，若发现水质不宜饮用，立即采用如供应桶装水，或在所在井场上游地区选择新水源为受影响的居民进行供水。

其他油类物质和钻井液等均存在罐内，罐和基础地面进行了防渗处理，设置于地面基础上，四周设置了围堰，若发生泄漏能及时发现处理，污染物不会进入地下水或土壤环境，难以对地下水和土壤环境造成不利影响。同时若机械设备有少量油类物质泄漏于井场内，泄漏的柴油、白油和废矿物油在泄漏处呈点状分布，其在壤土中渗透能力不强，与水的溶解又低，且易于发现。因此，泄漏的柴油、白油、废矿物油对当地地下水裂隙水水质影响较弱，对土壤污染仅限于接触油类物质少量井场内部分，污染有限。只要对泄漏的柴油、白油、废矿物油采取有效的回收措施，对浅层地下水和土壤环境不会产生明显影响。

（3）套外返水风险影响

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）氯化物浓度达到19000～23000mg/L，水型以$CaCl_2$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。

9.6.4 土壤污染环境风险

项目针对各类污染物均采取了对应的污染治理措施，可确保污染物的达标排放及防止污染物地表漫流、垂直入渗的发生，可从源头上控制项目对区域土壤环境的污染源强，确保项目对区域土壤环境影响处于可接受水平。

因此，只要建设单位严格落实本评价提出的污染防治措施，项目对区域土壤环境的环境风险影响很小，土壤环境风险可接受.

9.6.6 生态环境风险

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。

9.7 环境风险防范措施

9.7.1 井喷防范措施

（1）各井场钻井施工设计中的井控措施

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、井漏等环境风险事故。

2）选择合理、安全可控的射孔方式。

3）规定出上提钻具速度。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事故。

4）对井口防喷装置的配备有明确要求，符合井控要求。

5）选择使用有利于防止和控制钻井安全的井下管柱和工具，以适应突发事故的处理和补救措施的需要。

（2）钻井过程中的井喷防范措施

施工单位应按《石油天然气工业健康、安全与环境管理体系》（SY/T6276-2014）、《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，并针对本井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)进入目的地层前50m~100m对上部裸眼段进行承压试验无井漏后并将钻井液密度逐步调整值设计要求值；每次起钻前必须活动方钻杆旋塞一次，每次起钻完检查活动闸板封井器一次，半月活动检查环型封井器一次，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，无论钻进还是起下钻，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）钻进中遇到钻速突然加快、放空、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进。

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%地层破裂压力三者中的最小值。

14）根据各井场井站所处地形环境、交通现状，确定每个井场和场站的逃生路线及撤离方案。

（3）井口防喷装置

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。

（4）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。

（5）钻井、完井防腐措施

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。

9.7.2 废水、盐酸泄漏及外溢防范措施

钻井期废水收集罐、盐酸罐及运营期储存池通过设置围堰和防渗，放喷池通过加固池壁和防渗，降低垮塌和泄露风险；对井场排污沟及时清扫，保证排污沟畅通；钻井期废水收集罐、运营期储存池加强保护管理，对废水进行及时转运。加强平时管理，保证放喷池、废水罐内有足够空余容积，水位达到池体和罐体80%时应外运处理，可有效防止水体污染事故。若池体发生垮塌事故，立即封堵内外环沟与自然沟渠连通

处，及时清理池内及排污沟内废水，池底废水清理完后立即重新修建池壁，并进一步加固。采气期站内储存池安装溢外报警器，以便及时发现外溢情况。

9.7.3 废水（钻井废水、压裂废水、气田水）、钻井固废转运措施

1）废水、钻井固废转运单位在开展运输工作前，应对运输人员进行相关安全环保知识培训，运输车辆、装卸工具必须符合安全环保要求，装卸过程中不得溢出和泄漏。严禁随意倾倒、排放或者向第三方转移废水。

2）运输前规划运输路线，废水、钻井固废转运过程中应严格按照规定的路线运输到相应的目的地；运输过程中应尽量避开环境敏感区，遇环境敏感区需减速慢行，废水、钻井固废转运应建立交接三联单制度，确保废水运至相应的目的地。

3）废水、钻井固废转运必须使用密闭的车辆运输，并确保运输车辆车况处于良好状态。

4）尽量避免雨天和大雾天运转废水。

5）本工程废水、钻井固废运输由专业单位负责实施，不得自行运输，也不得委托公司外其他单位运输。

6）承包废水、钻井固废转运的承包商实施车辆登记制度，为每台车辆安装GPS系统，并纳入建设方的GPS监控系统平台，以便随时掌握废水、钻井固废运输车辆位置和行驶路线，确保废水、钻井固废转运至相应的目的地。

7）废水、钻井固废运输车辆严格执行签认制度。签认单保存期不得少于二年，以便备查。

8）废水、钻井固废转运单位应做好应急管理工作，做好风险防范识别，编制生产废水、钻井固废运输应急预案，每次废水、钻井固废运输任务都应制定运输方案和应急措施，严禁超速超载，路过环境敏感区需减速慢性，安全驶离，强化运输过程的安全管理，防止因安全事故衍生成环保事故。

9）废水、钻井固废产生单位和废水、钻井固废转运单位应建立健全管理制度和办法，加强与地方相关部门的联系和协调。废水运输过程中，废水、钻井固废产生单位、承运单位应做好相关记录，建立相关台账。在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。确保安全通过，同时要注意清洁运输，防止废水、钻井固废泄漏。

9.7.4 井漏防范措施

本项目钻井过程中导管段长度约为60m，采用清水钻井液钻进，清水钻井深度以穿越浅层地下水深度为原则，最大程度的保护浅层地下水。

在钻井过程中对井漏应坚持预防为主的原则，主要包括避开复杂地质环境、选用和维持较低的井筒内钻井介质压力、提高地层承压能力等防范措施：

①通过地质勘探合理选址

本项目所处地区地表条件相对简单，业主单位已结合区域水文地质资料和勘查资料，对井眼位置进行了合理选择，避开了溶洞和暗河等复杂地质，从井位选择上降低钻井工程风险。

②降低井下环空压耗

在保证钻井介质（钻井泥浆）能携带钻屑的前提下，尽可能降低钻井介质粘度，做到近平衡钻井。

③提高地层承压能力

地层的漏失主要取决于地层的特性，通过人为的方法提高地层的承压能力，封堵漏失孔道，从而达到防漏的目的。通常采用以下三种方法来提高地层承压能力。

1）调整钻井泥浆性能，对于轻微渗透性漏失，进入漏层前，适当提高钻井泥浆粘度、增加泥浆切力以防漏。

2）在钻井泥浆中加入堵漏材料随钻堵漏，对于孔隙型或孔隙—裂缝性漏失，进入漏层前，在钻井泥浆中加入堵漏材料（主要由植物硬质果壳，云母和其它植物纤维组成等），在压差作用下，堵漏剂进入漏失通道，提高地层的承压能力，达到防漏的目的。

3）先期堵漏，当下部地层孔隙压力超过上部地层破裂压力时，进入高压层前，须按下部高压层的孔隙压力确定钻井泥浆密度，这样容易导致上部地层漏失，为了防止上部地层漏失而引起的井涌、井场放喷等复杂情况发生，在进人高压层之前，应进行先期堵漏，提高上部地层承压能力。

4）若发现地下水受到污染，立即告知村民，停止饮用地下水源，启动地下水紧急监测方案，并采取临时供水措施（配送桶装水等）以保障居民的饮水安全，并给受影响的农户另觅水源，保证居民的正常生活用水。

9.7.5 柴油和白油使用、储运过程中的风险防范措施

1）提高柴油、白油危险性的认识。根据燃烧的条件，当油罐内液面空间油蒸气浓度达到爆炸极限范围，遇到点火源时，就会产生爆炸，因此，应给予高度重视，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）加强对柴油和白油的储存管理，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。油罐区设置有围堰，高约0.3m，可防止油罐破损泄漏的柴油污染地表土壤、地表水等。油罐区使用前底部及墙体内侧采用三油两布（沥青、玻璃纤维布）作防渗处理。

3）柴油和白油储存和使用场所要设置在通风条件较好的地方，最好设置机械排风系统。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《爆炸危险环境电力装置设计规范》GB50058-2014规定。

4）建设方将柴油和白油储存和运输列入环境事故应急处置预案，且应与当地政府的环境事故应急处置预案相衔接。

9.7.6 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。

②防腐措施

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；严格保证各类建设材料的质量，严禁使用不合格产品；施工过程中加强监理，确保涂层、管道接口焊接等工程施工质量；进行水压试验，排除更多的存在于焊缝和母材的缺陷；制定严格的规章制度，发现缺陷及时正确修补并做好记录；建立施工质量保证体系，提高施工检验人员水平，加强检验手段；进行水压实验，严格排除焊缝和母

材缺陷；选择有丰富经验的单位进行施工，并有优秀的第三方对其施工质量进行强有力的监督，减少施工误操作。

输气管道试压过程中用氮气吹扫管线时，吹扫口应选择在空旷开阔的地区，其前方100m，左右50m以内不得有人、畜和火源。吹扫口50m范围内应有专人警戒，有具体的防火、防爆措施。

⑥运营期

严格控制输送页岩气的气质，定期清管，排除管内污物，以减轻管道内腐蚀；定期进行管道壁厚的测量，对严重减薄的管段，及时维修更换，避免爆管事故的发生。每半年检查输气管道、污水管道安全保护系统（如截断阀、安全阀、放空系统等），使页岩气管道在超压时能够得到安全处理，使危害影响范围减小到最低程度；在发现污水管道泄漏时立即进行截断，减小对地下水和土壤环境影响。加大巡线频率，提高巡线的有效性；定期检查管道施工带，查看地表情况，并关注在此地带的人员活动情况，发现对管道安全有影响的行为，应及时制止、采取相应措施并向上级报告。站场事故放空时，应注意防火。

在运营期，建设单位应加强与当地相关规划管理的沟通，协助规划部门做好管道、场站周边的规划。按《石油天然气管道保护条例》的要求，禁止管道两侧5m范围新建居民住宅；50m范围内禁止爆破、开山和修筑大型建筑物、构筑物工程；在管道中心线两侧各50m至500m范围内进行爆破的，应当事先征得管道企业同意，在采取安全保护措施后方可进行；加强页岩气管道安全宣传工作，减少第三方破坏活动的发生。

9.7.7 站场气体泄漏、废水和废油泄漏防范措施

（1）场站应按配备足够数量的正压式空气呼吸器及空气呼吸器气瓶压力相应的空气压缩机等。配备相应的安全设施，如井口安全系统、放空系统、灭火器、消防砂池、警示标志、逃生门、防雷和防静电措施、报警系统、风向标、高音喇叭等。

（2）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。调查附近居民分布情况，掌握有效的联系方式等。

（3）设备和管线焊接和检验，应符合相关标准和规范要求。

（4）场站的建设和布局，应严格按照设计规范要求进行设计，确保站场安全。

（5）结合站场可能发生的事故类型，编制详细的应急救援预案，有针对性地进行宣传，并定期演练。

（6）气田水储存池安装外溢报警器能及时发现气田水外溢情况可及时采取相应措施，储存池区设置防渗围堰，防止泄漏废水外溢。加强污水运输车辆的管理，防止运输过程发生事故导致废水泄漏，污染环境；定期对污水进行转运，避免由于储存过多导致其外溢污染环境；加强储存池的维护保养工作，避免由于腐蚀等造成其泄漏污染环境。

（7）油桶选择完好无损的油桶，置于危废贮存场，保持盖子紧盖，及时综合利用。

9.7.8 其它环境风险防范措施

（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）居民和企业员工，保护周围居民生命安全和健康，同时井喷失控后，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）居民和企业员工撤离。

（2）钻井、压裂期间配备应急点火系统及点火时间、点火管理

根据《石油天然气钻井井控技术规范》（GB/T31033-2014），钻井现场仍按照含硫油气井配备自动、手动和高压高能电子点火三套独立点火系统，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）运输路由要求及风险防范

本项目废物、回用钻井液、钻井固废运输均由专业机构负责运输，不能利用的废油、废油桶、含油抹布手套等危废由钻井队委托具有危废道路运输经营许可证单位运输。转运废物工作中要加强对车辆的监督和管理，采取转运联单制度，规范转运台账，避免私拉乱倒的现象发生。由于项目废物转运距离较长，运输路线附近饮用水源较多。本次环评要求建设单位合理规划运输路线，尽量绕避饮用水源保护区和其他自然保护区、风景名胜区等环境敏感区。若本项目废物运输路由无法完全绕避饮用水源保护区，本次环评要求建设单位废物运输路由必须避让重要的集中式饮用水源保护区和饮用水源保护区一级保护区，在无法绕避必须经过饮用水源二级保护区或准保护区时应遵守饮用水源保护规定，经过集中式地表水饮用水源二级保护区时或准保护区时，应按照《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。在发生事故后应及时采取应急措施，及时堵漏和控制污染尽量不扩散，并向主管部门汇报启动预案，同时通报当地环保部门，并积极配合环保部门抢险，尽量避免发生污染物泄漏进入保护区。若污染物事故情况下进入二级保护区，应立即采取应急措施、启动应急预案，及时处理污染，控制污染扩散，并加强取水点的监测，确保不对饮用水源造成污染。若对饮用水源造成影响，应立即采取水源替代措施，并立即治理污染水源，待治理达标后方可供水。

9.8 环境风险事故应急措施

9.8.1 天然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。

9.8.2 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。

9.8.3 事故发生后外环境污染消除方案

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。

9.8.4 废水、柴油罐等泄漏事故应急措施

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用水单位和个人，并按规定程序启动应急预案采取联动处理。

③柴油罐泄漏事故的措施：本项目柴油储罐区修建了围堰和集污池，泄漏时可将泄漏的柴油进行收集，不会进入外环境。当发现泄漏时应立即查找泄漏源，并采取应急堵漏措施并观察周围修建的围堰和集污池存放情况，杜绝泄漏柴油进入地表；并将罐内剩余柴油转移至安全区域，防止柴油罐继续泄漏，对集污池收集的泄漏柴油进行处置。

④返排液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，将返排液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。

9.8.5 应急联动

（1）上层联动：本项目所在的泸州市、龙马潭区、泸县等当地乡镇政府均设置有应急管理办公室，前期工程的建设和运行得到了当地各级政府的大力支持，因此，在企业自身建立并完善应急响应机制的前提下，与地方进一步强化应急联动，应急联动具有可行性。

（2）下层联动：开展项目周边人居调查工作，结合项目周边人员分布情况，落实紧急情况下的应急联络人，确保有效组织环境风险事故下的应急撤离。

9.8.6 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 9.8-1　应急预案主要内容

序号	项目	内容及要求
1	应急计划区	安全预评价制定的应急计划区及本项目环境保护目标
2	应急组织机构、人员	地区应急组织机构、人员
3	预案分级响应条件	规定预案的级别及分级响应程序
4	应急救援保障	应急设施，设备与器材等
5	报警、通讯联络方式	规定应急状态下的报警通讯方式、通知方式和交通保障、管制
6	应急环境监测、抢险、救援及控制措施	由专业队伍负责对事故现场进行侦察监测，对事故性质、参数与后果进行评估，为指挥部门提供决策依据
7	应急检测、防护措施、清除泄漏措施和器材	事故现场、邻近区域、控制防火区域，控制和清除污染措施及设备
8	人员紧急撤离、疏散，应急剂量控制、撤离计划	事故现场、工厂邻近区、受事故影响的区域人员及公众对毒物应急剂量控制规定，撤离组织计划及救护，医疗救护公众健康
9	事故应急救援关闭程序与恢复措施	规定应急状态终止程序；事故现场善后处理，恢复措施；邻近区域解除事故警戒及善后恢复措施
10	应急培训计划	应急计划制定后，平时安排人员培训与演练
11	公众教育和信息	对工厂邻近地区开展公众教育、培训和发布有关信息

（1）应急计划区

建设单位应根据本项目的安全预评价制定应急计划区，评价要求将本报告提出的环境敏感点纳入应急计划区。

（2）应急组织结构

建设单位对项目下属各站场，应急组织结构进行明确划分，分别成立事故抢修指挥小组、技术组、调度组、安全、消防组、抢险组、作业组、物资供应和后勤保障组。对各小组的职责进行规定。同时确定事故抢修组织体系，采取分级处理原则。根据事故的严重程度和现场能够处理的能力，本级能够处理的在处理以后再向上一级汇报，本级不能处理的必须立即向上一级汇报。

（3）应急设施

可燃性气体检测仪、管道泄漏探测仪（各站均应配置）、安全帽、防毒面具、抢险机具、防爆排风扇、抢险棉絮、自驱动焊机、红外线焊条烘烤箱、套丝机、电锤、角向磨光机、对口管卡、堵漏管卡、隔离球、葫芦、油压千斤顶、齿轮千斤顶等，评价参照国内同业单位的配置提出原则性要求，运营单位根据实际需要数量进行配置。

（4）应急响应

①应急响应流程

应急响应的过程分为接警、判断响应级别、应急启动、控制及救援行动、扩大应急、应急终止和后期处置等步骤。

②通讯联系方式

1）报告方式：通常方式有捎口信、固定电话、移动电话、传真和网络。

作业区向上级报告，除非特别紧急的情况采用电话报告外，其它一律书面报告（电传）。作业区向当地乡镇、县、市级政府及其职能部门报告事故时，采用先电话告之，后附书面报告。作业区向村社报告事故时，采用电话或口头报告形式。

2）报警方式：作业区确认事故后，对社会公众报警的方式为：电告当地市、县、镇人民政府和所属村社；电告 110、119；电告社会团体或企事业单位；用高音喇叭通知社会居民或采用口信，一传十，十传百的方式；借助页岩气救险车的扩音设备，巡回告之用高音喇叭通知社会居民或采用口信，一传十，十传百的方式。借助页岩气救险车的扩音设备，巡回告之。

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口，距事故点 50m 以外，未经允许不准发动；进入警戒区的抢修人员必须佩戴个人防护用品，熟悉撤离路线；在未确认事故现场抢修部位页岩气浓度低于爆炸下限 20%LEL 时，严禁在警戒区域内使用非防爆工具和能够产生火花的电动工具。

③现场检测、监测与人员的防护

HSE 监护组负责对现场页岩气浓度进行检测和监测工作；现场检测工作指进入事故现场前，检测人员对甲烷浓度、可燃气体浓度的检测。现场监测工作指应急抢修过程中检测人员对甲烷浓度、可燃气体浓度的检测；应急救援人员进入事故现场前，HSE 监护组应首先对事故现场进行气体检测，确认事故现场检测合格后，应急救援人员方可进入事故现场；检测人员应携带必要的检测仪器对事故现场进行可燃气体检测工作；检测人员必须熟悉检测仪器的使用方法，具备必要的检测专业知识；检测人员必须穿戴防静电劳保服、佩带安全帽、防护镜，必要时应佩带空气呼吸器；检测人员必须熟悉异常情况下的应急措施和逃生路线；实施现场检测时，检测人员不得单独进入事故现场进行检测，要与外界保持通信联络；HSE 监护组在整个应急抢修过程中，应对事故现场实时监测。监测人员应根据现场情况合理布置现场可燃气体监测点，

确定具体数量和位置；现场监测过程中，监测人员一旦发现异常情况，应立即向现场人员发出警告，同时报告现场管理单位负责人。

④异常情况下抢险人员的撤离

HSE 监护组负责事故抢修现场异常情况的监测，包括甲烷超过毒性浓度终点值、可燃气体浓度超过报警值、可燃气体浓度达到爆炸范围、现场发生火灾、现场发生爆炸等；异常情况下，HSE 监护组及时向现场人员发出警报，生产抢修组立即组织现场抢修人员安全撤离；抢险人员接到警报后，立即按照既定撤离路线组织撤离；撤离应根据实际情况，本着“先人员、后机具、设备”的原则进行；到达安全区域集合地点后，站场负责清点人数，发现人员失踪，向应急救援指挥部报告。

⑤事故扩大后的应急措施

根据现场情况应立即扩大警戒范围，根据现场情况组织疏散危险区范围内群众，消灭火源，保证安全；立即组织现场应急救援人员撤离危险区；及时组织对事故扩大原因进行分析，采取果断措施控制事态进一步发展；针对现场情况，迅速制定进一步的应急救援方案；报请项目部调集更多救援队伍，赶赴现场进行支援。

站场发生异常情况（大面积泄漏、火灾、爆炸）：①值班人员在站控室按下装置 ESD 按钮，实行全站 ESD 紧急关断，生产系统闭式放空，同时即向应急指挥汇报起火部位、情况；②应急指挥下令启动应急预案，在站控室向现场下达应急指令；③通讯联络组迅速打电话报警，向公司值班人员、公司调度汇报现场情况，并联系抢险单位实施紧急抢险工作，同时向有关地方政府机构通报情况，请求救援；④生产抢修组人员立即切断生产现场电源，并对现场流程切断情况进行确认；⑤后勤保障组负责组织相关的应急抢险物资；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.

9.9 环境风险评价结论与建议

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：采气站场、集输管线、返排液管线等。

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。

表 9.9-1　环境风险评价自查表

<table>
<tr><td colspan="2">工作内容</td><td colspan="10">完成情况</td></tr>
<tr><td rowspan="13">风险调查</td><td rowspan="2">危险物质</td><td>名称</td><td>柴油</td><td>甲烷</td><td>白油</td><td>废油</td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr>
<tr><td>存在总量/t</td><td>16.7</td><td>5.82</td><td>213.8</td><td>5.03</td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr>
<tr><td rowspan="11">环境敏感性</td><td rowspan="2">大气</td><td colspan="5">500m范围内人口数（最大）　人</td><td colspan="4">5km范围内人口数人</td></tr>
<tr><td colspan="7">每公里管段周边200m范围内人口数（最大）</td><td colspan="2">人</td></tr>
<tr><td rowspan="2">地表水</td><td colspan="3">地表水功能敏感性</td><td colspan="2">F1□</td><td colspan="2">F2☑</td><td>F3□</td></tr>
<tr><td colspan="3">环境敏感目标分级</td><td colspan="2">S1□</td><td colspan="2">S2□</td><td>S3☑</td></tr>
<tr><td rowspan="2">地下水</td><td colspan="3">地下水功能敏感性</td><td colspan="2">G1□</td><td colspan="2">G2☑</td><td>G3□</td></tr>
<tr><td colspan="3">包气带防污性能</td><td colspan="2">D1□</td><td colspan="2">D2☑</td><td>D3□</td></tr>
<tr><td rowspan="3">物质及工艺系统危险性</td><td>Q值</td><td colspan="3">Q＜1☑</td><td colspan="2">1≤Q＜10□</td><td colspan="2">10≤Q＜100□</td><td>Q＞100□</td></tr>
<tr><td>M值</td><td colspan="3">M1□</td><td colspan="2">M2□</td><td colspan="2">M3□</td><td>M4□</td></tr>
<tr><td>P值</td><td colspan="3">P1□</td><td colspan="2">P2□</td><td colspan="2">P3□</td><td>P4□</td></tr>
<tr><td rowspan="3">环境敏感程度</td><td>大气</td><td colspan="3">E1□</td><td colspan="3">E2□</td><td colspan="3">E3□</td></tr>
<tr><td>地表水</td><td colspan="3">E1□</td><td colspan="3">E2□</td><td colspan="3">E3□</td></tr>
<tr><td>地下水</td><td colspan="3">E1□</td><td colspan="3">E2□</td><td colspan="3">E3□</td></tr>
<tr><td colspan="2">环境风险潜势</td><td colspan="2">IV+□</td><td colspan="2">IV□</td><td colspan="2">III□</td><td colspan="2">II□</td><td>I☑</td></tr>
<tr><td colspan="2">评价等级</td><td colspan="3">一级□</td><td colspan="2">二级□</td><td colspan="2">三级□</td><td>简单分析☑</td></tr>
<tr><td rowspan="4">风险识别</td><td>物质危险性</td><td colspan="4">有毒有害☑</td><td colspan="6">易燃易爆☑</td></tr>
<tr><td>环境风险类型</td><td colspan="4">泄漏☑</td><td colspan="6">火灾、爆炸引发伴生/次生污染物排放☑</td></tr>
<tr><td>影响途径</td><td colspan="4">大气☑</td><td colspan="3">地表水☑</td><td colspan="3">地下水☑</td></tr>
<tr><td colspan="2">事故情形分析</td><td>源强设定方法</td><td colspan="3">计算法☑</td><td colspan="3">经验估算法□</td><td colspan="3">其他估算法□</td></tr>
<tr><td rowspan="4">风险预测与评价</td><td rowspan="2">大气</td><td>预测模型</td><td colspan="3">SLAB□</td><td colspan="3">AFTOX☑</td><td colspan="3">其他□</td></tr>
<tr><td rowspan="2">预测结果</td><td colspan="9">大气毒性终点浓度-1最大影响范围　/m</td></tr>
<tr><td colspan="9">大气毒性终点浓度-2最大影响范围　/m</td></tr>
<tr><td>地表水</td><td colspan="10">最近环境敏感目标 ，到达时间 h</td></tr>
<tr><td rowspan="2">地下水</td><td colspan="10">下游厂区边界到达时间　　d</td></tr>
<tr><td colspan="10">最近环境敏感目标，到达时间d</td></tr>
</table>

重点风险防范措施	大气环境风险防范措施：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/T31033-2014）和《钻井井控技术规程》（SY/T6426-2005）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；选择合理的压井液及射孔方式；设置防喷器等井控装置、严格执行井控技术标准和规范；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；加强钻井过程的管理及人员防护。 地表水环境风险防范措施：钻井期对柴油罐设置围堰，运营期储液罐设置围堰和防渗，放喷池通过加固池壁和防渗，降低垮塌风险；对井场排污沟及时清扫，保证排污沟畅通；集污坑和泥浆不落地装置加强保护管理，泥浆不落地装置设计时向集污坑倾斜，避免少量集水因围堰垮塌外流；废水、钻井固废转运单位在开展运输工作前，应对运输人员进行相关安全环保知识培训，运输车辆、装卸工具必须符合安全环保要求，装卸过程；施工单位应严格按照钻井行业固井作业规范进行，确保固井质量，避免和减少出现固井裂纹、缝隙、窜槽。加强套管的防腐，防止在运输、下套管，作业时对外表面防护层的磨损及套管与钻柱之间的内磨损。套管是油气与地下水隔离的屏障，要防止腐蚀和破损中不得溢出和泄漏；为加强危废的环境管理，本项目应严格按照《危险废物收集贮存运输技术规范》（HJ2025-2012）、《危险废物转移联单管理办法》（原国家环境保护总局令第5号）和《危险废物环境管理指南陆上石油天然气开采》等相关环境管理要求；各井站井口装置等相关工艺设施等实现自动控制、定期巡查，进出站管线设置截断阀，管道管材采取防腐措施，建立和落实维护保养和巡线检查制度；各井站井口装置等相关工艺设施等实现自动控制、定期巡查，采取联锁保护措施，设置自动控制系统，各井口设置井口紧急安全切断阀，发生事故时自动切断泄漏气源；各平台井站设置放空系统、可燃气体检测及报警装置，井站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； 地下水环境风险防范措施：根据《石油化工工程防渗技术规范》（GB/T50934-2013），项目通过采取分区防渗措施，加强井场防渗等级，避免钻井过程污染物入渗土壤及地下水环境；加强地下水跟踪监测。
评价结论与建议	风险可接受
注：“□”为勾选项，“”为填写项。	

10 环境保护措施可行性论证

鉴于本项目由井场、采气站场、集输管线及返排液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。

10.1 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，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。

10.1.1 施工期水污染防治措施

（1）钻前工程

由于钻前施工主要为各井场井站和场外道路、放喷池等附属设置场地平整和基础构建，主要为土建施工，产水量小，主要污染物为SS，水质成分简单，经施工场地修建的截排水沟截留后简单沉淀（沉砂井沉淀）处理后循环利用于施工场地洒水抑尘和混凝土养护用水，钻前施工无施工废水排放。钻前施工以当地民工，租住在附近农户，其产生的生活废水利用农户已有的旱厕进行收集处置，用作农肥，不外排。

各井场钻前工程同时修建井场的清污分流截排水沟措施，沿井场四周修建排水明沟，接入雨水沟末端的沉砂池，简易沉淀后通过雨水沟排放；基础间修建小排污明沟，基础内空间通过水泥砂浆表面坡度进入排水沟后进入泥浆不落地工艺系统处理；井场临地势较高两侧修建雨水沟实行清污分流。

各井场钻前土建施工采取的水污染防治环保措施成熟、可靠，相似井场均成功应用，钻前施工水污染防治措施简单，可行。

（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，钻进过程中无外排的废水产生。本项目废水主要为完井施工阶段产生的钻井废水（包括泥浆压滤脱出水、洗井废水以及设备冲洗废水）、方井雨水以及钻井队人员生活污水；钻井初期井场将产生一定量的初期雨水。

①钻井废水

本项目水基钻井废水主要包括洗井废水、压滤出水以及设备的冲洗废水。

钻井废水在储存池暂存，用于后续水平井压裂用水。考虑到循环使用的不确定性，当出现储存池的暂存水无法及时回用的情况时，回用于区块内钻井，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10m^3/口。钻井期间方井雨水经收集后与储存池内暂存，后续回用于水基泥浆调配用水。

③初期雨水

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

④生活污水

本项目各井场钻井期间将设置生活区，施工期施工人员将产生一定量的生活污水。生活污水水质较简单，主要污染物为SS、COD、BOD_5和NH_3-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）采气站场施工

本项目采气站场施工期废水包括施工废水、站场管线试压废水和施工人员生活污水。

①施工废水

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

②站场管线试压废水

本项目站场管线采用清水试压，预计单个平台试压废水产生量约4m^3，试压废水经沉淀后回用于施工洒水抑尘等，不外排。

③生活污水

本项目各采气站场施工人员主要为就近聘请的当地民工和专业设备安装调试人员，生活污水依托周边农户现有设施进行收集处置，不外排。

综上所述，本项目采气站场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）管线施工

本项目管线包括输气管线及返排液管线，采用同沟敷设，管线施工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

管线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）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。

10.1.2 运营期水污染防治措施

本项目运营期各采气站场产生气田水；清管检修等非正常工况下，将产生清管检修废水；本项目各采气站场均为无人值守井站，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压裂液配置，最终无法回用的采用罐车拉运至阳 33 井和镇 2 井回注，确保运营期气田水和清管检修废水不外排。

综上所述，本项目运营期无废水外排。结合区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。

10.1.3 废水回注可行性分析

（1）废水回注总量分析

①钻井阶段废水

根据本项目区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

根据泸州区块区块页岩气勘探井同地层、相近地层应力、同等压裂压力页岩气井返排气液量统计资料，在开井返排期间压裂返排液量为压入量的20%。本区块返排液量约12000m^3/口，返排持续时间约1个月，返排量峰值约为600m^3/d；剩余的井下压裂液在采气阶段以气水混合物形式返排，直至全部返排完毕。根据类比区域已实施井统计结果，结合本项目开发计划时序，各年压裂返排液产生量见表5.6-2。

B、压裂返排液回用量

根据调查，本项目所在区域已实施或正在实施有多个页岩气平台，根据已实施页岩气井的统计经验，单井压裂返排液回用比例超过90%，需回注处理的压裂返排液量占比不到10%。根据表5.5-2可知，本项目2024年~2047年回用量为1.517~17.261万m^3/年，总回用量约122.617万m^3。根据开发方案，单井每天压裂段数为2~3段，每段用水量为2000m^{3}左右，则同期压裂用水量约为0.4~235万m^3，水量需求较大，从水量上分析，满足压裂返排液90%以上回用要求。

C、压裂返排液暂存和输送

本项目在各钻井平台均设置有500m^{3}的储存池和2500m^{3}的重叠液罐，可用于暂存各平台压裂返排液；此外，阳101H14平台井站和阳101H41平台井站各设置有15000m^{3}的配套中转水池，阳101H37平台井站设置有30000m^{3}的配套中转水池，区块内总体可达到102000m^{3}的调节容积，能形成有效的缓冲。根据本项目开发计划时序，项目实施期间压裂用水需求稳定且需求量较大，压裂返排液可及时回用于区域其它平台。因此，本项目各平台井场储存池、重叠液罐及区域内的配套中转水池可满足本项目压裂返排液暂存需求。

本项目各集输管道同沟敷设返排液管线，根据开发计划时序，区块内管线工程拟先于平台实施，管线建成后，区域返排液管线将各井场与中转水池之间连通，压裂返排液、气田水等均可由返排液管线输送至各平台。

③运营期采气阶段气田水

页岩气平台稳产期单井气田水平均产生量约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~2047年压裂返排液和气田水产生量总计约1.685万m³/年~39.333万m³/年，回注量为0.169~1.918万m³/年，峰值出现在2027年。每个平台井站前期均依托施工期间设置的储存池对气田水进行暂存，且阳101H14平台井站和阳101H41平台井站内各设置有15000m³配套中转水池，阳101H37平台井站设置有30000m³的配套中转水池，可形成有效的暂存缓冲并形成区域利用，且本项目集气管线均将同沟敷设返排液管线。综上分析，运营期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、回用及回注要求。

区块产生的气田水优先用于本区块配制压裂液，本区块压裂结束后用于井区内其他钻井、压裂液的调配用水。根据已有生产经验，最终将有10%无法回用的气田水外运回注处理。

④井区废水回注总量

根据开发计划，本项目所部署的井场、平台井站和集输管道拟在5年内实施，预计本项目2024年~2047年气田水回注量0.169~1.918万m³/年，峰值出现在2029年，预计本项目最大回注量为13.624万m³，详细情况见表5.6-2。

表 10.1-1　本项目压裂返排液/气田水各年度产生情况统计表（单位：万 m³）

年份	压裂需水量	废水产生量			区域回用量	井区废水产生量/回注量	
		钻井废水（含洗井废水）	压返液	气田水		无法回用量	井区回注量
2024	0.00	0.00	0.00	5.928	5.335	0.593	0.00
2025	55.00	0.108	3.00	4.239	3.815	0.424	55.00
2026	160.00	0.756	21.00	18.333	16.500	1.833	160.00
2027	235.00	0.54	15.00	19.179	17.261	1.918	235.00
2028	0.00	0.00	0.00	11.844	10.660	1.184	0.00
2029	0.00	0.00	0.00	11.844	10.660	1.184	0.00
2030	0.00	0.00	0.00	11.138	10.024	1.114	0.00
2031	0.00	0.00	0.00	10.546	9.491	1.055	0.00
2032	0.00	0.00	0.00	8.375	7.538	0.838	0.00
2033	0.00	0.00	0.00	6.000	5.400	0.600	0.00
2034	0.00	0.00	0.00	4.759	4.283	0.476	0.00
2035	0.00	0.00	0.00	3.995	3.596	0.400	0.00
2036	0.00	0.00	0.00	3.522	3.170	0.352	0.00

2037	0.00	0.00	0.00	3.170	2.853	0.317	0.00
2038	0.00	0.00	0.00	2.853	2.568	0.285	0.00
2039	0.00	0.00	0.00	2.568	2.311	0.257	0.00
2040	0.00	0.00	0.00	2.311	2.080	0.231	0.00
2041	0.00	0.00	0.00	2.080	1.872	0.208	0.00
2042	0.00	0.00	0.00	1.872	1.685	0.187	0.00
2043	0.00	0.00	0.00	1.685	1.517	0.169	0.00
2044	450.00	1.404	39.00	136.241	122.617	13.624	450.00
2045	0.00	0.00	0.00	5.928	5.335	0.593	0.00
2046	55.00	0.108	3.00	4.239	3.815	0.424	55.00
2047	160.00	0.756	21.00	18.333	16.500	1.833	160.00
总计	235.00	0.54	15.00	19.179	17.261	1.918	235.00
项目产生的采气废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。在应急等特殊情况下，则还可转运至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、四川瑞利生物科技有限公司进行处理后达标排放							

（2）回注能力分析

A、区域回注能力及回注空间可行性分析

本项目建设单位四川泸州页岩气勘探开发有限责任公司与中石油蜀南气矿已签订气田水拉运及回注合同，根据安排，本项目拟依托的阳33井和镇2井共计2口回注井，目前剩余回注能力共计约165.7万m^3，本项目预计回注总量13.624万m^3，低于回注井的回注能力。综上，本项目气田水依托阳33井和镇2井可行。各回注井回注情况见下表。

表 10.1-2　回注井回注情况统计表

回注井	总回注空间(万m^3)	现状已回注空间(万m^3)	剩余回注空间(万m^3)	设计回注能力(m^3/d)	现状回注量(m^3/d)	富余回注能力(m^3/d)
阳33井	156	86	70	470	350	120
镇2井	137.3	41.6	95.7	200	140	60
总计	293.3	127.6	165.7	670	490	180

B、回注能力分析

根据表5.6-2统计结果，本项目预计回注峰值出现在2027年，预计本项目总共需回注总量为13.624万m^3气田水。根据建设单位对阳101井区产能建设工程（三期）开发设计方案，压裂返排液90%回用于区块内钻井，其余与气田水一并进行回注。

根据井区已有项目气田水产生规律，运营期一段时间内每天气田水的产生量是相对稳定的，根据表5.6-2统计结果，2027年气田水及压裂返排液预计需回注总量为1.918万m3，单日平均回注量约为52.55m^3/d。

根据调查，阳33井和镇2井4口回注井的回注水处理站目前设计回注能力总计为670m^3/d，现状2口回注井的实际富余回注能力180m^3/d。根据开发计划，本工程2027年单日最大回注量为52.55m^3/d，小于2口回注井的实际富余回注能力。故阳33井和镇2井回注能力可满足井区的回注需求。回注能力统计见下表。

表 10.1-3　回注井回注能力统计表

回注井	阳101井区（三期）（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）	52.55	670	542.55	满足

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，在应急等特殊情况下，则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18万m^3/年（约500m^3/d），目前处理量约160m^3/d，剩余处理能力约340m^3/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547.5万m^3/年（约1500m^3/d），目前处理量约1390m^3/d，剩余处理能力约110m^3/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34.675万m^3/年（约950m^3/d），目前处理量约450m^3/d，剩余处理能力约500m^3/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18.25万m^3/年（约500m^3/d），目前处理量约300m^3/d，剩余处理能力约200m^3/d.

在气田水产生高峰时期，建设单位还可通过压井等工程措施调节返排时间；还可将峰值年气田水根据实际情况转运至阳101井区、泸203井区或其他页岩气开发单位平台进行回用；此外，蜀南气矿近年还将陆续建设部分回注井。因此，在返排高峰期可采取多种措施对不能回用的废水进行处置，以上三家污水处理公司作为应对回注、回用能力不足情况的的废水去向。

综上分析，本项目压裂测试期间压裂返排液及气田水利用及回注是可行的。

（3）回注水质分析

目前，阳33井和镇2井回注水来源主要为泸州区块内产生的采出水（即气田水）。本项目采用的压裂液与区域已实施的页岩气平台采用相同的压裂液，页岩气开采目的层也与区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。本项目气田水与回注井地层水水型相近，回注水之间相互配伍性良好，与其回注层岩石及地层水之间的配伍性液良好。根据收集的资料，目前依托的四口井运行良好，回注井段固井质量优良，满足回注要求；根据回注井站例行地下水监测数据可知，回注井周围地下水例行监测数据均满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类水质标准，无特征因子超标现象，因此项目依托回注井实施回注废水对地下水环境影响均在可控范围。

故从回注水质上分析，本项目产生压裂返排液及气田水等依托阳33井和镇2井实施回注是合理可行的.

（4）运输线路

本项目各集输管道支线均同沟敷设集气管线和返排液管线2条管线。根据开发计划时序，井区内管线工程拟先于平台实施，管线建成后，区域返排液管线将各平台之间连通，压裂返排液、气田水等均可由返排液管线输送至各平台，最终无法回用时，采用罐车外运至回注井。

综上所述，本项目废水回注的阳33井、镇1井或镇2井均运行良好，且回注井与回注水的配伍性较好，回注地层封闭性较好，固井质量均能满足回注要求，回注井站场周边地下水环境质量良好，废水预处理后回注措施可行、有效。

10.1.4 退役期水污染防治措施

随着气田开发不断进行，储量不断下降，最终进入退役期，按照《废弃井及长停井处置指南》（SY/T6646-2017）的要求对井口和管线进行封堵，对设备进行拆除，退役期产生的设备和管道清洗水回用于临近钻井井场配置钻井泥浆或压裂液，由于废水量少，主要污染物为石油类和氯化物等，回用措施可行。

10.2 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。

10.2.1 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各井场钻井作业柴油动力机和发电机运转时产生的烟气以及管线敷设、道路建设和地面工程建设过程中的施工扬尘，柴油发电机废气，以及测试放喷废气。为减少大气环境影响，主要从以下几方面做好措施：

（1）优化施工场地等临时工程布设、妥善保存开挖表土、控制施工范围。

（2）施工现场采取洒水抑尘、湿式作业等措施。

（3）在各施工现场进行合理化管理，统一堆放材料，设置专门库房堆放水泥等易产尘原辅材料，尽量减少搬运环节，搬运时轻举轻放，防止包装袋破裂，严禁高抛高接。

（4）施工现场设置围栏或部分围栏，缩小施工扬尘的扩散范围。

（5）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。

（6）钻前工程产生的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；表土堆场四周设置护脚墙，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，表土堆放好后，在其上覆盖防尘网。

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。

（7）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。

（8）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。

（9）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，确因实际情况无法采用网电时使用柴油机、发电机，可进一步减少燃油废气排放和环境影响。

（10）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。

（11）测试放喷废气引入放喷池燃烧后排放。

（12）针对测试放喷废气主要采用地面灼烧处理，同时应对测试放喷时周边居民进行临时疏散。除了必要的放喷测试放空外，采取先建内部集输管网的方式及时将井下天然气接管外输，减少天然气放空量。

综上所述，本项目施工期废气环境影响较小，采取的大气污染物控制措施在区域前期部署的天然气开发井和采气井站建设中已成功运用，取得了较好的施工期大气污染物控制效果，采取的环保措施简单易行，施工期大气污染物防治措施有效、可行。

10.2.2 运营期大气污染防治措施

项目产生的废气主要来自各井站气田水罐呼吸废气和检测事故放空废气。

（1）平台井站清管检修状态下，通过井站放空火炬（15m）直接放散；井站在事故状态下，由于情况紧急，站场及连接管道紧急关闸，相对空间内页岩气含量较高，可达到点火浓度，故本项目井站在事故状态下，通过平台井站放空火炬点火燃烧后排放，以降低温室气体排放量。

（2）本项目各井站设置的气田水罐为固定顶罐设计，满足《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。

本项目各采气井站废气采用的处理措施均为天然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天然气采气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。

10.2.3 退役期大气污染防治措施

退役期的井场不再生产，气压很低，有时可能有少量天然气泄漏。首先利用钻井过程中套管及套管壁用水泥固封天然气产层，防止天然气串入其他地层。同时在油管射孔段的上部注水泥形成水泥塞面封隔气井，防止天然气泄漏，对环境的影响很小。

封堵后，定期检测封堵井的井口压力、检查井口周围地表是否窜气，形成台账便于后期跟踪管理。封堵井正常井每季度巡检一次。

此外，退役期施工产生的扬尘，通过洒水降尘，对周围环境影响小。

10.3 噪声污染防治措施

鉴于天然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。

10.3.1 施工期噪声污染防治措施

（1）井场钻井施工期噪声防治

根据各阶段噪声环境影响分析，钻井作业和压裂施工过程噪声环境影响作用方式和程度类似，故本评价对各井场钻井和压裂施工噪声控制措施一并分析论证。合兴场气田所在的地区电网完善，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，使用概率较小，使用网电可进一步减小钻井动力设备噪声对周边环境的不利影响。

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优化施工场地等临时工程布设、控制施工范围、合理安排施工时间。

②在钻进设备选型时选取高效低噪声设备，使用在排气筒上自带高质量消声器的柴油机，柴油机工作噪声可降到80dB（A）左右。

③优先采用网电，对于柴油发电机的噪声，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。

④将泵置于钻井井场内，基础安装减振垫层。

⑤压裂设备基础安装减振垫层；

⑥在实际施工时，针对实际监测噪声值超标的居民采取协商补偿、临时撤离（可租用当地民房、在噪声达标距离之外进行妥善安置）等噪声防治措施，取得居民谅解，避免环保纠纷。

通过以上措施，钻井工程对声环境的影响是可以接受的。降噪费用纳入工程主体投资中，具体补偿费用由井队与居民协商解决。

针对测试放喷等短期噪声影响，虽影响程度大，但由于影响时间太短，重点做好对居民解释和沟通工作，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）采气平台井站、管网施工噪声防治

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；井站及输气、压裂返排液管线施工噪声源强较小且施工时间短，通过以往采气井站建设施工期噪声环境影响实际情况分析，本项目各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，处理措施合理、可行。

10.3.2 运营期噪声污染防治措施

本项目涉及的各平台井站单项工程运营期正常生产时，各井站噪声主要来源于节流阀、除砂器、汇气管、分离器和计量装置等设备产生的噪声，本项目各平台井站不设置增压机组和脱水模块。

（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井站工艺区中央，远离住户。

通过以往平台井站运营期噪声环境影响实际情况分析，本项目各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。

10.3.3 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，井站和管线噪声源将不存在，退役施工期噪声通过合理安排作业时间，减少车流量等措施减轻对周围环境影响，退役期后其周围声环境质量将恢复到项目建设前的水平。

10.4 固废污染防治措施

10.4.1 施工期固废污染防治措施

1、各井场固废处置措施

本项目各井导管段采用清水钻井，一开段和二开段采用水基泥浆钻进，造斜和水平段采用油基泥浆钻井，故钻井固废处置措施按以下两类分别论述：

（1）水基泥浆钻井固废

①水基钻井固废处置措施

本项目钻井固废（废钻井泥浆、水基岩屑）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或砖厂资源化利用，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。

1）处置方式可行性

根据调查，项目所在区域前期页岩气开采过程中产生的水基钻井固废一般采用平台配套的“不落地”随钻处理系统收集并脱水处理后，泥饼暂存于各平台设置的临时贮存点，然后就近外运至环保手续齐全且有处理能力的砖厂等单位处置。

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

根据工程分析可知，水基岩屑主要成份为碎岩，含少量废水基泥浆，因此其成分基本一致。

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》（GB/T5101-2017）和《建筑材料放射性核素限量》（GB6566-2010）中各项性能指标要求，检测结果详见下表。

表 10.4-1　普通烧结砖检验数据表

序号	检测项目		检验校果	标准值	备注
1	抗压强度（MPa）		19.3	≥15	合格
2	5h吸水率（%）		17	≤18	合格
3	饱和系数		0.7	≤0.78	合格
4	放射性	IRa	0.13	合格	合格
5		Ir	0.41	合格	合格

本项目建设工程均位于泸县、龙马潭区境内，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10.4-2），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、Cr^{6+}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 10.4-2　钻井固废处置浸出液水质检测分析表

检测状态	色度	COD(mg/L)	悬浮物(mg/L)	Cd(mg/L)	Cr^{6+}(mg/L)	pH	石油类(mg/L)
（GB8978-1996）一级标准	50	100	70	0.10	0.50	6~9	10
（GB3838-2002）III类标准	/	20	/	0.05	0.05	6~9	0.05
原样	115	265	269	2.50	6.50	9.0	1460
不落地处理	90	162	160	1.58	1.92	8.4	600
烧结砖	30	12	30	0	0	7.2	0

本项目所在区域内已有多个平台产生的水基钻井固废交由砖厂资源化利用的成功案例，泸县、龙马潭区境内已实施有多个页岩气平台，境内砖厂接收处置水基钻井固废已经有比较成熟的处理流程。本项目拟部署的各平台钻井期间产生的水基钻井固废采取运至水泥厂及砖厂资源化利用，是较为成熟的处置方式，从处置方式上措施是合理可行的。

2）现场贮存可行性

各平台产生的水基钻井固废属于第II类一般工业固体废物，在各平台设置的临时贮存场地采取了重点防渗处理。参考《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB18599-2020）中对第II类一般工业固体废物的处置要求，本项目临时贮存场地的

防渗措施，满足第II类一般工业固体废物处置场防渗要求。本项目各平台临时贮存场地占地面积约40m^2，现场可临时贮存量在80m^{3}左右，可以满足3天以上的临时存放量，有时间安排转运处置。综上分析，现场贮存从防范污染及存放规模上，均满足要求，现场临时贮存设施可行。

3）区域消纳处理能力分析

本项目各平台水基钻井固废预计产生总量为7.8万t，根据本项目产能建设进度及开发时序安排，在2027年同时处于建设的井场数量最多，共计7个井场约19口井同时钻井施工，处于区块内水基钻井固废产生量的峰值，约3.0万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、泸县华鑫矸砖有限公司、四川钰铁建材有限责任公司、泸县桐兴矸砖厂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6000万匹煤矸石烧结空心砖生产线扩能技改项目（原料变更）》进行了批复（见附件）。

B、泸县华鑫矸砖有限公司：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（见附件）。

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）（见附件）。

D、泸县桐兴矸砖厂：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（煤矸石、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）（见附件）。

表 10.4-3　区域砖厂情况调查统计表

序号	砖厂名称	生产规模（万匹）	折合质量（万t/a	环评批复
1	泸县恒生建材厂	6000	15	泸县环建函[2019]1号
2	泸县华鑫砖有限公司	6000	15	泸县环建函[2019]2号
3	四川钰铁建材有限责任公司	1000	2.5	泸县环建审[2020]90号
4	泸县桐兴砖厂	3000	7.5	泸市环泸县建函[2022]1号
合计			40	

经分析，已调查水基固废处置单位对钻水基井固废的消纳能力约为40万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 10.4-4　钻井固废消纳能力统计表

井区	钻井固废产生峰值（万t/a）	区域总体消纳量（万t/a）	是否满足需求
阳101井区（一期）	3.21	40	满足
区域其它已批复项目	1.5		
阳101井区（二期）	5.6		
合计	10.31		

根据调查，泸县、龙马潭区境内除了上述处置单位外，还有其他砖厂、建材厂和水泥厂可供选择；此外，周边区县也有较多的处置单位分布，有足够的处置能力处理本项目产生的水基固废。

综上分析，从区域砖厂消纳能力分析，本项目平台钻井工程产生的水基钻井固废运至附近砖厂资源化利用的处置方式是合理可行的。

4）环境管理措施

a在各平台开钻前，建设单位应根据平台周边可接纳情况，与已签订的水泥厂及砖厂核实可接纳情况，就近确定各平台水基钻井固废具体接纳处置单位，确定的接纳处置单位应具有接纳能力且环保手续齐全。建设单位也可积极寻求项目附近其他可接

纳的砖厂或水泥厂等，以便就近处置本项目产生的钻进岩屑和废泥浆，减少运输距离，降低运输环节的环境风险。

b水基钻井固废在现场储存以及外运处置过程中应加强环境管理，钻前施工阶段确保水基钻井固废临时贮存场地按要求进行防渗处理，并按要求在临时贮存场地周边修建高0.5m的围墙，顶部搭设防雨等措施。

c建设单位应严格按照外运处置协议进行外运处置，运输过程采取三联单及台账制度，并报当地环保主管部门备案。

d外运车辆应设置GPS定位系统，确保本项目水基钻井固废全部运至协议指定的地点进行资源化利用，避免产生二次环境污染。

e运输过程中应尽量避开环境敏感区（重点是饮用水源保护区），遇环境敏感区需减速慢行确保安全通过，同时要注意清洁运输，防止固废泄漏。

综上所述，本项目产生的水基钻井固废采取就近运至水泥厂或资源化利用的处置方式是合理可行的，在采用严格的环境管理措施的情况下，可以确保本项目各平台钻井工程产生的水基钻井固废全部得到有效的处置，措施可行。

（2）油基泥浆钻井固废

本项目油基钻井岩屑产生量约39000t，按照危废进行现场管理（HW08072-001-08危险废物），产生的油基岩屑采用吨袋包装，由岩屑收集罐暂存（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）施工机具保养废油

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油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30m^{2}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30m^2，贮存油基钻井量约75m^3。根据区块内前期已实施的钻井工程油基钻井固废转运情况看，油基岩屑转运一般转运周期为5~7d，现场设置的贮存场地满足现场贮存要求，设置合理。

②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。

（5）生活垃圾和其他固废处置

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；压裂返排过程中将产生返排砂，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，为一般工业固废，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）。

10.4.2 运营期固废污染防治措施

运营期间各采气井站产生的固体废物主要为检修废渣、除砂废渣、清管废渣、储存池沉渣、废矿物油。运营期各井场为无人值守，无生活垃圾产生。

（1）一般工业固废

检修废渣、除砂废渣、清管废渣和气田水沉渣主要为废铁屑、碎岩屑等，属一般固体废物，收集后交有处理能力且环保手续齐备的水泥厂或砖厂等进行资源化利用。

（2）危险废物

设备维修产生废润滑油以及储存池浮油属于危险废物，收集后暂存于危废贮存点，定期交由有危废资质单位处置，不外排，措施可行。

综上所述，本项目运营期各场站固废处理措施均为天然气开发项目中常用的处置措施，已在建设单位同类型天然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。

本环评要求，项目施工期和运营期产生的工业固废的管理与处置严格按照《排污许可证申请与核发技术规范工业固体废物（试行）》（HJ1200—2021）相关要求执行，根据地方要求申请排污许可。

10.4.3 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。

10.5 地下水污染防治措施

根据工程分析，项目在建设运营过程中，完全避免地下水环境质量受到影响是不可能的。施工期采取在导管使用清水钻井液钻井，一开~三开直井段使用水基钻井液钻井，设置钻井泥浆不落地系统、安装套管阻隔井筒与浅层地下水之间的水力联系等措施，控制和减缓项目对浅层地下水的影响；将井场内的井口区域、柴油罐区、发电机房区、泥浆循环系统区域、清洁化操作平台、清洁化堆场、压裂作业工艺区、危废贮存点、储存池、放喷池、隔油池等区域设置为重点防渗区，采取防渗混凝土、防渗膜等防渗措施；运营期将各平台井站内的井口区域、工艺装置区、采出液罐区、储存池等区域设置为重点防渗区；防渗要求为渗透系数≤1.0×10-7cm/s，等效防渗黏土层厚度≥6.0m，防止地下水环境污染。设置地下水跟踪监测点，定期对地下水水质进行监测，并制定地下水污染应急预案，确保地下水环境安全。

根据本工程建设对地下水环境影响的特点，建议本项目地下水环境保护措施按照“源头控制、分区防控、污染监控、应急响应”相结合的原则，从污染物的产生、入渗、扩散、应急响应等方面进行控制。

10.5.1 源头控制措施

源头控制主要包括实施清洁生产及各类废物循环利用，减少污染物的排放量；在工艺、管道、设备、污水储存及处理构筑物采取相应措施，防止和降低污染物跑、冒、滴、漏，将污染物泄漏的环境风险事故降到最低限度。

（1）项目在施工建设前应充分研究地质设计资料和钻井等，并在此基础上优化钻井施工工艺、泥浆体系等，对钻井过程中可能发生的泥浆漏失的情况，应有所预见。采用强钻方式快速钻穿漏失层达到固井层位，针对这种情况应选用合理泥浆密度，实现近平衡压力钻井，降低泥浆环空压耗，降低泥浆激动压力，从而降低井筒中泥浆动压力，减小泥浆漏失量。工程导管段利用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，导管段大于具有供水价值的含水层，导管段要进行严格止水，防止钻井液对浅层地下水造成影响。

（2）钻进过程中保持平衡操作，并对钻井液进行实时监控。尽量采用清洁环保的钻井液，配备足够量、高效的堵漏剂等，一旦发现漏失，立即采取堵漏措施，减少

漏失量。堵漏剂的选取应考虑清洁、无毒、对人体无害，环境污染轻的种类。

（3）在钻井完井过程中严格控制新鲜水用量，钻井液、压裂液等应做到循环利用，实行清污分流，减少污水产生量。项目建设运营时应加强废水管理，防止出现废水渗漏、外溢或储存池垮塌等事故。

（4）每次钻井结束后的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。固井作业应提高固井质量，有效防止因为井漏事故造成的地下水环境污染。

（5）加强油料的管理和控制，特别应加强和完善废油的控制措施。加强岩屑、废钻井液及其他固体废弃物收集、运输及暂存、处置等过程的环境管理。定期检查水泥硬化地面是否破损，定期进行地面清扫。

（6）站场四周设置封闭排污沟，同时在排污沟外圈修建雨水沟，避免雨污混排，并设置初期雨水收集系统，实行“清污分流”。

（7）工艺管线、生产装置、应尽量悬空于地表修建，满足产污构筑物可视化设置要求。以便在项目运行过程中及时发现产污构筑物破损、泄漏，采取相应处置措施，最大限度降低项目运行过程中的环境风险。同时加强本项目工艺管线检修，避免生产工艺过程中溶液的漏滴。

（8）站内外埋地管道埋设要精心施工，并严格按照相关规定选择优质材料，避免管道破裂等意外情况发生，避免事故维修过程中的废物、废料对地下水造成污染。做好日常管线巡查工作，排查管线的泄漏隐患，从源头将污染物泄漏对地下水影响降到最低限度。

（9）在配管设计上防止控制水击现象，管线的压力大于最不稳定水击压力，避免发生振动破坏。加强运营期管理，控制流体流速、温度、压力避免水击现象，减小管内介质流速，减小水击压力，避免管线破坏。

（10）加强废水、废油等运输过程的管理。对承包转运的车辆实施车辆登记制度，为每台车安装 GPS，纳入建设方的 GPS 监控系统平台，加强运输过程中的监控措施，防止运输过程发生事故导致废水、废油等泄漏，污染环境。建立废水、废油等交接联单制度，确保不乱排乱倒。加强对罐车司机的安全教育，定期对罐车进行安全检查，严格遵守交通规则，避免交通事故发生。

（11）作好预防突发性自然灾害的工作，加强与水文气象、地震部门的信息沟通，制定有关应对措施；在管道中心线两侧各 500m 范围内进行禁止爆破作业及大型工程设施施工的警示；设立管道安全防护带，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、猪圈等其它构筑物，禁止种植果树（林）及其它根深作物、打桩、堆放大宗物资及其它影响管道巡线和管道维护的物体。

（12）服务期满后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。

10.5.2 分区防渗控制措施

按照《非常规油气开采污染控制技术规范》（SY/T7482-2020）、《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）对本项目各个建设工程单元可能泄漏污染物的地面进行防渗处理，可有效防治污染物渗入地下，并及时地将泄漏、渗漏的污染物收集并进行集中处理。

对拟建项目各建设工程单元可能泄漏污染物的地面进行防渗处理，可有效防治污染物渗入地下，并及时地将泄漏、渗漏的污染物收集并进行集中处理。拟建项目通过将加强井场防渗等级，避免污染物入渗，采取了分区防渗措施。根据工程各功能单元可能产生污染的地区，划分为重点污染防治区、一般污染防治区。重点污染防治区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：包括施工期井场内的井口区域、柴油罐区、发电机房区、泥浆循环系统区域、清洁化操作平台、清洁化堆场、压裂作业工艺区、危废贮存点、储存池、放喷池、隔油池等区域设置为重点防渗区等区域以及运营期平台井站井口区域、工艺装置区、储存池（依托施工期已建）等区域，防渗性能应不低于6.0m厚渗透系数为1.0×10^{-7}cm/s的黏土层防渗性能。一般污染防治区为除重点防渗区域以外的井场作业区、清污分流区域等，防渗性能应不低于1.5m厚渗透系数为1.0×10^{-7}cm/s的黏土层防渗性能。

以上防渗措施均按相关要求和规定执行。池体建设完毕后，用清水进行试漏，在无渗漏的前提下方可投入使用。工程采取以上措施后，在一定程度上可以切断地下水的污染途径，措施有效可行。具体防渗结构应由专业设计单位设计确定，但不应低于环评提出的防渗级别和要求。本项目具体防渗分区情况见下表。

表 10.5-1　分区防渗方案一览表

污染防渗区类别	防渗性能要求	建设时序	装置、单元名称	污染防渗区域或部位
重点防渗区	等效粘土层≥6m，$k\leq1\times10^{-7}$cm/s	施工期	井口区域	地面
			清洁化堆场	地面
			泥浆循环系统	地面

污染防渗区类别	防渗性能要求	建设时序	装置、单元名称	污染防渗区域或部位
			清洁化操作平台	地面
			危废贮存点	地面
			放喷池	池底及池壁
			储存池	池底及池壁
			隔油池	池底及池壁
			柴油罐区	地面及围堰
			发电机房区	地面
		运营期	井口区域	地面
			工艺装置区	地面
			储存池（依托施工期已建）	池底及池壁
			采出液罐区	地面及围堰
一般防渗区	等效粘土层1.5m，$k \leq 1\times10^{-7}$cm/s	施工期及运营期	除重点防渗区域以外的井场作业区	地面
			清污分流区域	沟底及沟壁

10.5.3 地下水环境管理与监测

10.5.3.1 地下水环境管理

（1）加强各类废水收集、暂存、处理及运输过程中的环境管理，并实施全过程监控，禁止违法违规排放，引发环境污染与纠纷。

（2）针对站场储存池，必须按下列要求进行管理：

①应满足防渗要求，确保池体有足够的容积满足工程建设的需要，应留有一定的富裕容量，以容纳暴雨增加的水量，防止废水外溢。

②对站场临时储存的废水进行及时转运，减少储存周期，降低外溢风险。

③现场应设兼职人员进行监督管理，重点是监督各项环保措施的落实情况，确保废水不外溢和渗漏。

（3）严格执行回注水运输保障的“三联单”制度（即出站单据、进站单据和回注量单据），运输车辆安装GPS，防止回注水随意排放引发环境污染事件，确保回注水运输安全性。

（4）加强站场内管线的日常检修，避免管线发生非正常状况的漏滴。

按照《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）及《地下水环境监测技术规范》（HJ164-2020）的要求，地下水监测应按以下原则进行：

1）二级评价建设项目监测点一般不少于3个；

2）在地下水水流上游应设1眼地下水背景（或对照）监控井；

3）在项目场地外可能受到影响的地下水环境敏感目标的上游应至少布设1眼地下水污染监控井；

4）以取水层为监测目的层，以浅层潜水含水层为主，并应考虑可能受影响的承压含水层；

5）在重点污染防治区加密监测；

6）根据各区块地下水环境影响预测与评价结果有针对性地布设监测井；

7）充分利用现有民井、监测井，污染事件发生后监测井可以作为地下水污染事故应急处置的抽水井；

8）水质监测项目参照《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）相关要求和潜在污染源特征污染因子确定，各监测井可依据监测目的不同适当增加和减少监测项目。建设单位及后续运营单位安全环保部门设立地下水动态监测小组，专人负责监测或者委托专业的机构分析。

本次评价地下水跟踪监测因子及点位设置等监测内容详见本报告章节12.4.3地下水跟踪监测计划。

10.5.3.2 质量管理

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。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。

建设单位应建立完善的质量管理体系，实现“质量、安全、环境”三位一体的全面质量管理目标。设立地下水动态监测小组，负责对地下水环境监测和管理，或者委托专业的资质机构完成。建立有关规章制度和岗位责任制。制定风险预警方案，设立应急设施减少环境污染影响。

10.5.4地下水污染应急响应

无论预防工作如何周密，污染事故总是很难根本杜绝，因此，必须制定地下水污染应急响应预案，明确污染状况下应采取的控制污染源、切断污染途径、封闭、截流

等措施，提出防止受污染的地下水扩散和对受污染的地下水进行治理的具体方案。本项目制定的应急响应程序如下图。

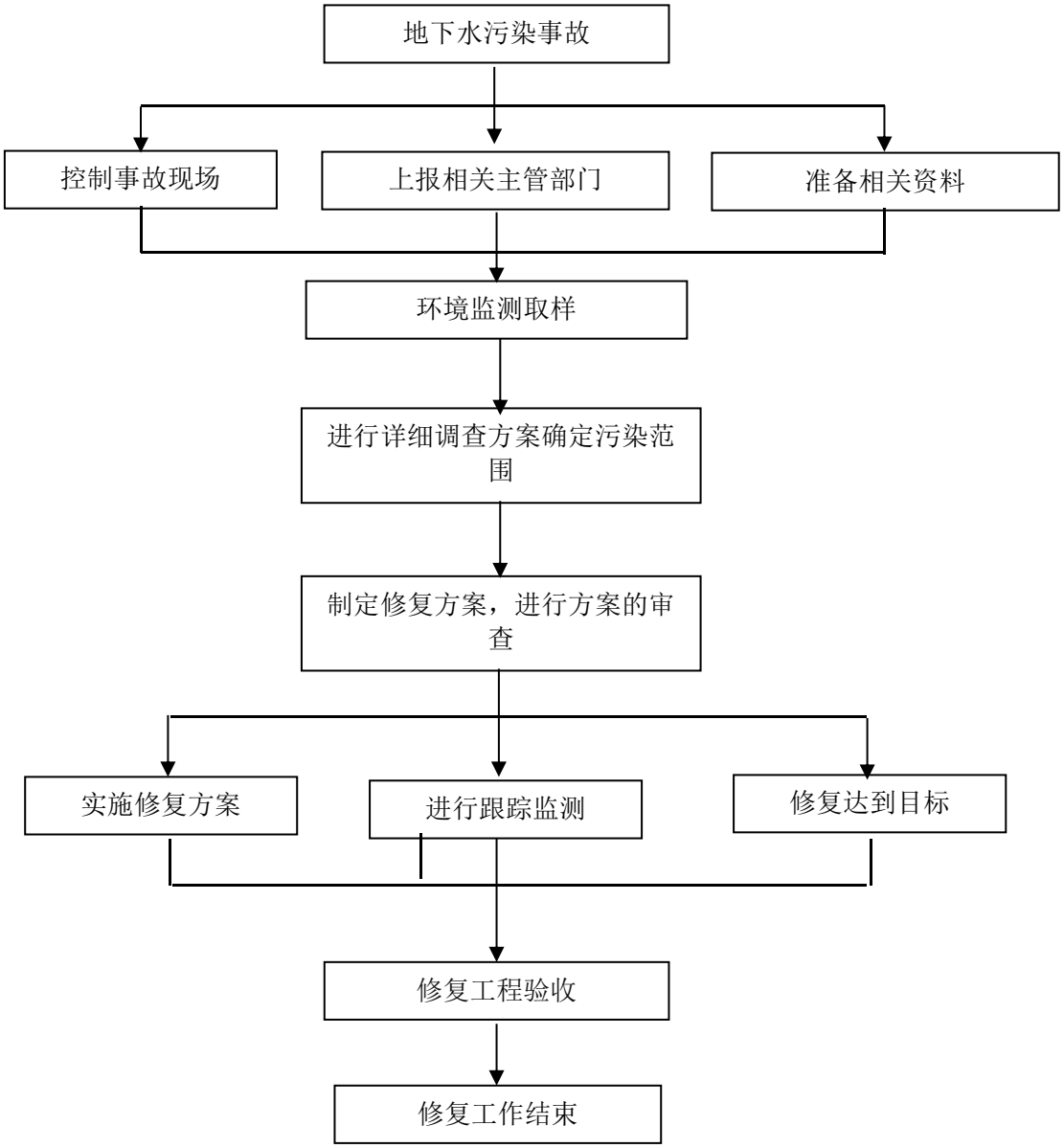


图 10.5-1 地下水污染应急治理程序

（1）制定风险应急预案

制定风险事故应急预案的目的是为了在发生风险事故时，能以最快的速度发挥最大的效能，有序地实施救援，尽快控制事态的发展，降低事故对地下水的污染。因此，建设单位应根据《中华人民共和国水污染防治法》编制相应的应急方案，并按照《关于印发<企业突发环境事件风险评估指南(试行)>的通知》(环办[2014]34 号)，将地下水风险纳入建设单位环境风险事故评估中，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

成立由多个部门组成的事故应急对策指挥中心。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

网络交叉点包括消防部门、生态环境部门、卫生部门、水利部门及公安部门等。一旦发生事故时，第一时间通知上述部门协作，采取应急防护措施。一旦发生事故，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，立即用电话向生态环境部门、卫生部门、水利部门以及消防部门发出指示，指挥抢险工作。应急响应的过程可分为接警、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

在项目建设运营期间一旦发生地下水污染事故，应立即按照提前制定的应急预案迅速控制项目区事故现场，切断污染源，对污染场地进行清源处理，同时上报相关部门进行善后。对于受污染区域通过长期监测井作为应急抽水井开展抽水，形成水力截获带，控制污染羽，并监测地下水污染物浓度。发生风险事故后，对于受影响的饮用水源应在急处置期间利用其他水井应急供水，解决群众饮水问题，确保区域内居民用水不会出现问题。

为能及时了解、掌握区内地下水可能被污染的情况，建议对工程区定期进行地下水监测，以及时了解该区地下水状况，一旦发生污染，及时采取应急、补救措施，避免造成大范围的污染以至于达到无法补救的程度。

10.6 土壤污染防治措施

本项目土壤污染防治措施按照“源头控制、分区防治、污染监控、应急响应”相结合的原则，从污染物的产生、入渗、扩散、应急响应进行控制。

10.6.1 施工期污染污染防治措施

（1）站场

①源头控制

通过减少各个阶段跑、冒、滴、漏污染物的排放量，并最大限度地降低污染物发生渗漏的风险，从源头控制土壤污染的发生。在钻井、压裂过程中应加强监控，防止泥浆、压裂液的扩散污染等，井场水池的选址避免地质灾害易发区域及影响区域。实

行清污分流，作业用药品、材料集中放置在防渗漏地面，加强钻井废水管理，防止出现废水渗漏、外溢或池垮塌等事故。加强油料的管理和控制，特别应加强和完善废油的控制措施。

②分区防渗

对站场内可能泄漏污染物的地面需进行防渗处理，防止污染物渗入地下，并能够方便及时地将泄漏、渗漏的污染物收集并进行集中处理。重点防渗区：该部分区域主要为对地下水环境有污染的物料或污染物泄漏后，不能及时发现和处理的区域或部位如：站场内钻井工程场地区、配套工程及辅助设施区的钻井基础区域、清洁生产操作区、钻井液材料房区域、燃烧池以及各种储备罐区；采气站内污水罐、储存池及污水处理设施等区域进行重点防渗。

以上控制措施能从源头、过程中有效地控制和减少污染物对土壤的污染，技术上措施可行。

（2）集输管线

①管沟开挖产生的土壤分层、分区堆放，并覆盖雨布，减小雨水冲刷及水土流失；管线铺设结束后，按照原有土壤层次回填，不改变土壤质地。

②土壤回填后种植相应要求的植被、农作物，并根据要求施肥，保持土壤肥力。

③施工期产生的生活垃圾、焊渣、焊接废料等固废及时清运，并妥善处置，避免污染土壤环境。

10.6.2 运营期土壤污染防治措施

（1）站场

①运行期采气站场要做好站场的日常巡查工作，避免管线的泄漏，从源头将污染物泄漏对地下水影响降到最低限度。

②采气站内污水罐、储存池均设置空高要求，预留 15%的空白容积，防止废水漫流事故发生。

③对采气站污水罐、储存池的底部和四周均采取防腐、防渗处理，并定期进行重点防渗区和上述区域进行检查、维护，防止污水垂直入渗土壤的事故发生。

④加强管理和巡视，建立上报制度，并采取相应措施，减小对土壤环境影响。

（2）集输管线

运行期加强对返排液管线的日常巡查工作，避免返排液管线的泄漏，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。

10.6.3 跟踪监测计划

本项目井场周边存在耕地等土壤环境敏感目标，所在区下游存在分散的地下水环境敏感点，为了及时准确掌握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章节12.4.4土壤监测计划.

10.6.4 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。

10.7 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；

（2）减少各井站甲烷逸散排放

①加强井口装置及脱水站装置的定期维护保养，有效减少CH_4的逸散；

②根据需要，不使用或少使用CO_2灭火器。

③对老井站事故检修天然气建议点火后燃烧，减少CH_4的排放。

（4）减少净外购电力排放

根据核算，本项目净购入电力隐含的CO_2排放量为每年2504.30吨。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》（GB18613-2020）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/T6331-2013）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，建议消防水泵等采用变频调速装置，便于根据负荷情况调整，节约电能，降低碳排放。

10.8 环保设施及投资估算

本项目由若干单项工程建设实施，为便于单项工程环保竣工验收，本评价将本次产能建设所涉及的各单项工程分为钻井井场和采气站场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下表。

表 10.8-1　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	2.5
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	工程投资
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	2.5
2	井场清污分流	清污分流截排水沟	5
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	50
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	25
5	压裂返排液	全部回用于区块内	100
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	工程投资
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	10
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	10
2	水基钻井固废	外运至具有处置资质的砖厂资源化利用	65
3	废矿物油及含矿物油废物	采用桶装收集，由于区块内各井场油基钻井液配制	3
4	生活垃圾	收集后按照当地环卫部门要求妥善处置	2
5	油基钻井固废	井场内设置规范的危险废物贮存点暂存油基岩屑，定期交由资质单位处置。	50
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）		10
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		6
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		工程投资
2	修订环境风险应急预案和必要的应急物资储备、组织应急演练		15
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		工程投资
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		10
合计			366

表 10.8-2　单个采气站场环保投资估算表单位：万元

序号	污染源名称	治理措施	投资
施工期			
一	大气污染防治措施		
1	施工扬尘	推广湿式作业，清洗进出施工场地车辆	2
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	利用钻井井场
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	工程投资
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	工程投资
二	废水污染防治措施		
1	气田水	通过返排液管线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	生产成本
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	工程投资
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	生产成本
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	30
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	10
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	工程投资
合计		/	42

表 10.8-3　单条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	2.5
二	废水污染防治措施		
1	施工场地废水	沉淀池、沉砂池	5
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	工程投资
四	固体废物防治措施		
1	施工废料	废焊条、废包装材料、截断管材等外售回收利用	/
2	废弃泥浆	外运周边砖厂综合利用	5
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	均依托相应采气站场	/
二	环境监测与管理		
1	环境管理	环境管理、宣传、自行竣工环保验收	工程投资
2	管线巡检	组织巡检，频次不低于1次/月	
合计		/	12.5

本项目钻井工程共包括7个平台，涉及新建钻井工程的平台共4个。项目地面集输工程包括7个采气站场，7条集输管线（部分同沟敷设返排液管线）。本项目环保总投资估算见下表。

表 10.8-4　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	4个	366	1464
采气站场	7个		42	294
集输管线	7		12.5	87.5
总计				1845.5

本项目总投资29.28亿元，其中环保投资1845.5万元，占总投资的0.63%。

11环境影响经济损益分析

环境影响经济损益分析是环境影响评价的一项重要工作内容，它是对建设项目经济效益、社会效益与环境效益综合分析。通过分析经济收益水平、环境和社会效益，说明项目的环保综合效益状况。

本工程的经济损益分析选择工程、环境、生态资源和社会经济等有代表性的指标，采用专业判断法和调查评价法，从经济效益、环境效益和社会效益三方面，分析本项目经济效益、环境效益和社会效益状况，进行环境经济损益估算简要分析。

11.1 社会效益分析

页岩气作为一种优质、高效、清洁的能源，它在能源中的竞争优势逐步确立，发展页岩气已成为当代的世界潮流，随着全球天然气储量和产量的同步迅速增长，以及在能源构成中所占比例日益提高，随着能源结构的优化，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州区块页岩气勘探开发，提高国家能源供应安全性，优化国家能源结构，对于缓解区域页岩气供需矛盾，减少污染物排放，建设环境友好型社会，推动经济发展，可观的经济收益和良好的社会效益，本项目的建设具有重要意义。

11.2 经济效益分析

本次拟建阳101井区产能建设工程（三期）建成后产能13.44亿m^3/a，以当前市场天然气价格1.275元/m^3计，不考虑补贴，年产值可达20.7亿元。

11.3 环境经济损益分析

11.3.1环境效益分析

（1）改善环境空气质量

页岩气的利用可以减少环境空气污染物的排放量，改善环境空气质量。本工程在减轻大气环境影响方面效益显著，与燃油和燃煤相比具有更高的环境效益。我国的能源结构以煤炭为主，以煤为主的能源结构是造成大气污染的主要原因，根据世界各国污染治理的经验，减轻大气污染措施之一是用无污染或低污染的优质能源替代煤炭。

天然气相对煤、原油等能源的环境效益最好，天然气燃烧造成的污染大约为原油的 1/40，为煤炭的 1/800。根据监测，燃烧天然气排放的 CO、NO_2、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$1\times10^8m^3$天然气可减少SO_2排放量约1210t，减少NOx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13.44亿m^3/年，以此推算，每年可减少SO_2排放量约1.63万t，减少NOx排放量约2.22万t，减少烟尘排放量约5.47万t。根据现有治理技术水平，处理SO_2、NOx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0.68亿元的污染物治理费用，其中SO_2治理费2053.8万元/a、NOx治理费2797.2万元/a、烟尘治理费820.5万元/a。

表 11.3-1　天然气替代煤炭燃料可减少污染治理费用表

污染物	治理费用（元/吨）	天然气替代燃煤减排量（吨/亿方天然气）	本项目可减排量（万t/年）	本项目可节约费用（万元/年）	区块页岩气产能（亿方/年）
二氧化硫	2477	1210	1.63	2053.8	13.44
氮氧化物	3381.68	1650	2.22	2797.2	
烟尘	992.35	4070	5.47	820.5	
小计（亿元）				0.57	

可见，本工程建成对于加速利用天然气资源，减少大气污染物排放，具有巨大的环境效益。

11.3.2 环境保护费用分析

本工程在建设过程中，由于线路工程施工和站场建设需要临时和永久占用土地，扰动土壤，破坏地表植被，并因此带来一定程度的环境损失。一般来说，环境损失包括直接损失和间接损失，直接损失指由于项目建设对土壤、地表植被及其生境破坏所造成的环境经济损失，即土地资源破坏的经济损失；间接损失指由土地资源损失而引起的其他生态问题，如生物多样性及生产力下降等生态灾害所造成的环境经济损失。

11.3.3 环境经济损益分析

本工程实施后，可以生产页岩气 13.44 亿方/年，可有效改善地区的环境空气质量，减少慢性气管炎、肺心病等疾病的发病率，以及减少由此发生的医疗费支出，此外，用管道输送页岩气还可减少运输带来的环境污染。

由此可见，本工程实施后所带来的经济效益、社会效益和环境效益，比本工程施工中所造成的直接环境、经济损失要大得多。因此，本工程实施后所产生的经济效益、社会效益和环境效益是显著的。

12 环境管理与监测计划

12.1 企业环境管理现状

本项目建设单位根据自身特点建立了 QHSE 管理体系，并设置了质量安全环保科负责环境管理，管理体系较完善。

为加强项目的环境保护管理工作，根据工程性质确定建设运行期的环境管理任务。每个阶段均配兼职管理干部和技术人员各 1 人，统一负责环境保护监督管理工作（运行管理等），且有项目部领导分管环保、安全工作。

在本项目实施 QHSE 管理中建设单位主要注意以下几个方面的措施：

（1）在工程招投标时应签订环保管理和环保措施执行合同，明确双方环境保护责任、义务。

（2）建设单位应加强施工作业合同中环保措施落实情况的监督。鉴于工程的环境影响发生在建设施工期的特点，加强施工期的环保监督能够对落实工程的环保措施提供重要保证。监督内容主要包括：钻井作业的环境保护措施、水保措施和施工完毕后的植被恢复措施等，履行施工期分区防渗措施隐蔽工程的施工监理记录、环保设施维护管理记录，建立规范的环保设施运行和污染物处置台账（含危废收储及处置、固废处置、废水转运、生活污水转运记录等）等。

（3）实施施工作业人员、企业员工的环保培训，加强环保意识。

（4）制定环境风险事故应急处理预案，实施环境风险事故应急方案演练。

（5）积极推行清洁生产管理和不断完善清洁生产措施。

12.2 施工期环境管理建议

为最大限度的减少施工对自然生态环境和农业生态环境的破坏，必须制定严格的管理体制，严格执行各项管理措施，施工中应在满足施工人员健康、确保施工安全进行的前提下，通过环境管理把施工期对环境的影响降到最低。

建设单位应设专人负责施工作业进行，其职责在于监督施工单位在施工过程中的履行合同，同时监督施工单位落实环境保护措施情况。施工单位也应设 QHSE 管理人员负责落实环境管理制度。

业主单位和施工单位应协作在施工前制定环境保护方案，环境保护方案包括但不限于以下内容：

（1）制定本工程施工作业的环境保护规定，根据施工中各工种的作业特点，分别制定各工种的环境保护方案，制定发生事故的应急计划。

（2）监督检查保护生态环境和防止污染设施与项目主体工程同时设计、同时施工、同时投入使用的执行情况，监督施工期各项环保措施的落实情况。

（3）在施工前对施工人员进行环境保护培训，组织开展工程建设期间环境保护的宣传教育与培训工作。

（4）明确施工单位环保职责，施工单位要严格执行施工期的各项环保规定，落实各项环保措施，按要求选择适宜的施工时间、尽量缩小施工范围、废渣和垃圾集中堆放、泥浆和废土等按规定进行处置、施工结束后做到工完料净、按规定对土地进行恢复。施工单位应建立环境监控台帐，及时准确地记录不同施工阶段环境保护措施的落实情况和各项生态环境保护要求的贯彻情况，必要时配合图片进行说明。

（5）明确施工人员作业区域，应严禁跨区域施工，还应包括对人员活动范围、生活垃圾及其它废物的管理。

（6）工程建设不可避免地会对环境造成破坏，应制定好工程完成后的环境恢复工作计划，并配置技术人员监督恢复进度及质量。

（7）在集气工程施工场地的踏勘和清理中，要求在保证安全和顺利施工的前提下，尽量限制作业带外植被的人为破坏，挖掘土石方应堆放在适当场所，并修建挡拦设施防止水土流失。在穿越工程施工前，制定穿越设施的建构筑物和环境保护方案，避免破坏穿越设施，并降低穿越施工的环境影响。

（8）对场地隐蔽工程（尤其是重点防控区的防渗层施工），严格按照施工设计施工，确保工程质量，确保防渗性能满足《石油化工工程防渗技术规范》（GB/T50934-2013）要求；钻井施工中重点监督检查随钻处理环保措施的执行和运行情况，确保措施有效、可靠、可行。

12.3 运营期环境管理建议

本项目建成后由建设单位管理，该单位建立有一个较完善的健康、安全与环境管理体系（QHSE），拥有质量、安全、环保管理部门，直接负责管理的作业区设有“健康、安全与环境（HSE）办公室”负责环境管理。运营期间，单位应设置环境管理机构并配备相应的环境管理专业技术人员来负责本项目运营期间的环境管理工

作。环境管理机构的基本任务是负责组织、落实、监督本企业的环保工作，主要职责如下：

（1）贯彻执行国家环境保护的方针、政策。

（2）根据批准后的环境影响报告书，负责落实该项目的各项环保措施，建立环保档案，并加强生态环境保护宣传教育，提高员工的环保意识。

（3）组织制订企业的环境保护规章制度和标准并督促检查执行，根据企业特点制定污染控制及改善环境质量计划。

（4）负责组织环境监测、事故防范以及外部协调工作，负责组织突发事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。

12.4 环境监测及环境保护监控计划

根据《排污单位自行监测技术指南总则》（HJ819-2017），应按照最新的监测方案开展监测活动，可根据自身条件和能力，利用自有人员、场所和设备自行监测；也可委托其它有资质的检（监）测机构代其开展自行监测。具体各项监测计划如下。

12.4.1 大气监测计划

根据《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ2.2—2018）以及《排污单位自行监测技术指南路上石油天然气开采工业》（HJ1248-2022），监测因子的环境质量每年至少监测一次，因此制定如下大气环境监测计划，大气监测计划见表 12.4-1。

表 12.4-1　大气监测计划

监测阶段	监测对象	监测点位	监测项目	频次
运营期	环境空气	各井站厂界无组织排放	非甲烷总烃	1年/1次

12.4.2 噪声环境监测

噪声监测计划见下表 12.4-2。

表 12.4-2　噪声监测计划表

监测阶段	监测对象	监测点位	监测项目	监测频次
施工期	环境敏感点噪声	投诉单项工程厂界、投诉点	厂界噪声、投诉点等效声级	投诉期间1次，连续两天，昼夜各1次
运营期	厂界及环境敏感点声环境	投诉单项工程厂界、投诉点	厂界噪声、投诉点等效声级	投诉期间1次，连续两天，昼夜各1次

12.4.3 地下水跟踪监测计划

12.4.4 土壤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。

根据地下水导则监测要求，本项目的地下水跟踪监测计划设置在分析了各场地所在水文地质单元地下水补径排特征的基础上，重点考虑了各场地下游分布的地下水保护目标，使得各监测点能够及时准确掌握场址及下游地区地下水环境质量动态变化情况，为本项目地下水污染防控工作提供依据。同时，本次跟踪监测方案设置还参照《地下水环境监测技术规范》（HJ/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）》（HJ1209—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11个。

监测因子：色、嗅和味、pH、石油类、氨氮、砷、钡、六价铬、氯化物、氟化物、溶解性总固体、硫化物、耗氧量、总硬度、挥发性酚类、COD。

监测频率：每年监测一次；发现有地下水污染现象时需加密采样频次；结合上述监测周期钻井-压裂施工结束后进行一次监测。后期跟踪监测根据后续区块内环境影响后评价要求开展地下水环境跟踪监测。

监测要求：本项目应选择具有相关资质的监测机构和人员进行监测，监测采样方法应符合国家现行的相关质控标准。

其他要求：针对本项目的依托工程（如回注井等），在本项目依托期间应对依托工程进行地下水跟踪监测，监测原则及基本要求同上，定期跟踪依托工程周边地下水环境的变化情况。

本项目各阶段按照跟踪监测计划对地下水环境进行跟踪监测后，建设单位应按相关规定对监测结果及时建立档案，并按照国家环保部门相关规定定期向相关部门汇报并备案。如发现异常或发生事故，加密监测频次，并根据污染物特征增加监测项目，并分析污染原因，确定泄漏污染源，及时采取应急措施，同时将包括“建设项目特征因子的地下水环境监测值”在内的信息上报至相关部门。

表 12.4-3　地下水环境跟踪监测点一览表

采气井	监测功能		E（经度） N（纬度）	监测点位	基本因子	特征因子	监测频率
阳101H17平台	T1	背景值监测点			地下水水位、pH、SO_4^{2-}、HCO_3^-、Na、Ca、Mg	COD$_{Mn}$、石油类、Pb、Cd、Cl^-	施工期每2个月监测1次，至施工期结束，共监测3次。运行期每
	T2	污染监测井					
	T3	污染监测井					
阳101H18～H20	T4	背景值监测井					
	T5	污染监					
	T6						

平台	T7	测井					半年监测一次。
阳101H21～H23平台	T8	背景值监测点					
	T9	污染监测井					
	T10						
	T11						

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》（HJ1248-2022），针对本项目特点，制定土壤监测计划，见下表12.4-4。

表 12.4-4　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	井场所在位置	pH、石油类、石油烃（C6~C9）、石油烃（C10~C40）、汞、砷、六价铬、氯化物、硫酸盐、钡	施工期结束后开展1次
	井场周边200m范围内的耕地		
运营期	采气平台井站、脱水站所在位置		运营后每5年开展1次
	井站周边200m范围内的耕地		
备注：当监测指标出现异常时，可按照GB36600的表1中的污染物项目开展监测			

12.4.5 生态监测计划

根据《环境影响评价技术导则生态影响》（HJ19-2022），可开展常规生态监测，监测因子、方法、频次、点位等详见表12.4-5。

表 12.4-5　生态监测计划

监测对象	监测因子	监测方法	监测频次	监测点位
乔木、灌木、草本	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阳101H21井场；管线为H17-H11及H21~阳101-6集气站

12.4.6 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，本项目投入生产运营后，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。按要求开展环评的现有滚动开发区块，可以不单独开展环境影响后评价。基于本项目建设为滚动开发区块，因此可将本项目后评价工作纳入后期产能建设项目回顾性评价中，若后期产能建设项目环评开展时间间隔较长，建议本项目投产3年后开展

一次环境影响后评价，以充分了解施工过程中对区域环境影响程度以及施工过程中是否存在环境遗留问题，同时根据运营情况，酌情加密开展环境影响后评价频次。

12.5 竣工环保验收

本项目产建工程位于泸州市泸县、龙马潭区境内。各单项项目以施工期环境影响为主，而项目后续阶段主要的环保设施以及环境风险应急措施又在前序施工过程中得以建设和落实，故本项目竣工环境保护验收本评价建议根据各单项工程施工阶段划分，对各单项工程实施分项分阶段竣工环保验收，可采用单项工程项目、分期工程和整体项目验收相结合的方式进行。

表 12.5-1　采气站竣工环保验收及管理要求一览表

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
污染治理措施	废水	钻井废水、方井雨水	优先回用于各平台压裂液配置。废水回用率约 90%，最终无法回用的废水拉运至回注井回注处理。
		压裂返排液	
		采气废水	
		生活污水	钻井、压裂期间生活污水经环保厕所收集后拉运至当地城镇污水处理厂处理
	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	事故放空废气、清管、检修废气通过 15m 高放空立管点燃后排放
	固废	水基钻井固废	经泥浆不落地系统处理后，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
		除砂器废渣、检修废渣、清管废渣	交由有资质单位进行处理
		矿物油等危险废物	完钻后交由资质单位妥善处置
		钻前临时工程表土	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
		生活垃圾	施工期间、钻井期生活垃圾集中收集，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

	噪声	施工期噪声	在钻进设备选型时选取高效低噪声设备，优先采用网电，对于柴油发电机的噪声，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；针对实际监测噪声值超标的居民采取临时撤离等噪声防治措施
		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
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，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
验收监测要求	地表水、地下水、土壤、环境空气		地表水、地下水水质、土壤和环境空气不因本项目的实施而恶化

表 12.5-2　集输管线竣工环保验收及管理要求一览表

分类	污染源	验收内容	验收要求或标准
废水	试压废水	采取排放管道口安装泥沙过滤器措施处理后用于洒水抑尘或绿化用水	合理处置
	生活污水	依托周边居民自有设施收集后用于农肥	合理处置
	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
固废	施工废料	施工废料由施工单位回收利用或交环卫部门清运。	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	
	穿越工程产生废弃泥浆和钻屑	同水基钻井固废一并资源化利用。	
生态环境	指标破坏	施工作业带等临时占地全部恢复植被	减小对生态环境的影响
噪声	施工噪声	选用低噪声设备，夜间不施工，减少对周边居民影响	
环境风险		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，加强巡检等	
环境管理		站外管线：专门人员日常巡视，并做好巡视文字和图片记录，及时发现站外管线环境风险隐患	巡视频次不小于 1 次/月，措施落实到位
		环境管理：设置健全的环保管理系统，包括部门设置、管理人员配备、员工培训、考核与管理制度	完善的环保制度

13 环境影响评价结论

13.1 项目概况

项目名称：阳 101 井区产能建设工程（三期）

建设单位：四川泸州页岩气勘探开发有限责任公司

建设性质：新建

建设地点：四川省泸州市龙马潭区、泸县

建设规模：阳 101 井区产能建设工程（三期）拟建设钻井井场 7 座（其中新建井场 4 座，利旧扩建井场 3 座），新建钻井 36 口。建设采气井站 7 座，共部署 40 口气井。新建集气管线 7 条，总长度 19.37km，同沟敷设返排液管线。区块设计总产能规模 13.44×$10^8$$m^3$/a。

开采气种：页岩气

目的层位：***

建设周期：2024 年~2027 年

项目投资：总投资 29.28 亿元，其中环保投资 1845.5 万元，占总投资的 0.63%。

13.2 项目相关政策、规划符合性

（1）产业政策

对照《产业结构调整指导目录（2024 年本）》，本项目属于第一类“鼓励类”，七、石油天然气，“1．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”和“2．油气管网建设：原油、天然气、液化天然气、成品油的储存和管道输送设施、网络和液化天然气加注设施建设、技术装备开发与应用”，符合国家现行产业政策。

（2）环保政策

本项目采取绕避措施，阳 101 井区产能建设工程（三期）与区域内自然保护区、文物保护单位、集中饮用水源地等环境敏感区空间不重叠，本项目不在禁止开发区等重点保护区范围内。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）、《石油天然气开采业污染防治技术政策》（国家环保部公告 2012 年第 18 号，2012-03-07 实施）等相关政策相符合。

（3）相关规划

本项目属于天然气开发建设项目，符合《国家发展改革委关于印发“十四五”现代能源体系规划》（发改能源〔2022〕210 号）、《四川省“十四五”能源发展规划》等规划相关要求。

本项目所涉及的各井场井站均不在当地乡镇规划区域内，不涉及城镇建设用地，项目不违背当地规划要求，与区域总体规划相容。

（3）“三线一单”

本项目为天然气开发项目，不属于《四川省人民政府关于落实生态保护红线、环境质量底线、资源利用上线，制定生态环境准入清单，实施生态环境分区管控的通知》（川府发〔2020〕9 号）中所列的建材、家具、电子信息、装备制造、先进材料、食品饮料、生物医药等行业，项目施工期废水以及固废污染物不外排，运营期污染产生较少，项目所在地生态环境良好，无突出环境问题，因此，项目的建设未在生态保护红线范围内，满足《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）和泸州市人民政府《关于落实生态环境红线、环境质量底线、资源利用上线制定生态环境准入清单实施生态环境分区管控的通知》（泸市府发[2021]10 号）中的生态环境管控要求。

13.3 环境质量现状评价结论

1、大气环境质量现状

根据《2022 年泸州市生态环境状况公报》，2022 年龙马潭区、泸县除 O_3 日最大 8 小时平均浓度超过《环境空气质量标准》（GB 3095-2012）中二级标准要求，其他因子均满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中二级标准要求，龙马潭区、泸县均为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。近年来随着区域调整产业结构、清洁能源替代、清理整治“散乱污企业”等一系列措施，区域环境逐年改善。

本次环评对项目所在区域环境空气质量进行了补充监测，各监测点监测因子非甲烷总烃监测值结果能满足《大气污染物综合排放标准详解》中制定非甲烷总烃排放标准时选用的环境质量标准，项目区域空气质量较好。

2、地表水环境质量现状

本项目位于泸州市龙马潭区、泸县，区域所在水系为长江流域，区域内主要分布濑溪河支流等小型河流、水库及沟渠。

根据《2022 年泸州市生态环境状况公报》，2022 年沱江（1 个断面）水质良好，沱江大桥断面水质类别为 III 类，水质月达标率为 100%；濑溪河（2 个断面）水质良好，官渡大桥和胡市大桥断面水质类别均为 111 类，水质月达标率分别为 50.0%和 75.0%。项目所在的区域内地表水环境质量较好。

3、地下水环境质量现状

本次地下水环境各监测点位各因子仅3#、4#、6#、10#和17#点中的锰超出《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类标准限值，其余地下水中各项监测因子均符合《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中的III类标准；石油类符合《地表水环境质量标准》（GB 3838-2002）III类标准。区域内地下水环境整体较好。

4、声环境质量现状

根据监测结果，项目各平台场址监测点噪声现状值昼间、夜间声环境均满足《声环境质量标准》(GB3096-2008)中的 2 类区对应标准要求；村庄居民点处声环境现状值昼间、夜间声环境满足《声环境质量标准》(GB3096-2008)中的 1 类区对应标准要求。

5、土壤环境质量现状

根据监测结果，项目各监测点位各因子土壤环境质量监测指标均能满足《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）、《四川省建设用地土壤污染风险管控标准（DB51/2978-2023）》中对应筛选值要求，以及土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）筛选值要求。区域土壤环境质量较好。

6、生态环境质量现状

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，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，评价范围存在零星分布国家二级公益林，无天然林存在，项目管线不占用国家二级公益林。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。

评价范围内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，以农田生态系统为主。本项目新增占地类型主要为耕地，其次为林地，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。评价区受人类活动的干扰较大，该区域重点保护野生动物较少，项目建设对重点保护野生动物影响甚微。

13.4 已实施的先期项目回顾性环境影响评价

通过对阳 101 井区先期实施的工程项目环境影响回顾性调查发现，各单项工程均能够较为认真地执行环境影响评价制度和“三同时”制度，在设计期、施工期认真落实环评文件各项要求；项目建设过程中，坚持规范化作业，场地布置紧凑、场地选址结合地勘资料进行合理选择；工程采取了一系列有效的环保措施，包括污染防治措施、生态保护与水土保持措施、环境风险事故防范措施与应急预案、环境管理与环境监控措施，污染物可以做到达标排放，环评文件要求得到较好落实，先期实施的单项工程建设未对区域环境带来污染影响，目前开展的施工期环境影响在当地环境可接受的范围内。

13.5 项目产排污及主要环保措施及环境影响

根据天然气产能建设项目环境影响特性分析，阳 101 井区产能建设工程（三期）由钻井井场、采气平台井站、集输管线等单项工程，采用滚动开发方式组织各单项工程项目生产，各单项工程项目环境影响表现为施工期环境影响大，运营期环境影响小的产排污特点。

13.5.1 生态环境

本项目建设对生态环境的影响主要体现在工程占地对土地利用、土壤、陆生动植物及景观、生态系统完整性的影响，项目实施对周边生态敏感区存在潜在影响，区块多井场开发还将会对整个区域生态环境产生累积影响。

根据相关分析，本评价认为，区块开发总体对土地利用的影响小；对土壤的影响在采取相应措施，避免钻井废水、压裂返排液、跑冒滴漏废油进入土壤后，对土壤的影响较小；对陆生植物的影响，主要是对耕地和灌丛的占用，损失一定的生物量，及影响部分村民的生产，但是影响范围小，采取一定补偿措施后对当地居民的生产生活不会造成大的影响，且不会影响区域内的珍稀保护植物；对陆生动物的影响，主要是干扰动物的活动空间，使其远离施工区域活动，但是不会造成动物在本区域消失或灭绝，且施工结束后这种影响将逐渐消失，对动物的影响较小；对水生的影响分析，对

水生生态的影响主要集中在管线穿越的施工期，施工期会导致施工河段的水体悬浮物浓度上升，导致水生生物有一定的影响，但随着施工期的结束，这种影响会消失，因此对水生生态影响较小；对景观和生态完整性的影响分析，区块开发对其的影响也是短期、可逆的，施工结束后这些影响都能得到一定恢复，影响不大；对区块涉及的生态敏感区，井场选址、便道、输气管线等选线等工程都采取了绕避措施，尽量远离生态敏感区建设，对生态敏感区的影响小；

由于项目以点状施工为主，井场之间有一定量的线性工程，但开发强度相对整个区域而言不大，且工程之间相距较远，叠加影响不显著。综上所述，本评价认为，项目生态环境影响在采取相应措施后可接受。

13.5.2 废水

本项目废水主要来源有各单项工程土建施工废水、各井场钻井废水、洗井废水、压裂返排液、以及井场钻井压裂作业生活污水，运营期废水主要为采气废水和生活污水等。

①土建施工废水：各井场井站钻前施工施工、站外管线敷设施工主要为土建施工，产生少量施工废水，各施工场地收集后经简易沉砂处理后回用于施工现场混凝土养护和洒水抑尘作业，不外排，其环境影响小，当地环境可接受。

②井场钻井废水：本次产能建设评价的井场钻井作业中钻井废水、洗井废水经不落地循环系统收集处理后暂存于废水收集池内，完钻后回用于配置压裂液；井场产生的压裂返排液暂存于重叠液罐，用于同区域钻井配置压裂液，不外排，环境影响小，当地环境可接受。

③采气期间产生的气田水送阳 33 井、镇 1 井、镇 2 井回注站预处理后回注处置，不外排。

④井场钻井作业生活污水：各井场钻井作业施工期职工生活依托周边农户，运营期无生活污水，环境影响小，在当地环境可接受范围内。

13.5.3 废气

根据本项目工程分析，各单项工程废气产排污量均较小，对当地环境影响较小，重点为落实各项废气污染防治环保措施。

①施工期废气：施工期的废气主要来源于钻完井工程的钻井废气。钻井废气主要包括钻井柴油发电机废气（钻井柴油机采用轻质柴油，利用设备自带的 6m 排气筒引

高排放）、油基泥浆钻井过程中产生的有机废气（储运过程中密闭）、测试放喷废气（各井场设置燃烧池点火燃烧处理）。此外，地面集输工程管沟的开挖、回填、使用柴油机的施工机械等也会产生不同程度的施工废气和扬尘（采取洒水等湿式施工作业）。

施工期间，各种施工活动都是短暂的，临时的，各种机械设备废气排放量小，且属间断性无组织排放。施工废气均为短期露天排放，扩散条件较好，施工废气对周围环境空气影响较小，随着各单项工程施工的结束环境影响消失，其环境影响在当地环境可接受范围内。

运营期间，各单项工程正常运行时，各平台井站产生的废气主要为无组织逸散的非甲烷总烃废气，事故检修放空天然气的燃烧废气，废气产生量较小；由于本项目原料气和燃料气均为天然气，不含硫，燃烧产生废气为少量 NO_X 和颗粒物，当地环境可接受。

13.5.4 噪声

①施工期声环境影响分析

根据井场钻井噪声影响预测，各井场钻井作业期间不同程度的导致井场周边约300m 范围内分散居民点声环境超标，鉴于钻井和压裂作为为施工期，且优先采用网电供电，井场除设备均采用低噪声设备外，针对高噪声设备柴油机（备用）安置在板房内降噪、泥浆泵、压裂泵车等安装软垫降噪外，对各单项工程施工期内受噪声影响的居民点采取功能置换、临时搬迁或租用房屋做本项目施工队伍生活用房方式解决施工期噪声扰民问题，避免施工噪声扰民。

鉴于天然气产能建设项目环境影响特性，项目钻井、压裂、测试放喷期间，各种作业噪声会对周围农户生活造成一定程度影响，但这种影响持续不长，随着施工作业的结束，当地声环境将恢复至原有状况，通过采取功能置换、临时搬迁或租用房屋做本项目施工队伍生活用房方式解决施工期噪声扰民问题，在同类型工程项目广泛应用，施工噪声防治措施可行，环境影响可接受。

②运营期声环境影响分析

各井站通过合理的平面布置，对噪声设备安装减震垫，发电机等高噪声设备设置隔音房，设置围墙、合理平面布置等措施减少噪声产生，各井站边界均能满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)2 类标准要求；对周围敏感目标贡献较小，项目周边居民点声环境满足《声环境质量标准》(GB3096-2008)中的 2 类标准。

13.5.5 地下水

①施工期地下水环境影响

根据地下水导则，本项目施工期地下水评价等级为二级，结合预测分析结果，在认真落实各项地下水污染防控措施的基础上，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：加强跟踪监测，对受影响的水源提出备用供水方案；严格执行巡查巡视制度、定期监测放喷池池体防渗性能、监测周边地下水水质状况，及时发现地下水水质异常现象；做好例行监测和数据管理工作，及时分析跟踪监测报告；针对地下水相对敏感区域要加强防渗设计、施工与管理，避免地下水污染风险事故的发生。

②运营期地下水环境影响

根据地下水导则，本项目运营期地下水评价等级为二级，结合运营期预测分析结果，运营期在认真落实各项地下水污染防控措施的基础上，本项目建设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：加强跟踪监测，对受影响的水源提出备用供水方案；严格执行巡查巡视制度、定期检查污水池、方井、返排液管线等防渗性能、监测周边地下水水质状况，及时发现地下水水质异常现象；做好例行监测和数据管理工作，及时分析跟踪监测报告；针对地下水相对敏感区域要加强防渗设计、施工与管理，避免地下水污染风险事故的发生。

13.5.6 固废

本项目固废主要为钻井施工作业期间产生的钻井泥浆和岩屑固废，井站运营期产生的清管废渣、检修废渣、设备废油及含油固废等。

①水基钻井泥浆和岩屑：本次产能建设评价的井场水基钻井泥浆和岩屑采用清洁化随钻工艺处理，经泥浆不落地处理后外运地方砖厂或水泥厂综合利用；各井场现场无外排，对当地环境的影响小，在当地环境可接受范围内。

由于本工程建产期、稳产期持续时间长，建设单位应根据区块开发时序情况，并结合各砖厂和水泥厂实际经营情况，及时协调和调整水基泥浆钻井固废制砖综合利用地方砖厂单位，确保水基泥浆钻井固废制砖综合利用处置措施得到有效延续和平稳运行，避免水基泥浆钻井固废长时间现场贮存，杜绝因不能综合利用而丢弃，污染环境事故的发生。

②油基钻井岩屑：项目在钻井过程中产生的油基钻井固废按照危险废物进行管理，由废渣收集罐收集后交由有危废资质的单位进行处置。

③施工期生活垃圾：井场和生活区生活垃圾存放在垃圾箱内，定期统一收集按照当地环卫部门要求妥善处置。对环境影响轻微。

④废油：钻井过程中发电机、柴油机等设备产生的废油由站内设置废油桶集中收集，交钻井队综合利用，无法利用的交具有专业处理资质单位回收利用。废油对环境的影响很小。

⑤井站运营期固废：生产固废主要固废为分离器废渣、清管检修废渣、污水罐废渣等，均为周期性产排，产生量较少，不外排，井站废油及含油废物等交由有相应的危废资质单位进行处置，站内生活垃圾交由环卫部门处置，措施可行。

综上所述，本项目各阶段采取的固废处置措施可行，固废环境影响可控制在当地环境可接受范围内。

13.5.7 环境风险

阳 101 井区产能建设工程（三期）属不含硫化氢的常规天然气产能建设项目，受工程地质条件、钻采深度、地层压力、天然气含量等综合开采条件在天然气开采行业中属于中等不利，环境风险大小处于“引入风险削减措施”级别，通过加强管理和引入风险削减措施管控环境风险级别。与工程地层情况类似的相邻井区在钻井、压裂、采输环节中均未发生过井喷失控事故，本项目环境风险最大可信事故为钻井过程中的井漏、原辅材料及废水、固废转运泄漏、井站天然气泄漏、储存池泄漏等环境风险事故，最大可信事故发生的机率小；最大可信事故对项目区人身安全、健康、环境的后果影响在可接受范围内，但须尽量采取风险防范措施尽量避免事故发生，同时完善环境风险应急措施，组织编制、学习、演练应急预案以便在事故发生后将影响降低到最小程度，在采取以上措施后，本项目区块气田产能建设项目环境风险可防可控，可将工程环境风险控制在当地环境可接受范围内。

13.6 总量控制的建议

本项目站场为无人值守，废水均合理处置不外排至地表水体，仅站场有少量非甲烷总烃无组织逸散，不涉及废气、废水总量核算。根据《关于贯彻落实<建设项目主要污染物排放总量指标审核及管理暂行办法>的通知》（川环办发〔2015〕333 号）等文件要求，建议本项目总量控制指标为 COD 0t/a、氨氮 0t/a、SO_2 0t/a、NO_x 0t/a。

13.7 公众参与

在报告编制过程中，四川泸州页岩气勘探开发有限责任公司按照《环境影响评价公众参与办法》（生态环境部令第 4 号）相关要求进行公示。建设单位于 2023 年 9 月 15 日在中国石油西南油气田公司网站第一次向公众进行信息公开，于 2024 年 2 月 6 日~2024 年 2 月 26 日（10 个工作日）在中国石油西南油气田公司网站第二次向公众进行信息公开，并于 2024 年 2 月 7 日、21 日在四川科技报进行两次登报公示，同时在周边村镇进行张贴告示。并在报批前在于 2024 年 2 月 27 日中国石油西南油气田公司网站进行了网络公示。公示期间未收到公众对本项目建设的反对意见。

13.8 评价总结论

阳 101 井区产能建设工程（三期）的建设符合国家、行业颁布的相关产业政策、法规、规范，项目的建设对调动区域天然气储量，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、地表水、地下水、土壤、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。项目得到周边公众的支持。

综上所述，本次阳 101 井区产能建设工程（三期）通过采取优化选址、严格落实本环评各项环保措施，项目建设无重大环境制约因素，项目建设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，随着天然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，从环境保护角度分析，阳 101 井区产能建设工程（三期）的建设是可行的。

13.9 建议

（1）建议各钻井施工队伍建立泥浆储备和转运中心站，实现各井场井完钻泥浆循环使用，减少新配泥浆量和资源消耗。

（2）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。

（3）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。